



GED115 - Sassari
Comune: Sassari
Provincia: Sassari
Regione: Sardegna

Nome Progetto:

GED115 - Sassari
Progetto di un impianto agrivoltaico sito nel comune di Sassari in località
"Mandra Ebbas" di potenza nominale pari a 34,04 MWp in DC

Proponente:

Sassari S.r.l.
Via Dante, 7
20123 Milano (MI)
P.Iva: 13130040960
PEC: sassarisrl@pec.it

Consulenza ambientale e progettazione:

ARCADIS Italia S.r.l.
Via Monte Rosa, 93
20149 | Milano (MI)
P.Iva: 01521770212
E-mail: info@arcadis.it

PROGETTO DEFINITIVO

Nome documento:

Relazione Tecnica Generale

Commissa	Codice elaborato	Nome file
30200208	PRO_REL_01	PRO_REL_01 - Rel. Descrittiva Generale

Rev.	Data	Oggetto revisione	Redatto	Verificato	Approvato
00	Mar. 24	Prima Emissione	MA	SDA	SDA

Indice

1 PREMESSA	1
1.1 NORMATIVA DI RIFERIMENTO	1
1.2 IL PROPONENTE	4
2 DESCRIZIONE DELL'AREA	5
2.1 INQUADRAMENTO GEOGRAFICO	5
2.1.1 Riferimenti catastali	7
2.1.2 Riferimenti cartografici	9
2.2 INQUADRAMENTO TERRITORIALE	9
2.3 INQUADRAMENTO VINCOLISTICO	15
2.3.1 Normativa in materia di energia da fonti rinnovabili	15
2.3.2 Pianificazione paesaggistica	16
2.3.3 Piano Urbanistico Comunale di Sassari	21
2.3.4 Vincoli ambientali e tecnici	23
2.3.5 Strumenti di Pianificazione e Programmazione settoriale	26
3 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO	27
3.1 CRITERI DI PROGETTAZIONE	29
3.2 DATI GENERALI DEL PROGETTO	30
3.3 CONFIGURAZIONE DELL'IMPIANTO	30
3.4 CONFIGURAZIONE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO	32
3.5 DEFINIZIONE DEL LAYOUT	33
3.6 DESCRIZIONE DELL'ATTIVITÀ ZOOTECNICA	33
3.6.1 Coltivazione del prato polifita permanente	34
3.6.2 Piano di pascolamento	34
3.6.3 Calcolo del carico bestiame	35
3.6.4 Tecniche di allevamento	36
3.6.5 Conformità alle Linee Guida Agrivoltaico	36
3.7 OPERE DI MITIGAZIONE PAESAGGISTICA, DI COMPENSAZIONE E INSERIMENTO AMBIENTALE	39
3.7.1 Aree di Rinfoltimento	40
3.7.2 Mitigazione perimetrale	42
3.7.3 Compensazione ambientale: imboschimento	43
3.8 DESCRIZIONE DELLE INTERFERENZE	44
3.8.1 Interferenze impianto	44
3.8.2 Interferenze opere di connessione	47

4 CARATTERISTICHE TECNICHE DEI PRINCIPALI COMPONENTI D'IMPIANTO	48
4.1 CRITERI DI DIMENSIONAMENTO	48
4.2 MODULI FOTOVOLTAICI	48
4.3 STRUTTURE DI SUPPORTO	50
4.4 DISPOSITIVI DI CONVERSIONE, TRASFORMAZIONE E PROTEZIONE – POWER STATION	51
4.4.1 Trasformatori	56
4.5 CABINA DI SMISTAMENTO O DI RACCOLTA	58
4.6 ELETTRODOTTI AT	59
4.7 SISTEMA DI ACCUMULO ENERGIA - BESS	60
4.8 IMPIANTI DI ILLUMINAZIONE E DI VIDEOSORVEGLIANZA	63
4.9 IMPIANTO ANTIRODITORI	64
4.10 SISTEMA ANTINCENDIO IMPIANTO FOTOVOLTAICO	64
4.11 RISCHIO INCIDENTI – SICUREZZA DEI LAVORATORI	65
4.12 PRODUCIBILITÀ ENERGETICA	65
4.12.1 Risparmio combustibile ed emissione evitate	67
5 FASE DI COSTRUZIONE	68
5.1 COSTRUZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO	68
5.1.1 Accantieramento	68
5.1.2 Livellamenti	69
5.1.3 Viabilità di progetto	69
5.1.4 Cabine e prefabbricati	71
5.1.5 Area dedicata al sistema di accumulo energia	72
5.1.6 Recinzioni e accessi	72
5.1.7 Strutture di sostegno moduli fotovoltaici	74
5.1.8 Installazione dei moduli	75
5.1.9 Cavidotti BT e AT	75
5.1.10 Posa rete di terra	76
5.1.11 Finitura aree	76
5.1.12 Installazione sistema antintrusione e videosorveglianza	76
5.1.13 Ripristino aree di cantiere	77
5.2 LAVORI AGRICOLI	77
5.2.1 Avviamento del prato polifita permanente	77
5.2.2 Rinfoltimenti	77
5.2.3 Imboschimenti	78
5.2.4 Mitigazione perimetrale	78
5.3 MOVIMENTAZIONE DI TERRA	79
5.3.1 Gestione delle terre e rocce da scavo	80

5.4 ATTREZZATURE E AUTOMEZZI DI CANTIERE	80
5.5 IMPIEGO DI MANODOPERA IN FASE DI CANTIERE	81
5.6 CRONOPROGRAMMA LAVORI	81
5.7 PROVE E MESSA IN SERVIZIO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	83
5.7.1 Collaudo dei componenti	83
5.7.2 Fase di commissioning	83
5.7.3 Fase di testing per accettazione provvisoria	83
5.7.4 Attrezzature ed automezzi in fase di commissioning e start up	84
5.7.5 Impiego di manodopera in fase di commissioning	84
6 GESTIONE DELL'IMPIANTO E DELLA MANUTENZIONE	85
7 DISMISSIONE E RIPRISTINO DEI LUOGHI	87

Elenco Tabelle

Tabella 1: Stima costi di impianto opere di compensazione boschive	44
Tabella 2: Layout aree impianto ed interferenze	46

Elenco Figure

Figura 1: Inquadramento dell'impianto agrivoltaico su immagine satellitare	5
Figura 2: Impianto AGRIVOLTAICO: inquadramento nel territorio comunale (in rosso il perimetro dell'impianto)	6
Figura 3: Inquadramento delle aree di progetto	6
Figura 4: Area di progetto su cartografia Catastale (estratto di PRO_TAV_02)	7
Figura 5: Dettaglio di occupazione della P.Illa 162 Foglio 93 del Comune di Sassari	8
Figura 6: Dettaglio di occupazione della P.Illa 165 Foglio 93 del Comune di Sassari	8
Figura 7: Opere di progetto su CTR (estratto di PRO_TAV_04)	9
Figura 8: Carta delle pendenze (estratto di PRO_TAV_22b)	9
Figura 9: Classificazione Corine Land Cover delle aree di impianto	10
Figura 10: Estratto della Tavola 1.7 "Carta della copertura vegetale" del PUC di Sassari.	10
Figura 11: Inquadramento fotografico area di intervento	14
Figura 12: Identificazione Aree Idonee ai sensi dell'art. 20 del D.Lgs 199/2021 (estratto di SIA_TAV_22)	15
Figura 13: Inquadramento opere su cartografia Aree Non Idonee FER ai sensi della DGR 59/90 (estratto di SIA_TAV_21).	16
Figura 14: Stralcio della cartografia del PPR in corrispondenza dell'Area di Progetto (Fonte: Piano Paesaggistico Regionale della Sardegna - cartografia).	17
Figura 15: Identificazione zona assimilabile alla definizione di bosco di cui alla definizione dell'Inventario Forestale Nazionale Italiano (in grigio hillshade del DSM derivante dal rilievo LIDAR eseguito in sito)	20
Figura 16: Aree boscate nell'Area di Progetto secondo il DBGT e il PPR (estratto di SIA_TAV_13).	20
Figura 17: Beni culturali immobili (Fonte: Portale "Vincoli in rete").	21
Figura 18: Estratto della Tavola 5.6.13 "Pianificazione urbanistica di progetto" del PUC di Sassari.	21
Figura 19: Estratto della Tavola 6.2.2.13 "Carta dei beni paesaggistici, architettonici, archeologici, identitari delle aree a rischio archeologico" del PUC di Sassari.	22
Figura 20: Estratto della Tavola 6.1.3 mostrante aree idonee e non all'installazione di impianti fotovoltaici con potenza superiore a 200 KWp.	22
Figura 21: Estratto della Tavola 6.1.2.13 mostrante aree idonee e non all'installazione di impianti fotovoltaici con potenza superiore a 200 KWp.	23
Figura 22: Condotte idriche	25
Figura 23: Condotte idriche e viabilità di progetto	25
Figura 24: Reticolo idrografico di cui al Database geotopografico DBGT_10K_22 (estratto da SIA_TAV_09).	26
Figura 25: Reticolo idrografico di cui al servizio "SardegnaMappe PAI".	26
Figura 26: Aree PAI a pericolosità idraulica, Reticolo idrografico e fasce di salvaguardia di cui all'art.30ter delle NTA del PAI. Estratto da SIA_TAV_04.	27
Figura 27: Schema dell'impianto agrivoltaico (estratto elaborato PRO_TAV_16)	29
Figura 28: Configurazione dell'impianto (estratto di PRO_TAV_13)	31

Figura 29: Dettaglio suddivisione in sottocampi (estratto di PRO_TAV_8)	32
Figura 30: Schema organizzativo dell'allevamento.	36
Figura 31: Sistemazione finale del sito al termine della fase di cantiere (estratto di PRO_TAV_12)	40
Figura 32: Identificazione delle "Aree di Rinfoltimento" e delle "Aree di Compensazione" (in grigio hillshade del DSM derivante dal rilievo LIDAR eseguito in sito)	42
Figura 33: Verde esistente ed in progetto (estratto di PRO_TAV_28)	42
Figura 34: Prospetto in pianta ed in sezione della fascia di mitigazione perimetrale (estratto di PRO_TAV_29)	43
Figura 35: Layout aree impianto ed interferenze (estratto di PRO_TAV_11)	45
Figura 36: Percorso Cavidotto AT con identificazione interferenze (estratto di PTO_TAV_04)	47
Figura 37: Particolare strutture di sostegno moduli fotovoltaici (estratto di PRO_TAV_16)	51
Figura 38 - Strutture di sostegno dei moduli, tipologici (estratto di PRO_TAV_16)	51
Figura 39: Cabina AT di smistamento - Vista in pianta e prospetto (estratto di PRO_TAV_19)	58
Figura 40: Distanze di rispetto del PCS o Power Station dedicato al BESS	62
Figura 41: Layout sistema di accumulo e Power Statio (PCS)	62
Figura 42: Stralcio area dedicata al sistema di accumulo dentro il parco fotovoltaico	63
Figura : Sistema di sicurezza (estratto di PRO_TAV_18)	64
Figura : Stralcio dalla Relazione di Producibilità dal software PVSyst (elaborato PRO_REL_11)	65
Figura : Planimetria area di cantiere (estratto di PRO_TAV_27)	68
Figura 46: Sezione tipo delle piste interne per manutenzione (estratto di PRO_TAV_15)	70
Figura : Sezione tipo strada principale di accesso (estratto di PRO_TAV_15)	70
Figura : Viabilità di progetto e accessi (estratto di PRO_TAV_17)	71
Figura : Schema tipo recinzione perimetrale campi fotovoltaici (estratto PRO_TAV_23)	73
Figura : Cancello di ingresso ai campi fotovoltaici, schema tipo (estratto PRO_TAV_23)	73
Figura 51: Punti di accesso ai Campi	74
Figura : Cronoprogramma Fase di cantiere	82

1 PREMESSA

La presente relazione descrittiva generale costituisce parte integrante del progetto definitivo di un impianto agrivoltaico della potenza di picco di 34,04 MWp e potenza in immissione CA di 50 MW (29 MW dall'impianto fotovoltaico e 21 MW dall'impianto di accumulo), da realizzarsi in aree ubicate nel Comune di Sassari (SS), in località "Mandra Ebbas". L'impianto occuperà una superficie pari a circa 39,77 ha.

Il codice del progetto è **GED115 - Sassari**.

Si prevede che il campo agrivoltaico venga collegato a una futura Stazione Elettrica RTN "Olmedo" a 36 kV con un cavidotto a 36 kV di lunghezza pari a circa 2,36 km.

La proponente è la società SASSARI S.R.L. con sede legale in Milano (MI), Via Dante n. 7, codice fiscale e numero di iscrizione al Registro delle Imprese di Milano Monza Brianza Lodi 13130040960.

1.1 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Si riporta di seguito il quadro normativo di riferimento.

Norme generali

- Decreto Legislativo 387/03 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità"; pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 25 del 31 gennaio 2004 - Supplemento Ordinario n. 17;
- Decreto Legislativo 09/04/2008 n. 81 - Attuazione dell'art. 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro (Suppl. Ordinario n.108) – (sostituisce e abroga tra gli altri D. Lgs. 494/96, D.Lgs. n. 626/94, D.P.R. n. 547/55).
- Decreto Ministeriale 10 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili";
- Decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28 e ss.mm.ii.: Attuazione della Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE;
- Decreto-legge 24 gennaio 2012 n. 1 e ss.mm.ii. "Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività";
- Decreto Legislativo 14 marzo 2014, n. 49 "Attuazione della direttiva 2012/19/UE sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE)" (GU Serie Generale n.73 del 28-03-2014 - Suppl. Ordinario n. 30);
- Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 199: Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.
- Legge 27 aprile 2022, n. 34, Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, recante misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali.
- Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici (Giugno 2022)
- UNI/PdR 148:2023: Sistemi agrivoltaici - Integrazione di attività agricole e impianti fotovoltaici

Opere in cemento armato

- Legge n. 1086 del 5/11/1971. "Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica".
- Legge n. 64 del 2/2/1974. "Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche".
- Circ. M. LL.PP. 14 febbraio 1974, n. 11951, "Applicazione delle norme sul cemento armato".
- Circ. M. LL.PP. 9 gennaio 1980, n. 20049. "Legge 5 novembre 1971, n. 1086 - Istruzioni relative ai controlli sul conglomerato cementizio adoperato per le strutture in cemento armato".
- D. M. 11/3/1988. "Norme tecniche riguardanti le indagini sui terreni e sulle rocce, la stabilità dei pendii naturali e delle scarpate, i criteri generali e le prescrizioni per la

progettazione, l'esecuzione ed il collaudo delle opere di sostegno delle terre e delle opere di fondazione”.

- Circolare Ministero LL.PP. 24/9/1988 n. 30483: “Legge n.64/1974 art. 1 - D.M. 11/3/1988. Norme tecniche su terreni e rocce, stabilità di pendii e scarpate, progettazione, esecuzione, collaudo di opere di sostegno e fondazione”.
- D.M. del 14/2/1992. “Norme tecniche per l'esecuzione delle opere in cemento armato normale e precompresso e per le strutture metalliche”.
- D.M. del 9/1/1996. “Norme tecniche per l'esecuzione delle opere in cemento armato normale e precompresso e per le strutture metalliche”.
- D.M. del 16/1/1996. “Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche”.
- D.M. 16/1/1996. “Norme tecniche relative ai “Criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e dei sovraccarichi””.
- Circolare M.LL.PP. 04/07/1996 n. 156 AA.GG. /STC. “Istruzioni per l'applicazione delle “Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e dei sovraccarichi” di cui al D.M. 16/1/1996”.
- Circolare M. LL.PP. 15/10/1996, n. 252. “Istruzioni per l'applicazione delle “Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle opere in cemento armato ordinario e precompresso e per strutture metalliche” di cui al D.M. 9/1/1996”.
- Circolare 10/4/1997 n. 65 AA.GG. “Istruzioni per l'applicazione delle “Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche” di cui al D.M. del 16/1/1996.
- Ordinanza del Presidente del Consiglio n. 3274 del 20/03/2003. “Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica”.
- Ordinanza del Presidente del Consiglio n. 3431 del 03/05/2005 – Ulteriori modifiche ed integrazioni all'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003.
- UNI-EN 1992-1-1 2005: Progettazione delle strutture in calcestruzzo. Parte 1-1: Regole generali e regole per gli edifici.
- UNI-ENV 1994-1-1 1995: Progettazione delle strutture composte acciaio calcestruzzo. Parte 1-1: Regole generali e regole per gli edifici.
- D.M. 17 gennaio 2018 “Norme tecniche per le costruzioni”.

Norme tecniche impianti elettrici e fotovoltaici

- CEI 0-16. Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI EN 61936-1 (Classificazione CEI 99-2). Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.
- CEI EN 50522 (Classificazione CEI 99-3). Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.
- CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata
- CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo
- CEI 11-20 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria
- CEI 11-20, V1 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria – Variante.
- CEI 11-20, V2 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria – Allegato C - Prove per la verifica delle funzioni di interfaccia con la rete elettrica per i micro-generatori.
- CEI EN 50110-1 (CEI 11-48) Esercizio degli impianti elettrici
- CEI EN 50160 (CEI 8-9) Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica
- CEI 11-37. Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV;
- CEI 64-8. Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.
- CEI 11-17. Impianti elettrici di potenza con tensioni nominali superiori a 1 kV in corrente alternata. Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo.
- CEI 82-25. Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

- CEI PAS 82-93. PAS che fornisce indicazioni riguardanti la caratterizzazione degli impianti agrivoltaici
- UNI 10349. Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.
- ANSI/UL 1703:2002 Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels
- IEC/TS 61836 Solar photovoltaic energy systems –Terms, definitions and symbols
- CEI EN 50380 (CEI 82-22) Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici
- CEI EN 50438 (CEI 311-1) Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione
- CEI EN 50461 (CEI 82-26) Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino
- CEI EN 50521(82-31) Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove
- CEI EN 60891 (CEI 82-5) Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaici in Silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento
- CEI EN 60904-1 (CEI 82-1) Dispositivi fotovoltaici –Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione
- CEI EN 60904-2 (CEI 82-2) Dispositivi fotovoltaici –Parte 2: Prescrizione per i dispositivi solari di riferimento
- CEI EN 60904-3 (CEI 82-3) Dispositivi fotovoltaici –Parte 3: Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento
- CEI EN 60904-4 (82-32) Dispositivi fotovoltaici - Parte 4: Dispositivi solari di riferimento - Procedura per stabilire la tracciabilità della taratura
- CEI EN 60904-5 (82-10) Dispositivi fotovoltaici - Parte 5: Determinazione della temperatura equivalente di cella (ETC) dei dispositivi solari fotovoltaici (PV) attraverso il metodo della tensione a circuito aperto
- CEI EN 60904-7 (82-13) Dispositivi fotovoltaici - Parte 7: Calcolo della correzione dell'errore di disadattamento fra le risposte spettrali nelle misure di dispositivi fotovoltaici
- CEI EN 60904-8 (82-19) Dispositivi fotovoltaici - Parte 8: Misura della risposta spettrale di un dispositivo fotovoltaico
- CEI EN 60904-9 (82-29) Dispositivi fotovoltaici - Parte 9: Requisiti prestazionali dei simulatori Solari
- CEI EN 60068-2-21 (91-40) 2006 Prove ambientali - Parte 2-21: Prove - Prova U: Robustezza dei terminali e dell'interconnessione dei componenti sulla scheda
- CEI EN 61173 (CEI 82-4) Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FOTOVOLTAICO) per la produzione di energia –Guida
- CEI EN 61215 (CEI 82-8) Moduli fotovoltaici (FOTOVOLTAICO) in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo
- CEI EN 61646 (CEI 82-12) Moduli fotovoltaici (FOTOVOLTAICO) a film sottile per usi terrestri –Qualifica del progetto e approvazione di tipo
- CEI EN 61277 (CEI 82-17) Sistemi fotovoltaici (FOTOVOLTAICO) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica –Generalità e guida
- CEI EN 61345 (CEI 82-14) Prova all'UV dei moduli fotovoltaici (FOTOVOLTAICO)
- CEI EN 61683 (CEI 82-20) Sistemi fotovoltaici - Condizionatori di potenza - Procedura per misurare l'efficienza
- CEI EN 61701 (CEI 82-18) Prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici (FOTOVOLTAICO)
- CEI EN 61724 (CEI 82-15) Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici –Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati
- CEI EN 61727 (CEI 82-9) Sistemi fotovoltaici (FOTOVOLTAICO) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete
- CEI EN 61730-1 (CEI 82-27) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FOTOVOLTAICO) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione
- CEI EN 61730-2 (CEI 82-28) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FOTOVOLTAICO) Parte 2: Prescrizioni per le prove
- CEI EN 61829 (CEI 82-16) Schiere di moduli fotovoltaici (FOTOVOLTAICO) in Silicio cristallino –Misura sul campo delle caratteristiche I-V
- CEI EN 62093 (CEI 82-24) Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali
- CEI EN 62108 (82-30) Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) –Qualifica del progetto e approvazione di tipo

Norme ARERA

- Delibera 29 marzo 2022 n. 128/2022/R/efr. Modifiche al Testo Integrato Connessioni Attive (TICA) in attuazione di quanto disposto dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 in materia di Modello Unico per la connessione alla rete elettrica degli impianti fotovoltaici;
- Delibera 30 luglio 2015 n. 400/20157R/efr. Interventi finalizzati alla semplificazione delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA);
- Delibera ARG/elt 125/10 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA).
- Delibera ARG/elt 179/08 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt n. 99/08 e n. 281/05 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica.
- Delibera AEEG 161/08. Modificazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 13 aprile 2007, n. 90/07, in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.
- Delibera ARG/elt 99/08 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (nel seguito Delibera 99/08), recante in Allegato A il "Testo integrato connessioni attive" (TICA);
- Delibera ARG/elt 33/08 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica";
- Delibera AEEG 90/07. Attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.
- Delibera AEEG 88/07. Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.

1.2 IL PROPONENTE

Il soggetto proponente dell'iniziativa è:

Sassari S.r.l.
Via Dante, 7
20123 Milano (MI)
P.Iva: 13130040960
PEC: sassarisrl@pec.it

2 DESCRIZIONE DELL'AREA

2.1 INQUADRAMENTO GEOGRAFICO

L'impianto agrivoltaico denominato GED115 "Sassari" sarà realizzato nel territorio del Comune di Sassari (SS) provincia di Sassari, in località "Mandra Ebbas". L'accesso al sito avviene da nord, dalla SP65 che si collega circa 2,36 km più a est con la Strada statale 291 var della Nurra, una delle dorsali stradali principali della Regione Sardegna.

L'impianto è identificato dalle seguenti coordinate geografiche relative alla posizione baricentrica dell'impianto AGRIVOLTAICO:

- Latitudine: 40°42'25.95"N
- Longitude: 8°22'57.74"E

In Coordinate Piane Gauss Boaga – Roma 40:

- 40.7068 N
- 8.3824 E

In Figura 1 è riportata la posizione del sito interessato su immagine satellitare (perimetro rosso), inquadrato nel territorio della Regione Sardegna mentre in Figura 2 un inquadramento nel territorio comunale di Sassari.

Le aree oggetto di intervento sono localizzate ad una distanza minima di 1,8 km dal centro abitato di Rumanedda-Tottubella, 2,3 km dal centro abitato di Saccheddu, entrambi ricompresi nel comune di Sassari, e 2,8 km da Bonassai, comune limitrofo (si veda Figura 3). Il capoluogo, Sassari, è posto ad una distanza minima di circa 10 km a est delle aree di intervento.

Dal punto di vista urbanistico, l'uso dell'area oggetto di intervento è disciplinato dallo strumento urbanistico in vigore nel Comune di Sassari, ovvero dal Piano Urbanistico Comunale (PUC) adottato con Delibera del Consiglio Comunale n.43 del 26 luglio 2012.

Nell'elaborato "URB_REL_01_Certificato di destinazione Urbanistica" si riporta il Certificato di Destinazione Urbanistica (CDU), rilasciato dal Comune di Sassari in data 13/04/2023. Tale certificato ha attestato che secondo il PUC attualmente in vigore le particelle oggetto di intervento sono ubicate in ambiti agricoli all'interno della Zona "E". Tali zone, secondo la normativa regionale, sono le parti del territorio destinate ad usi agricoli e quelle con edifici, attrezzature ed impianti connessi al settore agro-pastorale e a quello della pesca, e alla valorizzazione dei loro prodotti.

Si ritiene opportuno sottolineare che ai sensi dell'art. 12, comma 7, del D. Lgs. 387/03, gli impianti fotovoltaici possono essere ubicati anche in zone classificate come agricole dai vigenti strumenti urbanistici.



Figura 1: Inquadramento dell'impianto agrivoltaico su immagine satellitare

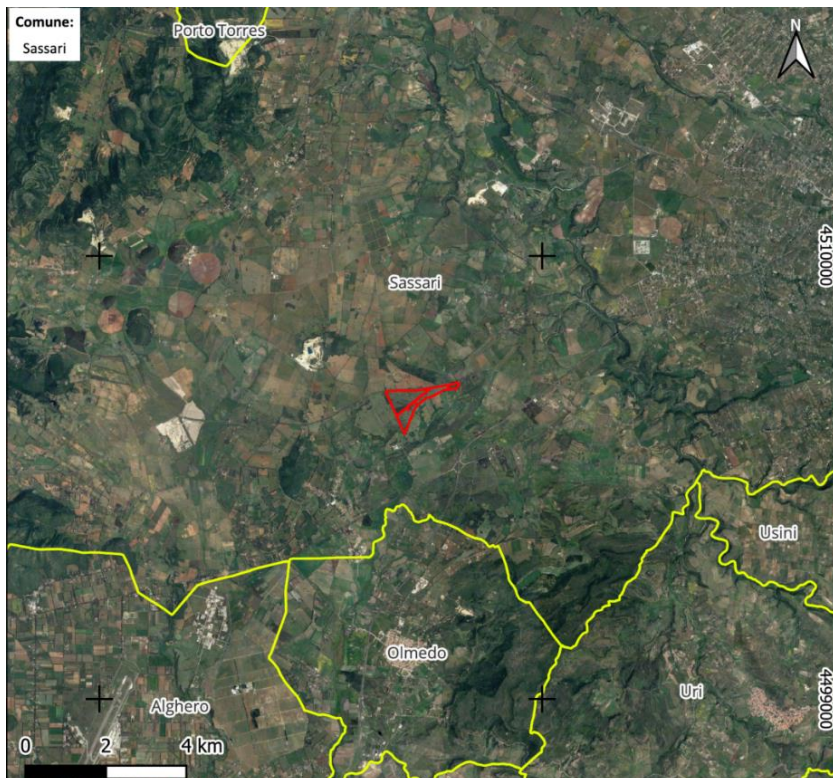


Figura 2: Impianto AGRIVOLTAICO: inquadramento nel territorio comunale (in rosso il perimetro dell'impianto)

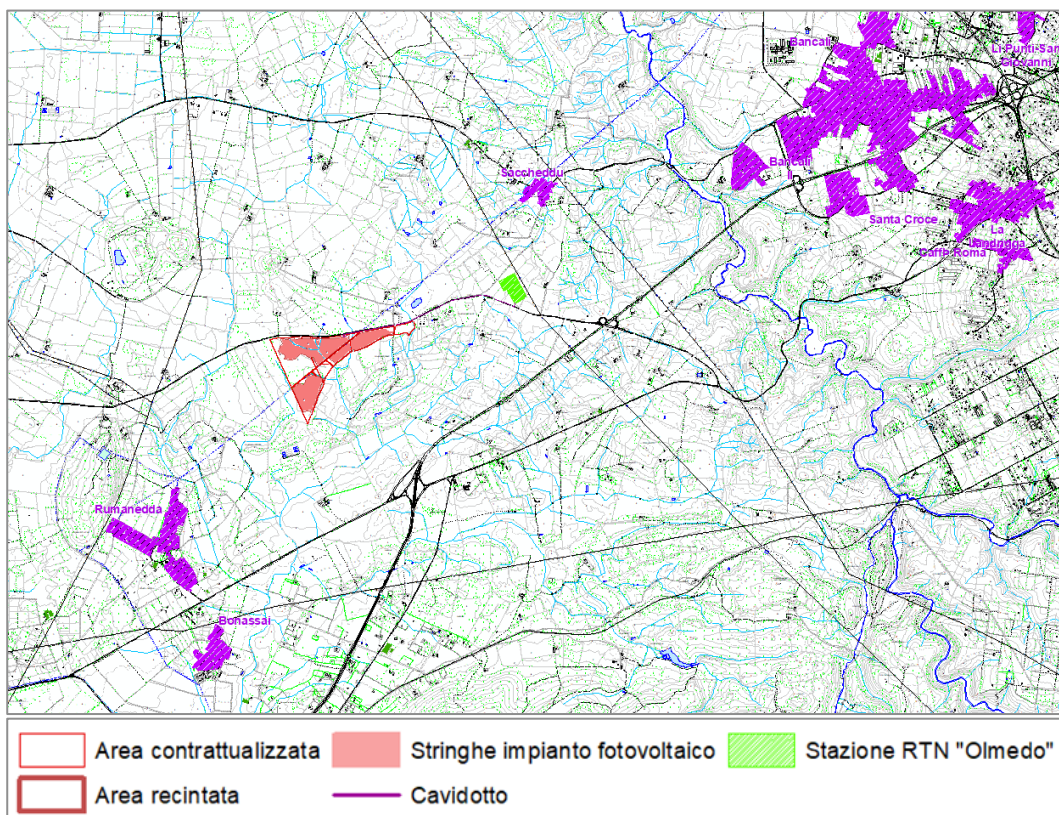


Figura 3: Inquadramento delle aree di progetto

2.1.1 Riferimenti catastali

L'area all'interno della quale saranno realizzati i campi fotovoltaici interessa le seguenti particelle catastali:

- Comune di Sassari (SS) – Sez. B: FG 93 – P.Ile 167, 18, 112, 165, 208, 169, 162

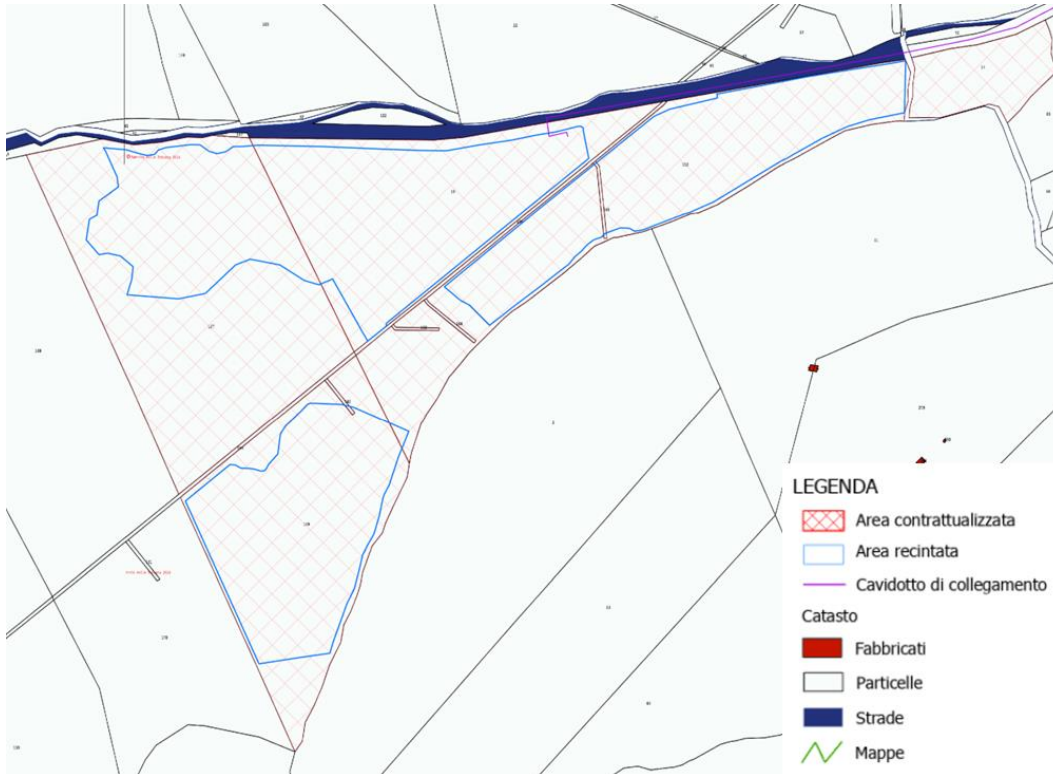


Figura 4: Area di progetto su cartografia Catastale (estratto di PRO_TAV_02)

Il proponente ha la disponibilità giuridica dei terreni interessati dalla realizzazione dell'impianto agrivoltaico in virtù di contratti preliminari di diritti di superficie per la costruzione e gestione dell'impianto agrivoltaico di durata pari a 30 anni.

Tuttavia, considerando che i tre campi previsti in progetto sono separati dal tracciato della Condotta Truncu Reale-Tottubella (Codice SIMR 3B.C10) del Sistema Multisetoriale Regionale (SIMR) gestito dall'Enas e dalle relative prolunghe interrato di scarico (si veda per dettagli successiva Sez. 3.8.1), il cui tracciato è catastalmente definito da specifiche particelle appartenenti al demanio pubblico (di proprietà del Commissario Governativo), si rileva la necessità di ottenere una concessione demaniale per l'utilizzo delle seguenti porzioni di particelle demaniali:

- Comune di Sassari (SS) – Sez. B: FG 93 – P.Ila 162, porzione di circa 100 m² (si veda Figura 5)
- Comune di Sassari (SS) – Sez. B: FG 93 – P.Ila 165, porzione di circa 655 m² (si veda Figura 6).

Per quanto concerne la P.Ila 208 del Foglio 93 del Comune di Sassari, benché anch'essa risulti interessata dalla Condotta Truncu Reale-Tottubella, si rileva che la proprietà Catastale risulta intestata a soggetto privato. Tale particella dovrà essere attraversata in n°3 punti dall'elettrodotto AT di interconnessione tra le cabine interne/power station e la cabina di raccolta ed in n°2 punti dalla strada di accesso alle aree impianto (si veda per dettagli successiva Sez. 3.8.1). Per tali motivi sarà instaurata una Servitù di passaggio e Servitù di elettrodotto.

L'area di cantiere è, invece, prevista in corrispondenza della particella catastale 18 del foglio 93 del Comune di Sassari, anch'essa nella disponibilità giuridica del proponente in virtù di un contratto preliminare di diritti di superficie.

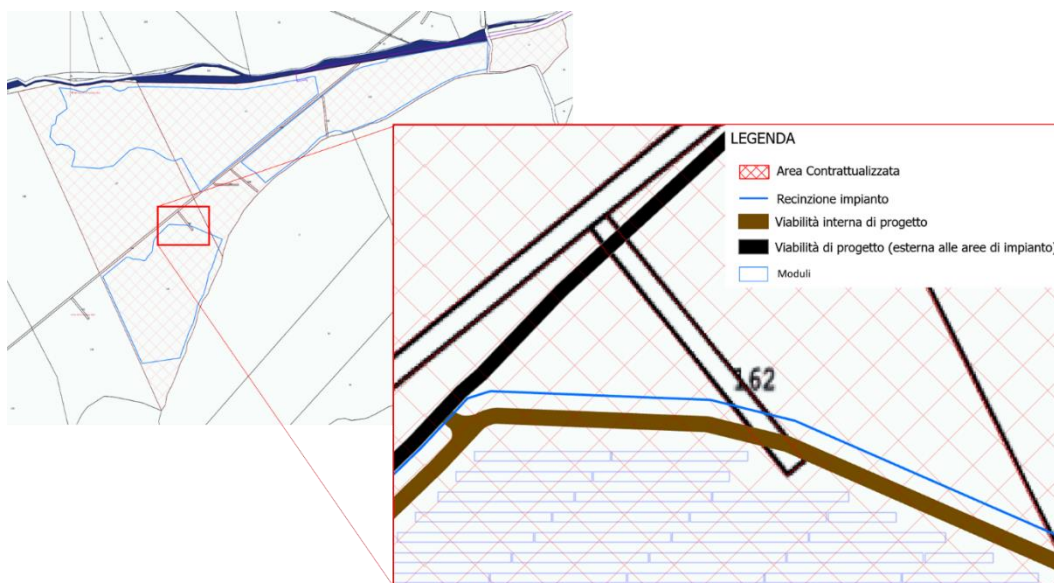


Figura 5: Dettaglio di occupazione della P.la 162 Foglio 93 del Comune di Sassari

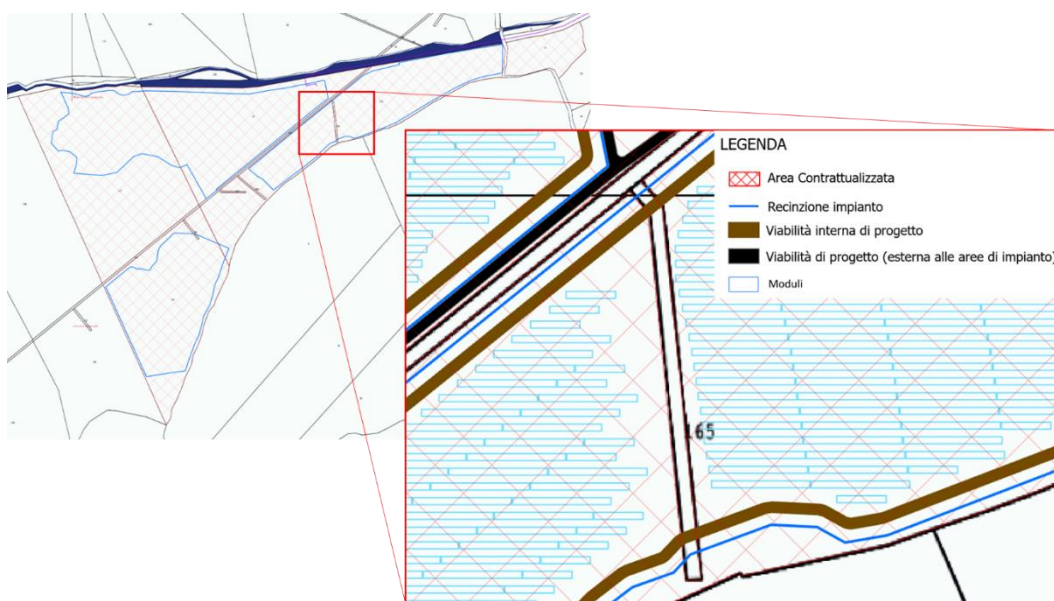


Figura 6: Dettaglio di occupazione della P.la 165 Foglio 93 del Comune di Sassari

Il cavidotto AT Utente interessa le seguenti particelle catastali (si veda per dettagli PTO_TAV_02):

- Comune di Sassari (SA): FG 94– P.lle 91, 96, 89, 85, 173

Il proponente dovrà esercitare il diritto di servitù di passaggio su queste particelle.

Al momento, il proponente deve ricevere da Terna un aggiornamento della STMG alla luce di alcune precedenti modifiche.

Nel piano particellare completo di cui all'elaborato PRO_REL_02, al quale si rimanda, sono riportati i dettagli con tutti i proprietari come da visura catastale.

2.1.2 Riferimenti cartografici

Da un punto di vista cartografico, le opere oggetto della presente relazione ricadono all'interno delle seguenti cartografie:

- CTR (1:10000): fogli 459050, 459090

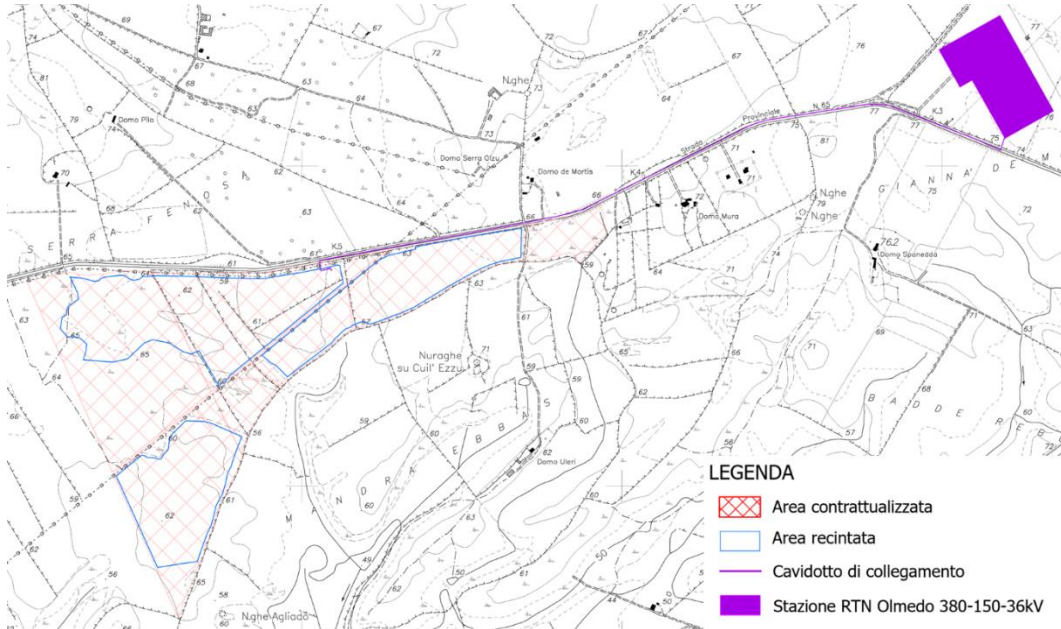


Figura 7: Opere di progetto su CTR (estratto di PRO_TAV_04)

2.2 INQUADRAMENTO TERRITORIALE

L'area in esame, situata in località "Mandra Ebbas", presenta quote topografiche comprese tra 66,7 e 57 m s.l.m. con una moderata pendenza verso sud. Si riporta di seguito in Figura 8 la carta delle pendenze realizzata attraverso l'elaborazione del modello digitale del terreno derivante dal rilievo Lidar con Drone matrice 300 RTK/PPK e Emlid Reach RX eseguito in data 13.11.2023.

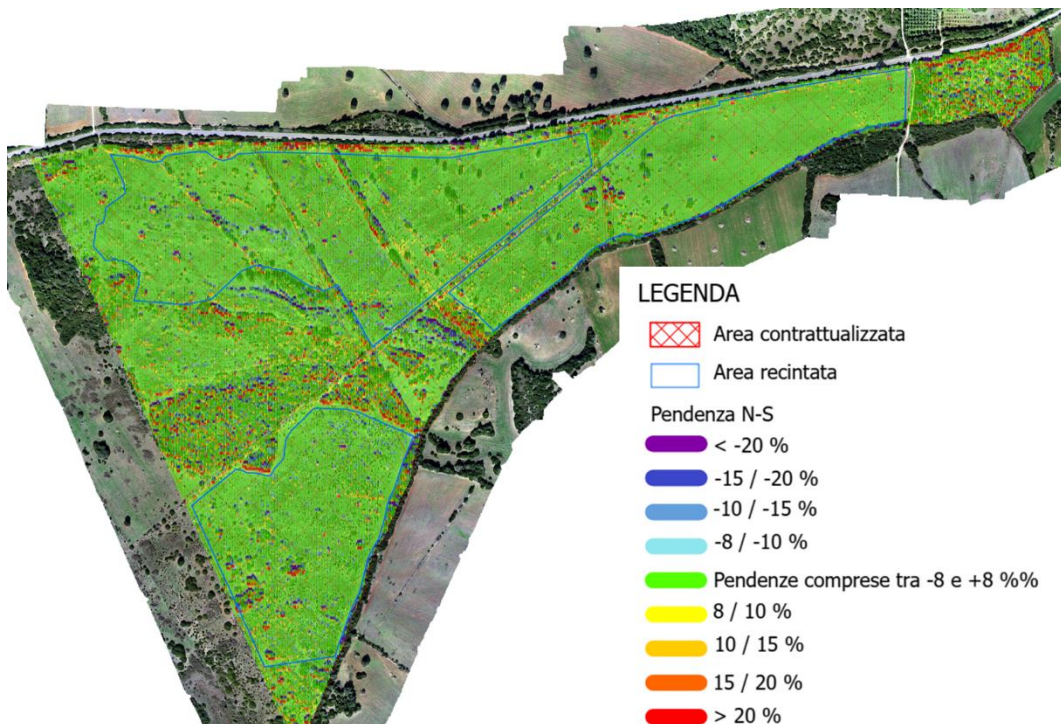


Figura 8: Carta delle pendenze (estratto di PRO_TAV_22b)

Relativamente all'uso attuale del suolo, le aree di progetto si presentano come campi/pascoli in abbandono, in evoluzione verso la macchia mediterranea. Secondo la classificazione standard del CLC (si veda Figura 9) le aree in esame ricadono in:

- 2111 – seminativi semplici e terreni soggetti alla coltivazione erbacea intensiva
- 243 – aree preval. occupate da colture agrarie con presenza di spazi naturali importanti

La Carta della Natura ISPRA della Regione Sardegna classifica le aree di progetto come "Colture estensive e sistemi agricoli complessi".

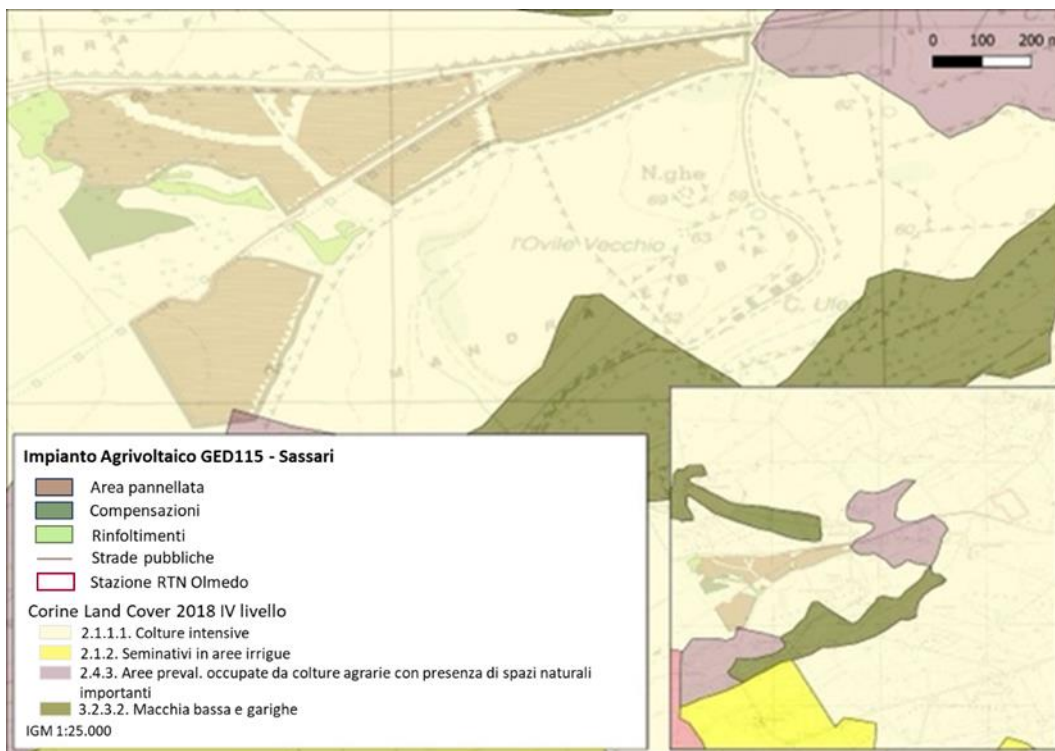


Figura 9: Classificazione Corine Land Cover delle aree di impianto

La Tavola 1.7 "Carta della copertura vegetale" del PUC del Comune di Sassari indica che le aree recintate di progetto (area netta) è interamente caratterizzata da "Colture erbacee – Colture orticole a piano campo e colture industriali" (si veda Figura 10).

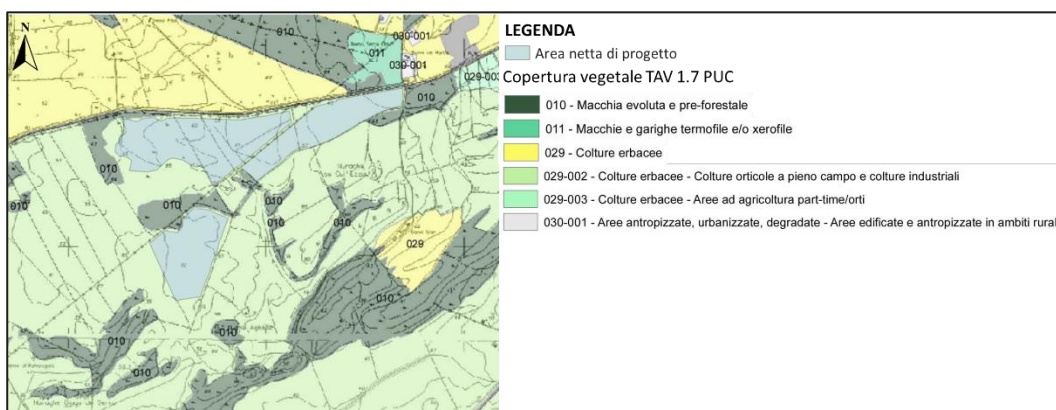


Figura 10: Estratto della Tavola 1.7 "Carta della copertura vegetale" del PUC di Sassari.

Per quanto concerne la vegetazione, in prossimità delle aree di progetto si riscontrano specie arboree di interesse forestale; le tipologie presenti in un raggio di circa 2 km dall'impianto fanno riferimenti ad arbusteti termo-mediterranei che si alternano ad elementi arborei classici del territorio regionale.

La vegetazione presente nel sito, per quanto concerne i terreni inerenti all'impianto agrivoltaico risulta costituita da elementi di macchia mediterranea. Lo strato arbustivo

risulta presente in molte superfici ed è caratterizzato da elementi vegetali tipici della macchia sarda (lentisco, ginestra, corbezzolo, ecc..).

Di seguito si riportano una serie di scatti fotografici delle aree di progetto a riprova di quanto descritto sopra:









Figura 11: Inquadramento fotografico area di intervento

2.3 INQUADRAMENTO VINCOLISTICO

L'area oggetto del presente progetto non ricade all'interno di aree protette o vincolate, come di seguito sinteticamente descritto, per approfondimenti in merito alla coerenza del progetto con la pianificazione territoriale vigente si rimanda allo Studio di Impatto Ambientale (elaborato SIA_REL_01).

2.3.1 Normativa in materia di energia da fonti rinnovabili

Nell'area di interesse, i riferimenti legislativi principali, in materia di energia da fonti rinnovabili, sono:

- Il D.lgs. 29 dicembre 2003, n.387 e s.m.i.
- Il DM 10/09/2010 emanato dal Ministro dello Sviluppo Economico (fornisce un elenco di "Aree non Idonee FER", ovvero aree particolarmente sensibili e/o vulnerabili alle trasformazioni territoriali o del paesaggio, che le Regioni, con le modalità di cui al Decreto stesso, possono recepire al fine di definire aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti);
- La Delibera regionale n.59/90 del 27 novembre 2020;
- Il D.Lgs. 199/2021, (fornisce elenco delle cosiddette aree idonee ex lege - art.20 comma 8).

L'area di progetto è da considerarsi per buona parte idonea ai sensi dell'art. 20 comma c-quater) del D.Lgs 199/2021. In particolare:

- L'area del Campo 1 e del Campo 2 è interamente assimilabile ad area Idonea ai sensi dell'art. 20 comma c-quater) del D.Lgs 199/2021. Parte dell'area del Campo 2 è da considerarsi Idonea anche ai sensi dell'art. 20 comma c-ter) del D.Lgs 199/2021 (compresa all'interno del buffer di 500 m da area a destinazione industriale);
- Il Campo 3 è solo in parte inquadrabile in Area Idonea ai sensi dell'art. 20 comma c-quater) del D.Lgs 199/2021 in quanto la porzione meridionale del campo rientra nel buffer di 500 m dal Nuraghe Agliadò, bene archeologico di interesse culturale dichiarato (id bene 173698).

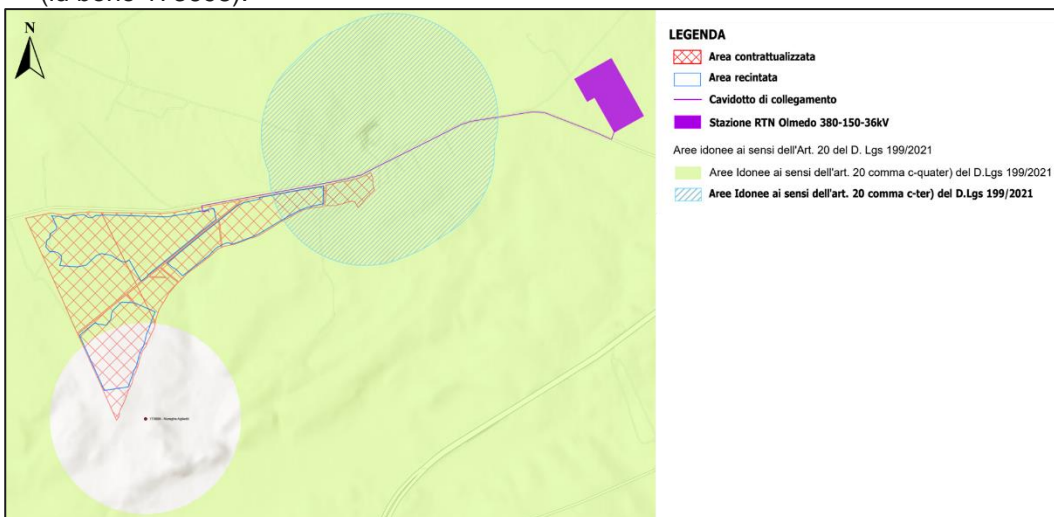


Figura 12: Identificazione Aree Idonee ai sensi dell'art. 20 del D.Lgs 199/2021 (estratto di SIA_TAV_22)

Relativamente alla normativa Aree non Idonee si riscontra che le aree interessate dal presente progetto risultano incluse nelle perimetrazioni di terreni agricoli irrigati per mezzo di impianti di distribuzione/irrigazione gestiti dai consorzi di bonifica (cod.7.2), aree identificate come non idonee ai sensi della DGR 59/90 del 27/11/2020 (si veda Figura 13). La non idoneità di tali zone è indicata dalla DGR stessa come legata essenzialmente al fatto che la realizzazione di impianti di grande taglia potrebbe contrastare con le finalità degli impianti di distribuzione/irrigazione gestiti dai Consorzi di Bonifica, in quanto opere di pubblica utilità, vanificando l'investimento e sottraendo al comparto agricolo un suolo irriguo che rappresenta, nell'economia regionale, una risorsa limitata.

Considerato che l'intervento in progetto è un progetto agrivoltaico che intende recuperare dal punto di vista produttivo un'area ad oggi abbandonata si ritiene che questa tipologia di progetto, a differenza di quanto avviene con i convenzionali impianti fotovoltaici a terra, risulti compatibile con le caratteristiche dell'area.

Infatti, la produzione di energia elettrica è correlata all'attività agricola secondo uno specifico progetto agronomico che risulterà in grado di sfruttare in maniera efficiente le potenzialità delle infrastrutture idriche esistenti.

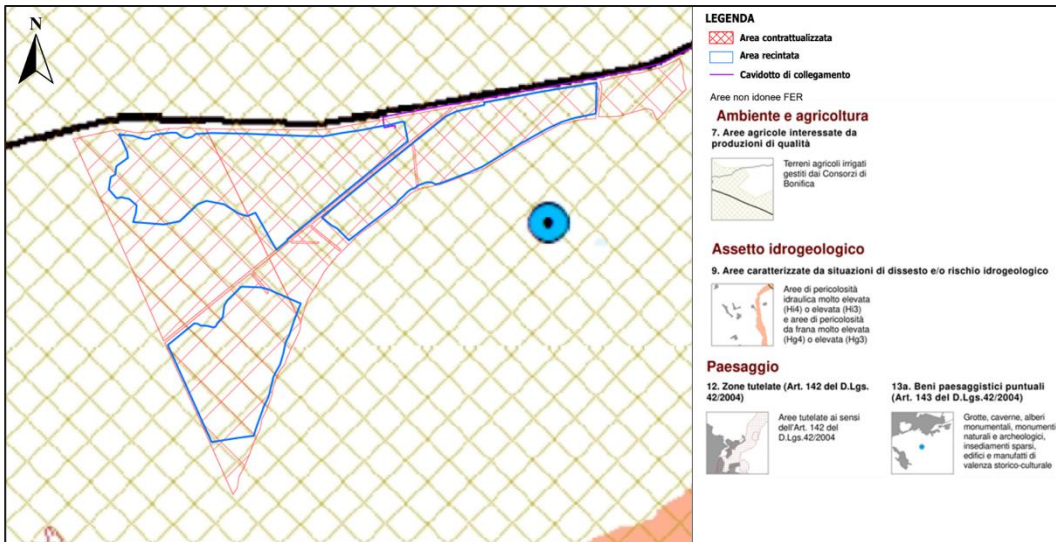


Figura 13: Inquadramento opere su cartografia Aree Non Idonee FER ai sensi della DGR 59/90 (estratto di SIA_TAV_21).

2.3.2 Pianificazione paesaggistica

2.3.2.1 Piano Territoriale Paesistico Regionale

Il Piano Paesaggistico Regionale (PPR) della Sardegna, approvato con Deliberazione della Giunta Regionale n. 36/7 del 05/09/2006, si pone come strumento di governo del territorio al fine di tutelare e valorizzare l'identità ambientale, storico-culturale e insediativa del territorio sardo, proteggere il patrimonio e assicurare la salvaguardia del patrimonio naturalistico e favorire lo sviluppo sostenibile locale.

Il Piano identifica la fascia costiera come risorsa strategica e fondamentale per lo sviluppo sostenibile del territorio sardo e riconosce la necessità di ricorrere a forme di gestione integrata per garantirne un corretto sviluppo in grado di salvaguardare la biodiversità, l'unicità e l'integrità degli ecosistemi, nonché la capacità di attrazione che suscita a livello turistico. La fascia costiera è stata suddivisa in 27 ambiti omogenei.

In conformità a quanto consentito dalla L.R. n.8 del 25 novembre 2004 ed ai sensi dell'art.4, comma 4 delle NTA, le disposizioni del PPR sono immediatamente efficaci nelle parti dei territori comunali rientranti negli ambiti di paesaggio costieri di cui all'art.14 delle stesse NTA e produce immediati effetti in relazione alle attività di trasformazione del suolo limitatamente al territorio della fascia costiera (ambiti di paesaggio di cui all'art.14 delle NTA), senza quindi incidere sulle restanti aree del territorio regionale. Come specificato nel comma 5 dello stesso art.4 fanno eccezione alla citata disposizione di carattere generale gli elementi di seguito indicati che sono invece soggetti alla disciplina del PPR indipendentemente dalla loro localizzazione nell'ambito del territorio regionale:

- gli immobili e le aree caratterizzate dalla presenza di beni paesaggistici di valenza ambientale, storico culturale e insediativo;
- i beni identitari di cui all'art.6 comma 5 delle NTA.

A seguito dell'approvazione del Piano Paesaggistico Regionale, il 19 febbraio 2007, la Regione Sardegna ha sottoscritto con il Ministero per i Beni e le Attività Culturali il Protocollo d'Intesa per la verifica e l'adeguamento congiunto del Piano Paesaggistico Regionale (ai sensi degli articoli 143 e 156 del Codice dei beni culturali e del paesaggio), nonché per la co-pianificazione congiunta con lo Stato del relativo secondo ambito

omogeneo (comprendente le aree interne dell'isola), attività di co-pianificazione estesa all'intero territorio regionale (e quindi non esclusivamente ai beni paesaggistici vincolati ai sensi del Codice di settore). Pertanto, è stato necessario rivedere e aggiornare il PPR, approvato preliminarmente con Deliberazione n. 45/2 del 25/10/2013.

Si specifica che con successiva Deliberazione n. 39/1 del 10/10/2014 la Giunta Regionale ha revocato la citata Deliberazione n°45/2 del 25/10/2013 di approvazione preliminare del PPR, mantenendo pertanto vigente il PPR del 2006 e le relative Norme Tecniche di Attuazione (NTA)¹.

L'Area di Progetto è localizzata all'interno dell'ambito n.13-Alghero, al confine con l'ambito 14-Golfo dell'Asinara. In Figura 14 è rappresentata la cartografia del PPR in corrispondenza dell'Area di Progetto, con gli elementi caratteristici relativi a ciascun dei tre ambiti di tutela identificati dal Piano, ovvero:

- Assetto ambientale (disciplinato dal Titolo I delle NTA di Piano);
- Assetto storico-culturale (disciplinato dal Titolo II delle NTA di Piano);
- Assetto insediativo (disciplinato dal Titolo III delle NTA di Piano).

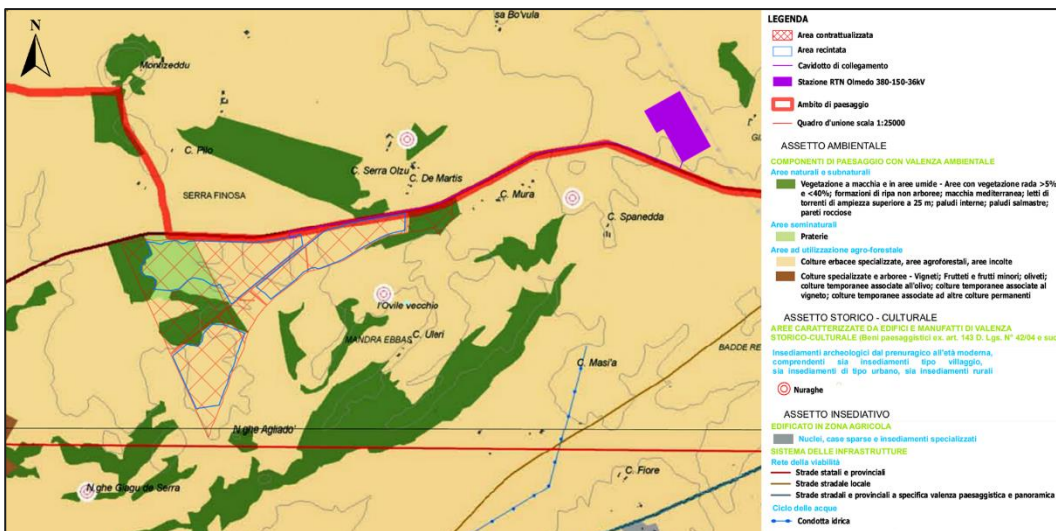


Figura 14: Stralcio della cartografia del PPR in corrispondenza dell'Area di Progetto (Fonte: Piano Paesaggistico Regionale della Sardegna - cartografia).

A seguire si riporta l'analisi della compatibilità del progetto in esame con la disciplina di PPR articolata negli ambiti di tutela.

Assetto Ambientale

L'area di Progetto è inclusa in "Aree ad utilizzazione agro-forestale" e in "Aree seminaturali". Le prime sono zone con utilizzazioni agro-silvo pastorali intensive, con apporto di fertilizzanti, pesticidi, acqua e comuni pratiche agrarie che le rendono dipendenti da energia suppletiva per il loro mantenimento e per ottenere le produzioni quantitative desiderate, mentre le seconde sono caratterizzate anch'esse da utilizzazione agro-silvo pastorale estensiva ma con un minore apporto di energia suppletiva per garantire e mantenere il loro funzionamento.

In particolare, il progetto ricade:

- prevalentemente in un'area classificata come "Colture erbacee specializzate, aree agroforestali, aree incolte". In tali zone il comma 1 dell'Art. 29 delle NTA del PPR 2006 vieta le "trasformazioni per destinazioni e utilizzazioni diverse da quelle agricole di cui non sia dimostrata la rilevanza pubblica economica e sociale e l'impossibilità di localizzazione alternativa, o che interessino suoli ad elevata capacità d'uso, o paesaggi agrari di particolare pregio o habitat di interesse naturalistico";
- parzialmente in "Praterie", secondo cui ai sensi del comma 1 dell'Art. 26 delle NTA del PPR "sono vietati gli interventi edilizi o di modificazione del suolo ed ogni altro

¹ [Sardegna Territorio - Normativa circolari e pareri - Notizie](#)

intervento, uso od attività suscettibile di pregiudicare la struttura, la stabilità o la funzionalità ecosistemica o la fruibilità paesaggistica, fatti salvi gli interventi di modificazione atti al miglioramento della struttura e del funzionamento degli ecosistemi interessati, dello status di conservazione delle risorse naturali biotiche e abiotiche, e delle condizioni in atto e alla mitigazione dei fattori di rischio e di degrado”.

In relazione all'Art. 29, l'intervento favorisce lo sviluppo dell'attività agricola, contribuendo così alla preservazione degli agrosistemi locali, in parallelo con la generazione di energia elettrica tramite impianti fotovoltaici ritenuti di pubblica utilità e di elevata importanza nell'ambito della transizione energetica.

Per quanto riguarda l'Art. 26, si ritiene che l'impianto agrivoltaico in oggetto non sia pregiudizievole per la struttura e la stabilità della componente mentre gli interventi compensativi e mitigativi previsti in progetto (si veda successivo Capitolo 3) saranno in grado di assicurare il mantenimento della funzionalità ecosistemica e la fruibilità paesaggistica. Inoltre, tali NTA prescrivono anche che nelle zone umide costiere e nelle aree con significativa presenza di habitat e di specie di interesse conservazionistico europeo, sono vietati gli interventi infrastrutturali energetici. In una fascia contigua di 1000 metri; è stato verificato dalla Carta della Natura della Sardegna che gli unici 2 habitat presenti sono “Colture estensive” e “Macchia”, entrambi non mostrano carattere di interesse conservazionistico europeo.

In questo contesto, l'intervento non risulta essere in contrasto con gli orientamenti del piano.

Assetto Storico-culturale

Il PPR identifica un bene paesaggistico (ex. art. 143 D. Lgs. n° 42/04) a circa 260 m dall'Area di Progetto. Tale bene è riconducibile a un Nuraghe denominato "l'Ovile Vecchio". Ai sensi dell'Art.49 delle NTA di Piano, questo elemento presenta una fascia di salvaguardia della larghezza di 100 m dal perimetro esterno dell'area o del manufatto edilizio. Considerato che si trova ad una distanza superiore di 100 m dall'Area, non risultano interferenze con vincoli paesaggistici.

Assetto Insediativo

L'elemento più prossimo confina a nord con l'Area di Progetto e fa parte del sistema delle infrastrutture e in particolare della rete viabilistica “strade statali e provinciali”. Il sistema delle infrastrutture comprende i nodi dei trasporti (porti, aeroporti e stazioni ferroviarie), la rete della viabilità (strade e ferrovie), il ciclo dei rifiuti (discariche, impianti di trattamento e incenerimento), il ciclo delle acque (depuratori, condotte idriche e fognarie), il ciclo dell'energia elettrica (centrali, stazioni e linee elettriche) gli impianti eolici e i bacini artificiali.

L'Art. 103 delle NTA di Piano non evidenzia incompatibilità tra l'elemento stradale ed il progetto in oggetto.

2.3.2.2 Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio (D. Lgs. 42/2004)

Di seguito vengono indicati i Beni Culturali e i Beni Paesaggistici tutelati dal D.Lgs. 42/2004 e s.m.i. posti in prossimità dell'area di studio, entro un buffer 5 km dall'impianto.

Immobili e aree di notevole interesse pubblico (D.Lgs. 42/2004 e s.m.i., art. 136)

Per ciò che riguarda Immobili o Aree dichiarati di notevole interesse pubblico ai sensi dell'Art. 136 del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio si è fatto riferimento alla cartografia disponibile sul Geoportale della Sardegna (navigatore SardegnaMappe Aree Tutelate). Da tale fonte emerge che l'area di progetto e il cavidotto non interferiscono con alcuna area di notevole interesse pubblico; la più prossima è posta a oltre 10 km di distanza.

Aree di cui all'art. 142

Dalla consultazione del Geoportale della Sardegna (navigatore SardegnaMappe Aree Tutelate) è emerso che l'Area di progetto (campo agrivoltaico, cavidotto...) non interferisce con alcuna area vincolata ai sensi del comma 1 dell'art.142 del D.Lgs 42/2004 cartografata in tale portale. Tuttavia, per quanto concerne i “*Territori coperti da foreste e da boschi*,”

ancorché percorsi o danneggiati dal fuoco, e quelli sottoposti a vincolo di rimboschimento” sottoposti a tutela ai sensi dell’art. 142 comma 1 lett g) del D.Lgs 42/2004, si specifica che a livello regionale non risulta, ad oggi, disponibile alcuna cartografia ufficiale di tali aree.

Ai fini informativi, è stato consultato il layer “Superfici boscate” del geodatabase topografico della regione Sardegna ed il layer “Componenti ambientali” del PPR, nonché è stata considerata la “Carta della copertura vegetale” del PUC di Sassari (Tavola 1.7 – si veda Figura 18). Le superfici boscate ivi cartografate presenti all’interno delle aree contrattualizzate sono state escluse in sede progettuale e non saranno oggetto di intervento avendo definito le aree nette di intervento in zone esterne a tali elementi (cfr. Figura 16). Tuttavia,

- ai fini di accedere al Campo 3 (area progettuale più meridionale) risulta necessario prevedere una strada di accesso che transiti all’interno della superficie boscata presente lato Nord del campo 3 stesso. Per tale opera in progetto è stato scelto di riqualificare una traccia stradale esistente creata dagli automezzi di manutenzione dell’acquedotto, ben visibile da ortofoto ed evidente all’atto del rilievo eseguito in sito in data 13/11/2023 (si veda ortofoto di cui alla Tavola PRO TAV 21 e layout di progetto di cui alla Tavola PRO TAV 08).
- l’accesso NordOvest al campo 1 (campo NordOvest) risulta ubicato in area indicata come “Boscata” nel layer “Componenti ambientali” del PPR. Tale accesso risulta già esistente e dovrà essere oggetto di sola riqualificazione. Per una identificazione puntuale delle interferenze del progetto si rimanda alla successiva Sezione 3.8.1

Infine, considerando la definizione di bosco di cui all’Inventario Forestale Nazionale Italiano (1985), ovvero “*terreno di almeno 2.000 mq, coperto per almeno il 20 per cento di alberi o arbusti; se l’appezzamento boscato è di forma allungata la larghezza minima deve essere di 20 m*”, è stata analizzata l’area di intervento tramite i dati acquisiti con il rilievo Lidar con drone eseguito in data 13/11/2023. Sono stati analizzati i seguenti elementi:

- le ortofoto;
- il dato DSM (Digital Surface Model);
- i dati altimetrici.

Dall’analisi di tali elementi è stata identificata in via preliminare un’ulteriore zona che risulta essere assimilabile alla definizione di bosco di cui sopra, non identificata dal GBGT, PPR e PUC, che risulta compresa entro l’area recintata del futuro impianto (cfr. Figura 15). Alla luce di quanto sopra, per il progetto in oggetto risulta necessaria un’autorizzazione paesaggistica per l’ottenimento della quale è stata redatta apposita Relazione Paesaggistica (elaborato PAE_REL_01).

Si specifica che il progetto qui in studio prevede l’espianto e la ricollocazione di tutti gli elementi arborei di altezza superiore ai 150 cm presenti all’interno dell’area recintata e loro ricollocazione in apposite aree identificate in progetto come “aree di rinfoltimento”. Tali aree sono zone che, benché identificate a livello cartografico come aree boscate, risultano prive di una copertura arborea rilevante. Tali aree risultano pari a circa 30.000 m².

L’area boscata non sarà pertanto rimossa definitivamente, ma verrà ricostituita in una zona vicina nella disponibilità del proponente ai fini di preservare gli elementi arborei ivi presenti.

Inoltre, in applicazione a quanto indicato dalla D.G.R. 11/21 del 11.03.2020, la quale prevede che per la manomissione di una superficie boscata sia eseguito un intervento compensativo di equal estensione, è previsto in progetto un intervento compensativo in un’area di circa 26.300 m², a fronte di 4.500 m² potenzialmente interferiti.

Le superfici inquadrabili come bosco sono complessivamente indicate in Figura 16.

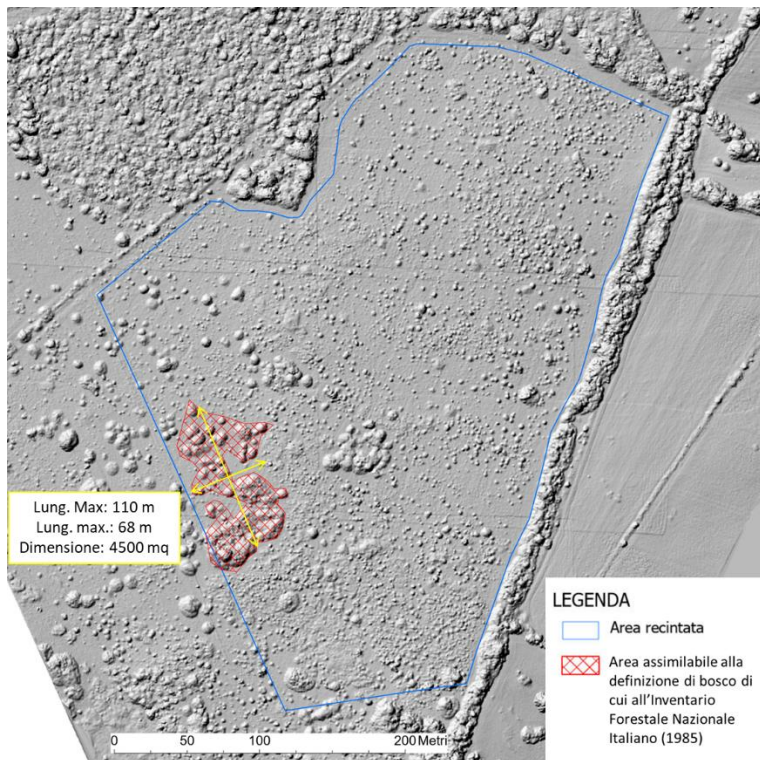


Figura 15: Identificazione zona assimilabile alla definizione di bosco di cui alla definizione dell'Inventario Forestale Nazionale Italiano (in grigio hillshade del DSM derivante dal rilievo LIDAR eseguito in sito)

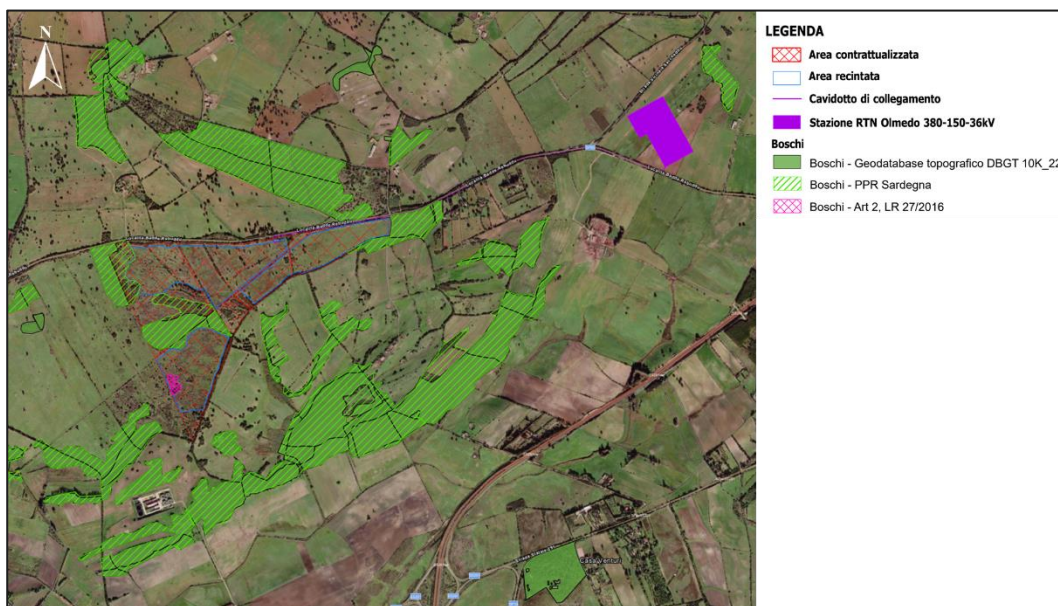


Figura 16: Aree boscate nell'Area di Progetto secondo il DBGT e il PPR (estratto di SIA_TAV_13).

Beni Culturali

Per quanto concerne i beni culturali tutelati ai sensi dell'Art. 10 del D.lgs 42/2004, esaminando la cartografia disponibile presso il portale "VINCOLI in rete" del Ministero per i Beni e le Attività Culturali (di seguito MiBAC), non si evince la presenza di beni di interesse culturale verificato nell'Area di Progetto (si veda Figura 17). Si osserva la presenza di un bene archeologico di interesse culturale dichiarato a circa 200 m in direzione sud-est dall'Area di Progetto denominato "Nuraghe Agliadò" (id bene 173698).

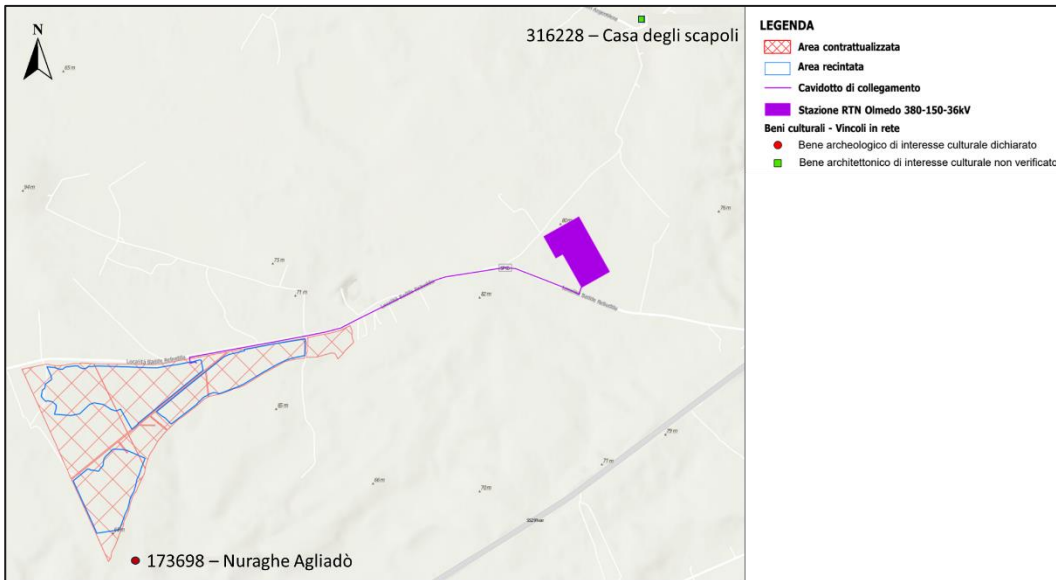


Figura 17: Beni culturali immobili (Fonte: Portale "Vincoli in rete").

In riferimento a quanto analizzato, l'intervento risulta compatibile con il Codice dei Beni Culturali. e del Paesaggio (D. Lgs. 42/2004 e s.m.i.), anche grazie agli accorgimenti posti in atto in sede progettuale (si veda capitolo 3.5).

2.3.3 Piano Urbanistico Comunale di Sassari

Il Comune di Sassari è dotato di Piano Urbanistico Comunale (PUC) adottato con Delibera del Consiglio Comunale n.43 del 26 luglio 2012 ed entrato in vigore il giorno della pubblicazione sul BURAS n.58 del 11/12/2014.

Il PUC recepisce le prescrizioni del PPR e completa le informazioni territoriali necessarie alla costituzione del quadro conoscitivo dettagliato desunte dal PPR e dal PUP.

A livello urbanistico i terreni oggetto di studio risultano collocati in ambiti agricoli all'interno della Zona "E". Tali zone, secondo la normativa regionale, sono le parti del territorio destinate ad usi agricoli e quelle con edifici, attrezzature ed impianti connessi al settore agro-pastorale e a quello della pesca, e alla valorizzazione dei loro prodotti.

Come rappresentato in Figura 18, le aree recintate di progetto (area netta) rientrano interamente in Zona E2.b "aree di primaria importanza per la funzione agricolo produttiva in terreni non irrigui". All'interno della Zona "E" (ambiti agricoli) le destinazioni d'uso ammesse sono indicate all'art.43 delle NTA di Piano. Tra queste la destinazione d'uso "d11 – attrezzature tecnologiche" risulta essere ammessa.

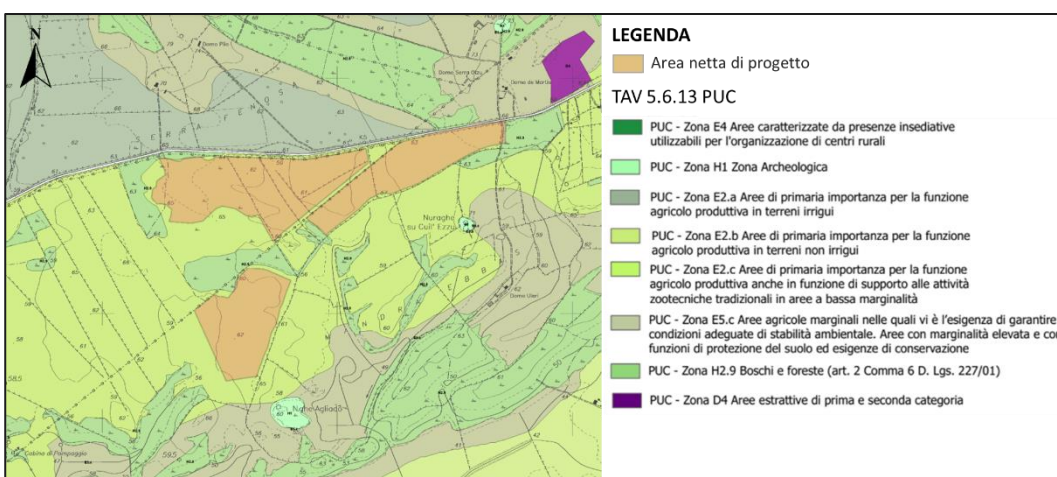


Figura 18: Estratto della Tavola 5.6.13 "Pianificazione urbanistica di progetto" del PUC di Sassari.

All'argomento 6 del PUC del Comune di Sassari è presente, inoltre, una Carta Beni paesaggistici e identitari, il cui estratto è mostrato nella seguente Figura 19. Tale tavola conferma l'assenza di Beni paesaggistici e identitari nei terreni oggetto di studio.

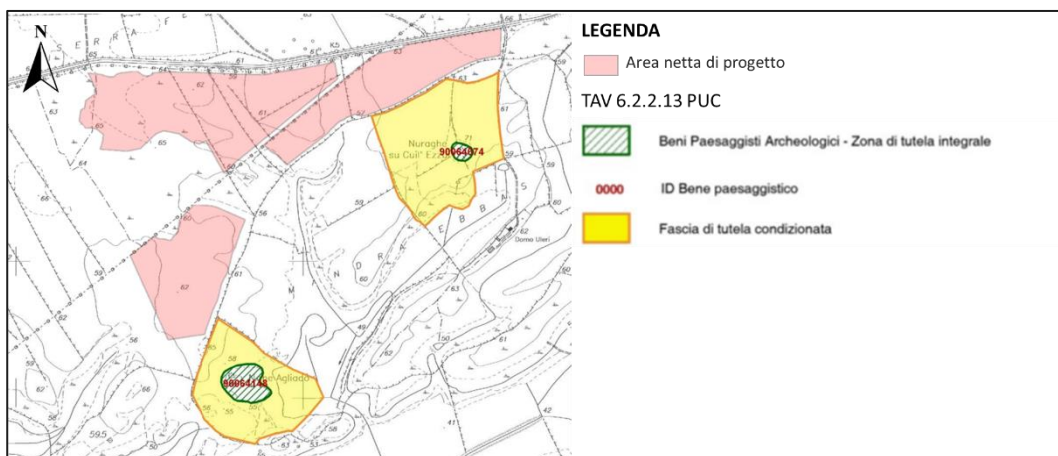


Figura 19: Estratto della Tavola 6.2.2.13 “Carta dei beni paesaggistici, architettonici, archeologici, identitari delle aree a rischio archeologico” del PUC di Sassari.

Il Piano Urbanistico Comunale comprende, all'argomento n°6, una tavola delle “Aree particolarmente sensibili e/o vulnerabili alle trasformazioni territoriali o del paesaggio” (elaborato 6.1.1) ed uno “Studio per l'individuazione dei siti non idonei per gli impianti fotovoltaici oltre 200 Kwp”, elaborato 6.1.3, comprensivo di relative tavole delle aree non idonei per gli impianti fotovoltaici oltre 200 Kwp”, tavola 6.1.2.13. Tali documenti sono stati elaborati in riferimento all'Allegato B alla Delib. G. R. n.27/16 del 01/06/2011.

Dalla consultazione di tali elaborati (si veda Figura 20 e Figura 21) emerge quanto già emerso dall'analisi di cui alla cartografia relativa alla DGR 59/90 del 27/11/2020, ovvero la non idoneità dell'area in quanto inclusa all'interno del Comprensorio Irriguo del Consorzio di Bonifica della Nurra.

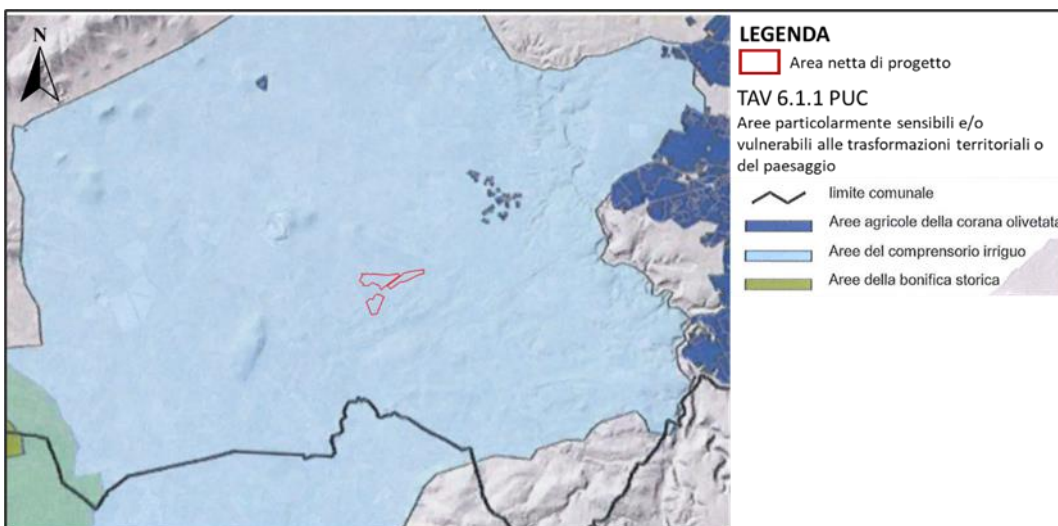


Figura 20: Estratto della Tavola 6.1.3 mostrante aree idonee e non all'installazione di impianti fotovoltaici con potenza superiore a 200 KWp.

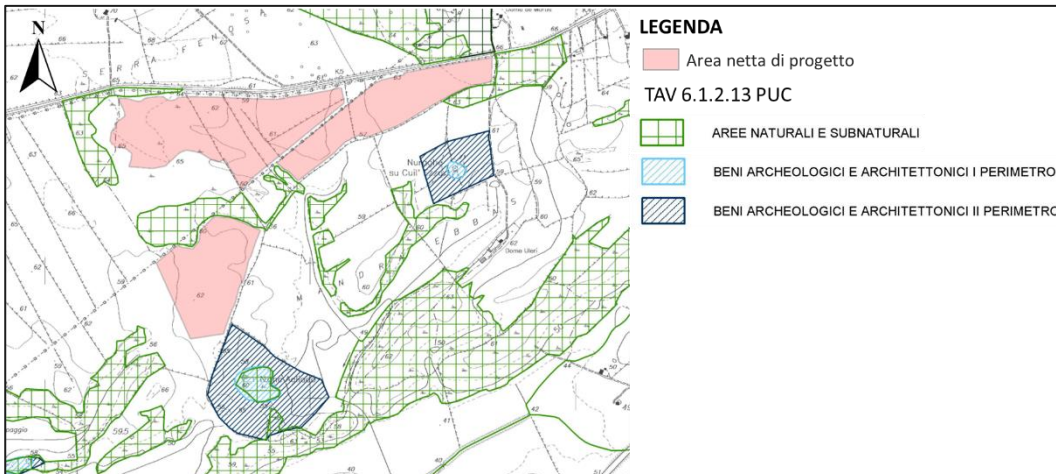


Figura 21: Estratto della Tavola 6.1.2.13 mostrandole aree idonee e non all'installazione di impianti fotovoltaici con potenza superiore a 200 kWp.

2.3.4 Vincoli ambientali e tecnici

2.3.4.1 Aree naturali tutelate

È stato verificato che:

- Le aree di progetto, intese nella totalità delle superfici oggetto di intervento (campi agrivoltaici, cavidotto, ecc..) non interferiscono con alcuna area naturale protetta. L'area naturale protetta più prossima al sito di progetto è collocata circa 13 km in direzione sud-ovest (SIC ITB010042 – Capo Caccia – si veda Tavola SIA_Tav_01);
- Le aree di progetto, intese nella totalità delle superfici oggetto di intervento (Campi fotovoltaici, cavidotto, ecc..) non interferiscono con alcuna Important Bird Areas: l'area più prossima di tale tipologia, rappresentata dall'IBA175 - Capo Caccia e Porto Conte è collocata in direzione sud-ovest, ad una distanza minima pari a circa 16 km dal progetto;
- Non è presente alcuna Zona Umida istituita a livello comunitario nell'intorno del sito. Le Zone Umide di importanza internazionale più prossime distano oltre 90 km in direzione sud dall'Area di progetto;
- Le aree di progetto, intese nella totalità delle superfici oggetto di intervento (campi agrivoltaici, cavidotto, ecc..) non interferiscono con alcuna area naturale protetta istituita ai sensi della Legge Quadro sulle Aree Protette (L 394/91). L'Area Naturale Protetta più prossima risulta essere circa di 12.5 km a sud-ovest rispetto all'Area di Progetto (si veda Tavola SIA_Tav_01).

2.3.4.2 Vincolo Idrogeologico (R.D. 3267/1923)

Dalla consultazione cartografica del Geoportale Regionale si evince che le aree di progetto, intese nella totalità delle superfici oggetto di intervento (campi agrivoltaici, cavidotto, ecc..) non risultano essere incluse in aree soggette a restrizioni derivanti da vincolo idrogeologico e l'area più prossima dista circa 10 km in direzione sud.

2.3.4.3 Aree Percorse dal Fuoco L 353/2000

Ai fini di verificare l'assenza di vincoli di cui alla L 353/2000 all'interno dell'area di progetto, è stata verificata la cartografia del Portale Cartografico della Regione Sardegna relativa al censimento delle aree percorse dal fuoco operato dal Corpo forestale e di vigilanza ambientale. Dall'analisi di tali dati è emerso che le superfici di progetto non sono state interessate da incendi tra il 2005 e 2022 (si veda SIA_TAV_14). Alla data di stesura del presente documento non risultano inoltre disponibili cartografie o elaborazioni informative aggiornate al 2023, messe a disposizione dagli Enti territorialmente competenti in merito a quanto qui in oggetto.

2.3.4.4 Vincoli tecnologici

In fase di sviluppo progettuale sono state considerate le limitazioni derivanti dall'eventuale presenza dei seguenti elementi:

- acquedotti interrati;
- linee elettriche aeree/interrate;
- presenza di metanodotti/gasdotti/oleodotti;
- rete stradale e ferroviaria.

Ai fini dell'identificazione degli elementi di cui sopra sono stati analizzati il DBGT della regione Sardegna e le immagini satellitari da Google Earth relativi all'area di studio e sono stati considerati nella definizione del layout progettuale i seguenti buffer:

- fasce di rispetto stradali di metri 30 ai sensi del DPR 495/1992, lungo la strada extraurbana secondaria (tipologia C) che scorre in direzione O-E lungo il confine settentrionale dell'Area di Progetto;
- una servitù di elettrodotto di 10 metri per lato lungo l'elettrodotto a Media Tensione, lungo la Strada Vicinale La Crucca-Baiona. Tale linea elettrica corre lungo un tratto del perimetro occidentale del sottocampo posto a est e taglia la porzione settentrionale del sottocampo a ovest.

Relativamente alle condotte idriche interrate, si rileva che le aree oggetto di intervento sono separate (anche a livello catastale) dal tracciato della Condotta Truncu Reale-Tottubella (Codice SIMR 3B.C10) del Sistema Multisetoriale Regionale (SIMR) gestito dall'Enas. Si rileva, inoltre, la presenza all'interno delle aree nella disponibilità del proponente di n°4 prolunghe interrate di scarico della condotta idrica di cui sopra. Lungo il confine Nord del sito di intervento è, inoltre, presente una ulteriore condotta che corre parallela alla SP65.

A livello progettuale si è tenuto conto di tali elementi nella definizione delle aree recintate. In particolar modo:

- per le condotte principali è stata considerata una servitù di 5 metri per lato;
- il tracciato principale delle condotte stesse è stato mantenuto esterno al perimetro delle aree recintate;
- è stato studiato un percorso delle strade di accesso ai campi agrivoltaici che possa essere allo stesso tempo utilizzato dalle autorità di competenza per le attività manutentive delle condotte idriche stesse (si veda Figura 23).
- Il tracciato delle condotte di scarico è stato, per quanto possibile, escluso dalle aree oggetto di intervento.

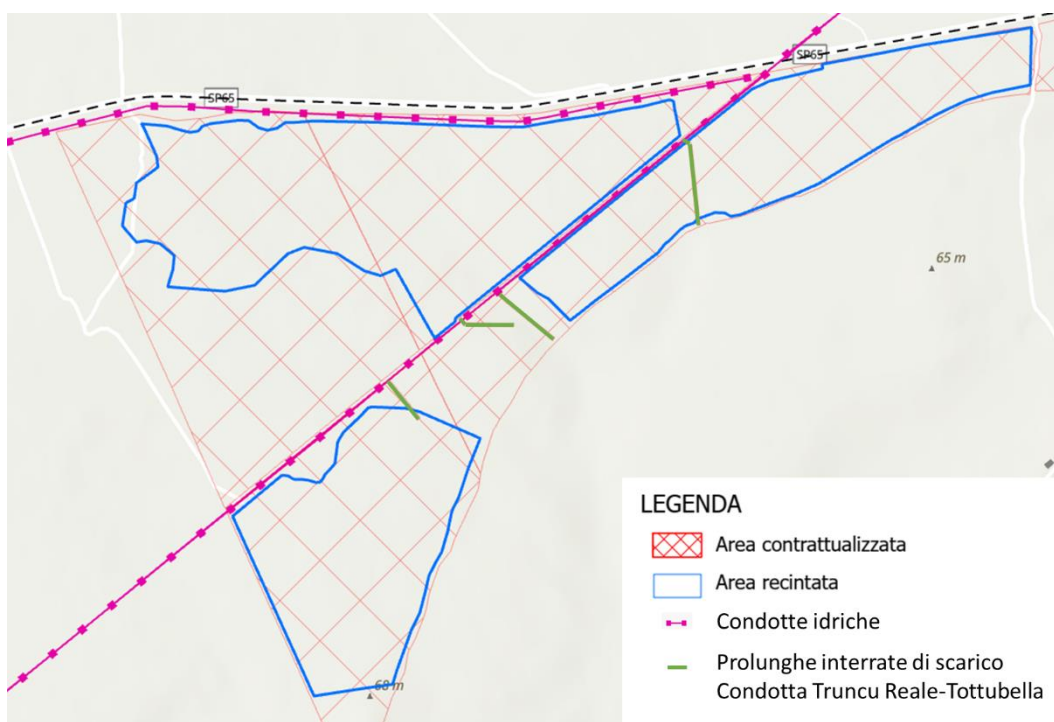


Figura 22: Condotte idriche

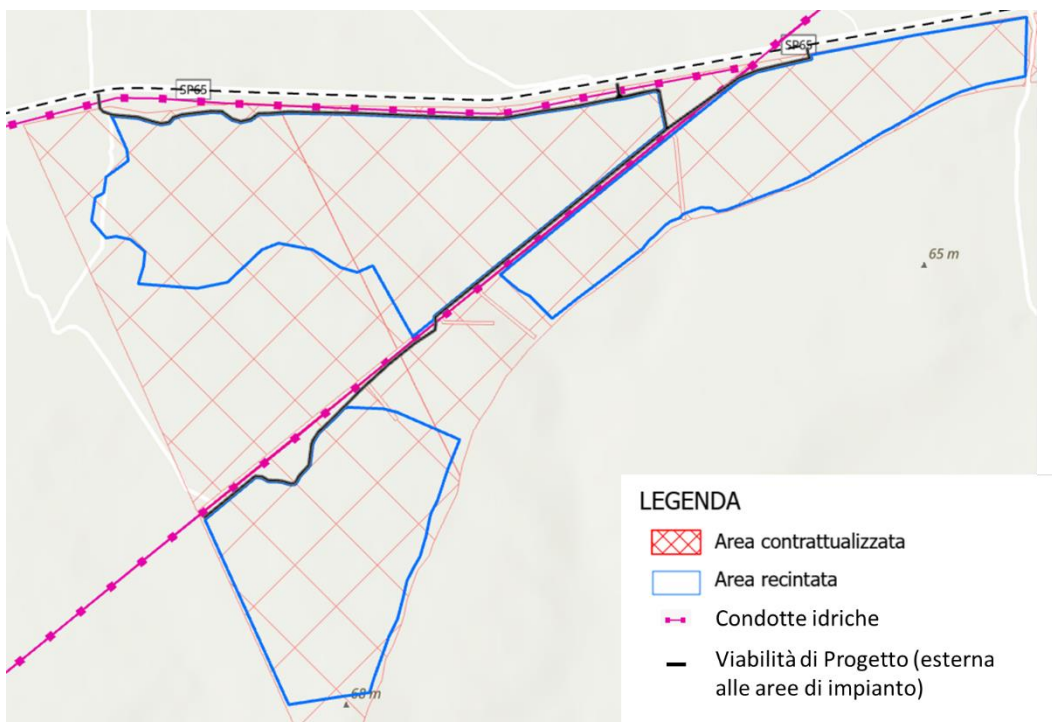


Figura 23: Condotte idriche e viabilità di progetto

2.3.4.5 Reticolo idrografico minore

Dalla consultazione del Database geotopografico alla scala 1:10.000 (DBGT_10K_22), messo a disposizione dal Portale Cartografico della Regione Sardegna, si evince che l'area di progetto risulta attraversata Nord-Sud da alcuni elementi idrici minori (si veda Figura 24). Si specifica che l'area di progetto non risulta interessata da alcuna pericolosità idraulica e che non risulta attraversata da alcun corso d'acqua appartenente al reticolo idrografico regionale identificato in ambito PAI (si veda Paragrafo 2.3.5.1).

Gli elementi idrici di cui al Database DBGT_10k_22 sembrerebbero quindi essere impluvi o piccoli avvallamenti che possono costituire elementi del reticolo idrografico minore di ordine inferiore, non associabili a "corso d'acqua".

Inoltre, si evidenzia che tale informazione non è confermata dagli elementi informativi relativi al "reticolo idrografico" riportati sul servizio "SardegnaMappe PAI", la cui rappresentazione è mostrata in Figura 25.

Ciononostante, ai fini di maggior cautela, la perimetrazione delle aree oggetto di intervento per la posa dei pannelli è stata eseguita applicando al reticolo di cui sopra una fascia di rispetto pari a 10 m: ciò in accordo alla norma R.D. 523/1904 "Testo unico delle disposizioni di legge intorno alle opere idrauliche delle diverse categorie", che all'art. 96 lett. f) indica:

"Sono lavori ed atti vietati in modo assoluto sulle acque pubbliche, loro alvei, sponde e difese i seguenti:

[omissis]

- a) *Le piantagioni di alberi e siepi, le fabbriche, gli scavi e lo smovimento del terreno a distanza dal piede degli argini e loro accessori come sopra, minore di quella stabilita dalle discipline vigenti nelle diverse località, ed in mancanza di tali discipline a distanza minore di metri quattro per le piantagioni e smovimento del terreno e di metri dieci per le fabbriche e per gli scavi".*

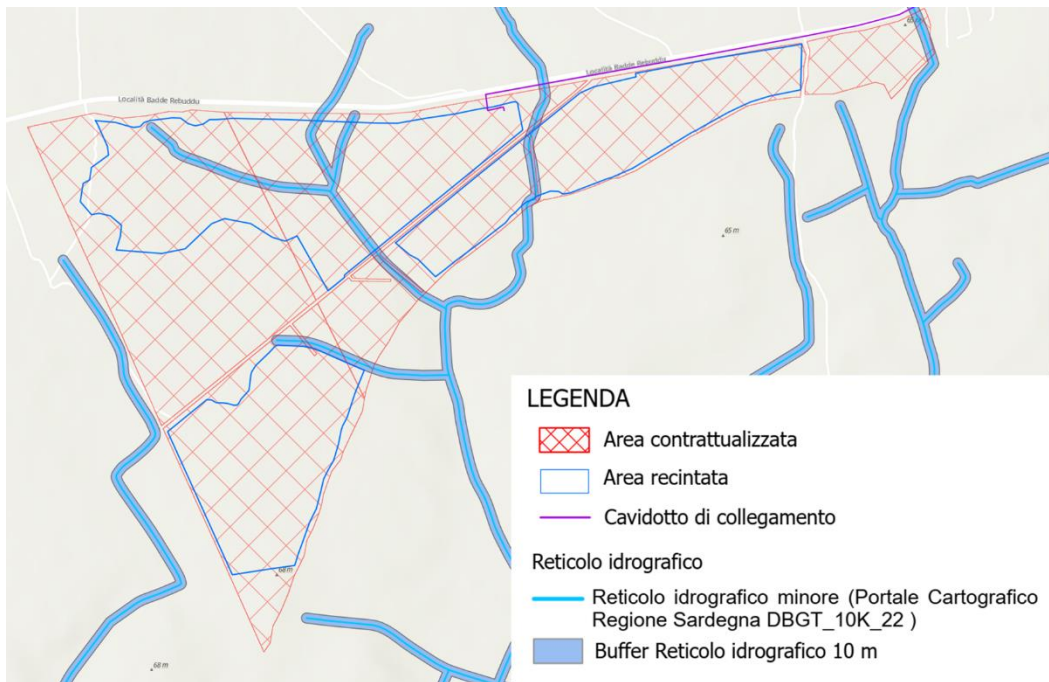


Figura 24: Reticolo idrografico di cui al Database geotopografico DBGT_10K_22 (estratto da SIA_TAV_09).

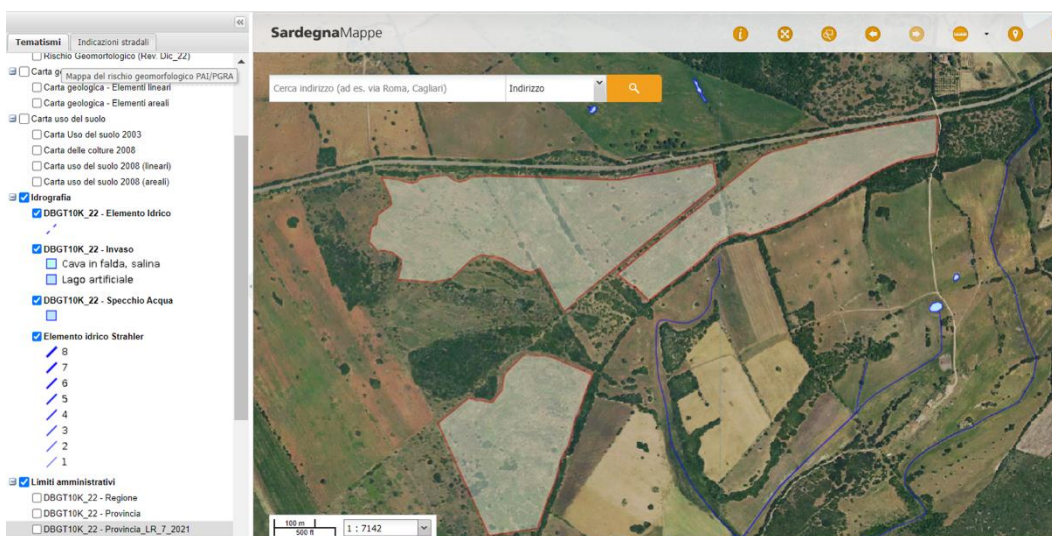


Figura 25: Reticolo idrografico di cui al servizio "SardegnaMappe PAI".

2.3.4.6 Vincolo aeronautico

L'area di progetto si colloca circa 9,5 km a nord-est dell'aeroporto di Alghero-Fertilia. In virtù di tale distanza e in seguito alla consultazione delle mappe del vincolo aeroportuale dall'ENAC (Ente Nazionale per l'Aviazione Civile) e alla relativa relazione, risulta che l'area di progetto è esterna alla zona soggetta a vincolo aeronautico per lo sviluppo di impianti fotovoltaici (cfr. SIA_TAV_11).

2.3.5 Strumenti di Pianificazione e Programmazione settoriale

2.3.5.1 Piano Stralcio di Bacino per l'Assetto Idrogeologico (PAI)

Per l'analisi delle aree soggette a pericolosità idraulica ed a rischio idraulico è stata consultata la cartografia di Piano disponibile presso il servizio SardegnaMappe PAI. Alla data di stesura del presente studio, sul Geoportale regionale risulta essere disponibile il

dato PAI “Pericolo idraulico (Rev. Dic_22)” che riporta la cartografia caricata in data 31/12/2022. Tale dato riporta la cartografia di Piano aggiornata a luglio 2023.

Dall’analisi di tale cartografia (cfr. Figura 26) si evince che l’area di progetto risulta essere esterna alla zonizzazione PAI di pericolosità idraulica. Le aree classificate a pericolosità idraulica più prossima al Sito si collocano a circa 550 m in direzione sud rispetto all’Area di Progetto.

Inoltre, dall’analisi del layer informativo “pericolo geomorfologico (Rev. Dic_22)” disponibile sul Geoportale regionale emerge che né le aree di progetto né il cavidotto in progetto risultano ubicati in corrispondenza di zone soggette a pericolosità geomorfologica.

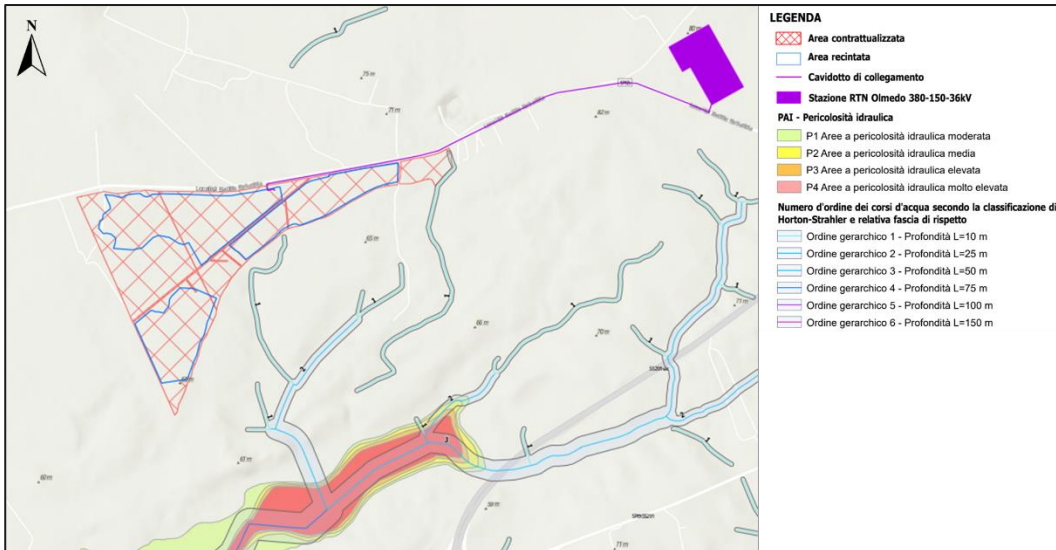


Figura 26: Aree PAI a pericolosità idraulica, Reticolo idrografico e fasce di salvaguardia di cui all’art.30ter delle NTA del PAI. Estratto da SIA_TAV_04.

2.3.5.2 Piano di Gestione del Rischio Alluvioni (PGRA)

Dalla consultazione delle Mappe della pericolosità da alluvione del Sub-bacino n. 3 - Coghinas-Mannu-Temo del PGRA Secondo ciclo di pianificazione (elaborato 14.3-Ca01.03) si conferma quanto già indicato in ambito PAI, ovvero l’assenza di aree soggette a pericolosità da alluvione in corrispondenza del Sito.

3 DESCRIZIONE DELL’IMPIANTO AGRIVOLTAICO

Il progetto denominato “GED115 - Sassari” sarà realizzato nel territorio del Comune di Sassari (SS) in terreni classificati agricoli secondo il PUC del Comune di Sassari (zona “E”) che si presentano come campi/pascoli in stato di abbandono da diversi anni, con presenza di vegetazione in evoluzione verso la macchia mediterranea.

Ai fini progettuali è stato analizzato lo stato dei luoghi attuale tramite rilievo Lidar con Drone matrice 300 RTK/PPK e Emlid Reach RX eseguito in data 13.11.2023. Sono stati analizzati i dati acquisiti (ortofoto, modello digitale della superficie, dati altimetrici e foto dettagliate dello stato dei luoghi) ai fini di valutare le aree più idonee allo sviluppo impiantistico di progetto ed escludere le superfici che presentano superfici boscate o con macchia mediterranea in stato evolutivo prossimo a bosco.

Infatti, sull’intera area disponibile (con diritti di superficie acquisiti), pari a 61 ha, è stato previsto l’utilizzo di 14,07 ha (superficie coperta dai moduli), suddivisa in n°3 campi recintati, per una superficie complessiva di 39,77 ha (area recintata).

Inoltre, le aree utilizzate dal progetto (aree recintate) sono state definite avendo cura di mantenere inalterate le aree interessate dalla presenza di vincoli ed interferenze. In particolare, il progetto in oggetto evita interferenze con il reticolo idrografico minore, prevedendo il rispetto della fascia di 10 m prevista dal R.D. 523/1904 “Testo unico delle disposizioni di legge intorno alle opere idrauliche delle diverse categorie”.

Inoltre, è stato previsto di mantenere fruibile l'accesso al tracciato della Condotta Truncu Reale-Tottubella del SIMR, realizzando una viabilità di accesso ai campi che possa essere utilizzata anche per le attività manutentive delle condotte idriche stesse, agevolando di fatto tali interventi.

Il campo fotovoltaico così progettato sarà costituito da 49.336 moduli di tipo bifacciali, aventi ciascuno una potenza di picco pari a 690 Wp e dimensioni di 2384 x 1303 x 33 mm, montati su strutture di sostegno di tipo 2P orizzontale, fisso inclinati a 25° verso Sud. Le strutture di sostegno saranno installate in direzione est-ovest con i moduli rivolti verso Sud, ottimizzando la produzione.

Le strutture di sostegno avranno disposizione come segue: 168 strutture con configurazione 2P7 e 1678 strutture con configurazione 2P14. La conversione da corrente continua a corrente alternata sarà realizzata mediante convertitori statici trifase (inverter) di tipo centralizzato, per un totale di 7 inverter (n°5 inverter da 4.600 KVA e n°2 inverter da 4000 kVA per un totale di 31 MVA di potenza installata in CA) racchiusi in altrettanti skid o container cabinati.

I container, progettati e costruiti per il trasporto con tutti i componenti già installati al suo interno, hanno le seguenti dimensioni: lunghezza 6058 mm, larghezza 2.438 mm, altezza 2.896 mm. Il container è costruito con telai in acciaio zincato.

La produzione energetica dell'impianto agrivoltaico sarà raccolta tramite una rete di distribuzione esercita in Alta Tensione a 36 kV e successivamente veicolata, tramite un elettrodotto interrato sempre in AT a 36kV, verso il punto di consegna nella Sottostazione Elettrica RTN di Terna "Olmedo" 380/150/36 kV, condivisa con altri utenti produttori.

Inoltre, l'impianto sarà inoltre dotato di un sistema per l'accumulo dell'energia prodotta dal generatore fotovoltaico e successiva immissione nella rete elettrica, costituito da batterie al Litio LFP (tecnologia Litio-Ferro-Fosfato) e relative apparecchiature elettroniche. Si prevedono n.10 container da 2,10 MW e 4,2 MWh per una potenza complessiva di 21MW e 42 MWh, disposti ed assemblati in modo localizzato in un'area definita all'interno del campo 2. Ogni container batteria sarà collegato ad una power station dedicata, per un totale di n°10 power station riservate al solo impianto di accumulo. L'impianto di accumulo si collegherà in cabina di smistamento/raccolta a 36kV.

Il percorso dell'elettrodotto di connessione in AT all'esterno del campo fotovoltaico si sviluppa per una lunghezza complessiva pari a circa 2,36 km, ed è stato studiato al fine di minimizzare l'impatto sul territorio locale, adeguandone il percorso a quello delle sedi stradali preesistenti ed evitando ove possibile gli attraversamenti di terreni agricoli. Per ulteriori dettagli in merito al percorso del suddetto elettrodotto e alla gestione delle interferenze si rimanda agli elaborati dedicati (PTO_TAV_04).

La configurazione impiantistica prevista in progetto (si veda Figura 27) sarà in grado di recuperare dal punto di vista produttivo l'area agricola oggi abbandonata e di valorizzare le aree da un punto di vista agronomico.

La soluzione impiantistica di impianto agrivoltaico in oggetto si configura come impianto agrivoltaico elevato di Tipo 1, sottocategoria C (zootecnia). Infatti, è stato progettato prevedendo strutture fisse a 2P opportunamente distanziate tra loro (distanza tra le file pari a 5 m) e con moduli progettati per essere rialzati da terra (altezza minima di 1,3 m) in modo da consentire il passaggio degli animali, nonché lasciare flessibilità alla scelta della tipologia di pascolo.

La componente fotovoltaica verrà quindi integrata da un progetto agricolo che prevede l'insediamento di un gregge di ovini, stimato in circa 530 capi, che potranno essere utilizzati in svariati modi, dalla carne alla produzione di latte e la coltivazione del terreno libero dalle strutture a prato, che verrà dunque utilizzato per il pascolamento.

Inoltre, l'intervento in oggetto prevede fuori dall'area recintata i seguenti interventi (si veda per dettagli successiva sezione 3.7):

- una fascia di mitigazione esterna alle aree di impianto di larghezza complessiva di 5 m, lunghezza 300 m e superficie totale pari a circa 1500 mq. Tale fascia sarà

composta da una doppia fila sfalsata di arbusti di natura squisitamente autoctona. Per dettagli si veda Sezione 3.7.2;

- opere di compensazione per una superficie complessiva di circa 2,63 ha. Tali opere sono costituite dalla realizzazione di un nuovo impianto boschivo di specie forestali autoctone con una densità di 1000 piante per ha. L'area selezionata per tale impianto è stata studiata per incrementare la connessione ecologica esistente e massimizzare l'effetto positivo dell'intervento. Per dettagli si veda Sezione 3.7.3.

Infine, si specifica che tutte le specie arboree di altezza superiore ai 150 cm presenti all'interno dell'area recintata e più specificatamente entro le zone ove verranno inseriti i moduli fotovoltaici, verranno estirpate e ricollocate in sito, in zone definite "Aree di Rinfoltimento" ai fini di preservare gli elementi arborei stessi e minimizzare l'impatto delle opere in oggetto. In via preliminare, tali aree sono identificate per una estensione pari a circa 3,06 ha.

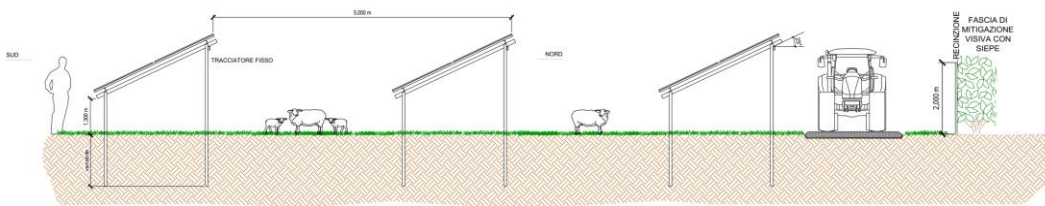


Figura 27: Schema dell'impianto agrivoltaico (estratto elaborato PRO_TAV_16)

3.1 CRITERI DI PROGETTAZIONE

Per l'elaborazione del presente progetto sono stati considerati i seguenti criteri di carattere generale:

- Ubicazione dell'impianto in terreni non gravati da vincoli che li rendano incompatibili con la realizzazione del presente progetto secondo le normative vigenti;
- Ubicazione dell'impianto in terreni caratterizzati da conformazione idonea per l'installazione di un impianto di generazione AGRIVOLTAICO e che non richieda alcun intervento di livellamento massiccio del suolo e movimentazione di terreno
- Minimizzazione dell'impatto visivo dell'impianto stesso mediante la previsione di opere di mitigazione ambientale e di opere di riqualificazione;
- Utilizzo di tecnologie innovative, in termini di selezione dei principali componenti (moduli AGRIVOLTAICO bifacciali, inverter) e di opportuni accorgimenti progettuali al fine di massimizzare la producibilità energetica;
- Utilizzo di strutture di sostegno dei moduli AGRIVOLTAICO che non richiedano la realizzazione di invasive fondazioni in cemento, e che siano di conseguenza agevolmente removibili in fase di dismissione dell'impianto AGRIVOLTAICO;
- Utilizzo di cabine elettriche (o power station) realizzate esclusivamente in soluzioni skid o containerizzate al fine di minimizzare le opere civili e di agevolarne la rimozione a fine vita dell'impianto.

3.2 DATI GENERALI DEL PROGETTO

Committente	Sassari S.r.l.
Luogo di realizzazione: Impianto AGRIVOLTAICO Elettrodotta	Sassari (SS) Sassari (SS)
Denominazione impianto	GED115 - Sassari
Superficie di interesse	Area Lorda: 61,00 ha Campo agrivoltaico: 39,77 ha (area recintata) Superficie coperta dai moduli: 14,07 ha Fascia perimetrale di mitigazione ambientale: 1.500 m ² Opere di compensazione (rimboschimento): 2,63 ha Aree di rinfoltimento (mitigazione ambientale): 3,06 ha
Potenza di picco	34,04 MWp
Potenza/energia sistema di accumulo	21MW - 42MWh
Modalità connessione alla rete	Collegamento in antenna a 36 kV sulla futura Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/150/36 kV denominata "Olmedo".
Tensione di esercizio: Bassa tensione CC Bassa tensione CA Alta tensione	<1500 V 600 V sezione generatore (inverter) 400/230 V sezione ausiliari 36 kV
Strutture di sostegno	Fisse
Inclinazione piano dei moduli (tilt)	25°
Angolo di azimuth	0°
N° moduli fotovoltaico	49.336
N° inverter centralizzati	7
N° strutture fisse 2P (28 moduli)	1678
N° strutture fisse 2P (14 moduli)	168
N° cabine di trasformazione BT/AT	7
Producibilità energetica attesa (1° anno)	56,095 GWh 1648 kWh/kWp

3.3 CONFIGURAZIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto agrivoltaico è suddiviso in 3 campi recintati (si veda Figura 28), per una superficie complessiva di 39,77 ha, ed in 7 sottocampi (afferenti ognuno ad un inverter), all'interno delle quali sono disposti le strutture di supporto e le cabine Power skids.

Le aree effettivamente utilizzate dal progetto (aree recintate) sono state definite avendo cura di mantenere inalterate le aree interessate dalla presenza di vincoli ed interferenze. In particolare, il progetto in oggetto evita interferenze con il reticolo idrografico minore,

prevedendo il rispetto della fascia di 10 m prevista dal R.D. 523/1904 “Testo unico delle disposizioni di legge intorno alle opere idrauliche delle diverse categorie”.

Inoltre, è stato previsto di mantenere fruibile l’accesso al tracciato della Condotta Truncu Reale-Tottubella del SIMR, realizzando una viabilità di accesso ai campi che possa essere utilizzata anche per le attività manutentive delle condotte idriche stesse, agevolando di fatto tali interventi.

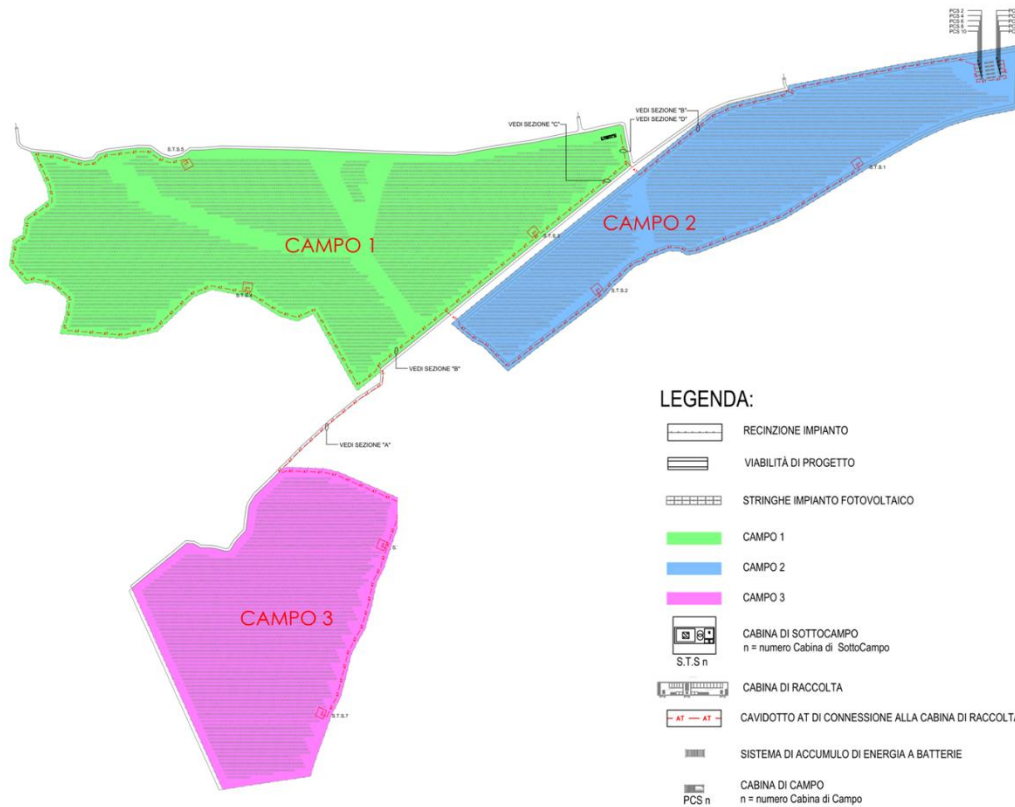


Figura 28: Configurazione dell’impianto (estratto di PRO_TAV_13)

L’energia generata dai tre campi previsti in progetto viene raccolta tramite una rete di elettrodotti interrati in Alta Tensione eserciti a 36 kV che confluiscono in un unico punto all’interno della cabina di smistamento in alta tensione, ubicata lungo il confine Nord -Est del Campo 1. Alla cabina di smistamento, dotata di opportune protezioni elettriche, saranno collegate le cabine di trasformazione/power stations in configurazione anello aperto, come evidenziato nelle tavole allegate al progetto.

Un elettrodotto interrato in Alta Tensione a 36 kV di lunghezza pari a circa 2,36 km trasporterà quindi l’energia generata e resa disponibile presso la Sottostazione Elettrica RTN “Olmedo” di nuova realizzazione nel Comune di Sassari.

La potenza nominale complessiva dell’impianto agrivoltaico, determinata dalla somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici, è pari a 34.04 kWp.

Nella seguente Tabella è riportata la consistenza dell’impianto agrivoltaico, in termini di potenza nominale e di numerosità dei principali componenti installati:

Moduli FOTOVOLTAICO	Struttura 2P7	Struttura 2P14	Inverter e Cabine trasformazione
49336	168	1678	7

3.4 CONFIGURAZIONE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

All'interno dei confini dell'impianto fotovoltaico sarà prevista l'installazione di 7 cabine di trasformazione/power stations (si veda Figura 29) realizzate in soluzioni containerizzate e contenenti n°3 sezioni ben definite: una sezione per il quadro in alta tensione, una sezione per il trasformatore di potenza AT/BT (che riceve l'energia da un inverter) e una sezione inverter, il tutto in un'unica struttura preassemblata e monomarca.

Per l'impianto fotovoltaico in oggetto si prevede l'utilizzo di inverter di tipo centralizzato, posizionati direttamente in campo, a ciascuno dei quali saranno collegate fino ad un massimo di 26 connessioni per terminale, 24 bipolari con fusibile (32 poli protetti da fusibili) provenienti dalle "string box" presenti sul campo.

La scelta di utilizzare inverter multi-MPP consente di minimizzare le perdite di disaccoppiamento o mismatch massimizzando la produzione energetica, agevolando inoltre le eventuali operazioni di manutenzione/sostituzione degli inverter aumentando il tempo di disponibilità dell'impianto fotovoltaico nel suo complesso.

I moduli fotovoltaici, realizzati con tecnologia bifacciale ed in silicio monocristallino ad elevata efficienza, saranno collegati elettricamente in serie a formare stringhe da 28 moduli nel caso di stringhe complete oppure da n.14 stringhe, chiamate mezze stringhe, e posizionati su strutture fisse, in configurazione a doppia fila con modulo disposto orizzontalmente (configurazione 2P).

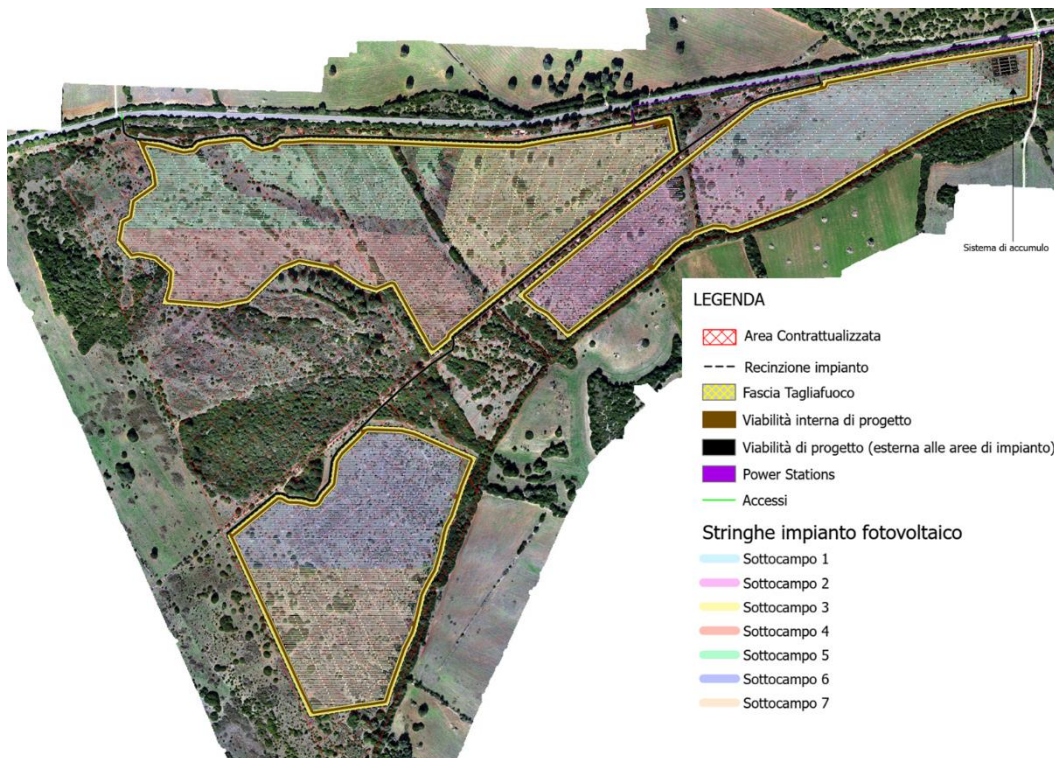


Figura 29: Dettaglio suddivisione in sottocampi (estratto di PRO_TAV_8)

3.5 DEFINIZIONE DEL LAYOUT

Il layout dell'impianto fotovoltaico è stato definito, nel pieno rispetto dei vincoli paesaggistici e territoriali, al fine di ottimizzare lo sfruttamento della radiazione solare incidente e conseguentemente massimizzare la produzione energetica dell'impianto.

La disposizione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaico, degli inverter e delle cabine elettriche è stata progettata in maniera tale da:

- Rispettare i confini dei terreni disponibili prevedendo l'inserimento di opportune opere di mitigazione ambientale lungo il perimetro dell'impianto fotovoltaico;
- Utilizzare le sole superfici che presentano già allo stato attuale una pendenza ed una esposizione idonee allo sviluppo impiantistico di progetto;
- Evitare interferenze con il reticolo idrografico minore, prevedendo il rispetto della fascia di 10 m prevista dal R.D. 523/1904 "Testo unico delle disposizioni di legge intorno alle opere idrauliche delle diverse categorie";
- Mantenere fruibile l'accesso allo l'accesso al tracciato della Condotta Truncu Reale-Tottubella del SIMR, realizzando una viabilità di accesso ai campi che possa essere utilizzata anche per le attività manutentive delle condotte idriche stesse, agevolando di fatto tali interventi;
- Mantenere un significativo spazio libero tra le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici (pitch 5 m), nonché tra le strutture di sostegno e la recinzione perimetrale (>5m), tale da consentire la conduzione di attività agricole con l'impiego di mezzi meccanici; la viabilità interna all'impianto è stata altresì progettata per consentire una agevole circolazione dei mezzi agricoli all'interno dell'area;
- Minimizzare gli ombreggiamenti reciproci tra i filari di moduli fotovoltaico, regolando opportunamente la posizione delle strutture di sostegno ovvero la distanza tra le stesse;
- Consentire l'installazione dei locali tecnici/cabine elettriche, rispettando i 5 m richiesti secondo prescrizione VVFF ed allo stesso tempo senza generare ombreggiamenti sui moduli fotovoltaico e lasciando libero un sufficiente spazio di manovra per gli automezzi sia in fase di costruzione che di esercizio e manutenzione dell'impianto.

3.6 DESCRIZIONE DELL'ATTIVITÀ ZOOTECNICA

Tra le diverse possibilità di concepire e definire un impianto "agrivoltaico", vi è la possibilità di utilizzare le aree di progetto sia per la produzione di energia da fonte rinnovabile sia per la conduzione in sito di allevamenti zootecnici. Nel caso specifico si è deciso per sviluppare un modello che preveda il connubio tra parco fotovoltaico e allevamento di ovini. Per far ciò si è optato per la realizzazione di un impianto con pannelli fissi, caratterizzato da un'altezza minima del pannello di 1,30 m dal suolo. In questo modo si è configurato l'impianto sia in relazione alle Linee Guida ministeriali di giugno 2022, sia in relazione alla recente norma CEI 82.93 in materia di impianti agrivoltaici.

L'ordinamento colturale futuro prevedrà la gestione delle superfici interne al parco agrivoltaico con la gestione e la conduzione di prati pascoli naturali per il pascolamento di ovini con le modalità di allevamento classiche di animali allevati allo stato libero; gli ovini avranno un accesso a dei ricoveri solo per la notte mentre utilizzeranno il pascolo tutto l'anno.

Il parco verrà strutturato in modo da soddisfare i requisiti necessari per ottenere il miglioramento dei pascoli presenti e mantenuti al fine di incrementare le produzioni alimentari per gli ovini in allevamento in maniera tale da non ricorrere all'impiego di mangimi.

La filiera della produzione sarà così organizzata:

- conduzione dei terreni del parco agrivoltaico con pascoli misti di leguminose e foraggere di elevate qualità e quantità in grado di garantire autonomia alimentare per il bestiame presente;
- disponibilità di tutte le attrezzature necessarie per una economica gestione aziendale (animali e pascoli);

- disponibilità di maggiori conoscenze professionali acquisite con lo scambio di informazioni che verranno determinate attraverso la presenza di diverse figure professionali specialistiche;
- disponibilità di accesso ad informazioni tecniche di produzione, garantite dai centri Regionali di formazione (LAORE), di ricerca (AGRIS) e/o da tecnici liberi professionisti (Agronomi) a supporto delle società agricole.

Il sistema agrivoltaico così concepito, determina un piano di miglioramento e modernizzazione “aziendale” inquadrabile oggi come Agricoltura 5.0.

3.6.1 Coltivazione del prato polifita permanente

Per alimentare la popolazione ovina che andrà ad insediarsi e a pascolare all'interno del parco agrivoltaico, si provvederà a realizzare una produzione di foraggio con prato permanente polifita, che prevede la coltivazione contemporanea di molte specie foraggere, generalmente appartenenti alle famiglie Fabaceae e Poaceae. Per garantirne una durata prolungata, la stabilità della composizione floristica e una elevata produttività, i prati polifiti verranno periodicamente traseminati nel periodo autunnale senza alcun intervento di lavorazione del terreno (semina diretta).

Il prato polifita permanente non necessita di alcuna rotazione e quindi non deve essere annualmente lavorato come avviene nelle coltivazioni di seminativi, condizione che favorisce la stabilità del biota e la conservazione/aumento della sostanza organica del terreno e allo stesso tempo la produzione quantitativa e qualitativa della biomassa alimentare per gli ovini. Questa condizione garantisce il mantenimento di un ecosistema strutturato e solido (cotico erboso) con conseguente arricchimento sia in termini di biodiversità che di quantità della biofase del terreno.

Al fine di favorire un'elevata biodiversità nella realizzazione del miscuglio di semina, verranno impiegate le seguenti specie:

- Poaceae
 - loietto italico;
 - loietto inglese;
 - erba fienarola;
 - festuca;
 - erba mazzolina;
 - fleolo;
- Fabaceae
 - trifoglio pratense;
 - trifoglio bianco;
 - trifoglio incarnato;
 - ginestrino.

Le piante che costituiranno il prato permanente saranno scelte in base al tipo di terreno e alle condizioni climatiche e saranno individuate in fase esecutiva dopo un'accurata analisi chimico-fisica su campioni di suolo prelevato.

La semina verrà realizzata con seminatrici a file o a spaglio al dosaggio di 35-40 kg/ha di semente con miscugli costituiti da 10-12 specie e varietà di foraggere graminacee e leguminose.

I prati così concepiti, gestiti in regime di asciutto, forniranno produzioni medie pari a 8-10 tonnellate per ettaro di fieno. Il fieno prodotto non verrà mai sfalciato, ma verrà utilizzato per l'alimentazione degli ovini durante tutto l'anno.

3.6.2 Piano di pascolamento

Un piano di pascolamento razionale può assicurare una buona alimentazione al bestiame (prelievi e qualità), il mantenimento o miglioramento della qualità foraggera delle cotiche, la loro integrità, elevata biodiversità vegetale e animale e la conservazione di uno spazio aperto e fruibile.

È fondamentale attuare una gestione del pascolo tale da salvaguardare il cotico erboso per evitare l'alternanza netta di zone prive di vegetazione e zone a prato fitto, nonché per evitare la selezione di poche specie a svantaggio delle altre in seguito alla pressione generata da:

- calpestio degli animali,
- preferenza alimentare da parte degli animali di alcune specie;
- apporto localizzato di grandi quantità di nutrienti (feci).

In tale ottica sarà fondamentale "orientare" gli animali in modo tale da far utilizzare loro sempre zone differenti. Le considerazioni pratiche relative al piano di pascolamento del progetto qui presentato possono essere, pertanto, così riepilogate:

- preferenza del pascolamento continuo nei periodi di crescita moderata dell'erba (autunno-inverno);
- prediligere il pascolamento turnato e razionato nei periodi di veloce crescita dell'erba e/o di abbondanza di biomassa pascoliva;
- avvio del pascolamento quando l'erba è alta non più di 15-20 cm;
- interruzione del pascolamento quando l'altezza del cotico erboso è circa 5 cm per le graminacee e 8-10 cm per le leguminose;
- variare i carichi di bestiame e la durata del periodo di pascolamento al fine di rispettare le altezze del cotico precedentemente indicate;
- ridurre la durata giornaliera del pascolamento all'aumentare dell'integrazione di fieno e concentrati in stalla (se contemplato nella dieta).

3.6.3 Calcolo del carico bestiame

Si riporta di seguito la tabella di conversione carico zootecnico per la Regione Sardegna, estratto dello Studio Agronomico (AGR_REL_01) al quale si rimanda per approfondimenti.

Categorie di animali	Indice di conversione in UBA
Tori, vacche e altri bovini di oltre due anni	1,0
Bovini da sei mesi a due anni	0,6
Bovini di meno di sei mesi	0,4
Equidi di oltre sei mesi	1,0
Ovini di età superiore a 12 mesi	0,15
Caprini di età superiore a 12 mesi	0,15
Scrofe riproduttrici di oltre 50 kg	0,5
Altri suini di età superiore a 70 giorni	0,3
Galline ovaiole	0,014
Altro pollame	0,03

Considerando che 1 UBA di bovino di oltre 24 mesi corrisponde a 0,15 UBA per gli ovini, su una estensione di circa 40 ettari (superficie dell'area recintata), con un carico massimo di bestiame in regime di agricoltura biologica pari a 2 UBA/ettaro, il calcolo per stabilire il quantitativo di ovini da inserire nel piano di pascolamento viene di seguito riportato. Con l'areale di interesse pari a 40 ha, con densità massima di 2 UBA/ha, avremo bisogno di 80 UBA per l'estensione totale degli appezzamenti. Pertanto, applicando il fattore di conversione per gli ovini (0,15 UBA), si provvederà a far pascolare nei siti di impianto 533 pecore.

Per allevamenti fino a 500-600 capi si può avere un solo edificio differenziato nei diversi reparti funzionali per cui si è optato il dimensionamento e la futura realizzazione di nr.4 locali di mq 250 ciascuno per modo tale da creare delle zone di riposo per gli ovini. Il calcolo per arrivare a 1000 mq complessivi è stato determinato sulla base dell'indicazione che, per pecore adulte la zona di riposo, che sia paglia o che sia lettiera, corrisponde mediamente a 1,5-1,8 mq/capo.

Ai fini di minimizzare gli impatti delle attività in oggetto, i locali agricoli sopra descritti saranno ubicati in corrispondenza dell'area di cantiere, una volta smobilizzata la stessa. Per l'ubicazione di tale area si rimanda alla tavola PRO_TAV_05.

3.6.4 Tecniche di allevamento

Il gregge verrà fatto pascolare in parcelle di terreno inerbite recintate e in seguito spostato in un altro recinto non appena terminato il pascolo, mediante la tecnica del “pascolamento a rotazione”.

Una volta realizzato il parco agrivoltaico, dopo aver provveduto alla creazione di tutte le opere a verde e degli inerbimenti allo scopo di creare delle zone a pascolo per gli ovini, si provvederà a distribuire il carico di bestiame, attraverso la realizzazione di recinti, secondo lo schema organizzativo riportato in Figura 30. Si farà particolare attenzione all’individuazione delle femmine in gestazione, le quali andranno separate dagli altri ovini. Allo stesso modo gli agnelli appena nati e le relative mamme verranno separati dal gruppo.

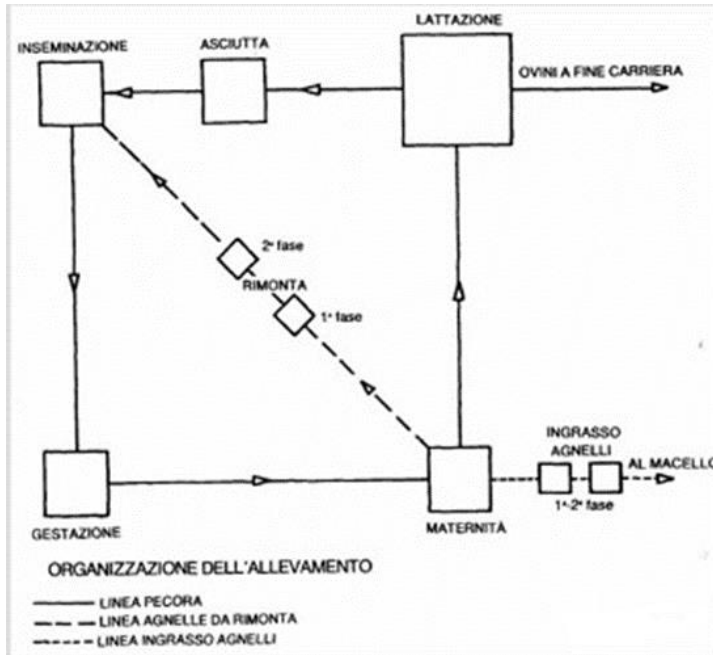


Figura 30: Schema organizzativo dell'allevamento.

3.6.5 Conformità alle Linee Guida Agrivoltaico

In relazione alle norme relative agli impianti agrivoltaici, regolamentati dalle linee guida del MITE (oggi MASE), e richiamate nelle recenti norme CEI 82.93 e UNI PdR 148/2023, si fa presente che il presente impianto, per la configurazione dei moduli scelta, rientra nella definizione di “agrivoltaico avanzato” in quanto in considerazione dell’altezza dei moduli dal piano di campagna, la superficie che si proietta sotto risulta coltivabile e, pertanto, tutte le aree recintate risulteranno coltivate come se fosse un “pieno campo”.

Tale impianto, quindi, rispecchierà i requisiti sopra richiamati e, in particolare, il Requisito A, B, C, D e E.

REQUISITO A: l’impianto rientra nella definizione di “agrivoltaico”

- Requisito A.1): Superficie minima coltivata deve essere almeno il 70 % della superficie totale di un sistema Agrivoltaico - Sagricola $\geq 0,70$ Stot

Nel caso in oggetto:

$$S_{\text{tot}} = 39,77 \text{ ha}$$

$$70 \% \text{ Stot} = 27,84 \text{ ha}$$

Area destinata alla produzione agricola (area di progetto al netto dell’area occupata dalla viabilità interna e dai locali tecnici):

$$\text{Sagricola} = 37,52 \text{ ha (pari al } 94,34\%)$$

$$\text{Sagricola} \geq 0,7 \cdot \text{Stotale}$$

[Il parametro risulta verificato]

- Requisito A.2): La percentuale complessiva coperta dai moduli fotovoltaici (LAOR) deve essere inferiore o uguale al 40% (LAOR \leq 40%). Dove il LAOR (Land Area Occupation Ratio) è il rapporto tra la superficie totale di ingombro dell'impianto agrivoltaico (Spv) e la superficie totale occupata dal sistema agrivoltaico (Stot).

Nel caso in oggetto:

Spv = 14,08 ha

Stot = 39,77 ha

Spv / Stot = 35,4 %

LAOR < 40%

[Il parametro risulta verificato]

REQUISITO B: Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica dell'impianto, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli.

- Requisito B.1): Occorre garantire la continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento.

Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale. In particolare, in merito alla verifica del presente requisito, che si riferisce alla continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento, si specifica quanto segue. Le verifiche degli investimenti colturali ante miglioramento configurano la struttura aziendale come marginale e poco produttiva (considerata anche la trascuratezza nel mantenimento degli elementi vegetali naturali). Il tessuto originario ha storicamente fatto riferimento ad un tipo di agricoltura tradizionale vocata sia alla coltivazione estensiva a indirizzo cerealicolo o all'incoltò. Una tale gestione colturale ha impoverito il terreno e, conseguentemente, anche la resa media per ettaro. I nuovi investimenti rappresentano un evidente miglioramento della configurazione agroproduttiva, in particolare quella zootecnica, che oltre ad assicurare una redditività potenziale, di fatto, rappresentano un modo per migliorare le condizioni di campagna e garantire continuità nel settore di riferimento con l'inserimento di capi ovini che potranno essere utilizzati in svariati modi, dalla carne alla produzione di latte. In tal senso anche considerando i massimi ricavi di un'agricoltura vocata alla cerealicoltura classica, raggiungiamo e superiamo i redditi tradizionali e, pertanto, il requisito risulta verificato.

[Il parametro risulta verificato]

- Requisito B.2): Producibilità elettrica minima

Nel caso in oggetto:

$FV_{agri} = 1,4105$ [MWh/ha/anno] - $FV_{standard} = 1,2838$ [MWh/ha/anno]

$0,6 \cdot FV_{standard} = 0,7703$

$FV_{agri} \geq 0,6 \cdot FV_{standard}$

[Il parametro risulta verificato]

- Requisito C): L'impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra, volte a ottimizzare le prestazioni del sistema agrivoltaico sia in termini energetici che agricoli;

L'altezza minima dal suolo raggiunta dai moduli fissi risulta superiore a 1,3 m. In questo caso si parla di impianti in cui l'altezza minima è studiata in maniera tale da consentire la continuità delle attività agricole anche sotto ai moduli fotovoltaici. Si configura una condizione nella quale esiste un doppio uso del suolo e una integrazione massima tra l'impianto agrivoltaico e la gestione colturale (nel nostro caso con l'applicazione della zootecnia).

[Il parametro risulta verificato]

- Requisito D.1): Risparmio idrico

Il piano delle opere verde e della coltivazione agricola in tutte le aree di impianto compresa la piccola parte interessata alla mitigazione perimetrale, prevedrà l'impiego di colture in asciutto (prato polifita), senza l'ausilio di pratiche di gestione irrigua artificiale.

[Il parametro risulta verificato]

- Requisito D.2) Monitoraggio della continuità dell'attività agricola

Al fine di soddisfare il requisito per l'impianto è previsto un sistema di monitoraggio che permetta di verificare le prestazioni del sistema agrivoltaico con particolare riferimento alle seguenti condizioni di esercizio. Nella fattispecie, in ogni fase del progetto, dall'ante-operam alla fase di esercizio, sarà previsto un piano di monitoraggio delle singole componenti ambientali (acqua, suolo e sottosuolo, aria, rumore, vegetazione, fauna e paesaggio). Tutto ciò consentirà di verificare l'applicazione del modello agronomico/zootecnico proposto in fase di progettazione definitiva. Il modello rimarrà pressoché lo stesso ma potrà essere implementato e/o migliorato con taluni accorgimenti sulla base delle verifiche legate al monitoraggio ambientale. Le opere di progetto saranno realizzate secondo i moderni modelli di rispetto della sostenibilità ambientali, con l'obiettivo di realizzare un sistema agricolo/zootecnico "integrato" e rispondente al concetto di agricoltura 4.0, attraverso l'impiego di nuove tecnologie, con piano di monitoraggio costanti e puntuali, volti all'efficienza e al rispetto dell'ambiente. L'impianto agrivoltaico verrà gestito esattamente come una "moderna" azienda agricola di indirizzo zootecnico e, pertanto, si attizzerà adattando tecnologie innovative e tracciabilità di prodotto.

[Il parametro risulta verificato]

REQUISITO E

- Requisito E.1): recupero della fertilità del suolo

In relazione al monitoraggio del recupero della fertilità del suolo, il protocollo che si intende seguire prevede analisi del terreno ogni 3-5 anni per identificare le caratteristiche fondamentali del suolo e la dotazione di elementi nutritivi, quali : scheletro, tessitura, carbonio organico, pH del suolo, calcare totale e calcare attivo, conducibilità elettrica, azoto totale, fosforo assimilabile, capacità di scambio cationico (CSC), basi di scambio (K scambiabile, Ca scambiabile, Mg scambiabile, Na scambiabile), Rapporto C/N, Rapporto Mg/K.

- Requisito E.2) il microclima

In merito al monitoraggio del microclima lo si potrà gestire eventualmente con l'installazione di sensori di umidità e pioggia che permettono di registrare e ottenere numerosi dati relativi allo stato di salute del prato polifita (ad esempio la bagnatura fogliare) e all'ambiente circostante (valori di umidità dell'aria, temperatura, velocità del vento, radiazione solare). I risultati dei monitoraggi verranno appuntati nel relativo quaderno di campagna e, successivamente, opportunamente rendicontati.

- Requisito E.3) la resilienza ai cambiamenti climatici

La produzione di elettricità da moduli fotovoltaici sarà realizzata in condizioni tali da non pregiudicare l'erogazione dei servizi e/o le attività eventualmente impattate in ottica di cambiamenti climatici attuali o futuri. Come stabilito nella circolare del 30 dicembre 2021, n. 32, sarà prevista una valutazione del rischio ambientale e climatico attuale e futuro in relazione a possibili alluvioni, nevicate, innalzamento dei livelli dei mari, piogge intense, ecc. per individuare e implementare le necessarie misure di adattamento in linea con il Framework dell'Unione Europea. Pertanto, nella fase di progettazione esecutiva sarà prodotta una relazione recante l'analisi dei rischi climatici fisici in funzione del luogo di ubicazione, individuando le eventuali soluzioni di adattamento;

[Il parametro risulta verificato]

3.7 OPERE DI MITIGAZIONE PAESAGGISTICA, DI COMPENSAZIONE E INSERIMENTO AMBIENTALE

Di seguito si descrivono sinteticamente le opere di mitigazione paesaggistica, di compensazione e di inserimento ambientale previste in progetto, per approfondimenti si rimanda allo Studio Agronomico (codice elaborato AGR_REL_01).

Per una visione dello stato del sito di progetto al termine dei lavori di cantiere e ad interventi di mitigazione paesaggistica, compensazione e inserimento ambientale ultimati, si prega di fare riferimento alla seguente Figura 31 ed alla Tavola PRO_TAV_12 "Sistemazione finale del sito".

Stato di Fatto



Stato di Progetto

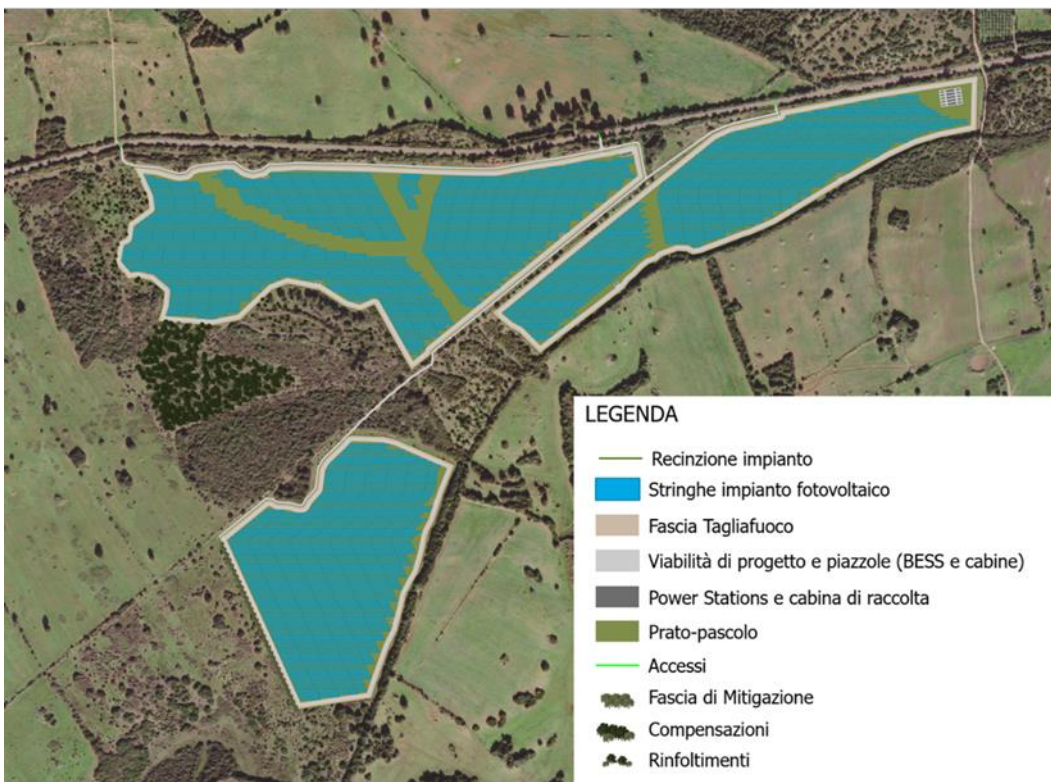


Figura 31: Sistemazione finale del sito al termine della fase di cantiere (estratto di PRO_TAV_12)

3.7.1 Aree di Rinfoltimento

Tutte le specie arboree di altezza superiore ai 150 cm presenti all'interno dell'area recintata e più specificatamente entro le zone ove verranno inseriti i moduli fotovoltaici, verranno estirpate e ricollocate in sito, in zone definite "Aree di Rinfoltimento" ai fini di preservare gli

elementi arborei stessi e minimizzare l'impatto delle opere in oggetto. Tali aree sono zone che, benché identificate a livello cartografico come aree boscate, risultano prive di una copertura arborea rilevante.

In via preliminare, tali aree sono identificate analizzando l'area di intervento tramite i dati acquisiti con il rilievo Lidar con drone eseguito in data 13/11/2023. Sono stati analizzati in particolare i seguenti elementi:

- le ortofoto;
- il dato DSM (Digital Surface Model);
- i dati altimetrici.

Nella seguente Figura 32 si riporta la perimetrazione di tali aree sul rilievo ombreggiato (hillshade) elaborato dal rilievo LIDAR eseguito in sito. Si apprezzi come da tale elemento siano facilmente identificabili gli elementi arborei e come le zone identificate, benché indicate come aree boscate da cartografia PPR/PUC, risultano prive di una copertura arborea rilevante. Le "Aree di Rinfoltimento" così identificate hanno una estensione pari a circa 3,06 ha. Si rimanda alla Tavola PRO_TAV_22a per prendere visione del rilievo ombreggiato (hillshade) di tutte le aree nella disponibilità del proponente.

Gli esemplari arborei presenti all'interno dell'area recintata in progetto non saranno rimossi definitivamente, ma verranno ricollocati nelle "Aree di Rinfoltimento", zone nella disponibilità del proponente con medesime caratteristiche pedologiche.

La ripiantumazione in sito avverrà secondo i criteri delle buone pratiche agronomiche, avendo cura di potare nel periodo idoneo le essenze interessate, le quali verranno estirpate nel periodo meno intenso dal punto di vista vegetativo e ricollocate nell'arco della stessa giornata.

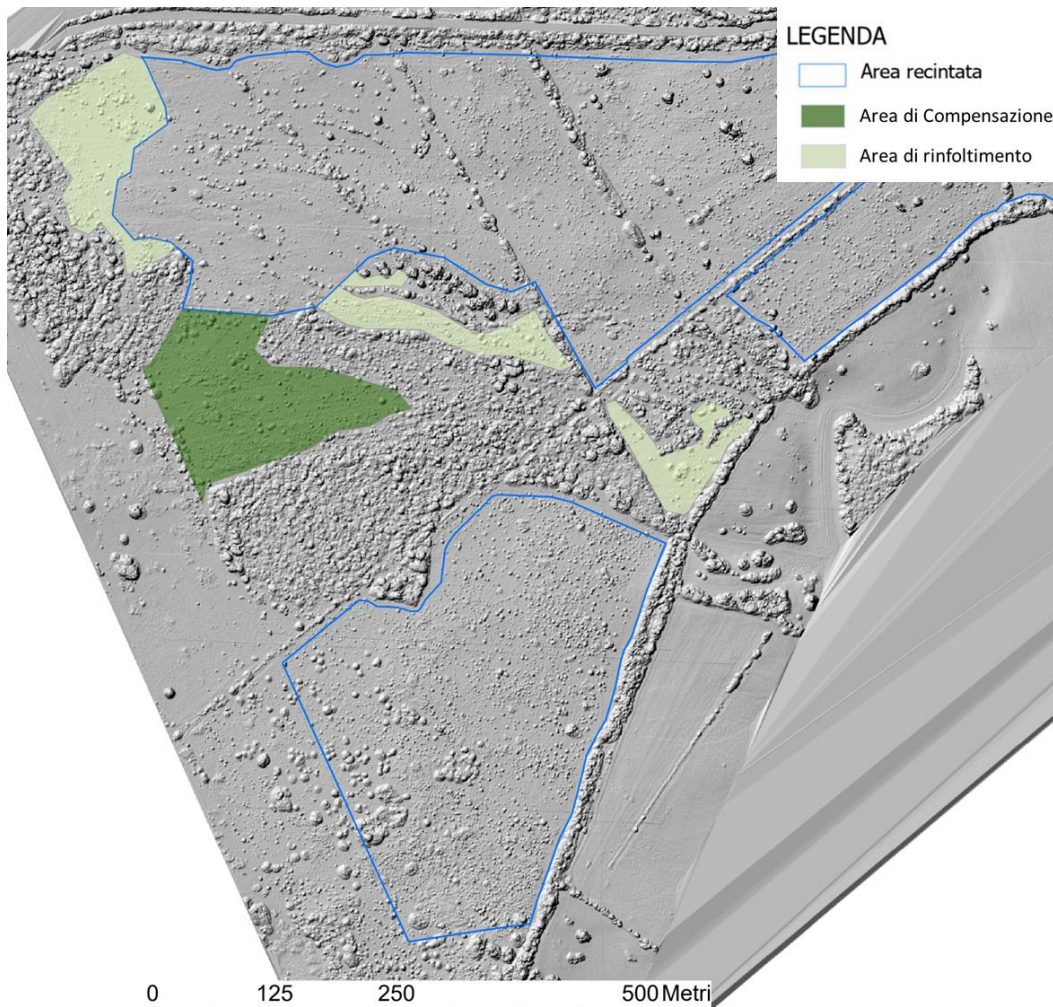


Figura 32: Identificazione delle “Aree di Rinfoltimento” e delle “Aree di Compensazione” (in grigio hillshade del DSM derivante dal rilievo LIDAR eseguito in sito)

3.7.2 Mitigazione perimetrale

A seguito di rilievo e sopralluogo in sito è stata riscontrata la presenza, già allo stato attuale, di una fascia arborea continua che di fatto perimetra e isola le aree di progetto dal territorio circostante. Si veda la seguente Figura 33 e la Tavola PRO_TAV_28.

Pertanto, la maggior parte del progetto risulta già perfettamente inserita nel contesto paesaggistico esistente che, naturalmente, verrà preservato. L’unica porzione delle aree di impianto che risulta priva allo stato attuale di una siepe perimetrale continua è la sola porzione occidentale del Campo 3.

In tale zona è stato previsto di realizzare un intervento a verde di mitigazione perimetrale tramite la posa in opera di una doppia fila sfalsata di arbusti autoctoni. La prima fila a ridosso della recinzione (a circa 50 cm) e la seconda a circa 2 m di distanza. È prevista la piantumazione di 3 piante per ml. Considerando che i metri lineari totali sono pari a circa 317 ne deriva che è previsto l’impianto di circa 1905 arbusti di altezza pari a 0,60-0,80 m.

Si sottolinea, comunque, che è stata prevista un’ulteriore piantumazione di circa 45 metri di siepe perimetrale anche in corrispondenza degli unici due tratti del confine nord ove la vegetazione attuale non risulta sufficientemente sviluppata da schermare l’impianto (si veda PRO_TAV_29).

In Figura 34 si riporta un prospetto in pianta ed in sezione della fascia di mitigazione perimetrale, per dettagli si rimanda alla Tavola PRO_TAV_29 “tipico siepe perimetrale” mentre per dettagli relativi alle modalità di piantumazione si rimanda allo Studio agronomico (AGR_REL_01).

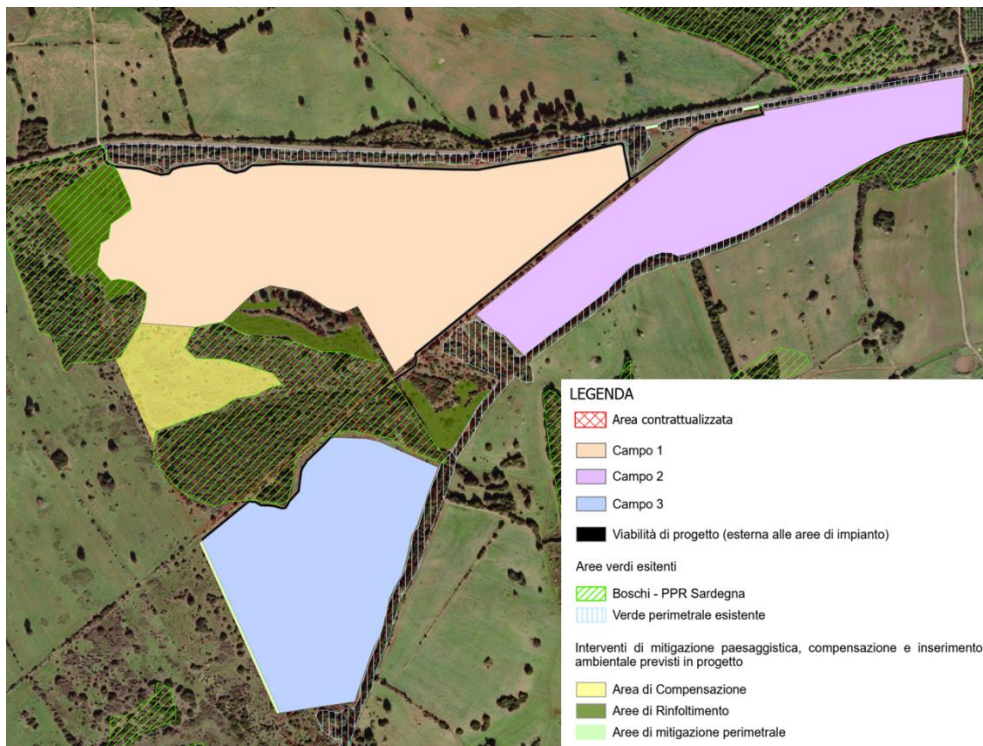


Figura 33: Verde esistente ed in progetto (estratto di PRO_TAV_28)

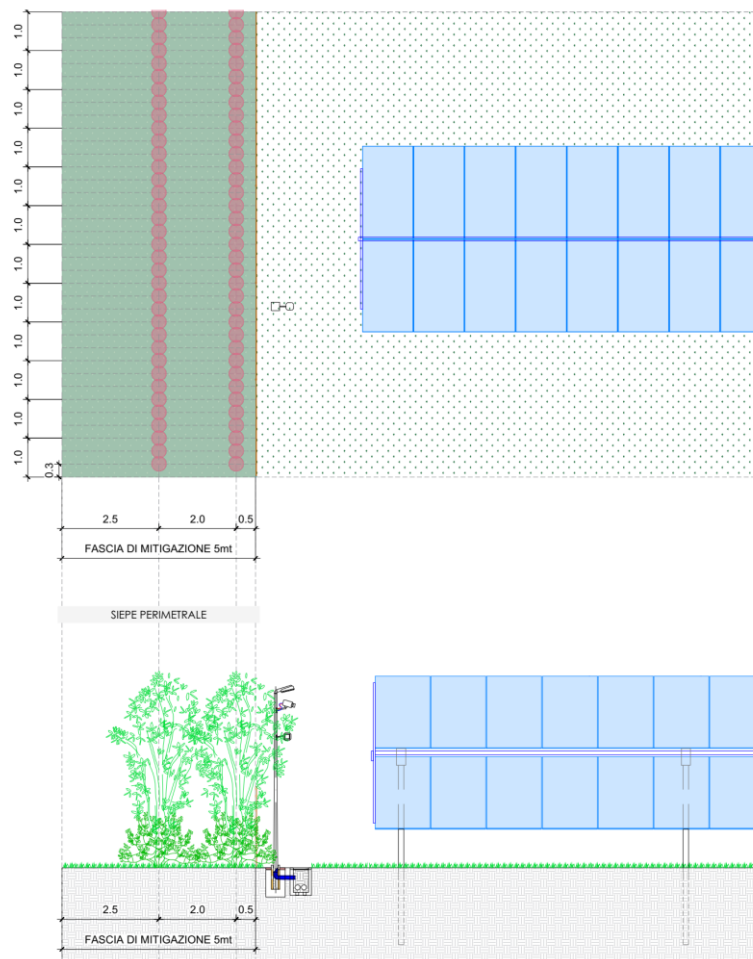


Figura 34: Prospetto in pianta ed in sezione della fascia di mitigazione perimetrale (estratto di PRO_TAV_29)

3.7.3 Compensazione ambientale: imboscamento

Nell'area compresa tra il campo 1 ed il campo 3 è stata prevista un'area di compensazione ambientale di dimensione pari a 2,63 ha, costituita dalla riqualificazione di un ecosistema boscato di valore naturalistico e paesaggistico elevato, che si affermerà e diventerà riconoscibile dopo i primi 5/7anni di cure culturali.

Tale area, identificata in pianta nella precedente Figura 32 ed in Tavola PRO_TAV_28, è stata selezionata considerando l'opportunità di aumentare la connettività ecosistemica attuale andando a collegare due aree boscate ad oggi esistenti (si veda Figura 33), incrementando la funzionalità ecologica complessiva dell'area. Tale area, infatti, non è considerata bosco dalla normativa vigente (Art. 2 LR 27/2016; PPR Sardegna) ed è posta tra due zone boscate attualmente esistenti.

Viene in questo senso progettata la messa a dimora di 2.630 piantine forestali arboree autoctone (1000 piante per ha) di varie specie con un sesto di impianto di 3 x 3,5 mt, in modo da ottenere in breve tempo la chiusura delle chiome e la loro stratificazione in funzione delle specifiche caratteristiche delle specie impiegate. Le piantine forestali dovranno essere certificate a norma di legge per qualità e provenienza. In quanto disponibili potranno essere richieste ai vivai forestali della Regione - Agenzia Forestas.

La scelta delle specie da utilizzare ai fini compensativi sarà valutata sulla base degli esiti della caratterizzazione floristica e vegetazionale ante operam previste in progetto (si veda piano di monitoraggio del progetto, elaborato SIA_REL_02).

Di seguito, in Tabella 1, si riporta la stima dei costi di impianto delle opere di compensazione boschive. Per dettagli relativi alle modalità di piantumazione si rimanda allo Studio agronomico (AGR_REL_01).

	Descrizione	U.M.	Q.tà	Prezzo		
ROMBOSCHIMENTO	Ripulitura totale di terreno infestato da cespugliame, mediante tagli eseguiti con mezzi manuali o, al massimo, con ausilio di decespugliatore meccanico a spalla, compreso l'allontanamento e/o bruciatura del materiale di risulta. In terreno mediamente infestato	ha	2,63	1.150,00	€/ha	3.024,50 €
	Lavorazione del terreno alla profondità di m 0,3 – 0,5 compreso amminutamento ed ogni altro onere. Superficie effettivamente lavorata. Terreno sciolto – medio impasto	ha	2,63	590,00	€/ha	1.551,70 €
	Fornitura e spandimento di ammendante organico, letame maturo, prevedendo un quantitativo minimo di 3 kg/mq, da eseguirsi tra l'aratura e la finitura superficiale	ha	2,63	1.170,00	€/ha	3.077,10 €
	Lavorazione di finitura superficiale del terreno, eseguita con attrezzi a denti, con esclusione di attrezzi rotativi ad asse orizzontale, compreso interrimento ammendante organico predistribuito, fino alla completa preparazione del terreno per la posa a dimora delle piante	ha	2,63	280,00	€/ha	736,40 €
	Squadatura e picchettatura: esecuzione della squadatura dell'appezzamento, con l'ausilio di strumenti ottici, compresi picchettatura e ogni altro onere	ha	2,63	850,00	€/ha	2.235,50 €
	Apertura di buche con trivella meccanica in terreno di qualsiasi natura e consistenza, compreso il successivo rinterro delle buche stesse: diametro 0,3-0,4 profondità 40 cm	cad	2630	1,90	€	4.997,00 €
	Fornitura e piantumazione di essenze forestali in alveolo in pane di terra, collocamento a dimora delle piante; compresa la ricolmatura e la compressione del terreno; fornitura e posa di tutore (bambù); prima irrigazione (15 l/pianta).	cad	2630	5,67	€	14.912,10 €
	Messa a dimora manuale di piantine in terreno lavorato preparato per accogliere piantine forestali, il rinterro e ogni altro onere	cad	2630	1,75	€	4.602,50 €
	Fornitura e posa in opera di nontessuto Naturvip J1000, costituito da fibre biodegradabili di juta compattate meccanicamente mediante agugliatura, senza impiego di collanti, appretti, cuciture o filamenti in materia plastica.	cad	2630	2,00	€	5.260,00 €
	Fornitura e posa in opera di shelter biodegradabile al 100%, protegge le piante da attacchi di animali selvatici, anti-erbicida, anti-colpo di calore e anti-lacerazione; biologico e derivato da materie prime naturali. Diametro 7 cm h. fino a 80 cm	cad	2630	1,50	€	3.945,00 €
						44.341,80 €

Tabella 1: Stima costi di impianto opere di compensazione boschive

3.8 DESCRIZIONE DELLE INTERFERENZE

3.8.1 Interferenze impianto

Come già indicato in precedenza, i tre campi previsti in progetto sono separati dal tracciato della Condotta Truncu Reale-Tottubella (Codice SIMR 3B.C10) del Sistema Multisetoriale Regionale (SIMR) gestito dall'Enas e dalle relative prolunghie interrato di scarico. Inoltre, lungo il confine Nord del sito di intervento è presente una ulteriore condotta che corre parallela alla SP65.

A livello progettuale si è tenuto conto di tali elementi nella definizione delle aree recintate. In particolar modo:

- per le condotte principali è stata considerata una servitù di 5 metri per lato;
- il tracciato principale delle condotte stesse è stato mantenuto esterno al perimetro delle aree recintate;
- è stato studiato un percorso delle strade di accesso ai campi agrivoltaici che possa essere allo stesso tempo utilizzato dalle autorità di competenza per le attività manutentive delle condotte idriche stesse (si veda Figura 23).
- Il tracciato delle condotte di scarico è stato, per quanto possibile, escluso dalle aree oggetto di intervento.

Nell'elaborato PRO_TAV_11 "Campo FV - Layout aree impianto ed interferenze", al quale si rimanda, si identificano le interferenze e si indicano le modalità di risoluzione delle stesse. Per facilità di lettura si riporta in Figura 35 un estratto di tale Tavola.

Sono state identificate n°11 interferenze (si veda Tabella 2) di cui n°10 sono riconducibili alla presenza delle condotte idriche di cui sopra.

Ai fini progettuali, considerando che la Condotta Truncu Reale-Tottubella risulterebbe essere una tubazione in Acciaio DN800 capace di una portata massima di 0,5mc/sec, nel caso di interferenza con cavidotti in progetto, è stato previsto di sottopassare la condotta stessa mediante T.O.C. L'attraversamento mediante T.O.C. prevede una distanza minima dalla tubazione dell'acquedotto di 1,5 m ed un punto di entrata e uscita della perforazione distanti almeno 3,5 m dal baricentro della condotta (si veda tipologico riportato nella Tavola PRO_TAV_11 - foglio 2).

Resta inteso che in sede esecutiva si dovrà verificare con il gestore della rete idrica (Enas) l'effettivo tracciato e la profondità di posa di tali condotte.

Cautelativamente si considerano le medesime modalità di risoluzione anche per le prolunghere interrate di scarico dell'acqua della condotta Truncu Reale-Tottubella (tubazioni in cemento DN250). Tali prolunghere sono utilizzate in caso di manutenzione della condotta principale per il sezionamento della stessa e lo scarico delle acque.

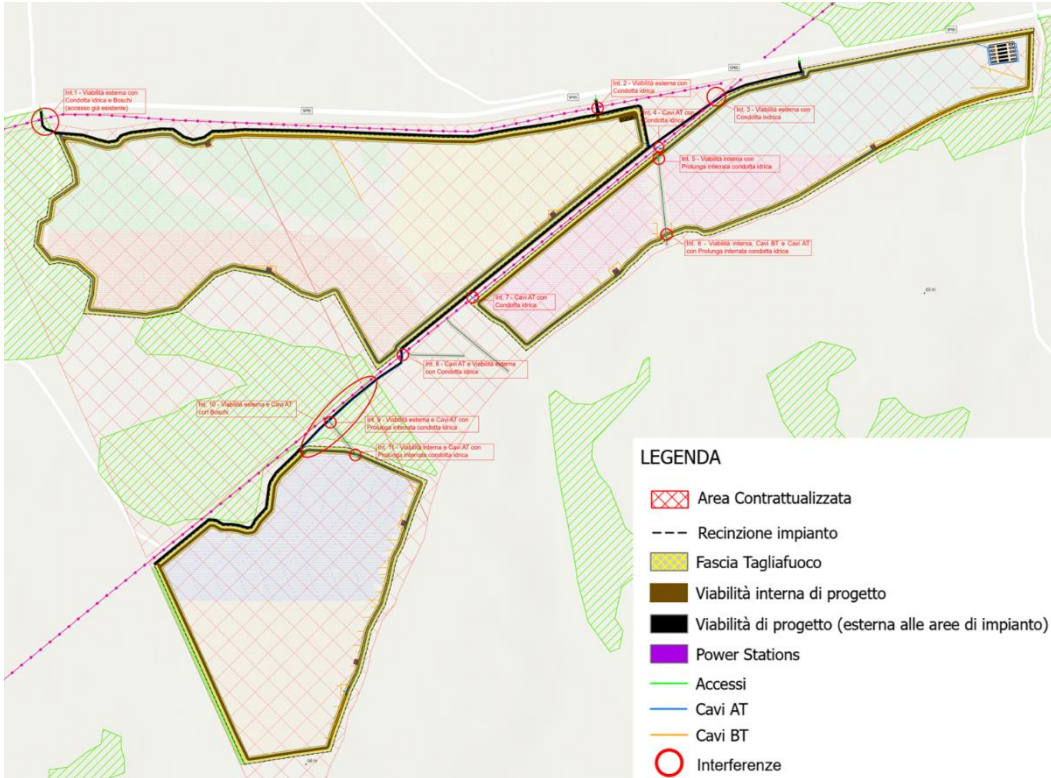


Figura 35: Layout aree impianto ed interferenze (estratto di PRO_TAV_11)

ID	Elemento interferito	Elemento di progetto	Risoluzione
I.1	Condotta idrica e bosco	Viabilità di progetto (l'accesso al lotto è già esistente)	n/a – L'opera in progetto non comporta interazione con l'elemento interferito
I.2	Condotta idrica		
I.3	Condotta idrica Truncu Reale-Tottubella	Viabilità di progetto	n/a – L'opera in progetto non comporta interazione con l'elemento interferito
I.4		Cavi AT di connessione tra Cabina di Raccolta e BESS	TOC – si veda PRO_TAV_11 (foglio 2)
I.5	Prolunga Condotta idrica Truncu Reale-Tottubella	Viabilità di progetto	n/a – L'opera in progetto non comporta interazione con l'elemento interferito
I.6		Viabilità di progetto, Cavi BT e Cavi AT del Campo 2	TOC – si veda PRO_TAV_11 (foglio 2)
I.7		Cavi AT di connessione tra Campo 2 e cabina di raccolta	TOC – si veda PRO_TAV_11 (foglio 2)
I.8	Condotta idrica Truncu Reale-Tottubella	Viabilità di progetto e Cavi AT di connessione tra Campo 3 e Cabina di Raccolta	
I.9	Prolunga Condotta idrica Truncu Reale-Tottubella	Viabilità di progetto e Cavi AT di connessione tra Campo 3 e Cabina di Raccolta	TOC – si veda PRO_TAV_11 (foglio 2)
I.10	Bosco	Viabilità di progetto (accesso al campo 3) e Cavi AT interrati	<p>Ai fini di accedere al campo 3 è necessario transitare per una superficie indicata come bosco a livello di PPR. In sede progettuale, ai fini di minimizzare l'impatto dell'opera, è stato previsto di riqualificare una traccia stradale esistente creata dagli automezzi di manutenzione dell'acquedotto, ben visibile da ortofoto ed evidente all'atto del rilievo eseguito in sito in data 13/11/2023 (si veda ortofoto di cui alla Tavola PRO_TAV_21 e layout di progetto di cui alla Tavola PRO_TAV_08). Il cavidotto AT è stato previsto interrato sotto la strada stessa.</p> <p>Per tale opera è stata redatta Relazione Paesaggistica.</p>
I.11	Prolunga Condotta idrica Truncu Reale-Tottubella	Viabilità di progetto e Cavi AT del Campo 3	TOC – si veda PRO_TAV_11 (foglio 2)

Tabella 2: Layout aree impianto ed interferenze

3.8.2 Interferenze opere di connessione

Il cavo di connessione in AT che va dall'area di impianto al punto di connessione è stato sviluppato interamente lungo strada SP65.

Nell'elaborato PTO_TAV_04 "Cavidotto AT - Percorso con risoluzione interferenze", al quale si rimanda, si identificano le interferenze del cavidotto e si indicano le modalità di risoluzione delle stesse. Per facilità di lettura si riporta in Figura 36 un estratto di tale Tavola.

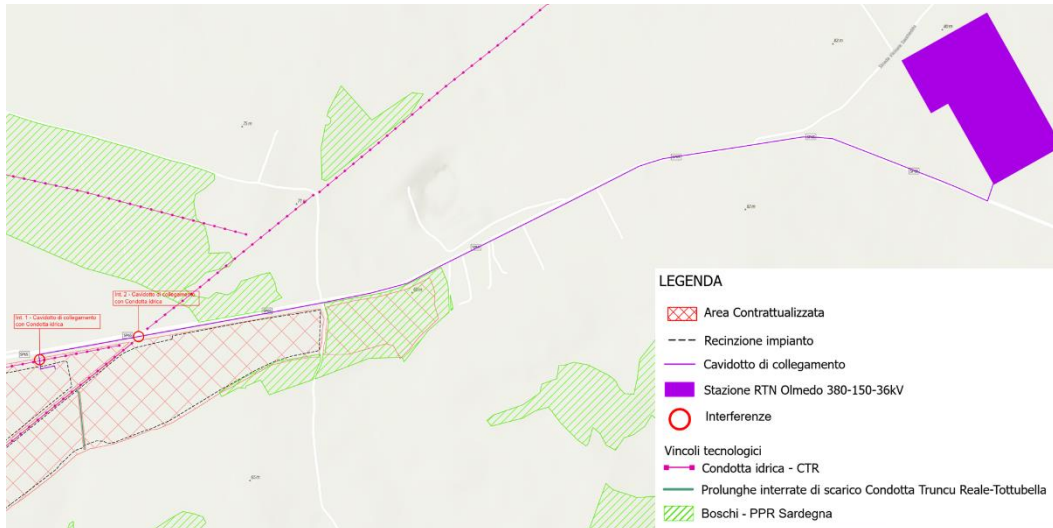


Figura 36: Percorso Cavidotto AT con identificazione interferenze (estratto di PTO_TAV_04)

In particolare, si riscontrano n°2 interferenze con condotte idriche.

Le soluzioni proposte per la risoluzione delle interferenze tra cavidotto interrato e Condotta Truncu Reale-Tottubella sono le medesime descritte nel precedente capitolo 3.8.1, ovvero T.O.C. con distanza minima di sottopassaggio dalla tubazione dell'acquedotto di 1,5 m e punti di entrata e uscita della perforazione distanti almeno 3,5 m dal baricentro della condotta (si veda tipologico riportato nella Tavola PTO_TAV_04 - foglio 2).

4 CARATTERISTICHE TECNICHE DEI PRINCIPALI COMPONENTI D'IMPIANTO

Per la descrizione dettagliata delle caratteristiche tecniche dei principali componenti d'impianto si rimanda all'elaborato dedicato "Relazione tecnica impianto fotovoltaico" (PRO_REL_09), nella quale saranno descritti:

- Moduli fotovoltaici
- Strutture di sostegno fisse
- Cabine di trasformazione (power station), con descrizione di:
 - Inverter
 - Trasformatore AT/BT
 - Quadro AT
 - Sezione Ausiliari
- Sistema di accumulo e power station
- Cabina AT di smistamento
- Collegamenti elettrici, suddivisi in:
 - Cavi BT
 - Cavi AT
- Protezioni elettriche
- Impianto di terra
- Impianti ausiliari.

Si riporta di seguito una descrizione sintetica dei principali componenti d'impianto.

Si ritiene opportuno sottolineare come la scelta definitiva del produttore/modello dei componenti d'impianto sarà effettuata in fase di progettazione costruttiva in seguito all'esito positivo della procedura autorizzativa, sulla base delle attuali condizioni di mercato nonché delle effettive disponibilità da parte dei produttori, senza tuttavia apportare alcuna variazione sostanziale rispetto al presente progetto.

4.1 CRITERI DI DIMENSIONAMENTO

Il dimensionamento elettrico dell'impianto di generazione fotovoltaico è stato effettuato sulla base delle indicazioni Normative vigenti ed alle caratteristiche elettriche dei componenti d'impianto nonché delle condizioni climatiche del sito di installazione.

I criteri di dimensionamento dei componenti principali nonché dei cavi elettrici sono dettagliati ed applicati nella relazione dedicata "Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico".

Nel menzionato elaborato si descrivono seguenti i criteri di dimensionamento dei componenti principali:

- Tensione di isolamento CC;
- Corrente di stringa;
- String Box: tensione, corrente di ingresso e corrente di uscita;
- Corrente di string box;
- Inverter: tensione isolamento e range MPP, corrente ingresso per canale e totale;
- Tensione isolamento BT;
- Trasformatore AT/BT: potenza e rapporto di trasformazione
- Tensione isolamento AT;
- Impianto di accumulo (BESS) e power station con inverter dedicati
- Quadro AT di Cabina di smistamento: tensione e corrente nominale
- Corrente linee AT di campo;

4.2 MODULI FOTOVOLTAICI

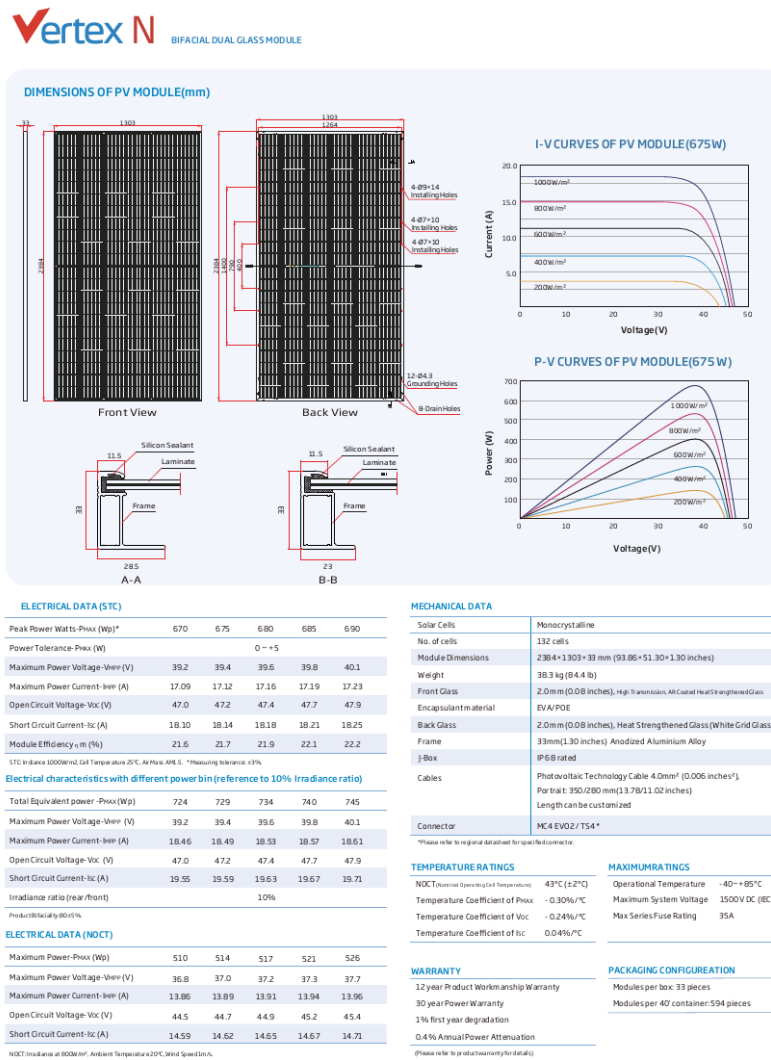
Il dimensionamento dell'impianto è stato realizzato con una tipologia di modulo fotovoltaico composto da 132 celle in silicio monocristallino, ad alta efficienza, connesse elettricamente in serie. L'impianto sarà costituito da un totale di 49.336 moduli per una conseguente potenza di picco pari a 34,04 MWp.

Le caratteristiche principali della tipologia di moduli scelti sono le seguenti:

- Marca: Trinasolar
- Modello: Vertex N Bifacial Dual Module - TSM-NEG21C.20
- Caratteristiche geometriche e dati meccanici
- Dimensioni: 2384 x 1303 x 33 mm
- Peso: 38,3 kg
- Tipo celle: silicio monocristallino
- Telaio: alluminio anodizzato
- Caratteristiche elettriche (STC)
- Potenza di picco (Wp): 690 Wp
- Tensione a circuito aperto (Voc): 47,9 V
- Tensione al punto di massima potenza (Vmpp): 40,1 V
- Corrente al punto di massima potenza (Imp): 18,61 A
- Corrente di corto circuito (Isc): 18,25 A

I moduli previsti dal progetto sono in silicio monocristallino, con tecnologia bifacciale che consente di catturare la luce solare incidente sul lato anteriore che sul lato posteriore del modulo, garantendo così maggiori performance del modulo in termini di potenza in uscita e, di conseguenza, una produzione più elevata dell'impianto fotovoltaico. Il retro del modulo bifacciale, infatti, viene illuminato dalla luce riflessa dall'ambiente, consentendo al modulo di produrre in media il 25% di elettricità in più rispetto a un pannello convenzionale con lo stesso numero di celle. I moduli saranno montati su strutture fisse, in configurazione bifilare con configurazione 2P7 e 2P14.

Di seguito si riporta la scheda tecnica del modulo fotovoltaico previsto:



4.3 STRUTTURE DI SUPPORTO

Per il presente progetto si prevede l'impiego di strutture di sostegno di tipo fisso, nello specifico si prevede l'installazione di 1.846 strutture. Si prevedono le seguenti tipologie di strutture:

N° strutture fisse 2P	1.678 strutture 2Px14
	168 strutture 2Px7

Le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici (fisse) sono composte da telai metallici, pali di sostegno e trave di collegamento superiore, trattati superficialmente con zincatura a caldo, per una maggiore durata nel tempo. Gli elementi di sostegno garantiscono l'ancoraggio al terreno senza l'ausilio di opere di fondazione in calcestruzzo.

Le strutture sono dimensionate per resistere ai carichi trasmessi dai pannelli e alle sollecitazioni esterne alle quali vengono sottoposte in condizione ordinaria e straordinaria (vento, neve...).

La parte in elevazione delle strutture è composta da pochi elementi da montare rapidamente in loco mediante fissaggi meccanici. I componenti sono:

- Teste palo;
- tubo esagonale;
- staffe;
- staffe di supporto moduli fotovoltaici;

Il fissaggio dei pannelli fotovoltaici viene eseguito con bulloneria in acciaio inossidabile evitando quindi fenomeni di corrosione. Le fondazioni sono a secco, pertanto viene utilizzata l'infissione a battere. I pali sono realizzati in profilati di acciaio HEA, la profondità di infissione è determinata in funzione delle sollecitazioni e delle caratteristiche meccaniche del terreno.

La durabilità dei materiali metallici è garantita dal trattamento superficiale di zincatura a caldo come da normativa EN ISO 1461 & EN 10346.

Tipologia di sistema fisso	Tipo
Configurazione	28 moduli FV in configurazione 2xPortrait e 14 moduli FV in configurazione 2xPortrait
Dimensioni	33,56m x 2,40m x 2,547m e 16,78x2,40mx2,547m (altezza massima dal suolo)
Tipologia fondazioni	pali infissi nel terreno
Superficie Fotovoltaica	140.794 m ²
Grado di protezione	IP 55
Temperatura di funzionamento	-10°C ÷ +50°C
Altitudine massima	2.000 m a.s.l.
Inclinazione massima del terreno	≤15° Nord-Sud, illimitata Est/Ovest

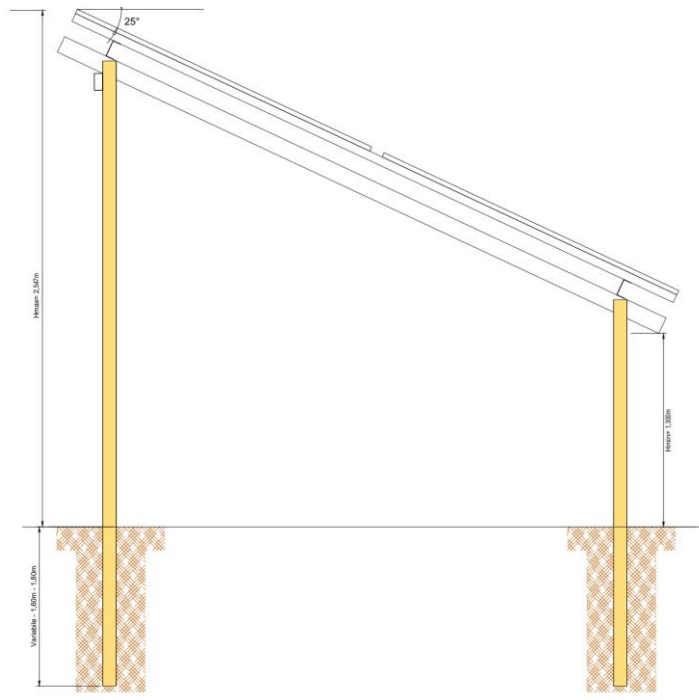


Figura 37: Particolare strutture di sostegno moduli fotovoltaici (estratto di PRO_TAV_16)

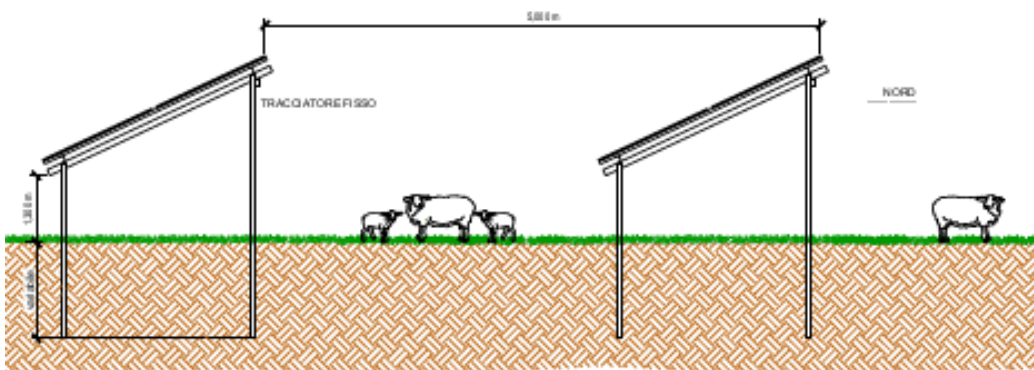


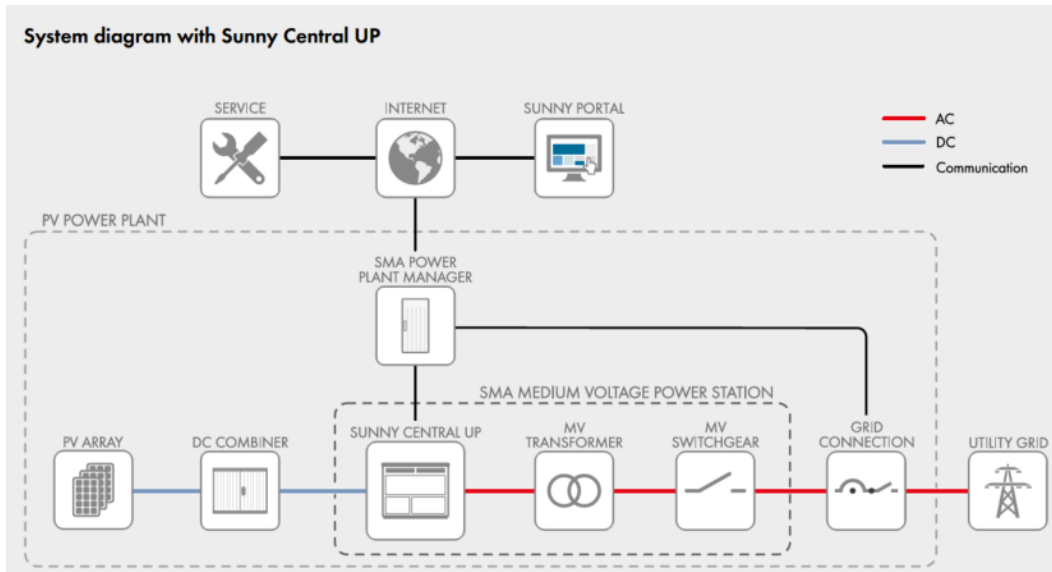
Figura 38 - Strutture di sostegno dei moduli, tipologiche (estratto di PRO_TAV_16)

4.4 DISPOSITIVI DI CONVERSIONE, TRASFORMAZIONE E PROTEZIONE – POWER STATION

Nell'impianto in oggetto si intende installare dei "container" (MV Power Station) che conterranno al suo interno la seguente apparecchiatura: il convertitore di frequenza (inverter), il trasformatore elevatore e gli elementi di protezione in alta tensione (celle). Tutto il sistema sarà fornito dalla stessa società produttrice marca SMA tramite unità "custom", dato che lo standard è in media tensione.

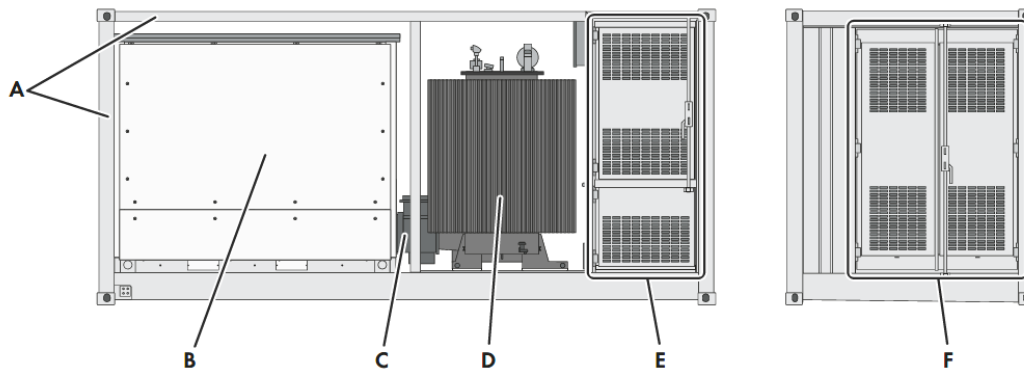
Questo tipo di "power station" con la potenza dei nuovi robusti inverter centralizzati, Sunny Central UP e Sunny Central Storage UP XT, e con componenti di media tensione adattati, offrono una densità di potenza ancora maggiore ed è una soluzione chiavi in mano disponibile. Essendo la scelta ideale per le centrali fotovoltaiche funzionanti a 1500 VDC.

Di seguito uno schema a blocchi di collegamento:



Nel caso in oggetto saranno utilizzate le potenze da MVPS 4000-S2 e MVPS 4600-S2 per il campo fotovoltaico e tipo MVPS 4000-S2 equipaggiato con inverter del tipo SCS 3450 UP XT per l'impianto di accumulo.

Vista frontale tipo del Power Station:



Position	Designation	Explanation
A	Rack	The MV Power Station is equipped with a rack depending on the order option "Sea freight".
B	Sunny Central	The Sunny Central is a PV inverter that converts the direct current generated in the PV arrays into grid-compliant alternating current.
C	Low-voltage connection	Low-voltage connection between medium-voltage transformer and inverter with protective cover.
D	Medium-voltage transformer	The MV transformer converts the inverter output voltage to the voltage level of the medium-voltage grid.
E	LV cabinet	The low-voltage cabinet contains the station subdistribution and the optional low-voltage transformer.
F	Medium-voltage cabinet	Medium-voltage switchgear The medium-voltage switchgear connects and disconnects the medium-voltage transformer to and from the medium-voltage grid.

La soluzione di sistema è facile da trasportare e veloce da montare e mettere in servizio. L'MVPS e tutti i componenti sono sottoposti a test di tipo.

I dispositivi di conversione (inverter) dovranno essere dimensionati in modo da consentire il funzionamento ottimale dell'impianto e rispettare la norma CEI 0-16; dovranno avere almeno 10 anni di garanzia e rendimento europeo non inferiore al 94%.

Dovranno essere dichiarate dal costruttore le seguenti caratteristiche minime:

- inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 11-20;
- ingresso cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT;
- sistema di misura e controllo d'isolamento della sezione cc; scaricatori di sovratensione lato cc; rispondenza alle norme generali su EMC: Direttiva Compatibilità Elettromagnetica (89/336/CEE e successive modifiche 92/31/CEE, 93/68/CEE e 93/97/CEE);
- trasformatore di isolamento, incorporato o no, in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20;
- protezioni di interfaccia integrate per la sconnessione dalla rete in caso di valori fuori soglia di tensione e frequenza e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale.
- conformità marchio CE; grado di protezione IP65;
- dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto;
- possibilità di monitoraggio, di controllo a distanza e di collegamento a PC per la raccolta e l'analisi dei dati di impianto (interfaccia seriale RS485 o RS232);

Per il progetto in oggetto, la conversione da corrente continua a corrente alternata, l'elevazione da bassa tensione (BT) ad alta tensione (AT) sarà realizzata mediante unità di conversione e di potenza di tipo centralizzato marca SMA, modello SC 4600 UP (n° 5 unità) e SC 4.000 UP (n° 2 unità).

Il modello utilizzato è costituito da tre moduli di potenza in parallelo, controllati da scheda elettronica. Ogni singolo modulo di potenza che compone l'inverter può essere attivato o disattivato, a seconda della quantità effettiva di energia disponibile sulla DC, ottenendo l'ottimizzazione dell'efficienza a qualsiasi livello di potenza.

L'impianto prevede una soluzione con sistema multi-power station alloggiati in strutture. Il campo agrivoltaico prevede complessivamente n.5 container da 4.600 kVA e n.2 da 4.000 kVA per un totale di 31 MVA di potenza installata in CA.

I container, progettati e costruiti per il trasporto con tutti i componenti già installati al suo interno, hanno le seguenti dimensioni: lunghezza 6058 mm, larghezza 2.438 mm, altezza 2.896 mm, indipendentemente della potenza.

Il container è costruito con telai in acciaio zincato.

Tutti gli inverter nel container di alloggiamento sono collocati uno accanto all'altro, con il frontale rivolto dalla stessa parte. L'aspirazione dell'aria di raffreddamento avviene dal frontale, lo scarico dell'aria calda in uscita dalla parte posteriore, come nella figura qui sotto:

La Tabella 1 riporta le caratteristiche tecniche delle MV Power Station previste:

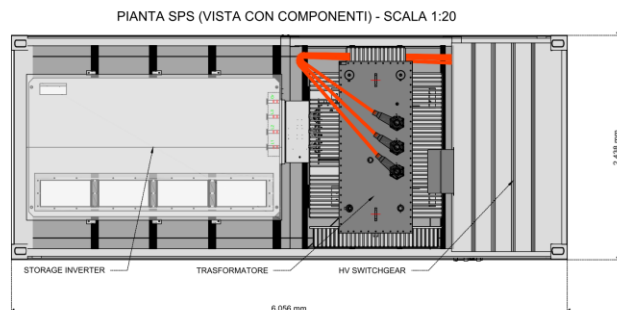
Dati tecnici	MVPS 4000-S2	MVPS 4200-S2
Ingresso (CC)		
Inverter selezionabili	1 x SC 4000 UP oppure 1 x SCS 3450 UP oppure 1 x SCS 3450 UP-XT	1 x SC 4200 UP oppure 1 x SCS 3600 UP oppure 1 x SCS 3600 UP-XT
Tensione di ingresso max	1500 V	1500 V
Numero ingressi CC	a seconda dell'inverter scelto	
Zone Monitoring integrato		
Uscita (CA) lato di media tensione		
Potenza nominale con SC UP (da -25°C a +35°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	4000 kVA / 3600 kVA	4200 kVA / 3780 kVA
Potenza nominale con SCS UP (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	3450 kVA / 2930 kVA	3620 kVA / 3075 kVA
Potenza di carica SCS UP-XT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	3589 kVA / 3001 kVA	3769 kVA / 3152 kVA
Potenza di scarica con SCS UP-XT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	4000 kVA / 3400 kVA	4200 kVA / 3570 kVA
Tensioni nominali tipiche CA con una tolleranza di +/- 10 %	da 10 kV a 35 kV	da 10 kV a 35 kV
Frequenza di rete CA	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Gruppo vettoriale del trasformatore Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Tipo di raffreddamento del trasformatore	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾
Perdite standard a vuoto del trasformatore / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Perdite standard di corto circuito / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Fattore massimo di dilatazione		< 2%
Iniezione di potenza reattiva (fino a max 60% della potenza nominale)		● / ○ / ○
Fattore di potenza a potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile	1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo	
Rendimento inverter		
Rendimento max ³⁾ / Europ. Rendimento ³⁾ / Rendimento CEC ⁴⁾	98,8 % / 98,6 % / 98,5 %	98,8 % / 98,7 % / 98,5 %
Dispositivi di protezione		
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	Sezionatore a carica CC	
Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore a vuoto MT	
Protezione contro le sovratensioni CC	Scaricatore di sovratensioni tipo I	
Separazione galvanica	● / ○ / ○	
Resistenza ad archi elettrici cabina elettrica MT (secondo IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	
Dati generali		
Dimensioni (L x A x P)	6058 mm / 2891 mm / 2438 mm	
Peso	< 8 t	
Autoconsumo (max / carico parziale / medio) ¹⁾	< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW	
Autoconsumo (stand-by) ¹⁾	< 37 W	
Temperatura ambiente da -25°C a +45°C / da -25°C a +55°C / da -35°C a +55°C / da -40°C a +45°C	● / ○ / ○ / ○	
Grado di protezione secondo IEC 60529	Cabine elettriche IP23D elettronica inverter IP54	
Ambiente: standard / critica	● / ○	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa	95% (per 2 mesi/anno)	
Altitudine operativa max. s.l.m. 1000 m / 2000 m	● / ○	
Fabbisogno d'aria fresca inverter	6500 m ³ /h	
Dotazione		
Collegamento CC	Capicorda	
Collegamento CA	Connettore angolare carico esterno	
Tap changer per trasformatore di media tensione: senza / con	● / ○	
Avvolgimento di schematura per trasformatore MT: senza / con	● / ○	
Pacchetto monitoraggio	● / ○	
Colore involucro cabina	RAL 004	
Trasformatore per utilizzatori esterni: senza / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	
Impianto di distribuzione in media tensione: senza / 1 feeder / 3 feeder	● / ○ / ○	
2 feeder con sezionatore di carica, 1 feeder trasformatore con interruttore di potenza, resistenza ad arco elettrico interno IAC A FL 20 kA 1 s secondo IEC 62271-200	● / ○ / ○	
Resistenza ai cortocircuiti impianto di distribuzione in media tensione (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1s)	● / ○ / ○	
Accessori dei quadri di distribuzione in media tensione: senza / contatti ausiliari / motore per feeder trasformatore / collegamento a cascata / monitoraggio	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Contenitore di raccolta olio integrato: senza / con	● / ○	
Standard (per ulteriori standard si veda la scheda tecnica dell'inverter)	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1, CSC Certificate	
Denominazione del tipo	MVPS-4000-S2-10	MVPS-4200-S2-10

● Dotazione di serie ○ Opzionale – Non disponibile

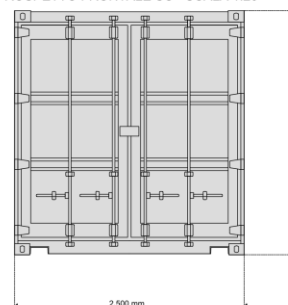
1) Dati riferiti all'inverter. Per ulteriori dettagli si veda la scheda tecnica dell'inverter.

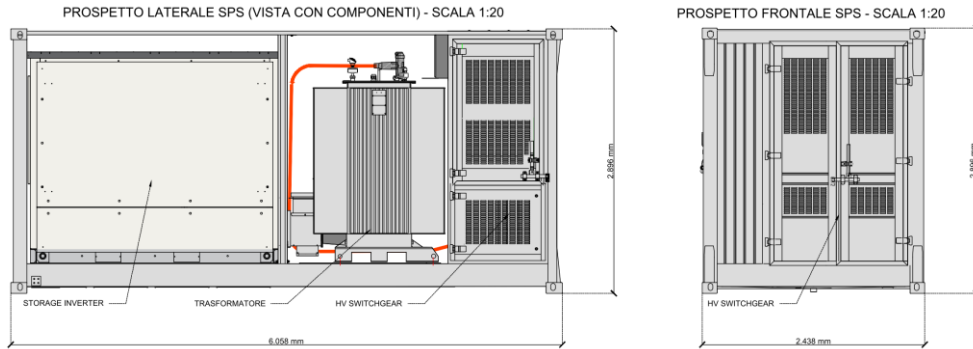
Dati tecnici	MVPS 4400-S2	MVPS 4600-S2
Ingresso (CC)		
Inverter selezionabili	1 x SC 4400 UP oppure 1 x SCS 3800 UP oppure 1 x SCS 3800 UP-XT	1 x SC 4600 UP oppure 1 x SCS 3950 UP oppure 1 x SCS 3950 UP-XT
Tensione di ingresso max	1500 V	1500 V
Numero ingressi CC	a seconda dell'inverter scelto	
Zone Monitoring integrata	0	
Uscita (CA) lato di media tensione		
Potenza nominale con SC UP (da -25°C a +35°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	4400 kVA / 3960 kVA	4600 kVA / 4140 kVA
Potenza nominale con SCS UP (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	3800 kVA / 3230 kVA	3960 kVA / 3365 kVA
Potenza di carica SCS UP-XT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	3949 kVA / 3302 kVA	4129 kVA / 3453 kVA
Potenza di scarica con SCS UP-XT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	4400 kVA / 3740 kVA	4600 kVA / 3910 kVA
Tensioni nominali tipiche CA con una tolleranza di +/- 10 %	da 10 kV a 35 kV	da 10 kV a 35 kV
Frequenza di rete CA	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Gruppo vettoriale del trasformatore Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Tipo di raffreddamento del trasformatore	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾
Perdite standard a vuoto del trasformatore / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Perdite standard di corto circuito / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Fattore massimo di dilatazione	< 8 %	
Iniezione di potenza reattiva (fino a max 60% della potenza nominale)	0	
Fattore di potenza a potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile	1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo	
Rendimento inverter		
Rendimento max ³⁾ / Europ. Rendimento ⁴⁾ / Rendimento CEC ⁴⁾	98,8 % / 98,7 % / 98,5 %	98,8 % / 98,7 % / 98,5 %
Dispositivi di protezione		
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	Sezionatore di carica CC	
Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore a vuoto MT	
Protezione contro le sovratensioni CC	Scaricatore di sovratensioni tipo I	
Separazione galvanica	●	
Resistenza ad archi elettrici cabina elettrica MT (secondo IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	
Dati generali		
Dimensioni [L x A x P]	6058 mm / 2895 mm / 2438 mm	
Peso	< 8 t	
Autoconsumo (max / carica parziale / medio) ¹⁾	< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW	
Autoconsumo (stand-by) ¹⁾	< 370 W	
Temperatura ambiente da -25°C a +45°C / da -25°C a +55°C / da -35°C a +55°C / da -40°C a +45°C	● / ○ / ○ / ○	
Grado di protezione secondo IEC 60529	Cabine elettriche IP23D, elettronica inverter IP54	
Ambiente: standard / critico	● / ○	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa	95% (per 2 mesi/anno)	
Altitudine operativa max. s.l.m. 1000 m / 2000 m	● / ○	
Fabbisogno d'aria fresca inverter	6500 m ³ /h	
Dotazione		
Collegamento CC	Capicorda	
Collegamento CA	Connettore angolare carico esterno	
Tap changer per trasformatore di media tensione: senza / con	● / ○	
Avvolgimento di schematura per trasformatore MT: senza / con	● / ○	
Pacchetto monitoraggio	○	
Colore involucro cabina	RAL 7004	
Trasformatore per utilizzatori esterni: senza / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	
Impianto di distribuzione in media tensione: senza / 1 feeder / 3 feeder / 2 feeder con sezionatore di carica, 1 feeder trasformatore con interruttore di potenza, resistenza ad arco elettrico interno IAC A FL 20 kA 1 s secondo IEC 62271-200	● / ○ / ○	
Resistenza ai cortocircuiti impianto di distribuzione in media tensione (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1s)	● / ○ / ○	
Accessori dei quadri di distribuzione in media tensione: senza / contatti ausiliari / motore per feeder trasformatore / collegamento a cascata / monitoraggio	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Contenitore di raccolta olio integrato: senza / con	● / ○	
Standard (per ulteriori standard si veda la scheda tecnica dell'inverter)	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1, CSC Certificate	
Denominazione del tipo	MVPS-4400-S2-10	MVPS-4600-S2-10

● Dotazione di serie ○ Opzionale - Non disponibile



PROSPETTO FRONTALE SC - SCALA 1:20





4.4.1 Trasformatori

Il trasformatore AT/BT è il collegamento tra l'inverter e la rete di alta tensione. Le posizioni degli elementi di comando e di visualizzazione del trasformatore di media tensione possono variare a seconda del produttore e delle opzioni selezionate. La pressione e il livello dell'olio possono essere monitorati tramite un relè di protezione ermetico, come elementi opzionali.

Di seguito un particolare del trasformatore ad olio interno allo skid o container. Lo skid prevede la vasca di raccolta olio integrato.

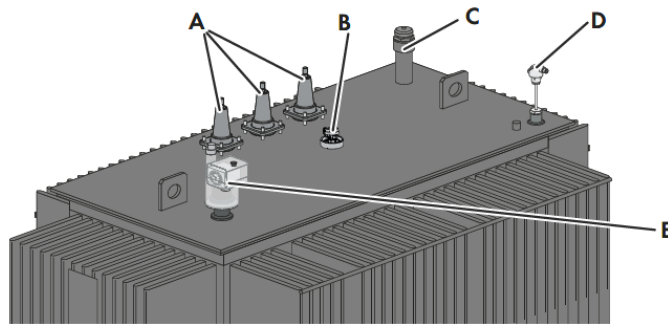


Figure 12: Components of the medium-voltage transformer (example)

Position	Designation
A	High-voltage enclosure openings for the connection of AC cables.
B	Tap changer for adjusting the transmission ratio*
C	Oil filler neck with pressure relief valve*
D	Oil temperature (thermometer PT100)
E	Hermetic protection device or single devices for pressure and oil level*

* Optional

I trasformatori di elevazione BT/AT saranno di potenza pari a 4.600KVA e 4.000 kVA a singolo secondario. Si riportano di seguito le caratteristiche tecniche:

- Frequenza nominale: 50 Hz/60Hz
- Rapporto di trasformazione: $V1n/V2n$: 600 V/36KV
- Campo di Regolazione tensione maggiore: $\pm 2 \times 2,5\%$
- Tipologia di isolamento: ad olio basato in estere
- livello di isolamento (AT/BT): LI 170 AC 70 / LI - AC 10
- Simbolo di collegamento: Dy11
- $U_{cc} = 6$ a $8,5\%$
- Collegamento primario: a triangolo
- Collegamento secondario: a stella
- Temperatura ambiente max 50°C .
- Installazione esterna
- Grado di protezione: IP54.
- tipo raffreddamento KNAN
- altitudine sul livello del mare ≤ 1000 m

Quadro di AT

L'altra apparecchiatura presente dentro la power station è il quadro di alta tensione sia a protezione della linea che arriva dal trasformatore sia delle linee in entra-esce verso o da altre power station.

Di seguito le caratteristiche più importanti in dotazione alle power station:

4.3 Components of the Medium-Voltage Cabinet

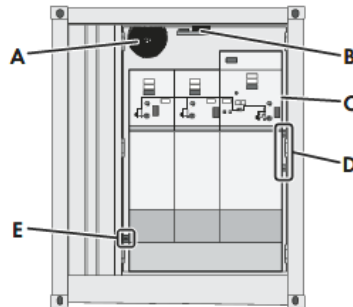


Figure 7: Components of the medium-voltage cabinet (example)

Position	Designation
A	Fan*
B	Lighting* / heat detector*
C	Medium-voltage switchgear*
D	Thermostats for heating and safety shutdown of the medium-voltage switchgear**
E	Heating**

* Optional

** With order option *Ambient Temperature: -40°C to +45°C*

Further details are to be found in the circuit diagram.

Figura 1 – HV switchgear

La ditta SMA propone 2 opzioni come marca: celle marca Siemens oppure Ormazabal. La scelta finale sarà a carico del cliente in fase esecutiva/costruttiva.

SIEMENS 8DJH

ORMAZABAL CGM3

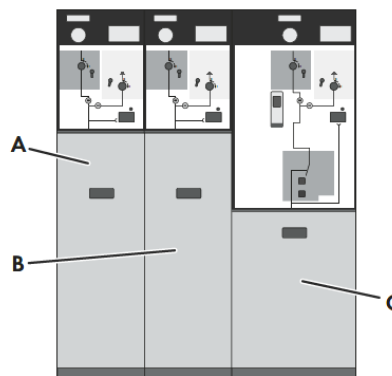
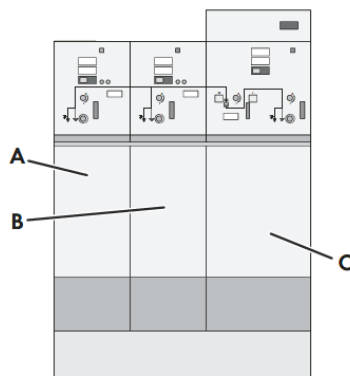


Figure 14: Components of the medium-voltage switchgear (example)

Position	Designation
A	Outer cable panel with load-break switch*
B	Central cable panel with load-break switch*
C	Transformer panel with circuit breaker

* Optional

Tutti gli organi comprendenti la power station sono dotati di sistemi di telecontrollo e gestione. Si riportano a seguire i dettagli costruttivi delle power station utilizzate nel progetto in esame.

4.5 CABINA DI SMISTAMENTO O DI RACCOLTA

Lungo il confine dell'impianto fotovoltaico sarà ubicata una cabina di smistamento in alta tensione, esercita a 36kV-50Hz, avente lo scopo principale di veicolare la produzione energetica proveniente dalle cabine di trasformazione (power station) ubicate nel campo fotovoltaico, verso la Sottostazione Elettrica di Terna RTN, tramite un cavidotto interrato in alta tensione.

La cabina sarà costituita da elementi prefabbricati di tipo containerizzato con dimensioni pari a 26x6x3,60 m; realizzati prefabbricati in stabilimento, saranno trasportati in cantiere ed eventualmente montati contemporaneamente alla fase di scarico.

Prima della posa della cabina sarà predisposto il piano di posa con un fondo di pulizia e livellamento in magrone di cls oppure con una massiciata di misto di cava.

Le cabine saranno dotate di porte in VTR, aperture grigliate sempre VTR nonché una maglia di terra in corda di rame nudo. Rete di terra.

La cabina sarà posata su apposite fondazioni in calcestruzzo tali da garantirne la stabilità, e nelle quali saranno predisposti gli opportuni cavedi e tubazione per il passaggio dei cavi di potenza e segnale. Per ulteriori dettagli in merito alle fondazioni nonché al sistema di fissaggio del container si rimanda all'elaborato "Particolare cabina smistamento" (), di cui di seguito si riporta un estratto:

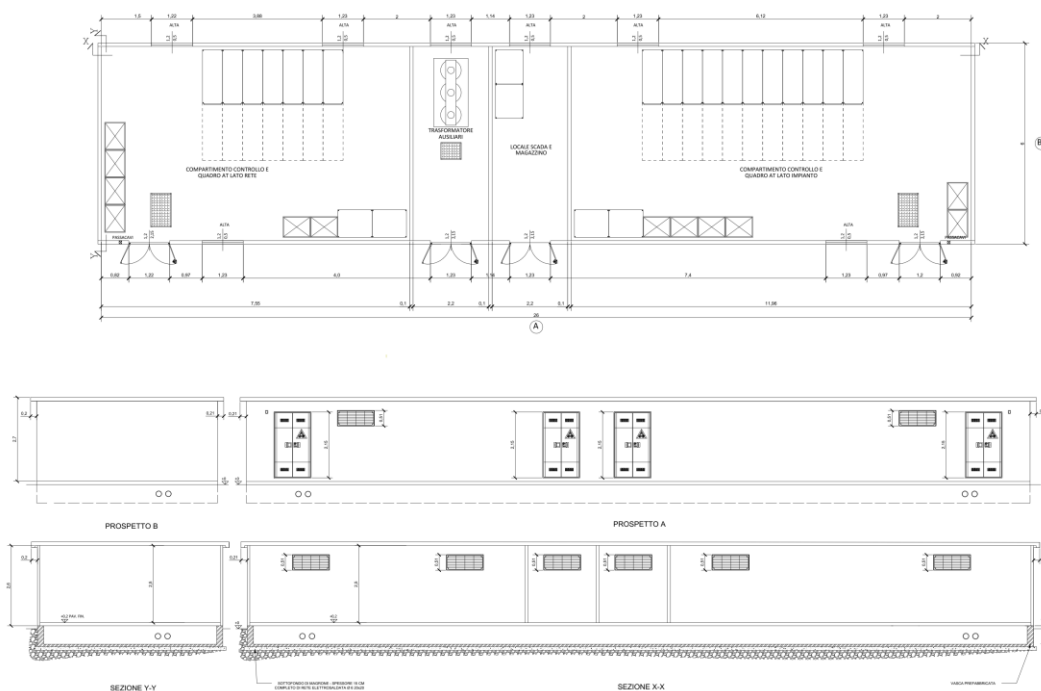


Figura 39: Cabina AT di smistamento - Vista in pianta e prospetto (estratto di PRO_TAV_19)

All'interno della cabina AT di smistamento (o raccolta) sarà essenzialmente previsto:

- Nr. 1 locale tecnico con Quadro AT della rete del campo fotovoltaico
- Nr.1 locale tecnico con Quadro AT dedicati alla rete che va verso la SE RTN
- Nr.1 locale tecnico sezione ausiliari con trasformatore dedicato.
- Nr.1 locale con una postazione SCADA di controllo impianto ed area dedicata ad un minimo di magazzino.

Il quadro di alta tensione (QAT) è classificato in accordo alla Norma di riferimento CEI EN 62271-200 come segue:

40.5kV -40kA-630A - LSC2A/PI IAC AFLR 40kA x 1s

ovvero in particolare con l'Internal Arc Certification (IAC) su tutti e 4 i lati (Fronte Lati Retro) a massima sicurezza dell'operatore.

Il quadro sarà composto dalle seguenti unità:

- n. 3 unità per la protezione delle linee AT provenienti dal campo fotovoltaico, in configurazione anello aperto, quindi accessoriate con un relè avente le seguenti protezioni AT:
 - massima corrente di fase con ritardo intenzionale (50) ed istantanea (51);
 - massima corrente direzionale omopolare per l'apertura in caso di guasto a terra (67N).
- n. 1 unità per la protezione delle linee AT provenienti dal sistema di accumulo, in configurazione anello aperto, quindi accessoriate con un relè avente le seguenti protezioni AT:
 - massima corrente di fase con ritardo intenzionale (50) ed istantanea (51);
 - massima corrente direzionale omopolare per l'apertura in caso di guasto a terra (67N).
- n.1 partenza per la protezione del trasformatore ausiliari con sezionatore-fusibile AT;
- n.1 scomparto misure con TV per l'alloggio dei trasformatori di misura di tensione che servono per il controllo dei parametri elettrici di sbarra AT;
- n.1 scomparto partenza cavi AT che va verso la futura SE RTN "Olmedo";
- n.1 scomparto scaricatori di sovratensione.
- n.1 scomparto reattore.

La sezione ausiliari sarà completata da un trasformatore AT/BT (resina E2C2F1, 36/0.4kV, installato nel locale tecnico di cabina) di potenza nominale pari a 150 kVA per l'alimentazione dei servizi ausiliari, costituiti da:

- Sezione "normale" di alimentazione dei servizi non essenziali;
- Sezione "preferenziale" sotto UPS, dedicata all'alimentazione dei servizi essenziali, quali ad esempio: comandi elettrici di emergenza, SCADA per segnalazione allarmi e stato dei componenti principali;
- Un quadro UPS per alimentazione di emergenza (6kVA –230/230V, autonomia 24h@ 200 VA). Un quadro UPS per alimentazione di emergenza (6kVA –230/230V, autonomia 24h@ 200 VA).

4.6 ELETTRODOTTI AT

Per l'interconnessione tra le cabine interne/power station al campo fotovoltaico (si veda Figura 28) e per il cavidotto in uscita dalla cabina di smistamento verso la Stazione Elettrica RTN (si veda Figura 7) verranno usati cavi del tipo ARE4H5EE – 20,8/36 kV. I cavi ARE4H5EE – 20,8/36 kV sono isolati in una miscela di polietilene estruso del tipo XLPE, con doppia guaina, la prima di PE composto estruso e la seconda idem con una miglioria alla resistenza agli impatti, con conduttore in alluminio.

Caratteristiche tecniche:

- Anima: Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio (classe 2 acc. to IEC 60228).
- Semiconduttivo interno: composto semiconduttore estruso.
- Isolante: Miscela di polietilene reticolato estruso (XLPE).
- Semiconduttivo esterno: miscela semiconduttore estrusa.
- Tenuta all'acqua longitudinale: nastro semiconduttore bloccaggio acqua.
- Schermatura metallica e barriera radiale all'acqua: nastro di alluminio longitudinalmente applicato (spessore nominale 0,20 mm).
- Prima guaina: miscela di PE estruso.
- Seconda guaina: miscela di PE estruso colore rosso con resistenza agli impatti migliorata.

Applicazioni:

I cavi possono essendo installati in posa interrata non richiedono caratteristiche speciali, come ad esempio:

- non propagazione dell'incendio e ridotta emissione di sostanze corrosive;
- ridottissima emissione di fumi opachi e gas tossici e assenza di gas corrosivi.

La sezione dei cavi per i vari collegamenti è tale da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio e tali da garantire in ogni sezione una caduta di tensione non superiore al 2%.

4.7 SISTEMA DI ACCUMULO ENERGIA - BESS

Si prevede l'integrazione di un sistema di accumulo elettrico (BESS – Battery Energy Storage System) all'interno dell'impianto fotovoltaico per stabilizzare l'immissione di energia in rete nonostante le fluttuazioni della risorsa primaria e i necessari servizi di manutenzione. Inoltre, un sistema di accumulo di energia fornisce capacità di stoccaggio con dispacciabilità controllata, in cui l'energia immagazzinata viene rilasciata quando i prezzi sul mercato spot raggiungono una certa soglia.

L'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico sarà accumulata nelle ore di picco ed immessa nella RTN durante le ore di bassa produzione. Non si prevede accumulo di energia prelevata dalla rete. La potenza del sistema di accumulo elettrochimico non andrà ad incidere sulla potenza totale in immissione attesa dato che questo funzionerà quando l'impianto fotovoltaico immetterà in Rete una potenza inferiore a quella nominale.

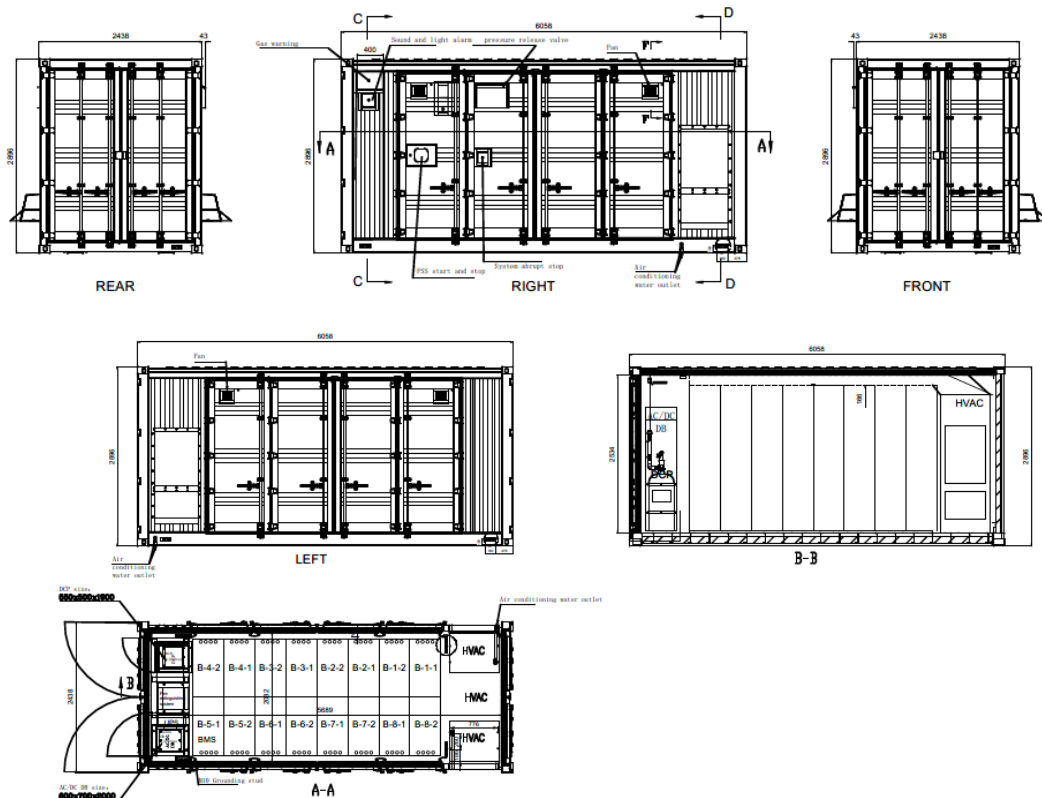
La tecnologia più promettente, per le applicazioni di accumulo distribuito di taglia medio-grande, è quella delle batterie agli ioni di litio che presenta una vita attesa molto lunga (fino a 5000 cicli di carica/ scarica a DOD 80%), un rendimento energetico significativamente alto (generalmente superiore al 90%) con elevata energia specifica. Esse sono adatte ad applicazioni di potenza, sia tradizionali, sia quelle a supporto del sistema elettrico. Le caratteristiche delle batterie litio-ioni in termini di prestazioni relative alla potenza specifica, energia specifica, efficienza e durata, rendono queste tecnologie di accumulo particolarmente interessanti per le applicazioni "in potenza" e per il settore dell'automobile.

Nel caso specifico saranno utilizzati accumulatori a ioni di litio (LFP: litio-ferro-fosfatato) dell'azienda Narada o similare, che permettono di ottenere elevate potenze specifiche in rapporto alla capacità nominale.

Le batterie sono alloggiare all'interno di container e sono raggruppate in celle. Un gruppo definito di celle forma un modulo e più moduli formano un rack batteria. All'interno del container sono presenti n.16 rack batterie. La energia si rende disponibile tramite un quadro elettrico da cui collegare all'inverter.

Le batterie saranno alloggiare in container di dimensioni indicative: 6,058x2,438x2,896m appositamente adattati per questa particolare applicazione e dotati di apposito sistema di rilevamento ed estinzione di incendio (con CO₂).

Di seguito le dimensioni del container tipo:



Per il presente progetto è prevista l'installazione di n°10 container batterie ognuno di capacità pari a 2,10 MW e 4,2 MWh disposti ed assemblati in modo localizzato in un'area definita all'interno del campo 2, come è possibile vedere da stralcio del layout.

Per poter sia immagazzinare energia elettrica nel sistema di accumulo così come per rilasciarla in rete sono previsti delle power station equipaggiate con inverter specifici di tipo bidirezionali.

Per ogni container del sistema di accumulo sarà previsto una Power Station dedicata marca SMA compatibile con la marca Narada prevista per il sistema di accumulo. Le Power station, come quelle previste per l'impianto fotovoltaico contengono: inverter, trasformatore elevatore e quadro in alta tensione (36kV).

Nello specifico avremo una power station tipo MVPS 4000-S2 della SMA equipaggiato con inverter del tipo SCS 3450 UP XT per ciascun container batterie.

La distanza di rispetto prevista dal costruttore delle power station sono quelle di seguito rappresentate:

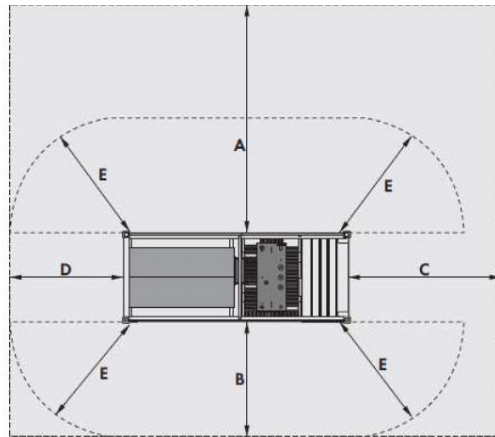


Figure 35: Minimum clearances

Position	Minimum clearance for servicing	Minimum clearance for trouble-free operation Shorter minimum clearances for servicing
A	6000 mm	2500 mm
B	3000 mm	2500 mm
C	4000 mm	2500 mm
D	3000 mm	2500 mm

Internal arc pressure safety areas to be observed during MV switchgear switching operations

E Minimum clearance for inflammable materials: 1000 mm
Minimum clearance for personnel: 3000 mm¹⁹⁾

Figura 40: Distanze di rispetto del PCS o Power Station dedicato al BESS

Nel caso che ci occupa avremmo un lay out come da seguito rappresentato:

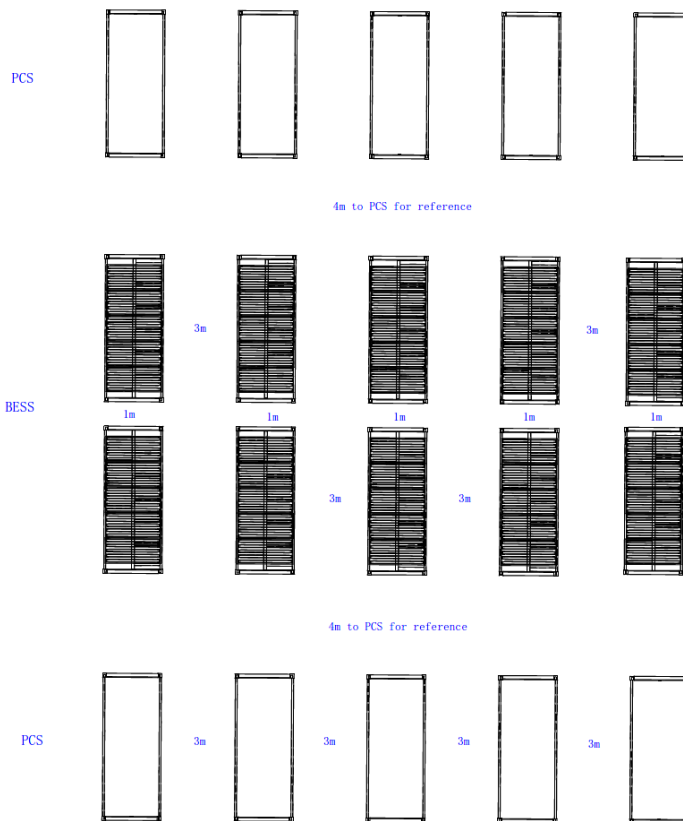


Figura 41: Layout sistema di accumulo e Power Statio (PCS)

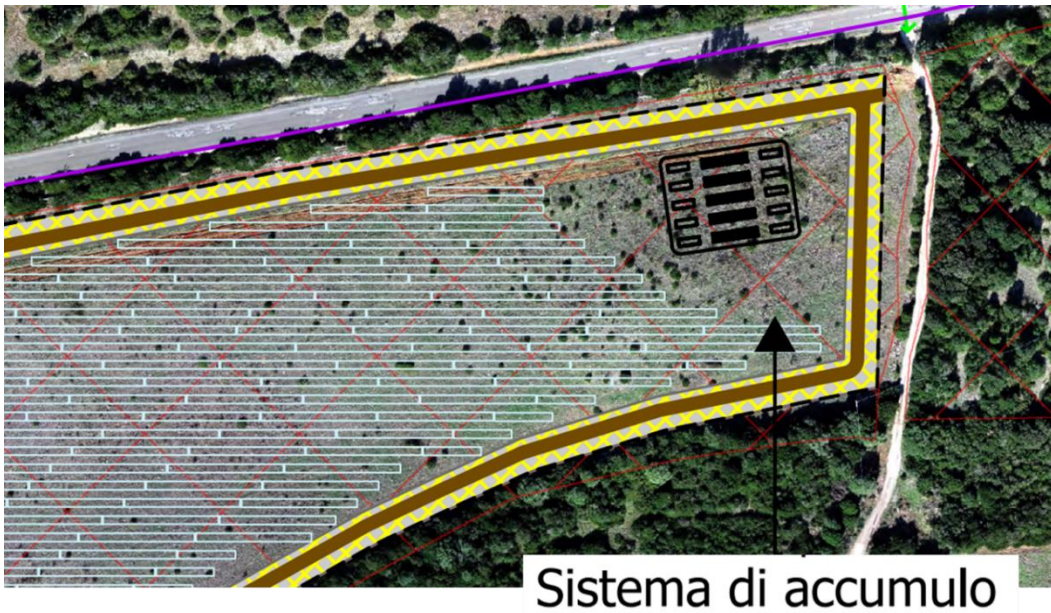


Figura 42: Stralcio area dedicata al sistema di accumulo dentro il parco fotovoltaico

In estrema sintesi il sistema di accumulo è caratterizzato dai seguenti dati nominali:

42 MWh - 21 MW

I principali componenti che costituiscono il sistema di accumulo sono i seguenti:

- container batterie: contenenti gli elementi accumulatori elettrochimici, con tecnologia agli ioni di Litio (Litio-Ferro-Fosfato);
- cabine Power Conversion System (PCS): ovvero l'elettronica di potenza asservita alle batterie, costituita da inverter bidirezionali (in grado di operare su 4 quadranti);
- sistema di supervisione e controllo (Battery Management System – BMS): in grado di monitorare e proteggere l'intero sistema, garantendo l'esercizio dello stesso in condizioni di sicurezza;
- sistemi ausiliari.

Per ulteriori dettagli tecnici in merito alla soluzione adottata si rimanda alla relazione tecnica dedicata (PRO_REL_09).

4.8 IMPIANTI DI ILLUMINAZIONE E DI VIDEOSORVEGLIANZA

Al fine di garantire la non accessibilità del sito al personale non autorizzato e l'esercizio in sicurezza dell'impianto fotovoltaico, quest'ultimo sarà dotato di un sistema antintrusione. L'impianto fotovoltaico sarà recintato e ciascun punto di accesso sarà dotato di tastierino numerico per consentire l'accesso al solo personale autorizzato.

Il sistema di vigilanza sarà essenzialmente costituito da videocamere di sorveglianza posizionate (si veda Figura 43):

- lungo la recinzione prevedendo una telecamera su ogni palo dedicato di altezza pari a 5m, ciascuna orientata in modo da guardare la successiva, posta ad una distanza massima pari a 70m, che dovrà essere il raggio d'azione della telecamera stessa. Ogni telecamera sarà inoltre dotata di sensore IR da 1/4" per la visione notturna, con campo di funzionamento di circa 100m. Le videocamere saranno posizionate lungo la recinzione perimetrale di ciascun campo ad intervalli di 50÷70m;
- in prossimità di ogni cabina elettrica prevedendo una telecamera per poter controllare e registrare eventuali accessi alle cabine stesse.

Il sistema di vigilanza è completato da una postazione dotata di PC fisso, ubicata in un locale dedicato nel fabbricato adibito a "O&M e Security", tramite la quale sarà possibile visualizzare le video-registrazioni.

È prevista inoltre l'installazione di un sistema di illuminazione esterna perimetrale, costituito da lampade a LED direzionali posizionate su pali, con funzione antintrusione, che si accenderà solo in caso di intrusione dall'esterno al fine di minimizzare l'inquinamento luminoso ed il consumo energetico.

In caso di rilevazione di intrusione non autorizzata saranno inoltre attivati allarmi acustici nonché segnalazioni automatiche via GSM/SMS a numeri telefonici preimpostati

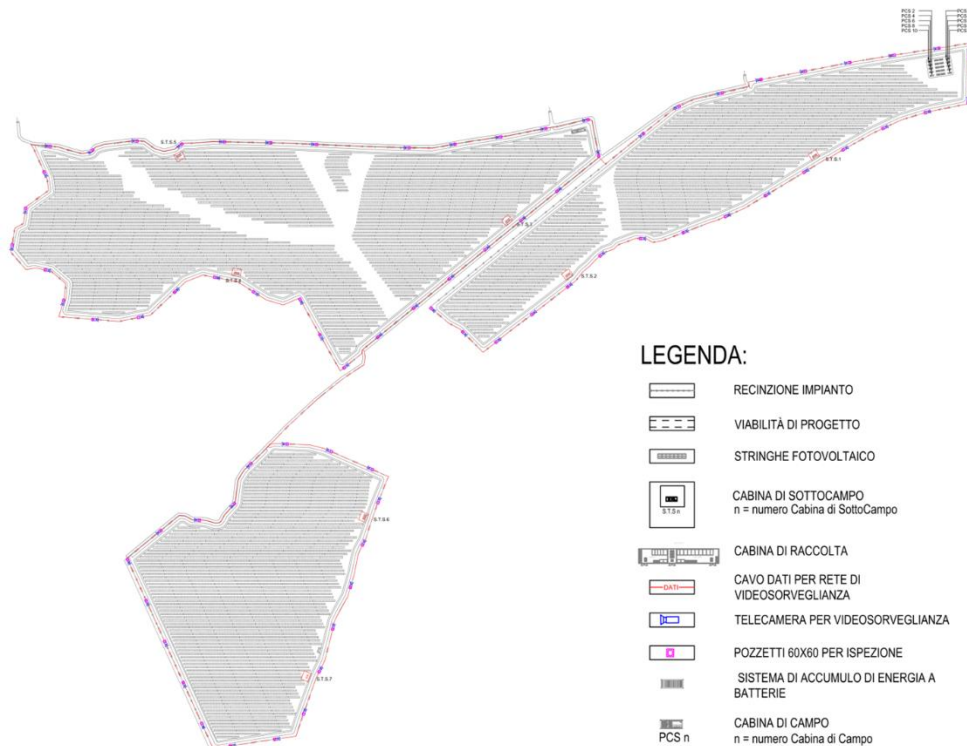


Figura 43: Sistema di sicurezza (estratto di PRO_TAV_18)

4.9 IMPIANTO ANTIRODITORI

Tutte le cabine di trasformazione e di smistamento potranno essere equipaggiate di un proprio impianto anti-roditori ad emissioni di ultrasuoni ad alta frequenza in modo da dissuadere eventuali roditori dal danneggiare i cavi di potenza nel passaggio di vasche di fondazione.

4.10 SISTEMA ANTINCENDIO IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto fotovoltaico, ai sensi del DPR 151/2011, sarà soggetto ai controlli dei Vigili del Fuoco per quanto attiene all'area di generazione:

- Attività 48: Centrali termoelettriche, macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili in quantitativi superiori a 1 m³ (per quanto attiene all'olio isolante contenuto nei trasformatori BT/AT);

Saranno rispettate le fasce di rispetto previste dalla normativa vigente e le indicazioni sugli accessi alle aree, nonché le prescrizioni del Comando provinciale dei Vigili del Fuoco.

Per gli interventi di prima necessità, in prossimità delle strumentazioni elettriche quali inverter, quadri, e trasformatori, saranno localizzati/installati estintori adatti, catalogati secondo la classe E, carichi con estinguente del tipo non tossico.

Per gli interventi di prima necessità nell'intera area dell'impianto fotovoltaico saranno inoltre localizzati/installati estintori adatti per classe A-B-C con capacità estinguente non inferiore a 13A - 89B, carichi con polveri o fluidi del tipo non tossico.

4.11 RISCHIO INCIDENTI – SICUREZZA DEI LAVORATORI

In relazione alla presenza di lavoratori, si sottolinea come l'impianto fotovoltaico in fase di esercizio preveda attività di carattere saltuario.

Il personale addetto alla manutenzione dell'impianto sarà esclusivamente rappresentato da personale addestrato e abilitato a operare su impianti elettrici, ed avrà il compito di supervisione e controllo delle apparecchiature elettriche. Tutti i lavoratori saranno informati – formati ed equipaggiati di D.P.I. in linea con le disposizioni del D. Lgs 81/2008 e successive modificazioni e/o integrazioni.

4.12 PRODUCIBILITÀ ENERGETICA

Al fine di stimare la producibilità energetica annua dell'impianto fotovoltaico è stato utilizzato il software PVsyst (versione 7.4.5), software di riferimento per il settore fotovoltaico, diffusamente utilizzato e riconosciuto a livello internazionale come valido strumento per questo genere di simulazioni.

La disponibilità di radiazione solare costituisce il fattore di maggior rilevanza per conseguire una elevata produzione energetica e garantire la sostenibilità economica dell'iniziativa progettuale. Nella presente analisi, sono stati utilizzati i dati di radiazione solare contenuti nel database Sassari PVGIS-api TMY, aggiornati alla data di stesura del progetto definitivo per la seguente località geografica:

- Sassari: 40.73°N – 8.56°E

In seguito ad un'attenta analisi dell'orografia del sito considerato è stato possibile escludere la presenza di ombreggiamenti localizzati, inizialmente tramite l'ausilio di strumenti software e rilievi satellitari che sono stati confermati tramite sopralluoghi e rilievi altimetrici effettuati tramite drone.

Nella seguente tabella viene riportato l'andamento mensile della radiazione solare incidente sul piano dei moduli fotovoltaico, considerando la configurazione impiantistica adottata per il presente impianto fotovoltaico:

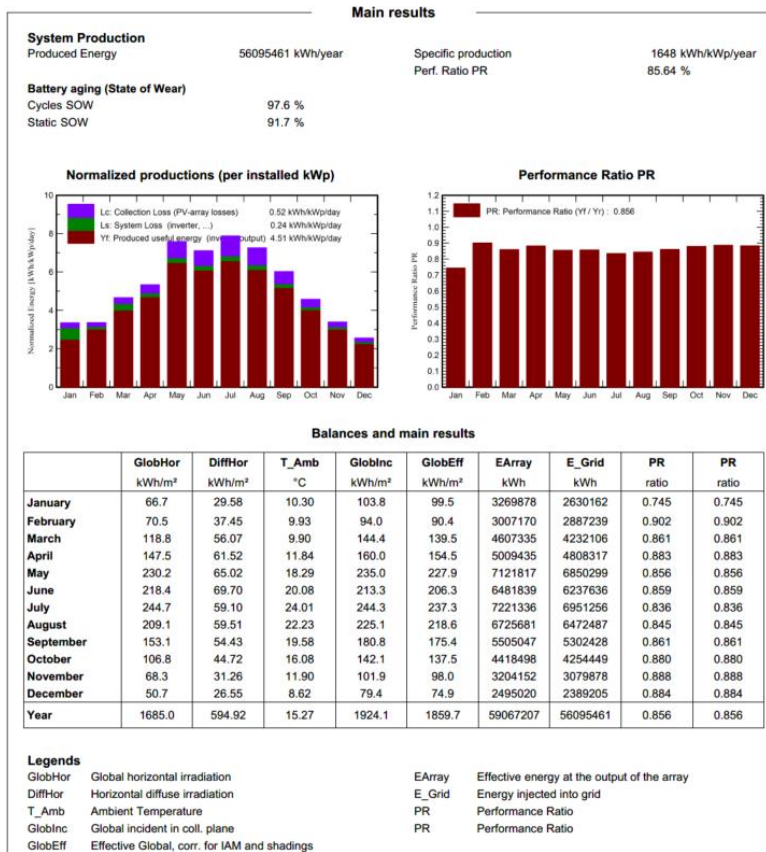


Figura 44: Stralcio dalla Relazione di Producibilità dal software PVsyst (elaborato PRO_REL_11)

Nel software PVSyst è stata quindi riprodotta la configurazione d'impianto adottata, inserendo informazioni geometriche relative alla disposizione dei moduli fotovoltaici sulle relative strutture di sostegno all'interno dei terreni, nonché le caratteristiche tecniche dei principali componenti d'impianto (moduli fotovoltaico ed inverter/power station in primis).

Sulla base delle informazioni di input sopra menzionate, in termini di disponibilità di radiazione solare, caratteristiche ambientali del sito analizzato, e caratteristiche dei componenti, il software è in grado di stimare le principali voci di perdita energetica che vengono riscontrate durante il reale funzionamento dell'impianto fotovoltaico.

Di seguito si riporta un elenco delle principali voci di perdite energetiche, suddivise per sezione:

- Fattore di irraggiamento: 0.58 % - tale coefficiente tiene conto del fattore di irraggiamento durante il funzionamento a livelli di irraggiamento inferiori rispetto al valore Standard (ovvero 1000 W/m²), in riferimento al quale è determinata l'efficienza nominale del modulo fotovoltaico riportato nel relativo datasheet;
- Perdite causate dalla temperatura: 6.50 % - perdite causate dall'inevitabile decadimento delle prestazioni dei moduli fotovoltaici durante il funzionamento a temperature di cella fotovoltaico superiori di 25°C, temperatura STC di riferimento alla quale è determinata l'efficienza nominale di un modulo fotovoltaico;
- Perdite per mismatch, moduli e stringhe: 0,60% - ovvero le perdite causate non perfetto accoppiamento tra moduli e tra stringhe, identiche nella teoria, ma differenti nella realtà e quindi il cui accoppiamento (collegamento in parallelo DC) crea delle perdite di accoppiamento;
- Decadimento prestazioni moduli fotovoltaici: 0.30 % - ovvero pari al valore comunicato, e certificato, dal produttore dei moduli fotovoltaico (vedere data sheet);
- Perdite elettriche di distribuzione CC – 1,52 % @STC – ovvero le perdite sui cavi DC, valore calcolato puntualmente con il calcolo di dimensionamento dei cavi DC;
- Perdite elettriche di distribuzione CA BT e trasformatori – 1,82 % @STC – ovvero le perdite sui cavi AC BT, valore del tutto trascurabile vista la configurazione inverter centralizzato in questo impianto;
- Perdite elettriche di distribuzione AT – 0,50 % @STC – ovvero le perdite sui cavi AT, valore calcolato puntualmente con il calcolo di dimensionamento dei cavi AT;
- Perdite elettriche nella trasformazione rete AT – 1,11% ovvero le perdite in tutti i trasformatori, valori imposti dai dati di targa dei rispettivi trasformatori;
- Il consumo dei servizi ausiliari – 0,52% – della potenza impegnata include i consumi di: sistemi ausiliari di cabina, sistemi ausiliari della centrale O&M, sistema di videosorveglianza, etc.
- Sistema di accumulo – 0,13%.
- Si è tenuto in considerazione anche una indisponibilità del sistema che rappresenta una perdita del 1,30%

La producibilità energetica dell'impianto così stimata risulta essere pari a 56,09 GWh/anno, per il primo anno, ovvero 1.648 kWh/kWp, con un rendimento atteso pari a circa 85,64%. Nell'elaborato dedicato "Calcolo della stima di producibilità impianto" sono riportati i PVSyst report che sono stati generati per determinare questi risultati.

L'energia attesa prodotta negli anni successivi al primo dovrà tener conto: della perdita di prestazioni del modulo fotovoltaico (pari -0,45% all'anno – vedere data sheet), della disponibilità dell'impianto che diminuisce con il passare degli anni per effetto di rotture e guasti dei vari componenti.

4.12.1 Risparmio combustibile ed emissione evitate

In questa sezione si vuole indicare calcolare l'impatto che questo progetto ha dal punto di vista di miglioramento ambientale.

Il dato da cui partire per il calcolo di questi kg parte dal valore stimato di produzione di energia elettrica calcolato nel precedente paragrafo e pari a:

56,09 GWh nel primo anno

Come riportato anche precedente paragrafo, l'energia attesa prodotta negli anni successivi al primo dovrà tener conto: della perdita di prestazioni del modulo fotovoltaico (pari -0,40% all'anno – vedere data sheet), della disponibilità dell'impianto che diminuisce con il passare degli anni per effetto di rotture e guasti dei vari componenti. I benefici ambientali si calcolano come risparmio di combustibile ed emissioni evitate in atmosfera.

Il risparmio di combustibile si misura come energia primaria, ovvero Tonnellate Equivalenti di Petrolio (TEP); si utilizza il fattore di conversione:

0,0116 TEP/MWh

E quindi i TEP risparmiati annui sono pari a:

$56.095 \text{ MWh} \times 0,0116 \text{ TEP/MWh} = 895,05 \text{ TEP nel primo anno}$

Calcoliamo le emissioni evitate in atmosfera di CO₂, SO₂, NO₂:

CO₂ - $56.095 \text{ MWh} \times 0,432 \text{ t/MWh} = 24.233,04 \text{ t nel primo anno}$

SO₂ - $56.095 \text{ MWh} \times 0,0014 \text{ t/MWh} = 78,533 \text{ t nel primo anno.}$

NO₂ - $56.095 \text{ MWh} \times 0,0019 \text{ t/MWh} = 106,58 \text{ t nel primo anno.}$

5 FASE DI COSTRUZIONE

I lavori previsti per la realizzazione dell'impianto agro-fotovoltaico si possono suddividere in due categorie principali:

- lavori relativi alla costruzione dell'impianto fotovoltaico:
- lavori relativi allo svolgimento dell'attività agricola:

Nei successivi paragrafi si descrivono le attività che verranno realizzate, facendo anche delle indicazioni sulle modalità di gestione del cantiere, delle tempistiche realizzative, delle risorse che verranno impiegate durante la realizzazione dell'impianto agro-fotovoltaico.

5.1 COSTRUZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO

5.1.1 Accantieramento

Prima di procedere all'installazione dei vari componenti d'impianto, sarà necessario delimitare con apposita segnaletica di cantiere le aree di intervento e procedere con la predisposizione dell'area di cantiere con l'attivazione della fornitura di energia elettrica ed il posizionamento degli uffici per il cantiere, dei locali spogliatoi, dei servizi igienici, locali mensa, primo soccorso, sale riunioni ecc., tutti containerizzati, nonché il parcheggio delle vetture del personale di cantiere. Tale area avrà un'occupazione complessiva di circa 1500 mq. La planimetria dell'area di cantiere e stoccaggio è riportata nella seguente Figura 45.

L'area di logistica di cantiere è stata prevista al di fuori delle aree di impianto, in corrispondenza di aree nella disponibilità del proponente (particella catastale 18 del foglio 93 del Comune di Sassari), in posizione baricentrica tra Campo 1 e Campo 2 ed a breve distanza da tutte le aree di installazione, nonché in prossimità della viabilità di accesso prevista in progetto e dell'accesso al lotto da SP56. Per l'ubicazione dell'area di cantiere si veda l'elaborato PRO_TAV_05.

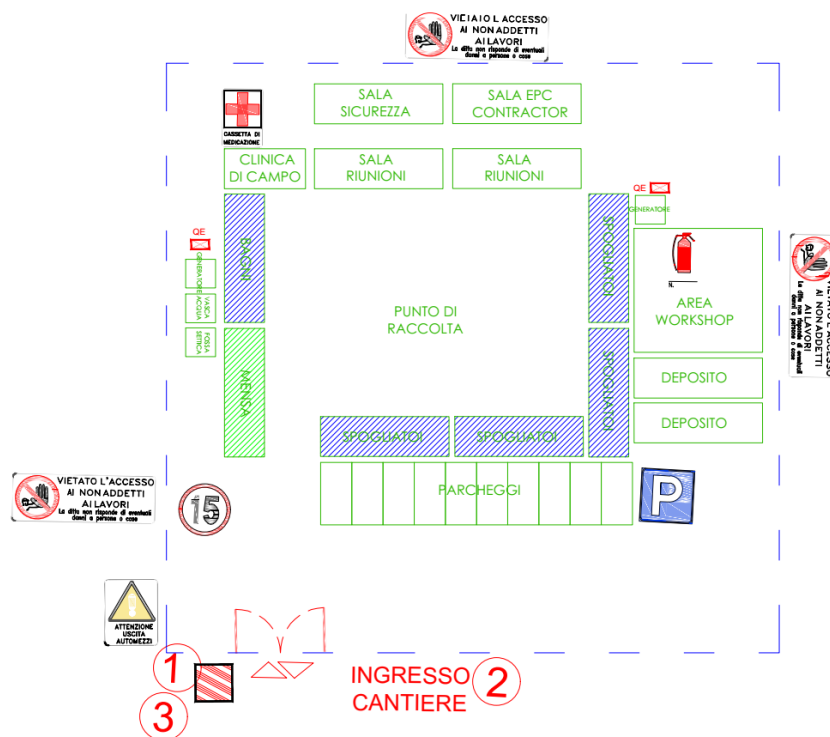


Figura 45: Planimetria area di cantiere (estratto di PRO_TAV_27)

Nelle aree di cantiere e per il deposito e lo stoccaggio dei materiali e dei rifiuti di cantiere (per lo più imballaggi dei moduli) è prevista la realizzazione di una pavimentazione provvisoria in materiale inerte riciclato e finitura superiore con misto stabilizzato, con interposizione di uno strato di tessuto non tessuto TNT per evitare la dispersione del materiale.

Il materiale arido utilizzato per l'allestimento temporaneo delle aree di cantiere sarà recuperato a fine lavori e riutilizzato all'interno dell'intera area oggetto di intervento.

5.1.2 Livellamenti

Prima di procedere all'installazione dei vari componenti d'impianto, sarà necessario effettuare alcune minime attività di preparazioni dei terreni stessi che consistono nella sola rimozione di eventuali pietre superficiali.

Infatti, la scelta progettuale di utilizzare strutture di sostegno dei moduli FV a palo infisso e senza fondazioni, nonché la previsione di utilizzo delle sole superfici che presentano già allo stato attuale una pendenza ed una esposizione idonee allo sviluppo impiantistico di progetto consentiranno di evitare livellamenti generalizzati delle aree di progetto.

Livellamenti saranno invece necessari per le sole aree previste per il posizionamento delle cabine (soluzione containerizzata o prefabbricata), lungo il tracciato stradale ed in corrispondenza della zona dedicata all'impianto di accumulo energia, attività che verranno descritte successivamente.

5.1.3 Viabilità di progetto

Al fine di garantire l'accessibilità dei mezzi di servizio per lo svolgimento delle attività di installazione e manutenzione dell'impianto, verrà predisposta una rete di viabilità interna ai campi, collegata da una viabilità di accesso che è stata progettata volutamente esterna alle aree recintate in modo tale che possa essere fruibile anche per le attività manutentive della Condotta Truncu Reale-Tottubella del SIMR.

Tutte le strade in progetto sono strade bianche. Le strade di servizio interne ai campi (strade interne in Figura 48) saranno perimetrali ai campi stessi. Il loro posizionamento è stato studiato in considerazione dell'orografia e della conformazione dei terreni disponibili, in maniera tale da evitare raggi di curvatura troppo "stretti" o pendenze elevate che potrebbero comportare rischi per la sicurezza per la circolazione degli automezzi in fase di installazione (es. posa delle cabine elettriche) e manutenzione (es. verifica inverter o pulizia moduli fotovoltaico). La massima pendenza prevista in progetto per le strade è pari a circa 5,6 %.

A tal fine sono previsti livellamenti del terreno in corrispondenza delle strade in progetto e delle piazzole ove saranno posizionate le cabine delle power station e della cabina di smistamento (soluzioni containerizzate o prefabbricate). Considerando la conformazione topografica delle aree di impianto, parte dei materiali scavati per la realizzazione delle strade (stimati in circa 7.500 m³) saranno utilizzati in corrispondenza di punti leggermente depressi presenti lungo il tracciato delle strade stesse, come indicato in dettaglio negli elaborati grafici "Campo FV – Viabilità" (PRO_TAV_17), si stima un riutilizzo di circa 3.200 m³.

Lungo i bordi delle strade di servizio verranno interrate le linee di potenza (BT e/o AT) e di segnale. Le strade di servizio saranno ad un'unica carreggiata e sarà assicurata la loro continua manutenzione. La larghezza delle strade viene contenuta nel minimo necessario ad assicurare il transito in sicurezza dei veicoli, e per il presente progetto è stata stabilita pari a 4 metri, mantenendo su ciascun lato una distanza dalle strutture dei moduli fotovoltaico non inferiore ad un metro.

Al fine di minimizzare l'impatto sul terreno, per la viabilità interna ci si limiterà alla realizzazione di uno scavo nel terreno di 4,00 m di larghezza e 15 cm di profondità da riempire con misto di cava compattato ed eventualmente posato dopo la sistemazione di uno strato di geotessile sul fondo dello scavo, soluzione che permette di rimuovere più facilmente il misto in fase di dismissione dell'impianto (si veda Figura 46).

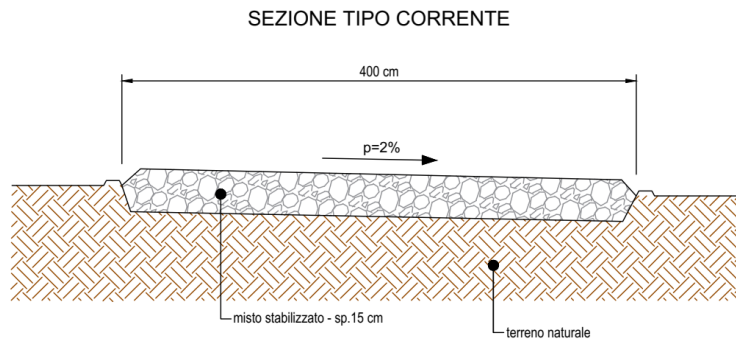


Figura 46: Sezione tipo delle piste interne per manutenzione (estratto di PRO_TAV_15)

Per quanto concerne le strade di accesso (strade principali in Figura 48), queste sono state previste esterne alle aree recintate rimanendo di pubblico dominio ai fini di consentire l'accesso per le attività manutentive della Condotta Truncu Reale-Tottubella del SIMR. Le strade principali di accesso sono collegate alla viabilità comunale (SP65) tramite n°4 punti di accesso già attualmente esistenti (cfr. Figura 48).

Date le previsioni di utilizzo da parte di mezzi più importanti, le strade principali di accesso saranno realizzate con soluzioni leggermente più durature e resistenti di quelle interne ai campi ma sempre basate sul criterio del minimo impatto ambientale e totale reversibilità in fase di dismissione dell'impianto.

Tale infrastruttura sarà realizzata con uno scavo di larghezza massima pari a 4,00 m e profondità pari a circa 35/40 cm, la sede stradale sarà realizzata con un primo strato di 10 cm di pietrisco, pezzatura 1-14 mm, ed un secondo strato di circa 30 cm con misto granulare stabilizzato con legante naturale (si veda Figura 47).

SEZIONI TIPO STRADE COLLEGAMENTO AI CAMPI

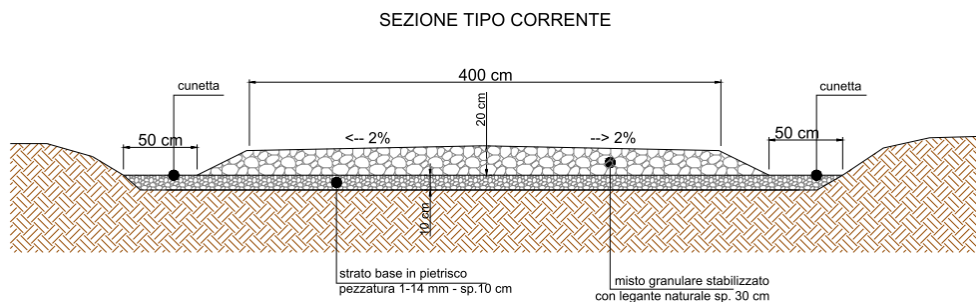


Figura 47: Sezione tipo strada principale di accesso (estratto di PRO_TAV_15)

Per ulteriori dettagli in merito al posizionamento delle strade si rimanda agli elaborati grafici "Campo FV – Viabilità" (PRO_TAV_17).

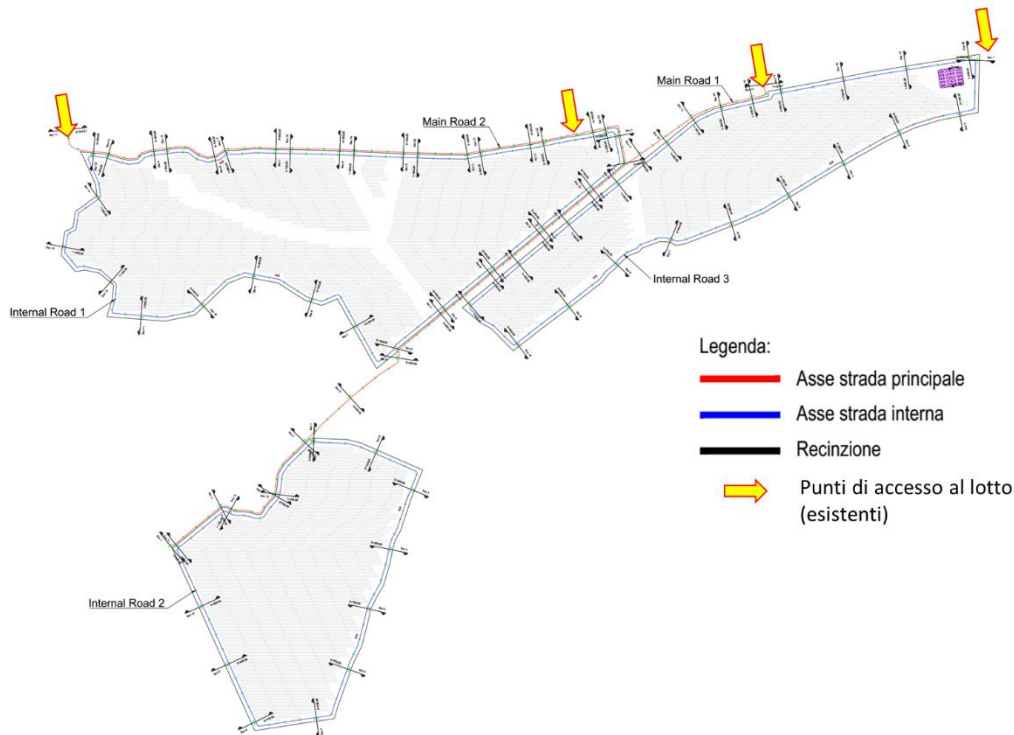


Figura 48: Viabilità di progetto e accessi (estratto di PRO_TAV_17)

5.1.4 Cabine e prefabbricati

Successivamente alla realizzazione delle strade interne, dei piazzali dell'impianto fotovoltaico e delle fondazioni in calcestruzzo (o materiale idoneo) si provvederà alla posa e installazione delle power station/cabine, previa realizzazione del piano di posa delle stesse.

Infatti, le power station e le cabine sono fornite in sito complete di sotto vasca autoportante, che potrà essere sia in cls prefabbricato che metallica. Il piano di posa degli elementi strutturali di fondazione deve essere regolarizzato e protetto con conglomerato cementizio magro o altro materiale idoneo tipo misto frantumato di scavo. In alternativa, a seconda della tipologia di cabina e/o Power Station, potranno essere realizzate delle solette in calcestruzzo opportunamente dimensionate in fase esecutiva.

Le cabine e gli edifici prefabbricati previsti per l'impianto fotovoltaico in oggetto saranno delle seguenti tipologie:

- cabina di smistamento (descritta nel precedente paragrafo 4.5);
- cabine di trasformazione/power station.

La cabina di smistamento avrà una lunghezza di 26 m, larghezza di 6 m e altezza di 3,6 m. Gli elementi della cabina, prefabbricati in stabilimento, saranno trasportati in cantiere ed eventualmente montati contemporaneamente alla fase di scarico.

Prima della posa della cabina sarà predisposto il piano di posa. Per la realizzazione del piano di posa si prevede di realizzare uno scavo di circa 75 cm al fondo del quale sarà realizzato un basamento in magrone di cls per uno spessore di circa 15 cm.

Sopra tale piano di posa sarà collocata la cabina di smistamento che è già fornita di vasca prefabbricata di spessore pari a circa 70 cm. Tale vasca svolge la doppia funzione di fondazione e di alloggio dei cavi. Per ulteriori dettagli si rimanda all'elaborato grafico dedicato (PRO_TAV_19).

Per quanto riguarda le cabine di trasformazione/power station, queste avranno una lunghezza di 6,05 m, larghezza di 2,44 m e altezza di 2,89 m e saranno posizionate presso apposite piazzole. Quest'ultime saranno realizzate tramite un apposito scavo di profondità massima 15 cm, nell'area circostante le cabine, con successivo riempimento con misto

compattato ed eventuale geotessile sul fondo dello scavo. L'area di scavo sarà limitata a quella strettamente necessaria alla movimentazione dei mezzi di manutenzione e, se necessario, per un'area leggermente maggiore durante la fase di cantiere, per via dei mezzi d'opera, con successiva rimozione e sistemazione definitiva a fine lavori.

Sia le power station che le cabine prefabbricate arriveranno in sito già complete e si provvederà alla loro installazione tramite autogrù. Una volta posate si provvederà alla posa dei cavi nelle sotto vasche e alla connessione dei cavi provenienti dall'esterno. Finita l'installazione elettrica si eseguirà la sigillatura esterna di tutti i fori e al rinfiacco con materiale idoneo (misto stabilizzato e/o calcestruzzo).

5.1.5 Area dedicata al sistema di accumulo energia

Prima della posa del sistema di accumulo (container batterie e PCS) sarà predisposto il piano di posa. Saranno realizzate opere di scotico e scavo di terreno superficiale necessarie alla regolarizzazione del terreno e sarà quindi realizzato un basamento in magrone di cls o in stabilizzato di cava. L'area dedicata al sistema di accumulo energia è pari a circa 1.045 m².

Le attività di scotico e scavo avranno una modesta entità, con profondità non superiori a 50 cm da piano campagna (p.c.). La consistenza del terreno escavato per tali attività è prevista in circa 50 m³ mentre i volumi di terreno riutilizzati in tale area sono stimati pari a circa 70 m³. Le quote di progetto sono riportate nella Tavola "Campo FV – Viabilità" (PRO_TAV_17) alla quale si rimanda.

I basamenti si eleveranno al massimo di circa 10÷30 cm sull'esistente piano campagna.

Gli elementi del Sistema di accumulo (container e PCS), prefabbricati in stabilimento, saranno trasportati in cantiere ed eventualmente montati contemporaneamente alla fase di scarico.

5.1.6 Recinzioni e accessi

Al fine di impedire l'accesso all'impianto fotovoltaico a soggetti non autorizzati, l'intera area di pertinenza di ciascun campo sarà delimitata da una recinzione metallica, integrata con i sistemi di video-sorveglianza ed illuminazione precedentemente descritti. Essa costituisce un efficace strumento di protezione da eventuali atti vandalici o furti, con un minimo impatto visivo in quanto ubicata all'interno della fascia di mitigazione ambientale.

La recinzione sarà realizzata mediante paletti metallici zincati a "T" infissi nel terreno e rete a maglia romboidale in filo di vivagno, a forte zincatura, di spessore pari a 2,2 mm. Per il passaggio della microfauna la recinzione si presenta rialzata di 20 cm da terra. L'altezza della recinzione sarà pari a 2,00 mt, la rete sarà rialzata da terra di circa 20 cm al fine di permettere il passaggio della microfauna. La recinzione sarà irrigidita mediante delle saette metalliche a "U" posizionate ogni 25 m di recinzione e negli angoli.

I particolari dimensionali delle recinzioni sono riportati nell'elaborato grafico PRO_TAV_23 "Dettaglio recinzione perimetrale e cancelli", di cui si riporta un estratto in Figura 49.

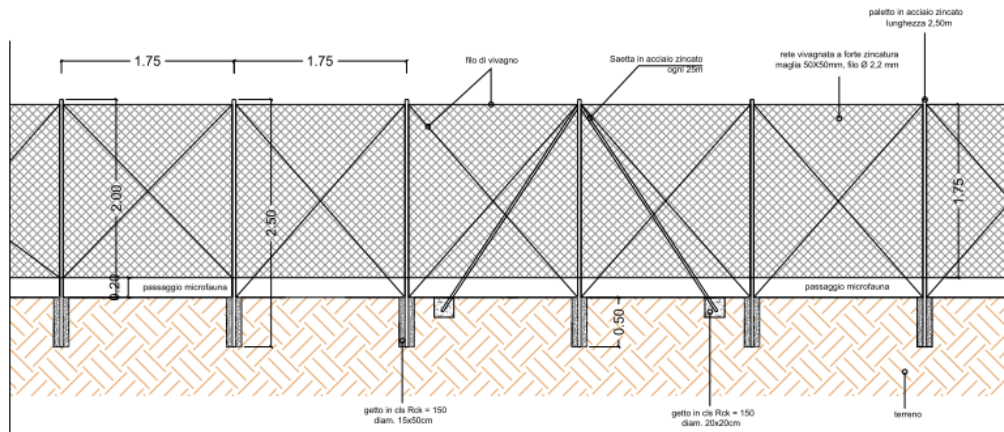


Figura 49: Schema tipo recinzione perimetrale campi fotovoltaici (estratto PRO_TAV_23)

L'accesso pedonale e carrabile ai campi sarà garantito da cancelli metallici installati in prossimità della viabilità principale di accesso in numero pari a 2 per ciascun campo, per un totale di 6 cancelli (si veda Figura 51). Gli stessi avranno dimensioni pari a 5,00 m di larghezza e 2,00 m di altezza e saranno installati su cordoli in c.a. non strutturale di dimensioni pari a 30x50 cm. I montanti saranno realizzati in profili scatolari di acciaio zincato mentre i battenti saranno composti da profilati zincati a "L" e rete elettrosaldata.

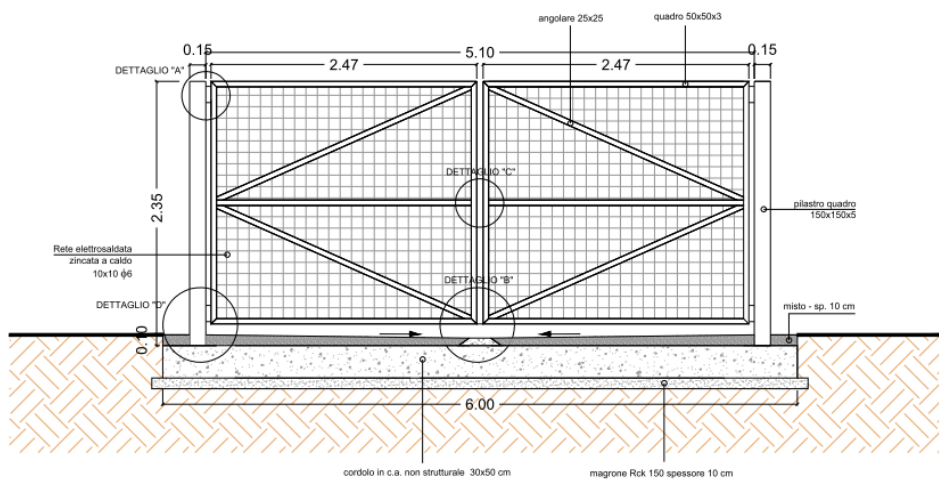


Figura 50: Cannello di ingresso ai campi fotovoltaici, schema tipo (estratto PRO_TAV_23)

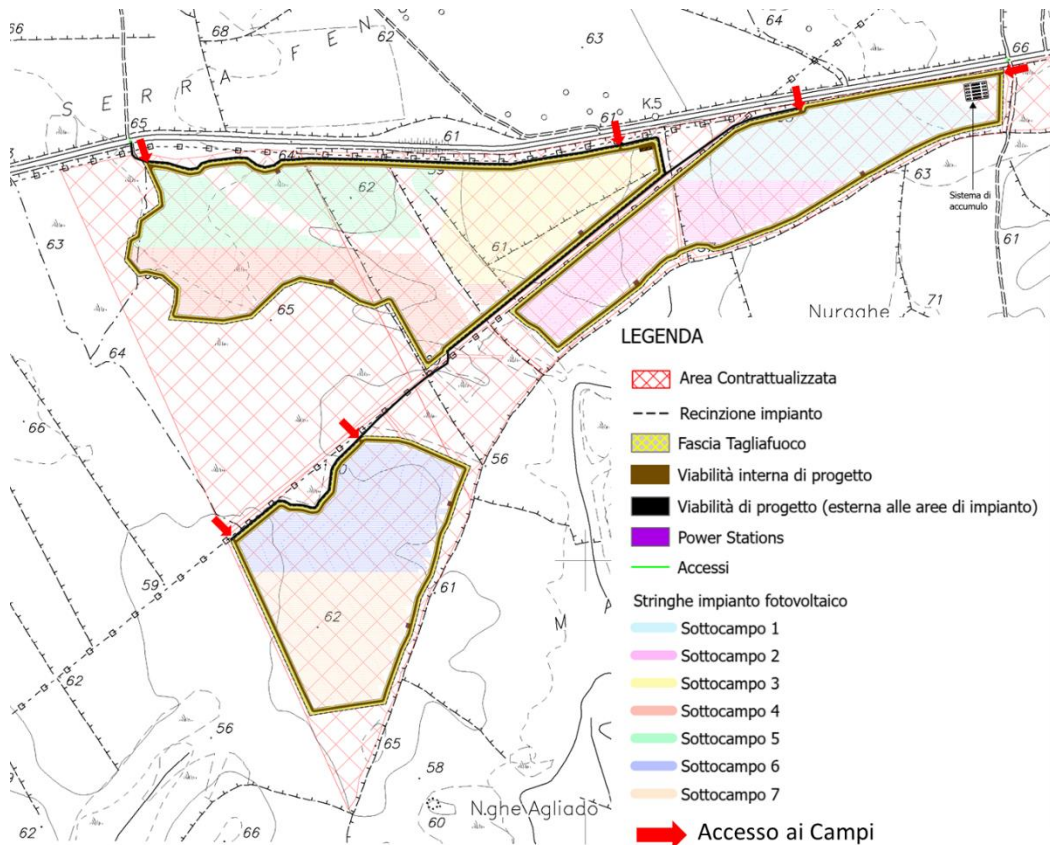


Figura 51: Punti di accesso ai Campi

5.1.7 Strutture di sostegno moduli fotovoltaici

Tali strutture, le cui principali caratteristiche e modalità di funzionamento sono state descritte nel paragrafo dedicato, sono sostenute da pali metallici infissi a terra tramite battitura o avvitarimento, quindi senza la necessità di realizzare fondazioni in cemento.

Infatti, concluso il livellamento/regolarizzazione del terreno, si procede al picchettamento della posizione dei montanti verticali della struttura tramite GPS topografico. Successivamente si provvede alla distribuzione dei profilati metallici con forklift (tipo "merlo") e alla loro installazione. Tale operazione viene effettuata con delle macchine battipalo cingolate, che consentono una agevole e efficace infissione dei montanti verticali nel terreno, fino alla profondità necessaria a dare stabilità alla fila di moduli. Le attività possono iniziare e svolgersi contemporaneamente in aree differenti dell'impianto in modo consequenziale.

La profondità indicativa di infissione dei pali di sostegno è variabile a secondo la tipologia del terreno tra 1 e 1,8 m. Il suo valore definitivo sarà tuttavia determinato caso per caso in funzione della specifica tipologia di terreno sottostante individuata tramite le apposite indagini geologiche.

Tutti gli elementi della struttura, inclusi i sistemi di fissaggio/ancoraggio dei moduli fotovoltaici, sono realizzati in acciaio galvanizzato a caldo in grado di garantire una vita utile delle strutture pari a 30 anni.

Dopo la battitura dei pali si prosegue con l'installazione del resto dei profilati metallici. L'attività prevede:

- Distribuzione in sito dei profilati metallici tramite forklift di cantiere;
- Montaggio profilati metallici tramite avvitatori elettrici e chiavi dinamometriche;
- Montaggio giunti semplici;
- Montaggio accessori alla struttura (string box, cassette derivazione, ecc.)
- Regolazione finale della struttura dopo il montaggio dei moduli fotovoltaici.

L'attività prevede anche il fissaggio/posizionamento dei cavi (solari e non) sulla struttura.

5.1.8 Installazione dei moduli

Completato il montaggio meccanico della struttura si procede alla distribuzione in campo dei moduli fotovoltaici tramite forklift di cantiere e montaggio dei moduli tramite avvitatori elettrici e chiavi dinamometriche. Terminata l'attività di montaggio meccanico dei moduli sulla struttura si effettuano i collegamenti elettrici dei singoli moduli e dei cavi solari di stringa.

5.1.9 Cavidotti BT e AT

Completata la battitura dei pali si procederà alla realizzazione dei cavidotti per i cavi BT (Solari, DC, AC) e cavi Dati, prima di eseguire il successivo montaggio della struttura.

La posa dei cavidotti AT all'interno dell'impianto fotovoltaico avverrà contemporaneamente alla realizzazione delle strade interne, mentre la posa lungo le strade provinciali e statali, esterne al sito, avverrà in un secondo momento.

Le linee elettriche di progetto saranno posate con cavidotti interrati il cui tracciato è riportato negli allegati elaborati grafici PRO_TAV_13 "Campo FV - Layout Dettagliato Cavidotti AT" e PRO_TAV_14 "Campo FV - Layout Dettagliato Cavidotti BT e CC".

I cavi elettrici interrati, rispetto al piano finito di progetto sia di strade che di eventuali piazzali o rispetto alla quota del piano di campagna, saranno posati negli scavi a profondità e dimensione variabile a seconda della tipologica e numerosità dei cavi elettrici che si prevede di dover inserire nella specifica trincea di scavo.

Per quanto riguarda i cavidotti in AT di collegamento tra le Power station e la cabina di smistamento, questi saranno posizionati in trincee di profondità pari a circa 1,5 m e larghezza variabile da 40 a 100 cm (si veda sezioni tipologiche di cui all'elaborato PRO_TAV_26 – l'ubicazione delle sezioni in pianta è indicata nell'elaborato PRO_TAV_13).

Ai fini di minimizzare le attività di scavo, il tracciato dei cavidotti in AT segue il tracciato della viabilità interna di progetto, si veda l'elaborato grafico PRO_TAV_13. I cavi saranno posati all'interno di uno strato di materiale terroso proveniente dagli scavi della trincea stessa, opportunamente vagliato 0/12 mm ai fini di rimuovere i clasti di dimensione maggiore. Lo spessore di riempimento con materiale vagliato sarà pari a circa 110 cm. I cavi saranno segnalati con tegoli o le lastre copricavo. Il rimanente volume dello scavo sarà riempito con misto granulometrico stabilizzato e pietrisco calcareo per uno spessore totale di circa 40 cm.

Per quanto concerne i cavidotti BT e CC, questi collegheranno le stringhe fotovoltaiche con le Power station. Il tracciato dei cavidotti è riportato in elaborato PRO_TAV_14 "Campo FV - Layout Dettagliato Cavidotti BT e CC".

I cavi BT e CC saranno anch'essi posizionati in trincee di profondità pari a circa 1,1 m e larghezza variabile da 60 a 80 cm (si veda sezioni tipologiche di cui all'elaborato PRO_TAV_26 – l'ubicazione delle sezioni in pianta è indicata nell'elaborato PRO_TAV_14). I cavi saranno posati all'interno di uno strato di materiale terroso proveniente dagli scavi della trincea stessa, opportunamente vagliato 0/12 mm. Lo spessore di riempimento con materiale vagliato sarà pari a circa 70 cm. I cavi saranno segnalati con nastro segnalatore. Il rimanente volume dello scavo sarà riempito con misto granulometrico stabilizzato e pietrisco calcareo per uno spessore totale di circa 40 cm.

Le fasi di realizzazione dei cavidotti sono:

1. Scavo a sezione obbligata di larghezza variabile (in base al numero dei cavi da posare) e stoccaggio temporaneo del terreno scavato. Attività eseguita con escavatore cingolato;
2. Posa della corda di rame nuda (rete di terra interna parco fotovoltaico). Attività eseguita manualmente con il supporto di stendicavi;
3. Posa cavi (eventualmente in tubo corrugato, se necessario). Attività eseguita manualmente con il supporto di stendicavi;
4. Riempimento con materiale terroso proveniente dagli scavi opportunamente vagliato 0/12 mm. Attività eseguita con pala meccanica/bob cat;

5. Installazione di nastro di segnalazione. Attività eseguita manualmente;
6. Posa eventuale di pozzetti di ispezione. Attività eseguita tramite utilizzo di camion con gru;
7. Chiusura trincea con o misto di cava/stabilizzato di cava. Attività eseguita con pala meccanica/bob cat.

La posa cavi AT esterni alle aree di impianto prevede le seguenti attività:

1. Fresatura asfalto e trasporto a discarica per i tratti realizzati su strada asfaltata/banchina. Attività eseguita tramite fresatrice a nastro e camion;
2. Scavo a sezione obbligata di larghezza variabile (in base al numero di cavi da posare) e stoccaggio temporaneo del materiale scavato. Attività eseguita con escavatore;
3. Posa cavi AT. Attività eseguita manualmente con il supporto di stendicavi;
4. Posa di sabbia. Attività eseguita con pala meccanica/bob cat;
5. Posa F.O. armata o in corrugati. Attività eseguita manualmente con il supporto di stendicavi;
6. Posa di terreno vagliato. Attività eseguita con pala meccanica/bob cat.
7. Installazione di nastro di segnalazione e dove necessario di protezioni meccaniche (tegole o lastre protettive). Attività eseguita manualmente;
8. Posa eventuale di pozzetti di ispezione. Attività eseguita tramite utilizzo di camion con gru;
9. Rinterro con il terreno precedentemente scavato. Attività eseguita con pala meccanica/bob cat.
10. Realizzazione di nuova fondazione stradale. Attività eseguita tramite utilizzo di camion con gru.
11. Posa di nuovo asfalto per i tratti su strade asfaltate. Attività eseguita tramite utilizzo di camion e asfaltatrice.

5.1.10 Posa rete di terra

La rete di terra sarà realizzata tramite corda di rame nuda e sarà posata direttamente a contatto con il terreno, immediatamente dopo aver eseguito le trincee dei cavidotti. Successivamente i terminali saranno connessi alle strutture metalliche e alla rete di terra delle cabine.

La rete di terra delle cabine sarà realizzata tramite corda di rame nuda posata perimetralmente alle cabine/power station, in scavi appositi ad una profondità di 0,8 m e con l'integrazione di dispersori (puntazza).

5.1.11 Finitura aree

Terminate tutte le attività di installazione delle strutture, dei moduli, delle cabine e conclusi i lavori elettrici si provvederà alla sistemazione delle aree intorno alle power stations e alle cabine, realizzando cordoli perimetrali in calcestruzzo. Inoltre, saranno rifinite con misto stabilizzato le strade, i piazzali e gli accessi al sito.

5.1.12 Installazione sistema antintrusione e videosorveglianza

Contemporaneamente all'installazione della struttura porta moduli si realizzerà l'impianto di sicurezza, costituito dal sistema antintrusione e dal sistema di videosorveglianza. Il circuito ed i cavidotti saranno i medesimi per entrambi i sistemi e saranno realizzati perimetralmente all'impianto fotovoltaico. Nei cavidotti saranno posati sia i cavi di alimentazione che i cavi dati dei vari sensori antintrusione e TVCC. I sistemi richiedono inoltre l'installazione di pali (e relativo pozzetto di arrivo cavi) lungo il perimetro dell'impianto, sui quali saranno installate le telecamere. I pali saranno installati ad ogni cambio di direzione ed ogni 70 m nei tratti rettilinei.

Le attività previste per l'installazione dei sistemi di sicurezza sono le seguenti:

1. Esecuzione cavidotti (stesse modalità descritte per i cavidotti nel paragrafo 5.1.9);
2. Posa pali con telecamere. Attività eseguita manualmente con il supporto di cestello e camion con gru;
3. Installazione sensori antintrusione. Attività eseguita manualmente con il supporto di cestello;
4. Collegamento e configurazione sistema antintrusione e TVCC.

5.1.13 Ripristino aree di cantiere

Successivamente al completamento delle attività di realizzazione dell'impianto agro-fotovoltaico e prima di avviare le attività agricole, si provvederà alla rimozione di tutti i materiali da costruzione in esubero, alla pulizia delle aree, alla rimozione degli apprestamenti di cantiere ed al ripristino delle aree temporanee utilizzate in fase di cantiere.

5.2 LAVORI AGRICOLI

Di seguito si descrivono sinteticamente le operazioni colturali previste per poter avviare l'attività di pascolo su prato polifita permanente, nonché le attività previste per la realizzazione di rinfoltimenti e imboschimenti, ed infine per le opere di mitigazione paesaggistica che interessano il lato ovest del Campo 3 e due brevi tratti a nord del Campo 2.

Per dettagli si rimanda allo Studio Agronomico (elaborato AGR_REL_01).

5.2.1 Avviamento del prato polifita permanente

Le lavorazioni del terreno preparatorie alla semina dovranno essere avviate successivamente alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico e prevederanno la movimentazione di alcune decine di centimetri di suolo (tramite ripuntatura ed erpicatura) al fine di favorirne l'aerazione e facilitare la messa a dimora dei semi.

Al miscuglio di graminacee e leguminose scelto verrà aggiunto il fiorume selvatico raccolto in sito durante l'indagine floristica preliminare, con lo scopo di preservare almeno una parte del patrimonio genetico degli individui già presenti e aumentare la diversità complessiva dell'ambiente nella sua conformazione finale. Verranno impiegate seminatrici a file o a spaglio al dosaggio di 35-40 kg/ha di semente.

Non necessitando di alcuna rotazione, il prato polifita permanente non dovrà essere annualmente lavorato come avviene nelle coltivazioni di seminativi, né sono previste operazioni di sfalcio.

Come già evidenziato nel capitolo 3.6.2, l'attività di pascolo tende nel tempo ad uniformare la composizione floristica dei prati su cui insiste, pertanto, se ciò dovesse verificarsi in misura massiccia, anche a valle degli accorgimenti gestionali adottati, potranno rendersi necessarie lavorazioni straordinarie come l'aerazione e la decompattazione del suolo, nonché la strigliatura del cotico erboso.

Più in dettaglio, quest'ultima pratica consiste in un tipo di lavorazione meccanica leggera che apporta i seguenti benefici:

- stimola la rigenerazione delle gemme delle essenze perenni;
- migliora l'aerazione superficiale del substrato di radicazione;
- sparge le feci degli animali in modo da evitare eccessi e carenze di nutrienti;
- favorisce una più rapida penetrazione nel suolo dei nutrienti ed una più efficiente assimilazione da parte delle piante.

5.2.2 Rinfoltimenti

In fase progettuale è stata individuata un'area idonea al rinfoltimento, con estensione pari a 3,06 ha, nella quale saranno ricollocati gli individui arborei di altezza superiore ai 150 cm attualmente presenti all'interno dell'area recintata.

L'impianto delle specie verrà quindi eseguito per piantagione, con il collocamento a dimora delle piantine preferibilmente coincidente con la fase di riposo vegetativo, dall'inizio della stagione piovosa (ottobre-novembre) e con l'opportunità di protrarsi fino al termine di aprile.

In fase di collocamento delle essenze vegetali verrà predisposta la lavorazione non invasiva del suolo, spazialmente circoscritta ai soli punti dove si intenderà posizionare le nuove piante.

Si avrà cura di trapiantare le piante nel nuovo ambiente nel corso della stessa giornata, al fine di ridurre il tempo di esposizione del pane radicale all'aria e preservarne la vitalità.

Dovendo essere trapiantate in un ambiente che già in parte ospita altri alberi e arbusti sparsi, si prevede di disporre le piante in modo uniforme, ma senza seguire schemi rigidi. Sarà importante osservare la morfologia del substrato locale e l'arrangiamento dei già presenti alberelli e arbusti, in generale cercando di distribuire gli individui in modo equilibrato nello spazio; in seguito, con il passare del tempo e la maturazione dell'ecosistema, l'ambiente raggiungerà autonomamente il suo equilibrio ecologico.

5.2.3 Imboschimenti

In fase progettuale è stata individuata un'area per la compensazione ambientale, con estensione pari a 2,63 ha, nella quale verrà ricostituito un ecosistema boschivo di nuovo impianto. L'imboschimento verrà attuato tramite la messa a dimora di n° 2.630 piantine arboree con sesto d'impianto di 3 x 3,5 mt.

La scelta delle specie da utilizzare ai fini compensativi sarà valutata sulla base degli esiti della caratterizzazione floristica e vegetazionale ante operam previste in progetto (si veda piano di monitoraggio del progetto, elaborato SIA_REL_02).

Si stima che l'ambiente risulti riconoscibile come boscato entro un minimo di 5/7 anni dall'attecchimento delle piante.

5.2.4 Mitigazione perimetrale

È prevista la realizzazione di un intervento di mitigazione perimetrale tramite la piantumazione di una doppia fila sfalsata di arbusti autoctoni; in particolare si tratterà di piante appartenenti alla formazione vegetale della "macchia mediterranea", sempreverdi, altamente resistenti agli stress biotici ed abiotici ed alle condizioni pedoclimatiche del sito.

Si riportano di seguito, per punti, le fasi di attuazione dell'opera:

- 1) Sarà effettuata una prima lavorazione meccanica del suolo alla profondità di 20-25 cm (fresatura), allo scopo di decompattare lo strato superficiale. In seguito, si provvederà ad effettuare eventuali altri passaggi meccanici per ottenere il giusto affinamento del substrato che accoglierà le piante arbustive.
- 2) Per la piantumazione verranno impiegate piante autoradicate, in zolla, posizionate in numero di tre per ogni metro lineare. Ogni pianta sarà corredata di un opportuno paletto per evitare che il fusto si spezzi nelle giornate ventose e consentirne una crescita idonea in altezza in un arco temporale piuttosto ampio.

Nella fase di apertura delle buche il terreno lungo le pareti e sul fondo sarà smosso al fine di evitare l'effetto vaso. Alcuni giorni prima della messa a dimora della pianta, inoltre, si effettuerà un parziale riempimento delle buche, prima con materiale drenante (argilla espansa) e poi con terriccio, da completare poi al momento dell'impianto.

- 3) Per il riempimento delle buche d'impianto sarà impiegato un substrato di coltivazione premiscelato costituito da terreno agrario (70%), sabbia di fiume (20%) e concime organico pellettato (10%). Il terreno in corrispondenza della buca scavata sarà totalmente privo di agenti patogeni e di sostanze tossiche, privo di pietre e parti legnose e conterrà non più del 2% di scheletro ed almeno il 2% di sostanza organica. Ad esso verrà aggiunto un concime organo-minerale a lenta cessione (100 gr/buca).

La colmatare delle buche sarà effettuata con accurato assestamento e livellamento del terreno, la cui quota finale sarà verificata dopo almeno tre bagnature ed eventualmente ricaricata con materiale idoneo.

5.3 MOVIMENTAZIONE DI TERRA

Prima di procedere all'installazione dei vari componenti d'impianto, sarà necessario effettuare alcune attività di preparazioni dei terreni stessi. In primis verrà effettuata una pulizia dei terreni tramite rimozione di eventuali pietre superficiali.

Si procederà poi con livellamenti del terreno in corrispondenza delle strade in progetto e delle piazzole ove saranno posizionate le cabine delle power station, la cabina di smistamento ed il sistema di accumulo (soluzioni containerizzate o prefabbricate) descritte nel precedente Capitolo 4.

Considerando la conformazione topografica delle aree di impianto, parte dei materiali scavati per la realizzazione delle strade (stimati in circa 7.500 m³) saranno utilizzati in corrispondenza di punti leggermente depressi presenti lungo il tracciato delle strade stesse, come indicato in dettaglio negli elaborati grafici "Campo FV – Viabilità" (PRO_TAV_17), si stima un riutilizzo di circa 3.200 m³.

Si procederà poi con la realizzazione delle trincee di scavo necessarie per la posa dei cavidotti in progetto. Parte dei materiali scavati per la realizzazione dei cavidotti interni alle aree di campo saranno utilizzati per la chiusura della sezione di scavo, si stima un riutilizzo pari all'80%, per un volume complessivo di circa 4.900 m³; in particolare, si precisa che lo scavo totale interesserà circa 6.000 m³, dei quali 4.900 saranno utilizzati per il rinterro.

Infine, quota parte dei terreni scavati potranno essere riutilizzate in sito per la realizzazione di cunette di terra, di forma trapezoidale, utili ad evitare fenomeni di ristagno idrico che potrebbero verificarsi lungo le strade dell'impianto ed in alcuni punti dell'area di impianto. In fase di progettazione esecutiva saranno quantificati i volumi di terreno potenzialmente utili a tali scopi. Cautelativamente, non si considerano tali volumi nella stima di movimento terra e rinterro di seguito riportata.

Si ricorda che in corrispondenza delle aree pannellate non sono previste opere di livellamento/sbancamento in quanto:

- 4) è stata prevista l'ubicazione delle stringhe in corrispondenza delle aree con pendenze ed esposizioni idonei all'installazione dell'impianto;
- 5) è stato scelto di utilizzare strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici a palo infisso, senza fondazioni.

Di seguito si riporta una stima dei volumi di scavi e rinterri necessari per la realizzazione delle opere in oggetto:

Attività di scavo	Volume di scavo [m3]	Volume di rinterro [m3]
Strada principale di accesso (Main road 1 in PRO_TAV_17)	1369,77	458,91
Strada principale di accesso (Main road 2 in PRO_TAV_17)	932,45	396,5
Strade interne all'impianto (Internal road 1 in PRO_TAV_17)	2388,65	1140,15
Strade interne all'impianto (Internal road 2 in PRO_TAV_17)	1065,49	509,78
Strade interne all'impianto (Internal road 3 in PRO_TAV_17)	1797,09	702,74
Piazzale BESS	47,66	72,27
Power station e cabine	105	0
Cavidotti AT sino a cabina di raccolta	3400	3046
Cavidotti BT interni all'impianto	2600	1847
Cavidotto AT da cabina di raccolta a RTN	1770	1062
Totale	15476	9236

I materiali da cava necessari per le opere di progetto sono, invece, sintetizzati di seguito:

Attività	Volume [m3]
Stabilizzato per chiusura sezioni di scavo dei cavidotti da cabina di raccolta a RTN	1770
Misto di cava per realizzazione strada principale di accesso	1560
Stabilizzato di cava per realizzazione strada principale di accesso	780
Misto di cava per realizzazione strade interne all'impianto	3372
Misto di cava per chiusura cavidotti BT	698
Stabilizzato di cava per chiusura cavidotti BT	465
Stabilizzato di cava per piazzale sistema di accumulo	314
Totale inerti	8959

5.3.1 Gestione delle terre e rocce da scavo

La normativa di riferimento in materia di gestione delle terre e rocce da scavo derivanti da attività finalizzate alla realizzazione di un'opera, è costituita dal DPR 120 del 13 giugno 2017. Tale normativa prevede, in estrema sintesi, tre modalità di gestione delle terre e rocce da scavo:

- 6) Riutilizzo in situ, tal quale, di terreno non contaminato ai sensi dell'art. 185 comma 1 lett. c) del D. Lgs. 152/06 e s.m.i. (esclusione dall'ambito di applicazione dei rifiuti);
- 7) Gestione di terre e rocce come "sottoprodotto" ai sensi dell'art. 184-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. con possibilità di riutilizzo diretto o senza alcun intervento diverso dalla normale pratica industriale, nel sito stesso o in siti esterni;
- 8) Gestione delle terre e rocce come rifiuti.

Nel caso specifico si prevede di privilegiare, per quanto possibile, il riutilizzo del terreno tal quale in situ, prevedendo il conferimento esterno presso impianti di recupero/smaltimento rifiuti autorizzati delle quantità eccedenti i terreni riutilizzabili.

5.4 ATTREZZATURE E AUTOMEZZI DI CANTIERE

Attrezzatura di Cantiere

Funi di canapa, nylon e acciaio, con ganci a collare
Attrezzi portatili manuali
Attrezzi portatili elettrici: avvitatori, trapani, smerigliatrici
Scale portatili
Gruppo elettrogeno
Saldatrici del tipo ad elettrodo o a filo 380 V
Ponteggi mobili, cavalletti e pedane
Tranciacavi e pressacavi
Tester
Fresatrice a rullo
Trancher
Ripper agricolo
Spandiconcime a doppio disco
Frangizolle
Livellatrice

Si riporta di seguito l'elenco degli automezzi necessari alle varie fasi di lavorazione del cantiere.

Attrezzatura di Cantiere	Attrezzatura di Cantiere
Escavatore cingolato	4
Battipalo	4
Muletto	1
Carrello elevatore da cantiere	5

Pala cingolata	5
Autocarro mezzo d'opera	5
Rullo compattatore	1
Camion con gru	3
Autogru	1
Camion con rimorchio	2
Furgoni e auto da cantiere	7
Autobetoniera	2
Pompa per calcestruzzo	2
Bobcat	2
Macchine trattrici	2

5.5 IMPIEGO DI MANODOPERA IN FASE DI CANTIERE

Per la realizzazione dell'impianto agrivoltaico, a partire dalle fasi di progettazione esecutiva e fino all'entrata in esercizio, si prevede un significativo impiego di personale: tecnici qualificati per la progettazione esecutiva ed analisi preliminari di campo, personale per le attività di acquisti ed appalti, manager ed ingegneri per la gestione del progetto, supervisione e direzione lavori, esperti in materia di sicurezza, tecnici qualificati per lavori civili, meccanici ed elettrici, operatori agricoli per le attività preparatorie alla coltivazione e per la realizzazione della fascia arborea.

Nella successiva tabella si riassumono, per le diverse tipologie di attività da svolgere, il numero di persone che saranno indicativamente impiegate.

Descrizione attività	N. di persone impiegate
Progettazione esecutiva ed analisi in campo	8
Acquisti ed appalti	3
Project Management, Direzione lavori e supervisione	7
Sicurezza	3
Lavori civili	14
Lavori meccanici	28
Lavori elettrici	20
Lavori agricoli e del verde	6
TOTALE	89

5.6 CRONOPROGRAMMA LAVORI

Per la realizzazione dell'impianto agrivoltaico e delle dorsali a 36 kV di collegamento alla RTN, si prevede una durata delle attività di cantiere di circa 21 mesi, come da cronoprogramma di cui alla successiva Figura 52.

Il cantiere per la realizzazione del progetto in oggetto vedrà lavorazioni limitate al solo periodo diurno con otto ore di lavoro giornaliera.

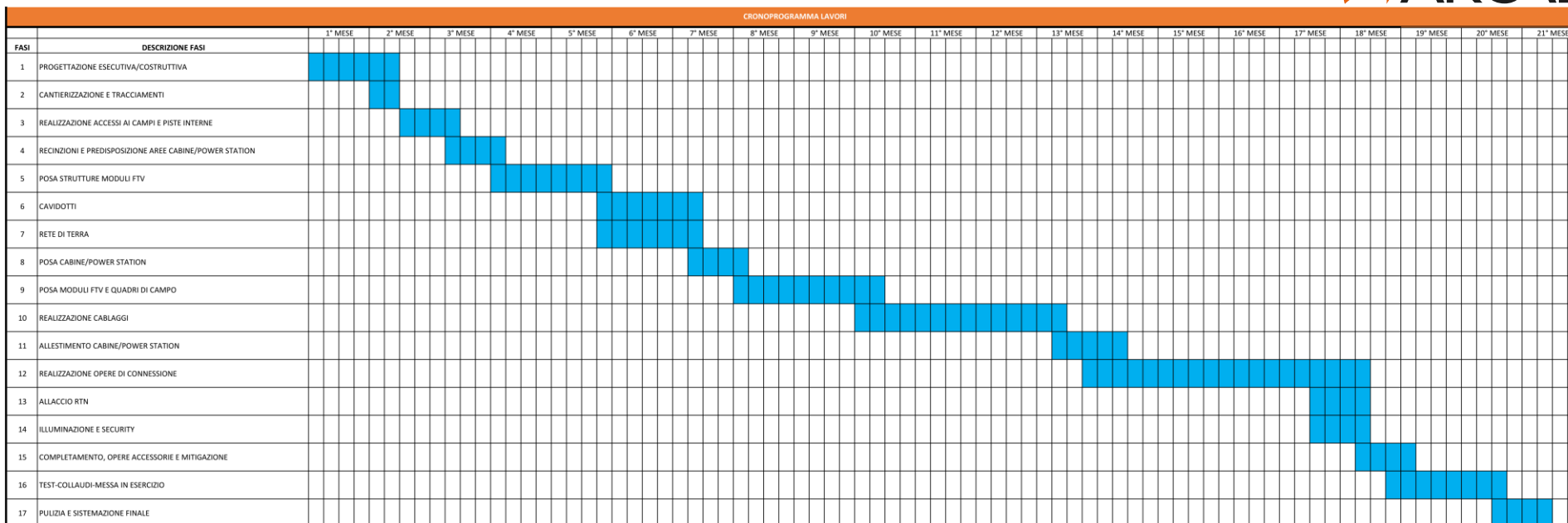


Figura 52: Cronoprogramma Fase di cantiere

5.7 PROVE E MESSA IN SERVIZIO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Terminata la costruzione dell'impianto fotovoltaico segue la fase di commissioning, che comprende tutti i test, i collaudi e le ispezioni visive necessarie a verificare il corretto funzionamento in sicurezza dei principali sistemi e delle apparecchiature installate. Questa fase, che precede la messa in servizio, assicura che l'impianto sia stato installato secondo quanto previsto da progetto e nel rispetto degli standard di riferimento.

I test principali da effettuare durante il commissioning consistono in: verifica dei livelli di tensione e corrente dei moduli (Voc, Isc), verifica di continuità elettrica, verifica dei dispositivi di protezione e della messa a terra, verifica dell'isolamento dei circuiti elettrici, controllo della polarità, test di accensione, spegnimento e mancanza della rete esterna.

Una volta che la sottostazione elettrica è collaudata ed energizzata, l'impianto fotovoltaico deve essere sottoposto a una fase di testing per valutare le performance dell'impianto al fine di ottenere l'accettazione provvisoria.

Le fasi di commissioning e testing hanno una durata complessiva stimata di circa 2-3 mesi.

5.7.1 Collaudo dei componenti

Tutti i componenti elettrici principali dell'impianto (moduli, inverter, quadri, trasformatori) sono sottoposti a collaudi in fabbrica in accordo alle norme, alle prescrizioni di progetto e ai piani di controllo qualità dei fornitori.

5.7.2 Fase di commissioning

Prima dell'installazione dei componenti elettrici viene effettuato un controllo preliminare mirato ad accettare che gli stessi non abbiano subito danni durante il trasporto e che il materiale sia in accordo a quanto richiesto dalle specifiche di progetto

Una volta conclusa l'installazione e prima della messa in servizio, viene effettuata una verifica di corrispondenza dell'impianto alle normative ed alle specifiche di progetto, in accordo alla guida CEI 82-25. In questa fase vengono controllati i seguenti punti:

- 9) Continuità elettrica e connessione tra moduli;
- 10) Continuità dell'impianto di terra e corretta connessione delle masse;
- 11) Isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;
- 12) Corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni previste dal gruppo di conversione: accensione, spegnimento, mancanza della rete esterna...);
- 13) Verifica della potenza prodotta dal generatore fotovoltaico e dal gruppo di conversione secondo le relazioni indicate nella guida.

Le verifiche dovranno essere realizzate dall'installatore certificato, che rilascerà una dichiarazione attestante i risultati dei controlli.

5.7.3 Fase di testing per accettazione provvisoria

Una volta che l'energizzazione della sottostazione elettrica è terminata, il sistema dovrà essere sottoposto ad una fase di testing per valutare la performance dell'impianto al fine di ottenere l'accettazione provvisoria. I test di accettazione provvisoria prevedono indicativamente: una verifica dei dati di monitoraggio (irraggiamento e temperatura), un calcolo del "Performance Ratio" dell'impianto, una verifica della disponibilità tecnica di impianto. Il test di performance, in particolare, oltre a verificare che l'energia prodotta e consegnata alla rete rispecchi le aspettative, richiede anche una certa disponibilità e affidabilità delle misure di irraggiamento e temperatura. Il calcolo del PR dell'impianto verrà effettuato indicativamente su circa una settimana consecutiva nell'arco del mese considerato come da cronoprogramma. Inoltre, i risultati dei test saranno usati anche come riferimento di confronto per le misure che si effettueranno durante il futuro normale funzionamento dell'impianto, atte a tracciare la sua degradazione.

5.7.4 Attrezzature ed automezzi in fase di commissioning e start up

Si riporta di seguito l'elenco delle attrezzature necessarie durante il commissioning dell'impianto agrivoltaico e del cavidotto AT.

Attrezzatura in fase di Commissioning
Chiavi dinamometriche
Tester multifunzionali
Avvitatori elettrici
Scale portatili
Ponteggi mobili, cavalletti e pedane
Gruppo elettrogeno
Termocamera
Megger

Si riporta di seguito l'elenco degli automezzi utilizzati durante la fase di commissioning dell'impianto agrivoltaico e del cavidotto AT.

Tipologia	N. di automezzi
Furgoni e autovetture da cantiere	2

5.7.5 Impiego di manodopera in fase di commissioning

Durante la fase di commissioning è previsto essenzialmente l'impiego di tecnici qualificati (ingegneri elettrici e meccanici), per i collaudi e le verifiche di campo, come indicato nella tabella seguente.

Descrizione attività	N. di persone impiegato
Commissioning e start up	6
TOTALE	6

6 GESTIONE DELL'IMPIANTO E DELLA MANUTENZIONE

La conduzione dell'impianto fotovoltaico in condizione di regolare esercizio sarà di tipo non presidiato. Il sistema precedentemente descritto consentirà infatti di monitorare da remoto tutte le grandezze ed i parametri necessari per verificarne il corretto funzionamento, e di inviare segnali/comandi/setpoint di funzionamento ai principali componenti di impianto. Il controllo e monitoraggio dell'impianto sarà possibile anche in locale, ovvero tramite postazione PC ubicata nella cabina di smistamento.

L'intervento in campo sarà previsto per le varie attività di manutenzione ordinaria/programmata, con cadenze variabili in funzione della tipologia di attività da effettuare, di cui si riporta un elenco non esaustivo:

- 14) Manutenzione del verde;
- 15) Pulizia periodica della superficie frontale dei moduli fotovoltaici, nonché dei sensori per la misura dell'irraggiamento solare (3 lavaggi/anno);
- 16) Controllo visivo dello stato di moduli fotovoltaici e strutture di sostegno;
- 17) Verifica e manutenzione periodica degli inverter di stringa, come prescritto dal produttore;
- 18) Verifica e manutenzione dei quadri elettrici e della relativa componentistica;
- 19) Controllo e manutenzione di cavidotti ed impianti di messa a terra;
- 20) Controllo visivo, ed eventuale manutenzione, delle recinzioni e degli impianti antintrusione.

Solo in caso anomalie di funzionamento (es. allarmi rilevati da remoto) è previsto l'intervento in campo di ditte esterne specializzate.

Si riporta di seguito l'elenco delle attrezzature necessarie durante la fase di esercizio, riguardanti sia le attività per la gestione dell'impianto fotovoltaico che i lavori agricoli.

Attrezzatura in fase di esercizio
Attrezzature portatili manuali
Chiavi dinamometriche
Tester multifunzionali
Avvitatori elettrici
Scale portatili
Ponteggi mobili, cavalletti e pedane
Megger
Trattore gommato
Seminatrice di precisione a dischi trainata
Spandiconcime centrifugo trainato
Sarchiatura e/o ripuntatrice – macchine trainate
Macchina spazzolatrice-raccogliatrice trainata
Mini-mietitrebbie

Si riporta di seguito l'elenco degli automezzi necessari durante la fase di esercizio.

Tipologia	N. di automezzi impiegato
Furgoni e autovetture da cantiere	1
Trattore gommato	1
Mini-mietitrebbie	1

Di seguito si riporta una stima delle potenziali ricadute occupazionali in fase di esercizio dell'impianto:

Descrizione attività	N. di personale impiegato
Monitoraggio impianto da remoto	1
Lavaggio moduli	8
Controlli e manutenzioni opere civili e meccaniche	4
Verifiche elettriche	4
Attività agricole	5
TOTALE	22

Per ulteriori dettagli in merito alle attività di gestione e manutenzione dell'impianto si rimanda alla relazione dedicata (cfr. elaborato PRO_REL_06).

7 DISMISSIONE E RIPRISTINO DEI LUOGHI

La vita utile di un impianto di generazione fotovoltaico è stimata in almeno 30 anni. Al termine di questa vita utile si procederà allo smantellamento dell'impianto o, previa autorizzazione del caso, al suo potenziamento in base alle nuove tecnologie che verranno presumibilmente sviluppate.

Considerando l'ipotesi di smantellamento dell'impianto, sarà individuata una data ultima dell'esercizio, dopo la quale inizierà una fase di dismissione e demolizione, che restituirà le aree al loro stato originario, ovvero allo stato preesistente prima della costruzione dell'impianto, come previsto anche nel comma 4 dell'art.12 del D. Lgs. 387/2003.

Con "dismissione e demolizione" si intende rimozione del generatore fotovoltaico in tutte le sue componenti. Si procederà innanzitutto con la rimozione delle opere fuori terra, partendo dallo scollegamento delle connessioni elettriche, proseguendo con lo smontaggio dei moduli fotovoltaici e del sistema di videosorveglianza, con la rimozione dei cavi, delle power stations, delle cabine, per concludere con lo smontaggio delle strutture metalliche e dei pali di sostegno. Successivamente si procederà alla rimozione delle opere interrato (fondazioni cabine, cavi interrati), alla dismissione delle strade e dei piazzali ed alla rimozione della recinzione. Da ultimo seguiranno le operazioni di regolarizzazione dei terreni e ripristino delle condizioni iniziali delle aree. I lavori agricoli si limiteranno ad un'aratura dei terreni in quanto, avendo coltivato l'area durante la fase di esercizio, si sarà mantenuta la fertilità dei suoli e si saranno evitati fenomeni di desertificazione.

I materiali derivanti dalle attività di smaltimento saranno gestiti in accordo alle normative vigenti, privilegiando il recupero ed il riutilizzo presso centri di recupero specializzati, allo smaltimento in discarica. Verrà data particolare importanza alla rivalutazione dei materiali costituenti:

- 21) le strutture di supporto (acciaio zincato e alluminio);
- 22) i moduli fotovoltaici (vetro, alluminio e materiale plastico facilmente scorparabili, oltre ai materiali nobili, silicio e argento);
- 23) i cavi (rame e/o alluminio).

Si riporta di seguito l'elenco delle attrezzature che saranno utilizzate durante la fase di dismissione.

Attrezzatura in fase di dismissione
Funi di canapa, nylon e acciaio, con ganci a collare
Attrezzi portatili manuali
Attrezzi portatili elettrici: avvitatori, trapani, smerigliatrici
Scale portatili
Gruppo elettrogeno
Cannello a gas
Ponteggi mobili, cavalletti e pedane
Fresatrice a rullo
Trancher
Martello demolitore

Si riporta di seguito l'elenco degli automezzi potenzialmente utilizzati durante la fase di dismissione.

Tipologia	N. di automezzi impiegato
Escavatore cingolato	2
Battipalo	1
Muletto	1
Carrello elevatore da cantiere	2
Pala cingolata	2

Autocarro mezzo d'opera	2
Camion con gru	2
Autogru	1
Camion con rimorchio	2
Furgoni e auto da cantiere	7
Bobcat	1
Trattore agricolo	1

Nella tabella successiva si riporta un elenco indicativo del personale che sarà impiegato in fase di dismissione:

Descrizione attività	N. di personale impiegato
Appalti	1
Project Management, Direzione lavori e supervisione	3
Sicurezza	2
Lavori di demolizione civili	4
Lavori di smontaggio strutture metalliche	6
Lavori di rimozione apparecchiature elettriche	6
Lavori agricoli	2
TOTALE	24

Per il finanziamento dei costi di queste opere verranno posti in bilancio congrui importi dedicati a tale scopo.

Per ulteriori dettagli in merito alle fasi di dismissione dell'impianto si rimanda all'elaborato dedicato "Piano di dismissione e smaltimento impianto FV" (PRO_REL_07).

Arcadis Italia S.r.l.

via Monte Rosa, 93
20149 Milano (MI)
Italia
+39 02 00624665

<https://www.arcadis.com/it/italy/>

