



IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE SOLARE DENOMINATO "TRUNCU REALE" DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI SASSARI (SS)

OPERA DI PUBBLICA UTILITA'
VALUTAZIONE IMPATTO AMBIENTALE ai sensi del D.Lgs 3 aprile 2006, n.152 ALL. II

CUSTOMER
Committente

FIMENERGIA

ADDRESS
Indirizzo

VIA L.BUZZI, 6, 15033 CASALE MONFERRATO (AL)
T. +390292875126 (ufficio operativo)

DESIGNERS TEAM
Gruppo di progettazione

SUPERVISION
Coordinamento

FAVERO ENGINEERING

VIA GIOVANNI BATTISTA PIRELLI, 27
20124 MILANO (MI)
T. +390292875126

Ing. FRANCESCO FAVERO

CONSULTANTS
Consulenti

AMBIENTALE: Dott.ssa MARZIA FIORONI
Via C.Battisti, 44 23100 Sondrio (SO) - +39 0342 050347 - mfioroni@alp-en.it
GEOLOGIA, GEOTECNICA E IDRAULICA: Dott. Geol. FAUSTO PANI
Via Castelli, 2 09122 Cagliari (CA) - +39 070 272011 - fausto.pani@gmail.com
AGRONOMIA: Dott. Agr. GIUSEPPE PUGGIONI
Via Don Minzoni, 3 07047 Thiesi (SS) - +39 348 6621842 - puggioni@gmail.com
ARCHEOLOGIA: Dott. Arch. FABRIZIO DELUSSU
Via Depretis, 7 08022 Dorgali (NU) - + 39 3475012131 - archeologofabriziodelussu@gmail.com
ACUSTICA: Ing. CARLO FODDIS, Ing. IVANO DISTINTO
Viale Europa, 54 09045 Quartu San'Elena (CA) - + 39 070 2348760 - cf@fadsystem.net
FAUNA: Dott. Nat. MAURIZIO MEDDA
Via Lunigiana, 17 09122 Cagliari (CA) - +39 393 8236806 - meddamaurizio@libero.it
FLORA: Dott. Nat. FABIO SCHIRRU
+39 347 4998552 - fabio.schirru@pecagrotecnici.it

REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	CHECKED	APPROVED
00	Febbraio 2024	PRIMA EMISSIONE	Arch. Paes. R. Bigliardi	Ing. A. Lunardi	Ing. F. Favero
01					
02					
03					
04					

DRAWING - Elaborato

TITLE
Titolo

RELAZIONE TECNICA GENERALE

DRAWING DETAILS - Dettagli di disegno

GENERAL SCALE
Scala generale

-

DETAIL SCALE
Scala particolari

-

ARCHIVE - Archivio

FILE

DTG_001

PLOT STYLE

FAVERO ENGINEERING.ctb

CODING - Codifica

PROJECT LEVEL
Fase progettuale

DEFINITIVO

CATEGORY
Categoria

DTG

PROGRESSIVE
Progressivo

0

0

1

REVISION
Revisione

00

INDICE

1	PREMESSA.....	6
2	DATI DEL PROPONENTE	8
3	VERIFICA ASSOGGETTABILITÀ A VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE E AREE IDONEE	9
3.1	Decreto Legislativo 199/2021	9
3.1.1	Lotto 1	12
3.1.2	Lotto 2	13
3.1.3	Lotto 3	14
3.2	Decreto legislativo 152/2006 allegato II parte seconda.....	15
4	SCENARIO DI RIFERIMENTO	17
4.1	Normativa di riferimento nazionale e regionale	17
4.2	Normativa Tecnica di riferimento.....	19
4.3	Normativa in materia di sicurezza	21
5	DISPONIBILITÀ AREE E AUTORIZZAZIONI.....	23
5.1	Disponibilità aree impianto	23
5.2	Disponibilità aree cavidotto di connessione	23
5.2.1	Autorizzazioni Enti coinvolti.....	24
6	INQUADRAMENTO TERRITORIALE	25
6.1	Ubicazione dell'area di intervento	25
6.1.1	Lotto 1	26
6.1.2	Lotto 2	29
6.1.3	Lotto 3	32
6.2	Stato di fatto dell'area di progetto.....	35
6.2.1	Lotto 1	35
6.2.2	Lotto 2	37
6.2.3	Lotto 3	39

6.3	Inquadramento urbanistico – Regolamento Urbanistico del Comune di Sassari	41
6.4	Analisi dei vincoli di carattere paesaggistico-ambientale	44
6.5	Inquadramento geologico generale.....	45
6.6	Distanze dalle infrastrutture esistenti	46
6.6.1	Distanza dalla Strada Provinciale 56	46
6.6.2	Distanza dalla Strada Statale SS131 “Carlo Felice”	47
7	CONFIGURAZIONE GENERALE DEGLI IMPIANTI	49
7.1	Criteri di scelta del sito	49
7.2	Planimetria degli impianti agrivoltaici e fotovoltaici e potenza complessiva ...	51
7.2.1	Lotto 1	52
7.2.2	Lotto 2	52
7.2.3	Lotto 3	53
7.3	Distribuzione principale dei cavi di energia	56
7.3.1	Connessione alla rete elettrica nazionale	58
7.4	Potenzialità energetica del sito ed analisi di producibilità degli impianti	60
7.4.1	Premessa	60
7.4.2	I risultati del calcolo.....	61
7.4.3	Stima dell’irraggiamento globale ed incidente sul piano dei collettori	61
8	DESCRIZIONE TECNICA DEI COMPONENTI DEGLI IMPIANTI	66
8.1	Componenti principali e criteri generali di progettazione strutturale ed elettromeccanica	66
8.2	Gli inseguitori mono assiali.....	67
8.2.1	Caratteristiche principali.....	68
8.2.2	Durata e trattamento protettivo dei componenti in acciaio	69
8.2.3	I pali di sostegno	70
8.3	Moduli fotovoltaici.....	70
8.4	Inverter di stringa.....	73
8.5	Cavi di distribuzione dell’energia.....	75

8.6	Cabine	76
8.6.1	Cabina di consegna	76
8.6.2	Cabina utente	78
8.6.3	Cabine di trasformazione	80
8.6.4	Tabella riassuntiva cabine.....	82
8.7	Alimentazione ausiliari.....	83
8.8	Misura dell'energia	84
8.9	Impianto di messa a terra.....	85
8.9.1	Messa a terra lato cabine.....	85
8.9.2	Messa a terra lato campo fotovoltaico	85
8.10	Software per la visualizzazione, monitoraggio, telesorveglianza	86
8.11	Impianto di video sorveglianza	86
8.12	Stazione di monitoraggio dati ambientali.....	87
8.13	Descrizione dell'attività agricola	90
8.14	Impianto di irrigazione	92
9	OPERE ACCESSORIE	93
9.1	Sistemazione dell'area e viabilità	93
9.2	Recinzione e cancello	94
9.3	Scavi per posa cavidotti	96
9.4	Attraversamenti mediante trivellazione TOC.....	98
10	DESCRIZIONE DEL PROCESSO COSTRUTTIVO.....	100
10.1	Indicazioni generali per l'esecuzione dei lavori	100
10.2	Descrizione del contesto in cui è situata l'area di cantiere	100
10.3	Principali lavorazioni previste	101
10.4	Impianto elettrico di cantiere	103
10.5	Precauzioni aggiuntive con impianti FV	104
10.6	Tempi di realizzazione.....	104
11	POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE DELL'INTERVENTO A LIVELLO LOCALE.....	105

11.1	Premessa	105
11.2	Principali ricadute positive	106
11.2.1	Contributo alla riduzione di CO ₂	106
11.2.2	Emissioni evitate di inquinanti atmosferici.....	108
11.2.3	Risparmio di risorse energetiche non rinnovabili	108
11.3	Il fotovoltaico: una componente essenziale dell'agenda 2030 per lo sviluppo sostenibile	109
11.4	L'agrivoltaico: l'integrazione tra agricoltura, paesaggio ed energia.....	111

Indice delle figure

Figura 1 -	Suddivisione impianti in progetto.....	7
Figura 2 –	Verifica aree idonee D.lgs 199/2021 – Lotto 1	12
Figura 3 -	Verifica aree idonee D.lgs 199/2021 – Lotto 2	13
Figura 4 –	Verifica aree idonee D.lgs 199/2021 – Lotto 3	14
Figura 5:	Inquadramento su ortofoto	25
<i>Figura 6 -</i>	<i>Contesto territoriale dell'area</i>	<i>26</i>
Figura 7 -	Inquadramento dei progetti su mappa catastale, lotto 1.	28
Figura 8 -	Contesto territoriale dell'area	29
Figura 9 -	Inquadramento dei progetti su mappa catastale, lotto 2.	31
Figura 10 –	Contesto territoriale dell'area.....	32
Figura 11 -	Inquadramento dei progetti su mappa catastale, lotto 3.	34
Figura 12 -	Stato di fatto lotto 1	35
Figura 13 –	Planimetria stato di fatto su ortofoto. Lotto 1	36
Figura 14 -	Stato di fatto lotto 2	37
Figura 15 -	Planimetria stato di fatto su ortofoto. Lotto 2.....	38
Figura 16 -	Stato di fatto lotto 3	39
Figura 17:	Planimetria stato di fatto su ortofoto lotto 3	40
Figura 18 -	Inquadramento su Piano Urbanistico Comunale di Sassari, lotto 1	42
Figura 19 -	Inquadramento su Piano Urbanistico Comunale di Sassari, lotto 2	42
Figura 20 -	Inquadramento su Piano Urbanistico Comunale di Sassari, lotto 3	43
Figura 21:	Legenda Tavola 5.6.3 - Piano Urbanistico Comunale di Sassari	43
Figura 22:	Viabilità ed infrastrutture nell'area del lotto 3.....	48
Figura 23 –	Keymap degli impianti in progetto	51

Figura 24 - Planimetria impianti in progetto lotto 1	52
Figura 25 - Planimetria di progetto lotto 2.....	52
Figura 26 – Planimetria lotto 3.....	53
Figura 27 – Legenda.....	53
Figura 28 - Montaggio tracker.....	54
Figura 29: Planimetria cavidotti di connessione lotto 1 e 2.....	57
Figura 30: Planimetria cavidotti di connessione lotto 3.....	57
<i>Figura 31 - Produzione energetica impianti Bassu 1 e Bassu 2</i>	<i>62</i>
<i>Figura 32 - Produzione energetica impianti Truncu Reale 6 e Truncu Reale 7.....</i>	<i>63</i>
Figura 33 - Produzione energetica impianti Truncu Reale 2 e Truncu Reale 5.....	64
Figura 34 - Produzione energetica impianti Truncu Reale 3 e Truncu Reale 4.....	65
Figura 35 - Schema di funzionamento del sistema backtracking	68
Figura 36 - Modulo fotovoltaico Astronergy ASTRO 6 TWINS CHSM66M(DG)/F-BH 655 W	71
Figura 37 – Schematico semplificato sistema stringa-inverter	73
Figura 38 – Scheda tecnica inverter	74
Figura 39 – Prospetti cabina di consegna e cabina utente.....	79
Figura 40 – Prospetti cabina di trasformazione singola.....	81
Figura 41: Stazione principale e sensori meteo climatici.....	87
Figura 42: Esempio di un grafico riguardante il rischio di infezione delle principali fitopatologie	88
Figura 43: Esempio di un grafico per il calcolo del fabbisogno idrico	89
Figura 44: Schematico impianto di irrigazione.....	92
Figura 45 - Sezione tipo Viabilità interna	93
Figura 46 - Recinzione - Prospetto	94
Figura 47 - Prospetto cancello di ingresso	95
Figura 48 - Sezione tipologica di posa dei cavidotti all'esterno dei campo agrivoltaici e fotovoltaici.....	96
Figura 49 - Sezione tipologica posa cavidotti all'interno dei campo agrivoltaici e fotovoltaici.....	97
Figura 50 - Metodologia di posa tramite trivellazione TOC.....	98
Figura 51 - Segnaletica da utilizzare per i lavori sugli impianti FV	104
Figura 52 - Variazione dell'Energy payback per le diverse tecnologie di sistemi fotovoltaici (Fonte, U.S. Dep. of Energy)	107

1 PREMESSA

Il presente documento costituisce la Relazione Tecnica Generale relativa alla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale per il progetto di otto impianti fotovoltaici e agrivoltaici di produzione di energia elettrica da fonte solare, della potenza complessiva di 61,15 MWp, e delle relative opere di connessione. Gli impianti sono composti da pannelli fotovoltaici installati su inseguitori monoassiali, e sono situati nelle località Cugulasu, Giorre Verdi, e Su Giau nel comune di Sassari. Gli impianti, aventi una superficie complessiva di circa 81 ha, sono raggruppati in 3 lotti, corrispondenti alle località in cui si inseriscono.

Per la connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), si fa riferimento ai preventivi di connessione proposti da E-Distribuzione, specifici per ogni impianto e accettati dalla società FIMENERGIA S.r.l.

In tabella sono riepilogate le caratteristiche di ogni impianto:

Nome Impianto	Potenza installata	Potenza in immissione	Superficie	Località	Tipologia	Codice preventivo di connessione
Bassu 1	9,30 MWp	7,95 MW	12,51 ha	Cugulagiu	Agrivoltaico	377096864
Bassu 2	8,49 MWp	7,95 MW	12,54 ha	Cugulagiu	Agrivoltaico	377144485
Truncu Reale 2	4,31 MWp	4,2 MW	6,03 ha	Giorre Verdi	Agrivoltaico	346849178
Truncu Reale 3	8,25 MWp	7,95 MW	9,62 ha	Giorre Verdi	Fotovoltaico	336584232
Truncu Reale 4	8,20 MWp	7,95 MW	9,12 ha	Giorre Verdi	Fotovoltaico	377037702
Truncu Reale 5	8,14 MWp	7,95 MW	10,43 ha	Giorre Verdi	Agrivoltaico	336586272
Truncu Reale 6	8,14 MWp	7,95 MW	11,18 ha	Su Giau	Agrivoltaico	377149730
Truncu Reale 7	6,31 MWp	6,00 MW	9,57 ha	Su Giau	Agrivoltaico	371292053
<u>TOTALE</u>	<u>61,15 MWp</u>	<u>57,90 MW</u>	<u>81,00 ha</u>			

L'intervento si identifica come misto di impianti fotovoltaici e agrivoltaici, e questi ultimi rientrano nel Tipo 1, come classificato dalle Linee Guida del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), il quale indica il coesistere, nella stessa area, dell'attività agricola e della produzione di energia elettrica da fotovoltaico.

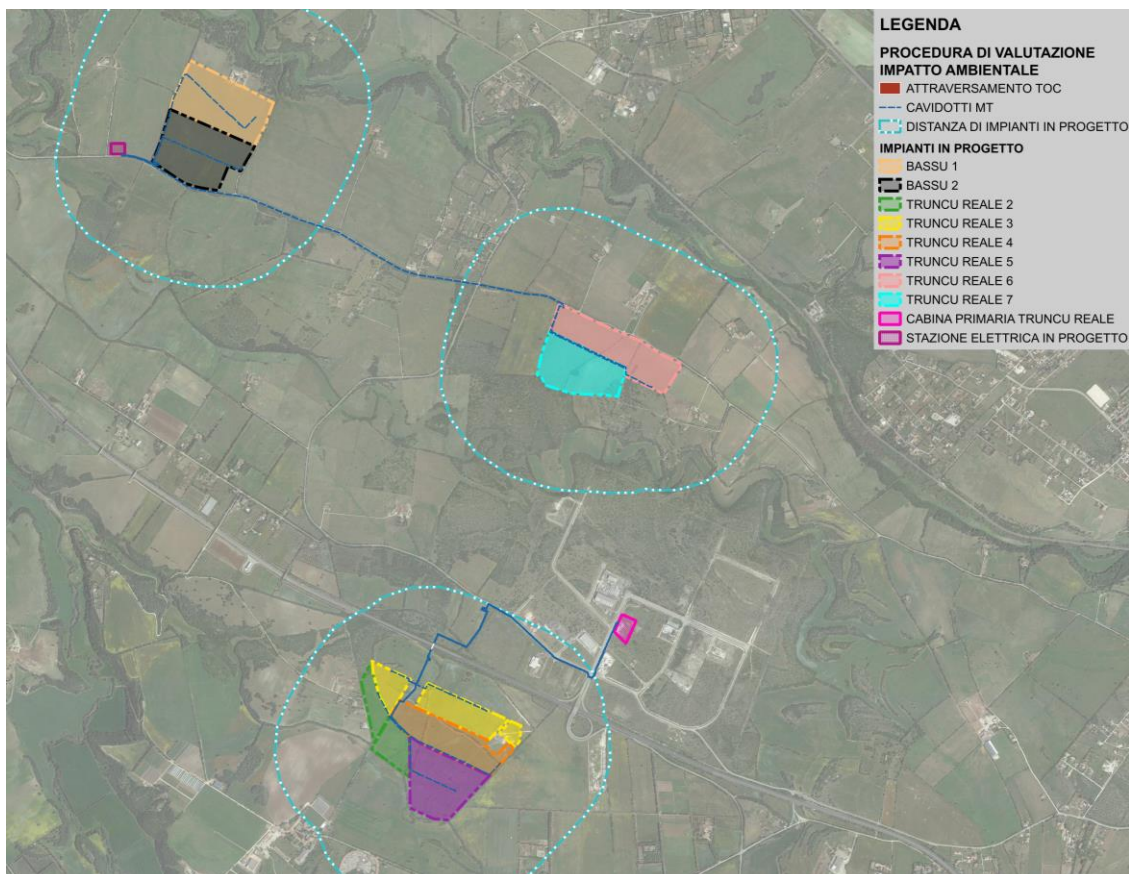


Figura 1 - Suddivisione impianti in progetto

2 DATI DEL PROPONENTE

Denominazione Sociale: FIMENERGIA S.r.l.
Sede legale: Via Luigi Buzzi, 6 – 15033 Casale Monferrato (AL)
Sede operativa: Via Giovanni Battista Pirelli, 27 - 20124 Milano (MI)
P.IVA: 02694000064
Numero REA: AL - 306386
PEC: fimenergia@pec.it
Amministratore delegato: Ing. Francesco Favero

La società proponente è la Fimenergia S.r.l., con sede legale sita in Via Luigi Buzzi n.6 nel comune di Casale Monferrato (AL) e P.IVA 02694000064, amministrata dall'amministratore delegato Francesco Favero nato a Cantù il 31 dicembre 1979, avente codice fiscale FVR FNC 79T 31B 639W e residenza in Via San Gregorio n.25, Milano.

3 VERIFICA ASSOGGETTABILITÀ A VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE E AREE IDONEE

3.1 Decreto Legislativo 199/2021

Gli impianti in progetto hanno una potenza complessiva di 61,15 MW e risultano rientrare parzialmente nelle Aree Idonee individuate dal Decreto Legislativo n.199 del 2021 all'Art.20 comma 8, per l'installazione di impianti di produzione di energia elettrica derivante da fonte rinnovabile. Di seguito si identificano le aree idonee così come riportate nel decreto.

- 1) *Comma 8, Lettera a: i siti ove sono già installati impianti della stessa fonte e in cui vengono realizzati interventi di modifica, anche sostanziale, per rifacimento, potenziamento o integrale ricostruzione, eventualmente abbinati a sistemi di accumulo, che non comportino una variazione dell'area occupata superiore al 20 per cento. Il limite percentuale di cui al primo periodo non si applica per gli impianti fotovoltaici, in relazione ai quali la variazione dell'area occupata è soggetta al limite di cui alla lettera c-ter), numero 1);*
- 2) *Comma 8, Lettera b: le aree dei siti oggetto di bonifica individuate ai sensi del Titolo V, Parte quarta, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;*
- 3) *Comma 8, Lettera c: le cave e miniere cessate, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale, o le porzioni di cave e miniere non suscettibili di ulteriore sfruttamento;*
- 4) *Comma 8, Lettera c-bis: i siti e gli impianti nelle disponibilità delle società del gruppo Ferrovie dello Stato italiane dei gestori di infrastrutture ferroviarie nonché delle società concessionarie autostradali;*
- 5) *Comma 8, Lettera c-bis, punto 1: i siti e gli impianti nella disponibilità delle società di gestione aeroportuale all'interno dei sedimi aeroportuali, ivi inclusi quelli all'interno del perimetro di pertinenza degli aeroporti delle isole minori, di cui all'allegato 1 al decreto del Ministro dello sviluppo economico 14 febbraio 2017, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 114 del 18 maggio 2017, ferme restando le necessarie verifiche tecniche da parte dell'Ente nazionale per l'aviazione civile (ENAC);*

- 6) Comma 8, Lettera c-ter, punto 1: esclusivamente per gli impianti fotovoltaici, anche con moduli a terra, e per gli impianti di produzione di biometano in assenza di vincoli ai sensi della parte seconda del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 le aree classificate agricole, racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, compresi i siti di interesse nazionale, nonché le cave e le miniere;
- 7) Comma 8, Lettera c-ter, punto 2: esclusivamente per gli impianti fotovoltaici, anche con moduli a terra, e per gli impianti di produzione di biometano in assenza di vincoli ai sensi della parte seconda del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42: le aree interne agli impianti industriali e agli stabilimenti, questi ultimi come definiti dall' articolo 268, comma 1, lettera h), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 , nonché le aree classificate agricole racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500metri dal medesimo impianto o stabilimento;
- 8) Comma 8, Lettera c-ter, punto 3: esclusivamente per gli impianti fotovoltaici, anche con moduli a terra, e per gli impianti di produzione di biometano in assenza di vincoli ai sensi della parte seconda del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42: le aree adiacenti alla rete autostradale entro una distanza non superiore a 300 metri;
- 9) Comma 8, Lettera c-quater: fatto salvo quanto previsto alle lettere a), b), c), c-bis) e c-ter), le aree che non sono ricomprese nel perimetro dei beni sottoposti a tutela ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, incluse le zone gravate da usi civici di cui all'articolo 142, comma 1, lettera h), del medesimo decreto, né ricadono nella fascia di rispetto dei beni sottoposti a tutela ai sensi della parte seconda oppure dell'articolo 136 del medesimo decreto legislativo. Ai soli fini della presente lettera, la fascia di rispetto è determinata considerando una distanza dal perimetro di beni sottoposti a tutela di tre chilometri per gli impianti eolici e di cinquecento per gli impianti fotovoltaici. Resta ferma, nei procedimenti autorizzatori, la competenza del Ministero della cultura a esprimersi in relazione ai soli progetti localizzati in aree sottoposte a tutela secondo quanto previsto all'articolo 12, comma 3-bis, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Inoltre, secondo i recenti pronunciamenti in materia ambientale, del Ministero dell'Ambiente e Sicurezza Energetica – Dipartimento Energia – Direzione Generale competitività ed efficienza energetica Divisione III – Energie Rinnovabili:

“Con particolare riferimento al caso di specie e alla questione sottoposta, si conferma che possono ritenersi idonee ad ospitare impianti fotovoltaici, anche con moduli a terra, le aree classificate agricole racchiuse in un perimetro di cui punti distano non più di 500 metri da un aerogeneratore autorizzato ed in esercizio, ai sensi dell’art. 20, comma 8, lett. c-ter) n. 2, del d. lgs. n. 199/2021, rientrando quest’ultimo nella nozione di impianto industriale o di stabilimento.”

3.1.1 Lotto 1

Gli impianti inseriti nel Lotto 1 (Bassu 1 e Bassu 2) non ricadono nelle aree idonee definite dal decreto, in quanto non rispettano il comma C-Quater dell'art. 20 comma 8.

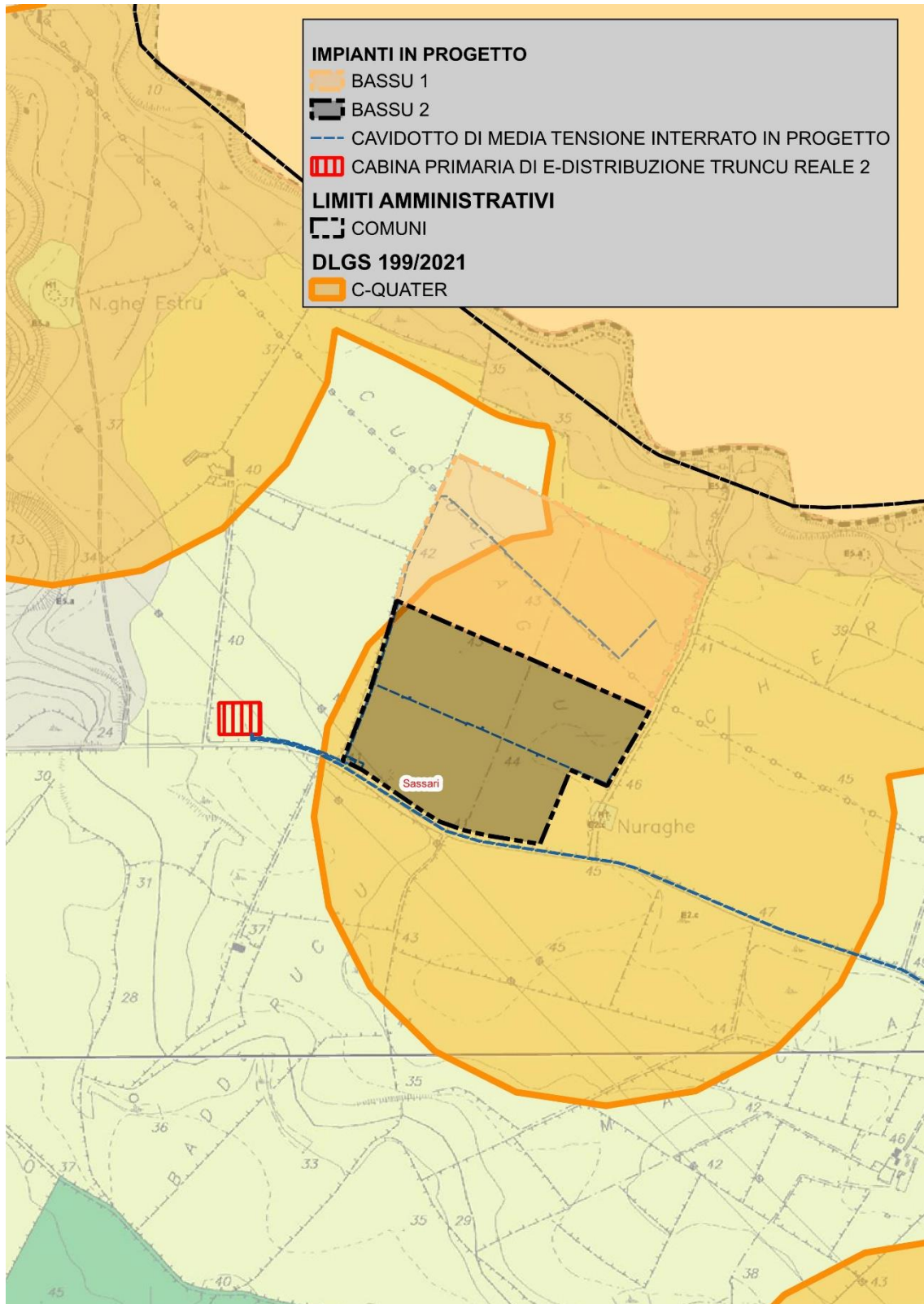


Figura 2 – Verifica aree idonee D.lgs 199/2021 – Lotto 1

3.1.2 Lotto 2

Gli impianti inseriti nel Lotto 2 ricadono all'interno delle aree idonee definite ai sensi del Decreto per i punti C-Ter 1 e C-quater. Solo una porzione minima dell'impianto Truncu Reale 6 risulta essere in aree non idonee, come mostrato in figura, derivante probabilmente da un errore cartografico.

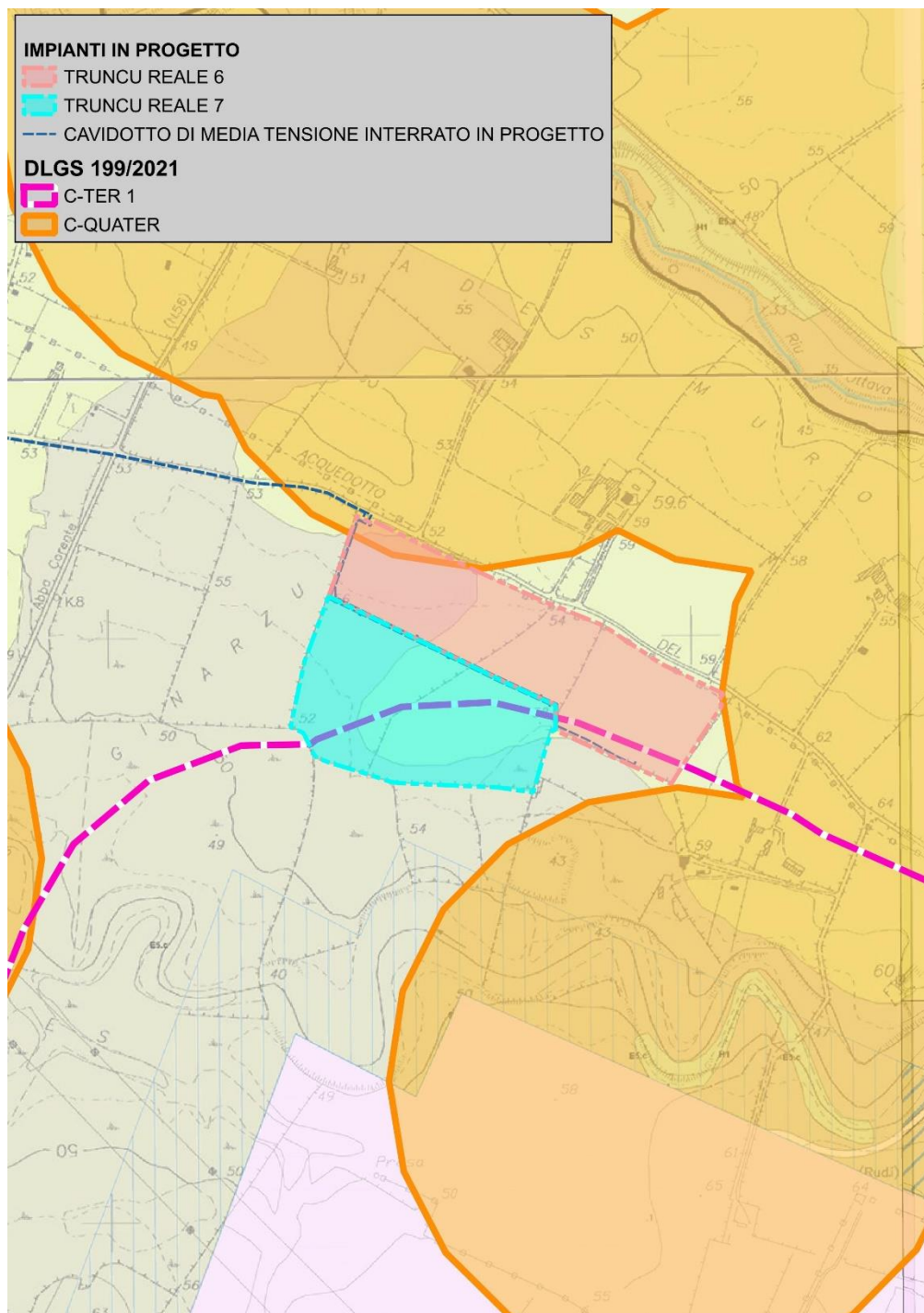


Figura 3 - Verifica aree idonee D.lgs 199/2021 – Lotto 2

3.1.3 Lotto 3

Gli impianti in progetto nel lotto 3 risultano essere localizzati in aree idonee, in quanto esterni ai buffer previsti dalla Lettera C-Quater dell'art. 20 comma 8 e all'interno del buffer di 500 m dall'area industriale di Truncu Reale (Lettera c-ter, punto 1). Inoltre, in base alla sentenza precedentemente citata del Consiglio di Stato, il buffer previsto dalla Lettera c-ter, punto 1 è aumentato dall'aerogeneratore esistente nelle immediate vicinanze del lotto 3.

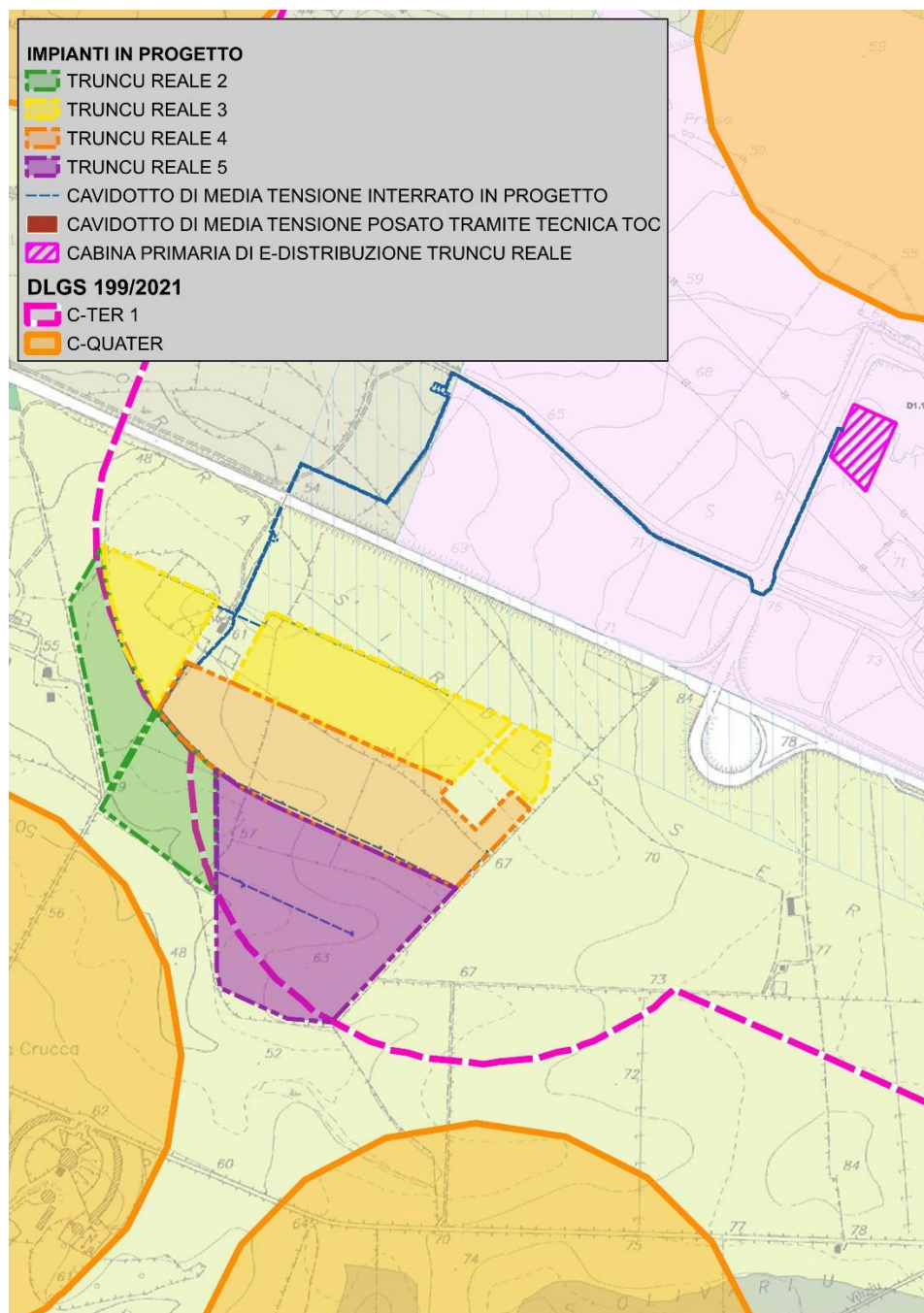


Figura 4 – Verifica aree idonee D.lgs 199/2021 – Lotto 3

3.2 Decreto legislativo 152/2006 allegato II parte seconda

Si riportano di seguito le ragioni per cui il progetto in oggetto è **assoggettabile a valutazione di impatto ambientale**. Tale decreto individua come progetto di competenza statale le installazioni relative a:

- *centrali termiche ed altri impianti di combustione con potenza termica di almeno 300 MW;*
- *centrali per la produzione dell'energia idroelettrica con potenza di concessione superiore a 30 MW incluse le dighe ed invasi direttamente asserviti;*
- *impianti per l'estrazione dell'amianto, nonché per il trattamento e la trasformazione dell'amianto e dei prodotti contenenti amianto;*
- *centrali nucleari e altri reattori nucleari, compreso lo smantellamento e lo smontaggio di tali centrali e reattori (esclusi gli impianti di ricerca per la produzione delle materie fissili e fertili, la cui potenza massima non supera 1 kW di durata permanente termica);*
- *impianti termici per la produzione di energia elettrica, vapore e acqua calda con potenza termica complessiva superiore a 150 MW; (fattispecie aggiunta dall'art. 22 del d.lgs. n. 104 del 2017)*
- *impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW , calcolata sulla base del solo progetto sottoposto a valutazione ed escludendo eventuali impianti o progetti localizzati in aree contigue o che abbiano il medesimo centro di interesse ovvero il medesimo punto di connessione e per i quali sia già in corso una valutazione di impatto ambientale o sia già stato rilasciato un provvedimento di compatibilità ambientale; (fattispecie aggiunta dall'art. 22 del d.lgs. n. 104 del 2017, poi modificata dall'art. 10, comma 1, lettera d), numero 1.1), legge n. 91 del 2022)*
- *impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW, calcolata sulla base del solo progetto sottoposto a valutazione ed escludendo eventuali impianti o progetti localizzati in aree contigue o che abbiano il medesimo centro di interesse ovvero il medesimo punto di connessione e per i quali sia già in corso una valutazione di impatto ambientale o sia già stato rilasciato un provvedimento di compatibilità ambientale; (fattispecie aggiunta dall'art. 31, comma 6, della legge n. 108 del 2021, poi modificata dall'art. 10, comma 1, lettera d), numero 1.2), legge n. 91 del 2022)*

Gli impianti in progetto dunque, rientrano secondo la normativa citata nella seguente categoria:

- *impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW, calcolata sulla base del solo progetto sottoposto a valutazione ed escludendo eventuali impianti o progetti localizzati in aree contigue o che abbiano il medesimo centro di interesse ovvero il medesimo punto di connessione e per i quali sia già in corso una valutazione di impatto ambientale o sia già stato rilasciato un provvedimento di compatibilità ambientale; (fattispecie aggiunta dall'art. 31, comma 6, della legge n. 108 del 2021, poi modificata dall'art. 10, comma 1, lettera d), numero 1.2), legge n. 91 del 2022)*

Gli impianti in progetto sono assoggettabili a procedura di Valutazione Impatto Ambientale di competenza statale.

4 SCENARIO DI RIFERIMENTO

4.1 Normativa di riferimento nazionale e regionale

In **ambito nazionale** i principali provvedimenti che riguardano la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili sono:

- Legge 6 dicembre 1991 n. 394 s.m.i. “Legge quadro sulle aree protette”.
- DPR 8 settembre 1997, n. 357 s.m.i. “regolamento recante attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche”.
- D.lgs. 112/98. Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli Enti Locali, in attuazione del Capo I della Legge 15 marzo 1997, n. 59.
- D.lgs. 16 marzo 1999 n. 79. Recepisce la direttiva 96/92/CE e riguarda la liberalizzazione del mercato elettrico nella sua intera filiera: produzione, trasmissione, dispacciamento, distribuzione e vendita dell’energia elettrica, allo scopo di migliorarne l’efficienza.
- D.lgs. 29 dicembre 2003 n. 387. Recepisce la direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell’elettricità. Prevede fra l’altro misure di razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative per impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.
- D.lgs 152/2006 e s.m.i. Norme in materia ambientale.
- D.lgs. 115/2008. Attuazione della Direttiva 2006/32/CE relativa all’efficienza degli usi finali dell’energia e i servizi energetici e abrogazione della Direttiva 93/76/CE.
- D.lgs. 102/2014. Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull’efficienza energetica
- D.M. 10 settembre 2010 Ministero dello Sviluppo Economico. Linee guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Definisce le regole per la trasparenza amministrativa dell’iter di autorizzazione nell’accesso al mercato dell’energia; regola l’autorizzazione delle infrastrutture connesse e, in particolare, delle reti elettriche; determina i criteri e le modalità di inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio.
- D.lgs. 3 marzo 2011 n. 28 e s.m.i. Definisce strumenti, meccanismi, incentivi e quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di energia da fonti rinnovabili, in attuazione della

direttiva 2009/28/CE e nel rispetto dei criteri stabiliti dalla legge 4 giugno 2010 n. 96.

- D.M. 30 marzo 2015 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti di competenza delle regioni e province autonome, previsto dall'articolo 15 del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116.
- D.lgs. 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.

In **ambito regionale** i principali provvedimenti che riguardano la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili sono:

- DGR Sardegna 23 gennaio 2018, n. 3/25 - Linee guida per l'Autorizzazione unica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- LR Sardegna 3 luglio 2017, n. 11 - Disposizioni urgenti in materia urbanistica ed edilizia - Stralcio - Modifiche alla LR 8/2015, alla LR 28/1998, alla LR 9/2006;
- LR Sardegna 4 maggio 2017, n. 9 - Autorizzazione paesaggistica - Interventi esclusi e interventi sottoposti a regime semplificato - Adeguamento delle norme regionali al DPR 13 febbraio 2017, n. 31 - Modifiche alla LR 28/1998;
- LR Sardegna 20 ottobre 2016, n. 24 - Semplificazione dei procedimenti amministrativi - Stralcio - Procedimenti in materia ambientale ed edilizia - Autorizzazione unica ambientale, impianti a fonti rinnovabili;
- DGR Sardegna 2 agosto 2016, n. 45/40 - Approvazione del Piano energetico ambientale regionale 2015-2030 (PEARS);
- DGR Sardegna 27 novembre 2020, n. 59-90 – Individuazione delle aree non idonee all'installazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili.

4.2 Normativa Tecnica di riferimento

Le norme tecniche di riferimento sono:

Per gli impianti elettrici di alta tensione:

- CEI 11-1 Impianti di produzione, trasporto e distribuzione di energia elettrica. Norma Generale. Fasc. 1003
- CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo. Fasc. 1890

Per i trasformatori:

- CEI 14-4 Trasformatori di potenza Fasc. 609 CEI 14-4V1 Variante n. 1 Fasc. 696S
- CEI 14-4 V2 Variante n. 2 Fasc. 1057V CEI 14-4 V3 Variante n. 3 Fasc. 1144V CEI 14-4 V4 Variante n. 4 Fasc. 1294V
- CEI 14-8 Trasformatori di potenza a secco Fasc. 1768
- CEI 14-12 Trasformatori trifase di distribuzione di tipo a secco a 50 Hz, da 100 kVA a 2500 kVA con una tensione massima per il componente non superiore a 36kV. Parte 1: Prescrizioni generali e prescrizioni per trasformatori con una tensione massima per il componente non superiore a 24kV Fasc. 4149C.

Per attrezzaggi elettromagnetici:

- CEI 17-1 Interruttori a corrente alternata a tensione superiore a 1000V Fasc. 1375 CEI 17-1 V1 Variante n. 1 Fasc. 1807V
- CEI 17-4 Sezionatori e sezionatori di terra a corrente alternata a tensione superiore a 1000V Fasc. 1343
- CEI 17-4 EC Errata corrige Fasc. 1832V CEI 17-4 V1 Variante n. 1 Fasc. 2345V CEI 17-4 V2 Variante n. 2 Fasc. 2656V
- CEI 17-6 Apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico per tensioni da 1 a 52kV Fasc. 2056
- CEI 17-13/1 Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione (quadri BT) – parte I: Apparecchiature di serie soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature non di serie parzialmente soggette a prove di tipo (ANS) Fasc. 2463E

- CEI 17-13/2 Apparecchiatura assiemate di protezione e manovra per bassa tensione (quadri BT) – parte II: Prescrizioni particolari per i condotti sbarre Fasc. 2190
- CEI 17-43 Metodo per la determinazione della sovratemperatura mediante estrapolazione per le apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) ANS Fasc. 1873
- CEI 17-52 Metodo per la determinazione della tenuta al corto circuito delle apparecchiature non di serie (ANS) Fasc. 2252

Per i cavi di energia:

- CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30kV Fasc. 1843
- CEI 20-13 V1 Variante n. 1 Fasc. 2357V CEI 20-13 V2 Variante n. 2 Fasc. 2434V
- CEI 20-22II Prova d'incendio su cavi elettrici. Parte 2: Prova di non propagazione dell'incendio Fasc. 2662
- CEI 20-22III Prova d'incendio su cavi elettrici. Parte 3: Prove su fili o cavi disposti a fascio Fasc. 2663
- CEI 20-35 Prove sui cavi elettrici sottoposti a fuoco. Parte 1: Prova di non propagazione della fiamma sul singolo cavo verticale. Fasc. 688
- CEI 20-35V1 Variante n. 1 Fasc. 2051V
- CEI 20-37/1 Cavi elettrici – Prove sui gas emessi durante la combustione Fasc. 739 CEI 20-37/2 Prove sui gas emessi durante la combustione dei cavi – Determinazione dell'indice di acidità (corrosività) dei gas mediante la misurazione del pH e della conduttività Fasc. 2127
- CEI 20-37/3 Misura della densità del fumo emesso dai cavi elettrici sottoposti e combustione in condizioni definite. Parte 1: Apparecchiature di prova Fasc. 2191
- CEI 20-38 Cavi isolati con gomma non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi. Parte 1: Tensioni nominali U_0/U non superiore a 0.6/1kV Fasc. 2312
- CEI UNEL35024/1 Portata dei cavi in regime permanente Fasc. 3516 Per impianti elettrici utilizzatori:
- CEI 64-8/1 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua Fasc. 4131

4.3 Normativa in materia di sicurezza

- D.P.R. n. 547 del 27/04/1955 Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro
- D.P.R. n. 164 del 07/01/1956 Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro nelle costruzioni
- D.P.R. n. 302 del 19/03/1956 Norme integrative per la prevenzione degli infortuni sul lavoro
- D.P.R. n. 303 del 19/03/1956 Norme generali per l'igiene sul lavoro
- Legge n. 186 del 01/03/1968 Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici
- Legge n. 791 del 18/10/1977 Attuazione della direttiva del Consiglio Comunità Europea (72/23 C.E.E.) relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro alcuni limiti di tensione
- Legge n. 46 del 05/03/1990 Norme per la sicurezza degli impianti elettrici
- D.P.R. n. 447 del 06/12/1991 Regolamento di attuazione della Legge 5 marzo 1990, n. 46
- D.L. n.626 19/09/1994 e s.m.i. Attuazioni delle Direttive Comunitarie riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro
- D.L. n. 494 14/08/1996 e s.m.i. Attuazione della direttiva 92/57/CEE concernente le prescrizioni minime di sicurezza e di salute da attuare nei cantieri temporanei o mobili

Infine, per la parte inerente la rete verrà acquisita e gestita da Terna S.p.A., occorre far riferimento alle sue specifiche di riferimento, in particolare andranno considerate (si elencano solo le principali):

- DC4385 - Cavi AT tripolari ad elica visibile per posa interrata
- DY406 - Specifica Enel apparecchiature prefabbricate 24 kV in aria scomparto IM.
- DY401 - Specifica Enel apparecchiature prefabbricate 24 kV - scomparto RC.
- DY404 - Specifica Enel apparecchiature prefabbricate 24kV - scomparto U.
- DG2092 - Specifica di costruzione Cabine secondarie AT/BT fuori standard per la connessione alla rete Enel;
- DY770 - Sezione AT in container per cabina primaria

Sono altresì da tenere in considerazione le indicazioni del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale:

- Guida Tecnica Allegati Terna S.p.A. A.70 e A 72.
- Delibera AEEG 08/03/2012 n. 84/12: "Interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale".

Per ulteriori dettagli si consulti la documentazione tecnica "DTG_021_Relazione tecnica impianto elettrico".

5 DISPONIBILITA' AREE E AUTORIZZAZIONI

5.1 Disponibilità aree impianto

La società proponente che intende realizzare gli impianti agrivoltaici e fotovoltaici in oggetto, possiede la piena disponibilità dei terreni e il loro completo utilizzo nel rispetto della normativa. Infatti sono stati stipulati dei contratti preliminari di compravendita e di diritto di superficie con i proprietari dei terreni identificati al Catasto Terreni, in provincia e comune di Sassari, come:

- Sezione A, foglio 18 particella 98 e 422.
- Sezione A, foglio 8 particelle 5 ,51, 56, 76 e 156
- Sezione A, foglio 3 particelle 40, 88 e 89

All'interno di queste aree verranno realizzate tutte le opere relative agli impianti agrivoltaici, fotovoltaici e alle cabine elettriche.

5.2 Disponibilità aree cavidotto di connessione

Per quanto riguarda il tracciato del cavidotto di connessione, uscente delle cabine di consegna degli impianti del lotto 1 e del lotto 2, esso è stato posato su strade bianche come la Strada Vicinale Maccia Guietta e la Strada Vicinale Ponti Pizzinnu, prive di coordinate catastali. La posa del cavidotto di connessione uscente delle cabine di consegna degli impianti del lotto 3 interesserà invece i terreni identificati al Catasto Terreni come:

- Provincia di Sassari, Comune di Sassari, sezione A, foglio 18 particelle 55, 56, 98, 368 e 423

5.2.1 Autorizzazioni Enti coinvolti

Di seguito si riportano gli enti coinvolti dagli interventi in progetto e la relativa motivazione di interesse:

- Provincia di Sassari: Per la posa del cavidotto in parallelo alla SP56 e per la distanza delle cabine elettriche (cabine utente e cabine di consegna) dalla SP56;
- ANAS: per la distanza delle cabine elettriche dalla SS131 e per la posa del cavidotto al di sotto di essa;
- Consorzio Area Sviluppo Industriale di Sassari – Porto Torres per la posa del cavidotto.

In fase di autorizzazione verrà richiesto il rilascio di un parere di massima sulle opere in progetto mentre a valle della conferenza dei servizi verrà presentata apposita istanza corredata da documentazione progettuale di livello esecutivo al fine di avviare il relativo iter autorizzativo.

Per le opere riguardanti la connessione alla rete elettrica nazionale (dalla cabina di consegna fino al punto di inserimento), le autorizzazioni saranno richieste dalla società richiedente e verranno volturate al termine dei lavori a E-distribuzione, entrando a far parte della consistenza di rete del distributore. Per tali opere non vi sarà nessun obbligo di rimozione di quanto realizzato, anche se l'impianto dovesse essere dismesso.

6 INQUADRAMENTO TERRITORIALE

6.1 Ubicazione dell'area di intervento

I terreni interessati dal progetto ricadono interamente nel comune di Sassari, il secondo centro abitato della Sardegna per grandezza ed importanza. La città si estende su una zona collinare, collocata ad una altitudine di circa 225 metri sopra il livello del mare e confina a nord con Stintino e Porto Torres; a est con Sorso, Sennori e Osilo; a sud con Ossi, Tissi, Usini, Uri, Muros, Olmedo e Alghero; ad ovest con il mare. Gli impianti saranno realizzati su terreni in area agricola (Zona E) con superficie complessiva di circa 81ha; situati in tre differenti località: Cuculagiu, Su Giau e Giorre Verdi corrispondenti ai lotti 1,2 e 3.

Il progetto pone tra i suoi obiettivi quello di proiettare l'attuale azienda agricola verso una **Agricoltura 4.0: tecnologica, naturale e sostenibile**, attraverso la realizzazione di impianti agrivoltaici, ossia parchi fotovoltaici in cui agricoltura e produzione elettrica si integrano apportando reciprocamente significativi vantaggi. Il progetto prevede di destinare l'area all'attività zootecnica di allevamento ovino, mantenendo così intatto il carattere rurale ed agricolo del territorio.

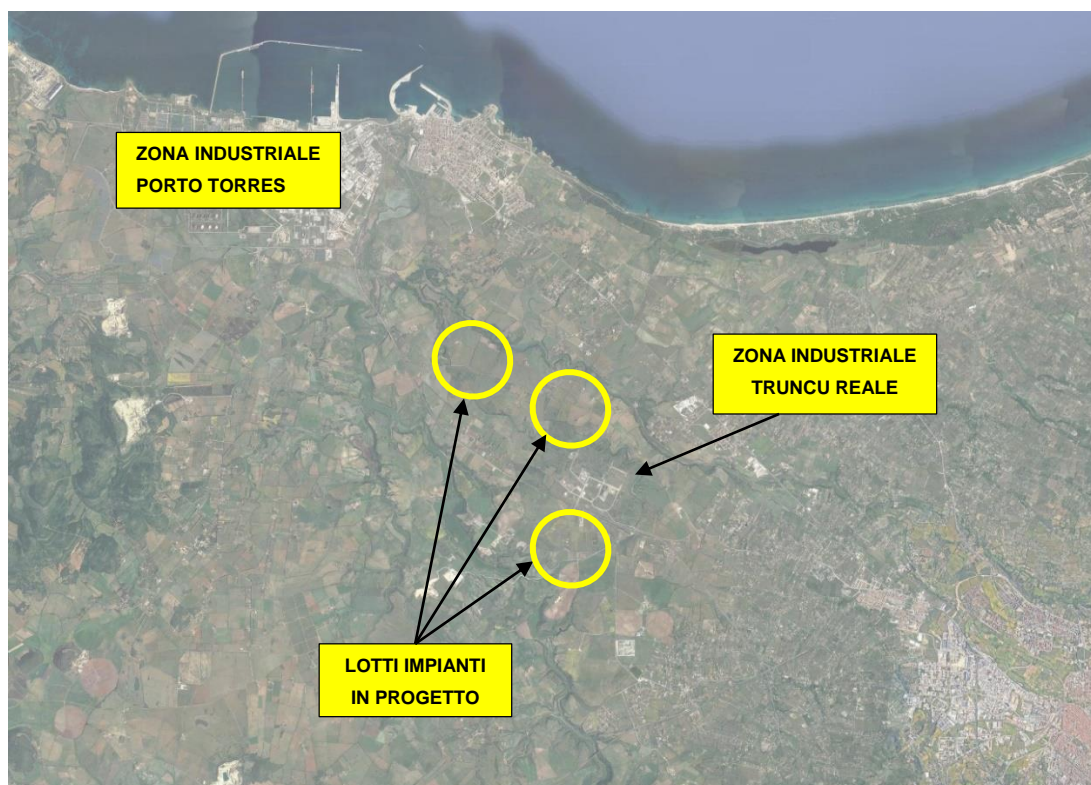


Figura 5: Inquadramento su ortofoto

6.1.1 Lotto 1

Gli impianti Bassu 1 e Bassu 2 verranno realizzati in un'area che è situata a nord della strada vicinale "Ponti Pizzinnu" in località Cugulagiu nell'agro di Sassari, a poco più di 1 km dalla confluenza del Riu Mannu col Riu Ottava.



Figura 6 - Contesto territoriale dell'area

L'area di progetto degli impianti agrivoltaici risulta essere pianeggiante, senza particolari pendenze o rilievi. Sotto il profilo dell'uso del suolo, l'area è classificabile come "2121-seminativi semplici", con la presenza di vegetazione arborea e cespuglieti lungo i margini dell'area, indicanti i confini della proprietà. Sono presenti diversi fabbricati rurali e immobili di servizio, facenti parte della locale azienda agricola. Gli impianti agrivoltaici in progetto possiedono le seguenti coordinate:

	COORDINATE GEOGRAFICHE WGS-84 UTM 32 N (32632)		COORDINATE PIANE MONTE MARIO OVEST (3003)		QUOTA	COMUNE	LOCALITA'
	E-LONG	N-LAT	E-LONG	N-LAT	m s.l.m.		
	1	450507,72	4516470,26	1450532,34	4516480,67		
2	450728,93	4516358,94	1450753,55	4516369,35	40	Sassari	Cugulagiu
3	450933,49	4516249,63	1450958,11	4516260,03	35	Sassari	Cugulagiu
4	450792,29	4515951,60	1450816,92	4515962,00	45	Sassari	Cugulagiu
5	450473,72	4515842,74	1450498,34	4515853,14	45	Sassari	Cugulagiu
6	450310,60	4515951,42	1450335,22	4515961,82	42	Sassari	Cugulagiu
7	450416,97	4516280,25	1450441,59	4516290,66	42	Sassari	Cugulagiu
8	1450441,59	4516290,66	450416,97	4516280,25	42	Sassari	Cugulagiu

Al catasto dei terreni di Sassari le aree degli impianti e delle opere di connessione sono individuate in base ai seguenti riferimenti catastali.

Bassu 1 e Bassu 2:

COMUNE	SEZ.	FOGLIO	PARTICELLA	UTILIZZO
SASSARI (SS)	A	3	88	IMPIANTO
SASSARI (SS)	A	3	89	IMPIANTO
SASSARI (SS)	A	3	40	IMPIANTO

Tabella 1 - Tabella particelle interessate dal progetto

Di seguito si riporta uno stralcio della planimetria catastale.

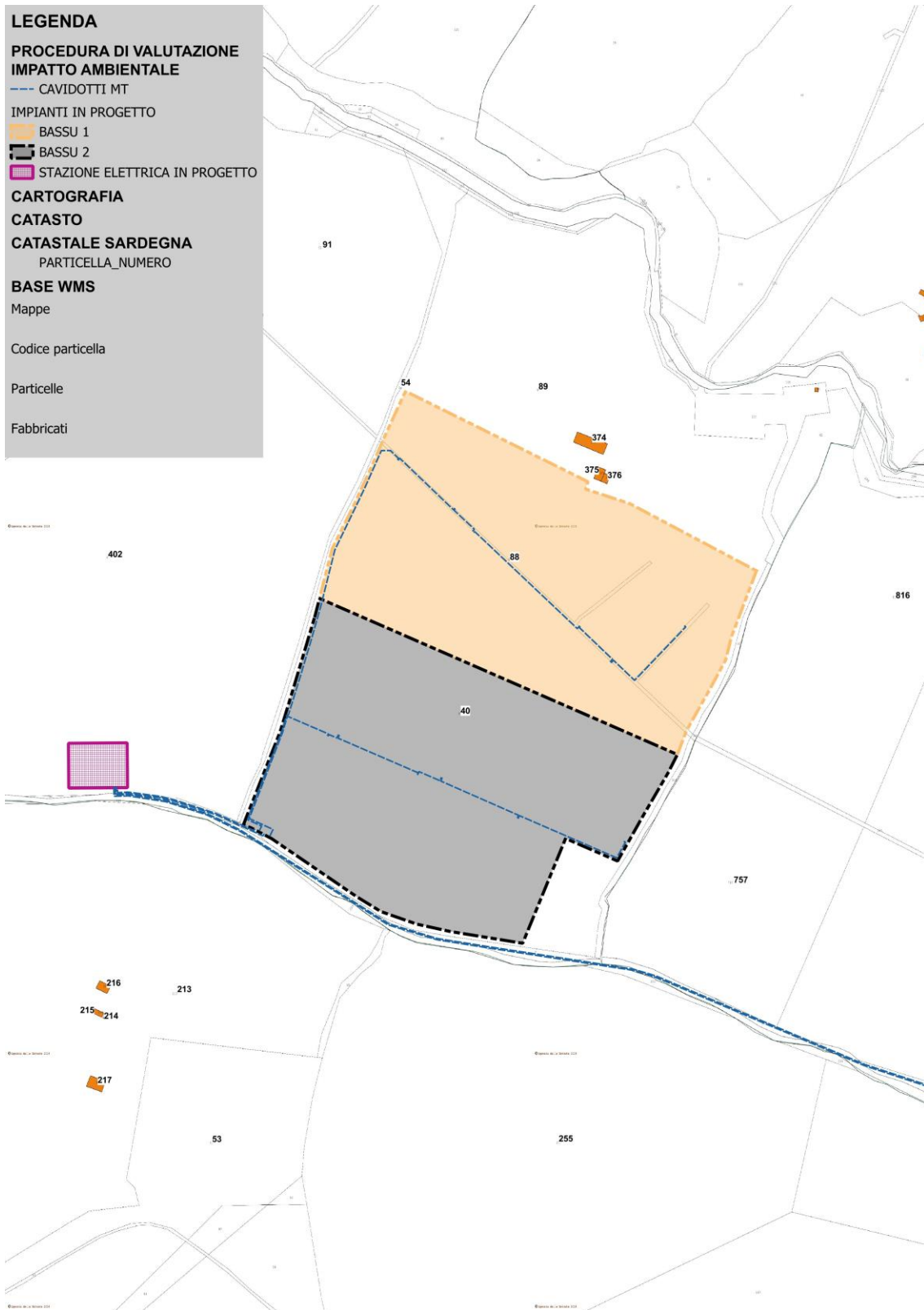


Figura 7 - Inquadramento dei progetti su mappa catastale, lotto 1.

6.1.2 Lotto 2

La zona predisposta per gli impianti denominati Truncu Reale 6, Truncu Reale 7, è situata a sud rispetto alla strada vicinale “Maccia Guletta” in località Su Giau nell’agro di Sassari, a poco più di 2 km a sud dalla frazione di Lioni (Porto Torres).

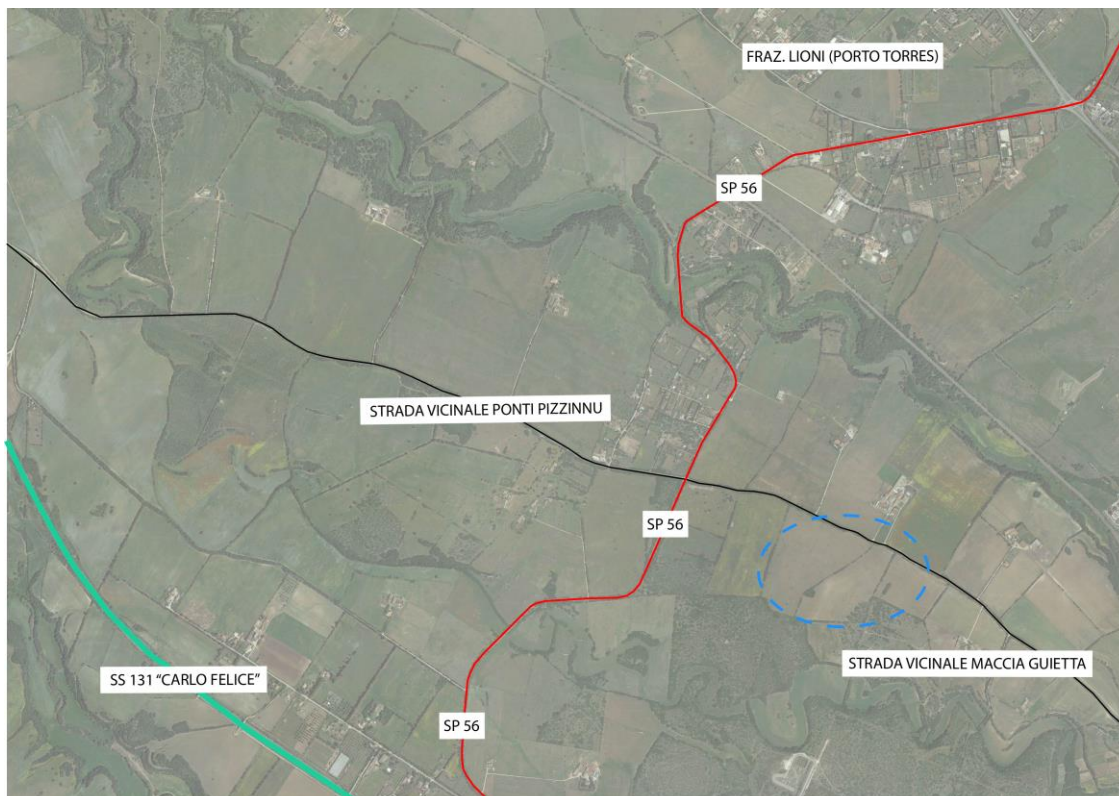


Figura 8 - Contesto territoriale dell'area

L’area di progetto degli impianti agrivoltaici risulta essere pianeggiante, senza particolari pendenze o rilievi.

	COORDINATE GEOGRAFICHE WGS-84 UTM 32 N (32632)		COORDINATE PIANE MONTE MARIO OVEST (3003)		QUOTA	COMUNE	LOCALITA'
	E-LONG	N-LAT	E-LONG	N-LAT	m s.l.m.		
	1	452401,62	4515206,82	1452426,27	4515217,20		
2	452641,25	4515097,31	1452665,90	4515107,69	53	Sassari	Su Giuau
3	452823,18	4515003,65	1452847,84	4515014,03	57	Sassari	Su Giuau
4	453017,42	4514862,35	1453042,08	4514872,72	60	Sassari	Su Giuau
5	452938,40	4514743,55	1452963,06	4514753,92	59	Sassari	Su Giuau
6	452733,55	4514841,13	1452758,21	4514851,50	58	Sassari	Su Giuau
7	452639,26	4514735,64	1452663,92	4514746,01	56	Sassari	Su Giuau
8	452472,13	4514744,26	1452496,78	4514754,63	55	Sassari	Su Giuau
9	452324,39	4514793,16	1452349,04	4514803,53	53	Sassari	Su Giuau
10	452282,79	4514835,34	1452307,43	4514845,71	52	Sassari	Su Giuau
	452338,83	4515033,18	1452363,47	4515043,56	56	Sassari	Su Giuau

Al catasto dei terreni di Sassari le aree del lotto fotovoltaico e delle opere di connessione sono individuate in base ai seguenti riferimenti catastali.

Truncu Reale 6, Truncu Reale 7:

COMUNE	SEZ.	FOGLIO	PARTICELLA	UTILIZZO
SASSARI (SS)	A	8	5	IMPIANTO
SASSARI (SS)	A	8	51	IMPIANTO
SASSARI (SS)	A	8	56	IMPIANTO
SASSARI (SS)	A	8	76	IMPIANTO
SASSARI (SS)	A	8	156	IMPIANTO

Tabella 2 - Tabella particelle interessate dal progetto

Di seguito si riporta uno stralcio della planimetria catastale. Per ulteriori dettagli si faccia riferimento all'elaborato grafico ELG_212_ Inquadramento su mappa catastale.

LEGENDA

PROCEDURA DI VALUTAZIONE IMPATTO AMBIENTALE

CAVIDOTTI MT

IMPIANTI IN PROGETTO

TRUNCU REALE 6

TRUNCU REALE 7

CATASTO

CATASTALE SARDEGNA
PARTICELLA_NUMERO

BASE WMS

Mappe

Codice particella

Particelle

Fabbricati

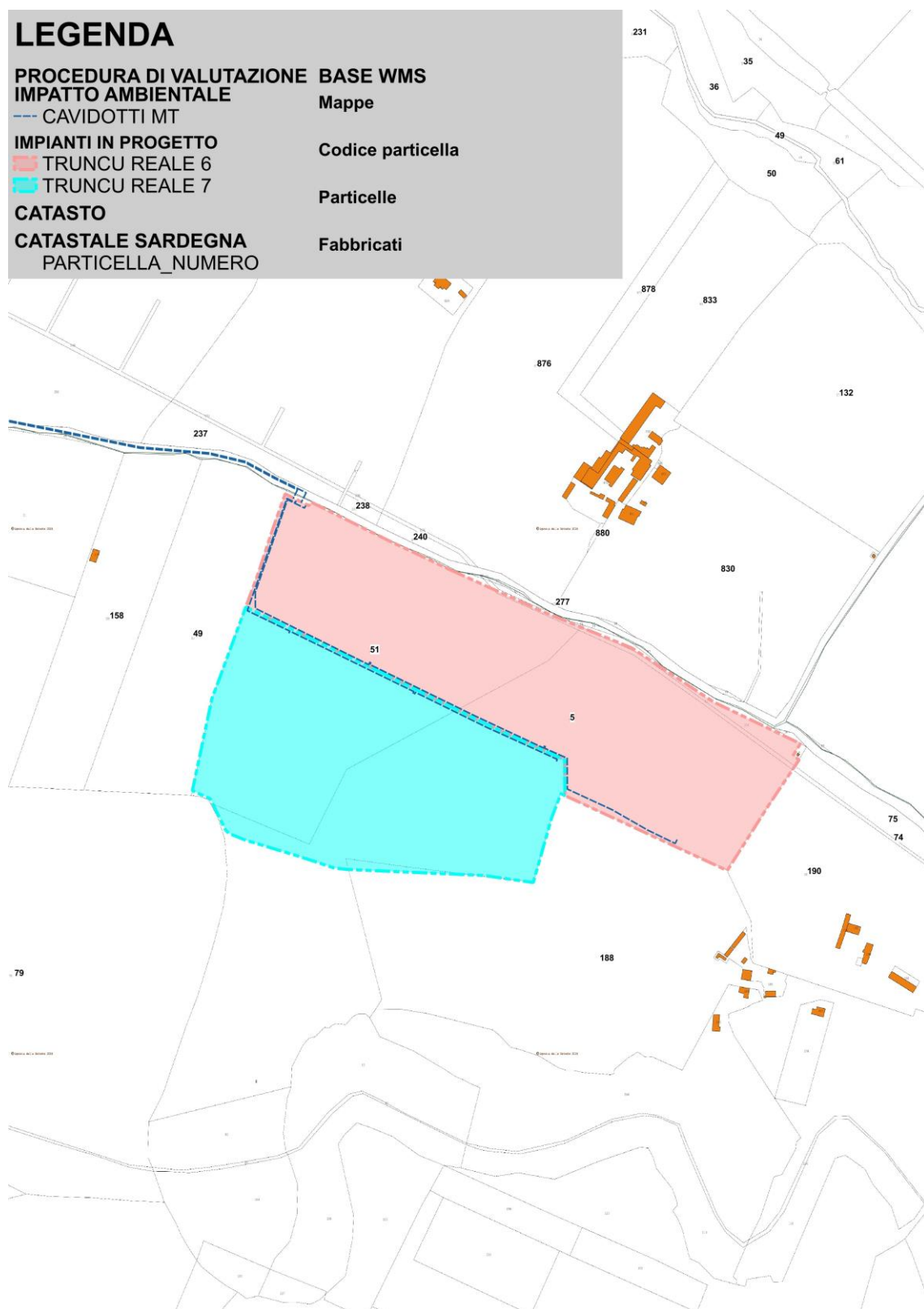


Figura 9 - Inquadramento dei progetti su mappa catastale, lotto 2.

6.1.3 Lotto 3

La zona prevista per la realizzazione degli impianti denominati Truncu Reale 2, Truncu Reale 3, Truncu Reale 4 e Truncu Reale 5 è situata a sud rispetto alla omonima zona industriale e alla SS131 Carlo Felice, in località Giorre Verdi.

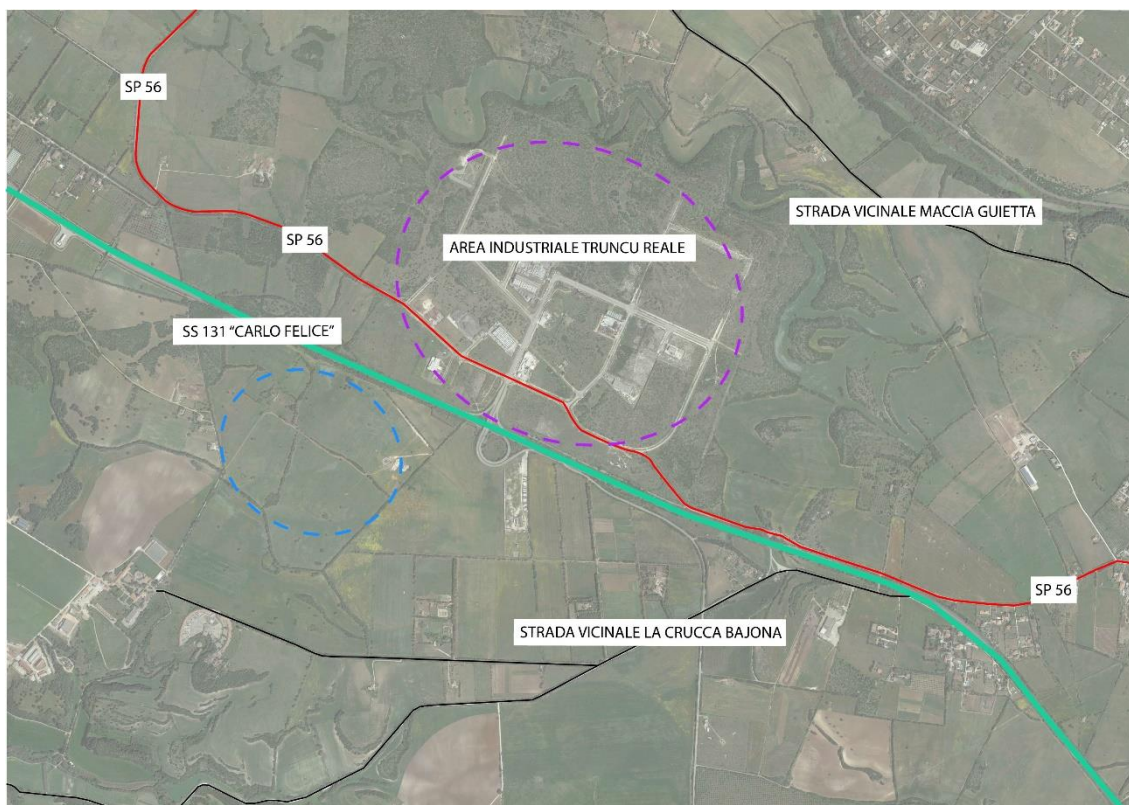


Figura 10 – Contesto territoriale dell'area

L'area di progetto degli impianti agrivoltaici e fotovoltaici risulta essere pianeggiante, senza particolari pendenze o rilievi. Nell'area dove saranno situati gli impianti è presente un aerogeneratore della società RENERGY S.r.l., il quale non è direttamente interessato dal progetto.

Sotto il profilo dell'uso del suolo, l'area è classificabile come "2111-seminativi non irrigui", con la presenza di vegetazione arborea e cespuglieti lungo i margini dell'area, indicanti i confini della proprietà. Sono presenti diversi fabbricati rurali e immobili di servizio, facenti parte della locale azienda agricola. Gli impianti agrivoltaici e fotovoltaici in progetto possiedono le seguenti coordinate:

	COORDINATE GEOGRAFICHE WGS-84 UTM 32 N (32632)		COORDINATE PIANE MONTE MARIO OVEST (3003)		QUOTA	COMUNE	LOCALITA'
	E-LONG	N-LAT	E-LONG	N-LAT	m s.l.m.		
	1	451710,49	4513258,86	1451762,34	4513269,21		
2	451423,52	4513373,65	1451448,14	4513384,00	55	Sassari	Giorre Verdi
3	451365,78	4513276,22	1451390,40	4513286,57	53	Sassari	Giorre Verdi
4	451431,78	4512956,69	1451456,40	4512967,03	50	Sassari	Giorre Verdi
5	451417,53	4512922,79	1451442,15	4512933,14	49	Sassari	Giorre Verdi
6	451614,50	4512775,36	1451639,13	4512785,69	50	Sassari	Giorre Verdi
7	451620,70	4512614,44	1451645,33	4512624,77	56	Sassari	Giorre Verdi
8	451735,80	4512561,57	1451760,42	4512571,90	60	Sassari	Giorre Verdi
9	451810,11	4512554,66	1451834,74	4512565,00	60	Sassari	Giorre Verdi
10	452026,07	4512782,50	1452050,70	4512792,83	66	Sassari	Giorre Verdi
11	452180,53	4512954,08	1452205,16	4512964,42	61	Sassari	Giorre Verdi
12	452188,41	4513037,87	1452213,05	4513048,21	61	Sassari	Giorre Verdi
13	452137,95	4513038,19	1452162,58	4513048,53	59	Sassari	Giorre Verdi
14	452078,62	4513001,57	1452103,26	4513011,91	62	Sassari	Giorre Verdi
15	452122,15	4512947,28	1452146,79	4512957,62	63	Sassari	Giorre Verdi
16	452060,27	4512883,11	1452084,91	4512893,45	67	Sassari	Giorre Verdi
17	451999,15	4512942,04	1452023,78	4512952,38	65	Sassari	Giorre Verdi
18	452124,54	4513067,36	1452149,17	4513077,70	58	Sassari	Giorre Verdi
19	451644,77	4513136,56	1451669,40	4513146,90	60	Sassari	Giorre Verdi
20	451565,50	4513172,95	1451590,12	4513183,30	59	Sassari	Giorre Verdi
21	451622,82	4513279,82	14513290,17	1451647,45	60	Sassari	Giorre Verdi

Al catasto dei terreni di Sassari le aree del lotto fotovoltaico e delle opere di connessione sono individuate in base ai seguenti riferimenti catastali.

Truncu Reale 2, Truncu Reale 3, Truncu Reale 4, Truncu Reale 5:

COMUNE	SEZ.	FOGLIO	PARTICELLA	UTILIZZO
SASSARI (SS)	A	18	98	IMPIANTO
SASSARI (SS)	A	18	422	IMPIANTO

Tabella 3 - Tabella particelle interessate dal progetto

Di seguito si riporta uno stralcio della planimetria catastale. Per ulteriori dettagli si faccia riferimento all'elaborato grafico ELG_212_ Inquadramento su mappa catastale.



Figura 11 - Inquadramento dei progetti su mappa catastale, lotto 3.

6.2 Stato di fatto dell'area di progetto

Per ulteriori dettagli si invita alla lettura dell'elaborato DTG_010_REPORT FOTOGRAFICO

6.2.1 Lotto 1

L'area in progetto degli impianti Bassu 1 e Bassu 2 è adiacente alla strada vicinale Ponti Pizzinnu ed è situata a sud di essa. Il terreno risulta pianeggiante, senza rilievi degni di nota. Sono presenti muri a secco e siepi i quali delimitano la proprietà. L'uso del suolo dell'area di progetto è "2121 - Seminativi semplici e colture orticole a pieno campo". Adiacente all'area dove saranno situati gli impianti è in progetto un aerogeneratore della medesima società proponente.



Figura 12 - Stato di fatto lotto 1

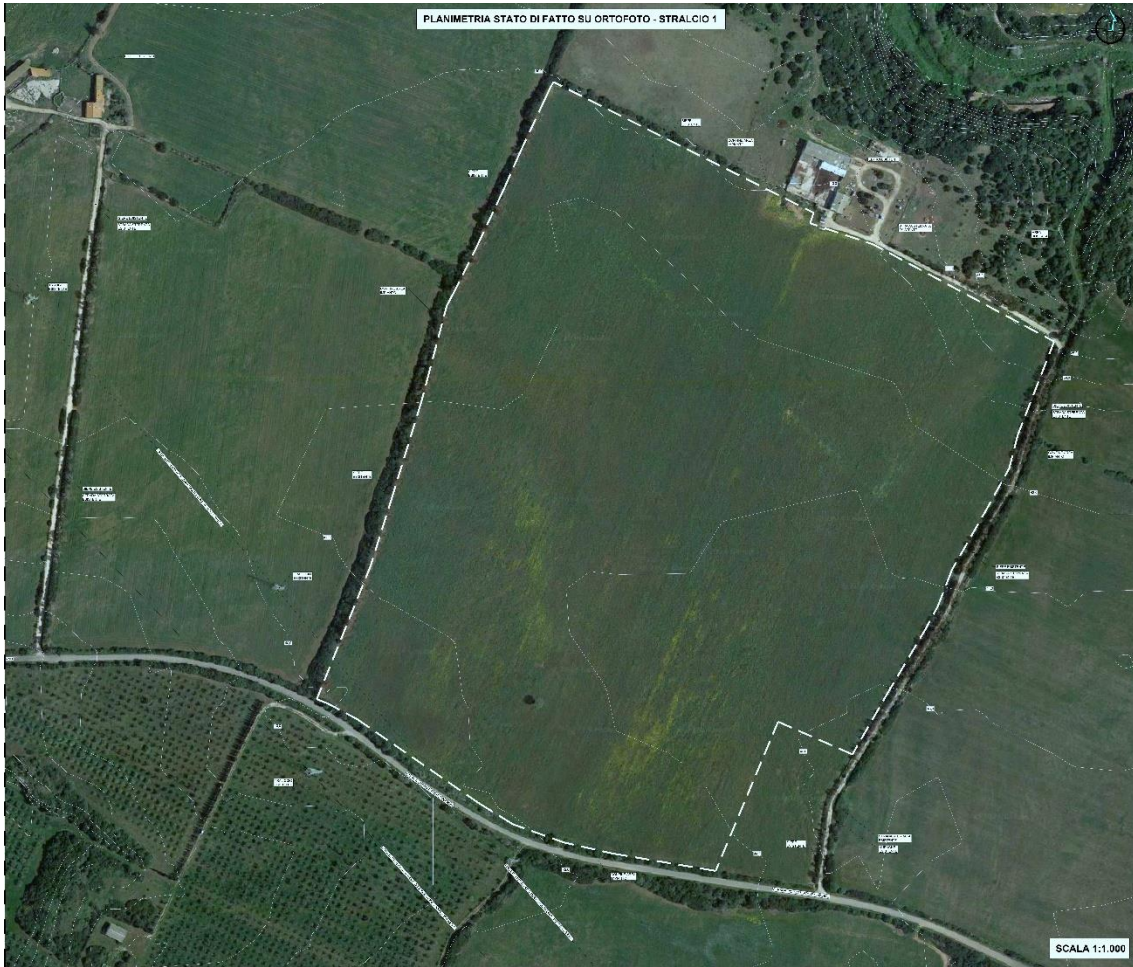


Figura 13 – Planimetria stato di fatto su ortofoto. Lotto 1

6.2.2 Lotto 2

L'area in progetto degli impianti Truncu Reale 6 e Truncu Reale 7 è adiacente alla strada vicinale Maccia Guietta ed è situata a sud di essa. Il terreno risulta pianeggiante, senza rilievi degni di nota, anche se nel campo sono presenti numerosi mucchi di pietre, testimoni di uno scheletro del suolo molto abbondante. Sono presenti muri a secco e siepi i quali delimitano la proprietà. L'uso del suolo dell'area di progetto è:

- 2111 - seminativi in aree non irrigue;
- 321 - aree a pascolo naturale.

Adiacente all'area dove saranno situati gli impianti è in progetto un aerogeneratore della medesima società proponente.



Figura 14 - Stato di fatto lotto 2



Figura 15 - Planimetria stato di fatto su ortofoto. Lotto 2

6.2.3 Lotto 3

L'area in progetto è adiacente alla zona industriale di Truncu Reale, alla Strada Statale SS 131 ed è situata a sud di entrambe. Inoltre, sarà allestita un'area riservata alle cabine utente e alle cabine di consegna a sud della SP56; da cui si accederà all'area.

L'area risulta pianeggiante, senza rilievi degni di nota. L'uso del suolo dell'area di progetto è seminativo non irriguo. Nell'area dove saranno situati gli impianti è presente un aerogeneratore della società RENERGY S.r.l., il quale non è direttamente interessato dal progetto.



Figura 16 - Stato di fatto lotto 3



Figura 17: Planimetria stato di fatto su ortofoto lotto 3

6.3 Inquadramento urbanistico – Regolamento Urbanistico del Comune di Sassari

Il Piano Urbanistico Comunale del Comune di Sassari è stato adottato definitivamente con deliberazione del C.C. n. 35 del 18/11/2014, approvato tramite D.G.R. n. 3280/proto. n. 52795 del 02/12/2014 e pubblicato sul BURAS n. 58 p. III del 11/12/2014. Alla stesura iniziale si sono succedute diverse integrazioni che hanno portato all'attuale versione del Piano, aggiornato in via definitiva con deliberazione del C.C. n. 46 del 06/10/2022, e pubblicato nel BURAS n. 49 del 27/10/2022. Le varianti adottate in via definitiva possono essere consultate sul sito di Sardegna Territorio.

In base alle indicazioni cartografiche contenute nel Piano vigente, gli impianti in progetto ricadono nella zona urbanistica omogenea “E – Agricola” e nelle sottozone:

- *“E2c: Aree di primaria importanza per la funzione agricola produttiva anche in funzione di supporto alle attività zootecniche tradizionali in aree a bassa marginalità (es. colture foraggere, seminativi anche alberati, colture legnose non tipiche, non specializzate)”*
- *“E5a: Aree agricole marginali nelle quali vi è l'esigenza di garantire condizioni adeguate di stabilità ambientale, aree con marginalità moderata utilizzabili anche con attività agro-zootecniche estensive a basso impatto e attività pastorali.*
- *E5c Aree agricole marginali nelle quali vi è l'esigenza di garantire condizioni adeguate di stabilità ambientale. Aree con marginalità elevata e con funzioni di protezione del suolo ed esigenze di conservazione.*

La maggior parte dei terreni limitrofi ricadono nella medesima zona a destinazione urbanistica. Il cavodotto di connessione alla RTN ricade nelle categorie:

- *“D1.1: Aree industriali ed artigianali del Piano Regolatore Territoriale CIP (Fiume Santo e Truncu Reale)*
- *“E5.c: Aree agricole marginali nelle quali vi è l'esigenza di garantire condizioni adeguate di stabilità ambientale. Aree con marginalità elevata e con funzioni di protezione del suolo ed esigenze di conservazione.”*

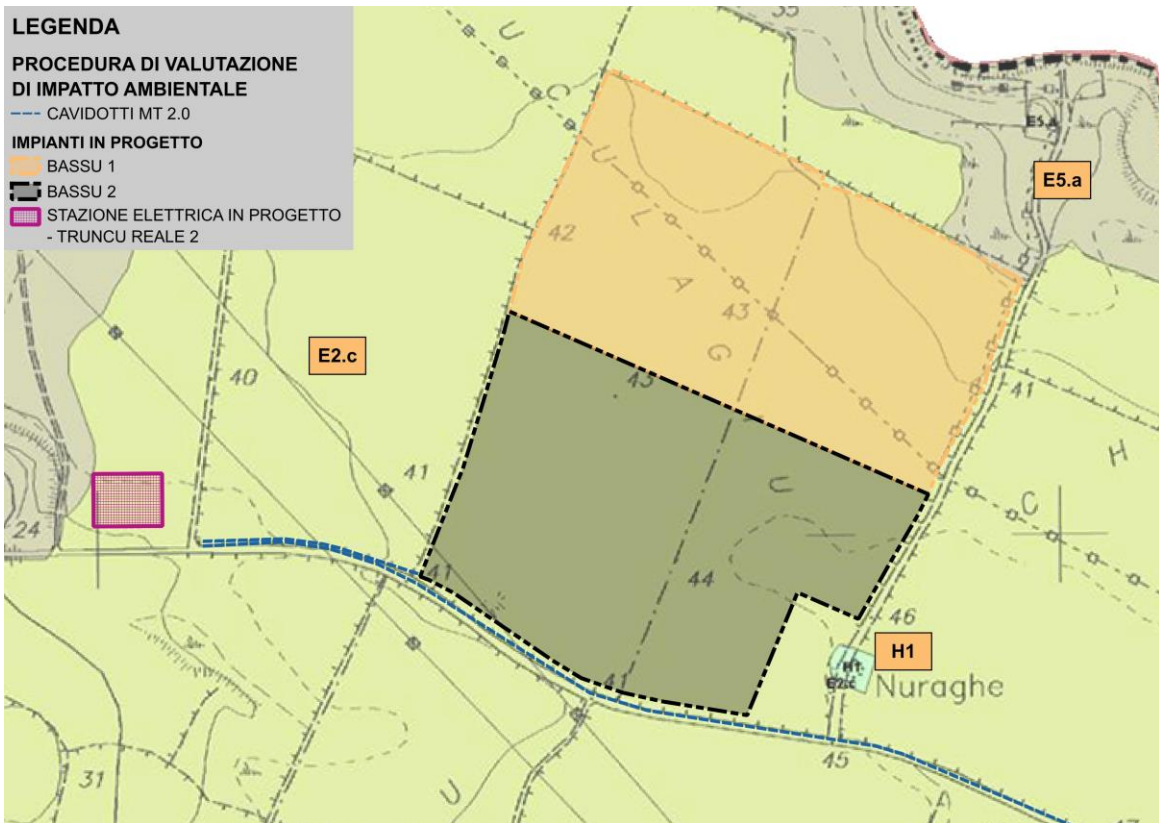


Figura 18 - Inquadramento su Piano Urbanistico Comunale di Sassari, lotto 1

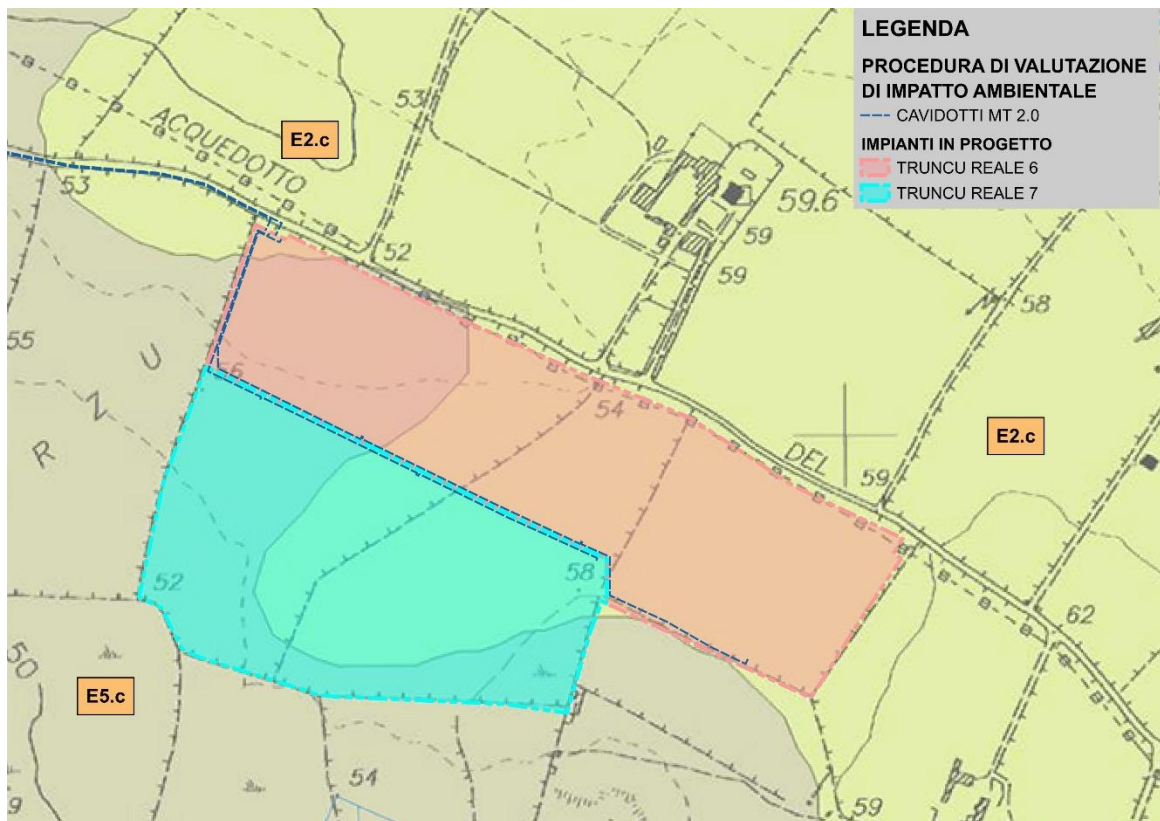


Figura 19 - Inquadramento su Piano Urbanistico Comunale di Sassari, lotto 2

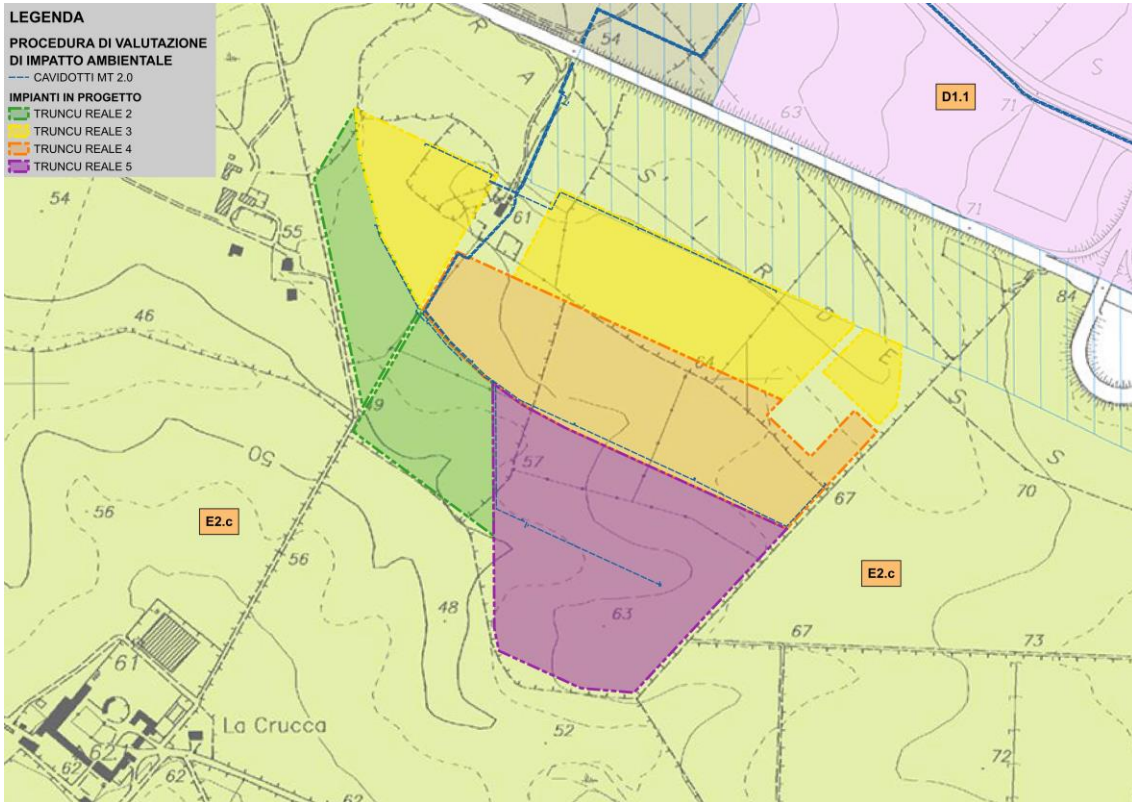


Figura 20 - Inquadramento su Piano Urbanistico Comunale di Sassari, lotto 3

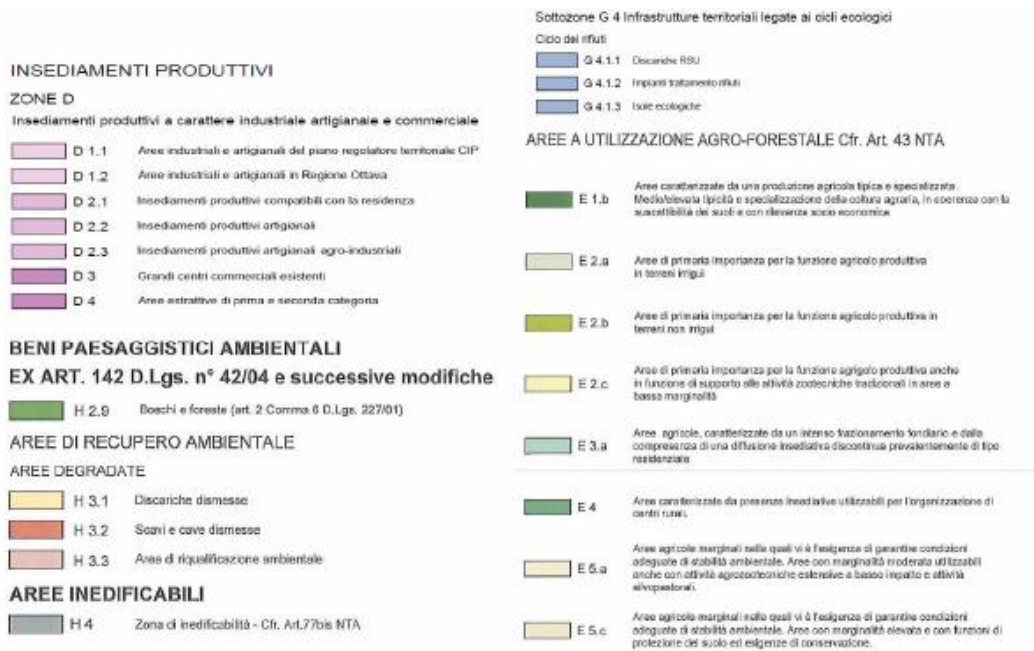


Figura 21: Legenda Tavola 5.6.3 - Piano Urbanistico Comunale di Sassari

Concludendo, il progetto è compatibile con lo strumento urbanistico comunale.

Per ulteriori dettagli si faccia riferimento alla relazione DTG_002_Studio di inserimento urbanistico.

6.4 Analisi dei vincoli di carattere paesaggistico-ambientale

Gli impianti in progetto e le relative opere di connessione ricadono in un contesto territoriale dove sono presenti delle aree e dei beni vincolati interessate da tutela paesaggistico-ambientale, o comunque di valenza paesaggistica. È stato preso in considerazione un buffer di 5 chilometri dagli impianti e sono state riscontrate le seguenti aree e beni di valenza paesaggistica-culturale, come riportato dal PPR e dal sito vincolinrete.it.

Dall'analisi condotta è emerso che gli impianti agrivoltaici e fotovoltaici in progetto e le relative opere non ricadono in nessuna delle aree interessate da disposizioni di tutela naturalistica e/o ambientale, o, comunque di valenza paesaggistica.

Per ulteriori dettagli si rimanda alla relazione:

- DTG_031_RELAZIONE PAESAGGISTICA.
- DRG_033_STUDIO IMPATTO VISIVO SU PERCETTIVI SENSIBILI AI SENSI DEGLI ARTT. 10 10, 136 E 142 DEL D.lgs 42/2004 e s.m.i.

6.5 Inquadramento geologico generale

Nel rimandare alla consultazione della Documentazione Tecnica "DTG_071_Relazione geologica e geotecnica" per quanto attiene alla caratterizzazione geologica e geotecnica del sito, si riportano di seguito le principali conclusioni dello Studio specialistico a firma dott. Geologo Fausto Pani, di cui qui si propone un estratto.

Dagli elementi esaminati, l'assetto litostratigrafico del territorio nel quale si prevede la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto, è contraddistinto dalla presenza di:

- b , Depositi alluvionali. OLOCENE
- PVM2b , Litofacies nel Subsistema di Portoscuso (SINTEMA DI PORTOVESME). Sabbie e arenarie eoliche con subordinati detriti e depositi alluvionali. PLEISTOCENE SUP.
- PVM2a , Litofacies nel Subsistema di Portoscuso (SINTEMA DI PORTOVESME). Ghiaie alluvionali terrazzate da medie a grossolane, con subordinate sabbie. PLEISTOCENE SUP.
- RESb , Litofacies nella FORMAZIONE DI MORES. Arenarie e conglomerati a cemento carbonatico, fossiliferi e bioturbati. Intercalazioni di depositi sabbioso-arenacei quarzosofeldspatici a grana medio-grossa, localmente ricchi in ossidi di ferro (Ardara-Mores).
- RESa , Litofacies nella FORMAZIONE DI MORES. Calcareniti, calcari bioclastici fossiliferi. Calcari nodulari a componente terrigena, variabile, con faune a gasteropodi (Turritellidi), ostreidi ed echinidi (Scutella, Amphiope) ("Calcari inferiori" Auct.).

In superficie, i terreni calcarenitici della Formazione di Mores (RESa) sono localmente mascherati da una coltre eluvio-colluviale di modesto spessore, costruita da detriti immersi in matrice fine, talora con intercalazioni di suoli più o meno evoluti.

La falda è stata riscontrata ad alcuni m dal piano campagna per circa tutto il settore investigato.

Sotto il profilo geotecnico per le aree di sedime si ritiene che la realizzazione del campo fotovoltaico, non possa incidere sullo stato tensionale dell'area in quanto:

- Non ci saranno appesantimenti, poiché le tensioni in gioco rimarranno pressoché invariate;
- Si avrà un consolidamento circoscritto dei terreni per l'effetto chiodante dei pali di ancoraggio dei pannelli fotovoltaici;
- Essendo la morfologia poco inclinata o pianeggiante ed in considerazione delle opere previste in progetto gli scavi di sbancamento e di rinterro sono di piccola entità e limitati allo scotico del terreno vegetale;

6.6 Distanze dalle infrastrutture esistenti

Gli impianti in progetto del lotto 3 sono situati a sud della SS131 Carlo Felice. Inoltre, a sud della SS131 sarà allestita un'area riservata alle cabine utente e alle cabine di consegna. Per poter procedere all'installazione del campo fotovoltaico e delle cabine elettriche in prossimità delle strade è necessario rispettare le fasce di rispetto come definite dal DPR n.495/92 *Regolamento di esecuzione e di attuazione del nuovo codice della strada*.

6.6.1 Distanza dalla Strada Provinciale 56

Per analizzare le distanze dalla SP56 sono state considerate separatamente l'installazione della recinzione rispetto alle cabine elettriche di impianto. Infatti, in relazione alle recinzioni, bisogna fare riferimento all'articolo 26, comma 8, che definisce le distanze che devono essere mantenute per l'installazione di siepi e recinzioni. Citando il comma 8: *"[...] Tale distanza [3 m dal confine stradale] si applica anche per le recinzioni di altezza superiore ad 1 m sul terreno costituite come previsto al comma 7 [costituite da siepi morte in legno, reti metalliche, fili spinati e materiali simili sostenute da paletti direttamente infissi nel terreno]."*

La fascia di rispetto stabilita è dunque pari a 3 metri.

Per l'installazione dei principali componenti dell'impianto (tracker, pannelli e cabine prefabbricate), è stato seguito l'art.26 comma 2 del DPR n.495/92, che stabilisce: *"Fuori dai centri abitati, come delimitati ai sensi dell'articolo 4 del codice, le distanze dal confine stradale, da rispettare nelle nuove costruzioni, nelle ricostruzioni conseguenti a demolizioni integrali o negli ampliamenti fronteggianti le strade, non possono essere inferiori a:*

- a) 60 m per le strade di tipo A;
- b) 40 m per le strade di tipo B;
- **c) 30 m per le strade di tipo C;**
- d) 20 m per le strade di tipo F, ad eccezione delle strade vicinali come definite dall'art. 3, comma 1, n. 52 del codice;
- e) 10 m per le strade vicinali di tipo F"

La Strada Provinciale 56 appartiene alla categoria di **tipo C**.

Essendo pertanto la strada di tipologia "C", è stata considerata una distanza, fascia di rispetto, pari a 30 m dal ciglio della strada. Le cabine utente e le cabine di consegna degli impianti distano, nel punto di maggiore prossimità, 35 metri dal confine stradale, pertanto il vincolo risulta soddisfatto.

6.6.2 Distanza dalla Strada Statale SS131 "Carlo Felice"

Gli impianti in progetto nel lotto 3 si sviluppano a sud della strada statale SS131 "Carlo Felice", mentre quelli in progetto nel lotto 4 si trovano a nord. La strada statale SS131 è gestita da Anas S.p.A. ed è di **tipologia "B"**.

Secondo il Decreto del Presidente della Repubblica del 16 dicembre 1992, n. 495 - Regolamento di esecuzione e di attuazione del nuovo codice della strada, all'art. 26 vengono trattate le fasce di rispetto fuori dai centri abitati, in particolare al comma 2 si dice che: *"Fuori dai centri abitati, come delimitati ai sensi dell'articolo 4 del codice, le distanze dal confine stradale, da rispettare nelle nuove costruzioni, nelle ricostruzioni conseguenti a demolizioni integrali o negli ampliamenti fronteggianti le strade, non possono essere inferiori a:*

- a) 60 m per le strade di tipo A;
- **b) 40 m per le strade di tipo B;**
- c) 30 m per le strade di tipo C;
- d) 20 m per le strade di tipo F, ad eccezione delle strade vicinali come definite dall'art. 3, comma 1, n. 52 del codice;
- e) 10 m per le strade vicinali di tipo F

Essendo pertanto la strada di tipologia "B", è stata considerata una distanza, fascia di rispetto, pari a 40 m dal confine catastale della strada. Tutti i progetti sottoposti alla procedura di VIA sono situati a più di 40 m dal sedime della SS131. Le cabine utente e di consegna dell'impianto Truncu Reale 4 distano a 40 metri dal confine stradale, pertanto il vincolo soddisfatto..

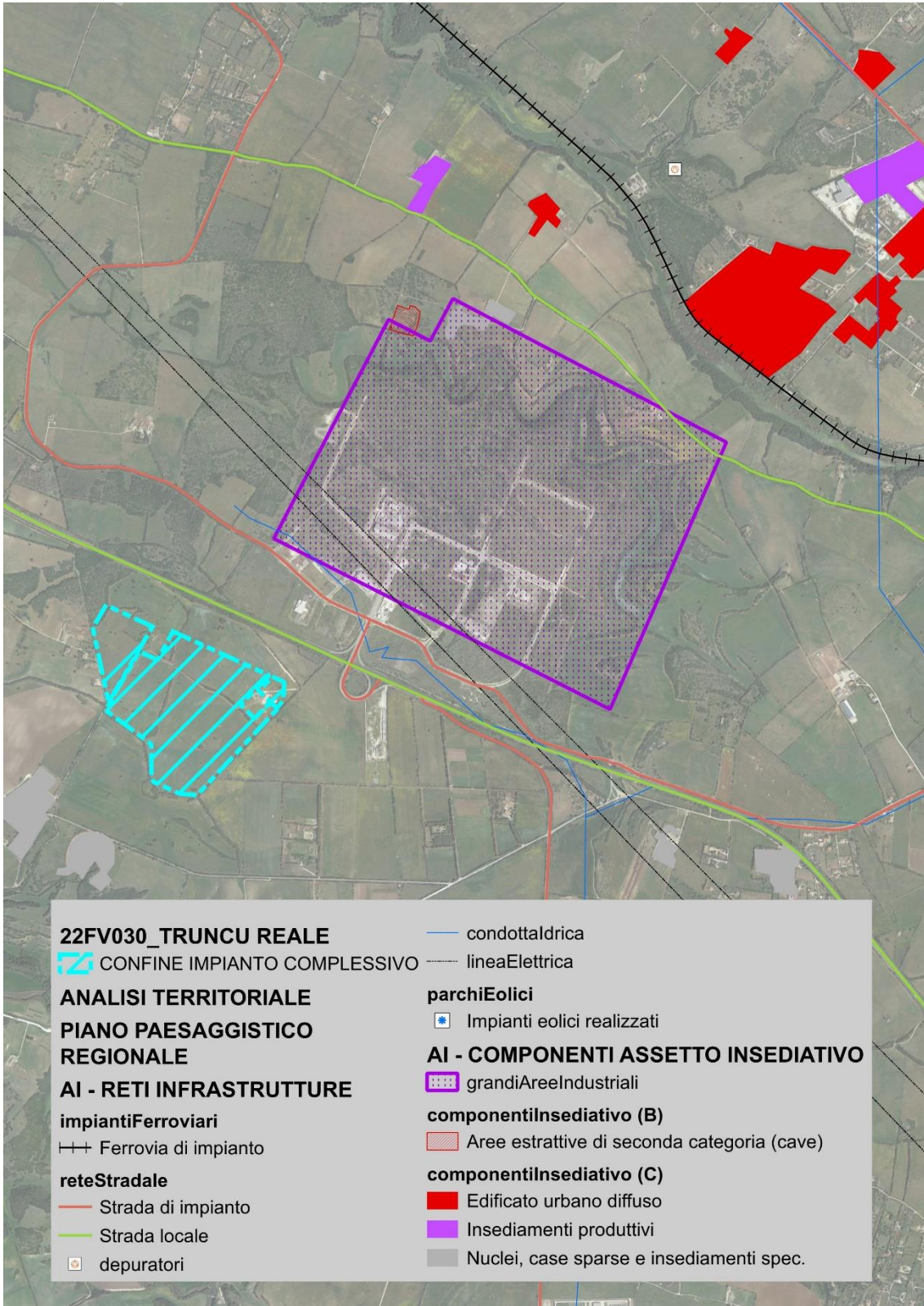


Figura 22: Viabilità ed infrastrutture nell'area del lotto 3

7 CONFIGURAZIONE GENERALE DEGLI IMPIANTI

7.1 Criteri di scelta del sito

I principali criteri di scelta perseguiti per l'individuazione del sito, in coerenza con il quadro normativo nazionale e regionale, sono stati i seguenti:

- Individuazione di zone del territorio esterne ad ambiti di particolare rilevanza sotto il profilo paesaggistico-ambientale;
- compatibilità delle pendenze del terreno rispetto ai canoni richiesti per l'installazione di impianti fotovoltaici che impiegano la tecnologia degli inseguitori mono assiali;
- opportuna distanza da zone di interesse turistico e dai centri abitati;
- rispondenza del sito alle seguenti caratteristiche richieste dalla tipologia di impianto in progetto:
 - a) **Radiazione solare diretta al suolo.** È la grandezza fondamentale che garantisce la produzione di energia durante il periodo di funzionamento degli impianti.
 - b) **Area richiesta.** La dimensione dell'area richiesta per un impianto è essenzialmente determinata dal numero di *tracker* da installare, poiché le "*power station*" e i vari sistemi ausiliari occupano un'area relativamente modesta se paragonata a quella del "*solar field*". Nel caso specifico, l'inter-distanza tra le file di *tracker* è stata ottimizzata rispettando le prescrizioni richieste per gli impianti agro-voltaici e considerando l'ombreggiamento reciproco tra i pannelli;
 - c) **Pendenza del terreno massima accettabile.** Sotto il profilo generale, la pendenza massima accettabile del terreno deve valutarsi sia nell'ottica di minimizzare gli ombreggiamenti reciproci tra le file di *tracker* sia in rapporto alle stesse esigenze di un'appropriata installazione degli inseguitori.
 - d) **Connessione alla rete elettrica nazionale.** Data la potenza prevista, gli impianti dovranno essere connessi alla rete elettrica nazionale da diverse linee di media tensione. Per evitare ingenti costi di connessione, che si ripercuoterebbero direttamente sul costo di produzione dell'energia elettrica, la distanza del sito da una cabina primaria esistente dovrebbe essere ridotta al minimo.

I terreni individuati nell'agro sassarese, rispondono pienamente ai criteri sopra individuati. Se ne riportano di seguito le caratteristiche peculiari:

- **Superficie.** L'estensione complessiva è pari a circa 81 ettari e risulta omogenea sotto il profilo delle condizioni di utilizzo.
- **Ostacoli per la radiazione solare.** Nell'area dove saranno situati gli impianti del lotto 3 è presente un aerogeneratore della società RENERGY S.r.l., il quale non è direttamente interessato dal progetto ma che ridurrà la radiazione solare incidente sui pannelli.
- **Strade di collegamento.** I vari siti dei lotti sono serviti dalla Strada Provinciale SP56, dalla Strada Statale SS131 e dalle strade vicinali "La Maccia Guletta", "Ponti Pizzinnu" e "La Crucca Baiona". È possibile accedere agli impianti del lotto 1 e del lotto 2 direttamente dalle strade vicinali "La Maccia Guletta" e "Ponti Pizzinnu". Per gli impianti del lotto 3 sarà invece necessario percorrere la strada vicinale "La Crucca Baiona" collegata alla SP56. Inoltre sarà predisposto un ingresso direttamente dalla SP56 per accedere all'area dedicata alle cabine utente e di consegna degli impianti del lotto 3.
- **Vegetazione.** I terreni ubicati presso l'area sono seminativi, bordati da siepi, con presenza di macchia mediterranea;
- **Presenza di zone di interesse naturalistico.** I lotti non presentano particolare interesse naturalistico.
- **Vincoli paesaggistici:** Nel sito non si rileva la presenza di vincoli paesaggistici.
- **Pendenze del terreno.** L'area dei lotti non presenta pendenze ostili al progetto.
- **Distanza linea elettrica.** Possibilità di connettersi alla rete elettrica nazionale nel raggio di 2,5 km.
- **Altre caratteristiche:** Il sito dei lotti non presenta ulteriori particolari caratteristiche.

7.2 Planimetria degli impianti agrivoltaici e fotovoltaici e potenza complessiva

Nell'ottica di ottimizzare la produzione saturando la potenza di connessione concessa dal gestore di rete (potenza in immissione alla rete, in corrente alternata, di 57.9 MW), si è proceduto, in primo luogo, alla scelta di moduli FV con caratteristiche di potenza di picco in linea con lo stato dell'arte ed alla successiva definizione del layout d'impianto. Quest'ultimo è stato ottimizzato in funzione dell'orientamento dei terreni interessati e delle soluzioni tipologico-costruttive dei *tracker* mono assiali.

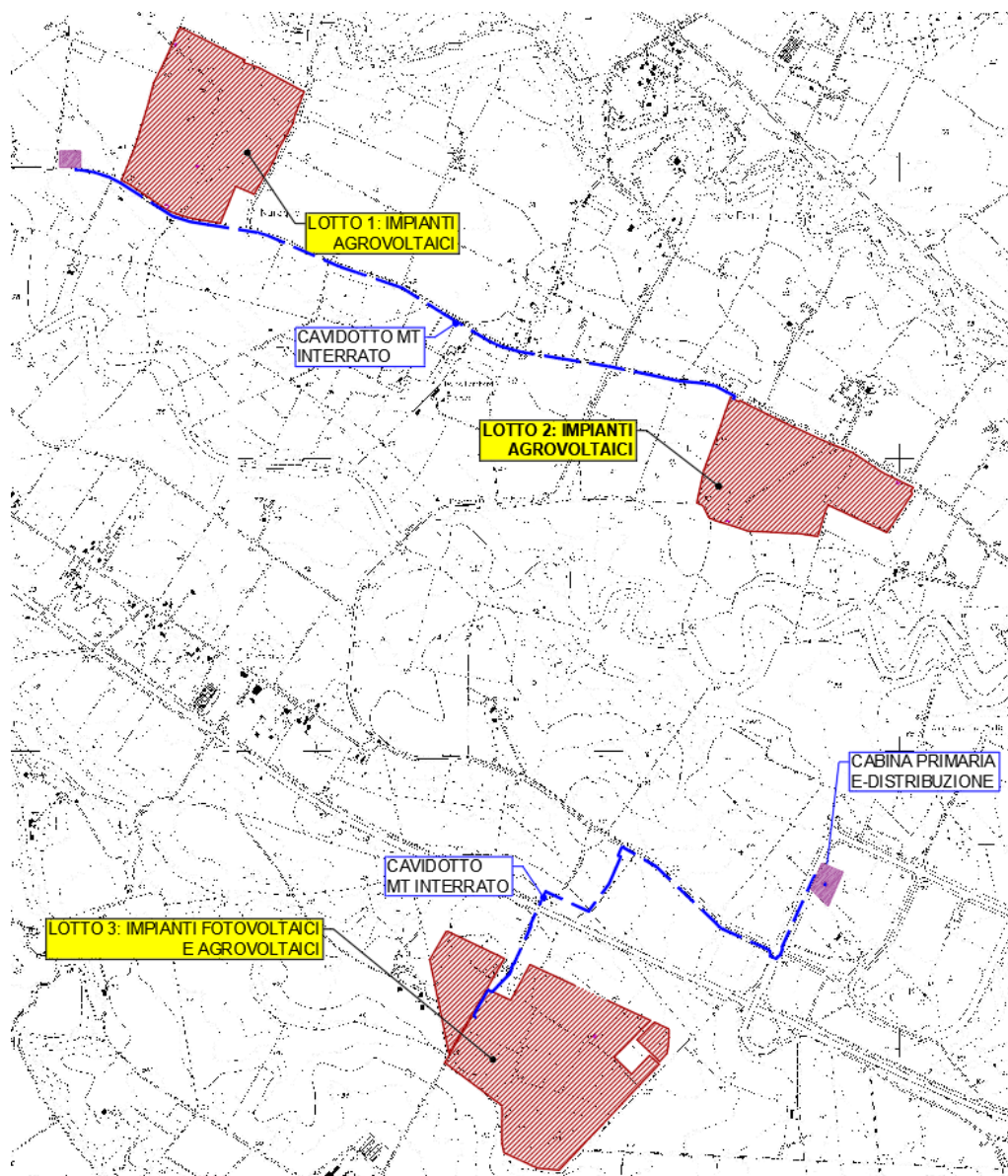


Figura 23 – Keymap degli impianti in progetto

7.2.1 Lotto 1

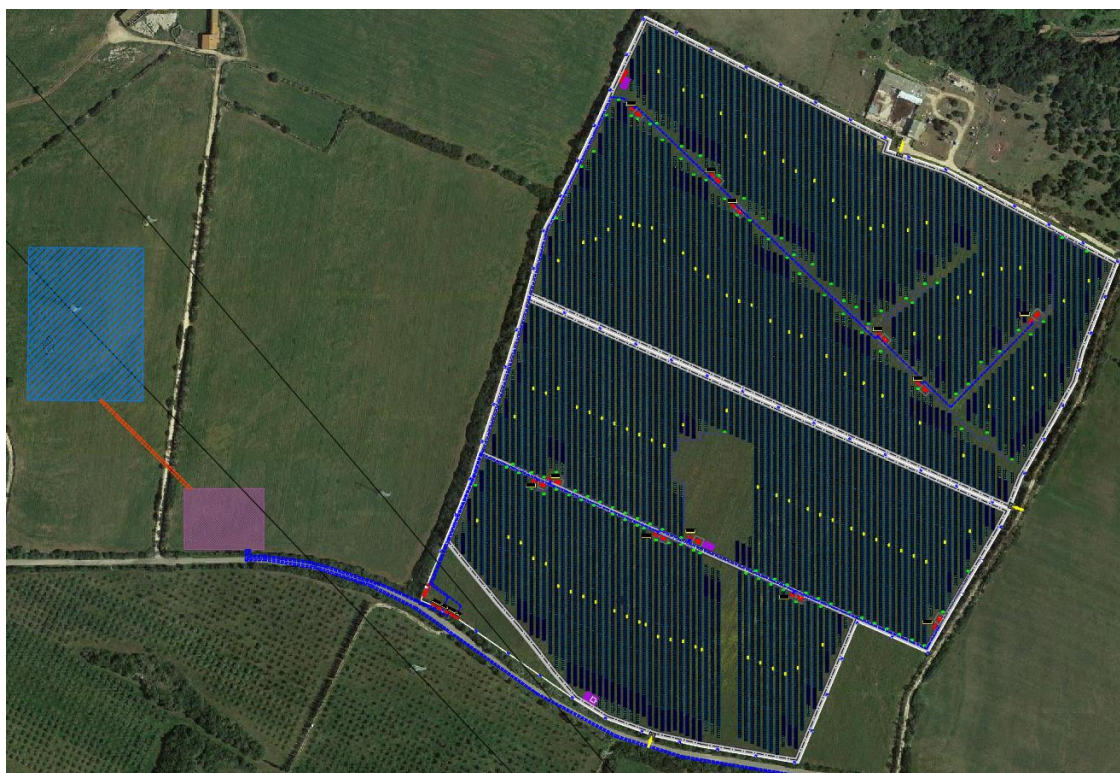


Figura 24 - Planimetria impianti in progetto lotto 1

7.2.2 Lotto 2

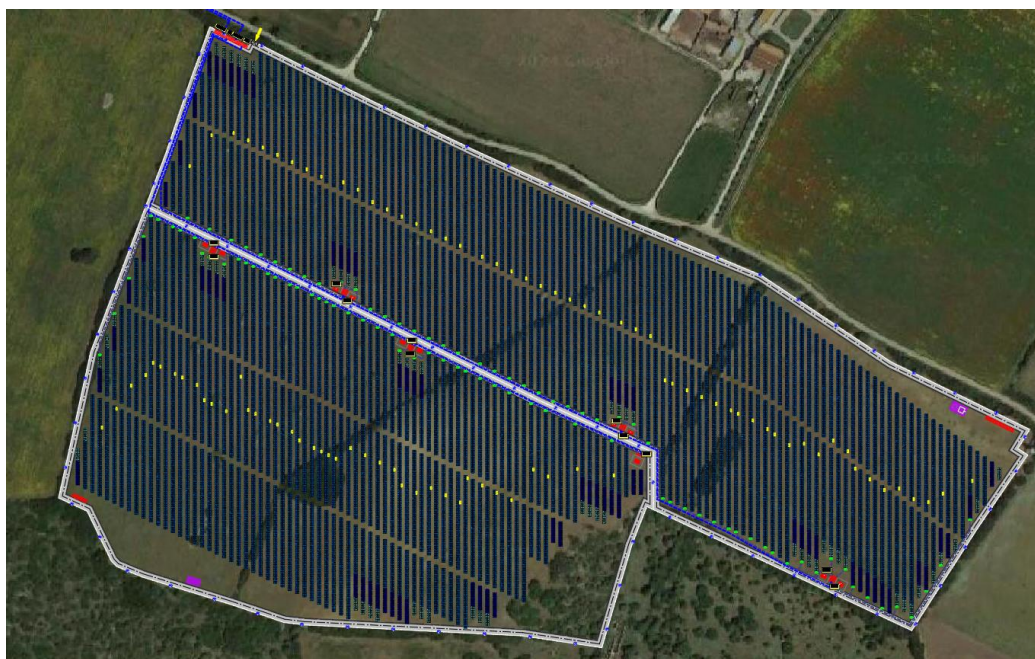


Figura 25 - Planimetria di progetto lotto 2

7.2.3 Lotto 3

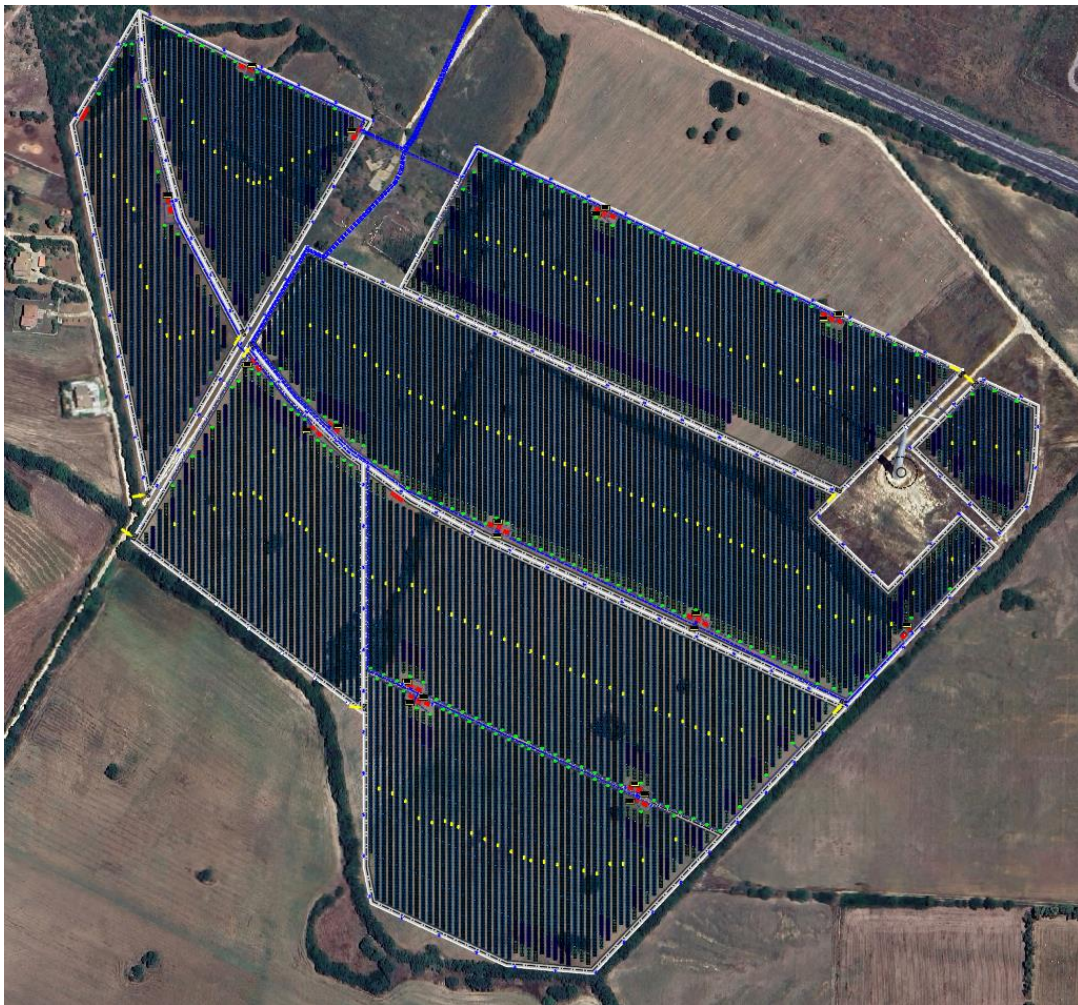


Figura 26 – Planimetria lotto 3

LEGENDA	
	CONFINO CAMPO FOTOVOLTAICO
	TRACKER DA 7 MODULI
	TRACKER DA 14 MODULI
	TRACKER DA 28 MODULI
	INVERTER
	QUADRI DI PARALLELO
	VIABILITA' INTERNA
	CABINA ELETTRICA PREFABBRICATA
	CAVIDOTTO DI MEDIA TENSIONE INTERRATO IN PROGETTO
	CAVIDOTTO DI BASSA TENSIONE INTERRATO IN PROGETTO
	CAVIDOTTO AT POSATO TRAMITE TECNICA TOC
	POZZETTO PREFABBRICATO DIM. 100x100 cm
	CANCELLO D'INGRESSO
	IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA

Figura 27 – Legenda

Per ulteriori dettagli si faccia riferimento ai seguenti elaborati grafici:

- “ELG_304_ Planimetria generale layout impianto - lotto 1”
- “ELG_305_ Planimetria generale layout impianto - lotto 2”
- “ELG_306_ Planimetria generale layout impianto - lotto 3”

I *tracker*, disposti secondo un allineamento Nord-Sud, consentono la rotazione dei moduli fotovoltaici da Est a Ovest, per un angolo complessivo di circa 110°. Ogni *tracker* sarà mosso da un motore elettrico comandato da un sistema di controllo che regolerà la posizione più corretta al variare dell'orario e del periodo dell'anno, seguendo il calendario astronomico solare.

L'intera struttura rotante del *tracker* sarà sostenuta da pali infissi nel terreno, costituenti l'unica impronta a terra della struttura. Non è prevista pertanto la realizzazione di fondazioni o basamenti in calcestruzzo, fatte salve diverse indicazioni che dovessero scaturire dalle indagini geologico - geotecniche da eseguirsi in sede di progettazione esecutiva.



Figura 28 - Montaggio tracker

Negli impianti agrivoltaici, la distanza prevista tra gli assi dei *tracker*, al fine di garantire lo svolgimento dell'attività agricola, sarà di circa 5,6 m. L'altezza delle strutture, misurata al mozzo di rotazione, sarà di circa 2,30 m dal suolo.

Per quanto riguarda invece gli impianti fotovoltaici, la distanza prevista tra gli assi dei *tracker*, al fine di ridurre convenientemente le perdite energetiche per ombreggiamento, sarà di circa 4,70 m mentre l'altezza delle strutture, misurata al mozzo di rotazione, sarà di circa 1,9 m dal suolo.

Per entrambe le tipologie di impianto la profondità di infissione dei profilati in acciaio è stimabile di circa 1,50 m.

Gli impianti saranno composti dall'insieme dei moduli ad alta efficienza contenenti celle al silicio, in grado di trasformare la radiazione solare in corrente elettrica continua, dagli inverter e dai trasformatori elevatori di tensione, che saranno collegati tra di loro e, per ultimo, alla rete mediante dispositivi di misura e protezione.

I pannelli avranno dimensioni indicative 2.384 x 1.303 mm e saranno incapsulati in una cornice di alluminio anodizzato dello spessore di circa 35 mm, per un peso totale di circa 38,2 kg ciascuno.

Tenuto conto della superficie utile all'installazione degli inseguitori mono assiali e delle dimensioni standard dei *tracker* i *cluster* di produzione presentano le seguenti caratteristiche principali.

Modello moduli FV	Astronergy ASTRO 6 TWINS CHSM66M-HC 655 W
Distanza E-W tra le file (Impianti agrivoltaici)	5,6 m
Distanza E-W tra le file (Impianti fotovoltaici)	4,7m
Distanza N-S tra le file	0,20 m
n. tracker da 28 moduli	3.030
n. tracker da 14 moduli	388
n. tracker da 7 moduli	440
n. totale moduli	93.352
P nom moduli	655 W
n. inverter	386
P nom inverter	150 kW
n. quadri di parallelo	386
Potenza DC (kWp)	61.146
Potenza AC (kVA)	57.900
Rapporto Pnom (DC/AC)	1,056

La potenza complessiva nominale degli impianti, considerando n. 93.352 moduli da 655 Wp, sarà pertanto di 61.146 kWp mentre la potenza in AC sarà pari a 57.900 kVA, con un rapporto DC/AC di circa 1,056

7.3 Distribuzione principale dei cavi di energia

Per la realizzazione del campo è stato necessario prevedere una rete di distribuzione di energia, composta da cavi elettrici in bassa e media tensione tra cabine e inverter all'interno dell'area di intervento. All'esterno, invece, si sviluppano otto linee MT principali che connettono le cabine di consegna dell'impianto in progetto alle cabine primarie di E-distribuzione in fase di realizzazione. Per la connessione degli impianti alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), si fa riferimento ai preventivi di connessione proposti da E-Distribuzione, specifici per ogni impianto e accettati dalla società FIMENERGIA S.r.l.

Impianto	Potenza in immissione	Tipologia	Codice preventivo di connessione
Truncu Reale 2	4,2 MW	Agrivoltaico	346849178
Truncu Reale 3	7,95 MW	Fotovoltaico	336584232
Truncu Reale 4	7,95 MW	Fotovoltaico	377037702
Truncu Reale 5	7,95 MW	Agrivoltaico	336586272
Truncu Reale 6	7,95 MW	Agrivoltaico	377149730
Truncu Reale 7	6,00 MW	Agrivoltaico	371292053
Bassu 1	7,95 MW	Agrivoltaico	377096864
Bassu 2	7,95 MW	Agrivoltaico	377144485

Per ulteriori dettagli si faccia riferimento ai seguenti elaborati grafici:

- ELG_401_PLANIMETRIA STATO DI PROGETTO OPERE DI CONNESSIONE
- ELG_402_PLANIMETRIA CAVIDOTTI INTERNI – LOTTO 1
- ELG_403_PLANIMETRIA CAVIDOTTI INTERNI – LOTTO 2
- ELG_404_PLANIMETRIA CAVIDOTTI INTERNI – LOTTO 3
- ELG_405_SEZIONI CAVIDOTTI INTERNI E OPERE DI CONNESSIONE

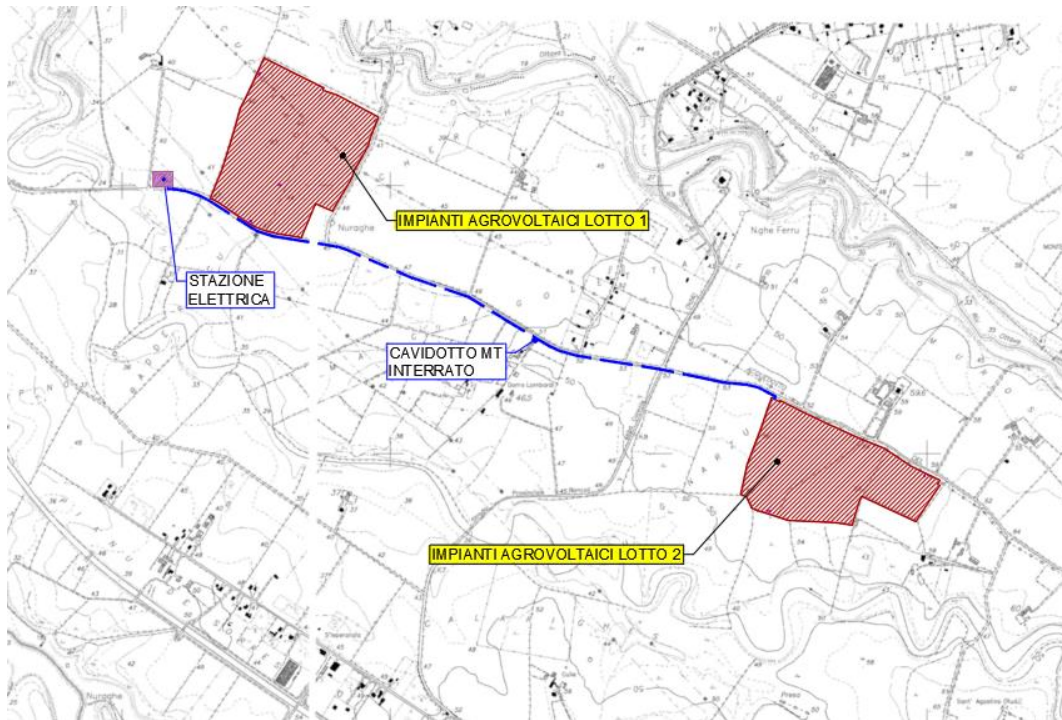


Figura 29: Planimetria cavidotti di connessione lotto 1 e 2

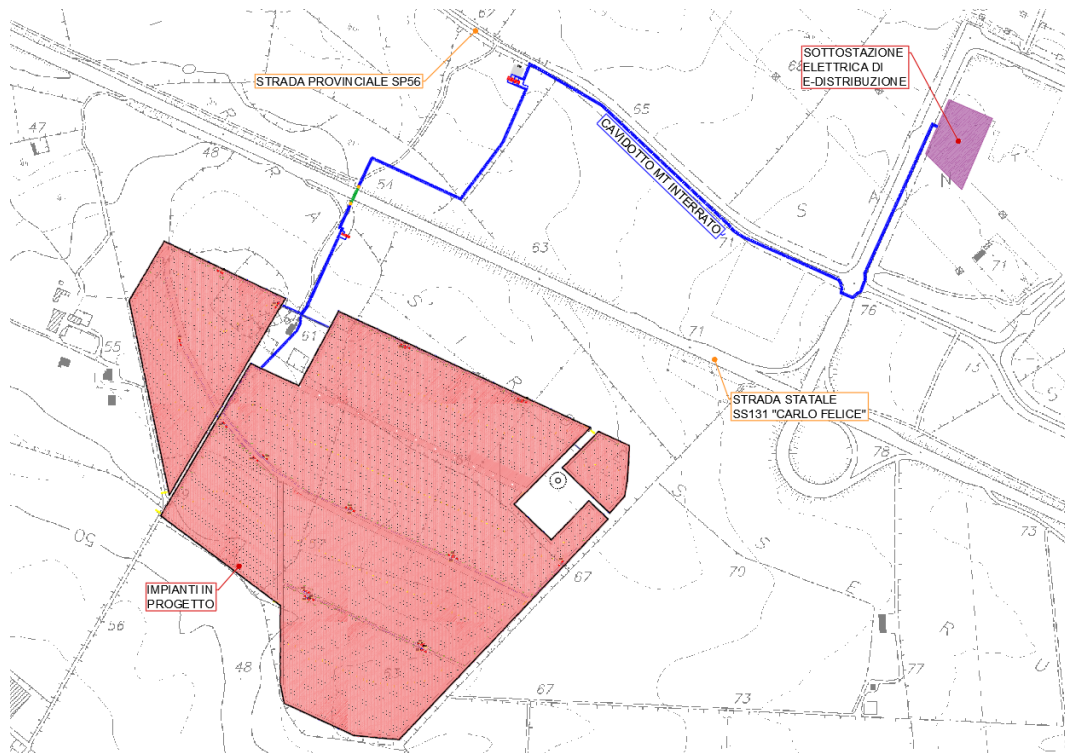


Figura 30: Planimetria cavidotti di connessione lotto 3

7.3.1 Connessione alla rete elettrica nazionale

Come indicato nella soluzione tecnica contenuta nei preventivi di connessione, gli impianti in progetto saranno connessi alla Rete Elettrica Nazionale presso le cabine primarie di E-distribuzione Truncu Reale e Truncu Reale 2 in fase di realizzazione. Dalla cabina di consegna di ciascun impianto sarà posato un cavidotto in media tensione di per la connessione dell'impianto alla suddetta cabina. Il cavidotto sarà posato principalmente affiancato alla Strada Provinciale 56, alla Strada Nord 1 e alle strade vicinali Ponti Pizzinnu e Maccia Guletta.

Per quanto riguarda la connessione del Lotto 3 parte del percorso il cavidotto sarà posato parallelamente ad un elettrodotto già presente al servizio di un parco eolico esistente. Complessivamente, i cavidotti di collegamento tra impianti e stazioni elettriche di connessione si estendo complessivamente per 9895 m.

Nelle seguenti tabelle sono riassunte le caratteristiche principali dei cavidotti di connessione:

- Cavidotto di connessione impianto "Truncu Reale 2"

Tensione/Frequenza di esercizio	15 kV - 50 Hz
Potenza connessione	4.200 kW
Corrente Nominale (Lato M.T.)	175,72 A
Tipo di cavo	ARE4H5EX -12/20kV 3x2x(1x240) mmq
Lunghezza	1020 m

- Cavidotto di connessione impianto "Truncu Reale 3"

Tensione/Frequenza di esercizio	15 kV - 50 Hz
Potenza connessione	7.950kW
Corrente Nominale (Lato M.T.)	332,60 A
Tipo di cavo	ARE4H5EX -12/20kV 3x2x(1x240) mmq
Lunghezza	1020 m

- Cavidotto di connessione impianto "Truncu Reale 4"

Tensione/Frequenza di esercizio	15 kV - 50 Hz
Potenza connessione	7.950kW
Corrente Nominale (Lato M.T.)	332,60 A
Tipo di cavo	ARE4H5EX -12/20kV 3x2x(1x240) mmq
Lunghezza	1555 m

- Cavidotto di connessione impianto “Truncu Reale 5”

Tensione/Frequenza di esercizio	15 kV - 50 Hz
Potenza connessione	7.950kW
Corrente Nominale (Lato M.T.)	332,60 A
Tipo di cavo	ARE4H5EX -12/20kV 3x2x(1x240) mmq
Lunghezza	1020 m

- Cavidotto di connessione impianto “Truncu Reale 6”

Tensione/Frequenza di esercizio	15 kV - 50 Hz
Potenza connessione	7.950kW
Corrente Nominale (Lato M.T.)	332,60 A
Tipo di cavo	ARE4H5EX -12/20kV 3x2x(1x240) mmq
Lunghezza	2450 m

- Cavidotto di connessione impianto “Truncu Reale 7”

Tensione/Frequenza di esercizio	15 kV - 50 Hz
Potenza connessione	6.000kW
Corrente Nominale (Lato M.T.)	251,02 A
Tipo di cavo	ARE4H5EX -12/20kV 3x2x(1x240) mmq
Lunghezza	2450 m

- Cavidotto di connessione impianto “Bassu 1”

Tensione/Frequenza di esercizio	15 kV - 50 Hz
Potenza connessione	7.950kW
Corrente Nominale (Lato M.T.)	332,60 A
Tipo di cavo	ARE4H5EX -12/20kV 3x2x(1x240) mmq
Lunghezza	190 m

- Cavidotto di connessione impianto “Bassu 2”

Tensione/Frequenza di esercizio	15 kV - 50 Hz
Potenza connessione	7.950kW
Corrente Nominale (Lato M.T.)	332,60 A
Tipo di cavo	ARE4H5EX -12/20kV 3x2x(1x240) mmq
Lunghezza	190 m

7.4 Potenzialità energetica del sito ed analisi di producibilità degli impianti

7.4.1 Premessa

La stima della potenzialità energetica degli impianti è stata condotta avuto riguardo dei seguenti aspetti:

- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici, urbanistici e insediativi;
- disposizione sul terreno delle superfici captanti.

Ai fini del calcolo preliminare della potenzialità degli impianti è stato utilizzato il software commerciale PVSYST (versione 7.4), in grado di calcolare l'irraggiamento annuale su una superficie assegnata e la producibilità d'impianto, essendo noti:

- 1) posizione del sito (coordinate geografiche);
- 2) serie storiche dei dati climatici del sito da differenti sorgenti meteo (Meteonorm, PVGIS, NASA- SEE, ecc);
- 3) modelli tridimensionali del terreno e delle strutture in elevazione presenti nel sito;
- 4) modelli e caratteristiche tecniche dei componenti d'impianto (moduli fotovoltaici, inverter, ecc.);
- 5) tipologia e planimetria dello specifico impianto fotovoltaico.

Il risultato dell'analisi è rappresentato da:

- a) modelli tridimensionali con l'analisi dell'ombreggiamento nell'anno;
- b) mappe di irraggiamento solare e producibilità annuale e specifica;
- c) diagramma delle perdite relative ad ogni singola parte costituente gli impianti FV.

7.4.2 I risultati del calcolo

Ai fini del calcolo della potenzialità degli impianti, e in particolare per la simulazione, sono stati considerati i dati di irraggiamento orario sul piano orizzontale (kWh) e quelli di irraggiamento diretto (DNI) relativi al database meteorologico METEONORM 8.1.

7.4.3 Stima dell'irraggiamento globale ed incidente sul piano dei collettori

A partire dai dati giornalieri e orari della base dati meteo prescelta, sono stati stimati l'irraggiamento globale su piano orizzontale e incidente sul piano dei collettori (kWh/m²) per tutti i mesi dell'anno.

7.4.3.1 Simulazione energetica

Il calcolo dell'energia producibile dagli impianti fotovoltaici e agrovoltaici in progetto è stato condotto considerando tutti gli elementi che influiscono sull'efficienza di produzione a partire dalle caratteristiche dei pannelli FV, dalla disposizione e dal numero dei *tracker* e dalle loro caratteristiche tecnologiche. Il diagramma delle perdite complessive tiene conto di tutte le seguenti voci:

- radiazione solare effettiva incidente sui moduli, legata alla latitudine del sito d'installazione e alla riflettanza della superficie antistante i moduli fotovoltaici;
- eventuali ombreggiamenti (dovute ad elementi circostanti gli impianti o ai distanziamenti degli inseguitori);
- temperatura ambiente e altri fattori ambientali e meteorologici;
- caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura; perdite per disaccoppiamento o mismatch, ecc.;
- efficienza inverter, perdite nei cavi e nei diodi di stringa.

Di seguito sono riportati i valori di irraggiamento effettivo sui collettori, conseguenti alle modalità di captazione previste (impiego di inseguitori solari mono assiali):

Impianti agrivoltaici Lotto 1	1936,7 kWh/m ²
Impianti agrivoltaici Lotto 2	2134,3 kWh/m ²
Impianti fotovoltaici Lotto 3	2059,8 kWh/m ²
Impianti agrivoltaici Lotto 3	2134,8 kWh/m ²

Le produzioni energetiche totali stimate per gli impianti in progetto sono indicate nelle immagini riportate di seguito.

Risultati principali

Produzione sistema

Energia prodotta 33419.09 MWh/anno

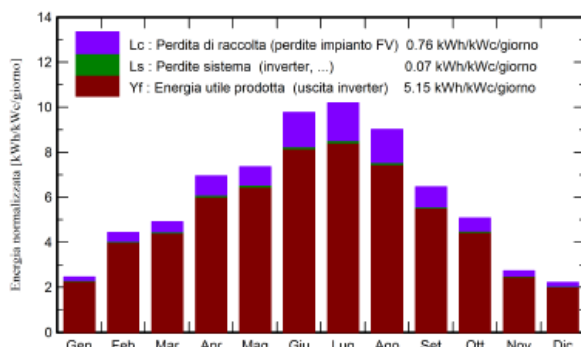
Prod. Specif.

1879 kWh/kWp/anno

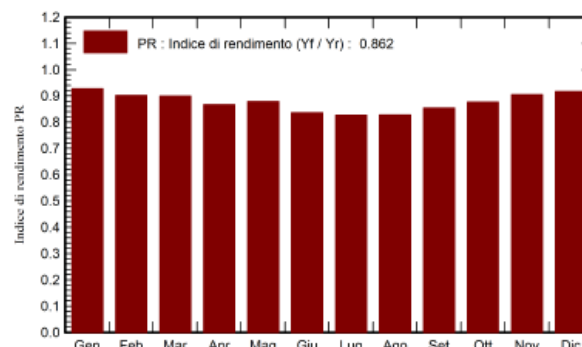
Indice rendimento PR

86.19 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Gennaio	58.3	28.72	9.87	76.2	68.9	1275	1258	0.927
Febbraio	90.4	31.27	10.34	124.2	110.8	2018	1992	0.902
Marzo	119.4	55.90	11.25	152.3	135.4	2469	2436	0.899
Aprile	161.9	62.13	15.83	208.5	185.6	3258	3215	0.867
Maggio	184.1	85.64	16.20	228.0	204.0	3614	3566	0.879
Giugno	225.2	70.96	22.27	292.8	259.2	4409	4352	0.836
Luglio	240.0	62.70	24.88	316.1	279.5	4705	4644	0.826
Agosto	210.9	59.01	24.94	279.3	246.1	4166	4113	0.828
Settembre	145.6	55.40	21.73	193.9	171.4	2982	2944	0.854
Ottobre	117.5	40.79	18.25	157.5	140.6	2488	2456	0.877
Novembre	61.7	32.57	14.39	82.1	73.6	1339	1321	0.905
Dicembre	52.3	26.41	10.16	68.7	61.5	1136	1120	0.917
Anno	1667.4	611.49	16.71	2179.5	1936.7	33859	33419	0.862

Legenda

GlobHor	Irraggiamento orizzontale globale	EArray	Energia effettiva in uscita campo
DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	E_Grid	Energia immessa in rete
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Indice di rendimento
GlobInc	Globale incidente piano coll.		
GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre		

Figura 31 - Produzione energetica impianti Bassu 1 e Bassu 2

La produzione complessiva annua simulata degli impianti Bassu 1 e Bassu 2 presenti nel lotto 1 è di circa 33,42 GWh avendo un rendimento di circa 86,19 %.

Risultati principali

Produzione sistema

Energia prodotta

29685.37 MWh/anno

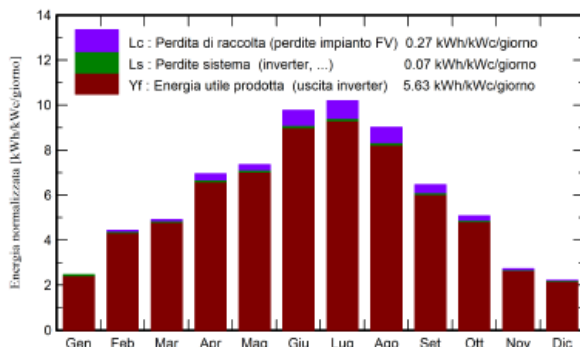
Prod. Specif.

2054 kWh/kWp/anno

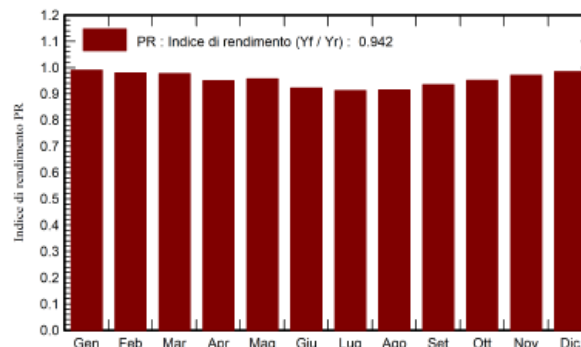
Indice rendimento PR

94.25 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Gennaio	58.3	28.72	9.87	76.2	73.8	1106	1091	0.990
Febbraio	90.4	31.27	10.34	124.2	121.1	1780	1757	0.979
Marzo	119.4	55.90	11.25	152.3	148.4	2179	2150	0.977
Aprile	161.9	62.13	15.83	208.5	204.4	2899	2861	0.950
Maggio	184.1	85.64	16.20	228.0	223.3	3193	3151	0.956
Giugno	225.2	70.96	22.27	292.8	288.0	3953	3902	0.922
Luglio	240.0	62.70	24.88	316.1	311.4	4224	4170	0.913
Agosto	210.9	59.01	24.94	279.3	274.6	3737	3690	0.914
Settembre	145.6	55.40	21.73	193.9	189.8	2652	2618	0.935
Ottobre	117.5	40.79	18.25	157.5	153.8	2194	2166	0.951
Novembre	61.7	32.57	14.39	82.1	79.4	1167	1151	0.971
Dicembre	52.3	26.41	10.16	68.7	66.3	991	977	0.984
Anno	1667.4	611.49	16.71	2179.5	2134.3	30075	29685	0.942

Legenda

GlobHor Irraggiamento orizzontale globale

DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Globale incidente piano coll.

GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre

EArray Energia effettiva in uscita campo

E_Grid Energia immessa in rete

PR Indice di rendimento

Figura 32 - Produzione energetica impianti Truncu Reale 6 e Truncu Reale 7

La produzione complessiva annua simulata degli impianti Truncu Reale 6 e Truncu Reale 7 presenti nel lotto 2 è di circa 29,68 GWh avendo un rendimento di circa 94,2 %.

Risultati principali

Produzione sistema

Energia prodotta

25568.32 MWh/anno

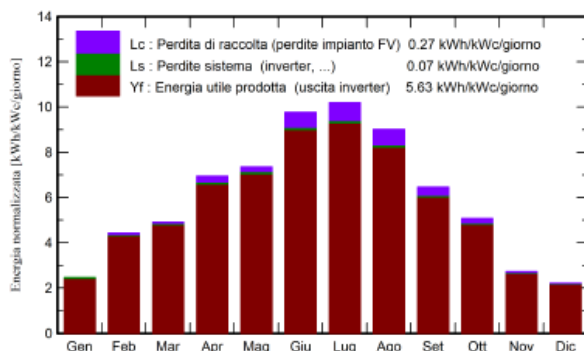
Prod. Specif.

2053 kWh/kWp/anno

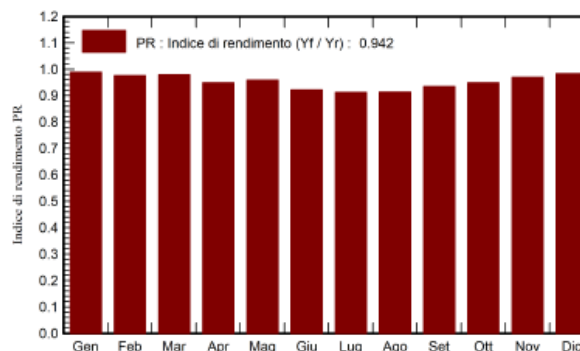
Indice rendimento PR

94.21 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Gennaio	58.3	28.72	9.87	76.2	73.7	951	938	0.989
Febbraio	90.4	31.27	10.34	124.2	120.7	1528	1508	0.975
Marzo	119.4	55.90	11.25	152.3	148.8	1881	1856	0.979
Aprile	161.9	62.13	15.83	208.5	204.6	2498	2465	0.949
Maggio	184.1	85.64	16.20	228.0	224.1	2760	2724	0.959
Giugno	225.2	70.96	22.27	292.8	288.1	3406	3362	0.922
Luglio	240.0	62.70	24.88	316.1	311.4	3636	3589	0.912
Agosto	210.9	59.01	24.94	279.3	274.5	3217	3176	0.913
Settembre	145.6	55.40	21.73	193.9	189.8	2285	2256	0.934
Ottobre	117.5	40.79	18.25	157.5	153.5	1885	1861	0.949
Novembre	61.7	32.57	14.39	82.1	79.4	1004	991	0.970
Dicembre	52.3	26.41	10.16	68.7	66.2	853	841	0.983
Anno	1667.4	611.49	16.71	2179.5	2134.8	25903	25568	0.942

Legenda

GlobHor Irraggiamento orizzontale globale

DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Globale incidente piano coll.

GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre

EArray Energia effettiva in uscita campo

E_Grid Energia immessa in rete

PR Indice di rendimento

Figura 33 - Produzione energetica impianti Truncu Reale 2 e Truncu Reale 5

La produzione complessiva annua simulata degli impianti Truncu Reale 2 e Truncu Reale 5 presenti nel lotto 3 è di circa 25,57 GWh avendo un rendimento di circa 94,2 %.

Risultati principali

Produzione sistema

Energia prodotta 32432.53 MWh/anno

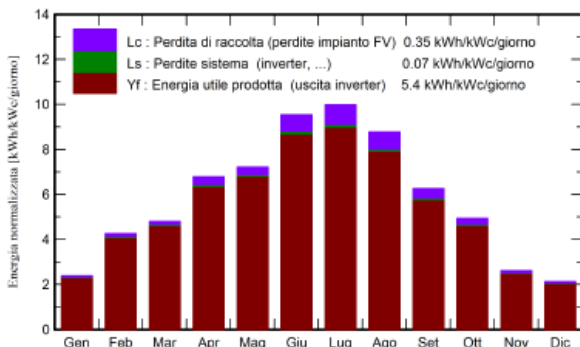
Prod. Specif.

1971 kWh/kWp/anno

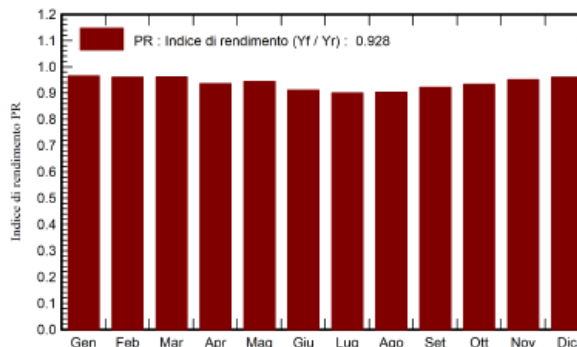
Indice rendimento PR

92.84 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Gennaio	58.3	28.72	9.87	74.3	70.6	1196	1179	0.966
Febbraio	90.4	31.27	10.34	119.5	114.8	1913	1888	0.960
Marzo	119.4	55.90	11.25	148.9	143.9	2388	2356	0.962
Aprile	161.9	62.13	15.83	203.6	197.9	3179	3137	0.936
Maggio	184.1	85.64	16.20	223.7	217.5	3521	3475	0.944
Giugno	225.2	70.96	22.27	286.3	279.7	4347	4292	0.911
Luglio	240.0	62.70	24.88	309.6	302.7	4647	4588	0.901
Agosto	210.9	59.01	24.94	271.8	265.2	4089	4038	0.903
Settembre	145.6	55.40	21.73	187.8	182.2	2886	2850	0.922
Ottobre	117.5	40.79	18.25	153.3	147.8	2386	2356	0.934
Novembre	61.7	32.57	14.39	78.5	74.8	1245	1228	0.951
Dicembre	52.3	26.41	10.16	66.2	62.7	1061	1046	0.961
Anno	1667.4	611.49	16.71	2123.5	2059.8	32858	32433	0.928

Legenda

GlobHor	Irraggiamento orizzontale globale	EArray	Energia effettiva in uscita campo
DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	E_Grid	Energia immessa in rete
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Indice di rendimento
GlobInc	Globale incidente piano coll.		
GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre		

Figura 34 - Produzione energetica impianti Truncu Reale 3 e Truncu Reale 4

La produzione complessiva annua simulata degli impianti Truncu Reale 3 e Truncu Reale 4 presenti nel lotto 3 è di circa 32,4 GWh avendo un rendimento di circa 92,8 %.

8 DESCRIZIONE TECNICA DEI COMPONENTI DEGLI IMPIANTI

8.1 Componenti principali e criteri generali di progettazione strutturale ed elettromeccanica

I componenti principali delle opere elettromeccaniche sono i seguenti:

- Moduli fotovoltaici e strutture di sostegno;
- Inverter;
- Quadri di parallelo;
- Interruttori, trasformatori e componenti per la protezione elettrica per la sezione MT e BT;
- Cavi elettrici per le varie sezioni in corrente alternata e continua.

I criteri seguiti per la definizione delle scelte progettuali degli elementi suddetti sono principalmente riconducibili ai seguenti:

- dimensionare le strutture di sostegno in grado di reggere il peso proprio più il peso dei moduli e di resistere alle due principali sollecitazioni di norma considerate in questi progetti, per il calcolo delle sollecitazioni agenti sulle strutture;
- definire una configurazione impiantistica tale da garantire il corretto funzionamento degli impianti nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete del distributore, ecc.);
- limitare le emissioni elettromagnetiche generate dalle parti d'impianto che funzionano in MT mediante l'utilizzo di apparecchiature conformi alla normativa CEI e l'eventuale installazione entro locali chiusi (e.g. trasformatore BT/MT);
- limitare le emissioni elettromagnetiche generate dalle parti di cavidotto percorse da corrente in BT mediante l'interramento degli stessi di modo che l'intensità del campo elettromagnetico generato possa essere considerata sotto i valori soglia della normativa vigente
- limitare le emissioni elettromagnetiche generate dalle parti di cavidotto percorse da corrente in MT mediante l'utilizzo di cavi di tipo elicordato di modo che

- l'intensità del campo elettromagnetico generato possa essere considerata sotto i valori soglia della normativa vigente;
- ottimizzare il layout degli impianti e dimensionare i vari componenti al fine di massimizzare lo sfruttamento degli spazi disponibili e minimizzare le perdite di energia per effetto Joule;
 - definire il corretto posizionamento dei sistemi di misura dell'energia elettrica generata dall'impianto fotovoltaico.

8.2 Gli inseguitori mono assiali

Di seguito sono descritte le principali caratteristiche tecniche ed i componenti degli inseguitori solari (*tracker*) mono assiali che verranno installati presso gli impianti FV in progetto. Tutti i componenti e gli elementi strutturali saranno progettati avuto riguardo delle specifiche condizioni ambientali del sito, secondo le disposizioni della normativa vigente, inclusi i requisiti di resistenza strutturale richiesti per le specifiche condizioni di ventosità del sito.

I moduli FV verranno installati su inseguitori mono assiali con caratteristiche tecniche assimilabili a quelle sviluppate dalla tecnologia Convert Italia S.p.a. o similare. La tecnologia dell'inseguimento solare lungo la direttrice Est-Ovest è stata sviluppata al fine di conseguire l'obiettivo di massimizzazione della produzione energetica e le prestazioni tecnico- economiche degli impianti FV sul terreno che impiegano pannelli in silicio cristallino.

Il *tracker* mono assiale, utilizzando particolari dispositivi elettromeccanici, orienta i pannelli FV in direzione del sole lungo l'arco del giorno, nel suo percorso da Est a Ovest, ruotando attorno ad un asse (mozzo) allineato in direzione Nord-Sud. I layout sul terreno che impiegano questa particolare tecnologia sono piuttosto flessibili. La più semplice configurazione degli inseguitori è quella che prevede di assicurare che tutti gli assi di rotazione dei *tracker* siano paralleli affinché gli stessi siano posizionati reciprocamente in modo appropriato. La tecnologia del backtracking, verifica ed assicura che ciascuna stringa nord-sud di pannelli non crei ombreggiamento sulle stringhe adiacenti. Peraltro, è inevitabile che quando l'altezza del sole sull'orizzonte sia estremamente bassa, all'inizio ed al termine di ciascuna giornata, l'ombreggiamento reciproco tra le file di pannelli possa potenzialmente incidere sulla produzione energetica del campo solare.

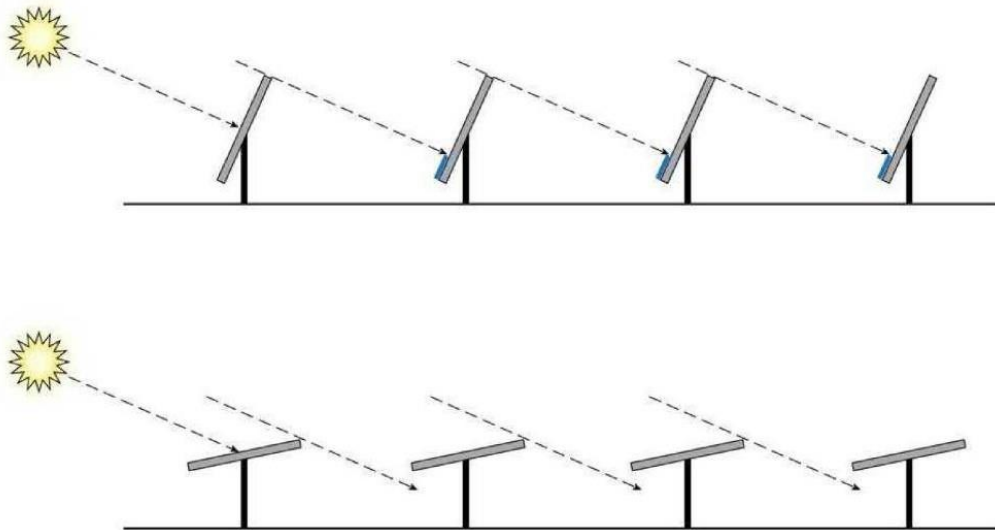


Figura 35 - Schema di funzionamento del sistema backtracking

Il backtracking agisce “allontanando” la superficie captante dai raggi solari, eliminando gli effetti negativi dell’ombreggiamento reciproco delle stringhe e consentendo di massimizzare, in tal modo, il rapporto di copertura del terreno (GCR). Grazie a questa tecnologia, infatti, si può prevedere di ridurre convenientemente la distanza tra i filari. La configurazione semplificata del sistema, rispetto a quella ad inseguimento biassiale, assicura comunque un significativo incremento della produzione energetica (valutabile nel *range* 15÷35%) rispetto ai tradizionali sistemi con strutture fisse ed ha contribuito significativamente alla diffusione di impianti FV “*utility scale*”.

8.2.1 Caratteristiche principali

I principali punti di forza della tecnologia sono di seguito individuati:

- modularità e perfetto bilanciamento delle strutture, tale da non richiedere l’intervento di personale specializzato per l’installazione, assemblaggio o lavori di manutenzione;
- semplicità di configurazione della scheda di controllo: il GPS integrato comunica costantemente la corretta posizione geografica al sistema di controllo per consentire l’inseguimento automatico del sole;
- presenza di snodi sferici auto lubrificati a cuscinetti per compensare inesattezze ed errori nell’installazione di strutture meccaniche;
- adozione di sistemi di protezione antipolvere dei motori;
- basso consumo elettrico;

- migliori prestazioni ambientali rispetto alle strutture fisse, assicurando maggiore luce e ventilazione al terreno sottostante.

Nel caso degli impianti in progetto si prevede l'impiego delle seguenti strutture:

- Struttura 1x28 moduli fotovoltaici da 655 W disposti in *portrait* (18.3 kWp);
- Struttura 1x14 moduli fotovoltaici da 655 W disposti in *portrait* (9.2 kWp);
- Struttura 1x7 moduli fotovoltaici da 655 W disposti in *portrait* (4,6 kWp).

Eventuali diverse modalità di installazione dei pannelli fotovoltaici potranno essere valutate nella successiva fase progettuale a seguito di più puntuali riscontri che scaturiranno dall'esecuzione delle indagini geologiche e geotecniche di dettaglio e dei rilievi topografici.

Ciascun inseguitore sarà composto dei seguenti elementi:

- Componenti meccanici della struttura in acciaio: pali di sostegno (altezza circa 4 m compresa la porzione interrata) e profili tubolari quadrati (le specifiche dimensionali variano in base alle caratteristiche geologico-geotecniche terreno e al vento e sono incluse nelle specifiche tecniche stabilite durante la progettazione esecutiva del progetto). Supporto del profilo e ancoraggio del pannello.
- Componenti asserviti al movimento: teste di palo (per montanti finali e intermedi di cui una supportante il motore). Una scheda di controllo elettronica per il movimento (una scheda può servire 10 strutture). 1 motore (attuatore elettrico lineare (mandrino) AC).
- La distanza Est-Ovest tra i tracker è pari a 5,6 metri per gli impianti agrivoltaici e 4,7 metri per gli impianti fotovoltaici;

8.2.2 Durata e trattamento protettivo dei componenti in acciaio

Considerando la classificazione dell'ambiente corrosivo e considerando una vita utile minima del progetto di 30 anni, i pali saranno zincati a caldo secondo ENISO 1461: 2009, altre parti saranno zincate a caldo o pre galvanizzato (Sendzmir) in funzione delle specifiche definite dal costruttore a seguito degli esiti della progettazione esecutiva.

8.2.3 I pali di sostegno

I pali di sostegno non richiedono generalmente fondazione in calcestruzzo. Il palo è tipicamente rappresentato da un profilato in acciaio per massimizzare la superficie di contatto con il terreno; la profondità dipende dal tipo di terreno interessato. Una flangia, ordinariamente da 5 cm, viene utilizzata per guidare il palo al fine di mantenere la direzione di inserimento entro tolleranze minime.

Nel caso specifico, si prevedono le seguenti fasi lavorative:

- infissione del profilo tramite macchina battipalo,
- Eventuale esecuzione di collare in boiacca come rifinitura.

8.3 Moduli fotovoltaici

Tenuto conto della tipologia di impianto fotovoltaici e agrivoltaici in oggetto, ai fini della definizione delle scelte progettuali sono stati assunti come riferimento, non vincolante per le successive fasi di progettazione, i moduli FV commercializzati dalla Astronergy, ASTRO 6 TWINS CHSM66M(DG)/F-BH 655 W società leader nel settore del fotovoltaico, che utilizzano celle assemblate con tecnologia PERC e Tiling Ribbon (TR) ad alta efficienza (21.2%).

Ciascun modulo, realizzato con n. 132 celle (6 x 22), presenta le caratteristiche tecniche e dimensionali indicate in seguito.

645~660W

POWER RANGE

0~+5W

POWER TOLERANCE

21.2%

MAX. MODULE EFFICIENCY

≤ 2.0%

FIRST YEAR POWER DEGRADATION

≤ 0.45%

YEAR 2-30 POWER DEGRADATION

Electrical Specifications

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25° C, AM=1.5

Rated output (P _{mpp} / Wp)	645	650	655	660
Rated voltage (V _{mpp} / V)	37.48	37.68	37.88	38.08
Rated current (I _{mpp} / A)	17.21	17.26	17.30	17.34
Open circuit voltage (V _{oc} / V)	45.29	45.49	45.69	45.89
Short circuit current (I _{sc} / A)	18.27	18.32	18.37	18.42
Module efficiency	20.8%	20.9%	21.1%	21.2%

NMOT: Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20° C, AM=1.5, Wind Speed 1m/s

Rated output (P _{mpp} / Wp)	485.8	489.5	493.3	497.1
Rated voltage (V _{mpp} / V)	35.03	35.19	35.34	35.47
Rated current (I _{mpp} / A)	13.87	13.92	13.97	14.02
Open circuit voltage (V _{oc} / V)	42.43	42.63	42.83	43.03
Short circuit current (I _{sc} / A)	14.72	14.77	14.82	14.87

Electrical Specifications (Integrated power)

P _{mpp} gain	P _{mpp} / Wp	V _{mpp} / V	I _{mpp} / A	V _{oc} / V	I _{sc} / A
5%	687	37.88	18.17	45.69	19.29
10%	720	37.88	19.03	45.69	20.21
15%	753	37.89	19.90	45.70	21.13
20%	786	37.89	20.76	45.70	22.04
25%	818	37.89	21.63	45.70	22.96

Electrical characteristics with different rear power gain (reference to 655W)

Temperature Ratings (STC)

Temperature coefficient (P _{mpp})	-0.34%/°C	No. of diodes	3
Temperature coefficient (I _{sc})	+0.04%/°C	Junction box IP rating	IP 68
Temperature coefficient (V _{oc})	-0.25%/°C	Max. series fuse rating	35 A
Nominal module operating temperature (NMOT)	41±2°C	Max. system voltage (IEC/UL)	1500V _{DC}

Operating Parameters

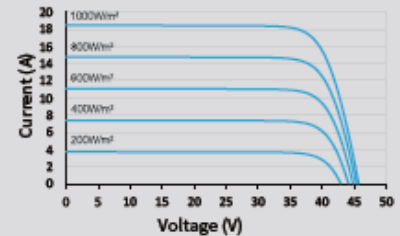
Mechanical Specifications

Outer dimensions (L x W x H)	2384 x 1303 x 35 mm
Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	132 (6*22)
Frame technology	Aluminum, silver anodized
Front glass thickness	2.0 mm
Cable length (IEC/UL)	Portrait: 350 mm; Landscape: 1400 mm
Cable diameter (IEC/UL)	4 mm ² / 12 AWG
① Maximum mechanical test load	5400 Pa (front) / 2400 Pa (back)
Connector type (IEC/UL)	HCB40 / MC4-EVO2 (optional)
Module weight	38.2 kg (Tolerance +/- 1.0kg)
Packing unit	31 pcs / box (Subject to sales contract)
Weight of packing unit (for 40' HQ container)	1230 kg
Modules per 40' HQ container	527 pcs

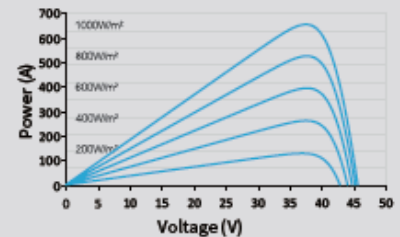
① Refer to Astronergy crystalline Installation manual or contact technical department.
Maximum Mechanical Test Load=1.5× Maximum Mechanical Design Load.

Curve

Current-Voltage (655W)



Power-Voltage (655W)



Current-Voltage (655W)

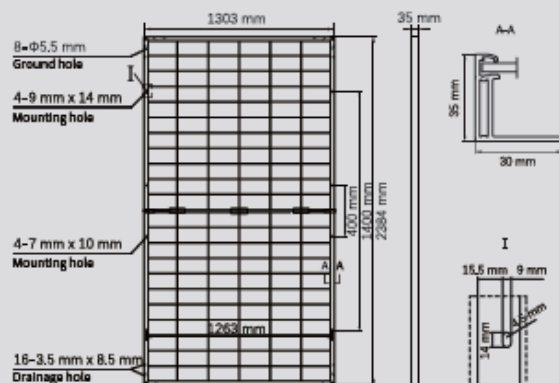
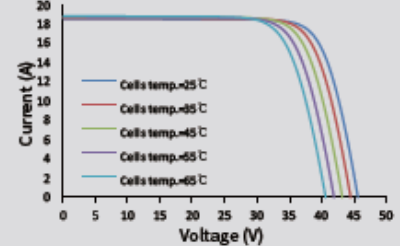


Figura 36 - Modulo fotovoltaico Astronergy ASTRO 6 TWINS CHSM66M(DG)/F-BH 655 W

Le caratteristiche tecniche dei moduli prescelti sono riportate qui di seguito, facendo riferimento alle seguenti condizioni ambientali:

Condizioni Test Standard (STC): Irraggiamento 1000 W/m² con spettro di AM 1,5 e temperatura delle celle di 25 °C.

Potenza massima (P_{max}) [W_p]	655
Tensione alla massima potenza (V_{mpp}) [V]	37,88
Corrente alla massima potenza (I_{mpp}) [A]	17,30
Tensione di circuito aperto (V_{oc}) [V]	45,69
Corrente di corto circuito (I_{sc}) [A]	18,37
Massima tensione di sistema [V_{dc}]	1500
Coefficiente termico αP_{mpp} [%/°C] (NOCT 41°)	-0.340%/°C
Coefficiente termico αV_{oc} [%/°C] (NOCT 41°)	-0.25%/°C
Coefficiente termico αI_{sc} [%/°C] (NOCT 41°)	+0.04%/°C
Efficienza modulo [%]	21,1%
Dimensioni principali [mm]	1303 x 2384 x 35
Numero di celle per modulo	132

Tabella 4 - Dati tecnici Modulo fotovoltaico Astronergy ASTRO 6 TWINS CHSM66M(DG)/F-BH 655 W

Relativamente agli aspetti concernenti la scelta dei moduli e degli inseguitori mono assiali, atteso che il settore degli impianti fotovoltaici è attualmente caratterizzato da un'elevata e continua innovazione tecnologica, in grado di creare nuovi sistemi con efficienze e potenze nominali sempre crescenti; considerato altresì che la durata complessiva delle procedure autorizzative è, di regola, superiore ai sei mesi, nella fase di progettazione esecutiva degli impianti è possibile che la scelta ricada su moduli differenti.

È da escludere, peraltro, che dette eventuali varianti determinino sostanziali modifiche al progetto. In questo senso, l'intervento realizzato dovrà risultare coerente con il progetto autorizzato e, relativamente alla potenza nominale complessiva, questa non potrà subire modifiche significative.

8.4 Inverter di stringa

Il layout di impianto è stato sviluppato, ipotizzando l'impiego di inverter di stringa da 150 kW nominali. Nella seguente figura è possibile osservare uno schema semplificato del sistema stringa-inverter. Grazie a una configurazione di sistema intelligente, tutti gli inverter di stringa e il Gestore Dati sono installati centralmente, mentre le Scatole di Combinazione DC sono distribuite sul campo. Ciò consente di ottenere prestazioni ottimali, migliorare l'installazione e la manutenzione, nonché ottimizzare il cablaggio in modo costi-efficiente.

Per un'analisi completa sulla configurazione fra inverter e pannelli fotovoltaici si faccia riferimento agli elaborati grafici elettrici.

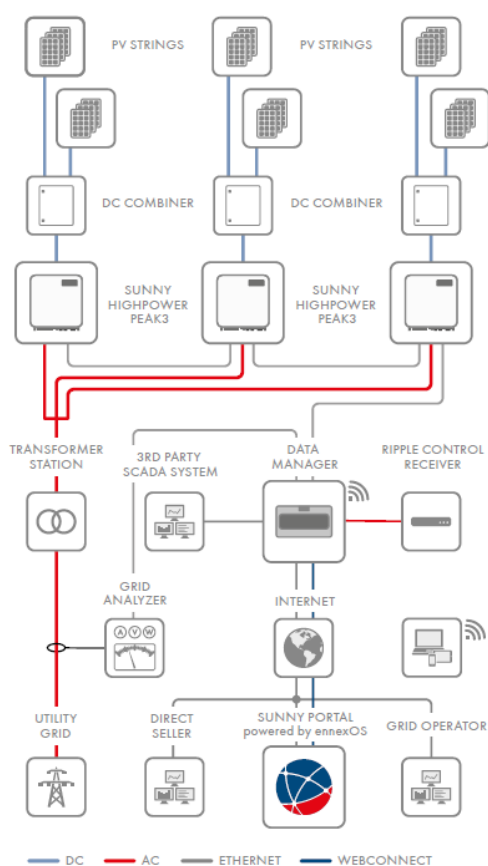


Figura 37 – Schematico semplificato sistema stringa-inverter

Nella presente versione progettuale, si fa riferimento al modello Sunny Highpower Peak3 150-20 della SMA, stabilendo fin da adesso la possibilità di sostituire gli stessi con altri simili per caratteristiche elettriche e dimensionali, in caso di indisponibilità sul mercato e/o in base a valutazioni di convenienza tecnico-economica al momento della realizzazione della centrale.

SUNNY HIGHPOWER PEAK3 – Technical Data

Technical Data	Sunny Highpower 100-20	Sunny Highpower 150-20
Input (DC)		
Max. PV array power	150000 Wp	225000 Wp
Max. input voltage	1000 V	1500 V
MPP voltage range / rated input voltage	590 V to 1000 V / 590 V	880 V to 1450 V / 880 V
Max. input current / max. short-circuit current	180 A / 325 A	180 A / 325 A
Number of independent MPP trackers	1	1
Number of inputs	1 or 2 (optional) for external PV array junction boxes	
Output (AC)		
Rated power at nominal voltage	100000 W	150000 W
Max. apparent power	100000 VA	150000 VA
Nominal AC voltage / AC voltage range	400 V / 304 V to 477 V	600 V / 480 V to 690 V
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 66 Hz	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 66 Hz
Rated grid frequency	50 Hz	50 Hz
Max. output current	151 A	151 A
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0 overexcited to 0 underexcited	
Harmonic (THD)	< 3%	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	
Efficiency		
Max. efficiency / European efficiency	98.8% / 98.6%	99.1% / 98.8%
Protective devices		
Ground fault monitoring / grid monitoring / DC reverse polarity protection	● / ● / ●	● / ● / ●
AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / -	● / -
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	●	●
Monitored surge arrester (type II) AC / DC	● / ●	● / ●
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (as per IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II	I / AC: III; DC: II
General Data		
Dimensions (W / H / D)	770 mm / 830 mm / 444 mm (30.3 in / 32.7 in / 17.5 in)	
Weight	98 kg (216 lbs)	
Operating temperature range	-25°C to +60°C (-13°F to +140°F)	
Noise emission (typical)	< 65 dB(A)	
Self-consumption (at night)	< 5 W	
Topology	transformerless	
Cooling method	OptiCool, active cooling, speed-controlled fan	
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	
Features / function / accessories		
DC connection / AC connection	Terminal lug (up to 300 mm ²) / Screw terminal (up to 150 mm ²)	
LED display (Status / Fault / Communication)	●	
Ethernet interface	● (2 ports)	
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Speedwire, Webconnect	● / ● / ●	
Mounting type	Rack mounting	
OptiTrac Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●	
Off-grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	● / ●	
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○ / ○	
Certificates and approvals (planned)	IEC 62109-1/-2, AR N-4110, AR N-4120, CEI 0-16, C10/11:2012, EN 50549, PEA 2017, DEWA	
Type designation	SHP 100-20	SHP 150-20

● Standard features ○ Optional features - Not available Data at nominal conditions Status: 1/ 2019

Figura 38 – Scheda tecnica inverter

8.5 Cavi di distribuzione dell'energia

La distribuzione dell'energia avverrà in bassa e media tensione. Non sono previste tensioni di esercizio superiori a 15 kV.

Per la distribuzione in MT saranno utilizzati cavi aventi le seguenti caratteristiche: terna di cavi intrecciati ad elica con conduttori in alluminio isolati in gomma polietilene reticolato XLPE, con schermo metallico continuo in alluminio sotto guaina di PVC di colore rosso tipo ARE4H5EX-12/20kV.

Per la distribuzione in BT saranno utilizzati cavi aventi le seguenti caratteristiche: cavo unipolare/multipolare FG16(O)R16 per energia isolato in gomma EPR ad alto modulo di qualità G16 Tensione nominale U_0/U : 0,6/1 kV, sotto guaina di PVC, conforme a norma CEI 20-22 e CEI 20-34.

Per collegamenti in c.c. tra i moduli e dei quadri di stringa agli inverter verranno impiegati cavi unipolari adatti al collegamento dei vari elementi degli impianti fotovoltaici e solari, sigla H1Z2Z2-K con tensione nominale di esercizio: 1.0kV c.a - 1.5kV c.c., U_m : 1.800 V c.c., colore guaina esterna Nero o Rosso (basato su RAL 9005 o 3000), isolati con gomma Z2, sotto guaina Z2, con conduttori flessibili stagnati. Non propaganti la fiamma, senza alogeni, a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi.

Le linee elettriche BT e MT all'interno del campo verranno posate con interrimento diretto dei cavi elettrici posati su un letto in sabbia vagliata. Il cavidotto di connessione alla rete elettrica, il cui tracciato corre esternamente al campo, sarà infilato in un corrugato plastico protettivo. La fibra ottica interna al campo verrà posata all'interno di un tritubo. Le condutture interrimate saranno rese riconoscibili mediante un nastro per segnalazione cavi elettrici.

8.6 Cabine

Il progetto prevede la realizzazione di:

- 44 cabine di trasformazione in posizione baricentrica rispetto agli inverter nei vari sotto campi elettrici;
- 8 cabine utente, una per ciascun impianto, che faranno da snodo principale per le cabine di trasformazione
- 8 cabine di consegna, una per ciascun impianto, posizionate in adiacenza delle cabine utente

Le cabine utente saranno collegate con una terna di conduttori in alluminio tipo (3x1x240) mm² ARE4H5EX – 12/20 kV alle cabine di consegna, dalla quale partirà una terna di conduttori in alluminio tipo (3x1x240) mm² ARE4H5EX – 12/20 kV, verso il punto di connessione.

Inoltre, all'interno dei diversi impianti in progetto saranno installate cabine dedicate a locale magazzino per il deposito e lo stoccaggio di materiale utile per i diversi impianti fotovoltaici e agrivoltaici per un totale di 18 locali magazzino.

8.6.1 Cabina di consegna

Le cabine di consegna avranno dimensioni esterne di 6700x2480xh2990, saranno costituita da due vani Enel + Misure, e sarà completa di:

- n. 3 Porte e n. 2 finestre con griglie di aerazione;
- n. 2 aspiratori eolici in acciaio inox;
- n. 6 elementi in VTR per scomparti MT (800x250x40);
- n. 1 elemento in VTR per la copertura del cunicolo di accesso alla vasca di fondazione (1000x600x40);
- n. 1 passante in materiale plastico per l'uscita cavo di alimentazioni temporaneo;
- n. 1 quadro Rack (DY 3005);
- n. 1 quadro servizi ausiliari– omologati Enel versione per Rack (DY 3005) (con trasformatore di isolamento);
- n. 3 lampade di illuminazione con plafoniera stagna da E30W (tabella DY3021) del tipo a basso consumo energetico CFL (Compatta a fluorescenza) con potenza minima 30 Watt;
- rete di terra;
- n. 1 sistema passacavo a parete (minimo 80mm) con la possibilità di sigillare cavi pre cablati (sono previsti 4 cavi da 10mm) per antenna.

Le cabine di consegna saranno posate su fondazione prefabbricata tipo vasca sulle cui pareti verticali verranno predisposti opportuni diaframmi a frattura prestabilita per i cavi in entrata ed in uscita dalla cabina elettrica. Verranno altresì predisposti dei punti per il collegamento equipotenziale di messa a terra.

Le cabine saranno allestite con:

- N.1 quadro MT con N.3 scomparti linea. Tipo isolato in aria a comando motorizzato, per l'interruzione di linea MT, conformi alla specifica Enel DY 900/2 (3L+T).
- N.1 quadri MT con N.1 scomparto utente. Tipo isolato in aria a comando manuale, per il sezionamento sotto carico della linea di alimentazione dell'utente, conforme alla specifica Enel DY 808/2.

All'interno dello scomparto utente saranno inseriti:

- N.2 trasformatori di corrente per segnale al complesso di misura rapporto TA 400/5A
- N.2 trasformatori di tensione per segnale al complesso di misura rapporto TV 15/0.1kV
- Cordone di collegamento TA/TV

Tutti gli scomparti saranno dimensionati per reti con corrente di cortocircuito pari a 16 kA.

Il locale misure inserito nella cabina di consegna, conterrà:

- il contatore di energia di scambio, completo di sistema per la tele-lettura in accordo alle specifiche di Enel Distribuzione; inoltre tale contatore sarà sottoposto al regime UTF per la certificazione dell'Agenzia delle Dogane.
- il contatore BT per il rilievo dei consumi della nuova linea richiesta dal produttore per l'alimentazione dei servizi ausiliari di cabina.

8.6.2 Cabina utente

Le cabine utente avranno dimensioni esterne di 6700x2480xh2990 e saranno costituite da un unico vano completo di:

- n. 1 Porte e n. 2 finestre di aerazione;
- n. 2 aspiratori eolici in acciaio inox;
- n. 6 elementi in VTR per scomparti MT (800x250x40);
- n. 1 elemento in VTR per la copertura del cunicolo di accesso alla vasca di fondazione (1000x600x40);
- Il trasformatore MT/BT 15/0,400 kV, di potenza nominale 50 kVA alimentazione servizi ausiliari;
- Quadro bassa tensione Q-AUX.U per alimentazione servizi ausiliari e impianto luci e FM;
- UPS 1000VA conforme a CEI 0-16 autonomia 1h per alimentazione protezioni quadro MT;
- UPS 3000VA autonomia 1h per alimentazione servizi ausiliari;
- Impianto illuminazione e prese;
- Rete di terra;
- n. 1 sistema passacavo a parete (minimo 80mm) con la possibilità di sigillare cavi pre cablati (sono previsti 4 cavi da 10mm) per antenna;
- n.1 quadro Rack.

Le cabine utente saranno posata su fondazione prefabbricata tipo vasca sulle cui pareti verticali verranno predisposti opportuni diaframmi a frattura prestabilita per i cavi in entrata ed in uscita dalla cabina elettrica. Verranno altresì predisposti dei punti per il collegamento equipotenziale di messa a terra.

La cabina sarà allestita con:

- N°1 Scomparto Arrivo linea;
- N°1 Scomparto misure
- N°1 Scomparto Protezione generale
- N°1 Scomparto Risalita sbarre;
- N°1 scomparto Sezionatore combinato con fusibili per arrivo linee;
- N°1 scomparto Sezionatore combinato con fusibili per ausiliari

Il sistema di protezione generale “SPG” al quale è demandato il funzionamento del dispositivo generale “DG” è composto dai seguenti componenti:

- Relè di protezione 50-51-50N-51N-67N, con relativa alimentazione;
- N° 3 trasformatori amperometrici TA per la protezione della massima corrente di fase, con caratteristiche 400/5A – 10VA – 5P30;
- N° 1 trasformatore di corrente TA toroidale per la protezione contro i guasti a terra, con caratteristiche 100/1A – 2VA – classe di precisione conforme alla CEI 0-16;
- N° 3 trasformatori di tensione TV fase-terra per la protezione direzionale, con caratteristiche 50 VA – classe (0,5- 3P), fattore di tensione 1,9 per 30 s, valore di induzione di lavoro non superiore a 0,7T, rapporto di trasformazione tale da produrre una tensione secondaria sul circuito del triangolo aperto uguale a 100V in caso di guasto monofase franco a terra sulla rete MT.

I quadri d’utenza conterranno anche il dispositivo “SPI” (Sistema di protezione d’Interfaccia), al quale è demandato il funzionamento del dispositivo d’interfaccia “DDI”, nonché il rinalzo per mancato intervento della protezione su partenze campi fotovoltaici, equipaggiato con i seguenti componenti:

- Relè di protezione 57-59-81>-81<-59V0-59Vi-27Vd
- N° 2 TV f-f dalle seguenti caratteristiche: 15000/100V – 50VA - Cl.0,5 – 3P – fatt. di tensione 1,2 per 30s.

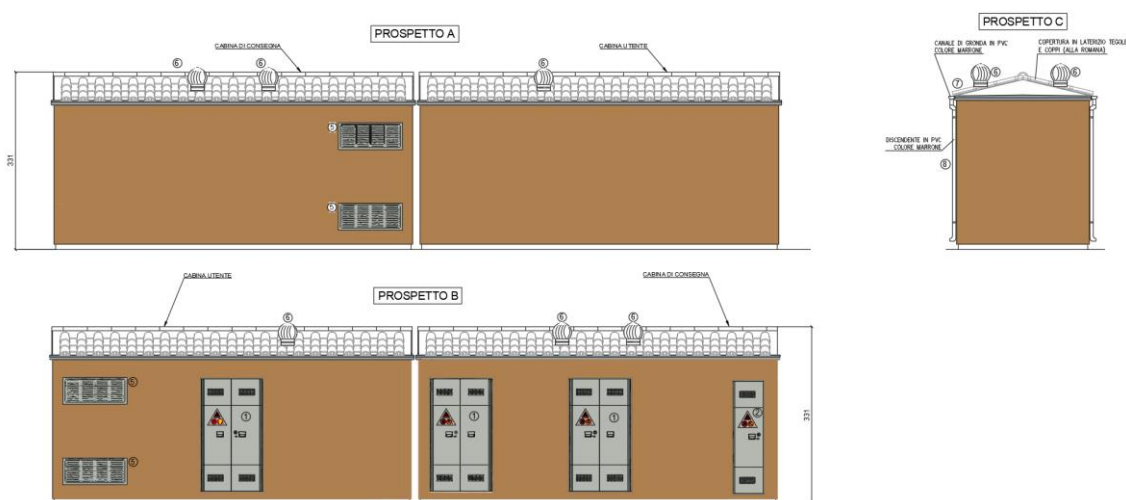


Figura 39 – Prospetti cabina di consegna e cabina utente

8.6.3 Cabine di trasformazione

Le cabine di trasformazione avranno dimensioni esterne di 5710x2480xh2990 e saranno costituita da un unico vano completo di:

- n. 1 Porte e n. 2 finestre di aerazione;
- n. 1 aspiratori eolici in acciaio inox;
- n. 6 elementi in VTR per scomparti MT (800x250x40);
- n. 1 elemento in VTR per la copertura del cunicolo di accesso alla vasca di fondazione (1000x600x40);
- Quadro bassa tensione Q-AUX per alimentazione servizi ausiliari e impianto luci e FM;
- Quadro di parallelo inverter sganciatori magnetotermici di protezione inverter e il dispositivo di generatore "Q-P.INV";
- Il trasformatore BT/BT 0,600/0,400 kV, di potenza nominale 50 kVA alimentazione servizi ausiliari;
- UPS 3000VA autonomia 1h per alimentazione servizi ausiliari;
- Impianto illuminazione e prese;
- Rete di terra;
- n. 1 sistema passacavo a parete (minimo 80mm) con la possibilità di sigillare cavi pre cablati (sono previsti 4 cavi da 10mm) per antenna.
- n.1 quadro Rack.
-

Le cabine saranno posate su fondazione prefabbricata tipo vasca sulle cui pareti verticali verranno predisposti opportuni diaframmi a frattura prestabilita per i cavi in entrata ed in uscita dalla cabina elettrica. Verranno altresì predisposti dei punti per il collegamento equipotenziale di messa a terra.

Le cabine saranno allestite con:

- N°1 Scomparto con Arrivo linea;
- N°1 o più scomparti con sezionatore partenza cavo;
- N°1 Scomparto con Protezione trasformatore.

Per le cabine di trasformazione affiancate il quadro MT e il trasformatore ausiliari sarà presente solamente in una delle due.

Il trasformatore MT/BT 15/0,600 kV, di potenza nominale di 1600 kVA oppure 800 kVA con isolamento ad olio sarà installato all'esterno della cabina ad una distanza minima di 3 metri ed è prevista la realizzazione della fossa di raccolta olio di raffreddamento come di norma.

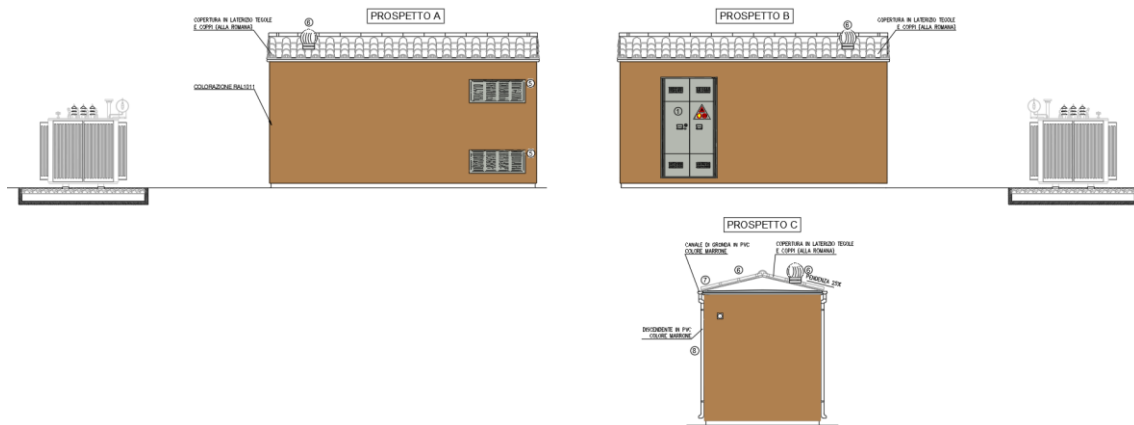


Figura 40 – Prospetti cabina di trasformazione singola

Per ulteriori informazioni si faccia riferimento ai seguenti elaborati grafici:

- “ELG_405_Pianta e prospetti cabina di trasformazione singola”
- “ELG_406_Pianta e prospetti cabina di trasformazione doppia”
- “ELG_407_Pianta e prospetti cabina utente e cabina di consegna”

8.6.4 Tabella riassuntiva cabine

NOME CABINA	TR. AUX	P. TRAFO	N. INVERTER
C2.1	SI	1600 kVA	9
C2.2	SI	1600 kVA	10
C2.3	NO	1600 kVA	9
C3.1	NO	1600 kVA	9
C3.2	SI	1600 kVA	9
C3.3	NO	1600 kVA	9
C3.4	SI	1600 kVA	9
C3.5	SI	1600 kVA	8
C3.6	NO	1600 kVA	9
C4.1	SI	1600 kVA	9
C4.2	SI	1600 kVA	9
C4.3	NO	1600 kVA	9
C4.4	SI	1600 kVA	9
C4.5	NO	1600 kVA	9
C4.6	SI	1600 kVA	8
C5.1	NO	1600 kVA	9
C5.2	NO	1600 kVA	9
C5.3	SI	1600 kVA	9
C5.4	NO	1600 kVA	8
C5.5	NO	1600 kVA	9
C5.6	SI	1600 kVA	9
C6.1	SI	1600 kVA	9
C6.2	NO	1600 kVA	9
C6.3	SI	1600 kVA	9
C6.4	NO	1600 kVA	9
C6.5	SI	1600 kVA	9
C6.6	NO	1600 kVA	8
C7.1	SI	1600 kVA	9
C7.2	NO	1600 kVA	9
C7.3	SI	1600 kVA	9
C7.4	NO	1600 kVA	9
C7.5	SI	800 kVA	4
C B1.1	SI	1600 kVA	9
C B1.2	SI	1600 kVA	9
C B1.3	SI	1600 kVA	9
C B1.4	NO	1600 kVA	8
C B1.5	NO	1600 kVA	9
C B1.6	SI	1600 kVA	9
C B2.1	NO	1600 kVA	8
C B2.2	NO	1600 kVA	9
C B2.3	SI	1600 kVA	9
C B2.4	SI	1600 kVA	9
C B2.5	SI	1600 kVA	9
C B2.6	SI	1600 kVA	9

8.7 Alimentazione ausiliari

Nelle cabine di trasformazione, l'alimentazione dei servizi ausiliari sarà derivata dal quadro Q-P.INV a cui sarà installato un trasformatore 600/400 V e farà capo al quadro generale ausiliari (Q-AUX) che alimenterà:

- Gli impianti ausiliari del locale tecnico;
- La movimentazione dei tracker;
- Gli impianti di videocontrollo TVCC ed il relativo impianto di illuminazione.

Nel caso in cui il trasformatore ausiliari non sia presente, l'alimentazione del quadro ausiliari sarà derivata dalla cabina di trasformazione più vicina che ne contiene uno all'interno.

Nelle cabine utente, l'alimentazione dei servizi ausiliari sarà derivata dal quadro MT a cui sarà installato un trasformatore 15/0,400 kV e farà capo al quadro generale ausiliari (Q-AUX.U) che alimenterà gli impianti ausiliari del locale tecnico

8.8 Misura dell'energia

La delibera AEEG 88/09, "Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione", stabilisce che il responsabile del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di potenza nominale superiore a 20 kW è il produttore.

Per misurare ai fini fiscali e tariffari l'energia, negli impianti in progetto si adotteranno sistemi di misura in grado di conteggiare:

- Energia elettrica prelevata dalla rete;
- Energia elettrica immessa in rete;
- Energia prodotta dagli impianti fotovoltaici e agrivoltaici.

Se l'utente produttore dovesse prendersi la responsabilità dell'installazione e manutenzione del sistema di misura dell'energia prodotta/immessa si dovrà assicurare la conformità ai requisiti indicati nella Norma CEI 0-16.

Il sistema di misura sarà composto da un contatore statico per la misura dell'energia attiva e reattiva trifase, collegato in inserzione indiretta (mediante TV e TA).

I componenti del sistema di misura dovranno essere conformi alle norme CEI di prodotto e garantire il rispetto dei seguenti requisiti funzionali:

- 1) Misura dell'energia attiva e reattiva e della potenza attiva immessa in rete e prelevata dalla rete;
- 2) Rilevazione delle 6 curve di carico (potenza media nei 15') attiva assorbita, reattiva induttiva per energia attiva entrante, reattiva capacitiva per energia attiva uscente, attiva erogata, reattiva induttiva per energia attiva uscente e reattiva capacitiva per energia attiva entrante, con la risoluzione minima di 1 intero e 3 decimali;
- 3) Unità di misura per l'energia attiva (reattiva): kWh (kVARh);
- 4) Unità di misura per la potenza attiva: kW;
- 5) Gestione automatica dell'ora legale;
- 6) Orologio interno del contatore avente i requisiti indicati nella Norma CEI EN 62054-21 per i commutatori orari;
- 7) Interfaccia ottica per la lettura e/o programmazione locale (conforme alla Norma CEI EN 62056-21) che assicuri una velocità di trasmissione minima di 9600 bit/sec.

8.9 Impianto di messa a terra

8.9.1 Messa a terra lato cabine

L'impianto di messa a terra sarà costituito:

- dagli schermi metallici dei cavi MT, collegati a terra ad entrambe le estremità;
- dagli anelli di terra delle cabine, realizzati con tondino in rame di sezione almeno 50 mm²;
- da n. 4 picchetti in acciaio zincato, lunghezza almeno 1,5 m, posti ai vertici dell'anello delle cabine;
- dai nodi di terra delle cabine e dai conduttori di protezione ed equipotenziali.

All'impianto di terra dovranno essere collegate tutte le masse, le masse estranee, ed il conduttore neutro.

8.9.2 Messa a terra lato campo fotovoltaico

L'impianto di messa a terra sarà costituito:

- dalle strutture metalliche di sostegno dei moduli fotovoltaici collegate alla terra del capannone;
- dagli anelli di terra dei campi fotovoltaici, realizzati con tondino in rame di sezione almeno 35 mm²;
- dai collegamenti alla terra dell'impianto fotovoltaico posizionati nei quadri di controllo.

All'impianto di terra dovranno essere collegate tutte le masse e le masse estranee dell'impianto.

La determinazione della sezione del conduttore di protezione è calcolata con la formula:

$$S_p^2 \cdot K^2 = I^2 \cdot t$$

S_p = Sezione del conduttore di protezione;

I = Corrente di guasto che percorre il conduttore di protezione per un guasto franco a massa;

t = Tempo di intervento del dispositivo di protezione;

K = Valore caratteristico del conduttore.

8.10 Software per la visualizzazione, monitoraggio, telesorveglianza

Sarà previsto un sistema software per la visualizzazione, il monitoraggio, la messa in servizio e la gestione degli impianti. Mediante un PC collegato direttamente o tramite modem si potrà disporre di una serie di funzioni che informano costantemente sullo stato e sui parametri elettrici e ambientali relativi agli impianti fotovoltaico.

In particolare, sarà possibile accedere alle seguenti funzioni:

- Schema elettrico del sistema;
- Pannello di comando;
- Oscilloscopio;
- Memoria eventi;
- Dati di processo;
- Archivio dati e parametri d'esercizio;
- Analisi dati e parametri d'esercizio.

La comunicazione tra gli impianti fotovoltaici e il terminale di controllo e supervisione avverrà tramite protocolli Industrial Ethernet o PROFIBUS.

Il software per il monitoraggio sarà fornito da terzi, ne esistono infatti diversi modelli sul mercato, ottimizzati in base alla coltura ed alle esigenze dell'azienda. Tali software, grazie alla moderna tecnologia informatica, permettono all'utente di accedere da remoto tramite pc o anche dallo smartphone tramite apposite applicazioni, permettendo all'agricoltore un monitoraggio continuo e costante dei dati. Molti dei suddetti software sono sufficientemente avanzati da poter essere utilizzati anche da personale con pochissima esperienza nell'uso dei sistemi informatici.

8.11 Impianto di video sorveglianza

Gli impianti saranno dotato di sistema di videosorveglianza dimensionato per coprire l'intera area di pertinenza degli impianti e composto da barriere perimetrali a fasci infrarossi, telecamere e combinatori telefonici GSM con modulo integrato.

8.12 Stazione di monitoraggio dati ambientali

La stazione di monitoraggio rappresenta il vero e proprio centro del controllo ambientale e telemetrico degli impianti agrivoltaici, nella quale si implementano sistemi scada e di rete ad alta tecnologia, in cui confluiscono i dati provenienti dai punti di rilevamento della rete controllo del parco stesso. All'interno di tale spazio gli addetti ai lavori provvederanno all'analisi dei dati, ad attivare possibili azioni diagnostiche e correttive del caso, e ad usufruire di vani adibiti a magazzino. Si prevede che la stazione di monitoraggio sia installata in una delle cabine di trasformazione.

L'impianto sarà dotato di un sistema, costituito da:

- Stazione principale, dotata dei tradizionali sensori meteo-climatici (pioggia, vento, radiazione solare, pressione atmosferica),
- Unità di sensori micro-climatici wireless (temperatura, umidità dell'aria, bagnatura fogliare, umidità del terreno) posizionate all'interno degli appezzamenti.

Le unità wireless, acquisiscono i dati micro-climatici e li trasmettono via radio alla stazione principale. Questa, disponendo di un sistema GSM-GPRS e della relativa SIM, trasmette tutti i dati ad un centro servizi con il quale si attiverà una convenzione. Gli utenti convenzionati possono quindi visualizzare tutti i dati (sia in tempo reale che storici) ed utilizzare i modelli che elaborano tali dati e che sono necessari per fare fronte alle diverse esigenze agronomiche.



Figura 41: Stazione principale e sensori meteo climatici

Il sistema offrirà, oltre all'analisi dei dati raccolti, anche modelli per l'analisi dello sviluppo e/o del rischio di infezione delle principali avversità fitosanitarie (in base alla coltura). Per ciascun punto di rilevazione il sistema valuta le condizioni micro-climatiche in relazione ai diversi cicli di sviluppo dei patogeni, con particolare riferimento alle temperature ed alle ore di bagnatura fogliare (distinguendo tra pagina superiore e inferiore delle foglie) rilevate all'interno della chioma e/o al livello della vegetazione, caratteristica essenziale per ottenere una maggiore affidabilità dei modelli agronomici. Con l'ausilio di questi modelli, gli agronomi possono avere dati oggettivi e misurabili per decidere le migliori strategie fitosanitarie e verificare l'efficacia dei trattamenti effettuati.

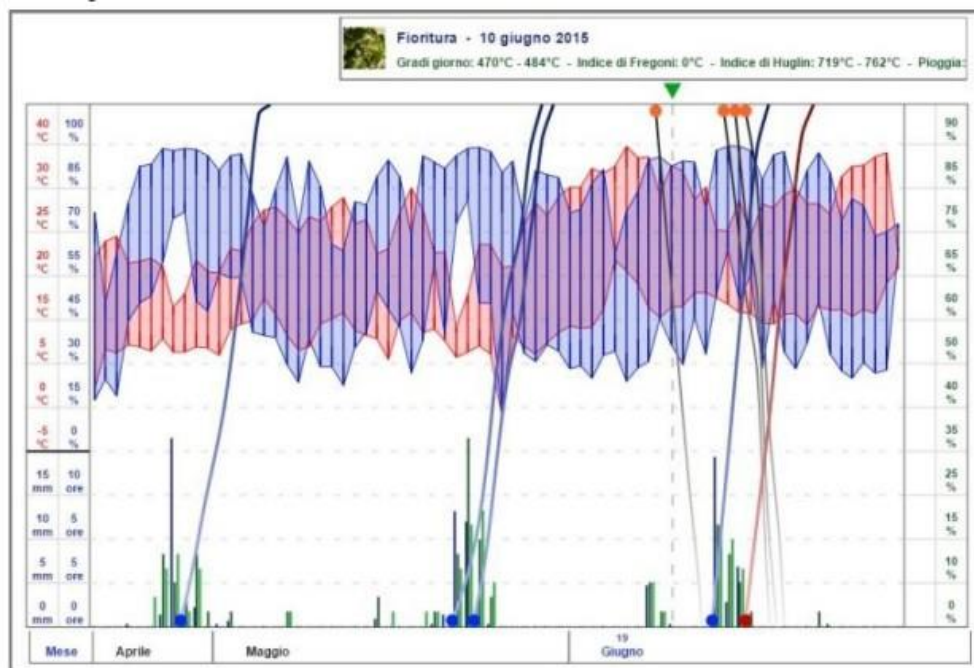


Figura 42: Esempio di un grafico riguardante il rischio di infezione delle principali fitopatologie

Il sistema proposto prevede anche un modello di calcolo del fabbisogno idrico della pianta, in relazione alle condizioni meteo-climatiche ed allo stadio di sviluppo della coltura. Tramite tali modelli, il sistema restituisce, giorno per giorno ed in ciascun punto di misura, il quantitativo di acqua persa per evaporazione dal suolo e traspirazione della pianta, traducendo le quantità in litri per metro quadrato. In aggiunta, i sensori volumetrici di misura dell'umidità del suolo consentono di misurare in modo accurato la percentuale di acqua nel terreno, a più profondità. Anche in assenza di impianto di irrigazione, queste informazioni sono di grandissima utilità per decidere le lavorazioni del terreno e la gestione dell'apparato fogliare.

Per un approfondimento su queste tematiche, si rimanda all'elaborato "DTG_010_VERIFICA DEI REQUISITI LINEE GUIDA AGRIVOLTAICO"

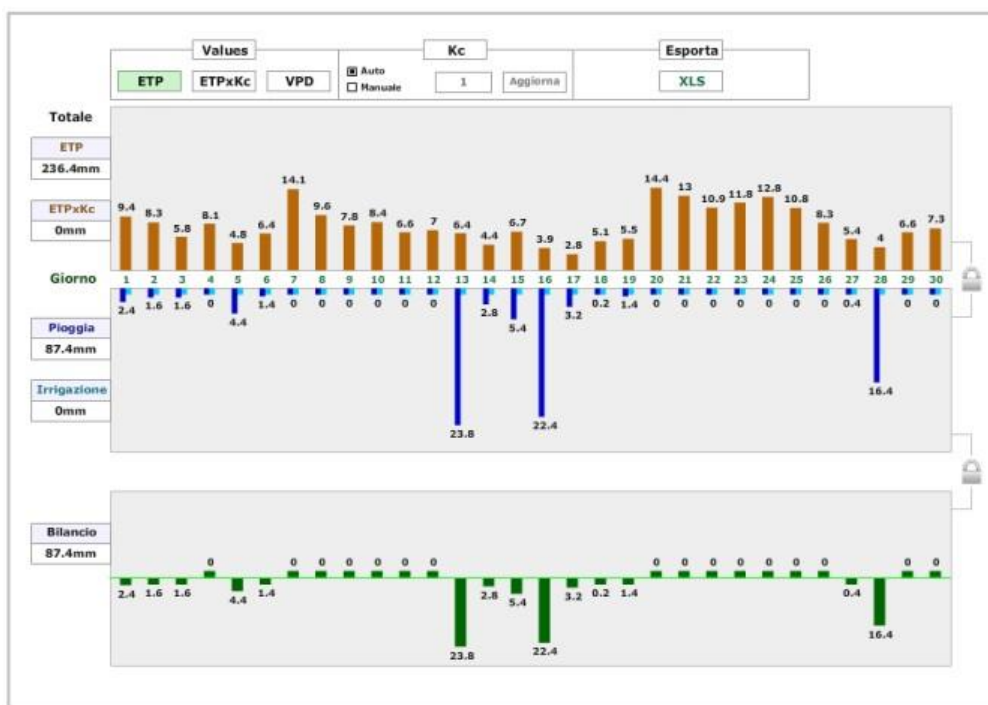


Figura 43: Esempio di un grafico per il calcolo del fabbisogno idrico

Tutti i dati raccolti saranno archiviati permanentemente in apposito database, consultabile in tempo reale. Sarà quindi possibile redigere relazioni annuali, con l'indicazione dei dati medi e cumulati delle varie grandezze meteorologiche, e comparare tali dati con le esigenze agronomiche del prato polifita. Inoltre, sarà possibile estrapolare da tali dati degli indicatori per l'effetto di mitigazione del cambiamento climatico.

8.13 Descrizione dell'attività agricola

La scelta del piano colturale, è conseguenza dell'attuale utilizzo delle superfici e delle specifiche conoscenze dell'imprenditore agricolo che li conduce. Sono quindi state escluse le tipologie di coltivazione che richiedono un uso intensivo del suolo, un elevato grado di meccanizzazione e specializzazione tecnica, un elevato fabbisogno idrico e una gestione fitosanitaria complessa.

I piani colturali effettivamente attuabili si riconducono agli utilizzi tipici già praticati nella tipologia agricola locale, con la scelta di una rotazione poliennale tra un prato polifita costituito da un miscuglio di essenze foraggere e un prato permanente di medica. La rotazione così definita comporterà innumerevoli vantaggi in termini ambientali, di salvaguardia del suolo ma anche produttivi. La presenza per 3 o 4 anni del medicaio consente la fissazione dell'azoto atmosferico nel terreno con conseguente minore esigenza in termini di concimazioni minerali di tipo azotato. Il successivo ciclo di foraggere, in prevalenza graminacee, beneficerà degli apporti naturali di azoto al terreno, consentendo un elevato vigore della vegetazione una maggiore qualità dal punto di vista nutrizionale.

Considerate le caratteristiche tecniche dell'impianto agrivoltaico, costituito da file di inseguitori mobili la cui ombra si sposta gradualmente durante l'arco della giornata, vengono mitigati gli effetti estremi derivanti dall'eccessivo ombreggiamento con formazione di superfici sterili e dall'eccessivo soleggiamento, la migliore soluzione colturale è rappresentata da una coltura foraggiera permanente, costituita da un insieme di più specie foraggere e periodicamente traseminati mediante semina diretta senza lavorazione del terreno, al fine di mantenere una elevata produttività e una stabilità della composizione floristica.

Il prato polifita stabile è costituito da un assortimento di specie foraggere appartenenti alle famiglie delle graminacee e delle leguminose, garantendo in questo modo, oltre alla biodiversità vegetale, un elevato grado di biodiversità tra la fauna e la flora terricola e per la fauna selvatica che trova rifugio nel prato. Molte di queste specie inoltre, sono di interesse mellifero e costituiscono parte dell'habitat per le api selvatiche e domestiche.

Il prato polifita è permanente, ed in quanto tale non sono necessarie rotazioni e lavorazioni periodiche del terreno. Tale condizione favorisce la stabilità e la conservazione se non il miglioramento della sostanza organica del suolo, e di conseguenza il mantenimento di produzioni foraggere adeguate.

La presenza permanente del cotico erboso inoltre favorisce il movimento dei mezzi meccanici sia agricoli che dedicati a operazioni di manutenzione e mantenimento dei moduli fotovoltaici. La presenza delle graminacee garantisce la produzione di foraggi ricchi di energia e fibra. La presenza delle leguminose ha una azione di miglioramento del terreno tramite la fissazione dell'azoto atmosferico, che fornendo una concimazione azotata al terreno favorisce la crescita delle graminacee, nel contempo garantendo ai foraggi un adeguato valore proteico.

Il prato stabile non irriguo, in condizioni favorevoli può fornire negli ambienti mediterranei, anche 2 sfalci annuali, con una produzione foraggera stimabile intorno ai 50 quintali / ettaro, derivante principalmente dal primo sfalcio. Il fieno ricavato è impiegabile nell'alimentazione principalmente di bovini e ovini. Le superfici a prato polifita permanente, compatibilmente con la dimensione dei tracker, possono essere pascolate dagli ovini, preferibilmente nel periodo estivo post raccolta foraggi.

Le superfici saranno oggetto di concimazione organica e minerale nel periodo autunnale.

I prati stabili sono oggetto di tutela normativa dopo cinque anni di permanenza sul terreno, al fine di mantenere l'equilibrio ecologico creatosi, con tutti i benefici in termini di biodiversità floristica e faunistica.

Ultimo, ma non per importanza, è il fenomeno di ritenzione del carbonio atmosferico apportato dalla permanenza del prato polifita. Tale pratica, nota come *Carbon Farming* è promossa dalla Comunità Europea fra gli strumenti di contrasto al cambiamento climatico.

Per un ulteriore approfondimento si invita alla lettura della *DTG_041_RELAZIONE AGRONOMICA*.

8.14 Impianto di irrigazione

La tipologia di coltivazioni sopra descritte, che richiede una quantità di acqua non indifferente, implica la necessaria realizzazione di una infrastruttura irrigua. A progetto è prevista la realizzazione di un impianto di sub-irrigazione, comprensivo di sistema di iniezione controllata di fertilizzanti nel circuito idrico (fertirrigazione).

La sub-irrigazione a goccia, che è caratterizzata da efficienze idriche maggiori del 95%, permette di avere un controllo più completo delle risorse che vengono consumate e quindi di uno spreco minore di acqua e fertilizzanti. Il reticolo idrico interrato composto da ali gocciolanti permette di avere una portata di 0.8-1.6 l/h per singolo punto e la profondità di installazione, compresa tra 20 e 35 cm, permette di evitare l'evaporazione ed il riaffioro.

In seguito sono mostrate lo schema degli impianti di irrigazione:

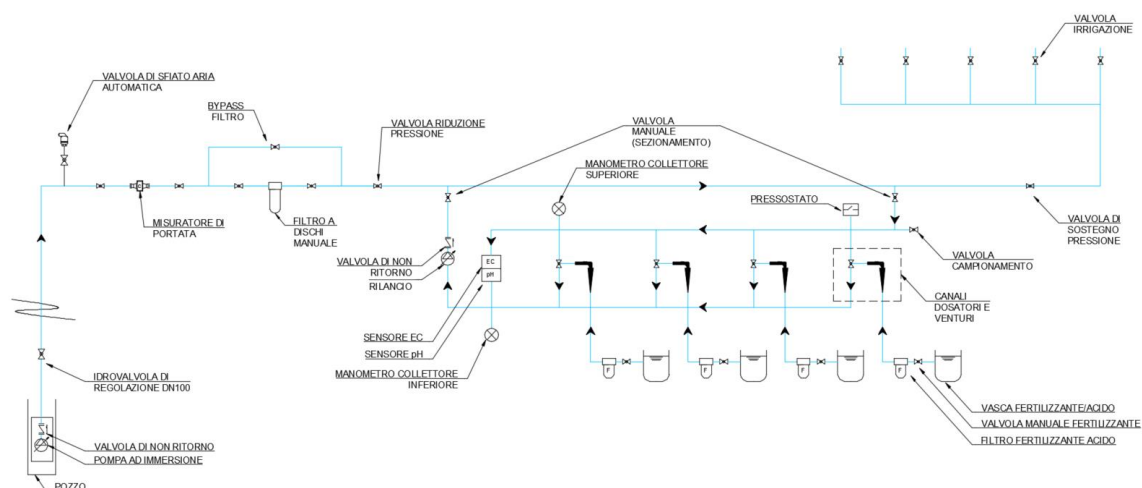


Figura 44: Schematico impianto di irrigazione

Per ulteriori informazioni si faccia riferimento ai seguenti elaborati grafici:

- “ELG_329_ Impianto di irrigazione - planimetria e schematico lotto 1”
- “ELG_329_ Impianto di irrigazione - planimetria e schematico lotto 2”
- “ELG_329_ Impianto di irrigazione - planimetria e schematico lotto 3”

9 OPERE ACCESSORIE

9.1 Sistemazione dell'area e viabilità

Ai fini di assicurare un'ottimale costruzione e gestione della centrale fotovoltaica, il progetto ha previsto la realizzazione *ex novo* di una viabilità di servizio funzionale alle operazioni di costruzione ed ordinaria gestione degli impianti, come mostrato negli elaborati grafici allegati.

L'area sarà accessibile da ingressi posizionati in corrispondenza della viabilità locale.

La carreggiata stradale della viabilità di impianto presenterà una larghezza massima di 4 metri. La massicciata stradale sarà formata da una soprastruttura in misto stabilizzato di 0.10 m. Lo strato di fondazione sarà composto da un aggregato che potrà essere costituito da pietrisco e detriti di cava o di frantoio o materiale reperito in sito oppure da una miscela di materiali di diversa provenienza, in proporzioni da stabilirsi in sede di progettazione esecutiva.

Le carreggiate saranno conformate trasversalmente conferendo una pendenza dell'ordine del 2,5% per garantire il drenaggio ed evitare ristagni delle acque meteoriche. La viabilità interna si estenderà complessivamente per circa 47655 m².

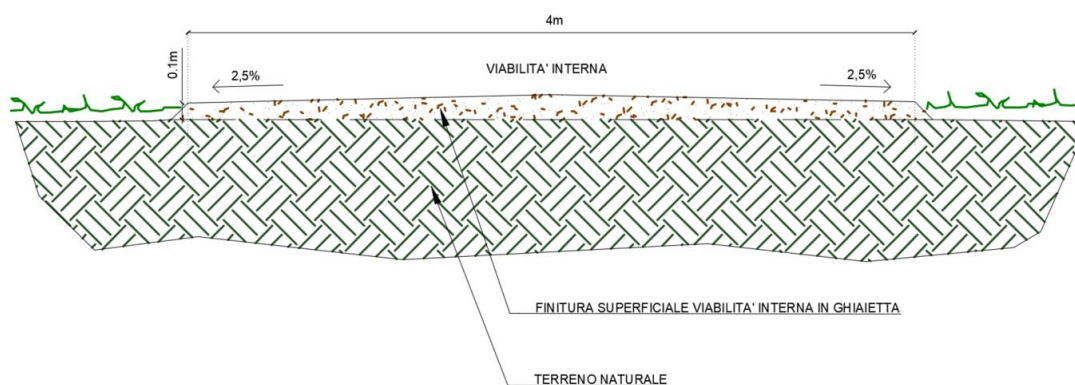


Figura 45 - Sezione tipo Viabilità interna

9.2 Recinzione e cancello

Al perimetro degli impianti FV è prevista la realizzazione di una recinzione in rete metallica plastificata a maglia romboidale sostenuta da pali infissi in ferro zincato.

I sostegni in ferro zincato, dell'altezza di circa 2.0 metri verranno conficcati nel terreno per una profondità pari a 0,5 m. Questi presenteranno giunti di fissaggio laterale della rete sul palo e giunti in metallo per il fissaggio di angoli retti e ottusi.

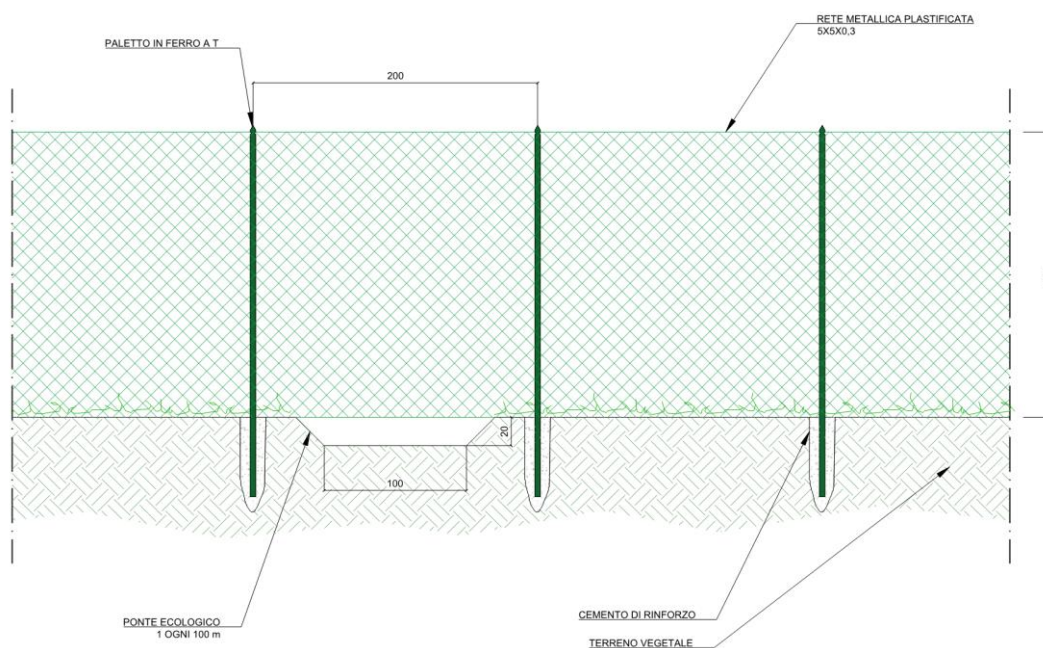


Figura 46 - Recinzione - Prospetto

Essa sarà costituita da una rete metallica di altezza 200 cm, sostenuta da pali in acciaio zincato infissi nel terreno.

Data la presenza di recinzioni di notevole lunghezza, al fine di prevenire le possibili ripercussioni negative in termini di deframmentazione degli habitat, sono state previste delle aperture ogni 20 m di altezza pari 30 cm ed ampiezza 100 cm circa, al fine di consentire il libero transito della piccola fauna selvatica del luogo dall'esterno all'interno e viceversa. Come si evince infatti dalla sezione tipo sopra riportata, le scelte progettuali effettuate permetteranno il passaggio della piccola fauna all'interno o all'esterno degli impianti, in modo da scongiurare qualsivoglia frattura naturalistica.

Per l'accesso entro i siti di impianto dovranno realizzarsi dei cancelli realizzati in profilati di acciaio, assemblati tramite saldatura elettrica, verniciati e rete metallica in tondini di diametro 6 mm con passo della maglia di 15 cm, come da disegno di progetto. Il cancello è costituito da due ante a bandiera di altezza 2,40 m e di larghezza di 2,5 m, per una luce totale di 5 m, completo di paletto di fermo centrale e chiusura a lucchetto.

In alternativa alla tipologia sopra descritta, ove richiesto dalla D.L., i cancelli potranno essere realizzati in profilati scatolari di acciaio, assemblati per saldatura elettrica e successivamente zincati a caldo, con tamponamento delle ante in pannelli grigliati fusi elettricamente di acciaio zincato (a maglia quadrata di 60 x 60 mm circa costituita da piatti verticali di 25 x 3 mm collegati orizzontalmente da tondi del diametro 5 mm) solidarizzati al telaio mediante bulloneria inamovibile.

In ogni caso le cerniere dovranno essere in acciaio inox ed andranno opportunamente applicate ai pilastri di sostegno (in c.a. o in acciaio).

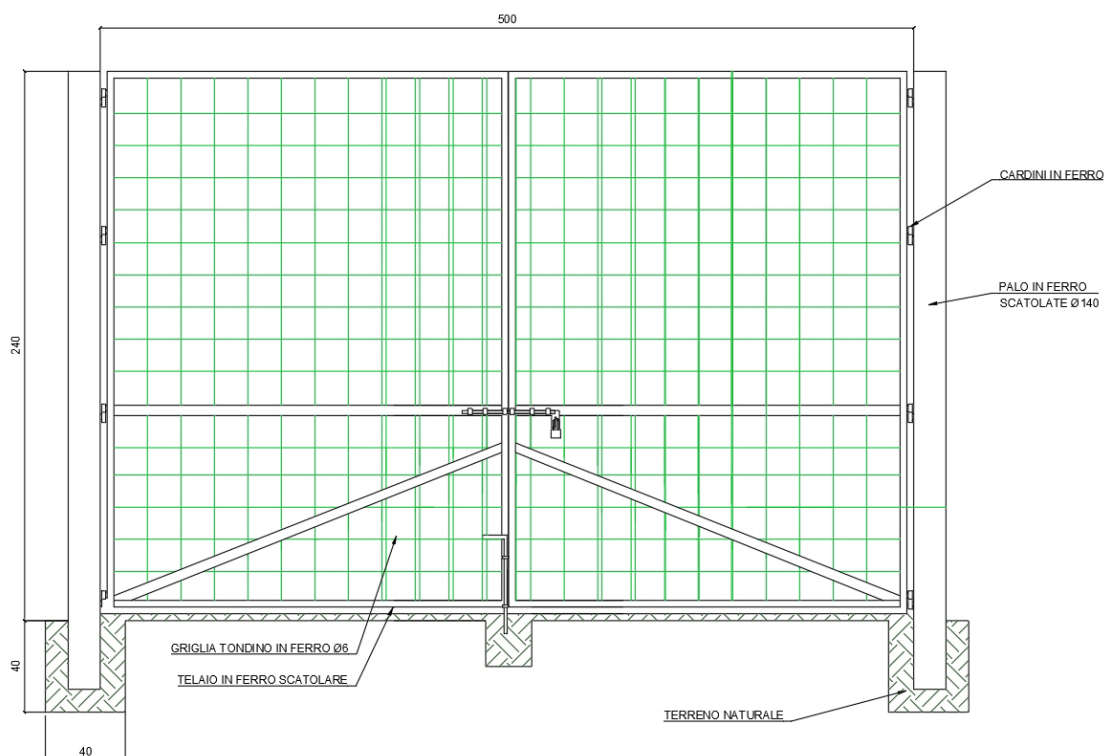


Figura 47 - Prospetto cancello di ingresso

9.3 Scavi per posa cavidotti

Le operazioni di scavo da attuarsi nell'ambito della costruzione degli impianti fotovoltaici e agrivoltaici devono principalmente riferirsi all'approntamento degli elettrodotti interrati per la distribuzione BT e MT di impianto e la realizzazione della dorsale MT di collegamento tra la cabina di consegna e il punto di inserimento sulla linea elettrica nazionale.

Per la posa dei cavidotti interrati verrà effettuato uno scavo a sezione obbligata di larghezza di 35 cm o 60 cm, ed avente una profondità di 100 cm. Lo scavo sarà riempito per i primi 30 cm con sabbia, mentre la parte rimanente verrà costipata con materiale proveniente dagli scavi. Il ricoprimento finale sarà effettuato avendo cura di ripristinare la superficie esistente interessata dallo scavo quale può essere la strada sterrata, il terreno di coltivo o il cotico erboso presente a bordo strada.

I cavidotti all'interno del campo fotovoltaico verranno posati senza l'utilizzo del corrugato di protezione eccezione fatta per la fibra ottica che verrà posata all'interno di un tritubo, mentre quelli posati all'esterno del perimetro dell'impianto saranno posati con corrugato di protezione. In particolare verranno posati corrugati di diametro Φ 160 per l'interramento delle linee di media tensione e corrugati Φ 110 per la posa della fibra ottica.

I cavidotti saranno segnalati mediante nastro monitore in polietilene reticolato, PVC plastificato o altri materiali di analoghe caratteristiche, conforme alla tabella ENEL DS 4285 matricola 858833. Inoltre, verranno posati dei pozzetti di ispezione di dimensione 100cm x 100cm, realizzati in calcestruzzo prefabbricato in vari punti lungo il percorso dei cavi.

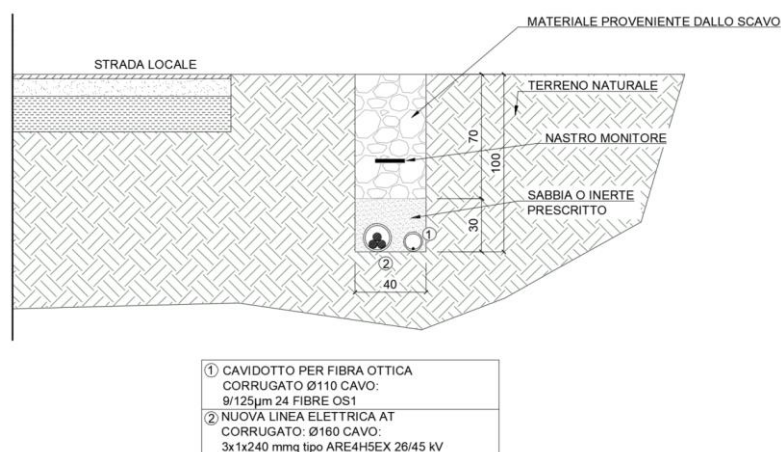
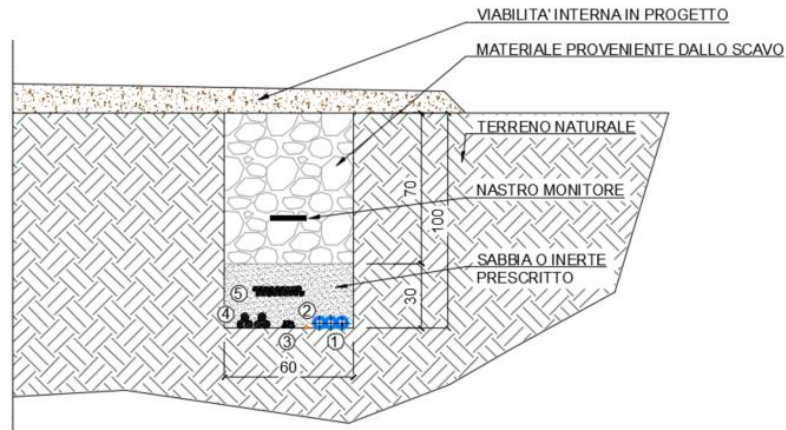


Figura 48 - Sezione tipologica di posa dei cavidotti all'esterno dei campo agrivoltaici e fotovoltaici



① TRITUBO PER FIBRA OTTICA CAVO: 50/125µm 24 FIBRE OM3
② MESSA A TERRA CORDA DI RAME NUDO SEZ. 35 mmq
③ NUOVA LINEA ELETTRICA BT-ILL., VIDEO E TRACKER CAVI: - 2x3G16 mmq tipo FG16OR16 0,6/1kV - 4x3G6 mmq tipo FG16OR16 0,6/1kV
④ NUOVA LINEA ELETTRICA AT CAVO: - 3x1x95 mmq tipo ARE4H5EX 26/45 kV - 3x1x95 mmq tipo ARE4H5EX 26/45 kV
⑤ NUOVA LINEA ELETTRICA BT CAVI: - 6x(3x1x150) mmq tipo FG16R16 0,6/1 kV

N.B.: il numero di cavi nelle linee identificate con i numeri 3 e 5 può variare in funzione della posizione del dettaglio

Figura 49 - Sezione tipologica posa cavidotti all'interno dei campo agrivoltaici e fotovoltaici

La fase di scavo prevede l'utilizzo di un escavatore a braccio rovescio dotato di benna, che scaverà e deporrà il materiale a bordo trincea; previa verifica positiva dei requisiti stabiliti dal D.M. 120/2017 (*Regolamento recante la disciplina semplificata della gestione delle terre e rocce da scavo, ai sensi dell'articolo 8 del decreto-legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 novembre 2014, n. 164*), il materiale sarà successivamente messo in opera per il riempimento degli scavi, assicurando un recupero pressoché integrale dei terreni asportati.

L'eventuale materiale in esubero stazionerà provvisoriamente ai bordi dello scavo e, al procedere dei lavori di realizzazione dei cavidotti, sarà caricato su camion per essere trasportato all'esterno del cantiere presso centri di recupero/smaltimento autorizzati.

9.4 Attraversamenti mediante trivellazione TOC

La distribuzione dei cavidotti è effettuata principalmente tramite la posa di corrugati interrati negli scavi. Tuttavia, in situazioni dove gli scavi tradizionali non sono fattibili, si ricorre alla Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC) per l'installazione dei corrugati. Questa tecnica si è resa necessaria per l'attraversamento della strada statale SS131 "Carlo Felice" e della SP56, nonché per attraversare una condotta idrica in occasione del progetto di ricollocazione di una linea di media tensione precedentemente situata all'interno dell'impianto Truncu Reale 6.

Questa tecnica di scavo prevede l'utilizzo di una perforatrice in grado di spingere e ruotare delle aste di perforazione ad inclinazioni variabili, tramite le quali è possibile realizzare un percorso sotterraneo anche con tratti curvilinei. Il foro pilota così realizzato non è sufficientemente largo per la posa dei cavidotti, per cui la lavorazione prevede una successiva fase di allargamento dello scavo tramite un utensile (alesatore) montato in testa a aste di acciaio e tirato a ritroso lungo il percorso sotterraneo.

Di seguito vengono illustrate le varie fasi della Trivellazione Orizzontale Controllata

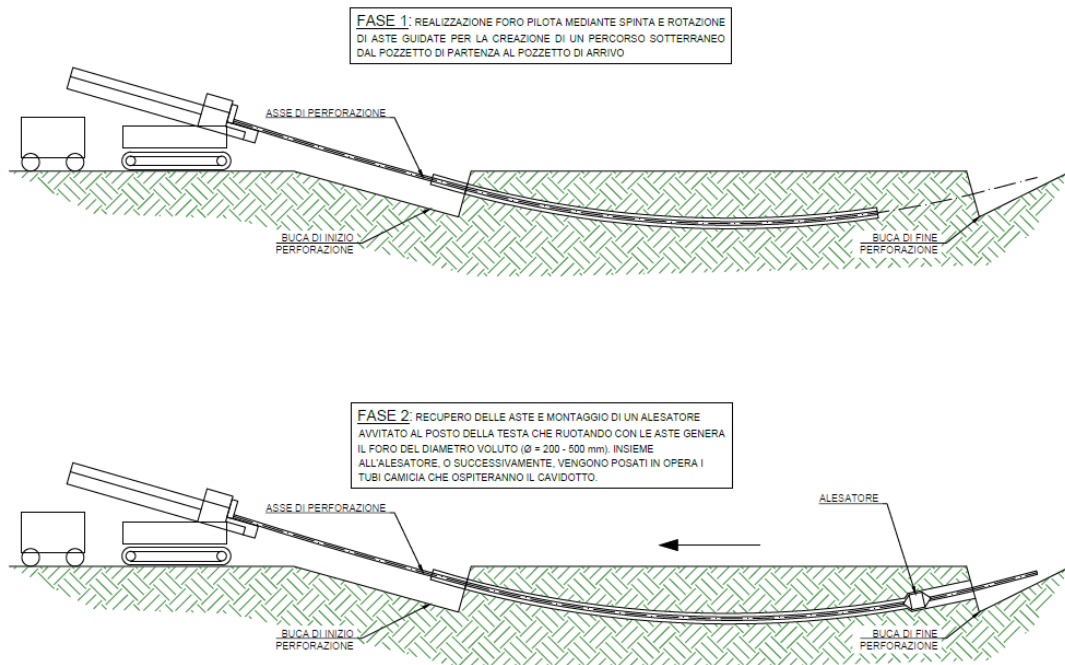


Figura 50 - Metodologia di posa tramite trivellazione TOC

Per ulteriori informazioni si faccia riferimento ai seguenti elaborati grafici:

- “ELG_317_ Planimetria Interferenze con reti e sottoreti – Lotto 2
- “ELG_322_ Cavidotto - attraversamento TOC SS131 Carlo Felice”
- “ELG_329_ Planimetria tracciato cavidotto lungo SP56”
- “ELG_329_ Sezioni di posa cavidotto lungo SP56

10 DESCRIZIONE DEL PROCESSO COSTRUTTIVO

Nel seguito, sarà fornita una sintetica descrizione delle attività costruttive finalizzate alla realizzazione degli impianti in oggetto.

10.1 Indicazioni generali per l'esecuzione dei lavori

I lavori dovranno essere eseguiti a regola d'arte da impresa abilitata secondo i criteri di sicurezza individuati dal testo unico della sicurezza e nella legislazione vigente in materia di sicurezza degli impianti.

L'impresa esecutrice dovrà disporre in organico di personale adeguatamente qualificato per l'esecuzione di lavorazioni che comportano rischio elettrico secondo la norma CEI 11-27.

10.2 Descrizione del contesto in cui è situata l'area di cantiere

Il cantiere destinato alla realizzazione degli impianti fotovoltaici e agrivoltaici previsti è ubicato all'interno di ogni singolo lotto. Le aree adatte per l'installazione dei baraccamenti, la delimitazione delle zone di deposito e lavorazione saranno individuate all'interno di ciascuna delle zone di insediamento previste nell'area in questione.

L'accesso ai cantieri è assicurato dalla presenza della viabilità locale, che per dimensioni e caratteristiche costruttive, risulta adeguata al transito dei mezzi d'opera. In particolare, l'accesso alle aree di impianto del lotto 3 potrà avvenire dalla Strada Provinciale 56 accendendo alla esistente viabilità vicinale che conduce alle aree di intervento e attraverso una strada sterrata esistente connessa alla Strada Vicinale "La Crucca Baiona". Per accedere invece alle aree di impianto del lotto 1 e del lotto 2, sarà necessario percorrere le strade vicinali "Ponti Pizzinnu" e "La Maccia Guietta".

Per ulteriori dettagli si faccia riferimento ai seguenti elaborati grafici:

- "ELG_323_Planimetria aree logistiche di cantiere - Lotto 1".
- "ELG_324_Planimetria aree logistiche di cantiere – Lotto 2".
- "ELG_325_Planimetria aree logistiche di cantiere – Lotto 3".

10.3 Principali lavorazioni previste

L'individuazione, l'analisi e la valutazione delle lavorazioni e dei rischi ad esse correlati sarà oggetto di specifica analisi in sede di progettazione esecutiva; Inoltre, in tale fase si procederà alla definizione delle procedure organizzative e misure preventive e protettive in materia di sicurezza.

In questa sede possono comunque individuarsi le seguenti fasi lavorative principali:

- 1) **allestimento cantiere:** l'allestimento del cantiere costituisce la prima fase lavorativa della costruzione. L'allestimento e l'organizzazione di un cantiere edile comportano una serie di attività, quali, a titolo esemplificativo:
 - la costruzione di recinzione;
 - l'individuazione e l'allestimento degli accessi (sia pedonali che carrabili);
 - la realizzazione degli impianti di cantiere (acqua, elettricità, ecc.);
 - la realizzazione degli impianti di messa a terra;
 - il picchettamento;
 - l'individuazione e allestimento degli spazi di lavorazione (banco del ferraiolo, betoniera, molazza, ecc.).

Durante i lavori dovrà essere assicurato che il movimento di mezzi d'opera e personale avvenga in condizioni di sicurezza. A questo scopo, all'interno del cantiere dovranno essere approntate adeguate vie di circolazione carrabile e pedonale, corredate di appropriata segnaletica.

- 2) **Realizzazione degli impianti elettrico del cantiere:** tale fase prevede la posa in opera degli impianti elettrico del cantiere per l'alimentazione di tutte le apparecchiature elettriche, compresi quadri, interruttori di protezione, cavi, prese e spine, ecc.
- 3) **Scarico/Installazione di macchine varie di cantiere** (tipo betoniera, molazza, piegaferri/tranciatrice, sega circolare, ecc.): durante le fasi di scarico dei materiali sarà necessario vietare l'avvicinamento del personale e di terzi al mezzo di trasporto e all'area di operatività della gru idraulica del medesimo, mediante avvisi e sbarramenti. L'operatività del mezzo di trasporto dovrà essere segnalata tramite il girofaro. Gli autocarri in manovra devono essere assistiti da terra.

- 4) **Montaggio pannelli FV su inseguitori mono assiali e collegamento agli inverter:** l'attività comprende l'infissione dei sostegni verticali dei *tracker*, l'approvvigionamento, il sollevamento ed il montaggio dei componenti degli inseguitori fotovoltaici, e il loro fissaggio ai sostegni verticali; il montaggio di supporti per pannelli fotovoltaici costituiti da elementi idonei al fissaggio su piano inclinato; il sollevamento dei pannelli fotovoltaici e loro fissaggio ai supporti precedentemente montati; l'installazione degli inverter di conversione DC/AC e il collegamento delle stringhe di pannelli fotovoltaici. Data l'impossibilità pratica di porre il sistema fuori tensione alla presenza di luce solare si indicherà con opportuna segnaletica tale situazione di potenziale pericolo.
- 5) **Montaggio di cabine prefabbricate per l'alloggiamento dei quadri elettrici BT e MT:** durante le fasi di scarico dei materiali occorrerà vietare l'avvicinamento del personale e di terzi al mezzo di trasporto e all'area di operatività della gru idraulica del medesimo, mediante avvisi e sbarramenti. Il passaggio dei carichi sopra i lavoratori durante il sollevamento e il trasporto dei carichi dovrà essere vietato. Tutti i collegamenti elettrici dovranno essere eseguiti "fuori tensione".
- 6) **Realizzazione canalizzazioni e posa cavidotti:** prevede la posa e disposizione dei cavi in BT per il collegamento tra gli inverter e le cabine di trasformazione im, e la posa dei cavi in MT per la connessione tra le diverse cabine e per il collegamento alla rete elettrica nazionale.
- 7) **Collaudo e messa in servizio:** La fase di collaudo prevede l'esecuzione di verifiche tecniche funzionali da effettuarsi al termine dei lavori di installazione (corretto funzionamento degli impianti nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione, continuità elettrica e connessioni tra moduli, messa a terra di masse e scaricatori, ecc.).
- 8) **Smobilizzo del cantiere:** consiste nella rimozione del cantiere realizzata attraverso lo smontaggio delle postazioni di lavoro fisse, di tutti gli impianti di cantiere, delle opere provvisorie e di protezione, della recinzione posta in opera all'insediamento del cantiere stesso ed il caricamento di tutte le attrezzature, macchine e materiali eventualmente presenti, su autocarri per l'allontanamento.

10.4 Impianto elettrico di cantiere

All'origine degli impianti deve essere previsto un quadro contenente i dispositivi di sezionamento, di comando e di protezione. L'impianto elettrico di cantiere dovrà essere dotato di interruttore generale magnetotermico differenziale con $I_{dn} = 0,03 \text{ A}$ e P.I. = 6kA. Deve essere previsto un dispositivo per l'interruzione di emergenza dell'alimentazione per tutti gli utilizzatori per i quali è necessario interrompere tutti i conduttori attivi per eliminare il pericolo.

La protezione contro i contatti diretti può essere assicurata da:

- protezione mediante isolamento delle parti attive, involucri o barriere (rimovibili solo con l'uso di una chiave o di un attrezzo), ostacoli che impediscono l'avvicinamento non intenzionale con parti attive;
- uso dell'interruttore differenziale con $I_{dn} \leq 30 \text{ mA}$ (protezione aggiuntiva contro i contatti diretti in caso di insuccesso delle altre misure di protezione).

La protezione contro i contatti indiretti sarà assicurata da:

- protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione. Per i cantieri la tensione limite di contatto (UL) è limitata a 25V c.a.;
- protezione mediante componenti elettrici di classe II o con isolamento equivalente.

Le prese e spine previste per i cantieri saranno a norma CEI 23-12/1 e approvate da IMQ, il grado di protezione minimo deve essere IP43.

Le prese a spina devono essere protette da un interruttore differenziale da 30 mA (non più di 6 prese per interruttore), secondo quanto prescritto dalla CEI 64-8/7

I cavi flessibili degli apparecchi utilizzatori (p.es. avvolgicavi e tavolette multiple) devono essere del tipo H07RN-F, oppure di tipo equivalente ai fini della resistenza all'acqua e all'abrasione.

10.5 Precauzioni aggiuntive con impianti FV

Dal punto di vista della sicurezza, il generatore fotovoltaico è una fonte energetica non interrompibile, data l'impossibilità pratica di porre il sistema fuori tensione alla presenza di luce solare, sia in fase di costruzione del generatore fotovoltaico, sia in occasione della sua manutenzione.

In caso di intervento delle protezioni, comandando i dispositivi di apertura lato c.c., si determina l'innalzamento della tensione del generatore fotovoltaico e il mantenimento di eventuali archi elettrici che si fossero creati sui circuiti c.c.

È necessario indicare con opportuna segnaletica (*Figura 51*) tale situazione di pericolo durante l'installazione e manutenzione degli impianti FV.



Figura 51 - Segnaletica da utilizzare per i lavori sugli impianti FV

10.6 Tempi di realizzazione

La durata complessiva dei lavori è indicativamente stimata in circa 24 mesi a decorre dall'apertura del cantiere. Si precisa, peraltro, come il cronoprogramma effettivo delle operazioni di cantiere potrà scaturire solo a seguito dell'elaborazione del Piano di Sicurezza e Coordinamento allegato al Progetto Esecutivo degli impianti.

11 POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE DELL'INTERVENTO A LIVELLO LOCALE

11.1 Premessa

Si riepilogano di seguito le principali ricadute ambientali positive dell'iniziativa stimabili. Esse si articolano in termini di contributo alla riduzione delle emissioni di gas serra, emissioni evitate di composti inquinanti in atmosfera e risparmio di risorse fossili non rinnovabili. In seguito vengono individuate le attività funzionali allo sviluppo e realizzazione del progetto che sono state, o verranno, realizzate facendo ricorso ad operatori e maestranze locali, secondo le distinte fasi di attuazione dell'intervento. Per una disamina più approfondita si invita alla lettura dell'elaborato "DTG_012_ ANALISI DELLE RICADUTE SOCIO-OCCUPAZIONALI".

Fase di Progettazione e Autorizzatoria

Tale fase si riferisce al conferimento di incarichi professionali ed all'affidamento di servizi per il conseguimento del titolo abilitativo alla costruzione ed esercizio degli impianti. Le attività comprendono le spese di progettazione ed i costi per le indagini.

Fase di Costruzione

Verranno eseguite con maestranze locali, come peraltro di prassi nel settore, tutte le attività non strettamente specialistiche oltreché la Direzione Lavori ed il coordinamento per la sicurezza.

Fase di Gestione Operativa

Si tratta di attività continuative lungo il ciclo di vita degli impianti (30 anni indicativamente) con coinvolgimento di maestranze locali per: ispezione e manutenzione elettrica di primo intervento, assistenza agli interventi di manutenzione programmata e straordinaria, lavaggio pannelli, manutenzione verde, sorveglianza. A tale riguardo la FIMENERGIA S.r.l. ha in programma di far riferimento ad una struttura operativa che preveda il coinvolgimento delle seguenti figure professionali incaricate: n.1 elettricista, n. 1 operaio.

11.2 Principali ricadute positive

11.2.1 Contributo alla riduzione di CO₂

Com'è noto, la produzione di energia attraverso sistemi fotovoltaici non richiede consumo di combustibili fossili e non determina emissioni di gas serra.

Tale affermazione, tuttavia, può ritenersi del tutto corretta se ci si riferisce esclusivamente alle emissioni imputabili all'energia prodotta dagli impianti durante la loro vita utile. In realtà, un bilancio completo delle emissioni di anidride carbonica imputabili alla realizzazione di un impianto fotovoltaico dovrebbe tenere in considerazione anche le emissioni di CO₂ attribuibili all'energia spesa per la realizzazione degli impianti, con riferimento al suo intero ciclo di vita, sintetizzabile nelle fasi di realizzazione dei manufatti, trasporto in situ, installazione degli impianti, esercizio e dismissione al termine della sua vita utile. Sotto questo profilo, peraltro, è acclarato che i sistemi fotovoltaici generano, nel loro arco di vita, una quantità di energia ben superiore a quella necessaria alla produzione, installazione e rimozione.

Un indicatore adeguato ad esprimere questo bilancio e frequentemente utilizzato per valutare i bilanci di energia di sistemi di produzione energetici, è quello che viene definito "tempo di ritorno dell'investimento energetico" (TRIE) calcolato come rapporto tra la somma dei fabbisogni energetici imputabili alle singole fasi del ciclo di vita di un impianto e la produzione energetica annua erogabile dagli impianti stessi. Tuttavia, spesso, a causa dell'indisponibilità di informazioni relative ai fabbisogni energetici imputabili soprattutto alle fasi di trasporto, installazione e dismissione, il TRIE viene semplicisticamente calcolato con riferimento alla sola energia di fabbricazione del sistema. In tal caso il TRIE coincide col cosiddetto *energy payback time* ovvero il tempo richiesto dagli impianti per produrre tanta energia quanta ne è stata spesa durante le fasi di produzione industriale dei pannelli fotovoltaici che lo costituiscono.

Numerosi studi dimostrano che il periodo di *payback time* è sostanzialmente lo stesso sia per le installazioni su edifici che per quelle a terra, e dipende prevalentemente dalla tecnologia e dal tipo di supporto impiegato. Nel caso di moduli cristallini tale tempo è di circa 4 anni per sistemi a tecnologia recente, mentre è di circa 2 anni per sistemi a tecnologia avanzata. Relativamente ad i cosiddetti moduli a "membrana sottile" il *payback* è di circa 3 anni impiegando tecnologie recenti e solamente di un anno circa per le tecnologie più avanzate (Figura 52).

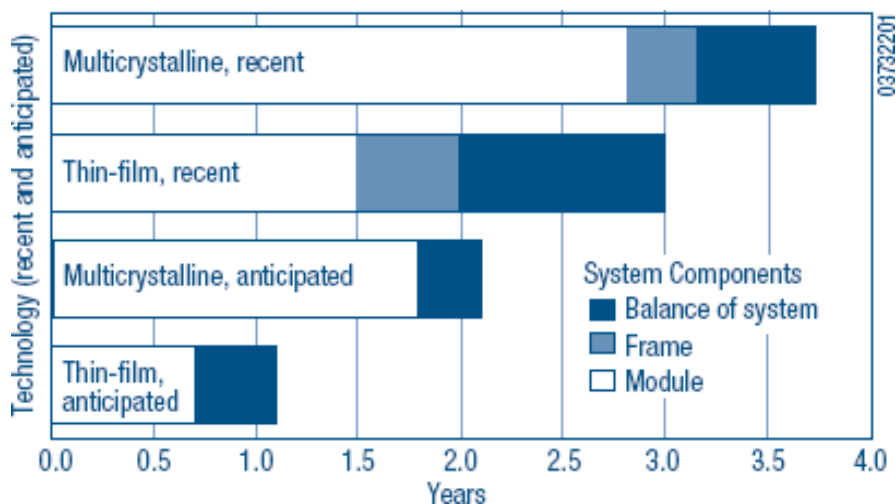


Figura 52 - Variazione dell'Energy payback per le diverse tecnologie di sistemi fotovoltaici (Fonte, U.S. Dep. of Energy)

Per quanto sopra, assumendo realisticamente un'aspettativa di vita degli impianti di circa 30 anni e supponendo un *payback time* pari a 4 anni e una producibilità al primo anno di 121,1 GWh, nell'arco della sua vita utile gli impianti in esame sarebbero in grado di produrre all'incirca $121,1 \times (30 - 4) = 3.148,60$ GWh di energia netta, a meno delle perdite di efficienza. Assumendo conservativamente una perdita di efficienza pari a 1% ogni anno, tale produzione ammonterebbe a circa 2.629,08 GWh.

Di estrema rilevanza, nella stima delle emissioni evitate da una centrale a fonte rinnovabile, è la scelta del cosiddetto "*emission factor*", ossia dell'indicatore che esprime le emissioni associate alla produzione energetica da fonti convenzionali nello specifico contesto di riferimento. Tale dato risulta estremamente variabile in funzione della miscela di combustibili utilizzati e dei presidi ambientali di ciascuna centrale da fonte fossile. Sulla base di uno studio ISPRA pubblicato nel 2019, potrebbe ragionevolmente assumersi come dato di calcolo delle emissioni di anidride carbonica evitate il valore di 0,45 kg CO₂/kWh, attribuito alla produzione termoelettrica lorda nazionale. In base a quest'ultima assunzione, le emissioni di CO₂ evitate a seguito dell'entrata in esercizio degli impianti possono valutarsi secondo le stime riportate in tabella:

ENERGIA TOTALE PRODOTTA AL NETTO DEL TRIE (MWh)	EMISSIONI SPECIFICHE EVITATE (t CO ₂ /MWh)	EMISSIONI EVITATE (tCO ₂ nella vita utile)
2.629,08	0,45	1.183.086

Tabella 5 - Stima delle emissioni di CO₂ evitate a seguito della realizzazione del progetto

11.2.2 Emissioni evitate di inquinanti atmosferici

Come espresso in precedenza, il funzionamento degli impianti fotovoltaici non origina alcuna emissione in atmosfera. La fase di esercizio non prevede, inoltre, significative movimentazioni di materiali né apprezzabili incrementi della circolazione di automezzi che possano determinare l'insorgenza di impatti negativi a carico della qualità dell'aria a livello locale.

Per contro, l'esercizio degli impianti FV, al pari di tutte le centrali a fonte rinnovabile, oltre a contribuire alla riduzione delle emissioni responsabili del drammatico progressivo acuirsi dell'effetto serra su scala planetaria, concorre apprezzabilmente al miglioramento generale della qualità dell'aria su scala territoriale. Al riguardo, con riferimento ai fattori di emissione riferiti alle caratteristiche emissive medie del parco termoelettrico Enel, la realizzazione degli impianti potrà determinare la sottrazione di ulteriori emissioni atmosferiche, associate alla produzione energetica da fonte convenzionale, responsabili del deterioramento della qualità dell'aria a livello locale e globale, ossia di Polveri, SO₂ e NOx (Tabella 4).

PRODUCIBILITÀ DEGLI IMPIANTI (GWh/anno)	PARAMETRO	EMISSIONI SPECIFICHE EVITATE (t/GWh)	EMISSIONI TOTALI EVITATE (t)
46,373	PTS	0,045	163,49
	SO ₂	0,969	3.520,38
	NOx	1,22	4.432,26

Tabella 6 - Stima delle emissioni di composti inquinanti evitate a seguito della realizzazione degli impianti in progetto

A questo proposito, peraltro, corre l'obbligo di evidenziare come gli impatti positivi sulla qualità dell'aria derivanti dallo sviluppo degli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili, sebbene misurati a livello locale possano ritenersi non significativi, acquistino una rilevanza determinante se inquadrati in una strategia complessiva di riduzione progressiva delle emissioni a livello globale, come evidenziato ed auspicato nei protocolli internazionali di settore, recepiti dalle normative nazionali e regionali.

11.2.3 Risparmio di risorse energetiche non rinnovabili

Al pari degli altri impianti alimentati da fonte rinnovabile, l'esercizio della centrale FV in progetto sarà in grado di assicurare un risparmio di fonti fossili quantificabile in circa 22.645,70 TEP (tonnellate equivalenti di petrolio) / anno, assumendo una producibilità degli impianti pari a 121.104 MWh/anno ed un consumo di 0,187 TEP/MWh (Autorità per l'energia elettrica ed il gas, 2008).

11.3 Il fotovoltaico: una componente essenziale dell'agenda 2030 per lo sviluppo sostenibile

L'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile è un programma d'azione per le persone, il pianeta e la prosperità sottoscritto nel settembre 2015 dai governi dei 193 Paesi membri dell'ONU. Fra gli obiettivi dell'Agenda vi è quello di perseguire lo sviluppo sostenibile e di assicurare la salvaguardia duratura del pianeta e delle sue risorse naturali. All'interno dell'Agenda, uno degli impegni presi per il conseguimento degli obiettivi, specificatamente l'Obiettivo 7 "*Assicurare a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili, sostenibili e moderni*", è lo sviluppo della produzione di energia da fonte rinnovabile. L'energia da fonte solare è una delle fonti rinnovabili più promettenti.

L'Italia è tra le nazioni più impegnate nello sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'energia da fonte solare e, in quanto membro dell'Unione Europea, persegue la strategia che auspica per l'Europa un ruolo guida a livello internazionale nell'azione per il clima.

La visione della Commissione Europea, prevede l'azzeramento delle emissioni nette di gas-serra entro il 2050. Alla luce di eventi geopolitici recenti, nel maggio 2022 la Commissione ha emesso il piano REPowerEU, per rendere l'Europa indipendente dalle importazioni di combustibili fossili extra UE entro il 2030. Nonostante si tratti primariamente di un programma ancora incentrato principalmente sui combustibili fossili, ampio spazio è dedicato alle fonti energetiche rinnovabili, con esplicito focus sulla diffusione più rapida delle stesse. In questo contesto, la progettazione e lo sviluppo di impianti fotovoltaici o agro-voltaici rappresenta un beneficio per la comunità in senso largo, concorrendo nel raggiungimento degli obiettivi promossi dalla Agenda 2030, dal piano RePowerEU e da altri trattati ed iniziative di carattere sovranazionale.

Il beneficio più importante, è la mancata emissione di gas serra con fonti energetiche fossili equivalenti. Come descritto nel paragrafo 11.2, infatti, gli impianti complessivamente evitano l'immissione in atmosfera di circa 1.183.086 t CO₂

Questa quantità di CO₂, per essere mitigata con altri mezzi, come la piantumazione di alberi, richiederebbe 313.400 individui pari ad un arboreto di circa 501,44 ha. Un'area molto più estesa di quella occupata dagli impianti in progetto (81 ha).

Il calcolo è stato effettuato prendendo come esempio una popolazione pura di pioppi neri (*Populus nigra*), specie arborea diffusa in gran parte del territorio nazionale e a rapido accrescimento, avente 25 anni di età e con un tasso di assorbimento di CO₂ annuo stimato di 151 kg (ISPRA). Sulla base di queste considerazioni, si può stabilire che:

Gli impianti agrivoltaici e fotovoltaici in progetto, assicurano una mitigazione delle emissioni di CO₂ più efficiente.

Per quanto riguarda gli inquinanti atmosferici, riprendendo il paragrafo 11.2.2, ovvero polveri sottili (PTS), biossido di zolfo (SO₂) e composti azotati (NO_x) si consideri, tenendo sempre come esempio il pioppo, la seguente tabella:

PARAMETRO	EMISSIONI EVITATE TOTALI (t)	ASSORBIMENTO INQUINANTI PIOPPO (t/anno)	ASSORBIMENTO IN 25 ANNI (t)	N. PIOPPI	SUP. RICHIESTA (ha)
PTS	163,49	0,0001	0,0625	2615,76	4,19
SO ₂	3520,38	0,0003	0,1875	18775,344	30,04
NO _x	4432,26	0,0001	0,0625	70916,16	113,47

Una pianta, assume contemporaneamente i composti inquinanti, ed è quindi corretto prendere come superficie minima necessaria a garantire l'assorbimento di tutte le specie inquinanti considerate, ovvero la superficie più estesa 113,47 ha. Anche in questo caso, gli impianti in progetto, con i suoi 81 ha, risultano più efficienti.

Gli impianti agrivoltaici e fotovoltaici, per le ragioni precedentemente elencate, assicurano un controllo dei composti chimici inquinanti più efficiente.

11.4 L'agrivoltaico: l'integrazione tra agricoltura, paesaggio ed energia

Il progetto di un impianto agrivoltaico possiede un innato carattere di sostenibilità che va oltre la produzione di energia da fonte rinnovabile. Esistono infatti, una serie di ricadute sul suolo e sul paesaggio, rappresentate dall'integrazione della produzione di energia, l'attività agricola ed il presidio del territorio.

Innanzitutto, la presenza del pascolo estensivo degli ovini fra i moduli fotovoltaici è un fattore di miglioramento della qualità del suolo e della biodiversità sia animale che vegetale. L'attività di pascolo negli impianti agrivoltaici è in accordo con gli indirizzi del PPR. I quali, prevedono *"...nei territori a matrice prevalentemente agricola (Nurra) incentivare e attualizzare le forme di gestione delle risorse disponibili, con un supporto ed un incremento dell'apparato produttivo e la gestione oculata e mirata dell'habitat naturale, puntando alla tutela della diversità delle produzioni e della qualità ambientale derivante da una agricoltura evoluta"* e *"Incentivare da parte delle aziende i programmi di miglioramento agricolo finalizzato all'applicazione delle direttive comunitarie, di una agricoltura ecocompatibile che ricorra a tecniche biologiche anche in vista della conservazione del suolo"*. Pertanto, gli impianti porterebbe ad un carattere sostanzialmente migliorativo dell'attività agricola.

Il carattere di temporaneità degli impianti, per cui è previsto un piano di dismissione (si veda l'elaborato DTG_007_PIANO DI DISMISSIONE), assicura un ridottissimo impatto sull'ecologia del paesaggio. L'alterazione del profilo paesaggistico e dell'uso del suolo rimane perciò temporanea e sostenibile. L'alterazione del profilo paesaggistico e dell'uso del suolo rimane perciò temporanea e sostenibile. L'ombreggiatura parziale del suolo, dovuta al movimento dei tracker monoassiali, rappresenta un importante fattore di contrasto alla desertificazione. Contrariamente a ciò che il termine potrebbe suggerire, la desertificazione può ed è avvenuta anche in contesti irrigui o ricchi di umidità. Il termine "desertificazione", infatti, racchiude una serie di fenomeni complementari che nel lungo periodo portano, come definito dalla Conferenza delle Nazioni Unite sulla Desertificazione tenutasi a Nairobi nel 1977, ad una *«riduzione o distruzione del potenziale biologico del terreno che può condurre a condizioni desertiche»*. Condizioni che si esprimono come perdita di fertilità e conseguente produttività dei suoli.

Al di sotto dei tracker si crea un microclima che permette al suolo di ritenere meglio l'acqua meteorica e mitiga gli effetti della siccità. In alcune realtà, in sinergia con l'impianto fotovoltaico, è stato installato un sistema di raccolta e distribuzione delle acque meteoriche come acque irrigue. Nell'ottica di un cambiamento climatico sempre più impattante sul regime delle acque, con un incremento drammatico delle anomalie termiche e delle precipitazioni, un fenomeno simile può avere ricadute senz'altro positive.

Infine, va considerato che la zootecnia è una attività agricola che ben si relaziona con i caratteri culturali e storici della Nurra e più generalmente della Sardegna. La presenza del pascolo estensivo di ovini si connette infatti con una tradizione millenaria, rappresentata dalla presenza sistematica nel paesaggio locale di architetture e sistemazioni fondiari dedicate. In questo senso, gli impianti agrivoltaici possono rappresentare l'amalgamo fra tradizione e innovazione.

Questi caratteri fanno sì che la realizzazione degli impianti agrivoltaici e fotovoltaici in progetto, nel territorio sassarese sia coerente con le caratteristiche del paesaggio e che l'agrivoltaici e fotovoltaici può rappresentare una integrazione equilibrata e sostenibile tra agricoltura, ambiente ed energia.