



REGIONE EMILIA ROMAGNA
COMUNI DI ARGENTA (FE) E PORTOMAGGIORE (FE)

PROGETTO

Impianto Fotovoltaico “Lugo” da 23 MW con sezione dedicata a Tecnologia Agrivoltaica Avanzata e Opere Connesse

Comuni di Argenta (FE) e Portomaggiore (FE)

TITOLO

Rel. 01 - Relazione Descrittiva Generale

PROPONENTE	PROGETTISTA
 ENGIE ELICEO S.r.l. Sede legale e Amministrativa: Via Chiese 72 20126 Milano (MI) PEC: engieeliceo@pec.engie.com	 SCM ingegneria S.r.l. Via Carlo del Croix, 55 Tel.: +39 0831-728955 72022 Latiano (BR) Mail: info@scmingegneria.com Dott. Ing. Daniele Cavallo

STEFANO SCAZZOLA
12.03.2025 10:29:30
GMT+01:00

Scala	Formato Stampa A4	Cod.Elaborato REL01	Rev. 00	Nome File REL01-Relazione descrittiva generale	Foglio 1 di 88
Rev.	Data	Descrizione	Elaborato	Controllato	Approvato
00	15/01/2025	Progetto definitivo impianto fotovoltaico e opere connesse	L. Maculan	D. Cavallo	D. Cavallo

INDICE

1	INTRODUZIONE	5
2	GENERALITA'	7
2.1	IL PROPONENTE	7
2.2	SCHEDA PROGETTO	7
2.3	UBICAZIONE INTERVENTO.....	8
2.4	DESTINAZIONE D'USO	8
2.5	DATI CATASTALI	8
2.6	CONNESSIONE.....	8
3	DESCRIZIONE DELLA FONTE UTILIZZATA	10
3.1	SVILUPPI INTERNAZIONALI PER IL FOTOVOLTAICO	10
4	RISPARMIO EMISSIONI E PRODUZIONE IMPIANTO	13
4.1	RISPARMIO DI COMBUSTIBILE.....	13
4.2	EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA DI SOSTANZE NOCIVE	13
4.3	STIMA PRODUZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	13
5	VALUTAZIONE DEL RITORNO ENERGETICO SULL'INVESTIMENTO	17
5.1	INQUADRAMENTO	17
5.2	VALUTAZIONE SPECIFICA DELL'EROEI	19
6	IMPIANTO FOTOVOLTAICO “LUGO” – SEZIONE AGRIVOLTAICA AREA 5	20
6.1	L'AGRIVOLTAICO	20
6.2	CARATTERISTICHE E REQUISITI DEGLI IMPIANTI AGRIVOLTAICI.....	22
6.2.1	Requisito A	23
6.2.2	Requisito B	24
6.2.3	Requisito C	24
6.2.4	Requisiti D ed E.....	25
6.3	SEZIONE AGRIVOLTAICA - AREA 5	26
7	LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO	29
7.1	INQUADRAMENTO GEOGRAFICO E TERRITORIALE	29
7.2	INQUADRAMENTO GEOLOGICO GENERALE	30
7.3	GEOLOGIA DEL SITO INTERVENTO	31
7.4	GEOMORFOLOGIA E COMPATIBILITA' GEOMORFOLOGICA	31
7.5	ASSETTO IDROGEOLOGICO E IDROLOGICO LOCALE	33
7.6	INQUADRAMENTO VINCOLISTICO	33
7.7	INQUADRAMENTO PAESAGGISTICO	35
8	DESCRIZIONE GENERALE.....	39
9	DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO	41

10	DESCRIZIONE DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO	43
10.1	MODULI FOTOVOLTAICI	43
10.2	STRUTTURE DI SUPPORTO	44
10.2.1	Considerazioni ecologiche	48
10.2.2	Altezza ottimale	48
10.2.3	Montaggio rapido	48
10.2.4	Massima durata	48
10.3	COLLEGAMENTO DEI MODULI FOTOVOLTAICI	48
10.4	GRUPPO DI CONVERSIONE CC/CA (STRING INVERTERS)	48
10.5	CABINE DI TRASFORMAZIONE	50
10.5.1	Trasformatore Elevatore	53
10.5.2	Quadro 36 kV	53
10.5.3	Compartimento BT	54
10.6	CABINE SERVIZI AUSILIARI	54
10.7	MAGAZZINO E SALA CONTROLLO	55
10.8	CAVI	56
10.8.1	Cavi solari di stringa	56
10.8.2	Cavi BT	57
10.8.3	Cavi Dati	58
10.8.4	Cavi 36 kV	58
10.9	RETE DI TERRA	60
10.10	MISURE DI PROTEZIONE E SICUREZZA	60
10.10.1	Protezione contro il corto circuito	60
10.10.2	Misure di protezione contro i contatti diretti	60
10.10.3	Misure di protezione contro i contatti indiretti	61
10.10.4	Misure di protezione dalle scariche atmosferiche	61
10.10.5	Trasformatori in olio	61
10.11	MISURA DELL’ENERGIA	61
10.12	SISTEMI AUSILIARI	62
10.12.1	Sistema di sicurezza e sorveglianza	62
10.12.2	Sistema di monitoraggio e controllo	62
10.12.3	Sistema di illuminazione e forza motrice	63
10.13	CONNESSIONE ALLA RTN	63
10.13.1	Cabina Utente 36 kV	63
10.13.2	Collegamento alla Stazione RTN	67
11	REALIZZAZIONE IMPIANTO	68
11.1	RECINZIONE	68
11.2	VIABILITÀ INTERNA	69

11.3	MITIGAZIONE PERIMETRALE	70
11.4	CAVIDOTTI.....	73
11.5	TRATTAMENTO DEL SUOLO	74
11.6	TRASPORTO DI MATERIALI	75
11.7	USO DI RISORSE.....	75
12	INTERFERENZE INTERNE ALL’AREA DI IMPIANTO	76
12.1	INTERFERENZE CON CAVI 36 kV	76
12.2	INTERFERENZE CON OPERE PROGETTUALI	78
13	FASI E TEMPI DI ESECUZIONE	80
14	MANUTENZIONE.....	80
15	ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE.....	81
15.1	RICADUTE SOCIALI	81
15.2	RICADUTE OCCUPAZIONALI	81
15.3	RICADUTE ECONOMICHE.....	82
16	TERMINOLOGIA.....	83
17	NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO.....	85

1 INTRODUZIONE

Il progetto riguarda la realizzazione di un impianto fotovoltaico, denominato “LUGO”, con sezione agrivoltaica avanzata, proposto dalla società Engie Eliceo Srl (di seguito “la società”). L’iniziativa consiste nella realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare che interessa un’area agricola situata nel comune di Argenta, con connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale nel comune di Portomaggiore (FE).

L’adozione di fonti rinnovabili, come il fotovoltaico, rappresenta una scelta strategica per ridurre significativamente le emissioni di inquinanti in atmosfera, causate dai tradizionali processi di produzione energetica basati sui combustibili fossili. Questo impianto consentirà di evitare l’emissione di circa 16.000 tonnellate di CO₂ all’anno, apportando benefici ambientali rilevanti sia in termini di riduzione dell’inquinamento che di risparmio di combustibili fossili.

Il progetto riveste una rilevanza strategica a livello nazionale, contribuendo al raggiungimento degli obiettivi fissati dall’Italia nel Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC).

L’impianto sarà costituito da pannelli fotovoltaici ad alto rendimento che permetteranno di ottenere una produzione annua netta stimata di energia elettrica di circa 36,23 GWh/anno, pari al consumo medio annuo di energia elettrica di 14.500 famiglie.

Le aree destinate alla realizzazione dell’impianto sono classificate come aree idonee in conformità a quanto stabilito dal D. Lgs 199 del 2021, art. 20, comma 8, lett. c-ter), punto 2. Questa classificazione è stata attribuita grazie alla loro posizione, interamente compresa all’interno di un buffer di 500 metri da un impianto industriale o stabilimento, quest’ultimo come definito dall’articolo 268, comma 1, lettera h), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152. Nello specifico, le aree dell’impianto LUGO sono interamente comprese nel buffer di 500 m di distanza da un impianto biogas e da uno stabilimento industriale, come dettagliato nella relazione dedicata facente parte del presente progetto (Rel25_Relazione sulle Aree idonee indicate dal D.Lgs. 199_2021).

Il territorio è caratterizzato da una morfologia pressoché pianeggiante e in relazione all’uso agricolo del suolo, come classificato della Regione Emilia-Romagna, le aree d’impianto vengono identificate come seminativi semplici irrigui. Tali superfici, successivamente la realizzazione dell’intervento, manterranno lo stato ante-operam e verranno gestite come un’attività agricola.

Su una parte di tale area è presente una coltivazione di tipo biologico pertanto, la società ha previsto di realizzare su tale porzione, un impianto agrivoltaico avanzato, che consentirà la convivenza della produzione di energia con il mantenimento dell’indirizzo culturale esistente.

Questo approccio multifunzionale assicurerà un equilibrio tra esigenze energetiche e valorizzazione del territorio agricolo.

Nel dettaglio, il progetto prevede l’adozione di due tecnologie distinte:

- “Area 1”, “Area 2”, “Area 3” e “Area 4”: impianto con sistema a inseguimento monoassiale (tracker) in configurazione “Standard”, ottimizzati per la produzione energetica.
- “Area 5”: un sistema a inseguimento monoassiale sopraelevato (agrivoltaico avanzato), progettato per far coesistere, in modo ottimale, l’attività agricola e la generazione di energia elettrica. Questa soluzione, che sarà conforme alle “Linee Guida sugli Impianti Agrivoltaici elaborate dal MiTE” e alla norma CEI PAS 82-93, ha come obiettivo il normale svolgimento dell’attività agricola in sinergia con la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile fotovoltaica.

L'impianto avrà una potenza installata di picco pari a 23.010 kWp per una potenza di 22.200 kW in immissione: la relativa energia prodotta verrà immessa sulla rete RTN in alta tensione.

La superficie catastale complessiva interessata dal progetto è pari a 31 ettari, dei quali circa 20 ettari recintati riservati all'impianto fotovoltaico, circa 6 ettari destinati all'impianto agrivoltaico avanzato (“Area 5”) e circa 2 ettari per schermatura e fascia di mitigazione. Il territorio è caratterizzato da una morfologia pressoché pianeggiante, avente una quota di circa 8 m s.l.m.

2 GENERALITA'

2.1 IL PROPONENTE

Nella tabella seguente vengono riportati i riferimenti societari del soggetto proponente:

SOCIETA' PROPONENTE	
Denominazione	ENGIE ELICEO S.R.L.
Indirizzo sede legale	Via Chiese 72 – 20126 Milano (MI)
Codice Fiscale/Partita IVA	13539980964
Capitale Sociale	10.000,00
PEC	engieeliceo@pec.engie.com

Tabella 2-1 – Informazioni principali della Società Proponente

2.2 SCHEDA PROGETTO

Nella tabella seguente vengono riportati i dati di sintesi dell'iniziativa:

Ubicazione impianto	Comune di Argenta (FE)
Potenza di Picco (kWp)	23.010 kWp
Potenza Nominale (kW)	23.010 kWp
Potenza massima in immissione	22.200 kW
Informazioni generali del sito	Sito pianeggiante ben raggiungibile da strade comunali
Tipo di strutture di sostegno “Area 1”, “Area 2”, “Area 3” e “Area 4”	Inseguitore monoassiale “standard”
Tipo di strutture di sostegno “Area 5”	Inseguitore monoassiale “avanzato”
Coordinate impianto Area 01	Latitudine 44°38'55.90"N Longitudine 11°53'2.04"E
Coordinate impianto Area 02	Latitudine 44°38'53.83"N Longitudine 11°53'3.43"E
Coordinate impianto Area 03	Latitudine 44°38'51.17"N Longitudine 11°51'34.17"E
Coordinate impianto Area 04	Latitudine 44°38'47.11"N Longitudine 11°51'31.26"E
Coordinate impianto Area 05	Latitudine 44°38'41.42"N Longitudine 11°51'22.60"E
Coordinate cabina utente 36 kV	Latitudine 44°38'45.06"N Longitudine 11°51'36.30"E
Ubicazione cavidotto di connessione	Comuni di Argenta a Portomaggiore (FE)
Lunghezza cavidotto di connessione	2925 m
Ubicazione punto di connessione	Comune di Portomaggiore (FE)
Coordinate punto di connessione	Latitudine 44°39'16.89"N Longitudine 11°51'8.51 E

Tabella 2-2 – Dati di impianto

2.3 UBICAZIONE INTERVENTO

L'impianto e parte del relativo cavidotto di connessione a 36 kV saranno realizzati nel comune di Argenta (FE).

La restante parte del cavidotto a 36 kV e le opere di connessione saranno invece realizzate nel comune di Portomaggiore (FE).

2.4 DESTINAZIONE D'USO

L'area oggetto dell'intervento ha una destinazione d'uso agricolo.

2.5 DATI CATASTALI

I terreni interessati dall'area di impianto sono censiti al catasto terreni del comune di Argenta (FE) come segue:

- “Area 01”: FG 75 particelle 399, 400, 401, 402;
- “Area 02”: FG 75 particella 664;
- “Area 03”: FG 73 particella 20;
- “Area 04”: FG 73 particelle 21, 22;
- “Area 05”: FG 73 particella 64.

La cabina utente a 36 kV, che raccoglie l'energia prodotta dall'impianto e consente il collegamento alla Rete di Trasmissione Nazionale, sarà realizzata all'interno della sopracitata “Area 04”.

Il terreno interessato dalla realizzazione della stazione “SE RTN 380/132/36 kV” denominata “Portomaggiore”, autorizzata con D.D. n.DET-AMB_2024-3386 del 14/06/2024, di connessione alla RTN dell'impianto è censito al catasto terreni del comune di Portomaggiore (FE) come segue:

- Stazione “Portomaggiore”: FG 157 particella 23.

I terreni interessati dalla realizzazione dell'impianto e dalla stazione “Portomaggiore” sono di proprietà privata; il cavidotto AT a 36 kV di interconnessione delle cinque aree di impianto, come il cavidotto AT a 36 kV di connessione dell'impianto, interessano, oltre alle proprietà private, anche la pubblica viabilità.

2.6 CONNESSIONE

La Società Engie Eliceo S.r.l ha presentato a Terna S.p.A. (“il Gestore”) la richiesta di connessione alla RTN per una potenza in immissione di 22,2 MW. Alla richiesta è stato assegnato Codice Pratica 202203621.

In data 26 Agosto 2024, il gestore ha trasmesso la soluzione tecnica minima generale per la connessione (STMG).

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/132/36 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 380 kV “Ferrara Focomorto – Ravenna Canala” e alla linea RTN a 132 kV “Portomaggiore – Bando”.

Si fa presente che la nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/132/36 kV “Portomaggiore” è già stata autorizzata con D.D. n.DET-AMB_2024-3386 del 14/06/2024.

La cabina utente 36 kV e l'elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento dell'impianto alla stazione RTN Portomaggiore costituiscono impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella medesima stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

3 DESCRIZIONE DELLA FONTE UTILIZZATA

La promozione e la realizzazione di centrali di produzione elettrica da fonti rinnovabili trova come primo contributo sociale da considerare quello della tutela dell’ambiente e del territorio che si ripercuote a beneficio della salute dell’uomo.

Il sole è un’inesauribile fonte di energia che, grazie alle moderne tecnologie, viene utilizzata in maniera sempre più efficiente; le celle fotovoltaiche, infatti, permettono di generare elettricità direttamente dal sole.

Il fotovoltaico è una tecnologia decisamente compatibile con l’ambiente che determina una serie di benefici qui di seguito riassunti:

- assenza di generazione di emissioni inquinanti;
- risparmio di combustibile;
- assenza di rumore;
- non utilizzo di risorse legate al futuro del territorio;
- creazione di una coscienza comune verso un futuro ecologicamente sostenibile;
- consolidamento del sedime agricolo;
- diminuzione dei fenomeni alluvionali.

3.1 SVILUPPI INTERNAZIONALI PER IL FOTOVOLTAICO

Una delle sfide principali della società moderna e di quella futura è l’incremento di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile con la conseguente diminuzione di quella prodotta da combustibili fossili e il fotovoltaico rappresenta oggi la soluzione più semplice ed economica. Negli ultimi anni, infatti, l’ONU, l’Unione Europea e le principali agenzie internazionali che ricoprono un ruolo fondamentale in materia ambientale si sono occupate, con particolare attenzione, delle problematiche riguardanti la produzione di energie rinnovabili.

A livello internazionale, nel settembre del 2015, l’ONU ha adottato un Piano mondiale per la sostenibilità denominato Agenda 2030 che prevede 17 linee d’azione, tra le quali è presente anche lo sviluppo di impianti agrivoltaici per la produzione di energia rinnovabile.

L’Unione Europea ha poi recepito immediatamente l’Agenda 2030, obbligando gli Stati membri ad adeguarsi a quanto stabilito dall’ONU.

A livello nazionale, il 10 novembre 2017, è stata approvata la SEN (Strategia Energetica Nazionale) fino al 2030. Questa contiene obiettivi più ambiziosi rispetto a quelli dell’agenda ONU 2030, in particolare:

- la produzione di 30 GW di nuovo fotovoltaico;
- la riduzione delle emissioni di CO₂;
- lo sviluppo di tecnologie innovative per la sostenibilità.

A livello europeo, invece, l’art. 194 del Trattato sul funzionamento dell’Unione Europea prevede che l’Unione debba promuovere lo sviluppo di energie nuove e rinnovabili per meglio allineare e integrare gli obiettivi in materia di cambiamenti climatici nel nuovo assetto del mercato.

Nel 2018 è entrata in vigore la direttiva riveduta sulle energie rinnovabili (Direttiva

UE/2018/2001), nel quadro del pacchetto «Energia pulita per tutti gli europei», inteso a far sì che l'Unione Europea sia il principale leader in materia di fonti energetiche rinnovabili e, più in generale, ad aiutare l'UE a rispettare i propri obiettivi di riduzione di emissioni ai sensi dell'accordo di Parigi.

La nuova direttiva stabilisce un nuovo obiettivo in termini di energie rinnovabili per il 2030, che deve essere pari ad almeno il 32% dei consumi energetici finali, con una clausola su una possibile revisione al rialzo entro il 2023. Gli Stati membri potranno proporre i propri obiettivi energetici nazionali nei piani nazionali decennali per l'energia e il clima.

A livello nazionale, nel 2020, il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE), ha adottato il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), che rappresenta uno strumento fondamentale per far volgere la politica energetica e ambientale del nostro Paese verso la decarbonizzazione.

Come definito dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 1991 (di seguito anche decreto legislativo n. 199/2021) di recepimento della direttiva RED II, l'Italia si pone come obiettivo quello di accelerare il percorso di crescita sostenibile del Paese, al fine di raggiungere gli obiettivi europei al 2030 e al 2050.

L'obiettivo suddetto è perseguito in coerenza con le indicazioni del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) e tenendo conto del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR).

Più nel dettaglio, il PNIEC prevede che in Italia per raggiungere gli obiettivi prefissati si dovrebbero installare circa 50 GW di impianti fotovoltaici entro il 2030, con una media di circa 6 GW all'anno e, considerando che l'attuale potenza installata è inferiore ad 1 GW, è chiaro che è necessario trovare soluzioni alternative per accelerare il passo.

Con Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del 21 giugno 2024, emanato di concerto con il Ministro della Cultura e con il Ministro dell'agricoltura, recante la Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili individua la ripartizione tra le Regioni e le Province autonome dell'obiettivo nazionale al 2030 di potenza aggiuntiva pari a 80 GW da fonti rinnovabili rispetto al 31 dicembre 2020, necessaria per raggiungere gli obiettivi fissati dal PNIEC e rispondente ai nuovi obiettivi derivanti dall'attuazione del pacchetto “FIT for 55”.

Alla luce di quanto sopra detto, nel caso di quelli che fino ad oggi erano considerati “impianti fotovoltaici a terra”, è evidente che l'occupazione di suoli agricoli è inevitabile per raggiungere gli ambiziosi obiettivi comunitari imposti.

È doveroso ricordare, inoltre, che per gli impianti fotovoltaici a terra su suolo agricolo non sussistono più supporti pubblici alla produzione di energia ma il costo per unità di potenza installata è sensibilmente diminuito.

Inoltre, con l'art. 5 del D.L. 63/2024 del 15/05/2024 introduce sul territorio nazionale il divieto di installazione di nuovi impianti fotovoltaici a terra, e l'ampliamento territoriale di quelli esistenti, in zona agricola (ad eccezione di specifici casi disciplinati al comma 1-bis dell'art. 20 del D.Lgs. 199/2021 e s.m.i.).

Questo fattore può essere considerato come la maggiore spinta verso l'installazione di nuovi impianti.

L'approccio che si è utilizzato fino ad oggi prevedeva una ricerca continua di appezzamenti di terreno per l'installazione di grandi impianti anche su aree agricole non interessate da vincoli ambientali e paesaggistici e collocati in aree prossime a infrastrutture per il collegamento alla rete

elettrica RTN (rete di Trasmissione Nazionale). Tali potenziali impianti, generalmente della potenza di diverse decine di MW, sono in grado di produrre un reddito sufficiente al sostenimento di tutti i vari business plans redatti per la verifica di fattibilità economica dell’impianto stesso.

Questo approccio, che può prevedere il recupero di terreni marginali o abbandonati, destinandoli totalmente alle produzioni energetiche, può anche avere dei limiti quando si sviluppa su terreni produttivi. Infatti, la richiesta di superfici di terreni per grandi impianti non necessariamente implica un ruolo attivo degli agricoltori, causando quindi una perdita del reddito agricolo nei fondi utilizzati per la costruzione di impianti e perdita della qualifica di terreno agricolo per il cambio di destinazione di uso che viene fatto nel terreno (con conseguente rinuncia alla PAC ed ai relativi piani di sviluppo rurale).

Una delle soluzioni emergenti è quella di realizzare impianti c.d. “agrivoltaici”, ovvero impianti fotovoltaici che consentano di preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione, garantendo, al contempo, una buona produzione energetica da fonti rinnovabili.

A riguardo, è stata anche prevista, nell’ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, una specifica misura, con l’obiettivo di sperimentare le modalità più avanzate di realizzazione di tale tipologia di impianti e monitorarne gli effetti.

Il tema è rilevante e merita di essere affrontato in via generale, anche guardando al processo di individuazione delle c.d. “aree idonee” all’installazione degli impianti a fonti rinnovabili, previsto dal decreto legislativo n. 199 del 2021 e, dunque, ai diversi livelli possibili di realizzazione di impianti fotovoltaici in area agricola, ivi inclusa quella prevista dal PNRR. In tutti i casi, gli impianti agrivoltaici costituiscono possibili soluzioni virtuose e migliorative rispetto alla realizzazione di impianti fotovoltaici standard.

In tale quadro, sono state elaborate nel Giugno 2022 le “Linee guida in materia di Impianti Agrivoltaici” (nel seguito indicate come linee guida), prodotte nell’ambito di un gruppo di lavoro coordinato dal Ministero della transizione ecologica - dipartimento per l’energia, e composto da:

- CREA - Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria;
- GSE - Gestore dei servizi energetici S.p.A.;
- ENEA - Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile;
- RSE - Ricerca sul sistema energetico S.p.A.

Tale documento ha lo scopo di chiarire quali sono le caratteristiche minime e i requisiti che un impianto fotovoltaico dovrebbe possedere per essere definito agrivoltaico, sia per ciò che riguarda gli impianti più avanzati, che possono accedere agli incentivi PNRR, sia per ciò che concerne le altre tipologie di impianti agrivoltaici, che possono comunque garantire un’interazione più sostenibile fra produzione energetica e produzione agricola.

4 RISPARMIO EMISSIONI E PRODUZIONE IMPIANTO

4.1 RISPARMIO DI COMBUSTIBILE

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili, in alternativa di quelle a fonte fossile, è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia elettrica da fonte fossile, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Sulla base della produzione di energia attesa dall'impianto è possibile stimare il risparmio di combustibile che avrebbe utilizzato un impianto a fonte tradizionale. Nella tabella seguente vengono riportati i relativi risultati:

Risparmio di combustibile	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,187
TEP risparmiate in un anno	6.774,82
TEP risparmiate in 25 anni	169.370,58

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

4.2 EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA DI SOSTANZE NOCIVE

Sulla base della produzione di energia attesa dall'impianto è possibile stimare le emissioni evitate in atmosfera di sostanze nocive e di quelle che contribuiscono all'effetto serra, che sarebbero prodotte da un impianto a fonte tradizionale. Nella tabella seguente vengono riportati i relativi risultati:

Emissioni evitate in atmosfera di	CO ₂	SO ₂	NOX	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	444,4	0.058	0.218	0.003
Emissioni evitate in un anno [ton]	16.100,17	2,12	7,91	0,11
Emissioni evitate in 25 anni [ton]	402.504,19	52,89	197,79	2,64

Fonte dati: Rapporto ISPRA 317/2020 tabelle 2.3 e 2.15

4.3 STIMA PRODUZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto, come detto, sarà installato nel comune di Argenta (FE) e sarà diviso in cinque aree, identificate dalle coordinate baricentriche individuate nel precedente paragrafo 2.2.

Nella località di progetto si può considerare un irraggiamento medio annuo su superficie del modulo fotovoltaico installato su tracker di circa 1.724,3 kWh/m².

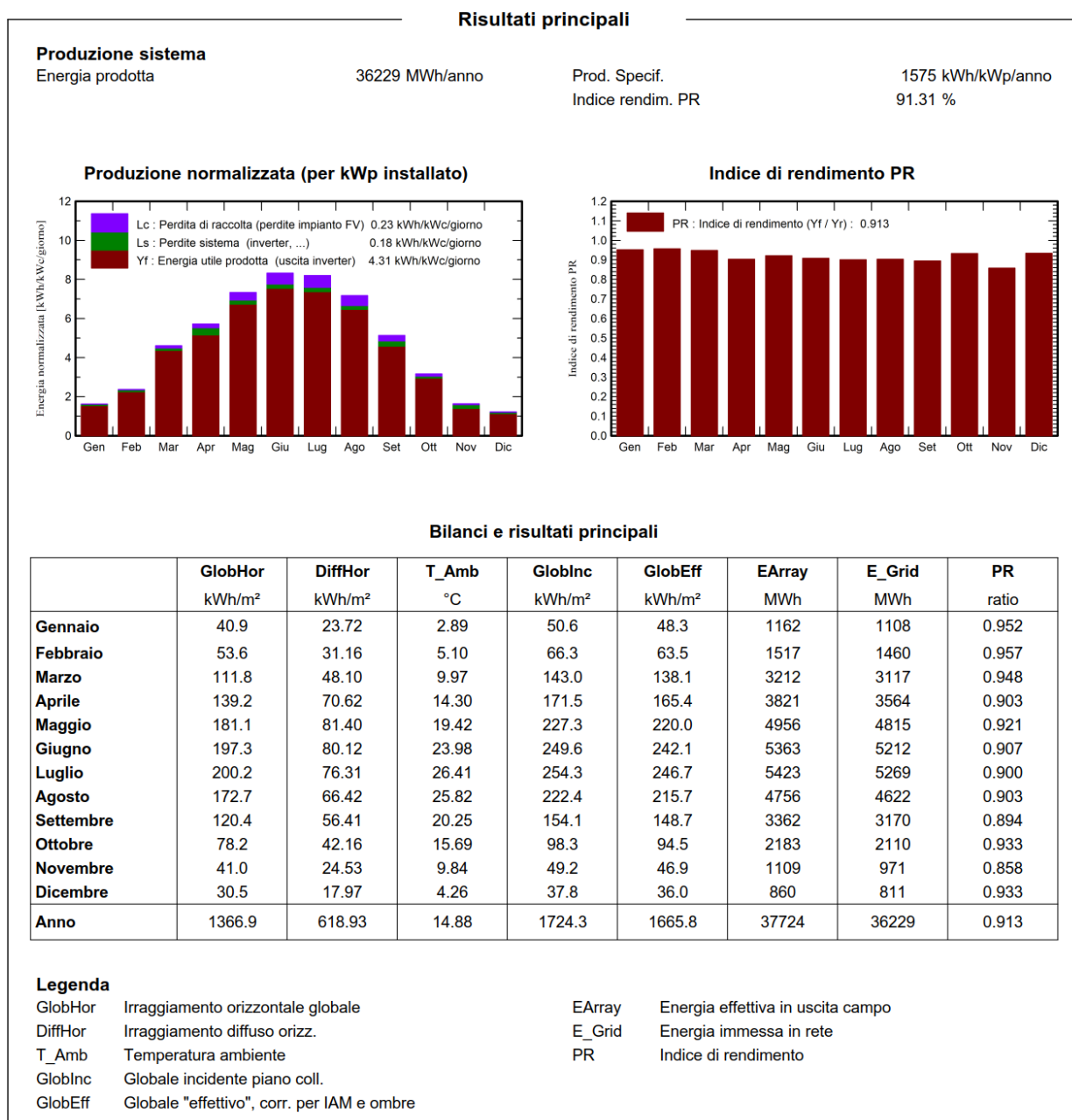
La potenza di generazione installata, alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000

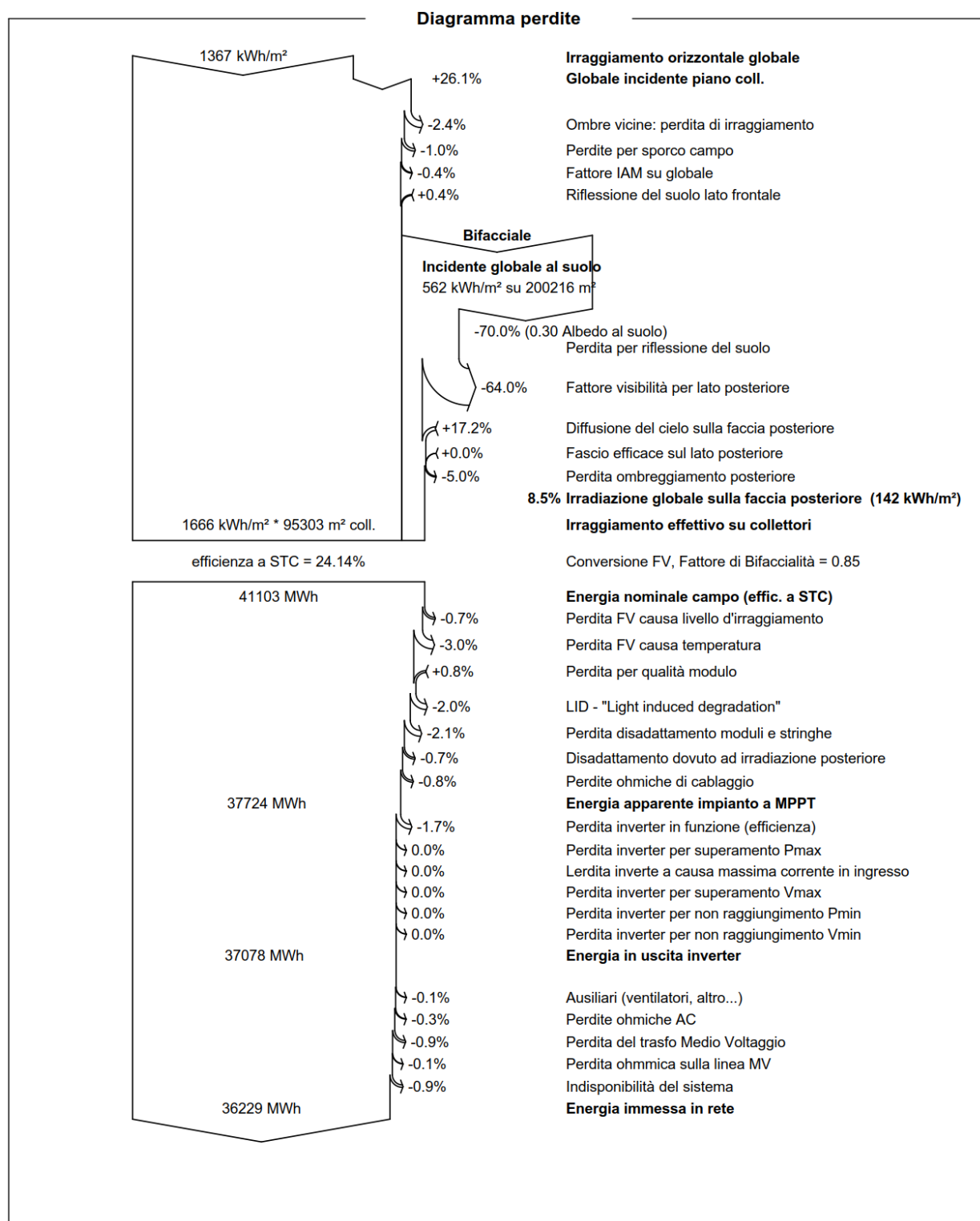
W/m² a 25°C di temperatura), risulta essere:

$$PSTC = P_{MODULO} \times N^{\circ}MODULI = 750 \times 30.680 = 23.010 \text{ kWp}$$

Dalle simulazioni effettuate si stima per l'impianto una producibilità annuale netta pari a 36.229MWh/anno di energia immessa in rete.

Di seguito viene riportato un estratto del rapporto di stima della producibilità del sito, visibile in forma integrale nella relazione denominata “Rel05_Rapporto di producibilità”.





Valutazione P50-P90

Dati meteo

Fonte Meteoronorm 8.2 (1991-2012), Sat=100%
 Tipo TMY, multi anno
 Differenza da anno in anno (Varianza) 8.3 %

Deviazione Standard

Cambiamento Climatico 0.0 %

Variabilità globale (meteo + sistema)

Variabilità (Somma quadratica media) 8.5 %

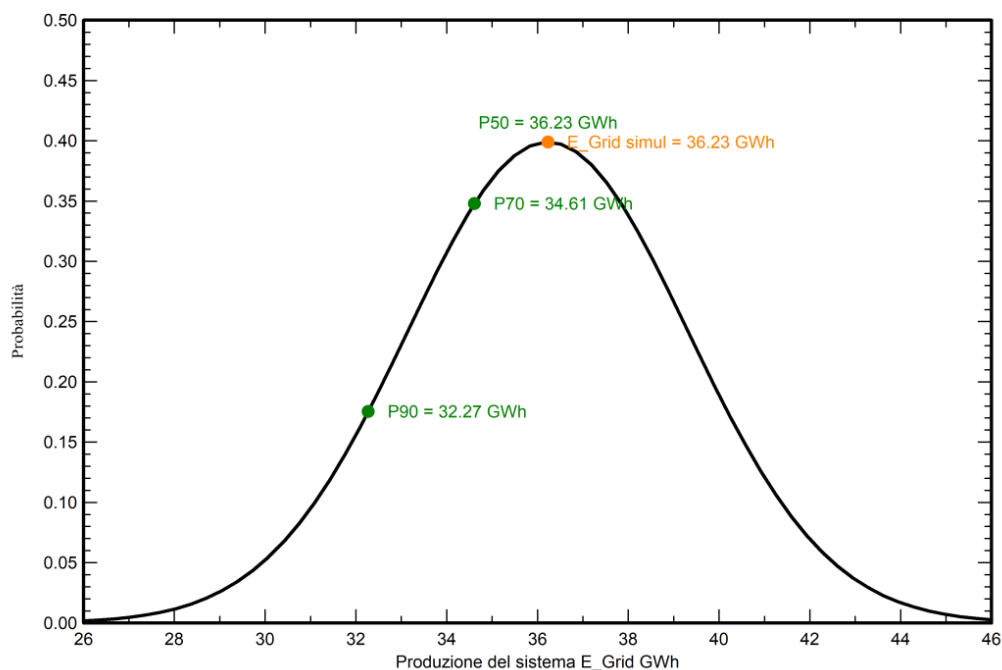
Incertezze dei parametri e simulazione

settaggio parametri modulo FV 1.0 %
 Incertezza nella stima efficienza inverter 0.5 %
 Incertezze di disadattamento e sporcizia 1.0 %
 Incertezza nella stima del degrado 1.0 %

Valore di probabilità associato alla produzione

Variabilità 3.09 GWh
 P50 36.23 GWh
 P90 32.27 GWh
 P70 34.61 GWh

Distribuzione di probabilità



5 VALUTAZIONE DEL RITORNO ENERGETICO SULL'INVESTIMENTO

5.1 INQUADRAMENTO

Considerato che l'utilizzo di qualsiasi fonte di energia costa una certa quantità di energia investita, bisogna saper valutare l'efficienza e la sostenibilità dell'investimento confrontando costi e benefici.

In tal senso, è stato da tempo introdotto un criterio di valutazione basato sulle quantità di energia ricavata e tutta quella spesa per la costruzione e il mantenimento di un impianto, sintetizzato con il coefficiente EROEI (Energy Returned On Energy Invested) o EROI (Energy Returned On Investment). In italiano, si parla di Ritorno energetico dell'investimento.

L'EROEI è dunque il rapporto fra l'energia che un impianto è in grado di produrre durante la sua vita attiva e l'energia necessaria per costruirlo, alimentarlo, mantenerlo ed infine smantellarlo. In formula l'indice risulta il seguente:

$$\text{EROEI} = \frac{\text{energia prodotta}}{\text{energia spesa}}$$

Un valore di EROEI pari a 10 indica che per ogni unità di energia spesa nella produzione si ottengono 10 unità di energia prodotta. Un investimento energetico è valido quando l'energia che viene prodotta da quell'impianto durante la sua vita attiva è superiore a quella spesa per realizzarlo e farlo funzionare. La convenienza energetica si ha quindi solo per valori di EROEI > 1.

Il calcolo dell'indice EROEI costituisce un riferimento molto importante ma non è semplice calcolarlo con precisione e le valutazioni possono essere discordanti, in quanto l'incertezza nei risultati dipende dalla complessità e dalla variabilità dei fattori energetici.

Il calcolo rigoroso è basato sull'analisi del ciclo di vita dell'impianto, che fa riferimento agli standard ISO per quanto riguarda l'individuazione dei criteri. Il ciclo di vita comprende l'energia necessaria per:

- estrarre, trasportare e trasformare i minerali e le materie prime
- produrre i componenti
- costruire e realizzare l'impianto in loco
- rifornire e mantenere l'impianto
- smantellare l'impianto a fine vita

È da sottolineare che l'incertezza e la variabilità dei dati in ingresso in tali valutazioni sono molto elevate e dipendenti dalle tecnologie e l'organizzazione dei singoli produttori e gestori dei vari impianti e dalle dimensioni degli stessi.

Di seguito si riporta una tabella di letteratura che riassume le valutazioni massime e minime dell'EROEI per i principali vettori e fonti energetiche:

Fonte primaria o secondaria	EROEI	
	Minimo	Massimo
Fonti energetiche esauribili		
Petrolio	5	15
Metano	8	20
Carbone	2	17
Nucleare	1	20
Sabbia bituminosa	1	1,5
Fonti energetiche rinnovabili		
Idroelettrico	30	100
Eolico	10	80
Geotermico	2	13
Fotovoltaico	3	60
Solare termico	30	200
Solare termodinamico	10	20
Biomasse solide	3	27
Impianti biogas	10	20
Energie dalle onde, dalle maree e correnti marine	2	10
Risparmio energetico	2	300
Vettori energetici rinnovabili		
Gassificazione biomassa	2	10
Bioetanolo da cereali-barbabietole-leguminose	1	5
Bioetanolo da canna da zucchero	3	8
Bioetanolo da cellulosa	2	7
Bioetanolo da gassificazione	2	6
Olio vegetale da oleaginose	3	6
Biodiesel	3	5
Olio da microalghe	5	10

Fonte: www.energoclub.org

Tabella 5-1 – Valutazioni massime e minime EROEI

Per tutte le fonti energetiche contenute nella tabella, nel calcolo dell'EROEI non è conteggiato il contenuto energetico della fonte primaria; questo risulta penalizzante per le fonti rinnovabili perché non viene tenuto conto che quest'ultime sono “gratuite”: l'energia non utilizzata viene dissipata senza produrre costo energetico o monetario.

È stato proposto da tempo l'uso di un indice EROEI globale, valido per confrontare la convenienza di un investimento energetico tra fonti esauribili e fonti rinnovabili (FER) e si è visto che l'applicazione di questo tipo di valutazione porterebbe ad avere un parametro globale sempre >1 per le FER e sempre <1 per le fonti esauribili, ovvero:

- circa 0,4 per la generazione elettrica con combustibili fossili
- 0,8 per produrre carburanti dal petrolio
- - 0,8-0,9 per produrre energia termica da un combustibile tradizionale

5.2 VALUTAZIONE SPECIFICA DELL'EROEI

Nella relazione “Rel05_Rapporto di producibilità” viene riportata la valutazione dell'energia prodotta dall'impianto pari a 36,229 GWh/anno di energia immessa in rete.

Il valore dell'energia spesa per la realizzazione dell'impianto può essere invece valutato in base alle informazioni tecniche messe a disposizione dai principali fornitori del Proponente e da dati relativi ad altri impianti simili. Dallo studio dei dati raccolti risulta un consumo energetico pari a 2,7 MWh per ogni kWp installato. Detto valore comprende l'energia per: costruzione di tutti i componenti dell'impianto (pannelli, tracker, inverter, componentistica, apparati elettrici, ecc.); installazioni e realizzazioni; operazioni di amministrazione, manutenzione e sicurezza; trasporti; smaltimenti.

Risulta quindi che per la realizzazione, funzionamento e dismissione dell'impianto un valore approssimativo dell'indice EROEI è stimabile come sotto:

$$E_{\text{prodotta}} = 36,229 \text{ GWh/anno} \times 25 \text{ anni} = 906 \text{ GWh}$$

$$E_{\text{spesa}} = 2,7 \text{ MWh/kWp} \times 23.010 \text{ kWp} = 62,13 \text{ GWh}$$

$$\text{EROEI} = E_{\text{prodotta}} / E_{\text{spesa}} = 14,58$$

L'indice risulta in linea con i valori tabellati che considerano un valore minimo di 3 e un valore massimo di 60 ed è pertanto accettabile.

In conclusione, il ritorno dell'investimento energetico dell'impianto in progetto è da ritenersi nettamente positivo.

6 IMPIANTO FOTOVOLTAICO “LUGO” – SEZIONE AGRIVOLTAICA AREA 5

Al fine di garantire il mantenimento dell'indirizzo colturale esistente nelle aree agricole corrispondenti all'”Area 5” dell'impianto, sono state adottate soluzioni tecnologiche che consentano il rispetto dei requisiti richiesti per un impianto agrivoltaico integrato innovativo, in funzione delle seguenti caratteristiche peculiari:

- adozione di soluzioni integrative innovative di cui al punto C delle *Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici* del giugno 2022 atte a garantire la piena integrazione tra l'attività agricola e la produzione di energia fotovoltaica volte a ottimizzare le prestazioni di entrambi sistemi;
- mantenimento dell'attività agricola sull'area, attualmente identificata come seminativa semplice irrigua;
- utilizzo di una struttura più alta rispetto ai tracker standard, per garantire le altezze necessarie per effettuare tutte le operazioni sia agricole che di manutenzione impiantistica. Inoltre, tale altezza aumentata consente di far trapelare molta più luce al di sotto dei moduli, a beneficio delle culture sottostanti
- installazione sui tracker di singoli moduli in disposizione verticale (1-V) con caratteristiche bifacciali con vetro trasparente su entrambe le facce.
- adozione di una larghezza tra le vele tale da garantire il passaggio dei mezzi agricoli, in modo da ottenere una buona distribuzione della radiazione solare sotto le strutture e una omogenea distribuzione dell'acqua piovana

6.1 L'AGRIVOLTAICO

È innanzitutto doveroso chiarire dal punto di vista della definizione di impianto la differenza tra impianto fotovoltaico, agrivoltaico e agrivoltaico avanzato. Dalle linee guida 2022 si possono esporre le seguenti definizioni:

- *Impianto fotovoltaico: insieme di componenti che producono e forniscono elettricità ottenuta per mezzo dell'effetto fotovoltaico; esso è composto dall'insieme di moduli fotovoltaici e dagli altri componenti (BOS), tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche in corrente alternata o in corrente continua e/o di immetterla nella rete distribuzione o di trasmissione;*
- *Impianto agrivoltaico (o agrovoltaico, o agro-fotovoltaico): impianto fotovoltaico che adotta soluzioni volte a preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione;*
- *Impianto agrivoltaico avanzato: impianto agrivoltaico che, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater e 1-quinquies, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, e ss. mm.:*
 - *adotta soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche eventualmente consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione;*

- prevede la contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto dell'installazione fotovoltaica sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture, la continuità delle attività delle aziende agricole interessate, il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici;

I sistemi agrivoltaici possono essere caratterizzati da diverse configurazioni spaziali (più o meno dense) e gradi di integrazione ed innovazione differenti, al fine di massimizzare le sinergie produttive tra i due sottosistemi (fotovoltaico e colturale), e garantire funzioni aggiuntive alla sola produzione energetica e agricola, finalizzate al miglioramento delle qualità ecosistemiche dei siti.

Dal punto di vista spaziale, il sistema agrivoltaico può essere descritto come un “pattern spaziale tridimensionale”, composto dall'impianto agrivoltaico, e segnatamente, dai moduli fotovoltaici e dallo spazio libero tra e sotto i moduli fotovoltaici, montati in assetti e strutture che assecondino la funzione agricola, o eventuale altre funzioni aggiuntive, spazio definito “volume agrivoltaico” o “spazio poro”, come mostrato nella seguente figura.



Fonte: Alessandra Scognamiglio, “Photovoltaic landscapes”: Design and assessment. A critical review for a new transdisciplinary design vision, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 55, 2016, Pages 629-661, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.072>.

Figura 6-1 – Schematizzazione di un sistema agrivoltaico

Un impianto agrivoltaico, confrontato con un usuale impianto fotovoltaico a terra, presenta dunque una maggiore variabilità nella distribuzione in pianta dei moduli, nell'altezza dei moduli da terra, e nei sistemi di supporto dei moduli, oltre che nelle tecnologie fotovoltaiche impiegate, al fine di ottimizzare l'interazione con l'attività agricola realizzata all'interno del sistema agrivoltaico.

Il pattern tridimensionale (distribuzione spaziale, densità dei moduli in pianta e altezza minima da terra) di un impianto fotovoltaico a terra corrisponde, in generale, a una progettazione in cui le file dei moduli sono orientate secondo la direzione est-ovest (angolo di azimuth pari a 0°) ed i moduli guardano il sud (nell'emisfero nord), con un angolo di inclinazione al suolo (tilt) pari alla latitudine meno una decina di gradi; le file di moduli sono distanziate in modo da non generare ombreggiamento reciproco se non in un numero limitato di ore e l'altezza minima dei moduli da terra è tale che questi non siano frequentemente ombreggiati da piante che crescono

spontaneamente attorno a loro. Questo pattern - ottimizzato sulla massima prestazione energetica ed economica in termini di produzione elettrica - si modifica nel caso di un impianto agrivoltaico per lasciare spazio alle attività agricole e non ostacolare (o anche favorire) la crescita delle piante.

I pannelli di ultima generazione, che verranno installati nell’impianto, sono dotati della tecnologia innovativa bifacciale; conseguentemente, oltre all’energia prodotta dalla faccia superiore del modulo, sempre esposta alla luce diretta del sole, anche la facciata inferiore contribuirà alla produzione, sfruttando la luce riflessa dalla superficie del terreno, aumentando così l’efficienza del 10% rispetto ad un pannello fotovoltaico tradizionale. Sono montati su inseguitori mono assiali per seguire così il sole nel suo arco quotidiano ed è previsto l’uso di pannelli di taglia grande per ridurre la superficie occupata favorendo il connubio tra la produzione di energia elettrica e le coltivazioni agricole.

Il decreto legislativo n.199 del 2021 ha stabilito che per l’accesso ai contributi PNRR gli impianti dovranno essere realizzati in conformità alle predette disposizioni del decreto-legge 77/2021, ma che le condizioni per l’accesso ai contributi del PNRR saranno stabilite con un apposito decreto del Ministro della transizione ecologica.

6.2 CARATTERISTICHE E REQUISITI DEGLI IMPIANTI AGRIVOLTAICI

Di seguito vengono riportati i requisiti che i sistemi agrivoltaici devono rispettare al fine di rispondere alla finalità generale per cui sono realizzati, ivi incluse quelle derivanti dal quadro normativo attuale in materia di incentivi, come indicati nelle linee guida 2022:

- *REQUISITO A: Il sistema è progettato e realizzato in modo da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da consentire l’integrazione fra attività agricola e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi;*
- *REQUISITO B: Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromettere la continuità dell’attività agricola e pastorale;*
- *REQUISITO C: L’impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra, volte a ottimizzare le prestazioni del sistema agrivoltaico sia in termini energetici che agricoli;*
- *REQUISITO D: Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che consenta di verificare l’impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate;*
- *REQUISITO E: Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che, oltre a rispettare il requisito D, consenta di verificare il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici.*

In funzione del rispetto di tali requisiti, come mostrato nella seguente figura, gli impianti agrivoltaici possono avvalersi delle seguenti definizioni:

- Il rispetto dei requisiti A, B è necessario per definire un impianto fotovoltaico realizzato in area agricola come “agrivoltaico”. Per tali impianti dovrebbe inoltre previsto il rispetto del requisito D.2.
- Il rispetto dei requisiti A, B, C e D è necessario per soddisfare la definizione di “impianto agrivoltaico avanzato” e, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater e 1-quinquies, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, classificare l'impianto come meritevole dell'accesso agli incentivi statali a valere sulle tariffe elettriche.
- Il rispetto dei A, B, C, D ed E sono pre-condizione per l'accesso ai contributi del PNRR, fermo restando che, nell'ambito dell'attuazione della misura Missione 2, Componente 2, Investimento 1.1 “Sviluppo del sistema agrivoltaico”, come previsto dall'articolo 12, comma 1, lettera f) del decreto legislativo n. 199 del 2021, potranno essere definiti ulteriori criteri in termini di requisiti soggettivi o tecnici, fattori premiali o criteri di priorità.



Fonte: CEI PAS 82-93

Figura 6-2 – Definizione impianto agrivoltaico in funzione del rispetto dei requisiti

6.2.1 Requisito A

Il primo requisito è chiaramente che l'impianto agrivoltaico non vada a compromettere la continuità dell'attività agricola o pastorale, garantendo invece una efficiente produzione elettrica.

Tale requisito si può coniugare nei seguenti parametri:

- A.1) *Superficie minima coltivata:* è prevista una superficie minima dedicata alla coltivazione.

Si dovrebbe garantire sugli appezzamenti oggetto di intervento (superficie totale del sistema agrivoltaico) che almeno il 70% della superficie sia destinata all'attività agricola, nel rispetto delle Buone Pratiche Agricole (BPA).

A.2) *LAOR massimo: è previsto un rapporto massimo fra la superficie dei moduli e quella agricola.*

Per valutare la densità dell'applicazione fotovoltaica rispetto al terreno di installazione è possibile considerare indicatori quali la densità di potenza (MW/ha) o la percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR).

Al fine di non limitare l'addizione di soluzioni particolarmente innovative ed efficienti si ritiene opportuno adottare un limite massimo di LAOR del 40 %.

6.2.2 Requisito B

Nel corso della vita tecnica utile dell'impianto devono essere rispettate le condizioni di reale integrazione fra attività agricola e produzione elettrica valorizzando il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi.

In particolare, dovrebbero essere verificate:

B.1) *la continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento, valutando in particolare:*

- L'esistenza e la resa della coltivazione, rispetto al valore medio della produzione negli anni precedenti l'installazione dell'impianto agrivoltaico, o a valori medi di produzioni analoghe nella stessa area.
- Il mantenimento dell'indirizzo produttivo in caso di coltivazioni già presenti, o eventualmente il passaggio a indirizzi produttivi di valore economico più elevato, fermo restando in ogni caso il mantenimento di produzioni DOP o IGP.

B.2) *la producibilità elettrica dell'impianto agrivoltaico, rispetto ad un impianto standard e il mantenimento in efficienza della stessa.*

La produzione elettrica specifica di un impianto agrivoltaico (in GWh/ha/anno), paragonata alla producibilità elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico standard, non dovrebbe essere inferiore al 60 % di quest'ultima.

6.2.3 Requisito C

TIPO 1) *l'altezza minima dei moduli è studiata in modo da consentire la continuità delle attività agricole (o zootecniche) anche sotto ai moduli fotovoltaici. Si configura una condizione nella quale esiste un doppio uso del suolo, ed una integrazione massima tra l'impianto agrivoltaico e la coltura, e cioè i moduli fotovoltaici svolgono una funzione sinergica alla coltura, che si può esplicare nella prestazione di protezione della coltura (da eccessivo soleggiamento, grandine, etc.) compiuta dai moduli fotovoltaici. In questa condizione la superficie occupata dalle colture e quella del sistema agrivoltaico coincidono, fatti salvi gli elementi costruttivi dell'impianto che poggiano a terra e che inibiscono l'attività in zone circoscritte del suolo.*

TIPO 2) *l'altezza dei moduli da terra non è progettata in modo da consentire lo svolgimento delle attività agricole al di sotto dei moduli fotovoltaici. Si configura una condizione nella quale esiste un uso combinato del suolo, con un grado di integrazione tra l'impianto fotovoltaico e la coltura più basso rispetto al precedente (poiché i moduli fotovoltaici non svolgono alcuna funzione sinergica alla coltura).*

TIPO 3) i moduli fotovoltaici sono disposti in posizione verticale. L'altezza minima dei moduli da terra non incide significativamente sulle possibilità di coltivazione (se non per l'ombreggiamento in determinate ore del giorno), ma può influenzare il grado di connessione dell'area, e cioè il possibile passaggio degli animali, con implicazioni sull'uso dell'area per attività legate alla zootecnia. Per contro, l'integrazione tra l'impianto agrivoltaico e la coltura si può esplicare nella protezione della coltura compiuta dai moduli fotovoltaici che operano come barriere frangivento.

Considerata l'altezza minima dei moduli fotovoltaici su strutture fisse e l'altezza media dei moduli su strutture mobili, limitatamente alle configurazioni in cui l'attività agricola è svolta anche al di sotto dei moduli stessi, si possono fissare come valori di riferimento per rientrare nel tipo 1) e 3):

- 1,3 metri nel caso di attività zootecnica (altezza minima per consentire il passaggio con continuità dei capi di bestiame);
- 2,1 metri nel caso di attività colturale (altezza minima per consentire l'utilizzo di macchinari funzionali alla coltivazione).

Si può concludere che:

- Gli impianti di tipo 1) e 3) sono identificabili come impianti agrivoltaici avanzati che rispondono al **REQUISITO C**.
- Gli impianti agrivoltaici di tipo 2), invece, non comportano alcuna integrazione fra la produzione energetica ed agricola, ma esclusivamente un uso combinato della porzione di suolo interessata.

6.2.4 Requisiti D ed E

I valori dei parametri tipici relativi al sistema agrivoltaico dovrebbero essere garantiti per tutta la vita tecnica dell'impianto.

L'attività di monitoraggio è quindi utile sia alla verifica dei parametri fondamentali, quali la continuità dell'attività agricola sull'area sottostante gli impianti, sia di parametri volti a rilevare effetti sui benefici concorrenti.

Gli esiti dell'attività di monitoraggio, con specifico riferimento alle misure di promozione degli impianti agrivoltaici innovativi citate in premessa, sono fondamentali per valutare gli effetti e l'efficacia delle misure stesse.

A tali scopi il DL 77/2021 ha previsto che, ai fini della fruizione di incentivi statali, sia installato un adeguato sistema di monitoraggio che permetta di verificare le prestazioni del sistema agrivoltaico con particolare riferimento alle seguenti condizioni di esercizio (**REQUISITO D**):

D.1) il risparmio idrico;

D.2) la continuità dell'attività agricola, ovvero: l'impatto sulle colture, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture o allevamenti e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate.

In aggiunta a quanto sopra, al fine di valutare gli effetti delle realizzazioni agrivoltaiche, il PNRR prevede altresì il monitoraggio dei seguenti ulteriori parametri (**REQUISITO E**):

E.1) il recupero della fertilità del suolo;

E.2) il microclima;

E.3) la resilienza ai cambiamenti climatici.

Infine, per monitorare il buon funzionamento dell’impianto fotovoltaico e, dunque, in ultima analisi la virtuosità della produzione sinergica di energia e prodotti agricoli, è importante la misurazione della produzione di energia elettrica.

6.3 SEZIONE AGRIVOLTAICA - AREA 5

Alla luce dell’analisi dei presenti paragrafi, si può riassumere la corrispondenza dell’Area 5 dell’impianto Lugo ai requisiti delle Linee Guida del MiTe per mezzo della seguente tabella:

N. Requisito	Requisito	Impianto “LUGO” – Area 5
A.1	$\text{Sup}_{\text{Agricola}}/\text{Sup}_{\text{Totale}} > 70\%$	82,76 %
A.2	$\text{LAOR} (\text{Sup}_{\text{Captante}}/\text{Sup}_{\text{Totale}}) < 40\%$	30,59 %
B.1	Continuità dell’attività agricola: a) esistenza e resa della coltivazione b) Mantenimento indirizzo produttivo	a) Si è stimato un fabbisogno di manodopera pari a 0,154 ULU b) Mantenimento dell’indirizzo agricolo produttivo esistente che prevede l’alternanza di colture graminacee e leguminose da foraggio
B.2	Producibilità elettrica minima ($\text{FV}_{\text{agri}} \geq 0,6 \times \text{FV}_{\text{standard}}$)	$\text{FV}_{\text{agri}}/\text{FV}_{\text{standard}} = 100,69\%$ (avendo stimato in 1,346 GWh/ha/anno la producibilità di un impianto fotovoltaico standard sulla stessa superficie).
C.1	Altezza minima dei moduli fotovoltaici dal suolo: • Superiore a 2,1 m nel caso di attività colturale • Superiore a 1,3 m nel caso di attività zootecnica	2,68 m (Altezza asse di rotazione) 2,10 m (Altezza minima dal suolo)
C.2	Attività Agricola svolta sotto i moduli	L’attività agricola sarà svolta sotto le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici mantenendo l’indirizzo colturale esistente.

Tabella 6-1 – Verifica dei requisiti A, B e C previsti dalle linee guida in materia di Impianti Agrivoltaici per impianto Lugo – Area 5

N. Requisito	Requisito	Impianto “LUGO” – Area 5
D.1	Monitoraggio del risparmio idrico	Le colture previste sono colture in asciutto. Sarà però installato un sistema di sensori adatti al monitoraggio dello stato di umidità del suolo, sia al di sotto dei moduli che sulle parti non coperte (“testimone” – cfr. E.2).
D.2	Monitoraggio della continuità dell’attività agricola	L’impianto agronomico verrà realizzato secondo i moderni modelli di rispetto della sostenibilità ambientale, con l’obiettivo di realizzare un sistema agricolo “integrato” e rispondente al concetto di agricoltura 4.0, attraverso l’impiego di nuove tecnologie a servizio del verde, con piani di monitoraggio costanti e puntuali. Nel corso della vita dell’impianto agro-fotovoltaico verranno monitorati i seguenti elementi: <ul style="list-style-type: none"> • esistenza e resa delle coltivazioni • mantenimento dell’indirizzo produttivo Tale attività verrà effettuata attraverso la redazione di una relazione tecnica asseverata da un agronomo con cadenza annuale
E.1	Monitoraggio del recupero della fertilità del suolo	Previste analisi del terreno ogni 3-5 anni per identificare le caratteristiche fondamentali del suolo e la dotazione di elementi nutritivi: scheletro, tessitura, carbonio organico, pH del suolo, calcare totale e calcare attivo, conducibilità elettrica, azoto totale, fosforo assimilabile, capacità di scambio cationico (CSC), basi di scambio (K scambiabile, Ca scambiabile, Mg scambiabile, Na scambiabile), Rapporto C/N, Rapporto Mg/K.
E.2	Monitoraggio del microclima	Prevista l’installazione di sensori agro-meteo che permettono di registrare e ottenere numerosi dati relativi alle colture (ad esempio la bagnatura fogliare) e all’ambiente circostante (valori di umidità dell’aria, temperatura, velocità del vento, radiazione solare). I risultati dei monitoraggi verranno appuntati nel quaderno di campagna.
E.3	Monitoraggio della resilienza ai cambiamenti climatici	I principali cambiamenti climatici nell’area sono legati all’incremento delle temperature medie e alla variazione del regime delle precipitazioni, così come alla variazione nella frequenza e nell’intensità di eventi estremi. Questi fattori influenzano la produttività delle colture. L’installazione dei sensori agrometeo consentirà di verificare la resa delle colture.

Tabella 6-2 – Verifica dei requisiti D ed E previsti dalle linee guida in materia di Impianti Agrivoltaici per impianto Lugo – Area 5

I parametri A.1 e A.2 della precedente tabella sono stati calcolati in funzione delle diverse aree di impianto come riassunto nella seguente tabella:

	N.	Descrizione	Superficie (m ²)
Superficie lorda totale	1	Superficie contrattualizzata	68.905
	2	Area Recintata	59.310
	3	Fascia arborea esterna	5.600
	4	Area contrattualizzata non utilizzabile	4.205
	5	Superficie strade esterne impianto	115
Tare	7	TARE	0
	8	TARE – Rudere	
Superficie non agricola	9	Superficie strade e piazzole area impianto	1.485
	10	Superficie strade e piazzole esterne	115
	11	Superfici edifici-cabine-magazzini-ecc	25
	12	Superficie non agricola (fascia di rispetto pali)	4.554
	13	Fascia arborea esterna	5.600
	14	Aree inverter	102
Categorie superfici	15	Superficie lorda totale	68.905
	16	S_{tare} - Superficie Tare	0
	17	S_{tot} - Superficie del sistema agrivoltaico	68.905
	18	S_N - Superficie non utilizzata	11.881
	19	S_{agricola} - Superficie Agricola	57.024
	20	S_{apv} - Superficie di un sistema agrivoltaico	-
	21	S_{pv} - Superficie ingombro moduli (orizzontale)	21.080
Parametri linee guida MiTe		A.1: Superficie Agricola S_{agricola}/Superficie Totale (S_{tot})	82,76 %
		A.2: LAOR - Superficie Captante (S_{pv})/Superficie Totale (S_{tot})	30,59 %

Tabella 6-3 – Superfici per calcolo parametri A.1 e A.2 linee guida MiTe – Area 5

Alla luce di quanto sopraesposto è possibile osservare che l’Area 5 dell’impianto rispetta tutti i requisiti (A, B, C, D ed E) previsti dalle Linee Guida in Materia di Impianti Agrivoltaici pubblicate dal MiTe nel giugno 2022.

7 LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO

7.1 INQUADRAMENTO GEOGRAFICO E TERRITORIALE

L'area presa in considerazione nel presente progetto ricade amministrativamente all'interno del Comune di Argenta (FE), occupando diversi di terreno adiacenti per un'area complessiva recintata di circa 26 ettari.

L'area interessata dal progetto è facilmente raggiungibili grazie ad una fitta rete di strade di vario ordine presenti in zona.



Figura 7-1 – Inquadramento regionale

L'impianto presenta le seguenti coordinate GPS (per maggiori dettagli si vede la precedente **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**):

- Latitudine 44°38'45.06"N; Longitudine 11°51'36.30"E
- Altimetria media risulta essere circa 8 m s.l.m..

Per quanto riguarda invece le opere di connessione, site nel comune di Portomaggiore (FE), le coordinate risultano essere le seguenti:

- Latitudine 44°65'10.10"; Longitudine 11°85'15.21"E
- Altimetria media risulta essere circa 8 m s.l.m..

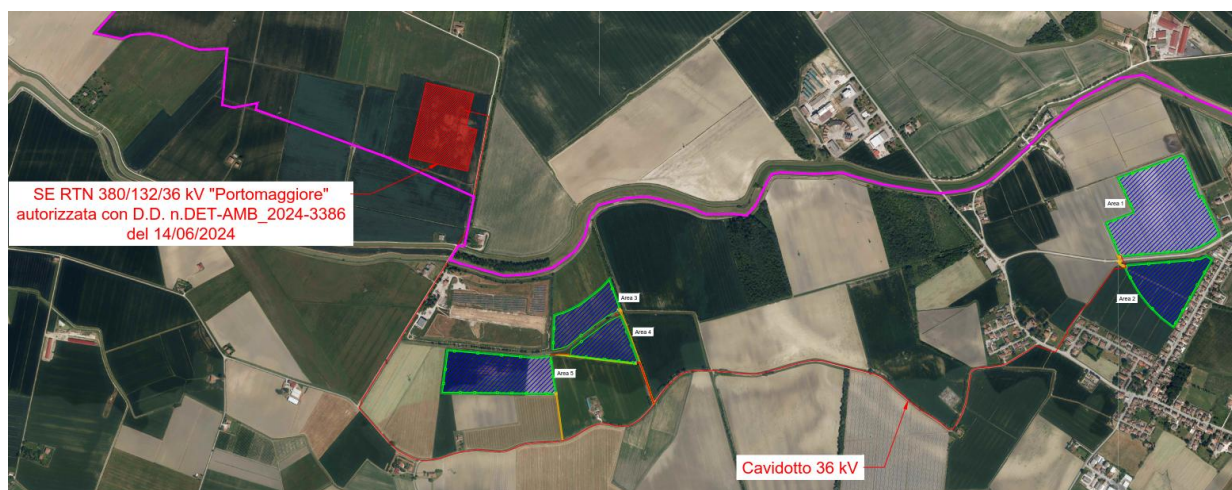


Figura 7-2 – Area impianto su ortofoto

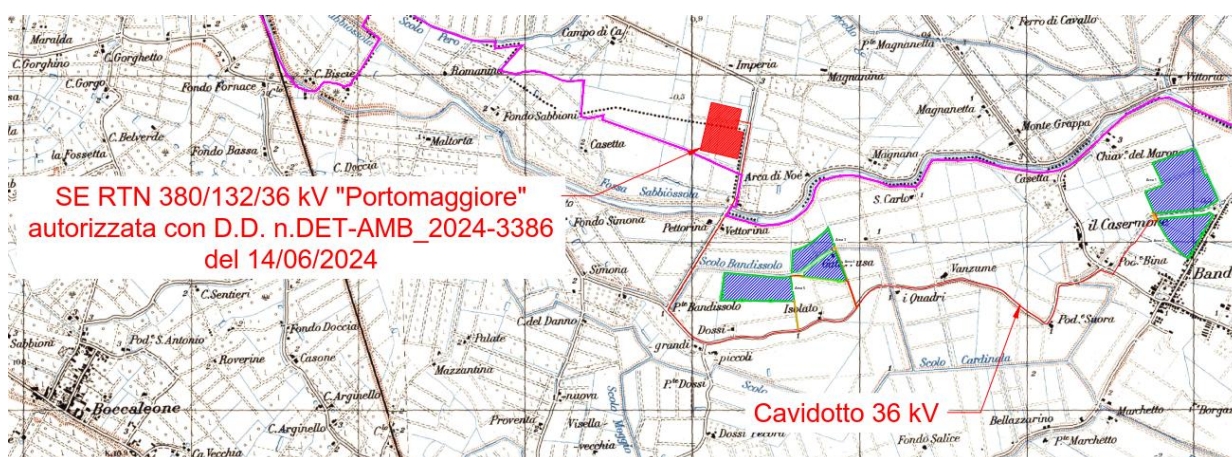


Figura 7-3 – Area impianto su IGM 1:25000

7.2 INQUADRAMENTO GEOLOGICO GENERALE

Da un punto di vista del tutto generale i depositi che formano l'ossatura della Pianura Padana costituiscono il riempimento del bacino di avansfossa di età plio-quaternaria, compreso tra la catena appenninica a sud e quella alpina a nord. Il contesto geologico-strutturale in cui la pianura va inserita è infatti quello dell'avansfossa appenninica che si è originata in seguito alla collisione eocenica della microplacca padano-adriatica sul lato orientale di quella Europea.

Il riconoscimento di una superficie di discordanza di significato regionale ha consentito il primo inquadramento stratigrafico di tipo sequenziale della successione quaternaria affiorante del margine appenninico, portando alla identificazione di due cicli sedimentari principali, uno marino (Qm) ed uno continentale (Qc).

Sotto il profilo più strettamente strutturale l'area, inquadrata nello schema tettonico dell'Appennino settentrionale presenta una configurazione tettonica profonda con movimenti orogenetici pre-pliocenici e medio pliocenici, caratterizzata da allineamenti tettonico strutturali ad andamento appenninico da NO-SE, con varie culminazioni e depressioni assiali.

Le informazioni prodotte dalle ricerche Eni-Agip nel sottosuolo padano hanno dettagliatamente accertato come la struttura tettonica dell'Appennino prosegua, sepolta nella pianura, per alcune

decine di chilometri verso nord entro la vasta fascia d’avanfossa. Tale struttura appare costituita da un sistema di grandi faglie inverse (accavallamenti), con superfici di sovrascorrimento a basso angolo (circa 30°) immerse verso SSO e con trasporto verso NNE, che hanno determinato superiormente strette pieghe anticlinaliche intercalate da larghe pieghe sinclinaliche. E’ in corrispondenza di queste ultime, soggette a considerevole subsidenza tettonica, che è stata ovviamente più consistente la sedimentazione dei terreni plio-pleistocenici.

Queste strutture tettoniche sono le maggiori responsabili della sismicità naturale dell’area che, facendo anche riferimento al recente “terremoto dell’Emilia” decresce in maniera significativa procedendo verso l’area costiera.

7.3 GEOLOGIA DEL SITO INTERVENTO

La litologia di superficie è composta da miscele binarie e ternarie di sabbia, limo e argilla, si rinvencono in prevalenza miscele ternarie interrotte da lenti di miscele binarie. Si distinguono delle zone nel comune di Portomaggiore, e in particolare nel comune di Argenta, a ridosso della Valle Mezzano, dove le lenti, costituite da una matrice argilloso-sabbiosa dominante, raggiungono estensioni molto considerevoli. Le sabbie sono rinvenibili esclusivamente sotto forma di lenti, nel comune di Argenta, lungo la direttrice che congiunge Consandolo-Boccaleone-Argenta-San Biagio-Filo-Longastrino, coincidente con il tracciato del paleoalveo del Po di Primaro. Le torbe sono presenti nei comuni di Ostellato, Portomaggiore e Argenta in corrispondenza della Bonifica della Valle Mezzano e della Valle Mantello.

In generale si può affermare che la distribuzione dei vari tipi litologici non è omogenea ma legata al reticolo idrografico dei rami del Po che anticamente divagavano nella zona in esame. Così i terreni sabbiosi sono localizzati principalmente in corrispondenza di antichi alvei fluviali o di loro con di esondazione, i materiali più fini si sono invece depositati principalmente nelle piane alluvionali in seguito a straripamento dei fiumi o rotta degli argini naturali.

Dall’analisi della cartografia geologica regionale, i depositi rinvenibili nel settore di studio risultano essere di origine prevalente “deltizia e litorale”, con materiali derivanti da ambiente deposizionale di Piana Deltizia costituita da Sabbie a limi e argille anche di natura organica (limi argillosi e argille limose), depositi tipici di Canale distributore, e di argine, di palude e di baia interdistributrice.

7.4 GEOMORFOLOGIA E COMPATIBILITA’ GEOMORFOLOGICA

L’assetto geomorfologico del territorio in esame è quello tipicamente caratteristico delle pianure e nella fattispecie della Bassa Pianura Padana, ove il retaggio delle divagazioni dei paleo corpi idrici, ampiamente protrattesi nel tempo, è rappresentato da deposizioni granulari sia sepolte che superficiali. Queste ultime si conformano quindi come dossi che normalmente presentano modesto rilievo e forme arrotondate pure spiccano sui terreni circostanti.

Per il territorio di studio si rilevano anche dossi particolarmente rilevati e/o dalle forme meno arrotondate. Le divagazioni dei paleo corpi idrici non hanno generato la pianura solo dal punto di vista geologico e deposizionale ma hanno avuto notevole importanza anche nella definizione dei luoghi di insediamento e delle forme degli abitati che infatti nella larga maggioranza dei casi sono sorti lungo i dossi in immediata continuità dei corsi idrici. In seguito, è risultato particolarmente comodo trasformare tali dossi rilevati in assi viari, producendo importanti trasformazioni della morfologia tipica dei dossi (che naturalmente sono costituiti da paleo- argini naturali caratterizzati

da forme arrotondate, spesso non sufficientemente continue e dal rilievo modesto, e dalla presenza centrale della “vena idraulica”, ovvero del corso idrico vero e proprio).

I dossi attualmente visibili rappresentano solamente l’ultima definizione del prolungato processo di divagazione dei fiumi e di edificazione della pianura.

Di seguito si riporta una sezione tracciata a partire dal territorio di Boccaleone sino ad arrivare al territorio di Bando; quindi, passante per il settore di studio, inoltre attraversa il dosso fluviale del Po di Primaro. Sono chiaramente visibili le strutture tipiche di argine naturale (sabbioso) ed i materiali di piana alluvionale/interdigitazioni di materiali argilloso, limosi e sabbiosi. In merito all’area di interesse, la litologia appare evidentemente caratterizzata da argille prevalenti, originatesi dalle divagazioni dei corsi d’acqua e dalla formazione di aree di ristagno idrico interfluviale.

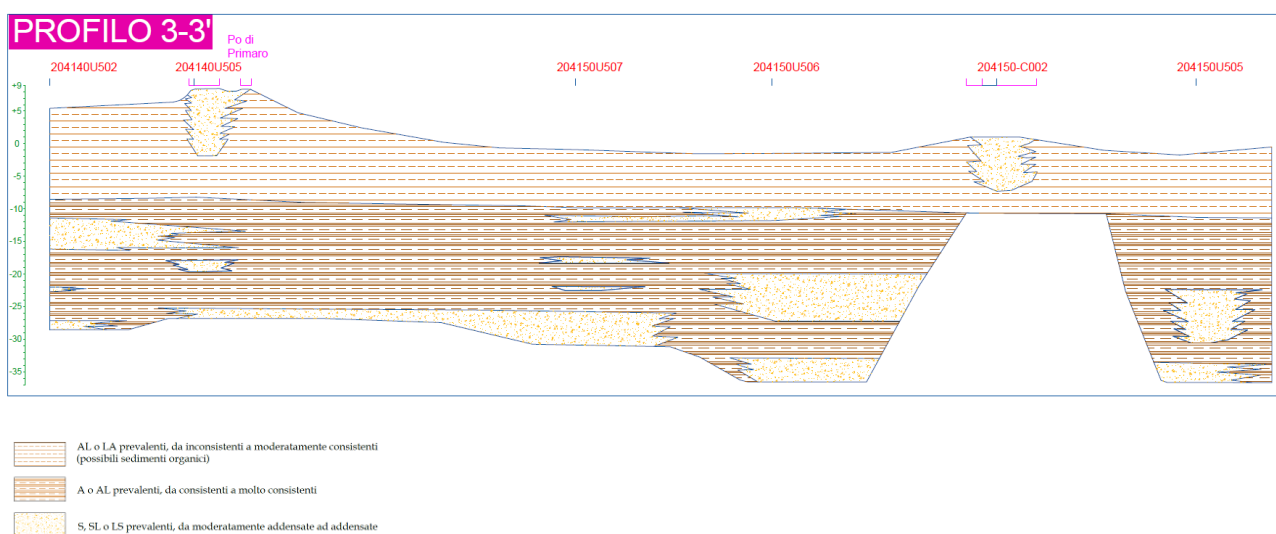
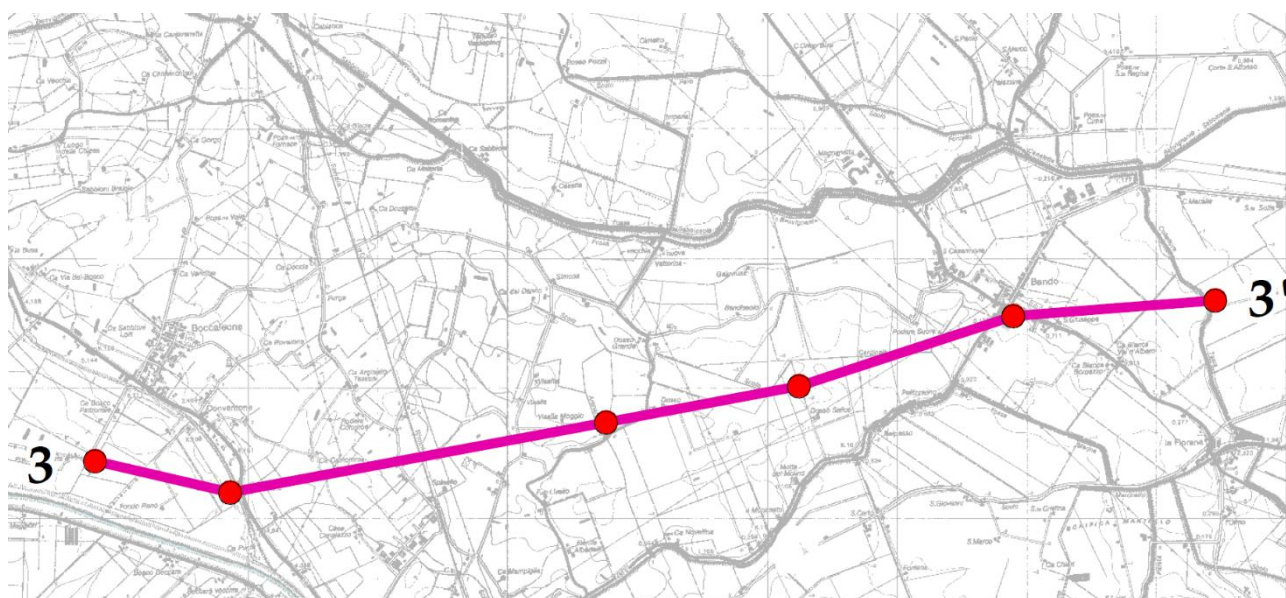


Figura 7-4– Traccia e sezione stratigrafica

7.5 ASSETTO IDROGEOLOGICO E IDROLOGICO LOCALE

L’acquifero Regionale risulta suddiviso in tre grandi gruppi acquiferi, separati dall’interposizione di importanti acquitardi. Ogni gruppo acquifero consiste di molti piccoli complessi acquiferi in accordo con il modello di suddivisione gerarchico basato sulla dimensione dei corpi acquiferi e della loro estensione.

Il Gruppo Acquifero di maggiore importanza, ai fini di questo documento, risulta essere il primo Gruppo ed in particolare le porzioni più superficiali dello stesso.

La falda freatica, considerata per convenzione come un unico elemento, in realtà risulta costituita da un complesso sistema multifalda, a livelli anche non interconnessi.

Il settore di studio è caratterizzato da soggiacenze piuttosto limitate; infatti, si è in presenza dell’acquifero superficiale già a partire da pochi metri al di sotto del piano campagna. Nel dettaglio per il settore in esame è stata rinvenuta la falda ad una profondità compresa tra -0,80 (Area Ovest) e -3,00 (area Est) m da p.c. La direzione di deflusso delle acque superficiali è decisamente governata dal corso del Fiume Reno che scorre al confine Ovest-Sud Ovest del territorio in esame.

In merito all’assetto idrologico, il territorio in esame, nel dettaglio, rientra interamente nella competenza idraulica del Consorzio della Bonifica Ferrarese, la quale denota peculiarità che la differenziano dalle altre zone idrauliche. La parte del ferrarese è rappresentata dalle terre “basse” e dai territori delle bonificazioni di vari periodi storici fra i quali si annoverano le bonificazioni più recenti (Valli del Mezzano), che interessano una porzione del territorio di Argenta. La dinamica di funzionamento del reticolo di bonifica prevede che le acque vengano sollevate meccanicamente ed immesse in collettori principali che, essendo ubicati a quote più elevate, possono recapitare a mare.

Il maggior elemento di pericolosità idraulica, derivante dalla gestione di questi reticoli di bonifica, è legato alle possibilità di alluvionamento “dal basso”. Questa è la situazione tipica quando il sistema complessivo di allontanamento/sollevamento delle acque non riesce a far fronte allo scolo delle acque di precipitazione. Altro elemento di massimo aggravio è costituito dai cambiamenti delle modalità di precipitazione registrati negli ultimi anni, ampiamente variate nei valori dei singoli eventi e nelle distribuzioni degli stessi eventi.

Da non sottovalutare anche il pericolo da alluvionamento “dall’alto”, pericolo connesso alla stabilità delle strutture arginali. Si tratta di un’eventualità da ricondursi ad eventi estremi e rari di crollo e/o sormonto delle difese arginali, eventi che hanno colpito da vicino il territorio in esame nella primavera 2023 (Alluvioni Romagnole).

7.6 INQUADRAMENTO VINCOLISTICO

Il presente paragrafo intende fornire un quadro generale dei principali vincoli territoriali-urbanistici presenti nell’area di inserimento dell’impianto in progetto, con particolare riferimento alla tutela del paesaggio e delle aree protette, la tutela della qualità delle risorse idriche, la bonifica dei suoli inquinati ecc.

A seguire si riportano le conclusioni dell’analisi vincolistica preliminare per la soluzione progettuale definita, effettuata in funzione dei principali strumenti di pianificazione territoriale vigenti su scala Regionale/Sovraregionale e Locale (Provinciale/Comunale).

Sulla base di quanto illustrato nella Relazione di Analisi vincolistica, si evidenzia che le aree

dell'impianto fotovoltaico in progetto ricadono in:

- area di inondazione per piena catastrofica da PAI ed area con classe di pericolo “P1-Alluvioni rare” le cui NTA non prevedono limitazioni specifiche per l'impianto in progetto. Per le aree ricadenti in classe P2 e P3 si deve garantire l'applicazione di misure di riduzione della vulnerabilità dei beni e delle strutture esposte, anche ai fini della tutela della vita umana e di misure volte al rispetto del principio dell'invarianza idraulica, finalizzate a salvaguardare la capacità ricettiva del sistema idrico e a contribuire alla difesa idraulica del territorio.
- territorio agricolo ad alta vocazione produttiva per i quali sono consentiti interventi relativi alla realizzazione di impianti di produzione di energia se aree idonee. Per tale tipologia di interventi, sono inoltre richieste misure di compensazione ambientale attuate dal progetto in esame mediante fascia arborea perimetrale.
- zone di particolare protezione dall'inquinamento luminoso, con le quali il progetto in esame non interferirà in quanto non sono previsti punti di illuminazione per le aree esterne.

Gli scoli/canali che interessano le aree di progetto sono:

- “Scolo Val d'Albero Nord-Ovest” a nord ed a est dell'area di impianto n.1;
- “Scolo Bandissolo Argenta” a nord delle aree di impianto n.4 e n.5;
- “Scolo S. Carlo”, “Scolo Bandissolo Argenta”, “Fossa Benvignante” e “Fosso Sabbiosola” per brevi tratti della linea 36 kV (interferenza teorica in quanto la linea sarà posata tramite tecnologia TOC).

Nella redazione del progetto si è avuto cura di inserire gli impianti a distanze tali dai canali, equivalenti con quelle prescritte.

Risulta inoltre rispettata la fascia di rispetto stradale presente lungo la strada comunale Via Don Enrico Ballardini.

Le Aree 01 e 05 di impianto sono parzialmente attraversate da una fascia di rispetto degli elettrodotti, per le quali verrà richiesta specifica autorizzazione all'Ente gestore ed eventuale richiesta di spostamento dei tratti di tali linee qualora l'opera in esame interferisse con esse.

In relazione alle opere di connessione previste dal progetto, un breve tratto del cavidotto ricade all'interno delle seguenti aree:

- Attraversamento della fascia di rispetto di 150 m del corso d'acqua denominato “Fossa Benvignante” e “Fossa Sabbiosola”;
- Attraversamento dei corsi d'acqua denominati “Fossa Benvignante” e “Fossa Sabbiosola”.

L'interferenza dell'elettrodotto con tali aree tutelate è puramente teorica poiché verrà posato tramite tecnologia TOC.

Infine si evidenzia che tutte le aree di impianto risultano ubicate in aree idonee ai sensi dell'art. 20, comma 8, lett. c-ter), punto 2 del D.Lgs. 199/2021 in quanto interamente comprese all'interno di un buffer di 500 metri da un impianto industriale o stabilimento, quest'ultimo come definito dall'articolo 268, comma 1, lettera h), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152. Nello specifico, le aree dell'impianto LUGO sono interamente comprese nel buffer di 500 m di distanza da un impianto biogas e da uno stabilimento industriale.

Per maggiori dettagli si rimanda alla Relazione di Analisi vincolistica qui allegata ed allo Studio

di Impatto Ambientale (SIA) presentato a corredo dell’istanza di VIA per il progetto in esame.

7.7 INQUADRAMENTO PAESAGGISTICO

L’area progettuale è compresa nel territorio comunale di Argenta (FE) e, limitatamente alle opere connesse, nel comune di Portomaggiore (FE).

La superficie catastale complessiva interessata dal progetto è pari a 31 ettari, dei quali circa 20 ettari recintati riservati all’impianto fotovoltaico, circa 6 ettari destinati all’impianto agrivoltaico avanzato (Area 5) e circa 2 ettari per schermatura e fascia di mitigazione. Il territorio è caratterizzato da una morfologia pressoché pianeggiante, avente una quota di circa 8 m s.l.m.

In base alla cartografia del piano territoriale paesaggistico regionale le aree interessate dall’impianto ricadono all’interno dell’**Ambito di paesaggio 13 – Bonifiche Bolognesi** a Sud del Reno, ricompreso nell’*aggregazione d’ambito “Pianura Fluviale – Pianura Ferrarese”*.

L’individuazione degli ambiti effettuata in sede di PTPR è scaturita da un lungo lavoro di analisi che, integrando numerosi fattori, sia fisico-ambientali sia storico culturali, ha permesso il riconoscimento di sistemi territoriali complessi (gli ambiti) in cui fossero evidenti le dominanti paesaggistiche che connotano l’identità di lunga durata di ciascun territorio.

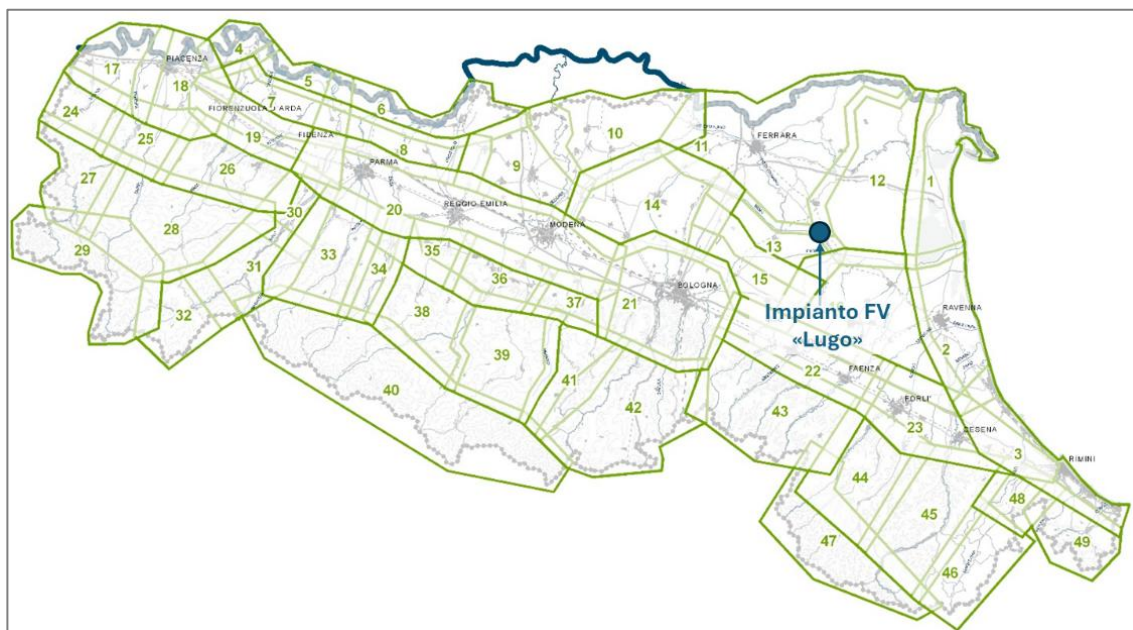


Figura 7-5– Ambiti paesaggistici nel territorio regionale

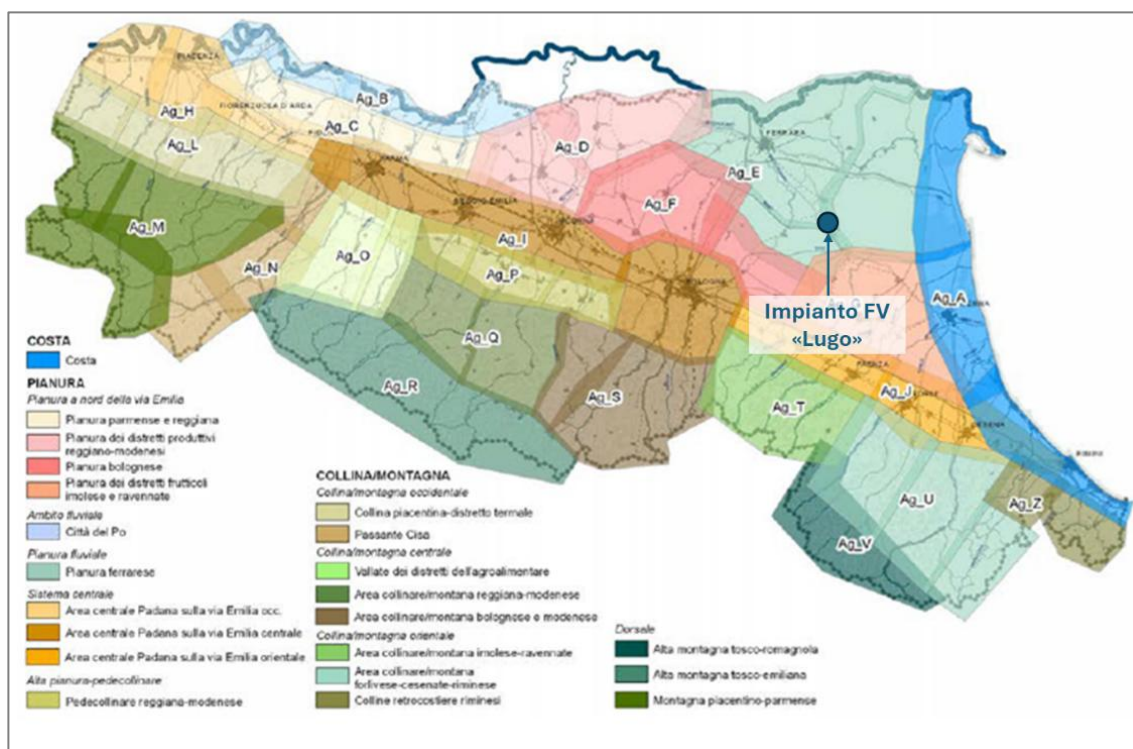


Figura 7-6– Aggregazioni d’ambiti

AMBITO DI PAESAGGIO 13 – BONIFICHE BOLOGNESI A SUD DEL RENO

È la porzione nord-orientale della pianura bolognese localizzata a sud del corso del Reno. Esito degli interventi di bonifica tardo ottocentesca, presenta caratteristiche molto simili alle contigue aree del ferrarese con le quali condivide processi evolutivi e manufatti connessi alla regimazione delle acque (idrovoce, chiuse, canali artificiali).

La morfologia del territorio, articolata in dossi lunghi e stretti che si alternano a estese depressioni, ha condizionato fortemente l’assetto territoriale. Nelle zone più rilevate hanno origine i centri storici e lungo le infrastrutture di dosso si sviluppano gli insediamenti lineari più recenti. Nelle conche è presente un rado edificato produttivo e residenziale.

Le dinamiche socioeconomiche risentono, invece, dell’influenza del capoluogo bolognese. Seppur in minor misura rispetto alla pianura a ridosso di Bologna, anche in questi territori i trend dell’ultimo decennio sono positivi. L’economia continua ad essere in prevalenza agricola.

L’uso intensivo dei suoli ha generato un progressivo impoverimento delle caratteristiche naturali degli ambienti di pianura contrastato negli anni ’90 da numerosi interventi di ripristino ambientale. A partire dalla presenza di biotipi esistenti, relitto delle zone allagate, si è in parte restituita l’originaria varietà all’ambiente e al paesaggio.

Si riportano a seguire i due obiettivi di qualità ed indirizzi per la tutela e la valorizzazione dell’ambito di interesse.

1. Obiettivo strategico “Gestione delle trasformazioni per il mantenimento di un’elevata qualità paesaggistica e ambientale”:

- Indirizzi prioritari: Controllo delle trasformazioni che possono alterare il sistema di aree naturali legate alle zone umide e ai corsi d’acqua. La gestione delle pressioni insediative e il monitoraggio dei cambiamenti nelle attività del territorio rurale dovrebbero essere finalizzate alla salvaguardia degli ambienti fragili e alla valorizzazione delle aree a maggior grado di naturalità, anche attraverso l’adozione di regolamenti per le pratiche agronomiche e di accordi agro-ambientali.

I recenti interventi di rinaturalizzazione in alcune aree marginali dal punto di vista della produzione agricola hanno, seppur solo in parte, ricostruito l’ambiente naturale pre-bonifica mostrando le opportunità che possono derivare dal miglioramento delle caratteristiche naturali, ecologiche e paesaggistiche di un territorio contiguo alle aree del Parco del Delta del Po. Verso est l’ambito comprende la stazione dell’area protetta costiera localizzata nell’entroterra, ma in tutto l’ambito sono diffuse le zone umide alle quali ci si può riferire per ricostruire una rete ecologica diffusa e interconnessa da coniugare agli obiettivi di miglioramento della qualità paesaggistica del territorio rurale. La gravitazione dell’economia di questi territori attorno alla conurbazione bolognese, d’altra parte, favorirà la crescita di un’ulteriore domanda di nuovi insediamenti residenziali e produttivi, che occorrerebbe realizzare mantenendo la leggibilità dell’assetto insediativo lungo i dossi evitando la creazione di formazioni lineari continue.

2. Obiettivi generali “Valorizzazione delle invarianti relazionali”

- Sistema dei dossi, centri storici e direttrici insediative storiche:
 - Contenimento dello sviluppo arteriale lungo la viabilità di collegamento dei centri di dosso soprattutto nell’area nord-occidentale, favorendo la conservazione di varchi liberi;
 - Concentrazione delle principali opportunità di sviluppo nelle aree contigue ai centri urbani principali;
 - Contenimento dello sviluppo produttivo in forma di insediamenti isolati;
 - Potenziare il ruolo di aree di collegamento ecologico del fiume Idice e del suo ambito fluviale nel connettere la pianura bolognese al Reno;
 - Valorizzazione delle produzioni tipiche nelle aree dei dossi settentrionali e recupero del patrimonio edificato storico di origine agricola;
 - Contenimento degli interventi che alterano l’assetto agricolo dei suoli con frammentazione delle aziende agricole;
 - Promozione delle attività extra-aziendali a supporto dell’agricoltura.
- Sistemi delle aree umide relitto delle bonifiche:
 - Promuovere forme di gestione e valorizzazione delle aree umide relitto delle recenti attività di bonifica;
 - Salvaguardia dei valori naturalistici rilevati nelle aree umide e potenziamento degli interventi di rinaturalizzazione;
 - Salvaguardia degli elementi e dei complessi di valore storico-testimoniale di impianto unitario e conservazione delle opere idrauliche della bonifica;
 - Potenziare il sistema delle connessioni ecologiche minori finalizzate alla messa a

sistema delle aree a più elevato pregio naturalistico che costituiscono i nodi;

- Coordinamento con le politiche del Parco del Delta del Po per le aree umide contigue alla stazione di Campotto;
- Contenimento dello sviluppo edificato degli insediamenti limitrofi ai bacini allagati;
- Adozione di misure agronomiche che non alterino in modo irreversibile la qualità dei suoli e delle acque.

Per la valutazione della compatibilità paesaggistica del progetto in esame è stata predisposta specifica Relazione Paesaggistica, riportata in Allegato allo SIA, alla quale si rimanda per i dettagli.

8 DESCRIZIONE GENERALE

La realizzazione dell’impianto prevede l’installazione di 30.680 moduli fotovoltaici per ottenere una potenza installabile di 23.010 kWp con una superficie totale occupata dai moduli pari a 95.303 m², così suddivisi:

AREA	SOTTOAREA	N° MODULI	SUPERFICIE (m ²)
AREA 01	1	4004	12437,83
	2	8632	26814,03
AREA 02	3	5200	16153,03
AREA 03	4	3328	10337,94
AREA 04	5	2730	8480,34
AREA 05	6	6786	21.079,70

Tabella 8-1 – Superficie moduli

I moduli fotovoltaici saranno installati su tracker mono-assiali disposti lungo l'asse geografico nord-sud come da tavole di progetto.

L'intervento non comporta trasformazioni del territorio e la morfologia dei luoghi rimarrà inalterata.

Non verranno effettuati scavi o livellamenti superficiali, e l’area di impianto non sarà soggetta a nessuno scotico superficiale, in modo da preservare le caratteristiche agronomiche dell’area.

Nell’ambito del progetto è stata eseguita un’attenta valutazione della gestione delle terre e rocce da scavo prodotte, prevedendo di riutilizzare in situ la quasi totalità dei volumi provenienti dagli scavi delle aree dell’impianto fotovoltaico e dalla cabina utente, che costituiscono la frazione volumetrica maggiore derivante dalle operazioni di scavo per la realizzazione dell’opera.

Per quanto concerne le modalità di gestione dei volumi in esubero derivanti dalla realizzazione delle dorsali lungo le strade, il materiale escavato provenendo da massicciate stradali (gli scavi avranno una profondità di circa 1,2 m) non potrà essere idoneo ad opere di ripristino all’interno delle aree dell’impianto fotovoltaico dove dovrà essere mantenuta la capacità agricola del terreno. Nell’impossibilità, pertanto, di prevedere un riutilizzo in sito di tali quantitativi, si è ipotizzata una gestione di tali quantitativi come rifiuti da destinare a recupero/smaltimento.

Le aree interessate dall’intervento sono idonee all’installazione dei tracker e la caratterizzazione delle pendenze delle aree riporta valori compatibili con le tolleranze ammesse dall’installazione delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici, per definire una ottimale posizione dei moduli minimizzando i movimenti di terreno.

Le condizioni morfologiche garantiscono una totale esposizione dei moduli ai raggi solari durante le ore del giorno e queste costituiscono le premesse della progettazione definitiva per ottenere la migliore producibilità nell'arco dell'anno.

Non sono interessati corpi idrici pubblici e non saranno modificate le eventuali linee di impluvio dei corsi d’acqua episodici che insistono all’interno delle aree.

Durante la costruzione e l’esercizio sarà previsto l’utilizzo della sola risorsa suolo legata

all'occupazione di superficie.

La superficie sottratta interessa suoli attualmente destinati a seminativi/pascoli a bassa valenza ecologica. Le superfici sottratte saranno quelle strettamente necessarie alle opere di gestione e manutenzione dell'impianto.

Non è previsto lo stoccaggio, il trasporto, l'utilizzo, la movimentazione o la produzione di sostanze e materiali nocivi. La realizzazione e la gestione dell'impianto fotovoltaico non richiedono né generano sostanze nocive. È prevista la produzione di rifiuti solo durante la fase di cantiere, molti dei quali potranno essere avviati a riutilizzo/riciclaggio. Durante la fase di esercizio la produzione di rifiuti è legata alle sole operazioni di manutenzione dell'impianto.

In fase di dismissione le componenti dell'impianto verranno avviate principalmente a centri di recupero e riciclo altamente specializzati e certificati.

L'adozione per il campo fotovoltaico del sistema di fondazioni costituito da pali in acciaio infissi al suolo azzerà la produzione di rifiuti connessi a questa fase.

In ogni caso i rifiuti, prodotti principalmente durante la fase di cantiere, saranno gestiti secondo quanto previsto dalla normativa vigente.

L'impianto fotovoltaico è privo di scarichi sul suolo e nelle acque, pertanto, non sussistono rischi di contaminazione del terreno e delle acque superficiali e profonde.

La regolarità del layout, oltre a dare un'immagine ordinata dell'insieme, consente rapidità di montaggio in fase di cantiere. I moduli fotovoltaici verranno installati su supporti metallici dimensionati secondo le normative vigenti in materia.

9 DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO

Durante la fase di cantiere si eseguiranno le seguenti operazioni:

- movimentazioni di terra per la realizzazione delle fondazioni per la cabina utente, per l'edificio magazzino e sala controllo, per le differenti cabine dell'impianto, tutte della tipologia Skid outdoor, dei cavidotti BT e 36 kV interni e del cavidotto per la linea 36 kV di connessione alla RTN
- esecuzione delle opere civili ed impiantistiche.

Nella realizzazione dei campi fotovoltaici si procederà alla compattazione in sito delle sole superfici adiacenti le cabine elettriche ospitanti quadri, inverter e trasformatori, lasciando indisturbate le rimanenti aree, in modo da non alterare le caratteristiche esistenti del territorio.

Lungo buona parte del perimetro degli impianti sarà realizzata una fascia a verde con messa a dimora di una siepe e di ulivi a mitigazione e a schermatura visiva in prossimità delle aree esterne.

La realizzazione del sistema di illuminazione e antintrusione perimetrale, che entra in funzione solo in caso di intrusioni o di attività di manutenzione, consiste nell'installazione di lampioni, ogni 50/70 m circa.

Il progetto prevede la realizzazione dei seguenti edifici all'interno della recinzione dell'impianto stesso:

RIF.	DESCRIZIONE EDIFICIO	NR	L ₁ [m]	L ₂ [m]	H [m] dal p.c.	Vol [m ³]
①	Cabina trasformazione	6	6,06	2,44	4,40	390,36
②	Cabina ausiliari	6	3,70	2,70	4,20	251,75
③	Edificio magazzino/sala controllo	1	12,20	2,50	4,40	34,90
④	Cabina Utente 36 kV	1	23,95	5,75	6,10	840,05
						1517,06

Figura 9-1 – Elenco edifici impianto fotovoltaico

Le 6 cabine elettriche di trasformazione saranno posate su fondazioni in cemento armato posizionati opportunamente sotto i cabinati. La cabina di raccolta linee 36 kV sarà della tipologia a prefabbricato, con vasca di fondazione in cls prefabbricato dello spessore di 70 cm, per un volume complessivo di cls di circa 5 m³.

Le maggiori opere in c.a. dovute alla realizzazione del campo fotovoltaico saranno superficiali e di dimensioni ridotte e saranno facilmente asportabili alla fine del ciclo di vita dell'impianto.

La realizzazione della viabilità interna a carattere agricolo, concepita a servizio delle attività di esercizio e manutenzione dell'impianto fotovoltaico occupa una superficie di circa 8.600 m² e sarà realizzata con materiali misto di cava stabilizzato facilmente asportabile a fine vita dell'impianto.

Le superfici occupate saranno quelle strettamente necessarie alla gestione dell'impianto e non pregiudicheranno lo svolgimento delle pratiche agricole che potranno continuare indisturbate sulle aree contigue a quelle interessate dall'intervento. I cavidotti saranno interrati e lì dove

attraversano i campi e le aree esterne alla recinzione dell'impianto avranno profondità non inferiore a 1,2 m dal piano campagna senza pregiudicare l'esecuzione delle arature profonde.

La produzione di rifiuti sarà minima e legata alla sola manutenzione dell'impianto.

Gli eventuali rifiuti prodotti saranno gestiti secondo quanto previsto dalla normativa vigente.

Non si registrano scarichi ed emissioni solide, liquide e gassose di alcun tipo, e quindi contaminazione del suolo, del sottosuolo, dell'aria e delle acque superficiali e profonde.

L'impianto andrà ad insistere su terreni da sempre destinati ad uso agricolo sui quali non si svolgono attività che possano contaminare i terreni.

I volumi di scavo verranno utilizzati interamente in sito per il ripristino della viabilità e delle piazzole di cantiere, il rinterro delle fondazioni superficiali, la riprofilatura dell'intera area di cantiere ed il raccordo con il terreno esistente.

I volumi di terra, prima di essere totalmente riutilizzati per le modalità precedentemente descritte, verranno accantonati localmente nei pressi dell'area d'intervento.

10 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Gli impianti fotovoltaici sono principalmente suddivisi in 2 categorie:

- impianti "ad isola" (detti anche "stand-alone"): impianti non sono connessi alla rete di distribuzione, per cui sfruttano direttamente sul posto l'energia elettrica prodotta ed accumulata in sistema di Storage di energia (batteria);
- impianti "connessi alla rete" (detti anche “grid-connected”): sono impianti connessi alla rete elettrica di distribuzione esistente;

L'impianto in oggetto appartiene alla categoria impianti “Connessi alla Rete”, cioè che immettono in rete tutta o parte della produzione elettrica risultante dalla produzione dell'impianto fotovoltaico, opportunamente convertita in corrente alternata e sincronizzata a quella della rete, contribuendo alla cosiddetta generazione distribuita.

I principali componenti di un impianto fotovoltaico connesso alla rete sono:

- campo fotovoltaico, deputato a raccogliere energia mediante moduli fotovoltaici disposti opportunamente a favore del sole;
- i cavi di connessione, che devono presentare adeguate caratteristiche tecniche;
- inverter di campo, deputati a stabilizzare l'energia raccolta, a convertirla in corrente alternata e ad iniettarla in rete;
- cabine di trasformazione, complete di:
 - quadri in bassa tensione per raccogliere la potenza dei vari inverter e convogliarla al trasformatore;
 - Trasformatori per innalzare dalla bassa alla tensione di rete;
- cabine ausiliarie, localizzate in corrispondenza delle cabine di trasformazione;
- edificio magazzino e sala controllo per la gestione centralizzata dell'impianto;
- cabina Utente per raccogliere la potenza generata dalle diverse aree dell'impianto agrivoltaico e convogliarla sulla linea 36 kV di connessione alla rete RTN.

10.1 MODULI FOTOVOLTAICI

I moduli individuati sono della potenza di 750 Wp, essendo al momento la scelta disponibile sul mercato su una proiezione temporale attendibile, con tensione di sistema a 1500 V raccolti in stringhe da 26 moduli con le seguenti caratteristiche tecniche.

Le caratteristiche tecniche del modulo fotovoltaico, tuttavia, potranno cambiare nello stato avanzato della progettazione esecutiva in accordo alle migliori condizioni del mercato.

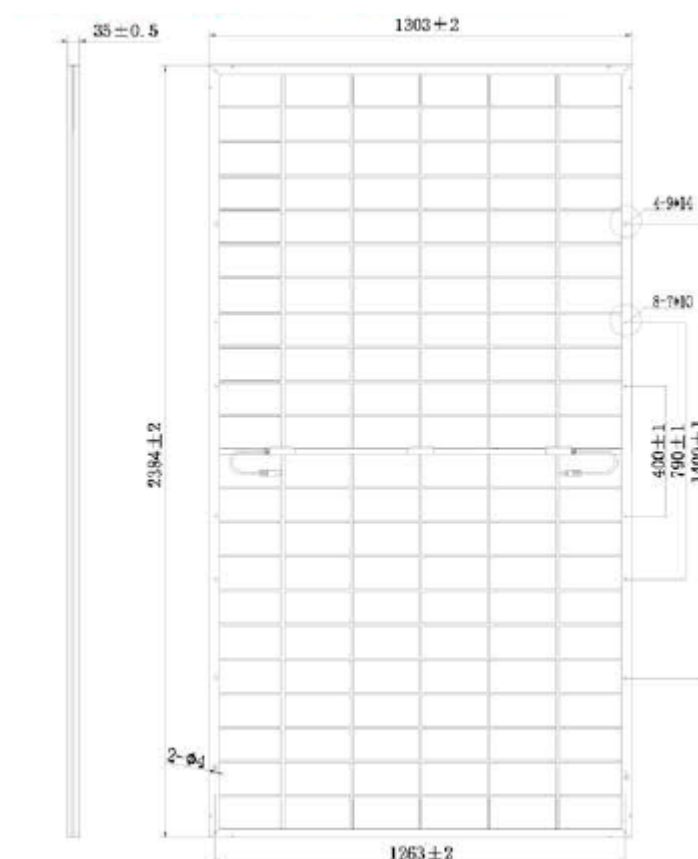


Figura 10-1 – Caratteristiche dimensionali Modulo Fotovoltaico

ELECTRICAL DATA (STC*)

Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	730	735	740	745	750
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	42.84	42.98	43.12	43.26	43.40
Maximum Power Current-Imp(A)	17.04	17.10	17.16	17.22	17.28
Open Circuit Voltage-Voc(V)	51.17	51.32	51.47	51.62	51.77
Short Circuit Current-Isc(A)	17.86	17.92	17.98	18.04	18.10
Module Efficiency (%)	23.50	23.66	23.82	23.98	24.14

*STC: Irradiance 1000 W/m², cell temperature 25°C, AM=1.5. Tolerance of Pmax is within +/- 3%.

Figura 10-2 – Caratteristiche elettriche Modulo Fotovoltaico

10.2 STRUTTURE DI SUPPORTO

L'impianto in progetto, del tipo ad inseguimento monoassiale (inseguitori di rollio), prevede l'installazione di strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (realizzate in materiale metallico), disposte in direzione Nord-Sud su file parallele ed opportunamente spaziate tra loro per ridurre gli effetti degli ombreggiamenti.

Le strutture di supporto sono costituite essenzialmente da tre componenti:

- 1) I pali in acciaio zincato, direttamente infissi nel terreno (nessuna fondazione prevista);
- 2) La struttura porta moduli girevole, montata sulla testa dei pali, composta da profilati in metallo, sulla quale viene posata una fila di moduli fotovoltaici (in totale massimo 52 moduli per struttura disposti su una fila in verticale, considerando la struttura più grande che verrà impiegata sull'impianto);
- 3) L'inseguitore solare monoassiale, necessario per la rotazione della struttura porta moduli. L'inseguitore è costituito essenzialmente da un motore elettrico (controllato da un software), che tramite un attuatore collegato al profilato centrale della struttura di supporto, permette di ruotare la struttura durante la giornata, posizionando i pannelli nell'angolazione ottimale per minimizzare la deviazione dall'ortogonalità dei raggi solari incidenti, massimizzando la produzione di energia elettrica.

Le strutture saranno opportunamente dimensionate per sopportare il peso dei moduli fotovoltaici, considerando il carico da neve e da vento della zona di installazione. La tipologia di struttura prescelta è ottimale per massimizzare la produzione di energia utilizzando i moduli bifacciali.

Sulla base delle considerazioni geologiche, geomorfologiche e geotecniche, la fondazione su cui poggeranno le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici sarà di tipo ad infissione, costituita da tubolari o omega in acciaio zincato (pali), che saranno infissi direttamente nel terreno mediante l'utilizzo di una macchina specifica. Tale tecnologia è utilizzata nell'ambito dell'ingegneria ambientale e dell'ecoedilizia al fine di non alterare le caratteristiche naturali dell'area soggetta all'intervento. Rispetto alle tradizionali fondazioni in cemento armato tale sistema risulta essere meno invasivo e permette una maggiore facilità di rimozione al momento della dismissione dell'impianto.

Le fondazioni, oltre ad assicurare le strutture di sostegno al terreno, assumono anche la funzione di zavorra per opporsi all'azione del vento.

La realizzazione di queste opere sarà eseguita in varie fasi:

- Rilievo piano - altimetrico e picchettamento dell'area al fine di individuare le aree di posizionamento dei pali;
- Posizionamento della strumentazione atta a eseguire l'infissione tramite opportuna macchina con sistema a compressione;
- Esecuzione dell'infissione;
- Montaggio delle carpenterie metalliche delle strutture porta moduli.

L'inseguitore solare serve ad ottimizzare la produzione elettrica dell'effetto fotovoltaico (il silicio cristallino risulta molto sensibile al grado di incidenza della luce che ne colpisce la superficie) ed utilizza la tecnica del backtracking, per evitare fenomeni di ombreggiamento a ridosso dell'alba e del tramonto. In pratica nelle prime ore della giornata e prima del tramonto i moduli non sono orientati in posizione ottimale rispetto alla direzione dei raggi solari, ma hanno un'inclinazione minore (tracciamento invertito). Con questa tecnica si ottiene una maggiore produzione energetica dell'impianto fotovoltaico, perché il beneficio associato all'annullamento dell'ombreggiamento è superiore alla mancata produzione dovuta al non perfetto allineamento dei moduli rispetto alla direzione dei raggi solari.

L'algoritmo di backtracking che comanda i motori elettrici consente ai moduli fotovoltaici di

seguire automaticamente il movimento del sole durante tutto il giorno, arrivando a catturare il 15-20% in più di irraggiamento solare rispetto ad un sistema con inclinazione fissa.

Come descritto nei precedenti paragrafi saranno adottate due tipologie di strutture di supporto differenti, “standard” per le Aree 01, 02, 03 e 04, sopraelevate per l’Area 05.

Per quanto riguarda l’Area 05, la geometria della struttura di sostegno è stata definita in modo tale da rispettare i requisiti richiesti per un impianto agrivoltaico “integrato innovativo”.

In particolare, l’altezza dei pali di sostegno è stata scelta in modo da avere una minima altezza da terra dei moduli di 2,10 m alla massima inclinazione operativa, come indicato nelle figure seguenti.

La distanza tra file adiacenti di strutture è stata identificata in 5 m, come necessario per consentire un corretto uso agricolo delle aree.

Le caratteristiche principali delle strutture di supporto sono mostrate nelle seguenti figure.

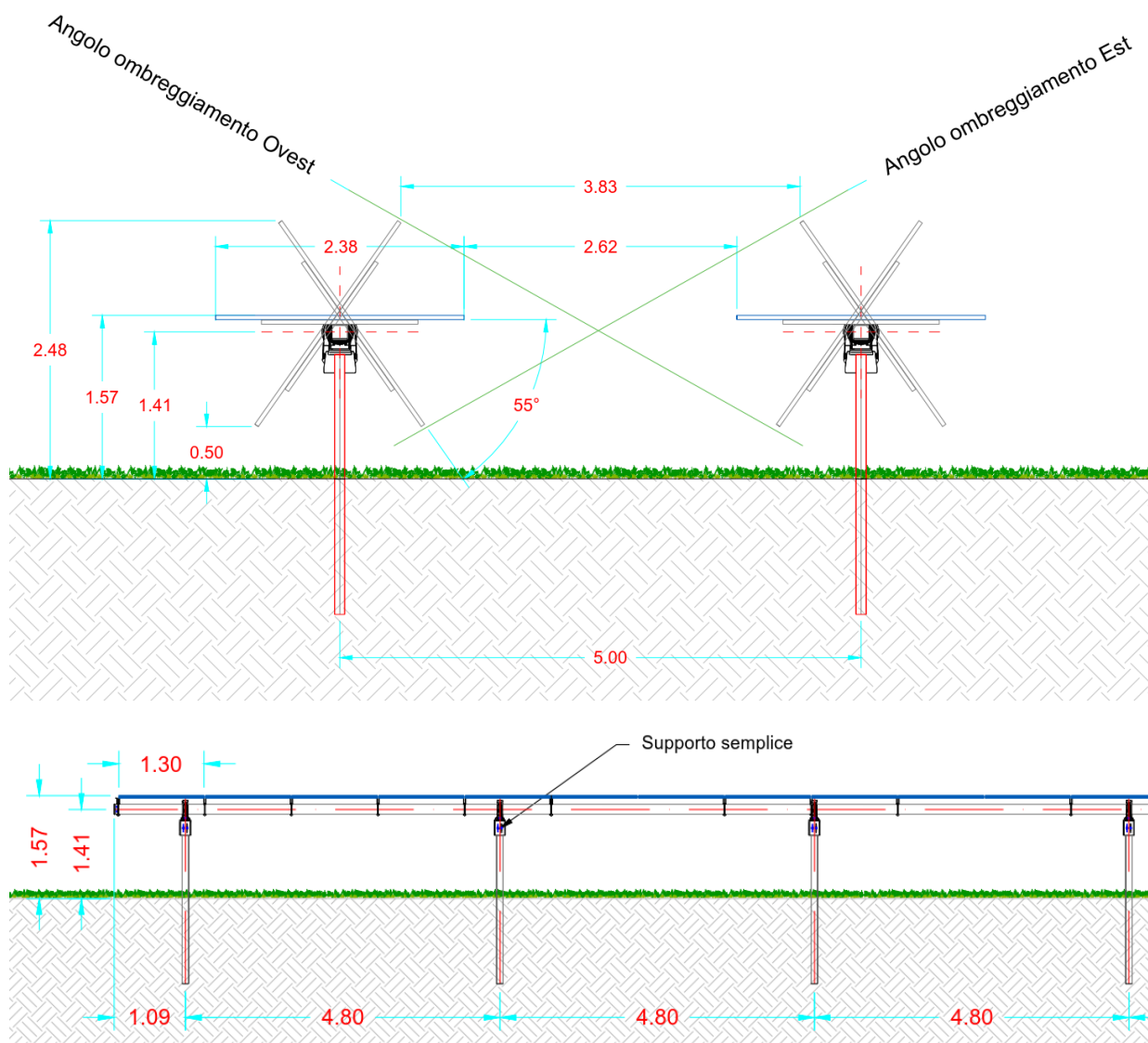


Figura 10-3 – Sezione trasversale e longitudinale tipologica struttura Tracker – Aree 01, 02, 03, 04

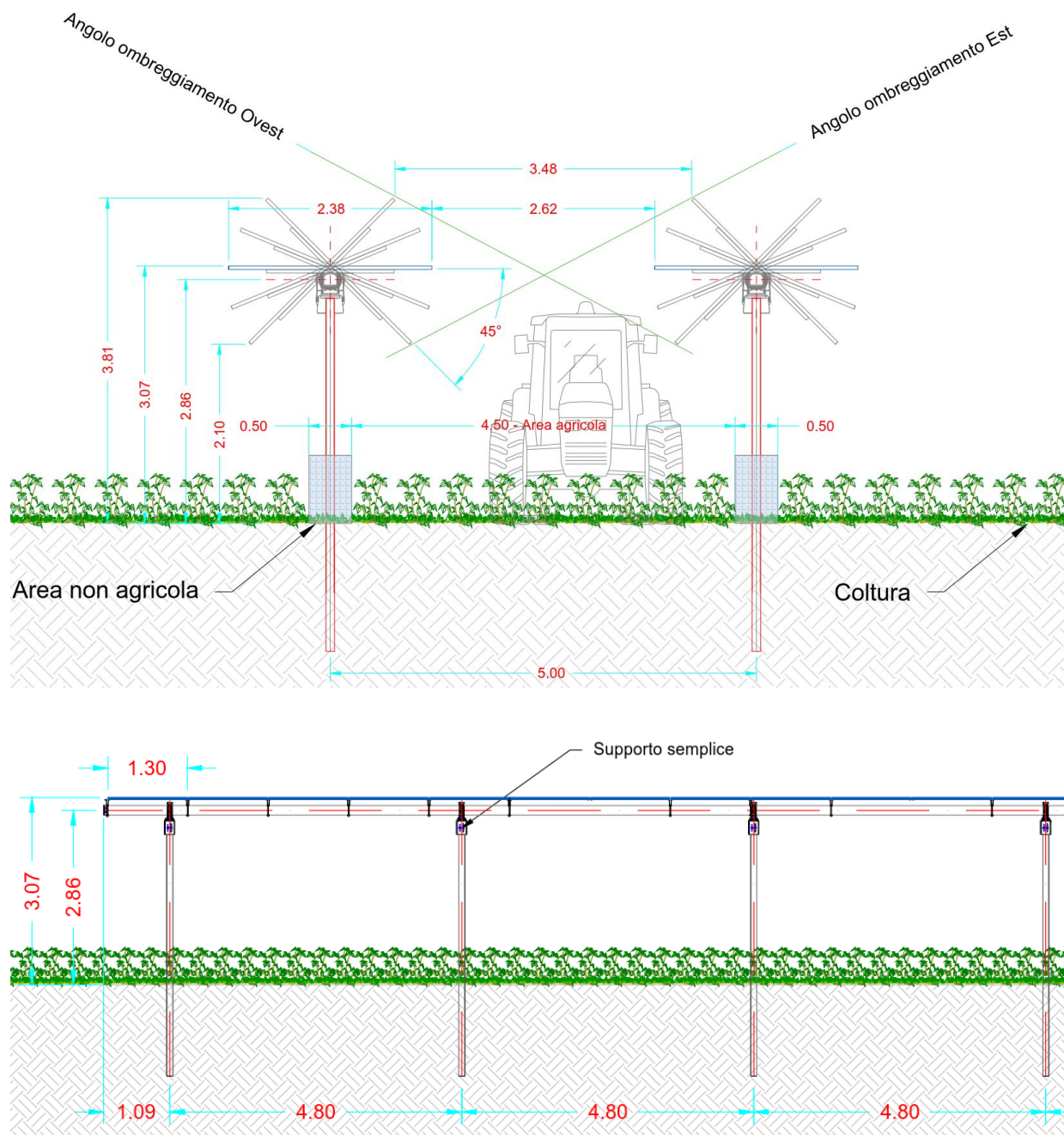


Figura 10-4 – Sezione trasversale e longitudinale tipologica struttura Tracker – Area 05

Nell’impianto saranno utilizzate tre tipologie di strutture di supporto, tutte a singola vela (1V), che si differenziano per il numero di pannelli supportati dalla singola struttura: 13x1, 26x1 e 52x1. Tali strutture sono posizionate all’interno dell’area di impianto in modo da consentire il massimo riempimento e sfruttamento dell’area di impianto stessa.

10.2.1 Considerazioni ecologiche

Il campo di moduli è disposto in modo da consentire alla luce e all'umidità di raggiungere il suolo sottostante, e non impedire in alcun modo la frequentazione di fauna selvatica nell'area. In quest'area si possono così sviluppare condizioni ecologiche di fatto analoghe a quelle riscontrabili su un normale terreno agricolo, privo di copertura dei moduli, a parte alcune (minime) variazioni del microclima, dovute all'ombreggiamento parziale ed alla conseguente riduzione dell'evapotraspirazione.

10.2.2 Altezza ottimale

Come ricordato precedentemente, la distanza dallo spigolo inferiore del modulo al suolo è di almeno 2,1 m per l'Area 05, per consentire un corretto uso agricolo, e di 0,5 m per le restanti aree.

10.2.3 Montaggio rapido

Tutti i componenti sono preassemblati e confezionati conformemente al tipo di modulo scelto. I moduli devono essere soltanto inseriti dall'alto nei punti d'inserimento. Ciò garantisce una maggiore velocità di installazione.

10.2.4 Massima durata

Le strutture sono costruite in acciaio zincato e alluminio mentre la bulloneria è in acciaio inox. L'elevata resistenza alla corrosione garantisce una lunga durata e offre la possibilità di un riutilizzo completo.

10.3 COLLEGAMENTO DEI MODULI FOTOVOLTAICI

I moduli fotovoltaici sono collegati tra loro in serie attraverso dei connettori di tipo maschio-femmina (tipo MC4 e/o TS4), formando delle stringhe. Ogni stringa è formata da 26 moduli, per un totale di 1.180 stringhe per l'intero l'impianto fotovoltaico.

10.4 GRUPPO DI CONVERSIONE CC/CA (STRING INVERTERS)

La conversione della potenza prodotta dai moduli fotovoltaici in DC in AC alla frequenza di rete avviene attraverso inverter di stringa. Gli inverter sono installati all'esterno, sotto le vele, e il loro involucro garantirà lunga durata e massima sicurezza; Sono previsti 76 inverter ognuno collegato ad un numero di stringhe variabile tra 14 e 17. Essi saranno così distribuiti:

CABINE	N° INVERTER	DISTRIBUZIONE
C01	11	Inverter 1,2,3 (17 stringhe)
		Inverter 4,5,9,10,11 (15 stringhe)
		Inverter 6,7,8 (16 stringhe)
C02	20	Inverter 1,2,3 (14 stringhe)
		Inverter 4,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,20 (16 stringhe)
		Inverter 8 (17 stringhe)
		Inverter 5,6,7 (15 stringhe)
C03	13	Inverter 1,2,3,4,6,7,8,9,13 (16 stringhe)
		Inverter 5,10,11,12 (14 stringhe)
C04	8	Tutti da (16 stringhe)
C05	7	Inverter 1,2,5 (16 stringhe)
		Inverter 3,4,6 (14 stringhe)
		Inverter 7 (15 stringhe)
C06	17	Inverter 3,4,5,6,7 (14 stringhe)
		Inverter 1 (15 stringhe)
		Inverter 2,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17 (16 stringhe)

Tabella 10-1 – Distribuzione stringhe per inverter



Figura 10-5 – Esempio di installazione gruppo di conversione CC/CA (String Inverters)

Gli inverter individuati nel progetto sono del modello SUN2000-330KTL-H1 della Solar Huawei, con una potenza di 300 kW, 330 kVA, consentendo lo sfruttamento ottimale del campo fotovoltaico con la funzione MPPT (maximum power point tracking) integrata, una ogni 2 stringhe.

L’inverter è marcato CE e munito di opportuna certificazione sia sui rendimenti che sulla compatibilità elettromagnetica.



Figura 10-6 – Tipico String inverter

Le caratteristiche principali degli inverter sono riportate nella seguente tabella:

GRANDEZZA	VALORE
Tensione massima in ingresso	1500 V
Tensione di uscita alla Pn	800 V
Frequenza di uscita	50 Hz
Cos ϕ	0,8 – 1,0
Grado di protezione	IP 66
Range di temperatura di funzionamento	-25 +60 °C
Range di tensione in ingresso	880 – 1325 V
Corrente massima in ingresso (25°C / 50°C)	65 A
Potenza nominale in uscita (CA)	300 kW
Rendimento europeo	98,8 %

Tabella 10-2 – Caratteristiche preliminari string inverter

10.5 CABINE DI TRASFORMAZIONE

Le cabine di trasformazione (Transformer Station) saranno della tipologia a JUPITER-9000K-H1.

Saranno installate 6 cabine di trasformazione (di cui tre a 3MVA-11 e tre a 6MVA-22).

Ciascuna delle 6 cabine di trasformazione converte la corrente alternata a bassa tensione generata

dall'inverter fotovoltaico in corrente alternata alla tensione di 36 kV. La cabina integra il quadro principale 36 kV per la connessione alla rete interna, il trasformatore elevatore, il quadro a bassa tensione e l'alimentazione ausiliaria, in un container parzialmente aperto con struttura in acciaio per fornire una soluzione di trasformazione e distribuzione integrata per impianti fotovoltaici da collegare alla rete 36 kV.

Di seguito si riportano i dettagli della cabina di trasformazione:

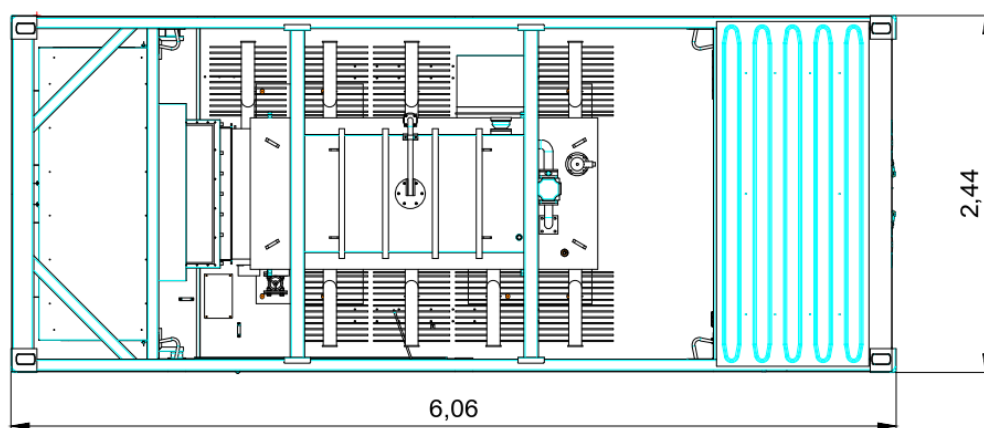


Figura 10-7 – Cabina di trasformazione – Planimetria

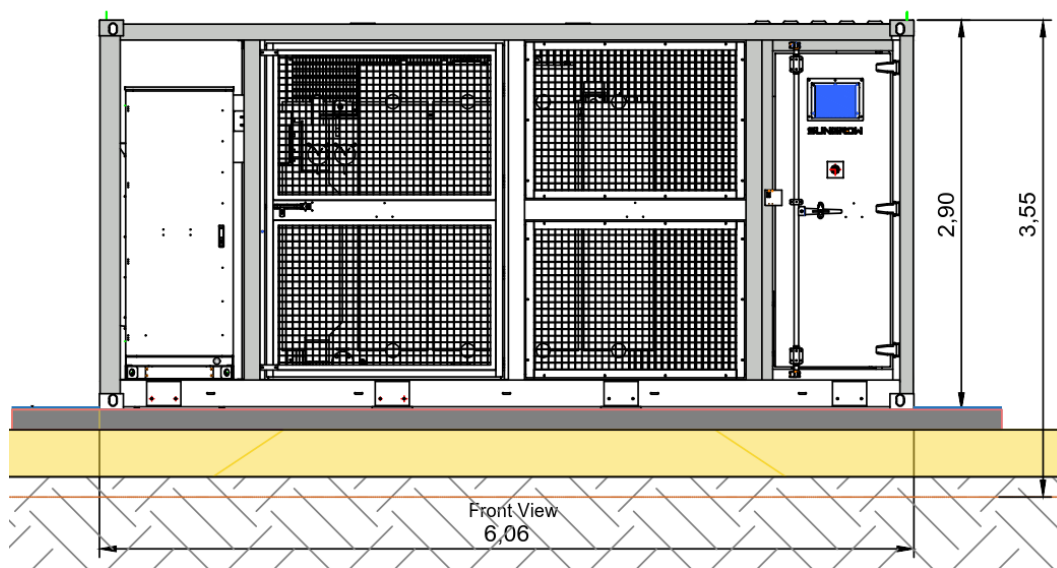


Figura 10-8 – Cabina di trasformazione – Vista laterale

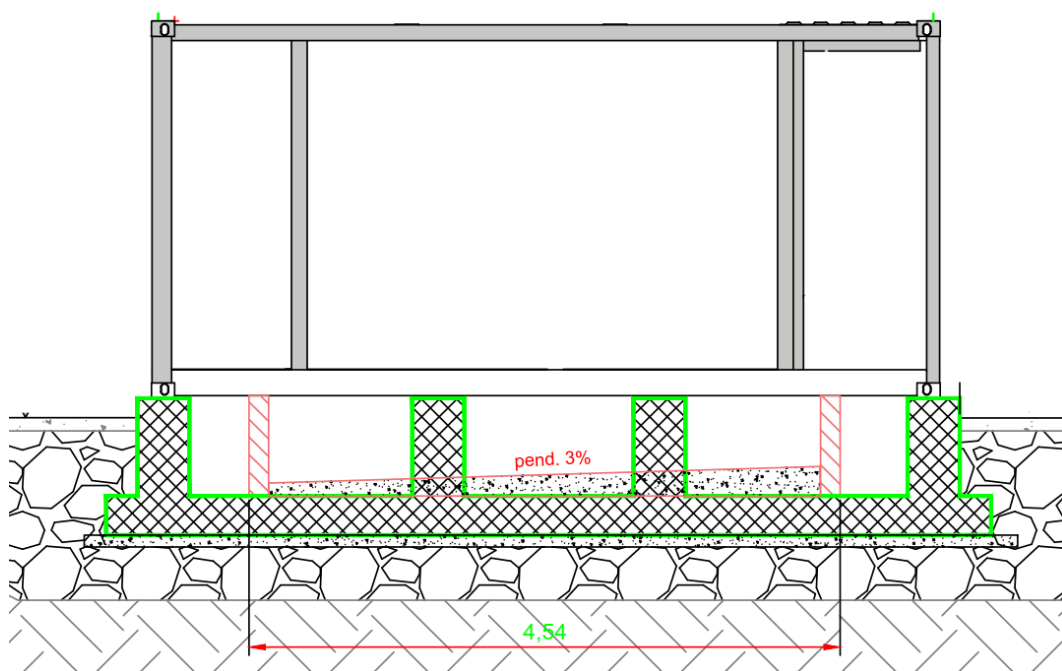


Figura 10-9 – Cabina di trasformazione – Fondazione

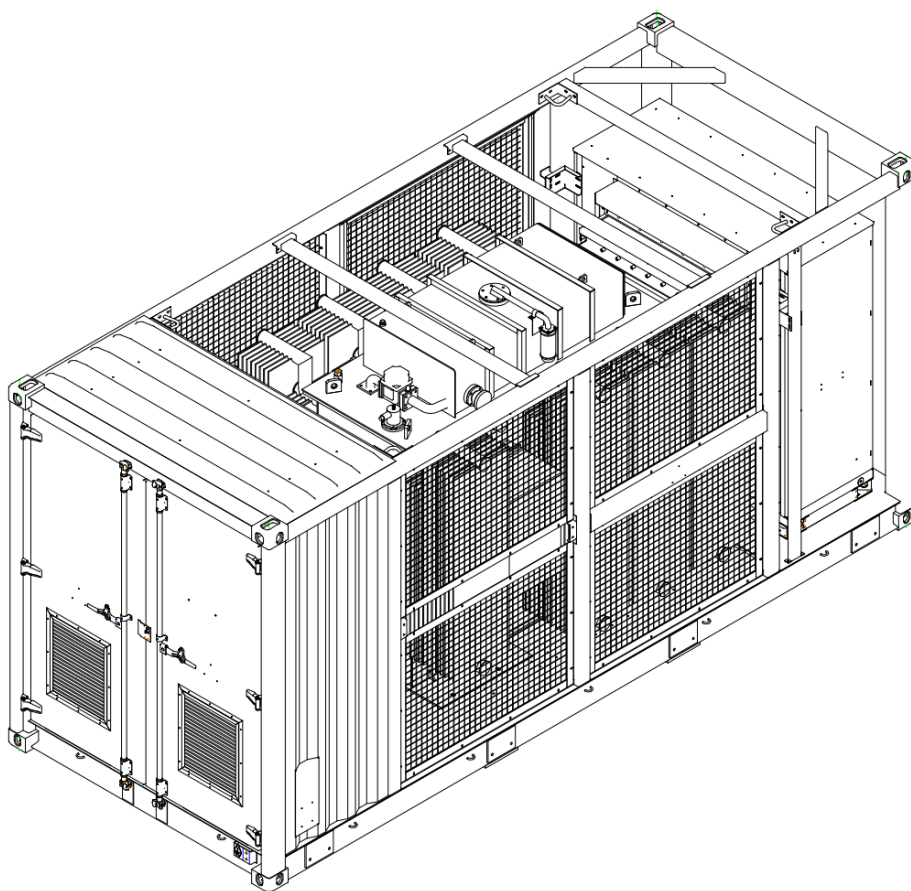


Figura 10-10 – Cabina di trasformazione – Vista 3D

10.5.1 Trasformatore Elevatore

Il trasformatore eleva la tensione c.a. in uscita dagli inverter al valore della rete (36 kV). Il trasformatore sarà del tipo a conservatore, isolato in olio, completo di vasca di raccolta dell'olio in acciaio inox, adeguatamente dimensionata.

In fase di selezione della fornitura saranno inoltre preferite soluzioni in olio estere, piuttosto che in olio minerale.

Il trasformatore è corredato dei relativi dispositivi di protezione elettromeccanica, quali sensori di temperatura, livello olio, relè Buchholz., ecc.

Di seguito le caratteristiche principali preliminari dei trasformatori di cabina:

GRANDEZZA	VALORE
Tensione primario	36000 V
Tensione secondaria	800 / 800 V
Frequenza	50 Hz
Raffreddamento	ONAN
Potenza nominale	3000 / 6000 kVA
Gruppo vettoriale	Dy11y11
Impedenza	8 %
Rendimento europeo	Eco Design

Tabella 10-3 – Caratteristiche preliminari trasformatore elevatore

Il trasformatore dovrà inoltre essere conforme al Reg.548/2014 (Tier 2) della direttiva EU Ecodesign.

10.5.2 Quadro 36 kV

All'interno delle cabine di trasformazione, in comparto separato, è installato il quadro 36 kV isolato in gas, composto da 3 celle, per l'entra-esce verso un'altra cabina di trasformazione e il collegamento al trasformatore (cella di ingresso, cella di uscita e cella trasformatore elevatore). Le connessioni alle dorsali 36 kV ed al trasformatore elevatore saranno realizzate in cavo.

GRANDEZZA	VALORE
Tensione operativa/nominale	36 / 40.5 kV
Tensione nominale di tenuta ad impulso atmosferico	185 kV
Tensione nominale di tenuta a 50 Hz (1min)	85 kV
Corrente nominale	≥ 630 A
Corrente di breve durata (3s)	≥ 12 kA
Corrente di picco	≥ 30 kA
Isolamento	SF6
Classificazione d'arco interno	IAC AFLR 12 kA – 1 s
Categoria di perdita di continuità di servizio	LSC 2A

Tabella 10-4 – Caratteristiche preliminari quadri 36 kV

Con riferimento all'isolamento si darà preferenza ad eventuali soluzioni disponibili sul mercato con gas differenti dall'SF₆, che garantiscano un coefficiente effetto serra nettamente inferiori di quest'ultimo.

10.5.3 Compartimento BT

Il compartimento BT ospita le seguenti apparecchiature di bassa tensione:

- Quadro BT principale di raccolta delle linee BT in ingresso dagli inverter di stringa e di collegamento, tramite condotto sbarre, al trasformatore elevatore. Il quadro BT è suddiviso in due sezioni, ciascuna collegata ad un secondario del trasformatore e in grado di accettare fino a 15 connessioni di inverter di stringa.
- Trasformatore in resina per alimentazione servizi ausiliari.

10.6 CABINE SERVIZI AUSILIARI

Si prevede l'installazione di una serie di cabine ausiliarie distribuite uniformemente sulla superficie dell'impianto, contenenti le seguenti apparecchiature:

- Quadro BT generale del sottocampo corrispondente;
- Quadro BT alimentazione tracker del sottocampo corrispondente;
- Quadro BT prese F.M, illuminazione, antintrusione, TVCC ecc. del sottocampo corrispondente;
- Sistema di monitoraggio, controllo e comando sottocampo di appartenenza tracker;
- Sistema di monitoraggio e controllo sottocampo di appartenenza Impianto Fotovoltaico;
- Sistema di monitoraggio e controllo stazioni meteo di appartenenza;
- Sistema di trasmissione dati sottocampo di appartenenza;

Anche le cabine dei servizi ausiliari saranno della tipologia a SKID, prefabbricate in modo da minimizzare le opere civili richieste e le attività di montaggio in sito.

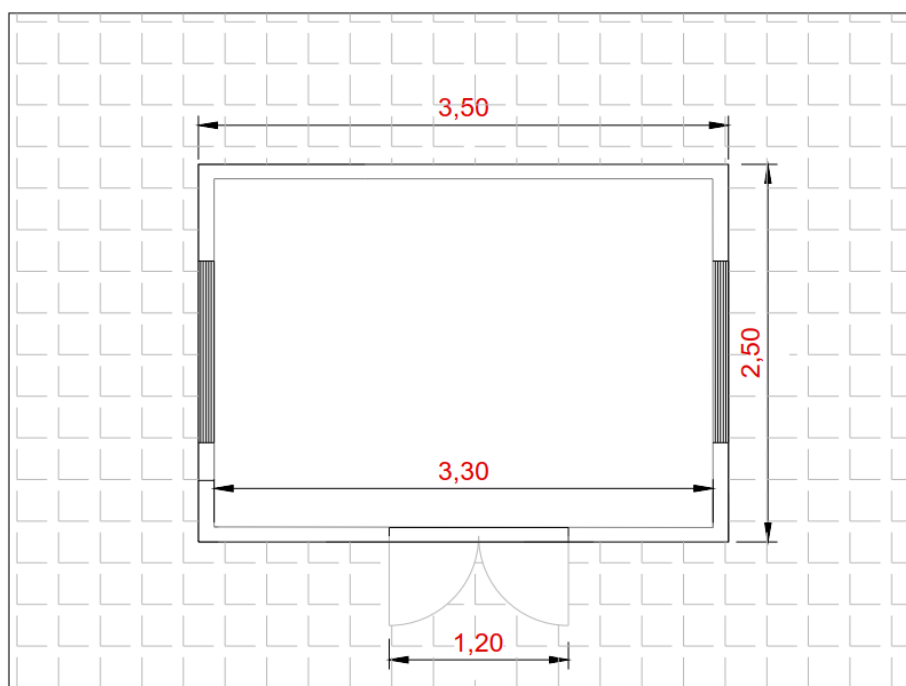


Figura 10-11 – Cabina servizi ausiliari – Planimetria

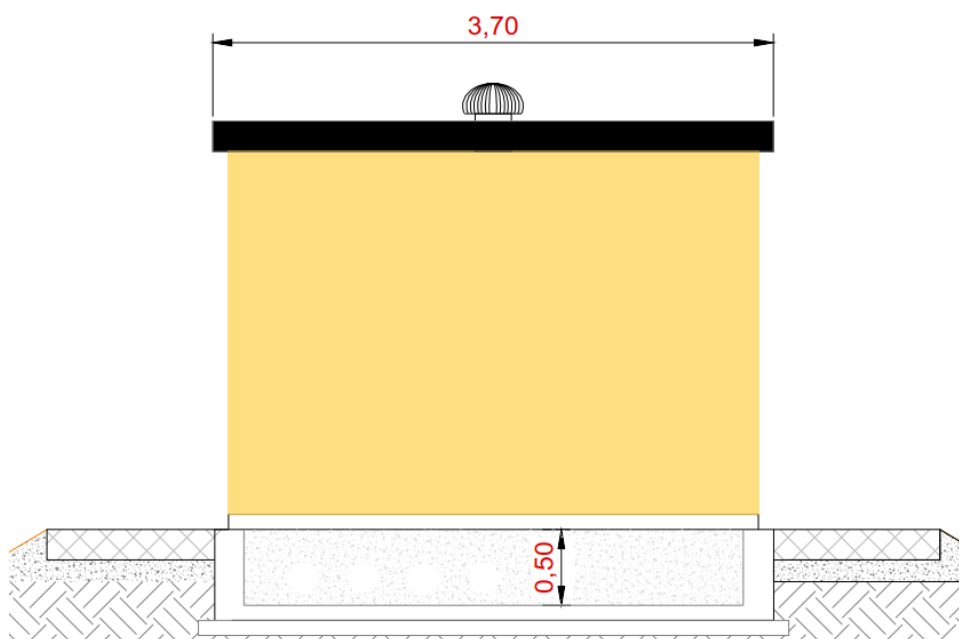


Figura 10-12 – Cabina servizi ausiliari – Vista laterale

10.7 MAGAZZINO E SALA CONTROLLO

L'edificio magazzino e sala controllo verrà realizzato utilizzando un container navale da 12 m, suddiviso in due metà, una per la sala controllo e una adibita a magazzino.

Tale edificio sarà opportunamente coibentato e dotato di quanto necessario per poter consentire la presenza diurna di personale di servizio all'impianto.

Questo container, come gli altri in impianto e le cabine della tipologia skid, sarà posizionato su fondazioni in cemento armato.

Si riporta di seguito un esempio di tale soluzione.

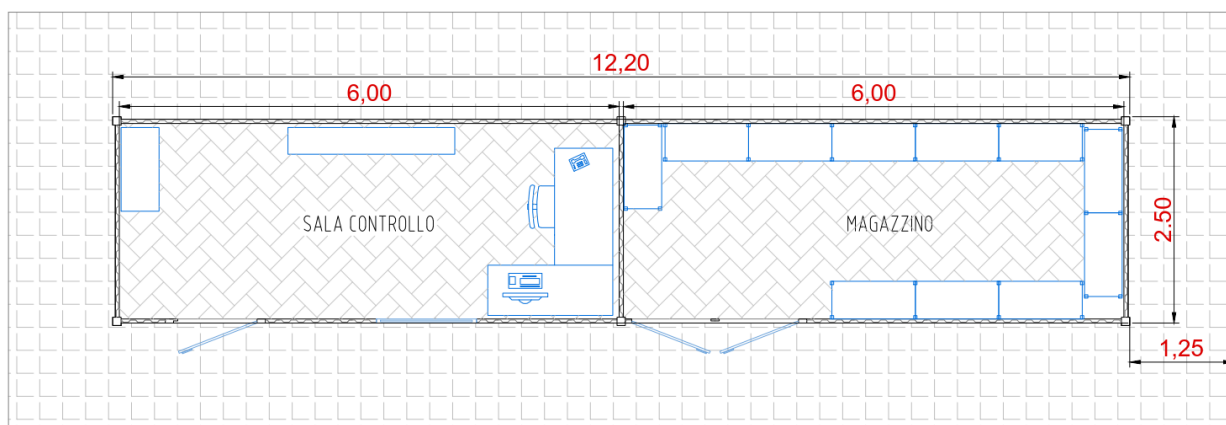


Figura 10-13 – Magazzino e sala controllo – Planimetria

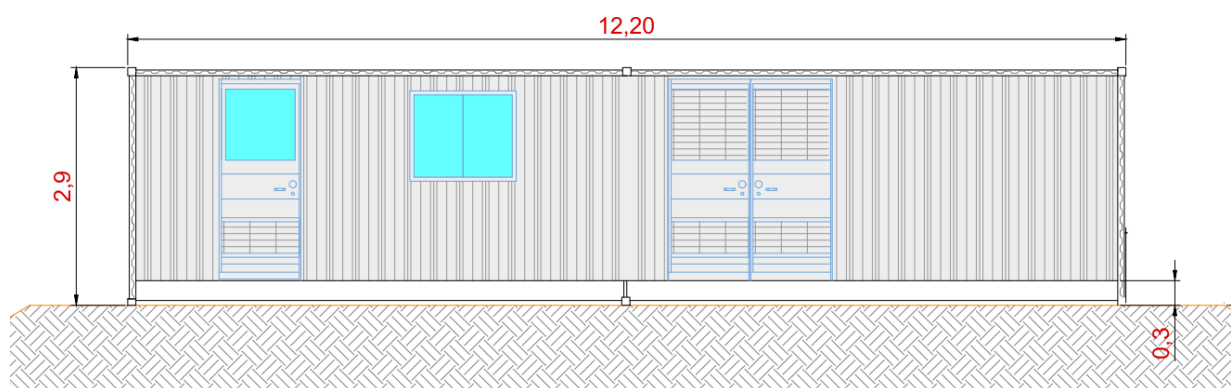


Figura 10-14 – Magazzino e sala controllo – Vista laterale

10.8 CAVI

10.8.1 Cavi solari di stringa

Sono definiti cavi solari di stringa i cavi che collegano le stringhe (i moduli in serie) ai quadri DC di parallelo e hanno una sezione variabile da 6 a 10 mm² (in funzione della distanza del collegamento).

I cavi solari di stringa sono alloggiati all'interno del profilato della struttura e interrati per brevi tratti (tra inizio vela e quadro DC di parallelo).

I cavi saranno del tipo H1Z2Z2-K o equivalenti (rame o alluminio) indicati per interconnessioni dei vari elementi degli impianti fotovoltaici. Si tratta di cavi unipolari flessibili con tensione nominale 1500 V c.c. per impianti fotovoltaici con isolanti e guaina in mescola reticolata a basso contenuto di alogeni testati per durare più di 25 anni.

Essi sono adatti per l'installazione fissa all'esterno ed all'interno, senza protezione o entro tubazioni in vista o incassate oppure in sistemi chiusi similari, sono resistenti all'ozono secondo EN50396, ai raggi UV secondo HD605/A1. Inoltre, sono testati per durare nel tempo secondo la

EN 60216.

Le condizioni di posa sono:

- Temperatura minima di installazione e maneggio: -40 °C
- Massimo sforzo di tiro: 15 N/mm²
- Raggio minimo di curvatura per diametro del cavo D (in mm): 4D

10.8.2 Cavi BT

Questi cavi saranno utilizzati per collegare gli inverter di stringa alle cabine di trasformazione.

I cavi BT sono cavi adatti per l'alimentazione di energia negli impianti industriali, cantieri, in edilizia e sono adatti alla posa interrata ed all'installazione su passerelle, in tubazioni, canalette e sistemi simili.

Cavi BT sono anche impiegati per alimentare elettricamente i motori dei trackers presenti sulle strutture, o anche per alimentare utenze secondarie (es: stazioni meteo, antintrusione, videosorveglianza, ecc.).

Questi cavi sono alloggiati sia sulle strutture (nei profilati metallici della struttura), sia interrati con protezione, a seconda del percorso previsto dal quadro BT del sottocampo di appartenenza fino al motore elettrico da alimentare. In alternativa i motori potrebbero essere alimentati dalle string box con alimentatori DC/AC, senza modificare né le caratteristiche dei cavi né il tipo di posa.

La scelta dei cavi BT dipenderà dalla tensione di esercizio dettata dall'impiego cui saranno destinati.

I cavi per il collegamento degli inverter alle cabine di trasformazione saranno del tipo ARG16R16 con conduttore in alluminio, indicati per interconnessioni dei vari elementi degli impianti fotovoltaici. Si tratta di cavi unipolari flessibili con tensione nominale 1000 V a.c. per impianti fotovoltaici con isolanti e guaina in miscela reticolata a basso contenuto di alogeni testati per durare più di 25 anni. I cavi avranno sezione di 300 mm² per lunghezze fino a 300 m e sezione di 400 mm² per lunghezze superiori.

Le caratteristiche funzionali saranno:

- Tensione nominale U_o : 600/1000 V c.a.; 1.500 V c.c.;
- Tensione Massima U_m : 1.200 V c.a.; 1.800 V c.c.;
- Massima Temperatura di esercizio: 90°C;
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C.

Per utilizzi con tensioni di 400 V ac si utilizzeranno invece cavi per energia, isolati con gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità G16, sotto guaina di PVC, non propagante l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi (FG16R16 - FG16OR16).

10.8.3 Cavi Dati

Costituiscono i cavi di trasmissione dati riguardanti i vari sistemi (fotovoltaico, trackers, stazioni meteo, antintrusione, videosorveglianza, contatori, apparecchiature elettriche, sistemi di sicurezza, connessione verso l'esterno, ecc.)

Le tipologie di cavo possono essere di due tipi:

- Cavo RS485 per tratte di cavo di lunghezza limitata;
- Cavo in F.O., per i tratti più lunghi.

10.8.4 Cavi 36 kV

10.8.4.1 *Tracciato dei cavi*

I cavi 36 kV collegano i vari gruppi di trasformazione tra loro fino alla cabina utente. Il tracciato dei cavi 36 kV si può distinguere in:

- Interno al perimetro dell'impianto fotovoltaico:
interessa il collegamento dei gruppi di trasformazione all'interno di ogni area. I cavi sono posati a lato delle strade interne dell'impianto fotovoltaico. I tracciati interni che collegano i gruppi di trasformazione sono progettati per ridurre al minimo il percorso stesso.
- Esterno al perimetro dell'impianto:
la dorsale al di fuori dell'impianto fotovoltaico prevede il tracciato riportato nelle tavole allegate al presente progetto.

Lungo le strade provinciali o comunali, i cavi sono posati in banchina o al di sotto della carreggiata.

In entrambi i casi, i cavi selezionati sono realizzati con adeguata protezione meccanica tale da consentire la posa direttamente interrata, senza la necessità di prevedere ulteriori protezioni. La posa dei cavi è prevista ad una profondità minima di 1,2 m e in formazione a trifoglio. È prevista la posa di apposito nastro segnalatore e ball marker per individuare il percorso dei cavi, i giunti, le interferenze con altri sottoservizi ed i cambi di direzione. I tipici di posa dei cavi 36 kV sono rappresentati nelle Tav. 12 e Tav. 13.

10.8.4.2 *Caratteristiche dei cavi*

Ciascun tratto di collegamento tra i gruppi di conversione e la stazione utente è stato opportunamente dimensionato in accordo alla normativa tecnica, secondo i criteri di portata, corto circuito, e massima caduta di tensione ammissibile. Le principali caratteristiche tecniche dei cavi 36 kV sono riportate nella seguente tabella (dati preliminari).

Grandezza	Valore
Tipo	Unipolari
Materiale conduttore	Alluminio
Materiale isolante	XLPE
Schermo metallico	Alluminio
Guaina esterna	PE resistente all'urto (adatti alla posa direttamente interrata)
Tensione nominale (U_0/U_{Um}):	20,8/36/42 kV
Frequenza nominale:	50 Hz
Sezione	95 ÷ 630 mm ²

Tabella 10-5 – Caratteristiche cavi 36 kV

Un esempio del cavo utilizzato per le dorsali 36 kV è riportato nella seguente figura:

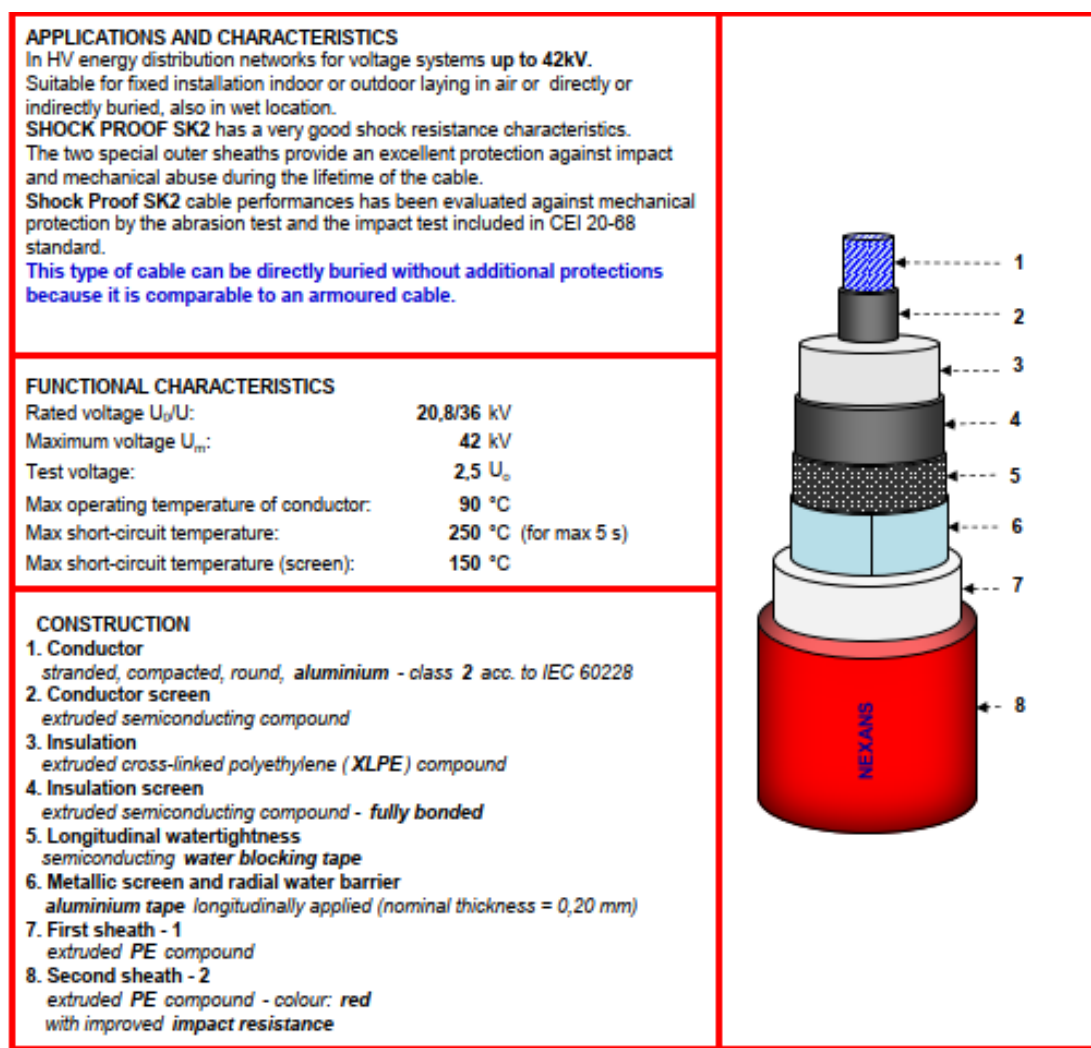


Figura 10-15 – Esempio cavi 36 kV

10.8.4.3 *Messa a terra dello schermo dei cavi 36 kV*

Lo schermo dei cavi 36 kV va collegato a terra ad entrambe le estremità.

Per collegamenti di grande lunghezza è preferibile mettere a terra il rivestimento metallico anche in corrispondenza dei giunti a distanze non superiori ai 5 km. Per collegamenti corti, normalmente non superiori al km, è tuttavia ammessa la messa a terra del rivestimento metallico in un solo punto purché vengano adottate le opportune cautele indicate nella norma CEI 11-17 al par 5.3.2 (CEI 20-89).

La norma, tuttavia, consente di collegare a terra lo schermo di un cavo, lungo fino a 1 km, ad una sola estremità nei casi in cui:

- Lo schermo, se accessibile, sia considerato a tensione pericolosa all'estremità non collegata a terra e nelle giunzioni
- La guaina di materiale isolante che ricopre lo schermo sopporti la tensione totale dell'impianto di terra al quale è collegata l'altra estremità.

10.9 RETE DI TERRA

La rete di terra è realizzata in accordo alla normativa vigente (CEI EN 50522 e CEI 82-25) in modo da assicurare il rispetto dei limiti di tensione di passo e di contatto che la stessa impone.

Il dispersore è costituito da una maglia in corda di rame interrata, opportunamente dimensionata e configurata, sulla base della corrente di guasto a terra dell'impianto, delle caratteristiche elettriche del terreno e della disposizione delle apparecchiature.

Dopo la realizzazione, saranno eseguite le opportune verifiche e misure previste dalle norme.

10.10 MISURE DI PROTEZIONE E SICUREZZA

10.10.1 Protezione contro il corto circuito

Per la parte di rete in corrente continua, in caso di corto circuito la corrente è limitata a valori di poco superiori alla corrente dei moduli fotovoltaici, a causa della caratteristica corrente/tensione dei moduli stessi. Tali valori sono dichiarati dal costruttore. A protezione dei circuiti sono installati, in ogni cassetta di giunzione dei sottocampi, fusibili opportunamente dimensionati.

Nella parte in corrente alternata la protezione è realizzata da un dispositivo limitatore contenuto all'interno dell'inverter stesso. L'interruttore posto sul lato CA dell'inverter serve da ricalzo al dispositivo posto nel gruppo di conversione.

10.10.2 Misure di protezione contro i contatti diretti

La protezione dai contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- Installazione di prodotti con marcatura CE;
- Utilizzo di componenti con adeguata protezione meccanica (IP);
- Collegamenti elettrici effettuati mediante cavi rivestiti con guaine esterne protettive, con adeguato livello di isolamento e alloggiati in condotti portacavi idonei in modo da renderli

non direttamente accessibili (quando non interrati).

10.10.3 Misure di protezione contro i contatti indiretti

Le masse delle apparecchiature elettriche situate all'interno delle varie cabine sono collegate all'impianto di terra principale dell'impianto.

Per i generatori fotovoltaici viene adottato il doppio isolamento (apparecchiature di classe II). Tale soluzione consente, secondo la norma CEI 64-8, di non prevedere il collegamento a terra dei moduli e delle strutture che non sono classificabili come masse.

10.10.4 Misure di protezione dalle scariche atmosferiche

L'installazione dell'impianto fotovoltaico nell'area, prevedendo mediamente strutture di altezza contenuta e omogenee tra loro, non altera il profilo verticale dell'area medesima. Ciò significa che le probabilità della fulminazione diretta non è influenzata in modo sensibile. Considerando inoltre che il sito non sarà presidiato, la protezione della fulminazione diretta sarà realizzata soltanto mediante un'adeguata rete di terra che garantirà l'equipotenzialità delle masse.

Per quanto riguarda la fulminazione indiretta, bisogna considerare che l'abbattersi di un fulmine in prossimità dell'impianto può generare disturbi di carattere elettromagnetico e tensioni indotte sulle linee dell'impianto, tali da provocare guasti e danneggiarne i componenti. Per questo motivo gli inverter sono dotati di un proprio sistema di protezione da sovratensioni, sia sul lato in corrente continua, sia su quello in corrente alternata.

10.10.5 Trasformatori in olio

I trasformatori elevatori delle singole cabine di trasformazione possono avere isolamento in olio minerale (dipende dal tipo di cabina di trasformazione selezionata in fase esecutiva del progetto).

In questo caso vengono prese tutte le precauzioni necessarie ad evitare lo spargimento del fluido in caso di perdite dal cassone: nella fondazione del trasformatore viene installata una vasca in acciaio inox, con capacità sufficiente ad alloggiare l'intero volume d'olio della macchina.

I trasformatori ausiliari sono invece isolati in resina (dry type) e quindi non presentano questa problematica.

In fase di progetto esecutivo si cercherà di massimizzare l'utilizzo di olio estere per i trasformatori in olio, in modo da minimizzare gli impatti sull'ambiente. L'olio estere, che può essere naturale o sintetico, ha infatti delle altissime proprietà di biodegradabilità e di tenuta al fuoco, consentendo anche un eventuale alleggerimento delle misure antincendio.

10.11 MISURA DELL'ENERGIA

La misura dell'energia attiva e reattiva scambiata al punto di connessione con la rete è effettuata tramite contatore conforme alle specifiche del gestore della rete, di tipo bidirezionale, ubicato nell'edificio della Cabina Utente 36 kV.

Le apparecchiature di misura sono tali da fornire valori dell'energia su base quart'oraria e

consentire l'interrogazione e l'impostazione da remoto (anche da parte del gestore della rete), in accordo a quanto richiesto dal Codice di Rete.

10.12 SISTEMI AUSILIARI

10.12.1 Sistema di sicurezza e sorveglianza

L'impianto di videosorveglianza è dimensionato per coprire i perimetri recintati delle aree di impianto.

Il sistema è di tipo integrato ed utilizza:

- Telecamere per vigilare l'area della recinzione, accoppiate a lampade a luce infrarossa per assicurare una buona visibilità notturna;
- Telecamere tipo DOME nei punti strategici e in corrispondenza delle cabine/power station;
- Cavo microfonico su recinzione o in alternativa barriere a microonde installate lungo il perimetro, per rilevare eventuali effrazioni;
- Rivelatori volumetrici da esterno in corrispondenza degli accessi (cancelli di ingresso) e delle cabine/power station e da interno nelle cabine e/o container;
- Sistema d'illuminazione vicino le cabine a LED o luce alogena ad alta efficienza, da utilizzare come deterrente. Nel caso sia rilevata un'intrusione l'illuminazione relativa a quella cabina viene attivata.

È quindi possibile rilevare le seguenti situazioni:

- Sottrazione di oggetti;
- Passaggio di persone;
- Scavalco o intrusione in aree definite;
- Segnalazione di perdita segnale video, oscuramento, sfocatura e perdita di inquadratura.

L'impianto è dotato di sistema di controllo e monitoraggio centralizzato tale da permettere la visualizzazione in ogni istante delle immagini registrate, eventualmente anche da remoto.

L'archiviazione dei dati avviene mediante salvataggio su Hard Disk o Server.

10.12.2 Sistema di monitoraggio e controllo

Il sistema di monitoraggio e controllo è costituito da una serie di sensori atti a rilevare, in tempo reale, i parametri ambientali, elettrici, dei tracker e del sistema antintrusione/TVCC dell'impianto e da un sistema di acquisizione ed elaborazione dei dati centralizzato (SAD – Sistema Acquisizione Dati), in accordo alla norma CEI EN 61724.

I dati raccolti ed elaborati servono a valutare le prestazioni dell'impianto, il corretto funzionamento dei tracker, la sicurezza dell'impianto e a monitorare la rete elettrica.

I sensori sono installati direttamente in campo, nelle stazioni meteorologiche (costituite da termometro, barometro, piranometri/albedometro, anemometro), string box o nelle cabine e misurano, le seguenti grandezze:

- Irraggiamento solare;
- Temperatura ambiente;
- Temperatura dei moduli;
- Tensione e corrente in uscita all'unità di generazione;
- Potenza attiva e corrente in uscita all'unità di conversione;
- Tensione, potenza attiva ed energia scambiata al punto di consegna;
- Stato interruttori generali 36 kV e BT;
- Funzionamento tracker.

10.12.3 Sistema di illuminazione e forza motrice

In tutti i gruppi di conversione e nelle cabine ausiliarie sono previsti i seguenti servizi minimi:

- illuminazione interna;
- illuminazione di emergenza interna mediante lampade con batteria incorporata;
- illuminazione esterna della zona dinanzi alla porta di ingresso, realizzata con proiettore accoppiato con sensore di presenza ad infrarossi;
- impianto di forza motrice costituito da una presa industriale 1P+N+T 16 A - 230 V e una o più prese bipasso 10/16 A Std ITA/TED.

Nelle altre aree esterne non sono in genere previsti punti di illuminazione. Solo in corrispondenza degli accessi (cancelli di ingresso) saranno installati dei proiettori aggiuntivi sempre con sensore di presenza ad infrarossi.

10.13 CONNESSIONE ALLA RTN

Le dorsali di collegamento a 36 kV, realizzata mediante due terne di cavo in parallelo, raccoglie la potenza prodotta dall'intero impianto agrivoltaico, dalla Cabina Utente fino alla stazione della RTN Portomaggiore.

10.13.1 Cabina Utente 36 kV

Come da documentazione di progetto, all'interno dell'area dedicata alla Cabina Utente sarà realizzato un Edificio (di seguito “Edificio Utente”) al cui interno saranno ubicate la sala quadri a 36 kV (con uno spazio separato dedicato al trasformatore ausiliario) e la sala quadri BT/sala controllo/quadri misure.

La Cabina Utente sarà principalmente costituita dalle seguenti apparecchiature elettromeccaniche:

- N. 1 quadro elettrico 36 kV;
- Altri componenti in media e bassa tensione, ubicati nell'Edificio Utente:
 - N. 1 trasformatore 36/0,42 kV, isolato in resina, per l'alimentazione dei servizi ausiliari di impianto;

- Sistemi di alimentazione di bassa tensione dei servizi ausiliari di impianto, in corrente alternata (c.a.) ed in corrente continua (c.c.);
- Sistema di protezione;
- Sistema di monitoraggio e controllo (SCADA);
- N. 1 generatore diesel (potenza nominale 15 kVA), per installazione esterna, completo di pannello di protezione e controllo e di serbatoio gasolio incorporato su basamento.

L'impianto e le apparecchiature installate saranno conformi alle Norme CEI applicabili ed al Codice di Rete di Terna. Nel seguito si descrivono in dettaglio le apparecchiature che costituiscono le opere elettriche di Utenza.

10.13.1.1 Quadro elettrico 36 kV

Il quadro 36 kV avrà le seguenti caratteristiche, da confermare in fase di progetto esecutivo:

GRANDEZZA	VALORE
Tensione operativa/nominale	36 / 40.5 kV
Tensione nominale di tenuta ad impulso atmosferico	185 kV
Tensione nominale di tenuta a 50 Hz (1min)	85 kV
Corrente nominale	≥ 630 A
Corrente di breve durata (3s)	≥ 12 kA
Corrente di picco	≥ 30 kA
Isolamento	SF6
Classificazione d'arco interno	IAC AFLR 12 kA – 1 s
Categoria di perdita di continuità di servizio	LSC 2A

Tabella 10-6 – Caratteristiche preliminari quadro 36 kV

Relativamente all'isolamento del quadro, in fase di progetto esecutivo, si cercheranno di individuare soluzioni alternative all'utilizzo dell'SF6 che utilizzino invece gas non ad effetto serra, al fine di migliorare ulteriormente l'impatto ambientale del progetto.

Il quadro includerà le seguenti unità funzionali:

- 3 unità arrivo dorsali 36 kV provenienti dalle cabine di trasformazione, equipaggiate con interruttore;
- 1 unità per le linee di connessione a 36 kV verso la Stazione RTN, equipaggiata con interruttore;
- 1 partenza verso il trasformatore ausiliario, equipaggiata con interruttore o con sezionatore sotto carico e fusibili;
- 1 cella misure.

Il quadro sarà equipaggiato con unità elettroniche di protezione e misura. Sarà inoltre prevista l'interfaccia con il sistema di controllo remoto della Cabina Utente.

10.13.1.2 Trasformatore ausiliario

Il trasformatore ausiliario, di tipo a secco, completo di involucro di protezione, sarà dimensionato per alimentare tutti i servizi ausiliari della Cabina Utente ed avrà le caratteristiche preliminari riportate nella seguente tabella.

GRANDEZZA	VALORE
Potenza nominale	100 kVA
Tipo di raffreddamento	AN
Tensione nominale	36/0,42 kV
Tensione massima	40.5/1 kV
Classe ambientale e climatica	E1 - C1
Classe di comportamento al fuoco	F1

Tabella 10-7 – Caratteristiche preliminari trasformatore ausiliario

Il trasformatore dovrà inoltre essere conforme al Reg.548/2014 (Tier 2) della direttiva EU Ecodesign.

10.13.1.3 Servizi ausiliari

Tutti i servizi ausiliari della Cabina Utente saranno alimentati da un quadro elettrico BT, installato in una sala dell’Edificio Utente, tramite il trasformatore ausiliario derivato dal quadro 36 kV.

Il gruppo elettrogeno di emergenza sarà installato in un’area coperta di circa 15 m² adiacente all’Edificio Utente. Il gruppo elettrogeno di emergenza fornirà l’alimentazione ai servizi essenziali in caso di mancanza tensione sulle sbarre del quadro BT.

Le utenze essenziali più critiche, quali i sistemi di protezione e controllo e i circuiti di comando di interruttori, saranno alimentati da un sistema di alimentazione non interrompibile in corrente continua (110 V) o in corrente alternata, dotati di batterie in tampone con un’autonomia prevista di 4 ore.

10.13.1.4 Sistema di protezione, monitoraggio, comando e controllo

Il sistema di protezione, monitoraggio, comando e controllo, installato nella sala quadri BT, avrà la funzione di provvedere al comando, al rilevamento segnali e misure ed alla protezione della Cabina Utente, agli interblocchi tra le apparecchiature, all’acquisizione dei dati ed all’interfaccia con il centro di controllo Terna.

10.13.1.5 Rete di terra

La rete di terra sarà realizzata nell’area della Cabina Utente (attorno all’Edificio Utente) e sarà in accordo alla normativa vigente CEI EN 61936-1 e CEI EN 50522 in modo da assicurare il rispetto dei limiti di tensione di passo e di contatto.

Il dispersore sarà costituito da una maglia in corda di rame interrata, opportunamente dimensionata e configurata sulla base del valore e del tempo di eliminazione della corrente di guasto a terra, delle caratteristiche elettriche del terreno e della disposizione delle apparecchiature.

Dopo la realizzazione, saranno eseguite le opportune verifiche e misure previste dalle norme.

10.13.1.6 Edificio Utente

L’Edificio Utente ospiterà la sala quadri a 36 kV, con uno spazio separato dedicato al trasformatore ausiliario, una sala quadri BT/sala controllo. È inoltre previsto uno spazio coperto per alloggiare il generatore diesel di emergenza. L’edificio sarà realizzato in muratura, con superfici non combustibili, nel rispetto di quanto definito nella norma CEI EN 61936-1. Il pavimento della sala quadri BT potrà essere realizzato di tipo flottante con area sottostante adibita al passaggio cavi.

La pianta dell’edificio sarà rettangolare, di dimensioni esterne 21,25 m x 5,75 m e con orientamento est-ovest. L’edificio è ad un solo piano, con copertura a tetto piano, e ha altezza massima pari a 4,60 m, corrispondente all’estradosso del coronamento. L’altezza interna dei locali è di 4,00 m (quota calpestio p.p.f. +0,20 m).

La copertura dell’Edificio Utente non prevede un accesso diretto. La cabina sarà dotata di linee di ancoraggio (linee vita) e/o dispositivi di ancoraggio per permettere la manutenzione della copertura da parte di ditte specializzate.

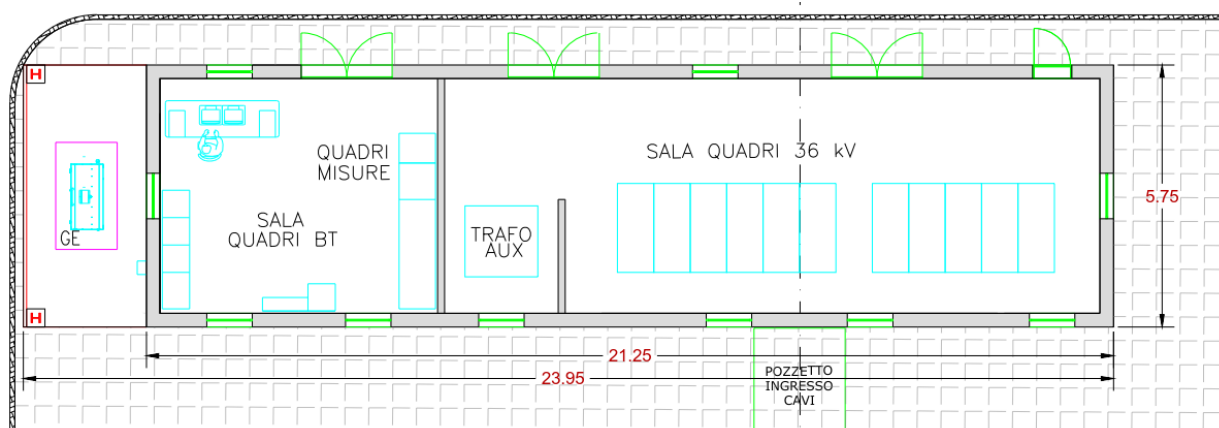


Figura 10-16 – Cabina utente – Planimetria

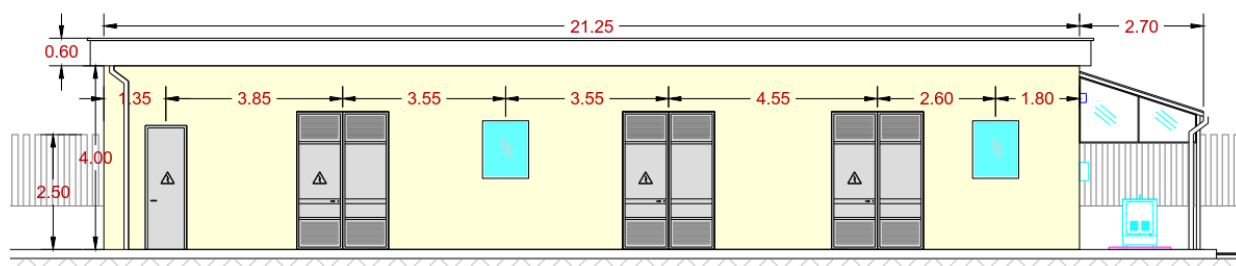


Figura 10-17 – Cabina utente – Vista

10.13.1.7 Sistema di illuminazione

E' previsto un sistema di illuminazione analogo a quello degli edifici all'interno del parco fotovoltaico:

- illuminazione interna tale da garantire almeno un livello di illuminazione medio di 100 lux;

- illuminazione di emergenza interna mediante lampade con batteria incorporata;
- illuminazione dell'area esterna dinanzi all'Edificio Utente e del cancello di ingresso, realizzata con proiettori LED accoppiati con sensore di presenza ad infrarossi montati direttamente sulle pareti dell'edificio;
- impianto di forza motrice costituito da prese industriali 1P+N+T 16 A - 230 V, prese bivalenti 10/16 A Std ITA/DEU e prese CEE 3P+N+PE 16 A 400V.

10.13.2 Collegamento alla Stazione RTN

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/132/36 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 380 kV “Ferrara Focomorto – Ravenna Canala” e alla linea RTN a 132 kV “Portomaggiore – Bando”.

Si fa presente che la nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/132/36 kV “Portomaggiore” è già stata autorizzata con D.D. n.DET-AMB_2024-3386 del 14/06/2024.

Il collegamento tra la stazione utente e la stazione Portomaggiore è costituito da una doppia terna di cavi interrati a 36 kV che si innesteranno nel rispettivo stallo Produttore della sezione a 36 kV della Stazione RTN. Le caratteristiche dei cavi sono del tutto analoghe a quelle delle dorsali riportate nel precedente paragrafo 10.8.4.

Come specificato nell'Allegato 68 del Codice di Rete di Terna, alle linee di collegamento a 36 kV saranno affiancati cavi in fibra ottica con coppie di fibre disponibili e indipendenti per lo scambio di segnali, misure e controlli con la Stazione RTN.

11 REALIZZAZIONE IMPIANTO

Le opere di costruzione dell’impianto constano in:

- realizzazione della recinzione e sistemazione dell’area;
- realizzazione della viabilità interna a carattere agricolo con accessi dalla viabilità esistente;
- posa in opera e installazione delle strutture di supporto inclusi i moduli fotovoltaici;
- realizzazione degli scavi per la posa di condotti e pozzetti interrati per gli impianti elettrici e per la realizzazione degli impianti di terra;
- posa in opera delle cabine elettriche di impianto, comprese le relative fondazioni;
- realizzazione della cabina utente;
- posa in opera del sistema di illuminazione/videosorveglianza, comprese le relative fondazioni;
- posa in opera delle essenze arboree perimetralmente all’area.

11.1 RECINZIONE

Il progetto prevede la realizzazione di una recinzione perimetrale di lunghezza pari a circa 5 km e di altezza pari a 2,0 m con rete elettrosaldata a maglie rettangolari in tonalità RAL 6005 verde muschio da fissare su profili tubolari infissi nel terreno, come meglio specificato nelle tavole che fanno parte integrante del progetto e, in sintesi, nell’immagine che segue.

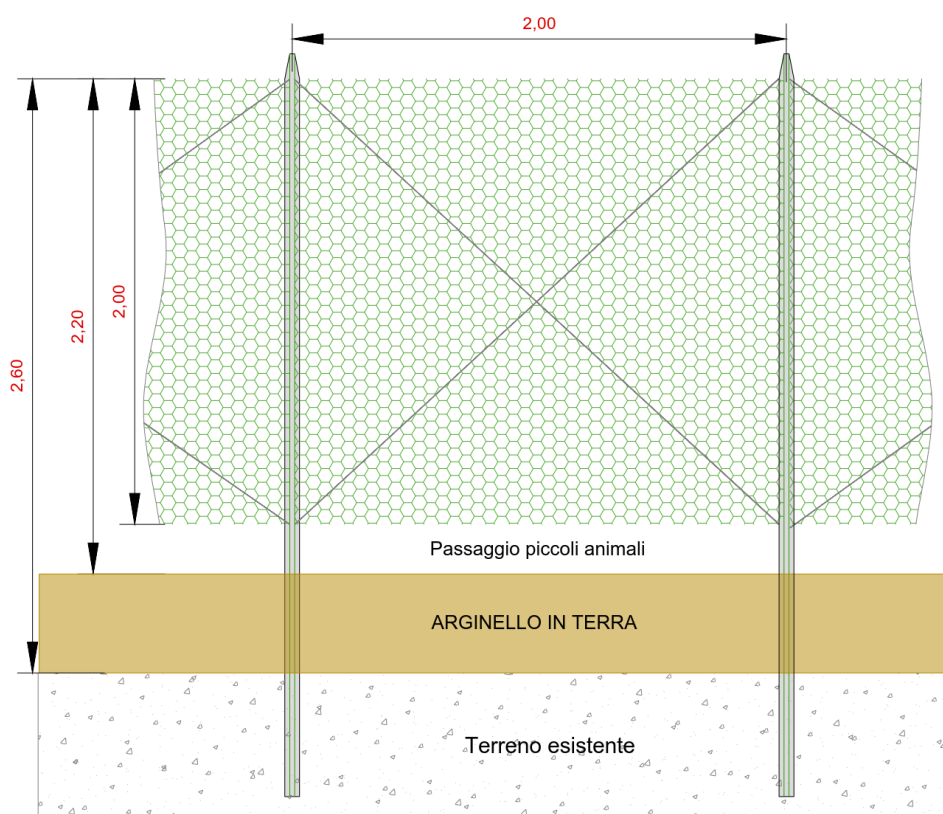


Figura 11-1 – Tipologia tipica recinzione

I paletti saranno di altezza fuori terra di circa 250 cm, infissi per una profondità variabile tra 60 e 150 cm direttamente nel terreno. L'interasse dei paletti sarà di 200 cm. La rete elettrosaldata sarà sollevata da terra di 20 cm al fine di permettere il passaggio di fauna di piccola taglia evitando conseguentemente che la recinzione assuma carattere di barriera ecologica.

Lungo tutto il percorso della recinzione verrà realizzato un arginello in terra con altezza di circa 40 cm, al fine di contenere le acque meteoriche all'interno del sito in caso di eventi meteorici di intensità rilevante, come da dettaglio seguente.

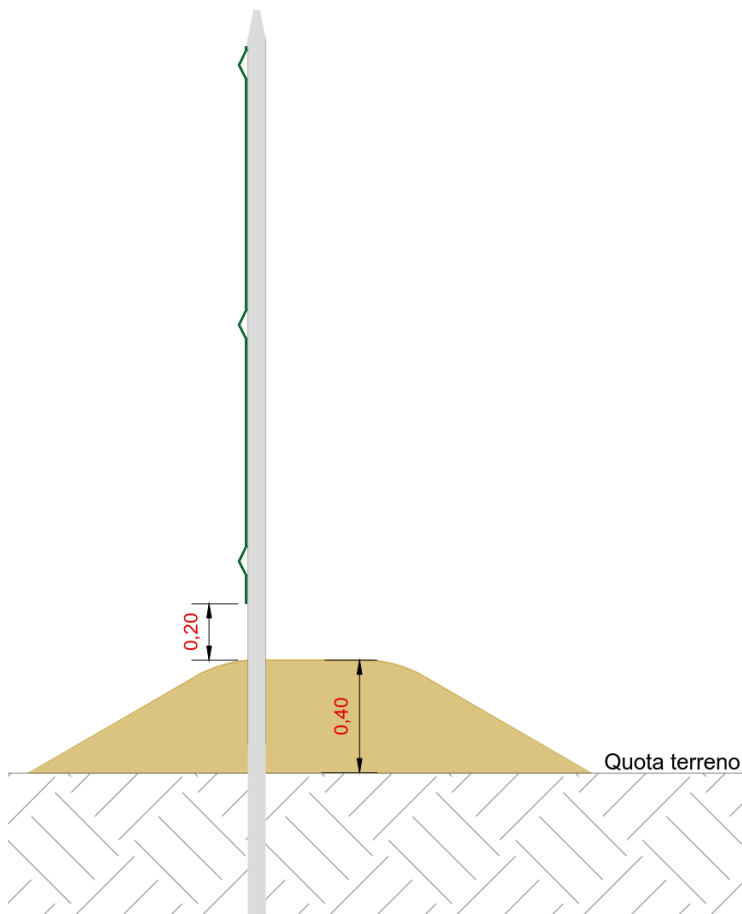


Figura 11-2 – Arginello in terra

11.2 VIABILITÀ INTERNA

L'impianto è caratterizzato da accessi su viabilità interpoderale e strade vicinali a servizio dell'impianto fotovoltaico, e da una viabilità interna di servizio, che conduce alle piazzole previste intorno ai cabinati, necessaria, sia in fase di realizzazione dell'opera che durante l'esercizio dell'impianto, per l'accesso alle parti funzionali dell'impianto e per le operazioni di controllo e manutenzione. Le viabilità interna sarà di larghezza pari a 3,5 m e avrà un raggio minimo di curvatura interno di 5 m, per consentire un agevole passaggio dei mezzi in entrambe le direzioni di marcia, come da tavole di progetto e figure seguenti.

Le nuove piazzole e la viabilità a carattere agricolo saranno realizzate, previo opportuno scavo, in misto stabilizzato dello spessore di 10 cm su sottofondo in misto frantumato dello spessore di circa 40 cm.

La sezione tipica delle strade interne all’impianto è riportata nella seguente figura.

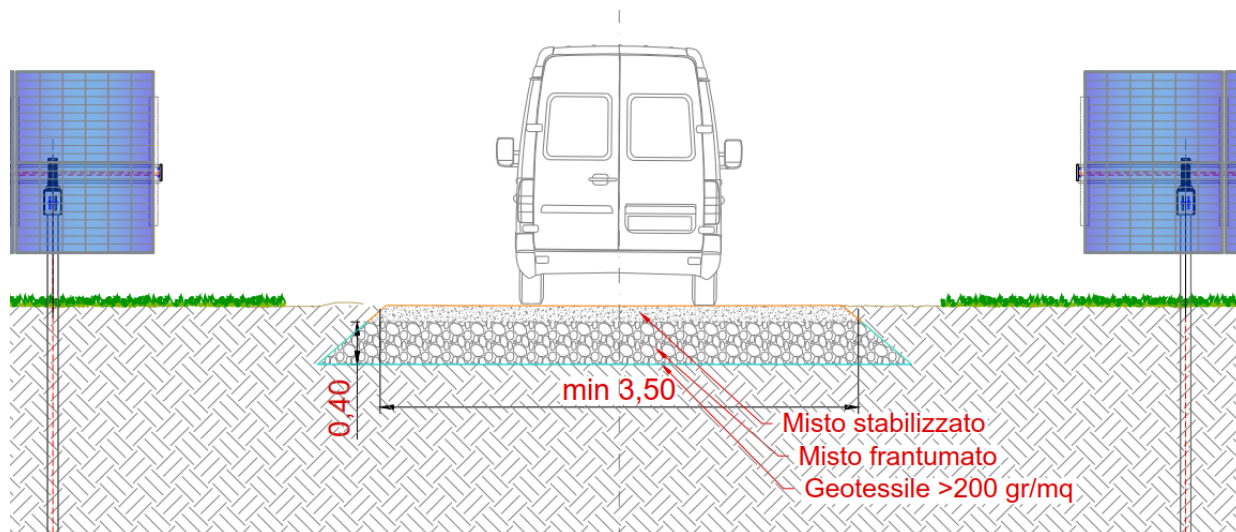


Figura 11-3 – Sezione tipica strada interna

11.3 MITIGAZIONE PERIMETRALE

Come indicato nelle tavole di progetto, sono previste tre differenti fasce di mitigazione perimetrale:

- Tipologia A: recinzione interna all’impianto senza nessuna fascia di mitigazione perimetrale, per una lunghezza complessiva di circa 600 m
- Tipologia B: fascia di mitigazione perimetrale di 5 m di larghezza di nuova realizzazione, per una lunghezza complessiva di circa 4 km
- Tipologia C: fascia di mitigazione perimetrale di 5 m di larghezza con rinfoltimento di vegetazione esistente, per una lunghezza di circa 400 m

Nella seguente tabella sono riportate le lunghezze delle diverse tratte e tipologie previste per le aree di impianto:

Tipologia fasce	Area	Larghezza (m)	Lunghezza (m)
Recinzione - TIPOLOGIA A	3	0	310
	4	0	260
Fascia di mitigazione - TIPOLOGIA B	1	5	1370
	2	5	915
	3	5	490
	4	5	180
	5	5	1115
Fascia di mitigazione esistente da rinfoltire - TIPOLOGIA C	4	5	360

Tabella 11-1 – Tipologie fasce di mitigazione

Le fasce di mitigazione perimetrale saranno realizzate utilizzando specie arboree autoctone, quali per esempio il *ligustrum vulgare*, il *laurus nobilis* e *prunus spinosa* per la parte ad arbusti e il *carpinus betulus* e l'*acer campestre* per gli alberi.

La fascia arborea perimetrale contribuirà a schermare l'impianto e contribuirà all'inserimento paesaggistico e ambientale dell'opera.

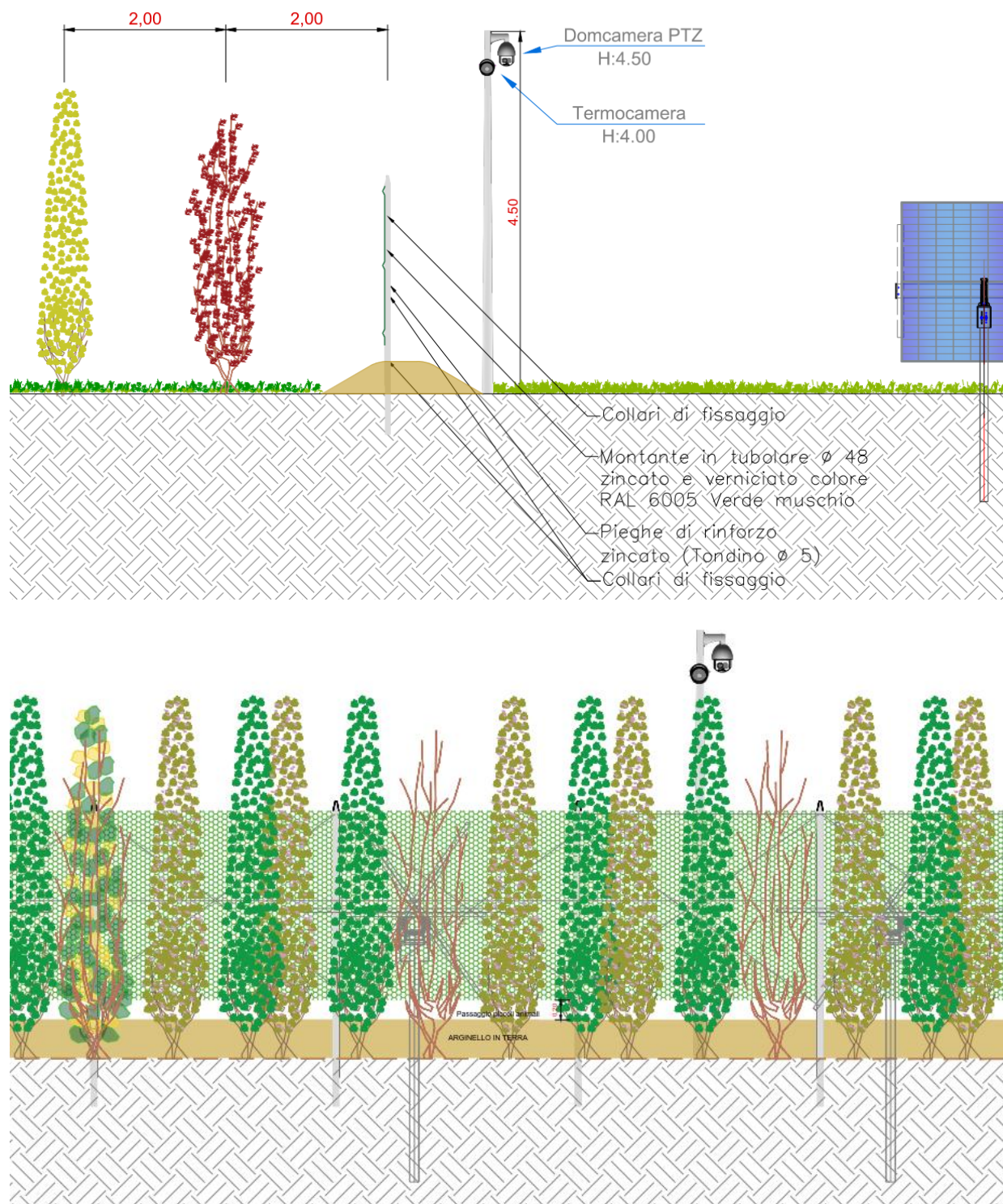


Figura 11-4 – Fascia di mitigazione perimetrale

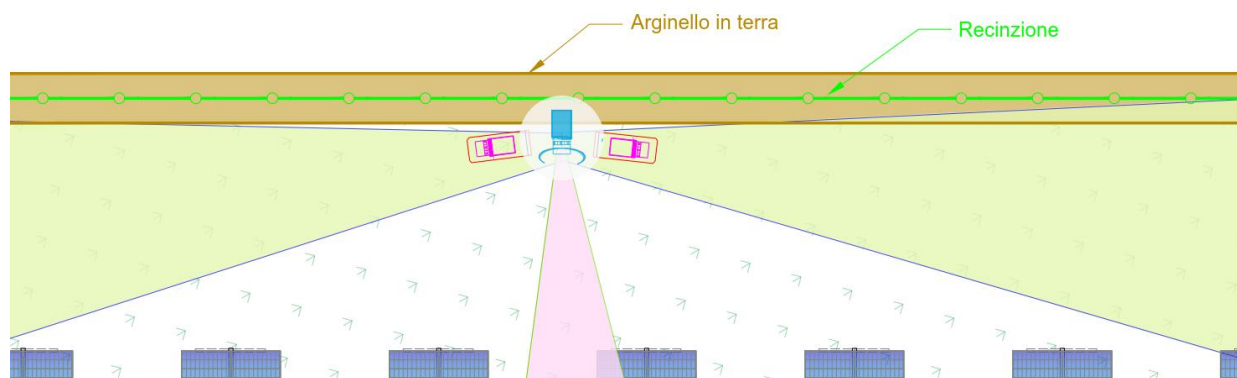


Figura 11-5 – Fascia di mitigazione perimetrale – Tipologia A

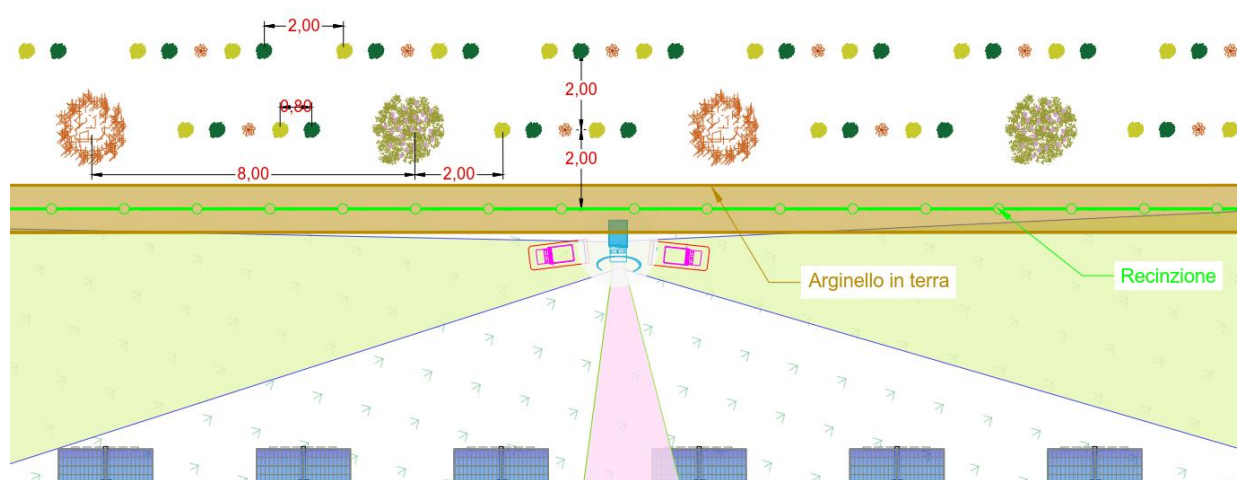


Figura 11-6 – Fascia di mitigazione perimetrale – Tipologia B

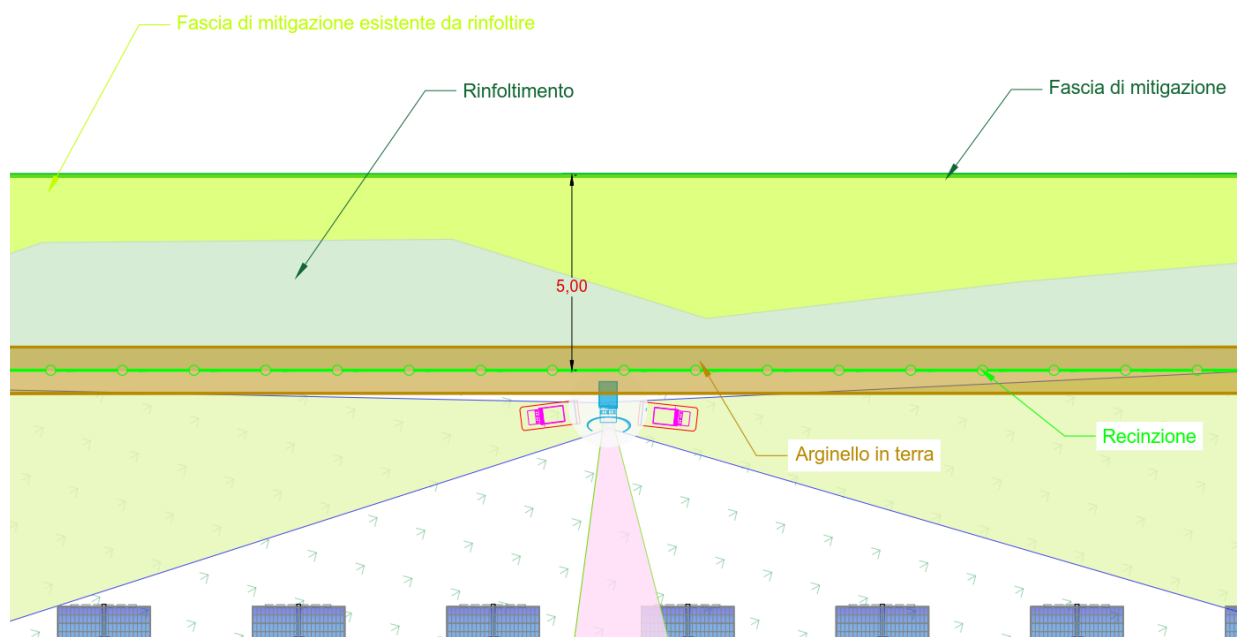


Figura 11-7 – Fascia di mitigazione perimetrale – Tipologia C

11.4 CAVIDOTTI

All'interno del campo fotovoltaico verranno realizzati cavidotti per il reticolo dei collegamenti elettrici in bassa tensione utili al collegamento tra gli inverter e le cabine di trasformazione.

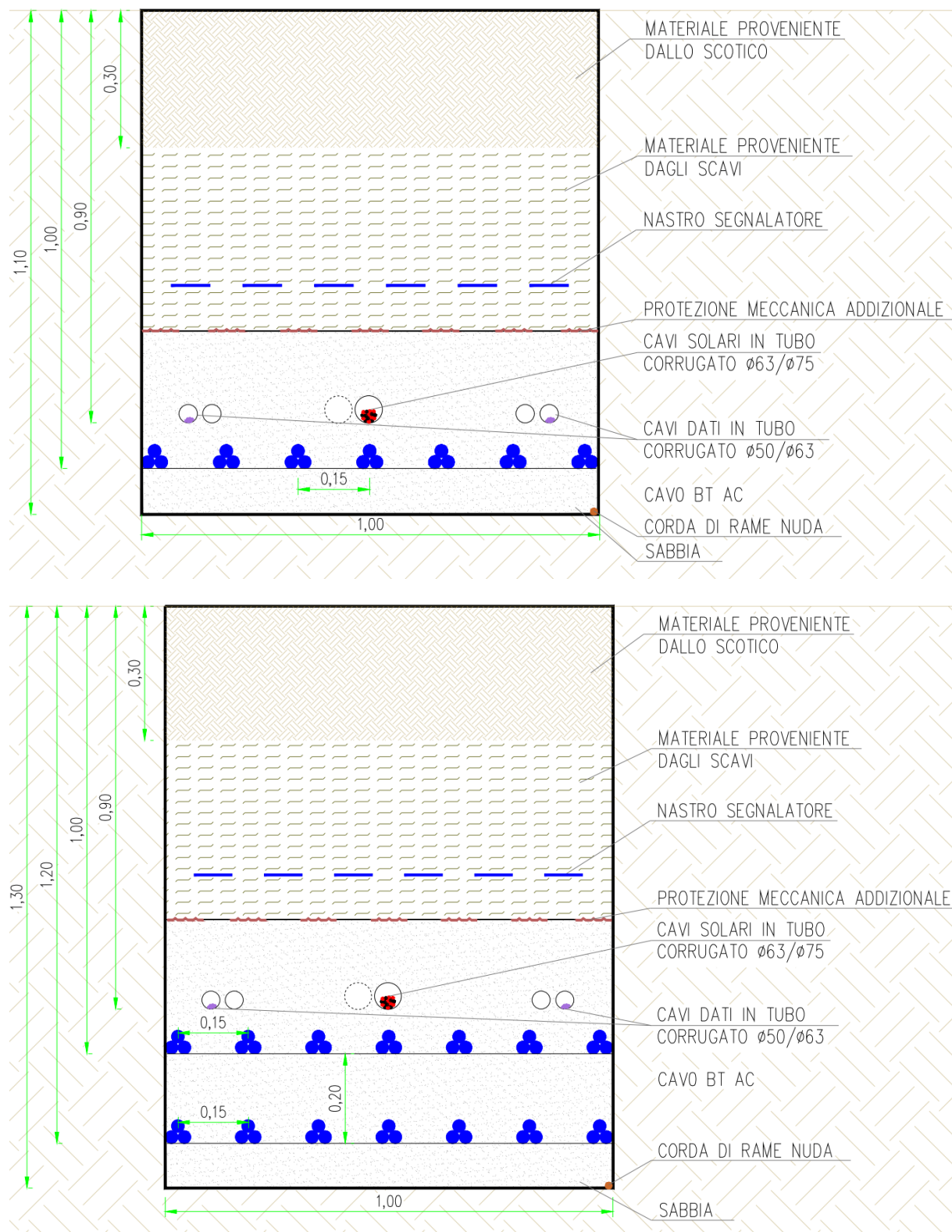


Figura 11-8 – Sezioni tipiche posa cavi BT

Oltre alla rete di distribuzione in bassa tensione verranno realizzate le dorsali 36 kV per collegare le cabine di trasformazione alla cabina utente e poi fino alla stazione RTN.

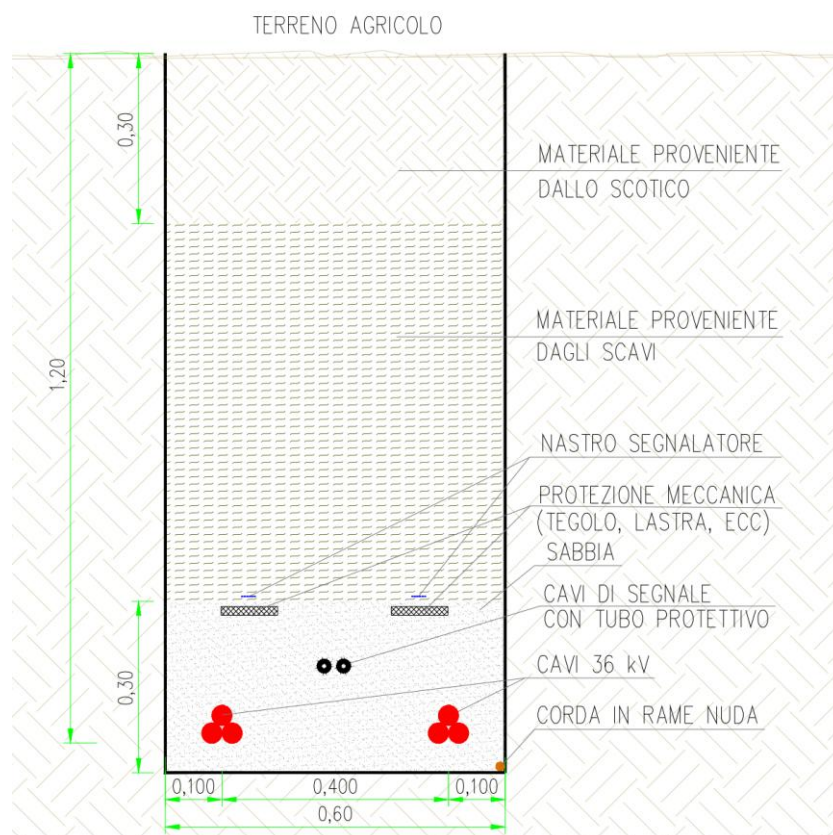


Figura 11-9 – Sezione tipica posa cavi 36 kV

11.5 TRATTAMENTO DEL SUOLO

Al termine dei lavori di installazione dell'impianto seguiranno interventi di compensazione delle irregolarità, dei solchi e la risoluzione dei problemi di compattazione causati dal transito di mezzi pesanti su terreno bagnato. A seguito di tali interventi il suolo agrario verrà lasciato a riposo. Si avrà cura, comunque, nell'evitare che le erbe spontanee si sviluppino in modo eccessivo, in maniera tale da limitarne la diffusione; tramite sistematici interventi con macchine operatrici per la lavorazione del terreno si provvederà ad effettuare interventi sia negli spazi interfila che nelle aree libere.

A partire dall'inizio dell'estate verranno eseguite una serie di lavorazioni finalizzate innanzitutto all'eliminazione della vegetazione secca, e poi ad ottenere una completa preparazione del letto di semina su tutte le aree oggetto di coltivazione.

Le operazioni colturali inizieranno con il dissodamento meccanico di tutte le aree perimetrali “di colletto” di qualsiasi palo, basamento, pozzetto o comunque di tutto ciò che emerge dal terreno, e delle aree dove i pannelli sono più vicini al suolo e dovunque ci siano strutture che possano limitare il passaggio in altezza al di sotto dei due metri con macchine operatrici adeguate (es. trattore con aratro, falciatrice, imballatrice). Il passaggio successivo sarà di intervenire con un erpice snodato, trainato/portato da un trattore di medie dimensioni con arco di protezione reclinabile, per ridurre al minimo l'ingombro in altezza, in modo da poter lavorare senza problemi

su tutta la superficie sottostante i pannelli.

Solo a questo punto sarà possibile procedere alla preparazione meccanica del terreno nelle aree di impianto e nelle aree perimetrali, da eseguire con un trattore di maggiore potenza, tramite aratura, seguita da diversi passaggi di affinamento mediante erpice snodato in periodi in cui il terreno sia in idonee condizioni di tempera, per evitare la formazione di zolle persistenti, di difficile gestione in relazione alla germinazione delle sementi di dimensioni ridotte.

Dopo che tutto il terreno sarà stato preparato, durante i mesi autunnali, si procederà alla semina delle foraggere e al trapianto delle piante arboree e arbustive lungo le fasce di mitigazione perimetrale. Tali operazioni verranno effettuate così come previsto dal piano agronomico proposto dagli elaborati di progetto.

11.6 TRASPORTO DI MATERIALI

Per quanto possibile si farà ricorso a strutture preassemblate e preverniciate, al fine di ridurre al minimo i trasporti e le attività di cantiere.

Per quanto riguarda la posa in opera dei cavidotti interrati è stimabile che siano necessari 6 escavatore per realizzare i cunicoli su cui posare i cavi e circa 8 autocarri per il trasporto della terra e per il trasporto delle cabine skid che giungeranno già assemblate e predisposte per il collegamento elettrico.

11.7 USO DI RISORSE

Durante le attività di cantiere l’approvvigionamento elettrico sarà garantito da gruppi elettrogeni.

L’approvvigionamento idrico avverrà a mezzo stoccaggio in appositi serbatoi serviti da autobotte.

12 INTERFERENZE INTERNE ALL'AREA DI IMPIANTO

12.1 INTERFERENZE CON CAVI 36 kV

Come dettagliato nelle tavole allegate al presente progetto (si vedano le tavole 12 e 13), il percorso dei cavi 36 kV si svolge prevalentemente lungo le strade comunali. Lungo queste strade la sezione di posa principale prevede i cavi direttamente interrati con ripristino della pavimentazione stradale esistente.

Sezioni specifiche di posa saranno invece adottate per la risoluzione delle interferenze, che sono individuate puntualmente nella tavola 24a. Le sezioni proposte per la risoluzione delle stesse sono riportate nelle tavole 25.

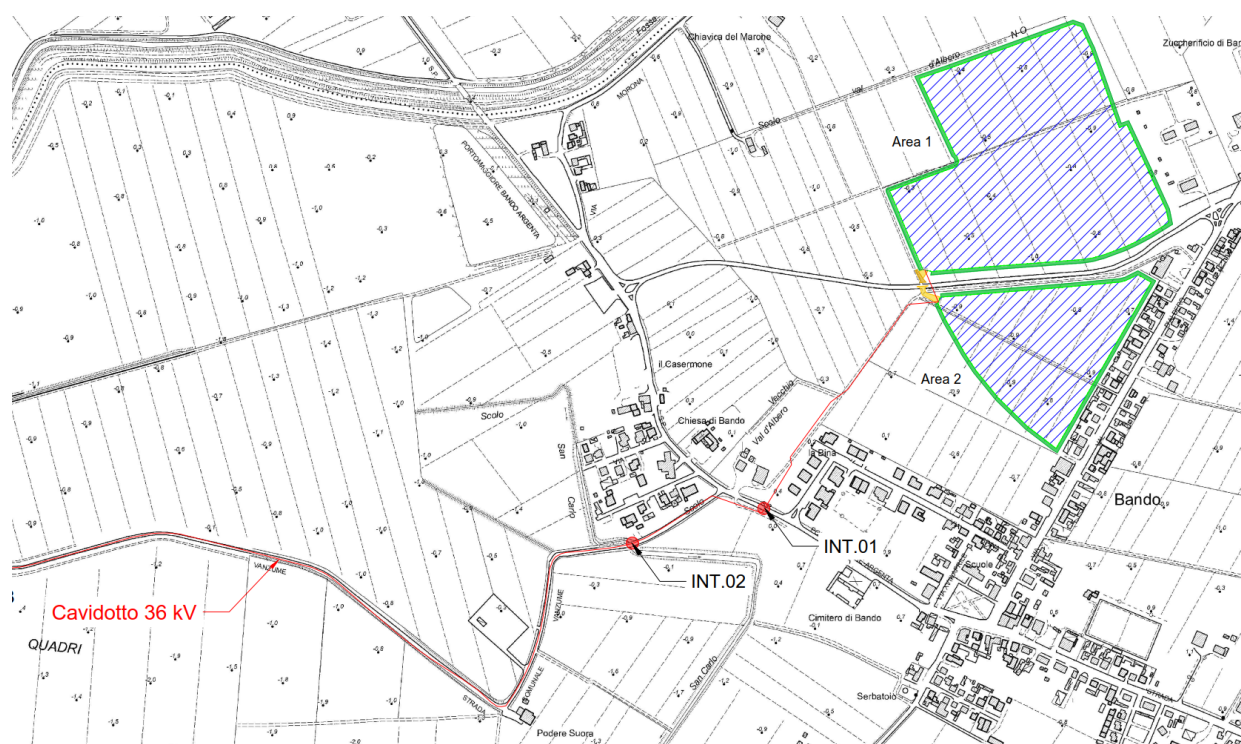


Figura 12-1 – Interferenze con cavi 36 kV impianto

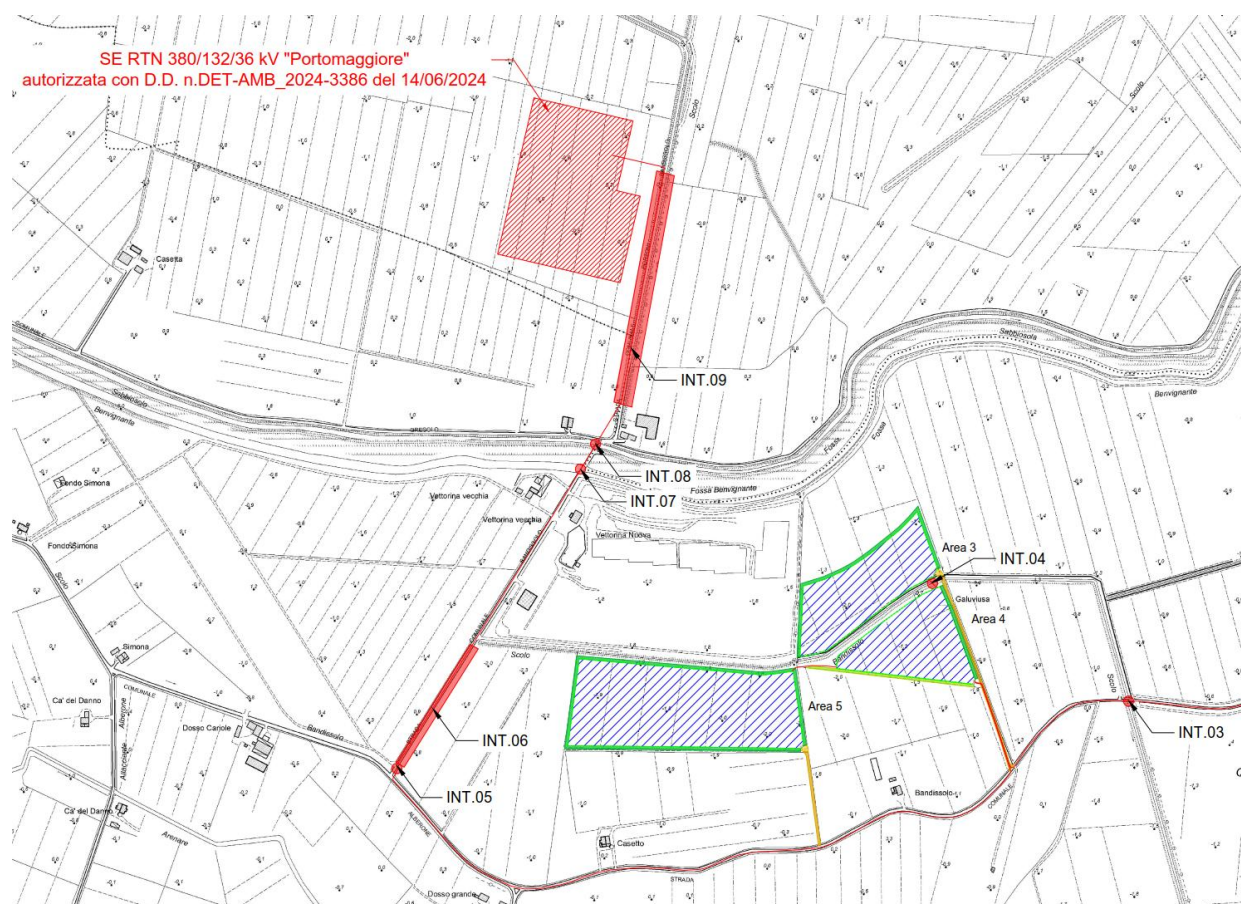


Figura 12-2 – Interferenze con cavi 36 kV impianto

Le interferenze individuate e le relative risoluzioni sono riportate nella seguente tabella:

ID Int.	Descrizione	Cavi Interrati	Indicazioni per la posa
Int. 01	Interferenza con SP48 "Portomaggiore-Argenta"	NR 1 terne Cavi 36 kV Fibre ottiche e corda di terra	Posa dorsali 36 kV tramite tecnologia T.O.C., con profondità superiore a 1 m rispetto alla SP48
Int. 02	Interferenza con Scolo San Carlo	NR 1 terne Cavi 36 kV Fibre ottiche e corda di terra	Posa dorsale 36 kV tramite tecnologia T.O.C., con profondità superiore a 2 m rispetto al manufatto esistente.
Int. 03	Parallelismo con Scolo Bandissolo.	NR 1 terne Cavi 36 kV Fibre ottiche e corda di terra	Posa dorsale 36 kV tramite tecnologia T.O.C., con profondità superiore a 2 m rispetto al manufatto esistente.
Int. 04	Interferenza con Scolo Bandissolo	NR 1 terne Cavi 36 kV Fibre ottiche e corda di terra	Posa dorsali 36 kV tramite tecnologia T.O.C., con profondità superiore a 2 m rispetto al manufatto esistente.
Int. 05	Interferenza con canale consortile denominato "Bandissolo Argenta"	NR 1 terne Cavi 36 kV Fibre ottiche e corda di terra	Posa dorsale 36 kV tramite ancoraggio su ponte.
Int. 06	Parallelismo con Scolo consortile Bandissolo	NR 1 terne Cavi 36 kV Fibre ottiche e corda di terra	Posa dorsali 36 kV interrato ad una distanza minima di 4,00 m dallo Scolo Bandissolo
Int. 07	Interferenza con canale consortile denominato "Fossa Benvignante"	NR 1 terne Cavi 36 kV Fibre ottiche e corda di terra	Posa dorsali 36 kV tramite tecnologia T.O.C., con profondità minima di 3 m rispetto al manufatto.
Int. 08	Interferenza con canale consortile denominato "Fossa Sabbiosola"	NR 1 terne Cavi 36 kV Fibre ottiche e corda di terra	Posa dorsali 36 kV tramite tecnologia T.O.C., con profondità minima di 3 m rispetto al manufatto.
Int. 09	Parallelismo con Scolo consortile Bandissolo	NR 1 terne Cavi 36 kV Fibre ottiche e corda di terra	Posa dorsali 36 kV interrato ad una distanza minima di 4,00 m dallo Scolo Bandissolo

Tabella 12-1 – Risoluzione interferenze

Si rimanda alla tavola 25 per i dettagli realizzativi della risoluzione individuata.

12.2 INTERFERENZE CON OPERE PROGETTUALI

Come dettagliato nelle tavole allegate al presente progetto (si vedano le tavole 24b), la recinzione di impianto incrocia in due punti un corso d'acqua esistente.

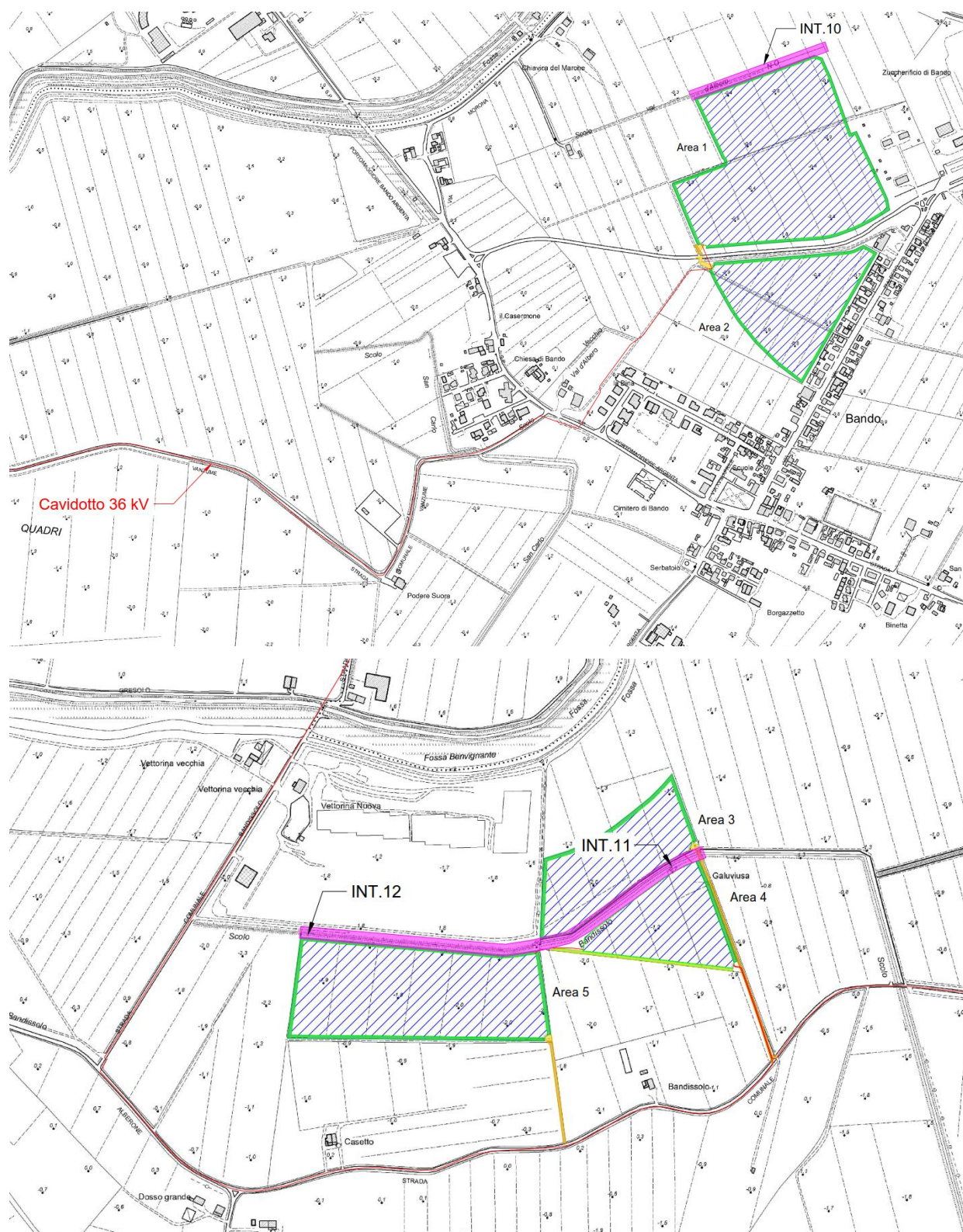


Figura 12-3 – Interferenze recinzione impianto

La risoluzione proposta per queste interferenze comporta la realizzazione delle opere progettuali ad una distanza minima di 6,0 m dallo scolo esistente, come da figura seguente:

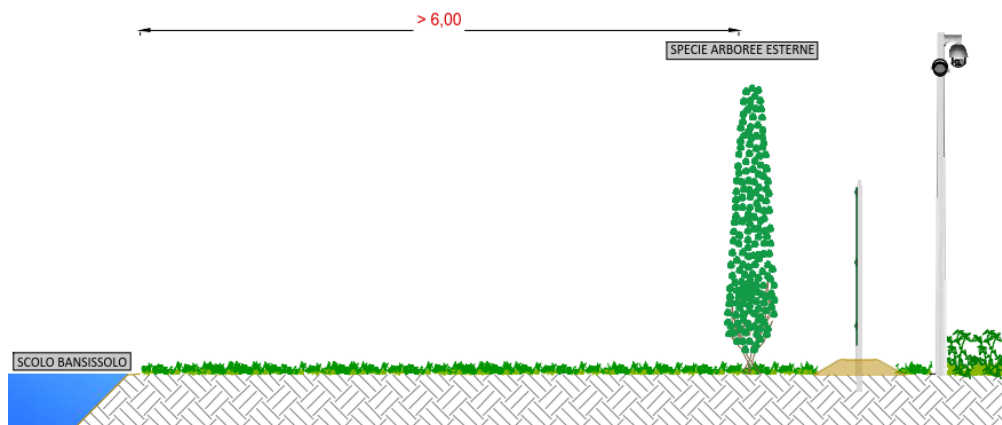


Figura 12-4 – Risoluzione interferenze recinzione impianto

Si rimanda alla tavola 25 per i dettagli realizzativi della risoluzione individuata.

13 FASI E TEMPI DI ESECUZIONE

Per il cronoprogramma di esecuzione del progetto si rimanda alla relazione tecnica dedicata, inclusa nel presente progetto.

14 MANUTENZIONE

Gli impianti fotovoltaici connessi in rete devono essere sottoposti a manutenzione periodica, in modo da non determinare perdite di produzione che altrimenti potrebbero compromettere il piano economico e quindi il ritorno dell'investimento.

La manutenzione deve essere svolta da personale qualificato. L'intervento di manutenzione dell'impianto fotovoltaico è da programmare, insieme con le verifiche periodiche, almeno una volta all'anno, meglio all'inizio della primavera, in modo che eventuali difetti non compromettano la produzione del periodo estivo.

La manutenzione consiste nel porre rimedio agli inconvenienti emergenti dall'esame a vista e dalle misure e prove, nell'eseguire le operazioni richieste dal costruttore dell'inverter e nella pulizia dei moduli con acqua (evitare spazzole dure e solventi).

Il progetto deve considerare la disposizione ottimale dei componenti dell'impianto affinché siano facilmente raggiungibili e prevedere gli spazi necessari al personale per la manutenzione. Va quindi garantita l'accessibilità ai moduli, ai quadri e agli inverter, sia per le prove e misure che per eventuali sostituzioni di componenti.

Gli inverter sono dotati di display che indica i principali parametri dell'impianto e quindi consente di avere un'indicazione di massima sulle condizioni complessive dell'impianto stesso ed è accessoriabile con sistemi di monitoraggio.

Infine è opportuno predisporre un registro su cui riportare i risultati delle verifiche, gli interventi di manutenzione, i guasti e le anomalie che hanno interessato l'impianto.

15 ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

15.1 RICADUTE SOCIALI

I principali benefici attesi, in termini di ricadute sociali, connessi con la realizzazione dell’Impianto agrivoltaico, possono essere così sintetizzati:

- misure compensative a favore dell’amministrazione locale, che contando su una maggiore disponibilità economica, può perseguire lo sviluppo di attività socialmente utili, anche legate alla sensibilizzazione nei riguardi dell’utilizzo delle energie alternative;
- proseguimento dell’attività agricola e miglioramento della produttività agronomica delle aree interessata dall’impianto e parziale riasfaltatura delle strade lungo le quali saranno posate le dorsali di collegamento a 36 kV.

Per quanto concerne gli aspetti legati ai possibili risvolti socioculturali derivanti dagli interventi in progetto, nell’ottica di aumentare la consapevolezza sulla necessità delle energie alternative, la Società organizzerà iniziative dedicate alla diffusione ed informazione circa la produzione di energia da fonte rinnovabile quali ad esempio:

- visite didattiche nell’Impianto agrivoltaico aperte alle scuole ed università;
- campagne di informazione e sensibilizzazione in materie di energie rinnovabili;
- attività di formazione dedicate al tema delle energie rinnovabili aperte alla popolazione.

15.2 RICADUTE OCCUPAZIONALI

La realizzazione dell’impianto agrivoltaico e delle relative opere di connessione coinvolge un numero rilevante di persone: occorrono infatti tecnici qualificati (agronomi, geologi, consulenti locali) per la preparazione della documentazione da presentare per la valutazione di impatto ambientale e per la progettazione dell’impianto, nonché personale per l’installazione delle strutture e dei moduli, per la posa dei cavi, per l’installazione delle apparecchiature elettromeccaniche, per il trasporto dei materiali, per la realizzazione delle opere civili, per l’avvio dell’impianto, per la preparazione delle aree per l’attività agricola, ecc.

Le esigenze di funzionamento e manutenzione dell’Impianto agrivoltaico contribuiscono alla creazione di posti di lavoro locali ad elevata specializzazione, quali tecnici specializzati nel monitoraggio e controllo delle performance d’impianto ed i responsabili delle manutenzioni periodiche su strutture metalliche ed apparecchiature elettromeccaniche.

A queste figure si deve poi assommare il personale tecnico che sarà impiegato per il lavaggio dei moduli fotovoltaici ed i lavoratori agricoli impiegati nelle attività di coltivazione e raccolta delle colture dell’impianto agrivoltaico. Il personale sarà impiegato regolarmente per tutta la vita utile dell’impianto, stimata in circa 25 anni.

Gli interventi in progetto comporteranno significativi benefici in termini occupazionali, di seguito riportati:

- vantaggi occupazionali per la fase di cantiere;
- vantaggi occupazionali per la fase di esercizio dell’impianto agro-fotovoltaico, quantificabili in:

- tecnici impiegati periodicamente per le attività di manutenzione e controllo delle strutture, dei moduli, delle opere civili;
- vantaggi occupazionali indiretti, quali impieghi occupazionali indotti dall’iniziativa per aziende che graviteranno attorno all’esercizio dell’impianto agrivoltaico, quali ditte di carpenteria, edili, società di consulenza, società di vigilanza, imprese agricole, ecc.

Le attività di lavoro indirette saranno svolte prevalentemente ricorrendo ad aziende e a manodopera locale, per quanto compatibile con i necessari requisiti.

15.3 RICADUTE ECONOMICHE

Gli effetti positivi socioeconomici relativi alla presenza di un impianto agrivoltaico che riguardano specificatamente le comunità che vivono nella zona di realizzazione del progetto possono essere di diversa tipologia.

In primis, ai sensi dell’Allegato 2 (Criteri per l’eventuale fissazione di misure compensative) al D.M. 10/09/2010 *“Linee Guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”*, *“..l’autorizzazione unica può prevedere l’individuazione di misure compensative a carattere non meramente patrimoniale a favore degli stessi comuni e da orientare su interventi di miglioramento ambientali correlati alla mitigazione degli impatti riconducibili al progetto, ad interventi di efficienza energetica, di diffusione di installazioni di impianti a fonti rinnovabili e di sensibilizzazione della cittadinanza sui predetti temi”*.

Oltre ai benefici connessi con le misure compensative che saranno concordate con i comuni interessati, un ulteriore vantaggio per le amministrazioni locali e centrali è connesso con gli ulteriori introiti legati alle imposte.

Inoltre, nella valutazione dei benefici attesi per la comunità occorre necessariamente considerare il meccanismo di incentivazione dell’economia locale derivante dall’acquisto di beni e servizi che sono prodotti, erogati e disponibili nel territorio di riferimento. In altre parole, nell’analisi delle ricadute economiche locali è necessario considerare le spese che la Società sosterrà durante l’esercizio, in quanto i costi operativi previsti saranno direttamente spesi sul territorio, attraverso l’impiego di manodopera qualificata, professionisti ed aziende reperiti sul territorio locale.

16 TERMINOLOGIA

Si riportano di seguito le definizioni di alcuni termini ricorrenti nel campo dell'installazione di generatori fotovoltaici a costituire sistemi elettrici di generazione di potenza destinati ad essere connessi alla rete elettrica.

- **Angolo di azimut:** angolo esistente tra la normale al piano di captazione solare (modulo fotovoltaico) e il piano del meridiano terrestre che interseca il piano di captazione in un punto centrale. L'angolo è positivo per orientamenti verso Est, negativo per orientamenti verso Ovest.
- **Angolo di inclinazione:** angolo formato dal modulo fotovoltaico con l'orizzontale (piano tangente alla superficie terrestre in quel punto). L'angolo è positivo per inclinazioni rivolte verso l'equatore, negativo per inclinazioni rivolte verso il polo.
- **Blocco o sottocampo o subcampo fotovoltaico:** una o più stringhe fotovoltaiche associate e distinte in base a determinate caratteristiche, così come può essere l'occupazione geometrica del suolo, oppure le cui stringhe sono interconnesse elettricamente per dare la potenza nominale al sistema di condizionamento della potenza (PCS).
- **Campo fotovoltaico:** l'insieme di tutti i blocchi o sottocampi che costituiscono l'impianto fotovoltaico.
- **Cella fotovoltaica:** dispositivo base allo stato solido che converte la radiazione solare direttamente in elettricità a corrente continua.
- **Condizioni Standard:** condizioni in cui l'irraggiamento della radiazione solare è pari a 1000 W/m², con distribuzione dello spettro solare di riferimento di AM=1,5 e temperatura delle celle di 25°C.
- **Convertitore statico c.c./c.a.:** apparecchiatura che rende possibile la conversione ed il trasferimento della potenza da una rete in corrente continua alla rete in corrente alternata. E' denominato pure invertitore statico (inverter).
- **Impianto fotovoltaico connesso alla rete:** sistema di produzione dell'energia elettrica costituito da un insieme di componenti ed apparecchiature destinate a convertire l'energia contenuta nella radiazione solare in energia elettrica da consegnare alla rete di distribuzione in corrente alternata monofase o trifase. I componenti fondamentali dell'impianto sono:
 - il generatore fotovoltaico vero e proprio, costituito dal campo fotovoltaico;
 - il Sistema di Condizionamento della Potenza (PCS).
- **Modulo fotovoltaico:** insieme di celle fotovoltaiche, connesse elettricamente e sigillate meccanicamente dal costruttore in un'unica struttura (tipo piatto piano), o ricevitore ed ottica (tipo a concentrazione). Costituisce l'unità minima singolarmente maneggiabile e rimpiazzabile.
- **Potenza di picco:** è la potenza espressa in Wp (watt di picco), erogata nel punto di massima potenza nelle condizioni standard dal componente o sottosistema fotovoltaico.
- **Quadro di campo:** o anche di parallelo stringhe, è un quadro elettrico in cui sono convogliate le terminazioni di più stringhe per il loro collegamento in parallelo. In esso vengono installati anche dispositivi di sezionamento e protezione.
- **Quadro di consegna:** o anche d'interfaccia è un quadro elettrico in cui viene effettuato il collegamento elettrico del gruppo di conversione statica in parallelo alla rete elettrica in

bassa tensione. Esso contiene apparecchiature per sezionamento, interruzione, protezione e misura.

- **Rete pubblica in bassa tensione (BT):** rete di distribuzione dedicata alla distribuzione pubblica in corrente alternata, di tipo monofase o trifase, con tensione nominale da oltre 50 V fino a 1000 V.
- **Sistema di Condizionamento della Potenza (PCS):** è costituito da un componente principale, il convertitore statico c.c./c.a. (inverter), e da un insieme di apparecchiature di comando, misura, controllo e protezione affinché l'energia venga trasferita alla rete con i necessari requisiti di qualità ed in condizioni di sicurezza sia per gli impianti che per le persone.
- **Società Elettrica:** soggetto titolare della gestione ed esercizio della rete BT di distribuzione dell'energia elettrica agli utenti.

17 NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO

Normativa di carattere generale e leggi di riferimento

- Decreto Ministeriale 06/08/2010
- Delibera n°260/06
- Delibere 88/07, 89/07, 90/07
- Delibera n. 188/05 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas
- Decreto Ministeriale 28/07/2005 e successive modifiche ed integrazioni
- Testo Unico sulle Rinnovabili - D.Lgs. 190/2024
- Decreto del Ministero Ambiente 16/03/2001
- Delibera n. 224/00 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (G.U. n. 19 del 24 gennaio 2001)
- Disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici con potenza nominale non superiore a 200 kW
- Legge 5 Marzo 1990 n. 46 (G.U. n. 59 Serie generale del 12 marzo 1990)

Norme per la sicurezza degli impianti

- Legge 9 gennaio 1991 n. 9 (G.U. n. 13 Serie generale del 16 gennaio 1991)
- Legge 9 gennaio 1991 n. 10 (G.U. n. 13 Serie generale del 16 gennaio 1991)
- Decreto 19 luglio 1996 (G.U. n. 172 Serie generale del 24 luglio 1996)

Norme per la disciplina delle opere in conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica

- Legge 2 febbraio 1974 n. 64 - Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche
- Circolare Ministero LL.PP. 14 febbraio 1974 n. 11951 - Applicazione delle norme sul cemento armato L. 5111171 n. 1086
- Decreto 14 febbraio 1992

Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in cemento armato normale e precompresso e per le strutture metalliche

- Decreto 16 gennaio 1996

Norme tecniche relative ai “Criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi”.

- Decreto 16 gennaio 1996

Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche.

- Circolare Ministero LL.PP. 4 luglio 1996 n. 156AA.GG./STC
- Istruzione per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica

di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi" di cui al Decreto Ministeriale 16 gennaio 1996

- Decreto 14 agosto 1996 n. 493 (G.U. n. 223 del 14 agosto 1996)
- Circolare Ministero LL.PP. 10 aprile 1997 n. 65/AA.GG
- Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche" di cui al decreto ministeriale 16 gennaio 1996

Normativa riguardante la progettazione, l'esecuzione e il collaudo dell'impianto fotovoltaico

- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 150 V in corrente continua;
- CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici - Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
- CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);
- CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili.
- CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;
- CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 0-3: Guida per la compilazione della documentazione per la legge n. 461/1990;
- UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;
- CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici;
- ENEL DV 606 - Marzo 1997 - Pannello semplificato per la protezione di interfaccia monofase per autoproduttori;
- ENEL DK 5940 - Criteri di allacciamento di impianti di autoproduzione alla rete BT di

distribuzione;

- ENEL DK 5740 - Criteri di allacciamento di tetti fotovoltaici alla rete MT di distribuzione - Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- IEC 1646: Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules n Design qualification and type approved;
- CEI 82-4 (EN 61173) - Protezioni contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia;
- Guida CEI 82-8 (EN 61215) Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI 82-9 (EN 61727) - Sistemi fotovoltaici (FV). Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete;
- CEI 22-7 (EN 60146-1-1) - Convertitori a semiconduttore - Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea Parte 1-1: Specifiche per le prescrizioni fondamentali;
- CEI 22-8 (EN 60146-1-3) Convertitori a semiconduttore - Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea Parte 1-3: Trasformatori e reattori;
- CEI 22-9 (EN 50091-2) UPS - Parte 2: Prescrizioni di compatibilità elettromagnetica (EMC);
- CEI 74-4 (EN 50091-1) UPS - Parte 1: Prescrizioni generali e di sicurezza, che stabiliscono i requisiti nei confronti della sicurezza dei prodotti in bassa tensione in conformità alle prescrizioni della direttiva CEE n. 73/23;
- CEI 110-31 (EN 61000-3-2) del 411995, per i limiti delle armoniche in rete;
- CEI 110-28 (EN 61000-3-3) del 1011995, per le fluttuazioni di tensione;
- CEI 110-1; CEI 110-6; CEI 110-8, per la compatibilità elettromagnetica e la limitazione delle emissioni in RF.
- CEI 211-4, "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche", seconda edizione, 2008-09;
- CEI 211-6, "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana", prima edizione, 2001-01;
- CEI 103-6 “Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell’induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto”, terza edizione, 1997:12;
- CEI EN 50443, “Effetti delle interferenze elettromagnetiche sulle tubazioni causate da sistemi di trazione elettrica ad alta tensione in corrente alternata e/o da sistemi di alimentazione ad alta tensione in corrente alternata”
- CEI 106-11, “Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) - Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo”, prima edizione, 2006:02;
- CEI EN 61936-1 “Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a - Parte 1: Prescrizioni comuni”;

- CEI EN 50522 “Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.”;
- CEI 11-17, "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica – Linee in cavo”.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materie, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.