BAGIONI PRIMO

C.F. BGNPRM38H20199D

V. SPRETI N. 6 - CASEMURATE

47122 FORLI' (FC)

IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA IN AREA IDONEA "CA' BELLETTI" SITO IN VIA ERBOSA SNC IN COMUNE DI FORLI' (FC)

VERIFICA DI ASSOGGETTABILITA' A VIA

EX ALLEGATO B.2.8 L.R. N. 4/2018

Elaborato:

2.1 RELAZIONE TECNICA

Studio Associato NE.MA
Via Cavour 67
40026 - Imola (BO)

Il tecnico incaricato:
Ing. David Negrini
T - 351 803 8331
@ - david.negrini@studionema.com
@ - studionema@legalmail.it

Data: GIUGNO 2025

Scala:

Revisioni:

REV.	DESCRIZIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	DATA
00	EMISSIONE	R. Donattini	R. Mazzolani	D. Negrini	GIUGNO 2025

Indice generale

1 PREMESSA 4

2 NORMATIVA DI RIFERIMENTO 5

3 VALUTAZIONI URBANISTICHE 8

3.1 Definizione terreni 8

3.2 Analisi urbanistica 8

3.3 Zone SIC-ZPS 13

3.4 Beni Culturali e paesaggistici 13

3.5 PGRA 14

3.6 Congruità con il D.Lgs 199/2021 16

3.7 Congruità con la DAL 125/2023 17

4 DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO 18

4.1 Impianto fotovoltaico 18

4.2 Opere connesse – Realizzazione cavidotto interrato MT 20

4.3 Impianti ausiliari e opere civili 22

4.4 Caratteristiche prestazionali dei componenti principali dell'impianto fotovoltaico 25

5 SOLUZIONE DI CONNESSIONE 31

6 ANALISI DEL CANTIERE E CRONOPROGRAMMA 32

6.1 Fase 1 - Accantieramento 32

6.2 Fase 2 – Recinzione e nuovo accesso 33

6.3 Fase 3 – Tombinamento fossi 33

6.4 Fase 4 – Installazione cabine 33

6.5 Fase 5 – Cavidotti bt interni al campo 34

6.6 Fase 6 – Linee mt interne al campo 34

6.7 Fase 7 – Infissione pali 35

6.8 Fase 8 – Montaggio tracker/strutture 35

6.9 Fase 9 – Montaggio pannelli 36

6.10 Fase 10 – Cablaggio impianto 36

6.11 Fase 11 – Impianti accessori 36

6.12 Fase 12 - Elettrodotto 37

6.13 Fase 13 - Collaudi 37

7 QUADRO TECNICO ECONOMICO 38

8 PRODUCIBILITA' ATTESA 39

9 INVARIANZA IDRAULICA 40

9.1 Campo fotovoltaico 40

9.2 Sottostazione di utenza 41

10 PIANO DI DISMISSIONE E RIPRISTINO DEL SITO 43

11 ANALISI COSTI/BENEFICI E RICADUTE SOCIO ECONOMICHE DELL'INTERVENTO 44

11.1 Le ricadute monitorate 44

11.2 Gli impatti occupazionali delle fonti rinnovabili 45

11.3 Il Valore Aggiunto 48

11.4 Impianto di progetto 48

11.5 Ricadute occupazionali 49

11.6 Conclusioni 49

12 CONCLUSIONI 50

1 PREMESSA

Il sig. Bagioni Primo ha affidato allo Studio Associato Ne.Ma l'incarico di predisporre il progetto per un nuovo impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile di tipo fotovoltaico a terra in area agricola.

Il lotto di terreno oggetto di analisi è ubicato in Comune di Forli' (FC), in prossimità di via Erbosa, adiacente alla Autostrada A14.

Figura 1 – Terreni agricoli a disposizione per l'impianto oggetto di analisi

Nella presente relazione sono riportate le valutazioni sulla fattibilità tecnico e amministrativa dell'intervento:

- analisi della compatibilità con le norme urbanistiche vigenti
- analisi di compatibilità con la vincolistica dei beni archeologici e culturali
- verifica dei possibili layout dell'impianto agrivoltaico e stima preliminare della potenza dell'impianto
- stima del costo dell'impianto
- analisi fattibilità per la connessione dell'impianto alla rete/utenza.

2 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Le norme che hanno rivoluzionato l'iter autorizzativo per gli impianti fotovoltaici ed agrovoltaici sono state emanate negli anni 2021, 2022, 2023 e 2024:

- D.lgs. n. 199/2021 recante *"Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili"*
- D.l. n. 17/2022 recante *"Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali".*
- *L. 2 Febbraio 2024 n. 11 recante "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, recante disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese, la promozione del ricorso alle fonti rinnovabili di energia, il sostegno alle imprese a forte consumo di energia e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eccezionali eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023";*
- *L. 12 luglio 2024 n. 101 recante "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto – legge 15 maggio 2024 n. 63, recante disposizioni urgenti per le imprese agricole, della pesca e dell'acquacoltura, nonché le imprese di interesse strategico nazionale";*
- *D.lgs. 25 novembre 2024 n. 190 recante "Disciplina dei regimi amministrativi per la produzione di energia da fonti rinnovabili, in attuazione dell'articolo 26, commi 4 e 5, lettera b) e d), della legge 5 agosto 2022, n. 118".*

La normativa nazionale di riferimento è di seguito sinteticamente riepilogata:

- D.lgs 387/03 e smi recante "*Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità ."*
- D.lgs 152/06 e smi recante *"Norme in materia ambientale"*
- D.lgs. 28/11 e smi recante *"Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE "*
- D.M. 05/07/2012 e smi recante *"Attuazione dell'art. 25 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici"*
- FER 1 – Decreto 4 luglio 2019 recante *"Incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici on shore, solari fotovoltaici, idroelettrici e a gas residuati da processi di depurazione"*
- Legge 29 luglio 2021, n. 108 di conversione del D.L. 77/2021
- D.L. 17/2022 – recante *"Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali"*

- Conversione in legge del DM n. 17 del 01/03/2022 – "Decreto Bollette"
- D.L. n.13/2023 recante *"Disposizioni urgenti per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e del Piano nazionale degli investimenti complementari al PNRR (PNC), nonche' per l'attuazione delle politiche di coesione e della politica agricola comune.";*
- *D.lgs n. 190/2024 recante "Disciplina dei regimi amministrativi per la produzione di energia da fonti rinnovabili, in attuazione dell'art. 26, commi 4 e 5, lettera b) e d) della legge 5 agosto 2022 n. 118.*

La normativa regionale di riferimento è di seguito sinteticamente riepilogata:

- L.R. n.10/93 recante *" Norme in materia di opere relative a linee ed impianti elettrici fino a 150 mila volts. Delega di funzioni amministrative "*
- L.R. n. 26/2004 recante *"Disciplina della programmazione energetica territoriale ed altre disposizioni in materia di energia"*
- DAL n. 28/2010 e smi recante *" Prima individuazione delle aree e dei siti per l'installazione di impianti di produzione di energia elettrica mediante l'utilizzo della fonte energetica rinnovabile solare fotovoltaica"*
- DGR n.1514/2011 recante *"Accordo per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fotovoltaico di cui alla DGR n. 1045/2010: approvazione linee guida per la costruzione ed esercizio di impianti fotovoltaici sulle aree di sedime delle discariche esaurite"*
- L.R. n. 4/2018 recante *"Disciplina della valutazione dell'impatto ambientale dei progetti"*
- DGR n. 1500/2021 recante "*Misure di semplificazione per la realizzazione di impianti fotovoltaici"*
- DAL n.125/2023 recante *"Specificazione dei criteri localizzativi per garantire la massima diffusione degli impianti fotovoltaici e per tutelare i suoli agricoli e il valore paesaggistico e ambientale del territorio "*
- L.R. n. 8/2023 recante *"Norme in materia di opere relative a reti ed impianti elettrici e semplificazione dei procedimenti autorizzativi riguardanti la costruzione e l'esercizio delle infrastrutture appartenenti alla rete di distribuzione elettri e delle procedure riguardanti le reti e gli impianti di distribuzione di energia elettrica non facenti parte della rete elettrica di trasmissione nazionale."*

Dalla lettura delle norme sopra richiamate emerge il seguente quadro di riferimento normativo:

- nelle aree idonee gli impianti fotovoltaici fino a 10 MW non sono sottoposti a valutazione di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale;
- nelle aree idonee gli impianti fotovoltaici fino a 25 MW sono sottoposti a valutazione di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale;

- nelle aree idonee gli impianti fotovoltaici fino a 10 MW possono essere autorizzati con PAS ai sensi dell'art. 8 Dlgs 190/2024.

Fino alla emanazione delle norme regionali valgono le definizioni di aree idonee individuate dal D.lgs n.199/2021 e smi, e con particolare riferimento ai disposti dell'art. 20, comma 8, le aree agricole sono considerate idonee quando

c-ter) esclusivamente per gli impianti fotovoltaici, anche con moduli a terra, e per gli impianti di produzione di biometano, in assenza di vincoli ai sensi della parte seconda del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42:

1) le aree classificate agricole, racchiuse in un perimetro i cui punti distino non piu' di 500 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, compresi i siti di interesse nazionale, nonche' le cave e le miniere;

2) le aree interne agli impianti industriali e agli stabilimenti, questi ultimi come definiti dall'articolo 268, comma 1, lettera h), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, nonche' le aree classificate agricole racchiuse in un perimetro i cui punti distino non piu' di 500 metri dal medesimo impianto o stabilimento;

3) le aree adiacenti alla rete autostradale entro una distanza non superiore a 300 metri. (8)

c-quater) fatto salvo quanto previsto alle lettere a), b), c), c-bis) e c-ter), le aree che non sono ricomprese nel perimetro dei beni sottoposti a tutela ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, ne' ricadono nella fascia di rispetto dei beni sottoposti a tutela ai sensi della parte seconda oppure dell'articolo 136 del medesimo decreto legislativo. Ai soli fini della presente lettera, la fascia di rispetto e' determinata considerando una distanza dal perimetro di beni sottoposti a tutela di sette chilometri per gli impianti eolici e di un chilometro per gli impianti fotovoltaici. Resta ferma l'applicazione dell'articolo 30 del decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 luglio 2021, n. 108. (8)

Considerato che l'impianto di progetto è un impianto di tipo fotovoltaico a terra e che l'intero impianto risulta ricompreso entro la distanza di 300 m dalla autostrada A14, l'area oggetto di intervento è da ritenersi Area Idonea ai sensi dell'art. 20, comma 8, punto Cter, punto 3.

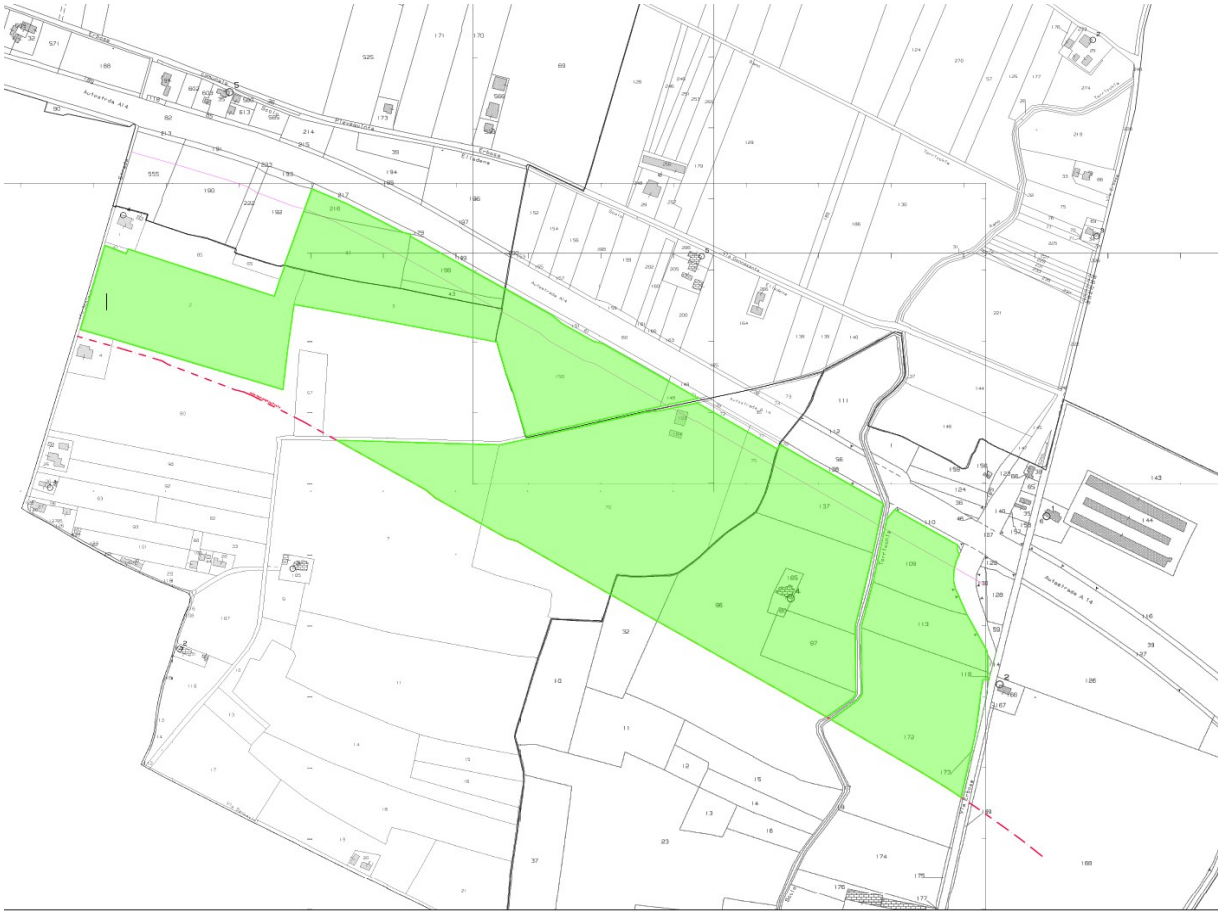
Sulla base della ricostruzione normativa sopra riportata si ritiene che l'impianto di progetto, di potenza pari a 19,7560 MW, ricadente in area idonea tipo Cter, possa essere autorizzato con Autorizzazione Unica, previa sottoposizione del progetto a verifica di assoggettabilità a VIA.,

L'impianto è costituito da tre sezioni, ognuna dotata di una cabina di trasformazione 800 V 30 kV. Le tre cabine saranno unite ad anello e sottostanti alla cabina di media tensione, da cui partirà l'elettrodotto interrato a 30 kV fino al punto di consegna, ubicato presso la Stazione Elettrica AT "Capocolle".

3 VALUTAZIONI URBANISTICHE

3.1 Definizione terreni

I terreni agricoli a disposizione dell'iniziativa oggetto di valutazione sono identificati in Comune di Forlì' al catasto terreni come segue:



FG	p	S [mq]
127	41	12.445
127	43	1.740
127	198	5.807
127	216	2.880
127	148	839
128	150	26.228
160	2	36.356
160	3	13.724
160	7	12.473
160	70	65.475
160	75	6.529
161	32	3.687
161	80	100
161	96	41.617
161	97	9.250
161	109	11.283
161	113	11.024
161	137	14.004
161	172	28.277
161	165	1.668
SUPERFICIE TOTALE [mq]		305.406

Figura 2 - Stralcio planimetria catastale

3.2 Analisi urbanistica

L'impianto fotovoltaico in progetto è ubicato in comune di Forlì mentre lo stallo utente e la CP "Capocolle" sono ubicati nel comune di Bertinoro. La trattazione relativa alla pianificazione urbanistica comunale è pertanto suddivisa tra impianto fotovoltaico e stallo utente.

3.2.1 Comune di Forlì

3.2.1.1 RUE – Tav. P22-P30 e P31

Si riporta di seguito stralcio della tavola P22, P30 e P31 del RUE del Comune di Forlì, che identifica l'area come agricola, E6.3 disciplinato dall'art.99.

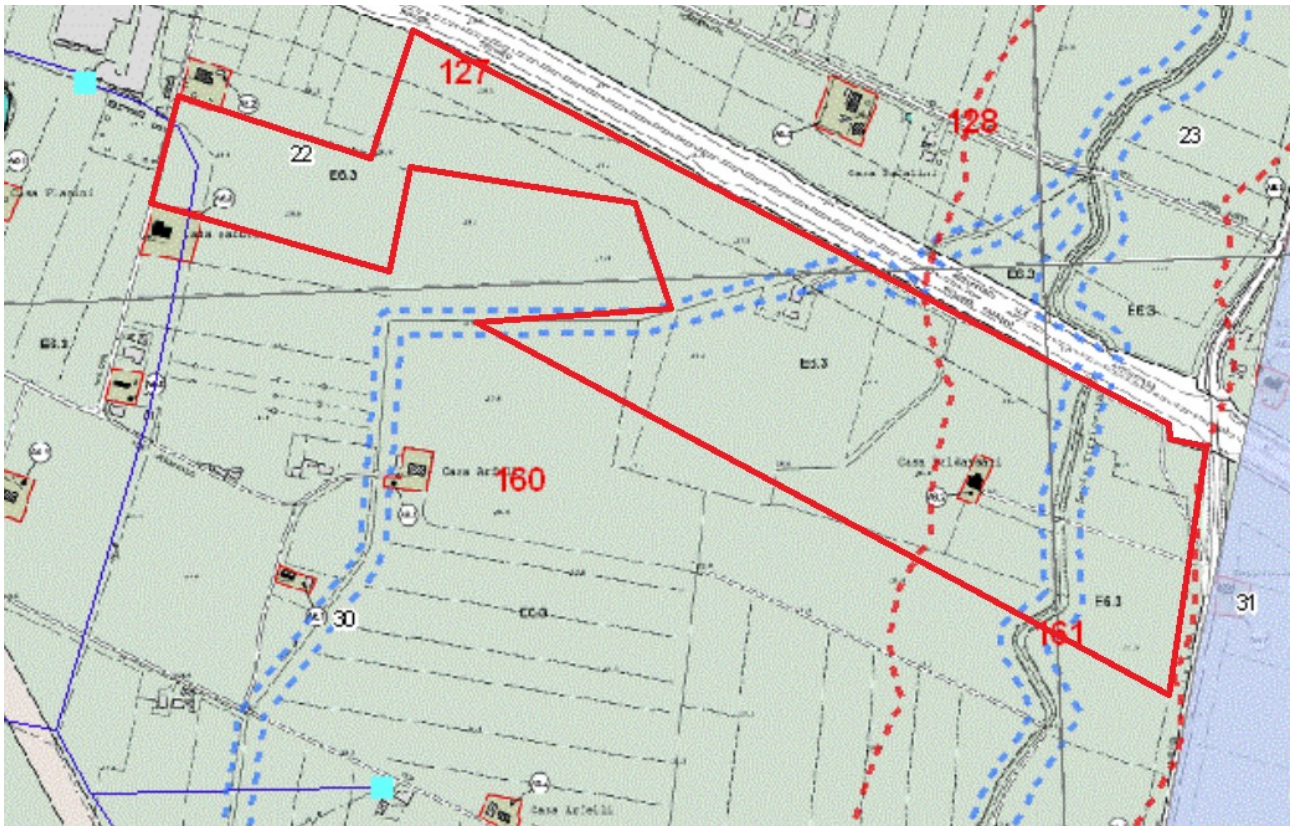


Figura 3: Stralcio di RUE

Art. 99 - Sottozona E6.3 (ambiti della pianura)

1. *Nella sottozona E6.3 la potenzialità edificatoria è pari a:*

- ***Interventi abitativi*** *- art. 88 - UF pari a 25mq/ha per l'abitazione dell'imprenditore agricolo fino ad un massimo di 250 mq di SC per nuclei famigliari fino a tre componenti, aumentabile di 50 mq di SC per ogni ulteriore componente del nucleo famigliare (su base di apposita attestazione all'atto della presentazione della pratica edilizia) e in nessun caso superiore a 350 mq di Sc, concentrati in un unico edificio di cui si potrà disporre alle condizioni e secondo le modalità di cui all'art. 106, c omma 4 delle presenti norme.*

- ***Servizi Agricoli*** *- art. 89 comma 2 e comma 3 - Strutture per il ricovero, allevamenti di animali d'affezione, attività di custodia di animali, attività di addestramento (maneggio, ecc.) - art. 89 comma 8 - UF pari a 90 mq/ha (fino a 3 ha di superficie di intervento) e 70 mq/ha (per la quota della superficie al di sopra di 3 ha) incrementabile del 20% in caso di intervento mediante P.R.A.;*

- ***Serre fisse*** *- art. 89 comma 4 - UF pari a 0,2 mq/mq incrementabile del 20% in caso di intervento mediante P.R.A.;*

- ***Attività industriali esistenti connesse all'attività aziendale svolta dall'imprenditore agricolo*** *- art. 89 comma 5 - UF per interventi di ampliamento pari a 0,25 mq/mq per un ampliamento complessivo non superiore a 1.000 mq ;*
- ***Attività per la lavorazione dei prodotti agricoli o zootecnici*** *art. 89 comma 7 - pari a 0,02 mq/mq incrementabile fino a massimo 0,04 mq/mq in caso di intervento mediante P.R.A.*

2. *Per gli interventi relativi alla realizzazione di attrezzature al diretto servizio delle aziende o delle attività agricole è sempre richiesta la presentazione di una relazione tecnica che illustri le scelte dell'intervento in rapporto agli elementi relativo al paesaggio, alla permanenza dei segni topografici della centuriazione ed agli altri elementi di pregio paesaggistico e storico-culturale del territorio interessato dagli interventi.*
3. *L'area individuata con apposita simbologia (9) nella tavola P38 è subordinata alle prescrizioni di cui al verbale della Conferenza dei servizi in data 14/06/2012, relativa al procedimento di bonifica ambientale; in particolare qualsiasi trasformazione d'uso dei suoli, comprese eventuali future edificazioni dovrà essere subordinata a verifica dell'accettabilità di rischio, mediante implementazione dell'analisi di rischio esaminata dalla predetta conferenza dei Servizi.*
4. *Nell'area individuata con apposita simbologia 30 nella tavola P22 e censita al catasto al foglio 158 mappale 200 si prescrive l'obbligo di preservare lo specchio d'acqua irriguo esistente come riserva idrica per eventuali esigenze di protezione civile.*
5. *L'area perimetrata nella tavola P39 con il simbolo 38 comprensiva del capannone esistente è priva di potenzialità edificatoria aggiuntiva; su una porzione di detto capannone è ammesso il cambio d'uso da attività agricole ad attività ricadenti nella destinazione funzionale "C6a - Attività manifatturiere artigianali", nel rispetto del progetto e delle condizioni attuative (parametri, destinazioni d'uso, modalità di intervento, prescrizioni, nulla osta, pareri e atti d'assenso) di cui alla variante urbanistica ex art. 8 DPR 160/2010 e nel rispetto degli esiti della relativa Conferenza di servizi, conclusasi con verbale in data 06/10/2022 (in atti con PG 115859/2022), approvato con deliberazione del Consiglio Comunale n. 76 del 28/11/2022. La stipula della convenzione e il conseguente rilascio del titolo unico relativo al suddetto intervento di cambio d'uso sono subordinati alla preventiva estensione del contratto di locazione in essere tra la proprietà e l'esercente l'attività di impresa (per includervi anche la porzione oggetto di cambio d'uso); detto atto dovrà essere stipulato ad intervenuta efficacia della variante urbanistica, ovvero dopo la pubblicazione sul Bollettino ufficiale della Regione E-R del relativo avviso di avvenuta approvazione. Inoltre non sono ammesse varianti urbanistiche che introducano destinazioni funzionali diverse da quella assentita, ferma restando la possibilità di ripristino della destinazione funzionale agricola originaria.*

Si ribadisce che la destinazione agricola dell'area è compatibile con la realizzazione dell'impianto fotovoltaico ai sensi dell'art. 20 comma 8 lett. C-ter) punto 3 del D.Lgs 199/2021.

All'interno del perimetro di impianto sono presenti aree tutelate ai sensi del D.Lgs 42/04 a causa della presenza dello Scolo Turricchia e quindi sarà necessario ottenere autorizzazione paesaggistica per la realizzazione dell'impianto.

Si evidenzia inoltre la presenza di un edificio identificato con dicitura A6.2 disciplinato dall'art. 29.53 delle NTA di RUE. L'edificio in questione è classificato come "Complessi edilizi ed edifici con funzioni agricole ed abitative connesse, di interesse storico-culturale, diffusi nel territorio - Ambiti di significativo valore ambientale - Edifici conservati integralmente". La realizzazione dell'impianto non interferisce con l'edificio in parola.

3.2.1.2 RUE – Tav. VA18

La tavola in esame riporta i vincoli di natura antropica eventualmente presenti sull'area.

Dall'esame della tavola emerge la presenza di due gasdotti non interferenti con l'impianto fotovoltaico perché posizionato al di fuori della fascia di rispetto considerata pari a 13 m.

Si evidenzia inoltre la presenza dell'autostrada A14 e della sua fascia di rispetto. Sarà necessario acquisire parere di Autostrade per l'Italia e Anas poiché i moduli fotovoltaici sono parzialmente ubicati nella fascia di rispetto: si è però lasciata una fascia di libera di 30 m e le cabine a servizio dell'impianto sono posizionate a 60 m dall'autostrada.

La totalità dell'area è classificata come Zona A ai fini della potenzialità archeologica del territorio. Detta zona è disciplinata dall'art. 36 delle NTA di PSC. In tali zone il PSC stabilisce:

(...) l'obbligo di segnalazione alla Soprintendenza Archeologica e per conoscenza al Comune di opere che interessino il sottosuolo per profondità superiore ai 50 cm., almeno 60 giorni prima dell'inizio dei lavori, con obbligo di parere da parte della Soprintendenza Archeologica che potrà imporre l'obbligo di realizzare indagini geognostiche, scavi archeologici e propri controllo in corso d'opera.

Nel corso dell'iter di autorizzazione unica pertanto sarà coinvolta la Soprintendenza Archeologica.

Si riporta unicamente stralcio della tavola VA22 perché le altre tavole riportanti l'area di interesse non aggiungono alcuna informazione.

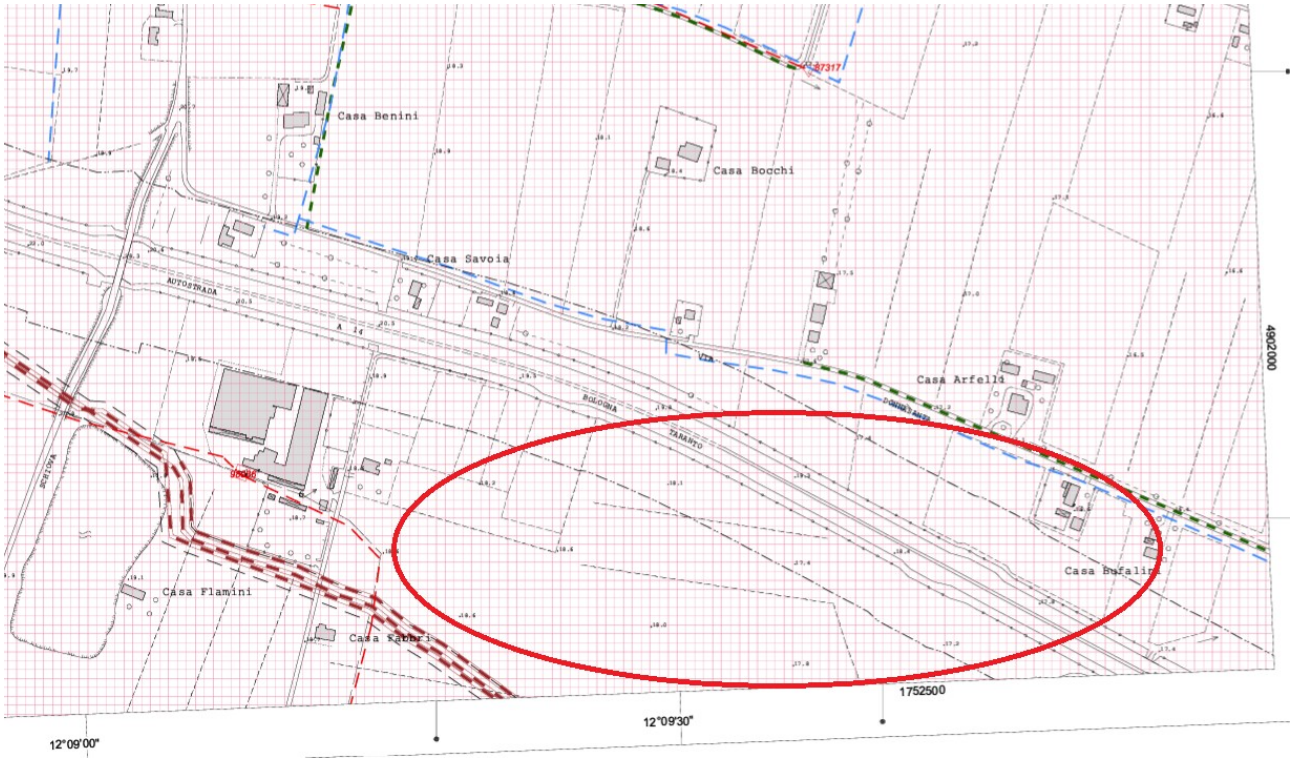


Figura 4: Stralcio tavola VA22

3.2.1.3 RUE – Tav. VA – aeroporto

L'area in esame ricade interamente in area di vincolo S4. Si precisa però che secondo le linee guida ENAC "Valutazione degli impianti fotovoltaici nei dintorni aeroportuali" ed. 1 del 26/04/2022 non risulta necessario procedere alla richiesta di istruttoria e parere/nulla osta di ENAC perché collocato oltre i 6 km dall'ARP dell'aeroporto.

3.2.2 Comune di Bertinoro

Il RUE del Comune di Bertinoro inserisce l'area di pertinenza dello stallo utente in "A19a - Ambiti ad alta vocazione produttiva specializzata di pianura". Non si segnalano vincoli o restrizioni per la realizzazione dell'intervento in progetto.

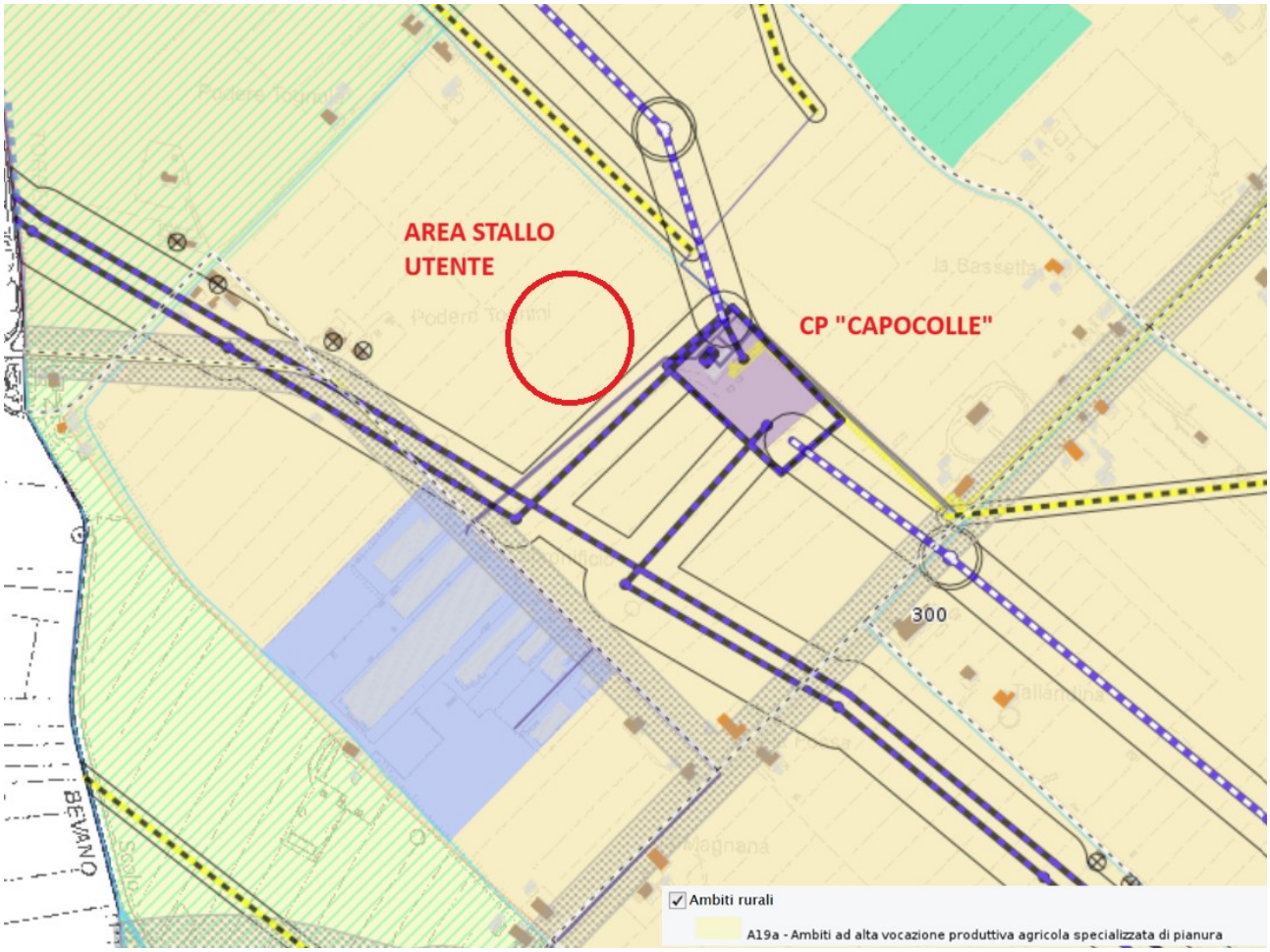


Figura 5: RUE comune Bertinoro - stralcio webgis

3.3 Zone SIC-ZPS

L'area oggetto di analisi risulta esterna a siti della Rete Natura 2000. In particolare l'area protetta più vicina all'impianto risulta l'area ZSC – IT4080006 "Meandri del Fiume Ronco". Detta area dista più di 6 km sia dal sito dell'impianto fotovoltaico in esame, sia dall'area in cui si realizza lo stallo utente: si ritiene pertanto che l'incidenza del progetto sulle aree protette sia nulla.

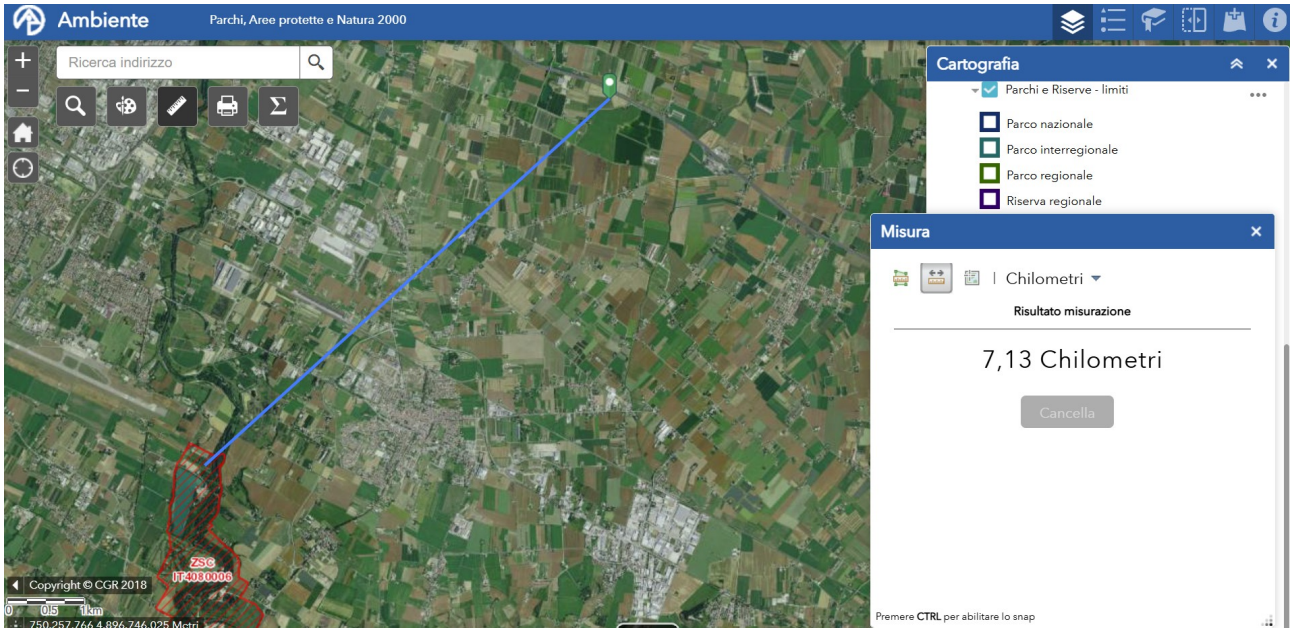


Figura 6: Individuazione sito area natura 2000 più vicino all'impianto

3.4 Beni Culturali e paesaggistici

Da una ricognizione svolta con il portale del Patrimonio culturale dell'Emilia-Romagna emerge che all'interno del lotto di progetto non sono presenti beni culturali vincolati. All'interno dell'area di progetto è presente un'area vincolata paesaggisticamente ai sensi del D.Lgs 42/04. Detta area risulta interessata dalla realizzazione dell'impianto fotovoltaico. Pertanto, sarà necessario ottenere autorizzazione paesaggistica per la realizzazione dell'impianto in esame.

Sull'area dove si realizza lo stallo utente non sono presenti vincoli paesaggistici.

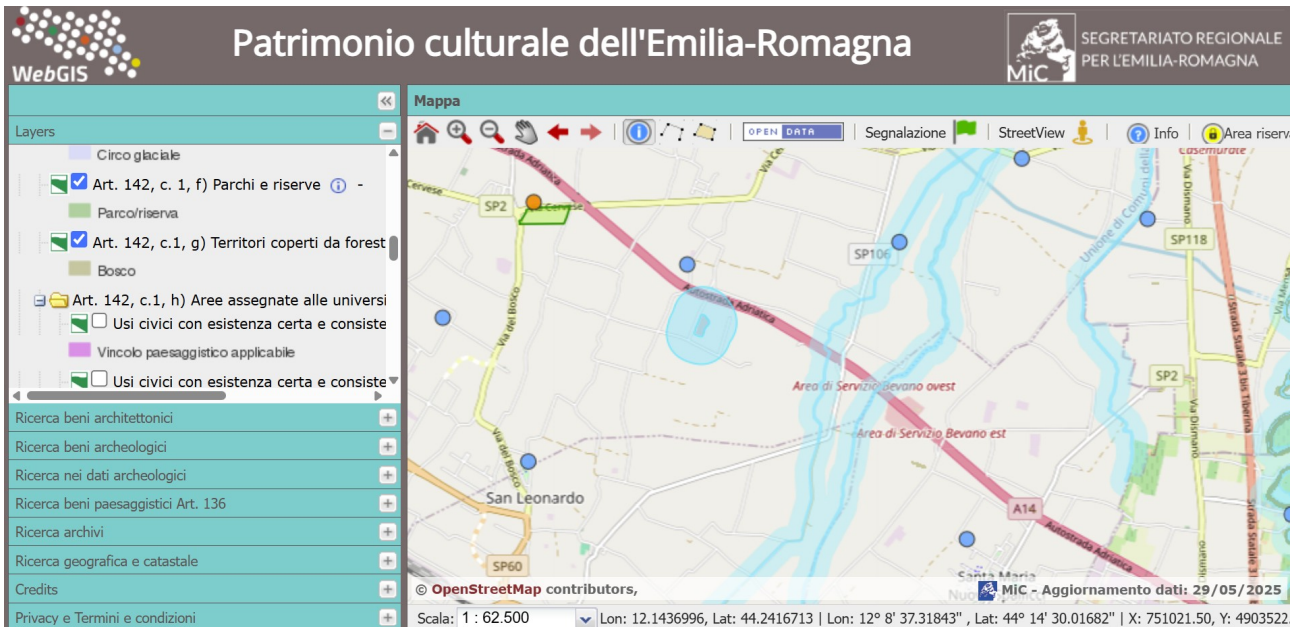


Figura 7: Stralcio webgis patrimonio culturale area impianto

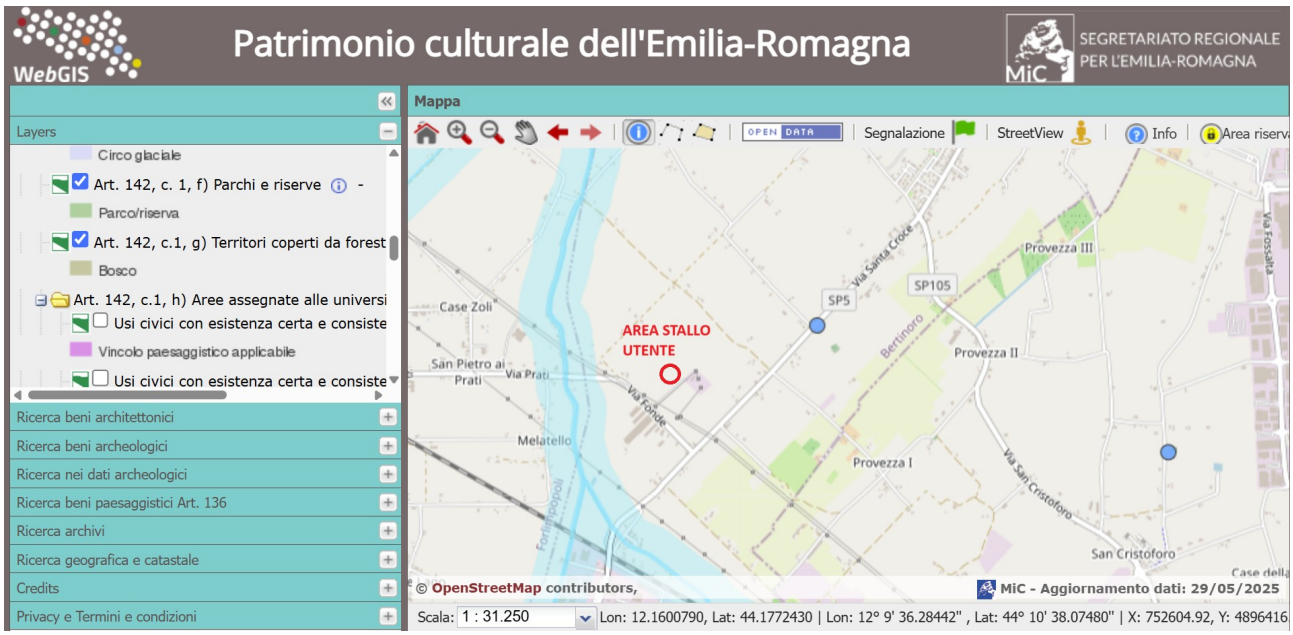


Figura 8: Stralcio webgis patrimonio culturale area stallo utente

3.5 PGRA

Dall'analisi della tavola del Piano di Gestione del Rischio Alluvioni l'area di progetto ricade in area agricola soggetta ad alluvioni poco frequenti causate dal reticolo idrografico secondario. Si allega stralcio per l'area di interesse tratto dal webgis del PGRA.

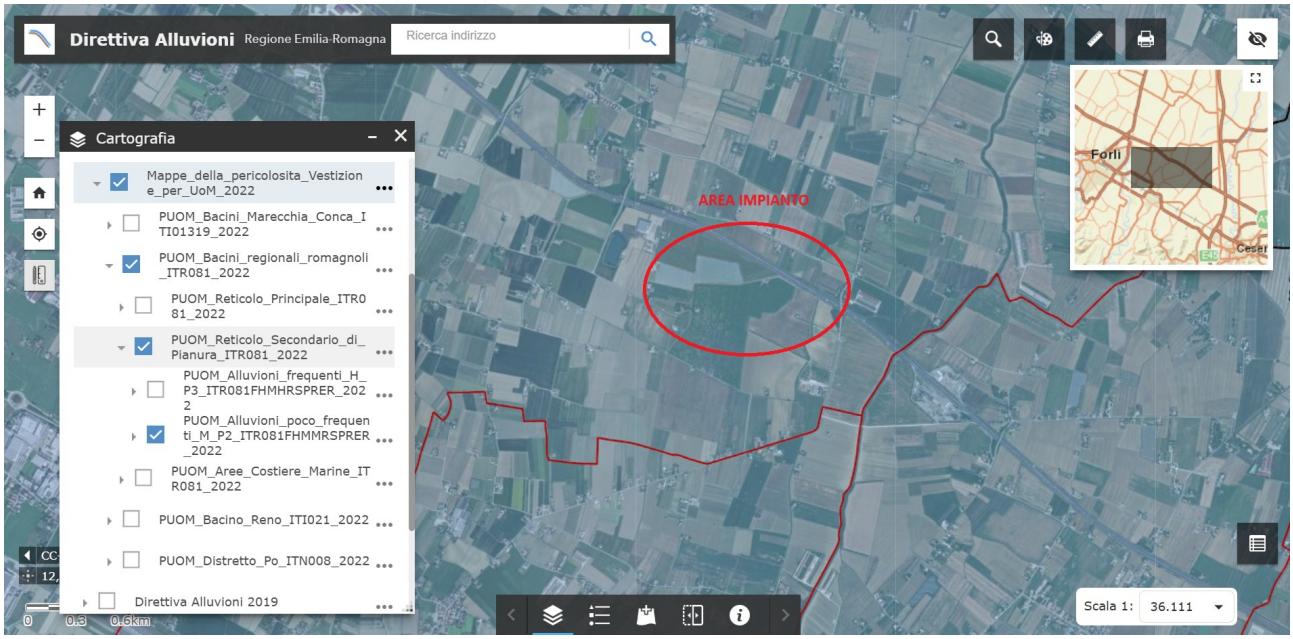


Figura 9: Stralcio PGRA – area impianto

Il pavimento interno delle cabine di campo sarà pertanto realizzato a quota + 50 cm rispetto al punto più basso del campo.

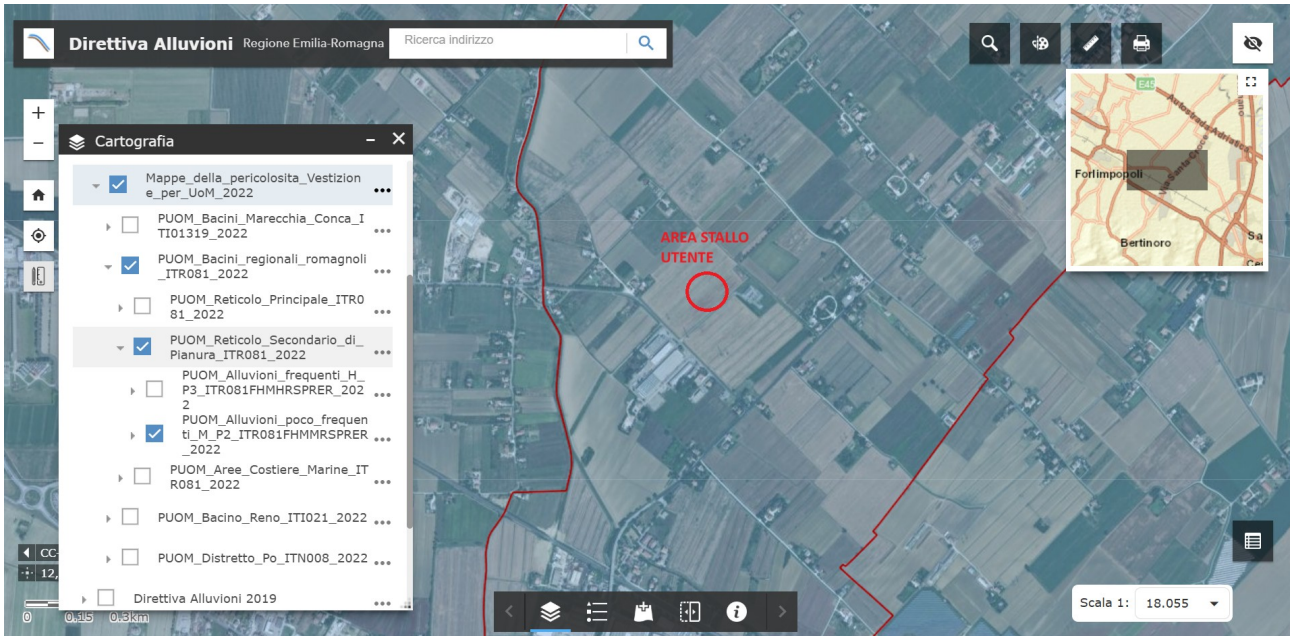


Figura 10: Stralcio PGRA - stallo utente

3.5.1 Aree allagate eventi 2023

L'area di impianto è stata interessata dagli eventi del 2023, così come evidenziato nell'immagine che segue.

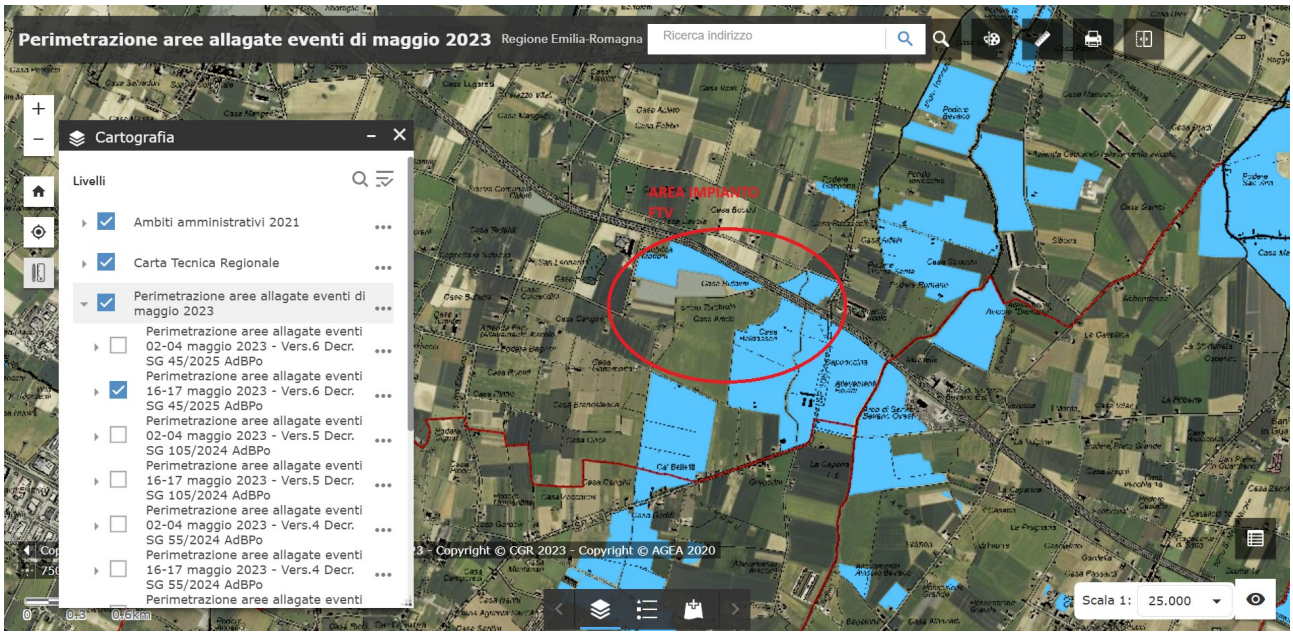


Figura 11: Perimetrazione aree allagate maggio 2023 area impianto

L'area, in Comune di Bertinoro, sulla quale verrà realizzato lo stallo utente non è stata interessata dagli eventi del maggio 2023.

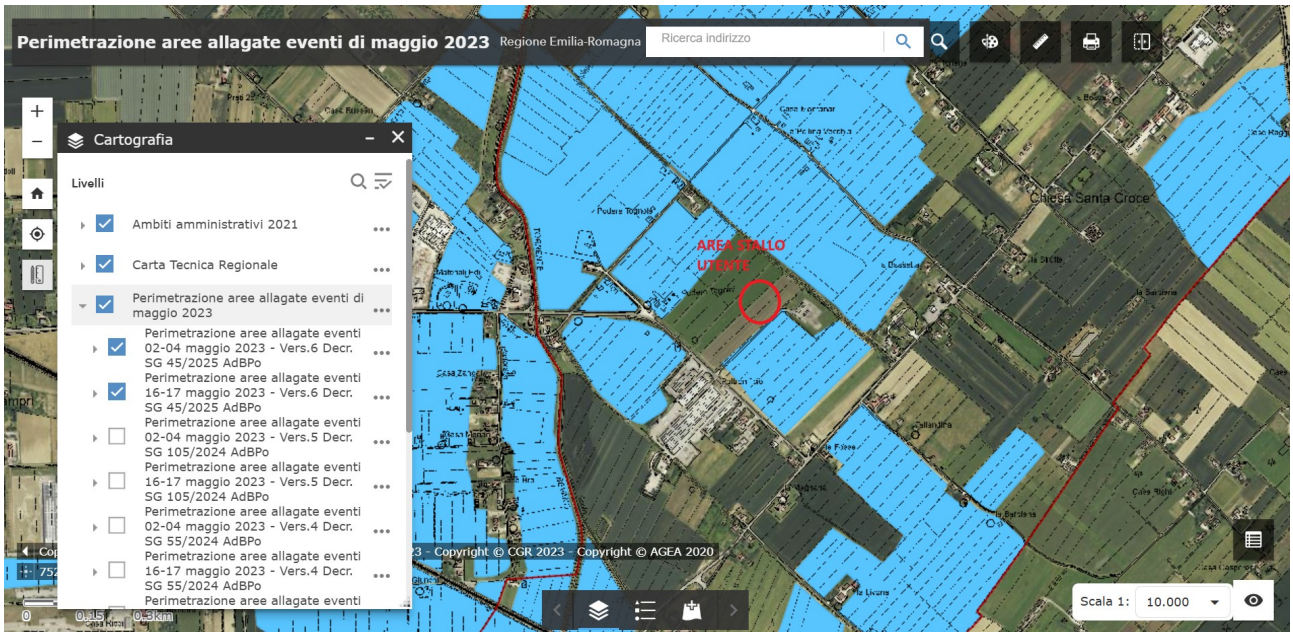


Figura 12: Perimetrazione aree allagate maggio 2023 area stallo

3.6 Congruità con il D.Lgs 199/2021

L'area di progetto risulta idonea ai sensi dell'art. 20 comma 8 c-ter) punto 3 del D.Lgs 199/2021. Si riporta di seguito il riferimento normativo:

Art. 20 - Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili

[…]

8. Nelle more dell'individuazione delle aree idonee sulla base dei criteri e delle modalità stabiliti dai decreti di cui al comma 1, sono considerate aree idonee, ai fini di cui al comma 1 del presente articolo:

[…]

c-ter) esclusivamente per gli impianti fotovoltaici, anche con moduli a terra, e per gli impianti di produzione di biometano, in assenza di vincoli ai sensi della parte seconda del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42:

[…]

3) le aree adiacenti alla rete autostradale entro una distanza non superiore a 300 metri.

L'area di progetto dell'impianto fotovoltaico non risulta ricompresa nel perimetro di beni sottoposti a tutela ai sensi della parte seconda del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42. L'area di impianto è tutta ricompresa all'interno della fascia di 300 m dalla rete autostradale.

3.7 Congruità con la DAL 125/2023

La DAL 125/2023, che ha modificato ed aggiornato la precedente DAL 28/2010, integra quanto previsto dal D.Lgs 199/2021 circa l'individuazione delle aree idonee. Se ne riporta un estratto.

fatto salvo quanto previsto al successivo punto 2.3, si specifica che nelle aree agricole considerate idonee ope legis di cui all'art. 20, comma 8, lett. c-ter del d.lgs. n. 199 del 2021 gli impianti possono interessare il 100% delle aree agricole, evitando qualsiasi intervento che non consenta il pieno ripristino agricolo dello stato dei luoghi.

La medesima specificazione opera per le aree agricole elencate nella lettera C), punto 1 dell'Allegato I della delibera assembleare n. 28 del 2010.

Nelle aree agricole interessate da coltivazioni certificate, sono ammessi esclusivamente impianti agrivoltaici avanzati rispondenti alla normativa tecnica di riferimento, ivi compresi gli impianti agrivoltaici con tecnologia di tipo verticale. Per coltivazioni certificate si intendono le produzioni a qualità regolamentata ed in particolare le

produzioni biologiche ai sensi del reg. (UE)848/2018, il sistema di qualità nazionale produzione integrata (art. 2, legge n. 4 del 2011), le denominazioni d'origine e le indicazioni geografiche ai sensi del reg. (UE)1151/2012, del reg. (UE)1308/2013, nonché le superfici con coltivazioni che rispettano disciplinari di produzione. Con apposita delibera di Giunta sono specificati i criteri per l'individuazione delle aree interessate dalle coltivazioni sopra richiamate.

Trascorsi 3 anni dal momento in cui sia dismessa la coltivazione certificata, l'area agricola interessata diviene idonea all'installazione di impianti fotovoltaici a terra;

Sui terreni oggetto di realizzazione dell'impianto fotovoltaico non sono presenti coltivazioni certificate e pertanto è ammessa la realizzazione di impianti fotovoltaici a terra con occupazione della superficie pari al 100% dell'area in disponibilità.

4 DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO

L'intervento di progetto prevede la costruzione di un nuovo impianto fotovoltaico a terra, con pannelli installati su tracker monoassiali 1P, con asse in direzione nord sud e rotazione in direzione est-ovest, della potenza di picco pari a 19.756,80 kWp.

L'impianto sarà allacciato alla rete di E Distribuzione SpA presso la cabina primaria "Capocolle" all'interno della quale sarà realizzato nuovo stallo AT.

Il proponente dovrà realizzare a suo carico l'elettrodotto MT a 30 kV interrato che collegherà l'impianto fotovoltaico alla sottostazione di utenza di progetto, all'interno della quale avverrà la trasformazione 30 kV/132 Kv.

4.1 Impianto fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico è composto da n. 60 inverter ed un totale di n. 27.440 moduli fotovoltaici del tipo "silicio monocristallino bifacciale", di potenza unitaria pari a 720 Wp.

La connessione alla rete verrà effettuata con linea a 30 kV in cavo sotterraneo, con uno sviluppo totale di circa 4,70 km; per tale motivo si rende necessario costruire una nuova C.P. Utente di trasformazione AT/MT idonea per la consegna AT 132 kV.

L'impianto fotovoltaico è suddiviso in n. 3 sottocampi fisicamente ed elettricamente distinti ognuno dei quali collegato ad una delle 3 cabine di campo per la trasformazione dell'energia prodotta da BT a MT.

Le stringhe di moduli fotovoltaici saranno cablate direttamente sugli inverter posti in campo, i quali trasformeranno la corrente continua in corrente alternata trifase CA con tensione a 800 V.

Le linee in corrente alternata trifase in CA (a 800 V), in uscita da ogni inverter, saranno convogliate all'interno delle cabine di campo, verso il rispettivo quadro generale BT.

La linea trifase a 800 V in AC in uscita dai rispettivi quadri generali di parallelo sarà trasformata in AC a 30 kV dall'apposito trasformatore elevatore di potenza pari a 7.500 kVA.

All'uscita del trasformatore è posto il quadro QMT, dal quale inizia la linea MT diretta prima alla cabina di smistamento e successivamente alla C.P. Utente, dotata delle opportune apparecchiature di sezionamento e protezione.

Si riporta di seguito una tabella riepilogativa dei sottocampi.

SOTTOCAMPO 1					
N. pannelli/stringa	28		n. stringhe/inverter		17
N. pannelli/inverter	476	pannelli	potenza pannello	720	W
N. pannelli				9.520	
Potenza di picco				**6.854,40**	Kwp
Potenza inverter AC				**320,00**	kW
N.Inverter	20		Potenza nominale	**6.400,00**	KW
SOTTOCAMPO 2					
N. pannelli/stringa	28		n. stringhe/inverter		16
N. pannelli/inverter	448	pannelli	potenza pannello	720	W
N. pannelli				8.960	
Potenza di picco				**6.451,20**	Kwp
Potenza inverter AC				**320,00**	kW
N.Inverter	20		Potenza nominale	**6.400,00**	KW
SOTTOCAMPO 3					
N. pannelli/stringa	28		n. stringhe/inverter		16
N. pannelli/inverter	448	pannelli	potenza pannello	720	W
N. pannelli				8.960	
Potenza di picco				**6.451,20**	Kwp
Potenza inverter AC				**320,00**	kW
N.Inverter	20		Potenza nominale	**6.400,00**	KW
CAMPO FTV					
N. pannelli				27.440	
Potenza di picco				**19.756,80**	Kwp
N. Inverter				60	
Potenza inverter AC				320	kW
Potenza nominale				**19.200,00**	KW

Figura 13: Riepilogo principali caratteristiche impianto fotovoltaico

A servizio dell'impianto fotovoltaico è prevista la realizzazione delle seguenti opere:

1. Impianto di produzione di energia elettrica solare fotovoltaica;
2. Trasformazione dell'energia elettrica BT/MT (mediante le cabine di campo);
3. Impianto di connessione alla rete elettrica MT;
4. Distribuzione elettrica BT;
5. Impianto di alimentazione utenze in continuità assoluta;
6. Impianti di servizio: illuminazione ordinaria locali tecnici;
7. Impianti di servizio: impianto di allarme (antintrusione ed antincendio) e videosorveglianza;
8. Impianto di terra.

Più specificatamente la realizzazione dell'impianto comprenderà la realizzazione delle seguenti opere:

a) Posa in opera delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici (pali ad infissione);

b) Posa in opera dei moduli fotovoltaici;

c) Posa in opera delle cabine di campo (di trasformazione e di smistamento);

d) Realizzazione di tutte le condutture principali di distribuzione elettrica per l'alimentazione dei sistemi ausiliari BT;

e) Scavi, rinterri e ripristini per la posa della conduttura di alimentazione principale BT e MT interne al campo fotovoltaico, dei cavidotti energia, segnali e per il dispersore di terra, comprensivi della fornitura e posa in opera di pozzetti in c.a. con chiusino carrabile (ove previsto);

f) Realizzazione dell'impianto di terra ed equipotenziale costituito da una corda di rame interrata lungo il perimetro dell'edificio ed integrata con picchetti, dai collettori di terra, dai conduttori di terra, di protezione ed equipotenziali e da tutti i collegamenti PE ed equipotenziali;

g) Realizzazione antintrusione comprensivo della centrale allarmi, delle barriere e delle condutture ad essi relativi;

h) Realizzazione dell'impianto di videosorveglianza comprensivo della centrale, delle videocamere, dei pali di sostegno e delle condutture ad essi relativi;

i) Realizzazione della linea MT (cavidotto interrato) dall'impianto fotovoltaico fino alla C.P. Utente.

La designazione dettagliata delle opere, le loro caratteristiche e dimensioni sono desumibili dagli elaborati grafici di progetto.

4.2 Opere connesse – Realizzazione cavidotto interrato MT

4.2.1 Premessa

L'allaccio dell'impianto fotovoltaico alla rete di E-Distribuzione S.p.A., di cui al preventivo con codice di rintracciabilità 418972551 prevede l'esecuzione di un nuovo elettrodotto interrato, in media tensione a 30 kV, per l'allacciamento alla cabina primaria di "Capocolle" sita nel comune di Bertinoro.

4.2.2 Descrizione generale delle opere di connessione

Si riepilogano di seguito i principali interventi necessari per la connessione dell'impianto alla rete.

Le opere di connessione da realizzare per l'impianto di rete sono:

- N. 1 Stallo nella Cabina Primaria (C.P.) 132 kV di Capocolle in Comune di Bertinoro;

Le opere per l'impianto di utenza sono:

- Un elettrodotto 132 kV semplice terna in cavi sotterranei unipolari che collegherà la C.P. di

Capocolle con la C.P. 132/30 kV Utente in Comune di Bertinoro della lunghezza di 0.2 km;

- Una C.P. 132/30 kV Utente ubicata in Comune di Bertinoro adiacente alla C.P. di Capocolle;
- Una linea a Media Tensione (MT) a 30 kV di connessione tra la C.P. 132/30 kV Utente ed il campo fotovoltaico ubicato in Comune di Forli' della lunghezza di circa 4,7 km.

4.2.3 Elettrodotto MT 30 kV

La tratta in cavo sotterraneo verrà realizzata mediante l'utilizzo di cavi cordati ad elica visibile, pertanto ai sensi dell'art. 3.2 del D.M. 29/05/2008 non costituiscono fascia di rispetto per i campi elettromagnetici in quanto le emissioni sono molto ridotte.

La linea MT a 30 kV partirà dalla CP Utente, percorre strade pubbliche ed in parte terreni agricoli seguendo carraie e confini catastali, sottopassa tramite tratti di Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC) alcune opere pubbliche (canali, metanodotti, strade Provinciali) e subito dopo entra nel futuro campo fotovoltaico e termina nella cabina di raccolta dell'energia prodotta dal campo FV.

Il cavo verrà interrato ed opportunamente protetto alla profondità normale di 1,50 m dal piano di campagna, salvo profondità maggiori negli attraversamenti di opere speciali.

Con riferimento alla tavola 2.6, nella quale viene illustrato il tracciato dell'elettrodotto su CTR, si elencano di seguito le principali caratteristiche delle singole tratte/interferenze dell'elettrodotto.

INTERFERENZA CON OPERE PUBBLICHE		
1	Metanodotto	Attraversamento TOC
2	Scolo Torricchia	Parallelismo
3	Scolo Torricchia	Attraversamento TOC
4	Linea MT aerea	Attraversamento
5	Scolo Ausetta	Attraversamento TOC
6	Torrente Bevano	Attraversamento TOC
7	Scolo Bagallona	Parallelismo
8	Scolo Righi	Parallelismo
9	Scolo Righi	Attraversamento TOC
10	Scolo Righi	Attraversamento TOC
11	Scolo Bagallona	Attraversamento TOC

STRADE PUBBLICHE INTERESSATE		
	Nome	Comune
1	SP 106 – Sant'andrea	Forli'
2	v. Torricchia	Forlimpopoli
3	v. S. Paolo	Forlimpopoli
4	v. Montanara comunale	Forlimpopoli
5	v. Prugnona	Forlimpopoli

Figura 14: Interferenze con pubblici servizi

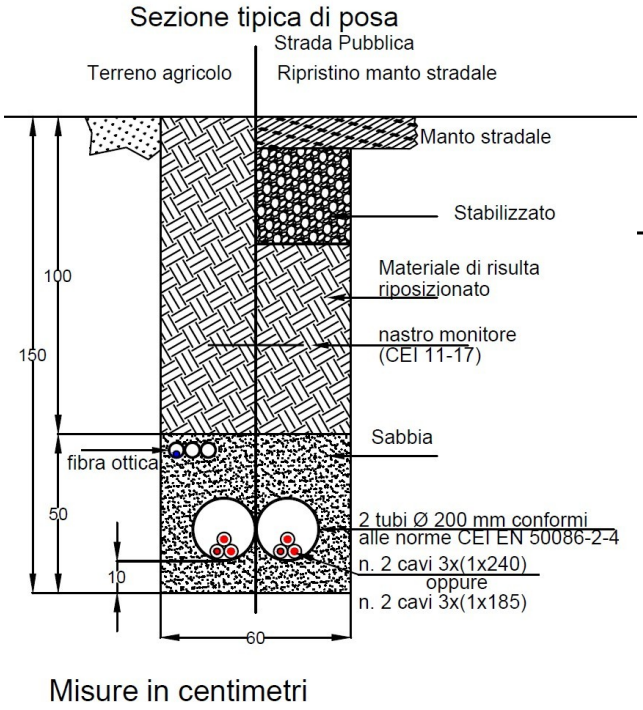


Figura 15: sezione posa tipo con scavo a cielo aperto

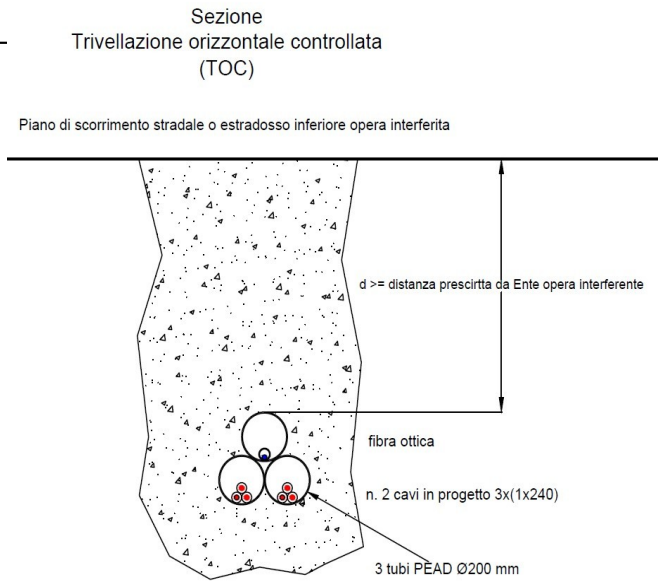


Figura 16: sezione posa tipo TOC

L'impianto avrà uno sviluppo totale di circa 4,7 km di linea MT in cavo sotterraneo ed una capacità di trasporto come corrente di normale esercizio pari a 400 A.

A costruzione ultimata, le opere di rete per la connessione saranno da considerarsi di proprietà del richiedente del progetto, e quindi non saranno ricomprese negli impianti del gestore di rete.

Tali opere devono insistere su terreni soggetti ad una servitù permanente, inamovibile e saranno considerate di pubblica utilità.

4.3 Impianti ausiliari e opere civili

L'impianto fotovoltaico in progetto si completa con alcune opere "accessorie" ma fondamentali per il corretto esercizio e manutenzione dello stesso.

4.3.1 Impianto di terra ed equipotenziale

L'impianto di messa a terra sarà eseguito con particolare cura secondo le norme CEI 99-3 e CEI 64.8, al fine di rendere equipotenziali le masse metalliche.

Si provvederà alla posa diretta interrata di una corda di rame nudo di sezione 1x95 mm^2 che andrà a collegare tutte le masse e masse estranee presenti in campo e tutti i componenti dell'impianto che necessitano di questo collegamento.

Inoltre, vista la vastità del campo, si provvederà altresì a realizzare tramite il medesimo collegamento un sistema equipotenziale in grado di evitare l'introduzione nel sistema di potenziali pericolosi sia per gli apparati che per il personale.

Al sistema di messa a terra saranno anche collegati tutti gli apparati esistenti come quelli del sistema di supervisione (SCADA), dell'illuminazione perimetrale etc., mentre non saranno ad esso collegati i componenti di classe II e le masse estranee aventi valori di resistenza verso terra maggiori dei limiti imposti da normativa tecnica.

Le corde nude di rame saranno riportate all'interno delle stazioni di trasformazione dove è presente un collettore di terra al quale sarà attestato anche il dispersore lato MT, collegato ad anello, anch'esso realizzato tramite corda di rame nudo di sezione minima pari a 35 mmq.

4.3.2 Impianto di illuminazione perimetrale

Non è previsto di realizzare un impianto di illuminazione esterna ordinario.

Il campo fotovoltaico non necessità infatti di essere illuminato nel periodo notturno.

In caso di emergenza si attiveranno le lampade di illuminazione di emergenza che consentiranno di garantire l'illuminamento minimo da normativa.

4.3.3 Impianto di videosorveglianza

Il sistema di sicurezza sarà realizzato perimetralmente al campo dove saranno posizionate in modo strategico le telecamere al fine di garantire una corretta copertura di tutto il perimetro. Gli apparati di registrazione e gestione come NVR e switch saranno collocati all'interno della Control Room e tutti gli elementi in campo saranno collegati mediante fibra ottica multimodale.

Oltre al perimetro si prevede di installare anche telecamere tipo dome in corrispondenza delle stazioni di trasformazioni e dell'accesso al campo. Tutte le telecamere saranno dotate di sensore di movimento in modo che si eviti un elevato flusso di segnale da gestire dalla centrale.

4.3.4 Meteo station

La meteo station è un sistema in grado di misurare i parametri ambientali ed inviare informazioni al sistema di supervisione per esseri trattati. Essa è costituita da un anemometro, termometro e piranometro, pertanto, sarà in grado di fornire informazioni in merito a velocità del vento, temperatura ambiente e dei moduli, irraggiamento. Per avere parametri attendibili si potrà provvedere all'installazione di più meteo station in campo.

Si fa presente che nel presente progetto l'utilizzo delle meteo station sarà correlato anche alla verifica di eventuali riscaldamenti locali della termperatura dell'aria.

4.3.5 Sistema di supervisione

La realizzazione degli impianti prevede anche un sistema per il monitoraggio e il controllo da remoto in grado di fornire informazioni, anche grafiche, dell'intero "percorso energetico". Il sistema sarà collegato, ricevendone informazioni, agli apparati principali del sistema fotovoltaico come: inverter, stazione meteo, quadri elettrici, etc. I parametri gestiti saranno utilizzati per valutare le prestazioni dell'impianto in termini di produzione di energia stimata e reale e quindi con il calcolo del PR (Performance Ratio).

Verrà realizzata un'apposita interfaccia grafica per la gestione dell'impianto.

Oltre ai parametri energetici per la valutazione delle prestazioni, il sistema sarà in grado anche di gestire le immagini provenienti dal sistema di videosorveglianza in tempo reale e la possibilità di visione di quelle registrate, trovando quindi applicazione anche in ambito di sicurezza.

Tutti gli apparati interessati dal sistema di supervisione saranno ad essi collegati mediante fibra ottica (multimodale e ridondante) in posa interrata in appositi cavidotti, in corrispondenza degli apparati saranno previsti dei dispositivi transponder per la conversione dei segnali da fibra in rame. Inoltre, per la gestione delle informazioni si prevede l'installazione in campo di diversi cassetti ottici in appositi involucri protettivi dagli agenti atmosferici. Gli apparati principali per la gestione del sistema saranno invece collocati all'interno della control room.

Il sistema di supervisione e telecontrollo riveste un ruolo di fondamentale importanza nella gestione dell'impianto in quanto, oltre a trovare applicazioni in ambito di sicurezza e di valutazione delle prestazioni, esso rappresenta lo strumento attraverso il quale il distributore di rete può agire sull'impianto. Infatti, inviando le direttive al gestore di impianto quest'ultimo può settare i parametri di rete con cui l'impianto si interfaccia alla RTN oppure disconnettere l'impianto in caso di necessità.

4.3.6 Recinzione

Opera propedeutica alla costruzione di ciascun impianto è la realizzazione di una recinzione perimetrale a protezione del generatore fotovoltaico e degli apparati dell'impianto.

Tale recinzione non presenterà cordoli di fondazione posti alla base, ma si procederà con la sola

infissione di pali metallici. Le opere di recinzione e mitigazione a verde saranno particolarmente curate.

In questo modo si potrà perseguire l'obiettivo di costituire una barriera visiva per un miglior inserimento paesaggistico dell'impianto. Come sostegni alla recinzione verranno utilizzati pali metallici, i pali, alti 2,8 m, verranno conficcati nel terreno per una profondità pari a 1 m. Questi presenteranno giunti di fissaggio laterale della rete sul palo e giunti in metallo per il fissaggio di angoli retti e ottusi. La rete metallica che verrà utilizzata sarà di tipo "a maglia romboidale" e avrà un'altezza di 2,0 metri sul piano campagna: è previsto di lasciare uno spazio di almeno 15 cm tra il lato inferiore della recinzione ed il piano campagna per facilitare il passaggio della fauna di piccola taglia.

4.4 Caratteristiche prestazionali dei componenti principali dell'impianto fotovoltaico

4.4.1 Moduli Fotovoltaici

Per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione saranno utilizzati moduli al silicio monocristallino bifacciali con tensione massima pari a 1.500 Vdc con potenza di picco pari a 720 Wp.

Ogni Modulo sarà dotato di una scatola di giunzione con caratteristiche IP68 con relativi diodi di bypass.

I moduli presentano dimensioni pari 2.384 x 1.303 x 33 mm e risultano dotati di una cornice in alluminio anodizzato e sono dotati di certificazione di rispondenza alle normative IEC 61215, IEC 61730, ISO 9001, ISO 14001.

Le caratteristiche elettriche del modulo fotovoltaico sono riportate nella figura di seguito allegata.

ELECTRICAL DATA (STC & NOCT & BNPI)

Testing Condition	STC	NOCT	BNPI	STC	NOCT	BNPI	STC	NOCT	BNPI	STC	NOCT	BNPI	STC	NOCT	BNPI	STC	NOCT	BNPI
Peak Power Watts-PMAX(Wp)*	695	531	770	700	534	776	705	540	781	710	543	787	715	547	792	720	551	798
Power Selection (W)**	0 ~ +5																	
Maximum Power Voltage-VMPP (V)	40.3	37.9	40.3	40.5	38.0	40.5	40.7	38.3	40.7	40.9	38.5	40.9	41.1	38.7	41.1	41.3	38.8	41.3
Maximum Power Current-IMPP (A)	17.25	14.00	19.11	17.29	14.04	19.15	17.33	14.08	19.19	17.36	14.12	19.23	17.40	14.14	19.28	17.44	14.19	19.32
Open Circuit Voltage-VOC (V)	48.3	45.9	48.3	48.6	46.1	48.6	48.8	46.3	48.8	49.0	46.5	49.0	49.2	46.7	49.2	49.4	46.9	49.4
Short Circuit Current-ISC (A)	18.28	14.72	20.25	18.32	14.76	20.30	18.36	14.80	20.34	18.40	14.83	20.39	18.44	14.86	20.43	18.49	14.90	20.49
Module Efficiency η m (%)	22.4			22.5			22.7			22.9			23.0			23.2		

STC: Irradiance 1000W/m2, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s. BNPI: Irradiance: front 1000W/m², rear 135W/m², Temperature 25°C, Air Mass AM1.5
*Measuring tolerance: ±3%. **Power selection up to: +3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 5% & 10% backside power gain)

Backside Power Gain	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%
Peak Power Watts-PMAX(Wp)*	730	765	735	770	740	776	746	781	751	787	756	792
Maximum Power Voltage-VMPP (V)	40.3	40.3	40.5	40.5	40.7	40.7	40.9	40.9	41.1	41.1	41.3	41.3
Maximum Power Current-IMPP (A)	18.11	18.98	18.15	19.02	18.20	19.06	18.23	19.10	18.27	19.14	18.31	19.18
Open Circuit Voltage-VOC (V)	48.3	48.3	48.6	48.6	48.8	48.8	49.0	49.0	49.2	49.2	49.4	49.4
Short Circuit Current-ISC (A)	19.19	20.11	19.24	20.15	19.28	20.20	19.32	20.24	19.36	20.28	19.41	20.34

Power Bifaciality: 80±5%.

TEMPERATURE RATINGS

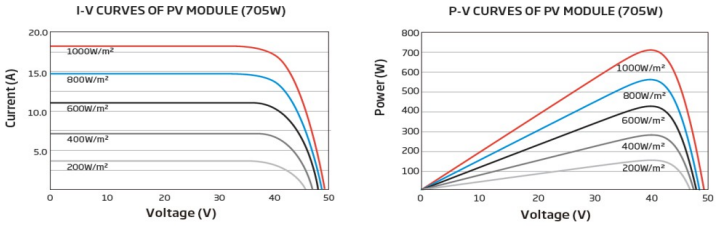
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43℃ (±2℃)
Temperature Coefficient of PMAX	- 0.29% /℃
Temperature Coefficient of VOC	- 0.24% /℃
Temperature Coefficient of ISC	0.04% /℃

Due to different testing methods, the actual performances might differ from the declared specifications.

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85℃
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

CURVES OF PV MODULE



MECHANICAL DATA

Solar Cells	N-type i-TOPCon Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×33 mm (93.86×51.30×1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), AR Coating Heat Strengthened Glass
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Coating)
Frame	33mm (1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 inches²) Portrait: 350/280 mm (13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4 Plus / TS4*
Packaging	Modules per box: 33 pieces Modules per 40' container: 594 pieces

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

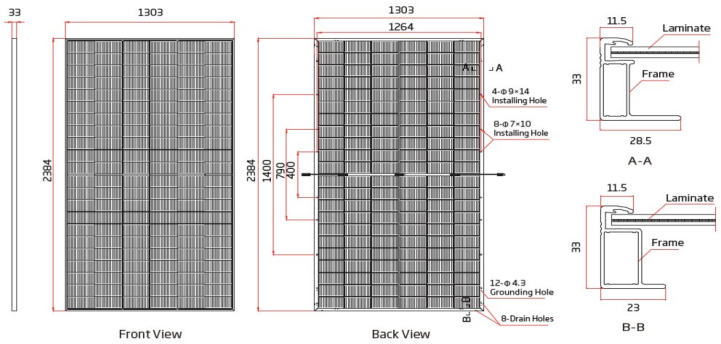


Figura 17: Scheda tecnica pannello FV

4.4.2 Strutture di ancoraggio moduli fotovoltaici

Per lo sviluppo dell'impianto si farà ricorso a strutture costituite da inseguitori solari (tracker) di tipo mono assiale avente orientamento Nord-Sud e angolo di tilt pari a 0°. In pratica l'asse di rotazione delle strutture sarà parallelo al terreno e i moduli saranno liberi di ruotare attorno ad esso fino ad

un'angolazione massima di ±55° in direzione Est-Ovest.

I moduli fotovoltaici saranno installati in fila singola e si prevede di sfruttare una modularità composta da strutture a stringa ciascuno con lato corto parallelo all'asse di rotazione.

Le strutture per impianti fotovoltaici per l'inseguimento solare Est-Ovest hanno l'obiettivo di massimizzare l'energia ed efficienza in termini di costi di un impianto fotovoltaico a terra che impiega pannelli fotovoltaici in silicio cristallino. Questo obiettivo è stato realizzato oltre dieci anni fa, ottenendo un unico prodotto che garantisce i vantaggi di un solare soluzione di tracciamento con installazione e manutenzione semplici come quella degli array fissi a palo guidato.

L'inseguitore monoasse orizzontale, tramite dispositivi elettromeccanici, segue il sole tutto il giorno, da Est a Ovest sull'asse di rotazione orizzontale Nord-Sud (inclinazione 0°). I layout di campo con tracker orizzontali ad asse singolo sono molto flessibili. La semplice geometria significa che mantenere tutti gli assi di rotazione paralleli l'uno all'altro è necessario per posizionare adeguatamente i tracker. Il sistema di backtracking controlla e garantisce che una serie di pannelli non ombreggi altri pannelli adiacenti. Quando l'angolo di elevazione del sole è basso nel cielo, all'inizio o alla fine della giornata, auto-ombreggiatura tra i tracker potrebbero potenzialmente ridurre l'output del sistema.

Il backtracking ruota l'apertura della matrice allontanandola dal Sole, eliminando gli effetti deleteri dell'auto-ombreggiatura e massimizzando il rapporto di copertura del suolo. Grazie a questa caratteristica l'interasse tra le stringhe può essere ridotto. Pertanto, l'intero impianto fotovoltaico occupa meno terreno rispetto a quelli che utilizzano soluzioni di tracciamento simili.

L'assenza del cambiamento stagionale dell'inclinazione, (cioè il monitoraggio "stagionale") ha scarso effetto sulla produzione di energia e consente di avere una struttura meccanica molto più semplice che rende il sistema intrinsecamente affidabile. Questo design semplificato si traduce in maggiore cattura di energia a un costo simile a quello di una struttura fissa. Con il potenziale miglioramento energetico la produzione aumenta dal 15% al 35%, l'introduzione di una tecnologia di tracciamento economica ha facilitato lo sviluppo di sistemi fotovoltaici su scala industriale.

L'asse di rotazione dei moduli, ovvero il tubolare centrale in acciaio, sarà installato ad una quota di circa 1,80 metri sul piano campagna in tal modo l'altezza massima dei moduli, corrispondente ad una inclinazione di 60°, sarà di circa 2,80 metri. Il pitch, ovvero l'interdistanza tra i tracker, sarà di 4,20 metri.

La struttura di sostegno e fissaggio moduli fotovoltaici prevede la posa di montanti in acciaio zincato infissi nel terreno, che andranno a sostenere la trave di rotazione, anch'essa in acciaio zincato, senza la necessità di alcuna fondazione in calcestruzzo, compatibilmente alle caratteristiche geologiche del terreno e alle prove che dovranno essere eseguite per la fase di costruzione dell'impianto (penetrazione e pull out test). Inoltre, le strutture dovranno essere in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di raffiche di vento di elevata velocità.

4.4.3 Cabine di campo

L'impianto fotovoltaico sarà dotato di n. 3 cabine di trasformazione adatte per la costruzione di parchi fotovoltaici di grandi dimensioni e idonee per la posa all'esterno. Le cabine di trasformazione sono utilizzate per la conversione in MT (30 kV) dell'energia elettrica proveniente in BT (800 V) e in

corrente alternata dagli inverter. Gli inveter di campo, responsabili della trasformazione della energia prodotta in DC in AC, sono installati direttamente sulle strutture di sostegno dei moduli fv.

Le cabine di campo sono formate da:

- n. 1 locale prefabbricato;
- n. 1 trasformatori MT/BT di potenza pari a 7.500 kVA con rapporto di trasformazione pari a 30/0,80 kV;
- n. 2 quadri BT di Parallelo Inverter (QGBT);
- n. 1 quadro di media tensione (QMT).
- n. 1 autotrasformatore per l'alimentazione dei servizi ausiliari.

Ad ogni cabina sarà collegato un numero di inverter pari a 20.

Si precisa che per le cabine di campo è stata scelta una struttura di ancoraggio al suolo tramite la realizzazione di platee. Tale soluzione consentirà, oltre a scaricare al suolo i carichi indotti dal peso della cabina, di separare il manufatto dall'umidità del terreno.

4.4.4 Inverter

Per la conversione dell'energia elettrica in corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata idonea all'immissione nella Rete Elettrica Italiana saranno utilizzati inverter di stringa di potenza lato AC 320 kW.

Questa tipologia di inverter presenta il vantaggio di avere una tensione massima di sistema pari a 1.500 Vdc, una tensione di uscita in corrente alternata trifase a 800 Vca ed è in grado di gestire una potenza in uscita fino a 320 kW.

Queste caratteristiche consentono di minimizzare le perdite di caduta di tensione con un conseguente significativo vantaggio economico.

Un'altra caratteristica importante di questo inverter è la possibilità di gestire 12 MPPT separati con una drastica riduzione delle perdite per ombreggiamento.

Questo inverter è inoltre dotato di un modulo di alimentazione e di un vano cavi separato in modo da agevolare la sostituzione in fase di guasto, di un sistema di comunicazione con protocollo Mod Bus per una perfetta integrazione con tutti i sistemi esistenti in commercio.

L'efficienza massima dell'inverter raggiunge il 99,00 % mentre l'efficienza europea è del 98,8%.

Designazione	SG350HX
Ingresso (CC)	
Tensione fotovoltaica in ingresso max.	1500 V
Tensione fotovoltaica in ingresso min. / Tensione di avvio	500 V / 550 V
Tensione nominale in ingresso	1080 V
Intervallo tensione MPP	500 V – 1500 V
Intervallo di tensione MPP per potenza nominale	860 V – 1300 V
N. di MPPT	12 (Opzionale: 14/16)
Numero max. stringhe fotovoltaiche per MPPT	2
Corrente max. in ingresso	12 * 40 A (Opzionale: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Corrente di cortocircuito max.	60 A
Uscita (CA)	
Potenza CA massima in uscita alla rete	352 kVA @ 30 °C / 320 kVA @ 40 °C / 295 kVA @ 50 °C
Potenza CA nominale in uscita	320 kW
Corrente CA max. in uscita	254 A
Tensione CA nominale	3 / PE, 800 V
Intervallo tensione CA	640 – 920 V
Frequenza di rete nominale / Intervallo f requenza di rete	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Distorsione armonica totale (THD)	< 3 % (alla potenza nominale)
Iniezione di corrente CC	< 0.5 % In
Fattore di potenza alla potenza nominale / regolabile	> 0.99 / 0.8 in anticipo – 0.8 in ritardo
Fasi di immissione / fasi di connessione	3 / 3
Efficienza	
Efficienza max. / Efficienza europea / Efficienza CEC	99.01 % / 98.8 % / 98.5 %
Protezione	
Protezione da collegamento inverso CC	Si
Protezione corto circuito CA	Si
Protezione da dispersione di corrente	Si
Monitoraggio della rete	Si
Monitoraggio dispersione verso terra	Si
Sezionatore CC / Sezionatore CA	Si / No
Monitoraggio corrente stringa fotovoltaica	Si
Funzione erogazione reattiva notturna (Q at night)	Si
Protezione anti-PID e PID-recovery	Opzionale
Protezione sovratensione	CC Tipo II / CA Tipo II
Dati Generali	
Dimensioni (L x A x P)	1136*870*361 mm
Peso	≤ 116 kg
Metodo di isolamento	Senza trasformatore
Grado di protezione	IP66 (NEMA 4X)
Consumo energetico notturno	< 6 W
Intervallo di temperature ambiente di funzionamento	-30 to 60 °C
Intervallo umidità relativa consentita (senza condensa)	0 – 100 %
Metodo di raffreddamento	Raffreddamento ad aria forzata intelligente
Altitudine massima di funzionamento	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Comunicazione	RS485 / PLC
Tipo di collegamento CC	MC4-Evo2 (Max. 6 mm², opzionale 10 mm²)
Tipo di collegamento CA	Supporto terminali OT / DT (Max. 400 mm²)
Conformità	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, UL1741, UL1741SA, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, California Rule 21, UL1699B, CEI 0-16
Supporto rete	Funzione erogazione potenza reattiva notturna (Q at night), LVRT, HVRT, controllo potenza attiva e reattiva, velocità rampa di potenza, Q-U e P-f

Figura 18: Scheda tecnica inverter (1)

4.4.5 Trasformatore BT/MT

La corrente alternata a 800 V fornita dagli inverter, installati direttamente sulle strutture di sostegno dei moduli fv, verrà trasformata in corrente alternata a 30 kV mediante il trasformatore BT/MT presente nella cabina di trasformazione.

5 SOLUZIONE DI CONNESSIONE

Il presente progetto preliminare prevede di collegare l'impianto fotovoltaico alla cabina primaria "Capocolle", ubicata in via SP 61. In prossimità della cabina primaria sarà realizzata la sottostazione utente, al cui interno sarà ubicato il trasformatore 30kv/132 kV.

L'impianto fotovoltaico sarà pertanto dotato di n. 3 cabine di trasformazione 800V/30.000 V: l'energia sarà quindi conferita alla sottostazione mediante un nuovo elettrodotto interrato a 30 kV, di lunghezza pari a circa 4,7 km posato in prevalenza su strada.

Si riporta di seguito il possibile tracciato del collegamento di utenza.

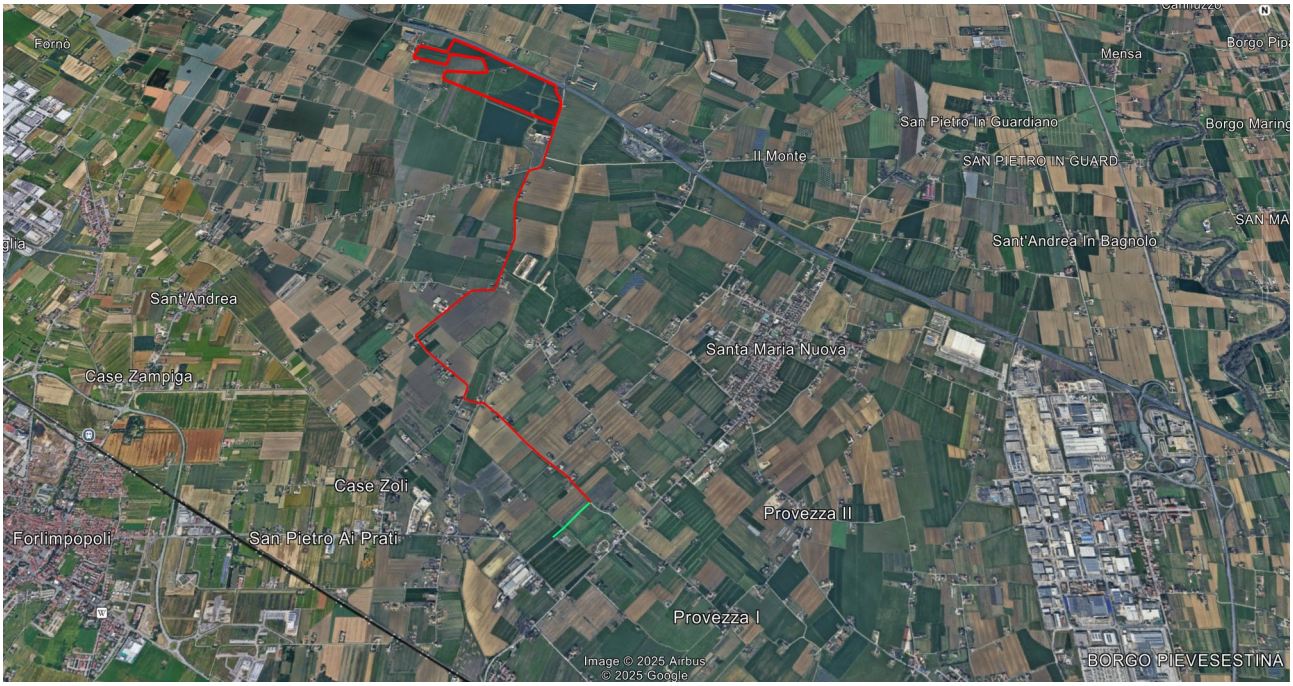


Figura 19: ipotesi di tracciato del collegamento di utenza

6 ANALISI DEL CANTIERE E CRONOPROGRAMMA

Si riporta di seguito una analisi delle fasi del cantiere, come da cronoprogramma allegato.

n.	Fase	Durata	Scavi	Riutilizzo terreno agricolo in situ	Smaltimento terreni	Fornitura materiali	n. mezzi cantiere	n. trasporti
1	Accantieramento	7	---	---	---	30 mc stabilizzato	1 Escavatore	3
2	Recinzione e nuovo accesso da via Erbosa	35	84	84	---	5.430 ml recinzione, 330 mc stabilizzato	1 Escavatore	27
3	Tombinamento fossi	35	290	290	---	580 ml tubazione	1 Escavatore	19
4	Installazione cabine	28	96	96	---	4 cabine prefabbricate	1 autocarro con gru	12
5	Cavidotti BT interni al campo	35	2880	2880	---	12.000 ml corrugati, 300 pozzetti	1 escavatore, 1 elevatore telescopico	30
6	Linee MT interni al campo	14	3000	3000	---	6000 ml di corrugato, 15 pozzetti	1 escavatore, 1 elevatore telescopico	717
7	Infissione pali	70	---	---	---	Tracker + pali fissi	2 Battipalo, 2 elevatore telescopico	82
8	Installazione tracker/strutture fisse verticali	105	---	---	---	Tracker + pali fissi	1 elevatore telescopico	---
9	Montaggio pannelli	140	---	---	---	27.440 pannelli	2 elevatore telescopico	31
10	Cablaggio impianto	112	---	---	---	300 bobine cavo solare, 50 bobine cavo BT, 3 bobine cavo MT	1 elevatore telescopico	6
11	Impianti accessori	49	---	---	---	materiali vari	1 autocarro con gru	2
12	Elettrodotto per allaccio utenza	140	7.050	---	7.050	4.700 ml di corrugato, 14.100 ml cavo MT, 5 pozzetti	1 escavatore, 1 TOC, 1 elevatore telescopico	717
13	Collaudi	14	---	---	---	---	---	---
	TOTALI		**13.400**	**6.350**	**7.050**	**---**	**---**	**1646**

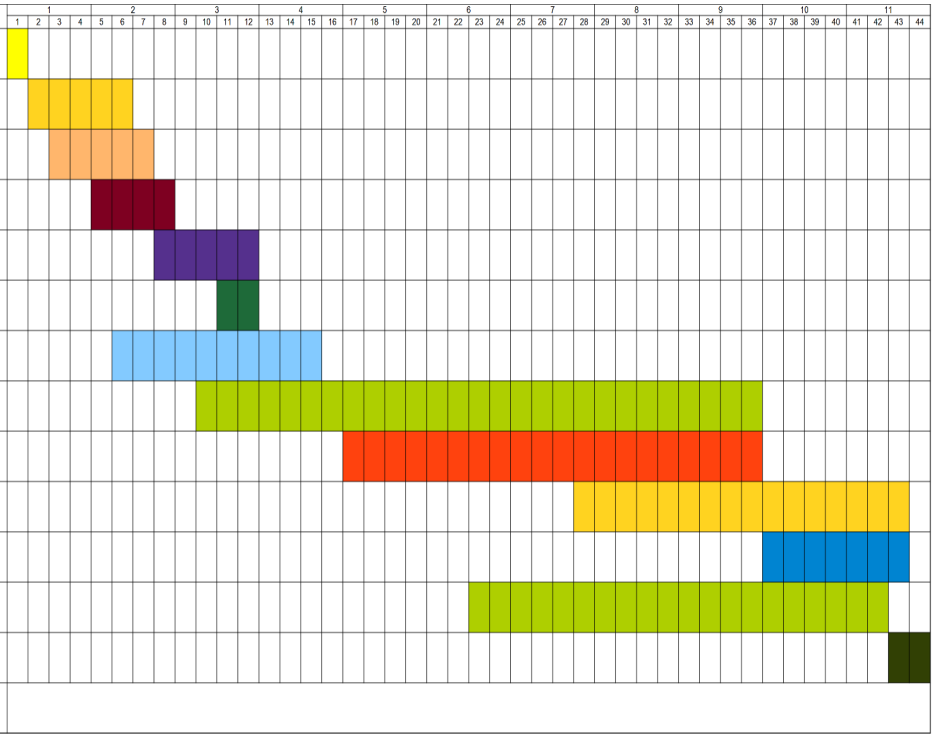


Figura 20: Cronoprogramma

Tutte le lavorazioni saranno svolte in periodo diurno dalle 7.00 alle 20.00 nei periodi estivi e dalle 8.00 alle 17.00 nei periodi invernali.

6.1 Fase 1 - Accantieramento

Si tratta delle attività di installazione dei presidi provvisionali di cantiere, quali baracca di cantiere, container per deposito, servizi igienici di cantiere ed attivazione di una utenza elettrica BT di cantiere.

La fase avrà una durata pari a 7 gg, durante i quali si prevede la consegna di 30 mc di stabilizzato per realizzare l'accesso e n. 3 trasporti per il materiale consegnato.

6.2 Fase 2 – Recinzione e nuovo accesso

Si tratta della posa in opera della recinzione definitiva perimetrale e della predisposizione di un accesso carrabile, realizzato con stabilizzato frantumato di recupero.

Il nuovo accesso sarà predisposto con una lunghezza di circa 70 m ed una larghezza di 5 m. La recinzione di progetto, di lunghezza pari a 5.430 ml, sarà del tipo a pali metallici diam. 50 mm infissi nel terreno per 1 m e con parte fuori terra di altezza 2 m.

La fase avrà durata di 35 giorni e si prevede saranno utilizzati i seguenti mezzi:

- n. 1 escavatore
- n 30 trasporti

il volume di terreno scavato è pari a 84 mc, derivante dallo scotico superficiale della nuova viabilità di cantiere, e sarà completamente riutilizzato in cantiere per riempimento di fossi.

6.3 Fase 3 – Tombinamento fossi

All"interno del terreno agricolo oggetto di intervento sono presenti alcuni fossi interpoderali, che dovranno essere mantenuti in esercizio per la regimazione delle acque, ma al tempo stesso devono essere tombati per consentire una regolare fruizione dei terreni una volta che saranno posati i tracker.

La fase avrà durata di 35 giorni e si prevede saranno utilizzati i seguenti mezzi:

- n. 1 escavatore
- n 19 trasporti

Si prevede di posizionare 580 ml di tombino in cca diam. 800 mm e di produrre un volume di terreno 200 mc, che sarà riutilizzato in situ per la risagomatura e chiusura dei fossi.

6.4 Fase 4 – Installazione cabine

Le cabine elettriche saranno fornite preassemblate in officina e saranno posate in opera complete delle apparecchiature interne.

Per tale attività si prevede di realizzare uno sbancamento preliminare, con accantonamento temporaneo del terreno per il riutilizzo per la chiusura degli scavi ed il rinfianco delle cabine.

Il volume di terreno prodotto è stimato in 96 mc complessivi.

La fase avrà durata pari a 28 gg e si prevede di utilizzare i seguenti mezzi:

- autocarro con gru

Si prevede verranno realizzati 12 trasporti.

6.5 Fase 5 – Cavidotti bt interni al campo

Si tratta della predisposizione dei cavidotti interrati, completi di pozzetti di ispezione, per la connessione delle linee CC ed AC e dei segnali.

Per tale attività si prevede di realizzare uno scavo a sezione: il terreno di risulta verrà in parte riutilizzato sullo stesso scavo per la chiusura degli scavi ed in parte sarà utilizzato all'interno del campo fotovoltaico per riprofilatura dei terreni.

Il volume di terreno prodotto è stimato in 2.880 mc complessivi, con posa di complessivi 12.000 m di cavidotto e di 300 pozzetti in cca.

La fase avrà durata pari a 35 gg e si prevede di utilizzare i seguenti mezzi:

- n.1 escavatore
- n. 1 elevatore telescopico

Si prevede verranno realizzati 30 trasporti per l'approvvigionamento del materiale.

6.6 Fase 6 – Linee mt interne al campo

Si tratta della posa delle linee MT interne al campo agrivoltaico.

Si prevede di posare 6.000 ml di cavidotto.

Per tale attività si prevede di realizzare uno scavo a sezione: il terreno di risulta verrà in parte riutilizzato sullo stesso scavo per la chiusura degli scavi ed in parte sarà utilizzato all'interno del campo

fotovoltaico per riprofilatura dei terreni.

Il volume di terreno prodotto è stimato in 3.000 mc complessivi, con posa di complessivi 8.000 m di cavidotto e di 15 pozzetti in cca.

La fase avrà durata pari a 14 gg e si prevede di utilizzare i seguenti mezzi:

- n.1 escavatore
- n. 1 elevatore telescopico

Si prevede verranno realizzati 21 trasporti per l'approvvigionamento del materiale.

6.7 Fase 7 – Infissione pali

I tracker sono dotati di putrelle in acciaio di sostegno , che saranno infisse direttamente nel terreno per mezzo di una apposita attrezzatura battipalo.

La fase avrà durata 70 gg e prevede l'utilizzo dei seguenti mezzi:

- n. 1 elevatore telescopico
- n. 2 battipalo

Per la fase è previsto il trasporto in cantiere stimato in circa 480 trasporti.

Non si prevede di produrre terreno di risulta.

6.8 Fase 8 – Montaggio tracker/strutture

Si tratta delle attività di movimentazione in cantiere e montaggio dei tracker sui pali di cui alla fase precedente.

La fase avrà durata di 105 gg e si prevede l'utilizzo delle seguenti macchine:

- n. 2 elevatore telescopico

Non si prevede la produzione di terreno di risulta.

6.9 Fase 9 – Montaggio pannelli

Si tratta delle attività di installazione dei pannelli fotovoltaici sui tracker.

L'attività viene svolta a terra, con il tracker preassembalto e poi con l'ausilio dell'elevatore telescopico, il tracker viene installato sui pali di sostegno.

Si prevede di ricevere i 27.440 pannelli all'interno di container navali, per un totale di 38 trasporti.

La fase avrà durata pari a 140 gg e si prevede l'impiego di:

- n. 2 elevatori telescopici.

Durante le attività di montaggio non si producono terreni di risulta.

6.10 Fase 10 – Cablaggio impianto

Si tratta delle attività di posa in opera dei cavi elettrici e di realizzazione del cablaggio.

Si prevede di posare i cavi come di seguito riepilogato:

1. cavi solari: sospesi alla struttura del tracker all'interno del campo, in cavidotto interrato nei tratti all'esterno delle strutture;
2. cavi BT AC: si posano all'interno di cavidotti interrati;
3. cavi MT: si posano all'interno di cavidotti interrati.

La fase avrà durata di 112 gg, si prevede l'utilizzo dei seguenti mezzi:

- n. 1 elevatore telescopico.

Il materiale verrà trasportato in impianto su autoarticolati, nel numero di 6 trasporti.

Durante la fase di cablaggio non si prevede di produrre terreno di risulta.

6.11 Fase 11 – Impianti accessori

Si tratta delle attività di posa in opera degli impianti accessori, quali ad esempio sensori per il monitoraggio, telecamere, ecc,

La fase avrà durata di 49 gg, si prevede l'utilizzo dei seguenti mezzi:

- n. 1 autocarro con gru.

Il materiale verrà trasportato in impianto su autoarticolati, nel numero di 2 trasporti.

Durante la fase non si prevede di produrre terreno di risulta.

6.12 Fase 12 - Elettrodotto

Si tratta della costruzione dell'elettrodotto interrato di connessione alla rete.

Si ipotizza di realizzare la posa lungo la pubblica via con la tecnica dello scavo a sezione e in corrispondenza degli attraversamenti e delle interferenze con canali e pubblici servizi con la tecnica della TOC.

Tale tecnica consente di posare con una trivellazione controllata i cavidotti senza effettuare scavi e non generare interferenze con i sottoservizi esistenti.

La macchina operatrice è in grado di posare un cavidotto alla volta, per tratte non maggiori a 150-170 m. Ad inizio e fine tratta dovrà essere scavata una buca, di dimensioni pari a 2 x 2 x 2 m per infissione della trivella ed estrazione al punto di arrivo.

Trattandosi di intervento su strada si ipotizza di trattare tutto il materiale che risulta dall'esecuzione delle buche come rifiuto e come tale sarà smaltito presso impianto di smaltimento/recupero autorizzato.

La fase avrà durata pari a 140 giorni e si ipotizza la produzione di 7.050 mc di terreno di risulta da gestire come rifiuto , con n. 717 trasporti.

6.13 Fase 13 - Collaudi

Si tratta delle attività di collaudo degli impianti elettrici e dei sistemi di movimentazione dei tracker.

La fase avrà durata pari a 14 gg e non si prevede la produzione di terreno di risulta.

7 QUADRO TECNICO ECONOMICO

Il quadro economico generale dell'intervento, comprensivo di IVA, è di seguito riportato.

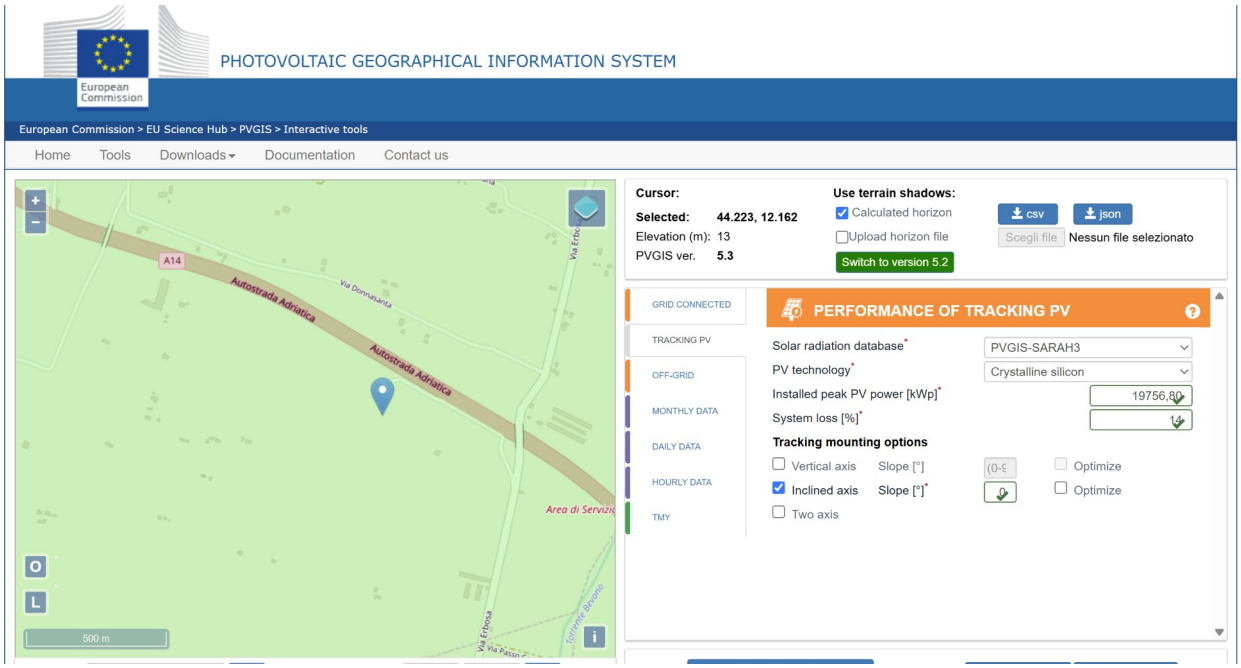
	IMPIANTO FOTOVOLTAICO	Quantità	P.U.	Importo	IVA	Importo + IVA
COSTO DEI LAVORI	Recinzione	5.430	30	162.900 €	10%	179.190 €
	Viabilità interna	16.290	22	350.235 €	10%	385.259 €
	Cavidotti			800.000 €	10%	880.000 €
	Cabine di campo			1.000.000 €	10%	1.100.000 €
	SSU			2.500.000 €	10%	2.750.000 €
	Cavi interrati			550.000 €	10%	605.000 €
	Cavi di stringa			800.000 €	10%	880.000 €
	Inverter			756.000 €	10%	831.600 €
	Pannelli	27.440	145	3.990.000 €	10%	4.389.000 €
	Tracker			6.448.000 €	10%	7.092.800 €
	Sensori monitoraggio			100.000 €	10%	110.000 €
	Piantumazione	2.715	120	325.800 €	10%	358.380 €
	Elettrodotto fino a SSU	4.700	300	1.410.000 €	10%	1.551.000 €
	Lavori in SSE			500.000 €	10%	550.000 €
SPESE GENERALI	Oneri di sicurezza			350.000 €	10%	385.000 €
	Spese tecniche SIA			100.000 €	22%	122.000 €
	Spese progettazione			300.000 €	22%	366.000 €
	Figure professionali			300.000 €	22%	366.000 €
	Imprevisti			1.000.000 €	10%	1.100.000 €
	Collaudi			100.000 €	22%	122.000 €
	TOTALE COSTO DEI LAVORI			**20.042.935 €**		**22.047.229 €**
	TOTALE SPESE GENERALI			**1.800.000 €**		**2.076.000 €**
	TOTALE IMPIANTO FV			**21.842.935 €**		**24.123.229 €**
	Spese istruttoria ARPAE			**4.369 €**		

Figura 21: Quadro Economico Generale

8 PRODUCIBILITA' ATTESA

La stima di produzione di energia elettrica è effettuata con l'ausilio del software PVGis.

La produzione annua stimata è pari a circa **32.196.664,6 kWh/anno**.



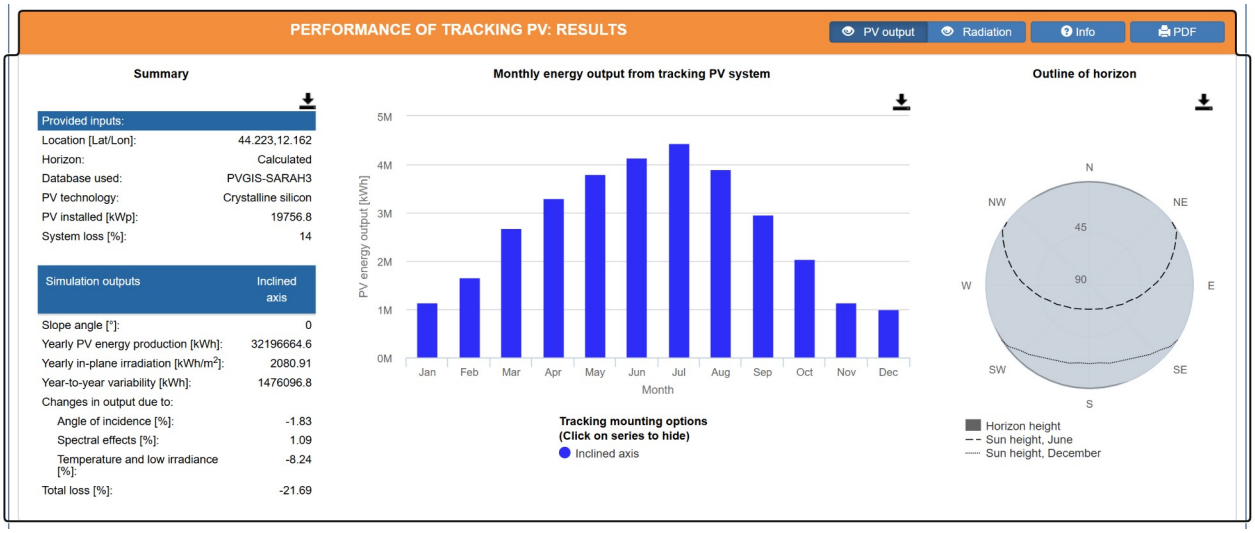


Figura 22: Stima produzione attesa con PVGIS

9 INVARIANZA IDRAULICA

Le verifiche del rispetto dei requisiti minimi di invarianza idraulica e/o idrologica vengono condotte conformemente al Piano stralcio per il rischio idrogeologico - Direttiva inerente le verifiche idrauliche e gli accorgimenti tecnici da adottare per conseguire gli obiettivi di sicurezza idraulica definiti dal Piano Stralcio per il Rischio Idrogeologico, ai sensi degli artt. 2 ter, 3, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 11 del Piano – Adottata dal Comitato Istituzionale con delibera n. 3/2 del 20 ottobre 2003 e s.m.i., come da variante di coordinamento PGRA-PAI, adottata dal C.I. con delibera 2/2 del 7/11/2016 (D.G.R. 2112/2016) di Regione Emilia Romagna.

9.1 Campo fotovoltaico

Come già riportato ciascun shelter di trasformazione avrà una superficie di circa 29,76 m^2. A tal fine si specifica che l'intervento di progetto non va a modificare la permeabilità del sito: l'area sottostante la struttura del fotovoltaico rimarrà verde e pienamente permeabile, non sono infatti previste fondazioni. Tuttavia, a favore di sicurezza, il calcolo del volume dell'invaso di invarianza è svolto considerando la proiezione a terra dei pannelli come superficie impermeabile.

A questa si aggiunge la superficie delle cabine elettriche, impermeabile, e della viabilità interna (considerata permeabile al 50%).

CALCOLO DEI VOLUMI MINIMI PER L'INVARIANZA IDRAULICA
(inserire i dati esclusivamente nei campi cerchiati)

	Superficie territoriale	=	305.406,00 mq	inserire la superficie totale scolante all'interno del nuovo scarico acque meteoriche di progetto
ANTE OPERAM				
	Superficie impermeabile esistente	=	0,00 mq	inserire il 100 % della superficie impermeabile e il 50% della superficie di stabilizzato/betonella etc.
	Imp°	=	0,00	
	Superifice permeabile esistente	=	305.406,00 mq	inserire il 100 % della superficie permeabile (verde o agricola) e il 50% della superficie di stabilizzato/betonella etc.
	Per°	=	1,00	
	Imp°+Per°	=	1,00	corretto: risulta pari a 1
POST OPERAM				
	Superficie impermeabile di progetto	=	94.875,58 mq	inserire il 100 % della superficie impermeabile e il 50% della superficie di stabilizzato/betonella etc.
	Imp	=	0,31	
	Superficie permeabile progetto	=	210.530,42 mq	inserire il 100 % della superficie permeabile (verde o agricola) e il 50% della superficie di stabilizzato/betonella etc.
	Per	=	0,69	
	Imp+Per	=	1,00	corretto: risulta pari a 1
INDICI DI TRASFORMAZIONE DELL'AREA				
	Superficie trasformata/livellata	=	94.875,58 mq	di progetto. Comprese aree verdi
	I	=	0,31	
	Superficie agricola inalterata	=	210.530,42 mq	(ovvero la superficie agricola inalterata)
	P	=	0,69	
	I+P	=	1,00	corretto: risulta pari a 1

CALCOLO DEI COEFFICIENTI DI DEFLUSSO ANTE OPERAM E POST OPERAM

ϕ° = 0.9 x Imp° + 0,2 x Per° =	0,9	x	0,00	+	0,2	x	1,00	=	0,20	ϕ°		
ϕ = 0.9 x Imp + 0,2 x Per =	0,9	x	0,31	+	0,2	x	0,69	=	0,42	ϕ		

CALCOLO DEL VOLUME MINIMO DI INVASO

$w=w^\circ (f/f^\circ)^{(1/(1-n))} - 15\, I - w^\circ P$ =	50	x	4,12	-	15	x	0,31	-	50	x	0,69	=	**166,72 mc/ha**	w
W = w x Superficie fondiaria (ha) =							166,72	x	305.406	:	10.000	=	**5.091,83 mc**	W

Si effettua l'ulteriore verifica ipotizzando di contenere una pioggia di tempo di ritorno 30 anni e durata 2 ore.

VERIFICA DELLA VOLUMETRIA PER PIOGGE CON TR 30 ANNI E DURATA d 2h

Da effettuarsi per casi di Superficie territoriale > 1 ha
Inserire dati esclusivamente nei campi cerchiati

Superficie fondiaria	30,54 ha	superficie totale dell'intervento
TR	30 anni	tempo di ritorno di riferimento
a	51	inserire parametro di zona (vedi tabella)
n	0,27	inserire parametro di zona (vedi tabella)
tp	2,00 ore	durata di pioggia
ϕ	0,42	coeff. di deflusso dopo la trasformazione
h	61,50 mm	altezza pioggia in tp
Vp	18.781,31 mc	Volume piovuto in tp
Ve	7.840,40 mc	Volume effluente in vasca in tp
Qu	36,48 l/sec	Portata scaricabile dalla strozzatura adottata
Vu	262,65 mc	Volume scaricato dalla vasca nel ricettore in tp
Ve-Vu	**7.577,75** mc	Volume da laminare per evento TR 30 d 2 ore
W	**5.091,83** mc	Volume di laminazione (formula del w)

NON VERIFICATO: NECESSARIO ADEGUAMENTO VOLUME

W FINALE da adottare= 7.577,75 mc

Per Tp>1h e TR 30 anni	RIMINI	CESENA	FORLI	RAVENNA
a	51	51	48	51
n	0,27	0,29	0,30	0,28

Il volume minimo di invaso è pertanto pari a 7.577,75 mc.

Si ipotizza di realizzare tale volume con un invaso in terra, posto al di sotto dell'impianto fotovoltaico, mediante la sopraelevazione di 30 cm della viabilità perimetrale.

L'invaso disponibile ha volumetria pari a 66.300 mc.

9.2 Sottostazione di utenza

La sottostazione di utenza ha dimensioni in pianta pari a 50,00 m x 35,00 m.

Considerato il perimetro della SSU come superficie territoriale, ipotizzando una nuova superficie impermeabile pari alla superficie della cabina prefabbrica ed al 50 % della nuova superficie pavimentata

a betonella, si ottiene un volume minimo di invaso pari a 63,64 mc.

CALCOLO DEI VOLUMI MINIMI PER L'INVARIANZA IDRAULICA
(inserire i dati esclusivamente nei campi cerchiati)

Superficie territoriale	=	1.750,00 mq	inserire la superficie totale scolante all'interno del nuovo scarico acque meteoriche di progetto
ANTE OPERAM			
Superficie impermeabile esistente	=	0,00 mq	inserire il 100 % della superficie impermeabile e il 50% della superficie di stabilizzato/betonella etc.
Imp°	=	0,00	
Superifice permeabile esistente	=	1.750,00 mq	inserire il 100 % della superficie permeabile (verde o agricola) e il 50% della superficie di stabilizzato/betonella etc.
Per°	=	1,00	
Imp°+Per°	=	1,00	corretto: risulta pari a 1
POST OPERAM			
Superficie impermeabile di progetto	=	963,50 mq	inserire il 100 % della superficie impermeabile e il 50% della superficie di stabilizzato/betonella etc.
Imp	=	0,55	
Superficie permeabile progetto	=	786,50 mq	inserire il 100 % della superficie permeabile (verde o agricola) e il 50% della superficie di stabilizzato/betonella etc.
Per	=	0,45	
Imp+Per	=	1,00	corretto: risulta pari a 1
INDICI DI TRASFORMAZIONE DELL'AREA			
Superficie trasformata/livellata	=	963,50 mq	di progetto. Comprese aree verdi
I	=	0,55	
Superficie agricola inalterata	=	786,50 mq	(ovvero la superficie agricola inalterata)
P	=	0,45	
I+P	=	1,00	corretto: risulta pari a 1

CALCOLO DEI COEFFICIENTI DI DEFLUSSO ANTE OPERAM E POST OPERAM

$\phi° = 0.9 \times Imp° + 0,2 \times Per° =$	0,9	x	0,00	+	0,2	x	1,00	=	0,20	$\phi°$		
$\phi = 0.9 \times Imp + 0,2 \times Per =$	0,9	x	0,55	+	0,2	x	0,45	=	0,59	ϕ		

CALCOLO DEL VOLUME MINIMO DI INVASO

$w=w° (f/f°)^{(1/(1-n))} - 15\ I - w°P =$	50	x	7,89	-	15	x	0,55	-	50	x	0,45	=	**363,67 mc/ha**	**w**
W = w x Superficie fondiaria (ha) =							363,67	x	1.750	:	10.000	=	**63,64 mc**	**W**

Il volume viene ricavato nella pavimentazione del lotto mediante ribassamento della pavimentazione rispetto al muretto perimetrale di circa10 cm. Il volume disponibile diinvaso è pertanto pari a 1750*0,1 m = 175 mc.

10 PIANO DI DISMISSIONE E RIPRISTINO DEL SITO

Al termine della vita utile dell'impianto, stimata in 30 anni, il committente potrà decidere se rinnovare l'impianto oppure se dismetterlo.

Nel caso si scelga di dismetterlo l'intervento prevede la completa rimozione degli impianti fuori terra e degli impianti sotto terra. Rimane in esercizio l'elettrodotto di connessione alla rete in quanto integrato nelle opere del distributore.

Rimandando per il dettaglio all'elaborato "Piano e costi di dismissione e ripristino" in questa sede si riepilogano gli elementi salienti:

- il piano di dismissione prevede la completa rimozione degli impianti, con un tempo di esecuzione pari a 4 mesi
- il costo di dismissione è stimato da riepilogo di seguito riportato

Fase 1	81.760
Fase 2	27.440
Fase 3	9.800
Fase 4	49.200
Fase 5	70.800
Fase 6	5.000
Fase 7	7.000
Fase 8	7.040
Oneri di rinaturalizzazione	10.000
Totale	**268.040**

Figura 23: costo interventi di dismissione

11 ANALISI COSTI/BENEFICI E RICADUTE SOCIO ECONOMICHE DELL'INTERVENTO

Nel corso del presente elaborato si approfondisce il tema delle potenziali ricadute occupazionali attese a seguito della realizzazione dell'impianto.

L'impianto fotovoltaico di per sé, una volta realizzato, non avrà bisogno di operatori fissi che si occupino della gestione dello stesso.

Gli unici interventi prevedibili saranno quelli per la manutenzione ordinaria e straordinaria dell'impianto.

Pertanto già sin d'ora si può affermare che la ricaduta occupazionale diretta sul territorio in esame sarà del tutto trascurabile.

Vale la pena affrontare ed approfondire il tema della ricaduta occupazione e sociale che lo sviluppo delle fonti rinnovabili può comportare al sistema Paese: sarà dunque questo il principale tema affrontato nel corso della presente relazione.

11.1 Le ricadute monitorate

11.1.1 Crezione di valore aggiunto

Il valore aggiunto nazionale risulta dalla differenza tra il valore della produzione di beni e servizi conseguita dalle branche produttive e il valore dei beni e servizi intermedi dalle stesse consumati (materie prime e ausiliarie impiegate e servizi forniti da altre unità produttive); esso, inoltre, corrisponde alla somma delle remunerazioni dei fattori produttivi.

11.1.2 Ricadute occupazionali dirette

Sono date dal numero di addetti direttamente impiegati nel settore oggetto di analisi (es: fasi di progettazione degli impianti, costruzione, installazione, O&M).

11.1.3 Ricadute occupazionali indirette

Sono date dal numero di addetti indirettamente correlati alla produzione di un bene o servizio e

includono gli addetti nei settori "fornitori" della filiera sia a valle sia a monte.

11.1.4 Occupazione permanente

L'occupazione permanente si riferisce agli addetti impiegati per tutta la durata del ciclo di vita del bene (es: fase di esercizio e manutenzione degli impianti).

11.1.5 Occupazione temporanea

L'occupazione temporanea indica gli occupati nelle attività di realizzazione di un certo bene, che rispetto all'intero ciclo di vita del bene hanno una durata limitata (es. fase di installazione degli impianti).

11.1.6 Unità lavorative annue (ULA)

Una ULA rappresenta la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno, ovvero la quantità di lavoro equivalente prestata da lavoratori a tempo parziale trasformate in unità lavorative annue a tempo pieno. Ad esempio, un occupato che abbia lavorato un anno a tempo pieno nella attività di installazione di impianti FER corrisponde a 1 ULA. Un lavoratore che solo per metà anno si sia occupato di tale attività (mentre per la restante metà dell'anno non abbia lavorato oppure si sia occupato di attività di installazione di altri tipi di impianti) corrisponde a 0,5 ULA attribuibili al settore delle FER.

11.2 Gli impatti occupazionali delle fonti rinnovabili

Ai sensi del D.lgs. 28/2011, art. 40, il GSE ha sviluppato un modello di calcolo per stimare le ricadute economiche e occupazionali connesse alla diffusione delle fonti rinnovabili in Italia.

Il modello si basa sulle matrici delle interdipendenze settoriali opportunamente integrate e affinate con dati statistici e tecnico-economici prodotti dal GSE. Le matrici sono attivate da vettori di spesa ottenuti dalla ricostruzione dei costi per investimenti e delle spese di esercizio e manutenzione (O&M).

L'analisi dei flussi commerciali con l'estero, basata in parte sull'indagine PRODCOM pubblicata da Eurostat, permette di tenere conto delle importazioni che in alcuni settori hanno un peso rilevante. I

risultati del monitoraggio riguardano le ricadute economiche, in termini di investimenti, spese O&M e valore aggiunto, e occupazionali, temporanee e permanenti, dirette e indirette.

Le ricadute permanenti si riferiscono all'occupazione correlata alle fasi di esercizio e manutenzione degli impianti per l'intera durata del loro ciclo di vita, mentre le ricadute temporanee riguardano l'occupazione temporalmente limitata alla fase di progettazione, sviluppo, installazione e realizzazione degli impianti.

Le ricadute occupazionali sono distinte in dirette, riferite all'occupazione direttamente imputabile al settore oggetto di analisi, e indirette, relative ai settori fornitori dell'attività analizzata sia a valle sia a monte.

L'occupazione stimata non è da intendersi in termini di addetti fisicamente impiegati nei vari settori, ma di ULA (Unità di Lavoro), che indicano la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno. Di conseguenza è importante tenere presente che le apparenti variazioni che si possono riscontrare tra un anno e l'altro non corrispondono necessariamente ad un aumento o a una diminuzione di "posti di lavoro", ma ad una maggiore o minore quantità di lavoro richiesta per realizzare gli investimenti o per effettuare le attività di esercizio e manutenzione specifici di un certo anno.

Per definizione il modello valuta la quantità di lavoro correlata alle attività oggetto di analisi, quindi è del tutto estranea dal modello qualsiasi considerazione sulle dinamiche inerenti settori che potrebbero essere considerati concorrenti (es. industria delle fonti fossili). Il modello si può però applicare anche a tali altri settori, valutando dunque l'andamento della relativa intensità di lavoro. Non è semplice stabilire eventuali correlazioni e relazioni di causa ed effetto tra le dinamiche osservate nell'intensità di lavoro di settori affini.

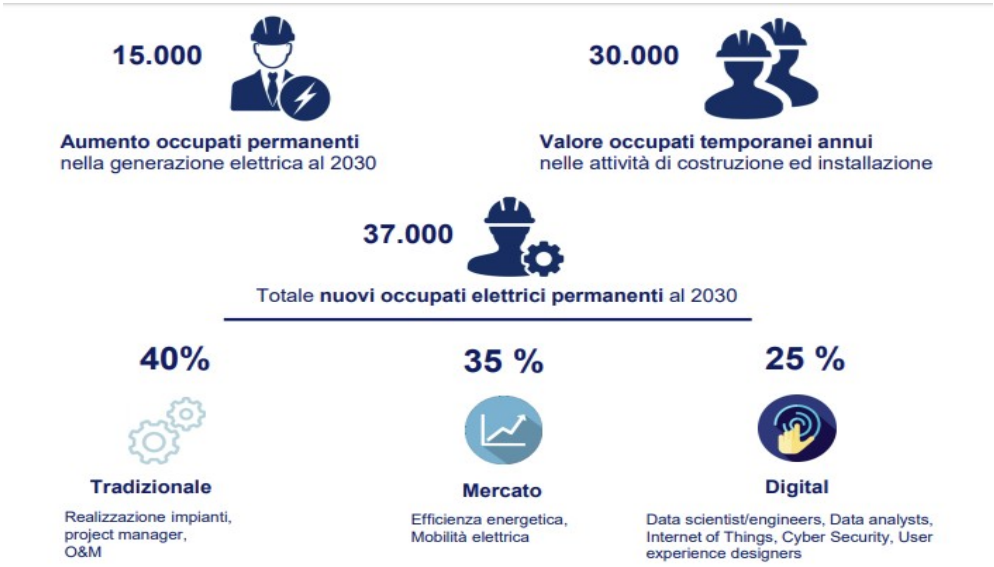
Per il 2022 il GSE ha monitorato che siano stati investiti oltre 2,848 mld€ in nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile fotovoltaico.

Il nuovo Valore Aggiunto generato dalla fonte rinnovabile nel settore elettrico nel 2023 si ritiene sia stato complessivamente di oltre 1,475 mld€.

Tecnologia	Investimenti (mln €)	Spese O&M (mln €)	Valore Aggiunto generato per l'intera economia (mln €)	Occupati temporanei diretti + indiretti (ULA)	Occupati permanenti diretti + indiretti (ULA)
Fotovoltaico	2.848	452	1.475	16.273	6.764
Eolico	787	362	602	4.584	4.088
Idroelettrico	222	1.074	909	1.769	11.871
Biogas	77	625	517	638	6.469
Biomasse solide	-	580	257	-	3.539
Bioliquidi	-	461	103	-	1.477
Geotermoelettrico	-	59	44	-	645
Totale	3.935	3.613	3.906	23.264	34.823

E' evidente dunque che nonostante non ci sia una ricaduta occupazionale diretta, la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto comporta un indubbio impatto positivo sul sistema Paese.

Recenti studi (stima Elettricità Futura su dati PNEIC, GSE e Utilitalia) hanno anche evidenziato come lo sviluppo delle fonti rinnovabili e la realizzazione del PNEIC possa portare al seguente scenario occupazionale al 2030:



Il progetto in esame è tra quelli elencati nel PNEIC e la realizzazione dello stesso contribuisce alla realizzazione dello scenario sopra riportato.

Ad oggi il fotovoltaico è ancora la fonte rinnovabile che genera le maggiori ricadute occupazionali.. Il primato dell'energia solare è dovuto all'elevata capacità installata in Italia che ha generato un

consistente numero di addetti soprattutto nella gestione e manutenzione degli impianti. Sul fronte dell'occupazione il fotovoltaico sconta le basse ricadute sull'indotto, per via di una filiera tecnologica a monte ancora relativamente poco sviluppata.

11.3 Il Valore Aggiunto

Nel 2022, il settore FER ha contribuito alla creazione di valore aggiunto per il sistema paese per circa 3,906 miliardi di euro (considerando gli impatti diretti e indiretti). Le attività di O&M sugli impianti esistenti è responsabile di una gran parte del valore aggiunto generato (oltre il 70%).

La distribuzione del Valore Aggiunto tra le differenti tecnologie è influenzata da vari fattori, in particolare dal numero degli impianti, dalla potenza installata e dal commercio internazionale. Per esempio le componenti utilizzate nella fase di costruzione ed installazione degli impianti fotovoltaici ed eolici sono fortemente oggetto di importazioni. In altre parole, una non trascurabile parte del valore aggiunto associato alla costruzione di impianti FTV ed eolici finisce all'estero a causa delle importazioni, fermi restando i valori di gettito fiscale diretto.

11.4 Impianto di progetto

L'impianto di Progetto ha potenza nominale netta di 19,200 MW, produrrà circa **32.196.664,6 kWh/anno**. Per produrre energia elettrica non verranno consumate fonti energetiche di tipo fossile e si eviteranno emissioni in atmosfera di gas inquinanti e/o climalteranti.

11.4.1 Risparmio di combustibile

Per calcolare il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo della fonte rinnovabile solre fotovoltaica si utilizza il TEP (Tonnellata Equivalente di Petrolio).

Per produrre 1 MWh di energia elettrica sono necessarie 0,187 TEP (delibera AEEG EEN n. 3/08).

Pertanto si ha che si risparmiano:

0,187 x 32,196 x1000 = 6.020 TEP/year

11.4.2 Emissioni evitate

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è priva di emissioni. A livello nazionale per produrre 1 kWh di energia elettrica si immettono in atmosfera 413,1 gCO2 (si veda il rapporto ISPRA: "Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei"). Pertanto in un anno si hanno le seguenti emissioni di CO2 evitate:

413,1 gr/kWh x 32.196.664 kWh = 13.300 t/y

11.5 Ricadute occupazionali

Secondo i parametri riportati dalle analisi di mercato redatte dal Gestore dei Servizi Energetici, si possono considerare i seguenti parametri sintetici:

- Realizzazione: 11 ULA/MW;
- O&M: 0,6 ULA/MW

Pertanto per l'impianto in esame si ha:

- Realizzazione: 11x 19,756 = 217 ULA;
- O&M: 0,6x21,006 = 12 ULA

11.6 Conclusioni

Dall'analisi sopra riportata è evidente come le maggiori ricadute occupazionali dirette si abbiano a causa della necessaria manutenzione dell'impianto.

E' stato altresì evidenziato come lo sviluppo delle fonti rinnovabili generi in realtà ricadute occupazionali e un buon valore aggiunto al Sistema Paese.

L'intervento di progetto avrà un benefico effetto sulla ricaduta socio economico locale.

12 CONCLUSIONI

Nei paragrafi precedenti si è sviluppata una analisi dell'intervento di progetto, che consiste nella realizzazione di un nuovo impianto di tipo agrovoltaico avanzato, su terreni agricoli, in Comune di Forli', in prossimità di via Erbosa.

Dalle analisi dei vincoli di natura urbanistica, territoriale, ambientale e paesaggistica emerge che l'intervento di progetto è certamente compatibile e produrrà energia da fonte rinnovabile pari a 32,19 Gwh/anno.

Si stima una riduzione delle emissioni di CO2 equivalente pari a 13.300 t/y ed un incremento delle ULA rispettivamente pari a 217 in fase di costruzione e di 12 in fase di gestione.

Ing. David Negrini

EGE Certificato n. 17-04767