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:

3.3 QUADRO PROGETTUALE

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 DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO 9

3.1 Definizione terreni 9

3.2 Impianto fotovoltaico 10

3.3 Opere connesse – Realizzazione cavidotto interrato MT 12

3.4 Impianti ausiliari e opere civili 14

3.5 Caratteristiche prestazionali dei componenti principali dell'impianto fotovoltaico 16

4 SOLUZIONE DI CONNESSIONE 22

5 ANALISI DEL CANTIERE E CRONOPROGRAMMA 23

5.1 Fase 1 - Accantieramento 23

5.2 Fase 2 – Recinzione e nuovo accesso 23

5.3 Fase 3 – Tombinamento fossi 24

5.4 Fase 4 – Installazione cabine 24

5.5 Fase 5 – Cavidotti bt interni al campo 25

5.6 Fase 6 – Linee mt interne al campo 25

5.7 Fase 7 – Infissione pali 26

5.8 Fase 8 – Montaggio tracker/strutture 26

5.9 Fase 9 – Montaggio pannelli 26

5.10 Fase 10 – Cablaggio impianto 27

5.11 Fase 11 – Impianti accessori 27

5.12 Fase 12 - Elettrodotto 28

5.13 Fase 13 - Collaudi 28

6 QUADRO TECNICO ECONOMICO 29

7 PRODUCIBILITA' ATTESA 30

8 INVARIANZA IDRAULICA 31

8.1 Campo fotovoltaico 31

8.2 Sottostazione di utenza 32

9 PIANO DI DISMISSIONE E RIPRISTINO DEL SITO 34

10 CONCLUSIONI 35

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 DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO

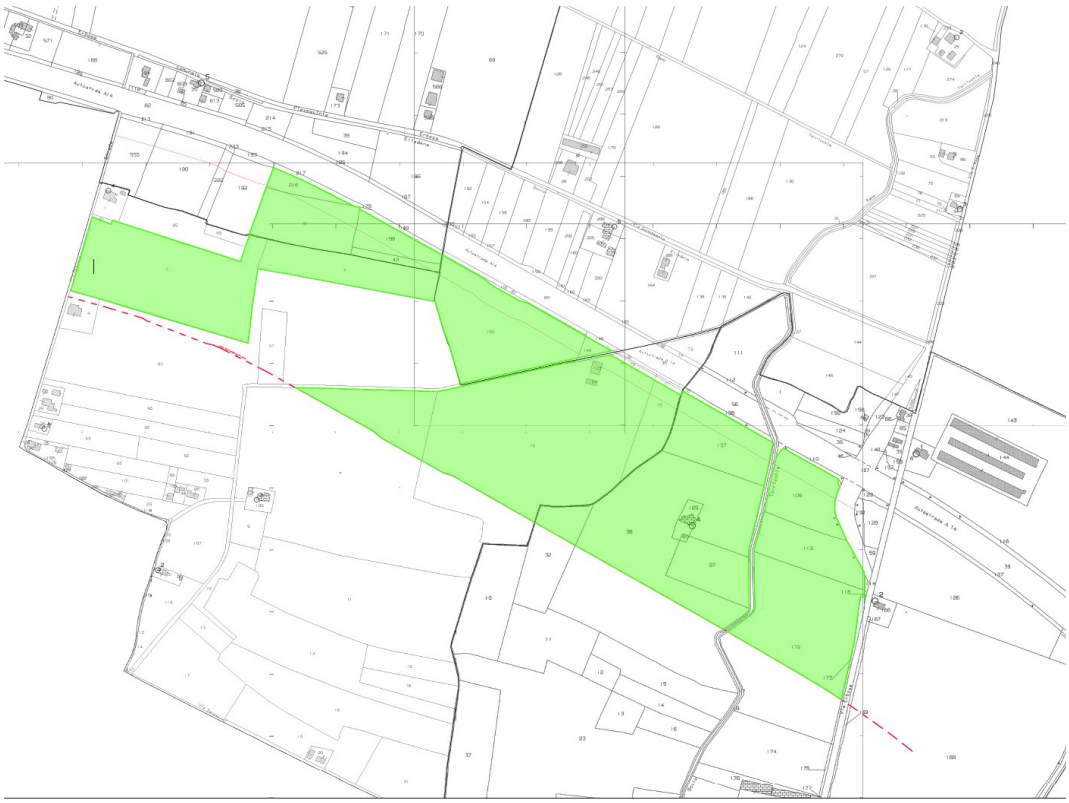
L'intervento di progetto prevede la costruzione di un nuovo impianto fotovoltaico a terra, con pannelli installati su tracker monoassiali 1P, con asse in direzione nord sud e rotazione in direzione est-ovest, della potenza di picco pari a 19.756,80 kWp.

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.

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 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 3: 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.

3.3 Opere connesse – Realizzazione cavidotto interrato MT

3.3.1 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.

3.3.2 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 Forlì' della lunghezza di circa 4,7 km.

3.3.3 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 4: Interferenze con pubblici servizi

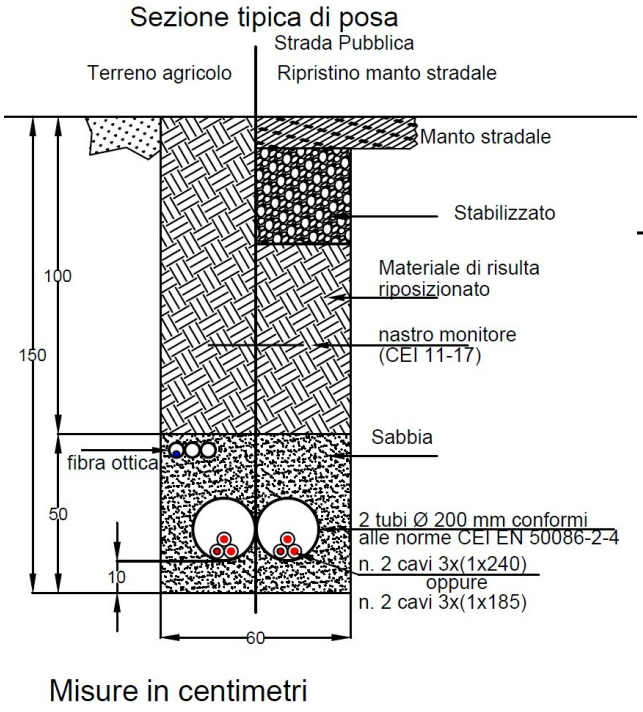


Figura 5: sezione posa tipo con scavo a cielo aperto

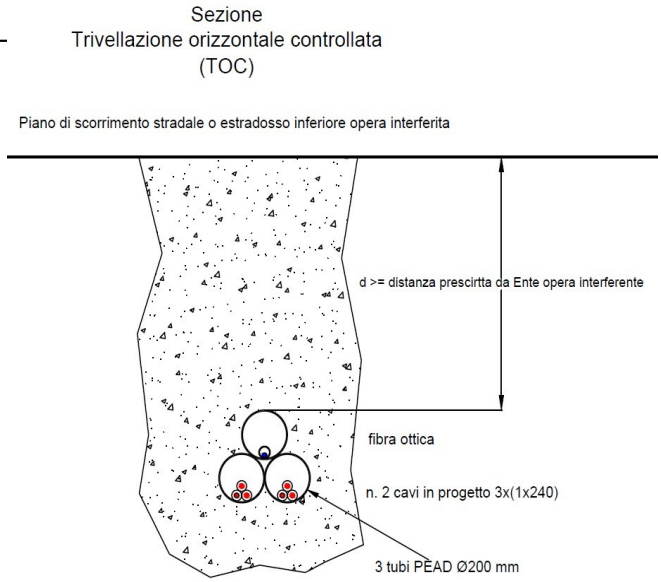


Figura 6: sezione posa tipo TOC

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.

3.4 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.

3.4.1 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.

3.4.2 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.

3.4.3 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.

3.4.4 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.

3.4.5 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.

3.4.6 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.

3.5 Caratteristiche prestazionali dei componenti principali dell'impianto fotovoltaico

3.5.1 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

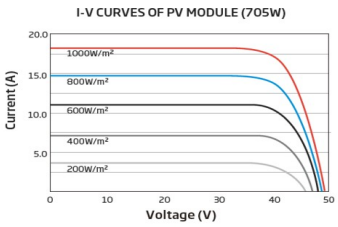
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43℃ (±2℃)
Temperature Coefficient of PMAX	- 0.29% /℃
Temperature Coefficient of VOC	- 0.24% /℃
Temperature Coefficient of ISC	0.04% /℃

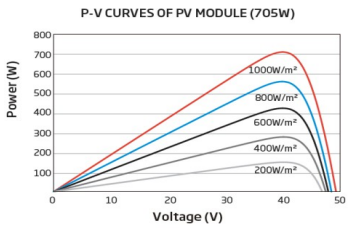
Due to different testing methods, the actual performances might differ from the declared specifications.

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.

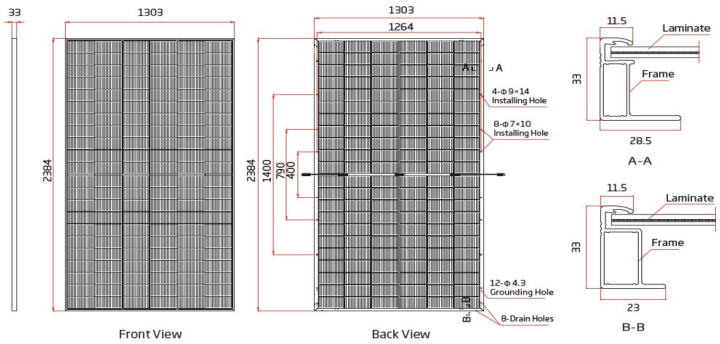


Figura 7: Scheda tecnica pannello FV

3.5.2 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.

3.5.3 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.

3.5.4 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 8: Scheda tecnica inverter (1)

3.5.5 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.

4 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.

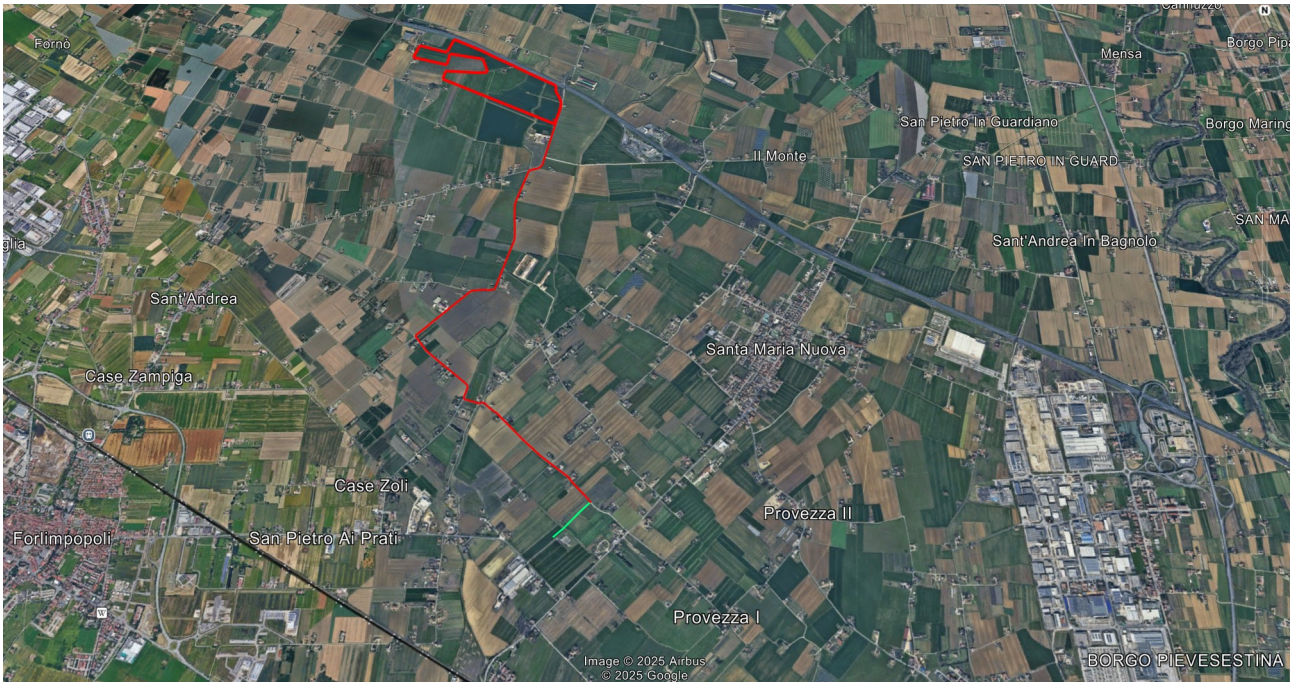


Figura 9: ipotesi di tracciato del collegamento di utenza

5 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**

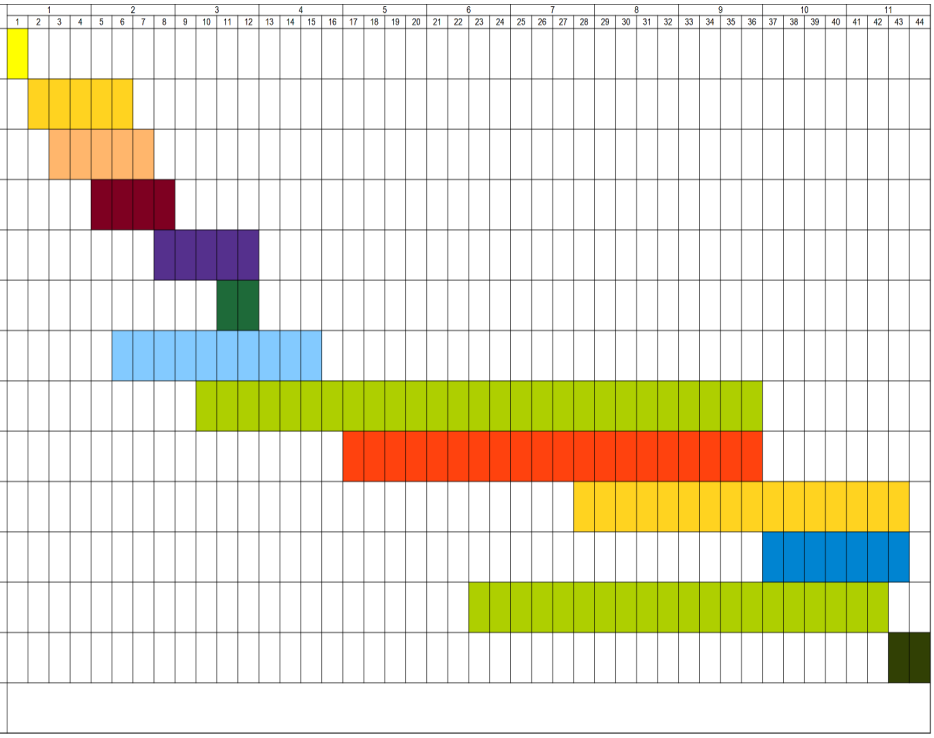


Figura 10: Cronoprogramma

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.

5.1 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.

5.2 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.

5.3 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.

5.4 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.

5.5 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.

5.6 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.

5.7 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.

5.8 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.

5.9 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.

5.10 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.

5.11 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.

5.12 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.

5.13 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.

6 QUADRO TECNICO ECONOMICO

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

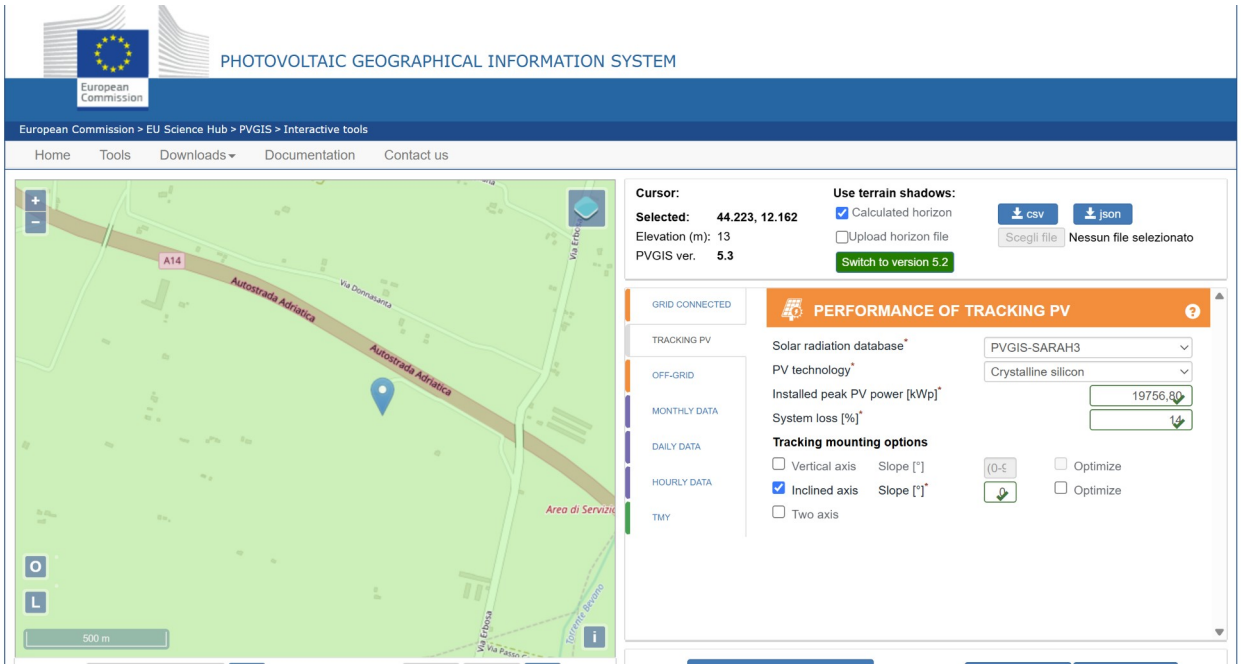
	IMPIANTO FOTOVOLTAICO	Quantità	P.U.	Importo	IVA	Importo + IVA
COSTO DEI LAVORI	Recinzione	5.430	30	162.900 €	10%	179.190 €
	Viabilità interna	16.290	22	350.235 €	10%	385.259 €
	Cavidotti			800.000 €	10%	880.000 €
	Cabine di campo			1.000.000 €	10%	1.100.000 €
	SSU			2.500.000 €	10%	2.750.000 €
	Cavi 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 11: Quadro Economico Generale

7 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**.



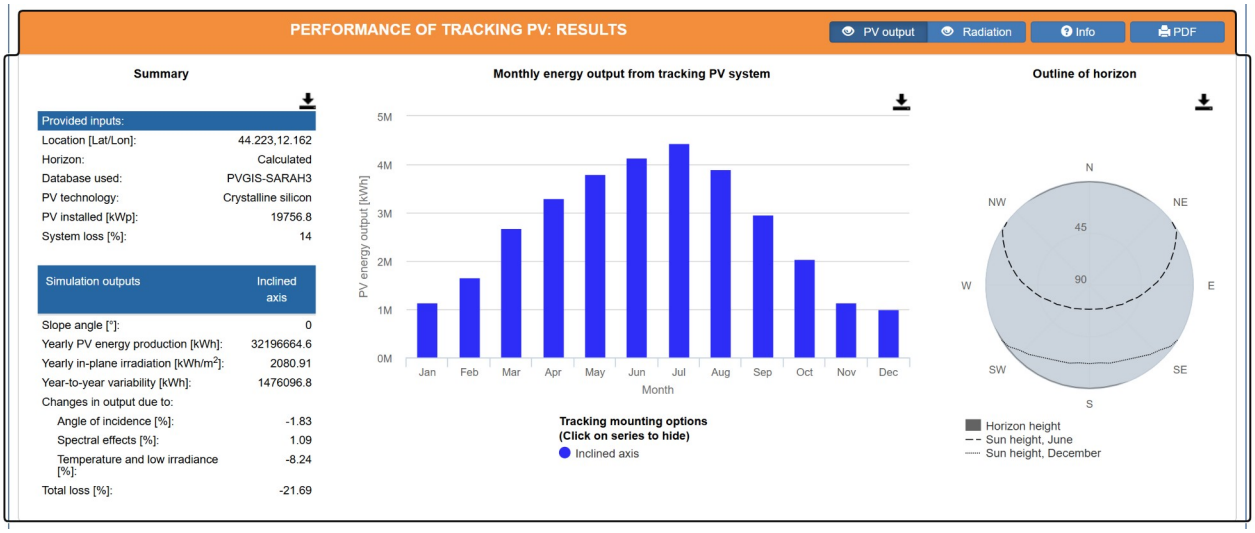


Figura 12: Stima produzione attesa con PVGIS

8 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.

8.1 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

$\phi° = 0.9 \times Imp° + 0,2 \times Per°$ =	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	0,31	+	0,2	x	0,69	=	0,42	ϕ		

CALCOLO DEL VOLUME MINIMO DI INVASO

$w=w° (f/f°)^{(1/(1-n))} - 15\, I - w°P$ =	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.

8.2 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.

9 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 13: costo interventi di dismissione

10 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