

REGIONE FRIULI VENEZIA-GIULIA
Comune di Udine

Fineuro S.r.l.

VIA GINO PIERI, 29 - 33100 UDINE

IMPIANTO DI GENERAZIONE DA FONTE RINNOVABILE
(FOTOVOLTAICA) DA 8,5 MW DENOMINATO "PAPAROTTI"

PROGETTO PRELIMINARE

Titolo elaborato:

RELAZIONE TECNICA GENERALE

Elab. n. **GNR01**

Scala:

Revisióni					
1	23/05/2022	EMISSIONE		E. Livon	E. Livon
	Data	Oggetto		Redatto	Controllato



LIVON INGEGNERIA ENERGIA AMBIENTE

L.I.N.E.A. s.r.l.

Via Puintat, 2 - 33100 Udine

tel. 0432 410536 - info@lineaing.com

www.lineaing.com

I progettisti:

ing. Erika LIVON

ing. David Di Lenarda



arch. Lucia SIROCCO

Via S. Francesco d'Assisi, 4/1
33133 Trieste



Responsabile studi ambientali:

ing. Clara SAVIO

Via del Buret, 30
33010 Pagnacco

Consulente pratiche di connessione:

geol. Daniela CROCE

Via Lauzacco, 19
33100 Udine

Responsabile studi geologici:

File:
FINR01P-GNR01-RTG-00

Data Progetto
Marzo 2022

A termini di legge ci riserviamo la proprietà' di questo elaborato
con divieto di riprodurlo o copiarlo senza nostra autorizzazione

INDICE

1	PREMESSA	2
2	INQUADRAMENTO TERRITORIALE	3
3	INQUADRAMENTO URBANISTICO E VINCOLISTICO	4
4	INQUADRAMENTO GEOLOGICO ED IDROGEOLOGICO.....	4
5	INTERVENTI PREVISTI IN PROGETTO.....	5
5.1	CRITERI TECNICI E DIMENSIONALI DEI CAMPI FOTOVOLTAICI	5
5.2	LAYOUT DEI CAMPI FOTOVOLTAICI.....	5
5.3	OPERE DI CONNESSIONE.....	6
6	STIMA PRELIMINARE DELLA PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO	8
7	VALUTAZIONE DEL RITORNO ENERGETICO SULL'INVESTIMENTO.....	10
7.1	INQUADRAMENTO.....	10
7.2	VALUTAZIONE SPECIFICA DELL'EROEI	12
8	DISMISSIONE DELL'IMPIANTO	13
9	ANALISI DELLE POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE DELL'INTERVENTO	15
9.1	FASE DI INSTALLAZIONE DELL'IMPIANTO.....	15
9.2	FASE DI ESERCIZIO DELL'IMPIANTO.....	16
10	NORMATIVA GENERALE E DI SETTORE.....	17
11	CAMPI ELETTROMAGNETICI.....	18
12	GESTIONE DELLE TERRE E ROCCE DA SCAVO	19
13	CRONOPROGRAMMA	19
14	ANALISI DELLE VOCI DI COSTO.....	19

1 PREMESSA

Fineuro S.r.l. è la società holding del gruppo Solari, azienda storica che rappresenta l'eccellenza italiana e friulana nel mondo. Con quasi 300 anni di storia, Solari è da sempre attenta all'innovazione tecnologica e al rapporto con il territorio.

Fineuro S.r.l. è la società che gestisce il patrimonio del gruppo Solari e ne rappresenta pertanto gli interessi in campo immobiliare e di investimento.

In questo contesto, Fineuro intende sviluppare su un terreno di sua proprietà dal 2006 un campo fotovoltaico, con la finalità di potenziare il sistema di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in un momento storico di particolare criticità. Tutto questo nel rispetto degli equilibri sociali, ambientali e territoriali di cui Solari è da sempre portavoce.

Fineuro è infatti proprietaria di un terreno posto al crocevia della viabilità di Udine Sud, a ridosso di aree industriali e commerciali gravato da diverse servitù (elettrorodotti, gasdotto, viabilità). Per questi motivi, il lotto, pur essendo classificato come agricolo, non risulta particolarmente adeguato per fini colturali, tanto da essere incolto da anni. Si sottolinea del resto come, fin dalla sua acquisizione, il Comune di Udine ha paventato più volte, sotto diverse amministrazioni, la possibilità di riclassificare detto lotto come area a vocazione industriale, vista la destinazione delle aree vicine; detta opportunità non si è poi materializzata per l'impossibilità di considerare il lotto edificabile, a causa delle servitù esistenti.

Il lotto è situato in Comune di Udine, località Paparotti, al confine con il Comune di Pradamano, e presenta una superficie di circa 10,7 ha; su di esso si intende realizzare un campo fotovoltaico di potenza nominale pari a 9 MW, con potenza di immissione nella rete pubblica di M.T. pari a 8,5 MW.

L'impianto sarà connesso in media tensione con linea dedicata alla Cabina Primaria di Udine Sud; il proponente ha avviato l'iter di richiesta di connessione a e-distribuzione S.p.A. quale ente gestore di riferimento, avviando l'interlocuzione per le vie brevi al fine di individuare la soluzione tecnica di minor impatto. L'impianto sarà costituito da pannelli fotovoltaici ad alto rendimento che premetteranno di ottenere un'alta capacità di produzione in rapporto alla superficie occupata.

Il ricorso alla produzione di energia da fonte rinnovabile, quale quella fotovoltaica, costituisce una strategia prioritaria per ridurre le emissioni di inquinanti in atmosfera provocate dalla produzione di energia elettrica mediante processi termici. Questo progetto apporterà infatti importanti benefici ambientali sia in termini di mancate emissioni di inquinanti che di risparmio di combustibile.

Fineuro ha già attivato da tempo l'iter di interlocuzione con gli Enti locali per verificare la fattibilità dell'intervento e la sua valenza per il territorio; in tale senso si richiama la richiesta di parere preventivo acquisito con prot. N. 0059595/A del 04.12.2020 dal Servizio Energia – Direzione Centrale difesa dell'ambiente, energia e sviluppo sostenibile della Regione Friuli Venezia Giulia, che ha aperto il fascicolo ALP-EN/V in merito.

La presente istanza si pone quindi in continuità con il dialogo già avviato, per dare concretezza all'iniziativa.

2 INQUADRAMENTO TERRITORIALE

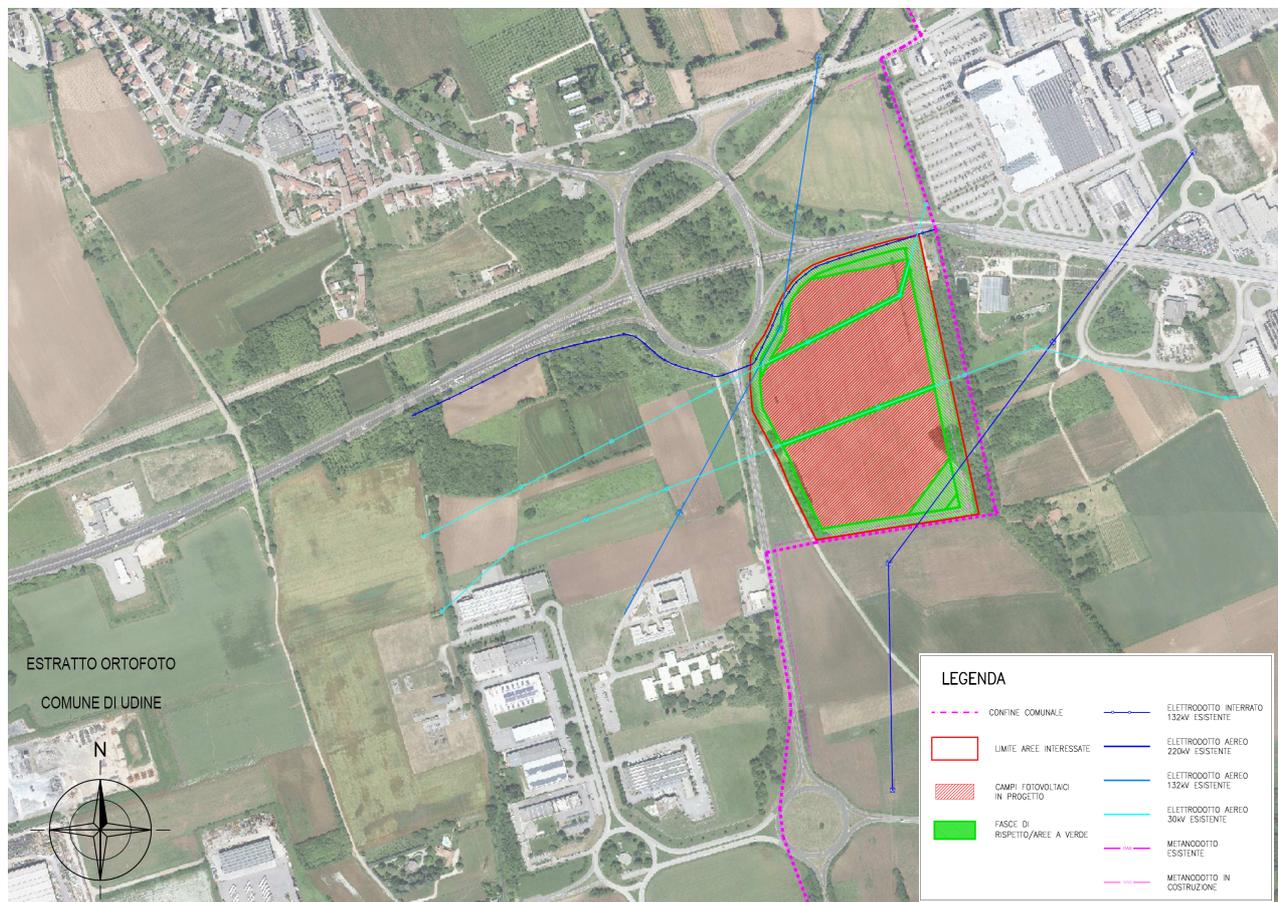
Le aree interessate dall'intervento sono situate nel comune di Udine, al confine con il comune di Pradamano, in prossimità della rotonda stradale che raccorda gli assi di grande traffico di ingresso a Udine: la SR 48 verso Grado, la tangenziale sud di Udine, la SR 56 verso Gorizia, nonché la strada di accesso al capoluogo provinciale, costituito da Viale Palmanova. A nord-est del terreno si sviluppa l'area commerciale del comune di Pradamano, mentre verso sud-ovest si situa l'area industriale di Udine Sud.

Catastralmente il terreno è individuato dalle particelle 78,359,361,363 del foglio 69 del Comune di Udine.

Si rimanda alle tavole di inquadramento per l'esatta individuazione sul territorio.

Il terreno è incolto; sullo stesso gravano diverse servitù funzionali dovute alla presenza di: due linee aeree in alta tensione; due linee aeree in media tensione; un gasdotto interrato; una linea interrata in alta tensione. La presenza di questi servizi rende impossibile l'installazione di impianti di irrigazione, limitando quindi le possibilità di sviluppo agricolo del sito. Esso è inoltre interessato dalla fascia di servitù della viabilità di grande traffico individuata in corrispondenza della SR 56.

Il campo fotovoltaico sarà collegato alla rete di distribuzione nazionale in media tensione; vista la potenza dell'impianto è necessario realizzare una linea elettrica dedicata di connessione diretta alla vicina cabina primaria di Udine Sud. Per minimizzare il percorso e ottemperare alle richieste di esercizio della rete è stato ipotizzato al momento un collegamento in parte aereo in parte interrato, come individuato nelle planimetrie allegate. Lo stesso sarà soggetto ad approfondimento con e-distribuzione.



3 INQUADRAMENTO URBANISTICO E VINCOLISTICO

Secondo il vigente strumento urbanistico del Comune di Udine, l'area è classificata come zona E6 "di interesse agricolo".

Si riscontrano i seguenti vincoli funzionali:

- vincolo di elettrodotto relativo a quattro linee elettriche aeree, due in media tensione (20 kV) e due in alta tensione (132 kV e 220 kV)
- vincolo di elettrodotto relativo a una linea elettrica interrata (in corso di realizzazione)
- fascia di rispetto da viabilità di grande comunicazione
- vincolo di metanodotto

Nella fascia di rispetto della viabilità e nelle aree di diretta occupazione delle infrastrutture non saranno installati elementi di impianto (moduli fotovoltaici, cabine). Per le aree soggette a servitù di elettrodotto, interne all'impianto, sarà garantito l'accesso agli enti gestori tramite cancelli con lucchetti dedicati. Su queste ultime è ammessa la realizzazione di strade in ghiaia e la posa dei cavidotti interrati.

4 INQUADRAMENTO GEOLOGICO ED IDROGEOLOGICO

Sotto l'aspetto geomorfologico, il territorio fa parte dell'Alta Pianura friulana originatasi in seguito alla deposizione del materiale clastico trasportato dai principali corsi d'acqua che, durante l'ultimo massimo glaciale verificatosi circa 20.000 anni fa, drenavano le acque di fusione dell'apparato glaciale del Tagliamento. Retaggio di questi corsi d'acqua sono i torrenti Cormor e Torre che racchiudono il comprensorio comunale rispettivamente ad Ovest ed a Est.

Nello specifico, si riscontra uno strato superficiale con spessore medio attorno al metro costituito da terreno superficiale limoso argilloso, dotato di scarse peculiarità geotecniche. Al di sotto si riscontrano i depositi ghiaiosi dotati di buone proprietà meccaniche e discreta permeabilità.

La zona d'intervento risulta scevra allo stato attuale di pericolosità naturali. La documentazione ufficiale non segnala pericolosità idrauliche e geologiche, inoltre non sussistono evidenze morfologiche quali sprofondamenti, fenditure del terreno ecc. correlabili con linee tettoniche attive.

5 INTERVENTI PREVISTI IN PROGETTO

L'intervento prevede la realizzazione di un parco fotovoltaico, suddiviso in cinque sottozone tecniche (sezioni), ognuna delle quali facente capo ad una cabina di campo.

Di seguito si riporta la sintesi delle aree occupate:

<i>Superficie catastale</i> [mq]	<i>Superficie recintata d'impianto</i> [mq]	<i>Fasce di mitigazione</i> [mq]	<i>Superficie occupata per moduli fotovoltaici</i> [mq]
107.476	84.200	23.276	38.062

Le opere di connessione con la rete di distribuzione nazionale saranno definite dall'Ente Gestore. Data la dimensione dell'impianto, sarà realizzata una cabina di consegna dedicata, entro il perimetro di competenza dell'impianto, costituita da box prefabbricato contenente sia il locale di utenza sia il locale del distributore. Da qui una linea in media tensione (20 kV) garantirà il collegamento alla Cabina Primaria di Udine Sud. Detta linea entrerà a far parte della rete pubblica di distribuzione.

5.1 Criteri tecnici e dimensionali dei campi fotovoltaici

I moduli fotovoltaici considerati sono in silicio monocristallino e saranno installati su strutture in acciaio zincato infisse nel terreno. Le strutture saranno di tipo modulare e potranno supportare da un minimo di 2 ad un massimo di 14 file composte da 4 pannelli fotovoltaici, ciascuno della potenza di 550Wp. I pannelli saranno composti in stringhe connesse in ingresso agli inverter. Gli invertitori avranno potenza massima di 250kVA sul lato alternata e avranno la tensione di uscita di 800Vca così da ridurre le perdite sulle linee di connessione.

Il parco fotovoltaico è diviso in 5 sottocampi, ciascuno dotato di una cabina di trasformazione in accordo alla potenza fotovoltaica installata.

Nella tabella seguente si riassumono i pannelli e gli inverter installati per ciascun sottocampo, con indicazione delle potenze lato corrente continua (potenze di picco) e lato corrente alternata (potenza in immissione).

Cabina	Pannelli Fotovoltaici [n°]	Potenza di picco installata [MWp]	Numero Inverter [n°]	Pca Cabina [MVA]
CAB1	2936	1,6	6	1,5
CAB2	3364	1,9	7	1,75
CAB3	3420	1,9	7	1,75
CAB4	3332	1,8	7	1,75
CAB5	3360	1,8	7	1,75
TOTALI	16412	9,0	34	8,50

5.2 Layout dei campi fotovoltaici

I campi fotovoltaici presentano al loro interno una viabilità di servizio costituita da una strada perimetrale e da vie interne di accesso alle cabine e agli impianti. Detta viabilità sarà semplicemente inghiaziata, con formazione di cassonetto stradale in misto

stabilizzato con spessore di 30 cm su tessuto geotessuto. Tale soluzione non compromette la permeabilità del terreno e sarà di facile rimozione, al momento della dismissione dell'impianto.

Lungo il perimetro esterno del campo sarà disposta una fascia verde, con essenze compatibili con l'ambiente autoctono e con le infrastrutture incidenti, avente funzione di mascheramento paesaggistico. Tra la strada perimetrale e la suddetta fascia sarà disposta una recinzione metallica a maglie romboidali, di altezza pari a 2 m, su montanti metallici direttamente infissi nel suolo.

Il terreno al di sotto dei pannelli sarà mantenuto a cotico erboso.

Le strutture di supporto saranno disposte in file parallele, con interasse di circa 7,6 m. Tale distanza permette di disporre di fasce libere larghe 3,55 m, tali da permettere il passaggio dei mezzi di servizio per la manutenzione, ma soprattutto non si ostacola l'infiltrazione diretta dell'acqua piovana sul terreno, preservandolo dai fenomeni di inaridimento.

Le strutture di sostegno saranno direttamente infisse al suolo mediante montanti verticali, non necessitando quindi di fondazioni in cls. In questa maniera, non vi saranno impedimenti allo scorrimento superficiale delle acque meteoriche; inoltre le strutture risulteranno facilmente asportabili senza produzione di rifiuti in fase di dismissione.

Nelle vicinanze, sarà disposta una piazzola libera inghiaziata destinata ad area di deposito; in futuro, in corrispondenza della stessa, potrà essere allocato un sistema di accumulo (storage).

Le cabine di campo saranno costituite da container modulari, composti da struttura metallica e chiusure in pannelli sandwich. Detti manufatti sono facilmente amovibili e hanno strutture di fondazione ridotte al minimo, sempre nell'ottica di facilitare le opere di dismissione dell'intero parco.

Si rimanda agli elaborati grafici, per la rappresentazione degli elementi descritti.

La disposizione dei pannelli è stata studiata nel rispetto dei limiti imposti dalle servitù funzionali presenti sul lotto. Si sottolinea che, dalle informazioni reperite ad oggi, il metanodotto esistente potrà essere in futuro dismesso. In base alle relative tempistiche e agli accordi che saranno presi con l'ente gestore, si potrà valutare se posticipare l'installazione della quantità minima dei pannelli previsti entro la fascia di rispetto dopo la dismissione dell'impianto stesso.

5.3 Opere di connessione

In corrispondenza dell'accesso, sarà collocata la cabina di trasformazione MT/BT e consegna al distributore. La stessa sarà realizzata con box prefabbricato in cemento armato del tipo standard.

Da qui una linea elettrica in media tensione garantirà la connessione alla rete di distribuzione, che avverrà direttamente nella cabina primaria di Udine Sud.

Il percorso della linea di media tensione sarà definito dall'ente gestore.

In questo momento, si ipotizza il percorso di minima lunghezza che prevede il sorpasso della strada regionale SR 352, l'attraversamento di alcuni lotti liberi di proprietà privata per immettersi infine sulle strade interne all'area industriale del consorzio industriale di Udine Sud, fino alla cabina primaria esistente. Visti gli

standard di posa, si presume che il tratto su terreno privato dovrà essere realizzato con linea aerea al fine di agevolare le operazioni di intervento in caso di guasto.

In questa ipotesi, la linea elettrica sarà realizzata quindi in modalità di posa mista, parte interrata (400 m circa) e parte aerea (300 m circa) con cavo elicordato al fine di contenere i campi elettromagnetici e le distanze di isolamento. Il tratto aereo sarà posato su sostegni tubolari metallici.

Questa soluzione è da considerarsi quella di minima lunghezza e quindi di minor consumo del territorio; in alternativa l'ente gestore potrà richiedere la posa interrata lungo strade pubbliche per motivi di accessibilità futura per la manutenzione. In tal caso, lo sviluppo del percorso sarà necessariamente maggiore (circa 1,7 km) con interessamento di viabilità anche principali, ma senza impatto visivo in quanto totalmente interrato.

In ogni caso, il percorso delle linee di media tensione non intercederà zone vincolate.

Si rimanda agli elaborati grafici per l'individuazione del percorso ipotizzato in questa sede e alle relative modalità di posa.

Nelle successive fasi progettuali ed autorizzative, si provvederà ad individuare concretamente le caratteristiche delle opere di connessione.

6 STIMA PRELIMINARE DELLA PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO

Il calcolo della producibilità è stato effettuato attraverso la simulazione di un settore di impianto con il software *PVSyst- versione 7.2.3*. In considerazione della dimensione del parco fotovoltaico la producibilità dello stesso è stata valutata per 1MWp installato, considerando nell'insieme le perdite del sistema e quindi moltiplicando i risultati per la potenza installata.

Sono stati quindi considerati i seguenti aspetti:

- radiazione solare media annua: sono stati individuati la linea di orizzonte del sito di interesse ed i dati meteo dello stesso relativi al database PVGIS
- perdite per ombreggiamento: sono state considerate sia le perdite per ombreggiamento reciproco fra le schiere di pannelli, in base alla disposizione planimetriche dei generatori, sia quelle dovute agli ostacoli all'orizzonte (che risultano peraltro trascurabili, data la morfologia del contesto)
- perdite per basso irraggiamento: L'efficienza nominale dei moduli fotovoltaici è misurata al livello di irraggiamento pari a 1000 W/m² ma risulta variabile con lo stesso. Per celle con tecnologia in silicio cristallino la deviazione dell'efficienza segue l'espressione seguente: $\Delta\eta = - 0,4 \cdot \ln(I/1000) \cdot \eta_n$, dove I è l'irraggiamento in W/m² ed η_n l'efficienza all'irraggiamento nominale di 1000 W/m². Sulla base dei dati climatici aggiornati del sito (database PVGIS), e della curva del comportamento dei moduli scelti in funzione del livello di irraggiamento, è stata effettuata la valutazione di tale parametro
- perdite per temperatura: Le perdite per temperatura sono legate alla diversa performance che hanno i moduli in relazione ai vari regimi di temperatura di funzionamento. All'aumentare della temperatura, le celle fotovoltaiche diminuiscono le prestazioni elettriche di potenza. In fase preliminare è stata valutata la perdita per effetto della temperatura, ottenendo una stima di riduzione dell'energia prodotta del 6.68%.
- perdite per qualità del modulo fotovoltaico: Tale valore tiene in considerazione della tolleranza sulla potenza nominale del modulo fotovoltaico. In particolare, il modulo proposto in progetto ha una tolleranza positiva, in termini percentuali, - 0% + 1% sulla potenza nominale di 550W. La corretta formulazione di tale parametro di perdita tiene conto di una media pesata delle tolleranze positive dei moduli fotovoltaici, secondo formule di pesatura assunte a standard in letteratura. Secondo tale criterio di pesatura precedentemente richiamato, con la tolleranza positiva del modulo in progetto, il valore di tali perdite è stato calcolato pari a +0,25% (guadagno).
- Perdite AC di connessione: In considerazione delle linee di connessione di bassa tensione degli inverter alle cabine di trasformazione di campo, delle perdite proprie dei trasformatori bt/MT, delle apparecchiature e servizi ausiliari installati, in fase preliminare è stimata la perdita globale del sistema sul lato corrente alternata con la riduzione dell'energia consegnata alla rete di trasmissione del 1,55%.

Effettuata quindi la valutazione della producibilità per 1 MWp installato tenuto conto di quanto sopra, il valore complessivo è stato computato, in via preliminare, replicando i risultati per la potenza installata complessiva pari a 9 MWp.

Definito l'irraggiamento globale disponibile e considerata la disposizione degli eliostati, la presenza di ombreggiamenti e le perdite tutte, l'impianto raggiunge quindi una **produzione complessiva di energia elettrica immessa in rete pari a circa 12 GWh/anno.**

L'impatto positivo che la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica produce sull'ambiente è valutabile attraverso la stima della riduzione di emissioni di CO₂ in atmosfera.

Il fattore di emissione del sistema elettrico nazionale che rappresenta il valore medio di emissioni di CO₂ relativo alla produzione di 1kWh di energia elettrica in Italia è pari a 423 gCO₂/kWh, ossia 423 tCO₂/GWh (fonte IEA – International Energy Agency).

Attraverso la produzione di 12 GWh/anno di energia elettrica da fonte solare dell'impianto, si avrà la riduzione di emissioni di CO₂ in atmosfera pari a:

$12 \text{ GWh/anno} \times 423 \text{ tCO}_2/\text{GWh} = 5076 \text{ tCO}_2 / \text{anno}$
--

Stimando una vita utile di impianto di 25 anni, nel corso della durata considerata l'impianto contribuirà ad evitare l'emissione in atmosfera di 126.900 tCO₂.

Il bilancio di emissioni di CO₂ deve considerare i quantitativi generati per la produzione di tutte le parti del campo fotovoltaico stimato in 2.200 tCO₂/MW_p, e pertanto complessivamente pari a 2.200 tCO₂/MW_p x 9,1 MW_p = 2020 t CO₂ che saranno recuperati in meno di 4 anni:

$$20.020 / 5076 = 3,9 \text{ anni}$$

Il Bilancio complessivo delle emissioni di CO₂ è pertanto nettamente positivo e pari a circa 21,1 anni di mancate emissioni per la produzione di 12 GWh/anno:

$126.900 - 20.020 = 106.880 \text{ tCO}_2$
--

7 VALUTAZIONE DEL RITORNO ENERGETICO SULL'INVESTIMENTO

7.1 Inquadramento

L'utilizzo delle fonti di energia ha un costo; per valutare l'efficienza e la sostenibilità dell'investimento occorre procedere ad un confronto pesato fra costi e benefici. In tal senso, è stato da tempo introdotto un criterio di valutazione basato sulle quantità di energia spese per la realizzazione e ricavate dal funzionamento di un impianto, sintetizzato con il coefficiente EROEI (*Energy Returned On Energy Invested*) o EROI (*Energy Returned On Investment*), traducibile in **Ritorno energetico dell'investimento**.

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

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

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

Il calcolo dell'indice EROEI non è semplice e le valutazioni possono essere discordanti, tuttavia costituisce un riferimento importante. L'incertezza nei risultati dipende dalla complessità e dalla variabilità dei fattori energetici.

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

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

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

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

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

Fonte: www.energoclub

Nel calcolo dell'EROEI non è conteggiato il contenuto energetico della fonte primaria, che sia quello del petrolio o della radiazione solare; questo penalizza nel confronto le fonti rinnovabili perché non tiene conto del fatto che sono "gratuite": l'energia non utilizzata viene dissipata senza produrre costo energetico o monetario.

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

- circa 0,4 per la generazione elettrica con combustibili fossili
- 0,8 per produrre carburanti dal petrolio

- - 0,8-0,9 per produrre energia termica da un combustibile tradizionale

In ogni caso, si riporta nel seguito la valutazione dell'indice EROEI riferito all'impianto fotovoltaico S. Stefano oggetto del presente intervento.

7.2 Valutazione specifica dell'EROEI

Al momento è stata effettuata una stima preliminare di producibilità dell'impianto, basata sulla simulazione parametrica del campo.

La valutazione dell'energia prodotta è esplicitata nel capitolo precedente ed ha portato ad un valore pari a 12 kWh/anno di energia immessa in rete (energia utile).

Il valore dell'energia spesa per la realizzazione dell'impianto può essere invece valutato in base alle informazioni tecniche messe a disposizione dai fornitori di riferimento¹ e da dati relativi ad altri impianti simili, da cui risulta un consumo energetico pari a 2,7 MWh per ogni kW_p installato. Detto valore comprende l'energia per: costruzione di tutti i componenti dell'impianto (pannelli, strutture di sostegno, inverter, componentistica, apparati elettrici, ecc.); installazioni e realizzazioni; operazioni di amministrazione, manutenzione e sicurezza; trasporti; smaltimenti.

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

$$\begin{aligned} E_{\text{prodotta}} &= 12 \text{ GWh/anno} \times 25 \text{ anni} = 300 \text{ GWh} \\ E_{\text{spesa}} &= 2,7 \times 9.100 = 24.570 \text{ MWh} = 24.6 \text{ GWh} \\ \text{EROEI} &= E_{\text{prodotta}} / E_{\text{spesa}} = 12.20 \end{aligned}$$

L'indice risulta in linea con i valori tabellati da letteratura e pertanto accettabile.

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

¹ Ad esempio, il Fornitore JA Solar GmbH produttore dei pannelli simili a quelli utilizzati nell'impianto assume un consumo pari a 2,7 kWh/mq

8 DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

Al termine della vita utile dell'impianto (stimata in 25 anni), è previsto lo smantellamento delle strutture ed il recupero dei siti che potranno essere restituiti al loro stato originario. Si procederà quindi alla rimozione dell'intero campo fotovoltaico in tutte le sue componenti, conferendo il materiale di risulta agli impianti di smaltimento e/o recupero in base alla classificazione del materiale stesso. I materiali, una volta smontati, saranno accatastati, separati per tipologia e successivamente smaltiti nei centri autorizzati.

Come già evidenziato nei capitoli precedenti, i componenti dell'impianto sono studiati in maniera da raggiungere l'obiettivo sopra evidenziato del totale recupero dei terreni allo status precedente all'intervento.

Il piano di dismissione dell'impianto sarà svolto in tre step: rimozione degli elementi con cernita di quelli riutilizzabili e di quelli da smaltire, smaltimento e/o recupero dei materiali, ripristino dei luoghi allo stato ante operam.

Si procederà quindi per prima cosa allo smontaggio meccanico delle strutture, con separazione delle componenti principali. Viste le modalità di realizzazione, i tracker saranno completamente rimovibili e non vi saranno parti in demolizione (calcestruzzo).

I pannelli fotovoltaici, considerati come rifiuto speciale non pericoloso, vanno consegnati ai punti di raccolta appropriati per il riciclaggio delle apparecchiature elettriche ed elettroniche, al fine del trattamento, recupero e riciclaggio appropriato dei componenti. In particolare si potranno recuperare: cornici metalliche, vetro, celle in silicio, rame dei cavi.

Le strutture di sostegno saranno recuperate e smontate, separando i componenti per materiale (alluminio, acciaio, plastica), e avviate ai relativi impianti di recupero.

Per le parti d'impianto di maggior impatto (quadri elettrici, trasformatori, ecc.), la cui vita utile è generalmente superiore ai 25 anni, si valuterà la possibilità di riutilizzo in altro impianto e/o sito; qualora ciò non fosse possibile si procederà allo smantellamento degli stessi, tramite invio a centro autorizzato per la separazione e recupero delle singole componenti.

Tutti i componenti elettrici non riutilizzabili delle varie sezioni dell'impianto fotovoltaico saranno rimossi e il materiale di risulta sarà conferito agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore.

I locali prefabbricati (cabine di campo) saranno rimossi. In base alle loro condizioni di conservazione, potranno essere recuperati e utilizzati in altro luogo oppure smontati e smaltiti nelle loro singole componenti. Le platee in cemento armato saranno demolite ed avviate ad un idoneo impianto di riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi).

I cavi elettrici saranno recuperati mediante scavo e ritombamento delle terre rimosse, con ripristino delle superfici.

Il recupero dei siti allo status ante operam prevede i seguenti step:

- Demolizione delle platee in calcestruzzo dei locali prefabbricati
- Rimozione dei cavi interrati e ripristino delle superfici esistenti

- Rimozione dello strato di misto stabilizzato e del sottostante geotessuto in corrispondenza delle strade interne
- Rimozione, ove richiesto, delle piantumazioni di arbusti e loro eventuale ricollocazione
- Ripristino delle superfici in terra vegetale

Dette operazioni risultano di particolare semplicità, in quanto gran parte della superficie sarà mantenuta a prato. Sarà quindi necessario procedere semplicemente ad una lavorazione agraria del terreno, senza movimenti sostanziali di materiali.

Tutte le operazioni avverranno tramite operai specializzati nei settori di competenza. Tutte le lavorazioni saranno sviluppate nel rispetto delle normative al momento vigenti in materia di sicurezza dei lavoratori e smaltimento rifiuti.

I costi per la dismissione d’impianto ed il ripristino dei luoghi sono stati stimati in 68.000,00 €, come meglio dettagliato nell’elaborato “Computo metrico estimativo”, al quale si rimanda.

9 ANALISI DELLE POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE DELL'INTERVENTO

Oltre agli evidenti benefici sull'ambiente, la realizzazione dell'impianto fotovoltaico comporterà notevoli ricadute economiche e occupazionali per la comunità derivanti dalle imposte dirette comunali, dalle corresponsioni ai privati cittadini di somme per l'acquisizione dei diritti necessari alla realizzazione delle opere del parco, dall'indotto di benefici economici diretti alle aziende locali per i lavori di realizzazione e le successive operazioni di manutenzione durante tutta la vita utile dell'impianto, nonché dalle eventuali opere di compensazione territoriale e ambientale a favore dei Comuni coinvolti in ottemperanza a quanto previsto dal Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10.09.2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" ("LLGGNN").

Si sottolinea che nella progettazione, realizzazione e gestione dell'intervento saranno valorizzate al massimo le maestranze e le imprese locali, producendo quindi una positiva ricaduta nell'ambito socio – economico del territorio.

9.1 Fase di installazione dell'impianto

Le lavorazioni che si prevedono per la realizzazione dell'impianto sono le seguenti:

- Rilevazioni topografiche
- Movimentazione di terra
- Montaggio di strutture metalliche in acciaio e lega leggera
- Posa in opera di pannelli fotovoltaici
- Realizzazione di cavidotti e pozzetti
- Conessioni elettriche
- Realizzazione di cabina elettrica in cls prefabbricato
- Realizzazioni di strade per viabilità interna
- Sistemazione delle aree a verde

Pertanto le professionalità richieste saranno principalmente:

- Operai edili (muratori, carpentieri, addetti a macchine movimento terra)
- Topografi
- Elettricisti generici e specializzati
- Coordinatori
- Progettisti
- Personale di sorveglianza
- Operai agricoli

Le operazioni di montaggio dell'impianto sono previste durare per circa sei mesi, pertanto si prevede l'impiego di personale generico e specializzato di ca. 16 uomini per il suddetto periodo.

9.2 Fase di esercizio dell'impianto

Successivamente, durante il periodo di normale esercizio dell'impianto, verranno utilizzate maestranze per la manutenzione, la gestione/supervisione dell'impianto, nonché ovviamente per la sorveglianza dello stesso.

Alcune di queste figure professionali saranno impiegate in modo continuativo, come ad esempio il personale di gestione/supervisione tecnica e di sorveglianza.

Altre figure verranno impiegate occasionalmente a chiamata al momento del bisogno, ovvero quando si presenta la necessità di manutenzioni ordinarie o straordinarie dell'impianto.

La tipologia di figure professionali richieste in questa fase sono, oltre ai tecnici della supervisione dell'impianto e al personale di sorveglianza, elettricisti, operai edili, artigiani e operai agricoli/giardinieri per la manutenzione del terreno di pertinenza dell'impianto (taglio dell'erba, sistemazione delle aree a verde ecc.)

10 NORMATIVA GENERALE E DI SETTORE

La progettazione, lo studio e le considerazioni nonché i sistemi e gli impianti, sono condotti in accordo alla normativa ed alla legislazione vigente. Le norme di carattere generale sono riportate nel seguente elenco, indicativo e non esaustivo:

- D.Lgs. n. 81 del 09.04.2008 e s.m.i. "Attuazione dell'art. 1 della L. 03.08.2007, n. 123 in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro"
- D. Lgs. N. 152 del 03.04.2006 e s.m.i. "Norme in materia ambientale"
- D. Lgs. N. 387 del 29.12.2003 e s.m.i. "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità".
- Decreto Ministeriale 17.01.2018 "Norme tecniche per le costruzioni" (e relativi riferimenti tecnici);
- Guida per le connessioni alla rete di e-distribuzione
- Regolamento UE n.548/2014 recante le modalità di applicazione della direttiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo
- D.M. 15.07.2014 "Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, l'installazione e l'esercizio delle macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili superiore a 1 m³".
- Norma CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua.

Risultano inoltre applicabili le seguenti normative di settore:

- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo;
- CEI 103/6: Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto;
- CEI 11-27: Lavori su impianti elettrici
- CEI EN 50522: Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1kV in c.a.;
- Norma CEI 99-4: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale
- CEI EN 61936-1: Impianti elettrici con tensione superiore a 1kV in c.a. – Parte 1: Prescrizioni comuni;
- Legge 22 febbraio 2001 n. 36: Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici;
- CEI 221-4-2008: Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee e stazioni elettriche;
- CEI EN 62110-2012: Livelli di campo elettrico e magnetico generati da sistemi di potenza in c.a.- Procedura di misura con riferimento all'esposizione umana;
- UNI 12464-2: Illuminazione dei luoghi di lavoro in esterno

Resta inteso che tutte le apparecchiature che saranno installate dovranno essere conformi alle specifiche Norme di riferimento nazionali ed europee.

11 CAMPI ELETTROMAGNETICI

Per quanto concerne l'intensità del campo elettrico e magnetico, il D.P.C.M. 23 aprile 1992 "Limiti massimi di esposizione ai campi elettrico e magnetico generati alla frequenza industriale nominale di 50 Hz negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno", fissava all'art.4, fino alla data del 29 agosto 2003, in 5 kV/m e 0,1 mT (100 μ T) il valore di detti limiti per tutti gli elettrodotti comunque eseguiti. L'art. 5 della stessa legge fissava inoltre le distanze minime di rispetto delle linee elettriche aeree dai fabbricati, ancorché in presenza di valori di campo inferiori a quelli prescritti.

Con l'emanazione del Regolamento di attuazione della legge n.36 del 22 febbraio 2001 "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici" di cui al D.P.C.M. 08 luglio 2003, pubblicato sulla G.U. n. 200 del 29 agosto 2003, fermo restando il precedente limite massimo di 100 μ T, i nuovi valori sono stati fissati in 10 μ T e 3 μ T rispettivamente quale limite di attenzione (art.3) e obiettivo di qualità (art.4). In particolare per tutte le nuove costruzioni il campo magnetico deve essere contenuto entro i confini di proprietà.

All'interno del campo fotovoltaico ed in particolare all'interno ed in prossimità delle cabine elettriche (di campo e di consegna) non è prevista la presenza di personale, se non per interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria; non trovano quindi diretta applicazione le leggi in materia di limiti massimi di esposizione ai campi elettrico e magnetico (Legge 36/2001 e D.P.C.M. 08/07/2003 sopra richiamati).

Le cabine saranno contenute in strutture prefabbricate collocate a discreta distanza dai confini dell'impianto fotovoltaico, tale da non comportare livelli di emissione di campo elettrico e magnetico al di fuori dell'area recintata di impianto.

Per quanto riguarda le linee elettriche in media tensione in uscita dall'impianto le stesse saranno in ogni caso realizzate in cavo elicordato, indipendentemente dal percorso che sarà individuato e dalle modalità di realizzazione: le stesse sono esenti da valutazione del campo elettromagnetico in accordo al §3.2 del D.M. 29.05.2008, in quanto le relative fasce di rispetto hanno un'ampiezza ridotta, inferiore alle distanze previste dal D.M. 21 marzo 1988, n. 449 e s.m.i..

In conclusione, si ritiene che l'impatto determinato dalla stazione stessa e dalle cabine di campo è compatibile con i valori prescritti dalla vigente normativa.

12 GESTIONE DELLE TERRE E ROCCE DA SCAVO

La realizzazione del parco fotovoltaico prevede le seguenti opere di scavo:

- Scavi a sezione ristretta per la posa delle linee elettriche di bassa e media
- Sbancamento per la realizzazione delle platee di appoggio delle cabine elettriche
- Scotico superficiale per la realizzazione delle strade interne

Nel complesso gli scavi avranno profondità limitata e volume complessivo ridotto. Le quantità di terra movimentata potranno essere riutilizzate all'interno del campo per la sistemazione delle fasce di mitigazione e delle aree a verde, che potranno al limite risultare leggermente sopraelevate rispetto al piano del parco fotovoltaico, ottimizzando l'effetto di schermatura.

Si prevede quindi il totale riutilizzo dei volumi all'interno delle aree d'intervento; sarà applicata di conseguenza la normativa vigente in materia (D.M. 05.02.1998 e s.m.i.; D.Lgs. 03.04.2006 n. 152 e s.m.i.; D.P.R. 13.06.2017 n. 120), in base alle fattispecie congruenti.

Nelle successive fasi di progettazione saranno redatti i documenti necessari, che riferiranno in merito ai volumi movimentati, alla gestione delle terre e rocce da scavo e ai relativi piani di campionamento ed analisi; negli stessi saranno indicate le modalità operative da seguire nelle fasi realizzative.

13 CRONOPROGRAMMA

Si prevede in linea di massima il seguente cronoprogramma:

- Avvio ed il rilascio del Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale: mesi 6
- Progettazione esecutiva: mesi 3
- realizzazione dell'impianto: mesi 6
- Vita utile prevista dell'impianto: anni 25
- Ripristino dello status ante operam: mesi 3

Si rimanda all'elaborato "Cronoprogramma" per maggiori dettagli.

14 ANALISI DELLE VOCI DI COSTO

Le operazioni di valorizzazione dell'opera prevedono varie voci di costo, quali:

- | | | |
|--|---|--------------|
| • costi di costruzione dell'impianto | € | 3.935.000,00 |
| • costi delle opere di connessione | € | 86.000,00 |
| • costi di dismissione e ripristino dei luoghi | € | 68.000,00 |
| • spese tecniche e generali | € | 123.800,00 |

Si rimanda all'elaborato "Computo metrico estimativo" per l'analisi di dettaglio delle voci di costo.