



RF-SIRIO SRL

Via Bottonaga, 4
25125 - Brescia (BS) ITALY

REGIONE EMILIA ROMAGNA

PROVINCIA DI PIACENZA

COMUNE DI SARMATO

Soggetto proponente: RF-SIRIO SRL

Istanza di Valutazione di Impatto Ambientale
ai sensi della L.R. n°4/2008

e dell' art. 27 bis del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.

Istanza di Autorizzazione Unica

ai sensi dell'art. 12 del D.Lgs. 29/12/2003 n° 387 e ss.mm.ii.

PARCO SOLARE FOTOVOLTAICO DA 7,67 MW

CASCINA AGAZZARA – STRADA SP 37

COMUNE DI SARMATO (PC)

RELAZIONE TECNICA GENERALE

CODICE DOCUMENTO: 30320_RT01





Società di Ingegneria Integrata srl
Via Bottonaga, 4
25125 BRESCIA
www.sisthemaengineering.it





RF-SIRIO SRL

Via Bottonaga, 4
25125 Brescia (BS) ITALY

00	30/04/2021	PC	Prima emissione		
Rev.	Data	Autore	Causale della revisione		
Committente: RF – SIRIO SRL Via Bottonaga, 4 25125 BRESCIA		Il Committente: Località: Strada Provinciale SP 37 Località Cascina Agazzara 29010 SARMATO (PC)			
Progetto: PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA DENOMINATO “RF SIRIO” DI POTENZA PARI A 7,67 MWp E RELATIVO ELETTRODOTTO PER LA CONNESSIONE ALLA RTN, SITO IN LOCALITA’ CASCINA AGAZZARA NEL COMUNE DI SARMATO (PC)		Il Tecnico Incaricato: 	Il Direttore Tecnico: 		
Oggetto del documento: RELAZIONE TECNICA GENERALE					
redazione:	BM	data: Aprile 2021	Cod. Comm.	303_20	documento composto da pagine 78 questa compresa
controllo:	PC	Data: 30/04/2021	Cod. Serv.	AU	
emissione:	PC	data: 30/04/2021	Cod. Doc.	30320_RT01	



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

INDICE

1. INQUADRAMENTO GENERALE.....	4
1.1 Premessa	4
1.2 Il soggetto proponente	5
1.3 Ubicazione	6
1.4 Perimetrazione dell'impianto	9
1.5 Viabilità e accesso all'impianto	10
1.6 Esposizione, radiazione solare, produzione attesa	11
1.6.1 Radiazione solare.....	11
1.6.2 Calcolo della producibilità	12
1.7 Studio dei benefici ambientali.....	14
1.7.1 Fotovoltaico fonte di energia elettrica	14
1.7.2 Risparmio di energia primaria e riduzione di emissioni inquinanti	15
1.7.3 Attenuazione dei picchi di produzione energetica convenzionale.....	18
2. ANALISI TERRITORIALE.....	19
2.1 Criteri generali di localizzazione ed ammissibilità degli impianti fotovoltaici	19
2.2 Classificazione dell'area nello Strumento Urbanistico Comunale	26
2.2 Rischio archeologico.....	30
3. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO	32
3.1 Dati generali dell'impianto	32
3.2 Alternative tecnologie e Scelte tecnologiche di progetto	35
3.2.1 I Moduli ftv	35
3.2.2 Tracker.....	41
3.2.3 Inverter	53
3.2.4 Trasformatori.....	55
3.3 Alternative localizzative.....	55
3.3.1 Criteri di scelta della localizzazione del progetto	55
3.3.2 Alternativa localizzativa 1.....	56
3.3.3 Definizione alternativa zero	61



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

3.3.4 Confronto tra benefici dell'alternativa zero e la soluzione di progetto	61
4. DESCRIZIONE FASI REALIZZATIVE DELL'OPERA.....	63
5. IMPATTI POTENZIALI E MITIGAZIONI	67
5.1 Impatti nelle fasi di cantierizzazione e di esercizio dell'impianto "RF SIRIO"	67
6. PIANO DI MANUTENZIONE ALL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	69
6.1 Manutenzione alle componenti elettriche.....	69
6.2 Manutenzione delle strutture di supporto	70
6.3 Pulizia dei moduli fotovoltaici.....	70
6.4 Manutenzione del verde	70
6.5 Manutenzione dei dispositivi di sicurezza	70
7. ANALISI DEI POSSIBILI ASPETTI TRANSFRONTALIERI	71
8. FINALITA' E MOTIVAZIONE STRATEGICA DELL'OPERA Finalità.....	71
9. CONCLUSIONI	77



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

1. INQUADRAMENTO GENERALE

1.1 Premessa

La presente relazione fa parte della documentazione redatta per l'ottenimento dell'Autorizzazione Unica per la costruzione e l'esercizio dell'impianto fotovoltaico a terra, di seguito denominato "RF-SIRIO", da realizzare nel comune di Sarmato, in località Cascina Agazzara, della potenza pari a 7,67 MW, e relativo elettrodotto di connessione alla rete elettrica nazionale, dalla società RF SIRIO SRL.

L'area oggetto dell'installazione dell'impianto fotovoltaico è una ex-cava di argilla autorizzata in due tempi successivi mediante distinti atti amministrativi ed in particolare:

"Cava Buglione": Autorizzazione Comunale del 30/04/2003 Prot.n°2354/2002, identificata al Catasto Terreni del Comune di Sarmato (PC), al Foglio 19 mappali 45 (parte), 46 (parte), Foglio 20 mappali 11 (parte), 21 (parte) Foglio 21 mappali 4,5,6,7,8, con durata di anni cinque sulla base della Convenzione n° 3099 del 01/04/2003 riconvertita ad uso agricolo con atto della Provincia di Piacenza n. 0052275 del 01/08/2012, nel quale vengono riportati i rapporti tecnici ispettivi inerenti al sopralluogo effettuato in data 28/06/2012.

"Cava Buglione2": Autorizzazione Comunale del 07/01/2013 Prot. n° 245, identificata al Catasto Terreni del Comune di Sarmato (PC), al foglio 19, parte dei mappali 28, 190,191 e Foglio 21 parte dei mappali 6,7,8, con durata di anni cinque sulla base della Convenzione n° 1886/225 del 13/12/2012, oggetto di rapporto tecnico ispettivo inerente al sopralluogo effettuato in data 16/04/2021 dal tecnico del competente ufficio della Provincia di Piacenza ed in fase di svincolo della fidejussione a cura del Comune di Sarmato.

All'interno della valutazione degli interventi di sistemazione finale, redatta dall'amministrazione della Provincia di Piacenza, nelle considerazioni generali si legge quanto di seguito riportato: *"L'intervento di ripristino dell'area estrattiva prevedeva il tombamento del vuoto di cava con lieve depressione rispetto al piano campagna originario e il recupero del suolo ad uso agricolo. L'attività all'interno dell'area estrattiva è stata ultimata e sono state eseguite le opere di sistemazione finale, ritombamento dell'area a quota piano campagna originario, con ripristino di suolo per l'uso agricolo. Oggi l'area appare idonea alla ripresa dell'attività agricola".*



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

La superficie complessiva della ex cava è pari a circa 29 ha e la superficie occupata dall' impianto oggetto del presente progetto è pari a 10,27 ha. La restante parte di ex-cava è destinata in parte al progetto di un campo fotovoltaico denominato RF-VEGA, avente le stesse caratteristiche tecniche del campo RF-SIRIO, e in parte è lasciata libera dagli impianti fotovoltaici per il rispetto delle fasce di rispetto stradale e degli elettrodotti.

L'impianto fotovoltaico verrà installato a terra su tracker monoassiali con asse di rotazione nord-sud, ruotati di 11° verso ovest, infissi nel terreno con altezza massima da terra pari a 2,37 m. Per connettere l'impianto fotovoltaico alla rete elettrica nazionale, sarà necessario realizzare un elettrodotto, secondo le indicazioni e il tracciato individuati da E-distribuzione.

L'elettrodotto, di lunghezza pari a circa 3,7 km, si estenderà dalla cabina di consegna in progetto in prossimità dell'impianto fotovoltaico, posizionata lungo la strada che delimita a sud l'area dell'ex cava, fino alla cabina primaria che dovrà essere realizzata da E-distribuzione, in Comune di Borgonovo Val Tidone (PC). A lavori ultimati l'elettrodotto sarà ceduto ad E-Distribuzione.

Per la descrizione dettagliata dell'elettrodotto si rimanda agli elaborati di progetto dedicati.

1.2 Il soggetto proponente

Il soggetto proponente RF SIRIO SRL è una SPV (Special Purpose Vehicle) della società REDFIELD SRL, società italiana focalizzata sullo sviluppo di impianti ad energia rinnovabile ed in particolare di impianti fotovoltaici a tetto, a terra di tipo utility scale e galleggianti (floating).

I partner di REDFIELD operano da oltre 20 anni nel settore delle energie rinnovabili e si sono caratterizzati per il forte impegno nello sviluppo dell'uso razionale dell'energia e della produzione di energia da solare fotovoltaico.

Nel corso degli anni sono stati realizzati impianti fotovoltaici prevalentemente in Italia con esempi realizzativi anche in Romania, Cina, oltre alla partecipazione in sviluppo di progetti di impianti utility scale anche in Africa.

La mission di REDFIELD è quella di produrre energia elettrica attraverso le fonti rinnovabili e di utilizzare in via preferenziale superfici e/o terreni compromessi (ex cave e/o discariche) a scarsa valorizzazione o a non diversa destinazione con l'intento di ridurre per quanto possibile l'utilizzo di suolo a vocazione agricola nel pieno rispetto di un equilibrato sviluppo sostenibile.



**SISTHEMA
ENGINEERING**

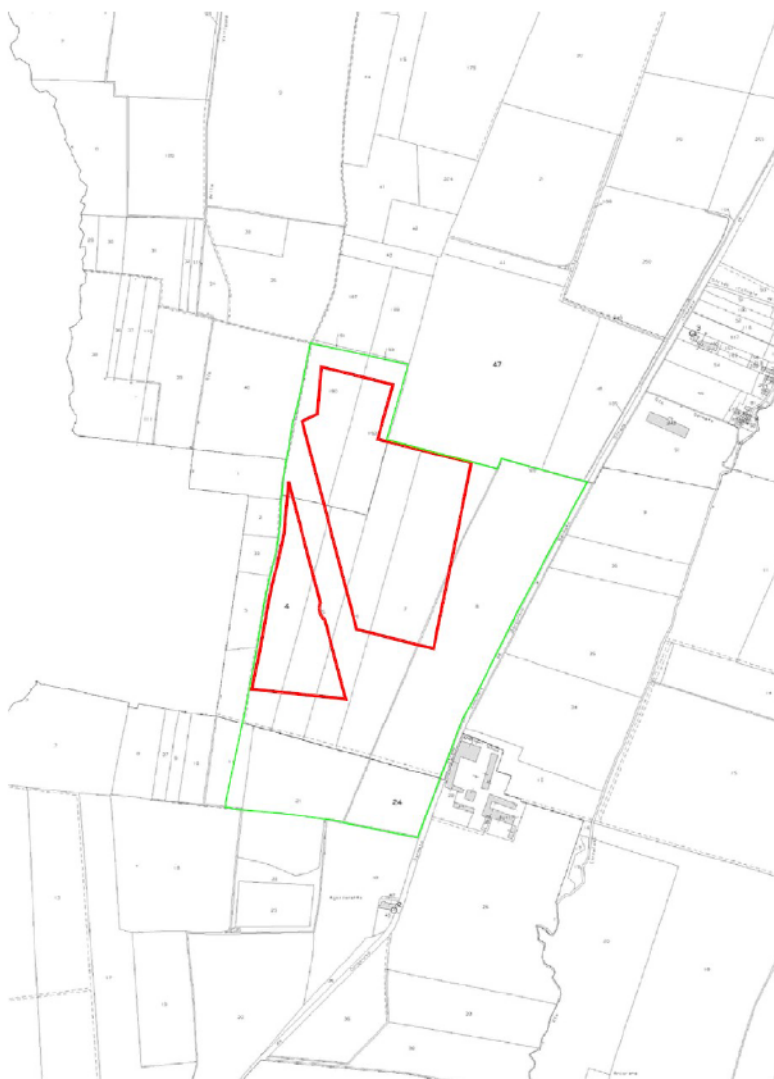


Cert. n° 32103

REDFIELD è fermamente convinta che la produzione di energia attraverso le fonti rinnovabili sia la strada primaria per il soddisfacimento in maniera sostenibile del fabbisogno futuro di energia elettrica ed in particolare solamente realizzando impianti delocalizzati laddove l'energia si consuma sarà possibile minimizzare gli impatti ambientali in alternativa alla realizzazione di grosse centrali di produzione con le relative linee di trasmissione in grado di trasferire l'energia prodotta.

1.3 Ubicazione

L'area interessata dalla realizzazione dell'impianto fotovoltaico denominato "RF-SIRIO" è individuata nel C.T.R. della Regione Emilia Romagna - scala 1:10.000 al foglio 161SO, occupa una superficie complessiva di circa 10,27 ha ed è censita al N.C.T. del Comune di Sarmato al foglio n.19 mappali n. 190 (parte),192(parte), foglio 21 mappali 4(parte), 5(parte), 6(parte),7(parte), 8 (parte). Nell'immagine di seguito riportata è individuata con una polilinea verde l'area complessiva della ex cava e con una polilinea rossa l'area di impianto.



Il Sito in esame e il Comune di Sarmato appartengono alla pianura piacentina occidentale, un territorio prevalentemente pianeggiante, sito a circa 15 km ad ovest della città di Piacenza e compreso tra il corso del Rio Panaro superiore ad ovest, il torrente Tidone ad est, il corso del fiume Po a nord e le prime zone pedecollinari a sud ovest. Sarmato confina con i comuni di Castel San Giovanni (PC) ad ovest, Borgonovo Val Tidone (PC) a sud, Rottofreno (PC) a est e Monticelli Pavese (PV) e Pieve Porto Morone (PV) a nord. Il capoluogo Comunale si è sviluppato lungo l'asse viario principale, storicamente costituito dalla Via Emilia Pavese (strada provinciale 10 regionale Padana inferiore (SP10R)), attualmente affiancato dalla linea ferroviaria Piacenza-Torino (F.F.S.S.) e dall'autostrada A21.



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

Dalla Via Emilia si dirama la S.P. 37 Sarmato Borgonovo val Tidone, dalla quale, all'altezza di Cascina Agazzara si accede al sito di progetto.

La suddetta area è collocata in località Cascina Agazzara nella zona sud del territorio del Comune di Sarmato, dal cui centro dista circa 2 km. Nelle vicinanze sono presenti solo case sparse.

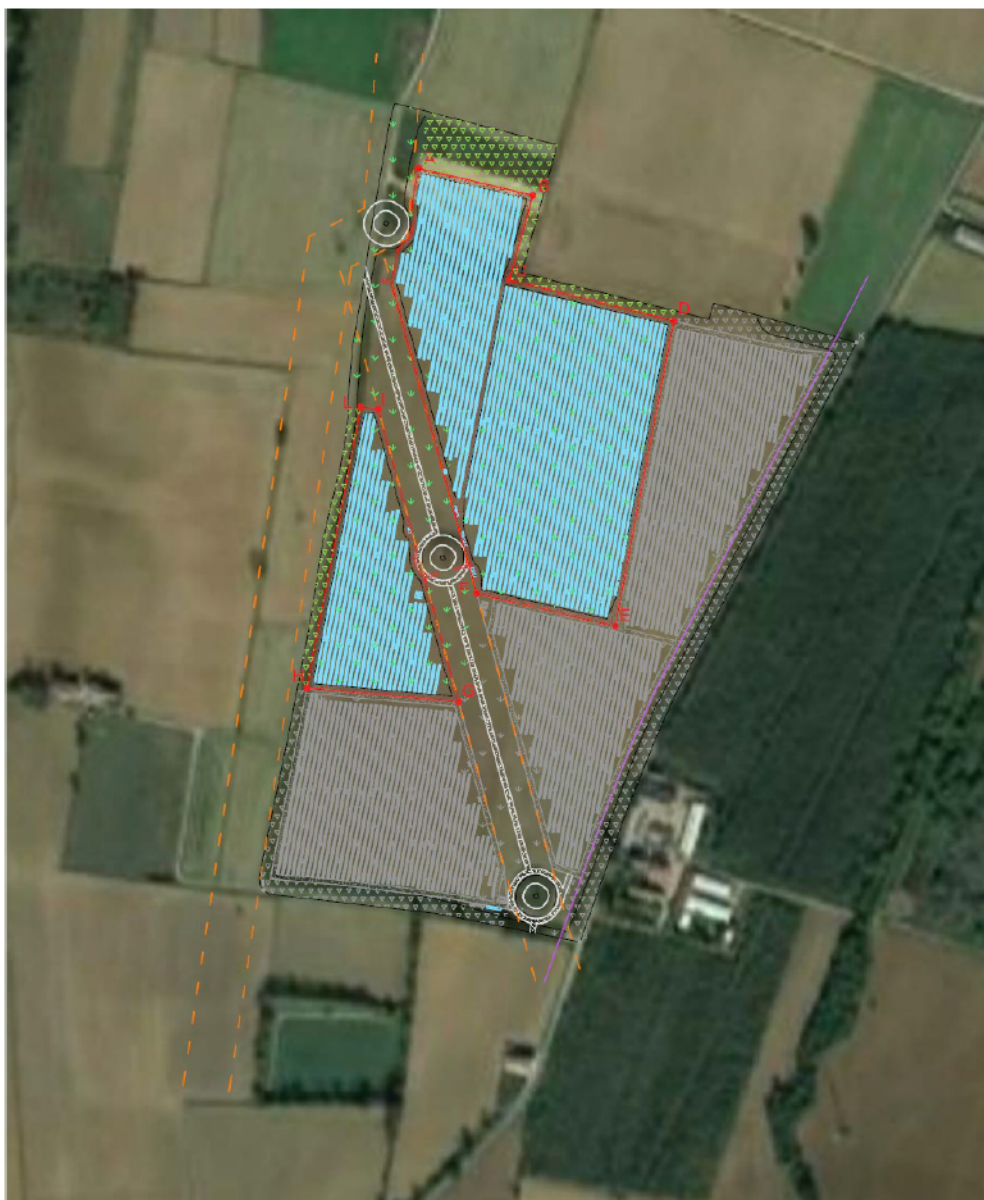
L'area si trova in prossimità della Strada Provinciale Sarmato-Borgonovo Val Tidone, SP 37, che la delimita in lato est. A sud l'area è delimitata da una strada privata che si innesta sulla SP 37 e dalla quale si ha accesso all'area di impianto. Lungo il lato ovest l'area è delimitata da una strada privata mentre a nord confina con altri campi. L'impianto fotovoltaico RF-SIRIO, in lato est e in lato sud, non si affaccia direttamente sulle strade ma confina con il campo fotovoltaico in progetto RF-VEGA.

L'area, nel suo insieme, è inserita in un contesto agricolo pressoché pianeggiante, interessato prevalentemente da attività agricole. L'area di cava si trova ad una quota ribassata rispetto alla quota della strada, variabile tra i 2 e 3 m, evidenziata dal rilevato che sorregge i tralicci dell'elettrodotto presenti all'interno dell'area stessa. Le scarpate perimetrali dell'area si presentano stabili con una pendenza nell'ordine dei 14°/18°.

1.4 Perimetrazione dell'impianto

Si riporta di seguito l'ortofoto della Regione Emilia Romagna del 2017, dove è stato indicato in rosso il perimetro dell'area effettivamente occupata dall'impianto fotovoltaico "RF-SIRIO SRL".

Si riportano inoltre le coordinate del sistema WGS84 significative dell'insediamento identificando i punti significativi perimetrali A, B, C, D, E, F, G, H, I, L, M.



Coordinate del sistema WGS84		
	N	E
A	45° 02' 47,24"	9° 28' 34,82"
B	45° 02' 45,99"	9° 28' 41,22"
C	45° 02' 42,60"	9° 28' 40,10"
D	45° 02' 41,66"	9° 28' 46,55"
E	45° 02' 32,01"	9° 28' 43,43"
F	45° 02' 32,39"	9° 28' 39,59"
G	45° 02' 29,17"	9° 28' 38,34"
H	45° 02' 29,93"	9° 28' 30,60"
I	45° 02' 36,26"	9° 28' 33,74"
L	45° 02' 36,26"	9° 28' 32,47"
M	45° 02' 41,43"	9° 28' 33,90"

1.5 Viabilità e accesso all'impianto

Lungo il lato est l'area della ex cava è delimitata dalla Strada Provinciale 37 e a sud da una strada privata dalla quale si avrà accesso ad entrambi i campi fotovoltaici RF-SIRIO e RF-VEGA.

All'interno dell'area della ex cava, in corrispondenza della fascia di rispetto da lasciare sotto all'elettrodotto, in virtù della servitù di elettrodotto, sul terreno verrà a crearsi una fascia avente larghezza pari a circa 46m, in cui non sarà posizionata alcuna componente dell'impianto fotovoltaico, e nella quale verranno realizzate le strade di accesso alle diverse sezioni in cui i campi fotovoltaici sono suddivisi. La strada che verrà realizzata consentirà inoltre al personale di Terna di fare gli interventi sulla linea.

Lungo questa strada interna, in corrispondenza delle recinzioni che delimitano i campi, verranno posizionati i cancelli carrai di accesso ai due campi fotovoltaici RF-SIRIO e RF-VEGA.

All'interno dei campi fotovoltaici sarà inoltre realizzata una viabilità, esclusa al traffico civile, in sterrato costituita da:

- una strada avente larghezza 5m che correrà lungo il perimetro dei campi fotovoltaici, e



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

- strade di attraversamento del lotto, di larghezza pari a 5 m, che consentiranno di raggiungere i sottocampi in cui sono suddivisi gli impianti fotovoltaici.

1.6 Esposizione, radiazione solare, produzione attesa

1.6.1 Radiazione solare

La valutazione della radiazione solare è stata effettuata utilizzando il database internazionale PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System sviluppato dal Joint Research Centre della Comunità Europea) nella più recente versione (PVGIS 5), che raccoglie dati meteorologici storici sulla base di rilevamenti satellitari.

I valori medi mensili di GHI (Global Horizontal Irradiance), DHI (Diffuse Horizontal Irradiance), temperatura ambiente e velocità del vento per il sito di “Sarmato SIRIO” fanno riferimento a un TMY (Typical Meteorological Year) con periodo di misurazione 2005-2014.

Latitudine (Dec.)	45.044035;	Longitudine	9.476221;
Latitudine	45° 2'36.74"N;	Longitudine	9°28'35.44"E;
Altitudine	74 m.s.l.		

L’attendibilità del PVGIS è internazionalmente riconosciuta, perciò i valori resi disponibili possono essere usati per l’elaborazione statistica ai fini della stima dei dati meteorologici per il sito in oggetto.

Di seguito si riportano i dati meteorologici assunti per la valutazione della producibilità dell'impianto.

meteo per Sarmato - FILE METEO PVGIS - Tipico anno meteorologico

Inizio intervallo	GlobHor kWh/m²/mese	DiffHor kWh/m²/mese	RelHum ratio
Gennaio	51.5	21.67	0.753
Febbraio	63.4	29.37	0.806
Marzo	73.6	39.95	0.800
Aprile	113.7	53.50	0.779
Maggio	166.0	75.98	0.713
Giugno	181.6	73.77	0.773
Luglio	183.1	74.30	0.714
Agosto	196.5	61.87	0.684
Settembre	120.7	49.58	0.757
Ottobre	96.6	35.24	0.736
Novembre	45.1	20.34	0.844
Dicembre	36.4	20.01	0.818
Anno	1328.3	555.57	0.764

1.6.2 Calcolo della producibilità

La producibilità attesa dall'impianto è stata calcolata a partire dalla stima di radiazione solare ottenuta da PVGIS 5 mediante una simulazione di dettaglio con il software PVSyst, riconosciuto come standard di riferimento a livello internazionale.

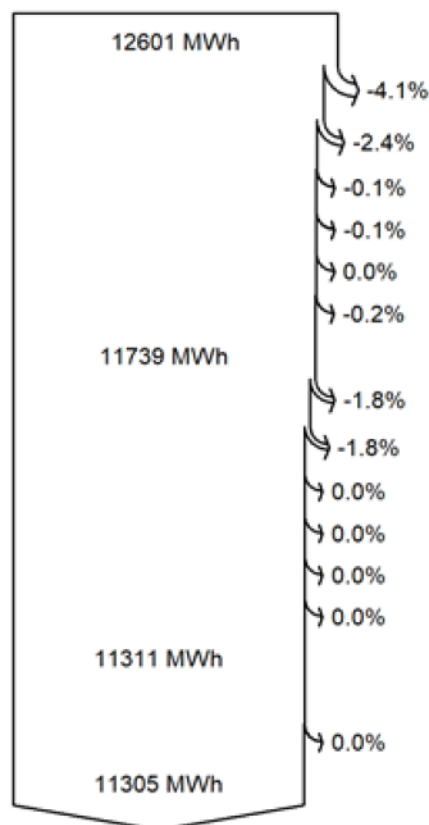
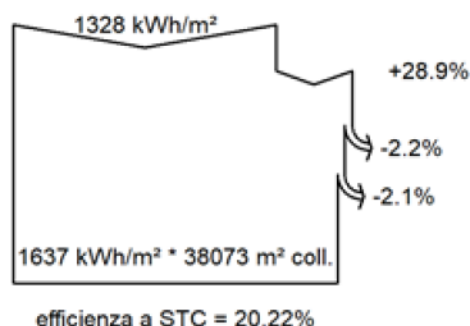
La configurazione di impianto considerata è del tutto corrispondente alle scelte progettuali riguardo l'architettura elettrica, la tecnologia di tracking, il layout previsto e le caratteristiche tecniche tipiche dei migliori componenti disponibili sul mercato per le rispettive tecnologie.

Sulla base dei risultati ottenuti si ritiene che la realizzazione del nuovo impianto consentirà una produzione netta di energia elettrica da fonte solare stimabile in circa 11,305 GWh/anno.

Potenza impianto installata	[KW]	7.670
Potenza in immissione	[KW]	6.000
Produzione 1° anno	[KWh]	11.305.000
Produzione 1° anno	[MWh]	11.305

Produzione 1° anno	[GWh]	11,3
Degrado medio annuo (30 anni)	%	0,5
Produzione complessiva 30 anni	[MWh]	311.231
Produzione complessiva 30 anni	[GWh]	311,2

Diagramma delle perdite per "RF Sirio" - anno



Irraggiamento orizzontale globale

Globale incidente piano coll.

Ombre vicine: perdita di irraggiamento

Fattore IAM su globale

Irraggiamento effettivo su collettori

Conversione FV

Energia nominale campo (effic. a ST)

Perdita FV causa livello d'irraggiamento

Perdita FV causa temperatura

Perdita per qualità modulo

LID - "Light induced degradation"

Perdita per "disadattamento" campo di

Perdite ohmiche di cablaggio

Energia apparente impianto a MPPT

Perdita inverter in funzione (efficienza)

Perdita inverter per superamento Pmax

Perdita inverter a causa massima corrente

Perdita inverter per superamento Vmax

Perdita inverter per non raggiungimento

Perdita inverter per non raggiungimento

Energia in uscita inverter

indisponibilità del sistema

Energia immessa in rete



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

1.7 Studio dei benefici ambientali

L'impianto impiega la tecnologia fotovoltaica per convertire l'energia solare in energia elettrica. In quanto fonte di energia rinnovabile (FER), l'energia solare presenta vantaggi fondamentali in termini di benefici energetici, primi tra tutti la sua inesauribilità e la completa assenza di emissioni inquinanti durante il periodo di funzionamento degli impianti.

La produzione di energia elettrica da FER si inserisce nelle politiche nazionali e regionali di programmazione

energetica in integrazione con risparmio energetico e uso razionale dell'energia e come precedentemente riportato l'obiettivo è quello di ridurre la dipendenza dai combustibili fossili e nel contempo ridurre le emissioni di inquinanti in atmosfera, garantendo nel contempo una maggiore diversificazione delle fonti di energia utilizzate favorendo la generazione distribuita.

1.7.1 Fotovoltaico fonte di energia elettrica

L'impianto impiega la tecnologia fotovoltaica per convertire l'energia solare in energia elettrica. In quanto fonte di energia rinnovabile (FER), l'energia solare presenta vantaggi fondamentali in termini di benefici energetici, primi tra tutti la sua inesauribilità e la completa assenza di emissioni inquinanti durante il periodo di funzionamento degli impianti.

La produzione di energia elettrica da FER si inserisce nelle politiche nazionali e regionali di programmazione

energetica in integrazione con risparmio energetico e uso razionale dell'energia e come precedentemente riportato l'obiettivo è quello di ridurre la dipendenza dai combustibili fossili e nel contempo ridurre le emissioni di inquinanti in atmosfera, garantendo nel contempo una maggiore diversificazione delle fonti di energia utilizzate favorendo la generazione distribuita.

1.7.2 Risparmio di energia primaria e riduzione di emissioni inquinanti

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

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

È possibile valutare le quantità di combustibili fossili necessaria a generare la stessa energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico e stimare quindi l'energia primaria risparmiata e le emissioni di gas serra evitate. Per procedere in questa stima, si ipotizza inizialmente che l'energia elettrica che sarà sostituita da quella fotovoltaica, sia ora prodotta da un mix rappresentativo dei combustibili fossili mediamente utilizzati in Italia per la produzione di energia elettrica.

Tenuto conto dell'efficienza media degli impianti termoelettrici funzionanti attualmente in Italia si calcola che sono necessari 2,7 kWh di energia primaria di tipo tradizionale fossile per produrre 1 kWh di energia elettrica.

Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0.187

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

Inoltre, l'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante è di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Emissioni evitate in atmosfera				
Emissioni evitate in atmosfera di	CO ₂	SO ₂	NO _x	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	474.0	0.373	0.427	0.014

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL 2013

La produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico in studio, di potenza nominale pari a 7,67 MWp, viene calcolata a partire dai dati di producibilità annua, considerando la durata dell'impianto pari a 30 anni e ipotizzando un tasso di decadimento delle prestazioni in funzione delle garanzie dichiarate dei moduli pari a 0,6% annuo.

Nella tabella riportata di seguito sono riportati i principali dati significativi in termini di energia prodotta e riduzione delle emissioni in atmosfera.

anni	Coeff degrado medio annuo	Energia prodotta	Energia primaria	CO2	SO ₂	NO _x	Polveri	TEP	BARILI EQUIVALENTI PETROLIO [BEP]
			kWh comb/kWh	g/kWh	g/kWh	g/kWh	g/kWh	[TEP/MWh]	[BEP/TEP]
	0,6%		2,7	474	0,373	0,427	0,014	0,187	6,841
	%	kWh/anno	MWh Comb	t/anno	t/anno	t/anno	t/anno	TEP/anno	BEP/anno
1	0	11.305.000	30.524	5.358,6	4,22	4,83	1,58	2.114,04	14.462,1
2	0,6%	11.237.170	30.340	5.326,4	4,19	4,80	1,57	2.101,35	14.375,3
3	0,6%	11.169.747	30.158	5.294,5	4,17	4,77	1,56	2.088,74	14.289,1
4	0,6%	11.102.728	29.977	5.262,7	4,14	4,74	1,55	2.076,21	14.203,4
5	0,6%	11.036.112	29.798	5.231,1	4,12	4,71	1,55	2.063,75	14.118,1
6	0,6%	10.969.895	29.619	5.199,7	4,09	4,68	1,54	2.051,37	14.033,4
7	0,6%	10.904.076	29.441	5.168,5	4,07	4,66	1,53	2.039,06	13.949,2
8	0,6%	10.838.652	29.264	5.137,5	4,04	4,63	1,52	2.026,83	13.865,5
9	0,6%	10.773.620	29.089	5.106,7	4,02	4,60	1,51	2.014,67	13.782,3
10	0,6%	10.708.978	28.914	5.076,1	3,99	4,57	1,50	2.002,58	13.699,6
11	0,6%	10.644.724	28.741	5.045,6	3,97	4,55	1,49	1.990,56	13.617,4
12	0,6%	10.580.856	28.568	5.015,3	3,95	4,52	1,48	1.978,62	13.535,7
13	0,6%	10.517.371	28.397	4.985,2	3,92	4,49	1,47	1.966,75	13.454,5
14	0,6%	10.454.266	28.227	4.955,3	3,90	4,46	1,46	1.954,95	13.373,8
15	0,6%	10.391.541	28.057	4.925,6	3,88	4,44	1,45	1.943,22	13.293,6
16	0,6%	10.329.192	27.889	4.896,0	3,85	4,41	1,45	1.931,56	13.213,8
17	0,6%	10.267.216	27.721	4.866,7	3,83	4,38	1,44	1.919,97	13.134,5
18	0,6%	10.205.613	27.555	4.837,5	3,81	4,36	1,43	1.908,45	13.055,7
19	0,6%	10.144.379	27.390	4.808,4	3,78	4,33	1,42	1.897,00	12.977,4
20	0,6%	10.083.513	27.225	4.779,6	3,76	4,31	1,41	1.885,62	12.899,5
21	0,6%	10.023.012	27.062	4.750,9	3,74	4,28	1,40	1.874,30	12.822,1
22	0,6%	9.962.874	26.900	4.722,4	3,72	4,25	1,39	1.863,06	12.745,2
23	0,6%	9.903.097	26.738	4.694,1	3,69	4,23	1,39	1.851,88	12.668,7
24	0,6%	9.843.678	26.578	4.665,9	3,67	4,20	1,38	1.840,77	12.592,7
25	0,6%	9.784.616	26.418	4.637,9	3,65	4,18	1,37	1.829,72	12.517,1
26	0,6%	9.725.908	26.260	4.610,1	3,63	4,15	1,36	1.818,74	12.442,0
27	0,6%	9.667.553	26.102	4.582,4	3,61	4,13	1,35	1.807,83	12.367,4
28	0,6%	9.609.548	25.946	4.554,9	3,58	4,10	1,35	1.796,99	12.293,2
29	0,6%	9.551.890	25.790	4.527,6	3,56	4,08	1,34	1.786,20	12.219,4
30	0,6%	9.494.579	25.635	4.500,4	3,54	4,05	1,33	1.775,49	12.146,1
		311.231.406	840.325	147.524	116	133	44	58.200	398.148



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

La tabella riassume la producibilità annua dell'impianto di progetto, evidenziando che fin dal primo anno si può avere:

- ✓ il risparmio di 30,54 GWh di energia primaria;
- ✓ la mancata emissione di 5.358,6 ton di C O₂.
- ✓ la mancata emissione di 4,22 ton di S O₂.
- ✓ la mancata emissione di 4,83 ton di NO_x
- ✓ la mancata emissione di 1,58 ton di polveri
- ✓ il risparmio di 2.114 TEP .
- ✓ il risparmio di 14.462 Barili equivalenti di petrolio

Mentre nell'arco dei trent'anni di vita dell'impianto i dati significativi sono principalmente riconducibili a:

- ✓ il risparmio di 840 GWh di energia primaria;
- ✓ la mancata emissione di 147.524 ton di CO₂.
- ✓ la mancata emissione di 116 ton di SO₂.
- ✓ la mancata emissione di 133 ton di NO_x
- ✓ la mancata emissione di 44 ton di polveri
- ✓ il risparmio di 58.200 TEP.
- ✓ il risparmio di 398.148 Barili equivalenti di petrolio

Questi valori tengono conto esclusivamente dell'energia prodotta dall'impianto e non tengono invece in conto i valori connessi all'approvvigionamento e alla distribuzione dei combustibili fossili, che nel caso dell'impianto fotovoltaico risultano nulli considerato che il combustibile è approvvigionato in sito a costo ed impatto zero.



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

1.7.3 Attenuazione dei picchi di produzione energetica convenzionale

L'andamento della curva di producibilità dell'impianto fotovoltaico è tipicamente una curva gaussiana che raggiunge il massimo della produzione nelle ore centrali del giorno nei mesi estivi, periodo nel quale si assiste anche alla contemporanea presenza dei picchi di richiesta della rete nazionale.

La possibilità di immettere nella rete elettrica nazionale energia prodotta dalla fonte rinnovabile permette una riduzione del fabbisogno richiesto alla rete, tipicamente soddisfatto dalla produzione di energia fornita da centrali termoelettriche alimentate a combustibili fossili, il cui funzionamento può essere programmato in funzione delle effettive necessità.

Una situazione maggiormente efficace può essere inoltre ottenuta utilizzando accumulatori di energia, cioè batterie di stoccaggio dell'energia in grado di essere caricate nel momento di scarsa richiesta di energia dalla rete e che può invece essere conseguentemente ceduta nel momento di maggiore richiesta dalla rete.

Il progetto in questione si pone l'obiettivo di prevedere fin d'ora la possibilità futura di ospitare stazioni di accumulo: a tal fine viene predisposto un basamento in grado di poter alloggiare un container con i collegamenti necessari per la pronta posa di una stazione di accumulo.



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

2. ANALISI TERRITORIALE

Per l'inquadramento territoriale a livello Regionale, Provinciale e Comunale, dell'area oggetto di installazione del campo FTV "RF SIRIO" si rimanda al cap. 2 "INQUADRAMENTO PROGRAMMATICO" del SIA, redatto per il progetto in esame, in cui sono stati esaminati i Piani ai diversi livelli.

Nei paragrafi 2.1 e 2.2 della presente relazione verranno trattati i criteri di localizzazione degli impianti fotovoltaici nella Regione Emilia Romagna e la classificazione dell'area oggetto del progetto nello strumento urbanistico Comunale.

2.1 Criteri generali di localizzazione ed ammissibilità degli impianti fotovoltaici

Il 06 Dicembre 2010 l'Assemblea Legislativa dell'Emilia Romagna ha emanato la Delibera n° 28 avente come oggetto *"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"*.

Nell'Allegato 1 della Delibera sono elencati e descritti i criteri generali di localizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica mediante l'utilizzo della fonte energetica rinnovabile solare fotovoltaica sul territorio regionale. Per l'individuazione e la localizzazione delle aree e dei siti disciplinati dall'Allegato 1, come si legge al punto 4 dell'Allegato stesso, *"occorre fare riferimento alle leggi, ai piani territoriali e urbanistici (regionali, provinciali e comunali) e ai piani settoriali, adottati o approvati, nonché agli atti amministrativi e agli atti di organismi di controllo, i quali stabiliscono le perimetrazioni e gli elenchi degli stessi."*

Al punto A) e al punto B) dell'Allegato sono elencate rispettivamente le aree considerate non idonee all'installazione di impianti fotovoltaici con moduli ubicati al suolo e quelle considerate idonee con determinate disposizioni.

Tra le aree considerate idonee con limitazioni al punto 7) della lettera B) troviamo *"le aree in zona agricola non rientranti nella lettera A) e nei punti precedenti della presente lettera B), qualora l'impianto occupi una superficie non superiore al 10% delle particelle catastali contigue nella disponibilità del richiedente. Non costituiscono fattori di discontinuità i corsi d'acqua, le strade e le altre infrastrutture lineari. Per i Comuni montani, l'impianto non può superare la quota del 10% delle particelle catastali anche non contigue nella disponibilità del richiedente"*.



**SISTHEMA
ENGINEERING**



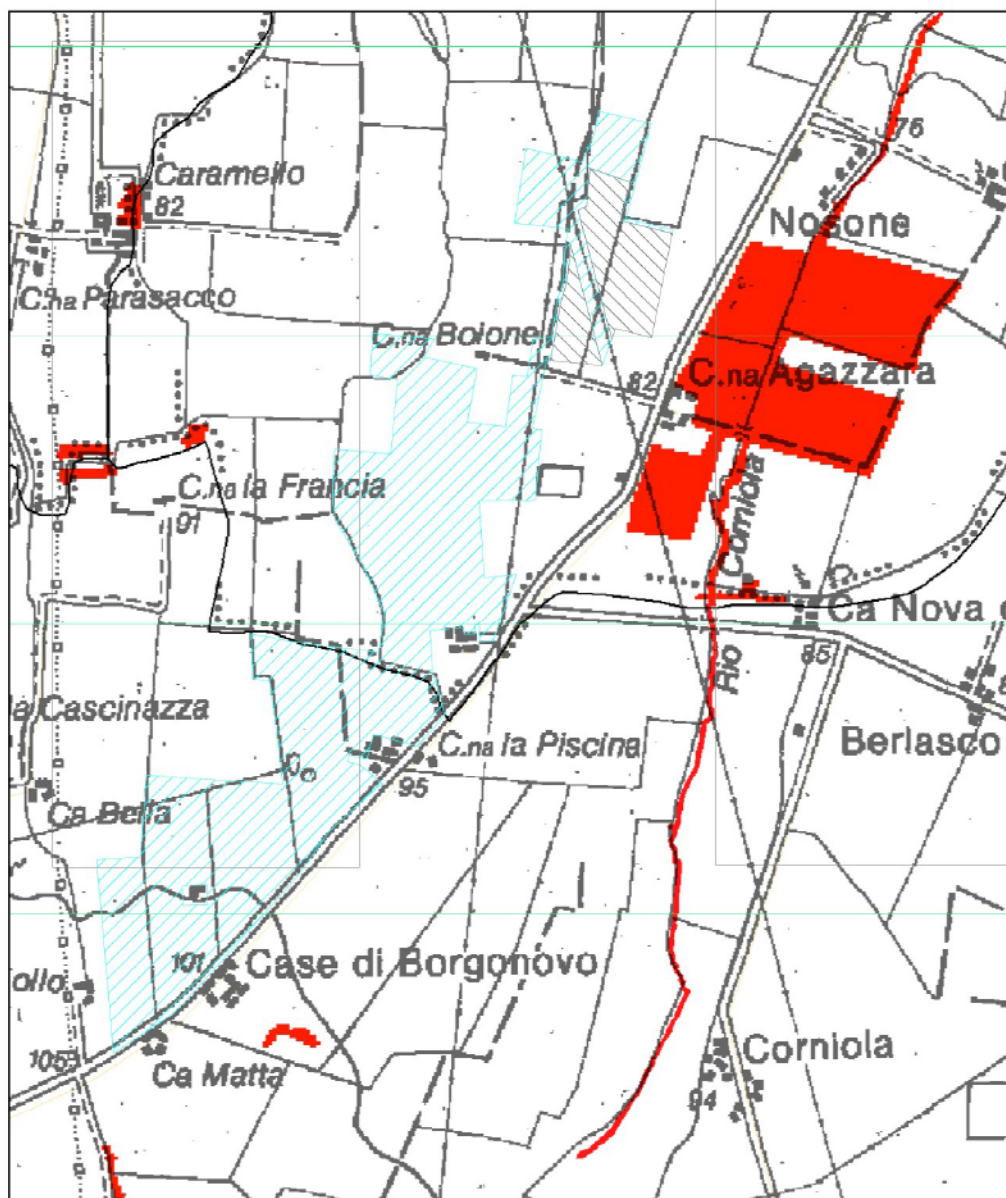
Cert. n° 32103

Inoltre alla lettera C) dell'Allegato I sono state individuate aree che, se non ricadenti tra quelle di cui alla lettera A), del medesimo allegato, sono considerate idonee all'installazione di impianti fotovoltaici a terra senza alcuna limitazione dimensionale in termini di estensione e di potenza.

La Delibera della Giunta Regionale n° 46 del 17 gennaio del 2011 ("Ricognizione delle aree non idonee e delle aree soggette a limiti e condizioni per la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica mediante l'utilizzo di impianti fotovoltaici") allega la cartografia "Carta unica dei criteri generali di localizzazione degli impianti fotovoltaici" sulla quale sono mappate le aree di cui alle lettere A) e B) dell'Allegato I della DAL 28/2010.

Di seguito si riporta lo stralcio della Cartografia sopra menzionata con l'individuazione dell'area di progetto, dalla cui analisi emerge quanto segue:

- 1) l'area di progetto non ricade nelle aree di cui alla lettera A) dell'allegato I della DAL 28/2010;
- 2) non ricade nelle aree di cui alle lettere da B1 a B6).



<p>A) Sono considerate non idonee all'installazione di impianti fotovoltaici con moduli ubicati al suolo le seguenti aree:</p> <p>A 1) le zone di particolare tutela paesaggistica di seguito elencate, come perimetrate nel piano territoriale paesistico regionale (PTPR) ovvero nei piani provinciali e comunali che abbiano provveduto a darne attuazione: A 1.0 zone di tutela naturalistica (art. 25 del PTPR); A 1.1. sistema forestale e boschivo (art. 10 del PTPR); A 1.2. zona di tutela della costa e dell'arenile (art. 15 del PTPR); A 1.3. invasi ed alvei di laghi, bacini e corsi d'acqua (art. 18 del PTPR); A 1.4. crinali, individuati dal PTCP come oggetto di particolare tutela, ai sensi dell'art. 20, comma 1, lettera a, del PTPR; A 1.5. calanchi (art. 20, comma 3 del PTPR); A 1.6. complessi archeologici ed aree di accertata e rilevante consistenza archeologica (art. 21, comma 2, lettere a. e b.1. del PTPR); A 1.7. gli immobili e le aree di notevole interesse pubblico di cui all'art. 136 del D. Lgs. 22 gennaio 2004, n. 42, fino alla determinazione delle specifiche prescrizioni d'uso degli stessi, ai sensi dell'art. 141-bis del medesimo decreto legislativo; A 1.8 le aree percorse dal fuoco o che lo siano state negli ultimi 10 anni individuate ai sensi della Legge 21 novembre 2000, n. 353 "Legge-quadro in materia di incendi boschivi".</p> <p>A 2) le zone A e B dei Parchi nazionali, interregionali e regionali istituiti ai sensi della L. 394/91 nonché della L.R. n. 6/2005;</p> <p>A 3) le aree incluse nelle Riserve Naturali istituite ai sensi della L. 394/91 nonché della L.R. n. 6/2005;</p> <p>A 4) le aree forestali, così come definite dall'art. 63 della L.R. n. 6/2005, incluse nella Rete Natura 2000 designata in base alla Direttiva 92/43/CEE (Siti di Importanza Comunitaria) e alla Direttiva 79/409/CEE (Zone di Protezione Speciale) nonché nelle zone C, D e nelle aree contigue dei Parchi nazionali, interregionali e regionali istituiti ai sensi della L. 394/91 nonché della L.R. n. 6/2005;</p> <p>A 5) le aree umide incluse nella Rete Natura 2000 designate in base alla Direttiva 79/409/CEE (Zone di Protezione Speciale) in cui sono presenti acque lentiche e zone costiere così come individuate con le deliberazioni di Giunta regionale n. 1224/08;</p>	<p>B) Sono considerate idonee all'installazione di impianti fotovoltaici con moduli ubicati al suolo:</p> <p>B 3) le aree del sistema dei crinali e del sistema collinare ad altezze superiori ai 1200 metri (art. 9, comma 5, del PTPR), qualora l'impianto fotovoltaico sia destinato all'autoconsumo;</p> <p>B 1) le zone di tutela dei caratteri ambientali di laghi, bacini e corsi d'acqua (art. 17 del PTPR), qualora l'impianto fotovoltaico sia realizzato da un'impresa agricola e comunque fino ad una potenza nominale complessiva non superiore a 200 Kw;</p> <p>B 5) le zone C dei Parchi nazionali, interregionali e regionali, istituiti ai sensi della L. n. 394/91 nonché della L.R. n. 6 del 2005, e le aree incluse nella Rete Natura 2000 designate in base alla Direttiva 92/43/CE (Siti di Importanza Comunitaria) ed alla Direttiva 79/409/CE (Zone di Protezione Speciale) non rientranti nella lettera A punti 4 e 5 qualora la superficie occupata dall'impianto fotovoltaico non sia superiore al 10% della superficie in disponibilità del richiedente e la potenza nominale complessiva dell'impianto non sia superiore a 200 KW;</p> <p>B 2) le zone sotto elencate, qualora l'impianto fotovoltaico sia realizzato da un'impresa agricola, la superficie occupata dall'impianto fotovoltaico non sia superiore al 10% della superficie agricola disponibile, la potenza nominale complessiva dell'impianto sia pari a 200 Kw più 10 Kw di potenza installata eccedente il limite dei 200 Kw per ogni ettaro di terreno posseduto, con un massimo di 1 Mw per impresa e l'impianto risulti coerente con le caratteristiche essenziali e gli elementi di interesse paesaggistico ambientale, storico testimoniale e archeologico che caratterizzano le medesime zone, alla luce delle possibili alternative localizzative nell'ambito delle aree nella disponibilità del richiedente: -le zone di particolare interesse paesaggistico-ambientale, (art. 19 del PTPR); -le aree di concentrazione di materiali archeologici o di segnalazione di rinvenimenti, le zone di tutela della struttura centuriata, le zone di tutela di elementi della centuriazione (art. 21, comma 2, lettere b.2., c. e d., del PTPR); -le partecipanze, le bonifiche storiche di pianura e aree assegnate alle Università agrarie, comunali, comunelli e simili e le zone gravate da usi civici (art.23, comma 1, lettere a. b. c. e d., del PTPR); -elementi di interesse storico testimoniale (art. 24 del PTPR); -i dossi di pianura (art. 20, comma 2, del PTPR) e i crinali non individuati dal PTCP come oggetto di particolare tutela (art. 20, comma 1, lett. a), del PTPR);</p> <p>B 6) le aree agricole incluse nelle zone D e nelle aree contigue dei Parchi nazionali, interregionali e regionali istituite ai sensi della L. 394/91 nonché della L.R. n. 6/2005 qualora la superficie occupata dall'impianto fotovoltaico non sia superiore al 10% della superficie agricola in disponibilità del richiedente e la potenza nominale complessiva dell'impianto sia pari a 200 Kw più 10 Kw di potenza installata eccedente il limite dei 200 Kw per ogni ettaro di terreno nella disponibilità, con un massimo di 1 Mw per richiedente;</p>
--	--

L'area oggetto del presente progetto, pur essendo una ex cava, è stata riconvertita all'uso agricolo e pertanto, nel pieno rispetto della DAL 28/2010, e nello specifico al p.to B7 dell'Allegato I, la società proponente ha acquisito la piena disponibilità giuridica delle aree oggetto dell'installazione dell'impianto fotovoltaico, attraverso un diritto di superficie, e delle "altre aree conteggiate" asservite all'impianto mediante un titolo idoneo nel quale viene espresso che tali aree non potranno essere conteggiate, per l'intero periodo di esercizio dell'impianto fotovoltaico, per realizzare ulteriori impianti e non saranno sottratte all'uso agricolo a cui sono vocate.

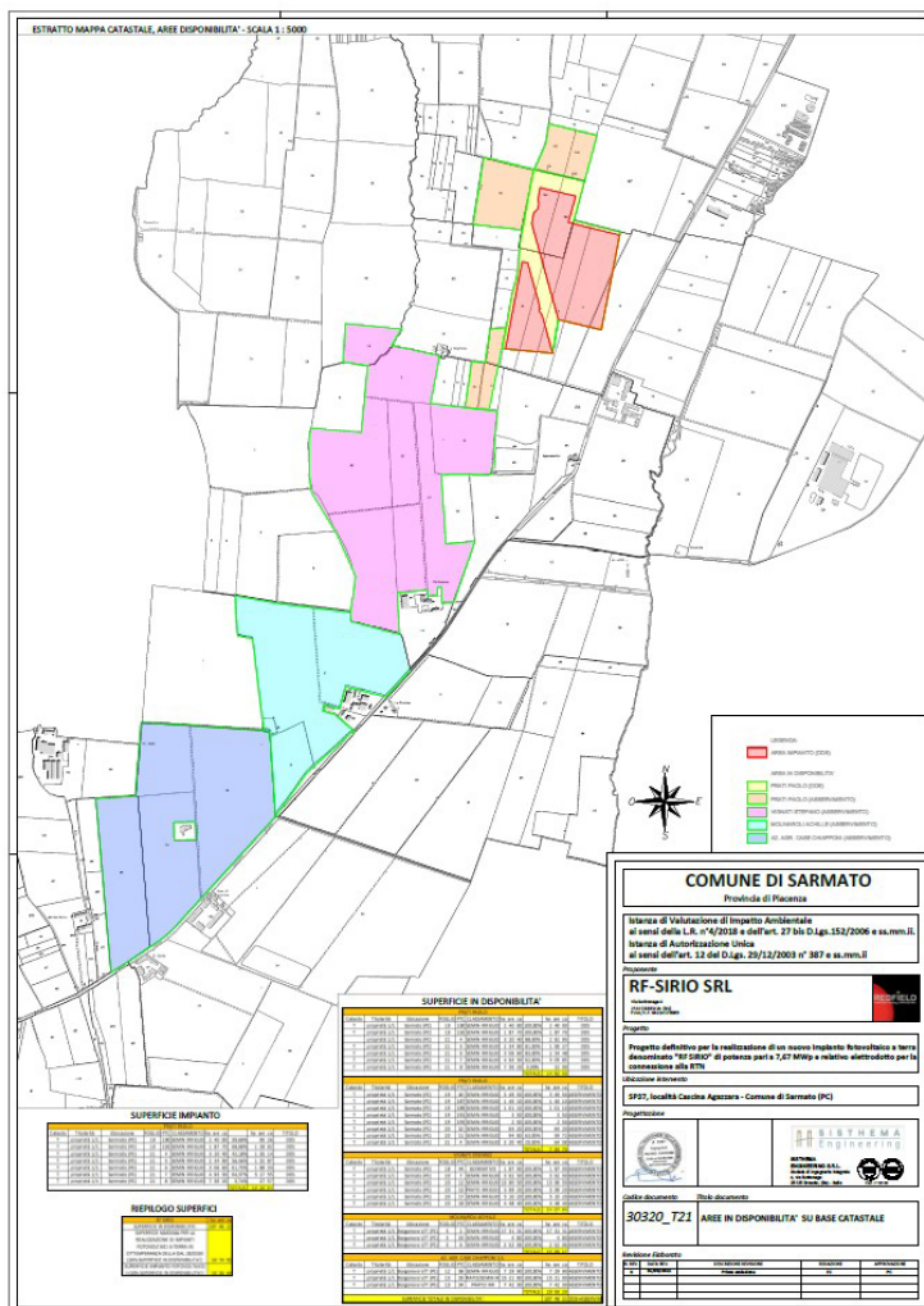
L'impianto fotovoltaico RF-SIRIO occupa una superficie di 10 ha 26 are 64 ca.

Il proponente ha in disponibilità una superficie totale di particelle catastali contigue di stensione complessiva pari a 107 ha, 46 are 21 ca, di cui la superficie dell'impianto rappresenta meno del 10%,

Cert. n° 32103

Pertanto l'area di progetto, nel pieno rispetto della DAL 28/2010, è da ritenersi idonea all'installazione dell'impianto fotovoltaico al suolo.

Di seguito riportiamo il prospetto esplicativo delle particelle in disponibilità (DD e asservimento) e la loro collocazione sulla mappa catastale (oggetto della tavola 30320 T21).



LEGENDA:

	AREA IMPIANTO (DDS)
	AREA IN DISPONIBILITA'
	PRATI PAOLO (DDS)
	PRATI PAOLO (ASSERVIMENTO)
	VIGNATI STEFANO (ASSERVIMENTO)
	MOLINAROLI ACHILLE (ASSERVIMENTO)
	AZ. AGR. CASE CHIAPPONI (ASSERVIMENTO)

SUPERFICI IN DDS EFFETTIVAMENTE OCCUPATA DALL'IMPIANTO

PRATI PAOLO									
Catasto	Titolarità	Ubicazione	FOGLIO	PTC	CLASSAMENTO	ha are ca		ha are ca	TITOLO
T	proprietà 1/1	Sarmato (PC)	19	190	SEMIN IRRIGUO	2 40 00	39,69%	95 26	DDS
T	proprietà 1/1	Sarmato (PC)	19	192	SEMIN IRRIGUO	1 87 70	68,68%	1 28 92	DDS
T	proprietà 1/1	Sarmato (PC)	21	4	SEMIN IRRIGUO	3 20 40	42,18%	1 35 14	DDS
T	proprietà 1/1	Sarmato (PC)	21	5	SEMIN IRRIGUO	2 34 90	56,56%	1 32 87	DDS
T	proprietà 1/1	Sarmato (PC)	21	6	SEMIN IRRIGUO	3 06 60	61,75%	1 89 33	DDS
T	proprietà 1/1	Sarmato (PC)	21	7	SEMIN IRRIGUO	4 93 30	64,37%	3 17 55	DDS
T	proprietà 1/1	Sarmato (PC)	21	8	SEMIN IRRIGUO	7 36 20	3,74%	27 57	DDS
							TOTALE:	10 26 64	-

SUPERFICI IN DISPONIBILITA'

PRATI PAOLO									
Catasto	Titolarità	Ubicazione	FOGLIO	PTC	CLASSAMENTO	ha are ca		ha are ca	TITOLO
T	proprietà 1/1	Sarmato (PC)	19	190	SEMIN IRRIGUO	2 40 00	100,00%	2 40 00	DDS
T	proprietà 1/1	Sarmato (PC)	19	192	SEMIN IRRIGUO	1 87 70	100,00%	1 87 70	DDS
	proprietà 1/1	Sarmato (PC)	21	4	SEMIN IRRIGUO	3 20 40	88,00%	2 81 95	DDS
T	proprietà 1/1	Sarmato (PC)	21	5	SEMIN IRRIGUO	2 34 90	81,00%	1 90 27	DDS
T	proprietà 1/1	Sarmato (PC)	21	6	SEMIN IRRIGUO	3 06 60	83,00%	2 54 48	DDS
T	proprietà 1/1	Sarmato (PC)	21	7	SEMIN IRRIGUO	4 93 30	62,00%	3 05 85	DDS
T	proprietà 1/1	Sarmato (PC)	21	8	SEMIN IRRIGUO	7 36 20	3,00%	22 09	DDS
							TOTALE:	14 82 33	-

PRATI PAOLO								
Catasto	Titolarità	Ubicazione	FOGLIO	PTC	CLASSAMENTO	ha are ca		TITOLO
T	proprietà 1/1	Sarmato (PC)	19	40	SEMIN IRRIGUO	3 49 50	100,00%	ASSERVIMENTO
T	proprietà 1/1	Sarmato (PC)	19	187	SEMIN IRRIGUO	1 40 10	100,00%	ASSERVIMENTO
T	proprietà 1/1	Sarmato (PC)	19	189	SEMIN IRRIGUO	1 01 10	100,00%	ASSERVIMENTO
T	proprietà 1/1	Sarmato (PC)	19	191	SEMIN IRRIGUO	3 50	100,00%	ASSERVIMENTO
T	proprietà 1/1	Sarmato (PC)	19	193	SEMIN IRRIGUO	2 50	100,00%	ASSERVIMENTO
T	proprietà 1/1	Sarmato (PC)	20	10	SEMIN IRRIGUO	64 20	100,00%	ASSERVIMENTO
T	proprietà 1/1	Sarmato (PC)	20	11	SEMIN IRRIGUO	94 80	63,00%	ASSERVIMENTO
T	proprietà 1/1	Sarmato (PC)	21	4	SEMIN IRRIGUO	3 20 40	20,00%	ASSERVIMENTO
						TOTALE:	7 84 70	
VIGNATI STEFANO								
Catasto	Titolarità	Ubicazione	FOGLIO	PTC	CLASSAMENTO	ha are ca		TITOLO
T	proprietà 1/1	Sarmato (PC)	18	44	SEMINATIVO	1 87 00	100,00%	ASSERVIMENTO
T	proprietà 1/1	Sarmato (PC)	20	7	SEMIN IRRIGUO	3 62 50	100,00%	ASSERVIMENTO
T	proprietà 1/1	Sarmato (PC)	20	12	SEMIN IRRIGUO	13 90 50	100,00%	ASSERVIMENTO
T	proprietà 1/1	Sarmato (PC)	20	13	PRATO IRRIGUO	5 99 20	100,00%	ASSERVIMENTO
T	proprietà 1/1	Sarmato (PC)	20	17	SEMIN IRRIGUO	5 10 20	100,00%	ASSERVIMENTO
T	proprietà 1/1	Sarmato (PC)	20	18	SEMIN IRRIGUO	4 48 40	100,00%	ASSERVIMENTO
						TOTALE:	34 97 80	
MOLINAROLI ACHILLE								
Catasto	Titolarità	Ubicazione	FOGLIO	PTC	CLASSAMENTO	ha are ca		TITOLO
T	proprietà 1/1	Borgonovo V/T (PC)	3	2	SEMIN IRRIGUO	17 31 31	100,00%	ASSERVIMENTO
T	proprietà 1/1	Borgonovo V/T (PC)	3	19	SEMIN IRRIGUO	4 80	100,00%	ASSERVIMENTO
T	proprietà 1/1	Borgonovo V/T (PC)	3	6	SEMIN IRRIGUO	2 52 06	100,00%	ASSERVIMENTO
						TOTALE:	19 88 17	
AZ. AGR. CASE CHIAPPONI S.S.								
Catasto	Titolarità	Ubicazione	FOGLIO	PTC	CLASSAMENTO	ha are ca		TITOLO
T	proprietà 1/1	Borgonovo V/T (PC)	12	58	SEMIN IRRIGUO	7 29 90	100,00%	ASSERVIMENTO
T	proprietà 1/1	Borgonovo V/T (PC)	13	33	PRATO/SEMIN IRR	15 21 00	100,00%	ASSERVIMENTO
T	proprietà 1/1	Borgonovo V/T (PC)	13	34	PRATO IRR	7 42 30	100,00%	ASSERVIMENTO
						TOTALE:	29 93 20	
SUPERFICIE TOTALE IN DISPONIBILITA':							107 46 21	DDS+ASSERVIM



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

Pertanto, come si evince dal prospetto riepilogativo sotto riportato, l'impianto fotovoltaico occupa una superficie inferiore al 10% della superficie nella disponibilità del proponente:

RF SIRIO	ha are ca
SUPERFICIE IN DISPONIBILITA':	107 46 21
SUPERFICIE MASSIMA PER LA REALIZZAZIONE DI IMPIANTI FOTOVOLTAICI A TERRA IN OTTEMPERANZA DELLA DAL 28/2010 (10% SUPERFICIE IN DISPONIBILITA'):	10 74 62
SUPERFICIE IMPIANTO FOTOVOLTAICO (<10% SUPERFICIE IN DISPONIBILITA'):	10 26 64

2.2 Classificazione dell'area nello Strumento Urbanistico Comunale

A scala locale, la pianificazione del comune di Sarmato è affidata ad uno strumento urbanistico, approvato nel 2017, che ha sostituito il previgente Piano Regolatore, risalente al 1990, adeguando la pianificazione comunale alla nuova Legge Urbanistica Regionale (L.R. 20/2000).

Lo strumento urbanistico, in coerenza con la L.R. 20/2000, è articolato in tre distinti strumenti tecnico-amministrativi:

- il Piano Strutturale Comunale (PSC), approvato con Delibera del Consiglio Comunale n° 18 del 03/04/2017;
- il Piano Operativo Comunale (POC);
- il Regolamento Urbanistico Edilizio (RUE), approvato con Delibera del Consiglio Comunale n° 19 del 03/04/2017).

Il nuovo strumento preso atto anche dell'ottenimento, per il Comune di Sarmato, della certificazione ambientale secondo la norma UNI EN ISO 14001 a luglio 2003 e la registrazione EMAS Regolamento (CE) N° 761/2001 ad aprile 2004.

Nel quadro normativo della L.R. 20/2000 il PSC si configura come approfondimento e dettaglio dei piani sovraordinati, in particolare del PTCP, che a sua volta recepisce e dettaglia le indicazioni del PTPR.

Dall'analisi del Certificato di Destinazione Urbanistica n° 009/2020 Prot. 6487 rilasciato dal Comune Sarmato in data 20/08/2020, emerge che i mappali di interesse sono classificati come zone per attività estrattive (PAE) e zone E1 (agricole normali).

L'area è inoltre interessata da fasce di rispetto stradale dalla SP 37 e fasce di rispetto dagli elettrodotti di AT.



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

Secondo quanto dichiarato nel CDU, le suddette aree sono normate dai seguenti articoli delle norme tecniche di attuazione del RUE:

- Art. 3.2.21 – Zona “E1” – Agricola normale;
- Art. 3.2.31 – Zone per attività estrattive (P.A.E.);
- Art. 4.1.11 – Esempari arborei singoli, in gruppi isolati o in filari meritevoli di tutela ed elementi lineari;
- Art. 4.1.21 – Vincolo idraulico;
- Art. 4.1.22 – Acque destinate al consumo umano;
- Art. 4.1.23 – Zone di tutela dei corpi idrici superficiali e sotterranei;
- Art. 4.1.24 – Elementi delle unità di paesaggio – Tutela e Valorizzazione del paesaggio;
- Art. 4.2.1 – Fasce di rispetto alla rete stradale e autostradale;
- Art. 4.2.3. – Elettrodotti e relative fasce di rispetto.

Gli elettrodotti di Terna che interessano l’area, come si legge dalla comunicazione ricevuta da Terna a mezzo pec in data 15/10/2020, a seguito di Nostra richiesta Prot. GRUPPOTERNA/A20200056558 del 09/09/2020, sono:

- Elettrodotto A 132 KV n° 23678°1 “La Casella – Borgonovo –Sarmato FS” tratto compreso tra i sostegni n° 15 e n°17 (che lambisce il campo in lato ovest);
- Elettrodotto a 220 kV n° 22221D2 “Tavazzano Est-palo 256” tratto compreso fra i sostegni n° 96 e n°98 (che attraversa il campo in diagonale).

Nella nota ricevuta da Terna viene segnalato che gli elettrodotti insistono sul territorio in virtù di servitù di elettrodotto, accese sui terreni interessati dal loro passaggio, la cui area è costituita da una striscia larga 15 m per ciascun lato delle linee, all’interno della quale non è consentito erigere costruzioni o fare alcuna cosa che possa diminuire l’uso della servitù o renderla incomoda.

All’interno dell’area, per consentire a Terna di svolgere gli interventi sulla linea, è stato lasciato un corridoio libero dall’impianto ftv, di larghezza pari a circa 46 m.



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

Per quanto riguarda la fascia di rispetto (vincolo idraulico R.D. 523/1904, ART. 96) dal canale che è riportato nel CDU come presente all'interno dell'area, segnaliamo che il canale è stato spostato nel 2002 fuori dall'area di cava, a lato della strada SP37, e che pertanto la fascia di rispetto all'interno del campo non sussiste più. L'ex Consorzio di Bonifica Bacini Tidone e Trebbia con nota prot. 1816 nel 14/05/2002 aveva espresso parere favorevole alla ditta Peveri, titolare della licenza di cava, per la deviazione di un tratto di canale consortile denominato Boeri ubicato all'interno dell'area di cava, censiti ai mappali n° 21,24 Fg. 20 e mappali 7 e 8 al Fg.21.

In seguito al sopralluogo di ricognizione sul posto effettuato dal Consorzio, verbalizzato con nota prot. 4052 pervenuta a mezzo pec in data 09/04/2021, è stato accertato che il tratto di canale Boeri ubicato all'interno della ex cava è dismesso, mentre la continuità da monte verso valle è garantita dalla funzionalità idraulica del tracciato attivo dei canali di bonifica denominati Deviazione Rio Sarmato e Canale Boeri, in coerenza con quanto è registrato nel Piano di Classifica vigente del Consorzio di Bonifica di Piacenza che con il precedente parere favorevole espresso con la sopracitata nota n° 1816 del 14/05/2002. Essendo il canale consortile Boeri all'interno dell'area dismesso la Società ha richiesto la concessione precaria ai sensi della L.R. Emilia Romagnan°7/2004 per l'occupazione del sedime demaniale, al fine di realizzare l'impianto fotovoltaico.

Di seguito riportiamo una planimetria, fornita dal Consorzio di Bonifica di Piacenza, nella quale è evidenziato il tracciato attivo dei canali di bonifica presenti nella porzione di territorio di interesse dell'intervento.

In verde sono evidenziati i canali attivi Deviazione Rio Sarmato e canale Boeri mentre in giallo è rappresentato il tratto dismesso del canale Boeri ubicato all'interno del fondo agricolo (ex area di cava).

Per consentire al Consorzio di Bonifica di eseguire le proprie attività istituzionali di guardiania e manutenzione sarà garantita una fascia di rispetto di 5 m dai tracciati dei canali attivi nella quale non saranno posizionati né la recinzione né la fascia mitigativa.





**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

2.2 Rischio archeologico

Come già evidenziato dall'analisi dei criteri di localizzazione degli impianti fotovoltaici, ai sensi della Delibera dell'Assemblea Legislativa n°28 del 06/12/2010, il sito di progetto non appartiene a zone di particolare tutela paesaggistica. In particolare non ricade nelle aree di complessi archeologici ed aree di accertata e rilevante consistenza archeologica (art. 21, comma 2, lettere a. e b1. Del PTPR).

L'area, come individuata nel PRG vigente nonché nel PTCP, non ricade in alcuna area di interesse archeologico né nei siti elencati nello "Schedario topografico dei ritrovamenti archeologici nei territori di Placentia e Velleia" compilato dalla Soprintendenza all'archeologia per la Regione Emilia Romagna.

Le aree di interesse archeologico proposte nel PTCP e richiamate nel PSC nel territorio di Sarmato sono:

- nella cat. b1) un'area in località "Le Scottine", fraz. Veratto 23 b1;
- nella cat. b2) un'area in località "Dogana", fraz. Veratto 23 b2;
- nella cat. b2) un'area in località "Corti", fraz. S. imento 23 b2;
- nella cat. c) un'area in località "Agazzino - Secchiello" 23 c.

Gli edifici di interesse storico-architettonico e di pregio storico-culturale e testimoniale e le relative aree di pertinenza, vincolati dalla L. 490/99 Titolo I (ex 1089/39) sono:

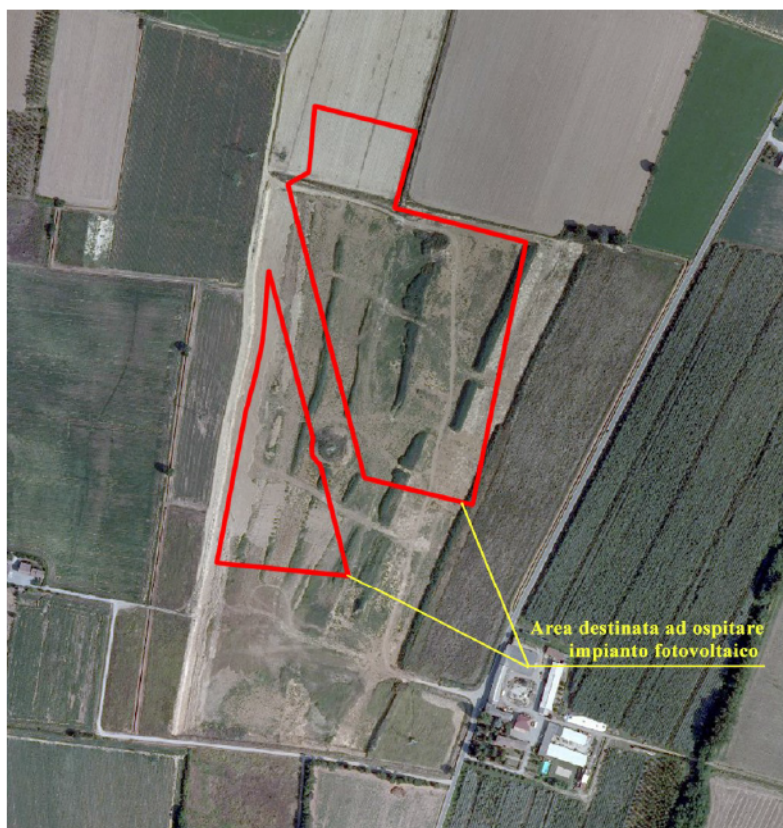
- cappella di bettola del XV sec.;
- castello e il borgo fortificato;
- ex canonica.

Il sito in progetto non è interessato dalla presenza di nessuno dei suddetti elementi.

L'intera area, tra gli anni 2003 e 2011, è stata interessata da attività estrattiva in base all'autorizzazione Comunale prot. N° 2354/2002 del 30/004/2003 e successive proroghe.

La cava denominata "CA' BUGLIONE" era una cava di argilla con superficie lorda del comparto pari a circa 28 ha con una profondità di scavo pari a 3,90 m. Si segnala che durante l'escavazione non sono mai stati rinvenuti reperti archeologici.

Di seguito si riporta un'immagine storica nella quale è visibile l'area di cava, negli anni in cui era attiva l'attività estrattiva, sulla quale è stato riportato il perimetro della superficie interessata dall'installazione dell'impianto fotovoltaico RF-SIRIO.



Ultimata l'attività estrattiva, l'area è stata recuperata all'uso agricolo, mediante ritombamento e posa di uno strato di coltivo di spessore variabile tra i 50 e 100 cm, attuando le opere di sistemazione finale contenute nella concessione di cava.

Nonostante l'area oggetto di installazione del campo fotovoltaico non ricada in alcuna area di interesse archeologico, sarà comunque indispensabile segnalare, da parte della società proponente, con congruo anticipo alla competente Soprintendenza, la data di inizio lavori di realizzazione dell'impianto fotovoltaico e relativo elettrodotto di connessione alla rete, ed applicare quanto stabilito dall'art. 90 del D. Lgs. 42/2004, che in caso di ritrovamento fortuito di elementi di interesse archeologico (manufatti, strutture, sedimenti, ecc.), prescrive di farne denuncia entro ventiquattro ore alla Soprintendenza competente e di provvedere alla loro conservazione temporanea, lasciandoli nelle condizioni e nel luogo in cui sono stati rinvenuti, sospendendo immediatamente le operazioni di scavo onde non incorrere nei reati e negli illeciti amministrativi di cui agli artt. 161, 162, 175, 176 del D.lgs. 42/2004 e s.m.i. nonché degli artt. 635 e 733 del Codice Penale.



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

3. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

3.1 Dati generali dell'impianto

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica da 7,67 MWp di potenza di picco, da installare nel territorio del Comune di Sarmato, in Provincia di Piacenza. L'impianto, finalizzato alla produzione di energia elettrica, sarà connesso in parallelo alla rete di distribuzione nazionale al fine dell'immissione dell'energia prodotta mediante un'unica fornitura dedicata. Di seguito vengono riportate le principali caratteristiche dell'impianto fotovoltaico denominato

“RF-SIRIO”:

Superficie impianto	10,27 ha
Potenza impianto	7,67 MW
N° moduli	15.340
Tipologia moduli	monocristallini bifacciali
Potenza moduli	500 Wp
Tipologia struttura	tracker monoassiali N-S
Tipologia fondazioni	pali infissi nel terreno (senza fondazioni in cls)
Disposizione dei moduli	1 modulo portrait
N° moduli per stringa	26
N° di stringhe complessive	590
N° inverter di stringa	40 (10 inverter per sottocampo)
N° di stringhe per inverter	14 (nel sottocampo A), 15 (nei sottocampi B,C,D)
N° sottocampi	4
N° stringhe per sottocampo	140 (nel sottocampo A), 150 (nei sottocampi B,C,D)
Potenza ad 1 inverter	182 kWp (nel sottocampo A), 195 kWp (nei sottocampi B,C,D)



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

N° di power station di trasformazione MT	4
Potenza complessiva di ciascun sottocampo	1820 kWp (nel sottocampo A), 1950 kWp (nei sottocampi B, C, D)

L'impianto nel suo complesso sarà costituito dai seguenti elementi principali:

- n° 15.340 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino bifacciali da 500Wp, installati in fila singola in verticale (1 modulo portrait), su appositi profili metallici montati sulle strutture metalliche dei tracker infisse nel terreno, per una profondità di circa 1,5m, senza bisogno di fondazioni in calcestruzzo. I moduli saranno organizzati in stringhe ciascuna da 26 moduli.
- n° 142 inseguitori da 26 moduli (Tracker IT26), n° 20 inseguitori da 52 moduli (Tracker IT52) e n° 136 inseguitori da 78 moduli (Tracker IT78);
- n° 40 inverter di stringa, di potenza nominale 150 KW in AC, suddivisi in maniera omogenea nei 4 sottocampi.

Ad ogni inverter saranno collegate 15 stringhe, nei sottocampi B, C, e, D e 14 nel sottocampo A. In ogni sottocampo ci saranno pertanto 10 inverter.

Le stringhe confluiranno in un DC Combiner dal quale uscirà un solo cavo in DC fino all'inverter corrispondente. Gli inverter di stringa verranno installati in posizione baricentrica tra le stringhe in modo da ottimizzare il percorso dei cavi.

- n° 4 PowerStation di trasformazione in media tensione ciascuna in un container di dimensioni circa 4,6x2,15x2,8 m (bxlxh). Ad ogni PowerStation sarà convogliata la potenza di un sottocampo pari a 1,95 MWp per i sottocampi B,C,D e pari a 1,82 MWp per il sottocampo A.

Le Power Station saranno suddivise in 3 comparti: LV SWITCHGEAR, POWER TRANSFORMER, MV SWITCHGEAR.

- n° 1 container da 20' adibito a locale tecnico, di dimensione pari a 6,06x2,44x2,59 m (bxlxh), posizionato in prossimità dell'ingresso al campo, in cui verranno inoltre collocati gli apparati di monitoraggio e controllo per la supervisione locale e remota;
- n°1 container da 20' adibito a magazzino, di dimensione pari a 6,06x2,44x2,59 m (bxlxh), posizionato in prossimità dell'ingresso al campo, per conservare materiale di ricambio e attrezzi;



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

- n°1 cabina intermedia adibita a locale utente (dimensioni lorde 6,66x2,46x2,70 m), posizionata a metà lato sud-Ovest della porzione nord del campo RF-SIRIO;
- n°1 cabina di consegna (dimensioni 11,80x2,46x2,70 m), alla quale giungono le linee provenienti dalle cabine di trasformazione, collegata alla rete di distribuzione elettrica nazionale. La cabina sarà posizionata nella porzione sud-est del campo RF- VEGA, lungo la strada privata, nel punto indicato da E-Distribuzione. La cabina sarà costituita da tre locali (locale misure, locale E-Distribuzione e locale utente).

In sede di progettazione esecutiva potrà verificarsi, a seguito di eventuali aggiustamenti tecnici, una diminuzione del numero di stringhe e/o, a seguito di eventuale diversa disponibilità commerciale dei moduli fotovoltaici attualmente scelti, una variazione della potenza elettrica di impianto; ciò non comporterà tuttavia incrementi di volumetria o nuove costruzioni.

Il campo fotovoltaico sarà completamente recintato con rete grigliata ed elettrosaldata, plastificata e di colore verde, ancorata al terreno con pali in metallo infissi nel terreno senza fondazioni in cls. Per consentire il passaggio della piccola fauna, verrà lasciato uno spazio di 20 cm circa da terra. Al fine di mitigare l'impatto visivo dell'impianto fotovoltaico verrà realizzata una fascia verde di transizione tra l'area oggetto di intervento ed i territori agricoli circostanti, che sarà strutturata mediante l'inserimento di specie vegetali autoctone. Nel caso specifico, in considerazione delle caratteristiche del sito, dello spazio disponibile, delle modalità di sviluppo delle diverse specie presenti nel contesto, si propone la realizzazione di una fascia mitigativa composta da specie arboree ed arbustive di medie dimensioni, con altezza massima pari a circa 5/6 m, sufficiente per un congruo mascheramento visivo dell'impianto senza comportare eccessive interferenze a causa dell'ombreggiamento dei moduli fotovoltaici. La fascia mitigativa verrà realizzata mediante la messa a dimora, su due file, con sesto d'impianto strutturato mediante distanza tra le file di 3m e distanza tra gli esemplari nella fila di 4m, di specie arboree ed arbustive di medie dimensioni, alternando arbusti ed esemplari arborei di medie dimensioni, al fine di conseguire un aspetto vario e naturaliforme e favorire la biodiversità. Tale soluzione consente di massimizzare l'effetto di mitigazione visiva ottimizzando lo spazio a disposizione per ogni esemplare e favorendo lo sviluppo della chioma in ogni direzione.

Per la descrizione dettagliata delle opere di mitigazione paesistico-ambientale dell'opera si rimanda all'Allegato 4 e alla Tav. 2 dello Studio di Impatto Ambientale redatto per il presente progetto.



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

L'impianto sarà dotato di un sistema di illuminazione e videosorveglianza posizionati lungo tutto il perimetro e controllati da remoto. Entrambi i sistemi saranno montati su pali in acciaio zincato fissati al suolo con piantoni anch'essi in acciaio. I pali avranno altezza di circa 4 m, saranno dislocati a distanza sufficiente a garantire la visibilità lungo tutto il perimetro della recinzione e su di essi saranno montati i corpi illuminanti (che si attiveranno in caso di allarme/intrusione) e le videocamere del sistema di sorveglianza. I cavi di collegamento del sistema saranno alloggiati nello scavo perimetrale realizzato lungo la strada perimetrale. L'impianto di illuminazione sarà normalmente spento ed in grado di attivarsi su comando locale o su input di sorveglianza. Si utilizzeranno a tal scopo lampade a led a basso assorbimento di energia.

Al termine della vita dell'impianto (25-30 anni circa) si provvederà allo smantellamento e al riciclo e smaltimento di tutti i componenti di impianto e l'intera area verrà ripristinata allo stato originario.

Per maggiori dettagli in merito alle caratteristiche dell'impianto si rimanda alla relazione progettuale specifica dell'impianto fotovoltaico e alle relative tavole grafiche allegate alla presente relazione.

3.2 Alternative tecnologie e Scelte tecnologiche di progetto

3.2.1 I Moduli ftv

I moduli fotovoltaici in linea generale sono gli elementi che convertono la radiazione solare in energia elettrica costituiti principalmente da celle in silicio cristallino (mono o poli) di varie forme dimensioni e potenze.

Alla base della tecnologia fotovoltaica ci sono quindi le *celle al silicio*, che sono celle in materiale cristallino realizzate a partire da un *wafer* al silicio, cioè da una sottile fetta di questo materiale semiconduttore la cui struttura cristallina può essere omogenea (silicio *monocristallino*), oppure non strutturalmente omogenea bensì organizzata in grani localmente ordinati (silicio *policristallino*).

Pertanto, a seconda di quale tipo di silicio venga utilizzato, si parla, rispettivamente, di *celle monocristalline* e di *celle policristalline*, impiegate per realizzare altrettanti tipi di pannelli fotovoltaici, che rappresentano la maggior parte del mercato attuale. L'efficienza dei pannelli fotovoltaici realizzati con celle al silicio si attesta tipicamente sul 19-20% per i pannelli monocristallini e sul 17-18% per i pannelli policristallini (questa è l'efficienza del pannello, che è sempre inferiore o uguale a quella della loro peggior cella). Ne consegue che, a parità di energia prodotta, le celle (ed i moduli) in silicio monocristallino occupano un po' meno spazio degli analoghi policristallini, tuttavia costano di più.



Figura 1: cella al silicio

Le tipologie di pannelli fotovoltaici possono essere così suddivise:

- Pannelli fotovoltaici tradizionali;
- Pannelli fotovoltaici bifacciali;
- Pannelli fotovoltaici a concentrazione.

3.2.1.1 I moduli tradizionali

Un *modulo fotovoltaico* consiste di un insieme di celle fotovoltaiche opportunamente collegate fra loro. A seconda del tipo di cella utilizzata, si possono distinguere quattro principali tipi di moduli fotovoltaici: moduli *monocristallini*, moduli *policristallini*, moduli *a film sottile*.

L'efficienza dei moduli fotovoltaici varia molto a seconda della tecnologia della cella e dipende dalla temperatura ambiente: più quest'ultima è alta e più l'efficienza si riduce.

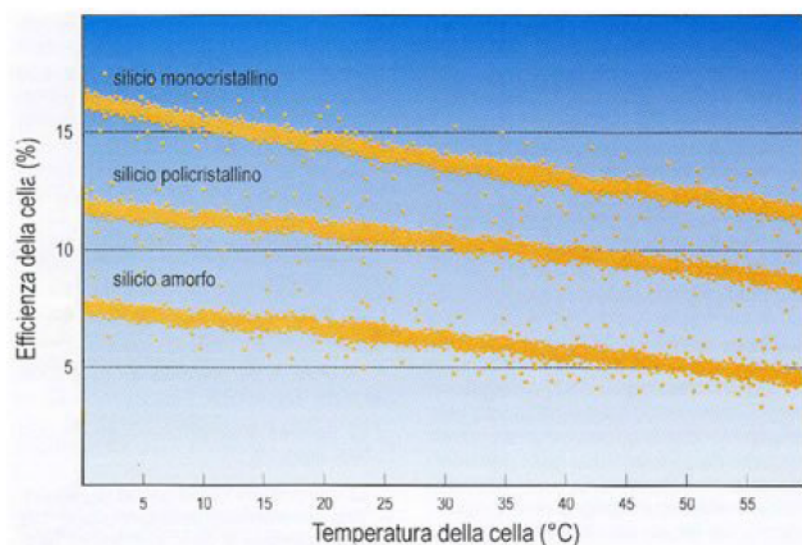


Figura 2 :efficienza delle celle

Prendiamo in considerazione la tipologia con maggior efficienza.

I moduli fotovoltaici *monocristallini* sono moduli rigidi con numerose celle solari affiancate - in genere da 30 a 70 - ricoperte da una lastra di vetro protettiva dagli agenti atmosferici e sono circondati da una cornice normalmente di alluminio per dare robustezza. L'efficienza di conversione della luce in energia elettrica da parte dei pannelli monocristallini è di circa il 19-20%, e rimane quasi costante anche per 25 anni o più, ma si abbatte molto in caso di ombre anche parziali.

3.2.1.2 I moduli bifacciali

Il modulo fotovoltaico bifacciale è un particolare tipo di modulo che riesce ad assorbire energia solare da entrambi i lati della cella fotovoltaica, aumentando la produzione di energia rispetto a un modulo fotovoltaico standard.

L'incremento di produzione viene riportato essere nel intervallo 5-30%, e dipende principalmente da tre fattori:

- distanza del pannello dal suolo
- inclinazione del pannello
- albedo del suolo o della superficie sottostante.

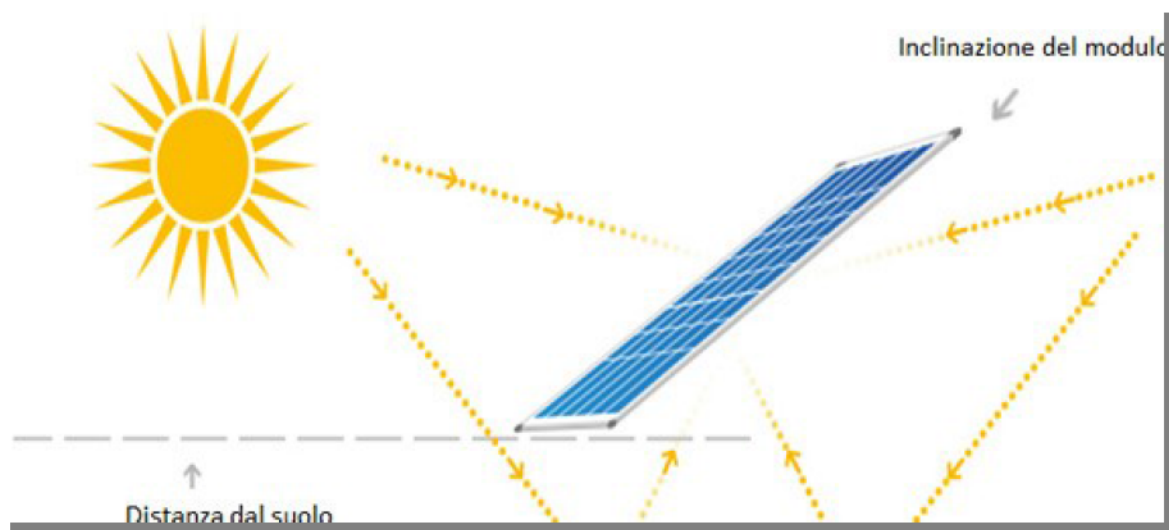


Figura 3: modulo bifacciale: assorbimento energia solare

1) Distanza dal suolo

La distanza dal suolo influisce sul rendimento del pannello perché una buona captazione della luce riflessa richiede uno spazio libero tra suolo e il retro del pannello. Si ha una crescita lineare con guadagno di produttività forte fino a 50 cm di distanza dal suolo ed un guadagno man mano inferiore all'aumentare della distanza, come indicato dal grafico qui sotto.

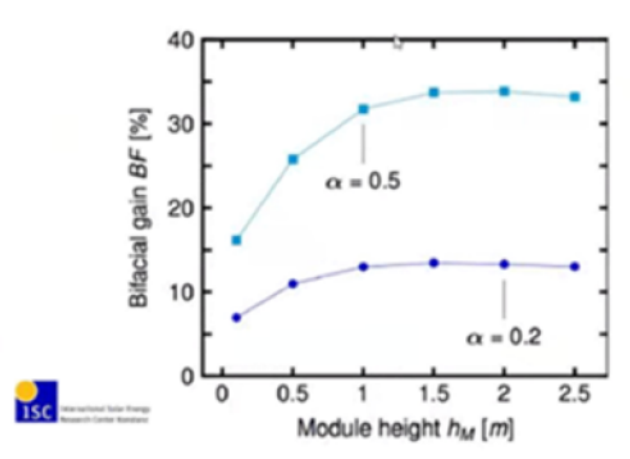


Figura 4: grafico relazione tra rendimento del modulo e altezza da terra

2) Inclinazione del pannello

L'inclinazione preferibile per delle installazioni di questo tipo è 25°, sempre per consentire una buona riflettanza sul retro del pannello.

3) Albedo

L'albedo è il coefficiente di riflessione di una superficie ed è il fattore principale che influenza il rendimento del pannello bifacciale. Nella tabella a seguire puoi osservare l'albedo di alcune delle superfici più comuni.

Surface	Albedo	Expected yield gain
Acqua	5-8%	4-6%
Erba verde	15-25%	7-9%
Cemento/ ghiaia chiara	25-35%	8-10%
Sabbia asciutta	35-45%	10-15%
Ghiaccio – neve vecchia	40-70%	15-22%
Rivestimenti riflettenti sul tetto	50-80%	23-25%
Neve fresca	80-95%	25-30%

Figura 5: tabella riportante il possibile aumento di rendimento su vari tipi di superfici.



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

3.2.1.3 I moduli a concentrazione

I moduli fotovoltaici *a concentrazione* - comunemente noti anche come "concentratori solari" - sono innovativi moduli solari piani che utilizzano concentratori ottici quali lenti di Fresnel o riflettori parabolici (tipicamente realizzati in plastica) per concentrare la radiazione solare su una superficie piuttosto piccola, dove viene trasformata in energia elettrica da una cella fotovoltaica *multigiunzione*, caratterizzata da un'efficienza più che doppia rispetto ai moduli fotovoltaici al silicio tradizionali. Dunque, è possibile ottenere la stessa quantità di energia di un modulo normale con uno a concentrazione di superficie più piccola. Inoltre, nei moduli a concentrazione ciascuna cella fotovoltaica continua a funzionare a piena potenza anche se le altre celle del modulo sono ombreggiate o addirittura coperte con un oggetto. I sistemi di raffreddamento più usati sono passivi, ed utilizzano la semplice convezione dell'aria. I moduli sono montati su un sistema di inseguimento biassiale ad alta precisione.

3.2.1.4 La scelta tecnologica di progetto: moduli monocristallini bifacciali

Alla luce dell'analisi sulle tecnologie ad oggi presenti sul mercato, per la realizzazione del campo fotovoltaico "RF-SIRIO", si è scelto di adottare moduli in silicio monocristallino con tecnologia bifacciale. Il modulo fotovoltaico scelto per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico ha una potenza di 500 Wp e un rendimento del 20,1%. La superficie occupata dai moduli fotovoltaici è pari a circa 3,81 ha, si ottiene pertanto un indice di copertura del suolo pari al 37,1%. La scelta tecnologica eseguita massimizza la resa energetica dell'impianto fotovoltaico.

ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM150-8-480BMDG	RSM150-8-485BMDG	RSM150-8-490BMDG	RSM150-8-495BMDG	RSM150-8-500BMDG
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	480	485	490	495	500
Open Circuit Voltage-Voc(V)	50.72	50.79	50.86	50.93	51.00
Short Circuit Current-Isc(A)	12.10	12.20	12.30	12.40	12.50
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	42.17	42.24	42.31	42.38	42.45
Maximum Power Current-Impp(A)	11.40	11.50	11.60	11.70	11.80
Module Efficiency (%) *	19.3	19.5	19.7	19.9	20.1

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.
Bifacial factor: 75%±5 * Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to **490Wp** front)

Bifacial Gain *	Pmax/W	Voc/V	Isc/A	Vmpp/V	Impp/A
5%	515	50.86	12.92	42.31	12.18
10%	540	50.86	13.53	42.31	12.76
15%	564	50.86	14.15	42.31	13.34
20%	589	50.86	14.76	42.31	13.92
25%	613	50.86	15.38	42.31	14.50
30%	638	50.86	15.99	42.31	15.08

*Bifacial Gain: The additional gain from the rear side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM150-8-480BMDG	RSM150-8-485BMDG	RSM150-8-490BMDG	RSM150-8-495BMDG	RSM150-8-500BMDG
Maximum Power-Pmax (Wp)	359.3	363.1	366.8	370.6	374.4
Open Circuit Voltage-Voc (V)	46.66	46.73	46.79	46.86	46.92
Short Circuit Current-Isc (A)	9.92	10.00	10.09	10.17	10.25
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	38.63	38.69	38.76	38.82	38.88
Maximum Power Current-Impp (A)	9.30	9.38	9.47	9.55	9.63

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline 210×70mm
Cell configuration	150 cells (5×15+5×15)
Module dimensions	2240×1108×30mm
Weight	32kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6063T5, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm² (12AWG), Positive(+) 270mm, Negative(-) 270mm
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

3.2.2 Tracker

Un impianto fotovoltaico ad inseguimento solare è un impianto dotato di una tecnologia che permette di ottimizzare l'esposizione delle celle fotovoltaiche in ogni momento della giornata. I moduli sono montati su elementi in grado di muoversi mantenendo sempre il miglior irraggiamento possibile, massimizzandone la resa. Da un impianto fotovoltaico ad inseguimento si può riuscire ad ottenere fino al 30-40% di energia in più rispetto a un impianto fisso di eguale potenza, ma la grande differenza si ha nelle fasce orarie sfavorevoli agli impianti fissi, come quella dalle sei alle nove e dalle diciotto alle venti, aumentando la capacità produttiva in questi intervalli temporali anche del 70%-80%.

Il rendimento di un modulo fotovoltaico fisso infatti, in un ipotetico grafico, ha un andamento a campana, variando dallo "0" dell'alba fino a raggiungere il massimo irraggiamento a mezzogiorno, per poi calare fino a tornare allo "0" del tramonto. Nel caso degli inseguitori, invece, si assottiglia il periodo in ombra, raggiungendo un picco di efficienza già due ore dopo l'alba, rimanendo tale fino a due ore prima del tramonto.

Gli inseguitori in base ai gradi di libertà offerti vengono suddivisi in monoassiali e biassiali.

3.2.2.1 Gli inseguitori monoassiali

Gli inseguitori fotovoltaici monoassiali sono dispositivi che "inseguono" il sole ruotando attorno a un solo asse. A seconda dell'orientazione di tale asse, possiamo distinguere quattro grandi tipi di inseguitori: inseguitori di tilt, inseguitori di rollio, inseguitori di azimut, inseguitori ad asse polare. Permettono di conseguire un incremento nella produzione di energia compreso fra il quasi 10% dei semplici inseguitori di tilt ed il 30% degli inseguitori ad asse polare. Pur essendo quelli più efficienti, gli inseguitori ad asse polare sono tuttavia raramente utilizzati a causa dell'elevato profilo esposto al vento. Gli un po' meno efficienti inseguitori di azimut necessitano, da parte loro, di spazi relativamente ampi per evitare il problema degli ombreggiamenti, che invece nel caso degli inseguitori di rollio è stato risolto con la tecnica del backtracking. Gli inseguitori di tilt, infine, non hanno questo tipo di problema e presentano il vantaggio di essere particolarmente economici non avendo servomeccanismi.



Figura 6: impianto fotovoltaico ad inseguitore monoassiale

a) Gli inseguitori di tilt

Gli *inseguitori di tilt* (o di "beccheggio") - che sono gli inseguitori solari più semplici da realizzare ed anche più economici - ruotano attorno all'asse est-ovest. Poiché normalmente i pannelli solari sono orientati verso sud, ciò vuol dire aumentare o diminuire l'inclinazione del pannello rispetto al terreno di un piccolo angolo, in modo che l'angolo rispetto al suolo – detto *angolo di tilt* - sia statisticamente ottimale rispetto alla stagione. Infatti, l'angolo di tilt ideale non varia solo con la latitudine (alle latitudini italiane l'angolo ideale varia dai 29° del Sud Italia ai 32° del Nord), ma anche nel corso del tempo, poiché il sole raggiunge altezze diverse durante l'anno. Questa operazione viene di solito eseguita manualmente due volte l'anno, grazie a una montatura apposita (ad es. dei profili telescopici, oppure una cerniera orientata con asse Est-Ovest) che permette di abbassare o sollevare a manualmente i pannelli rispetto all'orizzonte: poiché l'incremento nella produzione di energia offerto da questo tipo di inseguitori non supera il 10%, raramente sarebbe giustificato l'impiego di un servomeccanismo.



Figura 7 : Inseguitore di tilt



Figura 8 : Inseguitore di tilt

b) Gli inseguitori di rollio

Gli *inseguitori di rollio* sono dispositivi che, con l'ausilio di servomeccanismi, inseguono il sole lungo il suo percorso quotidiano nel cielo, l'arco solare Est-Ovest, a prescindere dalla stagione, in modo da posizionare i moduli fotovoltaici sempre con l'angolazione ottimale. Ruotano ogni giorno lungo un'asse nord-sud parallelo al suolo, ignorando la variazione di altezza (giornaliera ed annua) del sole sull'orizzonte. Tale tipo di inseguitore, che effettua una rotazione massima di $\pm 60^\circ$, risulta particolarmente adatto per i Paesi come l'Italia caratterizzati da basse latitudini, poiché in essi il percorso apparente del sole è più ampio. Per evitare il problema degli ombreggiamenti reciproci che con file di questi inseguitori si verificherebbero all'alba e al tramonto, è impiegata la cosiddetta tecnica del *backtracking*: i moduli seguono il movimento del sole solo nelle ore centrali del giorno, invertendo il movimento a ridosso dell'alba e del tramonto, quando raggiungono un allineamento perfettamente orizzontale. L'incremento nella produzione di energia offerto tali inseguitori si aggira intorno al 15%.



Figura 9: inseguitore di rollio

c) Gli inseguitori di azimut

Gli *inseguitori di azimut* (o di “imbardata”) ruotano intorno ad un asse verticale perpendicolare al suolo. Perciò i pannelli sono montati su una base rotante complanare al terreno che, tramite un servomeccanismo, segue il movimento del sole da Est a Ovest durante il giorno ma, a differenza degli inseguitori di tilt e di rollio, senza mai variare l'inclinazione del pannello rispetto al suolo. Ovviamente, gli inseguitori di azimut normalmente hanno i pannelli solari inclinati di un certo angolo rispetto all'asse di rotazione. I progetti che utilizzano questo tipo di inseguitori devono tener opportunamente conto degli ombreggiamenti per evitare perdite di energia e per ottimizzare l'utilizzo del terreno. Tuttavia, l'ottimizzazione in caso di raggruppamento ravvicinato è limitata a causa della natura delle ombre che si creano nel corso dell'anno, perciò sono adatti, sostanzialmente, quando si abbiano a disposizione degli spazi relativamente ampi. L'incremento nella produzione di energia offerto da questo tipo di inseguitori è intorno al 25%.



Figura 10: inseguitore di azimut

d) Gli inseguitori ad asse polare

Gli inseguitori ad asse polare ruotano, con l'ausilio di un servomeccanismo, intorno a un asse parallelo all'asse nord-sud di rotazione terrestre (asse polare), e dunque inclinato rispetto al suolo. Si noti che negli inseguitori di rollio l'asse di rotazione è ugualmente orientato in direzione nord-sud ma è parallelo al suolo (ed i pannelli con esso), non all'asse terrestre. Negli inseguitori ad asse polare, invece, l'asse di rotazione è inclinato rispetto al suolo per poter essere circa parallelo all'asse di rotazione terrestre. L'asse di rotazione di tali inseguitori, quindi, è simile a quello attorno al quale il sole disegna la propria traiettoria nel cielo, ma non uguale, a causa delle variazioni dell'altezza del sole nel cielo nelle varie stagioni. Gli inseguitori ad asse polare, dunque, riescono a tenere i pannelli solari all'incirca perpendicolari rispetto al sole durante tutto l'arco della giornata (trascurando le suddette oscillazioni di altezza stagionali) e danno la massima efficienza (+30%) che si possa ottenere con un solo asse di rotazione.



Figura 11: inseguitore ad asse polare

3.2.2.2 Inseguitori a due gradi di libertà

Gli inseguitori fotovoltaici biassiali hanno invece due assi di rotazione (di due gradi di libertà), solitamente perpendicolari fra loro. Grazie ad essi, e con l'ausilio di una strumentazione elettronica più o meno sofisticata, è possibile puntare perfettamente e in tempo reale i pannelli verso il sole via via che si sposta sulla volta celeste, massimizzando l'efficienza dei pannelli solari, con cui si prefiggono di allineare perfettamente e in tempo reale l'ortogonale dei pannelli fotovoltaici con i raggi solari. Il modo più economico, ma non l'unico, per realizzarli è montare un inseguitore a bordo di un altro. Esistono due tipi di inseguitori biassiali molto comuni, i quali si differenziano per la diversa orientazione degli assi di rotazione: quelli azimut-elevazione e quelli tilt-rollio. Il ridotto sfruttamento del terreno dovuto al necessario distanziamento che bisogna mantenere per problemi di ombreggiamento, i costi di installazione e mantenimento della piena efficienza del sistema, la complessità costruttiva, fanno sì che, nonostante con questi inseguitori si registrino aumenti di produzione elettrica che raggiungono anche il 35%-40%, tale tipologia di inseguitori non risultino adatti per applicazioni in grid-parity.



Figura 12: inseguitore a due gradi di libertà

3.2.2.3 Scelta tecnologica di progetto: tracker monoassiali di rollio

Vengono di seguito riassunti gli incrementi di rendimento di produzione, rispetto ad un impianto fisso, delle diverse tipologie di tracker descritte dei precedenti paragrafi.

Classificazione	Tipo di inseguitore	Incremento di energia rispetto ad impianto FV fisso
Monoassiale	Inseguitore di tilt	<10%
Monoassiale	Inseguitore di rollio	15%
Monoassiale	Inseguitore di azimut	25%
Monoassiale	Inseguitore ad asse polare	30%
Biassiale	Inseguitore azimut-elevazione	40%
Biassiale	Inseguitore tilt-rollio	40%

Tabella 1: Confronto dell'incremento di resa fra i vari tipi di inseguitori solari

Alla luce delle considerazioni fatte sulle diverse tipologie di tracker, sui benefici, sugli ingombri, sugli ombreggiamenti e sulle complessità legati a ciascuna delle tipologie costruttive, per l'impianto "RF-SIRIO" in progetto si è scelto di adottare i Tracker monoassiali con asse di rotazione nord-sud a singolo azionamento con alimentazione autonoma.

I moduli fotovoltaici saranno installati su strutture metalliche infisse nel terreno, senza pertanto realizzare fondazioni in c.a., a file parallele opportunamente distanziate (interasse tra i pali dei tracker est-ovest sarà di 5 m) sia per evitare il reciproco ombreggiamento dei moduli sia per garantire gli spazi necessari al passaggio tra le file. I corridoi verdi che verranno a crearsi tra le file verranno infatti utilizzati per il passaggio dei mezzi da impiegare per svolgere le future opere di manutenzione all'impianto fotovoltaico. L'interasse tra pali dei tracker in direzione Nord-Sud sarà variabile tra i 5 e i 7,5 m in base alla tipologia di tracker.



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

I tracker che verranno installati saranno di tre tipologie:

IT26: Tracker da 26 moduli con un palo motorizzato centrale e 6 pali standard con interasse di circa 5 m;

IT52: Tracker da 52 moduli con 1 palo motorizzato centrale e da 8 pali standard con interasse di circa 7,5 m;

IT78: Tracker da 78 moduli con 1 palo motorizzato centrale e da 12 pali standard con interasse di circa 7,5 m.

I tracker in direzione nord-sud saranno distanziati tra loro di 40 cm.

L'altezza della struttura nel suo complesso è di circa 1,45 m con i moduli in posizione orizzontale mentre all'estremo angolo di rotazione (+55°, -55°) l'altezza massima sarà di 2.37 m e la distanza da terra dei moduli sarà di 52 cm circa.

L'innovazione dei tracker scelti per lo sviluppo del progetto risiede nei cuscinetti di cui le strutture sono dotate che consentono la rotazione attorno ad un asse di rotazione virtuale, che corrisponde al centro di massa dei componenti rotanti.

Questo concetto di sistema bilanciato comporta numerosi vantaggi:

- Evita errori di tracciamento alla fine dei tracker lunghi a causa dell'eccentricità;
- Riduce al minimo il consumo di energia per la rotazione;
- Grazie all'elevato fattore di smorzamento incorporato nel cuscinetto, riduce le vibrazioni torsionali, evitando la necessità di ammortizzatori

La struttura di supporto dei Tracker è realizzata in acciaio da costruzione e progettata secondo gli standard degli Eurocodici. La maggior parte dei componenti metallici del tracker sono zincati a caldo secondo gli standard ISO 1461 (bagno batch) o ISO 3575 (bagno continuo). Le guide del modulo possono essere zincate a caldo secondo ISO 1461 o realizzate in Magnelis, un rivestimento di zinco-alluminio-magnesio, applicato anche tramite bagno di immersione a caldo, che ha una resistenza ancora superiore in ambienti esterni difficili. Le guide del modulo standard sono lunghe 440 mm.

Il controller wireless dei Tracker consente di evitare le attività di cablaggio sul campo, sia per l'alimentazione che per la comunicazione, mantenendo un sistema rapido e affidabile.

L'alimentazione del motore è fornita da un piccolo modulo fotovoltaico installato sul tracker, che alimenta una batteria agli ioni di litio di lunga durata.



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

La comunicazione è gestita da un'infrastruttura sub-GHz che presenta numerosi vantaggi rispetto alle soluzioni basate su wifi:

- Lungo raggio (oltre 200 m di comunicazione diretta);
- Basso consumo energetico;
- Meno rumore e migliore portata nelle aree con interferenze di riflessione del segnale.

Un controller centrale si occupa del ciclo di tracciamento automatico, inclusa la funzione di backtracking e le procedure di sicurezza e manuali.

Il controller legge i seguenti sensori:

- Ricevitore GPS;
- Sensore di temperatura ambiente;
- Sensore di velocità del vento;
- Sensore di direzione del vento (opzionale);
- Sensore altezza neve (opzionale).

Di seguito alcune caratteristiche tecniche del tracker utilizzato:

MAIN CHARACTERISTICS	
Tracking type:	Independent single axis horizontal tracker; Any tracker alignment possible (ideally along North-South direction);
Tracking algorithm:	Accurate astronomical formulas; tracking precision = 1.0°. Individual 3D Backtracking for each single tracker, to follow terrain profile
Rotation range:	±55°
Ground cover ratio:	Freely configurable by customer (between 34% and 50%)
PV Module compatibility:	Framed modules; All major brands
Module mount:	1 module portrait; 2 modules landscape
Drive system:	1 independent slew drive per tracker
Peak power per tracker:	Up to 36 kWp per tracker (with 400Wp modules)
N° of Module per tracker:	Up to 90 72-cell modules (1500 V)
PV array voltage:	1000 V or 1500 V
Power supply:	Self powered with dedicated small PV module and Li-FePO ₄ battery
Monitoring:	Local control via SCADA; Remote control available
Foundation type:	Standard: driven piles; compatible also with: shallow foundation (concrete blocks); ground screws
Wind resistance (Eurocodes):	In operation: up to 80 km/h in any position; Stow position: up to 200+ km/h in stow position.
Snow resistance:	Up to 1'500 N/m ² ; depending on tracker version
Tracker stowing time:	≤ 6 min; 3.5 min on average
Installation tolerances:	North South: ±50 mm; East-West: ±40 mm standard pile; ±28 mm drive pile; Height tolerance: ±45 mm; Pile tilt: ±1°; Twist: 15°
Ground slope:	Max 15% slope in longitudinal direction (North- South); Any slope in transversal direction (East-West) [max 70% local slope for rotation clearance] Local deviation from theoretical ground profile is ±150 mm
Installation method:	Engineered for fast and easy assembly; no welding nor drilling required on site
Materials:	HDG and ZM construction steel; maintenance free bearings; triennial maintenance for slew drive
Certifications / Compliance:	CE 2006/42/UE; Eurocodes EN1991-1-1/3/4; LV 2014/35/UE; EMC 2014/30/UE ; ISO 9001-2015
Warranty :	Structure: 10 years; Drive, batteries and electronics: 5 years; Warranty extension available
Earthing :	The rotating structure is connected to the ground through its drive pile



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

3.2.3 Inverter

Il campo fotovoltaico in oggetto prevede l'installazione di n° 40 inverter di stringa, suddivisi in 1° inverter per ogni sottocampo.

Ad ogni inverter saranno collegate 14 stringhe nel sottocampo A e 15 stringhe per ciascuno degli altri sottocampi. Tutte le stringhe saranno costituite da 26 moduli.

Il campo fotovoltaico sarà suddiviso in 4 sottocampi di cui 3 (SOTTOCAMPI B, C, D) aventi potenza pari a 1,95 MW e 1 (SOTTOCAMPO A) con potenza pari a 1,82 MW.

Gli inverter saranno fissati su apposite strutture metalliche in corrispondenza dei pali motorizzati dei trackers.

Gli inverter saranno posizionati baricentrici rispetto alle stringhe collegate in modo da ottimizzare le sezioni dei cavi e il loro percorso e minimizzare le perdite.

La scelta di adottare gli inverter di stringa rispetto agli inverter centralizzati consente di installare macchine che offrono numerosi vantaggi soprattutto nella fase di gestione dell'impianto.

In caso di guasto infatti gli inverter di stringa provocano un impatto basso sulla produzione complessiva del campo (possono essere isolate le sole stringhe collegate all'inverter guasto), inoltre la sostituzione è agevole grazie alle dimensioni geometriche e al peso dell'apparecchiatura.

Di seguito le caratteristiche tecniche dell'inverter scelto per la configurazione del campo fotovoltaico:

Input (DC)		
Max. PV array power	150000 Wp	225000 Wp
Max. input voltage	1000 V	1500 V
MPP voltage range / rated input voltage	590 V to 1000 V / 590 V	880 V to 1450 V / 880 V
Max. input current / max. short-circuit current	180 A / 325 A	180 A / 325 A
Number of independent MPP trackers	1	1
Number of inputs	1 or 2 (optional) for external PV array junction boxes	
Output (AC)		
Rated power at nominal voltage	100000 W	150000 W
Max. apparent power	100000 VA	150000 VA
Nominal AC voltage / AC voltage range	400 V / 304 V to 477 V	600 V / 480 V to 690 V
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz
	60 Hz / 54 Hz to 66 Hz	60 Hz / 54 Hz to 66 Hz
Rated grid frequency	50 Hz	50 Hz
Max. output current	151 A	151 A
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0 overexcited to 0 underexcited	
Harmonic (THD)	< 3%	< 3%
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	3 / 3-PE
Efficiency		
Max. efficiency / European efficiency	98.8% / 98.6%	99.1% / 98.8%
Protective devices		
Ground fault monitoring / grid monitoring / DC reverse polarity protection	• / • / •	• / • / •
AC short-circuit current capability / galvanically isolated	• / -	• / -
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	•	•
Monitored surge arrester (type II) AC / DC	• / •	• / •
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (as per IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II	I / AC: III; DC: II
General Data		
Dimensions (W / H / D)	770 mm / 830 mm / 444 mm (30.3 in / 32.7 in / 17.5 in)	
Weight	98 kg (216 lbs)	
Operating temperature range	-25°C to +60°C [-13°F to +140°F]	
Noise emission (typical)	< 65 dB(A)	
Self-consumption (at night)	< 5 W	
Topology	transformerless	
Cooling method	OptiCool, active cooling, speed-controlled fan	
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	
Features / function / accessories		
DC connection / AC connection	Terminal lug (up to 300 mm²) / Screw terminal (up to 150 mm²)	
LED display (Status / Fault / Communication)	•	
Ethernet interface	• (2 ports)	
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Speedwire, Webconnect	• / • / •	
Mounting type	Rack mounting	
OptiTrac Global Peak / Integrated Plant Control / O on Demand 24/7	• / • / •	
Off-grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	• / •	
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 years	• / • / • / •	
Certificates and approvals (planned)	IEC 62109-1/-2, AR N-4110, AR N-4120, CEI 0-16, C10/11:2012, EN 60549, PEA 2017, DEWA	



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

3.2.4 Trasformatori

Il campo fotovoltaico sarà dotato di 4 Power station di trasformazione da 1600 KW containerizzate da cui si dirameranno le linee MT di collegamento ognuno a servizio di un sottocampo alla cabina di consegna. Le Power station sono suddivise in 3 vani distinti e separati, rispettivamente destinati all'alloggiamento dei quadri BT, del trasformatore e dei quadri MT.

3.3 Alternative localizzative

3.3.1 Criteri di scelta della localizzazione del progetto

I criteri che hanno portato alla scelta localizzativa dell'impianto fotovoltaico sono i seguenti:

- l'area, a differenza delle aree agricole circostanti, è una ex-cava di argilla. Il suo valore, dal punto di vista podologico, è stato pertanto compromesso dalla precedente attività estrattiva;
- rispetto degli strumenti di pianificazione del territorio;
- presenza di un unico proprietario;
- consenso alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico da parte del "corpo ricettore" più vicino all'opera in progetto rappresentato dalla cascina Agazzara;
- fattibilità economica in assenza di incentivi;
- idoneità del sito dal punto di vista altimetrico;
- il piano di posa risulta ribassato rispetto al piano campagna (la cava precedente era della tipologia "in fossa") e pertanto questo rende l'impianto meno impattante dal punto di vista visivo;
- il sito in funzione della sua ubicazione, morfologia, e distanza dai centri abitati è caratterizzato da una limitata visibilità dal resto del territorio circostante con riferimento, in particolare, ai punti visuali ubicati presso i centri abitati principali, la viabilità principale (via Emilia) e la viabilità minore;
- la localizzazione è in un ambito dove è diffusa l'arboricoltura da legno, con numerosi appezzamenti al contorno (ad est della SP 37, presso Cascina Agazzara) interessati da boschi che ne limitano significativamente la visibilità anche dalla viabilità minore circostante;
- possibilità di asservire all'impianto ftv le superfici necessarie per il rispetto della DAL 28 mediante un titolo idoneo nel quale viene espresso che tali aree non potranno essere conteggiate, per

l'intero periodo di esercizio dell'impianto fotovoltaico, per realizzare ulteriori impianti e non saranno sottratte all'uso agricolo a cui sono vocate.

3.3.2 *Alternativa localizzativa 1*



L'alternativa localizzativa 1 è un'area agricola sita nel Comune di Vigolzone (PC). L'area si trova nella porzione nord-orientale del comune in località Follo, in un contesto agricolo. La porzione orientale di quest'area, circa 5 ha, è un ambito estrattivo dismesso.

Nei pressi del sito si trovano svariati agglomerati e case sparse, i centri abitati più vicini sono:

- Vigolzone, a circa 1000 m in direzione ovest,
- Grazzano Visconti a circa 1700 m in direzione nord ovest.

La superficie complessiva dell'area è pari a circa 23 ha, l'estensione dell'area sarebbe pertanto idonea per consentire la realizzazione di entrambi i campi fotovoltaici RF-SIRIO e RF-VEGA. L'area catastalmente è censita al fg. 11 e al fg. 12 del Comune di Vigolzone, di seguito si riporta l'estratto mappa con

l'individuazione dei mappali di interesse.



PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE
DI UN NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO A
TERRA DENOMINATO "RF SIRIO" DI POTENZA
PARI A 7,67 MWp E RELATIVO ELETTRODOTTO
PER LA CONNESSIONE ALLA RTN, SITO IN
LOCALITA' CASCINA AGAZZARA NEL COMUNE
DI SARMATO (PC)

RELAZIONE TECNICA
GENERALE

cod. com.: 303_20
cod. serv.: AU
cod. doc.: 30320_RT01

file:
30320_RT01_RTG

Pag. 57 di 78



Comune: VIGOLZOR
Foglio: 12

Scala originale: 1:2000
Dimensione cartaceo: 1040.000 x 1380.000 metri

0-Mar-2021 17:59:33
Prot. n. T387746/2021

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE
DI UN NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO A
TERRA DENOMINATO "RF SIRIO" DI POTENZA
PARI A 7,67 MWp E RELATIVO ELETTRDOTTO
PER LA CONNESSIONE ALLA RTN, SITO IN
LOCALITA' CASCINA AGAZZARA NEL COMUNE
DI SARMATO (PC)

RELAZIONE TECNICA
GENERALE

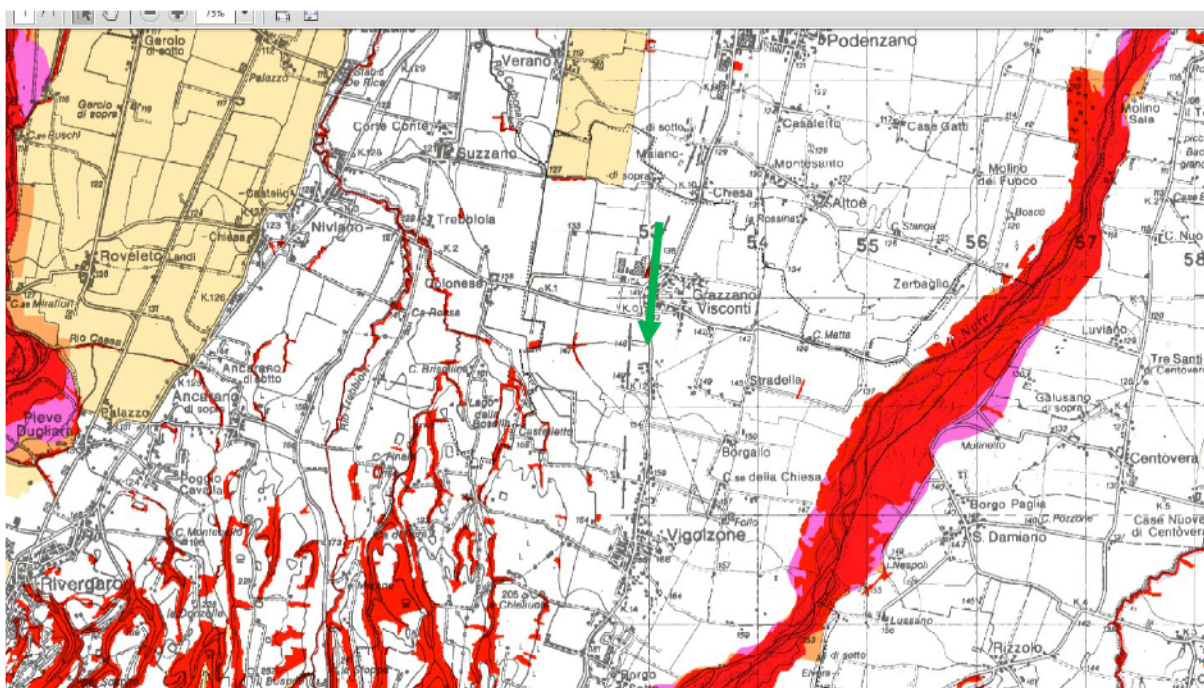
cod. com.: 303_20
cod. serv.: AU
cod. doc.: 30320_RT01

file:
30320_RT01_RTG

Pag. 58 di 78

Dall'analisi eseguita sul sito è emerso quanto segue:

- L'area rientra nella categoria B7, altre aree agricole, così come definita dalla Delibera dell'Assemblea Legislativa n. 28 del 6 dicembre 2010. Di seguito si riporta un estratto della "Carta unica dei criteri generali di localizzazione degli impianti fotovoltaici" allegata alla Delibera della Giunta Regionale n° 46 del 17 Gennaio del 2011 ("Ricognizione delle aree non idonee e delle aree soggette a limiti e condizioni per la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica mediante l'utilizzo di impianti fotovoltaici") dalla quale si evince che l'area non rientra tra quelle di cui alla lettera A) e dalle lettere B1) a B6) dell'Allegato I alla DAL 28/2010;
- L'area, ai sensi della DAL 28/2010, rientra tra quelle ritenute idonee con limitazioni e in particolare l'estensione dell'impianto fotovoltaico a terra deve al massimo corrispondere al 10% dei terreni contigui in disponibilità.



- Dall'analisi catastale eseguita è emersa una pluralità di proprietà limitrofe che rende difficoltoso l'asservimento di tutte le particelle necessarie a soddisfare i requisiti della DAL 28/2010;
- Solo una piccola parte della superficie complessiva può ritenersi compromessa, dal punto di vista del valore agricolo dell'area, dalla pregressa attività estrattiva;
- È stata riscontrata la presenza dell'aeroporto militare di S. Giorgio P.no nelle immediate vicinanze dell'area.

Di seguito si riporta un'immagine aerea nella quale è ben visibile l'area potenziale di impianto e l'aeroporto militare.



A conclusione dell'analisi eseguita, data la presenza di agglomerati urbani nelle immediate vicinanze, considerate le prescrizioni della DAL 28/2010 in merito alla disponibilità di aree necessarie allo sviluppo dell'impianto e consultate le direttive Enac-Enav per i potenziali rischi-ostacoli alla navigazione aerea, considerato che solo una piccola porzione dell'area, attualmente agricola, è stata compromessa dalla pregressa attività estrattiva, si è ritenuta l'area in oggetto non idonea allo sviluppo dell'operazione.



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

3.3.3 Definizione alternativa zero

Al momento zero i terreni oggetto del progetto di installazione del campo fotovoltaico sono destinati ad uso agricolo. Non vi sono tuttavia produzioni di pregio.

3.3.4 Confronto tra benefici dell'alternativa zero e la soluzione di progetto

L'“alternativa zero” consiste nel non realizzare l'opera in progetto e proseguire con l'attività agricola attualmente in corso. Tale alternativa, essendo per definizione la mancata realizzazione dell'intervento, si caratterizza per l'immutevolezza della situazione attuale; ciò comporta, dal punto di vista ambientale, il mantenimento di una condizione che in termini di interventi “edificatori” non determina alcuna interferenza nei confronti delle componenti ambientali (paesaggio, suolo, sottosuolo, ecc.) in quanto mantiene la situazione immutata.

Dal punto di vista economico/gestionale, il mantenimento dell'attuale assetto non consente di contribuire al perseguimento degli obiettivi nazionali e regionali relativi alla produzione di energia da fonti rinnovabili e ancor più gli obiettivi connessi alla riduzione delle emissioni di gas serra.

Inoltre la rinuncia all'attuazione dell'intervento non può essere confrontata con l'assenza di attività/impatto antropiche, ma deve essere piuttosto confrontata con lo scenario più probabile rappresentato dal proseguimento dell'attività agricola attualmente in atto sul sito con i relativi impatti ambientali e socio economici.

Si evidenzia che all'attualità i terreni in oggetto appartengono ad aree in cui non sono presenti produzioni agricole di pregio (DOC, DOP, IGP, IGT) in quanto la superficie di cava è stata interessata dall'asportazione del suolo originario per l'utilizzo degli strati argillosi da destinarsi alla produzione di laterizi. Ad ultimazione dell'attività estrattiva è stato eseguito il tombamento del vuoto di cava, ad un livello ribassato rispetto al piano campagna originario, al fine di ricostituire un suolo sfruttabile per fini agricoli ma con caratteristiche scadenti rispetto a quello originale.

Per contro, l'alternativa zero consentirebbe il mantenimento della destinazione d'uso prevista dalla pianificazione sovraordinata limitando, in particolare, il consumo di suolo (seppur temporaneo) ed i relativi potenziali impatti ambientali riconducibili ad una nuova trasformazione.

L'“alternativa di progetto” rappresenta la realizzazione del campo fotovoltaico RF-SIRIO. Il progetto nasce dalla volontà di perseguire obiettivi nazionali e regionali in termini di produzione di



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

energia da fonti rinnovabili attraverso un parco solare fotovoltaico che rappresenta un sistema di produzione di energia consolidato nell'ambito della pianificazione energetica.

La tipologia di intervento non determinerà particolari impatti ambientali durante la fase di gestione/vita data l'assenza di emissioni inquinanti atmosferici, di possibili contaminazioni del suolo, sottosuolo e ambiente idrico, ecc. Comporterà altresì benefici in termini di riduzione di gas serra (intese come emissioni evitate): nello specifico si stima una riduzione nell'utilizzo di combustibili fossili e quindi di emissioni di CO₂ pari a circa 147.524 tonnellate in 30 anni (per ogni ulteriore approfondimento si rimanda alla documentazione progettuale e all'allegato 2 del SIA).

Anche dal punto di vista economico-sociale, l'attuazione dell'alternativa di progetto determinerà vantaggi economici non solo nei confronti del proponente: il progetto rappresenta una fonte di incremento del livello occupazionale riconducibile all'impiego di personale operativo sia nelle fasi realizzazione e futura dismissione dell'opera che, seppur in quantità più limitate, nella fase di esercizio.

Di contro, l'attuazione dell'intervento potrebbe determinare potenziali impatti nei confronti di alcune componenti ambientali, come ad esempio il paesaggio, in termini di interventi "edificatori": è infatti indubbio che la realizzazione del campo fotovoltaico in progetto comporti variazioni dell'assetto morfologico-paesaggistico attuale. Al fine di valutare le possibili criticità indotte dal progetto, sono stati condotti specifici approfondimenti valutativi finalizzati alla quantificazione degli impatti e all'individuazione delle opportune/eventuali forme di mitigazione (valutate nel SIA).

Dall'analisi delle suddette valutazioni si ritiene che l'alternativa "di progetto" comporti positività dal punto di vista economico-sociale risultando ambientalmente sostenibile.

I limitati potenziali impatti, sempre che si verifichino, riconducibili all'intervento possono considerarsi trascurabili, ancor più se confrontati con i benefici ambientali apportati, soprattutto in termini di riduzione di gas serra.

Inoltre la natura di reversibilità del progetto stesso, consentirà, al termine del ciclo di vita dell'impianto, il ripristino delle condizioni iniziali e/o la restituzione di un ambiente preservato in grado di essere riutilizzato allo scopo che verrà ritenuto idoneo.

4. DESCRIZIONE FASI REALIZZATIVE DELL'OPERA

Le attività di cantiere necessarie a realizzare il campo fotovoltaico avranno una durata di circa 9 mesi e mezzo. Le lavorazioni, che possono essere raggruppate nelle seguenti 9 principali fasi, si protrarranno per 38 settimane ovvero 266 giorni solari consecutivi e 190 giorni lavorativi:

- 1- PREPARAZIONE AREA: ALLESTIMENTO AREA DI CANTIERE
- 2- REALIZZAZIONE OPERE EDILI
- 3- REALIZZAZIONE CABINE
- 4- INSTALLAZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO E IMPIANTO ELETTRICO
- 5- REALIZZAZIONE ELETTRODOTTO DI CONNESSIONE
- 6- REALIZZAZIONE OPERE DI COMPLETAMENTO
- 7- COLLAUDI E COMMISSIONING
- 8- SISTEMAZIONE AREA
- 9- ALLACCIAMENTO RETE

FASE DI CANTIERE	ATTIVITA' DA ESEGUIRE	MEZZI DI CANTIERE IMPIEGATI	DURATA
PREPARAZIONE AREA : ALLESTIMENTO AREA DI CANTIERE	<ul style="list-style-type: none"> - Delimitazione dell'area di cantiere con la recinzione definitiva; - Realizzazione degli accessi carrai all'area di cantiere; - Disposizione segnaletica per segnalare la presenza del cantiere rispetto alla viabilità circostante; - Allestimento baracca di cantiere, wc chimico; - Realizzazione impianti di cantiere; - Individuazione aree di stoccaggio materiali; - Approvvigionamento dei materiali e dei mezzi di cantiere; 	Camion per trasporto materiali escavatore, rullo compressore	20 gg lavorativi (4 settimane naturali consecutive)

	- Livellatura del fondo.		
REALIZZAZIONE OPERE EDILI	<ul style="list-style-type: none"> - Realizzazione delle strade di accesso, interne, e perimetrali; - Realizzazione cavidotti perimetrali per rete illuminazione e videosorveglianza; - Installazione pali/vitoni strutture sostegno; - Scavi per posa dei cavidotti e dei pozzetti; - Realizzazione cavidotti BT; - Realizzazione cavidotti MT. 	battipalo, escavatore, camion per trasporto materiale	55 gg lavorativi (11 settimane naturali consecutive)
REALIZZAZIONE CABINE	<ul style="list-style-type: none"> - Realizzazione basamenti per cabine; - Realizzazione in opera della cabina di consegna; - Posa cabine prefabbricate power station, monitoraggio e rimessa materiali. 	escavatore, camion per trasporto materiale, camion con gru	70 gg lavorativi (14 settimane naturali consecutive)
INSTALLAZIONE IMPIANTO	- Installazione della struttura fuori terra dei	Camion, muletti,	85 gg lavorativi (17 settimane

FOTOVOLTAICO E IMPIANTO ELETTRICO	trackers; - Installazione dei moduli fotovoltaici; - Formazione delle stringhe cavi DC; - Installazione quadri DC; - Installazione inverter; - Realizzazione linee quadri DC-inverter; - Realizzazione linee inverter- power station; - Realizzazione rete perimetrale di illuminazione e videosorveglianza.	avvitatori	naturali consecutive)
REALIZZAZIONE ELETTRODOTTO DI CONNESSIONE	- Formazione elettrodotto (Delimitazione cantiere stradale mobile, Realizzazione scavi in sezione ristretta; posa elettrodotto, rinterri e ripristino del fondo stradale (nei tratti in cui l'elettrodotto è interrato)); - Collaudo; - Rimozione cantiere stradale mobile.	Escavatore	85 gg lavorativi (17 settimane naturali consecutive)

REALIZZAZIONE OPERE DI COMPLETAMENTO	<ul style="list-style-type: none"> - Piantumazione di mitigazione ambientale costituita da due file di esemplari arboreo arbustivi di medie dimensioni da posizionare lungo il perimetro dell'area. 	Camion, escavatore	20 gg lavorativi (4 settimane naturali consecutive)
COLLAUDI E COMMISSIONING	<ul style="list-style-type: none"> - Test trackers e verifica funzionalità, - Collaudi elettrici e reti monitoraggio; - Commissioning. 		20 gg lavorativi (4 settimane naturali consecutive)
SISTEMAZIONE ARA	<ul style="list-style-type: none"> - Allontanamento dei mezzi di cantiere; - Rimozione recinzioni mobili e segnaletica; - Rimozione wc chimico e baracca di cantiere; - Pulizia area di cantiere. 	Camion	15 gg lavorativi (3 settimane naturali consecutive)
ALLACCIAMENTO ALLA RETE	<ul style="list-style-type: none"> - Entrata in esercizio impianto fotovoltaico. 		



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

5. IMPATTI POTENZIALI E MITIGAZIONI

5.1 Impatti nelle fasi di cantierizzazione e di esercizio dell'impianto "RF SIRIO"

Durante la realizzazione e l'esercizio dell'opera si potranno verificare alcune problematiche a livello sociale: si adotteranno pertanto tutti gli accorgimenti possibili per mitigare l'effetto di tali ricadute. Da notare che tali ricadute saranno presenti in forma maggiore per un periodo limitato alla fase di esecuzione dell'opera. Gli impatti sociali che potranno insorgere durante la fase di realizzazione dell'opera sono:

- rumore: dovuto alla normale attività di cantiere: La lontananza dell'intervento da centri abitati, non porteranno disturbo alla popolazione;
- Viabilità: l'esecuzione dei lavori comporterà un impatto sulla viabilità locale con un leggero aumento del traffico di mezzi pesanti, legato alla necessità di trasporto al cantiere dei materiali necessari per le lavorazioni;
- Produzione rifiuti: l'esecuzione dei lavori comporterà la produzione di materiale di scavo il quale verrà riutilizzato per i rinterri (terra). Non si prevede di trasportare materiali di scavo all'esterno del cantiere;
- Inquinamento della salute pubblica: gli impatti sulla salute della popolazione legati alla fase di cantierizzazione sono causati dagli aspetti illustrati nel seguito.

Emissioni inquinanti delle macchine operatrici, limitate alle sole emissioni in atmosfera in quanto si prenderà ogni precauzione affinché non si abbiano sversamenti di carburante, lubrificanti o altri liquidi inquinanti sul terreno o in alveo.

Aumento del rischio di incidenti stradali, dovuto da un lato all'aumento di traffico sulla viabilità locale, dall'altro alla ghiaia, al terriccio ed al fango, trasportati e dispersi dai mezzi di cantiere, che aumentano la sdruciolevolezza delle strade. È possibile, oltre ad opportune procedure di pulizia delle ruote dei camion e l'attenta chiusura dei vani di trasporto dei materiali di lavoro, ridurlo ulteriormente adottando alcune semplici precauzioni quali una chiara segnalazione delle aree d'immissione del traffico di cantiere sulla viabilità comunale e provinciale.



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

La fase di esercizio dell'impianto non provocherà impatti negativi né sulle componenti ambientali (acqua, suolo, aria) né sulla salute pubbliche.

Anzi, la produzione di energia da fonti rinnovabili si inserisce in un contesto di rispetto dell'ambiente e di riduzione dell'inquinamento da combustibili fossili.

Per quanto riguarda il rumore si precisa che è stato eseguito uno studio previsionale di impatto acustico i cui risultati hanno portato ad affermare che le emissioni acustiche sono poco significative e del tutto trascurabili nel contesto esaminato.

Si rimanda quindi al sopracitato documento per quello che concerne il dettaglio tecnico. (Allegato 6 della SIA redatta per il presente progetto).

6. PIANO DI MANUTENZIONE ALL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Per garantire il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico per tutta la sua vita utile, sarà necessario effettuare su tutte le sue componenti, delle attività di *manutenzione ordinaria*, da svolgere con cadenza programmata, e delle attività di *manutenzione straordinaria*, che non possono essere preventivamente programmate e pianificate, ma che dovranno essere tempestivamente attuate all'occorrenza, (ad esempio dopo eventi atmosferici di straordinaria intensità).

Le attività di manutenzione ordinaria da svolgere sull'impianto possono essere suddivise nel seguente modo:

- Manutenzione alle componenti elettriche;
- Manutenzione alle strutture di supporto;
- Pulizia dei moduli fotovoltaici;
- Manutenzione del verde;
- Manutenzione dei dispositivi di sicurezza.

6.1 Manutenzione alle componenti elettriche

I seguenti interventi verranno effettuati con cadenza semestrale e saranno costituite delle seguenti attività:

A) Manutenzione del locale cabina MT:

- Pulizia e controllo dell'integrità degli isolatori;
- Verifica dell'efficienza delle connessioni a terra del selezionatore a terra;
- Verifica dei trasformatori MT/BT con relativo controllo e serraggio della bulloneria di potenza;
- Verifica funzionalità sistemi di protezione;
- Verifica e controllo fusibili MT;
- Controllo integrità relè di protezione e dei valori di taratura secondo le disposizioni di progetto.

B) Manutenzione locali quadri elettrici BT:

- Verifica, pulizia e serraggio connessioni di potenza;
- Controllo dello stato di conservazione delle protezioni;
- Verifica degli interblocchi meccanici;
- Verifica dei circuiti ausiliari;
- Controllo integrità interruttori;
- Controllo funzionalità strumenti di misura;
- Verifica del gruppo di continuità;



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

- Verifica integrità impianto FM;
- Controllo funzionalità estrattore e pulizia ventole.

C) Manutenzione impianto di terra:

- Verifica efficienza e integrità dispersori a terra;
- Verifica continuità conduttori di messa a terra.

6.2 Manutenzione delle strutture di supporto

Il controllo sarà effettuato con cadenza annuale e consisterà nelle seguenti operazioni:

- Controllo e serraggio bulloneria di strutture e sottostrutture.

6.3 Pulizia dei moduli fotovoltaici

La pulizia andrà effettuata con cadenza semestrale:

- Lavaggio con acqua dei moduli fotovoltaici.

6.4 Manutenzione del verde

Lo sfalcio sarà eseguito da aprile ad ottobre con cadenza trimestrale.

La potatura del verde-filtro sarà eseguita con cadenza annuale, nei periodi di riposo dell'essenza in oggetto.

Le operazioni da eseguire saranno le seguenti:

- Sfalcio erba con trattore munito di braccio articolato, tosaerba e decespugliatori;
- Potatura con trattore munito di braccio articolato, taglia siepi ed altre attrezzature idonee, rimozione dei residui di potatura;
- Pulizia e rimozione eventuali ostacoli alla viabilità interna e al movimento dei tracker.

6.5 Manutenzione dei dispositivi di sicurezza

- Ispezione e controllo apparecchiature di videosorveglianza;
- Verifica comunicazione con sistema di allarme;
- Controllo del sistema di sicurezza;
- Verifica trasmissione segnale di allarme (simulazione).



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

7. ANALISI DEI POSSIBILI ASPETTI TRANSFRONTALIERI

L'impianto in oggetto non ricade nella tipologia di strutture che possono generare traffico transfrontaliero.

La sua realizzazione ricade nell'ambito della Strategia Energetica Nazionale per la riduzione del consumo di energia da fonti fossili e la riduzione della dipendenza energetica dall'estero.

In tal senso si può valutare positivamente l'impatto di questo progetto nell'economia locale e nazionale.

8. FINALITA' E MOTIVAZIONE STRATEGICA DELL'OPERA

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato il testo Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, predisposto con il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, che recepisce le novità contenute nel Decreto Legge sul Clima nonché quelle sugli investimenti per il Green New Deal previste nella Legge di Bilancio 2020.

Il PNIEC è stato inviato alla Commissione Europea in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999, completando così il percorso avviato nel dicembre 2018, nel corso del quale il Piano è stato oggetto di un proficuo confronto tra le istituzioni coinvolte, i cittadini e tutti gli stakeholder.

Con il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima vengono stabiliti gli obiettivi nazionali al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO², nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, delineando per ciascuno di essi le misure che saranno attuate per assicurarne il raggiungimento.

È sicuramente l'inizio di un importante cambiamento nella politica energetica ed ambientale del nostro paese con il quale si intendono raggiungere gli obiettivi di una maggiore efficienza e sicurezza energetica, favorire l'utilizzo delle fonti rinnovabili rispetto a quelle tradizionali e garantire un mercato unico dell'energia competitivo.

Ogni cittadino deve essere parte attiva della transizione energetica in atto ed inserito in una società i cui benefici sono correlati all'ambiente secondo un'ottica di economia circolare.

Le energie rinnovabili sono necessariamente uno dei pilastri su cui impostare una riconversione industriale ed ecologica del nostro paese facendo in modo che l'ambiente venga preservato conciliando sviluppo industriale e scelte ecologiche.

L'Italia intende perseguire un obiettivo di copertura, nel 2030, del 30% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili, delineando un percorso di crescita sostenibile delle fonti rinnovabili con la loro piena integrazione nel sistema. In particolare, l'obiettivo per il 2030 prevede un consumo finale lordo di energia di 111 Mtep, di cui circa 33 Mtep da fonti rinnovabili.

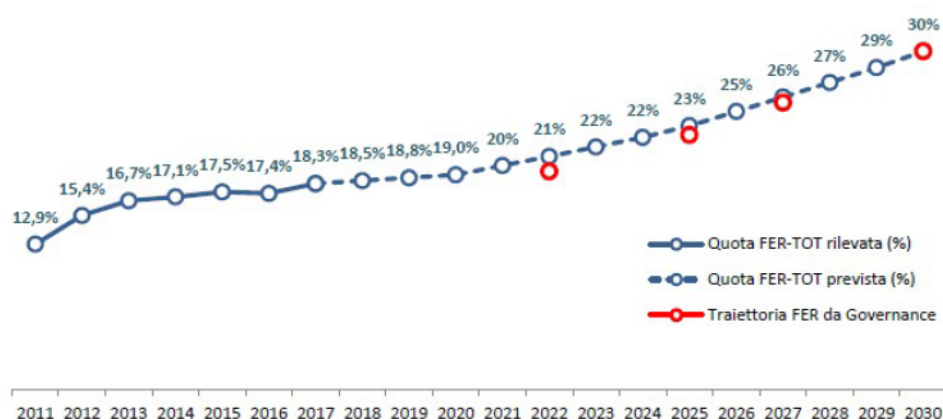


Figura 1 Traiettorie della quota FER complessiva [Fonte GSE e RSE]

	2016	2017	2025	2030
Numeratore	21.081	22.000	27.168	33.428
Produzione lorda di energia elettrica da FER	9.504	9.729	12.281	16.060
Consumi finali FER per riscaldamento e raffrescamento	10.538	11.211	12.907	15.031
Consumi finali di FER nei trasporti	1.039	1.060	1.980	2.337
Denominatore - Consumi finali lordi complessivi	121.153	120.435	116.064	111.359
Quota FER complessiva (%)	17,4%	18,3%	23,4%	30,0%

Figura 2 Obiettivo FER complessivo al 2030 [Fonte PNIEC]

Il PNIEC prevede che il contributo delle rinnovabili al soddisfacimento dei consumi finali lordi totali al 2030 (30%) di cui il 55,0% di quota rinnovabili nel settore elettrico.

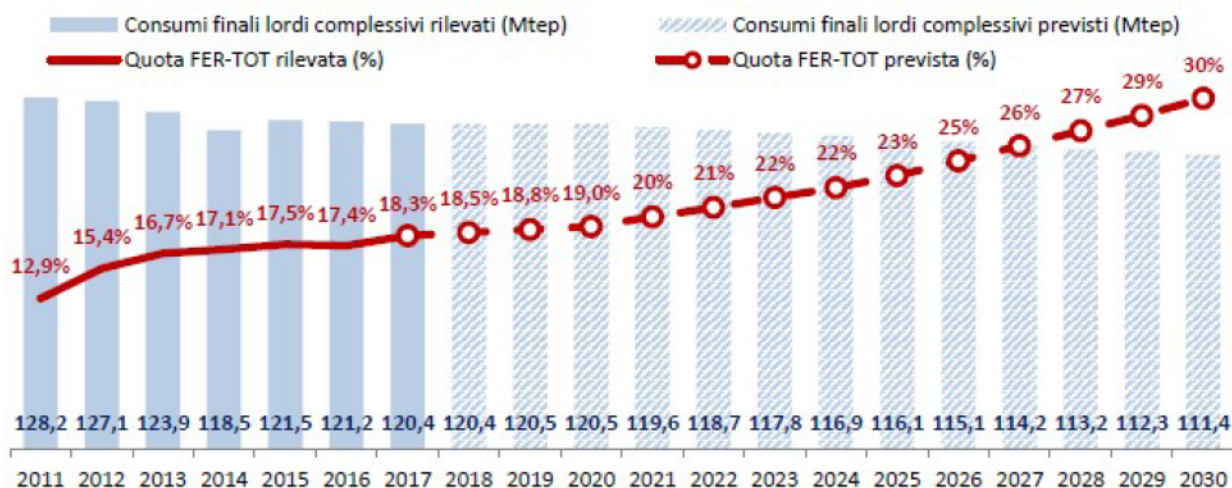


Figura 3 Traiettorie della quota FER complessiva [Fonte GSE e RSE]

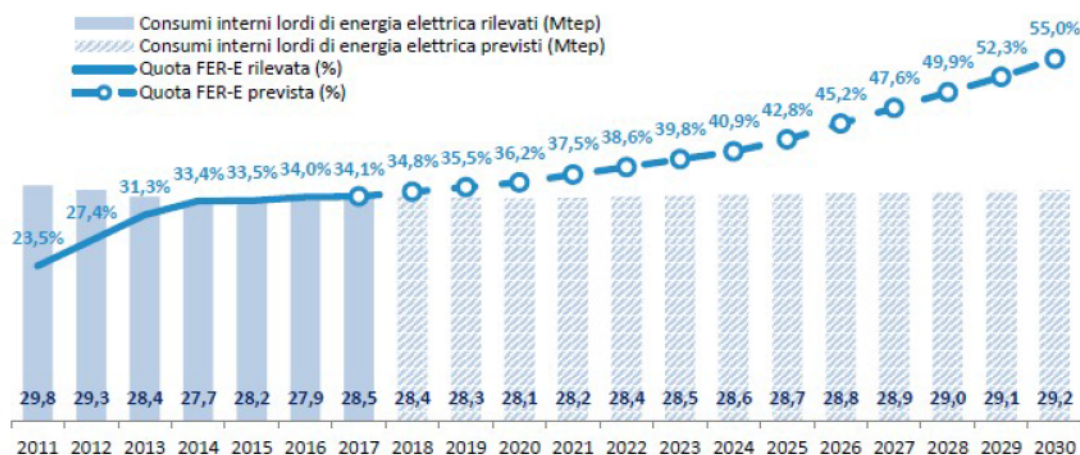


Figura 4 Traiettorie della quota FER elettrica [Fonte GSE e RSE]

Nel settore elettrico, secondo gli obiettivi del PNIEC, il parco di generazione elettrica subisce una importante trasformazione grazie all'obiettivo di phase out della generazione da carbone già al 2025 e alla promozione dell'ampio ricorso a fonti energetiche rinnovabili.

Il maggiore contributo alla crescita delle rinnovabili deriverà proprio dal settore elettrico, che al 2030 raggiunge i 16 Mtep di generazione da FER, pari a 187 TWh. La forte penetrazione di tecnologie di

produzione elettrica rinnovabile, principalmente fotovoltaico ed eolico, permetterà al settore di coprire il 55,0% dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile, contro il 34,1% del 2017.

Difatti, il significativo potenziale incrementale tecnicamente ed economicamente sfruttabile, grazie anche alla riduzione dei costi degli impianti fotovoltaici ed eolici, prospettano un importante sviluppo di queste tecnologie, la cui produzione dovrebbe rispettivamente triplicare e più che raddoppiare entro il 2030.

Fonte	2016	2017	2025	2030
Idrica	18.641	18.863	19.140	19.200
Geotermica	815	813	920	950
Eolica	9.410	9.766	15.950	19.300
di cui off shore	0	0	300	900
Bioenergie	4.124	4.135	3.570	3.760
Solare	19.269	19.682	28.550	52.000
di cui CSP	0	0	250	880
Totale	52.258	53.259	68.130	95.210

Figura 5 Obiettivi di crescita della potenza [MW] da fonte rinnovabile al 2030 [Fonte PNIEC]

	2016	2017	2025	2030
Produzione rinnovabile	110,5	113,1	142,9	186,8
Idrica (effettiva)	42,4	36,2		
Idrica (normalizzata)	46,2	46,0	49,0	49,3
Eolica (effettiva)	17,7	17,7		
Eolica (normalizzata)	16,5	17,2	31,0	41,5
Geotermica	6,3	6,2	6,9	7,1
Bioenergie*	19,4	19,3	16,0	15,7
Solare	22,1	24,4	40,1	73,1
Denominatore - Consumi Interni Lordi di energia elettrica	325,0	331,8	334	339,5
Quota FER-E (%)	34,0%	34,1%	42,6%	55,0%

Figura 6 Obiettivi di crescita al 2030 della quota rinnovabile settore elettrico [Fonte PNIEC]

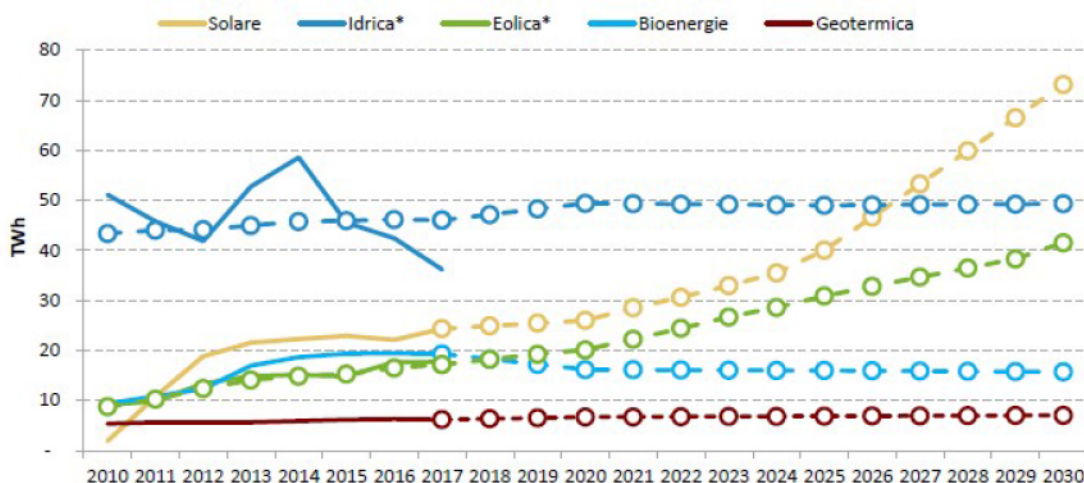


Figura 7 Traiettorie di crescita dell'energia elettrica da fonte rinnovabile al 2030 [Fonte GSE e RSE]

L'entità degli obiettivi sulle rinnovabili, unitamente al fatto che gli incrementi di produzione elettrica siano attesi sostanzialmente da eolico e fotovoltaico, comporta l'esigenza di significative superfici da adibire a tali impianti: ecco perché la scelta di privilegiare la realizzazione di impianti fotovoltaici su terreni già compromessi quali terreni destinati in passato all'attività di escavazione, senza utilizzare terreni destinati all'agricoltura di qualità, al fine di strutturare un sistema energetico maggiormente sostenibile, privilegiando ed incentivando la produzione e l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili (FER), in un'ottica economicamente e ambientalmente applicabile.

I sistemi incentivanti adottati nel recente passato (CONTO ENERGIA) hanno infatti creato le condizioni economiche e tecnologiche assicurando la riduzione dei costi di installazione ed il miglioramento dell'efficienza nella produzione di energia elettrica dal fotovoltaico che oggi consentono la realizzazione degli impianti nelle condizioni di "grid parity" cioè la comparabilità fra il prezzo dell'energia elettrica da FER e il prezzo dell'energia da fonti convenzionali, assicurando la sostenibilità economica dei progetti tramite la cessione dell'energia alla rete nazionale in assenza di incentivi economici a carico di consumatori e cittadini.

È quindi fin da oggi possibile produrre energia rinnovabile in maniera economicamente ed ambientalmente sostenibile e pertanto la finalità della realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto è quella di cominciare a sostituire l'energia elettrica prodotta dalle centrali alimentate con combustibili fossili, con energia prodotta da fonti rinnovabili.



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

A livello Regionale il Piano Energetico Regionale (P.E.R.), approvato con Delibera dell'Assemblea legislativa n°111 del marzo 2017, fissa le strategie e gli obiettivi della Regione Emilia Romagna per clima e energia fino al 2030 in materia di rafforzamento dell'economia verde, di risparmio ed efficienza energetica, di sviluppo di energie rinnovabili, di interventi su trasporti, ricerca, innovazione e formazione.

Per l'attuazione delle nuove strategie il P.E.R. della Regione Emilia Romagna è affiancato dal Piano Triennale di Attuazione 2021-2023 i cui obiettivi sono:

- Ridurre del 40% le emissioni inquinanti.
- Raggiungere il 27% di fonti rinnovabili.
- Aumentare fino al 47% il livello complessivo di efficienza energetica.

Dalla consultazione della Tabella 2 del PER "Target settoriali negli scenari tendenziale e obiettivo al 2030" emergono i seguenti obiettivi per il fotovoltaico:

- Stato attuale (al 2014): 1.859 MW;
- Target nello scenario tendenziale (2030): 2.533 MW;
- Target nello scenario obiettivo (2030): 4.333 MW.

Considerato il considerevole scarto tra lo scenario tendenziale e lo scenario obiettivo al 2030, è evidente che la crescita nel settore del fotovoltaico richiederà un considerevole impegno, superiore ad altri settori.

Il progetto di realizzazione del campo fotovoltaico RF-SIRIO quindi si inserisce in un contesto le cui finalità sono quelle di raggiungere obiettivi individuati a livello nazionale, e Regionale, in un'ottica di produzione di energia rinnovabile senza emissioni per l'intero periodo di funzionamento, con significativa riduzione delle emissioni di CO₂, garantendo la restituzione al termine del ciclo di vita dell'impianto, un ambiente preservato e sicuramente in grado di essere riutilizzato allo scopo che verrà ritenuto idoneo.



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

9. CONCLUSIONI

In linea generale è possibile concludere che, valutate le caratteristiche tecniche del progetto, del contesto ambientale e territoriale in cui questo è inserito, e considerata la pregressa destinazione urbanistica a cava del sito oggetto dell'installazione dell'impianto fotovoltaico, il progetto di realizzazione del campo fotovoltaico "RF-SIRIO" è compatibile con le norme insistenti sul territorio.

È importante sottolineare inoltre che l'installazione del campo fotovoltaico è in linea con gli obiettivi in temi di energia e clima contenuti nel PNIEC.

Con il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima vengono stabiliti gli obiettivi nazionali al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO₂, nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, delineando per ciascuno di essi le misure che saranno attuate per assicurarne il raggiungimento.

Il primo degli obiettivi del Piano è la DECARBONIZZAZIONE, ovvero l'abbandono del carbone per la produzione di energia elettrica, che presuppone la realizzazione di impianti e infrastrutture sufficienti per sostituire la corrispondente produzione energetica e mantenere in equilibrio il sistema elettrico.

Sul fronte delle fonti rinnovabili, l'obiettivo è stato definito tenendo conto dei seguenti elementi fondamentali:

- accrescere la quota dei consumi coperti da fonti rinnovabili nei limiti di quanto possibile, considerando, nel settore elettrico, la natura intermittente delle fonti con maggiore potenziale di sviluppo (eolico e fotovoltaico) e, nei settori termico, i limiti all'uso delle biomasse, conseguenti ai contestuali obiettivi di qualità dell'aria;
- l'esigenza di contenere il consumo di suolo: ciò ha condotto a definire un obiettivo di quota dei consumi totali coperti da fonti rinnovabili pari al 30% al 2030.

Si tratta di un obiettivo impegnativo, che comporterà, nel settore elettrico, oltre che la salvaguardia e il potenziamento del parco installato, una diffusione rilevante sostanzialmente di eolico e fotovoltaico, con un installato medio annuo dal 2019 al 2030 pari, rispettivamente, a circa 3200 MW e circa 3800 MW, a fronte di un installato medio degli ultimi anni complessivamente di 700 MW.

Al fine della decarbonizzazione, sussiste un obiettivo nazionale vincolante, consistente nel ridurre, al 2030, del 33% le emissioni di CO₂ nei settori non ETS, rispetto a quelle del 2005, risultato che può essere



**SISTHEMA
ENGINEERING**



Cert. n° 32103

raggiunto attraverso diversi interventi, sia nazionali che comunitari, soprattutto in termini di efficienza energetica e fonti rinnovabili.

L'Italia intende perseguire un obiettivo di copertura, nel 2030, del 30% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili, delineando un percorso di crescita sostenibile delle fonti rinnovabili con la loro piena integrazione nel sistema. In particolare, l'obiettivo per il 2030 prevede un consumo finale lordo di energia di 111 Mtep, di cui circa 33 Mtep da fonti rinnovabili.

In conclusione si può affermare che, indubbiamente, il progetto in esame risulta compatibile e conforme agli obiettivi del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), del Piano Energetico Regionale (PER), e con i criteri localizzativi regionali.