

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO
E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN
LOCALITA' LAMA PAGLIARA
COMUNE DI RUVO DI PUGLIA (BA)
DENOMINAZIONE IMPIANTO - PVA004 RUVO LAMA PAGLIARA
POTENZA NOMINALE 12.7 MW

PROGETTO DEFINITIVO - SIA

PROGETTAZIONE E SIA

HOPE engineering

ing. Fabio PACCAPELO

ing. Andrea ANGELINI

arch. Gaetano FORNARELLI

dott.ssa Anastasia AGNOLI

Studio ALAMI

Arch.Fabiano SPANO

Arch. Valentina Marta RUBRICHI

Arch. Susanna TUNDO

AGRONOMIA E STUDI COLTURALI

dott.ssa Lucia PESOLA

STUDI SPECIALISTICI E AMBIENTALI

MICROCLIMATICA

dott.ssa Elisa GATTO

ARCHEOLOGIA

dott.ssa Domenica CARRASSO

GEOLOGIA

Apogeo Srl

ACUSTICA

dott.ssa Sabrina SCARAMUZZI

R.1 RELAZIONI GENERALI E DI INSERIMENTO

R.1.2 Relazione descrittiva

REV.	DATA	DESCRIZIONE
	12-23	prima emissione



INDICE

1 INTRODUZIONE.....	4
1.1 GENERALITÀ SULL'IMPIANTO.....	4
1.2 IL SOGGETTO PROPONENTE.....	4
1.3 LOCALIZZAZIONE DELL'INTERVENTO.....	5
1.3.1 Inquadramento generale.....	5
1.3.2 Inquadramento Catastale.....	8
1.4 DESCRIZIONE GENERALE DELLE COMPONENTI D'IMPIANTO E POTENZA INSTALLATA.....	11
1.4.1 Impianto di generazione.....	11
1.4.2 Componente agricola.....	11
2 PRINCIPALI CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE, DESCRIZIONE	
ANALITICA.....	13
2.1 MODULI FOTOVOLTAICI.....	15
2.2 STRUTTURE DI SUPPORTO A INSEGUIMENTO BIASSIALE.....	16
2.3 CABINE POWER SKIDS E CABINA DI RACCOLTA.....	18
2.4 SISTEMA DI ACCUMULO ENERGIA BESS.....	21
2.4.1 Il pcs.....	22
2.4.2 Disposizione interna.....	23
2.4.3 Inserimento ambientale, visivo e funzionale del modulo integrato power skid + sistema BESS.....	24
2.5 CAVIDOTTI INTERRATI BT.....	25
2.6 CAVIDOTTI INTERRATI MT.....	26
3 PRINCIPALI CARATTERISTICHE DELLA COMPONENTE AGRICOLA, DESCRIZIONE	
ANALITICA.....	28
3.1 RISPONDEZZA ALLE LINEE GUIDA MINISTERIALI.....	30
3.2 MONITORAGGIO PER L'OTTIMIZZAZIONE DEL SISTEMA AGRIVOLTAICO.....	31
4 LE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA DI TRASMISSIONE NAZIONALE.....	33
4.1 LA SOLUZIONE TECNICA MINIMA GENERALE DI CONNESSIONE.....	33
4.2 IL CAVIDOTTO DI VETTORIAMENTO MT.....	34
4.3 LA STAZIONE ELETTRICA RTN 150/36.....	35
4.6 ELETTRODOTTI AEREI PER IL RACCORDO IN ENTRA-ESCE CON LA NUOVA SE.....	38



5 MISURE E OPERE DI SCHERMATURA VISUALE E MITIGAZIONE DEGLI IMPATTI	
ATTESI.....	40
5.1 SCELTA DELLE SPECIE PER LE MITIGAZIONI PAESAGGISTICHE.....	40
5.2 LAYOUT BORDI TIPO.....	41
5.3 BORDO TIPO1.....	42
5.4 BORDO TIPO 2.....	43
5.5 BORDO TIPO 3.....	44
5.6 BORDO TIPO 4.....	45
6 COMPATIBILITÀ VINCOLISTICA E NORMATIVA DELL'IMPIANTO E DELLE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN.....	47
6.1 NORMATIVA COMUNITARIA DI RIFERIMENTO IN MATERIA DI FER.....	47
6.2 NORMATIVA NAZIONALE DI RIFERIMENTO IN MATERIA DI FER.....	48
6.3 NORMATIVA REGIONALE DI RIFERIMENTO IN MATERIA DI FER.....	53
6.4 SINTESI DELLE PROCEDURE AUTORIZZATIVE NECESSARIE.....	54
6.5 PIANIFICAZIONE TERRITORIALE.....	54
6.6 NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO.....	56
7 SCREENING VINCOLISTICO.....	59
7.1 AREE NON IDONEE R.R. 24/2010.....	59
7.2 RETE NATURA 2000 E IBA.....	60
7.3 DIRETTIVA HABITAT 92/43/CEE.....	64
7.4 PPTR – LA NORMATIVA D'USO E IL SISTEMA DELLE TUTELE.....	64
7.4.1 Verifica rispetto alla normativa d'uso del PPTR.....	65
7.4.2 Sistema delle tutele.....	68
7.4.2.1 Componenti geomorfologiche.....	68
7.4.2.2 Componenti idrologiche.....	69
7.4.2.3 Componenti botanico vegetazionali.....	69
7.4.2.4 Aree protette e siti naturalistici.....	70
7.4.2.5 Componenti culturali e insediative.....	71
7.4.2.6 Componenti Percettive.....	72
7.5 INQUADRAMENTO SU STRUMENTI URBANISTICI COMUNALI.....	73
7.5.1 Piano urbanistico generale del comune di Ruvo di Puglia.....	73
8 SINTESI DELLA COMPATIBILITÀ CON LA PIANIFICAZIONE NAZIONALE, REGIONALE E LOCALE.....	76
9 STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ELETTRICA DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE.....	78
9.1 PREMessa.....	78
9.2 CARATTERISTICHE DELLA FONTE UTILIZZATA.....	78
9.3 STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ELETTRICA DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO SANTA BARBARA.....	80
9.4 VERIFICA DEL REQUISITO B.2 DELLE LINEE GUIDA MINISTERIALI.....	81



9.4.1 Producibilità elettrica specifica di riferimento (FV_{standard})	82
9.4.2 Verifica analitica del requisito B.2	83
10 FASI TEMPI E MODALITÀ DI ESECUZIONE DELLE OPERE	84
10.1 CRITERI PROGETTUALI E APPROCCIO METODOLOGICO	84
10.2 FASI DI CANTIERE	84
10.3 CRONOPROGRAMMA DEGLI INTERVENTI	86
10.4 SPECIFICHE SUL MONTAGGIO COMPONENTI ELETTRICI	87
10.5 COLLAUDO	87
10.5.1.1 Prove di tipo.....	87
10.5.1.2 Prove di accettazione in officina.....	87
10.5.1.3 Verifiche in cantiere.....	87
10.5.1.4 Prove di accettazione in sito.....	87
10.6 MESSA IN ESERCIZIO DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE	88
11 DISMISSIONE DELL'IMPIANTO E RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI	90
11.1 PREMessa	90
11.2 DISMISSIONE IMPIANTO FV	90
11.3 DISMISSIONE OPERE DI RETE – CAVIDOTTO MT	92
11.4 DISMISSIONE DELLA STAZIONE ELETTRICA	92
11.5 MODALITÀ DI DEMOLIZIONE, RECUPERO E SMALTIMENTO	92
11.5.1 Generalità.....	92
11.5.2 Pannelli fotovoltaici (codice c.e.r. 16.02.14).....	94
11.5.3 Inverter (CODICE C.E.R. 16.02.14).....	95
11.5.4 Strutture di sostegno (C.E.R. 17.04.02 alluminio; C.E.R. 17.04.04 ferro e acciaio).....	96
11.5.5 Impianto elettrico (C.E.R. 17.04.01 rame – 17.00.00 operazioni di demolizione).....	96
11.5.6 Locali prefabbricati, quadri elettrici e cabine di consegna/utente (C.E.R. 17.01.01 cemento).....	96
11.5.7 Recinzione area (C.E.R. 17.04.02 alluminio – C.E.R. 17.04.04 ferro e acciaio – C.E.R. 17.02.01 legno).....	96
11.5.8 Viabilità interna ed esterna.....	96
12 CONSIDERAZIONI DI NATURA ECONOMICA	97
12.1 STIMA DEI COSTI DELL'IMPIANTO E DEI COSTI DI DISMISSIONE E RIPRISTINO	97
13 ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI E OCCUPAZIONALI	98
13.1 ANALISI DELLE RICADUTE OCCUPAZIONALI DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE	98
13.2 ANALISI DELLE RICADUTE OCCUPAZIONALI DELLA COMPONENTE AGRICOLA	99
14 CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE	100
15 ALLEGATI	101
15.1 VISURA CAMERALE DEL SOGGETTO PROPONENTE	101



1 INTRODUZIONE

1.1 GENERALITÀ SULL'IMPIANTO

La società Santa Barbara Energia S.r.L., con sede in Milano, via Lanzone n31, intende realizzare un impianto agrivoltaico della potenza nominale pari a circa **12,7 MWp**, in un sito a destinazione agricola ricadente sul territorio comunale di Ruvo di Puglia nella Provincia di Bari. Il progetto definitivo comprende le opere necessarie alla connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale, progettate in base alla **STMG** rilasciata da E-distribuzione S.p.A con preventivo di connessione del 13/03/2023 codice di rintracciabilità **202300492** e regolarmente accettata dal Proponente.

Con il termine “**agrivoltaico**” si intende un sistema che coniuga la produzione agricola con la produzione di energia elettrica mediante impianto fotovoltaico, ospitando le due componenti nel medesimo terreno; pertanto, si tratta della convivenza, sul medesimo sito della conduzione delle colture agricole unitamente alla produzione di energia elettrica mediante l'installazione di pannelli fotovoltaici su apposite strutture di supporto, le caratteristiche di tali strutture dovranno essere compatibili con il regolare svolgimento dell'attività agricola e il transito dei mezzi agricoli necessari alla stessa.

L'impianto è denominato “PVA004 – RUVO – LAMA PAGLIARA ” riprendendo il nome dal toponimo della zona oggetto di intervento.

1.2 IL SOGGETTO PROPONENTE

Committente:	SANTA BARBARA ENERGIA S.r.l.
Sede legale e amministrativa	Via Lanzone, 31 - 20123 Milano
Codice fiscale e partita iva	12420990967

Il Soggetto Responsabile è il Rappresentante Legale della società **SANTA BARBARA ENERGIA S.r.l.**, con sede in Milano via Lanzone, 31. La società si avvale dell'esperienza tecnologica di progettisti di alto profilo, esperti di impianti da Fonti di Energia Rinnovabile (FER). La società Proponente fa parte del Gruppo Hope.

Gruppo Hope è una piattaforma societaria, con base operativa a Bari, in Puglia: la sua attività principale è l'integrazione della filiera rinnovabile con la produzione d'idrogeno verde, driver ritenuto indispensabile per l'incremento della penetrazione delle fonti rinnovabili nel mercato elettrico.

L'attuale pipeline in sviluppo da parte del Gruppo Hope supera già i quattro gigawatt di potenza ed è costituita da impianti onshore e offshore eolici nonché fotovoltaici con particolare riferimento agli impianti su cave dismesse e agrivoltaici.

Il soggetto Proponente vanta dunque una buona esperienza nel campo della produzione di energia da fonti rinnovabili, con particolare riferimento al settore fotovoltaico e agrivoltaico, avvalendosi di consulenze importanti estese all'ambito dell'università e della ricerca e alla redazione di contributi specialistici da parte di società di consulenza dall'elevato profilo.

Gli effetti specifici dell'iniziativa in questione e le ricadute in ambito comunale e regionale possono sintetizzarsi in:



- produzione di energia elettrica da cedere alla rete di distribuzione dell'energia elettrica, generata da fonte rinnovabile, priva di immissione di inquinanti diretta o derivata nell'ambiente, con specifico effetto di riduzione delle emissioni di gas serra;
- cessione di parte dell'energia prodotta per il suo utilizzo nell'ambito delle lavorazioni agricole;
- installazione di un impianto agrivoltaico multi-megawatt in un'area caratterizzata come agricola nel Comune di Ruvo di Puglia;
- diffusione di know-how in materia di produzione di energia elettrica da fonte solare;
- formazione di tecnici specializzati nell'esercizio e nella manutenzione ordinaria e straordinaria degli impianti fotovoltaici.

Si allega a questa relazione il Certificato Camerale aggiornato della Società Proponente.

Nell'ambito del contesto normativo italiano l'impianto agrivoltaico Santa Barbara si vuole collocare tra gli impianti agrivoltaici di grandi dimensioni, pensati per il rilancio delle aziende agricole e per l'ottenimento degli obiettivi comunitari di cui al DL 119/2021, che prevedono la produzione di energia da fonti rinnovabili pari al 32% dell'intero fabbisogno nazionale entro il 2030.

L'impianto grazie alla sua concezione, alle tipologie di strutture utilizzate e alle caratteristiche del sistema di monitoraggio vuole **collocarsi tra i progetti agrivoltaici innovativi e in grado di accedere agli incentivi previsti dal PNRR.**

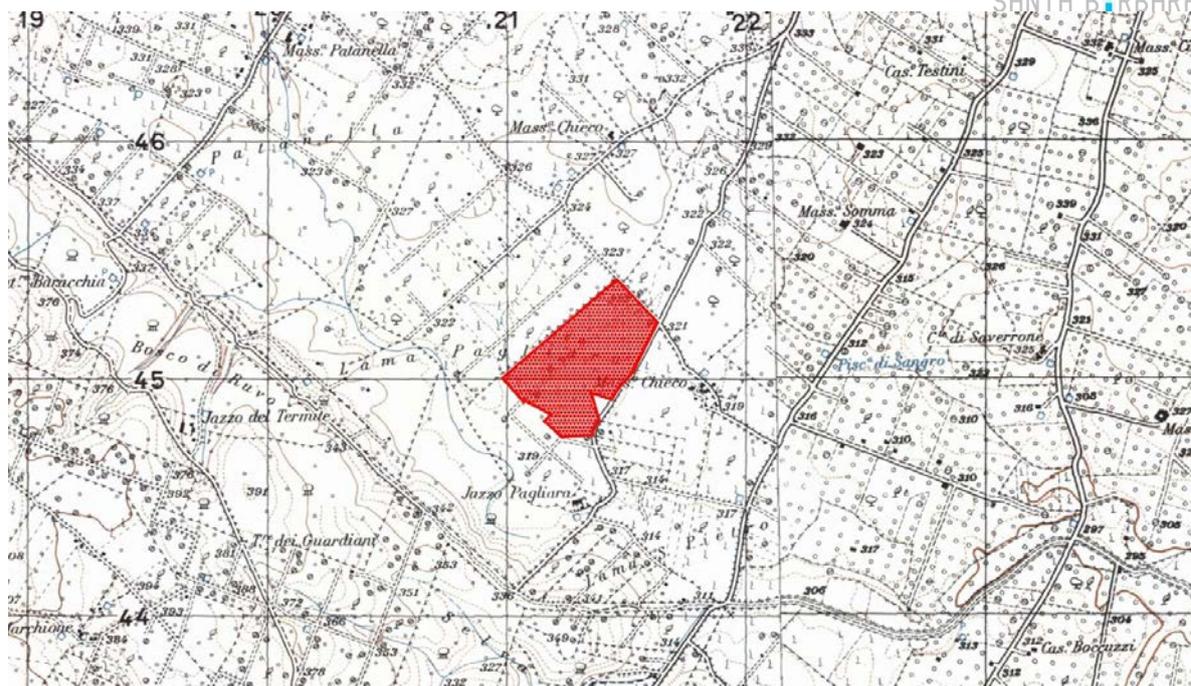
La potenza installata sarà superiore ai 12,7 MW, pertanto, ai sensi del DL 77/2021 l'impianto Lama Pagliara sarà sottoposto alla procedura di VIA presso il MASE ed alla successiva Autorizzazione Unica ai sensi del D.Lgs 387/2003 presso gli enti locali designati.

1.3 LOCALIZZAZIONE DELL'INTERVENTO

1.3.1 INQUADRAMENTO GENERALE

L'impianto agrivoltaico Santa Barbara è situato a sud-ovest del Comune di Ruvo di Puglia, nella provincia di Bari, in località Lama Pagliara .





Localizzazione dell'intervento su cartografia IGM

Le aree di installazione ricadono tra le aree nella disponibilità della Santa Barbara Energia srl, in virtù di un contratto di concessione di diritto di superficie.

L'estensione complessiva dei terreni in disponibilità della Santa Barbara Energia srl ed area di progetto è di circa 20,8 ha.

Le aree nella disponibilità della Santa Barbara Energia sono per la maggior parte destinate a seminativo e parzialmente a mandorleto .

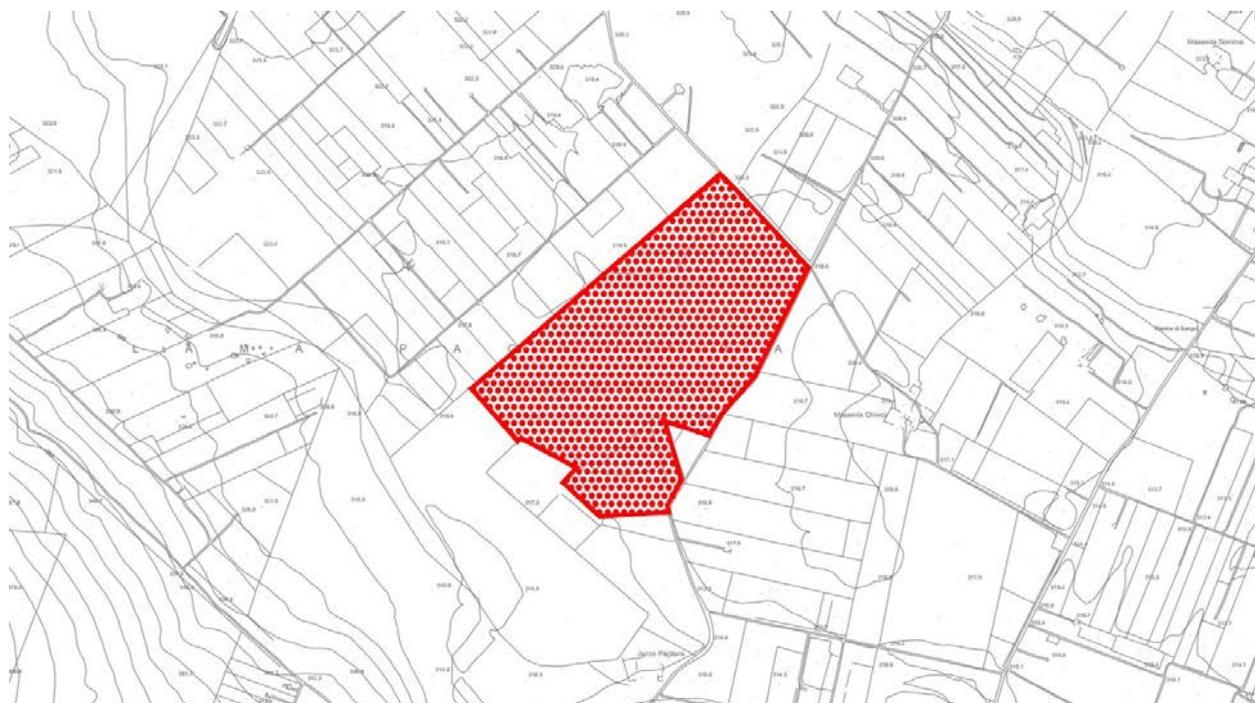
I terreni a seminativo , pari a 18,3 ha, allo stato attuale sono coltivati a lenticchia e coincidono con l'area di intervento denominata **CAMPO 2** .

I terreni a mandorleto hanno un'estensione di circa 2,5 ha e coincidono con l'area di intervento denominata **CAMPO 1** .





Vista a volo d'uccello – Stato dei luoghi attuale

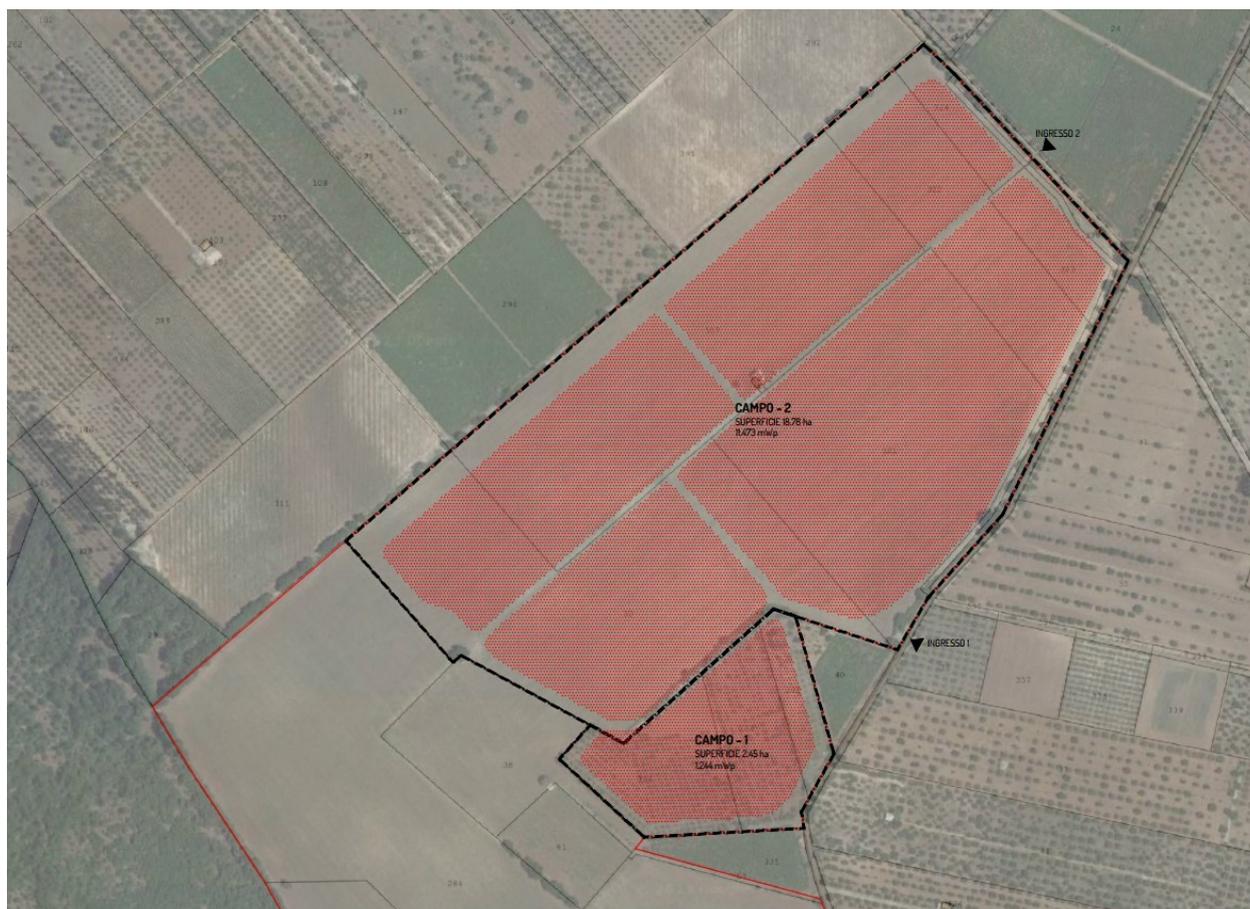


Localizzazione dell'intervento su base CTR, in ROSSO le aree di PROGETTO



DENOMINAZIONE CAMPI			
Lotto	superficie catastale (ha)	superficie impianto (ha)	Potenza (mWp)
CAMPO 1	2,48	2,48	1,24
CAMPO 2	18,31	18,31	11,47
	20,80	20,80	12,72

Tabella delle superfici occupate



Schema suddivisione campi

L'intera area nella disponibilità del Proponente è stata suddivisa in 2 Campi per lo più coincidenti con le campagne di installazione, denominati "Campo 1-2"



1.3.2 INQUADRAMENTO CATASTALE

L'area di sedime dell'impianto è la risultante dell'aggregazione di più particelle, tutte in disponibilità della Santa Barbara Energia srl, l'inquadramento cartografico sui fogli di mappa catastali delle aree occupate dall'impianto evidenzia come l'intera superficie recintata e le aree destinate a fasce di naturalità e schermatura visuale, interessino particelle catastali afferenti a 2 fogli di mappa catastali, appartenenti al Comune di Ruvo di Puglia.



Inquadramento delle aree di impianto su fogli di mappa catastali



Le tabelle che seguono identificano le particelle interessate dall'agrivoltaico, dalle cabine e dai cavidotti interrati MT, suddivise per i singoli lotti.

PARTICELLE CATASTALI INTERESSATE				
FOGLIO 85				
COMUNE	FOGLIO	PARTICELLA	QUALITA' - CLASSE CATASTALE	SUPERFICIE CATASTALE (mq)
RUVO DI PUGLIA	85	30	SEMINATIVO - CLASSE 4	52.967
RUVO DI PUGLIA	85	307	SEMINATIVO - CLASSE 3	54.826
RUVO DI PUGLIA	85	321	SEMINATIVO - CLASSE 3	46.727
RUVO DI PUGLIA	85	322	SEMINATIVO CL. 4 - ULIVETO CL. 3	19.205
RUVO DI PUGLIA	85	323	SEMINATIVO - CLASSE 3	4.996
RUVO DI PUGLIA	85	324	SEMINATIVO/ULIVETO CLASSE 3	4.395
RUVO DI PUGLIA	85	332	VIGNETO - CLASSE 3	4.105
RUVO DI PUGLIA	85	333	MANDORLETO/VIGNETO - CLASSE 3	8.855
RUVO DI PUGLIA	85	334	MANDORLETO - CLASSE 3	11.874
RUVO DI PUGLIA	85	388	Proprietà AQP	
RUVO DI PUGLIA	85	390	Proprietà AQP	
RUVO DI PUGLIA	85	392	Proprietà AQP	
RUVO DI PUGLIA	85	393	Proprietà AQP	
RUVO DI PUGLIA	85	432		edificio
TOTALE	TOTALE			207.950

TOTALE PROPRIETA

207.950

TOTALE PARTICELLE IMPIANTO

207.950

Tabelle indicanti i mappali interessati dall'installazione dell'impianto



1.4 DESCRIZIONE GENERALE DELLE COMPONENTI D'IMPIANTO E POTENZA INSTALLATA

1.4.1 IMPIANTO DI GENERAZIONE

Riguardo alla **componente fotovoltaica**, questa sarà nel complesso suddivisa in 2 campi, per lo più coincidenti con le campagne di installazione e denominati lotti. Lo schema tabellare che segue descrive il quantitativo di strutture il numero dei moduli e la potenza dei singoli lotti.

SCHEMA POTENZE DI CAMPO						
	strutture	moduli	potenza modulo	potenza lotto kW	cabine power skids 4,0 MW	Moduli BESS 2 Mwh
CAMPO 1	72	1.728	0,720	1.244	-	-
CAMPO 2	664	15.936	0,720	11.474	3	6
TOTALE	736	17.664		12.718	3	6

I **moduli** che si prevede di installare saranno del tipo bifacciale prodotti dalla Huasun, modello Himalaia G12 DS715, da 132 Celle, con potenza del singolo modulo pari a 720 W. I moduli previsti hanno dimensione di 2384x1303 mm.

Con l'obiettivo di combinare nel giusto modo la produzione agricola e la produzione di energia, per l'impianto agrivoltaico Lama Pagliara si è scelto di utilizzare particolari **strutture di supporto**, sviluppate da una azienda leader nel settore, la Rem Tec, il modello selezionato è denominato tracker 3D T2.1, l'inseguitore solare ha un funzionamento del tipo biassiale gestito da un sistema di controllo Tracking e backtracking secondo calendario solare; la struttura selezionata, è composta da sotto moduli in acciaio zincato a caldo della lunghezza di 14 metri, infissi nel terreno in maniera amovibile e legati tra loro con un sistema a tensostruttura, ogni sotto modulo è in grado di ospitare e movimentare 24 pannelli fotovoltaici, corrispondenti alla "stinga" del sistema elettrico.

Le **cabine di campo, anche denominate Power Skids**, raccoglieranno l'energia prodotta in ogni sottocampo, convogliandola attraverso cavidotti MT opportunamente dimensionati, fino al punto di raccolta e poi alla rete.

I **Power Skids** selezionati sono prodotti dalla SMA, i modelli della linea MV Power Station saranno individuati in base alle potenze del sottocampo che vanno a servire e saranno del modello SMA SC 4000 UP. Ogni singolo Power Skids è un elemento prefabbricato delle dimensioni di 6x2.9x2.4 metri che contiene al suo interno l'inverter, il trasformatore i quadri di campo e tutte le componenti del BoS (Balance of System) necessarie per la trasformazione e l'innalzamento della corrente continua, in una configurazione ready to use.

Si rimanda alle relazioni specialistiche e agli elaborati grafici del progetto definitivo per gli approfondimenti necessari.

1.4.2 COMPONENTE AGRICOLA

Analizzando l'area di progetto, l'impianto agrivoltaico è localizzato principalmente su un seminativo non irriguo, per 18,5 ettari (campo 2) e un frutteto per 2,1 ettari (campo 1) dov'è presente principalmente un mandorleto e diverse piante da frutto (alberi di albicocche, prugne, melograni, gelsi, ciliege e amarene).

Confinanti all'area di impianto sono presenti:

- un seminativo a ovest, afferente alla stessa proprietà,
- alcuni impianti di uliveti super-intensivi irrigui inframezzati da mandorleti a nord,



- un vigneto a est
- uliveti non irrigui a sud.

Tutte le particelle sono coltivate in regime biologico. Sul seminativo vengono prodotti a rotazione cereali vernini e legumi. Tra i cereali si predilige l'utilizzo del frumento duro (*Triticum durum*) che rappresenta una produzione tipica della zona o di orzo (*Hordeum vulgare*). Lo si mette in rotazione con la lenticchia IGP di Altamura (*Vicia lens*) per l'azione miglioratrice della fertilità che essa apporta. Per i cereali, le produzioni medie ettaro sono di circa 25 Q/ha, mentre per la lenticchia è di circa 7 Q/ha.

Il mandorleto di 2,1 ettari presenta principalmente la cultivar Filippo Ceo, con alcune piante di Genco e mandorla amara.

Il sesto d'impianto è di 5x6m e attualmente le piante presentano un'altezza media di 4,5 m.



Uso del suolo nell'area di indagine



2 PRINCIPALI CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE, DESCRIZIONE ANALITICA

Il generatore fotovoltaico dell'impianto agrivoltaico Santa Barbara sarà composto da 17.664 moduli fotovoltaici bifacciali al silicio, installati su strutture ad inseguimento di tipo biassiale ancorate nel terreno. Il layout complessivo dell'impianto è stato progettato per massimizzare la potenza installata e la produzione agricola sottostante, cercando di valutare tutte le alternative possibili e trovare soluzioni di compromesso che ottimizzino entrambe le produzioni.

Per quanto riguarda il Balance Of System (BoS), i paragrafi seguenti descrivono le principali componenti e le scelte tecnologiche effettuate per l'impianto agrivoltaico. È importante sottolineare che i criteri adottati per la suddivisione delle strutture di supporto e delle cabine di campo sono stati pensati per consentire lo svolgimento corretto delle attività agricole e garantire un accesso adeguato ai singoli sottocampi. Il layout generale, diviso in 2 lotti come già menzionato, è stato progettato tenendo conto delle dimensioni delle macchine agricole più ingombranti necessarie per la raccolta (ad esempio, una mietitrebbia con barra di taglio di 6 metri) e della loro accessibilità ai campi agricoli. Per quanto riguarda il posizionamento dei principali cavidotti e delle cabine di campo, è stata scelta la strategia di utilizzare lo stradone esistente centrale del lotto e di posizionare tutte le strutture lungo tale asse, in modo da agevolare la manutenzione ed evitare l'introduzione di elementi estranei nell'ambiente agricolo che potrebbero interferire con le operazioni agricole.

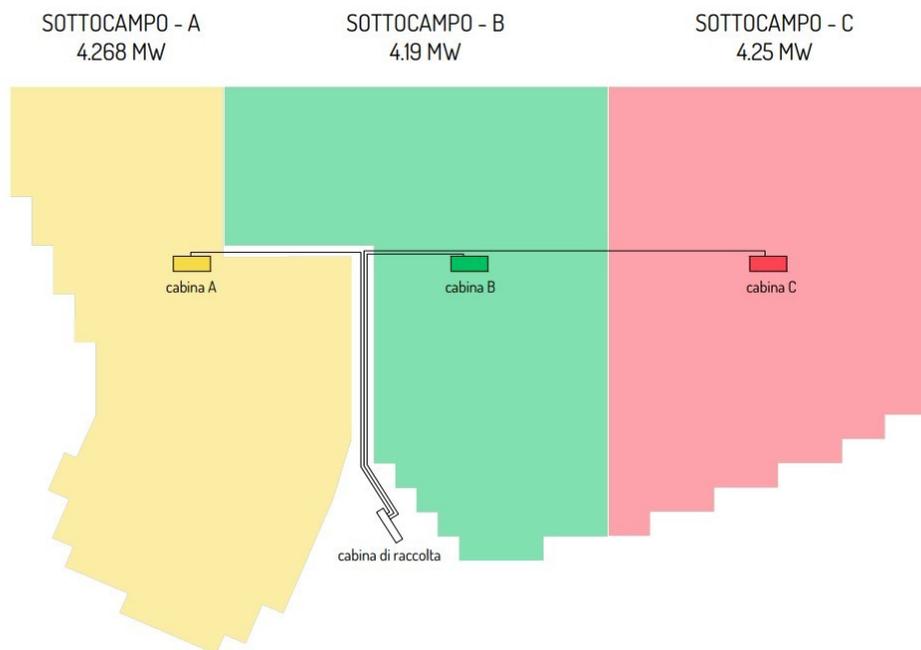
SCHEMA POTENZE DI SOTTOCAMPO						
	strutture	moduli	potenza modulo	potenza lotto kW	cabine power skids 4,0 MW	Moduli BESS 2 Mwh
SOTTOCAMPO - A	247	5928	0,720	4268	1	2
SOTTOCAMPO - B	243	5832	0,720	4199	1	2
SOTTOCAMPO - C	246	5904	0,720	4251	1	2
TOTALE	736	17664		12718	3	6

Il sistema ad inseguimento biassiale offre il vantaggio di consentire un orientamento delle strutture e della griglia dei pilastri di supporto che rispetti la conformazione e la disposizione delle aree interessate, senza dover seguire un orientamento fisso est-ovest o nord-sud tipico delle strutture di supporto tradizionali. Questa flessibilità ha permesso di massimizzare la potenza installata e, allo stesso tempo, migliorare l'efficienza delle operazioni agricole sui terreni interessati.





Il layout di impianto



Schema di suddivisione in sottocampi

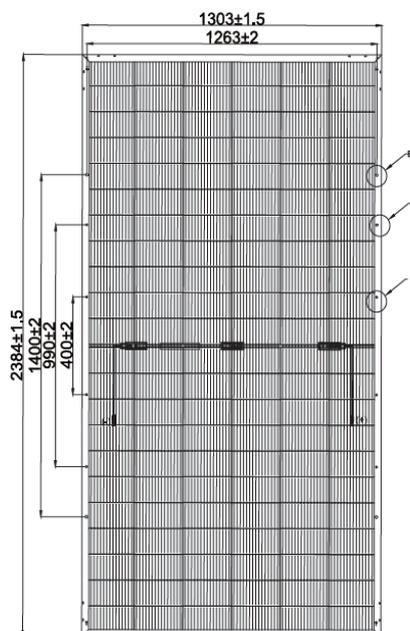


2.1 MODULI FOTOVOLTAICI

Il modulo fotovoltaico scelto è in silicio monocristallino Huasun, modello Himalaia G12 DS720, da 132 Celle, con potenza del singolo modulo pari a 720 W. I moduli sono del tipo “bifacciali”, cioè in grado di convertire in energia elettrica anche la radiazione solare riflessa dall’ambiente circostante e incidente sul retro dei moduli. Si rimanda all’elaborato “disciplinare descrittivo degli elementi tecnici” per maggiori specifiche.

Si riporta di seguito un estratto della scheda tecnica con le principali caratteristiche del modulo utilizzato.

Engineering Drawings Unit: mm



Dimensioni del modulo

Electrical Characteristics (STC*)

HS-210-B132	DS700	DS705	DS710	DS715	DS720
Maximum Power (Pmax)	700W	705W	710W	715W	720W
Module Efficiency (%)	22.53%	22.70%	22.86%	23.02%	23.18%
Optimum Operating Voltage (Vmp)	42.10V	42.25V	42.39V	42.54V	42.68V
Optimum Operating Current (Imp)	16.63A	16.69A	16.75A	16.81A	16.87A
Open Circuit Voltage (Voc)	50.13V	50.29V	50.44V	50.59V	50.74V
Short Circuit Current (Isc)	17.43A	17.49A	17.55A	17.61A	17.67A
Operating Module Temperature	-40 to +85 °C				
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC)				
Maximum Series Fuse	30A				
Power Tolerance	0~+5W				
Bifaciality	85% ± 5%				

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

Principali caratteristiche elettriche del modulo fotovoltaico



2.2 STRUTTURE DI SUPPORTO A INSEGUIMENTO BIASSIALE

L'impianto in esame è stato concepito utilizzando strutture di supporto dotate di inseguitori solari biassiali ovvero ampi pannelli montati su supporti metallici infissi nel terreno, senza necessità di alcun basamento con plinti di cemento, posti in filari paralleli e distribuiti nell'ambito di una determinata superficie. I pannelli, opportunamente comandati tramite specifici software, ruotano progressivamente su due assi ortogonali seguendo istantaneamente la posizione del sole onde assorbire la massima quantità di energia.

L'altezza da terra, pari a circa 5 m al mozzo degli inseguitori biassiali, consente il passaggio di qualsiasi tipologia di mezzo agricolo, l'interdistanza di 16 metri a cui sono posti i filari determina una interferenza trascurabile rispetto a qualsiasi attività agricola che si intende svolgere. Nel caso specifico in esame l'utilizzo di tali strutture è certamente la soluzione che garantisce la massima integrazione tra impianto e attività agricole: le colture estensive che si svolgeranno nei terreni in questione, infatti, richiedono l'utilizzo di macchine agricole di grandi dimensioni, situazione non certamente compatibile con l'utilizzo di normali tracker monoassiali. Questi ultimi, infatti, oltre a non essere normalmente installati su strutture di altezza così elevata, devono essere necessariamente disposti in direzione nord-sud per massimizzare la produzione, mentre il sistema di inseguitori biassiali adottato consente una installazione libera nel campo agricolo, rispettando l'attuale sistema di coltivazione.

Uno dei principali produttori che ha immesso sul mercato strutture di questo tipo è l'azienda REM Tec, che ha sviluppato e brevettato una serie di soluzioni innovative per combinare energia e agricoltura.

L'azienda

-  Fondata nel 2015, e basata su una tecnologia sviluppata nel 2009
-  Realizziamo impianti agrivoltaici dal 2011, con oltre 10 anni di esperienza nella coltivazione al di sotto degli impianti, su circa 45 ettari di terreno
-  Tecnologia sviluppata in 4 Stati differenti su diverse culture in diverse zone climatiche
-  Costante innovazione che ha portato a 10 brevetti ed il marchio 

I nostri obiettivi

-  Produzione elettrica sospenibile e carbon-free per supportare la transizione energetica della società
-  Conservazione della realtà agricola e del terreno per la produzione di cibo
-  Integrazione tra produzione elettrica e agricola, creando una situazione favorevole per tutti i soggetti coinvolti



Vantaggi dei sistemi Rem Tec

Nel dimensionamento dell'impianto sono state utilizzate le caratteristiche di base fornite da REM TEC in base agli accordi commerciali e tecnici stabiliti. Sul punto si precisa che nella fase di progettazione esecutiva saranno definite nel dettaglio le strutture di supporto, analizzando tutte le soluzioni disponibili in quel momento sul mercato aderenti a quella rappresentata nel presente progetto definitivo.



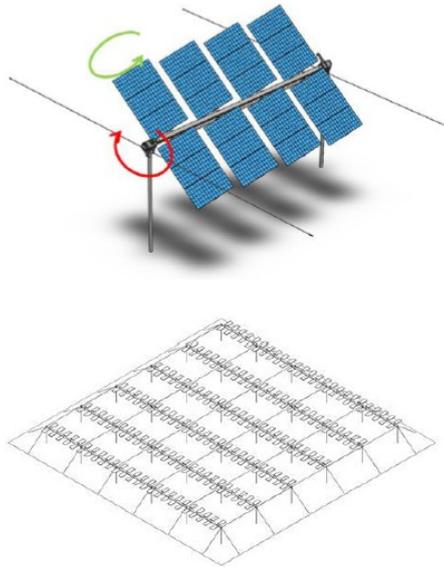
La tecnologia selezionata per l'impianto agrivoltaico Santa Barbara fa riferimento al tracker 3D T2.1, l'immagine seguente ne descrive le principali caratteristiche e i vantaggi.

Focus tecnologia Tracker 2.1: la seconda generazione di tracker Agrovoltaico® comprende tracker mono - o biassiali progettato per creare un'ombra dinamica e controllata sul terreno

Agrovoltaico® T2.1 è un sistema di inseguimento ad asse singolo o doppio, studiato per essere utilizzato nei seguenti casi d'uso:

- Grandi colture/superfici
- Gestione delle ombre precisa e dinamica, che consente una crescita e una resa delle piante ottimizzate
- Occupazione di suolo minima rispetto ad altre tecnologie concorrenti in campo agrivoltaico
- È possibile l'uso di macchine e attrezzature agricole con campata fino a 18 m
- Alta efficienza (fino al 45% di energia in più rispetto a un impianto fisso)
- Alta disponibilità e bassi costi di O&M
- Struttura ad alta resistenza al vento e ai terremoti

AGROVOLTAICO® T2.1 Illustrazione



AGROVOLTAICO® T2.1 Specifiche tecniche

- **Altezza:** 4.5 m o più, per permettere il passaggio dei macchinari agricoli.
- **Struttura di supporto:** 2 pali verticali distanziati 14 m
- **Rotazione:** profilo orizzontale in acciaio, in grado di ruotare sul proprio asse lungo 14 m (tracker)
- **Profili:** 4 profili secondari montati perpendicolari all'asse orizzontale, in grado di ruotare sul proprio asse;
- **Moduli FV:** 24 moduli fotovoltaici 78/132/144/156 celle bifacciali installati per ogni tracker corrispondenti ad una potenza variabile fra 13 e 17 kWp per tracker a seconda della potenza dei moduli;
- **Distanza fra le file:** 12 - 18 m
- **Ombreggiamento:** ombra dinamica e controllata per ridurre lo stress idrico della piantagione sottostante
- **Topografia del terreno:** ideale per terreni pianeggianti con pendenza massima del 3%

Tracker T2.1 caratteristiche principali

Il modulo base della struttura a inseguimento è un elemento in acciaio zincato a caldo della lunghezza di 14 metri sul quale saranno installati 24 moduli bifacciali corrispondenti alla stringa base del BOS.

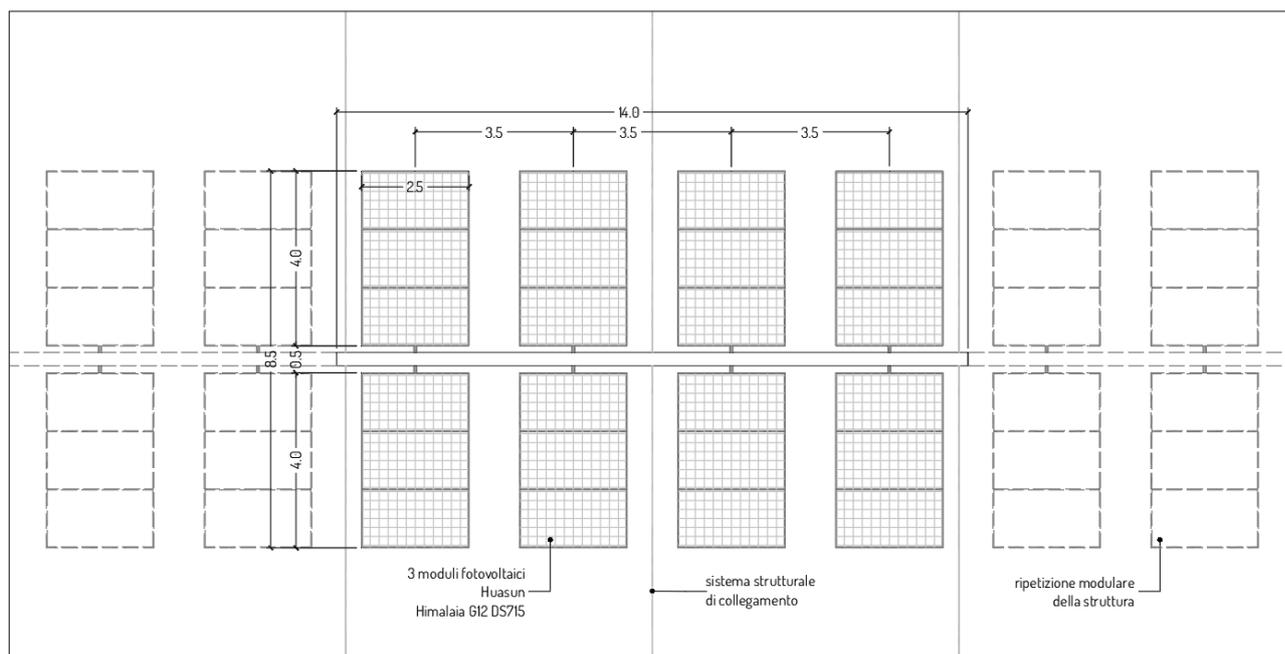
Ogni elemento è dotato di motori elettrici che ne consentono la rotazione lungo l'asse primario e secondario, il tracker è fissato al suolo tramite fondazioni a vite o a palo infisso a seconda delle caratteristiche del terreno, i singoli tracker verranno sistemati lungo filari e legati tra loro tramite una tensostruttura a tendone, con tiranti infissi. Questo sistema consente un distanziamento tra le file di tracker compreso tra i 12 e i 18 metri.

Nell'ambito dello sviluppo del progetto si è svolta una ottimizzazione dell'interdistanza tra le file basata su una stima modellistica degli ombreggiamenti sulle colture sottostanti per massimizzare i livelli di produzione agricola, in base ai risultati della ottimizzazione si è scelta una distanza massima tra le file di supporti verticali pari a 16 metri in tutto l'impianto. In base alle caratteristiche dei mezzi agricoli da utilizzare si è inoltre individuata l'altezza al mozzo delle strutture dell'impianto agrivoltaico Santa Barbara, che sarà pari a 5 metri.

Si rimanda agli elaborati specialistici e allo Studio di Impatto Ambientale per i dettagli sugli studi agronomici e modellistici condotti.

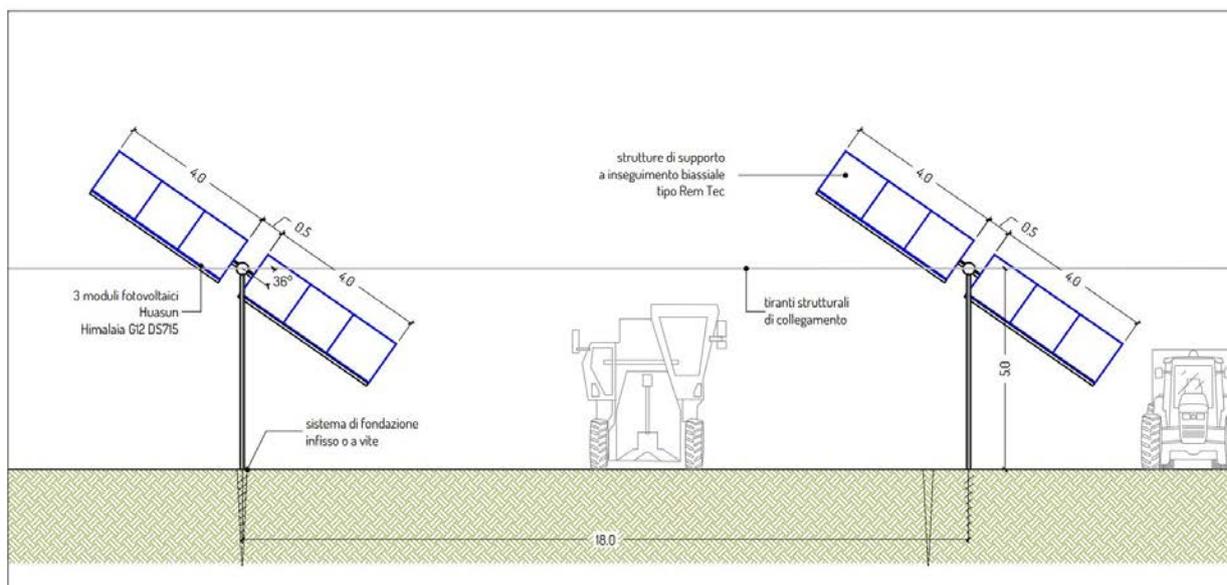
La scelta di questa struttura particolarmente vantaggiosa e tecnologica è favorita anche dall'orografia del suolo, pressoché pianeggiante e con pendenze mai superiori all'1%.





Tipico delle strutture di inseguimento biassiale pianta scala 1:100

La struttura a inseguimento dimensioni



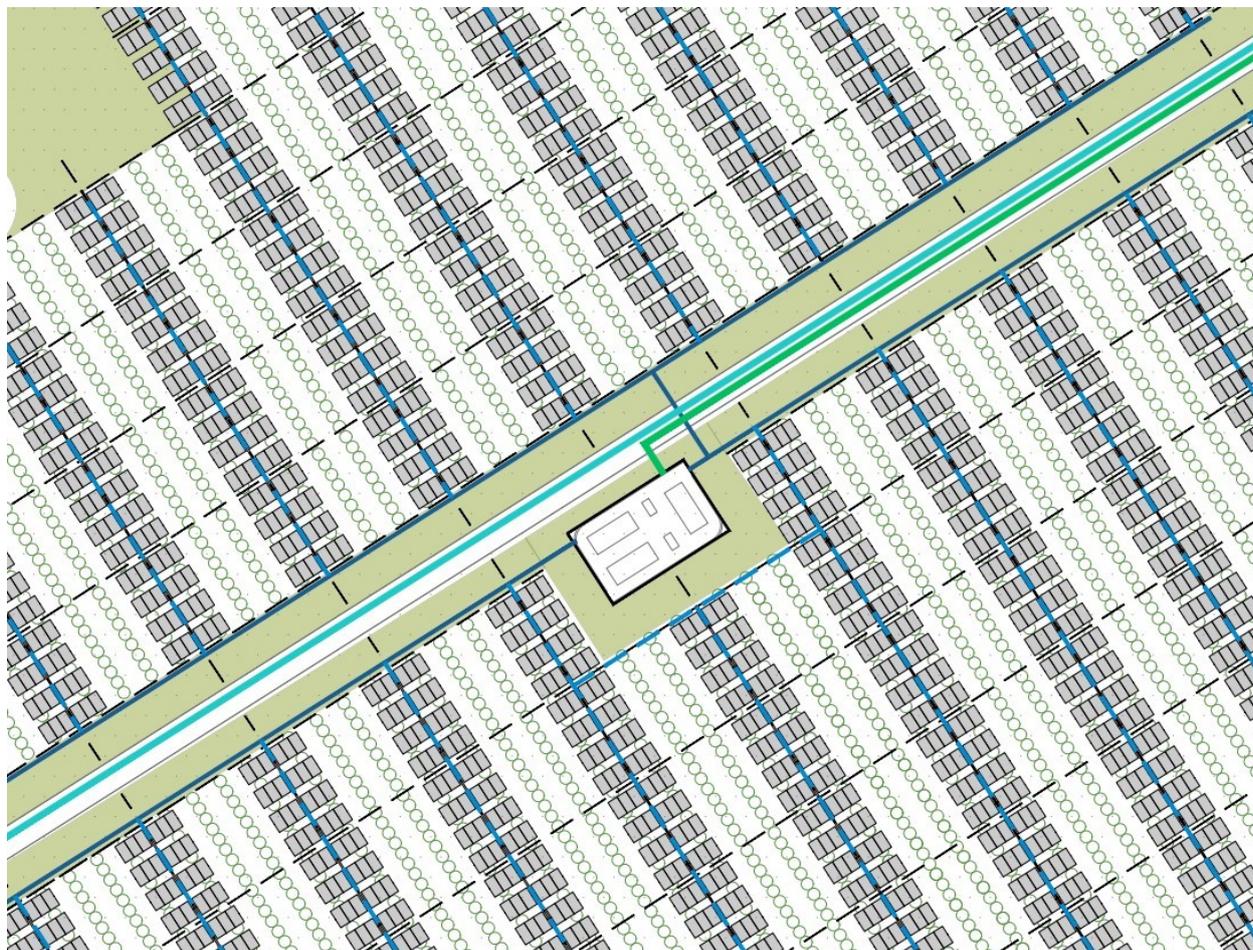
Sezione trasversale tipica

2.3 CABINE POWER SKIDS E CABINA DI RACCOLTA

I **Power Skids** selezionati sono prodotti dalla SMA, i modelli della linea MV Power Station saranno individuati in base alle potenze del sottocampo che vanno a servire e saranno del modello SMA SC 4000 UP. Ogni singolo Power Skids è un elemento prefabbricato delle dimensioni di 6x2.9x2.4 metri che contiene al suo interno l'inverter, il trasformatore i quadri di campo e tutte le componenti del BoS



(Balance of System) necessarie per la trasformazione e l'innalzamento della corrente continua, in una configurazione ready to use.



Come accennato nella descrizione del layout, i Power Skids saranno collocati lungo le strade principali esistenti all'interno dell'azienda agricola; questo posizionamento consentirà di migliorare l'inserimento ambientale degli elementi e di minimizzare la lunghezza dei cavidotti interrati MT che convoglieranno l'energia prodotta fino alla cabina di raccolta e monitoraggio.

SCHEMA CABINE		
LOTTO	NOME CABINA	POTENZA kW
Campo 2	C2_A	4000
Campo 2	C2_B	4000
Campo 2	C2_C	4000

Denominazione delle cabine di campo





Immagine del modulo SMA Powerstation

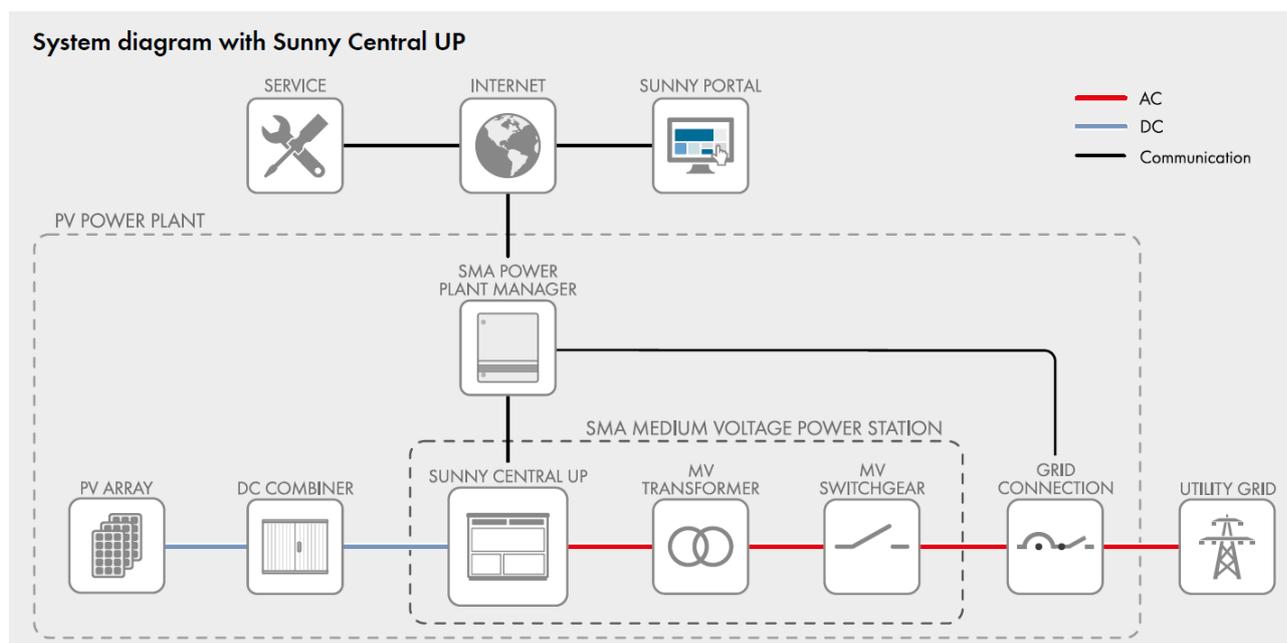
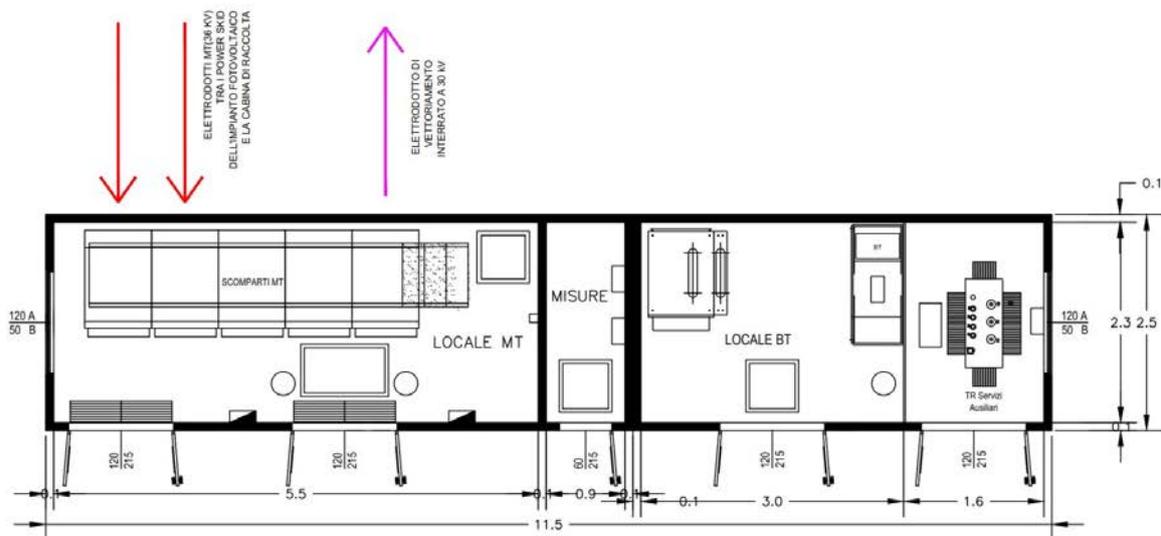


Diagramma elettrico dell'elemento SMA Powerstation

La **Cabina di Raccolta e monitoraggio** è anch'essa un elemento prefabbricato posta in prossimità dell'ingresso al campo agrivoltaico, questo piccolo edificio avrà il compito di raccogliere tutte le linee provenienti dai Power Skids tramite stalli arrivo linea e di convogliarle nel Cavidotto di vettoriamento tramite stallo partenza linea per la connessione alla rete. Al suo interno sono inoltre posizionati i quadri relativi alla fornitura di energia elettrica per i servizi ausiliari dell'impianto, necessari ad esempio alla movimentazione dei tracker, il trasformatore per i servizi ausiliari ed i sistemi di monitoraggio e controllo per la verifica dell'impatto sulle colture, risparmio idrico, produttività agricola e recupero della fertilità del suolo.





Cabina di Raccolta, posizionamento e partenza del cavidotto MT di Vettoriamento

2.4 SISTEMA DI ACCUMULO ENERGIA BESS

Si prevede l'integrazione di un sistema di accumulo elettrico (BESS – Battery Energy Storage System) all'interno dell'impianto fotovoltaico per stabilizzare l'immissione di energia in Rete nonostante le fluttuazioni della risorsa primaria e i necessari servizi di manutenzione. Inoltre, un sistema di accumulo di energia fornisce capacità di stoccaggio con dispacciabilità controllata, in cui l'energia immagazzinata viene rilasciata quando i prezzi sul mercato spot raggiungono una certa soglia.

L'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico sarà accumulata nelle ore di picco ed immessa nella RTN durante le ore di bassa produzione. Non si prevede accumulo di energia prelevata dalla rete. La potenza del sistema di accumulo elettrochimico non andrà ad incidere sulla potenza totale in immissione atteso che questo funzionerà quando l'impianto fotovoltaico immetterà in Rete una potenza inferiore a quella nominale.

La tecnologia più promettente, per le applicazioni di accumulo distribuito di taglia medio-grande, è quella delle batterie agli ioni di litio che presenta una vita attesa molto lunga (fino a 5000 cicli di carica/scarica a DOD 80%), un rendimento energetico significativamente alto (generalmente superiore al 90%) con elevata energia specifica. Esse sono adatte ad applicazioni di potenza, sia tradizionali, sia quelle a supporto del sistema elettrico. Le caratteristiche delle batterie litio-ioni in termini di prestazioni relative alla potenza specifica, energia specifica, efficienza e durata, rendono queste tecnologie di accumulo particolarmente interessanti per le applicazioni "in potenza" e per il settore dell'automotive.

Nel caso specifico saranno utilizzati accumulatori a ioni di litio (LFP: litio-ferro-fosfato) che permettono di ottenere elevate potenze specifiche in rapporto alla capacità nominale.

Le batterie sono alloggiare all'interno di container e sono raggruppate in stringhe. Le stringhe vengono messe in parallelo e associate a ciascun PCS attraverso un Box di parallelo che consente l'interfaccia con il PCS.

Le batterie sono di tipo ermetico e sono in grado di resistere, ad involucro integro, a sollecitazioni termiche elevate ed alla fiamma diretta. Esse non costituiscono aggravio al carico di incendio.

Di seguito si riportano i dati della singola cella:





Battery Pack		
General		
Model	LUNA2000-2.0MWH-1H0	LUNA2000-2.0MWH-2H1
Cell Material	LFP	LFP
Pack Configuration	16S 1P	18S 1P
Rated Voltage	51.2 V	57.6 V
Nominal Capacity	320 Ah / 16.38 kWh	280 Ah / 16.13 kWh
Supported Charge & Discharge Rate	≤ 1 C	≤ 0.5 C
Weight	≤ 140 kg	≤ 140 kg
Dimensions (W x H x D)	442 x 307 x 660 mm	442 x 307 x 660 mm

Le celle sono collegate in serie (16 oppure 18) per raggiungere la tensione massima in corrente continua al PCS (inverter bidirezionali CC/CA) e parallelati per raggiungere la potenza e la capacità di progetto (2 MWh per Container)

2.4.1 IL PCS

Il PCS (Power Conversion System), oltre alle batterie di accumulo elettrochimico, è un componente fondamentale per il sistema di accumulo, esso fa da "ponte" tra gli accumulatori e la rete elettrica.

Il PCS serve per controllare e gestire i flussi bidirezionali di energia permettendo alle batterie di caricarsi o scaricarsi secondo le diverse esigenze, attraverso le conversioni AC/DC e viceversa.

Il PCS nel caso specifico sarà formato da 5 inverter bidirezionali montati su un BOX DC di parallelo dove il lato CC sarà collegato alle batterie e l'altra parte in AC sarà collegata al quadro di parallelo BT prima della trasformazione BT/MT e il collegamento alla rete.

		LUNA2000-200KTL-H0 Technical Specifications																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Electrical</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Max. Input Voltage</td><td>1,500 V</td></tr> <tr><td>Nominal Input Voltage</td><td>1,200 V</td></tr> <tr><td>Max. Branch Current for Battery Rack Side</td><td>321 A</td></tr> <tr><td>Max. Branch Current for PCS Side</td><td>193 A</td></tr> <tr><td>Number of DC Circuit Breaker</td><td>14</td></tr> <tr><td>Max. Input Number of Battery Rack</td><td>9</td></tr> <tr><td>Max. Input Number of PCS</td><td>5</td></tr> <tr><td>Max. Convergence Capacity</td><td>5 x 193 A</td></tr> </tbody> </table>		Electrical		Max. Input Voltage	1,500 V	Nominal Input Voltage	1,200 V	Max. Branch Current for Battery Rack Side	321 A	Max. Branch Current for PCS Side	193 A	Number of DC Circuit Breaker	14	Max. Input Number of Battery Rack	9	Max. Input Number of PCS	5	Max. Convergence Capacity	5 x 193 A	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Efficiency</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Max. Efficiency</td><td>99.0%</td></tr> </tbody> </table>		Efficiency		Max. Efficiency	99.0%								
Electrical																																	
Max. Input Voltage	1,500 V																																
Nominal Input Voltage	1,200 V																																
Max. Branch Current for Battery Rack Side	321 A																																
Max. Branch Current for PCS Side	193 A																																
Number of DC Circuit Breaker	14																																
Max. Input Number of Battery Rack	9																																
Max. Input Number of PCS	5																																
Max. Convergence Capacity	5 x 193 A																																
Efficiency																																	
Max. Efficiency	99.0%																																
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Protection</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>DC Overcurrent Protection</td><td>Yes</td></tr> </tbody> </table>		Protection		DC Overcurrent Protection	Yes	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">DC Side</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Rated DC Voltage</td><td>1,180 V</td></tr> <tr><td>Max. DC Voltage</td><td>1,300 V</td></tr> <tr><td>Operating DC Voltage Range</td><td>1,180 V ~ 1,500 V</td></tr> <tr><td>Max. DC Current</td><td>207.6 A</td></tr> <tr><td>Max. Number of Inputs</td><td>1</td></tr> </tbody> </table>		DC Side		Rated DC Voltage	1,180 V	Max. DC Voltage	1,300 V	Operating DC Voltage Range	1,180 V ~ 1,500 V	Max. DC Current	207.6 A	Max. Number of Inputs	1														
Protection																																	
DC Overcurrent Protection	Yes																																
DC Side																																	
Rated DC Voltage	1,180 V																																
Max. DC Voltage	1,300 V																																
Operating DC Voltage Range	1,180 V ~ 1,500 V																																
Max. DC Current	207.6 A																																
Max. Number of Inputs	1																																
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Environment</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Operating Temperature Range</td><td>-30°C ~ 60°C</td></tr> <tr><td>Relative Humidity</td><td>0 ~ 100%</td></tr> <tr><td>Max. Operating Altitude</td><td>4,000 m</td></tr> </tbody> </table>		Environment		Operating Temperature Range	-30°C ~ 60°C	Relative Humidity	0 ~ 100%	Max. Operating Altitude	4,000 m	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">AC Side</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Rated AC Active Power</td><td>200,000 W @40°C</td></tr> <tr><td>Rated AC Voltage</td><td>800 V</td></tr> <tr><td>Rated AC Grid Frequency</td><td>50 Hz / 60 Hz</td></tr> <tr><td>Max. AC Current</td><td>173.2 A</td></tr> <tr><td>Adjustable Power Factor Range</td><td>-1 ~ +1</td></tr> <tr><td>Max. Total Harmonic Distortion</td><td><3%</td></tr> </tbody> </table>		AC Side		Rated AC Active Power	200,000 W @40°C	Rated AC Voltage	800 V	Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz	Max. AC Current	173.2 A	Adjustable Power Factor Range	-1 ~ +1	Max. Total Harmonic Distortion	<3%								
Environment																																	
Operating Temperature Range	-30°C ~ 60°C																																
Relative Humidity	0 ~ 100%																																
Max. Operating Altitude	4,000 m																																
AC Side																																	
Rated AC Active Power	200,000 W @40°C																																
Rated AC Voltage	800 V																																
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz																																
Max. AC Current	173.2 A																																
Adjustable Power Factor Range	-1 ~ +1																																
Max. Total Harmonic Distortion	<3%																																
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">General</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Cable Entries</td><td>Top in for PCS & Bottom in for Battery Rack</td></tr> <tr><td>Dimensions (W x H x D)</td><td>2,040 x 1,415 x 975 mm</td></tr> <tr><td>Weight (Without Smart PCS)</td><td>≤ 750 kg</td></tr> <tr><td>DC Connector / AC Connector</td><td>OT Terminal</td></tr> <tr><td>Protection Degree</td><td>IP55</td></tr> <tr><td>Installation Options</td><td>Grounding</td></tr> </tbody> </table>		General		Cable Entries	Top in for PCS & Bottom in for Battery Rack	Dimensions (W x H x D)	2,040 x 1,415 x 975 mm	Weight (Without Smart PCS)	≤ 750 kg	DC Connector / AC Connector	OT Terminal	Protection Degree	IP55	Installation Options	Grounding	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Protection</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Anti-Handing Protection</td><td>Yes</td></tr> <tr><td>AC Overcurrent Protection</td><td>Yes</td></tr> <tr><td>DC Reverse-polarity Protection</td><td>Yes</td></tr> <tr><td>Insulation Resistance Detection</td><td>Yes</td></tr> <tr><td>Residual Current Protection</td><td>Yes</td></tr> <tr><td>DC Surge Protection¹</td><td>Type II</td></tr> <tr><td>AC Surge Protection¹</td><td>Type II</td></tr> </tbody> </table>		Protection		Anti-Handing Protection	Yes	AC Overcurrent Protection	Yes	DC Reverse-polarity Protection	Yes	Insulation Resistance Detection	Yes	Residual Current Protection	Yes	DC Surge Protection ¹	Type II	AC Surge Protection ¹	Type II
General																																	
Cable Entries	Top in for PCS & Bottom in for Battery Rack																																
Dimensions (W x H x D)	2,040 x 1,415 x 975 mm																																
Weight (Without Smart PCS)	≤ 750 kg																																
DC Connector / AC Connector	OT Terminal																																
Protection Degree	IP55																																
Installation Options	Grounding																																
Protection																																	
Anti-Handing Protection	Yes																																
AC Overcurrent Protection	Yes																																
DC Reverse-polarity Protection	Yes																																
Insulation Resistance Detection	Yes																																
Residual Current Protection	Yes																																
DC Surge Protection ¹	Type II																																
AC Surge Protection ¹	Type II																																
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Communication</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Display</td><td>LED Indicators, WLAN + APP</td></tr> <tr><td>USB</td><td>Yes</td></tr> <tr><td>Ethernet</td><td>Yes</td></tr> </tbody> </table>		Communication		Display	LED Indicators, WLAN + APP	USB	Yes	Ethernet	Yes	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">General</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Dimensions (W x H x D)</td><td>875 x 820 x 365 mm</td></tr> <tr><td>Weight</td><td>< 95 kg</td></tr> <tr><td>Operating Temperature Range</td><td>-25°C ~ 60°C</td></tr> <tr><td>Cooling Method</td><td>Smart Air Cooling</td></tr> <tr><td>Max. Operating Altitude without Derating</td><td>4,000 m</td></tr> <tr><td>Relative Humidity</td><td>0 ~ 100%</td></tr> <tr><td>DC Connector</td><td>OT/DT Terminal</td></tr> <tr><td>AC Connector</td><td>OT/DT Terminal</td></tr> <tr><td>Protection Degree</td><td>IP66</td></tr> <tr><td>Topology</td><td>Transformerless</td></tr> </tbody> </table>		General		Dimensions (W x H x D)	875 x 820 x 365 mm	Weight	< 95 kg	Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C	Cooling Method	Smart Air Cooling	Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m	Relative Humidity	0 ~ 100%	DC Connector	OT/DT Terminal	AC Connector	OT/DT Terminal	Protection Degree	IP66	Topology	Transformerless
Communication																																	
Display	LED Indicators, WLAN + APP																																
USB	Yes																																
Ethernet	Yes																																
General																																	
Dimensions (W x H x D)	875 x 820 x 365 mm																																
Weight	< 95 kg																																
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C																																
Cooling Method	Smart Air Cooling																																
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m																																
Relative Humidity	0 ~ 100%																																
DC Connector	OT/DT Terminal																																
AC Connector	OT/DT Terminal																																
Protection Degree	IP66																																
Topology	Transformerless																																
<p>Dati PCS con n. 5 inverter</p>		<p>Dati Inverter</p>																															



LUNA2000-2.0MWH-1H0/2H1
 Smart String ESS



- More Energy**
- Optimal Investment**
- Simple O&M**
- Safe & Reliable**

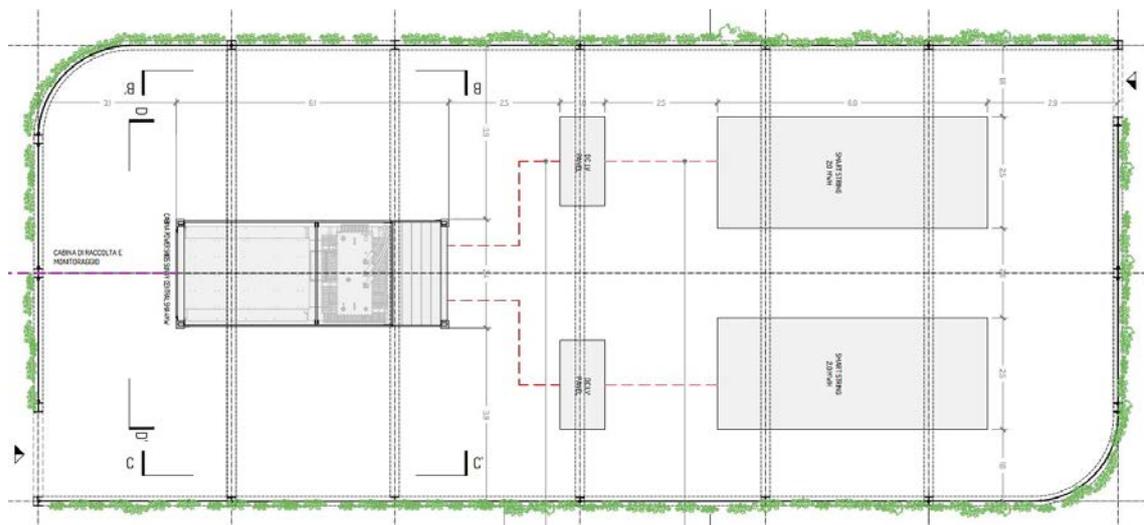
Battery Container		
Model	LUNA2000-2.0MWH-1H0	LUNA2000-2.0MWH-2H1
DC Rated Voltage	1,200 V	1,250 V
DC Max. Voltage	1,500 V	1,500 V
Nominal Energy Capacity	2,064 kWh	2,032 kWh
Rated Power	344 kW * 6	338.7 kW * 3
Container Configuration (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm	6,058 x 2,896 x 2,438 mm
Container Weight	< 30 t	< 30 t
Operation Temperature Range	-30°C - 55°C	-30°C - 55°C
Storage Temperature Range	-40°C - 60°C	-40°C - 60°C
Operation Humidity Range	0 - 100% (Without Condensation)	0 - 100% (Without Condensation)
Max. Operating Altitude	4,000 m	4,000 m
Cooling Method	Smart Air Cooling	Smart Air Cooling
Configuration of HVAC	8 HVACs	6 HVACs
Fire Suppression Agent	FM-200 / Novec 1230™	FM-200 / Novec 1230™
Communication Interface	Ethernet / SFP	Ethernet / SFP
Communication Protocol	Modbus TCP / IEC104	Modbus TCP / IEC104
Protection Degree	IP55	IP55
Certificates (more available upon request)		
Environment	RoHS	
Safety & Electrical	IEC62477-1, IEC62040-1, IEC61000-6-2, EN55011, UL9540A, IEC62619, UN338, etc.	

Dati Accumulo Container

2.4.2 DISPOSIZIONE INTERNA

L'impianto di accumulo sarà costituito da 6 Container Batteria ognuno di capacità pari a 2 MWh e 12 DC - DC Converter di potenza pari a 500 kW disposti ed assemblati nei 3 sottocampi per dare una potenza complessiva pari a 6 MW.

In particolare, si realizzeranno delle piazzole aventi potenza totale di 1 MW composte da 2 DC - DC Converter collegati a 2 Container batteria per ogni sottocampo. Ogni DC - DC Converter sarà collegato all'ingresso CC batterie dell'Inverter posizionato all'interno del sottocampo di appartenenza.



Schema a blocchi del sistema di accumulo BESS con componenti principali di impianto



2.4.3 INSERIMENTO AMBIENTALE, VISIVO E FUNZIONALE DEL MODULO INTEGRATO POWER SKID + SISTEMA BESS

Come esplicitato nel capitolo precedente , si è optato per la scelta progettuale di distribuire nei campi dei moduli integrati, che ospitano sia le cabine Power skid , sia i moduli BESS , in modo da avere dei manufatti di dimensioni più contenuta e più facilmente integrabili a livello spaziale.

Ciò rende possibile la creazione di “stanze verdi” a schermatura di questi moduli integrati, che pertanto risulteranno completamente integrati nel paesaggio agricolo ed eviteranno l’effetto detrattore dato dall’inserimento di elementi industriali prefabbricati, avulsi da tale contesto.

La schermatura visiva di questi moduli integrati è realizzata mediante una struttura metallica, in tubolare di ferro zincato, alla quale è ancorata una rete di supporto per del verde rampicante.

Al raggiungimento di un opportuno livello di accrescimento delle specie rampicanti l’effetto visivo d’insieme sarà pertanto di una “stanza verde” , che schiererà completamente la vista dei manufatti al suo interno.

Gli spazi di accesso, sicurezza e di manutenzione intorno ai componenti del sistema sono stati dimensionati in modo opportuno, al fine di garantire tali requisiti senza ricorrere a operazioni di smontaggio e rimontaggio delle schermature, salvo casi eccezionali.



Fotoinserimento delle opere di mitigazione delle cabine e BESS



2.5 CAVIDOTTI INTERRATI BT

I cavidotti BT interni all'impianto agrivoltaico consentono il collegamento dei moduli in serie a formare le stringhe ed il raggruppamento di queste ultime fino agli ingressi in corrente continua dell'inverter. Il numero dei cavidotti BT è contenuto e viaggeranno per la maggior parte del tragitto sulle strutture adibite al sostegno dei tracker.



Percorso cavi solari BT di stringa su strutture di supporto dei tracker installati

I cavidotti solari saranno del tipo flessibile unipolare stagnato e guaina realizzati con mescola elastomerica senza alogeni non propagante la fiamma siglati H1Z2Z2-K per il cablaggio delle stringhe dei moduli fotovoltaici, tensione massima 1.800 V in corrente continua, temperatura massima di esercizio 90°C; e nei tratti interrati viaggeranno in sezioni così suddivise:

- strade bianche aventi sezione di scavo minima di 110 cm composta da materiale vagliato proveniente dagli scavi, misto granulometrico stabilizzato (30 cm) e pietrisco calcareo;
- terreno agricolo in campo con sezione approfondita rispetto alla prima, composta da materiale vagliato proveniente dagli scavi e una sezione di rinterro con terreno agricolo fino ad una profondità di 80 cm oltre il franco di aratura profonda;

I cavidotti BT del sistema di accumulo servono al collegamento degli inverter del PCS (Power Conversion System) alla cabina di trasformazione e saranno del tipo multipolare per energia isolato in gomma etilenpropilenica, ad alto modulo di qualità G16 sotto guaina termoplastica di qualità M16, con particolari caratteristiche di reazione al fuoco e rispondente al Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR) con sigla FG16OM16 1x3x120 mmq.

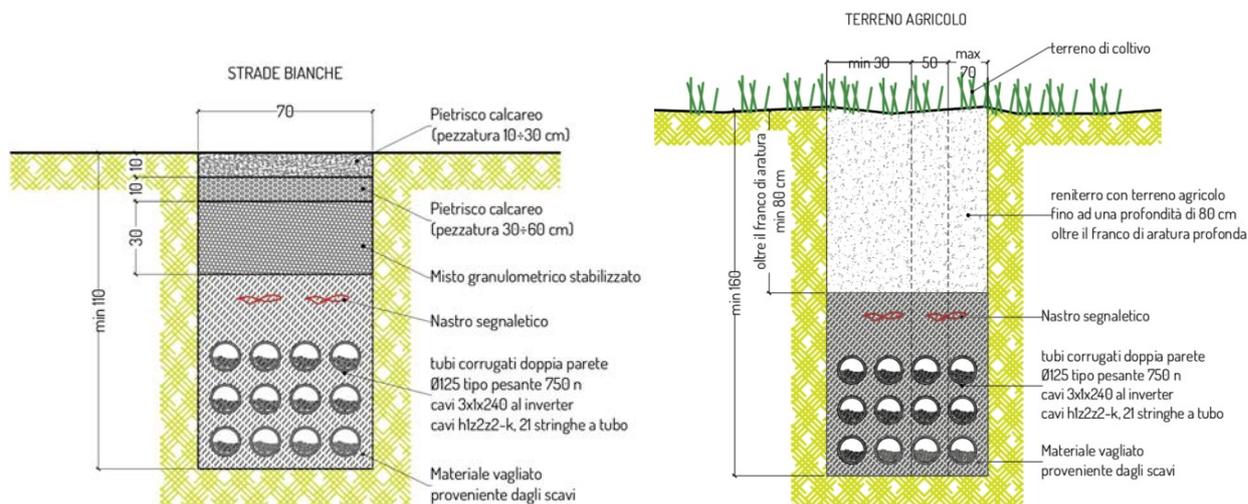
Le sezioni minime previste per i conduttori di bassa tensione utili ai servizi ausiliari d'utenza saranno:

- 2,5 mm² per le linee di distribuzione F.M.
- 1,5 mm² per le linee di distribuzione luce



- 0,5 mm² per i circuiti di comando e segnalazione;

Nei circuiti trifase i conduttori di neutro potranno avere sezione inferiore a quella dei corrispondenti conduttori di fase, con il minimo di 16mm² purché il carico sia sostanzialmente equilibrato ed il conduttore di neutro sia protetto per un cortocircuito in fondo alla linea; in tutti gli altri casi al conduttore di neutro verrà data la stessa sezione dei conduttori di fase.



Sezioni tipiche dei cavidotti BT

2.6 CAVIDOTTI INTERRATI MT

I cavidotti interrati MT collegheranno i Power Skid , localizzati nei 3 sottocampi alla cabina di raccolta e monitoraggio localizzata a sud del campo agrivoltaico.

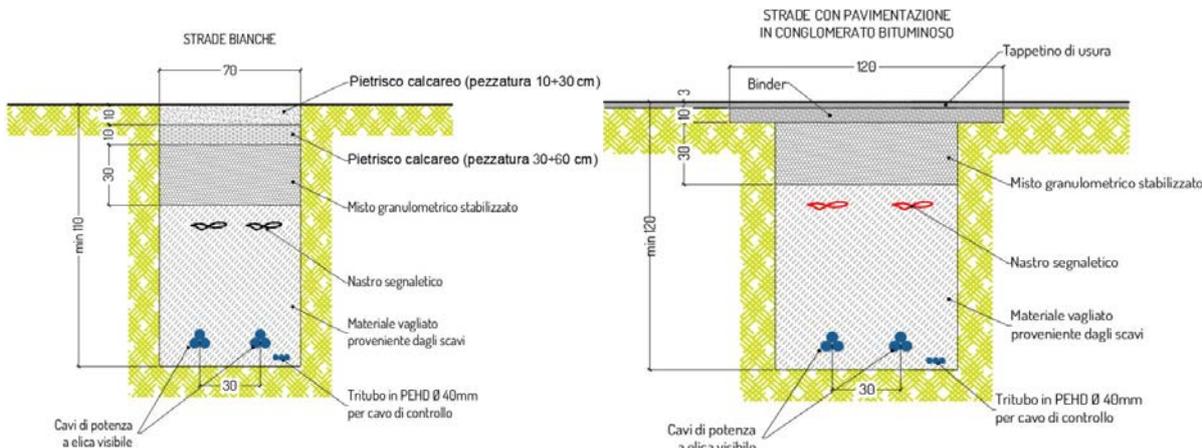
Questi cavidotti sono stati posizionati in via prevalente lungo strade bianche di manutenzione, interne ai campi.

Tale scelta progettuale minimizza i rischi derivanti da interferenza con le attività agricole.

Tutti i cavidotti MT interni al campo agrivoltaico saranno interrati ad una profondità non inferiore a 1,10 m.

I cavi saranno posati su un letto di terreno vegetale oppure di terreno vagliato rinveniente dallo stesso scavo in modo tale da avere una resistenza pari a 1 K·m/W. Verranno posati anche i nastri segnalatori disposti superiormente ai cavi ad almeno 30 cm.

Gli scavi ed i ripristini sulle eventuali carreggiate stradali saranno eseguiti secondo le modalità descritte nelle tavole del progetto esecutivo civile.



Tipico del cavidotto interrato MT su strada bianca

Tipico del cavidotto interrato MT su strada asfaltata



3 PRINCIPALI CARATTERISTICHE DELLA COMPONENTE AGRICOLA, DESCRIZIONE ANALITICA

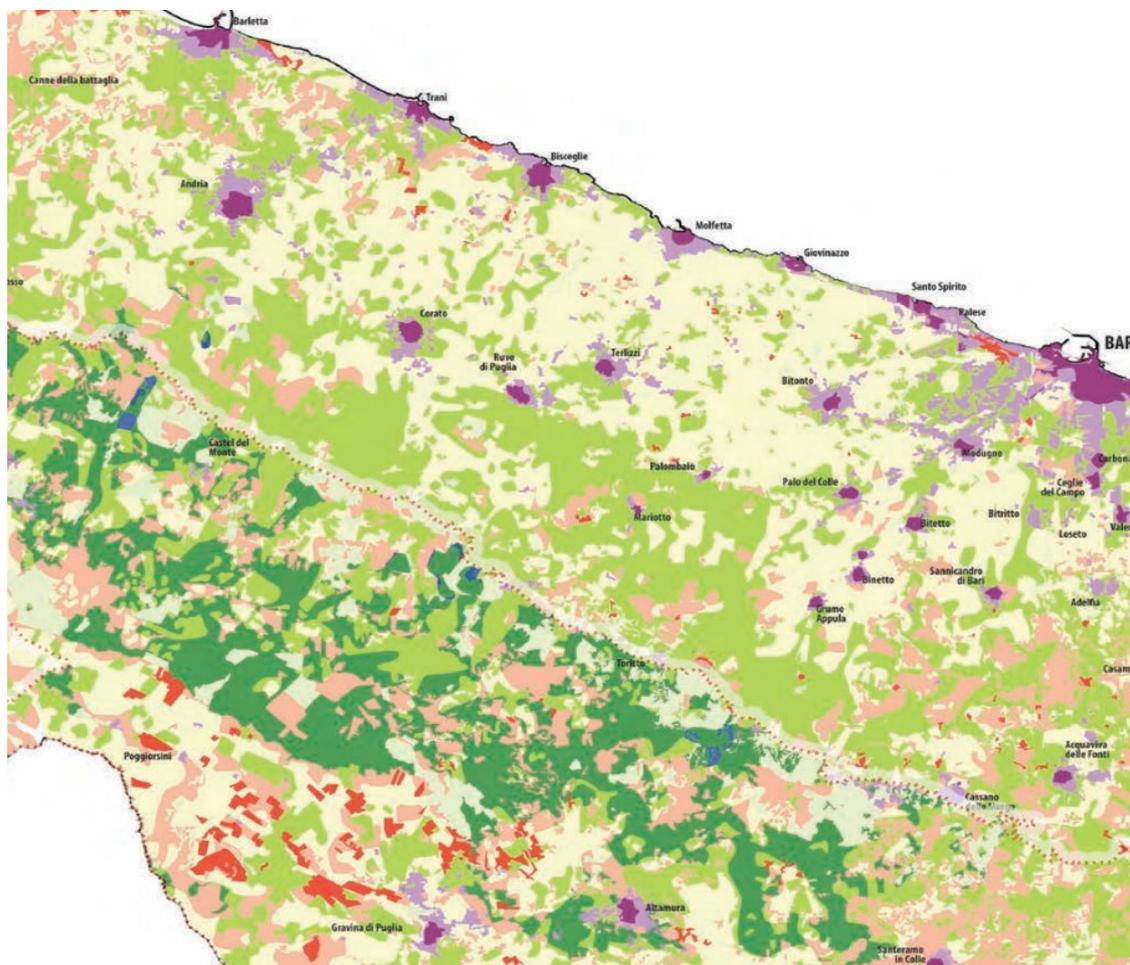


Figura 1: Elaborato 3.2.7.a – Ambito 6 del PPTR – Alta Murgia

PA. Persistenza degli usi agro-silvo-pastorali	DP. Disboscamento per la messa a pascolo
NA. Processi di ricolonizzazione da parte della vegetazione spontanea	DC. Disboscamento per la messa a coltura
ES. Transizione verso ordinamenti agricoli meno intensivi	PU. Persistenza urbana
PN. Persistenza di condizioni di naturalità	UR. Urbanizzazione di aree agro-forestali
IC. Intensivizzazione culturale asciutto	Laghi
II. Intensivizzazione culturale irriguo	Saline

La maglia olivata risulta strutturante e caratterizzante la figura della *Piana olivata del Nord Barese* (e l'intero ambito de *La Puglia centrale*). Interruzioni e cesure alla matrice olivata si riconoscono in prossimità delle grandi infrastrutture e attorno ai centri urbani, dove si rilevano condizioni di promiscuità tra costruito e spazio agricolo. Questa dominante si modula in tre paesaggi rurali. Il primo è il sistema



degli orti costieri e pericostieri che rappresentano dei varchi a mare di grande valore, che oggi sopravvivono spesso inglobati nelle propaggini costiere della città contemporanea. Nell'entroterra si dispone la grande fascia della campagna olivata scandita trasversalmente dalle lame alla quale si accostano anche macchie di vigneto e seminativo. La terza fascia è quella pedemurgiana che gradualmente assume i caratteri silvo-pastorali e la cui matrice agroambientale si presenta ricca di muretti a secco, siepi, alberi e filari. Il mosaico agricolo è rilevante, non intaccato dalla dispersione insediativa, in particolare intorno ai centri urbani di Ruvo e a Corato. Ed è qui che le caratteristiche dell'ambito dell'*Altopiano murgiano*, coerentemente con la struttura morfologica, variano secondo un gradiente nord-est /sud-ovest, dal gradino pedemurgiano alla fossa bradanica. La prima fascia è costituita da un paesaggio essenzialmente arborato, con prevalenza di oliveti, mandorleti e vigneti che si attesta sul gradino murgiano orientale, elemento morfologico di graduale passaggio dalla trama agraria della piana olivetata verso le macchie di boschi di quercia e steppe cespugliate dell'altopiano. La seconda fascia è quella dell'altopiano carsico, caratterizzato da grandi spazi aperti e la cui matrice ambientale è costituita da pascoli rocciosi e seminativi.

Analizzando l'area di progetto, dalle osservazioni dirette in campo (Allegato fotografico) che come risulta dalla carta dell'uso del suolo nelle Fig.12 e 13, l'impianto agrivoltaico è localizzato principalmente su un seminativo non irriguo, per 18,5 ettari (campo 2) e un frutteto per 2,1 ettari (campo 1) dov'è presente principalmente un mandorleto e diverse piante da frutto (alberi di albicocche, prugne, melograni, gelsi, ciliege e amarene).

Confinanti all'area di impianto sono presenti:

- un seminativo a ovest, afferente alla stessa proprietà,
- alcuni impianti di uliveti super-intensivi irrigui inframezzati da mandorleti a nord,
- un vigneto a est
- uliveti non irrigui a sud.

Tutte le particelle sono coltivate in regime biologico. Sul seminativo vengono prodotti a rotazione cereali vernini e legumi. Tra i cereali si predilige l'utilizzo del frumento duro (*Triticum durum*) che rappresenta una produzione tipica della zona o di orzo (*Hordeum vulgare*). Lo si mette in rotazione con la lenticchia IGP di Altamura (*Vicia lens*) per l'azione miglioratrice della fertilità che essa apporta. Per i cereali, le produzioni medie ettaro sono di circa 25 Q/ha, mentre per la lenticchia è di circa 7 Q/ha.

Il mandorleto di 2,1 ettari presenta principalmente la cultivar Filippo Ceo, con alcune piante di Genco e mandorla amara.

Il sesto d'impianto è di 5x6m e attualmente le piante presentano un'altezza media di 4,5 m.

3.1 RISPONDEZZA ALLE LINEE GUIDA MINISTERIALI

Un impianto agrivoltaico per definirsi tale deve rispondere ad alcuni requisiti ai fini dell'accesso agli incentivi e contributi del PNRR ed alle semplificazioni autorizzative disposte dal DL 77/2021 tali requisiti sono stati definiti dalla Linee Guida emanate dal MiTE (ora MASE) il 06/06/2022.



Requisito A: Integrazione tra attività agricola e produzione elettrica.

- A.1: Almeno il 70% della superficie totale dell'impianto deve essere destinata all'attività agricola;
- A.2: La percentuale di superficie complessiva massima coperta dai moduli (LAOR) deve essere inferiore del 40% rispetto alla superficie agricola.

Rispetto a tali requisiti le tabelle seguenti mostrano i calcoli eseguiti per l'impianto agrivoltaico in oggetto:

superficie totale area impianto (aree recintate)	superficie agricola utilizzata (Superficie totale-strade manutenzione-pali) (Stot) (ha)	SUP agricola impianto agrivoltaico/Stot (requisito A1)
20,8	18,5	89%
		superiore al 70%

Rispondenza al requisito A.1

superficie moduli impianto agrivoltaico Spv (ha)	superficie agricola utilizzata (Superficie totale-strade manutenzione-pali) (Stot) (ha)	LAOR (requisito A2)
5,5	18,5	29,8%
		inferiore al 40%

Rispondenza al requisito A.2

Requisito B: Continuità dell'attività agricola e pastorale, nonché di quella fotovoltaica.

- B.1: Esistenza e resa della coltivazione e mantenimento dell'indirizzo produttivo;
- B.2: Verifica della producibilità elettrica e quindi dell'efficienza dell'impianto agrivoltaico (quest'ultimo se correttamente progettato, deve garantire una producibilità non inferiore al 60% rispetto a quella di riferimento di un impianto fotovoltaico standard delle stesse dimensioni ed installato nello stesso sito;

L'analisi dei dati a disposizione permette di affermare che l'attività energetica non concorre o limita quella agricola, in quanto le strutture elevate permettono la completa usabilità dei suoli sottostanti.

Rispetto al requisito B.2, il paragrafo 7.4.2 intitolato "verifica analitica del requisito B.2" dimostra che la produzione dell'impianto agrivoltaico risulta essere maggiore del 35% rispetto alla produzione attesa da un impianto fotovoltaico standard; quindi, risulta essere non solo maggiore del parametro minimo richiesto, ma corrisponde a più del doppio di questo parametro.

Requisito C: Adozione di soluzioni integrate innovative per l'impianto agrivoltaico con moduli elevati da terra, volte a ottimizzare le prestazioni del sistema agrivoltaico sia in termini energetici che agricoli.

L'impianto in esame è stato concepito utilizzando strutture di supporto dotate di inseguitori solari biassiali ovvero ampi pannelli montati su supporti metallici infissi nel terreno. L'altezza da terra, pari a circa 5 m al mozzo degli inseguitori biassiali, consente il passaggio di qualsiasi tipologia di mezzo agricolo garantendo la massima integrazione tra impianto e attività agricole: le colture estensive che si



svolgeranno nei terreni in questione, infatti, richiedono l'utilizzo di macchine agricole di grandi dimensioni, situazione non certamente compatibile con l'utilizzo di normali tracker monoassiali.

Requisito D: Sistemi di monitoraggio per la verifica dell'impatto sulle colture, risparmio idrico e produttività agricola.

Le *Linee Guida* secondo il DL 77/2021 ha previsto che, ai fini della fruizione di incentivi statali durante tutto il periodo di funzionamento dell'impianto vi siano sistemi di monitoraggio che permettano di verificare l'effettivo risparmio idrico (D.1) e la continuità dell'attività agricola (D.2)

Inoltre, sarà redatta da un tecnico abilitato una relazione tecnico – agronomica con cadenza triennale che certifichi la continuità della coltivazione la produttività e il mantenimento dell'indirizzo produttivo.

Requisito E: Sistemi di monitoraggio per la verifica del recupero della fertilità del suolo.

L'impianto punta ad essere finanziato e ad usufruire dei contributi previsti dal PNRR, pertanto nella relazione di ottimizzazione dell'impianto, redatta dall'Università Cattolica di Piacenza, verranno descritti e studiati i criteri di monitoraggio per i seguenti parametri:

- E.1) il recupero della fertilità del suolo;
- E.2) il microclima;
- E.3) la resilienza ai cambiamenti climatici

3.2 MONITORAGGIO PER L'OTTIMIZZAZIONE DEL SISTEMA AGRIVOLTAICO

In questo report è stata proposta una modalità, basata su una procedura innovativa messa a punto dal team di ricerca dell'Università Cattolica del Sacro Cuore di Piacenza (UCSC), per ottimizzare la progettazione di un impianto agrivoltaico avanzato. In base alle simulazioni effettuate con la piattaforma informatica realizzata presso UCSC è emerso che l'ottimizzazione dell'impianto è ottenibile con un impianto con pitch di 16 m.

In questo paragrafo si propone la realizzazione di un sistema di monitoraggio che, in linea con le indicazioni fornite dalle linee guida del Mite, ha l'obiettivo principale di monitorare:

- l'impatto dell'installazione fotovoltaica sulle colture;
- il risparmio idrico;
- la produttività agricola per diverse tipologie di colture;
- la continuità delle attività dell'azienda agricola.
- Il recupero della fertilità del suolo;
- il microclima;
- la resilienza ai cambiamenti climatici

La condizione fondamentale perché un impianto sia considerabile come agrivoltaico è che la continuità dell'attività agricola sia mantenuto su almeno il 70% della superficie totale del sistema agrivoltaico. Questa è la principale condizione richiesta dalle linee guida del Mite (Requisito A) perché un impianto sia considerabile come agrivoltaico.

Questo progetto mira alla realizzazione di un impianto avanzato con caratteristiche sperimentali che risponde pienamente a tutti e 5 i requisiti (A-E) proposti dal Mite e per i quali è in corso una consultazione pubblica proposta dal GSE.



Il sistema di monitoraggio proposto non solo permetterà di monitorare i parametri sopraindicati ma sarà combinato con la realizzazione di una serie di sperimentazioni con la finalità di ottimizzare la gestione del sistema agrivoltaico. Il contributo ormai consolidato di UCSC nella fase di progettazione di numerosi progetti di agrivoltaico gestita da Hope group s.r.l. ha permesso di individuare una configurazione dell'impianto che permettesse di ottimizzare i principali indicatori chiave di performance che sono generalmente utilizzati per valutare le performance dei sistemi agrivoltaico. Pertanto è stato possibile ottimizzare le performance dell'impianto attraverso la combinazione di scelte agronomiche adeguate con strategie di movimento dei pannelli fotovoltaici che non siano limitate alla massimizzazione della produzione energetica (full sun-tracking) ma che considerino anche le esigenze specifiche in termini di radiazione delle colture durante le diverse fasi fenologiche.

L'impianto punta ad essere finanziato e ad usufruire dei contributi previsti dal PNRR, pertanto saranno condotte le attività di monitoraggio necessarie a soddisfare il Requisito E delle Linee guida del MiTe.



4 LE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA DI TRASMISSIONE NAZIONALE

4.1 LA SOLUZIONE TECNICA MINIMA GENERALE DI CONNESSIONE

La connessione dell'impianto alla Rete di Trasmissione Nazionale RTN avverrà in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150/36 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Bari Ind/le 2 – Corato". Questo in seguito alla previa realizzazione delle seguenti opere previste nell'intervento 512-P "Stazione 380/150 kV di Palo del Colle" del Piano di Sviluppo Terna:

- ricostruzione elettrodotto 150 kV "Corato - Bari Termica";
- raccordi 150 kV della SE RTN "Palo del Colle" alle linee "Bari Industriale 2 – Corato".

Secondo tale STMG, l'impianto di rete per la connessione sarà costituito dallo/gli stallo/i arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione, mentre il nuovo elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento dell'impianto sulla Stazione Elettrica della RTN costituisce impianto di utenza.

Si sottolinea che le opere previste dal piano di sviluppo Terna hanno iter indipendente e separato dal procedimento autorizzativo dell'impianto Ruvo Lama Pagliara e degli altri impianti di produzione afferenti alla nuova stazione elettrica in progettazione.

Il procedimento autorizzativo dell'impianto in oggetto sarà pertanto completo della progettazione delle seguenti opere:

- **Opere di Utenza: elettrodotto interrato di connessione a 36 kV** della lunghezza complessiva di circa 14.5 km transitante su suoli privati e su strada pubblica per un percorso che va dalla cabina di utenza allo scomparto di arrivo produttore a 36 kv nella Nuova Stazione Elettrica 150/36 kV. La progettazione dell'elettrodotto interrato di connessione è un onere della Santa Barbara Energia S.r.l. e il suo progetto è inserito negli elaborati progettuali redatti a cura della Hope Engineering S.r.l.
- **Opere di rete: Nuova Stazione Elettrica 150/36 kV** da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Bari Industriale 2 – Corato".
- **Opere di rete: nuovi Elettrodotti aerei della lunghezza di circa 10 km** utili a realizzare il raccordo in entra esce alla linea RTN a 150 kV "Bari Industriale 2 – Corato".

È importante notare che, secondo la decisione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per l'Energia Reti e Ambiente, la progettazione delle Opere di Rete è responsabilità di un soggetto 'capofila', selezionato da Terna S.p.a. tra i produttori coinvolti nelle stesse opere di rete. Tale documentazione è inclusa nella documentazione progettuale e nelle procedure autorizzative di tutti gli impianti di produzione da collegare a tali opere di rete.

Nel caso specifico, il ruolo di capofila è affidato a un soggetto terzo. Di conseguenza, la documentazione progettuale dell'impianto Ruvo Lama Pagliara conterrà i dettagli progettuali elaborati dal soggetto capofila, acquisiti tramite accordi di condivisione con le parti interessate.

Si dovrà pertanto realizzare un impianto di rete per la connessione costituito da una nuova Stazione Elettrica 150/36 kV ed un impianto di utenza per la connessione costituito da un elettrodotto di vettoriamento MT tra il campo fotovoltaico e la Stazione Elettrica.



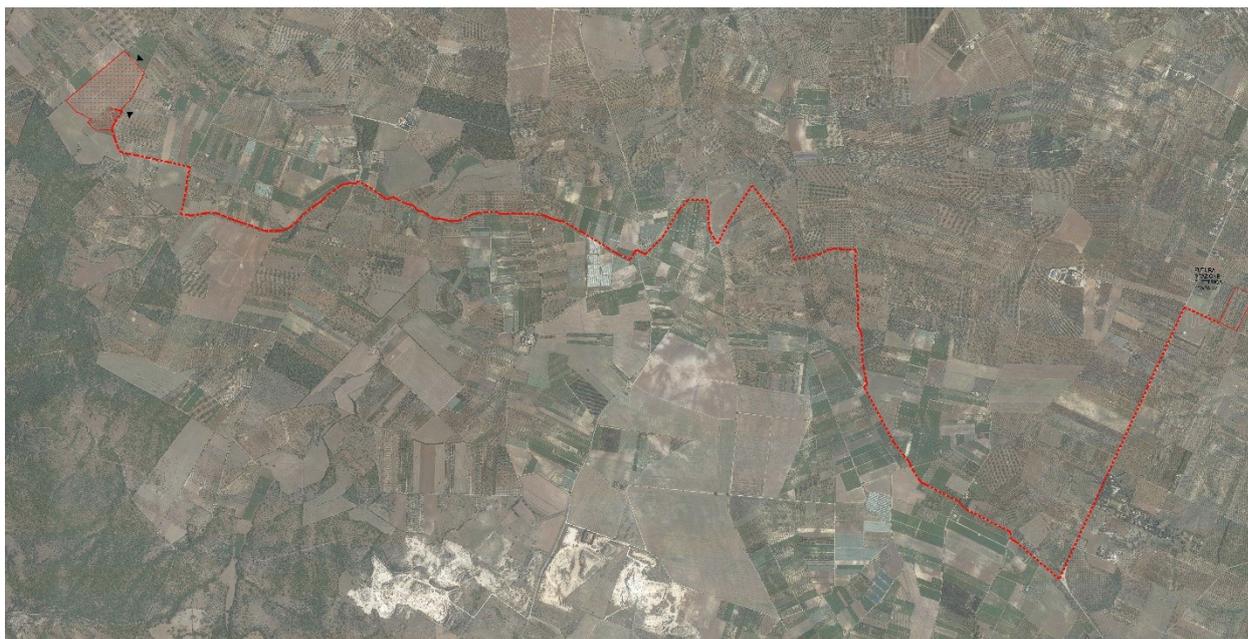
In sintesi, le opere necessarie per connettere l'impianto agrivoltaico sono costituite da:

- Una cabina di raccolta MT a 36 kV di raccolta dell'energia proveniente dai Power Skids interni all'impianto fotovoltaico;
- Un elettrodotto di vettoriamento interrato a 36 kV costituito da una terna di cavi unipolari con posa ad elica visibile per il collegamento dell'impianto fotovoltaico alla Stazione Elettrica a 150/36 kV della RTN.

4.2 IL CAVIDOTTO DI VETTORIAMENTO MT

Il cavidotto di vettoriamento collegherà la cabina di raccolta interna al campo agrivoltaico sito nel comune di Ruvo di Puglia e la futura Stazione Elettrica a 150/36 kV della RTN sita nel territorio comunale di Bitonto (BA) mediante stallo arrivo linea. Sarà formato da una terna MT interrata, e si snoderà costantemente al disotto di suolo privato e viabilità pubblica, per una lunghezza di circa 14,5 km, con una sezione di scavo della profondità di circa 1.50 m ed una larghezza di circa 60 cm.

Il tracciato si sviluppa a una quota altimetrica minore di 1000 metri sul livello del mare. Il percorso selezionato è stato scelto in base a considerazioni tecniche, in quanto si ritiene che sia il più idoneo data la posizione della futura sistemazione della Stazione RTN di consegna.



Inquadramento del tracciato del cavidotto di vettoriamento MT

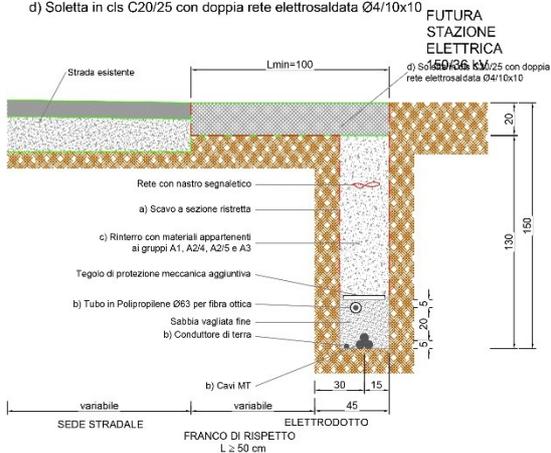
I cavi saranno posati su un letto di terreno vegetale oppure di terreno vagliato rinveniente dallo stesso scavo in modo tale da avere una resistenza pari a 1 K·m/W. Verranno posati anche i nastri segnalatori disposti superiormente ai cavi ad almeno 30 cm. La profondità di posa è di 1,2 m. La portata dei cavi affiancati è calcolata tenendo conto anche del riscaldamento causato su di esso dalle correnti che effettivamente percorrono gli altri cavi posti nello stesso scavo. Tale calcolo per i vari casi previsti è fatto applicando il principio dell'immagine termica proposta dalla norma CEI 20-21.



**TIPOLOGIA 1: Elettrodotti in banchina di strada
esistente in conglomerato bituminoso**

ELENCO LAVORAZIONI

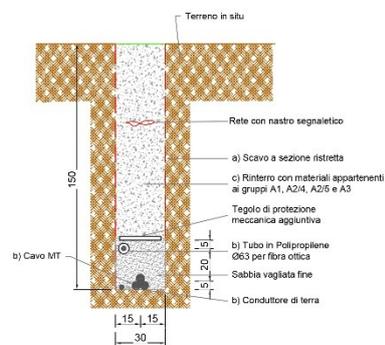
- a) Scavo a sezione ristretta per la posa degli elettrodotti (h = 150 cm);
- b) Posa elettrodotti;
- c) Rientro del cavo tramite strato di sabbia, tegolo protettivo e materiale vagliato proveniente dagli scavi;
- d) Soletta in cls C20/25 con doppia rete elettrosaldata Ø4/10x10



TIPOLOGIA 2: Elettrodotti su sede propria

ELENCO LAVORAZIONI

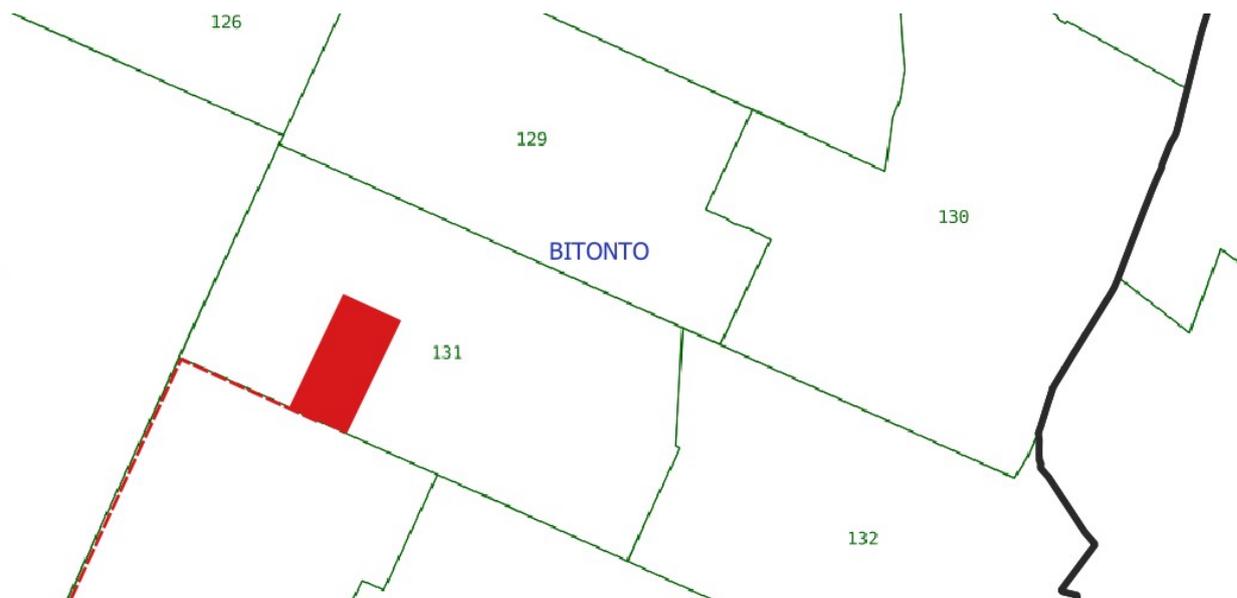
- a) Scavo a sezione ristretta per la posa degli elettrodotti (h = 200 cm);
- b) Posa elettrodotti;
- c) Rientro del cavo tramite strato di sabbia, tegolo protettivo e materiale vagliato proveniente dagli scavi.



Tipologie di posa per cavidotto di vettoriamento MT

4.3 LA STAZIONE ELETTRICA RTN 150/36

La società Santa Barbara Energia S.r.l. ha intenzione di realizzare una Stazione Elettrica RTN 36/150 kV, atta a ricevere l'energia prodotta dall'impianto agrivoltaico. La planimetria elettromeccanica e l'ubicazione della sottostazione sono riportati negli elaborati grafici della sezione PD.PTO PIANO TECNICO DELLE OPERE DI CONNESSIONE. La Stazione sarà realizzata nel territorio comunale di Bitonto (BA) e in particolare nella località Mariotto, nell'ambito del foglio catastale 131 del Comune di Bitonto.

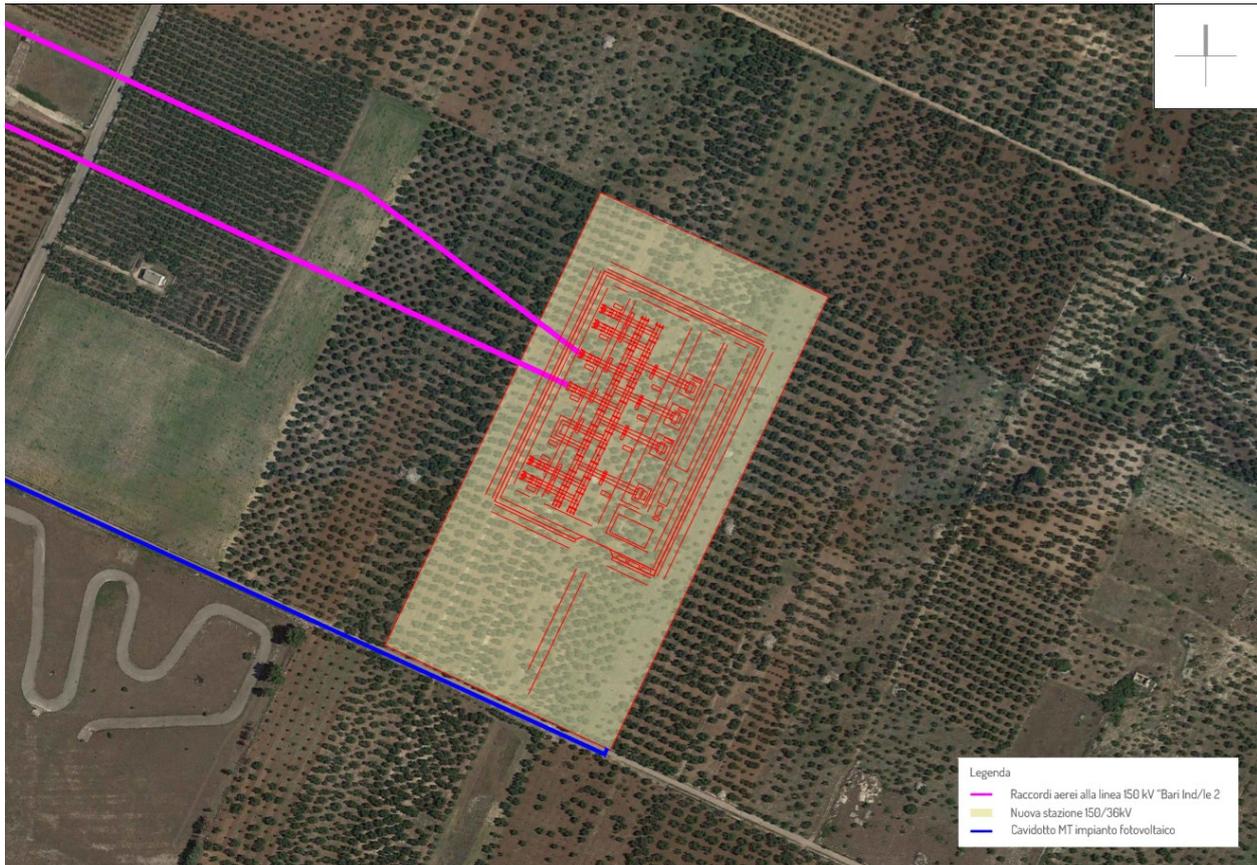


Inquadramento su fogli di mappa catastale

Secondo i parametri tecnici indicati da Terna, si può stabilire preliminarmente che la nuova stazione elettrica sarà denominata "SE 150/36 kV di Bitonto Sud e sarà munita di 12 passi sbarra a 150 kV:



- 2 per entra-esce
- 2 per parallelo
- 3 per TR 150/36 kV da 125 MVA
- 2 per iniziative FER attuali
- 2 per Cabina Primaria
- 1 per ulteriori FER/sviluppo



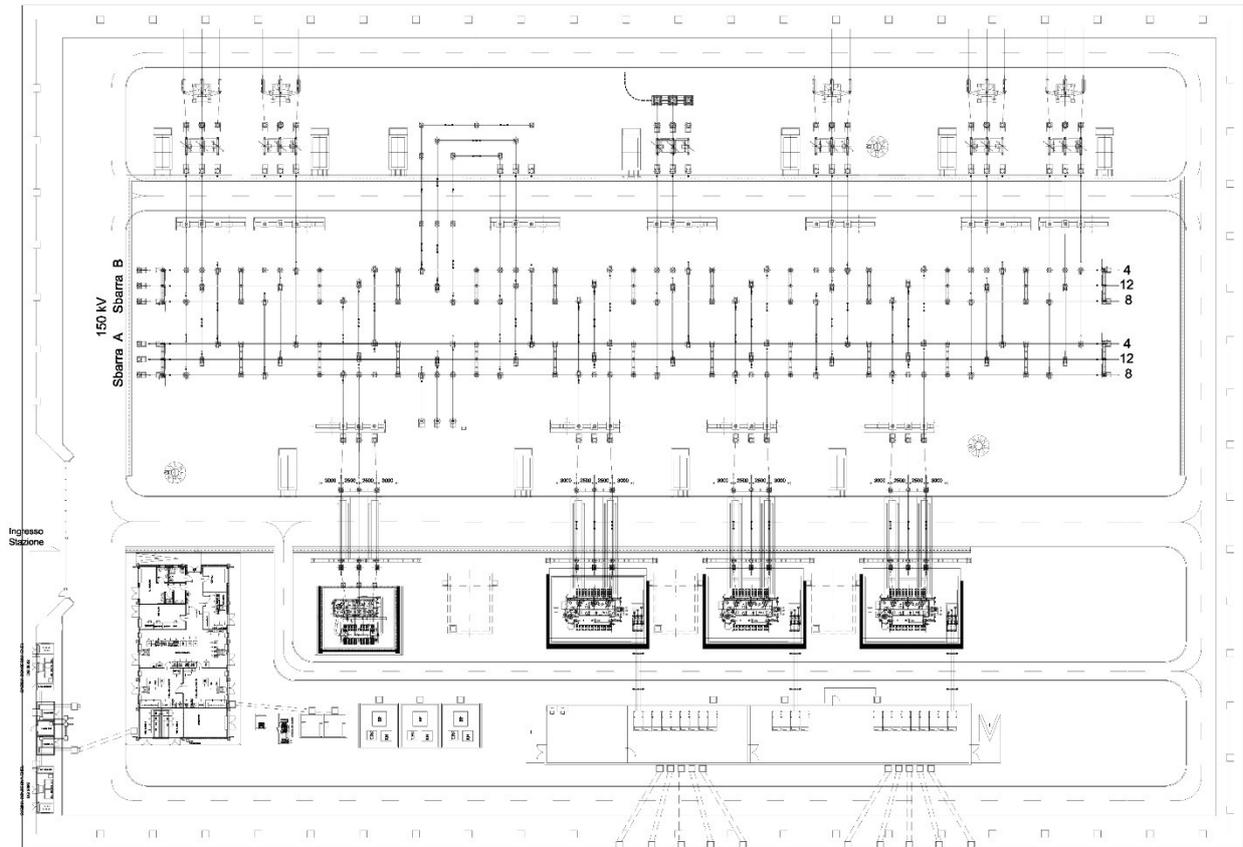
Inquadramento delle opere di connessione su mappa ortofoto

All'interno della Stazione Elettrica RTN la tensione viene innalzata da 36 kV (tensione nominale del sistema di rete tra Power skids, cabina di raccolta ed elettrodotto di vettoriamento) a 150 kV e da qui si collega ai raccordi aerei della linea RTN a 150 kV "Bari ind/le 2 – Corato".

La posizione selezionata si ritiene particolarmente accessibile per le comuni operazioni di installazione e di manutenzione.

Si specifica che le informazioni fornite hanno carattere indicativo e si rimanda al progetto definitivo redatto dalla società capofila presso Terna per maggiori dettagli.





Layout base della SE 150/36 kV Bitonto Sud

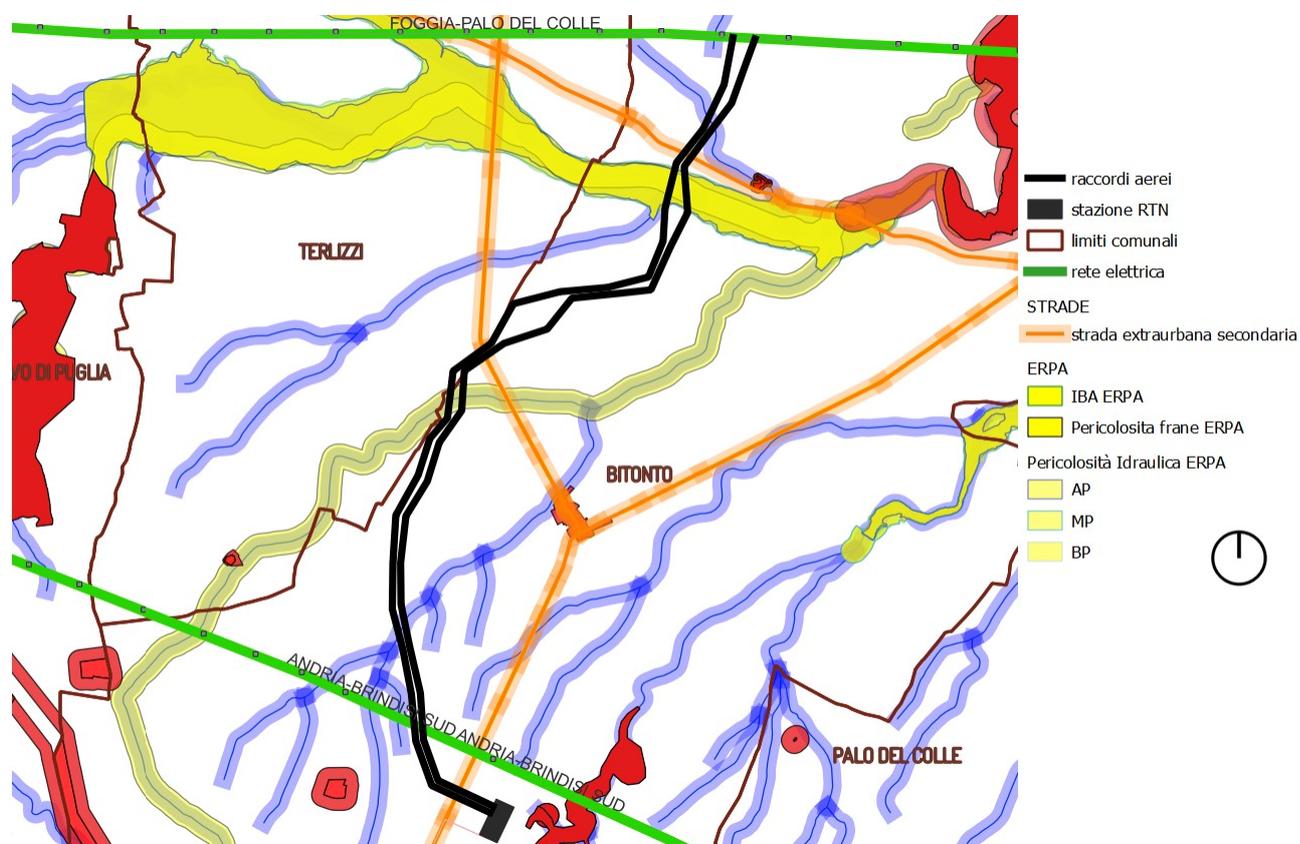
Tutti gli impianti in bassa, media ed alta tensione saranno realizzati secondo le prescrizioni delle norme CEI applicabili, con particolare riferimento alla scelta dei componenti della disposizione circuitale, degli schemi elettrici, della sicurezza di esercizio.



4.6 ELETTRODOTTI AEREI PER IL RACCORDO IN ENTRA-ESCE CON LA NUOVA SE

Al fine di realizzare il raccordo in entra esce tra la sezione a 150 kV della futura SE RTN e la linea a 150 kV "Bari Industriale2 – Corato" è stato ipotizzato il tracciato di un raccordo aereo, costituito da due elettrodotti in singola terna secondo le specifiche e gli standard tecnici di Terna.

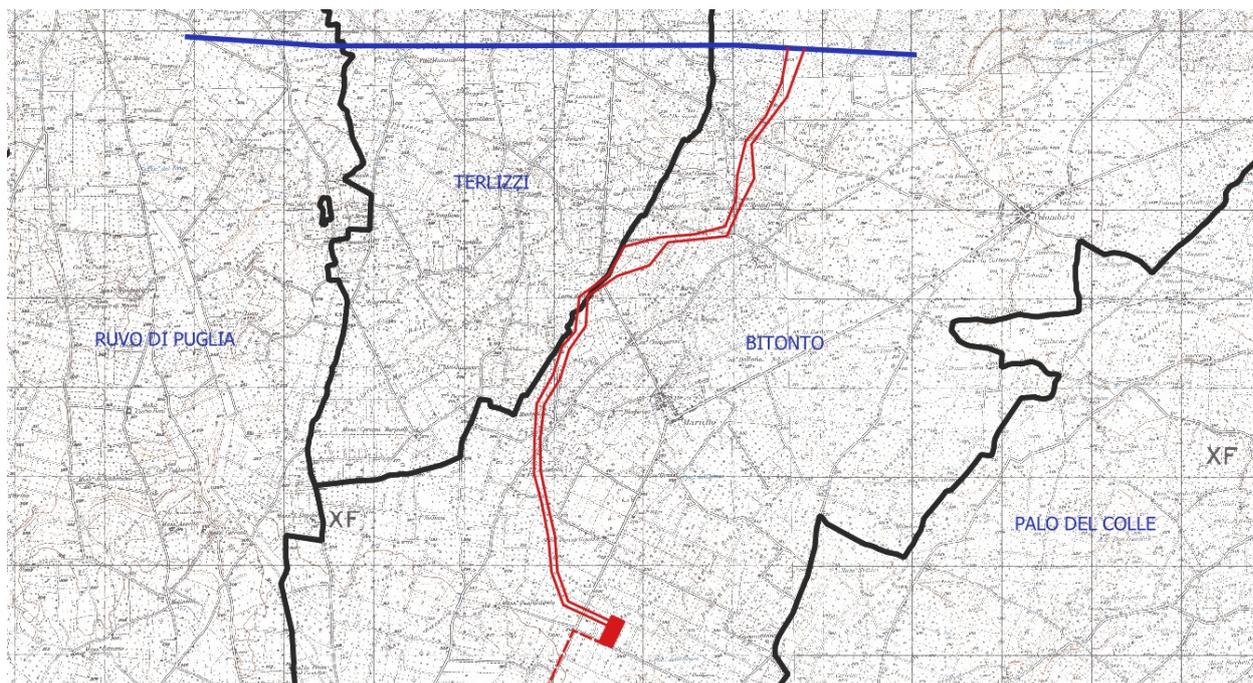
L'analisi del possibile tracciato è stata effettuata applicando la **metodologia ERPA** (Espulsione Repulsione Problematicità Attrazione) messa a punto dal gestore di rete e dal CT VIA del MASE per l'individuazione dei "corridoi" di collocazione delle nuove linee aeree, attraverso la selezione di un percorso che tenda ad evitare l'attraversamento di territori di pregio ambientale, paesaggistico e/o culturale, privilegiando per quanto possibile aree ad elevata attrazione per la realizzazione dell'intervento, e non si discosti eccessivamente dal percorso più breve che congiunge il punto di origine e di destinazione del tracciato.



Applicazione della metodologia ERPA per l'individuazione dei tracciati dei raccordi aerei

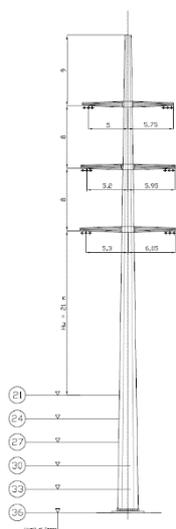
Nel caso in esame, applicando questa metodologia di selezione viene individuato un tracciato dei nuovi elettrodotti privo di sensibilità ambientali tra il punto di partenza, la posizione della nuova SE e il punto di arrivo, la linea a 150 kV Bari – Corato. **Il tracciato ipotizzato ricadrà sui territori comunali di Bitonto e Terlizzi in provincia di Bari.**





Inquadramento del tracciato delle linee aeree su IGM

Come precedentemente affermato, l'utilizzo dei criteri ERPA rende il tracciato ipotizzato compatibile e rispettoso delle emergenze ambientali del territorio. L'ipotesi costruttiva con una doppia linea in singola terna risulta più idonea dal punto di vista manutentivo. Per quanto riguarda i sostegni previsti, si ipotizza l'utilizzo di **sostegni innovativi del tipo monostelo**, che garantiscono un migliore inserimento nel paesaggio e un minor consumo di suolo rispetto ai tralicci tradizionali.



Tralicci monostelo di tipo classico o di design

Si specifica che le informazioni fornite hanno carattere indicativo e si rimanda al progetto definitivo redatto dalla società capofila presso Terna per maggiori dettagli.



5 MISURE E OPERE DI SCHERMATURA VISUALE E MITIGAZIONE DEGLI IMPATTI ATTESI

Il progetto di inserimento ambientale e paesaggistico è parte integrante del progetto agrivoltaico di Santa Barbara Energia; a fronte di 12,7 mWp di produzione energetica, sono previsti 2,9 ettari di rinaturalizzazione e 16,1 ettari di produzione agricola.

Gli obiettivi del progetto di inserimento ambientale e mitigazione possono essere riassunti nei seguenti tre:

- Mitigazione visiva dell'impianto
- Rinaturalizzazione
- Continuità nella produzione agricola

Il primo obiettivo e il secondo obiettivo vengono raggiunti mediante la piantumazione di specie boschive di un verde preesistente (informazioni provenienti dall'analisi diacronica delle ortofoto storiche) e il rinfoltimento perimetrale di alberi da frutto già presenti in azienda, in maniera da fornire una schermatura visuale che si in accordo con le caratteristiche ambientali e paesaggistiche locali.

Per garantire la produzione agricola nell'impianto, è stato mantenuto il seminativo sotto i pannelli, mentre, per ragioni di praticità, si è scelto di inserire fasce di agricoltura alternativa con orticole li dovei tiranti dei trakers impedirebbero il passaggio delle macchine agricole. Tale scelta permette di aggiungere un'interessante biodiversità agricola locale e diversificazione della produzione.

5.1 SCELTA DELLE SPECIE PER LE MITIGAZIONI PAESAGGISTICHE

Filari di piante forestali

Tutto il perimetro aziendale è circondato da una vegetazione spontanea di Roverella (*Q. pubescens*) e Noce (*Juglans regia*) afferente alla vegetazione dei boschi e boscaglie xerofile a prevalenza di Roverella (*Quercus pubescens* s.l.), riferibili alla associazione Roso sempervirenti-Quercetum pubescentis; questa composizione vegetazione è in continuità con il bosco adiacente, creando una matrice agro-forestale perfettamente in equilibrio. Tale fascia boscata afferente al tipo di Bordo 1 e Bordo 2 ha un'importanza ecologica elevata, rendendo il territorio permeabile all'attraversamento della fauna selvatica. A seguito di un intervento di ripristino di muretti a secco tutte le piante sono state potate ad alto fusto, innalzando l'inserzione della chioma e agevolando l'accrescimento di piante con fusto dritto e chioma ben conformata.

L'intervento di mitigazione prevede un rinfoltimento con le stesse piante forestali arboree presenti perimetralmente Roverella (*Q. pubescens*) e Noce (*Juglans regia*) Roverella (*Q. pubescens*) e Noce (*Juglans regia*). Non saranno impiantate specie vegetali erbacee o arbustive all'interno di questa fascia perché l'intenzione è quella di creare i presupposti affinché questo avvenga naturalmente col tempo e, data la diffusa presenza di aree boscate in un'are vasta di 3 km, ciò avverrà anche in tempi brevi.

Per la messa a dimora delle piante non si supererà una profondità di 40 cm, si prevede infatti lo scavo delle buche di 25x25x25 cm per piante di 1-2 anni e 40x40x40 cm per piante di più di 2 anni.

Inoltre, queste dovranno essere messe a dimora verticalmente al centro delle buche, orientate in modo da ottenere il miglior risultato tecnico ed estetico, con le radici ben distese ed il colletto a livello del



terreno o poco più basso (1-2 cm) per evitare che le piantine marciscano o siano sradicate; se necessario saranno utilizzate “protezioni individuali” quali biodischi e shelter per limitare la competizione con lo strato erbaceo ed il disturbo da parte della comunità animale.

Subito dopo la messa a dimora delle piante dovrà esserci un'irrigazione iniziale e successive irrigazioni “di soccorso” per i primi anni dopo l'impianto, con cadenza da prevedere, in relazione all'andamento meteo stagionale.

Filare di piante mellifere

Lungo il lato ovest e a ridosso dell'unica recinzione presente saranno utilizzate delle specie erbacee, arbustive ed arboree “mellifere”. Le specie mellifere conferiranno un potenziamento dal punto di vista ambientale, in quanto capaci di attrarre insetti impollinatori e bottinatori con fioriture in periodi diversi.

Saranno potate a siepe in modo da schermare il più possibile l'impianto.

Tra le specie arboree:

- a) Corbezzolo *arbutus unedo*
- a) pero *pyrus pyraster*

Tra le specie arbustivo-erbacee:

- a) rosmarino *Rosmarinus officinalis Labiatae*
- b) lavanda e lavandino *Lavandula spp. Labiatae*
- c) aglio orsino *Allium ursinum Liliaceae*

Specie fruttifere (olivo e mandorlo) per il mascheramento dei tiranti

Considerando che la superficie a seminativo sarà convertita ad arboreto da frutto, anche all'altezza dei tiranti saranno poste a dimora olivi e mandorli con sestri regolari. Saranno le chiome, quando le piante raggiungeranno il loro optimum ecologico, a mitigare visivamente questo elemento.

5.2 LAYOUT BORDI TIPO

Nel dettaglio, il progetto si articola in 4 bordi tipo:

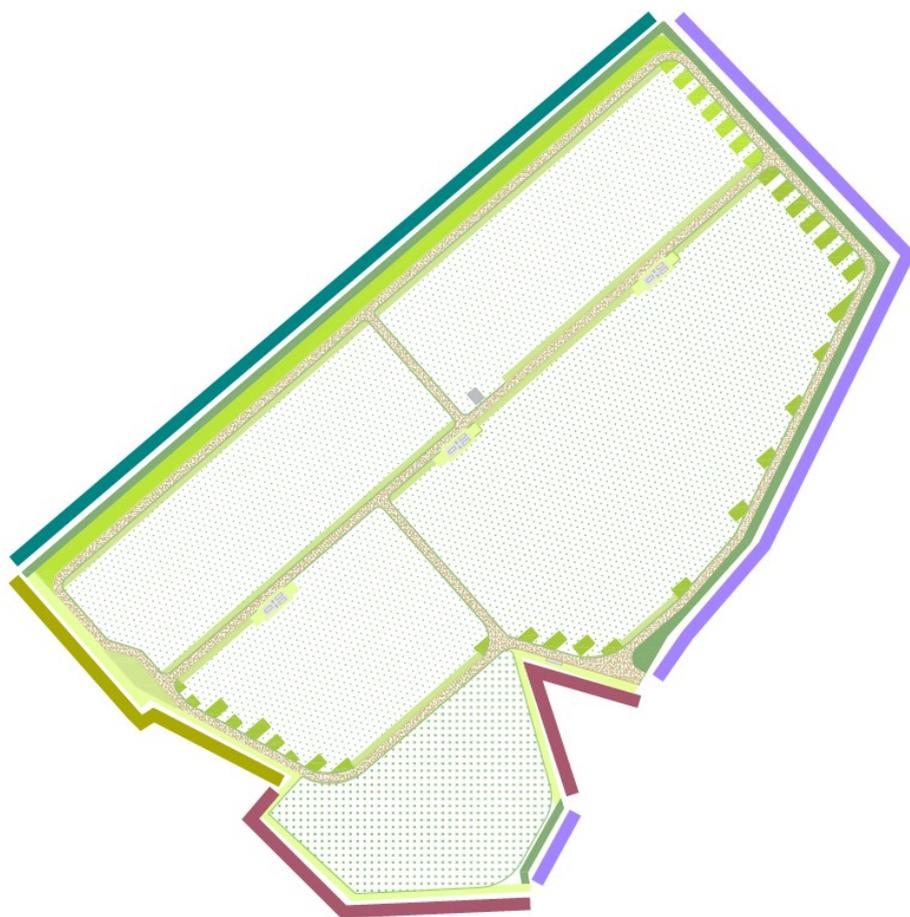


LEGENDA MITIGAZIONE

- MIT_rimboschlmento
0,71ha
- MIT_oliveto
0,32 ha
- MIT_mandorleto
0,80 ha
- MIT_orticole
0,64 ha
- MIT_mellifere
0,43 ha

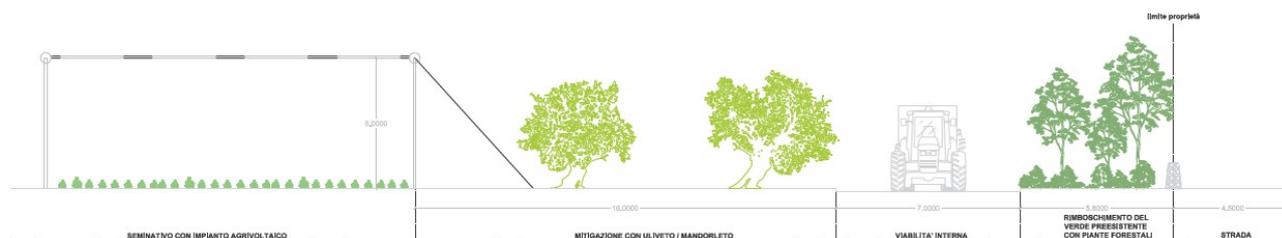
Legenda delle tipologie di bordo

- BORDO TIPO 1
- BORDO TIPO 2
- BORDO TIPO 3
- BORDO TIPO 4



Differenziazione tipologie di bordo

5.3 BORDO TIPO1

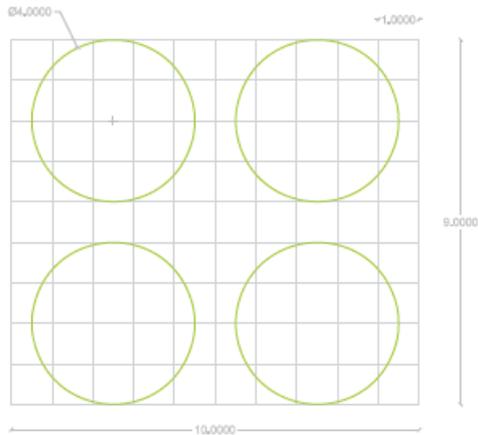


Sezione tipo Bordo 1

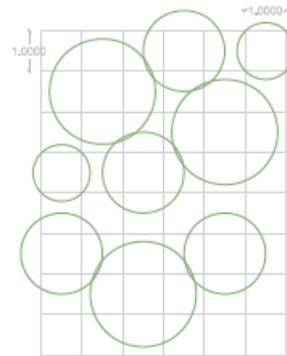
Nel *Bordo Tipo 1* si prevede la piantumazione di ulivi e mandorli con un sesto 5x5 e un rimboschimento perimetrale con Roverella e Noce. L'impianto risulta interno alla mitigazione con alberi da frutto e mellifere, la viabilità interna separa la parte "produttiva" da quella di mitigazione visuale pura, ovvero composta principalmente da piante forestali, organizzate secondo un sesto irregolare entro il limite della proprietà, segnalato da un tipico muretto a secco.



SESTO D'IMPIANTO ULIVETO/MANDORLETO

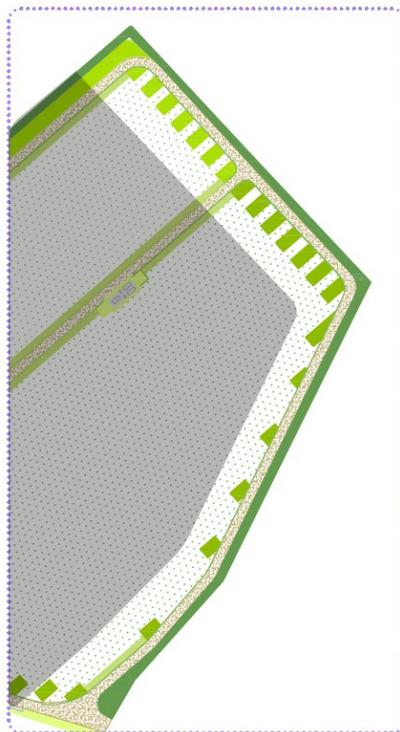


SESTO D'IMPIANTO FASCE DI POTENZIAMENTO
 CON FILARI DI PIANTE FORESTALI



EG.5.2

BORDO TIPO 1
ESSENZE



LEGENDA MITIGAZIONE BORDO TIPO 1

Rimboscimento
con piante forestali



Roverella
(*O. pubescens*)



Noce
(*Juglans regia*)

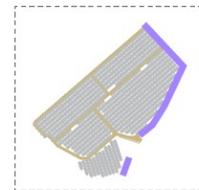
Agricoltura alternativa
con olivo/mandorlo



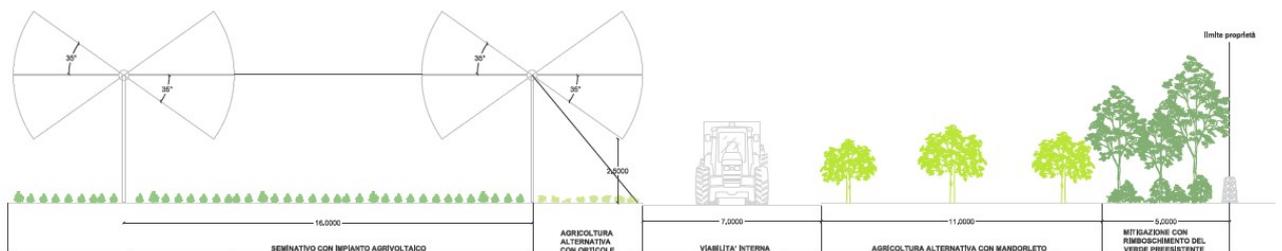
Olivo
(*Olea europea*) Coratina



Mandorlo
(*Prunus dulcis*) Filippo Ceo



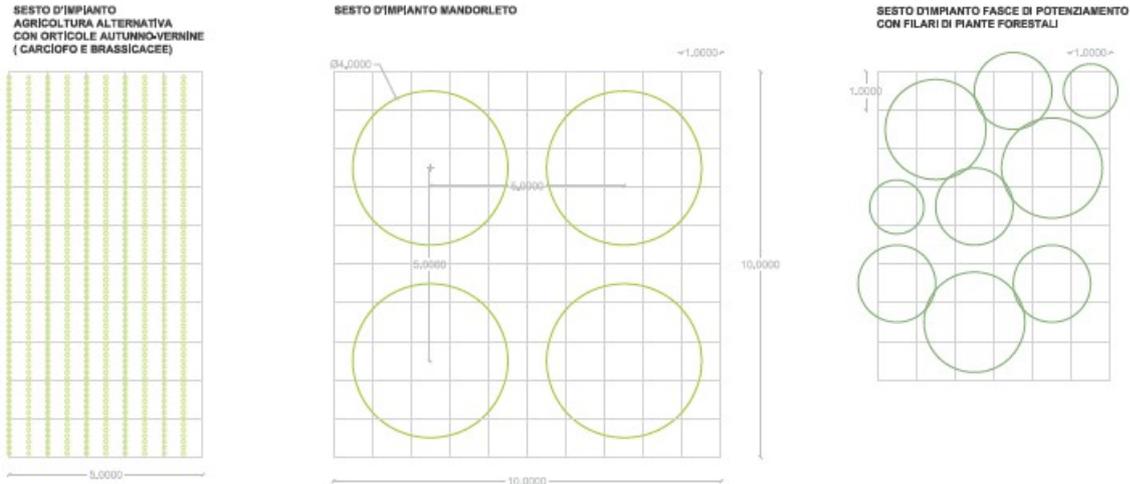
5.4 BORDO TIPO 2



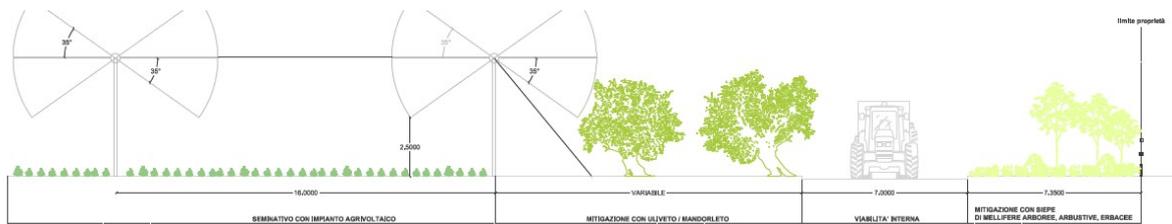
In questo tipo di bordo l'agricoltura alternativa si sviluppa in due fasce separate: quella più vicina ai pannelli, nello spazio di ingombro dei tiranti, per questioni di praticità, è stata scelta la coltivazione di



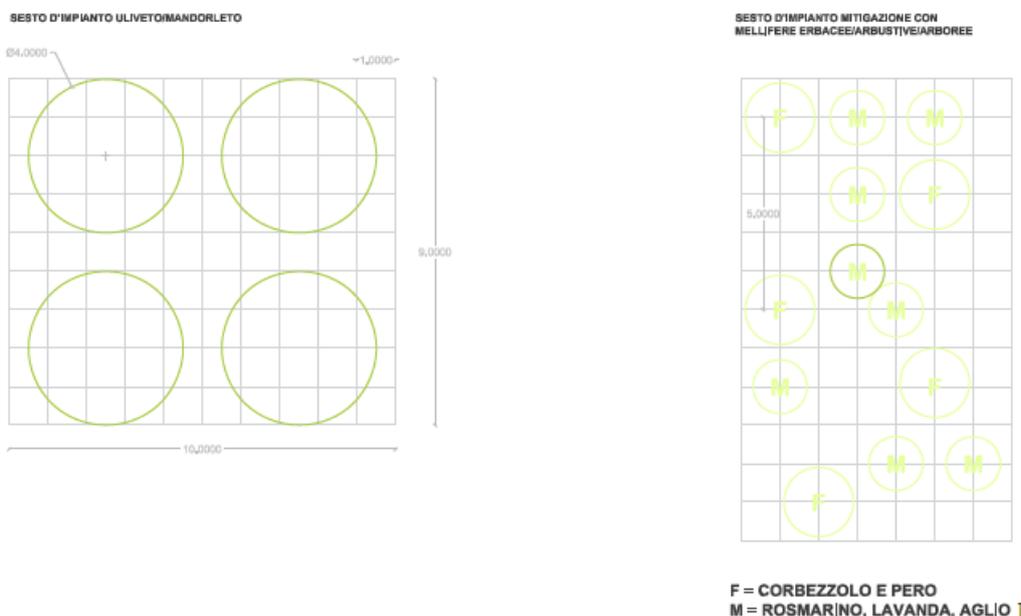
orticole, la cui gestione non è meccanizzata, mentre la coltivazione del mandorlo è stata posizionata vicino alla strada di servizio interna in maniera tale da permetterne la raccolta meccanizzata. Esternamente, tra il muretto a secco e la fascia di agricoltura alternativa a mandorlo, si ripete una fascia di mitigazione visiva di Roverella e Noce.



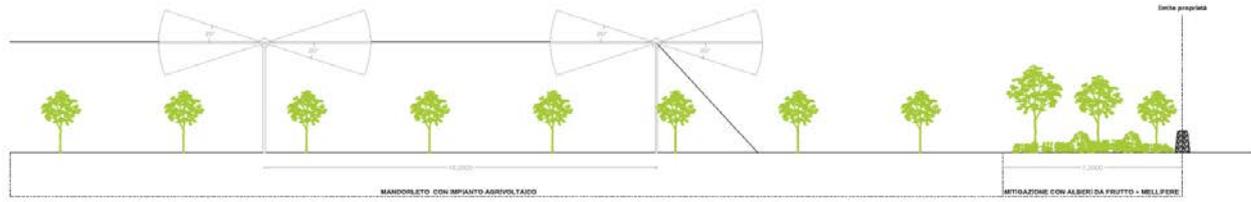
5.5 BORDO TIPO 3



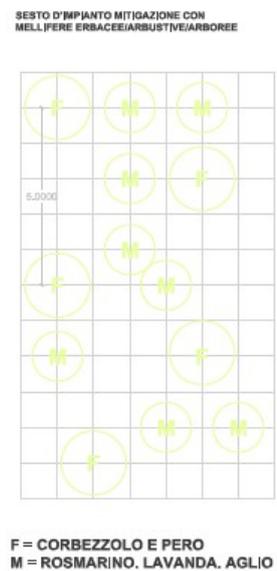
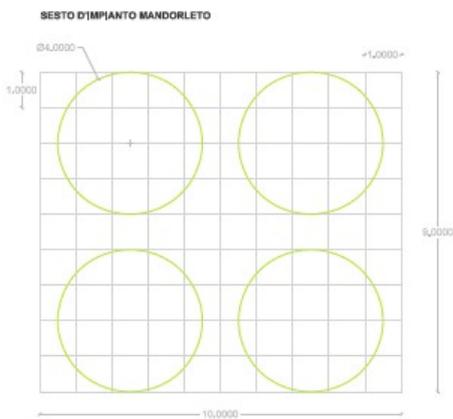
Questo tipo di bordo risulta essere un'interessante evoluzione del Bordo Tipo 1, ovvero un bordo in cui al seminativo si associa la coltivazione dell'uliveto/mandorleto, ma in cui la mitigazione visiva non assume un ruolo cruciale. Infatti, per questo bordo sono state scelte siepi di mellifere arboree, arbustive ed erbacee come ad esempio Corbezzolo, Rosmarino, Lavanda ed Aglio, con un ruolo ecosistemico improntato sull'impollinazione.



5.6 BORDO TIPO 4



Il bordo di tipo 4 è caratterizzato dalla componente agricola preesistente a mandorleto sulla quale si prevede la realizzazione dell'impianto agrivoltaico. La fascia di mitigazione è costituita da una siepe di specie mellifere arboree, arbustive ed erbacee.





Vista dell'impianto e delle opere di mitigazione



6 COMPATIBILITÀ VINCOLISTICA E NORMATIVA DELL'IMPIANTO E DELLE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN

6.1 NORMATIVA COMUNITARIA DI RIFERIMENTO IN MATERIA DI FER

Negli ultimi anni l'attenzione delle Istituzioni Governative sovranazionali nei confronti delle energie rinnovabili è cresciuta notevolmente, anche in virtù della ratifica del Protocollo di Kyoto e dei successivi due incontri sulla prevenzione dei cambiamenti climatici tenutisi a Johannesburg nel dicembre 2001 e a Milano nel dicembre 2003 (COP9).

L'unione Europea, da sempre schierata in prima linea nella lotta ai mutamenti climatici, sostiene fortemente l'importanza della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili mediante la promozione di iniziative a carattere legislativo che trovano recepimento ed applicazione dapprima su scala nazionale, nei vari Stati membri, e poi regionale.

Tra i documenti comunitari incentivanti la produzione di energia da fonti rinnovabili si ricordano:

Regolamento - Direttiva	Contenuti principali
«Energia pulita per tutti gli europei» (COM (2016)0860) del 30/11/2016	<ul style="list-style-type: none"> Definizione dei compiti dell'Unione Europea nel campo mondiale delle FER. Quantitativo di FER pari al 27% del totale dell'energia consumata entro il 2030 in UE
Direttiva RED II Direttiva 2018/2001/UE del 11/12/2018	<ul style="list-style-type: none"> Promozione delle Energie Rinnovabili Definizione della soglia del 32% del consumo finale lordo prodotta tramite FER entro il 2030
Un pianeta pulito per tutti (COM (2018) 773) del 28/11/2018	<ul style="list-style-type: none"> Trascrizione degli obiettivi del protocollo di Parigi riguardo l'energia prodotta tramite FER Obiettivi ambientali come il contenimento dell'innalzamento della temperatura mondiale entro i 2° Riduzione dell'emissione di GAS serra con obiettivi ambiziosi: dall'80% fino alla completa decarbonizzazione
Relazione sull'avanzamento dei lavori in materia di energie rinnovabili (COM (2019) 225) del 09/04/2019	<ul style="list-style-type: none"> Verifica del trend positivo (17.5% nel 2017) Valorizzazione dei fattori trainanti, come la riduzione del costo dell'energia fotovoltaica
Green Deal Europe (COM (2019) 640 final) del 11/12/2019	<ul style="list-style-type: none"> Il "patto verde" europeo stabilisce che ogni stato dovrà dotarsi di un PNIEC Piano integrato nazionale per l'energia e il clima, con rendicontazione biennale-
Direttiva VIA Direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 16/04/2014	<ul style="list-style-type: none"> Modifica della procedura di VIA per i soggetti pubblici e privati Definizione di requisiti minimi per la valutazione di impatto ambientale



6.2 NORMATIVA NAZIONALE DI RIFERIMENTO IN MATERIA DI FER

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato il 21/01/2020 il testo aggiornato **del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima**, predisposto con il Ministero dell'Ambiente e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, che recepisce il Decreto-legge sul Clima nonché quello sugli investimenti per il Green New Deal previste nella Legge di Bilancio 2020.

Si tratta di un piano di politica energetica ed ambientale che ha come obiettivi:

1. efficienza e sicurezza energetica;
2. utilizzo di fonti rinnovabili;
3. mercato unico dell'energia e competitività.

L'obiettivo della quota FER è pari al 30% al 2030, vale a dire che in termini di Mtep (Tep=tonnellata equivalente di petrolio) consumati, quasi un terzo dovrà arrivare da fonti rinnovabili.

Tuttavia, visto anche l'andamento crescente dell'elettrificazione dei consumi, la percentuale di fonti rinnovabili riferita ai soli consumi elettrici punta ad essere il 55% al 2030, con un'accelerazione prevista a partire dal 2025.

nel suddetto scenario programmatico è proprio la fonte solare fotovoltaica ad essere indicata come quella che deve avere maggiore crescita, passando dai circa 20 GW installati a fine 2017 agli oltre 50 GW previsti al 2030.

Vista l'importanza e le dimensioni ambiziose degli obiettivi fissati dal PNIEC soprattutto se riferite alla fonte solare fotovoltaica, anche se il piano stesso indica che occorre privilegiare, ove possibile, applicazioni sugli edifici o in zone non idonee alla coltivazione, è assodato da tempo come per il raggiungimento degli obiettivi stessi sia assolutamente indispensabile anche il supporto di ulteriori investimenti in grandi impianti su suolo agricolo in questo senso ricordiamo che il D.lgs. 387/2003 prevede che gli "impianti di produzione di energia elettrica possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici".

Con il Decreto Legislativo dell'8 novembre 2021 n 199, in attuazione della Direttiva europea RED II, l'Italia si pone come obiettivo quello di accelerare il percorso di crescita sostenibile del Paese, per raggiungere gli obiettivi europei al 2030 e al 2050 in coerenza con le indicazioni del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) e tenendo conto del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR).

L'obiettivo che prevede la creazione di percorsi sostenibili per la realizzazione delle infrastrutture energetiche che coniughino rispetto dell'ambiente e del territorio con il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione prevede, fra i diversi punti l'integrazione degli impianti a fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaici, realizzati su suolo agricolo, da cui il concetto di "impianto agrivoltaico":

Gli impianti agrivoltaici sono impianti fotovoltaici che consentano di preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione, garantendo, al contempo, una buona produzione energetica da fonti rinnovabili. Costituiscono possibili soluzioni virtuose e migliorative rispetto alla realizzazione di impianti fotovoltaici standard.

Il PNRR prevede che la misura di investimento dedicata allo sviluppo degli impianti agrivoltaici contribuisca alla sostenibilità non solo ambientale, ma anche economica delle aziende coinvolte.

Nello schema tabellare che segue si citano sinteticamente le principali leggi e norme di riferimento, con particolare focus su quadro autorizzativo e procedimentale degli impianti fotovoltaici e agrivoltaici.



Legge/norma	Contenuti principali
<p>D. Lgs n. 28 del 03/03/11</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. • Definizione delle modalità per il raggiungimento della quota complessiva di energia da FER sul consumo finale lordo di energia, pari al 17% per l'Italia • Costruzione ed esercizio degli impianti disciplinati secondo procedure amministrative semplificate (PAS)
<p>Burden Sharing DM 15 marzo 2012</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Mappatura degli obiettivi di produzione FER per ciascuna regione • Gestione del mancato raggiungimento degli obiettivi FER
<p>Norme in materia ambientale D. Lgs. n. 152 del 03/04/06</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Definizione dei contenuti e delle procedure VIA con tempistiche ed elaborati minimi. La legge del 2006 è stata più volte modificata dai regolamenti che seguono per la definizione delle aree di competenza e delle soglie di potenza da attribuire a competenza regionale o statale
<p>Linee guida nazionali DM 10 settembre 2010</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Norma milestone che definisce le linee guida per lo sviluppo di FER in Italia • Obbligo per le regioni di adeguare la normativa regionale ai contenuti della norma • Definizione delle aree idonee di base, con obbligo per le regioni di implementarle a seconda delle emergenze e specificità regionali definite dai Piani Paesistici
<p>D. Lgs n. 104 del 16/06/17</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Attuazione della direttiva 2014/52/UE direttiva VIA • Modifica del D. Lgs 152/2006, per la Valutazione dell'Impatto Ambientale • Introduzione "Procedimento Autorizzatorio Unico Regionale" (PAUR): unico procedimento comprendente la VIA e la AU
<p>Decreto FER DM 4 luglio 2019</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Inserimento dei meccanismi di incentivazione • Definizione del termine "agrosolare" • Previsione di bandi ed aste per l'accesso agli incentivi
<p>Regolamenti attuativi al decreto FER</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Definizione delle caratteristiche di impianto per l'accesso agli incentivi, per impianti di potenza inferiore o superiore a 1 MW, rispettivamente con iscrizione ai registri o alle aste.
<p>Decreto Semplificazioni D.Lgs. n. 76 del 16/07/2020</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Istituzione della commissione tecnica PNIEC • Semplificazioni procedurali per la VIA con riduzione delle tempistiche
<p>Governance del PNRR e prime misure di rafforzamento delle</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Applicazione della PAS per impianti fotovoltaici fino a 10 MW su aree a destinazione industriale



<p>strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure D.L n.77 del 31/5/2021</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Modifica delle soglie di cui all'Allegato IV, punto 2, lettera b), alla Parte seconda del D.Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006, per la procedura di verifica di assoggettabilità VIA per gli impianti su aree industriali produttive o commerciale • Trasferimento al MASE (prima MITE) della competenza in merito agli impianti di potenza superiore ai 10 MW
<p>Conversione in legge, con modificazioni del D.L. n. 80 del 9/06/2021 L. n. 113 del 6/8/2021</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Trasferimento al MASE della competenza via per impianti di potenza superiore a 10 MW
<p>PNRR Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza dell'Italia del 13/7/2021</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Omogenizzazione delle procedure autorizzative per impianti FER • Semplificazione della fase di VIA • Individuazione regionale di aree idonee per impianti FER • Incentivazione di investimenti pubblici e privati
<p>Conversione in legge, con modificazioni, del D.L. n. 77 del 31 maggio 2021 L. n. 108 del 29/7/2021</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Innalzamento della soglia minima di assoggettabilità a VIA dei fotovoltaici, da 1 a 10 MW • Innalzamento della assoggettabilità degli impianti ad AU ex 387/2003 da 20 a 50 MW • Possibilità di utilizzare la PAS per impianti fino a 20 MW se ricadono in aree idonee (discariche, siti industriali, aree a destinazione produttiva o commerciale) • Istituzione della CT VIA (commissione Tecnica VIA) per la valutazione dei progetti di competenza statale
<p>Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 RED II sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili D.L. n. 199 dell'8/11/2021</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Definizione degli strumenti per il raggiungimento degli obiettivi 2030 fissati dalla direttiva RED II • Aumento del limite di potenza per l'ottenimento degli incentivi • Promozione dell'abbinamento di sistemi di accumulo • Promozione di sistemi innovati a basso impatto ambientale, tra cui il concetto di "agrivoltaico" • Semplificazione dei procedimenti autorizzativi, con la istituzione del concetto delle aree "buffer" autostradale e industriale, su cui valgono i principi di cui al DL 77 e alla L 108 per le "aree idonee" • Richiesta definizione delle aree Idonee a livello regionale • Definizione di regole e distanze dai beni tutelati per la semplificazione dei procedimenti autorizzativi
<p>Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Introduzione del limite del 10% della superficie aziendale per il fotovoltaico in aree agricole



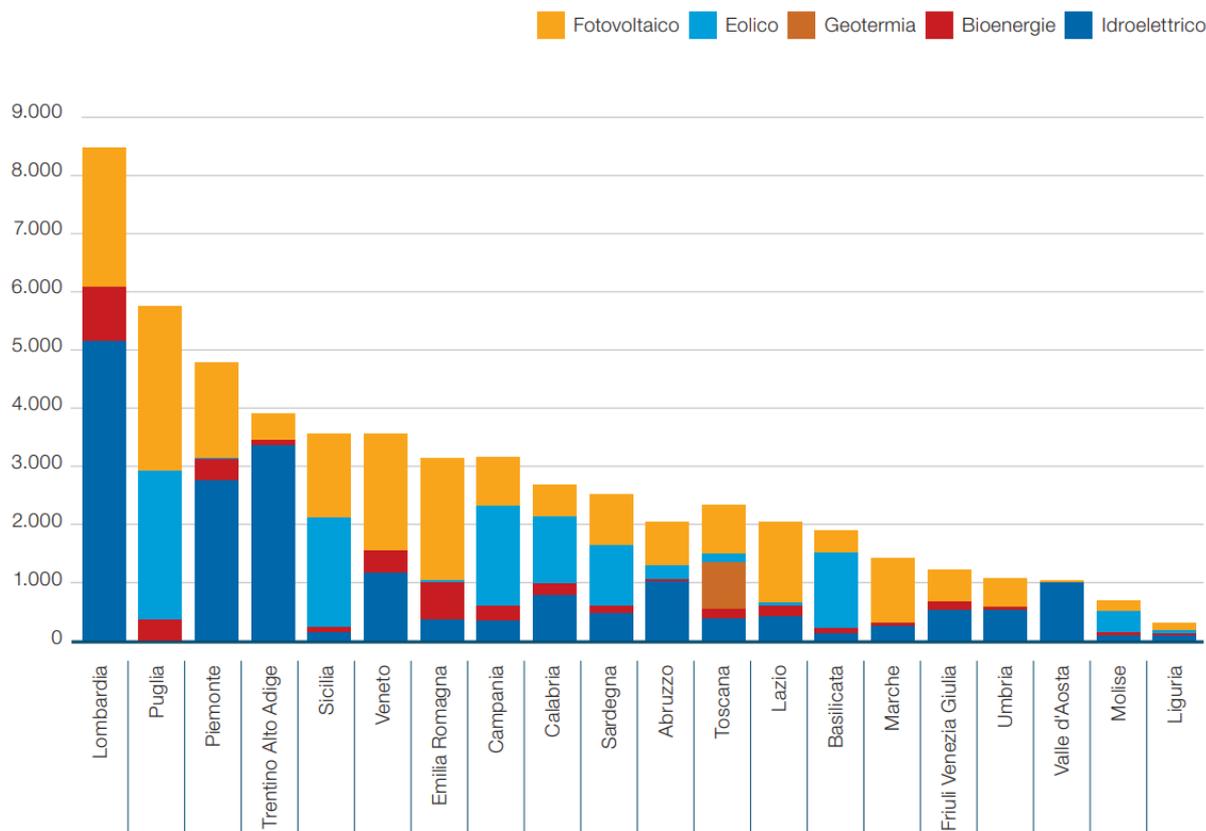
<p>elettrica e del gas D.L. n. 17 dell'1/03/2022</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Accesso agli incentivi statali agli impianti agrivoltaici in aree agricole che, pur non adottando soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, prevedano la realizzazione dei sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture ai fini della verifica e della attestazione della continuità dell'attività agricola e pastorale sull'area interessata e occupino una superficie complessiva non superiore al 10 per cento della superficie agricola aziendale. • Modifiche dei procedimenti autorizzative e della VIA con la definizione del parere paesaggistico "non vincolante". Decorso il termine per l'emissione del Parere Paesaggistico l'amministrazione competente si esprime sul progetto.
<p>Decreto PNRR 2 DL 36/2022 del 29/06/2022</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Incentivazione della produzione di Idrogeno verda • Ulteriori semplificazioni autorizzative per le FER • Nascita dell'SNPS per il monitoraggio ambientale
<p>Linee Guida per impianti Agrivoltaici del MiTE (ora MASE) Del 06/06/2022 attuazione delle previsioni del PNRR</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Definizione dei requisiti che un impianto deve avere per essere definito "agrivoltaico" • Definizione dei requisiti per l'accesso agli incentivi del PNRR • Sistemi di monitoraggio e risparmio idrico • Distinzione tra agrivoltaico Base, agrivoltaico Avanzato e agrivoltaico PNRR
<p>Norma CEI 82-93 Impianti agrivoltaici Gennaio 2023</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Valore di norma e non di Legge per la definizione tecnica dell'utilizzo delle linee guida • PAS (Public Available Specification) ha carattere sperimentale e fornisce indicazioni riguardanti la caratterizzazione degli impianti agrivoltaici, anche rispetto agli impianti • Elementi di sicurezza elettrica per impianti fotovoltaici • Definizioni
<p>Decreto PNRR 3 – semplificazioni PNRR DL 13/2023 del 24/02/2023 convertito in legge 41/2023</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Istituzione di un provvedimento unico di AU che comprenda anche la VIA (non ancora regolamentato) • Esclusione del parere del MIC nei progetti in AU già sottoposti a VIA • Riduzione delle aree Buffer per distanza da beni vincolati A 500 metri dai beni vincolati



	<ul style="list-style-type: none"> • Esclusione della fase Prodromica alla Verifica Preventiva di Interesse Archeologico • Definizione di tipologie di impianti “liberamente installabili”, tra cui gli Agrivoltaici in aree idonee. (da stabilire ex L199/21)
--	--

6.3 NORMATIVA REGIONALE DI RIFERIMENTO IN MATERIA DI FER

La regione Puglia si colloca tra i primi posti nelle regioni italiane per diffusione di impianti di produzione di energia elettrica da FER, come riportato nella classificazione di comunitàrinnovabili.it, e al primo posto per numero di impianti di tipo fotovoltaico.



Elaborazione Legambiente su dati GSE

Diffusione delle rinnovabili nelle regioni Italiane

Il solare fotovoltaico occupa una porzione sostanziale del grafico con valori vicini al 30% di potenza installata sul totale di circa 5 GW.

Anche la produzione di energia di questi anni è sempre stata in crescita a parte una lieve riduzione del 5% nell'idroelettrico. In generale, tutte le tecnologie hanno incrementato la loro produzione di energia elettrica. Il dato impressionante, in accezione positiva, rimane quello del fotovoltaico (+1289%) passando



da circa 122GWh/anno (266 MW) del 2010 ai 1.688GWh/anno (1556 MW) del 2016; a seguire le bioenergie (+317%) e l'eolico (+41%).

Al fine di conseguire al 2030 l'obiettivo di copertura (30%) del consumo finale lordo da fonti rinnovabili, il Piano Nazionale Integrato Energia Clima (PNIEC) ha definito un percorso di sviluppo sostenibile delle fonti energetiche rinnovabili (FER) che prevede l'implementazione di una serie di misure atte a favorire tale crescita verso l'obiettivo nazionale di 33 Mtep all'orizzonte temporale dato. Nell'ambito del contributo delle FER al soddisfacimento dei consumi finali lordi al 2030, viene confermato il ruolo trainante del settore elettrico con una quota-obiettivo pari al 55%, seguito dal settore termico e da quello dei trasporti.

In Puglia la recentissima L.R. 22/2022 "Organizzazione e modalità di esercizio delle funzioni amministrative in materia di valutazioni e autorizzazioni ambientali" ha sostituito la precedente L.R. 11/2001 "Norme sulla valutazione dell'impatto ambientale" e normato gli interventi oggetto di Via o di Procedura di verifica di assoggettabilità a Via e i soggetti competenti individuati nella stessa Regione, Province, Città Metropolitane e Comuni. La Regione per la valutazione degli interventi si avvale del Comitato VIA Regionale.

Il Comitato VIA Regionale impegna rappresentanti dei 6 Dipartimenti Provinciali e della Direzione Scientifica di ARPA Puglia, fornendo supporto alle attività istruttorie dei progetti sottoposti a VIA di interesse Nazionale e Regionale. L'attività si svolge tramite gruppi di lavoro tecnico-specialistici, operanti secondo una procedura interna standardizzata. Vengono altresì analizzate le "mitigazioni/compensazioni" previste nell'opera ed il "progetto di monitoraggio", utile a verificare le previsioni degli impatti ambientali contenute nel SIA¹.

6.4 SINTESI DELLE PROCEDURE AUTORIZZATIVE NECESSARIE

In base a quanto emerso dall'analisi normativa descritta nei paragrafi precedente, l'iter autorizzativo dell'impianto agrivoltaico, considerando la sua potenza nominale e la localizzazione, può essere sintetizzato come rappresentato nella tabella che segue.

Procedura e normativa di riferimento	Competenza	Autorità competente
Valutazione di Impatto Ambientale D.Lgs. 152/2006 L. 108/2021 e s.m.i.	Statale ai sensi dell'aggiornato allegato IV al D.Lgs 152/2006	MASE Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica Servizio V - VIA-VAS
Autorizzazione Unica Regolamento regionale n. 24/2010	Regionale	Regione Puglia Settore Competitività ricerca innovazione

1 Fonte: https://www.arpa.puglia.it/pagina3014_valutazione-di-impatto-ambientale-via.html



6.5 PIANIFICAZIONE TERRITORIALE

La Regione Puglia ha emanato la D.G.R. n. 35 del 23 gennaio 2007, recante “Procedimento per il rilascio dell’Autorizzazione unica ai sensi del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 e per l’adozione del provvedimento finale di autorizzazione relativa ad impianti alimentati da fonti rinnovabili e delle opere agli stessi connesse, nonché delle Infrastrutture indispensabili alla costruzione e all’esercizio”

Con D.G.R. n. 827 del 8 giugno 2007, poi, è stato adottato il Piano Energetico Ambientale Regionale, quale documento strategico che definisce le linee di una politica di governo della Regione Puglia in merito alla domanda ed alla offerta di energia, incrociandosi con gli obiettivi della politica energetica nazionale e comunitaria, in termini di rispetto degli impegni presi con il Protocollo di Kyoto, e differenziazione delle risorse energetiche.

Nel 2014 la Regione Puglia ha avviato un percorso di aggiornamento del PEAR.

Nel 2010 è stata approvata la D.G.R. 3029 la “Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all’esercizio di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili”, al fine di adeguare la disciplina del procedimento unico di autorizzazione, già adottata con D.G.R. n. 35/2007, a quanto previsto dalle Linee Guida Nazionali ed è entrato in vigore il Regolamento Regionale n. 24 del 30 dicembre 2010 “Regolamento Attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 Settembre 2010 «Linee Guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili», recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia”, dichiarato successivamente illegittimo dalla sentenza del TAR di Lecce n. 2156/2011, laddove prevede un divieto assoluto di realizzare impianti a fonti rinnovabili nelle aree individuate come non idonee.

Nel 2012 è entrata in vigore la L.R. n. 25 del 24 settembre 2012 (dichiarata urgente ai sensi e per gli effetti dell’art. 53 della L.R. n. 7/2004), successivamente integrata e modificata dalle LL.RR. n. 38/2018 e 44/2018.

Tale legge recante “Regolazione dell’Uso dell’Energia da Fonti Rinnovabili”, da indicazione in merito alla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, all’aggiornamento del PEAR, ed all’adeguamento del R.R. n. 24/2010 a seguito dell’aggiornamento del PEAR.

Va comunque sottolineato che lo Scenario Strategico del PPTR (Piano Paesaggistico Territoriale Regionale), approvato nel 2015, auspica l’utilizzo dell’Agri-voltaico.

La Regione Puglia nella DGR n. 400 del 15.03.2021 titolata “*Politica di coesione. Programmazione operativa FESR-FSE + 2021-2027. Primi indirizzi per la Programmazione regionale e avvio del processo di Valutazione Ambientale strategica.*” al paragrafo 5.3.2 - *Energie rinnovabili e suoli agricoli* -, così motiva e sostiene l’opportunità di realizzare impianti agrivoltaici:

*“... l'emergenza Climatica in atto impone in tutti i paesi una transizione energetica che abbia come obiettivo la decarbonizzazione in tempi estremamente rapidi. In questo scenario, così come previsto dal PNIEC – Piano Nazionale Integrato per l'energia ed il Clima – **gli impianti fotovoltaici dovranno passare dagli attuali 20 GW di potenza installata ad almeno 52GW, con una crescita superiore al***



250%. Diventa quindi fondamentale il ruolo degli impianti fotovoltaici per raggiungere gli obiettivi del PNIEC. Seguendo questo principio, negli ultimi anni è stato possibile integrare i due sistemi economici (agricoltura e fotovoltaico) in un unico sistema sostenibile fondato su energia pulita e rilancio dell'agricoltura locale.

Le caratteristiche dell'intervento in progetto sono tali da essere non solo incidenti limitatamente sull'aspetto paesaggistico e ambientale, ma tali da essere annoverate tra le tematiche più recenti e di maggior rilievo in relazione all'utilizzo di energie rivenienti da fonti alternative. Infatti, come già riportato nella Relazione Paesaggistica, una delle soluzioni emergenti è quella di realizzare impianti c.d. "agrivoltaici", ovvero impianti fotovoltaici che consentano di preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione, garantendo, al contempo, una buona produzione energetica da fonti rinnovabili. A riguardo, non solo il PPTR della Regione Puglia auspica l'utilizzo di tale soluzione, è stata anche prevista, nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, una specifica misura, con l'obiettivo di sperimentare le modalità più avanzate di realizzazione di tale tipologia di impianti e monitorarne gli effetti; gli impianti agrivoltaici costituiscono infatti soluzioni virtuose e migliorative rispetto alla realizzazione di impianti fotovoltaici standard.

6.6 NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO

Oltre alle citate norme tecniche ambientali utilizzate nell'ambito del dimensionamento dell'impianto, dell'inquadramento vincolistico e della definizione dei procedimenti autorizzativi, per la redazione del progetto dell'impianto agrivoltaico Santa Barbara, sono state utilizzate le specifiche norme tecniche di settore trascritte elenco indicativo riportato in seguito.

Norme Tecniche utilizzate (elenco indicativo)
Delibera ARG/elt 281/05;
Delibera ARG/elt 179/08;
Delibera ARG/elt 99/08 e ss.mm.ii.;
Delibera 564/2018/R/eel;
DPR 380/2001;
Legge 36/2001 n. 36
DPCM 8 luglio 2003;
Legge 5 novembre 1971 n° 1086;
Decreto 29 maggio 2008 "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti";
Decreto 29 maggio 2008 "Approvazione delle procedure di misura e valutazione dell'induzione magnetica";
Direttiva macchine 2006/42/CE
"Norme Tecniche per le costruzioni 2018" indicate dal DM del 17 gennaio 2018, pubblicate sulla Gazzetta Ufficiale il 20 febbraio 2018, in vigore dal 22 marzo 2018, con nota 3187 del Consiglio superiore dei lavori pubblici (CSLLPP) del 21 marzo 2018 e relative circolari applicative della norma;
Dlgs 81/2008 e ss.mm.ii. "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007 n. 123 in materia di tutela della salute e della sicurezza sui luoghi di lavoro"
CEI EN 50110-1 Esercizio degli impianti elettrici



CEI 11-27 Lavori sugli impianti elettrici
CEI EN 61936_1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata
CEI EN 50522 Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata
CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo
CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica
CEI 11-20 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II Categoria
CEI EN 50086-2-4 (CEI 2346) Sistemi di canalizzazione per cavi - Sistemi di tubi Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati
CEI EN 50262 (CEI 20-57) Pressacavo metrici per installazioni elettriche
CEI EN 60423 (CEI 23-26) Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori
CEI EN 61386-1 (CEI 23-80) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 1: Prescrizioni generali
CEI EN 61386-21 (CEI 2381) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 21: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori
CEI EN 61386-22 (CEI 2382) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 22: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori
CEI EN 61386-23 (CEI 2383) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 23: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori
CEI 82-25 Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione
CEI EN 50438 (CEI 311-1) Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione
CEI EN 50461 (CEI 82-26) Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino
CEI EN 50521(82-31) Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove
CEI EN 60891 (CEI 82-5) Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaici in Silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento
CEI EN 60904-1 (CEI 82-1) Dispositivi fotovoltaici –Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione
CEI EN 60904-2 (CEI 82-2) Dispositivi fotovoltaici –Parte 2 Prescrizione per i dispositivi solari di riferimento CEI EN 60904-3 (CEI 82-3) Dispositivi fotovoltaici –Parte 3 Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento
CEI EN 60904-4 (82-32) Dispositivi fotovoltaici - Parte 4 Dispositivi solari di riferimento – Procedura per stabilire la tracciabilità della taratura
CEI EN 60904-7 (82-13) Dispositivi fotovoltaici -Parte 7 Calcolo della correzione dell'errore di disadattamento fra le risposte spettrali nelle misure di dispositivi fotovoltaici
CEI EN 60904-8 (82-19) Dispositivi fotovoltaici - Parte 8: Misura della risposta spettrale di un dispositivo fotovoltaico
CEI EN 60904-9 (82-29) Dispositivi fotovoltaici -Parte 9 Requisiti prestazionali dei simulatori solari
CEI EN 60068-2-21 (91-40) 2006 Prove ambientali - Parte 2-21 Prove - Prova U: Robustezza dei terminali e dell'interconnessione dei componenti sulla scheda
CEI EN 61173 (CEI 82-4) Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida
CEI EN 61215 (CEI 82-8) Moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica



del progetto e omologazione del tipo
CEI EN 61646 (CEI 82-12) Moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo
CEI EN 61277 (CEI 82-17) Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida
CEI EN 61345 (CEI 82-14) Prova all'UV dei moduli fotovoltaici (FV)
CEI EN 61683 (CEI 82-20) Sistemi fotovoltaici - Condizionatori di potenza - Procedura per misurare l'efficienza
CEI EN 61701 (CEI 82-18) Prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici (FV)
CEI EN 61724 (CEI 82-15) Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati
CEI EN 61727 (CEI 82-9) Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete
CEI EN 61730-1 (CEI 82-27) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione
CEI EN 61730-2 (CEI 82-28) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove
CEI EN 61829 (CEI 82-16) Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V
CEI EN 62093 (CEI 82-24) Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali
CEI EN 61439-1 (CEI 1713/1) Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)
CEI EN 61439-3 (CEI 1713/3) Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 3: Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso – Quadri di distribuzione ASD ħ Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-3: Limiti –Limitazione delle fluttuazioni di tensione e del flicker in sistemi di alimentazione in bassa tensione per apparecchiature con corrente nominale 16 A e non soggette ad allacciamento su condizione
CEI EN 61000-3-12 (CEI 210-81) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-12: Limiti - Limiti per le correnti armoniche prodotte da apparecchiature collegate alla rete pubblica a bassa tensione aventi correnti di ingresso > 16 A e <= 75 A per fase
CEI EN 61000-6-1 (CEI 210-64) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-1: Norme generiche - Immunità per gli ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera
CEI EN 61000-6-2 (CEI 210-54) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-2: Norme generiche - Immunità per gli ambienti industriali
CEI EN 61000-6-3 (CEI 210-65) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-3: Norme generiche - Emissione per gli ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera
CEI EN 61000-6-4 (CEI 210-66) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-4: Norme generiche - Emissione per gli ambienti industriali
Tabelle e specifiche UE di riferimento per i componenti di impianto
Norme CEI EN ed UNI di riferimento per i componenti di impianto
Specifiche tecniche E-Distribuzione



7 SCREENING VINCOLISTICO

Di seguito si dettagliano le motivazioni di coerenza dell'intervento proposto con le indicazioni riportate nei principali strumenti di pianificazione a diverse scale territoriali elencati e brevemente descritti nel precedente capitolo.

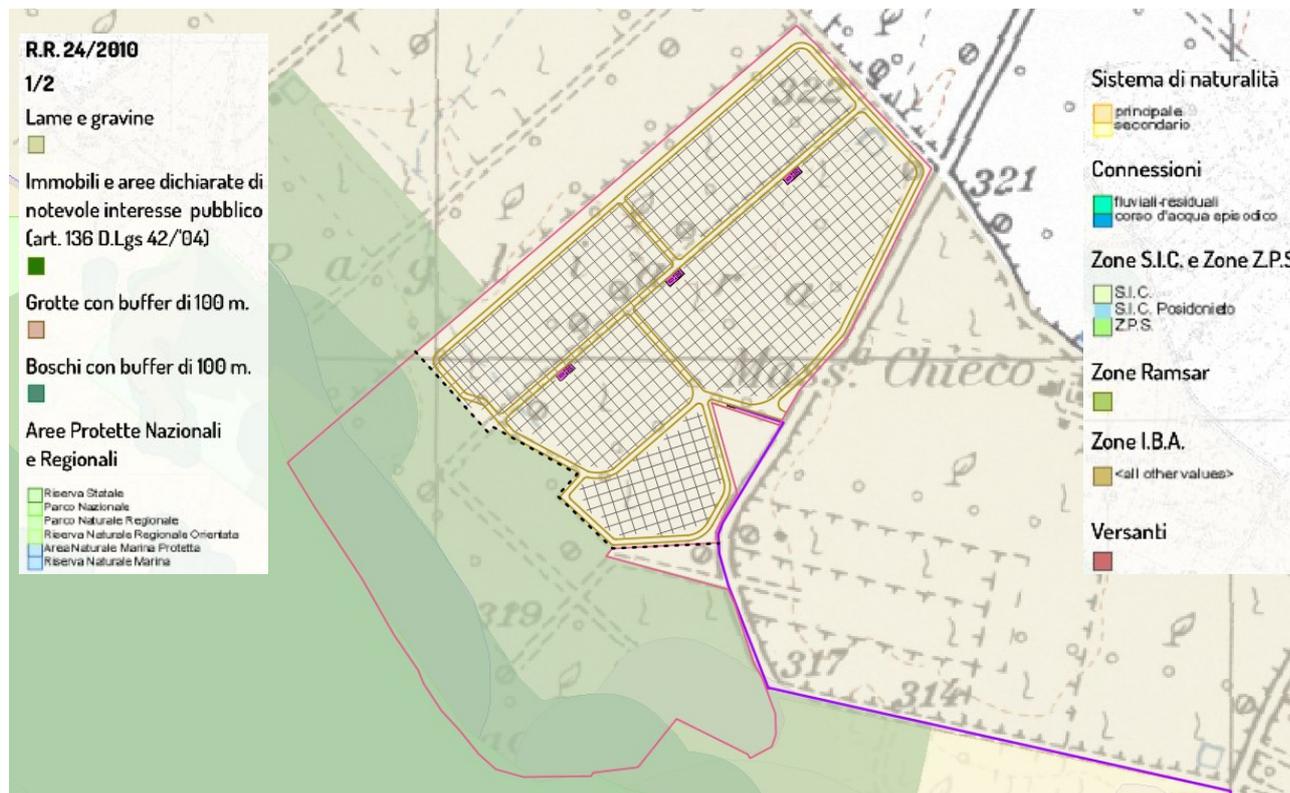
Lo screening vincolistico è stato eseguito considerando le seguenti fonti:

- 5 Aree non idonee RR 24-2010, pubblicate sul portale cartografico della Regione Puglia – SIT Puglia;
- 6 PPTR – Piano Paesaggistico Territoriale Regionale – Sistema Tutele;
- 7 Piano Stralcio di Bacino per l'Assetto Idrogeologico (P.A.I.);
- 8 Piano di Tutela delle Acque;
- 9 Elenco delle riserve naturali e parchi nazionali e regionali, rete Natura 2000 pubblicato sul portale cartografico della Regione Puglia;
- 10 Elenco delle aree protette e delle zone umide tutelate dalla convenzione di Ramsar pubblicato sul sito internet del Ministero dell'Ambiente;
- 11 Carta dei vincoli idrogeologici carta del rischio dell'AdB Appennino Meridionale.

7.1 AREE NON IDONEE R.R. 24/2010

Adottando un criterio di sicurezza, si è scelto di condurre l'analisi grafica sulle perimetrazioni indicate dal R.R. 24/2010, soprattutto al fine di orientare la progettazione individuando le criticità ambientali e gli indirizzi utili al migliore inserimento delle opere nel contesto, sia per quanto riguarda il ripristino ambientale che l'istallazione dell'impianto di generazione.





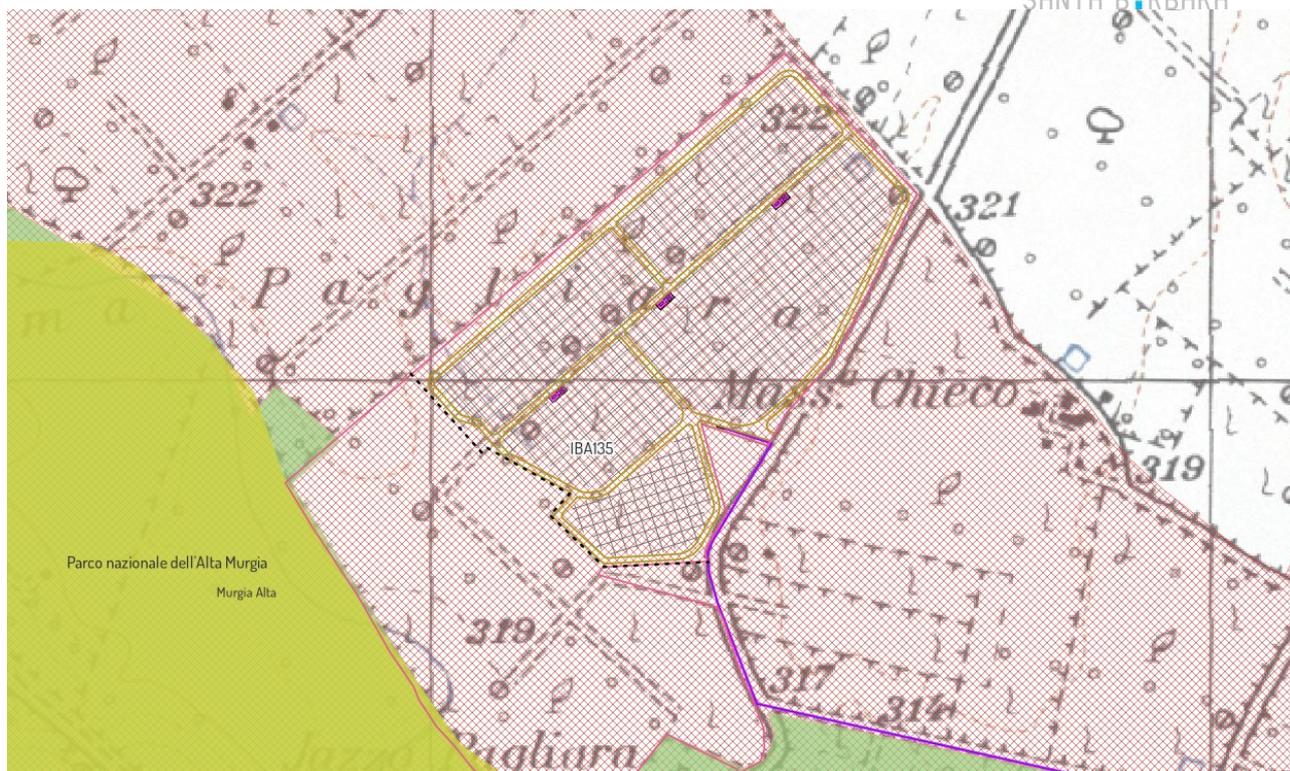
R.R. 24/2010 analisi grafica

Le aree di progetto risultano ricadere in un'area perimetrata come zona IBA, come più avanti analizzato. L'analisi condotta nella fase iniziale della progettazione ha consentito, ad esempio, di orientare il progetto di rinaturalizzazione e l'analisi della fauna e avifauna effettuate nel piano di dismissione ad indirizzo naturalistico. Si rimanda agli elaborati specialistici per maggiori dettagli.

7.2 RETE NATURA 2000 E IBA

L'area di intervento ricade a ridosso di aree vincolate e nello specifico con il **SIC/ZPS Murgia Alta** con codice **IT9120007** ai sensi della Direttiva 79/409 CEE. L'intervento, come già anticipato, ricade anche in una **Important Bird Areas - IBA 135**.





Inquadramento su aree RETE NATURA 2000

Si riportano di seguito le descrizioni delle aree sopra menzionate.

IT9120007 Murgia Alta

Istituito con DM 28/12/2018 (G.U. 19 del 23-01-2019) e ricadente nella regione biogeografica "Mediterraneo", ha un'estensione complessiva di 125.882 ha, di cui l'100% è area terrestre.

Entro l'area del sito sono presenti i seguenti habitat:

Habitat - IT9120007 Murgia Alta	Superficie (ha)
6210: Formazioni erbose secche seminaturali e facies coperte da cespugli su substrato calcareo <i>Festuco-Brometalia</i> (stupenda fioritura di orchidee)	33987,87
6220*: Percorsi substepnici di graminacee e piante annue dei <i>Thero-Brachypodietea</i>	25176,2
8210: Pareti rocciose calcaree con vegetazione casmofitica	7552,86
8310: Grotte non ancora sfruttate a livello turistico	212 (n. grotte)
9250 - Querceti di <i>Quercus trojana</i>	25176,2

L'area si estende nei Comuni di: Andria, Corato, Ruvo di Puglia, Bitonto, Grumo Appula, Toritto, Cassano delle Murge, Santeramo in Colle, Gioia del Colle, Altamura, Gravina in Puglia, Poggiorsini, Spinazzola, Minervino Murge.

Il paesaggio si presenta suggestivo, costituito da lievi ondulazioni e da avvallamenti doliniformi, con fenomeni carsici superficiali rappresentati dai puli e dagli inghiottitoi. Il substrato è di calcareo cretaceo, generalmente ricoperto da calcarenite pleistocenica. Il bioclima è submediterraneo. La Subregione è fortemente caratterizzata dall'ampio e brullo tavolato calcareo che culmina nei 679 m del monte Caccia. Si presenta prevalentemente come un altipiano calcareo alto e pietroso. È una delle aree substepniche più vaste d'Italia, con vegetazione erbacea ascrivibile ai *Festuco brometalia*. La flora dell'area è particolarmente ricca, raggiungendo circa 1500 specie. Da un punto di vista dell'avifauna nidificante sono



state censite circa 90 specie, numero che pone quest'area a livello regionale al secondo posto dopo il Gargano. Le formazioni boschive superstiti sono caratterizzate dalla prevalenza di *Quercus pubescens* spesso accompagnate da *Fraxinus ornus*. Rare *Quercus cerris* e *Q. frainetto*. Il fattore distruttivo di maggiore entità è rappresentato dallo spietramento del substrato calcareo che viene poi sfarinato con mezzi meccanici. In tal modo vaste estensioni con vegetazioni substeppeiche vengono distrutte per la messa a coltura di nuove aree. L'operazione coinvolge spesso anche muri a secco e altre forme di delimitazione, con grossi pericoli di dissesto idrogeologico. Incendi ricorrenti, legati alla prevalente attività cerealicola, insediamenti di seconde case in località a maggiore attrattiva turistica. Uso improprio delle cavità carsiche per discarica di rifiuti solidi urbani e rifiuti solidi. La fauna è caratterizzata da mammiferi: *Myotis myotis*, *Rhinophylus euryale*; *Myotis blythii*. Uccelli: *Anthus campestris*, *Burhinus oedicephalus*; *Calandrella brachydactyla*; *Caprimulgus europaeus*; *Circaetus gallicus*; *Circus aeruginosus*; *Circus cyaneus*; *Circus pygargus*; *Coracias garrulus*; *Falco biarmicus*; *Falco naumanni*; *Lanius minor*; *Lullula arborea*; *Melanocorypha calandra*; *Milvus migrans*; *Neophron percnopterus*; *Pernis apivorus*; *Tetrax tetrax*; *Pluvialis apricaria*. Rettili e anfibi: *Elaphe quatuorlineata*, *Testudo hermanni*, *Bombina variegata*; *Bombina pachipus*. Invertebrati: *Melanargia arge*.

- **IBA 135 – “Murge”**

Superficie terrestre: 144.498 ha

Descrizione e motivazione del perimetro: vasto altopiano calcareo dell'entroterra pugliese. Ad ovest la zona è delimitata dalla strada che da Cassano delle Murge passa da Santeramo in Colle fino a Masseria Vigliane. A sud – est essa è delimitata dalla Via Appia Antica (o la Tarantina) e poi dalla Strada Statale n° 97 fino a Minervino Murge. Ad est il perimetro include Le Murge di Minervino, il Bosco di Spirito e Femmina Morta. A nord la zona è delimitata dalla strada che da Torre del Vento porta a Quasano (abitato escluso) fino a Cassano delle Murge. Gli abitati di Minervino Murge, Cassano della Murge, Santéramo in Colle, Altamura e Gravina in Puglia sono volutamente inclusi nell'IBA in quanto sono zone importanti per la nidificazione del Grillaio.

Il perimetro dell'IBA coincide in gran parte con quello della ZPS IT9120007- Murgia Alta tranne che in un tratto della porzione nord-orientale.

Criteri relativi a singole specie			
Specie	Nome scientifico	Status	Criterio
Grillaio	<i>Falco naumanni</i>	B	A1, A4ii, B1iii, C1, C2, C6
Lanario	<i>Falco biarmicus</i>	B	B2, C2, C6
Occhione	<i>Burhinus oedicephalus</i>	B	C6
Ghiandaia marina	<i>Coracias garrulus</i>	B	C6
Calandra	<i>Melanocorypha calandra</i>	B	C6
Averla cinerea	<i>Lanius minor</i>	B	C6
Specie (non qualificanti) prioritarie per la gestione			
Biancone (<i>Circaetus gallicus</i>)			
Calandrella (<i>Calandrella brachydactyla</i>)			

Categorie e criteri IBA



NUMERO IBA	135			RILEVATORE/I		Michele BUX			
NOME IBA	Murge								
Specie	Anno/i di riferimento	Popolazione minima nidificante	Popolazione massima nidificante	Popolazione minima svernante	Popolazione massima svernante	Numero minimo individui in migrazione	Numero massimo individui in migrazione	Metodo	Riferimento bibliografico
Cicogna bianca						10	100	SI	
Falco pecchiaiolo						Presente	Presente	SI	
Nibbio bruno	95, 01	2, 1	3, 2					B, SI	1
Nibbio reale	95, 01	Presente, 1	Presente, 1						
Capovaccaio	1					2	4	SI	
Biancone	1	1	2					SI	
Falco di palude	1					Presente	Presente	SI	
Albanella reale	1			Presente	Presente	Presente	Presente	SI	
Albanella minore	1					Presente	Presente	SI	
Grillaio	95, 97, 01	200, 1532, 2285	350, 1571, 2285					B, B, CE	1, 2
Gheppio	1	50	100					SI	
Falco cuculo	1					500	1000	SI	
Lanario	95, 01	2, 3	4, 3	5	10			B, CE	1
Quaglia	1	Presente						SI	
Occhione	1	10	30					SI	
Barbagianni	1	50	80					SI	
Assiolo	1	presente						SI	
Civetta	1	100	200					SI	
Succiacapre	1	presente						SI	
Ghiandaia marina	1	5	10					SI	
Torricollo	1	presente						SI	
Picchio verde	1	2	3					SI	
Calandra	1	500	1000					SI	
Calandrella	1	100	400					SI	
Cappellaccia	1	1000	3000					SI	
Tottavilla	1	presente		presente	presente			SI	
Allodola	1	presente		presente	presente			SI	
Rondine	1	presente						SI	
Calandro	1	presente						SI	
Saltimpalo	1	presente						SI	
Monachella	1	presente						SI	
Codirossone	1	presente						SI	
Passero solitario	1	50	100					SI	
Averla cinerina	1	20	40					SI	
Averla capirosa	1	presente						SI	
Zigolo capinero	1	presente						SI	

Distribuzione e consistenza delle popolazioni di Accipritiformi e Falconiformi nidificanti nelle regioni Puglia e Basilicata (Sigismondi A. et al. 1995)

Di seguito vengono riportati in dettaglio i criteri IBA, come utilizzati nel presente lavoro.

A1 Il sito ospita regolarmente un numero significativo di individui di una specie globalmente minacciata. Significativo: 1% della popolazione paleartico-occidentale per svernanti e migratori; 1% della popolazione italiana per i nidificanti (*). **A2** Taxa endemici, incluse sottospecie presenti in Allegato I Direttiva "Uccelli". Il criterio non è utilizzabile per l'Italia. **A3** Il sito ospita regolarmente una popolazione significativa del gruppo di specie la cui distribuzione è interamente o largamente limitata ad un bioma (mediterraneo ed alpino) (*). Popolazione significativa: 1% del totale nazionale. Si utilizzano le seguenti specie: Bioma Alpino Sordone (solo in area appenninica) Gracchio alpino (solo in area appenninica) Picchio muraiolo Fringuello alpino Venturone Bioma Mediterraneo Falco della regina Coturnice Monachella Sterpazzolina Sterpazzola di Sardegna Magnanina sarda Zigolo capinero **A4i** Il sito ospita regolarmente più del 1% della popolazione paleartico-occidentale di una specie gregaria di un uccello acquatico (*). **A4ii** Il sito ospita regolarmente più del 1% della popolazione mondiale di una specie di uccello marino o terrestre (*). **A4iii** Il sito ospita regolarmente più di 20.000 uccelli acquatici o 10.000 coppie di una o più specie di uccelli marini. **A4iv** Nel sito passano regolarmente più di 20.000 grandi migratori (rapaci, cicogne e gru). **B1i** Il sito ospita regolarmente più del 1% della popolazione di una particolare rotta migratoria o di una popolazione distinta di una specie gregaria di un uccello acquatico (*). **B1ii** Il sito ospita regolarmente più del 1% di una distinta popolazione di una specie di uccello marino (*). **B1iii** Il sito ospita regolarmente più del 1% della popolazione di una particolare rotta migratoria o di una popolazione distinta di una specie gregaria di uccello terrestre (*). **B1iv** Nel sito passano regolarmente più di 3.000 rapaci o 5.000 cicogne. **B2** Il sito è di particolare importanza per specie SPEC 2 e SPEC 3. Il numero di siti a cui viene applicato il criterio a livello nazionale non deve superare la soglia fissata dalla Tabella 1. Il sito deve comunque contenere almeno l'1% della popolazione europea (*) (**). **B3** Il sito è di straordinaria importanza per



specie SPEC 4. Il numero di siti a cui viene applicato il criterio a livello nazionale non deve superare la soglia fissata dalla Tabella 1. Si è scelto di NON utilizzare il criterio. **C1** Il sito ospita regolarmente un numero significativo di individui di una specie globalmente minacciata. Regolarmente: presente tutti gli anni o quasi tutti gli anni (almeno un anno su due). Significativo: 1% della popolazione paleartico-occidentale per svernanti e migratori; 1% della popolazione italiana per i nidificanti (*). **C2** Il sito ospita regolarmente almeno l'1% di una "flyway" o del totale della popolazione della UE di una specie gregaria inclusa in Allegato 1 della Direttiva "Uccelli" (*). **C3** Il sito ospita regolarmente almeno l'1% di una "flyway" di una specie gregaria non inclusa in Allegato 1 della Direttiva "Uccelli" (*). **C4** Il sito ospita regolarmente almeno 20.000 uccelli acquatici migratori o almeno 10.000 coppie di uccelli marini migratori. **C5** Nel sito passano regolarmente più di 5.000 cicogne o 3.000 rapaci. **C6** Il sito è uno dei 5 più importanti nella sua regione amministrativa per una specie o sottospecie inclusa in Allegato 1 della Direttiva "Uccelli". Questo criterio si applica se il sito contiene più dell'1% della popolazione nazionale (*). **C7** Il sito è già designato come ZPS.

7.3 DIRETTIVA HABITAT 92/43/CEE

Rappresenta un importante punto di riferimento riguardo agli obiettivi della conservazione della natura in Europa (Rete Natura 2000). La Direttiva ribadisce esplicitamente la necessità di salvaguardare la biodiversità attraverso un approccio di tipo ecosistemico, in maniera da tutelare l'habitat nella sua interezza per poter garantire al suo interno la conservazione delle singole componenti biotiche. **La Direttiva 92/43/CEE ha lo scopo di designare le Zone Speciali di Conservazione e di costituire una rete ecologica europea che includa anche le ZPS (già individuate e istituite ai sensi della Dir. 79/409/CEE).**

Gli Habitat della Direttiva 92/43/CEE riscontrati in un intorno di 5 km dall'area di impianto sono:

MED 62A0: Formazioni erbose secche della regione submediterranea orientale (*Scorzoneretalia villosae*);

- MED 6220: Percorsi substeppici di graminacee e piante annue dei *Thero-Brachypodietea*;
- MED 8210 - Pareti rocciose calcaree con vegetazione casmofitica;
- MED 8310: Grotte non ancora sfruttate a livello turistico.

Si afferma, che non vi saranno interferenze con gli habitat presenti nell'area vasta.

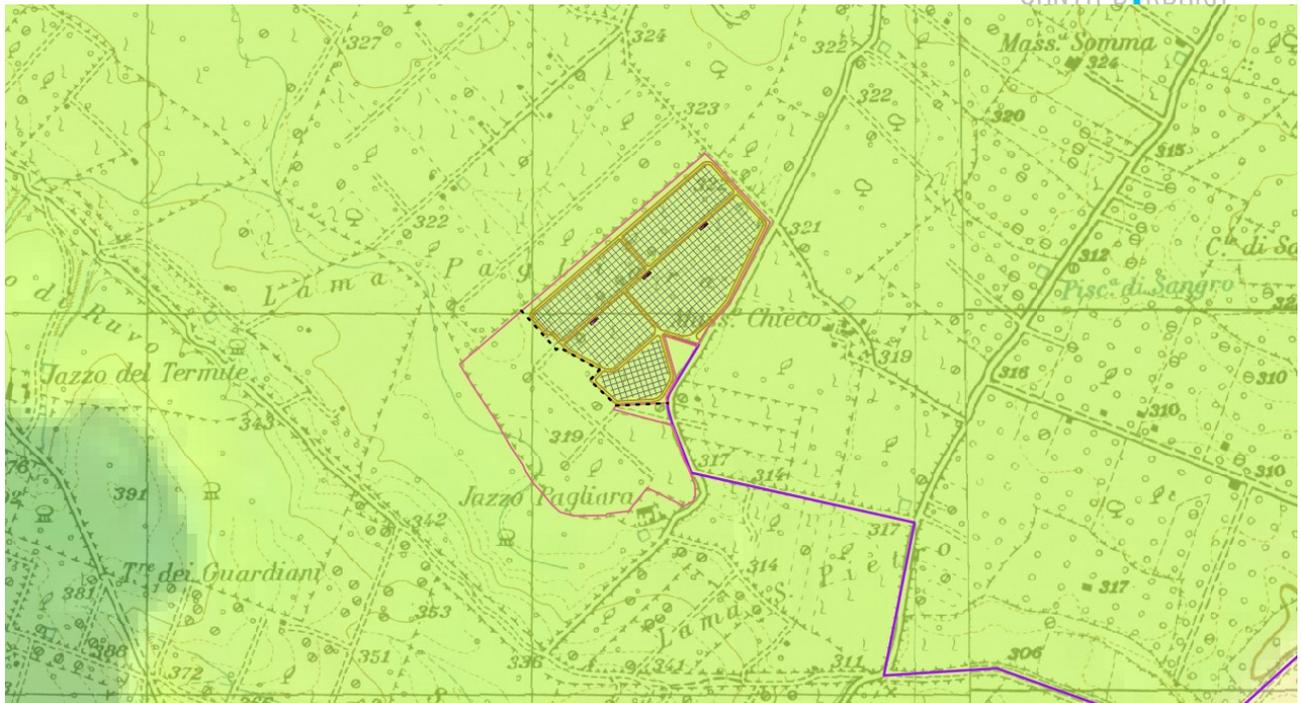
7.4 PPTR – LA NORMATIVA D'USO E IL SISTEMA DELLE TUTELE

Secondo il PPTR, il **territorio di esaminato si trova in un'area a valenza ecologica medio-alta**. Questo è dato dal sistema complesso e articolato delle forme carsiche epigee ed ipogee (bacini carsici, doline (puli), gravi, inghiottitoi e grotte) che rappresentano la principale rete drenante dell'altopiano, un sistema di stepping stone di alta valenza ecologica e, per la particolare conformazione e densità delle sue forme, assume anche un alto valore paesaggistico e storico-testimoniale (come i bacini carsici di Gualamanna, la Crocetta, Lago Cupo; il Pulo di Altamura, il Pulicchio di Gravina, la grotta di Torre Lesco, la grotta di Languanguero).

La matrice agricola è sempre intervallata o prossima a spazi naturali, e strutture carsiche (gravine, puli) con frequenti elementi naturali ed aree rifugio (siepi, filari ed affioramenti rocciosi). Vi è un'elevata contiguità con ecotoni e biotopi.

L'agroecosistema si presenta in genere diversificato e complesso.





Valenza ecologica medio-alta: corrisponde prevalentemente alle estese aree olivate persistenti e/o coltivate con tecniche tradizionali, con presenza di zone agricole eterogenee. Sono comprese quindi aree coltivate ad uliveti in estensivo, le aree agricole con presenza di spazi naturali, le aree agroforestali, i sistemi colturali complessi, le coltivazioni annuali associate a colture permanenti. La matrice agricola ha una sovente presenza di boschi, siepi, muretti e filari con discreta contiguità a ecotoni e biotopi. L'agroecosistema si presenta sufficientemente diversificato e complesso.

Valenza ecologica alta: corrisponde alle aree prevalentemente a pascolo naturale, alle praterie ed ai prati stabili non irrigui, ai cespuglieti ed arbusteti ed alla vegetazione sclerofila, soprattutto connessi agli ambienti boscati e forestali. La matrice agricola è sempre intervallata o prossima a spazi naturali, frequenti gli elementi naturali e le aree rifugio (siepi, muretti e filari). Elevata contiguità con ecotoni e biotopi. L'agroecosistema si presenta in genere diversificato e complesso.

L'area del progetto su Carta della Valenza Ecologica (PPTR)

7.4.1 VERIFICA RISPETTO ALLA NORMATIVA D'USO DEL PPTR

L'individuazione delle figure territoriali e paesaggistiche (unità minime di paesaggio) e degli ambiti (aggregazioni complesse di figure territoriali) è scaturita da un lungo lavoro di analisi che, integrando numerosi fattori, sia fisico-ambientali sia storico culturali, ha permesso il riconoscimento di sistemi territoriali complessi (gli ambiti) in cui fossero evidenti le dominanti paesaggistiche che connotano l'identità di lunga durata di ciascun territorio.

Come anticipato, l'intorno di riferimento dell'area interessata dal progetto risulta nell'ambito paesaggistico n. 5 "Puglia Centrale" e più precisamente nella **figura territoriale n. 5.1 "La piana olivicola del nord barese"**.

Per quanto riguarda la verifica di coerenza con la sezione B "Interpretazione identitaria e statutaria" della Figura territoriale di riferimento (n. 5.1 "La piana olivicola del nord barese") potremo considerare soprattutto le seguenti invarianti contenute nell'elaborato 5.5 –Puglia centrale del PPTR:



Invarianti Strutturali (sistemi e componenti che strutturano la figura territoriale)	Stato di conservazione e criticità (fattori di rischio ed elementi di vulnerabilità della figura territoriale)	Regole di riproducibilità delle invarianti strutturali
Il sistema dei principali lineamenti morfologici delle Murge Basse costituito dai terrazzi calcarenitici degradanti verso il mare e raccordati da scarpate più o meno evidenti, con andamento parallelo alla linea di costa. Questi elementi rappresentano i principali riferimenti visivi della figura e i luoghi privilegiati da cui è possibile percepire il paesaggio circostante.	- Alterazione e compromissione dei profili morfologici delle scarpate con trasformazioni territoriali quali: cave e impianti tecnologici ed energetici;	La riproducibilità dell'invariante è garantita: Dalla salvaguardia dell'integrità dei profili morfologici che rappresentano riferimenti visuali significativi nell'attraversamento dell'ambito e dei territori contermini;

L'area in esame rispecchia, per quanto riguarda la circolazione idrica di superficie, quelle che sono le caratteristiche generali del territorio murgiano e pedemurgiano della provincia di Bari.

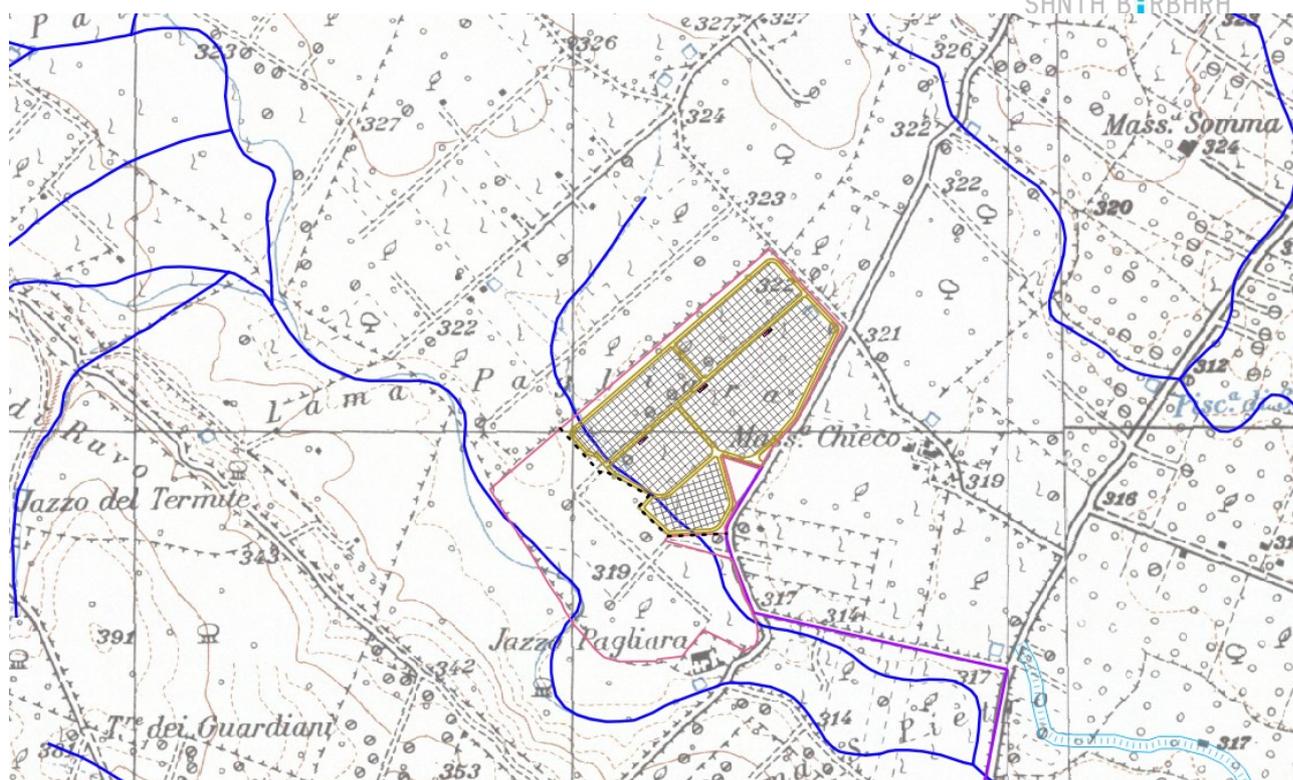
Non esiste in loco un reticolo idrografico ben sviluppato, mentre sono presenti solo alcune linee di impluvio fossili, a testimonianza di una circolazione idrica di superficie attiva prima che lo svilupparsi del carsismo favorisse il deflusso prevalente delle acque attraverso il sottosuolo.

Tali impluvi carsici, denominati "Lame", impostatesi spesso lungo lineamenti tettonici (faglie), svolgono tuttavia un'importante funzione di drenaggio delle piogge maggiormente intense e concentrate. I bacini del versante adriatico delle Murge, con corsi d'acqua tipo Lame, sono caratterizzati dalla presenza di un'idrografia superficiale di natura fluvio-carsica, costituita da una serie di incisioni e di valli sviluppate sul substrato roccioso prevalentemente calcareo o calcarenitico, e contraddistinte da un regime idrologico episodico. Tra i principali corsi d'acqua presenti in questo ambito meritano menzione quelli afferenti alla cosiddetta conca di Bari, che da nord verso sud sono: Lama Balice, Lama Lamasinata, Lama Picone, Lama Montrone, Lama Valenzano, Lama San Giorgio.

Il sistema idrografico superficiale a pettine delle valli fluvio-carsiche a regime ideologico episodico che discendono l'altopiano murgiano e dissecano in serie parallele il banco calcarenitico con solchi poco profondi. Questo sistema rappresenta la principale rete di deflusso superficiale delle acque e dei sedimenti dell'altopiano murgiano e la principale rete di connessione ecologica tra l'ecosistema dell'altopiano e la costa; nonché il luogo di microhabitat di alto valore naturalistico e paesaggistico;	- Occupazione antropica delle lame; - Interventi di regimazione dei flussi torrentizi come: costruzione di dighe, infrastrutture, o l'artificializzazione di alcuni tratti che hanno alterato i profili e le dinamiche idrauliche ed ecologiche dei solchi, nonché l'aspetto paesaggistico;	Dalla salvaguardia della continuità e integrità dei caratteri idraulici, ecologici e paesaggistici delle lame e dei solchi torrentizi e dalla loro valorizzazione come corridoi ecologici multifunzionali per la fruizione dei beni naturali e culturali che si sviluppano lungo il loro percorso;
--	--	--

La Carta Idrogeomorfologica della Regione Puglia, come riportato nella figura seguente, individua alcune linee di deflusso di tipo occasionale che costeggiano o attraversano le aree di progetto. Tali linee di deflusso soggiacciono alle norme di tutela del reticolo idrografico di cui agli artt. n.6 e n.10 delle NTA del P.A.I. Per tale ragione, nell'ambito della progettazione, è stato predisposto specifico studio di compatibilità idrologica ed idraulica del progetto.





Carta idrogeomorfologica - reticolo idrografico

L'impianto agrivoltaico non interessa aree boscate, inoltre **la vegetazione naturale spontanea si rinviene in tutte le aree limitrofe non coltivate**. Con la fase di rinaturalizzazione prevista nel progetto di inserimento ambientale si permetterà un potenziamento della componente forestale.

<p>Il sistema agro-ambientale che, coerentemente con la struttura morfologica, varia secondo un gradiente ovest-est, dal gradino pedemurgiano alla costa. Esso risulta costituito da:</p> <ul style="list-style-type: none"> - le colture arboree caratterizzate dalla consociazione di oliveti, mandorletti e vigneti; - la coltura di qualità dell'olivo che domina l'entroterra e si spinge, in alcuni casi, fino alla costa; - i residui di orti costieri e pericostieri, spesso inglobati nelle propaggini delle espansioni urbane, che rappresentano dei varchi a mare di grande valore naturalistico e culturale; 	<ul style="list-style-type: none"> - Progressiva scomparsa degli orti urbani costieri e pericostieri; - Progressiva scomparsa del mandorlo; - Realizzazione di impianti energetici; 	<p>Dalla salvaguardia e valorizzazione dei mosaici arborei del gradino pedemurgiano e delle colture storiche di qualità dell'olivo e del mandorlo; Dalla limitazione all'espansione urbana lungo la costa;</p>
---	--	---

Per quanto riguarda la normativa d'uso contenuta nella sezione C2 "Gli obiettivi di qualità paesaggistica e territoriale" dell'elaborato 5.5 –Puglia centrale del PPTR, potremo sottolineare i seguenti criteri nelle strutture individuate dal Piano:

Struttura e componenti idrogeomorfologiche:

Come precedentemente evidenziato, il progetto intercetta alcune linee di deflusso di tipo occasionale, tutelate dal P.A.I., che costeggiano o attraversano le aree di progetto; si è previsto pertanto uno studio di compatibilità idrologica ed idraulica.

Struttura e componenti ecosistemiche e ambientali:

Il progetto in esame, pur ricadendo appena fuori a un sito Natura 2000, si propone di integrare la produzione energetica con quella agricola già in esercizio, promuovendo la rinaturalizzazione dell'area a partire dagli elementi naturali preesistenti; tale progetto prevederà la piantumazione di specie arbustive, arboree ed erbacee autoctone che permetteranno un potenziamento della componente forestale dell'area. La finalità dell'intervento di rinaturalizzazione è che si recuperi la distribuzione storica delle specie naturali e che si mitighi l'impatto visivo del nuovo impianto.

Struttura e componenti antropiche e storico-culturali



Il progetto individua e confronta il suo inserimento rispetto agli elementi storico culturali, come di seguito descritto, grazie alle caratteristiche dell'impianto e alle misure previste potremo definire un impatto basso sul sistema storico culturale.

7.4.2 SISTEMA DELLE TUTELE

Il sistema delle tutele del suddetto PPTR individua Beni Paesaggistici (BP) e Ulteriori Contesti Paesaggistici (UCP) suddividendoli in tre macrocategorie e relative sottocategorie:

Struttura Idrogeomorfologica;

- Componenti idrologiche;
- Componenti geomorfologiche;

Struttura Ecosistemica e Ambientale:

- Componenti botanico/vegetazionali;
- Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici;

Struttura antropica e storico-culturale:

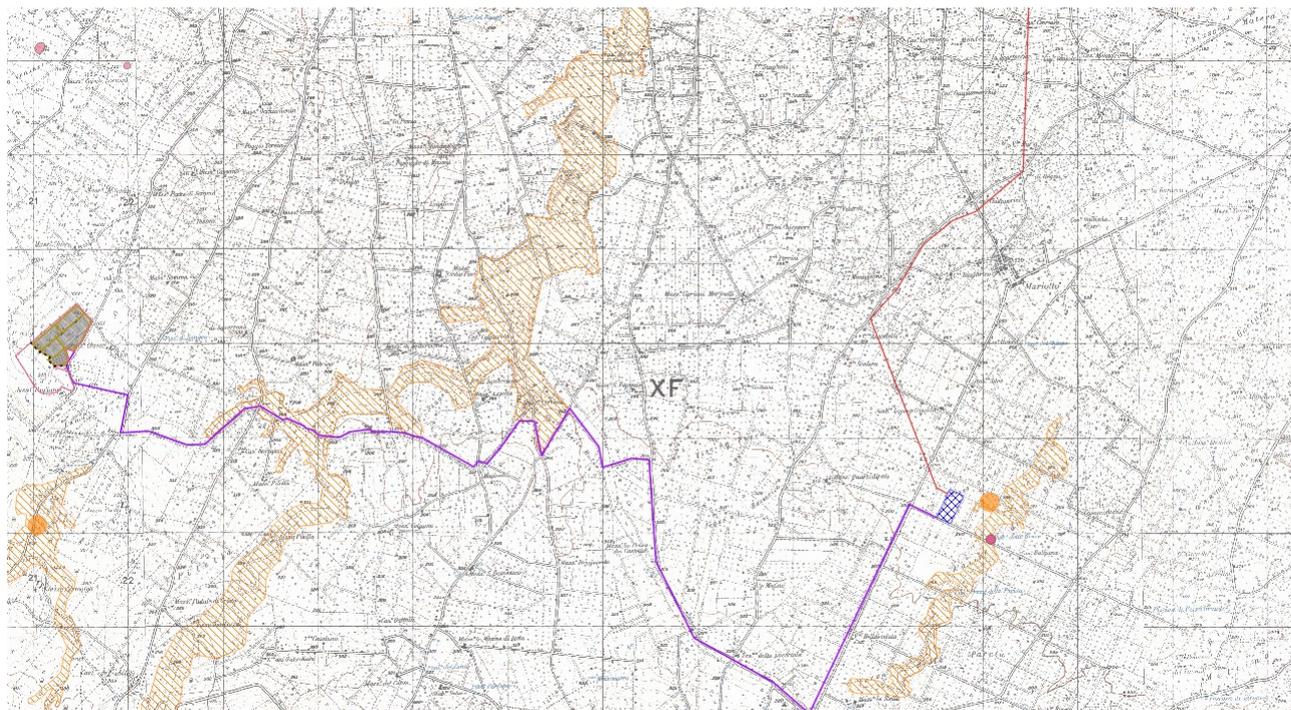
- Componenti culturali e insediative;
- Componenti dei valori percettivi.

Nei paragrafi seguenti viene effettuata una disamina delle singole componenti ed una verifica delle interferenze progettuali.

7.4.2.1 Componenti geomorfologiche

L'area interessata dalle opere non interferisce con le componenti geomorfologiche del PPTR.

L'interferenza del cavidotto di vettoriamento con l'UCP "Lame e Gravine" è solamente una questione grafica, poiché va ricordato che il tracciato dell'elettrodotta percorrerà interamente strade pubbliche e infrastrutture o opere d'arte esistenti.

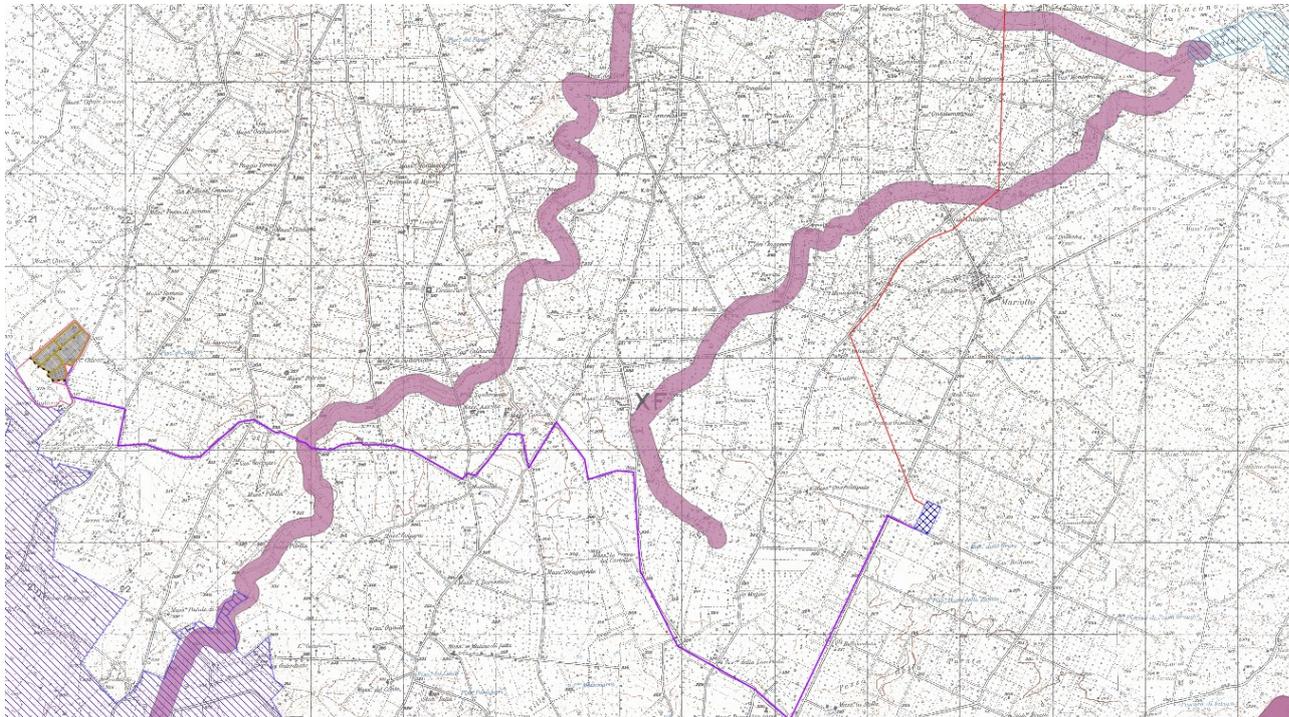


Inquadramento dell'impianto su componenti geomorfologiche del PPTR



7.4.2.2 Componenti idrologiche

L'area interessata dalle opere non interferisce con le componenti idrologiche aggiornate dal PPTR, come aree soggette a vincolo idrogeologico.

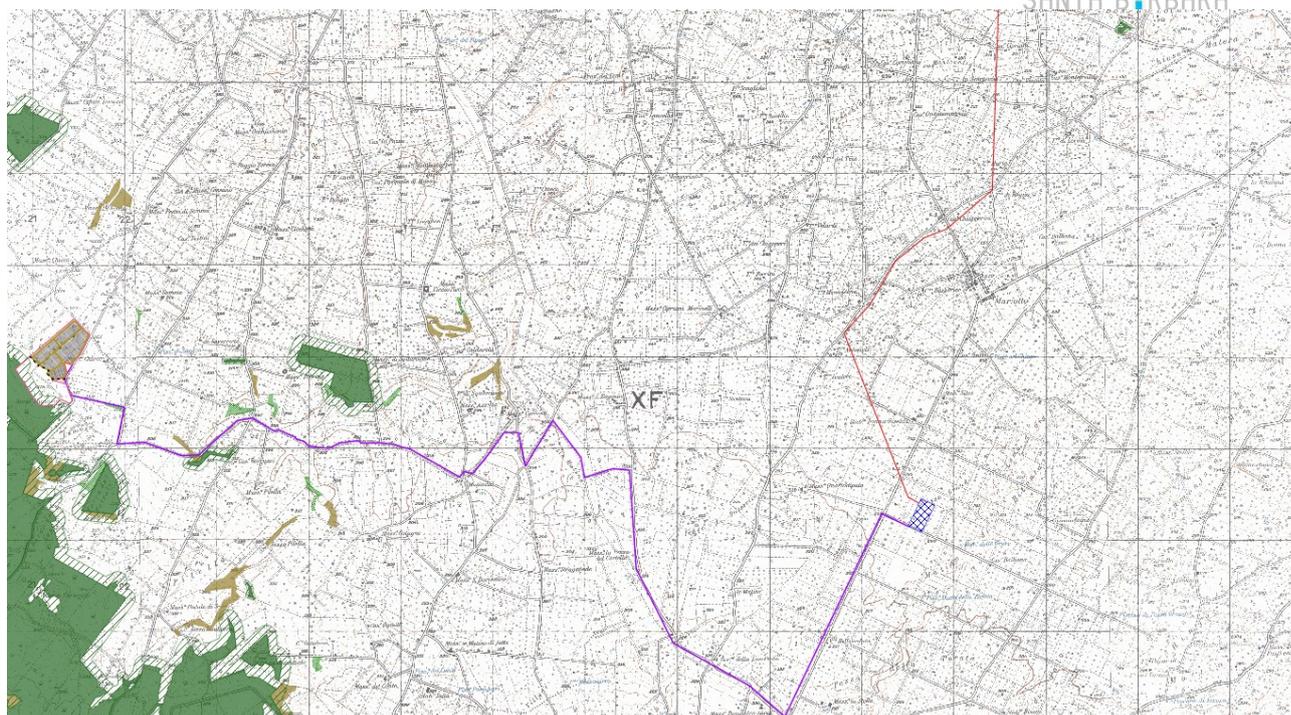


Inquadramento dell'impianto su componenti idrologiche del PPTR

7.4.2.3 Componenti botanico vegetazionali

L'area interessata dalle opere non interferisce con le componenti botanico vegetazionali segnalate dal PPTR. Il cavidotto di vettoriamento interseca solo apparentemente una UCP – Prati e pascoli naturali, perché il suo tracciato percorrerà interamente strade pubbliche e infrastrutture o opere d'arte esistenti, non interferendo quindi con le componenti naturali come suolo e vegetazione.





Inquadramento dell'impianto su componenti botanico vegetazionali del PPTR

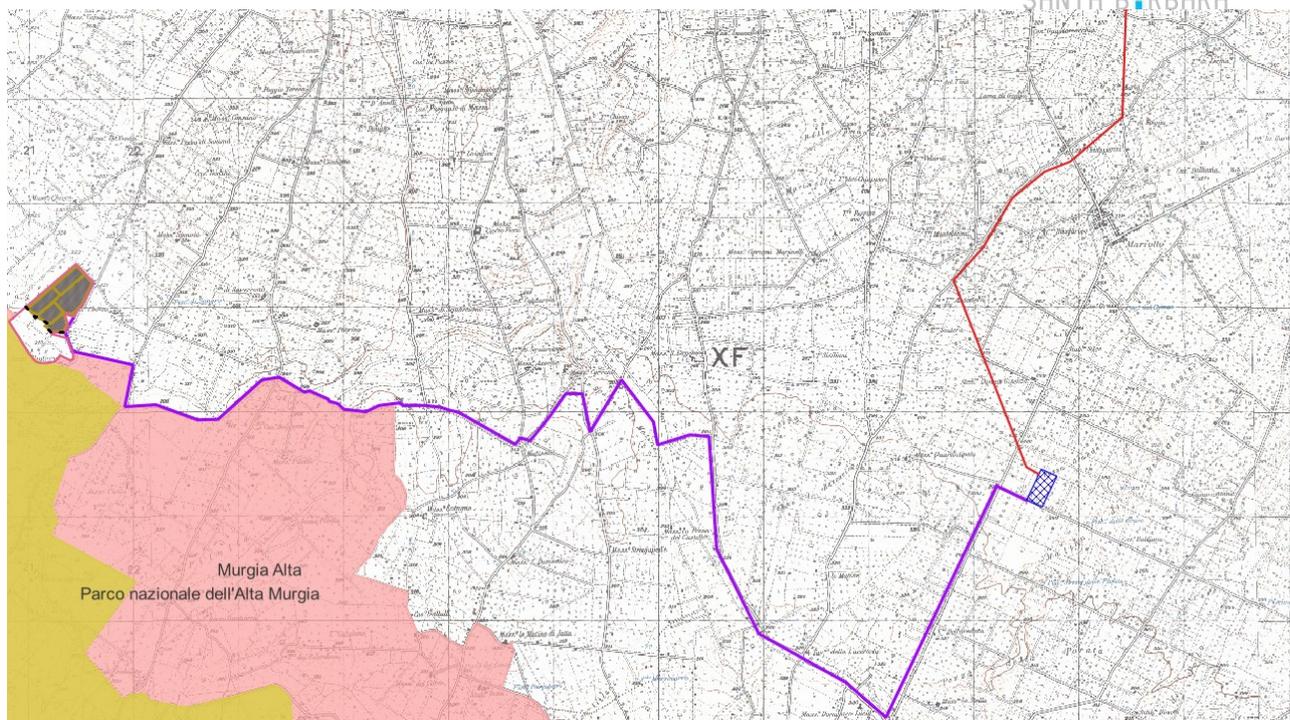
7.4.2.4 Aree protette e siti naturalistici

L'area interessata dalle opere non interferisce con in sito SIC/ZPS Murgia Alta codice IT9120007, tuttavia la sua estrema vicinanza rende necessaria la valutazione dei possibili impatti indiretti che la realizzazione dell'opera può avere sul sito.

Del resto, data la presenza dell'IBA 135, le opere di progetto verranno sottoposte alla procedura di Valutazione di Incidenza Ambientale ai sensi del D.Lgs. 152/2006 nell'ambito del procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale presso il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. Si rimanda al contenuto dell'elaborato *SIA.3 Studio di Valutazione di incidenza*, per la valutazione degli impatti e della compatibilità delle opere con il sito di interesse comunitario.

L'area di progetto non interessa il parco nazionale dell'Alta Murgia.





Inquadramento dell'impianto su componenti delle aree protette e dei siti naturalistici del PPTR

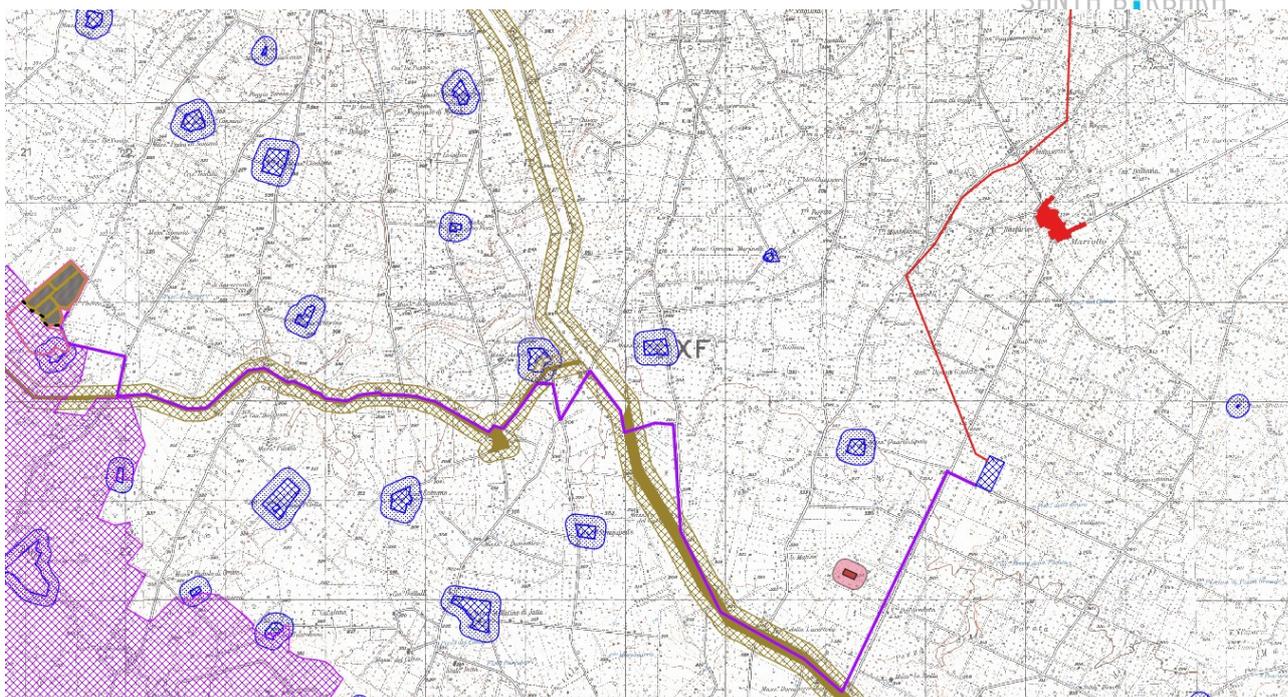
7.4.2.5 Componenti culturali e insediative

Nell'area interessata dalle opere non esistono vincoli o obblighi legati agli Usi Civici, come stabilito nel Piano Paesaggistico Territoriale Regionale attualmente in vigore.

Le aree contrattualizzate ricadono in parte in territori vincolati con DGR n. 623/2018 ai sensi dell'articolo 136, comma 1 lettera C e d del D.Lgs. 42/2004. In particolare, risultano presenti *BP Immobili e aree di notevole interesse pubblico*, riferito al vincolo paesaggistico: *“Le zone boschive nel comune di Ruvo rivestono notevole interesse perché le aree che comprendono il bosco dei Fenicia, il Bosco Scoparello, la Selva Reale, la Cavallerizza etc. e costituiscono un patrimonio boschivo di grande consistenza e valore paesistico”*. Inoltre, il cavidotto di vettoriamento, come detto, correrà lungo strade pubbliche già esistenti, in parte individuate come UCP Rete Tratturi ed in particolare il “Regio Tratturello Canosa Ruvo”.

Pertanto, le delimitazioni del PPTR hanno imposto come scelta progettuale quella di escludere dalla realizzazione dell'impianto parte dell'area contrattualizzata, concentrando le opere fuori dal perimetro del BP.





Inquadramento dell'impianto su componenti culturali e insediative del PPTR

7.4.2.5.1 Interferenze fisiche e attraversamenti

Il *Regio Tratturo Barletta Grumo* (direzione SE-N) e il *Regio Tratturello Canosa Ruvo* (direzione E-O) che oggi ha perso, anche se non completamente, i caratteri originari e la sua valenza storico-culturale, confondendosi per un tratto con il tracciato moderno dell'assetto viario. Inizialmente mantiene tanto l'originale denominazione quanto i caratteri originari, per poi interrompersi in corrispondenza dell'incrocio con la SP 151 e riprendere idealmente più avanti, corrispondendo ad una strada interpodereale che, come nel primo caso, scompare nella trama agraria.

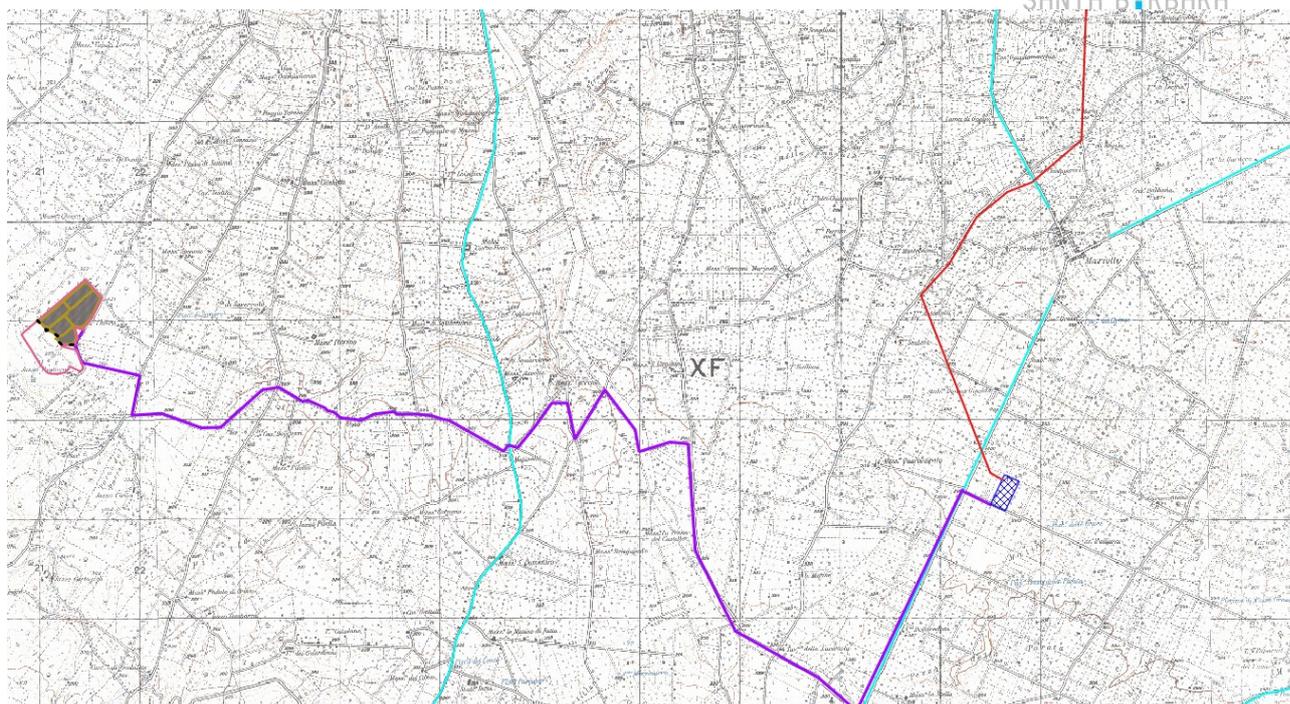
7.4.2.5.2 Interferenze visive con i beni storico culturali

Il rapporto delle aree interessate dagli interventi con i beni testimoniali della stratificazione storico insediativa è approfondito nell'elaborato *EG.6.1 - Book analisi intervisibilità con fotoinserti*. Tuttavia, è bene evidenziare che le aree interessate dagli interventi non sono intravvisibili dalla maggior parte dei beni segnalati e situati nelle vicinanze. Inoltre, alcuni di questi beni, perlopiù a jazzi, masserie e torri, versano in stato di totale abbandono e degrado che ne pregiudica l'accessibilità. Situazione analoga per la rete dei tratturi; nell'area indagata, infatti, ricadono nella parte nord più marginale, il *Regio Tratturo Barletta Grumo* (direzione SE-N) e il *Regio Tratturello Canosa Ruvo* (direzione E-O) che oggi hanno perso i caratteri originari e la loro valenza storico-culturale, confondendosi con il tracciato moderno dell'assetto viario.

7.4.2.6 Componenti Percettive

Riguardo alle componenti percettive del PPTR si segnala la presenza di alcune strade segnalate come UCP – strade a valenza paesaggistica, che coincidono con la SP36 BA (direzione E-O), SP151 (direzione SO-NE), SP151 (direzione N-S). Non si individuano interferenze delle opere di progetto con tali componenti; tuttavia, si segnala l'attraversamento del cavidotto della SP 151 in corrispondenza dell'incrocio con il *Regio Tratturello Canosa-Ruvo*.





Inquadramento dell'impianto su componenti percettive del PPTR

7.5 INQUADRAMENTO SU STRUMENTI URBANISTICI COMUNALI

7.5.1 PIANO URBANISTICO GENERALE DEL COMUNE DI RUVO DI PUGLIA

Il Piano Urbanistico Generale (PUG) del Comune di Ruvo di Puglia è stato adottato con Delibera del Consiglio Comunale n. 17 del 20.04.2016, si riportano di seguito gli stralci relativi all'area oggetto dell'impianto fotovoltaico.

Il Piano Urbanistico Generale (PUG) del Comune di Ruvo di Puglia ai sensi dell'articolo 8 e 9 comma 1 della legge regionale 20/2001 (Legge urbanistica regionale) e del Documento Regionale di Assetto Generale (DRAG) "indirizzi, criteri e orientamenti per la formazione, il dimensionamento e il contenuto dei Piani Urbanistici Generali (PUG)" approvato definitivamente dalla Giunta Regionale con deliberazione del 03 agosto 2007, pubblicato sul BURP N°120/2007, si articola in "previsioni strutturali" (PUG/S) e "previsioni programmatiche" (PUG/P).

La parte strutturale del Piano riconosce al titolo III i contesti territoriali, ovvero parti di territorio connotate da uno o più specifici caratteri dominanti sotto il profilo ambientale, paesistico, storico – culturale, insediativo e infrastrutturale.

I Contesti territoriali sono articolati in :

- Contesti urbani
- Contesti periurbani
- Contesti rurali

Essi si suddividono a loro volta in sub-contesti:

- Contesti urbani CU

CU 1. storico da tutelare, così articolato

CU 1.1. nucleo antico

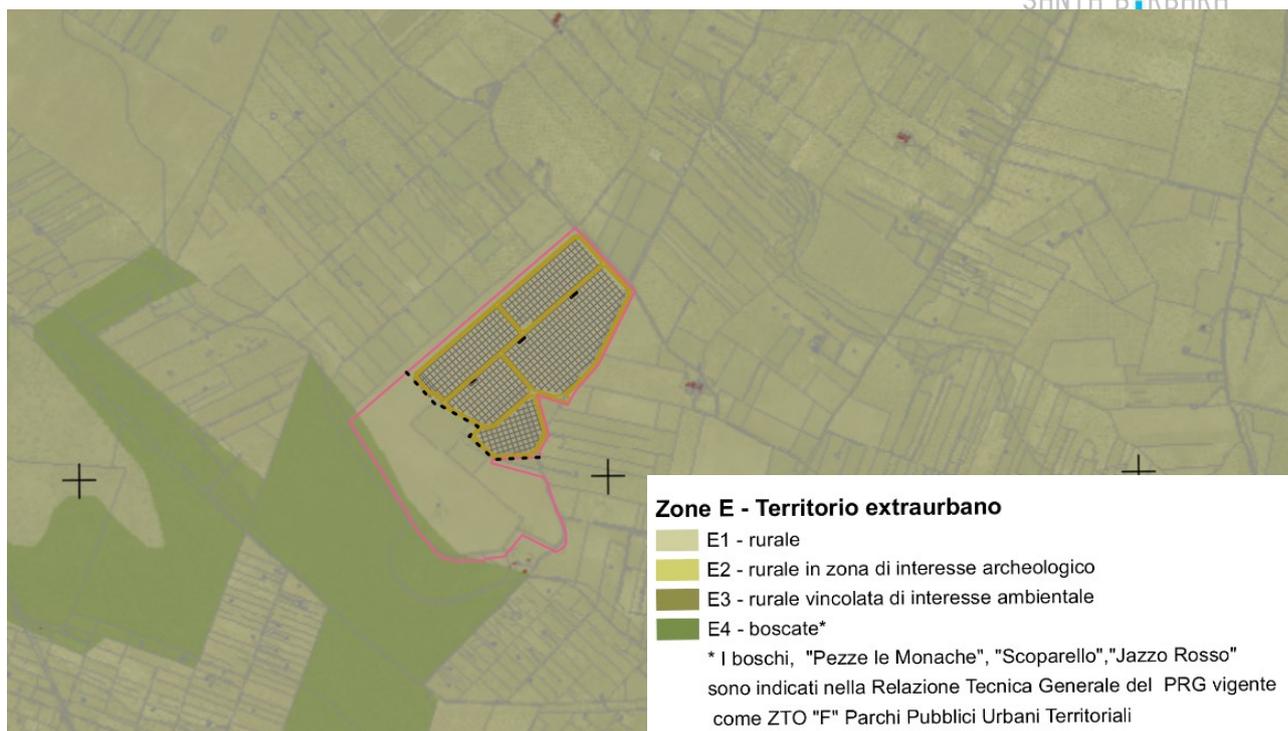


- CU 1.2. cortina dei corridoi culturali
- CU 2. consolidato da conservare
- CU 3.a maglie regolari
- CU 4. periferico da riqualificare
- CU 5. Produttivo, così articolato
 - CU 5.1. la piattaforma mista da completare e riqualificare
 - CU 5.2. agroindustriale di nuovo impianto
 - CU 5.3. di nuovo impianto
- CU 6. in formazione di Calentano, così articolato
 - CU 6.1. di riqualificazione e trasformazione estensiva turistica
 - CU 6.2. di trasformazione turistica speciale
- Contesti periurbani CP
 - CP 1. di rigenerazione
 - CP 1.1. da riqualificare e completare
 - CP 1.2. a valenza panoramica
 - CP 1.3. per servizi e aree verdi
 - CP 1.4 di trasformazione per ampliamento cimitero
 - CP 2. di valorizzazione
 - CP 2.1. della multifunzionalità
 - CP 2.2. di salvaguardia
 - CP 2. 3. della produttività agricola
- Contesti rurali CR
 - CR 1. della campagna produttiva
 - CR 2. premurgiano
 - CR 3. a prevalente valore ambientale e identitario
 - CR 4. murgiano

I Contesti sono interessati dalla presenza, più o meno estesa, di Invarianti Strutturali (vedi tabella allegata) del territorio comunale la cui disciplina si integra a quella del contesto stesso.

Le opere localizzate nel territorio comunale di Ruvo di Puglia ricadono in **Zona E3 – Rurale vincolata di interesse ambientale, ambito territoriale esteso (ATE) di tipo D**. Il Piano afferma che *“nell’ambito del contesto E3 ricadente nella fascia di “attenzione ambientale”, come nel caso di questo impianto fotovoltaico, gli interventi e/o progetti e/o Piani di qualsiasi natura comportanti modificazioni del suolo ove non già modificato da opere civili (sistemi/strutture corticali non naturali e/o seminaturali, superfici pavimentate ecc) nonché movimentazione di mezzi meccanici di trasporto e lavorazioni edili non connessi o necessari alla gestione del sito Natura 2000, sono soggetti a preventiva procedura di “Livello I” ovvero di screening di Valutazione di Incidenza sul Sito medesimo così come disposto alla D.G.R. 14 Marzo 2006 n. 304 (BURP n.41 del 30.03.2006)”*.





Inquadramento delle aree di impianto sul PUG di Ruvo di Puglia



8 SINTESI DELLA COMPATIBILITÀ CON LA PIANIFICAZIONE NAZIONALE, REGIONALE E LOCALE

In seguito alle analisi sopra riportate è possibile affermare che il progetto nel complesso è **coerente con le disposizioni del PPTR**, in particolare sono state rispettate "Linee guida sulla progettazione e localizzazione di impianti di energia rinnovabile" proposte nel PPTR.

In particolare, nel caso degli impianti fotovoltaici, l'obiettivo deve essere **la promozione di un'utilizzazione diffusa e modulare dell'energia solare** che si distribuisca sul territorio.

La pianificazione e il quadro normativo di settore hanno costituito il riferimento principale entro cui inquadrare le verifiche della coerenza programmatica del progetto in esame.

La conformità dell'iniziativa prospettata rispetto al regime vincolistico ed alla pianificazione territoriale è sinteticamente riportata nella tabella seguente. L'impianto proposto risulta quindi compatibile con la pianificazione regionale, provinciale e comunale.

STRUMENTO DI PIANIFICAZIONE	CLASSIFICAZIONE DELL'AREA	COMPATIBILITÀ DELL'IMPIANTO E DELLE OPERE DI CONNESSIONE	NOTE
PPTR della Regione PUGLIA		VERIFICATA	Il cavidotto di vettoriamento interseca solo apparentemente - una lama e Prati e pascoli, perché il suo tracciato percorrerà interamente strade pubbliche e infrastrutture o opere d'arte esistenti, non interferendo quindi con le componenti naturali e con il suolo.
PRG Comune di Ruvo	AREA RURALE E3	VERIFICATA	--
PAI	Reticolo idrografico	VERIFICATA	L'impianto non occupa aree a rischio idraulico o geomorfologico. Condotta relazione di compatibilità PTA
VINCOLO ARCHEOLOGICO E PAESAGGISTICO		VERIFICATA	L'impianto non occupa aree vincolate.
VINCOLO IDROGEOLOGICO	--	VERIFICATA	Esterno all'area di impianto
AREE NATURALI PROTETTE, SIC E ZPS.	SIC/ZPS Murgia Alta codice IT9120007 IBA135	VIncA	IBA Presente in aree di impianto

In sintesi, il progetto risulta coerente con la pianificazione vigente e pertanto procedibile con l'istanza di Valutazione di Impatto Ambientale.



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO
E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN
LOCALITA' LAMA PAGLIARA
COMUNE DI RUVO DI PUGLIA (BA)
DENOMINAZIONE IMPIANTO - PVA004 RUVO LAMA PAGLIARA
POTENZA NOMINALE 12.7 MW



9 STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ELETTRICA DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE

9.1 PREMESSA

Mediante software di simulazione è stato modellato l'impianto così come descritto in precedenza. Mediante tale modello sono state perciò condotte delle simulazioni che hanno dato come risultato le condizioni di funzionamento del sistema, utilizzando come dato di ingresso la composizione dell'impianto e i dati metereologici del sito ricavati su database nazionale.

Verranno inoltre condotte le analisi richieste dal documento "Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici" ed. giugno 2022 pubblicate dal MiTe, secondo le quali l'energia prodotta da un impianto definibile "agrivoltaico" deve rispettare i requisiti definiti nel paragrafo "B.2 – Producibilità elettrica minima".

Pertanto, verrà verificata, in base alle caratteristiche dell'impianto agrivoltaico analizzato, che la produzione elettrica specifica dell'impianto agrivoltaico (FV_{agri} in GWh/ha/anno) correttamente progettato, paragonata alla producibilità elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico standard ($FV_{standard}$ in GWh/ha/anno), non dovrebbe essere inferiore al 60 % di quest'ultima:

$$FV_{agri} \geq 0,6 FV_{standard}$$

La Producibilità elettrica specifica di riferimento ($FV_{standard}$), è la stima dell'energia che può produrre un impianto fotovoltaico di riferimento (caratterizzato da moduli con efficienza 20% su supporti fissi orientati a Sud e inclinati con un angolo pari alla latitudine meno 10 gradi), espressa in GWh/ha/anno, collocato nello stesso sito dell'impianto agrivoltaico.

L'impianto agrivoltaico proposto sarà installato nel sito che presente le presenti coordinate, riferite al baricentro dello stesso:

Latitudine	41.046592°
Longitudine	16.442851°

Pertanto, per il calcolo della Producibilità elettrica specifica di riferimento ($FV_{standard}$), verranno utilizzati dei moduli aventi efficienza pari al 20% e inclinati con un angolo tilt pari a 31° e un azimut pari a 0° (file orientate perfettamente a Sud), con una distanza tra le file tali che si crei un angolo di ombreggiamento reciproco pari a 28°, parametro non espressamente indicato nelle linee guida ma conforme ai migliori standard di progettazione; tale valore consente di rapportare la producibilità elettrica specifica di riferimento ($FV_{standard}$) alla produzione elettrica specifica dell'impianto agrivoltaico (FV_{agri} in GWh/ha/anno), mantenendo inalterato il rapporto GCR (Rapporto di copertura del suolo superficie moduli/superficie terreno) e quindi la producibilità dei due sistemi rapportata alla stessa occupazione di suolo.

9.2 CARATTERISTICHE DELLA FONTE UTILIZZATA

A livello globale la potenza che dal Sole raggiunge continuamente la superficie terrestre è pari a quella prodotta da circa 100.000 centrali da 1000 MW ciascuna. Il valore dell'irradianza solare "G" (valore della potenza per unità di area proveniente direttamente o indirettamente dal Sole espressa in W/m^2) parte da alcune centinaia di W/m^2 e raggiunge valori massimi intorno a $1000 W/m^2$.

L'irraggiamento solare giornaliero "H" (valore di energia per unità di area proveniente direttamente o indirettamente dal Sole espresso in kWh/m^2) sulla superficie terrestre è variabile da 0 a 10-12 kWh/m^2 giorno sull'orizzontale). A livello nazionale la superficie che raccoglie il massimo irraggiamento in



assenza di ombreggiamento è in genere orientata a Sud ed è inclinata di un angolo circa pari alla latitudine – 10 °. Su questa superficie l'irraggiamento solare annuo in Italia varia dai 1200 (Friuli) ai 2000 (Sicilia) kWh/m².

In generale i valori diminuiscono all'aumentare della latitudine (raggi solari più inclinati, maggiore attenuazione atmosferica). Il centro della Puglia è molto favorito con circa 1850 kWh/m².



Valori di irraggiamento solare medio annuo in Italia

Per la provincia di Bari si riportano di seguito le tabelle con i valori di radiazione solare annua, produzione annua per kilowatt di picco e il valore ottimale dell'angolo di inclinazione per i moduli fotovoltaici.



Radiazione solare annua (kWh/m2)			
	orizzontale	verticale	ottimale
minima	1564	1163	1791
media	1584	1179	1818
massima	1603	1186	1831

Produzione annua per kilowatt picco (kWh/1kWp)			
	orizzontale	verticale	ottimale
minima	1150	860	1311
media	1166	877	1331
massima	1184	884	1345

Angolo di inclinazione ottimale per i moduli fotovoltaici (in gradi)	
	Angolo
minimo	34
medio	34
massimo	34

Caratteristiche della radiazione solare e produzione solare annua per la Provincia di Bari

Con specifico riferimento ai Comuni in esame, la radiazione solare annua di Ruvo di Puglia è 1.536 kilowatt/ora annui.

9.3 STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ELETTRICA DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO SANTA BARBARA

È stata eseguita una stima della producibilità, utilizzando l'applicazione PVsyst, elaborata da Group of Energy Institute of the Sciences of the Environment, University of Geneva, attraverso la quale troviamo il valore della producibilità elettrica annua per ogni kWp distinguendola per le due tipologie di posa e la produzione totale annua dell'impianto.

Latitudine/Longitudine	Latitudine: 41.046592°; Longitudine: 16.442851°
Database solare	PVSYST
Tecnologia FV	Silicio cristallino
Perdite di sistema generatore	20 %
Produzione annuale FV [kWh/m2] sistema Tracker biassiale	1941 kWh
Perdite totali [%] sistema tracker biassiale	- 20,98
Produzione Annuale totale dell'impianto	24,7 GWh



Main results

System Production

Produced Energy 24683588 kWh/year

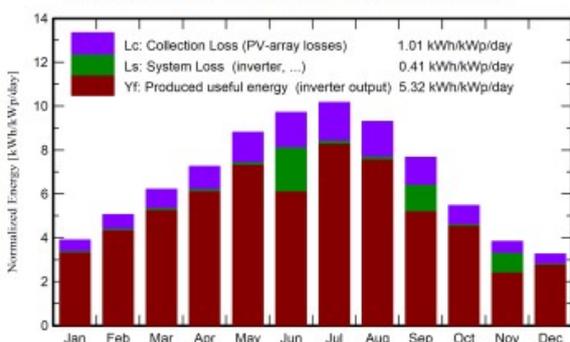
Specific production

1941 kWh/kWp/year

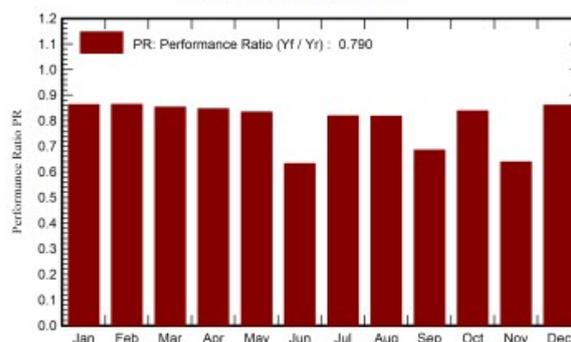
Perf. Ratio PR

79.02 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	54.6	23.25	10.21	120.7	114.0	1348394	1325673	0.863
February	72.0	28.84	10.03	141.5	133.6	1581486	1555307	0.864
March	117.2	44.95	11.85	192.6	181.8	2124205	2088939	0.853
April	148.2	56.70	14.42	217.7	205.5	2382976	2343581	0.846
May	190.0	66.65	19.00	273.3	258.1	2944887	2896909	0.834
June	205.5	65.70	23.09	291.3	275.3	3112491	2344660	0.633
July	216.7	61.69	25.65	315.2	298.0	3335666	3282741	0.819
August	191.6	53.63	25.89	288.5	272.8	3046903	2998126	0.817
September	137.7	44.40	22.65	229.9	217.2	2461081	2002895	0.685
October	92.1	35.96	19.19	169.4	159.9	1834398	1804251	0.838
November	54.3	24.90	14.73	115.2	108.7	1275867	935630	0.639
December	44.0	20.46	11.49	100.9	95.2	1124158	1104877	0.861
Year	1523.8	527.13	17.39	2456.2	2320.0	26572511	24683588	0.790

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Calcolo della producibilità dell'impianto agrivoltaico a tracker biassiale

9.4 VERIFICA DEL REQUISITO B.2 DELLE LINEE GUIDA MINISTERIALI

Secondo le "Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici" ed. giugno 2022 pubblicate dal MiTe, l'energia prodotta da un impianto definibile "agrivoltaico" deve rispettare i requisiti definiti nel paragrafo "B.2 – Producibilità elettrica minima".

Il requisito B-2, pertanto, verifica la producibilità elettrica dell'impianto agrivoltaico, rispetto ad un impianto standard e il mantenimento in efficienza della stessa.

- **FV_{agri} = Produzione elettrica specifica di un impianto agrivoltaico** – produzione netta che l'impianto agrivoltaico può produrre, espressa in GWh/ha/anno;



- **FV_{standard} = Produttività elettrica specifica di riferimento** – stima dell'energia che può produrre un impianto fotovoltaico di riferimento (caratterizzato da moduli con efficienza 20% su supporti fissi orientati a Sud e inclinati con un angolo pari alla latitudine meno 10 gradi), espressa in GWh/ha/anno, collocato nello stesso sito dell'impianto agrivoltaico.

9.4.1 PRODUCIBILITÀ ELETTRICA SPECIFICA DI RIFERIMENTO (FV_{STANDARD})

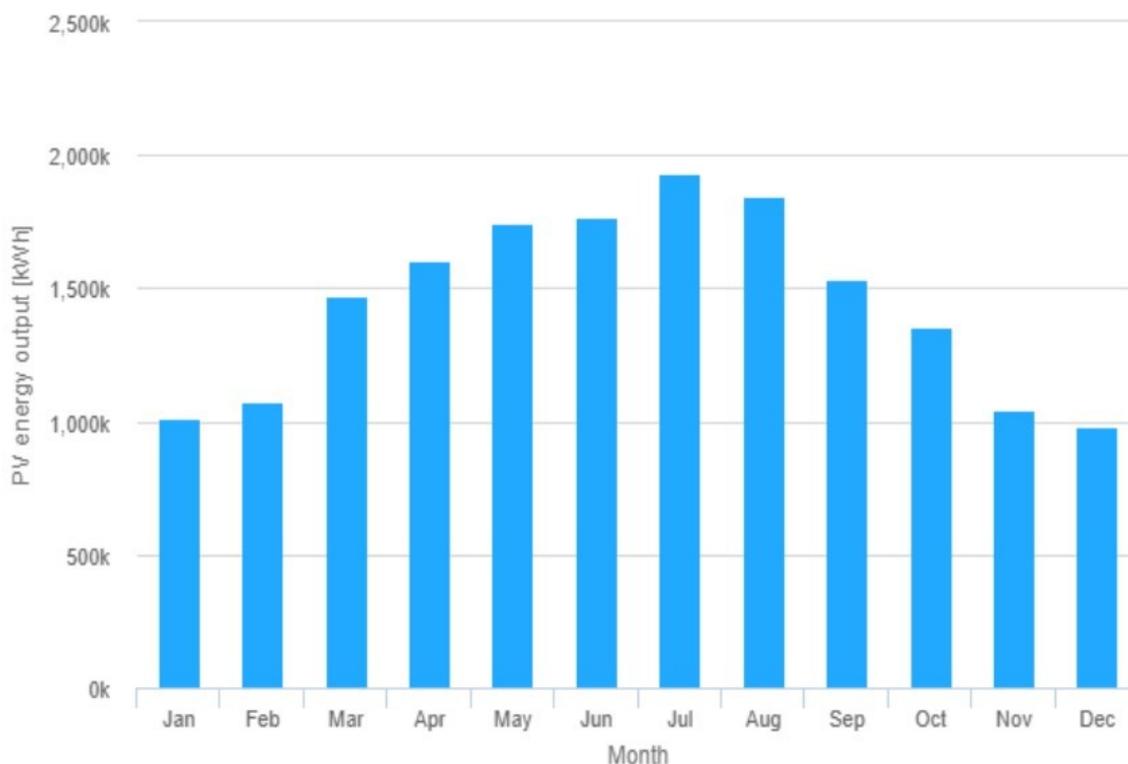
Per il calcolo della Produttività elettrica specifica di riferimento (FV_{standard}), verranno utilizzati dei moduli aventi efficienza superiore al 20% indicato nelle linee guida, quindi cautelativamente in quanto risulterebbe maggiore produttività, su strutture fisse inclinate con un angolo tilt pari a 23° (pari alla latitudine del sito di riferimento meno 10°, così come imposto dalle Linee Guida sopra richiamate), con una distanza tra le file tale da creare un angolo di ombreggiamento reciproco pari a 28°, parametro non espressamente indicato nelle linee guida ma conforme ai migliori standard di progettazione, e rapporto GCR (Rapporto di copertura del suolo superficie moduli/superficie terreno delle sole aree di installazione) pari al 54,2%, ovvero pari a quello del sistema agrivoltaico proposto e quindi in grado di esprimere e rappresentare lo stesso valore di produttività rapportato alla medesima superficie di suolo specifica occupata.

E' stata eseguita una stima della produttività, utilizzando l'applicazione PVGIS elaborata da European Commission Joint Research Centre attraverso la quale troviamo il valore della produttività elettrica annua per ogni kWp distinguendola per le due tipologie di posa e la produzione totale annua dell'impianto.

Latitudine/Longitudine	Latitudine: 41.046592°; Longitudine: 16.442851°
Database solare	PVGIS-SARAH
Tecnologia FV	Silicio cristallino
Perdite di sistema generatore	20 %
Produzione annuale FV [kWh/kWp] sistema standard	1370 kWh
Perdite totali [%] sistema standard	- 20
Produzione Annua totale dell'impianto	17,4 GWh



Dai risultati della simulazione risulta una producibilità specifica pari a 1370 kWh/kWp/anno, per una producibilità netta immessa in rete pari a 17,4 GWh/anno (riferita al primo anno di funzionamento).



Calcolo della producibilità di un impianto fotovoltaico standard nel sito di installazione

9.4.2 VERIFICA ANALITICA DEL REQUISITO B.2

Come evidenziato nei paragrafi precedenti, riportanti i risultati di calcolo effettuati con software specifico e modelli correttamente designati, l'impianto agrivoltaico proposto ha una produzione elettrica specifica (FV_{agri} in GWh/ha/anno), paragonata alla producibilità elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico standard ($FV_{standard}$ in GWh/ha/anno), che non risulta essere inferiore al 60 % di quest'ultima:

$$FV_{agri} \geq 0,6 FV_{standard}$$

Infatti, risulta:

$$FV_{standard} = 1.370 \text{ kWh/kWp/anno}$$

$$FV_{agri} = 1.941 \text{ kWh/kWp/anno}$$

Pertanto, la produzione FV_{agri} risulta essere pari a circa 1,41 volte la $FV_{standard}$, quindi risulta essere non solo maggiore del parametro minimo richiesto, ma corrisponde a più del doppio di questo parametro.



10 FASI TEMPI E MODALITÀ DI ESECUZIONE DELLE OPERE

10.1 CRITERI PROGETTUALI E APPROCCIO METODOLOGICO

L'implementazione nel medesimo progetto di un impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile e la produzione agricola del fondo, in base a un contratto preliminare per la costituzione del soggetto B previsto dalle Linee Guida MiTE, ha come obiettivo cardine quello di ottimizzare e salvaguardare il territorio agricolo pur proponendo un'iniziativa di produzione di energia rinnovabile in linea con la Strategia Energetica Nazionale (SEN).

L'intero intervento è stato progettato con l'intento di ridurre al minimo le interferenze con l'ambiente circostante e le componenti paesaggistiche del sito sia in fase di costruzione dell'opera sia in fase a fine vita utile della stessa.

A tal fine si precisa che:

- Durante la costruzione dell'opera, il terreno riveniente dagli scavi sarà accatastato nell'area di cantiere e sarà riutilizzato nell'ambito del cantiere.
- Al fine di minimizzare l'impatto sul sistema geomorfologico esistente il sistema ad inseguimento mono-assiale scelto prevede l'utilizzo di strutture di sostegno dei moduli a pali infissi evitando l'uso di calcestruzzo.
- La viabilità esistente, conterrà anche il "cunicolo servizi" in modo tale da evitare qualsiasi interferenza dei cavidotti interrati per il funzionamento della componente fotovoltaica con le lavorazioni sul suolo (aratura, erpicatura, semina su sodo ecc) previste per la componente agricola.
- Gli scavi per la realizzazione dei cavidotti MT di vettoriamento degli impianti alla sottostazione elettrica saranno realizzati facendo ricorso a scavi in sezione ristretta e posati su una base di sabbia e riempimento con il medesimo pacchetto stradale esistente in modo da ripristinare la situazione originaria.
- Il cavidotto sarà realizzato prediligendo le banchine stradali, ove presenti, o in alternativa laddove non possibile e non esistenti, la sede stradale.

10.2 FASI DI CANTIERE

Come descritto in precedenza l'impianto fotovoltaico è suddiviso in 6 lotti per lo più coincidenti con i 6 campi. Il cronoprogramma preliminare, studiato per la realizzazione e la messa in esercizio dell'impianto agrivoltaico, tiene conto della separazione fisica dei vari campi e delle opere di connessione, ipotizzando la realizzazione per parti successive e la sovrapposizione di più squadre impegnate in lotti differenti o nella realizzazione del cavidotto di servizio e della nuova sottostazione elettrica presso la CP di Castrignano del Capo.

Lo scopo è quello di realizzare l'impianto e le opere di connessione nel tempo più breve possibile, per ridurre al minimo le attività rumorose e le interferenze con la viabilità pubblica e con la fauna locale. Il restringimento dei giorni lavorativi effettivi tiene conto anche delle possibili interferenze con periodi riproduttivi di specie animali presenti nell'areale e quindi dei conseguenti periodi di sospensione, non essendo fin d'ora possibile stabilire il periodo esatto di inizio dei lavori.

Per la realizzazione delle infrastrutture fotovoltaiche a servizio dei singoli sottocampi si distinguono le seguenti fasi e sottofasi:



– **Recinzioni e apprestamenti di cantiere**

- b) Realizzazione delle recinzioni
- c) Realizzazione di zone per depositi e stoccaggi
- d) Realizzazione della viabilità di cantiere coincidente con la viabilità esistente

– **Lavori accessori per l'impianto fotovoltaico**

- a) Infissione dei pali e dei tiranti di supporto dei tracker biassiali
- b) Realizzazione dei cavidotti
- c) Realizzazione delle recinzioni di campo
- d) Smobilizzo del cantiere

– **Lavori di realizzazione degli impianti e posa delle attrezzature produttive**

- b) Realizzazione degli impianti di cantiere
- c) Realizzazione e cablaggio dell'impianto fotovoltaico
- d) Posa e allestimento delle cabine di campo e di raccolta

Per la realizzazione del cavidotto di servizio e delle opere di collegamento alla rete si prevedono le seguenti fasi e sottofasi:

– **Realizzazione del cavidotto di vettoriamento**

- d) Scavo a sezione obbligata
- e) Posa dei cavidotti
- f) Realizzazione di tratti in microtunneling
- g) Reinterro e sistemazione stradale

– **Realizzazione della Nuova Stazione Elettrica 36/150 kV**

Si specifica che la realizzazione della nuova Stazione Elettrica (SE) sarà condotta da Terna S.p.A., in quanto fa parte della rete del Trasporto di Energia Elettrica ad Alta Tensione (RTN). Il gestore, Terna, determinerà le tempistiche e le fasi operative per la realizzazione dell'impianto. Al fine di fornire una stima approssimativa dei tempi, è stato ipotizzato un cronoprogramma che indica le principali fasi di lavorazione.

- a) Realizzazione delle carpenterie e armature delle strutture in fondazione
- b) Realizzazione degli edifici di stazione
- c) Getto delle componenti in calcestruzzo
- d) Posa degli elementi prefabbricati
- e) Posa delle carpenterie metalliche
- f) Smobilizzo del cantiere



10.3 CRONOPROGRAMMA DEGLI INTERVENTI

La sequenza delle fasi descritte in precedenza e la loro temporizzazione sono state studiate e pianificate utilizzando un diagramma di Gantt. Di seguito viene presentato un cronoprogramma indicativo degli interventi previsti per la realizzazione dell'impianto e delle relative opere di connessione. Si prevede che l'intero processo richiederà circa 4 mesi di lavoro effettivo.

ATTIVITA'	DURATA	mese 1				mese 2				mese 3				mese 4			
		S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12	S13	S14	S15	S16
IMPIANTO AGRIVOLTAICO RUVO – LAMA PAGLIARA																	
Recinzioni, accessi e stoccaggi di cantiere																	
Campo 1	1 W																
Campo 2	2 W																
Infissione delle strutture di supporto																	
Campo 1	2 W																
Campo 2	4 W																
Posa delle strutture di supporto, moduli e cablaggi																	
Campo 1	2 W																
Campo 2	4 W																
Posa e cablaggio delle cabine di campo e di raccolta																	
Campo 2	2 W																
Posa impianti e cavidotti interrati																	
Campo 2	2 W																
Finalizzazione e smobilizzo del cantiere																	
Campo 1	1 W																
Campo 2	1 W																
Connessione e messa in esercizio dell'impianto																	
OPERE DI CONNESSIONE																	
Realizzazione Stallo linea AT in CP a 150 kV(E-distribuzione)	6 W																
Realizzazione cavidotto di vettoriamento MT	12 W																
Realizzazione Sottostazione Utente 150/30 kV	10 W																
Realizzazione cavidotto AT di connessione allo Stallo linea 150 kV	4 W																

Diagramma di Gantt



10.4 SPECIFICHE SUL MONTAGGIO COMPONENTI ELETTRICI

I montaggi delle opere elettromeccaniche saranno eseguiti con attenzione e precisione secondo le migliori pratiche. I montaggi meccanici sul campo includono principalmente l'assemblaggio degli inseguitori biassiali e il fissaggio dei moduli solari sulle strutture di supporto.

I montaggi elettrici sul campo comprendono le seguenti attività principali:

- Collegamento elettrico dei moduli per ogni stringa
- Installazione dei quadri di sottocampo in corrente continua (CC)
- Installazione degli inverter, del trasformatore e dei quadri in corrente alternata (CA)
- Cablaggio dei componenti all'interno delle cabine elettriche
- Realizzazione della rete di terra
- Installazione dei cavi di connessione tra i quadri di sottocampo e gli inverter
- Installazione dei collegamenti alla rete di terra.

Tutte queste operazioni saranno eseguite con cura per garantire un corretto funzionamento e un'adeguata sicurezza del sistema.

10.5 COLLAUDO

I collaudi consistono in prove di tipo e di accettazione, da eseguire in officina, verifiche dei materiali in cantiere e prove di accettazione in sito.

10.5.1.1 Prove di tipo

I componenti che costituiscono l'impianto devono essere progettati, costruiti e sottoposti alle prove previste nelle norme ed alle prescrizioni di riferimento. Di ciascun componente devono essere forniti i certificati per le prove di tipo attestanti il rispetto della normativa vigente.

10.5.1.2 Prove di accettazione in officina

Ove previsto, sono eseguite prove di accettazione a campione o sull'intera fornitura, atte a verificare il rispetto dei criteri di progettazione e i livelli di qualità richiesti. Tutti i materiali e le apparecchiature di fornitura devono essere corredati dai propri certificati di origine e garanzia.

10.5.1.3 Verifiche in cantiere

Prima del montaggio, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali difetti di origine, rotture o danneggiamenti dovuti al trasporto.

Al termine delle opere, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali danni dovuti ai lavori o esecuzioni non a regola d'arte.

10.5.1.4 Prove di accettazione in sito

Congiuntamente all'installatore/appaltatore, sull'impianto fotovoltaico si eseguono le prove ed i controlli di seguito elencati:



- Esame a vista: verifica che i componenti e i materiali corrispondano ai disegni e ai documenti di progetto, per quanto riguarda la quantità, la tipologia, il dimensionamento, la posa in opera e l'assenza di danni o difetti visibili di fabbricazione;
- Verifica delle opere civili: verifica della buona esecuzione delle opere civili e delle finiture, secondo i disegni e i documenti di progetto;
- Verifica delle opere meccaniche: verifica della buona esecuzione dei montaggi meccanici e del corretto allineamento delle strutture, secondo i disegni e i documenti di progetto; verifica del serraggio della bulloneria, della corretta posa in opera dei quadri e delle apparecchiature; verifica delle misure di protezione contro insetti e roditori;
- Verifica della rete di terra: verifica della corretta esecuzione della rete di terra, mediante pozzetti di ispezione, in accordo con i disegni e i documenti di progetto; misura della resistenza di terra: se il valore è superiore a 10Ω l'appaltatore deve aggiungere ulteriori picchetti e corda di rame, fino ad ottenere il valore richiesto;
- Verifica dei collegamenti di terra: verifica della corretta esecuzione dei collegamenti a terra di tutte le parti metalliche non in tensione e degli scaricatori nei quadri elettrici;
- Verifica dei collegamenti elettrici: verifica della corretta esecuzione dei cablaggi e delle marcature dei cavi, secondo i disegni ed i documenti di progetto; controllo del serraggio dei cavi nei rispettivi morsetti e del corretto serraggio di pressacavi e raccordi;
- Prova di isolamento verso terra: verifica di tutti i collegamenti elettrici in c.c. e c.a. nelle seguenti condizioni
 - a) temperatura ambiente: compresa tra 20 e 45 °C
 - b) umidità relativa: compresa tra 45 e 85%
 - c) tensione di prova: 2000 Vcc per 1 minuto

(tutte le apparecchiature elettroniche e i dispositivi per i quali è dannoso tale livello di tensione, devono essere scollegati)

la resistenza di isolamento dell'impianto deve essere adeguata ai valori prescritti dalla norma CEI 64-8/6

- Verifica degli organi di manovra e di protezione: verifica della funzionalità di interruttori, sezionatore, contattori e scaricatori; controllo e regolazione delle soglie di intervento dei dispositivi
- Misura delle tensioni e delle correnti del campo fotovoltaico: le misure, per ciascuna stringa, sono effettuati sui quadri di sottocampo
- Verifica degli strumenti di misura: verifica della funzionalità di contatori e indicatori.

10.6 MESSA IN ESERCIZIO DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE

Congiuntamente con il gestore della rete elettrica di distribuzione, si eseguono le prove e i controlli di seguito elencati:

- prove funzionali sui quadri e sulle apparecchiature elettriche in corrente alternata BT;
- chiusura dell'interruttore di parallelo sulla rete BT;



- avviamento degli inverter;
- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.).

Secondo quanto stabilito dall'art. 4, comma 4, del decreto 28 luglio 2005, integrato dal decreto 6 febbraio 2006 si procede a verificare le due seguenti condizioni:

$$P_{cc} > 0.85 \times P_{nom} \times I / I_{stc}$$

dove:

- P_{cc} = potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico con precisione migliore del $\pm 2\%$
- P_{nom} = Potenza nominale del generatore fotovoltaico
- I = irraggiamento misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$
- I_{stc} = 1000W/m²

$$P_{ca} > 0.9 \times P_{cc}$$

dove:

- P_{ca} = potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione con precisione migliore del $\pm 2\%$



11 DIMISSIONE DELL'IMPIANTO E RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI

11.1 PREMESSA

La componente fotovoltaica dell'opera ha fine esercizio (25-30 anni) verrà smantellata e sarà ripristinato lo stato dei luoghi attraverso l'eliminazione di recinzioni, strutture che sorreggono i pannelli fotovoltaici, cabine elettriche ed impianti tecnologici.

In alternativa, si potrebbe procedere al potenziamento/adeguamento alle nuove tecnologie che presumibilmente verranno sviluppate nel settore fotovoltaico.

Considerando l'ipotesi della dismissione dell'impianto, al termine dell'esercizio ci sarà una fase di dismissione e demolizione, che restituirà le aree al loro stato originario, preesistente al progetto, come previsto anche nel comma 4 dell'art.12 del D. Lgs. 387/2003.

Il capitolo ha lo scopo di fornire una descrizione del piano di dismissione alla cessione dell'attività dell'impianto fotovoltaico, nonché di effettuare una preliminare identificazione dei rifiuti che si generano durante tali operazioni.

Si procederà quindi alla rimozione del generatore fotovoltaico in tutte le sue componenti, conferendo il materiale di risulta agli impianti a tale scopo deputati dalla normativa di settore per lo smaltimento ovvero per il recupero.

In conseguenza di quanto detto tutti i componenti dell'impianto e gli associati lavori di realizzazione sono stati previsti per il raggiungimento di tali obiettivi. Per il finanziamento dei costi delle opere di smantellamento e ripristino dei terreni verranno posti in bilancio congrui importi dedicati a tale scopo.

Conseguentemente alla dismissione, vengono inoltre individuate le modalità operative di ripristino dei luoghi allo stato ante operam.

11.2 DIMISSIONE IMPIANTO FV

Le opere programmate per lo smobilizzo e il ripristino dell'area sono individuabili come segue:

- a) Rimozioni delle vie cavi;
- b) Rimozione dei pannelli fotovoltaici e relative strutture portanti;
- c) Rimozione delle cabine e relativa platea di fondazione;
- d) Rimozione della recinzione;
- e) Rimozione delle strade di servizio;
- f) Sistemazione delle aree interessate e relativo ripristino vegetazionale.

La **rimozione dei cavi** consiste nello scollegamento e rimozione dei cavi tra le varie cabine e anche dei cavidotti dell'impianto di terra. Questa fase verrà eseguita attraverso lo scavo a sezione ristretta al fine di consentire lo sfilaggio dei cavi. Si procederà alla rimozione e demolizione dei pozzetti di sezionamento/raccordo. Si procederà quindi alla chiusura degli scavi e al ripristino dei luoghi. Sarà quindi possibile, nelle aree interessate dagli interventi, restituire le stesse all'uso originario per le attività di tipo agricolo. Potranno essere mantenuti i cavi in corrispondenza della viabilità esistente, sia per evitare disagi alla circolazione locale, sia auspicando che quelli già posati possano servire per la elettrificazione rurale.

Si procederà quindi al recupero dell'alluminio e del rame dei cavi come elemento per riciclaggio, il calcestruzzo dei pozzetti verrà recuperato da ditte specializzate.



La **rimozione dei pannelli fotovoltaici** verrà eseguita da ditte specializzate, con recupero dei materiali opportunamente differenziati. Le strutture in acciaio, e quelle in vetro verranno smontate e saranno smaltite presso specifiche aziende di riciclaggio specializzate.

La rimozione consiste nelle seguenti fasi:

- Scollegamento dei pannelli fotovoltaici e loro estrazione dalla struttura di sostegno mediante rimozione delle barre di chiusura.
- Smontaggio della struttura in acciaio di sostegno
- Rimozione delle strutture di fondazione
- Copertura degli scavi effettuati con materiale locale e spianamento per rendere regolare la superficie del campo.

La **rimozione delle cabine, delle opere civili** e delle opere elettromeccaniche, verrà effettuata da ditte specializzate. Si prevede lo smaltimento delle varie apparecchiature e del materiale di risulta dei fabbricati e degli impianti presso discariche autorizzate o l'invio al recupero.

Si prevede il recupero della struttura in elevazione delle cabine prefabbricate da parte di ditte specializzate.

La demolizione delle platee delle cabine sarà tale da consentire il ripristino geomorfologico dei luoghi con terreno agrario e recuperare il profilo originario del terreno.

In tale modo sarà quindi possibile, nelle limitate aree interessate dagli interventi, restituire le stesse all'uso originario per le attività di tipo agricolo.

Il materiale proveniente dalle demolizioni, cls e acciaio per cemento armato, verrà consegnato a ditte specializzate per il recupero dei materiali.

Si prevede in generale il ripristino delle aree di coltivazione agricola e ove necessario, il ripristino di vegetazione arborea, utilizzando essenze autoctone, per raggiungere le finalità esposte di ripristino dei luoghi allo stato originario.

È importante sottolineare che l'intervento proposto è totalmente reversibile; infatti, data la tipologia di strutture previste, saranno sufficienti pochi e brevi interventi per lo smontaggio dei manufatti ed il ripristino dei luoghi, di durata estremamente contenuta; sono stimati infatti pochi mesi (da 5 a 6 mesi) di cantiere edile, senza necessità di creare ulteriori infrastrutture, seppur temporanee, per eseguire l'operazione e restituire l'area di intervento alle condizioni ante-operam.

La disinstallazione dell'impianto fotovoltaico imporrà la gestione delle seguenti tipologie di rifiuti:

- a) moduli fotovoltaici: composti da materiali quali alluminio (telaio), silicio, vetro, EVA
- b) strutture di supporto in ferro e alluminio
- c) cavidotti e materiali elettrici (compresa la cabina di trasformazione BT/MT)
- d) prefabbricati in muratura.



11.3 DISMISSIONE OPERE DI RETE – CAVIDOTTO MT

Come già espresso a monte, la rimozione dei cavi consiste nello scollegamento e rimozione dei cavi tra le varie cabine e la Stazione elettrica. Questa fase verrà eseguita attraverso lo scavo a sezione ristretta al fine di consentire lo sfilaggio dei cavi. Si procederà alla rimozione e demolizione dei pozzetti di sezionamento/raccordo. Si procederà quindi alla chiusura degli scavi e al ripristino dei luoghi. Sarà quindi possibile, nelle aree interessate dagli interventi, restituire le stesse all'uso originario per le attività di tipo agricolo. Potranno essere mantenuti i cavi in corrispondenza della viabilità esistente, sia per evitare disagi alla circolazione locale, sia auspicando che quelli già posati possano servire per la elettrificazione rurale.

Si procederà quindi al recupero dell'alluminio e del rame dei cavi come elemento per riciclaggio, il calcestruzzo dei pozzetti verrà recuperato da ditte specializzate.

I materiali da smaltire, escludendo i conduttori che hanno un loro valore commerciale (dovuto alla presenza di metalli quali rame e alluminio), sono il nastro segnalatore, il tubo corrugato, l'elemento protettivo ed i materiali edili di risulta dello scavo, la sabbia, il misto cementato e l'asfalto se presenti. I materiali non usati per il rinterro, quindi, saranno trasportati in appositi centri di smaltimento e per essi sarà valutato l'utilizzo più opportuno.

L'impatto ambientale di tale lavorazione risulta modesto e circoscritto all'area di effettuazione delle operazioni di recupero dei cavi mediante riavvolgimento degli stessi sulle bobine. L'intero cavo, giunti compresi, è riciclabile al 100% anche se, con ogni probabilità, non verranno scomposti ma riutilizzati / venduti al mercato secondario.

È, probabile che la rimozione dei cavi possa riguardare solo i tratti dove gli stessi siano realizzati su terreno, lasciano posati i cavi lungo la viabilità esistente. Quest'ultimi, infatti, essendo interrati su strada non determinano impatti sul paesaggio né occupazioni di suolo. Inoltre, tale scelta eviterebbe la demolizione della sede stradale per la rimozione dei cavi e, di conseguenza, eviterebbe disagi alla circolazione locale durante la fase di dismissione. È del tutto verosimile pensare che i cavi già posati possano in futuro essere utilizzati da altri impianti per la produzione di energia, dallo stesso gestore della rete oppure per favorire l'elettrificazione rurale e di impianti di irrigazione, dismettendo eventualmente i cavi attualmente aerei. In tale ipotesi, considerando che la maggior parte dei cavidotti sono previsti lungo viabilità esistente, l'impatto determinato dalla rimozione dei cavi risulterebbe irrisorio.

11.4 DISMISSIONE DELLA STAZIONE ELETTRICA

La Sottostazione Elettrica che è attualmente in fase di progettazione sulla linea 150kV farà parte del patrimonio gestito da Terna S.p.A. Anche dopo la fine del ciclo di vita dell'impianto agrivoltaico Santa Barbara, la stazione elettrica continuerà ad essere utilizzata per la distribuzione dell'energia elettrica. Non è prevista la dismissione della stazione elettrica, poiché rimarrà un elemento fondamentale per il sistema di distribuzione e gestione dell'energia.

11.5 MODALITÀ DI DEMOLIZIONE, RECUPERO E SMALTIMENTO

11.5.1 GENERALITÀ

A seguito di ogni fase di demolizione i materiali appartenenti ad ogni tipologia di rifiuto verranno raccolti separatamente e stoccati per alcuni giorni in sito.



Successivamente, la raccolta ed il trasporto degli stessi verso impianti di smaltimento e/o riciclaggio richiederà l'intervento di ditte autorizzate allo smaltimento dei rifiuti specifici.

I codici C.E.R. (o Catalogo Europeo dei Rifiuti) sono delle sequenze numeriche, composte da 6 cifre riunite in coppie, volte ad identificare un rifiuto, di norma, in base al processo produttivo da cui è originato.

I codici, divisi in 'pericolosi' e 'non pericolosi' sono inseriti all'interno dell'"Elenco dei rifiuti" istituito dall'Unione Europea con la Decisione 2000/532/CE.

Il suddetto "Elenco dei rifiuti" della UE è stato recepito in Italia a partire dal 1° gennaio 2002 in sostituzione della precedente normativa. L'elenco dei rifiuti riportato nella decisione 2000/532/CE è stato trasposto in Italia con 2 provvedimenti di riordino della normativa sui rifiuti:

- il D.Lgs. 152/2006 (recante "Norme in materia ambientale"), allegato D, parte IV;
- il Decreto Ministero dell'Ambiente del 2 maggio 2006 ("Istituzione dell'elenco dei rifiuti") emanato in attuazione del D.Lgs. 152/2006.

Nella seguente tabella si riportano i rifiuti con relativo codice C.E.R.



Codice CER	Descrizione del rifiuto
CER 15 06 08	Rifiuti della produzione, formulazione, fornitura ed uso del silicio e dei suoi derivati
CER 15 01 10*	Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze
CER 15 02 03	Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 150202
CER 16 02 10*	Apparecchiature fuori uso contenenti PCB o da essi contaminate, diverse da quelle di cui alla voce 160209
CER 16 02 14	Apparecchiature fuori uso, apparati, apparecchi elettrici, elettrotecnici ed elettronici; rottami elettrici ed elettronici contenenti e non metalli preziosi
CER 16 02 16	Macchinari ed attrezzature elettromeccaniche
CER 16 03 04	Rifiuti inorganici, diversi da quelli di cui alla voce 160303
CER 16 03 06	Rifiuti organici, diversi da quelli di cui alla voce 160305
CER 16 06 04	Batterie alcaline (tranne 160603)
CER 16 06 01*	Batterie al piombo
CER 16 06 05	Altre batterie e accumulatori
CER 16 07 99	Rifiuti non specificati altrimenti (acque di lavaggio piazzale)
CER 17 01 01	Cemento (derivante dalla demolizione dei fabbricati che alloggiavano le apparecchiature elettriche)
CER 17 01 07	Miscugli o scorie di cemento, mattoni, mattonelle e ceramiche, diverse da quelle di cui alla voce 170106
CER 17 02 02	Vetro
CER 17 02 03	Plastica (derivante dalla demolizione delle tubazioni per il passaggio dei cavi elettrici)
CER 17 03 02	miscele bituminose diverse da quelle di cui alla voce 170301
CER 17 04 05	Ferro, Acciaio (derivante dalla demolizione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici e da recinzione in metallo plastificato, paletti di sostegno in acciaio, cancelli sia carrabili che pedonali)
CER 17 04 07	Metalli misti
CER 17 04 11	Cavi, diversi da quelli di cui alla voce 170410 - Linee elettriche di collegamento dei vari pannelli fotovoltaici- Cavi
CER 17 04 05	Ferro e acciaio derivante da infissi delle cabine elettriche
CER 17 05 08	Pietrisco (derivante dalla rimozione della ghiaia gettata per realizzare la viabilità)
CER 17 06 04	Materiali isolanti diversi da quelli di cui alle voci 170601 e 170603
CER 17 09 03*	Altri rifiuti dell'attività di costruzione e demolizione (compresi rifiuti misti) contenenti sostanze pericolose
CER 17 09 04	Materiale inerte rifiuti misti dell'attività di demolizione e costruzione non contenenti sostanze pericolose : Opere fondali in cls a plinti della recinzione - Calcestruzzo prefabbricato dei locali cabine elettriche
CER 20 01 36	Apparecchiature elettriche ed elettroniche fuori uso (inverter, quadri elettrici, trasformatori, moduli fotovoltaici)

I componenti dell'impianto fotovoltaico che dovranno essere smaltiti sono principalmente quelli riportati nei successivi paragrafi.

11.5.2 PANNELLI FOTOVOLTAICI (CODICE C.E.R. 16.02.14)

Apparecchiature fuori uso, apparati, apparecchi elettrici, elettrotecnici ed elettronici; rottami elettrici ed elettronici contenenti e non metalli preziosi.)

Nella prassi consolidata dei produttori di moduli classificano il "modulo fotovoltaico" come rifiuto speciale non pericoloso, con il codice C.E.R. 16.02.14.

Pertanto, al termine del ciclo di vita utile del prodotto, questo non deve essere smaltito fra i rifiuti domestici generici ma va consegnato ad un punto di raccolta appropriato per il riciclaggio di



apparecchiature elettriche ed elettroniche, per il trattamento, il recupero e il riciclaggio corretti, in conformità alle Normative Nazionali.

Dal punto di vista Normativo il Servizio Centrale Ambientale dell'ANIE (Federazione Italiana Imprese Elettrotecniche ed Elettroniche) in una comunicazione del novembre 2005 (Ass. Energia, 2 Novembre 2005-Fonte Eni Power), dichiara espressamente come: "I sistemi fotovoltaici non ricadono nel campo di applicazione della Direttiva RAEE perché sono installazioni fisse".

La direttiva RAEE si applica infatti ai prodotti finiti di bassa tensione elencati nelle categorie dell'allegato 1°. La direttiva, recepita in Italia con Dlgs del 25/07/2005 n.151, prevede, in particolare, che i produttori s'incarichino dello smaltimento dei loro prodotti. Pertanto, l'utente (acquirente dei moduli) è responsabile del conferimento dell'apparecchio a fine vita alle appropriate strutture di raccolta, pena le sanzioni previste dalla vigente legislazione sui rifiuti.

Peraltro, nella stessa comunicazione, l'ANIE dichiara come: "I sistemi fotovoltaici non ricadono nel campo di applicazione della Direttiva RoHS perché sono installazioni fisse". Come è noto, la Direttiva RoHS si applica ai prodotti che ricadono nel campo di applicazione della Direttiva RAEE su citata, con alcune eccezioni.

La direttiva prevede che tali prodotti e tutti i loro componenti non debbano contenere le "sostanze pericolose" indicate nell'articolo 4 ad eccezione delle applicazioni elencate nell'allegato 1°.

È comunque da far notare che le celle fotovoltaiche, sebbene garantite 20/25 anni contro la diminuzione dell'efficienza di produzione, essendo costituite da materiale inerte quale il silicio, garantiscono cicli di vita ben superiori alla durata ventennale del Conto Economico.

Del modulo fotovoltaico possono essere recuperati almeno il vetro di protezione, le celle al silicio la cornice in alluminio ed il rame dei cavi, quindi circa il 95% del suo peso.

11.5.3 INVERTER (CODICE C.E.R. 16.02.14)

Apparecchiature fuori uso, apparati, apparecchi elettrici, elettrotecnici ed elettronici; rottami elettrici ed elettronici contenenti e non metalli preziosi.)

Per quanto riguarda l'inverter, tale rifiuto viene classificato come rifiuto speciale non pericoloso al n.16.02.14 del C.E.R. e i costi medi di mercato per il conferimento sono di circa 40 - 45 c/Kg. L'inverter, altro elemento "ricco" di materiali pregiati (componentistica elettronica) costituisce il secondo elemento di un impianto fotovoltaico che in fase di smaltimento dovrà essere debitamente curato.

Tutti i cavi in rame possono essere recuperati, così come tutto il metallo delle strutture di sostegno. L'impianto fotovoltaico è da considerarsi l'impianto di produzione di energia elettrica che più di ogni altro adotta materiali riciclabili e che durante il suo periodo di funzionamento minimizza l'inquinamento del sito di installazione, sia in termini di inquinamento atmosferico, di falda o sonoro.

Negli ultimi anni sono nate procedure analitiche per la valutazione del ciclo di vita (LCA) degli impianti fotovoltaici. Tali procedure sono riportate nelle ISO 14040-41-42-43.

Per quanto attiene ai principali componenti di un impianto fotovoltaico di taglia industriale, la procedura generale da seguire è indicata di seguito:



11.5.4 STRUTTURE DI SOSTEGNO (C.E.R. 17.04.02 ALLUMINIO; C.E.R. 17.04.04 FERRO E ACCIAIO)

Le strutture di sostegno dei pannelli saranno tramite smontaggio meccanico, per quanto riguarda la parte aerea, e tramite estrazione dal terreno dei pali di fondazione infissi. I materiali ferrosi ricavati vengono inviati ad appositi centri di recupero e riciclaggio istituiti a norma di legge.

Per quanto attiene al ripristino del terreno non è necessario procedere a nessuna demolizione di fondazioni in quanto non si utilizzano elementi in cls gettati in opera.

11.5.5 IMPIANTO ELETTRICO (C.E.R. 17.04.01 RAME – 17.00.00 OPERAZIONI DI DEMOLIZIONE)

Le linee elettriche e gli apparati elettrici e meccanici delle cabine di trasformazione MT/BT vengono rimosse, conferendo il materiale di risulta agli impianti a tale scopo deputati dalla normativa di settore. Il rame degli avvolgimenti e dei cavi elettrici e le parti metalliche vengono inviati ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio. Le polifere ed i pozzetti elettrici vengono rimossi tramite scavo a sezione obbligata che è poi nuovamente riempito con il materiale di risulta. I manufatti estratti sono trattati come rifiuti ed inviati in discarica in accordo alle vigenti disposizioni normative di settore. Le colonnine prefabbricate di distribuzione elettrica saranno smantellate ed inviate anch'esse ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio.

11.5.6 LOCALI PREFABBRICATI, QUADRI ELETTRICI E CABINE DI CONSEGNA/UTENTE (C.E.R. 17.01.01 CEMENTO)

Per quanto attiene alle strutture prefabbricate si procede alla demolizione ed allo smaltimento dei materiali presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi).

11.5.7 RECINZIONE AREA (C.E.R. 17.04.02 ALLUMINIO – C.E.R. 17.04.04 FERRO E ACCIAIO – C.E.R. 17.02.01 LEGNO)

La recinzione in maglia metallica di perimetrazione del sito, compresi i paletti di sostegno in legno e i cancelli di accesso, viene rimossa tramite smontaggio ed inviata a centri di recupero per il riciclaggio delle componenti metalliche. I pilastri in c.a. di supporto dei cancelli vengono demoliti ed inviati presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi).

11.5.8 VIABILITÀ INTERNA ED ESTERNA

All'interno dell'impianto agrivoltaico Santa Barbara non è prevista la costruzione di nuove strade o piste viarie. Data l'accessibilità dei luoghi, si preferisce evitare di sottrarre terreno alle colture previste. La viabilità esistente, utilizzata per l'accesso e la posa del cavidotto all'interno dell'impianto, verrà ripristinata una volta che gli elementi aggiunti saranno smontati. In questo modo, si garantirà che l'area ritorni alla sua configurazione originale, senza impatti permanenti sulla viabilità presente.



12 CONSIDERAZIONI DI NATURA ECONOMICA

12.1 STIMA DEI COSTI DELL'IMPIANTO E DEI COSTI DI DISMISSIONE E RIPRISTINO

Attraverso il Computo Metrico incluso nel progetto definitivo, sono stati calcolati i costi dell'impianto agrivoltaico considerando diversi elementi. Questi includono le opere civili all'interno dell'area complessiva dell'impianto, l'approvvigionamento e l'installazione dei componenti dell'impianto (come carpenteria metallica per il tracker, moduli fotovoltaici e inverter trifase), i cavi elettrici di bassa tensione e media tensione per uso interno, l'installazione elettromeccanica delle cabine di campo e di raccolta, nonché i costi di realizzazione del cavidotto a 36 kV per il trasporto dell'energia elettrica dal campo fotovoltaico alla futura stazione elettrica a 150/36 kV per l'inserimento nella rete. Inoltre, sono stati considerati anche i costi necessari per le opere di inserimento ambientale e la schermatura visuale previsti.

Nella valutazione dei costi di dismissione dell'impianto, sono stati considerati i costi per la rimozione di tutti i componenti del generatore fotovoltaico, al fine di restituire le aree al loro stato originario, come erano prima della costruzione dell'impianto. Questa valutazione comprende il ripristino dello stato del luogo e l'attuazione di misure per il reinserimento e il recupero ambientale. In altre parole, sono stati stimati i costi necessari per smantellare l'impianto e riportare l'area alle condizioni preesistenti, garantendo la sua reintegrazione nel contesto ambientale circostante. Le operazioni di dismissione dell'impianto avverranno alla fine del suo ciclo di vita. Pertanto, la valutazione dei costi di dismissione svolge un ruolo importante nel determinare l'entità delle operazioni da eseguire. Inoltre, è utile nel contesto di una pianificazione economica per definire l'impegno finanziario necessario. Questo ci permette di detrarre tali costi dai ricavi e dal rendimento complessivo dell'iniziativa. In altre parole, comprendere e stimare i costi di dismissione in anticipo consente di pianificare le risorse finanziarie necessarie per affrontare queste operazioni alla fine del ciclo di vita dell'impianto e considerarle come parte integrante dell'aspetto economico complessivo dell'iniziativa.

La tabella riepilogativa seguente fornisce un quadro sintetico ma utile per le valutazioni di natura economica, che vengono considerate nel "piano economico e finanziario" dell'iniziativa. Questo piano è presentato in modo indicativo e sommario, ma serve a dimostrare l'importanza del ritorno economico dell'iniziativa, che è strettamente correlato ai criteri e alle attenzioni dedicate all'inserimento ambientale e agronomico del progetto. La garanzia di un ritorno economico significativo e tempi rapidi per il recupero dell'investimento rappresenta un incentivo per l'imprenditore a dedicarsi con diligenza all'esecuzione di tutti i criteri ambientali previsti dallo Studio di Impatto Ambientale (SIA) e dal progetto definitivo.

COSTI SOMMARI DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO SANTA BARBARA	
COSTO INDICATIVO DELL'INVESTIMENTO PER L'IMPIANTO AGRIVOLTAICO	€ 9.571.939
STIMA DEGLI ONERI PER LA DISMISSIONE E IL RIPRISTINO	€ 539.699
COSTI TOTALI	€ 10.111.638



13 ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI E OCCUPAZIONALI

13.1 ANALISI DELLE RICADUTE OCCUPAZIONALI DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE

Si riporta di seguito una sintetica visione dei benefici socio-occupazionali ed ambientali che avranno origine dalla realizzazione dell'impianto agrivoltaico oggetto di questo studio.

Sarà necessario, infatti, sia per le operazioni di cantiere che quelle di gestione e manutenzione in fase di esercizio, l'impiego di risorse e professionalità, che compatibilmente con l'offerta, saranno reperiti nell'ambito locale.

In fase di cantiere è previsto l'impiego sia di tecnici/professionisti (ingegneri, architetti e geometri) che di imprese per opere civili/elettriche/elettromeccaniche/opere a verde, finalizzati alla preparazione del terreno, movimenti terra, lavorazioni opere civili (strade, recinzioni e cabine), lavori elettrici (cavidotti, quadri, cablaggi, rete di terra, cabine, etc.), montaggio strutture dei pannelli fotovoltaici e in fine, per le opere di mitigazione.

L'indotto sarà positivo anche per i fornitori di materiali. Saranno preferiti infatti i fornitori locali.

In fase di esercizio, si prevede la formazione di personale del posto preventivamente addestrata per occuparsi delle attività di "primo intervento".

Sarà infatti necessaria sia la presenza continuativa di personale addetto alla gestione/supervisione tecnica che occasionale in caso di manutenzioni ordinarie e straordinarie, che potranno riguardare sia le opere civili/elettriche/elettromeccaniche e le opere a verde.

I lavori di costruzione della componente fotovoltaica dell'impianto e della sottostazione avranno durata di circa 6 mesi, e le dimensioni del cantiere sono sintetizzate nel relativo capitolo di questa relazione.

Nella tabella successiva è riportato il numero di risorse, e la relativa qualifica, che saranno indicativamente coinvolte nelle attività relative all'impianto (componente fotovoltaica) in oggetto.

FASE	NUMERO RISORSE	TIPOLOGIA RISORSA
REALIZZAZIONE	15	Operaio manovratore mezzi meccanici
	20	Operaio specializzato edile
	20	Operaio specializzato elettrico
	12	Trasportatore
ESERCIZIO	5	Manutentore elettrico
	5	Manutentore edile e aree verdi
	3	Squadra specialistica

Si prevedono pertanto delle ricadute socio-occupazionali favorevoli per l'installazione dell'impianto.



13.2 ANALISI DELLE RICADUTE OCCUPAZIONALI DELLA COMPONENTE AGRICOLA

Per quanto riguarda la componente agricola dell'impianto essa verrà condotta nel medesimo modo dello stato attuale e dalla medesima società agricola attuale conduttrice.

Pertanto verranno mantenuti e garantiti gli attuali livelli occupazionali.

In aggiunta alla componente agricola attuale saranno realizzate la piantumazione e manutenzione delle aree di mitigazione e di agricoltura alternativa.

Per la messa a dimora, coltivazione e manutenzione di tali aree si stima il fabbisogno di lavoro facendo riferimento alle indicazioni fornite dal Bollettino Ufficiale Regione Puglia n. 132 del 20/09/2007, che quantifica le ore lavorative necessarie per il tipo di coltura, considerando le SAU in oggetto .

Fabbisogno Di Lavoro (Espresso In Ore) * Per Ettaro – Coltura

Bollettino Ufficiale Regione Puglia n. 132 del 20/09/2007:

Coltura	Provincia di Bari
Vegetazione da mitigazione	35 ore/ha
Agricoltura alternativa	420 ore/ha

Fabbisogno manodopera Aziendale annuo

Coltivazione/ annua	Superficie Ha	Ore lavorative/annue/ha	Ore Lavorative necessarie
Vegetazione da mitigazione	0,7	35	25
Agricoltura alternativa	2	420	840
Totale ore			865

Tale quantificazione potrebbe tradursi, nell'arco di un anno, ad almeno 1 coltivatore diretto part time .



14 CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

L'impianto agrivoltaico Santa Barbara si propone di essere un modo innovativo di dare una risposta ad alcune necessità attuali e future in ambito agricolo ed energetico :

- produrre energia da fonte rinnovabile, in un territorio che svolge un ruolo primario in tale senso sullo scenario nazionale;
- integrare pienamente i due sistemi, agricolo ed energetico, affinché ognuno dei due tragga vantaggio dalla coesistenza;
- integrare tale sistema nel paesaggio e nell'ecosistema, al fine non solo di mitigarne l'impatto , ma di farne un elemento rigeneratore, che porti ad un ecosistema più complesso e connesso;
- rendere questi spazi fruibili e non separati e avulsi dal contesto;

Le soluzioni tecniche adottate, con tracker biassiali a struttura elevata permette la completa usabilità dei suoli agricoli sottostanti l'impianto e la massima accessibilità ai mezzi agricoli, oltre a un controllo accurato dell'ombreggiamento al suolo in funzione dei cicli colturali.

Le scelte progettuali in ambito di mitigazione e agricoltura hanno portato a un sistema naturale complesso, con 3 ha di aree rinaturalizzate e condotte in maniera alternativa.



Vista dell'impianto



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO
E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN
LOCALITA' LAMA PAGLIARA
COMUNE DI RUVO DI PUGLIA (BA)
DENOMINAZIONE IMPIANTO - PVA004 RUVO LAMA PAGLIARA
POTENZA NOMINALE 12.7 MW



15 ALLEGATI

15.1 VISURA CAMERALE DEL SOGGETTO PROPONENTE

