



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN

IMPIANTO LIBERTINIA 01

Comune di RADDUSA (CT)

Località "Pietra Pizzuta"

A. PROGETTO DEFINITIVO DELL'IMPIANTO, DELLE OPERE CONNESSE E DELLE INFRASTRUTTURE INDISPENSABILI

OGGETTO

Codice: ITS_LBT01	Autorizzazione Unica ai sensi del D.Lgs 387/2003 e D.Lgs 152/2006
N° Elaborato: A13	SIA - Quadro di Riferimento Progettuale

Tipo documento	Data
Progetto definitivo	Giugno 2023

Progettazione

Progettisti

Ing. Vassalli Quirino



Ing. Speranza Carmine Antonio



Proponente



ITS TURPINO S.r.l.
Via Sebastiano Catania
n°317 - 95123 Catania
P.IVA 05766360878

Rappresentante legale

Emmanuel Macqueron

REVISIONI

Rev.	Data	Descrizione	Elaborato	Controllato	Approvato
00	Giugno 2023	Emissione PUA	AM	QI	QI

ITS_LBT01_A13_SIA_Quadro di Riferimento Progettuale.doc

ITS_LBT01_A13_SIA_Quadro di Riferimento Progettuale.pdf

Il presente elaborato è di proprietà di ITS TURPINO S.r.l. Non è consentito riprodurlo o comunque utilizzarlo senza autorizzazione di ITS TURPINO S.r.l.

1. PREMESSA	4
1.1. COERENZA DEL PROGETTO CON OBIETTIVI EUROPEI DI DIFFUSIONE DELLE FER	6
1.2. STRUTTURA DEL SIA	7
1.3. INQUADRAMENTO TERRITORIALE.....	8
1.4. AGRIVOLTAICO	8
2. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE	15
2.1. CRITERI PROGETTUALI	16
2.2. DESCRIZIONE DELLO STATO DI FATTO DEI LUOGHI	17
3. CARATTERISTICHE DEL PROGETTO	19
3.1. SINTESI DELLA CONFIGURAZIONE DI IMPIANTO	20
3.1.1. <i>OPERE ELETTRICHE</i>	22
4. DESCRIZIONE CAMPO FOTOVOLTAICO	23
4.1. MODULI FOTOVOLTAICI.....	23
4.2. TRACKER	26
4.3. INVERTER	27
4.3.1. <i>FUNZIONAMENTO DELL'INVERTER</i>	29
4.4. TRASFORMATORE	30
4.5. CABINE DI CONVERSIONE E TRASFORMAZIONE	30
4.6. CABINA DI CONSEGNA	33
4.7. STAZIONE UTENTE 30/150 kV	34
4.8. IMPIANTO DI TERRA	34
4.9. CAVI	35
4.10. AUSILIARI	35
4.11. IMPIANTO DI TELEGESTIONE	36
4.12. ANEMOMETRO.....	36
4.13. VIABILITÀ INTERNA.....	36
4.14. PIAZZALI.....	38

4.15.	OPERE A CONTORNO DELL'IMPIANTO	38
5.	REALIZZAZIONE IMPIANTO, RISORSE NATURALI IMPIEGATE ED EMISSIONI.....	39
5.1.	FASE DI CANTIERE	39
5.1.1.	<i>Materiali e risorse naturali impiegate.....</i>	<i>40</i>
5.1.2.	<i>Valutazione dei residui e delle emissioni prodotte</i>	<i>41</i>
5.2.	FASE DI ESERCIZIO	42
5.2.1.	<i>Materiali e risorse naturali impiegate.....</i>	<i>42</i>
5.2.2.	<i>Valutazione dei residui e delle emissioni prodotte</i>	<i>43</i>
5.3.	FASE DI DISMISSIONE	43
6.	ANALISI DI MICROSITING E STIMA DI PRODUCIBILITÀ	44
6.1.	FATTORI CHE INFLUENZANO LA PRODUZIONE	46
7.	ANALISI DELLE ALTERNATIVE	47
7.1.	ALTERNATIVA "0"	48
7.2.	ALTERNATIVE TECNOLOGICHE	51
7.3.	ALTERNATIVA LOCALIZZATIVA	52
7.4.	ALTERNATIVE DIMENSIONALI.....	53
7.5.	VALUTAZIONE SULLE ALTERNATIVE	53
8.	CONCLUSIONI.....	55

1. PREMESSA

Il presente Studio di Impatto Ambientale è parte integrante della domanda della istruttoria tecnica sull'impatto ambientale di un progetto proposto dalla società ITS TURPINO SRL che è finalizzato alla realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza di 37 MW - e delle opere connesse - stanziato nell'agro del comune di Raddusa (CT) su un'area di estensione pari a 96 ha nella località "Pietra Pizzuta".

Il progetto di parco agrivoltaico proposto prevede l'installazione di una potenza complessiva di 37 MW e pertanto rientra tra gli "impianti fotovoltaici di potenza superiore a 10 MW", ai sensi dell' art. 31 comma 6 del DL n.77 del 31 maggio 2021 - "Decreto Semplificazioni Bis" - in modifica della Parte Seconda All. IV D.Lgs. 152/2006 (punto 2 lettera b) ed è pertanto soggetto a Valutazione di Impatto Ambientale - VIA - di competenza statale.

A conferma di quanto sopra esposto - nonostante le modifiche introdotte dalla L. 34/2022¹ (conversione in legge del DL Energia 17/2022) - nel nostro caso, trattandosi di un impianto della potenza di 37 MW, è necessaria la Valutazione di Impatto Ambientale.

Per quanto appena esposto, affinché venga approvata la realizzazione del progetto in esame, la Società ITS TURPINO SRL - in quanto soggetto proponente - deve fornire al Ministero dell'Ambiente e della sicurezza energetica - MASE (già MiTE²) - *Direzione Generale Valutazioni Ambientali - Divisione V - Procedure di valutazione VIA e VAS* - quale autorità competente di concerto con il MiC - *Direzione Generale Archeologia, Belle Arti E Paesaggio Servizio V - Tutela del paesaggio* - tutte le informazioni utili all'espressione del parere favorevole alla realizzazione.

L'opera in oggetto è soggetta altresì alla *Procedura di Autorizzazione Unica* di cui all'art. 12 del D.Lgs. 387/03³ e ss.mm.ii. per la relativa autorizzazione alla costruzione e

¹ La L. 34/2022 (conversione in legge del DL Energia 17/2022) alza la soglia per cui si ricorre alla procedura di verifica di assoggettabilità alla VIA (ai sensi dell'art. 19 del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii.) a 20 MW; per cui solo gli impianti di potenza superiore dovranno seguire la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (ai sensi dell'art. 22 del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii.)

² Il 21 aprile 2021 le Camere hanno approvato definitivamente il disegno di legge di conversione del decreto-legge 1° marzo 2021, n. 22 recante disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni dei ministeri. Il provvedimento ha istituito il *Ministero della Transizione Ecologica - MiTE* - che ha sostituito il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - MATTM. Ampio l'ambito di azione del nuovo dicastero, che assorbe, oltre a tutte le competenze dell'ex Ministero dell'Ambiente, anche alcune delle competenze chiave nel processo della transizione ecologica, inerenti principalmente il settore dell'energia.

³ D.Lgs. 387/03: "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità"

all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e delle opere connesse. Per tale procedura l'autorità responsabile e di riferimento è la *Regione Sicilia - Assessorato dell'energia e dei servizi di pubblica utilità - Dipartimento dell'energia - Servizio 3 - Autorizzazioni Infrastrutture e Impianti Energetici*.

Il SIA, pertanto, si prefigge l'obiettivo di prevedere e stimare l'impatto ambientale del proposto impianto agrivoltaico, di identificare e valutare le possibili alternative e di indicare le misure per minimizzare o eliminare gli impatti negativi, al fine di permettere all'Autorità competente la formulazione della determinazione in merito alla VIA di cui agli art. 25, 26, 27 del Titolo III del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.

Inoltre, si sono studiate tutte le accortezze progettuali che tendono a mitigare gli impatti dell'impianto agrivoltaico e delle relative opere elettriche: dall'utilizzo di pannelli non riflettenti (per eliminare l'impatto sull'avifauna e ridurre il rischio di abbagliamento), al ripristino morfologico dei luoghi impegnati dal cantiere e delle opere elettriche, al rispetto dell'orografia e del paesaggio riguardo alla progettazione del layout e della posizione e dei tracciati delle opere elettriche.

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto agrivoltaico nella località "Pietra Pizzuta", nel comune di Raddusa, in provincia di Catania.

Il progetto si pone l'obiettivo di integrare la produzione di energia elettrica da fonte solare con le pratiche agro-zootecniche, questo si caratterizza, infatti, per diversi aspetti innovativi:

- Dal punto di vista della tecnologia si utilizzeranno pannelli bifacciali montati su tracker monoassiali ad inseguimento solare;
- Dal punto di vista agronomico la combinazione di agricoltura e pannelli fotovoltaici potrebbe avere effetti sinergici che supportano la produzione agricola, la regolazione del microclima, la conservazione dell'acqua e la produzione di energia rinnovabile (Fonte: APV- RESOLA-National Renewable Energy Laboratory).

1.1. Coerenza del progetto con obiettivi europei di diffusione delle FER

*La realizzazione di tale impianto si pone in perfetto allineamento con i principi e gli obiettivi stabiliti dal Protocollo di Kyoto - provvedimento stipulato, a livello mondiale, per combattere l'emissione in atmosfera dei gas climalteranti ed il conseguente riscaldamento globale (vedasi paragrafo *Settore energia: Strategia, pianificazione e normativa*) - così come dal successivo *Accordo di Parigi*, il quale, con il *Quadro Clima-Energia* fissa gli obiettivi al 2030, innalzando il quantitativo di emissioni di gas climalteranti da ridurre pari al 40% rispetto ai livelli registrati nel 1990.*

La proiezione degli obiettivi strategici europei suddetti viene applicata al contesto nazionale con la SEN 2017 secondo la quale ruolo chiave nella riduzione dell'emissione dei gas climalteranti viene esplicito dalla riduzione del consumo, fino alla totale rinuncia, delle fonti classiche di energia quali i combustibili fossili in favore di un'adozione sempre crescente delle fonti di energia rinnovabile (FER): si parla di una riduzione del consumo dei combustibili fossili pari al 30% e di un aumento delle FER di circa il 27% rispetto ai livelli registrati nel 1990.

La SEN 2017 prevede di intensificare il processo di decarbonizzazione secondo lo scenario *Roadmap2050* ponendo l'accento sull'obiettivo "non più di 2°C" che, accanto agli obiettivi per la riduzione dell'inquinamento atmosferico (con i conseguenti benefici per l'ambiente e per la salute) pone le basi per un'economia a basse emissioni di carbonio e alla base di un sistema che:

- assicuri energia a prezzi accessibili a tutti i consumatori;
- renda più sicuro l'approvvigionamento energetico dell'UE;
- riduca la dipendenza europea dalle importazioni di energia;
- crei nuove opportunità di crescita e posti di lavoro.

La realizzazione del progetto proposto dalla società ITS TURPINO SRL è perfettamente in linea con l'obiettivo di aumento delle FER da portare al 27% entro il 2030 questo perché, tra le FER, le fonti *eolico* e *fotovoltaico* sono tra quelle riconosciute come più mature ed economicamente vantaggiose al giorno d'oggi.

A conferma e potenziamento degli obiettivi appena enunciati vi è il recente PNRR (vedasi paragrafo *Settore energia: Strategia, pianificazione e normativa - Pianificazione energetica nazionale del Quadro Programmatico - SIA*) il quale pone l'accento sull'importanza di esecuzione di investimenti finalizzati alla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, all'aumento della quota di energia ottenuta da fonti rinnovabili così come al raggiungimento di ulteriori altri obiettivi quali l'efficienza energetica, l'integrazione del sistema energetico, le nuove tecnologie energetiche pulite e l'interconnessione elettrica.

1.2. Struttura del SIA

Lo strumento che raccoglie in sé tutte le informazioni essenziali è lo *Studio di Impatto Ambientale (SIA)*, il quale viene predisposto dal proponente secondo le indicazioni ed i contenuti di cui all'art. 22 e all' *All. VII Parte II* del *D. Lgs. 152/06 e ss.mm.ii.*; nel dettaglio il SIA deve contenere le seguenti informazioni:

- a) una descrizione del progetto, comprendente informazioni relative alla sua ubicazione e concezione, alle sue dimensioni e ad altre sue caratteristiche pertinenti;
- b) una descrizione dei probabili effetti significativi del progetto sull'ambiente, sia in fase di realizzazione che in fase di esercizio e di dismissione;
- c) una descrizione delle misure previste per evitare, prevenire o ridurre e, possibilmente, compensare i probabili impatti ambientali significativi e negativi;
- d) una descrizione delle alternative ragionevoli prese in esame dal proponente, adeguate al progetto ed alle sue caratteristiche specifiche, compresa l'alternativa zero, con indicazione delle ragioni principali alla base dell'opzione scelta, prendendo in considerazione gli impatti ambientali;
- e) il progetto di monitoraggio dei potenziali impatti ambientali significativi e negativi derivanti dalla realizzazione e dall'esercizio del progetto, che include le responsabilità e le risorse necessarie per la realizzazione e la gestione del monitoraggio;
- f) qualsiasi informazione supplementare di cui all'allegato VII relativa alle caratteristiche peculiari di un progetto specifico o di una tipologia di progetto e dei fattori ambientali che possono subire un pregiudizio." (*comma 3 art. 22 Titolo III D. Lgs. 152/06 e ss.mm.ii.*)

Lo Studio di Impatto Ambientale viene inoltre redatto secondo i *quadri di riferimento*:

- *programmatico*: in cui viene esaminata la coerenza dell'opera progettata con la pianificazione e la programmazione territoriale e settoriale vigente mettendo in luce eventuali disarmonie (art. 3 DPCM 1988);
- *progettuale*: in cui, a seguito di uno studio di inquadramento dell'opera nel territorio, si mettano in luce le motivazioni tecniche che vi sono alla base delle scelte progettuali del proponente; provvedimenti/misure/interventi per favorire l'inserimento dell'opera nell'ambiente interessato; condizionamenti da vincoli paesaggistici, aree occupate (durante le fasi di cantiere e di esercizio) ... (art. 4 DPCM 1988);
- *ambientale*: matrici ambientali direttamente interessate e non (atmosfera, ambiente idrico, flora, fauna, suolo, salute pubblica...), stima quali e quantitativa degli impatti indotti dalla realizzazione dell'opera; piano di monitoraggio (art. 5 DPCM 1988).

Accanto ai quadri di riferimento programmatico, progettuale ed ambientale, il SIA deve essere corredato dagli *elaborati* di progetto e da una *Sintesi non Tecnica* "delle informazioni di cui al comma 3, predisposta al fine di consentirne un'agevole comprensione da parte del pubblico ed un'agevole riproduzione." (*comma 3 art. 22 Titolo III D. Lgs. 152/06 e ss.mm.ii.*)

La presente relazione costituisce la seconda parte del SIA - quale *Quadro di Riferimento Progettuale* - e si concentra principalmente sulla descrizione approfondita del progetto, trattandone le caratteristiche fisiche e tecniche, e di tutte le fasi che determinano la vita dell'opera, nonché le ragionevoli alternative considerate; per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo successivo "*Quadro di Riferimento Progettuale*".

1.3. Inquadramento territoriale

Il progetto di campo agrivoltaico prevede l'installazione di n°65'743 pannelli fotovoltaici per una potenza complessiva di impianto pari circa a 37 MW da stanziare nel territorio comunale di Raddusa (CT).

Il sito scelto per l'installazione dell'impianto fotovoltaico è da individuare nelle località "Pietra Pizzuta", area dislocata a nord del centro abitato di Raddusa da cui dista (in linea d'aria) 3.5 km, a sud-ovest del centro abitato di Libertinia da cui dista (in linea d'aria) 2.5 km ed infine ad ovest dei centri abitati di Giumarra e Castel di Judica da cui dista (in linea d'aria) rispettivamente 8 e 7.5 km.

Come è possibile osservare dalla Figura 1 il layout di impianto è caratterizzato dall'attraversamento di un *corridoio diffuso* di collegamento tra un'area boscata presente a sud dell'impianto - identificata nell'area SIC "Vallone Rossomanno" - ed il corridoio lineare presente lungo il fiume Gornalunga assieme all'area SIC "Monte Chiapparo" situati entrambi a nord; l'ulteriore presenza di aree denotate con codice "62.20* - Percorsi substeppici di graminacee e piante annue dei Thero-Brachypodietea" della Carta Habitat secondo Rete Natura 2000 ha decretato la decisione di dedicare la parte sommitale dell'area di impianto a compensazione - come visibile in Figura 2.

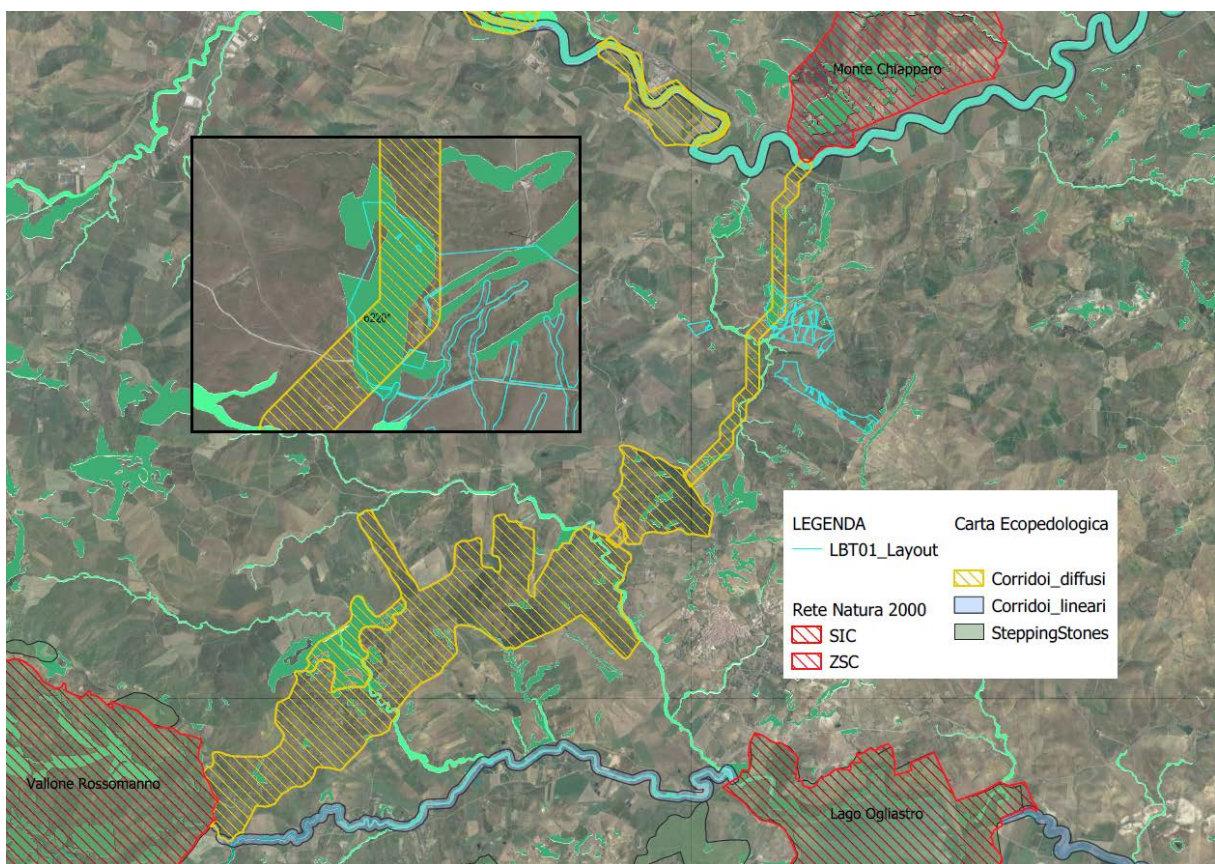


Figura 1: rappresentazione degli elementi della Carta Ecopedologica quali i corridoi diffusi e lineari assieme alle Aree comprese nella Rete Natura 2000: si noti l'attraversamento dell'area di impianto ad opera di un corridoio diffuso. Fonte: elaborazione QGis

Le coordinate geografiche che individuano l'area destinata alla realizzazione del progetto in esame sono fornite nel sistema UTM WGS 84 e sono espone in Tabella 1 e visibili in Figura 2 in cui si riporta uno stralcio dell'elaborato grafico "TAVA12a16 - Carta con localizzazione

georeferenziata dell'impianto" raffigurante il perimetro dell'intera area individuata per la realizzazione dell'impianto distinguendo in essa la parte destinata a compensazione.

	X (long.)	Y (lat.)
UPPER LEFT	458.244	4.152.921
LOWER RIGHT	461.288	4.150.574

Tabella 1: (a sin) coordinate geografiche dell'area afferente all'impianto agrivoltaico di progetto

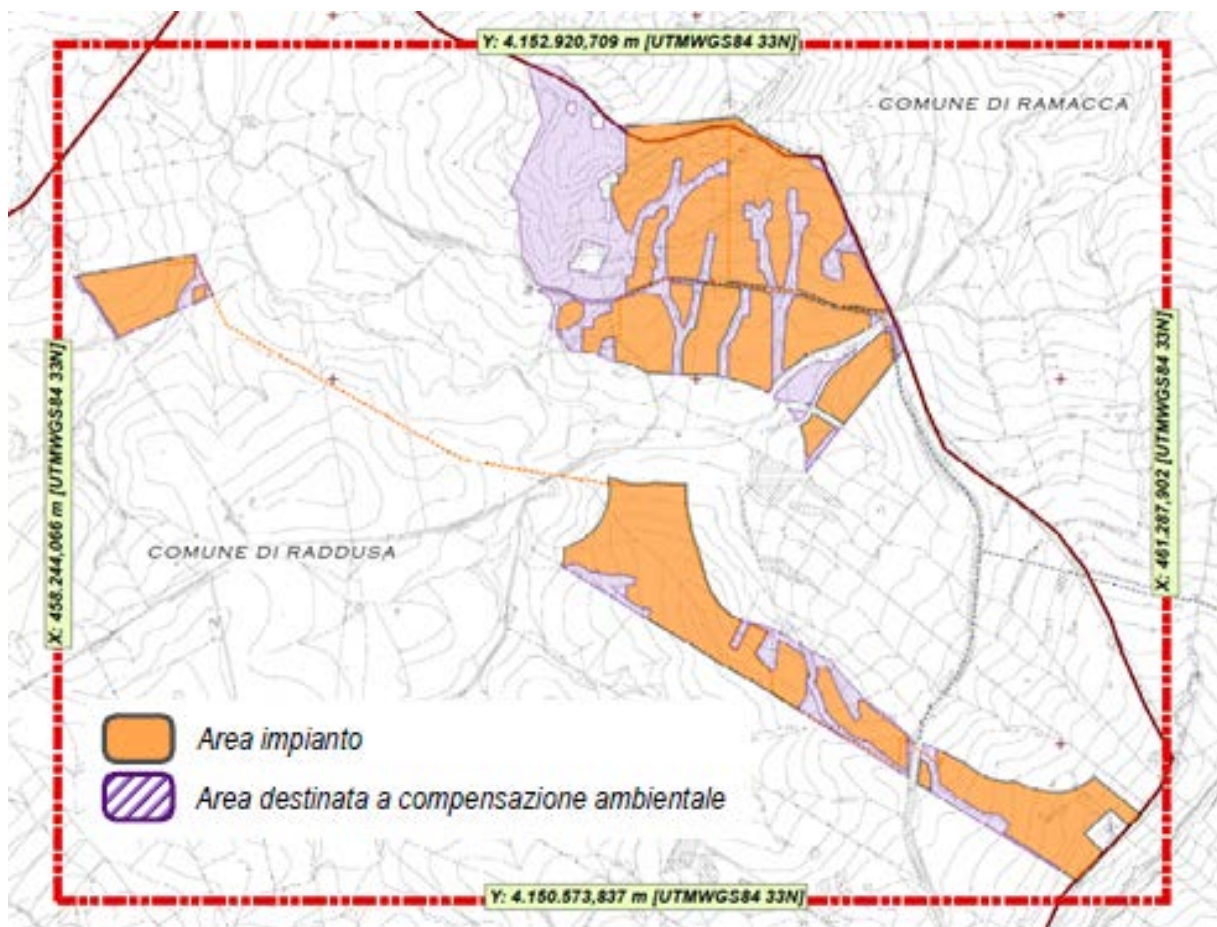


Figura 2: (a sin) coordinate geografiche del perimetro racchiudente l'area di progetto fornite nel sistema di riferimento UTM WGS84 - stralcio dell'elaborato grafico "TAVA12a16 - Carta con localizzazione georeferenziata")

I pannelli saranno collegati fra loro ed alla stazione di trasformazione mediante cavi elettrici in CC a BT e poi alla cabina di consegna mediante un elettrodotto interrato a 30 kV. Per quanto riguarda il posizionamento della sottostazione, questa sarà ubicata nel comune di Ramacca, nella provincia di Catania.

La nuova stazione elettrica sarà inserita in entra - esce sulla futura linea a 380 kV denominata "Chiaromonte Gulfi - Ciminna".

L'impianto, e l'annesso cavidotto, ricadono ai Fogli n°632070, 632110 e 632120 della Carta Tecnica Regionale (CTR) in scala 1:10'000 della Regione Sicilia.

La viabilità utile al collegamento dell'area è costituita dalla *SP 201iii* e dalla *SS 192* - Figura 4.

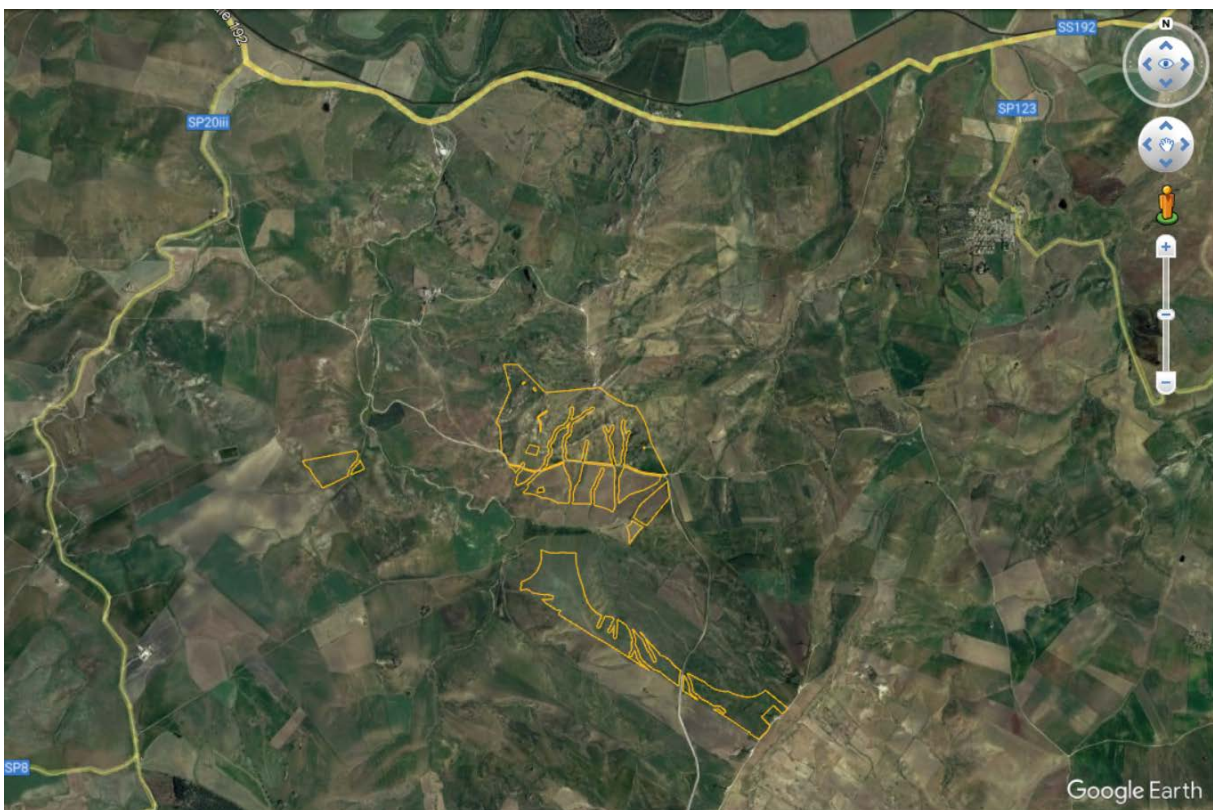


Figura 3: viabilità di accesso all'area di impianto - FONTE: Google Earth

1.4. AGRIVOLTAICO

Nello scenario energetico attuale tale tecnologia ben si colloca a metà tra l'esigenza di raggiungere gli obiettivi da raggiungere al 2030⁴ - in accezione di produzione da fonte energetica rinnovabile - con quelle che sono invece le esigenze legate allo sfruttamento del

⁴ Vedasi "Quadro di Riferimento Programmatico" del SIA

terreno sempre più preda di impoverimento con il fenomeno dell'inaridimento e della desertificazione, effetti sempre più diffusi ed accentuati del cambiamento climatico.

Il cambiamento climatico così come le energie rinnovabili - tra le quali si colloca il fotovoltaico - sono due facce della stessa medaglia e rivestono un ruolo cruciale nell'odierno e soprattutto nel futuro processo di decarbonizzazione, il quale richiede a sua volta uno spinto incremento nel ricorso alle fonti rinnovabili. Secondo il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima - PNIEC - l'Italia, al 2030, dovrà infatti raggiungere il 30% di energia da fonti rinnovabili sui consumi finali lordi, target che per il solo settore elettrico si tradurrebbe in un valore pari ad oltre il 55% di fonti rinnovabili rispetto ai consumi di energia elettrica previsti. Per garantire tale risultato, il PNIEC prevede un incremento della capacità rinnovabile pari a 40 GW, di cui 30 GW costituita da nuovi impianti fotovoltaici.

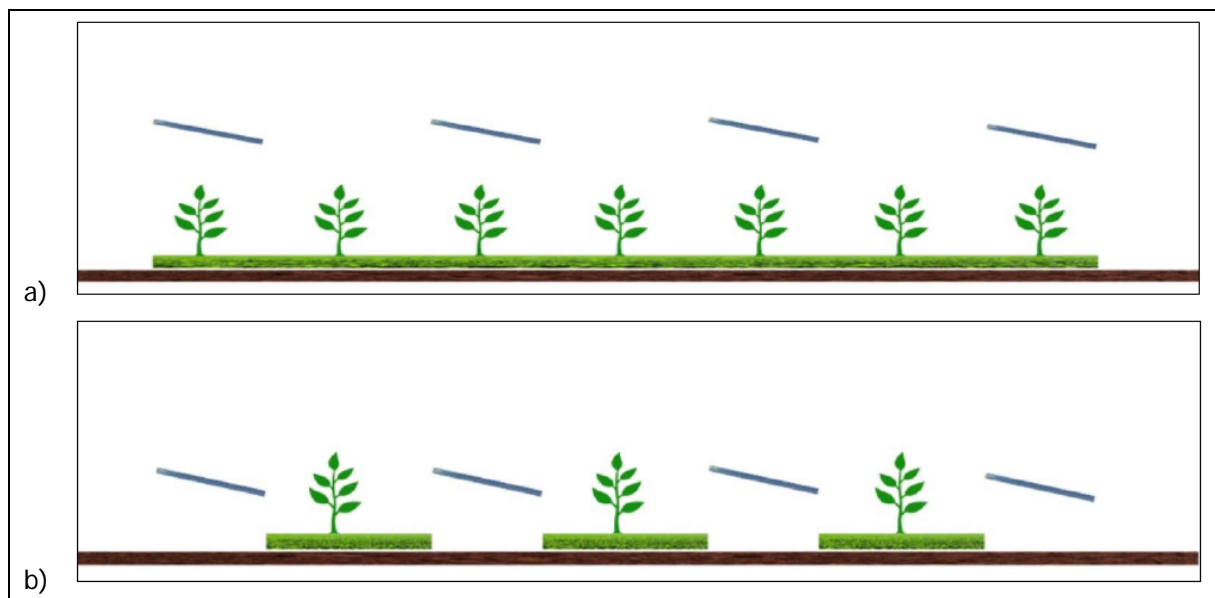
Alla luce degli obiettivi climatici previsti dal recente Green Deal europeo i target qui sopra menzionati verranno rivisti al rialzo, per l'Europa - che mira a diventare il primo continente al mondo a impatto climatico zero entro il 2050 - così come necessariamente per l'Italia. Per il raggiungimento di tale ambizioso e necessario traguardo gli Stati si sono impegnati a ridurre le emissioni di almeno il 55% entro il 2030 (invece dell'attuale 40%) rispetto ai livelli registrati nel 1990. Tali obiettivi richiederanno obbligatoriamente un maggiore impegno nello sviluppo delle energie rinnovabili.

Ad oggi, per il fotovoltaico, un fattore limitante per le installazioni è costituito sicuramente dalla disponibilità di superfici da poter sfruttare: sebbene infatti la possibilità offerta dalle coperture degli edifici o infrastrutture (opzione migliore dal punto di vista della compatibilità ambientale) potrebbe essere sufficiente a soddisfare l'intero fabbisogno energetico, sovente gli stessi edifici e/o strutture sono sottoposti a vincoli (artistici, paesistici, fisici, proprietari, finanziari, civilistici, amministrativi, condominiali, ecc.) che ne ostacolano la realizzazione motivo per il quale si rende necessario prendere in considerazione le vaste aree agricole, colte o incolte.

Da qui l'idea della società ITS TURPINO SRL di proporre non un semplice impianto fotovoltaico - che sfrutti la naturale predisposizione del terreno all'irraggiamento solare - ma di un impianto agrivoltaico che consiste in *"un sistema complesso, essendo allo stesso tempo un sistema energetico ed agronomico. In generale, la prestazione legata al fotovoltaico e quella legata alle attività agricole risultano in opposizione, poiché le*

soluzioni ottimizzate per la massima captazione solare da parte del fotovoltaico possono generare condizioni meno favorevoli per l'agricoltura e viceversa. Ad esempio, un eccessivo ombreggiamento sulle piante può generare ricadute negative sull'efficienza fotosintetica e, dunque, sulla produzione; o anche le ridotte distanze spaziali tra i moduli e tra i moduli ed il terreno possono interferire con l'impiego di strumenti e mezzi meccanici in genere in uso in agricoltura" ⁵

Tuttavia, una volta accertata la destinazione produttiva agricola - dei terreni oggetto di installazione di sistemi agrivoltaici, privilegiando le "colture adatte" che dunque risentono poco o per nulla della privazione di radiazione luminosa⁶ - è possibile adottare soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra come illustrato dal MiTE nelle nuove *Linee guida in materia di Impianti Agrivoltaici* - giugno 2022.



⁵ *Linee guida in materia di Impianti Agrivoltaici*: <https://www.mite.gov.it/notizie/impianti-agri-voltaici-pubblicate-le-linee-guida>

⁶ Nelle linee guida vengono menzionati "alcuni studi condotti in Germania hanno riportato una prima valutazione del comportamento di differenti colture sottoposte alla riduzione della radiazione luminosa distinguendole in "colture non adatte", le piante con un elevato fabbisogno di luce, per le quali anche modeste densità di copertura determinano una forte riduzione della resa come ad es. frumento, farro, mais, alberi da frutto, girasole, ecc..; "Colture poco adatte" ad es. cavolfiore, barbabietola da zucchero, barbabietola rossa; "Colture adatte", per le quali un'ombreggiatura moderata non ha quasi alcun effetto sulle rese (segale, orzo, avena, cavolo verde, colza, piselli, asparago, carota, ravanello, porro, sedano, finocchio, tabacco); "Colture mediamente adatte" ad es. cipolle, fagioli, cetrioli, zucchine; "Colture molto adatte", ovvero colture per le quali l'ombreggiatura ha effetti positivi sulle rese quantitative come ad es. patata, luppolo, spinaci, insalata, fave."

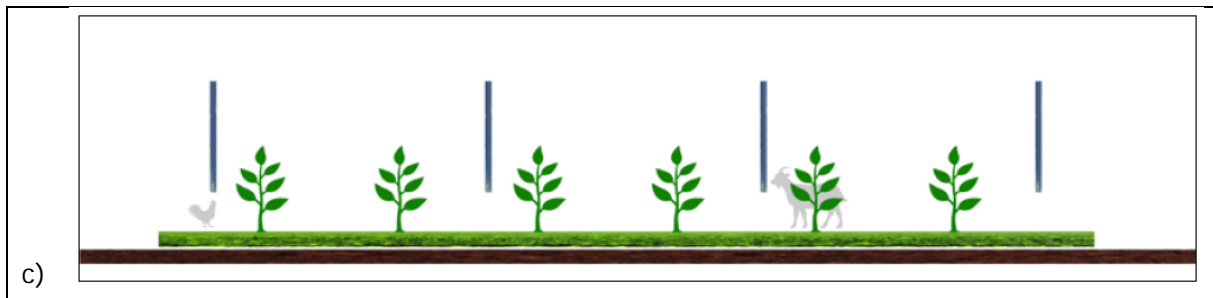


Figura 4: a) Sistema agrivoltaico in cui la coltivazione avviene tra le file dei moduli fotovoltaici, e sotto a essi (TIPO 1); b) Sistema agrivoltaico in cui la coltivazione avviene tra le file dei moduli fotovoltaici, e non al di sotto di essi (TIPO 2); c) Sistema agrivoltaico in cui i moduli fotovoltaici sono disposti verticalmente. La coltivazione avviene tra le file dei moduli fotovoltaici, l'altezza minima dei moduli da terra influenza il possibile passaggio di animali (TIPO 3) - FONTE: Alessandra Scognamiglio, ENEA

Una di queste soluzioni consiste nella scelta di pannelli con altezza minima tale⁷ da garantire la continuità - Figura 4 a) e c) - e/o l'integrazione - Figura 4 b) - delle attività agricole (o zootecniche) anche al di sotto, e/o di fianco rispettivamente, dei pannelli fotovoltaici; così facendo si consentirebbe il doppio uso del suolo con una massima integrazione/uso combinato tra l'impianto agrivoltaico e la coltura: i pannelli fotovoltaici stessi, in sinergia con la coltura, possono fungere da protezione della coltura stessa (da eccessivo soleggiamento, grandine, ecc...) inoltre possono addirittura portare ad un *risparmio idrico* - con l'installazione di infrastrutture per il recupero delle acque meteoriche da poter riutilizzare per scopo irriguo - oltretutto ad un *recupero della fertilità del suolo* ed una *maggiore resilienza ai cambiamenti climatici* - la presenza dei pannelli infatti andrebbe a mitigare gli eccessivi effetti termici estivi associati ad elevata radiazione solare determinando un beneficio per la pianta (che può così resistere meglio al caldo ed alla siccità estiva).

A tal proposito alcune ricerche hanno dimostrato che al di sotto dei pannelli fotovoltaici il suolo possa ricevere circa un 30% in meno di radiazioni rispetto agli altri campi esposti al normale irraggiamento e, di conseguenza, il terreno possa raggiungere temperature inferiori, registrando una maggiore umidità ed una minore evapotraspirazione, aspetto non secondario soprattutto per le zone con scarse risorse irrigue.

⁷ L'altezza minima dei moduli fotovoltaici su strutture fisse e l'altezza media dei moduli su strutture mobili, limitatamente alle configurazioni in cui l'attività agricola è svolta anche al di sotto dei moduli stessi, si possono fissare come valori di riferimento quali: 1,3 metri nel caso di attività zootecnica (altezza minima per consentire il passaggio con continuità dei capi di bestiame) e 2,1 metri nel caso di attività culturale (altezza minima per consentire l'utilizzo di macchinari funzionali alla coltivazione). - Fonte: MiTE - *Linee guida in materia di Impianti Agrivoltaici*

Nel caso del progetto in esame lo sfruttamento per scopi agro-silvo-pastorali è reso possibile in apposite aree generalmente definite di "compensazione" per cui il sistema agrivoltaico adottato è di tipo combinato - in maniera del tutto analoga a quanto illustrato in Figura 4 b) - destinando alcune aree interne all'area di progetto ad uso pascolo e/o all'installazione di arnie (come illustrato nella Figura 5 e nella Figura 6).



Figura 5:
Esempio di
allevament
o
all'interno
di un
campo
agrivoltaico

Figura 6: Esempio
apicoltura all'interno del
campo agrivoltaico



L'agro-fotovoltaico è dunque una tecnologia che si presenta come soluzione ideale al fine di ottimizzare i rendimenti di produzione energetica oltreché di produzione agricola.

2. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

Come anticipato in premessa la presente relazione rappresenta il quadro di riferimento progettuale, secondo quanto riportato dall'art. 4 del DPCM 1988, pertanto "describe il

progetto e le soluzioni adottate a seguito degli studi effettuati, nonché l'inquadramento nel territorio, inteso come sito e come area vasta interessati".

Particolare attenzione si presterà agli impatti che il progetto determina nella fase di realizzazione, nella fase di costruzione, nella fase di esercizio e nella fase di dismissione. La descrizione approfondita del progetto - e di tutte le fasi che determinano la vita dell'opera - permette di definire puntualmente le diverse tipologie d'impatto ad esso ascrivibili. Pertanto, nella presente relazione, verrà analizzato il progetto proposto dando la descrizione delle singole attività necessarie per la costruzione dell'impianto, le attività e le modalità con cui sarà espletata la fase di produzione dell'impianto ed anche indicazione delle attività che dovranno portare alla dismissione dell'impianto a fine vita utile. In tal modo saranno individuati i potenziali fattori causali di impatto, rimandando al quadro di riferimento ambientale la descrizione delle misure mitigative e di prevenzione adottate.

2.1. Criteri progettuali

Ferma restando l'adesione alle norme vigenti in materia di tutela paesaggistica e ambientale (di cui alla prima parte del presente studio; per maggiori dettagli a riguardo si faccia riferimento al *SIA - Quadro di Riferimento Programmatico*), la proposta progettuale nella scelta dell'area in cui collocare l'impianto va ad indagare e ad approfondire i seguenti imprescindibili aspetti:

- *Caratteristiche orografiche/ geomorfologiche dell'area*, con particolare riguardo ai sistemi che compongono il paesaggio (acqua, vegetazione, uso del suolo, viabilità carrabile e percorsi pedonali, conformazione del terreno, colori);
- Fenomeno dell'*ombreggiamento*: i moduli verranno disposti di modo tale che l'ombra generata dagli stessi non si ripercuota su pannelli afferenti allo stesso campo fotovoltaico;
- *Caratteristiche di insolazione dell'area*, funzione della latitudine del sito (a sud dell'Italia l'insolazione è maggiore che al nord);
- *Scelta delle Strutture (materiali)*;
- *Viabilità esistente*;
- *Impatto paesaggistico*.

Con riferimento agli obiettivi e ai criteri di valutazione suddetti si richiamano alcuni criteri di base utilizzati nella scelta delle diverse soluzioni individuate, al fine di migliorare l'inserimento dell'infrastruttura nel territorio senza tuttavia trascurare i criteri di rendimento energetico determinati dalle migliori condizioni di esposizione al sole:

- *rispetto dell'orografia* del terreno (limitazione delle opere di scavo/riporto);
- massimo *riutilizzo* della *viabilità esistente*; realizzazione della nuova viabilità rispettando l'orografia del terreno e secondo la tipologia esistente in zona o attraverso modalità di realizzazione che tengono conto delle caratteristiche percettive generali del sito;
- impiego di *materiali* che favoriscano l'integrazione con il paesaggio dell'area per tutti gli interventi che riguardino manufatti (strade, cabine, muri di contenimento, ecc.) e sistemi vegetazionali;
- attenzione alle condizioni determinate dai cantieri e ripristino della situazione "ante operam" con particolare riguardo alla reversibilità e rinaturalizzazione o rimboschimento delle aree occupate temporaneamente da camion e autogrù nella fase di montaggio dei pannelli.

A tutto questo vanno aggiunte alcune considerazioni più generali legate alla natura stessa del fenomeno di insolazione e alla conseguente caratterizzazione dei siti idonei per lo sfruttamento di energia solare. È possibile allora strutturare un impianto fotovoltaico riappropriandosi di un concetto più vasto di energia associata al sole, utilizzando le tracce topografiche, gli antichi percorsi, esaltando gli elementi paesaggistici, facendo emergere le caratteristiche percettive (visive) prodotte dagli stessi pannelli fotovoltaici. L'asse tecnologico e infrastrutturale dell'impianto fotovoltaico, ubicato nei punti con migliori condizioni geotecniche e di irraggiamento, incrociandosi con le altre trame, diventa occasione per far emergere e sottolineare le caratteristiche peculiari di un sito.

2.2. Descrizione dello stato di fatto dei luoghi

L'area di impianto ricade interamente in area agricola (si veda paragrafo "*Piano Regolatore Generale - PRG*" del *SIA - Quadro di Riferimento Programmatico*) ed attualmente l'area destinata alla realizzazione dell'impianto di progetto risulta essere incolta così come illustrato nelle immagini riportate nella Figura 7 e Figura 8.



Figura 7: area di impianto ripresa da SP 114, a sud dell'impianto, riconosciuta come tratto panoramico - FONTE: Google Earth



Figura 8: Foto scattata in direzione N-O nei pressi della porzione meridionale dell'impianto. Tale area risulta utilizzata per scopo agricoli: testimonianza di ciò è l'attività di recente aratura che è piuttosto visibile dalla foto

Il sistema agrivoltaico proposto prevede di installare inseguitori solari mono-assiali nei quali - contrariamente a quanto avviene con il fotovoltaico tradizionale (pannelli fissi rivolti verso sud) che comporta una zona d'ombra concentrata in corrispondenza dell'area coperta dai pannelli stessi - vi è una fascia d'ombra che si sposta con gradualità durante il giorno da ovest a est sull'intera superficie del terreno; la diretta conseguenza di tale sistema è che

non si vengono a creare zone costantemente ombreggiate o costantemente soleggiate di modo da bilanciare gli effetti sul terreno.

In funzione delle specifiche condizioni morfologiche ed orografiche in cui si opera, a valle di una analisi pedo-agronomica, è stato proposto di allestire opportune superfici per il collocamento di arnie, al fine di avviare in loco l'attività dell'apicoltura. Inoltre, la produzione di miele potrà essere sostenuta anche destinando parte delle superfici lasciate scoperte dai pannelli fotovoltaici alla semina (idrosemina) di specie mellifere perenni con fioriture il più possibile scalari.

3. CARATTERISTICHE DEL PROGETTO

L'impianto da progetto, di tipo "grid-connected" da realizzarsi è collocato interamente nel comune di Raddusa (CT) e al di fuori di siti in cui siano presenti habitat/specie floristiche e/o faunistiche a rischio o di interesse conservazionistico; sono esclusi anche i *siti* indicati come *non idonei* dal *DM 10/09/2010* (paragrafo "*Aree sensibili ed aree non idonee - DM 10/09/2010*" del *SIA - Quadro di Riferimento Programmatico*).

I terreni dell'area coinvolta nella località "*Pietra Pizzuta*" sono collocati a nord del centro abitato di Raddusa da cui dista (in linea d'aria) 3.5 km, a sud-ovest del centro abitato di Libertinia da cui dista (in linea d'aria) 2.5 km ed infine ad ovest dei centri abitati di Giumarra e Castel di Judica da cui dista (in linea d'aria) rispettivamente 8 e 7.5 km.

L'estensione dell'area dell'impianto sarà pari a circa 96 ha, di cui, considerando la proiezione orizzontale dei pannelli al suolo, solo circa il 30% sarà occupata dai pannelli fotovoltaici, con una potenza complessiva dell'impianto pari a circa 37 MW.

Il parco si articola in n°8 sottocampi, ciascuno dei quali di potenza di 5 MWp, interconnessi tra loro, suddivisione necessaria per l'adeguamento all'orografia dell'area.

La stazione di utenza verrà realizzata in prossimità della futura stazione di trasformazione 380/150 kV - da inserire in entra - esce sulla futura linea RTN a 380 kV "*Chiamonte Gulfi - Ciminna*" - prevista su un'area di circa 1845 mq e sarà costituita da una sezione a 150 kV con isolamento in aria.

La viabilità utile al collegamento dell'area è costituita dalla *SP 201iii* e dalla *SS 192* assieme alle strade comunali ed interpoderali.

L'area ricade in *zona agricola E* - come esposto nel paragrafo "*Piano Regolatore Generale - PRG*" del "*SIA - Quadro di Riferimento Programmatico*" - e non risultano esser presenti insediamenti abitativi stanziali; si nota solo la presenza di due masserie/capannoni ad uso agro-silvo-pastorale.

Il layout definitivo non può inoltre prescindere da una verifica in situ grazie alla quale i punti interessati dalla futura installazione dei pannelli fotovoltaici vengano reputati idonei in quanto ad accessibilità e fattibilità dei lavori.

Per le coordinate dell'impianto fotovoltaico fare riferimento al paragrafo "*Inquadramento territoriale*".

3.1. Sintesi della configurazione di impianto

A valle degli accorgimenti esposti precedentemente si è progettato, nel comune di Raddusa (CT), un impianto costituito da:

- Un campo o *generatore fotovoltaico* che intercetta la luce del sole e genera energia elettrica. Il campo è costituito da n°65'743 *moduli fotovoltaici* in silicio cristallino con una potenza di picco fino a 665 Wp e collegati in serie (stringhe) per una potenza complessiva di 37 MW; i moduli sono completi di cablaggi elettrici;
- I *Tracker* o strutture di supporto dei pannelli fotovoltaici fissati al terreno che, consentendo l'inclinazione del pannello orientandolo in direzione dell'energia solare incidente, hanno la funzione di massimizzare l'efficienza in termini energetici;
- N°175 *inverter* che trasformano l'energia elettrica generata dal campo fotovoltaico e immagazzinata nella batteria (corrente DC o corrente continua) in corrente alternata (corrente CA) pronta all'uso;
- N°8 *cabine di trasformazione* o di *campo* all'interno delle quali vi è un locale adibito all'allocazione del quadro BT e di quello MT, trafo MT/BT e quadro ausiliari;
- N°1 *cabina di consegna* con quadri MT, trafo MT/BT per ausiliari, quadro BT, sistemi ausiliari e una control room;
- N°1 *stazione utente* di trasformazione MT/AT. La sottostazione di utenza per la trasformazione MT/AT, a differenza delle altre componenti, verrà posta al di fuori del perimetro interno del campo fotovoltaico e in vicinanza della SSE di trasformazione; essa è completa di componenti elettriche quali apparecchiature BT e MT,

trasformatore MT/BT, locali MT, locali misure, locali batteria, locali gruppo elettrogeno ecc...

- *Cavidotto MT*, per la connessione cabina di consegna- stallo utente AT/MT;
- *Cavidotto AT*, per la connessione tra lo stallo utente e la cabina di TERNA;
- Sistema di storage (accumulo): realizzato mediante la posa in opera di container attrezzati atti ad ospitare dei sistemi di accumulo⁸.
- *Opere civili* quali:
 - ▲ Fabbricati, costituiti da un edificio quadri comando e controllo e per i servizi ausiliari;
 - ▲ Strade e piazzole per l'installazione delle apparecchiature (ricoperte con adeguato strato di ghiaione stabilizzato);
 - ▲ Fondazioni e cunicoli per i cavi;
 - ▲ Ingressi e recinzioni;
 - ▲ Adeguamento della viabilità esistente;
- Servizi ausiliari.

L'energia elettrica viene prodotta da ogni singola stringa ad una tensione in CC del valore prossimo a 1400 Vcc che a seguito della conversione dell'inverter sarà, sempre in BT, pari a 400 Vca. L'energia così prodotta sarà trasmessa attraverso una linea in cavo alla cabina BT/MT, dove il trasformatore la eleva a 30 kV (valore adatto per il trasporto su grandi distanze limitandone le perdite). Diverse linee in cavo collegheranno fra loro i gruppi di cabine MT/BT e quindi proseguiranno alla volta della cabina di raccolta, tali linee costituiscono il cavidotto di collegamento interno, mentre la linea in cavo che collega la cabina di raccolta alla stazione di trasformazione 30/150 kV costituisce il cavidotto esterno.

Per la realizzazione dell'impianto sono previste le seguenti opere ed infrastrutture:

- *Opere civili*: adeguamento della rete viaria esistente per il raggiungimento dell'impianto, realizzazione dei cavidotti interrati per la posa dei cavi elettrici, realizzazione del punto di consegna dell'energia elettrica (costituito da una stazione di trasformazione 30/150 kV di utenza). Per la connessione dell'impianto alla RTN è prevista la realizzazione delle opere descritte nel paragrafo successivo "*Opere Elettriche*".

⁸ Per sistemi di accumulo, si intende l'insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete.

- *Opere impiantistiche:* installazione dei pannelli fotovoltaici con relative apparecchiature di elevazione/trasformazione dell'energia prodotta; esecuzione dei collegamenti elettrici, tramite cavidotti interrati, tra i pannelli, la cabina e la stazione di trasformazione. Installazioni, prove e collaudi delle apparecchiature elettriche (quadri, interruttori, trasformatori ecc.) nelle stazioni di trasformazione e smistamento. Realizzazione degli impianti di terra di tutte le parti metalliche, della cabina di raccolta e della stazione e realizzazione degli impianti relativi ai servizi ausiliari e ai servizi generali.

3.1.1. OPERE ELETTRICHE

Le opere elettriche vedono un insieme di elementi che vanno dalla connessione dei quadri contenuti i pannelli sino al cavidotto aereo in AT.

Di seguito si riporta un elenco riassuntivo delle opere elettriche previste per il funzionamento del campo fotovoltaico di progetto; in ordine si prevede l'installazione di:

- ▲ N°65'743 Moduli fotovoltaici in silicio cristallino con potenza di picco fino a 665 Wp collegati tra di loro in serie in modo da formare stringhe da 72 moduli ciascuna;
- ▲ N° 175 inverter decentralizzati, ossia afferenti a più stringhe e dunque a più moduli;
- ▲ N°9 cabine di trasformazione (8 cabine di campo più una di consegna), all'interno di ciascuna si collocano: quadro di parallelo inverter, trasformatore MT/BT e quadro MT di protezione;
- ▲ Linee MT-BT-terra collocate all'interno del campo per il trasferimento dell'energia proveniente da ciascuna delle cabine di trasformazione (o di campo) fino alla cabina di consegna;
- ▲ Cavidotto interrato esterno in MT per il trasferimento dell'energia prodotta dalla cabina di consegna alla stazione utente 30/150 kV nel comune di Ramacca;
- ▲ N° 1 SSE di trasformazione da realizzarsi in prossimità della futura stazione di trasformazione 380/150 kV da inserire in entra - esce sulla futura linea RTN a 380 kV di cui al Piano di Sviluppo Terna, "Chiamonte Gulfi - Ciminna".

Scheda riassuntiva dati progettuali	
OGGETTO	Realizzazione di un parco da fonte rinnovabile fotovoltaica con n. 65'743 pannelli fotovoltaici di potenza unitaria fino a 665 Wp
COMMITTENTE	ITS TURPINO SRL

LOCALIZZAZIONE CAMPO FOTOVOLTAICO	Comune di Raddusa (CT)
LOCALIZZAZIONE OPERE CONNESSIONE UTENTE	Ramacca
N° PANNELLI	65'743
POTENZA SINGOLA	Fino a 665 Wp
N° INVERTER	175
N° STRINGHE	1'826
POTENZA COMPLESSIVA	37 MW
COLLEGAMENTO ALLA RETE	Cavidotto MT da 30 kV, sottostazione elettrica di trasformazione 150/30 kV da ubicare in adiacenza ad una nuova stazione elettrica (SE) RTN 380/150 kV da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 380 kV "Chiaramonte Gulfi - Ciminna"
PRODUZIONE ANNUA ENERGIA STIMATA	79'575 MWh/anno
MANCATE EMISSIONI INQUINANTI ⁹	
TON di CO ₂ /anno evitate	19'994 Ton/anno
TON di CO/anno evitate	7,36 Ton/anno
TON di NO _x /anno evitate	16,31 Ton/anno
TON di SO _x /anno evitate	3,62 Ton/anno
TON di PM10/anno evitate	0,19 Ton/anno
Tep annuo risparmiato ¹⁰	14'880 Tep/anno

Tabella 2: Sintesi caratteristiche impianto fotovoltaico di Raddusa (CT), località "Pietra Pizzuta"

4. DESCRIZIONE CAMPO FOTOVOLTAICO

Viene di seguito riportata la descrizione particolareggiata di ciascuna delle parti costituenti il parco fotovoltaico.

4.1. Moduli fotovoltaici


La componente basilare di un impianto fotovoltaico è costituita dalla *cella fotovoltaica*, la quale, in condizioni standard (vale a dire quando essa si trova ad una temperatura di 25°C ed è sottoposta ad una potenza della radiazione pari a 1000 W/m²), è in grado di produrre

⁹ Vedasi nel dettaglio il paragrafo "Benefici prodotti sul comparto atmosferico" del SIA - Quadro di riferimento Ambientale in cui sono riportate le mancate emissioni di inquinanti relative all'installazione del parco agrivoltaico in esame.

¹⁰ Delibera EEN 3/2008 -ARERA

circa 1,5 W di potenza. La potenza in uscita da un dispositivo FV quando esso lavora in condizioni standard prende il nome di potenza di picco (Wp).

Per la realizzazione del generatore fotovoltaico i moduli impiegati sono fino a 665 Wp con dimensioni 2384 x 1303 x 35 mm con standard qualitativo conforme alla norma IEC 61215:2016 - IEC 61730:2016 & Factory Inspection.



640 W ~ 670 W
CS7N-640 | 645 | 650 | 655 | 660 | 665 | 670MS

MORE POWER

- 670 W Module power up to 670 W
Module efficiency up to 21.6 %
- Up to 3.5 % lower LCOE
Up to 5.7 % lower system cost
- Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
- Better shading tolerance

MORE RELIABLE

- 40 °C lower hot spot temperature, greatly reduce module failure rate
- Minimizes micro-crack impacts
- Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*

12 Years Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

25 Years Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.55%


*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management systems
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001:2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

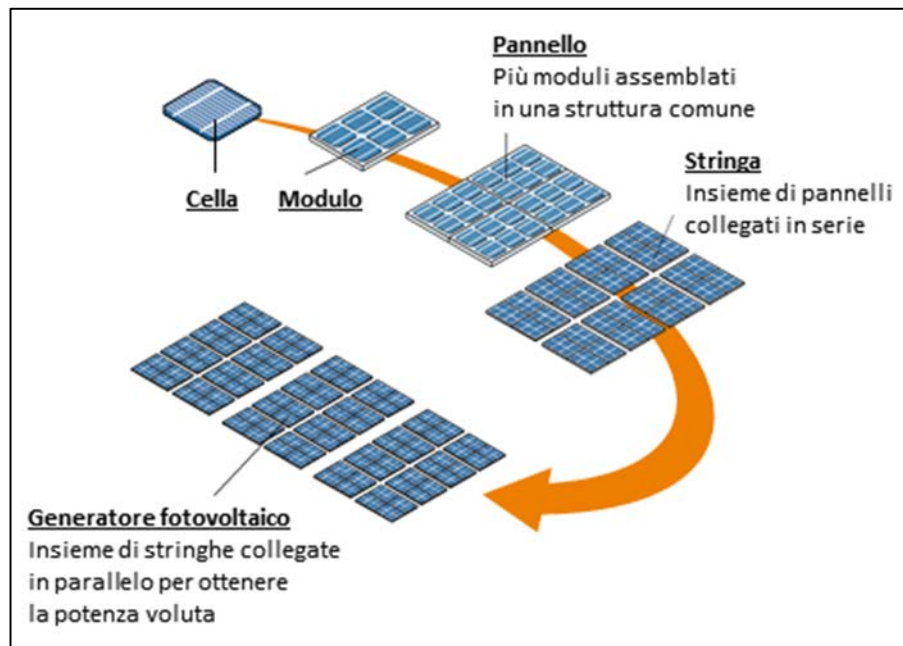
IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UNDA
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
UNE 9177 Reaction to Fire Class 1 / Type-III



* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

Figura 9: (a sin)
Esempio di
Datasheet
moduli FV

Figura 10: (a dx)
unità elementari
del generatore
fotovoltaico



Più pannelli disposti in serie vanno a costituire una stringa fotovoltaica; più stringhe collegate in serie costituiscono la vela o generatore fotovoltaico.

Il pannello siffatto possiede delle caratteristiche di resistenza alle alte temperature verificata mediante test a 105 °C per 200 ore di funzionamento e dagli urti da grandine fino ad 83 km/h,

grazie all'utilizzo di vetro temperato da 3.5 mm, in grado di garantire il migliore equilibrio tra resistenza meccanica e trasparenza.

Le caratteristiche principali - tecniche ed elettriche - dei pannelli utilizzati, illustrate nella scheda tecnica, sono riportate nella Tabella 3.

I pannelli fotovoltaici sopra descritti sono collegati in serie in n°36 a formare una vela da 23'940 Wp e saranno disposti secondo n°3 file, con ciascuna fila composta a sua volta da n°12 pannelli. Rispettando le esigenze di layout e/o di orografia è possibile trovare anziché una sola serie da n°36 pannelli - composta come sopra descritta - ben due serie costituite da n°72 pannelli.

La scelta del pannello è puramente semplificativa per cui per maggiori dettagli a riguardo si rimanda in ogni caso alla fase di progettazione esecutiva.

La società si riserva altresì la possibilità - sempre in fase successiva di progettazione esecutiva - di predisporre una vela costituita da una diversa disposizione dei pannelli, da

definire a seguito di analisi e valutazioni e che abbia lo scopo di massimizzare la produzione di energia elettrica dell'impianto, nonché di rendere migliore l'integrazione del progetto, e quindi dei pannelli, all'interno del paesaggio.

ELECTRICAL DATA STC*		MECHANICAL DATA	
CS7N	640MS 645MS 650MS 655MS 660MS 665MS 670MS	Specification	Data
Nominal Max. Power (Pmax)	640 W 645 W 650 W 655 W 660 W 665 W 670 W	Cell Type	Mono-crystalline
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.5 V 37.7 V 37.9 V 38.1 V 38.3 V 38.5 V 38.7 V	Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Opt. Operating Current (Imp)	17.07 A 17.11 A 17.16 A 17.20 A 17.24 A 17.28 A 17.32 A	Dimensions	2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in)
Open Circuit Voltage (Voc)	44.6 V 44.8 V 45.0 V 45.2 V 45.4 V 45.6 V 45.8 V	Weight	34.4 kg (75.8 lbs)
Short Circuit Current (Isc)	18.31 A 18.35 A 18.39 A 18.43 A 18.47 A 18.51 A 18.55 A	Front Cover	3.2 mm tempered glass with anti-reflective coating
Module Efficiency	20.6% 20.8% 20.9% 21.1% 21.2% 21.4% 21.6%	Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
Operating Temperature	-40°C – +85°C	J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)	Cable	4 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)	Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Max. Series Fuse Rating	30 A	Connector	T4 series or MC4-EVO2
Application Classification	Class A	Per Pallet	31 pieces
Power Tolerance	0 – + 10 W	Per Container (40' HQ)	527 pieces
* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m ² , spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.		* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.	
ELECTRICAL DATA NMOT*		TEMPERATURE CHARACTERISTICS	
CS7N	640MS 645MS 650MS 655MS 660MS 665MS 670MS	Specification	Data
Nominal Max. Power (Pmax)	480 W 484 W 487 W 491 W 495 W 499 W 502 W	Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.2 V 35.3 V 35.5 V 35.7 V 35.9 V 36.1 V 36.3 V	Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Opt. Operating Current (Imp)	13.64 A 13.72 A 13.74 A 13.76 A 13.79 A 13.83 A 13.85 A	Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Open Circuit Voltage (Voc)	42.2 V 42.3 V 42.5 V 42.7 V 42.9 V 43.1 V 43.3 V	Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C
Short Circuit Current (Isc)	14.77 A 14.80 A 14.83 A 14.86 A 14.89 A 14.93 A 14.96 A		
* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m ² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.			

Tabella 3: caratteristiche tecniche ed elettriche dei pannelli scelti per il progetto in esame

4.2. Tracker

I Tracker o inseguitori solari offrono ai pannelli una certa libertà di movimento; possono essere monoassiali o biassiali se possiedono rispettivamente uno o due gradi di libertà.

I tracker monoassiali ruotano attorno ad un singolo asse di rotazione in funzione della posizione del sole.

Il tracker monoassiale è in grado quindi di seguire il tragitto del sole (compiuto durante il giorno nella volta celeste) realizzando un angolo di 150° circa attorno ad un asse di rotazione nord-sud in direzione est-ovest.

Tale tipologia è particolarmente indicata per i paesi a bassa latitudine caratterizzati da un percorso del sole più ampio nell'arco dell'anno (in particolar modo i paesi a sud, compresa l'Italia).

Tale sistema di inseguimento del sole viene definito di *back-tracking* e viene pensata per eliminare il problema di ombreggiamento (problema che sorge all'alba e al tramonto quando le file di moduli si sollevano verso l'orizzonte). La posizione base è quella notturna ossia quella orizzontale rispetto al suolo, si ha invece una rotazione (in funzione dei raggi solari) nelle ore centrali del giorno di $\pm 55^\circ/0^\circ$ (dove 0° rappresenta la posizione orizzontale rispetto al suolo).

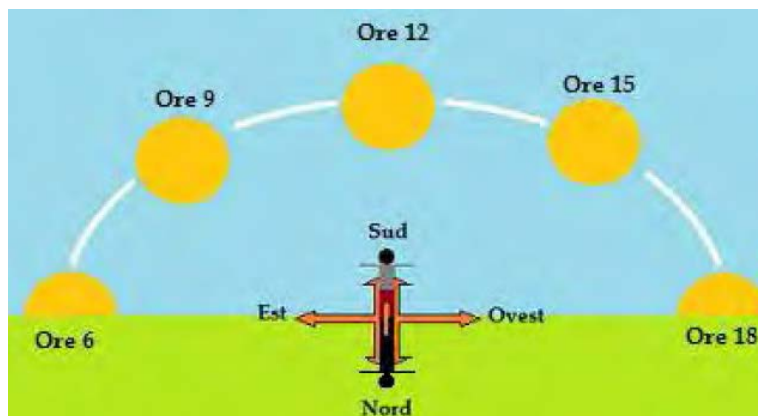


Figura 11: variazione della posizione del tracker e dunque del modulo in funzione delle ore del giorno

Con tale sistema è possibile registrare un aumento della produzione pari al 25%.

Il sistema di movimentazione può essere programmato annualmente mediante un orologio, trattasi dunque di un algoritmo astronomico detto *Suntracker* oppure gestito al momento da automatismi quali:

- anemometri, per la valutazione della ventosità;
- solarimetro, il quale orienta il sistema in direzione della radiazione solare incidente.

Per maggiori dettagli sui tracker si veda il paragrafo "*Tracker*" dell'elaborato "*Relazione tecnica impianto fotovoltaico*".

4.3. Inverter

L'inverter è un convertitore di tipo statico che viene impiegato per la trasformazione della CC prodotta dai pannelli in CA; esso esegue anche l'adeguamento in parallelo per la successiva immissione dell'energia in rete.

L'inverter possiede infatti una parte in continua in cui sono alloggiati gli ingressi in CC provenienti dai tracker (stringhe) e un sezionatore di protezione che a seguito della conversione dell'energia in CA vede l'uscita di linee di collegamento in BT verso la cabina di

campo. Le linee di collegamento in BT di uscita appena menzionate andranno poi a confluire nelle platee attrezzate in cui saranno posizionati i quadri di parallelo per il collegamento alle cabine di trasformazione: a conversione avvenuta infatti, la tensione in BT a 400 V viene consegnata, a mezzo di cavidotto interrato in BT, alla cabina di trasformazione o di campo dove il trasformatore provvede ad eseguire una elevazione a 30 kV.

I convertitori utilizzati per il campo fotovoltaico in esame sono gruppi statici trifase della potenza di 175 kWp costituito da 18 ingressi per stringhe e relativo monitoraggio.

L'efficienza massima dell'inverter è del 99% con n°9 MPPT indipendenti che consentono una riduzione delle perdite e dei mismatching delle stringhe: ciascuna stringa, sorretta dal tracker, è collegata ad uno degli ingressi indipendenti dell'inverter di modo che ciascuna di essa sia indipendente in quanto ad esposizione (ed orientamento) e in modo che in caso di blocco o disallineamento di 1 tracker gli effetti non si ripercuotano sugli altri.

Agli inverter sono collegati n°8 stringhe, ciascuna delle quali sorregge n°36 pannelli fotovoltaici - o, nel caso dell'utilizzo di una stringa composta da due serie, n° 72 pannelli - disposti secondo n°3 file, con ciascuna fila composta a sua volta da n°12 pannelli. Chiaramente nel caso dell'utilizzo delle due serie - composte in toto dai n°72 pannelli - la disposizione delle n°3 file (da n°12 pannelli) viene a ripetersi.

Considerando che ciascun pannello ha potenza fino a 665 Wp in condizioni standard, la potenza complessiva nominale collegata a ciascun inverter è pari a quella delle n°8 stringhe pari circa a 191.5 kWp, valore raggiungibile solo in casi particolari.

L'inverter scelto ha una potenza di conversione di 175,0 kWp e presenta n°18 ingressi (+ e -) con n°9 inseguitori indipendenti, aventi la funzione di ottimizzare, mediante un algoritmo interno, la produzione di energia da ciascun ingresso.

Gli inverter vengono posizionati:

- su *strutture infisse* nel terreno con copertura realizzata in legno, in modo da ridurre gli effetti termici dovuti ad irraggiamento diretto nelle ore più calde, garantendo la ventilazione naturale di cui sono già dotati;
- *all'interno della stessa viabilità interna* del campo fotovoltaico (a margine delle varie file di tracker) e opportunamente collegati al cavidotto;
- e predisposti *in coppia* per:
 - avere un risparmio sui costi dato dal numero ridotto di cavidotti da installare;

- o facilitare e velocizzare l'operazione di manutenzione in quanto la vicinanza di due inverter e la condizione di funzionamento simile, permetterà un rapido riscontro dei parametri di funzionamento delle due macchine ed una individuazione delle anomalie.

4.3.1. FUNZIONAMENTO DELL'INVERTER

L'inverter, una volta connesso alla rete, a mezzo di teleruttore lato CA, comincia ad erogare energia in funzione delle condizioni d'insolazione e della presenza di rete ai valori previsti. La presenza di un microprocessore va a garantire la ricerca del punto di massima potenza (MPPT) del generatore fotovoltaico corrispondente all'insolazione del momento.

Il convertitore ha come riferimento la tensione di rete e non può erogare energia senza la sua presenza; per cui la mancanza di insolazione, ovvero della rete, pone l'inverter in "stand-by" con la pronta ripartenza al ritorno di entrambe le grandezze ai valori previsti.

Gli organi di manovra sono interni alla macchina, sia dal lato CC che dal lato CA, garantiscono il distacco automatico con sezionamento in caso di mancanza rete ed il riallaccio automatico al ritorno della rete.

La configurazione dell'inverter prevede il collegamento di ciascuna stringa ad un ingresso indipendente dotato a sua volta di sezionatore *DC Switch Box* e di SPD (scaricatore di sovratensione) ma anche di un filtro di protezione da armoniche a valle del quale ciascun MPPT provvede a trasformare l'energia elettrica per fornire all'inverter il miglior valore della curva caratteristica I-V massimizzando sempre il rendimento di conversione indipendentemente dal funzionamento di ciascuna stringa.

L'inverter consente sovraccarichi significativi, garantendo una continuità di esercizio assoluta; i sovraccarichi sono legati ai transitori dovuti a variazioni repentine di irraggiamento nel corso della giornata che possono verificarsi frequentemente al passaggio di nuvole.

Al fine di monitorare il corretto funzionamento e la resa dell'impianto si predispone un sistema di monitoraggio o supervisione: generalmente per la trasmissione dei parametri di corretto funzionamento, delle anomalie, dei guasti e per il monitoraggio della produzione viene predisposto un collegamento in rete mediante porta dedicata. Il monitoraggio serve a tener sotto controllo dati quali: corrente di stringa, stato dei fusibili dstringa, temperatura interna, lettura da sensori esterni, stato della protezione di sovratensione ecc..

Il sistema di monitoraggio dell'impianto permette dunque di conoscere lo stato di funzionamento e di energia prodotta in ogni momento consentendo inoltre di archiviare i dati raccolti in modo da consentire successive elaborazioni.

Per le caratteristiche principali degli inverter impiegati nel progetto in esame si faccia riferimento al paragrafo "*INVERTER*" dell'elaborato "*Relazione tecnica impianto fotovoltaico*".

4.4. Trasformatore

I trasformatori sono responsabili dell'elevazione dell'energia prodotta da BT a MT al fine di ridurre al minimo le perdite nella trasmissione e si distinguono due tipologie:

- *Trasformatori di produzione*: elevatori BT/MT del tipo isolato in olio per l'elevazione della tensione dal valore di uscita degli inverter a quello della rete di distribuzione in MT. Essi sono allocati all'interno della cabina di trasformazione in accoppiamento all'inverter e sono dotati di quadri di campo collegati ad un gruppo di conversione in CA;
- *Trasformatori per ausiliari*: MT/BT del tipo isolato in resina per l'alimentazione degli ausiliari d'impianto.
-

In base alle esigenze del campo agrivoltaico in termini di energia prodotta vengono predisposte varie cabine di trasformazione: i trasformatori impiegati nel progetto in esame sono del tipo integrato e sono predisposti in ogni cabina di campo; in totale sono n°16 trasformatori, ciascuno della potenza unitaria di circa 2500 kVA.

Per le caratteristiche principali dei trasformatori trifase immersi in olio minerale impiegati nel progetto in esame si faccia riferimento al paragrafo "*TRASFORMATORE*" dell'elaborato "*Relazione tecnica impianto fotovoltaico*".

4.5. Cabine di conversione e trasformazione

L'energia prodotta in CC dalle stringhe di pannelli fotovoltaici, una volta trasformata in CA dagli inverter, viene veicolata da una rete di distribuzione interna in BT verso le cabine di trasformazione.

Le cabine di conversione e trasformazione altrimenti dette *cabine di campo* sono adibite ad allocare tutte le apparecchiature elettriche funzionali alla trasformazione dell'energia in CA, prodotta dai pannelli fotovoltaici, in MT; nel dettaglio all'interno della cabina di campo sono allocati:

- *Quadri elettrici di parallelo inverter* per il raggiungimento della potenza nominale di cabina e per la protezione con fusibile di ogni singolo arrivo;
- *trasformatori di cabina* necessari alla elevazione della tensione dai valori di uscita degli inverter (400 V) al valore di tensione di distribuzione (30 kV);
- *quadri in MT* per la protezione e il trasporto dell'energia d'impianto fino alla sottostazione di elevazione;
- *armadi servizi ausiliari* per alimentare i servizi di cabina; i servizi ausiliari dell'impianto sono derivati da un trasformatore dedicato connesso alla linea di distribuzione MT a 30 kV interna al campo; in caso di necessità può essere richiesta, ad E-Distribuzione, una connessione in prelievo in BT;
- *armadi di misura dell'energia elettrica* prodotta e *armadi di controllo* contenenti tutti le apparecchiature in grado di monitorare le sezioni di impianto;
- *quadri di servizio*, per la gestione dei segnali e il controllo delle varie sezioni di campo.

L'alimentazione del sistema di controllo è provvista di gruppi di continuità (UPS¹¹) dedicati. Per esigenze di conformazione orografica e per semplificazione nell'installazione dei cavi di cablaggio il campo fotovoltaico viene suddiviso in sotto-campi o *sezioni* ognuno dei quali avrà la propria cabina o box di campo.

La semplificazione nell'installazione dei cavi di cablaggio è possibile predisponendo la cabina di campo in corrispondenza del baricentro della sezione: in tal modo si riduce al minimo il sistema di cablaggio e si realizza poi un unico cavidotto in MT per il collegamento della cabina di campo alla cabina di consegna.

Per il progetto in esame si prevedono n°8 sezioni o sotto-campi ciascuno dei quali della potenza di 5 MWp; per ogni sezione è prevista una cabina di campo o trasformazione.

La cabina di campo composta da n°2 trasformatori ciascuno della potenza nominale di 2500 kVA, per un totale di 5 kVA, a cui sono collegati circa n°31 inverter circa.

¹¹ Uninterruptible Power Supply (UPS): garantisce l'alimentazione elettrica per il riavvio dopo la disconnessione dalla rete

Per ciascuna coppia di trasformatori, installati nella cabina di campo su platea in cemento, viene generalmente installata la protezione sia sul lato BT a 400 V che sull'uscita in MT a 30 kV.

La connessione alla rete elettrica da ogni sezione di campo è prevista in linea interrata, in entra-esce da ciascuna sezione di impianto attraverso il collegamento di n°1 cabina di trasformazione per volta - per una potenza complessiva di 5 MWp/cadauna - fino alla cabina di consegna situata nel punto di ingresso al campo fotovoltaico (da cui parte la linea di consegna alla stazione utente).

Anche per le cabine di trasformazione viene predisposto un sistema di monitoraggio che possa supervisionare, in tempo reale, i trasformatori, i quadri MT e i pannelli LV, raccogliendo online i parametri elettrici; chiaramente viene predisposto anche il controllo remoto degli interruttori del pannello LV e dell'interruttore MT.

Le cabine di campo scelte sono del tipo "PVS-175-MVCS", un prodotto integrato progettato appositamente per impianti solari decentralizzati - trattasi di uno skid compatto di media tensione - che consente in maniera facile e rapida il collegamento e che viene realizzato a sua volta con Inverter di stringa "PVS-175".

Tale soluzione consente di connettere fino a 28 inverter - per una potenza massima di 5,2 MVA MVCS - ed include un trasformatore a bagno d'olio MV ottimizzato, Quadri MT isolati in gas, tutte le protezioni BT necessarie e connessioni per collegare l'array solare e un set di disponibili servizi ausiliari con potenza ausiliaria indipendente.

Tutti i componenti PVS-175-MVCS garantiscono gli standard più elevati di qualità, prestazioni e durata.

La soluzione è ottimizzata per il raffreddamento, il filtraggio e l'alto grado di protezione ambientale consente installazioni in un ampio arco delle condizioni ambientali, dalle rigide temperature del deserto ad ambienti freddi e umidi.

Si riportano di seguito le caratteristiche principali del "PVS-175-MVCS":

- Progettato per almeno 25 anni di funzionamento;
- Progettato per sistemi decentralizzati basati su pluripremiato inverter di stringa 1500 Vdc PVS-175-TL;
- Pannello di distribuzione a bassa tensione integrato per una semplificazione e senza costi ottimizzati Balance of System (BoS) ricombinatori aggiuntivi;
- Rapido isolamento individuale di ciascun alimentatore, anche a carico, per

manutenzione semplice ed economica, garantendo il massimo uptime;

- Alimentatori con protezione individuale, che consentono a inverter separati di essere revisionato senza interrompere il resto delle unità collegate allo stesso cluster;
- Layout ottimizzato e molto compatto per l'integrazione di tutti componenti necessari per il collegamento in media tensione;
- Le dimensioni di spedizione standardizzate garantiscono una logistica ridotta costi;
- Prodotto Made in Europe, compatibile con la maggior parte del mondo regolamenti e norme strutturali.

Di seguito si riporta un esempio di diagramma della "PVS-175-MVCS" - Figura 12.

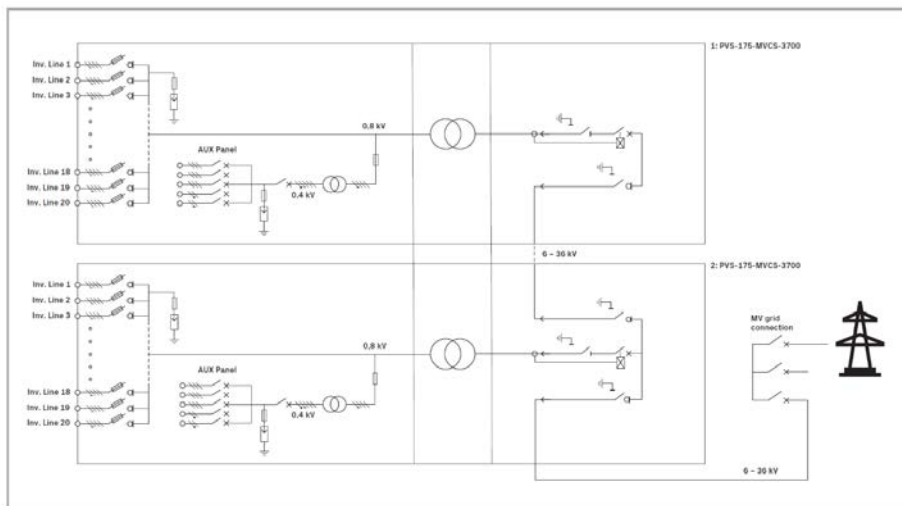


Figura 12: Esempio di diagramma della "PVS-175-MVCS"

4.6. Cabina di consegna

La *cabina di consegna* viene allestita generalmente all'ingresso del campo fotovoltaico per convogliare l'energia prodotta dallo stesso; il cavedio ospita in ingresso i cavi provenienti dalla cabina di trasformazione e in uscita quelli che si dirigono verso la stazione utente 30-150 kV.

All'interno sono allocati anche le celle di MT, il trasformatore MT/BT ausiliari, l'UPS¹², il rack dati, la centralina antintrusione, gli apparati di supporto e controllo dell'impianto di generazione ed il QGBT¹³ ausiliari e il locale misure con i contatori dell'energia scambiata.

¹² Uninterruptible Power Supply (UPS): garantisce l'alimentazione elettrica per il riavvio dopo la disconnessione dalla rete

¹³ QGBT - Quadro Generale di Bassa Tensione.

Per l'allocazione della cabina di campo, considerando che la sua fondazione è prefabbricata e costituita da cls vibrato confezionato con cemento ad alta resistenza su geo-tessuto, si rendono necessarie le operazioni di scavo articolate secondo le seguenti fasi:

- Scavo e costipazione del terreno fino ad una profondità di 30 cm rispetto alla quota finita;
- Getto di una soletta in c.a. con rete elettrosaldata spianata e lisciata in modo da garantire una base in piano idonea al montaggio dei monoblocchi;
- Rinterro lungo il perimetro con il terreno (sabbia e/o ghiaia) proveniente dagli sbancamenti.

4.7. Stazione utente 30/150 kV

Alla stazione utente convoglia l'energia in MT proveniente dalla cabina di consegna a 30 kV; qui l'energia in MT viene trasformata in AT e poi, mediante linea interrata in AT al fine di limitarne le perdite, trasportata verso la stazione RTN 380/150 kV da inserire in entra - esce sulla futura linea RTN a 380 kV di cui al Piano di Sviluppo Terna, "Chiaramonte Gulfi - Ciminna".

4.8. Impianto di terra

L'impianto di terra serve a contenere, nei limiti previsti da normativa CEI 99-3¹⁴, le tensioni di passo e di contatto che si possono verificare a seguito dei guasti verso terra sia sul lato AT che in quello in MT per cui per la protezione di tutte le parti metalliche quali telaio, sezionatori, interruttori di manovra ecc... è previsto un collegamento allo stesso.

Il collegamento a terra dei moduli fotovoltaici avviene a mezzo della cornice dei pannelli stessi collegati meccanicamente ed elettricamente al telaio collegato a sua volta a terra tramite barre o calze di rame.

L'impianto si costituisce dunque di un sistema interno di dispersori interconnessi tra loro per il collegamento delle varie installazioni elettromeccaniche e di un sistema esterno (nodo collettore di terra), al quale verranno collegate le varie utenze, costituita da elementi disperdenti.

¹⁴ "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a."

4.9. Cavi

I cavi sono i responsabili della distribuzione dell'energia elettrica; due sono le tipologie presenti:

- ▲ Conduttori di media tensione;
- ▲ Conduttori di bassa tensione.

Generalmente viene effettuato uno scavo per allocare i cavi: lo scavo prevede una profondità di 1 m con rinterri di sabbia e materiale di risulta proveniente dagli scavi. La posa viene effettuata realizzando una trincea a sezione variabile in funzione della tratta (600-1000 mm) ponendo sul fondo dello scavo (opportunamente livellato), in ordine (procedendo verso il piano campagna):

- un letto di sabbia fine o di terreno scavato (se avente buone caratteristiche geomeccaniche);
- il conduttore di MT;
- il conduttore di terra ossia una corda in acciaio che verrà completamente ricoperta da terra compattata;
- i conduttori in BT, per alcuni tratti;
- uno strato di terra vagliata e compattata a ricoprimento dei conduttori di MT e BT;
- elemento di segnalazione cavi con protezione meccanica;
- rinterro ulteriore di altro terreno vegetale fino al piano campagna.

4.10. Ausiliari

Fanno parte dei sistemi ausiliari:

- ▲ *Illuminazione*: il sistema di illuminazione viene posto sul perimetro del campo fotovoltaico, sulla viabilità interna e sull'ingresso (dove viene garantita in maniera continuativa). Sui pali dell'illuminazione vengono allocate le telecamere per la sorveglianza.
- ▲ *Sorveglianza*: il sistema di anti-intrusione si compone a sua volta di telecamere fisse di tipo DAY-Night, cavo alfa con anime magnetiche, badge di sicurezza (per consentire l'accesso agli addetti) e tesserino e centralina di sicurezza posta all'interno della cabina stessa. L'installazione delle telecamere avviene sui pali di illuminazione serviti da gruppi di continuità localizzati lungo tutto il perimetro. L'altezza di installazione sarà ad un minimo di 5 m, lungo il perimetro dell'impianto,

con sistema di controllo dell'impianto anche in remoto. Sarà posizionato lungo il perimetro anche un sistema di allarme per scongiurare eventuali intrusioni e/o furti.

- ▲ *Sicurezza elettrica*: consente la protezione contro eventuali sovraccarichi di corrente.

4.11. Impianto di telegestione

L'operatività dell'impianto verrà monitorata costantemente in remoto (tramite internet o tramite sistema dial-in). La produzione giornaliera del campo fotovoltaico sarà messa in relazione con i dati meteo climatici al fine di misurare eventuali malfunzionamenti dell'impianto FV.

Le varie *SMU*¹⁵ in campo sono collegate tra loro e fanno capo al data logger (integrato all'inverter): le SMU ricavano i dati provenienti dai singoli pannelli, dati che vengono poi raccolti e inviati al data logger il quale li trasferisce in rete (mediante il router), per la supervisione e il controllo.

Sul campo è prevista l'installazione di sonde per il monitoraggio dei dati meteorologici e ambientali; nel dettaglio:

- Temperatura;
- Irraggiamento sul piano (inclinazione del piano);
- Energia elettrica prodotta.

4.12. Anemometro

Per la gestione dei tracker si prevede l'installazione di anemometri che possano controllare direttamente la velocità del vento di modo da poter garantire la messa in sicurezza dei pannelli in caso di elevata ventosità o di turbolenze.

4.13. Viabilità interna

Si è scelto di posizionare il campo fotovoltaico a ridosso o in vicinanza di strade esistenti, con un layout tale da minimizzare i movimenti di terra. L'utilizzo delle strade esistenti consente di ridurre al minimo l'impatto ambientale dell'opera, limitando al minimo la realizzazione di strade ex-novo.

¹⁵ *SMU* - System Management Unit

La parte di viabilità già esistente, in base alle specifiche condizioni, sarà oggetto di manutenzione straordinaria al fine di adattarla alle caratteristiche di portanza necessarie al transito dei mezzi di cantiere e di trasporto (qualora dovessero mancare tali caratteristiche). Per la progettazione della pista di cantiere sono state considerate le prescrizioni previste per il trasporto ed il montaggio dei pannelli fotovoltaici e relative strutture: visti gli ingombri delle componenti è infatti indispensabile che le strade presentino una larghezza minima atta all'esecuzione in sicurezza dei trasporti. Le piste di cantiere saranno utilizzate in fase di esercizio come strade di accesso al campo per consentire la regolare manutenzione ed il monitoraggio periodico di stringhe e cabine elettriche.

In fase di cantiere saranno utilizzati, per quanto possibile, i materiali provenienti dalle attività di escavazione. Lo strato in misto stabilizzato sarà opportunamente compattato con rullo pesante o vibrante mediante cilindratura a strati sino al raggiungimento di un idoneo livello di compattazione.

Si considera di realizzare un cassonetto di stabilizzato misto con cunetta laterale di scolo e drenaggio delle acque meteoriche. È stata prevista una pendenza longitudinale del 2% per favorire il drenaggio delle acque meteoriche.

Le strade esterne al parco seguono la viabilità esistente e permettono di raggiungere i fondi destinati ad ospitare il campo; sono inoltre ad oggi utilizzati dai braccianti locali e dagli stessi proprietari terrieri che in molti casi non risiedono nella zona.

Dunque, vista la situazione riscontrata in sito, si prevede:

- l'adeguamento e la ristrutturazione parziale (pulizia e ripristino del manto stradale) delle strade vicinali e comunali esistenti (in particolar modo se sterrate);
- la costruzione della nuova viabilità di accesso al campo.

In relazione alla pendenza ed alla copertura vegetale del terreno, si prevede un intervento di preparazione del fondo stradale e stesura del manto della carreggiata, per i nuovi percorsi, secondo le caratteristiche di seguito riportate, che sono anche da utilizzarsi per la realizzazione delle varianti e per la ristrutturazione dei percorsi esistenti.

Caratteristiche tecniche dei percorsi interni:

- Larghezza della carreggiata: 5 m;
- Manto stradale sterrato con strato compattato di almeno 30 cm;
- Materiale suddiviso in 2/3 di pietrisco a pezzatura grossa ed 1/3 di pietrisco a pezzatura fine.

Al termine della fase di cantiere, con il ripristino dello stato dei luoghi, si prevede l'adeguamento della stessa viabilità con rimozione di eventuale materiale in eccesso, sistemazione delle cunette lateralmente a ciascun tratto - in quanto utile in fase di esercizio - e lavori di ripristino dei tratti originariamente asfaltati, qualora si fossero deteriorati durante le fasi di trasporto delle apparecchiature e dei materiali da costruzione e realizzazione delle opere.

La viabilità così realizzata, in quanto permanente - nella fase di esercizio - potrà essere utilizzata anche dagli imprenditori agro-pastorali per adempiere alle loro attività.

4.14. Piazzali

È prevista la realizzazione di piazzali che possano asservire e rendere al contempo agevole l'accesso alle cabine; tali piazzali per l'installazione delle apparecchiature saranno ricoperte con adeguato strato di ghiaione stabilizzato (le finiture superficiali contribuiranno a ridurre i valori di tensione di contatto e di passo effettive in caso di guasto a terra sul sistema AT).

4.15. Opere a contorno dell'impianto

La recinzione viene realizzata per garantire la sicurezza del campo fotovoltaico da eventuali intromissioni dall'esterno.

La recinzione, al fine di tutelare il terreno annullandone a monte l'impatto, viene realizzata non mediante l'impiego di basamenti in cemento ma ricorrendo ad attrezzature battipalo o pali di vite.

La recinzione è prevista lungo tutto il perimetro con pali in acciaio zincato a caldo ed una rete in maglia sciolta con un'altezza totale dal piano di calpestio di 2 m badando bene a lasciare 10 cm dal piano campagna di modo da consentire il passaggio della piccola fauna autoctona.

Per mitigare l'impatto visivo-paesaggistico delle strutture foto-assorbenti all'interno del contesto agricolo, dominato dall'assenza per molti mesi all'anno di volumetrie vegetali che arricchiscano il profilo del paesaggio e conservano le caratteristiche di ruralità, verranno previste, ove necessario, opportune fasce di verde. Inoltre, allineando i massi presenti all'interno delle particelle lungo i confini dell'impianto e lungo le aree di compluvio delle acque, costruendo una sorta di confine in pietra naturale, si costruirà e in gran parte

conservierà una storica forma di paesaggio rurale, caratterizzato dalla presenza di filari di pietra e vegetazione spontanea.

I filari in pietra, con la piantumazione di specie arboree autoctone e la piantumazione sporadica di fichi d'india e fiori di campo, posti a cornice delle strutture, hanno la duplice finalità di mascherare gli elementi foto-assorbenti e fornire al contempo un adeguato collegamento con il sistema ambientale presente nel contesto. Valutando il contesto dei luoghi fortemente compromessi nella loro struttura dal sistema agricolo estensivo ed i convisivi di maggiore significatività, sono state considerate puntualmente le specifiche situazioni ambientali presenti ai lati del lotto, predisponendo differenziate delle fasce di vegetazione.

Inoltre le specie arboree, arbustive ed erbacee sono state scelte per una loro capacità mellifera. La mitigazione dell'impianto verrà garantita da fasce vegetali che si svilupperanno perimetralmente rispetto all'impianto sulla base di tre tipologie, fascia fiori di campo, fascia filari in pietra ed infine fascia fiori di campo, alberature e/o piante di fico d'india.

5. REALIZZAZIONE IMPIANTO, RISORSE NATURALI IMPIEGATE ED EMISSIONI

Si riporta di seguito una descrizione delle caratteristiche della fase di funzionamento ed i fabbisogni, i consumi, i materiali e le risorse naturali impiegate durante la fase di esercizio dell'impianto. *Si descrivono inoltre le fonti emissive e le fonti inquinanti sia durante le fasi di costruzione che di dismissione e di esercizio.* Tali argomenti verranno poi ripresi nel paragrafo del SIA - *Quadro di riferimento Ambientale* e verranno valutati sia per l'impianto di progetto che per effetto di cumulo dovuto alla presenza di altri impianti FER.

5.1. FASE DI CANTIERE

Per l'esecuzione della fase di cantiere le attività previste sono così riassumibili:

- Scavi/sbancamenti, funzionali:
 - ▲ All'adeguamento viabilità/nuova realizzazione per il raggiungimento del campo;
 - ▲ Per la posa di:
 - Collegamenti elettrici delle dorsali di campo e dei servizi ausiliari;
 - Linea MT e cavidotto MT di collegamento alla RTN;

- Materiale di sottofondo e fondazione a vasca delle cabine elettriche con il locale uffici;
- Sostegni dei cancelli di accesso all'impianto e dei pali di sostegno del sistema di illuminazione e di video controllo;
- ▲ Trasporto e successiva installazione in sito del materiale elettrico ed edile;
- ▲ Installazione, in ordine, di:
 - Tracker;
 - Moduli fotovoltaici;
 - Quadri e cabine elettriche;
 - Recinzione e cancello;
 - Pali di illuminazione;
 - Linee elettriche.
- ▲ Esecuzione dei collaudi di tutte le apparecchiature elettriche;
- ▲ Ripristino ambientale del cantiere alla situazione "ante-operam".

I materiali saranno tendenzialmente trasportati sul posto nelle prime settimane di cantiere, in cui avverrà l'approntamento dei pannelli fotovoltaici, del materiale elettrico e di quello necessario per le strutture di sostegno.

Il materiale di risulta sarà utilizzato nello stesso cantiere per eseguire i ricoprimenti ma qualora dovesse essere in quantità superiore verrà destinato a smaltimento in discarica autorizzata.

Da non dimenticare la regimentazione e canalizzazione delle acque superficiali che prevede la realizzazione della viabilità con pendenze laterali pari almeno al 2%.

5.1.1. Materiali e risorse naturali impiegate

Il consumo idrico previsto durante la fase di costruzione è relativo principalmente all'umidificazione delle aree di cantiere, per ridurre le emissioni di polveri e per gli usi domestici. Il consumo idrico civile stimato oscilla fra i 50 e gli 80 l/giorno.

L'*approvvigionamento idrico* verrà effettuato tramite acquedotto; qualora la rete idrica di approvvigionamento idrico non fosse disponibile si utilizzerà autobotte.

Altra risorsa oggetto di consumi significativi sarà il *carburante* necessario per i mezzi utilizzati per il trasporto del materiale al cantiere e i mezzi d'opera utilizzati internamente all'area di intervento.

5.1.2. Valutazione dei residui e delle emissioni prodotte

Durante la fase di cantiere si genereranno rifiuti liquidi legati all'uso dei bagni chimici: tali rifiuti saranno conferiti presso impianti autorizzati.

Non vi sono altre tipologie di rifiuto generato ad eccezione di quelli tipici da cantiere quali plastica, legno, metalli, etc. che saranno sottoposti a deposito temporaneo in area dedicata e successivamente conferiti ad impianti regolarmente autorizzati.

La gestione dei rifiuti sarà in linea con le disposizioni legislative e terrà conto delle migliori prassi in materia.

Al fine di limitare il rischio ambientale (*Principio di prevenzione*, art.178 del D.Lgs 152/2006), tutte le attività di gestione dei rifiuti prodotti durante l'attività di costruzione di qualsiasi opera verranno pianificate in modo tale da rispettare i criteri di priorità di riciclaggio e riutilizzo (art.179 del D.Lgs 152/2006).

Pertanto, si provvederà a:

- Massimizzare la quantità di rifiuti recuperati per il riciclo;
- Ridurre al minimo la quantità di rifiuti smaltita in discarica;
- Assicurare che eventuali rifiuti pericolosi siano stoccati in sicurezza.

Durante le attività di costruzione e di dismissione, le emissioni in atmosfera saranno costituite:

- Dagli inquinanti rilasciati dai gas di scarico dei macchinari da cantiere e dei mezzi utilizzati per il trasporto del materiale e del personale.
- Dalle polveri provenienti dalla movimentazione dei mezzi e dalla movimentazione delle terre durante le attività di preparazione del sito.

Riguardo alle polveri prodotte durante la fase di cantiere, saranno previste delle misure di mitigazione per l'abbattimento delle stesse: tali procedure vengono esposte nel dettaglio all'interno del *Quadro di Riferimento Ambientale*.

Il trasporto delle strutture, dei moduli e delle utilities è previsto esclusivamente su gomma ed interesserà i periodi iniziali della fase di costruzione. Il materiale in arrivo sarà depositato temporaneamente in un'area di stoccaggio all'interno della proprietà e verranno utilizzate piste interne esistenti e di progetto per agevolare il trasporto ed il montaggio dell'impianto.

Durante la fase di costruzione, sarà necessaria l'occupazione di suolo sia per lo stoccaggio dei materiali, quali tubazioni, moduli, cavi e materiali da costruzione, che dei rifiuti prodotti. Per la realizzazione dell'impianto non si prevede di incrementare le superfici impermeabilizzate infatti, l'impianto sarà installato sul materiale di fondo presente allo stato di fatto.

5.2. FASE DI ESERCIZIO

Durante la fase di esercizio la gestione dell'impianto fotovoltaico verterà su attività di manutenzione e di pulizia dei pannelli.

La manutenzione ordinaria del sistema consiste in ispezioni periodiche sulle componenti elettriche e meccaniche che lo costituiscono. Tale operazione dovrà essere eseguita secondo la normativa nazionale vigente in modo tale da garantire col tempo le caratteristiche di sicurezza e affidabilità delle singole componenti e dell'impianto nel suo complesso. Per maggiori dettagli consultare l'elaborato "*Piano di manutenzione e gestione dell'impianto*".

Essendo installati all'aperto, i pannelli fotovoltaici sono esposti a molteplici agenti che comportano inevitabilmente il venir meno della nettezza della superficie; per tale ragione verrà prevista la pulizia degli stessi al fine di evitare malfunzionamenti.

La pulizia potrà avvenire:

- Metodo A: *Aria compressa* - la Canadian Solar raccomanda di pulire lo sporco superficiale sui moduli - ad es. la polvere - solo con la pressione dell'aria.
- Metodo B: *Pulizia a umido* - Se sulla superficie del modulo è presente uno sporco eccessivo è consigliato utilizzare una spazzola non conduttiva o una spugna. In tal caso bisognerà assicurarsi che qualsiasi spazzola o strumento di agitazione sia costruiti con materiali non conduttivi per minimizzare il rischio di scossa elettrica e che non siano abrasivi per il vetro o il telaio di alluminio. Le operazioni di manutenzione straordinaria saranno effettuate da tecnici specializzati ed esclusivamente in caso di avaria dell'apparecchiatura.

5.2.1. Materiali e risorse naturali impiegate

Durante la fase in esercizio il consumo di risorsa idrica sarà legato esclusivamente alla pulizia dei pannelli. Per questa operazione sarà utilizzata solamente l'acqua senza i detersivi.

5.2.2. Valutazione dei residui e delle emissioni prodotte

Durante la fase di esercizio la produzione di rifiuti risulta essere non significativa, in quanto limitata agli scarti degli imballaggi prodotti durante le attività di manutenzione dell'impianto.

In questa fase non è prevista la presenza di sorgenti significative di emissione in atmosfera. Unica eccezione è il generatore di emergenza che entrerà in funzione solo in caso di mancata alimentazione dell'impianto. Si può pertanto affermare che durante la fase di esercizio non si avrà una significativa produzione di rifiuti e di emissioni. Al contrario, si avrà un impatto positivo consentendo un risparmio di emissioni in atmosfera rispetto alla produzione di energia mediante fossili tradizionali.

5.3. FASE DI DISMISSIONE

La vita nominale di un impianto fotovoltaico è della durata di circa 25-30 anni al termine dei quali sarà necessario restituire il luogo alla sua conformazione antecedente, operazione effettuata con un ripristino stato dei luoghi.

Gli interventi necessari alla dismissione e allo smantellamento del campo fotovoltaico sono illustrati di seguito; in ordine si provvederà alla rimozione di:

- ▲ moduli fotovoltaici;
- ▲ tracker;
- ▲ cabine elettriche con relativi apparati e fondazioni;
- ▲ cavidotti (qualora si voglia salvaguardare la morfologia dell'area è possibile lasciare i cavi esattamente lì dove si trovano perché in realtà essendo interrati non danno alcun tipo di problema);
- ▲ ripristino del manto stradale;
- ▲ locale ufficio e relativa fondazione;
- ▲ recinzione;
- ▲ cancello d'ingresso e relativi plinti;
- ▲ pali illuminazione e relativi plinti di fondazione e pozzetti.

Al termine delle fasi appena descritte si attua un ripristino della morfologia dei luoghi con eventuali opere di rinaturalizzazione e rinverdimento con specie floristiche autoctone.

Ovviamente non sarà in alcun modo possibile la dismissione della sottostazione e del cavidotto AT, opere che peraltro potrebbero servire per una futura altra connessione.

Per maggiori dettagli si faccia riferimento all'elaborato "*Progetto di dismissione dell'impianto*".

6. ANALISI DI MICROSITING E STIMA DI PRODUCIBILITÀ

Il calcolo della producibilità è stato effettuato imputando il modello del sistema nel software di simulazione PVSyst vers. 7.2.14.

Pvsyst è un software pensato per lo studio, il dimensionamento e l'analisi dei dati di un impianto fotovoltaico completo, che può trattare di impianti isolati o connessi a rete. Oltre al database meteo incluso nel software, PVSyst dà accesso a molte fonti di dati meteorologici disponibili sul web e include uno strumento per importare i dati facilmente. L'utente ha la possibilità di eseguire simulazioni di impianti e di compararle tra loro ed è assistito nella progettazione di tutto il sistema dalla scelta del piano orientato fino alla definizione del layout completo delle stringhe sul campo. Infine, il software pone a disposizione dell'utente i risultati della simulazione con l'energia prodotta ed i dettagli delle perdite.

Il database internazionale *MeteoNorm* rende disponibili i dati meteorologici per la località di "*Pietra Pizzuta*", nel Comune di Raddusa (CT): l'attendibilità dei dati contenuti nel database è internazionalmente riconosciuta, possono quindi essere usati per l'elaborazione statistica per la stima di radiazione solare per il sito. In particolare, sono stati utilizzati i dati del database *MeteoNorm 8.0*, aggiornati alla data di stesura del progetto.

Di seguito si riportano i dati meteorologici assunti per la presente simulazione - Tabella 4.

Il grafico che segue - Figura 13 - mostra le altezze massime e minime del sole nell'arco dell'anno, e il diagramma delle ombre dovuto al paesaggio circostante. Si tratta di un diagramma orientativo che tiene conto della posizione del sito e delle interferenze con l'ambiente circostante. Sulla base dei modelli DTM tridimensionali del terreno è stato elaborato il profilo del terreno, per la determinazione delle ombre lontane, che di seguito si riporta.

Balances and main results								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	70.6	31.05	8.90	107.7	92.0	3821882	3750701	0.797
February	84.0	38.00	11.22	121.5	106.8	4347120	4267355	0.804
March	125.1	47.75	10.45	177.9	160.2	6460177	6345032	0.816
April	166.1	63.03	13.94	225.9	206.5	8113462	7172792	0.726
May	202.7	67.60	18.11	270.7	249.9	9580942	8619155	0.728
June	218.2	63.79	22.10	290.0	270.6	10212978	10025807	0.791
July	237.3	60.56	25.47	323.0	300.7	11175290	10967739	0.777
August	208.3	62.93	26.02	288.0	265.9	9926170	9740180	0.774
September	145.8	52.87	23.24	202.1	184.9	7081372	6229760	0.705
October	104.1	45.99	16.68	153.0	133.7	5330734	5231723	0.782
November	71.6	30.75	14.17	107.1	92.5	3774282	3702561	0.791
December	65.0	26.01	9.84	102.6	86.5	3590819	3522260	0.785
Year	1699.0	590.34	16.70	2369.4	2150.2	83415227	79575065	0.768

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		

Tabella 4: Dati meteorologici dal calcolo effettuato con PVsyst per il progetto in esame

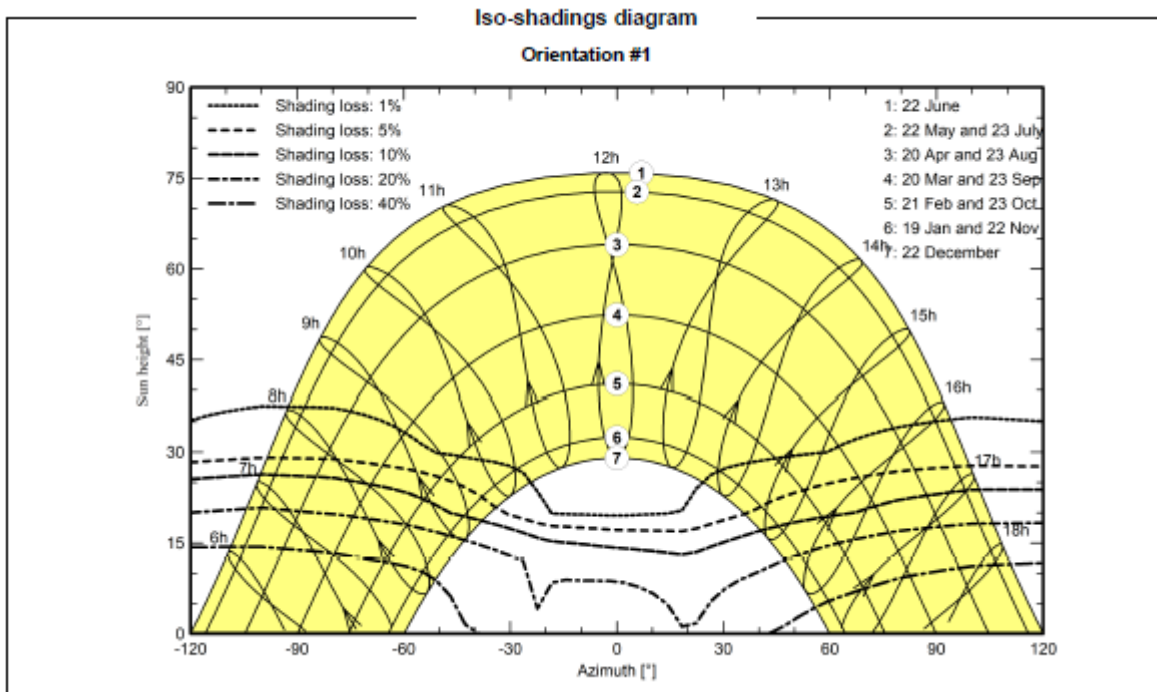


Figura 13: Diagramma clinometrico dal calcolo effettuato con PVsyst per il progetto in esame

A seguito dei rilievi effettuati in sede di sopralluogo è stato accertato che non esistono ostacoli significativi tali da presentare ombreggiamenti locali sulla superficie dell'impianto fotovoltaico.

Per maggiori dettagli si faccia riferimento alla relazione *"Calcolo della producibilità"* allegata al presente Studio di Impatto Ambientale.

Producibilità netta del layout d'impianto				
Impianto	Potenza nominale [Wp]	N° pannelli	Potenza impianto [MW]	Producibilità [MWh/anno]
ITS TURPINO SRL	665	65'743	37	79'575

Tabella 5: Producibilità netta del parco agrivoltaico di Raddusa (CT) da 37 MW

6.1. Fattori che influenzano la produzione

L'analisi svolta, come indicato nei paragrafi precedenti, dà indicazioni su come è possibile posizionare i pannelli in base alla conformazione orografica dell'area e all'esposizione alla radiazione solare incidente o "insolazione" di modo che l'impianto risulti il più produttivo possibile.

La disposizione dei pannelli sul terreno - vedasi elaborato grafico *"Layout Impianto"* - non è la sola ad influire sul quantitativo di energia prodotta; influiscono anche altri fattori quali:

- Caratteristiche del sito di installazione quali:
 - latitudine,
 - radiazione solare disponibile,
 - temperatura,
 - riflettanza della superficie antistante i moduli;
- Caratteristiche dei moduli:
 - potenza nominale,
 - coefficiente di temperatura,
 - perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- Caratteristiche del BoS (Balance Of System);

- Esposizione dei moduli, funzione di:
 - angolo di inclinazione (Tilt),
 - angolo di orientazione (Azimut);
- Ombreggiamenti eventuali;
- Insudiciamenti del generatore fotovoltaico.

L'insieme di tali fattori porta ad una diminuzione della producibilità energetica annua. Le perdite di impianto considerate durante il calcolo sono per default pari al 21.46%. Nel dettaglio:

- Perdite per *ombreggiamento reciproco* fra le schiere pari a -6,08% >;
- Perdite per *basso irraggiamento* pari a - 0,43%;
- Perdite per *temperatura* pari a - 4,94%;
- Perdite per *qualità del modulo fotovoltaico* - si tratta dunque di un guadagno prodotto grazie alla tolleranza positiva del modulo di progetto - pari a + 0.55%;
- Perdite per mismatch del generatore fotovoltaico pari a - 2,11%;
- Degrado delle prestazioni dei moduli fotovoltaici con un valore medio di perdita pari a -0,5%;
- Perdite ohmiche di cablaggio pari a -1,16%;
- Perdite sul sistema di conversione pari al -1,50%.

Sulla scorta di tutte le considerazioni effettuate, è stato effettuato il calcolo della producibilità del sistema, partendo dal modello dell'impianto imputato nel software di calcolo PVSyst. Stabilita quindi la disponibilità della fonte solare, e determinate tutte le perdite illustrate, la produzione dell'impianto fotovoltaico in progetto risulta pari a 79'575 MWh/anno. Sulla base di tutte le perdite precedentemente illustrate, l'impianto in progetto consente di ottenere un indice di rendimento (Performance Ratio PR) pari a 76,82% al primo anno di esercizio.

7. ANALISI DELLE ALTERNATIVE

In accordo al D. Lgs 152/2006 e ss.mm.ii., è stata effettuata l'analisi delle principali alternative progettuali ragionevoli, al fine di confrontarne i potenziali impatti con quelli determinati dall'intervento proposto.

Nel presente capitolo si riportano i motivi alla base della scelta del sito d'impianto e della scelta della soluzione tecnica di progetto, in particolare per quel che concerne il layout dell'impianto ad energia solare fotovoltaica.

Come specificato al capitolo precedente, il presente progetto riguarda la realizzazione di un impianto alla produzione di energia da fonte solare da 37 MW di potenza nominale, costituito da 65'743 pannelli - dalla potenza fino a 665 Wp - e relative opere di connessione alla RTN. La progettazione è stata eseguita valutando la possibilità di alternative progettuali, tipologiche (con altre fonti) e non escludendo la cosiddetta "alternativa zero".

Di seguito si riportano gli esiti del percorso logico che ha portato alla definizione del layout di progetto.

7.1. Alternativa "0"

L'alternativa zero consiste nel rinunciare alla realizzazione del progetto, prevedendo di conservare le aree in esame come suoli prettamente agricoli e/o a pascolo; ad ogni modo in condizioni tali da non variare la vocazione iniziale degli stessi.

Applicando tuttavia tale alternativa si precluderebbe la possibilità di sfruttare i vantaggi che nascono dall'utilizzo combinato di agricoltura innovativa e di energia rinnovabile.

L'alternativa zero è assolutamente in controtendenza rispetto agli obiettivi, internazionali (Rif. *Accordo di Parigi sul Clima*) e nazionali (Rif. *Strategia Energetica Nazionale*) di decarbonizzazione nella produzione di energia e di sostegno alla diffusione delle fonti rinnovabili nella produzione di energia.

Il mantenimento dello stato attuale, allo stesso tempo, non incrementa l'impatto occupazionale connesso alla realizzazione dell'opera.

La realizzazione dell'intervento prevede la necessità di risorse da impegnare nella fase di progetto, di cantiere ed anche di gestione dell'impianto, aggiungendo opportunità di lavoro a quelle che derivano dalla sola coltivazione dei suoli.

L'aspetto più rilevante della mancata realizzazione dell'impianto è in ogni caso legato alle modalità con le quali verrebbe soddisfatta la domanda di energia elettrica anche locale, che resterebbe sostanzialmente legata all'attuale dipendenza dalle fonti fossili, con tutti i risvolti negativi ad essa, direttamente ed indirettamente, connessi.

È inoltre da considerare il fatto che l'utilizzo della tecnologia agri-voltaica ben si innesta nell'uso continuo dei suoli con finalità agro-silvo-pastorali, in quanto non c'è un'occupazione

totale del suolo. Destinando infatti alcune aree a scopi produttivi - e riducendo notevolmente l'utilizzo dei combustibili convenzionali - si avrebbero due importanti conseguenze ambientali: da una parte un risparmio in termini di emissioni in atmosfera di composti inquinanti e di gas serra che sarebbero, di fatto, emessi da un altro impianto di tipo convenzionale; dall'altra un incremento in maniera importante della produzione da Fonti Energetiche Rinnovabili, favorendo il raggiungimento degli obiettivi previsti dal Pacchetto Clima-Energia.

L'iniziativa in progetto, inoltre, in un contesto così depresso potrebbe essere volano di sviluppo di nuove professionalità e assicurare un ritorno equo ai conduttori dei lotti su cui si svilupperà il progetto senza tuttavia precludergli la possibilità di continuare ad utilizzare tali terreni per le attività produttive quali l'apicoltura o il pascolamento di specie ovine.

Si sottolinea inoltre che, da consultazione con i proprietari o conduttori dei fondi agricoli, è emerso che le attuali rese delle colture in atto (sostanzialmente cereali e foraggere) vanno da discrete a scarse a seconda dei casi; senza contare il fatto che il terreno della Regione Sicilia - come tutto il Sud Italia in generale - è sempre più duramente esposto al fenomeno della desertificazione che lo impoverisce rendendolo "fragile"¹⁶.

Il progetto di agrivoltaico in questione pertanto consentirebbe di proporre valide alternative a sostegno del reddito di provenienza agricola, con l'aggiunta di sfruttare il significativo potenziale fotovoltaico del sito oltreché proteggerlo dal fenomeno della desertificazione: la fascia d'ombra che si sposta con gradualità durante il giorno da ovest a est sull'intera superficie del terreno coperta dai pannelli - garantita dall'utilizzo del tracker - va a tutelare infatti il contenuto di umidità del suolo proteggendolo dal continuo e costante irraggiamento, responsabile del fenomeno di desertificazione.

Su scala locale, la mancata realizzazione dell'impianto comporterebbe certamente l'insussistenza delle azioni di disturbo dovute alle attività di cantiere che, in ogni caso,

¹⁶ Tale fragilità viene espressa in accezione di *desertificazione*, riconosciuta nel 1994 dalla UNCCD¹⁶ come "*degrado delle terre nelle zone aride, semi-aride e sub-umide secche, attribuibile a varie cause, fra le quali le variazioni climatiche e le attività antropiche*"; il CNR ha infatti eseguito delle analisi da cui risulta che è a rischio desertificazione ben il 21% del territorio italiano, il 41% del quale è localizzato nel Sud del Paese e che tale fenomeno di degradazione riguarderà, durante questo secolo, il 70% del territorio siciliano.

Nel territorio siciliano, secondo quanto si evince dalla *Strategia regionale di azione per la lotta alla desertificazione* svolta a cura dell'*Autorità di Bacino del Distretto Idrografico della Sicilia* "le aree critiche rappresentano il 56.7% dell'intero territorio" e "le aree fragili, quelle in cui qualsiasi alterazione del delicato equilibrio tra fattori naturali e le attività umane può portare alla desertificazione, rappresentano una quota pari al 35,8% del totale".

stante la tipologia di opere previste e la relativa durata temporale, sono state valutate mediamente più che accettabili su tutte le matrici ambientali.

Anche per la fase di esercizio non si rileva un'alterazione significativa delle matrici ambientali, incluso l'impatto paesaggistico. Per quanto concerne gli eventuali impatti connessi, questi molto dipendono dalle scelte progettuali effettuate e dalle modalità con le quali l'opera viene inserita nel contesto. Per tale motivo, molta attenzione è stata posta nella scelta dei criteri progettuali d'inserimento al fine di ridurre, o limitare per quanto possibile, l'insorgere di eventuali impatti (per maggiori dettagli si consulti il *SIA - Quadro di riferimento Ambientale*).

In definitiva, la "non realizzazione dell'opera" permetterebbe di mantenere lo stato attuale, senza l'aggiunta di nuovi elementi sul territorio, ma, allo stesso tempo, limiterebbe lo sfruttamento delle risorse disponibili sull'area e i notevoli vantaggi connessi con l'impiego della tecnologia fotovoltaica, quali:

- Uso di fonte energetica rinnovabile;
- Produzione di energia verde;
- Riduzione delle emissioni in atmosfera dei gas climalteranti ed in particolar modo della CO₂;
- Benefici sociali ed effetti occupazionali.

Al di là degli aspetti specifici legati al progetto, *la scelta di non realizzare l'impianto si rivelerebbe in contrasto con gli obiettivi di incremento della quota di consumi soddisfatta da fonti rinnovabili prefissati a livello europeo e nazionale.*

Per quanto sopra, si evince che la considerazione dell'alternativa zero, sebbene non produca azioni impattanti sull'ambiente, comprometterebbe i principi della direttiva comunitaria a vantaggio della promozione energetica da fonti rinnovabili, oltre che precludere la possibilità di generare nuovo reddito e nuova occupazione.

Pertanto, tali circostanze dimostrano che l'alternativa zero rispetto agli scenari che prevedono la realizzazione dell'intervento non sono auspicabili per il contesto in cui si debbono inserire.

7.2. *Alternative tecnologiche*

Il conseguimento dei vantaggi, in parte citati al paragrafo precedente, concernenti in particolare la produzione di energia a basse emissioni di CO₂, il contenimento del consumo delle risorse naturali, il sostegno all'occupazione... possono essere raggiunti attraverso la realizzazione di un impianto alimentato da fonti energetiche rinnovabili.

L'eventuale alternativa all'impianto fotovoltaico potrebbe essere rappresentata dal ricorso ad altri impianti da FER quali ad esempio:

- Un *impianto eolico*, appurata una buona "ventosità" dell'area in accezione di produzione eolica ottenibile che, ammesso che sia paragonabile a quella fotovoltaica stimata, comporterebbe una minore occupazione di suolo da parte degli aerogeneratori a scapito di un maggiore impatto visivo-paesaggistico - difficilmente compensabile a differenza del caso legato ad un parco fotovoltaico (per maggiori dettagli si consulti il paragrafo "*Paesaggio*" dell'elaborato "*SIA - Studio di Impatto Ambientale*") - permettendo però di sfruttare per il pascolo e/o per la coltivazione, sino alla base delle torri eoliche, la maggiore porzione di territorio messa a disposizione grazie all'assenza dei pannelli fotovoltaici;
- un *impianto a biomassa*, in tal caso il problema più grande sarebbe rappresentato dall'approvvigionamento di materia prima: non potendo infatti fornirsi all'interno di una certa area e dovendosi dunque allontanare ciò comporterebbe uno svantaggio economico del quale però non si potrebbe fare a meno non bastando, per l'alimentazione dell'impianto, i sottoprodotti da attività agricola. L'aumento del traffico e del movimento dei mezzi porterebbe inevitabilmente ad un aumento dell'inquinamento atmosferico a causa dell'emissione di sostanze inquinanti e/o gas climalteranti.

Ricadendo la scelta sull'impianto fotovoltaico, la dimensione e la tecnologia scelta per lo stesso derivano dal duplice obiettivo di massimizzare la produzione di energia rinnovabile e di minimizzare l'occupazione di territorio.

Seppur affrontando dei costi maggiori rispetto ad un layout tradizionale, è stato scelto di utilizzare una tecnologia ad inseguimento con moduli fotovoltaici dalle prestazioni di punta (fino a 665 Wp) così da avere una producibilità superiore rispetto ad un impianto fotovoltaico a pannelli fissi ed una occupazione di territorio, a parità di potenza installata, minore.

Attualmente, paragonando l'efficienza e il costo per kWh prodotto, la tecnologia fotovoltaica a inseguimento monoassiale risulta superiore a tutte le altre. Questa scelta ha

inoltre un riflesso diretto sull'impatto positivo, a livello nazionale, delle emissioni evitate e quindi sulla qualità dell'aria.

Le caratteristiche del sito possono ritenersi idonee sia per l'installazione di un *impianto agrivoltaico* che di un impianto fotovoltaico tradizionale; infatti, il sito presenta un'orografia che si presta in maniera ottimale all'installazione di campi fotovoltaici con pendenze ed esposizioni che permettono di sfruttare l'area per questo tipo di tecnologia.

Mettendo a confronto le due tecnologie e valutando gli impatti ambientali ad esse connesse, emerge che:

- L'impatto visivo determinato da un impianto agrivoltaico è sicuramente maggiore dato lo sviluppo verticale dei tracker anche se non risulterebbe trascurabile l'impatto determinato da un impianto fotovoltaico a terra con un'estensione notevole - si considerino in ogni caso le misure di mitigazione adottate al fine di ridurre l'impatto visivo e paesaggistico (per maggiori dettagli si faccia riferimento al *SIA - Quadro di riferimento Ambientale* oltreché alla *Relazione Paesaggistica*);
- In termini di occupazione di superficie l'installazione agrivoltaica, come già detto, risulta essere molto vantaggiosa: l'occupazione di suolo è minore rispetto ad un impianto tradizionale in quanto l'interasse di 6 m permette di creare una superficie discontinua evitando, di conseguenza, la totale impermeabilizzazione dell'area;
- L'impatto determinato dall'impianto agrivoltaico sulle componenti naturalistiche, come argomentato nel quadro ambientale e nello studio naturalistico, risulta moderato se non addirittura assente.

7.3. Alternativa localizzativa

L'ubicazione del progetto così come presentato nasce dalla disponibilità dei proprietari a destinare i terreni a tale finalità per la scarsa valenza agro-economica dei terreni stessi ma soprattutto per la possibilità di tracciare un cavidotto interrato senza avere interferenze con vincoli di natura ambientale e/o paesaggistica di cui i piani di gestione del territorio non permettano il passaggio dello stesso; per tale ragione non è stata valutata una alternativa localizzativa.

Ad ogni modo per valutare l'idoneità dei terreni all'installazione di pannelli fotovoltaici, è stata condotta una preliminare ed approfondita valutazione sia dal punto di vista geologico ed idrogeologico che dal punto di vista vincolistico e di stima della producibilità.

L'area prescelta è il risultato di un'attenta analisi che tiene conto dei seguenti aspetti:

- Coerenza con i vigenti strumenti della pianificazione urbanistica, sia a scala comunale che di area vasta, oltreché con la normativa in materia paesaggistico-ambientale;
- Esposizione dell'area alla fonte solare e, di conseguenza, producibilità dell'impianto (fondamentale per giustificare qualsiasi investimento economico);
- Vicinanza con infrastrutture di rete e disponibilità di allaccio ad una sottostazione elettrica.

A seguito delle analisi tecniche e vincolistiche appena descritte è stata perimetrata un'area netta utile all'installazione dei Tracker.

7.4. *Alternative dimensionali*

L'alternativa dimensionale può vedere la variazione di:

- Valore di potenza;
- Numero di pannelli fotovoltaici (estensione areale del campo fotovoltaico).

Per quanto riguarda la potenza non avrebbe senso considerare una potenza inferiore, ma al contrario, la scelta di una potenza maggiore sarebbe vincolata alla disponibilità di terreni ed allo stesso tempo alle opzioni rese disponibili dal mercato tecnologico (pannelli con potenza nominale più elevata).

Per quanto concerne il numero di pannelli fotovoltaici chiaramente esso potrebbe aumentare o diminuire ma anche qui il numero dei pannelli è stato determinato da un'analisi accurata (per i dettagli si consulti il paragrafo "ANALISI DI MICROSITING E STIMA DI PRODUCIBILITÀ" sopra riportato) e per quanto un aumento del numero degli stessi andrebbe a vantaggio dell'economia (in quanto avrebbero un costo più contenuto) esso andrebbe tuttavia a svantaggio dell'ambiente poiché:

- implicherebbe una maggiore sottrazione del suolo andando ad inficiare sull'impatto visivo-percettivo del parco stesso;
- comporterebbe un valore di potenza tale da non giustificare più la sostenibilità economica che tanto spinge il ricorso agli impianti di macro-generazione.

7.5. *Valutazione sulle alternative*

In riferimento a quanto espresso nei paragrafi pregressi relativi alle varie "Alternative" e considerando le principali matrici ambientali considerate nel SIA - Quadro di riferimento Ambientale (atmosfera, acqua, suolo, biodiversità, salute pubblica, rumore), si riporta qui

di seguito uno specchietto riassuntivo ad eccezion fatta per l'alternativa di localizzazione in quanto non ne è stata proposta alcuna.

	Alternative	Atmosfera	Acqua	Suolo	Biodiversità	Salute pubblica	Rumore
	"0"	/	/	/	/	/	/
	localizzazione	NC	NC	NC	NC	NC	NC
Alternative dimensionali	Riduzione pannelli FV	0	0	-	0	0	0
	Aumento pannelli FV	0	0	-	0	0	0
Alternative tecnologiche	Eolico	+	0	0	-	0	-
	Biomasse	-	-	-	0	-	-
	Fotovoltaico	+	0	-	0	0	+
	Agrivoltaico	+	0	+	+	0	+

Tabella 6: riepilogo impatti su matrici ambientali contestualmente alle alternative di progetto possibili

NC: Non classificabile; 0: neutrale; "-": negativa; "+": positiva.

Da come illustrato nella Tabella 6 gli unici impatti negativi sarebbero legati, oltreché al ricorso ad un impianto a biomassa (su tutte le matrici) anche ad uno eolico in particolare su componenti rumore e biodiversità. Ovviamente l'alternativa "0" non comporta nessun impatto, sia esso positivo o negativo, ma bisogna tener conto che nella non realizzazione si va contro il principio per cui si è ricorsi all'utilizzo delle FER - come ampiamente spiegato nel paragrafo pregresso "Alternativa 0" - per cui il giudizio complessivo risulta essere negativo poiché la non realizzazione del progetto implicherebbe il mancato raggiungimento degli obiettivi prefissati a livello nazionale ed europeo.

L'opzione legata alla realizzazione di un impianto a biomassa è quella che comporta di sicuro maggiori impatti negativi, infatti, nel dettaglio su componente:

- atmosfera: comporta un aumento della concentrazione di emissione di polveri sottili e di anidride carbonica;
- acqua: determina uno sfruttamento maggiore dovuto alle esigenze di lavaggio;

- suolo: determina un maggior quantitativo di suolo sottratto all'agricoltura;
- salute pubblica: la richiesta di sottoprodotti dell'attività agro-silvo-pastorale va a sbilanciare gli equilibri del mercato locale perché l'utilizzo, ad esempio, della legna che normalmente viene utilizzata per il riscaldamento domestico fa sì che l'utilizzo al fine di alimentare l'impianto a biomasse porti ad un aumento di richiesta e dunque del prezzo di mercato;
- rumore: comporta un rumore maggiore di quello che implicherebbe un impianto eolico e/o fotovoltaico (rumore del tutto assente) motivo per cui sarebbe conforme ad un'area industriale piuttosto che ad un'area agricola.

L'alternativa che prevede la realizzazione di un impianto eolico, nel dettaglio, implica degli impatti negativi sui comparti:

- biodiversità: impatto potenziale dell'avifauna e della chiroterofauna sulle pale dell'aerogeneratore;
- rumore: legato alle emissioni rumorose dovute al funzionamento degli aerogeneratori.

Si ha invece un impatto positivo dovuto alla maggiore disponibilità di suolo sfruttabile per attività a carattere agro-silvo-pastorale fino alla base delle stesse torri eoliche.

L'alternativa che prevede l'incremento del numero di moduli fotovoltaici implica un impatto negativo sulla matrice suolo: predisporre un numero maggiore di moduli fotovoltaici comporterebbe un'occupazione maggiore del suolo stesso con conseguente maggiore impatto visivo-paesaggistico.

In conclusione, a seguito di quanto appena esposto, la proposta della proponente ITS TURPINO SRL di ricorrere ad un impianto agrivoltaico rappresenta la migliore tra le alternative possibili in quanto costituisce quella che comporta maggiori benefici.

8. CONCLUSIONI

Con il presente studio è stato analizzato il progetto agrivoltaico proposto nel comune di Raddusa (CT) in relazione alle scelte progettuali ed alle alternative tecnologiche, localizzative, dimensionali ed all'alternativa "zero".

Sono state quindi descritte le opere relative al progetto trattando separatamente le opere civili e le opere impiantistiche e motivando puntualmente le scelte progettuali. Ciò ha

consentito di verificare che l'impianto fosse compatibile con la natura orografica del sito, con le aree considerate più idonee dal punto di vista dell'esposizione e con le aree tutelate, cercando sempre soluzioni progettuali di minor impatto ambientale possibile.

In conclusione, si può affermare che il progetto risulta compatibile rispetto agli scenari previsti in materia di energia rinnovabile (Es. Conferenza di Parigi sul clima); inoltre l'analisi delle alternative tecnologiche ha permesso di concludere che la proposta di impianto agrivoltaico risulta la scelta più idonea nel rispetto dei target promossi a livello internazionale e nazionale di incentivazione delle energie rinnovabili e nel rispetto della natura agricola del sito.