

REGIONE SICILIA

PROVINCIA DI TRAPANI

COMUNE DI ERICE

PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRO - FOTOVOLTAICO

REALIZZAZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO PER
LA PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE
FOTOVOLTAICA E PER LA PRODUZIONE AGRICOLA
DELLA POTENZA DI 57 MW_p E DELLE RELATIVE
OPERE CONNESSE E DI CONNESSIONE ALLA RETE

DESCRIZIONE ELABORATO Relazione tecnica descrittiva	Livello Progetto PD		Codice Elaborato RS06REL0001A0
	Scala	Formato stampa	Codice Progetto ITA10130

PROGETTAZIONE e SVILUPPO	Proponente:
 <p>MR WIND S.r.l. Via Alessandro Manzoni n.31 - 84091 Battipaglia (SA)</p>  <p>TECNICO Ing. Giuseppe Calabrese</p>  <p>TECNICO Ing. Giovanni Savarese</p>	<p>V-RIDIUM SOLAR SICILIA 6 S.r.l. Viale Giorgio Ribotta n.21 - 00144 Roma (RM)</p>

DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	CONTROLLATO	VERIFICATO
00		-----		
01				
02				
03				

Sommario

1. Premessa	2
2. Descrizione del progetto	7
2.1 Dati società	11
2.2 Caratteristiche generali del progetto fotovoltaico	11
3. Linee Guida in materia di impianti agrivoltaici	13
3.1 Riferimenti normativi e indirizzi di pianificazione	20
3.2 Norme e indirizzi nazionali	21
3.2.2 Strategia Energetica Nazionale	21
3.2.3 Piano Energetico Nazionale	22
3.2.4 Piano d'azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia	22
3.2.5 Piano nazionale per la riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra	22
3.3 Norme e indirizzi regionali	23
3.3.1 Norme	23
3.3.2 Piano Energetico Ambientale Regionale Siciliana (P.E.A.R.S.)	23
3.3.3 Piano Territoriale Paesistico Regionale (PTPR) (Linee guida del Piano)	30
3.4 Piano Paesaggistico Ambito 1 – “Area dei rilievi del trapanese”	36
3.5 Piano Regolatore Generale del Comune di Erice	37
4. Caratteristiche tecniche	39
5. Caratteristiche geologiche, geomorfologiche ed idrogeologiche	47
6. Descrizione dell'attività agricola connessa	53
7. Risorse naturali	58
8. Sicurezza dell'impianto	59
9. Impianto di messa a terra	60
10. Verifica tecnico - funzionale	61
11. Prestazioni	61
12. Fase di costruzione, di esercizio e di dismissione dell'impianto	62
13. Cronoprogramma	63
14. Ricadute occupazionali	64
15. Dati climatici	65
16. Documentazione fotografica	67
17. Fotoinserimenti	70

1. Premessa

L'energia solare è, tra le fonti rinnovabili, la più diffusa, oltre che disponibile ovunque senza costi e senza limitazioni. Con le attuali tecnologie è infatti possibile, per mezzo di generatori a celle fotovoltaiche, convertire la luce solare in energia elettrica, e quindi la produzione di energia avviene esclusivamente alla presenza della luce solare e sarà tanto maggiore quanto più intenso sarà l'irraggiamento diretto ed il tempo di esposizione dei moduli fotovoltaici alla luce solare.

Uno dei principali fattori favorevoli della produzione di energia fotovoltaica è che la stessa è utilizzabile lì dove è prodotta e la sua diffusione sul territorio potrebbe ridurre le linee di interconnessione di alta tensione, proiettandoci sempre più verso la cosiddetta "micro-generazione diffusa" e le *minigridlocali*.

In sintesi, l'applicazione della tecnologia fotovoltaica da sé consente:

- La produzione di energia elettrica nel luogo di utilizzo della stessa;
- La produzione di energia elettrica senza alcun tipo di inquinamento;
- Il risparmio di combustibile fossile;
- La riduzione di immissione di anidride carbonica nell'atmosfera;
- La riduzione di immissione di NOx e SOx nell'atmosfera;
- Produzione energetica azzerando l'inquinamento acustico ed impatti sui tre sistemi ambientali principali: aria – acqua – suolo;
- Un incremento occupazionale ed economico sul tessuto produttivo locale;
- Un ritorno economico dell'investimento negli anni di vita dell'impianto;
- Differenziazione ed autonomia energetica dei paesi non auto sufficienti per mancanza di materie prime fossili.

L'ultimo dei punti testé elencati rappresenta, in particolare nel nostro paese, la sfida più importante nell'immediato presente alla luce del nuovo scenario internazionale belligerante in atto, che ha evidenziato quanto sia importante l'autonomia energetica per un paese e soprattutto che la stessa sia raggiunta senza costi e danni irreversibili per l'ambiente.

L'emergenza climatica determinerà impatti sociali, economici e ambientali drammatici in ogni parte del mondo e può essere arginata solo puntando a fare delle fonti rinnovabili il centro di un sistema energetico che punti alla decarbonizzazione entro il 2040.

In Italia raggiungere questo obiettivo è possibile, ma abbiamo bisogno di attuare misure coraggiose e praticabili in tutti i settori, in modo da ridurre i fabbisogni di energie fossili, attraverso l'efficienza energetica e lo sviluppo di impianti da fonti rinnovabili in ogni territorio. La novità è che le nuove rinnovabili, come l'eolico e, soprattutto, il fotovoltaico, hanno raggiunto un grado di maturità tecnologica che, unitamente alla diminuzione dei costi e alla crescita dei volumi produttivi di moduli, consente oggi di affrontare il decollo definitivo di queste fonti come sostituti delle fonti fossili nella generazione elettrica.

Per il fotovoltaico un fattore limitante delle installazioni è, oggi, la disponibilità di superfici.

L'utilizzo di pannelli in copertura di edifici o infrastrutture è sicuramente l'opzione primaria, per la maggiore compatibilità paesaggistica e ambientale, ma sebbene sulla carta i numeri, in termini di estensione delle coperture solarizzabili, potrebbero essere sufficienti a soddisfare l'intero fabbisogno, non possiamo nasconderci che tali superfici sono soggette a molti vincoli (artistici, paesistici, fisici, proprietari, finanziari, civilistici, amministrativi, condominiali, ecc.) che rendono difficile la solarizzazione completa dei tetti degli edifici.

L'applicazione al suolo di grandi installazioni, per superfici nell'ordine delle decine o addirittura delle centinaia di ettari, è un intervento di significativa alterazione ambientale e paesaggistica, sia che si insedi su un terreno precedentemente coltivato, sia che coinvolga superfici in condizioni che possano essere definite 'non produttive'.

È da evitare, parlando di simili superfici, l'uso dell'espressione 'terreni abbandonati', che allude alla considerazione che la trasformazione a parco fotovoltaico darebbe un senso e una prospettiva ad aree marginali e inutili. Nel nostro Paese non esistono grandi 'aree inutili', le aree abbandonate dall'attività agricola non sono aree perse alla produttività ecologica e, ad esempio, nelle aree interne collinari, sono spesso spontaneamente avviate a processi di progressiva accumulazione di capitale naturale, che le rendono erogatrici di servizi ecosistemici: dal *carbon storage* alle aree di rifugio per impollinatori e predatori. Perfino aree ex-cava non possono essere considerate ovunque luoghi da riempire di pannelli, considerato che (anche in attuazione di obblighi di legge) esse dovrebbero essere avviate ad un recupero ambientale che può avere destinazioni diverse dalla posa di una grande installazione FV (mentre è auspicabile l'installazione di pannelli fotovoltaici sulle discariche dopo il loro esaurimento, nella fase post operativa, sopra il cosiddetto capping, senza ovviamente ostacolare le operazioni di risanamento del sito).

Per di più, le aree abbandonate dall'agricoltura si trovano spesso in territori montuosi, acclivi o poco accessibili, quindi con una elevata qualità paesaggistica e visibilità, che certo non favorisce le grandi installazioni FV. Le grandi installazioni FV poggiate al suolo in aree con uso agricolo, attuale o già dismesso, devono essere limitate da un punto di vista dimensionale e non comprendere paesaggi tutelati (in questa direzione è importante il ruolo delle Linee guida, peraltro da aggiornare), e prevedere chiare regole di mitigazione che tengano conto, neutralizzandoli, dei potenziali di perdita di servizi ecosistemici.

Questi sono gli obiettivi per limitare e indirizzare gli interventi estensivi industriali, ma molto più interessante e importante è la prospettiva dell'agrivoltaico: ossia dell'integrazione del FV nell'attività agricola, con installazioni che permettono di continuare le colture agricole o l'allevamento e che prevedono un ruolo per gli agricoltori, che vanno ad integrare il reddito aziendale e a prevenire l'abbandono o dismissione dell'attività produttiva.

Agrivoltaico: un nuovo delivery-model per il fotovoltaico, con le aziende agricole al centro.

Esiste un differente modello che, anziché sostituire, integri la generazione fotovoltaica nella organizzazione di un'azienda agricola in cui la produzione elettrica, la manutenzione del suolo e della vegetazione risulti integrata e concorrente al raggiungimento degli obiettivi produttivi – economici e ambientali – del gestore/proprietario dei terreni. Da tempo la convivenza tra fotovoltaico e produzione agricola è auspicata e sperimentata, ma solo da alcuni anni è attivo un approccio sistematico e impostato su basi agronomiche. È a questo approccio che si fa riferimento quando si usa il termine "agrivoltaico": risalente al 2011 la prima pubblicazione scientifica che ne ha fornito una definizione a partire da una semplice considerazione di natura termodinamica; la fotosintesi vegetale è un processo intrinsecamente inefficiente nella conversione energetica della luce solare, un rendimento nell'ordine del 3% a fronte di un 15% (all'epoca della pubblicazione, oggi molto di più) di rendimento elettrico del processo fotovoltaico. Ciò rende l'applicazione fotovoltaica termodinamicamente performante, in termini di conversione energetica, rispetto alle normali coltivazioni con cui deve integrarsi. La riappropriazione di un ruolo di produttore energetico per il settore agricolo passa dunque dall'interpretare una parte da protagonista nella transizione energetica solare: la convivenza di questa con le altre produzioni agricole (food crop, mangimi, materie prime) è un potente vettore di miglioramento della prestazione economica dell'agricoltura, e quindi in ultima istanza un veicolo di rafforzamento del ruolo e

del presidio produttivo che questo comparto è in grado di determinare sul territorio.

La conoscenza della risposta delle colture alle diverse condizioni di illuminazione, umidità, temperatura e ventosità impostate dalla coesistenza di installazioni fotovoltaiche consente di valutare combinazioni che premiano la produzione vegetale in tutte quelle condizioni – e in particolare alle latitudini più meridionali – in cui l'intensità luminosa non costituisce il fattore limitante allo sviluppo vegetativo, essendoci invece altri fattori (a partire da quelli di disponibilità idrica) che presidiano lo scambio pianta-atmosfera. Stimolanti appaiono i possibili ricorsi ad approcci di *precision farming* (sensoristica e automazione in campo) per ottimizzare la produzione. **Gli autori dello studio arrivano a valutare, per le terre interessate da installazioni agrivoltaiche, un aumento delle produttività del 35-73%, in funzione del tipo di coltura e del disegno dell'impianto fotovoltaico**, sulla base di sperimentazioni condotte in Francia meridionale, in condizioni in cui a limitare la fissazione fotosintetica del carbonio sono le condizioni meteorologiche locali, mitigabili e ottimizzabili da disegno e orientamento dell'installazione sovrastante.

Risultati produttivi di questa dimensione appaiono entusiasmanti (anche se non sorprendenti), ma in un contesto di forti pressioni ambientali come quello italiano ed europeo ci si può spingere anche oltre, arrivando a contemplare non solo l'integrazione delle due produzioni (**energy & crops**), ma anche l'intensificazione e il consolidamento nell'erogazione di servizi ecosistemici, fino a parlare di un 'agrivoltaico agroecologico', in cui l'azienda agricola utilizzi le installazioni fotovoltaiche sia come investimenti produttivi, sia come strumenti di gestione territoriale finalizzati a massimizzare e contestualmente rendere economicamente sostenibili le funzioni che presidiano alla produzione di utilità pubbliche riconosciute (ad esempio dalla programmazione PAC) e benefici ecologici che avvantaggino la stessa conduzione agricola aziendale in ottica di miglioramento anche qualitativo delle sue produzioni (ad esempio l'impollinazione o la lotta a infestanti). In questo modello, il fotovoltaico diventa una '**alley crop**', alleata ecologica delle altre colture, ma anche alleata della tenuta reddituale e della *compliance* alle regole e agli strumenti dei programmi agricoli sostenuti dalla PAC: il suolo occupato dalle installazioni cessa di essere una voce di costo, di acquisto e manutenzione, e non condiziona la modalità di utilizzo ed esercizio dell'impianto solare: ciò è possibile se la superficie fisicamente impegnata dai pannelli è sufficientemente limitata, in termini relativi in rapporto alla SAU aziendale (secondo parametri regolativi che rispondono alla specificità tipologico-produttiva dell'azienda, a criteri di natura agronomica, paesaggistica ed ecologica, oltre che di equa ripartizione di benefici tra aziende di un territorio) e l'installazione è sufficientemente flessibile, da permetterne un'adattabilità alle esigenze produttive primarie dell'azienda. In altre parole, occorre che la disponibilità aziendale di suolo non costituisca un fattore "limitante" dell'installazione, come avviene per il fotovoltaico industriale, ma, al contrario, ne divenga il fattore abilitante.

In passato soluzioni del genere sono state adottate con modalità costose e scarsamente performanti, in combinazione con colture da reddito altamente intensive (es. serre o sostegni alti su produzioni ortofrutticole), al di fuori di una programmazione agronomica e sotto la spinta di forti, anche eccessive, incentivazioni. Tali configurazioni non hanno sempre premiato la redditività. Mentre la ricerca di un equilibrio tra redditività dell'installazione fotovoltaica e produzione agricola deve collocarsi all'interno di un piano aziendale di coltivazione, che assicuri e vincoli l'azienda agricola a non disperdere la sua base produttiva (il margine economico della produzione fotovoltaica potrebbe rendere la 'coltivazione' di pannelli eccessivamente competitiva rispetto alle altre produzioni aziendali), ma che allo stesso tempo valorizzi l'impiantistica fotovoltaica come infrastruttura aziendale, particolarmente vocata a presidiare sia gli investimenti produttivi che quelli in 'patrimonio naturale' che l'azienda è in grado di attivare, specie quando tali investimenti, sovente realizzati con il contributo PAC, non presenterebbero, al venir

meno del sussidio, una redditività propria e quindi verrebbero abbandonati al termine del periodo di sostegno economico. In questo senso, se ben attuati, gli investimenti agrivoltaici potrebbero costituire una virtuosa sinergia con i pagamenti agroclimatico-ambientali.

Differenti sono i modelli, sovente supportati da riferimenti prodotti da una crescente letteratura scientifica, che consentono di integrare il reddito aziendale e di comporre un mix produttivo entro cui confluiscono anche le misure di sostegno della PAC, opportunamente orientate al fine di valorizzare le sinergie produttive, al fine di permettere di assorbire gli impatti degli investimenti iniziali e di stabilizzare gli investimenti in capitale naturale delle aziende, liberandoli, nel lungo termine, dalla loro stretta dipendenza dal regime di aiuti.

Esistono però anche esempi di impianti *utility-scale* pacificamente integrati nella conduzione agricola delle aziende di maggiori dimensioni territoriali, spesso agrozootecniche, secondo i due differenti assetti agricoli presenti nel nostro Paese: rappresentativi l'uno del modello intensivo, che dispone di grandi o grandissime superfici aziendali dedicate alla produzione di foraggi e mangimi, soprattutto nelle pianure del Nord, Italia, e l'altro di quello estensivo, che può anch'esso fare affidamento su grandi superfici, ma adibite prevalentemente a pascolo e prato-pascolo, nel Centro-Sud e nell'Italia insulare.

Le colture da foraggio, prato o pascolo in sistemi agrozootecniche sono sicuramente vocate a questa integrazione, e hanno maggiormente da guadagnare anche in termini di miglioramento delle prestazioni aziendali sia sul versante della mitigazione della spinta alla crescita dei volumi produttivi, sempre meno compatibile con la qualificazione delle produzioni oltre che con la compliance a norme e direttive (es. nitrati e benessere animale), sia su quello della miglior gestione dei bilanci economici e materiali dell'azienda: dalla riduzione della dipendenza dall'import mangimistico all'ottimizzazione delle superfici per la gestione delle deiezioni.

La disponibilità di grandi o grandissime superfici rende la solarizzazione compatibile con un concetto impiantistico *utility-scale* ancorché inserito con installazioni a media o bassa densità nella maglia aziendale.

Un approccio di miglioramento produttivo diventa in questo caso sostenibile se, contestualmente alla solarizzazione, si intraprende una strategia di riequilibrio e di moderazione degli eccessi, riducendo le intensità delle produzioni animali che caratterizzano la zootecnia nelle aree in cui questa viene oggi esercitata secondo modalità eccessivamente concentrate (modello intensivo), e consentendo, al contrario, una migliore utilizzazione dell'asset territoriale in contesti di zootecnia estensiva con pascolamento. La differenziazione e l'integrazione economica derivante dall'installazione potrebbe costituire un benefit aziendale in grado di compensare e stabilizzare il reddito pur riducendo, ove eccessivo, il carico zootecnico in ottica di qualificazione, non solo ambientale, della produzione.

L'applicazione fotovoltaica a sistemi di coltivazione di foraggi, nella prospettiva della nuova riforma PAC (2020-2027), deve poter consentire un più coerente utilizzo delle risorse derivanti dagli aiuti comunitari al fine di rendere sostenibili e stabilizzare gli investimenti necessari ad assicurare l'adesione alla condizionalità rafforzata e agli ecoschemi, condizione tanto più necessaria, anche in ottica di mitigazione, in un comparto che è, motivatamente, ritenuto responsabile di severi impatti ambientali.

E' infatti chiaro che l'Italia (similmente ad altri Paesi europei) non potrà esibire miglioramenti significativi in termini di prestazioni climatico-ambientali dell'agricoltura se non sarà in grado di incidere sull'impatto esercitato dalla filiera zootecnica,

a cui è imputabile oltre l'80% delle emissioni climalteranti in agricoltura.

L'integrazione agrivoltaica inoltre può rivelarsi alleata nei processi di innovazione aziendale volti a cogliere le opportunità delle tecniche agricole conservative, dell'agricoltura di precisione, della conversione a biologico e dell'adesione a disciplinari di qualità (es. lattefieno, razze autoctone, denominazioni d'origine, ecc.) che incontrano crescente interesse da parte del mercato e dei consumatori. Nelle regioni a maggiore ed eccessiva intensità zootecnica, l'agrivoltaico sviluppato con approccio agroecologico può così favorire l'orientamento produttivo alla qualità del prodotto e al miglioramento ecologico del paesaggio agrario.

Nelle regioni con condizioni maggiormente favorevoli ad allevamento estensivo e pascolo, l'integrazione agrivoltaica può invece favorire la produzione e **l'autoapprovvigionamento di base foraggera**, consentendo di incrementare il carico zootecnico rendendolo più appropriato alle capacità aziendali e quindi alla miglior valorizzazione delle superfici di pascolo.

In entrambi i casi, l'agrivoltaico può risultare un investimento vincente e idoneo a soddisfare i nuovi e ambiziosi requisiti climatico-ambientali a cui il sostegno PAC, nella programmazione 2020-27, è dichiaratamente finalizzato. L'agrivoltaico deve innestarsi su un quadro aggiornato di regole, adeguate alle sfide dichiarate dalle strategie europee, e che prevenano fughe speculative, per come impostato dalla previsione di un sistema di 'condizionalità rafforzata' per i regimi di aiuti post- 2020.

Con riferimento invece alle colture alimentari, sebbene diversi studi e sperimentazioni abbiano fornito dati molto positivi sulla tenuta o addirittura sull'aumento delle rese produttive in sistemi combinati **food crops - FV**, tali risultati sono riferibili soprattutto a condizioni climatiche sub-tropicali e/o sub-aride, entro cui possono rientrare senz'altro molte coltivazioni delle latitudini mediterranee, mentre per i climi umido-continentali i risultati in termini di rese produttive devono essere attentamente valutati, con riferimento alla tipologia colturale e alle condizioni pedoclimatiche locali, sia rispetto alle rese produttive che alle prestazioni qualitative e nutrizionali del prodotto.

A tal proposito, quindi, la caratteristica peculiare di questo progetto è che il Proponente, Produttore di energia elettrica fotovoltaica, con la collaborazione di un'azienda agricola locale già individuata sul territorio, **agisce pariteticamente e in modo sinergico sin dalle prime fasi del progetto, per valorizzare la produttività del territorio sia da un punto di vista agricolo che da un punto di vista energetico.**

2. Descrizione del progetto

La società **V-RIDIUM SOLAR SICILIA 6 S.r.l.** intende realizzare un impianto agrofotovoltaico della potenza pari a **57,03 MWp**, denominato “*Erice 57*”, con cessione totale dell’energia prodotta il tutto integrato con sistema *ALLEY CROP* ad un’attività agricola connessa che sarà meglio descritta nell’apposita relazione agronomica, anch’essa parte integrante del presente procedimento.

L’impianto in progetto ricade nel territorio della provincia di Trapani e, nello specifico, è composto da:

- Campo agro-fotovoltaico, sito nel comune di Erice (TP);
- Stazione di consegna nel comune di Buseto Palizzolo (TP);
- Cavidotto di collegamento che attraversa i comuni di Erice e Buseto.

La superficie a disposizione per la realizzazione dell’impianto è pari a 133,7 Ha (1.337.090 m²), di cui solo una parte effettivamente occupata dai moduli e cabine. Nella fattispecie, la reale occupazione in termini di superficie fotovoltaica (pannelli, cabine di campo e di consegna) è circa 27 Ha, ovvero pari al 20,27%.

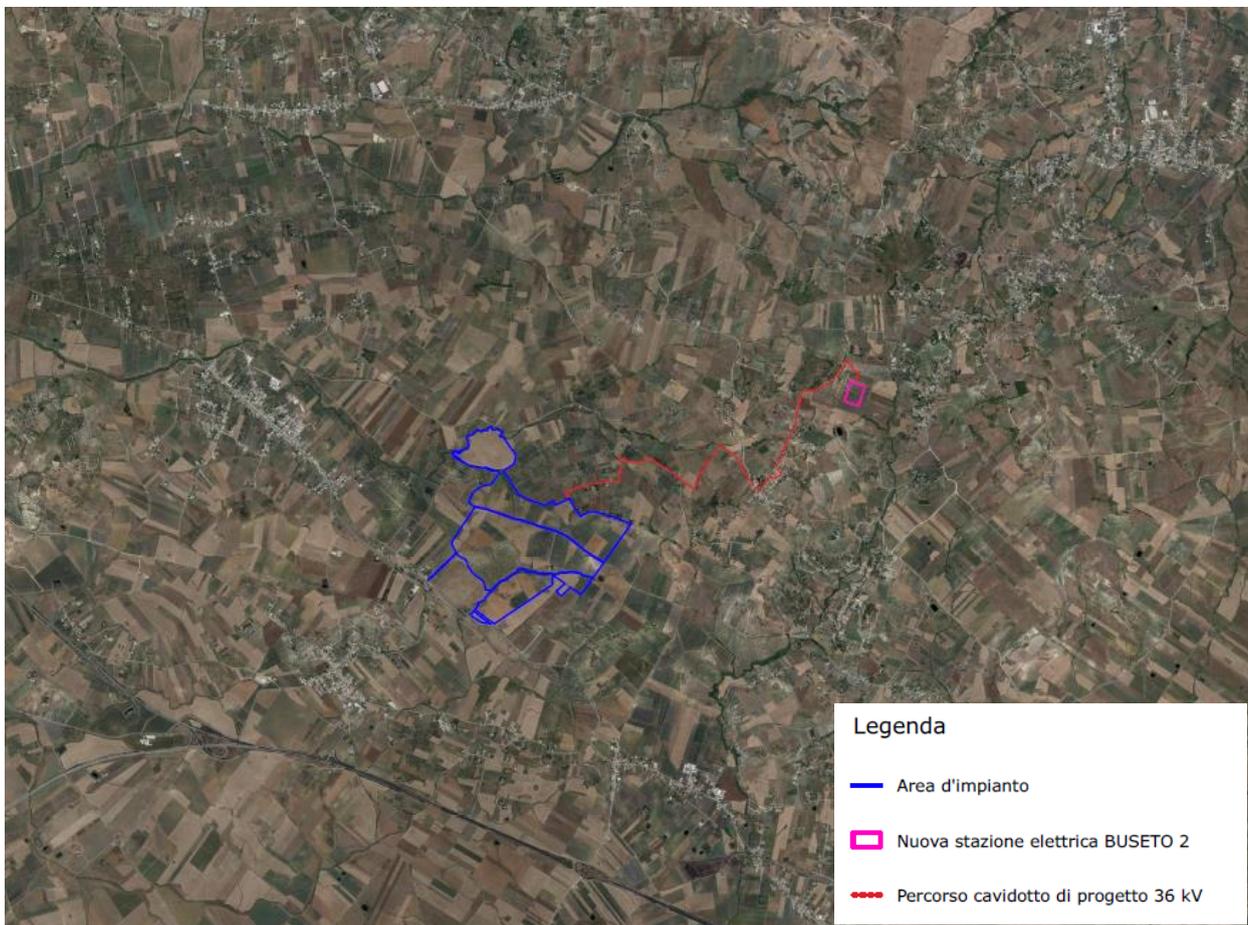


Figura 1 - Ubicazione area impianto (Ortofoto Satellitare – Google Earth)

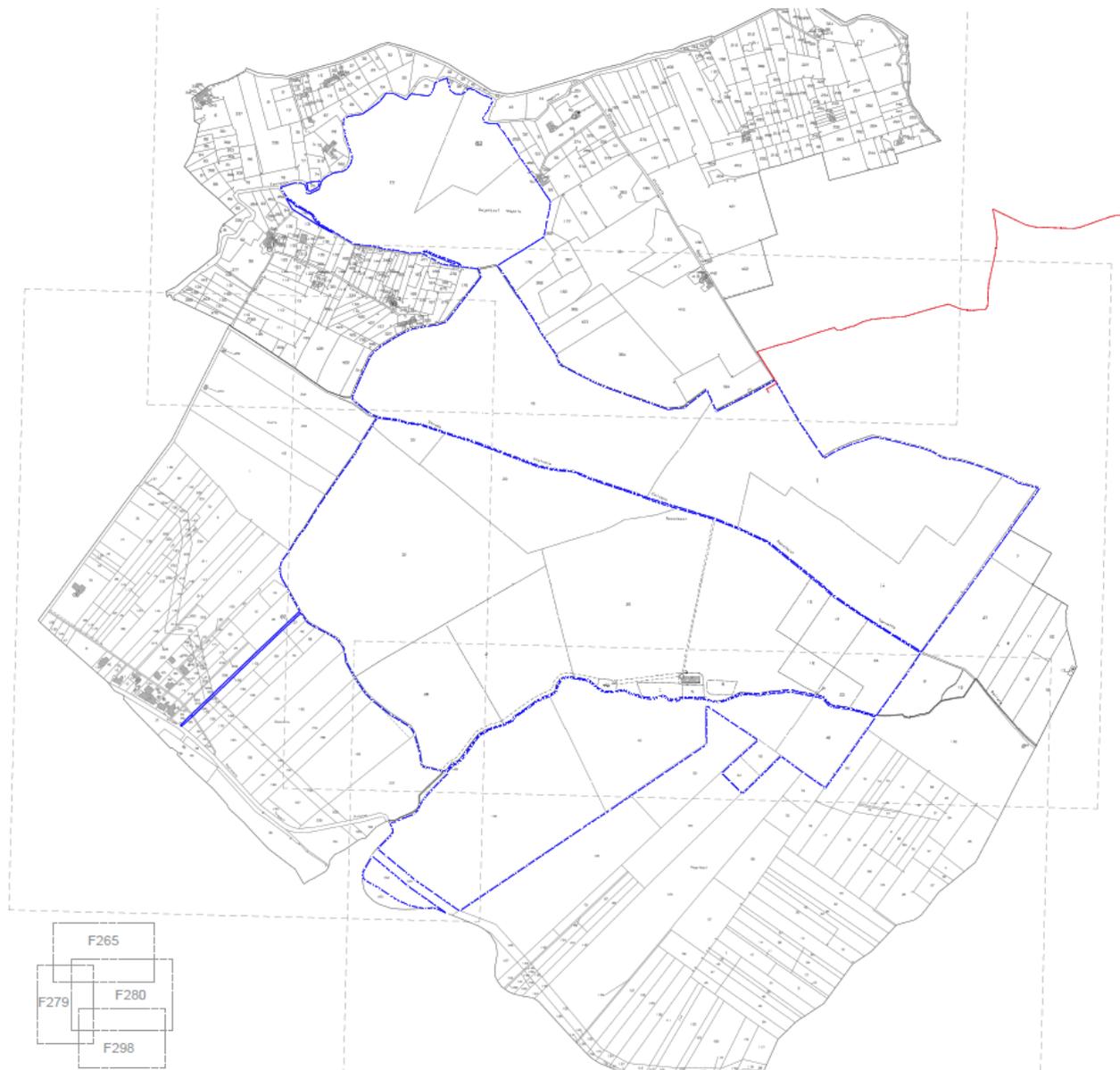
Da un punto di vista catastale, l'impianto di produzione interesserà le particelle di seguito riepilogate:

Foglio 265 Particelle 62, 63, 75, 145

Foglio 279 Particelle 87, 89, 199, 200, 201

Foglio 280 Particelle 1, 2, 3, 5, 6, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 28, 29, 32, 33

Foglio 298 Particelle 28, 40, 41, 52, 64, 102, 162



LEGENDA

-  Area d'interesse
-  Percorso cavidotto di progetto 36kV

Figura 2 – Inquadramento catastale

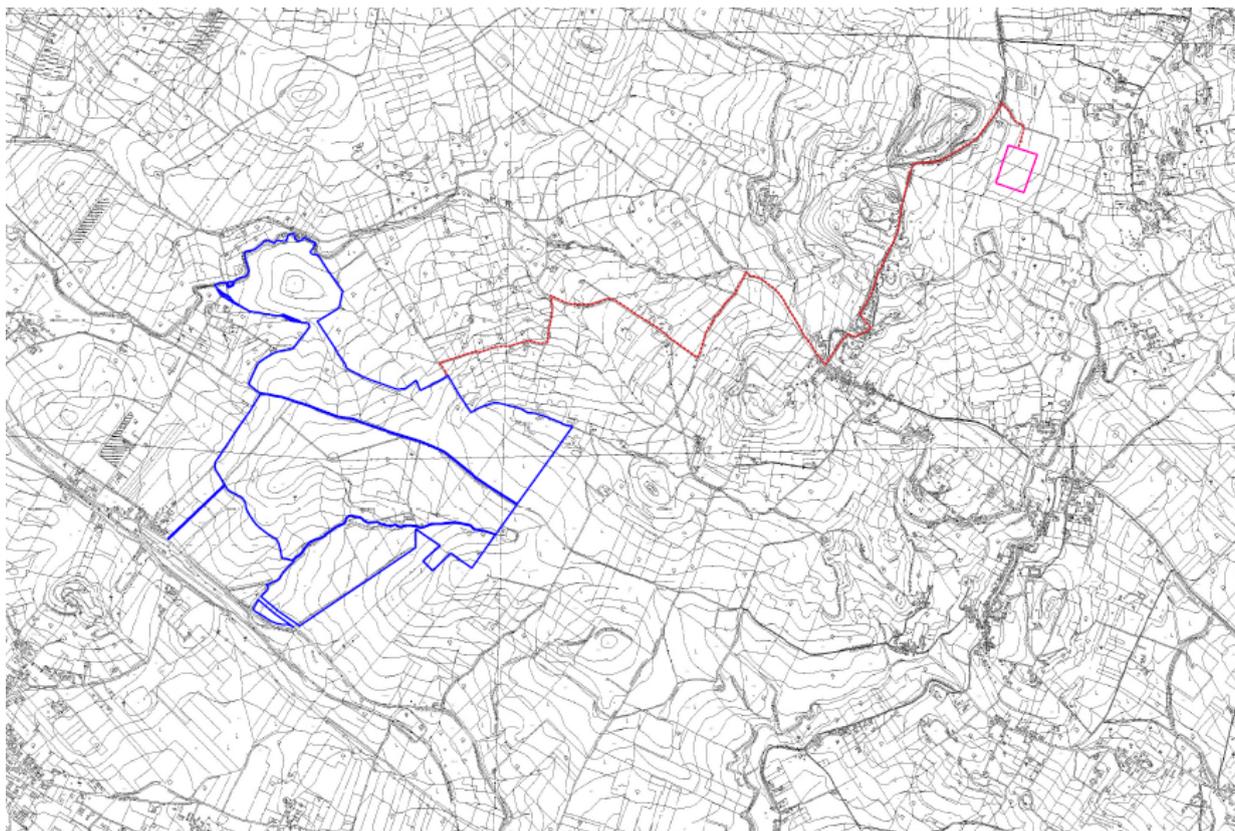
Il sito dell'impianto agro-fotovoltaico in parola ricade nel territorio comunale di Erice, a circa 9 km dalla costa, ed a 3 Km direzione sud rispetto al centro abitato, in una zona collinare occupata da terreni agricoli e distante da agglomerati residenziali. Il sito risulta accessibile dalla Strada Statale SS113 e da strade comunali limitrofe.

Le opere di rete prescritte dal gestore TERNA SPA sono descritte nella Soluzione Tecnica Generale ricevuta in data 03.08.2023.

A tal proposito si evidenzia che la società richiedente, in qualità di produttore, ha ottenuto dal gestore di rete *Terna Spa* la soluzione tecnica minima generale (STMG) come per legge al fine di connettere l'impianto alla rete di trasmissione nazionale; questa prevede che la centrale venga collegata in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) a 220/36 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 220 kV "Fulgatore - Partanna", previa:

- realizzazione del nuovo elettrodotto RTN 220 kV "Fulgatore – Partinico", di cui al Piano di Sviluppo Terna;
- realizzazione di un nuovo elettrodotto RTN a 220 kV di collegamento dalla stazione di cui sopra con la stazione 220/150 kV di Fulgatore, previo ampliamento della stessa;
- realizzazione di un nuovo elettrodotto RTN a 220 kV di collegamento dalla stazione di cui sopra con la stazione 220/150 kV di Partanna, previo ampliamento della stessa.

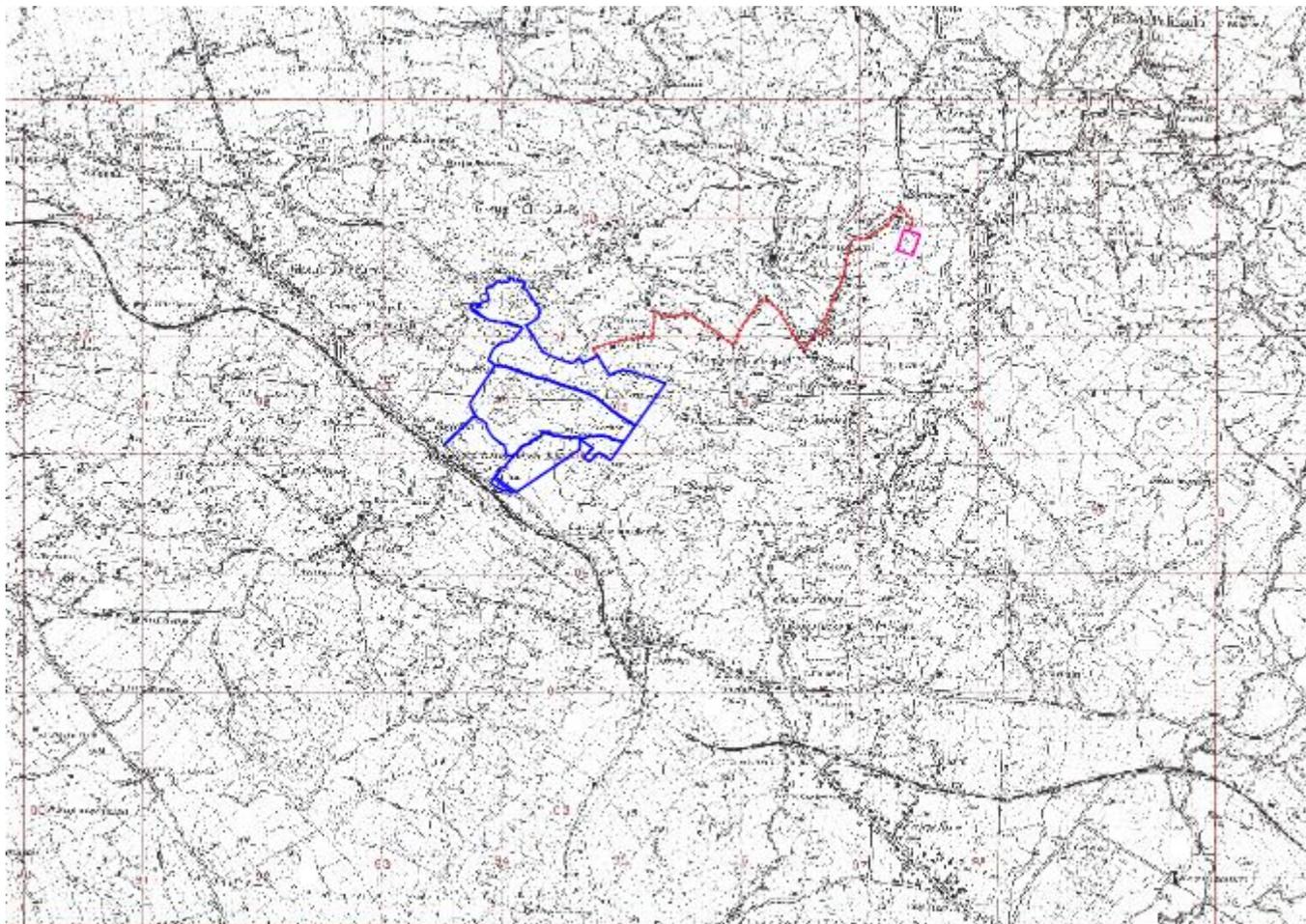
Si riporta nelle figure che seguono l'inquadramento su CTR e IGM, l'area d'impianto e le relative opere di rete.



Legenda

- Area d'impianto
- Nuova stazione elettrica BUSETO 2
- Percorso cavidotto di progetto 36 kV

Figura 3 – Inquadramento territoriale su CTR 10.000



Legenda

- Area d'impianto
- Nuova stazione elettrica BUSETO 2
- Percorso cavidotto di progetto 36 kV

Figura 4 - Inquadramento territoriale su IGM 25.000

2.1 Dati società

Società proponente del progetto:

Ragione sociale: V-RIDIUM SOLAR SICILIA 6 S.R.L.

Sede Legale: Viale Giorgio Ribotta n.21

CAP/Luogo: 00144/Roma (RM)

Cod.Fisc. e P.Iva: 16646661005

Amministratori della Società: Sergio Chiericoni

PEC: vrsmarche2srl@legalmail.it

Società Agricola per la gestione del progetto agronomico

Ragione Sociale: AGRICOLA D'ALI' SOLINA S.S. DI GIACOMO E GIULIO D'ALI SOL

Sede Legale: PIAZZA VITTORIO VENETO n. 6

CAP/Luogo: 91100 TRAPANI (TP)

Cod.Fisc. e P.IVA: 02443630815

PEC: agricoladali_ss@pec.it

Numero REA: TP-172577

I terreni su cui si intende realizzare l'impianto sono attualmente gestiti dagli stessi proprietari e intestatari dell'azienda agricola sopra riportata; infatti quest'ultima, durante la vita utile dell'impianto, si occuperà delle attività previste nell'ambito di un apposito studio agronomico.

2.2 Caratteristiche generali del progetto fotovoltaico

La società V-RIDIUM SOLAR SICILIA 6 S.r.l., titolare del progetto, si propone di realizzare un impianto agro-fotovoltaico, per sé stessa con consegna alla rete dell'energia prodotta, curando in proprio tutte le attività necessarie. Il proponente intende realizzare nel comune di Erice (TP) un impianto agro-fotovoltaico ad inseguimento mono assiale per la produzione di energia elettrica. L'impianto di produzione di energia che la società presenta in autorizzazione è composto da:

- Campo agro-fotovoltaico, sito nel comune di Erice (TP);
- Stazione di consegna nel comune di Buseto Palizzolo (TP);
- Cavidotto di collegamento che attraversa i comuni di Erice e Buseto.

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto da circa 57 MWp per la produzione di energia elettrica mediante tecnologia fotovoltaica, opere di connessione e infrastrutture annesse da cedere alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) secondo quanto previsto dalla Legge 9/91 "Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale" e successive disposizioni legislative in materia tariffaria, in particolare dal D. Lgs 16 marzo 1999, n° 79 (decreto Bersani).

L'impianto, denominato "Erice 57", è di tipo ad inseguitore monoassiale, connesso alla rete (grid-connected) in modalità trifase. Si tratta di un impianto con sistema ad inseguitore solare monoassiale, con allineamento dei moduli in direzione nord-sud e tilt di est - ovest variabile da -55° a +55° sull'orizzontale, montati su apposite strutture metalliche.

Per l'impianto è prevista la soluzione con installazione a terra "non integrata" con pannelli fotovoltaici, del tipo Canadian Solar Bifacciali Monocristallino con una potenza di picco di 690 Wp, disposti su strutture ad inseguimento monoassiale (Figura 5).

Tali supporti, saranno in acciaio zincato e saranno opportunamente distanziati sia per evitare l'ombreggiamento reciproco, sia per avere lo spazio necessario al passaggio dei mezzi nella fase di lavorazione delle attività agricole annesse. Tale soluzione permette di ottimizzare l'occupazione del territorio massimizzando al contempo la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

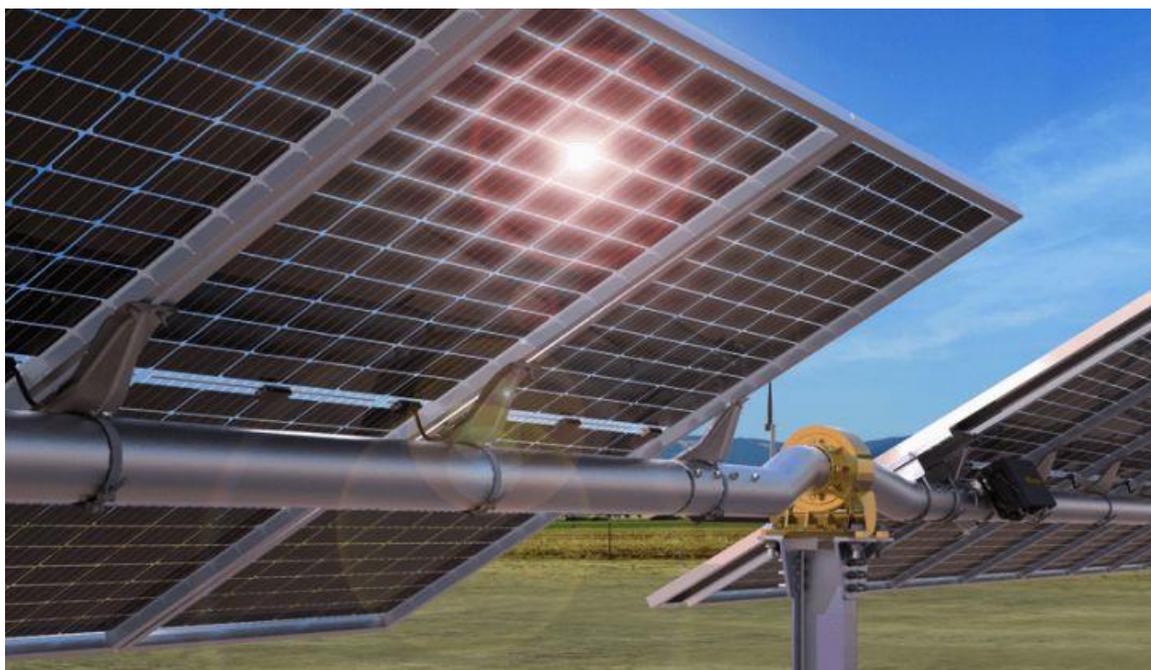


Figura 5 - Particolare struttura metallica

3. Linee Guida in materia di impianti agrivoltaici

È stato elaborato e condiviso un documento, prodotto nell'ambito di un gruppo di lavoro coordinato dal MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA - DIPARTIMENTO PER L'ENERGIA, e composto da:

- CREA - Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria;
- GSE - Gestore dei servizi energetici S.p.A.;
- ENEA - Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile;
- RSE - Ricerca sul sistema energetico S.p.A.

L'attività AGRO inserita nel progetto di richiesta autorizzativa potrà differire rispetto all'attività preesistente all'implementazione del progetto AGRO-FV. L'attività agricola sarà comunque compatibile con il contesto territoriale di riferimento ed a fine vita dell'impianto sarà reversibile rispetto all'attività agricola preesistente. Inoltre, il piano agronomico presentato in fase di richiesta autorizzativa potrà essere aggiornato nel corso degli anni di durata dell'autorizzazione, purché sia sempre garantita la continuità agricola dell'area tramite un'asseverazione da parte di un soggetto competente.

Tra i primi elementi da chiarire vi è quello inerente cosa si intende per occupazione di suolo da parte dell'attività energetica. Quest'ultima andrebbe declinata come "area non utilizzabile a fini AGRO" (AN). A tal scopo occorre definire:

- La superficie totale del progetto
- La superficie utilizzabile a fini AGRO (AL): senza interventi edili e limitazioni tecniche dopo la realizzazione del sistema
- La superficie non utilizzabile a fini AGRO (AN): non è più temporaneamente disponibile per l'utilizzo ai fini AGRO sino al termine della vita utile dell'impianto.

Si considerano due categorie:

sistemi AGRO-FV con elevazione da terra ("AGRO-FV ELEVATO")

sistemi AGRO-FV a livello del suolo ("AGRO-FV INTERFILARE")

Sostanzialmente i sistemi AGRO-FV ELEVATI hanno impianti fotovoltaici rialzati al di sotto dei quali può essere svolta attività AGRO, mentre i sistemi AGRO-FV INTERFILARE sono disposti su interfile di moduli FV alternate ad interfile di area in cui svolgere l'attività AGRO.

Di seguito si riportano gli schemi rappresentativi delle due categorie.

Il sistema AGRO-FV ELEVATO prevede impianti con strutture fisse (Variante 1 della Figura) o ad inseguimento solare (Variante 2 della Figura) in cui i moduli sono ad un'altezza minima dal suolo pari a 2,1 metri (h2) tale da permettere la piena continuità dell'attività agricola, lo svolgimento della coltivazione anche sotto i moduli con la possibilità di utilizzare macchinari meccanici. Tale configurazione permette di proteggere le colture dagli agenti atmosferici estremi e di creare un microclima più fresco in estate e più temperato in inverno con effetti benefici per le colture e l'allevamento.

Variante 1 (impianti FV fissi), Variante 2 (Impianti FV con tracker)



Variante 1

Variante 2

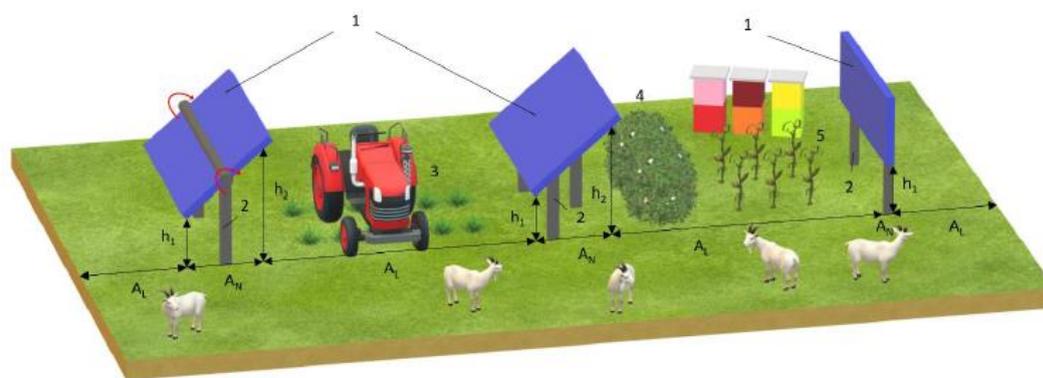
Legenda

A_L	superficie utilizzabile ai fini agricoli
A_N	superficie non utilizzabile ai fini agricoli
h_2	altezza libera ai fini agricoli (2,1 metri) che in caso di tracker viene misurata nella posizione di massima inclinazione dei moduli (massimo tilt)
1	esempi di moduli solari
2	controventatura
3	elemento di elevazione
Da 4 a 7	esempi di colture agricole / prato

**Figura 1 — Rappresentazione relativa all'AGRO-FV ELEVATO –
Variante 1 (impianti FV fissi), Variante 2 (Impianti FV con tracker)**

I sistemi AGRO-FV INTERFILARI non sono impianti sopraelevati, per cui la coltivazione agricola ha luogo tra le file dell'impianto FV (Figura 2). I sistemi AGRO-FV INTERFILARI possono prevedere strutture fisse con moduli fissi (Variante 1 della Figura 2), strutture ad inseguimento solare (Variante 2 della Figura 2) o strutture fisse con moduli posti verticalmente (Variante 1 bis della Figura 2).

I sistemi AGRO-FV INTERFILARI possono essere progettati anche in modo da affiancare anche più interfile di moduli dell'impianto FV intervallandole con più interfile AGRO al fine di agevolare lo svolgimento dell'attività AGRO (ad es. le attività di raccolta) ed in taluni casi ottimizzare la progettazione degli impianti FV.



Variante 2

Variante 1

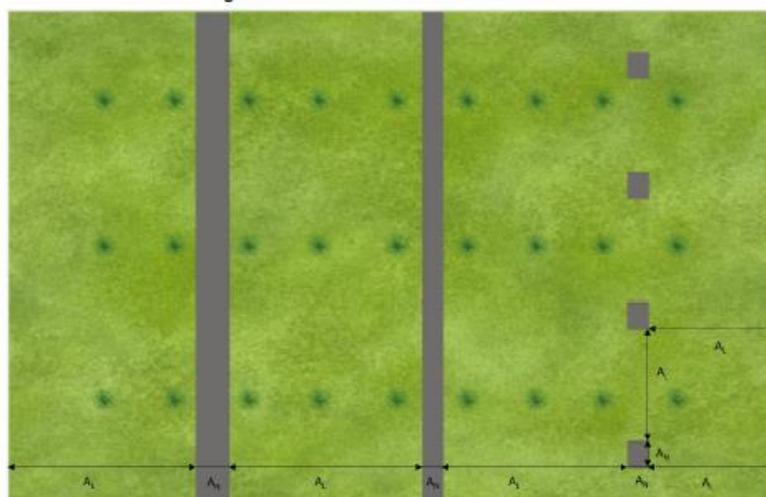
Variante 1bis

Legenda

A_L	superficie utilizzabile ai fini agricoli
A_N	superficie non utilizzabile ai fini agricoli
h_1	altezza minima del pannello dal suolo
h_2	altezza libera ai fini agricoli (2,1 metri) che in caso di tracker viene misurata nella posizione di massima inclinazione dei moduli (massimo tilt)
1	esempi di moduli solari
2	elemento di elevazione
Da 3 a 5	esempi di colture agricole / prato

Figura 2 — Raffigurazione relativa all'AGRO-FV INTERFILARE, Variante 1 (impianti FV fissi inclinati) Variante 2 (Impianti FV con tracker), Variante 1 bis (Impianti FV fissi verticali)

Figura 3 — Vista dall'alto di vari sistemi AGRO-FV



1

2

3

Legenda

A_L	superficie utilizzabile ai fini agricoli
A_N	superficie non utilizzabile ai fini agricoli
1	AGRO-FV INTERFILARE Variante 1 (impianti FV fissi inclinati) e Variante 2 (impianti FV con tracker)
2	AGRO-FV INTERFILARE Variante 1 bis (impianti FV fissi verticali)
3	AGRO-FV ELEVATO Variante 1 (impianti FV fissi) e Variante 2 (impianti FV con tracker)

La Figura 3 rappresenta la vista dall'alto dell'area utilizzabile ai fini agricoli (AL) e dall'area non utilizzabile ai fini agricoli (AN) per le diverse tipologie installative di cui alla Figura 1 ed alla Figura 2.

Nell' AGRO-FV ELEVATO Variante 1 (impianti fissi) e Variante 2 (impianti con tracker) l'area AN corrisponde alle sezioni dei pali di sostegno della struttura sopraelevata (rif. 3 della Figura 3).

Nell' AGRO-FV INTERFILARE Variante 2 (impianti con tracker come nella fattispecie) l'area AN corrisponde alla proiezione al suolo dell'area compresa tra h1 e h2 (rif. 1 della Figura 3). Nel caso di tracker si considera la posizione di massima inclinazione dei moduli.

Tuttavia, se nel progetto di utilizzo ai fini agricoli viene specificato che la lavorazione AGRO ha luogo anche al di sotto dell'altezza libera inferiore, la AN si riduce di conseguenza.

Un progetto, affinché possa essere qualificato come sistema AGRO-FV, deve possedere tutti i seguenti indicatori minimi:

- dimostrare la fattibilità dell'attività AGRO sia in fase di richiesta autorizzativa sia annualmente per l'intera durata dell'autorizzazione mediante asseverazione da parte di un soggetto competente (agronomo, zootecnico);
- adottare almeno un sistema di monitoraggio e di controllo dei fattori significativi della produzione, tenuto conto della tipologia dell'attività esercitata;
- limitare la superficie non utilizzabile ai fini AGRO (AN) in modo che non sia superiore al 30% della "Superficie totale del progetto".

Pertanto, se tutti e tre questi requisiti minimi vengono rispettati, un progetto di un sistema AGRO-FV sia esso ELEVATO sia esso INTERFILARE è da considerarsi un sistema AGRO-FV, in quanto soluzione che, a seconda del contesto in cui sarà realizzato, può meglio coniugarsi con le esigenze del territorio, in termini di area minima sottratta ai fini AGRO e di sostenibilità dell'attività di produzione agricola, pastorale, api-colturale abbinata a quella energetica.

Considerando la peculiarità dei progetti di sistemi AGRO-FV rispetto agli impianti fotovoltaici a terra, si valuta positivamente in fase di presentazione delle istanze di richiesta di autorizzazione l'istituzione di un protocollo dedicato a questa tipologia di progetti che possa rappresentare un canale distinto e prioritario rispetto all'ordinario processo istruttorio. Tale proposta è auspicata con l'obiettivo di creare una "corsia preferenziale" per questa tipologia di progetti che presentano maggiori externalità positive per il territorio. Inoltre, a tal scopo si reputa opportuno che in fase di istruttoria autorizzativa il proponente del progetto presenti un documento di sintesi descrittivo delle caratteristiche del sistema AGRO-FV ai fini dell'ottenimento del protocollo dedicato.

Al fine rendere maggiormente coerente con il quadro normativo regolatorio e aderente a standard tecnici già studiati ed adottati in altri paesi UE, il presente position paper è stato redatto considerando la definizione presente nel LEGGE 29 luglio 2021, n. 108 in cui si definiscono agri-voltaici quegli impianti "che adottino soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione." e la normativa tedesca DIN SPEC 91434:2021-05 "Impianti agri-fotovoltaici - Requisiti per l'utilizzo agricolo primario". I grafici e le relative legende sono tratti dalla DIN SPEC 91434:2021-05. DIN (Deutsches Institute für Normung) è l'ente normatore tedesco.

Il progetto che si intende realizzare ricade nella fattispecie degli impianti AGRO-FV INTERFILARE Variante 2 (impianti FV con tracker), scelta condotta tenendo conto delle caratteristiche geomorfologiche del sito. Tale scelta è stata inoltre supportata, mediante apposito studio agronomico, da un esperto del settore che ha definito le colture da praticare sia nelle interfile che lungo la fascia perimetrale.

Le Linee Guida introducono inoltre il concetto di LAOR (Land Area Occupation Ratio) definito come il rapporto, espresso in percentuale, tra la superficie totale di ingombro dell'impianto agrivoltaico e la superficie totale occupata dal sistema stesso, tale parametro può assumere valore massimo pari a 40%; tuttavia, nonostante il DM Agrivoltaico abbia eliminato tale requisito, quest'ultimo è stato ugualmente calcolato. Nella fattispecie del progetto in esame, l'area occupata dai moduli fotovoltaici è circa pari a 27,1 ha che, se rapportata all'area complessiva del campo pari a 128,39 ha, comporta un LAOR pari al 21,10 % ossia inferiore al valore limite e pertanto compatibile con le prescrizioni delle Linee Guida.

Il paragrafo 2.2 delle Linee Guida definisce gli aspetti e i requisiti che i sistemi agrivoltaici devono rispettare al fine di rispondere alla finalità generale per cui sono realizzati, ivi incluse quelle derivanti dal quadro normativo attuale in materia di incentivi.

Possono in particolare essere definiti i seguenti requisiti:

REQUISITO A: Il sistema è progettato e realizzato in modo da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da consentire l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi;

REQUISITO B: Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale;

REQUISITO C: L'impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra, volte a ottimizzare le prestazioni del sistema agrivoltaico sia in termini energetici che agricoli;

REQUISITO D: Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che consenta di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate;

REQUISITO E: Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che, oltre a rispettare il requisito D, consenta di verificare il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici.

Requisito A: l'impianto rientra nella definizione di "agrivoltaico"

Il rispetto di tale requisito si ottiene se sono verificate contemporaneamente due condizioni:

A.1) superficie minima coltivata: è data dal rapporto tra la superficie agricola e quella totale; quest'ultimo deve essere maggiore di 0,7. In particolare, la superficie agricola è costituita dalla superficie Stot a cui bisogna sottrarre le superfici non più coltivabili dopo la realizzazione delle iniziative in quanto occupate da componenti costituenti l'impianto agrivoltaico stesso quali, a titolo d'esempio, quelle occupate dalle strutture di sostegno dei moduli, dalle eventuali cabine elettriche e strade interne oltre che da eventuali altre superfici non coltivabili (poiché ad esempio occupate da corsi o specchi d'acqua). Nella fattispecie del progetto in esame, la superficie agricola è ottenuta sottraendo, a quella totale, l'area occupata dai moduli fotovoltaici e quella da destinare ai sistemi di accumulo elettrochimico (storage), le superfici occupate dagli aerogeneratori esistenti e quelli in autorizzazione da parte di altra società, l'area occupata dalla viabilità di progetto interna al campo oltre

che la superficie dei canali che attraversano l'area d'impianto. Infine, per il calcolo della superficie da destinare all'attività agricola, sono state sottratte le fasce di rispetto dai fabbricati e dall'area cimiteriale prevista dal Piano Regolatore oltre che gli specchi d'acqua.

Si riporta di seguito una tabella esplicativa del calcolo della superficie agricola ottenuta quale differenza tra la superficie totale e quella non utilizzabile; quest'ultima è data dalla somma dell'area occupata dai moduli, dalle cabine, dalla viabilità e delle aree a vincolo o comunque non utilizzabili.

	mq	n.	Kw	TOT.
S_{Tot}				1283908
S_{pv}	tracker da 28	95,26	284	27053,84
	tracker da 56	182,07	1334	242881,4
Sup. non utilizzabile (S_{nu})	S_{pv}			269935,2
	PCU	15	14	210
	cabina consegna+utente	15	2	30
	Sup. cimiteriale	13592,53		
	Sup. viabilità	45975,9		
	Sup. elementi idrici	13995,87		
	Sup.fascia di rispetto fabbricati	18596,07		
	Sup. non utilizzabile (S_{nu})			
$S_{agr} = S_{tot} - S_{nu}$				921572

La S_{tot} è pari a 1.283.908 mq mentre quella agricola, così come sopra descritta, risulta uguale a 921.572 mq; pertanto è soddisfatta la relazione:

$$S_{agricola} > 0,7 * S_{tot}$$

Per maggior chiarezza si riporta una tabella riassuntiva di quanto sopra esposto:

$S_{agricola} \geq 0,7 * S_{tot}$ ovvero $S_{agricola}/S_{tot} \geq 0,7$	
$S_{agricola} =$	921.571,97
$S_{tot} =$	1.283.908
$S_{agricola}/S_{tot} =$	0,72

A.2) il LAOR è calcolato come il rapporto tra superficie totale di ingombro dell'impianto fotovoltaico (somma dell'ingombro di tutti i moduli fotovoltaici) e la superficie totale. Il risultato è espresso in percentuale.

Nel caso in esame si ottiene:

LAOR = $S_{pv}/S_{tot} \leq 40\%$	
$S_{pv} =$	269.935,22
$S_{tot} =$	1.283.908
LAOR =	21,02%

Pertanto è rispettata la condizione:

$$LAOR < 40\%$$

Requisito B: il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica dell'impianto, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli.

B.1) all'interno dell'area d'impianto sarà garantita la continuità dell'attività agricola, nella fattispecie si prevede la piantumazione di colture da foraggio, colture aromatiche e officinali. Il controllo dei fattori significativi della produzione verrà effettuato per tenere sempre sotto controllo i processi produttivi e loro esigenze.

I parametri agronomici più importanti da tenere sotto controllo sono:

- la quantità di acqua presente nel terreno e lo stadio vegetativo della coltivazione per stabilire gli interventi irrigui;
- presenza di insetti o altri parassiti animali sulle coltivazioni per eventuali interventi di appropriata difesa fitosanitaria;
- presenza di malattie fungine e virus sulle coltivazioni per eventuali interventi di appropriata difesa fitosanitaria;
- fisiopatie per carenze di microelementi nutritivi nel terreno di coltivazione;
- analisi chimiche del terreno per il calcolo delle quantità dei concimi da utilizzare in funzione delle produzioni attese.

B.2) la producibilità elettrica di un impianto agrofotovoltaico deve essere almeno pari al 60% della producibilità di un impianto standard.

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

dove la produzione elettrica dell'impianto agrivoltaico è la produzione netta che l'impianto può generare ed espressa in GWh/ha/anno mentre la $FV_{standard}$ è la stima dell'energia che può produrre un impianto fotovoltaico di riferimento (caratterizzato da moduli con efficienza 20% su supporti fissi orientati a sud e inclinati con un angolo pari alla latitudine meno 10°), espressa in GWh/ha/anno collocato nello stesso sito dell'impianto agrivoltaico.

Il calcolo della producibilità elettrica dell'impianto agrivoltaico e quello standard può essere determinato ricorrendo a software di calcolo quale PVGIS.

Nella fattispecie il progetto in esame è sito nel comune di Erice, la producibilità dell'impianto standard è pari a 9,02 MWh/ha/anno calcolato considerando un valore di potenza installata pari a 57245,16 kW ed un valore di slope pari a 35°.

La producibilità dell'impianto agrivoltaico, invece, a parità di potenza installata è pari a 7,88 MWh/ha/anno; pertanto il rapporto tra FV_{agri} ed $FV_{standard}$ è maggiore di 0,6 per cui risulta soddisfatto anche il requisito B.1).

Nella fattispecie, il progetto è stato sviluppato in modo tale da massimizzare la potenza infatti la distanza tra le strutture di sostegno è pari alla distanza minima ammessa; disponendo i tracker a distanze inferiori a quella prevista, si genererebbe il fenomeno dell'ombreggiamento riducendo la producibilità dell'impianto stesso.

Affinché un impianto possa essere definito come "agrivoltaico" è necessario che rispetti, oltre che i requisiti A e B, anche il requisito D2 relativo al monitoraggio della continuità dell'attività agricola.

In fase di progettazione è stato previsto anche un sistema di monitoraggio della produzione per poter controllare i processi produttivi e relative esigenze; inoltre, in fase di esercizio dell'impianto e relativa attività agricola, si provvederà alla redazione di una relazione tecnica a cura di un agronomo in cui verrà effettuata una stima relativamente alla produzione vendibile attesa per l'anno successivo.

Si può concludere pertanto che anche tale requisito è soddisfatto, di conseguenza il progetto in esame è classificabile come impianto agrofotovoltaico nel rispetto delle condizioni A, B e D2 previste dalle linee guida.

3.1 Riferimenti normativi e indirizzi di pianificazione

- Comunicazione della Commissione Europea "Energy Roadmap 2050 (COM (2011) 885/2)".
- Comunicazione della Commissione Europea "EUROPA 2020 - Una strategia per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva".
- Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.
- Comunicazione della Commissione del 10 gennaio 2007, "Tabella di marcia per le energie rinnovabili. Le energie rinnovabili nel 21° secolo: costruire un futuro più sostenibile".
- Direttiva 2003/96/CE del Consiglio del 27 ottobre 2003 che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità.
- Direttiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001 "Energie rinnovabili: promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili".
- Libro Bianco della Commissione Europea pubblicato il 26 novembre 1997 sullo sviluppo delle fonti rinnovabili.

3.2 Norme e indirizzi nazionali

3.2.1 Norme

- Legge 23 luglio 2009, n. 99 "Disposizioni per lo sviluppo del internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia".
- Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 *Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE (G.U. n. 71 del 28 marzo 2011).*
- Legge 23 agosto 2004, n. 239 "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia".
- D.Lgs. 387 del 29 dicembre 2003 concernente l'attuazione della Direttiva 2001/77/CE.
- Legge 1 giugno 2002 n. 120 "Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici fatto a Kyoto l'11 Dicembre 1997.
- Legge 9 gennaio 1991 n.10 "Norme per l'attuazione del Piano energetico Nazionale.
- Legge 31 maggio 2021, n. 77 (decreto semplificazioni 2021) coordinato con la legge di conversione 29 luglio 2021, n. 108 Pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n.181 del 30 luglio 2021.

3.2.2 Strategia Energetica Nazionale

La strategia energetica nazionale (SEN) è stata adottata con Decreto Interministeriale del 10 novembre 2017 emesso dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Mare. La SEN definisce gli obiettivi strategici, le priorità di azione e i risultati attesi in materia di energia. In particolare, la strategia energetica si pone l'obiettivo di rendere il sistema energetico nazionale più:

- **Competitivo:** migliorare la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti;
- **Sostenibile:** raggiungere in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21;
- **Sicuro:** continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche, rafforzando l'indipendenza energetica dell'Italia.

Fra i target quantitativi previsti dalla SEN:

- Efficienza energetica: riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep con un risparmio di circa 10 Mtep al 2030;
- Fonti rinnovabili: 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015; in termini settoriali, l'obiettivo si articola in una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015; in una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015; in una quota di rinnovabili nei trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015;
- Riduzione del differenziale di prezzo dell'energia: contenere il gap di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa (nel 2016 pari a circa 2 €/mwh) e quello sui prezzi dell'elettricità rispetto alla media UE (pari a circa 35 €/mwh nel 2015 per la famiglia media e al 25% in media per le imprese);

- Cessazione della produzione di energia elettrica da carbone con un obiettivo di accelerazione al 2025, da realizzare tramite un puntuale piano di interventi infrastrutturali;
- Razionalizzazione del downstream petrolifero, con evoluzione verso le bioraffinerie e un uso crescente di biocarburanti sostenibili e del GNL nei trasporti pesanti e marittimi al posto dei derivati dal petrolio;
- Verso la decarbonizzazione al 2050: rispetto al 1990, una diminuzione delle emissioni del 39% al 2030 e del 63% al 2050;
- Raddoppiare gli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico clean energy: da 222 Milioni nel 2013 a 444 Milioni nel 2021;
- Promozione della mobilità sostenibile e dei servizi di mobilità condivisa;
- Nuovi investimenti sulle reti per maggiore flessibilità, adeguatezza e resilienza; maggiore integrazione con l'Europa; diversificazione delle fonti e rotte di approvvigionamento gas e gestione più efficiente dei flussi e punte di domanda;
- Riduzione della dipendenza energetica dall'estero dal 76% del 2015 al 64% del 2030 (rapporto tra il saldo import/export dell'energia primaria necessaria a coprire il fabbisogno e il consumo interno lordo), grazie alla forte crescita delle rinnovabili e dell'efficienza energetica.

La Strategia energetica nazionale costituisce un impulso per la realizzazione di importanti investimenti, incrementandolo scenario tendenziale con investimenti complessivi aggiuntivi di 175 miliardi al 2030, così ripartiti:

- 30 miliardi per reti e infrastrutture gas e elettrico;
- 35 miliardi per fonti rinnovabili;
- 110 miliardi per l'efficienza energetica.

Oltre l'80% degli investimenti è quindi diretto ad incrementare la sostenibilità del sistema energetico, si tratta di settori ad elevato impatto occupazionale ed innovazione tecnologica.

Da quanto surrichiamato è evidente la compatibilità del progetto rispetto alla SEN, in quanto il progetto contribuirà certamente alla richiamata penetrazione delle fonti rinnovabili elettriche al 55% entro il 2030.

3.2.3 Piano Energetico Nazionale

Uno dei primi strumenti governativi a sostegno delle fonti rinnovabili è il Piano Energetico Nazionale (PEN) che è stato approvato dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri nel 1988.

3.2.4 Piano d'azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia

In attuazione alla Direttiva 2009/28/CE il Ministero per lo Sviluppo Economico ha emanato nel giugno 2010 il Piano di azione Nazionale per le energie rinnovabili che prevede di coprire grazie alle fonti rinnovabili la quota del 6,38% del consumo energetico del settore trasporti, del 28,97% per elettricità e del 15,83% per il riscaldamento e il raffreddamento.

3.2.5 Piano nazionale per la riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra

Il Piano, approvato prima con delibera del Comitato Interministeriale di Programmazione Economica (C.I.P.E.) n. 137/98 e modificato successivamente con delibera C.I.P.E. n. 123 del 19 dicembre 2002:

- Contiene le prime misure per la riduzione di gas serra in Italia;

- Descrive politiche e misure assunte dall'Italia per il rispetto del protocollo di Kyoto;
- Prevede la possibilità di fare ricorso ai meccanismi di flessibilità di Joint Implementation, Clean Development Mechanism ed Emission Trading previsti nel protocollo;
- Indica le azioni attraverso le quali è possibile ottenere la riduzione delle emissioni dei gas serra per valori equivalenti a 95/112 Mt CO₂ al 2008-2012.

3.3 Norme e indirizzi regionali

3.3.1 Norme

- Legge Regionale 18 dicembre 2020, n. 62 *"Linee guida per la certificazione energetica degli edifici"*.
- Decreto del Dirigente generale del Dipartimento regionale dell'energia n.71 del 1 Marzo 2012 – *"Disposizioni in materia di impianti termici degli edifici nel territorio della Regione siciliana"*.
- Decreto n. 65 del 3 Marzo 2011 – *"Disposizioni in materia di certificazione energetica degli edifici nel territorio della Regione siciliana"*.
- Delibera di Giunta Regionale n. 67 del 12 febbraio 2022 – approvazione PEAR (*Piano Energetico Ambientale della Regione Siciliana*).

3.3.2 Piano Energetico Ambientale Regionale Siciliana (P.E.A.R.S)

Le aree prese in esame nella presente relazione per la realizzazione dell'impianto di produzione ricadono nel territorio comunale di Erice (TP) mentre la nuova stazione elettrica sarà realizzata nel comune di Buseto Palizzolo.

Con il Piano Energetico Ambientale, che definisce gli obiettivi al 2020-2030, la Regione Siciliana intende dotarsi dello strumento strategico fondamentale per seguire e governare lo sviluppo energetico del suo territorio sostenendo e promuovendo la filiera energetica, tutelando l'ambiente per costruire un futuro sostenibile di benessere e qualità della vita.

La Regione pone alla base della sua strategia energetica l'obiettivo programmatico assegnatole all'interno del decreto ministeriale 15 marzo 2012 c.d. "Burden Sharing", che consiste nell'ottenimento di un valore percentuale del 15,9% nel rapporto tra consumo di energia prodotta a fonti energetiche rinnovabili e consumi finali lordi di energia sul territorio regionale al 2020.

Il suddetto decreto rappresenta l'applicazione a livello nazionale della strategia "Europa 2020", che impegna i Paesi Membri a perseguire un'efficace politica di promozione delle fonti energetiche rinnovabili, dell'efficienza energetica e del contenimento delle emissioni di gas ad effetto serra.

Sulla scorta del superamento target del precedente PEARS, il target regionale del 15,9% va inteso come riferimento da superare stante le potenzialità rinnovabili della Regione e la concreta possibilità di proporsi quale guida nella nuova fase di sviluppo delle Rinnovabili nel nostro Paese.

Il documento declina, inoltre, gli obiettivi nazionali al 2030 su base regionale, valorizzando le risorse specifiche della Regione Siciliana. Per raggiungere gli obiettivi che l'Europa propone nel suo programma di crescita intelligente, sostenibile ed inclusiva, occorre quindi consumare meno energia e produrre energia pulita promuovendo la ricerca e l'innovazione.

Il nuovo Piano Energetico Regionale 2020-2030 dovrà necessariamente garantire simultaneamente: lo sviluppo delle fonti rinnovabili attraverso lo sfruttamento del sole, del vento, dell'acqua, delle biomasse e della aero-idro-geotermia nel rispetto degli indirizzi tecnico-gestionali; adeguare principalmente l'esigenza di crescita della produzione da FER con quelle della tutela delle peculiarità paesaggistico-ambientali del territorio siciliano.

Il Piano definirà gli obiettivi al 2020-2030, le misure e le azioni per il loro perseguimento, i soggetti e le risorse, nonché un quadro stabile di regole e incentivi. L'Italia, attraverso il suo Piano Integrato per l'Energia e il Clima, ha definito per il 2030 obiettivi molto importanti per la fonte solare fotovoltaica, prevedendo l'installazione di oltre 32 milioni di kW di potenza aggiuntiva rispetto alla situazione attuale dei quali, secondo le stime degli organi tecnici dei competenti Ministeri, massimo un terzo potrà essere realizzato sui tetti. Inoltre, un recente studio del Politecnico di Milano dimostra che il solo utilizzo di aree dismesse o tetti di edifici non sarebbe sufficiente per raggiungere l'obiettivo dei 30 GW. Tale studio ha analizzato in particolare le aree dismesse a disposizione nel nostro Paese - che si possono stimare tra i 3.800 e i 4.000 km² - rilevando che solo una piccola parte di esse - tra 140 e 210 km² - può ospitare l'installazione di impianti fotovoltaici utility scale. Le aree idonee consentirebbero l'installazione di soli 5,3-8,4 GW. Quindi, per conseguire l'obiettivo dei 30 GW occorre utilizzare anche una porzione di aree agricole non utilizzate. Nello studio è illustrato come, considerando uno sfruttamento del suolo del fotovoltaico di 50 MW/km², per garantire la totalità dell'installazione fotovoltaica prevista al 2030 servirebbe una superficie di 340-490km², quindi solo il 3-4% di tutte le SANU (superfici agricole non utilizzate). Pertanto, ai fini del raggiungimento degli obiettivi previsti dal PNIEC al 2030 per le fonti rinnovabili, sarà necessario favorire la realizzazione anche di impianti fotovoltaici a terra su aree agricole.

Il Piano Energetico Ambientale della Regione Siciliana e le strategie di intervento e le azioni previste da tale Piano sono state scelte partendo dall'analisi del quadro strutturale del sistema Energetico al 2009.

Il PEARS aveva come orizzonte temporale l'anno 2012; in vista di questo termine, l'Assessorato dell'Energia e dei Servizi di Pubblica Utilità, ha formulato una proposta di aggiornamento del Piano con l'intenzione di pervenire all'approvazione dello stesso.

Nel presente paragrafo si riporta una proiezione dello sviluppo dei consumi energetici siciliani al 2030. In particolare, nel documento sono riportati:

scenario BAU/BASE (Business As Usual) in cui si presuppone uno sviluppo dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili in linea con quanto registratosi negli ultimi anni e senza prevedere ulteriori politiche incentivanti;

scenario SIS (Scenario Intenso Sviluppo) in cui si presuppone uno sviluppo dell'efficienza energetica in grado di ridurre del 20% i consumi nel 2030 rispetto a quanto previsto con lo scenario base.

I target al 2020 coincidono con quanto sviluppato nello scenario BAU.

Di seguito si riporta l'andamento dei consumi netti della Regione Siciliana nel 2020 e nel 2030 seguendo lo scenario BASE:

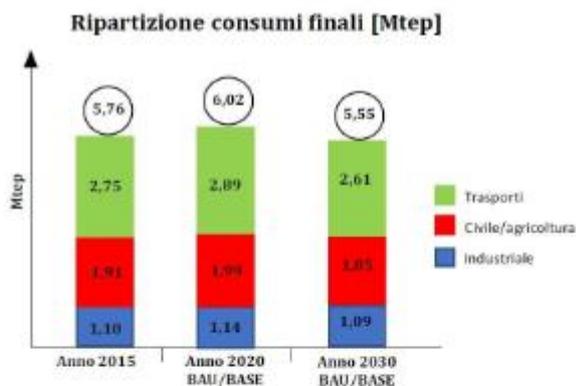


Figura 3-40. Ripartizione consumi finali (Mtep)

Relativamente ai consumi rinnovabili si riporta una ripartizione dei target al 2020 e al 2030 sviluppata all'interno dello scenario BASE.

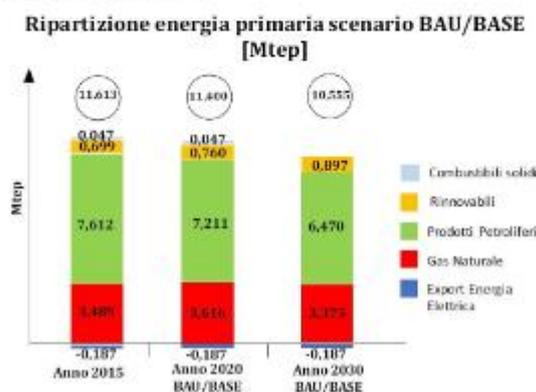


Figura 3-41. Ripartizione energia primaria scenario BAU/BASE (Mtep)

Nel seguente grafico si riporta la ripartizione dei consumi finali relativa anche allo scenario SIS. Per la ripartizione dei consumi all'interno dello scenario SIS si è supposto un'equa ripartizione del risparmio tra i vari settori:

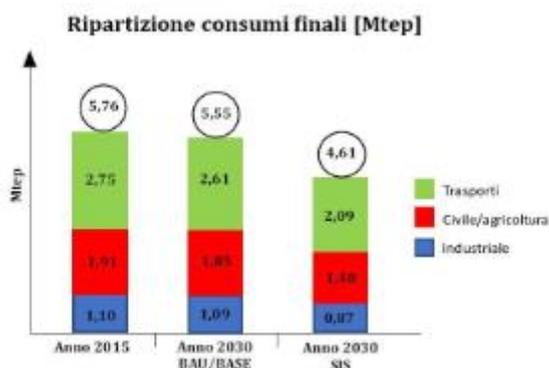


Figura 3-42. Ripartizione consumi finali (Mtep) scenario SIS

Passando a considerare i consumi di energia primaria, nello scenario SIS, si considerino le seguenti assunzioni: si assisterà ad un abbandono dell'utilizzo di combustibili fossili solidi; relativamente alle fonti fossili il 60% sarà coperto da gas naturale mentre per il restante 40% si utilizzeranno prodotti petroliferi; la cessione di energia elettrica a Malta si manterrà costante al valore del 2015; l'incremento della quota FER aumenterà di un fattore di circa 2,25.

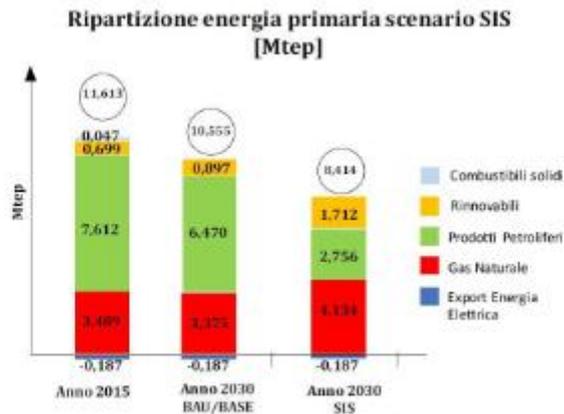


Figura 3-43. Ripartizione energia scenario SIS

Relativamente ai consumi rinnovabili (Mtep), si riporta una ripartizione dei target al 2030 sia per lo scenario base che per lo scenario SIS.

Scenario PEARS

Definiti i due scenari si ritiene possibile ipotizzare un target al 2030 che preveda:

- riduzione dei consumi del settore industriale del 10% (target SEN 7,5%) rispetto allo scenario base;
- riduzione dei consumi del settore civile e agricolo del 15% (target SEN 12%) rispetto allo scenario base;
- riduzione dei consumi del settore trasporti del 10% (target SEN 7,5%) rispetto allo scenario base;
- quota rinnovabili (FER E+FER C+FER T) coincidente con quella sviluppata nello scenario SIS.

La ripartizione dei consumi finali diventerebbe quindi:



Figura 3-44. Confronto ripartizione consumi finali nei vari scenari

Passando a considerare l'energia primaria mantenendo le seguenti condizioni si otterrebbe la ripartizione riportata nella seguente figura:

- abbandono dell'utilizzo di combustibili fossili solidi;
- la cessione di energia elettrica a Malta si manterrà costante al valore del 2015;
- relativamente alle restanti fonti fossili il 40% sarà coperto da gas naturale mentre per il restante 60% si utilizzeranno prodotti petroliferi.



Figura 3-45. Ripartizione energia primaria al 2030 nei vari scenari (Mtep)

Tabella 3.1.13-1. Consumi finali lordi di energia da fonti rinnovabili scenario SIS

	2015	2016	2030 BASE	2030 SIS
CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI (escluso il settore Trasporti)	699	706	897	1.712
Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (settore Elettrico)	434	435	539	1.205
Idrraulica (normalizzata)	10	10	10	10
Eolica (normalizzata)	245	254	302	560
Solare	156	150	206	600
Geotermica	0	0	0	0
Biomasse solide	13	12	12	19
Biogas	9	8	8	9
Bioliquidi sostenibili	0	0	0	0
Moto Ondoso	0	0	0	8
Consumi finali di energia da FER (settore Termico)	264	243	310	474
Energia geotermica	2	2	2	20
Energia solare termica	6	9	17	17
Frazione biodegradabile dei rifiuti	0	0	0	0
Energia da biomasse solide nel settore residenziale	146	124	160	160
Energia da biomasse solide nel settore non residenziale	10	8	8	9
Energia da bioliquidi	0	0	0	0
Energia da biogas e biometano immesso in rete	2	2	2	70
Energia rinnovabile da pompe di calore	98	99	122	198
Calore derivato prodotto da fonti rinnovabili (settore Termico)	1	27	47	33

Tabella 49: Consumi finali lordi di energia da fonti rinnovabili scenario SIS

La definizione di questi scenari, inerenti ai consumi energetici, il documento inerente l'aggiornamento del P.E.A.R.S. (P.E.A.R.S. 2030) riporta gli obiettivi per ognuna delle FER che tengono conto, da un lato dell'evoluzione registratasi negli ultimi anni, ipotizzando un'evoluzione in linea con la disponibilità della fonte primaria, e dall'altro del rispetto dei vincoli ambientali e di consumi di suolo al fine di conservare il patrimonio architettonico e naturalistico della Regione Siciliana.

I siti ricadenti nelle zone di rilevante interesse naturalistico eventualmente istituiti sul territorio regionale e le zone di protezione e conservazione integrale di cui al D.Lgs. n. 42 del 22.01.2004, non sono idonei alla installazione di impianti da fonti rinnovabili. Essi però possono essere installati nelle zone di protezione speciale di cui alla Direttiva 79/409/CEE e nei siti di importanza Comunitaria di cui alla Direttiva 92/43/CEE esclusivamente ove l'intervento sia stato ritenuto realizzabile in sede di valutazione di incidenza.

Sono soggetti esclusivamente a provvedimenti abilitativi comunali di natura urbanistica e/o edilizia gli impianti fotovoltaici definiti integrati o parzialmente integrati ai sensi dell'art. 2 c.1 lett. b2) e b 3) del D.M. 19.02.2007, di potenza fino a 1 MW; gli impianti fotovoltaici integrati o parzialmente integrati collocati internamente ad aree industriali e artigianali, su parcheggi pubblici, edifici a servizi, di potenza fino a 1 MW; gli impianti fotovoltaici collocati a terra internamente ad aree di sviluppo industriale di potenza fino a 1 MW.

Gli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili di potenza superiore a 10 MW, devono essere realizzati ad una distanza l'uno dall'altro non inferiore a 10 Km. O, comunque, a distanza congrua, sulla base di adeguata motivazione.

L'autorizzazione di impianti di energia da fonte rinnovabili su terreni agricoli non può essere rilasciata ove essi non siano dichiarati dalla Amministrazione compatibili con la valorizzazione delle produzioni agroalimentari locali e la tutela della biodiversità e del patrimonio culturale e del paesaggio. La realizzazione in zona agricola di impianti di energia da fonte rinnovabile solare, fotovoltaica e termodinamica è consentita a condizione che venga realizzata, al loro confine, una fascia arborea di protezione e separazione, della larghezza di almeno mt. 10, costituita da vegetazione autoctona e/o storicizzata, compatibile con la piena funzionalità degli impianti. La realizzazione di impianti fotovoltaici su aree agricole degradate/abbandonate, oltre alla valorizzazione energetica di tali zone, contribuisce anche la loro riqualificazione.

La realizzazione di impianti fotovoltaici totalmente o parzialmente integrati di cui all'art. 2 c.1 lett. b2) e b 3) del D.M. del 19.02.2007, è autorizzata, indipendentemente dalla potenza prodotta, con provvedimento comunale di natura urbanistica e/o edilizia, ove essi siano installati sulle coperture di scuole, strutture sanitarie, edifici ospitanti amministrazioni e strutture pubbliche o superfici, edifici, fabbricati, strutture edilizie a destinazione ed uso agricolo o, altresì, sulle coperture di immobili in sostituzione di manufatti in eternit o contenenti amianto

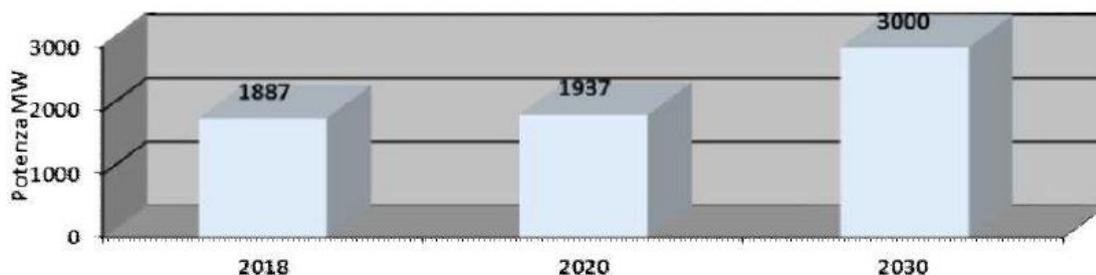


Figura 7 - Potenza installata nel periodo 2018-2030

Al fine di raggiungere gli obiettivi energetici previsti al 2030, il P.E.A.R.S. propone la messa in campo di diverse azioni. In merito alle FER elettriche, le azioni previste sono:

1. revamping e repowering degli impianti esistenti;
2. azioni per lo sviluppo di impianti fotovoltaici sugli edifici;
3. azioni per lo sviluppo di impianti fotovoltaici a terra;
4. mappatura area dismessa e relativa valorizzazione energetica per impianti fotovoltaici;
5. iter autorizzativi semplificati;
6. installazione sistemi di accumulo;
7. comunità energetiche;
8. azioni specifiche per lo sviluppo degli impianti eolici;
9. fondi sviluppo Invitalia;
10. contratti PPA;
11. certificazione di sostenibilità;
12. sviluppo delle bioenergie;
13. sviluppo della Geotermia;
14. sviluppo di sistemi per produzione di energia pulita dalle correnti di marea;
15. evoluzione della Rete elettrica e semplificazione delle relative procedure autorizzative;
16. fonti fossili.

Di interesse per la tipologia di progetto in esame, sono in programma le azioni specifiche per lo sviluppo degli impianti fotovoltaici.

A. Nuove installazioni di grandi impianti FV in siti ad elevato potenziale

Performance Ratio Per tutte le nuove realizzazioni il rilascio del Titolo autorizzativo sarà subordinato anche al mantenimento di un livello minimo di performance certificato dal GSE, alla luce del patrimonio informativo (ad esempio, produzione, potenza e fonte primaria) consolidato nel corso degli anni. Tale parametro di performance degli impianti verrà inoltre applicato anche a tutti gli interventi su impianti esistenti (repowering e revamping). La definizione di performance ratio ("PR") (rapporto tra Rendimento effettivamente rilevato dell'impianto e rendimento teorico) minimo dipende dalle condizioni di sviluppo originarie

di un impianto, che potrebbero non essere ottimali rispetto agli standard del settore, dato ad esempio lo scopo di riqualificare un'area dismessa anche a discapito della resa energetica complessiva. Ne sono esempi l'orografia del sito, l'orientamento, gli ombreggiamenti: tutti questi elementi possono significativamente influire sul PR specifico d'impianto rispetto ad una media di settore, senza tenere in conto il motivo per il quale si è realizzato un impianto proprio su quel sito non ottimale. Il Performance Ratio dipende inoltre dalle condizioni di manutenzione ordinaria e straordinaria, oltre che dalla disponibilità della rete e da altri eventi non dipendenti dal gestore dell'impianto. In particolare, vanno considerati:

- eventi metereologici avversi: non sono infrequenti le interruzioni di produzione imputabili ad eventi metereologici estremi o calamità naturali che possono danneggiare gli impianti producendo valori di produzione non in linea con le performance medie degli impianti in determinati periodi.
- attuazione di ordini di dispacciamento o distacchi impartiti da Terna: per problemi connessi alla sicurezza della rete elettrica il gestore può imporre di diminuire o interrompere la produzione di alcune tipologie di impianto.
- esigenze legate a dinamiche di mercato quali partecipazione degli impianti a mercati secondari dei servizi. Oggi tipico di impianti di grandi dimensioni potrebbe, in futuro, con le riforme di mercato in atto coinvolgere una sempre più ampia platea di impianti, anche di taglia ridotta, grazie alla possibilità di partecipare a mercato con aggregati di impianti.
- guasti ai componenti o malfunzionamenti: componenti meccaniche e componenti elettroniche sono soggette a rotture e malfunzionamenti, talvolta anche non dipendenti dalla manutenzione o dall'usura. Per il FV vanno inoltre considerati:
- temperature anomale: con basse temperature un modulo fotovoltaico è particolarmente efficiente, in estate il modulo fotovoltaico si riscalda e la sua efficacia diminuisce, dunque nelle estati con temperature elevate a livelli anomali il PR può subire una diminuzione significativa.
- fattori ambientali: neve, sabbia, polvere o pollini possono sporcare l'apparecchio di misurazione e/o i moduli, riducendo le performance degli impianti.

B. Repowering e revamping

Nella sezione "Revamping e Repowering" si stima al 2030 un "incremento della produzione attraverso l'installazione di moduli bifacciali su circa il 65% degli impianti installati a terra (circa 230 MW) esistenti maggiori di 200 kW". L'analisi è stata fatta "supponendo un incremento del 20% della produzione dei moduli bifacciali rispetto ai moduli tradizionali"

C. Revisione dei vincoli ambientali

L'autorizzazione di impianti di energia da fonte rinnovabili su terreni agricoli non può essere rilasciata ove essi non siano dichiarati dalla Amministrazione compatibili con la valorizzazione delle produzioni agroalimentari locali e la tutela della biodiversità e del patrimonio culturale e del paesaggio. La realizzazione in zona agricola di impianti di energia da fonte rinnovabile solare, fotovoltaica e termodinamica è consentita a condizione che venga realizzata, al loro confine, una fascia arborea di protezione e separazione, della larghezza di almeno mt. 10, costituita da vegetazione autoctona e/o storicizzata, compatibile con la piena funzionalità degli impianti. La realizzazione di impianti fotovoltaici su aree agricole degradate/abbandonate, oltre alla valorizzazione energetica di tali zone, contribuisce anche la loro riqualificazione.

3.3.3 Piano Territoriale Paesistico Regionale (PTPR) (Linee guida del Piano)

Il Piano Paesistico Territoriale della Regione Sicilia è stato approvato con D.A. n. 6080 del 21 maggio 1999.

L'importanza del Piano Territoriale Paesistico Regionale discende direttamente dai valori paesistici e ambientali da proteggere, che, soprattutto in Sicilia, mettono in evidenza l'intima fusione tra patrimonio naturale e patrimonio culturale e l'interazione

storica delle azioni antropiche e dei processi naturali nell'evoluzione continua del paesaggio.

Il Piano Territoriale Paesistico Regionale persegue fundamentalmente i seguenti obiettivi:

- a) la stabilizzazione ecologica del contesto ambientale regionale, la difesa del suolo e della bio-diversità, con particolare attenzione per le situazioni di rischio e di criticità;
- b) la valorizzazione dell'identità e della peculiarità del paesaggio regionale, sia nel suo insieme unitario che nelle sue diverse specifiche configurazioni;
- c) il miglioramento della fruibilità sociale del patrimonio ambientale regionale, sia per le attuali che per le future generazioni.

La metodologia di analisi adottata dal piano è basata sull'ipotesi che il paesaggio è riconducibile ad una configurazione di sistemi interagenti che definiscono un modello strutturale costituito da:

A) IL SISTEMA NATURALE

A.0.1. ABIOTICO;

A.0.2. BIOTICO.

B) IL SISTEMA ANTROPICO

B.0.1. AGRO-FORESTALE;

B.0.2. INSEDIATIVO.

Questo tipo di analisi è finalizzato alla comprensione del paesaggio attraverso la conoscenza delle sue parti e dei relativi rapporti di interazione. Pertanto, la procedura consiste nella disaggregazione e riaggregazione dei sistemi componenti il paesaggio individuandone gli elementi (sottosistemi) e i processi che l'interessano. Ogni sottosistema è costituito da diverse componenti, di seguito riportate.

A) IL SISTEMA NATURALE

A.0.1. **Sottosistema abiotico:** concerne fattori geologici, idrologici e geomorfologici ed i relativi processi che concorrono a determinare la genesi e la conformazione fisica del territorio.

Le sue componenti sono:

- Geologia;
- Geomorfologia;
- Idrologia;
- Paleontologia;

A.0.2. **Sottosistema biotico:** interessa la vegetazione e le zoocenosi ad essa connesse e i biotopi di rilevante interesse floristico, vegetazionale e faunistico.

È costituito dalle seguenti componenti:

- vegetazione;
- biotopi di interesse faunistico, floristico e vegetazionale.

Per quanto riguarda la componente vegetazione, il Piano individua quattro tipi di paesaggio vegetale articolati in serie dinamiche di degradazione e rigenerazione, soggette ai vari gradi di influenza antropica, da uno stadio di sub-naturalità ad altri meno integri.

A questi si aggiungono i paesaggi legati a particolari caratteristiche ambientali:

- paesaggi rupestri;
- paesaggi dunali;
- paesaggi delle zone umide;
- paesaggi degli ambiti fluviali.

I quattro tipi di paesaggio vegetale naturale sono:

- Paesaggio dell'ambiente costiero,
- Paesaggio etneo,
- Paesaggio delle catene montuose settentrionali,
- Paesaggio della Sicilia interna e dell'altopiano ibleo.

B) IL SISTEMA ANTROPICO

1.1. Sottosistema agricolo forestale: concerne i fattori di natura biotica e abiotica che si relazionano nel sostenere la produzione agraria, zootecnica e forestale. È costituito dalle seguenti componenti:

- Paesaggio delle colture erbacee
- Paesaggio dei seminativi arborati
- Paesaggio delle colture arboree
- Paesaggio del vigneto
- Paesaggio dell'agrumeto
- Paesaggio dei mosaici colturali
- Colture in serra

1.2. Sottosistema insediativo: comprende i processi urbano-territoriali, socio economici, istituzionali, culturali, le loro relazioni formali, funzionali e gerarchiche ed i processi sociali di produzione e fruizione del paesaggio. È costituito dalle seguenti componenti:

- a) Componenti archeologiche
- b) Componenti storico culturali, ovvero
 - Centri storici;
 - Nuclei storici;
 - Centri storici abbandonati;
 - Beni isolati;

- Viabilità storica;
- Componenti primarie del paesaggio percettivo (costa, spartiacque, crinali montani, crinali collinari, cime isolate, selle, aste fluviali, laghi).

Tutte le componenti fin ora elencate sono oggetto di Carte Tematiche, facenti parte degli elaborati allegati alle Linee Guida del Piano Territoriale Paesistico Regionale, di seguito elencate.

- 1) Carta dei complessi litologici;
- 2) Carta geomorfologica;
- 3) Carta della vegetazione reale;
- 4) Carta della vegetazione potenziale;
- 5) Carta dei biotopi;
- 6) Carta del paesaggio agrario;
- 7) Carta dei siti archeologici;
- 8) Carta dei centri e dei nuclei storici;
- 9) Carta dei beni isolati;
- 10) Carta della viabilità storica;
- 11) Carta delle componenti primarie morfologiche del paesaggio percettivo;
- 12) Carta dei percorsi panoramici;
- 13) Carta della intervisibilità costiera;
- 14) Carta della crescita urbana;
- 15) Carta delle infrastrutture;
- 16) Carta dei vincoli paesaggistici;
- 17) Carta istituzionale dei vincoli territoriali.

Le carte tematiche evidenziate in elenco sono state analizzate successivamente, per l'individuazione degli elementi del patrimonio naturale e storico-culturale del paesaggio che caratterizza l'Ambito territoriale in cui **ricade** il progetto in esame.

Nella fattispecie l'area interessata dalla realizzazione dell'impianto ricade nell'Ambito 1 del Piano Territoriale Paesaggistico Regionale ossia **AREA DEI RILIEVI DEL TRAPANESE**.



Figura 8 – Ambiti del Piano Territoriale e Paesaggistico Regionale.

Il Piano Territoriale Paesistico Regionale suddivide il territorio regionale in **ambiti sub-regionali**, individuati sulla base delle caratteristiche geomorfologiche e culturali del paesaggio, e preordinati alla articolazione sub-regionale della pianificazione territoriale paesistica.

Essi sono:

- 1) **Area dei rilievi del trapanese**
- 2) Area della pianura costiera occidentale
- 3) Area delle colline del trapanese
- 4) Area dei rilievi e delle pianure costiere del palermitano
- 5) Area dei rilievi dei Monti Sicani
- 6) Area dei rilievi di Lercara, Cerda e Caltavuturo
- 7) Area della catena settentrionale (Monti delle Madonie)
- 8) Area della catena settentrionale (Monti Nebrodi)
- 9) Area della catena settentrionale (Monti Peloritani)
- 10) Area delle colline della Sicilia centromeridionale
- 11) Area delle colline di Mazzarino e Piazza Armerina
- 12) Area delle colline dell'ennese
- 13) Area del cono vulcanico etneo
- 14) Area della pianura alluvionale catanese
- 15) Area delle pianure costiere di Licata e Gela
- 16) Area delle colline di Caltagirone e Vittoria

17) Area dei rilievi e del tavolato ibleo

18) Area delle isole minori.

Il comune di Erice ricade nell'**Ambito Territoriale 1 "Area dei rilievi del trapanese"**.

Con riferimento alla suddivisione del territorio regionale in aree di analisi omogenee, le Linee Guida hanno demandato la pianificazione di dettaglio ad una scala locale, assegnando alle Soprintendenze ai Beni Culturali e Ambientali il compito di redigere specifici "Piani Territoriali d'Ambito" per ognuna delle suddette 18 aree omogenee.

Sebbene tutti i Piani Territoriali d'Ambito siano stati redatti, ad oggi solo alcuni risultano vigenti; ciò nonostante, quello dell'Ambito 1 della Provincia di Trapani è stato adottato nel 2004 e vigente a partire dal 2010.

Si riporta per completezza una tabella riassuntiva e relativa all'attuale stato di attuazione dei piani per le singole provincie siciliane.

Provincia	Ambiti paesaggistici regionali (PTPR)	Stato attuazione	In regime di adozione e salvaguardia	Approvato
Agrigento	2, 3, 10, 11, 15	vigente	2013	No
Caltanissetta	6, 7, 10, 11, 15	vigente	2009	2015
Catania	8, 11, 12, 13, 14, 16, 17	vigente	2018	No
Enna	8, 11, 12, 14	istruttoria in corso	No	No
Messina	8	fase concertazione	No	No
	9	vigente	2009	2016
Palermo	3, 4, 5, 6, 7, 11	fase concertazione	No	No
Ragusa	15, 16, 17	vigente	2010	2016
Siracusa	14, 17	vigente	2012	2018
Trapani	1	vigente	2004	2010
	2, 3	vigente	2016	No

Figura 9 – Stato di attuazione dei Piani Territoriali Provinciali.

L'ambito è caratterizzato dalla penisola montuosa di San Vito, estrema propaggine del Golfo di Castellammare, da strette e piccole valli, da rilievi calcarei rigidi e compatti, irregolarmente distribuiti, emergenti bruscamente dal mare e da distese ondulazioni argillose che degradano dolcemente verso l'entroterra con altitudini comprese tra i 600 e 1100 metri s.l.m.

L'ambito è caratterizzato dall'alto valore del paesaggio vegetale di tipo naturale che è presente nella parte settentrionale e sui maggiori rilievi isolati, da elementi di grande interesse storico, archeologico ed artistico, nonché da manufatti legati alle attività produttive ed alla difesa della costa che testimoniano una qualità diffusa nei caratteri dell'architettura tradizionale (tonnare, torri costiere, bagli, etc...).

3.4 Piano Paesaggistico Ambito 1 – “Area dei rilievi del trapanese”

Il Piano Paesaggistico è stato redatto in adempimento alle disposizioni delle Linee Guida del Piano Territoriale Paesaggistico Regionale, approvate con D.A. n.6080 del 21.05.1999, e con riferimento alla Convenzione europea del Paesaggio e al quadro legislativo nazionale e regionale, in particolare a quanto previsto dall’art. 3 della L.R. 1° agosto 1977, n. 80, dall’ art. 143 del “Codice dei beni culturali e del paesaggio” di cui al D.Lgs. n. 42 del 22 gennaio 2004, così come integrato e modificato dai DD.lgs n. 157 del 24 marzo 2006 e n. 63 del 26 marzo 2008, e dall’Atto di Indirizzo dell’Assessorato Regionale per i Beni Culturali ed Ambientali e per la Pubblica Istruzione, adottato con D.A. n° 5820 del 08/05/2002.

Il Piano Territoriale Paesaggistico dell’Ambito 1 persegue le seguenti finalità generali: la stabilizzazione ecologica del contesto ambientale, la difesa del suolo e della biodiversità, con particolare attenzione per le situazioni di rischio e di criticità; la valorizzazione dell’identità e della peculiarità del paesaggio dell’Ambito, sia nel suo insieme unitario che nelle sue diverse specifiche configurazioni; il miglioramento della fruibilità sociale del patrimonio ambientale, sia per le attuali che per le future generazioni.

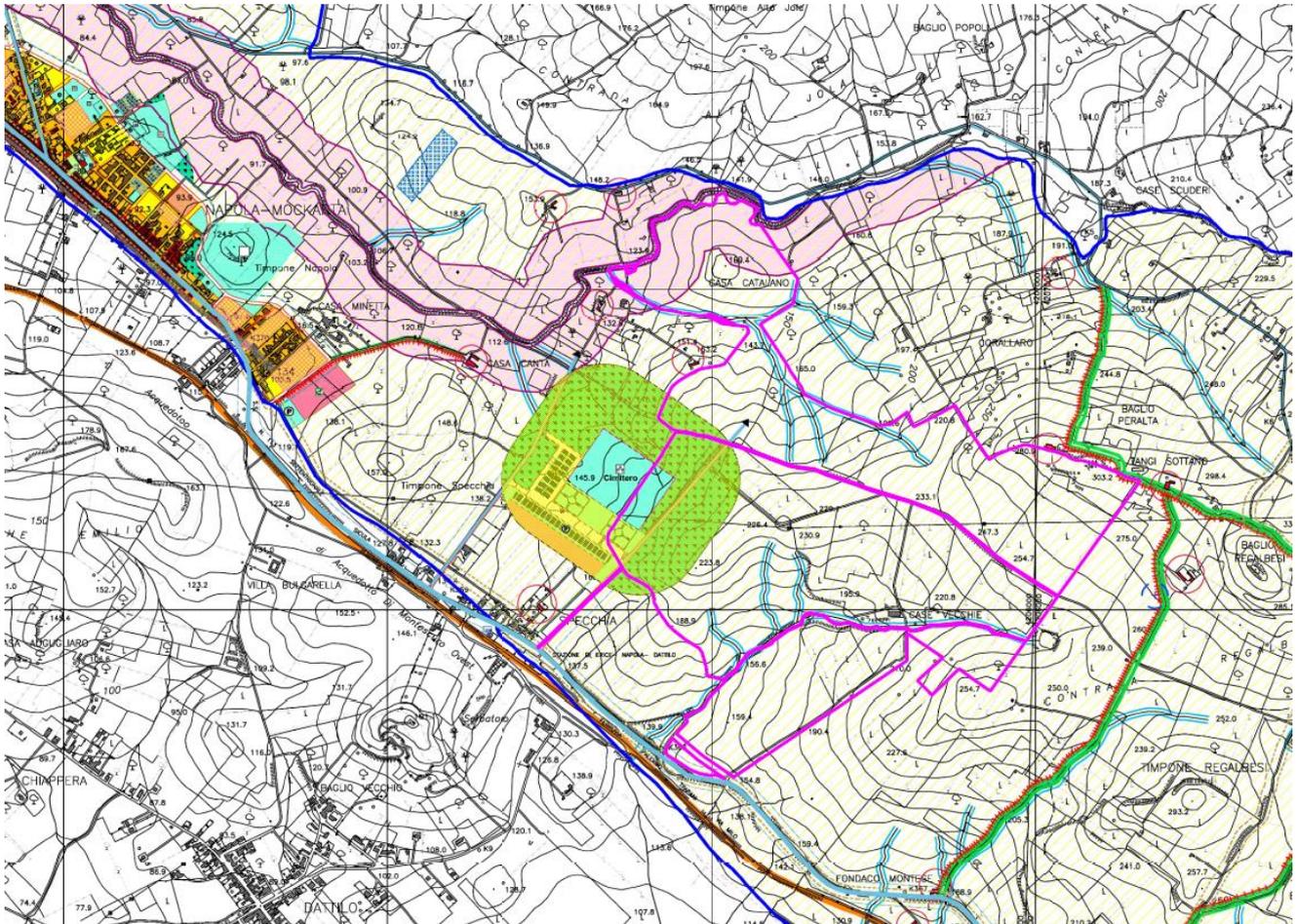
Il Piano articola la normativa in **indirizzi programmatici, direttive e prescrizioni**:

- indirizzi programmatici e pianificatori, definiscono gli indirizzi necessari per assicurare il conseguimento degli obiettivi di tutela e valorizzazione del paesaggio e dei beni culturali ed ambientali e della loro corretta fruizione; interessano paesaggi meritevoli di tutela ma non vincolati; costituiscono una precisa indicazione per le politiche dell’Assessorato Regionale per i Beni Culturali e Ambientali. Hanno valore di conoscenza e di orientamento per la programmazione economica, per la pianificazione territoriale provinciale e per la pianificazione urbanistica comunale;
- direttive, riguardano paesaggi sottoposti a vincolo ai sensi e per gli effetti degli artt. 136 e 142 del Codice; hanno una ricaduta cogente sulle politiche territoriali e sugli strumenti urbanistici e costituiscono variante agli stessi. Hanno effetti diretti sulla pianificazione provinciale e locale, generale e settoriale, sui progetti, piani o programmi sottoposti ad approvazione dell’Amministrazione per i Beni Culturali e Ambientali.
- prescrizioni, costituiscono norme vincolanti per quegli elementi o categorie di beni ricadenti in aree vincolate ai sensi degli artt. 136 e 142 del Codice e individuati nelle tavole di analisi in base alle loro caratteristiche distintive e nella tav. 2 di Piano (Componenti del paesaggio).

3.5 Piano Regolatore Generale del Comune di Erice

Gli elaborati che costituiscono il Piano Regolatore Generale del Comune di Erice sono stati approvati con D.A. n. 44 del 2001.

Nella fattispecie l'area su cui si intende realizzare l'impianto ricade in Zona E così come mostra lo stralcio della Carta della zonizzazione di seguito riportata (codice elaborato: RS06EPD0006A0).



Legenda

 Area d'impianto			
	ITINERARI AGRITURISTICI		ZONA OMOGENEA "A"
	SISTEMI LINEARI A VERDE		ZONA OMOGENEA "B"
	VIABILITA' ESISTENTE		ZONA OMOGENEA "C"
	FERROVIA DELLO STATO		ZONA OMOGENEA "E"
	CANALI ESISTENTI		ZONA OMOGENEA "D"
	FASCIA DI RISPETTO CANALI DI GRONDA		ZONA OMOGENEA "F"
	DEPURATORE		VERDE NON ATTREZZATO
	FASCIA DI RISPETTO DEPURATORE		Varianti urbanistiche c.s. IMPIANTI FOTOVOLTAICI
	VINCOLO PAESISTICO MT. 150 dagli argini (ex L. 431/89)		STRADE DI PROGETTO
	VINCOLO MONUMENTALE CASTEL MAURIGI		FASCIA DI RISPETTO CIMITERALE
	ZONA DI RISPETTO VINCOLO MONUMENTALE		PEEP in itinere
	FASCIA DI RISPETTO STRADALE		BENI ISOLATI
	TRAZZERE REGIE		POZZI - ABBEVERatoi

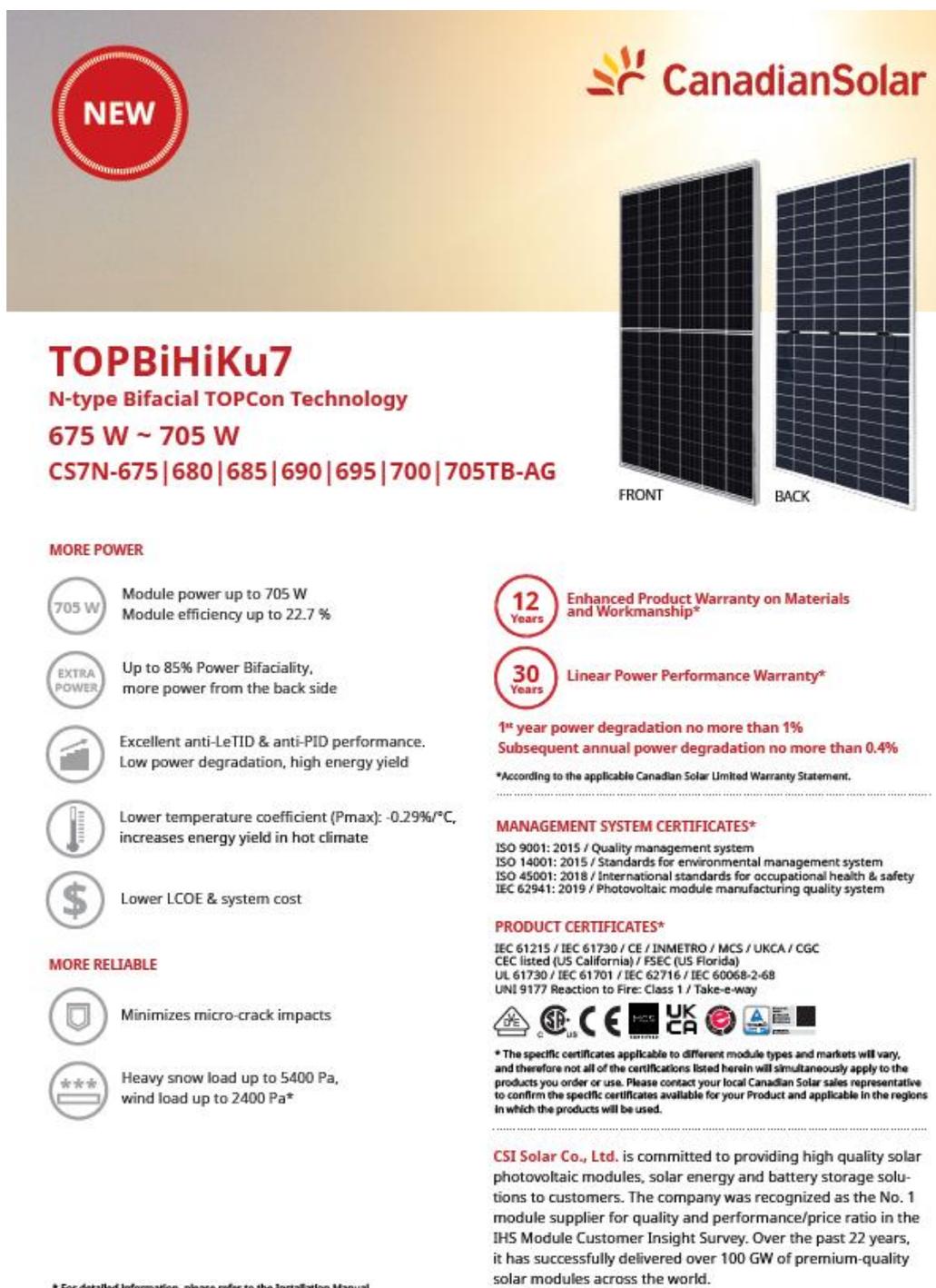
Figura 10 – Inquadramento su PRG.

4. Caratteristiche tecniche

Moduli Fotovoltaici

Il dimensionamento di massima sarà realizzato con un modulo fotovoltaico composto da 210 celle fotovoltaiche in silicio monocristallino ad alta efficienza e connesse elettricamente in serie, per una potenza complessiva di **690 Wp**. L'impianto sarà costituito da un totale di **82.656 moduli** per una conseguente potenza di picco pari a **57.032,64 kWp**.

Le caratteristiche principali della tipologia di pannelli scelti sono riportate nel seguente datasheet:



NEW

CanadianSolar

TOPBiHiKu7
N-type Bifacial TOPCon Technology
675 W ~ 705 W
CS7N-675 | 680 | 685 | 690 | 695 | 700 | 705TB-AG

FRONT BACK

MORE POWER

- 705 W** Module power up to 705 W
Module efficiency up to 22.7 %
- EXTRA POWER** Up to 85% Power Bifaciality, more power from the back side
- Excellent anti-LeTID & anti-PID performance. Low power degradation, high energy yield
- Lower temperature coefficient (Pmax): -0.29%/°C, increases energy yield in hot climate
- Lower LCOE & system cost

MORE RELIABLE

- 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*

30 Years Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 1%
Subsequent annual power degradation no more than 0.4%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001: 2015 / Quality management system
ISO 14001: 2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety
IEC 62941: 2019 / Photovoltaic module manufacturing quality system

PRODUCT CERTIFICATES*

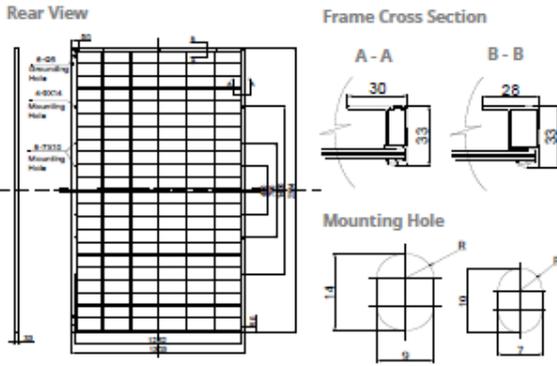
IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA / CGC
CEC listed (US California) / FSEC (US Florida)
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
UN19177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way

*** 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.**

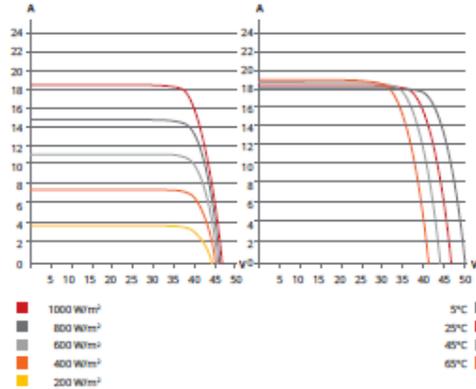
CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 22 years, it has successfully delivered over 100 GW of premium-quality solar modules across the world.

* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7N-680TB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS7N-675TB-AG	675 W	39.0 V	17.31 A	46.9 V	18.24 A	21.7%
Bifacial Gain**	5%	709 W	39.0 V	18.19 A	46.9 V	22.8%
	10%	743 W	39.0 V	19.04 A	20.06 A	23.9%
	20%	810 W	39.0 V	20.77 A	21.89 A	26.1%
CS7N-680TB-AG	680 W	39.2 V	17.35 A	47.1 V	18.29 A	21.9%
Bifacial Gain**	5%	714 W	39.2 V	18.22 A	19.20 A	23.0%
	10%	748 W	39.2 V	19.09 A	20.12 A	24.1%
	20%	816 W	39.2 V	20.82 A	21.95 A	26.3%
CS7N-685TB-AG	685 W	39.4 V	17.39 A	47.3 V	18.34 A	22.1%
Bifacial Gain**	5%	719 W	39.4 V	18.26 A	19.26 A	23.1%
	10%	754 W	39.4 V	19.14 A	20.17 A	24.3%
	20%	822 W	39.4 V	20.87 A	22.01 A	26.5%
CS7N-690TB-AG	690 W	39.6 V	17.43 A	47.5 V	18.39 A	22.2%
Bifacial Gain**	5%	725 W	39.6 V	18.31 A	19.31 A	23.3%
	10%	759 W	39.6 V	19.17 A	20.23 A	24.4%
	20%	828 W	39.6 V	20.92 A	22.07 A	26.7%
CS7N-695TB-AG	695 W	39.8 V	17.47 A	47.7 V	18.44 A	22.4%
Bifacial Gain**	5%	730 W	39.8 V	18.34 A	19.36 A	23.5%
	10%	765 W	39.8 V	20.18 A	20.28 A	24.6%
	20%	834 W	39.8 V	20.96 A	22.13 A	26.8%
CS7N-700TB-AG	700 W	40.0 V	17.51 A	47.9 V	18.49 A	22.5%
Bifacial Gain**	5%	735 W	40.0 V	18.39 A	19.41 A	23.7%
	10%	770 W	40.0 V	20.22 A	20.34 A	24.8%
	20%	840 W	40.0 V	21.01 A	22.19 A	27.0%
CS7N-705TB-AG	705 W	40.2 V	17.55 A	48.1 V	18.54 A	22.7%
Bifacial Gain**	5%	740 W	40.2 V	18.43 A	19.47 A	23.8%
	10%	776 W	40.2 V	20.27 A	20.39 A	25.0%
	20%	846 W	40.2 V	21.06 A	22.25 A	27.2%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

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

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ +10 W
Power Bifaciality*	80 %

* Power Bifaciality = $P_{max_{back}} / P_{max_{front}}$, both $P_{max_{back}}$ and $P_{max_{front}}$ are tested under STC, Bifaciality Tolerance: $\pm 5\%$

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-675TB-AG	510 W	36.9 V	13.84 A	44.4 V	14.71 A
CS7N-680TB-AG	514 W	37.1 V	13.88 A	44.6 V	14.75 A
CS7N-685TB-AG	518 W	37.2 V	13.91 A	44.8 V	14.79 A
CS7N-690TB-AG	522 W	37.4 V	13.94 A	45.0 V	14.83 A
CS7N-695TB-AG	526 W	37.6 V	13.97 A	45.2 V	14.87 A
CS7N-700TB-AG	529 W	37.8 V	14.00 A	45.4 V	14.91 A
CS7N-705TB-AG	533 W	38.0 V	14.03 A	45.5 V	14.95 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	TOPCon cells
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 33 mm (93.9 x 51.3 x 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 250 mm (9.8 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or MC4-EVO2 or MC4-EVO2A
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces or 495 pieces (only for US & Canada)

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.25 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



Figura 11 – Schede tecniche moduli fotovoltaici.

Cabine di trasformazione - PCU

All'interno del campo fotovoltaico in progetto, si prevede l'installazione di n. 14 cabine di trasformazione (Power Conversion Units) prefabbricate, in cui sono disposti gli inverter fotovoltaici, i trasformatori, i quadri elettrici e sistemi accessori. Le cabine sono state posizionate in maniera tale da minimizzare i percorsi dei cavi in DC e, conseguentemente, minimizzare le perdite; la vasca di fondazione è integrata nel sistema così da ridurre il numero di opere civili da realizzare in sito. Inoltre al loro interno si prevede un sistema di ventilazione forzata che mantenga la temperatura interna all'interno di valori adeguati al funzionamento dell'inverter.

Strutture di supporto

I supporti, saranno in acciaio zincato e saranno opportunamente distanziati sia per evitare l'ombreggiamento reciproco, sia per avere lo spazio necessario al passaggio dei mezzi nella fase di installazione.

Tale soluzione permette di ottimizzare l'occupazione del territorio massimizzando al contempo la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. L'impianto fotovoltaico è stato configurato con un sistema ad inseguitore solare monoassiale est-ovest che utilizza una tecnologia elettromeccanica per seguire ogni giorno l'esposizione solare Est-Ovest su un asse di rotazione orizzontale Nord-Sud, posizionando così i pannelli sempre con la perfetta angolazione.

I pannelli fotovoltaici verranno fissati su un supporto in elevazione costituito da una maglia di profili di carpenteria in acciaio, sottoposta a trattamento anticorrosivo di zincatura a caldo prima della posa in opera. Tale maglia di profili in elevazione sarà resa solidale al terreno mediante l'infissione di profili in acciaio che avranno la funzione di fondazione e montanti per la struttura, senza quindi fare uso di plinti o di getti di cemento, non sono inoltre previsti sbancamenti per la posa dei portali. La profondità di infissione dipende dalle caratteristiche meccaniche e geotecniche del suolo.

Manutenzione

Gli attuatori lineari elettrici non richiedono manutenzione o lubrificazione ma il sistema prevede un'autodiagnosi di fine giornata segnalata tramite contatto di commutazione. La manutenzione del terreno è estremamente semplice grazie all'assenza di componenti di trasmissione meccanica tra le file dell'inseguitore.

La struttura di sostegno ed il relativo ancoraggio saranno dimensionati in modo da rispondere alle caratteristiche strutturali definite dalle Norme Tecniche per le Costruzioni mentre i carichi agenti sui portali saranno:

- peso proprio (Ppp);
- neve (Pn);
- vento (Pv).

Altri carichi quali il sisma e la temperatura vengono trascurati perché meno gravosi e non cumulabili con i carichi considerati (vento e neve) o perché non comportano significativi stati tensionali (strutture isostatiche). I carichi da neve e da vento vengono combinati secondo quanto previsto dalla normativa vigente per il calcolo delle sollecitazioni agenti sulle strutture.

Cablaggi e cavi

La connessione elettrica fra i moduli fotovoltaici avviene tramite cavi (in classe d'isolamento II) terminati all'interno delle cassette di terminazione dei moduli, oppure con connettori rapidi del tipo "multicontact" collegati con altri già assemblati in fabbrica sulle cassette. I cavi, con materiali resistenti ai raggi UV, garantiscono il corretto funzionamento degli impianti fotovoltaici nel corso della loro vita utile (almeno 30 anni). I cavi di energia sono dimensionati in modo da limitare le cadute di tensione, ma la loro sezione è determinata anche in modo da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio. La corrente massima (portata) ammissibile, per periodi prolungati, di qualsiasi conduttore viene calcolata in modo tale che la massima temperatura di funzionamento non superi il valore appropriato, per ciascun tipo di isolante, indicato nella Tab. 52D della Norma CEI 64-8.

Le portate dei cavi in regime permanente relative alle condutture da installare sono verificate secondo le tabelle CEI-UNEL 35024, per posa in aria, e CEI-UNEL 35026, per posa interrata, applicando ai valori individuati, dei coefficienti di riduzione che dipendono dalle specifiche condizioni di posa e dalla temperatura ambiente. Nei casi di cavi con diverse modalità di posa, è effettuata la verifica per la condizione di posa più gravosa. Le sezioni dei cavi sono verificate anche dal punto di vista della caduta di tensione, alla massima corrente di utilizzo, secondo quanto riportato nelle Norme CEI 64-8. Le verifiche suddette sono effettuate mediante l'uso delle tabelle CEI-UNEL 35023. I cavi di energia dovranno essere sistemati in maniera da semplificare e minimizzare le operazioni di cablaggio. In particolare, la discesa dei cavi occorre che sia protetta meccanicamente mediante installazione in tubi, il cui collegamento al quadro elettrico e agli inverter avvenga garantendo il mantenimento del livello di protezione degli stessi.

Quadri Elettrici

Oltre al quadro di parallelo in AC e al quadro dei Servizi Ausiliari, in ciascuna power station Inverter-Trasformatore è installato un quadro elettrico generale, il più prossimo possibile al trasformatore, che fornirà alimentazione a tutte le utenze del centro. I quadri saranno di tipo metallico di dimensioni standardizzate, con porta frontale liscia e dotati di segregazione per morsettiera e connessioni. Ciascun quadro sarà dotato di interruttore generale multipolare per ciascuna linea di ingresso che arrivi dal quadro generale. L'interruttore sarà di tipo modulare o scatolato, secondo la taglia richiesta. Ciascun circuito di illuminazione sarà dotato di interruttore magnetotermico differenziale da 30 mA mentre i circuiti relativi agli altri carichi saranno dotati di interruttore magnetotermico differenziale da 300 mA o 500 mA a seconda del caso, in maniera da assicurare le selettività.

Tutti gli interruttori e il quadro stesso saranno chiaramente identificati mediante etichette, che riporteranno le informazioni sui circuiti che alimentano. Le connessioni e i cavi saranno anch'essi chiaramente identificati con etichetta e raggruppati ordinatamente tramite fascette.

Circuiti in bassa tensione Corrente Continua (DC)

I pannelli verranno collegati in serie tra di loro a formare le stringhe e successivamente connessi alle power station in cui sono installati gli inverter.

Circuiti in bassa tensione Corrente Alternata (AC)

Verranno installati interruttori magnetotermici ad azionamento manuale, con potere di cortocircuito superiore al livello di cortocircuito calcolato nella posizione di installazione con la funzione di proteggere tutti i circuiti in AC. Per quanto riguarda la protezione da contatti indiretti, verranno utilizzati dispositivi differenziali fissati su barra DIN. I dispositivi principali (dispositivo di generatore, di interfaccia e generale) saranno conformi alla norma vigente.

Rete di bassa tensione: Servizi Ausiliari

È previsto un quadro generale, alimentato attraverso un trasformatore dedicato, che alimenterà i seguenti circuiti:

- Quadro elettrico Sala Controllo;
- Illuminazione esterna, circuito antintrusione (CCTV) ecc.;
- UPS.

Inoltre, in ciascun edificio Inverter-Trasformatore, verrà installato un trasformatore, alimentato dall'uscita AC dell'inverter, che fornirà alimentazione ai seguenti circuiti:

- Centro di trasformazione-inverter;
- Illuminazione;
- Circuiti di emergenza;
- Ventilazione;
- Circuito motori inseguitore;
- Circuiti vari.

Rete di media tensione e percorso cavidotto 36 kV

L'impianto ha una potenza di 57.245,16 kWp e comprenderà in totale 14 inverter con potenza nominale di circa 4000 kVA.

I cavidotti di collegamento dell'impianto saranno realizzati completamente interrati, i cui particolari e sezioni tipiche sono riportati di seguito.

Il punto di connessione alla nuova stazione sarà raggiunto attraverso un tratto di circa 4.565 metri lungo strade comunali. Il cavidotto verrà realizzato interamente nel sottosuolo ad una profondità rispetto al piano stradale o di campagna non superiore ad 1 metro e posato su un letto di sabbia e ricoperto con circa 10 cm dello stesso materiale a partire dal suo bordo superiore. Il successivo riempimento del cavo sarà effettuato con modalità differenti a seconda del tratto di strada interessata e secondo gli standard realizzativi prescritti.

Nelle figure successive si riportano i dettagli relativi alla posa interrata dei cavidotti.

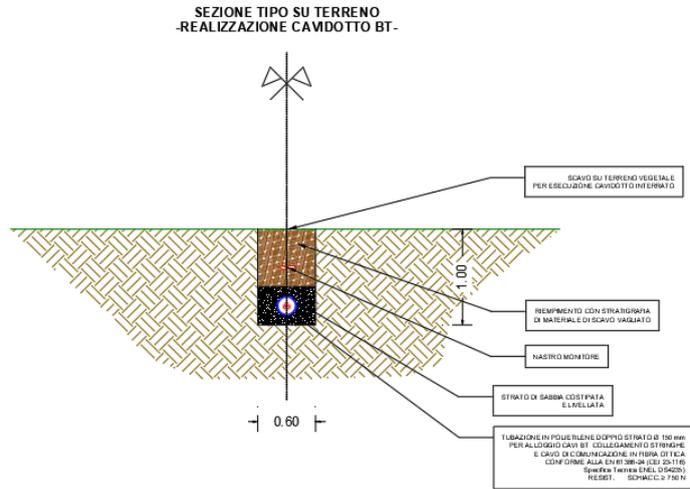


Figura 12 - Particolare sezione tipo cavo interrato BT

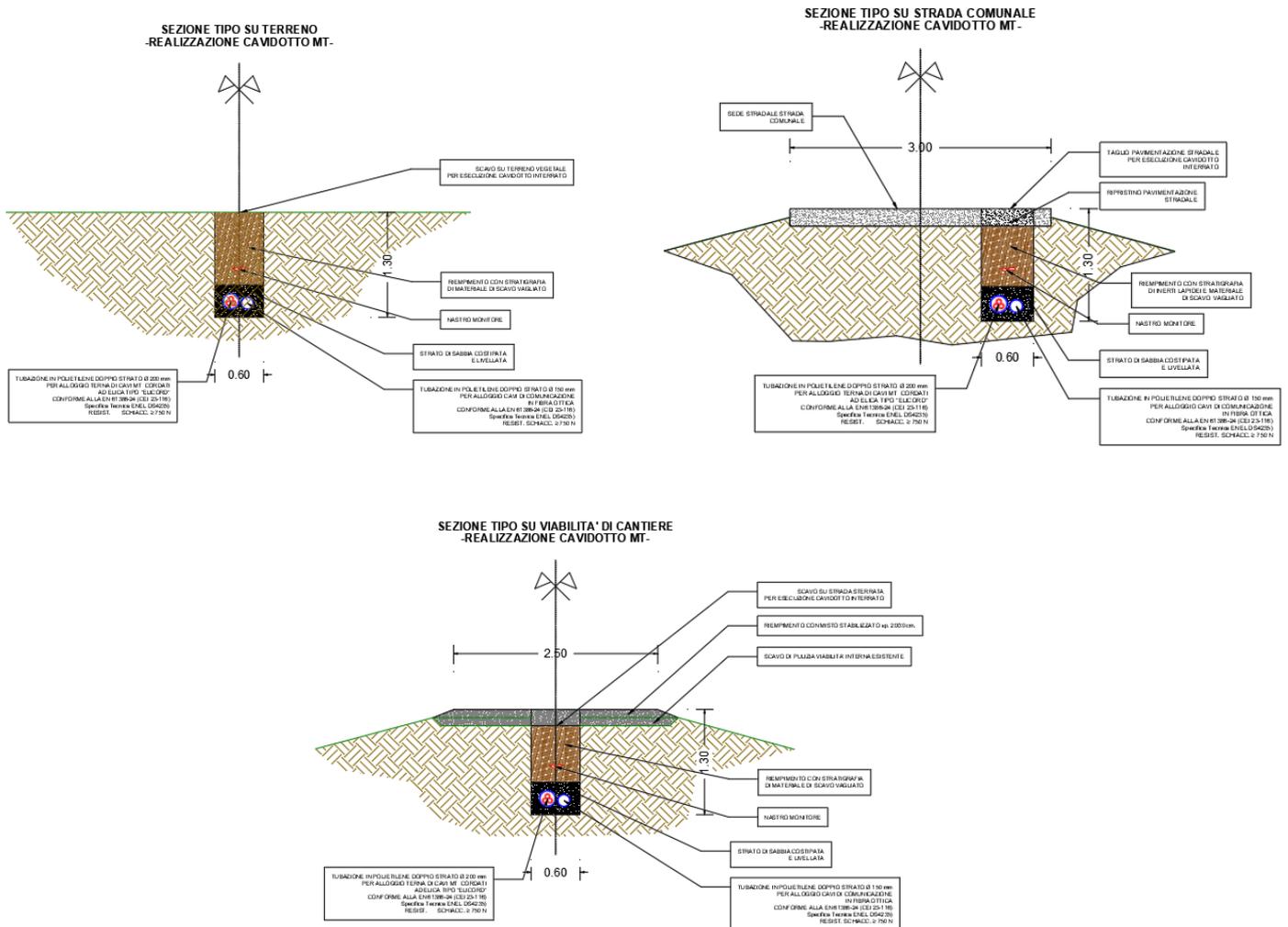


Figura 13 - Particolare sezione tipo cavo interrato MT e particolari della sezione strada

Impianto di rete

La Soluzione Tecnica Minima Generale elaborata dal gestore di rete Terna SPA prevede che la centrale venga collegata in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) a 220/36 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 220 kV "Fulgatore - Partanna", previa:

- realizzazione del nuovo elettrodotto RTN 220 kV "Fulgatore – Partinico", di cui al Piano di Sviluppo Terna;
- realizzazione di un nuovo elettrodotto RTN a 220 kV di collegamento dalla stazione di cui sopra con la stazione 220/150 kV di Fulgatore, previo ampliamento della stessa;
- realizzazione di un nuovo elettrodotto RTN a 220 kV di collegamento dalla stazione di cui sopra con la stazione 220/150 kV di Partanna, previo ampliamento della stessa.

Sorveglianza e illuminazione

Il sistema di illuminazione sarà montato lungo la recinzione perimetrale e ai lati della viabilità interna al campo e sarà dislocato ogni 30 metri circa di recinzione. Lungo la recinzione, ogni dieci pali, saranno montate le videocamere del sistema di sorveglianza che si attiveranno in caso di allarme/intrusione. I cavi di collegamento del sistema saranno alloggiati nello scavo perimetrale già previsto per il passaggio dei cavidotti dell'impianto agro-fotovoltaico. Nella fase di funzionamento dell'impianto non sono previsti consumi di energia, eccezion fatta per il sistema di illuminazione e videosorveglianza che avrà una sua linea di alimentazione elettrica tradizionale. Le apparecchiature di conversione dell'energia generata dai moduli (inverter e trasformatori), nonché i moduli stessi, non richiedono fonti di alimentazione elettrica.

Il funzionamento dell'impianto agro-fotovoltaico non richiede ausilio o presenza di personale addetto, tranne per le eventuali operazioni di riparazione guasti o manutenzioni ordinarie e straordinarie.

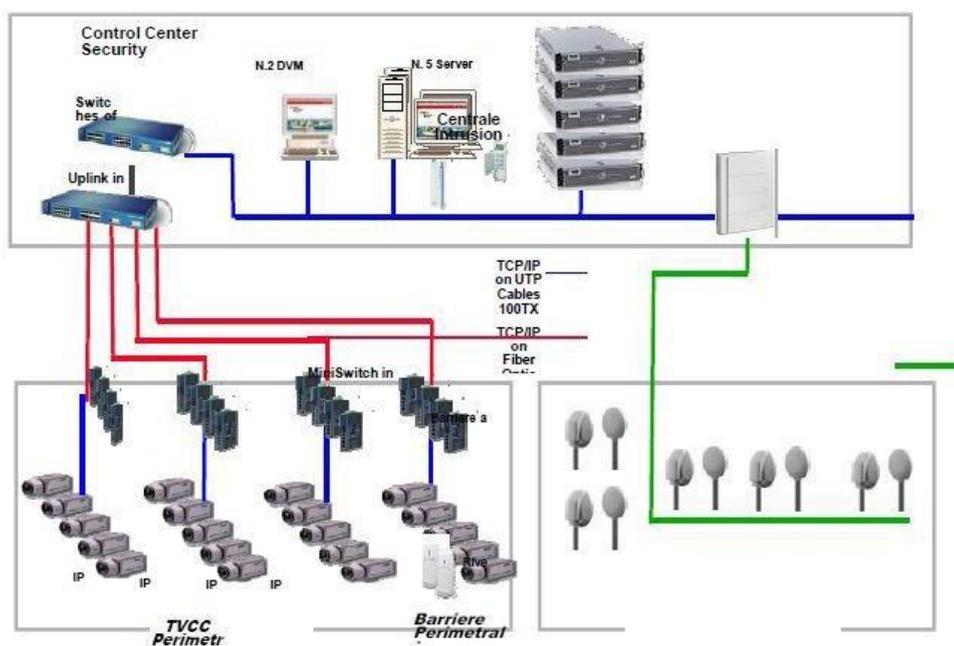


Figura 14 – Schema del Sistema di sorveglianza

L'impianto di illuminazione esterno sarà costituito da 2 sistemi:

- Illuminazione perimetrale;
- Illuminazione esterno cabina.

Tali sistemi sono di seguito brevemente descritti.

Illuminazione perimetrale

- Tipo lampada: Led, Pn = 250W Tipo;
- armatura: proiettore direzionabile;
- Numero lampade: circa 1142;
- Numero palificazioni: 571;
- Funzione: illuminazione stradale notturna e anti-intrusione;
- Distanza media tra i pali: circa 100 m.

In fase di progetto esecutivo potranno essere apportati miglioramenti ai rapporti tra gli illuminamenti minimi e massimi e l'illuminamento medio.

Illuminazione esterno cabina

- Tipo lampade: Led 100W;
- Tipo armatura: corpo Al pressofuso, forma ogivale;
- Numero lampade: 4;
- Modalità di posa: sostegno su tubolare ricurvo aggraffato alla parete;
- Posizione agli angoli di cabina;
- Funzione: illuminazione piazzole per manovre e sosta.

Impianto idrico e fognante

All'interno del campo fotovoltaico in progetto è prevista una cabina prefabbricata di dimensioni adeguate, che ospita oltre che la zona di controllo e videosorveglianza anche i servizi igienici a disposizione del personale. Lo smaltimento dei liquami derivanti da tali servizi avviene attraverso il collegamento ad una fossa IMHOFF. La fossa di depurazione è di forma cilindrica ed è composta da un contenitore esterno in polietilene, sedimentatore in polietilene, setto di separazione e turistica interna; il coperchio è del tipo pedonale fissato con viti e dotato di accesso separato per il prelievo dei fanghi. La fossa di depurazione è totalmente interrata ed ha accesso dall'alto a mezzo di apposite aperture; è caratterizzata da due compartimenti distinti per il deposito e la digestione dei fanghi: detti compartimenti sono comunicanti tramite feritoie poste al fondo dell'imbuto di tramoggia del primo comparto. Il primo comparto è la camera di sedimentazione e deposito a forma di tramoggia con pareti che finiscono ad imbuto con inclinazione non superiore a 60° il quale permette ai reflui uno stazionamento di circa 4-6 ore. Le fessure poste al fondo della tramoggia permettono al fango di precipitare nel sottostante compartimento in cui si svolge la digestione e decomposizione. Il secondo comparto è la camera di digestione dei fanghi in cui avviene la fermentazione ovvero la digestione e decomposizione e la sua mineralizzazione ad opera dei germi anaerobici. I reflui convogliati dalla condotta fognante confluiscono nella vasca di sedimentazione e vi sostano per un

periodo di 4-6 ore. Le acque da chiarificare, scorrendo lentamente attraverso la ghiera di sedimentazione, consentono alle sostanze leggere di galleggiare e a quelle pesanti di depositarsi sul fondo della vasca di digestione, passando attraverso la stretta fessura posta alla base del comparto di sedimentazioni. I fanghi depositati verranno estratti normalmente ogni tre mesi. Le acque reflue dopo aver subito il processo depurativo nella fossa IMHOFF vengono convogliate nell'adiacente pozzo perdente.

5. Caratteristiche geologiche, geomorfologiche ed idrogeologiche

Geologicamente il comune di Erice, in cui rientra il progetto in esame, ricade nel complesso geologico della Sicilia occidentale, caratterizzato da tratto di Catena Maghrebide Auct e strutturatosi tra il Miocene ed il Pliocene mediante la sovrapposizione di tre gruppi principali di unità tettoniche con geometrie di tipo ramp-flat generalmente vergenti verso i quadranti meridionali. L'area in studio è costituita dai terreni appartenenti alle Successioni Meso-Cenozoiche del dominio Prepanormide, in particolare dai depositi clastico-carbonatici, costituiti di marne, calcari, biocalcareni con passaggi ad intervalli arenacei.

Secondo l'ordine di sovrapposizione stratigrafica la serie dei terreni presenti nel territorio di Erice, dal basso verso l'alto, è data da:

- Litofacies marnose-calcaree-arenacee: Si tratta di marne e calcilutiti, con intercalazioni di arenarie, banchi di calcareniti e calciruditi glauconifere e bioclastiche a base generalmente erosiva.
- Depositi alluvionali: Comprendono i depositi alluvionali attuali, ubicati lungo gli alvei dei corsi d'acqua principali, i depositi alluvionali recenti terrazzati siti poco al di sopra degli attuali alvei principali. Si tratta di rocce prevalentemente sciolte costituite di limo, limo sabbioso, sabbia, sabbia limosa e ghiaia poligenica a spigoli arrotondati con giacitura sub-orizzontale ed assetto lenticolare embricato.

In linea generale, la configurazione geomorfologica dell'ambito territoriale in cui ricade il sito è contraddistinta da pochi e semplici elementi morfotipici: modeste distese alluvionali pianeggianti corrispondenti agli alvei, ondulazioni collinari che delimitano le litologie marnosoarenacee e che si elevano generalmente nell'ordine di qualche centinaio di metri.

I processi morfodinamici prevalenti nell'area in studio vedono come agente dominante l'acqua, sia per quanto riguarda i processi legati all'azione del ruscellamento ad opera delle acque selvagge, che per i processi di erosione e/o sedimentazione operate dalle acque incanalate.

Sono essenzialmente i processi fluviali e quelli di versante, quindi, quelli che hanno esplicito e tutt'ora esplicano un ruolo fondamentale nell'evoluzione geomorfologica dell'area. Le fasi geologiche di questo settore hanno determinato una morfologia tipica delle zone collinari della Sicilia centrale, con altitudine tra 100 e 300 m. s.l.m. e pendenze medio-basse che non superano il 3-4 % dove, però, localmente, si possono manifestare fenomeni gravitazionali sotto forma per lo più di processi lenti di versante tipo creep e/o soliflussi.

L'idrografia si sviluppa con brevi e rade aste che delineano dei pattern di tipo dendritico poco gerarchizzati. I corsi d'acqua si sviluppano in un territorio caratterizzato da piccoli dislivelli e da un basamento marnoso-arenaceo, difficilmente erodibile per cui non hanno potuto divagare generando valli molto ampie. I numerosi tributari dell'area confluiscono nel corso d'acqua

PERICOLOSITA' GEOMORFOLOGICA	AREA NON A PERICOLOSITA' E RISCHIO GEOMORFOLOGICO
CARTA GEOMORFOLOGICA DEI DISSESTI	AREA NON PERIMETRATA
PERICOLOSITA' IDRAULICA	AREA NON PERIMETRATA
RISCHIO IDRAULICO	AREA NON A RISCHIO IDRAULICO
SITI DI ATTENZIONE IDRAULICA	AREA NON PERIMETRATA
ESONDAZIONE IDRAULICA	AREA NON PERIMETRATA

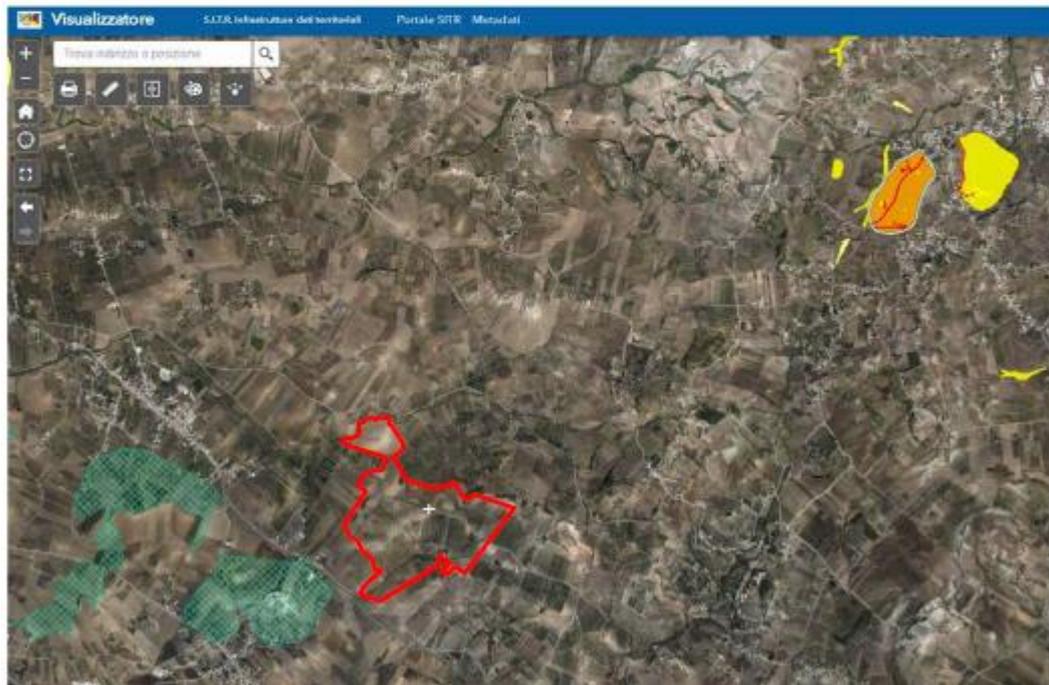


Figura 16 – Vincolo idrogeologico e pericolosità idraulica (fonte: Visualizzatore SISTR)

Le caratteristiche geomeccaniche e sismiche del sito sono state ottenute grazie a n.8 sondaggi penetrometrici dinamici DPSH entro cui sono stati prelevati n.2 campioni di terreno per le analisi da laboratorio e n.2 prospezioni sismiche M.A.S.W. per la caratterizzazione sismica dei terreni (NTC2018).

I sondaggi penetrometrici DPSH sono stati spinti fino a un massimo di circa 4.00 metri di profondità rispetto al piano campagna. La prova penetrometrica dinamica consiste nell'infingere nel terreno una punta conica (per tratti consecutivi) misurando il numero di colpi N necessari. La loro elaborazione, interpretazione e visualizzazione grafica consente di "catalogare e parametrizzare" il suolo attraversato con un'immagine in continuo che permette anche di avere un raffronto sulle consistenze dei vari livelli attraversati.

L'interpretazione delle prove penetrometriche ha permesso di individuare, dunque, nell'ambito del volume di terreno investigato (volume significativo), un profilo litostratigrafico aventi le seguenti caratteristiche:

<u>STRATO 1 0,40 – 0.20</u>	Coltre pedologica argillosa (terreno vegetale)
<u>STRATO 2 0,20 – 7.00</u>	Limo argilloso sabbioso marrone consistente con intercalazioni arenacee, marnose o calcarenitiche nei primi metri o a volte prossimi al piano campagna

Per la caratterizzazione geotecnica dei terreni, il profilo penetrometrico è stato suddiviso in tratti a carattere omogenei distinti e, per ciascun tratto, sono state valutate le rispettive caratteristiche fisico-meccaniche valutando i parametri desunti dall'elaborazione dei dati acquisiti.

Durante i sondaggi i clasti rocciosi hanno mostrato numeri di colpi elevati, ma sono stati esclusi nella media stratigrafia NSPT. L'analisi ed il confronto dei dati così conseguiti, dalla campagna geognostica, hanno permesso, in particolare, di delineare l'assetto geologico strutturale dell'area, le varie successioni litostratigrafiche e le condizioni fisico-meccaniche dei terreni nell'ambito geomorfologico significativo. Analizzando i dati desunti dai sondaggi, le analisi di laboratorio, accorpando terreni con simili caratteristiche litologiche e geomeccaniche, sono stati individuati i principali strati rappresentanti il volume geotecnico del sottosuolo relativo all'area oggetto dei lavori. La tabella seguente rappresenta un modello geotecnico dove sono stati inseriti i dati delle analisi di laboratorio effettuati sui campioni prelevati e i valori minimi riscontrati in tutti i sondaggi effettuati.

STRATO	Spessore (m)	Gam [t/m ³]	Gams [t/m ³]	Fi [°]	c [Kg/cm ²]	cu [Kg/cm ²]	Ey [Kg/cm ²]	Ed [Kg/cm ²]	Ni
1	0.20	1.52	1.85	22	0.06	0.09	14.80	16.89	0.44
2	6.20	1.39	1.52	25.55	0.13	0.31	49.00	51.77	0.35

(in rosso corrispondono i dati elaborati del laboratorio geotecnico) – certificato del laboratorio in allegato.

DH: Spessore dello strato; Gam: Peso unità di volume; Gams: Peso unità di volume saturo; Fi: Angolo di attrito; c: Coesione drenata; Ey: Modulo Elastico; Ed: Modulo Edometrico; Ni: Poisson; cu: Coesione non drenata.

Il territorio nazionale è suddiviso in aree caratterizzate da un comune rischio sismico; tale classificazione è rimasta esclusivamente per aspetti statistici e amministrativi. Con la normativa entrata in vigore nel 2009 (NTC08), all'indomani del terremoto che interessò la città dell'Aquila, ai fini della progettazione antisismica, si usa una nuova metodologia di calcolo basata su un approccio statistico puntiforme, secondo cui ogni punto del territorio è caratterizzato da un preciso valore di accelerazione al suolo (PGA o Accelerazione di picco al suolo) in funzione di un tempo di ritorno (ossia un valore probabilistico).

In tale ottica, si individuano 4 zone sismiche caratterizzati da valori di PGA differenti:

- **Zona 1:** sismicità **alta** (PGA oltre 0,25 g);
- **Zona 2:** sismicità **medio-alta** (PGA fra 0,15 e 0,25 g);
- **Zona 3:** sismicità **medio-bassa** (PGA fra 0,05 e 0,15 g);
- **Zona 4:** sismicità **bassa** (PGA inferiore a 0,05 g).

Il territorio comunale di Erice (TP) ricade in zona sismica (nuova classificazione) “zona 2” così come risulta dalla carta della macrozonazione sismica indicata nell'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274/2003.

ZONA SISMICA 2 ag=0.25g	Zona con pericolosità sismica media dove possono verificarsi forti terremoti
--	--

I criteri per l'aggiornamento della mappa di **pericolosità sismica** sono stati definiti nell'Ordinanza del PCM n. 3519/2006, che ha suddiviso l'intero territorio nazionale in quattro zone sismiche sulla base del valore dell'**accelerazione orizzontale massima (ag)** su suolo rigido o pianeggiante, che ha una probabilità del 10% di essere superata in 50 anni. La stima della pericolosità sismica, intesa come accelerazione massima orizzontale su suolo rigido ($V_{s30} > 800$ m/s), viene definita mediante un approccio "sito dipendente" e non più tramite un criterio "zona dipendente". La mappa del territorio nazionale per la pericolosità sismica, disponibile on-line sul sito dell'INGV di Milano, redatta secondo le Norme Tecniche per le Costruzioni, indica che il territorio comunale di Erice (TP) rientra nelle celle contraddistinte da valori di ag di riferimento compresi tra 0.050 e 0.075 (punti della griglia riferiti a: parametro dello scuotimento ag; probabilità in 50 anni 10%; percentile 50).

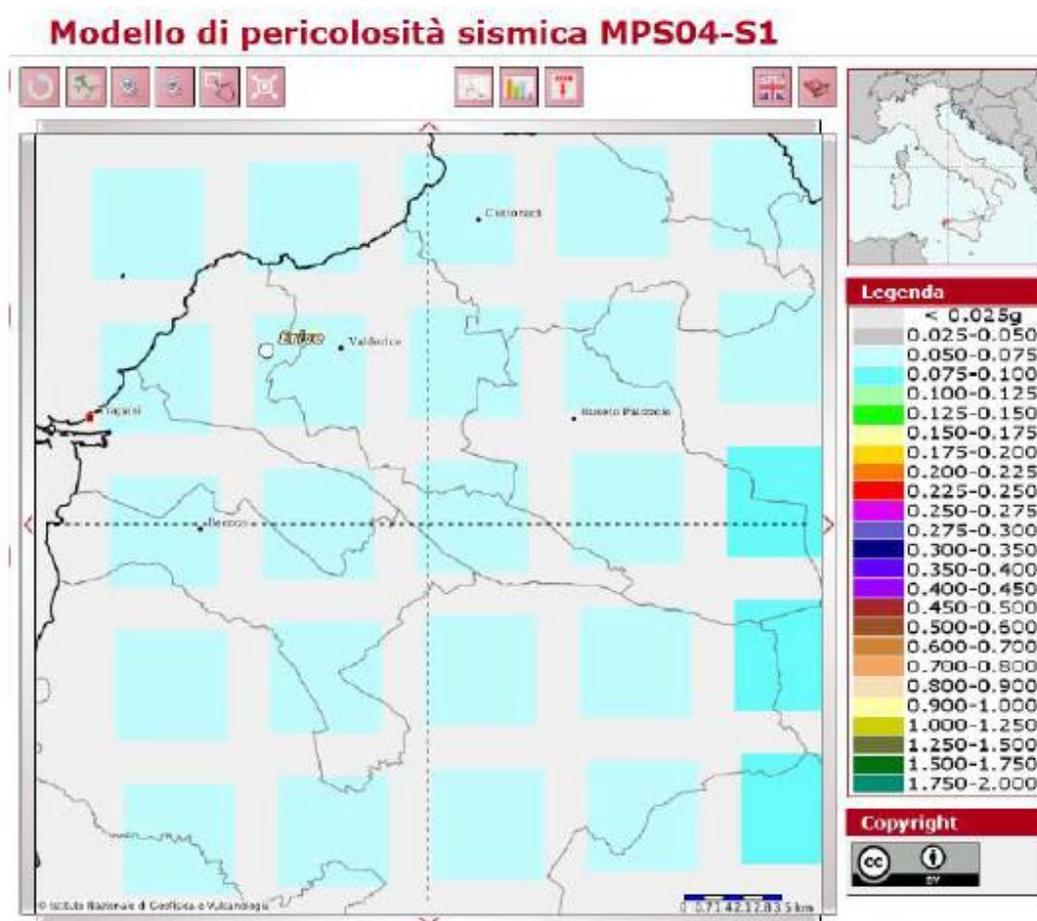


Figura 17 – Mappa di pericolosità sismica

La pericolosità sismica è definita in termini di accelerazione orizzontale massima attesa a_g in condizioni di campo libero su sito di riferimento rigido con superficie topografica orizzontale, nonché di ordinate dello spettro di risposta elastico in accelerazione ad essa corrispondente $S_c(T)$, con riferimento a prefissate probabilità di eccedenza P_{vr} , nel periodo di riferimento V_r .

In alternativa è ammesso l'uso di accelerogrammi, purché correttamente commisurati alla pericolosità sismica del sito. Ai fini della presente normativa le forme spettrali sono definite, per ciascuna delle probabilità di superamento nel periodo di riferimento Pvr, a partire dai valori dei seguenti parametri su sito di riferimento rigido orizzontale:

- ag: accelerazione orizzontale massima al sito;
- Fo: valore massimo del fattore di amplificazione dello spettro in accelerazione orizzontale;
- Tc: periodo di inizio del tratto a velocità costante dello spettro in accelerazione orizzontale.

Per la determinazione della categoria di sottosuolo è stata elaborata la sismografia dello stendimento sismico M.A.S.W. effettuato in sito, la quale, risulta che il substrato, definito come quella formazione costituita da roccia o terreno molto rigido, caratterizzata da Vs superiore a 800 m/s, è posto ad una profondità superiore a 30 metri, per cui, è stato determinato il parametro velocità VS,30 il cui valore ha classificato in categoria C il suolo di interesse (NTC 2018).

Categoria di suolo	Caratteristiche della superficie topografica
A	<i>Ammassi rocciosi affioranti o terreni molto rigidi</i> caratterizzati da valori di velocità delle onde di taglio superiori a 800 m/s, eventualmente comprendenti in superficie terreni di caratteristiche meccaniche più scadenti con spessore massimo pari a 3 m.
B	<i>Rocce tenere e depositi di terreni a grana grossa molto addensati o terreni a grana fina molto consistenti</i> , caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di velocità equivalente compresi tra 360 m/s e 800 m/s.
C	<i>Depositi di terreni a grana grossa mediamente addensati o terreni a grana fina mediamente consistenti</i> con profondità del substrato superiori a 30 m, caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di velocità equivalente compresi tra 180 m/s e 360 m/s.
D	<i>Depositi di terreni a grana grossa scarsamente addensati o di terreni a grana fina scarsamente consistenti</i> , con profondità del substrato superiori a 30 m, caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di velocità equivalente compresi tra 100 e 180 m/s.
E	<i>Terreni con caratteristiche e valori di velocità equivalente riconducibili a quelle definite per le categorie C o D</i> , con profondità del substrato non superiore a 30 m.

Categoria topografica T1 = Superficie pianeggiante, pendii e rilievi isolati con inclinazione media $i \leq 15^\circ$.

6. Descrizione dell'attività agricola connessa

Per la definizione del piano colturale sono state valutate diverse tipologie di colture potenzialmente coltivabili, facendo una distinzione tra le aree coltivabili tra le strutture di sostegno (interfile) e la fascia arborea perimetrale.

La fascia arborea sarà costituita da un doppio filare di uliveto con azione schermante, avente superficie di 7,18 ha mentre sulla superficie della parte interna al perimetro dell'impianto, si prevede la coltivazione di specie foraggere e mellifere, da utilizzare per lo sfalcio e la produzione di foraggio e come area a servizio di un allevamento di api.

Il progetto prevede pertanto la realizzazione di un sistema colturale complesso costituito da:

- a) Colture arboree intensive (oliveto lungo la fascia perimetrale);
- b) Colture arboree intensive (oliveto, vigneto e melograno);
- c) Colture da foraggio (Erbaio di foraggere);
- d) Colture mellifere (Sulla);
- d) Colture aromatiche e officinali;
- e) Realizzazione di allevamento di apis mellifera su colture mellifere.

Si riporta di seguito l'individuazione delle varie colture previste all'interno dell'area d'impianto su ortofoto.

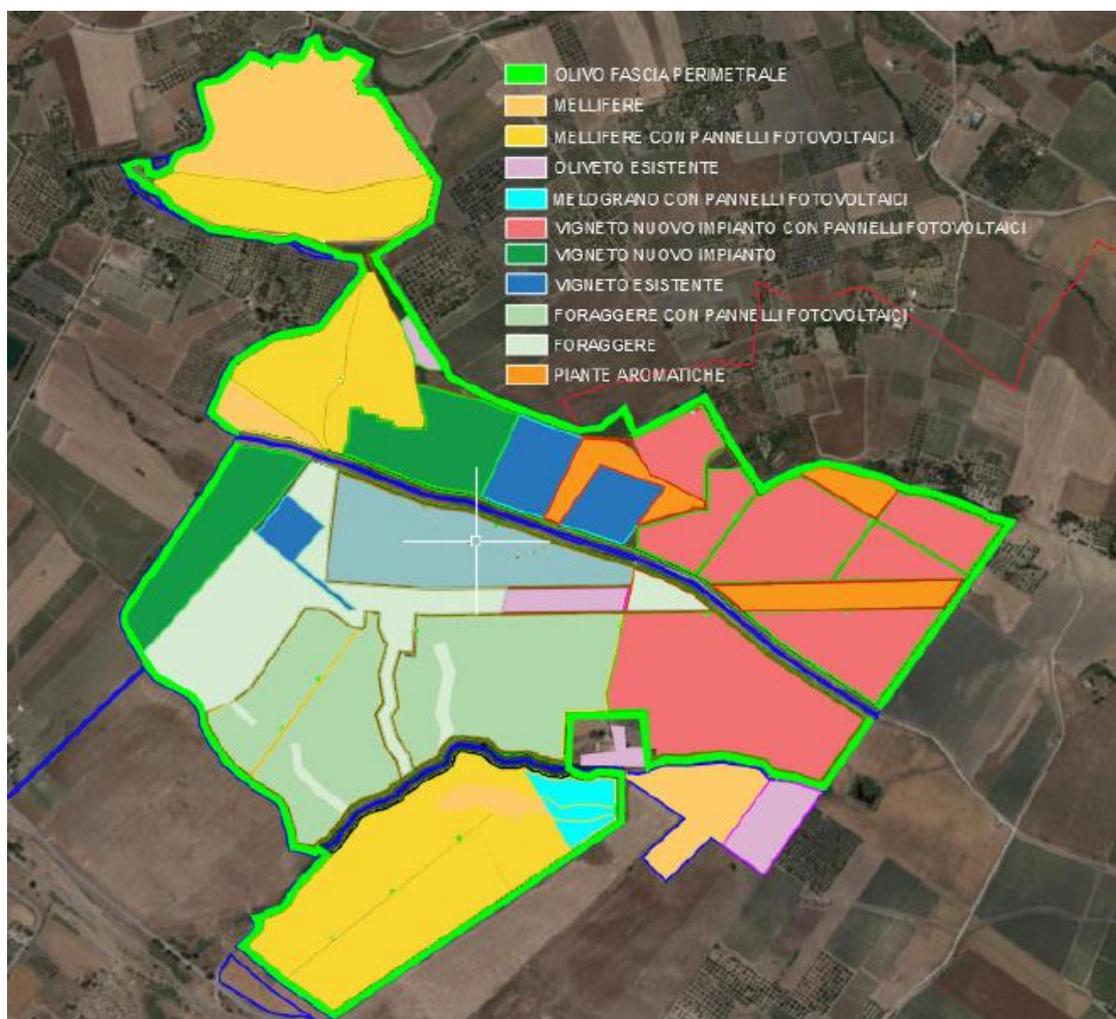


Figura 18 – Piano colturale

La realizzazione di una fascia perimetrale, costituita da colture arboree, avrà una duplice attitudine. La prima è quella di mitigare l'impatto visivo che la realizzazione del parco fotovoltaico può avere a carico del paesaggio, la seconda è quella produttiva, in quanto la fascia perimetrale complessivamente occuperà una superficie di circa Ha 7.18.00 e sarà costituito da circa 1500 piante. La scelta della specie da utilizzare ha tenuto conto di diversi aspetti, alcuni di natura gestionali, altri prettamente economici e legati anche alle caratteristiche del territorio. La scelta delle piante è ricaduta su una sola tipologia di pianta quale l'olivo, in quanto l'olivicoltura rappresenta un settore agricolo ampiamente sviluppato nell'area di riferimento e quindi sarà relativamente facile riuscire a collocare il prodotto ottenuto nel mercato locale. L'olivo è una pianta sempreverde la cui scelta è stata dettata dai seguenti motivi:

- Migliore mitigazione anche durante i mesi autunnali ed invernali;
- Bassi costi di manutenzione del verde;
- Capacità di coprire in altezza i manufatti fuori terra;
- Elevata rusticità ed adattamento a condizioni siccitose;
- Buona produttività.

Le varietà utilizzate sono autoctone ed ampiamente diffuse nel Trapanese come la Nocellare del belice, la Biancolilla e la Cerasuola.

L'area interessata al progetto riguarderà l'intera fascia perimetrale dell'appezzamento secondo le modalità di seguito descritte: costituzione di un doppio filare sfalsato di piante di olivo, le quali avranno una distanza lungo il filare di m 8 e una distanza tra i filari di m 6 circa. Il doppio filare sarà posto ad una distanza di circa 2 m dalla recinzione perimetrale, e circa 2 metri dall'area occupata dall'impianto fotovoltaico. A ridosso dell'impianto sarà realizzato un vialetto in terra battuta che renderà più facili le operazioni di manutenzione dell'area a verde. Di seguito uno schema relativo alla tipologia di impianto:

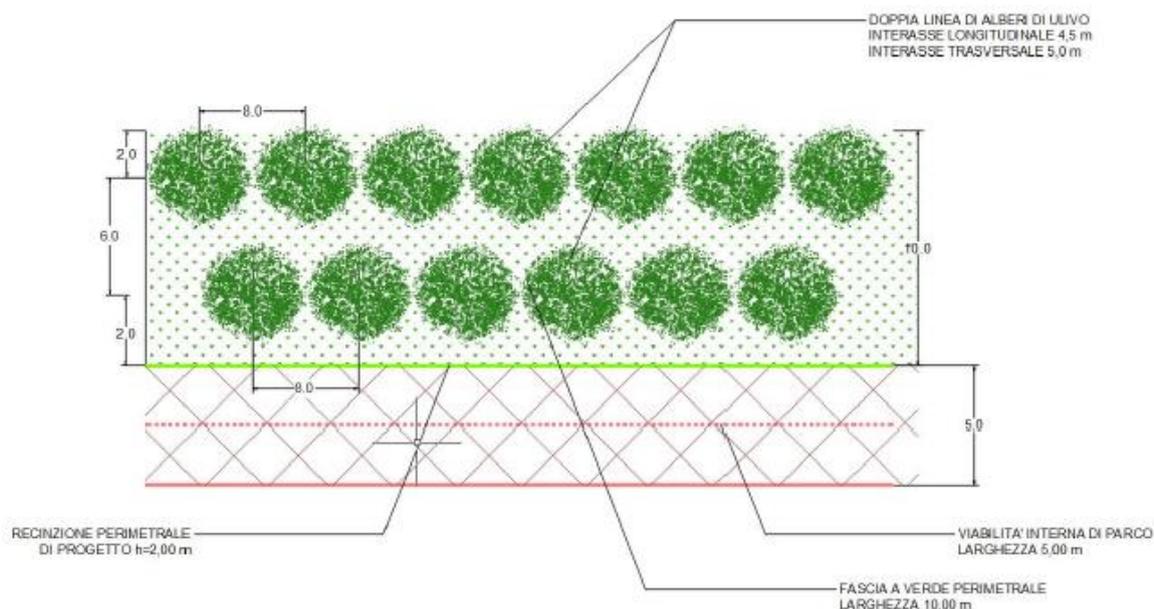


Figura 19 – Dettagli fascia perimetrale

È presente all'interno del corpo aziendale un oliveto di circa Ha 3.15 che sarà mantenuto a seguito della realizzazione dell'impianto. Si tratta di un oliveto con sesto di impianto di Ha 8 x 8 di almeno venti anni di età, allevato a vaso. Le varietà presenti sono tipiche della zona con prevalenza di Cerasuola e Biancolilla.

Per questo impianto si eseguiranno sono interventi di manutenzione ordinaria, quali potature e lavorazioni del terreno.

Per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico sarà necessario estirpare parte del vigneto presente all'interno del corpo fondiario, esteso Ha 19.22.06 che sarà reimpiantato su una superficie aziendale equivalente a quella estirpata. Una quota del nuovo impianto sarà realizzata su superfici libere e non interessate dalla collocazione dei pannelli fotovoltaici, mentre una parte sarà realizzata nelle aree su cui insistono i pannelli fotovoltaici, collocando le piante nello spazio utile che si genera tra le file dei pannelli fotovoltaici.

La scelta delle varietà da utilizzare ha tenuto conto di diversi aspetti, alcuni di natura gestionali, altri prettamente economici e legati anche alle caratteristiche del territorio. La scelta è ricaduta su cultivar già presenti in azienda come il Merlot, il Sauvignon, il Nero d'avola, l'Insolia, il Perricone ed il Grillo e che sono ampiamente diffuse e ricercate nel mercato locale e nazionale.

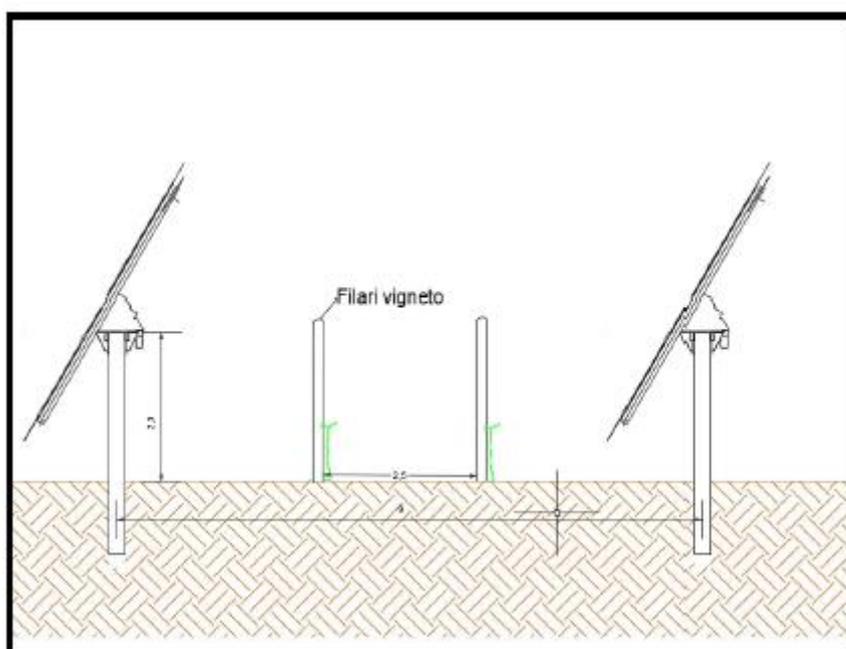


Figura 20 – Dettagli interfila con vigneto

All'interno dell'area d'impianto sono presenti alberi di melograno per un'estensione di Ha 1.42.99 che verranno estirpati e reimpiantati su una superficie aziendale equivalente a quella estirpata. L'impianto sarà realizzato nelle aree su cui insistono i pannelli fotovoltaici, collocando le piante nello spazio utile che si genera tra le file dei pannelli fotovoltaici.

Inoltre tra gli interventi previsti c'è quello di realizzare un impianto a colture foraggere su parte della superficie occupata dall'impianto fotovoltaico che saranno sfalciate ed utilizzate per la produzione di fieno. L'erbaio di sulla occuperà complessivamente una superficie di circa Ha 33,83. La sulla è una leguminose appartenente alla tribù delle Hedysareae. È spontanea in quasi tutti i Paesi del bacino del mediterraneo, che viene pertanto ritenuto come il centro di origine della specie.

L'Italia tuttavia, è l'unico Paese mediterraneo e della UE, ove la sulla viene sottoposta a coltivazione su superfici significative e dove viene inserita negli avvicendamenti colturali. La pianta di sulla è molto acquosa, ricca di zuccheri solubili e abbondantemente nettarifera, per cui è molto ricercata dalle api. La sulla è resistente alla siccità, ma non al freddo: muore a 6-8 °C sotto zero. Quanto al terreno si adatta meglio di qualsiasi altra leguminosa alle argille calcaree o sodiche, fortemente colloidali e instabili, che col suo grosso e potente fittone riesce a bonificare in maniera insuperabile, rendendole atte ad ospitare altre colture più esigenti. La sulla è un'ottima coltura miglioratrice.

Su una porzione di superficie pari a circa Ha 4,13, libera dall'ingombro dei pannelli fotovoltaici, si prevede di realizzare una coltivazione di piante aromatiche. La coltivazione delle piante officinali ha come obiettivo sostanziale l'estrazione dei principi attivi contenuti nelle diverse parti delle piante, principalmente nelle foglie. Queste colture, oltre che per finalità alimentari, sono state "riscoperte" più di recente, in un'ottica di sostenibilità e ritorno ai prodotti naturali. Per garantire una sufficiente produttività, queste colture sono state in parte meccanizzate specie per ciò che concerne la raccolta. Infatti, se destinate ad usi cosmetici, farmacologici o industriali, le piante officinali non necessitano di cure particolarmente minuziose, dato che l'essenziale non è l'aspetto estetico del prodotto, quanto piuttosto la concentrazione di principi attivi nel materiale vegetale. Sono diverse le piante aromatiche che possono adattarsi alle condizioni pedo-climatiche siciliane per la loro elevata rusticità ed adattamento a condizioni siccitose, un esempio è il rosmarino (*rosmarinus officinalis*). È un arbusto perenne sempreverde a portamento cespuglioso con foglie d caratteristiche, strette e lunghe, e sono le parti maggiormente profumate, per cui si usano come spezia. I fiori del rosmarino tra il bianco e il viola compaiono in primavera e sono commestibili come le foglie. Il rosmarino è una pianta poliennale. Un impianto di rosmarino può essere rinnovato ogni 8-10 anni.

Questa coltura potrà essere praticata nelle interfile dell'impianto fotovoltaico, in quanto possiede una serie di caratteristiche che la rendono particolarmente idonea a questo uso:

- ridotte dimensioni della pianta;
- disposizione in file strette;
- gestione del suolo relativamente semplice;
- ridottissime esigenze idriche;
- svolgimento del ciclo riproduttivo e maturazione nel periodo tardo primaverile-estivo;
- possibilità di praticare con facilità la raccolta meccanica.

Una parte dell'area coltivata a sulla sarà utilizzata per la produzione di miele. Si prevede infatti di realizzare un'area specifica all'interno della quale collocare arnie di apis mellifera. Le api da miele svolgono un ruolo fondamentale nell'impollinazione e sono gli impollinatori primari per molte piante la cui fertilità, senza questi insetti, sarebbe notevolmente ridotta.

Con opportuni accorgimenti si può realizzare la produzione di una tipologia di miele monovarietale, quello di sulla, pianta rustica che rappresenta anche un ottimo foraggio. La coltivazione della sulla avverrà con le modalità già indicate precedentemente. Lo sfalcio avverrà successivamente alla fase di fine fioritura, che va da maggio a fine giugno per garantire alle api di raccogliere il polline.

Una ipotesi progettuale potrebbe essere quella di utilizzare anche le api nere sicule, che rappresentano un presidio slow food. “L’ape nera sicula (*Apis mellifera siciliana*) ha l’addome scurissimo e una peluria giallastra e le ali sono più piccole. Ha popolato per millenni la Sicilia e poi è stata abbandonata negli anni ’70 quando gli apicoltori siciliani iniziarono a importare api ligustiche dal nord Italia. È molto docile ed è molto produttiva – anche a temperature elevate, oltre i 40° quando le altre api si bloccano – e sopporta bene gli sbalzi di temperatura.

L’allevamento avverrà all’interno di arnie. Con il termine di arnia si intende, in modo generico, l’abitazione nella quale vive una colonia di api.

Esistono diverse tipologie di arnie, in Italia quasi la totalità degli apicoltori utilizza arnie di tipo Dadant Blatt che si divide in due tipologie principali:

- ARNIA NOMADISMO (detta anche arnia con portichetto), è predisposta per essere chiusa e trasportata in diverse postazioni a seconda delle fioriture;
- ARNIA BOX (detta arnia cubo o stanziale), predisposta per essere lasciata fissa nella stessa postazione;

Entrambe possono essere di diverse misure, in base al numero dei telai che possono contenere. La misura che negli anni si è dimostrata più idonea è quella a 10 favi. Tutto il legno che compone l’arnia normalmente è legno di abete, con uno spessore di 25 mm. Di seguito una foto di un’arnia nomadismo con i vari elementi che la compongono:



Figura 21 – Componenti dell’arnia

Si può pertanto concludere che l’intervento previsto di realizzazione dell’impianto agro-voltaico porterà ad una piena riqualificazione dell’area, sia perché saranno effettuati miglioramenti fondiari importanti (recinzioni, drenaggi, viabilità interna al fondo, sistemazioni idraulico-agrarie), sia perché tutte le necessarie lavorazioni agricole permetteranno di far riacquisire al fondo una buona capacità produttiva.

7. Risorse naturali

Materiali e risorse naturali impiegate

La superficie totale dei terreni in disponibilità per la realizzazione del presente progetto è di circa 133,7 Ha (1.337.090 m²). Della superficie disponibile, quella effettivamente occupata dalle installazioni di progetto è riconducibile alla proiezione in pianta dei moduli fotovoltaici e all'area di sedime delle cabine di campo e cabine di consegna. Con questa assunzione di base, la superficie occupata dall'impianto si attesta intorno al 21 % della superficie totale disponibile, come meglio dettagliato nella tabella sotto riportata:

SCHEMA DI RIEPILOGO	
Superficie totale strutture	269.935,2mq
Superficie totale cabine	240 mq
Totale superf. coperta	270.175,22 mq
Superficie totale comparto	1.337.090 mq
Indice di copertura	20,21 %

Tabella – Riepilogo dati impianto

Per la realizzazione della viabilità, sia interna che esterna, si prevede: rimozione del cotico erboso superficiale, rimozione dei primi 20 cm di terreno, compattazione del fondo scavo e riempimento con materiale di cava a diversa granulometria fino al raggiungimento delle quote originali di piano campagna. Tale materiale sarà riutilizzato in loco per rimodellamenti puntuali dei percorsi e la parte eccedente sarà utilizzata in sito per livellamenti e rimodellamenti necessari al posizionamento delle strutture.

Parte del terreno escavato per i cavidotti interrati sarà riutilizzato per il riempimento dello scavo, la restante parte sarà utilizzata nell'impianto per rimodellamenti puntuali durante l'installazione delle strutture e delle cabine. L'eventuale parte eccedente sarà sparsa uniformemente su tutta l'area del sito a disposizione per uno spessore limitato a pochi centimetri, mantenendo la morfologia originaria dei terreni. Le altre risorse e materiali impiegati comprendono i moduli fotovoltaici, l'acciaio per le strutture e la relativa carpenteria, le strutture prefabbricate delle cabine con i relativi cavidotti.

Tali materiali saranno forniti direttamente dalla ditta installatrice, e non sono preventivamente computabili (fatta eccezione per il numero dei moduli fotovoltaici). È opportuno precisare che, delle risorse naturali impiegate, la parte riferita alla occupazione o sottrazione di suolo è in gran parte teorica: il terreno sottostante i pannelli infatti rimane libero e allo stato naturale, così come il soprasuolo dei cavidotti. In definitiva, solo la parte di suolo interessata dalle viabilità di impianto e dalle cabine risulta, a progetto realizzato, modificata rispetto allo stato naturale ante operam. Durante la fase di funzionamento dell'impianto è previsto l'utilizzo di limitate risorse e materiali. Considerato che le operazioni di manutenzione e riparazione impiegheranno materiali elettrici e di carpenteria forniti direttamente dalle ditte appaltatrici, l'unica risorsa consumata durante l'esercizio dell'impianto è costituita dall'acqua demineralizzata usata per il lavaggio dei pannelli.

8. Sicurezza dell'impianto

Protezione da corto-circuiti sul lato D-C dell'impianto

Gli impianti fotovoltaici sono realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di un determinato numero di pannelli fotovoltaici, a loro volta realizzati attraverso il collegamento in serie di una serie di celle fotovoltaiche, inglobate e sigillate in un unico modulo di insieme. Per quanto sopra, tali impianti conservano le caratteristiche elettriche della singola cella, semplicemente a livelli di tensione a corrente superiori a seconda del numero di celle in serie/parallelo. Essendo le stringhe composte da una serie di generatori di corrente (i moduli fotovoltaici), la loro corrente di corto-circuito è di poco superiore alla corrente nel punto di massima potenza.

Protezione da contatti accidentali lato D-C dell'impianto

Le tensioni continue sono particolarmente pericolose per la vita, poiché, il contatto con una tensione di 800 VDC (tensione tipica delle stringhe), può avere conseguenze letali. Per ridurre il rischio di contatti pericolosi, il campo fotovoltaico lato DC è assimilabile ad un sistema IT, cioè flottante da terra. Infatti, la presenza del trasformatore di isolamento all'interno dell'inverter, permette la separazione galvanica tra il lato corrente continua (DC) e quello di corrente alternata (AC). In tal modo, affinché un contatto sia realmente pericoloso, occorre che si entri in contatto contemporaneamente con entrambe le polarità del campo. Il contatto accidentale con una sola delle polarità, non provoca nella pratica conseguenza, a meno che, una delle polarità non sia casualmente in contatto con la massa. Per prevenire tale eventualità, gli inverter sono muniti di un opportuno dispositivo di rilevazione degli squilibri verso massa, che ne provoca l'immediato spegnimento e l'emissione di una segnalazione di allarme.

Protezione dalle fulminazioni

Un campo fotovoltaico correttamente collegato a massa, non altera in alcun modo l'indice della località di montaggio e di conseguenza la probabilità di accadimento di fulminazione. In generale, tali fenomeni atmosferici, possono risultare dannosi per le apparecchiature elettroniche di condizionamento della potenza e non per i moduli fotovoltaici.

Per quanto sopra, al fine di ridurre eventuali danni dovuti a possibili sovratensioni, i quadri di parallelo sono muniti di SPD su entrambe le polarità di uscita. Tali SPD, al fine di prevenire eventuali incendi, sono inseriti in appositi scomparti anti-deflagranti. In caso di sovratensioni, tali apparecchiature provocano l'immediato spegnimento degli inverter e l'emissione di un segnale di allarme. In un tipo di impianto, così complesso, come una centrale solare, è necessario valutare il rischio dei danni da fulminazione in conformità alla CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2) e di rispettare le conclusioni risultanti nella progettazione. La protezione di una centrale solare ha lo scopo di proteggere sia l'edificio operativo, che il campo dei pannelli contro i danni da incendio (fulminazione diretta) e i sistemi elettrici ed elettronici (inverter, sistema di supervisione, conduttura principale del generatore) contro l'effetto dell'impulso elettromagnetico del fulmine (LEMP). La prima misura di protezione da adottare, suggerita congiuntamente dalla Norma CEI 82-4:1998 (CEI EN 61173) e dalla Norma CEI 81-10/4:2006 (CEI EN 62305-4), consiste nel ridurre i fenomeni induttivi su entrambi i circuiti (quello DC e quello AC) del sistema fotovoltaico. Per ottenere tale riduzione è necessario adottare cavi di lunghezza più breve possibile.

Ad esempio, nel lato DC dell'impianto si può cercare di ridurre la lunghezza dei cavi dei poli positivo e negativo, che dovrebbero anche essere avvolti insieme per ridurre la superficie delle spire; mentre nel lato AC si possono ridurre le

lunghezze del conduttore di protezione PE e dei conduttori di fase e neutro, che dovrebbero a loro volta, essere avvolti insieme in modo da evitare inutili spire di grande superficie nel sistema. Una simile misura di protezione, viene definita precauzione di posa dalla Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2). Per ottenere una precauzione di posa più efficace, è necessario che l'area delle spire dovute ai cavi di interconnessione (lato DC) e di potenza (lato AC) non ecceda complessivamente 0,5 m², secondo la Norma CEI 81-10/2:2006 (CEI EN 62305-2); sfortunatamente tale valore non sembra facile da raggiungere, principalmente a causa della scatola di giunzione dei pannelli solari (denominata Junction-Box) con cavi di interconnessione (poli positivo e negativo) che distano 10 cm tra di loro e sono lunghi ciascuno circa 1m. Invece l'adozione di precauzioni di posa nel lato AC, tra l'inverter e il trasformatore, è più semplice da ottenere. Il fatto che l'area delle spire dal lato DC sia difficilmente riducibile al di sotto di certi valori pone l'inverter, dal lato DC del sistema, a rischio di guasti dovuti a sovratensioni. Usando le formule per valutare la tensione indotta (U_i), come suggerito dall'Allegato A della Norma CEI 81-10/4:2006 (CEI EN 62305-4), è possibile calcolare il numero di moduli connessi in serie/parallelo che formano una spira di area sufficiente ad avere una U_i maggiore di 1,5 kV causata da un fulmine vicino (distanza 250 m; $I_{MAX} = 30$ kA; $T_1 = 0,25$ μ s). Per un numero elevato di moduli, come nel nostro caso, o si utilizzano cavi schermati oppure si ricorre all'utilizzo di idonei SPD (Surge Protection Device), progettato per un Lightning protection level (LPL) di tipo I, in modo da ridurre al minimo la componente di molto la componente di rischio. L'installazione degli SPD dovrebbe avvenire all'ingresso dell'inverter. Se gli SPD sono installati solo all'ingresso dell'inverter, e non sono state adottate precauzioni di posa, potrebbero indursi sovratensione non sufficientemente alte da innescare tali dispositivi, ma abbastanza elevate da cortocircuitare i diodi di bypass dei moduli (che impediscono alla tensione di essere assorbita dal modulo in caso di illuminazione insufficiente). Per evitare un tale inconveniente, devono essere adottati diodi di bypass con tensione inversa il più possibile elevata (1 kV o maggiore) e, se il campo di pannelli solari adottando precauzioni di posa aggiuntive. Il dimensionamento dei sistemi di Protezione dalle Scariche Atmosferiche è redatto ai sensi della Norma CEI 81-10

Sicurezza sul lato AC

La limitazione delle correnti del campo fotovoltaico comporta analogha limitazione anche nelle correnti di uscita dagli inverter. Al fine di assicurare nel miglior modo possibile tale parte dell'impianto esistono tre livelli di sicurezza già descritti nei precedenti paragrafi.

9. Impianto di messa a terra

L'impianto di terra, conforme alle normative vigenti, è composto da un anello esterno in treccia rame nuda collegata a dispersori posti ai vertici degli angoli del campo fotovoltaico e connessa ad un anello interno alla cabina e alle linee di terra afferenti dalle cabine di trasformazione. Le strutture di sostegno sono collegate alla rete di terra realizzata in prossimità delle strutture stesse.

10. Verifica tecnico - funzionale

Al termine dei lavori, verranno effettuate le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- Corretto funzionamento dell'impianto agro-fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- Continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- Messa a terra di masse e scaricatori;
- Isolamento dei circuiti elettrici dalle masse.

11. Prestazioni

Al termine dei lavori dovrà essere effettuato un collaudo dell'impianto, il cui verbale sarà firmato da un professionista iscritto all'albo professionale. Tale collaudo sarà finalizzato alla verifica delle prestazioni dell'impianto secondo quanto prescritto dall'allegato 1 al DM 19/02/07. Per gli impianti fotovoltaici devono essere rispettate le seguenti condizioni:

In cui:

$$P_{cc} > 0,85 * P_{nom} * I / ISTC$$

- P_{cc} è la Potenza incorrente continua Misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del 2%;
- P_{nom} è la potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- I è l'irraggiamento espresso in W/m^2 misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del 3%;
- $ISTC$ pari a $1000W/m^2$ è l'irraggiamento in condizioni di prova standard. Tale condizione sarà verificata per $I > 600W/m^2$.

In cui:

$$P_{ca} > 0.9 * P_{cc}$$

P_{ca} è la Potenza attiva in corrente alternate misurata all'uscita del gruppo di conversione con precisione migliore del 2%. Tale condizione sarà verificata per $P_{ca} > 90 \%$ della potenza di targa del gruppo di conversione. In caso di temperatura delle celle superiore a $25 \text{ }^\circ\text{C}$ (temperatura delle condizioni standard STC) la verifica delle prestazioni potrà tenere conto delle perdite termiche.

12. Fase di costruzione, di esercizio e di dismissione dell'impianto

La realizzazione dell'impianto agrofotovoltaico in progetto, si articola in più sottofasi la prima delle quali si configura nell'allestimento del cantiere, ossia il posizionamento della recinzione provvisoria lungo tutto il perimetro dei lotti e dei relativi accessi carrabili, la posa in opera dei box prefabbricati da adibire ad uffici, mensa e spogliatoi oltre che dei servizi igienici a servizio degli operai. Successivamente si provvederà ad adeguare la viabilità esistente all'interno dell'area e a realizzare nuovi percorsi lungo i quali verranno posati i cavidotti interrati. Affinché le strutture metalliche vengano adeguatamente infisse nel terreno, si rende necessario regolarizzare il piano di posa mediante l'impiego di appositi mezzi meccanici; posizionati i tracker si provvederà al montaggio dei moduli fotovoltaici ed al loro cablaggio. Contemporaneamente al posizionamento dei pannelli si provvederà al posizionamento delle cabine di campo e di quella di consegna, per poi procedere con l'allaccio alla RTN.

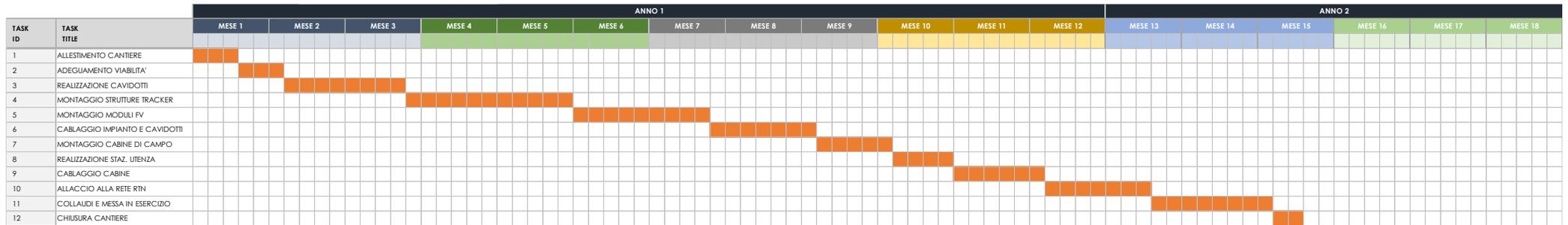
Ultimate tali operazioni si procede allo smontaggio dei baraccamenti e alla messa in esercizio dell'impianto. Nella fattispecie, trattasi di un impianto agrofotovoltaico ossia di un sistema che, in fase di esercizio, combina la produzione di energia da fonti rinnovabili con l'attività agricola in modo tale da portare avanti la vocazione agricola dell'area. La scelta delle colture da adottare per il sito in esame deriva da un attento studio agronomico che si è basato, a sua volta, sulle caratteristiche geomorfologiche oltre che climatiche; in particolare sono state distinte le colture da adottare tra le interfile e quelle lungo il perimetro.

Nel primo caso si propone la realizzazione dei pascoli melliferi a copertura utilizzando essenze che possano migliorare il potenziale mellifero dell'area stessa che meglio si integrano nel paesaggio e che siano ben adattate dal punto di vista pedoclimatico, come ad esempio la Sulla (*hedysarum coronarium L.*). Si prevede inoltre la piantumazione di un vigneto in alcune parti dell'area d'impianto mentre per la fascia perimetrale questa sarà formata da una doppia fascia di ulivi.

Mediamente la vita utile di un impianto fotovoltaico si attesta tra i 30 ed i 36 anni, trascorsi i quali bisognerà procedere al suo smontaggio e dismissione. Si procederà pertanto allo smontaggio dei moduli fotovoltaici e delle relative strutture di sostegno; le cabine di trasformazione e quella di consegna sono costituite da elementi prefabbricati posizionati all'interno di apposito scavo e privi di fondazione, per tale motivo, sarà semplicemente necessario sollevarle mediante l'ausilio di gru. Infine i cavidotti interni al campo, essendo interrati, resteranno in loco.

13. Cronoprogramma

Le operazioni necessarie alla realizzazione dell'impianto richiedono circa 15 mesi di lavoro, come evidenziato nell'elaborato dedicato (Cronoprogramma) e riportato di seguito.



MR WIND S.r.l.
 Via Alessandro Manzoni n.31 – 84091 Battipaglia (SA)
www.mrwind.it info@mrwind.it

14. Ricadute occupazionali

Il progetto in esame rappresenterà per il territorio comunale, una grandissima opportunità occupazionale sia in fase di realizzazione dell'impianto che in fase di esercizio. La fase di realizzazione dell'impianto, infatti, durerà circa 15 mesi ed è previsto che in questo lasso di tempo vengano impiegate delle unità con mansioni varie, che spaziano dalle figure tecniche alla figura del manovale. Non va trascurato neanche il fenomeno legato all'indotto, in quanto i fornitori di servizi a corredo dell'attività principale (movimento terra, sondaggi geognostici, etc.) saranno anch'esse imprese del luogo.

Per quanto esposto l'intervento di progetto risulta essere assolutamente positivo.

Inoltre, il proponente prevede di realizzare un piano Agro-fotovoltaico il quale garantirà un positivo impatto occupazionale oltre che un notevole beneficio economico sul territorio, non solo diretto ma anche indiretto.

Tra i benefici diretti annotiamo a titolo di esempio l'occupazione degli agricoltori attivi nei campi, il coinvolgimento delle aziende locali, non solo agricole, durante la fase di avvio del progetto, il conferimento di subappalti per quanto concerne i servizi Agro-Solare (gestione del verde, pulizia dei moduli installati, manutenzione generale).

In tale contesto, verrà sempre data la priorità all' utilizzo della manodopera e delle eccellenze locali al fine, come accennato precedentemente, di avviare un processo di continuo sviluppo non solo occupazionale ma anche formativo, cercando di coinvolgere, quanto più possibile, le istituzioni locali.

15. Dati climatici

La classificazione dei climi più accreditata è quella di Köppen, in cui ciascun clima viene definito in base a valori prestabiliti di temperatura e di precipitazioni, calcolati conformemente alle medie annue o di singoli mesi. La classificazione climatica della Sicilia ricade nelle regioni a clima di “tipo C- zona temperata/umida”, dove, la media del mese più freddo, è inferiore a 18°C ma superiore a -3°C, senza copertura regolare nevosa, mentre la una temperatura media del mese più caldo è superiore ai 22°C.

Il sito in cui si intende realizzare l’impianto ricade nel territorio della provincia di Trapani; quest’ultima si estende per una superficie complessiva di circa 2.469 km² e comprende 24 comuni. Trapani è la provincia posta più ad occidente di tutte e confina ad est con la provincia di Palermo ed a sud-est con quella di Agrigento.

Il comune di Erice così come tutto il territorio ricadente nella provincia di Trapani presentano un clima mediterraneo, pur con alcuni connotati di tipo subtropicale e continentale. Le precipitazioni sono comprese in media tra i 450 e i 550 mm annui, con minimo estivo molto marcato e moderato picco nella stagione autunnale.

L'inverno assicura temperature generalmente piuttosto miti, ma l'escursione termica rispetto alle ore notturne è abbastanza pronunciata, specie in presenza di cielo sereno e vento debole. La neve è molto rara ma nonostante ciò, occasionali fioccate si sono viste più volte nel corso degli anni nei quartieri collinari.

La stazione meteorologica di riferimento per il Servizio meteorologico dell’Aeronautica Militare e per l’Organizzazione Mondiale della Meteorologia, relativa alla Provincia di Trapani è la Stazione di Trapani Birgi.

In base alle medie climatiche registrate nel periodo 1971-2000, la temperatura media del mese più freddo, ossia gennaio, è di +11,5 °C, mentre quella del mese più caldo, agosto, è di +25,5 °C; mediamente si contano zero giorni di gelo all'anno e 42 giorni con temperatura massima uguale o superiore ai +30 °C. I valori estremi di temperatura registrati nel medesimo trentennio sono gli 0,0 °C del marzo 1987, del febbraio 1999 e del gennaio 2000 e i +44,0 °C dell'agosto 1999.

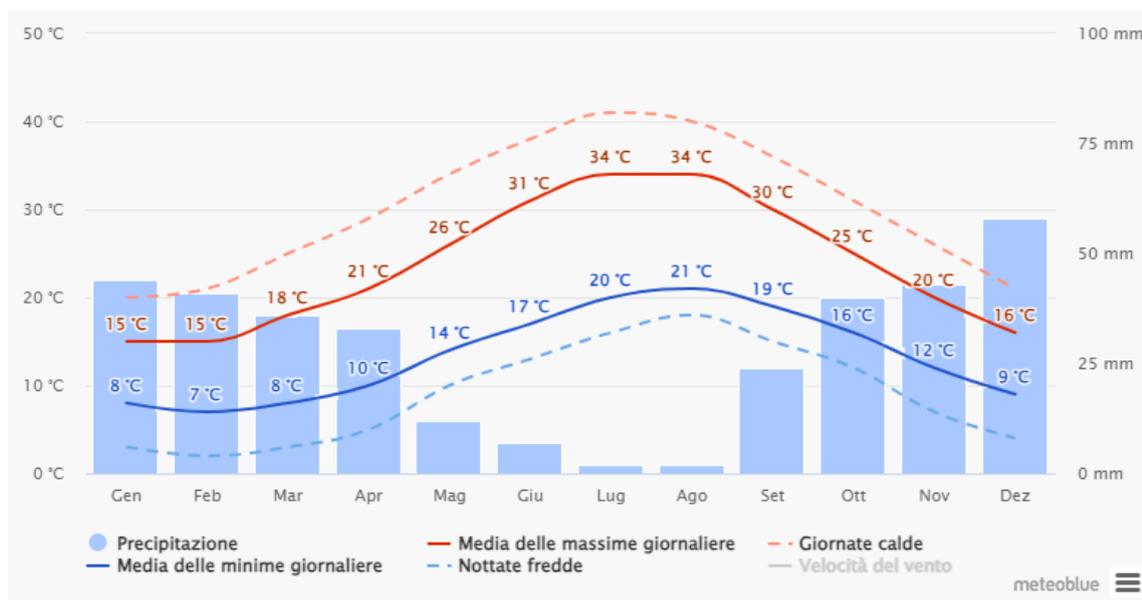
Le precipitazioni medie annue si attestano a 496 mm, mediamente distribuite in 64 giorni di pioggia, con minimo in estate e picco massimo in autunno-inverno.

L'umidità relativa media annua fa registrare il valore di 77,5 % con minimo di 72 % a giugno e massimo di 83 % a dicembre; mediamente si contano 6 giorni di nebbia all'anno.

Trapani Birgi (1971-2000) ^[2]	Mesi												Stagioni				Anno
	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Inv	Pri	Est	Aut	
T. max. media (°C)	15,0	15,3	16,7	19,1	23,4	27,1	29,7	30,4	27,9	23,8	19,3	16,3	15,5	19,7	29,1	23,7	22,0
T. media (°C)	11,5	11,5	12,5	14,6	18,4	22,0	24,6	25,5	23,2	19,7	15,6	12,8	11,9	15,2	24,0	19,5	17,7
T. min. media (°C)	7,9	7,7	8,4	10,1	13,4	16,8	19,6	20,6	18,6	15,6	11,8	9,4	8,3	10,6	19,0	15,3	13,3
T. max. assoluta (°C)	22,6 (1982)	23,6 (1995)	29,4 (1981)	30,0 (1999)	36,4 (1994)	43,0 (1982)	41,6 (1982)	44,0 (1999)	40,0 (1988)	33,6 (1999)	30,0 (1984)	22,4 (1989)	23,6	36,4	44,0	40,0	44,0
T. min. assoluta (°C)	0,0 (2000)	0,0 (1999)	0,0 (1987)	1,8 (1995)	6,0 (1981)	9,4 (1975)	13,2 (1991)	13,6 (1981)	9,6 (1977)	6,8 (1996)	2,4 (1995)	1,4 (1977)	0,0	0,0	9,4	2,4	0,0
Giorni di calura (T_{max} ≥ 30 °C)	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	5,5	12,0	16,4	5,9	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	33,9	5,9	41,4

La Regione necessita, pur non presentando temperature minime particolarmente basse, di un moderato apporto energetico per il riscaldamento invernale delle abitazioni al fine di garantire agli ambienti un clima di relativo benessere. Per il condizionamento estivo delle abitazioni, essendo le temperature molto elevate, si necessita invece di un notevole apporto energetico.

Si riporta di seguito l'andamento minimo e massimo della temperatura oltre che quello delle precipitazioni per ogni mese dell'anno per la regione Sicilia.



Andamento delle precipitazioni e della temperatura in un anno.

La "media delle massime giornaliere" (linea rossa continua) mostra la temperatura massima di una giornata tipo per ogni mese in Sicilia. Allo stesso modo, la "media delle minime giornaliere" (linea continua blu) indica la temperatura minima media. Giornate calde e notti fredde (linee rosse e blu tratteggiate) mostrano la media del giorno più caldo e della notte più fredda di ogni mese negli ultimi 30 anni.

16. Documentazione fotografica



Individuazione area d'impianto su ortofoto

DEVELOPMENT



MR WIND S.r.l.

Via Alessandro Manzoni n.31 – 84091 Battipaglia (SA)

www.mrwind.it info@mrwind.it



Cono ottico n.1



Cono ottico n.2

DEVELOPMENT



MR WIND S.r.l.

Via Alessandro Manzoni n.31 – 84091 Battipaglia (SA)

www.mrwind.it info@mrwind.it



Cono ottico n.3



Cono ottico n.4

DEVELOPMENT

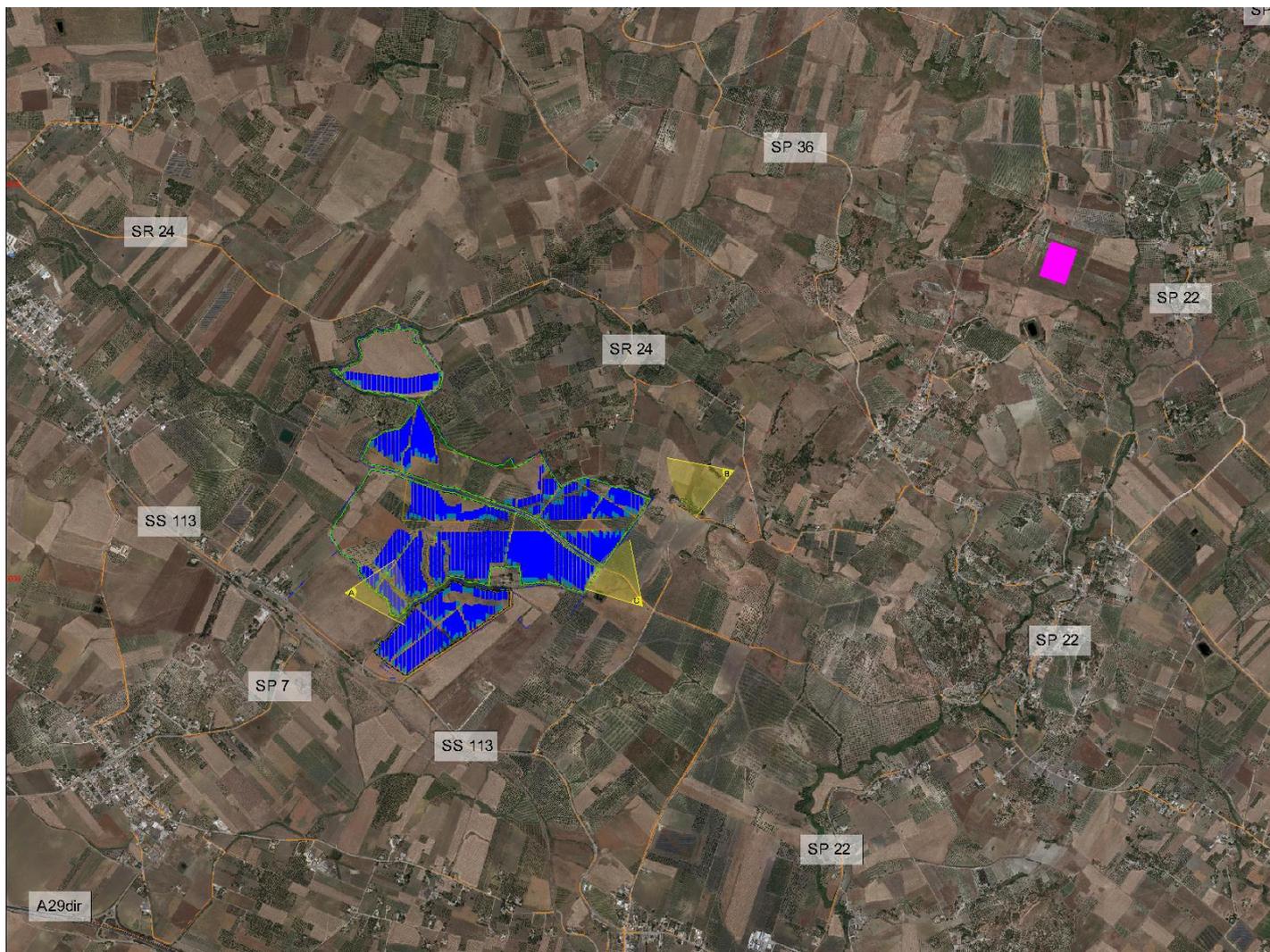


MR WIND S.r.l.

Via Alessandro Manzoni n.31 – 84091 Battipaglia (SA)

www.mrwind.it info@mrwind.it

17. Fotoinserimenti



Ortofoto con indicazione di coni ottici

DEVELOPMENT



MR WIND S.r.l.

Via Alessandro Manzoni n.31 – 84091 Battipaglia (SA)

www.mrwind.it info@mrwind.it



Fotoinserimento A - stato ANTE operam impianto "Erice 57"



Fotoinserimento A - stato POST operam impianto "Erice 57"

DEVELOPMENT



MR WIND S.r.l.

Via Alessandro Manzoni n.31 – 84091 Battipaglia (SA)

www.mrwind.it info@mrwind.it



Fotoinserimento B - stato ANTE operam impianto "Erice 57"



Fotoinserimento B - stato POST operam impianto "Erice 57"

DEVELOPMENT



MR WIND S.r.l.

Via Alessandro Manzoni n.31 – 84091 Battipaglia (SA)

www.mrwind.it info@mrwind.it



Fotoinserimento C - stato ANTE operam impianto "Erice 57"



Fotoinserimento C - stato POST operam impianto "Erice 57"

DEVELOPMENT



MR WIND S.r.l.

Via Alessandro Manzoni n.31 – 84091 Battipaglia (SA)

www.mrwind.it info@mrwind.it