

TITLE: RELAZIONE TECNICO - DESCRITTIVA

AVAILABLE LANGUAGE: IT

RELAZIONE TECNICO - DESCRITTIVA

Impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile
 agrovoltaica di potenza di picco pari a 70.239,90 kWp con
 sistema di accumulo integrato da 15 MW e relative opere di
 connessione alla rete RTN
"MUSSOMELI"

File: MUS.ENG.REL.002.00_Relazione tecnico-descrittiva.doc

REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED
00	14/09/2023	EMISSIONE	R.De Luca	L.Spaccino A.Fata	V.Bretti

CLIENT VALIDATION

Name	Discipline	PE
COLLABORATORS	VERIFIED BY	VALIDATE BY

CLIENT CODE

IMP.			GROUP.			TYPE			PROGR.			REV	
M	U	S	E	N	G	R	E	L	0	0	1	0	0

CLASSIFICATION For Information or For Validation

UTILIZATION SCOPE Basic Design

This document is property of MUSSOMELI SOLAR S.R.L. It is strictly forbidden to reproduce this document, in whole or in part, and to provide to others any related information without the previous written consent by MUSSOMELI SOLAR S.R.L.

Indice

1.0	PREMESSA.....	4
2.0	DATI GENERALI.....	11
2.1	Ubicazione Impianto.....	11
2.2	Dati Generali del Committente.....	11
3.0	INQUADRAMENTO GENERALE DELL'AREA DI INTERVENTO.....	11
4.0	DESCRIZIONE DEL SITO.....	18
4.1	Ubicazione e riferimenti cartografici.....	18
4.2	Descrizione area di impianto.....	21
4.3	Aspetti geologici.....	21
4.4	Aspetti idrologici ed idrogeologici.....	22
4.5	Aspetti geotecnici e strutturali.....	25
5.0	CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO.....	25
5.1	Impianto agrivoltaico.....	25
5.2	Sistema BESS – Battery Storage Energy System.....	30
6.0	ANALISI DI PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO.....	33
7.0	DESCRIZIONE DEGLI INTERVENTI.....	36
7.1	Fase di cantiere.....	36
7.1.1	Accantieramento.....	36
7.1.2	Preparazione dei suoli.....	36
7.1.3	Consolidamento e piste di servizio.....	36
7.1.4	Adattamento della viabilità esistente e realizzazione della viabilità interna.....	36
7.1.5	Opere di regimazione idraulica superficiale.....	37
7.1.6	Realizzazione della recinzione dell'area, del sistema di illuminazione, della rete di videosorveglianza e sorveglianza tecnologica.....	37
7.1.7	Posizionamento delle strutture di supporto e montaggi.....	38
7.1.8	Installazione e posa in opera dell'impianto fotovoltaico.....	39
7.1.9	Realizzazione / posizionamento opere civili.....	39
7.1.10	Realizzazione dei cavidotti interrati.....	42
7.1.11	Dismissione del cantiere e ripristini ambientali.....	46
7.1.12	Verifiche collaudi e messa in esercizio.....	46
7.2	Fase d'esercizio.....	46
7.3	Dismissione dell'impianto a fine vita, operazioni di messa in sicurezza del sito e ripristino ambientale.....	47
7.3.1	Stima dei Costi di Dismissione.....	48
8.0	GESTIONE RESIDUI DI CANTIERE.....	52
9.0	DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO.....	53
9.1	Criteri progettuali.....	53
9.2	Moduli Fotovoltaico.....	54
9.3	Strutture di sostegno.....	56
9.4	Inverter di stringa.....	58

9.5	Sistema BESS	60
9.6	Quadri elettrici in alternata	63
9.7	Trasformatori BT/MT	63
9.8	Trasformatori MT/AT	64
9.9	Cabinati elettrici	64
9.10	Interfaccia di rete	65
9.11	Contatore energia prodotta	65
9.12	Sovraccarichi	66
9.13	Cortocircuito	67
9.14	Protezione contro contatti indiretti	68
9.15	Sistema di supervisione e controllo	69
9.16	Modalità di connessione	70
9.17	Scheda tecnica dell'impianto	70
10.0	DOCUMENTAZIONE	73
11.0	ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE	73
11.1	Ricadute Sociali	73
11.2	Ricadute occupazionali	74
11.3	Ricadute economiche	75
12.0	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	76

1.0 PREMESSA

La società proponente del presente progetto è Mussomeli Solar S.r.l., società italiana con sede legale in Via Don Felice Canelli,21 – 71016 San Severo (FG). Il progetto in questione prevede la realizzazione di un impianto agrivoltaico con sistema di accumulo denominato “Mussomeli”, localizzato nel Comune di Caltanissetta (CL). L'impianto, installato a terra, è caratterizzato da una potenza di picco pari a 70.239,90 kWp ed integrato da un sistema di accumulo da 15 MW con capacità di scarica pari a 4 h.

L'agrivoltaico prevede l'integrazione della tecnologia fotovoltaica nell'attività agricola permettendo di produrre energia e al contempo di continuare la coltivazione delle colture agricole o l'allevamento di animali sui terreni interessati.

L'idea di combinare la produzione di energia con l'agricoltura fu concepita inizialmente da Adolf Goetzberger e Armin Zastrow, due fisici tedeschi, nel 1981. Lo sviluppo della tecnologia agrivoltaica¹ negli ultimi tempi anni è stato molto dinamico. Oggi consiste nell'applicazione fotovoltaica prevalente in quasi tutte le regioni del mondo. La capacità installata ha aumentato esponenzialmente, da circa 5 megawatt di picco (MWp) nel 2012 ad almeno 2,8 gigawatt di picco (GWp) nel 2020. Ciò è stato possibile grazie ai programmi di finanziamento del governo in Giappone (dal 2013), Cina (circa 2014), Francia (dal 2017), gli Stati Uniti (dal 2018) e, più recentemente, la Corea.

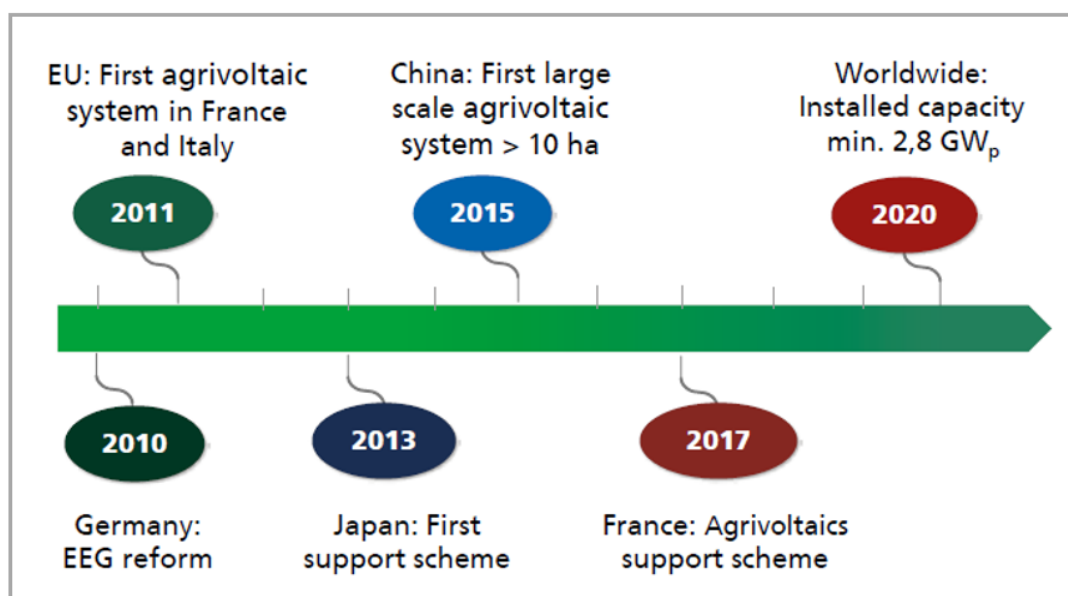


Figura 1: Sviluppo di progetti agrivoltaici dal 2010 ad oggi

¹ Tratto dalla Guida redatta da Fraunhofer Institute For Solar Energy Systems ISE - Agrivoltaici: opportunità per l'agricoltura e la transizione energetica

In Italia, come riportato dal Rapporto Statistico GSE – Settore Fotovoltaico 2019², al 31 dicembre 2019 risultano installati 29.421 impianti fotovoltaici inseriti nell'ambito di aziende agricole e di allevamento per una potenza complessiva di 2.548 MW ed una produzione di lorda di 2.942 GWh (di cui 674 GWh di autoconsumo).

Gli impianti appartenenti al settore agricolo sono presenti principalmente nelle regioni settentrionali, in particolare Veneto, Lombardia, Piemonte ed Emilia-Romagna.

Settore di attività	Installati al 31/12/2019		Installati nell'anno 2019	
	n°	MW	n°	MW
Agricoltura	29.421	2.548,0	805	24,9
Domestico	721.112	3.433,8	51.117	226,1
Industria	35.838	10.274,0	2.010	361,3
Terziario	93.719	4.609,5	4.258	139,1
Totale complessivo	880.090	20.865,3	58.190	751,4

Figura 2: Numero e potenza degli impianti per settore di attività - Rapporto GSE 2019

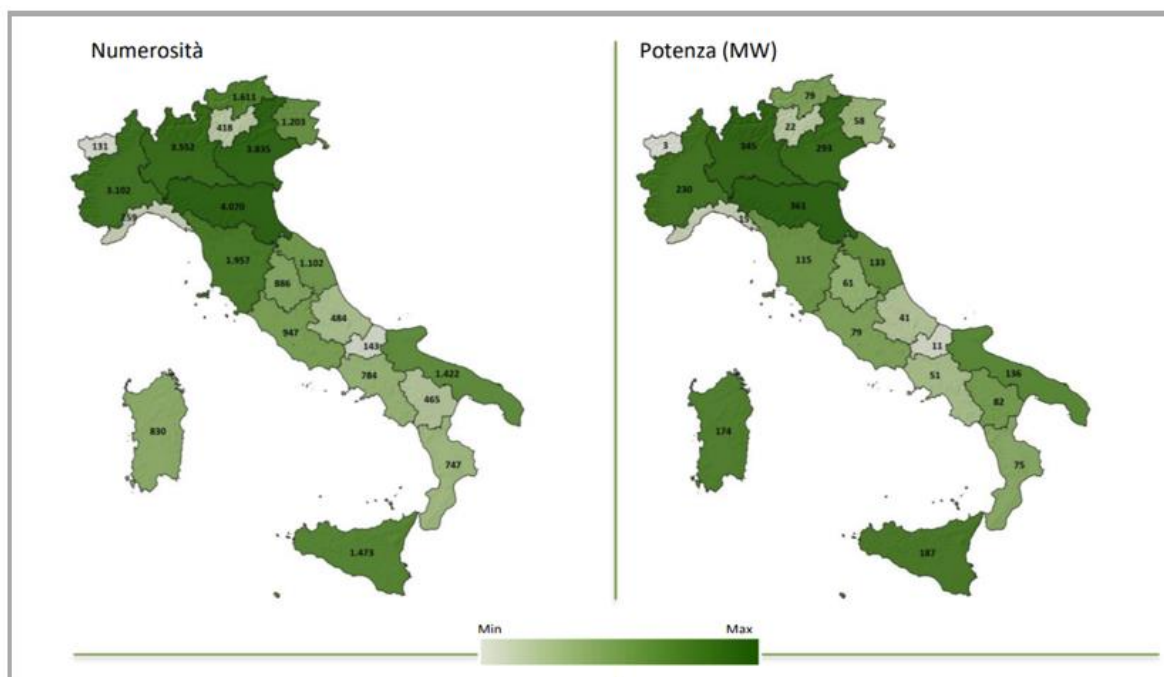


Figura 3: Impianti fotovoltaici nel settore agricolo - Distribuzioni regionale - Rapporto GSE 2019

La necessità di sviluppo di questi sistemi ibridi sia nel mondo che in Italia ha condotto la diffusione in letteratura di valutazioni scientifiche. Nel seguito si riportano le analisi più significative e alcuni protocolli di settore.

² Fonte: Rapporto Statistico GSE – Solare Fotovoltaico 2019, in:

https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%2020Rapporto%20Statistico%202019.pdf

È stato realizzato uno studio dedicato a cura di Alessandro Agostini, ricercatore ENEA, con il supporto del Department of Sustainable Crop Production dell'Università Cattolica di Piacenza, dove operano gli altri due autori, Stefano Amaducci e Michele Colauzzi. Il lavoro dal titolo "Innovative agrivoltaic systems to produce sustainable energy: An economic and environmental assessment" fornisce una valutazione completa delle prestazioni ambientali, economiche e di redditività, confrontandole con altre fonti di energia convenzionali e rinnovabili. Lo studio è stato pubblicato sulla rivista scientifica Applied Energy.

Preoccupate del peggioramento della crisi climatica e unite dall'esigenza di trovare misure in grado che di ridurre le emissioni di CO₂, molte associazioni del settore energetico italiano stanno portando avanti proposte, soluzioni, pratiche e studi per favorire lo sviluppo di impianti fotovoltaici nei contesti agricoli. Importante da citare è il Protocollo d'Intesa siglato nel dicembre del 2020 tra Elettricità Futura (Associazione italiana che unisce produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili e da fonti convenzionali, distributori, venditori e fornitori di servizi) e Confagricoltura (un'organizzazione di rappresentanza delle imprese agricole) allo scopo di lavorare sinergicamente per favorire la transizione energetica e il raggiungimento degli obiettivi al 2030 stabiliti dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima e quelli di decarbonizzazione dell'Unione Europea al 2050 previsti dal Green Deal, attraverso diverse iniziative tra cui:

- efficientamento energetico delle aziende agricole attraverso l'installazione di impianti fotovoltaici su coperture di edifici e fabbricati rurali nella disponibilità dell'azienda;
- promozione di progetti che valorizzino le sinergie tra rinnovabili ed agricoltura - quali quelli di "Agrivoltaico" - e garantiscano un'ottimale integrazione tra l'attività di generazione di energia, l'attività agricola, con ricadute positive sul territorio e benefici per il settore elettrico e per quello agricolo;
- realizzazione di impianti fotovoltaici a terra su aree agricole incolte, marginali o non idonee alla coltivazione, garantendo un beneficio diretto ai relativi proprietari agricoli e al sistema Paese nel suo complesso, grazie all'incremento di produzione rinnovabile;
- promozione di azioni informative/divulgative volte a favorire lo sviluppo delle rinnovabili sul territorio, evidenziando i benefici di uno sviluppo equilibrato su aree agricole, le ricadute economiche, le sinergie, le potenzialità di recupero anche a fini agricoli di aree abbandonate o attualmente incolte;
- sviluppo delle altre fonti rinnovabili, con particolare riferimento alle biomasse ed al biogas per la produzione di energia elettrica, termica e combustibili.

La realizzazione di impianti agrivoltaici è una forma di convivenza particolarmente interessante per la decarbonizzazione del sistema energetico e necessaria per il raggiungimento degli obiettivi sul fotovoltaico al 2030 e rappresenta anche una opportunità per la sostenibilità del sistema agricolo e la redditività a lungo termine di piccole e medie aziende del settore.

È stato stimato che per raggiungere i nuovi obiettivi al 2030 occorrerà prevedere un utilizzo di superficie agricola tra 30.000-40.000 ettari, un valore inferiore allo 0,5% della Superficie Agricola Totale.

Dunque, per ottenere questi risultati, è necessario costruire connessioni tra le diverse filiere della green economy, ridisegnando gli attuali modelli produttivi, in coerenza con gli obiettivi economici, ambientali e sociali del Green Deal: l'integrazione fra produzione di energia rinnovabile e produzione agricola è un elemento qualificante per la decarbonizzazione del settore agricolo, energetico e dei territori.

In primo luogo, il futuro sviluppo del fotovoltaico nel contesto agricolo dovrà basarsi sul pieno coinvolgimento degli imprenditori agricoli che dovranno svolgere un ruolo da protagonisti integrando, quanto più possibile, la capacità di produrre prodotti di qualità con la generazione di energia rinnovabile.

Un nuovo sviluppo del fotovoltaico in agricoltura, con l'integrazione di reddito che ne deriva, potrà quindi essere lo strumento con cui le aziende agricole potranno mantenere o migliorare la produttività e la sostenibilità delle produzioni e la gestione del suolo, riportando, ove ne ricorrano le condizioni, ad attività agro pastorale anche terreni marginali.

Potrà inoltre essere un'occasione di valorizzazione energetica dei terreni abbandonati, marginali o non idonei alla produzione agricola che, in assenza di specifici interventi, sono destinati al totale abbandono oppure, come nel caso in esame, essere una reale opportunità di mantenere produttivi i terreni idonei alla coltivazione o, meglio, incrementarne la fertilità, comunque di garantire il proseguo o l'avvio di un'attività agricola/di allevamento o di miglioramento della biodiversità.

L'agrifotovoltaico può essere sviluppato prioritariamente nelle aree marginali agricole, o a rischio di abbandono, a causa di scarsa redditività, ma può essere una occasione di sviluppo e integrazione dell'attività agricola con l'attività energetica anche nelle aree produttive, tenendo conto delle caratteristiche del territorio, sociali, industriali, urbanistiche, paesaggistiche e morfologiche, con particolare riferimento all'assetto idrogeologico ed alle vigenti pianificazioni.

Va aggiunto che la tipologia di impianto agrivoltaico comporta in alcuni casi un miglioramento del microclima del suolo attraverso un aumento dell'umidità del suolo e delle grandezze micrometeorologiche, favorendo una maggiore produzione di colture, come riporta una ricerca scientifica, intitolata "Remarkable agrivoltaic influence on soil moisture, micrometeorology and water-use efficiency" a cura di Elnaz Hassanpour AbehID, John S. Selker, Chad W. Higgins del Dipartimento di Ingegneria Biologica ed Ecologica, Oregon State University, Corvallis, Oregon, Stati Uniti d'America.

Le immagini seguenti illustrano i possibili utilizzi del terreno in seguito alla realizzazione dell'impianto agrivoltaico (coltivazione dei suoli o allevamento) oltre ad una buona integrazione dello stesso con le differenti tecnologie fotovoltaiche (fisse o tracker), meglio approfondite nel paragrafo seguente.



a)



b)



c)



d)

Figura 4: Impianti agrivoltaici

Il termine agrivoltaico richiamato nella documentazione progettuale trova oggi pieno riscontro nella normativa nazionale e regionale: il Legislatore nazionale ha contribuito a darne una definizione, addirittura introducendo incentivi pubblici per la realizzazione di impianti agro-voltaici (caratterizzati da determinati presupposti), così riconoscendo su un piano generale le peculiarità di tale nuova tipologia di impianti (cfr. art.65 del D.L. n.1/2012).

Entrando nello specifico, la rilevanza dell'agrivoltaico (anche nelle altre diciture esistenti di agrivoltaico o agrifotovoltaico) è evidenziata dall'importante stanziamento previsto dal PNRR (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza) - Missione 2, Componente 2, Investimento 1.1 "Sviluppo del sistema agrivoltaico", che ammonta a 1,1 miliardi di euro, con l'obiettivo di installare 1,04 GWp di particolari e innovativi impianti fotovoltaici, che comporterebbero una riduzione di 0,8 milioni di tonnellate di CO₂. La misura di investimento richiamata prevede:

- l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione di energia che non compromettano l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura, ma contribuiscano alla sostenibilità ambientale ed economica delle aziende coinvolte, anche potenzialmente valorizzando i bacini idrici tramite soluzioni galleggianti;
- il monitoraggio delle realizzazioni e della loro efficacia, con la raccolta dei dati sia sugli impianti fotovoltaici sia su produzione e attività agricola sottostante, al fine di valutare il microclima, il risparmio idrico, il recupero della fertilità del suolo, la resilienza ai cambiamenti climatici e la produttività agricola per i diversi tipi di colture.

A conforto di questo primo approdo, si riportano i più recenti interventi del Legislatore nazionale che ne permettono un'accezione più puntuale e significativa.

In primo luogo, si fa riferimento alla modifica alla previsione contenuta all'art.65 rubricato "Impianti fotovoltaici" in ambito agricolo del D.L. "Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività convertito dalla Legge n. 27/2012, introdotta dal D. L. n. 77/2021 convertito dalla Legge n.108/2021", che ha inserito:

- il comma 1-quater a tenore del quale è consentito l'accesso agli incentivi statali previsti dal D.Lgs. n.28/201 emanato in attuazione della Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili "agli impianti agrivoltaici 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";
- il comma 1-quinquies secondo cui "l'accesso agli incentivi per gli impianti di cui al comma 1-quater è inoltre subordinato alla contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano 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".

A queste due previsioni, che hanno anche l'evidente pregio di definire nel complesso i benefici di un sistema agrivoltaico per l'imprenditore agricolo, per i terreni e per la produzione energetica, si aggiunge anche quella contenuta all'art.14, lett. c) del D.Lgs. n.199/2021 che, in attuazione della ricordata Missione 2 del PNRR, ha fornito una definizione più compiuta di agrivoltaico quale modalità di realizzazione di impianti che, attraverso l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione energetica, non compromettono l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura.

Dal combinato delle formulazioni delle norme richiamate, si può ricavare dunque una prima definizione di agrivoltaico che prende atto dall'intervenuta trasformazione del fotovoltaico tradizionale al preciso scopo di conciliare produzione di energia solare/produzione agricola/tutela del territorio, delineandosi così quel sistema integrato tra fotovoltaico e agricoltura caratterizzato dal doppio uso del suolo, che presenta sinergie tra la fotosintesi e l'effetto fotovoltaico, segna la distanza dai classici impianti FV a terra, da ritenere superati quando sottraggono terreno alle colture agricole, agli allevamenti e per l'impatto paesaggistico che ne consegue.

Il progetto in esame sarà eseguito in regime agrivoltaico mediante la produzione di energia elettrica "zero emission" da fonti rinnovabili attraverso un sistema integrato con l'attività agricola, garantendo un modello eco-sostenibile che produce contemporaneamente energia pulita e prodotti sani da agricoltura biologica.

L'energia elettrica necessaria dovrà essere parte dell'energia prodotta dal fotovoltaico installato sullo stesso terreno: perché ciò sia possibile, è necessario che siano adottati nuovi criteri di progettazione degli impianti, nuovi rapporti tra proprietari terrieri/agricoltori, nuovi rapporti economici e nuove tecnologie emergenti nel settore agricolo e fotovoltaico.

In riferimento a quanto previsto dalle **Linee Guida in materia di impianti agrivoltaici pubblicate dal MITE**

il 27 Giugno 2022, il presente progetto è definito come impianto agrivoltaico in quanto rispondente ai 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;

Nello specifico risultano soddisfatti i seguenti parametri:

A.1) Superficie minima coltivata: è prevista una superficie minima dedicata alla coltivazione;

A.2) LAOR massimo: è previsto un rapporto massimo fra la superficie dei moduli e quella agricola;

- **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;

Nello specifico risultano soddisfatti i seguenti parametri:

B.1) la continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento;

B.2) la producibilità elettrica dell'impianto agrivoltaico, rispetto ad un impianto standard e il mantenimento in efficienza della stessa.

- **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;

Nello specifico nel corso della vita dell'impianto agrivoltaico saranno monitorati i seguenti parametri:

1. l'esistenza e la resa della coltivazione;

2. il mantenimento dell'indirizzo produttivo;

In sintesi, il progetto consente il proseguo delle attività di coltivazione agricola in sinergia ad una produzione energetica da fonti rinnovabili, valorizzando il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi.

Nel caso di studio, le strutture sono posizionate in modo tale da consentire lo sfruttamento agricolo ottimale del terreno. I pali di sostegno sono distanziati tra loro in modo da permettere il mantenimento e il miglioramento dell'attuale destinazione agricola prevalentemente di tipo zootecnico, opportunamente integrata con la coltivazione di specie foraggere da pascolo. Di fatti, il posizionamento dei moduli fotovoltaici e la giusta alternanza tra strutture fisse e tracker, nel rispetto della geomorfologia dei luoghi coinvolti, garantisce la giusta illuminazione al terreno, mentre i pannelli sono distribuiti in maniera da limitare al massimo l'ombreggiamento, così da assicurare una perdita pressoché nulla del rendimento annuo in termini di produttività dell'impianto in oggetto e la massimizzazione dell'uso agronomico del suolo coinvolto.

L'impianto, come indicato nella STMG, verrà collegato in antenna in antenna a 150 kV con la sezione 150 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 380/150 kV della RTN, da inserire in entrata – esce sul futuro elettrodotto RTN a 380 kV della RTN "Chiaramonte Gulfi - Ciminna", previsto nel Piano di Sviluppo Terna, cui raccordare la rete AT afferente alla SE RTN di Caltanissetta.

Entrando nel merito, la superficie complessiva dell'area catastale è pari a circa 205,4 ha, dei quali la superficie sede delle infrastrutture di progetto, completamente recintata, è pari a ca. 126 ha: qui, la scelta operata da parte della Società proponente, di sfruttare l'energia solare per la produzione di energia elettrica optando per il regime agrivoltaico, consente di coniugare le esigenze energetiche da fonte energetica rinnovabile con quelle di minimizzazione della copertura del suolo, allorché tutte le aree lasciate libere dalle opere, saranno rese disponibili per fini agronomici.

Il dettaglio del piano agronomico è fornito dalla "Relazione Agronomica" di cui all'elab. di progetto "MUS.ENG.REL.022.00_Relazione Agronomica" a cui si rimanda.

2.0 DATI GENERALI

2.1 Ubicazione Impianto

NOME IMPIANTO	Impianto Agrivoltaico "Mussomeli"
COMUNE	Mussomeli (CL)
PROVINCIA	Caltanissetta

2.2 Dati Generali del Committente

COMMITTENTE	MUSSOMELI SOLAR S.R.L.
SEDE LEGALE	Via Don Felice Canelli, 21- 71016 San Severo (FG)

3.0 INQUADRAMENTO GENERALE DELL'AREA DI INTERVENTO

Il progetto proposto da Mussomeli Solar S.r.l. prevede la realizzazione di un impianto agrivoltaico con sistema di accumulo denominato "Mussomeli", localizzato nel Comune di Mussomeli (CL). L'impianto, installato a terra, con potenza di picco pari a 70.239,90 kWp ed integrato da un sistema di accumulo da 15 MW a 30 °C.

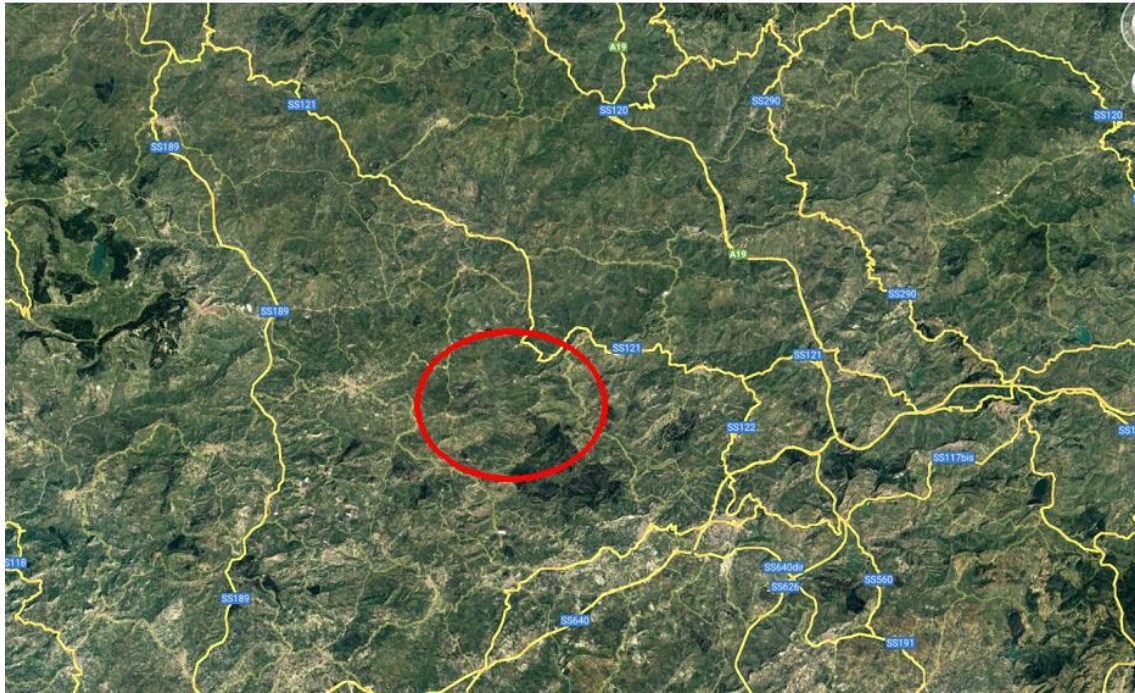


Figura 5 – Ubicazione dell'area di Mussomeli su Google Earth

L'intera area di impianto risulta suddivisa in n.10 lotti, di seguito evidenziati:

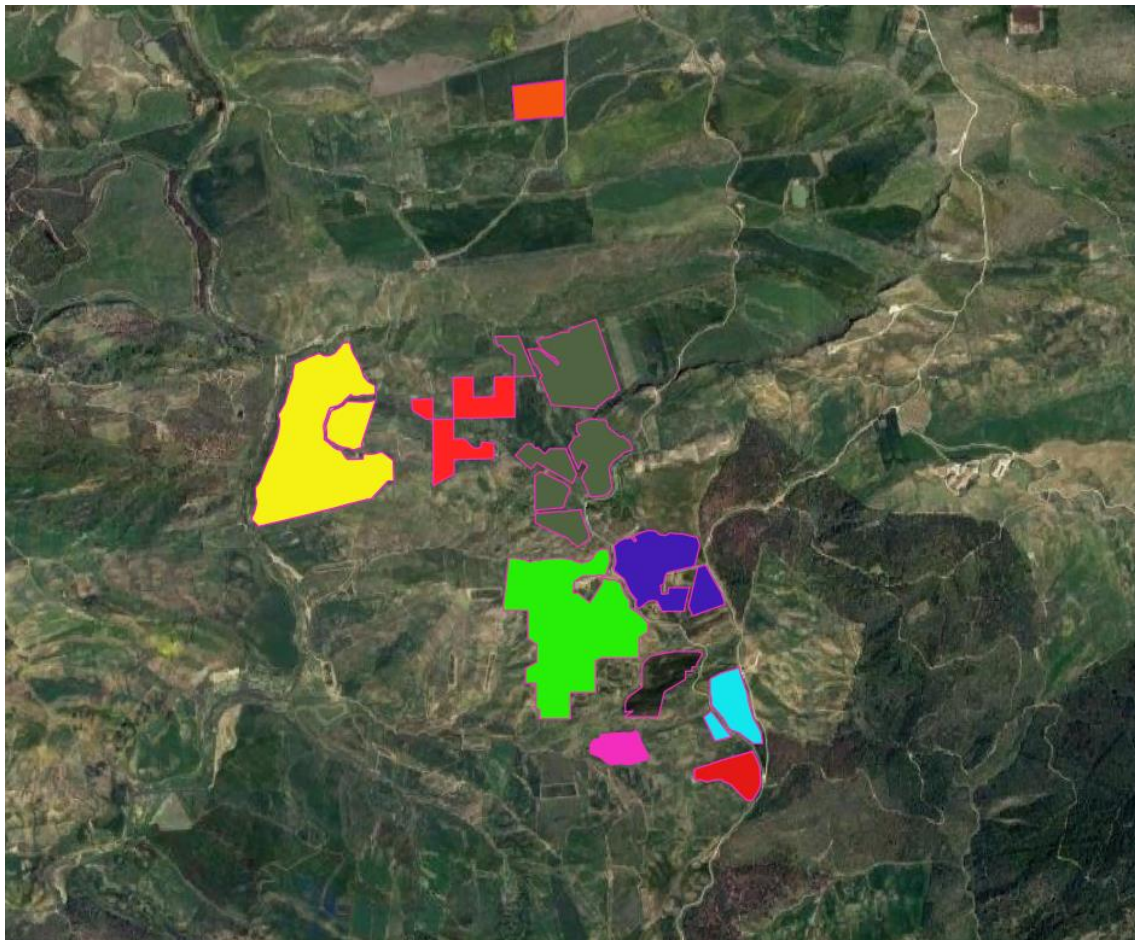


Figura 6 – Suddivisione dell'area di impianto in lotti

Si riportano di seguito le tabelle relative alle aree oggetto di intervento:

Tabella 1 – Descrizione sito – Lotto 1

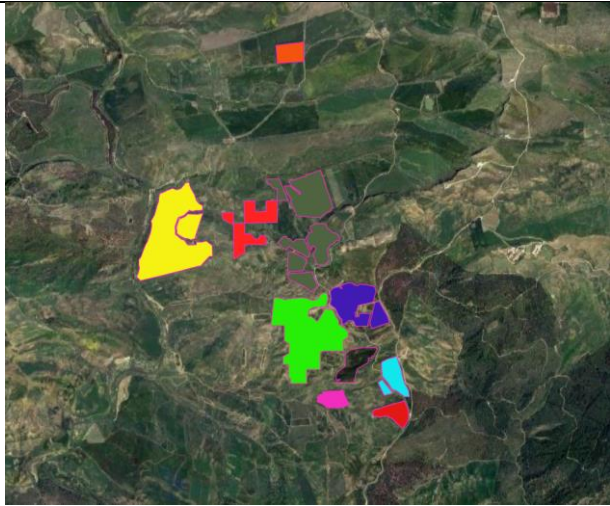

COORDINATE	
LATITUDINE	37°34'39.02"N
LONGITUDINE	13°53'0.97"E
PANORAMICA SITO	INDICAZIONE AREA DI PROGETTO
	

Tabella 2 – Descrizione sito – Lotto 2

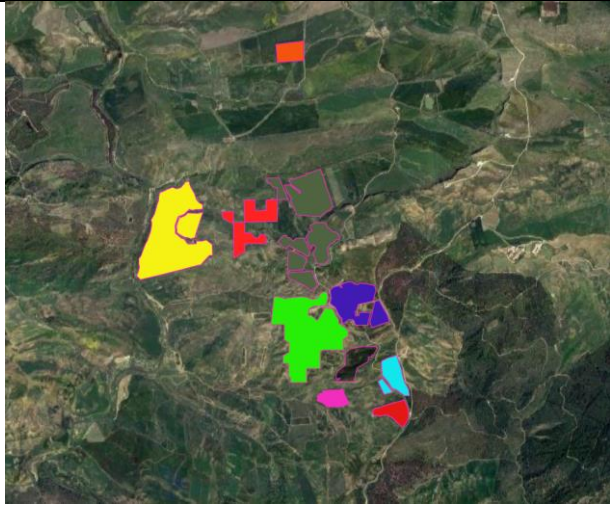
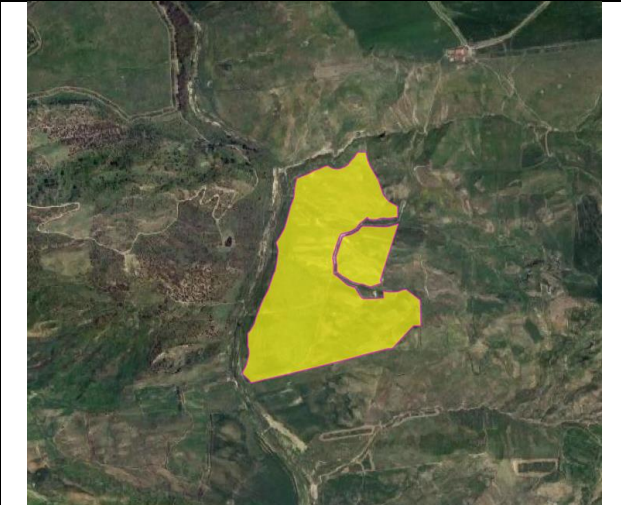
COORDINATE	
LATITUDINE	37°33'45.75"N
LONGITUDINE	13°52'17.64"E
PANORAMICA SITO	INDICAZIONE AREA DI PROGETTO
	

Tabella 3 – Descrizione sito – Lotto 3

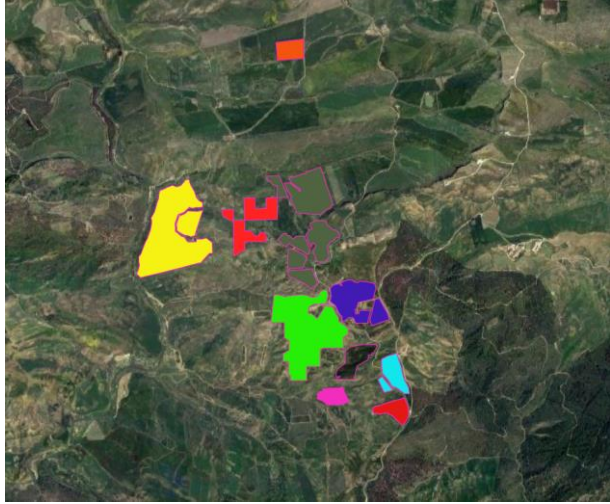
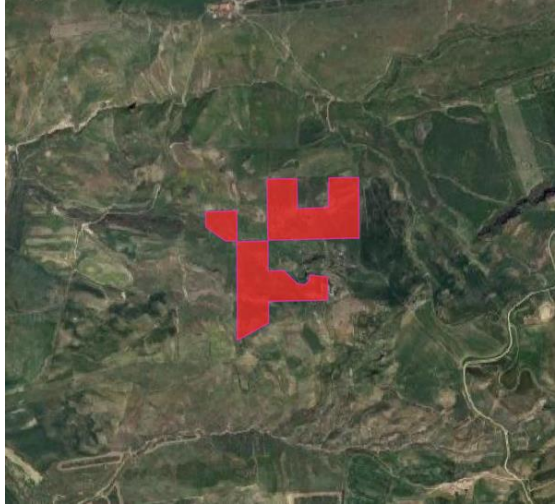
COORDINATE	
LATITUDINE	37°33'49.03"N
LONGITUDINE	13°52'46.00"E
PANORAMICA SITO	INDICAZIONE AREA DI PROGETTO
	

Tabella 4 – Descrizione sito – Lotto 4

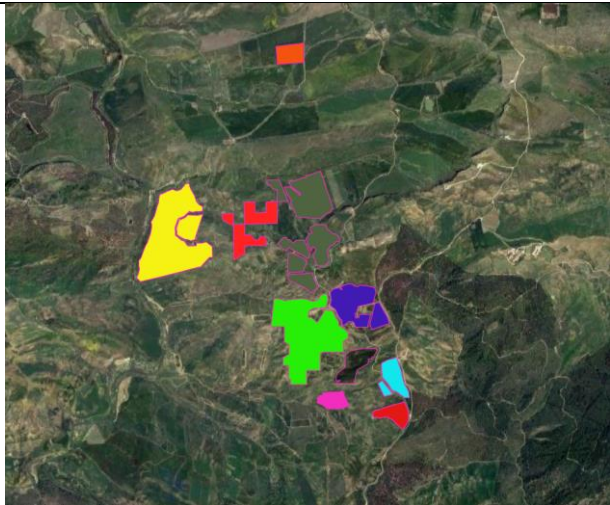
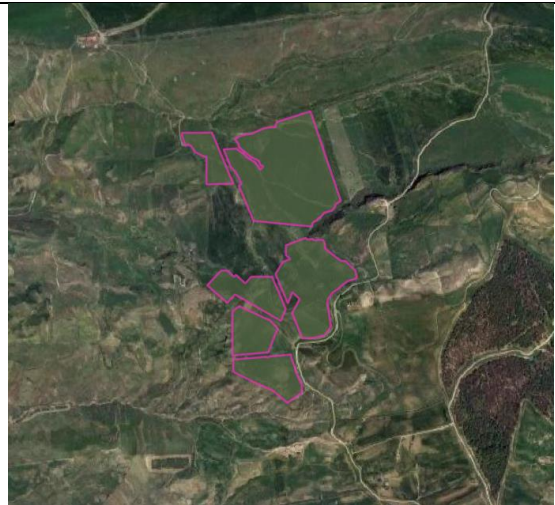
COORDINATE	
LATITUDINE	37°33'52.28"N
LONGITUDINE	13°53'11.17"E
PANORAMICA SITO	INDICAZIONE AREA DI PROGETTO
	

Tabella 5 – Descrizione sito – Lotto 5

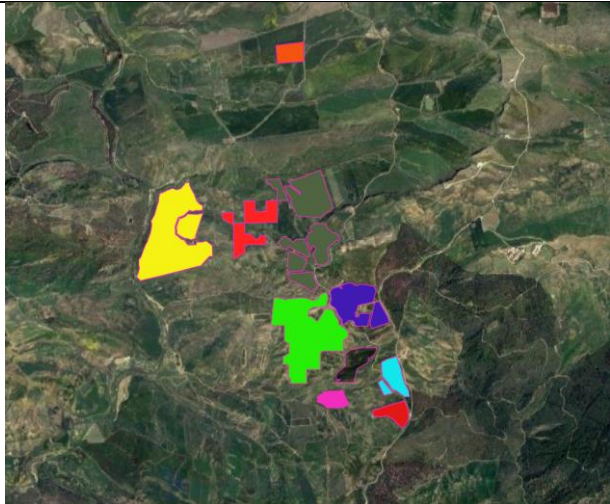
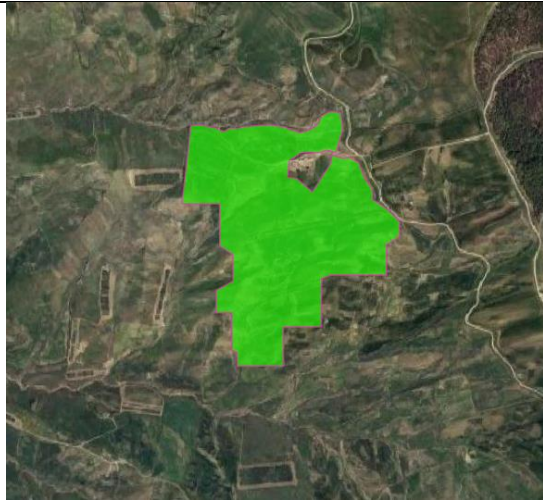
COORDINATE	
LATITUDINE	37°33'15.32"N
LONGITUDINE	13°53'9.27"E
PANORAMICA SITO	INDICAZIONE AREA DI PROGETTO
	

Tabella 6 – Descrizione sito – Lotto 6

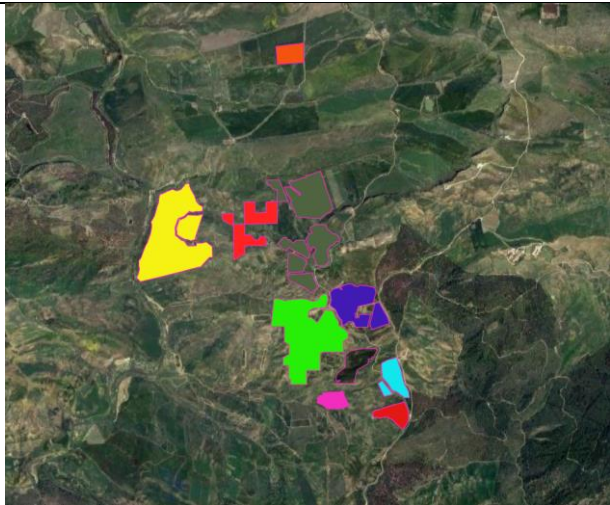

COORDINATE	
LATITUDINE	37°33'23.36"N
LONGITUDINE	13°53'24.40"E
PANORAMICA SITO	INDICAZIONE AREA DI PROGETTO
	

Tabella 7 – Descrizione sito – Lotto 7

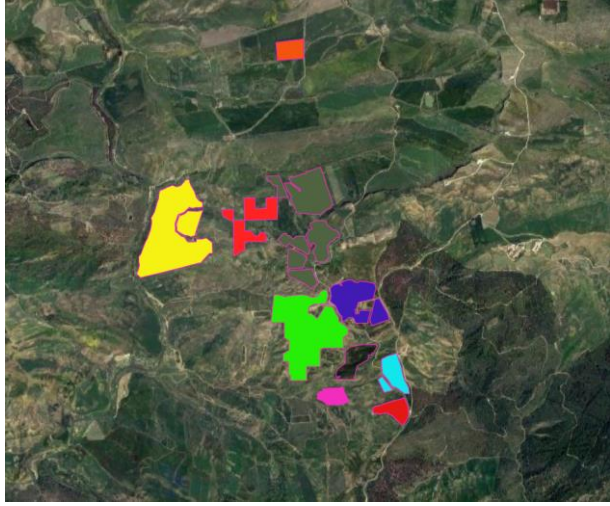

COORDINATE	
LATITUDINE	37°33'2.82"N
LONGITUDINE	13°53'39.83"E
PANORAMICA SITO	INDICAZIONE AREA DI PROGETTO
	

Tabella 8 – Descrizione sito – Lotto 8

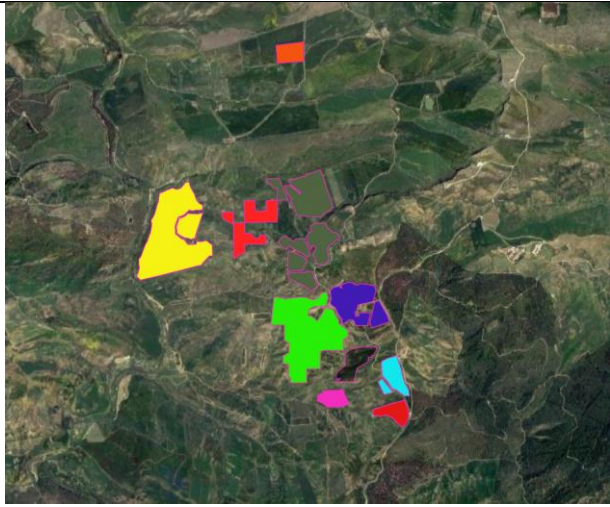

COORDINATE	
LATITUDINE	37°32'52.67"N
LONGITUDINE	13°53'41.00"E
PANORAMICA SITO	INDICAZIONE AREA DI PROGETTO
	

Tabella 9 – Descrizione sito – Lotto 9

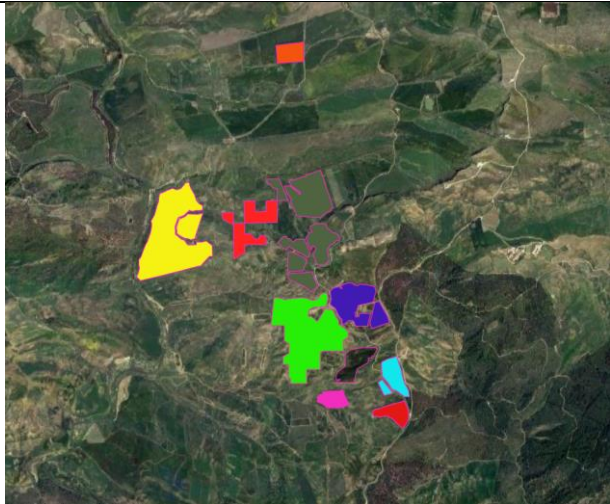

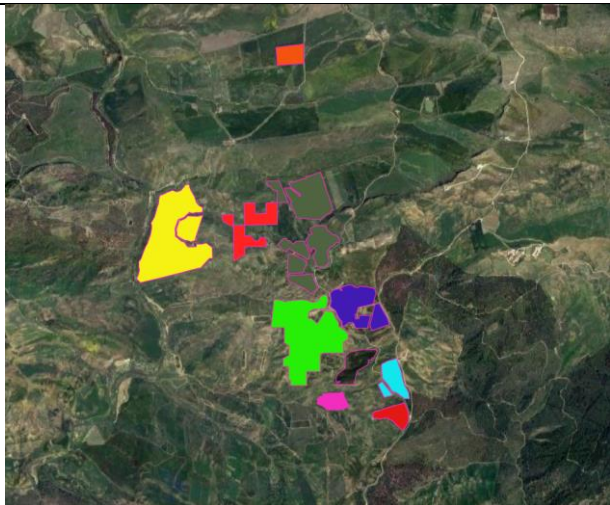

COORDINATE	
LATITUDINE	37°32'56.02"N
LONGITUDINE	13°53'18.34"E
PANORAMICA SITO	INDICAZIONE AREA DI PROGETTO
	

Tabella 10 – Descrizione sito – Lotto 10

COORDINATE	
LATITUDINE	37°33'6.96"N
LONGITUDINE	13°53'25.51"E
PANORAMICA SITO	INDICAZIONE AREA DI PROGETTO
	

Di seguito vengono riportati i dati relativi all'ubicazione ed alle caratteristiche climatiche dell'area interessata dall'impianto in oggetto:

Tabella 11 – Dati climatici del sito

	Lotto 1	Lotto 2	Lotto 3	Lotto 4	Lotto 5	Lotto 6	Lotto 7	Lotto 8	Lotto 9	Lotto 10
Altitudine s.l.m.	502 m	285 m	439 m	481 m	483 m	583 m	551 m	501 m	416 m	488 m
Classificazione sismica	3									
Zona climatica	D									
Zona di vento	4									

4.0 DESCRIZIONE DEL SITO

4.1 Ubicazione e riferimenti cartografici

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato nel territorio comunale di Mussomeli (CL), in Sicilia, a c.ca 12 km a sud-est dal centro abitato di Mussomeli e a c.ca 5 km a sud del centro abitato del Comune di Marianopoli. L'area di impianto insiste su terreni destinati al pascolo.

Allo stato attuale la morfologia delle aree preseta esposizione e andamento del terreno tali da non pregiudicare la realizzazione dell'impianto.

L'area per la realizzazione dell'impianto in progetto coinvolge, anche solo parzialmente, le seguenti particelle catastali del Comune di Mussomeli:

- Installazione dell'impianto fotovoltaico - Lotto 1

FOGLIO 37, PARTICELLE: 68

- Installazione dell'impianto fotovoltaico - Lotto 2

FOGLIO 62, PARTICELLE: 1, 10, 93, 97, 152, 153, 155, 156, 158, 159, 160, 211, 212, 213, 214, 215, 216, 217, 220, 221, 253

- Installazione dell'impianto fotovoltaico - Lotto 3

FOGLIO 62, PARTICELLE: 38, 40, 43, 44, 45, 47, 51, 52, 53, 56, 60, 85, 209

- Installazione dell'impianto fotovoltaico - Lotto 4

FOGLIO 50, PARTICELLE: 24, 25, 48, 49

FOGLIO 62, PARTICELLE: 30, 31, 34, 36, 42, 111, 127, 128, 129, 130, 131, 133, 134, 136, 137, 146, 147, 148, 149, 205, 206, 207

- Installazione dell'impianto fotovoltaico - Lotto 5

FOGLIO 62, PARTICELLE: 168, 170, 173, 210, 232, 251, 259

- Installazione dell'impianto fotovoltaico - Lotto 6

FOGLIO 62, PARTICELLE: 4, 162, 249, 262

- Installazione dell'impianto fotovoltaico - Lotto 7

FOGLIO 62, PARTICELLE: 166, 167, 241

- Installazione dell'impianto fotovoltaico - Lotto 8

FOGLIO 62, PARTICELLE: 179

- Installazione dell'impianto fotovoltaico - Lotto 9

FOGLIO 62, PARTICELLE: 175, 237

- Installazione dell'impianto fotovoltaico - Lotto 10

FOGLIO 62, PARTICELLE: 171, 172, 173, 175

In merito al cavidotto di collegamento tra i lotti e la nuova stazione elettrica di utenza (SEU), occorre precisare che il tracciato verrà previsto per gran parte su strade esistenti. Tuttavia, si segnalano delle incongruenze tra il tracciato delle strade esistenti (visibili da analisi desktop) e quello presente catastalmente. In alcuni tratti, infatti, le strade accatastate non coincidono con le strade esistenti. Questo comporta l'interferenza del tracciato del cavidotto con particelle catastali private anche se la posa viene prevista su strada pubblica.

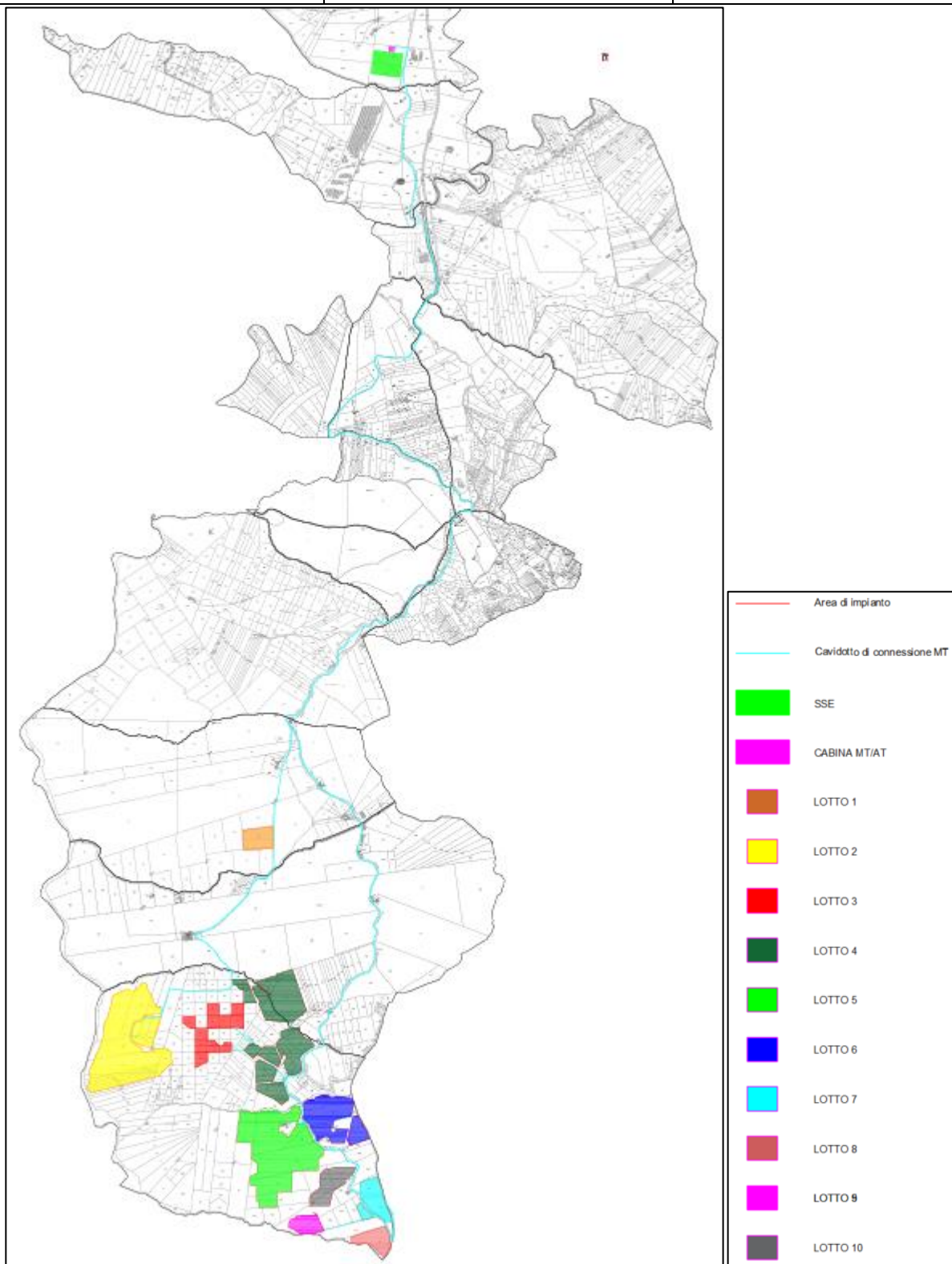


Figura 7 – Inquadramento su base catastale dell'area di impianto

La Sottostazione Utente interesserà, anche solo parzialmente, il foglio di mappa n.53 e le particelle n. 293 e 294 nel territorio comunale di Villalba.

4.2 Descrizione area di impianto

L'area di impianto si trova nel Comune di Mussomeli in Provincia di Caltanissetta ed è raggiungibile dalla Strada Statale S.S. 121. La viabilità di accesso alle aree risulta in buone condizioni; in alcuni limitati tratti la viabilità esistente sarà integrata da strade di nuova realizzazione per garantire l'accesso ai singoli lotti, attraverso cancelli di accesso, di larghezza pari a 5 metri.

4.3 Aspetti geologici

L'orografia locale dell'area si caratterizza per la presenza di rilievi collinari dolci, sub pianeggianti, a larga scala degradante verso W-NW. Tale assetto geomorfologico scaturisce dalla presenza di litologie prevalentemente argillose e calcareo-marnose; il grado di erodibilità di tali litotipi, nei confronti degli agenti esogeni e dell'idrografia superficiale, conferisce all'area di interesse un tipico assetto collinare di un contesto prevalentemente alluvionale. La morfologia è dunque nell'insieme molto dolce, fatta eccezione per sporadici affioramenti litoidi appartenenti alla serie evaporitica. I processi erosivi locali, seppur non rilevanti, sono legati principalmente alle acque meteoriche e al ruscellamento superficiale; la morfologia descritte individua, dolci versanti che degradano verso W-NW, per cui le azioni di ruscellamento procedono in tale direzione, in direzione trasversale alla direzione di drenaggio principale che assume direzione SW-NE.

L'erosione pluviale, legata all'impatto delle singole gocce di pioggia, è da intendersi come un'azione meccanica dovuta all'impatto delle gocce di pioggia sul terreno; data la natura litologica prevalente, principalmente argillosa, può produrre molteplici effetti quali anche eventuali fenomeni di scavernamenti localizzati in linee di flusso preferenziale con potenziali effetti di dilavamento.

4.4 Aspetti idrologici ed idrogeologici

L'idrografia superficiale della Sicilia include diversi bacini idrografici, riportati nella "Carta dei bacini idrografici e dei corpi idrici significativi superficiali" del Piano di Tutela delle acque della Sicilia.

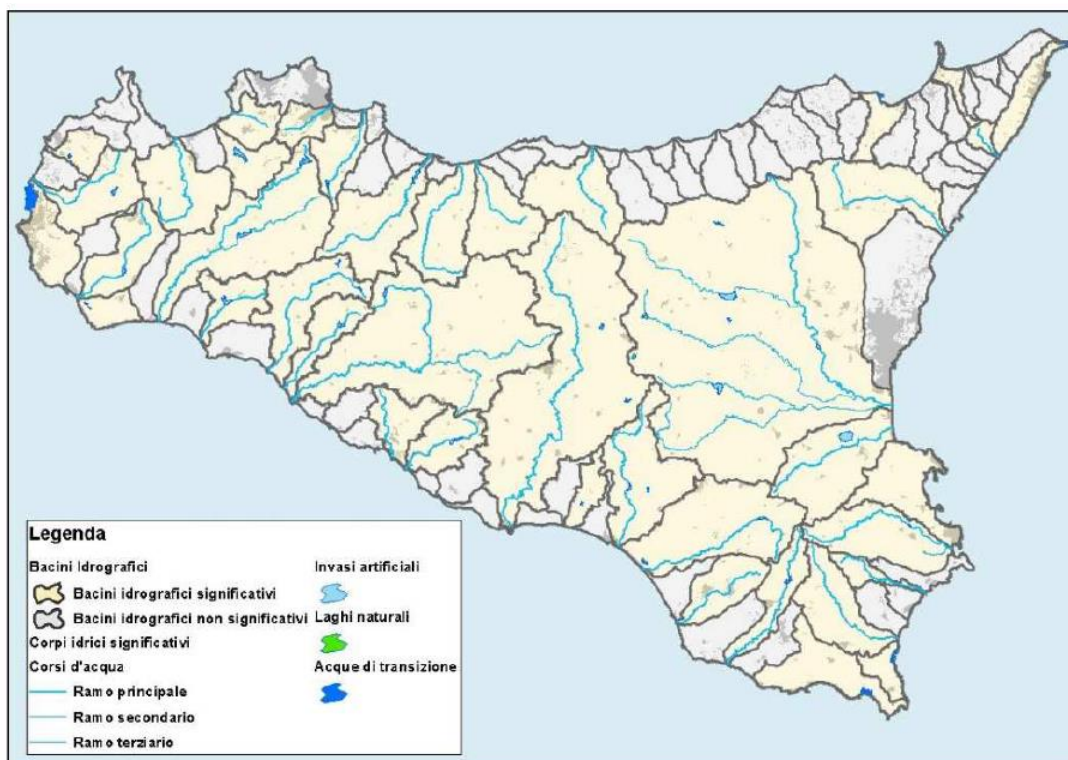


Figura 8 - Carta dei bacini idrografici e dei corpi idrici significativi superficiali (ARRA Sicilia, Piano di Tutela delle acque della Sicilia – Relazione generale)

- **L'asta principale**

Il contesto territoriale di Mussomeli afferisce al bacino del Platani, il quale s'inserisce tra il bacino del fiume Magazzolo ad Ovest e il bacino del Fosso delle Canne ad Est. Ha un'estensione di circa 1780,26 km²; si apre al mare Mediterraneo nei pressi di Capo Bianco, nel tratto costiero delimitato tra Sciacca e Siculiana Marina, con un fronte di circa 4 km in cui si imposta il delta del fiume.

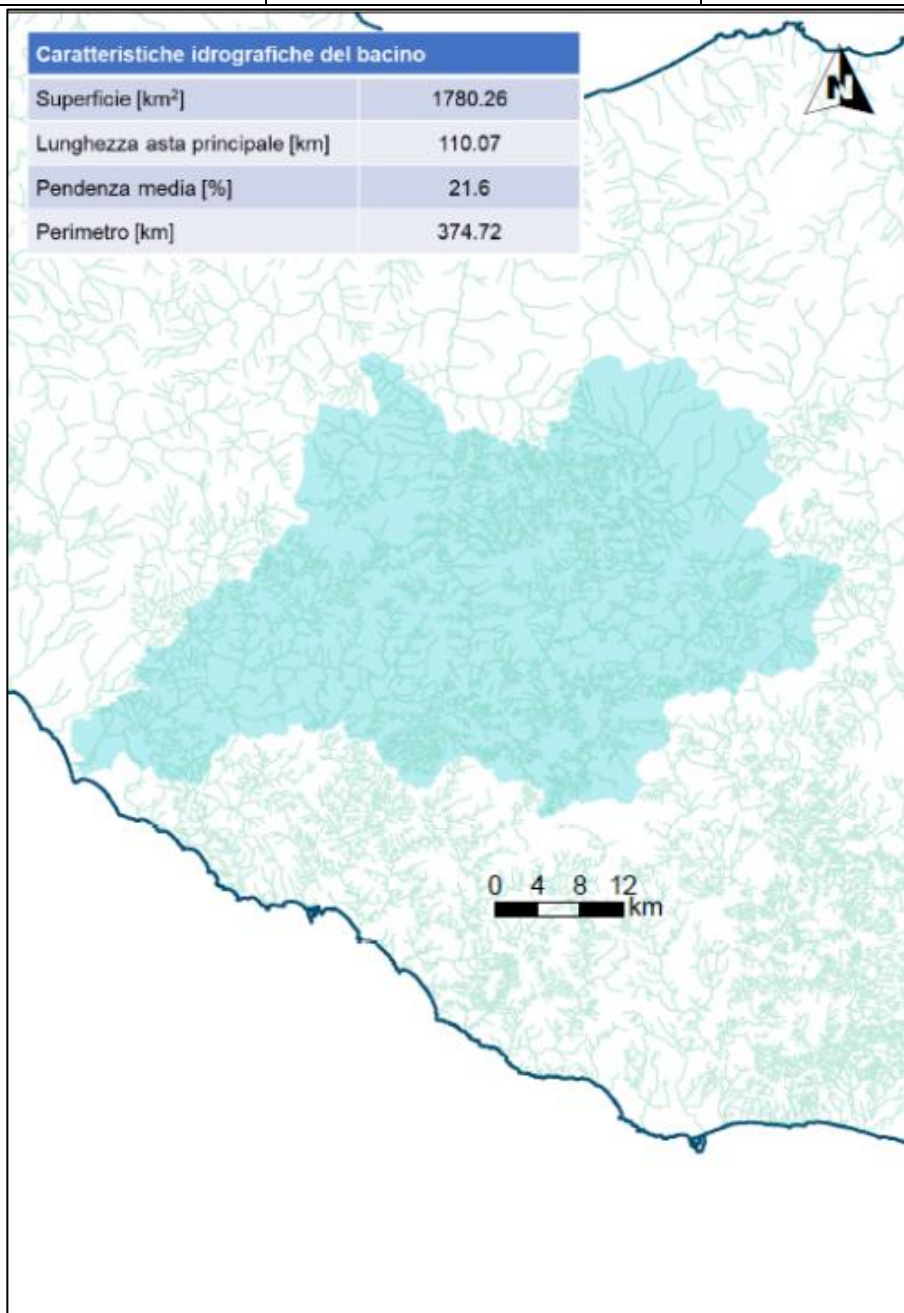


Figura 9 – Bacino Idrografico del Fiume Platani (Regione Sicilia)

Il fiume Platani nasce in prossimità di S. Stefano di Quisquina presso Cozzo Confessionario e si sviluppa per circa 103 Km. Lungo il suo percorso riceve le acque di molti affluenti tra i quali:

- il Vallone Morello che nasce presso Lercara Friddi e confluisce in sinistra idraulica a valle del centro abitato di Castronovo di Sicilia;
- il Vallone Tumarrano, che nasce presso Monte Giangianese e confluisce in sinistra presso San Giovanni Gemini;
- il fiume Gallo d'Oro e il fiume Turvoli;
- il Vallone di Aragona, che nasce presso il centro abitato di Aragona e confluisce in sinistra idraulica;

- il Vallone della Terra, il Vallone Gassena, il Vallone di Grifo, il Vallone Cacugliommero, il Vallone del Palo, il Vallone Spartiparenti, il Vallone di Arabona, Fosso Cavaliere e Fosso Stagnone.

Sull'alta valle del Platani, in località Stretta di Fanaco (Comune di Castronovo di Sicilia, in provincia di Palermo), sorge il serbatoio Fanaco, costruito nel 1956 ed in esercizio dal 1962 per l'utilizzo dei deflussi a scopo potabile ed irriguo con un volume utile di regolazione di 19,20 m³. Lo sbarramento sottende un bacino imbrifero di 46 km², mentre risultano allacciati circa 14 km² del bacino imbrifero del Vallone Cacugliommero.

Il Platani, prima di confluire a mare scorre in un'aperta valle a fondo sabbioso, piano e terrazzato, serpeggiando in un ricco disegno di meandri. La varietà di scorci paesaggistici offerti dai diversi aspetti che il fiume assume, dilatandosi nella valle per la ramificazione degli alvei o contraendosi per il paesaggio tra strette gole scavate nelle rocce, è certamente una delle componenti della sua bellezza.

- **Descrizione dei principali sottobacini**

Una suddivisione del bacino del Fiume Platani nei principali sottobacini è riportata nel Decreto Assessoriale Regionale Territorio e Ambiente del 4/7/2000.

Tale suddivisione è, in linea generale, quella del censimento dei Corpi Idrici contenuto nel Piano Regionale di Risanamento delle Acque della Regione Sicilia e viene di seguito riportata:

- Sottobacino del Fiume Turvoli;
- Sottobacino del Fiume Gallo d'Oro;
- Sottobacino del Fiume Salito;
- **Sottobacino del Torrente Belici.**

L'area di intervento è situata ad est del bacino del Torrente Belici, appartenente appunto al bacino idrografico del Fiume Platani, ricadente nel versante meridionale della Sicilia e si estende per circa 287 km².

Il bacino ricade nel territorio della provincia di Agrigento, Caltanissetta e Palermo e presenta un'altitudine massima di 1.081 m s.l.m. e media di 563 m s.l.m. Nel bacino ricadono i centri abitati di Valledolmo, Vallelunga Pratameno, Villalba e Marianopoli.

Il Torrente Belici nasce presso il centro abitato di Valledolmo con il nome di Torrente Celso e si sviluppa per circa 40 km fino alla confluenza con il Fiume Salito in c. da Cappello d'Acciaio, in territorio di Mussomeli a quota 200 m s.l.m. Lungo il suo percorso riceve le acque di diversi affluenti tra i quali il Vallone Verbumcaudo che nasce in prossimità di Pizzo Campanella, in territorio di Caltavuturo, e affluisce in sinistra presso contrada Buffa Corsa al confine tra il territorio di Vallelunga Pratameno e di Polizzi Generosa e il torrente Barbarico che nasce presso Portella del Morto, in territorio di Petralia Sottana, con il nome di Vallone del Ladro e confluisce in sinistra presso contrada Mercato della Sigma, in territorio di Petralia Sottana.

Le aste secondarie, talvolta effimere e solamente stagionali, che confluiscono nel Torrente Belici, caratterizzano l'idrografia di superficie dell'area di intervento.

L'idrogeologia locale è condizionata dai litotipi affioranti, i quali sono rappresentati da materiali argillosi e

calcareo-marnosi / calcareo-gessosi.

Ovviamente la permeabilità di tali litotipi condiziona la circolazione idrica sotterranea; le argille presentano basse permeabilità, mentre i calcari-marnosi e calcari-gessosi possono generare situazioni di circolazioni idriche sotterranee localizzate, a seconda dello stato di consistenza, fratturazione ecc. degli stessi.

4.5 Aspetti geotecnici e strutturali

Per gli aspetti geotecnici e strutturali si faccia riferimento alla relazione geotecnica e sulle fondazioni (cfr. MUS.ENG.REL.010_Relazione geotecnica) ed alla relazione preliminare sulle strutture (cfr. MUS.ENG.REL.004_Relazione preliminare di dimensionamento delle strutture).

5.0 CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO

5.1 Impianto agrivoltaico

L'impianto sarà realizzato con moduli fotovoltaici bifacciali provvisti di diodi di by-pass e ciascuna stringa di moduli farà capo ad uno string inverter, a sua volta connesso a cabine di trasformazione necessarie per l'innalzamento dalla bassa tensione alla media tensione richiesta per la connessione alla rete di distribuzione. Ogni lotto d'impianto sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra.

Il generatore fotovoltaico, nello specifico di questo impianto, sarà complessivamente costituito da n. 102.540 moduli fotovoltaici bifacciali o equivalenti, la cui potenza complessivamente installabile risulta essere pari a 70.239,90 kWp.

La tabella qui di seguito riassume le principali caratteristiche tecniche dell'impianto.

Numero strutture tracker:	n.1394 2x30 Portrait + n.630 2x15 Portrait
Numero moduli:	102.540
Potenza nominale moduli:	685 Wp
Potenza di picco:	70.239,90 kWp
Potenza nominale:	64.200,00 kWac
Massima potenza in immissione:	60.000,00 kW
Tipologia di trasformazione unit:	N.23 Trasformatori in resina da 3150 kVA (n.1 x 3000 kVA + n.15 x 2700 kVA + n.2 x 2400 kVA+ n.1 x 2100 kVA + n.4 x 1800 kVA) N.6 Trasformatori in resina da 1600 kVA (n. 4 x 1200 kVA + n. 2 x 900 kVA)
String inverter	N.214 - HUAWEI SUN2000-330KTL-H1 o similari
DC/AC Ratio:	1,09
Impianto Energy Storage BESS:	Potenza complessiva 15 MW a 30°C - Capacità di scarica 4 h

Tabella 12 - Dettagli tecnici dell'impianto

Ogni lotto avrà le seguenti caratteristiche tecniche:

- **Lotto 1**

Potenza di picco: 1.911,15 kW_p
Numero di String Inverter: 6
Numero di moduli: 2.790
Sistema BESS di potenza complessiva 15 MW a 30°C - Capacità di scarica 4 h

- **Lotto 2**

Potenza di picco: 19.111,50 kW_p
Numero di String Inverter: 58
Numero di moduli: 27.900

- **Lotto 3**

Potenza di picco: 3.575,70 kW_p
Numero di String Inverter: 11
Numero di moduli: 5.220

- **Lotto 4**

Potenza di picco: 15.186,50 kW_p
Numero di String Inverter: 47
Numero di moduli: 22.170

- **Lotto 5**

Potenza di picco: 13.891,80 kW_p
Numero di String Inverter: 42
Numero di moduli: 20.280

- **Lotto 6**

Potenza di picco: 7.685,70 kW_p
Numero di String Inverter: 23
Numero di moduli: 11.220

- **Lotto 7**

Potenza di picco: 2.055,00 kW_p
Numero di String Inverter: 6
Numero di moduli: 3.000

- **Lotto 8**

Potenza di picco: 2.260,50 kW_p
Numero di String Inverter: 7
Numero di moduli: 3.300

- **Lotto 9**

Potenza di picco: 2.630,40 kW_p
Numero di String Inverter: 8
Numero di moduli: 3.840

- **Lotto 10**

Potenza di picco: 1.931,70 kW_p

Numero di String Inverter: 6

Numero di moduli: 2.820

Come indicato nella STMG, l'impianto verrà collegato in antenna a 150 kV con la sezione 150 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 380/150 kV della RTN, da inserire in entra – esce sul futuro elettrodotto RTN a 380 kV della RTN “Chiamonte Gulfi - Ciminna”, previsto nel Piano di Sviluppo Terna, cui raccordare la rete AT afferente alla SE RTN di Caltanissetta.

Il collegamento tra l'impianto e la Sottostazione Utente avverrà mediante cavidotti MT secondo gli schemi elettrici riportati negli elaborati di progetto. Il cavidotto MT sarà realizzato principalmente lungo la viabilità esistente o di nuova realizzazione prevista a servizio dell'impianto fotovoltaico e per brevi tratti su terreni agricoli, per i quali si prevede di avviare la procedura di esproprio. Le singole Transformation Unit di ogni lotto sono collegate tra loro in entra-esce tramite un cavidotto MT.

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, i requisiti riportati nelle “Linee guida in materia di impianti agrivoltaici” del Ministero della Transizione Ecologica - Dipartimento per l'energia e dalla “Consultazione pubblica Misura PNRR: Piano di Ripresa e Resilienza, Missione 2 (Rivoluzione verde e Transizione ecologica), Componente 2 (Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile), Investimento 1.1 (Sviluppo Agrovoltico)”.

Nella tabella qui di seguito sono sintetizzati i requisiti tecnici e di esercizio necessari affinché un impianto fotovoltaico possa essere definito “agrivoltaico”.

Definizione	Requisiti	
Impianto fotovoltaico realizzato in area agricola come "agrivoltaico"	A + B (+D.2)	<p>A - l'impianto rientra nella definizione di "agrivoltaico"</p> <ul style="list-style-type: none"> A.1 Superficie minima coltivata: $S_{agricola} \geq 0,7 \cdot S_{tot}$ A.2 Percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli: $LAOR \leq 40\%$ <p>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</p> <ul style="list-style-type: none"> B.1 Continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento B.2 Producibilità elettrica dell'impianto agrivoltaico, rispetto ad un impianto standard e il mantenimento in efficienza della stessa: $FV_{agri} \geq 0,6 \cdot FV_{standard}$ [GWh/ha/anno] <p>D.2 Monitoraggio relativo alla continuità dell'attività agricola</p>

Tabella 13 - Requisiti tecnici e di esercizio necessari affinché un impianto fotovoltaico possa essere definito "agrivoltaico"

Per il suddetto impianto è stata condotta una verifica preliminare del requisito A (l'impianto rientra nella definizione di "agrivoltaico"); più dettagliatamente sono stati calcolati:

A.1 Superficie minima coltivata:

$$S_{agricola} \geq 0,7 \cdot S_{tot}$$

A.2 Percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli:

$$LAOR \leq 40\%$$

Poiché un sistema agrivoltaico può essere costituito da un'unica "tessera" o da un insieme di tessere - anche nei confini di proprietà di uno stesso lotto, o azienda - le definizioni relative al sistema agrivoltaico si intendono riferite alla singola tessera.

I risultati della verifica effettuata sulle singole tessere costituenti i lotti di impianto sono sintetizzati in Tabella 5, dalla quale si evince il soddisfacimento del requisito A.

Lotto	Tessera	Agricola (%)	AfV LAOR (%)
1	1	76%	27%
2	1	72%	27%
	2	79%	14%
	3	72%	19%
	4	74%	16%
	5	71%	24%
	6	82%	33%
	7	82%	33%
	8	72%	24%
	9	72%	25%
3	1	75%	31%
	2	72%	31%
	3	72%	21%
	4	75%	28%
4	1	71%	25%
	2	83%	28%
	3	80%	25%
	4	83%	31%
	5	87%	35%
	6	91%	35%
	7	74%	25%
	8	78%	21%
	9	79%	30%
	10	75%	24%
	11	77%	23%
	12	80%	30%
	13	79%	29%
	14	75%	24%
5	1	83%	29%
	2	77%	25%
	3	85%	17%
	4	79%	16%
	5	72%	12%
	6	79%	16%
6	1	78%	24%
	2	86%	17%
	3	92%	36%
	4	83%	26%
	5	87%	24%
	6	92%	30%
7	1	76%	14%
	2	87%	26%
	3	73%	15%
	4	77%	18%
8	1	76%	19%
	2	91%	35%

Lotto	Tessera	Agricola (%)	A _{FV} LAOR (%)
9	1	83%	25%
	2	74%	22%
	3	73%	19%
	4	72%	12%
	5	84%	28%
10	1	86%	33%

Tabella 14 - Sintesi dei risultati relativi alla verifica del soddisfacimento del Requisito A

Per la verifica al soddisfacimento del requisito B.2 ($FV_{agri} \geq 0,6 \cdot FV_{standard}$ [GWh/ha/anno]) è stata stimata una producibilità elettrica annua dell'impianto agrivoltaico pari a 0,9347 GWh/ha/anno, mentre la producibilità elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico standard, come definito nelle "Linee guida in materia di impianti agrivoltaici", è pari a 0,7176 GWh/ha/anno; dunque il soddisfacimento del requisito B.2 risulta rispettato.

L'analisi sulla producibilità media annua è stata condotta mediante il software PVSyst v.7.2, Per maggiori dettagli si rimanda al Capitolo 6.0.

5.2 Sistema BESS – Battery Storage Energy System

L'impianto fotovoltaico sarà integrato con un sistema BESS di potenza pari a 15 MW con una durata di scarica di 4 h, che permette di garantire un'alta qualità dell'energia immessa in rete, evitando innanzitutto le possibili fluttuazioni naturali di potenza, tipiche degli impianti rinnovabili, e migliorandone di conseguenza le prestazioni tecniche ed economiche.

Il sistema di stoccaggio dell'energia previsto fornirà servizi di regolazione della frequenza primaria, servizi di regolazione secondaria e terziaria e riduzione degli squilibri.

Il progetto proposto, in particolare, prevede l'installazione di un impianto di accumulo energetico composto da:

- 20 Cabinati prefabbricati (shelter/container) contenenti le batterie al litio ferro fosfato per l'accumulo dell'energia, con dimensioni pari a (L x h x p) 9,34 x 1,73 x 2,60 m;
- 5 cabinati prefabbricati contenenti gli Inverter (Power Converter Station, PCS con 0.25 - Constant Power), con dimensioni (L x H x p) 6,06 x 2,90 x 2,44 m;
- 5 trasformatori BT/MT, uno per ogni per ogni PCS.

Il sistema BESS verrà collegato tramite dei cavidotti MT alla cabina di raccolta.

La configurazione finale del BESS, in termini di numero di contenitori batteria, sistemi di conversione e moduli batteria, è stata definita in base alle scelte progettuali relative alle specifiche tecniche condivise dal fornitore del sistema, di seguito riportate:

- **Batterie Litio-Ferro-Fosfato**

SUNGROW
Clean power for all

Type designation	ST2752UX
Battery Data	
Cell type	LFP
Battery capacity (BOL)	2752 kWh
System output voltage range	1300 – 1500 V
General Data	
Dimensions of battery unit (W * H * D)	9340*2520*1730 mm
Weight of battery unit	26,000 kg
Degree of protection	IP 55
Operating temperature range	-30 to 50 °C (> 45 °C derating)
Relative humidity	0 ~ 95 % (non-condensing)
Max. working altitude	3000 m
Cooling concept of battery chamber	Liquid cooling
Fire safety standard/Optional	Deluge sprinkler heads (standard), Fused sprinkler heads (optional), NFPA69 explosion prevention and ventilation IDLH gases (optional)
Communication interfaces	RS485, Ethernet
Communication protocols	Modbus RTU, Modbus TCP
Compliance	CE, IEC 62477-1, IEC 61000-6-2, IEC61000-6-4, IEC62619
2 HOURS APPLICATION-ST2752UX*4-5000UD-MV	
BOL kWh (DC/AC LV Side)	11,008 kWh DC / 10,379 kWh AC
ST2752UX Quantity	4
PCS Model	SC5000UD-MV
4 HOURS APPLICATION-ST2752UX*8-5000UD-MV	
BOL kWh (DC/AC LV Side)	22,016 kWh / 21,448 kWh
ST2752UX Quantity	8
PCS Model	SC5000UD-MV
Grid Connection Data	
Max.THd of current	< 3 % (at nominal power)
DC component	< 0.5 % (at nominal power)
Power factor	> 0.99 (at nominal power)
Adjustable power factor	1.0 leading – 1.0 lagging
Nominal grid frequency	50 / 60 Hz
Grid frequency range	45 – 55 Hz / 55 – 65 Hz
Transformer	
Transformer rated power	5,000 kVA
LV/MV voltage	0.95 kV / 33 kV
Transformer cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request



• PCS (Power Converter Station)



System Type	SC2750UD-MV	SC3150UD-MV	SC3450UD-MV
DC side			
Max. DC voltage		1500 V	
Min. DC voltage	800 V	915 V	1000 V
DC voltage range	800 – 1500 V	915 – 1500 V	1000 – 1500 V
Max. DC current		1935 A * 2	
No. of DC inputs		2	
AC side (Grid)			
AC output power	2750 kVA @ 45 °C 3025 kVA @ 30 °C	3150 kVA @ 45 °C 3465 kVA @ 30 °C	3450 kVA @ 45 °C 3795 kVA @ 30 °C
Max. AC output current		3174 A	
Nominal AC voltage	550 V	630 V	690 V
AC voltage range	484 – 605 V	554 – 693 V	607 – 759 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range		50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
Harmonic (THD)		< 3 % (at nominal power)	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor		>0.99 / 1 leading – 1 lagging	
Adjustable reactive power range		-100 % – 100 %	
Feed-in phases / AC connection		3 / 3-PE	
AC side (Off-Grid)			
Inverter port nominal AC voltage	550 V	630 V	690 V
Inverter port AC voltage range	484 – 605 V	554 – 693 V	607 – 759 V
AC voltage distortion		< 3 % (Linear load)	
DC voltage component		< 0.5 % Un (Linear balance load)	
Unbalance load capacity		100%	
Nominal Voltage frequency / Voltage frequency range		50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
Efficiency			
Inverter Max. efficiency		99.0 %	
Transformer			
Transformer rated power	2750 kVA	3150 kVA	3450 kVA
Transformer max. power	3025 kVA	3465 kVA	3795 kVA
LV / MV voltage	0.55 kV / (20 – 35) kV	0.63 kV / (20 – 35) kV	0.69 kV / (20 – 35) kV
Transformer vector		Dy11	
Transformer cooling type		ONAN	
Oil type		Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request	
Protection			
DC input protection		Load break switch + fuse	
Inverter output protection		Circuit breaker	
AC output protection		Circuit breaker	
Surge protection		DC Type II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring		Yes / Yes	
Insulation monitoring		Yes	
Overheat protection		Yes	
General Data			
Dimensions (W*H*D)		6058*2896*2438 mm	
Weight		16000 kg	
Degree of protection		IP54 (Inverter: IP65)	
Operating ambient temperature range		-35 to 60 °C (> 45 °C derating)	
Allowable relative humidity range		0 – 100 %	
Cooling method		Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude		1000 m (Standard) / > 1000 m (Optional)	
Display		LED, WEB HMI	
Communication		RS485, CAN, Ethernet	
Compliance		CE, IEC 62477-1, IEC 61000-6-2, IEC61000-6-4	
Grid support		L/HVRT, L/HFRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Volt-var, Volt-watt, Frequency-watt	

6.0 ANALISI DI PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO

I dati sulla risorsa solare relativi al sito di installazione dell'impianto agrivoltaico sono stati desunti dal software PV_{SYST} Version 7.2.



PVsyst V7.4.2

VC0, Simulation date:
04/09/23 16:42
with v7.4.2

Project: Mussomeli

Variant: 2PX30_TrinaSolar_685W_pitch10.0m

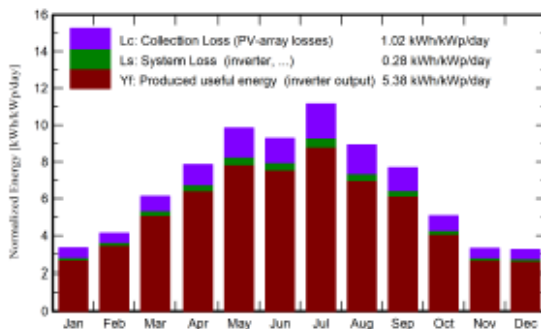
WSP Italia S.r.l. (Italy)

Main results

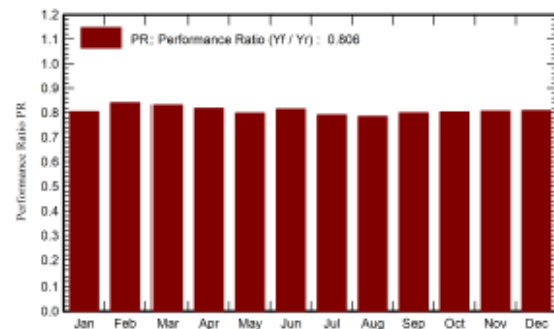
System Production

Produced Energy (P50)	138.04 GWh/year	Specific production (P50)	1965 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	80.61 %
Produced Energy (P75)	134.85 GWh/year	Specific production (P75)	1920 kWh/kWp/year		
Produced Energy (P90)	131.97 GWh/year	Specific production (P90)	1879 kWh/kWp/year		
Apparent energy	138.04 GVAh/year				

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	72.4	35.13	8.83	103.3	83.9	6.13	5.84	0.805
February	84.4	41.99	6.87	115.6	98.0	7.16	6.83	0.841
March	137.7	55.42	9.06	190.2	164.1	11.67	11.11	0.832
April	175.2	60.17	14.37	235.8	207.3	14.27	13.56	0.818
May	228.3	74.43	19.04	305.0	288.6	18.03	17.12	0.799
June	210.2	73.10	21.21	278.4	252.4	16.81	15.96	0.816
July	252.0	62.23	25.58	345.5	312.0	20.26	19.21	0.791
August	200.6	64.70	25.17	276.6	240.4	16.04	15.25	0.785
September	166.3	57.38	22.07	230.4	200.4	13.60	12.95	0.800
October	113.2	42.83	18.73	157.4	134.0	9.32	8.88	0.803
November	70.2	35.78	12.06	99.3	81.5	5.90	5.62	0.806
December	68.5	32.68	8.62	100.5	81.8	5.99	5.72	0.809
Year	1777.0	635.85	16.03	2438.0	2124.4	145.19	138.04	0.806

Legends

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

Figura 10 – Risultati relativi alla producibilità dell'impianto agrivoltaico "Mussomeli".

La producibilità dell'impianto agrivoltaico di Mussomeli è pari a 138,04 GWh/year con producibilità specifica pari a 1965 kWh/kWp/year e performance rateo 80,61%.

Per la verifica del soddisfacimento del requisito B.2 è stata stimata la producibilità elettrica specifica annua di riferimento di un impianto fotovoltaico standard aventi le seguenti caratteristiche definite all'interno delle Linee Guida del MITE:

- collocato sullo stesso sito dell'impianto agrivoltaico proposto
- caratterizzato da moduli con efficienza del 20%

La producibilità elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico standard, calcolato con lo stesso software risulta pari a 105,98 GWh/year, corrispondente ad un valore pari a 0,7176 GWh/ha/anno.

Dunque il soddisfacimento del requisito B.2 risulta più che rispettato.

Nella figura seguente è riportata una sintesi di dettaglio sulla producibilità dell'impianto standard.



PVsyst V7.4.2

VC1, Simulation date:
04/09/23 17:30
with v7.4.2

Project: Mussomeli

Variant: Impianto Standard Mussomeli

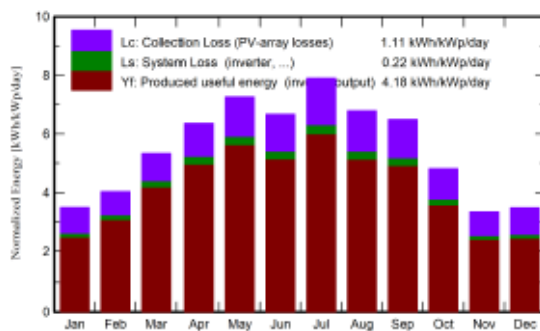
WSP Italia S.r.l. (Italy)

Main results

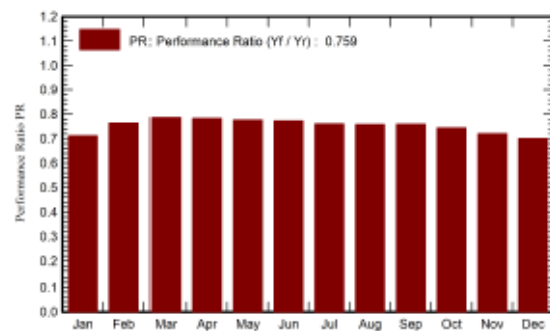
System Production

Produced Energy (P50)	105.98 GWh/year	Specific production (P50)	1525 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	75.87 %
Produced Energy (P75)	103.53 GWh/year	Specific production (P75)	1490 kWh/kWp/year		
Produced Energy (P90)	101.32 GWh/year	Specific production (P90)	1458 kWh/kWp/year		
Apparent energy	105.98 GVAh/year				

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	72.4	35.13	8.83	108.2	89.6	5.65	5.35	0.712
February	84.4	41.99	8.87	112.9	99.1	6.31	6.00	0.764
March	137.7	55.42	9.06	165.3	151.8	9.51	9.03	0.786
April	175.2	60.17	14.37	190.6	178.4	10.93	10.38	0.783
May	226.3	74.43	19.04	225.0	210.3	12.76	12.14	0.776
June	210.2	73.10	21.21	200.0	188.6	11.29	10.75	0.773
July	252.0	62.23	25.58	244.9	230.3	13.61	12.95	0.761
August	200.6	64.70	25.17	210.4	196.9	11.66	11.08	0.758
September	166.3	57.38	22.07	194.8	181.3	10.81	10.28	0.759
October	113.2	42.83	18.73	149.3	134.3	8.14	7.73	0.744
November	70.2	35.78	12.06	100.2	84.9	5.30	5.02	0.721
December	68.5	32.68	8.62	108.1	88.3	5.55	5.27	0.701
Year	1777.0	635.85	16.03	2009.8	1831.8	111.53	105.98	0.759

Legends

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

Figura 11 –Principali risultati relativi alla producibilità dell’impianto fotovoltaico standard.

7.0 DESCRIZIONE DEGLI INTERVENTI

7.1 Fase di cantiere

Con riferimento all'elaborato progettuale "MUS.ENG.REL.014.00_Cronoprogramma dei lavori", per le attività di cantiere relative alla costruzione dell'impianto fotovoltaico in oggetto, sono previste tempistiche di circa 18 mesi.

7.1.1 Accantieramento

L'accantieramento prevede la realizzazione di varie strutture logistiche in relazione alla presenza di personale, mezzi e materiali. La cautela nella scelta delle aree da asservire alle strutture logistiche mira ad evitare di asservire stabilmente o manomettere aree non altrimenti comunque già trasformate o da trasformare in relazione alla funzionalità dell'impianto che si va a realizzare.

Verranno utilizzati gli impianti tecnologici già esistenti e funzionali per derivarne le utilities in fase di cantiere.

Nell'allestimento e nella gestione dell'impianto di cantiere saranno rispettate le norme in vigore all'atto dell'apertura dello stesso, in ordine alla sicurezza (ai sensi del D.lgs. 81/08 e s.m.i.), agli inquinamenti di ogni specie, acustico ed ambientale.

7.1.2 Preparazione dei suoli

Per la preparazione dei suoli si prevede il taglio raso terra di vegetazione erbacea e arbustiva con triturazione senza asportazione dei residui, seguito da livellamenti e regolarizzazione del sito. Dall'analisi del rilievo planoaltimetrico si prevede di operare livellamenti del terreno esistente regolarizzando localmente le pendenze laddove necessario al fine di evitare ristagni di acque meteoriche o di scorrimento superficiale al di fuori delle aree eventualmente riservate a tale destinazione ambientale.

7.1.3 Consolidamento e piste di servizio

Le superfici interessate dalla realizzazione della viabilità di servizio e di accesso, o destinate all'alloggiamento dei pannelli, saranno riutilizzate, regolarizzate ed adattate mediante costipazione e rialzo con materiali compatti di analoga o superiore impermeabilità rispetto al sottofondo in ragione della zona di intervento, al fine di impedire ristagni d'acque entro i tracciati e rendere agevole il transito ai mezzi di cantiere, alle macchine operatrici e di trasporto del personale dedicato a controllo e manutenzione in esercizio.

7.1.4 Adattamento della viabilità esistente e realizzazione della viabilità interna

È previsto il riutilizzo e l'adattamento della viabilità esistente qualora la stessa non sia idonea al passaggio degli automezzi per il trasporto dei componenti e delle attrezzature d'impianto. La strada principale esistente di accesso al sito costituirà l'asse di snodo della viabilità d'accesso ai campi fotovoltaici. La viabilità interna al sito presenterà una larghezza minima di 3,5 m e sarà in rilevato di 10 cm rispetto al piano campagna.

7.1.5 Opere di regimazione idraulica superficiale

Per il posizionamento dell'impianto potranno essere richiesti interventi di spianamento di porzioni di terreno più acclive, che potrebbero apportare variazioni alla morfologia attuale. In ogni caso, tutte le opere connesse alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico saranno realizzate in maniera tale da non creare ostruzione al normale deflusso delle acque di ruscellamento convogliate dai canali principali presenti nell'area da adeguare. Solo una parte degli impluvi presenti nelle aree di impianto saranno soggetti a una riprofilatura interna, per consentire di sfruttare maggiormente l'area per l'installazione dei pannelli fotovoltaici, rimanendo sempre nell'ottica del mantenimento dell'idraulica del territorio e del rispetto dell'invarianza idraulica (vedi *MUS.ENG.REL.011._RELAZIONE IDROLOGICA-IDRAULICA*).

7.1.6 Realizzazione della recinzione dell'area, del sistema di illuminazione, della rete di videosorveglianza e sorveglianza tecnologica

Si provvederà alla realizzazione delle recinzioni a protezione dell'impianto.

La recinzione di nuova realizzazione avrà un'altezza di 2,5 m e sarà costituita da una maglia metallica 50x50 mm, ancorata a pali in acciaio zincato, questi ultimi sorretti da fondamenta che saranno dimensionate in funzione delle proprietà geomeccaniche del terreno. Il sistema di illuminazione sarà limitato all'area di gestione dell'impianto.

Gli apparati di illuminazione non consentiranno l'osservazione del corpo illuminante dalla linea d'orizzonte e da angolatura superiore, ad evitare di costituire fonti di ulteriore inquinamento luminoso e di disturbo per abbagliamento dell'avifauna notturna o a richiamare e concentrare popolazioni di insetti notturni.

Il livello di illuminazione verrà contenuto al minimo indispensabile, mirato alle aree e fasce sottoposte a controllo e vigilanza per l'intercettazione degli accessi impropri.



Figura 12 – Tipologico recinzione di progetto

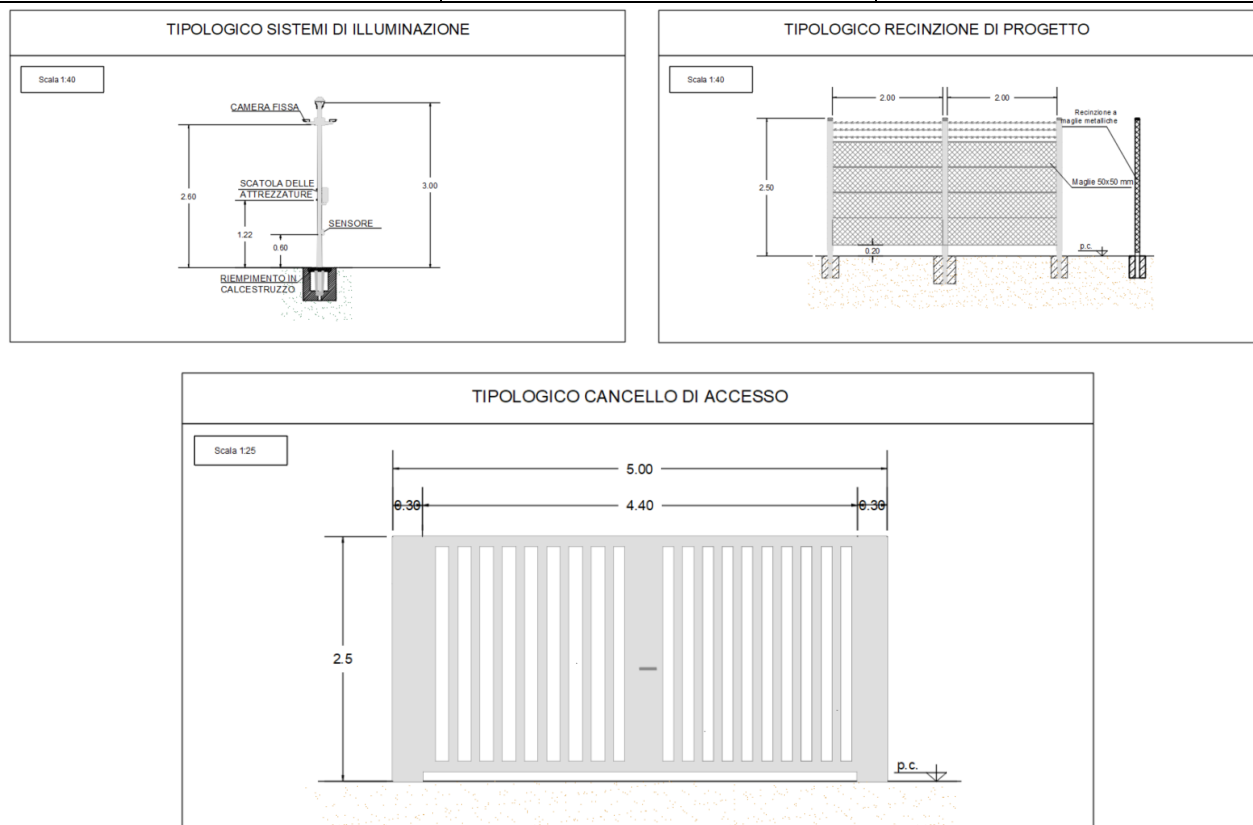


Figura 13: Stralcio elaborato “MUS.ENG.TAV.038._Tipico recinzione, cancelli e illuminazione”

7.1.7 Posizionamento delle strutture di supporto e montaggi

Le opere meccaniche per il montaggio delle strutture di supporto e su di esse dei moduli fotovoltaici non richiedono attrezzature particolari. Le strutture, per il sostegno dei moduli fotovoltaici, sono costituite da elementi metallici modulari, uniti tra loro a mezzo bulloneria in acciaio inox.

Il loro montaggio si determina attraverso:

- Installazione dei pali per il fissaggio di tali strutture al suolo;
- Montaggio Testa;
- Montaggio Trave primaria;
- Montaggio Orditura secondaria;
- Montaggio pannelli fotovoltaici bifacciali;
- Verifica e prove su struttura montata.

7.1.8 Installazione e posa in opera dell'impianto fotovoltaico

Al fine di chiarire gli interventi finalizzati alla posa in opera dell'impianto fotovoltaico in oggetto si riporta di seguito una descrizione sintetica delle principali parti costituenti un impianto di questa tipologia.

L'impianto sarà realizzato con moduli fotovoltaici monocristallini provvisti di diodi di by-pass e ciascuna stringa di moduli farà capo ad una String box dotata di fusibili sia sul polo positivo che sul negativo e di un sezionatore in continua. Esso sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra.

Il generatore fotovoltaico, nello specifico di questo impianto, sarà costituito da n. 102.540 moduli fotovoltaici bifacciali o equivalenti, la cui potenza complessivamente installabile risulta essere pari a 70.239,90 kWp.

Per poter connettere l'impianto alla rete di distribuzione nazionale sarà necessario installare dei gruppi di conversione realizzati in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso del singolo gruppo di conversione sono compatibili con quelli d'impianto, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto. Il gruppo di conversione è basato su inverter a commutazione forzata, con tecnica PWM, privo di clock e/o riferimenti interni in grado di operare in modo completamente automatico e di inseguire il punto di massima potenza (MPPT) del generatore fotovoltaico. I gruppi saranno a loro volta alloggiati all'interno di cabine prefabbricate.

L'impianto sarà dotato di sistema di protezione generale e sistema di protezione di interfaccia, conformi alla normativa CEI 0-16.

Il dispositivo di interfaccia, sul quale agiscono le protezioni, è integrato nel quadro corrente alternata "QCA".

Dette protezioni saranno corredate di una certificazione di conformità emessa da organismo accreditato.

L'impianto sarà dotato di un'apparecchiatura di monitoraggio della quantità di energia prodotta dall'impianto e delle rispettive ore di funzionamento.

7.1.9 Realizzazione / posizionamento opere civili

È previsto il posizionamento di:

- n. 29 container prefabbricati per l'alloggio dei trasformatori BT/MT e relativi quadri elettrici, che avranno dimensioni 6,058 x 2,438 x 2,896 m;
- n. 1 cabina di raccolta, di dimensioni 9,0 x 2,5 x 2,9 m circa;
- n. 3 cabina di raccolta, di dimensioni 9,0 x 6,0 x 2,9 m circa;
- n. 1 cabina SCADA prefabbricata, di dimensioni 5,3 x 2,5 x 2,9 m circa, per la lettura di misure e segnali di allarme provenienti dalle apparecchiature collegate al sistema di comunicazione.

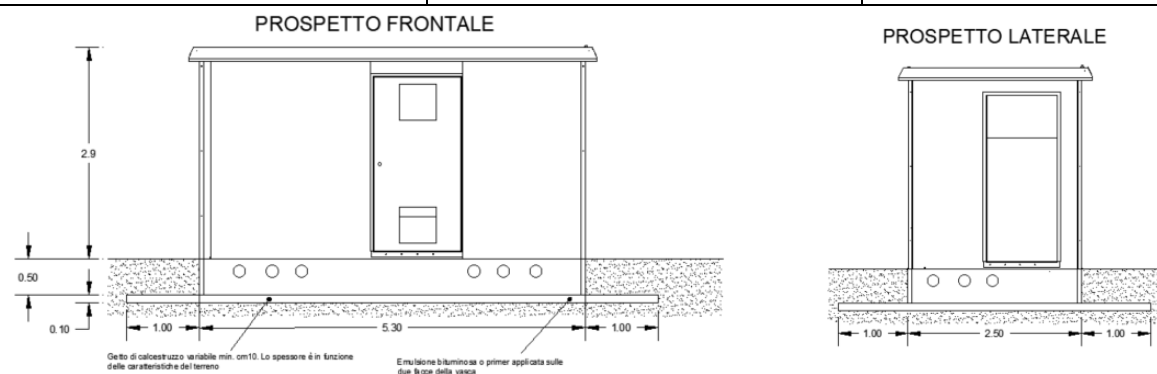


Figura 14: Stralcio elaborato “MUS.ENG.TAV.032.00_Cabine di impianto-Locale di raccolta e cabina SCADA”

I suddetti edifici saranno di tipo prefabbricato, realizzati ad elementi componibili prefabbricati in calcestruzzo armato vibrato o a struttura monoblocco, tali da garantire pareti interne lisce senza nervature e una superficie interna costante lungo tutte le sezioni orizzontali. Il calcestruzzo utilizzato per la realizzazione degli elementi costituenti il box sarà additivato con idonei fluidificanti-impermeabilizzanti al fine di ottenere un'adeguata protezione contro le infiltrazioni d'acqua per capillarità.

Le pareti saranno realizzate in conglomerato cementizio vibrato, adeguatamente armate di spessore non inferiore a 9 cm. Sulla parete lato finestre sarà fissato un passante in materiale plastico, annegato nel calcestruzzo in fase di getto, per consentire il passaggio di cavi elettrici temporanei. Il pavimento a struttura portante avrà uno spessore minimo di 10 cm. La copertura sarà a due falde, lati corti, ed avrà una pendenza del 2% su ciascuna falda. Sarà inoltre dotata, per la raccolta e l'allontanamento dell'acqua piovana sui lati lunghi, di due canalette in VTR di spessore di 3 mm. La copertura sarà inoltre protetta da un idoneo manto impermeabilizzante prefabbricato costituito da membrana bitume-polimero. Preliminarmente alla posa in opera del box, sul sito prescelto verrà interrato il basamento d'appoggio prefabbricato in c.a.v., realizzato in monoblocco o ad elementi componibili in modo da creare una vasca stagna sottostante tutto il locale consegna dello spessore netto di almeno 50 cm. La cabina sarà perfettamente rifinita sia internamente che esternamente. Gli eventuali giunti di unione delle strutture e tutto il perimetro del box nel punto di appoggio con il basamento, saranno sigillati per una perfetta tenuta d'acqua. Le pareti interne ed il soffitto saranno inoltre tinteggiate con pitture a base di resine sintetiche. Le pareti esterne saranno trattate con rivestimento murale plastico idrorepellente costituito da resine sintetiche pregiate, polvere di quarzo, ossidi coloranti ed additivi che garantiranno il perfetto ancoraggio sul manufatto, resistenza agli agenti atmosferici anche in ambiente industriale e marino, inalterabilità del colore alla luce solare e stabilità agli sbalzi di temperatura.

I container delle cabine di trasformazione saranno posizionati su fondazioni costituite da platee in CLS gettato in opera e ad esse ancorate, avranno una destinazione d'uso esclusivamente tecnica e serviranno ad alloggiare i trasformatori BT/MT e i quadri di parallelo in corrente alternata.

Il container sarà fissato sulla fondazione utilizzando materiali ignifughi e resistenti alla corrosione ed agli agenti atmosferici

PROSPETTO LATERALE

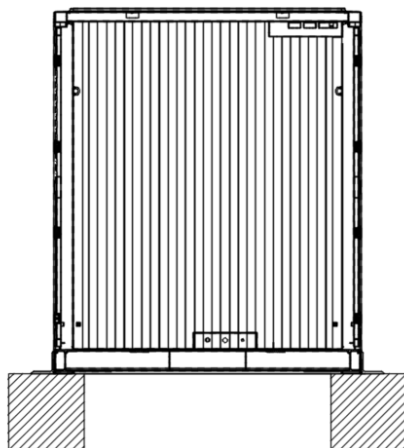


Figura 15: Stralcio elaborato “MUS.ENG.TAV.027._Tipologico Transformation unit”

L'impianto agrivoltaico sarà integrato con un sistema BESS di potenza pari a 15 MW con una durata di scarica di 4 h che prevede l'installazione di:

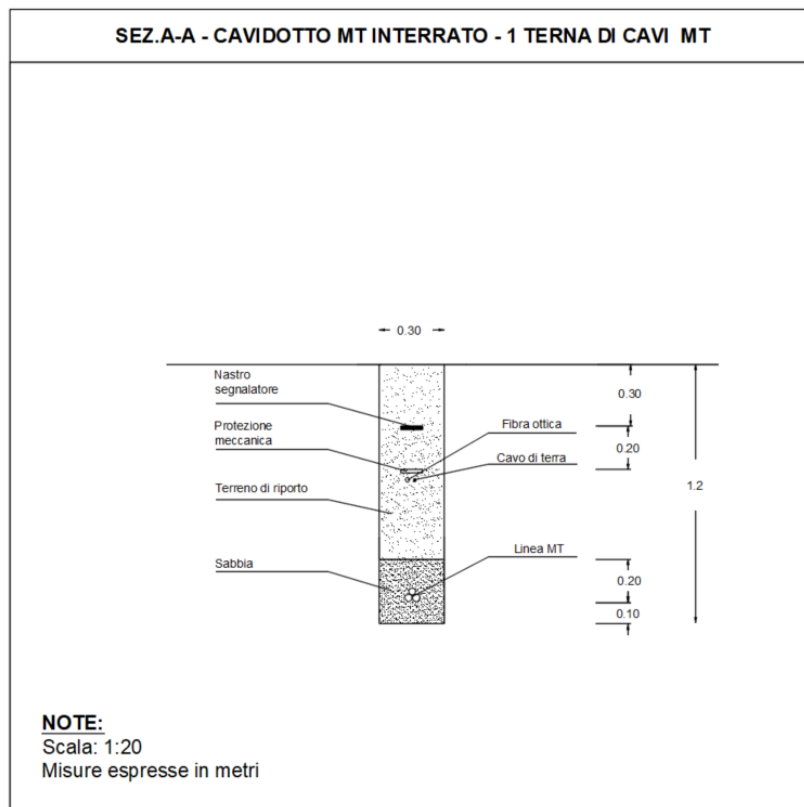
- 20 Cabinati prefabbricati (shelter/container) contenenti le batterie al litio ferro fosfato per l'accumulo dell'energia, con dimensioni pari a (L x h x p) 9,34 x 1,73 x 2,60 m;
- 5 cabinati prefabbricati contenenti gli Inverter (Power Converter Station, PCS con 0.25 - Constant Power), con dimensioni (L x H x p) 6,06 x 2,90 x 2,44 m;
- 5 trasformatori BT/MT, uno per ogni per ogni PCS.

7.1.10 Realizzazione dei cavidotti interrati

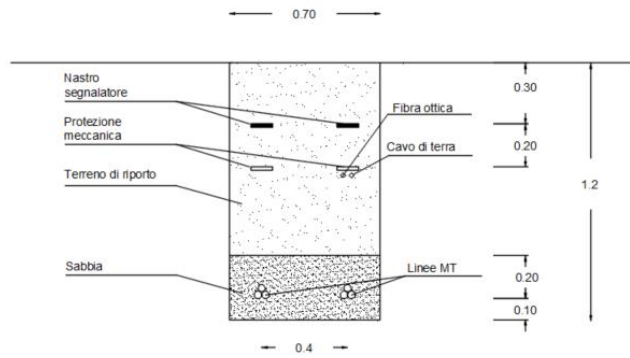
Il trasporto dell'energia elettrica prodotta dai moduli della centrale fotovoltaica avverrà mediante cavi interrati. Per quanto riguarda i cavi di media tensione che consentiranno il collegamento in entra-esce tra le Trasformation Unit, tra le Trasformation Unit e le cabine di raccolta e tra le cabine di raccolta e la Sottostazione di Utenza saranno previste sette diverse tipologie di trincee di larghezza e profondità variabile a seconda del numero di cavidotti interrati:

- Una terna interrata: trincea larga 0,30 m e profonda 1,2 m;
- Due terne interrate nello stesso scavo: trincea larga 0,70 m e profonda 1,2 m;
- Tre terne interrate nello stesso scavo: trincea larga 1,08 m e profonda 1,2 m;
- Quattro terne interrate nello stesso scavo: trincea larga 0,70 m e profonda 1,5 m;
- Cinque terne interrate nello stesso scavo: trincea larga 1,08 m e profonda 1,5 m;
- Sei terne interrate nello stesso scavo: trincea larga 1,08 m e profonda 1,5 m;
- Sei terne interrate su asfalto nello stesso scavo: trincea larga 1,08 m e profonda 1,5 m;

Relativamente ai cavi di bassa tensione, il tracciato dei cavidotti verrà dettagliato in fase esecutiva.

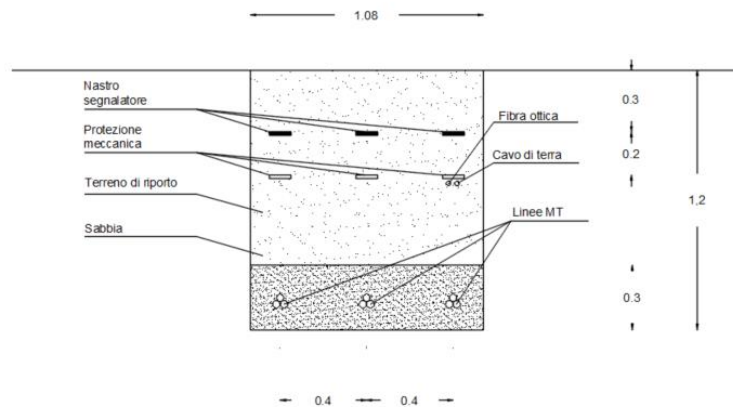


SEZ.B-B - CAVIDOTTO MT INTERRATO - 2 TERNE DI CAVI MT



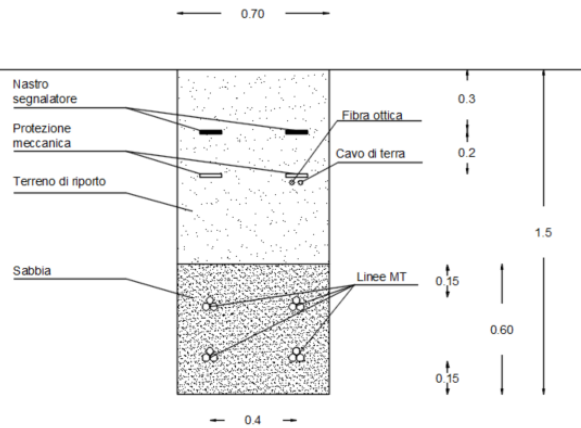
NOTE:
 Scala: 1:20
 Misure espresse in metri

SEZ.C-C - CAVIDOTTO MT INTERRATO - 3 TERNE DI CAVI MT



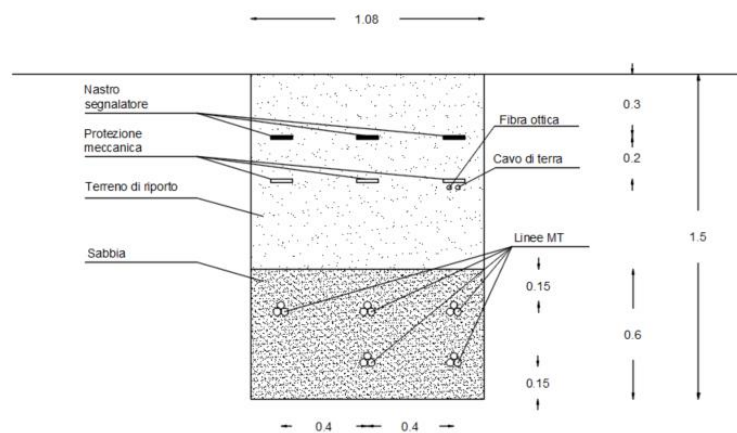
NOTE:
 Scala: 1:20
 Misure espresse in metri

SEZ.D-D - CAVIDOTTO MT INTERRATO - 4 TERNE DI CAVI MT



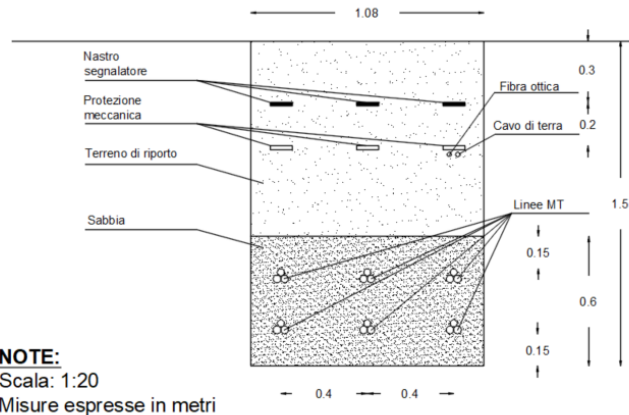
NOTE:
 Scala: 1:20
 Misure espresse in metri

SEZ.E-E - CAVIDOTTO MT INTERRATO - 5 TERNE DI CAVI MT



NOTE:
 Scala: 1:20
 Misure espresse in metri

SEZ. F-F - CAVIDOTTO MT INTERRATO - 6 TERNE DI CAVI MT



SEZ. G-G - CAVIDOTTO MT ASFALTO - 6 TERNE DI CAVI MT

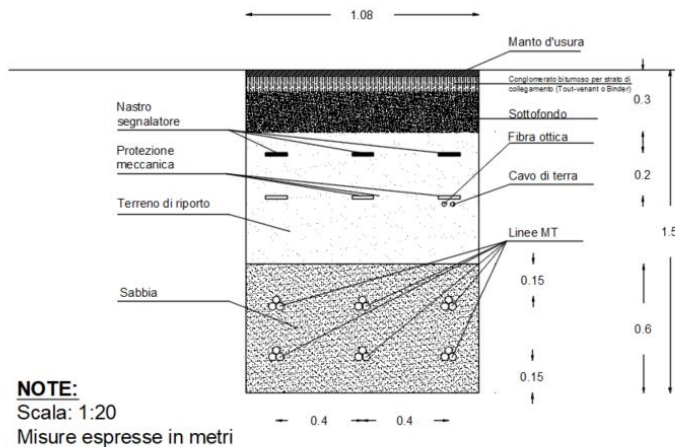


Figura 16: Stralcio elaborato “FOM.ENG.TAV.031. _Planimetria dei cavidotti con indicazione delle sezioni di posa” – Sezioni per interrimento del cavidotto MT

7.1.11 Dismissione del cantiere e ripristini ambientali

Le aree di cantiere verranno dismesse ripristinando, per quanto possibile, lo stato originario dei luoghi. Si provvederà quindi alla rimozione dell'impianto di cantiere e di tutte le opere provvisorie (quali ad esempio protezioni, ponteggi, slarghi, adattamenti, piste, puntellature, opere di sostegno, etc.).

7.1.12 Verifiche collaudi e messa in esercizio

Parallelamente all'avvio dello smontaggio della logistica di cantiere vengono eseguiti collaudi statici, collaudi elettrici e prove di funzionalità, avviando l'impianto verso la sua gestione a regime.

7.2 Fase d'esercizio

Manutenzione dell'impianto

Il personale sarà impegnato nella manutenzione degli elementi costitutivi l'impianto.

In particolare, si occuperà:

- del mantenimento della piena operatività dei percorsi carrabili e pedonali, ad uso manutentivo ed ispettivo;
- della sorveglianza e manutenzione delle recinzioni e degli apparati per il telecontrollo di presenze e intrusioni nel sito;
- della prevenzione degli incendi. Quest'ultima azione, in particolare, consisterà nella corretta gestione e manutenzione delle eventuali aree verdi, anche provvedendo con l'intervento di attività di pascolo ovino o con continui e meticolosi diserbi manuali di seguito ai periodi vegetativi, in specie primaverili ed autunnali.

Inoltre, il personale tecnico addetto alla gestione e conduzione dell'impianto, dovrà occuparsi dei seguenti aspetti:

- Servizio di controllo on-line;
- Servizio di sorveglianza;
- Conduzione impianto, sulla base di procedure stabilite, di liste di controllo e verifica programmata per garantire efficienza e regolarità di funzionamento;
- Manutenzione preventiva ed ordinaria programmate sulla base di procedure stabilite;
- Segnalazione di anomalie di funzionamento con richiesta di intervento di riparazione e/o manutenzione straordinaria da parte di ditte esterne specializzate ed autorizzate dai produttori delle macchine ed apparecchiature;
- Predisposizione di rapporti periodici sulle condizioni di funzionamento dell'impianto e sull'energia elettrica prodotta.

La gestione dell'impianto potrà essere effettuata, dapprima con ispezioni a carattere giornaliero, quindi con frequenza bi-trisettimanale, programmando la frequenza della manutenzione ordinaria, con interventi a periodicità di alcuni mesi, in base all'esperienza maturata in impianti simili.

7.3 Dismissione dell'impianto a fine vita, operazioni di messa in sicurezza del sito e ripristino ambientale

Non è dato ad oggi prevedere se il disuso a fine esercizio dell'impianto che oggi si va a implementare sarà dato dall'esigenza di miglioramento tecnologico, di incremento prestazionale o da una eventuale obsolescenza dell'esigenza d'impiego dell'area quale sito di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile o comunque da impianti al suolo delle tipologie di cui all'attuale tenore tecnologico.

I pannelli fotovoltaici e le cabine elettriche sono facilmente rimovibili senza alcun ulteriore intervento strutturale, o di modifica dello stato dei luoghi, grazie anche all'utilizzazione della viabilità preesistente. A tale fine è necessario e sufficiente che i materiali essenziali per i montaggi, in fase di realizzazione dell'impianto, siano scelti per qualità, tali da non determinare difficoltà allo smontaggio dopo il cospicuo numero di anni di atteso rendimento dell'impianto (almeno 25-30 anni).

Si possono ipotizzare operazioni atte a liberare il sito dalle sovrastrutture che oggi si progetta di installare sull'area, eliminando ogni materiale che in caso di abbandono, incuria e deterioramento possa determinare una qualunque forma di inquinamento o peggioramento delle condizioni del suolo, o di ritardo dello spontaneo processo di rinaturalizzazione che lo investirebbe. Anche le linee elettriche, tutte previste interrate, potranno essere rimosse, se lo si riterrà opportuno con semplici operazioni di scavo e rinterro.

MUSSOMELI SOLAR S.R.L.		CODE MUS.ENG.REL.001.00
		PAGINA - PAGE 48 di/of 77

7.3.1 Stima dei Costi di Dismissione

Nr.	Descrizione e computo	Peso (kg)	Parti Uguali	U.M.	Quantità Totali	Importo unitario	Importo totale
	<i>Compenso per lo smantellamento delle infrastrutture di impianto valutato sui kg di strutture compresi eventuali oneri per il conferimento a discarica del materiale non riciclabile e il recupero di tutti gli elementi, semplici o complessi, ancora utilizzabili sia in termini di funzionalità che di materia prima costituente escluso l'onere di demolizione di strutture in c.a. da valutarsi a parte. (Rif. Indagini di Mercato)</i>						
1	Transformation Unit	54.850,24	29,00	kg	1.590.656,93	€ 0,30	€ 477.197,08
	Cabina raccolta	74.478,93	4,00	kg	297.915,72	€ 0,30	€ 89.374,72
	Cabina SCADA	12.289,13	2,00	kg	24.578,26	€ 0,30	€ 7.373,48
	Strutture Tracker 2x15	679,78	630,00	kg	428.259,01	€ 0,30	€ 128.477,70
	Strutture Tracker 2x30	1.019,66	1.394,00	kg	1.421.412,03	€ 0,30	€ 426.423,61
	ARE4H5E 1X120 mmq (2735 kg/km)	2.735,00		kg	54.951,30	€ 0,60	€ 12.055,13
	ARE4H5E 1X240mmq (4725 kg/km)	4.725,00		kg	17.018,36	€ 0,60	€ 10.211,02

MUSSOMELI SOLAR S.R.L.		CODE MUS.ENG.REL.001.00
		PAGINA - PAGE 49 di/of 77

Nr.	Descrizione e computo	Peso (kg)	Parti Uguali	U.M.	Quantità Totali	Importo unitario	Importo totale
	ARE4H5E 1X630 mmq (8260 kg/km)	8.260,00		kg	1.338.627,74	€ 0,60	€ 803.176,65
	Moduli fotovoltaici (33,3 Kg Cad.)	38,70	102.540,00	num	102.540,00	€ 10,00	€ 1.025.400,00
	Impianto BESS	-	-	MWh	55,04	€ 2.500,00	€ 137.600,00
	Rimozione recinzione in rete metallica, inclusi pali e saette			m	98.089,00	€ 0,50	€ 49.044,50
	Tot.						€ 3.166.333,88
	<i>Scavi a sezione obbligata e rinterro delle aree (Rif. Indagini di Mercato)</i>						
	Scavi per fondazione Transformation Unit e oil trail			mc	195,35	€ 18,92	€ 3.696,07
	Scavi per fondazione Cabina utente, Cabina SCADA			mc	153,85	€ 18,92	€ 2.910,88
2	Scavo per plinti di fondazione pali di recinzione		3.503,30	mc	437,91	€ 18,92	€ 8.285,31
	Scavo per plinti di fondazione pali di illuminazione		170,00	mc	36,72	€ 18,92	€ 694,74
	Tot.						€ 15.587,01
	<i>Compenso per conferimento a discarica autorizzata del materiale di risulta proveniente dagli scavi, demolizioni e costruzioni, non riutilizzabile in cantiere ne in altri lavori per le caratteristiche intrinseche dei materiali, valutato a metro cubo per il volume effettivamente conferito, escluso il trasporto. (Rif. Indagini di Mercato)</i>						
3	Smantellamento e conferimento a impianto di gestione rifiuti delle opere in cls delle Trasformation Unit			mc	129,87	€ 155,00	€ 20.129,85

MUSMOMELI SOLAR S.R.L.		CODE MUS.ENG.REL.001.00
		PAGINA - PAGE 50 di/of 77

Nr.	Descrizione e computo	Peso (kg)	Parti Uguali	U.M.	Quantità Totali	Importo unitario	Importo totale
	Smantellamento e conferimento a impianto di gestione rifiuti delle opere in cls delle Cabine di Raccolta			mc	27,00	€ 155,00	€ 4.185,00
	Smantellamento e conferimento a impianto di gestione rifiuti delle opere in cls delle Cabine SCADA			mc	7,95	€ 155,00	€ 1.232,25
	Smantellamento e conferimento a impianto di gestione rifiuti delle opere in cls delle Cabine BESS			mc	15,84	€ 155,00	€ 2.455,20
	Smantellamento e conferimento a impianto di gestione rifiuti delle opere in cls delle Cabine PCS			mc	14,40	€ 155,00	€ 2.232,00
	Smantellamento e conferimento a impianto di gestione rifiuti delle opere in cls dei plinti di recinzione			mc	3.503,25	€ 155,00	€ 543.003,75
	Viabilità interna			mc	5.410,02	€ 34,00	€ 183.940,68
	Cancelli di ingresso di nuova costruzione			cad.	26,00	€ 750,00	€ 19.500,00
	Recinzione di delimitazione			mq	245.222,50	€ 0,25	€ 61.305,63
	Pali di illuminazione			cad.	170,00		€ 50.000,00
	Tot.						€ 887.984,36
4	<i>Trasporto di materie, provenienti da scavi - demolizioni, a rifiuto alle discariche del Comune in cui si eseguono i lavori o alla discarica del comprensorio di cui fa parte il Comune medesimo, autorizzate al conferimento di tali rifiuti, o su aree preventivamente acquisite dal Comune ed autorizzate dagli organi competenti, e per il ritorno a vuoto. Escluso l'eventuale onere di accesso alla discarica, da compensarsi a parte. - Per ogni m³ di scavo o demolizione misurato in sito e per ogni chilometro. per materie provenienti dagli scavi o dalle demolizioni di cui alle voci: 1.1.1. - 1.1.2 - 1.1.3 - 1.1.5 - 1.1.8 - 1.3.4 - 1.4.1.2 - 1.4.2.2 - 1.4.3 eseguiti in ambito extraurbano (Rif. Prezziario Regione Sicilia - Tariffa 01.02.05.001)</i>						
	Transformation Unit	50,00		mc x km	129,87	€ 26,51	€ 3.442,85

MUSSOMELI SOLAR S.R.L.		CODE MUS.ENG.REL.001.00
		PAGINA - PAGE 51 di/of 77

Nr.	Descrizione e computo	Peso (kg)	Parti Uguali	U.M.	Quantità Totali	Importo unitario	Importo totale
	Cabina utente, Cabina di raccolta, Cabina SCADA, BESS e PCS	50,00		mc x km	65,19	€ 26,51	€ 1.728,19
	Viabilità d'impianto	50,00	1,00	mc x km	5.410,02	€ 26,51	€ 143.419,63
	Cancelli di ingresso di nuova costruzione	50,00	26,00	mc x km	16,25	€ 26,51	€ 430,79
	Pali di illuminazione	50,00	170,00	mc x km	9,01	€ 26,51	€ 238,86
	Plinti in CLS per fondazione pali di recinzione	50,00		mc x km	3.503,30	€ 26,51	€ 92.872,58
	Tot.						€ 242.132,89
SOMMANO COSTI DISMISSIONE							€ 4.312.038,13

8.0 GESTIONE RESIDUI DI CANTIERE

Nell'ambito della fase di cantiere saranno prodotti, come in ogni altro impianto del genere, le seguenti tipologie di materiali:

- **Materiali assimilabili a rifiuti urbani.**
- **Materiale di demolizione e costruzione** costituiti principalmente da cemento, materiali da costruzione vari, legno, vetro, plastica, metalli, cavi, materiali isolanti ed altri rifiuti misti di costruzione e materiali di scavo.
- **Materiali speciali** che potranno derivare dall'utilizzo di materiali di consumo vari, tra i quali si intendono vernici, prodotti per la pulizia e per il diserbaggio; tali prodotti saranno quindi isolati e smaltiti come indicato per legge evitando in situ qualunque contaminazione di tipo ambientale.

Non si prevede deposito a lungo termine di quantità di materiale dovuto allo smontaggio o rifiuti in genere; l'allontanamento di tali materiali ed il recapito al destino saranno effettuati in continuo alle operazioni di dismissione in conformità alle prescrizioni del D.Lgs. 152/06 sui depositi temporanei, con conseguente organizzazione area idonea e modalità di raccolta. Gli altri rifiuti speciali assimilabili ad urbani che possono essere prodotti in fase di costruzione sono imballaggi e scarti di lavorazione di cantiere. Per tali tipologie di rifiuti sarà organizzata una raccolta differenziata di concerto con l'ATO di competenza e dovranno pertanto essere impartite specifiche istruzioni di conferimento al personale.

DESTINO FINALE	TIPOLOGIA RIFIUTO
Recupero	Cemento
	Ferro e acciaio
	Plastica
	Pannelli fotovoltaici
	Parti elettriche ed elettroniche
Smaltimento	Cavi
	Materiali isolanti
	Rifiuti misti dell'attività di costruzione e demolizione

Tabella 15 – Tipologie di rifiuti che si prevede siano prodotti e rispettivi destini finali

9.0 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

9.1 Criteri progettuali

Il progetto costituisce la sintesi del lavoro di un team di ingegneri, paesaggisti ed esperti ambientali che ad esso hanno contribuito fin dalle prime fasi di impostazione del lavoro.

Ferma restando l'adesione alle norme vigenti in materia di tutela paesaggistica e ambientale, la proposta progettuale indaga e approfondisce i seguenti aspetti:

1. Le caratteristiche orografiche e geomorfologiche del sito, con particolare riguardo ai sistemi che compongono il paesaggio (acqua, vegetazione, uso del suolo, viabilità, conformazione del terreno, colori, ecc.);
2. La disposizione dell'impianto sul territorio, lo studio della percezione e dell'impatto visivo rispetto ai punti di vista prioritari (insediamenti concentrati o isolati), a visioni in movimento (strade);
3. I caratteri delle strutture e dei cabinati con indicazioni riguardanti materiali, colori, forma, ecc. e con particolare attenzione alla manutenzione e durabilità;
4. La qualità del paesaggio. I caratteri del territorio e le trasformazioni proposte (interventi di rimodellazione dei terreni, di ingegneria naturalistica, di inserimento delle nuove strade e strutture secondarie, ecc.), la gestione delle aree e degli impianti, i collegamenti tra le strutture;
5. Le forme e i sistemi di valorizzazione e fruizione pubblica delle aree e dei beni paesaggistici (accessibilità, percorsi e aree di fruizione, servizi, ecc.);
6. Le indicazioni per l'uso di materiali nella realizzazione dei diversi interventi previsti dal progetto, degli impianti arborei e vegetazionali (con indicazione delle specie autoctone previste), eventuali illuminazioni delle aree.

Con riferimento agli obiettivi ed ai criteri di valutazione suddetti si richiamano alcuni criteri di base utilizzati nella scelta delle diverse soluzioni individuate, al fine di migliorare l'inserimento del progetto nel territorio, soprattutto in considerazione della particolare tipologia di intervento – agrivoltaico con combinazione tra colture e strutture fotovoltaiche – senza tuttavia trascurare i criteri di rendimento energetico determinati dalla risorsa solare:

- Rispetto dell'orografia del terreno (limitazione delle opere di scavo/riporto);
- Massimo riutilizzo della viabilità esistente;
- Impiego di materiali che favoriscano l'integrazione con il contesto paesaggistico esistente di tutti gli interventi riguardanti la realizzazione di manufatti (strade, cabine, strutture, ecc.), nel rispetto dei sistemi vegetazionale presenti;

Attenzione agli impatti prodotti dai cantieri e ripristino della situazione "ante-operam" delle aree temporanee di cantiere.

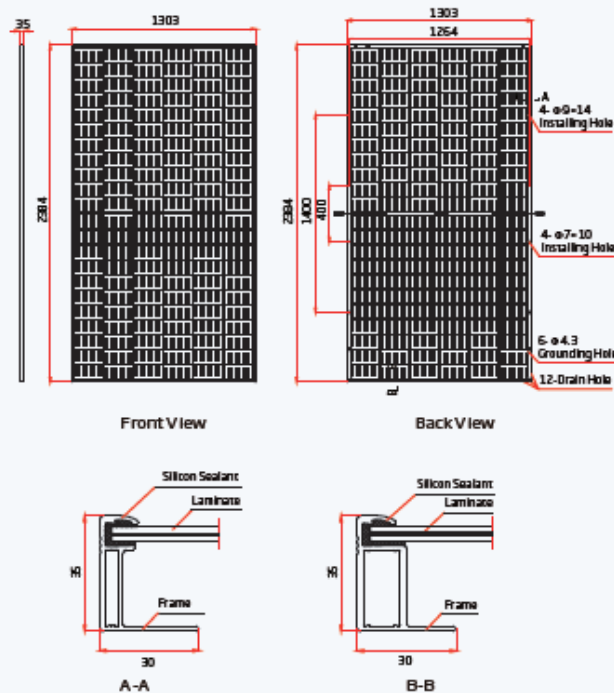
9.2 Moduli Fotovoltaico

Il tipo di modulo fotovoltaico, caratterizzato dalle seguenti caratteristiche elettriche e meccaniche, è il modello da 685 W_p. Di seguito sono riportate le principali caratteristiche elettriche e meccaniche.

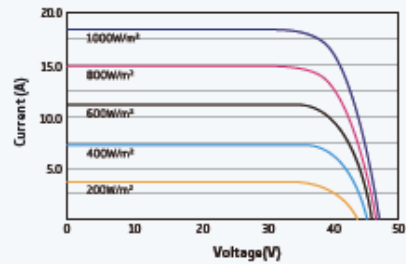
Moduli Fotovoltaici Trina 685 Wp	Tipo celle fotovoltaiche	Silicio Monocristallino
	Potenza nominale, P _n	685 Wp
	Tensione alla massima potenza, V _m	39,8 V
	Corrente alla massima potenza, I _m	17,19 A
	Tensione di circuito aperto, V _{oc}	47,7 V
	Corrente di corto circuito, I _{sc}	18,21 A
	Efficienza del modulo	22,1 %



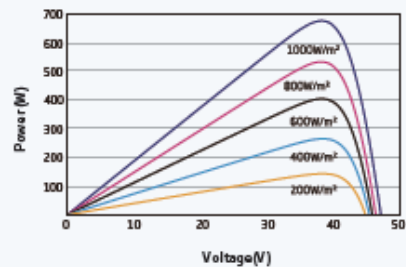
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(675W)



P-V CURVES OF PV MODULE(675 W)



ELECTRICAL DATA (STC) TSM-XXXNEG2L20 (XXX= 665- 685)

Peak Power-Pmax (Wp)*	665	670	675	680	685
Binning Tolerance-Pmax (W)					0 ~ +5
Maximum Power Voltage-Vmp (V)	30.0	30.2	30.4	30.6	30.8
Maximum Power Current-Imp (A)	17.06	17.09	17.12	17.16	17.19
Open Circuit Voltage-Voc (V)	46.8	47.0	47.2	47.4	47.7
Short Circuit Current-Isc (A)	18.07	18.10	18.14	18.18	18.21
Module Efficiency ηm (%)	21.4	21.6	21.7	21.9	22.1

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±2%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% irradiance ratio)

Total Equivalent power -Pmax(Wp)	718	724	729	734	740
Maximum Power Voltage-Vmp (V)	30.0	30.2	30.4	30.6	30.8
Maximum Power Current-Imp (A)	18.42	18.46	18.49	18.53	18.57
Open Circuit Voltage-Voc (V)	46.8	47.0	47.2	47.4	47.7
Short Circuit Current-Isc (A)	19.51	19.55	19.59	19.63	19.67
Irradiance ratio (rear/front)					10%

Product Efficiency 20.6%

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-Pmax (Wp)	506	510	514	517	521
Maximum Power Voltage-Vmp (V)	36.6	36.8	37.0	37.2	37.3
Maximum Power Current-Imp (A)	13.84	13.86	13.89	13.91	13.94
Open Circuit Voltage-Voc (V)	44.4	44.5	44.7	44.9	45.2
Short Circuit Current-Isc (A)	14.56	14.59	14.62	14.65	14.67

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

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×35 mm (93.86×51.30×1.38 inches)
Weight	387 kg (85.3lb)
Front Glass	2.0mm (0.08 inches), High Transmittance, All Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/POE
Back Glass	2.0mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	35mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.008 inches²), Pitch: 290/290 mm (1.02/1.02 inches) Length can be customized
Connector	Stäubli MC4 EVO2 / TS4

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of Pmax	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product/Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
1% first year degradation
0.4% Annual Power Attenuation
(Please refer to product warranty brochure)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 31 pieces
Modules per 40' container: 558 pieces



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2022 Trina Solar Limited, All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Version number: TSM_EN_2022_Aus_A
Country of Origin: China

www.trinasolar.com

9.3 Strutture di sostegno

Tracker Monoline 2P	Materiale		Acciaio zincato	
	Posizionamento		Terreno	
	Inclinazione		Strutture tracker monoassiali ±60°	
	Integrazione architettonica dei moduli		No	
	Struttura 2 x 30	Lunghezza (NS)		40,450 m
		Larghezza (EW)		4,788 m
		Interasse strutture (EW)		10 m
		Spazio tra le strutture (NS)		0,50 m
		Numero strutture		1.394
		Numero Strutture Lotto 1		37
		Numero Strutture Lotto 2		390
		Numero Strutture Lotto 3		68
		Numero Strutture Lotto 4		312
		Numero Strutture Lotto 5		258
		Numero Strutture Lotto 6		163
		Numero Strutture Lotto 7		33
		Numero Strutture Lotto 8		45
		Numero Strutture Lotto 9		49
	Numero Strutture Lotto 10		39	
	Struttura 2 x 15	Lunghezza (NS)		20,605 m
		Larghezza (EW)		4,788 m
		Interasse strutture (EW)		10 m
		Spazio tra le strutture (NS)		0,50 m
Numero strutture		630		
Numero Strutture Lotto 1		19		
Numero Strutture Lotto 2		150		
Numero Strutture Lotto 3		38		
Numero Strutture Lotto 4		115		
Numero Strutture Lotto 5		160		
Numero Strutture Lotto 6		48		

		Numero Strutture Lotto 7	34
		Numero Strutture Lotto 8	20
		Numero Strutture Lotto 9	30
		Numero Strutture Lotto 10	16

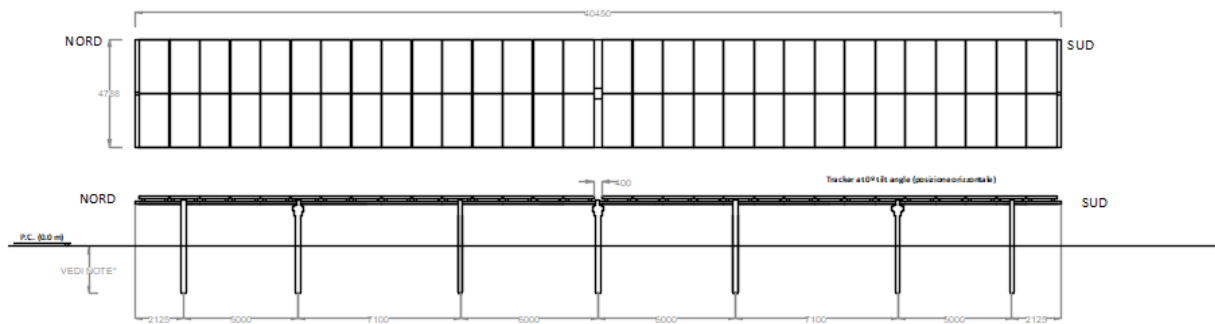


Figura 17: Struttura 2x30

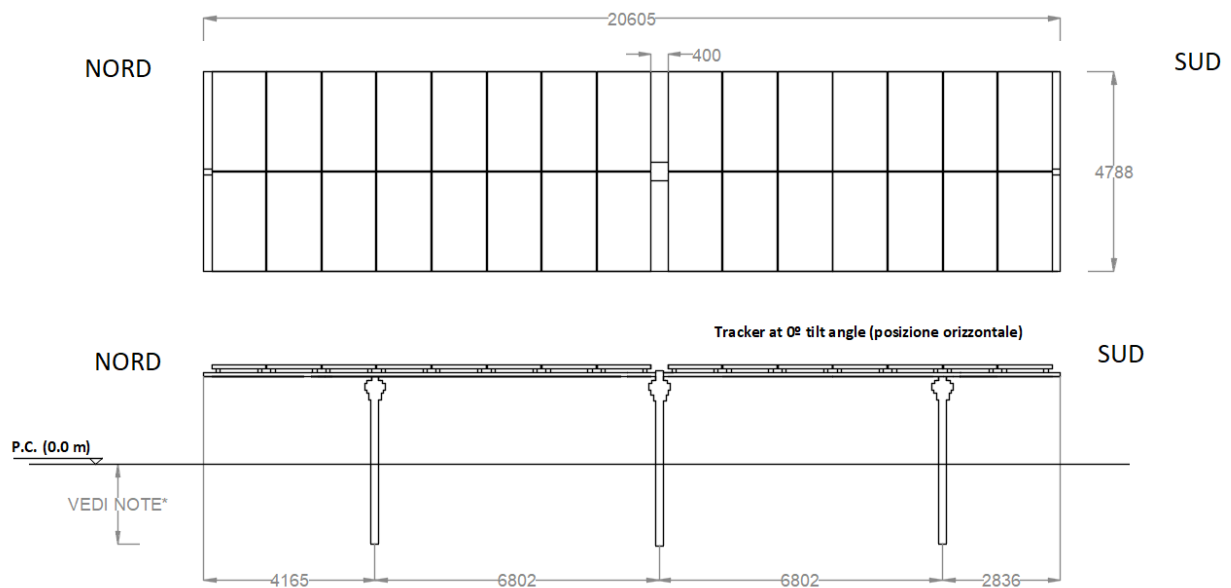


Figura 18: Struttura 2x15

9.4 Inverter di stringa

Per consentire la trasformazione da corrente in continua in corrente alternata è necessaria l'installazione di appositi convertitori statici di energia "Inverter". Per il presente progetto è previsto l'impiego di inverter di stringa. Gli inverter scelti hanno le seguenti caratteristiche:

Inverter 330 kVA	Numero di inverter	214
	Corrente massima per MPPT	65 A
	Numero di MPPT	6
	Massima tensione d'ingresso MPPT	1500 V
	Corrente AC massima	238,2 A
	Tensione d'uscita BT per singolo inverter	800 V
	Rendimento europeo	98,8%
	Numero totale di Inverter	214
	Numero di Inverter Lotto 1	6
	Numero di Inverter Lotto 2	58
	Numero di Inverter Lotto 3	11
	Numero di Inverter Lotto 4	47
	Numero di Inverter Lotto 5	42
	Numero di Inverter Lotto 6	23
	Numero di Inverter Lotto 7	6
	Numero di Inverter Lotto 8	7
	Numero di Inverter Lotto 9	8
	Numero di Inverter Lotto 10	6
	Numero di Stringhe per inverter	Variabile, previsti: <ul style="list-style-type: none"> • 16 inverter da 17 stringhe • 176 inverter da 16 stringhe • 22 inverter da 15 stringhe

SUN2000-330KTL-H1

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnect(SSLD)	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
AC Grounding Fault Protection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤112 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP 66
Topology	Transformerless

9.5 Sistema BESS

L'impianto fotovoltaico sarà integrato con un sistema BESS di potenza pari a 15 MW con una durata di scarica di 4 h, che permette di garantire un'alta qualità dell'energia immessa in rete, evitando innanzitutto le possibili fluttuazioni naturali di potenza, tipiche degli impianti rinnovabili, e migliorandone di conseguenza le prestazioni tecniche ed economiche.

Il sistema di stoccaggio dell'energia previsto fornirà servizi di regolazione della frequenza primaria, servizi di regolazione secondaria e terziaria e riduzione degli squilibri.

Il progetto proposto, in particolare, prevede l'installazione di un impianto di accumulo energetico composto da:

- 20 Cabinati prefabbricati (shelter/container) contenenti le batterie al litio ferro fosfato per l'accumulo dell'energia, con dimensioni pari a (L x h x p) 9,34 x 1,73 x 2,60 m;
- 5 cabinati prefabbricati contenenti gli Inverter (Power Converter Station, PCS con 0.25 - Constant Power), con dimensioni (L x H x p) 6,06 x 2,90 x 2,44 m;
- 5 trasformatori BT/MT, uno per ogni per ogni PCS.

Il sistema BESS verrà collegato tramite dei cavidotti MT alla cabina di raccolta.

La configurazione finale del BESS, in termini di numero di contenitori batteria, sistemi di conversione e moduli batteria, è stata definita in base alle scelte progettuali relative alle specifiche tecniche condivise dal fornitore del sistema, di seguito riportate:

- **Batterie Litio-Ferro-Fosfato**

SUNGROW
Clean power for all

Type designation	ST2752UX
Battery Data	
Cell type	LFP
Battery capacity (BOL)	2752 kWh
System output voltage range	1300 - 1500 V
General Data	
Dimensions of battery unit (W * H * D)	9340*2520*1730 mm
Weight of battery unit	26,000 kg
Degree of protection	IP 55
Operating temperature range	-30 to 50 °C (> 45 °C derating)
Relative humidity	0 ~ 95 % (non-condensing)
Max. working altitude	3000 m
Cooling concept of battery chamber	Liquid cooling
Fire safety standard/Optional	Deluge sprinkler heads (standard), Fused sprinkler heads (optional), NFPA69 explosion prevention and ventilation IDLH gases (optional)
Communication interfaces	RS485, Ethernet
Communication protocols	Modbus RTU, Modbus TCP
Compliance	CE, IEC 62477-1, IEC 61000-6-2, IEC61000-6-4, IEC62619
2 HOURS APPLICATION-ST2752UX*4-5000UD-MV	
BOL kWh (DC/AC LV Side)	11,008 kWh DC / 10,379 kWh AC
ST2752UX Quantity	4
PCS Model	SC5000UD-MV
4 HOURS APPLICATION-ST2752UX*8-5000UD-MV	
BOL kWh (DC/AC LV Side)	22,016 kWh / 21,448 kWh
ST2752UX Quantity	8
PCS Model	SC5000UD-MV
Grid Connection Data	
Max.THd of current	< 3 % (at nominal power)
DC component	< 0.5 % (at nominal power)
Power factor	> 0.99 (at nominal power)
Adjustable power factor	1.0 leading - 1.0 lagging
Nominal grid frequency	50 / 60 Hz
Grid frequency range	45 - 55 Hz / 55 - 65 Hz
Transformer	
Transformer rated power	5,000 kVA
LV/MV voltage	0.95 kV / 33 kV
Transformer cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request

- PCS (Power Converter Station)

SUNGROW
Clean power for all

System Type	SC2750UD-MV	SC3150UD-MV	SC3450UD-MV
DC side			
Max. DC voltage		1500 V	
Min. DC voltage	800 V	915 V	1000 V
DC voltage range	800 – 1500 V	915 – 1500 V	1000 – 1500 V
Max. DC current		1935 A * 2	
No. of DC inputs		2	
AC side (Grid)			
AC output power	2750 kVA @ 45 °C 3025 kVA @ 30 °C	3150 kVA @ 45 °C 3465 kVA @ 30 °C	3450 kVA @ 45 °C 3795 kVA @ 30 °C
Max. AC output current		3174 A	
Nominal AC voltage	550 V	630 V	690 V
AC voltage range	484 – 605 V	554 – 693 V	607 – 759 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range		50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
Harmonic (THD)		< 3 % (at nominal power)	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor		>0.99 / 1 leading – 1 lagging	
Adjustable reactive power range		-100 % – 100 %	
Feed-in phases / AC connection		3 / 3-PE	
AC side (Off-Grid)			
Inverter port nominal AC voltage	550 V	630 V	690 V
Inverter port AC voltage range	484 – 605 V	554 – 693 V	607 – 759 V
AC voltage distortion		< 3 % (Linear load)	
DC voltage component		< 0.5 % Un (Linear balance load)	
Unbalance load capacity		100%	
Nominal Voltage frequency / Voltage frequency range		50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
Efficiency			
Inverter Max. efficiency		99.0 %	
Transformer			
Transformer rated power	2750 kVA	3150 kVA	3450 kVA
Transformer max. power	3025 kVA	3465 kVA	3795 kVA
LV / MV voltage	0.55 kV / (20 – 35) kV	0.63 kV / (20 – 35) kV	0.69 kV / (20 – 35) kV
Transformer vector		Dy11	
Transformer cooling type		ONAN	
Oil type		Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request	
Protection			
DC input protection		Load break switch + fuse	
Inverter output protection		Circuit breaker	
AC output protection		Circuit breaker	
Surge protection		DC Type II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring		Yes / Yes	
Insulation monitoring		Yes	
Overheat protection		Yes	
General Data			
Dimensions (W*H*D)		6058*2896*2438 mm	
Weight		16000 kg	
Degree of protection		IP54 (Inverter: IP65)	
Operating ambient temperature range		-35 to 60 °C (> 45 °C derating)	
Allowable relative humidity range		0 – 100 %	
Cooling method		Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude		1000 m (Standard) / > 1000 m (Optional)	
Display		LED, WEB HMI	
Communication		RS485, CAN, Ethernet	
Compliance		CE, IEC 62477-1, IEC 61000-6-2, IEC61000-6-4	
Grid support		L/HVRT, L/HFRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Volt-var, Volt-watt, Frequency-watt	

9.6 Quadri elettrici in alternata

Tutte le apparecchiature lato c.a. previste nel progetto, ad eccezione degli inverter, trovano posto nel quadro elettrico QCA.

Il quadro elettrico, di dimensioni adeguate, dovrà essere certificato e marchiato dal costruttore secondo le norme CEI 17-11 dove applicabili e sarà costituito da un contenitore da parete con grado di protezione non inferiore a IP44 con struttura in poliestere rinforzata con fibra di vetro o di metallo, completo di porta cieca, pannello posteriore, montanti, telaio, base, pannelli laterali, pannelli finestrati e ciechi.

I quadri "QCA" saranno equipaggiati con i seguenti componenti e apparecchiature (soluzione minima):

- Dispositivi di interruzione (dispositivi di generatore): interruttori tripolari magnetotermici lato bt trasformatore;
- Staffe per fissaggio su profilato DIN per interruttore;
- Scaricatore di corrente da fulmine attacco su guida DIN.

I Quadri QCA saranno ubicati all'interno della cabina di sottocampo.

9.7 Trasformatori BT/MT

Prima di poter connettere l'impianto fotovoltaico alla rete di trasmissione nazionale, considerata la potenza da installare di 70.239,90 kW per quanto previsto dalle normative vigenti (CEI 0-16), è necessario effettuare un innalzamento preliminare del livello di tensione dai 800 V in uscita dai convertitori statici a 30.000 V, quest'ultima tensione caratterizzante i collegamenti interni al parco fotovoltaico. Verranno utilizzati trasformatori BT/MT, della tipologia in resina con le caratteristiche riportate di seguito:

Trasformatori BT/MT	Potenza nominale	3150 kVA / 1600 kVA
	Tensione secondaria	800 V
	Livello di isolamento	36 kV
	Tensione Primario	30 kV
	Tensione Ucc %	6 %
	Numero totale	N.23 da 3150 kVA (n.1 x 3000 kVA + n.15 x 2700 kVA + n.2 x 2400 kVA + n.1 x 2100 kVA + n.4 x 1800 kVA) N.6 da 1600 kVA (n. 4 x 1200 kVA + n. 2 x 900 kVA)
	Numero di trasformatori lotto 1	n.1 x 1800 kVA
	Numero di trasformatori lotto 2	N.7 (n.6 x 2700 kVA + n.1 x 2100 kVA)
	Numero di	N.2 (n.1 x 2400 kVA + n.1 x 900 kVA)

	trasformatori lotto 3	
	Numero di trasformatori lotto 4	N.7 (n.4 x 2700 kVA + n.2 x 1200 kVA + n.1 x 900 kVA)
	Numero di trasformatori lotto 5	N.5 (n.4 x 2700 kVA + n.1 x 1800 kVA)
	Numero di trasformatori lotto 6	N.3 (n.1 x 3000 kVA + n.1 x 2700 kVA + n.1 x 1200 kVA)
	Numero di trasformatori lotto 7	n.1 x 1800 kVA
	Numero di trasformatori lotto 8	n.1 x 2100 kVA
	Numero di trasformatori lotto 9	n.1 x 2400 kVA
	Numero di trasformatori lotto 10	n.1 x 1800 kVA

9.8 Trasformatori MT/AT

L'impianto deve essere connesso alla RTN di Terna cui conferire tutta l'energia prodotta. Per far sì che ciò avvenga è necessario innanzitutto elevare la tensione, partendo dal livello di distribuzione interna al parco che è pari a 30 kV. A tal fine verrà utilizzato un trasformatore MT/AT da 75 MVA, raffreddamento ONAN e gruppo YNd11. Esso in virtù di una esplicita richiesta del Codice di Rete Terna è necessario che sia ad isolamento pieno del centro-stella verso terra, e che sia dotato di VSC (regolazione richiesta 150+/-12%).

Tra questo e il punto di consegna sono inserite sia le apparecchiature di protezione e sezionamento, sia quelle di misura lato AT.

Per la sezione 150 kV è opportuno che il livello di isolamento esterno sia pari a quello adottato da Terna nelle proprie installazioni, ovvero 750 kV (min 650 kV) picco a impulso atmosferico e di 325 kV a f.i. con distanze minime di isolamento in aria fase-terra e fase-fase di 150 cm.

Le apparecchiature AT sono collegate tra loro tramite corda in lega di alluminio da 36 mm di diametro, oppure tramite sbarre cave Ø 40/30 ovvero Ø 100/86 mm.

Si rimanda alla fase esecutiva per la definizione delle caratteristiche di ogni singolo componente delle apparecchiature AT.

9.9 Cabini elettrici

All'interno dell'area di impianto saranno presenti Transformation Unit al cui interno saranno posizionati i trasformatori con i relativi quadri elettrici.

Le singole Transformation Unit di ogni lotto sono collegate tra loro in entra-esce tramite un cavidotto MT.

Per maggiori dettagli si rimanda al Paragrafo 7.1.9.

9.10 Interfaccia di rete

Al fine di poter connettere l'impianto fotovoltaico alla rete di distribuzione, verrà installato l'interruttore generale dell'impianto con la relativa protezione generale (SPG) e protezione di interfaccia (SPI), come da norma CEI 0-16.

La protezione generale ha come obiettivo il distacco dell'impianto di produzione dalla rete del Distributore, in modo selettivo con le protezioni installate sulla rete del Distributore stesso, nell'eventualità di guasti interni all'impianto utente (CEI 0-16).

In tal senso, l'azionamento del sistema di protezione generale avverrà nel momento in cui i parametri di tensione e corrente rilevati dai dispositivi elencati di seguito dovessero risultare al di fuori dei range imposti dal distributore di rete:

- Relè di Massima corrente (ad azione istantanea);
- Relè di Massima corrente (ad azione ritardata);
- Relè di Massima corrente omopolare;
- Relè di direzionale di terra.

Similmente, la protezione di interfaccia nasce con l'intento di evitare, per motivi di sicurezza, che l'impianto fotovoltaico possa funzionare in isola così come previsto dalle citate guide e norme a riguardo (CEI 11-20, CEI 0-16).

Inoltre, l'impianto FV verrà disconnesso dalla rete elettrica di distribuzione quando i valori di funzionamento dei parametri relativi a tensione e frequenza di rete, rilevati dai dispositivi definiti di seguito, dovessero uscire dall'intervallo di valori indicati dal distributore di rete:

- Relè di Minima tensione;
- Relè di Massima tensione;
- Relè di Minima frequenza (senza ritardo intenzionale);
- Relè di Massima frequenza (senza ritardo intenzionale);
- Relè di Massima tensione omopolare.

Si fa presente che le tarature che verranno implementate in entrambi i sistemi terranno conto della tabella di taratura fornita dal Distributore.

9.11 Contatore energia prodotta

L'Energia totale generata dall'impianto verrà conteggiata tramite contatori di energia attiva di tipo omologato UTF installati nelle cabine generali di connessione alla rete e nelle cabine di trasformazione. Il contatore in oggetto sarà di tipo trifase, corredato dei trasformatori amperometrici (TA) con idoneo rapporto di trasformazione per la misura; sia il contatore che i tre TA saranno corredati di morsettiera sigillabile.

I singoli componenti e l'intero sistema di misura saranno forniti di certificati di calibrazione e collaudo da esibire dopo l'installazione ai funzionari UTF.

Come previsto dall'allegato B alla delibera 654/2015/R/eel e successive modifiche ed integrazioni, il produttore sarà responsabile dell'installazione e manutenzione del sistema di misura, mentre il servizio di rilevazione, di registrazione e di validazione sarà in capo al distributore di rete.

MT860

Powerful metering system for most demanding applications

Accurate, reliable and robust electricity meter that meets the needs of power generation companies, transmission networks, sub-stations and grid-connected commercial and industrial consumers. This device is available in rack mount or wall mount housing and was built to deliver maximum performance in most demanding environments where there is no room for error.

Features:

- Enhanced power quality measurement functions
- "No power reading" option via optical port
- Enhanced TOU structure
- Anti-tampering features
- Voltage cut, sag and swell detection
- Photovoltaic friendly design
- Enhanced TOU structure
- Recyclable casing material



In aggiunta, all'uscita di ogni inverter verrà installato un contatore di produzione monodirezionale, atto a misurare l'energia prodotta dai moduli fotovoltaici.

9.12 Sovraccarichi

Il criterio seguito per il dimensionamento dei cavi è tale da poter garantire la protezione dei conduttori alle correnti di sovraccarico.

In base alla norma CEI 64-8/4 (par. 433.2), infatti, il dispositivo di protezione deve essere coordinato con la conduttura in modo da verificare le condizioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \text{ (a)}$$

$$I_f \leq 1,45 I_z \text{ (b)}$$

Per la condizione a) è necessario dimensionare il cavo in base alla corrente nominale della protezione a monte.

Dalla corrente I_b , pertanto, viene determinata la corrente nominale della protezione (seguendo i valori normalizzati) e con questa si procede alla determinazione della sezione.

Il dimensionamento dei cavi rispetta anche i seguenti casi:

- Condutture senza protezione derivate da una conduttura principale protetta contro i sovraccarichi con dispositivo idoneo ed in grado di garantire la protezione anche delle condutture derivate;
- Conduttura che alimenta diverse derivazioni singolarmente protette contro i sovraccarichi, quando la somma delle correnti nominali dei dispositivi di protezione delle derivazioni non supera la portata I_z della conduttura principale.

L'individuazione della sezione si effettua utilizzando le tabelle di posa assegnate ai cavi secondo le tabelle CEI - UNEL e IEC.

Esse oltre a riportare la corrente ammissibile I_z in funzione del tipo di isolamento del cavo, del tipo di posa e del numero di conduttori attivi, riportano anche la metodologia di valutazione dei coefficienti di declassamento.

La portata minima del cavo, nel caso di posa interrata, viene calcolata come:

$$I_z' = I_z \times K_{tot} = I_z \times k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \geq I_b$$

Dove:

- I_z = Portata del cavo;
- K_1 = Fattore di correzione da applicare quando la temperatura del terreno è diversa da 20 ° C;
- K_2 = Fattore di correzione per gruppi di più circuiti installato sullo stesso livello;
- K_3 = Fattore di correzione per profondità di interrimento diverso dal valore utilizzato come riferimento, pari a 0,8 m;
- K_4 = Fattore di correzione per resistività termica del terreno diverso dal valore assunto come riferimento pari a 1,5 K x m / W.

Al contrario, per i cavi posati in aria, la portata minima del cavo viene calcolata come:

$$I_z' = I_z \times K_{tot} = I_z \times k_1 \times k_2 \geq I_b$$

Dove:

- I_z = Portata del cavo;
- K_1 = Fattore di correzione da applicare quando la temperatura dell'aria ambiente è diversa da 30° C;
- K_2 = Fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati in fascio o in strato;

La condizione b) non necessita di verifica in quanto gli interruttori che rispondono alla norma CEI 23-3 hanno un rapporto tra corrente convenzionale di funzionamento I_f e corrente nominale, I_n , minore di 1,45 ed è costante per tutte le tarature inferiori a 125 A.

Per le apparecchiature industriali, invece, le norme CEI 17-5 e IEC 947 stabiliscono che tale rapporto può variare in base alla corrente nominale, ma deve comunque rimanere minore o uguale a 1,45.

Risulta pertanto che, in base a tali normative, la condizione b) sarà sempre verificata.

Le condutture dimensionate con questo criterio sono, pertanto, protette contro le sovracorrenti. I dati relativi alla protezione delle linee contro le sovracorrenti sono indicati negli schemi elettrici dei quadri e nella relazione di calcolo.

9.13 Cortocircuito

Secondo la norma CEI 64-8 par.434.3 "Caratteristiche dei dispositivi di protezione contro i cortocircuiti", le caratteristiche delle apparecchiature di protezione contro i cortocircuiti devono soddisfare a due condizioni:

- Il potere di interruzione non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione (a meno di protezioni adeguate a monte);
- La caratteristica di intervento deve essere tale da impedire che la temperatura del cavo non oltrepassi, in condizioni di guasto in un punto qualsiasi, la massima consentita.

La prima condizione viene considerata in fase di scelta delle protezioni.

La seconda invece può essere tradotta nella relazione:

$$I^2 \cdot t \leq K^2 S^2$$

Ossia in caso di guasto l'energia specifica sopportabile dal cavo deve essere maggiore o uguale a quella lasciata passare dalla protezione.

La costante K viene data dalla norma 64-8/4 (par. 434.3), per i conduttori di fase e neutro e, dal paragrafo 64-8/5 (par. 543.1), per i conduttori di protezione in funzione al materiale conduttore e al materiale isolante.

9.14 Protezione contro contatti indiretti

La protezione delle persone contro i contatti indiretti è realizzata in conformità alla norma 64-8/4 par. 413.1 mediante il coordinamento fra i dispositivi di interruzione automatica di tipo differenziale e l'impianto di terra.

La tensione di contatto limite UL è pari a 50 V.

L'impianto di messa a terra è di tipo IT Secondo la norma CEI 64-8/4, non è necessaria l'interruzione automatica del circuito nel caso di un singolo guasto a terra purchè sia verificata la condizione:

$$R_t \leq 50/I_d \text{ (CEI 64 8/4)}$$

Andrà previsto un dispositivo di controllo dell'isolamento per segnalare la presenza della condizione anomala una volta manifestatosi un guasto. Tale dispositivo di controllo dell'isolamento controlla con continuità l'isolamento di un impianto elettrico segnala qualsiasi riduzione significativa del livello di isolamento dell'impianto per permettere di trovare la causa di questa riduzione prima che si produca un secondo guasto, evitando così l'interruzione dell'alimentazione.

Per quanto invece riguarda la parte relativa alla media tensione MT, tale protezione è realizzata in conformità alla norma CEI 99-3 che prende in considerazione gli effetti e le precauzioni da assumere contro eventuali guasti dei componenti in MT. In funzione della corrente di guasto dell'impianto e del tempo di intervento delle protezioni, viene determinata la tensione di contatto ammissibile U_{TP} . Quest'ultima deve essere inferiore alla tensione di terra, data dalla seguente relazione:

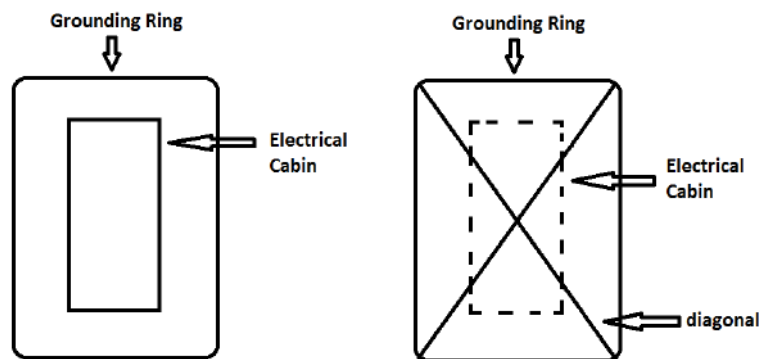
$$U_E = R_E * I_E \leq U_{TP}$$

La resistenza dell'impianto di terra deve garantire il soddisfacimento di questa condizione, ovvero:

$$R_E \leq \frac{U_{TP}}{I_E}$$

L'impianto di terra della cabina che presenta il valore di resistenza su menzionato comprende i seguenti elementi, meglio esplicitati in figura:

- 1 conduttore ad anello in rame intrecciato posizionato lungo il perimetro dell'edificio;
- 2 conduttori in rame intrecciato che collegano diagonalmente i vertici dell'anello di terra;
- 4 picchetti in acciaio galvanizzato in corrispondenza dei vertici dell'anello di terra;
- 2 conduttori di terra per il collegamento al collettore di terra in cabina;
- 2 conduttori di terra per il collegamento al collettore di terra di ogni stanza della cabina.



9.15 Sistema di supervisione e controllo

L'impianto sarà dotato di un unico sistema di supervisione e controllo responsabile della supervisione, del controllo e dell'acquisizione dei dati provenienti dalle macchine e/o controllori presenti nel parco fotovoltaico (PPC, inverter) oltre che di tutte le apparecchiature di cui sarà composto il sistema elettrico. Inoltre, come previsto da normativa CEI 0-16, ciascun impianto del lotto sarà dotato di un Controllore Centrale di Impianto (CCI), un apparato i cui compiti principali sono: svolgere la funzione di monitoraggio dell'impianto, con lo scopo di raccogliere informazioni dall'impianto e dalle unità di generazione/accumulo utili ai fini della "osservabilità" della rete; coordinare il funzionamento dei diversi elementi costituenti l'impianto, affinché l'impianto stesso operi, nel suo complesso, in maniera da soddisfare alle prescrizioni della Norma CEI 0-16, riportate al punto di connessione con la rete, nel rispetto delle capability prescritte dalla stessa Norma per le singole unità di generazione e di accumulo; consentire lo scambio di informazioni fra l'impianto ed il DSO (e tra l'impianto ed il TSO per il tramite del DSO cui l'impianto è sotteso).

9.16 Modalità di connessione

Come indicato nella STMG, l'impianto verrà collegato in antenna a 150 kV con la sezione 150 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 380/150 kV della RTN, da inserire in entra - esce sul futuro elettrodotto RTN a 380 kV della RTN "Chiamonte Gulfi - Ciminna", previsto nel Piano di Sviluppo Terna, cui raccordare la rete AT afferente alla SE RTN di Caltanissetta.

Il collegamento tra l'impianto e la Sottostazione Utente avverrà mediante cavidotti MT secondo gli schemi elettrici riportati negli elaborati di progetto. Il cavidotto MT sarà realizzato principalmente lungo la viabilità esistente o di nuova realizzazione prevista a servizio dell'impianto fotovoltaico e per brevi tratti su terreni agricoli, per i quali si prevede di avviare la procedura di esproprio. Le singole Transformation Unit di ogni lotto sono collegate tra loro in entra-esce tramite un cavidotto MT.

9.17 Scheda tecnica dell'impianto

TOTALE	
Numero strutture tracker:	n.1394 2x30 Portrait + n.630 2x15 Portrait
Numero moduli:	102.540
Potenza nominale moduli:	685 Wp
Potenza di picco:	70.239,90 kWp
Potenza nominale:	64.200,00 kWac
Massima potenza in immissione:	60.000,00 kW
Tipologia di trasformazione unit:	N.23 da 3150 kVA (n.1 x 3000 kVA + n.15 x 2700 kVA + n.2 x 2400 kVA + n.1 x 2100 kVA + n.4 x 1800 kVA) N.6 da 1600 kVA (n. 4 x 1200 kVA + n. 2 x 900 kVA)
String inverter	N.214 - HUAWEI SUN2000-330KTL-H1
DC/AC Ratio:	1,09
Impianto Energy Storage BESS:	Potenza complessiva 15 MW - Capacità di scarica 4 h

LOTTO 1	
Numero strutture:	n.37 2x30 Portrait + n.19 2x15 Portrait
Numero moduli:	2.790
Potenza nominale moduli:	685 Wp
Potenza di picco:	1.911,15 kWp
Potenza nominale:	1.800,00 kWac
Tipologia di trasformazione unit:	N.1 (n. 1 x 1800 kVA)
String inverter	N.6 - HUAWEI SUN2000-330KTL-H1
DC/AC Ratio:	1,06

LOTTO 1

Impianto Energy Storage BESS:	Potenza complessiva 15 MW - Capacità di scarica 4 h
-------------------------------	---

LOTTO 2

Numero strutture:	n.390 2x30 Portrait + n.150 2x15 Portrait
Numero moduli:	27.900
Potenza nominale moduli:	685 Wp
Potenza di picco:	19.111,50 kWp
Potenza nominale:	17.400,00 kWac
Tipologia di trasformazione unit:	N.7 (n. 6 x 2700 kVA + n.1 x 1200 kVA)
String inverter	N.58 - HUAWEI SUN2000-330KTL-H1
DC/AC Ratio:	1,09

LOTTO 3

Numero strutture:	n.68 2x30 Portrait + n.38 2x15 Portrait
Numero moduli:	5.220
Potenza nominale moduli:	685 Wp
Potenza di picco:	3.575,70 kWp
Potenza nominale:	3.300,00 kWac
Tipologia di trasformazione unit:	N.2 (n.1 x 2400 kVA + n.1 x 900 kVA)
String inverter	N.11 - HUAWEI SUN2000-330KTL-H1
DC/AC Ratio:	1,08

LOTTO 4

Numero strutture:	n.312 2x30 Portrait + n.115 2x15 Portrait
Numero moduli:	22.170
Potenza nominale moduli:	685 Wp
Potenza di picco:	15.186,50 kWp
Potenza nominale:	14.100,00 kWac
Tipologia di trasformazione unit:	N.7 (n.4 x 2700 kVA + n.2 x 1400 kVA + n.1 x 900 kVA)
String inverter	N.47 - HUAWEI SUN2000-330KTL-H1
DC/AC Ratio:	1,07

LOTTO 5

Numero strutture:	n.258 2x30 Portrait + n.160 2x15 Portrait
Numero moduli:	20.280
Potenza nominale moduli:	685 Wp
Potenza di picco:	13.891,80 kWp
Potenza nominale:	12.600,00 kWac
Tipologia di trasformazione unit:	N.5 (n.4 x 2700 kVA + n.1 x 1800 kVA)

LOTTO 5

String inverter	N.42 - HUAWEI SUN2000-330KTL-H1
DC/AC Ratio:	1,10

LOTTO 6

Numero strutture:	n.163 2x30 Portrait + n.48 2x15 Portrait
Numero moduli:	11.220
Potenza nominale moduli:	685 Wp
Potenza di picco:	7.685,70 kWp
Potenza nominale:	6.900,00 kWac
Tipologia di trasformation unit:	N.3 (n.1 x 3000 kVA + n.1 x 2700 kVA + n.1 x 1200 kVA)
String inverter	N.23 - HUAWEI SUN2000-330KTL-H1
DC/AC Ratio:	1,11

LOTTO 7

Numero strutture:	n.33 2x30 Portrait + n.34 2x15 Portrait
Numero moduli:	3.000
Potenza nominale moduli:	685 Wp
Potenza di picco:	2.055,00 kWp
Potenza nominale:	1.800,00 kWac
Tipologia di trasformation unit:	N.1 (n.1 x 1800 kVA)
String inverter	N.6 - HUAWEI SUN2000-330KTL-H1
DC/AC Ratio:	1,14

LOTTO 8

Numero strutture:	n.45 2x30 Portrait + n.20 2x15 Portrait
Numero moduli:	3.300
Potenza nominale moduli:	685 Wp
Potenza di picco:	2.260,50 kWp
Potenza nominale:	2.100,00 kWac
Tipologia di trasformation unit:	N.1 (n.1 x 2100 kVA)
String inverter	N.7 - HUAWEI SUN2000-330KTL-H1
DC/AC Ratio:	1,07

LOTTO 9

Numero strutture:	n.49 2x30 Portrait + n.30 2x15 Portrait
Numero moduli:	3.840
Potenza nominale moduli:	685 Wp
Potenza di picco:	2.630,40 kWp
Potenza nominale:	2.400,00 kWac

LOTTO 9

Tipologia di trasformazione unit:	N.1 (n.1 x 2400 kVA)
String inverter	N.8 - HUAWEI SUN2000-330KTL-H1
DC/AC Ratio:	1,09

LOTTO 10

Numero strutture:	n.39 2x30 Portrait + n.16 2x15 Portrait
Numero moduli:	2.820
Potenza nominale moduli:	685 Wp
Potenza di picco:	1.931,70 kWp
Potenza nominale:	1.800,00 kWac
Tipologia di trasformazione unit:	N.1 (n.1 x 1800 kVA)
String inverter	N.6 - HUAWEI SUN2000-330KTL-H1
DC/AC Ratio:	1,07

10.0 DOCUMENTAZIONE

Successivamente alla realizzazione del sistema fotovoltaico, dovranno essere rilasciati i seguenti documenti, elencati a titolo puramente indicativo e non esaustivo:

- Manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi di manutenzione;
- "Progetto Esecutivo – As Built" del sistema fotovoltaico corredato di schede tecniche dei materiali installati;
- Dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito, corredata dall'elenco della strumentazione impiegata;
- Dichiarazione di conformità ai sensi della legge 46/90, articolo 1, lettera a ed al DM 37/08;
- Certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate;
- Garanzia sull'intero sistema e sulle relative prestazioni di funzionamento.

11.0 ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

Nel presente capitolo verranno analizzate le principali interazioni del progetto in termini di ricadute sociali, occupazionali ed economiche, relative sia alla fase di realizzazione che alla fase di esercizio dell'opera.

11.1 Ricadute Sociali

I principali benefici attesi, in termini di ricadute sociali, connessi con la realizzazione dell'impianto

fotovoltaico, consistono principalmente in misure compensative a favore dell'amministrazione locale, che contando su una maggiore disponibilità economica, può perseguire lo sviluppo di attività socialmente utili, anche legate alla sensibilizzazione nei riguardi dello sfruttamento delle energie alternative.

Per quanto concerne gli aspetti legati ai possibili risvolti socio-culturali derivanti dagli interventi in progetto, nell'ottica di aumentare la consapevolezza sulla necessità delle energie alternative, la Società organizzerà iniziative dedicate alla diffusione ed informazione circa la produzione di energia da fonte rinnovabile, quali ad esempio:

- visite didattiche nel campo fotovoltaico aperte alle scuole ed università;
- campagne di informazione e sensibilizzazione in materie di energie rinnovabili;
- attività di formazione dedicate al tema delle energie rinnovabili aperte alla popolazione.

11.2 Ricadute occupazionali

La realizzazione del progetto in esame favorisce la creazione di posti di lavoro qualificato in loco, generando competenze che possono essere eventualmente valorizzate e riutilizzate altrove e determina un apporto di risorse economiche nell'area.

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico e delle relative opere di accumulo e di connessione coinvolge un numero rilevante di persone: occorrono infatti tecnici qualificati (agronomi, geologi, consulenti locali) per la preparazione della documentazione da presentare per la valutazione di impatto ambientale e per la progettazione dell'impianto, nonché personale per l'installazione delle strutture e dei moduli, per la posa cavi, per l'installazione delle apparecchiature elettromeccaniche, per il trasporto dei materiali, per la realizzazione delle opere civili, per l'avvio dell'impianto, per la preparazione delle aree per l'attività agricola, ecc.

Le esigenze di funzionamento e manutenzione del campo fotovoltaico contribuiscono alla creazione di posti di lavoro locali ad elevata specializzazione, quali tecnici specializzati nel monitoraggio e controllo delle performance d'impianto ed i responsabili delle manutenzioni periodiche su strutture metalliche ed apparecchiature elettromeccaniche.

A queste figure si deve poi aggiungere il personale tecnico che sarà impiegato per il lavaggio dei moduli fotovoltaici ed i lavoratori agricoli impiegati nelle attività di coltivazione e raccolta delle piante autoctone e/o storicizzate, nonché della fascia arborea perimetrale. Il personale sarà impiegato regolarmente per tutta la vita utile dell'impianto.

Gli interventi in progetto comporteranno significativi benefici in termini occupazionali, di seguito riportati:

- **vantaggi occupazionali diretti per la fase di cantiere** (impiego diretto di manodopera nella fase di cantiere), quantificabili in circa 150 (picco di presenze in cantiere);
- **vantaggi occupazionali diretti per la fase di esercizio** dell'impianto fotovoltaico, quantificabili in 4-5 tecnici impiegati periodicamente per le attività di manutenzione e controllo delle strutture, dei moduli, delle opere civili;
- **vantaggi occupazionali indiretti**, quali impieghi occupazionali indotti dall'iniziativa per aziende che graviteranno attorno all'esercizio dell'impianto, quali ditte di carpenteria, edili, società di consulenza, società di vigilanza, imprese agricole, ecc.

Le attività di lavoro indirette saranno svolte prevalentemente ricorrendo ad aziende e a manodopera locale, per quanto compatibile con i necessari requisiti.

Ciò porterà alla creazione di specifiche professionalità sul territorio, che a loro volta porteranno ad uno sviluppo tecnico delle aziende locali operanti in questo settore. Tali professionalità potranno poi essere spese in altri progetti, che quindi genereranno a loro volta nuove opportunità occupazionali.

11.3 Ricadute economiche

Gli effetti positivi socio-economici relativi alla presenza di un parco fotovoltaico che riguardano specificatamente le comunità che vivono nella zona di realizzazione del progetto possono essere di diversa tipologia.

Prima di tutto, ai sensi dell'Allegato 2 (Criteri per l'eventuale fissazione di misure compensative) al D.M. 10/09/2010 "*Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*", "... *l'autorizzazione unica può prevedere l'individuazione di misure compensative a carattere non meramente patrimoniale a favore degli stessi comuni e da orientare su interventi di miglioramento ambientali correlati alla mitigazione degli impatti riconducibili al progetto, ad interventi di efficienza energetica, di diffusione di installazioni di impianti a fonti rinnovabili e di sensibilizzazione della cittadinanza sui predetti temi*".

Oltre ai benefici connessi con le misure compensative che saranno concordate con il Comune di Ariano Irpino (AV), un ulteriore vantaggio per le amministrazioni locali e centrali è connesso con gli ulteriori introiti legati alle imposte.

Inoltre, nella valutazione dei benefici attesi per la comunità occorre necessariamente considerare il meccanismo di incentivazione dell'economia locale derivante dall'acquisto di beni e servizi che sono prodotti, erogati e disponibili nel territorio di riferimento. In altre parole, nell'analisi delle ricadute economiche locali è necessario considerare le spese che la Società sosterrà durante l'esercizio, in quanto i costi operativi previsti saranno direttamente spesi sul territorio, attraverso l'impiego di manodopera qualificata, professionisti ed aziende reperiti sul territorio locale.

Nell'analisi delle ricadute economiche a livello locale è necessario infine considerare le spese sostenute dalla Società per l'acquisto dei terreni necessari alla realizzazione del campo fotovoltaico. Tali spese vanno necessariamente annoverate fra i vantaggi per l'economia locale in quanto costituiranno una fonte stabile di reddito per i proprietari dei terreni.

12.0 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

La normativa e le leggi di riferimento da rispettare per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici sono:

Moduli fotovoltaici

- CEI EN 61215 - 1 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1: Prescrizioni per le prove;
- CEI EN 61215 - 2 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 2: Procedure di prova;
- CEI EN 62108 (CEI 82-30): Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV). Qualifica di progetto e approvazione di tipo;
- CEI EN 61730-1 (CEI 82-27) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV). Prescrizioni per la costruzione.

Altri componenti degli impianti fotovoltaici

- CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
- CEI EN 50524 (CEI 82-34) Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici;
- CEI EN 50530 (CEI 82-35) Rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica;
- CEI EN 62116 Procedura di prova delle misure di prevenzione dell'isola elettrica per inverter di sistemi FV interagenti con la rete pubblica;

Progettazione fotovoltaica

- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- UNI 10349-1:2016: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;

Impianti elettrici e fotovoltaici

- CEI EN 61724 (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- EN 62446 (CEI 82-38) Sistemi fotovoltaici collegati alla rete elettrica - Prescrizioni minime per la documentazione del sistema, le prove di accettazione e prescrizioni per la verifica ispettiva;
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;

- CEI EN 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase);
- CEI 13-4: Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica;
- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2);
- CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3);
- CEI EN 50470-1/A1 (CEI 13-52) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparat di misura (indici di classe A, B e C)
- CEI EN 50470-3/A1 (CEI 13-54) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C);
- CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini, serie;
- CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;
- CEI EN 60439 (CEI 17-13): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT), serie;
- CEI 99-3: Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.

Connessione degli impianti fotovoltaici alla rete elettrica

- CEI 0-16 : Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica;

Per la connessione degli impianti fotovoltaici alla rete elettrica si applica quanto prescritto nella deliberazione n. 99/08 (Testi integrato delle connessioni attive) dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e successive modificazioni. Si applicano inoltre, per quanto compatibili con le norme sopra citate, i documenti tecnici emanati dai gestori di rete.

Il Progettista
Ing. Vito Bretti

