



AGOSTO 2024

Progettazione di un impianto Agrivoltaico denominato "FV32" avente potenza di picco pari a 18.783 MW integrato con un sistema di accumulo di 15 MW e potenza richiesta ai fini della connessione 18.714, ubicato in agro del Comune di San Pietro Vernotico (Br) e le rispettive opere di connessione ubicate nel Comune di Brindisi

ELAB. 01 - RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA

Progettista:

Ing. Francesco Ciraci iscritto all'Ordine degli Ingegneri di Brindisi n. 1040



Sommario

1.	PREMESSA.....	4
1.1	DATI GENERALI DEL PROGETTO.....	4
1.2	LINEE GUIDA MITE	6
2.	VERIFICA REQUISITI LINEE GUIDA MITE – IMPIANTO	8
	VERIFICA REQUISITO A.1 - IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV 32	8
	VERIFICA REQUISITO A.2 - IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV 32	8
2.2	REQUISITO B	9
	VERIFICA REQUISITO B.1 - IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV 32	9
	VERIFICA REQUISITO B.2 - IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV 32	11
2.3	REQUISITO C	12
	VERIFICA REQUISITO C - IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV 32	12
2.4	REQUISITO D	13
	VERIFICA REQUISITO D - IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV 32.....	13
2.5	REQUISITO E.....	13
3.	SUDDIVISIONE DEL TERRENO IN CAMPI E SOTTOCAMPI	14
3.1	COMPATIBILITA' DEL PROGETTO AGRIVOLTAICO	14
3.2	SCOPO DEL PROGETTO	16
4.	STATO DI FATTO.....	17
4.1	LOCALIZZAZIONE IMPIANTO.....	17
4.2	INQUADRAMENTO CATASTALE	18
4.3	INQUADRAMENTO URBANISTICO	21
4.4	ARTICOLO 6 COMMA 9 BIS. DEL DECRETO LEGISLATIVO 3 MARZO 2011, N. 28.....	22
4.5	INQUADRAMENTO VINCOLISTICO.....	23
4.6	VERIFICA D.LGS 199 ART. 20 COMMA 8 – AREE IDONEE	26
5.	CAPITOLO CLASSIFICAZIONE OPERE UTENTE – TERNA	27
6.	PROGETTO IMPIANTO AGRIVOLTAICO	27
6.1	CRITERI DI PROGETTAZIONE GENERATORE FOTOVOLTAICO	27
6.1.1	DIMENSIONAMENTO E PRODUTTIVITA' DELL'IMPIANTO	28
6.1.2	PRINCIPALI CARATTERISTICHE TECNICHE DEI COMPONENTI.....	28
6.1.3	STRUTTURE DI SOSTEGNO MODULI FOTOVOLTAICI.....	30
6.1.4	SISTEMA DI CONDIZIONAMENTO DELLA POTENZA	30
6.1.5	SEZIONE DI TRASFORMAZIONE IN ELEVAZIONE	34
6.1.6	QUADRI ELETTRICI PARALLELO E INTERFACCIA RETE	36
6.1.7	VIE CAVO PER LA DISTRIBUZIONE LINEE ELETTRICHE	43
6.1.8	IMPIANTO DI TERRA.....	45
6.1.9	LAYOUT IMPIANTO FV 32	45
6.2	CRITERI DI PROGETTAZIONE ELEMENTI FUNZIONALI ALL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO	46
6.2.1	TRACKER	46
6.2.2	RECINZIONE	46
6.2.3	SISTEMA ANTINCENDIO	48
6.2.4	PALI ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA	48
6.3	CALCOLI DI PROGETTO	49
6.4	FASI DI COSTRUZIONE	49
6.5	SCAVI E MOVIMENTO TERRA	50
6.6	OPERE DI MITIGAZIONE	51
6.7	PROGETTO AGRICOLO.....	51
7.	VERIFICHE E COLLAUDI.....	51
8.	PIANO DI MANUTENZIONE.....	53
	MODULI FOTOVOLTAICI	53
	STRINGHE FOTOVOLTAICHE	53
	QUADRI ELETTRICI.....	54



IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV_32

CONVERTITORI.....	54
COLLEGAMENTI ELETTRICI	54
9. DISMISSIONE IMPIANTO	55
10. RIFERIMENTI NORMATIVI	56
NORMATIVA GENERALE.....	56
SICUREZZA.....	56
NORME TECNICHE.....	57
NORMATIVA FOTOVOLTAICA.....	57
ALTRA NORMATIVA SUGLI IMPIANTI ELETTRICI.....	58
DELIBERE AEEG	59
RITIRO DEDICATO.....	59
SERVIZIO DI MISURA	59
TARIFFE	59
TIC - ALLEGATO B DELIBERA N. 348-07 (2008-2011).....	60
TICA.....	62
TISP	63
TEP	63
TIQE.....	63



1. PREMESSA

1.1 DATI GENERALI DEL PROGETTO

Il progetto di seguito illustrato è un impianto agrivoltaico di tipo avanzato che la società proponente **“SAN PIETRO VERNOTICO SOLAR PARK s.r.l.”** intende realizzare nei cinque lotti siti in Mass. Caprariche Vecchia, in agro del Comune di San Pietro Vernotico (BR) e le rispettive opere di connessione ubicate in parte nel Comune di San Pietro Vernotico e in parte nel Comune di Brindisi. La potenza di picco del campo agrivoltaico, sarà di 18.783 kWp per una potenza in immissione alla rete di 18.714 Kw, la produzione energetica sarà supportata da un “Sistema di Accumulo” a batteria di potenza pari a 15.000 kWh.

Il progetto sarà eseguito in regime “agrivoltaico” che produce energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso un sistema integrato con l’attività agricola, garantendo un modello eco-sostenibile che fornisca energia pulita e prodotti sani da agricoltura biologica.

La tecnologia impiantistica prevede l’installazione di moduli fotovoltaici che saranno installati su strutture mobili (tracker) con rotazione di tipo monoassiale ad inseguimento solare.

Il terreno rimarrà ad uso agricolo per circa **87%** della superficie occupata dall’impianto agrivoltaico. Le strutture (tracker) infatti saranno posizionate in maniera da consentire lo sfruttamento agricolo ottimale del terreno.

I terreni non occupati dai tracker continueranno ad essere adibiti ad uso agricolo.

Nella tabella seguente sono riepilogate in forma sintetica le principali caratteristiche tecniche dell’impianto di progetto.

ITEM	DESCRIZIONE
Richiedente	SAN PIETRO VERNOTICO SOLAR PARK s.r.l.
Luogo di installazione:	San Pietro Vernotico (BR)
Foglio castale	46
Particelle Impianto Agrivoltaico	34, 42, 44, 46, 63, 65, 69, 80, 91, 97, 104, 107, 114, 115, 116, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 132, 133, 134, 135, 136 137, 141, 174, 176, 179, 181, 183, 186
Foglio	50
Particelle Impianto Agrivoltaico	1, 2, 3, 4, 46, 209, 210, 211, 221, 222, 223
Particella campo sperimentale	46
Denominazione impianto:	FV 32
Potenza di picco (MWp):	18,78
Potenza in immissione (MWp):	18,71
Informazioni generali del sito:	Sito ben raggiungibile, caratterizzato da strade esistenti idonee alle esigenze legate alla realizzazione dell'impianto e di facile accesso. La morfologia è piuttosto regolare.
Conessione:	Interfacciamento alla rete mediante soggetto privato nel rispetto delle norme CEI.
Tipo strutture di sostegno:	Strutture metalliche in acciaio zincato tipo Tracker fissate a terra su pali
Potenza modulo fotovoltaico (Wp)	670
Inclinazione piano dei moduli:	+55° - 55°
Azimut di installazione:	0°
Caratterizzazione urbanistica vincolistica:	Il PRG del Comune di San Pietro Vernotico (BR) colloca l'area di intervento in zona E – Agricola
Tipo di coltura	coltivazione biologica

Tabella 1.1: Dati di progetto

L'impianto agrivoltaico sarà realizzato su un'area di circa 27,5 ha, mentre l'area totale a disposizione per l'impresa agricola è di circa 28,5 ha, come di seguito riportato.

CAMPI	AREA AGRIVOLTAICO	AREA IMPIANTO-RECINZIONE (mq)	PERIMETRO RECINZIONE (m)	n.TRACKE R1V28	n.TRACKER 1V14	n. PANNELLI	AREA COLTURA (tra e sotto i tracker)	AREA MITIGAZIONE ESTERNA	AREA PIANO COLTURALE TOTALE	PERCENTUALE P.COLTURALE TOT.	AREA STRADE E CABINE INTERNE	n. CANCELLO	n. cabina Ausiliaria	n. trasformatori	n. Cabina Inverter Centralizz ato	n. DC/DC Converter	n. Cabina di raccolta
CAMPO 1	154992	143627	1963	508	184	16800	125710	11365	137075	88.44%	17917	2	2	4	4	24	1
CAMPO 2	54174	49572	898	178	52	5712	42886	4602	47487	87.66%	6687	1	2	2	2	6	
CAMPO 3	15234	12863	509	30	20	1120	9818	2373	12191	80.02%	3044	1	1	1	1		
CAMPO 4	14608	12365	463	28	23	1106	9580	2243	11823	80.94%	2785	1	1	1	1		
CAMPO5	34748	31140	890	97	42	3297	25955	3609	29564	85.08%	5185	1	1	1	1		
TOTALE	273756	249566	4723	841	321	28035	213948	24191	238139	87%	35617	6	7	8	9	30	1



Immagine 1.1 – Inquadramento Area intervento su Ortofoto

1.2 LINEE GUIDA MITE

Il 27 giugno 2022 il MITE ha pubblicato le “Linee Guida in materia di impianti agrivoltaici” al cui interno sono stati specificati alcuni importanti requisiti degli impianti agrivoltaici (le “Linee Guida”). Il documento è stato predisposto nell’ambito di un gruppo di lavoro coordinato dal MITE e composto da:

CREA – Consiglio per la ricerca in agricoltura e l’analisi dell’economia agraria;

GSE – Gestore dei servizi energetici S.p.A.;

ENEA – Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l’energia e lo sviluppo economico sostenibile;

RSE – Ricerca sul sistema energetico S.p.A.

Secondo la definizione fornita dal MITE, l’impianto agrivoltaico consiste in “impianto fotovoltaico che adotta soluzioni volte a preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione”.



Accanto al concetto di impianto agrivoltaico, il MITE ha introdotto anche due ulteriori concetti:

Impianto agrivoltaico avanzato: impianto agrivoltaico che, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater e 1-quinquies, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, e ss. mm.:

adotta 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 eventualmente consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione; prevede la contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto dell'installazione fotovoltaica sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture, la continuità delle attività delle aziende agricole interessate, il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici;

Sistema agrivoltaico avanzato: un sistema complesso composto dalle opere necessarie per lo svolgimento di attività agricole in una data area e da un impianto agrivoltaico installato su quest'ultima che, attraverso una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, integri attività agricola e produzione elettrica, e che ha lo scopo di valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi, garantendo comunque la continuità delle attività agricole proprie dell'area.

Ai sensi del paragrafo 2.2. delle Linee Guida, i requisiti tecnici da rispettare per poter realizzare un impianto agrivoltaico variano a seconda della tipologia di impianto. In particolare, il MITE ha previsto 5 requisiti:

requisito A: adozione di configurazioni spaziali e strumenti tecnologici che valorizzino il potenziale produttivo sia agricolo che energetico;

requisito B: produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromissione della continuità dell'attività agricola e pastorale;

requisito C: adozione di soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra, volte a ottimizzare le prestazioni sia in termini energetici che agricoli;

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

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

Si propone di seguito una spiegazione sintetica di ciascuno dei suddetti requisiti, alla luce di quanto previsto nelle Linee Guida. La progettazione di un impianto deve tenere a mente l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica, valorizzando il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi. Questo requisito si intende rispettato al ricorrere simultaneo di una serie di condizioni costruttive e spaziali.



2. VERIFICA REQUISITI LINEE GUIDA MITE – IMPIANTO

2.1 REQUISITO A

A.1

La superficie minima per l'attività agricola è un parametro fondamentale ai fini della qualifica di un sistema agrivoltaico; come richiamato anche dal decreto-legge 77/2021, la superficie minima coltivata deve essere inoltre caratterizzata dalla continuità temporale dell'attività agricola, atteso che la norma circoscrive le installazioni ai terreni a vocazione agricola. Tale condizione si verifica laddove l'area oggetto di intervento è adibita, per tutta la vita tecnica dell'impianto agrivoltaico, alle coltivazioni agricole, alla floricoltura o al pascolo di bestiame, in una percentuale che la renda significativa rispetto al concetto di "continuità" dell'attività se confrontata con quella precedente all'installazione (caratteristica richiesta anche dal DL 77/2021, nel caso di terreni non precedentemente utilizzati si dovrebbe far riferimento a parametri medi della zona geografica di appartenenza). Pertanto, si dovrebbe garantire sugli appezzamenti oggetto di intervento che almeno il 70% della superficie (superficie totale del sistema agrivoltaico, S.tot) sia destinata all'attività agricola, nel rispetto delle Buone Pratiche Agricole (BPA).

VERIFICA REQUISITO A.1 - IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV 32

Il progetto oggetto della presente relazione soddisfa abbondantemente il requisito A.1, in quanto la superficie destinata all'agricoltura risulta pari all' 87,00% della SUPERFICE Stot, quindi abbondantemente superiore al limite previsto dalle linee guida del MITE, $S_{agricola} \geq 0,7 \cdot Stot$.

A.2

Sempre secondo le linee guida del MITE un sistema agrivoltaico deve essere caratterizzato da configurazioni finalizzate a garantire la continuità dell'attività agricola: tale requisito può essere declinato in termini di "densità" o "porosità". Per valutare la densità dell'applicazione fotovoltaica rispetto al terreno di installazione è possibile considerare indicatori quali la densità di potenza (MW/ha) o la percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR, Land Area Occupation Ratio ("LAOR"): rapporto tra la superficie totale di ingombro dell'impianto agrivoltaico ("Spv"), e la superficie totale occupata dal sistema agrivoltaico ("S tot").

Al fine di non limitare soluzioni tecnologicamente innovative in termini di efficienza dei moduli, si ritiene di optare per la percentuale di superficie occupata dai moduli di un impianto agrivoltaico, e di non considerare nella valutazione di merito ai fini agrivoltaici la densità di potenza. Le linee guida del MITE ritengono opportuno adottare un limite massimo di LAOR pari al 40 %.

VERIFICA REQUISITO A.2 - IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV 32

L'impianto in progetto soddisfa abbondantemente il requisito $LAOR \leq 40\%$, come risulta da quanto di seguito esposto.

La superficie totale occupata dal sistema agrivoltaico (Stot) risulta essere pari a 273.756 mq, ed è data



dalla somma delle seguenti superfici:

- superficie utile di impianto agrivoltaico;
- superficie dedicata alle opere interne al campo per rendere funzionale e operativo l'impianto, e quindi strade perimetrali, strade di servizio, e superfici occupate dalle cabine elettriche e di controllo;
- superficie impegnata dalle opere di mitigazione del campo.

La proiezione della superficie massima di ingombro dei moduli fotovoltaici (Spv) risulta pari a 28.035 metri quadri circa.

In queste condizioni abbiamo ottenuto un valore di LAOR pari al 33,47%. è stato possibile raggiungere tale valore grazie all'attenta e virtuosa progettazione, in quanto si è posti come parametro fondamentale del progetto.

2.2 REQUISITO B

Come previsto dalle linee guida del MITE, nel corso della vita tecnica utile devono essere rispettate le condizioni di reale integrazione fra attività agricola e produzione elettrica valorizzando il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi.

B.1

Gli elementi da valutare nel corso dell'esercizio dell'impianto, volti a comprovare la continuità dell'attività agricola, sono:

- a) L'esistenza e la resa della coltivazione;

Al fine di valutare statisticamente gli effetti delle attività concorrenti, rispettivamente produzione di energetica e produzione di beni/prodotti agricoli è importante accertare la destinazione produttiva agricola dei terreni oggetto di installazione dei sistemi agrivoltaici. In particolare, tale aspetto può essere valutato tramite il valore della produzione agricola prevista sull'area destinata al sistema agrivoltaico negli anni solari successivi all'entrata in esercizio del sistema stesso espressa in €/ha o €/UBA (Unità di Bestiame Adulto), confrontandolo con il valore medio della produzione agricola registrata sull'areadestinata al sistema agrivoltaico negli anni solari antecedenti, a parità di indirizzo produttivo. In assenza di produzione agricola sull'area negli anni solari precedenti, si potrebbe fare riferimento alla produttività media della medesima produzione agricola nella zona geografica oggetto dell'installazione. In alternativa è possibile monitorare il dato prevedendo la presenza di una zona di controllo che permetterebbe di produrre una stima della produzione sul terreno sotteso all'impianto.

VERIFICA REQUISITO B.1 - IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV 32

Il rispetto di tale requisito è riportato nell'elaborato Rif. "Relazione Agronomica".

- b) Il mantenimento dell'indirizzo produttivo



Come previsto dalle linee guida del MITE, ove sia già presente una coltivazione a livello aziendale, andrebbe rispettato il mantenimento dell'indirizzo produttivo o, eventualmente, il passaggio ad un nuovo indirizzo produttivo di valore economico più elevato. Fermo restando, in ogni caso, il mantenimento di produzioni DOP o IGP.

Il requisito "b" risulta banalmente soddisfatto, in quanto i terreni risultano oggi per la maggior parte di essi non coltivati con la presenza di ulivi; pertanto, le colture agricole individuate dalla relazione specialistica a corredo della presente relazione soddisfano pienamente il requisito.

B.2

Le linee guida del MITE prevedono che la produzione elettrica specifica di un impianto agrivoltaico (FV_{agri} in GWh/ha/anno) correttamente progettato, paragonata alla producibilità elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico standard ($FV_{standard}$ in GWh/ha/anno), non deve essere inferiore al 60 % di quest'ultima: $FV_{agri} \geq 0,6 \cdot FV_{standard}$

VERIFICA REQUISITO B.2 - IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV 32

Il requisito di cui sopra risulta verificato in quanto:

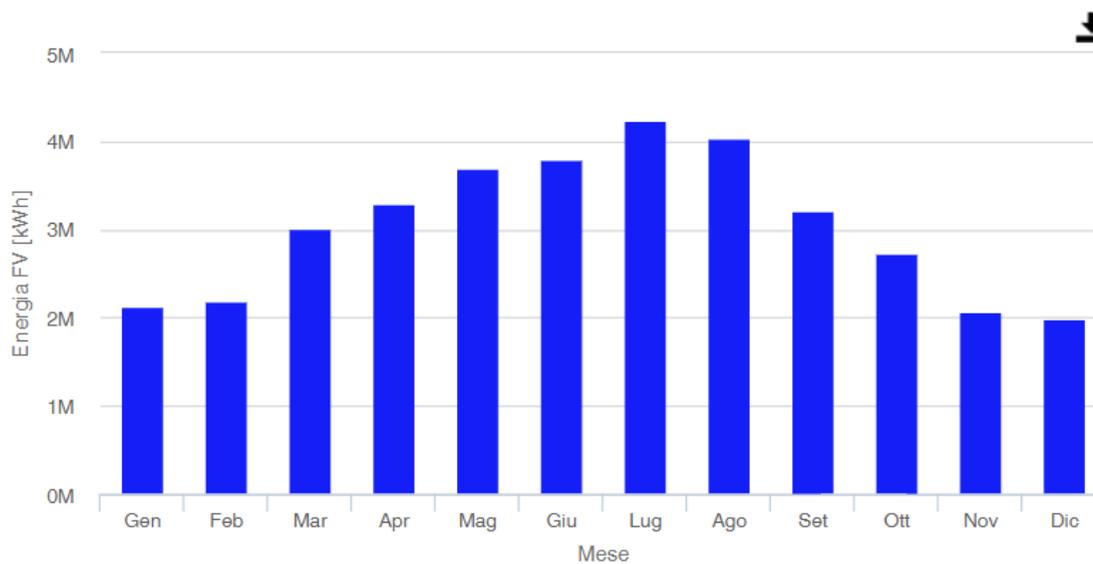
Riassunto

↓

Valori inseriti:	
Luogo [Lat/Lon]:	40.476,18.015
Orizzonte:	Calcolato
Database solare:	PVGIS-SARAH2
Tecnologia FV:	Silicio cristallino
FV installato [kWp]:	18714
Perdite di sistema [%]:	14

Output del calcolo	Asse inclinata
Slope angle [°]:	55
Produzione annuale FV [kWh]:	36392732.59
Irraggiamento annuale [kWh/m ²]:	2470.42
Variazione interannuale [kWh]:	1417862.2
Variazione di produzione a causa di:	
Angolo d'incidenza [%]:	-1.51
Effetti spettrali [%]:	0.84
Temperatura e irradianza bassa [%]:	-7.85
Perdite totali [%]:	-21.28

Energia mensile da sistemi FV ad inseguimento



Opzioni inseguimento
(Click on series to hide)

● Asse inclinata

Come si evince dai calcoli sopra riportati $FV_{agri} \geq 1,31 \cdot FV_{standard}$, perciò, tale requisito risulta verificato. Le soluzioni tecnologiche adottate per la realizzazione dell'impianto agrivoltaico in progetto, una produzione di energia rinnovabile **superiore** alla produzione di un impianto fotovoltaico.

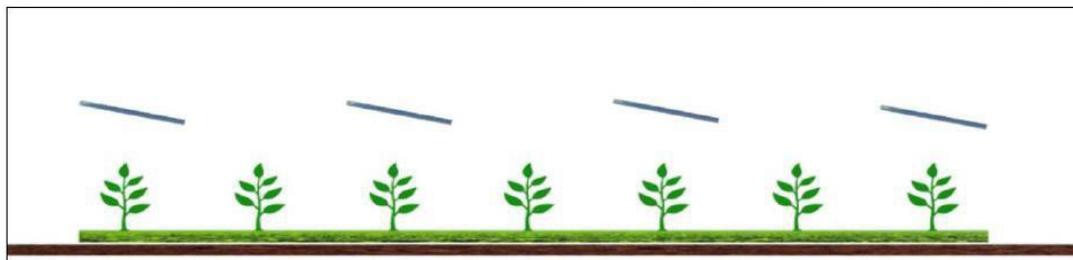
2.3 REQUISITO C

Come evidenziato dalle linee guida del MITE l'altezza minima di moduli da terra, influenza lo svolgimento delle attività agricole su tutta l'area occupata dall'impianto agrivoltaico o solo sulla porzione che risulti libera dai moduli fotovoltaici.

VERIFICA REQUISITO C - IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV 32

Per il progetto di cui trattasi l'area destinata a coltura agricola coincidere con l'intera area del sistema agrivoltaico (a meno delle aree utilizzate per le strade interne, e per le opere accessorie come riportate e quantificate nelle tabelle già sopra riportate), in quanto la scelta progettuale è ricaduta sul sistema indicato dalle linee guida del MITE come **TIPO 1**. L'altezza minima dei moduli è stata progettata in modo da consentire la continuità delle attività agricole anche sotto ai moduli fotovoltaici. Si specifica che il progetto prevede l'altezza minima dei moduli da terra paria 2,1 metri, tale da consentire l'utilizzo di macchinari funzionali alla coltivazione, come previsto dalle linee guida del MITE.

Figura 9 - Sistema agrivoltaico in cui la coltivazione avviene tra le file dei moduli fotovoltaici, e sotto a essi (TIPO 1).



Fonte: Alessandra Scognamiglio, ENEA



Immagine 2.1 – esempio Tracker per impianti agrivoltaici

2.4 REQUISITO D

Dotazione 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.

VERIFICA REQUISITO D - IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV 32

Il rispetto di tale requisito è riportato nell’elaborato Rif. “Relazione Agronomica”.

2.5 REQUISITO E

Dotazione di un sistema di monitoraggio che, oltre a rispettare il requisito D, consenta di verificare il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici.

VERIFICA REQUISITO E - IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV 32

Il rispetto di tale requisito è riportato nell’elaborato Rif. “Relazione Agronomica”.

3. SUDDIVISIONE DEL TERRENO IN CAMPI E SOTTOCAMPI

Di seguito si riporta la suddivisione in campi e sottocampi dei lotti sul quale verrà realizzato l'impianto agrivoltaico FV 32.

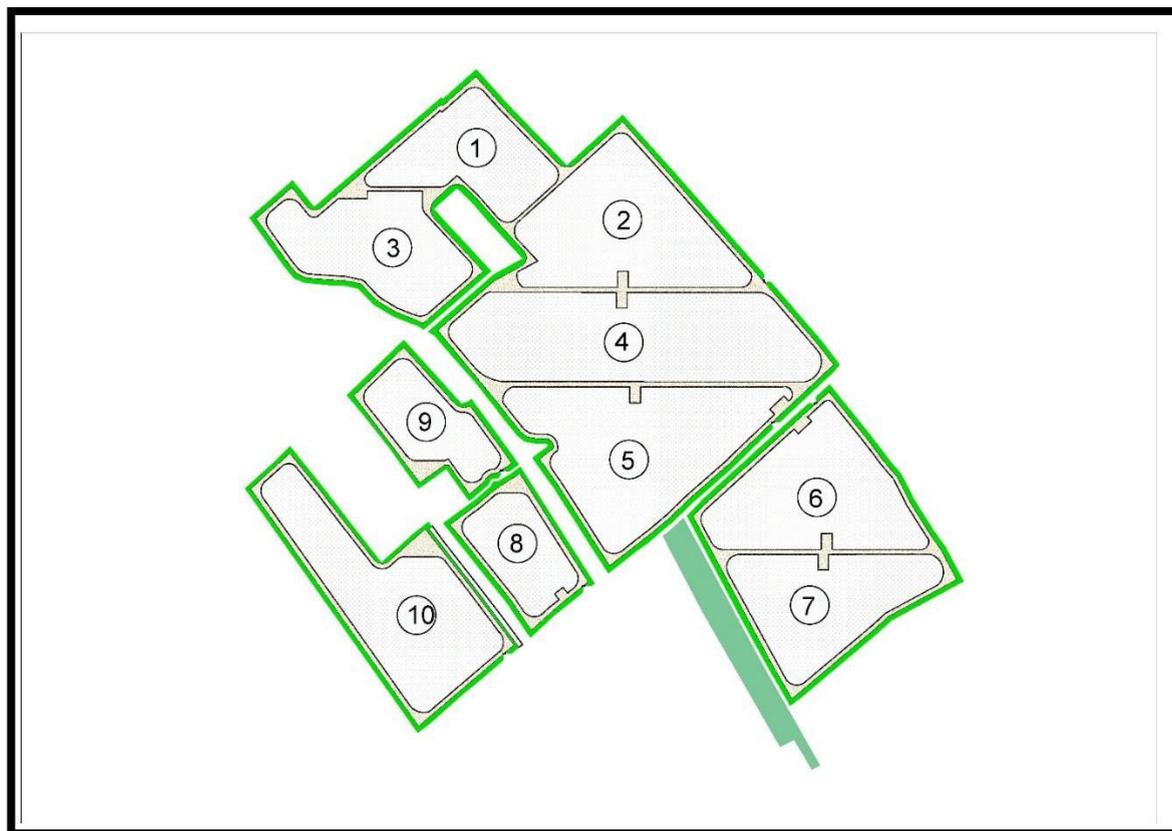


Immagine 3.1: Suddivisione in campi e sub-campi

3.1 COMPATIBILITA' DEL PROGETTO AGRIVOLTAICO

Considerando l'attuale assetto agricolo del sito, si vuole sottolineare che il progetto prevede la conservazione dello stato di fatto combinando il sistema fotovoltaico all'impostazione che l'azienda agricola ha dato al terreno.

Si prevede che l'economia ed il mercato del lavoro esistenti potrebbero essere positivamente influenzati dalle attività di cantiere del Progetto permettendo:

- impatti economici derivanti dalle spese dei lavoratori e dall'approvvigionamento di beni e servizi nell'area locale;
- opportunità di lavoro temporaneo diretto e indiretto per le maestranze locali ed eventuale loro miglioramento delle competenze.

Durante la fase di esercizio, gli impatti positivi sull'economia deriveranno dalle attività di



manutenzione preventiva dell'impianto e di vigilanza del sito. Inoltre, ci sarà la potenziale manodopera agricola impiegata per le coltivazioni previste dal progetto di compensazione.

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico ricoprirebbe un ruolo non di secondo piano garantendo vantaggi significativi, altrimenti evitati:

- contribuire alla riduzione del consumo di combustibili fossili, privilegiando l'utilizzo delle fonti rinnovabili, inserendosi nella importante pianificazione locale della gestione energetica;
- contribuire allo sviluppo economico e occupazionale locale
- continuità nello sfruttamento dell'area a vocazione agricola;
- attività sociali associate ad altri progetti collegati e connessi alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico, da realizzare nel medesimo territorio.

Risulta quindi evidente che la mancata realizzazione del progetto farebbe venire meno sia la maggiore occupazione agricola e i benefici economici derivanti dagli investimenti realizzati.



3.2 SCOPO DEL PROGETTO

La scelta di progettare un impianto che integra due tipi di attività produttive così diverse tra loro come la produzione di energia e la produzione agricola, nasce dall'esigenza di rendere compatibile la produzione di energia con il rispetto dell'ambiente e la valorizzazione delle risorse naturali che offre il territorio in un'ottica più "green" e sostenibile del mondo della imprenditoria. Il progetto, si ritiene che risulti pertanto in linea con l'obiettivo nazionale ed internazionale di rendere Carbon free i processi di produzione dell'energia, tale cioè da azzerare le emissioni nette di CO2 conseguenti all'utilizzo ai fini energetici dei combustibili fossili, oltre ad armonizzarsi con i principi di sostenibilità e circolarità contenuti nell'Agenda 2030 e i Sustainable Development Goals (SDG) che lo stesso progetto mira a raggiungere. In particolare, questo progetto risulta essere perfettamente in linea con la strategia energetica nazionale inserendosi nel percorso che vede l'Italia impegnata a raggiungere una potenza fotovoltaica installata complessiva pari a 30 GW entro il 2030, considerando sia impianti a terra che sugli edifici.

Grazie alla progettazione integrata, infatti, questo progetto mira a conseguire risultati in termini di performance energetiche, che contribuiscono al conseguimento dell'obiettivo sopra citato combinandosi sinergicamente con la valorizzazione in termini di produzione agricola del territorio, oggetto dell'intervento, all'interno di un processo più sostenibile della tradizionale produzione di energia da fonti rinnovabili in quanto mitiga l'impatto ambientale che questa genererebbe sul suolo in assenza del progetto agricolo e degli accorgimenti ingegneristici che ne conseguono.

La sinergia progettuale sopra menzionata consente di portare a valori pressoché trascurabili la percentuale di terreno sottratta all'attività agricola e, al contempo, permette all'attività agricola stessa di beneficiare della disponibilità di terreni attrezzati e predisposti con servizi ed utilities a costo zero, all'interno di un ambiente protetto e continuamente monitorato. Quanto sopra rende il terreno interessato dall'intervento, come candidato ideale per l'insediamento di colture ad alto valore economico, in quanto oltre ad assicurare protezione contro probabili atti di vandalismo ed episodi di furto a cui sono solitamente soggette tali colture, offre una serie di strumenti e servizi all'avanguardia per la conduzione dell'attività, tutti alimentabili elettricamente dall'energia autoprodotta dall'impianto in modo da limitarne l'impatto sull'ambiente; si specifica inoltre che nella conduzione del terreno si ricorrerà all'utilizzo di mezzi elettrici al posto dei convenzionali mezzi alimentati da carburanti fossili inquinanti.

4. STATO DI FATTO

4.1 LOCALIZZAZIONE IMPIANTO

Il progetto in esame è ubicato nel territorio comunale di San Pietro Vernotico, Provincia di Brindisi.

L'area di intervento risulta essere pari a circa 27,3 ettari complessivi, l'intera superficie viene separata in cinque da strade interpoderali. Tali aree, nel vigente strumento urbanistico, sono destinate attualmente a zone di uso agricolo (zone E) come da Certificato di Destinazione Urbanistico.

L'impianto verrà connesso alla Stazione elettrica (SE) di trasformazione RTN a 380/150/36 kV da inserire in doppia entra-esce a due linee 380 kV "Brindisi Sud – Brindisi Sud CE".

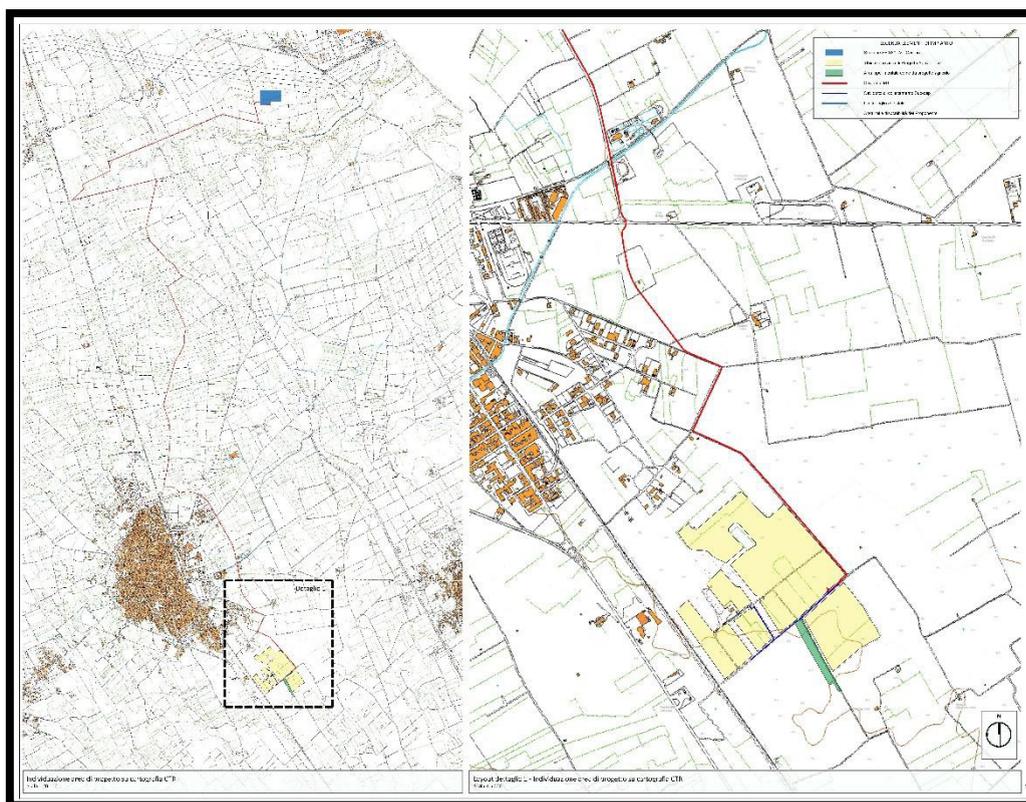


Immagine 4.1: Inquadramento Impianto FV 32 su CTR

4.2 INQUADRAMENTO CATASTALE

La tabella e le immagini descrivono brevemente l'inquadramento catastale dei singoli campi di impianto. Per una più chiara visione, si rimanda ai seguenti elaborati grafici:



Immagine 4.2 Inquadramento campi su catastale



IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV_32

n.	Ditta Catastale	Fg.	Part.	Qualità	Superficie Catastale (mq)	TITOLARITA' DELL'AREA
CAMPO 0						
0	MICELLO REALINO nato a Mesagne il 25/05/1965	46	34	ULIVETO	0,0508	NELLA DISPONIBILITA DEL PREPONENTE
	BEVILACQUA MIRELLA nata a San Pietro Vernotico il 14/02/1957	50	46	ULIVETO	0,7984	
	DE NIGRIS FANELLI MARIA ROSARIA nata a Squinzano il 14/03/1956	50	211	ULIVETO	0,15	
	PALAIÀ MARIA nata a Squinzano il 01/09/1947	50	223	ULIVETO	0,034	

CAMPO 1						
1	ANDRIANI KLAUDIE THERESE nata in Germania il 09/01/1967 LOSITO FRANCESCO nato a Martina Franca il 09/12/1948	46	120	ULIVETO-PASCOLO	0,1200 0,0351	NELLA DISPONIBILITA DEL PREPONENTE
		46	128	ULIVETO	0,81	
		46	129	ULIVETO	0,087	
	ARSIENI RITA nata a San Pietro Vernotico il 20/04/1948	46	137	ULIVETO	0,1268	NELLA DISPONIBILITA DEL PREPONENTE
	BEVILACQUA ANTONIETTA nata a San Pietro Vernotico il 11/10/1954 ARSIENI GIUSEPPE RAFFAELE nato a San Pietro Vernotico il 13/03/1975 ARSIENI VINCENZO nato a San Pietro Vernotico il 31/12/1980	46	141	ULIVETO	0,0508	NELLA DISPONIBILITA DEL PREPONENTE
	MARANGIO FEDERICA nata a San Pietro Vernotico il 30/05/1981	46	42	SEMINATIVO-ULIVETO	0,5208	NELLA DISPONIBILITA DEL PREPONENTE
		46	44	ULIVETO	0,4332	
		46	46	ULIVETO	0,5843	
		46	80	ULIVETO	0,6211	
	EREDI COCCIOLO PIERINO SAPONARO CARMELA nata a San Pietro Vernotico il 01/09/1939 COCCIOLO COSIMO nato a San Pietro Vernotico il 08/02/1961 COCCIOLO MARIA nato a San Pietro Vernotico il 10/04/1963 COCCIOLO TONINO nato a San Pietro Vernotico il 14/04/1968	46	97	SEMINATIVO ULIVETO	1,021	NELLA DISPONIBILITA DEL PREPONENTE
	MICELLO REALINO nato a Mesagne il 25/05/1965	46	69	SEMINATIVO- ULIVETO	2,0527	NELLA DISPONIBILITA DEL PREPONENTE
		46	118	ULIVETO	0,1708	
		46	126	ULIVETO	0,3896	
	PETRACHI ANNA nata a Trepuzzi il 20/03/1956 PETRACHI CLAUDIO nato a Squinzano il 12/08/1961 PETRACHI DANIELE nato a Squinzano il 23/09/1958 PETRACHI GIOVANNA nata a Squinzano il 21/11/1954 PETRACHI LORETA nata a Squinzano il 08/03/1963 PETRACHI TONIO nato a San Pietro Vernotico il 26/11/1972 STEFANIZZI MARIA CONCETTA nata a Squinzano il 24/12/1933	46	119	ULIVETO	0,254	NELLA DISPONIBILITA DEL PREPONENTE
		46	127	ULIVETO	0,68	
	EREDI LATTANTE VINICIO nato a San Pietro Vernotico il 10/02/1929 LAPORTA DONATA nata a Squinzano il 27/04/1938 LATTANTE MASSIMO nato a San Pietro Vernotico il 19/11/1971 LATTANTE SALVATORE nato a San Pietro Vernotico il 31/05/1965	46	130	SEMINATIVO ULIVETO	0,0178 1,9087	NELLA DISPONIBILITA DEL PREPONENTE
	DE SANTIS ANNA RITA nata a Lecce il 14/11/1964	46	131	SEMINATIVO ULIVETO	0,3660 0,0944	NELLA DISPONIBILITA DEL PREPONENTE
		46	132	ULIVETO	1,1083	
		46	134	ULIVETO	0,7184	
		46	135	ULIVETO	0,2248	
46		136	ULIVETO	0,2204		
PALAZZO CLAUDIO nato a San Pietro Vernotico il 08/07/1968	46	133	ULIVETO	0,4854	NELLA DISPONIBILITA DEL PREPONENTE	

CAMPO 2						
2	DE NIGRIS FANELLI MARIA ROSARIA nata a Squinzano il 14/03/1956	50	1	ULIVETO	1,097	NELLA DISPONIBILITA DEL PREPONENTE
		50	209	ULIVETO	0,1092	
		50	210	ULIVETO	0,166	
	MICELLO REALINO nato a Mesagne il 25/05/1965	50	2	SEMINATIVO ULIVETO	1,2761 0,0126	NELLA DISPONIBILITA DEL PREPONENTE
	PELLEGRINO EMILIO nato a Squinzano (LE) il 28/09/1947	50	3	SEMINATIVO ULIVETO	0,0154 0,5555	NELLA DISPONIBILITA DEL PREPONENTE
	PALAIA MARIA nata a Squinzano il 01/09/1947	50	4	ULIVETO	0,8292	NELLA DISPONIBILITA DEL PREPONENTE
		50	221	SEMINATIVO ULIVETO	0,0426 1,1255	
		50	222	ULIVETO	0,1864	
	CAMPO 3					
3	MICELLO REALINO nato a Mesagne il 25/05/1965	46	65	ULIVETO	0,1328	NELLA DISPONIBILITA DEL PREPONENTE
		46	114	ULIVETO	0,14	
		46	115	ULIVETO PASCOLO	0,0700 0,0840	
		46	186	ULIVETO	0,1743	
	DE TOMMASO ADDOLORATA nata a Erchie il 17/03/1964	46	116	ULIVETO PASCOLO	0,0600 0,0866	NELLA DISPONIBILITA DEL PREPONENTE
CAMPO 4						
4	MICELLO REALINO nato a Mesagne il 25/05/1965	46	91	ULIVETO	0,0824	NELLA DISPONIBILITA DEL PREPONENTE
CAMPO 5						
5	DE SANTIS ANNA RITA nata a Lecce il 14/11/1964	46	63	ULIVETO	2,184	NELLA DISPONIBILITA DEL PREPONENTE
		46	104	SEMINATIVO ULIVETO	0,0002 0,6518	
		46	174	ULIVETO	0,0448	
	MICELLO REALINO nato a Mesagne il 25/05/1965	46	107	ULIVETO	0,3795	NELLA DISPONIBILITA DEL PREPONENTE
		46	176	ULIVETO	0,1085	
		46	179	ULIVETO	0,2448	
		46	181	ULIVETO	0,4556	
		46	183	ULIVETO	0,2835	
	CAMPO 3-4					
	3- 4	MICELLO REALINO nato a Mesagne il 25/05/1965	46	121	ULIVETO	0,2872
46			122	ULIVETO	0,4357	
46			123	ULIVETO	0,4345	
DE TOMMASO ADDOLORATA nata a Erchie il 17/03/1964		46	124	ULIVETO	0,4475	NELLA DISPONIBILITA DEL PREPONENTE

4.3 INQUADRAMENTO URBANISTICO

Le aree occupate dagli impianti ricadono all'interno del territorio comunale di San Pietro Vernotico in **zona E1 Agricola** come definita dal P.R.G. di San Pietro Vernotico.

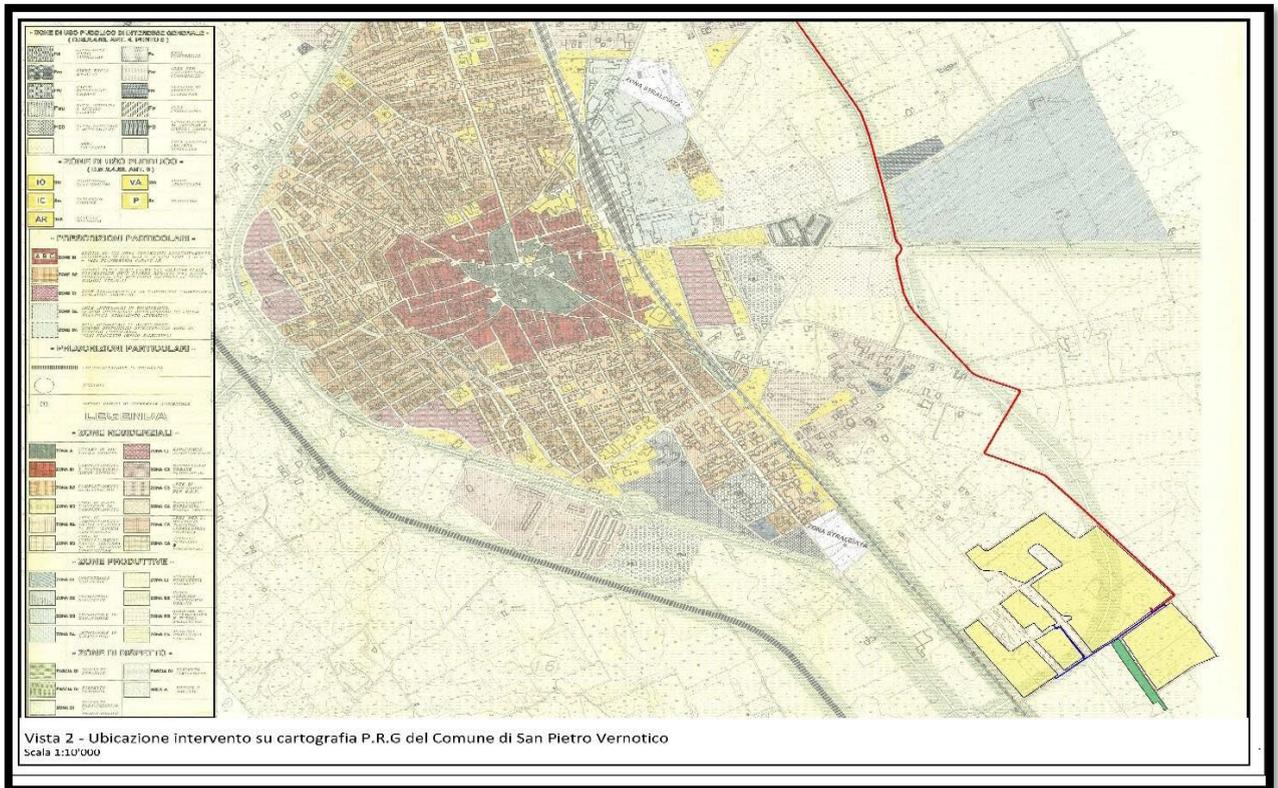


Immagine 4.3: Estratto PRG del Comune di San Pietro Vernotico

Il progetto viene presentato ai sensi dell'articolo 6 comma 9 bis del DECRETO LEGISLATIVO 3 marzo 2011, n. 28, che di seguito si riporta:

“Le medesime disposizioni di cui al comma 1 si applicano ai progetti di nuovi impianti fotovoltaici e alle relative opere connesse da realizzare nelle aree classificate idonee ai sensi dell'articolo 20 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, ivi comprese le aree di cui al comma 8 dello stesso articolo 20, di potenza fino a 12 MW, nonché' agli impianti agro-voltaici di cui all'articolo 65, comma 1-quater, del decreto- legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, che distino non piu' di 3 chilometri da aree a destinazione industriale, artigianale e commerciale. ((PERIODO SOPPRESSO DAL D.L. 24 FEBBRAIO 2023, N. 13, CONVERTITO CON MODIFICAZIONI DALLA L. 21 APRILE 2023, N. 41)). La procedura di cui al presente comma, con edificazione diretta degli impianti fotovoltaici e delle relative opere connesse e infrastrutture necessarie, si applica anche qualora la pianificazione urbanistica richieda piani attuativi per l'edificazione”.

4.5 INQUADRAMENTO VINCOLISTICO

Per la verifica dei vincoli paesaggistici e/o ambientali si è provveduto alla verifica di raffronto con la cartografia del:

- PPTR (Piano Paesaggistico Territoriale Regionale)
- Aree non idonee secondo il FER della DGR 2122
- Piano Stralcio per l'Assetto idrogeologica (P.A.I. e Carta Idrogeomorfologica)

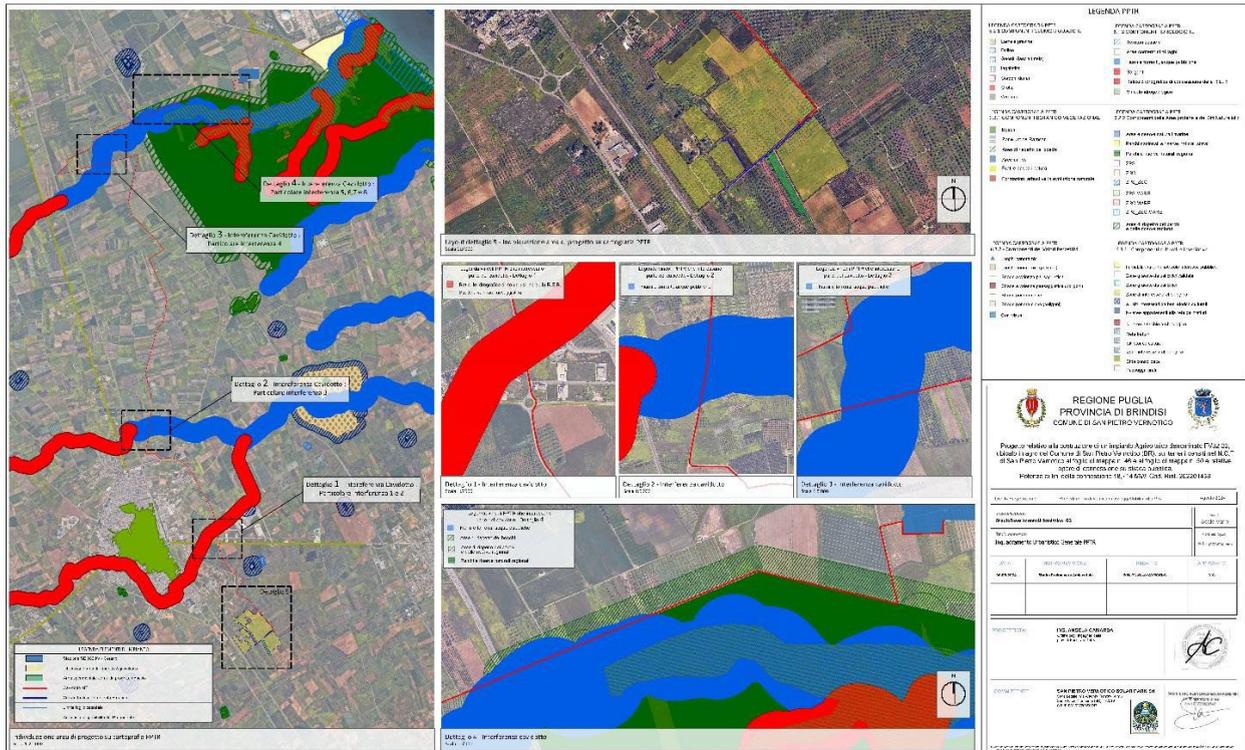


Immagine 4.5: Inquadramento su Ortofoto con vincoli PPTR



5. CAPITOLO CLASSIFICAZIONE OPERE UTENTE – TERNA

Con il presente progetto si vuole autorizzare l'impianto agrivoltaico FV 32 e le opere utente.

Le opere utente sono:

- l'impianto solare di produzione dell'energia elettrica;
- Il cavidotto MT di interconnessione tra i cinque campi;
- Il cavidotto AT di collegamento alla stazione elettrica TERNA

6. PROGETTO IMPIANTO AGRIVOLTAICO

6.1 CRITERI DI PROGETTAZIONE GENERATORE FOTOVOLTAICO

L'impianto solare di produzione dell'energia elettrica è composto come di seguito, essenzialmente da due elementi:

- il generatore fotovoltaico, costituito dall'insieme dei pannelli fotovoltaici opportunamente collegati in serie (stringhe) ed in parallelo per generare la potenza desiderata;
- un gruppo di condizionamento e controllo della potenza (o semplicemente convertitore c.c./a.c.) che trasferisce l'energia dal generatore fotovoltaico alla rete elettrica convertendola da corrente continua, derivata dalla luce solare, in corrente alternata, quindi compatibile con l'esercizio in rete.

In parallelo a quanto sopra, la società proponente SAN PIETRO VERNOTICO SOLAR PARK ha previsto una produzione energetica attraverso un Sistema di Accumulo (anche definito BESS Battery Energy Storage System) con capacità di produzione pari a 15 MW. L'impianto di accumulo, attraverso un sistema di controllo e gestione dei flussi di potenza, provvederà ad integrarsi nell'unità produttiva principale bilanciando le carenze di produzione oppure allargando la fascia di immissione in rete nelle ore di basso irraggiamento senza peraltro alterarne il picco massimo stabilito (in sede di richiesta della potenza di immissione inoltrata al gestore) a 18.714 kW.

Il funzionamento dell'impianto fotovoltaico in parallelo alla rete elettrica (grid-connected) consente all'utente dell'impianto di poter cedere completamente l'energia autoprodotta durante le ore di irraggiamento solare. La quantità di energia prodotta dal sistema può essere così utilizzata da altri utenti della rete, per cui tutta l'energia pulita prodotta dal generatore fotovoltaico viene effettivamente usata e il generatore funziona sempre al massimo delle sue potenzialità e al massimo del suo rendimento.

Il campo fotovoltaico sarà esposto alla radiazione solare in modo da massimizzare l'energia annua producibile, impiegando dei sistemi di inseguimento mono assiali, che permettono ai moduli di seguire l'andamento del sole nel suo percorso da Est a Ovest. Il sistema sarà posato nei limiti degli eventuali vincoli



IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV 32

architettonici della struttura che ospita il campo stesso. Dal punto di vista elettrico, poi, il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra.

Le stringhe saranno costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici (in numero di 28 e 21) che si attesteranno direttamente sugli ingressi predefiniti, con MPPT indipendenti.

Attraverso la *Soluzione Tecnica minima generale per la connessione* (codice Pratica 202201438) elaborata da Terna S.p.A., in regime di concessione governativa responsabile della trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete di Alta e Altissima tensione (AT e AAT) sull'intero territorio nazionale, si prevede la connessione dell'energia prodotta dalla Centrale fotovoltaica (identificata con la denominazione di "**Impianto FV32**") in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di trasformazione RTN a 380/150/36 kV da inserire in doppio *entra-esce* a due delle linee 380 kV "*Brindisi Sud – Brindisi Sud CE*", in agro del Comune di Brindisi.

L'unità produttiva è composta da poco più di 28.000 moduli fotovoltaici, quali elementi optoelettronici costituiti da celle fotovoltaiche in grado di convertire, sfruttando l'effetto fotovoltaico, l'energia solare intercettata in energia elettrica, di potenza pari a 670Wp. Al fine di ottimizzare gli spazi a disposizione ed efficientare l'energia intercettata i moduli sono alloggiati su inseguitori monoassiale. L'energia prodotta sarà convogliata su convertitori statici di potenza che provvedono al condizionamento (conversione c.c./c.a.), controllandone i parametri di esercizio (potenza, frequenza, ecc...), dell'energia così prodotta per la conseguente immissione in Rete. Per il vettoriamento verso il punto di immissione sarà necessario elevare la tensione in uscita dai convertitori statici attraverso macchine elettriche statiche (trasformatori di potenza) in grado di elevare la tensione di ingresso, generalmente di 1^{cat} (inferiore a 1.000 V in a.c.), ad un livello superiore; nel progetto in studio la tensione di vettoriamento è pari a 36 kV.

6.1.1 DIMENSIONAMENTO E PRODUTTIVITA' DELL'IMPIANTO

Il sistema è stato dimensionato prendendo in considerazione di poter utilizzare al meglio la superficie disponibile per l'installazione dei tracker monoassiale ai quali saranno fissati i pannelli fotovoltaici, per ricavare la maggior potenza producibile al fine di immettere in rete quanto prodotto dal campo fotovoltaico. L'impianto verrà posizionato a terra, sui terreni siti nel Comune di San Pietro Vernotico. Il sistema proposto avrà una potenza di picco del campo fotovoltaico sarà di circa 18.783 kWp e una potenza in immissione alla rete (a.c.) di 18.714 kW.

6.1.2 PRINCIPALI CARATTERISTICHE TECNICHE DEI COMPONENTI

Le caratteristiche del modulo scelto per il dimensionamento definitivo del sistema fotovoltaico sono riportate nel prospetto seguente:

TITAN

**HIGH PERFORMANCE
BIFACIAL PERC MONOCRYSTALLINE MODULE**


















* In the photo are different [certifications](#) in different markets, please consult your local Risen Energy sales representatives for the specific certified application for the products in the region to which the products are to be used.

RISEN ENERGY CO., LTD.
Risen Energy is a leading, global Tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 1988, and publicly listed in 2010, complete value generation for its diverse global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by customer-centric quality and support, underlie Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, so together we **RISE** on the rising value of green energy.

Techno Industry Zone Hefei, [www.risenenergy.com](#) R&D
Tel: +86-571-5925238 Fax: +86-571-5925244
E-mail: marketing@risenenergy.com Website: www.risenenergy.com

832

RSM132-8-650BMDG-670BMDG

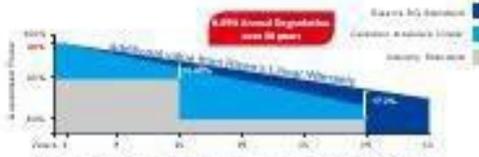
132 CELL Mono PERC Module	650-670Wp Power Output Range
1500VDC Maximum System Voltage	21.6% Maximum Efficiency

KEY SALIENT FEATURES

-  Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
-  Bifacial technology enables additional energy harvesting from rear side (up to 30%)
-  Industry leading lowest thermal co-efficient of power
-  Industry leading 12 years product [warranty](#)
-  Excellent low irradiance performance
-  Excellent PID resistance
-  Positive power tolerance of 0+3%
-  Dual stage 100% EL inspection [warranty](#) defect-free product
-  Module imp binning radically reduces string mismatch [losses](#)
-  Excellent wind load 2400Pa & snow load 5400Pa under certain installation method
-  Comprehensive product and system certification
 - + IEC61215:2016; IEC61730-1/-2 [certified](#)
 - + ISO 9001:2015 Quality Management System
 - + ISO 14001:2015 Environmental Management System
 - + ISO 45001:2018 Occupational Health and Safety Management System

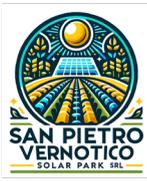
LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10-year Product Warranty / 30-year Linear Power Warranty



* Please check the actual version of Linear Product Warranty which is publicly released by Risen Energy Co., Ltd.

THE POWER OF RISEN VALUE



6.1.3 STRUTTURE DI SOSTEGNO MODULI FOTOVOLTAICI

La struttura meccanica è realizzata in acciaio zincato a caldo ed è progettata per resistere a venti fino a 130 Km/h. Saranno da realizzare, al fine di ottimizzare la disposizione degli inseguitori nel campo, diverse tipologie di struttura in base al numero di pannelli fotovoltaici da alloggiare nel rispettivo tracker:

Composizione principale:

- 28 pannelli fotovoltaici da 670 Wp

Composizione secondaria:

- 14 pannelli fotovoltaici da 670 Wp.

Per garantire una elevata affidabilità e ridurre a zero i costi di manutenzione la struttura non prevede nessuna parte meccanica in rotazione soggetta ad usura. Il sistema di rotazione e sincronizzazione delle file è affidato ad un sistema meccanico con elementi che garantiscono la durata nel tempo senza problemi di manutenzioni straordinarie.

L'inseguimento del sole avviene tramite la centralina elettronica che regola la posizione dei moduli sulla base dell'irraggiamento solare captato tramite sensori solari collegati lateralmente alla fila centrale. Il movimento non è tempo dipendente ma è funzione dell'effettiva posizione del sole rilevata dai sensori solari.

L'elettronica, in contenitore con grado IP65, è gestita da un microprocessore che elabora i dati rilevati dai sensori solari, i quali rilevano la variazione dell'incidenza solare al variare della sua posizione. L'elettronica di controllo del movimento implementa un algoritmo di ottimizzazione del punto di massima produzione. Questo algoritmo ci permette di migliorare la produzione dell'impianto nelle condizioni critiche di cielo coperto e ombreggiamento del campo Fotovoltaici.

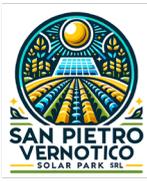
6.1.4 SISTEMA DI CONDIZIONAMENTO DELLA POTENZA

Gli inverter sono apparecchiature a controllo interamente digitale che effettuano la conversione dell'energia elettrica in corrente continua prodotta dai pannelli fotovoltaici quando sono colpiti dalla radiazione solare, in corrente alternata che viene immessa nella rete elettrica di distribuzione.

Gli inverter devono essere stati progettati e costruiti conformemente ai requisiti della "Direttiva Bassa Tensione" e della "Direttiva Compatibilità Elettromagnetica" e rispettano le prescrizioni relative all'allacciamento alla rete elettrica di impianti di autoproduzione.

La macchina deve offrire delle funzioni di base standard quali:

- Ampio range di tensione d'alimentazione con possibilità di connettere un secondo campo con tensione
- Conversione DC/AC con controllo interamente digitale, realizzata con tecnica PWM e ponte a IGBT.
- Trasformatore toroidale in uscita capace di garantire un totale isolamento tra rete e generatore



fotovoltaico.

- Filtri in ingresso ed in uscita per la soppressione dei disturbi emessi sia condotti che irradiati.
- Circuito tester per la verifica della resistenza di isolamento tra l'ingresso e la terra.
- Contenitore particolarmente robusto e adatto per montaggio in esterno grado di protezione IP66.
- Funzionamento in parallelo alla rete a cosfi unitario.
- Acquisizione fino a tre grandezze ambientali mediante ingressi analogici +/-10Vdc o 4-20mA.
- Morsettiera per collegamento fino a due stringhe del campo fotovoltaico principale MPPT.
- Collegamento dei campi fotovoltaici attraverso connettori MULTICONTACT (Opzionale).
- Controllo della corrente fornita in uscita tramite microprocessore a 32 bit che ne garantisce la forma sinusoidale con distorsione estremamente bassa.
- Tastiera di programmazione e controllo con display LCD retroilluminato per la visualizzazione dei dati principali forniti dall'inverter.
- Linee seriale RS485 (opzionale) per telecontrollo e programmazione.

Il sistema di condizionamento della potenza (inverter) si collega direttamente al campo fotovoltaico.

Il dispositivo di conversione utilizza un ponte a IGBT ad alta frequenza di commutazione che trasforma la corrente continua in corrente alternata.

Un trasformatore toroidale ad alta efficienza assicura l'isolamento galvanico tra rete elettrica e campo fotovoltaico per un funzionamento in piena sicurezza.

Filtri EMC per la soppressione dei disturbi elettromagnetici, sensore di isolamento verso terra dei pannelli fotovoltaici, dispositivo che realizza il controllo del funzionamento in parallelo alla rete elettrica sono integrati nell'apparecchiatura. Non sono perciò richieste apparecchiature aggiuntive.

Il Tester di isolamento: dispositivo che continuamente verifica l'isolamento tra le polarità del campo fotovoltaico e la terra; la funzione è realizzata mediante la misura della resistenza di isolamento.

MPPT (inseguimento del punto di massima potenza): l'inverter, mediante una sofisticata procedura di calcolo eseguita dal microprocessore, determina il punto ottimale di lavoro del campo fotovoltaico che corrisponde alla massima potenza generabile dal campo fotovoltaico nelle condizioni di insolazione in cui si trova.

Dispositivo di disinserzione dalla rete elettrica: effettua la disinserzione automatica dell'impianto di autoproduzione dalla rete elettrica quando cessano le condizioni per effettuare il parallelo. Il caso tipico è l'apertura della rete elettrica o per intervento di circuiti di protezione o per esigenze di manutenzione; grazie a questa funzione l'inverter si disconnette immediatamente dalla rete elettrica evitando il funzionamento ad isola indesiderata e condizioni di pericolo per chi si trova ad operare sulla rete elettrica. I livelli e i tempi di intervento delle protezioni sono tarati di fabbrica ai valori richiesti dalle normative. Le caratteristiche di questa protezione sono state certificate come da disposizione del gestore della rete elettrica.

Gli INVERTER Centralizzato “Sunny Central” collegato al sistema di accumulo in DC tramite l’utilizzo di tre DC – DC Converter. Di seguito si riportano le caratteristiche tecniche:

SUNNY CENTRAL
2000-EV-US / 2500-EV-US / 2750-EV-US



Unmatched Power Density

- Small footprint simplifies site preparation and logistics
- Industry leading overdimensioning capabilities
- Integrated voltage supply for internal consumption and external loads

Robust Performance

- Precision air-cooling enables greater reliability and simpler service compared to liquid cooled inverters
- Best-in-class performance in any environment
- DC/AC Ratio up to 250%

Grid Management

- Conforms to all known grid requirements worldwide
- Provides Q on demand

Superior Integration

- Improved DC connection area
- Easily accessible bay for connecting site specific equipment
- DC coupled option allows for current or future storage integration

SUNNY CENTRAL
2000-EV-US / 2500-EV-US / 2750-EV-US

Maximum power density and simple integration for 1,500 V PV projects

The Sunny Central family features an output of up to 2,750 kVA with 1,500 V DC systems. Fewer system components are needed due to the integrated DC fuse servicing switches and convenience power. The inverter also includes integrated control power and a network switch. OptiCool™ precision air cooling keeps this central inverter running smoothly, even in extreme ambient temperatures. It also protects against sand and dust intrusion. The Sunny Central inverter is the central component of the SMA Medium Voltage Power Station and offers industry leading DC:AC ratios. Optional DC coupled connection area allows for storage integration now or in the future, giving system owners the opportunity for additional, stacked revenue streams.

SUNNY CENTRAL 2000-EV-US

Technical Data	SC 2000-EV-US
Input (DC)	
MPP voltage range V_{DC} (at 25°C / at 35°C / at 50°C)	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	778 V / 928 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$ (up to 50°C)	2610 A
Max. short-circuit current rating	6400 A
Max. DC current with DC coupling option	4800 A
Number of PV inputs with fuse isolation switches (20 / 24)	● / ○
Number of PV inputs without fuse isolation switches	12, 21, 24, 32
Number of DC inputs with DC battery coupling (optional)	36 x 1 pole PV inputs and 6 x fused battery inputs 18 x 2 pole PV inputs (for ungrounded arrays) and 6 x fused battery inputs 24 x 1 pole PV inputs with isolation switch and 6 x fused battery inputs
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²
Integrated zone monitoring (±0.5% shunt resistors)	○
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A
Output (AC)	
Nominal AC power (up to 50°C)	2200 kVA / 2000 kW
Nominal AC power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35°C / at 50°C)	1760 kW
Max. output current $I_{AC, max}$ / Nominal AC current $I_{AC, nom}$	2310 A / 2100 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ¹⁾	550 V / 440 V to 660 V
AC power frequency	60 Hz / 57 Hz to 63 Hz
Min. shortcircuit ratio at the AC terminals	> 2
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ²⁾	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited
Efficiency	
CEC efficiency ³⁾	98.0%
Protective Devices	
Input-side disconnection point	DC load-break switch
Output-side disconnection point	AC circuit breaker
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III
Overcurrent protection device (according to NEC, ANSI/NFPA 70)	3600 A
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring / insulation monitoring	○ / ○ / ○
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP34 / IP34
Degree of protection (as per UL 50)	Type 3R
General Data	
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb
Self-consumption: max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾ (standby)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W (< 370 W)
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer
Operating temperature range	-25 to 60°C / -13 to 140°F
Temperature range: standby (storage)	-40 to 60°C / -40 to 140°F (-40 to 70°C / -40 to 158°F)
Noise emission ⁶⁾	66.3 dB(A)
Max. permissible value for relative humidity: condensing / non-condensing	95% to 100% (2 month/year) / 0 to 95%
Max. operating altitude above MSL 2000 m ⁷⁾	●
Fresh air consumption	6500 m ³ /h
Features	
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)
Communication	Ethernet, Ethernet/IP, Modbus TCP/IP
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004
Display	HMI touchscreen (10.1")
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)
Standards and directives complied with	UL 62109-1, UL 1741 [Chapter 31, CDR 6], UL 1741-SA, NEC 2014/2017, UL 1998, IEEE 1547, IEEE 693, MIL-STD-810G, BDEW, CE, CAN/CSA C22.2 107.1-1
EMC standards (pending)	CISPR 22:2008 modified class A, FCC Part 15 Class A
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001
● Standard features ○ Optional * preliminary	
Type designation	SC-2000-EV-US-10

1) At nominal AC voltage < 550V, nominal AC power decreases in the same proportion
2) Efficiency measured with internal power supply
3) Self-consumption at rated operation

4) Self-consumption at < 75% Pn at 25°C
5) Self-consumption averaged out to 5% to 100% Pn at 25°C
6) Sound pressure level at a distance of 32.8 ft (10 m)

7) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.
8) Depending on the DC voltage

SMA DC-DC CONVERTER



Flexible

- Wide range for battery and PV voltages
- Scalable
- Retrofittable (storage solution can be integrated anytime)

4-Quadrant Operation

- Step-up/step-down converter with battery charge/discharge function
- Limits high short-circuit currents of the battery
- Compatible with 1,500-V batteries

Integrated Solution

- Intelligent power flow control of the system in the Sunny Central
- Coordinated protection concept with Sunny Central
- Uniform warranty and service concept

Efficient

- Enables new business models
- High efficiency at different DC voltages as well as partial and full load
- Overnight charging/discharging

SMA DC-DC CONVERTER

Greater efficiency for large PV power plants

The new SMA DC-DC converter allows designers to increase their PV power plant's yields by oversizing the DC array without compromising energy losses. This is accomplished with the new DC-coupling option and the generous DC-AC ratios of the Sunny Central EV inverter series. The inverter can intelligently control the flow of power for many different use-cases, including clipped-loss capturing. The stored energy can be fed in at attractive times, for example, in the morning or at night, to achieve a better price-point for the energy. Grid operators are able to benefit from grid services, such as frequency control or time-based feed-in schedules. Up to six DC-DC converters can be connected and operated simultaneously on the Sunny Central inverter. This minimizes battery short-circuits currents for high energy applications and avoids the need for additional and expensive protection measures inside the battery container.

6.1.5 SEZIONE DI TRASFORMAZIONE IN ELEVAZIONE

Il trasformatore, quale dispositivo statico in elevazione/riduzione di tensione, provvede alla uniformazione dei parametri di esercizio (tensione/corrente) necessari per la immissione in rete; nella fattispecie, nel campo agrivoltaico provvedono alla elevazione della tensione fornita dagli inverter, pari a 800 V, per trasformarla in media tensione a 20 kV ed essere gestita per un vettoriamento ottimizzato

in termini di perdite energetiche; per il Sistema di Accumulo invece, la trasformazione avviene con secondario a 400 V. Ognuno di essi sarà alloggiato all'interno di una cabina di trasformazione in accoppiamento con i quadri di protezione in Bassa e Media tensione.



Immagine 6.1 - Trasformatori in resina

Nel caso in cui non sarà possibile reperire trasformatori in resina saranno utilizzati trasformatori ad olio previo parere da parte dei Vigili del Fuoco.

NORME DI RIFERIMENTO

I componenti della fornitura dovranno essere conformi alle prescrizioni contenute nelle seguenti norme, per quanto non in contrasto con la presente specifica e in quanto applicabili:

Normative di riferimento	Titolo	Categoria di perdita della continuità d'esercizio	Durata meccanica	Durata elettrica	Interruzioni di correnti capacitive	Massima classificazione arco interno
			Classe	Classe	Classe	
IEC 62271	Definizioni generali					
IEC 62271	Interruttori		M2	E2	C2	
IEC 62271	Sezionatori con potere di chiusura		M1	E3		
IEC 62271	Sezionatori con potere di chiusura in combinazione con fusibili		M1	E3		
IEC 62271	Quadri MT in carpenteria metallica senza fusibili	LSC2BPM				I _{ac} a FLR 20 kA,1s
IEC 62271	Quadri MT in carpenteria metallica con fusibili	LSC2APM				IAC A FLR 20 kA,1s



CONDIZIONI AMBIENTALI

Il trasformatore dovrà essere posato all'interno di una cabina predisposta o montato in uno scomparto protetto con rete metallica con le seguenti condizioni ambientali:

temperatura massima	+ 35° C
temperatura minima	- 15° C
umidità relativa max.	80%

CARATTERISTICHE TECNICHE

Tipo (avvolgimento MT e BT)	Isolati in resina
Tipo di raffreddamento	A circolazione naturale
Numero Fasi	3
Numero avvolgimenti	2
Tensione Primaria MT	20 kV
Frequenza Nominale	50 Hz
Variazione di tensione	+/- 20%
Tipo	Variazione fuori tensione
Tensione di gradino	2,5 % Vn
Numero prese	5
Simbolo e gruppo di collegamento	CEI Dyn11
Avvolgimenti MT	Triangolo
Avvolgimento BT	Stella
Tensione di c.c. a I nominale	6%

Il livello di scariche parziali, misurato secondo le norme CEI 42-3, non dovrà superare i 10pC: sono consigliati trasformatori esenti da scariche parziali fino al doppio della tensione nominale.

- ✦ Classe d'isolamento dell'avvolgimento MT = B
- ✦ Classe d'isolamento dell'avvolgimento BT = F

La sovratemperatura ammessa per ogni avvolgimento e nucleo magnetico sarà:

Nucleo Magnetico	100° C
Avvolgimento MT	80° C
Avvolgimento BT	100° C

6.1.6 QUADRI ELETTRICI PARALLELO E INTERFACCIA RETE

La posa in opera dei pannelli fotovoltaici prevede di utilizzare la superficie di cinque lotti, separati da strada interpoderali nel comune di San Pietro Vernotico; nell'area in disponibilità verrà realizzato l'impianto fotovoltaico ricorrendo all'infissione nel terreno delle strutture metalliche di supporto ai moduli bifacciali in silicio monocristallino, dotati di sistema ad inseguimento solare monoassiale; di seguito si riporta la descrizione degli elementi.



Il sistema fotovoltaico al fine di ottemperare a quanto elaborato nella Soluzione tecnica prevista per la connessione, si rende necessario provvedere alla esecuzione delle opere di rete e di utenza sopra descritte e di seguito elencate:

1. Realizzazione di Opere di Utenza attraverso la connessione di un nuovo elettrodotto (atto al vettoriamento dell'energia prodotta dalla centrale agrovoltaiici con sistema di accumulo) alla rete di trasmissione nazionale RTN, in esercizio a 36 kV; la condotta in posa interrata su banchine di strada percorrenza pubblica sarà costituita da cavo isolato in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC, con UO/U: 26/45 kV Umax: 52 kV in formazione minima di singola terna 3x1x400 mm² (alla quale corrisponde una portata massima, in posa trifoglio, di circa 655 A a 20° C), di lunghezza pari a circa 13.800 m.
2. Realizzazione di Opere di Rete con costruzione di nuovo Stallo 36 kV, in apposito Edificio Quadri 36 kV, da prevedere nella nuova Stazione di Trasformazione 380/150/36 kV da inserire in doppio entra-esce su linee RTN 380 kV “Brindisi Sud-Brindisi Sud CE”; si rileva che la sezione di trasformazione 380/150 kV dispone di validazione da parte del Gestore di Rete (riferimento comunicazione del 14/09/2022 per codice pratica 201900460) mentre il progetto di ampliamento a 36 kV rimane in attesa di “validazione”.

Premesso quanto sopra, si precisa che il presente elaborato afferirà alla rappresentazione delle Opere di Utenza, di pertinenza della società proponente “SAN PIETRO VERNOTICO SOLAR PARK S.r.l.” , dalla rappresentazione delle opere tecniche di vettoriamento di energia prodotta dal campo agrovoltaiico (Impianto FV32) fino alla sezione di pertinenza della futura Stazione di Trasformazione 380/150/36 kV con collegamento in antenna su scomparto elettromeccanico dell'Edificio Quadri a 36 kV dedicato, integrato nella medesima SE. L' energia elettrica prodotta, in regime di cessione totale, sarà connessa alla Rete di Trasmissione Nazionale secondo Soluzione Tecnica Minima Generale elaborata da Terna S.p.A. (STMG Codice Pratica 202201438) tramite connessione in antenna a 36 kV su una futura Stazione Elettrica SE della RTN da inserire in doppio entra-esce alla linea 380 kV “Brindisi Sud - Brindisi Sud CE” .

La progettazione delle opere di utenza e di rete che saranno descritte nel presente documento farà riferimento alle indicazioni contenute nelle Specifiche Tecniche e Linee Guida enucleate nel documento principale che rappresenta lo standard tecnico di riferimento delle opere di ingegneria delle stazioni e linee elettriche, il Progetto Unificato Terna.

Scopo del documento risulta pertanto la descrizione delle caratteristiche tecniche dell'opera nonché delle relative modalità realizzative da presentare alle competenti Amministrazioni ai fini del rilascio dell' autorizzazione, prevista dalla vigente normativa (procedimento unico previsto dall' art. 12 del D.lgs.

387/03), completa e definitiva per la costruzione ed esercizio degli impianti.

La presente relazione descrive le caratteristiche e i criteri di progettazione di un nuovo impianto di utenza e definisce:

- requisiti generali dell'impianto
- considerazioni tecniche generali in relazione al quadro delle esigenze da soddisfare.
- i criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche progettate.
- specifiche tecniche delle parti componenti l'impianto di connessione.



Immagine 6.2 – Cabina ausiliare/raccolta

I prefabbricati delle cabine di trasformazione dei rispettivi sottocampi saranno posizionati in posizione baricentrica rispetto le unità di conversione DC/AC, così come si evince da layout definitivo allegato alla presente Relazione Generale

Le linee elettriche in corrente continua derivate dal campo fotovoltaico verranno attestate direttamente agli ingressi (in numero di 12) di ogni singola macchina inverter, contenenti ognuno le protezioni da sovratensione, con portata nominale variabile $500 \div 1500$ VDC (massima tensione di ingresso 1.500 VDC). Ogni singola protezione in continua provvederà a connettere un massimo di due stringhe, ognuna delle quali composte da un massimo di ventotto pannelli fotovoltaici, tra loro in connessione di serie.

I dispositivi di verifica della tensione prodotta come richiesto dalla Norma CEI 82-25, dalla Norma CEI 0-16 e dalla delibera AEEG 84/2012 - Allegato A70, verrà predisposto ed installato all'interno della cella generale di ricezione della linea di Media Tensione, la quale andrà ad interagire con le protezioni secondarie poste



all'interno dei quadri di Media e Bassa Tensione dell'unità produttiva.

I dispositivi provvederanno al riconoscimento di eventuali anomalie sulla rete che avverrà considerando come anormali le condizioni che fuoriescono dai limiti di tensione e frequenza di seguito indicati:

Massima tensione	59.S1	1,10 Vn	3 s
Massima tensione	59.S2	1,15 Vn	0,2 s
Minima tensione	27.S1	0,85 Vn	0,4 s
Minima tensione	27.S2	0,40 Vn	0,2 s
Massima frequenza	81 >.S1	50,5 Hz	0,1 s
Massima frequenza	81 >.S2	51,5 Hz	0,1 s ÷ 5,0 s
Minima frequenza	81 <.S1	49,5 Hz	0,1 s
Minima frequenza	81 <.S2	47,5 Hz	0,1 s ÷ 5,0 s

Le protezioni offerte dai dispositivi di interfaccia impediscono, tra l'altro che gli inverter continuino a funzionare, con particolari configurazioni di carico, anche nel caso di blackout esterno.

La protezione provvederà all'apertura dell'interruttore magnetotermico generale posto in ingresso sulla cella di media tensione di arrivo della linea primaria di Media Tensione.

Per la realizzazione della misura fiscale dell'energia prodotta dall'officina elettrica, la proprietà provvederà alla posa in opera di due contatori certificati MID, in grado di misurare l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e l'energia complessiva assorbita dal sistema comprensivi i circuiti ausiliari.

Le alimentazioni dei circuiti ausiliari a servizio delle utenze all'interno dei rispettivi sottocampi, così come l'illuminazione interna dei locali tecnici (cabine di trasformazione locali), prese di forza motrice di servizio, sistema telesorveglianza, sistema di controllo remoto ecc.. saranno alimentati a mezzo di un trasformatore MT/BT alloggiato nella "Cabina Ausiliari" con potenza di 100 kVA circa oppure, in alternativa si provvederà a richiedere al gestore di rete una fornitura in BT di potenza adeguata alla reale necessità.

A valle del trasformatore per servizi ausiliari/contatore BT verrà posato un quadro elettrico, atto a proteggere le linee elettriche che alimenteranno le utenze poste in campo. Dalla carpenteria del quadro di alimentazione degli ausiliari verranno derivate le linee elettriche di alimentazione dei quadri elettrici di servizio presenti all'interno di ogni vano di trasformazione BT/MT.

6.1.7 VIE CAVO PER LA DISTRIBUZIONE LINEE ELETTRICHE

Le connessioni tra i singoli pannelli fotovoltaici verranno realizzate a mezzo di conduttori in cavo, tipo H1Z2Z2-K 1/1 kVAC - 1.5/1.5 kVDC o similare, con sezione da 4 a 6 mm², muniti di appositi connettori maschio – femmina che verranno attestati alle morsettiere delle macchine inverter per la conversione corrente continua - corrente alternata. I conduttori di connessione dei moduli fotovoltaici verranno in parte fatti transitare lungo le strutture degli inseguitori mono assiali ed in parte verranno interrati nel terreno vegetale sino al punto di connessione con le macchine di conversione statica dell'energia.



Le connessioni tra le macchine di conversione statica e la cabina di trasformazione per elevazione della tensione verranno realizzate mediante l'impiego di condutture, prevalentemente in posa interrata, costituite da tubazioni in PVC di tipo pesante 450N in cui alloggiare cavi in classe seconda di isolamento in corda rigida compatta di alluminio, tipo ARG16R16 Eca 0,6/1 kV (classe II di isolamento) in isolamento G16 e guaina esterna in PVC, da posarsi direttamente nel terreno vegetale dell'impianto fotovoltaico, come da particolari allegati alla presente.



Le linee di Media Tensione, per connessione delle varie cabine di trasformazione dei Sottocampi verso la Cabina di Raccolta, saranno realizzate con l'impiego di cavo precordato ad elica visibile tipo ARE4H5EX 12/20kV XLPE tipo DX3/DX8 con sezione nominale da 35 fino a 95 mm².

- Conduttore:
Al classe 2 Norma CEI EN 60228
- Isolamento:
XLPE tipo DX3 o DX8
secondo tabella 2A
della HD 620-1
- Guaina esterna:
PE tipo DMP2 o DMZ1
come da tabella 4B e 4C
della HD621 parte 1

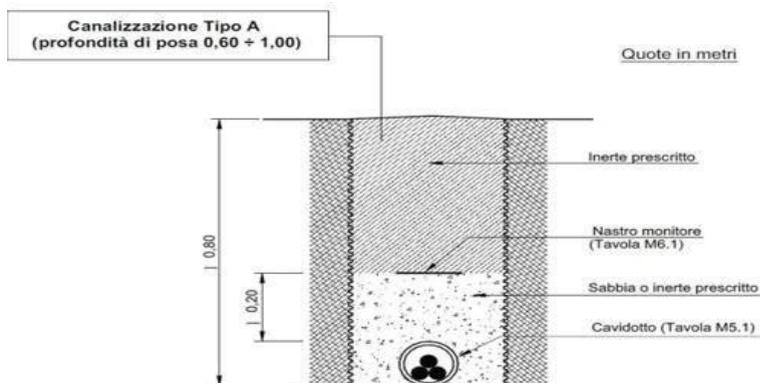
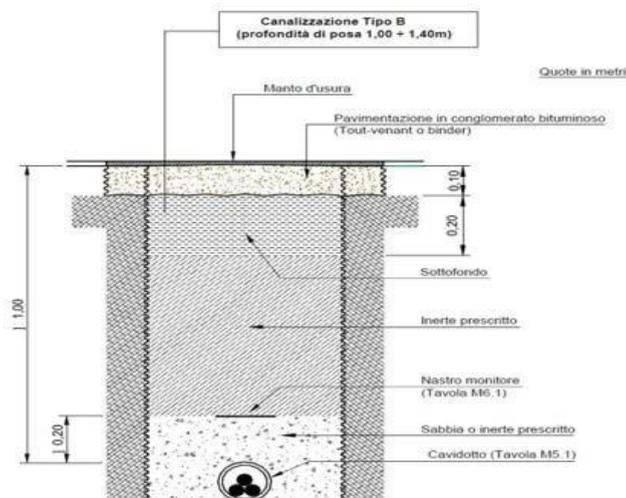


Descrizione

- Cavi per media tensione tripolari ad elica visibile,
per la distribuzione interrata dell'energia elettrica a tensione 12/20 kV

I conduttori del campo fotovoltaico verranno interrati nel terreno vegetale e ricoperti dello stesso, mantenendo le distanze minime di sicurezza dai cavi utilizzati per le linee di Bassa Tensione, mentre la condotta esterna verrà interrata, prevalentemente, su strada pubblica.

Ai fini di garantire una corretta posa in opera dei materiali, le custodie delle apparecchiature elettriche, installate all'interno del locale tecnologico dovranno essere caratterizzate da un grado di protezione uguale a quello degli impianti esistenti non inferiore ad IP40.



6.1.8 IMPIANTO DI TERRA

Il sistema di generazione della tensione alternata derivata dal sistema fotovoltaico verrà connessa alla rete di messa a terra generale da realizzarsi nei pressi del locale di trasformazione presso le aree delle cabine di trasformazione e connessione inverter. Il conduttore di terra verrà posato anche lungo tutti i tracciati impiegati per la distribuzione delle linee elettriche di connessione delle macchine inverter. L'impianto prevede la posa di elementi dispersori verticali di tipo "intenzionale", quali profilati in ferro zincato a caldo, lunghezza 1.5 metri, dimensioni 50x50x5 mm, e di tipo "di fatto", quali elementi metallici in infissione facenti parte delle strutture di supporto ai moduli fotovoltaici; gli elementi dispersori verranno connessi tra di loro a mezzo di un conduttore in treccia nuda di sezione pari a 35 mm² posta in intimo contatto con il terreno. L'impianto di terra del campo fotovoltaico sarà interfacciato, inoltre, a ciascun impianto di terra delle rispettive cabine di trasformazione locale (di Sottocampo Fotovoltaico), di trasformazione del Sistema di Accumulo nonché della Cabina di Raccolta; l'impianto di terra di ciascun blocco monolitico sarà realizzato attraverso un anello di terra in treccia di rame nuda, posta in intimo contatto con il terreno, di sezione pari 35 mm² che collega i 4 elementi dispersori verticali (*dispersori intenzionali*) che saranno infissi nel terreno in corrispondenza dei vertici del prefabbricato.

6.1.9 LAYOUT IMPIANTO FV 32

Di seguito si riporta uno stralcio del Layout



Immagine 6.1.9: Layout

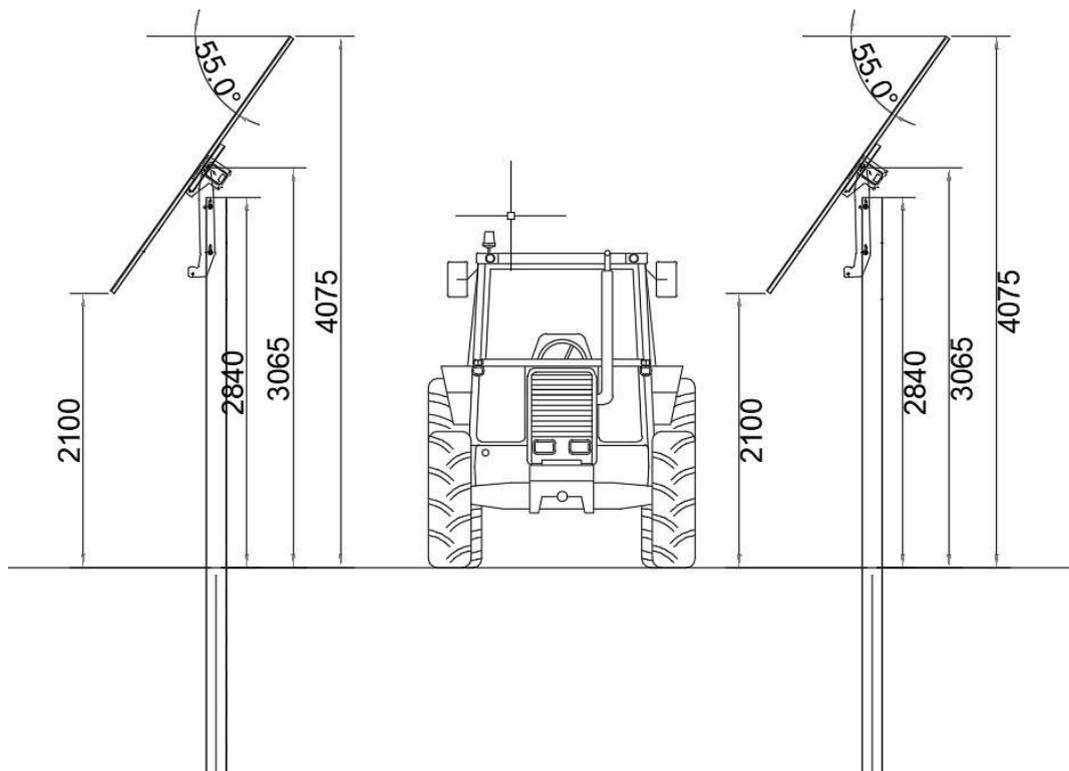
6.2 CRITERI DI PROGETTAZIONE ELEMENTI FUNZIONALI ALL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO

6.2.1 TRACKER

Il Tracker è una tipologia di struttura in acciaio zincato a caldo, composto da pali infissi nel terreno e da un motore posizionato alla testa del palo centrale, su tale struttura verranno fissati i moduli fotovoltaici. La progettazione della struttura ed il motore garantiscono una rotazione dei moduli rispetto all'asse Nord – Sud di $+55^{\circ}/-55^{\circ}$ permettendo agli stessi un movimento giornaliero da Est a Ovest.

Il progetto prevede due tipologie di tracker una con 28 moduli e una con 14 moduli, queste strutture sono state posizionate in modo parallelo lungo l'asse Nord – Sud ad una distanza tra i pali di circa 4,70 metri lungo l'asse meridionale, mentre, la distanza tra i pali è di 0,50 metri lungo l'asse parallelo. Questa tipologia di struttura rispetterà un'altezza minima da terra di 2,10 metri.

Queste strutture sono state così progettate per essere considerate dei manufatti strumentali all'attività agricola.



I tracker saranno fissati al terreno tramite pali infissi direttamente nel terreno. La profondità standard di infissione è di 1,7 metri, tuttavia in fase esecutiva in base alle caratteristiche del terreno ed i calcoli strutturali tale valore potrebbe subire anche modifiche non trascurabili.

6.2.2 RECINZIONE

È prevista la realizzazione di una recinzione perimetrale a delimitazione dell'area di installazione dell'impianto, la recinzione sarà formata da rete metallica a pali fissati nel terreno con plinti.

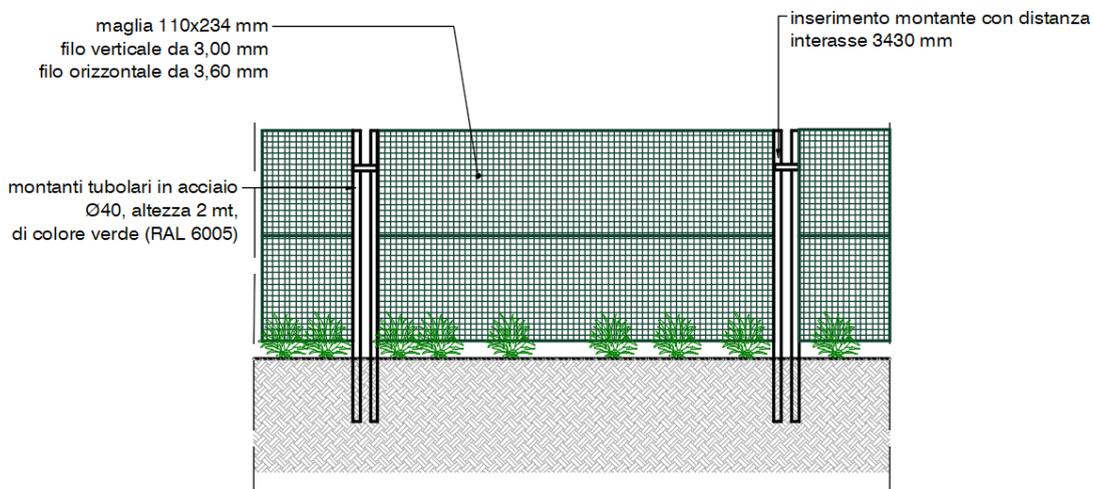


Immagine 6.5: Recinzione

Si prevede che la recinzione sia opportunamente sollevata da terra di circa 30 cm per non ostacolare il passaggio della fauna selvatica.

È stato previsto di mantenere una distanza di 6 m dalla recinzione medesima quale fascia antincendio e ubicazione delle strade perimetrali interne, dove non sarà possibile disporre i moduli fotovoltaici.

Ad integrazione della recinzione di nuova costruzione, è prevista l'installazione di cinque cancelli carrabili.

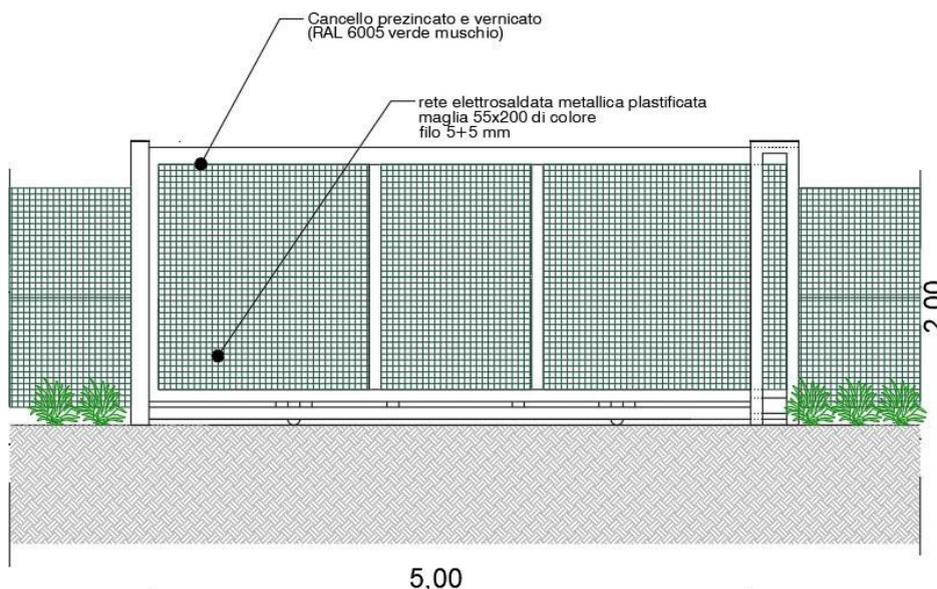


Immagine 6.6: Recinzione



6.2.3 SISTEMA ANTINCENDIO

Con riferimento alla progettazione antincendio, le opere progettate sono conformi a quanto previsto da: D.P.R. n. 151 del 1° agosto 2011 “Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi, a norma dell’articolo 49 comma 4-quater, decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122”

lettera 1324 del 7 febbraio 2012 - Guida per l’installazione degli impianti fotovoltaici;

lettera di chiarimenti diramata in data 4 maggio 2012 dalla Direzione centrale per la prevenzione e la sicurezza tecnica del corpo dei Vigili del Fuoco.

Inoltre, è stato valutato il pericolo di elettrocuzione cui può essere esposto l’operatore dei Vigili del Fuoco per la presenza di elementi circuitali in tensione all’interno dell’area impianto. Si evidenzia che siain fase di cantiere che in fase di O&M dell’impianto si dovranno rispettare anche tutti i requisiti richiesti ai sensi del D. Lgs 81/2008 e s.m.i.

Al fine di ridurre al minimo il rischio di propagazione di un incendio dai generatori fotovoltaici agli ambienti sottostanti, gli impianti saranno installati su strutture incombustibili (Classe 0 secondo il DM 26/06/1984 oppure Classe A1 secondo il DM 10/03/2005).

Sono previsti sistemi ad estintore in ogni cabina presente e alcuni estintori aggiuntivi per eventuali focolai esterni alle cabine (sterpaglia, erba secca, ecc.).

Saranno installati sistemi di rilevazione fumo e fiamma e in fase di ingegneria di dettaglio si farà un’analisi di rischio per verificare l’eventuale necessità di installare sistemi antincendio automatici all’interno delle cabine.

L’area in cui è ubicato il generatore fotovoltaico ed i suoi accessori non sarà accessibile se non agli addetti alle manutenzioni che dovranno essere adeguatamente formati/informati sui rischi e sulle specifiche procedure operative da seguire per effettuare ogni manovra in sicurezza, e forniti degli adeguati DPI.

I dispositivi di sezionamento di emergenza dovranno essere individuati con la segnaletica di sicurezza di cui al titolo V del D. Lgs.81/08 e s.m.i.

6.2.4 PALI ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA

Il sistema di illuminazione del parco Agrivoltaico è legato a motivi di sicurezza e protezione da atti vandalici e furti, oltre a garantire una corretta visibilità per interventi di manutenzione urgenti e quindi la sicurezza degli operatori addetti alla manutenzione. I sostegni dei corpi illuminanti, di altezza di circa 6mt, sono posti lungo il confine dell’impianto. Non sono previsti sistemi di illuminazione a luce fissa ma solo interventi di illuminazione di sicurezza accesi esclusivamente in condizioni di rischio o di emergenza, per tale ragione l’impianto in oggetto rientra tra i non soggetti alla disciplina dell’inquinamento luminoso.



6.3 CALCOLI DI PROGETTO

- Calcoli elettrici

L'impianto elettrico di media tensione è stato previsto con distribuzione radiale. L'impianto di bassa tensione sarà realizzata in corrente alternata e continua.

I calcoli relativi ai dimensionamenti degli impianti sono contenuti nell'elaborato "Tabulati di calcolo preliminare DC Stringhe e Trasformatori - Inverter".

- Calcoli strutturali

Le opere strutturali previste dal progetto sono relative a:

- Telai metallici dei moduli fotovoltaici;
- Pali di fondazione e strutture verticali di sostegno;
- Cabine/locali tecnici e relative fondazioni.

Per quanto riguarda le opere da realizzare si prevede l'impiego di strutture prefabbricate di cui si è definita la parte tecnica ed architettonico-funzionale in base alle condizioni ambientali e di impiego, rimandando i calcoli strutturali alla fase esecutiva di dettaglio.

Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche

L'abbattersi di scariche elettriche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, l'inverter e i moduli fotovoltaici.

6.4 FASI DI COSTRUZIONE

La sequenza della realizzazione delle operazioni sarà la seguente:

1. Progettazione esecutiva di dettaglio
2. Costruzione
 - opere civili
 - accessibilità all'area ed approntamento cantiere
 - preparazione terreno mediante rimozione vegetazione e livellamento
 - realizzazione viabilità di campo
 - realizzazione recinzioni e cancelli ove previsto
 - preparazione fondazioni cabine
 - posa pali
 - posa strutture metalliche



IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV 32

- scavi per posa cavi
- realizzazione/posa locali tecnici: Power Stations, cabina principale MT
- realizzazione canalette di drenaggio
- opere impiantistiche
 - messa in opera e cablaggi moduli FV
 - installazione inverter e trasformatori
 - posa cavi e quadristica BT
 - posa cavi e quadristica MT
 - allestimento cabine
- Opere a verde
- Prove e Collaudi.

Per quanto riguarda le modalità operative di costruzione si farà riferimento alle scelte progettuali esecutive.

6.5 SCAVI E MOVIMENTO TERRA

Le attività di movimento terra si limiteranno comunque a:

- Regolarizzazione: interesseranno lo strato più superficiale di terreno;
- Realizzazione di viabilità interna;
- Formazione piano di posa di platee di fondazione cabine. In base alla situazione geotecnica di dettaglio, nelle aree individuate per l'installazione dei manufatti sarà da prevedere o una compattazione del terreno in sito, o posa e compattazione di materiale e realizzazione di platea di sostegno in calcestruzzo. La movimentazione della terra interesserà solo lo strato più superficiale del terreno in base alle indicazioni presenti nella relazione geologica e geotecnica allegata alla presente;
- Scavi per posizionamento linee MT. Si prevedono lavori di scavo a sezione ristretta prevalentemente per i cavidotti MT. Il layout dell'impianto e la disposizione delle sue componenti sono stati progettati in modo da minimizzare i percorsi dei cavidotti, così da minimizzare le cadute di tensione; posti su letto di sabbia, all'interno di uno scavo a sezione ristretta profondo circa 1 metro. Ulteriori tipologie di posa sono previste laddove sono presenti caratterizzazioni sensibili del terreno o delle possibilità tecniche di posa. Si prevede una profondità massima di scavo di 1,2 m.
- Scavi per posa cavidotti interrati in BT/CC, dati e sicurezza: si prevedono lavori di scavo a sezione ristretta prevalentemente per i cavidotti principali BT/CC. Il trasporto di energia BT/CC e dati avviene principalmente mediante cavo in tubazione corrugata interrata o con cavi idonei per



IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV 32

interramento diretto, posta all'interno di uno scavo a sezione ristretta profondo circa 0,30-0,60 m, posto su di un letto di sabbia. Nel caso di substrati rocciosi si prevedono lavori di posizionamento in appoggio diretto sul terreno di opportuni manufatti in calcestruzzo certificati ed adatti canali alla posa dei cavi in media Tensione. Ulteriori tipologie di posa sono previste laddove sono presenti caratterizzazioni sensibili del terreno o delle possibilità tecniche di posa si potranno prevedere pose fuori terra in manufatti dedicati. La movimentazione terra interesserà solo lo strato più superficiale del terreno.

6.6 OPERE DI MITIGAZIONE

La tipologia dell'intervento tecnologico non prevede sbancamenti e movimenti di terra tali da pregiudicare l'assetto geomorfologico e idrogeologico generale. Il progetto prevede la convivenza dell'impianto fotovoltaico con un ambiente semi naturale al fine di mantenere la funzionalità del suolo in termini di fertilità, accumulo carbonio organico, permeabilità e regimazione delle acque piovane, salvaguardia della biodiversità.

Sono in ogni caso previste opere di mitigazione a verde che prevedono la piantumazione di alberi di ulivo lungo la recinzione ma al tempo stesso funzionale alla mitigazione dell'impatto visivo evitando fenomeni di ombreggiamento nel campo fotovoltaico.

6.7 PROGETTO AGRICOLO

Il progetto agricolo integrato al progetto fotovoltaico è riportato nell'elaborato Rif. "Relazione Agronomica".

7. VERIFICHE E COLLAUDI

L'intera opera ed i componenti di impianto saranno sottoposti a prove, verifiche e collaudi sull'opera ai sensi di quanto previsto dalla normativa vigente ed a richiesta del Cliente, in aggiunta alle azioni di sorveglianza ed ispezione che la Direzione Lavori ed il Coordinatore per la Sicurezza svolgeranno all'interno dei rispettivi mandati regolati dalle leggi dello stato ancorché dal contratto fra le Parti.

Le prove ed i collaudi hanno efficacia contrattuale se svolti in contraddittorio Appaltatore e Committente (attraverso suoi delegati).

In particolare, saranno previste:

- Prove e collaudi sui componenti sopra descritti prima e durante l'installazione al fine di verificarne la rispondenza dei requisiti richiesti, inclusa la gestione delle denunce delle opere strutturali prevista ai sensi della legislazione vigente;
- Collaudi ad installazione completata, quali ad esempio:
 - su tutte le opere: ispezione al fine di verbalizzare la:
 - rispondenza dell'impianto al progetto approvato e rivisto "as built"



IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV 32

dall'Appaltatore

- la realizzazione dell'opera secondo le disposizioni contrattuali
- stato dell'area di installazione (terreno, recinzione, cabine, accessi, sistema di sorveglianza)
- generatore fotovoltaico
 - ispezione integrità superficie captante
 - verifica pulizia della superficie captante
 - verifica posa dei cavi intramodulo
- fondazioni e strutture di sostegno
 - ispezione integrità strutturale e montaggio
 - denuncia delle opere
- quadri di parallelo
 - prova a sfilamento dei cavi
 - verifica della integrità degli scaricatori
 - misure di resistenza di isolamento di tutti i circuiti
 - verifica della corretta marcatura delle morsettiere e terminali dei cavi
 - verifica della corretta targhettatura delle apparecchiature interne ed esterne
 - verifica della messa a terra di masse e scaricatori
- quadri di sezione e sottocampo
 - prova a sfilamento dei cavi
 - battitura delle tensioni
 - misure di resistenza di isolamento di tutti i circuiti
 - verifica della corretta marcatura delle morsettiere e terminali dei cavi
 - verifica della corretta targhettatura delle apparecchiature interne ed esterne
 - verifica della messa a terra di masse e scaricatori
- inverter
 - prova a sfilamento dei cavi
 - battitura delle tensioni in ingresso
- sistema di acquisizione dati
 - presenza componenti del sistema



IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV 32

- sistemi accessori: verifiche funzionali (videosorveglianza, ventilazione cabine, ecc.);
- documentazione di progetto: verifica della presenza di tutte le certificazioni e collaudi sui componenti necessarie all'accettazione dell'opera.
- Collaudo GRID
 - prove funzionali generali di avviamento e fermata inverter, scatto e ripristino protezioni di interfaccia alla rete, efficienza organi di manovra
 - verifica tecnico-funzionale dell'impianto
 - Run Test, finalizzato a verificare la funzionalità d'esercizio dell'impianto nel tempo. Nel corso del Test Run l'Appaltatore è tenuto alla sorveglianza dell'esercizio ma non sono consentite prove sull'impianto che non possano essere registrate dal sistema di acquisizione dei dati
 - verifica del sistema di acquisizione dati

8. PIANO DI MANUTENZIONE

La fase di manutenzione dell'impianto prevederà sostanzialmente le operazioni descritte nei paragrafi seguenti. Parallelamente alla manutenzione degli elementi tecnologici, qui dettagliati, dovrà essere eseguita una manutenzione periodica delle opere civili (strade, piazzali, locali tecnici), delle opere idrauliche (canalette, tombature, etc.) nonché la cura delle opere a verde di mitigazione.

MODULI FOTOVOLTAICI

La manutenzione preventiva sui singoli moduli non richiede la messa fuori servizio di parte o di tutto l'impianto e consiste in:

- ispezione visiva, tesa all'identificazione dei danneggiamenti ai vetri (o supporti plastici) anteriori, deterioramento del materiale usato per l'isolamento interno dei moduli, microscariche per perdita di isolamento ed eccessiva sporcizia del vetro (o supporto plastico);
- controllo cassetta di terminazione, mirata a identificare eventuali deformazioni della cassetta di terminazione, la formazione di umidità all'interno, lo stato dei contatti elettrici della polarità positive e negative, lo stato dei diodi di by-pass, il corretto serraggio dei morsetti di intestazione dei cavi di collegamento delle stringhe e l'integrità della siliconatura dei passacavi;
- per il mantenimento in efficienza dell'impianto si prevede inoltre la pulizia periodica dei moduli.

STRINGHE FOTOVOLTAICHE

La manutenzione preventiva sulle stringhe, deve essere effettuata dal quadro elettrico in continua, non richiede la messa fuori servizio di parte o tutto l'impianto e consiste nel controllo delle grandezze



elettriche: con l'ausilio di un normale multimetro, controllare l'uniformità delle tensioni a vuoto e delle correnti di funzionamento per ciascuna delle stringhe che fanno parte dell'impianto; nel caso in cui tutte le stringhe dovessero essere nelle stesse condizioni di esposizione, risulteranno accettabili scostamenti fino al 10%.

QUADRI ELETTRICI

La manutenzione preventiva sui quadri elettrici non comporta operazioni di fuori servizio di parte o di tutto l'impianto e consiste in:

- Ispezione visiva tesa alla identificazione di danneggiamenti dell'armadio e dei componenti contenuti ed alla corretta indicazione degli strumenti di misura eventualmente presenti sul fronte quadro;
- Controllo protezioni elettriche: per verificare l'integrità dei diodi di blocco e l'efficienza degli scaricatori di sovratensione;
- Controllo organi di manovra: per verificare l'efficienza degli organi di manovra;
- Controllo cablaggi elettrici: per verificare, con prova di sfilamento, i cablaggi interni dell'armadio (solo in questa fase è opportuno il momentaneo fuori servizio) ed il serraggio dei morsetti;
- Controllo elettrico: per controllare la funzionalità e l'alimentazione del relè di isolamento installato, se il generatore è flottante, e l'efficienza delle protezioni di interfaccia;
- UPS: periodicamente verranno mantenute le batterie dei sistemi di accumulo in relazione alle specifiche indicazioni poste dei costruttori.
- Gruppo Elettrogeno, al fine di assicurare il corretto funzionamento del gruppo elettrogeno di soccorso, periodicamente verranno effettuate le sostituzioni dei liquidi di lubrificazione e raffreddamento nonché la manutenzione delle batterie elettrolitiche: inoltre saranno effettuate prove di avviamento periodiche.

CONVERTITORI

Le operazioni di manutenzione preventiva saranno limitate ad una ispezione visiva mirata ad identificare danneggiamenti meccanici dell'armadio/cabina di contenimento, infiltrazione di acqua, formazione di condensa, eventuale deterioramento dei componenti contenuti e controllo della corretta indicazione degli strumenti di misura eventualmente presenti. Tutte le operazioni saranno in genere eseguite con impianto fuori servizio.

COLLEGAMENTI ELETTRICI

La manutenzione preventiva sui cavi elettrici di cablaggio consiste, per i soli cavi a vista, in un'ispezione visiva tesa all'identificazione di danneggiamenti, bruciature, abrasioni, deterioramento isolante,



variazioni di colorazioni del materiale usato per l'isolamento e fissaggio saldo nei punti di ancoraggio (per esempio, la struttura di sostegno dei moduli).

9. DISMISSIONE IMPIANTO

L'impianto sarà interamente smantellato al termine della sua vita utile, l'area sarà restituita come si presenta allo stato di fatto attuale.

A conclusione della fase di esercizio dell'impianto, seguirà quindi la fase di "decommissioning", dove le varie parti dell'impianto verranno separate in base alla caratteristica del rifiuto/materia prima seconda, in modo da poter riciclare il maggior quantitativo possibile dei singoli elementi.

I restanti rifiuti che non potranno essere né riciclati né riutilizzati, stimati in un quantitativo dell'ordine dell'1%, verranno inviati alle discariche autorizzate.

Per dismissione e ripristino si intendono tutte le azioni volte alla rimozione e demolizione delle strutture tecnologiche a fine produzione, il recupero e lo smaltimento dei materiali di risulta e le operazioni necessarie a ricostituire la superficie alle medesime condizioni esistenti prima dell'intervento di installazione dell'impianto.

In particolare, le operazioni di rimozione e demolizione delle strutture nonché recupero e smaltimento dei materiali di risulta verranno eseguite applicando le migliori e più evolute metodiche di lavoro e tecnologie a disposizione, in osservazione delle norme vigenti in materia di smaltimento rifiuti.



10. RIFERIMENTI NORMATIVI

La legislazione e normativa nazionale cui si fa riferimento nel progetto è rappresentata da:

NORMATIVA GENERALE

Decreto Legislativo n. 504 del 26-10-1995, aggiornato 1-06-2007: Testo Unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative.

Decreto Legislativo n. 387 del 29-12-2003: attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Legge n. 239 del 23-08-2004: riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.

Decreto Legislativo n. 192 del 19-08-2005: attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Decreto Legislativo n. 311 del 29-12-2006: disposizioni correttive e integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Decreto Legislativo n. 26 del 2-02-2007: attuazione della direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità.

Decreto-legge n. 73 del 18-06-2007: testo coordinato del Decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73. Decreto Legislativo del 30-05-2008: attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE.

Decreto 2-03-2009: disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Legge n. 99 del 23 luglio 2009: disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.

Legge 13 agosto 2010, n. 129 (GU n. 192 del 18-8-2010): Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi. (Art. 1-septies - Ulteriori disposizioni in materia di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili)

Decreto legislativo del 3 marzo 2011, n. 28: Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili

SICUREZZA

D.Lgs. 81/2008: (testo unico della sicurezza): misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di



lavoro e succ. mod. e int.

DM 37/2008: sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici

NORME TECNICHE

NORMATIVA FOTOVOLTAICA

CEI 82-25 Edizione 09-2010: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

CEI 82-25; V1 Edizione 10-2011: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

CEI EN 60904-1(CEI 82-1): dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.

CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.

CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.

CEI EN 61215 (CEI 82-8): moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.

CEI EN 61646 (82-12): moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo. CEI EN 61724 (CEI 82-15): rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.

CEI EN 61730-1 (CEI 82-27): qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: Prescrizioni per la costruzione.

CEI EN 61730-2 (CEI 82-28): qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove.

CEI EN 62108 (82-30): moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo. CEI EN 62093 (CEI 82-24): componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.

CEI EN 50380 (CEI 82-22): fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.

CEI EN 50521 (CEI 82-31): connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove.

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.

EN 62446 (CEI 82-38): grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system



IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV 32

documentation, commissioning tests and inspection.

CEI 20-91: cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.

UNI 8477: energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta. UNI 10349: riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.

ALTRA NORMATIVA SUGLI IMPIANTI ELETTRICI

CEI 0-2: guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.

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.

CEI 11-20: impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria. CEI EN 50438 (CT 311-1): Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione.

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 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).

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 $I_n = 16$ A per fase).

CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): apparati 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): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari



IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV 32

Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).

CEI EN 50470-1 (CEI 13-52): Apparatı per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparatı di misura (indici di classe A, B e C).

CEI EN 50470-3 (CEI 13-54): Apparatı 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.

CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.

CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

CEI 13-4: Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.

CEI UNI EN ISO/IEC 17025:2008: Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura.

DELIBERE AEEG

CONNESSIONE

Delibera ARG-elt n. 33-08: condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV.

Delibera ARG-elt n.119-08: disposizioni inerenti all'applicazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 33/08 e delle richieste di deroga alla norma CEI 0-16, in materia di connessioni alle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV.

RITIRO DEDICATO

Delibera ARG-elt n. 280-07: modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387-03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239-04.

SERVIZIO DI MISURA

Delibera ARG-elt n. 88-07: disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.

TARIFFE

Delibera ARG-elt n. 111-06: condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

Delibera ARG-elt n.156-07: approvazione del Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del Decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73/07.



TIV - Allegato A Delibera n. 156-07 (valido fino al 31-12-2011).

TIV - Allegato A Delibera n. 156-07 (valido fino dal 01-01-2012).

Delibera ARG-elt n. 348-07: testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione. TIT - Allegato A Delibera n. 348-07 (2008-2011).

TIC - ALLEGATO B DELIBERA N. 348-07 (2008-2011)

Deliberazione ARG-elt 199-11: disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

TIT - Allegato A Delibera n. 199-11 (2012-2015). TIME - Allegato B Delibera n. 199-11 (2012-2015). TIC - Allegato C Delibera n. 199-11 (2012-2015).

Deliberazione ARG-elt n. 149-11: attuazione dell'articolo 20 del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 5 maggio 2011, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici.

Deliberazione ARG-elt n. 228-10: Aggiornamento per l'anno 2011 delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione. Aggiornamento della componente UC6.

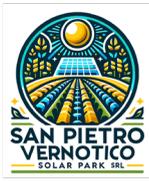
TIS - Allegato A Delibera ARG-elt n. 107-09 (aggiornato): Testo integrato delle disposizioni dell'autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (Settlement).

Deliberazione ARG-elt 231-10: Aggiornamento per l'anno 2011 dei corrispettivi di dispacciamento di cui agli articoli 45, 46, 48 e 73 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06. Modificazioni per l'anno 2011 delle disposizioni di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06 e dell'Allegato A alla deliberazione 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09 (Testo Integrato Settlement, TIS).

Deliberazione ARG-elt 232-10: Aggiornamento per il trimestre gennaio – marzo 2011 delle condizioni economiche del servizio di vendita di maggior tutela, determinazione del corrispettivo a copertura dei costi di funzionamento di Acquirente unico S.p.A. per l'attività di acquisto e vendita di energia elettrica per i clienti in maggior tutela a titolo di acconto per l'anno 2011 e modifiche al TIV.

Deliberazione ARG-com 236-10: Aggiornamento per il trimestre gennaio - marzo 2011 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas e disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Delibera ARG-elt n. 247-10: determinazione dell'Autorità in merito alle richieste di ammissione al regime 61



IMPIANTO AGRIVOLTAICO FV 32

di reintegrazione dei costi presentate dagli utenti del dispacciamento ai sensi dell'articolo 63, comma 63.11, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 per l'anno 2011 e seguenti, nonché modificazioni e integrazioni alla deliberazione medesima.

Deliberazione ARG-com 34-11: aggiornamento per il trimestre aprile - giugno 2011 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti.

Deliberazione ARG-elt 83-11: aggiornamento per il trimestre luglio - settembre 2011 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti e modifiche al TIV.

Deliberazione ARG-com 87-11: aggiornamento per il trimestre 1° luglio - 30 settembre 2011 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti. Avvio di procedimento per l'attuazione di disposizioni di cui al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.

Deliberazione ARG-com 130-11: aggiornamento per il trimestre 1° ottobre - 31 dicembre 2011 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti. Modificazioni dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 2007, n. 348/07, dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08 e dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 1° dicembre 2009, ARG/gas 184/09.

TICA

Delibera ARG-elt n. 99-08 TICA: testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA).

Delibera ARG-elt n. 130-09: Modifiche delle modalità e delle condizioni per le comunicazioni di mancato avvio dei lavori di realizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica di cui alla deliberazione ARG-elt 99-08 (TICA).

Deliberazione ARG-elt 187-11: modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08, in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA), per la revisione degli strumenti al fine di superare il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche.

Deliberazione ARG-elt 124/10: Istituzione del sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione e delle relative unità (GAUDI) e razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica.

Deliberazione ARG-elt 125/10: Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA).

Deliberazione ARG-elt n. 181-10: attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 6 agosto 2010, ai fini



dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Delibera ARG-elt n. 225-10: integrazione dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 20 ottobre 2010, ARG/elt 181/10, ai fini dell'attivazione degli indennizzi previsti dal decreto ministeriale 6 agosto 2010 in materia di impianti fotovoltaici.

TISP

Delibera ARG-elt n. 188-05: definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005 con modifiche e integrazioni introdotte con le delibere n. 40/06, n. 260/06, 90/07, ARG/elt 74/08 e ARG/elt 1/09.

Delibera ARG-elt n. 260-06: modificazione ed integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 settembre 2005, n. 188/05 in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici.

TISP - Delibera ARG-elt n. 74-08: testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto.

Delibera ARG-elt n.1-09: attuazione dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva e di scambio sul posto.

TEP

Delibera EEN 3/08: aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica.

TIQE

Deliberazione - ARG-elt 198-11: testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015.