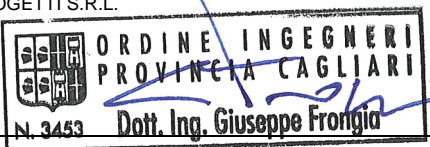


COMMITTENTE Sardinia Agro Solar Energy S.r.l. Via G. Macaggi, 25 – Genova (GE)		COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
ELABORAZIONI I.A.T. Consulenza e progetti S.r.l. con socio unico - Via Michele Giua s.n.c. – ZI CACIP, 09122 Cagliari Tel./Fax +39.070.658297 Web www.iatprogetti.it		PAGINA 1 di 81

PARCO AGRIVOLTAICO “PIMPISU”
CON SISTEMA DI ACCUMULO (BESS) INTEGRATO
- COMUNE DI SERRAMANNA (VS) -


OGGETTO PROGETTO DEFINITIVO	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA
--	---

PROGETTAZIONE I.A.T. CONSULENZA E PROGETTI S.R.L. ING. GIUSEPPE FRONGIA	GRUPPO DI LAVORO Ing. Giuseppe Frongia (coordinatore e responsabile) Ing. Marianna Barbarino Ing. Enrica Batzella Ing. Antonio Dedoni Dott. Geol. Maria Francesca Lobina Dott. Nat. Maurizio Medda Ing. Gianluca Melis Dott. Geol. Mauro Pompei Ing. Elisa Roych Dott. Forestale Gianluca Serra Agr. Dott. Nat. Fabio Schirru Dott. Matteo Tatti (Archeologia)
--	--




Cod. pratica 2021/0280 Nome File: **SASE-FVS-RP1**_Relazione tecnica descrittiva.docx

0	24/02/2022	Emissione	IAT	GF	SASE
REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEG.	CONTR.	APPR.


 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 1 di 81

INDICE


1	PREMESSA GENERALE	4
2	DATI DEL PROPONENTE E CAPACITA' ECONOMICO/GESTIONALI E IMPRENDITORIALI.....	6
3	DEFINIZIONI	7
4	LO SCENARIO DI RIFERIMENTO	9
4.1	La strategia energetica europea e nazionale	9
4.2	Governance del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)	13
4.3	Stato dell'arte della tecnologia solare fotovoltaica per gli impianti "utility scale" 16	
4.3.1	<i>Premessa.....</i>	16
4.3.2	<i>Aspetti generali</i>	18
4.3.3	<i>I moduli FV.....</i>	19
4.3.4	<i>Modalità di posa dei moduli.....</i>	23
4.3.5	<i>Gli inverter.....</i>	24
4.3.6	<i>I criteri di dimensionamento: potenza DC e AC</i>	25
4.4	Impatto e sostenibilità ambientale.....	27
4.4.1	<i>Aspetti generali</i>	27
4.4.2	<i>La tecnologia dell'agrivoltaico.....</i>	27
5	INQUADRAMENTO TERRITORIALE ED URBANISTICO	29
5.1	Ubicazione dell'area di intervento	29
5.2	Inquadramento urbanistico e norme di tutela del territorio	30
5.2.1	<i>Piano Urbanistico Comunale di Serramanna.....</i>	30
5.2.2	<i>Analisi dei vincoli di carattere paesaggistico-ambientale</i>	31
5.3	Inquadramento geologico generale.....	33
6	CONFIGURAZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO	35
6.1	Criteri di scelta del sito.....	35
6.2	Criteri di inserimento territoriale e ambientale	36
6.3	Lay-out del sistema fotovoltaico e potenza complessiva	37
6.4	Potenzialità energetica del Sito ed analisi di producibilità dell'impianto.....	38
6.4.1	<i>Premessa.....</i>	38
6.4.2	<i>I risultati del calcolo.....</i>	39
6.5	Principali ricadute ambientali positive	42
6.5.1	<i>Premessa.....</i>	42
6.5.2	<i>Contributo alla riduzione delle emissioni di CO₂</i>	42
6.5.3	<i>Emissioni evitate di inquinanti atmosferici</i>	44
6.5.4	<i>Risparmio di risorse energetiche non rinnovabili</i>	45
7	DESCRIZIONE TECNICA DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO	46

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 2 di 81

7.1	Schema a blocchi impianto fotovoltaico con sistema BESS integrato	46
7.2	Componenti principali e criteri generali di progettazione strutturale ed elettromeccanica.....	47
7.3	Gli inseguitori monoassiali	48
7.3.1	<i>Caratteristiche principali</i>	49
7.3.2	<i>Durata e trattamento protettivo dei componenti in acciaio</i>	50
7.3.3	<i>I pali di sostegno</i>	51
7.4	Moduli fotovoltaici	52
7.5	Connessione alla RTN – Adeguamento funzionale stazione elettrica esistente Sardinia Bio Energy S.r.l.	54
7.5.1	<i>Premessa.....</i>	54
7.6	Quadri Elettrici MT – Collettori di impianto.....	55
7.7	Cavi di distribuzione dell’energia in Media Tensione (MT)	57
7.8	Sistemi di Conversione e Trasformazione Impianto FV	59
7.9	Cavi di distribuzione dell’energia in Bassa Tensione (BT) in c.a. e c.c.....	62
7.9.1	<i>Cavi lato c.a. bassa tensione.....</i>	62
7.9.2	<i>Cavi lato c.c. bassa tensione.....</i>	62
7.9.3	<i>Modalità di posa principale cavi b.t.....</i>	62
7.10	Quadri elettrici BT lato c.a.....	62
7.11	Misura dell’energia.....	63
7.11.1	<i>Aspetti generali</i>	63
7.12	Cabine prefabbricate	64
7.13	Software per visualizzazione, monitoraggio, telesorveglianza.....	64
7.14	Impianto di videosorveglianza	65
7.15	Stazione meteorologica	65
8	OPERE ACCESSORIE	66
8.1	Sistemazione dell’area e viabilità.....	66
8.2	Recinzione e cancelli.....	66
8.3	Scavi e movimento terra.....	67
8.3.1	<i>Scavi per la realizzazione dei cavidotti e opere di regimazione idrica.....</i>	67
8.4	Interventi di mitigazione, compensazione e inserimento ambientale	69
8.4.1	<i>Misure di mitigazione.....</i>	69
8.4.2	<i>Indicazioni culturali per il mantenimento del pascolo ovino.....</i>	69
8.4.3	<i>Misure orientate all’efficientamento energetico e funzionale dell’azienda agricola</i>	70
9	DESCRIZIONE DEL PROCESSO COSTRUTTIVO	72
9.1	Indicazioni generali per l’esecutore dei lavori	72
9.2	Descrizione del contesto in cui è collocata l’area del cantiere	72
9.3	Principali lavorazioni previste.....	72

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 3 di 81

9.4	Impianto elettrico di cantiere	74
9.5	Precauzioni aggiuntive con impianti FV	75
9.6	Tempi di realizzazione	75
10	POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE DELL'INTERVENTO A LIVELLO LOCALE.....	76
10.1	Ricadute occupazionali stimate	76
11	NORMATIVA DI RIFERIMENTO.....	78
1.1	Norme legislative generali, nazionali e regionali	78
1.2	Opere in cemento armato	78
1.3	Norme tecniche impianti elettrici	79

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 4 di 81

1 PREMESSA GENERALE

La presente relazione tecnico-descrittiva costituisce parte integrante del progetto definitivo di un impianto agrivoltaico (o anche agrofotovoltaico), da realizzarsi con moduli in silicio monocristallino installati su inseguitori solari monoassiali. La centrale, insistente su una superficie di circa 51 ettari sarà ubicata in agro del Comune di Serramanna (SV), in località "Su Pranu de Sedda", e coniugherà la produzione agricola con la produzione di energia rinnovabile in accordo con i requisiti stabiliti dall'art. 31 c. 5 del D.L. 77/2021 (*Governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure*).

L'impianto sarà integrato con un sistema di accumulo della potenza complessiva in immissione di 17 MW finalizzato a fornire servizi di rete.


La proponente è la Sardinia Agro Solar Energy s.r.l. avente sede in Via G. Macaggi, 25 – Genova (GE), facente parte del Gruppo Serramanna Energia, titolare dell'esistente impianto l'impianto a combustione di biomasse vergini da 49,5 MW termici (13 MW elettrici) operativo nel comune di Serramanna.

L'impianto in progetto avrà una potenza complessiva in immissione di 33 MW, data dalla somma delle potenze nominali dei singoli inverter (potenza nominale lato DC pari a 38.79 MWp – Potenza lato AC di 33.0 MW), e sarà costituita da n. 2355 inseguitori monoassiali (2133 tracker da n. 26 e n 222 tracker 13 moduli FV). L'impianto di produzione sarà integrato con un sistema di accumulo della potenza complessiva in immissione di 17 MW.

Il DL n.77 del 31/05/2021, art.31- comma 6, ha inserito nell'Allegato 2 alla parte seconda del D.lgs 152/2006 (Progetti di competenza statale) gli "impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW". Il successivo DL n. 92 del 23/06/2021, all'art.7-comma 1, ha stabilito che "L'art. 8, comma 2-bis, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152, si applica alle istanze presentate a partire dal 31 luglio 2021. L'articolo 31, comma 6, del decreto-legge 31 maggio 2021, n.77, che trasferisce alla competenza statale i progetti relativi agli impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW, di cui all'Allegato II alla Parte seconda, paragrafo 2), ultimo punto, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152, si applica alle istanze presentate a partire dal 31 luglio 2021."

Quanto segue è stato redatto ai fini del conseguimento del provvedimento di VIA nell'ambito del provvedimento unico in materia ambientale ai sensi dell'art.27 del D.Lgs.152/2006 nonché dell'Autorizzazione Unica alla costruzione ed esercizio dell'impianto ai sensi dell'art. 12 del D.Lgs. 387/2003, in accordo con quanto stabilito dalla D.G. Regione Sardegna n. 27/16 del 01/06/2011 come modificata dalla D.G.R. n. 3/25 del 23/01/2018.

Il campo solare sarà suddiviso in 2 blocchi di potenza (sottocampi), ciascuno dei quali invierà l'energia prodotta alle cabine di trasformazione e conversione equipaggiate con n. 1 trasformatore MT/BT. All'interno della *cabina di trasformazione e conversione* si convertirà la corrente da continua


 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 5 di 81

ad alternata e si eleverà la tensione BT da 800 V fornita in uscita dall'inverter alla tensione MT di 30 kV per il successivo vettoriamento dell'energia alla esistente ed operativa stazione di trasformazione MT/AT, in comune di Serramanna, di proprietà della Sardinia Bio Energy S.r.l., facente parte del medesimo gruppo industriale della società proponente.

Il preventivo di connessione n. 202101932 rilasciato da Terna S.p.A. in data 03/12/2021 e intestato alla società Futura S.r.l. – *holding* a cui fa capo la Sardinia Agro Solar Energy - prevede che l'impianto sia collegato in antenna a 36 kV sul futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Smistamento (SE) della RTN 150 kV di Serramanna, previo potenziamento/rifacimento della linea RTN a 150 kV "Villasor – Villacidro".

Con l'intento di accelerare la realizzazione del progetto e considerata la possibilità di attivare proficue sinergie tra società appartenenti al medesimo gruppo industriale, Futura S.r.l. ha richiesto a Terna una modifica della soluzione tecnica che preveda la connessione in antenna a 150 kV sulla RTN 150 kV di Serramanna, potendosi prevedere, a tal fine, un adeguamento funzionale della esistente stazione utente MT/AT con la realizzazione di un nuovo stallo di trasformazione dedicato. In tale ipotesi, infatti, verrebbe meno la necessità di prevedere l'ampliamento della SE di Terna, con una evidente semplificazione delle opere oltre che positivi riflessi sotto il profilo ambientale. Una volta che la proposta modifica sarà assentita da Terna, Futura S.r.l. accetterà la STMG procederà alla voltura del preventivo di connessione alla proponente Sardinia Agro Solar Energy.

La produzione di energia annua dell'impianto è stimata in circa 65,014 GWh/anno, equivalenti al fabbisogno di energia elettrica di circa 22.000 famiglie.

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 6 di 81

2 DATI DEL PROPONENTE E CAPACITA' ECONOMICO/GESTIONALI E IMPRENDITORIALI

La società **Sardinia Agro Solar Energy** a responsabilità limitata è stata costituita per la realizzazione di progetti fotovoltaici e/o agrifotovoltaici nella zona del Medio Campidano, in Sardegna.


La Società ricerca l'innovazione, rappresentata dalla necessità di definire un modello ottimale e sostenibile di gestione, integrando le attività di esercizio e manutenzione dell'impianto fotovoltaico e quelle agricole.

Sardinia Agro Solar Energy è una Società interamente detenuta da Futura Srl.

Futura S.r.l.: è una società appartenente al medesimo Gruppo Serramanna Energia, il Gruppo detiene in particolare l'impianto a combustione di biomasse vergini del comune di Serramanna da 49,5 MW termici (circa 13 MW elettrici) e l'impianto Fotovoltaico da 45,22MWp sito nei comuni di Sassari e Porto Torres.

La Società Futura controlla inoltre diverse realtà attive nel settore dell'**economia circolare** e partecipa per il tramite di Persea Holding SpA al capitale di **due aziende agricole (Persea Ussana Srl e Persea Il Castello srl con estensione agricola complessiva pari a 360ha)**, classificate come **Start up innovative**, attive nella coltivazione con metodi innovativi e all'avanguardia (c.d. *precision farming*) di "Super Food" biologici coltivati secondo i dettami dell'**Agricoltura Rigenerativa**.

Il Gruppo Serramanna Energia (ex Supergaz) è presente in Sardegna dal 2004 avendo acquisito in quegli anni la maggioranza azionaria della Società Fonte Energia, tuttora attiva nella costruzione e gestione di parte del mercato metanifero sardo. Ad oggi la Centrale di Serramanna è una dei più rappresentativi impianti alimentati a biomasse vergini in Italia, ed è tra i soci fondatori dell'Associazione da Biomasse Solide (<https://biomasseenergia.eu/>).

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 7 di 81

3 DEFINIZIONI

Per le finalità del presente documento si applicano le definizioni riportate nel Glossario del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (in seguito Codice di Rete). Nel seguente elenco si riportano alcune di esse, integrate secondo quanto riportato nella Guida Tecnica Terna recante "Condizioni generali di connessione alle reti AT" delle centrali fotovoltaiche.

Campo fotovoltaico: insieme di tutte le stringhe fotovoltaiche di un sistema dato.

Cella fotovoltaica: elemento minimo che manifesta l'effetto fotovoltaico, cioè che genera una tensione elettrica in corrente continua quando è sottoposto ad assorbimento di fotoni della radiazione solare.

Centrale Fotovoltaica (o impianto fotovoltaico): insieme di uno o più campi fotovoltaici e di tutte le infrastrutture e apparecchiature richieste per collegare gli stessi alla rete elettrica ed assicurarne il funzionamento.

Interruttore Generale: interruttore la cui apertura assicura la separazione dell'intera Centrale Fotovoltaica dalla rete del Gestore. Una Centrale Fotovoltaica può essere connessa alla rete anche con più di un Interruttore Generale.

Interruttore di Inverter: interruttore la cui apertura assicura la separazione del singolo inverter dalla rete.

Inverter (o convertitore di potenza c.c./c.a.): apparecchiatura impiegata per la conversione della corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata monofase o trifase.

Linee di sottocampo: linee di media tensione che raccolgono la produzione parziale della Centrale Fotovoltaica sulla sezione MT dell'impianto d'utenza.


Maximum Power Point (MPP): punto di massima potenza. È il punto di funzionamento del pannello fotovoltaico in cui questo rilascia la potenza massima possibile, espressa in kW_{PICCO} (kW_p). Il massimo punto di potenza varia a seconda dell'irraggiamento e della temperatura dell'ambiente.

Modulo fotovoltaico: il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante.

Pannello fotovoltaico: gruppo di moduli pre-assemblati, fissati meccanicamente insieme e collegati elettricamente.

Potenza nominale o di targa dell'inverter: potenza attiva massima alla tensione nominale che può essere fornita con continuità da ogni singolo inverter nelle normali condizioni di funzionamento. È riportata nei dati di targa. È espressa in kW.

Potenza apparente dell'inverter: potenza apparente del singolo inverter alla tensione nominale nelle normali condizioni di funzionamento. È riportata nei dati di targa. È espressa in kVA.

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 8 di 81

Potenza nominale della Centrale Fotovoltaica (Pn): Corrisponde alla somma delle potenze di targa degli inverter solari utilizzati per la conversione da DC a AC. È espressa in MW (vedasi par. 4.3.6 per approfondimenti).

Potenza nominale dei moduli fotovoltaici: potenza attiva alla tensione nominale che può essere fornita con continuità in condizioni specificate da ogni singolo modulo. È riportata nei dati di targa ed è espressa in kWp (vedasi par. 4.3.6 per approfondimenti).

Potenza nominale disponibile della Centrale Fotovoltaica (Pnd): somma delle potenze nominali degli inverter disponibili in un determinato momento. È espressa in MW.

Potenza erogabile dall'inverter: potenza massima erogabile dall'inverter nelle condizioni ambientali e irraggiamento correnti. È espressa in kW.

Potenza erogabile della Centrale Fotovoltaica: potenza che può essere erogata dalla centrale nelle condizioni ambientali correnti. È la somma delle potenze erogabili degli inverter disponibili in un determinato momento. È espressa in MW.


Potenza attiva immessa in rete dalla Centrale Fotovoltaica: potenza erogata dalla centrale fotovoltaica alla rete, misurata nel punto di connessione. È espressa in MW.

Potenza reattiva immessa in rete dalla Centrale Fotovoltaica: potenza erogata dalla Centrale Fotovoltaica alla rete, misurata nel punto di connessione. È espressa in MVar. Nel seguito sono utilizzate le seguenti convenzioni di segno: positiva se immessa in rete (effetto capacitivo), negativa se assorbita (effetto induttivo).

Punto di Connessione: (o Punto di Consegna): confine fisico tra la rete di trasmissione e l'impianto d'utenza attraverso il quale avviene lo scambio fisico dell'energia elettrica

Sottocampo fotovoltaico: le parti del campo fotovoltaico che si connettono in maniera distinta alla sezione di media tensione (sezione MT) attraverso le linee di sotto-campo. Il termine di sottocampo fotovoltaico ai fini della presente guida non rappresenta l'insieme delle stringhe connesse al singolo inverter ma fa riferimento alla parzializzazione della Centrale Fotovoltaica nella sezione MT dell'impianto d'utenza.

Stringa fotovoltaica: insieme di pannelli fotovoltaici collegati elettricamente in serie.

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 9 di 81

4 LO SCENARIO DI RIFERIMENTO

4.1 La strategia energetica europea e nazionale

Le politiche europee in materia di energia perseguono due principali obiettivi: quello della progressiva decarbonizzazione dell'economia e quello della piena realizzazione di un mercato unico.

Con specifico riguardo alle problematiche di maggiore interesse per il presente Studio, si evidenzia come negli ultimi anni l'Unione Europea abbia deciso di assumere un ruolo di *leadership* mondiale nella riduzione delle emissioni di gas serra. Il primo fondamentale passo in tale direzione è stato la definizione di obiettivi ambiziosi già al 2020.

Nel 2008, l'Unione Europea ha varato il "Pacchetto Clima-Energia" (cosiddetto "Pacchetto 20-20-20"), con i seguenti obiettivi energetici e climatici al 2020:

- un impegno unilaterale dell'UE a ridurre di almeno il 20% entro il 2020 le emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990. Gli interventi necessari per raggiungere gli obiettivi al 2020 continueranno a dare risultati oltre questa data, contribuendo a ridurre le emissioni del 40% circa entro il 2050.
- un obiettivo vincolante per l'UE di contributo del 20% di energia da fonti rinnovabili sui consumi finali lordi entro il 2020, compreso un obiettivo del 10% per i biocarburanti.
- una riduzione del 20% nel consumo di energia primaria rispetto ai livelli previsti al 2020, da ottenere tramite misure di efficienza energetica.


Tale obiettivo, solo enunciato nel pacchetto, è stato in seguito declinato, seppur in maniera non vincolante, nella direttiva efficienza energetica approvata in via definitiva nel mese di ottobre 2012.

In una prospettiva di progressiva riduzione delle emissioni climalteranti, il Consiglio europeo del 23-24 ottobre 2014 ha approvato i nuovi obiettivi clima energia al 2030, di seguito richiamati:

- riduzione di almeno il 40% delle emissioni di gas a effetto serra nel territorio UE rispetto al 1990;
- quota dei consumi finali di energia coperti da fonti rinnovabili pari al 27%, vincolante a livello europeo, ma senza target vincolanti a livello di Stati membri;
- riduzione del 27% dei consumi finali di energia per efficienza energetica, non vincolante ma passibile di revisioni per un suo innalzamento al 30%.

Negli auspici del Consiglio d'Europa, un approccio comune durante il periodo fino al 2030 aiuterà a garantire la certezza normativa agli investitori e a coordinare gli sforzi dei paesi dell'UE.

Il quadro delineato al 2030 contribuisce a progredire verso la realizzazione di un'economia a basse emissioni di carbonio e a costruire un sistema che:

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 10 di 81

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

Lo stesso, inoltre, apporta anche benefici sul piano dell'ambiente e della salute, ad esempio riducendo l'inquinamento atmosferico.


L'Italia ha stabilito i propri contributi agli obiettivi europei al 2030 attraverso la predisposizione della *Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'energia e il clima*; relativamente all'energia rinnovabile, di particolare interesse per il presente studio, la Proposta di Piano fissa un obiettivo di copertura, nel 2030, del 30% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili. In particolare, si prevede che il contributo delle rinnovabili al soddisfacimento dei consumi finali lordi totali al 2030 sia così differenziato tra i diversi settori:

- 55,4% di quota rinnovabili nel settore elettrico;
- 33% di quota rinnovabili nel settore termico (usi per riscaldamento e raffrescamento);
- 21,6% per quanto riguarda l'incorporazione di rinnovabili nei trasporti.

Relativamente al settore elettrico, è prevista una forte penetrazione dell'eolico e del fotovoltaico attraverso la stimolazione di una nuova produzione, nonché promuovendo il *revamping* e il *repowering* degli impianti esistenti.

Tabella 4.1 – Obiettivi di crescita della potenza (MW) da fonte rinnovabile al 2030 (Fonte: PNIEC)

Fonte	2016	2017	2025	2030
Idrica	18.641	18.863	19.140	19.200
Geotermica	815	813	919	950
Eolica	9.410	9.766	15.690	18.400
<i>di cui off-shore</i>	0	0	300	900
Bioenergie	4.124	4.135	3.570	3.764
Solare	19.269	19.682	26.840	50.880
<i>di cui CSP</i>	0	0	250	880
Totale	52.258	53.259	66.159	93.194

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 11 di 81

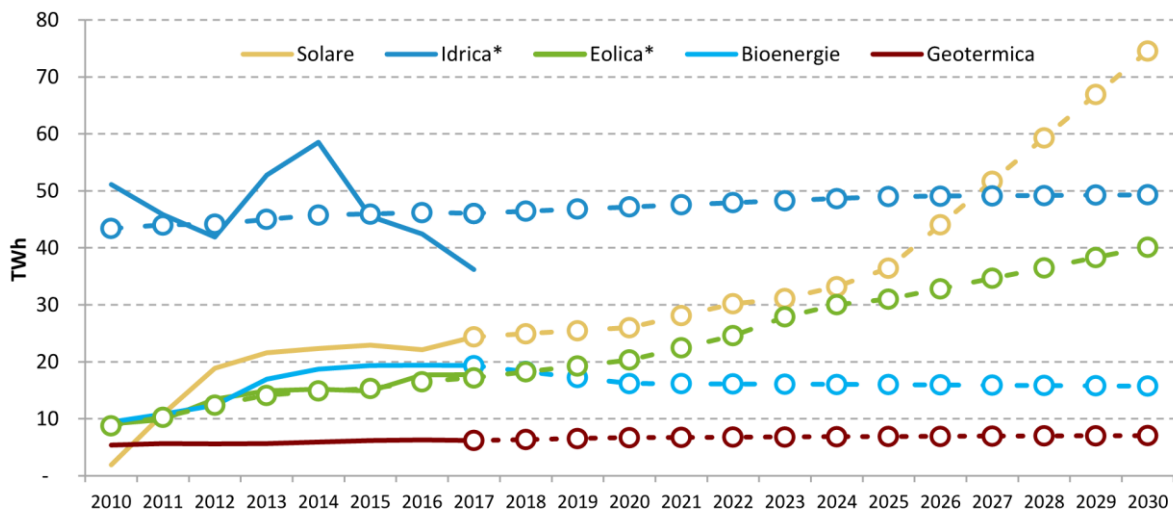



Figura 4.1 – Traiettorie di crescita dell'energia elettrica da fonti rinnovabili al 2030 (Fonte: PNIEC)

Tra le politiche e misure per realizzare il contributo nazionale all'obiettivo fissato al 2030, il Piano pone l'accento sulla ripartizione dello stesso fra le Regioni, attraverso l'individuazione, da parte di quest'ultime, delle aree da mettere a disposizione per la realizzazione degli impianti, privilegiando installazioni a ridotto impatto ambientale.

Nell'ambito dell'Unione Europea, inoltre, si è da alcuni anni iniziato a discutere sugli scenari e gli obiettivi per orizzonti temporali di lungo e lunghissimo termine, ben oltre il 2020. Nello studio denominato *Energy Roadmap 2050* si prevede, infatti, una riduzione delle emissioni di gas serra del'80-95% entro il 2050 rispetto ai livelli del 1990, con un abbattimento per il settore elettrico di oltre il 95%. I diversi scenari esaminati dalla Commissione per questo percorso assegnano grande importanza all'efficienza energetica e alla produzione da fonti rinnovabili, guardando anche con attenzione all'utilizzo di energia nucleare e allo sviluppo della tecnologia CCS (*Carbon Capture and Storage*), e prevedendo un ruolo fondamentale per il gas durante la fase di transizione, che consentirà di ridurre le emissioni sostituendo carbone e petrolio nella fase intermedia, almeno fino al 2030÷2035. I principali cambiamenti strutturali identificati includono:

- un aumento della spesa per investimenti e una contemporanea riduzione di quella per il combustibile;
- un incremento dell'importanza dell'energia elettrica, che dovrà quasi raddoppiare la quota sui consumi finali (fino al 36-39%) e contribuire alla decarbonizzazione dei settori dei trasporti e del riscaldamento;
- un ruolo cruciale affidato all'efficienza energetica, che potrà raggiungere riduzioni fino al 40% dei consumi rispetto al 2005;
- un incremento sostanziale delle fonti rinnovabili, che potranno rappresentare il 55% dei consumi finali di energia (e dal 60 al 90% dei consumi elettrici);

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 12 di 81

- un incremento delle interazioni tra sistemi centralizzati e distribuiti.

L'attuale Commissione Ue, guidata da Ursula von Der Leyen, ha presentato a dicembre 2019 il suo **Green Deal (GD)** che punta a realizzare un'economia "neutrale" sotto il profilo climatico entro il 2050, ossia azzerare le emissioni nette di CO₂ con interventi in tutti i settori economici, dalla produzione di energia ai trasporti, dal riscaldamento/raffreddamento degli edifici alle attività agricole, nonché nei processi manifatturieri, nelle industrie "pesanti" e così via.

Tra i temi più importanti su energia e ambiente del GD:

- la possibilità di eliminare i sussidi ai combustibili fossili e in particolare le esenzioni fiscali sui carburanti per navi e aerei, seguendo la logica che il costo dei mezzi di trasporto deve riflettere l'impatto di tali mezzi sull'ambiente;
- la possibilità di adottare una "carbon border tax" per tassare alla frontiera le importazioni di determinati prodotti, in modo che il loro prezzo finale rispecchi il reale contenuto di CO₂, ossia la quantità di CO₂ rilasciata nell'atmosfera per produrre quelle merci;
- **Decarbonizzare il mix energetico, puntando in massima parte sulle rinnovabili**, con la contemporanea rapida uscita dal carbone.

Nel settembre 2020 la Commissione ha proposto di **elevare l'obiettivo della riduzione delle emissioni di gas serra per il 2030, compresi emissioni e assorbimenti, ad almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990.**

Sono state prese in considerazione tutte le azioni necessarie in tutti i settori, compresi un aumento dell'efficienza energetica e dell'energia da fonti rinnovabili, in maniera da garantire il progredire verso un'economia climaticamente neutra e gli impegni assunti nel quadro dell'accordo di Parigi.


Obiettivi chiave per il 2030:

- una riduzione almeno del 40% delle emissioni di gas a effetto serra (rispetto ai livelli del 1990)
- una **quota almeno del 32% di energia rinnovabile**
- un miglioramento almeno del 32,5% dell'efficienza energetica.

L'obiettivo della riduzione del 40% dei gas serra è attuato mediante il sistema di scambio di quote di emissione dell'UE (il cd ETS), il regolamento sulla condivisione degli sforzi con gli obiettivi di riduzione delle emissioni degli Stati membri, e il regolamento sull'uso del suolo, il cambiamento di uso del suolo e la silvicoltura. In tal modo tutti i settori contribuiranno al conseguimento dell'obiettivo del 40% riducendo le emissioni e aumentando gli assorbimenti.

Al fine di mettere in atto e realizzare questi obiettivi chiave, **il 14 luglio 2021 la Commissione europea ha adottato un pacchetto di proposte per rendere le politiche dell'UE in materia di clima, energia, uso del suolo, trasporti e fiscalità idonee a ridurre le emissioni nette di gas serra di almeno il 55% entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990.**

Il pacchetto contiene in tutto 13 nuove proposte legislative per riformare diversi settori e prevede

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 13 di 81

innanzitutto di rivedere il sistema di scambio di quote di carbonio denominato ETS, che, nello specifico, viene anche allargato al settore marittimo; viene introdotto un nuovo sistema parallelo riservato ai trasporti su strada e ai sistemi di riscaldamento degli edifici.

I target di abbattimento delle emissioni del vecchio sistema ETS entro il 2030 passano dal -43% al -61% sui livelli del 2005. Il nuovo ETS, invece, avrà un obiettivo di taglio emissioni del 43% al 2030 sui livelli del 2005 e sarà in vigore dal 2025.

È prevista altresì la **revisione della direttiva RED (Renewable Energy Directive) sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili**. La Commissione ha stabilito nuovi target vincolanti sulle fonti pulite, precisando anche quali fonti di energia possono essere considerate pulite. **La direttiva sulle energie rinnovabili fisserà un obiettivo maggiore per produrre il 40% della nostra energia da fonti rinnovabili entro il 2030**. Tutti gli Stati membri contribuiranno a questo obiettivo e verranno proposti obiettivi specifici per l'uso delle energie rinnovabili nei trasporti, nel riscaldamento e raffreddamento, negli edifici e nell'industria. La produzione e l'uso di energia rappresentano il 75% delle emissioni dell'UE e, quindi, è fondamentale accelerare la transizione verso un sistema energetico più verde.

Nel frattempo, i principali Paesi europei si stanno muovendo verso l'adozione di obiettivi di strategia energetica in linea con quelli comunitari. Ne sono esempio le strategie energetiche di Germania, Regno Unito e Danimarca.


La Germania, con la "Energiewende", si propone: una produzione da rinnovabili pari al 18% dei consumi finali al 2020, per arrivare fino al 60% al 2050 (con obiettivo di sviluppo rinnovabili nel settore elettrico pari al 35% al 2020, e fino all'80% al 2050); una riduzione dei consumi primari al 2020 del 20% rispetto ai valori del 2008 (in particolare, è attesa una riduzione dei consumi elettrici del 10% al 2020), per arrivare fino al 50% nel 2050; il progressivo phase-out delle centrali nucleari entro il 2022.

Il Governo del Regno Unito ("*Enabling the transition to a Green Economy*") ha attivato una serie di strumenti di policy a supporto della transizione verso la green economy. Tra gli obiettivi del Governo inglese al 2020, vi è la riduzione delle emissioni di gas serra del 34% e la produzione del 15% dell'energia tramite fonti rinnovabili.

La Danimarca, con la "Strategia Energetica 2050", si propone un orientamento di lungo periodo flessibile, che punta a rendere il Paese indipendente dai combustibili fossili entro il 2050, fissando come punti chiave del percorso al 2020: la produzione da rinnovabili al 30% dei consumi finali e la riduzione dei consumi primari del 4% rispetto ai valori del 2006.

4.2 Governance del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)

Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) si inserisce all'interno del programma *Next Generation EU* (NGEU), concordato dall'Unione Europea in risposta alla crisi pandemica. La principale componente del programma NGEU è il Dispositivo per la Ripresa e Resilienza, che ha

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 14 di 81

una durata di 6 anni (dal 2021 al 2026) e una dimensione totale di 672,5 miliardi di euro.

Il Piano si sviluppa intorno a tre assi strategici condivisi a livello europeo (digitalizzazione e innovazione, transizione ecologica e inclusione sociale) e lungo le seguenti missioni:

- 1) **Digitalizzazione, Innovazione, Competitività, Cultura**, con l'obiettivo di promuovere la trasformazione digitale del Paese, sostenere l'innovazione del sistema produttivo, e investire in turismo e cultura;
- 2) **Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica**, con gli obiettivi principali di migliorare la sostenibilità e la resilienza del sistema economico e assicurare una transizione ambientale equa e inclusiva;
- 3) **Infrastrutture per una Mobilità Sostenibile**, il cui obiettivo primario è lo sviluppo di un'infrastruttura di trasporto moderna, sostenibile ed estesa a tutte le aree del Paese;
- 4) **Istruzione e Ricerca**, con l'obiettivo di rafforzare il sistema educativo, le competenze digitali e tecnico-scientifiche, la ricerca e il trasferimento tecnologico;
- 5) **Inclusione e Coesione**, per facilitare la partecipazione al mercato del lavoro, rafforzare le politiche attive del lavoro e favorire l'inclusione sociale;
- 6) **Salute**, con l'obiettivo di rafforzare la prevenzione e i servizi sanitari sul territorio, modernizzare e digitalizzare il sistema sanitario e garantire equità di accesso alle cure.


Il Piano prevede inoltre un ambizioso programma di riforme per facilitare la fase di attuazione e, più in generale, contribuire alla modernizzazione del Paese, rendendo il contesto economico più favorevole allo sviluppo dell'attività d'impresa.

Di particolare interesse, ai fini del presente Progetto, è la missione relativa alla rivoluzione verde e transizione ecologica, la quale consiste in:

- C1. Economia circolare e agricoltura sostenibile;
- C2. Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile;
- C3. Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici;
- C4. Tutela del territorio e della risorsa idrica.

In merito allo sviluppo dell'energia rinnovabile, il Piano prevede un incremento della quota di energia prodotta da FER, in linea con gli obiettivi europei e nazionali di decarbonizzazione, attraverso:

- lo sviluppo dell'agro-voltaico, ossia l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione di energia che non compromettano l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura, ma contribuiscano alla sostenibilità ambientale ed economica delle aziende coinvolte. L'obiettivo dell'investimento è installare a regime una capacità produttiva da impianti agro-voltaici di 1,04 GW, che produrrebbe circa 1.300 GWh annui, con riduzione delle emissioni di gas serra stimabile in circa 0,8 milioni di tonnellate di CO₂;


 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 15 di 81

- la promozione delle rinnovabili per le comunità energetiche e l'auto-consumo, ipotizzando che riguardino impianti fotovoltaici con una produzione annua di 1.250 kWh per kW, ovvero circa 2.500 GWh annui, i quali contribuiranno a una riduzione delle emissioni di gas serra stimata in circa 1,5 milioni di tonnellate di CO2 all'anno;
- la promozione impianti innovativi (incluso off-shore), che combinino tecnologie ad alto potenziale di sviluppo con tecnologie più sperimentali (come i sistemi che sfruttano il moto ondoso), in assetti innovativi e integrati da sistemi di accumulo. La realizzazione di questi interventi, per gli assetti ipotizzati in funzione delle diverse tecnologie impiegate, consentirebbe di produrre circa 490 GWh anno che contribuirebbero ad una riduzione di emissioni di gas climalteranti stimata intorno alle 286.000 tonnellate di CO2;
- lo sviluppo del biometano.

Per rendere efficace l'implementazione di questi interventi nei tempi previsti, sono in fase di attuazione alcune riforme fondamentali, in parte contenute nel recente D.L. 77/2021 (Decreto Semplificazioni).

Con particolare riferimento al comma 2 dell'art. 31 del predetto D.L., inteso a facilitare la risoluzione dei potenziali conflitti tra i valori oggetto di tutela paesaggistica e la realizzazione degli impianti fotovoltaici, il Legislatore evidenzia la circostanza che, per rispettare gli obiettivi UE sul clima e l'energia entro il 2030, l'Italia deve raggiungere i 52 GWp di installazioni fotovoltaiche (circa 30 GWp in più rispetto ai circa 22 GWp attuali). Per raggiungere il suddetto obiettivo al 2030 a livello nazionale si dovrebbero garantire una media dell'installato di circa 3 GWp all'anno. Inoltre, occorre tener conto che, secondo il Politecnico di Milano, in vista del nuovo obiettivo di riduzione del 55% delle emissioni al 2030 posto dalla Commissione UE, le installazioni fotovoltaiche dovrebbero raggiungere i 68,4 GWp (pertanto circa 46 GW in più rispetto a quelli attuali). Alla luce degli obiettivi sopra esposti si avverte dunque, a livello di governance, una necessità impellente di imprimere un'accelerazione all'installazione di impianti fotovoltaici, anche in considerazione del fatto che, nonostante la disponibilità di strumenti di sostegno, stabiliti ai sensi del DM 4 luglio 2019 (il cd DM FER1), gli operatori non partecipano alle aste ivi definite in quanto privi di autorizzazioni, così come si evince dai risultati degli ultimi 3 bandi per aste e registri indetti dal GSE e già conclusi:

- III bando: il GSE ha reso noto l'esito a fine settembre 2020, da cui risulta che sono state inviate richieste per poco più di un terzo della potenza incentivabile (1.300 MW), con scarsa partecipazione in tutte le categorie;
- IV bando: come risulta dalle graduatorie pubblicate a fine gennaio 2021, sono state presentate richieste per meno di un terzo del contingente incentivabile e i progetti ammessi corrispondono ad appena un quarto della potenza ammissibile, con un divario particolarmente rilevante per le aste per i grandi impianti (356,8 MW richiesti a fronte dei 1.374,1 disponibili);
- V bando: il GSE ha reso noto l'esito a fine maggio 2021 e risulta che, rispetto a un contingente incentivabile di quasi 2.500 MW, sono state presentate domande per 358 MW, di cui in posizione utile per gli incentivi meno di 300 MW.

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 16 di 81

Le disposizioni di cui ai commi 5, 6 e 7 dell'art. 31 del Decreto Semplificazioni sono volte a contribuire all'attuazione della transizione *green* e incrementare l'efficienza energetica delle aree agricole italiane, sostenendo investimenti per la realizzazione di impianti agrivoltaici che consentano la coltivazione dei terreni sottostanti le installazioni.

Tali disposizioni si pongono nel solco di quanto già previsto dal legislatore in occasione del D.L. n. 76 del 2020 (decreto Semplificazioni 2020), che ha inteso ammettere deroghe al rigido divieto di incentivazione di installazioni fotovoltaiche a terra, introdotto nel 2012 come reazione a fenomeni di sfruttamento eccessivo dei terreni agricoli nella fase di sviluppo "impetuoso" del fotovoltaico nel nostro Paese. Il c.d. agrivoltaico consiste nell'integrazione del fotovoltaico nell'attività agricola, con installazioni che permettono la coltura agricola o l'allevamento e che prevedono un ruolo centrale degli agricoltori, che vanno ad integrare il reddito aziendale e a prevenire fenomeni di abbandono o dismissione dell'attività produttiva. In altri termini, l'agrivoltaico ammette - contestualmente - l'utilizzo dei terreni agricoli e la produzione di energia pulita (con un consumo di suolo estremamente contenuto, si affronta, dunque, uno dei maggiori fattori limitanti l'installazione del fotovoltaico in Italia, ossia la mancanza di disponibilità di superfici). Esso rappresenta un'ottima alternativa eco-sostenibile ai tradizionali impianti. Tali sistemi produttivi ibridi agricoltura-energia devono essere realizzati, evidentemente, in maniera tale da non compromettere l'utilizzo di suolo dedicato all'agricoltura, contribuendo alla sostenibilità, oltre che ambientale, anche economica delle aziende interessate. Di qui l'opportunità di ripensare l'approccio esistente, incentivando modelli virtuosi di impianti agrivoltaici, per sostenere la diffusione e la crescita di attività economiche più ecosostenibili.


In coerenza con quanto previsto da specifiche disposizioni del DL 77/2021 in merito all'istituzione della Commissione VIA "PNRR-PNIEC" per la semplificazione dei procedimenti di valutazione ambientale di progetti la cui realizzazione si ponga alla base dell'attuazione del PNRR e del raggiungimento degli obiettivi del PNIEC, infine, il Legislatore ha inteso indicare espressamente, nell'Allegato 2, alla Parte seconda, del decreto legislativo n. 152 del 2006, anche gli impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW.

4.3 Stato dell'arte della tecnologia solare fotovoltaica per gli impianti "utility scale"

4.3.1 Premessa

Con una capacità totale installata superiore a 480 GW¹ in tutto il mondo e incrementi annuali di circa 100 GW negli ultimi anni, la tecnologia solare fotovoltaica (FV) ha assunto un ruolo sempre più importante nel panorama della generazione elettrica a livello globale. Un sostanziale calo del costo

¹ Dato riferito al 31/12/2018 – Fonte IRENA "Renewable capacity statistics" (<https://www.pv-magazine.com/2019/04/02/global-cumulative-pv-capacity-tops-480-gw-irena-says/>)

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 17 di 81

delle centrali fotovoltaiche (riduzione dell'80% dal 2008) ha migliorato la competitività del solare fotovoltaico, riducendo la necessità di sussidi e consentendo alla tecnologia di competere, in alcuni mercati, con differenti opzioni di generazione di energia.

Sebbene l'energia prodotta dai sistemi FV rappresenti attualmente una piccola percentuale della generazione elettrica globale², la diffusione delle centrali solari fotovoltaiche sta crescendo rapidamente sia per le applicazioni di scala industriale (o "utility scale") sia nella generazione distribuita. Come rappresentato dalla Figura 4.2, la crescita del solare FV è pienamente in linea con lo scenario di sostenibilità prefigurato dall'International Energy Agency per il 2030, nel quale la generazione elettrica da FV è attesa in circa 3.300 TWh.

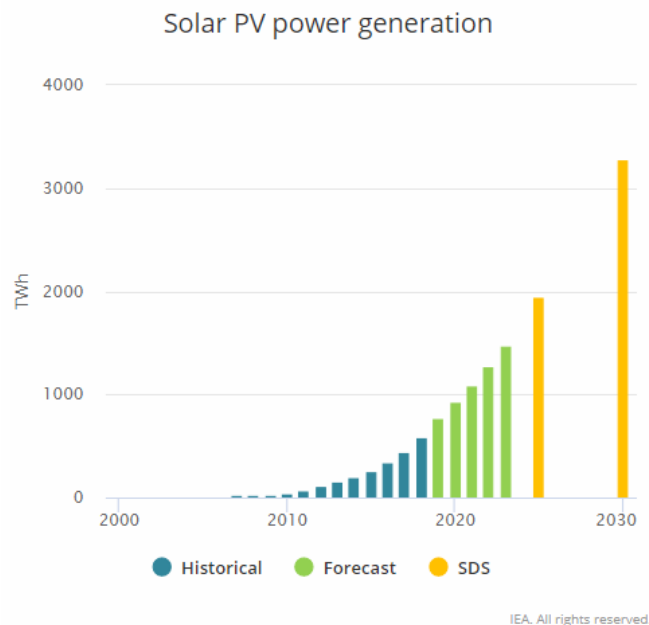



Figura 4.2 – Scenario di produzione elettrica da sistemi FV al 2030 (Fonte IEA)

La riduzione dei costi, spinta dai progressi tecnologici, le economie di scala nella produzione e le innovazioni nelle soluzioni di finanziamento hanno determinato il raggiungimento, per le moderne centrali FV, del cosiddetto regime di "grid parity"³ in un crescente numero di mercati. Progressi continui e ulteriori riduzioni dei costi amplieranno queste opportunità nel prossimo futuro, anche nei paesi in via di sviluppo in cui esistono condizioni solari favorevoli. La tecnologia del solare si sta rivelando applicabile in più luoghi e per più applicazioni di quanto molti esperti del settore avevano previsto anche pochi anni fa.

² Oltre 570 TWh nel 2018, pari a circa il 2% della produzione energetica globale (Fonte IEA <https://www.iea.org/tcep/power/renewables/solarpv/>)

³ In energetica la grid parity è il punto in cui l'energia elettrica prodotta per mezzo di impianti alimentati a fonti energetiche rinnovabili ha lo stesso prezzo dell'energia prodotta tramite fonti energetiche convenzionali cioè le fonti fossili, o fonti energetiche alternative come il nucleare.

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 18 di 81

4.3.2 Aspetti generali

In questa sezione sono sinteticamente illustrati le tecnologie dei moduli FV, i sistemi di supporto dei moduli, gli inverter e i metodi di quantificazione delle prestazioni degli impianti fotovoltaici.

Al riguardo sarà fornita una panoramica delle attuali tecnologie disponibili in commercio, utilizzate nei progetti fotovoltaici di taglia industriale, al fine di fornire un quadro di informazioni utili a favorire il processo istruttorio del progetto.

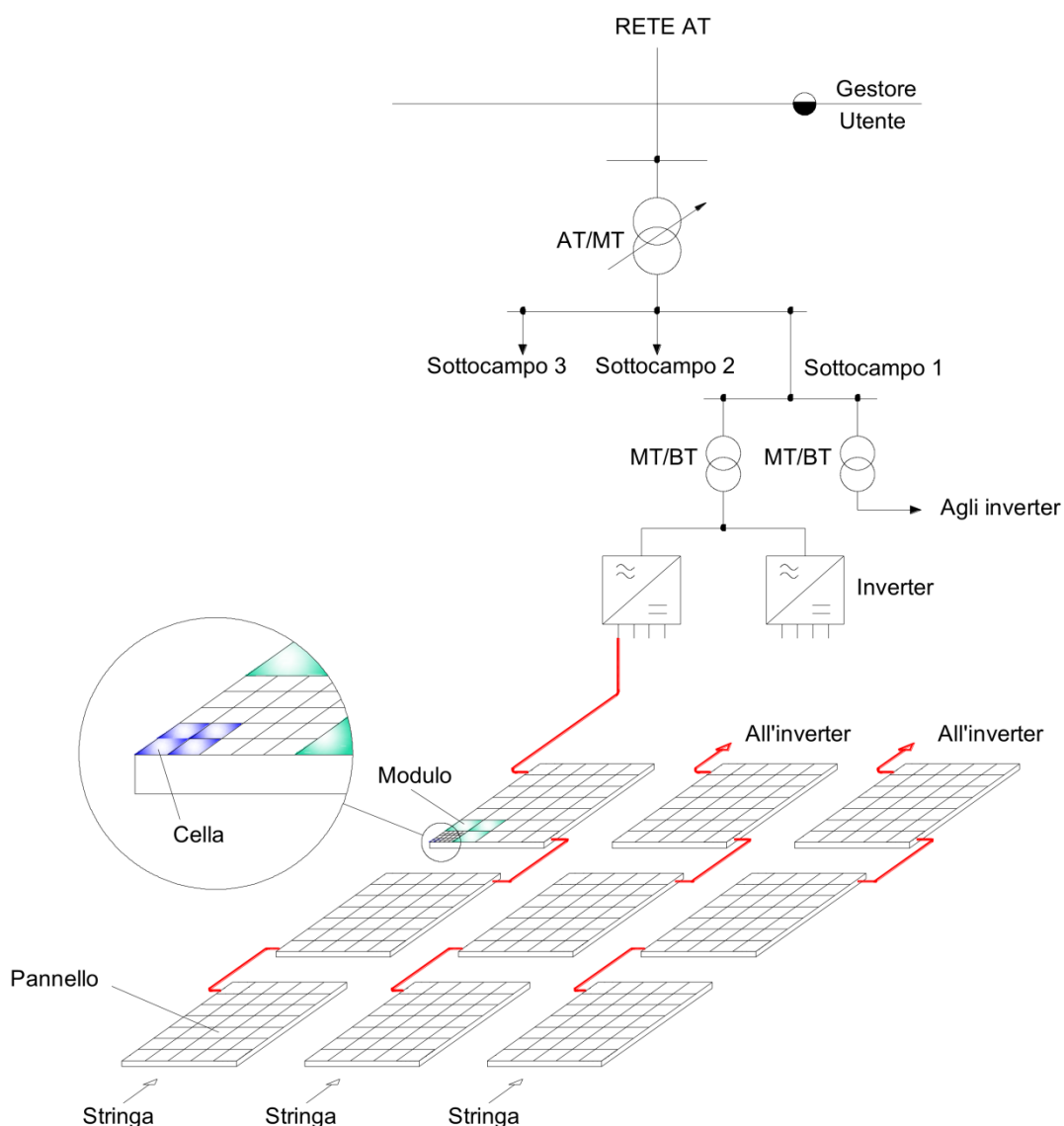



Figura 4.3 – Configurazione tipica di un impianto FV “utility scale” (Fonte Terna)

La Figura 4.3 fornisce un’illustrazione schematica della configurazione tipica di un impianto *grid connected* di potenza superiore al megawatt (soglia convenzionalmente indicata per la classificazione degli impianti c.d. “utility scale”). I componenti principali includono:

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 19 di 81

- **Moduli fotovoltaici:** convertono la radiazione solare incidente in elettricità attraverso l'effetto fotovoltaico, un processo non inquinante né rumoroso. L'effetto PV è un effetto associato alle proprietà dei materiali semiconduttori in base al quale la radiazione solare che incide sulle celle fotovoltaiche determina una variazione della distribuzione delle cariche ed una differenza di potenziale. Secondo questo principio, la cella fotovoltaica solare produce elettricità in corrente continua (DC). Un impianto fotovoltaico si compone di numerose celle collegate tra loro in moduli e moduli collegati tra loro in stringhe⁴ per produrre la potenza richiesta.
- **Inverter:** sono necessari per convertire l'elettricità DC in corrente alternata (AC) per il collegamento alla rete pubblica. Ogni inverter è collegato elettricamente a numerosi moduli in serie e stringhe in parallelo;
- **Sistemi di sostegno (e/o orientazione) del modulo:** consentono di fissare saldamente i moduli fotovoltaici a terra con un angolo di inclinazione fisso o su inseguitori solari;
- **Trasformatori elevatori:** L'uscita dagli inverter richiede generalmente un'ulteriore elevazione in tensione per raggiungere il livello di tensione della rete AC. I sistemi di trasformazione portano la tensione in uscita dagli inverter alla tensione di rete richiesta (ad esempio 15kV, 150kV, 220 kV a seconda del punto di connessione alla rete e degli standard nazionali).
- **L'interfaccia di connessione alla rete:** qui l'elettricità prodotta viene trasferita nella rete pubblica. La tipica sottostazione elettrica è provvista anche dei quadri di interfaccia di rete richiesti, interruttori di circuito e sezionatori per la protezione e l'isolamento della centrale fotovoltaica, nonché delle apparecchiature di misurazione. La sottostazione e il punto di misurazione possono essere ubicati anche all'esterno del limite dell'impianto fotovoltaico.

4.3.3 I moduli FV


Nel seguito saranno sinteticamente individuate le opzioni tecnologiche disponibili in commercio per i moduli FV; si accennerà inoltre alla certificazione dei moduli ed al degrado delle prestazioni dei moduli FV solari nel tempo.

I materiali

Le proprietà specifiche dei semiconduttori richieste per il funzionamento delle celle FV limitano lo spettro delle materie prime da cui possono essere fabbricate. Il silicio è il materiale più comune, ma sono estremamente importanti anche le celle che impiegano CdTe e CIGS / CIS. Le tecnologie fotovoltaiche emergenti (le celle organiche) sono realizzate con polimeri, tuttavia, non sono ancora disponibili in commercio.

Ogni materiale ha caratteristiche uniche che incidono sulle prestazioni delle celle, sul metodo di

⁴ I moduli possono essere collegati elettricamente in serie o in parallelo. Se collegati in serie, la tensione ai capi della stringa aumenta. Le stringhe di moduli collegati in parallelo sono viceversa attraversate da una corrente maggiore.

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 20 di 81

produzione e sui costi. Le celle fotovoltaiche possono essere basate su "wafer" di silicio (prodotti tagliando "fette" di materiale (wafer) da un blocco di lingotto solido di silicio) o su tecnologie a "film sottile", nelle quali un sottile strato di materiale semiconduttore viene posto su substrati a basso costo.

Le celle fotovoltaiche sono generalmente classificate come cristalline o a film sottile. Le celle di silicio cristallino (c-Si) forniscono moduli ad alta efficienza e sono suddivise in silicio monocristallino (mono-c-Si) o silicio multicristallino (multi-c-Si). Le celle mono-c-Si sono generalmente le più efficienti, ma sono anche più costose delle multi-c-Si. Le celle a film sottile offrono un'alternativa più economica, ma sono meno efficienti. Esistono tre tipi principali di celle a film sottile: cadmio tellururo (CdTe), rame indio (gallio) di-selenide (CIGS / CIS) e silicio amorfo (a-Si).

Allo stato attuale, la tecnologia c-Si comprende quasi l'80% della capacità solare installata a livello globale ed è verosimile che rimanga dominante nel prossimo futuro.

Il degrado e vita utile dei moduli

Le prestazioni di un modulo fotovoltaico diminuiscono nel tempo. Il degrado ha diverse cause, che possono includere effetti associati all'umidità, temperatura, irraggiamento solare e differenze di potenziale; questo è indicato come (PID – Potential Induced Degradation)⁵. Altri fattori che influenzano il degrado includono la qualità dei materiali utilizzati nella fabbricazione, il processo di fabbricazione e la qualità dell'assemblaggio e dell'imballaggio delle celle nel modulo.


La manutenzione influisce solo limitatamente sul degrado dei moduli, che dipende principalmente dalle caratteristiche specifiche del modulo utilizzato e dalle condizioni climatiche locali. È quindi decisiva la scelta di produttori di moduli affidabili.

L'entità e la natura del degrado variano a seconda delle tecnologie dei moduli. Per i moduli cristallini, il tasso di degrado è in genere più elevato nel primo anno dopo l'esposizione iniziale alla luce e quindi si stabilizza. Il LID⁶ si verifica a causa di difetti che si manifestano all'esposizione iniziale alla luce. Può essere causato dalla presenza di boro, ossigeno o altri prodotti chimici lasciati dal processo di stampa o incisione della produzione della cella. A seconda del wafer e della qualità della cella, il LID può variare dallo 0,5% al 2,0%.

Un ulteriore degrado delle tecnologie amorfe e cristalline si verifica a livello di modulo e può essere causato da:

⁵ Nei grandi impianti in cui le stringhe di moduli collegati in serie consentono di raggiungere livelli di tensione notevole (anche 1000 V) il verificarsi del PID è piuttosto frequente. Soprattutto verso l'estremità della stringa, verso il polo positivo o il negativo, l'elevata differenza di potenziale rispetto alla terra porta, a livello fisico, ad una migrazione delle cariche ioniche dalla cella verso la cornice del modulo frontale (che solitamente si trova al potenziale di terra per ragioni di sicurezza), attraverso il materiale di incapsulamento ed addirittura attraverso il vetro frontale. Sebbene il flusso elettrico sia dell'ordine dei micro Ampere, questa debole ma continua corrente di dispersione provoca nel medio periodo un veloce e continuo degrado del materiale che si traduce in una diminuzione consistente della corrente prodotta dal modulo.

⁶ Lid è l'acronimo di *Light Induced Degradation*, un difetto relativamente comune nelle celle solari di silicio cristallino di tipo p.

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 21 di 81

- Effetto delle condizioni ambientali sulla superficie del modulo (ad esempio, inquinamento).
- Scolorimento o foschia dell'incapsulante o del vetro.
- Difetti di laminazione
- Sollecitazioni meccaniche e umidità sui contatti.
- Ripartizione del contatto cellulare.
- Degrado del cablaggio

I moduli fotovoltaici possono avere un tasso di degrado della potenza a lungo termine compreso tra lo 0,3% e l'1,0% all'anno. Per i moduli cristallini, un tasso di degrado generico dello 0,4% all'anno è spesso considerato applicabile. Alcuni produttori di moduli hanno condotto specifici test indipendenti che dimostrano che si possono ipotizzare con sicurezza tassi di degrado più bassi.

In generale, si prevede che i moduli fotovoltaici di buona qualità abbiano una vita utile compresa tra 25 e 30 anni. Oltre tale limite aumenta significativamente il rischio di un incremento dei tassi di degrado.

Certificazioni


La Commissione elettrotecnica internazionale (IEC) emette norme accettate a livello internazionale per i moduli fotovoltaici. Il Comitato Tecnico 82, "*Sistemi solari fotovoltaici*," è responsabile della stesura di tutti gli standard IEC relativi al fotovoltaico. In genere i moduli fotovoltaici devono essere testati per la durabilità e l'affidabilità secondo questi standard:

Le norme IEC 61215 (per moduli c-Si) e IEC 61646 (per moduli a film sottile) includono test per cicli termici, umidità e congelamento, sollecitazioni meccaniche e torsioni, resistenza alla grandine e prestazioni in condizioni di prova standard (STC). Si tratta di marchi di qualità minima accettati e certificano che i moduli possono resistere a un uso prolungato. Tuttavia, tali certificazioni sono molto meno rappresentative in merito alle prestazioni del modulo in condizioni di posa sul campo.

Uno standard IEC per la potenza e la classificazione energetica dei moduli fotovoltaici a diversa irradianza e condizioni di temperatura è diventato disponibile nel 2011. IEC 61853-1 "*Test delle prestazioni dei moduli fotovoltaici e classificazione energetica*" fornisce la metodologia per l'accertamento delle prestazioni dettagliate dei moduli. Si dispone quindi di un protocollo accurato per confrontare le prestazioni dei diversi modelli di modulo.

Tabella 4.2 – Standard di riferimento per i moduli fotovoltaici

Test	Descrizione	Commento
IEC 61215	Moduli FV terrestri in silicio cristallino (c-Si) - Qualificazione del progetto e omologazione	Comprende test per cicli termici, umidità e congelamento, sollecitazioni meccaniche e resistenza a torsione e grandine. La certificazione standard utilizza una pressione di 2.400 Pa. I moduli in luoghi con forti nevicate possono essere testati in condizioni 5.400 Pa più rigide.
IEC 61646	Moduli fotovoltaici terrestri a film sottile- Qualificazione del progetto e omologazione	Molto simile alla certificazione IEC 61215, ma un test aggiuntivo considera specificamente il degrado aggiuntivo dei moduli a film sottile.

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 22 di 81


Test	Descrizione	Commento
EN / IEC 61730 La	Qualifica di sicurezza del modulo fotovoltaico	parte 2 della certificazione definisce tre diverse classi di applicazione: <ul style="list-style-type: none"> - Classe di sicurezza O - Applicazioni ad accesso limitato. - Classe di sicurezza II - Applicazioni generali. - Classe di sicurezza III - Applicazioni a bassa tensione (BT).
IEC 60364-4-41	Protezione contro le scosse elettriche	Sicurezza del modulo valutata in base a: <ul style="list-style-type: none"> - Durabilità. - Elevata rigidità dielettrica. - Stabilità meccanica. - Spessore e distanze dell'isolamento.
IEC 61701	Resistenza alla nebbia salina e alla corrosione	Necessaria per i moduli installati vicino alla costa o per applicazioni marittime.
IEC 61853-1	Test delle prestazioni dei moduli fotovoltaici e classificazione energetica	Descrive i requisiti per la valutazione delle prestazioni dei moduli fotovoltaici in termini di potenza nominale in un intervallo di irraggiamento e temperature.
IEC 62804	Test di durabilità della tensione di sistema per moduli c-Si	Descrive la procedura di test e le condizioni per condurre un test PID. Il modulo fotovoltaico sarà considerato resistente al PID se la perdita di potenza è inferiore al 5% dopo il test.
Conformità europea (CE)	Il prodotto certificato è conforme ai requisiti di salute, sicurezza e ambiente dell'Unione Europea.	Obbligatorio nello Spazio economico europeo.
UL 1703	Conformarsi al National Electric Code, alla Sicurezza sul lavoro e alla salute e alla National Fire Prevention Association. I moduli offrono almeno il 90% della potenza nominale del produttore.	Underwriters Laboratories Inc. (UL) è una società indipendente di certificazione dei test di sicurezza dei prodotti con sede negli Stati Uniti che è un laboratorio di test riconosciuto a livello nazionale (NRTL). La certificazione da parte di un NRTL è obbligatoria negli Stati Uniti.

Sviluppi tecnologici

La tecnologia dei moduli fotovoltaici si sta sviluppando rapidamente. Mentre la ricerca è sviluppo è concentrata su un'ampia gamma di approcci tecnici diversi, gli effetti di questi approcci si concentrano sul miglioramento dell'efficienza del modulo o sulla riduzione dei costi di produzione.

Negli anni recenti sono stati apportati miglioramenti incrementali alle celle c-Si convenzionali. Uno di questi miglioramenti è l'incorporamento dei contatti frontali in scanalature microscopiche tagliate al laser al fine di ridurre l'area superficiale dei contatti, e quindi aumentare l'area della cella che è esposta alla radiazione solare. Allo stesso modo, un altro approccio prevede il passaggio dei contatti frontali lungo il retro della cella e quindi direttamente attraverso la cella fino alla superficie anteriore.

Diversi tipi di celle solari hanno intrinsecamente prestazioni migliori in diverse parti dello spettro solare. Pertanto, un'area di interesse della ricerca applicata è la diversificazione di celle di diversi tipi. Con una specifica combinazione di celle solari impilate (sufficientemente trasparenti) può essere prodotta una cella "multi-giunzione" che offre prestazioni migliori su una gamma più ampia dello spettro solare. Questo approccio è portato all'estremo nelle celle III-V (che prendono il nome dai rispettivi gruppi di elementi nella tavola periodica) in cui vengono utilizzati i materiali ottimali per

 www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 23 di 81

ciascuna parte dello spettro solare. Le celle III-V sono estremamente costose, ma hanno raggiunto efficienze superiori al 40 percento. Approcci meno costosi basati sullo stesso concetto di base includono celle ibride (costituite da celle impilate di c-Si e film sottile) e celle a-Si multi-giunzione.

Altre tecnologie emergenti, che non sono ancora pronte per il mercato, ma potrebbero essere di interesse commerciale in futuro, includono le celle sferiche, celle a nastro e celle organiche o sensibili al colorante. Le celle solari sensibili alla tintura hanno recentemente attirato attenzione a causa dei loro bassi costi di produzione e della facilità di fabbricazione. Tuttavia, la loro bassa efficienza e la loro instabilità nel tempo rappresentano ancora un punto debole significativo.

La Figura 4.4 illustra lo sviluppo della ricerca nel campo delle celle FV dal 1975 all'epoca corrente. Va notato come le celle disponibili in commercio, in termini di efficienza, siano ancora significativamente indietro rispetto alle celle ancora in fase di ricerca.

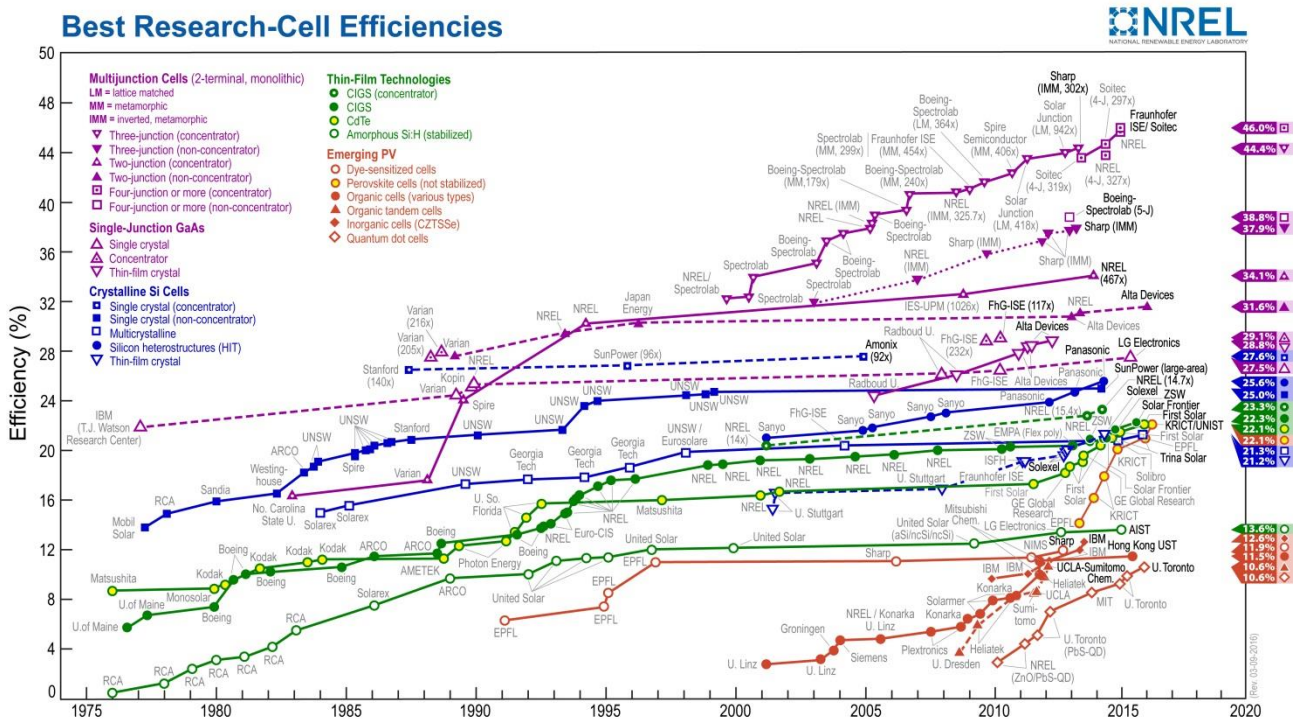



Figura 4.4 – Progressi della ricerca in termini di efficienza delle celle FV (fonte United States National Renewable Energy Laboratory <https://www.energy.gov/eere/solar/downloads/research-cell-efficiency-records>)

4.3.4 Modalità di posa dei moduli

I moduli fotovoltaici devono essere montati su una struttura che ne assicuri costantemente la corretta orientazione nonché in grado di fornire supporto e protezione strutturali. Gli elementi di ancoraggio possono essere ad orientazione fissa o variabile. Negli schemi a orientazione fissa i moduli sono in genere inclinati rispetto al piano orizzontale al fine di massimizzare la radiazione annuale che ricevono. L'angolo di inclinazione ottimale (tilt) dipende dalla latitudine della posizione del sito. La direzione verso cui è rivolto il sistema (azimut) nell'emisfero nord è convenzionalmente riferita al sud geografico.

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 24 di 81

In siti con un'alta percentuale di radiazione solare diretta, è possibile utilizzare inseguitori solari (*tracker*) monoassiali o biassiali per aumentare la captazione energetica annuale media totale. I *tracker* seguono il sole nei suoi movimenti giornalieri rispetto all'orizzonte. Queste sono generalmente le uniche parti mobili impiegate in un impianto solare fotovoltaico.

In funzione del sito e delle caratteristiche precise dell'irradiazione solare, i *tracker* possono aumentare il rendimento energetico annuo fino a 30/35 per cento per inseguitori monoassiali e 45 per cento per inseguitori biassiali. Il *tracking* produce anche un plateau di uscita di potenza più regolare. Ciò aiuta a soddisfare la domanda di picco nei pomeriggi, cosa comune nei climi caldi a causa dell'uso di unità di condizionamento dell'aria.

Quasi tutti gli impianti che impiegano sistemi ad inseguimento utilizzano moduli in silicio cristallino (c-Si). Gli aspetti da tenere in considerazione quando si prevede l'impiego di *tracker* includono i seguenti:

Finanziari:


- costi di capitale aggiuntivi per l'approvvigionamento e l'installazione dei *tracker*.
- superficie aggiuntiva necessaria per evitare l'ombreggiatura rispetto a un sistema di inclinazione fissa in campo libero della stessa potenza nominale.
- costi di manutenzione più elevati per la gestione delle parti mobili e dei sistemi di attuazione.

Operativi/gestionali:

- *range angolare di inseguimento solare*: tutti i *tracker* hanno limiti angolari, che variano tra i diversi tipi di prodotto. A seconda dei limiti angolari, le prestazioni energetiche potrebbero essere ridotte.
- *Elevata resistenza al vento e sistemi di sicurezza*: il sistema di controllo automatizzato dei *tracker*, oltre una data soglia di velocità del vento, attiva la modalità di sicurezza (*tracker* in posizione orizzontale) per offrire la minore resistenza al vento. Ciò può ridurre il rendimento energetico e quindi i proventi economici della vendita dell'energia nei siti ad alta velocità del vento.
- *Rapporto di irradiazione diretta / diffusa*: i sistemi ad inseguimenti solare offrono maggiori vantaggi in luoghi con una componente di irradiazione diretta più elevata.

4.3.5 Gli inverter

Gli inverter sono dispositivi elettronici che trasformano l'elettricità DC generata dai moduli fotovoltaici in elettricità AC, idealmente conforme ai requisiti della rete locale. Gli inverter possono anche svolgere una varietà di funzioni per massimizzare la produzione dell'impianto. Queste vanno dall'ottimizzazione della tensione tra le stringhe e dal monitoraggio delle prestazioni delle stringhe alla registrazione dei dati, nonché fornire protezione e isolamento in caso di disfunzioni della rete o

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 25 di 81

dei moduli fotovoltaici.

Gli inverter funzionano utilizzando dispositivi di commutazione dell'alimentazione, come tiristori o Transistor bipolare a gate isolato (IGBT), per suddividere la corrente continua in impulsi che riproducano la forma d'onda sinusoidale in CA.

Esistono due grandi classi di inverter: inverter centrali e inverter di stringa. La configurazione dell'inverter centrale rimane la prima scelta per molti impianti fotovoltaici di media e grande scala. In questa soluzione, numerosi moduli sono collegati in serie per formare una stringa e le stringhe vengono quindi collegate in parallelo all'inverter.

Gli inverter centrali offrono alta affidabilità e semplicità di installazione. Tuttavia, presentano degli svantaggi: aumento delle perdite di disaccoppiamento dei moduli (*mismatching*) e incapacità di "seguire" il punto di massima efficienza energetica (MPPT⁷) per ogni stringa.

Ciò può causare problemi per le configurazioni che hanno angoli di inclinazione e orientamento multipli, o che soffrono di ombreggiatura o utilizzano tipi di modulo diversi.


4.3.6 I criteri di dimensionamento: potenza DC e AC

In un impianto fotovoltaico l'energia elettrica prodotta dai moduli in corrente continua (DC, dall'inglese *Direct Current*) viene convertita in corrente alternata (AC, dall'inglese *Alternating Current*) che può quindi essere immessa nella rete nazionale per gli usi comuni.

Pertanto, la taglia di un impianto fotovoltaico viene definita da due valori di potenza:

1. Potenza nominale lato DC: è definita come la somma delle potenze di targa di ciascun modulo installato. La potenza di targa non è un valore costante che il pannello produce, ma è la potenza che potrebbe produrre in condizioni standard, cioè se la sua temperatura fosse di 25°C e l'irraggiamento solare sul piano dei moduli fosse di 1000 W/m² (definite Standard Test Condition, STC).
2. Potenza nominale lato AC: è la massima potenza attiva (misurata in kW) che il distributore concede in immissione nella sua rete. Nel caso di impianti connessi in Alta Tensione alla rete Terna, questo valore corrisponde con la somma delle potenze nominali lato CA, a $\cos\phi=0,9$ e 25° C di temperatura di esercizio, degli inverter solari utilizzati per la conversione da CC a CA. La potenza nominale lato CA a $\cos\phi=1$ e 25° C di temperatura di esercizio, riportata nelle schede tecniche degli inverter, è invece definita come potenza apparente (misurata in kVA) e comprende una parte di potenza attiva e una di reattiva. La potenza apparente viene generata dall'inverter solo in caso di richiesta

⁷ Il rilevamento del punto di massima potenza è la capacità dell'inverter di regolare la sua impedenza in modo che la stringa sia a una tensione operativa che massimizza la potenza in uscita.

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 26 di 81

da parte di Terna di immissione di potenza reattiva secondo quanto regolamentato nell'allegato A68 (*"CENTRALI FOTOVOLTAICHE Condizioni generali di connessione alle reti AT Sistemi di protezione regolazione e controllo"*). Comunque, anche in questa situazione, la quota parte di potenza attiva immessa in rete non supererà mai il valore nominale lato CA a $\cos\phi=0,9$ e 25° C di temperatura di esercizio.

La potenza nominale lato DC e quella lato AC non hanno necessariamente lo stesso valore e, al fine di sfruttare al meglio gli impianti e di ottimizzare il rientro degli investimenti, la buona norma prevede che la potenza nominale DC sia maggiore di quella AC. Le motivazioni sono spiegate qui di seguito.


Da quanto definito al precedente punto 1, risulta che essendo temperatura dell'aria ed irraggiamento continuamente variabili sia per questioni stagionali che per fattori momentanei, come ad esempio la presenza di nuvole, anche la potenza DC di un impianto fotovoltaico è continuamente variabile. Più in generale la potenza diminuisce con l'aumentare della temperatura ed aumenta con il crescere dell'irraggiamento. Per quelli che sono i valori di temperatura ed irraggiamento nelle zone di interesse per l'installazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto, così come ricavati da diversi Database Meteo, il valore di potenza nominale DC potrebbe essere raggiunto solo pochi giorni all'anno, tipicamente in primavera, quando si può riscontrare la combinazione standard di 25°C e 1000 W/m². Inoltre, tale valore perdurerebbe per poche ore a cavallo di mezzogiorno, perché l'aumento di potenza prodotta comporta anche un aumento di temperatura del modulo stesso che ne fa automaticamente diminuire la potenza prodotta (cosiddetta curva a campana della potenza prodotta dal fotovoltaico). Far corrispondere le due potenze, DC e AC, significherebbe installare degli inverter che lavorerebbero alla loro potenza nominale per poche ore all'anno e rimarrebbero scarichi, quindi inefficienti, per gran parte del tempo restante. Le buone regole di ingegneria prevedono invece di installare più potenza nominale DC, in modo da far lavorare in modo più efficiente gli inverter anche nelle cattive stagioni o nelle ore in cui l'irraggiamento è più basso, accettando eventuali tagli di potenza prodotta nelle giornate in cui questa può raggiungere effettivamente il valore nominale DC. Il taglio di potenza viene effettuato dagli inverter stessi che pertanto non fanno mai sfiorare la potenza istantanea nominale AC concordata con il Distributore. Bilanciando in modo opportuno il rapporto tra la potenza DC e quella AC, il risultato è quello di produrre più MWh (Energia) a parità di potenza istantanea immessa e migliorando così il rientro dell'investimento.

Stante quanto sopra, l'impianto in questione si può pertanto identificare con le 3 potenze indicate di seguito.

Potenza nominale lato DC: 38,799 MWp

Potenza nominale lato AC: 33,0 MW

Potenza apparente lato AC: 33,0 MVA ($\cos\phi=1$)

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 27 di 81

4.4 *Impatto e sostenibilità ambientale*

4.4.1 *Aspetti generali*

La tecnologia fotovoltaica ha un impatto ambientale molto contenuto se paragonato a quello delle fonti energetiche convenzionali (fonte ENEA-CNR). Le analisi di impatto legate alla produzione elettrica da fotovoltaico mostrano valori di gran lunga inferiori a quelli del ciclo combinato a gas naturale (che, dal punto di vista ambientale, rappresenta la migliore tecnologia fossile disponibile). Uno studio RSE sul *Life Cycle Assessment* degli impianti fotovoltaici, condotto secondo la ISO 14040, evidenzia che non esiste una combinazione tecnologia/installazione migliore per tutti gli impatti analizzati, ma che in generale l'utilizzo di fotovoltaico presenta dei vantaggi in termini ambientali rispetto alle tecnologie fossili. Il consumo di materie prime per la tecnologia fotovoltaica è relativo alla fase di costruzione di celle e moduli (soprattutto silicio) ed è tollerabile anche per installazioni fotovoltaiche molto più ampie di quelle attuali. La produzione di rifiuti invece è relativa: alla fase di costruzione di celle e moduli, ed è molto contenuta; alla fase di recupero e riciclaggio a fine vita, che è regolamentata dal D.Lgs. 49/2014 sui RAEE che ha recepito la Direttiva Europea 2012/19/UE sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche. Al fine di finanziare l'attività di recupero, trattamento e smaltimento dei RAEE da parte dei produttori di apparecchiature elettriche ed elettroniche, il prezzo di vendita dei pannelli fotovoltaici incorpora un eco-contributo che non costituisce voce di profitto e deve essere quindi applicato a tutta la filiera (Produttore, Importatore, Grossista, Venditore, Installatore, fino all'Utente Finale).


Inoltre, nell'impiego della tecnologia fotovoltaica non si fa ricorso all'utilizzo della risorsa idrica né vengono provocate emissioni di CO₂ o di altri inquinanti. La principale contropartita per la tecnologia fotovoltaica riguarda il consumo di suolo, nel caso delle installazioni a terra, peraltro mitigabile adottando adeguate scelte progettuali (criteri di localizzazione in aree antropizzate, preservazione del suolo agrario, adozione di opportune interdistanze tra le stringhe, salvaguardia della vegetazione erbacea, solo per citarne alcuni). Come più oltre indicato, l'impiego dei *tracker* monoassiali in luogo delle strutture fisse si rivela preferibile ai fini della salvaguardia delle caratteristiche agronomiche dei suoli.

Le emissioni CO₂/MWh evitate sono correlate alla mancata produzione energetica da fonti fossili, riferibile al mix del parco di generazione italiano, in conseguenza della produzione da fonte fotovoltaica.

4.4.2 *La tecnologia dell'agrivoltaico*

Come riconosciuto da autorevoli Enti di ricerca⁸ e da importanti associazioni agricole di categoria, la tecnologia dell'agro-fotovoltaico (anche indicata come agrivoltaico o agrovoltaico) rappresenta un approccio strategico e innovativo per combinare il solare fotovoltaico (FV) con la produzione agricola

⁸Università degli Studi della Tuscia, 2021. Linee guida per l'applicazione dell'agro-fotovoltaico in Italia


 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 28 di 81

e/o l'allevamento zootecnico e per la rivitalizzazione delle aree agricole marginali. La sinergia tra modelli di agricoltura 4.0⁹ e l'installazione di sistemi fotovoltaici di ultima generazione è in grado di garantire una serie di vantaggi a partire dall'ottimizzazione del raccolto e della produzione zootecnica, sia dal punto di vista qualitativo che quantitativo, con auspicabile aumento della redditività e dell'occupazione.

Nel caso specifico, considerando le proprietà pedologiche rilevate in campo si ritiene che, nel rispetto delle buone pratiche di cantiere e di quelle agricole in fase di esercizio, la realizzazione degli interventi proposti non possa generare processi degradativi irreversibili o, comunque, aggravare in modo apprezzabile quelli già esistenti a carico delle risorse pedologiche, come meglio esplicitati nell'Elaborato progettuale SASE-FVS-RP6 - Relazione agro-pedologica.

Complessivamente l'impianto adotta soluzioni tecnologiche caratterizzate dal montaggio di moduli elevati da terra che, per la loro capacità di rotazione, non compromettono la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale. L'iniziativa rientra pertanto nella definizione di Agrivoltaico indicata dalla normativa ed è coerente alla stessa.

⁹L'agricoltura 4.0 è quel modello di agricoltura che, utilizzando tecnologie digitali in modo interconnesso, consente di ottimizzare i processi produttivi, migliorandone la qualità e rendendolo più sostenibile dal punto di vista ambientale ed economico.

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 29 di 81

5 INQUADRAMENTO TERRITORIALE ED URBANISTICO

5.1 Ubicazione dell'area di intervento

Il proposto impianto agrivoltaico ricade nella porzione centrale della regione storica del Campidano, in territorio comunale di Serramanna, ad una distanza di circa 5,3 km a ovest del centro abitato in località "Su Pranu de Sedda".

Nel complesso, il Sito presenta un'orografia pianeggiante ed un'altitudine media compresa tra i 62 e i 70 m s.l.m. Le condizioni di utilizzo dell'ambito di riferimento si caratterizzano per la presenza di terreni seminativi semplici sfruttati per finalità agro-zootecniche; il sito si colloca a circa 1,5 km a ovest dall'ippodromo di Villacidro e a nord ovest dell'incrocio tra la SS 293 e la SS 196.


Sotto il profilo urbanistico, con riferimento allo strumento urbanistico comunale vigente (PUC di Serramanna), l'Area risulta inclusa nella zona omogenea E "Agricola".

Nella cartografia ufficiale, il Sito è individuabile nella Sezione in scala 1:25.000 della Carta Topografica d'Italia dell'IGMI Serie 25 Foglio 547 Sez. II "Serramanna"; un tratto di cavidotto MT e parte della sottostazione elettrica sono compresi nel Foglio 547 Sez. III "Villacidro"; nella Carta Tecnica Regionale Numerica in scala 1: 10.000, lo stesso ricade nella sezione 547150 – "Cantoniera Masainas" e sezione 547140 – "Cantoniera de S'Acqua Cotta". Rispetto al tessuto edificato degli insediamenti abitativi più vicini (SASE-FVS-TA1), il sito di intervento presenta, indicativamente, la collocazione indicata in Tabella 5.1.

Tabella 5.1 - Distanze dell'impianto rispetto ai più vicini centri abitati

Centro abitato	Posizionamento rispetto al sito	Distanza dal sito (km)
San Michele (fraz. di Serramanna)	N	2,6
Serramanna	E	5,3
Vallermosa	SW	6,5
Villacidro	W-NW	8,2

L'area in esame è agevolmente raggiungibile percorrendo la SS 293 e, in corrispondenza del km 15, inoltrandosi per circa 1,3 km lungo l'esistente viabilità comunale in direzione est fino all'esistente azienda agricola cui fanno capo le aree di progetto.

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 30 di 81

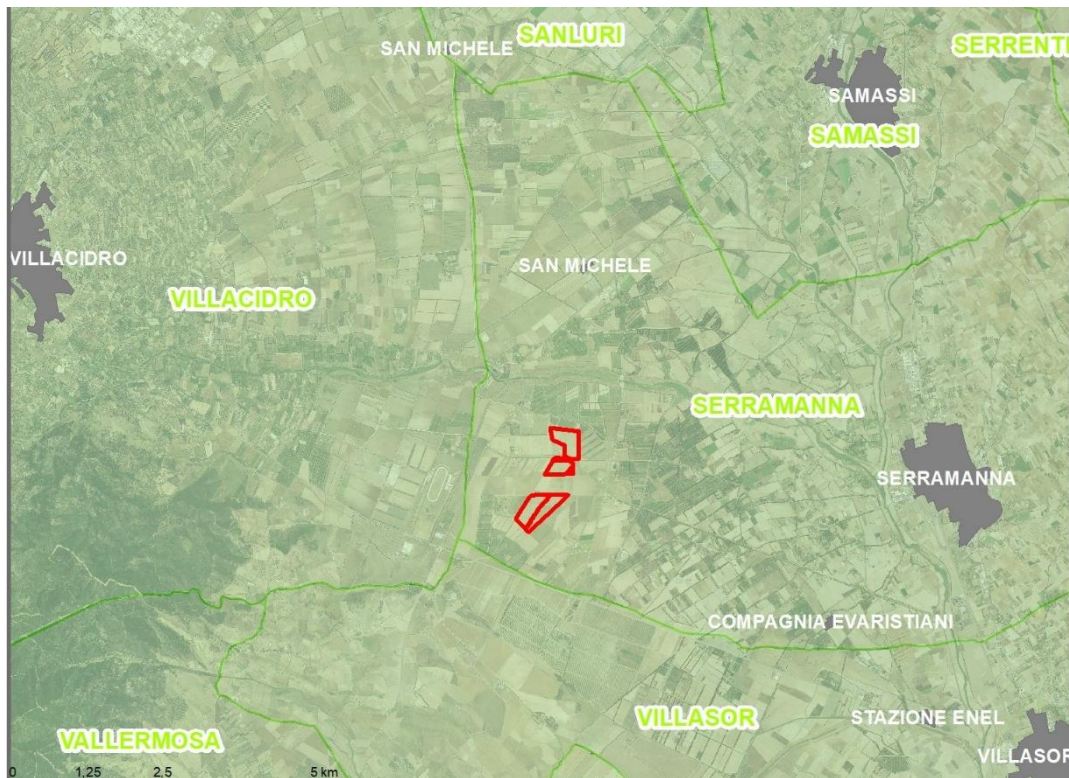


Figura 5.1 – Ubicazione dell'area in progetto (in rosso)


Al Nuovo Catasto terreni del Comune di Serramanna l'Area è individuata in base ai seguenti riferimenti:

Comune	Foglio	Particella
Serramanna	28	84
Serramanna	42	807
Serramanna	28	89
Serramanna	28	59
Serramanna	28	57
Serramanna	28	55

5.2 Inquadramento urbanistico e norme di tutela del territorio

5.2.1 Piano Urbanistico Comunale di Serramanna

Allo stato attuale, nel settore di progetto, lo strumento urbanistico vigente è il Piano Urbanistico

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 31 di 81

Comunale di Serramanna (PUC), la cui ultima variante è stata adottata in via definitiva con Delibera del C.C. n. 60 del 19.12.2014 e pubblicato nel BURAS in data 28.05.2015.


L'area di sedime dei moduli fotovoltaici, la sottostazione utente e l'area in cui verrà ubicato il sistema di accumulo BESS, ai sensi del vigente Piano Urbanistico, ricadono nella zona omogenea E che *"comprende le parti di territorio destinate all'agricoltura, alla pastorizia, alla zootecnica, all'itticoltura, alle attività di conservazione e trasformazione dei prodotti aziendali, all'agriturismo, alla silvicoltura ed alla coltivazione industriale del legno"*.

5.2.2 *Analisi dei vincoli di carattere paesaggistico-ambientale*

Nell'ottica di fornire una rappresentazione d'insieme dei valori paesaggistici, gli elaborati grafici SASE-FVS-TA2, SASE-FVS-TA3 SASE-FVS-TA4 e SASE-FVS-TA7, mostrano, all'interno dell'area vasta oggetto di analisi - estesa ben oltre l'area del sito di progetto - la distribuzione delle seguenti aree vincolate per legge, interessate da dispositivi di tutela naturalistica e/o ambientale, istituiti o solo proposti, o, comunque, di valenza paesaggistica:

- I Fiumi, i torrenti, i corsi d'acqua iscritti negli elenchi previsti dal testo unico delle disposizioni di legge sulle acque ed impianti elettrici, approvato con regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775, e le relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 150 metri ciascuna (Art. 142 comma 1 lettera c) D.Lgs. 42/04);
- Fiumi, torrenti e corsi d'acqua e relative sponde o piedi degli argini, per una fascia di 150 metri ciascuna, e sistemi fluviali, riparali, risorgive e cascate, ancorché temporanee (art. 17 lettera h N.T.A. P.P.R.);
- "Aree di insediamento produttivo di interesse storico-culturale", classificate come beni identitari ai sensi degli artt. 9, 57, 58 e 59 delle N.T.A., riconducibili alla fattispecie delle aree del "Parco Geominerario Ambientale e Storico della Sardegna";
- Oasi permanenti di protezione faunistica e cattura istituite (*"Oasi Consorzio interprovinciale di frutticoltura"*, distante 3,2 km in direzione ovest rispetto all'area di progetto) ai sensi della L.R. n. 23/98 (art.33 N.T.A. del PPR);
- Componenti di paesaggio con valenza ambientale di cui agli articoli 22÷27 delle Norme Tecniche di Attuazione del Piano Paesaggistico Regionale;
- Fasce fluviali perimetrare nell'ambito del Piano Stralcio Fasce Fluviali.

Come si evince dall'esame della cartografia allegata, l'area di sedime dei moduli fotovoltaici non risulta interessata dalla presenza di dispositivi di tutela paesaggistica. Con riferimento alle opere accessorie, in particolare al cavidotto MT, nel segnalare la sovrapposizione parziale dello stesso con la fascia di tutela di 150m del "Torrenti Leni" (art.142 e 143, D.Lgs. 42/04), si possono ragionevolmente applicare le disposizioni dell'Allegato A al DPR 31/2017, che escludono dall'obbligo

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 32 di 81


di acquisire l'autorizzazione paesaggistica alcune categorie di interventi, tra cui le opere interrato.

Infine, con riferimento ad altri ambiti meritevoli di tutela, si evidenzia che:

- il sito non è inserito nel patrimonio UNESCO né si caratterizza per rapporti di visibilità con aree UNESCO presenti territorio regionale;
- l'area non ricade all'interno di aree naturali protette istituite ai sensi della Legge 394/91 ed inserite nell'Elenco Ufficiale delle Aree Naturali Protette né interessa, direttamente o indirettamente, zone umide di importanza internazionale designate ai sensi della Convenzione di Ramsar, aree SIC o ZPS istituite ai sensi delle Direttive 92/43/CEE e 79/409/CEE;
- il sito non è prossimo a parchi archeologici o strettamente contermini ad emergenze di rinomato interesse culturale, storico e/o religioso;
- il sito, seppur inserito entro aree cartografate ad utilizzo agroforestale dal PPR (artt. 28-30 N.T.A.), perseguirà la funzione agricola grazie all'adozione di un design impiantistico dell'impianto fotovoltaico volto ad un utilizzo combinato dei terreni tra produzione agricola e produzione di energia elettrica così come richiesto dall'articolo 31 del D.L. 77/2021, come convertito con la recentissima L. 108/2021, anche definita *governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure*;
- Dall'analisi del settore d'interesse, si rileva come una porzione delle aree di progetto ricada all'interno di un'area cartografa dal PSFF, inondabile con $T_r \leq 500$, riconducibile alle prescrizioni del PAI valide per le aree cartografate a pericolosità idraulica moderata (Hi1), secondo cui *"nelle aree di pericolosità idraulica moderata compete agli strumenti urbanistici, ai regolamenti edilizi ed ai piani di settore vigenti disciplinare l'uso del territorio e delle risorse naturali, ed in particolare le opere sul patrimonio edilizio esistente, i mutamenti di destinazione, le nuove costruzioni, la realizzazione di nuovi impianti, opere ed infrastrutture a rete e puntuali pubbliche o di interesse pubblico, i nuovi insediamenti produttivi commerciali e di servizi, le ristrutturazioni urbanistiche e tutti gli altri interventi di trasformazione urbanistica ed edilizia, salvo in ogni caso l'impiego di tipologie e tecniche costruttive capaci di ridurre la pericolosità ed i rischi"* (art. 30 NTA del PAI);
- Con riferimento ad alcune limitatissime porzioni di cavidotto, tra cui una ricadente su viabilità esistente si segnala la sovrapposizione con il reticolo idrografico, come definito dalla Deliberazione n. 3 del 30.07.2015, per cui valgono le prescrizioni dell'art. 30ter delle NTA del PAI.

All'art. 30 ter, comma 3 delle NTA del PAI si riporta che "[...] *nelle aree interne alla fascia di cui al comma 1, sono consentiti gli interventi previsti dall'articolo 27 e 27 bis delle NA*"

In tal senso, si evidenzia come le suddette opere di connessione possono essere agevolmente riconducibili ad *"allacciamenti a reti principali e nuovi sottoservizi a rete interrati"*

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 33 di 81

lungo tracciati stradali esistenti, ed opere connesse compresi i nuovi attraversamenti; nel caso di condotte e di cavidotti, non è richiesto lo studio di compatibilità idraulica di cui all'articolo 24 delle presenti norme qualora sia rispettata la condizione che tra piano di campagna e estradosso ci sia almeno un metro di ricoprimento, che eventuali opere connesse emergano dal piano di campagna per una altezza massima di 1 m e che il soggetto attuatore provveda a sottoscrivere un atto con il quale si impegna a rimuovere a proprie spese tali elementi qualora sia necessario per la realizzazione di opere di mitigazione del rischio idraulico; [OMISSIS]" (art. 27 comma 3 lettera h delle N.T.A.);

- non si prevede alcun impatto su tipologie vegetazionali di interesse conservazionistico né effetti significativi e non mitigabili sulla componente arborea; le aree oggetto di intervento non ospitano né habitat di interesse comunitario o altre cenosi rare. Non si ritiene infatti, che il sito in esame svolga funzioni determinanti per la conservazione della biodiversità che possano essere compromesse a seguito della realizzazione dell'opera.

5.3 Inquadramento geologico generale


Nel rimandare alla consultazione dell'Elaborato progettuale SASE-FVS-RP4 per quanto attiene alla caratterizzazione geologica e geotecnica del sito, si riportano di seguito le principali conclusioni dello Studio specialistico a firma dei geologi Maria Francesca Lobina e Mauro Pompei.

L'area oggetto di studio è situata nella Sardegna meridionale, all'interno della piana del Campidano, notoriamente identificato come una zona particolarmente importante nel quadro dell'evoluzione geodinamica della Sardegna e che si estende per circa 100 km con direzione NW-SE dal *Golfo di Oristano* al *Golfo di Cagliari*. Nella sua parte meridionale tale piana tettonica si sovrappone alla più vasta fossa di età oligo-miocenica che attraversa la Sardegna in senso longitudinale unendo il *Golfo dell'Asinara* con quello di *Cagliari*. La formazione di quest'ultima si deve a un'intensa tettonica transtensiva sviluppatasi durante il Terziario che ne ha provocato lo sprofondamento mediante un complesso sistema di faglie a carattere in prevalenza trascorrente impostate probabilmente su linee di debolezza erciniche, che localmente ha dato origine a rigetti dell'ordine anche dei 2.000 m.

Sulla base di quanto emerso dai rilievi di superficie, il sottosuolo dei siti designati per l'installazione degli inseguitori fotovoltaici è sostanzialmente omogeneo, in quanto contraddistinto da una potente sequenza di alluvioni fluviali, variamente dislocati sotto forma di terrazzi degradanti verso il mare, la cui età è ascrivibile ad un intervallo di tempo compreso tra il Pliocene e l'Attuale [bn].

Trattasi di sedimenti perlopiù ghiaioso-ciottolosi in matrice sabbiosa-argilloso-limosa, associati a depositi sabbioso-ghiaiosi, ben addensati, con grado di ossidazione spinto che conferisce a queste terre il tipico colore "arrossato".

Lo scheletro è costituito da materiali clastici poligenici provenienti dallo smantellamento dei rilievi metamorfico-cristallini del Sulcis-Iglesiente.

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 34 di 81

Locali eteropie laterali e verticali, conseguenti alle variazioni di regime idrico dei corsi d'acqua, caratterizzano il materasso alluvionale dando luogo a lenti e lingue più fini (limi e argille) o a sacche di ciottolame.

In sommità è presente un suolo con abbonante scheletro clastico, rimaneggiato dalle pratiche agricole.


Dagli elementi esaminati, l'assetto litostratigrafico del territorio nel quale si prevede la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto, vede la predominanza di terreni granulari sostanzialmente incoerenti, riconducibili a processi di deposizione alluvionale avvenuti nel corso degli ultimi 10.000÷12.000 anni (Olocene) di spessore da decametrico a pluridecametrico. Questi sedimenti ricoprono un'analogia sequenza alluvionale più antica attribuibile al Pleistocene superiore, di cui alcuni lembi possono essere osservati alla base delle sponde dell'incisione del *Rio Leni* e in prossimità della fascia pedecollinare dei rilievi del Villacidrese.

Allo stato attuale non sono state ravvisate condizioni di instabilità morfologica potenzialmente predisponenti all'instaurarsi di fenomeni franosi di qualsiasi tipologia. Di contro, si è ravvisata una moderata tenenza a locali ristagni nella parte orientale dei lotti, peraltro suffragata dalle perimetrazioni del P.S.F.F. che indicano un pericolo da inondazione/allagamento seppur con tempi di ritorno di 500 anni [Fascia C].

Per quanto concerne gli aspetti idrogeologici, la profondità stimata per la falda (indicativamente intorno ai 4÷5 m dal p.c. con possibilità di risalita stagionale) consente di escludere la sussistenza di interazioni permanenti tra le opere in progetto e le acque sotterranee. Si ritiene comunque necessario effettuare delle verifiche geognostiche atte a determinare la massima oscillazione positiva della piezometrica.

Sotto il profilo geotecnico, i terreni che caratterizzano il sedime di intervento sono contraddistinti da proprietà geomeccaniche discrete in relazione alla tipologia di opere in progetto ed i previsti carichi di esercizio, fatta salva l'esigenza di acquisire riscontri diretti attraverso una campagna di indagini geognostiche all'uopo eseguita, che dovrà obbligatoriamente supportare la successiva fase di progettazione esecutiva.

Tali indagini dovranno chiarire gli aspetti litostratigrafici ancora indefiniti e dissipare le incertezze sulle caratteristiche litologiche del sottosuolo, ovvero affinare il modello geologico e idrogeologico per orientare al meglio le scelte progettuali in ordine alla tipologia fondale, nonché per individuare l'ottimale profondità per l'infissione dei sostegni degli inseguitori solari.

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 35 di 81

6 CONFIGURAZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO


6.1 Criteri di scelta del sito

I principali criteri di scelta perseguiti per l'individuazione del sito, in coerenza con il quadro normativo nazionale e regionale, sono stati i seguenti:

- Individuazione di zone del territorio esterne ad ambiti di particolare rilevanza sotto il profilo paesaggistico-ambientale;
- compatibilità delle pendenze del terreno rispetto ai canoni richiesti per l'installazione di impianti fotovoltaici che impiegano la tecnologia degli inseguitori monoassiali;
- opportuna distanza da zone di interesse turistico e dai centri abitati;
- rispondenza del sito alle seguenti caratteristiche richieste dalla tipologia di impianto in progetto:
 - a. **Radiazione solare diretta al suolo.** È la grandezza fondamentale che garantisce la produzione di energia durante il periodo di funzionamento dell'impianto.
 - b. **Area richiesta.** La dimensione dell'area richiesta per un impianto da circa 38.8 MWp nominali è essenzialmente determinata dal numero di *tracker* da installare poiché le cabine e i vari sistemi ausiliari occupano un'area relativamente modesta se paragonata a quella del "*solar field*". Nel caso specifico, l'interdistanza tra le file di *tracker* è stata ottimizzata in accordo con le indicazioni fornite dalla casa costruttrice degli inseguitori monoassiali;
 - c. **Pendenza del terreno massima accettabile.** Sotto il profilo generale, la pendenza massima accettabile del terreno deve valutarsi sia nell'ottica di minimizzare gli ombreggiamenti reciproci tra le file di *tracker* sia in rapporto alle stesse esigenze di un'appropriata installazione degli inseguitori. Relativamente al sito di progetto si tratta di terreni pianeggianti.
 - d. **Connessione alla rete elettrica nazionale.** Data la potenza prevista, l'impianto dovrà essere connesso alla rete di trasmissione nazionale in alta tensione (150 kV). Per evitare ingenti costi di connessione, che si ripercuoterebbero direttamente sul costo di produzione dell'energia elettrica, la distanza del sito dalla più prossima stazione RTN dovrebbe essere ridotta al minimo.

I terreni in loc. *Su Pranu de Sedda*, in agro del Comune di Serramanna (VS), rispondono pienamente ai criteri sopra individuati. Se ne riportano di seguito le caratteristiche peculiari:

- **Superficie.** L'estensione complessiva delle aree occupate dall'impianto è pari a circa 51 ettari e risulta omogenea sotto il profilo delle condizioni di utilizzo.
- **Ostacoli per la radiazione solare.** Data l'orografia pianeggiante del territorio e in ragione della significativa distanza dai principali rilievi, localizzati a circa 5 km ad est del sito, non si riscontrano ostacoli morfologici alla radiazione diretta utile. Tale circostanza consente di ipotizzare un

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 36 di 81

orizzonte libero nella modellizzazione del sistema FV per il calcolo dell'energia prodotta attesa.


- **Strade di collegamento.** Il sito, trovandosi in prossimità alla SS 293 ed alla viabilità comunale asfaltata, è servito da strade di penetrazione rurale idonee al transito di mezzi di trasporto di materiali per le attività di cantierizzazione dell'intervento. Su tale viabilità interpodereale il progetto potrà prevedere un intervento di manutenzione ordinaria da realizzarsi attraverso il consolidamento del fondo con la stesa di *tout venant* di cava.
- **Vegetazione.** Il sito è caratterizzato da terreni a seminativi. Non si rileva, peraltro, la presenza di sistemi vegetali o specie floristiche di interesse naturalistico e/o conservazionistico.
- **Presenza di zone di interesse naturalistico.** Il sito è abbondantemente distante da aree di interesse naturalistico. L'IBA "Campidano Centrale" dista, infatti, circa 5 km dal sito di progetto.
- **Vincoli paesaggistici:** non presenti nel sito individuato per la realizzazione del campo solare e della stazione di utenza.
- **Pendenze del terreno.** Le aree individuate per l'installazione degli inseguitori solari presentano una morfologia pianeggiante e sono prive di dislivelli significativi.
- **Distanza dal punto di connessione.** Il proposto impianto fotovoltaico si trova a circa 1.8 km dalla esistente stazione RTN 150 kV di Serramanna ove è prevista la connessione dell'impianto alla rete elettrica.

6.2 Criteri di inserimento territoriale e ambientale

Le scelte adottate ai fini della localizzazione e progettazione della centrale fotovoltaica in esame non contrastano con gli indirizzi normativi emanati dalla Regione Sardegna con DGR 59/90 del 27/11/2020 (*Individuazione delle aree non idonee all'installazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili*), ai sensi del paragrafo 17 Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, approvate con DM MISE 10.09.2010.

Sotto questo profilo, il progetto si uniforma ai seguenti criteri:

- Il sito individuato non ricade entro ambiti a particolare vulnerabilità sotto il profilo paesaggistico-ambientale; è esclusa in particolare l'interferenza con aree potenzialmente instabili sotto il profilo idrogeologico e/o di interesse sotto il profilo ecologico e naturalistico;
- I suoli delle aree in oggetto presentano limitazioni agronomiche (drenaggio lento, compattazione di taluni orizzonti pedologici e pietrosità generalmente elevata) tali non permettergli di rientrare nelle classi migliori della *Land Capability*. Tali caratteristiche rendono le aree potenzialmente idonee all'integrazione delle pratiche agricole con la produzione di energia da fonte solare secondo la logica dell'agrivoltaico.

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 37 di 81

- La tecnologia prescelta, i moduli, i componenti e le modalità di installazione sono pienamente in linea con lo stato dell'arte e le migliori pratiche rispetto all'installazione di centrali FV "utility scale".
- Le interdistanze tra gli inseguitori solari (superiori ai 5 m) assicurano la possibilità di transito di piccoli mezzi agricoli per le ordinarie operazioni di conduzione del fondo;
- Le modalità di installazione dei *tracker*, in rapporto alle caratteristiche geologiche-geotecniche del sito, escludono la necessità di realizzare opere di fondazione permanente in cls., minimizzando la perdita di suolo, il consumo di materiali naturali e le esigenze dei trasporti in fase di cantiere;
- Il progetto incorpora mirate misure di mitigazione visiva da realizzarsi attraverso la creazione di siepi lungo il perimetro dei lotti interessati;
- Piena sintonia con le strategie energetiche delineate dai protocolli internazionali per assicurare un adeguato contrasto alle emissioni di CO₂ ed ai cambiamenti climatici in atto.
- Coerenza con le esigenze strategiche nazionali di diversificazione degli approvvigionamenti energetici.
- Elevato grado di innovazione tecnologica, con particolare riferimento alle elevate prestazioni energetiche dei componenti impiantistici adottati.
- Ricadute economiche ed occupazionali sul tessuto produttivo locale.

6.3 Lay-out del sistema fotovoltaico e potenza complessiva


Nell'ottica di individuare il layout ottimale dell'impianto, tenendo conto della potenza di immissione richiesta al gestore di rete (33 MW), si è proceduto, in primo luogo, alla scelta di moduli FV con caratteristiche di potenza di picco in linea con lo stato dell'arte ed alla successiva definizione del layout d'impianto. Quest'ultimo è stato ottimizzato in funzione dell'orientamento dei confini dei terreni interessati, delle soluzioni tipologico-costruttive dei *tracker* monoassiali e delle limitazioni riscontrate all'interno delle aree, derivanti dalla presenza di copertura vegetale riconducibile all'accezione di bosco, non compatibili con l'installazione degli inseguitori solari.

I *tracker*, disposti secondo un allineamento Nord-Sud, consentono la rotazione dei moduli fotovoltaici da Est ad Ovest, per un angolo complessivo di circa 270°.

Ogni *tracker* sarà mosso da un motore elettrico comandato da un sistema di controllo che regolerà la posizione più corretta al variare dell'orario e del periodo dell'anno, seguendo il calendario astronomico solare.

L'intera struttura rotante del *tracker* sarà sostenuta da pali IPE infissi nel terreno, costituenti l'unica impronta a terra della struttura. Non è prevista pertanto la realizzazione di fondazioni o basamenti in calcestruzzo, fatte salve diverse indicazioni che dovessero scaturire dalle indagini geologico-geotecniche da eseguirsi in sede di progettazione esecutiva.

L'interdistanza prevista tra gli assi dei *tracker*, al fine di ridurre convenientemente le perdite energetiche per ombreggiamento, sarà di circa 5,3 m.

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 38 di 81

L'altezza delle strutture, misurata al mozzo di rotazione, sarà di circa 1,80 m dal suolo mentre l'altezza utile al disotto dei pannelli sarà pari a circa 2,00 metri. La profondità di infissione dei profilati in acciaio di sostegno è stimabile in circa 1,50 metri.

L'impianto fotovoltaico sarà composto dall'insieme dei moduli ad alta efficienza contenenti celle al silicio, in grado di trasformare la radiazione solare in corrente elettrica continua, dagli inverter e dai trasformatori elevatori di tensione, che saranno collegati tra di loro e, per ultimo, alla rete mediante dispositivi di misura e protezione.

I pannelli avranno dimensioni 2384 x 1303 mm e saranno incapsulati in una cornice di alluminio anodizzato dello spessore di circa 35 mm, per un peso totale di circa 38,7 kg ciascuno.

Tenuto conto della superficie utile all'installazione degli inseguitori monoassiali e delle dimensioni standard dei *tracker* (aventi caratteristiche costruttive del modello Comal Sunhunter 18AB o similare), l'impianto di produzione presenta le seguenti caratteristiche principali.

DATI IMPIANTO FV


Modello moduli FV	Trinasolar TSM-DEG19C.20
Cabine MVPS	n. 5 da 6000 kW n. 1 da 3000 kW
Cabina MT 30kV	n. 2
Distanza E-W tra le file	5,3 m
Distanza N-S tra le file	0.50 m
n. tracker da 26 moduli	2133
n. tracker da 13 moduli	222
n. totale moduli	58344
n. stringhe da 26 moduli	2244
Potenza DC (MWp)	38.79 MWp
Potenza nominale AC (MW)	33.0 MW
Rapporto DC/AC	1,18

La potenza complessiva nominale dell'impianto, considerando n. 58344 moduli da 665 Wp, sarà pertanto di 38.799 kWp mentre la potenza in AC sarà pari a 33,0 MW, con un rapporto AC/DC di circa 1,18.

6.4 Potenzialità energetica del Sito ed analisi di producibilità dell'impianto

6.4.1 Premessa

La stima della potenzialità energetica dell'impianto è stata condotta avuto riguardo dei seguenti

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 39 di 81

aspetti:

- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici, urbanistici e insediativi;
- disposizione sul terreno delle superfici captanti.

Ai fini del calcolo preliminare della potenzialità dell'impianto è stato utilizzato il software commerciale PV_{SYST} (versione 7.1), in grado di calcolare l'irraggiamento annuale su una superficie assegnata e la producibilità d'impianto, essendo noti:

1. posizione del sito (coordinate geografiche);
2. serie storiche dei dati climatici del sito da differenti sorgenti meteo (Meteonorm, PVGIS, NASA-SEE, ecc);
3. modelli tridimensionali del terreno e delle strutture in elevazione presenti nel sito;
4. modelli e caratteristiche tecniche dei componenti d'impianto (moduli, inverter, ecc.);
5. tipologia e planimetria dello specifico impianto fotovoltaico.

Il risultato dell'analisi è rappresentato da:


- a) modelli tridimensionali con l'analisi dell'ombreggiamento nell'anno;
- b) mappe di irraggiamento solare e producibilità annuale e specifica;
- c) diagramma delle perdite relative ad ogni singola parte costituente l'impianto FV.

6.4.2 I risultati del calcolo

Ai fini del calcolo della potenzialità dell'impianto, e in particolare per la simulazione, sono stati considerati i dati di irraggiamento orario sul piano orizzontale (kWh) e quelli di irraggiamento diretto (DNI) relativi al database meteorologico PVGIS-SARAH, negli anni compresi tra il 2010 e il 2016.

Il calcolo dell'energia producibile dall'impianto fotovoltaico è stato condotto considerando tutti gli elementi che influiscono sull'efficienza di produzione a partire dalle caratteristiche dei pannelli FV, dalla disposizione e dal numero dei *tracker* e dalle loro caratteristiche tecnologiche. Il diagramma delle perdite complessive tiene conto di tutte le seguenti voci:

- radiazione solare effettiva incidente sui concentratori, legata alla latitudine del sito di installazione, alla riflettanza della superficie antistante i moduli fotovoltaici;
- eventuali ombreggiamenti (dovute ad elementi circostanti l'impianto o ai distanziamenti degli inseguitori);
- temperatura ambiente e altri fattori ambientali e meteorologici;
- caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura;

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 40 di 81

- perdite per disaccoppiamento o mismatch, ecc.;
- caratteristiche del BOS¹⁰ : efficienza inverter, perdite nei cavi e nei diodi di stringa.


La Figura 6.1 riporta le percentuali delle perdite di sistema che sono state considerate nella simulazione, per arrivare a stimare l'effettiva producibilità annuale d'impianto a partire dal valore dell'irraggiamento globale.

Il valore di irraggiamento effettivo sui collettori, conseguente alle modalità di captazione previste (impiego di inseguitori solari monoassiali), è pari a circa 2100 kWh/m² anno.

La produzione energetica totale stimata per la centrale in progetto è di seguito riportata.

Produzione totale impianto	65.014 MWh/anno
P _{nom} totale	38.79 MWp
Produzione specifica (media pesata)	1,676 kWh/kWp/a

¹⁰ BOS (Balance Of System o Resto del sistema): Insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 41 di 81

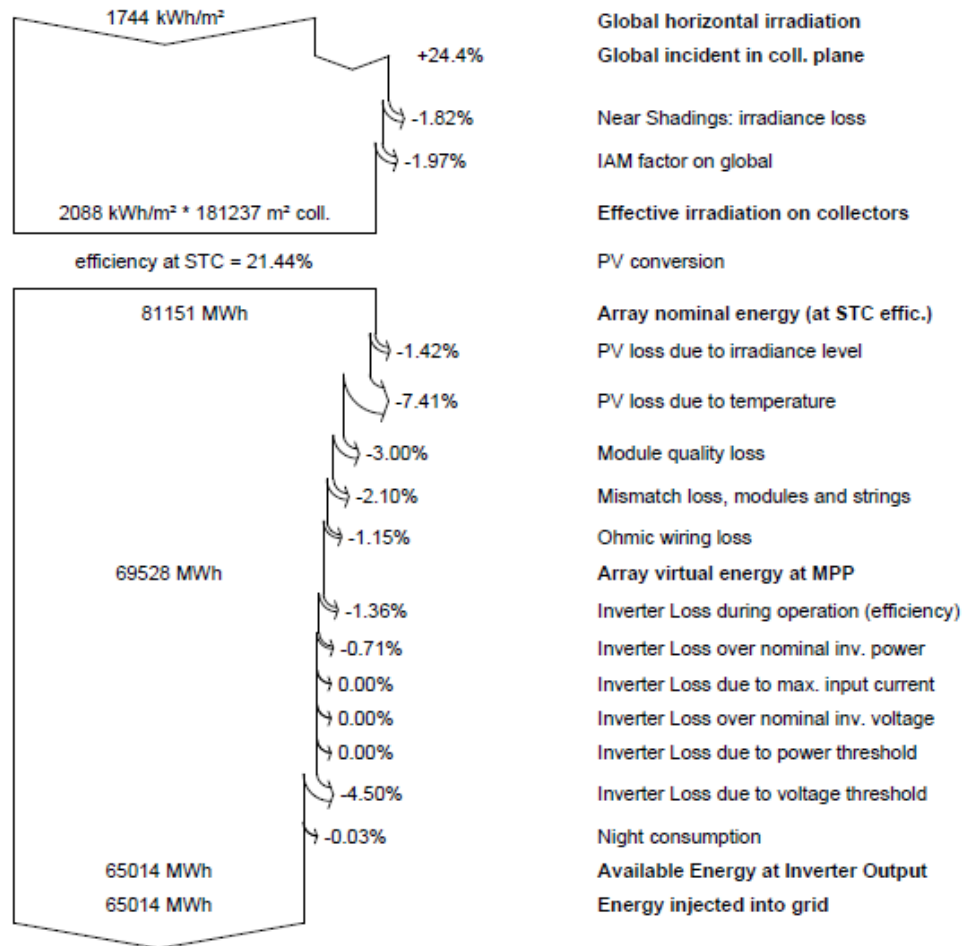


Figura 6.1 –Diagramma per il calcolo dell'energia prodotta e la ripartizione delle perdite energetiche


 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 42 di 81

Tabella 6-1 - Principali parametri del bilancio energetico

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Jan. 16	61.8	26.33	11.57	76.9	71.7	2500	2463	0.826
Feb. 16	82.1	37.24	11.73	99.4	93.6	3254	3206	0.832
Mar. 16	135.6	57.35	12.40	164.3	157.1	5375	5297	0.831
Apr. 16	162.3	66.23	15.53	196.3	189.1	6258	6165	0.809
May 16	207.1	71.24	17.99	256.5	248.7	7949	7831	0.787
June 16	231.7	63.75	23.01	289.4	282.0	8441	8317	0.741
July 16	238.8	61.80	25.78	300.2	292.5	8454	8330	0.715
Aug. 16	218.9	52.15	25.62	278.1	270.5	7892	7777	0.721
Sep. 16	158.6	48.49	23.08	200.0	192.9	6031	5944	0.766
Oct. 16	113.1	42.01	19.95	141.5	134.7	4445	4381	0.798
Nov. 16	70.3	29.73	15.83	86.6	81.1	2779	2739	0.815
Dec. 16	64.0	27.33	13.10	80.6	74.6	2600	2563	0.819
Year	1744.2	583.66	17.98	2169.9	2088.4	65979	65014	0.772

Legends

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

6.5 Principali ricadute ambientali positive

6.5.1 Premessa


Nel rimandare all'allegato Studio di impatto ambientale per approfondimenti sui riflessi ambientali e paesistici del progetto, si riepilogano di seguito le principali ricadute ambientali positive dell'iniziativa, misurabili in termini di contributo alla riduzione delle emissioni di gas serra, emissioni evitate di composti inquinanti in atmosfera e risparmio di risorse fossili non rinnovabili.

6.5.2 Contributo alla riduzione delle emissioni di CO₂

Come sottolineato in precedenza, la produzione di energia attraverso sistemi fotovoltaici non richiede consumo di combustibili fossili e non determina emissioni di gas serra.

Tale affermazione, tuttavia, può ritenersi del tutto corretta se ci si riferisce esclusivamente alle emissioni imputabili all'energia prodotta dall'impianto durante la sua vita utile. In realtà, un bilancio completo delle emissioni di anidride carbonica imputabili alla realizzazione di un impianto fotovoltaico dovrebbe tenere in considerazione anche le emissioni di CO₂ attribuibili all'energia spesa per la realizzazione dell'impianto, con riferimento al suo intero ciclo di vita, sintetizzabile nelle fasi di realizzazione dei manufatti, trasporto in situ, installazione dell'impianto, esercizio e dismissione al termine della sua vita utile. Sotto questo profilo, peraltro, è acclarato che i sistemi fotovoltaici generano, nel loro arco di vita, una quantità di energia ben superiore a quella necessaria alla produzione, installazione e rimozione.

Un indicatore adeguato ad esprimere questo bilancio è frequentemente utilizzato per valutare i

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 43 di 81

bilanci di energia di sistemi di produzione energetici, è quello che viene definito “tempo di ritorno dell’investimento energetico” (TRIE) calcolato come rapporto tra la somma dei fabbisogni energetici imputabili alle singole fasi del ciclo di vita di un impianto e la produzione energetica annua erogabile dall’impianto stesso. Tuttavia, spesso, a causa dell’indisponibilità di informazioni relative ai fabbisogni energetici imputabili soprattutto alle fasi di trasporto, installazione e dismissione, il TRIE viene semplicisticamente calcolato con riferimento alla sola energia di fabbricazione del sistema. In tal caso il TRIE coincide col cosiddetto *energy payback time* ovvero il tempo richiesto dall’impianto per produrre tanta energia quanta ne è stata spesa durante le fasi di produzione industriale dei pannelli fotovoltaici che lo costituiscono.

Numerosi studi dimostrano che il periodo di *pay back time* è sostanzialmente lo stesso sia per le installazioni su edifici che per quelle a terra, e dipende prevalentemente dalla tecnologia e dal tipo di supporto impiegato. Nel caso di moduli cristallini tale tempo è di circa 4 anni per sistemi a tecnologia recente, mentre è di circa 2 anni per sistemi a tecnologia avanzata. Relativamente ad i cosiddetti moduli a “membrana sottile” il *payback* è di circa 3 anni impiegando tecnologie recenti e solamente di un anno circa per le tecnologie più avanzate (Figura 6.2).

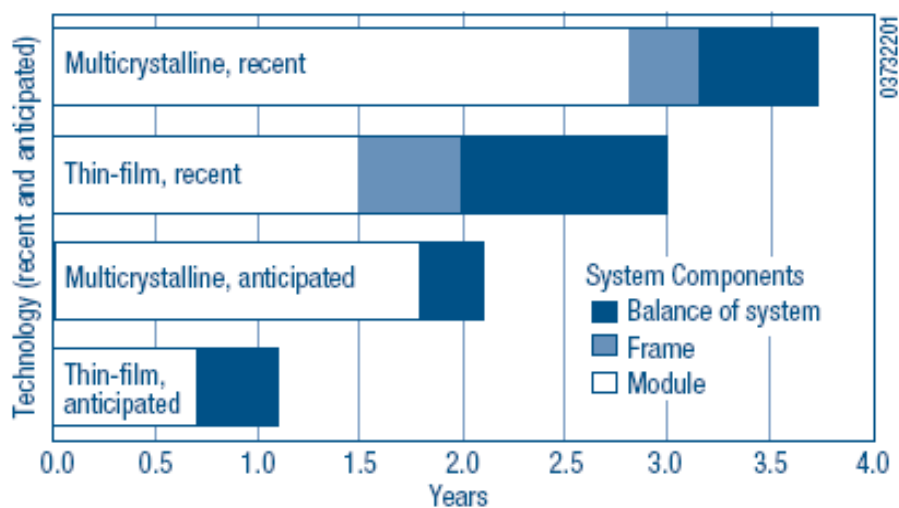



Figura 6.2 – Variazione dell’Energy payback per le diverse tecnologie di sistemi fotovoltaici (Fonte, U.S. Dep. of Energy)

Per quanto sopra, assumendo realisticamente un’aspettativa di vita dell’impianto di circa 30 anni e supponendo un pay-back time pari a 4 anni e una producibilità al primo anno di 65.014 MWh/anno, nell’arco della sua vita utile l’impianto in esame sarebbe in grado di produrre all’incirca $65.014 \text{ MWh/anno} \times (30 - 4) = 1.690.364,00 \text{ MWh}$ di energia netta, a meno delle perdite di efficienza. Assumendo conservativamente una perdita di efficienza pari a 1% ogni anno, tale produzione ammonterebbe a circa 1.411.454 MWh.

Di estrema rilevanza, nella stima delle emissioni evitate da una centrale a fonte rinnovabile, è la scelta del cosiddetto “emission factor”, ossia dell’indicatore che esprime le emissioni associate alla produzione energetica da fonti convenzionali nello specifico contesto di riferimento. Tale dato risulta

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 44 di 81

estremamente variabile in funzione della miscela di combustibili utilizzati e dei presidi ambientali di ciascuna centrale da fonte fossile.

Sulla base di uno studio ISPRA pubblicato nel 2015¹¹, potrebbe ragionevolmente assumersi come dato di calcolo delle emissioni di anidride carbonica evitate il valore di 0,50 kg CO₂/kWh, attribuito alla produzione termoelettrica lorda nazionale. Tale dato, risulterebbe peraltro sottostimato se l'impianto fotovoltaico sottraesse emissioni direttamente alle centrali termoelettriche sarde, per le quali l'"emission factor" è valutato in 648 gCO₂/kWh¹².

In base a quest'ultima assunzione, le emissioni di CO₂ evitate a seguito dell'entrata in esercizio dell'impianto possono valutarsi secondo le stime riportate in Tabella 6.2.

Tabella 6.2 – Stima delle emissioni di CO₂ evitate a seguito della realizzazione del proposto impianto fotovoltaico

Energia totale prodotta al netto del TRIE (MWh)	Emissioni evitate (tCO ₂ /MWh)	Emissioni specifiche (*) (tCO ₂ /MWh)	Emissioni evitate (tCO ₂ nella vita utile)
1.411.454	0,648		914.622

(*) dato regionale

6.5.3 Emissioni evitate di inquinanti atmosferici

Come espresso in precedenza, il funzionamento degli impianti fotovoltaici non origina alcuna emissione in atmosfera. La fase di esercizio non prevede, inoltre, significative movimentazioni di materiali né apprezzabili incrementi della circolazione di automezzi che possano determinare l'insorgenza di impatti negativi a carico della qualità dell'aria a livello locale.

Per contro, l'esercizio degli impianti FV, al pari di tutte le centrali a fonte rinnovabile, oltre a contribuire alla riduzione delle emissioni responsabili del drammatico progressivo acuirsi dell'effetto serra su scala planetaria, concorre apprezzabilmente al miglioramento generale della qualità dell'aria su scala territoriale. Al riguardo, con riferimento ai fattori di emissione riferiti alle caratteristiche emissive medie del parco termoelettrico Enel¹³, la realizzazione dell'impianto potrà determinare la sottrazione di ulteriori emissioni atmosferiche, associate alla produzione energetica da fonte convenzionale, responsabili del deterioramento della qualità dell'aria a livello locale e globale, ossia di Polveri, SO₂ e NO_x (Tabella 6.3).

¹¹ ISPRA, 2015. Fattori di emissione atmosferica di CO₂ e sviluppo delle fonti rinnovabili del settore elettrico

¹² PEARS 2016 (https://www.regione.sardegna.it/documenti/1_274_20160129120346.pdf)

¹³ Rapporto Ambientale Enel 2013


 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 45 di 81

Tabella 6.3 - Stima delle emissioni evitate a seguito della realizzazione della centrale fotovoltaica


Producibilità dell'impianto (kWh)	Parametro	Emissioni specifiche evitate(*) (g/kWh)	Emissioni evitate (t/anno)
65.014.000	PTS	0,045	2,9
	SO ₂	0,969	63,0
	NO _x	1,22	79,3

(*) dato regionale

A questo proposito, peraltro, corre l'obbligo di evidenziare come gli impatti positivi sulla qualità dell'aria derivanti dallo sviluppo degli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili, sebbene misurati a livello locale possano ritenersi non significativi, acquistino una rilevanza determinante se inquadrati in una strategia complessiva di riduzione progressiva delle emissioni a livello globale, come evidenziato ed auspicato nei protocolli internazionali di settore, recepiti dalle normative nazionali e regionali.

6.5.4 Risparmio di risorse energetiche non rinnovabili

Al pari degli altri impianti alimentati da fonte rinnovabile, l'esercizio della centrale FV in progetto sarà in grado di assicurare un risparmio di fonti fossili quantificabile in circa 12.158 TEP (tonnellate equivalenti di petrolio/anno), assumendo una producibilità dell'impianto pari a 65.014 MWh/anno ed un consumo di 0,187 TEP/MWh (Fonte Autorità per l'energia elettrica ed il gas, 2008).

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 46 di 81

7 DESCRIZIONE TECNICA DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO

7.1 Schema a blocchi impianto fotovoltaico con sistema BESS integrato

L'impianto in progetto può essere rappresentato in modo semplificato considerando lo schema a blocchi in Figura 7.1.

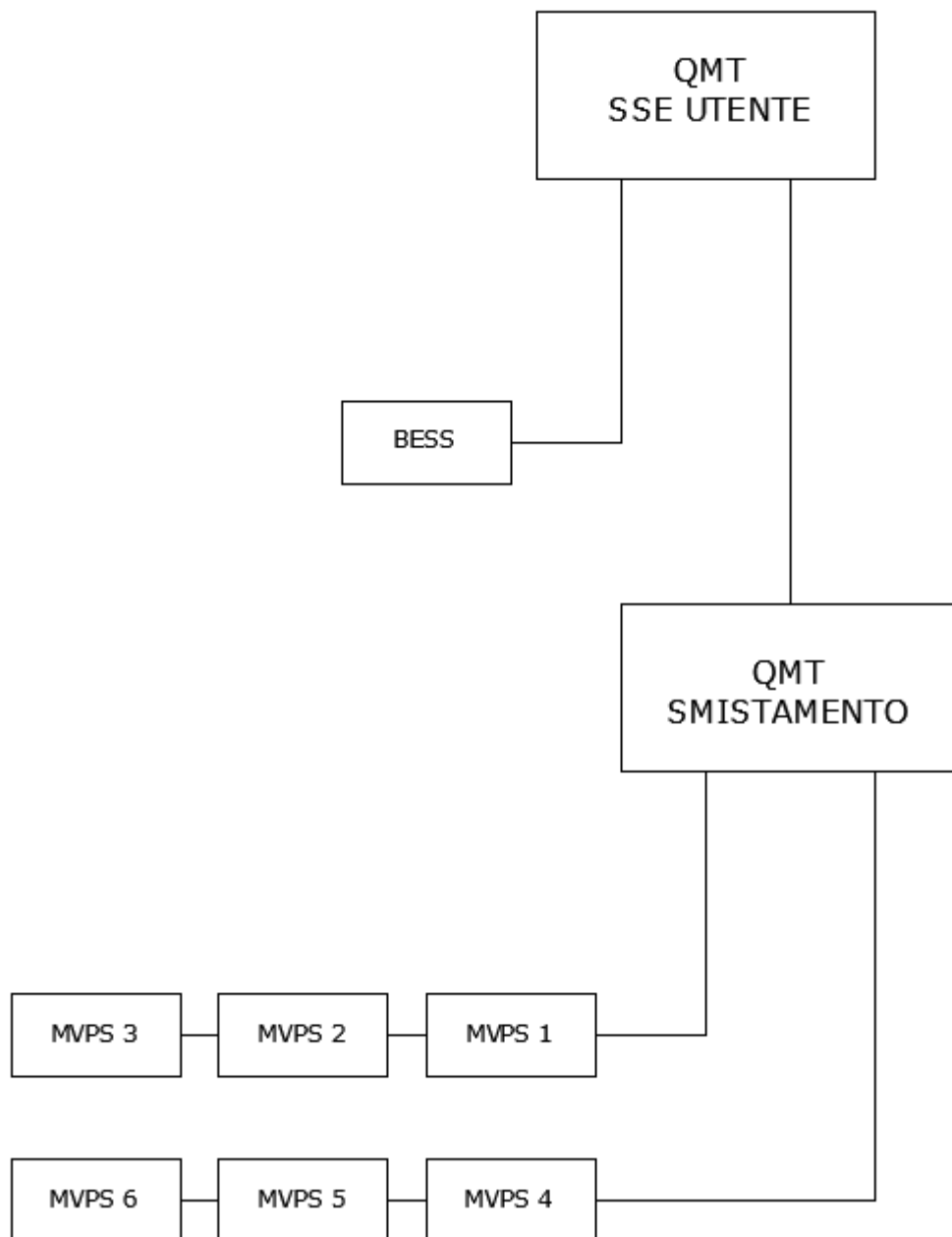



Figura 7.1 - Schema a Blocchi Impianto FV con sistema BESS integrato

In particolare, la struttura della distribuzione elettrica è del tipo radiale ed è realizzata a partire dal punto di connessione alla rete Terna alla tensione di 150kV, dopo la trasformazione a 30 kV vengono interconnesse, mediante cavidotto MT a 30kV, la cabina MT ubicata nella Sotto Stazione (QMT SSE

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 47 di 81

UTENTE) con la cabina colletttrice di impianto (QMT IMPIANTO); quindi mediante le cabine di trasformazione MT/BT fino agli inverter presenti nell'impianto.

Per maggiori dettagli si rimanda alle planimetrie riportate negli Elaborati SASE-FVS-TP12 ÷13 ed allo schema unifilare di impianto (Elaborato SASE-FVS-TP11).


7.2 Componenti principali e criteri generali di progettazione strutturale ed elettromeccanica

I componenti principali delle opere elettromeccaniche sono i seguenti:

- Moduli fotovoltaici e strutture di sostegno;
- Inverter;
- Interruttori, trasformatori e componenti per la protezione elettrica per la sezione AT, MT e BT;
- Cavi elettrici per le varie sezioni in corrente alternata e continua.

I criteri seguiti per la definizione delle scelte progettuali degli elementi suddetti sono principalmente riconducibili ai seguenti:

- dimensionare le strutture di sostegno in grado di reggere il peso proprio più il peso dei moduli e di resistere alle due principali sollecitazioni di norma considerate in questi progetti, per il calcolo delle sollecitazioni agenti sulle strutture;
- definire una configurazione impiantistica tale da garantire il corretto funzionamento dell'impianto FV nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete del distributore, ecc.);
- limitare le emissioni elettromagnetiche generate dalle parti d'impianto che funzionano in MT mediante l'utilizzo di apparecchiature conformi alla normativa CEI e l'eventuale installazione entro locali chiusi (e.g. trasformatore BT/MT);
- limitare le emissioni elettromagnetiche generate dalle parti di cavidotto percorse da corrente in BT mediante l'interramento degli stessi di modo che l'intensità del campo elettromagnetico generato possa essere considerata sotto i valori soglia della normativa vigente
- limitare le emissioni elettromagnetiche generate dalle parti di cavidotto percorse da corrente in MT mediante l'utilizzo di cavi di tipo elicordato di modo che l'intensità del campo elettromagnetico generato possa essere considerata sotto i valori soglia della normativa vigente;
- ottimizzare il layout dell'impianto e dimensionare i vari componenti al fine di massimizzare lo sfruttamento degli spazi disponibili e minimizzare le perdite di energia per effetto Joule;
- definire il corretto posizionamento dei sistemi di misura dell'energia elettrica generata

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 48 di 81

dall'impianto fotovoltaico.

7.3 Gli inseguitori monoassiali

Di seguito sono descritte le principali caratteristiche tecniche ed i componenti degli inseguitori solari (*tracker*) monoassiali che verranno installati presso l'impianto FV in progetto.

Tutti i componenti e gli elementi strutturali saranno progettati avuto riguardo delle specifiche condizioni ambientali del sito di Serramanna, secondo le disposizioni della normativa vigente, inclusi i requisiti di resistenza strutturale richiesti per le specifiche condizioni di ventosità del sito.


I moduli FV verranno installati su inseguitori monoassiali con caratteristiche tecniche assimilabili a quelle sviluppate dalla tecnologia Comal o similare.

La tecnologia dell'inseguimento solare lungo la direttrice Est-Ovest è stata sviluppata al fine di conseguire l'obiettivo di massimizzazione della produzione energetica e le prestazioni tecnico-economiche degli impianti FV sul terreno che impiegano pannelli in silicio cristallino.

Il *tracker* monoassiale, utilizzando particolari dispositivi elettromeccanici, orienta i pannelli FV in direzione del sole lungo l'arco del giorno, nel suo percorso da Est a Ovest, ruotando attorno ad un asse (mozzo) allineato in direzione nord-sud.

I layout sul terreno che impiegano questa particolare tecnologia sono piuttosto flessibili. La più semplice configurazione degli inseguitori è quella che prevede di assicurare che tutti gli assi di rotazione dei *tracker* siano paralleli affinché gli stessi siano posizionati reciprocamente in modo appropriato.

La tecnologia del backtracking verifica ed assicura che ciascuna stringa nord-sud di pannelli non crei ombreggiamento sulle stringhe adiacenti. Peraltro, è inevitabile che quando l'altezza del sole sull'orizzonte sia estremamente bassa, all'inizio ed al termine di ciascuna giornata, l'ombreggiamento reciproco tra le file di pannelli possa potenzialmente incidere sulla produzione energetica del campo solare.

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 49 di 81

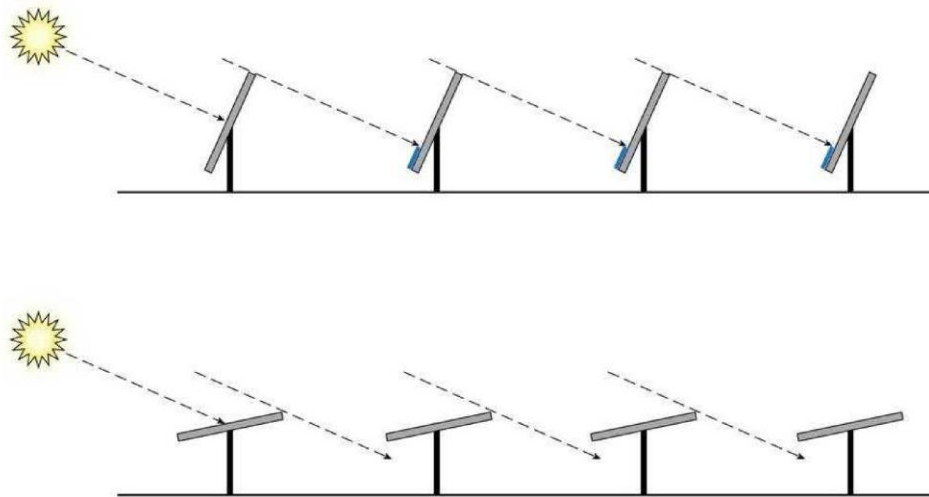


Figure 1: Backtracking


Figura 7.2 – Schema di funzionamento del sistema backtracking

Il backtracking agisce “allontanando” la superficie captante dai raggi solari, eliminando gli effetti negativi dell’ombreggiamento reciproco delle stringhe e consentendo di massimizzare, in tal modo, il rapporto di copertura del terreno (GCR). Grazie a questa tecnologia, infatti, si può prevedere di ridurre convenientemente l’interdistanza tra i filari. La configurazione semplificata del sistema, rispetto a quella ad inseguimento biassiale, assicura comunque un significativo incremento della produzione energetica (valutabile nel *range* 15÷35%) rispetto ai tradizionali sistemi con strutture fisse ed ha contribuito significativamente alla diffusione di impianti FV “*utility scale*”.

7.3.1 Caratteristiche principali

I principali punti di forza della tecnologia sono di seguito individuati:

- modularità e perfetto bilanciamento delle strutture, tale da non richiedere l’intervento di personale specializzato per l’installazione, assemblaggio o lavori di manutenzione;
- semplicità di configurazione della scheda di controllo: il GPS integrato comunica costantemente la corretta posizione geografica al sistema di controllo per consentire l’inseguimento automatico del sole;
- presenza di snodi sferici autolubrificati a cuscinetti per compensare inesattezze ed errori nell’installazione di strutture meccaniche;
- adozione di sistemi di protezione antipolvere dei motori;
- basso consumo elettrico;
- migliori prestazioni ambientali rispetto alle strutture fisse, assicurando maggiore luce e ventilazione al terreno sottostante.

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 50 di 81

Nel caso dell'impianto in progetto si prevede l'impiego delle seguenti strutture:


- Struttura 1x26 moduli fotovoltaici da 665Wp disposti in *portrait* (17,29 kWp);
- Struttura 1x13 moduli fotovoltaici da 665Wp disposti in *portrait* (8,64 kWp);

Ciascun inseguitore (vedasi Elaborato SASE-FVS-TP10) sarà composto dei seguenti elementi:

- Componenti meccanici della struttura in acciaio: pali di sostegno (altezza circa 3 m compresa la porzione interrata) e profili tubolari (le specifiche dimensionali variano in base alle caratteristiche geologico-geotecniche terreno e al vento e sono incluse nelle specifiche tecniche stabilite durante la progettazione esecutiva del progetto). Supporto del profilo Omega e ancoraggio del pannello.
- Componenti asserviti al movimento: teste di palo (per montanti finali e intermedi di cui una supportante il motore). Una scheda di controllo elettronica per il movimento (una scheda può servire 10 strutture). 1 motore (attuatore elettrico lineare (mandrino) AC).
- L'interdistanza Est-Ovest tra i tracker è pari a 5,3 m;
- Ciascuna struttura di *tracking* da n. 26 moduli, comprese le fondazioni con pali infissi, pesa circa 600kg.

7.3.2 Durata e trattamento protettivo dei componenti in acciaio

Considerando la tabella seguente e la classificazione dell'ambiente corrosivo e considerando una vita utile minima del progetto di 25 anni, i pali della fondazione saranno zincati a caldo secondo EN ISO 1461: 2009, altre parti saranno zincate a caldo o pregalvanizzato (Sendzmir) in funzione delle specifiche definite dal costruttore a seguito degli esiti della progettazione esecutiva.

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 51 di 81

Categorie ambientali	Possibilità di corrosione	Tipo di ambiente	Perdita del rivestimento μm / anno
C1	Molto basso	Interno: secco	0,1
C2	Basso	interno: condensa occasionale Esterno: zone rurali	0,7
C3	Medio	interno: umidità Esterno: aree urbane	2,1
C4	Alto	interno: piscine, impianti chimici Esterno: atmosfera industriale o marina	3,0
C5	Molto alto	Esterno: atmosfera marina altamente salina o area industriale con climi umidi	6.0

7.3.3 I pali di sostegno

I pali di sostegno non richiedono fondazione in calcestruzzo. Il palo è rappresentato da un profilato ad omega in acciaio per massimizzare la superficie di contatto con il terreno; la profondità dipende dal tipo di terreno interessato. Una flangia, tipicamente da 5 cm, viene utilizzata per guidare il palo con un infissore al fine di mantenere la direzione di inserimento entro tolleranze minime.


 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 52 di 81




Figura 7.3 – Fase di infissione dei pali con profilo omega (fonte Convert)

7.4 Moduli fotovoltaici

Tenuto conto della tipologia di impianto fotovoltaico in oggetto, ai fini della definizione delle scelte progettuali sono stati assunti come riferimento i moduli FV bifacciali commercializzati dalla Trinasolar, società leader nel settore del fotovoltaico, che utilizzano celle assemblate con tecnologia PERC¹⁴ e Tiling Ribbon ad alta efficienza. Ciascun modulo presenta le caratteristiche tecniche e dimensionali indicate in Figura 7.4

¹⁴ PERC: Passivated Emitter and Rear Cell.

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 53 di 81

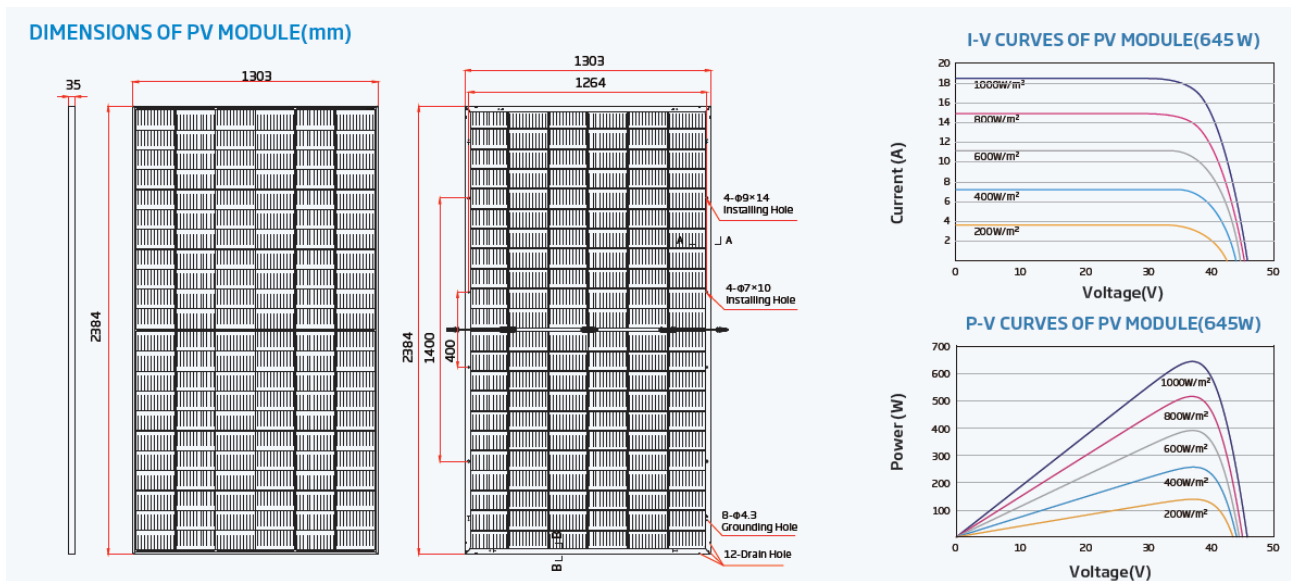


Figura 7.4 - Modulo Fotovoltaico Trinasolar TSM-DEG21C.20


Le caratteristiche tecniche dei moduli prescelti sono riportate in Tabella 7.1, riferite alle seguenti condizioni ambientali:

- Condizioni Test Standard (STC): Irraggiamento 1000 W/m^2 con spettro di AM 1,5 e temperatura delle celle di $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

Tabella 7.1: Dati tecnici Modulo Fotovoltaico Trinasolar TSM-DEG21C.20

Potenza massima (P_{\max}) [W_p]	665
Tolleranza sulla potenza [W_p]	0~+5%
Tensione alla massima potenza (V_{mpp}) [V]	38.3
Corrente alla massima potenza (I_{mpp}) [A]	17.39
Tensione di circuito aperto (V_{oc}) [V]	46.1
Corrente di corto circuito (I_{sc}) [A]	18.50
Massima tensione di sistema [V_{dc}]	1500
Coefficiente termico αP_{mpp} [%/ $^\circ\text{C}$] (NOCT 46°)	-0.340%/ $^\circ\text{C}$
Coefficiente termico αV_{oc} [%/ $^\circ\text{C}$] (NOCT 46°)	-0.25%/ $^\circ\text{C}$
Coefficiente termico αI_{sc} [%/ $^\circ\text{C}$] (NOCT 46°)	+0.04%/ $^\circ\text{C}$
Efficienza modulo [%]	21,4%
Dimensioni principali [mm]	1303 x 2384 x 35
Numero di celle per modulo	132

Relativamente agli aspetti concernenti la scelta dei moduli e degli inseguitori monoassiali, atteso che il settore degli impianti fotovoltaici è attualmente caratterizzato da un'elevata e continua innovazione tecnologica, in grado di creare nuovi sistemi con efficienze e potenze nominali sempre crescenti;

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 54 di 81

considerato altresì che la durata complessiva delle procedure autorizzative è, di regola, superiore ai sei mesi, nella fase di progettazione esecutiva dell'impianto è possibile che la scelta ricada su moduli differenti.

È da escludere, peraltro, che dette eventuali varianti determinino sostanziali modifiche al progetto. In questo senso, l'intervento realizzato dovrà risultare coerente con il progetto autorizzato e, relativamente alla potenza nominale complessiva, questa non potrà subire modifiche in aumento rispetto a quella dichiarata in sede di autorizzazione unica.

7.5 Connessione alla RTN – Adeguamento funzionale stazione elettrica esistente Sardinia Bio Energy S.r.l.


7.5.1 Premessa

L'esistente stazione elettrica di connessione alla rete di trasmissione nazionale a 150 kV è attualmente il nodo di consegna alla RTN dell'energia prodotta dall'impianto di produzione della società Sardinia Bio Energy S.r.l.

Il progetto dell'impianto di produzione qui proposto, in ragione delle mutate esigenze delle società appartenenti alla holding Futura S.r.l., relativamente allo sviluppo di nuove iniziative imprenditoriali nella produzione di energia elettrica con impianti a fonti rinnovabili, prevede un adeguamento funzionale dell'attuale stazione utente, senza variazioni dell'area di sedime della stazione esistente; ciò al fine di razionalizzare gli stalli di trasformazione esistenti, predisporre lo stallo per la connessione dell'impianto in progetto e prevedere la realizzazione di stalli futuri. Nello specifico il progetto prevede:

- lo spostamento dello stallo di trasformazione dell'attuale centrale di produzione a biomasse facente capo a Sardinia Bio Energy;
- la realizzazione del nuovo stallo di trasformazione dedicato al parco agrivoltaico della Sardinia Agro Solar Energy S.r.l., formante oggetto dell'iniziativa in esame;
- la predisposizione degli spazi per uno stallo di trasformazione futuro, relativo alla connessione di un eventuale nuovo impianto di produzione della Società Sardinia Bio Energy S.r.l.;
- la predisposizione degli spazi per uno stallo di trasformazione futuro relativo alla connessione di un nuovo impianto di produzione della holding Futura S.r.l.;
- l'adeguamento dei circuiti di misura asserviti alle protezioni dell'esistente stallo linea per connessione alla stazione di Terna, per tener conto di tutta la potenza complessiva degli impianti in progetto previsti da Futura S.r.l.

La esistente SSE Utente della Sardinia Bio Energy, nella nuova configurazione, convoglierà l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e dal sistema di accumulo attraverso collegamenti a 30 kV ed effettuerà la trasformazione alla tensione nominale di 150 kV con n° 1 montante trasformatore realizzato con n.1 TR 30/150 kV da 50 MVA, attraverso il montante linea/trasformatore a 150 kV si

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 55 di 81

effettuerà l'interconnessione aerea verso l'esistente SSE di TERNA di "Serramanna".

L'elettrodotto interrato di collegamento a 30 kV tra il campo fotovoltaico e la stazione di utenza si svilupperà in fregio alla esistente viabilità principale (S.S. 293 e S.P. 4) e locale per circa 4.200 metri.

Per maggiori dettagli sulla SSE Utente si rimanda ai contenuti riportati nell'elaborato SASE-FVS-TP14.

7.6 Quadri Elettrici MT – Collettori di impianto

Nel presente progetto sono previsti n. 3 quadri MT che saranno installati secondo quanto di seguito indicato:

- 1) quadro MT denominato "QMT SSE UTENTE" installato nella SSE Utente MT/AT, raccoglie la linea in arrivo a 30kV dall'impianto fotovoltaico e dal sistema BESS, oltre a fornire i Servizi Ausiliari della SSE e realizzare la connessione al trasformatore elevatore MT/AT di centrale.
- 2) quadro MT denominato "QMT SMISTAMENTO" installato all'interno del lotto dell'impianto di produzione, raccoglie le linee in arrivo a 30kV dalle cabine di trasformazione del lotto e dai sistemi di accumulo BESS oltre a fornire i Servizi Ausiliari.

Le caratteristiche tecniche dei quadri MT sono le seguenti


- Tensione nominale/esercizio: 30 kV
- Frequenza nominale: 50 Hz
- N° fasi: 3
- Corrente nominale delle sbarre principali: fino a 1250 A
- Corrente di corto circuito: 31.5 kA
- Potere di interruzione degli interruttori alla tensione nominale: 16-25 kA
- Tenuta arco interno: 25kA/1s o 31,5kA/0,5s

Ogni quadro MT e le apparecchiature posizionate al suo interno dovranno essere progettati, costruiti e collaudati in conformità alle Norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano), IEC (*International Electrotechnical Commission*) in vigore.

Ciascun quadro elettrico MT sarà formato da unità affiancabili, ognuna costituita da celle componibili e standardizzate, in esecuzione senza perdita di continuità d'esercizio secondo IEC 62271-200, destinato alla distribuzione d'energia a semplice sistema di sbarra.

I quadri saranno realizzati in esecuzione protetta e saranno adatti per installazione all'interno in accordo alla normativa CEI/IEC. La struttura portante dovrà essere realizzata con lamiera d'acciaio di spessore non inferiore a 2 mm.

Ciascun quadro dovrà garantire la protezione contro l'arco interno sul fronte del quadro fino a 31.5kA per 0.5 secondi (CEI-EN 60298).

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 56 di 81

Le celle saranno destinate al contenimento delle apparecchiature di interruzione automatica con 3 poli principali indipendenti, meccanicamente legati e aventi ciascuno un involucro isolante, di tipo "sistema a pressione sigillato" (secondo definizione CEI 17.1, allegato EE), che realizza un insieme a tenuta riempito con esafluoruro di zolfo (SF6) a bassa pressione relativa, delle parti attive contenute nell'involucro e di un comando manuale ad accumulo di energia tipo RI per versione SF1, (tipo GMH elettrico per SF2). Gli interruttori avranno una piastra anteriore equipaggiata con gli organi di comando e di segnalazione dell'apparecchio. Ogni interruttore potrà ricevere un comando elettrico.

Gli interruttori MT saranno ad interruzione in SF6 con pressione relativa del SF6 di primo riempimento a 20 °C uguale a 0,5 bar. Il gas impiegato sarà conforme alle norme IEC 376 e norme CEI 10-7. Il potere di corto circuito non dovrà essere inferiore a 16 kA.

Gli interruttori saranno predisposti per ricevere l'interblocco previsto con il sezionatore di linea, e potranno essere dotati dei seguenti accessori:

- comando a motore carica molle;
- comando manuale carica molle;
- sganciatore di apertura;
- sganciatore di chiusura;
- contamanovre meccanico;
- contatti ausiliari per la segnalazione di aperto - chiuso dell'interruttore.

Il comando degli interruttori sarà del tipo ad energia accumulata a mezzo molle di chiusura precaricate tramite motore, ed in caso di emergenza con manovra manuale.


Le manovre di chiusura ed apertura saranno indipendenti dall'operatore.

Il comando sarà a sgancio libero assicurando l'apertura dei contatti principali anche se l'ordine di apertura è dato dopo l'inizio di una manovra di chiusura, secondo le norme CEI 17-1 e IEC 56.

Il sistema di protezione associato a ciascun interruttore sottocampo è composto da:

- trasduttori di corrente di fase e di terra (ed eventualmente trasduttori di tensione) con le relative connessioni al relè di protezione;
- relè di protezione con relativa alimentazione;
- circuiti di apertura dell'interruttore.

Il sistema di protezione sarà costituito da opportuni TA di fase, TO (ed eventualmente TV) che forniscono grandezze ridotte a un relé che comprende la protezione di massima corrente di fase almeno bipolare a tre soglie, una a tempo dipendente, le altre due a tempo indipendente definito. Poiché la prima soglia viene impiegata contro il sovraccarico, la seconda viene impiegata per conseguire un intervento ritardato e la terza per conseguire un intervento rapido, nel seguito, per

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 57 di 81

semplicità, ci si riferirà a tali soglie con i simboli:

- I> (sovraccarico);
- I>> (soglia 51, con ritardo intenzionale);
- I>>> (soglia 50, istantanea);
- 67 protezione direzionale.

La regolazione della protezione dipende dalle caratteristiche dell'impianto dell'Utente. I valori di regolazione della protezione generale saranno impostati dall'Utente in sede di progetto esecutivo

Sono previste inoltre le seguenti protezioni:

- massima tensione (senza ritardo intenzionale) (soglia 59);
- minima tensione (ritardo tipico: 300 ms) (soglia 27);
- massima frequenza (senza ritardo intenzionale) (soglia 81>);
- minima frequenza (senza ritardo intenzionale) (soglia 81<);
- massima tensione omopolare V0 (ritardata) (soglia 59N).

7.7 Cavi di distribuzione dell'energia in Media Tensione (MT)


Per l'interconnessione tra le cabine di trasformazione verranno usati cavi unipolari del tipo ARG7H1RX 18/30kV o similari (modello airbag) forniti nella versione tripolare riunito ad elica visibile (Figura 7.5).



Figura 7.5 - Cavi unipolari del tipo ARG7H1RX tripolare riunito ad elica visibile

I cavi sono isolati in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC, con le seguenti caratteristiche:

- Cavi unipolari isolati in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC.
- Conduttore: alluminio, formazione rigida compatta, classe 2

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 58 di 81

- Strato semiconduttore: estruso (solo cavi Uo/U \geq 6/10 kV)
- Isolamento: gomma HEPR, qualità G7 senza piombo
- Strato semiconduttore: estruso, pelabile a freddo (solo cavi Uo/U \geq 6/10 kV)
- Schermo: fili di rame rosso con nastro di rame in controspirale
- Guaina: miscela a base di PVC, qualità Rz
- Colore: rosso

La tipologia di posa prevalente prevista è quella a trifoglio con cavi direttamente interrati in trincea schematizzata in Figura 7.6.

La profondità media di interramento (letto di posa) sarà di 1,1 / 1,2 metri sotto il suolo; tale profondità potrà variare in relazione al tipo di terreno attraversato. Saranno inoltre previsti opportuni nastri di segnalazione. Normalmente la larghezza dello scavo della trincea è limitato entro 1 metro salvo diverse necessità riscontrabili in caso di terreni sabbiosi o con bassa consistenza. Il letto di posa può essere costituito da un letto di sabbia vagliata o da un piano in cemento magro.

Nello stesso scavo, potrà essere posato un cavo con fibre ottiche e/o telefoniche per trasmissione dati.

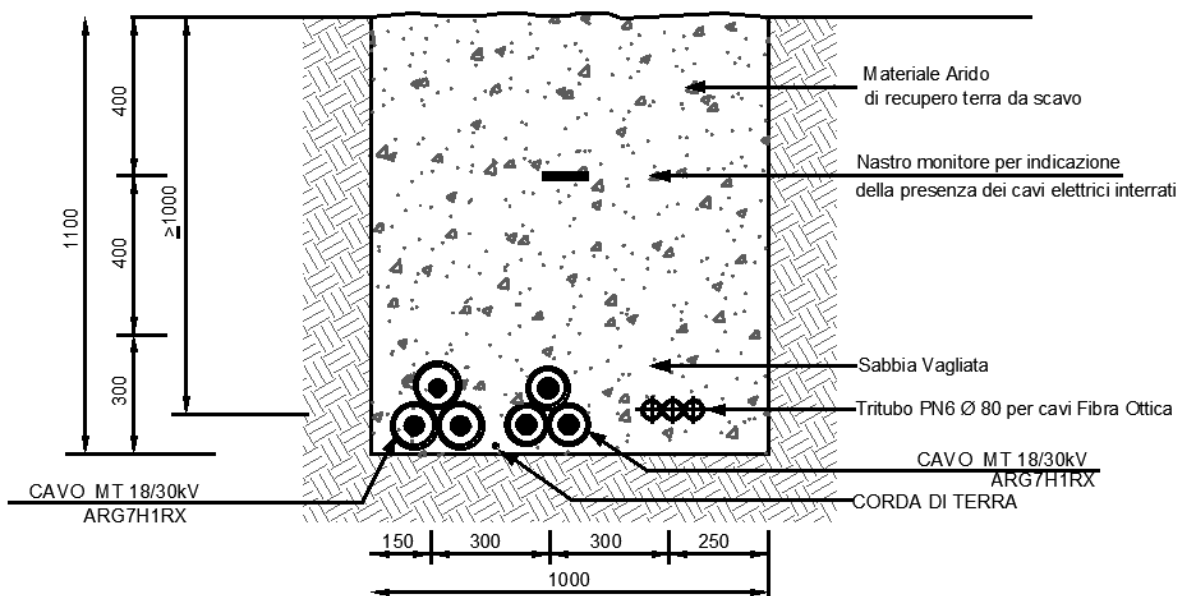



Figura 7.6 – Tipico modalità di posa Cavo MT 30 kV

Tutti i cavi verranno alloggiati in terreno di riporto, la cui resistività termica, se necessario, verrà corretta con una miscela di sabbia vagliata o con cemento 'mortar' e saranno protetti e segnalati superiormente da una rete in PVC e da un nastro segnaletico, ed ove necessario anche da una

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 59 di 81

lastra di protezione in cemento armato dello spessore di 6 cm. La restante parte della trincea verrà ulteriormente riempita con materiale di risulta e di riporto e le aree interessate saranno risistemate nella condizione preesistente.

Altre soluzioni particolari, quali l'alloggiamento dei cavi in cunicoli prefabbricati o gettati in opera od in tubazioni di PVC della serie pesante o di ferro, potranno essere adottate per attraversamenti specifici.

Per eventuali incroci e parallelismi con altri servizi (cavi di telecomunicazione, tubazioni etc), saranno rispettate le distanze previste dalle norme, tenendo conto delle prescrizioni che saranno dettate dagli Enti proprietari delle opere interessate e in accordo a quanto previsto dalla Norma CEI 11-17.

7.8 Sistemi di Conversione e Trasformazione Impianto FV

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico prevede la realizzazione di cluster di cabine di trasformazione MT/BT di potenza AC 6000 kVA e 3000kVA alle quali è inviata la potenza prodotta dal generatore fotovoltaico, che è stato suddiviso in sottocampi della potenza corrispondente.

Nello specifico è prevista l'installazione di un totale di 6 cabine di trasformazione sulle quali verrà convogliata la potenza prodotta, ripartite su 2 sottocampi.

Cluster FV1

- n. 3 Cabine di trasformazione MVPS da 6 MVA;
- n. 1114 stringhe
- n. 28.964 moduli FV, potenza complessiva generatore fotovoltaico 19.261 kWp

Cluster FV2

- n. 2 Cabine di trasformazione MVPS da 6 MVA;
- n. 1 Cabine di trasformazione MVPS da 3 MVA;
- n. 1130 stringhe
- n. 29.380 moduli FV, potenza complessiva generatore fotovoltaico 19.537 kWp


Ai fini della potenza in AC il calcolo è stato effettuato considerando le condizioni operative alla temperatura di 40°C, come indicato dalla casa produttrice degli inverter, ed esso risulta pari a $5 \times 6000 \text{ kW} + 1 \times 3000 \text{ kW} = 33.0 \text{ MW}$ (tale condizione di funzionamento si riferisce a $\cos\phi=1$).

Le caratteristiche tecniche principali dei gruppi di conversione sono riportate nel prospetto seguente:

Dati tecnici	MV Power Station 6000	MV Power Station 3000
Ingresso (CC)		
Inverter selezionabili	2 x 5C 3000-EV o 2 x 5CS 3000-EV	1 x 5C 3000-EV or 1 x 5CS 3000-EV
Tensione di ingresso massima	1500 V	1500 V
Corrente d'ingresso max	2 x 3200 A	3200 A
Numero ingressi CC	2 x 24(fusibili su entrambi i poli)/(2 x 32 fusibili su polo singolo)	
Zona Monitoring integrato	o	o
Taglie di fusibili disponibili (per ciascun ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 360 A, 400 A, 460 A, 600 A	
Uscita (CA) lato di media tensione		
Potenza standard a 1000 m e cos φ ± 1 (a -25°C fino a 35°C / 40°C / 45°C) ^{II}	6000 kVA / 6400 kVA / 0 kVA	3000 kVA / 2700 kVA / 0 kVA
Potenza opzionale a 1000 m e cos φ ± 1 (a -25°C fino a 35°C / 50°C / 55°C) ^{II}	6000 kVA / 6400 kVA / 0 kVA	3000 kVA / 2700 kVA / 0 kVA
Tensioni tipiche nominali CA	11 kV o 35 kV	6.6 kV to 35 kV
Frequenza di rete CA	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Gruppo vettoriale del trasformatore Dy11y11 / YNd11d11	● / o	● / o
Tipo di raffreddamento del trasformatore (ONAF/KNAF) ^{II}	● / o	● / o
Massima corrente di uscita a 33 kV	105 A	53 A
Perdite standard a vuoto del trasformatore / Ecodesign a 33 kV	4,5 kW / 3,2 kW	3.0 kW / 2.3 kW
Perdite standard di corto circuito del trasformatore / Ecodesign a 33 kV	46,5 kW / 46,5 kW	27.4 kW / 27.3 kW
Fattore massimo di distorsione	< 3%	< 3%
Immissione di potenza reattiva	Da 0 fino al 60% della potenza CA	o up to 60% of AC power
Fattore di potenza alla potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile	1 / 0,8 induttivo a 0,8 capacitivo	1 / 0,8 overexcited to 0,8 underexcited
Efficienza inverter		
Grado di rendimento massimo ^{II}	98,8 %	98,8%
Efficienza europea ^{II}	98,6 %	98,6%
Efficienza CEC ^{II}	98,5 %	98,5%
Dispositivi di protezione		
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	Sezionatore di carica CC	DC loadbreak switch
Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore a vuoto MT	Medium-voltage vacuum circuit breaker
Protezione contro sovratensioni CC	Scaricatore di sovratensioni tipo I	Surge arrester type I
Separazione galvanica	●	●
Resistenza ad archi elettrici vano quadri MT (ai sensi IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	IAC A 20kA 1s
Dati generali		
Dimensioni del container High Cube ISO da 40 piedi (L / H / P) ^{II}	12192 mm / 2896 mm / 2438 mm	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm
Peso	< 26 t	< 16 t
Autoconsumo (max / carico parziale / medio) ^{II}	< 16,2 kW / < 3,6 kW / < 4,0 kW	< 8.1 kW / < 1.8 kW / < 2.0 kW
Autoconsumo (standby) ^{II}	< 740 W	< 370 W
Grado di protezione secondo IEC 60529	Vani quadri IP23D, elettronica inverter IP65	
Ambiente: Standard / Chimicamente attivo / Polveroso	● / o / o	● / o / o
Grado di protezione secondo IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / o / o	● / o / o
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa	15% o 95%	15% to 95%
Altitudine operativa max. s.l.m 1000 m / 2000 m / 3000 m / 4000 m	● / o / o / - (derating in temperatura anticipata)	
Fabbisogno d'aria fresca inverter e trasformatore	20000 m³/h	6500 m³/h
Datazione		
Collegamento CC	Capicorda	Terminal lug
Collegamento CA	Connettore angolare conico esterno	Outdoor angle plug
Tap changer per trasformatore di media tensione: senza / con	● / o	● / o
Avvolgimento di schermatura per trasformatore MT: senza / con	● / o	● / o
Pacchetto di comunicazione	o	o
Colore involucro cabina	RAL 7004	RAL 7004
Trasformatore per autoconsumo ed utilizzatori esterni senza / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	● / o / o / o / o	● / o / o
Quadri di distribuzione in media tensione: senza / 2 campi / 3 campi	● / o / o	● / o / o
1 o 2 feeder con sezionatore di carica, 1 feeder trasformatore con interruttore di potenza, resistenza ad arco elettrico interno IAC A FL 20 kA 1 s secondo IEC 62271-200	● / o / o	
Accessori dei quadri di distribuzione in media tensione: senza / contatti ausiliari / motore per feeder trasformatore / collegamento a cascata / monitoraggio	● / o / o / o / o	● / o / o / o / o
Vasca di raccolta olio: senza / con (integrato)	● / o	● / o
Standard (per ulteriori standard si veda la scheda tecnica dell'inverter)		
● Dotazione di serie o Opzionale - Non disponibile		
Denominazione del tipo	MVPS-6000-20	MVPS-3000-20

Le cabine di trasformazione saranno del tipo realizzate in container e saranno composte da:

- n. 1 trasformatore MT/BT da 6000 kVA o da 3000 kVA;
- n. 1 trasformatore ausiliario da 10 kVA,
- i quadri elettrici di sezionamento e manovra di MT e BT;
- eventuali accessori e gruppi di misura;

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 61 di 81

Gli inverter, saranno del tipo sinusoidale IGBT in grado di operare in modo completamente automatico con MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) indipendenti.

Relativamente agli aspetti concernenti la scelta degli inverter, atteso che il settore degli impianti fotovoltaici è attualmente caratterizzato da un'elevata e continua innovazione tecnologica, in grado di creare nuovi sistemi con efficienze e potenze nominali sempre crescenti; considerato altresì che la durata complessiva delle procedure autorizzative è, di regola, superiore ai sei mesi, nella fase di progettazione esecutiva dell'impianto è possibile che la scelta ricada su modelli di inverter differenti. Le principali caratteristiche tecniche del trasformatore sono riportate in Tabella 7.2.


Tabella 7.2 - Dati tecnici trasformatore

Potenza nominale [kVA]	6000/3000
Tensione nominale [kV]	30
Regolazione della Tensione lato AT	± 2,5%
Raffreddamento	ANAN
Isolamento	resina epossidica
Gruppo vettoriale	Dy11
Tensione corto circuito [Vcc%]	6

I dati tecnici principali del quadro di MT previsto nella cabina sono riportati in Tabella 7.3.

Tabella 7.3 - Dati tecnici quadro MT cabina di trasformazione

Tensione nominale [kV]	30
Tensione di esercizio [kV]	30
Frequenza nominale [Hz]	50
N° fasi	3
Corrente nominale delle sbarre principali [A]	630
Corrente nominale max delle derivazioni [A]	630
Corrente nominale ammissibile di breve durata [kA]	25
Corrente nominale di picco [kA]	62,5
Potere di interruzione [kA]	16
Durata nominale del corto circuito [s]	1

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 62 di 81

7.9 Cavi di distribuzione dell'energia in Bassa Tensione (BT) in c.a. e c.c.

7.9.1 Cavi lato c.a. bassa tensione

Per la distribuzione in BT saranno utilizzati cavi aventi le seguenti caratteristiche: cavo unipolare/multipolare FG16OR16 per energia isolato in gomma etilenpropilenica ad alto modulo di qualità G16 Tensione nominale U_o/U: 0,6/1 k, sotto guaina di PVC, ovvero cavi del tipo FG7OR Tensione nominale U_o/U: 0.6/1kV con conduttore in rame, isolamento in gomma EPR e guaina in PVC, conforme a norma CEI 20-22 e CEI 20-34.

I circuiti di sicurezza saranno realizzati mediante cavi FTG10(O)M1 0,6/1 KV - CEI 20-45 CEI 20-22 III / 20-35 (EN50265) / 20-37 resistenti al fuoco secondo IEC 331 / CEI 20-36 EN 50200, direttiva BT 73/23 CEE e 93/68 non propaganti l'incendio senza alogeni a basso sviluppo di fumi opachi con conduttori flessibili in rame rosso con barriera antifluoco.

7.9.2 Cavi lato c.c. bassa tensione

Per il collegamento delle stringhe agli inverter si utilizzeranno cavi del tipo ARG7OR 0,6/1 kV c.a 0,9/1,5KV c.c., conduttore in alluminio, corda rigida compatta isolamento classe 2, materiale gomma, qualità G7, guaina riempitiva materiale termoplastico, guaina esterna materiale: pvc, qualità rz, colore: grigio.

Per collegamenti in c.c. tra i moduli verranno impiegati cavo unipolari adatti al collegamento dei vari elementi degli impianti fotovoltaici e solari, sigla H1Z2Z2-K con tensione nominale di esercizio: 1.0kV C.A. - 1.5kV C.C. (anche verso terra), colore guaina esterna Nero o Rosso (basato su RAL 9005 o 3000).

7.9.3 Modalità di posa principale cavi b.t.

Tutte le linee di BT verranno posate con interrimento a una quota massima di 60 cm dal piano di calpestio, entro tubo corrugato in PVC posato su un letto in sabbia vagliata. Le condutture interrato saranno rese riconoscibili mediante un nastro per segnalazione cavi elettrici.

7.10 Quadri elettrici BT lato c.a.

I quadri elettrici saranno realizzati con struttura in robusta lamiera di acciaio con un grado di protezione IP55. I quadri elettrici di BT c.a. dovranno avere le caratteristiche riportate in Tabella 7.4.


 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 63 di 81

Tabella 7.4 - Dati tecnici Quadri Elettrici BT c.a.

Tensione nominale [V]	800
Tensione esercizio [V]	400
Numero delle fasi	3F + PE
Livello nominale di isolamento tensione di prova a frequenza industriale per 1 min verso terra e tra le fasi [kV]	2,5
Frequenza nominale [Hz]	50
Corrente nominale sbarre principali.	3200 A

Ciascun quadro elettrico dovrà essere realizzato a regola d'arte nel pieno rispetto delle norme CEI EN 60439-1 (CEI 17-13), la direttiva BT e la direttiva sulla Compatibilità Elettromagnetica.

Ogni quadro dovrà essere munito di un'apposita targa contenente i suoi dati di identificazione, come richiesto dal punto 5.1 della norma 17-13/1.

La funzione degli apparecchi deve essere contraddistinta da apposite targhette. Le linee sulla morsettiera d'uscita devono essere numerate per una più agevole individuazione.

7.11 Misura dell'energia

7.11.1 Aspetti generali

La delibera AEEG 88/09, "Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione", stabilisce che il responsabile del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di potenza nominale superiore a 20 kW è il produttore.

Per misurare ai fini fiscali e tariffari l'energia, nell'impianto fotovoltaico si adotteranno sistemi di misura in grado di conteggiare:


- l'energia elettrica prelevata dalla rete;
- l'energia elettrica immessa in rete;
- l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico.

Se l'utente produttore dovesse prendersi la responsabilità dell'installazione e manutenzione del sistema di misura dell'energia prodotta/immessa si dovrà assicurare la conformità ai requisiti indicati nella Norma CEI 0-16.

Il sistema di misura sarà composto da un contatore statico per la misura dell'energia attiva e reattiva trifase, collegato in inserzione indiretta (mediante TV e TA).

I componenti del sistema di misura dovranno essere conformi alle norme CEI di prodotto e garantire il rispetto dei seguenti requisiti funzionali:

1. misura dell'energia attiva e reattiva e della potenza attiva immessa in rete e prelevata dalla rete;

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 64 di 81

2. rilevazione delle 6 curve di carico (potenza media nei 15') attiva assorbita, reattiva induttiva per energia attiva entrante, reattiva capacitiva per energia attiva uscente, attiva erogata, reattiva induttiva per energia attiva uscente e reattiva capacitiva per energia attiva entrante, con la risoluzione minima di 1 intero e 3 decimali;
3. unità di misura per l'energia attiva (reattiva): kWh (kVARh);
4. unità di misura per la potenza attiva: kW;
5. gestione automatica dell'ora legale;
6. orologio interno del contatore avente i requisiti indicati nella Norma CEI EN 62054-21 per i commutatori orari;
7. Interfaccia ottica per la lettura e/o programmazione locale (conforme alla Norma CEI EN 62056-21) che assicuri una velocità di trasmissione minima di 9600 bit/sec.

7.12 Cabine prefabbricate

Per la connessione tra l'impianto e la sottostazione utente sono previste cabine elettriche di media tensione prefabbricate delle dimensioni specificate negli elaborati grafici di progetto (Elaborati SASE-FVS-TP18), realizzate con pannelli in calcestruzzo armato e vibrato. Le cabine elettriche saranno fornite complete di tinteggiatura interna ed esterna, impermeabilizzazione della copertura e della vasca di fondazione ed infissi secondo unificazione nazionale.


Le dimensioni del locale di consegna consentono l'adozione dello schema di inserimento in entrata-esce.

Le cabine MT saranno equipaggiate con i seguenti elementi.

- n. 1 estintore a polvere da kg. 6, appeso a parete con apposita staffa di sostegno;
- n. 1 lampada di emergenza ricaricabile 2x6W a parete con staffa di sostegno;
- n. 1 guanti isolanti, classe 2/3/4/ con relativa custodia appesa a parete;
- n. 1 pedana isolante 30 kV;
- n. 2 cartelli a tre simboli affisso, con tre rivetti, alla porta di accesso al locale;
- n. 1 cartello di pronto soccorso affisso a parete;
- n. 1 espositore per schemi elettrici di cabina, formato A3, appeso a parete;
- n. 1 staffa di sostegno leva di manovra appesa a parete.

7.13 Software per visualizzazione, monitoraggio, telesorveglianza

Sarà previsto un sistema software per la visualizzazione, il monitoraggio, la messa in servizio e la gestione dell'impianto FV. Mediante un PC collegato direttamente o tramite modem si potrà disporre di una serie di funzioni che informano costantemente sullo stato e sui parametri elettrici e ambientali relativi all'impianto fotovoltaico.

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 65 di 81

In particolare, sarà possibile accedere alle seguenti funzioni:

- Schema elettrico del sistema;
- Pannello di comando;
- Oscilloscopio;
- Memoria eventi;
- Dati di processo;
- Archivio dati e parametri d'esercizio;
- Analisi dati e parametri d'esercizio.

La comunicazione tra l'impianto fotovoltaico e il terminale di controllo e supervisione avverrà tramite protocolli Industrial Ethernet o PROFIBUS.

L'impianto fotovoltaico sarà dotato infine di un sistema di monitoraggio per l'analisi e la visualizzazione degli ambienti costituito da:

- n. 1 sensore temperatura moduli;
- n. 1 sensore irradiazione solare;
- n. 1 sensore anemometrico;
- schede di comunicazione integrate per l'acquisizione dei dati.

7.14 Impianto di videosorveglianza

L'impianto FV sarà dotato di sistema di videosorveglianza dimensionato per coprire l'intera area di pertinenza dell'impianto e composto da telecamere e combinatori telefonici GSM con modulo integrato.


7.15 Stazione meteorologica

L'impianto verrà dotato di un sistema di misura della risorsa solare così composto:

- 3 sensori di irraggiamento
- 1 piranometro
- 1 sensori di temperatura ambiente
- 3 sensori di temperatura moduli FV

I dati rilevati saranno trasmessi al sistema di monitoraggio dell'impianto ed elaborati per verificarne la producibilità.

Inoltre, verranno memorizzati nel lungo periodo al fine di costituire una serie storica di dati utile ai fini assicurativi in caso di malfunzionamento o danneggiamento dell'impianto a causa di eventi atmosferici.

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 66 di 81

8 OPERE ACCESSORIE

8.1 Sistemazione dell'area e viabilità

Le aree individuate per il posizionamento degli inseguitori solari presentano una conformazione pianeggiante e tale da non richiedere interventi di livellamento del terreno.

Ai fini di assicurare un'ottimale costruzione e gestione della centrale fotovoltaica, il progetto ha previsto la realizzazione *ex novo* di una viabilità di servizio funzionale alle operazioni di costruzione ed ordinaria gestione dell'impianto, come mostrato negli elaborati grafici allegati (Elaborati SASE-FVS-TP7/8).

Le aree di impianto saranno accessibili dai n. 13 ingressi posizionati in corrispondenza della viabilità provinciale e della locale viabilità interpoderale, come indicato nell'Elaborato SASE-FVS-TP7.

La carreggiata stradale della viabilità di impianto presenterà una larghezza indicativa di 4/5 metri. La massicciata stradale sarà formata da una soprastruttura in materiale arido dello spessore indicativo di 0,30/0.40 m (Elaborato SASE-FVS-TP9). Lo strato di fondazione sarà composto da un aggregato che potrà essere costituito da pietrisco e detriti di cava o di frantoio o materiale reperito in sito oppure da una miscela di materiali di diversa provenienza, in proporzioni da stabilirsi in sede di progettazione esecutiva.

Le carreggiate saranno conformate trasversalmente conferendo una pendenza dell'ordine del 1,5% per garantire il drenaggio ed evitare ristagni delle acque meteoriche.


8.2 Recinzione e cancelli

Al perimetro dell'impianto FV è prevista la realizzazione di una recinzione in rete metallica a maglia romboidale sostenuta da pali infissi (vedasi particolari nell'Elaborato SASE-FVS-TP9).

I sostegni saranno costituiti da pali in ferro zincato dell'altezza di circa 2.5 metri; gli stessi verranno conficcati nel terreno per una profondità pari a 0,6 m. Questi presenteranno giunti di fissaggio laterale della rete sul palo e giunti in metallo per il fissaggio di angoli retti e ottusi.

Per l'accesso al sito di impianto dovranno realizzarsi dei cancelli in profilati di acciaio, assiemati per elettrosaldatura, verniciati e rete metallica in tondini di diametro 6 mm con passo della maglia di 15 cm, come da disegno di progetto. Il cancello è costituito da due ante a bandiera di altezza 2,40 m e di larghezza di 2,5 m, per una luce totale di 5 m, completo di paletto di fermo centrale e chiusura a lucchetto.

In alternativa alla tipologia sopra descritta, ove richiesto dalla D.L., i cancelli potranno essere realizzati in profilati scatolari di acciaio, assiemati per elettrosaldatura e successivamente zincati a caldo, con tamponamento delle ante in pannelli grigliati elettrofusi di acciaio zincato (a maglia quadrata di 60 x 60 mm ca costituita da piatti verticali di 25 x 3 mm collegati orizzontalmente da tondi del diametro 5 mm) solidarizzati al telaio mediante bulloneria inamovibile.

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 67 di 81

In ogni caso le cerniere dovranno essere in acciaio inox ed andranno opportunamente applicate ai pilastri di sostegno (in c.a. o in acciaio).

8.3 Scavi e movimento terra

Le operazioni di scavo da attuarsi nell'ambito della costruzione del campo solare devono riferirsi prevalentemente all'approntamento degli elettrodotti interrati (distribuzione BT ed MT di impianto e sezione BESS, realizzazione dell'elettrodotto MT di collegamento QMT Impianto - SE Utente,).

I volumi di scavo complessivamente stimati nell'ambito della fase di costruzione dell'opera sono pari a circa 13.600 m³, interamente riutilizzati in sito per il rinterro degli scavi e locali rimodellamenti morfologici, come si evince dalle stime sotto riportate.

8.3.1 Scavi per la realizzazione dei cavidotti e opere di regimazione idrica


La fase di approntamento delle trincee che ospiteranno i cavidotti prevede l'utilizzo di un escavatore a braccio rovescio dotato di benna, che scaverà e deporrà il materiale a bordo trincea; previa verifica positiva dei requisiti stabiliti dal D.M. 120/2017 (*Regolamento recante la disciplina semplificata della gestione delle terre e rocce da scavo, ai sensi dell'articolo 8 del decreto-legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 novembre 2014, n. 164*), il materiale sarà successivamente messo in opera per il riempimento degli scavi, assicurando un recupero pressoché integrale dei terreni asportati.

Il materiale eventualmente in esubero stazionerà provvisoriamente ai bordi dello scavo e, al procedere dei lavori di realizzazione dei cavidotti, sarà caricato su camion per essere trasportato all'esterno del cantiere presso centri di recupero/smaltimento autorizzati.

Si riporta di seguito il computo dei movimenti di terra stimati per la realizzazione dei cavidotti BT e MT.

DISTRIBUZIONE ELETTRICA BT				
Lunghezza (m)	Larg. (m)	Prof. (m)	Volume scavo (m ³)	Volume rinterro (m ³)
26.400,00	0,3	0,6	4.752,00	4.752,00
TOTALE			4.752,00	4.752,00
ECCELENZE A RECUPERO/SMALTIMENTO			0,00	

DISTRIBUZIONE ELETTRICA MT IMPIANTO FV
--

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 68 di 81

Lunghezza (m)	Larg. (m)	Prof. (m)	Volume scavo (m ³)	Volume rinterro (m ³)
3.100,00	0,7	1,1	2.387,00	2.387,00
TOTALE			2.387,00	2.387,00

ECCEDENZE A RECUPERO/SMALTIMENTO 0,00

CAVIDOTTO MT "CABINA MT IMPIANTO – SE UTENTE"				
Lunghezza (m)	Larg. (m)	Prof. (m)	Volume scavo (m ³)	Volume rinterro (m ³)
4.850,00	0,7	1,2	4.074,00	4.074,00
TOTALE			4.074,00	4.074,00

ECCEDENZE A RECUPERO/SMALTIMENTO 0,00

DISTRIBUZIONE ELETTRICA IMPIANTO BESS				
Lunghezza (m)	Larg. (m)	Prof. (m)	Volume scavo (m ³)	Volume rinterro (m ³)
250,00	0,7	1,2	210,00	210,00
TOTALE			210,00	210,00


ECCEDENZE A RECUPERO/SMALTIMENTO 0,00

CANALETTE REGIMAZIONE IDRICA				
Lunghezza (m)	Larg. (m)	Prof. (m)	Volume scavo (m ³)	Volume rinterro (m ³)
8.800,00	0,5	0,5	2.200,00	-
TOTALE			2.200,00	-

Riutilizzo in sito per rimodellamenti 2.200,00

Nel complesso si prevede che la realizzazione dei cavidotti determinerà lo scavo di circa 11.400,00 m³ di materiale con integrale riutilizzo dello stesso nel sito di escavazione.

La restante quota di scavo deve riferirsi all'approntamento delle opere di regimazione idrica all'interno del campo solare, stimata in circa 2.200 m³. Trattandosi di scavi che interesseranno una

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 69 di 81

profondità limitata, pari a circa 0.50-0.70 metri, il materiale di scavo sarà rappresentato da suoli di copertura e potrà essere utilmente reimpiegato in sito per rimodellamenti e ripristini morfologici.

8.4 Interventi di mitigazione, compensazione e inserimento ambientale

8.4.1 Misure di mitigazione

- Fascia perimetrale di mitigazione
 - Per la realizzazione delle fasce verdi perimetrali, finalizzate a mitigare l'impatto visivo, sono state selezionate essenze alto-arbustive autoctone, altamente coerenti con il contesto di inserimento. Per la scelta delle specie si è tenuto inoltre conto delle evidenze riscontrate sul campo, in particolare della presenza di esemplari spontanei che vegetano su incolti e margini stradali, i quali suggeriscono in maniera inequivocabile le reali potenzialità floristiche dell'area. Previa analisi dei suddetti elementi e fattori, si ritiene opportuno l'utilizzo delle seguenti specie:

- Pistacia lentiscus L. (lentisco)
- Olea europaea var. sylvestris Brot. (olivastro)


Sesto d'impianto: monofila, con distanza sulla fila di 1,2 m. Disposizione casuale delle varie specie sulla fila.

- Durante le fasi di cantiere verrà imposta una limitazione della velocità di transito dei mezzi e si provvederà alla bagnatura periodica delle superfici sulla viabilità interna. Si provvederà inoltre alla copertura dei cumuli di materiale polverulento temporaneamente stoccato.
- Dopo sei mesi dalla chiusura del cantiere, tutte le aree interessate dai lavori verranno accuratamente ispezionate da un esperto botanico al fine di verificare la presenza di eventuali plantule di specie aliene invasive accidentalmente introdotte durante i lavori. Se presenti, esse verranno tempestivamente eradicare e correttamente smaltite. La verifica sarà ripetuta dopo due anni dalla chiusura del cantiere.
- Durante la fase di esercizio sarà rigorosamente vietato l'impiego di diserbanti e disseccanti.

8.4.2 Indicazioni culturali per il mantenimento del pascolo ovino

L'impianto agrivoltaico consente il mantenimento dell'attuale allevamento di pecore di razza sarda e di non ostacolare il libero pascolamento degli animali in prossimità di pannelli solari. In sostanza, permette all'impresa agricola di proseguire la propria attività produttiva ormai consolidata.

Risultando relativamente penalizzata la coltivazione di cereali da granella (orzo, avena, grano), soprattutto a causa delle difficoltà nel passaggio dei mezzi meccanici di grosse dimensioni (es mietitrebbia), è consigliabile la realizzazione di prati polifiti permanenti, la cui semina è facilmente attuabile tra le file dei moduli fotovoltaici.

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 70 di 81

La peculiarità della situazione agronomica dell'area interessata dall'impianto fotovoltaico richiede un'accurata selezione del miscuglio di sementi del prato-pascolo in modo da assicurare la resistenza alla siccità, al ristagno idrico e al calpestio, adatto sia alle caratteristiche pedoclimatiche del sito che all'assenza di un impianto di irrigazione su tutta l'area interessata dal progetto. Inoltre, deve potersi insediare sia nelle zone eventualmente ombreggiate dai pannelli e, nel contempo, non deve avere uno sviluppo in altezza tale da coprire o ombreggiare i moduli.

In tale ottica, risultano potenzialmente favorita la semina di specie pabulari quali erba medica (*Medicago sativa*), ginestrino (*Lotus corniculatus*), trifogli (*Trifolium repens* e *T. pratense*, *T. incarnatum*, *T. alexandrinum*), festuca (*F. ovina*, *F. arundinacea*), erba mazzolina (*Dactylis glomerata*), loietto (*Lolium perenne*). Particolarmente adatto al pascolamento ovino, anche continuo ed intenso, è il trifoglio sotterraneo (*Trifolium subterraneum*), ottima foraggiera dotata di una notevole capacità autoriseminante e, in presenza nel suolo dei batteri simbiotici, della capacità di fissare notevoli quantità di azoto che finiscono per arricchire il terreno.

La semina può essere tradizionalmente preceduta da una aratura leggera (circa 30 cm) e da una eventuale successiva fresatura. Dopo la semina si può procedere ad una rullatura del terreno. Il miscuglio di erbe consente di ottenere e garantire un foraggio di qualità per pascolamento

La produzione di fieno essiccato in campo, necessario per coprire l'arco temporale in cui il gregge non può pascolare (inverno) a meno di condizioni climatiche favorevoli, non è esclusa, fatta salva la disponibilità di mezzi idonei (per dimensioni e manovrabilità) al passaggio tra i moduli fotovoltaici.

Il pascolo può essere gestito mediante la turnazione per garantirne il ricaccio continuo. Il sistema a rotazione prevede la suddivisione in lotti e consente di ridurre i danni da calpestio favorendo una ricrescita più regolare del pascolo stesso, conservando una migliore composizione floristica.


8.4.3 Misure orientate all'efficientamento energetico e funzionale dell'azienda agricola

L'impianto agrivoltaico deve necessariamente possedere caratteristiche geometrico-costruttive tali da non entrare in competizione con l'uso agricolo dei terreni; in ogni tipologia di configurazione, la disposizione, le opportune geometrie fisse o mobili, l'altezza e il distanziamento devono dunque essere tali da non pregiudicare la normale attività agricola.

In funzione del caso specifico, nella scelta del macchinario sarà indispensabile tenere conto della reale superficie di interfila o dell'altezza utile sottostante le strutture che sia transitabile dai mezzi agricoli e del reale spazio presente alla testa del filare per garantirne l'ottimale transito e raggio di sterzata. Particolarmente idonee saranno macchine con passi contenuti ed angoli di sterzata delle ruote direttrici elevati.

A tal fine, nell'ambito delle dotazioni a corredo dell'impianto agrivoltaico in progetto, è previsto di destinare un capitolo di spesa dedicato all'ammodernamento del parco mezzi in dotazione all'azienda agricola, privilegiando il ricorso a veicoli elettrici, in un'ottica di orientare i processi aziendali verso criteri di maggiore sostenibilità.


In questa prospettiva è contemplata dal progetto la realizzazione di un impianto fotovoltaico sulle

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 71 di 81

coperture degli edifici agricoli esistenti con annesso sistema di batterie e colonnine di ricarica per i veicoli elettrici aziendali e a servizio di potenziali ulteriori operatori agricoli della zona.



Figura 7 – Coperture esistenti sfruttabili per l'installazione di impianti fotovoltaici presso l'esistente azienda agricola con annessi sistemi di accumulo elettrochimico e ricarica per veicoli elettrici

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 72 di 81

9 DESCRIZIONE DEL PROCESSO COSTRUTTIVO

Nel seguito, in accordo con i disposti della D.G.R. 3/25 del 23/01/2018, che disciplina lo svolgimento del procedimento di Autorizzazione Unica ex art. 12 del D.Lgs. 387/2003 nella Regione Sardegna, sarà fornita una sintetica descrizione delle attività costruttive finalizzate alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto contenuto nell'allegato Elaborato di progetto SASE-FVS-RP8.

9.1 Indicazioni generali per l'esecutore dei lavori

I lavori dovranno essere eseguiti a regola d'arte da impresa abilitata secondo i criteri di sicurezza individuati dal testo unico della sicurezza e nella legislazione vigente in materia di sicurezza degli impianti.

L'impresa esecutrice dovrà disporre in organico di personale adeguatamente qualificato per l'esecuzione di lavorazioni che comportano rischio elettrico secondo la norma CEI 11-27.

9.2 Descrizione del contesto in cui è collocata l'area del cantiere

Il cantiere per la realizzazione dell'impianto FV è situato in agro del comune di Serramanna, in località *Su Pranu de Sedda*.

La disponibilità di adeguate superfici per l'allestimento dei baraccamenti di cantiere, la delimitazione di aree di deposito e lavorazione potranno essere individuati all'interno delle aree di sedime dell'impianto FV in progetto (Elaborato SASE-FVS-TP20).

L'accesso al cantiere è assicurato dalla presenza della SS 293 e di esistenti strade interpoderali che, per le finalità del cantiere e di esercizio dell'impianto, saranno oggetto di manutenzione con ricarica di materiale arido di cava.


9.3 Principali lavorazioni previste

L'individuazione, analisi e valutazione delle lavorazioni e dei rischi ad esse correlati sarà oggetto di specifica analisi in sede di progettazione esecutiva; in tale fase si procederà, inoltre, alla definizione delle procedure organizzative e misure preventive e protettive in materia di sicurezza.

In questa sede possono comunque individuarsi le seguenti fasi lavorative principali:

1) allestimento cantiere: l'allestimento del cantiere costituisce la prima fase lavorativa della costruzione. L'allestimento e l'organizzazione di un cantiere edile comportano una serie di attività, quali, a titolo esemplificativo:

- la costruzione di recinzione;
- l'individuazione e allestimento degli accessi (sia pedonali che carrabili);

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 73 di 81

- la realizzazione degli impianti di cantiere (acqua, elettricità, ecc.);
- la realizzazione dell'impianto di messa a terra;
- il picchettamento;
- l'individuazione e allestimento degli spazi di lavorazione (banco del ferraiolo, betoniera, molazza, ecc.).

Durante i lavori dovrà essere assicurato che il movimento di mezzi d'opera e personale avvenga in condizioni di sicurezza. A questo scopo, all'interno del cantiere dovranno essere approntate adeguate vie di circolazione carrabile e pedonale, corredate di appropriata segnaletica.


2) Realizzazione dell'impianto elettrico del cantiere: tale fase prevede la posa in opera dell'impianto elettrico del cantiere per l'alimentazione di tutte le apparecchiature elettriche, compresi quadri, interruttori di protezione, cavi, prese e spine, ecc.

3) Scarico/Installazione di macchine varie di cantiere (tipo betoniera, molazza, piegaferri/tranciatrice, sega circolare, ecc.): durante le fasi di scarico dei materiali sarà necessario vietare l'avvicinamento del personale e di terzi al mezzo di trasporto e all'area di operatività della gru idraulica del medesimo, mediante avvisi e sbarramenti. L'operatività del mezzo di trasporto dovrà essere segnalata tramite il girofaro. Gli autocarri in manovra devono essere assistiti da terra.

4) Montaggio pannelli FV su inseguitori monoassiali e collegamento agli inverter: l'attività comprende l'infissione dei sostegni verticali dei *tracker*, l'approvvigionamento, il sollevamento ed il montaggio dei componenti degli inseguitori fotovoltaici, e il loro fissaggio ai sostegni verticali; il montaggio di supporti per pannelli fotovoltaici costituiti da elementi idonei al fissaggio su piano inclinato; il sollevamento dei pannelli fotovoltaici e loro fissaggio ai supporti precedentemente montati; l'installazione degli inverter e il collegamento delle stringhe di pannelli fotovoltaici. Data l'impossibilità pratica di porre il sistema fuori tensione alla presenza di luce solare si indicherà con opportuna segnaletica tale situazione di potenziale pericolo.

5) Montaggio di cabine prefabbricate per l'alloggiamento dei quadri elettrici BT e MT: durante le fasi di scarico dei materiali occorrerà vietare l'avvicinamento del personale e di terzi al mezzo di trasporto e all'area di operatività della gru idraulica del medesimo, mediante avvisi e sbarramenti. Il passaggio dei carichi sopra i lavoratori durante il sollevamento e il trasporto dei carichi dovrà essere vietato. Tutti i collegamenti elettrici dovranno essere eseguiti "fuori tensione".

6) Realizzazione canalizzazioni e posa cavidotti: prevede la posa e montaggio delle canale passacavi e delle tubazioni metalliche e disposizione dei cavi in BT per il collegamento tra l'impianto FV agli inverter e, dei cavi in MT per la connessione alle cabine MT collettore. Nei tratti di attraversamento della viabilità principale (Strada Provinciale 293 e SP4) ad opera del cavidotto MT, al fine di escludere qualunque interferenza con le ordinarie condizioni di utilizzo della strada, il progetto ha previsto il passaggio dei cavi in sottovia previa perforazione orizzontale teleguidata, in accordo con quanto illustrato nell'Elaborato SASE-FVS-TP15.

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 74 di 81

In corrispondenza delle interferenze dei cavidotti con gli elementi del reticolo idrografico si prevede che tra il fondo dell'alveo e l'estradosso della condotta sia assicurato almeno un metro di ricoprimento, in accordo con i disposti dell'art. 21 comma 2 lettera C delle NTA del PAI; inoltre, eventuali pozzetti di testata all'attraversamento in subalveo, in destra e/o sinistra idraulica, saranno posizionati esternamente all'alveo in accordo con le disposizioni del R.D. 523/1904

6) Allestimento stazione utente MT/AT: prevede la realizzazione di tutte le opere civili ed elettromeccaniche funzionali alla trasformazione la potenza generata dai moduli FV da 30kV a 150 kV nonché ad assicurare il collegamento dell'impianto alla RTN.

7) Allestimento sezione BESS: prevede l'allestimento dell'impianto di *storage* elettrochimico completo di tutte le necessarie componenti impiantistiche e opere civili accessorie (container di batterie e unità di conversione, sistema di controllo e monitoraggio, cavidotti, piazzali e viabilità, ecc).

8) Collaudo e messa in servizio: La fase di collaudo prevede l'esecuzione di verifiche tecniche funzionali da effettuarsi al termine dei lavori di installazione (corretto funzionamento dell'impianto nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dai sistemi di conversione, continuità elettrica e connessioni tra moduli, messa a terra di masse e scaricatori, ecc.).

9) Smobilizzo del cantiere: consiste nella rimozione del cantiere realizzata attraverso lo smontaggio delle postazioni di lavoro fisse, di tutti gli impianti di cantiere, delle opere provvisorie e di protezione, della recinzione posta in opera all'insediamento del cantiere stesso ed il caricamento di tutte le attrezzature, macchine e materiali eventualmente presenti, su autocarri per l'allontanamento.

9.4 Impianto elettrico di cantiere


All'origine dell'impianto deve essere previsto un quadro contenente i dispositivi di sezionamento, di comando e di protezione. L'impianto elettrico di cantiere dovrà essere dotato di interruttore generale magnetotermico differenziale con $I_{dn} = 0,03A$ e $P.I. = 6kA$. Deve essere previsto un dispositivo per l'interruzione di emergenza dell'alimentazione per tutti gli utilizzatori per i quali è necessario interrompere tutti i conduttori attivi per eliminare il pericolo.

La protezione contro i contatti diretti può essere assicurata da:

- protezione mediante isolamento delle parti attive, involucri o barriere (rimovibili solo con l'uso di una chiave o di un attrezzo), ostacoli che impediscono l'avvicinamento non intenzionale con parti attive;
- uso dell'interruttore differenziale con $I_{dn} \leq 30mA$ (protezione addizionale contro i contatti diretti in caso di insuccesso delle altre misure di protezione).

La protezione contro i contatti indiretti sarà assicurata da:

- protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione. Per i cantieri la tensione limite di contatto (UL) è limitata a 25V c.a.;

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 75 di 81

- protezione mediante componenti elettrici di classe II o con isolamento equivalente.

Le prese e spine previste per i cantieri saranno a norma CEI 23-12/1 e approvate da IMQ, il grado di protezione minimo deve essere IP43.

Le prese a spina devono essere protette da un interruttore differenziale da 30mA (non più di 6 prese per interruttore), secondo quanto prescritto dalla CEI 64-8/7

I cavi flessibili degli apparecchi utilizzatori (p.es. avvolgicavi e tavolette multiple) devono essere del tipo H07RN-F, oppure di tipo equivalente ai fini della resistenza all'acqua e all'abrasione.

9.5 Precauzioni aggiuntive con impianti FV

Dal punto di vista della sicurezza il generatore fotovoltaico è una fonte energetica non interrompibile, data l'impossibilità pratica di porre il sistema fuori tensione alla presenza di luce solare, sia in fase di costruzione del generatore fotovoltaico, sia in occasione della sua manutenzione.

In caso di intervento delle protezioni, comandando i dispositivi di apertura lato c.c, si determina l'innalzamento della tensione del generatore fotovoltaico e il mantenimento di eventuali archi elettrici che si fossero creati sui circuiti c.c.


È necessario indicare con opportuna segnaletica (Figura 9.1) tale situazione di pericolo durante l'installazione e manutenzione degli impianti FV.



Figura 9.1 - Segnaletica da utilizzare per i lavori sugli impianti FV

9.6 Tempi di realizzazione

La durata complessiva dei lavori è indicativamente stimata in 12 mesi a decorre dall'apertura del cantiere (Elaborato SASE-FVS-RP11 - Cronoprogramma degli interventi). Si precisa, peraltro, come il cronoprogramma effettivo delle operazioni di cantiere potrà scaturire solo a seguito dell'elaborazione del Piano di Sicurezza e Coordinamento allegato al Progetto Esecutivo dell'impianto.

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 76 di 81

10 POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE DELL'INTERVENTO A LIVELLO LOCALE

10.1 Ricadute occupazionali stimate

Di seguito vengono individuate le attività funzionali allo sviluppo e realizzazione del progetto che sono state, o verranno, realizzate facendo ricorso ad operatori e maestranze locali, secondo le distinte fasi di attuazione dell'intervento.

Fase di Progettazione e Autorizzatoria

Tale fase si riferisce al conferimento di incarichi professionali ed all'affidamento di servizi per il conseguimento del titolo abilitativo alla costruzione ed esercizio dell'impianto. Le attività comprendono le spese di progettazione ed i costi per le indagini ambientali di caratterizzazione dei terreni ai sensi del DPR 120/2017.

Importo complessivo: € 150.000 ca

Fase di Costruzione

Verranno eseguite con maestranze locali, come peraltro di prassi nel settore, tutte le attività non strettamente specialistiche oltreché la Direzione Lavori ed il coordinamento per la sicurezza.


Incidenza della manodopera locale: € 5.600.000 ca (stimata pari al 15% circa sul totale lavori), equivalenti a circa 200 addetti coinvolti nell'ambito del processo costruttivo.

Fase di Gestione Operativa

Si tratta di attività continuative lungo il ciclo di vita dell'impianto (25 anni indicativamente) con coinvolgimento di maestranze locali per: ispezione e manutenzione elettrica di primo intervento, assistenza agli interventi di manutenzione programmata e straordinaria, lavaggio pannelli, manutenzione verde, sorveglianza. A tale riguardo la Sardinia Agro Solar Energy ha in programma di far riferimento ad una struttura operativa che preveda il coinvolgimento delle seguenti figure professionali stabilmente assunte: n. 1 ingegnere junior, n. 1 elettricista, n. 1 operaio.

Costo del personale locale stabilmente coinvolto: € 2.000.000,00 ca (80.000 €/anno ca).

Valutata, inoltre, la prospettiva di instaurare un contratto di O&M con ditta specializzata ed


 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 77 di 81

assumendo un costo medio annuo di 20.000,00 €/MW_P x anno¹⁵, si stima un costo medio indicativo di circa **700.000 €/anno per i 20 anni di vita economica dell'iniziativa.**

L'incidenza della manodopera sull'ammontare stimato dei suddetti costi di manutenzione si stima pari al 30%.

Valutando che le suddette attività manutentive sono di norma svolte da personale residente in Sardegna, la ricaduta sul territorio per attività di O&M è stimata mediamente in **210.000,00 €/anno**, valutabile nel contributo di circa 7 addetti locali/anno.

¹⁵ Renewable Energy Report 2018 (Politecnico di Milano)

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 78 di 81

11 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Di seguito è riportato un elenco, certamente non esaustivo, dei principali riferimenti di legge e delle norme tecniche applicabili per la progettazione e la realizzazione dell'intervento in esame. L'elenco normativo è riportato soltanto a titolo di promemoria informativo; esso non è esaustivo per cui eventuali leggi o norme applicabili, anche se non citate, andranno comunque applicate.


Infine, qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, si dovranno applicare le norme più recenti.

Norme legislative generali, nazionali e regionali

- Decreto Legislativo 387/03 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità"; pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 25 del 31 gennaio 2004 - Supplemento Ordinario n. 17.
- D.G.R. N. 11/75 del 24.03.2021 della Regione Autonoma della Sardegna recante "Direttive regionali in materia di VIA e di provvedimento unico regionale in materia ambientale (PAUR)".
- Decreto Legge 24 gennaio 2012 n. 1 e ss.mm.ii. "Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività"
- Decreto Legislativo 14 marzo 2014, n. 49 "Attuazione della direttiva 2012/19/UE sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE)" (GU Serie Generale n.73 del 28-03-2014 - Suppl. Ordinario n. 30);
- Decreto 22 gennaio 2008, n. 37 – (sostituisce Legge 46/90) - Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici. (G.U. n. 61 del 12-3-2008).
- Decreto Legislativo 09/04/2008 n. 81 - Attuazione dell'art. 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro (Suppl. Ordinario n.108) – (sostituisce e abroga tra gli altri D. Lgs. 494/96, D.Lgs. n. 626/94, D.P.R. n. 547/55).

Opere in cemento armato


- Legge n. 1086 del 5/11/1971. "Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica".
- Legge n. 64 del 2/2/1974. "Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche".
- Circ. M. LL.PP. 14 febbraio 1974, n. 11951, "Applicazione delle norme sul cemento armato".
- Circ. M. LL.PP. 9 gennaio 1980, n. 20049. "Legge 5 novembre 1971, n. 1086 - Istruzioni relative ai controlli sul conglomerato cementizio adoperato per le strutture in cemento armato".

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 79 di 81

- D. M. 11/3/1988. "Norme tecniche riguardanti le indagini sui terreni e sulle rocce, la stabilità dei pendii naturali e delle scarpate, i criteri generali e le prescrizioni per la progettazione, l'esecuzione ed il collaudo delle opere di sostegno delle terre e delle opere di fondazione".
- Circolare Ministero LL.PP. 24/9/1988 n. 30483: "Legge n.64/1974 art. 1 - D.M. 11/3/1988. Norme tecniche su terreni e rocce, stabilità di pendii e scarpate, progettazione, esecuzione, collaudo di opere di sostegno e fondazione".
- D.M. del 14/2/1992. "Norme tecniche per l'esecuzione delle opere in cemento armato normale e precompresso e per le strutture metalliche".
- D.M. del 9/1/1996. "Norme tecniche per l'esecuzione delle opere in cemento armato normale e precompresso e per le strutture metalliche".
- D.M. del 16/1/1996. "Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche".
- D.M. 16/1/1996. "Norme tecniche relative ai "Criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e dei sovraccarichi"".
- Circolare M.LL.PP. 04/07/1996 n. 156 AA.GG./STC. "Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e dei sovraccarichi" di cui al D.M. 16/1/1996".
- Circolare M. LL.PP. 15/10/1996, n. 252. "Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle opere in cemento armato ordinario e precompresso e per strutture metalliche" di cui al D.M. 9/1/1996".
- Circolare 10/4/1997 n. 65 AA.GG. "Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche" di cui al D.M. del 16/1/1996.
- Ordinanza del Presidente del Consiglio n. 3274 del 20/03/2003. "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica".
- Ordinanza del Presidente del Consiglio n. 3431 del 03/05/2005 – Ulteriori modifiche ed integrazioni all'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003.
- UNI-EN 1992-1-1 2005: Progettazione delle strutture in calcestruzzo. Parte 1-1: Regole generali e regole per gli edifici.
- UNI-ENV 1994-1-1 1995: Progettazione delle strutture composte acciaio calcestruzzo. Parte 1-1: Regole generali e regole per gli edifici.
- D.M. 17 gennaio 2018 "Aggiornamento delle Norme tecniche per le costruzioni".

Norme tecniche impianti elettrici

- CEI 0-16. Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT

 iat CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	OGGETTO PARCO AGRIVOLTAICO "PIMPISU" PROGETTO DEFINITIVO	COD. ELABORATO SASE-FVS-RP1
	TITOLO RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	PAGINA 80 di 81

ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.

- CEI EN 61936-1 (Classificazione CEI 99-2). Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.
- CEI EN 50522 (Classificazione CEI 99-3). Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.
- CEI 11-37. Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV;
- 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 11-17. Impianti elettrici di potenza con tensioni nominali superiori a 1 kV in corrente alternata. Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo.
- CEI 82-25. Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.
- UNI 10349. Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.
- Deliberazioni della Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) Delibera ARG/elt 99/08 - 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), ssmmii;
- Delibera 04 agosto 2016 n. 458/2016/R/eel - Regolazione dell'attività di misura elettrica. Approvazione del Testo integrato delle disposizioni per la regolazione dell'attività di misura elettrica (Time)
- Delibera 27 dicembre 2019 n. 568/2019/R/eel - Aggiornamento della regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo di regolazione 2020-2023
- Delibera 27 dicembre 2019 n. 568/2019/R/eel – Allegato B - Testo integrato delle disposizioni per la regolazione dell'attività di misura elettrica (Testo Integrato Misura Elettrica – TIME) 2020-2023.