

REV.	DATA	DESCRIZIONE	PREPARATO	CONTROLLATO	APPROVATO
03	15/04/2024	Prima Emissione	CIPOLLA	CIPOLLA	Baltex

IL TECNICO	PROGETTO:				
	SARDEGNA 14 GUSPINI Impianto Fotovoltaico Guspini 33,6 MW				
PROPONENTE BALTEX SARDEGNA14 GUSPINI S.r.l. 	NOME FILE:				
	UBICAZIONE: REGIONE SARDEGNA Provincia di Sud Sardegna Comune di Guspini	FORMATO: A4	SCALA: N.D.	SCALA PLOT: 1:1	FOGLIO: 1 di 1
	TITOLO: RELAZIONE TECNICA IMPIANTO				
FORNITORE	CODICE ELABORATO:				



Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico
 Progetto Definitivo
 "SARDEGNA 14 GUSPINI"

Pag. 2 a 63

6. INTERFERENZE ELETTROMAGNETICHE.....	45
7. POTENZIALITÀ ENERGETICA DEL SITO ED ANALISI DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FV	48
7.1 PREMessa DEL CALCOLO	48
7.2 I RISULTATI DEL CALCOLO	48
7.3 PRINCIPALI RICADUTE AMBIENTALI POSITIVE DEL PROGETTO	51
8. DESCRIZIONE DEL PROCESSO COSTRUTTIVO	54
8.1 INDICAZIONI GENERALI PER L'ESECUTORE DEI LAVORI	54
8.2 DESCRIZIONE DEL CONTESTO IN CUI È COLLOCATA L'AREA DEL CANTIERE	54
8.3 PRINCIPALI LAVORAZIONI PREVISTE	54
9. POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE DELL'INTERVENTO A LIVELLO LOCALE.....	58
10. SPECIFICHE TECNICHE DEI COMPONENTI DI IMPIANTO	59
10.1 MODULI FOTOVOLTAICI	59
10.2 CONVERTITORI DC/AC.....	61
10.3 SISTEMA DI PROTEZIONE INTERFACCIA	62
10.4 SISTEMA DI PROTEZIONE GENERALE	62
10.5 TRASFORMATORE (CARTELLA).....	63

BALTEX SARDEGNA14 GUSPINI S.r.l.	<p style="text-align: center;">Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico Progetto Definitivo "SARDEGNA 14 GUSPINI"</p>	Rev.03 del 15/04/2024
		Pag. 3 a 63

1. INTRODUZIONE

La presente RELAZIONE TECNICA redatta in conformità alla Guida CEI 0-2, ha lo scopo di indicare le soluzioni adottate per la realizzazione dell'iniziativa in oggetto.

1.1. OGGETTO E VALENZA DELL'INIZIATIVA

I lavori avranno per oggetto la fornitura e la posa in opera dei materiali e di tutte le opere necessarie alla realizzazione di un impianto agro fotovoltaico della potenza di picco di 37005 kW_p e potenza nominale 33600 kW_{AC}, connesso alla rete elettrica di distribuzione, che sarà installato a terra con inseguitore solare a tracker mono assiale per conto di BALTEX SARDEGNA14 GUSPINI S.r.l., identificato catastalmente nel N.C.T. del Comune di Guspini (SU) al foglio 312 mappali 3, 17, 19, 20, 21, 25, 27, 29, 30, 32, 42, 43, 47, 48, 70, 76, del comune di Pabillonis (SU) al foglio 3 mappali 100, 106, 107, 166, 167, al foglio 14 mappali 34, 36, 37, 53, 73, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 84, 86, 88, 89, 106, 107, 221.

1.2. RISPONDEZZA A LEGGI, DECRETI E NORME TECNICHE (ELENCO NON ESAUSTIVO)

Nel redigere il progetto, sono state osservate tutte le norme di legge e di regolamento vigenti, in particolare:

- a) le norme UNEL e UNI (in particolare UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici)
- b) le disposizioni Telecom, ENEL (in particolare Guida per le connessioni alla rete elettrica di E Distribuzione)
- c) le prescrizioni dell'Ispettorato del Lavoro, dell'A.S.L. e degli altri ENTI ispettivi competenti del luogo
- d) i regolamenti e le prescrizioni comunali
- e) la legge 1° marzo 1968 n. 186: Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici
- f) la legge 18 ottobre 1977 n. 791: Attuazione delle direttive del consiglio della Comunità Europea (n. 72/23/CEE) relative alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico
- g) il D.M. 22 gennaio 2008 n.37: Riordino delle disposizioni di installazione degli impianti all'interno degli edifici;
- h) il D. Lgs 81/08: Testo unico sulla sicurezza e salute sul lavoro;
- i) DM 16 gennaio del 1996 Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi.
- j) Circolare 4 luglio 1996 Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi".
- k) tutte le norme CEI ultima edizione e successive integrazioni ed in particolare:
 - CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
 - CEI 0-16 e s.m.i.: Regola tecnica di riferimento per la connessione (RTC) di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
 - CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;



Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico
Progetto Definitivo
"SARDEGNA 14 GUSPINI"

Pag. 4 a 63

- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI EN 60904-1(CEI 82-1): Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione- corrente;
- CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): Dispositivi fotovoltaici Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): Dispositivi fotovoltaici Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 61727 (CEI 82-9): Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61646 (CEI 82-12): Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo;
- IEC 61730-2: Qualifica di sicurezza dei moduli fotovoltaici – Requisiti per i test;
- CEI EN 50380 (CEI 82-22): Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;
- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase);
- CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1 : Definizioni;
- CEI EN 61439: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) serie composta da:
 - CEI EN 61439-1 Parte 1: Regole generali
 - CEI EN 61439-2 Parte 2: Quadri di potenza
- CEI EN 60439-3 (CEI 1 7-13/3): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) - Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso - Quadri di distribuzione (ASD);
- CEI EN 60445 (CEI 1 6-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;
- CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-13: Cavi in isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;
- CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini serie composta da:
 - CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1): Principi generali;
 - CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2): Valutazione del rischio;

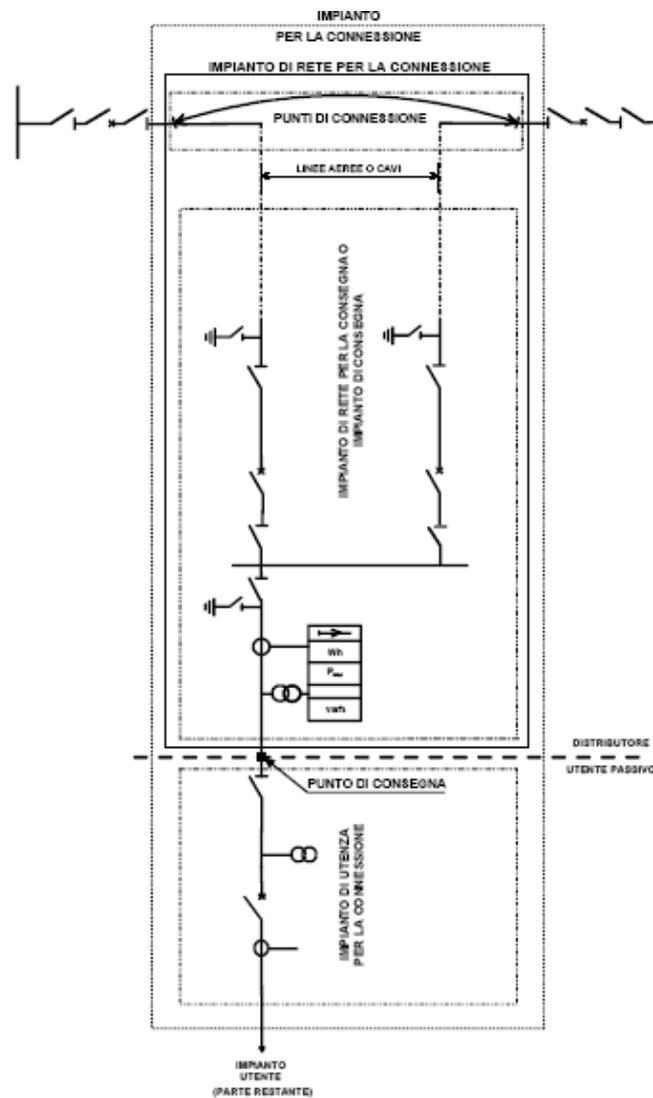


- CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3): Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone;
- CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4): Impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture.
- CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI EN 61724 (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- CEI 13-4: Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica;
- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2);
- EN 50470-1 ed EN 50470-3 in corso di recepimento nazionale presso CEI;
- CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3);
- CEI 64 - 8, parte 7, sezione 712: Sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione
- CEI EN 62271-202 (CEI 17-103): Sottostazioni prefabbricate
- CEI EN 62271-200 (CEI 17-6 E d.VI): Apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico per tensioni da 1 kV a 52 kV
- CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica
- Deliberazione 84/2012/R/EEL 8 MARZO 2012: interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale
- Allegato A 70 di Terna: Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita

1.3. DEFINIZIONI

- Rete BT: sistema a tensione nominale tra le fasi superiore a 50 V fino a 1 kV compreso se in c.a. o superiore a 120 V fino a 1,5 KV compreso se in c.c.
- Rete MT: sistema a tensione nominale tra le fasi superiore a 1 KV se in c.a. o superiore a 1 ,5 KV se in c.c. fino a 35 KV compreso.
- Rete AT: sistema a tensione nominale tra le fasi superiore a 35 KV fino a 150 KV compreso.
- Rete AAT: sistema a tensione nominale tra le fasi oltre 150 KV.
- Impianto di utenza o di utente: impianto di produzione o impianto utilizzatore, nella disponibilità dell'utente.
- Impianto per la connessione: insieme degli impianti necessari per la connessione alla rete di un impianto di utenza; comprende l'impianto di rete per la connessione e l'impianto di utenza per la connessione.
- Impianto di rete per la connessione: porzione di impianto per la connessione di competenza del Distributore; comprende l'impianto di rete per la consegna.
- Impianto di utenza per la connessione: porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del soggetto richiedente la connessione.
- Impianto di rete per la consegna (Impianto di Consegna): porzione di impianto di rete per la connessione adiacente all'impianto di utenza per la connessione, installata su aree (in locali) messe a disposizione dall'Utente, tipicamente al confine tra la proprietà dell'Utente medesimo e il suolo pubblico. Il punto di consegna è individuato al confine tra l'impianto di rete per la consegna e l'impianto di utenza per la connessione.
- Punto di connessione: punto della rete (nell'assetto preesistente la connessione) nel quale si inserisce l'impianto di rete per la connessione.

- Punto di confine: punto tra la rete e l'impianto di Utente per la connessione, dove avviene la separazione di proprietà tra rete e Utente.
- Punto di consegna: punto tra la rete e l'impianto di Utente per la connessione, dove avviene lo scambio dell'energia tra rete e Utente. Esso può coincidere con il punto di confine.
- Cavo di collegamento: cavo completo di terminali che collega il punto di consegna ai morsetti del dispositivo generale di utente (DG), di proprietà dell'utente.



BALTEX SARDEGNA14 GUSPINI S.r.l.	<p align="center">Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico Progetto Definitivo "SARDEGNA 14 GUSPINI"</p>	Rev.03 del 15/04/2024
		Pag. 7 a 63

2. DATI DI PROGETTO

Nel seguito sono riassunte in forma di paragrafi e tabelle ed organizzati per tematiche progettuali, i dati acquisiti per la valutazione di idoneità del sito di installazione.

2.1. DATI RELATIVI AL COLLEGAMENTO ELETTRICO

L'impianto di produzione sarà connesso alla Rete Elettrica Nazionale al quale cederà tutta l'energia elettrica prodotta, fatto salve le perdite per effetto Joule e di trasformazione.

L'impianto avrà dunque le seguenti caratteristiche relativa al collegamento elettrico con la RTN:

Potenza nominale AC:	33600,00 kW
Potenza picco DC:	37005,00 kW
Potenza massima immessa in rete:	33600,00 kW
Potenza massima prelevabile dalla rete:	100 kW
Contributo al corto circuito	2566 A
Sistema di alimentazione	TN - S

L'impianto di rete per la connessione sarà realizzato, a carico del produttore, secondo la soluzione tecnica indicata nel Preventivo di Connessione e il progetto esecutivo dallo stesso approvato.

2.2. DATI RELATIVI AL SITO DI INSTALLAZIONE

2.2.1. COORDINATE GEOGRAFICHE

Altitudine	42 m
Latitudine	39,605621 N
Longitudine	8,686884 E

2.2.2. DESCRIZIONE DEL SITO

La presente relazione ha lo scopo di illustrare la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica mediante fonte solare (agro fotovoltaico) della potenza di picco di 37005 kW_p e potenza utile nominale pari a complessivi 33600,00 kW_{AC}, per conto della ditta proponente, BALTEX SARDEGNA 14 GUSPINI s.r.l. L'impianto sarà realizzato su terra nei comuni di Guspini (SU) e Pabillonis (SU) con inseguitori monoassiali.

I riferimenti catastali sono definiti al N.C.T. del Comune di Guspini (SU) al foglio 312 mappali 3, 17, 19, 20, 21, 25, 27, 29, 30, 32, 42, 43, 47, 48, 70, 76, del comune di Pabillonis (SU) al foglio 3 mappali 100, 106, 107, 166, 167, al foglio 14 mappali 34, 36, 37, 53, 73, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 84, 86, 88, 89, 106, 107, 221.

BALTEX SARDEGNA14 GUSPINI S.r.l.	<p align="center">Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico Progetto Definitivo "SARDEGNA 14 GUSPINI"</p>	Rev.03 del 15/04/2024
		Pag. 8 a 63

Il sito è facilmente raggiungibile da viabilità pubblica anche da mezzi di trasporto pesante. Saranno predisposti spazi scoperti adattati per lo scarico e stoccaggio materiali.

2.2.3. VINCOLI DA RISPETTARE

Il sito non ricade all'interno di zone di vincolo assoggettate al DLgs. 42 - 2004. L'interfacciamento alla rete elettrica avverrà nel rispetto delle norme CEI e delle raccomandazioni specifiche.

2.2.4. 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 ai fini di un ottimale inserimento degli impianti nel territorio.

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

- Il sito individuato non ricade entro ambiti a particolare l'interferenza con aree potenzialmente instabili sotto il profilo idrogeologico e/o di interesse sotto il profilo ecologico e naturalistico;
- I terreni, come evidenziato dalle analisi specialistiche eseguite, ricadono in aree con indirizzo produttivo prevalente foraggero-zootecnico a ridotta intensità di sfruttamento e con usi esclusivamente pascolativi.
- 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 fasce libere tra gli inseguitori solari monoassiali (pari a circa 4 m) assicurano la possibilità di transito di mezzi agricoli per le operazioni di sfalcio dell'erba nonché per eventuale prosecuzione dell'attività pascolativa;
- Le superfici asservite all'installazione dei moduli FV osservano i distacchi dai confini (a meno delle cabine elettriche) e dalle fasce stradali previste dallo strumento urbanistico vigente;
- 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 una barriera verde lungo il perimetro dell'area d'impianto interessata, costituita da specie arbustive coerenti con il contesto vegetazionale locale;
- la configurazione tecnica e geometrica degli inseguitori solari è tale da consentire la prosecuzione delle pratiche agro-zootecniche all'interno del fondo;
- 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.
- Grado di innovazione tecnologica, con particolare riferimento alle elevate prestazioni energetiche dei componenti impiantistici adottati.
- Ricadute economiche ed occupazionali sul tessuto produttivo locale.

BALTEX SARDEGNA14 GUSPINI S.r.l.	Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico Progetto Definitivo "SARDEGNA 14 GUSPINI"	Rev.03 del 15/04/2024
		Pag. 9 a 63

2.2.5. INTERFERENZA IMPIANTO EOLICO

Nelle immediate vicinanze del sito sono presenti due turbine eoliche, adiacenti ai terreni identificati con Foglio 312, Particella 76 e Particella 21. La progettazione dell'impianto fotovoltaico ha tenuto in conto le interferenze con le aree di sorvolo delle turbine e l'impianto non ricade all'interno di zone occupate dalle turbine eoliche.

Nell'elaborato grafico del layout di impianto è stata rappresentata l'area di sorvolo delle turbine eoliche presenti nell'area.

2.3. CONDIZIONI AL CONTORNO AI FINI DELL'OMBREGGIAMENTO

Il sito risulta privo di significativi ombreggiamenti, eccezion fatta per la presenza di alberature superiori ai 6 metri d'altezza e delle due turbine eoliche prese in considerazione in fase di predisposizione del layout di impianto.



3. CRITERI DI PROGETTO

3.1. SCELTA DEI CAVI

La scelta dei cavi dipenderà dalla corrente d'impiego e dalla portata effettiva del cavo in relazione al suo regime di funzionamento (permanente/transitorio) ed alle sue condizioni di installazione (temperatura ambiente, modalità di posa, numero dei cavi, loro raggruppamento, ecc.).

Sarà ad ogni modo verificato che:

- la portata I_z del conduttore sia almeno uguale alla corrente di impiego I_b del circuito di cui fa parte:

$$I_z \geq I_b$$

- la temperatura raggiunta dal conduttore per effetto delle sovracorrenti non sia dannosa, come entità e durata, per l'isolamento o per gli altri materiali con cui il conduttore è in contatto o in prossimità. Qualora la sovracorrente sia praticamente costante e il fenomeno termico sia di breve durata (cortocircuito, $t \leq 5$ s) in modo da potersi considerare di puro accumulo (regime adiabatico), la sezione del conduttore sarà determinata mediante la seguente relazione:

$$I_{cc}^2 \times t \leq k^2 \times S^2$$

dove:

- t [s] è la durata del corto circuito;
- S [mm²] è la sezione dei conduttori;
- I_{cc} [A] è il valore efficace della corrente di corto circuito;
- K è una costante dipendente dal tipo di conduttore (rame/alluminio), dalla temperatura iniziale θ_o e finale θ_{cc} di cortocircuito.

$K=143$ per conduttore Cu, $\theta_o=90^\circ\text{C}$ $\theta_{cc}=250^\circ\text{C}$

- la caduta di tensione tra l'origine dell'impianto generatore e il punto di consegna sia mantenuta a livelli tali da non incidere sensibilmente sul rendimento energetico del sistema FV. La guida CEI 82-25 al punto 4.2.2 consiglia di limitare le cadute di tensione entro il 2% e i calcoli, cautelativamente, saranno effettuati nelle condizioni più sfavorevoli.

3.1.1. SEZIONE MINIMA DEI CONDUTTORI

La sezione minima adottata per i conduttori sarà mm² 2,5. Saranno ad ogni modo rispettate le condizioni seguenti:

$$S_n = S_f \text{ per } S_f \leq 16 \text{ mm}^2$$

$$S_n = \frac{S_f}{2} \text{ per } S_f > 16 \text{ mm}^2$$

con

- S_n sezione del conduttore di neutro
- S_f sezione del conduttore di fase



3.1.2. RELAZIONE TRA SEZIONI DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE E DEI CONDUTTORI DI FASE

Sezione dei conduttori di fase dell'impianto S [mm^2] (*)	Sezione minima di corrispondente conduttori di protezione S [mm^2]
$S \leq 16$	$S_{PE} = S$
$16 < S \leq 35$	$S_{PE} = 16$
$S > 35$	$S_{PE} = S/2$

(*) Qualora il conduttore di protezione sia comune a diversi circuiti, la sua sezione sarà dimensionata in funzione del conduttore di fase avente la sezione più grande

3.1.3. SEZIONI MINIME DEI CONDUTTORI EQUIPOTENZIALI

I conduttori equipotenziali avranno una sezione non inferiore a metà di quella del conduttore di protezione di sezione più elevata dell'impianto, con un minimo di 6 mm².

3.1.4. SEZIONI MINIME DEI CONDUTTORI DI TERRA

Protetti contro la corrosione	16 mm ² in Cu 16 mm ² in Fe Zn
Non protetti contro la corrosione	25 mm ² in Cu 50 mm ² in Fe Zn

3.2. TIPOLOGIA DEI CAVI IMPIEGATI

3.2.1. CAVI PER APPLICAZIONI IN B.T.

- Cavi per posa in tubazioni in polietilene e per circuiti terminali con $U_0/U^1 = 450/750$ V:
 - unipolari con conduttore in rame senza guaina con isolamento in PVC non propagante l'incendio tipo N07V-K o similari
 - uni/multipolari con conduttori in rame con guaina e isolamento in PVC non propaganti l'incendio tipo FROR o similari.
- Cavi per posa in tubazioni polietilene ove sia richiesto un maggiore grado di isolamento o in caso di posa in aria a vista (dove questa è consentita) e per circuiti di distribuzione con $U_0/U^2 = 0.6/1$ kV:
 - uni/multipolari con conduttori in rame con guaina in PVC e isolamento in gomma EPR (doppio isolamento) non propagante l'incendio a contenuta emissione di gas tossici e corrosivi tipo FG7(O)R o similari.

3.2.2. CAVI PER APPLICAZIONI IN M.T.

¹ U_0 tensione nominale (di isolamento) tra il conduttore e la terra in valore efficace
 U tensione nominale (di isolamento) tra i conduttori di fase

² U_0 tensione nominale (di isolamento) tra il conduttore e la terra in valore efficace
 U tensione nominale (di isolamento) tra i conduttori di fase

BALTEX SARDEGNA14 GUSPINI S.r.l.	<p style="text-align: center;">Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico Progetto Definitivo "SARDEGNA 14 GUSPINI"</p>	Rev.03 del 15/04/2024
		Pag. 12 a 63

Cavi per posa in tubazioni interrato/in aria o direttamente in aria: $U_0/U^3 = 12/20$ kV per tensioni massima del sistema elettrico $U_m = 24$ kV:

- uni/tripolari con conduttori in rame con isolante (mescola di gomma etile propilenica ad alto modulo -G7- nota anche come gomma HEPR – Hard Ethylene Propylene Rubber), semiconduttore, schermo metallico (fili per cavi unipolare o nastri di rame per cavi tripolari disposti ad elica), guaina (PVC qualità R₂ o polietilene, mescola termoplastica – M1 – per cavi a bassa emissione di fumi, gas tossici e corrosivi, mescola elastomerica – M2 – per cavi anche non propaganti l'incendio) ed eventuale armatura (fili o nastri di acciaio) tipo RGH10R o similari

Saranno utilizzati in generale cavi unipolari per i collegamenti interni in cabina o per brevi tratti all'esterno e cavi tripolari per i tratti più lunghi.

Lo schermo metallico sarà collegato a terra.

3.3. POSA DEI CAVI

3.3.1. CAVI INTERRATI O POSATI IN MANUFATTI INTERRATI

I cavi, muniti di guaina protettiva, saranno posati direttamente nel terreno con o senza protezione supplementare (lastra piana/tegolo) oppure in tubi interrati nel rispetto delle prescrizioni seguenti.

I cavi muniti di armatura metallica conforme alla relativa norma di prodotto ovvero i cavi muniti di uno o più elementi idonei alla funzione di protezione meccanica in grado di superare le prove prescritte a tale scopo nella relativa norma di prodotto, possono essere interrati senza protezione meccanica supplementare. In caso contrario i componenti e i manufatti adottati per tale protezione devono essere poter sopportare, in relazione alla profondità di posa, le prevedibili sollecitazioni determinate dai carichi statici, dall'eventuale traffico veicolare o da attrezzi manuali di scavo.

I cavi destinati a sistemi con tensione fino a 1 kV (b.t.) possono essere interrati senza protezione meccanica supplementare quando siano muniti di rivestimento metallico come protezione contro i contatti diretti e indiretti.

I cavi destinati a sistemi con tensione superiore a 1000 V e fino a 30 kV (m.t.) quando siano muniti di rivestimento metallico adatto come protezione contro i contatti diretti e indiretti, possono essere direttamente interrati anche se non sono muniti di un'armatura metallica purché la loro profondità di posa non sia inferiore a 1,70 m.

In caso di cavi posati direttamente nel terreno con o senza protezione supplementare e in tubi interrati 250N le minime profondità di posa tra il piano di appoggio del cavo e la superficie del suolo salvo quanto indicato sopra, devono essere:

- per cavi con tensione fino a 1000 V: 0,5 m;

³ U_0 tensione nominale (di isolamento) tra il conduttore e la terra in valore efficace
 U tensione nominale (di isolamento) tra i conduttori di fase



- per cavi con tensione superiore a 1000 V e fino a 30 kV: 0,6 m o 0,8 m per posa in terreno pubblico;
- per cavi con tensione superiore a 30 kV: 1,0 m o 1,2 m per posa in terreno pubblico.

Nel caso in cui non possano essere rispettate le profondità minime sopra indicate, devono essere predisposte adeguate protezioni meccaniche (per es. cunicoli, condotti poliferi, ecc.).

Nessuna profondità minima è prescritta per le modalità di posa in cunicoli, in condotti poliferi e in tubo 450/750N, fatto salvo le strutture agricole o zootecniche in cui deve essere invece rispettata una minima profondità di posa tra il piano di appoggio del cavo e la superficie del suolo pari a 0,5 m e 1 m se il terreno è coltivato o arabile.

I percorsi interrati dei cavi saranno, in ogni caso, segnalati in modo tale da rendere evidente la loro presenza in caso di ulteriori scavi tramite nastri monitori posati nel terreno a non meno di 0,2 m al di sopra dei cavi.

In caso di posa su strade pubbliche o attraversamenti - fermo restando il rispetto dei criteri previsti dalle norme CEI 11-17 e delle disposizioni impartite dal Gestore di rete - la profondità minima di posa, sia trasversale che longitudinale, in base al regolamento di esecuzione e adozione del nuovo codice della strada, non sarà inferiore a 1 m, misurata dal piano della strada (piano di rotolamento) rispetto all'estradosso del manufatto protettivo.

3.3.2. COEFFICIENTI DI STIPAMENTO

I cavidotti che alloggeranno i conduttori saranno dimensionati tenendo conto dei coefficienti di massimo riempimento al fine di consentire un'agevole infilabilità e sfilabilità dei cavi. In particolare, per i tubi protettivi di forma circolare sarà rispettata la seguente condizione:

$$D \geq 1,4 \times d$$

con:

- D diametro del tubo di contenimento
- d diametro esterno del cavo contenuto o diametro circoscritto dal fascio dei cavi contenuti

3.3.3. RAGGI MINIMI DI CURVATURA

Nel caso di curve durante le operazioni di posa dei cavi al fine di non provocare danno ai cavi stessi, sarà garantito un raggio di curvatura, misurato sulla generatrice interna degli stessi, non inferiore a:

- $14xD$ per cavi con rivestimento metallico quale armatura, conduttore concentrico, schermatura a fili o nastri
- $12xD$ cavi senza alcun rivestimento metallico

con D diametro esterno del cavo.

Nel caso di cavi multipolari costituiti da più cavi unipolari cordati ad elica visibile, il diametro D da prendere in considerazione sarà quello pari a 1,5 volte il diametro esterno del cavo unipolare di maggior diametro.

BALTEX SARDEGNA14 GUSPINI S.r.l.	<p style="text-align: center;">Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico Progetto Definitivo "SARDEGNA 14 GUSPINI"</p>	Rev.03 del 15/04/2024
		Pag. 14 a 63

3.3.4. SOLLECITAZIONI A TRAZIONE

Gli sforzi di tiro necessari durante le operazioni di posa dei cavi, applicati ai conduttori, saranno inferiori a 60 N/mm² per conduttori di rame e 50 N/mm² per conduttori di alluminio.

In rettilineo, la forza di trazione o tiro T di un cavo sarà calcolata come:

$$T [N] = 10 L \times p \times f$$

con:

- L [m] lunghezza del cavo
- p [kg/m] massa di un metro di cavo
- f = 0,25 coefficiente di attrito

In particolare, il cavo dovrà essere tirato nel verso per cui il tratto a monte di una curva sia il più piccolo possibile.

3.3.5. CRITERI DI POSA DI CAVI IN TUBAZIONI INTERRATE

Nel caso di posa di cavi in tubazioni interrato saranno utilizzati tubi corrugati in polietilene a doppia parete (resistenza meccanica 450N o superiore) e pozzetti in calcestruzzo ispezionabili con chiusino carrabile. La posa dei suddetti manufatti, oltre a quanto indicato nei paragrafi precedenti dovrà avvenire nel modo seguente:

- sul fondo dello scavo, sufficiente per la profondità di posa preventivamente concordata con la Direzione Lavori, privo di qualsiasi sporgenza o spigolo di roccia o di sassi e nel rispetto dei valori minimi indicati al paragrafo precedente, si dovrà costruire, in primo luogo, un letto di sabbia di fiume, vagliata e lavata, o di cava, vagliata, dello spessore di almeno 10 cm, sul quale si dovrà distendere poi la tubazione senza premere e senza fare affondare artificialmente nella sabbia;
- si dovrà quindi stendere un altro strato di sabbia come sopra, dello spessore di almeno 5 cm, in corrispondenza della generatrice superiore del tubo; pertanto, lo spessore finale complessivo della sabbia dovrà risultare di almeno cm 15 più il diametro del tubo;

Per l'infilaggio dei cavi, si dovranno predisporre adeguati pozzetti opportunamente distanziati in rapporto alla natura ed alla grandezza dei cavi da infilare. In linea di massima il distanziamento sarà:

- ogni m 30 circa se in rettilineo;
- ogni m 15 circa se con interposta una curva;
- ad ogni cambiamento di direzione.

Le tubazioni dovranno risultare coi singoli tratti uniti tra loro o stretti da collari o flange, onde evitare discontinuità nella loro superficie interna.

3.4. MISURE DI PROTEZIONE

3.4.1. PROTEZIONE DEI CAVI IN B.T. DALLE SOVRACCORRENTI (LATO Dc)



Nel funzionamento ordinario, ogni modulo eroga una corrente prossima a quella di cortocircuito, in condizioni di prova standard (25°C, 1000 W/m², AM =1,5).

Per il circuito di stringa si assume, prudenzialmente, una corrente di impiego $I_b = 1.25 \times I_{sc}$ (IEC TS 62257-7-1 art. 6.1.4.1.2).

Quando m stringhe costituiscono un sottocampo, il cavo che collega il quadro di sottocampo (quadro elettrico in continua QEC) all'inverter deve portare la corrente di impiego

$$I_b = m \times 1.25 \times I_{sc}$$

Ad ogni modo ai sensi art. 433.2 CEI 64-8 deve essere verificato che:

$$I_z \geq I_b = 1.25 \times I_{sc}$$

Una sovracorrente è una corrente superiore alla portata del cavo che può stabilirsi a seguito di:

- un sovraccarico (circuito elettricamente sano)
- un cortocircuito (circuito affetto da un guasto)

PROTEZIONI CONTRO IL SOVRACCARICO

I cavi dell'impianto fotovoltaico devono essere scelti con una portata almeno uguale alla massima corrente che li può interessare nelle condizioni più severe.

Al fine di omettere la protezione da sovraccarico deve essere verificata la condizione:

$$I_z \geq I_b = 1.25 \times I_{sc}$$

Con:

- I_z portata del cavo;
- I_b corrente d'impiego;
- I_{sc} corrente di cortocircuito della stringa (\approx corrente dei moduli fotovoltaici in serie)

PROTEZIONI CONTRO IL CORTO CIRCUITO

I cavi dell'impianto fotovoltaico possono essere interessati da una corrente di cortocircuito in caso di:

- guasto tra i due poli del sistema c.c.;
- doppio guasto a terra nei sistemi isolati da terra.

GUASTO SU CAVO TRA STRINGA E QUADRO DI SOTTOCAMPO

Considerando con n il numero delle stringhe connesse in parallelo ad un inverter (parallelizzando le medesime o direttamente ai canali dello stesso) e con m il numero di stringhe di una parallelizzazione, un guasto (cto.cto) sul cavo di stringa sarà alimentato da:

$$I_1 = 1.25 \times I_{sc}$$



$$I_2 = (n - 1) \times 1.25 \times I_{sc}$$

Al fine di omettere la protezione da sovraccarico deve essere verificata la condizione:

$$I_z \geq \begin{cases} 1.25 \times I_{sc} & \text{per } n < 3 \\ (n - 1) \times 1.25 \times I_{sc} & \text{per } n \geq 3 \end{cases}$$

GUASTO SU CAVO TRA QUADRO DI CAMPO E INVERTER

Considerando con n il numero delle stringhe connesse in parallelo ad un inverter (parallelizzando le medesime o direttamente ai canali dello stesso) e con m il numero di stringhe di una parallelizzazione, un guasto (cto.cto) sul cavo tra quadro di sottocampo e inverter sarà alimentato da:

$$I_1 = \sum I_b = m \times 1.25 \times I_{sc}$$

$$I_2 = (n - m) \times 1.25 \times I_{sc}$$

Al fine di omettere la protezione da sovraccarico deve essere verificata la condizione:

$$I_z \geq \begin{cases} m \times 1.25 \times I_{sc} & \text{per } n \leq 2m \\ (n - m) \times 1.25 \times I_{sc} & \text{per } n > 2m \end{cases}$$

GUASTO SU UNA STRINGA

Nel caso che una stringa venga cortocircuitata, in tutto o in parte, a seguito di uno o più guasti (o di ombreggiamento), le altre stringhe in parallelo originano una corrente che attraversa la stringa in senso inverso a quello ordinario.

Poiché i moduli fotovoltaici sono in grado di sopportare, senza danneggiarsi, una corrente inversa (che deve essere comunque fornita dal costruttore) compresa tra $2,5 I_{sc}$ e $3 I_{sc}$, ogni stringa deve essere protetta con un fusibile di stringa oppure tramite interruttore automatico magnetotermico tale che:

$$I_n \leq 2.5 \times I_{sc}$$

Tale protezione può essere omessa nel caso in cui:

$$(n - 1) \times 1.25 \times I_{sc} \leq 2.5 \times I_{sc}$$

Indicando con n il numero delle stringhe connesse in parallelo ad un inverter (parallelizzando le medesime o direttamente ai canali dello stesso), cioè fino a tre stringhe ($n \leq 3$).

DIODI DI BLOCCO

Ad integrazione e ricalzo del dispositivo di protezione, se presente un parallelo di stringhe, possono essere utilizzati diodi di blocco (non a sostituzione poiché non sono idonei come dispositivi di protezione, in quanto si considera la possibilità che il diodo di blocco non funzioni correttamente e sia cortocircuitato).

La scelta deve essere fatta nel rispetto delle condizioni:



$V_n \geq 2 \cdot V_{oc}$

$I_n \geq 1,25 \cdot I_{sc}$

Nella fattispecie il diodo di blocco impedirà la circolazione di corrente inversa tra le stringhe in caso di sensibile differenza di rendimento delle stesse.

3.4.2. PROTEZIONE DEI CAVI IN B.T. DALLE SOVRACCORRENTI (LATO A.C.)

PROTEZIONI CONTRO IL SOVRACCARICO

Si prevedono dispositivi di protezione per interrompere le correnti di sovraccarico dei conduttori del circuito prima che tali correnti possano provocare un riscaldamento nocivo all'isolamento, ai collegamenti, ai terminali o all'ambiente circostante il conduttore.

Affinché si abbia il coordinamento tra conduttori e dispositivi di protezione devono essere verificate le seguenti due condizioni:

$I_b \leq I_n \leq I_z$

$I_f \leq 1,45 \cdot I_z$

dove:

- I_b corrente di impiego del circuito
- I_z portata in regime permanente della conduttura
- I_n corrente nominale del dispositivo di protezione
- I_f corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite.

PROTEZIONI CONTRO IL CORTO CIRCUITO

Per ciò che riguarda il circuito in corrente alternata, la protezione contro il corto circuito è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno dell'inverter e dall'impiego di interruttori automatici magnetotermici con caratteristica di intervento del tipo a limitazione di energia specifica passante, tale che:

- il potere di interruzione non sia inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione;
- tutte le correnti provocate da un cortocircuito che si presenteranno in un punto qualsiasi del circuito, siano interrotte in un tempo non superiore a quello che porta i conduttori alla temperatura limite ammissibile.

3.4.3. PROTEZIONE DEI CAVI IN M.T. DALLE SOVRACCORRENTI

BALTEX SARDEGNA14 GUSPINI S.r.l.	<p style="text-align: center;">Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico Progetto Definitivo "SARDEGNA 14 GUSPINI"</p>	Rev.03 del 15/04/2024
		Pag. 18 a 63

PROTEZIONI CONTRO IL SOVRACCARICO

È sufficiente che sia verificata la relazione:

$I_{tr} \leq I_z$ con:

- I_{tr} corrente di taratura della protezione in media tensione
- I_z portata del cavo

Tale protezione può essere svolta anche dall'interruttore generale di bassa tensione. In questo caso la corrente di taratura del relé termico, riportata al primario I'_{tr} deve soddisfare la relazione:

$I'_{tr} \leq I_z$

PROTEZIONI CONTRO IL CORTO CIRCUITO

Il cavo deve resistere alle sollecitazioni termiche in condizioni di cortocircuito; non deve superare cioè la temperatura di cortocircuito ammissibile per l'isolante (θ_f).

Nel caso di protezione costituita da un interruttore si considera la corrente di cortocircuito trifase all'inizio del circuito e con tempi di eliminazione del guasto t (istantaneo) pari alla somma del tempo d' intervento del relé, il tempo di interruzione dell'interruttore e l'eventuale ritardo intenzionale introdotto ai fini della selettività cronometrica delle protezioni, secondo i dati forniti dal costruttore delle apparecchiature.

3.4.4. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

Ogni parte elettrica dell'impianto, sia in corrente alternata che in corrente continua, è da considerarsi in bassa tensione. La protezione contro i contatti diretti sarà assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73 /2 3);
- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi (canale o tubo a seconda del tratto) idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici possono non risultare alloggiati in tubi o canali: questi collegamenti, tuttavia, essendo protetti dai moduli stessi, non saranno soggetti a sollecitazioni meccaniche di alcun tipo, ne risulteranno ubicati in luoghi ove sussistano rischi di danneggiamento.

3.4.5. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

Gli inverter e quanto contenuto nei quadri elettrici lato c.a., saranno collegati al primario del trasformatore BT/MT e pertanto faranno parte di un sistema elettrico T N - S, senza neutro distribuito. La protezione contro i contatti indiretti per la parte elettrica in bt dell'impianto sarà ottenuta mediante interruzione automatica



dell'alimentazione coordinata con il sistema di messa a terra, tale che sia verificata la relazione per sistemi T N - S:

$Z_{axl} \leq U_0$

con:

- Z_a è l'impedenza dell'anello di guasto che comprende la sorgente, il conduttore attivo fino al punto di guasto e il conduttore di protezione tra il punto di guasto e la sorgente;
- I_a è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione entro 5 s
- U_0 tensione nominale in c.a., valore efficace tra fase e terra

Questa condizione sarà realizzata tramite:

- dispositivi automatici contro le sovracorrenti entro 5 s;
- dispositivi di protezione differenziale ed in questo caso I_a è la corrente di intervento differenziale che ne provoca il funzionamento istantaneo;
- protezione mediante componenti elettrici di classe II (isolamento doppio o rinforzato);
- collegamento al collettore di terra dei conduttori di protezione PE di tutte le masse dell'impianto elettrico (ad eccezione degli involucri metallici delle apparecchiature di classe II) e dei conduttori equipotenziali delle masse estranee.

Per la parte MT dell'impianto la protezione da contatti indiretti, in caso di guasto a terra, sarà assicurata realizzando un impianto di terra idoneo, tale che la tensione di contatto UT che si può stabilire in un punto qualsiasi dell'impianto di terra stesso, sia inferiore alla tensione di contatto ammissibile UTP in relazione al tempo di intervento delle protezioni di terra del distributore e secondo i criteri indicati nella Norma CEI 11-1.

3.4.6. PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI DELLE SCARICHE ATMOSFERICHE

Sarà verificato se l'edificio dovrà essere dotato sia di sistemi di protezione dall'abbattersi di scariche dirette o indirette in prossimità dell'impianto.

3.5. IMPIANTO DI TERRA SOTTESO ALL'IMPIANTO DI CONSEGNA

Per dimensionare l'impianto di terra, il Distributore comunicherà all'Utente il valore della corrente di guasto monofase a terra (I_F) e il tempo di eliminazione del guasto (t_F), calcolati secondo quanto previsto dalle norme CEI.

L'impianto sarà comunque dimensionato in modo da risultare idoneo ad entrambe le seguenti condizioni:

- corrente di guasto a terra e tempo di eliminazione del guasto comunicata dal Distributore;

BALTEX SARDEGNA14 GUSPINI S.r.l.	<p>Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico Progetto Definitivo "SARDEGNA 14 GUSPINI"</p>	Rev.03 del 15/04/2024
		Pag. 20 a 63

- corrente di guasto a terra di 40 A a 15 kV oppure 50 A a 20 kV, ed in proporzione per le altre tensioni e tempo di eliminazione del guasto molto maggiore di 10 s.

Nel caso di reti a neutro compensato (neutro a terra tramite bobina di compensazione - di Petersen - con regolazione automatica), il Distributore potrà agire come sopra o, in alternativa, dichiarare preventivamente agli Utenti la massima corrente di guasto a terra in condizioni normali di esercizio (calcolata considerando le bobine in esercizio, in funzione delle caratteristiche della bobina (del bipolo di neutro, in generale e del grado di compensazione impostato sulle bobine stesse, ecc.), comunque con un minimo di 40 A a 15 kV e 50 A a 20 kV (ed in proporzione per le altre tensioni). In tal caso il Distributore dovrà solo assicurare che, in normali condizioni di esercizio, la corrente capacitiva di guasto monofase a terra della rete MT sia all'interno del campo di regolazione delle bobine mobili (tenendo conto del grado di compensazione impostato).

All'impianto di terra della cabina oltre agli schermi dei cavi saranno collegate anche le masse delle apparecchiature funzionalmente di pertinenza del Distributore: a tale scopo nel locale adibito all'impianto di rete per la consegna deve essere previsto un apposito morsetto per il collegamento delle masse delle apparecchiature del Distributore al dispersore.

Il dispersore sarà costituito almeno da un dispersore ad anello, eventualmente integrato con una maglia (in funzione della resistività del terreno), con riferimento alla Norma CEI 11-1.

Il Distributore provvederà a comunicare autonomamente all'Utente variazioni significative e permanenti dei valori di corrente di guasto monofase a terra e/o dei relativi tempi di eliminazione del guasto tramite raccomandata A/R, nonché l'eventuale cambio di stato del neutro.

3.5.1. VERIFICHE

Le verifiche iniziali e periodiche saranno eseguite a cura dell'Utente.

La verifica iniziale dell'impianto di terra relativo all'impianto di utenza sarà eventualmente effettuata mediante la misura delle tensioni di contatto e di passo, secondo le indicazioni contenute nella Norma CEI 11-1, tenuto conto della Guida CEI 11-37 per quanto attiene i valori di U_{Tp} .

In particolare, è richiesto che la misura delle tensioni di contatto e di passo sia condotta con uno strumento in grado di alimentare il circuito amperometrico con almeno 5 A.

Al termine della verifica sarà compilata una relazione nella quale saranno indicati la metodologia di prova e i risultati della verifica, con le eventuali indicazioni dei valori misurati delle tensioni di contatto e di passo e dei punti in cui sono state misurate.

Prima dell'attivazione della connessione, l'Utente consegnerà al Distributore copia della Dichiarazione di Conformità rilasciata dall'installatore (secondo quanto prescritto dal D.M. 37/08 che potrà riferirsi all'intero impianto elettrico o essere limitata al solo impianto di terra sotteso all'impianto di consegna. A tale dichiarazione sarà aggiunta la relazione riguardante le verifiche effettuate che l'impresa installatrice dovrà consegnare all'Utente in base a un vincolo contrattuale da inserire esplicitamente negli accordi tra Utente e installatore. Il Distributore avrà facoltà di presenziare alle suddette verifiche.

Le verifiche periodiche dell'impianto di terra dell'utenza saranno di esclusiva pertinenza dell'Utente, il quale dovrà inviare al Distributore copia del verbale delle verifiche di legge eseguite ai sensi del DPR 462/01.

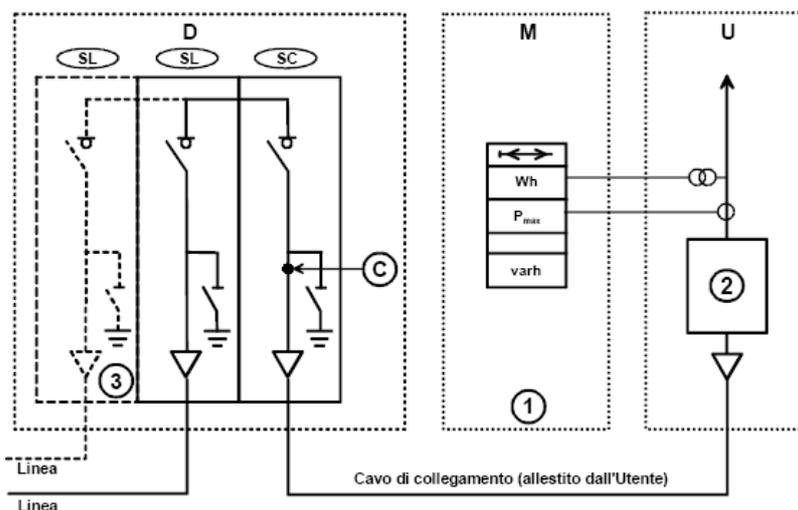
Eventuali provvedimenti correttivi che si rendessero necessari per rientrare nei limiti di sicurezza circa le tensioni di contatto, saranno a cura dell'Utente.

3.5.2. COLLEGAMENTI AD ALTRI IMPIANTI DI TERRA

Qualora sia necessario mantenere separati gli impianti di terra della parte di impianto Utente su cui insistono le masse delle apparecchiature MT dal rimanente impianto di terra dell'Utente (ad es., cabina MT con trasformatori MT/BT di utenza posta a distanza rilevante dal rimanente impianto BT dell'Utente), ovvero qualora siano presenti ulteriori punti di consegna (per emergenza) in BT, al fine di evitare il trasferimento di tensioni tra i diversi impianti di terra, nel caso in cui la tensione totale di terra, durante un guasto a terra in MT, superi la tenuta d'isolamento a frequenza industriale delle apparecchiature, sarà previsto un trasformatore di isolamento opportunamente dimensionato.

3.6. SCHEMA DELL'IMPIANTO DI RETE

A prescindere dalla soluzione di connessione prescelta (in entra esce/derivazione rigida a T sulle linee esistenti o in antenna su stazioni e cabine primarie esistenti), nell'ambito dell'impianto di rete per la connessione, l'impianto di rete per la consegna sarà essenzialmente costituito dalle apparecchiature di manovra e sezionamento (conformi alla Norma CEI EN 60265-1) installate dal distributore in prossimità del punto di consegna secondo lo schema seguente.



Schema di collegamento fra il locale consegna e impianto di Utente attivo con gruppo di misura installato dall'utente

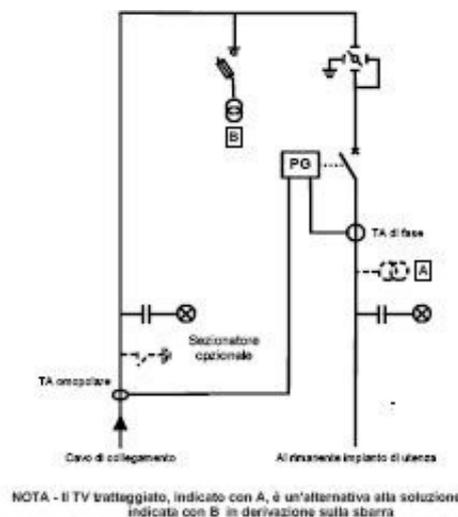
Legenda:

- D = locale di consegna
- M = locale misura
- U = locale Utente
- SL = scomparto (cella) per linea
- SC = scomparto (cella) per consegna
- C = punto di consegna
- 1 = gruppo misura
- 2 = dispositivo generale dell'Utente
- 3 = scomparto presente/da prevedere per collegamento in entra - esce

Qualora i dispositivi per la realizzazione della misura siano di pertinenza dell'Utente stesso essi saranno collocati appena a valle del dispositivo generale, in posizione tale da essere protetti, contro le correnti di guasto provenienti dalla rete, dal dispositivo generale medesimo.

A valle del punto di consegna, parte l'impianto di utenza per la connessione che consisterà nel:

- cavo di collegamento;
- dispositivo/i generale/i (DG)
- TV, TA di fase e TA omopolare (TO)



A seconda delle necessità protettive (dettagliate nel paragrafo "Dispositivo Generale"), lo schema sarà completato con una terna di TV. Qualora tali TV siano derivati dalle sbarre MT a monte dell'interruttore automatico o dei TA di fase, essi saranno protetti, lato MT, con un IMS (Interruttore di Manovra Sezionatore) combinato con fusibili ($I_n \leq 6,3$ A) a protezione del primario dei TV; qualora invece i TV siano derivati a valle di DG e TA di fase, non vi sono vincoli circa la protezione primaria dei TV medesimi. A prescindere dalla posizione della terna di TV l'intervento di eventuali fusibili primari e/o di eventuali protezioni del circuito secondario dovrà in ogni caso provocare l'apertura del DG, oppure la commutazione della funzione della protezione 67N (protezione direzionale per guasto a terra) in 51N (protezione di massima corrente omopolare), mantenendo i medesimi valori impostati relativi alle soglie di intervento di corrente omopolare.

Il ripristino della protezione 67N dovrà essere effettuato nel più breve tempo possibile (tempo minimo necessario alla sostituzione dell'elemento guasto) in modo da evitare scatti intempestivi in caso di guasto monofase a terra esterno alla rete dell'Utente.

Qualora i TA di fase non abbiano un avvolgimento primario (ad esempio, TA di tipo toroidale), gli stessi possono essere installati a monte del DG, in posizione analoga a quella indicata per il TA toroidale omopolare. Nel caso di impiego di trasformatori di corrente di fase di tipo non convenzionale integrati nel DG, il loro posizionamento può essere a monte o valle del dispositivo di interruzione. Ovviamente, vanno tenuti in considerazione gli eventuali interventi da parte del Distributore per la messa in sicurezza del cavo di collegamento in caso di intervento sui TA medesimi.



3.7. CARATTERISTICHE DEL CAVO DI COLLEGAMENTO

Il cavo di collegamento, completamente fornito ed allestito dal cliente produttore, avrà una sezione minima di 95 mm² in modo che tenuto conto delle sezioni standard disponibili, sia soddisfatta la condizione $I \cdot t \leq K^2 \cdot S^2$, dove $I = 12,5 \text{ kA}$, $t = 1 \text{ s}$ e $K = 143$, mentre avrà una lunghezza massima di 20 m al fine di ridurre la probabilità di guasto e dunque l'intervento delle protezioni nella cabina primaria del Distributore.

Qualora non sia possibile la realizzazione dei locali di consegna e di utente in strutture adiacenti avrà una lunghezza maggiore, previo consenso del Distributore, e sarà impiegato un cavo in tratta unica (cioè senza giunzioni) e con protezione meccanica supplementare.

3.8. PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica, nei confronti sia della rete dell'auto produttore che della rete di distribuzione pubblica, sarà realizzata in conformità a quanto previsto dalle norme CEI 11-20 e CEI 0-16. L'impianto sarà pertanto equipaggiato con un sistema di protezione su 3 livelli:

- dispositivo del generatore;
- dispositivo e protezioni di interfaccia;
- dispositivo generale.

3.8.1. DISPOSITIVO DI GENERATORE (DDG)

Dispositivo che sarà installato sul montante di ciascun generatore ad una distanza minima dai relativi morsetti in grado di escludere dalla rete i soli gruppi di generazione singolarmente.

Per gruppi di generazione MT, il DDG può essere costituito da:

- un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatori di apertura;
- un interruttore tripolare con sganciatore di apertura ed un sezionatore installato sul lato rete dell'interruttore.

Per gruppi di generazione BT, il DDG può essere costituito da interruttore automatico.

Il DDG può svolgere le funzioni del dispositivo di interfaccia (DDI) quando ne abbia le caratteristiche.

3.9. PROTEZIONI DEI GRUPPI DI GENERAZIONE

Protezioni che devono azionare il DDG, con la funzione di arrestare il processo di conversione dell'energia quando si manifesti un guasto o un funzionamento anomalo nell'impianto di produzione stesso o nei carichi dell'impianto, al fine di eliminare tale guasto senza compromettere l'integrità del macchinario.

3.9.1. DISPOSITIVO DI INTERFACCIA (DDI)



Dispositivo unico che sarà installato nel punto di collegamento della rete di utente in isola (se presente) alla restante parte della rete del produttore sul quale agiscono le protezioni d'interfaccia. Qualora il DDI sia installato sul livello MT, esso deve essere costituito da:

- un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura a mancanza di tensione;
- un interruttore tripolare con sganciatore di apertura a mancanza di tensione e due sezionatori installato a monte o a valle dell'interruttore.

Qualora il DDI sia installato sul livello BT, esso deve essere costituito da un interruttore automatico con bobina di apertura a mancanza di tensione manovrabile dall'operatore ovvero da un contattore combinato con fusibili (categoria AC-1 o AC-3 rispettivamente in assenza o in presenza di carichi privilegiati fra l'uscita in c .a. del sistema di generazione e il dispositivo di interfaccia).

3.9.2. SISTEMA DI PROTEZIONI DI INTERFACCIA (SPI)

Sistema che agendo sul DDI separerà l'impianto di produzione dalla rete di distribuzione evitando che:

- in caso di mancanza dell'alimentazione sulla rete o valori di tensione e frequenza non compresi entro i valori stabiliti dal Distributore, l'utente possa alimentare la rete stessa;
- in caso di guasto sulla linea MT cui è connesso l'utente attivo, l'utente stesso possa continuare ad alimentare il guasto;
- in caso di richiusure automatiche o manuali di interruttori della rete di distribuzione, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete con possibilità di danneggiamento meccanico del generatore stesso

Il SPI deve essere costituito da trasformatori di tensione (TV) collegati tra le fasi che forniscono grandezze ridotte a un relè di tensione e di frequenza che comprendono rispettivamente:

- protezione di massima tensione (59);
- protezione di minima tensione (27);
- protezione di massima frequenza (81 >);
- protezione di minima frequenza (81 <);

e da una terna di trasformatori di tensione (TV) collegati tra fase e terra che forniscono grandezze ridotte a un relè di tensione omopolare che comprende:

- protezione di massima tensione omopolare V_0 lato MT (59 V_0)

Inoltre, ai sensi della Deliberazione 84/2012/R/EEL e in riferimento all'Allegato A70 di Terna tutti gli impianti di produzione ed i relativi macchinari ed apparecchiature devono essere progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo anche in condizioni di emergenza e di ripristino di rete. In particolare, gli impianti, in ogni condizione di carico, devono essere in grado di rimanere permanentemente connessi alla rete MT (e BT) per valori di tensione nel punto di consegna, compresi nel seguente intervallo:

- $85\% V_n \leq V \leq 110\% V_n$



Riguardo all'esercizio in parallelo con la rete MT/BT in funzione della frequenza, l'impianto di produzione deve essere in grado di rimanere connesso alla rete per un tempo indefinito, per valori di frequenza compresi nel seguente intervallo:

- $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$

L'Utente Attivo deve garantire che tali intervalli di funzionamento siano rispettati sia dalle protezioni di interfaccia che dalle protezioni e regolazioni dell'impianto di produzione. L'Impresa di Distribuzione vigila sul rispetto di tali requisiti.

Per soddisfare contemporaneamente le esigenze generali del Sistema Elettrico Nazionale, le esigenze delle Imprese di Distribuzione, nonché le esigenze degli utenti attivi (salvaguardia del macchinario di generazione) e dei clienti finali (qualità del servizio) è necessario adottare logiche di funzionamento in grado di selezionare soglie e tempi di intervento dei relè di frequenza sulla base di due diversi tipi di evento:

- guasto locale
- perturbazione di sistema con variazione transitoria della frequenza.

Per quanto riguarda le due soglie di massima frequenza, esse dovranno essere regolate come di seguito:

- una soglia restrittiva a 50,3 Hz (con tempo 0,1 s)
- una soglia permissiva a 51,5 Hz (con tempo 1,0 s)

Per quanto riguarda le due soglie di minima frequenza, esse dovranno essere regolate come di seguito:

- una soglia restrittiva a 49,7 Hz (con tempo 0,1 s)
- una soglia permissiva a 47,5 Hz (con tempo 4,0 s)

Le già menzionate caratteristiche (presenza di due separate regolazioni selezionate da remoto) consentono che la protezione d'interfaccia dell'impianto di produzione operi in maniera opportuna contemperando le esigenze locali con quelle di sistema.

Infatti, una perturbazione di sistema (transitorio in sotto frequenza o sopra frequenza che interessa una vasta rete funzionante in regime separato con carico o produzione eccedente) è un fenomeno normalmente caratterizzato da una variazione relativamente lenta del parametro frequenza e da un andamento delle tensioni di tipo simmetrico. Se il fenomeno si presenta con queste caratteristiche la finestra restrittiva di frequenza (49,7–50,3 Hz) dovrà rimanere inattiva ed il distacco degli impianti dovrà essere affidato esclusivamente alla finestra di frequenza larga (47,5–51,5 Hz).

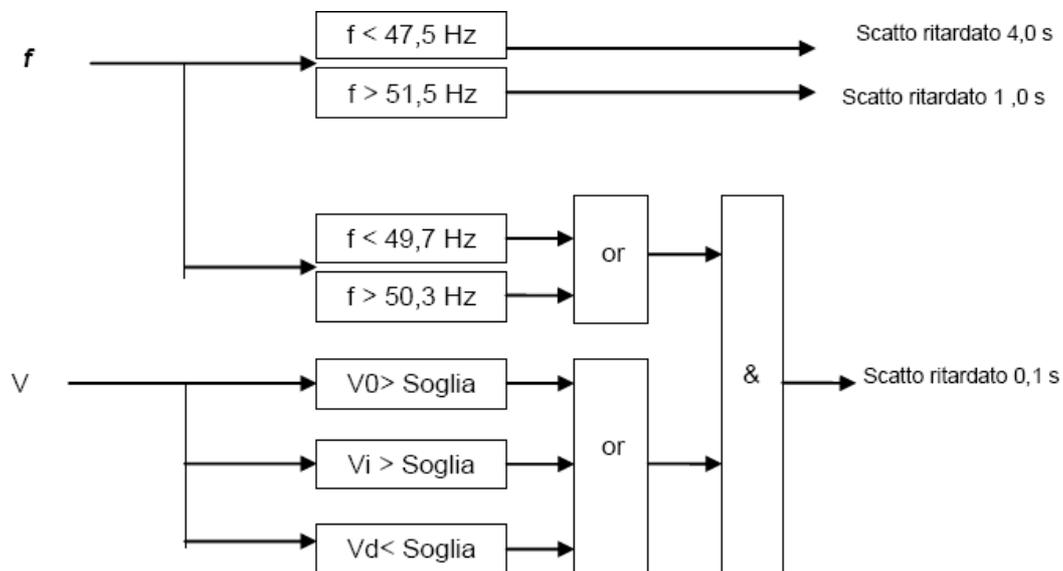
Viceversa, in caso di fenomeni locali (guasto, apertura dell'interruttore di CP – cabina primaria - o di un IMS lungo linea), l'Impresa di Distribuzione è in grado di comandare l'attivazione delle soglie restrittive, favorendo la disconnessione degli impianti di produzione connessi.

In assenza di disponibilità dei segnali di commutazione da remoto, è necessario che gli Utenti Attivi si dotino di un sistema di protezione, sempre basato su informazioni locali, in grado di discriminare tra eventi di sistema ed eventi localizzati nella rete di distribuzione.

Infatti, in caso di guasto locale (cortocircuito tra le fasi o guasto a terra nella rete MT dell'Impresa di Distribuzione), è possibile abilitare l'intervento della finestra di frequenza restrittiva (49,7–50,3 Hz) correlandone l'attivazione con una delle seguenti funzioni di protezione:

- massima tensione omopolare (59 N) per il rilevamento dei guasti monofasi e polifasi con terra;
- massima tensione di sequenza inversa (59INV) per il rilevamento dei guasti bifase isolati da terra;
- minima tensione di sequenza diretta (27DIR) per il rilevamento dei guasti trifase (e bifase) isolati da terra.

La logica di questo sistema di protezione con relè di frequenza a sblocco voltmetrico (81 V) è la seguente:



In base ad essa il sistema di protezione installato nell'impianto di produzione è in grado di riconoscere variazioni di frequenza conseguenti all'apertura dell'interruttore in Cabina Primaria oppure all'apertura di IMS lungo linea in presenza di un guasto nella linea di connessione e di separarsi da essa in tempo breve, prima della eventuale manovra di richiusura automatica rapida, in modo da evitare un parallelo con la rete con sfasamenti angolari troppo ampi. Eventuali relè di massima e minima frequenza diversi da quelli propri del sistema di protezione di interfaccia (tipicamente quelli integrati nell'inverter), dovranno essere regolati in modo coerente con quanto sopra stabilito con finestre di intervento più ampie di quelle di tipo permissivo della protezione di interfaccia o, a limite, uguali ad esse.

Si precisa che:

le protezioni di massima/minima frequenza e di massima/minima tensione devono avere in ingresso grandezze proporzionali ad almeno due tensioni concatenate MT che quindi possono essere prelevate:

- dal secondario di TV collegati fra due fasi MT;
- da tensioni concatenate BT.

BALTEX SARDEGNA14 GUSPINI S.r.l.	<p align="center">Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico Progetto Definitivo “SARDEGNA 14 GUSPINI”</p>	Rev.03 del 15/04/2024
		Pag. 27 a 63

- qualora sia presente una terna di TV ai fini della protezione direzionale di terra (67N) che agisce sul DG può essere utilizzata la stessa terna ai fini della protezione di massima tensione omopolare associata al DDI;
- qualora il dispositivo di interfaccia sia installato sul livello BT le grandezze atte a determinare l'intervento delle protezioni di interfaccia, devono essere misurate sulla linea a bassa tensione.

3.9.3. RINCALZO ALLA MANCATA APERTURA DEL DDI

Per la sicurezza dell'esercizio della rete, nei casi in cui la produzione è realizzata mediante generatori in grado di sostenere la tensione di rete (generatori sincroni, asincroni autoeccitati, inverter funzionanti come generatori di tensione), per potenze superiori a 400 kVA è necessario provvedere un ricalzo alla mancata apertura del dispositivo di interfaccia.

Il ricalzo consiste nel riportare il comando di scatto, emesso dalla protezione di interfaccia, ad un altro dispositivo di interruzione. Esso è costituito da un circuito, condizionato dalla posizione di chiuso del dispositivo di interfaccia, che agisce, a seconda dei casi sul dispositivo generale o sul (I) dispositivo (I) di generatore, con ritardo non eccedente un secondo. Il temporizzatore viene attivato dal circuito di scatto della protezione di interfaccia. La soluzione prescelte deve essere comunque approvata dal distributore.

3.9.4. DISPOSITIVO DI CONTROLLO DEL PARALLELO

Almeno uno dei dispositivi DG, DDI e DDG deve essere equipaggiato con dispositivo di controllo dell'interruttore stesso che verifichi le condizioni per il parallelo immediatamente a monte e a valle dell'organo di manovra. Se uno dei detti dispositivi (DG, DDI, DDG) non è equipaggiato con controllo di parallelo, lo stesso deve essere munito di automatismo che ne impedisca la chiusura in caso di presenza di tensione immediatamente a valle (Lato Verso Impianto di generazione).

3.9.5. DISPOSITIVO GENERALE (DG)

Dispositivo che sarà installato immediatamente a valle del punto di consegna dell'energia elettrica sulle quale agiscono le protezioni generali. Sono ammesse le seguenti tipologie:

- interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura;
- interruttore tripolare con sganciatore di apertura e sezionatore tripolare da installare a monte dell'interruttore (eventualmente integrati in un unico involucro).

L'interruttore deve essere tripolare simultaneo ed avere potere d'interruzione adeguato alla corrente di cortocircuito della linea d'alimentazione comunicato dal Distributore.

La funzione di sezionamento per il sezionatore di linea deve essere conforme alla Norma CEI EN 62271-102 se fisso, oppure con la Norma CEI 62271-200 se la funzione di sezionamento viene conseguita mediante la detraibilità dell'interruttore.

BALTEX SARDEGNA14 GUSPINI S.r.l.	<p style="text-align: center;">Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico Progetto Definitivo "SARDEGNA 14 GUSPINI"</p>	Rev.03 del 15/04/2024
		Pag. 28 a 63

3.9.6. SISTEMA DI PROTEZIONE GENERALE (SPG)

Sistema che agendo sul DG dovrà escludere l'intera rete del cliente produttore dalla rete del distributore in condizioni di guasto nel sistema di generazione.

Il SPG deve essere costituito da opportuni trasformatori di corrente (TA) di fase, TA omopolari (TO) (ed eventualmente trasformatori di tensione (TV) collegati tra le fasi o da una terna di trasformatori di tensione (TV) collegati tra fase e terra) che forniscono grandezze ridotte ad un relè che comprende:

- protezione di massima corrente di fase almeno bipolare (cioè che controlli almeno due conduttori) a tre soglie, una a tempo dipendente, le altre due a tempo indipendente definito, indicate con i simboli:
 - $I >$ (a tempo dipendente o a tempo inverso – 51.s1)
 - $I >>$ (con ritardo intenzionale – 51.s2)
 - $I >>>$ (istantanea – 50.s3)
- protezione di massima corrente omopolare (51N) a due soglie $I o >$ e $I o >>$ (una per i guasti monofase a terra e una per i guasti doppi monofase a terra) oppure protezione direzionale di terra (67N) a due soglie (67N.s1-67N.s2) e massima corrente omopolare (51N.s1) a una soglia quando il contributo alla corrente capacitiva di guasto monofase a terra della rete MT dell'Utente supera l'80% della corrente di regolazione stabilita dal Distributore per la protezione 51N (ad esempio in caso di rete in cavo del cliente superiore a 400 m a 20 KV o 533 m a 15 KV).

3.9.7. REGOLAZIONI DELLA PG

La regolazione della protezione generale dipende dalle caratteristiche dell'impianto dell'Utente e della rete di alimentazione e devono essere impostati dall'Utente sulla base di quanto comunicato dal Distributore.

3.10. LOCALE CONSEGNA E MISURE

I locali Consegna e Misure devono essere di adeguate dimensioni e posti al margine dell'area dell'Utente stesso, tranne i casi di oggettiva impossibilità; inoltre devono avere caratteristiche statiche, meccaniche e strutturali (ad es. protezione dagli agenti atmosferici) adeguate al loro impiego, secondo quanto previsto dalle norme vigenti e dalle prescrizioni del Distributore, in conformità alle norme CEI 0-16, CEI 11- 1, 11-17, 11-25 e 11-35.



4. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

4.1. OPERE DA REALIZZARE

L'intervento consisterà, come già accennato, nella realizzazione di un impianto fotovoltaico della potenza complessiva di 37005,00 kWp utilizzando 59208 moduli in silicio monocristallino bifacciale da 625 Wp, installati sul terreno con un sistema di inseguimento solare a tracker monoassiale come di seguito evidenziato:

<i>Inclinazione/orientazione</i>	<i>Tipo 1 0° Sud</i>
<i>N° moduli</i>	59208
<i>Superficie netta [mq]</i>	169.938,80
<i>Potenza picco [kWp]</i>	37005,00
<i>Inverter n° e Marca/Modello</i>	<i>12 SMA Sunny Central 2800 UP</i>

4.2. COMPONENTI DELL'IMPIANTO

I componenti dell'impianto fotovoltaico connesso in rete saranno:

- moduli fotovoltaici
- convertitori statici DC /A C
- inseguitori solari monoassiali
- cabine prefabbricate in calcestruzzo
- quadri elettrici in bassa tensione sez. DC e A C
- quadro elettrico in media tensione
- cavi di cablaggio

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);



Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico
Progetto Definitivo
"SARDEGNA 14 GUSPINI"

Pag. 30 a 63

- 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 dall'impianto fotovoltaico.

4.3. DIMENSIONAMENTO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO E DEI GRUPPI DI CONVERSIONE

Per realizzare una potenza di picco pari a 40305,00 kWp in base alle caratteristiche dei componenti utilizzati, l'impianto sarà composto da:

- stringhe tipo 1 di potenza: $P \text{ Stringa tipo1} = 24 * 625 \text{ Wp} = 15000 \text{ Wp}$
- n° 2467 quadri di stringa "tipo 1" da 15,000 kWp ($2687 \text{ s} * 24 \text{ m} * 625 \text{ Wp}$) – QES 1
- n° 12 inverter centralizzati trifase:
- INV. 01-02-03-04-05 gestione di 205 QES1.
- INV. 06-07-08-09-10-11-12 gestione di 206 QES1.

Nella tabella 1 e 2 seguenti si riportano rispettivamente le caratteristiche dei "sottocampi tipo", che costituiscono il campo FV e le caratteristiche dell'accoppiamento tra sottocampi e inverter.

Tab1. Caratteristiche dei "sottocampi tipo" componenti l'impianto in condizioni STC.

Sottocampo tipo	Numero di moduli	Numero di stringhe	Potenza di picco [kWp]	Tensione nominale [V]	Tensione a circuito aperto [V]	Corrente nom. stringa [A]	Corrente nom. s.campo [A]
01	24	205	3075,0	1106,40	1337,28	13,56	14,27
02	24	206	3090,0	1106,40	1337,28	13,56	14,27

L' inverter utilizzato sarà del tipo di centralizzato senza trasformatore di isolamento BT/BT, con sezionatori lato DC, limitatori di sovratensione lato DC e AC e in grado sia di adattare la propria impedenza per seguire il punto di massima potenza del proprio campo fotovoltaico (funzione MPPT) che di produrre un'onda sinusoidale con un contenuto armonico entro i valori stabiliti dalle norme.

La tabella 2 riporta i dati campi (lato c .a.):

Tab2. Caratteristiche degli inverter dell'impianto



Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico
Progetto Definitivo
"SARDEGNA 14 GUSPINI"

N° Inverter	Potenza max. uscita [kW]	Corrente max. [A]	Fasi corrispondenti	Tensione di uscita [V]
1	2800,00	2566,0	L1, L2, L3	630
2	2800,00	2566,0	L1, L2, L3	630
3	2800,00	2566,0	L1, L2, L3	630
4	2800,00	2566,0	L1, L2, L3	630
5	2800,00	2566,0	L1, L2, L3	630
6	2800,00	2566,0	L1, L2, L3	630
7	2800,00	2566,0	L1, L2, L3	630
8	2800,00	2566,0	L1, L2, L3	630
9	2800,00	2566,0	L1, L2, L3	630
10	2800,00	2566,0	L1, L2, L3	630
11	2800,00	2566,0	L1, L2, L3	630
12	2800,00	2566,0	L1, L2, L3	630
Totale	33600,00			

Il convertitore DC/AC sarà dotato di interfaccia RS- 485 per essere eventualmente collegati ad un sistema di monitoraggio e acquisizione dati dell'impianto.

4.4. STRUTTURA INSEGUIMENTO SOLARE MONOASSIALE

I pannelli fotovoltaici verranno installati su strutture ad inseguimento solare monoassiale, posizionate ad un'altezza tale da permettere il proseguimento dello sfruttamento dell'area di pascolo.

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.

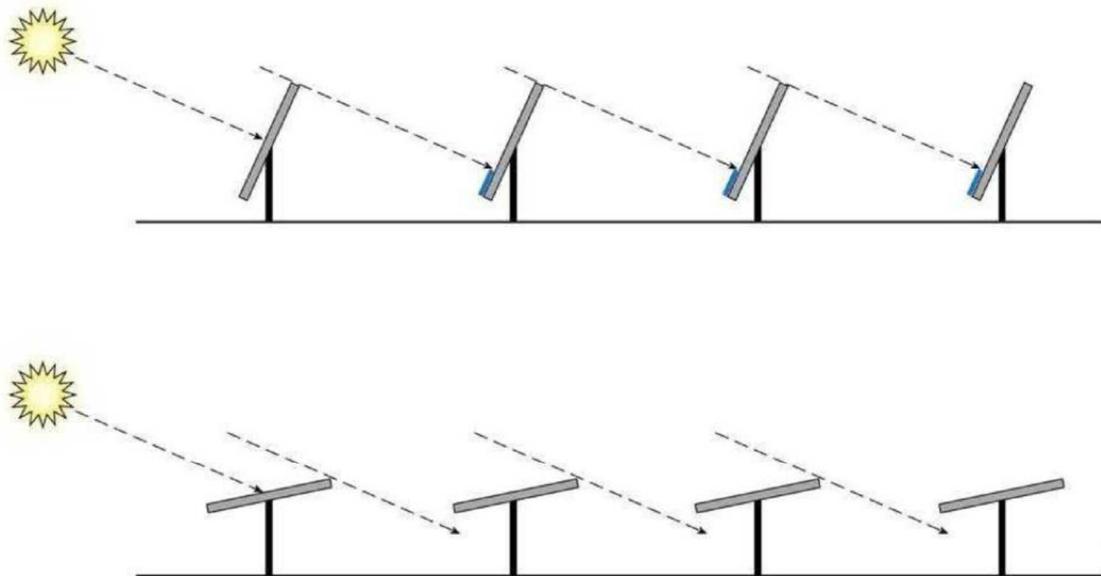


Figure 1: Backtracking

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".

Il numero totale delle strutture ad inseguimento solare previste nel progetto fotovoltaico è di 2584, non corrispondente al numero di stringhe di moduli fotovoltaici che sarà pari a 2467.

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

- 234 Strutture 1x12 moduli fotovoltaici da 625 W disposti in portrait (Potenza Singola Struttura: 7,50 kWp);
- 2350 Strutture 1x24 moduli fotovoltaici da 625 W disposti in portrait (Potenza singola struttura: 15,00 kWp);

Le strutture verranno infisse nel terreno con macchine battipalo, tipo Orteco Battipalo HD 1000, senza l'utilizzo di alcun agglomerato cementizio nella fondazione.

Ogni struttura avrà cinque pali di fondazione con interasse 7,12 metri, con 0,75° di angolo di errore massimo e 5° di angolo di errore di torsione della fondazione.

La distanza tra le strutture, in direzione Est-Ovest, sarà pari a 5,74 metri dagli interassi dei pali di fondazione e sarà pari a 0,5 metri in direzione Nord-Sud.



Il palo di fondazione avrà altezza fuori terra di 3,27 m con l'asse di rotazione posto a 3,50 m dal piano di campagna. La profondità di infissione 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.

In questa configurazione, l'altezza minima e massima dei moduli saranno rispettivamente 2,50 m e 4,54 m dal piano di campagna.

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 autolubrificanti 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.

4.5. UNITÀ DI CONVERSIONE E DI TRASFORMAZIONE MT/BT (MVPS)

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico prevede l'impiego di n. 12 unità di conversione e trasformazione MVPS con inverter per la conversione DC/AC e un trasformatore elevatore per la trasformazione BT/MT, ognuna di potenza AC pari a 2800 kVA. Nel caso specifico è prevista tale configurazione:

Sottocampo 1

- n. 1 Power Station del tipo MVPS 2800-S2;

Sottocampo 2

- n. 1 Power Station del tipo MVPS 2800-S2.

Sottocampo 3

- n. 1 Power Station del tipo MVPS 2800-S2.

Sottocampo 4

- n. 1 Power Station del tipo MVPS 2800-S2.

Sottocampo 5

- n. 1 Power Station del tipo MVPS 2800-S2.

Sottocampo 6

BALTEX SARDEGNA14 GUSPINI S.r.l.	<p style="text-align: center;">Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico Progetto Definitivo "SARDEGNA 14 GUSPINI"</p>	Rev.03 del 15/04/2024
		Pag. 34 a 63

- n. 1 Power Station del tipo MVPS 2800-S2.

Sottocampo 7

- n. 1 Power Station del tipo MVPS 2800-S2.

Sottocampo 8

- n. 1 Power Station del tipo MVPS 2800-S2.

Sottocampo 9

- n. 1 Power Station del tipo MVPS 2800-S2.

Sottocampo 10

- n. 1 Power Station del tipo MVPS 2800-S2.

Sottocampo 11

- n. 1 Power Station del tipo MVPS 2800-S2.

Sottocampo 12

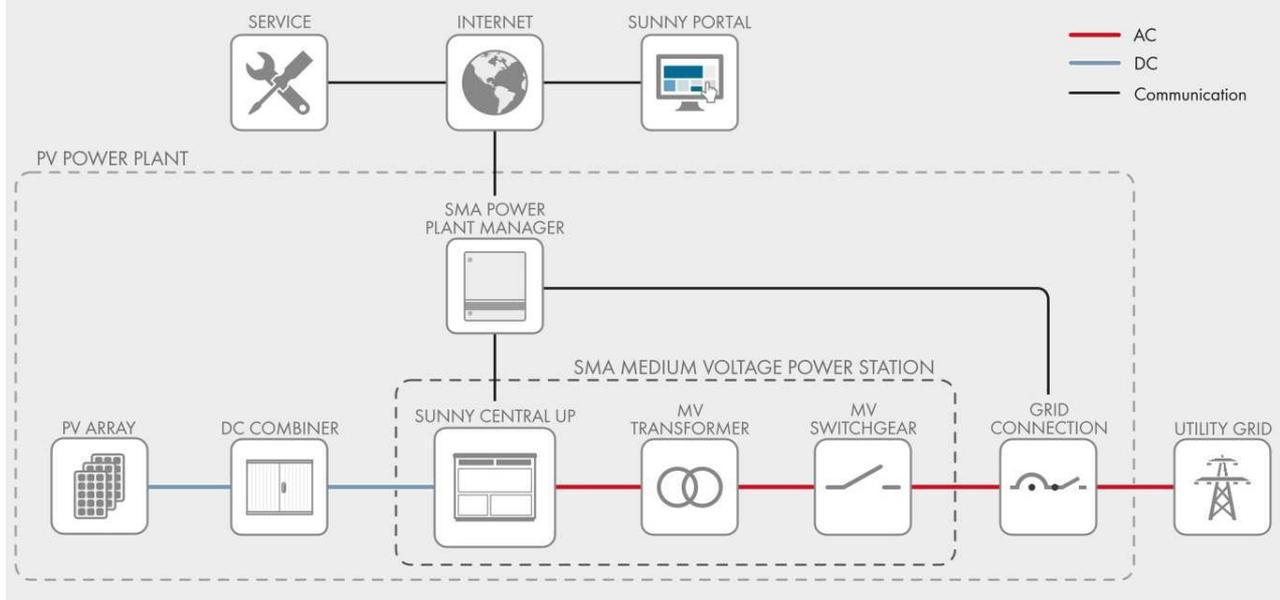
- n. 1 Power Station del tipo MVPS 2800-S2.

Le caratteristiche tecniche principali dei gruppi di conversione e trasformazione sono riportate nel prospetto riportato nel capitolo *8.2 CONVERTITORI AC/DC*

Gli inverter selezionati per l'impianto, rappresentati nella figura sottostante, avranno le caratteristiche individuate dal costruttore SMA, modello MVPS 2800-S2 o similare, con potenza massima generabile di 2800kW e saranno del tipo sinusoidale IGBT autoregolati a commutazione forzata con modulazione a larghezza di impulsi (PWM - Pulse Width Modulation), in grado di operare in modo completamente automatico con MPPT (Maximum Power Point Tracker) indipendenti



Plant diagram with Sunny Central UP



4.6. CABINE PREFABBRICATE IN CALCESTRUZZO

Ogni sottocampo, identificato da un convertitore DC/AC, avrà come fulcro la cabina di conversione in cui saranno installati sia l'inverter che tutta la quadristica Dc e AC in BT che anche i trasformatori elevatori BT/MT.

BALTEX SARDEGNA14 GUSPINI S.r.l.	<p style="text-align: center;">Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico Progetto Definitivo "SARDEGNA 14 GUSPINI"</p>	Rev.03 del 15/04/2024
		Pag. 36 a 63

La cabina di conversione sarà costituita da un container in metallo, installato su un basamento di calcestruzzo predisposto in fase di cantiere per garantirne la stabilità per tutta la durata utile dell'impianto.

4.7. ENERGY MANAGEMENT SYSTEM (EMS)

L'Energy Management System (EMS) ha il compito di gestire l'impianto attraverso le logiche di controllo e supervisionare lo stato di funzionamento.

– Nello specifico il sistema EMS sarà composto da:

- Power Plant Controller (PPC) che gestisce le logiche di gestione e di supervisione di tutte gli inverter, con particolare attenzione a rilevare dei malfunzionamenti e/o stati anomali che debbano provocare la messa in sicurezza di parti d'impianto o dell'impianto stesso;
- Human Machine Interface (HMI) che permettono la gestione locale e la verifica di situazioni d'allarme o per attività di manutenzione;
- Collegamento con l'esterno per la gestione remotizzata in assenza di personale nella sala controllo.
- Registrazione dei dati e storicizzazione per reportistica e per analisi.

Questo sistema troverà collocazione in appositi ambienti climatizzati e riscaldati dove troveranno collocazione anche le HMI per la gestione locale.

Qualora fosse necessario coordinare l'esercizio dell'impianto con quello di altri impianti all'interno del sito, l'EMS sarà integrato con Sistema Centrale di Supervisione (SCCI).

Tutte le logiche di gestione dell'impianto saranno in accordo con le richieste di Terna e con i criteri necessari ad assicurare la durata degli inverter.

4.8. QUADRI ELETTRICI

Saranno installati dispositivi di protezione e sezionamento di tipo modulare per montaggio su profilato DIN con garanzia della tenuta su detto profilato con molle idonee e saranno protetti da pannelli fine strati.

4.8.1. QUADRO ELETTRICO DI SOTTOCAMPO (QUADRO TIPO QES) – SEZ. DC

All'interno del quadro, in esecuzione da parete e con grado di protezione minimo IP55, saranno installati:

- morsettiera di parallelo stringhe
- fusibili di stringa
- sezionatore di manovra per corrente continua per sezionamento del sottocampo a fronte di manutenzione ordinaria e straordinaria dello stesso, azionabile da comando remoto;
- scaricatori di sovratensioni (SPD) in classe II per la protezione da sovratensioni delle stringhe appartenenti ad un sottocampo;

BALTEX SARDEGNA14 GUSPINI S.r.l.	Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico Progetto Definitivo "SARDEGNA 14 GUSPINI"	Rev.03 del 15/04/2024
		Pag. 37 a 63

Sarà poi presente una morsettiera di terra a cui farà capo il conduttore di protezione del polo di terra degli scaricatori (sez. 16 mm²).

4.8.2. QUADRO ELETTRICO BASSA TENSIONE (QBT) - SEZ. AC

Sarà installato e collegato in cabina un quadro di bassa tensione cabina (min IP20), in conformità alla norma CEI E N 60439-1 (17-13/1), per linee di potenza, ausiliari e gruppo soccorritore (UPS). Tutte le linee in partenza saranno protette singolarmente dal sovraccarico e dal corto circuito con interruttori di tipo magnetotermico, mentre la protezione contro i contatti indiretti sarà realizzata tramite relè di tipo differenziale.

In particolare, nel quadro saranno installati:

- il dispositivo di interfaccia con la funzione sia di escludere il generatore fotovoltaico in condizioni di "aperto" (interruttore automatico con bobina di apertura a mancanza di tensione), che di protezione del trasformatore lato BT e la protezione di interfaccia
- la protezione di interfaccia secondo le indicazioni fornite dal costruttore.

Il dispositivo di generatore sarà integrato negli inverter.

4.8.3. QUADRO ELETTRICO MEDIA TENSIONE (QMT)

Sarà installato un quadro a prova d'arco interno IAC (Internal Arc Classified) accessibile alle sole persone autorizzate sui lati anteriore e laterale provato alla corrente d'arco a 12,5 kA per 1s (quadro IAC -AFL) conforme alla norma CEI 17-6 Ed VI.

Sarà previsto il dispositivo e la protezione generale, la partenza/arrivo della linea verso/da il trasformatore M T /BT.

4.9. MISURA DELL'ENERGIA

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 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/impressa 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:

- misura dell'energia attiva e reattiva e della potenza attiva immessa in rete e prelevata dalla rete;
- 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;
- unità di misura per l'energia attiva (reattiva): kWh (kVARh);
- unità di misura per la potenza attiva: kW;
- gestione automatica dell'ora legale;
- orologio interno del contatore avente i requisiti indicati nella Norma CEI EN 62054-21 per i commutatori orari;
- 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.

4.10. 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.

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 dei dati ambientali 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.

4.11. 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 barriere perimetrali a fasci infrarossi, telecamere e combinatori telefonici GSM con modulo integrato.

4.12. STAZIONE METEOROLOGICA

L'impianto verrà dotato di una stazione meteorologica montata ad un'altezza di almeno 10 m, dotata di strumentazione in grado di monitorare:

- temperatura ambiente;
- umidità relativa aria;
- pressione barometrica;
- direzione vento e velocità vento;
- intensità precipitazioni;
- misura scariche atmosferiche con polarità e tipologia della stessa.

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.

4.13. LOCALI PER L'IMPIANTO DI CONSEGNA E DI UTENTE

Saranno previsti i seguenti locali:

- locale consegna, riservato esclusivamente al distributore per le proprie apparecchiature;
- locale misure, adiacente al locale consegna, contenente i gruppi di misura e accessibile al distributore e all'utente;
- locale utente contenente:
 - il quadro MT;
 - il box di trasformazione;
 - il quadro BT;

4.13.1. CARATTERISTICHE DEL LOCALE CONSEGNA E DI UTENTE



La cabina sarà del tipo prefabbricato monoblocco in struttura monolitica autoportante (cemento armato vibrato - CAV), conforme alla norma CEI EN 62271-202 e alle relative disposizioni del distributore con dimensioni (es terne):

- m. 4,20 *2,48 *2,48 h per il locale ENEL
- m. 0,99 *2,48 *2,48 h per il locale misure
- m. 1,50 *2,48 *2,48 h per il box del trasformatore (fornito da ENEL) mentre il locale utente avrà le seguenti dimensioni (es terne):
- m. 5,00 *2,46*2,46 h per il locale comprendente il QMT, il box di trasformazione e gli inverter

I passaggi, previsti per il transito delle persone, saranno larghi almeno 80 cm, al netto di eventuali sporgenze; se dietro un quadro chiuso sarà previsto il transito delle persone, la larghezza del passaggio potrà essere ridotta a 50 cm. Ad ogni modo il percorso delle vie di fuga, dal punto più lontano della cabina all'uscita, non supererà i 20 m.

La cabina sarà posata su fondazione prefabbricata tipo vasca avente altezza esterna di 60 cm (interna di 50 cm) e dotata di fori diametro 17 cm a frattura prestabilita in modo da consentire l'ingresso e l'uscita dei cavi MT/BT nei quattro lati.

La vasca che fungerà da vano per i cavi sarà accessibile da botola su pavimento del locale utente.

A completamento delle cabine saranno forniti:

- N ° 2 Porte di accesso ai locali riservati a Ente Pubblico e Misure lato Ente Pubblico, in vetroresina, conformi alla specifica ENEL DS 919, con serrature unificate ENEL DS 988.
- N ° 2 Porte di accesso ai locali riservati all'Utente e Misure lato Utente, in lamiera zincata e preverniciata, munite di serratura.

Il box di trasformazione nel locale utente sarà segregato tramite rete IP20 dalla restante parte del locale.

Il calore prodotto dai quadri e dagli inverter sarà smaltito tramite ventilazione naturale per mezzo di un numero adeguato di griglie di aerazione (122 x52 cm) in vetroresina.

Il calore prodotto dal trasformatore sarà smaltito tramite ventilazione naturale per mezzo di un numero adeguato di griglie di aerazione (122x52 cm) in vetroresina, conformi alla specifica ENEL DS 927 e tramite un torrino di estrazione da 5700 mc /h.

4.13.2. ACCESSORI INTERNI A COMPLETAMENTO DELLA CABINA

- Punto luce costituito da plafoniera IP65 con lampada da 100 W combinato da 16A - 250V composto da interruttore bipolare, presa bipolare e fusibili (per locali CONSEGNA, MISURE)
- Punto luce costituito da plafoniera IP65 con lampada a fluorescenza 2x36 W con inverter, avente autonomia di 1h 30min, combinato da 16A a 250V composto da interruttore bipolare, presa bipolare e fusibili (per LOCALE UTENTE e LOCALE SERVIZI)
- Rete di segregazione trasformatore IP20



- Collettore e anello di messa a terra interno, realizzato con piatto di rame sez. 20x5mm, morsetti e capicorda, compreso il collegamento delle masse metalliche, quadro MT, quadro BT, trasformatore, eventuali infissi
- Accessori antinfortunistici: estintore a CO2, lampada emergenza ricaricabile, guanti isolanti, pedana isolante, cartelli ammonitori vari, schema elettrico di cabina
- Gruppo soccorritore (UPS) per circuiti ausiliari (trascinamento) tipo UPS (220 Vca - 220 Vca/220 Vca - 48 24 Vcc - Vca) montato e cablato in cabina

4.13.3. TRASFORMATORE

Saranno installati 12 trasformatori trifase da 3150 kVA 15kV/630V del tipo a secco, in resina epossidica, per installazioni d'interno, con avvolgimenti inglobati e colati sottovuoto con resina epossidica caricata, in esecuzione a giorno, dotato di centralina e sonde termometriche.

Sarà del tipo F 1-E2- C2 (autoestinguente con basse emissioni di fumi F1; resistente all'umidità e all'inquinamento atmosferico E2, resistente alle variazioni climatiche C2).

4.14. STIPAMENTO DEI CAVI NEI CAVIDOTTI

4.14.1. LATO BASSA TENSIONE SEZ. DC

I cavi utilizzati saranno stipati all'interno di canali grigliati in copertura e canali in Fe- Zn per le calate.

4.14.2. LATO MEDIA TENSIONE SEZ. AC: QBT→TRASFORMATORE → QMT→LOCALE CONSEGNA

I cavi utilizzati saranno stipati all'interno delle vasche della cabina in aria (idonei per lo specifico tipo di posa).

4.15. PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI DELLE SCARICHE ATMOSFERICHE

– Fulminazione diretta: L'impianto fotovoltaico ai sensi della norma CEI 81-10/2 risulta essere protetto contro il fulmine, in relazione alla perdita di vite umane (rischio R1). Al fine di ridurre il rischio complessivo R1 saranno previsti SPD su tutte le linee entranti nell'edificio collegate all'impianto utilizzatore (escluse quelle provenienti dall'impianto fotovoltaico), aventi le seguenti caratteristiche:

- classe I
- corrente impulsiva di scarica $I_{imp} (10/350 \mu s) \geq 5 \text{ kA}$

Non è stato invece valutato il rischio di perdite economiche relative all'edificio (rischio R4), e non sono stati adottati i provvedimenti eventualmente necessari, avendo il committente espressamente accettato tale rischio.

BALTEX SARDEGNA14 GUSPINI S.r.l.	<p style="text-align: center;">Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico Progetto Definitivo "SARDEGNA 14 GUSPINI"</p>	Rev.03 del 15/04/2024
		Pag. 42 a 63

– Fulminazione indiretta: l'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulminazione con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di metterne fuori uso i componenti tra cui, in particolare, gli inverter. I morsetti degli inverter dovranno risultare protetti, tuttavia si provvederà a rinforzare tale protezione con l'inserzione di dispositivi SPD in classe II sulla sezione c.c. dell'impianto. Sarà inoltre verificato la presenza di SPD in classe II a valle del punto della fornitura elettrica.

4.16. PRESCRIZIONI PER LA SICUREZZA

Dal punto di vista della sicurezza, occorre tenere conto che è impossibile porre il sistema fuori tensione in presenza di luce solare. Questo costituisce elemento di attenzione non solo in fase di costruzione e manutenzione del generatore fotovoltaico ma anche in caso di intervento di soccorso.

L'impianto FV:

- non deve costituire causa primaria di incendio o di esplosione;
- non deve fornire alimento o via privilegiata di propagazione degli incendi;
- deve essere previsto un dispositivo di sezionamento sotto carico, azionabile da comando remoto, ubicato in posizione segnalata ed accessibile, in modo da mettere in sicurezza ogni parte dell'impianto elettrico all'interno del compartimento antincendio, anche nei confronti del generatore fotovoltaico. In alternativa al sezionamento del generatore fotovoltaico si dovrà collocare lo stesso in apposita area recintata. La parte del generatore FV a monte di tale dispositivo di sezionamento deve essere esterna ai compartimenti antincendio, oppure interna ma ubicata in apposito vano tecnico con idonee caratteristiche di resistenza al fuoco;
- in caso di presenza di gas, vapori, nebbie infiammabili o polveri combustibili, o in caso di fabbricazione, manipolazione o deposito di materiali esplosivi, al fine di evitare i pericoli determinati dall'innescamento elettrico di atmosfere potenzialmente esplosive, è necessario installare la parte di impianto in c.c, compreso l'inverter, all'esterno delle zone classificate ai sensi del D.Lgs. 81/2008 - allegato XLI X;
- i componenti degli impianti FV non devono essere installati in luoghi sicuri, né essere di intralcio alle vie di esodo;
- l'area in cui è ubicato il generatore ed i suoi accessori, qualora accessibile, dovrà essere segnalata con apposita cartellonistica conforme al D. Lgs. 81/2008. La predetta cartellonistica dovrà riportare la seguente dicitura: **ATTENZIONE: Impianto Fotovoltaico in tensione durante le ore diurne (... Volt).** La predetta segnaletica dovrà essere installata ogni 5 metri per i tratti di conduttura.
- l'ubicazione dei pannelli e delle condutture elettriche deve consentire il corretto funzionamento e la manutenzione di eventuali evacuatori di fumo e di calore (EFC) presenti nonché deve tener conto dell'esistenza di possibili vie di veicolazione di incendi (lucernari, camini, ecc.). In ogni caso i pannelli, le condutture ed ogni altro dispositivo non dovranno distare meno di 1 metro dai predetti dispositivi.

5. OPERE CIVILI ACCESSORIE

BALTEX SARDEGNA14 GUSPINI S.r.l.	Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico Progetto Definitivo "SARDEGNA 14 GUSPINI"	Rev.03 del 15/04/2024
		Pag. 43 a 63

5.1. VIABILITÀ E ACCESSI

Il terreno asservito alla realizzazione dell'impianto FV in progetto presenta una conformazione morfologica regolare e tale da non richiedere interventi di livellamento delle superfici funzionali all'installazione degli inseguitori solari.

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.

L'area sarà accessibile da ingressi posizionati in corrispondenza della viabilità comunale esistente.

La carreggiata stradale della viabilità di impianto presenterà una larghezza di 3,5 metri. La massicciata stradale sarà formata da una soprastruttura in materiale arido dello spessore indicativo di 0,30/0.40 m.

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.

5.2. RECINZIONE E CANCELLO

Al perimetro dell'impianto FV è prevista la realizzazione di una recinzione in rete metallica a maglia romboidale sostenuta da pali infissi.

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 entro i siti di impianto dovranno realizzarsi dei cancelli realizzati 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.

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

5.3. SCAVI PER POSA CAVIDOTTI

BALTEX SARDEGNA14 GUSPINI S.r.l.	<p>Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico Progetto Definitivo “SARDEGNA 14 GUSPINI”</p>	Rev.03 del 15/04/2024
		Pag. 44 a 63

Le operazioni di scavo da attuarsi nell’ambito della costruzione del campo solare devono principalmente riferirsi all’approntamento degli elettrodotti interrati per la distribuzione BT ed MT di impianto.

La fase di scavo 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 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.

5.4. INTERVENTI DI MITIGAZIONE E INSERIMENTO AMBIENTALE

Al fine di realizzare un adeguato controllo delle emissioni di polveri in fase di realizzazione e dismissione dell’impianto potranno risultare sufficienti alcuni accorgimenti di “buona gestione” del cantiere.

In relazione al potenziale incremento delle emissioni da traffico veicolare, quali misure di mitigazione, possono ritenersi sufficienti le ordinarie procedure di razionalizzazione delle attività di trasporto dei materiali (impiego di mezzi ad elevata capacità ed in buono stato di manutenzione generale).

Gli interventi di mitigazione da realizzare al fine di favorire l’inserimento ambientale del parco fotovoltaico e ridurre gli impatti negativi generati sulla componente vegetale sono indicati di seguito.

Ripristino, ove possibile, della copertura erbacea eliminata durante la fase di cantiere per esigenze lavorative

Al fine di favorire una veloce ricolonizzazione delle aree libere dagli inseguitori solari e delle aree interessate dagli scavi per la posa in opera dei cavidotti da parte delle comunità vegetali erbacee spontanee, nell’effettuazione degli scavi si avrà cura di accantonare gli strati superficiali di suolo (primi 10-30 cm) al fine di risistemarli in superficie a scavi terminati. Questo garantirà il mantenimento in loco dello stock di seme naturalmente presente nel terreno favorendo, in occasione delle prime piogge utili, lo sviluppo di nuova vegetazione erbacea.

MISURE DI MITIGAZIONE DELL’IMPATTO VISIVO E COMPENSAZIONE DELLE EVENTUALI PERDITE VEGETAZIONALI

Le attuali fasce arbustive perimetrali verranno quanto più possibile mantenute in fase di realizzazione della recinzione del futuro impianto. Al fine di compensare la perdita delle coperture di macchia e dei mosaici di macchia, arbusteti e pascoli, si provvederà alla realizzazione di una fascia di macchia mediterranea naturaliforme all’interno delle pertinenze dell’impianto. Tale opera a verde, avente una superficie totale superiore a quella sottratta, dovrà essere realizzata mediante la piantumazione, in disposizione casuale (randomica e/o od a formare piccoli nuclei) di esemplari reperiti da vivai locali appartenenti alle specie autoctone già presenti nel sito, ovvero Pistacia lentiscus, Myrtus communis e Pyrus spinosa (ad elevato potere mellifero ed in grado di produrre frutti carnosì), integrate con ulteriori elementi floristici coerenti con la vegetazione potenziale del sito (Olea europaea var. sylvestris, Phillyrea angustifolia, Rhamnus alaternus). Attraverso la predisposizione delle fasce di mitigazione perimetrali, tale opera a verde verrà messa in connessione con altri elementi del paesaggio già presenti nel sito (mosaico di macchia a sud ed eucalipteto a



nord), al fine di incrementarne la funzione di corridoio ecologico ed habitat per le specie. Al fine di mitigare l'impatto visivo, compensare la perdita degli esemplari arbustivi ed arborei interferenti e migliorare la connettività ecologica del sito, lungo il perimetro del futuro impianto verrà predisposta una fascia alto-arbustiva/arborescente a base di *Rhamnus alaternus*, *Olea europaea* var. *sylvestris*, *Pistacia lentiscus* e *Myrtus communis*.

Riguardo la componente fauna, circa i modesti effetti del progetto sulla componente in esame, non si ritiene necessaria l'adozione di specifiche misure di mitigazione, fatta salva l'esigenza di acquisire riscontri diretti attraverso l'esecuzione di una campagna di indagini geognostiche che dovrà obbligatoriamente supportare la successiva fase progettazione esecutiva.

5.5. FONDAZIONI PER I CONTAINER

I container contenenti gli inverter, i quadri BT e MT, i servizi ausiliari e i Trasformatori, poggeranno su fondazioni in calcestruzzo armato o prefabbricato, le fondazioni saranno calcolate in base alle indicazioni tecniche dei fornitori ed in accordo ad i parametri ambientali.

6. INTERFERENZE ELETTROMAGNETICHE

Gli elementi dell'insediamento produttivo del tipo in oggetto che possono produrre inquinamento elettromagnetico sono essenzialmente:

- gli apparati elettromeccanici presenti all'interno dei locali trasformazione- inverter;
- le linee elettriche di trasporto dell'energia dalla centrale al punto di immissione nella rete del GSE. Per quanto concerne la prima causa si può affermare che il campo elettromagnetico all'esterno delle macchine generatrici è contenuto nei limiti previsti da normativa di settore, essendo le macchine descritte nel quadro di riferimento progettuale a norma e certificate.

In relazione alla seconda causa è opportuno precisare che le linee di trasporto sono costituite da un cavidotto interrato con cavi a media tensione (20 kV). Il percorso del cavo suddetto sarà segnalato tramite pozzetti d'ispezione ed adottando fasce di inedificabilità ai sensi della legge 36/2001. La norma dello Stato italiano che regola, attualmente, la materia dei campi elettromagnetici, è costituita dalla legge n. 36 del 22/02/2001 (Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici) e dal D.P.C.M. 8 luglio 2003 e successive modifiche e integrazioni (Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici generati a frequenze comprese tra 100 KHz e 300 GHz).

In essa vengono definiti i parametri di riferimento per poter fare considerazioni di carattere qualitativo e quantitativo sull'argomento. In dettaglio vengono definiti:

- limite di esposizione: valore di campo elettrico, magnetico ed elettromagnetico, considerato come valore di immissione definito ai fini della tutela della salute da effetti acuti, che non deve essere superato in alcuna condizione di esposizione dalla popolazione e dai lavoratori;
- valore di attenzione: valore di campo elettrico, magnetico ed elettromagnetico considerato come valore di immissione, che non deve essere superato negli ambienti abitativi, scolastici e nei luoghi adibiti a



permanenze prolungate; esso costituisce misura di cautela ai fini della protezione da possibili effetti a lungo termine;

– obiettivi di qualità sono: 1) i criteri localizzativi, gli standard urbanistici, le prescrizioni e le incentivazioni per l'utilizzo delle migliori tecnologie disponibili, indicate dalle leggi regionali secondo le competenze definite dall'articolo 8; 2) i valori di campo elettrico, magnetico ed elettromagnetico, definiti dallo Stato secondo le previsioni di cui all'articolo 4, comma 1, lettera a, ai fini della progressiva minimizzazione dell'esposizione ai campi medesimi. I valori dei tre parametri di cui sopra alla frequenza di rete (50 Hz) per gli elettrodotti sono stati fissati dal DPCM 8 Luglio 2003.

I limiti imposti dal decreto agli artt. 3 e 4 sono i seguenti:

- nel caso di esposizione a campi elettrici e magnetici alla frequenza di 50 Hz generati da elettrodotti, non deve essere superato il limite di esposizione di 100 μ T per l'induzione magnetica e 5 kV/m per il campo elettrico (intesi come valori efficaci);
- nelle aree gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere, si assume per l'induzione magnetica il valore di attenzione di 10 μ T, da intendersi come mediane dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio;
- nella progettazione di nuovi elettrodotti in corrispondenza degli ambienti di cui al punto precedente e nella progettazione dei nuovi insediamenti e delle nuove aree di cui sopra in prossimità di linee ed installazioni elettriche già presenti nel territorio, ai fini della progressiva minimizzazione dell'esposizione ai campi elettrici e magnetici generati dagli elettrodotti operanti alla frequenza di 50 Hz.

È fissato l'obiettivo di qualità di 3 μ T per il valore dell'induzione magnetica, da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio.

I campi elettromagnetici associati alle linee interrate sono trascurabili in considerazione della limitata tensione di esercizio, della disposizione ravvicinata dei conduttori e dell'effetto schermante del rivestimento del cavo e del terreno.

Più in dettaglio occorre specificare che il campo magnetico generato da un conduttore attraversato da corrente dipende dal valore di questa.

L'effetto magnetico prodotto dalla corrente, espresso in termini di induzione magnetica può assumere valori, per una linea aerea a 380 kV, ad una distanza di 30 m dall'ordine dei μ T (microtesla).

Occorre però tenere conto che tali valori si riducono in maniera notevole all'avvicinarsi dei cavi delle 3 fasi che ai fini dell'effetto magnetico si comportano come un conduttore unico attraversato da corrente pari a zero (infatti la somma dei valori istantanei delle correnti in un sistema trifase vale zero). Quest'ultima condizione si verifica, però, realizzando la trasposizione continua delle fasi; nella realtà questa operazione non viene effettuata in quanto i cavi vengono posati allineati. Di conseguenza avremo un campo magnetico risultante che, tenuto conto del basso livello di potenza trasportato nel nostro caso rispetto ad una linea a 380 kV e del potere schermante del cavo e del terreno, si potrà ridurre a 0,2 microtesla già ad una distanza di qualche metro dall'asse del sistema.

Si provvederà a disporre i cavi a trifoglio ottenendo una riduzione del campo magnetico ad 1/8 di quello con cavi allineati. L'intero tracciato del cavo, inoltre, si sviluppa senza interessare nessun ricettore sensibile.

BALTEX SARDEGNA14 GUSPINI S.r.l.	Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico Progetto Definitivo "SARDEGNA 14 GUSPINI"	Rev.03 del 15/04/2024
		Pag. 47 a 63

Si può quindi affermare che i valori di campo magnetico associabili all'impianto siano largamente compatibili con il limite di 100 μ T fissato dal DPCM 8 Luglio 2003.

Per quanto riguarda poi le interferenze che possono intercorrere tra la linea in cavo ed i sistemi di radio telecomunicazioni occorre precisare non esiste la possibilità che lo stesso nel suo complesso possa arrecare disturbi, avvenendo le radio telecomunicazioni a frequenze dell'ordine dei megahertz. All'opera in progetto è ascrivibile la produzione di radiazioni non ionizzanti, localizzate a livello del cavidotto di collegamento tra il sito di produzione e la rete nazionale. Considerato che il suddetto cavidotto sarà opportunamente interrato, tale valore di campo risulta trascurabile. Per quanto riguarda le interferenze con le telecomunicazioni, sono state rispettate le distanze di ampia sicurezza circa la copertura rispetto ai tradizionali ponti radio. Per quanto riguarda gli aspetti connessi alla salute pubblica si evidenzia che la mancata emissione delle sostanze inquinanti non può che avere effetti benefici.

BALTEX SARDEGNA14 GUSPINI S.r.l.	<p style="text-align: center;">Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico Progetto Definitivo "SARDEGNA 14 GUSPINI"</p>	Rev.03 del 15/04/2024
		Pag. 48 a 63

7. POTENZIALITÀ ENERGETICA DEL SITO ED ANALISI DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FV

7.1. PREMESSA DEL CALCOLO

La stima della potenzialità energetica dell'impianto è stata condotta avuto riguardo dei seguenti 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 PVSYSY (versione 7.1.8, 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, NASASEE, 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.

7.2. 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.

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



Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico
Progetto Definitivo
"SARDEGNA 14 GUSPINI"

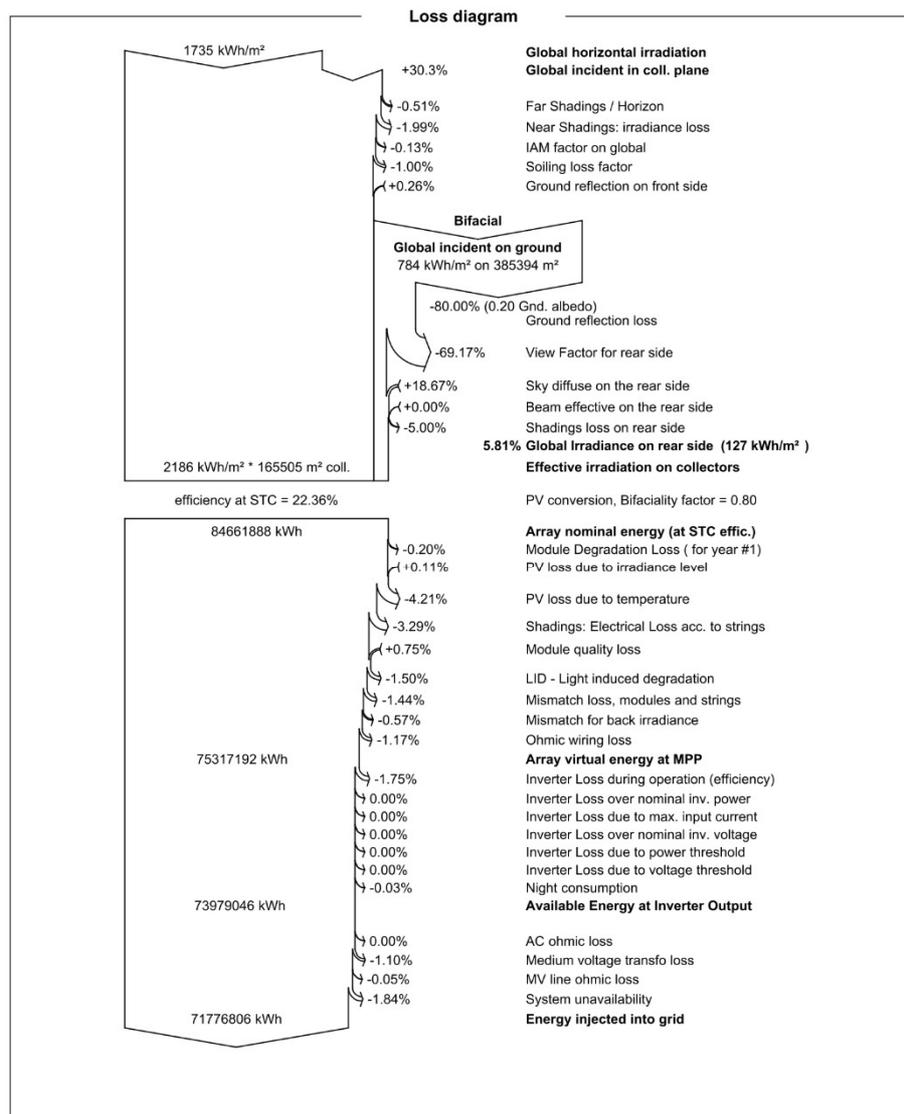
La Figura sottostante riporta le percentuali delle perdite di sistema che sono state considerate nella simulazione, per arrivare a stimare l'effettiva producibilità annuale d'impianto a partire dal valore dell'irraggiamento globale.

Il valore di irraggiamento effettivo sui collettori, conseguente alle modalità di captazione previste (impiego di inseguitori solari monoassiali), è pari a circa 2260 kWh/m² anno.

I bilanci ed i risultati principali delle simulazioni sono riportati nella Tabella3. La produzione energetica totale stimata per la centrale in progetto è di seguito riportata.

Produzione Totale Impianto [MWh/Anno]	75315
Potenza Picco totale [kWp]	37005
Produzione specifica [kWh/kWp/a]	1940

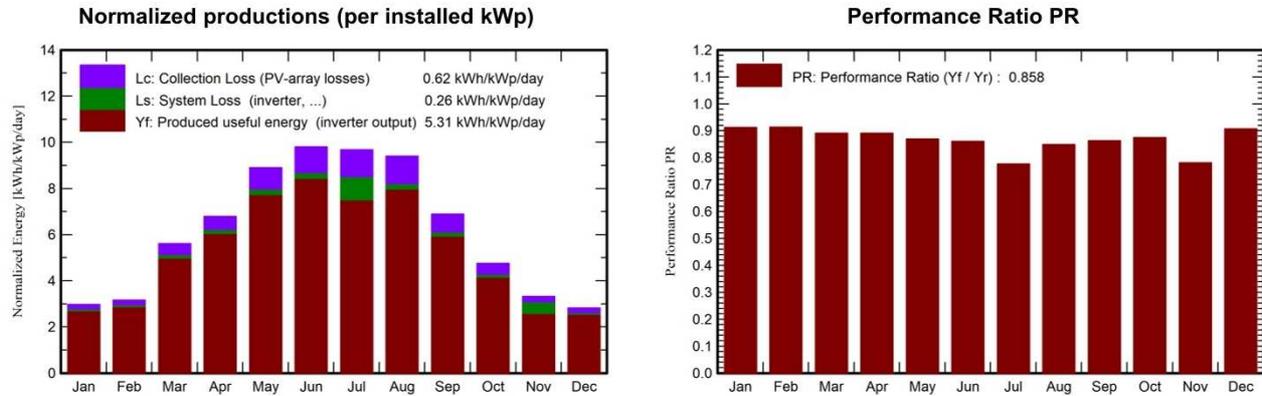
Diagramma delle perdite energetiche





Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico
Progetto Definitivo
"SARDEGNA 14 GUSPINI"

Tabella 3 Principali parametri del bilancio energetico



Balances and main results

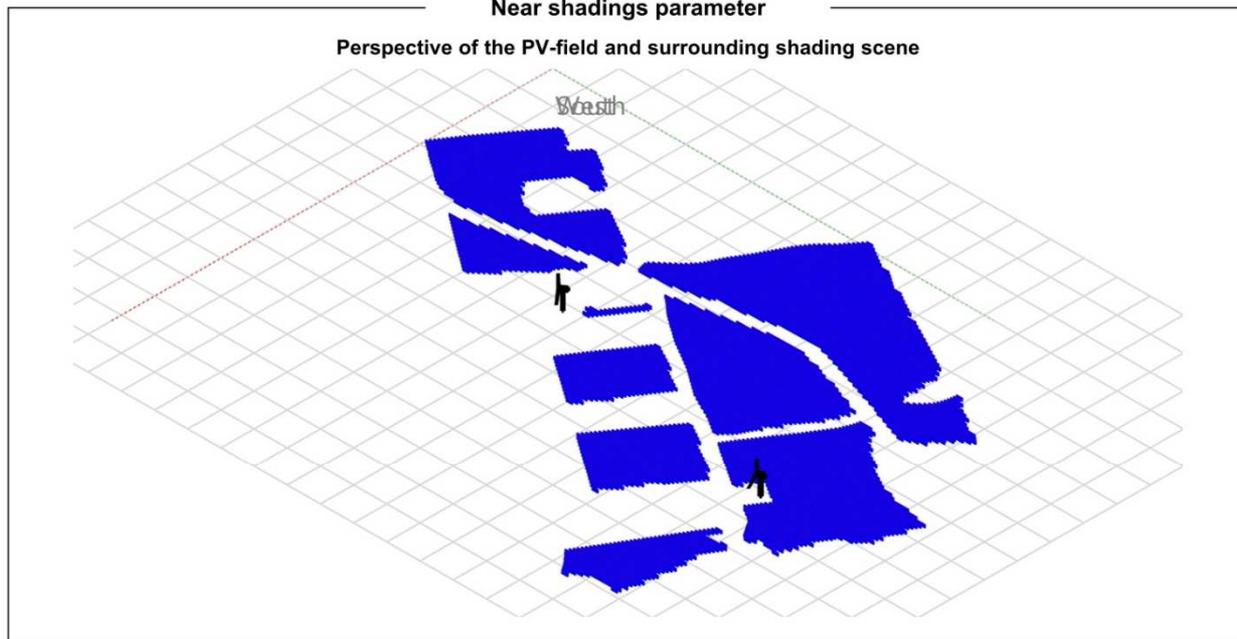
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	68.4	26.45	9.32	92.1	88.5	3205348	3110151	0.912
February	70.0	37.22	7.06	88.4	83.9	3082227	2990378	0.914
March	134.2	52.20	10.15	173.8	167.3	5906267	5732999	0.891
April	160.5	67.06	14.18	203.8	196.9	6924811	6720824	0.891
May	213.7	67.48	19.09	276.0	267.9	9150874	8877693	0.869
June	228.2	66.55	22.57	294.1	285.8	9657138	9371327	0.861
July	230.1	65.78	24.10	299.9	291.4	9780661	8618991	0.777
August	218.7	54.18	24.37	291.4	283.2	9435173	9158365	0.849
September	157.3	50.85	21.75	206.7	200.2	6796823	6603408	0.863
October	111.4	45.71	16.93	147.5	141.7	4914098	4777166	0.875
November	76.6	33.75	13.96	99.6	95.5	3436212	2879175	0.781
December	65.8	27.39	10.87	87.5	83.5	3024828	2936330	0.907
Year	1734.9	594.63	16.25	2261.0	2185.8	75314459	71776806	0.858

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		

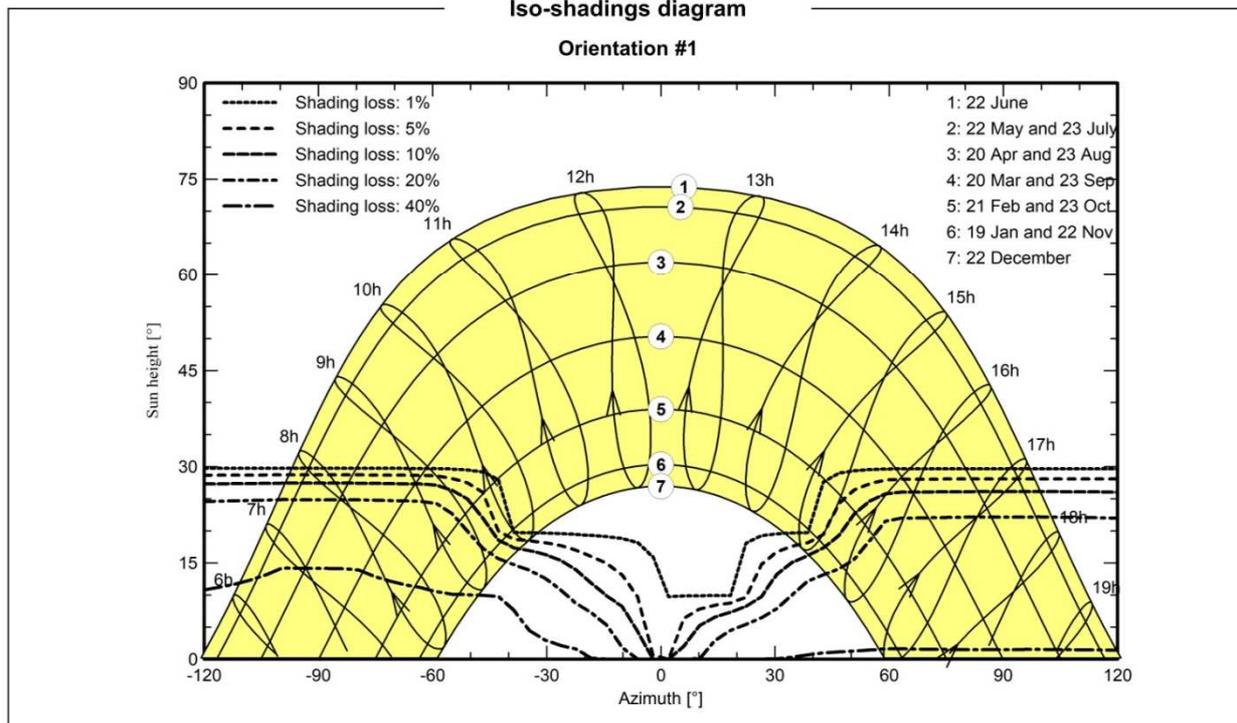
Analisi delle Ombre e dell'Orizzonte

Near shadings parameter



Iso-shadings diagram

Orientation #1



7.3. PRINCIPALI RICADUTE AMBIENTALI POSITIVE DEL PROGETTO

7.3.1. PREMessa

Nel rimandare all'allegato Studio preliminare ambientale per approfondimenti sui riflessi ambientali e paesistici del progetto, si riepilogano di seguito le principali ricadute ambientali positive dell'iniziativa,

BALTEX SARDEGNA14 GUSPINI S.r.l.	<p>Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico Progetto Definitivo “SARDEGNA 14 GUSPINI”</p>	Rev.03 del 15/04/2024
		Pag. 52 a 63

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.

7.3.2.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 e frequentemente utilizzato per valutare i 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.

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 71.776 MWh, nell'arco della sua vita utile l'impianto in esame sarebbe in grado di produrre all'incirca $71.776 \times (30 - 4) = 1.866.176,00$ 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 1.650.538,32 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 estremamente variabile in funzione della miscela di combustibili utilizzati e dei presidi ambientali di ciascuna centrale da fonte fossile.

BALTEX SARDEGNA14 GUSPINI S.r.l.	<p style="text-align: center;">Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico Progetto Definitivo "SARDEGNA 14 GUSPINI"</p>	Rev.03 del 15/04/2024
		Pag. 53 a 63

Sulla base di uno studio ISPRA pubblicato nel 2015⁴, potrebbe ragionevolmente assumersi come dato di calcolo delle emissioni di anidride carbonica evitate il valore di 0,45 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/kWh⁵.

In base a quest'ultima assunzione, le emissioni di CO₂ evitate a seguito dell'entrata in esercizio dell'impianto possono valutarsi in 742.742 tCO₂

7.3.3.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 Enel⁶, 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, rispettivamente pari 3,23 t/anno, 69,55 t/anno e 87,57 t/anno.

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.

7.3.4.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 13.422 TEP (tonnellate equivalenti di petrolio)/anno, assumendo una producibilità dell'impianto pari a 71.776 MWh/anno ed un consumo di 0,187 TEP/MWh⁷.

⁴ ISPRA, 2015. Fattori di emissione atmosferica di CO₂ e sviluppo delle fonti rinnovabili del settore elettrico

⁵ PEARS 2016 (https://www.regione.sardegna.it/documenti/1_274_20160129120346.pdf)

⁶ Rapporto Ambientale Enel 2013

⁷ Fonte Autorità per l'energia elettrica ed il gas, 2008

BALTEX SARDEGNA14 GUSPINI S.r.l.	<p align="center">Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico Progetto Definitivo "SARDEGNA 14 GUSPINI"</p>	Rev.03 del 15/04/2024
		Pag. 54 a 63

8. DESCRIZIONE DEL PROCESSO COSTRUTTIVO

Nel seguito, in accordo con i disposti della D.G.R. 3/25 del 23/01/2018, sarà fornita una sintetica descrizione delle attività costruttive finalizzate alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto.

8.1. 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.

8.2. DESCRIZIONE DEL CONTESTO IN CUI È COLLOCATA L'AREA DEL CANTIERE

Il cantiere per la realizzazione dell'impianto FV è situato in strada vicinale di Mogoro, a circa 7 km a nord dell'abitato di Guspini (SU), e a circa 2,5 km a ovest dell'abitato di Pabillonis (SU).

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.

L'accesso al cantiere è assicurato dalla presenza di una esistente strada vicinale che, per le finalità del cantiere e di esercizio dell'impianto, sarà oggetto di manutenzione con ricarica di materiale arido di cava.

8.3. 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);
- – 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 ferraiole, 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 delle MVPS di conversione DC/AC 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 del canale passacavi e delle tubazioni metalliche e disposizione dei cavi in BT per il collegamento tra l'impianto FV alle MVPS e, dei cavi in MT per la connessione alla cabina MT utente.

7) 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 dal gruppo di conversione, continuità elettrica e connessioni tra moduli, messa a terra di masse e scaricatori, ecc.).

8) 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

BALTEX SARDEGNA14 GUSPINI S.r.l.	<p style="text-align: center;">Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico Progetto Definitivo "SARDEGNA 14 GUSPINI"</p>	Rev.03 del 15/04/2024
		Pag. 56 a 63

all'insediamento del cantiere stesso ed il caricamento di tutte le attrezzature, macchine e materiali eventualmente presenti, su autocarri per l'allontanamento.

8.4. 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 aggiuntiva 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.;
- 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.

8.5. 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 tale situazione di pericolo durante l'installazione e manutenzione degli impianti FV.



8.6. TEMPI DI REALIZZAZIONE

La durata complessiva dei lavori è indicativamente stimata in circa 11 mesi a decorre dall'apertura del cantiere.

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.

BALTEX SARDEGNA14 GUSPINI S.r.l.	<p>Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico Progetto Definitivo "SARDEGNA 14 GUSPINI"</p>	Rev.03 del 15/04/2024
		Pag. 58 a 63

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

9.1. 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. **Importo complessivo: € 100.000 ca, pari a circa 2 anni x uomo.**

Fase di Costruzione

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

Incidenza della manodopera locale: € 2.500.000,00 ca (pari al 9% circa sul totale lavori), equivalenti a circa 56 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 proponente ha in programma di far riferimento ad una struttura operativa che preveda il coinvolgimento delle seguenti figure professionali stabilmente assunte: n. 1 operaio manutentore.

Costo del personale locale stabilmente coinvolto: € 750.000,00 ca (30.000 €/anno ca).

Valutata, inoltre, la prospettiva di instaurare un contratto di O&M con ditta specializzata ed assumendo un costo medio annuo di 20.000,00 €/MWP⁸, si stima un costo medio indicativo di circa 740.000 €/anno per i 25 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 circa 222.000,00 €/anno, valutabile nel contributo di circa 7/8 addetti locali/anno.

⁸ Renewable Energy Report 2018 (Politecnico di Milano)



10. SPECIFICHE TECNICHE DEI COMPONENTI DI IMPIANTO

10.1. MODULI FOTOVOLTAICI

I moduli fotovoltaici utilizzati per il progetto saranno del tipo silicio monocristallino bifacciale della potenza di picco 625 Wp, marca Jinko Solar, modello JKM625M-78HL4-BDV.

www.jinkosolar.com



Tiger Neo N-type 78HL4-BDV 605-625 Watt

BIFACIAL MODULE WITH
DUAL GLASS

N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

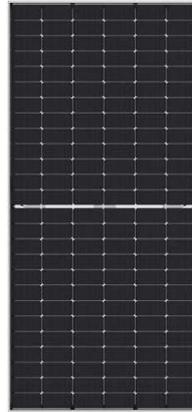
IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



Key Features



SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



Higher Power Output

Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.



Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.



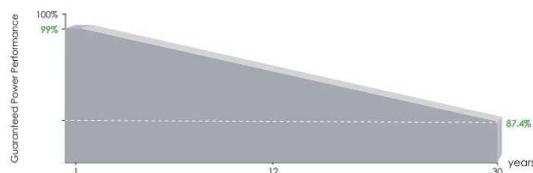
Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



POSITIVE QUALITY
Goldmark Quality Assurance

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



12 Year Product Warranty

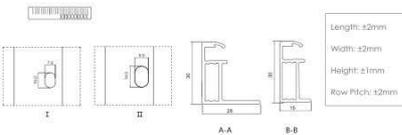
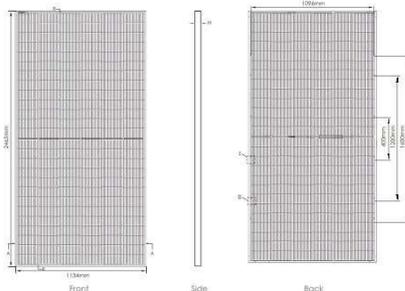
30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years



Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico
Progetto Definitivo
"SARDEGNA 14 GUSPINI"

Engineering Drawings



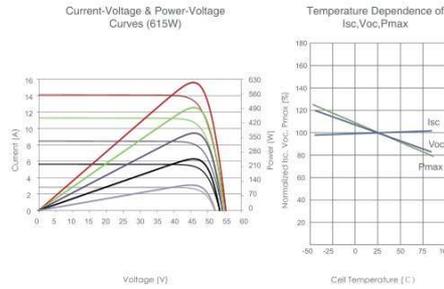
*This tolerance range applies only to the four-angle distance of the module as indicated above.

Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

36pcs/pallets, 72pcs/stack, 576pcs/ 40 HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2x78)
Dimensions	2465x1134x30mm (97.05x44.65x1.18 inch)
Weight	34.6kg (76.38 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm ² (+): 400mm ; (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM605N-78HL4-BDV		JKM610N-78HL4-BDV		JKM615N-78HL4-BDV		JKM620N-78HL4-BDV		JKM625N-78HL4-BDV	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	605Wp	455Wp	610Wp	459Wp	615Wp	462Wp	620Wp	466Wp	625Wp	470Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	45.42V	42.23V	45.60V	42.35V	45.77V	42.46V	45.93V	42.57V	46.10V	42.68V
Maximum Power Current (Imp)	13.32A	10.77A	13.38A	10.83A	13.44A	10.89A	13.50A	10.95A	13.56A	11.01A
Open-circuit Voltage (Voc)	55.17V	52.41V	55.31V	52.54V	55.44V	52.66V	55.58V	52.79V	55.72V	52.93V
Short-circuit Current (Isc)	13.95A	11.26A	14.03A	11.33A	14.11A	11.39A	14.19A	11.46A	14.27A	11.52A
Module Efficiency STC (%)	21.64%		21.82%		22.00%		22.18%		22.36%	
Operating Temperature(°C)	-40°C→+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

		5%		15%		25%	
		Maximum Power (Pmax)	Module Efficiency STC (%)	Maximum Power (Pmax)	Module Efficiency STC (%)	Maximum Power (Pmax)	Module Efficiency STC (%)
	635Wp	22.73%	696Wp	24.89%	756Wp	27.05%	
	641Wp	22.91%	702Wp	25.10%	763Wp	27.28%	
	646Wp	23.10%	707Wp	25.30%	769Wp	27.50%	
	651Wp	23.29%	713Wp	25.51%	775Wp	27.73%	
	656Wp	23.48%	719Wp	25.71%	781Wp	27.95%	

*STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 🌡 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5
 NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 🌡 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌬 Wind Speed 1m/s



Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico
Progetto Definitivo
"SARDEGNA 14 GUSPINI"

10.2. CONVERTITORI DC/AC

SMA Sunny Central 2800 UP

SUNNY CENTRAL UP

Technical Data	Sunny Central 2660 UP	Sunny Central 2800 UP
DC side		
MPP voltage range V_{DC} (at 35 °C / at 50 °C)	880 V to 1325 V / 1100 V	921 V to 1325 V / 1100 V
Min. DC voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, Start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Max. DC voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$ / with DC coupling	3200 A / 4800 A	3200 A / 4800 A
Max. short-circuit current $I_{DC, SC}$	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC battery coupling	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
AC side		
Nominal AC power at $\cos \phi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	2667 kVA / 2400 kVA	2800 kVA / 2520 kVA
Nominal AC active power at $\cos \phi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	2134 kW / 1920 kW	2240 kW / 2016 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 35 °C / at 50 °C)	2566 A / 2309 A	2566 A / 2309 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ^{1) 8)}	600 V / 480 V to 720 V	630 V / 504 V to 756 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁹⁾	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ^{8) 10)}	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ²⁾	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3400 kg / < 7500 lb	
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range ⁸⁾	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission ⁷⁾	67.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ⁸⁾ 1000 m / 2000 m ¹¹⁾ / 3000 m ¹¹⁾	● / ○ / ○ ● / ○ / -	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 55011, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional – not available * preliminary		
Type designation	SC 2660 UP	SC 2800 UP

BALTEX SARDEGNA14 GUSPINI S.r.l.	Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico Progetto Definitivo "SARDEGNA 14 GUSPINI"	Rev.03 del 15/04/2024
		Pag. 62 a 63

10.3. SISTEMA DI PROTEZIONE INTERFACCIA

Descrizione	Marca	Modello	Poli/I _n	Tipo/Curva	I _t /I _d	I _m	P.I.
INTERRUTTORE MAGNETOTERMICO Rif. DDI	ABB	SACE E2B	3P/2000A	C	Regolabile	Regolabile	40kA

Descrizione	Marca	Modello	Conformità alle norme
INTERFACCIA PROTEZIONE RETE Rif. SPI	THYTRONIC	NV10P	CEI 0-16

10.4. SISTEMA DI PROTEZIONE GENERALE

Descrizione	Marca	Modello	Poli/I _n	Tipo/Curva	I _t /I _d	I _m	P.I.
INTERRUTTORE CON SEZIONATORE Rif. DG	ABB	HD4/UNIMIX	3P	--	--	--	12,5KA/1S

Descrizione	Marca	Modello	Protezioni
PROTEZIONE GENERALE Rif. SPG	ABB	REF 601	50-51-51N

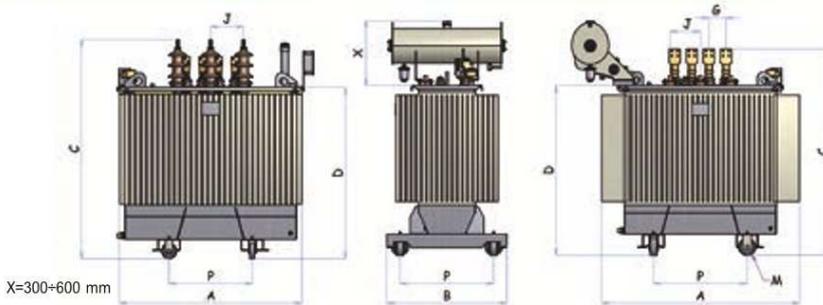


Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico
 Progetto Definitivo
 "SARDEGNA 14 GUSPINI"

10.5. TRASFORMATORE (CARTELLA)

GBE TC3024 kNAN 3150

Norme / Standards CEI EN 60076 – CEI EN 50464			
Livello Isolamento MT / Rated Voltage HV	12÷24 kV	Classe Isolamento MT / Insulation Class HV	FI 28÷50 kV BIL 75÷125 kV
Livello Isolamento BT / Rated Voltage LV	1,1 kV	Classe Isolamento BT / Insulation Class LV	FI 3 kV
Frequenza / Frequency	50÷60 Hz	Regolazione MT / Tappings HV	± 4% or ± 2x2,5%



X=300+600 mm

	KVA	Po (W)	Pcc (75°C) (W)	Uk (75°C) %	LwA dB(A)	Total (kg)	Oil (kg)	A	B	C	D	M	P	J	G
								(mm)							
TC3024 - TC3012 - EoCk (ex AA')	100	320	1750	4	59	590	140	1005	700	1365	980	125	520	265	90
	160	460	2350	4	62	760	170	1065	710	1445	1060	125	520	265	90
	200	550	2800	4	64	890	230	1130	790	1490	1105	125	520	265	90
	250	650	3250	4	65	1030	220	1190	820	1490	1105	125	520	265	120
	315	770	3900	4	67	1200	250	1220	845	1530	1145	125	670	265	120
	400	930	4600	4	68	1360	290	1220	845	1675	1290	125	670	265	120
	500	1100	5500	4	69	1530	320	1280	845	1675	1290	125	670	265	120
	630	1300	6500	4	70	1810	370	1320	845	1785	1400	125	670	265	130
	630	1200	6750	6	70	1800	410	1415	860	1715	1330	125	670	265	130
	800	1400	8400	6	71	2070	460	1680	860	1785	1400	125	670	265	130
	1000	1700	10500	6	73	2450	540	1755	1080	1870	1485	150	820	265	150
	1250	2100	13500	6	74	2820	610	1795	1080	1950	1565	150	820	265	150
	1600	2600	17000	6	76	3420	770	1960	1080	2015	1630	150	820	265	180
	2000	3100	21000	6	78	4210	920	2105	1340	2190	1805	200	1070	265	180
	2500	3500	26500	6	81	5010	1110	2220	1340	2305	1920	200	1070	265	220
	3150	4500	33000	6	84	6280	1380	2495	1410	2390	2105	200	1070	265	265
	4000*	5300	38000	7	86	7410	1700	2680	1495	2390	2105	200	1070	265	265
5000*	6000	43000	7	88	9030	2190	2885	1565	2470	2085	200	1070	265	265	
6300*	6800	47000	8	90	11020	2640	3090	1625	2585	2200	200	1070	265	265	

	KVA	Po (W)	Pcc (75°C) (W)	Uk (75°C) %	LwA dB(A)	Total (kg)	Oil (kg)	A	B	C	D	M	P	J	G
								(mm)							
TD3024 - TD3012 - CoCk (ex AC')	100	210	1750	4	49	600	140	1005	700	1365	980	125	520	265	90
	160	300	2350	4	52	770	170	1065	710	1445	1060	125	520	265	90
	200	370	2800	4	54	900	230	1130	790	1490	1105	125	520	265	90
	250	425	3250	4	55	1040	220	1190	820	1490	1105	125	520	265	120
	315	520	3900	4	57	1210	250	1220	845	1530	1145	125	670	265	120
	400	610	4600	4	58	1370	290	1220	845	1675	1290	125	670	265	120
	500	720	5500	4	59	1550	320	1280	845	1675	1290	125	670	265	120
	630	860	6500	4	60	1830	370	1320	845	1785	1400	125	670	265	130
	630	800	6750	6	60	1820	410	1415	860	1715	1330	125	670	265	130
	800	930	8400	6	61	2090	460	1680	860	1785	1400	125	670	265	130
	1000	1100	10500	6	63	2470	530	1755	1080	1870	1485	150	820	265	150
	1250	1350	13500	6	64	2850	600	1795	1080	1950	1565	150	820	265	150
	1600	1700	17000	6	66	3450	760	1960	1080	2015	1630	150	820	265	180
	2000	2100	21000	6	68	4250	910	2105	1340	2190	1805	200	1070	265	180
	2500	2500	26500	6	71	5060	1100	2220	1340	2305	1920	200	1070	265	220
	3150	3000	33000	6	73	6340	1370	2495	1410	2390	2105	200	1070	265	265
	4000*	3500	38000	7	75	7480	1680	2680	1495	2390	2105	200	1070	265	265
5000*	3900	43000	7	76	9120	2170	2885	1565	2470	2085	200	1070	265	265	
6300*	4300	47000	8	77	11130	2610	3090	1625	2585	2200	200	1070	265	265	

* solo versione con conservatore/NOT provided on hermetically sealed transformers

Scheda tecnica serie Eock (ex AA') - CoCk (ex AC')
 Technical data sheet series Eock (ex AA') - CoCk (ex AC')

Dati e caratteristiche sono indicative e non impegnativi. La GBE si riserva di comunicare i dati effettivi in fase di offerta.

Characteristic are indicative. GBE will confirm actual data at offer/order stage.