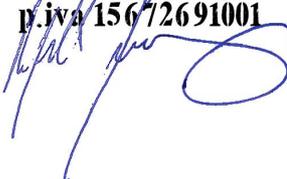


ISTANZA DI VIA

(Artt. 23-24-25 del D. Lgs 152/2006 e ss.mm.ii.)

COMMITTENTE

DIOMEDE srl
 via Nairobi 40
 00144 - Roma - RM
 p.iva 15672691001




DIOMEDE

PROGETTISTI INCARICATI

Arch. DANIELE CONTICCHIO

STUDIO PROFESSIONALE IN PIAZZA DELLA ROCCA N.33
 VITERBO (VT)
 C.F. CNTDNL84B16G148E - P.IVA 02193820566
 tel. +39 3406705346 - mail: daniele.conticchio@gmail.com
 pec: d.conticchio@pec.archrm.it
 Iscritto all'Ordine degli Architetti P.P.C. di Roma e Provincia
 al n. 22831 sez.A

Ing. MARCO GRANDE

STUDIO PROFESSIONALE IN VIA CASILINA NORD N.93
 FROSINONE (FR)
 C.F. GRNMRC71D22D810A - P.IVA 02439640604
 tel. +39 392 5867910 - mail: enstudio71@gmail.com
 pec: marco1.grande@ingpec.eu
 Iscritto all'Ordine degli Ingegneri della Provincia di
 Frosinone al n.1161

Ing. DANIELE MARRAS

STUDIO PROFESSIONALE IN VIA GALASSI N.2
 CAGLIARI (CA)
 C.F. MRRDNL73H22B354N - P.IVA 01033560952
 tel. +39 393 9902969 - mail: daniele@mvprogetti.com
 pec: daniele.marras@ingpec.eu
 Iscritto all'Ordine degli Ingegneri della Provincia di
 Oristano al n. 378

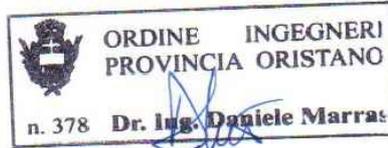
Ing. LORENA VACCA

STUDIO PROFESSIONALE IN VIA GALASSI N.2
 CAGLIARI (CA)
 C.F. VCCLRN75C48H856P - P.IVA 02738080924
 tel. +39 342 0776977 - mail: lorena@mvprogetti.com
 pec: lorena.vacca@ingpec.eu
 Iscritto all'Ordine degli Ingegneri della Provincia di
 Cagliari al n. 4766

PROGETTO DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN

Potenza nominale 96,152 MWp

Località "Serra Taccori" - Comune di Uta (CA)



TITOLO ELABORATO

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

REV.	DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	CONTROLLATO	APPROVATO
01		Definitivo	Luglio 2022		RELAPROG001
REV.		FASE PROGETTUALE	DATA	SCALA	IDENTIFICATORE



Sommario

PARTE PRIMA – Descrizione dell’idea progettuale e del Proponente	3
1.1 PREMESSA	3
1.3 SOCIETA’ PROPONENTE e FONDO DI INVESTIMENTO	7
1.4 ARCHITETTURA DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO	8
1.5 RIFERIMENTI LEGISLATIVI	9
1.6 NORME APPLICABILI	9
1.7 STRUMENTO URBANISTICO VIGENTE E RELATIVE NORME DI ATTUAZIONE	11
Comune di Uta	11
Comune di Uta -Classificazione Acustica	13
Matrice sintetica di coerenza tra quadro programmatico e proposta progettuale	15
2 PARTE SECONDA – Stima producibilità e dimensionamento dell’impianto.....	16
2.1 SITO DI INSTALLAZIONE	16
Disponibilità di spazi sui quali installare l’impianto fotovoltaico	16
Disponibilità della fonte solare	16
Criterio di stima dell’energia prodotta	16
2.2 DIMENSIONAMENTO DELL’ IMPIANTO.....	18
Impianto “DIOMEDE”	18
Scheda tecnica dell’impianto	18
2.3 ANALISI DEI COSTI	19
Costo di realizzazione impianto	19
Impegno spesa	19
Costi di esercizio.....	19
2.4 RISPARMIO SUL COMBUSTIBILE.....	20
Risparmio sul combustibile	20
Emissioni evitate in atmosfera	20
3 PARTE TERZA – Servizi ausiliari ed opere civili.....	21
3.1 Strutture di fissaggio	21
3.2 Cabine elettriche	21

3.3	Altri locali accessori	21
3.4	Impianto generale di terra.....	21
3.5	Cavidotti interrati e connessione alla rete elettrica	22
	Linea BT:.....	22
	Linea MT:.....	22
	Linea AT:.....	22
3.6	Strada di accesso al sito.....	23
3.7	Recinzione	23
4.	PARTE QUARTA – Componenti dell’impianto fotovoltaico	27
4.1	MODULI FOTOVOLTAICI	27
4.2	INVERTER.....	28
4.3	QUADRO ELETTRICO DI INTERFACCIA PARALLELO RETE LATO C.A.....	30
4.4	SPECIFICHE CABINE DI TRASFORMAZIONE	30
4.5	ACCESSORI INTERNI ALLA CABINA E SERVIZI A COMPLETAMENTO:.....	32
4.6	IMPIANTI ELETTRICI AUSILIARI	32
4.7	IMPIANTO GENERALE DI TERRA.....	32
4.8	ELETTRODOTTO.....	34
5.	PARTE QUINTA – Descrizione fonte energetica utilizzata	35
5.1	L’ENERGIA SOLARE	35
5.2	PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO	36
5.3	DIMENSIONAMENTO DELL’ IMPIANTO.....	37
5.4	MODULI FOTOVOLTAICI	37
5.5	TECNOLOGIA AD INSEGUIMENTO SOLARE.....	40
5.6	CONFIGURAZIONE DELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO	41
6.	PARTE SESTA – Fasi e tempi di realizzazione.	43
6.1	TEMPISTICA DI REALIZZAZIONE, MODALITA’ DI ESECUZIONE LAVORI	43
6.2	PRODUZIONE DI RIFIUTI E DISMISSIONE IMPIANTO.....	43
6.3	UTILIZZO ENERGIA PRODOTTA.....	45
7.	PARTE SETTIMA– Ricadute sociali e occupazionali.....	45

PARTE PRIMA – Descrizione dell’idea progettuale e del Proponente

1.1 PREMESSA

L’opera in progetto è relativa ad un impianto fotovoltaico a terra situato nel Comune di Uta in località “Serra Taccori”, della potenza nominale di **96,152 MWp**.

L’impianto fotovoltaico oggetto del presente studio è progettato per produrre energia elettrica in collegamento alla rete Terna SPA e l’energia prodotta sarà immessa in rete.

Il proponente del progetto è la società **DIOMEDE S.r.l.**, con sede in Via Nairobi, 40 - 00144 Roma, P.I. 15672691001.

I pannelli saranno montati su strutture ad inseguimento solare (trackers), in configurazione monofilare da 16, 32, 54 e 68 moduli ciascuno. I trackers saranno collegati in bassa tensione alle 15 cabine inverter (una per ogni blocco elettrico in cui è suddiviso lo schema d’impianto), queste saranno collegate in media tensione a 2 cabine MT e alla cabina IO, che si collegherà alla sottostazione utente.

L’impianto sarà corredato inoltre da 1 control room e wc, a disposizione del personale.

L’energia stimata come produzione del primo anno sarà di **135.137.323,70 kWh** (equivalente a **1.405,46 kWh/kW**), derivante da 137.360 moduli.

L’energia prodotta dall’impianto sarà veicolata, mediante un cavidotto AT della lunghezza di circa 8120 m in uscita dalla sottostazione utente, alla stazione RTN Terna di nuova realizzazione.

La sottostazione utente MT/AT da 36 KV denominata “DIOMEDE” sarà ubicata al F. 28, mappale 57 del Comune di Uta, all’interno dell’area di progetto.

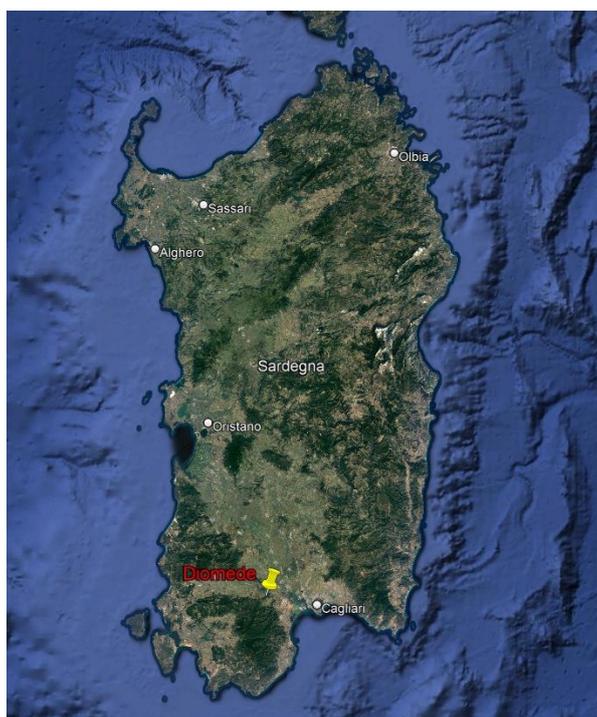


Immagine 1.1: Inquadramento dell’area interessata su scala regionale.

1.2 UBICAZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto ricade in un'area di circa 220 ha in località Serra Taccori del Comune di Uta.

I terreni su cui è progettato l'impianto ricadono in una zona distante da agglomerati residenziali e nello specifico ad ovest del territorio comunale di Uta a circa 6,5 km dal centro abitato dello stesso, a circa 15 km a sud-est del Comune di Vallermosa e a circa 7 km a sud-ovest del Comune di Decimoputzu. in una zona.

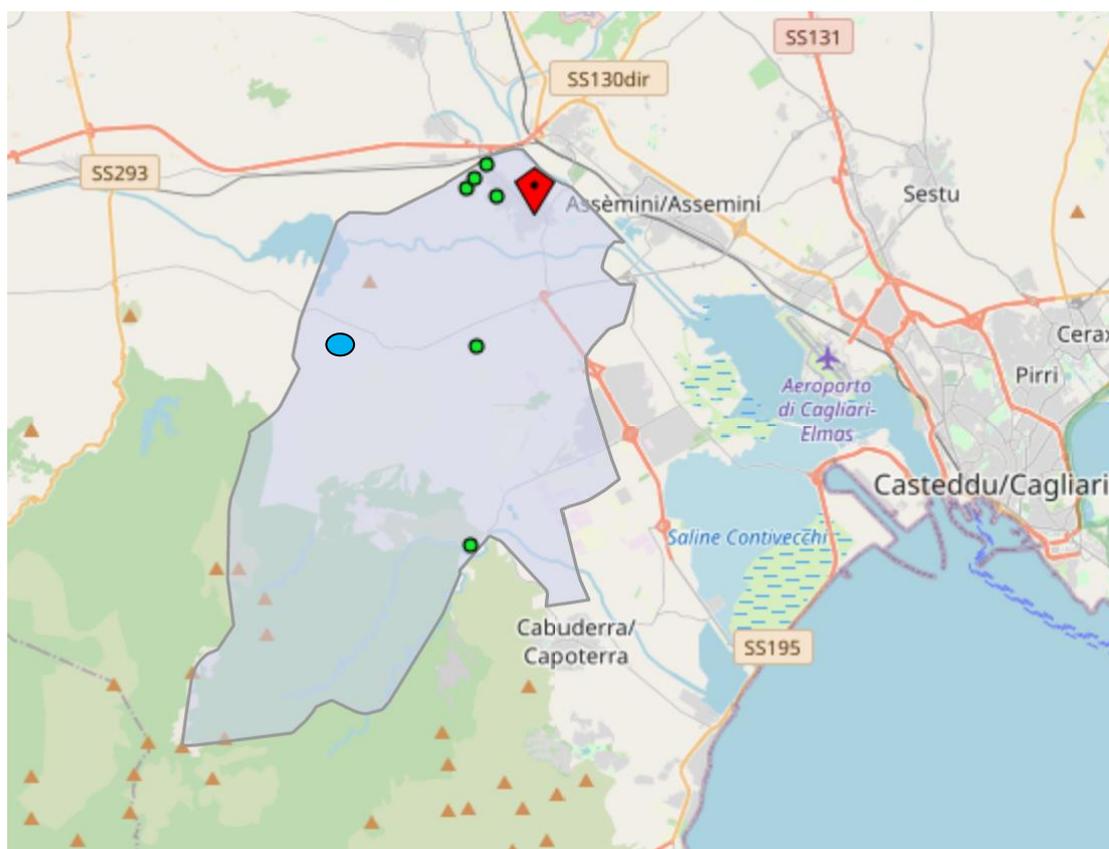


Immagine 1.2: Inquadramento dell'area in progetto nel territorio comunale

L'area d'impianto è definita all'interno delle Norme Tecniche di Attuazione del Comune di Uta come

Zona E1 - aree caratterizzate da produzione agricola tipica e specializzata

Sottozona E1.2° - in ambito di trasformazione di grado 2a

ubicata in località "Serra Taccori". Il sito risulta accessibile dalla viabilità locale, costituita da strade comunali e vicinali che si diramano dalla SS n. 196 a nord del lotto.

L'impianto fotovoltaico verrà realizzato a terra, su una superficie pianeggiante, e giace a una quota di circa 40 metri sul livello del mare.

Nella cartografia del Catasto Terreni l'area di impianto è ricompresa nei Fogli 22, 27 e 28 del Comune di Uta, particelle come da All. RELAPROG018 - piano particellare.

Nella cartografia ufficiale l'impianto è individuato nei seguenti riferimenti:

- Cartografia dell'Istituto Geografico Militare in scala 1:25.000 (IGM): foglio 556 sez.II;
- Carta Tecnica Regionale in scala 1:10.000 (CTR): sezione 556.110 "Cadau" e 556.120 "Assemini";

Latitudine: 39°22'53.5"N

Longitudine: 8°51'45.0"E

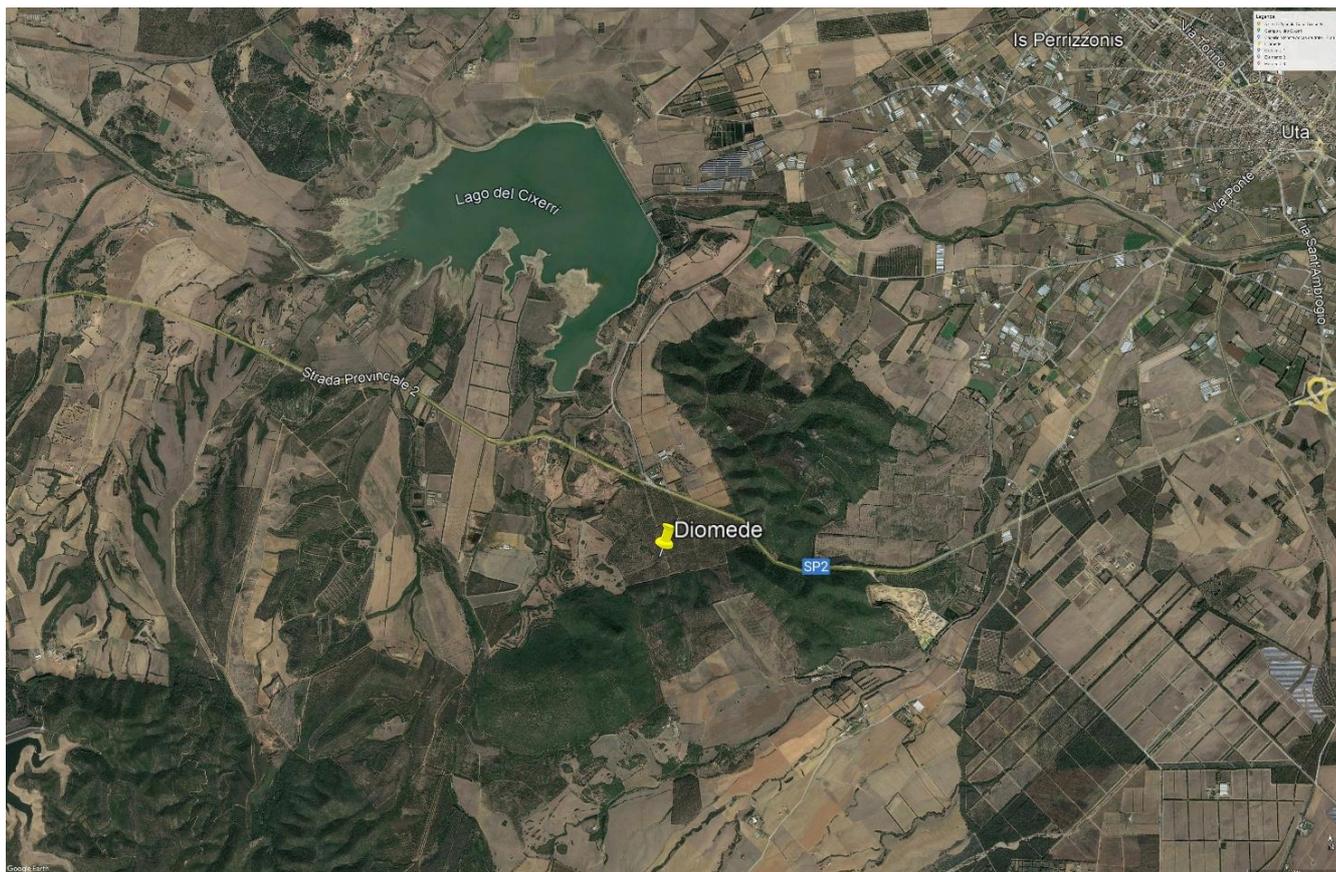


Immagine 1.3: Inquadramento in larga scala con indicazione dell'area in progetto.

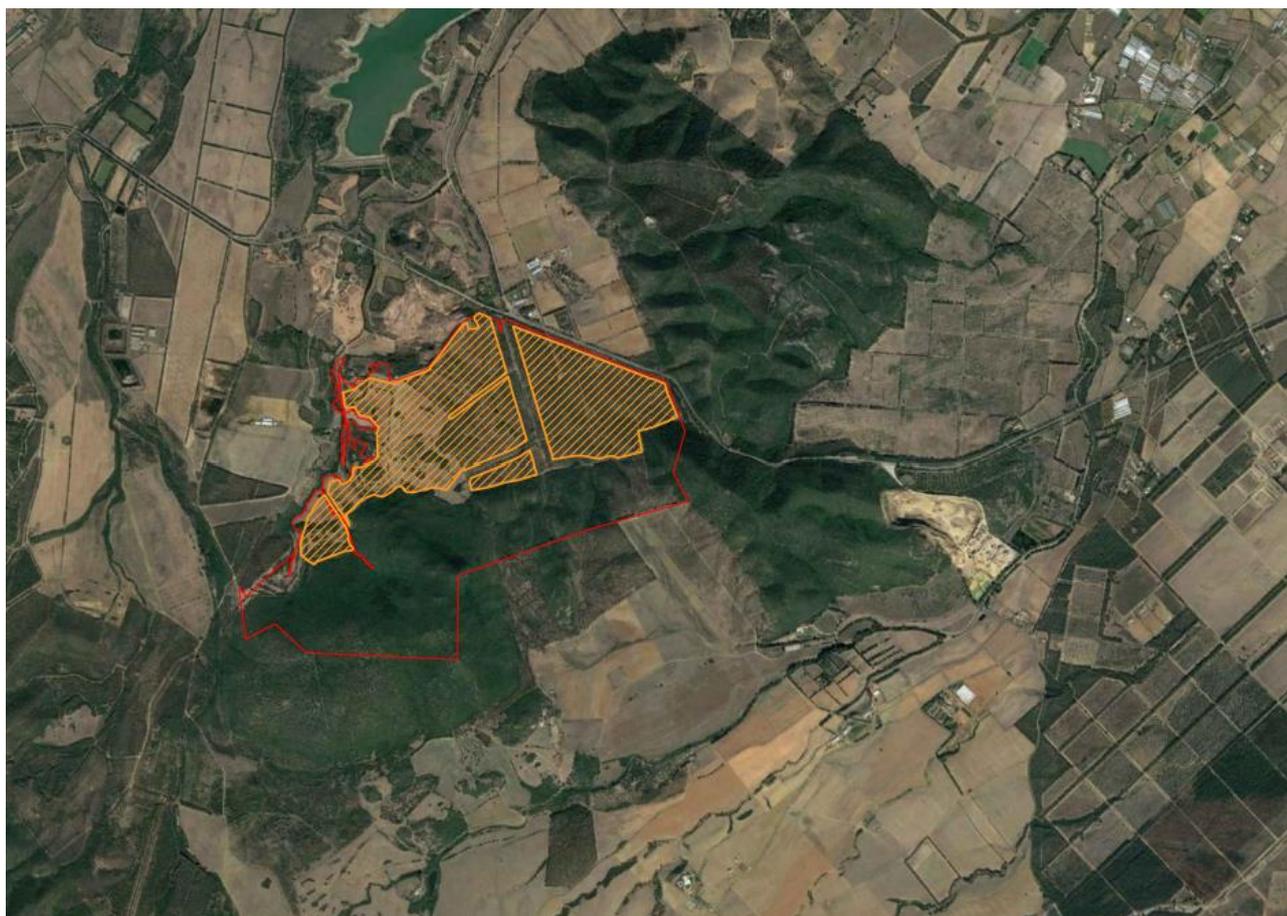


Immagine 1.4: Inquadramento aerofotogrammetrico del lotto.

1.3 SOCIETA' PROPONENTE e FONDO DI INVESTIMENTO

La società Diomede Srl, committente del presente progetto, fa parte del gruppo CFR srl, società Laziale che opera nel settore delle energie rinnovabili e sviluppa in Italia progetti di centrali di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. Ad oggi vanta oltre un GW di impianti autorizzati di cui oltre 600 MW in esercizio, in tutta Italia.

CFR da anni collabora con i principali investitori Europei del settore fonti rinnovabili tra i quali Octopus Investments, KGal, Eos investment che garantiscono un adeguato supporto finanziario in fase di realizzazione e gestione degli impianti.

1.4 ARCHITETTURA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto è di tipo non integrato secondo la definizione dell'art. 2 comma b1 del DM 19/02/2007. I pannelli infatti saranno posizionati a terra tramite apposite strutture di sostegno infisse nel terreno con inseguitore solare ad un asse orizzontale.

La potenza di picco prevista dell'impianto è di **99,152 MWp**, ottenuta utilizzando un totale di **137.360** moduli fotovoltaici in silicio monocristallino aventi ciascuno una potenza nominale di **700 Wp** e un'efficienza del 22,5%. I pannelli hanno dimensioni 2.384 x 1.303 x 35 mm, incapsulati in una cornice di alluminio anodizzato, per un peso totale di 34 kg ciascuno.

La soluzione tecnologica proposta prevede l'utilizzo di un sistema ad inseguitore solare in configurazione monoassiale (tracker), di diverse dimensioni: 164 trackers da 16 moduli, 177 trackers da 32 moduli, 229 trackers da 48 moduli e 1.845 trackers da 64 moduli.

La distanza prevista tra gli assi delle strutture di supporto affinché non vi siano ombreggiamenti è di **4,4 m**.

L'orientamento delle file d'impianto è l'asse nord-sud (0° sud, azimuth 180°) e la rotazione dei moduli fotovoltaici rispetto al piano orizzontale varia fino a $\pm 45^\circ$ est-ovest nell'arco delle ore sole.

L'altezza al mozzo delle strutture è di **2,0 m** dal suolo, maggiore di 1,50 m così come consigliato nel "Prontuario per la valutazione dell'inserimento del fotovoltaico nel paesaggio e nei contesti architettonici" redatto del Ministero per i Beni e le Attività Culturali in associazione con la Direzione Regionale per i Beni Culturali e Paesaggistici del Veneto.

In questo modo nella posizione a 45° i pannelli raggiungono un'altezza minima dal suolo di **1,134 m** e un'altezza massima di **2,844 m**.

L'area a disposizione dell'impianto fotovoltaico ha una superficie di **220,78 ha**, la superficie coperta in progetto è di **43,248 ettari**, per un indice di copertura del **19,589%** (<50%), che rispetta appieno gli indici urbanistici.

Sono previste fasce di distacco dai confinanti di 5 m, fasce di distacco dai confini stradali di 10 m, strada interna perimetrale e strade interne di raccordo dei filari di pannelli della larghezza di 3 m realizzate in battuto e ghiaia.

Il progetto prevede che sia nella fase di cantiere che in quella di esercizio l'accesso al campo fotovoltaico consenta un transito agevolato dei mezzi di lavoro e degli autoveicoli addetti alla manutenzione.

L'impianto è suddiviso in **15** blocchi con un numero di stringhe per blocco secondo lo schema della relazione elettrica, riportato anche nell'allegato RELAPROG002.

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

Gli inverter, posti nei locali tecnici nei rispettivi sottocampi, permetteranno di trasformare la corrente continua in uscita dalla centrale fotovoltaica in corrente alternata convogliata nella cabina di consegna/utenza di ciascuna sezione d'impianto.

Gli ancoraggi a terra con profili infissi nel terreno permetteranno di realizzare l'impianto senza l'uso del calcestruzzo o altri sistemi fissi.

Per quanto concerne la fase di cantiere e le misure atte ad evitare effetti negativi sull'ambiente, sul paesaggio e sul patrimonio storico, artistico ed archeologico, si rimanda alla relazione preliminare ambientale.

I componenti principali del campo fotovoltaico sono trattati nei capitoli successivi. Per le informazioni di dettaglio si rimanda alle relazioni e agli elaborati grafici di progetto.

1.5 RIFERIMENTI LEGISLATIVI

Dovranno essere rispettate le prescrizioni imposte dalla D.M. 37-2008: Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici.

Devono essere altresì rispettate le prescrizioni dettate dalle seguenti disposizioni legislative: Legge n. 186/1968: “Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici”;

D.Lgs. n.81 del 9/04/2008: “Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro” Legge 791/77: “attuazione della direttiva europea n°73/23/CEE - Direttiva Bassa Tensione” D.Lgs. 14/08/96 n°493: “Segnaletica di sicurezza e/ o salute sul luogo del lavoro”; D.Lgs. 12/11/96 n°615: “Attuazione della direttiva 89/336/CEE del Consiglio del 03/05/1989 in materia di riavvicinamento delle legislazioni degli stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica, modificata e integrata dalla direttiva 92/31/CEE del Consiglio del 28/04/1992, dalla direttiva 93/68/CEE del Consiglio del 22/07/1993 e dalla direttiva 93/97/CEE del Consiglio del 29/10/1993”. D.G.R. 5/1 del 28/01/2016; D.G.R. 45/24 del 27/11/2017; D.G.R. 53/14 del 28/11/2017; D.G.R. 19/33 17/04/2018; Circolare 9/05/ Assessorato della Difesa Dell’Ambiente Direzione Generale; 2018 **D.G.R. n. 3/25 del 23.01.2018** “Linee guida per l'Autorizzazione Unica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs. n. 387/2003 e dell'articolo 5 del D.Lgs. n. 28/2011. Modifica della deliberazione n. 27/16 del 1 giugno 2011”; Comunicazione del 19/10/2018 Assessorato della Difesa Dell’Ambiente Direzione Generale; Legge Regionale 11/01/2019 n. 1.

1.6 NORME APPLICABILI

In base alla destinazione finale d'uso degli ambienti interessati, dovranno essere rispettate le prescrizioni normative dettate da:

CEI 64-8: “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in C.A. e a 1500 V in C.C.”; CEI 17-13/1: “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per Bassa Tensione. Parte 1: Apparecchiature di serie soggette a prove di tipo (AS) ed apparecchiature non di serie parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)”;

CEI 23-51: “Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.” Si sottolinea come, in conformità a quanto prescritto dalla Normativa CEI 23-51, i quadri di distribuzione con corrente nominale maggiore di 32A (e minore di 125A), sono sottoposti a verifiche analitiche dei limiti di sovratemperatura, secondo le modalità illustrate dalla stessa CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo”;

CEI 20-22: “Prova dei cavi non propaganti l'incendio”;

CEI 20-38: “Cavi isolati con gomma non propaganti l'incendio ed a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi”;

ISO 3684: “Segnali di sicurezza, colori”

CEI 81-3: “Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato nei comuni d'Italia, in ordine alfabetico”;

CEI 81-10/1: “Protezione contro i fulmini” Principi generali CEI 81-10/2: “Protezione contro i fulmini” Valutazione del rischio

CEI 81-10/3: "Protezione contro i fulmini" Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone CEI 81-10/4: "Protezione contro i fulmini" Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture

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: Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;

CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;

CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;

CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;

CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;

CEI EN 61646 (82-12): Moduli fotovoltaici a film sottile per usi terrestri – Qualifica del progetto e approvazione di tipo; CEI EN 61000-3-2: 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: Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili-Parte 1: Definizioni;

CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;

CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;

CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP);

CEI EN 60099-1-2: Scaricatori;

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 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;

CEI 0-3: Guida per la compilazione della documentazione per la legge n. 46/1990;

UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;

CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;

IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems. Sono inoltre considerate le raccomandazioni contenute all'interno delle seguenti Guide:

CEI 82-25 Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione.

CEI 11-35: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale.

CEI 11-25 "Correnti di corto circuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 0. Calcolo delle correnti";

CEI 11-28 "Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a bassa tensione";

CEI 64-50 "Guida per l'integrazione nell'edificio degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione per impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati. Criteri generali."

CEI 64-53: "Guida per l'integrazione nell'edificio degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione per impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati. Criteri particolari per edifici ad uso prevalentemente residenziale.

"CEI 0-16; V2: "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica".

1.7 STRUMENTO URBANISTICO VIGENTE E RELATIVE NORME DI ATTUAZIONE

L'impianto si trova nel territorio del Comune di Uta in zona E1.2a e E5.2a, così come indicato nelle norme tecniche di attuazione.

Comune di Uta

ART. 10 - ZONE TERRITORIALI OMOGENEE

Il P.U.C. suddivide le aree del territorio comunale in classi omogenee, ai sensi del D. Ass. Enti Locali, Finanze, Urbanistica N. 2266/U del 20/12/83.

1) Zona B - Completamento residenziale. E' la parte del territorio urbano totalmente e/o parzialmente edificato nelle quali il processo di urbanizzazione rappresenta uno stato di fatto. La zona è suddivisa in B1, B2, B3 e B4.

2) Zona C - Espansione residenziale. E' la parte del territorio per i nuovi insediamenti edificatori in cui le urbanizzazioni sono ancora da avviare. La zona è suddivisa in C1, C2, C* e C3.

3) Zona D - Industriali, artigianali e commerciali. E' la parte del territorio destinata ad insediamenti esistenti e nuovi di natura industriale, artigianale e commerciale, di conservazione, trasformazione e commercializzazione dei prodotti. La zona è suddivisa in tre sottozone: D1, D2 e D3.

4) Zona E - Agricola. E' la parte del territorio destinato all'agricoltura, alla pastorizia, alla zootecnica, alla itticoltura, alle attività di conservazione e di trasformazione dei prodotti aziendali, all'agriturismo, alla silvicoltura e alla coltivazione del legno. La zona è suddivisa in tre sottozone: E1 Aree caratterizzate da una produzione agricola tipica e specializzata; E2 Aree di primaria importanza per la funzione agricolo-produttiva, anche in relazione all'estensione, composizione e localizzazione dei terreni; E5 Aree marginali per l'attività agricola e nelle quali viene ravvisata l'esigenza di garantire condizioni adeguate di stabilità ambientale.

5) Zona G - Servizi generali. Comune di Uta – Norme di Attuazione del PUC 14 E' la parte del territorio destinata ad edifici, attrezzature ed impianti, pubblici e privati, riservati a servizi di interesse generale, quali strutture per l'istruzione secondaria, superiore ed universitaria, i beni culturali, la sanità, lo sport e le attività ricreative, il credito, le comunicazioni, la direzionalità o quali mercati generali, parchi, depuratori, impianti di potabilizzazione, inceneritori e simili.

6) Zona H - Salvaguardia. Le parti del territorio non classificabili secondo i criteri in precedenza definiti e che hanno un carattere speleologico, archeologico, paesaggistico o di particolare interesse per la collettività, quali fascia di rispetto cimiteriale, fascia lungo le strade statali provinciali e comunali, e fascia di rispetto dell'abitato. La zona è suddivisa in tre sottozone: H1, H2 e H3.

7) Zona S - Spazi Pubblici. Le parti del territorio destinate a spazi pubblici di pertinenza della zona di completamento, riservate alle attività collettive, a verde pubblico e attrezzato a parcheggi. Si suddividono in S1, S2, S3, S4. 8) Zona F - Turistica – Collinare.

ART .17 - ZONA E - AGRICOLE Le zone agricole sono quelle parti del territorio destinate all'agricoltura, alla pastorizia, alla zootecnica, all'itticoltura, alle attività di conservazione e di trasformazione dei prodotti aziendali, all'agriturismo, alla silvicoltura e alla coltivazione industriale del legno. Le disposizioni di questo articolo si applicano in tutta la zona agricola E, quando non diversamente specificato. Per quanto non previsto nel presente titolo valgono le norme del Decreto Assessoriale 22 Dicembre 1983 n. 2266/U. Il P.U.C., in conformità alle direttive regionali per le zone agricole (D.P.G.R. 3 agosto 1994 n. 228), individua 3 diverse sottozone "E", sulla base delle loro caratteristiche geopedologiche ed agronomiche e della loro attitudine e potenzialità colturale: E1, E2, E5.

Nella sottozona E1 sono classificate tutte le aree caratterizzate da una produzione agricola tipica e specializzata;

Nella sottozona E2 sono classificate tutte le aree di primaria importanza per la funzione agricolo-produttiva, anche in relazione all'estensione, composizione e localizzazione dei terreni;

Nella sottozona E5 sono classificate tutte le aree marginali per l'attività agricola e nelle quali viene ravvisata l'esigenza di garantire condizioni adeguate di stabilità ambientale.

Considerando l'inclusione di tutto il territorio comunale all'interno del P.T.P. n. 11 del "Marganai", le suddette sottozone si articolano in ulteriori sub-zone in funzione del sovraordinato ambito di appartenenza previsto dal P.T.P.; cioè con il grado di trasformabilità che gli deriva dal suddetto Piano Paesistico e con esso anche gli usi compatibili che ne conseguono:

legenda

	Confini comunali
	Perimetrazione delle aree al cui interno, ai sensi dell'art. 6 della L.R. 20/91, le norme di attuazione del P.T.P. hanno efficacia vincolante. (Ambiti territoriali individuati ai sensi delle L.L. 1497/39 e 431/85)
	Vincolo sovrintendenza
	Ambito di conservazione integrale: grado 1
	Ambito di trasformazione: grado 2a
	Ambito di trasformazione: grado 2d
	Il centro urbano

Immagine 1.5.1: Legenda PUC

ZONIZZAZIONE

Zona F: Turistica		Zona F1 - Aree turistico-residenziali
Zona D: aree di sviluppo industriale, artigianale e commerciale		Subzona D2
		Subzona D3
Zona H: aree di rispetto		Zona H1 - Area di rispetto archeologico
		Zona H2 - Fascia di rispetto stradale
		Zona H3 - Fascia di rispetto cimiteriale (vedi centro urbano)
Zona E1: aree caratterizzate da produzione agricola tipica e specializzata		Zona E1.2a: in ambito di trasformazione di grado "2a"
		Zona E1.2a: in ambito di conservazione integrale di grado "1"
Zona E2: aree di primaria importanza per la funzione agricola produttiva		Zona E2.2a - in ambito di trasformazione di grado "2a"
		Zona E2.2a - in ambito di conservazione integrale di grado "1"
Zona E5: aree di stabilità ambientale		Zona E5.2a - in ambito di trasformazione di grado "2a"

Comune di Uta -Classificazione Acustica

Con la promulgazione del D.P.C.M. 1/3/1991 “Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti e nell’ambiente esterno”, la Classificazione Acustica assume il ruolo di strumento base su cui si articolano i provvedimenti legislativi in materia di protezione dell’ambiente esterno e abitativo dall’inquinamento acustico.

Questa normativa impone 6 classi acustiche, l’impianto in questione ricade nella classe III ovvero Aree di tipo misto.

CLASSE III: Aree di tipo misto

Rientrano in questa classe le aree urbane interessate da traffico veicolare di tipo locale o di attraversamento, con media densità di popolazione, con presenza di attività commerciali, uffici, con limitata presenza di attività artigianali e con assenza di attività industriali; aree rurali interessate da attività che impiegano macchine operatrici; aree portuali a carattere turistico.

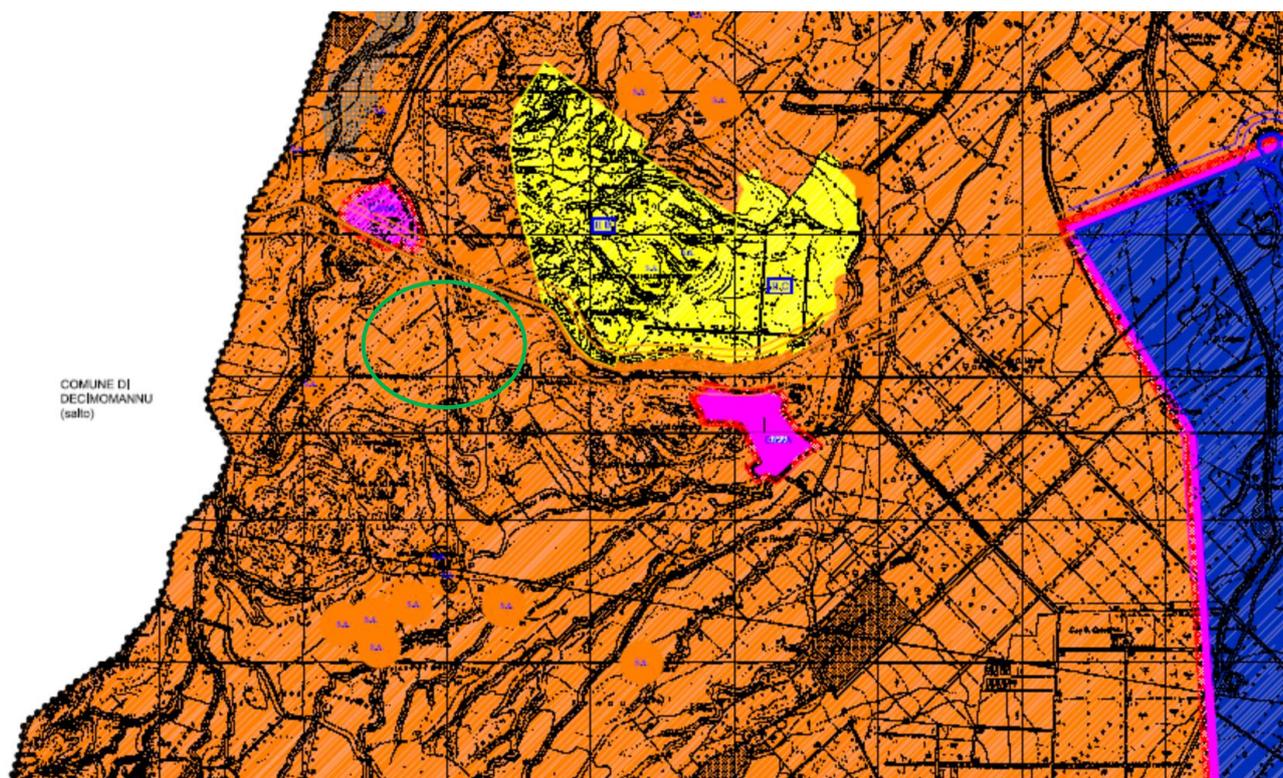


Immagine 1.7: Inquadramento in larga scala con classificazione acustica Comunale di Uta

Cromatismi della Classificazione Acustica del territorio

classe	descrizione	
I	classi particolarmente protette	
II	classi prevalentemente residenziali	
III	aree di tipo misto	
IV	aree di intensa attività	
V	aree prevalentemente industriali	
VI	aree esclusivamente industriali	

Immagine 1.7.1: Legenda PCA

Per quanto riguarda specificamente i terreni destinati ad ospitare il campo fotovoltaico, questi non ricadono in aree soggette a tutela naturalistica di alcun tipo.

Dall'analisi degli strumenti di pianificazione e programmazione territoriale e ambientale esaminati, si può ragionevolmente concludere che il progetto dell'impianto fotovoltaico in studio sia pienamente compatibile con i vincoli, le tutele, i piani e i programmi attualmente vigenti sui terreni e sulle aree coinvolte.

Si evidenzia che:

Ai sensi dell'art. 12, comma 1, del D. Lgs. 387/03, sono considerati di pubblica utilità, indifferibili ed urgenti le opere, comprese quelle connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione ed esercizio, per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Matrice sintetica di coerenza tra quadro programmatico e proposta progettuale

Coerenza del progetto rispetto agli obiettivi del QUADRO COMUNITARIO	
	COERENZA
Libro Bianco	X
Direttiva 2001/77/CE	X
Direttiva 2003/96/CE	X
Libro Verde	X
Piano di Azione	X
Coerenza del progetto rispetto agli obiettivi del QUADRO NAZIONALE	
PEN	X
DI 16/3/1999, n.79	X
Libro Bianco	X
DI 387/03	X
Linee Guida settembre 2010	X
Coerenza del progetto rispetto agli obiettivi del QUADRO REGIONALE, PROVINCIALE COMUNALE	
POR FESR/ Sardegna	X
Piano Energetico Ambientale Regionale PEAR Sardegna	X
PSR 2007-2013/ Sardegna	X
Piano Qualità dell’Aria/ Sardegna	X
PFAR/ Sardegna	X
PPR/ Sardegna	X
PAI/ Sardegna	X
PTA/ Sardegna	X
PUC Uta	X
PUC Uta	X
Piano Regolatore Territoriale dell’Area Industriale di Cagliari - CACIP	X
Coerenza del progetto rispetto al QUADRO VINCOLISTICO	
Vincoli e segnalazioni architettonici e archeologici	X
Vincolo idrogeologico / PAI	X
Parchi Nazionali Istituiti	X
Parchi Regionali Istituiti	X
Monumenti Nazionali istituiti	X
Aree della rete Natura 2000 (SIC, ZPS)	X
Oasi di Protezione Permanente e cattura OPP	X
Altre aree di interesse naturalistico previste dalla LR 31/89 e non istituite	X
Vincoli demaniali e servitù pubbliche	X
Aree percorse da incendio	X
Perimetrazione del sito di interesse nazionale Sulcis-Iglesiente-Guspinese	X

2 PARTE SECONDA – Stima producibilità e dimensionamento dell’impianto

2.1 SITO DI INSTALLAZIONE

Il dimensionamento energetico dell’impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, di:

- disponibilità di spazi sui quali installare l’impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo).

Disponibilità di spazi sui quali installare l’impianto fotovoltaico

La descrizione del sito in cui verrà installato l’impianto fotovoltaico è la seguente:

L’impianto, oggetto del presente documento, è posizionato a terra su strutture di supporto ad inseguimento solare. La zona in cui è ubicato l’impianto ha destinazione urbanistica agricola-pastorale e non è soggetta a vincolo paesaggistico.

Disponibilità della fonte solare

Criterio generale di progetto

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l’orientamento a Sud e evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Perdite d’energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell’investimento.

Criterio di stima dell’energia prodotta

L’energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall’esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all’unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.
- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

2.2 DIMENSIONAMENTO DELL' IMPIANTO

Impianto "DIOMEDE"

L'impianto in progetto è di tipo grid-connected, la tipologia di allaccio è: trifase in media tensione.

Ha una potenza totale pari a **96 152.000 kW** e una produzione di energia annua pari a **135 137 323.70 kWh** (equivalente a **1 405.46 kWh/kW**), derivante da 137 360 moduli che occupano una superficie di 426 640.16 m², ed è composto da 1 generatore.

Scheda tecnica dell'impianto

Dati generali	
Committente	DIOMEDE srl - Rappresentante Legale RAFFAELLO GIACCHETTI
Indirizzo	SP1
CAP Comune (Provincia)	09049 Uta (CA)
Latitudine	39°.2892 N
Longitudine	8°.9603 E
Altitudine	6 m
Irradiazione solare annua sul piano orizzontale	5 235.90 MJ/m²
Coefficiente di ombreggiamento	1.00

Dati tecnici	
Superficie totale moduli	426 640.16 m²
Numero totale moduli	137 360
Numero totale inverter	15
Energia totale annua	135 137 323.70 kWh
Potenza totale	96 152.000 kW
Potenza fase L1	32 050.667 kW
Potenza fase L2	32 050.667 kW
Potenza fase L3	32 050.667 kW
Energia per kW	1 405.46 kWh/kW
Sistema di accumulo	Assente
Capacità di accumulo utile	-
Capacità di accumulo nominale	-
BOS standard	74.97 %

2.3 ANALISI DEI COSTI

Costo di realizzazione impianto

Costo totale di realizzazione

Il costo stimato per la realizzazione dell'impianto è descritto nel dettaglio nell'Allegato I_quadro economico.

Impegno spesa

L'impegno di spesa effettivamente sostenuto può così riepilogarsi:

Descrizione	Importo
Costo Totale Impianto	€ 61.774.740,42

Impegno di spesa	€ 61.774.740,42
-------------------------	------------------------

Costi di esercizio

Costi una tantum

Sono da considerarsi i seguenti costi di natura tecnologica, necessari per una corretta valutazione economica dell'impianto:

Descrizione	Anno	[%]	[€/kW]	[€]
Manutenzione straordinaria	10	10,00	113,81	11.904.579
Sostituzione inverter	10	5,00	56,91	5.472.010

Costi periodici

I seguenti costi, periodici, si rendono necessari per un corretto esercizio dell'impianto:

Descrizione	Periodo	Durata	[%]	[€/kW]	[€]
Manutenzione	1	20		10,00	961.520
Assicurazione	1	20		3,00	288.456

2.4 RISPARMIO SUL COMBUSTIBILE

Risparmio sul combustibile

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Risparmio di combustibile

Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0.187
TEP risparmiate in un anno	25 270.68
TEP risparmiate in 20 anni	464 447.48

Emissioni evitate in atmosfera

Inoltre, l'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Emissioni evitate in atmosfera

Emissioni evitate in atmosfera di	CO ₂	SO ₂	NO _x	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	474.0	0.373	0.427	0.014
Emissioni evitate in un anno [kg]	64 055 091.43	50 406.22	57 703.64	1 891.92
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	1 177 262 598.35	926 411.29	1 060 529.81	34 771.47

L'energia stimata come produzione del primo anno sarà di **135.137.323,70 kWh**.

3 PARTE TERZA – Servizi ausiliari ed opere civili

3.1 Strutture di fissaggio

Per quanto riguarda la sistemazione e l'ancoraggio dei moduli costituenti il generatore fotovoltaico, è previsto l'utilizzo di un sistema di supporto modulare, sviluppato al fine di ottenere un'alta integrazione estetica ad elevata facilità di impiego e di montaggio dei moduli fotovoltaici incorniciati.

I trackers sono realizzati in acciaio al carbonio galvanizzato resistente alla corrosione e bulloneria in acciaio, e sono mossi da un motorino magnetico passo-passo

Le strutture di sostegno ipotizzate hanno la caratteristica di poter essere infisse nel terreno senza bisogno di alcun tipo di fondazione in CLS, compatibilmente alle caratteristiche geotecniche del terreno e alle prove penetrometriche che verranno effettuate in fase esecutiva; inoltre, come certificato dal costruttore, le strutture sono in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di raffiche di vento di elevata velocità, di neve e altri carichi accidentali.

Le strutture dei tracker sono costituite da pali verticali infissi al suolo e collegati da una trave orizzontale secondo l'asse nord-sud (mozzo) inserita all'interno di cuscinetti appositamente progettati per consentirne la rotazione lungo l'arco solare (asse est-ovest). Ogni tracker è dotato di un motorino a vite senza fine, che trasmette il moto rotazionale al mozzo.

L'angolo di rotazione del mozzo è di $\pm 45^\circ$ rispetto all'orizzontale, e la motorizzazione del mozzo è alimentata da un kit integrato comprendente un piccolo modulo fotovoltaico dedicato una batteria di accumulo, e non necessita di alimentazione esterna.

3.2 Cabine elettriche

Nel campo fotovoltaico sono presenti 15 cabine di trasformazione con dimensioni 2,50 X 12,20 m, 2 cabine di parallelo e una cabina di consegna, atta ad ospitare i locali per la realizzazione dell'allacciamento del cliente alla rete privata nella cabina primaria "DIOMEDE" di nuova realizzazione da ubicarsi al F. 28 mapp. 57 del comune di Uta.

3.3 Altri locali accessori

Oltre alle cabine elettriche, sono previsti due control room di dimensioni 6,15 x 2,40 e due piccoli locali con wc chimico di dimensioni 2,00 x 1,20.

3.4 Impianto generale di terra

Il sito verrà provvisto di un impianto generale di terra di protezione costituito da un sistema di dispersori a picchetto tra loro interconnessi mediante conduttore di terra in rame di colore giallo-verde posato all'interno di un tubo in PVC. L'impianto sarà collegato ad un collettore generale dal quale verranno poi derivati tutti i collegamenti secondari.

3.5 Cavidotti interrati e connessione alla rete elettrica

Il cavidotto verrà posato su un letto di sabbia di almeno 10 cm e ricoperto con altri 10 cm dello stesso materiale a partire dal suo bordo superiore. Il successivo riempimento del cavo sarà effettuato con modalità differenti a seconda del tratto di strada interessata e secondo gli standard realizzativi prescritti dagli standard ENEL.

Linea BT:

Si prevede la realizzazione di uno scavo a sezione obbligata per l'elettrodotta di 40 X 70 cm. Calcolando una lunghezza dello scavo per le canalizzazioni dei blocchi elettrici pari a 6.338 metri, lo scavo movimenterà un totale di 1.775 mc di materiale.

VOLUMI DI SCAVO LINEA BT				
Tratto	lunghezza scavo (m)	larghezza scavo (m)	altezza scavo (m)	Volume scavo (mc)
Totale linea BT	6.338	0,40	0,70	1.775

Linea MT:

Si prevede la realizzazione di uno scavo a sezione obbligata per l'elettrodotta di 40 X 70 cm. Calcolando una lunghezza totale dello scavo pari a 4.183 metri, interni al lotto, lo scavo movimenterà un totale di 1.171 mc di materiale.

VOLUMI DI SCAVO LINEA MT				
Tratto	lunghezza scavo (m)	larghezza scavo (m)	altezza scavo (m)	Volume scavo (mc)
Linea interna ai lotti	4.183	0,4	0,7	1.171
Totale linea MT	4.183			1.171

Linea AT:

Si prevede la realizzazione di uno scavo a sezione obbligata per l'elettrodotta di 70 X 110 cm, calcolando una lunghezza dello scavo pari a 8.120 metri, lo scavo movimenterà un totale di 6.252 mc di materiale.

VOLUMI DI SCAVO LINEA AT				
Tratto SSE - SE	lunghezza scavo (m)	larghezza scavo (m)	altezza scavo (m)	Volume scavo (mc)
Totale linea AT	8.120	0,70	1,10	6.252

La connessione alla rete avverrà attraverso un collegamento interrato in AT della lunghezza di circa 8.120 m uscente dalla cabina in MT/AT (da ubicarsi all'interno dell'area di progetto F. 28, mappale 57 del Comune di Uta) e arriverà al punto di consegna previsto nella stazione futura stazione elettrica AT RTN 380/150/36 kV nel Comune di Assemini.

Il materiale da scavo prodotto sarà in pareggio con quanto necessario per il reinterro dei cavidotti.

Eventuali piccole quantità in eccesso verranno riutilizzate per il lieve rimodellamento delle superfici.

3.6 Strada di accesso al sito

L'accesso al sito avverrà fondamentalmente dalla strada provinciale n. 2 che si trova sul lato nord del lotto, ma lungo tutto il resto del perimetro sono presenti delle strade serrate che garantiscono l'accesso anche su gli altri lati. L'opera in progetto prevede in ogni caso la realizzazione di una viabilità interna di raccordo dei filari di pannelli, esclusa al traffico civile, comunque percorribile anche da autovetture ed utilizzata anche per la fase di cantiere. Si prevederà la predisposizione di una strada la cui circolazione sarà possibile anche in caso di maltempo (salvo neve e/o ghiaccio); a questo scopo il fondo della carreggiata avrà sufficiente portanza, ottenibile mediante la formazione di una massicciata o inghiaatura (l'asfaltatura è da escludere) ed attraverso il costipamento dello strato costituito da granulare misto stabilizzato con macchine idonee.

Data la debole intensità del traffico, la velocità modesta dello stesso e la quasi unidirezionalità dei flussi, la strada in progetto sarà ad un'unica carreggiata, la cui larghezza (massima 3 metri) va contenuta nel minimo necessario ad assicurare il transito in sicurezza dei veicoli e sarà assicurata una continua manutenzione. Tale disponibilità di una rete viabile adeguata alle necessità dei lavori costituisce premessa irrinunciabile per lo svolgimento degli stessi e per le successive opere di manutenzione ordinaria che dovranno effettuarsi negli anni successivi alla realizzazione dell'investimento.

3.7 Recinzione

Contestualmente all'installazione dell'impianto fotovoltaico in progetto si prevede la realizzazione di una recinzione lungo il perimetro di confine allo scopo di proteggere l'impianto. Tale recinzione non presenterà cordoli di fondazione posti alla base, ma si procederà solo con la sola infissione dei pali a sostegno, ad eccezione dell'area di accesso in cui sono presenti dei pilastri a sostegno della cancellata.

Lungo i margini del lotto adiacenti ai confinanti, la recinzione verrà realizzata lungo il confine stesso, mentre sui fronti stradali verrà arretrata di 5 m e verrà realizzata una fascia alberata di schermatura.

I sostegni che verranno utilizzati, saranno pali sagomati in legno di castagno, che garantiscono una maggiore integrazione con l'ambiente circostante. I pali, alti 2,4 m, verranno conficcati nel terreno per una profondità pari 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. La rete metallica che verrà utilizzata sarà di tipo “a maglia romboidale”.

Il tipo di recinzione sopra descritto è rappresentato nella foto seguente.

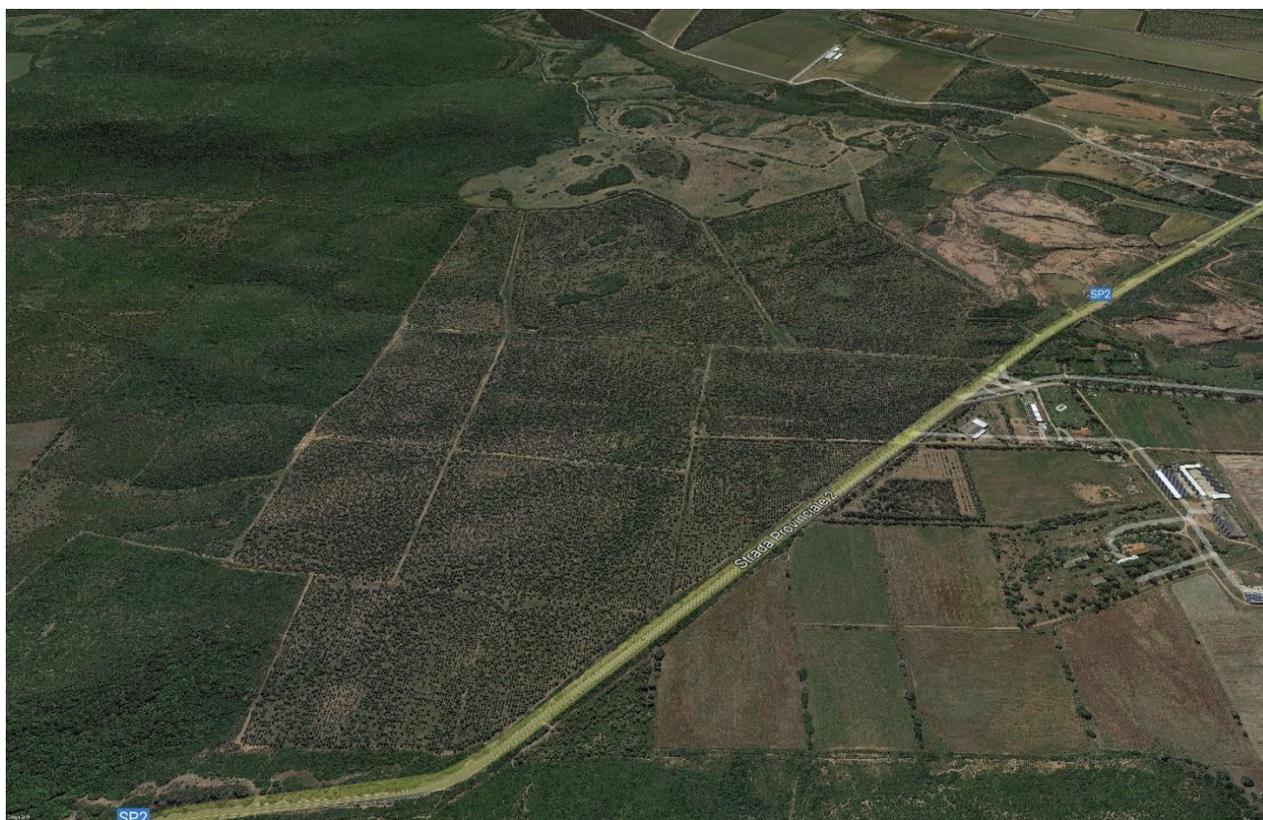


Immagine 3.1: Tipologia di recinzione utilizzata e palo videosorveglianza

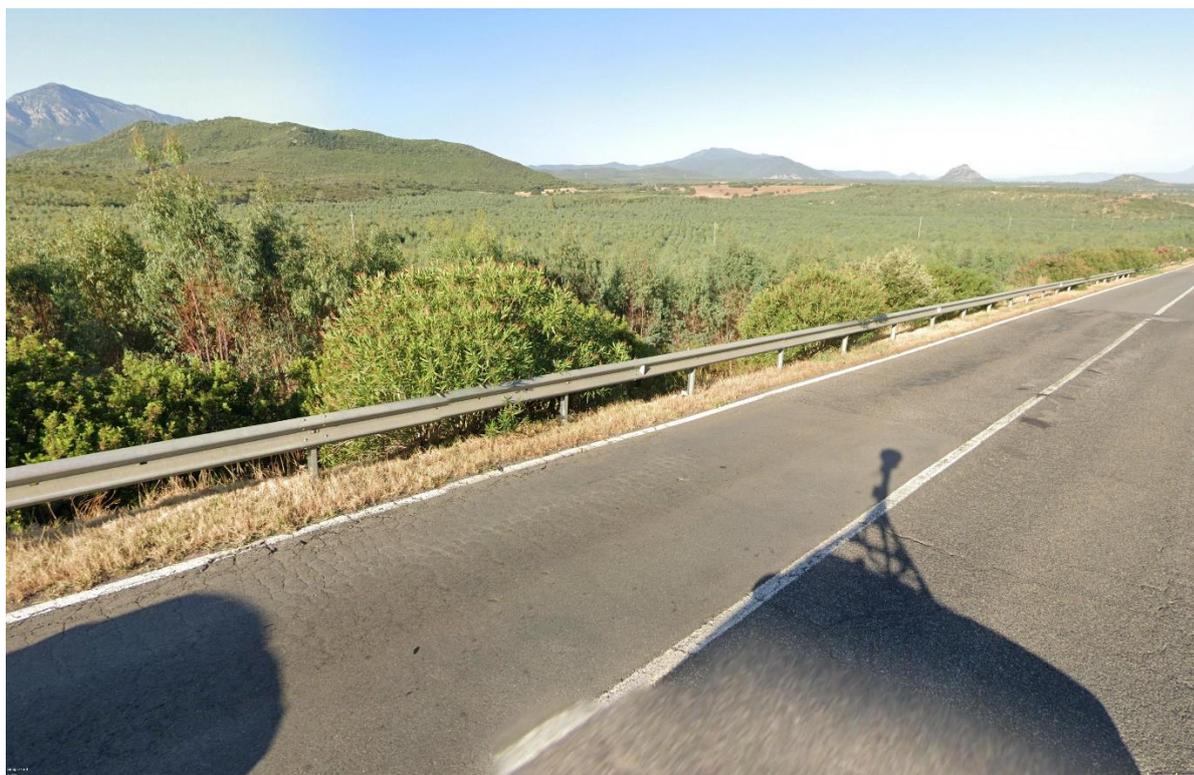
La recinzione, per tutta la lunghezza del confine, verrà posizionata ad un'altezza da terra di circa 20 cm, al fine di permettere alla piccola fauna presente nella zona di utilizzare l'area di impianto.

Lungo il perimetro esterno del lotto interessato dal progetto è attualmente presente solo a tratti una fascia alberata, soprattutto lungo la SP2. Al fine di creare una barriera visiva continuativa si procederà con la piantumazione di essenze arboree a rapido accrescimento quali ulivo, corbezzolo e leccio, che al contempo non si sviluppino eccessivamente in altezza. Sarà inoltre inserita una fascia di arbusti mediterranei quali lentischio, mirto e ginestrella comune atta a colmare gli spazi tra un albero e l'altro i quali avranno un sesto di impianto di 2/3 metri. Lungo i confini stradali si provvederà a creare la fascia di mitigazione così come descritta in progetto alla tav. TAVPROG007, con l'arretramento della recinzione di 5 m e la messa a dimora di una doppia fila alberata composta da essenze più alte vicino alla recinzione e da arbusti accanto al ciglio stradale, la cui dimensione non influenzerà la resa produttiva dell'impianto tramite fenomeni di ombreggiamento.

In questo modo si potrà perseguire l'obiettivo di costituire una parziale barriera visiva per un miglior inserimento paesaggistico dell'impianto.



lato Nord-Est



lato Nord-Est



lato Nord-Ovest

4. PARTE QUARTA – Componenti dell’impianto fotovoltaico.

Di seguito verranno analizzate le varie componenti dell’impianto e le loro caratteristiche tecniche.

4.1 MODULI FOTOVOLTAICI

- CAMPI: 15
- STRINGHE: 4.894
- N° MODULI FOTOVOLTAICI: 137.360

I moduli utilizzati per il progetto sono in silicio monocristallino, Risen – RSM132 da 700 Watt, aventi le seguenti caratteristiche tecniche:

ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM132-8-680N	RSM132-8-685N	RSM132-8-690N	RSM132-8-695N	RSM132-8-700N
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	680	685	690	695	700
Open Circuit Voltage-Voc(V)	46.70	46.81	46.93	47.05	47.17
Short Circuit Current-Isc(A)	18.17	18.27	18.36	18.43	18.53
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	39.24	39.34	39.44	39.54	39.64
Maximum Power Current-Impp(A)	17.34	17.43	17.52	17.59	17.68
Module Efficiency (%) *	21.9	22.1	22.2	22.4	22.5

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.
 * Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM132-8-680N	RSM132-8-685N	RSM132-8-690N	RSM132-8-695N	RSM132-8-700N
Maximum Power-Pmax (Wp)	515.2	519.2	523.2	526.7	530.7
Open Circuit Voltage-Voc (V)	43.43	43.54	43.65	43.76	43.87
Short Circuit Current-Isc (A)	14.90	14.98	15.06	15.12	15.19
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	36.41	36.51	36.60	36.69	36.79
Maximum Power Current-Impp (A)	14.15	14.22	14.30	14.35	14.43

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

MECHANICAL DATA

Solar cells	N-type
Cell configuration	132 cells (6×11+6×11)
Module dimensions	2384×1303×35mm
Weight	34kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Back-sheet
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6005-2T6, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm ² (12AWG), Positive(+)350mm, Negative(-)350mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinseal PV-SY02, IP68

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0,26%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0,046%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0,326%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	30A
Limiting Reverse Current	30A

PACKAGING CONFIGURATION

	40ft(HQ)
Number of modules per container	527
Number of modules per pallet	31
Number of pallets per container	17
Box gross weight[kg]	1105

4.2 INVERTER

Il gruppo di conversione è composto dal componente principale "inverter" e da un insieme di componenti, quali filtri e dispositivi di sezionamento protezione e controllo, che rendono il sistema idoneo al trasferimento della potenza dal generatore alla rete, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili. Nel caso specifico, verranno installati 15 inverter MV Power Station 6000 (uno per campo) prodotti da SMA avente le seguenti caratteristiche:

Ingresso CC	
Tensione d'ingresso massima	1500 V
Corrente d'ingresso massima	2 x 3200 A
Numero ingressi CC	2 x 24 bipolare protetta (2 x 32 A unipolare protetta)
Valori di fusibili disponibili (per ciascun ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A
Uscita CA	
Potenza CA standard a +35 °C / +40 °C / +45 °C*	6000 kVA / 5400 kVA / 0 kVA
Potenza CA opzionale a +35 °C / +50 °C / +55 °C*	6000 kVA / 5400 kVA / 0 kVA
Tensione nominale CA	11 kV a 35 kV
Tolleranza sulla tensione CA	±10 %
Frequenza di rete CA	50 Hz / 60 Hz**
Gruppi di commutazione del trasformatore	Dy11y11 / YNd11d11**
Corrente d'uscita massima a 33 kV	105 A
Fattori di distorsione massimo	< 3 %
Fattore di potenza alla potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile	1 / 0,8 induttivo a 0,8 capacitivo

Uscita CA	
Fasi di immissione	3
* Dato riferito all'inverter; dipende dall'opzione a 1000 m	
** Opzionale	
Grado di rendimento	
Grado di rendimento massimo*	98,7 %
Grado di rendimento europeo*	98,6 %
Grado di rendimento CEC*	98,5 %
* Dato riferito all'inverter	
Dati generali	
Larghezza x altezza x profondità (dimensioni di trasporto)	12192 mm x 2896 mm x 2438 mm
Peso	< 26,0 t
Autoconsumo massimo*	< 16,2 kW
Autoconsumo con carico parziale*	< 3,6 kW
Autoconsumo medio*	< 4,0 kW
Consumo in standby*	< 740 W
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (non condensante)	15% a 95%
Altitudine operativa massima s.l.m.	1000 m
Altitudine operativa massima s.l.m. con opzione "Installazione in quota"	2000 m / 3000 m / 4000 m
Fabbisogno d'aria fresca	20000 m ³ /h
Grado di protezione vano a media tensione e vano a bassa tensione secondo IEC 60529	IP23D
Grado di protezione componenti elettronici inverter	IP65
Grado di protezione canale rotaia conduttrice fra inverter e trasformatore MT	IP54
* Dato riferito all'inverter	

4.3 QUADRO ELETTRICO DI INTERFACCIA PARALLELO RETE LATO C.A.

Il quadro elettrico a valle degli inverter sarà costituito da un armadio metallico avente grado di protezione minimo IP55, completo di telai di fissaggio degli apparecchi, portella, morsettiera, guide DIN, accessori di montaggio, etichette di identificazione degli apparecchi e quant'altro per realizzare il quadro a regola d'arte completi della dichiarazione di conformità del costruttore alle norme CEI 17-13.

4.4 SPECIFICHE CABINE DI TRASFORMAZIONE

Nel campo fotovoltaico sono presenti 15 cabine di trasformazione con dimensioni P 2,5 x L 12,2 x H 2,9 metri, 2 cabine di parallelo di dimensioni P 2,44 x L 12,75 x H 2,9 ed una cabina di consegna. Quest'ultima è atta ad ospitare i locali per la realizzazione dell'allacciamento del cliente alla rete Enel (Terna) e per raccolta dell'energia prodotta; nel particolare si hanno:

- un locale riservato all'impianto di consegna dell'Enel/Terna (locale di consegna) con accesso diretto da strada pubblica.
- un locale destinato alla misura dell'energia Enel/Terna (locale misura)

La cabina deve garantire:

- Grado di sismicità S = 12
- Grado di protezione IP = 33 (standard)

In particolare la struttura prefabbricata in cemento armato vibrato, oltre ad avere come riferimento le specifiche di unificazione ENEL, dovrà rispondere alle seguenti normative di riferimento:

Legge 5 novembre 1971 N° 1086 (La nuova disciplina per le opere in conglomerato cementizio armato)

D.M. 09 Gennaio 1996 (Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in c.a. normale...)

Circolare M.LL.PP. 15 Ottobre 1996 n. 252 (Istruzioni per l'applicazione delle Norme tecniche per il calcolo...) legge 2 febbraio 1974 N° 64 (Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche)

D.M. 3 dicembre 1987 (Norme per le costruzioni prefabbricate) D.M. 16 gennaio 1996 (Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche)

Circolare M.LL.PP. 10 Aprile 1997 n.65 (Istruzioni per l'applicazione delle Norme tecniche in zone sismiche)

D.M. 16 Gennaio 1996 (Norme tecniche per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi)

Circolare M.LL.PP. 4 Luglio 1996 n.156 (Istruzioni per l'applicazione delle Norme tecniche per carichi e sovraccarichi).

La Cabina monoblocco è costituita da:

- Struttura scatolare composta dalle quattro pareti laterali e dal pannello pavimento realizzate con un unico getto di calcestruzzo aventi spessore minimo 80 mm
- Pannello di copertura della struttura aventi spessore 80 mm
- Eventuali pannelli di divisione interna, spessore 80 mm, a delimitazione dei locali Ente Pubblico Misure con le seguenti caratteristiche costruttive:
 - Calcestruzzo avente classe Rck 350 Kg/cm² opportunamente additivato con superfluidificante e con impermeabilizzante idonei a garantire una adeguata protezione contro le infiltrazioni di acqua per capillarità.
 - Armatura metallica interna a tutti i pannelli costituita da doppia rete elettrosaldata e ferro nervato, entrambi in FeB44 K controllato.
 - Collegamento mediante saldatura di tutte le armature metalliche in modo da realizzare e garantire una maglia equipotenziale di terra uniformemente distribuita in tutta la cabina onde consentire il collegamento elettrico all'impianto di terra esterno.
 - Pannello di copertura avente spessore minimo in gronda di cm 8.00 e dimensionato in modo da supportare sovraccarichi accidentali di 400 Kg/mq.
 - Pannello di pavimentazione avente spessore minimo di 80 mm e dimensionato in modo da supportare un carico permanente di 500 Kg/mq e i carichi concentrati dei trasformatori di tensione.
 - Predisposizione del pannello pavimento di appositi cavedi, per il passaggio dei cavi MT/BT in entrata ed in uscita dalla cabina, e di inserti filettati per il fissaggio delle apparecchiature elettromeccaniche.
 - Impermeabilizzazione della copertura mediante l'applicazione a caldo di una guaina bituminosa di mm 4.00 di spessore dopo aver trattato il sottofondo con una mano di Primer.
 - Pareti interne, lisce e senza nervature, tinteggiate con pitture al quarzo di colore bianco.
 - Pareti esterne, tinteggiate con pitture al quarzo ad effetto bucciato, idonee a resistere agli agenti atmosferici anche in ambiente marino, montano, industriale altamente inquinato.
 - La struttura portante dovrà essere dimensionata e calcolata per consentire lo spostamento del monoblocco completo delle apparecchiature elettromeccaniche, trasformatore compreso.

A completamento della cabina sono fornite:

- N° 2 Porte di accesso al locale riservati a Ente Pubblico e Misure lato Ente Pubblico, in vetroresina, conformi alla specifica ENEL DS 919, con serrature unificate ENEL DS 988.
- N° 1 Porte di accesso al locale Misure lato Utente, in lamiera zincata e preverniciata, munite di serratura.
- N° 1 Porte di accesso al locale riservati agli inverter, in lamiera zincata e pre verniciata, munite di serratura.
- N° 2 Porte di accesso al locale riservati al trasformatore, in lamiera zincata e pre verniciata, munite di serratura.
- N° 7 Griglie di aerazione in vetroresina, conformi alla specifica ENEL DS 927, così suddivise:
 - n° 2 Locale Consegna Ente Pubblico in posizione bassa
 - n° 2 Locale Inverter in posizione bassa

n° 2 Locale Inverter in posizione alta

n° 1 Locale Trasformatore in posizione bassa

N° 1 Estrattore per ventilazione forzata nel locale inverter

Il costruttore dovrà inoltre essere in possesso di:

- UNI EN ISO 9002
- Qualifica presso ENEL Servizio Acquisti ed Appalti
- Certificazione delle Prove eseguite come da Norma CEI EN 6133

4.5 ACCESSORI INTERNI ALLA CABINA E SERVIZI A COMPLETAMENTO:

- Telaio portante con lamiera forata / rete, IP20 per segregazione trasformatore in resina o olio (dimensioni a seconda delle varie disposizioni)
- Accessori antinfortunistici: Estintore a polvere, Lampada emergenza ricaricabile, Guanti isolanti, Pedana isolante, cartelli ammonitori vari, schema elettrico di cabina

4.6 IMPIANTI ELETTRICI AUSILIARI

E' previsto un quadro elettrico di media tensione per l'alimentazione di tutti i servizi asserviti all'impianto quali:

- Linea luce e forza motrice, locali cabina
- Alimentazione dispositivi di estrazione locale inverter
- Predisposizione per eventuale illuminazione esterna, cancelli automatici, etc.

4.7 IMPIANTO GENERALE DI TERRA

Il sito verrà provvisto di un impianto generale di terra di protezione costituito da un sistema di dispersori a picchetto tra loro interconnessi mediante conduttore di terra in rame di colore giallo-verde posato all'interno di un tubo in PVC. L'impianto sarà collegato ad un collettore generale dal quale verranno poi derivati tutti i collegamenti secondari.

Per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico verranno utilizzati componenti con isolamento verso l'esterno di classe I; per tali componenti la Norma CEI 64-8/4 richiede la connessione delle masse all'impianto di terra esistente. Il collegamento a terra dell'impianto fotovoltaico avverrà portando il conduttore equipotenziale dell'impianto, di colore giallo verde, al collettore EQP di terra. Essendo l'impianto fotovoltaico ubicato all'aperto e sorretto da una struttura metallica sarà necessario un collegamento a terra realizzato per mezzo di un conduttore di terra collegato direttamente al nodo equipotenziale fotovoltaico.

L'impianto fotovoltaico sarà in ogni caso dotato di opportuni limitatori di sovratensione SPD sul circuito in continua in grado di scongiurare l'insorgenza di tensioni pericolose sia in caso di fulminazione diretta che

indiretta; in tali impianti è buona norma salvaguardare sempre l'ingresso lato cc degli inverter, che rappresentano dal punto di vista delle sovratensioni il componente più delicato di tutto il sistema, per mezzo di SPD di classe II o III. In tale impianto quindi sono previsti degli SPD di classe II installati nel quadro elettrico sezionamento stringhe QCC.

Infine per quanto riguarda il funzionamento della sezione in corrente continua verrà adottato il sistema a potenziale flottante, cioè isolato rispetto al potenziale del terreno.

4.8 ELETTRDOTTO

L'elettrodotta verrà realizzata interamente nel sottosuolo ad una profondità rispetto al piano stradale o di campagna non superiore ad 1,10 mt dalla generatrice superiore del cavidotto.

Il cavidotto verrà posato su un letto di sabbia di almeno 10 cm e ricoperto con altri 10 cm dello stesso materiale a partire dal suo bordo superiore. Il successivo riempimento del cavo sarà effettuato con modalità differenti a seconda del tratto di strada interessata e secondo gli standard realizzativi prescritti dall'ENEL.

Precisamente, nei tratti in cui si procederà al taglio della sezione stradale, lo scavo andrà riempito con magrone dosato con 70 kg di calcestruzzo per mc per un'altezza di circa 80 cm. Si procederà quindi con la posa di uno strato di 20 cm di calcestruzzo Rck 250 e con il ripristino del tappetino bituminoso previa fresatura dei fianchi superiori dello scavo, per una larghezza complessiva pari a 3L, essendo L la larghezza dello scavo, così come da prescrizioni della Provincia, settore viabilità.

Nei casi in cui lo scavo non interesserà la sede stradale, si potrà procedere al riempimento con terreno adeguatamente compattato con mezzi meccanici.

I conduttori impiegati, con tensione nominale di 15 kV del tipo ARE4H5EX12/20kV – 2x3x1x185mmq, verranno infilati entro appositi cavidotti aventi diametro 160 mm e con idonee caratteristiche meccaniche di resistenza allo schiacciamento e agli urti, previa predisposizione dello scavo e con successivo rinterro e ripristino della pavimentazione ove necessario e come sopra descritto.

5. PARTE QUINTA – Descrizione fonte energetica utilizzata

5.1 L'ENERGIA SOLARE

In tempi in cui il fabbisogno di energia elettrica non cessa ad invertire il suo trend sempre crescente, la necessità di svincolarsi dalle fonti energetiche tradizionali, legate ad alti costi e problematiche ambientali, risulta di fondamentale importanza.

Con queste premesse, nell'ambito della produzione d'energia pulita, si sta affermando in maniera sempre più consistente la conversione fotovoltaica, ovvero la tecnologia che permette di convertire l'energia presente nella radiazione solare in energia elettrica.

Per energia solare si intende l'energia, termica o elettrica, prodotta sfruttando direttamente l'energia irradiata dal Sole.

E' noto come in ogni istante il Sole trasmetta sulla Terra circa 1,367 kW per m².

Quindi si può affermare che il quantitativo di energia che arriva sul suolo terrestre è enorme, potrebbe soddisfare tranquillamente tutta l'energia usata nel mondo, ma nel suo complesso è poco sfruttabile a causa dell'atmosfera che ne attenua l'entità, ed è per questo che servono aree molto vaste per raccoglierne quantitativi soddisfacenti.

L'energia solare però non raggiunge la superficie terrestre in maniera costante, la sua quantità varia durante il giorno, da stagione a stagione e dipende dalla nuvolosità, dall'angolo di incidenza e dalla riflettenza delle superfici.

Si ha quindi una radiazione diretta, propriamente i raggi solari, una radiazione diffusa, per esempio dovuta alle nuvole e al cielo, e una radiazione riflessa, dipendente dalle superfici circostanti la zona di studio. La radiazione globale è la somma delle tre e, in Italia, in una bella giornata, può raggiungere un'intensità di 1000-1500 W/m². La media annuale degli apporti solari è di 4,7 kWh/giorno/m², ma gli apporti variano molto con le stagioni, si può infatti passare da un valore di 2,0 kWh/giorno/m² in Sicilia nel mese di dicembre, fino a 7,2 kWh/giorno/m² in luglio.

Gli impianti per la produzione di energia elettrica che sfruttano la tecnologia fotovoltaica hanno, come accennato, sì bisogno di vaste aree, ma anche numerosi vantaggi:

- assenza di qualsiasi tipo di emissioni inquinanti;
- risparmio dei combustibili fossili;
- estrema affidabilità poiché non esistono parti in movimento (vita utile superiore a 25 anni);
- costi di manutenzione ridotti al minimo;
- modularità del sistema

I benefici ambientali ottenibili dall'adozione di sistemi fotovoltaici sono proporzionali alla quantità di energia prodotta, supponendo che questa vada a sostituire dell'energia altrimenti fornita da fonti convenzionali. Per produrre un kWh elettrico vengono bruciati mediamente l'equivalente di 2,56 kWh sotto forma di combustibili fossili e di conseguenza emessi nell'aria circa 0,53 kg di anidride carbonica (CO₂) (fattore di emissione del mix elettrico italiano alla distribuzione).

Si può dire quindi che ogni kWh prodotto dal sistema fotovoltaico evita l'emissione di 0,53 kg di anidride carbonica.

Di seguito si elencano i valori delle emissioni associate alla generazione elettrica da combustibili tradizionali:

- CO₂ (anidride carbonica): 530 g/kWh
- SO₂ (anidride solforosa): 1,4 g/kWh
- NO₂(ossidi di azoto): 1,9 g/kWh

Si può stimare l'emissione evitata di questi gas nell'arco di vita dell'impianto, circa 30 anni, e notare subito come risulti evidente il gran quantitativo di CO₂, principale gas serra, non immesso nell'atmosfera.

Altri benefici imputabili al fotovoltaico sono: la riduzione della dipendenza dall'estero, la capillarità della produzione, svincolandosi dalle grandi centrali termoelettriche, e la diversificazione delle fonti energetiche.

Quindi si può affermare che un incremento dell'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili per la produzione di energia possa aiutare a colmare il sempre crescente fabbisogno energetico mondiale.

5.2 PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO

Il principio che sta alla base di questi impianti è l'effetto fotovoltaico, esso si basa sulle proprietà di alcuni materiali semiconduttori (tra cui il silicio, opportunamente trattato) di generare elettricità una volta colpiti dai raggi del sole.

Il dispositivo in grado di convertire l'energia solare è propriamente detto modulo fotovoltaico, il cui elemento costruttivo di base è la cella fotovoltaica, luogo in cui si ha la vera e propria generazione di corrente.

I moduli fotovoltaici, comunemente costituiti da 60/72 celle, possono avere differenti caratteristiche sia dal punto di vista fisico che energetico, possono generare più o meno corrente, secondo il semiconduttore che li costituisce, ed avere rendimenti di conversione più o meno alti a seconda della qualità del materiale costruttivo.

Tale rendimento si attesta intorno al 18-20%, ciò sta ad indicare come per 100 unità di energia solare che colpiscono il modulo solo 18 si trasformano in elettricità; per ovviare a questi rendimenti non molto elevati, grazie alla struttura modulare dei pannelli, è possibile accoppiare più celle così da raggiungere potenze variabili tra i 250-400 Watt di picco.

In altre parole, considerando che la superficie di ogni modulo fotovoltaico si aggira intorno a 2 m², per soddisfare il fabbisogno di un'utenza di 3 kW, tipico una abitazione italiana standard, si ha la necessità di installare circa 10 moduli corrispondenti ad una superficie captante di circa 20 m².

Da questo semplice esempio si può evincere che, a causa della bassa densità energetica dell'energia solare, sono necessarie grandi superfici per arrivare ad alte potenze, quindi risultano indispensabili, al fine di promuovere tale tecnologia pulita, forme di incentivazione economica (emanate dall'Autorità dell'Energia Elettrica e del Gas) per renderla sempre più appetibile sia in piccola che in larga scala.

Tali incentivazioni economiche accoppiate alla grande affidabilità e continuo sviluppo tecnologico, fanno della conversione fotovoltaica il presente e il futuro della generazione d'energia elettrica pulita.

5.3 DIMENSIONAMENTO DELL' IMPIANTO

In riferimento alle tecnologie fotovoltaiche per impianti di taglia industriale, nel progetto sono state scelte e implementate le migliori tecnologie attualmente disponibili, che consentono al contempo di massimizzare la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e minimizzare l'occupazione di suolo e l'utilizzo di risorse naturali.

Gli impianti fotovoltaici sono sistemi in grado di captare e trasformare l'energia solare in energia elettrica, impianti connessi ad una rete elettrica di distribuzione (grid-connected): l'energia viene convertita in corrente elettrica alternata per alimentare il carico-utente e/o immessa nella rete, con la quale lavora in regime di interscambio.

Un impianto fotovoltaico è costituito da un insieme di componenti meccanici, elettrici ed elettronici che captano l'energia solare, la trasformano in energia elettrica, sino a renderla disponibile all'utilizzazione da parte dell'utenza.

Esso sarà quindi costituito dal generatore fotovoltaico (o da un campo fotovoltaico nel caso di impianti di una certa consistenza), e da un sistema di controllo e condizionamento della potenza.

Il rendimento di conversione complessivo di un impianto è il risultato di una serie di rendimenti, che a partire da quello della cella, passando per quello del modulo, del sistema di controllo della potenza e di quello di conversione, ed eventualmente di quello di accumulo (non presente in questo progetto), permette di ricavare la percentuale di energia incidente che è possibile trovare all'uscita dell'impianto, sotto forma di energia elettrica, resa al carico utilizzatore.

Nel seguito del paragrafo si descriveranno le tecniche e le tecnologie scelte per l'impianto in progetto, con indicazioni sulle maggiori prestazioni sia elettriche che ambientali rispetto a quelle tradizionalmente usate nella progettazione di impianti fotovoltaici, nonché sulle soluzioni progettuali e operative adottate per minimizzare le emissioni e il consumo di risorse naturali

5.4 MODULI FOTOVOLTAICI

Allo stato attuale, le tecnologie disponibili per la realizzazione di moduli fotovoltaici si dividono in quattro categorie, elencate in ordine decrescente di rendimento:

- Moduli a eterogiunzione
- Moduli in silicio monocristallino
- Moduli in silicio policristallino
- Moduli in silicio amorfo.

Per completezza, vanno citati anche i moduli fotovoltaici costruiti con tecnologie aerospaziali, che hanno rendimenti doppi rispetto alle tecnologie sopra elencate, ma hanno costi proibitivi e vengono prodotti solo per applicazioni aerospaziali e non esiste produzione industriale per applicazioni tradizionali.

Il rendimento, o efficienza, di un modulo fotovoltaico è definito come il rapporto espresso in percentuale tra l'energia captata e trasformata in elettricità, rispetto all'energia totale incidente sul modulo stesso.

L'efficienza dei pannelli fotovoltaici è proporzionale al rapporto tra watt erogati e superficie occupata, a parità di tutte le altre condizioni (irraggiamento, radiazione solare, temperatura, spettro della luce solare, risposta spettrale, etc.).

L'efficienza di un pannello fotovoltaico diminuisce costantemente nel tempo, a causa di fenomeni di degradazione sia meccanica che elettrica, a scala macroscopica e microscopica (degradazione delle giunzioni, deriva elettronica, degradazione della struttura cristallina del silicio, etc.). Di fatto, la vita utile di un modulo fotovoltaico viene considerata tra i 20 e i 25 anni, oltre i quali si impone una sostituzione del modulo per via della bassa efficienza raggiunta.

Facendo riferimento all'attuale offerta di mercato dei produttori a scala industriale, si possono assumere i seguenti dati medi di rendimento per pannelli reperibili in commercio (si specifica che i dati riguardano pannelli fotovoltaici assemblati e prodotti in serie, e non riguardano la potenza complessiva del pannello. A livello di singolo modulo fotovoltaico, o cella, i produttori dichiarano valori massimi raggiunti in condizioni di laboratorio anche superiori a quelli relativi ai pannelli):

- Moduli a eterogiunzione – 21,5%
- Moduli in silicio monocristallino – 20%
- Moduli in silicio policristallino – 16,7%
- Moduli in silicio amorfo – 8,5%.

Lo stesso ordine decrescente si può assumere anche per la diminuzione di rendimento dei moduli al crescere della temperatura di esercizio.

Il modulo fotovoltaico scelto per la realizzazione dell'impianto di Montalto di Castro è realizzato da Trina Solar, in silicio monocristallino, ed ha una potenza di picco di 555 Wp (serie Vertex TSM-DE19).

La scelta è motivata dalla elevata potenza specifica del modulo e dalle migliori caratteristiche di rendimento in diverse condizioni ambientali e nel tempo rispetto alle offerte delle altre maggiori case produttrici a livello mondiale.

I moduli della serie Vertex di Trina Solar sono realizzati con una tecnologia che consente di:

- Ridurre drasticamente il calo intrinseco di rendimento alle alte temperature
- Ridurre la intrinseca degradazione dei moduli indotta dalla prolungata esposizione alla luce
- Aumentare l'efficienza di conversione in condizioni di irraggiamento non ottimale come scarsa luminosità o luminosità diffusa e non diretta
- Ridurre la percentuale di energia incidente che viene persa per riflessione
- Ridurre il calo intrinseco di rendimento nell'arco di vita utile dei moduli
- Massimizzare la produzione di energia durante tutta la vita utile del pannello
- Massimizzare la stabilità di rendimento del pannello nel tempo.

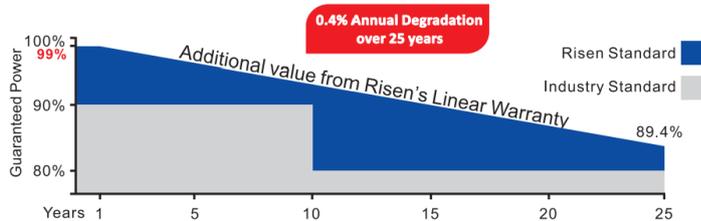
L'efficienza media di tali moduli, certificata dal produttore e garantita per 25 anni, è maggiore del 21,2%.

Allo stato attuale, rispetto alle altre tecnologie disponibili, i moduli fotovoltaici scelti per il presente progetto consentono di avere:

- una maggiore potenza installata a parità di superficie occupata
- una maggiore efficienza a parità di irraggiamento del sito di installazione
- una maggiore produzione di energia rinnovabile nel tempo a parità di tutte le altre condizioni.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty



RSM132-8-680N-700N

132 CELL
N-type Module

680-700Wp
Power Output Range

1500VDC
Maximum System Voltage

22.5%
Maximum Efficiency

KEY SALIENT FEATURES



Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing



N-type solar cell without LID caused by B-O , power degradation in 1st year is no more than 1%



Better Temperature Coefficient



Excellent low irradiance performance



Excellent PID resistance



Positive tight power tolerance



Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product



Module Imp binning radically reduces string mismatch losses



Warranted reliability and stringent quality assurances well beyond certified requirements



Certified to withstand severe environmental conditions

- ◆ Anti-reflective & anti-soiling surface minimise power loss from dirt and dust
- ◆ Severe salt mist, ammonia & blown sand resistance, for seaside, farm and desert environments
- ◆ Excellent mechanical resistance: wind load 2400Pa & snow load 5400Pa

Figura 1 – principali caratteristiche dei moduli fotovoltaici adottati

5.5 TECNOLOGIA AD INSEGUIMENTO SOLARE

Il rendimento e la produttività di un impianto fotovoltaico dipendono da numerosi fattori, non soltanto dalla potenza nominale e dall'efficienza dei pannelli installati.

La resa complessiva dell'impianto dipende anche dal posizionamento dei pannelli, dalla struttura elettrica del loro collegamento in stringhe e sottocampi, dalla tipologia e dalle prestazioni dei componenti di raccolta e conversione dell'energia prodotta, dalla tipologia e dalla lunghezza dei cablaggi e dei cavi utilizzati per il trasporto dell'energia.

Oltre al posizionamento dei pannelli in configurazione fissa, che consente di massimizzare la captazione di energia radiante del sole nelle fasce orarie centrali della giornata, esistono anche tecnologie di inseguimento solare, che possono essere ad un asse o a due assi.

Tali tecnologie prevedono il montaggio dei pannelli su strutture dotate di motorizzazione che, opportunamente sincronizzata e comandata a seconda della latitudine del sito di installazione, modificano l'inclinazione dei pannelli durante l'intera giornata per far sì che questi si trovino sempre nella posizione ottimale rispetto all'incidenza dei raggi solari.

L'inseguimento monoassiale prevede che i pannelli siano montati con esposizione a sud, e oscillino lungo l'asse est-ovest durante il giorno; l'inseguimento biassiale fa invece muovere i pannelli lungo i due assi nord-sud ed est-ovest.

A parità di potenza installata, e rispetto alla configurazione fissa classica, l'inseguimento biassiale garantisce ovviamente la massima producibilità dell'impianto, ma richiede spazi di installazione notevolmente superiori rispetto all'inseguimento monoassiale, in quanto le strutture hanno bisogno di maggior spazio libero per evitare ombreggiamenti reciproci.

Per l'impianto in progetto si è optato per una tecnologia ad inseguimento monoassiale, che permette di avere, con ingombri praticamente simili a quelli richiesti da una configurazione fissa, una producibilità superiore di almeno il 25% durante l'anno.

Tale soluzione permette di ottimizzare l'occupazione di territorio massimizzando al contempo la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

L'inclinazione e l'orientamento dei moduli sono stati scelti per ottimizzare la radiazione solare incidente: i moduli saranno orientati a Sud con inclinazione variabile da -45° a $+45^\circ$, in modo da consentire la massima raccolta di energia nell'arco dell'anno unitamente ad una ridotta superficie di esposizione al vento con la tecnologia ad inseguimento ad un asse.

I moduli sono disposti secondo file parallele; la distanza tra le stringhe è calcolata in modo che l'ombra della fila antistante non interessi la fila retrostante per inclinazione del sole sull'orizzonte pari o superiore a quella che si verifica a mezzogiorno del solstizio d'inverno nella particolare località. Come si può facilmente verificare tale angolo limite è dato da:

$$\alpha = 90^\circ \text{Lat} - 23,5^\circ$$

Per una località situata alla latitudine di $42,24^\circ$ Nord, l'angolo limite è pari a $25,6^\circ$; detta h l'altezza dei moduli fotovoltaici rispetto al piano di appoggio la distanza tra le file deve essere almeno pari a:

$$d = h / \text{tg}\alpha.$$

5.6 CONFIGURAZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Nel complesso, l'impianto fotovoltaico in progetto è stato progettato per avere un'alta efficienza e minimizzare le perdite intrinseche dovute ai processi di conversione e vettoriamento dell'energia elettrica prodotta dai pannelli.

La progettazione elettrica dei componenti utilizzati e delle loro connessioni è stata eseguita tenendo conto delle migliori soluzioni disponibili in termini di impatto sull'ambiente e stabilità del sistema.

L'energia massima producibile teoricamente in un anno dall'impianto è data dal prodotto della radiazione media annua incidente sul piano dei moduli per la potenza nominale dell'impianto, in base al calcolo di irraggiamento dai dati della Norma UNI 10349.

L'energia effettivamente producibile va poi calcolata tenendo conto dei rendimenti delle diverse sezioni dell'impianto, in particolare il Decreto Ministeriale del 28 luglio 2005 fissa i seguenti requisiti minimi da dimostrare in fase di collaudo:

- $P_{cc} > 0,85 P_{nom} \times I / I_{stc}$
- $P_{ca} > 0,9 P_{cc}$ (tale condizione deve essere verificata per $P_{ca} > 90\%$ della potenza di targa del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata)

dove:

- P_{cc} = Potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico con precisione migliore del $\pm 2\%$.
- P_{nom} = Potenza nominale del generatore fotovoltaico.
- I = Irraggiamento in W/m^2 misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$.
- I_{stc} = $1000 W/m^2$ è l'irraggiamento in condizioni di prova standard.
- P_{ca} = Potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, con precisione migliore del $\pm 2\%$.

Già a livello preliminare, i componenti dell'impianto sono stati selezionati per minimizzare le perdite nel processo di conversione; in sede di progetto definitivo verranno presi ulteriori accorgimenti volti ad ottimizzare le prestazioni del sistema, in termini di energia prodotta.

In particolare sono stati adottati criteri di selezione dei moduli per garantire la migliore uniformità delle loro prestazioni elettriche e quindi ottimizzare il rendimento delle stringhe; vengono inoltre utilizzati componenti selezionati e cavi di sezione adeguata a ridurre le perdite sul lato corrente continua

Alla luce di quanto sopra, il bilancio esteso delle perdite nelle varie sezioni del sistema è riportato nello schema seguente:

- perdite per scostamento delle condizioni di targa (temperatura) 6%
- perdite per mismatching tra le stringhe 2%
- perdite in corrente continua 5%
- perdite sul sistema di conversione CC/CA 1%
- perdite per basso soleggiamento e per ombreggiamento reciproco 2%
- perdite per polluzione sui moduli 1%

per cui il rendimento stimato del sistema è pari a: $\eta_{\text{sist}} = 77\%$, tenendo conto degli inevitabili fermi di impianto, si può assumere un rendimento totale pari al 75%.

Ogni sottocampo in cui è diviso l'impianto è dotato di cabina di trasformazione.

Ogni trasformatore è raffreddato a secco, evitando così la presenza di fluidi di raffreddamento potenzialmente dannosi per l'ambiente.

I gruppi di conversione saranno collegati in un apposito quadro a formare lato C.A. un sistema trifase connesso a due trasformatori BT/MT per ogni sottocampo.

L'uscita MT dei trasformatori a 20 kV trifase sarà collegata a sua volta alle apparecchiature di manovra e sezionamento della rete di raccolta energia, che convoglierà tutta l'energia ad una stazione di trasformazione 220 kV che verrà connessa a sua volta alla rete RTN di Terna.

I quadri necessari per la realizzazione il parallelo delle stringhe saranno del tipo SMA Sunny String Monitor Cabinet, hanno anche la funzione di sezionare localmente le stringhe di moduli fotovoltaici costituenti il campo e attraverso sistema di monitoraggio delle correnti di stringa, di cui sono equipaggiati, di rilevare eventuali anomalie sulle stringhe.

L'inverter è conforme alle più stringenti direttive nazionali ed europee per la sicurezza e l'immissione in rete d'energia: EMC: EN61000-6-2, EN61000-6-4; CE. L'inverter, del tipo trifase, sarà collegato sul lato in corrente alternata al sistema di distribuzione attraverso cui avviene di seguito l'immissione dell'energia elettrica prodotta in rete. L'inverter consente il collegamento della totalità delle stringhe di un campo, ognuna delle quali composta da 16 pannelli. I gruppi di conversione previsti sono stati realizzati con tecnica PWM, e sono in grado di operare in modo completamente automatico e di inseguire il punto di massima potenza (MPPT) del generatore fotovoltaico. L'inverter è munito di display che indica la temperatura di lavoro, l'energia cumulativa trasmessa, la potenza istantanea immessa in rete e quella in ingresso dal campo fotovoltaico.

Per il cablaggio dei moduli e per il collegamento delle stringhe e i quadri di campo sono previsti conduttori di tipo H07RN-F (neoprene a doppio isolamento).

Il collegamento tra i quadri di campo e i quadri di sottocampo sono realizzati con cavi adatti alla posa interrata e sono protetti con tubazioni. La sezione dei cavi per i vari collegamenti è tale da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio.

Il sistema di controllo dell'impianto avviene tramite due tipologie di controllo: controllo locale e controllo remoto:

- Controllo locale: monitoraggi tramite PC centrale, posto in prossimità dell'impianto (control room), tramite software apposito in grado di monitorare e controllare i quattro inverter;
- Controllo remoto: gestione a distanza dell'impianto tramite modem GPRS con scheda di rete Data-Logger montata a bordo degli inverter.

Il controllo in remoto avviene da centrale (servizio e assistenza) con medesimo software del controllo locale.

Le grandezze controllate da sistema sono:

- Potenza dell'inverter;
- Tensione di campo dell'inverter; Corrente di campo dell'inverter; Radiazioni solari;
- Temperatura ambiente; Velocità del vento;
- Letture dell'energia attiva e reattiva prodotte;

6. PARTE SESTA – Fasi e tempi di realizzazione.

6.1 TEMPISTICA DI REALIZZAZIONE, MODALITA' DI ESECUZIONE LAVORI

Ricevute tutte le autorizzazioni e le concessioni relative al nuovo impianto, i tempi di realizzazione delle opere necessarie saranno in linea di massima brevi, presumibilmente dell'ordine di 8 mesi.

Tali tempi sono condizionati dalla posa in opera delle strutture portanti dei moduli.

Per quanto concerne la movimentazione dei materiali e l'accesso al sito, verrà utilizzata la viabilità esistente, così da limitare i costi e rendere minimo l'impatto con l'ambiente circostante.

Sarà comunque stilato un programma cronologico delle operazioni prima dell'inizio dei lavori, dove saranno rese chiare le operazioni prioritarie e le responsabilità della direzione degli stessi.

6.2 PRODUZIONE DI RIFIUTI E DISMISSIONE IMPIANTO

La tipologia dell'intervento nelle fasi d'esercizio è tale da non comportare, sostanzialmente, produzione di rifiuti. Gli unici rifiuti prodotti riguarderanno la fase d'installazione (1° fase) e di dismissione dell'impianto (ultima fase).

Per quanto concerne la fase di installazione si dichiara che verranno prodotte le seguenti tipologie di rifiuti, ciascuna con relativo avvio a smaltimento, secondo quanto previsto dal Regolamento Regionale per la gestione dei materiali edili, oltre che dal regolamento comunale adottato ai sensi del Decreto Legislativo 5 febbraio 1997, n. 22 con particolare riferimento all'attuazione delle direttive 91/156/CEE sui rifiuti e 94/62/CE sugli imballaggi e sui rifiuti di imballaggio:

1. imballaggi dei moduli fotovoltaici e degli altri dispositivi ed apparati dell'impianto: la ditta esecutrice dei lavori avrà in carico il relativo conferimento ai consorzi di recupero ove previsti, ovvero, laddove ciò non ricorresse, avrà in carico il relativo conferimento al servizio pubblico di raccolta conformemente alle modalità (quantità, tipologia ed orari) previsti dal relativo regolamento comunale;

2. rifiuti derivanti dalle tipiche opere di impiantistica elettrica (spezzoni di cavi elettrici, di canaline e/o passacavi ecc.): la ditta esecutrice dei lavori avrà in carico il relativo conferimento al servizio pubblico di raccolta conformemente alle modalità (quantità, tipologia ed orari) previsti dal relativo regolamento comunale, essendo tali rifiuti, in virtù del regolamento comunale per la gestione dei RSU, assimilati per quantità (quantitativi di modesto volume) e qualità a questi ultimi.

3. altri rifiuti derivanti dalle opere edili accessorie (materiale di risulta ricavato dagli scavi, ecc.): la ditta esecutrice dei lavori avrà in carico l'eventuale conferimento conformemente alle modalità previste dal relativo regolamento comunale, ovvero provvederà ad idonea redistribuzione nel medesimo sito di intervento.

Per la determinazione delle quantità di rifiuti prodotti nella prima fase, considerata la dimensione dell'impianto di circa 100 MWp, sulla scorta delle informazioni ricevute dalle ditte produttrici di pannelli fotovoltaici, si può sostenere quanto segue:

- Rifiuti solidi urbani prodotti da mediamente 60 persone per 6 mesi di cantiere
- 6.050 m³ di cartone
- 37.250 m³ di polistirolo

- 20.000 m³ di scarti di tubi di PVC

- 3.700 bancali in pallet recuperati dalla ditta di trasporto

Il calcestruzzo per le opere di fondazioni continue della cabina di trasformazione verrà approvvigionato da centrali di betonaggio esterne all'area di lavorazione e, perciò, non ci saranno sfridi in cantiere. Stesso discorso vale per gli eventuali elementi prefabbricati in calcestruzzo aventi funzioni di zavorra.

Per la fase di smantellamento dell'impianto, si può fare la seguente considerazione:

i materiali che costituiscono i moduli fotovoltaici sono il silicio (componente delle celle), quantità trascurabili di elementi chimici non tossici inseriti nel silicio stesso, vetro (protezione frontale), fogli di materiale plastico (protezione posteriore) ed alluminio (cornice).

In generale quindi, come ogni altro prodotto che ci circonda, anche i moduli fotovoltaici saranno smaltiti correttamente, ma si precisa che gli elementi che li costituiscono non sono tossici e sono facilmente riciclabili. Alla fine della produzione si procederà dunque al ripristino dello stato ex ante, semplicemente smantellando i pannelli e i loro supporti.

Dismissione dell'impianto

La vita produttiva dell'impianto fotovoltaico proposto si estende all'incirca per 30 anni. Al termine della sua attività si prevede la dismissione dell'intero impianto incluse le sue strutture annesse, se non necessarie per altri utilizzi. La fase di smantellamento dell'impianto comporterà il necessario ripristino dell'area con la restituzione alle condizioni ante-operam.

L'ultima fase di esistenza dell'impianto permetterà la rimozione e lo smantellamento accurato di tutte le componenti in maniera tale da evitare qualsiasi incidenza sull'ambiente.

Questo sarà possibile attraverso la differenziazione e il recupero di dell'impianto a seconda della rispettiva tipologia di rifiuto.

La società si impegna a separare accuratamente i materiali riciclabili da quelli non riciclabili prodotti e che tali materiali saranno portati da ditte autorizzate nelle apposite aree di stoccaggio per il recupero o lo smaltimento finale; si precisa che i materiali risultanti dalle lavorazioni per l'installazione dell'impianto non hanno alcuna natura tossico-nociva.

Particolare cura verrà posta nel recupero di quelle componenti costituite da materiali di pregio, quali cavi elettrici e alcune parti dei moduli.

Lo smantellamento dell'impianto previsto a fine vita sarà costituito dalle seguenti fasi principali di lavorazione:

- 1) completo smontaggio e rimozione dei moduli fotovoltaici;
- 2) smontaggio delle strutture di sostegno;
- 3) estrazione dei pali in acciaio dal terreno;
- 4) rimozione dei cavidotti interrati e dell'intera recinzione;
- 5) rimozione dei locali cabine prefabbricati e di tutte le apparecchiature contenute, compresa l'asportazione delle eventuali parti in cemento presenti sotto le stesse.

Per maggiori dettagli sulla descrizione delle fasi di dismissione si rimanda alla relazione di progetto All. N_Piano di dismissione e ripristino.

6.3 UTILIZZO ENERGIA PRODOTTA

La produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica, oltre ad essere un processo a zero emissioni nocive, permette grazie alla riduzione dei costi di realizzazione di immettere energia elettrica nel mercato libero con margini ridotti ma costanti per l'intera vita utile dell'impianto. La marginalità prevista è dell'ordine del 7% che, data la ragionevole certezza e costanza di produzione, risulta interessante per i fondi di investimento.

7. PARTE SETTIMA- Ricadute sociali e occupazionali

La realizzazione di un impianto fotovoltaico ha sicuramente ricadute sociali inferiori a qualsiasi altro impianto di produzione d'energia, rinnovabile e non. La caratteristica di questi impianti è sicuramente l'impatto bassissimo sul territorio e quindi le ripercussioni sulla popolazione sono generalmente nulle, infatti non si riscontrano problemi legati all'inquinamento acustico, non si hanno emissioni nocive, non si ha la generazione di campi elettromagnetici nocivi e inoltre i moduli non hanno alcun impatto radioattivo. Tutti questi fattori fanno sì che sia possibile vivere o lavorare in prossimità del generatore fotovoltaico senza disturbi psico-fisici ad esso legati.

Si deve inoltre sottolineare come il cantiere adibito alla posa in opera dell'impianto sia di modeste dimensioni e che esso non modifica in alcun modo la natura del terreno, tutte le attività svolte infatti sono reversibili e non invasive.

Volendo caratterizzare la realizzazione di un nuovo impianto dal punto di vista occupazionale si può affermare che l'occupazione diretta creata per ogni miliardo di kWh prodotto da fonte rinnovabile è maggiore, considerando la stessa produzione di elettricità, al nucleare e all'utilizzo del carbone. Le principali attività che possono essere implicate dalla costruzione di un nuovo impianto fotovoltaico sono:

- Costruttive: moduli, inverter, strutture di sostegno, sistemi elettronici
- Installazione: consulenza, fondazioni, installazioni elettriche, cavi, trasformatori, sistemi di monitoraggio remoto, strade, illuminazione
- Manutenzione
- Gestione
- Ricerca: società di ingegneria
- Istituzioni bancarie e assicurative

La realizzazione dell'impianto comporta inoltre il coinvolgimento di numerosi Enti Locali, cosa che permette un maggiore coinvolgimento delle popolazioni prossime agli impianti e, soprattutto, arreca vantaggi non trascurabili alle imprese presenti nel territorio.

L'azienda costruttrice inoltre si impegna a coinvolgere figure professionali locali per la realizzazione, gestione e custodia delle centrali, nel rispetto delle norme nazionali e comunitarie, sia direttamente, sia attraverso commesse e subcommesse.

Si può quindi prevedere un benefico incremento di attività lavorative, sia nel territorio locale sia nazionale, che unite al rispetto della natura e alle non negative ricadute sociali, fanno dell'energia fotovoltaica una validissima risposta al problema energetico/ambientale.