



REGIONE ABRUZZO

COMUNE DI FURCI

Provincia di Chieti



loc. Morge

REALIZZAZIONE E GESTIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO DELLA POTENZA NOMINALE DI 53.69 MW CON RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA NAZIONALE

PROPONENTE	soc. ARAN 1 srl via Fratelli Ruspoli 8 00198 Roma	
PROGETTISTA	  	

OGGETTO	PROGETTO DEFINITIVO RELAZIONE GENERALE	data	gennaio 2023
		scala	
		format	A4
		elaborato	A_1

RELAZIONE GENERALE

1.	Premessa.....	Pag. 2
1.1	Valenza dell'iniziativa.....	Pag. 2
1.2	Risparmio di combustibile ed emissioni evitate in atmosfera...	Pag. 3
2.	Sito di Installazione.....	Pag. 4
2.1	Localizzazione.....	Pag. 4
2.2	Condizioni generali di installazione.....	Pag. 5
2.3	Disponibilità della fonte solare ed irradiazione giornaliera media mensile.....	Pag. 6
2.4	Fattori morfologici ed ambientali – Ombreggiamento ed Albedo.....	Pag. 8
3	Dimensionamento dell'impianto.....	Pag. 8
3.1	Procedure di calcolo e criteri generali di progetto.....	Pag. 8
3.1a	Criterio di stima dell'energia prodotta.....	Pag. 8
3.1b	Producibilità energetica.....	Pag. 10
3.1c	Scheda tecnica prestazionale degli impianti.....	Pag. 12
3.1d	Caratteristiche elettriche dell'impianto.....	Pag. 13
3.1e	Verifiche elettriche.....	Pag. 14
4	Specifiche delle componenti dell'impianto.....	Pag. 14
4.1	Scheda tecnica moduli utilizzati.....	Pag. 14
4.2	Scheda tecnica inverter utilizzati.....	Pag. 17
4.3	Dispositivo protezione sul collegamento alla rete elettrica.....	Pag. 19
4.4	Strutture di sostegno utilizzate.....	Pag. 20
4.5	Cablaggio elettrico interno all'impianto.....	Pag. 22
4.6	Protezioni elettriche.....	Pag. 23
4.7	Impianto di messa a terra.....	Pag. 24
4.8	Cabine di impianto.....	Pag. 24
4.9	Cavidotto di collegamento alla rete elettrica.....	Pag. 24
4.10	Scavo per il passaggio del cavidotto interrato.....	Pag. 25
4.11	Opere civili.....	Pag. 25
5	Valutazioni ambientali.....	Pag. 26
5.1	Inquadramento ambientale dell'opera.....	Pag. 26
5.2	Impatto relativo alla fase di costruzione dell'impianto.....	Pag. 26
5.3	Impatto relativo alla fase di esercizio dell'impianto.....	Pag. 27
5.4	Impatto relativo alla fase di dismissione dell'impianto.....	Pag. 29
5.5	Misure compensative.....	Pag. 29
5.6	Verifica dei parametri urbanistici e uso del suolo.....	Pag. 32
5.7	Recinzioni, fondazioni e strutture di sostegno.....	Pag. 33
5.8	Viabilità esistente e di progetto.....	Pag. 33
5.8a	Modalità di arrivo all'impianto.....	Pag. 33
5.8b	Accesso all'impianto.....	Pag. 34
5.9	Interferenze.....	Pag. 34
6	Norme tecniche applicate.....	Pag. 35
7	Delibere AEEGSI.....	Pag. 38

1. PREMESSA

1.1 Valenza dell'Iniziativa

Con la realizzazione della presente iniziativa si intende conseguire un significativo risparmio energetico, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal sole. Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze paesaggistiche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

Il progetto mira a contribuire al soddisfacimento delle esigenze di "Energia Verde" e allo "Sviluppo Sostenibile" invocate dal Protocollo di Kyoto, dalla Conferenza sul clima e l'ambiente del Cairo 2022..

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile.

L'Italia non possiede riserve significative di fonti fossili, ma da esse ricava circa il 80% dell'energia che consuma, con una rilevante dipendenza dall'estero.

I costi della bolletta energetica, già alti, per l'aumento della domanda internazionale attualmente sono insostenibili per la nostra economia a causa delle gravissime problematiche internazionali; quindi, la transizione verso un mix di fonti di energia e con un peso sempre maggiore di rinnovabili è, pertanto, strategica per un Paese come il nostro dove, tuttavia, le risorse idrauliche e geotermiche sono già sfruttate appieno.

Negli ultimi anni grazie agli incentivi sulle fonti rinnovabili lo sviluppo delle energie verdi nel nostro paese ha subito un notevole incremento soprattutto nel fotovoltaico e nell'eolico, portando l'Italia tra i paesi più sviluppati dal punto di vista dell'innovazione energetica e ambientale, ma conclusione di detti incentivi ha in parte frenato lo sviluppo soprattutto del fotovoltaico creando notevoli problemi all'economia del settore.

La sostenibilità del piano economico per la realizzazione e la gestione di questi impianti può essere ottenuta solo considerando taglie di potenze medio-grandi pertanto la società proponente si pone come obiettivo di attuare la "grid parity" grazie all'installazione di impianti di elevata potenza che abbattano i costi fissi e rendano l'energia prodotta dal fotovoltaico conveniente e sullo stesso livello delle energie prodotte dalle fonti fossili.

RELAZIONE GENERALE

L'energia solare è l'unica risorsa non inquinante di cui si dispone in misura adeguata alle esigenze di sviluppo pur non rappresentando da sola, almeno nel breve medio periodo, la risposta al problema energetico mondiale.

1.2 Risparmio di combustibile ed emissioni evitate in atmosfera

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 1MWh di energia) risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Utilizzando i dati provenienti da calcolo puntuale della producibilità con software dedicati, la produzione del primo anno è pari a 101.968.148 kWh al netto delle perdite, quindi, considerando la vita dell'impianto di 25 anni, si può ottenere una produzione di energia pari a 2.549.21.200 kWh. Pertanto, tenuto conto del fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria di 0,22, l'impianto evita il consumo annuo di 22.432.992 T.E.P., valore che risulta essere pari a 560.824.814 T.E.P. per 25 anni.

La realizzazione dell'intero parco fotovoltaico consente inoltre la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra, quali CO₂, SO₂,NO_x e Polveri. Nello specifico si riportano nella tabella di seguito i valori specifici di emissioni evitate a seguito della realizzazione dell'impianto oggetto della presente relazione.

Emissioni evitate in atmosfera di	CO₂	NO_x	SO₂	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	0,496	0,58	0,93	0,029
Emissioni evitate in un anno [T]	50,57	59,14	94,83	2,957
Emissioni evitate in 25 anni [T]	1264,25	1478,54	2370,76	73,93

2. SITO DI INSTALLAZIONE

2.1 Localizzazione

Il sito di installazione denominato è localizzato nel comune di Furci (Ch) località "Morge", censito al N.C.T. al foglio di seguito elencato:

- foglio 13 particella 81,11,12,13,14,15,17,18,19,20,37,38,39,40,21,57,58,59, , foglio 12 particelle 27, foglio 15 particelle 5,21,111,1,102,107,109,123,2,23,3,32,33,4,46,18,128,11,19,127,110,126,12,13,14,17,103,119,120,4081, per un'estensione complessiva dell'area impegnata pari a ha 66.70.00 ha.

Il terreno scelto per la realizzazione dell'impianto risulta essere:

- pianeggiante con lievissime pendenze lungo la fascia confinante col torrente Carla Francesca , condizione che garantisce una ottima esposizione solare durante tutto l'arco della giornata;
- accessibile dal punto di vista viario attraverso la strada comunale Leonessa che lo costeggia a sud-ovest, dalla quale è stata considerata un'opportuna fascia di rispetto, nonché dalla strada comunale Carla Francesca che attraversa il lotto nella prima parte del percorso.
- esterno alla fascia di rispetto della carta dei beni e non soggetto a pericolosità idraulica;
- privo di vincoli fisici ed ostacoli che possano compromettere l'insolazione del campo fotovoltaico;
- distante circa 9 km dal centro abitato del comune di Furci

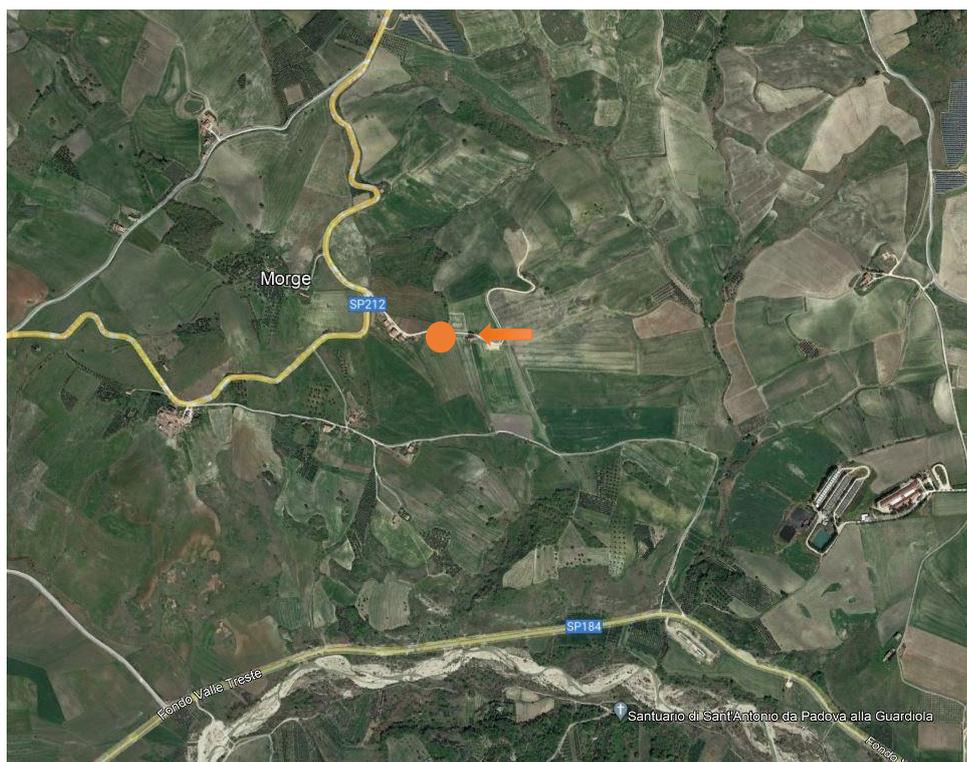
L'area oggetto dell'installazione dell'impianto fotovoltaico, nel suo baricentro, , ha coordinate geografiche di latitudine 42.032423° e longitudine 14.644352° con una quota di 270 m.s.l.m.

Esaminando la documentazione relativa al sito in oggetto, si evince che il sito:

- risulta classificato, in base al piano regolatore generale del comune di Furci , come *Zona "E" - Agricola*.

In considerazione delle caratteristiche litologiche, geomorfologiche ed idrogeologiche dei terreni di sedime come esposte nella relazione, si ritiene l'area idonea alla realizzazione di quanto previsto in progetto.

L'introduzione dei pannelli fotovoltaici in situ creerà delle modificazioni modeste al suolo, al territorio e al paesaggio senza introdurre interazioni con la flora e fauna tali da svolgere un'azione che possa alterare gli equilibri.



Ubicazione su ortofoto

La mancata esistenza di vincoli quali:

Parchi e riserve

SIC (Siti di Importanza Comunitaria)

ZPS (Zone di Protezione Speciale)

è ulteriore dimostrazione che a livello di biocenosi, l'area interessata mostra una certa scarsità di presenze e quindi l'impianto non rappresenterebbe, visto anche il modello costruttivo, una minaccia per questa.

2.2 Condizioni generali di installazione

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

RELAZIONE GENERALE

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo);
- Fattori geomorfologici e vincolistici (impluvi, fasce di rispetto di strade).

Il progetto dell'impianto fotovoltaico si propone, inoltre, di produrre energia elettrica da fonte di energia solare utilizzando soltanto il valore di vendita dell'energia per sovvenzionare la progettazione dell'impianto.

L'impianto, della potenza di 53,69 MW in corrente continua, costituito da un sistema di pannelli fotovoltaici disposti a stringhe e da un sistema di vie d'accesso e comunicazione interne (su dette strade verranno interrati anche i cavidotti interni).L'intero perimetro del sito, verrà delimitato da una barriera alberata e da vegetazione autoctona lungo una fascia di 5 metri appositamente creata per non disporre le stringhe a ridosso del perimetro dello stesso.

Altri spazi interni saranno destinati all'alloggiamento dei trasformatori, mentre la cabina di parallelo sarà ispezionabile dall'esterno..

Il campo fotovoltaico sarà esposto, con un orientamento azimutale dell'asse di rotazione dei tracker a 0° rispetto al nord-sud e avrà un'inclinazione rispetto all'orizzontale variabile tra $\pm 60^\circ$ (tilt), tale esposizione è la più idonea al fine di massimizzare l'energia producibile.

E' stato scelto un fattore di riduzione delle ombre del 0,99 garantendo così che le perdite di energia derivanti da fenomeni di ombreggiamento non siano superiori al 1% su base annua.

2.3 Disponibilità della fonte solare ed irradiazione giornaliera media mensile

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati meteorologici Meteonorm 8.0 che sono stati utilizzati anche per la producibilità con software PVSyst , derivando i dati mensili medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale

Per la località sede dell'intervento, ricadente nel comune di **Furci (Ch)** , avente Latitudine 42.032423 N e Longitudine 14.611352 E, e altitudine 270 m s.l.m., i valori medi mensili della irradiazione solare su superficie orizzontale stimati con software PVSyst sono di seguito tabellati.



PVsyst V7.3.4
 VC0, Simulation date:
 18/05/23 17:11
 with v7.3.4

Project: Furci

Variant: Nuova variante di simulazione

Testing license V7 (Suisse)

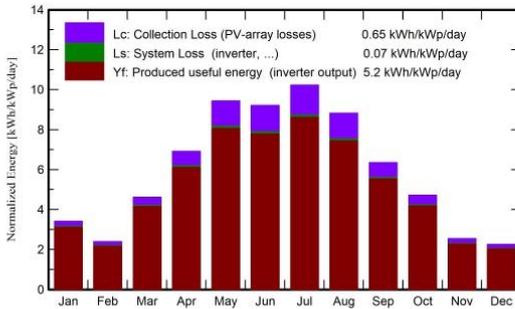
Main results

System Production

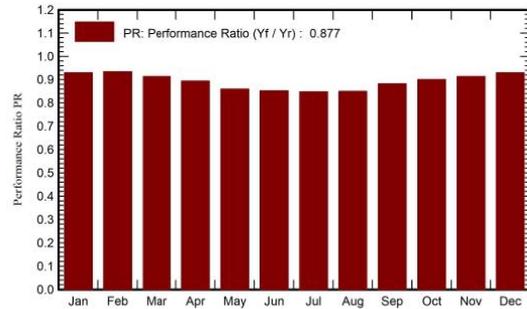
Produced Energy 101968148 kWh/year

Specific production 1899 kWh/kWp/year
 Perf. Ratio PR 87.72 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	67.7	25.50	7.68	105.9	103.3	5353851	5283055	0.929
February	51.1	32.28	3.41	67.0	65.5	3413877	3358581	0.934
March	107.5	54.40	8.86	143.2	141.1	7122294	7022297	0.914
April	152.1	61.89	12.44	207.3	205.4	10088294	9947127	0.894
May	219.3	69.81	18.17	292.6	290.8	13696063	13504711	0.860
June	208.8	74.84	21.72	276.3	274.4	12823113	12642947	0.852
July	228.8	62.97	23.30	317.0	315.4	14631703	14427701	0.848
August	197.6	63.31	24.87	273.5	271.8	12657248	12483090	0.850
September	137.3	54.57	18.73	190.3	188.4	9134218	9007801	0.882
October	101.3	41.66	16.48	146.1	144.0	7157733	7062367	0.900
November	53.6	29.20	12.95	76.4	74.7	3803862	3748474	0.913
December	47.4	23.64	6.14	69.7	67.6	3532617	3479995	0.929
Year	1572.7	594.08	14.63	2165.2	2142.4	103414874	101968148	0.877

Legends

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

2.4 Fattori morfologici e ambientali : Ombreggiamento e Albedo

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento.

Il Coefficiente di Ombreggiamento, determinato in funzione della morfologia del luogo, è pari a: **0.99**. Inoltre, per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono individuati i valori medi mensili di albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 8477.

Il valore medio considerato è 0.20 dovuto al terreno con erba verde.

3 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

3.1 Procedura di calcolo e criteri generali di progetto

L'impianto è costituito da moduli disposti su più file parallele di inseguitori solari monoassiali distanziate tra loro in modo tale da non creare mutui ombreggiamenti tra le file e da consentire una facile manutenzione.

Il calcolo della distanza minima tra le file parallele è stato effettuato considerando il giorno più critico dell'anno ovvero il solstizio di inverno. Per la stima dell'energia prodotta sono stati presi in considerazione diversi fattori di seguito descritti nel dettaglio.

3.1.a Criterio di stima sull'energia prodotta

Al fine di stimare l'energia prodotta dall'impianto oggetto della presente relazione sono state fatte specifiche considerazioni di seguito esposte, tenendo conto soprattutto dei fattori che la influenzano.

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 coperture parziali dei pannelli;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;

RELAZIONE GENERALE

- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

In merito a quest'ultimo fattore possiamo determinare il valore del BOS stimandolo direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite di seguito rappresentate

a) Perdite per sporcizia dei moduli. Per questo tipo di perdite l'impianto ha il grande vantaggio di essere ubicato in un'area con indice di polverosità bassissime e, comunque, per motivazioni legate all'assetto ambientale si prevede una insemminazione delle aree che, certamente, non favorisce la formazione di polveri. La pulizia programmata riduce notevolmente la possibilità di perdite .

b) Perdite per mismatching. Sono perdite di accoppiamento non ottimale fra le stringhe e sono dovute alla non uniformità di prestazioni elettriche fornite dai vari moduli che compongono ogni stringa fotovoltaica e, conseguentemente, alla non uniformità di una stringa con l'altra. Tale fattore di perdita dipende quindi dalla bontà del prodotto installato e dalla capacità di saper accoppiare in modo efficiente i moduli.

c) Perdite per effetto della temperatura; Come è noto le prestazioni di una cella fotovoltaica decrescono al crescere della temperatura, ed è ben noto che l'efficienza elettrica e la potenza di uscita di un pannello fotovoltaico dipendono in modo lineare dalla temperatura operativa che, a sua volta dipende in gran parte dalla temperatura ambiente e dalla ventosità del sito. Nel caso specifico la quota dell'impianto (280 m s.l.m.) e la zona ha una notevole indice di ventosità (infatti sono presenti pale eoliche nelle vicinanze), pertanto le perdite legate all'effetto temperatura possono essere considerate ridotte.

d) Perdite nei filtri , servizi ausiliari e quadri. Tale perdita dipende molto dalle apparecchiature installate e dalle modalità di esecuzione dell'impianto , comunque tali perdite sono naturalmente presenti nella quadristica in genere e, in base ad esperienze avute su altri impianti, sono migliorabili nella fase di messa a punto ed anche di esercizio.

e) Perdite negli inverter; Le perdite sugli inverters sono dovute essenzialmente alla resistenza dei cavi elettrici, a quella di contatto degli interruttori ed a quelle per cadute di tensione sui diodi di blocco di protezione delle stringhe. Si tratta di perdite intrinseche che si riesce anche a ridurre con l'uso di componenti appropriati ed a valutazioni tecnico-economiche sulle sezioni di cavo da utilizzare. Utilizzando sotto-campi con apparecchiature da 3-4 MW ,

f) Perdite nel cavo; Già nella fase preliminare il cavidotto è stato proporzionato in modo da rispettare la norma in materia. Infatti le norme italiane per l'esecuzione di impianti industriali o per le linee di trasmissione pongono un limite del 5% della caduta di tensione tra il punto di consegna ed il punto di utilizzazione.

Per quanto riguarda la corrente è stata valutata la sezione dei cavi sulla base dei parametri tipici che possano ridurre la portata (riscaldamento ohmico, mutuo riscaldamento, ecc.) , adottando, quindi, una sezione con una portata nominale che tenga conto di questi fattori e non alteri il valore di corrente monte/valle.

g) Perdite di connessione. Tali perdine riguardano esclusivamente la media tensione a monte dell'apparecchiatura di misura (sezionatori, trasformatori ecc). Per questo impianto nella richiesta dell'STMD è stato indicato a Terna spa una connessione allo stallo tramite apparecchiatura "compatta" che sostituisce la serie di sezionatori e trasformatori amperometrici e voltmetrici solitamente utilizzati.

3.1b *Producibilità energetica*

L'inclinazione e l'orientamento dei moduli sono stati scelti per ottimizzare la radiazione solare incidente: i moduli verranno orientati in direzione Est-Ovest , con un'inclinazione (angolo di tilt) variabile, in modo da consentire la massima raccolta di energia nell'arco dell'anno unitamente ad una ridotta superficie di esposizione al vento.

Nello specifico per la producibilità dell'impianto si sono utilizzate le seguenti caratteristiche:

- Inclinazione dei moduli rispetto alla verticale : $\pm 60^\circ$
- Orientamento (azimut) asse rotazione tracker 0°

La simulazione effettuata con software PV Syst è riportata nel seguente diagramma di flusso in cui sono rappresentate

- La produzione lorda
- Gli incrementi per l'uso dei monoassiali
- Le perdite
- La produzione netta



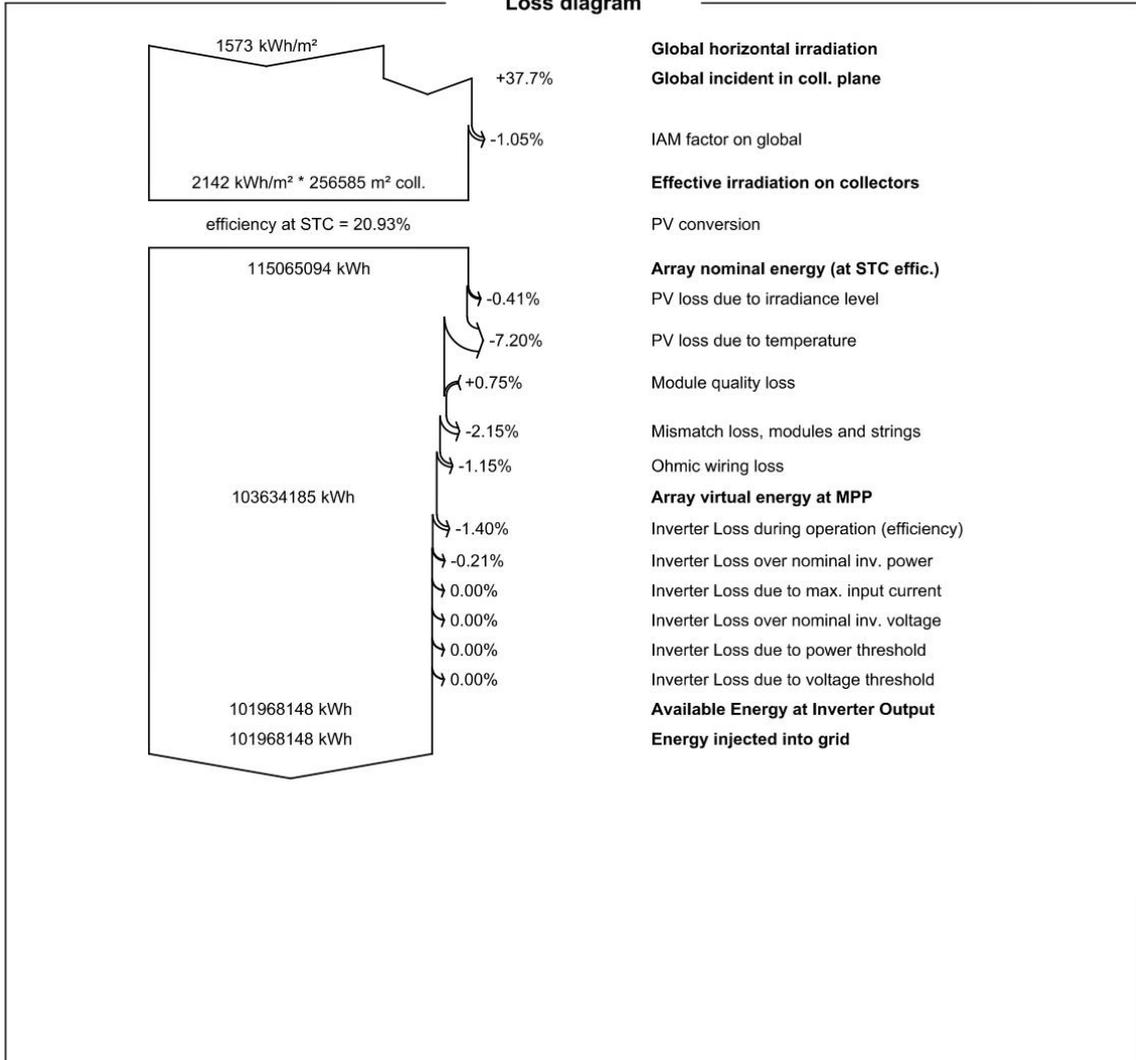
PVsyst V7.3.4
 VC0, Simulation date:
 18/05/23 17:11
 with v7.3.4

Project: Furci

Variant: Nuova variante di simulazione

Testing license V7 (Suisse)

Loss diagram



RELAZIONE GENERALE

3.1c Scheda tecnica prestazionale dell'impianto

<i>Identificativo dell'impianto</i>	Impianto Aran 1
<i>Soggetto responsabile dell'impianto fotovoltaico</i>	ARAN 1 srl – Roma (Rm)
<i>Classificazione architettonica</i>	Impianto non integrato
<i>Struttura di sostegno</i>	Traker Monoassiale
<i>Indirizzo</i>	Loc. Morge Furci (Ch)
<i>Dati catastali</i>	Furci (Ch) foglio 13 particella 81,11,12,13,14,15,17,18,19,20,37,38,39,40,21,57,58,59, , foglio 12 particelle 27, foglio 15 particelle 5,21,111,1,102,107,109,123,2,23,3,4,46,18,128,11,19,127,110,126,12,13,14,17,103,119,120,4081
<i>Coordinate geografiche Latitudine</i>	Lat. 42.032423N – Lon. 14.644352E (centro)
<i>Altitudine</i>	270 metri s.l.m.
<i>Inclinazione dei moduli (Tilt)</i>	± 60°
<i>Orientazione dell'asse dei traker(Azimut)</i>	0° (Sud- Nord)
<i>Superficie irradiata</i>	25.92.20 ha
<i>Estensione totale disponibile (intero lotto)</i>	64.03.30ha
<i>Irradiazione solare annua sul piano orizzontale</i>	1.573 kWh/m ²
<i>Albedo</i>	0,20
<i>Perdite totali</i>	13,28%
<i>Potenza totale (in DC)</i>	53690 kW
<i>Numero totale moduli</i>	82610
<i>Marca – Modello</i>	Risen – RSM - Canadian - Similari
<i>Tipologia tecnologica moduli</i>	Silicio Mono-Cristallino
<i>Potenza di picco di ciascun modulo</i>	650 Wp
<i>Numero totale degli Inverter</i>	247
<i>Numero totale dei trasformatori</i>	11
<i>Energia totale annua prodotta dall'impianto</i>	75400 kWh/anno
<i>Numero di ore equivalenti</i>	1.899 kWh/kWp
<i>Tipologia locali di controllo, conversione e consegna</i>	Locale tecnico prefabbricato
<i>Ventilazione locale tecnico</i>	Naturale e forzata
<i>Cablaggi</i>	Cavi in canale o cunicoli o interrati
<i>Posizionamento Gruppo di conversione</i>	Inverter posizionati sulle strutture di sostegno
<i>Posizionamento Quadri DC</i>	All'interno degli inverter
<i>Posizionamento Trafo</i>	All'interno della Cabina Trafo
<i>Posizionamento Cabina Controllo e Consegna AT</i>	Sottostazione CP S. Salvo

Posizionamento contatori

All'interno del locale utente

3.1d Caratteristiche Elettriche Impianto

<i>Tipo Collegamento</i>	Nuova Utenza
<i>Misura dell'energia</i>	A carico del soggetto responsabile
<i>Normativa di riferimento</i>	<ul style="list-style-type: none"> • CEI EN 61936-1 (Classificazione CEI 99-2): impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata; • CEI EN 50522 (Classificazione CEI 99-3): Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata. • CEI 11-4 “ Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne” • CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo” • CEI 0-16 “Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica” • CEI 0-2 “Guida per la definizione della documentazione degli impianti elettrici” • CEI 106-11 “Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6)Parte 1: Linee elettriche aeree • in cavo CEI 211-4 Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee e stazioni elettriche” • CEI 11-37 “Guida per l’esecuzione degli impianti di terra di impianti utilizzatori in cui sono presenti sistemi con tensione maggiore di 1 Kv” • CEI 103-6 “Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell’induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto” • Legge n. 1086 del 5/11/1971 “Norme per la disciplina delle opere di conglomerato; • cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica” e successive modificazioni; • Legge n. 64 del 2/02/1974 - “Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche” e successive modificazioni • Legge n. 10 del 28/01/1977 - “Edificabilità dei suoli”

3.1e Verifiche elettriche

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (950.00 V) maggiore di V _{mppt} min. (850.00 V)	VERIFICATO
V _m a -10 °C (1200.00 V) minore di V _{mppt} max. (1350.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a -10 °C (1200.00 V) inferiore alla tensione max. dell'inverter (1300.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a -10 °C (1200.00 V) inf. alla tensione max. di sistema del modulo (1500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max generata (290.00 A) inf. alla corrente max dell'inverter (360.00 A)	VERIFICATO

DIMENSIONAMENTO	
Dimensionamento (108.00 %) compreso tra 70% e 120%	VERIFICATO

4 SPECIFICHE DELLE COMPONENTI DELL'IMPIANTO

4.1 Scheda tecnica moduli utilizzati

I moduli fotovoltaici scelti per l'intero parco fotovoltaico sono della ditta "Risen " modello RSM 150-8-495M e sono composti da celle in silicio mono-cristallino con una vita utile stimata di oltre 25 anni senza degrado significativo delle prestazioni.

Le caratteristiche del generatore fotovoltaico sono:



TITAN
HIGH PERFORMANCE
MONOCRYSTALLINE PERC MODULE

G5.6

Draft 032

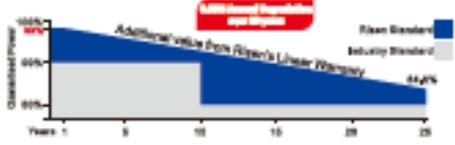
RSM132-8-640M-660M

132 CELL Mono PERC Module	640-660Wp Power Output Range
1500VDC Maximum System Voltage	21.2% Maximum Efficiency

KEY SALIENT FEATURES

- Global Tier 1** bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
- Industry leading **lowest** thermal co-efficient of power
- Industry leading **12 years** product warranty
- 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**
- Excellent **wind** load 2400Pa & **snow** load 5400Pa under certain **installation** method
- Comprehensive** product and system certification
 - IEC61216:2016; IEC61739-1&2:2016;
 - ISO 9001:2015 Quality Management System
 - ISO 14001:2015 Environmental Management System
 - ISO 45001:2018 Occupational Health and Safety Management System

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY
 12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty



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

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

Tianjin Industry Zone, Meilin, Njinghai 315668, Ningbo | PRC
 Tel: +86(0)7608932239 Fax: +86(0)7608932599
 Email: marketing@risenenergy.com Website: www.risenenergy.com



risen | Preliminary
For Global Market

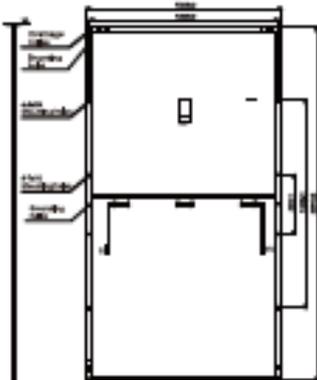
THE POWER OF RISING VALUE

Realizzazione e gestione di un impianto fotovoltaico della potenza nominale di 53,69 MW con relative opere di connessione alla rete elettrica nazionale - loc. Morge - Comune di Furci (Ch)- Proponente soc. ARAN 1 srl

RELAZIONE GENERALE



Dimensions of PV Module



ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM132-4-610M	RSM132-4-615M	RSM132-4-620M	RSM132-4-625M	RSM132-4-630M
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	640	645	650	655	660
Open Circuit Voltage-Voc(V)	44,95	45,15	45,35	45,55	45,75
Short Circuit Current-Isc(A)	18,13	18,18	18,23	18,28	18,33
Maximum Power Voltage-Vmp(V)	37,43	37,58	37,73	37,84	38,12
Maximum Power Current-Imp(A)	17,12	17,17	17,22	17,27	17,32
Module Efficiency (%) *	20,6	20,6	20,9	21,1	21,2

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to IEC 60904-3, * Module Efficiency (%) - ROUNDED-OFF TO THE NEAREST NUMBER

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM132-4-610M	RSM132-4-615M	RSM132-4-620M	RSM132-4-625M	RSM132-4-630M
Maximum Power-Pmax (Wp)	484,3	485,5	492,4	496,2	500,8
Open Circuit Voltage-Voc (V)	41,81	41,93	42,18	42,35	42,55
Short Circuit Current-Isc (A)	14,87	14,91	14,95	14,99	15,03
Maximum Power Voltage-Vmp (V)	34,71	34,87	35,04	35,21	35,38
Maximum Power Current-Imp (A)	13,97	14,01	14,05	14,09	14,13

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

MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline
Cell configuration	132 cells (6x11+6x11)
Module dimensions	2304x1303x35mm
Weight	37kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Back-sheet
Frame	High strength alloy steel
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm ² (12AWG), Positive(+)-350mm, Negative(-)-350mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinned PV-SY02, IP68

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

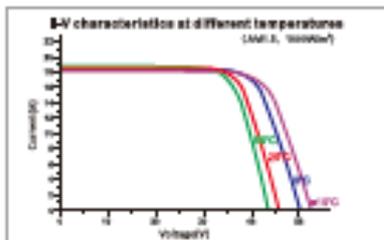
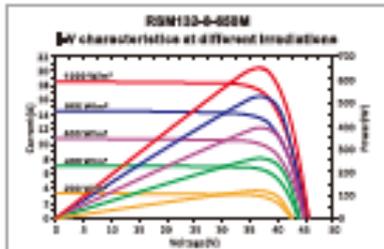
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	44°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0,25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0,04%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0,34%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	30A
Limiting Reverse Current	30A

PACKAGING CONFIGURATION

	40kg(HQ)
Number of modules per container	527
Number of modules per pallet	31
Number of pallets per container	17
Box gross weight(kg)	1200

CRUIEON READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.
 ©2021 Risen Energy. All rights reserved. Contents included in this datasheet are subject to change without notice.
 Its special use beyond of warranty for the suitability of specific purpose or being installed in extraordinary circumstances is prohibited unless otherwise specifically permitted by manufacturer to conduct documents.

THE POWER OF RISING VALUE

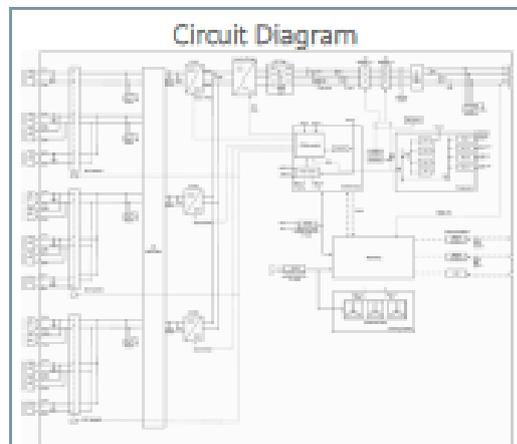
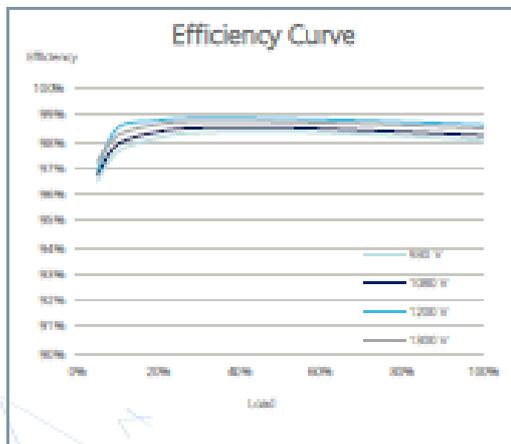


4.2 Scheda tecnica inverter utilizzati

RELAZIONE GENERALE

Il gruppo di conversione sarà composto dai convertitori statici (Inverter) trifase della ditta Huawei o similare. Il singolo convertitore D.C/A.C sarà conforme ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura saranno compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita saranno compatibili con quelli della rete alla quale sarà connesso l'impianto. Le caratteristiche principali di ciascun gruppo di conversione sono le seguenti:

SUN2000-215KTL-H3
Smart String Inverter



SUN2000-215KTL-H3

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥99.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPPT Trackers	3
Max. Current per MPPT	100A/100A/100A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,000 V
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ~ 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 385 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 Inch)
Weight (with mounting plate)	≈88 kg (191.8 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MCA DVC2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless



Il singolo inverter sarà corredato di opportuna certificazione rilasciata dal produttore. Gli inverter saranno collegati ad un trasformatore elevatore con uscita in media tensione a 36.000 V (nel caso in esame per l'intero parco fotovoltaico: 7 trafo di 4.000 kVA

4.3 Dispositivi di protezione sul collegamento alla rete elettrica

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti della rete di distribuzione pubblica è realizzata in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-20, con riferimento anche a quanto contenuto nei documenti di unificazione ENEL DK 5740 e DK 5600.

Eventuali modifiche all'architettura finale del sistema di connessione, protezione e regolazione saranno concordate con il gestore di rete come richiesto nella Delibera 188/05 dell'Autorità dell'energia elettrica ed il gas.

L'impianto risulta equipaggiato con un sistema di protezione che si articola su tre livelli:

1. dispositivo del generatore;
2. dispositivo di interfaccia;
3. dispositivo generale.

1. Dispositivo del generatore

Ciascun inverter è protetto in uscita da un interruttore automatico con sganciatore di apertura collegato al pannello DV601 del dispositivo di interfaccia in modo da agire di rincalzo al dispositivo di interfaccia stesso. L'inverter è anche dotato di dispositivi contro le sovratensioni generate in condizioni anomale lato AC.

2. Dispositivo di interfaccia

Il dispositivo di interfaccia (DI) gestisce la disconnessione automatica dell'impianto di generazione in caso di mancanza di tensione sulla rete di distribuzione. Questo fenomeno, detto funzionamento in isola, deve essere assolutamente evitato, soprattutto perché può tradursi in condizioni di pericolo per il personale addetto alla ricerca e alla riparazione dei guasti.

Il DI è costituito da un interruttore in BT con bobina di sgancio a mancanza di tensione. A protezione della rete di distribuzione pubblica, come richiesto dalla ENEL DK 5740, è

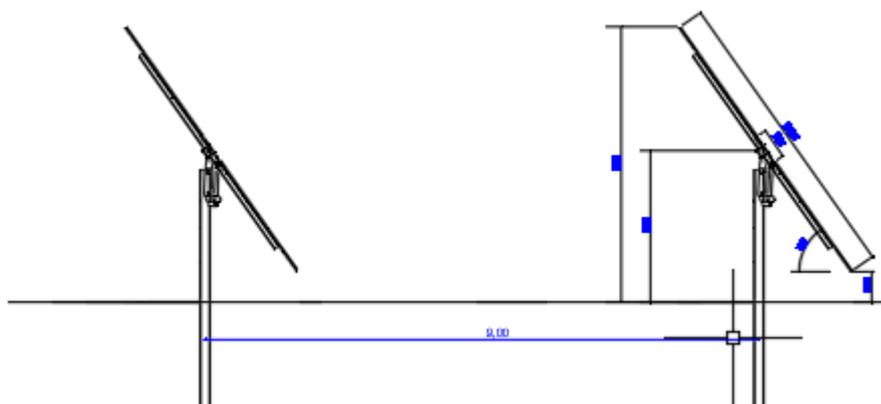
presente il dispositivo di interfaccia della Thytronic del tipo SSG (o equivalente), che assicura protezioni 50-51-67-50N- 51N-59N-67N, conforme alla specifica ENEL DK5600.

3. Dispositivo generale

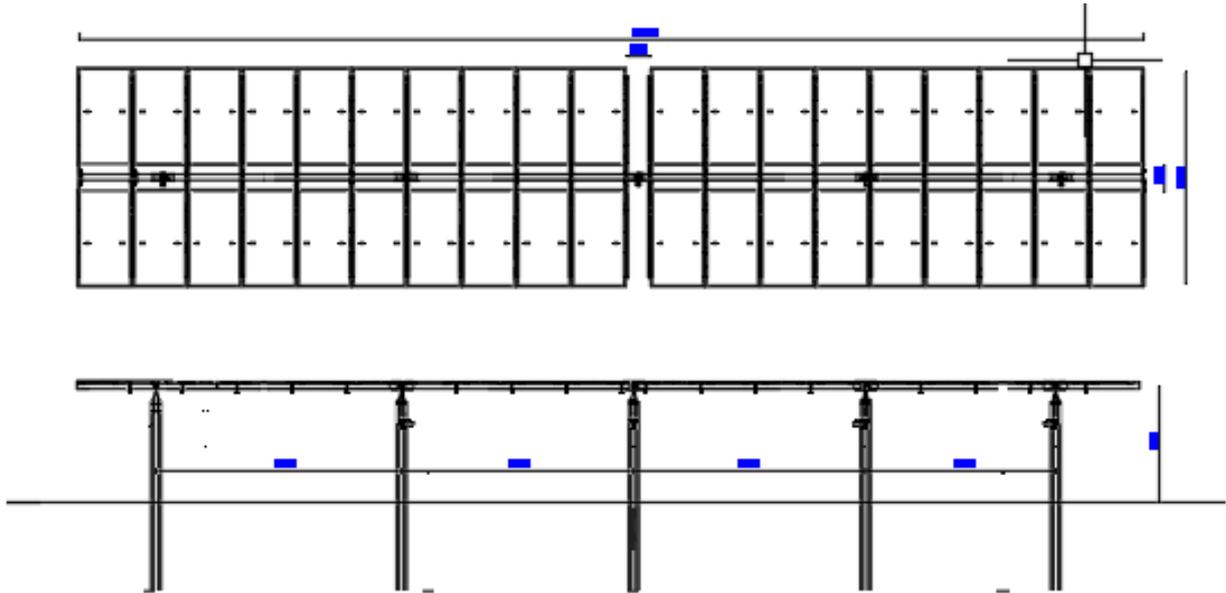
Il dispositivo generale (DG) ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica. Il dispositivo generale può essere costituito da un interruttore in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura oppure interruttore con sganciatore di apertura e sezionatore da installare sul lato rete Enel Distribuzione spa dell'interruttore.

4.4 Strutture di sostegno utilizzate

Le strutture di sostegno utilizzate sono del tipo mobile monoassiali, costituite da profilati metallici opportunamente dimensionati ed intelaiati tramite saldatura / bullonatura con fondazioni dirette costituite da micropali metallici



RELAZIONE GENERALE



Profilati in acciaio laminati a caldo per colonne e travi principali della struttura in elevazione

Classe di acciaio: _____ Acciaio S275 secondo UNI-EN 10025-2:2005 (ex Fe430), controllato in stabilimento, rispondente alle seguenti caratteristiche:

Tensione caratteristica di snervamento $f_{yk} \geq 275 \text{ N/mm}^2$ per $t > 40\text{mm}$

Tensione caratteristica di rottura: $f_{tk} \geq 430 \text{ N/mm}^2$ per $t > 40\text{mm}$

Allungamento % a rottura: $\epsilon_t \geq 23 \%$

Resilienza: $KV \geq 27 \text{ J}$

Profilati in acciaio formati a freddo per arcarecci, controventi, canali di gronda

Classe di acciaio: Acciaio S275 secondo UNI-EN 10025-2:2005 (ex Fe430), controllato in stabilimento, rispondente alle seguenti caratteristiche:

Tensione caratteristica di snervamento: $f_{yk} \geq 275 \text{ N/mm}^2$ per $t > 40\text{mm}$

Tensione caratteristica di rottura: $f_{tk} \geq 430 \text{ N/mm}^2$ per $t > 40\text{mm}$

Allungamento % a rottura: $\epsilon_t > 23 \%$

Resilienza $kV \geq 27\text{J}$

RELAZIONE GENERALE

Piastre di collegamento per giunti

Classe di acciaio: _____ Acciaio S275 secondo UNI-EN 10025-2:2005 (ex Fe430), controllato in stabilimento, rispondente alle seguenti caratteristiche:

Tensione caratteristica di snervamento: $f_{yk} \geq 275 \text{ N/mm}^2$ per $t > 40 \text{ mm}$

Tensione caratteristica di rottura: $f_{tk} \geq 430 \text{ N/mm}^2$ per $t > 40 \text{ mm}$

Allungamento % a rottura $\epsilon_t > 23 \%$

Resilienza: $kV > 27 \text{ J}$

Costanti elastiche comuni a tutti gli acciai

Peso per unità di volume: _____ $\rho = 7850 \text{ daN/m}^3$

Modulo di elasticità longitudinale: _____ $E = 210.000 \text{ N/mm}^2$

Coefficiente di Poisson: _____ $\nu = 0,3$

Modulo di elasticità trasversale: _____ $G = E/[2 \cdot (1 + \nu)] = 80.769 \text{ N/mm}^2$

Coefficiente di espansione termica lineare: _____ $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$

Le suddette caratteristiche saranno conformi alle seguenti norme:

- D.M. 17/01/2018 cap. 11.3.4.1

- UNI-EN 10025-2:2005

4.5 Cablaggio elettrico interno all'impianto

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono tali 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 calcolo delle sezioni dei cavi in corrente continua, corrente alternata e di media tensione verrà esplicitato nella relazione tecnica di calcolo del progetto esecutivo

4.6 Protezioni elettriche

La protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23);
- 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 porta cavi (canale o tubo a seconda del tratto) idoneo allo scopo.

Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali.

Questi collegamenti, tuttavia, essendo protetti dai moduli stessi, non sono soggetti a sollecitazioni meccaniche di alcun tipo, ne risultano ubicati in luoghi ove sussistano rischi di danneggiamento.

La protezione contro i contatti indiretti (per la parte in AC) è, in questo caso, assicurata dal seguente accorgimento:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse, ad eccezione degli involucri metallici delle apparecchiature di Classe II;
- verifica, da eseguire in corso d'opera o in fase di collaudo, che i dispositivi di protezione inseriti nel quadro di distribuzione B.T. intervengano in caso di primo guasto verso terra con un ritardo massimo di 0,4 secondi, oppure che intervengano entro 5 secondi ma la tensione sulle masse in tale periodo non superi i 50 V.

La protezione nei confronti dei contatti indiretti (per la parte in DC) è in questo caso assicurata dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

- protezione differenziale $I_{dn} < 30 \text{ mA}$
- collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche.

L'elevato numero di moduli fotovoltaici, posizionati sul terreno, suggerisce misure di protezione aggiuntive rispetto a quanto prescritto dalle norme CEI 64-8, le quali consistono nel collegamento equipotenziale di ogni struttura di fissaggio facente capo ad una stringa di moduli fotovoltaici.

4.7 Impianto di messa a terra

L'impianto fotovoltaico non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sulla struttura. L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, gli inverter.

I morsetti degli inverter risultano protetti internamente con varistori a pastiglia.

Tuttavia, la notevole estensione dei collegamenti ha suggerito, in fase di progetto, di rinforzare tale protezione con l'inserzione di dispositivi SPD a varistore sulla sezione c.c. dell'impianto in prossimità del generatore fotovoltaico.

4.8 Cabine di impianto

L'impianto, sarà dotato di cabine di trasformazione BT/MT per ciascun sottocampo, per l'innalzamento della tensione. Il locale contenente i trasformatori sarà lo stesso che conterrà i locali di misura.

La cabina utente sarà costruita con un'apposita struttura prefabbricata, tale struttura (precaria) non ha dunque bisogno di nessun autorizzazione urbanistica accessoria.

Tutte le opere elettriche di allaccio in MT saranno effettuate rispettando le norme del T.I.C.A.

4.9 Cavidotto di collegamento alla rete elettrica

L'impianto sarà connesso alla rete AT a 36 kV (supermedia) alla cabina primaria di Terna spa di S. Salvo (Ch).

Il nuovo elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento dell'impianto sulla SE della RTN, costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV costituisce impianto di rete per la connessione.

La soluzione tecnica per la connessione (inviata da Ternaspa) prevede la realizzazioni di diversi impianti e ne indica anche i relativi costi standard.

Il progetto di connessione in AT relativo all'ampliamento della cabina primaria è parte integrante del presente progetto ed è in corso l'approvazione definitiva; si rimanda al relativo progetto per ulteriori approfondimenti.

4.10 Scavo per il passaggio del cavidotto interrato

La sezione dello scavo avrà una profondità di 1,10 m con una larghezza di 0,60 m .

All'interno dello scavo nella parte più profonda sarà inserito il cavidotto costituito da n. 2x 3 cavi per fase tipo ARG7H1R 18/30kV di sezione 400 mmq.

I cavi saranno immersi in uno strato di sabbia dielettrica a conducibilità termica controllata su cui si prevede un riempimento in misto stabilizzato steso a rullo.

Ad una certa quota sarà installato un nastro segnalatore; infine si provvederà al rifacimento del manto stradale con binder e tappetino secondo le direttive dell'Ente gestore. La lunghezza del cavidotto è prevista in 4.500 ml ed il percorso è previsto lungo strade comunali e provinciali.

4.11 Opere civili

Le opere civili necessarie per l'installazione dell'impianto riguardano:

- Sistemazione e livellamento delle aree nonché la realizzazione di pista perimetrale
- Posa in opera di fondazioni per le cabine elettriche di sottocampo e cabina generale di impianto
- Posa in opera di recinzione perimetrale ed accessi
- Realizzazione della cabina utente in adiacenza alla cabina primaria CP Capaccio
- Realizzazione di opere minori di regimentazione idraulica superficiale all'interno del campo e lungo la rete di connessione
- Installazione di un impianto di illuminazione
- Installazione di un impianto di videosorveglianza
- Realizzazione di cavidotti interrati all'interno del campo fotovoltaico
- Opere di rinverdimento, piantumazione ed adeguamento ambientale.

Tali opere presenti negli elaborati grafici saranno trattate più approfonditamente nel progetto esecutivo, successivo all'autorizzazione unica.

5 VALUTAZIONE AMBIENTALI

5.1 Inquadramento ambientale dell'opera

Il parco fotovoltaico oggetto della presente relazione si colloca all'interno di un contesto territoriale ottimale da un punto di vista ambientale.

Il Progetto, nello specifico, pur essendo compreso tra le tipologie di intervento riportate nell'Allegato IV alla Parte II, comma 2 del *D.Lgs. n. 152 del 3/4/2006 (cfr. 2c) - Impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda con potenza complessiva superiore a 1MW*", vista la sua estensione è sottoposto volontariamente a VIA secondo quanto previsto dall'art. 19 – Parte seconda , Titolo III del DL n. 4 del 16/1/2008 e sue mod. ed int.

5.2 Impatto relativo alla fase di costruzione dell'impianto

La prima fase analizzata è quella relativa alla realizzazione dell'impianto, durante la quale si riscontra il minimo impatto poiché, essendo quasi tutti i materiali utilizzati pre-assemblati, si avranno minimi scarti di cantiere che saranno in ogni caso conferiti a discariche autorizzate secondo la normativa vigente.

Impatto acustico

Le attività di cantiere produrranno un incremento della rumorosità nelle aree interessate. Tali incrementi interesseranno comunque brevi periodi di tempo e saranno limitati alle ore diurne, al fine di contenere il potenziale disturbo arrecato dalle emissioni sonore. La fonte di rumore è individuabile nell'utilizzo di attrezzature specifiche e dal traffico veicolare dovuto alle attività di cantiere.

Si garantisce pertanto che l'opera in questione rispetta i limiti di emissione ed immissione sonora dell'area prescelta, e delle zone ad essa adiacenti.

Rifiuti

Come già accennato, dal momento che tutti i componenti utilizzati sono di tipo prefabbricato, saranno prodotte modeste quantità di rifiuti, qualitativamente classificabili come rifiuti non pericolosi, in quanto originati prevalentemente da imballaggi differenziabili.

Sarà comunque prevista la differenziazione tra rifiuti di origine ferrosa e non ferrosa e l'eventuale recupero.

I rifiuti verranno conferiti ad idonei impianti di smaltimento o recupero, ai sensi delle disposizioni delle norme vigenti.

5.3 Impatto relativo alla fase di esercizio dell'impianto

A regime, durante la produzione di energia elettrica, non si avrà alcun rifiuto, pertanto si sono analizzati gli aspetti specifici della fase di esercizio che potrebbero destare preoccupazioni in termini di impatto sull'ambiente.

Occupazione del territorio

L'impatto dovuto all'occupazione territoriale è molto basso, poiché anche le aree scelte all'installazione dei pannelli verranno contemporaneamente utilizzate per la realizzazione di colture e soggette a piantumazione di vario tipo, come meglio specificato nel paragrafo di seguito dedicato alle misure compensative e alla sistemazione arborea del sito. L'area circostante all'impianto mantiene le funzioni precedenti all'installazione e può essere impiegata per altri scopi, come l'agricoltura e la pastorizia, senza alcuna controindicazione.

Impatto visivo

Per migliorare l'inserimento ambientale dei pannelli solari, verrà posta particolare attenzione alla scelta del colore delle componenti principali dell'impianto, introducendo accorgimenti per evitare effetti di riflessione della luce da parte delle superfici metalliche. Considerato che gli impatti degli impianti sul territorio circostante sono limitati ad un impatto di tipo visivo sull'ambiente e verificato con opportuni sopralluoghi che nella zona non sono presenti agglomerati abitativi destinate ad uso residenziale, si può evidentemente stimare che l'impatto visivo resterebbe limitato al passante che si trova nella zona ed in generale ad una leggera variazione dello scenario naturale del versante interessato dalla realizzazione del progetto.

Pertanto si provvederà a creare, nella parte perimetrale degli impianti e comunque nell'area recintata interessata ma non coperta dai pannelli o dalla viabilità interna, una

barriera alberata costituita da vegetazione autoctona o storicizzata che mimetizzi l'impianto col verde circostante.

Impatto acustico

L'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione non produrrà alcun tipo impatto di tipo acustico in fase di esercizio.

Interferenze elettromagnetiche

L'interferenza elettromagnetica causata dai pannelli fotovoltaici è quasi nulla. Essa potrebbe al massimo influenzare le caratteristiche di propagazione delle telecomunicazioni (alla stregua di qualsiasi ostacolo) o la qualità del collegamento in termini di segnale-disturbo. Tuttavia, una adeguata distanza dell'impianto da antenne o ripetitori, come constatato, fa sì che l'interferenza sia irrilevante.

Viabilità e traffico

L'area di installazione ricade in zone non destinate all'uso residenziale, pertanto non avrà alcuna ripercussione sulla viabilità e sul traffico della zona, dal momento che in fase di esercizio gli unici mezzi che potrebbero necessitare dell'accesso al sito sono quelli degli operatori che si occupano della manutenzione o l'eventuale presenza di un custode per la sorveglianza dell'impianto.

Rifiuti

La manutenzione ordinaria dell'impianto viene eseguita senza produzione di rifiuti. Periodicamente si provvederà alla potatura degli alberi e delle piante utilizzate per schermare visivamente gli impianti e il materiale di sfalcio sarà smaltito come materiale organico tra i Rifiuti Solidi Urbani.

Interferenza sulle componenti biotiche (flora e fauna)

I principali tipi di impatto degli impianti fotovoltaici a terra sono connessi all'utilizzo del suolo. Come ogni altra attività antropica che comporta un utilizzo di una porzione di territorio la realizzazione di un impianto determina la sottrazione di aree per utilizzi determinati.

È importante sottolineare come la posa in opera di un sistema fotovoltaico non determina cambiamenti irreversibili del territorio.

I pannelli sono sollevati da terra per cui non c'è la possibilità che animali possano accidentalmente urtare contro gli stessi. Inoltre gli impianti non interferiscono con la presenza di uccelli o rettili.

Inoltre, nei numerosi impianti presenti in Italia non si è mai registrata una interferenza con le popolazioni di animali che vivono nel territorio limitrofo all'impianto, pertanto non rappresenta una minaccia all'ecosistema del territorio oggetto d'intervento.

Riassumendo non si sono registrate modifiche o disturbi all'habitat, decessi di animali o variazione nella densità della popolazione nei pressi di un sito che ospita un impianto.

Interferenza sulle componenti abiotiche

Gli impianti fotovoltaici sono realizzati assemblando componenti prefabbricati. Non necessitano di opere di fondazione, per cui non vengono realizzati scavi.

Non incidono, dunque, sulla stabilità dei suoli, né su eventuali falde idriche del sottosuolo.

5.4 Impatto relativo alla fase di dismissione dell'impianto

L'ultima fase che interesserà l'area di installazione del parco fotovoltaico, anch'essa di durata limitata, sarà quella relativa alla dismissione dello stesso.

In tale fase, si effettueranno tutte le opere necessarie alla rimozione dei pannelli fotovoltaici e della struttura di supporto, fino al trasporto dei materiali ad appositi centri di recupero. I materiali di base quali l'alluminio, il silicio, o il vetro, possono essere totalmente riciclati e riutilizzati sotto altre fonti. Il tutto come descritto nella specifica relazione allegata al presente progetto.

5.5 Misure compensative

Data l'assenza di particolari impatti tra impianto e ambiente circostante, come già precedentemente descritto, non sarebbe necessario prevedere misure compensative, ciò nonostante, al fine di soddisfare le prescrizioni di salvaguardia del territorio regionale, si prevede la rinaturalizzazione di alcune aree all'interno del sito.

RELAZIONE GENERALE

L'obiettivo di queste aree è quello di favorire lo sviluppo della flora o fauna locali, spezzando la monotonia dei pannelli mitigandone l'impatto visivo all'interno dello contesto territoriale.

Come più volte specificato in precedenza, la definizione della soluzione impiantistica per la produzione di energia elettrica con tecnologia fotovoltaica è stata guidata dalla volontà, della Società Proponente, di perseguire la tutela, la salvaguardia e la valorizzazione del contesto agricolo di inserimento dell'impianto, stesso.

L'intervento risulta rispondere in maniera pienamente coerente con il quadro di pianificazione e programmazione territoriale in materia energetica di riferimento; inoltre, per natura stessa della tipologia di progetto, esso risulta pienamente compatibile con il contesto agricolo di riferimento, per il quale l'attività di coltivazione con piante autoctone e/o storicizzate, nonché la coltivazione lungo la fascia arborea perimetrale, costituisce parte integrante e inderogabile del progetto stesso.

Più precisamente, nell'ambito della documentazione progettuale è predisposto uno studio agronomico per determinare e salvaguardare le specie tutelate dalle direttive europee eventualmente riscontrate in corso d'opera, oltre a tutte le essenze arboree e/o arbustive afferenti alla vegetazione autoctona già presenti nell'area.

In secondo luogo, per minimizzare l'impatto visivo dato dalla presenza dell'impianto in oggetto sono previsti diversi interventi di natura agronomica a supporto della rinaturalizzazione dell'area.

Il progetto del verde indicherà una sistemazione di specie vegetali arbustive e/o arboree in larga parte autoctone e/o storicizzate, per cui si prevede la realizzazione di una fascia di mitigazione lungo tutto il perimetro dove verranno messe a dimora alberi a basso fusto; inoltre tra le stringhe dei pannelli verranno impiantate alcune specie di piante facenti parte della macchia mediterranea, mentre le aree sotto i pannelli saranno occupate da coltivazioni di piante ortive e fiori appositamente determinate a seguito di opportuna relazione agronomica.

La necessità di impiantare vegetazione autoctona e/o storicizzata è dettata dalla volontà di non alterare in nessun modo l'equilibrio ambientale preesistente nell'area di intervento e di facilitare lo sviluppo dell'agro-ecosistema, innescando automaticamente un processo di rinaturalizzazione della vegetazione.

Gli interventi previsti possono essere quindi classificati ed elencati come segue:

RELAZIONE GENERALE

- perimetrazione arborea dell'impianto;
- creazione tra le stringhe dei pannelli di corridoi verdi o "zone cuscinetto";
- coltivazione di piante ortive e fiori nelle aree sotto i pannelli;

Il primo dei tre interventi mira alla valorizzazione della produzione agroalimentare locale e alla tutela della biodiversità, attraverso il confinamento dell'impianto di energia da fonte rinnovabile solare con un mascheramento arboreo di protezione e separazione, compatibile con la piena funzionalità degli impianti.

Esso sarà utile a contenere l'impatto dato dalla visibilità e dalla differenza di colore tra l'impianto ed il suo intorno. Esso verrà realizzato con piantumazioni di piante a frutto autoctone, apportando un impatto positivo al sistema e contribuendo così alla minimizzazione degli impatti in un ipotetico bilancio.

Come già anticipato tra le stringhe dei pannelli verranno create delle aree verdi che avranno la funzione di andare ad interrompere la monotonia dei pannelli. Tali "corridoi verdi" incideranno positivamente sull'impatto complessivo, rompendo lo schema complessivo dato dalla totalità dell'impianto oggetto di installazione. Questo comporterà la riduzione dell'impatto visivo complessivo, comunque migliore rispetto alla non presenza dei corridoi verdi.

L'intervento più importante dal punto di vista di mitigazione e valorizzazione delle aree oggetto dell'intervento, riguarda l'occupazione delle aree sottostanti i pannelli con coltivazioni di piante ortive e fiori. Ciò permetterà di mantenere lo stato produttivo del suolo inalterato e coperto da un manto erboso omogeneo.

Ultimo intervento previsto riguarda la rinaturalizzazione di ampie aree interne al perimetro dei veri impianti, non direttamente occupate dai pannelli, attraverso vegetazione autoctona.

Il nuovo assetto agro-ambientale previsto migliora sensibilmente l'inserimento ambientale dell'installazione oggetto di studio.

Le suddette misure di mitigazione verranno messe in atto nell'area prima della messa in opera di pannelli fotovoltaici e saranno tenute in stato ottimale per tutto il periodo di vita dell'impianto.

Il progetto è stato elaborato nel rispetto delle qualità naturalistiche del sito, al fine di mantenere invariato non solo lo stato dei luoghi e l'habitat naturale della fauna, ma anche di impedire il manifestarsi del fenomeno della desertificazione.

Il progetto del verde, riassumendo, consisterà quindi nell'utilizzo di vegetazione in larga parte autoctona per la naturalizzazione dell'area, per cui si prevede la realizzazione di una fascia di mitigazione, non solo lungo tutto il perimetro, dove verranno messe a dimora un doppio filare alberi a basso fusto, ma anche tra le stringhe dei pannelli verranno impiantate alcune specie di piante facenti parte della macchia mediterranea.

La necessità di impiantare vegetazione autoctona è dettata dalla volontà di non alterare in nessun modo l'equilibrio ambientale presente nell'area di intervento e di facilitare lo sviluppo dell'agro-ecosistema.

La valorizzazione della produzione agroalimentare locale e la tutela della biodiversità sarà garantita da tutti gli interventi previsti e sopra descritti i quali risulta essere assolutamente compatibili con la piena funzionalità degli impianti.

5.6 Verifica dei parametri urbanistici e uso del suolo

L'opera prevista nel presente progetto ricade nel territorio comunale di Furci (Ch), individuata dallo strumento urbanistico vigente come Zona E- Agricola;

Le zone agricole sono da considerarsi compatibili con la realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili; infatti in tali zone è ammessa la realizzazione di insediamenti produttivi.

Data la specificità delle opere stesse che sono da intendersi di interesse pubblico, l'intervento è da ritenersi in deroga alle prescrizioni dello strumento urbanistico, così come previsto dalle Norme di Attuazione dei singoli strumenti urbanistici e dell'art. 12 del D.Lgs n.387/2003.

Le aree dei siti in questione sono classificate come zone sismiche per le quali è obbligatoria la progettazione antisismica (Zona 2); tale aspetto verrà considerato nei progetti esecutivi delle opere che saranno eseguiti in conformità alla L. n.1086/1971 ed alla L.n.64/1974.

A verifica delle superiori norme di salvaguardia, a protezione dell'assetto idrogeologico delle aree interessate dagli interventi, è stata redatta una dettagliata relazione geologico-tecnica per la verifica dei rischi idrogeologici che escluda ogni rischio di dissesto, sia reale che potenziale, nonché dettagliata relazione che attesti l'assenza di rischio di inquinamento idrico durante la fase di cantiere.

5.7 Recinzione, fondazioni e strutture di sostegno

La realizzazione del parco fotovoltaico prevede come prime fasi della realizzazione la posa in opera delle recinzioni, delle fondazioni e delle strutture di sostegno di seguito descritte.

I siti del parco fotovoltaico avranno una semplice ma funzionale recinzione costituita da paletti a T in acciaio zincato e una rete, anch'essa in acciaio zincato, a maglia romboidale. I paletti, alti 2,25 metri, saranno infissi per minimo 70 cm nel terreno, con interasse di 1,5 metri. Internamente ai siti verranno inoltre tracciate delle stradine di servizio larghe 4,50 metri.

Il parco fotovoltaico sarà realizzato a terra con l'utilizzo di strutture di sostegno portanti a telaio in metallo, specifiche per la realizzazione di grandi impianti fotovoltaici in campo aperto. Il telaio è composto da elementi di sostegno, mentre il collegamento delle strutture avviene con profilati in alluminio estruso o acciaio zincato sulle quali vengono fissate (imbullonate) le guide, anch'esse in alluminio estruso, su cui verranno fissati i moduli fotovoltaici dotati di telaio proprio. Ogni telaio è ideato per ospitare un numero massimo di pannelli, affiancati disposti su una fila. Al fine di migliorare l'efficienza energetica del parco fotovoltaico e dunque massimizzare la produzione di energie.

L'installazione dei pannelli, come precedentemente indicati, avviene senza eseguire alcun tipo di scavo, consentendo una semplificazione nella posa in opera dell'impianto.

5.8 Viabilità esistente e di progetto

5.8.a Modalità di arrivo all'impianto

Per la realizzazione e l'esercizio dell'impianto non sono previsti interventi strutturali sulla viabilità esterna al terreno, in quanto la viabilità esistente consente, senza alcun impatto, il trasporto di materiali e mezzi.

Il trasporto dei pannelli avverrà attenendosi scrupolosamente a tutte le indicazioni e procedure per i trasporti e nel rispetto di quanto previsto dal Nuovo Codice della Strada. Il tragitto che gli automezzi seguiranno per raggiungere il sito nella fase realizzativa dell'impianto sarà accuratamente pianificato in modo da arrecare il minimo impatto sulla viabilità intercettata.

5.8.b Accesso all'impianto

La viabilità interna al sito verrà invece realizzata in fase di cantiere, tale viabilità riguarderà solo il tracciamento di sentieri carrabili senza l'utilizzo di alcun caso di asfalto, con la sola posa di ghiaia e pietrisco. Come già anticipato, internamente al sito. Verrà principalmente realizzata una pista perimetrale di larghezza 5 mt a cui convergeranno piste interne di larghezza 4,50 m che risulteranno inerbate, quindi soltanto tracciate senza ulteriori interventi di stabilizzazione, lasciando inalterato l'orografia originaria. I cancelli di ingresso, come descritto nei grafici allegati, saranno del tipo scorrevole e saranno ubicati essenzialmente nei punti di accesso dalle strade pubbliche.

5.9 Interferenze

A completamento dell'analisi di impatto dell'area nella quale è prevista la realizzazione dell'impianto, si è ritenuto opportuno valutare le eventuali interferenze rispetto all'impianto stesso.

Potrebbero in questo contesto essere d'interferenza per il presente progetto i seguenti elementi:

- Tralicci;
- Parchi eolici.
- Parchi fotovoltaici in fase progettuale

Non si riscontra la presenza di parchi eolici in prossimità dell'impianto in esame; per quanto riguarda invece i tralicci, i siti non sono attraversati da linee elettriche significative.

Per quanto riguarda la situazione vincolistica dell'area risulta che il sito risulta esterno alle fasce di rispetto della carta dei beni, del vincolo bosco e del reticolo idrogeomorfologico.

Nelle aree degli impianti costituenti il progetto in esame e nelle zone limitrofe, non è stata riscontrata la presenza di aree protette e siti naturalistici.

Per quanto riguarda le interferenze di tipo viario, si riscontrano, nelle vicinanze del sito, strade comunali, da cui sono state considerate opportune distanze. Verranno sfruttate tali strade, ove possibile, come percorsi per il trasporto dei materiali. In ogni caso, come già detto in precedenza, non sussistono le condizioni per considerare tali elementi rilevanti ai fini della modifica della viabilità della zona.

Il reticolo idraulico dell'area, ivi compreso gli impluvi naturali presenti, verranno salvaguardati evitando qualsiasi intervento sugli stessi, eventuali attraversamenti della pista perimetrale saranno effettuati con idonei tubi tipo plastici, il tutto rientranti in una attività minimale finalizzata all'esclusivo attraversamento.

6 Norme Tecniche applicate

Normativa fotovoltaica

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

CEI 82-25; V2: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

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

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

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

CEI EN 61215 (CEI 82-8): moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri.

Qualifica del progetto e omologazione del tipo.

CEI EN 61646 (82-12): moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.

CEI EN 61724 (CEI 82-15): rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.

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

-

Parte 1: Prescrizioni per la costruzione.

CEI EN 61730-2 (CEI 82-28): qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV)

-

Parte 2: Prescrizioni per le prove.

CEI EN 62108 (82-30): moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo.

CEI EN 62093 (CEI 82-24): componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.

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

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

CEI EN 50524 (CEI 82-34): fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici.

CEI EN 50530 (CEI 82-35): rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.

EN 62446 (CEI 82-38): grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection.

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

UNI 10349: riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.

UNI/TR 11328-1: "Energia solare - Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia - Parte

1: Valutazione dell'energia raggiante ricevuta".

Altra Normativa sugli impianti elettrici

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

CEI 0-16: regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.

CEI 0-21: regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.

CEI 11-20: impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.

CEI EN 50438 (CT 311-1): prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione.

CEI 64-8: impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.

CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata

CEI EN 60439 (CEI 17-13): apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).

CEI EN 60445 (CEI 16-2): principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.

CEI EN 60529 (CEI 70-1): gradi di protezione degli involucri (codice IP).

CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.

CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso $I_n = 16$ A per fase).

CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).

CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).

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

CEI EN 50470-3 (CEI 13-54): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3:
Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C).

CEI EN 62305 (CEI 81-10): protezione contro i fulmini.

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

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

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

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

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

7 Delibere AEEGSI

Connessione

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

Deliberazione 84/2012/R/EEL: interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Servizio di misura

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

TIME (2016-2019) - Allegato B Delibera 654/2015/R/EEL: testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica.