



REGIONE SARDEGNA

PROVINCIA DEL MEDIO CAMPIDANO

COMUNE DI SERRENTI

FORNITURA E POSA DI N.3 IMPIANTI FOTOVOLTAICI NEL COMUNE DI SERRENTI

- Municipio
- Scuola Elementare di via E.D' Arborea
- Scuola Elementare di via Roma

Programma R.A.S. per "Interventi per l'utilizzo delle energie rinnovabili e il risparmio ed efficienza energetica sugli edifici pubblici (art.15 comma 7 Legge Finanziaria 2007)"

RELAZIONE TECNICA

- PROGETTO DEFINITIVO-ESCLUSIVO



COMUNE DI SERRENTI

VIA NAZIONALE N°182 09027 SERRENTI (VS)
Tel.070915191 – Fax.0709159791 WWW.comune.serrenti.ca.it

La relazione tecnica per una migliore comprensione viene trattata separatamente per le tre strutture almeno per le parti specifiche.

A) MUNICIPIO

PREMESSA

Valenza dell'iniziativa

Con la realizzazione dell'impianto, denominato "Impianto MUNICIPIO", si intende conseguire un significativo risparmio energetico per la struttura servita, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole. Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

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

Attenzione per l'ambiente

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Quindi, considerando l'energia stimata come produzione del primo anno, 23 581.56 kWh, e la perdita di efficienza annuale, 0.91 %, le considerazioni successive valgono per il tempo di vita dell'impianto pari a 20 anni.

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	4.41
TEP risparmiate in 20 anni	80.97

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

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]	443.0	0.525	0.498	0.024
Emissioni evitate in un anno [kg]	10 446.63	12.38	11.74	0.57
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	191 819.54	227.33	215.63	10.39

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL 2009

Normativa di riferimento

Gli impianti devono essere realizzati a regola d'arte, come prescritto dalle normative vigenti, ed in particolare dal D.M. 22 gennaio 2008, n. 37.

Le caratteristiche degli impianti stessi, nonché dei loro componenti, devono essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF;

- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle prescrizioni del gestore della rete;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

L'elenco completo delle norme alla base della progettazione è riportato in Appendice A.

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:

Impianto MUNICIPIO

Disponibilità della fonte solare

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati "UNI 10349" relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

Per la località sede dell'intervento, ovvero il comune di SERRENTI (VS) avente latitudine 39.4933°, longitudine 8.9778° e altitudine di 114 m.s.l.m.m., i valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale stimati sono pari a:

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m²]

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
1.99	2.73	3.99	5.17	6.34	7.02	7.62	6.65	4.96	3.43	2.22	1.74

Fonte dati: UNI 10349

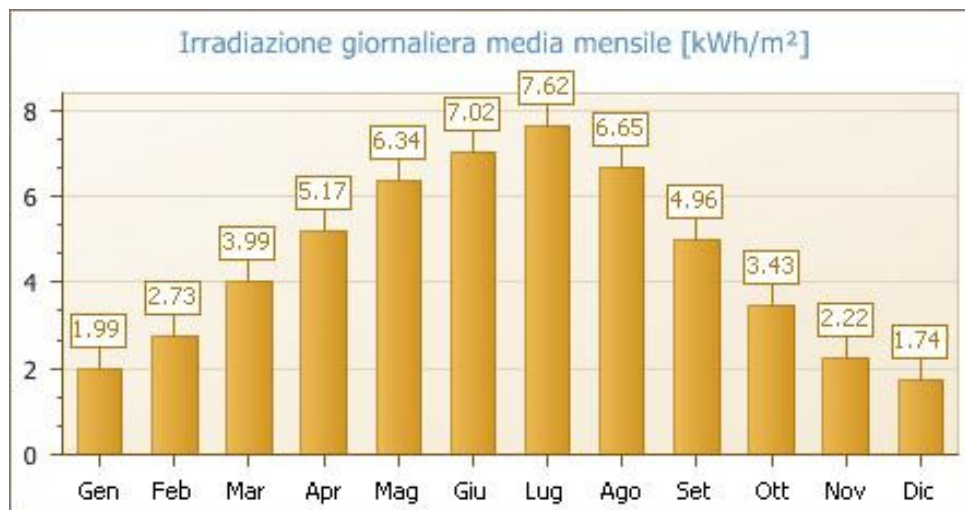


Fig. 1: Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m²]- Fonte dati: UNI 10349

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a **1 642.10 kWh/m²** (Fonte dati: UNI 10349).

Non essendoci la disponibilità, per la località sede dell'impianto, di valori diretti si sono stimati gli stessi mediante la procedura della UNI 10349, ovvero, mediante media ponderata rispetto alla latitudine dei valori di irradiazione relativi a due località di riferimento scelte secondo i criteri della vicinanza e dell'appartenenza allo stesso versante geografico.

La località di riferimento N. 1 è CAGLIARI avente latitudine 39.2186°, longitudine 9.1178° e altitudine di 4 m.s.l.m.m..

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m²]

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
7.30	9.80	14.40	18.50	22.50	25.00	27.30	23.90	17.60	12.20	8.10	6.40

Fonte dati: UNI 10349

La località di riferimento N. 2 è ORISTANO avente latitudine 39.9044°, longitudine 8.5936° e altitudine di 9 m.s.l.m.m..

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m²]

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
7.00	9.90	14.30	18.80	23.30	25.70	27.60	24.00	18.20	12.60	7.80	6.10

Fonte dati: UNI 10349

Fattori morfologici e ambientali

Ombreggiamento

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, funzione della morfologia del luogo, è pari a **0.99**.

Di seguito il diagramma solare per il comune di SERRENTI:

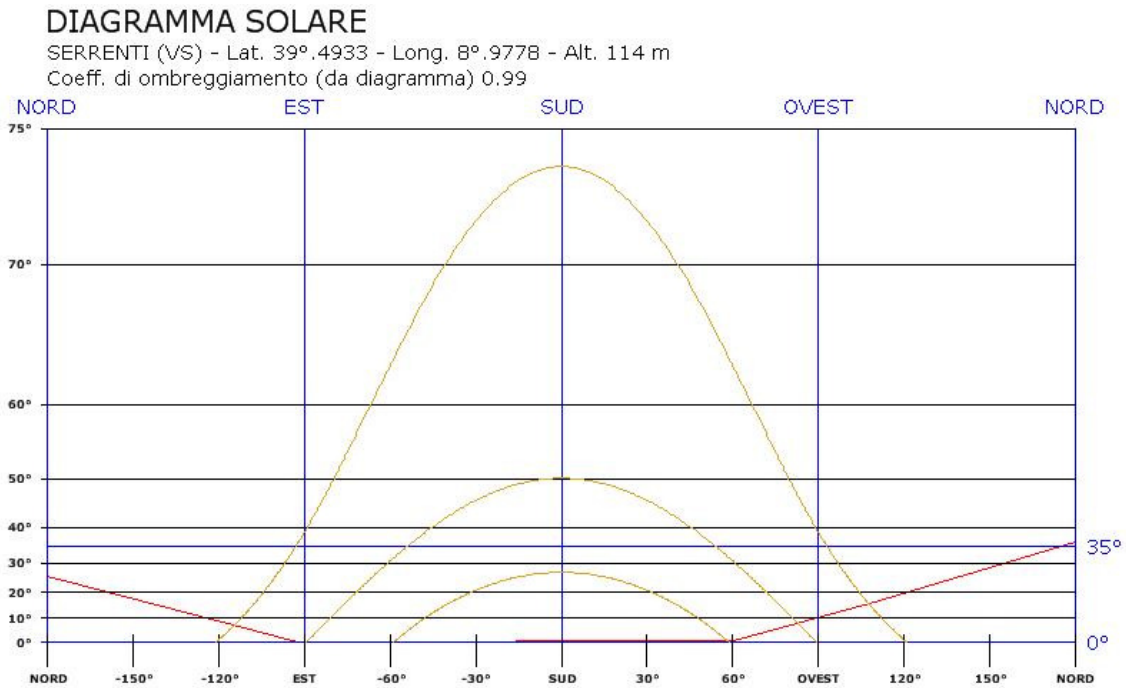


Fig. 2: Diagramma solare

Albedo

Per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono stimati i valori medi mensili di albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 8477, da cui il valor medio annuo pari a **0.20**.

DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

Procedure di calcolo

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.

Dal punto di vista dell'inserimento architettonico, nel caso di applicazioni su coperture a falda, la scelta dell'orientazione e dell'inclinazione va effettuata tenendo conto che è generalmente opportuno mantenere il piano dei moduli parallelo o addirittura complanare a quello della falda stessa. Ciò in modo da non alterare la sagoma dell'edificio e non aumentare l'azione del vento sui moduli stessi. In questo caso, è utile favorire la circolazione d'aria fra la parte posteriore dei moduli e la superficie dell'edificio, al fine di limitare le perdite per temperatura.

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.

Criterio di verifica elettrica

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-5 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a 70 °C maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima ($V_{mppt\ min}$).

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a -5 °C minore o uguale alla Tensione MPPT massima ($V_{mppt\ max}$).

I valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

TENSIONE MASSIMA

Tensione di circuito aperto, Voc, a -5 °C minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

TENSIONE MASSIMA MODULO

Tensione di circuito aperto, Voc, a -5 °C minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

CORRENTE MASSIMA

Corrente massima (corto circuito) generata, Isc, minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

DIMENSIONAMENTO

Dimensionamento compreso tra il 70 % e 110 %.

Per dimensionamento si intende il rapporto percentuale tra la potenza nominale dell'inverter e la potenza del generatore fotovoltaico ad esso collegato (nel caso di sottoimpianti MPPT, il dimensionamento è verificato per il sottoimpianto MPPT nel suo insieme).

Impianto MUNICIPIO

L'impianto, denominato "Impianto MUNICIPIO" (codice POD 998542855), è di tipo grid-connected, la tipologia di allaccio è: trifase in bassa tensione.

Ha una potenza totale pari a **16.920 kW** e una produzione di energia annua pari a **23 581.56 kWh** (equivalente a **1 393.71 kWh/kW**), derivante da 72 moduli che occupano una superficie di 117.65 m², ed è composto da 3 generatori.

Scheda tecnica dell'impianto

Dati generali	
Committente	COMUNE DI SERRENTI - Rappresentante Legale LUCA BECCIU
Indirizzo	Via nazionale n.182
CAP Comune (Provincia)	09027 SERRENTI (VS)
Latitudine	39.4933°
Longitudine	8.9778°
Altitudine	114 m
Irradiazione solare annua sul piano orizzontale	1 642.10 kWh/m²
Coefficiente di ombreggiamento	0.99

Dati tecnici	
Superficie totale moduli	117.65 m²
Numero totale moduli	72
Numero totale inverter	3
Energia totale annua	23 581.56 kWh
Potenza totale	16.920 kW
Potenza fase L1	5.640 kW
Potenza fase L2	5.640 kW
Potenza fase L3	5.640 kW
Energia per kW	1 393.71 kWh/kW
BOS	82.64 %

Energia prodotta

L'energia totale annua prodotta dall'impianto è **23 581.56 kWh**.

Nel grafico si riporta l'energia prodotta mensilmente:

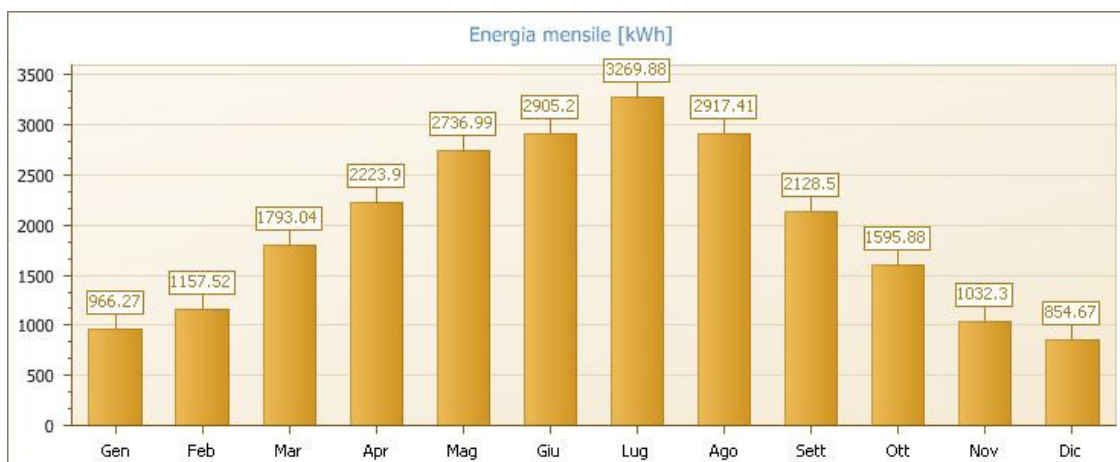


Fig. 3: Energia mensile prodotta dall'impianto

Specifiche degli altri componenti dell'impianto MUNICIPIO

Posizionamento dei moduli

I moduli fotovoltaici verranno posizionati su una struttura metallica inclinata zavorrata e ancorata sul tetto piano del fabbricato sul lato interno. La struttura avrà altezza minima di 70 cm e massima di 110 cm, in modo che moduli e struttura sempre ad un'altezza inferiore.

Cablaggio elettrico

I collegamenti tra i moduli fotovoltaici sono stati effettuati collegando fra loro in serie i moduli della stessa stringa (n.10 per stringa) attraverso i connettori MultiContact (maschio e femmina) di cui le junction box di ciascun modulo sono già dotate, effettuando a valle il parallelo di tutte le stringhe.

Anche i cavi che scendono verso il quadro di parallelo sono stati intestati con connettori MultiContact. I cavi sono stati stesi fino a dove possibile all'interno degli appositi canali ricavati nei profili delle strutture di fissaggio.

Una volta raccolti in un punto prima della discesa dal tetto verso il quadro di parallelo, i conduttori unipolari sono stati posati in apposita tubazione. Il percorso dal quadro di parallelo ai convertitori è in tubo rigido o canalina e l'intestazione ai convertitori sempre attraverso connettore MultiContact.

I collegamenti tra inverter, quadro di distribuzione generale e contatori sono stati posati in tubo rigido o canalina.

L'inverter (categoria di protezione IP65) è fissato in un magazzino adiacente al campo fotovoltaico. Nello stesso locale trovano posto anche il quadro di parallelo in corrente continua. I cavi provenienti dal generatore fotovoltaico sono connessi agli inverter per mezzo di opportuni connettori stagni "MultiContact". Il quadro di parallelo è fissato alla parete a fianco dei convertitori in apposito contenitore idoneo anche al montaggio in esterno (livello di protezione IP 65).

Il quadro c.a., con fissaggio a parete, è installato nelle vicinanze del quadro elettrico generale.

Analisi dei cavi

Cavo dalla Stringa al Quadro di parallelo

Nome generatore	Portata [A]	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Caduta tensione [%]
Generatore1/2/3: su nuova copertura	54.00	22.00	6.0	0.38

Cavo dal Quadro di parallelo al Quadro di campo NON PRESENTE

Cavo dal Quadro di campo all'Inverter NON PRESENTE

Cavo dall'Inverter al Quadro generale

Nome generatore	Portata [A]	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Caduta tensione [%]
Generatore1/2/3: su nuova copertura	69.00	2.00	10.0	0.09

Cavo dal Quadro generale alla Rete

Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Multipolare	Tipo di isolante	EPR
Posa	Cavi multipolari in tubi protettivi circolari posati su pareti		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	3	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	16.0 mm²	Lunghezza	15.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		
Risultati			
Corrente	24.42 A	Tensione	400 V
Portata	60.00 A		
Caduta di tensione	1.55 V	Caduta di tensione	0.39 %

Impianto di messa a terra

L'impianto fotovoltaico non influisce apprezzabilmente sulla forma o volumetria dell'edificio e pertanto 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 fulminazione 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 (scaricatori di sovratensione) a varistore sulla sezione c.c. dell'impianto in prossimità del generatore fotovoltaico.

Protezioni

Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica tensione-corrente dei moduli fotovoltaici che limita la corrente di corto circuito degli stessi a valori noti e di poco superiori alla loro corrente nominale. Per ciò che riguarda il circuito in corrente alternata, la protezione contro il corto circuito è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno dell'inverter. Gli inverter e quanto contenuto nel quadro elettrico c.a. sono collegati all'impianto elettrico dell'edificio e pertanto fanno parte del sistema elettrico TT di quest'ultimo. Il sistema elettrico lato c.c. è classificabile tipo IT. La protezione lato c.c. dell'impianto FV viene garantita dall'inverter che effettua il controllo dell'isolamento e lato c.a. in quanto garantisce una protezione differenziale interna di tipo B, tuttavia in progetto è prevista anche una protezione differenziale nel quadro lato c.a, con taratura massima di 300 mA. Per la protezione contro i contatti diretti, tutte le parti sotto tensione sono dotate di isolamento adeguato e/o di involucri con grado di protezione idoneo al luogo di installazione. I circuiti di alimentazione delle prese a spina e degli apparecchi illuminanti sono dotati di interruttori differenziali, con soglia di intervento non superiore a 30 mA, quale protezione aggiuntiva contro i contatti diretti.

PROTEZIONE DI RETE	
<i>Dispositivo di interfaccia</i>	
Dispositivo	Interruttore magnetotermico differenziale
Descrizione	
<i>Dispositivo generale</i>	
Dispositivo	Interruttore magnetotermico differenziale
Descrizione	
<i>SPD rete</i>	

Note

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti della rete autoproduttrice che 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 tecnici ENEL e dell'autorità che ha definito le regole tecniche di riferimento per le connessioni di utenti attivi e passivi alle reti At ed MT (CEI 0-16) e BT (in fase di adozione).

Schema elettrico

Si rimanda alla tavola grafica "Schemi quadri elettrici ...".

Generatore 1/2/3: su nuova copertura

Il generatore, denominato "Generatore1: su nuova copertura", ha una potenza pari a **5.640 kW** e una produzione di energia annua pari a **7 860.52 kWh**, derivante da 24 moduli con una superficie totale dei moduli di 39.22 m².

Il generatore 1 ha una connessione monofase ed è connesso alla fase L1. Quello 2 della stessa potenza è collegato alla fase L2. Quello 3 della stessa potenza è collegato alla fase L3.

Le schede che seguono valgono per ciascun inverter.

Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Fissa
Inclinazione dei moduli (Tilt)	7°
Orientazione dei moduli (Azimut)	36°
Irradiazione solare annua sul piano dei moduli	1 684.17 kWh/m²
Numero superfici disponibili	1
Estensione totale disponibile	126.95 m²
Estensione totale utilizzata	126.95 m²
Potenza totale	5.640 kW
Energia totale annua	7 860.52 kWh

Modulo	
Marca – Modello	HELIOS TECHNOLOGY - H3A235P
Numero totale moduli	24
Numero di stringhe per ogni inverter	2
Numero di moduli per ogni stringa	12
Superficie totale moduli	39.22 m²

Inverter	
Marca – Modello	POWER-ONE - AURORA PVI-6000-OUTD-IT
Numero totale	1
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 110 %)	106.38 % (VERIFICATO)
Tipo fase	Monofase

Il posizionamento dei moduli è riportato nella tavola grafica di progetto.

Analisi dei cavi

Cavo dalla Stringa al Quadro di parallelo			
Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Unipolare	Tipo di isolante	EPR
Posa	Cavi senza guaina in tubi protettivi non circolari posati su pareti		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	6.0 mm²	Lunghezza	22.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		
Risultati			
Corrente	7.65 A	Tensione	369 V
Portata	54.00 A	Caduta di tensione	1.42 V

		Caduta di tensione	0.38 %

Cavo dall'Inverter al Quadro generale			
Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Multipolare	Tipo di isolante	EPR
Posa	Cavi multipolari in tubi protettivi circolari posati su pareti		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	1	1
Sezione	16.0 mm²	Lunghezza	2.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		
Risultati			
Corrente	24.52 A	Tensione	230 V
Portata	69.00 A	Caduta di tensione	0.21 V
		Caduta di tensione	0.09 %

Verifiche elettriche

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-5 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (300.16 V) maggiore di V _{mppt} min. (90.00 V)	VERIFICATO
V _m a -5 °C (414.30 V) minore di V _{mppt} max. (580.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a -5 °C (493.26 V) inferiore alla tensione max. dell'inverter (600.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a -5 °C (493.26 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 000.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (16.60 A) inferiore alla corrente max. dell'inverter (18.00 A)	VERIFICATO

B) Scuola elementare di Via E.D'Arborea

PREMESSA

Valenza dell'iniziativa

Con la realizzazione dell'impianto, denominato "Impianto ELEMENTARI VIA ELE.D'ARBOREA", si intende conseguire un significativo risparmio energetico per la struttura servita, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole. Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

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

Attenzione per l'ambiente

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Quindi, considerando l'energia stimata come produzione del primo anno, 28 168.14 kWh, e la perdita di efficienza annuale, 0.90 %, le considerazioni successive valgono per il tempo di vita dell'impianto pari a 20 anni.

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 in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0.187
TEP risparmiate in un anno	5.27
TEP risparmiate in 20 anni	96.81

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

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 di	CO₂	SO₂	NO_x	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	443.0	0.525	0.498	0.024
Emissioni evitate in un anno [kg]	12 478.49	14.79	14.03	0.68
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	229 340.94	271.79	257.81	12.42

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL 2009

Normativa di riferimento

Gli impianti devono essere realizzati a regola d'arte, come prescritto dalle normative vigenti, ed in particolare dal D.M. 22 gennaio 2008, n. 37.

Le caratteristiche degli impianti stessi, nonché dei loro componenti, devono essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle prescrizioni del gestore della rete;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

L'elenco completo delle norme alla base della progettazione è riportato in Appendice A.

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:
ELEMENTARI VIA ELE.D'ARBOREA

Disponibilità della fonte solare

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati "UNI 10349" relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

Per la località sede dell'intervento, ovvero il comune di SERRENTI (VS) avente latitudine 39.4933°, longitudine 8.9778° e altitudine di 114 m.s.l.m.m., i valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale stimati sono pari a:

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m ²]											
Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
1.99	2.73	3.99	5.17	6.34	7.02	7.62	6.65	4.96	3.43	2.22	1.74

Fonte dati: UNI 10349

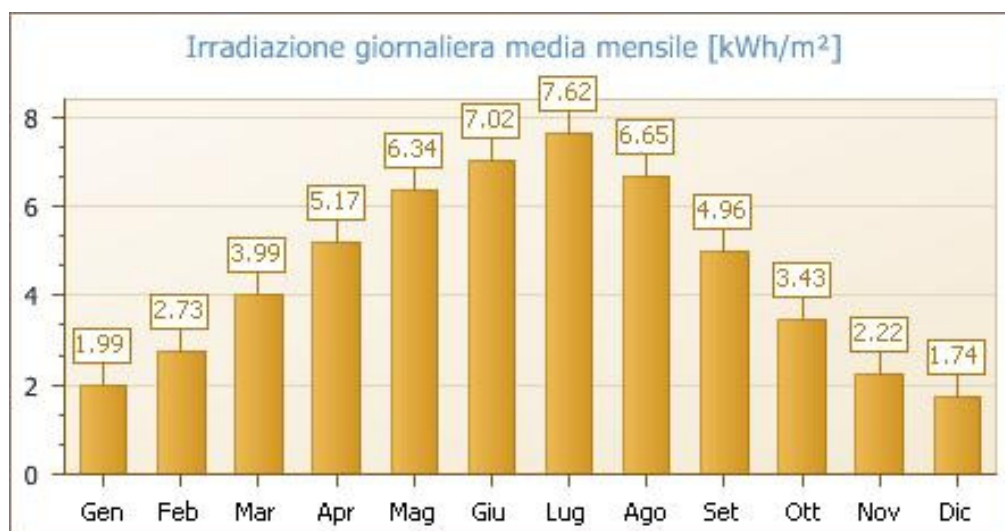


Fig. 1: Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m²]- Fonte dati: UNI 10349

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a **1 642.10 kWh/m²** (Fonte dati: UNI 10349).

Non essendoci la disponibilità, per la località sede dell'impianto, di valori diretti si sono stimati gli stessi mediante la procedura della UNI 10349, ovvero, mediante media ponderata rispetto alla latitudine dei valori di irradiazione relativi a due località di riferimento scelte secondo i criteri della vicinanza e dell'appartenenza allo stesso versante geografico.

La località di riferimento N. 1 è CAGLIARI avente latitudine 39.2186°, longitudine 9.1178° e altitudine di 4 m.s.l.m.m..

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m ²]											
Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
7.30	9.80	14.40	18.50	22.50	25.00	27.30	23.90	17.60	12.20	8.10	6.40

Fonte dati: UNI 10349

La località di riferimento N. 2 è ORISTANO avente latitudine 39.9044°, longitudine 8.5936° e altitudine di 9 m.s.l.m.m..

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m ²]											
Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
7.00	9.90	14.30	18.80	23.30	25.70	27.60	24.00	18.20	12.60	7.80	6.10

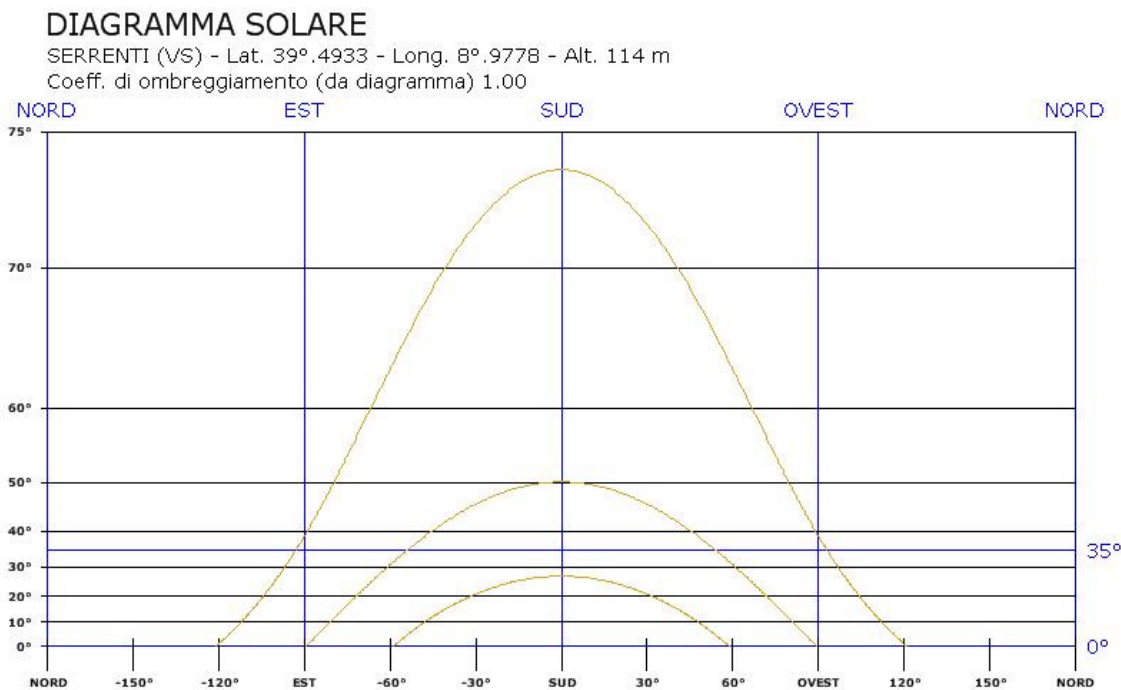
Fonte dati: UNI 10349

Ombreggiamento

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, funzione della morfologia del luogo, è pari a **1.00**.

Di seguito il diagramma solare per il comune di SERRENTI:



Albedo

Per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono stimati i valori medi mensili di albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 8477:

L'albedo medio annuo è pari a 0.20.

DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

Procedure di calcolo

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.

Dal punto di vista dell'inserimento architettonico, nel caso di applicazioni su coperture a falda, la scelta dell'orientazione e dell'inclinazione va effettuata tenendo conto che è generalmente opportuno mantenere il piano dei moduli parallelo o addirittura complanare a quello della falda stessa. Ciò in modo da non alterare la sagoma dell'edificio e non aumentare l'azione del vento sui moduli stessi. In questo caso, è utile favorire la circolazione d'aria fra la parte posteriore dei moduli e la superficie dell'edificio, al fine di limitare le perdite per temperatura.

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.

Criterio di verifica elettrica

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-5 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a 70 °C maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima ($V_{mppt\ min}$).

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a -5 °C minore o uguale alla Tensione MPPT massima ($V_{mppt\ max}$).

I valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

TENSIONE MASSIMA

Tensione di circuito aperto, Voc, a -5 °C minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

TENSIONE MASSIMA MODULO

Tensione di circuito aperto, Voc, a -5 °C minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

CORRENTE MASSIMA

Corrente massima (corto circuito) generata, Isc, minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

DIMENSIONAMENTO

Dimensionamento compreso tra il 70 % e 110 %.

Per dimensionamento si intende il rapporto percentuale tra la potenza nominale dell'inverter e la potenza del generatore fotovoltaico ad esso collegato (nel caso di sottoimpianti MPPT, il dimensionamento è verificato per il sottoimpianto MPPT nel suo insieme).

Impianto SCUOLA ELEMENTARE VIA E.D'ARBOREA

L'impianto, denominato "Impianto ELEMENTARI VIA ELE.D'ARBOREA" (codice POD \$Empty_IMPPOD\$), è di tipo grid-connected, la tipologia di allaccio è: trifase in bassa tensione.

Ha una potenza totale pari a **19.740 kW** e una produzione di energia annua pari a **28 168.14 kWh** (equivalente a **1 426.96 kWh/kW**), derivante da 84 moduli che occupano una superficie di 137.26 m², ed è composto da 3 generatori.

Scheda tecnica dell'impianto

Dati generali	
Committente	COMUNE DI SERRENTI - Rappresentante Legale LUCA BECCIU
Indirizzo	Via ELEONORA D'ARBOREA
CAP Comune (Provincia)	SERRENTI (VS)
Latitudine	39.4933°
Longitudine	8.9778°
Altitudine	114 m
Irradiazione solare annua sul piano orizzontale	1 642.10 kWh/m²
Coefficiente di ombreggiamento	1.00

Dati tecnici	
Superficie totale moduli	137.26 m²
Numero totale moduli	84
Numero totale inverter	3
Energia totale annua	28 168.14 kWh
Potenza totale	19.740 kW
Potenza fase L1	6.580 kW
Potenza fase L2	6.580 kW
Potenza fase L3	6.580 kW
Energia per kW	1 426.96 kWh/kW
BOS	82.64 %

Energia prodotta

L'energia totale annua prodotta dall'impianto è **28 168.14 kWh**.

Nel grafico si riporta l'energia prodotta mensilmente:

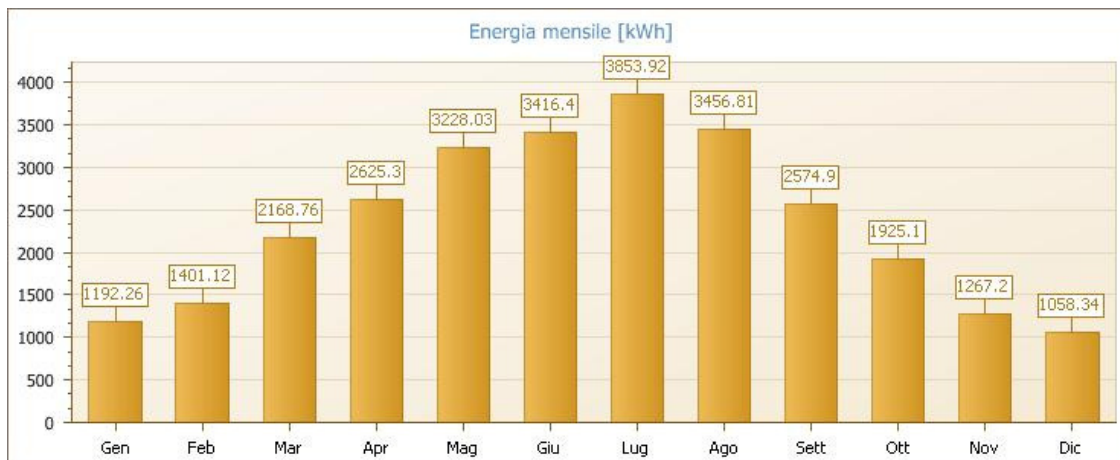


Fig. 3: Energia mensile prodotta dall'impianto

Specifiche degli altri componenti dell'impianto Impianto SCUOLA ELEMENTARE VIA E.D'ARBOREA

Posizionamento dei moduli

Sul tetto di copertura con tetto in tegole a due falde della Scuola elementare. Ciascuna delle file di moduli fotovoltaici risulterà sorretta da due profili trasversali in alluminio i quali, a loro volta, sono vincolati al solaio della copertura sottostante per mezzo di opportuni ganci montati sul solaio di copertura come riportato nella Tavola 4B "Particolari impianto fotovoltaico".

Cablaggio elettrico

I collegamenti tra i moduli fotovoltaici sono stati effettuati collegando fra loro in serie i moduli della stessa stringa attraverso i connettori MultiContact (maschio e femmina) di cui le junction box di ciascun modulo sono già dotate, effettuando a valle il parallelo di tutte le stringhe.

Anche i cavi che scendono verso il quadro di parallelo sono stati intestati con connettori MultiContact. I cavi sono stati stesi fino a dove possibile all'interno degli appositi canali ricavati nei profili delle strutture di fissaggio.

Una volta raccolti in un punto prima della discesa dal tetto verso il quadro di parallelo, i conduttori unipolari sono stati posati in apposita tubazione. Il percorso dal quadro di parallelo ai convertitori è in tubo rigido o canalina e l'intestazione ai convertitori sempre attraverso connettore MultiContact.

I collegamenti tra inverter, quadro di distribuzione generale e contatori sono stati posati in tubo rigido o canalina.

L'inverter (categoria di protezione IP65) è fissato, in esterno, il più vicino possibile al campo fotovoltaico ed al quadro di parallelo in corrente continua. I cavi provenienti dal generatore fotovoltaico sono connessi agli inverter per mezzo di opportuni connettori stagni "MultiContact". Il quadro di parallelo è fissato alla parete a fianco dei convertitori in apposito contenitore in un ambiente riservato. Lo stesso quadro ospita anche la sezione in c.a.. Per i particolari si rimanda allo schema elettrico di progetto

Analisi dei cavi

Cavo dalla Stringa al Quadro di parallelo

Nome generatore	Portata [A]	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Caduta tensione [%]
Generatore1: FASE L1	54.00	15.00	6.0	0.22
Generatore2: FASE L1	54.00	15.00	6.0	0.22
Generatore 3: FASE L3	54.00	15.00	6.0	0.22

Cavo dal Quadro di parallelo al Quadro di campo NON PRESENTE

Cavo dal Quadro di campo all'Inverter NON PRESENTE

Cavo dall'Inverter al Quadro generale

Nome generatore	Portata [A]	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Caduta tensione [%]
Generatore1: FASE L1	91.00	15.00	16.0	0.50
Generatore2: FASE L1	91.00	15.00	16.0	0.50
Generatore 3: FASE L3	91.00	15.00	16.0	0.50

Cavo dal Quadro generale alla Rete			
Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Multipolare	Tipo di isolante	EPR
Posa	Cavi multipolari in tubi protettivi circolari posati su pareti		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	16.0 mm²	Lunghezza	20.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		
Risultati			
Corrente	28.49 A	Tensione	400 V
Portata	91.00 A		
Caduta di tensione	1.52 V	Caduta di tensione	0.38 %

Impianto di messa a terra

L' impianto fotovoltaico non influisce sulla forma o volumetria dell' edificio e pertanto 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 fulminazione 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 (scaricatori di sovratensione) a varistore sulla sezione c.c. dell' impianto in prossimità del generatore fotovoltaico, prima dell' ingresso sugli inverter.

La struttura dei moduli fotovoltaici e il conduttore di protezione PE dell' impianto elettrico dell' impianto fotovoltaico sono collegati all' impianto di terra del fabbricato scolastico nel quadro elettrico generale. L' impianto di terra risulta efficiente ed adeguato a garantire la protezione dai contatti indiretti, nel rispetto della CEI 64-8, tenuto conto anche delle protezioni utilizzate nella schema del quadro elettrico di progetto (vedi di seguito e schema quadro elettrico Tav.6B)

Protezioni

Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica tensione-corrente dei moduli fotovoltaici che limita la corrente di corto circuito degli stessi a valori noti e di poco superiori alla loro corrente nominale, pur tuttavia ogni stringa è protetta da un interruttore magnetotermico in c.c. con $I_n=16A$ idoneo ad assicurare anche detta protezione. Per ciò che riguarda il circuito in corrente alternata, la protezione contro il corto circuito è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all' interno dell' inverter e da interruttori magnetotermici a protezione delle linee in uscita. Gli inverter e quanto contenuto nel quadro elettrico c.a. sono collegati all' impianto elettrico dell' edificio e pertanto fanno parte del sistema elettrico TT. L' inverter del tipo senza trasformatore è dotato di un sistema di rilievo delle correnti disperse verso terra e viene certificato equivalente ad una protezione differenziale di tipo B. Per la protezione contro i contatti diretti, tutte le parti sotto tensione sono dotate di isolamento adeguato e/o di involucri con grado di protezione idoneo al luogo di installazione. I circuiti di alimentazione delle prese a spina e degli apparecchi illuminanti sono dotati di interruttori differenziali, con soglia di intervento non superiore a 30 mA, quale protezione aggiuntiva contro i contatti diretti.

PROTEZIONE DI RETE	
<i>Dispositivo generale</i>	
Dispositivo	Interruttore magnetotermico differenziale
Descrizione	

Note

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti della rete autoproduttrice che 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 tecnici ENEL DK 5940.

Viene riportato nella TAV6B "Schemi quadri elettrici e carpenteria" a cui si rimanda.

Schema elettrico

Lo schema dei quadri elettrici viene riportato nella TAV6B "Schemi quadri elettrici e carpenteria" a cui si rimanda.

Riepilogo potenze per fase			
Generatore / sottoimpianto	L1	L2	L3
Generatore1: FASE L1	6.580 kW	0.000 kW	0.000 kW
Generatore2: FASE L1	0.000 kW	6.580 kW	0.000 kW
Generatore 3: FASE L3	0.000 kW	0.000 kW	6.580 kW
Totale	6.580 kW	6.580 kW	6.580 kW

Generatore 1: FASE L1

Il generatore, denominato “Generatore1: FASE L1”, ha una potenza pari a **6.580 kW** e una produzione di energia annua pari a **9 389.38 kWh**, derivante da 28 moduli con una superficie totale dei moduli di 45.75 m².

Il generatore ha una connessione monofase ed è connesso alla fase L1.

Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Fissa
Inclinazione dei moduli (Tilt)	12°
Orientazione dei moduli (Azimut)	-40°
Irradiazione solare annua sul piano dei moduli	1 724.93 kWh/m²
Numero superfici disponibili	1
Estensione totale disponibile	122.68 m²
Estensione totale utilizzata	122.68 m²
Potenza totale	6.580 kW
Energia totale annua	9 389.38 kWh

Modulo	
Marca – Modello	HELIOS TECHNOLOGY - H3A235P
Numero totale moduli	28
Numero di stringhe per ogni inverter	2
Numero di moduli per ogni stringa	14
Superficie totale moduli	45.75 m²

Inverter	
Marca – Modello	POWER-ONE - AURORA PVI-6000-OUTD-IT
Numero totale	1
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 110 %)	91.19 % (VERIFICATO)
Tipo fase	Monofase

Analisi dei cavi

Cavo dalla Stringa al Quadro di parallelo			
Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Unipolare	Tipo di isolante	EPR
Posa	Cavi senza guaina in tubi protettivi non circolari posati su pareti		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	6.0 mm²	Lunghezza	15.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		

Risultati			
Corrente	7.65 A	Tensione	430 V
Portata	54.00 A	Caduta di tensione	0.97 V
		Caduta di tensione	0.22 %

Cavo dall'Inverter al Quadro generale			
Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Multipolare	Tipo di isolante	EPR
Posa	Cavi multipolari in tubi protettivi circolari posati su pareti		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	16.0 mm²	Lunghezza	15.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		

Risultati			
Corrente	28.61 A	Tensione	230 V
Portata	91.00 A	Caduta di tensione	1.14 V
		Caduta di tensione	0.50 %

Verifiche elettriche

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-5 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (350.18 V) maggiore di V _{mppt} min. (90.00 V)	VERIFICATO
V _m a -5 °C (483.34 V) minore di V _{mppt} max. (580.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a -5 °C (575.46 V) inferiore alla tensione max. dell'inverter (600.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a -5 °C (575.46 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 000.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (16.60 A) inferiore alla corrente max. dell'inverter (18.00 A)	VERIFICATO

Nota: stesse considerazioni valgono per i sottocompi 2 e 3 degli inverter 2 e 3 collegati alle fasi L2 ed L3.

C) Scuola elementare di Roma

PREMESSA

Valenza dell'iniziativa

Con la realizzazione dell'impianto, denominato "Impianto ELEMENTARI VIA ROMA", si intende conseguire un significativo risparmio energetico per la struttura servita, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole. Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

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

Attenzione per l'ambiente

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Quindi, considerando l'energia stimata come produzione del primo anno, 28 774.47 kWh, e la perdita di efficienza annuale, 0.90 %, le considerazioni successive valgono per il tempo di vita dell'impianto pari a 20 anni.

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	5.38
TEP risparmiate in 20 anni	98.89

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

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]	443.0	0.525	0.498	0.024
Emissioni evitate in un anno [kg]	12 747.09	15.11	14.33	0.69
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	234 277.59	277.64	263.36	12.69

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL 2009

Normativa di riferimento

Gli impianti devono essere realizzati a regola d'arte, come prescritto dalle normative vigenti, ed in particolare dal D.M. 22 gennaio 2008, n. 37.

Le caratteristiche degli impianti stessi, nonché dei loro componenti, devono essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle prescrizioni del gestore della rete;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

L'elenco completo delle norme alla base della progettazione è riportato in Appendice A.

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:
 Impianto SCUOLE ELEMENTARI VIA ROMA - TETTO A FALDE -

Disponibilità della fonte solare

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati "UNI 10349" relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

Per la località sede dell'intervento, ovvero il comune di SERRENTI (VS) avente latitudine 39.4933°, longitudine 8.9778° e altitudine di 114 m.s.l.m.m., i valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale stimati sono pari a:

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m ²]											
Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
1.99	2.73	3.99	5.17	6.34	7.02	7.62	6.65	4.96	3.43	2.22	1.74

Fonte dati: UNI 10349

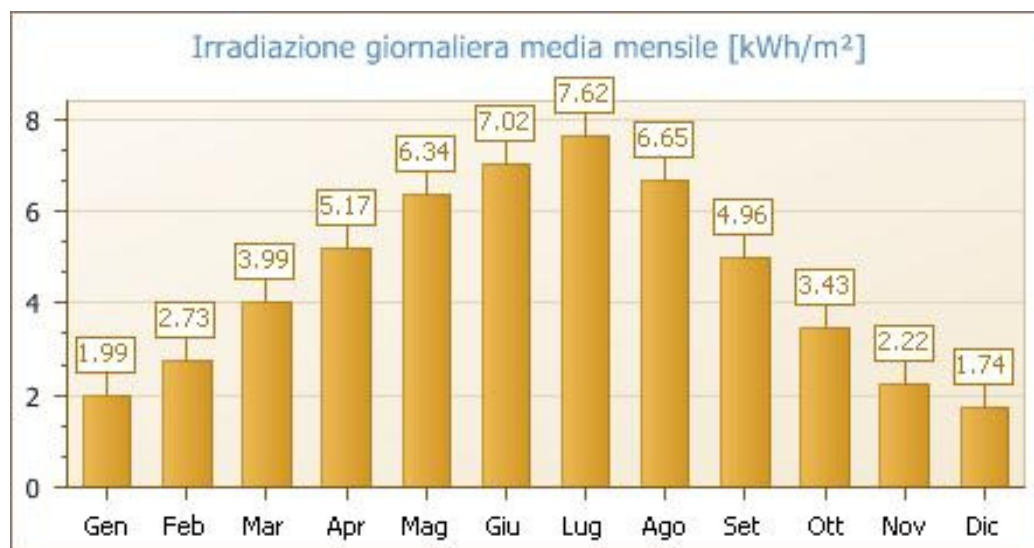


Fig. 1: Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m²]- Fonte dati: UNI 10349

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a **1 642.10 kWh/m²** (Fonte dati: UNI 10349).

Non essendoci la disponibilità, per la località sede dell'impianto, di valori diretti si sono stimati gli stessi mediante la procedura della UNI 10349, ovvero, mediante media ponderata rispetto alla latitudine dei valori di irradiazione relativi a due località di riferimento scelte secondo i criteri della vicinanza e dell'appartenenza allo stesso versante geografico.

La località di riferimento N. 1 è CAGLIARI avente latitudine 39.2186°, longitudine 9.1178° e altitudine di 4 m.s.l.m.m..

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m ²]											
Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
7.30	9.80	14.40	18.50	22.50	25.00	27.30	23.90	17.60	12.20	8.10	6.40

Fonte dati: UNI 10349

La località di riferimento N. 2 è ORISTANO avente latitudine 39.9044°, longitudine 8.5936° e altitudine di 9 m.s.l.m.m..

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m ²]											
Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
7.00	9.90	14.30	18.80	23.30	25.70	27.60	24.00	18.20	12.60	7.80	6.10

Fattori morfologici e ambientali

Ombreggiamento

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, funzione della morfologia del luogo, è pari a **1.00**.

Di seguito il diagramma solare per il comune di SERRENTI:

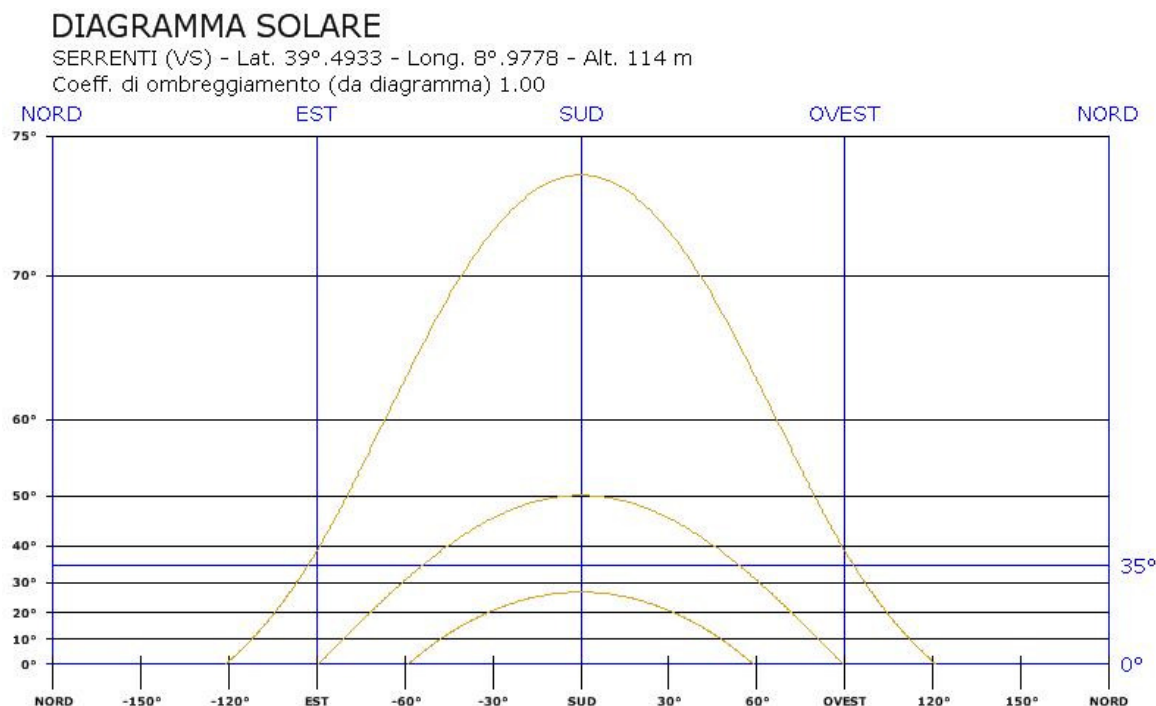


Fig. 2: Diagramma solare

Albedo

Per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono stimati i valori medi mensili di albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 8477: L'albedo medio annuo è pari a **0.20**.

DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

Procedure di calcolo

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.

Dal punto di vista dell'inserimento architettonico, nel caso di applicazioni su coperture a falda, la scelta dell'orientazione e dell'inclinazione va effettuata tenendo conto che è generalmente opportuno mantenere il piano dei moduli parallelo o addirittura complanare a quello della falda stessa. Ciò in modo da non alterare la sagoma dell'edificio e non aumentare l'azione del vento sui moduli stessi. In questo caso, è utile favorire la circolazione d'aria fra la parte posteriore dei moduli e la superficie dell'edificio, al fine di limitare le perdite per temperatura.

Critério 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:

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.

Critério di verifica elettrica

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-5 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a 70 °C maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima ($V_{mppt\ min}$).

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a -5 °C minore o uguale alla Tensione MPPT massima ($V_{mppt\ max}$).

I valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

TENSIONE MASSIMA

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a -5 °C minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

TENSIONE MASSIMA MODULO

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a -5 °C minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

CORRENTE MASSIMA

Corrente massima (corto circuito) generata, I_{sc} , minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

DIMENSIONAMENTO

Dimensionamento compreso tra il 70 % e 110 %.

Per dimensionamento si intende il rapporto percentuale tra la potenza nominale dell'inverter e la potenza del generatore fotovoltaico ad esso collegato (nel caso di sottoimpianti MPPT, il dimensionamento è verificato per il sottoimpianto MPPT nel suo insieme).

Impianto Scuola Elementare Via Roma

L'impianto, denominato "Impianto Scuola elementare Via Roma", è di tipo grid-connected, la tipologia di allaccio è: trifase in bassa tensione.

Ha una potenza totale pari a **19.740 kW** e una produzione di energia annua pari a **28 774.47 kWh** (equivalente a **1 457.67 kWh/kW**), derivante da 84 moduli che occupano una superficie di 137.26 m², ed è composto da 3 generatori.

Scheda tecnica dell'impianto

Dati generali	
Committente	COMUNE DI SERRENTI - Rappresentante Legale LUCA BECCIU
Indirizzo	Via nazionale n.182
CAP Comune (Provincia)	SERRENTI (VS)
Latitudine	39.4933°
Longitudine	8.9778°
Altitudine	114 m
Irradiazione solare annua sul piano orizzontale	1 642.10 kWh/m²
Coefficiente di ombreggiamento	1.00

Dati tecnici	
Superficie totale moduli	137.26 m²
Numero totale moduli	84
Numero totale inverter	3
Energia totale annua	28 774.47 kWh
Potenza totale	19.740 kW
Potenza fase L1	6.580 kW
Potenza fase L2	6.580 kW
Potenza fase L3	6.580 kW
Energia per kW	1 457.67 kWh/kW
BOS	82.64 %

Energia prodotta

L'energia totale annua prodotta dall'impianto è **28 774.47 kWh**.

Nel grafico si riporta l'energia prodotta mensilmente:

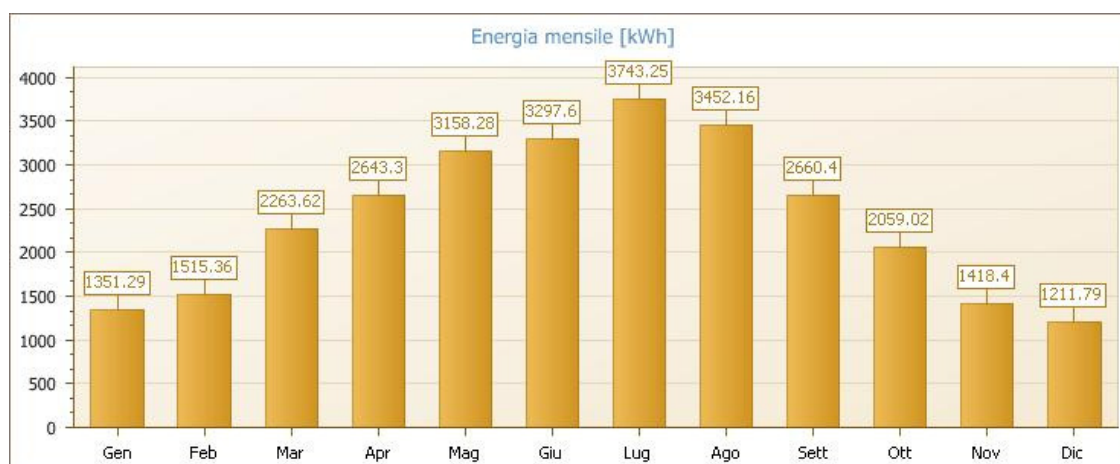


Fig. 3: Energia mensile prodotta dall'impianto

Posizionamento dei moduli

Sulla copertura a tetto in modo da realizzare un impianto totalmente integrato. Vedi tavola grafica Tav.3C.

Cablaggio elettrico

I collegamenti tra i moduli fotovoltaici sono stati effettuati collegando fra loro in serie i moduli della stessa stringa attraverso i connettori MultiContact (maschio e femmina) di cui le junction box di ciascun modulo sono già dotate, effettuando a valle il parallelo di tutte le stringhe.

Anche i cavi che scendono verso il quadro di parallelo sono stati intestati con connettori MultiContact. I cavi sono stati stesi fino a dove possibile all'interno degli appositi canali ricavati nei profili delle strutture di fissaggio.

Una volta raccolti in un punto prima della discesa dal tetto verso il quadro di parallelo, i conduttori unipolari sono stati posati in apposita tubazione. Il percorso dal quadro di parallelo ai convertitori è in tubo rigido o canalina e l'intestazione ai convertitori sempre attraverso connettore MultiContact.

I collegamenti tra inverter, quadro di distribuzione generale e contatori sono stati posati in tubo rigido o canalina.

L'inverter (categoria di protezione IP65) è fissato, in esterno, il più vicino possibile al campo fotovoltaico ed al quadro di parallelo in corrente continua. I cavi provenienti dal generatore fotovoltaico sono connessi agli inverter per mezzo di opportuni connettori stagni "MultiContact".

Il quadro di parallelo è fissato alla parete a fianco dei convertitori in apposito contenitore in un ambiente riservato. Lo stesso quadro ospita anche la sezione in c.a.. Per i particolari si rimanda allo schema elettrico di progetto. Viene riportato nella TAV 6 C "Schemi quadri elettrici e carpenteria" a cui si rimanda.

Analisi dei cavi

Cavo dalla Stringa al Quadro di parallelo

Nome generatore	Portata [A]	Lunghezza [m]	Sezione [mm ²]	Caduta tensione [%]
Generatore 1: tetto tegole	54.00	27.00	6.0	0.40
Generatore 2: tetto tegole	54.00	27.00	6.0	0.40
Generatore 3: tetto tegole	54.00	27.00	6.0	0.40

Cavo dal Quadro generale alla Rete			
Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Multipolare	Tipo di isolante	EPR
Posa	Cavi multipolari in tubi protettivi circolari posati su pareti		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	10.0 mm ²	Lunghezza	15.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		
Risultati			
Corrente	28.49 A	Tensione	400 V
Portata	69.00 A		
Caduta di tensione	1.80 V	Caduta di tensione	0.45 %

Impianto di messa a terra

L'impianto fotovoltaico non influisce sulla forma o volumetria dell'edificio e pertanto 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 fulminazione 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 (scaricatori

di sovratensione) a varistore sulla sezione c.c. dell' impianto in prossimità del generatore fotovoltaico, prima dell' ingresso sugli inverter.

La struttura dei moduli fotovoltaici e il conduttore di protezione PE dell' impianto elettrico dell' impianto fotovoltaico sono collegati all' impianto di terra del fabbricato scolastico nel quadro elettrico generale. L' impianto di terra risulta efficiente ed adeguato a garantire la protezione dai contatti indiretti, nel rispetto della CEI 64-8, tenuto conto anche delle protezioni utilizzate nella schema del quadro elettrico di progetto (vedi di seguito e schema quadro elettrico Tav.6C).

Protezioni

Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica tensione-corrente dei moduli fotovoltaici che limita la corrente di corto circuito degli stessi a valori noti e di poco superiori alla loro corrente nominale, pur tuttavia ogni stringa è protetta da un interruttore magnetotermico in c.c. con $I_n=16A$ idoneo ad assicurare anche detta protezione. Per ciò che riguarda il circuito in corrente alternata, la protezione contro il corto circuito è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all' interno dell' inverter e da interruttori magnetotermici a protezione delle linee in uscita. Gli inverter e quanto contenuto nel quadro elettrico c.a. sono collegati all' impianto elettrico dell' edificio e pertanto fanno parte del sistema elettrico TT di quest' ultimo. L' inverter del tipo senza trasformatore è dotato di un sistema di rilievo delle correnti disperse verso terra e viene certificato equivalente ad una protezione differenziale di tipo B. Per la protezione contro i contatti diretti, tutte le parti sotto tensione sono dotate di isolamento adeguato e/o di involucro con grado di protezione idoneo al luogo di installazione. I circuiti di alimentazione delle prese a spina e degli apparecchi illuminanti sono dotati di interruttori differenziali, con soglia di intervento non superiore a 30 mA, quale protezione aggiuntiva contro i contatti diretti.

PROTEZIONE DI RETE	
<i>Dispositivo generale</i>	
Dispositivo	Interruttore magnetotermico differenziale
Descrizione	

Note

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti della rete autoproduttrice che 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 tecnici ENEL DK 5940.

Schema elettrico

Nella Tav.6C si riporta lo schema elettrico dei quadri.

Riepilogo potenze per fase			
Generatore / sottoimpianto	L1	L2	L3
Generatore 1: tetto tegole	6.580 kW	0.000 kW	0.000 kW
Generatore 2: tetto tegole	0.000 kW	6.580 kW	0.000 kW
Generatore 3: tetto tegole	0.000 kW	0.000 kW	6.580 kW
Totale	6.580 kW	6.580 kW	6.580 kW

Generatore 1, fase L1, inverter 1 (idem per fase L2 inverter 2 e fase L3 inverter 3)

Il generatore, denominato "Generatore 1: tetto tegole", ha una potenza pari a **6.580 kW** e una produzione di energia annua pari a **9 591.49 kWh**, derivante da 28 moduli con una superficie totale dei moduli di 45.75 m².

Il generatore 1 ha una connessione monofase ed è connesso alla fase L1.

Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Fissa
Inclinazione dei moduli (Tilt)	25°
Orientazione dei moduli (Azimut)	40°
Irradiazione solare annua sul piano dei moduli	1 762.04 kWh/m²
Numero superfici disponibili	1
Estensione totale disponibile	105.92 m²

Estensione totale utilizzata	105.92 m²
Potenza totale	6.580 kW
Energia totale annua	9 591.49 kWh

Modulo	
Marca – Modello	HELIOS TECHNOLOGY - H3A235P o equivalente
Numero totale moduli	28
Numero di stringhe per ogni inverter	2
Numero di moduli per ogni stringa	14
Superficie totale moduli	45.75 m²

Inverter	
Marca – Modello	POWER-ONE - AURORA PVI-6000-OUTD-IT o equivalente
Numero totale	1
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 110 %)	91.19 % (VERIFICATO)
Tipo fase	Monofase

Analisi dei cavi

Cavo dalla Stringa al Quadro di parallelo			
Norma	CEI UNEL 35024/1		
Tipo cavo	Unipolare	Tipo di isolante	EPR
Posa	Cavi unipolari con o senza guaina in canali posati su parete con percorso orizzontale		
Installazione su più passerelle	-		
Numero conduttori caricati	2	Num. cavi in fascio o strato	1
Sezione	6.0 mm²	Lunghezza	27.00 m
Temperatura ambiente	30 °C		
Risultati			
Corrente	7.65 A	Tensione	430 V
Portata	54.00 A	Caduta di tensione	1.74 V
		Caduta di tensione	0.40 %

Analisi delle protezioni

PROTEZIONI IN CC			
<i>Protezioni stringa</i>			
Diodo	Si	Fusibile	No
Dispositivo Interruttore di manovra sezionatore			
<i>Protezioni parallelo stringa</i>			
Dispositivo Interruttore magnetotermico			
SPD stringa: Non presente			
SPD parallelo stringa: Presente			
SPD ingresso inverter: Non presente			

PROTEZIONI IN CA

<i>Protezione uscita inverter</i>	
Dispositivo Interruttore magnetotermico differenziale	
SPD uscita inverter: Presente	

Verifiche elettriche

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-5 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (350.18 V) maggiore di V _{mppt} min. (90.00 V)	VERIFICATO
V _m a -5 °C (483.34 V) minore di V _{mppt} max. (580.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a -5 °C (575.46 V) inferiore alla tensione max. dell'inverter (600.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a -5 °C (575.46 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 000.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (16.60 A) inferiore alla corrente max. dell'inverter (18.00 A)	VERIFICATO

D) PARTE COMUNE AI 3 IMPIANTI

APPENDICE A

Gli impianti fotovoltaici e i relativi componenti devono rispettare, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle seguenti norme di riferimento, comprese eventuali varianti, aggiornamenti ed estensioni emanate successivamente dagli organismi di normazione citati.

Si applicano inoltre i documenti tecnici emanati dai gestori di rete riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica e le prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF.

Leggi e decreti

Normativa generale:

Decreto Legislativo n. 504 del 26-10-1995, aggiornato 1-06-2007

Testo Unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative.

Direttiva CE n. 77 del 27-09-2001: sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato dell'elettricità (2001/77/CE).

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

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

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

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

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

Decreto Legge n. 73 del 18-06-2007: testo coordinato del Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73.

Decreto Legislativo del 30-05-2008: attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE.

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

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

Sicurezza:

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

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

Nuovo Conto Energia:

DECRETO 19-02-2007: criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Legge n. 244 del 24-12-2007 (Legge finanziaria 2008): disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato.

Decreto Attuativo 18-12-2008 - Finanziaria 2008

Norme Tecniche

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 3-19: segni grafici per schemi - apparecchiature e dispositivi di comando e protezione.

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

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

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

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

CEI-UNEL 35023: cavi per energia isolati in gomma o con materiale termoplastico aventi grado di isolamento non superiore a 4 Cadute di tensione.

CEI-UNEL 35024/1: cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.

CEI-UNEL 35026: cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata.

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

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

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

CEI EN 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 61727 (CEI 82-9): sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete.

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

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

UNI 8477: energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta

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

Delibere AEEG

Connessione:

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

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

Ritiro dedicato:

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

Delibera ARG-elt n. 107-08: modificazioni e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 6 novembre 2007, n. 280/07, in materia di ritiro dedicato dell'energia elettrica.

Servizio di misura:

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

Tariffe:

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

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

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

Delibera ARG-elt n. 171-08: definizione per l'anno 2009 del corrispettivo di gradualità per fasce applicato all'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo in bassa tensione diversi dall'illuminazione pubblica, non trattati monorari e serviti in maggior tutela o nel mercato libero.

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

Delibera ARG-elt n. 349-07: prezzi di commercializzazione nella vendita di energia elettrica (PCV) nell'ambito del servizio di maggior tutela e conseguente la emunerazione agli esercenti la maggior tutela. Modificazioni della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 27 giugno 2007 n. 156/07 (TIV).

Delibera ARG-elt n. 353-07: aggiornamento delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali del sistema elettrico, di ulteriori componenti e disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Delibera ARG-elt n. 203-09: aggiornamento per l'anno 2010 delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione. Modificazioni dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità n. 348/07.

Delibera ARG-elt n. 205-09: aggiornamento per il primo trimestre gennaio – marzo 2010 delle condizioni economiche del servizio di vendita di Maggiore Tutela e modifiche al TIV.

Delibera ARG-com n. 211-09: aggiornamento per il trimestre gennaio – marzo 2010 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas e modificazioni dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 2007, n. 348/07.

TICA:

Delibera ARG-elt n.90-07: attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.

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

Delibera ARG-elt n. 161-08: modificazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 13 aprile 2007, n. 90/07, in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.

Delibera ARG-elt n. 179-08: modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e n. 281/05 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica.

TISP:

Delibera ARG-elt n. 188-05: definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005 (deliberazione n. 188/05).

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

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

Delibera ARG-elt n. 184-08: disposizioni transitorie in materia di scambio sul posto di energia elettrica.

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

Delibera ARG-elt n. 186-09: modifiche delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto derivanti dall'applicazione della legge n. 99/09.

TEP:

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

Prezzi minimi:

Prezzi minimi garantiti per l'anno 2010: aggiornamento dei prezzi minimi garantiti per l'anno 2010.

Agenzia delle Entrate

Circolare n. 46/E del 19/07/2007: articolo 7, comma 2, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 – Disciplina fiscale degli incentivi per gli impianti fotovoltaici.

Circolare n. 66 del 06/12/2007: tariffa incentivante art. 7, c. 2, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. Circolare n. 46/E del 19 luglio 2007 - Precisazione.

Circolare n. 38/E del 11/04/2008: articolo 1, commi 271-279, della legge 27 dicembre 2006, n. 296 – Credito d'imposta per acquisizioni di beni strumentali nuovi in aree svantaggiate.

Risoluzione n. 21/E del 28/01/2008: istanza di Interpello– Aliquota Iva applicabile alle prestazioni di servizio energia - nn. 103) e 122) della Tabella A, Parte terza, d.P.R. 26/10/1972, n. 633 - Alfa S.p.A.

Risoluzione n. 22/E del 28/01/2008: istanza di Interpello - Art. 7, comma 2, d. lgs. vo n. 387 del 29 dicembre 2003.

Risoluzione n. 61/E del 22/02/2008: trattamento fiscale ai fini dell'imposta sul valore aggiunto e dell'applicazione della ritenuta di acconto della tariffa incentivante per la produzione di energia fotovoltaica di cui all'art. 7, comma 2, del d.lgs. n. 387 del 29 dicembre 2003.

Risoluzione n. 13/E del 20/01/2009: istanza di interpello – Art. 11 Legge 27 luglio 2000, n. 212 – Gestore dei Servizi Elettrici, SPA –Dpr 26 ottobre 1972, n. 633 e Dpr 22 dicembre 1986, n. 917.

Risoluzione n. 20/E del 27/01/2009: interpello - Art. 11 Legge 27 luglio 2000, n. 212 - ALFA – art.9 , DM 2 febbraio 2007.

Circolare del 06/07/2009 n. 32/E: imprenditori agricoli - produzione e cessione di energia elettrica e calorica da fonti rinnovabili agroforestali e fotovoltaiche nonché di carburanti e di prodotti chimici derivanti prevalentemente da prodotti del fondo: aspetti fiscali. Articolo 1, comma 423, della legge 23 dicembre 2005, n. 266 e successive modificazioni.

Agenzia del Territorio

Risoluzione n. 3/2008: accertamento delle centrali elettriche a pannelli fotovoltaici.

GSE

Guida al nuovo Conto Energia, ed. 4 - marzo 2010.

Guida agli interventi validi ai fini del riconoscimento dell'integrazione architettonica del fotovoltaico.

Guida alla richiesta degli incentivi e all'utilizzo dell'applicazione web per il fotovoltaico rev. 4 del 01/11/2009.

Accesso al portale internet GSE vers. 1.6 del 25/09/ 2009.

Regole tecniche sulla disciplina dello scambio sul posto, ed. II.

Disposizioni Tecniche di Funzionamento vers. 1.2 del 6 novembre 2009: modalità e condizioni tecnico-operative per l'applicazione della convenzione di scambio sul posto.

Estratto della risoluzione della Agenzia delle Entrate: “trattamento fiscale del contribuente in conto scambio di cui alla delibera AEEG n.74/2008“.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

Definizioni - Rete Elettrica

Distributore

Persona fisica o giuridica responsabile dello svolgimento di attività e procedure che determinano il funzionamento e la pianificazione della rete elettrica di distribuzione di cui è proprietaria.

Rete del distributore

Rete elettrica di distribuzione AT, MT e BT alla quale possono collegarsi gli utenti.

Rete BT del distributore

Rete a tensione nominale superiore a 50 V fino a 1.000 V compreso in c.a.

Rete MT del distributore

Rete a tensione nominale superiore a 1.000 V in c.a. fino a 30.000 V compreso.

Utente

Soggetto che utilizza la rete del distributore per cedere o acquistare energia elettrica.

Gestore di rete

Il Gestore di rete è la persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione della rete elettrica con obbligo di connessione di terzi a cui è connesso l'impianto (Deliberazione dell'AEEG n. 28/06).

Gestore Contraente

Il Gestore Contraente è l'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale in cui è ubicato l'impianto fotovoltaico (Deliberazione dell'AEEG n. 28/06).

Definizioni - Impianto Fotovoltaico

Angolo di inclinazione (o di Tilt)

Angolo di inclinazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al piano orizzontale (da IEC/TS 61836).

Angolo di orientazione (o di azimut)

L'angolo di orientazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al meridiano corrispondente. In pratica, esso misura lo scostamento del piano rispetto all'orientazione verso SUD (per i siti nell'emisfero terrestre settentrionale) o verso NORD (per i siti nell'emisfero meridionale). Valori positivi dell'angolo di azimut indicano un orientamento verso ovest e valori negativi indicano un orientamento verso est (CEI EN 61194).

BOS (Balance Of System o Resto del sistema)

Insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici.

Generatore o Campo fotovoltaico

Insieme di tutte le schiere di moduli fotovoltaici in un sistema dato (CEI EN 61277).

Cella fotovoltaica

Dispositivo fotovoltaico fondamentale che genera elettricità quando viene esposto alla radiazione solare (CEI EN 60904-3). Si tratta sostanzialmente di un diodo con grande superficie di giunzione, che esposto alla radiazione solare si comporta come un generatore di corrente, di valore proporzionale alla radiazione incidente su di esso.

Condizioni di Prova Standard (STC)

Comprendono le seguenti condizioni di prova normalizzate (CEI EN 60904-3):

– Temperatura di cella: 25 °C ±2 °C.

– Irraggiamento: 1000 W/m², con distribuzione spettrale di riferimento (massa d'aria AM 1,5).

Dispositivo del generatore

Dispositivo installato a valle dei terminali di ciascun generatore dell'impianto di produzione (CEI 11-20).

Dispositivo di interfaccia

Dispositivo installato nel punto di collegamento della rete di utente in isola alla restante parte di rete del produttore, sul quale agiscono le protezioni d'interfaccia (CEI 11-20); esso separa l'impianto di produzione dalla rete di utente non in isola e quindi dalla rete del Distributore; esso comprende un organo di interruzione, sul quale agisce la protezione di interfaccia.

Dispositivo generale

Dispositivo installato all'origine della rete del produttore e cioè immediatamente a valle del punto di consegna dell'energia elettrica dalla rete pubblica (CEI 11-20).

Effetto fotovoltaico

Fenomeno di conversione diretta della radiazione elettromagnetica (generalmente nel campo della luce visibile e, in particolare, della radiazione solare) in energia elettrica mediante formazione di coppie elettrone-lacuna all'interno di semiconduttori, le quali determinano la creazione di una differenza di potenziale e la conseguente circolazione di corrente se collegate ad un circuito esterno.

Efficienza nominale di un generatore fotovoltaico

Rapporto fra la potenza nominale del generatore e l'irraggiamento solare incidente sull'area totale dei moduli, in STC; detta efficienza può essere approssimativamente ottenuta mediante rapporto tra la potenza nominale del generatore stesso (espressa in kW_p) e la relativa superficie (espressa in m²), intesa come somma dell'area dei moduli.

Efficienza nominale di un modulo fotovoltaico

Rapporto fra la potenza nominale del modulo fotovoltaico e il prodotto dell'irraggiamento solare standard (1000 W/m²) per la superficie complessiva del modulo, inclusa la sua cornice.

Efficienza operativa media di un generatore fotovoltaico

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.c. dal generatore fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

Efficienza operativa media di un impianto fotovoltaico

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.a. dall'impianto fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

Energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico

L'energia elettrica (espressa in kWh) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

Gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata (o Inverter)

Apparecchiatura, tipicamente statica, impiegata per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico.

Impianto (o Sistema) fotovoltaico

Impianto di produzione di energia elettrica, mediante l'effetto fotovoltaico; esso è composto dall'insieme di moduli fotovoltaici (Campo fotovoltaico) e dagli altri componenti (BOS), tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche e/o di immetterla nella rete del distributore.

Impianto (o Sistema) fotovoltaico collegato alla rete del distributore

Impianto fotovoltaico in grado di funzionare (ossia di fornire energia elettrica) quando è collegato alla rete del distributore.

Inseguitore della massima potenza (MPPT)

Dispositivo di comando dell'inverter tale da far operare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza. Esso può essere realizzato anche con un convertitore statico separato dall'inverter, specie negli impianti non collegati ad un sistema in c.a.

Energia radiante

Energia emessa, trasportata o ricevuta in forma di onde elettromagnetiche.

Irradiazione

Rapporto tra l'energia radiante che incide su una superficie e l'area della medesima superficie.

Irraggiamento solare

Intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria. Tale intensità è pari all'integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro solare (CEI EN 60904-3).

Modulo fotovoltaico

Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante (CEI EN 60904-3).

Modulo fotovoltaico in c.a.

Modulo fotovoltaico con inverter integrato; la sua uscita è solo in corrente alternata: non è possibile l'accesso alla parte in continua (IEC 60364-7-712).

Pannello fotovoltaico

Gruppo di moduli fissati insieme, preassemblati e cablati, destinati a fungere da unità installabili (CEI EN 61277).

Perdite per mismatch (o per disaccoppiamento)

Differenza fra la potenza totale dei dispositivi fotovoltaici connessi in serie o in parallelo e la somma delle potenze di ciascun dispositivo, misurate separatamente nelle stesse condizioni. Deriva dalla differenza fra le caratteristiche tensione corrente dei singoli dispositivi e viene misurata in W o in percentuale rispetto alla somma delle potenze (da IEC/TS 61836).

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un generatore fotovoltaico

Potenza elettrica (espressa in W_p), determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime o di picco o di targa) di ciascun modulo costituente il generatore fotovoltaico, misurate in Condizioni di Prova Standard (STC).

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un impianto fotovoltaico

Per prassi consolidata, coincide con la potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) del suo generatore fotovoltaico.

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un modulo fotovoltaico

Potenza elettrica (espressa in W_p) del modulo, misurata in Condizioni di Prova Standard (STC).

Potenza effettiva di un generatore fotovoltaico

Potenza di picco del generatore fotovoltaico (espressa in W_p), misurata ai morsetti in corrente continua dello stesso e riportata alle Condizioni di Prova Standard (STC) secondo definite procedure (CEI EN 61829).

Potenza prodotta da un impianto fotovoltaico

Potenza di un impianto fotovoltaico (espressa in kW) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

Radiazione solare

Integrale dell'irraggiamento solare (espresso in kWh/m²), su un periodo di tempo specificato (CEI EN 60904-3).

Sezioni

"...l'impianto fotovoltaico può essere composto anche da sezioni di impianto a condizione che:

- a) all'impianto corrisponda un solo soggetto responsabile;
- b) ciascuna sezione dell'impianto sia dotata di autonoma apparecchiatura per la misura dell'energia elettrica prodotta ai sensi delle disposizioni di cui alla deliberazione n. 88/07;
- c) il soggetto responsabile consenta al soggetto attuatore l'acquisizione per via telematica delle misure rilevate dalle apparecchiature per la misura di cui alla precedente lettera b), qualora necessaria per gli adempimenti di propria competenza. Tale acquisizione può avvenire anche per il tramite dei gestori di rete sulla base delle disposizioni di cui all'articolo 6, comma 6.1, lettera b), della deliberazione n. 88/07;
- d) a ciascuna sezione corrisponda una sola tipologia di integrazione architettonica di cui all'articolo 2, comma 1, lettere da b1) a b3) del decreto ministeriale 19 febbraio 2007, ovvero corrisponda la tipologia di intervento di cui all'articolo 6, comma 4, lettera c), del medesimo decreto ministeriale;
- e) la data di entrata in esercizio di ciascuna sezione sia univocamente definibile....." (ARG-elt 161/08).

Soggetto responsabile

Il soggetto responsabile è la persona fisica o giuridica responsabile della realizzazione e dell'esercizio dell'impianto fotovoltaico.

Sottosistema fotovoltaico

Parte del sistema o impianto fotovoltaico; esso è costituito da un gruppo di conversione c.c./c.a. e da tutte le stringhe fotovoltaiche che fanno capo ad esso.

Stringa fotovoltaica

Insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie per ottenere la tensione d'uscita desiderata.

Temperatura nominale di lavoro di una cella fotovoltaica (NOCT)

Temperatura media di equilibrio di una cella solare all'interno di un modulo posto in particolari condizioni ambientali (irraggiamento: 800 W/m², temperatura ambiente: 20 °C, velocità del vento: 1 m/s), elettricamente a circuito aperto ed installato su un telaio in modo tale che a mezzogiorno solare i raggi incidano normalmente sulla sua superficie esposta (CEI EN 60904-3).

Articolo 2 (D-M. 19-02-07)

- a) impianto o sistema solare fotovoltaico (o impianto fotovoltaico) è un impianto di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della radiazione solare, tramite l'effetto fotovoltaico; esso è composto principalmente da un insieme di moduli fotovoltaici, nel seguito denominati anche moduli, uno o più gruppi di conversione della corrente continua in corrente alternata e altri componenti elettrici minori;
- b1) impianto fotovoltaico non integrato è l'impianto con moduli ubicati al suolo, ovvero con moduli collocati, con modalità diverse dalle tipologie di cui agli allegati 2 e 3, sugli elementi di arredo urbano e viario, sulle superfici esterne degli involucri di edifici, di fabbricati e strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione;
- b2) impianto fotovoltaico parzialmente integrato è l'impianto i cui moduli sono posizionati, secondo le tipologie elencate in allegato 2, su elementi di arredo urbano e viario, superfici esterne degli involucri di edifici, fabbricati, strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione;
- b3) impianto fotovoltaico con integrazione architettonica è l'impianto fotovoltaico i cui moduli sono integrati, secondo le tipologie elencate in allegato 3, in elementi di arredo urbano e viario, superfici esterne degli involucri di edifici, fabbricati, strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione;
- c) potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) dell'impianto fotovoltaico è la potenza elettrica dell'impianto, determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime, o di picco, o di targa) di ciascun modulo fotovoltaico facente parte del medesimo impianto, misurate alle condizioni nominali, come definite alla lettera d);
- d) condizioni nominali sono le condizioni di prova dei moduli fotovoltaici nelle quali sono rilevate le prestazioni dei moduli stessi, secondo un protocollo definito dalle norme CEI EN 60904-1 di cui all'allegato 1;
- e) energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico è l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, ivi incluso l'eventuale trasformatore, prima che essa sia resa disponibile alle utenze elettriche del soggetto responsabile e/o immessa nella rete elettrica;
- f) punto di connessione è il punto della rete elettrica, di competenza del gestore di rete, nel quale l'impianto fotovoltaico viene collegato alla rete elettrica;
- g) data di entrata in esercizio di un impianto fotovoltaico è la prima data utile a decorrere dalla quale sono verificate tutte le seguenti condizioni:
 - g1) l'impianto è collegato in parallelo con il sistema elettrico;
 - g2) risultano installati tutti i contatori necessari per la contabilizzazione dell'energia prodotta e scambiata o ceduta con la rete;
 - g3) risultano attivi i relativi contratti di scambio o cessione dell'energia elettrica;
 - g4) risultano assolti tutti gli eventuali obblighi relativi alla regolazione dell'accesso alle reti;

- h) soggetto responsabile è il soggetto responsabile dell'esercizio dell'impianto e che ha diritto, nel rispetto delle disposizioni del presente decreto, a richiedere e ottenere le tariffe incentivanti;
- i) soggetto attuatore è il Gestore dei servizi elettrici - GSE Spa, già Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa, di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004;
- j) potenziamento è l'intervento tecnologico eseguito su un impianto entrato in esercizio da almeno due anni, consistente in un incremento della potenza nominale dell'impianto, mediante aggiunta di moduli fotovoltaici la cui potenza nominale complessiva sia non inferiore a 1 kW, in modo da consentire una produzione aggiuntiva dell'impianto medesimo, come definita alla lettera k);
- k) produzione aggiuntiva di un impianto è l'aumento, ottenuto a seguito di un potenziamento ed espresso in kWh, dell'energia elettrica prodotta annualmente, di cui alla lettera e), rispetto alla produzione annua media prima dell'intervento, come definita alla lettera l); per i soli interventi di potenziamento su impianti non muniti del gruppo di misura dell'energia prodotta, la produzione aggiuntiva è pari all'energia elettrica prodotta dall'impianto a seguito dell'intervento di potenziamento, moltiplicata per il rapporto tra l'incremento di potenza nominale dell'impianto, ottenuto a seguito dell'intervento di potenziamento, e la potenza nominale complessiva dell'impianto a seguito dell'intervento di potenziamento;
- l) produzione annua media di un impianto è la media aritmetica, espressa in kWh, dei valori dell'energia elettrica effettivamente prodotta, di cui alla lettera e), negli ultimi due anni solari, al netto di eventuali periodi di fermata dell'impianto eccedenti le ordinarie esigenze manutentive;
- m) rifacimento totale è l'intervento impiantistico-tecnologico eseguito su un impianto entrato in esercizio da almeno venti anni che comporta la sostituzione con componenti nuovi almeno di tutti i moduli fotovoltaici e del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata;
- n) piccola rete isolata è una rete elettrica così come definita dall'articolo 2, comma 17, del D. Lgs. 16 marzo 1999, n. 79, e successive modificazioni e integrazioni;
- r) servizio di scambio sul posto è il servizio di cui all'articolo 6 del D. Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387, come disciplinato dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 10 febbraio 2006, n. 28/06 ed eventuali successivi aggiornamenti.
2. Valgono inoltre le definizioni riportate all'articolo 2 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, escluso il comma 15, nonché le definizioni riportate all'articolo 2 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Articolo 2, comma 2 (D. Lgs. n°79 del 16-03-99)

Autoproduttore è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente alla data di entrata in vigore del decreto.

Art. 9, comma 1 (D. Lgs. n°79 del 16-03-99) L'attività di distribuzione

Le imprese distributrici hanno l'obbligo di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche nonché le deliberazioni emanate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di tariffe, contributi ed oneri. Le imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del presente decreto, ivi comprese, per la quota diversa dai propri soci, le società cooperative di produzione e distribuzione di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, continuano a svolgere il servizio di distribuzione sulla base di concessioni rilasciate entro il 31 marzo 2001 dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e aventi scadenza il 31 dicembre 2030. Con gli stessi provvedimenti sono individuati i responsabili della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo delle reti di distribuzione e dei relativi dispositivi di interconnessione, che devono mantenere il segreto sulle informazioni commerciali riservate; le concessioni prevedono, tra l'altro, misure di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia secondo obiettivi quantitativi determinati con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro dell'ambiente entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

Definizione di Edificio: "...un sistema costituito dalle strutture edilizie esterne che delimitano uno spazio di volume definito, dalle strutture interne che ripartiscono detto volume e da tutti gli impianti e dispositivi tecnologici che si trovano stabilmente al suo interno; la superficie esterna che delimita un edificio può confinare con tutti o alcuni di questi elementi: l'ambiente esterno, il terreno, altri edifici; il termine può riferirsi a un intero edificio ovvero a parti di edificio progettate o ristrutturare per essere utilizzate come unità immobiliari a se stanti". (D. Lgs. n. 192 del 19 agosto 2005, articolo 2).

Definizione di Ente locale: ai sensi del Testo Unico delle Leggi sull'ordinamento degli Enti Locali, si intendono per enti locali i Comuni, le Province, le Città metropolitane, le Comunità montane, le Comunità isolate e le Unioni di comuni. Le norme sugli Enti Locali si applicano, altresì, salvo diverse disposizioni, ai consorzi cui partecipano Enti Locali, con esclusione di quelli che gestiscono attività aventi rilevanza economica ed imprenditoriale e, ove previsto dallo statuto, dei

consorzi per la gestione dei servizi sociali. La legge 99/09 ha esteso anche alle Regioni, a partire dal 15/08/09, tale disposizione.

APPENDICE C

Moduli proposti

DATI GENERALI

Codice	M.580
Marca	HELIOS TECHNOLOGY
Modello	H3A235P
Tipo materiale	Si policristallino
Prezzo [€]	0.00

CARATTERISTICHE ELETTRICHE IN CONDIZIONI STC

Potenza di picco [W]	235.0 W
Im [A]	7.65
Isc [A]	8.30
Efficienza [%]	14.40
Vm [V]	30.72
Voc [V]	37.30

ALTRE CARATTERISTICHE ELETTRICHE

Coeff. Termico Voc [V/°C]	-0.1268
Coeff. Termico Isc [%/°C]	0.100
NOCT [°C]	44.0
Vmax [V]	1 000.00

CARATTERISTICHE MECCANICHE

Lunghezza [mm]	1 650.00
Larghezza [mm]	990.00
Superficie [m ²]	1.634
Spessore [mm]	38.00
Peso [kg]	18.70
Numero celle	60

CERTIFICAZIONI

Certificazione Iec En	IEC 61215 ed. 2; IEC 61730 1-2
Certificazione Classe II	Classe di protezione II
Altre certificazioni	CE

GARANZIE

Garanzia prodotto	5 anni di garanzia sul prodotto per difetti di costruzione e sui materiali
Garanzia prestazioni	La potenza viene garantita per 10 anni sul 90% e per 25 sull'80% della potenza minima indicata

NOTE

Note	Tyco®, IP65, con 3 diodi by-pass
------	---

Inverter proposti

DATI GENERALI

Codice	I.207
Marca	POWER-ONE
Modello	AURORA PVI-6000-OUTD-IT
Tipo fase	Monofase
Prezzo [€]	0.00

PARAMETRI ELETTRICI IN INGRESSO

VMppt min [V]	90.00
VMppt max [V]	580.00
Imax [A]	18.00
Vmax [V]	600.00

potenza MAX [W]	6 200
Numero MPPT	2
PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA	
Potenza nominale [W]	6 000
Tensione nominale [V]	230
Rendimento max [%]	97.00
Distorsione corrente [%]	3.5
Frequenza [Hz]	50
Rendimento europeo [%]	96.40
CARATTERISTICHE MECCANICHE	
Dimensioni LxPxH [mm]	740x325x208
Peso [kg]	26.00
CERTIFICAZIONI	
Certificazioni	CEI 11-20, DK5940, IEC61683, IEC61727, EN50081, EN50082, EN61000, CE
GARANZIE	
Garanzia prodotto	5 anni
Estensione garanzia	10 anni
NOTE	
Note	Livello di protezione: IP 65.

SERRENTI febbraio 2011

Il Progettista
Ing. Giovanni Musio

INDICE

A) MUNICIPIO	2
PREMESSA	2
Valenza dell'iniziativa	2
Attenzione per l'ambiente	2
Risparmio sul combustibile	2
Emissioni evitate in atmosfera	2
Normativa di riferimento	2
SITO DI INSTALLAZIONE	3
Disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico	3
Disponibilità della fonte solare	3
Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale	3
Fattori morfologici e ambientali	4
Ombreggiamento	4
Albedo	4
DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO	5
Procedure di calcolo	5
Criterio generale di progetto	5
Criterio di stima dell'energia prodotta	5
Criterio di verifica elettrica	5
Impianto MUNICIPIO	6
Scheda tecnica dell'impianto	6
Energia prodotta	6
Specifiche degli altri componenti dell'impianto MUNICIPIO	7
Posizionamento dei moduli	7
Cablaggio elettrico	7
Analisi dei cavi	7
Impianto di messa a terra	8
Protezioni	8
Note	8
Schema elettrico.....	8
Generatore 1/2/3: su nuova copertura	9
Scheda tecnica	9
Analisi dei cavi	9
Verifiche elettriche	10
B) SCUOLA ELEMENTARE DI VIA E.D'ARBOREA	10
PREMESSA	10
Valenza dell'iniziativa	10
Attenzione per l'ambiente	11
Risparmio sul combustibile	11
Emissioni evitate in atmosfera	11

Normativa di riferimento	11
SITO DI INSTALLAZIONE	11
Disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico	12
Disponibilità della fonte solare	12
Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale	12
Fattori morfologici e ambientali	13
Ombreggiamento	13
Albedo	13
DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO	14
Procedure di calcolo	14
Criterio generale di progetto	14
Criterio di stima dell'energia prodotta	14
Criterio di verifica elettrica.....	14
Impianto SCUOLA ELEMENTARE VIA E.D'ARBOREA	15
Scheda tecnica dell'impianto.....	15
Energia prodotta.....	15
Specifiche degli altri componenti dell'impianto Impianto SCUOLA ELEMENTARE VIA E.D'ARBOREA	16
Posizionamento dei moduli.....	16
Cablaggio elettrico.....	16
Analisi dei cavi	16
Impianto di messa a terra	17
Protezioni.....	17
Note	17
Schema elettrico.....	17
Generatore 1: FASE L1	18
Scheda tecnica	18
Analisi dei cavi	18
Verifiche elettriche	19
C) SCUOLA ELEMENTARE DI ROMA	19
PREMESSA	20
Valenza dell'iniziativa	20
Attenzione per l'ambiente.....	20
Risparmio sul combustibile	20
Emissioni evitate in atmosfera	20
Normativa di riferimento	20
SITO DI INSTALLAZIONE	20
Disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico	21
Disponibilità della fonte solare	21
Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale	21
Fattori morfologici e ambientali	22
Ombreggiamento.....	22
Albedo	22
DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO	22

Procedure di calcolo	22
Criterio generale di progetto	22
Criterio di stima dell'energia prodotta	23
Criterio di verifica elettrica	23
Impianto Scuola Elementare Via Roma	24
Scheda tecnica dell'impianto	24
Energia prodotta	24
Specifiche degli altri componenti dell'Impianto Scuola Elementare Via Roma	25
Posizionamento dei moduli	25
Cablaggio elettrico	25
Analisi dei cavi	25
Impianto di messa a terra	25
Protezioni	26
Note	26
Schema elettrico	26
Generatore 1, fase L1, inverter 1 (idem per fase L2 inverter 2 e fase L3 inverter 3).....	26
Scheda tecnica	26
Analisi dei cavi	27
Analisi delle protezioni	27
Verifiche elettriche	28
D) PARTE COMUNE AI 3 IMPIANTI	29
APPENDICE A.....	29
Leggi e decreti	29
Norme Tecniche	29
Delibere AEEG	30
Agenzia delle Entrate	32
Agenzia del Territorio	32
GSE.....	32
APPENDICE B.....	33
Definizioni - Rete Elettrica	33
Definizioni - Impianto Fotovoltaico	33
APPENDICE C.....	37
Moduli proposti	37
Inverter proposti	37
INDICE.....	39