

COMUNE DI SANTA ELISABETTA

Libero Consorzio Comunale di Agrigento

**LAVORI DI RISTRUTTURAZIONE, PROMOZIONE DELL'ECONOMICITÀ E RIDUZIONE DEI
CONSUMI ENERGETICI DEL PALAZZO DI CITTA' DI SANTA ELISABETTA
CIG 8499097CB5 - CUP C44H17001010005**

Elaborato:

Relazione tecnica specialistica dimensionamento
impianto fotovoltaico

TAV.

IM3

Visti e approvazioni

DATA: ottobre 2021

I Progettisti: Raggruppamento Temporaneo di Professionisti
G.P.T. Progetti s.r.l. (mandataria) ING. ANTONIO COVAIS (mandante)

 **PROGETTI**

Arch. Ing. Pietro Tabbuso
Arch. Giorgia Palizzolo

Ing. Antonio Covais



Indice

| | |
|---|----|
| Indice | 1 |
| 1. Premessa | 2 |
| 2. Quadro Normativo | 3 |
| 3. Contesto di realizzazione | 3 |
| 4. Spazio a disposizione | 3 |
| 5. Fonte solare ed energia prodotta | 3 |
| 6. Dimensionamento dell'impianto | 5 |
| 6.1. Pannelli | 5 |
| 6.2. Inverter | 7 |
| 7. Layout impianto fotovoltaico | 10 |
| 8. Calcolo Elettrico lato DC | 12 |
| 9. Calcolo Elettrico lato AC | 13 |
| 10. Disposizioni finali | 13 |

1. Premessa

Il Comune di Santa Elisabetta (AG) nel promuovere il recupero del patrimonio edilizio comunale esistente e nel perseguire l'intento dell'utilizzo di fonti rinnovabili al fine di riduzione dei costi legati all'acquisto di energia, ha deciso di efficientare l'edificio comunale denominato "Casa Comunale" sito in Pza Giovanni XXIII n. 26, mediante la realizzazione di un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica. Il numero POD in cui andrà collegato l'impianto è: IT001E901143765.

Senza influire sui fabbisogni energetici della struttura, ma soddisfacendoli mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile, l'installazione dell'impianto fotovoltaico comporterà un significativo risparmio in termini di energia primaria.

Di seguito si riportano coordinate GPS ed estratto dell'inquadramento dell'area in cui sorgerà la struttura:



Le coordinate GPS sono:

| | |
|--------------------|-----------------|
| Latitudine | 37.43161 |
| Longitudine | 13.55487 |

In termine macroeconomici e macro ambientali, il ricorso alla tecnologia fotovoltaica consente di coniugare:

- i fabbisogni di energia con le esigenze architettoniche e di tutela ambientale e naturalistica;
- di evitare la produzione di inquinamento acustico;
- di ottenere un risparmio di combustibile fossile;
- di evitare l'immissione di sostanze inquinanti a seguito della produzione di energia elettrica.

2. Quadro Normativo

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.

3. Contesto di realizzazione

La taglia del campo fotovoltaico e del sistema di accumulo è stata determinata considerando:

- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo);
- disponibilità di superfici sulle quali installare i pannelli fotovoltaici;
- disponibilità di aree in cui installare la componentistica (inverter, quadri, etc..).

L'impianto andrà comunque connesso alla rete elettrica al fine di garantire uno scambio di energia durante i periodi di non coincidenza produzione/consumo.

4. Spazio a disposizione

I pannelli saranno installati sulle coperture, in parte piane in parte inclinate, a mezzo di zavorre in cls o tramite struttura in metallo per coperture piane. L'esposizione sarà a SUD-SUDOVEST (15° azimuth) ed angolo di tilt da 5° a 10°.

Per i dettagli in merito all'ubicazione, si rimanda all'apposito elaborato grafico di progetto.

La componentistica per la connessione dell'impianto (Inverter, quadro ecc) sarà installata in apposito vano tecnico dell'edificio.

5. Fonte solare ed energia prodotta

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

Nella maggior parte dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud ed evitando fenomeni di ombreggiamento.

L'orizzonte risulta essere sgombro, pertanto non si hanno riduzioni in termini di irraggiamento sulla superficie in cui insistono i pannelli solati.

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. 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.

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

- 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 -10 °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 -10 °C minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

TENSIONE MASSIMA MODULO

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a -10 °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 120 %.

Per dimensionamento si intende il rapporto percentuale tra la potenza nominale dell'inverter e la potenza del generatore fotovoltaico a esso collegato (nel caso di sotto impianti MPPT, il dimensionamento è verificato per il sotto impianto MPPT nel suo insieme). La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è stata stimata utilizzando i dati messi a disposizione dal portale europeo dell'istituto di Energia e Trasporti.

Le simulazioni relative ai dati di irraggiamento globale sui pannelli ed alla producibilità dell'impianto sono riportati in allegato alla presente relazione.

6. Dimensionamento dell'impianto

L'impianto sarà di tipo "Grid Connected", la potenza totale installata sarà di 19,50kWp ottenuta a partire da 52 moduli in silicio cristallino ciascuno con potenza paria a 375Wp.

La superficie occupata sarà di circa 100m². L'impianto si comporrà di 2 sezioni, una composta da 2 stringhe di 26 pannelli.

6.1. Pannelli

Si propone l'installazione di pannelli tipo in silicio monocristallino; a partita di area sarà possibile installare un campo fotovoltaico caratterizzato da potenza di picco maggiore.

Monocrystalline Photovoltaic Module »

MEPV 120 HALF-CUT

STANDARD - BLACK - ZEBRA »
360 / 365 / 370 / **375 W**



QUALITY »



25 YEARS
KNOW
HOW
SINCE
1997



WARRANTIES »

15 YEARS PRODUCT WARRANTY
25 YEARS PERFORMANCE WARRANTY
Linear Warranty

PREMIUM WARRANTY
for Premium Partners

+5
YEARS

CERTIFICATES »



TECHNICAL FEATURES »

Eurener_MEPV 120_HALF-CUT_360-375W_9BB_2021EN

FRAME

Black / Silver anodized aluminium 0,015 mm
Robust and resistant to corrosion
Grounding holes. (For more information please contact our sales team)

CONNECTION BOX



Sealed, robust and wide for heat dissipation
IP67/IP68 according to IEC 60529
Diodes by-pass built-in (3/6) - Schottky by pass
Connector MC4 or compatible
Cables 300/900 mm (±0,1 m) length and 4 mm² section
Fire Class I approval (UNI 9177)

FRONTAL

3.2 mm thick tempered glass with high strength and ARC
Textured, extra-clear with low iron content
Frontal load (snow) 5.400 Pa | Back load (wind) 2.400 Pa

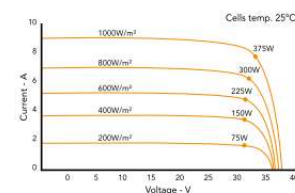
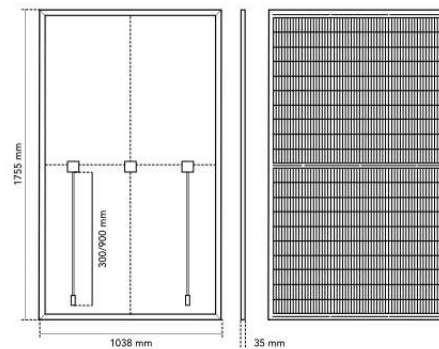
SOLAR CELLS

120 [2x(10x6)] cells monocrystalline silicon. Available in:

Squared cells  Cut cells 

WEIGHT, DIMENSIONS AND PACKAGING

19,2 Kg | 1755 x 1038 x 35 mm (+/-1%) | Pack: 832 pcs-truck



ELECTRIC DATA »

| STANDARD - BLACK - ZEBRA | MEPV 360 | MEPV 365 | MEPV 370 | MEPV 375 |
|--|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Dimensions | 1755 x 1038 x 35 mm | 1755 x 1038 x 35 mm | 1755 x 1038 x 35 mm | 1755 x 1038 x 35 mm |
| Nominal power. P _{mp} | 360 W | 365 W | 370 W | 375 W |
| Tolerance. P _{mp} | 0 / +5 W | 0 / +5 W | 0 / +5 W | ±1 W |
| Area of the module | 1,82 m ² | | | |
| Module efficiency | 19,78 % | 20,05 % | 20,33 % | 20,60 % |
| I _{sc} | 11,20 A | 11,28 A | 11,37 A | 11,46 A |
| V _{oc} | 40,90 V | 41,10 V | 41,30 V | 41,50 V |
| I _{mp} | 10,69 A | 10,77 A | 10,86 A | 10,95 A |
| V _{mp} | 33,68 V | 33,89 V | 34,08 V | 34,28 V |
| Maximum voltage | 1.000 - 1.500 V | | | |
| Maximum series fuse rating. I _r | 20 A | | | |
| α I _{sc} | 0,04 % / °C | | | |
| β V _{oc} | - 0,29 % / °C | | | |
| γ P _{max} | - 0,37 % / °C | | | |
| Temperature range | - 40°C ~ + 85 °C | | | |
| NOCT Nominal Operating Cell Temperature | 42 ± 2 °C | | | |

NOTE: Read the instruction manual of this product and follow the indications STC. Values are valid for: 1000W/m², AM 1.5 and cells temperature of 25°C. Measurement tolerance +/-3% (AAA Solar simulation IEC 60904-9). All the information of this brochure may be amended without notice by Eurener.
Eurener_MEPV 120_HALF-CUT_360-375W_9BB_EN_APR2021

Please contact us » www.eurenergroupp.com

contact@eurenerworld.com
+34 960 045 515

Calle Colón, 1-23
46004, Valencia. Spain

More than energy!

"More than energy" means being able to generate electricity in a clean and respectful way and to integrate photovoltaics with the least visual impact...

6.2. Inverter

Sarà adoperato un inverter trifase caratterizzato da due ingressi MPPT, uno per ciascuna sezione dell'impianto, con 4 coppie di ingresso per ciascun MPPT. La potenza complessiva pari o superiore 20 kWp in modo da poter prevedere future espansioni del campo fotovoltaico.

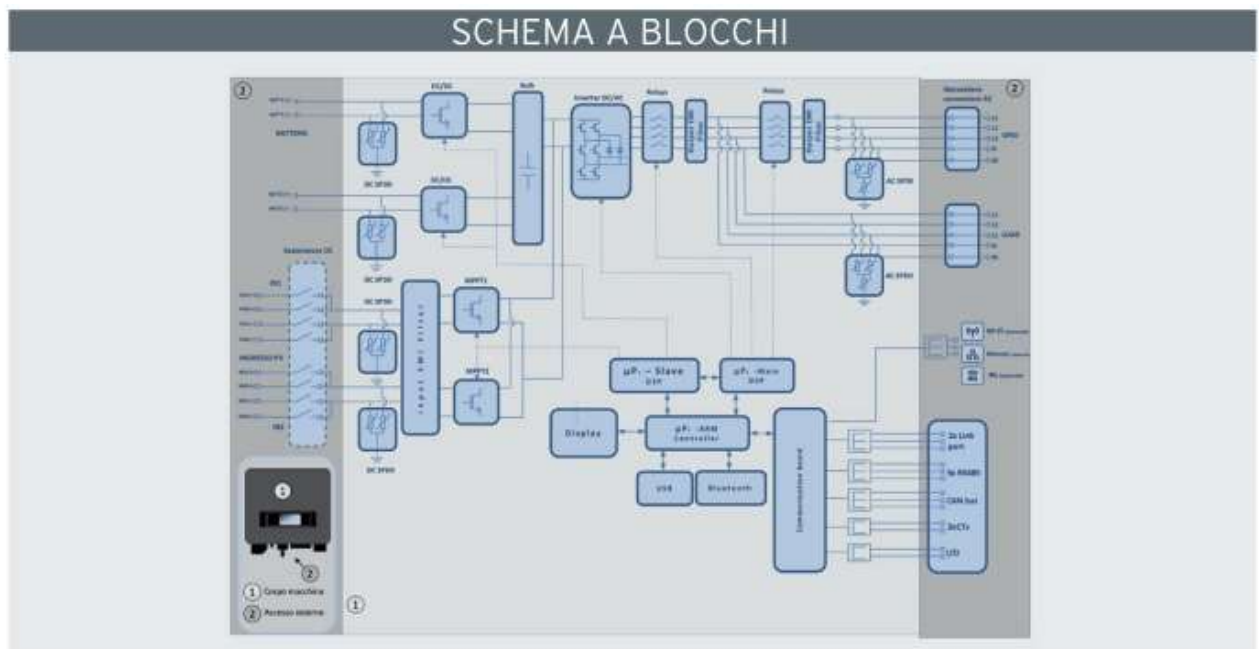
L'inverter proposto sarà un inverter ZUCCHETTI AZZURRO 3PH HYD20000 ZSS con potenza nominale in ingresso lato dc link pari a 30 kW a fronte dei 19,50 kW del campo fotovoltaico. In tal

modo, vista anche la tipologia di configurazione delle porte dell'inverter, sarà possibile una futura espansione dell'impianto fotovoltaico stesso.

L'inverter presenta 2 MPPT indipendenti equipaggiati con dedicati algoritmi di controllo dinamico. Ciascuna porta MPPT presenta 4 coppie di ingresso per il collegamento in DC. In tal modo è possibile frazionare il campo fotovoltaico e collegare ogni stringa ad una porta con il vantaggio di massimizzare al massimo la produzione di ciascuna stringa e quindi dell'intero impianto fotovoltaico.

L'inverter consente di poter controllare in modo dinamico l'immissione in rete e di poter gestire la potenza reattiva scambiata dall'impianto fotovoltaico in modo da poter evitare sanzioni o distacchi da parte del distributore pubblico di energia elettrica.

L'inverter presenta la possibilità di collegamento tramite wireless e/o tramite due porte Ethernet in modo da poter essere configurato, monitorato e controllato in modo semplice rapido ed efficiente, da qualsiasi dispositivo tramite protocollo di comunicazione standard Modbus (RTU/TCP) conforme a SUNSPEC. Tale sistema consente di monitorare in real-time lo stato dell'impianto e di avere contezza dell'energia prodotta dallo stesso.



Progetto nuovo impianto fotovoltaico da 19,50 kWp – Casa Comunale comune di Santa Elisabetta (AG)

| DATI TECNICI | | 3PH HYD10000 ZSS | 3PH HYD15000 ZSS | 3PH HYD20000 ZSS |
|---|-------------------|---|--------------------|--------------------|
| Dati tecnici ingresso DC (fotovoltaico) | | | | |
| Potenza DC Tipica* | | 15000W | 22500W | 30000W |
| Massima Potenza DC per ogni MPPT | | 7500W (300V-850V) | 11250W (450V-850V) | 15000W (600V-850V) |
| N. MPPT indipendenti/ N. stringhe per MPPT | | | 2/2 | |
| Tensione massima di ingresso | | | 1000V | |
| Tensione di attivazione | | | 250V | |
| Tensione nominale di ingresso | | | 600V | |
| Intervallo MPPT di tensione DC | | | 180V-960V | |
| Intervallo di tensione DC a pieno carico | | 220V-850V | 350V-850V | 450V-850V |
| Massima corrente in ingresso per ogni MPPT | | | 25A/25A | |
| Massima corrente assoluta per ogni MPPT | | | 30A/30A | |
| Dati tecnici collegamento batterie | | | | |
| Tipo di batteria compatibile | | Ioni di litio (fornite da Zucchetti) | | |
| Intervallo di tensione ammessa | | 180V-750V | | |
| Numero di canali batteria indipendenti | | 2 canali batteria HV (configurabili come indipendenti o in parallelo) | | |
| Massima potenza di carica/scarica | 10000W | 15000W | | |
| Range di temperatura ammesso** | | -10°C/+50°C | | |
| Massima corrente di carica per canale batteria | | 25A (35A di picco per 60s) | | |
| Massima corrente di scarica per canale batteria | | 25A (35A di picco per 60s) | | |
| Curva di carica | | Gestita da BMS batteria | | |
| Profondità di scarica (DoD) | | 0%-90% (programmabile) | | |
| Uscita AC (lato rete) | | | | |
| Potenza nominale | 10000W | 15000W | 20000W | |
| Potenza massima | 11000VA | 16500VA | 22000VA | |
| Massima corrente | 16A | 24A | 32A | |
| Tipologia connessione/Tensione nominale | | Trifase 3/N/PE, 220/380, 230/400 | | |
| Intervallo di tensione AC | | 184V~276V (in accordo con gli standard locali) | | |
| Frequenza nominale | | 50Hz/60Hz | | |
| Intervallo di frequenza AC | | 45Hz~55Hz / 55Hz~65Hz (in accordo con gli standard locali) | | |
| Distorsione armonica totale | | <3% | | |
| Fattore di potenza | | 1 default (programmabile +/- 0,8) | | |
| Limitazione immissione in rete | | Programmabile da display | | |
| Uscita EPS (Emergency Power Supply) | | | | |
| Potenza erogata in EPS*** | 10000W | 15000W | 20000W | |
| Potenza apparente di picco in EPS*** | 20000VA per 60s | 22000VA per 60s | 22000VA per 60s | |
| Tensione e frequenza uscita EPS | | Trifase 230V/400V 50Hz | | |
| Corrente erogabile in EPS (di picco) | 16A (30A per 60s) | 24A (32A per 60s) | 32A (33A per 60s) | |
| Distorsione armonica totale | | 3% | | |
| Switch time | | <20ms | | |
| Efficienza | | | | |
| Efficienza massima | | 98.2% | | |
| Efficienza peseta (EURO) | | 97.7% | | |
| Efficienza MPPT | | 99.9% | | |
| Massima efficienza di carica/scarica delle batterie | | 97.8% | | |
| Consumo in stand-by | | <15W | | |
| Protezioni | | | | |
| Protezione di interfaccia interna | si | | no | |
| Protezioni di sicurezza | | Anti islanding, RCMU, Ground Fault monitoring | | |
| Protezione da inversione di polarità DC | | si | | |
| Sezionatore DC | | integrato | | |
| Protezione da surriscaldamento | | si | | |
| Categoria Sovratensione/Tipo di protezione | | Overvoltage Category III / Protective class I | | |
| Scaricatori integrati | | AC/DC MOV: Tipo 2 standard | | |
| Protezione da sovracorrenti in uscita | | si | | |
| Soft Start Batteria | | si | | |
| Standard | | | | |
| EMC | | EN61000-1, EN61000-3 | | |
| Safety standard | | IEC62109-1, IEC62109-2, NB-T32004/IEC62040-1 | | |
| Standard di connessione alla rete | | Certificati e standard di connessione disponibili su www.zcsazzurro.com | | |
| Comunicazione | | | | |
| Interfacce di comunicazione | | Wi-Fi/4G/Ethernet (opzionali), RS485 (protocollo proprietario), USB , CAN 2.0 (per collegamento con batterie), Bluetooth | | |
| Altri ingressi | | Linea RS485 per Meter esterni (fino a 4 meter collegabili), 6 input digitali (5V TTL), connessione per sensori diretti (CT) | | |
| Dati Generali | | | | |
| Intervallo di temperatura ambiente ammesso | | -30~60 °C | | |
| Topologia | | Transformerless | | |
| Grado di protezione ambientale | | IP65 | | |
| Intervallo di umidità relativa ammesso | | 0~100% | | |
| Massima altitudine operativa | | 4000m | | |
| Rumorosità | | <45 dB @ 1m | | |
| Peso | | 37Kg | | |
| Raffreddamento | | Convezione forzata | | |
| Dimensioni (H*L*P) | | 515mm*571mm*264mm | | |
| Display | | LED display e APP | | |
| Garanzia | | 10 anni | | |

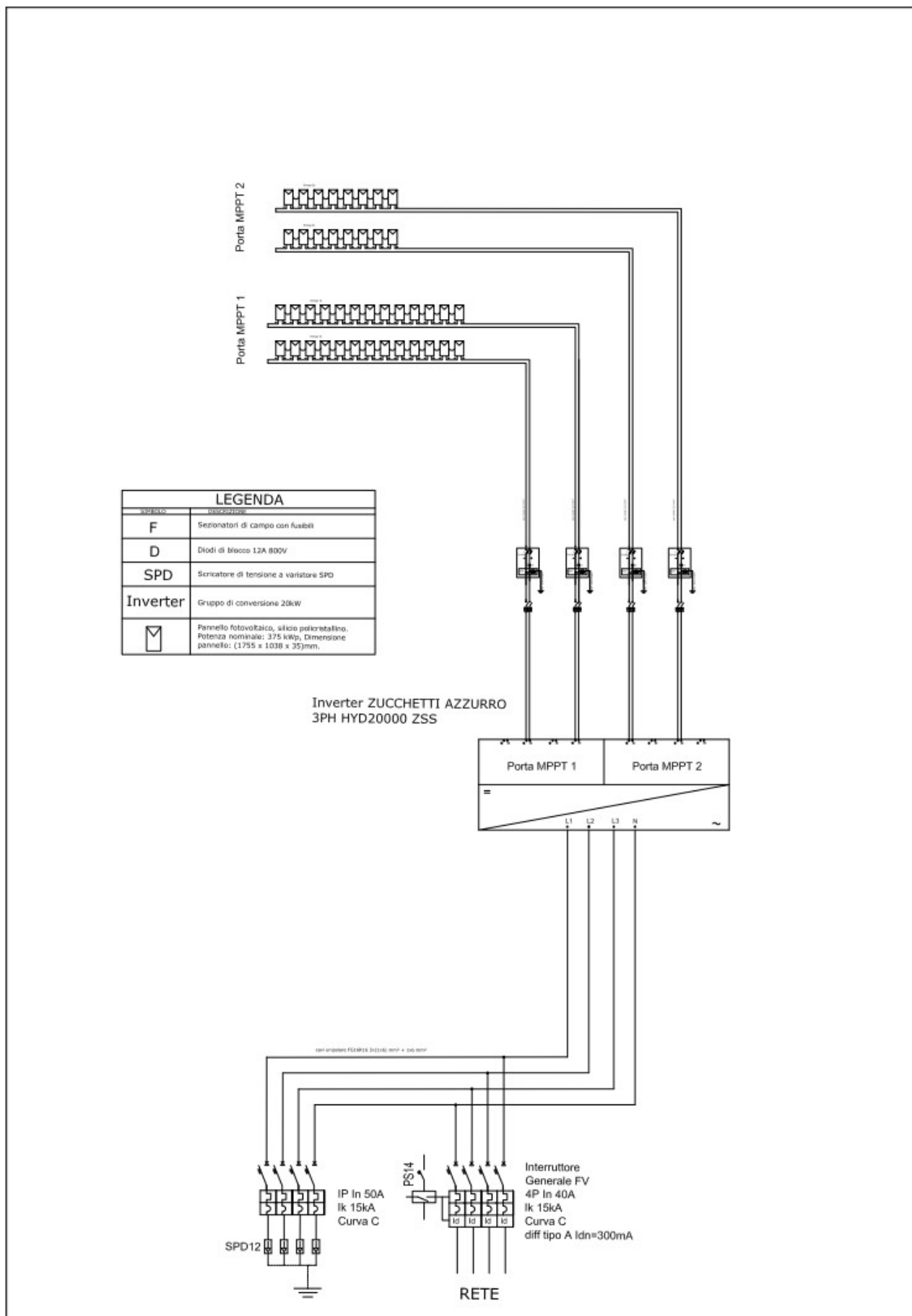
* La potenza DC tipica non rappresenta un limite massimo di potenza applicabile. Il configuratore online disponibile sul sito www.zcsazzurro.com fornirà le possibili configurazioni applicabili

** Valore standard per batterie al litio; massima operatività tra +10°C/+40°C

*** La potenza erogata in EPS dipende dal numero e dal tipo di batterie nonché dallo stato del sistema (capacità residua, temperatura)

7. Layout impianto fotovoltaico

I pannelli fotovoltaici saranno connessi in modo da ottenere 2 diverse sezioni, ciascuna sezione si comporrà di una stringa da 10 pannelli in silicio monocristallino da 400Wp e si attesterà su un MPPT dell'inverter in modo da massimizzare la produzione.



Ciascuna stringa è connessa ad una porta delle disponibili di ciascun MPPT mediante apposita linea elettrica in modo da garantire l'esercizio in sicurezza dell'impianto e da massimizzare, per ciascuna stringa, la producibilità di energia.

Il numero di pannelli fotovoltaici per ciascuna stringa è stato determinato considerando le caratteristiche elettriche dei pannelli e dell'inverter che si andranno ad installare, di seguito si riportano i calcoli relativi ai parametri elettrici per ciascuna stringa e per ciascuna sezione dell'impianto:

| | | n. | P pannello [Wp] | P stringa [Wp] | V pannello [V] | V _{oc} [V] | V _{dc} [V] | V _{dc oc} [V] | I stringa [A] | I _{sh} [A] |
|-------|------------|-----------|-----------------------|----------------------|----------------------|------------------------|------------------------|---------------------------|------------------|------------------------|
| MPPT1 | Stringa 1a | 13 | 375,00 | 4.875,00 | 33,68 | 40,90 | 437,84 | 531,70 | 10,69 | 11,46 |
| | Stringa 1b | 13 | 375,00 | 4.875,00 | 33,68 | 40,90 | 437,84 | 531,70 | 10,69 | 11,46 |
| | | 26 | | 9.750,00 | | | | | 21,38 | 22,92 |
| MPPT2 | Stringa 2a | 13 | 375,00 | 4.875,00 | 33,68 | 40,90 | 437,84 | 531,70 | 10,69 | 11,46 |
| | Stringa 2b | 13 | 375,00 | 4.875,00 | 33,68 | 40,90 | 437,84 | 531,70 | 10,69 | 11,46 |
| | | 26 | | 9.750,00 | | | | | 21,38 | 22,92 |

8. Calcolo Elettrico lato DC

Ciascuna stringa sarà connessa all'inverter tramite l'utilizzo di cavi solari con sezione minima pari a 2,5 mm² e U₀ non inferiore a 1000V, posati in modo staffato, anche entro canalizzazione di tipo RK15. Ogni linea sarà dotata di dispositivi multicontact protetti con fusibili da 16A ed equipaggiati con diodo atto ad impedire circolazioni inverse di corrente; inoltre sono previsti SPD per la protezione da eventuali sovratensioni. Per ciascun campo FV, sarà installato un apposito quadro di campo contenente gli interruttori magnetotermici a protezione delle linee di collegamento tra campo FV ed inverter. Tali interruttori avranno I_n = 10A e I_k non inferiore a 4,5kA.

Di seguito si riporta il calcolo elettrico relativo alle perdite di energia e relativo alla caduta di tensione massima che possono verificarsi per le linee:

| | | sezione cavo [mmq] | R [hom/km] | l [m] | DV [V] | DV % | DP [W] | DP % |
|-------|------------|-----------------------|---------------|-------|--------|-------|---------------|--------------|
| MPPT1 | Stringa 1a | 2,50 | 13,70 | 30,00 | 8,79 | 2,01% | 93,93 | 1,93% |
| | Stringa 1b | 2,50 | 13,70 | 30,00 | 8,79 | 2,01% | 93,93 | 1,93% |
| | | | | | | | 187,87 | 1,93% |
| MPPT2 | Stringa 2a | 2,50 | 13,70 | 30,00 | 8,79 | 2,01% | 93,93 | 1,93% |
| | Stringa 2b | 2,50 | 13,70 | 30,00 | 8,79 | 2,01% | 93,93 | 1,93% |
| | | | | | | | 187,87 | 1,93% |

La massima caduta di tensione, per entrambi i campi fotovoltaici risulta essere inferiore al valore convenzionale del 3%; analogo dato si desume per le massime perdite ammissibili su ciascuna linea inferiori al 2%.

9. Calcolo Elettrico lato AC

A valle degli inverter vi sarà la linea elettrica alternata trifase con tensione nominale pari a 400/230 V che conetterà l'impianto fotovoltaico al quadro generale dell'impianto e quindi alla rete di bassa tensione proveniente dalla distribuzione pubblica.

La linea in uscita dall'inverter sarà protetta, da cortocircuiti e sovraccarichi, con interruttore magnetotermico avente $I_n = 40A$ in curva C, $I_k = 15kA$ e blocco differenziale accoppiato con $I_{dn}=300mA$ in classe A, mentre la protezione generale avverrà a mezzo di interruttore magnetotermico generale avente $I_n = 50A$ e $I_k = 15kA$.

I cavi di connessione tra inverter e punto di connessione con la rete dovranno essere di tipo unipolare con guaina, di tipo FG16R16 o equivalenti (isolamento in EPR) per posa libera o entro tubazione a vista di tipo RK, con sezione di fase, neutro e protezione non inferiore a $10mm^2$.

Si riporta di seguito il calcolo relativo al dimensionamento della linea:

| P [kW] | I [A] | S [mmq] | R [ohm/km] | X [ohm/km] | L [m] | DV [V] | DP [kW] |
|--------|-------|---------------|------------|------------|-------|--------|---------|
| 20 | 30,42 | 3x(1x6)+(1x6) | 1,910 | 0,135 | 100 | 9,77 | 0,31 |
| | | | | | | 2,44% | 0,74% |

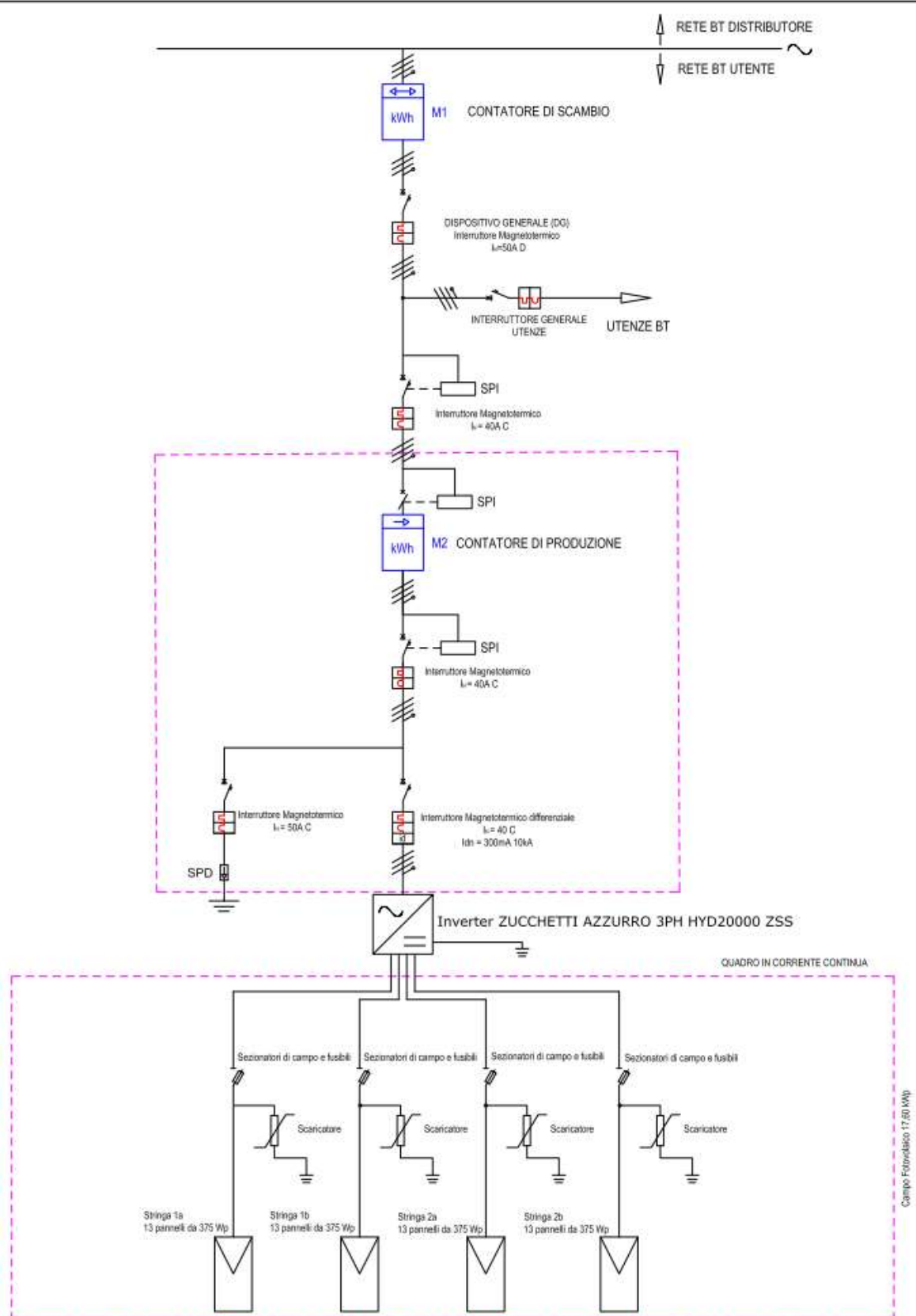
La caduta di tensione sul tratto di collegamento da inverter a quadro generale, ipotizzando in via precauzionale una lunghezza pari a 100m, ammonta a meno del 3% della V_n .

10. Disposizioni finali

In accordo alle disposizioni del DM 37/08, non oltre il trentesimo giorno dall'ultimazione dei lavori, l'impresa esecutrice dovrà rilasciare la dichiarazione di conformità degli impianti completa di:

- documentazione finale d'impianto, incluso il presente progetto;
- relazione contenente i risultati delle verifiche finali effettuate sugli impianti, redatta in conformità alle norme vigenti;
- elenco dei materiali utilizzati;
- copia del certificato di iscrizione alla camera di commercio da cui risulta il possesso dei requisiti tecnico-professionali.

SCHEMA ELETTRICO UNIFILARE





PVGIS-5 stima del rendimento energetico FV:

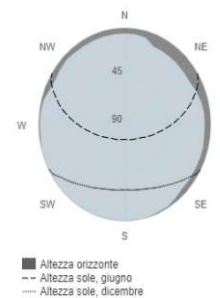
Valori inseriti:

Lat./Long.: 37.431, 13.559
 Orizzonte: Calcolato
 Database solare: PVGIS-SARAH
 Tecnologia FV: Silicio cristallino
 FV installato: 19.5 kWp
 Perdite di sistema: 14 %

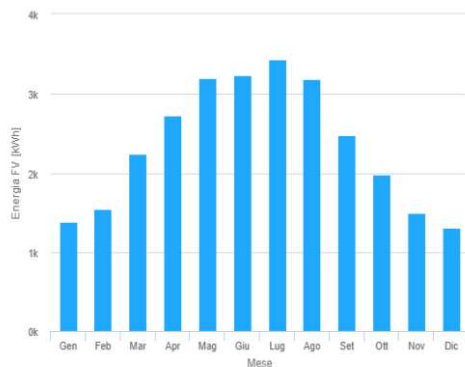
Output del calcolo

Angolo inclinazione: 10 °
 Angolo orientamento: 15 °
 Produzione annuale FV: 28214.97 kWh
 Irraggiamento annuale: 1931.62 kWh/m²
 Variazione interannuale: 443.30 kWh
 Variazione di produzione a causa di:
 Angolo d'incidenza: -3.03 %
 Effetti spettrali: 0.61 %
 Temperatura e irradianza bassa: -10.71 %
 Perdite totali: -25.09 %

Grafico dell'orizzonte:



Energia prodotta dal sistema FV fisso fisso:



Irraggiamento mensile sul piano fisso:



Energia FV ed irraggiamento mensile

| Mese | E_m | H(i)_m | SD_m |
|-----------|--------|--------|-------|
| Gennaio | 1377.8 | 87.4 | 121.2 |
| Febbraio | 1541.7 | 98.2 | 196.8 |
| Marzo | 2241.1 | 146.0 | 171.8 |
| Aprile | 2724.7 | 182.7 | 174.9 |
| Maggio | 3208.4 | 222.2 | 133.6 |
| Giugno | 3244.4 | 231.9 | 134.1 |
| Luglio | 3437.6 | 249.6 | 92.4 |
| Agosto | 3187.2 | 229.8 | 108.8 |
| Settembre | 2476.8 | 171.3 | 102.7 |
| Ottobre | 1976.7 | 132.2 | 76.1 |
| Novembre | 1491.2 | 96.7 | 138.5 |
| Dicembre | 1307.5 | 83.6 | 131.4 |

E_m: Media mensile del rendimento energetico dal sistema scelto [kWh].

H(i)_m: Media mensile di irraggiamento al metro quadro sui moduli del sistem scelto [kWh/m²].

SD_m: Variazione standard del rendimento mensile di anno in anno [kWh].

La Commissione europea gestisce questo sito per offrire al pubblico un più ampio accesso alle informazioni sulle sue iniziative e le politiche dell'Unione europea in generale. L'obiettivo è quello di fornire informazioni esatte e aggiornate. Qualsiasi errore portato alla nostra attenzione sarà prontamente corretto.

La Commissione declina, tuttavia, qualsiasi responsabilità per quanto riguarda le informazioni ottenute consultando questo sito, tali informazioni:

- i) sono esclusivamente di carattere generale e non intendono fare riferimento a circostanze specifiche relative ad alcun individuo o entità;
- ii) non sono necessariamente esaurienti, complete, corrette o aggiornate;
- iii) sono talvolta legate a siti esterni sui quali i servizi della Commissione non hanno alcun controllo e per le quali la Commissione non si assume alcuna responsabilità;
- iv) non costituiscono un parere di tipo professionale o legale (per una consulenza specifica, è sempre necessario rivolgersi ad un professionista abilitato).

Joint
Research
Centre

PVGIS ©Unione Europea, 2001-2021.

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Dati mensili di irraggiamento 2021/12/15