



Progettazioni e consulenze impianti
 Building Automation – Domotica
 ESCo Certificata UNI CEI 11352:2014
 Via Venezia, 195 – PARMA
 Tel: 0521-270454 Fax 0521 – 783313

CLIENTE:

MODENGAS srl
 via Marx 160 – 41012 Carpi (MO)

OGGETTO:

IMPIANTI FOTOVOLTAICI SU COPERTURA

“METANO” di Pmod max 150 kWp

“LAVAGGIO” di Pmod max 95 kWp

Progetto Preliminare

RELAZIONE TECNICA

SERVIZIO: ENERGIA	COMMESSA N	0	5	7	2	2			ELABORATO	IE relprel	SCALA:-
----------------------	------------	---	---	---	---	---	--	--	-----------	-------------------	---------

ESTENSORE:

Per. Ind. Roberto Capra
 Collegio Periti Industriali di Reggio Emilia
 Iscrizione Albo n° 988



B					
A	15 Giugno 2022	EMISSIONE	CAPRA	CAPRA	
	DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	CONTROLLATO	APPROVATO

Sommario

1.	SCOPI E FINALITÀ.....	3
2.	CLASSIFICAZIONE DEL LUOGO	3
3.	CLASSIFICAZIONE SISTEMA ELETTRICO.....	3
4.	PRINCIPALI NORME E DIRETTIVE DI RIFERIMENTO	4
5.	DESCRIZIONE GENERALE DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA	6
6.	DESCRIZIONE IMPIANTI DA REALIZZARE	6
7.	QUADRI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE	11
8.	PRESCRIZIONI TECNICHE DEI COMPONENTI E MODALITA' ESECUTIVE.....	13
9.	PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI	15
10.	PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI.....	15
11.	MATERIALI.....	15
12.	VERIFICHE.....	16
13.	CALCOLI PROGETTUALI IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	17

1. SCOPI E FINALITÀ

La relazione che segue, ha lo scopo di fornire le indicazioni generali per la realizzazione degli impianti fotovoltaici in conformità alle norme CEI e a quanto previsto dal decreto 37/08 del 22 gennaio 2008. Insieme alla planimetria dell'installazione, costituisce la documentazione preliminare prevista appunto dal decreto 37/08, per gli impianti elettrici con obbligo di progettazione, come in questo caso. Al termine dell'opera la ditta installatrice dovrà fornire dichiarazione di conformità al progetto come previsto dall'art. 7, stilata come da allegato I, come ampliamento di impianto esistente.

Per una migliore comprensione del progetto dovranno essere consultati insieme alla presente anche gli allegati tecnici specificatamente predisposti:

- tav. 1 Schema elettrico;
- tav. 2 Planimetria, pianta e sezione.

Gli impianti verranno realizzati sulla copertura del fabbricato esistente denominato 1 "metano" e sulla copertura di un edificio che dovrà essere realizzato, denominato 2 "Lavaggio".

La connessione alla rete elettrica pubblica sarà realizzata utilizzando 2 contatori POD esistenti.

2. CLASSIFICAZIONE DEL LUOGO

Gli edifici sulla cui copertura vengono realizzati gli impianti fotovoltaici sono soggetti al controllo di Prevenzione Incendi in base al DPR 01/08/2011 n°151.

3. CLASSIFICAZIONE SISTEMA ELETTRICO

Sistema di I categoria senza propria cabina di trasformazione, sistema TT, di cui :

- Fornitura Impianto 1 400V 3P+N potenza disponibile 100 kW, POD IT001E48096852.
- Fornitura Impianto 2 400V 3P+N potenza disponibile 87,5 kW, POD IT001E40232574.

4. PRINCIPALI NORME e DIRETTIVE DI RIFERIMENTO

CEI 64-8/1-7 2012 "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua"

CEI 11-17 "Impianti di produzione trasporto e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo."

CEI 64-12 - Class. CEI 64-12 - CT 64 - Fascicolo 9959 - Anno 2009 - Edizione Seconda - Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario

CEI EN 61439-1 - Class. CEI 17-113 - CT 121 - Fascicolo 11782 - Anno 2012 - Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali

CEI EN 61439-2 - Class. CEI 17-114 - CT 121 - Fascicolo 11783 - Anno 2012 - Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT). Parte 2: Quadri di potenza

CEI EN 61439-3 - Class. CEI 17-116 - CT 121 - Fascicolo 12607 - Anno 2012 - Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)

CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1) "Protezione delle strutture contro i fulmini. Parte 1: Principi Generali". Anno 2013;

CEI EN 62305-2 (CEI CEI 81-10/2) "Protezione delle strutture contro i fulmini. Parte 2: Gestione del rischio". Anno 2013;

UNI EN 1838 "Illuminazione di emergenza"

EN 12464-1:2011 "Luce e Illuminazione – Illuminazione dei posti di lavoro – Parte 1: Posti di lavoro Interni"

DIRETTIVA BASSA TENSIONE Direttiva 2014/35/UE

DIRETTIVA COMPATIBILITA' ELETTRICITÀ Direttiva 2014/30/UE

Per l'impianto Fotovoltaico le normative e le leggi di riferimento sono:

- norme CEI/IEC per la parte elettrica convenzionale;
- CEI 82-25 "Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione";
- norme CEI/IEC e/o JRC/ESTI per i moduli fotovoltaici; in particolare, la CEI EN 61215 per moduli al silicio cristallino e la CEI EN 61646 per moduli a film sottile;
- conformità al marchio CE per i moduli fotovoltaici e per il convertitore c.c./c.a.;
- UNI 10349, Atlante Europeo della Radiazione Solare o dai valori della radiazione solare globale, al livello del suolo, su superficie orizzontale, estratti dalle mappe ricavate dall'ENEA usando immagini satellitari di copertura nuvolosa. Le mappe ricavate dall'ENEA hanno una risoluzione spaziale di 2.5 km x 2.5 km circa e sono relative alla media quinquennale 1995-1999; per il dimensionamento del campo fotovoltaico;
- UNI/ISO per le strutture meccaniche di supporto e di ancoraggio dei moduli fotovoltaici.

Si richiamano, inoltre, le norme EN 60439-1 e IEC 439 per quanto riguarda i quadri elettrici, le norme CEI 110-31 e le CEI 110-28 per il contenuto di armoniche e i disturbi indotti sulla rete dal convertitore c.c./c.a., le norme CEI 110-1, le CEI 110-6 e le CEI 110-8 per la compatibilità elettromagnetica (EMC) e la limitazione delle emissioni in RF.

Circa la sicurezza e la prevenzione degli infortuni, si ricorda:

- il Testo Unico della sicurezza DLgs 81/08 del 09/04/2008 e successive modificazioni e integrazioni, per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- il DM 37/08 e successive modificazioni e integrazioni, per la sicurezza elettrica.

Per quanto riguarda il collegamento alla rete e l'esercizio dell'impianto, le scelte progettuali devono essere conformi alle seguenti normative e leggi:

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

Per quanto riguarda gli aspetti fiscali, lo scambio e il ritiro dell'energia elettrica prodotta, le scelte progettuali devono essere conformi alle seguenti normative e leggi:

- legge 133/99, articolo 10, comma 7, per gli aspetti fiscali: il comma prevede che l'esercizio di impianti da fonti rinnovabili di potenza non superiore a 20 kW, anche collegati alla rete, non è soggetto agli obblighi della denuncia di officina elettrica per il rilascio della licenza di esercizio e che l'energia consumata, sia autoprodotta che ricevuta in conto scambio, non è sottoposta all'imposta erariale e alle relative addizionali;
- deliberazione ARG/elt 99/08 – Versione integrata e modificata dalle deliberazioni ARG/elt 179/08, 205/08, 130/09, 125/10 e 51/11. Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione. Testo integrato delle connessioni attive – TICA;
- deliberazione n. 74/08 – – Versione integrata e modificata dalle deliberazioni ARG/elt 184/08, 1/09, 186/09, 127/10 e 226/10 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per gli aspetti tariffari: l'utente può optare per il regime di scambio dell'energia elettrica con il Gestore Servizi Elettrici GSE spa; in tal caso, per gli impianti fotovoltaici con potenza nominale non superiore a 200 kW si applica il Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP);
- 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 e del comma 41 della legge 23 Agosto 2004 n°239. 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

5. DESCRIZIONE GENERALE DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA

I contatori dell'ente distributore e gli interruttori generali DG1 e DG2 sono collocati in apposito manufatto esterno alle strutture, mentre i quadri generali QGBT1 e QGBT2 sono collocati all'interno degli edifici in locali appositamente dedicati.

Nei quadri QGBT1/2 dovranno essere installati gli interruttori magnetotermici differenziali su cui dovranno attestarsi la nuove linea di alimentazione dei quadri di interfaccia degli impianti fotovoltaici QPI1 e QPI2.

6. DESCRIZIONE IMPIANTI DA REALIZZARE

Gli interventi sull'impianto elettrico riguardano la realizzazione di 2 impianti fotovoltaici con potenza di picco rispettivamente 150 kWp "metano" e 95 kW "Lavaggio".

Descrizione Impianto FOTOVOLTAICO

Nel progetto preliminare si presume che l'impianto fotovoltaico 1 sia costituito da 378 moduli del tipo monocristallino di potenza 400Wp cadauno installati sulla copertura dell'edificio esistente e che l'impianto fotovoltaico 2 sia costituito da 231 moduli del tipo monocristallino di potenza 400Wp cadauno installati sulla copertura dell'edificio "lavaggio" che verrà costruito.

I conduttori costituenti le stringhe dovranno scendere in esterno all'interno di tubazioni appositamente dedicate sino agli inverter DC/AC da collocarsi all'esterno degli edifici ricadenti nelle attività soggette al controllo di Prevenzione Incendi in base al DPR 01/08/2011 n°151.

Dal lato AC dell'inverter si dovrà prevedere la posa di linee costituite da cavi FG16OR16 sino ai quadri di interfaccia QPI1/2, per procedere attraverso i contatori dell'energia prodotta M2.1 e M2.2 e in polifora interrata sino ai quadri QG1/2 della Modengas srl.

Cavi elettrici e di cablaggio

Il cablaggio elettrico avverrà per mezzo di cavi con conduttori isolati in rame con le seguenti prescrizioni:

- lato CC: tipo H1Z2Z2-K, chiaramente identificato dalla colorazione della guaina del positivo in "rosso" e del negativo in "nero", connessioni dovranno essere realizzate con connettori tipo Multicontact;
- lato CA: tipo FG16OR16 nel tratto tra inverter e quadri.

Le sezioni dei conduttori saranno dimensionate in modo che la caduta di potenziale venga contenuta entro il 0,5% del valore misurato da qualsiasi modulo posato al gruppo di conversione e del 2% sino al quadro generale.

Prestazioni e Garanzie

La quantità di energia elettrica producibile sarà calcolata sulla base dei dati radiometrici di cui alla norma UNI 10349, o dell'Atlante Europeo della Radiazione Solare PVGIS, o dai dati satellitari raccolti da ENEA

dal 1995 al 1999 e utilizzando i metodi di calcolo illustrati nella norma UNI 8477-1. Il calcolo dell'energia prodotta verrà effettuato con il software scientifico PVSYST. Gli impianti verranno progettati con componenti che assicurino l'osservanza delle prestazioni in potenza previste dalla guida CEI 82-25 V1 art. 15.9.4.2 in fase di avvio dell'impianto:

$$PR_p = \frac{P_{ca}}{P_{ca_producibile_}(G_p, P_n, T_{cell})} = \frac{P_{ca}}{R_{fv2} \times \frac{G_p \times P_n}{G_{stc}}} > \begin{cases} 0,78 & (se P_{inv} \leq 20 kW) \\ 0,8 & (se P_{inv} > 20 kW) \end{cases}$$

dove:

- **PR_p** indice di prestazione che evidenzia l'effetto complessivo delle perdite sulla potenza generata in corrente alternata dall'impianto fotovoltaico, dovute allo sfruttamento incompleto dell'irraggiamento solare, al rendimento di conversione dell'inverter e alle inefficienze o guasti dei componenti (inclusi il disaccoppiamento fra le stringhe e gli eventuali ombreggiamenti sui moduli);
- **P_{ca}** potenza attiva (in kW) prodotta in corrente alternata dall'impianto fotovoltaico, con incertezza non superiore al 2%;
- **P_n** potenza nominale (in kWp) del generatore fotovoltaico, determinata come somma delle singole potenze dei moduli;
- **G_p** irraggiamento solare globale (in W/m²) misurato sul piano dei moduli con incertezza di misura del sensore solare non superiore al 3%;
- **G_{stc}** irraggiamento solare in STC (pari a 1000 W/m²) misurato sul piano dei moduli con incertezza di misura del sensore solare non superiore al 3%.

Tali condizioni devono essere verificate per I > 600 W/m².

MISURE DI PROTEZIONE DAI RISCHI ELETTRICI

Protezione Contatti Indiretti

Il progetto prevede l'utilizzo di inverter di stringa non dotati di trasformatore di separazione. Il sistema elettrico lato rete sarà TT.

I componenti sul lato DC dell'inverter (**pannelli, quadri** di campo, cavi, ecc.) saranno in classe II, quindi non dovrebbero essere collegati all'impianto di terra. Si è previsto in ogni caso di prevedere il collegamento a terra dei telai e delle cornici per permettere il funzionamento del dispositivo di controllo dell'isolamento. Per la protezione del lato AC dei convertitori dovranno essere previsti interruttori differenziali tipo A.

Si segnala inoltre che tutti i quadri e le scatole dell'impianto lato cc devono riportare un avviso che indica la presenza di parti attive anche dopo l'apertura dei dispositivi di sezionamento dell'inverter

Misure di Protezione dal Rischio Incendio

Il 26 Marzo 2010 il Dipartimento dei Vigili del Fuoco del Soccorso Pubblico e della Difesa Civile ha emesso la "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" nelle attività soggette al controllo dei vigili del fuoco e il 07 Febbraio 2012 ha emesso l'edizione 2012.

A seguire un sunto di quanto indicato nella guida stessa:

Si segnala che la mera installazione di un impianto fotovoltaico, ove non modifichi il rischio incendio, non richiede la presentazione di un nuovo parere di conformità. In caso di modifica, valutata con aumento del rischio incendio ovvero di modifica delle misure di prevenzione e/o protezione dovrà essere effettuato l'aggiornamento della valutazione del rischio, prevista dal D.M. 04 maggio 1998, con la conseguente presentazione di un nuovo parere di conformità ai sensi del D.P.R. 12 gennaio 1998 n.37.

Attività soggette ai controlli dei Vigili del Fuoco ai sensi del DM 16/2/1982.

Documentazione

Gli impianti FV devono essere progettati, realizzati e mantenuti a regola d'arte. Si intendono realizzati a regola d'arte gli impianti elettrici eseguiti secondo le norme CEI. Gli impianti FV non configurano, di per se stessi, attività soggette al controllo ai fini del rilascio del certificato di prevenzione incendi (CPI).

Tuttavia, quando presenti in attività soggette ai controlli dei VVF, per il rilascio del CPI, oltre alla documentazione prevista dal DM 4/5/1998, dovrà essere acquisita copia del certificato di collaudo ai sensi del DM 19/2/2007 "Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'art. 7 del D. Lgs. 29/12/2003 n. 387".

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

L'impianto FV nelle attività soggette ai controlli di prevenzione incendi da parte dei Vigili del Fuoco:

- non deve costituire causa primaria di incendio o di esplosione;
- non deve fornire alimento o via privilegiata di propagazione degli incendi;
- deve essere previsto un dispositivo di sezionamento sotto carico, azionabile da comando remoto, ubicato in posizione segnalata ed accessibile, in modo da mettere in sicurezza ogni parte dell'impianto elettrico all'interno del compartimento antincendio, anche nei confronti del generatore fotovoltaico. In alternativa al sezionamento del generatore fotovoltaico si dovrà collocare lo stesso in apposita area recintata. La parte del generatore FV a monte di tale dispositivo di sezionamento deve essere esterna ai compartimenti antincendio, oppure interna ma ubicata in apposito vano tecnico con idonee caratteristiche di resistenza al fuoco;
- in caso di presenza di gas, vapori, nebbie infiammabili o polveri combustibili, o in caso di fabbricazione, manipolazione o deposito di materiali esplosivi, al fine di evitare i pericoli determinati dall'innescamento elettrico di atmosfere potenzialmente esplosive, è necessario installare

la parte di impianto in CC, compreso l'inverter, all'esterno delle zone classificate ai sensi del D. Lgs. 81/2008 - allegato XLIX;

- i componenti degli impianti FV non devono essere installati in luoghi sicuri, nè essere di intralcio alle vie di esodo;
- l'area in cui è ubicato il generatore ed i suoi accessori, qualora accessibile, dovrà essere segnalata con apposita cartellonistica conforme al D. Lgs. 81/2008. La predetta cartellonistica dovrà riportare la seguente dicitura: **ATTENZIONE: Impianto Fotovoltaico in tensione durante le ore diurne (... Volt).** La predetta segnaletica dovrà essere **installata ogni 5 metri per i tratti di condotta.**
- l'ubicazione dei pannelli e delle condutture elettriche deve consentire il corretto funzionamento e la manutenzione di eventuali evacuatori di fumo e di calore (EFC) presenti nonché deve tener conto dell'esistenza di possibili vie di veicolazione di incendi (lucernari, camini, ecc.). In ogni caso i pannelli, le condutture ed ogni altro dispositivo non dovranno distare meno di 1 metro dai predetti dispositivi.

MISURE DI PROTEZIONE PER IL COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA

Verrà richiesta la connessione alla rete pubblica per la parziale immissione in rete dell'energia prodotta. L'impianto di generazione in oggetto sarà connesso alla rete del distributore a 400V trifase 50 Hz (sistema di II categoria).

La protezione del sistema di generazione della rete di distribuzione pubblica sarà realizzata nel rispetto delle norme CEI 0-21. I tre elementi basilari dello schema di connessione in parallelo alla rete saranno:

- **Dispositivo Generale DG** dell'impianto utilizzatore, che è il dispositivo installato immediatamente a valle del punto di consegna dell'energia elettrica. Il dispositivo in condizioni di aperto esclude l'intera rete del cliente produttore dalla rete pubblica. In questo caso è costituito da un interruttore automatico.
- **Dispositivo di Interfaccia DDI**, che separa l'impianto di generazione fotovoltaica dal resto dell'impianto su azionamento del sistema di protezione di interfaccia SPI. Il distacco deve avvenire entro i limiti imposti dalle norme CEI 0-21. Il dispositivo impedisce che l'inverter continui a funzionare anche in caso di black-out della rete del distributore. Per gli impianti in questione il DDI sarà costituito da contattori esterni agli inverter.
- **Dispositivo Del Generatore DDG**, che è il dispositivo installato a valle dei terminali di ciascun gruppo generatore, tale da escludere il singolo gruppo in condizioni di aperto.

MISURATORI DI ENERGIA

I misuratori di energia saranno due per ogni impianto :

- un misuratore **dell'energia totale prodotta** M2 dal sistema fotovoltaico, fornito e posato a cura del Distributore di Energia Elettrica, subito a valle del convertitore CC/CA;
- un misuratore esistente **dell'energia ceduta e prelevata dalla rete elettrica** pubblica M1, fornito e posato a cura del Distributore di Energia Elettrica.

VERIFICA TECNICO-FUNZIONALE

Al termine dei lavori l'installatore dell'impianto effettuerà le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- messa a terra di masse e scaricatori;
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;
- condizione da verificare: $PR_p = \frac{P_{ca}}{P_{ca_producibile_}(G_p, P_n, T_{cell})} = \frac{P_{ca}}{R_{fv2} \times \frac{G_p \times P_n}{G_{stc}}} > \begin{cases} 0,78 & (\text{se } P_{inv} \leq 20 \text{ kW}) \\ 0,8 & (\text{se } P_{inv} > 20 \text{ kW}) \end{cases}$

7. QUADRI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE

I quadri devono essere corrispondenti alle norme CEI EN 61439-1, CEI EN 61439-2 e CEI EN 61439-3. Ciascuna apparecchiatura deve essere corredata da una o più targhe, marcate in maniera indelebile e poste in modo da essere visibili e leggibili quando l'apparecchiatura è installata. La protezione dai contatti diretti può essere ottenuta mediante isolamento delle parti attive, protezioni mediante barriere o involucri. Nel secondo caso, tutte le superfici esterne devono avere un grado di protezione non inferiore a IPXXB (CEI 64-8 412.2.1), per le superfici superiori orizzontali deve essere previsto un grado di protezione non inferiore a IPXXD.

Se è necessario prevedere la rimozione delle barriere deve essere rispettata una delle seguenti prescrizioni:

- la rimozione, l'apertura o l'asportazione deve richiedere l'uso di una chiave o di un attrezzo;
- tutte le parti attive, che possono essere toccate accidentalmente dopo l'apertura della porta, devono essere sezionate prima dell'apertura stessa (interblocco);
- l'apparecchiatura deve contenere un ostacolo interno che protegga le parti attive in modo che esse non possano essere toccate accidentalmente quando la porta è aperta.

La protezione contro i contatti indiretti deve essere realizzata con l'utilizzo di un circuito di protezione. Devono essere presi accorgimenti costruttivi, atti ad assicurare la continuità elettrica tra le masse dell'apparecchiatura e tra queste e il circuito di protezione dell'installazione. La continuità deve essere assicurata mediante interconnessioni efficaci, i mezzi usati per unire le diverse parti metalliche di un'apparecchiatura sono considerati sufficienti.

Se l'involucro dell'apparecchiatura è usato come parte di un circuito di protezione la sua sezione deve essere elettricamente almeno equivalente alla sezione minima a seguire:

- Sezione conduttore di fase $\leq 16 \text{ mmq}$
- Sezione conduttore di protezione 16 mmq
- Sezione conduttore di fase $16 = S \leq 35 \text{ mmq}$
- Sezione conduttore di protezione 16 mmq
- Sezione conduttore di fase $> 35 \text{ mmq}$
- Sezione conduttore di protezione $S/2$

Per coperchi, porte, piastre di chiusura, ecc. gli ordinari collegamenti con viti metalliche e con cerniere metalliche sono ritenuti sufficienti ai fini della continuità elettrica, purché non siano montati su di essi apparecchi elettrici. Se apparecchi inseriti in impianti non a bassissima tensione di sicurezza sono montati su porte, coperchi, piastre di chiusura, ecc., si devono prevedere misure atte ad assicurare la continuità dei circuiti di protezione. Si raccomanda che queste parti siano provviste di un conduttore di protezione fissato saldamente e di sezione corrispondente alla sezione massima del conduttore di alimentazione dell'apparecchio montato. Una connessione elettrica equivalente, appositamente prevista

a questo scopo (contatto strisciante, cerniere protette contro la corrosione) è da considerarsi soddisfacente. Per la protezione contro il cortocircuito, l'apparecchiatura deve essere costruita in modo da resistere alle sollecitazioni termiche e dinamiche derivanti dalla corrente di cortocircuito fino ai valori assegnati. Le sollecitazioni di cortocircuito possono essere ridotte mediante l'uso di dispositivi di limitazione della corrente (induttanze, fusibili limitatori o altri dispositivi di interruzione con limitazione di corrente). Le sbarre principali devono essere disposte in modo che risulti improbabile che si produca un cortocircuito interno in condizioni ordinarie di servizio, devono essere dimensionate in accordo con i dati relativi alla tenuta al cortocircuito e realizzate in modo da resistere almeno alle sollecitazioni di corto circuito limitate dai dispositivi di protezione installati a monte delle sbarre principali. I quadri devono essere dimensionati per la tenuta al corto circuito minima indicata sugli schemi. Devono essere utilizzati i materiali descritti negli schemi allegati. In considerazione di quanto precedentemente descritto per la protezione da contatti diretti, si devono prevedere adeguate protezioni in materiale isolante trasparente (PLEXIGLASS, LEXAN) per sottrarre al contatto accidentale tutte quelle parti che risulteranno in tensione anche con l'interruttore generale aperto. Lo stesso dicasi per tutte quelle parti non isolate (sbarre, dissipatori) la cui tensione verso massa sia superiore a 24V 50Hz, le sbarre collettrici in particolare devono essere segregate per tutto il loro percorso o rivestite a mezzo di guaine termorestringenti. Gli interruttori devono essere installati in modo che l'alimentazione arrivi dal lato superiore. In generale, per le apparecchiature poggianti sul pavimento, gli strumenti indicatori che devono essere letti dall'operatore, non devono essere collocati a oltre 2 m di altezza dalla base dell'apparecchiatura. Gli elementi di manovra con maniglie, pulsanti, ecc. devono essere collocati in modo che la loro mezzeria deve trovarsi a non oltre 2 m di altezza dalla base dell'apparecchiatura. Gli attuatori dei dispositivi di manovra e di interruzione d'emergenza dovrebbero essere accessibili all'interno di una zona tra 0.8 e 1.6 m dal piano di servizio. I terminali delle apparecchiature poggianti sul pavimento, devono essere installati ad almeno 0.2 m sopra la base ed in modo che i cavi siano facilmente collegabili. Si ricorda che in generale ad ogni terminale deve essere connesso un solo conduttore, a meno che il terminale non sia predisposto a questo scopo. La numerazione dei morsetti deve essere conforme a quella presentata sugli schemi elettrici.

I morsetti devono essere raggruppati in modo omogeneo a seconda della funzione e, per ciascun gruppo, a seconda del livello di tensione. Fra i morsetti adiacenti, appartenenti a sistemi di tensione diversa, si dovranno applicare gli appositi separatori in materiale isolante e dovrà essere lasciato lo spazio appropriato, sia sopra che sotto la morsettiera, per accedere con comodità ai morsetti. Le canaline per i cavi di cablaggio devono essere in materiale autoestinguento, riempite non oltre il 60% della loro capacità. Devono essere chiaramente specificate sul quadro le funzioni dei vari interruttori.

Il costruttore dei quadri dovrà fornire la dichiarazione di conformità redatta secondo i modelli allegati alla norma stessa.

8. PRESCRIZIONI TECNICHE DEI COMPONENTI E MODALITA' ESECUTIVE

Scelta e messa in opera delle condutture

Alla definizione della sezione dei conduttori, indicate sugli schemi e sulle planimetrie si è così proceduto:

- portata stabilita col metodo proposto dalle norme CEI UNEL 35024-1 per posa in aria;
- portata stabilita col metodo proposto dalle norme CEI UNEL 35026 per posa interrata;
- massima caduta di tensione consentita a valle del quadro generale fino all'utilizzazione più lontana **4%**.

E' permesso posare conduttori di sistemi di tensione diversi nella stessa condotta, a condizione che tutti i conduttori siano isolati per la tensione nominale più elevata.

La sezione minima dei conduttori, salvo prescrizioni particolari è:

- | |
|---|
| <ul style="list-style-type: none">- 1.5 mmq per i circuiti di potenza ad installazione fissa- 0.5 mmq per i circuiti di comando e segnalazione ad installazione fissa- 0.1 mmq per i circuiti di comando e di segnalazione ad installazione fissa destinati ad apparecchiature elettroniche |
|---|

I conduttori devono essere contraddistinti dalle colorazioni previste dalle vigenti tabelle di unificazione CEI-UNEL 00722. In particolare i conduttori di neutro e protezione devono essere contraddistinti rispettivamente ed esclusivamente con il colore blu chiaro e col bicolore giallo-verde. Per quanto riguarda i conduttori di fase, devono essere contraddistinti in modo univoco per tutto l'impianto dai colori: nero, grigio (cenere) e marrone. Le curvature dei cavi devono avere il raggio superiore a 10 volte il diametro del cavo. Nell'infilare i conduttori in tubi si dovrà fare attenzione ad evitare torsioni od eliche che impedirebbero lo sfilamento. Per prevedere la sfilabilità dei cavi, per i tubi il diametro interno deve essere almeno 1.3 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio dei cavi. Per i canali e le passerelle a sezione diversa dalla circolare il rapporto tra la sezione stessa e l'area della sezione netta occupata dai cavi non deve essere inferiore a 2. Per la distribuzione incassata, ad ogni brusca deviazione resa necessaria dalla struttura muraria dei locali e ad ogni derivazione da linea principale a secondaria e in ogni locale servito, la tubazione deve essere interrotta con cassette di derivazione. Sono ammesse giunzioni di conduttori solamente nelle cassette e nei quadri con appositi morsetti di sezione adeguata. Sono ammesse nei canali e nelle passerelle ma nel minor numero possibile. Non si devono quindi effettuare giunzioni nelle scatole contenenti apparecchiature elettriche. Si possono effettuare giunzioni dai morsetti degli apparecchi se gli stessi sono idonei e predisposti allo scopo. Le **giunzioni dei conduttori** devono essere eseguite impiegando morsetti a cappuccio sino alle sezioni di 6 mmq, oltre con morsetti fissi in steatite o melanina.

I morsetti di terra e di neutro dovranno essere contraddistinti con apposite targhette.

Tubazioni e canalizzazioni

I conduttori devono essere posati per l'esecuzione sotto traccia in tubazioni pieghevoli norme EN 50086-2-2, per l'esecuzione in esterno in tubazioni rigide a norme EN 50086-2-1 e in tubazioni flessibili a norme EN 50086-2-3, in canali in metallo a norme CEI 23-31, in canali in materiale plastico a norme CEI 23-32 e nei canali in materiale plastico del sistema multifunzionale a norme CEI 23-19 e 23-32, per la posa in interrato in cavidotti a norme EN 50086-2-4. I canali utilizzati per la distribuzione principale devono essere in acciaio zincato Sendizimir con copertura con polveri epossipoliestere termoindurenti colore blu', completi di coperchio.

Cassette di derivazione

Per l'installazione in **esterno**, devono essere del tipo in policarbonato, con coperchi avvitati, grado di protezione IP55. Per l'esecuzione in **incasso**, devono essere del tipo in materiale isolante, con caratteristiche di autoestinguenza, con coperchi infrangibile avvitati, a norme IEC 670.

Particolare cura deve essere riservata all'ingresso e all'uscita dei tubi, in modo da evitare strozzature e consentire un agevole infilaggio dei conduttori.

9. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

La protezione contro i contatti indiretti è **con interruzione automatica del circuito**.

Un dispositivo di protezione deve interrompere automaticamente l'alimentazione al circuito o al componente elettrico, che lo stesso dispositivo protegge contro i contatti indiretti, in modo che in caso di guasto, nel circuito o nel componente elettrico, tra una parte attiva ed una massa o un conduttore di protezione, non possa persistere, per una durata sufficiente a causare un rischio di effetti fisiologici dannosi in una persona in contatto con parti simultaneamente accessibili, una tensione di contatto presunta superiore a 50 V valore efficace in c.a. c.a. (CEI 64-8/4 413).

L'impianto di terra condominiale è esistente.

Le protezioni devono essere coordinate in modo tale da soddisfare la condizione prescritta dalla norma CEI 64-8/4 al punto 413.1.4.2).

$$R_a \times I_a \leq 50 \text{ Volt}$$

dove:

R_a e' la somma delle resistenze del dispersore e dei conduttori di protezione delle masse, in ohm;

I_a e' la corrente che provoca il funzionamento automatico del dispositivo di protezione, in ampere.

Dove il valore di **R_a**, considerando come le tarature dei relè differenziali dei DG1/2 un valore cautelativo di $I_a = 1 \text{ A}$, deve essere $\leq 50/1 \leq 50 \text{ ohm}$, valore facilmente ottenibile.

10. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

La protezione delle parti attive dovrà essere realizzata mediante isolamento e mediante involucri o barriere (CEI 64-8/4 481.2.1). Dovrà essere assicurato almeno il grado di protezione IPXXB, mentre per le superfici orizzontali delle barriere o degli involucri che sono a portata di mano, il grado di protezione non dovrà essere inferiore a IPXXD (CEI 64-8/4 412.2.1/2).

11. MATERIALI

Tutti i materiali e gli apparecchi impiegati devono essere adatti all'ambiente in cui sono installati e devono avere caratteristiche tali da resistere alle azioni meccaniche, corrosive, termiche o dovute all'umidità alle quali possono essere esposti durante l'esercizio.

I materiali e gli apparecchi devono essere marcati CE, come prescritto dalla Direttiva 2014/35/UE.

12. VERIFICHE

Al termine delle opere e prima della loro messa in funzione, l'installatore deve provvedere alle verifiche previste dalle norme CEI 64-8/6 e dal decreto 37/08.

In particolare, deve effettuare:

- esame a vista per accertare che le condizioni di realizzazione dell'impianto siano corrette;
- prova della continuità dei conduttori di protezione, dei conduttori equipotenziali principali e secondari e del conduttore di terra;
- prova della resistenza di isolamento dell'impianto;
- prova della protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione. Deve essere effettuata la prova di funzionamento dei dispositivi differenziali;
- verifica del valore di R_a .

13. CALCOLI PROGETTUALI IMPIANTO FOTOVOLTAICO



Version 7.2.15

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: MODENGAS Carpi Lavaggio

Variant: Nuova variante di simulazione

No 3D scene defined, no shadings

System power: 91.2 kWp

CARPI San Giorgio - Italia

Author
EDIN srl (Italy)



Project: MODENGAS Carpi Lavaggio

Variant: Nuova variante di simulazione

EDIN srl (Italy)

PVsyst V7.2.15

VCO, Simulation date:
15/06/22 12:23
with v7.2.15

Project summary

Geographical Site CARPI San Giorgio Italia	Situation Latitude 44.76 °N Longitude 10.87 °E Altitude 27 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data CARPI San Giorgio Meteonorm 8.0 (1991-2012), Sat=100% - Sintetico		

System summary

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation horizontal plane	Near Shadings No Shadings	User's needs Fixed constant load 5.71 kW Global 50.0 MWh/Year
System information PV Array	Inverters	
Nb. of modules 228 units Pnom total 91.2 kWp	Nb. of units 0.7 unit Pnom total 73.4 kWac Pnom ratio 1.243	

Results summary

Produced Energy 104.8 MWh/year	Specific production 1149 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 83.77 %
Used Energy 50.0 MWh/year		Solar Fraction SF 43.30 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Special graphs	6



Project: MODENGAS Carpi Lavaggio

Variant: Nuova variante di simulazione

EDIN srl (Italy)

PVsyst V7.2.15

VCO, Simulation date:
15/06/22 12:23
with v7.2.15

General parameters

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	Sheds configuration	Models used
Orientation horizontal plane	No 3D scene defined	Transposition Perez Diffuse Perez, Meteonorm Circumsolar separate
Horizon	Near Shadings	User's needs
Free Horizon	No Shadings	Fixed constant load 5.71 kW Global 50.0 MWh/Year

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	VISSMANN	Manufacturer	SMA
Model	Vitovolt 300 M400WE	Model	Sunny Tripower STP110-60-Core2
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	400 Wp	Unit Nom. Power	110 kWac
Number of PV modules	228 units	Number of inverters	8 * MPPT 8% 0.7 unit
Nominal (STC)	91.2 kWp	Total power	73.4 kWac
Modules	12 Strings x 19 In series	Operating voltage	200-800 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.24
Pmpp	83.6 kWp	Total inverter power	
U mpp	674 V	Total power	73.4 kWac
I mpp	124 A	Nb. of inverters	1 unit
Total PV power			0.3 unused
Nominal (STC)	91 kWp	Pnom ratio	1.24
Total	228 modules		
Module area	447 m ²		

Array losses

Thermal Loss factor		DC wiring losses		Module Quality Loss				
Module temperature according to irradiance		Global array res.	90 mΩ	Loss Fraction	-0.3 %			
Uc (const)	20.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC					
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s							
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss						
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000



Project: MODENGAS Carpi Lavaggio

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.15

VCO, Simulation date:
15/06/22 12:23
with v7.2.15

EDIN srl (Italy)

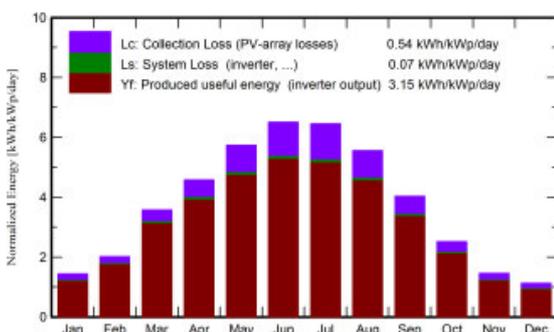
Main results

System Production

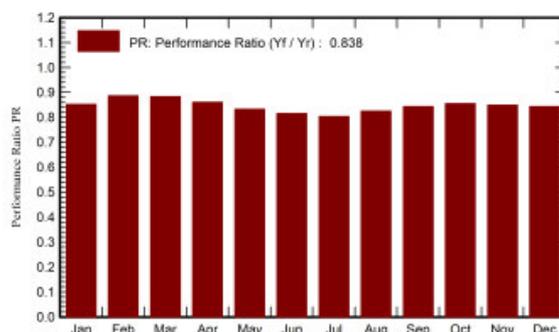
Produced Energy 104.8 MWh/year
Used Energy 50.0 MWh/year

Specific production 1149 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 83.77 %
Solar Fraction SF 43.30 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
January	44.6	21.59	2.96	44.6	39.5	3.57	4.247	1.274	2.19	2.973
February	56.4	34.64	4.95	56.3	52.2	4.67	3.836	1.363	3.19	2.473
March	110.9	55.67	9.76	110.8	104.9	9.11	4.247	1.825	7.10	2.422
April	137.5	64.65	13.81	137.5	131.7	11.03	4.110	1.997	8.80	2.113
May	177.8	81.49	18.80	177.8	171.6	13.76	4.247	2.327	11.16	1.919
June	195.2	83.31	23.28	195.1	189.0	14.79	4.110	2.335	12.17	1.775
July	200.0	76.36	25.97	200.0	193.4	14.95	4.247	2.354	12.31	1.893
August	172.5	75.05	25.43	172.4	166.0	13.23	4.247	2.224	10.75	2.022
September	121.0	53.54	19.81	120.9	114.9	9.49	4.110	1.859	7.44	2.251
October	78.1	36.58	15.02	78.0	72.4	6.22	4.247	1.628	4.45	2.619
November	43.8	25.72	9.10	43.7	39.4	3.48	4.110	1.259	2.12	2.851
December	35.0	21.50	4.05	34.9	30.9	2.78	4.247	1.204	1.48	3.042
Year	1372.9	630.09	14.47	1372.0	1305.9	107.07	50.002	21.650	83.17	28.353

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid



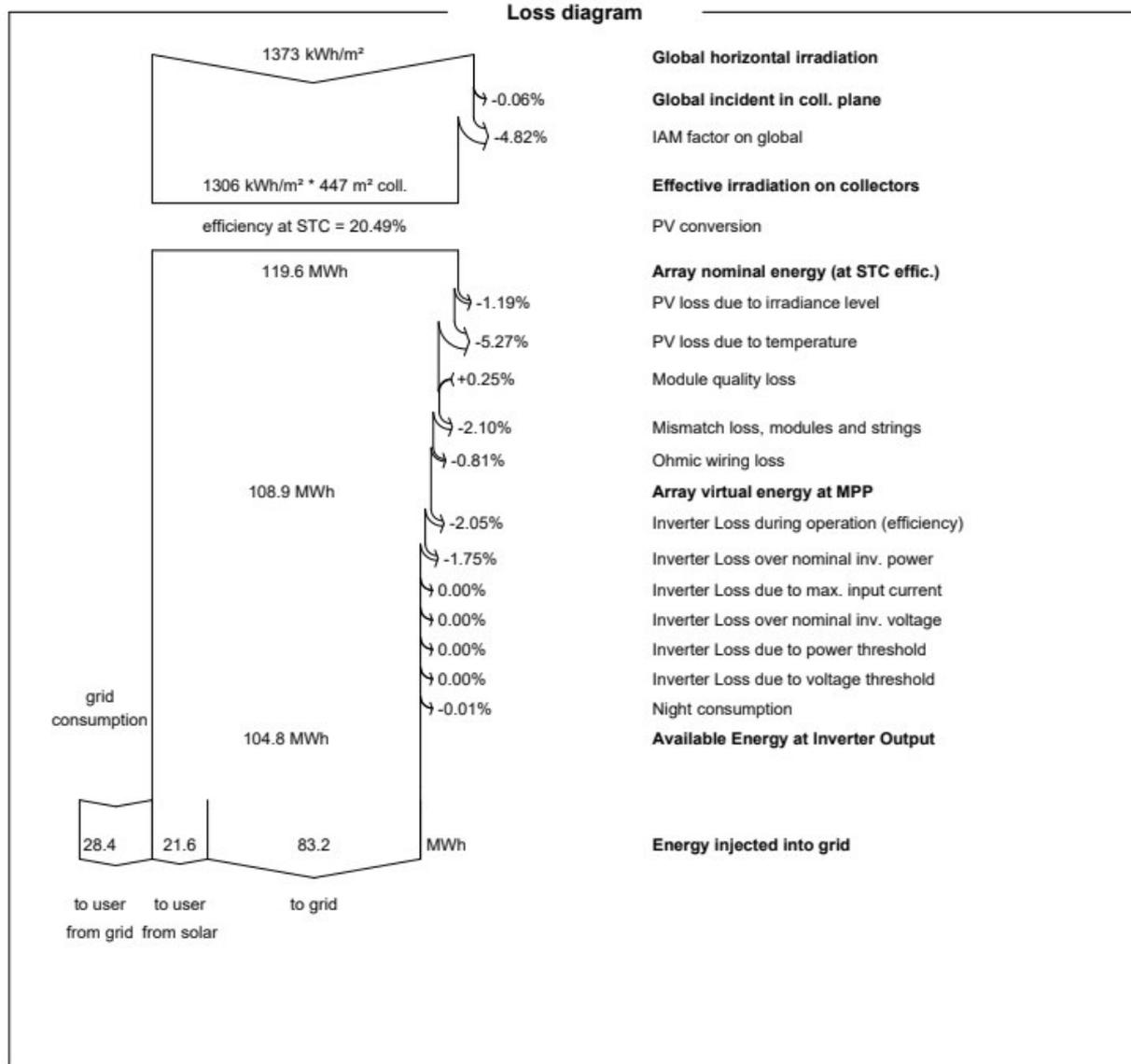
Project: MODENGAS Carpi Lavaggio

Variant: Nuova variante di simulazione

EDIN srl (Italy)

PVsyst V7.2.15

VCO, Simulation date:
15/06/22 12:23
with v7.2.15





PVsyst V7.2.15
VC0, Simulation date:
15/06/22 12:23
with v7.2.15

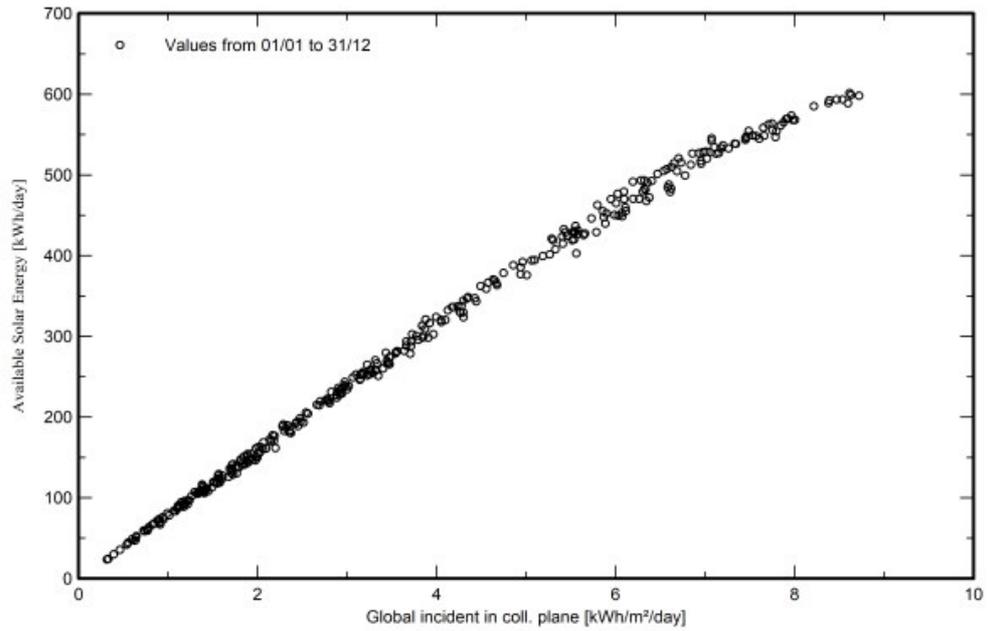
Project: MODENGAS Carpi Lavaggio

Variant: Nuova variante di simulazione

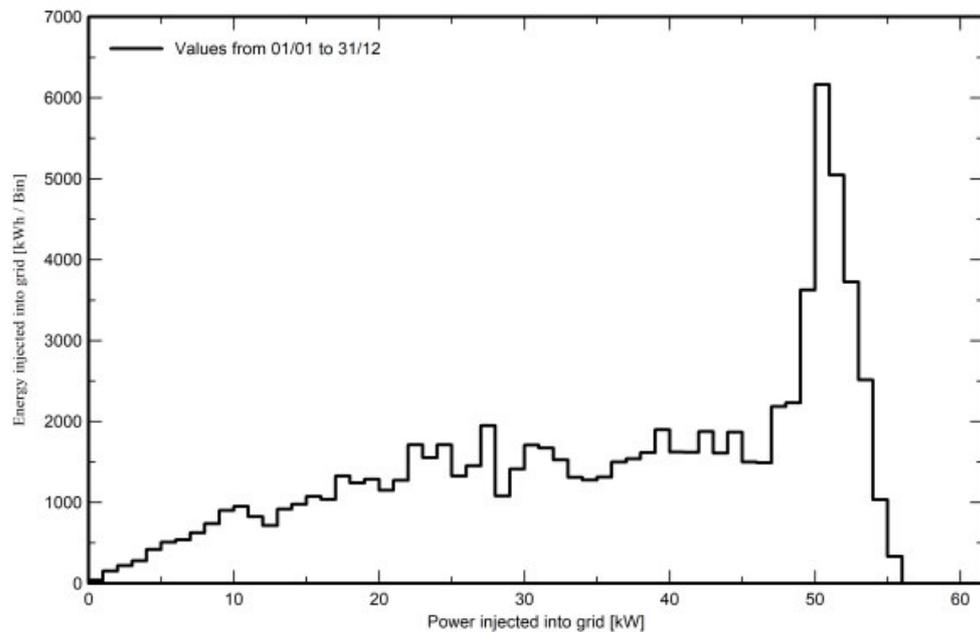
EDIN srl (Italy)

Special graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema





Version 7.2.15

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: MODENGAS Carpi Metano

Variant: Nuova variante di simulazione

No 3D scene defined, no shadings

System power: 151 kWp

CARPI San Giorgio - Italia

Author
EDIN srl (Italy)



PVsyst V7.2.15
VCO, Simulation date:
15/06/22 12:24
with v7.2.15

Project: MODENGAS Carpi Metano

Variant: Nuova variante di simulazione

EDIN srl (Italy)

Project summary

Geographical Site CARPI San Giorgio Italia	Situation Latitude 44.76 °N Longitude 10.87 °E Altitude 27 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data CARPI San Giorgio Meteonorm 8.0 (1991-2012), Sat=100% - Sintetico		

System summary

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation Fixed planes 2 orientations Tilts/azimuths 10 / -56 ° 10 / 124 °	Near Shadings No Shadings	User's needs Fixed constant load 13.70 kW Global 120 MWh/Year
System information PV Array Nb. of modules 378 units Pnom total 151 kWp	Inverters Nb. of units 2 units Pnom total 250 kWac Pnom ratio 0.605	

Results summary

Produced Energy 176.7 MWh/year	Specific production 1169 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 85.69 %
Used Energy 120.0 MWh/year		Solar Fraction SF 42.09 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Special graphs	7



Project: MODENGAS Carpi Metano

Variant: Nuova variante di simulazione

EDIN srl (Italy)

PVsyst V7.2.15

VCO, Simulation date:
15/06/22 12:24
with v7.2.15

General parameters

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation		Sheds configuration	Models used
Orientation		No 3D scene defined	Transposition Perez
Fixed planes	2 orientations		Diffuse Perez, Meteonorm
Tilts/azimuths	10 / -56 °		Circumsolar separate
	10 / 124 °		
Horizon		Near Shadings	User's needs
Free Horizon		No Shadings	Fixed constant load
			13.70 kW
			Global
			120 MWh/Year

PV Array Characteristics

PV module		Manufacturer	VIESSMANN	Inverter	Manufacturer	SMA
Model		Vitovolt 300 M400WE	(Custom parameters definition)	Model		Sunny Highpower SHP125-US-20-PEAK3
Unit Nom. Power		400 Wp		Unit Nom. Power		125 kWac
Number of PV modules		378 units		Number of inverters		2 units
Nominal (STC)		151 kWp		Total power		250 kWac
Array #1 - Sottocampo 1				Array #1 - Sottocampo 1		
Orientation		#1		Orientation		#1
Tilt/Azimuth		10/-56 °		Tilt/Azimuth		10/-56 °
Number of PV modules		189 units		Number of inverters		1 unit
Nominal (STC)		75.6 kWp		Total power		125 kWac
Modules		7 Strings x 27 In series		Operating voltage		684-1450 V
At operating cond. (50°C)				Pnom ratio (DC:AC)		0.60
Pmpp		69.3 kWp		Operating voltage		684-1450 V
U mpp		958 V		Pnom ratio (DC:AC)		0.60
I mpp		72 A				
Array #2 - Sottocampo #2				Array #2 - Sottocampo #2		
Orientation		#2		Orientation		#2
Tilt/Azimuth		10/124 °		Tilt/Azimuth		10/124 °
Number of PV modules		189 units		Number of inverters		1 unit
Nominal (STC)		75.6 kWp		Total power		125 kWac
Modules		7 Strings x 27 In series		Operating voltage		684-1450 V
At operating cond. (50°C)				Pnom ratio (DC:AC)		0.60
Pmpp		69.3 kWp		Operating voltage		684-1450 V
U mpp		958 V		Pnom ratio (DC:AC)		0.60
I mpp		72 A				
Total PV power				Total inverter power		
Nominal (STC)		151 kWp		Total power		250 kWac
Total		378 modules		Number of inverters		2 units
Module area		741 m ²		Pnom ratio		0.60



Project: MODENGAS Carpi Metano

Variant: Nuova variante di simulazione

EDIN srl (Italy)

PVsyst V7.2.15

VC0, Simulation date:
15/06/22 12:24
with v7.2.15

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 219 mΩ
Global wiring resistance 109 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.3 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000



Project: MODENGAS Carpi Metano

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.15

VCO, Simulation date:
15/06/22 12:24
with v7.2.15

EDIN srl (Italy)

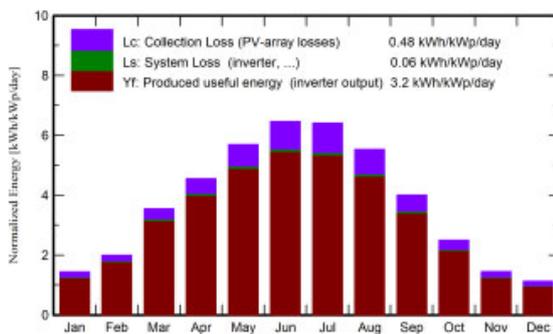
Main results

System Production

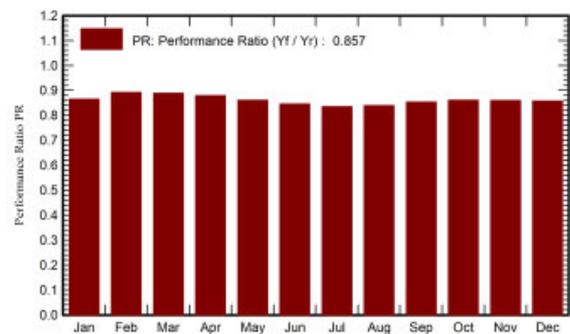
Produced Energy 176.7 MWh/year
Used Energy 120.0 MWh/year

Specific production 1169 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 85.69 %
Solar Fraction SF 42.09 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
January	44.6	21.59	2.96	44.5	39.8	5.96	10.19	2.915	2.91	7.278
February	56.4	34.64	4.95	55.9	51.9	7.69	9.21	3.166	4.37	6.039
March	110.9	55.67	9.76	110.1	104.5	15.06	10.19	4.289	10.51	5.903
April	137.5	64.65	13.81	136.6	131.0	18.45	9.86	4.708	13.44	5.155
May	177.8	81.49	18.80	176.5	170.6	23.36	10.19	5.466	17.52	4.727
June	195.2	83.31	23.28	193.9	187.9	25.19	9.86	5.498	19.30	4.366
July	200.0	76.36	25.97	198.7	192.1	25.47	10.19	5.555	19.52	4.637
August	172.5	75.05	25.43	171.4	165.2	22.10	10.19	5.255	16.50	4.937
September	121.0	53.54	19.81	120.1	114.4	15.76	9.86	4.378	11.12	5.486
October	78.1	36.58	15.02	77.6	72.2	10.29	10.19	3.746	6.35	6.446
November	43.8	25.72	9.10	43.4	39.4	5.77	9.86	2.840	2.80	7.023
December	35.0	21.50	4.05	34.8	31.1	4.63	10.19	2.698	1.81	7.494
Year	1372.9	630.09	14.47	1363.5	1300.1	179.72	120.00	50.514	126.14	69.489

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

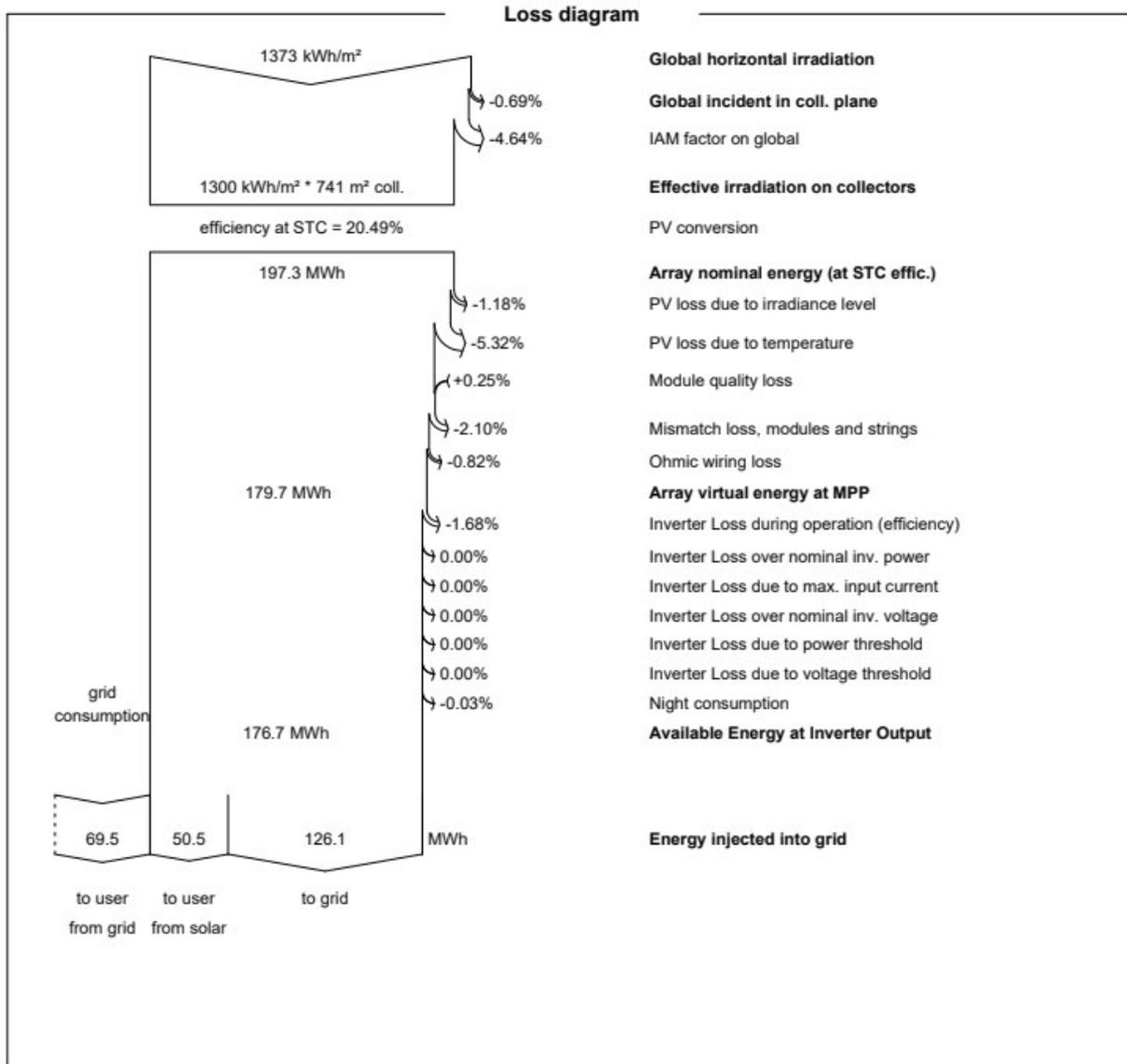


Project: MODENGAS Carpi Metano

Variant: Nuova variante di simulazione

EDIN srl (Italy)

PVsyst V7.2.15
VCO, Simulation date:
15/06/22 12:24
with v7.2.15





PVsyst V7.2.15
VCO, Simulation date:
15/06/22 12:24
with v7.2.15

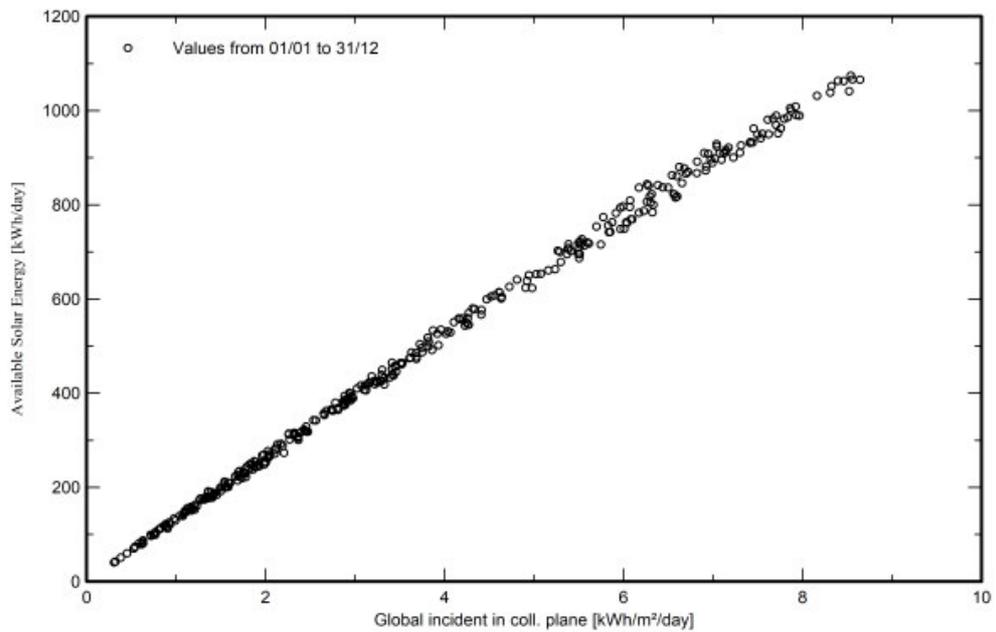
Project: MODENGAS Carpi Metano

Variant: Nuova variante di simulazione

EDIN srl (Italy)

Special graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema

