



UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PALERMO

DIPARTIMENTO DEI SISTEMI AGRO-AMBIENTALI

**DOTTORATO DI RICERCA IN TECNOLOGIE PER LA
SOSTENIBILITÀ ED IL RISANAMENTO AMBIENTALE**

XXIV CICLO – 2011/2013

TESI DI DOTTORATO

Realizzazione di un sistema per la gestione remota degli impianti fotovoltaici e per l'ottimizzazione dei rapporti tra produzione energetica e consumi aziendali ai fini del miglioramento della sostenibilità ambientale dei sistemi produttivi in aree rurali ed agricole.

S.S.D. AGR/09

DOTTORANDO

ROBERTO CINA'

TUTOR: PROF. GIUSEPPE ALONZO

CO-TUTOR: PROF. PELLEGRINO CONTE

COORDINATORE: PROF. SEBASTIANO CALVO



UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PALERMO

DIPARTIMENTO DEI SISTEMI AGRO-AMBIENTALI

**DOTTORATO DI RICERCA IN TECNOLOGIE PER LA
SOSTENIBILITÀ ED IL RISANAMENTO AMBIENTALE**

XXIV CICLO – 2011/2013

TESI DI DOTTORATO

Realizzazione di un sistema per la gestione remota degli impianti fotovoltaici e per l'ottimizzazione dei rapporti tra produzione energetica e consumi aziendali ai fini del miglioramento della sostenibilità ambientale dei sistemi produttivi in aree rurali ed agricole.

S.S.D. AGR/09

DOTTORANDO

ROBERTO CINA'

TUTOR: PROF. GIUSEPPE ALONZO

CO-TUTOR: PROF. PELLEGRINO CONTE

COORDINATORE: PROF. SEBASTIANO CALVO

IL DOTTORATO DI RICERCA E' STATO FINANZIATO DALLA

ARCHIMEDE S.R.L. - SOCIETÀ DI INGEGNERIA

CON SEDE IN CALTANISSETTA

SOMMARIO

PREFAZIONE.....	5
PARTE I.....	7
1 GLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI IN AMBITO RURALE ED I SISTEMI DI MONITORAGGIO	8
1.1 LA RADIAZIONE SOLARE	9
1.2 SULLA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA	11
1.3 CENNI SUL CONTO ENERGIA.....	21
1.4 LE SERRE FOTOVOLTAICHE	28
1.5 I SISTEMI DI MONITORAGGIO PER GLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI.....	29
1.6 I SENSORI ED ALTRI DISPOSITIVI PER IL MONITORAGGIO	31
PARTE II.....	54
2 IL CASO STUDIO: IL SISTEMA DI GESTIONE REMOTA PER IMPIANTI FOTOVOLTAICI.....	55
2.1 L'HARDWARE.....	56
2.1.1 IL DATA LOGGER.....	56
2.1.2 LE CONNESSIONI	58
2.1.3 IL PROTOCOLLO DI COMUNICAZIONE.....	59
2.1.4 LE INTERFACCE	60
2.1.5 LA CONNETTIVITA' INTERNET	62
2.2 IL SOFTWARE.....	62
2.2.1 IL DATABASE.....	63
2.2.2 LA PROCEDURA DI CALCOLO DEL RENDIMENTO DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO	64
2.2.2.1 IL COEFFICIENTE DI DISPONIBILITA' ALLA CONVERSIONE	66
2.2.2.2 IL PERFORMANCE RATIO	69
2.2.2.3 IL RENDIMENTO EFFETTIVO	73

2.2.2.4 I CONTROLLI DI RENDIMENTO	74
2.2.3 GLI ALLARMI E GLI AVVERTIMENTI.....	77
PARTE III.....	78
3 IL CASO STUDIO: ANALISI DEI DATI E PRESENTAZIONE DEI RISULTATI .	79
3.1 L'IMPIANTO SPERIMENTALE	79
3.2 ANALISI DEI DATI RACCOLTI.....	83
3.2.1 LE PRODUZIONI DELL'IMPIANTO	83
3.2.2 I PRELIEVI DALLA RETE	85
3.3 RISULTANZE	90
3.3.1 IL CALCOLO DEL RE DELL'IMPIANTO E LA DIAGNOSI DELLO STATO DI FUNZIONAMENTO	90
3.3.2 L'AUTOPRODUZIONE	93
3.3.2.1 LE QUALITA' ECONOMICHE.....	93
3.3.2.2 LE QUALITA' TECNICHE.....	95
3.3.2.3 LE QUALITA' AMBIENTALI.....	96
3.4 CONCLUSIONI.....	99
BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA.....	105
SIGLE E ABBREVIAZIONI	107

PREFAZIONE

La tesi tratta dello studio, dello sviluppo e della prova in campo di un prototipo di sistema di gestione remota ed automazione per gli impianti fotovoltaici, asserviti alle aziende operanti in ambito agricolo/rurale.

L'oggetto della ricerca nasce dalla domanda e dalle necessità formatesi a seguito della notevole diffusione della tecnologia fotovoltaica per produrre energia elettrica, sotto la spinta del sistema incentivante nazionale denominato “*Conto Energia*”, a cui hanno attinto numerose aziende agricole, zootecniche e della filiera dell'agroindustria, convertendo parte dei terreni meno vocati all'agricoltura e riqualificando le coperture degli edifici aziendali, quali ricoveri per l'allevamento degli animali, depositi, opifici, ed introducendo, nella tecnica colturale protetta, le “serre fotovoltaiche”. Questi impianti, per la natura dei soggetti interessati, sono solitamente situati all'interno dei poderi, spesso in zone remote dei fondi aziendali con difficile accesso.

Il sistema oggetto della ricerca è stato pensato per la gestione remota ed automatica degli impianti, per l'ottimizzazione del funzionamento, per la diagnostica dei guasti e, se si associa un semplice programma di manutenzione, per la prevenzione e rapida risoluzione delle anomalie comuni.

Il sistema è in grado di acquisire una grande quantità di dati, affinché possano essere elaborati da un software appositamente sviluppato, permettendo una serie di valutazioni in tempo reale sullo stato funzionale dell'impianto,

l'individuazione dei decadimenti di performance delle principali apparecchiature e sull'utilizzo dell'energia elettrica prodotta.

La tesi è divisa in tre parti. Nella prima sono stati raccolti tutti i concetti teorici fondamentali per lo sviluppo della ricerca, partendo ovviamente dalla risorsa energetica, richiamando le caratteristiche della tecnologia fotovoltaica e trattando le tipologie di rapporto tra gli impianti di produzione, la rete elettrica nazionale e i carichi dell'Utente. Inoltre, grande attenzione si è dedicata allo stato dell'arte del monitoraggio e della sensoristica, che è alla base dello sviluppo del sistema di gestione. Lo sviluppo del sistema di gestione è trattato nella seconda parte della tesi, dove è esso presentato nel suo duplice aspetto di hardware e software. In particolare, oltre al necessario hardware, si sono individuate le logiche che il sistema utilizza per raggiungere gli obiettivi prefissati, sviluppando procedure di calcolo specifiche e scegliendo i principali parametri fisici, ambientali e diagnostici da trattare.

Infine la terza parte descrive la sperimentazione di un prototipo del sistema presso un'azienda agrituristica siciliana, che già dispone di un impianto fotovoltaico di autoproduzione. Concludono la trattazione, la presentazione e l'analisi dei dati raccolti, la diagnosi sullo stato di funzionamento dell'impianto ed il commento dei risultati raggiunti grazie all'implementazione del sistema.

PARTE I

GLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI IN AMBITO RURALE ED I SISTEMI DI MONITORAGGIO

1 GLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI IN AMBITO RURALE ED I SISTEMI DI MONITORAGGIO

La trattazione dell'argomento inizia dal richiamo di alcuni concetti teorici importanti e da considerazioni sullo stato dell'arte raggiunto dalla tecnologia fotovoltaica e dai relativi contorni socio-economici.

La ricerca parte obbligatoriamente dallo studio dei fondamenti teorici che interessano la tecnologia fotovoltaica, per cui si è iniziato dalla fonte energetica: il Sole e la sua radiazione. L'approfondimento prosegue con il richiamo sulla tecnologia fotovoltaica, limitatamente agli interessi della ricerca, per cui si tratta della natura e del comportamento del fenomeno al variare delle condizioni di esercizio, cui sono realmente sottoposti i generatori. Nel capitolo oltre i moduli si riferisce sui sistemi di condizionamento della potenza e sulle configurazioni ammesse, per gli impianti di produzione, in rapporto con la rete elettrica nazionale. Si prosegue con la presentazione dei dati statistici sulla diffusione della tecnologia fotovoltaica incentivata in "Conto Energia" in Italia, utilizzando i dati messi a disposizione dal GSE, e con un paragrafo dedicato alle "serre fotovoltaiche", applicazione specifica della tecnologia all'attività culturale protetta.

Gli studi preliminari si concludono con la dettagliata analisi teorico-tecnica dei vari sensori associati ai sistemi di monitoraggio, specificatamente individuati per gli impianti fotovoltaici, che poi saranno utilizzati per la definizione delle logiche del sistema di gestione remota, trattato nel capitolo successivo.

1.1 LA RADIAZIONE SOLARE

La radiazione solare è l'energia emessa dal Sole, sotto forma di radiazione elettromagnetica, prodotta dai processi di fusione nucleare dell'idrogeno. Essa si propaga nello spazio, raggiungendo la superficie esterna dell'atmosfera della Terra, quando si trova alla distanza media dal Sole, con un valore d'energia, per unità di tempo e di superficie normale ai raggi, pari a 1.367 W/m^2 . Questo valore, denominato "costante solare", fu stabilito dal World Radiation Center nel 1980.

La radiazione solare presenta uno spettro caratteristico, esteso dall'ultravioletto all'infrarosso, con distribuzione variabile con la lunghezza d'onda, che con buona approssimazione può essere rappresentata come quella di un corpo nero (emettitore ideale) con temperatura di 5.250°C (Figura 1).

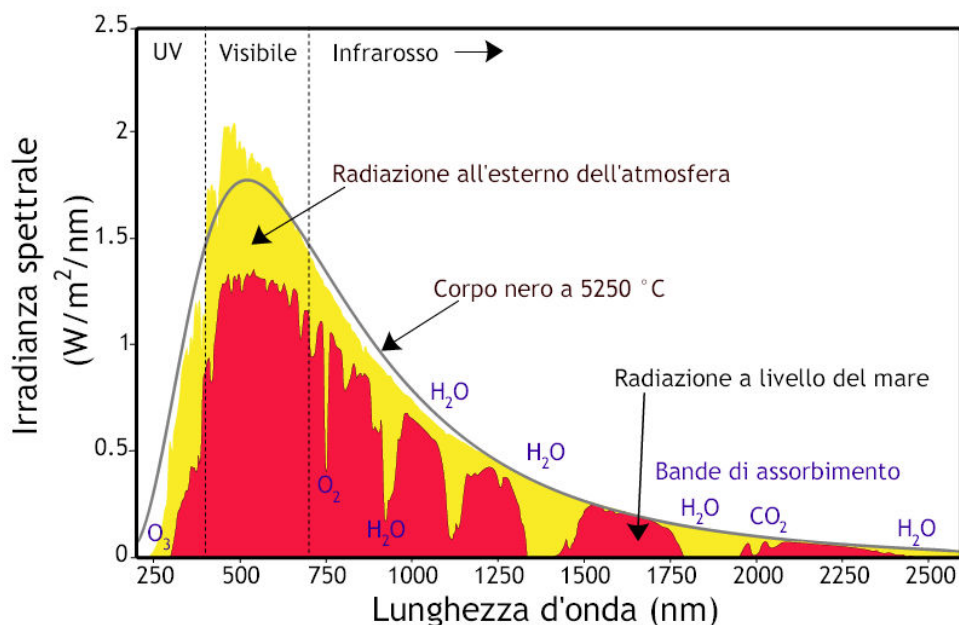


Figura 1 - Distribuzione spettrale della radiazione solare.

La distribuzione spettrale a livello del mare evidenzia il comportamento di filtro selettivo dell'atmosfera. Le pericolose radiazioni ultraviolette con

lunghezza d'onda inferiore ai 300 nm sono bloccate dallo strato di ozono (O₃) ad un'altezza di circa 25 km, mentre le varie bande nella zona dell'infrarosso sono causate dall'assorbimento da parte del vapor d'acqua, dell'ossigeno e del biossido di carbonio (CO₂).

La radiazione solare che arriva sulla superficie terrestre, nell'attraversare l'atmosfera, ha subito quindi diversi assorbimenti.

In definitiva sulla crosta terrestre arriva circa il 51% della potenza originaria sia come radiazione diretta, associata ai raggi solari che colpiscono direttamente la superficie, che come radiazione diffusa in tutte le direzioni

L'interazione della radiazione con l'atmosfera è dipendente, oltre che dalla lunghezza d'onda e dalla presenza di nubi o pulviscolo, dallo spessore attraversato. Per tenere conto di questo si è definito l'indice *Air Mass* (AM).

Esso si calcola con la formula seguente

$$AM = \frac{P}{P_0 \times \text{sen}\vartheta}$$

Dove P è la pressione atmosferica nel punto e nell'istante in cui si vuol calcolare l'indice, P₀ è la pressione di riferimento a livello del mare pari a

dall'atmosfera per riemissione (Figura 2).

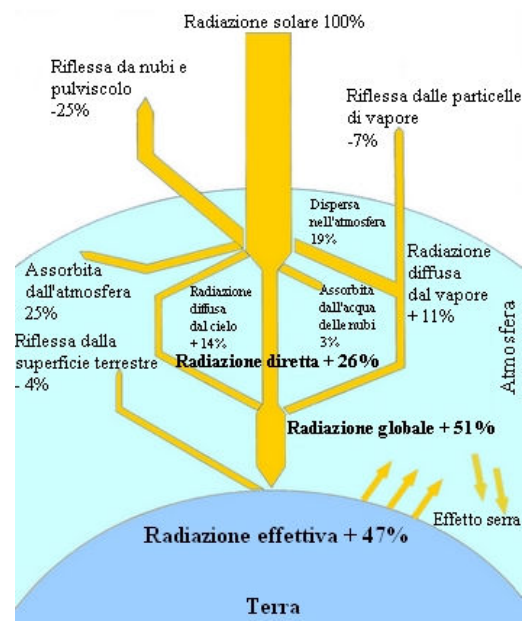


Figura 2 - Bilancio energetico della radiazione solare nell'atmosfera.

$1,013 \times 10^5 Pa$ e ϑ è l'angolo di elevazione del sole sull'orizzonte nell'istante considerato.

Si parla di *Air Mass One* (AM1), o massa d'aria unitaria, come lo spessore di atmosfera standard, attraversato dalla radiazione solare in direzione normale alla superficie terrestre e misurato al livello del mare con cielo limpido e pressione dell'aria pari a 1 atm ($P = P_0$ e sole allo zenit: $\sin \vartheta = 1$).

Con $AM = 0$ si intende spessore zero, ovvero la radiazione sulla superficie esterna dell'atmosfera.

La massa d'aria $AM = 1,5$ è lo spessore di riferimento per le condizioni standard di prova dei moduli fotovoltaici (STC).

1.2 SULLA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

L'effetto fotovoltaico è noto fin dal 1839, quando il fisico francese Edmond Becquerel, effettuando esperimenti con una cella elettrolitica in cui erano immersi due elettrodi di platino, si accorse che l'intensità della corrente aumentava quando si esponeva la cella alla luce del sole. Nel 1876 si ottennero analoghi risultati con dispositivi a stato solido, quali il selenio e le giunzioni fra questo elemento e ossidi metallici (Smith, Adams e Day). La prima cella solare commerciale fu prodotta da un team dei laboratori Bell nel 1954 (Person, Fuller e Chapin), che realizzò una giunzione planare su un monocristallo di silicio, capostipite delle moderne celle fotovoltaiche.

L'effetto fotovoltaico permette la conversione diretta dell'energia solare incidente sulla "cella fotovoltaica" in elettricità. La cella fotovoltaica è

costituita da un semiconduttore, comunemente il silicio, trattato a strati in maniera differente. In uno strato vengono aggiunti, al reticolo di silicio tetravalente, atomi di fosforo che sono pentavalenti: si dice che il silicio è stato drogato negativamente o che ha un drogaggio “N”. Nell’altro si aggiungono atomi di boro che è trivalente: in questo caso il drogaggio è di tipo “P”. Si è creata così la “giunzione P-N” ed il campo elettrico correlato. Quando i fotoni della radiazione solare colpiscono gli elettroni nel semiconduttore, facendoli passare nella banda di valenza, se questi sono in vicinanza della giunzione, sono posti in movimento dal campo elettrico: se il circuito è chiuso su un carico si manifesta una corrente (vedi Figura 1).

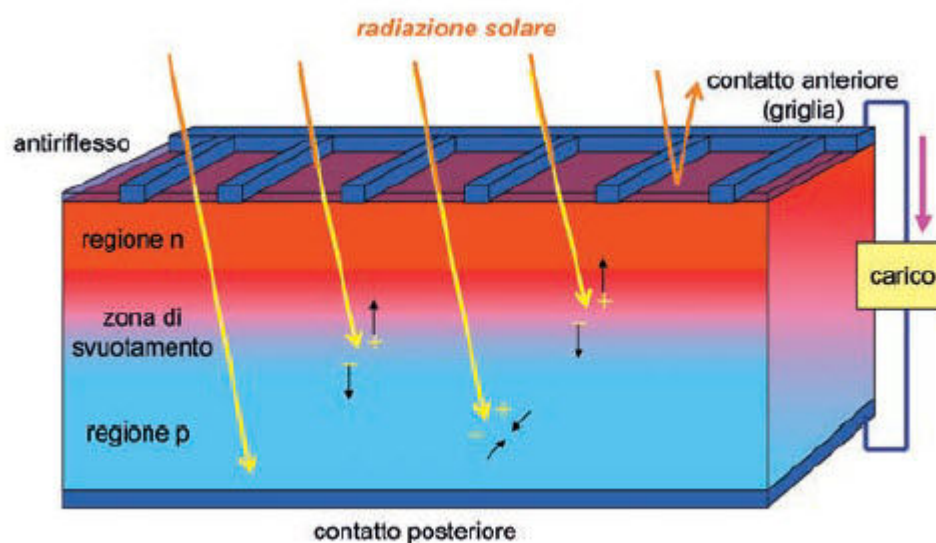
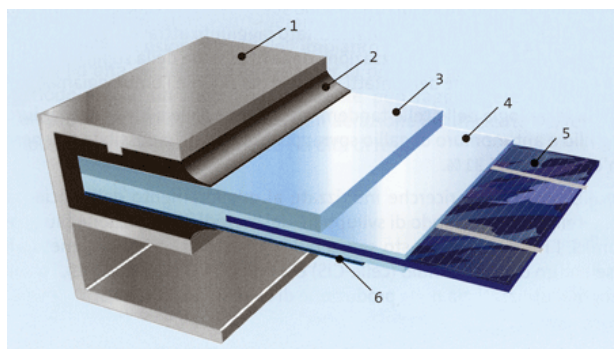


Figura 3 - La cella fotovoltaica.

1.2.1 MODULI

I moduli fotovoltaici moderni sono costituiti da un insieme di celle collegate elettricamente e assemblate meccanicamente con una cornice, uno o più strati trasparenti frontali e un dorso. Completano il modulo una scatola di giunzione

detta *junction box*, posta nel retro, dove trovano posto i diodi di bypass ed i terminali elettrici, a cui sono attestati i cavi di connessione, dotati di connettori rapidi stagni all'estremità.



1) Cornice in alluminio, 2) Sigilante, 3) Vetro, 4) Eva, 5) Cella 6) Tedlar

Figura 4 - Sezione di un modulo fotovoltaico: 1 cornice di alluminio, 2 sigilante, 3 vetro, 4 EVA, 5 cella con contatti anteriori e posteriori, 6 tedlar.



Figura 5 - Particolare del retro di un modulo: la junction box.

Commercialmente sono disponibili tre tipi di moduli (Figura 6) che si distinguono per la tecnologia di celle di cui sono costituiti.



Figura 6 - Le tre tecnologie più comuni di moduli fotovoltaici. Da sinistra: silicio policristallino, silicio monocristallino, film sottile.

- moduli monocristallini,

- moduli policristallini,
- moduli a film sottile.

I moduli in silicio cristallino rappresentano il 90% del mercato.

Le prestazioni dei moduli possono essere paragonate solo se si standardizzano le condizioni di prova. Così la norma internazionale IEC 60904 ha definito le *STC (Standard Test Condition)* come segue:

irraggiamento solare sul piano del modulo:	1.000 W/m ²
distribuzione spettrale corrispondente ad AM	1,5
temperatura delle celle	25°C

Le caratteristiche elettriche e meccaniche dei moduli sono riportati nei *data sheet* (norma EN 50380). Alcuni parametri elettrici fondamentali sono:

- la potenza massima P_{max} con indicazione delle tolleranze di produzione,
- la tensione e la corrente nel punto di massima potenza (MPP) U_{mpp} e I_{mpp} ,
- la tensione a vuoto U_{oc} ,
- la corrente di cortocircuito I_{sc} ,
- la temperatura della cella in condizioni operative nominali (NOCT),
- i coefficienti di temperatura per le variazioni di tensione β e di potenza C_T .

Sempre nei *data sheet* è riportata la curva caratteristica corrente-tensione del modulo. La curva è molto importante per valutare il corretto funzionamento dei moduli al variare delle loro condizioni di funzionamento e può aiutare nella determinazione dei guasti. Un esempio di *data sheet* è riportato in Figura 49

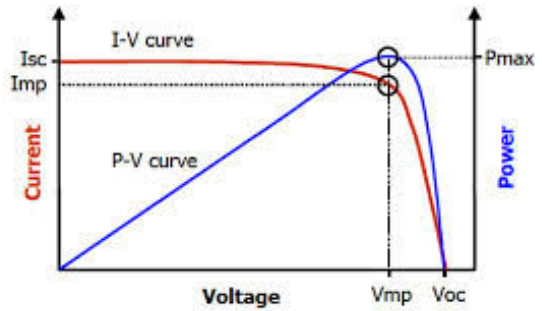
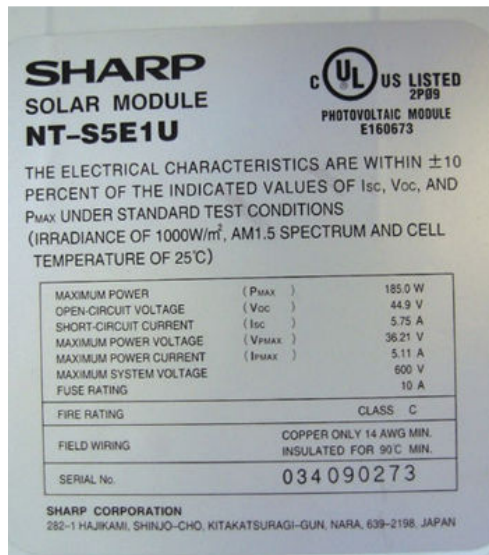


Figura 7 - (sopra) - Curva caratteristica di un modulo fotovoltaico (rossa) e curva di potenza massima (blu).

Figura 8 - (a sinistra) Foto di una targa di modulo fotovoltaico della Sharp.

L'equazione della curva caratteristica è:

$$I = I_{sc} - I_0(e^{qU/kT} - 1)$$

Dove

I_0 è la corrente di saturazione,

q è la carica dell'elettrone in valore assoluto pari a $1,6 \times 10^{19}$ C,

k è la costante di Boltzmann pari a $1,38 \times 10^{-23}$ J/K,

T è la temperatura assoluta della cella in gradi Kelvin,

Dai diagrammi della Figura 9 è chiaramente visibile l'influenza che l'irraggiamento ha sulla curva: mentre la tensione U_{oc} rimane pressoché invariata, la corrente I_{sc} cresce con l'intensità della radiazione e la potenza erogata aumenta. Di interesse è anche l'influenza della temperatura: quando essa aumenta la V_{oc} diminuisce mentre la I_{sc} rimane quasi costante. Complessivamente la potenza erogata diminuisce all'aumentare della temperatura delle celle di circa lo 0,3 – 0,5% per ogni grado.

In definitiva, i moduli hanno un maggior *output* quando sono ben esposti al Sole e si mantengono a temperature basse.

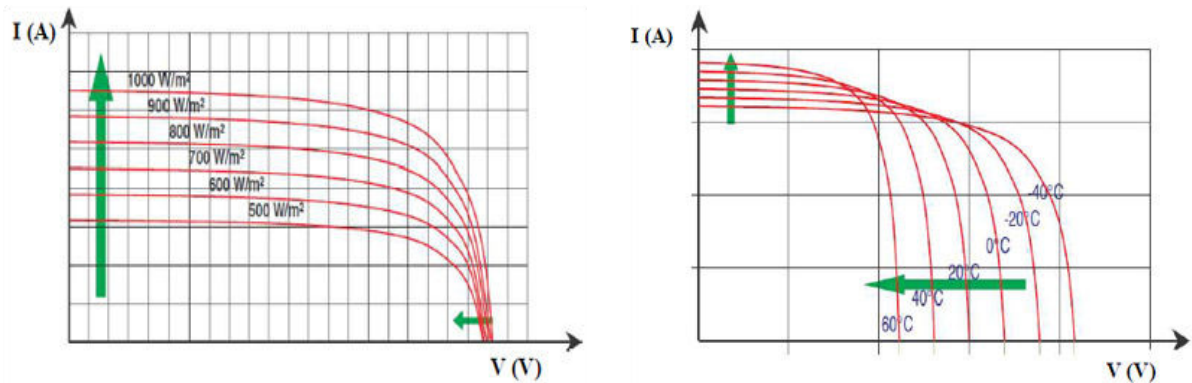


Figura 9 - Variazione delle curva caratteristica dei moduli al variare dell'irraggiamento (sinistra) e della temperatura di cella (destra).

Nella realtà, i moduli e le celle in essi contenute raggiungono temperature ben più alte dei 25°C delle STC, poiché sono esposti alla radiazione solare, sono percorsi da correnti e d'estate sono circondati da aria a temperatura spesso maggiore di 25°C. Per questo si introduce la NOCT, la temperatura della cella in condizioni operative, che sono definite come:

- irraggiamento solare sul piano del modulo: 800 W/m²,
- temperatura dell'aria ambiente: 20°C,
- velocità dell'aria si retro del modulo: 1 m/s,
- modulo funzionante a vuoto.

Comunemente i costruttori indicano una NOCT tra 45°C e 50°C.

Se una cella è soggetta ad irraggiamento diverso o la temperatura ambiente varia rispetto alle NOC, si può risalire, con buona approssimazione, alla sua temperatura con la seguente formula:

$$T_{cell} = T_{amb} + I_{mod} \frac{(NOCT - 20)}{800}$$

1.2.2 SISTEMA DI CONDIZIONAMENTO DELLA POTENZA

I moduli fotovoltaici generano energia in corrente continua, che varia in intensità con l'irraggiamento e in tensione con la temperatura. Prima di essere riversata nella rete di distribuzione deve essere opportunamente convertita in corrente alternata rispettando i parametri di qualità previsti dalla normativa tecnica. Tali operazioni sono condotte dal sistema di condizionamento della potenza, comunemente e semplicisticamente chiamato *inverter*. In realtà l'inverter è solo uno degli stadi del sistema di condizionamento, in particolare quello che si occupa della conversione da corrente continua a corrente alternata. Uno stadio fondamentale del condizionamento della potenza è il cosiddetto inseguitore del punto di massima potenza o MPPT (*Maximum Power Point Tracker*). Questo ha il compito di ricercare costantemente, con precisione e rapidità, il punto di massima potenza della parte di generatore fotovoltaico ad esso associato, detto sottocampo, che varia di continuo con le condizioni meteo-climatiche esterne (cfr. paragrafo 1.2.1).

Gli inverter, anche quelli di piccola taglia, sono dotati di un'interfaccia di comunicazione che permette la lettura in remoto delle principali grandezze elettriche sia lato CC che CA, lo stato di funzionamento e gli eventuali allarmi; le stesse case produttrici forniscono dei dispositivi di monitoraggio molto semplici ed economici che permettono la connessione con un PC locale o con

Internet, in modo da riversare i dati in un *web database*, offerto spesso gratuitamente. Soprattutto negli impianti più vecchi, l'inverter è stato l'unico dispositivo monitorabile.

Oggi i moderni armadi inverter rendono disponibili un'ampia varietà di dati, anche distinti per le singole unità MPPT in esso contenute, in modo che il produttore abbia sotto controllo i parametri di funzionamento di tutte le parti di impianto, facilitando la gestione, l'ottimizzazione delle performance e la ricerca degli eventuali guasti.

1.2.3 GLI IMPIANTI GRID-CONNECTED

Gli impianti di produzione di energia si possono classificare come impianti connessi alla Rete, o *grid-connected*, o come impianti in isola (elettrica). Questi ultimi non fanno parte della trattazione di questa tesi, proprio perché non sono connessi alla rete e sono dimensionati secondo le specifiche esigenze e peculiarità dei carichi che devono alimentare. Invece gli impianti *grid-connected*, diventano parte della Rete elettrica nazionale e con essa scambiano continuamente energia. Per Rete si intende la *rete di distribuzione* o *rete di distribuzione pubblica*, ovvero la rete elettrica AT, MT, BT alla quale possono collegarsi gli Utenti; questa è gestita da un'impresa distributrice, come ad esempio ENEL Distribuzione S.p.A., talvolta indicata come Distributore Locale.

L'*Utente della rete* o semplicemente *Utente* è il soggetto che utilizza la rete per immettere e/o prelevare energia elettrica. Gli *Utenti della rete* sono classificati in *passivi* e *attivi*.

Per le definizioni si fa riferimento alle norme CEI 0-16 e CEI 0-21 dove gli *Utenti attivi* sono coloro che utilizzano qualsiasi macchinario (rotante o statico), che converta ogni forma di energia utile in energia elettrica in corrente alternata, previsto per funzionare in parallelo (anche transitorio) con la Rete. Gli *Utenti passivi* sono tutti gli Utenti della rete non ricadenti nella definizione di Utenti attivi, ovvero Utenti che effettuano solo prelievi di energia dalla rete per alimentare i loro carichi.

Un'ulteriore ed importante precisazione deve essere fatta per gli Utenti attivi distinguendo, utenti a "cessione parziale", spesso chiamati Utenti attivi-passivi e Utenti a "cessione totale", spesso chiamati Utenti attivi-attivi. L'Utente è a "cessione totale" se esso è destinato ad immettere integralmente in rete la produzione elettrica al netto degli eventuali consumi dei servizi ausiliari, ovvero di quei carichi necessari al mantenimento della capacità produttiva dell'impianto, quali ad esempio i sistemi di condizionamento dei locali e di raffreddamento delle elettroniche di potenza, le apparecchiature dei Sistemi di Protezione Generale e dei Sistemi di Protezione di Interfaccia, i sistemi di sicurezza ed allarmi, i sistemi di monitoraggio, le prese di servizio, etc. E' questo il caso delle centrali di produzione il cui scopo è quello di produrre e riversare in rete.

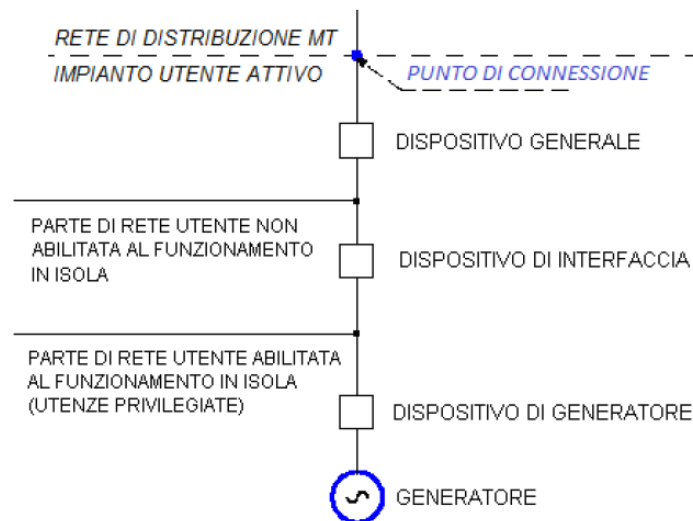


Figura 10 - Schema di connessione di un utente attivo (CEI 0-16).

Se invece all'interno dell'Utente vi sono dei carichi elettrici da alimentare, escludendo gli eventuali servizi ausiliari, l'Utente è denominato a "cessione parziale" in quanto parte della produzione è destinata ad soddisfare i propri fabbisogni elettrici, mentre le eccedenze sono riversate in rete. Questo è il tipico caso delle utenze domestiche che si dotano di un proprio impianto fotovoltaico per l'autoproduzione o anche di quelle aziende che installano l'impianto per ridurre gli acquisti di elettricità dalla rete e quindi le bollette. In Figura 10 è riportato lo schema concettuale di un Utente attivo connesso alla rete in MT. I rami a sinistra alimentano i carichi dell'utente distinguendoli in utenze privilegiate e utenze ordinarie; si tratta dunque di un Utente attivo-passivo. Se i due rami a sinistra non fossero presenti l'Utente sarebbe ovviamente a "cessione totale".

Questa classificazione non è solo formale ma ha sostanziali influenze sullo schema e sulle procedure di calcolo del sistema di gestione remota sviluppato.

E' evidente infatti la differenza sul peso che l'immissione in rete rappresenta. Nel caso di Utente attivo-attivo essa è molto prossima al valore della produzione, di cui rappresenta la parte predominante, rimanendo inferiore di qualche punto percentuale per gli eventuali autoconsumi dei servizi ausiliari e per le perdite (tipicamente effetto Joule, elevazione di tensione, etc.). Pertanto l'immissione potrà essere convenientemente usata come base secondaria per i calcoli di controllo sulla produzione.

Nel caso di utente a "cessione parziale", l'immissione non è significativa di per se poiché prende rilevanza l'autoconsumo, ovvero quanto dell'energia prodotta è consumata (istantaneamente) in situ.

1.3 CENNI SUL CONTO ENERGIA

Il Conto Energia è il meccanismo di incentivazione statale che ha permesso la realizzazione in Italia di quasi 550 mila impianti fotovoltaici con una potenza complessiva di 17,5 GW¹. Esso è stato introdotto in Italia facendo seguito alla Direttiva comunitaria per le fonti rinnovabili (Direttiva 2001/77/CE), recepita con l'approvazione del Decreto legislativo 387 del 2003, agli impegni sottoscritti dalla nazione con il Protocollo di Kyoto sottoscritto nella città giapponese l'11 dicembre 1997 da più di 180 Paesi ed entrato in vigore il 16 febbraio 2005, dopo la ratifica anche da parte della Russia, ed esteso fino al 2010 e per proseguire nella strategia "20-20-20", lanciata nel marzo 2007 dal Consiglio Europeo su rinnovabili, efficienza energetica ed emissioni di gas

¹ Dati ufficiali del GSE aggiornati a novembre 2013.

serra. In particolare la strategia “20-20-20” ha stabilito per l’Unione Europea tre ambiziosi obiettivi da raggiungere entro il 2020:

- ridurre i gas ad effetto serra del 20%;
- ridurre i consumi energetici del 20% aumentando l'efficienza energetica;
- soddisfare il 20% del fabbisogno energetico europeo con le energie rinnovabili.

Il meccanismo del Conto Energia, premia con tariffe incentivanti l’energia prodotta dagli impianti fotovoltaici per un periodo di 20 anni (*feed-in premium*). Questo sistema ha sostituito la precedente politica di incentivazione che prevedeva l’erogazione di contributi a fondo perduto destinati all’acquisto dell’impianto e che fino ad allora aveva avuto scarso successo. Il successo del nuovo meccanismo, in verità già noto ed applicato con successo in altri paesi della Comunità, è dovuto alla “bancabilità” dell’investimento connesso alla realizzazione di un impianto FV di qualsiasi taglia. Gli istituti finanziatori hanno mutato la loro opinione sul fotovoltaico, fino ad allora molto costoso e scarsamente remunerativo, e hanno erogato facilmente prestiti per la realizzazione degli impianti poiché essi, di fatto, rappresentano investimenti con proventi elevati e “sicuri”, garantiti dallo Stato e sufficienti a coprire le rate per la restituzione dei debiti.

Negli anni si sono succeduti diversi *step*, caratterizzati da vari quadri normativi che andavano cambiando secondo l’evoluzione del mercato della *Green Economy*, caratterizzato da un’impennata di realizzazioni e da un *trend*

crescente che ha trainato anche altri settori, quali quello delle costruzioni impiantistiche. Il costo di realizzazione chiavi in mano degli impianti, spinto da una grande concorrenza, che si è intanto creata, e per le economie di scala, è andato progressivamente diminuendo dagli 7.000 €/kW del 2004 ai 2.000 della seconda metà del 2013.

Il primo Conto Energia è diventato operativo con i Decreti attuativi del 28 luglio 2005 e del 6 febbraio 2006.

Il Secondo Conto Energia nasce con il D.M. del 19 febbraio 2007, per impianti con entrata in esercizio fino al 31 dicembre 2010. Tra le principali novità introdotte dal Secondo Conto Energia c'era l'applicazione della tariffa incentivante su tutta l'energia prodotta e non solamente su quella prodotta e consumata in loco e la differenziazione delle tariffe sulla base del tipo di integrazione architettonica, oltre che della taglia dell'impianto.

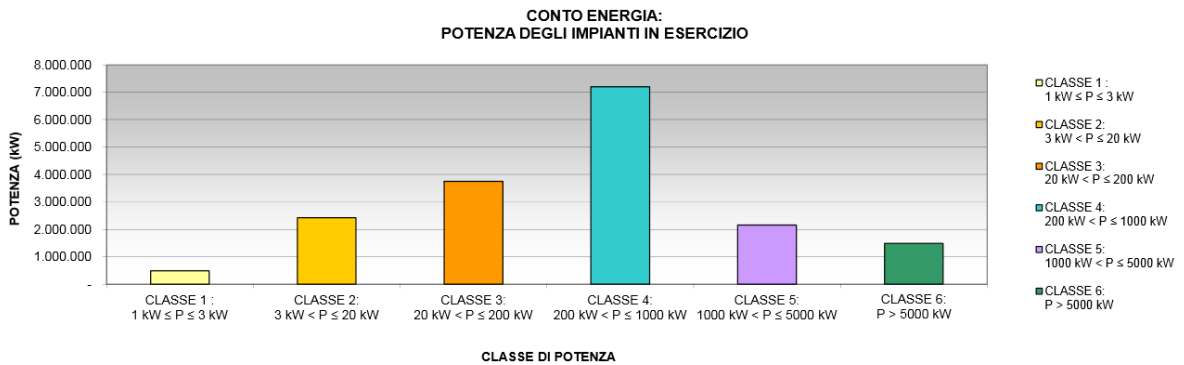
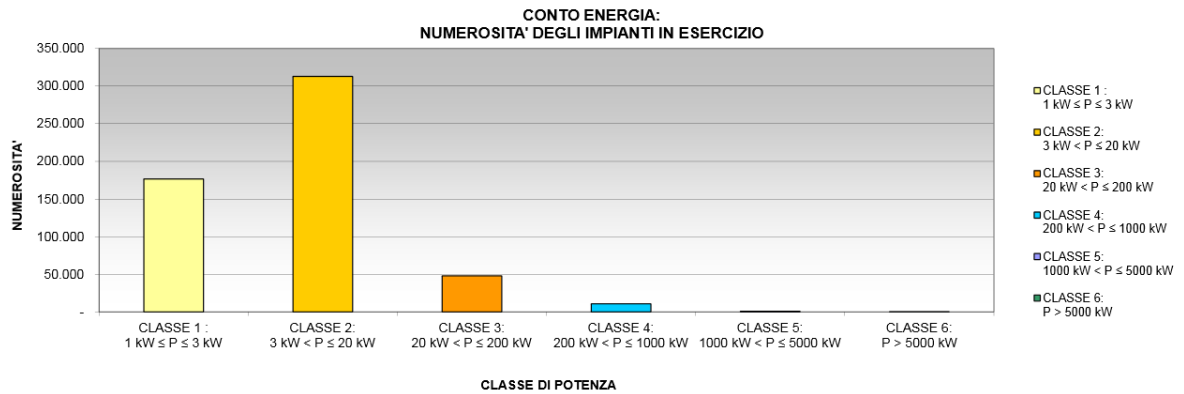
Nel 2010 è entrato in vigore il Terzo Conto Energia (D.M. 6 agosto 2010), applicabile agli impianti entrati in esercizio a partire dal primo gennaio 2011 e fino al 31 maggio 2011, che ha definito le seguenti categorie di impianti:

- impianti fotovoltaici (suddivisi in “impianti su edifici” o “altri impianti fotovoltaici”);
- impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative;
- impianti fotovoltaici a concentrazione;
- impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica;

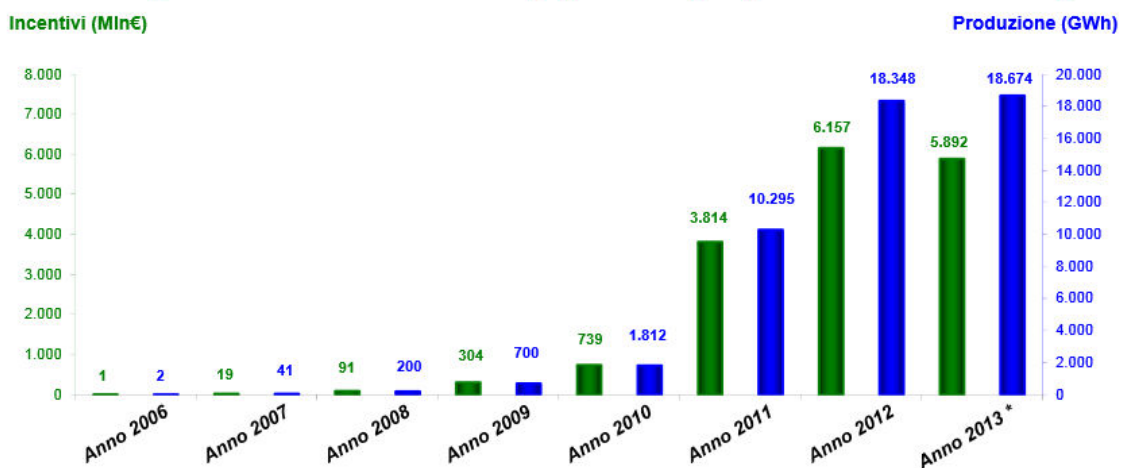
Il 12 maggio 2011 è stato pubblicato il D.M. 05/05/2011, il Quarto Conto Energia, che ha definito il meccanismo di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici riguardante gli impianti che entrano in esercizio dopo il 31 maggio 2011.

Il D.M. 5 luglio 2012, è la volta del Quinto Conto Energia. Il Quinto Conto Energia cessa di applicarsi il 6 luglio 2013, decorsi 30 giorni solari dalla data in cui l'AEEG, con la delibera 250/2013/R/EFR, ha indicato nel 6 giugno 2013, la data di raggiungimento della soglia di 6,7 miliardi di Euro del costo indicativo cumulato annuo degli incentivi per lo sviluppo degli impianti fotovoltaici.

Nelle tabelle e nei grafici a seguire sono riportati i risultati dei cinque *step* del Conto Energia, aggregati per numero, potenza, produzione, anno, etc.



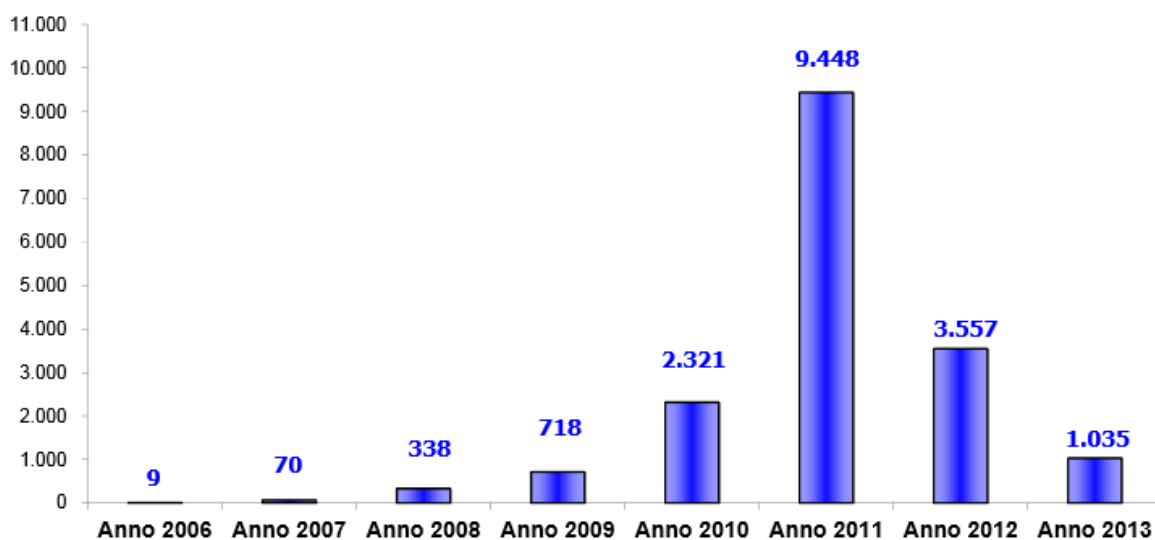
Valori annuali degli incentivi riconosciuti e dell'energia prodotta dagli impianti ammessi al conto energia



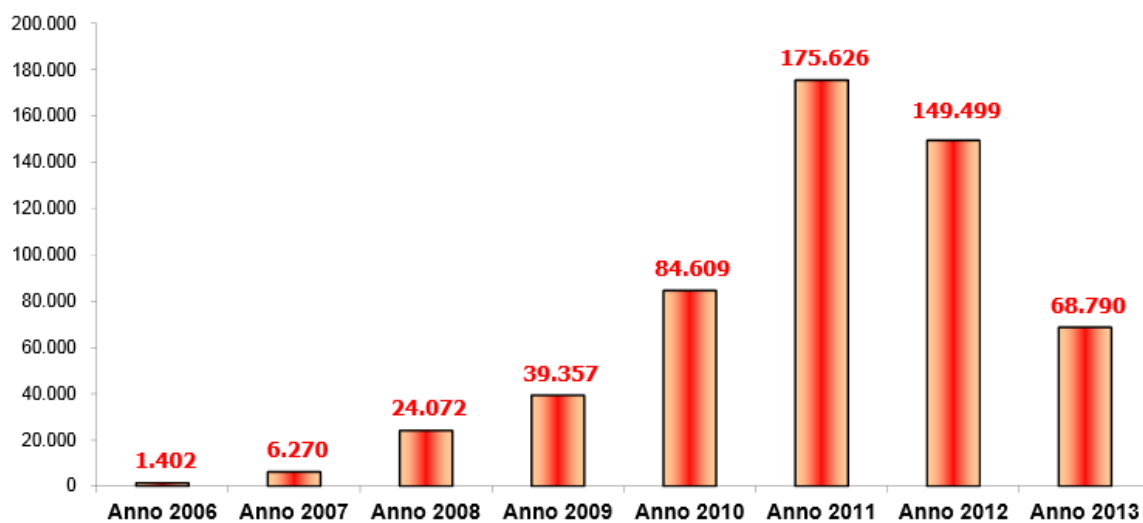
Dati soggetti a variazioni/conguagli

* Dati parziali

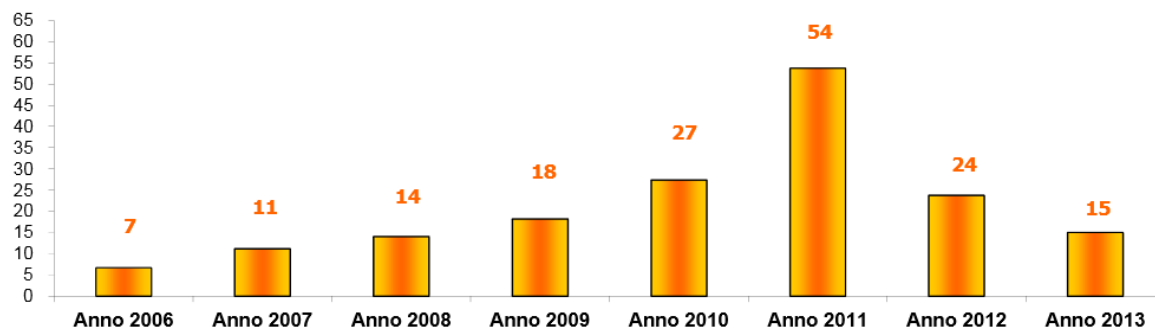
Potenza (MW)



Numerosità



Potenza Media (kW/Impianto)



TOTALE DEI RISULTATI DEL CONTO ENERGIA
(PRIMO, SECONDO, TERZO, QUARTO E QUINTO CONTO ENERGIA)

RIPARTIZIONE PER REGIONE E CLASSE DI POTENZA DEGLI IMPIANTI IN ESERCIZIO
(aggiornamento al 30 NOVEMBRE 2013)

REGIONE	CLASSE 1: 1 kW ≤ P ≤ 3 kW		CLASSE 2: 3 kW < P ≤ 20 kW		CLASSE 3: 20 kW < P ≤ 200 kW		CLASSE 4: 200 kW < P ≤ 1000 kW		CLASSE 5: 1000 kW < P ≤ 5000 kW		CLASSE 6: P > 5000 kW		TOTALE	
	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)
PUGLIA	11.314	31.763	22.144	168.406	2.888	203.090	1.817	1.563.762	56	173.823	36	355.753	38.175	2.496.403
LOMBARDIA	27.430	76.181	39.136	300.378	8.790	699.969	1.318	717.032	60	109.057	3	17.992	76.737	1.920.609
EMILIA ROMAGNA	18.219	50.828	26.702	208.100	5.815	462.589	1.098	682.945	150	276.722	4	48.656	51.989	1.729.840
VENETO	21.563	60.119	46.734	320.322	5.865	470.708	901	511.506	39	60.291	13	154.889	74.115	1.577.805
PIEMONTE	12.308	34.841	20.489	177.332	4.514	361.014	1.080	633.266	93	203.054	4	25.730	38.488	1.434.737
SICILIA	10.914	30.579	24.909	182.107	2.215	170.005	538	391.256	87	244.764	22	186.660	37.785	1.206.760
LAZIO	11.166	30.172	18.922	133.837	1.583	126.874	410	263.281	100	274.825	35	309.040	31.916	1.138.029
MARCHE	6.700	18.386	9.755	80.791	2.359	191.415	935	592.762	50	110.803	3	20.890	19.802	1.015.047
TOSCANA	10.614	28.915	14.858	121.068	2.627	199.225	411	247.145	31	53.486	4	33.585	28.445	683.423
ABRUZZO	3.214	9.083	9.344	74.847	1.222	100.823	472	337.222	55	120.341	2	11.851	14.209	654.168
SARDEGNA	8.630	24.463	16.747	117.581	966	75.882	242	148.101	86	183.513	13	100.734	26.674	650.275
CAMPANIA	6.245	14.523	13.578	101.426	1.288	103.363	333	207.294	48	121.431	11	99.601	20.503	648.037
FRIULI VENEZIA GIULIA	6.383	17.943	15.861	113.029	1.757	135.182	164	98.239	25	69.006	4	27.368	24.194	460.758
CALABRIA	4.551	13.027	11.994	94.815	1.045	75.908	220	130.357	26	53.166	8	80.051	17.744	447.324
UMBRIA	4.604	12.782	6.803	55.091	1.425	101.773	342	226.116	20	43.203	-	-	13.194	438.965
TRENTINO ALTO ADIGE	7.740	21.994	9.044	92.827	2.423	170.322	205	92.128	3	4.931	-	-	19.415	382.201
BASILICATA	1.722	4.923	3.545	33.958	848	50.332	356	250.110	4	8.034	1	5.216	6.576	352.574
MOLISE	585	1.663	2.097	17.716	266	19.793	100	76.722	13	40.618	1	6.500	3.062	163.952
LIGURIA	2.116	5.622	2.488	18.871	299	23.708	50	25.985	3	4.167	-	-	4.956	78.352
VALLE D'AOSTA	538	1.491	1.013	8.775	93	7.228	2	1.440	-	-	-	-	1.646	18.935
Totale ITALIA	176.556	489.603	312.863	2.421.277	48.098	3.749.144	10.595	7.196.670	949	2.155.034	164	1.484.466	549.625	17.496.194

1.4 LE SERRE FOTOVOLTAICHE

Molti operatori nel campo agricolo, spinti dagli incentivi del Conto Energia, che prevedevano tariffe più alte per l'“integrazione architettonica” e dalla semplificazione dell'iter autorizzativo, hanno costruito serre fotovoltaiche, anche di notevole dimensione e potenza. Le serre fotovoltaiche rappresentano un buon compromesso per gli agricoltori, intenzionati a investire nelle energie rinnovabili, senza rinunciare alla loro attività principale e senza sacrificare terreno coltivabile.



Figura 11 - Serra fotovoltaica: struttura a doppia falda con impianto su falda a SUD.



Figura 12 - Serra fotovoltaica: particolare coltivazione interna.



Figura 13 - Serra fotovoltaica con moduli "vetro - vetro".



Figura 14 - Serra con copertura fotovoltaica "a shed".

1.5 I SISTEMI DI MONITORAGGIO PER GLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI

Gli impianti fotovoltaici hanno avuto negli ultimi anni una diffusione notevole, grazie soprattutto al sistema di incentivazione statale del “Conto Energia” (paragrafo 1.3). A dotarsi di impianti per la produzione di energia, sia per la vendita che per l’autoconsumo, sono state società, enti pubblici, condomini e privati. Tra i punti di forza vincenti di questi impianti vi è senz’altro la limitata e semplice manutenzione, le garanzie pluriennali sui componenti principali e la lunga vita tecnica (paragrafo 1.2). Se queste caratteristiche sono bastevoli per piccoli impianti sotto i 10 kW, per impianti di maggiori dimensioni è necessaria una maggiore attenzione. Si pensi, ad esempio dei tempi di attesa che sono necessari per un cambio, anche in garanzia, di un inverter di media / grande potenza, che potrebbe non essere immediatamente disponibile. Anche se il produttore non sopporta il costo del componente guasto, ogni giorno di fermo-impianto sono mancati guadagni, tanto maggiori quanto più grande è l’impianto e la disponibilità di fonte solare, come nei mesi a maggior insolazione. Lo stesso sviluppo non si è avuto per i sistemi di gestione che sono rimasti

appannaggio dei grandi produttori, dovendo sovente operare con diverse centrali in varie parti dell'Italia. Per i piccoli impianti domestici, le case produttrici degli inverter hanno commercializzato semplici apparecchiature (Figura 15) che si interfacciano con i propri prodotti; i dati raccolti sono di norma disponibili in locale, archiviati su dispositivi di memorizzazione compatti (schede di memoria) e consultabili connettendo un personal computer. Alcuni modelli prevedono la connessione con Internet, a cure e spese del cliente; in questi casi il salvataggio dei dati storici avviene anche in remoto, presso un *database* gestito della casa costruttrice del dispositivo di monitoraggio. Questo servizio è spesso a pagamento ma offre la possibilità di poter controllare il proprio impianto consultando il *database* con un semplice *internet browser*.



Figura 15 - Apparecchiatura di monitoraggio per piccoli impianti prodotta da Powerone (gruppo ABB) per i suoi inverter.

Comunque, quasi tutti i dispositivi di monitoraggio sono in grado di mandare una comunicazione tramite posta elettronica, ad un indirizzo a scelta del cliente, con gli allarmi generati dall'inverter. Ciò significa che non sono in grado di diagnosticare indipendentemente gli stati anomali di funzionamento

dell'impianto, ma semplicemente di "inoltrare" gli stati generati dal solo inverter.

1.6 I SENSORI ED ALTRI DISPOSITIVI PER IL MONITORAGGIO

Nei paragrafi successivi si presentano i principali sensori, che si installano comunemente negli impianti fotovoltaici, al fine di misurare le principali grandezze ambientali quali radiazione solare, temperature e altre; a questi si associano altre apparecchiature di controllo e misura, che sono sovente obbligatorie. Oltre gli inverter, altri componenti dell'impianto elettrico di potenza possono essere monitorabili, come i quadri di parallelo stringhe intelligenti e molto altro, di cui soltanto si accenna, come i sistemi di raffreddamento delle cabine, misuratori di isolamento, centraline di controllo termico dei trasformatori.

1.6.1 I SENSORI DELLA RADIAZIONE SOLARE

I sensori della radiazione solare sono i più importanti del sistema poiché ad essi è devoluto il compito di misurare la fonte energetica che alimenta l'impianto. Senza di essi non sarebbe possibile alcuna valutazione in merito al rendimento di impianto o allo stato di funzionamento dello stesso. Si immagini di potere leggere da remoto la potenza istantanea di un impianto fotovoltaico da 100 kW e che essa sia pari a 20 kW. L'impianto sta funzionando correttamente? E se dal contatore di produzione sapessi che la produzione odierna dello stesso impianto è stata di 150 kWh, posso dire se l'impianto è in condizioni ottimali?

Potremmo anche tele-leggere molti altri parametri dal campo ma non potremmo mai rispondere con certezza alla domanda. Infatti, poiché la potenza, e quindi l'*output* energetico, dipendono dalla risorsa solare, è necessario misurare adeguatamente la radiazione che raggiunge il piano dei moduli, al fine di poter effettuare sia i calcoli di bilancio energetico (si veda paragrafo 2.2), confrontando la quantità di energia fornita al sistema in un determinato periodo e la quantità di energia in uscita nello stesso periodo, ma anche confronti diretti ed istantanei per verificare gli andamenti dell'irraggiamento e dell'erogazione di potenza. La Figura 16 riporta questo confronto diretto: in un impianto in buono stato di funzionamento le due curve costruite in *real time* hanno lo stesso andamento.

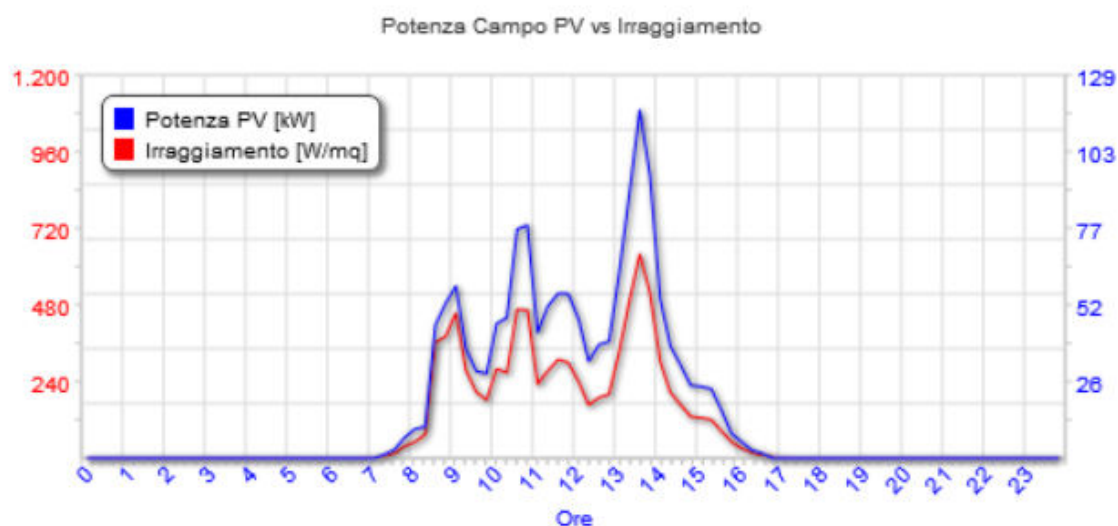


Figura 16 - Confronto istantaneo tra potenza del campo FV e l'irradiazione solare - Impianto sperimentale - giorno 23/12/2013.

I sensori di radiazione solare si dividono in due principali classi, corrispondenti ai due principi fisici utilizzati per la misurazione:

- Sensori ad effetto fotovoltaico.

- Sensori a termopila.

Nei sensori fotovoltaici, che comprendono anche i fotodiodi, la radiazione incidente genera un campo elettrico nel semiconduttore, causando la separazione delle cariche elettriche; quando il semiconduttore è connesso ad un circuito elettrico chiuso vi è circolazione di corrente. Questa può essere calcolata tramite la misura della tensione ai capi di un resistore in parallelo, lo *shunt*. Poiché la resistenza del resistore è molto bassa, la cella fotovoltaica si trova in condizioni di corto circuito e la corrente che lo attraversa è molto prossima alla corrente di cortocircuito I_{cc} (I_{sc}). L'intensità della radiazione incidente è direttamente proporzionale alla corrente di cortocircuito per cui è possibile calcolarne il valore.

Esteriormente questi sensori presentano una cella fotovoltaica di dimensione variabile, comunemente da un centimetro quadro fino a cento, contenuta all'interno di un involucro plastico o metallico.



La temperatura della cella influisce in maniera assai limitata sulla corrente, con gradiente positivo. Nei moduli fotovoltaici commerciali questo effetto è riportato nei *data sheet* dove sono sempre indicati tre coefficienti di temperatura in termini percentuali o assoluti. In questo caso deve essere osservato il valore della variazione unitaria di I_{cc} per ogni grado Kelvin. Per

una cella policristallina esso assume valori attorno ai 4 mA/K. Per il modulo il cui *data sheet* è riportato in Figura 49 il valore assoluto è pari a 4,4 mA/K, corrispondente in percentuale a +0,057%/K, confermando trascurabilità della correlazione tra corrente e temperatura. Pur tuttavia, alcuni sensori, per diminuire l'errore di misura causato dall'aumento sensibile della temperatura delle celle sottoposte radiazione incidente, hanno un sensore termico, che permette la compensazione. Sullo *shunt* la variazione di temperatura causa incrementi di resistenza irrilevanti.

I fotodiodi al silicio funzionano utilizzando lo stesso principio ma essi si distinguono facilmente dai primi per la presenza di una lente con superficie satinata. La lente è detta “correttore di coseno” ed ha lo scopo di rendere i raggi perpendicolari al sensore che “legge” l'intensità della radiazione.



Figura 17 - Solarimetro a fotodiode prodotto dalla Kipp & Zonen.

L'altra classe di sensori di radiazione solare è popolata dai piranometri a termopila. La termopila è composta da una serie di termocoppie che generano una differenza di tensione proporzionale alla temperatura dei “giunti caldi” (giunti di misura) che fungono da assorbitore della radiazione.

I 3 livelli qualitativi dei piranometri sono definiti in maniera differente dallo Standard Internazionale ISO 9060:1990(E) e dalla World Meteorological

Organisation Guide 6th edition. Le principali specifiche sono elencate, per entrambe le fonti normative, nella tabella sottostante.



Caratteristiche Tecniche secondo ISO 9060

1- Tempo di risposta: (95%)	<9 sec
2- Off-set dello Zero:	
a) risposta ad una radiazione termica di 200W/m ² :	<7 W/m ²
b) risposta ad una cambiamento della temperatura ambiente di 5K/h:	< ±2 W/m ²
3a- Instabilità a lungo termine: (1 anno)	< ±0.8 %
3b- Non linearità:	< ±0.5 %
3c- Risposta secondo legge del coseno:	< ±10 W/m ²
3d- Selettività spettrale:	< ±3 %
3e- Risposta in funzione: della temperatura	<2 %
3f- Risposta in funzione del Tilt:	< ±0.5 %

Figura 18 – Piranometro a termopila classificato come Secondary Standard (ISO9060) e relative caratteristiche.

ISO Specification	ISO	secondary standard	first class	second class
WMO Characteristics	WMO	high quality	good quality	moderate quality
Response time (to 95% of final value)	ISO&WMO	< 15 sec	< 30 sec	< 60 sec
Zero off-set response: to 200 W/m ² net radiant loss to sky (ventilated)	ISO&WMO	7 W/m ²	15 W/m ²	30 W/m ²
to 5°C/hr change in ambient temperature	ISO&WMO	±2 W/m ²	±4 W/m ²	±8 W/m ²
Resolution (smallest detectable change)	WMO	±1 W/m ²	±5 W/m ²	±10 W/m ²
Non-stability (change in sensitivity per year)	ISO&WMO	± 0.8%	± 1.5%	± 3%
Non-linearity (deviation from sensitivity at 500 W/m ² over 100 to 1000 W/m ² range)	ISO&WMO	± 0.5%	± 1%	± 3%
Directional response for beam radiation (error due to assuming that the normal incidence response at 1000 Wm ⁻² is valid for all directions)	ISO&WMO	±10 W/m ²	±20 W/m ²	±30 W/m ²
Spectral selectivity (deviation of the product of spectral absorbance and transmittance from the mean)				
	ISO (0.35 - 1.5 μm)	± 3%	± 5%	± 10%
	WMO (0.3 - 3 μm)	± 2%	± 5%	± 10%
Temperature response (error due to 50°C ambient temperature change)	ISO&WMO	± 2%	± 4%	± 8%
Tilt response (deviation from horizontal responsivity due to tilt from horiz. to vert. at 1000 W/m ²)	ISO&WMO	± 0.5%	± 2%	± 5%
Achievable uncertainty, 95% confidence level	WMO hourly totals	3%	8%	20%
	WMO daily totals	2%	5%	10%

Tabella 1 - Caratteristiche delle tre classi di piranometri secondo ISO e WMO.

Le maggiori differenze tra le due tecnologie sono la velocità di risposta e la sensibilità spettrale.

La prima è a favore dei sensori ad effetto fotovoltaico, poiché la tensione ai capi dello strumento è dipendente dai fotoni che colpiscono la superficie sensibile e la risposta è, in pratica, immediata. Diverso è il comportamento delle termopile, il cui principio di funzionamento si basa su fenomeni termici:

la velocità di variazione della tensione ai capi dello strumento risente della relativa inerzia. Si noti dalla tabella soprastante che un piranometro a termopila può avere un tempo di risposta che va dai quasi 15 secondi per quello di alta qualità (*Secondary Standard ISO*) a quasi 60 secondi per quello di qualità moderata (*Second Class ISO*).

Il grande vantaggio dei piranometri risiede nella caratteristica di avere una sensibilità spettrale molto ampia, che racchiude quasi completamente la distribuzione spettrale della radiazione solare sulla crosta terrestre, come evidente dalla Figura 19. Nei fatti la radiazione solare che colpisce la superficie esterna dell'atmosfera ha una sua distribuzione in termini di lunghezza d'onda (curva nera). Sulla crosta terrestre, questa arriva modificata, in dipendenza dell'assorbimento che essa subisce da parte dei componenti dell'atmosfera (curva azzurra). Notoriamente il picco si ha nella regione del visibile in corrispondenza del giallo (500 nanometri). Se si considera che arrivano sulla terra 1.000 W/m^2 , solo 413 W/m^2 sono nella regione del visibile da 380 a 780 nanometri, 155 W/m^2 sono dovuti al campo spettrale ultravioletto, e 432 W/m^2 al campo spettrale dell'infrarosso da 780 a 4.000 nanometri. La curva della distribuzione spettrale sulla crosta terrestre ha alcuni evidenti crolli, come anticipato, causati dall'assorbimento che la radiazione di quella particolare lunghezza d'onda subisce attraversando le sostanze che compongono l'atmosfera. In particolare il crollo nell'infrarosso vicino (NIR) è dovuto al vapor acqueo.

Come i nostri occhi sono in grado di vedere solo una parte dello spettro della radiazione solare, così i sensori di irraggiamento sono in grado di “vedere” e misurare solo una parte della radiazione solare che giunge sulla crosta terrestre. I piranometri a termopila sono in grado di “vedere” e misurare una grande parte della radiazione solare, poiché tutto lo spettro contribuisce a scaldare l’assorbitore. Il campo che i semiconduttori riescono a “vedere” è assai più ristretto, anche se esso ricopre il picco assoluto della radiazione solare. Di fatto solo i fotoni con una maggiore quantità di energia riescono a muovere le cariche ed ad innescare l’effetto fotovoltaico, che a sua volta dipende dal materiale e dalla tecnologia del semiconduttore. Questo porta alla diversa sensibilità spettrale dei solarimetri ad effetto fotovoltaico: bande rossa e marrone per il silicio cristallino e bande gialla e marrone per il silicio amorfo.

Si possono sviluppare le seguenti considerazioni. Per misurare correttamente la radiazione solare è fondamentale l’uso di un piranometro a termopila anche se esso è molto più costoso. Si dovrà comunque sempre tenere presente che il tempo di risposta di questi strumenti è molto alto, fino al minuto, per cui si dovrà scegliere con particolare attenzione la classe dello strumento, in relazione all’effettivo impiego ed ai risultati che si vogliono ottenere. Per una stazione meteorologica, che abbisogna di una misura della radiazione per scopi informativi, potrà essere sufficiente un solarimetro con una piccola cella fotovoltaica. Invece, se lo scopo è quello di misurare la radiazione per il calcolo del *Performance Ratio* di una centrale fotovoltaica, bisognerà utilizzare un

piranometro in *Secondary Standard*. Ovviamente per i piccoli impianti fotovoltaici la precisione di misurazione non giustifica l'elevato costo delle apparecchiature, per cui si farà ricorso solarimetri al silicio prestando attenzione ad utilizzare la medesima tecnologia dei moduli fotovoltaici installati. Capita infatti sovente che i piccoli impianti fotovoltaici che utilizzano moduli policristallini (i più comuni in Sicilia) siano dotati di semplici sistemi di monitoraggio con un economico solarimetro al silicio amorfo. In questo caso i calcoli di PR sono totalmente errati e fuorvianti, in quanto il solarimetro legge un irraggiamento (bande gialla e marrone) che non corrisponde alla fonte di energia dell'impianto (bande rossa e marrone).

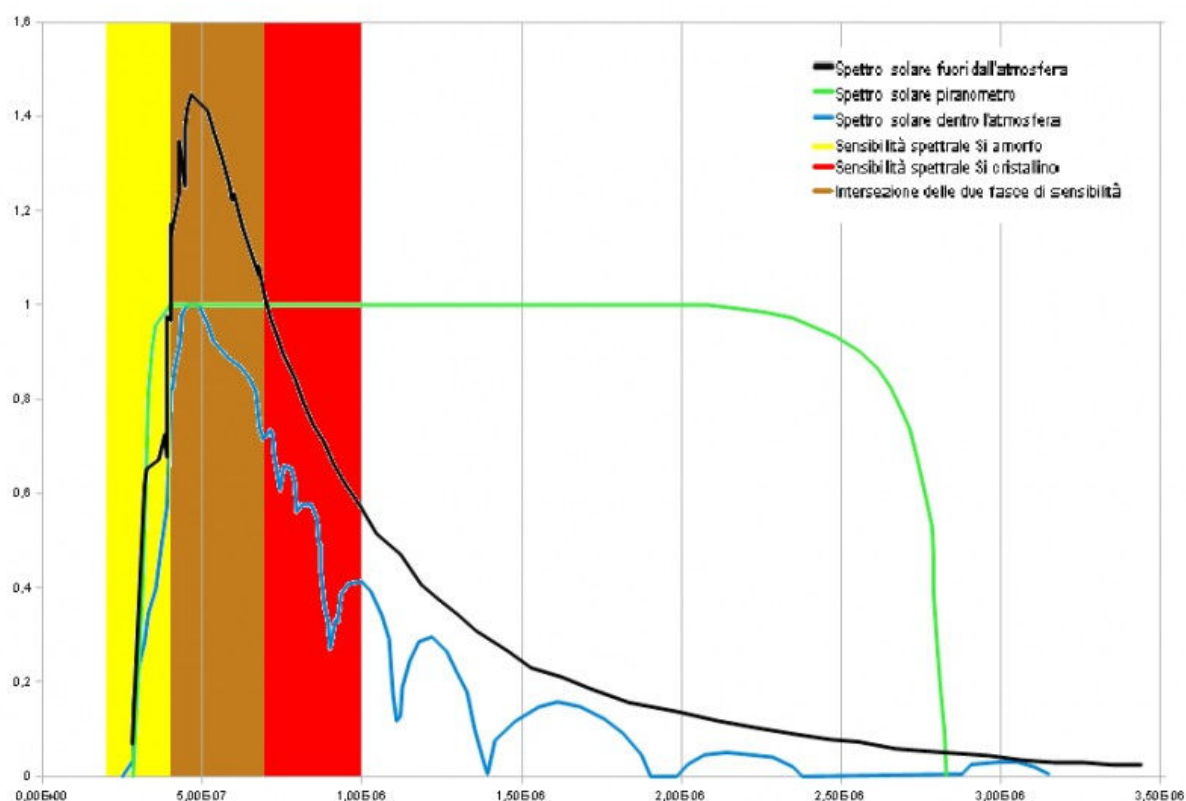


Figura 19 - Distribuzione spettrale della radiazione solare (curva nera: sulla superficie esterna dell'Atmosfera; curva azzurra: sulla superficie terrestre) e delle sensibilità spettrali dei comuni sensori di irraggiamento (curva verde: piranometro a termopila, banda rossa: silicio cristallino; banda gialla: silicio amorfo; banda marrone sovrapposizione del cristallino e dell'amorfo).

1.6.2 I GRUPPI DI MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA

In ordine di importanza, per l'analisi di funzionamento degli impianti fotovoltaici, ai sensori di radiazione solare seguono i gruppi di misura, o sistemi di misura, dell'energia elettrica. Ad essi è devoluto il compito di misurare gli *output* dell'impianto di produzione; senza questo dato non sarebbero possibili le valutazioni in merito al rendimento di impianto. Comunque, essi sono sempre presenti in ogni impianto, anche nei più semplici, ma non sempre sono "monitorabili", ovvero spesso non è possibile per l'utente effettuare telematicamente le letture. In questi casi può venire in aiuto il contatore di produzione implementato all'interno dell'apparecchiatura di conversione (*inverter*), anche se, talvolta, questi dispositivi sono affetti da sensibili ed evidenti errori nelle letture. Ciò deriva dalla precisione dei sensori interni all'apparecchiatura e dall'elettronica di controllo; questi sistemi sono implementati per i controlli qualitativi di funzionamento dell'apparecchiatura e della rete elettrica a cui sono connessi, ma non per le misure fiscali. In definitiva, le apparecchiature deputate alla contabilizzazione ufficiale dell'energia elettrica sono i gruppi di misura, di cui i contatori sono un componente e per i quali si applicano stringenti norme di prodotto, di installazione, di collaudo e di controllo periodico.

In un impianto fotovoltaico, così come per ogni altro impianto di produzione, connesso alla rete elettrica nazionale si deve misurare l'energia elettrica prodotta, spesso incentivata, e quella scambiata con la rete, ovvero immessa o

prelevata. Il contatore di scambio con la rete è anche detto contatore M1 o contatore ENEL, mentre i contatori di produzione sono detti contatori M2 o contatori GSE, poiché da essi si ricava la quantità di elettricità incentivata. La normativa tecnica ammette, in taluni casi, anche un solo contatore, quello di scambio con la rete, da cui derivare poi, con opportuni coefficienti, l'energia prodotta. Comunque si preferisce invece avere entrambi i contatori per le due letture.

Nella Figura 20 sono riportati gli schemi, rispettivamente per impianti di potenza fino a 20 kW e oltre i 20 kW, di collegamento dei sistemi di misura di utenti attivi a “cessione totale” connessi in MT (cfr. paragrafo 1.2.3).

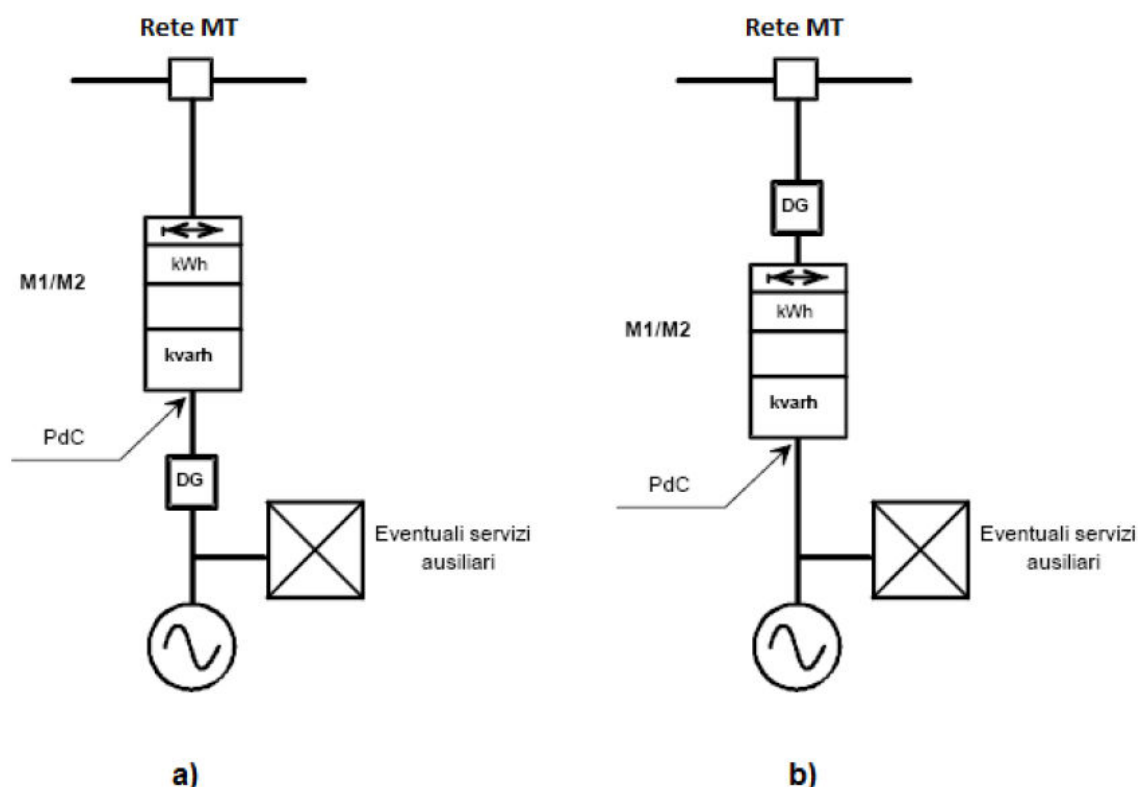


Figura 20 - Schemi di collegamento alla rete MT dei sistemi di misura per utenti attivi-attivi, con solo prelievi per gli eventuali servizi ausiliari (CEI 0-16). Schema a) per impianti fino a 20 kW. Schema b) per impianti sopra i 20 kW.

In questi casi, non essendoci carichi di utente se non quelli dei servizi ausiliari, di solito di scarsissimo rilievo, il quantitativo di energia elettrica prodotta è praticamente uguale al quantitativo di energia elettrica immessa in rete. Gli eventuali autoconsumi di impianto quando questo non è in funzione, per i fotovoltaici tipicamente di notte, sono contabilizzati in passivo dal contatore bidirezionale M1 e quindi fatturati dal *trader* di energia con cui si è stipulato il contratto di fornitura in prelievo.

Quando i servizi ausiliari e le perdite tra la sezione di generazione e quello di misura hanno un peso maggiore è conveniente utilizzare lo schema a due contatori (Figura 21) in modo che l'energia prodotta, che è agevolata, sia ufficialmente contabilizzata prima delle perdite (le più significative sono quelle di trasformazione da BT a MT) e degli autoconsumi per i servizi ausiliari.

Schemi simili sono disponibili nella norma CEI 0-21 riferita ad impianti connessi in BT.

L'attuale quadro normativo di riferimento prevede che il sistema di misura, installato nel punto di connessione alla rete di un impianto di produzione,

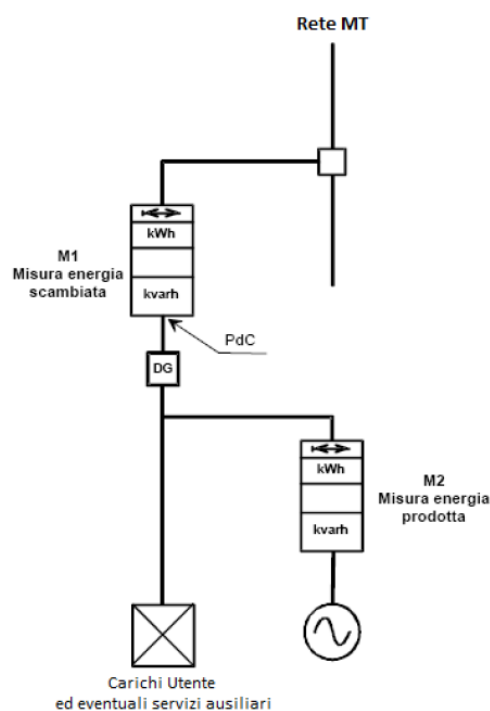


Figura 21 Schema di collegamento alla rete MT dei sistemi di misura per utenti attivi-passivi (CEI 0-16).

effettui la misura dell'energia elettrica immessa e prelevata sul medesimo punto di misura (M1). Il responsabile della rilevazione e registrazione dell'energia immessa e/o prelevata dalla rete, nonché della eventuale ricostruzione delle misure in caso di malfunzionamento del misuratore è il Distributore Locale. Esso è anche il responsabile dell'installazione e manutenzione del sistema di misura nei punti di immissione di energia elettrica per gli utenti attivi-passivi, caratterizzati da prelievi non funzionali all'attività di produzione (servizi ausiliari di centrale).

Nel caso l'utente sia attivo-attivo, è il produttore ad essere responsabile dell'installazione e della manutenzione del sistema di misura destinato alla rilevazione e registrazione dell'energia elettrica immessa in rete (M1). E' facoltà del produttore richiedere al Distributore Locale il servizio di installazione e manutenzione del sistema di misura per l'energia immessa dal proprio impianto.

Il Distributore Locale è sempre responsabile dell'installazione e manutenzione del sistema di misura dell'energia immessa dagli impianti di produzione che usufruiscono del servizio di Scambio Sul Posto.

Ai sensi della delibera AEEG 88/07, il Distributore Locale è inoltre responsabile dell'installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura dell'energia prodotta (M2) da impianti di potenza complessiva fino a 20 kW per i quali tale misura è funzionale all'attuazione di una disposizione normativa (ad es. per gli impianti fotovoltaici e gli impianti solari termodinamici

incentivati). Per impianti di potenza maggiore di 20 kW il produttore ha facoltà di richiedere al Distributore Locale il servizio di misura dell'energia prodotta. In tal caso questo ultimo installa il sistema di misura dell'energia prodotta e svolge il servizio di sigillatura.

In merito al monitoraggio remoto si deve specificare che, quando l'installazione e manutenzione del contatore sono sotto la responsabilità dell'impresa distributrice, le porte di comunicazione sono disabilitate e/o inaccessibili per l'utente, per motivi anti-frode. Su richiesta del produttore, il Distributore Locale mette a disposizione la scheda "Emettitore Segnali" e fornisce adeguata documentazione per l'interpretazione degli stessi. Si tratta di segnali discreti impulsivi il cui numero è proporzionale alle quantità di energia elettrica lette dal contatore. Solitamente i segnali sono quattro:

- energia elettrica attiva+
- energia elettrica attiva-
- energia elettrica reattiva+
- energia elettrica reattiva-

La convenzione prevede che il soggetto che vede l'energia sia il Distributore e che quindi il segno - corrisponda ad un immissione in rete e che il segno + corrisponda a quella prelevata.

Per potere avere le letture dei contatori è necessario rilevare la lettura dal display nell'istante 0 e sommargli continuamente gli impulsi. Il conteggio degli impulsi non deve essere mai interrotto altrimenti si perde l'allineamento tra la

telelettura e la lettura reale. Il sistema di lettura e sommatoria degli impulsi è pertanto complesso e comunque soggetto ad errori.

Differente è il caso dei contatori installati a cura del produttore, poiché esso può optare per apparecchiature di misura con moduli di telelettura integrati. E' lo stesso modulo che effettua le letture istantaneamente e che le comunica a richiesta. Il dato comunicato è già in formato digitale e rappresenta la lettura del contatore, uguale a quella che si leggerebbe nel display, per

cui nessuna operazione di conteggio o allineamento è necessaria.



Figura 22 - Contatore digitale monitorabile.

1.6.3 SONDA DI TEMPERATURA DEI MODULI

La sonda di temperatura specifica per moduli si applica nel dorso del modulo in posizione centrale e serve a misurare una temperatura molto prossima a quella della cella. Solitamente è una termocoppia o una PT100 (termoresistenza al platino – Pt) a contatto con una piastra metallica che serve da superficie captante in modo che la temperatura rilevata sia quella dell'area e non quella puntuale.

La sonda è tenuta in contatto con dorso del modulo tramite paste adesive, con ottima conducibilità termica o con dei supporti a molla. Solitamente negli impianti è presente una sola sonda in una posizione che si ritiene rappresentativa della maggior parte dei moduli.

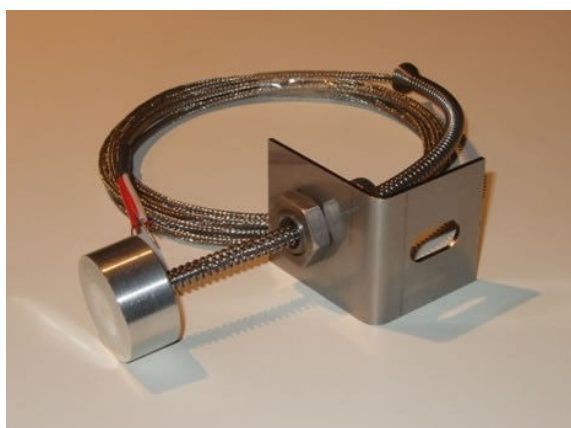


Figura 23 - Sonda di temperatura con supporto a molla.



Figura 24 - Sonda di temperatura ad ampia superficie per incollaggio.

1.6.4 SONDA DI TEMPERATURA AMBIENTE

La sonda di temperatura ambientale si colloca in posizione non esposta al sole e al vento. La sua funzione è quella di misurare la temperatura dell'aria nella zona di installazione dei moduli. La posizione ottimale sarebbe in mezzo alle file dei moduli per gli impianti a terra o sulla parete nord degli edifici per gli impianti su tetto. Solitamente è una termocoppia o una PT100 (termoresistenza al platino – Pt) all'interno di un guscio protettivo, dotato di opportune feritoie per il passaggio dell'aria.



Solitamente negli impianti è presente una sola sonda per la temperatura ambiente.

1.6.5 ANEMOMETRO E DIREZIONE DEL VENTO

Tra i vari sensori meteorologici non è raro vedere sulla copertura della cabina inverter l'anemometro a coppe con annessa banderuola. L'utilità di questo sensore è secondaria e le misure sono spesso falsate dalla presenza di ostacoli nelle vicinanze come edifici ed alberi. La stessa cabina rappresenta un elemento di disturbo per il vento, causando turbolenza che influenzerà la misura sia nel suo valore, che sarà alterato, sia nella sua stabilità risultando incostante e rapidamente variabile. Le misurazioni prese da questi sensori debbono essere usati per le valutazioni qualitative delle condizioni meteo in situ: quiete o poco vento, vento moderato, vento forte o molto forte.

Il vento comunque ha refluenze sulle rese dell'impianto poiché migliora il coefficiente convettivo di scambio termico tra modulo e aria. In una giornata soleggiata e quando l'aria è fresca, il vento che lambisce i moduli sottrae più calore, facendo sì che la temperatura degli stessi sia più bassa rispetto alle condizioni di aria statica.

I moduli lavorano quindi in condizioni operative migliori con una maggiore produttività. Ciò non di meno, le considerazioni così svolte, sono già effettuabili grazie agli altri sensori, caratterizzati da una

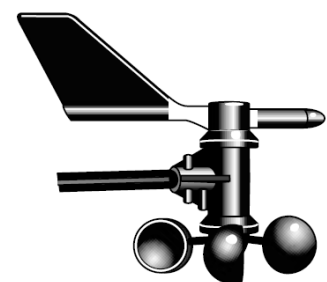


Figura 25 - Anemometro a coppe e banderuola.

migliore attendibilità, già presenti in impianto, quali il piranometro e la sonda di temperatura dei moduli.

1.6.6 LE PROTEZIONI DI IMPIANTO

Tutti gli impianti degli utenti della rete sono dotati di sistemi di protezione per i guasti elettrici e le condizioni di funzionamento anomale. Questi sistemi sono obbligatori e le loro specifiche sono indicate nella normativa tecnica di riferimento e nelle regole tecniche di connessione (CEI 0-16 e CEI 0-21). Questi sistemi sono dotati di apparecchiature elettroniche dette protezioni, che hanno il compito di leggere le grandezze elettriche necessarie, effettuare calcoli e controlli, discriminando i guasti o le anomalie e, se il caso, intervenire sui dispositivi di protezione, comandando la manovra di apertura ed isolando così l'impianto di produzione dalla rete.

La linea MT del Distributore che alimenta l'utente è normalmente dotata in partenza di protezioni di massima corrente di fase e contro i guasti a terra e possono essere presenti ulteriori protezioni installate lungo linea. Normalmente il Distributore non installa alcun dispositivo di protezione presso gli Utenti. Di conseguenza, al fine di evitare che guasti interni all'impianto dell'Utente abbiano ripercussioni sull'esercizio della rete del Distributore, l'Utente (anche il semplice utente passivo) deve installare un Sistema di Protezione Generale (SPG) comprendente il relè di protezione di massima corrente di fase e contro i guasti a terra (o semplicemente Protezione Generale - PG).

Il Sistema di Protezione Generale è composto da:

- Dispositivo Generale (DG)
- trasformatori/trasduttori di corrente di fase e di terra (ed eventualmente trasformatori/trasduttori di tensione) con le relative connessioni al relè di protezione;
- relè di protezione (PG) con relativa alimentazione;
- circuiti di apertura del DG.

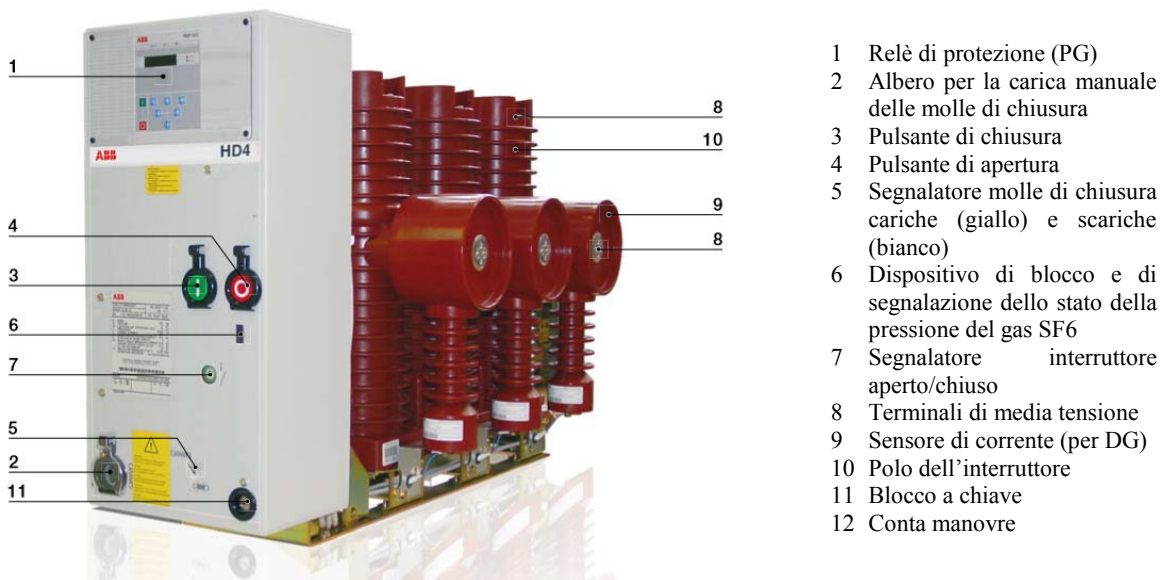


Figura 26 - Dispositivo Generale (DG) di MT prodotto dalla ABB con protezione generale (PG) integrata (1).

Nel suo complesso, il SPG deve essere in grado di funzionare correttamente in tutto il campo di variabilità delle correnti e delle tensioni che si possono determinare nelle condizioni di guasto per le quali è stato previsto.

I dispositivi aggiuntivi, che devono essere presenti qualora l'Utente sia attivo, ovvero dotato di impianti di produzione che possono entrare in parallelo con la rete (cfr. Figura 10), devono essere:

- dispositivo d'interfaccia (DDI), in grado di assicurare sia la separazione di una porzione dell'impianto dell'Utente (generatori ed eventualmente carichi privilegiati) permettendo il loro funzionamento in modo isolato, sia il funzionamento dell'impianto in parallelo alla rete;
- dispositivo di generatore (DDG), in grado di escludere dalla rete i soli gruppi di generazione singolarmente.

È ammesso che, in relazione al particolare schema di impianto dell'Utente, più funzioni siano assolte dallo stesso dispositivo, purché fra la generazione e la rete di distribuzione siano sempre presenti due interruttori in serie tra loro o, in alternativa, un interruttore e un contattore.

In particolare il SPI deve tenere costantemente sotto controllo le condizioni di esercizio della rete elettrica pubblica e nei casi che essa rileva delle anomalie, deve comandare il distacco del generatore dalla stessa, in modo che esso non immetta potenza costituendo questa una condizione di rischio. Si pensi ad esempio al caso di una manutenzione elettrica da parte del personale del Gestore di Rete: il tratto di linea è disconnesso dai gruppi di generazione a monte dallo stesso personale, ma se non intervenissero tutte le protezioni di interfaccia degli utenti attivi a valle, questi potrebbero mantenere in tensione la linea.

Nelle normali condizioni di funzionamento della rete stessa, ovvero quando tensione e frequenza, nel punto di connessione, si mantengono nei seguenti campi di variazione in tensione e in frequenza

$$90\%U_n \leq U_n \leq 110\%U_n$$

$$49,9 \text{ Hz} \leq f \leq 50,1 \text{ Hz}$$

gli impianti di produzione devono rimanere connessi alla rete, mantenendo costante in modo continuativo la potenza erogata in ogni condizione di carico.

Inoltre, essi devono essere in grado di rimanere connessi alla rete variando la potenza erogata nei modi stabiliti dalla presente norma, in condizioni eccezionali di funzionamento della rete ovvero quando nel punto di connessione la tensione e la frequenza, per periodi di durata limitata, possono rispettivamente variare nei campi di:

$$85\%U_n \leq U_n \leq 110\%U_n$$

$$47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$$

Il dispositivo generale, d'interfaccia e di generatore devono essere ubicati nell'impianto dell'Utente.

Il comando d'apertura del dispositivo generale, d'interfaccia e di generatore deve poter essere effettuato sia manualmente da un operatore sia automaticamente dalle protezioni dell'Utente. Le manovre del dispositivo generale, d'interfaccia e di generatore sono di pertinenza dell'Utente.

Il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) associato al DDI prevede un relè di



Figura 27 - Protezione di interfaccia (PI) prodotta dalla Thytronic.

frequenza (anche con sblocco voltmetrico), di tensione, e di tensione residua.

La protezione d'interfaccia dell'impianto di produzione deve operare in maniera opportuna contemperando le esigenze locali con quelle di sistema attraverso una opportuna funzione di sblocco voltmetrico, volto alla rilevazione di una condizione di guasto sulla rete MT.

Devono quindi essere previste le seguenti protezioni:

- massima tensione (59, con due soglie);
- minima tensione (27, con due soglie);
- massima tensione residua lato MT (59V0, ritardata);
- massima frequenza (81>.S1, con sblocco voltmetrico);
- minima frequenza (81<.S1, con sblocco voltmetrico);
- massima frequenza (81>.S2, ritardata);
- minima frequenza (81<.S2, ritardata);

La funzione di sblocco voltmetrico è basata sulle funzioni:

- massima tensione residua (59V0, sblocco voltmetrico per attivazione delle soglie restrittive 81>.S1 e 81<.S1);
- massima tensione di sequenza inversa (59Vi, sblocco voltmetrico per attivazione delle soglie restrittive 81>.S1 e 81<.S1);
- minima tensione di sequenza diretta (27Vd, sblocco voltmetrico per attivazione delle soglie restrittive 81>.S1 e 81<.S1).

Il SPI deve inoltre avere capacità di ricevere segnali su protocollo serie CEI EN 61850 finalizzati alla gestione del comando di telescatto.

Ai fini del monitoraggio, le PG e PI moderne dispongono di almeno una porta di comunicazione, da cui poter attingere le misurazioni dai sensori, i parametri elettrici di rete, ma anche gli stati (aperto o chiuso) dei dispositivi di protezione e molto altro. Avere informazioni da queste apparecchiature può essere molto utile per esempio per discernere le normali condizioni di mancanza transitoria di rete (DI aperto), da un guasto agli inverter poiché questi si bloccheranno, generando comunque un allarme di “anomalia di rete”, che non è rilevante in quanto si estinguerà con il ritorno della rete e con la conseguente richiusura automatica del DI.

1.6.7 I QUADRI STRINGA MONITORABILI

Soltanto da qualche anno le case costruttrici di inverter per prime e poi le aziende operanti nel settore elettrico generico, hanno iniziato a commercializzare dei quadri di parallelo stringhe, semplicemente detti quadri stringhe o *stringbox*, con funzioni di misura e controllo teleleggibili. Questi componenti di impianto, che includono la sensoristica e l’elettronica di misura e di comunicazione, sono decisamente più costosi dei modelli base che effettuano solo il parallelo elettrico delle stringhe. Per questo motivo gli impianti più vecchi e gli impianti più semplici non dispongono di tale tecnologia.

Gli *stringbox* teleleggibili sono tipicamente in grado di leggere le correnti di stringa in ingresso e la corrente totale di uscita, lo stato delle apparecchiature di sezionamento e di protezione (interruttori, sezionatori, scaricatori di

sovratensione, etc.), la differenza di tensione tra la barra positiva e la negativa. Alcune dispongono di semplici schede di controllo (Figura 28 - lettera H) che permettono di elaborare alcune misure, fare calcoli e confronti e segnalare allarmi; per esempio se la misura della corrente di una stringa è zero, lo *stringbox* discrimina la condizione come anomalia, segnalando la possibilità che il fusibile di stringa sia intervenuto. Un altro esempio è quello del confronto delle correnti di stringa con la media di tutte le stringhe connesse: se il valore di corrente di una stringa si discosta per più di una percentuale (di solito configurabile dall'utente) dalla media, lo *stringbox* presuppone una anomalia e segnala l'errore.

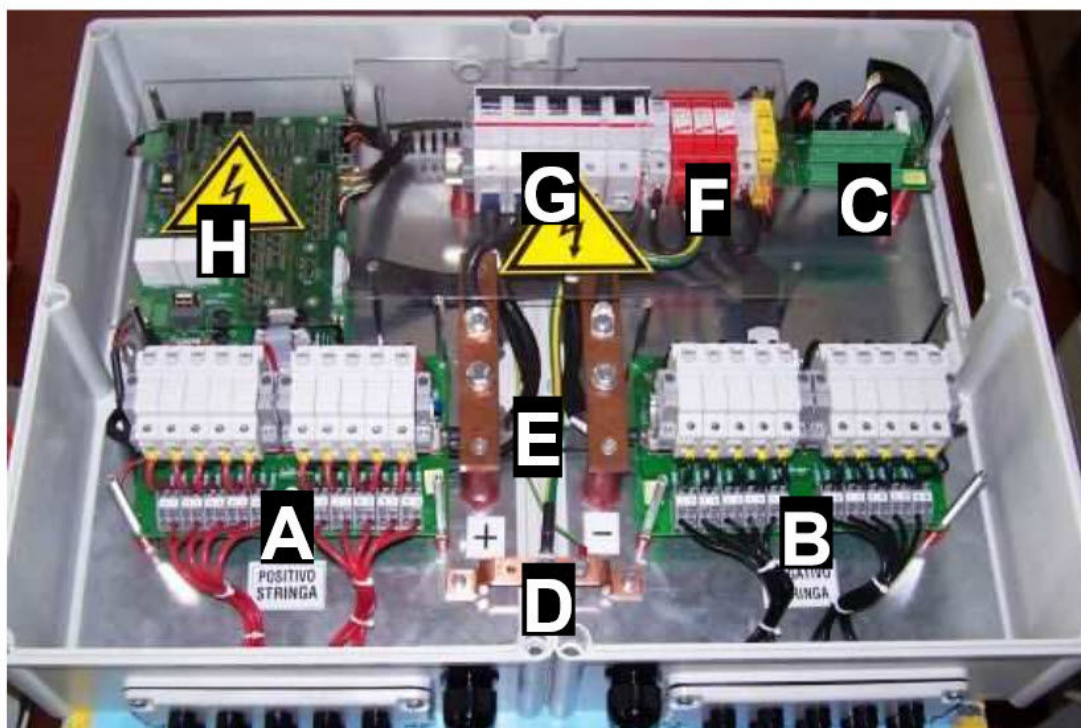


Figura 28 - Interno del quadro stringhe "Stringcomb" di Powerone

- | | | | |
|-----|---|-----|---|
| (A) | Connessioni d'ingresso stringhe polo positivo e relativi fusibili. | (F) | Componente per la protezione da sovratensioni linea DC con relativi fusibili di protezione e componente per la protezione da sovratensioni sulla linea RS485. |
| (B) | Connessioni d'ingresso stringhe polo negativo e relativi fusibili. | (G) | Interruttore sezionatore DC con modulo di sgancio a lancio di corrente e contatto ausiliario di stato. |
| (C) | Connessione ingresso / uscita segnali e comunicazione RS485. | (H) | Scheda di controllo per il monitoraggio delle stringhe. |
| (D) | Connessione del cavo di Terra. | | |
| (E) | Connessioni cavi d'uscita parallelo stringhe (Positivo e Negativo). | | |

PARTE II

IL CASO STUDIO: IL SISTEMA DI GESTIONE REMOTA PER IMPIANTI FOTOVOLTAICI

2 IL CASO STUDIO: IL SISTEMA DI GESTIONE REMOTA PER IMPIANTI FOTOVOLTAICI

Un sistema di gestione di impianti fotovoltaici deve necessariamente avere le funzioni di un impianto di monitoraggio (paragrafo 1.5), controllando in tempo reale le sezioni di potenza e tutta la sensoristica installata, ma deve anche calcolare tutte quelle grandezze utili ad individuarne la performance, gestire i carichi dell'Utente ed i prelievi dalla rete elettrica, ed infine prevedere per quanto possibile i guasti, o segnalarli e diagnosticarli prontamente, in modo da poter intervenire tempestivamente sul sito, con le attrezzature ed i ricambi idonei. In definitiva un sistema di gestione deve saper svolgere diverse funzioni, facendo confluire tutte le informazioni, eterogenee per natura e provenienza, in un sistema logico centrale che sia in grado di elaborare gli scenari completi, svolgere i compiti che altrimenti dovrebbero essere condotti manualmente e fornire supporto per l'ottimizzazione e per la risoluzione dei problemi che nel corso degli anni si manifesteranno.

Il risultato della ricerca ha portato allo sviluppo di un sistema costituito, quindi, da un insieme di apparecchiature e dispositivi installati presso l'impianto di produzione e da un *software*, che si è scelto sia fruibile da Internet.

Il sistema di gestione è stato accuratamente progettato e realizzato sia nella parte *hardware* che *software*, testato e installato presso un'azienda agricola che dispone di un impianto fotovoltaico di medie dimensioni, connesso alla propria utenza.

2.1 L'HARDWARE

2.1.1 IL DATA LOGGER

Presso l'impianto si è provveduto ad installare un calcolatore SBC "FOX G20", ovvero un "Single Board Computer", letteralmente un "computer costituito da una singola scheda", prodotta dalla Acme Systems, che funge da *Data Logger*.

Esso è costruita attorno al processore Atmel AT91SAM9G20 ARM9 @ 400 MHz. Si tratta di veri e propri computer, con sistemi operativi Linux incorporati, con dimensioni ridottissime: la scheda misura solamente 66 x 71 millimetri.

In particolare lo SBC ha le seguenti caratteristiche:

- Processore Atmel ARM9@400MHz AT91SAM9G20;
- 256 kB di memoria FLASH per il bootloader;
- microSD fino a 16 GB;
- 2 porte USB host 2.0;
- 1 porta Ethernet 10/100;
- 1 porta USB device;
- 1 porta seriale di debug (3,3 V);
- 2 porte seriali (3,3 V);
- 1 porta seriale per display Led;
- Alimentazione a 5 V_{DC};
- Real Time Clock con batteria di back-up;
- 1 linea GPIO (3,3 V);
- 4 linee di conversione A/D, I2C bus, SPI bus;
- Consumo medio: 80 mA @ 5V (0,4 Watt);
- Range di temperatura: 0°C / +70°C.

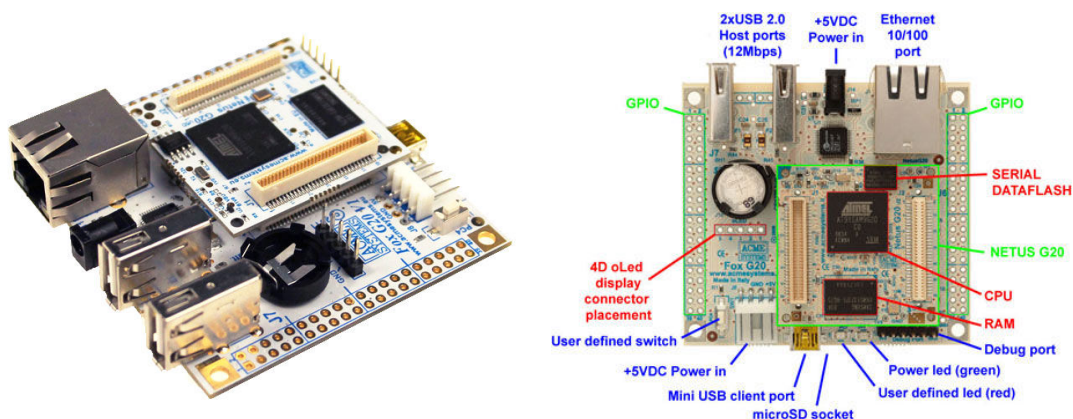


Figura 29 - Data logger Linux Fox G20 della Acme Systems.

Il *Data Logger* ha al suo interno un sistema operativo Linux minimale ed i servizi *software* che effettuano le interrogazioni ai dispositivi monitorati, connessi nei vari canali di comunicazione (porte COM), ricevono le risposte, le memorizzano in *buffer*, conservandoli per un certo tempo, e che, infine, trasmettono i dati rilevati ad un *DB* che si trova su un *server* su Internet.

Il dispositivo è anche espandibile tramite *daisy-chain*, permettendo di aggiungere altre porte di comunicazioni di tipo seriale, per connettere altre apparecchiature negli impianti più complessi.

Il *Single Board Computer* è racchiuso per protezione all'interno di un involucro di plastica trasparente, al cui interno trova posto anche l'eventuale espansione *daisy* (Figura 31 sinistra).

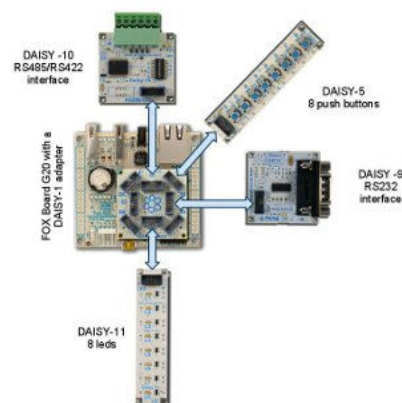


Figura 30 - Possibilità di espansione della Fox G20 con adattatore "Daisy"

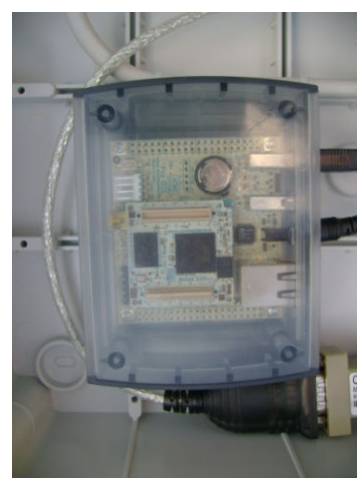
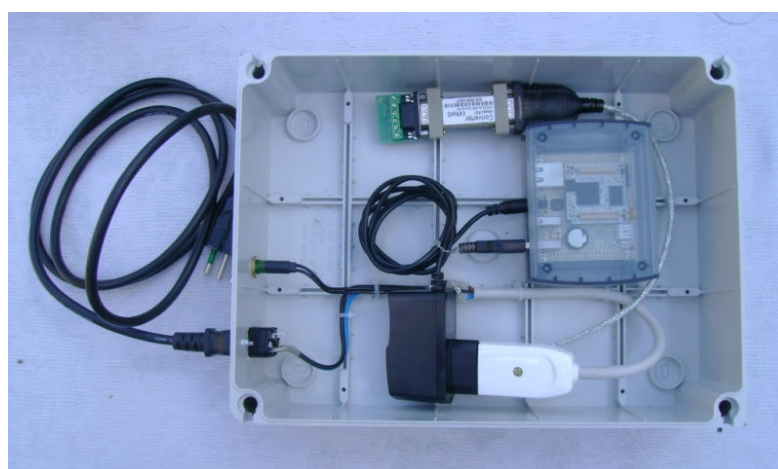


Figura 31 – Scatola di monitoraggio contenente il Data Logger (a sinistra) e particolare del SBC (a destra).

Il *data logger* ed il suo alimentatore esterno sono collocati in una scatola a pareti lisce, in materiale plastico, dotato di un opportuno grado di protezione da acqua e polvere (Figura 31 destra), dato che va installato sul campo in prossimità dell'inverter.

2.1.2 LE CONNESSIONI

Al *data logger* devono essere connessi tutti i sensori e le apparecchiature presenti sull'impianto di produzione. Il sistema di gestione è stato basato su comunicazioni di tipo seriale per via della loro semplicità e basso costo. In particolare l'architettura fisica si basa sul RS485 ampiamente diffuso. Questa scelta non è la sola possibile ma è quella più utilizzata nell'automazione industriale dove sia sufficiente una comunicazione *half-duplex*. La scelta è stata anche supportata da considerazioni pratiche poiché la maggioranza delle case produttrici degli inverter, dota le proprie apparecchiature di schede di monitoraggio con RS485. E' questo il caso dell'impianto fotovoltaico su cui il sistema è stato installato per le operazioni di *testing*.

I cablaggi tra il *data logger* ed le apparecchiature collegate può essere eseguito con un semplice e comune cavo di rete cat. 5 meglio se schermato, considerato che le condizioni di posa possono essere gravose e che gli ambienti di installazione sono soggetti a disturbi di tipo elettromagnetico.

2.1.3 IL PROTOCOLLO DI COMUNICAZIONE

Quanto detto sulla connessione RS485, in merito alla diffusione e all'utilizzo da parte dei costruttori di inverter e più in generale dei dispositivi di automazione industriale, vale anche per il protocollo di comunicazione seriale "Modbus". Questo è creato nel 1979 da Modicon, oggi facente parte di Schneider Electric, per mettere in comunicazione i propri PLC. Poiché è un protocollo gratuito e pubblicato apertamente è utilizzato moltissimo, diventando uno standard *de facto* nella comunicazione di tipo industriale. Ne esistono due versioni: una viaggia su porta seriale RS232 / RS485 e l'altro su *Ethernet*.

In merito al protocollo, esistono due varianti che differiscono sostanzialmente per la rappresentazione dei dati numerici. Il *Modbus RTU* è una rappresentazione dei dati compatta di tipo esadecimale mentre il *Modbus ASCII* è facilmente leggibile e ridondante.

Per essere individuati nella dorsale e permettere la comunicazione, ogni dispositivo *Modbus* deve essere numerato univocamente, per cui gli si assegna un indirizzo detto indirizzo *Modbus*.

Nella comunicazione seriale una sola periferica, detta *master*, invia i comandi sulla dorsale di comunicazione. I comandi sono ricevuti da tutti i dispositivi connessi nella dorsale. Il comando *Modbus* contiene sempre l'indirizzo *Modbus* della periferica con la quale si vuole comunicare e solo quest'ultima risponderà al *master*.

La funzione di *master* nel sistema di gestione è svolta dal *data logger*.

Il sistema può essere facilmente ampliato con altri dispositivi che operino con *Modbus* su *RS485* semplicemente connettendoli alla linea di comunicazione, assegnandogli un indirizzo univoco e interrogandoli. Per esempio si potrebbero inserire nel sistema la centralina di controllo termometrico del trasformatore, la centralina di controllo dei sistemi di raffreddamento del vano *inverter*, ma anche apparecchiature non specifiche come le centrali di allarme antintrusione.

2.1.4 LE INTERFACCE

Le svariate tipologie di strumenti, sensori ed apparecchiature presenti non sono sempre collegabili direttamente al *data logger*. In particolare i sensori (paragrafo 1.6) hanno comunemente una risposta “analogica” in tensione da 0 a 10 V, oppure in corrente, tipicamente da 0 a 20 mA o da 4 a 20 mA. Questi segnali analogici di tipo elettrico devono essere quindi convertiti in digitale. A questo scopo si usano le interfacce con ingressi analogici e uscita in *RS485 Modbus RTU*, facilmente reperibili nel mercato. Alcune case costruttrici di *inverter* dotano le proprie apparecchiature di fascia medio alta di un’interfaccia integrata per la lettura di un certo numero di segnali analogici; altre forniscono le schede di interfaccia da montare come optional.

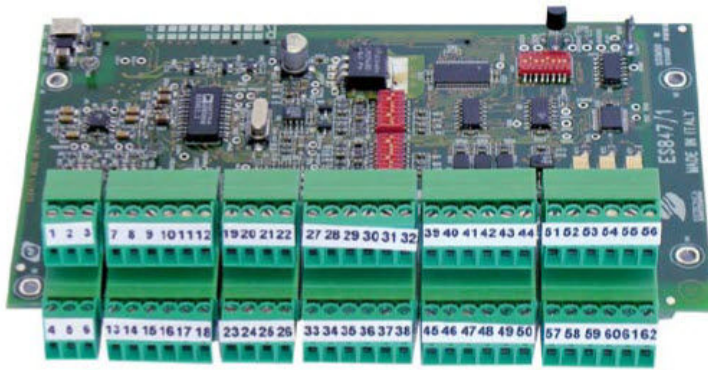


Figura 32 - Scheda di interfaccia per sensori ambientali con ingressi analogici – Accessorio fornito da Elettronica Santerno da inserire nei propri armadi inverter.

Infine, soprattutto per impianti fotovoltaici medio-piccoli è il dispositivo di monitoraggio (Figura 15), che si acquista a parte, a rendere disponibili gli ingressi analogici.

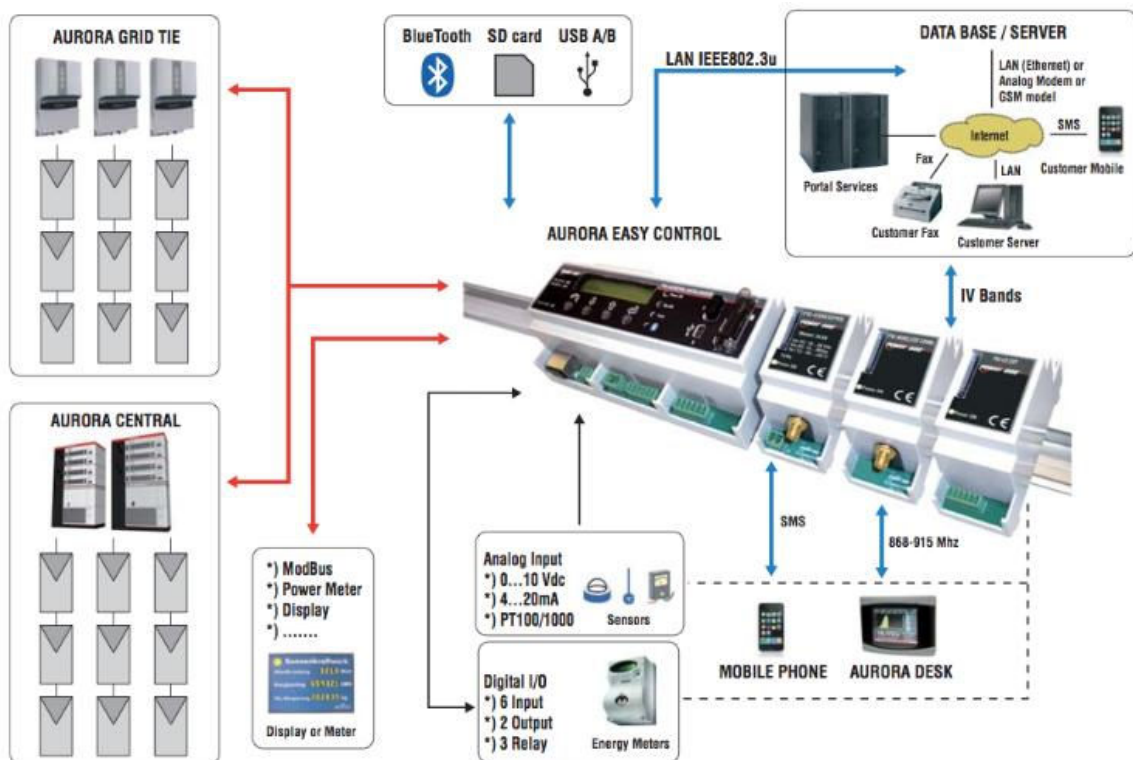


Figura 33 - Schema del sistema di monitoraggio della Powerone basato su un dispositivo data logger esterno cui possono essere connessi, oltre gli inverter della casa, sensori ambientali di vario tipo ed altri dispositivi.

2.1.5 LA CONNETTIVITA' INTERNET

I dati raccolti dal *data logger* devono essere organizzati e mandati, tramite *internet*, al *web-server* che ospita il *data base*.

Quando il produttore dispone in situ della connettività *internet*, questa può essere sfruttata senza nessun aggravio di costi e funzionalità. Infatti la banda passante necessaria è esigua, nell'ordine di alcuni kB/s, in dipendenza dal numero di sensori e dispositivi monitorati presenti in impianto.

Molto spesso, invece, gli impianti fotovoltaici di aziende agricole, trovandosi in piena campagna, sono distanti dalle infrastrutture degli operatori di comunicazione. In questi casi si può sfruttare la stessa rete di telefonia mobile utilizzata dai "cellulari", installando nel sistema un *router HSPA*.

L'apparecchiatura in questione può risultare costosa ed è spesso necessario ricorrere ad un'antenna per telecomunicazione esterna da installare in posizione favorevole alla connessione con i ponti della rete mobile. Infine sul router va inserita la scheda SIM di un operatore telefonico abilitata al traffico dati.



Figura 34 - Router HSPA (rete mobile di grado industriale)

2.2 IL SOFTWARE

Il sistema fin qui rappresentato potrebbe essere un buon sistema classificabile come *Supervisory Control And Data Acquisition* (SCADA), ovvero un sistema di controllo di supervisione e di acquisizione dati, che si distinguerebbe dai

prodotti commerciali di cui si è fatto cenno, per la possibilità di essere integrato con apparecchiature di ogni casa produttrice di *inverter*, *string box*, sensori e altre apparecchiature, purché utilizzino il protocollo *Modbus*.

Il controllo di supervisione permette agli utenti del sistema di accedere da remoto, per mezzo di un terminale informatico, allo stato di funzionamento in tempo reale dell'impianto di produzione, come se fossero davanti alle apparecchiature. I dati in *real time* sono continuamente aggiornati dai nuovi dati che arrivano dall'impianto; tutti i dati sono memorizzati con data ed ora, ovvero "storicizzati", in modo che essi siano consultabili quando l'utente del sistema ne faccia richiesta. Questo è quanto svolge un sistema di acquisizione dati. Il buon funzionamento di queste attività è alla base per il successivo *step* di sviluppo, riguardante le logiche che il sistema di gestione deve attuare affinché possa svolgere correttamente i suoi compiti. Infatti le logiche implementate usano i dati storici, normalizzandoli, confrontandoli, calcolando parametri di rendimento, che sono stati oggetto di studio nei paragrafi 2.2.2 e successivi), per rilevare o addirittura predire, quando possibile, i decadimenti prestazionali e le anomalie di funzionamento.

2.2.1 IL DATABASE

Stabilito l'hardware presente in impianto, è necessario scegliere *a priori*, per ogni dispositivo monitorato, quali sono i dati che esso deve fornire tra quelli di cui esso dispone, che possono anche essere diverse centinaia, come nel caso degli *inverter* e delle protezioni (paragrafo 1.6.6), quando il *data logger* effettua

le interrogazioni. Deve essere scelta anche la frequenza con cui il *data logger* effettua le interrogazioni a quel particolare dispositivo. Ed infine bisogna scegliere quali e con quale intervallo temporale questi dati devono essere “storicizzati”. Queste possibilità negli impianti di monitoraggio commerciali non sono mai a discrezione del produttore, poiché le case costruttrici hanno sistemi “rigidi”.

Fatto questo è possibile realizzare un *data base*, strutturato in modo tale da potere ricevere e memorizzare ordinatamente tutti i dati che arrivano dal *data logger*.

Per la ricerca si è fatto uso di *MySQL*, il database gratuito *open source* (GNU GPL) più diffuso. Fisicamente il *data base* è memorizzato su *web server*, ovvero un *server* connesso in internet, accessibile dai vari *client* attraverso i rispettivi *web browser*. Questa soluzione rende il *data base* consultabile sempre e da qualsiasi dispositivo che abbia l’accesso alla Rete per la navigazione.

Un ulteriore vantaggio di questa scelta risiede nell’assenza di *software* specifici da sviluppare ed installare sui dispositivi di diversa tipologia in dipendenza dei loro sistemi operativi. Il sistema di gestione è, infatti, accessibile da un comune *software* di navigazione internet, utilizzando opportune credenziali.

2.2.2 LA PROCEDURA DI CALCOLO DEL RENDIMENTO DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Si deve definire un parametro di rendimento di un impianto fotovoltaico che sia indipendente dalla localizzazione, dalla variabilità meteorologica,

dall'orientamento ed inclinazione dei moduli, dalla taglia e dalla tecnologia utilizzata; è necessario strutturare, quindi, una procedura di calcolo che contabilizzi da una parte ciò che si ottiene, ovvero la produzione elettrica, e dall'altra ciò che viene utilizzato come risorsa, ovvero l'energia solare effettivamente ricevuta.

Nel caso di utente attivo ad cessione totale (paragrafo 1.2.3), in presenza del solo contatore di scambio con la rete (paragrafo 1.6.2), la misurazione della produzione elettrica e dell'immissione in rete coincidono e questo valore può essere posto alla base del calcolo del parametro di rendimento.

Nel caso in cui l'utente attivo ad cessione totale disponga sia dei contatori di produzione che di immissione, i calcoli possono essere duplicati sulle due sezioni di misura ed eseguiti con entrambi i valori, rafforzando l'affidabilità del sistema.

Nel caso di Utente attivo-passivo, si è sempre in presenza di due sezioni di misura: la prima (M1) misura l'energia prelevata dalla rete e le immissioni, l'altra (M2) la produzione di elettricità. I calcoli di rendimento di impianto possono essere svolti solamente sui valori della produzione poiché le immissioni in rete sono le eccedenze istantanee di produzione rispetto ai consumi e questi ultimi dipendono dall'attività svolta dall'Utente.

2.2.2.1 IL COEFFICIENTE DI DISPONIBILITA' ALLA CONVERSIONE

Un primo parametro che si è voluto definire è il coefficiente di disponibilità alla conversione (CDC) o *availability* (A_n). Il suo scopo è quello di valutare la risorsa solare disponibile sulla superficie dei moduli, che non viene convertita in elettricità per indisponibilità dell'inverter, per esempio in seguito a guasto. Se l'impianto, nel corso di un periodo di esame, è sempre operativo quando c'è un irraggiamento diverso da zero, ovvero c'è sole, allora il CDC è pari al 100%. Invece se ci sono dei lassi di tempo in cui, pur essendoci luce, l'impianto non produce si hanno perdite di *availability*, per cui il suo valore sarà minore del 100%. Il complemento a 100 dell'*availability* è l'indisponibilità alla conversione.

Non dovrebbero incidere sul valore di CDC tutte le condizioni di fermo impianto dipendenti da cause esterne, quali le anomalie della rete elettrica o gli eventi causati da terzi come danneggiamenti da furti.

In queste condizioni il CDC rappresenta un parametro di affidabilità dell'impianto: tanto più alto è il suo valore tanto è più affidabile l'impianto.

Negli anni è lecito aspettarsi un decremento del CDC poiché, man mano che i componenti invecchiano, sono statisticamente più soggetti a malfunzionamenti.

Il coefficiente di disponibilità alla conversione dell'impianto, nella sua configurazione più generale con più *inverter*, può allora essere definito come

$$CDC = \frac{\sum_{i=1}^{\#Inverters} P_{NOM,i} \cdot H_{IRR_INV,i}}{P_{NOM} \cdot H_{MOD}}$$

dove

i è il pedice che individua il numero del dispositivo indipendente di conversione da elettricità in corrente continua a corrente alternata. Esso varia da 1 a $\#Inverters$, ovvero il numero di dispositivi indipendenti presenti nell'impianto.

$\#Inverters$ è il numero totale dei dispositivi di conversione da corrente continua a corrente alternata installati nell'impianto. Per dispositivi di conversione, o *inverter*, o MPPT, qui si intende la più piccola sezione di conversione che può essere monitorata in maniera indipendente dalle altre presenti in impianto.

$P_{NOM,i}$ è la potenza nominale della parte del generatore fotovoltaico connesso all'*inverter i*, ovvero la somma delle potenze nominali di picco dei moduli connessi all'*inverter i* – misurate in *Standard Test Conditions* (STC). L'unità di misura è il kW.

P_{NOM} è la potenza nominale totale dell'impianto. L'unità di misura è il kW.

$P_{IRR(j)}$ è la potenza della radiazione solare sul piano dei moduli fotovoltaici, durante il periodo di analisi j . Essa è misurata dal sensore di irraggiamento. L'unità di misura è il kW/m².

H_{MOD} è l'energia solare specifica che colpisce la superficie dei moduli. Rappresenta l'energia solare disponibile alla conversione fotovoltaica per ogni metro quadro di superficie di modulo. Si

calcola integrando la funzione a gradini $P_{IRR}(j)$. L'unità di misura è il kWh/m².

$$H_{MOD} = T_S \cdot \sum_{j=1}^{\#T_S} P_{IRR}(j)$$

$H_{IRR-INV,i}$ è l'energia solare specifica irradiata, durante il periodo di analisi, sulla superficie dei moduli fotovoltaici connessi all'*inverter* **i** e che è disponibile per essere convertita in elettricità. È ovvio che l'*inverter* **i**-esimo può convertire l'energia disponibile solo quando è in funzione, per cui nella formula compare la variabile discreta *Invstatus*. Se l'*inverter* **i**-esimo è sempre operativo durante il periodo di analisi, ovvero *InvStatus* sempre pari a 1, il valore di $H_{IRR-INV,i}$ è uguale al valore di H_{MOD} . Se i due valori non sono uguali è vero che la differenza tra H_{MOD} e $H_{IRR-INV,i}$ rappresenta l'energia solare disponibile sui moduli ma non convertibile per indisponibilità dell'*inverter*. L'unità di misura è il kWh/m².

$$H_{IRR_INV,i} = T_S \cdot \sum_{j=1}^{\#T_S} [P_{IRR}(j) \cdot InvStatus_i(j)]$$

$InvStatus_i(j)$ indica lo stato di funzionamento dell'*inverter* **i** durante il periodo **j**.

Esso prende il valore **1** se l'*inverter* è in funzione o **0** se non lo è.

T_S è il “periodo di campionamento” ovvero l'unità di tempo su cui basare le analisi. Un periodo di analisi sarà comunque costituito da un numero intero di periodi di campionamento $\#T_S$. Il periodo di campionamento scelto è pari a 15 minuti (0,25 ora). Un'ora

contiene quindi 4 periodi di campionamento. Si ipotizza che le quantità misurate o calcolate, facenti riferimento all'istante 0 del periodo di campionamento, rimangano costanti per tutto il periodo. L'unità di misura è l'ora.

2.2.2.2 IL PERFORMANCE RATIO

Il secondo parametro che si è voluto definire è il *Performance Ratio* (PR), letteralmente rapporto di prestazione. Il suo scopo è quello di valutare la percentuale di risorsa solare disponibile sulla superficie dei moduli che viene convertita in elettricità. Il parametro rappresenta un vero e proprio rendimento, ovvero un rapporto tra l'utile, l'energia elettrica che si ottiene, e ciò che si fornisce, l'energia solare incidente sul generatore fotovoltaico.

Se si rapportano le due quantità, misurate in un determinato periodo, si ottiene il *Performance Ratio*, o più semplicemente PR, dell'impianto fotovoltaico nel periodo. Così, se l'impianto fosse in grado di trasformare in energia elettrica tutta l'energia solare effettivamente ricevuta sulla superficie dei moduli, poiché $E_{GSE} = E_{PROD}$, si avrebbe $PR = 100\%$.

Poiché l'energia elettrica prodotta si misura al contatore M2, il relativo PR si indicherà come PR_{M2} e varrà

$$PR_{M2} = \frac{E_{GSE}}{E_{PROD}}$$

La stessa procedura è utilizzabile al punto di scambio con la rete nazionale utilizzando come parametro utile l'immissione in rete, misurata dal contatore

M1, ma solo nel caso di Utente attivo-attivo con doppio contatore (paragrafo 1.2.3):

$$PR_{M1} = \frac{E_{ENEL}}{E_{PROD}}$$

E_{GSE} : è la quantità di energia elettrica prodotta, misurata al contatore GSE (o contatore M2). L'unità di misura è il kWh.

E_{ENEL} : è la quantità di energia elettrica prodotta ed immessa in rete, misurata al contatore ENEL (o contatore M1 o ancora contatore di scambio con la rete). L'unità di misura è il kWh.

Il denominatore della formula del PR deve essere calcolato escludendo i fermi impianto e tenendo in conto anche che la potenza dei moduli negli anni decrementa altrimenti il calcolo porterebbe a sottovalutare il PR dell'impianto. Per capire la motivazione dell'esclusione dei fermi impianto, e quindi della comparsa del coefficiente correttivo di *availability* nella formula dell' E_{PROD} , si può fare riferimento, per semplicità al periodo di un giorno di pieno sole, con una distribuzione a campana simmetrica della potenza solare. Si ipotizzi che nel corso di questa giornata l'impianto abbia lavorato per metà delle ore di sole e per l'altra metà l'inverter si sia fermato per un guasto. Il sensore di irraggiamento solare ha misurato l'intera energia solare incidente sulla superficie dei moduli ma solo la metà è stata utilmente fornita agli inverter. Il contatore di produzione ha rilevato la sola produzione durante il funzionamento di mezza giornata. In definitiva se si utilizzasse l'intera energia solare misurata

si avrebbe un PR di valore la metà di quello reale. Il PR deve misurare quanto è efficiente la trasformazione di l'energia solare in energia elettrica, pertanto le quantità da inserire nel calcolo devono essere afferenti ai soli periodi di funzionamento.

Similmente si deve ricorrere all'aggiustamento di potenza da operare annualmente secondo lo schema elaborato nella tabella sottostante rappresentato in Figura 35. Infatti la potenza dei moduli degrada lentamente negli anni e trascurare questo effetto porterebbe a considerare un impianto, con diversi anni di funzionamento alle spalle, come inefficiente; invece è semplicemente di potenza minore.

In definitiva, tenendo ferme le definizioni già riportate nel paragrafo precedente, l' E_{PROD} si calcola con

$$E_{PROD} = P_{NOM} \cdot An \cdot \prod_{k=1}^n X_k \cdot \frac{H_{MOD}}{I_{STC}}$$

E_{PROD} è l'energia che l'impianto può produrre in condizioni ideali tenendo in conto il reale stato di funzionamento degli *inverter* (CDC o An) e dell'età dell'impianto (X_k). L'unità di misura è il kWh.

I_{STC} è l'irradianza solare in Condizioni di Prova Standard – *Standard Test Conditions* – pari a 1 kW/m².

n è il numero ordinale riferito agli anni di funzionamento dell'impianto.

X_k è il coefficiente di invecchiamento dei moduli che permette di prendere in considerazione il naturale decadimento della potenza dei moduli con il passare degli anni. La progressione dell'invecchiamento è spesso indicata dal costruttore dei moduli il quale garantisce il mantenimento di soglie minime di potenza dopo un certo numero di anni. Tipicamente le garanzie di potenza più comuni hanno due capisaldi: a dieci anni i moduli devono presentare almeno il 90% della potenza nominale di targa e a 25 anni l'80%. Tenendo fermi i due capisaldi e considerando un decadimento iniziale del 1,5%

X_k invecchiamento primo anno 1,5%;

X_k invecchiamento dal 2° al 10° anno 0,8% / anno;

X_k invecchiamento dal 11° al 20° anno 0,7% / anno.

Anno	Decadimento annuo	% potenza residua
1°	1,5%	98,50%
2°	0,8%	97,70%
3°	0,8%	96,90%
4°	0,8%	96,10%
5°	0,8%	95,30%
6°	0,8%	94,50%
7°	0,8%	93,70%
8°	0,8%	92,90%
9°	0,8%	92,10%
10°	0,8%	91,30%
11°	0,7%	90,60%
12°	0,7%	89,90%
13°	0,7%	89,20%
14°	0,7%	88,50%
15°	0,7%	87,80%
16°	0,7%	87,10%
17°	0,7%	86,40%
18°	0,7%	85,70%

19°	0,7%	85,00%
20°	0,7%	84,30%
21°	0,7%	83,60%
22°	0,7%	82,90%
23°	0,7%	82,20%
24°	0,7%	81,50%
25°	0,7%	80,80%
26°	0,7%	80,10%

In verde i capisaldi: dopo 10 anni la potenza residua è maggiore del 90% e dopo 25 è maggiore dell'80%.

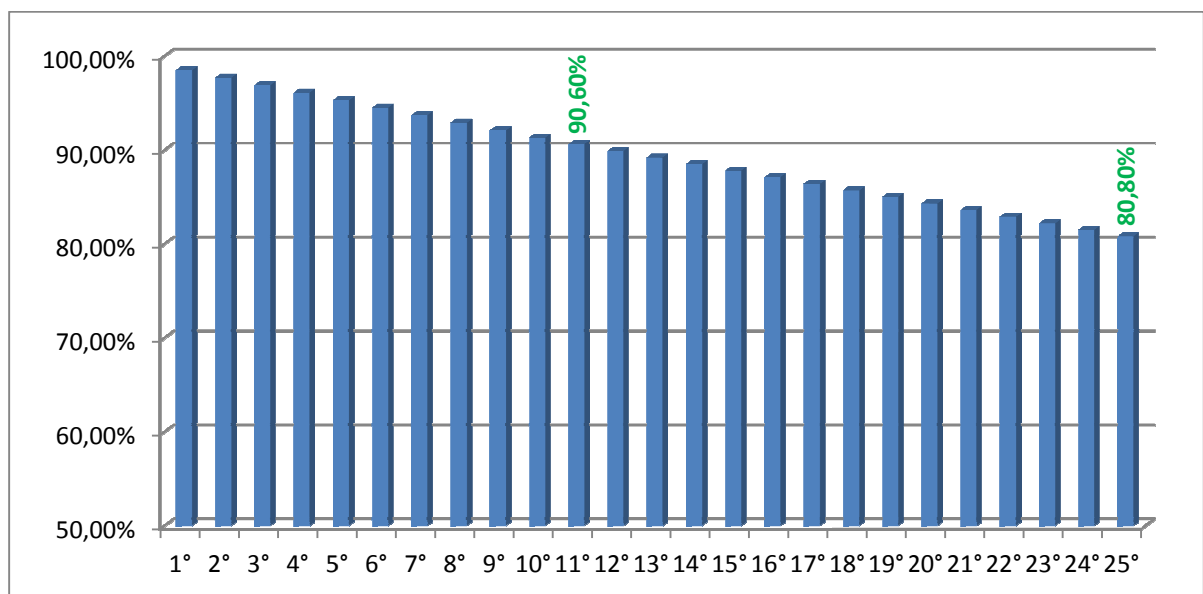


Figura 35 - Decadimento percentuale della potenza dei moduli fotovoltaici.

2.2.2.3 IL RENDIMENTO EFFETTIVO

Definito il coefficiente di disponibilità alla conversione (A_n) ed il *Performance Ratio* (PR), si può calcolare il rendimento effettivo dell'impianto come il prodotto delle due quantità. Il rendimento effettivo può essere calcolato, quando in presenza di due sezioni di misurazione, sia al livello di produzione,

utilizzando i dati provenienti dal contatore M2, che al livello di immissione in rete, utilizzando il contatore M1:

$$Re_{M1} = A_n \cdot PR_{M1}$$

$$Re_{M2} = A_n \cdot PR_{M2}$$

Mentre il PR misura la quantità di energia elettrica prodotta rispetto a quella solare incidente sulla superficie dei moduli mentre gli apparati di conversione sono in funzione, il valore di Re tiene conto dell'indisponibilità degli inverter. Re risulta quindi essere il rapporto tra l'output elettrico dell'impianto (produzione o immissione) e l'energia solare lorda¹ incidente sulla superficie dei moduli. Ovviamente se $A_n = 100\%$, i valori di PR e Re corrispondono.

2.2.2.4 I CONTROLLI DI RENDIMENTO

Definite le modalità di calcolo rimane da definire come la logica del sistema di gestione deve interpretare i valori risultanti. Inoltre è fondamentale definire i periodi di analisi in riferimento ai quali si effettuano i calcoli.

Si è scelto di operare i controlli sugli andamenti di PR e A_n su base mensile poiché molto spesso i dati presenti nella letteratura tecnica sono aggregati con questa frequenza, permettendo i confronti. Altresì, al concludersi della giornata viene calcolato un PR giornaliero. Esso, per il limitato periodo di esame, non può essere utilizzato per scopi diagnostici sul comportamento dell'impianto, ma può essere fondamentale per l'immediata individuazione di un guasto rilevante

¹ Intesa come la somma ininterrotta dell'energia solare incidente, così come misurata e calcolata integralmente, senza esclusioni, a prescindere del funzionamento di impianto.

che influisca con evidenza sul valore. Infatti le variazioni sui PR giornalieri può essere normalmente di 5-6 punti percentuali, senza che esso risulti un problema di funzionamento. Se esiste un problema di perdita di efficienza, questo, per essere rilevato tramite il controllo sul PR giornaliero, deve superare la soglia di variabilità giornaliera naturale.

In realtà il vero controllo deve essere effettuato su base annuale, compiendosi un intero anno, inteso come ciclo meteorologico completo, poiché il PR risente delle condizioni ambientali esterne. In particolare, l'effetto che non può essere correttamente compensato è quello della temperatura dei moduli, che, per quanto riferito al paragrafo 1.2.1, ha significative influenze sulla resa energetica.

La logica del sistema di gestione allora controlla i PR giornalieri, allertando su variazioni in diminuzione di oltre il 10%, confronta i valori mensili tra quelli di più anni e calcola i PR di impianto con base annuale, confrontandoli con le soglie impostate sui valori medi presenti in letteratura e sulle prestazioni "campione" dell'impianto stesso.

Se l'Utente è attivo con cessione totale e in impianto sono presenti le due sezioni di misura, i controlli per l'anno k possono essere espressi come

$$PR_{M1,k} \geq PR_{M1,lim,k} \quad e \quad PR_{M2,k} \geq PR_{M2,lim,k}$$

Ovvero l'impianto ha un funzionamento regolare se il suo PR nell'anno k ha un valore maggiore di un PR_{lim} scelto per quell'anno.

Riveste quindi grande importanza la scelta dei valori di soglia, per cui si è utilizzato un metodo semiempirico, per la loro determinazione, aspettando il completamento di un anno di rilevazioni, in modo tale che si potessero calcolare i PR ai due contatori.

Il valore soglia allora è conservativamente il minimo valore tra quello calcolato dopo un anno di funzionamento e quello di letteratura o progettuale, a cui va sottratto il decadimento prestazionale occorso, secondo lo schema riportato nel paragrafo 2.2.2.2.

Per un impianto fotovoltaico a terra, in configurazione multi inverter, si può ritenere che il PR progettuale relativo alla produzione sia 85%.

Quindi se è trascorso un anno dall'avvio dell'impianto, il valore soglia sarà il minimo tra quello calcolato su base annuale $PR_{M2,1}$ ed il valore 83,5% (85% - 1,5%).

Al contatore di scambio con la rete di media tensione, poiché intervengono le perdite di trasformazione e gli autoconsumi di centrale, poste per pratica impiantistica al 3,5%, il valore di soglia sarà il minimo tra quello calcolato su base annuale $PR_{M1,1}$ ed il valore 80% (85% - 1,5% - 3,5%).

Se si vuole considerare anche la continuità di servizio, si potrà utilizzare lo stesso criterio semiempirico con il Rendimento Effettivo (Re), tenendo presente che l'*availability* di un impianto fotovoltaico in ottime condizioni di funzionamento non è inferiore al 98%.

$$Re_{M1,k} \geq Re_{M1,lim,k} \quad e \quad Re_{M2,k} \geq Re_{M2,lim,k}$$

dove

$$Re_{M1,lim,k} = 0,98 \cdot PR_{M1,lim,k}$$

e

$$Re_{M2,lim,k} = 0,98 \cdot PR_{M2,lim,k}$$

Il calcolo così strutturato ed i controlli susseguenti possono essere condotti per ogni anno successivo al primo, ma anche per periodi più lunghi, come due tre anni consecutivi, in modo da ridurre l'influenza di singolarità meteorologiche che possono occorrere.

2.2.3 GLI ALLARMI E GLI AVVERTIMENTI

Completa il *software*, una *routine* configurabile di generazione di e-mail per segnalare gli stati anomali di funzionamento delle apparecchiature monitorate e le risultanze sotto soglia dei calcoli di rendimento.

Il *software* è in grado di distinguere due livelli di anomalia. Il livello a bassa priorità è un avvertimento ed è caratterizzato dall'assenza di fermo inverter anche parziale. Gli eventi segnalati come avvertimenti, quindi, non causano perdita di *availability*. Il livello superiore è l'allarme: una o più sezioni non è operative e vi è perdita di *availability*.

Mentre per gli allarmi è sempre prevista la generazione di una e-mail per gli avvertimenti può essere scelta la semplice visualizzazione a video.

PARTE III

IL CASO STUDIO: ANALISI DEI DATI E PRESENTAZIONE DEI RISULTATI

3 IL CASO STUDIO: ANALISI DEI DATI E PRESENTAZIONE DEI RISULTATI

3.1 L'IMPIANTO SPERIMENTALE

Lo sviluppo del sistema di gestione per impianti fotovoltaici è culminato nell'installazione presso un complesso agriturismo situato in agro di Caltanissetta. L'Utente è connesso alla rete di media tensione, tramite propria cabina, dotata di un trasformatore MT/BT da 500 kVA. L'impianto fotovoltaico è connesso allo stesso impianto Utente, configurandosi quindi come Utente a cessione parziale, altrimenti detto attivo-passivo (paragrafo 1.2.3).

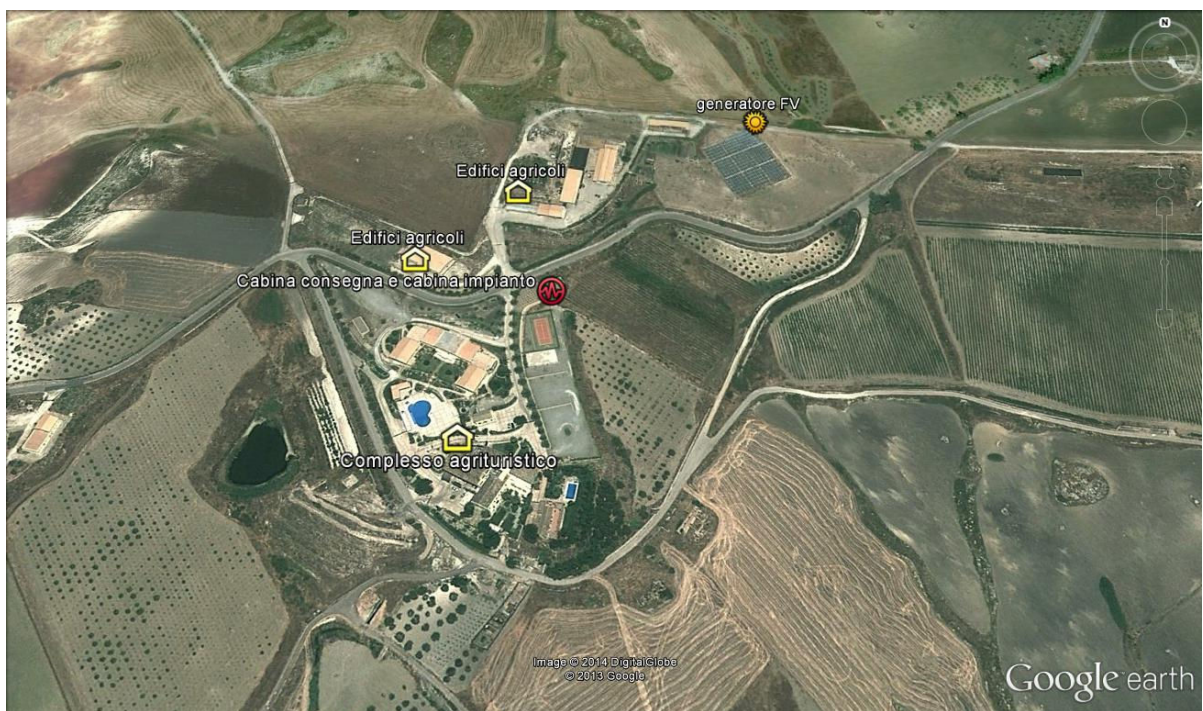


Figura 36 - Foto aerea del complesso agricolo e agriturismo (fonte Google Earth).

L'impianto fotovoltaico da 188,7 kWp è di tipo "su suolo" (Figura 37), è stato realizzato nel 2007 e connesso nel 2008.

Il generatore fotovoltaico è costituito da 1.020 moduli in silicio policristallino della KIOTO Photovoltaics, modello KPV PE 185 Q6 LTT, con potenza nominale unitaria di 185 W. Il *data sheet* completo del modulo si trova in appendice - Figura 49.



Figura 37 - Foto del generatore fotovoltaico. In mezzo, tra le schiere è possibile vedere uno dei quattro quadri di campo (string box).

Il parallelo delle stringhe è realizzato tramite quattro *string box* non monitorabili, al cui interno trovano posto un interruttore generale, uno scaricatore di tensione per fulminazioni, i fusibili di stringa sia sul polo positivo che sul polo negativo, e i diodi di stringa (Figura 38).

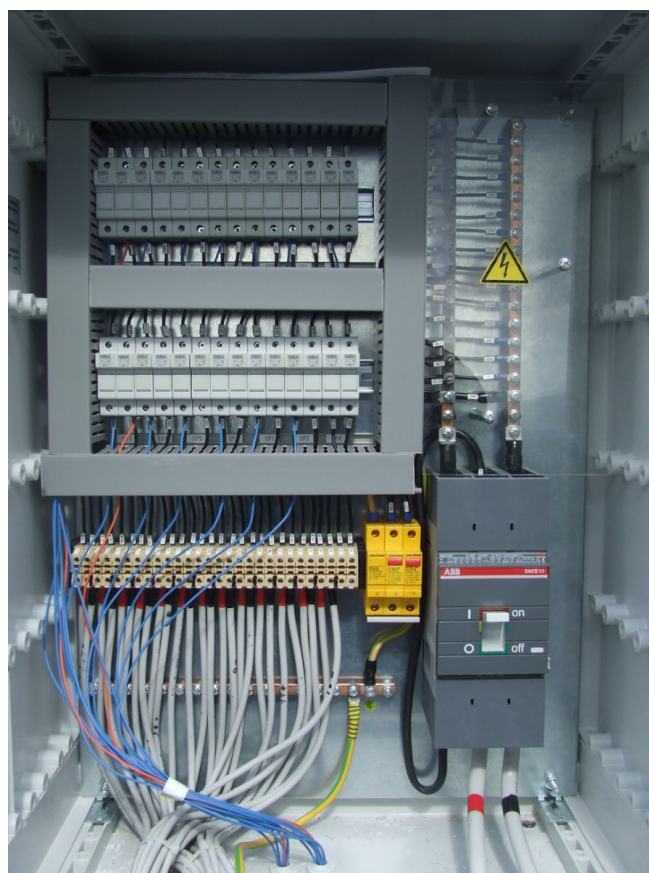


Figura 38 - Quadro di campo (string box) assemblato per 14 stringhe, non monitorabile.

Il generatore fotovoltaico è quindi diviso, per protezione elettrica, in quattro campi: il “campo 1”: è costituito dal parallelo di n. 12 stringhe da 20 moduli, per un totale di 240 moduli e 44,4 kW di potenza; ed altri tre campi uguali tra loro, denominati “campo 2”, “campo 3” e “campo 4”, costituiti dal parallelo di n. 13 stringhe da 20 moduli, per un totale ognuno di 260 moduli e 48,1 kW di potenza. I quattro campi fotovoltaici sono connessi, tramite cavi in corrente continua, posati in tubi interrati, al sistema di condizionamento della potenza.

Il sistema di condizionamento della potenza dell'impianto è costituito da un inverter singolo, con unico MPPT, prodotto da Elettronica Santerno modello Sunway TG 180-600V.

L'impianto di produzione ed il sistema di gestione è schematizzato nel diagramma a blocchi di Figura 39.

I quattro campi fotovoltaici fanno capo al solo inverter, che è installato in una cabina prefabbricata, posta in vicinanza della cabina di consegna dell'Utente.

L'elettricità convertita in corrente alternata con la qualità di rete è contabilizzata da un contatore elettromeccanico (contatore di produzione M2), riposto in un quadro sigillato, situato nello stesso vano inverter. Esso non è monitorabile sia per tipologia, che è obsoleta, che per la presenza dei suggelli dell'Ufficio Tecnico di Finanza. L'energia elettrica fluisce successivamente alle sbarre del quadro generale dell'Utente; esso è situato in un vano adiacente alla cabina di consegna in MT. Dalle sbarre del quadro generale partono le

linee di alimentazione del complesso agricolo e rurale dell'Utente, ovvero i suoi carichi passivi. Le barre sono connesse poi al trasformatore BT/MT.

I flussi bidirezionali di elettricità che passano il punto di consegna dell'Utente sono misurati, in entrambi i sensi, dal contatore di scambio M1, situato nel vano contatori della cabina di consegna.

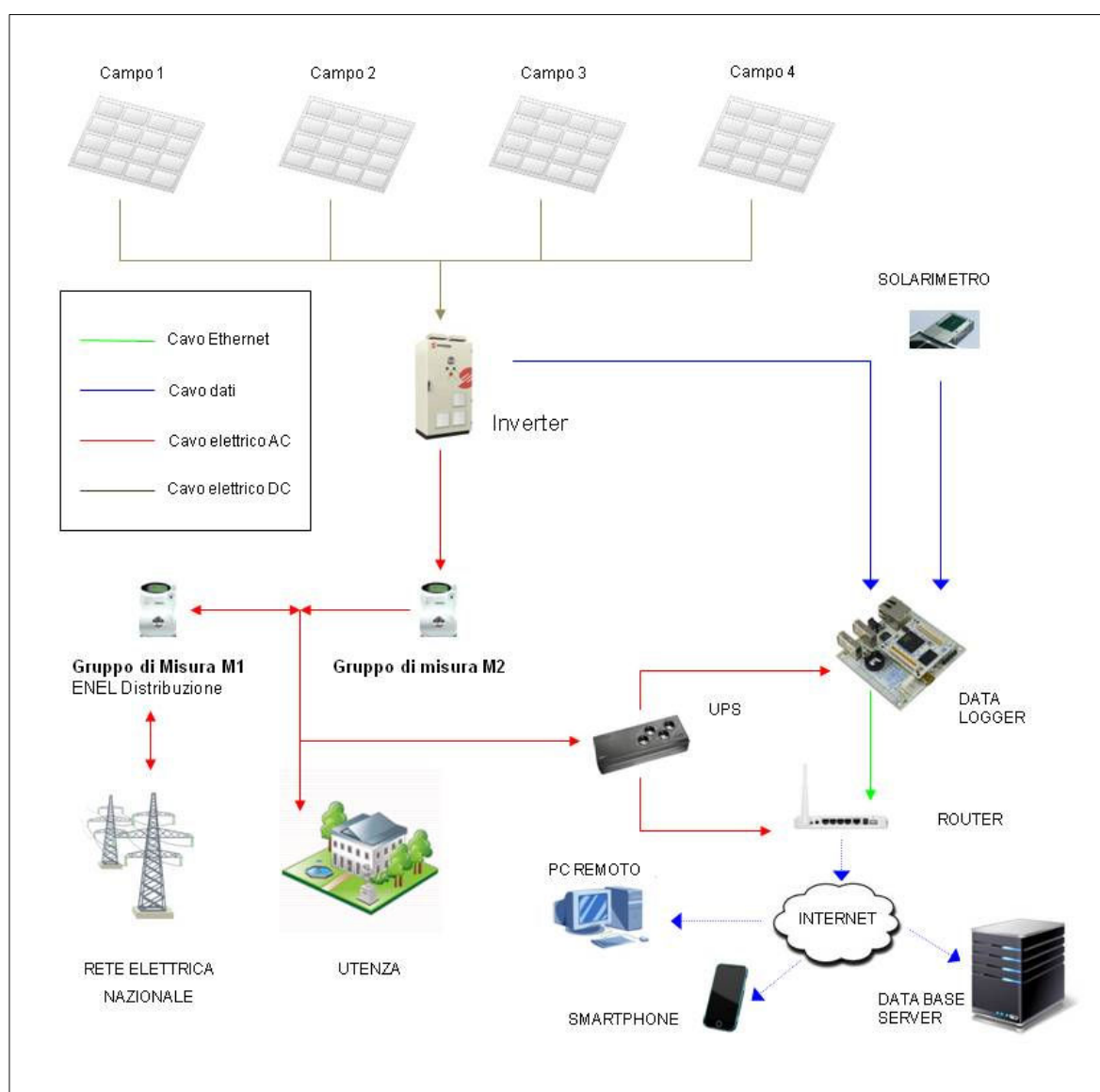


Figura 39 - Schema a blocchi dell'impianto Utente con impianto di produzione e sistema di gestione.

La localizzazione del generatore, delle cabine e del complesso è visibile nella foto aerea di Figura 36.

Il sistema di gestione, installato presso la struttura, è quello presentato nella parte II: esso è costituito dal *data logger*, che si occupa di interrogare e raccogliere i dati provenienti dall'*inverter* e dal solarimetro (Figura 40), per poi mandarli, tramite *Internet*, al *data base*. La comunicazione con *Internet* è messa a disposizione gratuitamente dal produttore, attraverso il suo *modem router*. I dispositivi, per la loro continuità di servizio, sono alimentati da un comune UPS da ufficio.



Figura 40 – Particolare del solarimetro con cella policristallina, installato sulla parete del vano inverter.

3.2 ANALISI DEI DATI RACCOLTI

3.2.1 LE PRODUZIONI DELL'IMPIANTO

La produzione dell'impianto è stata monitorata da ottobre 2012 a settembre 2013, costituendo un anno di rilevazioni. A questi dati si vogliono affiancare anche le previsioni di produzione che comunemente sono eseguite in fase di progetto.

Per la valutazione preventiva delle produzioni attendibili dall'impianto, si è fatto ricorso al PVGIS, *Photovoltaic Geographical Information System*, uno strumento di ricerca e di dimostrazione, per la valutazione territoriale della risorsa energia solare, nel contesto della gestione integrata della generazione distribuita di energia, raggiungibile ed utilizzabile gratuitamente tramite web all'indirizzo: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>. Lo strumento è realizzato dal Joint Research Centre (JRC), il servizio scientifico della Commissione Europea, ed è noto per l'affidabilità dei risultati.

La producibilità attesa è stata calcolata impostando le coordinate del sito, l'inclinazione dei moduli rispetto all'orizzontale e l'orientamento. La potenza è stata rimodulata, partendo dalla nominale e computando un invecchiamento di sei anni, secondo lo schema descritto nel paragrafo 2.2.2.2. La potenza effettiva è quindi di 178,3 kW (188,7 x 94,5%).

Il risultato è riportato nella seguente tabella insieme alla produzione effettiva.

	producibilità PVGIS	produzione effettiva	scostamento
periodo	kWh	kWh	%
ott-12	20.685	20.500	-0,9%
nov-12	16.477	16.700	1,4%
dic-12	16.174	12.850	-20,6%
gen-13	15.799	14.250	-9,8%
feb-13	17.493	13.550	-22,5%
mar-13	22.469	16.950	-24,6%
apr-13	24.787	20.600	-16,9%
mag-13	27.996	19.200	-31,4%
giu-13	28.531	19.700	-31,0%
lug-13	31.028	18.150	-41,5%
ago-13	29.245	17.050	-41,7%
set-13	23.895	14.250	-40,4%
totale anno	274.579	203.750	-25,8%

Gli scostamenti tra le due serie di valori assumono, per i mesi del 2013, valori rilevanti. Nei dodici mesi lo scostamento medio è di 25 punti percentuali in negativo. Di questo dato si discuterà nei prossimi paragrafi.

3.2.2 I PRELIEVI DALLA RETE

Il complesso dell'Utente ha in prelievo un contratto di fornitura elettrica in media tensione, nel mercato libero, che prevede una potenza in franchigia di 185 kW, ovvero è possibile richiedere alla rete una potenza fino a tale soglia, superata la quale sono addebitati extracosti, e due fasce tariffarie per l'energia consumata: "giorno" da lunedì a venerdì (8:00 – 20:00) e "notte e weekend" per le ore fuori picco (20:00 – 8:00) e nei weekend.

Nelle tabelle seguenti si riportano i dettagli dei prelievi dalla rete dell'Utente nel periodo da ottobre 2012 a ottobre 2013.

	Imponibile	Consumo	Potenza max/mese	Potenza in franchigia
periodo	<i>€</i>	<i>kWh</i>	<i>kW</i>	<i>kW</i>
ott-12	3.002	14.489	126	185
nov-12	2.592	12.251	114	185
dic-12	4.630	22.356	208	185
gen-13	1.840	8.228	83	185
feb-13	2.018	8.745	117	185
mar-13	2.679	11.776	178	185
apr-13	2.993	11.153	161	185
mag-13	3.742	18.205	126	185
giu-13	4.701	23.376	146	185
lug-13	5.967	29.906	172	185
ago-13	8.720	44.888	175	185
set-13	5.614	28.045	153	185
ott-13	2.210	9.981	116	185

Nel dicembre del 2012 si è rilevato uno sfioramento della potenza sopra la soglia della franchigia di 185 kW, arrivando al picco di 208 kWp (Figura 41).

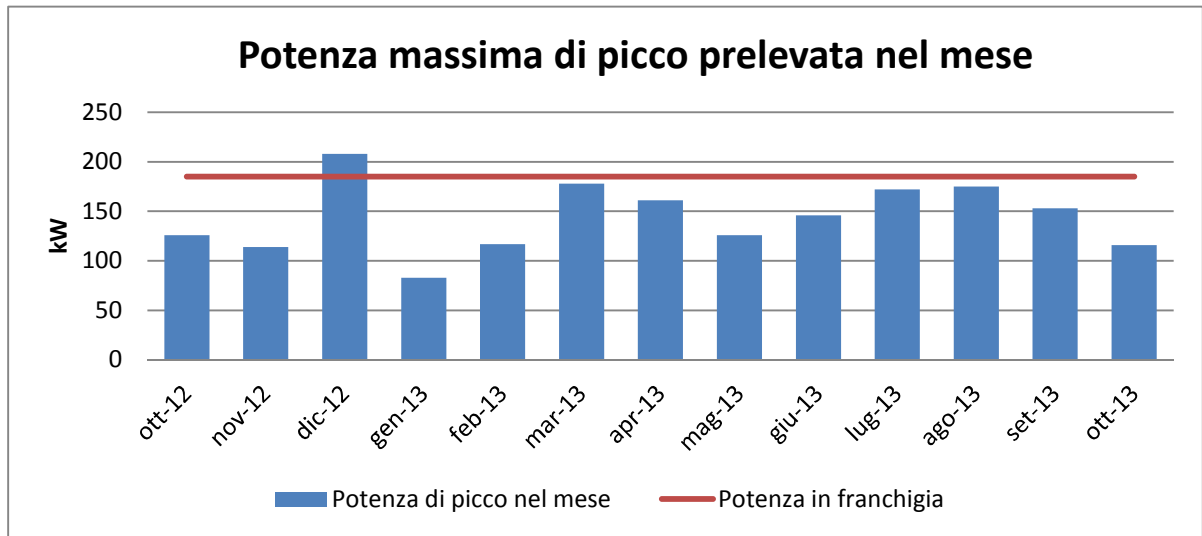


Figura 41 - Andamento della potenza di picco in prelievo registrata nel periodo ottobre 2012 - ottobre 2013.

	COMPONENTE ENERGIA								
	Energia fornita -giorno-			Energia fornita -notte e weekend-			Perdite		
	quantità	prezzo unitario	importo	quantità	prezzo unitario	importo	quantità	prezzo unitario	importo
periodo	<i>MWh</i>	<i>€/MWh</i>	<i>€</i>	<i>MWh</i>	<i>€/MWh</i>	<i>€</i>	<i>MWh</i>	<i>€/MWh</i>	<i>€</i>
ott-12	3,026	119,5	361,61	11,463	86,5	991,55	0,681	93,39223	63,6
nov-12	3,007	119,5	359,34	9,244	86,5	799,61	0,576	94,60044	54,49
dic-12	5,841	119,5	698	16,515	86,5	1428,55	1,051	95,12212	99,97
gen-13	2,161	119,5	258,24	6,067	86,5	524,8	0,329	95,16772	31,31
feb-13	2,481	119,5	296,48	6,264	86,5	541,84	0,35	95,86278	33,55
mar-13	1,929	119,5	230,52	9,847	86,5	851,77	0,471	91,90642	43,29
apr-13	1,314	119,5	157,02	9,839	86,5	851,07	0,446	90,38734	40,31
mag-13	2,783	110	306,13	15,422	85	1310,87	0,728	88,82175	64,66
giu-13	3,268	110	359,48	20,108	85	1709,18	0,935	88,49504	82,74
lug-13	5,49	110	603,9	24,416	85	2075,36	1,196	89,58938	107,15
ago-13	9,15	110	1006,5	35,738	85	3037,73	1,796	90,09602	161,81
set-13	6,102	110	671,22	21,943	85	1865,16	1,122	90,43965	101,47
ott-13	1,759	110	193,49	8,222	85	698,87	0,399	89,40587	35,67

Il successivo grafico in Figura 42 conferma l'andamento stagionale dell'attività esercitata dall'Utente nel complesso agrituristico. I prelievi più elevati sono da

giugno a settembre, durante la stagione turistica estiva. I moderati prelievi fuori stagione sono interrotti da un picco, comunque contenuto, avvenuto a dicembre 2012, in corrispondenza dello sfioramento di potenza.

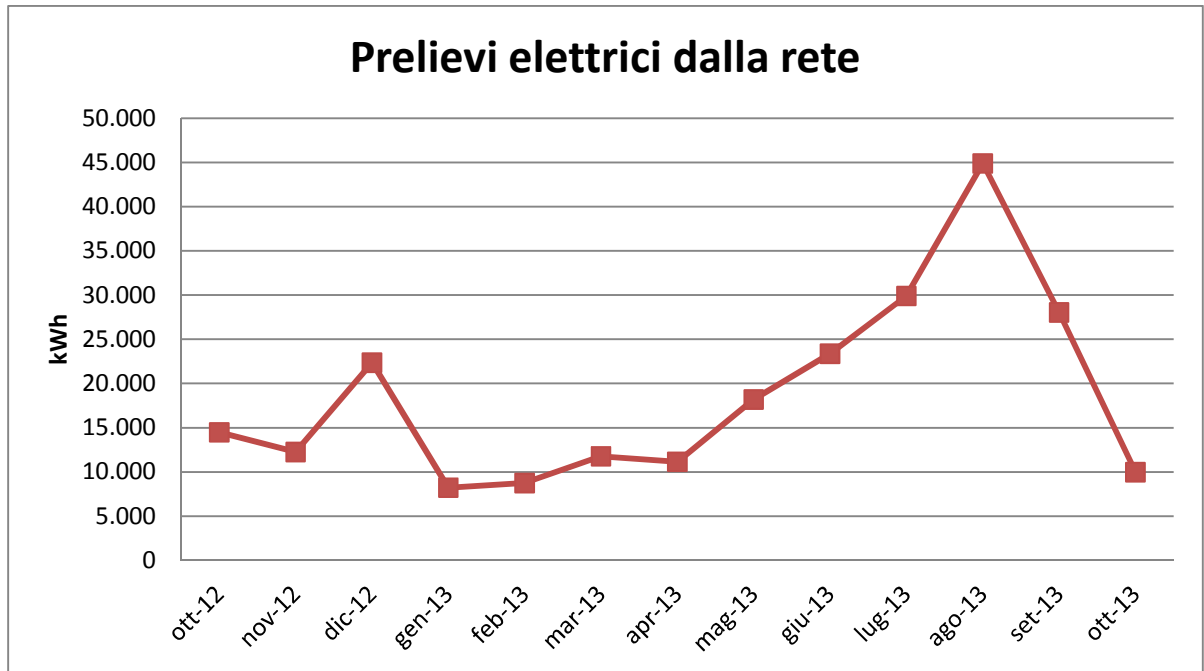


Figura 42 - Andamento dei prelievi dalla rete registrati nel periodo ottobre 2012 - ottobre 2013.

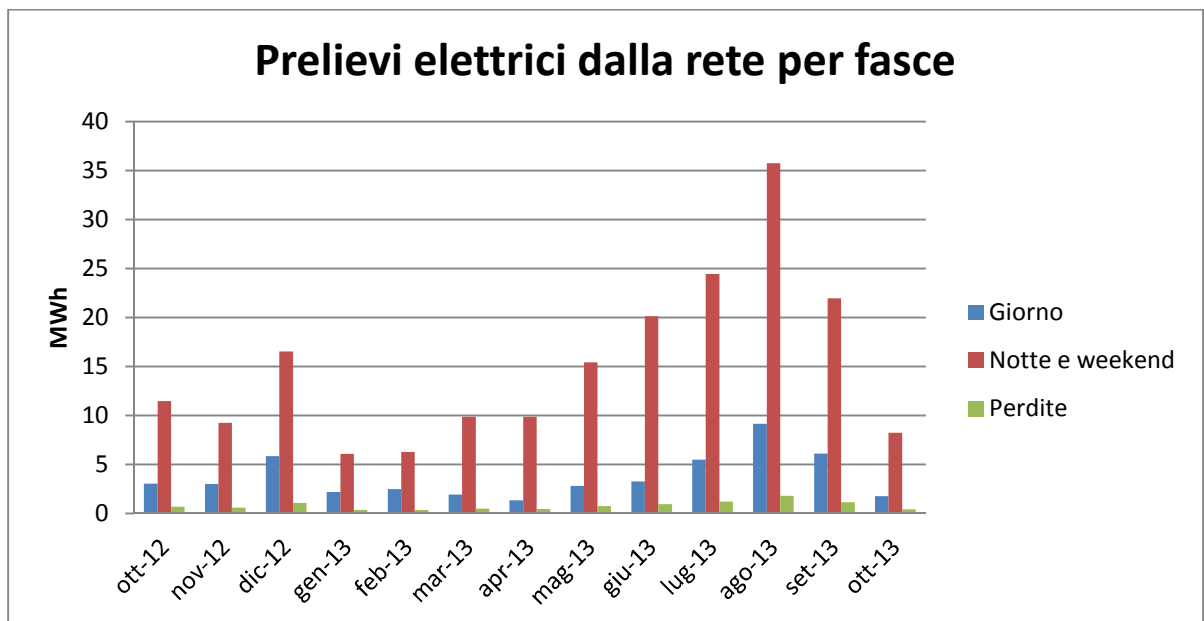


Figura 43 - Andamento dei prelievi per fasce registrati nel periodo ottobre 2012 - ottobre 2013.

La componente energia dei prelievi di elettricità dalla rete, possono essere distinti per fascia di tariffazione, come nel grafico di Figura 43. La maggior rilevanza la presenta la quota “notte e weekend”.

Nelle tabelle seguenti sono state disgregate anche le altre componenti: “dispacciamento”, “ulteriori corrispettivi e oneri”, “uso delle reti” e “accise”.

	Ulteriori corrispettivi e oneri	Dispacciamento		
		costi fissi	quota energia	subtotale
periodo	€	€	€	€
ott-12	5,97	126,64	10,96	137,60
nov-12	5,97	111,56	13,27	124,83
dic-12	5,97	220,48	22,33	242,81
gen-13	5,97	73,58	8,16	81,74
feb-13	5,97	77,58	7,16	84,74
mar-13	5,97	104,92	6,44	111,36
apr-13	5,97	165,33	7,77	173,10
mag-13	5,97	270,13	13,50	283,63
giu-13	5,97	344,47	15,56	360,03
lug-13	5,97	419,32	14,00	433,32
ago-13	5,97	628,57	23,97	652,54
set-13	5,97	392,86	23,33	416,19
ott-13	5,97	108,23	9,54	117,77

	Uso delle reti				Accisa		
	costi fissi	quota potenza	quota energia	subtotale	quantità	prezzo unitario	importo
periodo	€	€	€	€	MWh	€/MWh	€
ott-12	74,25	335,58	847,96	1.257,79	14,489	12,5	181,11
nov-12	74,25	303,62	716,74	1.094,61	12,251	12,5	153,14
dic-12	74,25	553,97	1.246,74	1.874,96	22,356	12,5	279,45
gen-13	73,78	223,27	535,43	832,48	8,228	12,5	102,85
feb-13	73,78	314,72	558,03	946,53	8,745	12,5	109,31
mar-13	73,78	478,81	733,03	1.285,62	11,776	12,5	147,2
apr-13	74,26	433,08	705,81	1.213,15	11,153	12,5	139,41
mag-13	76,90	338,93	1.129,77	1.545,60	18,205	12,5	227,56
giu-13	76,90	392,73	1.417,04	1.886,67	23,376	12,5	292,2
lug-13	77,11	462,67	1.827,82	2.367,60	29,906	12,5	373,83
ago-13	77,11	470,74	2.743,95	3.291,80	44,888	12,5	561,1
set-13	77,11	411,56	1.714,72	2.203,39	28,045	12,5	350,56
ott-13	77,26	312,03	643,77	1.033,06	9,981	12,5	124,76

Il grafico in Figura 44 riporta l'influenza percentuale delle componenti nel costo totale della bolletta. La prima osservazione riguarda la componente energia (energia fornita giorno, energia fornita notte e weekend e perdite) che non arriva alla metà del costo totale della bolletta. Significativa invece è la componente dell'uso delle reti in arancione, che varia da un minimo del 38% fino al 46% del costo totale della bolletta.

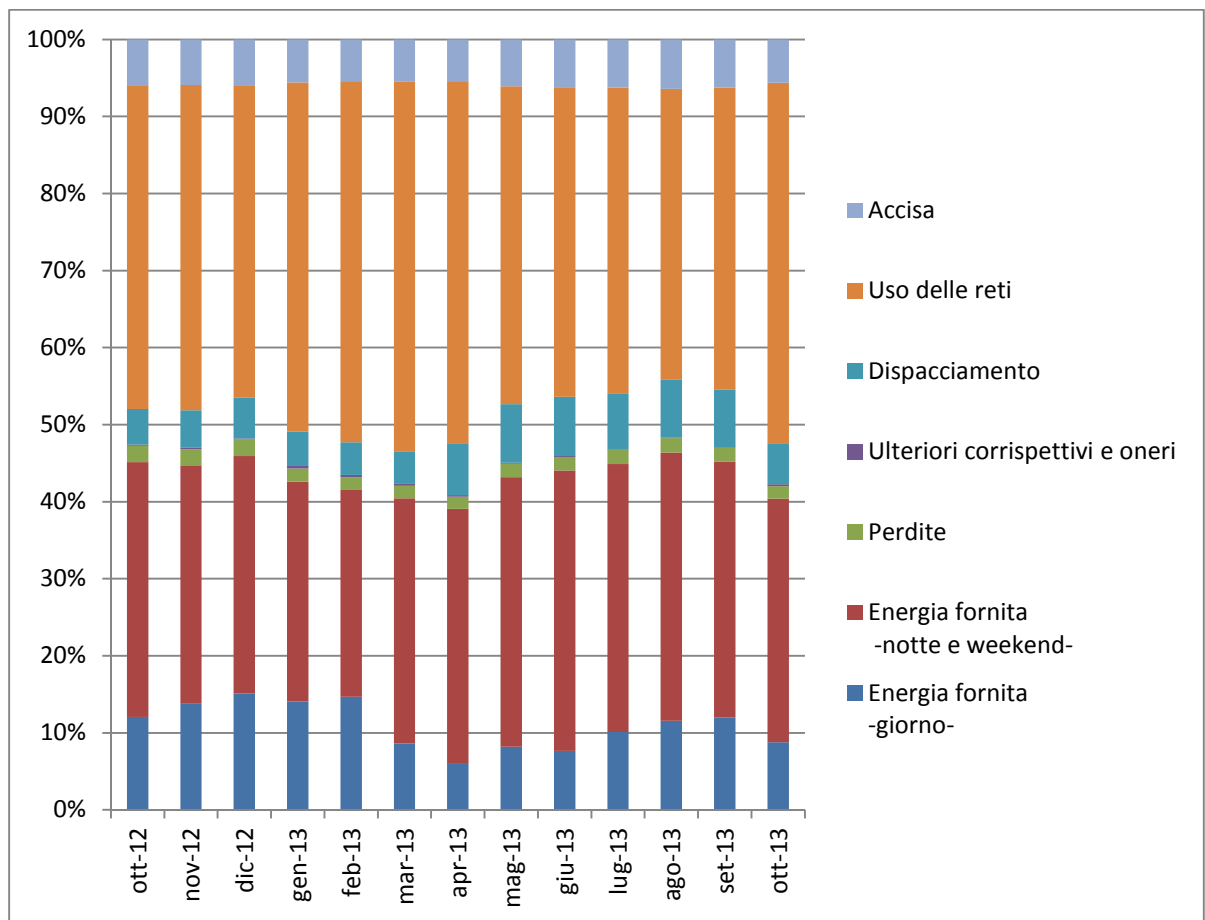


Figura 44 - Ripartizione percentuale delle componenti di costo in bolletta.

Ogni voce della bolletta può essere, infine aggregata nelle tre quote, che si possono chiamare “quota energia”, “quota potenza” e “quota fissa”, secondo il seguente criterio. Le voci che dipendono dal volume di energia trattata sono sommate nella “quota energia”; le voci che dipendono dal livello di potenza

richiesto dall'Utente alla rete, costituiscono la “quota potenza”. Infine le voci di costo che devono essere pagate a prescindere dai consumi confluiscono nella “quota fissa”. La ripartizione percentuale è riportata in Figura 45.

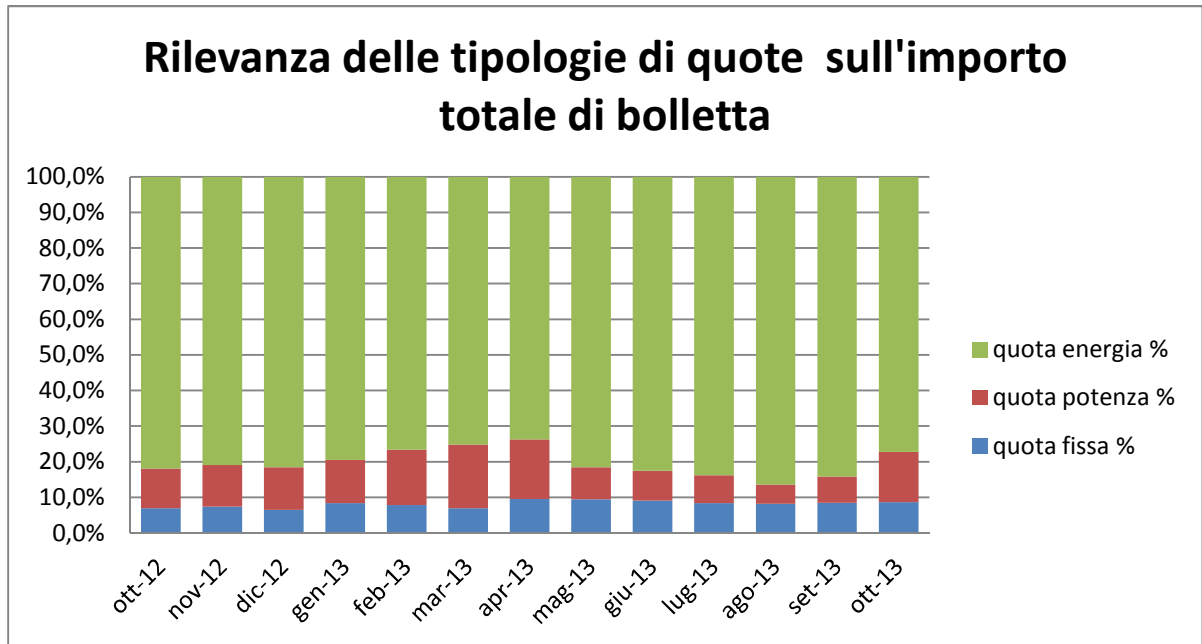


Figura 45 - Ripartizione percentuale sul costo totale di bolletta della quota energia, potenza e fissa.

3.3 RISULTANZE

3.3.1 IL CALCOLO DEL RE DELL'IMPIANTO E LA DIAGNOSI DELLO STATO DI FUNZIONAMENTO

Il sistema di gestione ha permesso di registrare 12 mesi consecutivi di produzione, utilizzando il contatore integrato nell'inverter, e di irraggiamento solare. La produzione elettrica contabilizzata nel periodo, che è posta uguale alla produzione misurata dall'inverter, tralasciando trascurabili errori di misura, è stata di

$$E_{GSE} = E_{INV} = 203.750 \text{ kWh}$$

Utilizzando la procedura del paragrafo 2.2.2.2 e considerando il modesto coefficiente di disponibilità alla conversione pari al 83,3%, il calcolo del Performance Ratio dell'impianto nel periodo è stato pari a

$$E_{PROD} = P_{NOM} \cdot An \cdot \prod_{k=1}^n X_k \cdot \frac{H_{MOD}}{I_{STC}} = 188,7 \cdot 0,833 \cdot 0,945 \cdot \frac{1.890}{1} = 280.744 \text{ kWh}$$

$$PR_{M2} = \frac{E_{GSE}}{E_{PROD}} = \frac{203.750}{280.744} = 72,6\%$$

Un PR del 72,6% è sicuramente basso, soprattutto se confrontato con quelli comunemente raggiunti dagli impianti simili ma più recenti, per i quali non sono rari livelli di PR del 80%. Un impianto di questa tipologia può ritenersi in buone condizioni se raggiunge il 75% di PR.

Le ispezioni condotte, a seguito di queste risultanze, hanno permesso l'individuazione di alcuni moduli con *hot-spot*, un difetto che costringe alcune celle fotovoltaiche a lavorare in assorbimento piuttosto che in produzione, causando perdite di produzione e il surriscaldamento localizzato fino alla rottura del modulo.

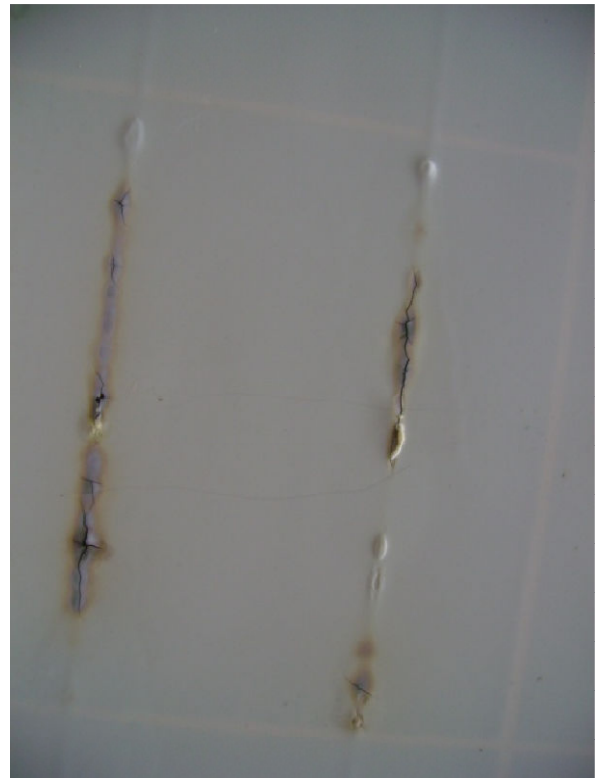


Figura 46 - Particolare di una cella con bruciature delle piste conduttrici (vista posteriore del modulo).

La sostituzione dei moduli difettosi porterà sicuramente ad un aumento di produzione e quindi di PR. Per l'impianto in esame, sarebbe da ritenere adeguato un PR del 75%, che differisce molto poco dal 72,6% calcolato.

L'impianto comunque non ha reso quanto previsto, infatti da un confronto tra le produzioni rilevate e quelle attese lo scostamento è palese, pari a circa 26% (paragrafo 3.2.1).

Infatti calcolando il parametro Rendimento Effettivo RE alla sezione di produzione, come discusso nel paragrafo 2.2.2.3, si ha:

$$Re_{M2} = A_n \cdot PR_{M2} = 83,3\% \cdot 72,6\% = 60,5\%$$

Ovvero solo il 60% circa dell'energia solare incidente è convertita in energia elettrica. Questo dato è molto basso. Sarebbe stato accettabile un RE del 71,25%, corrispondente ad una perdita di *availability* su base annua del 5% (ovvero di circa 77 ore equivalenti) e un PR medio annuo, già citato, del 75%.

Il sistema di gestione ha permesso di individuare la vera causa della scarsa resa di questo impianto: un Coefficiente di Disponibilità alla Conversione inferiore alle attese, correlato alla scarsa affidabilità dei componenti installati (paragrafo 2.2.2.1) e alla particolare scelta impiantistica adottata, comune in passato ed oggi quasi abbandonata: impianto con unico sistema di condizionamento della potenza.

Oggi si preferisce frazionare il generatore fotovoltaico in molti campi, connettendoli a diversi MPPT indipendenti. Questa scelta installativa permette *in primis* un migliore comportamento sulla resa quando le condizioni di

irraggiamento del campo sono variabili e anche una minore perdita di *availability* quando si presenta un guasto: sarà infatti solo la frazione di campo interessata a non produrre, mentre il resto dell'impianto opererà normalmente. E' stato questo a causare la mancata produzione dell'impianto, associato ad un tempo di intervento su guasto e di riparazione imprevedibile, considerato che il produttore non ha stipulato un contratto di manutenzione con una ditta specializzata.

3.3.2 L'AUTOPRODUZIONE

L'altro aspetto dell'analisi è relativa ai prelievi dalla rete, poiché essi sono complementari all'autoproduzione, ovvero alla percentuale di energia prodotta dall'impianto che è consumata in loco dallo stesso Utente, comunemente nota come autoconsumo. Questa elettricità, che viene direttamente consumata dall'azienda, non interessa la rete elettrica nazionale e ha diverse qualità sia economiche che tecniche ed ambientali.

3.3.2.1 LE QUALITÀ ECONOMICHE

Le qualità economiche dell'energia auto consumata stanno palesemente nel maggior valore in Euro. Analizzando le bollette, è stato calcolato che l'Utente sopporta, per un kWh acquistato dal Grossista sul mercato libero, un costo medio lordo pari a 20,7 centesimi di Euro, ottenuto come semplice rapporto tra la somma degli imponibili delle fatture del periodo per il quantitativo totale di energia prelevata.

Se si vogliono escludere i costi fissi e i costi relativi alla potenza, poiché si potrebbe ritenere che essi debbano essere comunque sostenuti dall'azienda a prescindere dall'impianti, il kWh vale mediamente 16,9 centesimi di Euro.

Se consideriamo la sola componente energia (tariffa di picco, tariffa fuori picco e perdite), trascurando i costi di rete, di dispacciamento, e le accise, il valore medio è di 9,5 centesimi di Euro. Questo costo potrebbe essere indicativo di quanto costa all'Azienda un kWh prima dell'immissione nel sistema di trasmissione e distribuzione nazionale.

Si riportano i dati rilevati nelle tabella seguente.

	costo medio lordo kWh	costo medio del kWh solo quota energia	costo medio del kWh solo energia
periodo	€/kWh	€/kWh	€/kWh
ott-12	0,2070	0,1696	0,0978
nov-12	0,2116	0,1711	0,0990
dic-12	0,2071	0,1689	0,0996
gen-13	0,2233	0,1775	0,0990
feb-13	0,2308	0,1768	0,0997
mar-13	0,2272	0,1709	0,0956
apr-13	0,2313	0,1705	0,0940
mag-13	0,2057	0,1677	0,0924
giu-13	0,2009	0,1658	0,0920
lug-13	0,1995	0,1673	0,0932
ago-13	0,1942	0,1679	0,0937
set-13	0,2002	0,1685	0,0941
ott-13	0,2214	0,1709	0,0930
Media	0,2066	0,1690	0,0949

In definitiva nel periodo in esame, 1 kWh di energia elettrica fornita dal grossista è costato mediamente all'azienda circa 20,7 centesimi di Euro. Questo valore deve essere confrontato con il valore di ritiro delle eccedenze riversate in rete dall'azienda. Queste eccedenze sono valorizzate con gli importi previsti

dalla convenzione con il GSE, denominata “ritiro dedicato”, ad un prezzo medio circa pari a 8,2 centesimi di Euro, quindi molto meno del prezzo di acquisto dal grossista al contatore e pure inferiore al prezzo di acquisto prima della trasmissione e distribuzione sulla rete.

Quindi un kWh prodotto e consumato permette un risparmio all’azienda di circa 21 centesimi di Euro, mentre un kWh prodotto e immesso in rete ne varrebbe circa 8. E’ evidente quindi che il kWh auto consumato ha economicamente un valore due volte e mezzo superiore.

3.3.2.2 LE QUALITA’ TECNICHE

Ogni unità di elettricità dovrebbe essere uguale alle altre. La pregevolezza tecnica del kWh autoprodotta sta nella sua disponibilità all’interno del centro di consumo, ovvero lì dove serve. Inoltre è disponibile in quantità dipendente dalla disponibilità della sua fonte il Sole. Questa, seguendo delle leggi fisiche precise, può essere predetta con un buon margine di affidabilità. A complicare parzialmente la gestione, interviene la variabilità meteorologica che però può essere prevista con confidenza, con due o tre giorni di anticipo. Conoscendo la sua disponibilità ed il suo valore economico, il sistema di gestione permette di potere programmare in anticipo l’inserimento dei carichi e quindi i consumi. Il compito è facilitato dal fatto che l’elettricità autoprodotta è disponibile nelle ore centrali del dì, quando le attività produttive umane ed i relativi impegni energetici sono più alti. Per l’azienda in esame, che non ha operato alcun tipo di programmazione dei consumi, il vantaggio dell’autoproduzione è stato

comunque conseguito senza interventi volontari, ovviamente in parte. Si osservi la Figura 43, dove è evidente che i consumi diurni sono stati ridotti dall'autoproduzione, mentre nelle ore notturne questo non è avvenuto, facendone prevalere il peso percentuale.

Si deve anche considerare a favore dell'autoproduzione che il costo del kWh in fascia di picco è circa il 30% maggiore del costo in fascia notturna.

In definitiva l'autoproduzione permette un ulteriore vantaggio economico, affrancando l'azienda dall'acquisto del kWh quando è più caro e apre alla possibilità tecnica di gestire i propri carichi ottimizzando il profilo dei consumi.

Il sistema è in grado di calcolare oggi le disponibilità di energia in eccesso rispetto ai fabbisogni aziendali, rendendo possibile per il produttore intervenire per l'ottimizzazione energetica della propria utenza attiva-passiva, modificando semplicemente le abitudini di consumo, traendone ovvi vantaggi economici.

3.3.2.3 LE QUALITÀ AMBIENTALI

L'energia prodotta lì dove serve. Questo è uno dei grandi vantaggi della Generazione Distribuita. La riduzione della distanza tra il generatore e il carico, tra offerta e domanda, permette di minimizzare, o addirittura annullare gli oneri della trasmissione e distribuzione di elettricità, intesi sia come oneri economici (cfr. paragrafo 3.2.2) che energetici.

E' noto infatti che l'attuale sistema elettrico di trasmissione e distribuzione è responsabile di una perdita di energia di 21 TWh, è rappresenta il 6,4% del

fabbisogno nazionale nel bilancio annuo (dato ufficiale del 2012), come visibile in Figura 47.

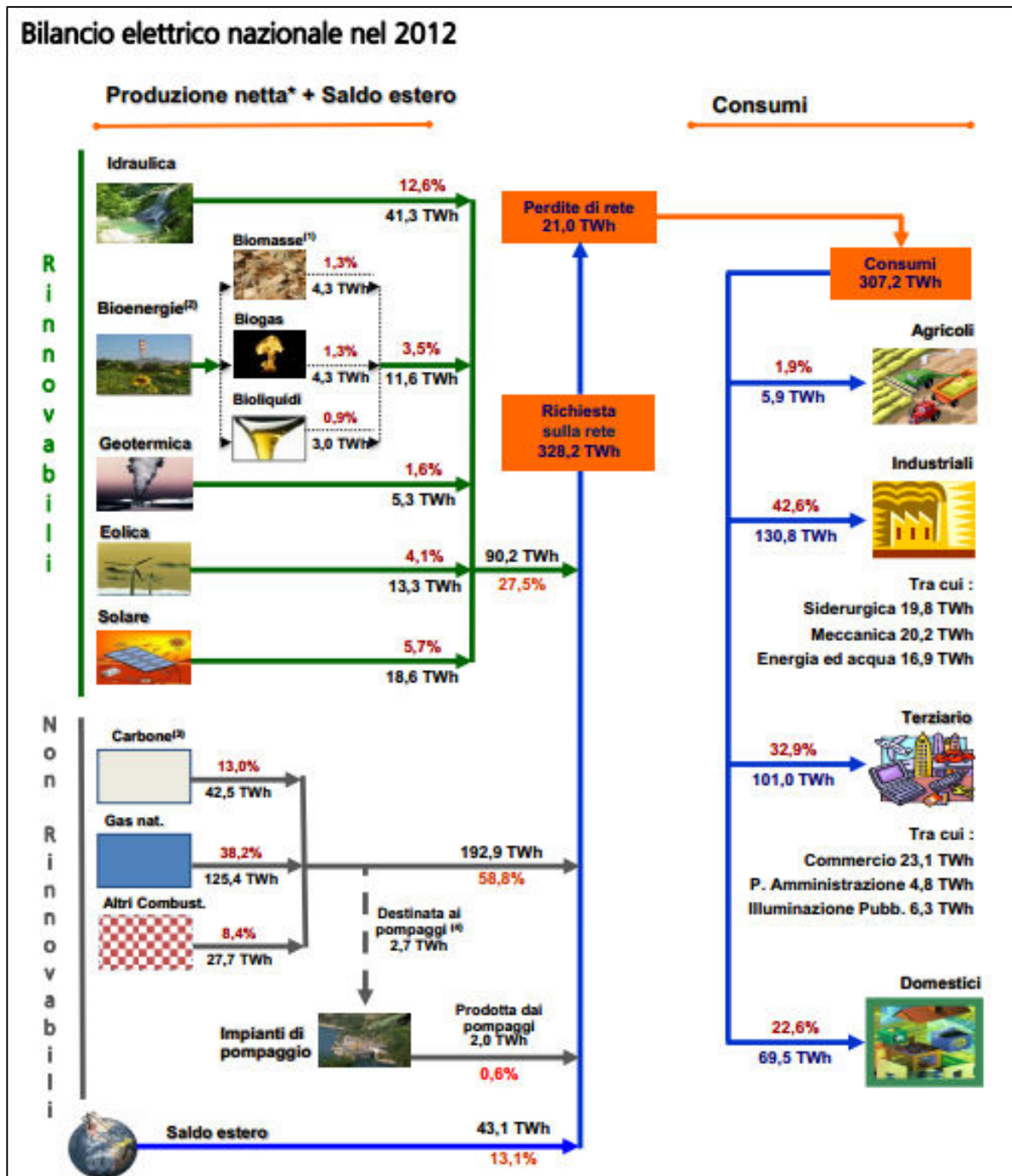


Figura 47 - Bilancio elettrico nazionale del 2012.

L'elettricità che non attraversa le reti, poiché è prodotta e consumata in sito, che si potrebbe, per similitudine con i beni materiali, chiamare come elettricità con "filiera corta", non è soggetta alle relative perdite, permettendo di evitare

l'equivalente quota di energia da produzione centralizzata tradizionale, associata alla produzione di inquinanti e climalteranti.

Inoltre, il sistema attuale è stato progettato per flussi energetici unidirezionali: dal centro verso i nodi periferici, quindi da poche centrali di grande taglia fino ai punti di consumo. Con la grande diffusione degli impianti eolici e fotovoltaici si è assistito al raggiungimento dei livelli di saturazione della rete, che hanno costretto gli organi di controllo a dover intervenire nel corso del 2012 (delibera AEEG n. 84/2012/R/EEL), inserendo nuove regole e condizioni tecniche per la connessione degli impianti attivi. Anche gli impianti preesistenti si sono dovuti adeguare per mantenere incentivi e connessione alla rete.

Il sistema di trasmissione e distribuzione pertanto necessita di una revisione per poter essere correttamente ed efficacemente gestito, tanto che la Generazione Distribuita dovrà essere associata alle *smart grid*, ovvero reti intelligenti, in corso di studio. La rete intelligente si distingue dalla rete elettrica tradizionale per l'intervento di una rete informatica, che ha il compito di monitorare ed agire sulla rete elettrica, in modo che le condizioni operative siano quelle ottimali sia per la qualità dell'energia fornita che per la riduzione delle inefficienze.

Le finalità che si prefiggono la Generazione distribuita e le *smart grid*, su cui la Commissione Europea ha aperto una piattaforma comune di discussione, sono le stesse del sistema di gestione sviluppato: avvicinare e far comunicare

generazione e consumi, creando dei piccoli distretti energetici, al limite coincidenti con la singola utenza.

3.4 CONCLUSIONI

La tesi ha descritto lo sviluppo di un sistema gestione remota ed automatica per gli impianti di produzione di elettricità, che utilizzano la tecnologia solare fotovoltaica, asserviti ai complessi produttivi in aree rurali ed agricole.

Il sistema di gestione è costituito da una parte fisica, l'hardware, costituita da un computer e da una rete di sensori, e dal software che svolge il ruolo di logica di controllo, di calcolo ed di ottimizzazione.

Gli obiettivi che si intendeva raggiungere con il sistema erano molteplici ed in particolare il monitoraggio continuo ed in tempo reale dello stato di funzionamento dell'impianto, la prevenzione delle anomalie, la diagnostica dei guasti e l'ausilio alla riparazione, e l'ottimizzazione dei rapporti tra produzione elettrica e consumi aziendali.

Un prototipo del sistema di gestione è stato, effettivamente e con successo, installato e reso operativo, presso un'azienda del comparto agricolo.

Analizzati i dati acquisti, utilizzando le procedure di calcolo facenti parte delle logiche di controllo del sistema, sono stati quantificati i decadimenti di resa ed individuate le relative cause. Inoltre i dati hanno evidenziato la possibilità ulteriore di ottimizzare, sotto gli aspetti economici, tecnici ed ambientali lo scambio di energia tra Utente attivo-passivo e la rete elettrica nazionale.

Questa tecnologia per l'ottimizzazione dei rapporti tra generazione e consumo può essere sviluppata in parallelo alla nascente tecnologia delle *smart grid*, in quanto persegue le stesse finalità: riduzione delle perdite e dei costi associati. In particolare l'ottimizzazione potrà essere sperimentata anche su piccoli distretti agricoli, costituiti da aziende dello stesso territorio, in cui uno o più componenti attivi possono fornire l'energia prodotta, in esubero rispetto ai propri fabbisogni, ad un altro vicino, ai fini del miglioramento della sostenibilità ambientale del distretto e del sistema elettrico nazionale, con benefici per l'intera comunità.

Rendimento di FV in rete

PVGIS stime di generazione elettricità solare

Database di radiazione solare usato: PVGIS-CMSAF

Potenza nominale del sistema FV: 1.0 kW (silicio cristallino)

Stime di perdite causata da temperatura e irradianza bassa: 10.6% (usando temperatura esterna locale)

Stima di perdita causata da effetti di riflessione: 2.6%

Altre perdite (cavi, inverter, ecc.): 14.0%

Perdite totali del sistema FV: 25.2%

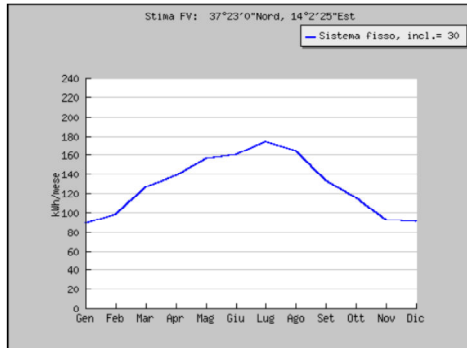
Sistema fisso: inclinazione=30 gradi, orientamento=-30 gradi				
Mese	Ed	Em	Hd	Hm
Gen	2.86	88.6	3.61	112
Feb	3.50	98.1	4.48	126
Mar	4.08	126	5.34	166
Apr	4.62	139	6.11	183
Mag	5.06	157	6.85	212
Giu	5.34	160	7.34	220
Lug	5.60	174	7.77	241
Ago	5.30	164	7.41	230
Set	4.46	134	6.09	183
Ott	3.73	116	5.01	155
Nov	3.08	92.4	4.00	120
Dic	2.93	90.7	3.75	116
Anno	4.22	128	5.65	172
Totale per l'anno		1540		2060

Ed: Produzione elettrica media giornaliera dal sistema indicata (kWh)

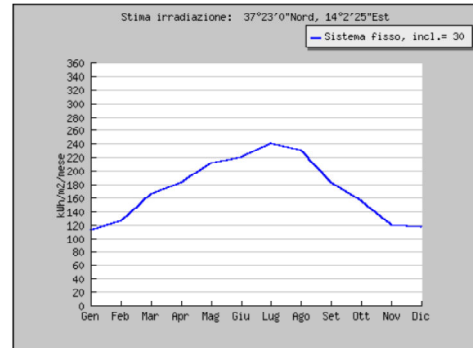
Em: Produzione elettrica media mensile dal sistema indicata (kWh)

Hd: Media dell'irraggiamento giornaliero al metro quadro ricevuto dai pannelli del sistema (kWh/m²)

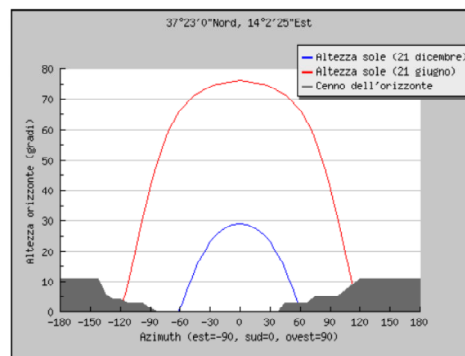
Hm: Media dell'irraggiamento al metro quadro ricevuto dai pannelli del sistema (kWh/m²)



Produzione di energia mensile da un sistema FV fisso



Irraggiamento mensile nel piano per angolo fisso



Cenno dell'orizzonte con l'altezza solare per solstizio invernale ed estivo

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

Figura 48 - Report PVGIS per la località di installazione dell'impianto fotovoltaico.



KIOTO
PHOTOVOLTAICS

KPV PE QCells
185 / 190 / 195 / 200 / 205 / 210 Wp

quality: **first**



A product of KIOTO Photovoltaics GmbH



For a number of years, KIOTO Photovoltaics GmbH has been manufacturing first class photovoltaic modules, which surpass all the quality standards stipulated in European markets. The highly efficient multi-crystalline solar modules on a 6"-wafer base are manufactured exclusively in Austria using the very latest equipment. Innovative testing ensures exact technical performance data for each individual module. The solar modules with power from 185 to 210 Wp are delivered with aluminium frames and junctions. A Tyco junction box is fixed as standard. Only top-quality solar modules leave the KIOTO PV production line. These solar modules, designed for a high output of power and profit, are mainly used in systems coupled with on grid systems.



Power Classes:

KPV PE QCells

Type	P _{mp} (Wp)	U _{mp} (V)	I _{mp} (A)	U _{oc} (V)	I _{sc} (A)	efficiency rate	area per kWp
KPV 185 PE	185 Wp	25,63 V	7,23 A	32,08 V	7,78 A	12,38 %	8,05 m ²
KPV 190 PE	190 Wp	25,72 V	7,43 A	32,37 V	8,03 A	12,71 %	7,84 m ²
KPV 195 PE	195 Wp	25,80 V	7,59 A	32,42 V	8,11 A	13,04 %	7,64 m ²
KPV 200 PE	200 Wp	25,83 V	7,79 A	32,51 V	8,27 A	13,38 %	7,45 m ²
KPV 205 PE	205 Wp	25,98 V	7,93 A	32,57 V	8,44 A	13,71 %	7,26 m ²
KPV 210 PE	210 Wp	26,23 V	8,02 A	32,80 V	8,46 A	14,05 %	7,09 m ²

54 multi-crystalline cells, 156mm x 156mm			
Tyco-Solarlok®, max. system voltage 1000 V DC,			
Power tolerance:	(+ 3% / - 1,5%)*		
Temperature coefficients:	P _{mp} = - 0,46%/K	U _{oc} = -116,1mV/K	I _{sc} = +4,40mA/K
Standard test conditions (STC):	AM1,5 / 1000W per m ² / 25°C		
Ambient temperature:	+ 85°C bis - 40°C		
Cable length:	2000mm		
Bypass diodes:	3 pcs. Tyco SL1515		
Efficiency guarantee:	90% for 10 years	80% for 25 years	
Product guarantee:	5 years		

* Measurement: STC (standard test conditions)

Technical Data:

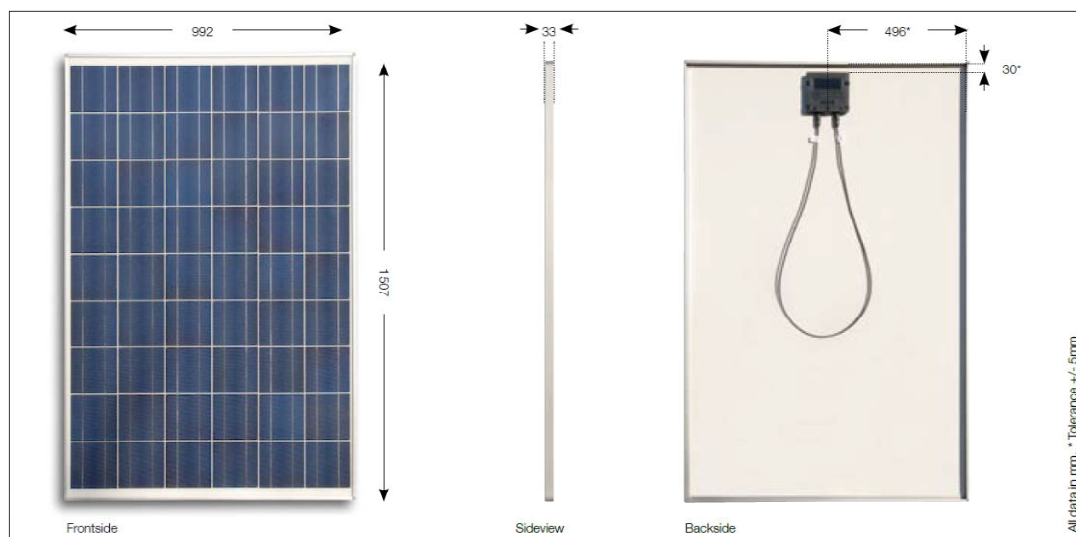
Dimensions:

With aluminium frame:	1507mm x 992mm x 33mm (+/- 2 mm)
Laminate:	1500mm x 985mm x 4,5mm (can height 22,5mm)
Weight:	16,50kg
Glass specification:	Solar glass ESG 3,2mm
Encapsulation material:	Elimex
Backside material:	Isovolta, Krempel
Test certificate:	Protection class II**, IP 65, IEC 61215, Ed. 2 incl. mechanical load test up to 5400 Pa

** up to 1000 V



Dimensions:



Technical changes and adaptation of the design reserved!

Vars: September 2009

KIOTO Photovoltaics GmbH
Solarstraße 1
A-9300 St. Veit/Glan, AUSTRIA

T: +43 (0) 4212 28 300-0
F: +43 (0) 4212 28 300-799
office@kioto-pv.com

www.kioto-pv.com

Figura 49 - Data sheet del modulo Kioto Photovoltaics serie KPV.

BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA

E.F. Camacho, C. Bordons - Model Predictive Control - Springer (2004).

G. Marro - Controlli Automatici - Zanichelli (2004).

Jeremy Rifkin - Economia all'idrogeno. La creazione del Worldwide Energy Web e la redistribuzione del potere sulla Terra. Mondadori. 2002

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. Data pubblicazione 12/2012.

CEI 0-21 - Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica. Data pubblicazione 6/2012.

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

CEI 13-4 - Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica;

CEI EN 61215 (CEI 82-8) - Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;

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

CEI EN 60904 - Dispositivi fotovoltaici - Serie;

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

CEI EN 61730-1 (CEI 82-27) - Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: Prescrizioni per la costruzione;

CEI EN 61730-2 (CEI 82-28) - Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove;

CEI EN 62108 (CEI 82-30) - Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo;

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

CEI EN 50380 (CEI 82-22) - Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;

CEI EN 50521 (CEI 82-31) - Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove;

CEI EN 50524 (CEI 82-34) - Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici;

CEI EN 50530 (CEI 82-35) - Rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica;

CEI EN 62053-21 (CEI 13-43) - Apparat 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) - Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3);

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

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

Electronic Industries Association - Electrical Characteristics of Generators and Receivers for Use in Balanced Multipoint Systems. EIA Standard RS-485. OCLC (1983)

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

EN 62116 Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters;

ENEA – Progettare ed installare un impianto fotovoltaico (2008)

ENEL Distribuzione – Guida per le connessioni alla rete elettrica di ENEL Distribuzione - Dicembre 2012

GSE – Atlasole <http://atlasole.gse.it/atlasole/>

GSE - Impianti a fonti rinnovabili in Italia – 2012, pubblicato il 19/12/2013, <http://www.gse.it/it/Statistiche/RapportiStatistici/Pagine/default.aspx>

GSE - Rapporto Statistico UE 27 - Settore elettrico, pubblicato il 24/01/2013, <http://www.gse.it/it/Statistiche/RapportiStatistici/Pagine/default.aspx>

GSE - Solare Fotovoltaico - Rapporto Statistico 2012, pubblicato il 08/05/2013 <http://www.gse.it/it/Statistiche/RapportiStatistici/Pagine/default.aspx>

International Electrotechnical Commission – IEC 60904 - Photovoltaic devices - Seconda edizione 2006-09

International Electrotechnical Commission – IEC 60891: Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics of crystalline silicon photovoltaic (PV) devices

TERNA - Dati statistici sull'energia elettrica in Italia anno 2012, http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTTRICO/statistiche.aspx

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.

SIGLE E ABBREVIAZIONI

AEEG	Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas
AM	Air Mass
ASCII	American Standard Code for Information Interchange
AT	Alta Tensione
BT	Bassa Tensione
CEI	Comitato Elettrotecnico Italiano
DG	Dispositivo Generale
DI	Dispositivo di Interfaccia
DL	Data Logger
FV	Fotovoltaico
GD	Generazione distribuita
GPL	General Public License
GSE	Gestore per i Servizi Energetici
HSPA	High Speed Packet Access
M1	Misuratore 1
M2	Misuratore 2
MPPT	Maximum Power Point
MPPT	Maximum Power Point Tracker
MT	Media Tensione
NOCT	Nominal Operational Cell Temperature
O&M	Operation & Maintenance
PLC	Programmable Logic Controller
PG	Protezione Generale
PI	Protezione di Interfaccia
PV	Photovoltaic
RS485	Recommended Standard 485
RTU	Remote Terminal Unit
SBC	Single Board Computer
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SPG	Sistema di Protezione Generale
SPI	Sistema di Protezione di Interfaccia
STC	Standard Test Condition
UPS	Uninterruptible Power Supply