

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare



Esercizio e Manutenzione di impianti fotovoltaici connessi in rete

TESI DI LAUREA MAGISTRALE

Tutore

Prof. Filippo Spertino

Candidato

Matteo Rosa

ANNO ACCADEMICO 2019 – 2020

Abstract

Il seguente elaborato di Tesi Magistrale propone uno studio delle attività di esercizio e manutenzione di impianti fotovoltaici connessi in rete.

Ad una breve introduzione sul panorama del fotovoltaico, dapprima su scala mondiale e poi approfondendo il contesto nazionale, segue la descrizione dei componenti principali di un impianto fotovoltaico, rivolgendo particolare attenzione agli innovativi sistemi di accumulo.

Dopodiché sono stati esposti i vantaggi che si possono trarre intraprendendo un business incentrato sulle attività di *Operation and Maintenance (O&M)*, realizzabile solamente se si abbandona la filosofia di pensiero che sottovaluta la loro importanza.

La mia esperienza personale di tesi in azienda è stata svolta presso Green Team S.r.l. e si è articolata principalmente in due fasi: la creazione di un database, primo passo da compiere per pianificare un'offerta di manutenzione completa ed affidabile da presentare ai clienti di Green Team, e la messa in pratica delle attività di manutenzione su un impianto fotovoltaico realmente esistente situato a Celle Enomondo, in provincia di Asti.

Il finale dell'elaborato viene dedicato a brevi conclusioni riguardo il lavoro svolto e ad un'esortazione a sfruttare la fonte solare al pieno delle sue potenzialità.

Ai miei nonni, i miei più grandi sostenitori

Indice

PARTE 1: Introduzione al fotovoltaico	1
1.1 Premessa	1
1.2 Lo scenario italiano	3
1.3 I meccanismi di incentivazione attuali	4
Bonus ristrutturazioni	4
Ecobonus 2020	5
Iva agevolata e incentivi degli enti locali	5
Superammortamento	5
Incentivo decreto FER 1	5
Bonus Amianto	6
1.4 Componenti principali di un impianto fotovoltaico	6
Campo fotovoltaico	6
Diodi di Bypass/Blocco	8
Sezionatore.....	9
Fusibile	9
Inverter.....	9
Quadri elettrici	11
Contatori	12
Sistema di monitoraggio.....	13
1.5 Sistema di accumulo.....	14
Schema d'impianto senza accumulo	14
Schema d'impianto con accumulo	15
Tipologie di accumulo.....	18
Convenienza di un sistema di accumulo	19

PARTE 2: Il business dei contratti di O&M	21
2.1 Tipologie di impianto	21
Impianti a terra	22
Impianti a tetto	23
Impianti industriali	23
Impianti residenziali	23
2.2 I nodi vengono al pettine	24
2.3 O&M servizi e processi	26
2.4 Gli approcci vincenti e le strategie di sviluppo.....	27
PARTE 3: Le operazioni di O&M.....	28
3.1 Il monitoraggio.....	28
3.2 La manutenzione preventiva.....	29
Moduli fotovoltaici.....	29
Inverter.....	31
Impianto elettrico	31
3.3 La manutenzione correttiva	32
Impianto elettrico	33
3.4 La termografia.....	33
Sulle tracce degli hot-spot	34
Tipologie di guasti.....	35
Consigli per svolgere le misure.....	36
3.5 La gestione amministrativa e fiscale	37
3.6 Il revamping di un impianto fotovoltaico	37
Impianti fino a 3 kW	37
Impianti superiori a 3 kW	38
La sostituzione dei moduli.....	39
Le ragioni per la sostituzione.....	39

PARTE 4: Green Team S.r.l.....	41
4.1 L'azienda e la sua organizzazione.....	41
4.2 Il lavoro svolto presso Green Team	42
Creazione database	42
Proposta contrattuale	43
PARTE 5: L'impianto di Celle Enomondo	45
5.1 Ubicazione dell'impianto.....	45
5.2 I componenti dell'impianto.....	45
Campo fotovoltaico	45
Inverter.....	47
Quadri elettrici	47
Cabina di trasformazione.....	47
Contatore.....	47
Comandi di emergenza	48
5.3 Situazione contrattuale con il GSE.....	49
Conto Energia	49
Ritiro dedicato (RID).....	49
5.4 Interventi di manutenzione effettuati in passato	49
5.5 Interventi di manutenzione attuali.....	50
Il monitoraggio.....	50
Sopralluoghi.....	52
Misure elettriche.....	53
Analisi termografica	58
5.6 Analisi di simulazione tramite software	65
5.7 Analisi economica	68
PARTE 6: Conclusioni.....	70

PARTE 1: Introduzione al fotovoltaico

1.1 Premessa

Durante il primo decennio del nuovo secolo, il mercato del fotovoltaico è stato protagonista di un vero e proprio boom economico: il report *Clean Energy Trend* (della società di consulenza *Clean Edge*) ha dichiarato che il fotovoltaico ha subito un tasso annuo di crescita del 39,9%, moltiplicando di 28 volte il fatturato mondiale nell'intero decennio (da 2,5 a 71,2 miliardi di dollari). Il fotovoltaico è cresciuto del 300% in più rispetto alla previsione fatta negli anni 2000.

In Europa, e quindi in Italia, il boom del fotovoltaico si è verificato più che altro nel decennio successivo, raggiungendo l'apice nel primo triennio (2010-2011-2012), grazie soprattutto agli incentivi *feed-in* in conto energia. Il grafico seguente, tratto dal rapporto di *Solar Power Europe (SPE)*, mostra l'evoluzione del mercato del fotovoltaico in Europa negli ultimi 20 anni.

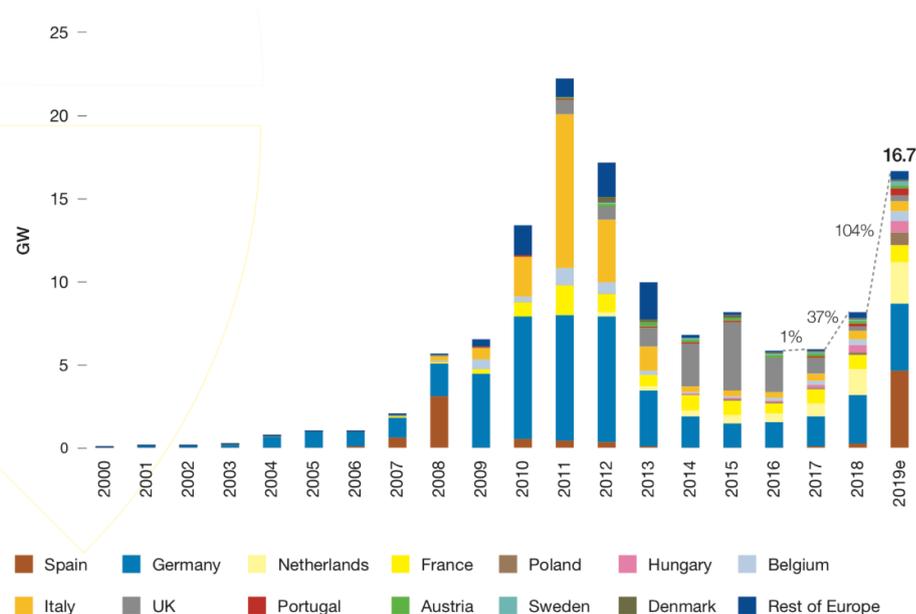


Figura 1: Evoluzione del fotovoltaico in Europa dal 2000 al 2019

Il ventennio si è chiuso con una crescita percentuale che non si vedeva dagli anni 2010-2011. La Spagna si aggiudica il primo posto in termini di capacità annua installata, con circa 4,7 GW nel 2019, dopo un lungo periodo in cui il mercato era rimasto fermo. Purtroppo, l'Italia è solo all'ottavo posto, con 598 MW installati (100 MW in più rispetto al 2018).

Il report di SPE per il periodo 2019-2023 prevede una crescita del 26% nel 2020, con 20-21 GW di nuova potenza installata nei 28 Stati membri del UE. Dopodiché, nel 2021 il mercato dovrebbe leggermente stabilizzarsi, per poi riprendere a crescere velocemente nel biennio successivo fino a superare il record toccato nel 2011, portandosi a circa 25 GW di nuova capacità installata, per un totale di circa 41 GW.

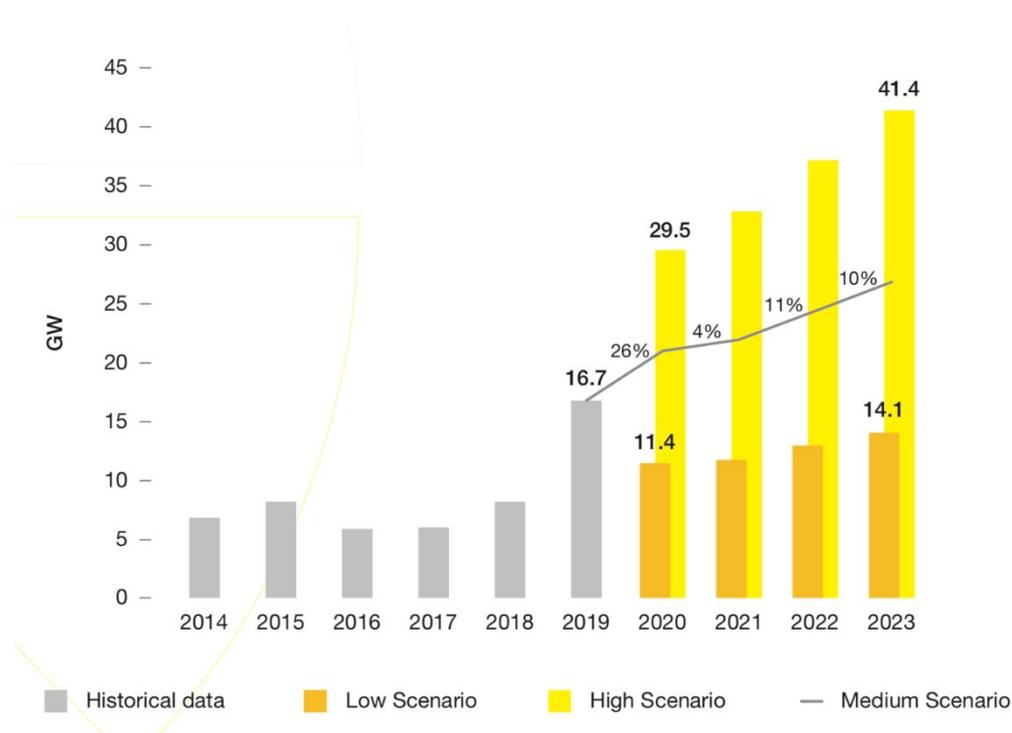


Figura 2: Previsione del fotovoltaico in Europa

1.2 Lo scenario italiano

Il convegno “Il fotovoltaico italiano verso il 2030. Scenari per il rinnovamento e per i nuovi impianti”, tenuto da Althesys in occasione della seconda giornata del *Key Energy 2018* di Rimini, è stata un’opportunità per gli operatori di affrontare il tema del presente e del futuro del settore fotovoltaico, tenendo presente i nuovi target fissati dall’UE che prevedono che nel 2030 il 32% del fabbisogno energetico dovrà essere soddisfatto da fonti rinnovabili.

Come dichiarato nel Rapporto Statistico 2018 del GSE (Gestore dei Servizi Energetici), al 31 dicembre 2018 risultavano installati in Italia 822.301 impianti fotovoltaici, per una potenza complessiva pari a 20.108 MW. Gli impianti di piccola taglia (potenza inferiore o uguale a 20 kW) costituivano il 90% del totale in termini di numero e il 21% in termini di potenza; la taglia media degli impianti era pari a 24,5 kW. Indubbiamente il termine del Conto Energia ha diminuito molto l’installazione di nuovi impianti fotovoltaici. Nel corso del 2018 furono installati circa 48.000 impianti, la maggior parte aventi potenza inferiore ai 20kW, per una potenza installata complessiva di circa 440 MW, circa il 9,8% in più rispetto al 2017.

A novembre 2019, Anie Rinnovabili ha dichiarato che nel periodo gennaio-novembre 2019 il fotovoltaico è cresciuto del 39% in più rispetto allo stesso periodo del 2018, raggiungendo i 558 MW di potenza complessivamente installata. Ciò è dovuto all’allacciamento di due impianti di grande taglia nel sud Italia, in particolare 63 MW in provincia di Foggia e 31 MW in provincia di Sassari. Il numero di unità di produzione connesse è aumentato del 19%, grazie soprattutto al sistema dell’autoconsumo e ai meccanismi di defiscalizzazione. Gli impianti di taglia inferiore a 20 kW fanno ancora da padrone (43%), tuttavia si è verificata una crescita degli impianti tra i 20 e i 1000 kW.

Dal *Key Energy 2018* è anche affiorato che la vita media degli impianti fotovoltaici italiani è di circa 8-10 anni. I moduli si degradano e la diminuzione media di produzione è dell’1,6% all’anno per gli impianti entrati in funzione in seguito al 2011, mentre quelli installati precedentemente, essendo stati realizzati con tecniche costruttive meno efficienti, possiedono una perdita media annua del 2,2%, molto maggiore di quello che era stato stimato come un calo fisiologico (0,5% per il silicio monocristallino).

Bisogna comunque tenere presente che nella realtà le perdite sono maggiori perché intervengono altri fattori, quali ad esempio la cattiva conduzione degli impianti, la scarsa qualità dei componenti e gli errori nello studio del progetto. La nuova potenza riesce a stento a rimpiazzare la capacità produttiva perduta a causa dell'invecchiamento dei moduli fotovoltaici: "senza interventi di promozione degli investimenti, al 2030 la perdita totale potrebbe arrivare a 5 GW, ovvero il 25% circa della potenza esistente al 2018".

Affinché l'Italia rimanga in linea con il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 (PNIEC), che fissa a 26,8 GW il traguardo del fotovoltaico nel 2025, dovrebbe installare in media 1 GW ogni anno; in altre parole, la crescita italiana dovrebbe essere molto più veloce rispetto a quella attuale. L'abbassamento del costo della tecnologia dovrebbe agevolare lo sviluppo del mercato che però dovrà essere appoggiato da precise scelte politiche, creando le condizioni affinché decollino i *Power Purchase Agreement (PPA)* – accordi bilaterali di compra-vendita dell'energia - e si valutino attentamente altri meccanismi di incentivazione.

1.3 I meccanismi di incentivazione attuali

Il 2020 sarà un anno ricco di opportunità per chi desidera acquistare e installare un impianto fotovoltaico.

Bonus ristrutturazioni

Innanzitutto, i nuovi impianti fotovoltaici installati beneficeranno ancora di una detrazione fiscale del 50%. Ciò significa che lo Stato restituirà al titolare o conduttore dell'impianto la metà delle spese sostenute per affrontare tale investimento; la restituzione avverrà per mezzo di sgravi fiscali ripartiti sui 10 anni successivi all'installazione dell'impianto. Questa tipologia di incentivo riguarda soltanto il settore domestico-residenziale, ovvero le persone fisiche contributori IRPEF, mentre non esistono sgravi fiscali per aziende, società o attività commerciali. Tale meccanismo di incentivazione sarà previsto anche per l'acquisto e l'installazione di sistemi di accumulo.

Ecobonus 2020

Purtroppo, l'installazione di un impianto fotovoltaico non rientra nel bonus previsto per gli interventi di riqualificazione energetica, il cosiddetto Ecobonus 2020. Questo è dovuto al fatto che un impianto fotovoltaico non costituisce una spesa finalizzata al contenimento di dei consumi energetici, bensì alla produzione di energia pulita.

Iva agevolata e incentivi degli enti locali

Oltre al Bonus ristrutturazioni, per l'acquisto di impianti fotovoltaici è prevista anche l'applicazione della cosiddetta Iva agevolata, pari al 9%.

Infine, i privati possono beneficiare anche di incentivi previsti dagli enti locali, come ad esempio il rimborso del 50% per l'acquisto di sistemi di accumulo, previsto dalla Regione Veneto, fino ad un importo massimo di 3.000 €.

Superammortamento

Come già detto, i precedenti meccanismi di incentivazione sono dedicati esclusivamente al settore residenziale. Tuttavia, per le aziende è stato pensato un superammortamento del 130% per impianti qualificati come bene "mobile", con un coefficiente di ammortamento ordinario del 9%.

Inoltre, interventi di ristrutturazioni edilizie intrapresi da condomini e alberghi fino al 2021, potranno beneficiare di una detrazione fiscale del 75%; tra questi interventi figurano ovviamente le installazioni di impianti fotovoltaici e i sistemi di accumulo dell'energia che alimentano le utenze comuni, quali ad esempio l'ascensore e l'illuminazione dell'edificio

Incentivo decreto FER 1

L'agevolazione FER 1, previsto solamente per impianti fotovoltaici fino a 1 MW, conferisce un premio sull'autoconsumo pari a 10 €/MWh (1 cent€/kWh), a condizione che la quota di energia auto consumata sia almeno il 40% rispetto a quella totale prodotta.

Bonus Amianto

L'incentivo FER 1 è accumulabile con il Bonus Amianto, il quale prevede un premio pari a 12 €/MWh per l'energia prodotta da un impianto fotovoltaico installato contestualmente alla rimozione di coperture in amianto.

1.4 Componenti principali di un impianto fotovoltaico

Il layout dell'impianto fotovoltaico, dal punto di vista elettrico, deve garantire il corretto allacciamento alla rete ed il miglior utilizzo dell'energia prodotta dal sistema. Prima di ogni altra cosa, bisogna distinguere i sistemi *grid-connected* (connessi alla rete) da quelli *stand-alone / off-grid* (isolati dalla rete): in questi ultimi, l'energia prodotta viene necessariamente auto consumata dall'utente stesso che la produce; al contrario, nei sistemi *grid-connected*, una parte di energia prodotta può essere immessa in rete. Nei prossimi capitoli verrà spiegato quanto sia conveniente, in termini economici, l'autoconsumo rispetto alla cessione in rete dell'energia.

Il corretto schema d'impianto deve prevedere la misurazione precisa di almeno tre quantità:

- la quantità di energia totale prodotta dall'impianto;
- la quantità totale di energia immessa in rete;
- la quantità totale di energia prelevata dalla rete.

Ovviamente lo schema d'impianto può variare a seconda della sua taglia. Verranno ora esposti i componenti principali di ogni impianto fotovoltaico.

Campo fotovoltaico

Attualmente, per un impianto di circa 3 kW sono sufficienti circa 8-10 moduli da 360-300 Wp collegati in serie. La tensione in uscita dal campo fotovoltaico varia in funzione della temperatura della cella, oltre che da posizionamento e orientamento dei moduli e dalle condizioni di irraggiamento. In Italia, l'orientamento ottimale è a sud, mentre l'inclinazione ideale è di circa 30°.

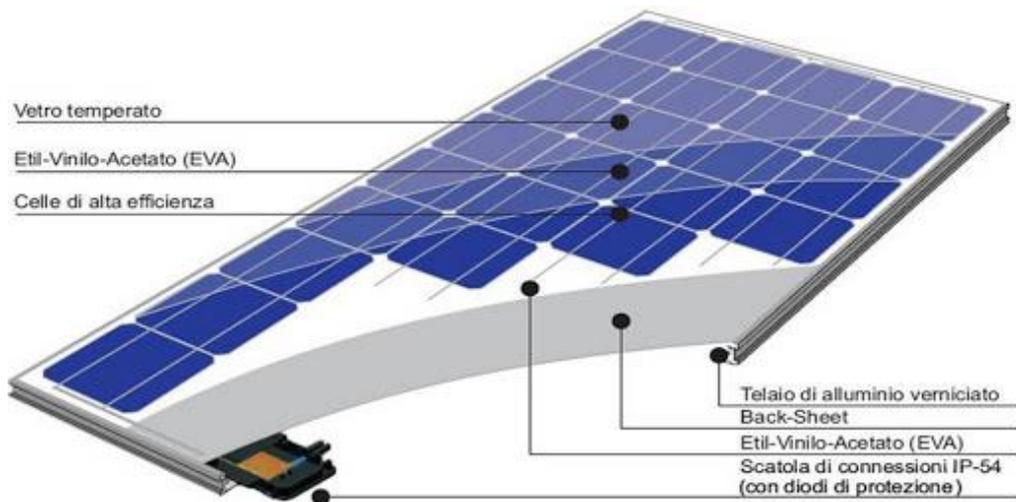


Figura 3: Stratificazione di un modulo fotovoltaico

Il modulo fotovoltaico è composto da più celle fotovoltaiche in grado di convertire, mediante effetto fotovoltaico, l'energia solare incidente in energia elettrica, che viene poi convogliata tramite i cosiddetti *busbar* e trasportata alla *junction box*, una scatola di giunzione posta dietro i pannelli. Nei primi modelli di pannelli fotovoltaici si contavano 2-3 busbar, mentre ora si trovano in commercio celle fotovoltaiche che possiedono fino a 12 busbar. I vantaggi di questa moderna tecnologia sono:

- maggiore efficienza;
- più kWh per kWp;
- minore resistività;
- meno degrado della cella con conseguente minore rischio di hot-spot e micro-cracks;
- maggiore resa in caso di basso irraggiamento.

Il campo fotovoltaico produce energia in corrente continua (DC), ma nelle nostre abitazioni viene utilizzata corrente alternata (AC), sarà quindi necessario eseguire una trasformazione.

Diodi di Bypass/Blocco

Negli impianti fotovoltaici di grande taglia, i moduli sono connessi tra di loro in 2 modi: un insieme di moduli collegati in serie è chiamato “stringa”, un insieme di stringhe collegate in parallelo è detto “array”.

Nel caso delle stringhe si pone quindi lo stesso problema riscontrato nel caso delle celle in serie all’interno dei singoli moduli, per cui occorre un “diodo di *bypass*” posto in antiparallelo a ciascun pannello della stringa. Il problema non persiste in caso di collegamento in parallelo di moduli.

Nel caso di array invece, può essere necessario l’introduzione, per ogni stringa, dei cosiddetti “diodi di blocco”, per evitare la circolazione di una corrente inversa sulle stringhe ombreggiate; nello specifico, impedisce che una corrente inversa proveniente dalle stringhe non ombreggiate poste in parallelo fluisca nella stringa ombreggiata. L’installazione di tale dispositivo permette di ridurre la perdita di potenza e il danneggiamento dei moduli.

I moduli fotovoltaici sono collegati in serie tramite appositi connettori, progettati con un doppio isolamento per la resistenza ai raggi UV. Al loro interno possiedono interblocchi, i quali assicurano un accoppiamento sicuro e la protezione contro lo sgancio accidentale tra connettori maschio e femmina. Tutti questi collegamenti sono effettuati all’interno della junction box, che può essere applicata con una resina adesiva direttamente sulla faccia posteriore del pannello (Tedlar).

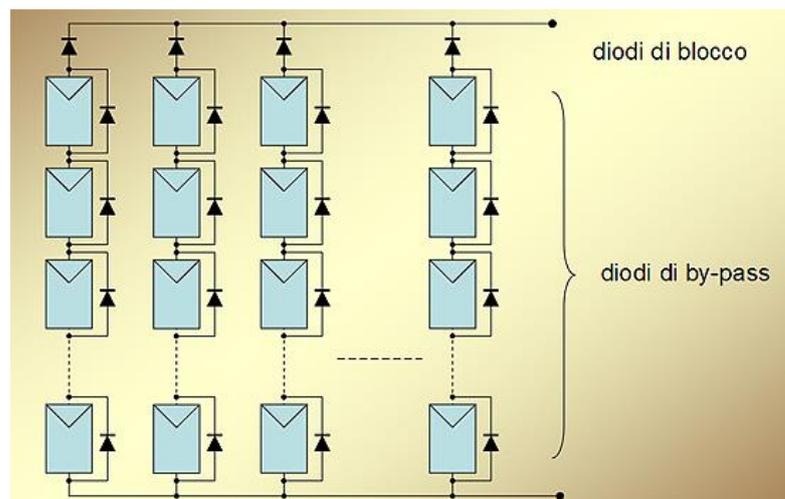


Figura 4: Diodi di by-pass e diodi di blocco

Sezionatore

La norma CEI 64-8 stabilisce che una stringa di moduli fotovoltaici, prima di essere collegata all'inverter, dev'essere collegata ad un apposito sezionatore. Il sezionatore è una misura di sicurezza che permette di isolare il campo fotovoltaico in caso di interventi sulla rete o sull'impianto. Inoltre, grazie agli scaricatori, il sezionatore protegge l'impianto fotovoltaico in caso di scariche atmosferiche o picchi di tensioni (sovratensioni), garantendo un isolamento immediato dell'impianto.

Fusibile

I fusibili rappresentano un ulteriore sistema di protezione per l'impianto fotovoltaico. Se il fusibile è attraversato da una corrente troppo alta, il filamento al loro interno si surriscalda e fonde, interrompendo quindi il passaggio della corrente. La principale specifica dei fusibili a cui bisogna fare riferimento è la tensione massima che può sopportare, la quale varia se ci si riferisce al lato DC piuttosto che al lato AC. In particolare:

- i fusibili installati sul lato DC forniscono una protezione da sovracorrente separando i moduli dall'inverter;
- i fusibili installati sul lato AC disconnettono gli inverter dal contatore elettrico.

Inverter

L'inverter è un componente fondamentale, in quanto si occupa della trasformazione della corrente continua in corrente alternata alla tensione di rete di 230 V. Gli inverter vengono confrontati fra loro, in termini di specifiche, soprattutto sulla base di tre grandezze:

- la potenza continua, espressa in W, che rappresenta la quantità di energia fornita in modo continuo, ora per ora;
- la potenza di picco, espressa in Wp, ovvero quanta potenza e per quanto a lungo può essere fornita per avviare motori o altri carichi;
- l'efficienza, cioè il rapporto tra l'energia in ingresso al dispositivo e l'energia effettivamente disponibile all'uscita.

In passato, questi componenti erano inefficienti e poco affidabili, mentre gli inverter attuali sono molto efficienti (>96%). L'inverter, in realtà, è un macro-componente dell'impianto che necessita di numerosi componenti aggiuntivi per poter operare in maniera efficiente e sicura:

- cavi speciali di grande taglia per il collegamento con il campo fotovoltaico e con un eventuale batteria, indispensabili a causa dell'elevata corrente circolante, pena il rischio d'incendi e uno sfruttamento solo parziale della potenzialità dell'inverter;
- protezione contro le sovracorrenti continue in ingresso, grazie a fusibili o ad altri dispositivi in grado di interrompere il circuito, ospitati pertanto in una parte dell'apparecchio facilmente accessibile;
- uno *shunt* per la misura della corrente che viene scambiata tra inverter ed eventuali batterie; consiste in una resistenza posta sul polo negativo del circuito lato DC che giunge alle batterie;
- protezione contro le sovracorrenti alternate in uscita: questo problema può essere assolto dall'interruttore generale dei carichi in alternata nel caso in cui questo sia abbastanza vicino all'inverter, altrimenti occorre installare un apposito interruttore.

Spesso all'inverter viene integrato un sistema di controllo software che consente di estrarre dai pannelli solari la massima potenza disponibile in qualsiasi condizione meteorologica. Tale sistema, che prende il nome di *Maximum Power Point Tracker (MPPT)*, ha il compito di "inseguire" costantemente il punto di massima potenza, ovvero il punto di lavoro ottimale deducibile dalla curva I-V caratteristica di ciascun modello di modulo fotovoltaico.

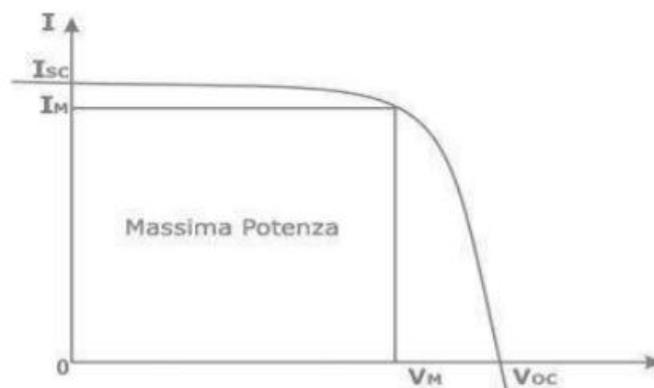


Figura 5: Curva caratteristica I-V di una cella fotovoltaica

Un buon MPPT deve possedere brevi tempi di assestamento e un buon grado di accuratezza. Mentre quasi tutti i produttori di inverter riescono ad ottenere grande precisione sull'MPPT, solo in pochi riescono ad avere anche una buona velocità. In giornate con repentine variazioni delle condizioni meteorologiche, un inverter con tempi di assestamento minore di 5 secondi riesce a produrre fino al 5-10% di energia in più rispetto ad uno più lento.

Negli inverter di grossa taglia possono esserci numerosi MPPT, ciascuno dedicato ad un certo numero di stringhe. In situazioni in cui, ad esempio, il campo fotovoltaico è disposto su due diverse falde del tetto, l'utilizzo di più MPPT garantisce comunque un buon rendimento dell'inverter.

Quadri elettrici

La sezione in corrente continua di un impianto fotovoltaico è composta dal campo fotovoltaico e dall'eventuale sistema di accumulo dell'energia. Per un generatore di piccola taglia è necessario un unico quadro che assolve la funzione principale di parallelo delle stringhe, di regolazione della carica e di nodo per la batteria. Quando il numero delle stringhe è consistente si preferisce disporre di due quadri separati:

- quadri di parallelo dedicati al parallelo parziale di gruppi di stringhe;
- quadro di campo per il parallelo finale delle stringhe, e per il sezionamento e la protezione della sezione DC all'ingresso dell'inverter.

Analogamente, nella sezione in corrente alternata compaiono:

- quadri di protezione all'uscita dell'inverter, costituiti da uno o più interruttori magnetotermici, bipolari in sistemi monofase e quadripolari in sistemi trifase, con curva di intervento e caratteristiche opportunamente dimensionate;
- quadro di interfaccia rete necessario per convogliare le uscite dei quadri di protezione inverter su un'unica linea, per poi essere interfacciato alla rete elettrica.

In sistemi ad un solo inverter il quadro uscita inverter e il quadro interfaccia rete possono diventare un unico apparecchio.

Contatori

Per quanto riguarda i contatori non si hanno scelte, sono inequivocabilmente due:

- il contatore di produzione, detto anche “contatore GSE”, il quale permette di misurare tutta l'energia prodotta dall'impianto;
- il contatore bi-direzionale di scambio, definito “contatore ENEL”, il quale misura separatamente due flussi di energia: tutta l'energia immessa in rete (quella prodotta e non auto consumata) e tutta quella prelevata dalla rete (quella pagata in bolletta).

Dunque, per ricavare l'energia auto consumata è sufficiente effettuare la seguente operazione:

$$\text{Autoconsumo} = \text{Produzione} - \text{Immissione in rete}$$

Questi dati sono fondamentali per accedere agli incentivi o per beneficiare del meccanismo di rimborso dello Scambio Sul Posto (SSP).

Sistema di monitoraggio

Tramite una connessione a internet, questo sistema consente di monitorare in tempo reale la produzione dell'impianto fotovoltaico, permettendo di intervenire tempestivamente in caso di malfunzionamento dell'impianto o di guasti. Tale sistema si serve anche di un sensore di temperatura e irraggiamento che consente di "ponderare" la produzione dell'impianto in relazione alle condizioni esterne.

Ad oggi, grazie all'ampia gamma di tecnologie disponibili, è possibile fare tutto ciò direttamente da un tablet o smartphone. Per fare ciò bisogna sincronizzare la specifica App con il sistema fotovoltaico, inserendo un contatore di energia nel quadro elettrico dell'impianto. Tramite l'App è poi possibile controllare diverse grandezze, tra cui:

- potenza istantanea prodotta, consumata e scambiata con la rete;
- energia prodotta, consumata e scambiata con la rete;
- barili di petrolio equivalenti risparmiati;
- emissioni di CO2 evitate;
- eventuali guasti o cali di produzione dell'impianto.

Tutte queste letture sono infine rese disponibili tramite rappresentazione grafica, in modo da rendere più semplice l'interpretazione.

1.5 Sistema di accumulo

Schema d'impianto senza accumulo

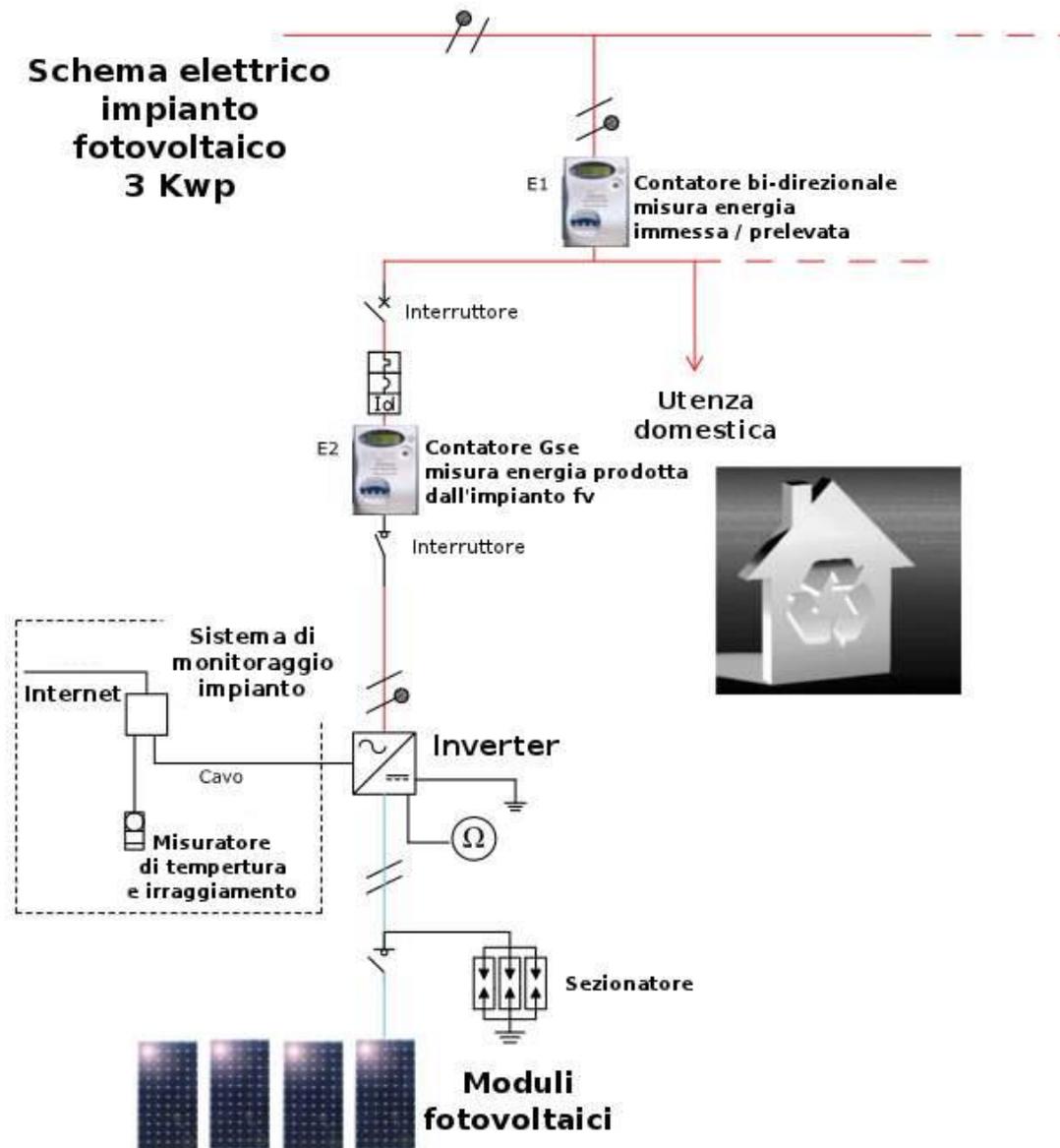


Figura 6: Schema d'impianto senza accumulatore

Attualmente, anche se il Conto Energia è terminato da tempo, è comunque possibile valorizzare la propria energia attraverso lo SSP. In alternativa, è possibile effettuare una totale cessione in rete dell'energia prodotta tramite il servizio chiamato Ritiro Dedicato (RID).

La vendita a terzi invece, pur essendo un'attività libera, riguarda le imprese che possiedono alcuni requisiti fissati dall'ARERA (ex AEEGSI).

Per mezzo dello SSP è possibile farsi rimborsare parte della quota pagata nella bolletta elettrica al proprio fornitore per i prelievi effettuati dalla rete; il rimborso avviene sulla base del valore economico dell'energia immessa e non della semplice lettura del contatore bi-direzionale. Nel contributo in conto scambio non compaiono le tasse, composte dalle accise e dall'IVA. Tale contributo è dunque composto da due contributi: la quota energia e la quota servizi di rete, quest'ultima per le sole componenti A e UC.

Nel caso in cui il valore economico dell'energia immessa superi il valore economico dell'energia prelevata si verifica un'eccedenza, situazione per la quale sono possibili due trattamenti:

- la liquidazione monetaria, secondo cui le eccedenze comprendono unicamente la quota energia relativa all'utenza considerata, mentre le altre voci della bolletta non vengono remunerate;
- la messa a credito del loro valore per l'anno successivo.

In definitiva, per quanto riguarda lo SSP, il cliente produttore, a fronte di una bolletta mensile o bimestrale relativa all'energia prelevata dal contatore ENEL, si vede rimborsare a conguaglio una cifra che, per ogni kWh ceduto, mediamente si aggira intorno al 60-70% del medesimo kWh acquistato. Ecco perché risulta conveniente massimizzare la quota di energia auto consumata e, viceversa, minimizzare la quota prelevata dalla rete.

Schema d'impianto con accumulo

Attraverso un sistema di accumulo, un impianto fotovoltaico connesso alla rete diventa più "indipendente", in quanto è in grado di aumentare la quota di autoconsumo a discapito di quella prelevata. Mediamente senza sistema di accumulo la quota di autoconsumo è del 30-40%, mentre in sua presenza può arrivare anche all'80%. Pertanto, nella fascia oraria in cui non vi è radiazione solare, è possibile utilizzare la parte di energia che non si è riusciti a consumare istantaneamente, prelevandola dal parco batterie.

Gli impianti dotati di accumulatore necessitano anche di un regolatore di carica, il quale si occupa appunto di regolare la quantità di corrente che arriva al sistema di accumulo dal campo fotovoltaico, aprendo il circuito verso la batteria non appena questa risulta scarica ed evitando così stati di scarica profonda. Viceversa, essa si occupa di interrompere il caricamento quando la batteria è completamente carica, proteggendola da stati di sovraccarica. Si parla infatti di Profondità di scarica (*Depth Of Discharge – DOD*) e Stato di carica (*State Of Charge – SOC*).



Figura 7: Schema d'impianto con accumulatore lato CC

In alcuni casi, specie per gli impianti fotovoltaici già realizzati, è preferibile una soluzione con accumulo a valle dell'inverter, ovvero lato AC (lato post-produzione). Così facendo, la configurazione dell'impianto fotovoltaico esistente rimane inalterata, ma ne deriva una perdita di efficienza dovuta alla presenza di due inverter e quindi ad un maggior numero di conversioni dell'energia. L'installazione di un accumulo con questa configurazione, negli impianti incentivati con il II, III, IV e V Conto Energia, necessita al contempo dell'inserimento di un nuovo contatore dedicato esclusivamente alla misura dell'energia assorbita e rilasciata dall'accumulo stesso; bisogna inoltre comunicare al GSE tale intervento, allegando tutta la documentazione richiesta.

Al contrario, per gli impianti non incentivati che godono dello SSP non è necessario disporre di un contatore dedicato, né comunicare al GSE l'avvenuta installazione del sistema di storage. Infine, gli impianti incentivati con il I Conto Energia aventi potenza inferiore a 20 kW non possono essere integrati con alcun sistema di accumulo.

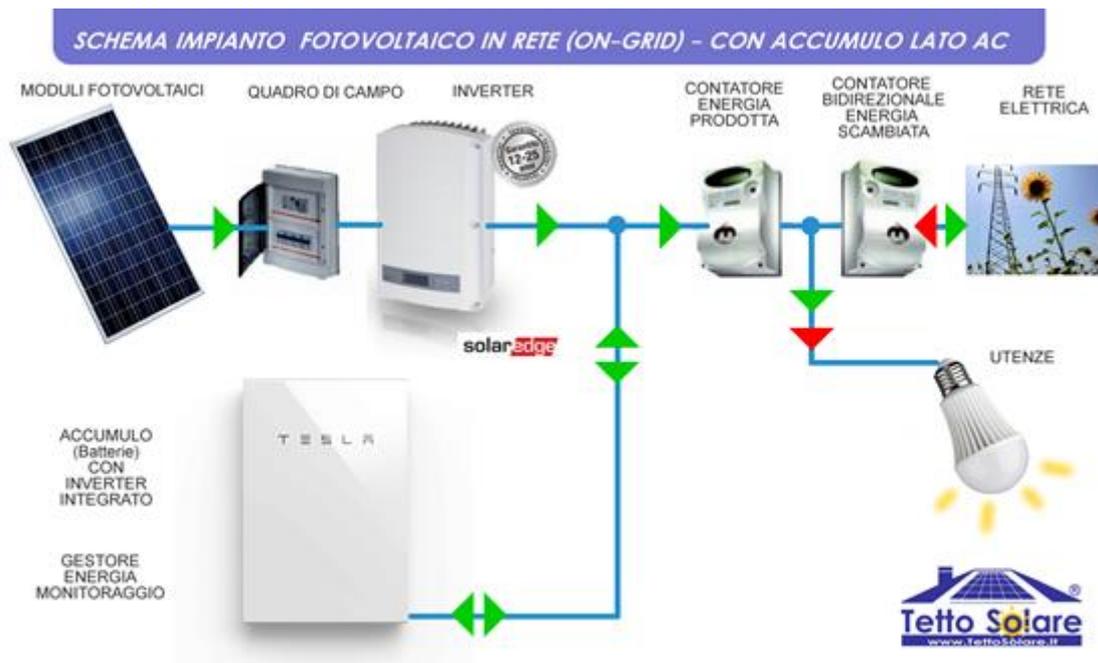


Figura 8: Schema d'impianto con accumulatore lato AC

Al fine di comprendere al meglio il funzionamento di un impianto con sistema di accumulo, riprendiamo la precedente relazione che legava le grandezze di nostro interesse:

$$\text{Autoconsumo} = \text{Produzione} - \text{Immissione in rete}$$

Prima dell'installazione dell'impianto fotovoltaico vale la relazione:

$$\text{Consumo} = \text{Prelievo dalla rete}$$

mentre in seguito alla sua installazione i consumi diventano:

$$\text{Consumo} = \text{Autoconsumo} + \text{Prelievo dalla rete}$$

Dopo un certo periodo di tempo (un anno) si potrebbe verificare quanto segue: se le immissioni in rete coincidono con i prelievi dalla rete allora i consumi coincidono numericamente con la produzione, e in tal caso diremo che l'impianto è bilanciato secondo i propri consumi. Naturalmente in questo caso con autoconsumo si intende quello "lordo", cioè quello "istantaneo" più quello "accumulato".

In entrambi i casi, il sistema di accumulo può essere separato o integrato all'inverter; nel secondo caso, definito *all-in-one*, un unico produttore ha sviluppato il prodotto e fornisce la garanzia anche dello storage, pertanto tale configurazione ha una maggiore efficienza. Un'ulteriore distinzione può essere fatta tra accumuli monodirezionali (le batterie si caricano solo dal campo fotovoltaico) e bidirezionali (le batterie si caricano anche dalla rete). Attualmente, le batterie più diffuse rimangono comunque quelle monodirezionali, che si possono montare solo sul lato DC e che non necessitano la sostituzione di nuovo contatore.

Tipologie di accumulo

Le tecnologie su cui si basano gli accumuli elettrochimici in commercio sono diverse, ma le più diffuse sono sostanzialmente due: quelle della famiglia del litio e quelle al piombo acido.

Le prime sono decisamente più costose, ma vantano una vita utile molto più lunga, oltre che un minor ingombro. La DOD va anche oltre l'80% della capacità nominale, dunque, a parità di fabbisogno energetico da soddisfare, è sufficiente una batteria con capacità nominale ridotta.

Viceversa, le batterie piombo-acido sono più economiche, ma possiedono una vita utile minore e sono più ingombranti. Per garantirne una maggior durata è necessario non superare mai l'80% della DOD. Questo vuol dire che, per garantire un accumulo utile di 5 kWh bisogna installare un accumulo con 10 kWh nominali.

Convenienza di un sistema di accumulo

Considerati gli elevati prezzi di mercato di questa tecnologia, seppur in costante calo, attualmente la decisione di installare un sistema di accumulo è legata principalmente a interessi relativi all'innovazione tecnologica; a livello economico la convenienza non è ancora così evidente. In ogni caso, prima di effettuare un tale investimento bisogna valutare attentamente il proprio profilo dei consumi, su scala giornaliera, mensile e annuale.

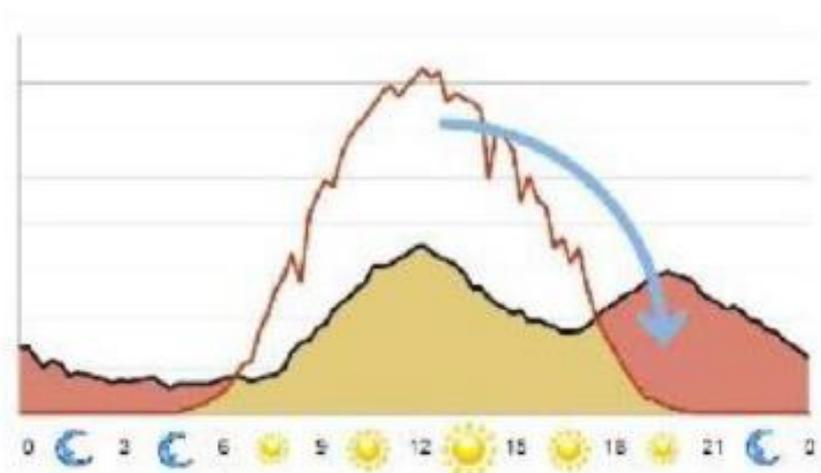


Figura 9: Profilo giornaliero del fabbisogno energetico di un'abitazione

Purtroppo, l'andamento giornaliero del fabbisogno di un'abitazione si discosta molto dalla curva sopra proposta, in quanto presenta dei picchi che variano di giorno in giorno e difficilmente sono prevedibili. Allo stesso modo, anche la radiazione solare è discontinua a causa delle variazioni delle condizioni climatiche e meteorologiche. Tutte queste problematiche rendono difficile la scelta della taglia di un eventuale accumulo.

Se invece ci si riferisce all'intero anno, è possibile stabilire tre periodi, ciascuno dei quali prevede possibili azioni e quindi determinati risultati ottenibili. In particolare, gli studi dimostrano che:

- da novembre a febbraio e nei giorni con scarso irraggiamento, l'utilizzo dell'accumulo elettrico determina l'eliminazione quasi totale dell'energia immessa in rete;
- a marzo ed ottobre, esclusi i giorni con irraggiamento ridotto, attraverso l'accumulo elettrico e il controllo dei carichi elettrici si ottiene la simultanea diminuzione dell'energia immessa e di quella prelevata, ovvero l'accumulo è in grado di coprire buona parte del fabbisogno;
- da aprile a settembre, esclusi i giorni con basso irraggiamento, l'accumulo elettrico e il controllo dei carichi riduce sensibilmente l'energia importata dalla rete. L'eventuale presenza di impieghi aggiuntivi può ridurre più o meno significativamente l'energia immessa in rete.

Un efficiente *energy storage* dev'essere in grado di massimizzare l'autoconsumo, e al contempo, di ridurre la potenza contrattuale. In linea generale si può affermare che il maggior risparmio in bolletta lo ottengono coloro che possiedono elevati consumi di energia (superiori a 4.000 kWh/anno) ed un impianto fotovoltaico di almeno 5 kWp, capace di produrre una notevole quantità di energia che probabilmente non riuscirebbe ad essere totalmente auto consumata; in questo caso il beneficio aggiuntivo consentito dal sistema di accumulo aumenta. Al contrario, un utente con un impianto fotovoltaico sottodimensionato rispetto al proprio fabbisogno energetico non riuscirebbe a trarre lo stesso beneficio da questo componente.

PARTE 2: Il business dei contratti di O&M

Analizzando il contesto attuale, cercheremo di delineare le possibili evoluzioni delle attività di Operation and Maintenance (O&M), analizzandone contenuti e procedura di esecuzione.

Dopo che negli anni del boom del fotovoltaico i riflettori erano puntati più che altro sull'installazione il più velocemente possibile di un impianto come se, una volta ottenuta la messa in funzione e l'allacciamento alla rete, questi non avrebbero fatto altro che attenersi alle previsioni di riproduzione riportate nel *business plan*, dal 2013 l'attenzione si è spostata anche sull'ispezione degli impianti già realizzati. Solo allora i proprietari degli impianti fotovoltaici hanno cominciato a porgere interesse ai servizi di O&M e a rivalutare l'importanza di queste operazioni per poter raggiungere il miglior guadagno dal loro investimento.

Per questo, gli operatori del settore si sono specializzati non solo per offrire attività di manutenzione sugli impianti FV da loro installati, ma anche per proporsi come interlocutori su impianti costruiti da terzi per poter approfittare di questa nuova occasione di business. Il sistema è in continuo mutamento e i servizi di O&M possono esprimere, a tutti gli effetti, un'importante apertura commerciale per gli operatori del settore oltre che un elemento di distinzione in termini di abilità dell'operatore *Energy Performance Contract (EPC)*, il quale dopo aver installato un impianto deve garantirne anche il corretto funzionamento.

2.1 Tipologie di impianto

Una prima distinzione che si può fare è quella tra impianti costruiti a tetto, che certamente rappresentano la maggior parte dell'intero parco installato, e la rimanente parte costituita da impianti costruiti a terra. Tale suddivisione è fondamentale in quanto i servizi di O&M dovrebbero essere strutturati in modo differente in base all'impianto su cui dovranno poi essere eseguiti, perché differenti sono i fabbisogni di partenza.

Volendo frammentare ulteriormente il mercato, si può fare riferimento al settore di realizzazione, vale a dire industriale piuttosto che residenziale.

In ogni caso, il fatto che molti installatori hanno ristretto notevolmente le loro operazioni nel settore del FV, tornando ad interessarsi ai loro *core business* di installatori e manutentori di impianti elettrici civili ed industriali, rende il tema dell'assistenza al cliente ancora più delicato e apre una finestra di opportunità per gli operatori che vogliono interpretare un ruolo di spicco nel FV.

Impianti a terra

La maggior parte degli impianti a terra è stata costruita da operatori EPC che si proponevano nei confronti dell'acquirente ultimo anche come figura di *O&M contractor*, con una condizione stringente nel corso dei primi due anni di garanzia dell'impianto. Le banche, che nella maggior parte dei casi finanziavano l'operazione, obbligavano i contraenti a firmare un contratto di O&M che fosse "formalmente" corretto senza approfondire in particolare i processi e l'organizzazione che l'EPC avrebbe adoperato per svolgere i servizi argomento del contratto stesso. In tale contesto il contratto di O&M era una condizione necessaria per poter accedere al sussidio ma, come già detto, il focus era soprattutto incentrato sulle garanzie che l'EPC avrebbe dovuto dare in fase di costruzione, trascurando le garanzie che lo stesso avrebbe dovuto garantire durante l'esercizio dell'impianto.

In tutti i casi, il contratto di O&M costringeva l'operatore EPC ad agire in modo molto preciso al fine di garantire il rispetto delle performance target per l'impianto stesso. L'impegno assunto dall'operatore di O&M era spesso molto costrittivo e fondato su richieste fortemente stringenti, senza una *track record* di impianti già connessi e in manutenzione sul quale l'operatore avesse potuto acquisire dimestichezza.

Impianti a tetto

Il commercio degli impianti a tetto presenta invece alcune differenze. In questo caso, le operazioni di O&M prevedevano solamente un sistema remoto di allarme dei guasti e/o rilevazione della produzione, a cui veniva integrato un piano più o meno preciso di manutenzione preventiva, che nella maggior parte dei casi si riduceva ad un'ispezione visiva dello stato dei componenti dei materiali e delle condizioni di ancoraggio dei moduli alla copertura dell'edificio.

Impianti industriali

In questo caso l'imprenditore padrone si limitava ad esigere l'intervento in caso di necessità sulla base dei contratti di "garanzia di prodotto" sottoscritti in accompagnamento alla fornitura dell'impianto. Di conseguenza il controllo dell'impianto e la gestione proattiva venivano assegnati a strutture interne dell'azienda che, in qualità di manutentori del sito industriale, si sarebbero occupate anche di preservare l'impianto fotovoltaico. La conseguenza di tale approccio si è spesso rivelata essere l'assenza di *ownership* sulle operazioni necessarie a garantire l'efficienza dell'impianto, in quanto non è stato facile definire in modo inequivocabile chi avrebbe dovuto rispondere dell'obiettivo di ottimizzare l'efficienza dell'impianto stesso tra strutture interne e fornitore dei servizi di manutenzione dei componenti.

Impianti residenziali

Come ultimo caso da analizzare rimane quello dei servizi di O&M all'interno del mercato residenziale, in cui sebbene gli impianti siano notevolmente meno articolati e i possibili danni di una non corretta attività di O&M siano limitati rispetto al caso industriale, si è percepita una mancanza di sensibilità da parte degli operatori nell'avanzare e garantire al cliente servizi di assistenza *after-sales* che siano realmente in grado di garantire nel tempo le performance dell'impianto e di conseguenza la redditività dell'investimento realizzato.

2.2 I nodi vengono al pettine

Nel corso del 2013, erano trascorsi ormai i 2 anni di garanzia che decorrono dall'entrata in produzione della maggior parte degli impianti industriali. A quel punto, i proprietari dovettero decidere se rinnovare la fiducia all'EPC che aveva realizzato il loro impianto, e che per i primi due anni si era occupato anche delle attività di O&M, o individuare sul mercato un soggetto diverso in grado di garantire migliori condizioni operative per i servizi oggetto di discussione.

Nel mercato degli impianti residenziali gli installatori furono in parte costretti a integrare la loro offerta anche con servizi e attività di O&M, che si possono ricondurre ad un monitoraggio da remoto finalizzato alla rilevazione di eventuali blocchi dell'impianto stesso, al fine di poter intervenire in un tempo ragionevole.

Dunque, si è assistito ad uno sviluppo delle attività di O&M. La domanda ora è: quanto è importante aver sottoscritto un buon contratto di O&M e soprattutto, come si può sapere se tutti i servizi inclusi nel contratto sono quelli necessari e sufficienti per poter garantire la massima efficienza dell'impianto? Probabilmente se si dovesse rispondere oggi a questa domanda si avrebbero sicuramente le idee più chiare in merito, e si dedicherebbe molto più tempo e attenzione alla selezione dell'operatore e alla negoziazione del contratto. L'idea iniziale, che per ottenere un buon rendimento da un impianto fotovoltaico bastasse un'attività di manutenzione preventiva secondo un calendario standard che tutti gli operatori del settore più o meno consideravano, si è rivelata falsa o quanto meno non sufficiente a garantire il ritorno dell'investimento nei tempi previsti.

Dunque, quali sono i principali problemi che affliggono un impianto fotovoltaico? Lasciando perdere per un momento la parte amministrativa, ci si concentra soprattutto sugli aspetti tecnici: alcuni problemi sono legati ai materiali che sono stati utilizzati nella costruzione dell'impianto stesso; è abbastanza scontato che in una fase di mercato in cui hanno operato centinaia di produttori di moduli, non tutti abbiano risposto ai migliori standard di produzione. Di conseguenza si assiste a situazioni in cui il degrado del pannello o i problemi meccanici causati ad esempio dai processi di laminazione, stanno già da tempo riducendo le performance di produzione ben più di quanto preventivato.

Un ragionamento simile può essere fatto per gli inverter, anche se in questo caso, più che problemi di produzione, si sono rilevati problemi legati alla progettazione della macchina stessa. A complicare questo scenario ci sono problemi che si sono generati in fase di montaggio dell'impianto: spesso la fretta di costruire o un'analisi errata delle condizioni del terreno o del tetto su cui veniva realizzato l'impianto, hanno lasciato i segni e ora sono necessari interventi di *retrofit*.

Nel caso di impianti residenziali l'impatto di un buon servizio di O&M è abbastanza limitato. Per tali impianti basterebbe affiancare ad un programma di manutenzione preventivo un sistema in grado di segnalare malfunzionamenti importanti per poter garantire al proprietario dell'impianto interventi *on-site* in tempi ragionevoli (qualche giorno).

Spostando l'attenzione su impianti di grande taglia, l'obiettivo principale diventa la resa dell'impianto. Dunque, è necessario verificare la produzione dell'impianto, non tanto rispetto alla produzione definita in fase di progetto, ma sulla base delle condizioni di irraggiamento ideale. Il primo obiettivo è quindi quello di far produrre al meglio l'impianto, intervenendo possibilmente da remoto, e se necessario con un sopralluogo.

In ultima analisi, quali sono i “nodi che vengono al pettine”?

- Serve un approccio proattivo e non reattivo, che costa e per il quale bisogna essere preparati.
- I tempi di intervento sono importanti quanto la corretta conoscenza ed esecuzione di tutte le procedure necessarie per identificare un guasto e risolverlo in modo da evitarne il ripetersi.
- Sottoscrivere un contratto di O&M con definiti livelli di intervento, disponibilità, affidabilità e penali è un buon punto di partenza, ma non può prescindere da una attenta qualifica del fornitore del servizio.
- L'O&M contractor deve disporre di un adeguato magazzino di parti di ricambio e soprattutto deve investire per il suo costante aggiornamento in relazione al parco installato.
- La reportistica è l'unico strumento con il quale il soggetto responsabile può rendersi conto dell'andamento del suo impianto.

2.3 O&M servizi e processi

A questo punto bisogna definire quali sono i contenuti di un servizio di O&M in grado di garantire un corretto livello di performance dell'impianto.

Un aspetto fondamentale di qualsiasi investimento è la redditività che quest'ultimo genera nel tempo. Nel caso di un impianto fotovoltaico, la redditività è strettamente correlata alla produzione dell'impianto stesso: questo significa che ogni minuto in cui l'impianto non produce o non si trova nelle migliori condizioni per poterlo fare, siamo in uno stato di penalizzazione dell'investimento effettuato.

Se escludiamo interventi di retrofit dell'impianto, che hanno l'obiettivo di rivedere le scelte progettuali andando a modificare, integrare o sostituire componenti, gli unici elementi su cui possiamo lavorare sono:

- il monitoraggio completo e continuo di tutti i parametri di funzionamento;
- la manutenzione preventiva;
- la manutenzione correttiva atta a limitare la durata dei disservizi;
- una reportistica dettagliata in grado di riportare ogni scostamento tra la massima produzione e quella reale, e di conseguenza per analizzarne le cause;
- la gestione amministrativa.

2.4 Gli approcci vincenti e le strategie di sviluppo

La possibilità di sviluppare un business dedicato alle attività di O&M è concreta e può rappresentare un'ottima alternativa per tutti coloro che vedono drasticamente ridursi le attività legate alla costruzione di nuovi impianti. Il parco installato è enorme e molte sono le necessità dei soggetti responsabili in tema di gestione e manutenzione dei propri impianti. Queste necessità cambiano in funzione della tipologia e dalla taglia dell'impianto, di conseguenza dev'essere diversa anche la strategia commerciale di chi vuole operare come O&M contractor. Dunque, definire chiaramente qual è il segmento di riferimento (residenziale, industriale, a terra, su tetto) è il primo passo importante. Dopodiché, risultano fondamentali l'organizzazione e la sua distribuzione sul territorio, per poter garantire interventi on-site tempestivi.

Il servizio di O&M dovrà espandere i propri confini e il fornitore del servizio dovrà diventare, per il cliente finale, il riferimento unico per tutte le attività di gestione dell'impianto, che siano di natura tecnica oppure amministrativa. Tali contratti potranno contenere *Service Level Agreement (SLA)* molto specifici. Sarà quindi importante condividere i contenuti del servizio, soprattutto se nel contratto saranno presenti meccanismi di bonus/malus con i quali compensare il fornitore.

Difficile definire un livello di prezzi per questo servizio. Per nuovi impianti la strategia potrebbe essere quella di utilizzare il servizio di O&M come elemento di differenziazione nella fase di offerta e di prevederne il pagamento all'interno del contratto, andando a forfettizzare un numero di anni definito a contratto. Nel caso invece di un impianto già realizzato, rispetto al pagamento di un canone, si potrà proporre al mercato una simbolica *fee* di attivazione del servizio e, nel caso di intervento o di specifiche attività richieste, la successiva applicazione di un listino prezzi definito a priori. In questo modo si potrà iniziare velocemente a creare un significativo numero di clienti da utilizzare come track record per le nuove acquisizioni e per allargare l'area di intervento, realizzando così economie di scala.

La relazione tra il fornitore e il cliente finale dovrà assomigliare più ad una *partnership* piuttosto che ad un contratto di servizio. La logica dovrebbe essere *win-win*.

PARTE 3: Le operazioni di O&M

3.1 Il monitoraggio

Durante la fase di esercizio di un impianto fotovoltaico possono verificarsi spesso situazioni di “degradi” nella produzione dell’impianto o, peggio ancora, circostanze di mancata produzione totale dell’impianto. Quest’ultimo caso, seppure più grave in termini di efficienza, risulta più facile da individuare; al contrario, una produzione parziale potrebbe non essere così evidente se non si dispone di un sistema di monitoraggio. Tali situazioni sono spesso segnali d’allarme di situazioni in divenire spesso di grande impatto.

Numerosi sistemi di monitoraggio presenti sul mercato si limitano a fornire un enorme volume di informazioni attraverso le quali senza l’esperienza e la competenza adeguata è difficile interpretare e valutare il reale “stato di salute” dell’impianto. Il monitoraggio dev’essere rivolto sia ai vari componenti sia ai parametri di performance di ciascuna porzione dell’impianto e dovrebbe essere condotto su due livelli:

- il primo per un confronto costante tra la produzione attesa a progetto e la produzione reale;
- il secondo, ben più importante, per un raffronto tra la produzione reale e la produzione che l’impianto dovrebbe realizzare nelle condizioni reali e puntuali di irraggiamento.

Non è quindi importante se l’impianto ha prodotto più o meno di quanto il *PV-GIS* (*Photovoltaic Geographical Information System*) abbia pronosticato, ma è importante sapere se ha massimizzato la conversione dell’irraggiamento reale che si è verificato in un determinato intervallo di tempo. Bisogna comunque tenere conto del fatto che i dati del PV-GIS sono statistici e su base pluriennale, e sono l’espressione dell’andamento meteorologico su un territorio molto più esteso dell’impianto, perciò potrebbero essere poco significativi nel caso il periodo di analisi sia piuttosto breve.

Il sistema di monitoraggio deve consentire di individuare le cause di un disservizio in modo che l'intervento on-site, spesso l'unico modo per ripristinare una condizione di disservizio, sia efficace e risolutivo. È indispensabile disporre di un sistema che consenta di correlare e interpretare tutte le informazioni, al fine di rappresentare un efficace strumento di diagnosi per l'*help desk* tecnico.

3.2 La manutenzione preventiva

Questa è sicuramente una delle parti più complete di ogni contratto di O&M. L'elenco delle attività, la frequenza degli interventi e la meticolosità dei sopralluoghi sono gli elementi fondamentali che si devono trovare dettagliati in molti contratti di O&M. Il vero aspetto su cui porre attenzione è il modo in cui queste attività sono eseguite e soprattutto come vengono valutati gli esiti di questi controlli. Un'attività di manutenzione preventiva, oltre ad essere "a tempo", deve prevedere futuri potenziali disservizi su tutti i componenti principali dell'impianto.

Moduli fotovoltaici

La presenza di polvere, sporco e residui di vario genere possono diminuire le prestazioni dei pannelli fotovoltaici fino al 30%. Una ricerca dell'*US Department Of Energy (DOE)* ha dimostrato che l'efficienza di un modulo fotovoltaico si riduce del 7% per la sola presenza di polvere. Contrariamente a quanto si possa immaginare, anche la pioggia, che in parte lava i pannelli, paradossalmente porta con sé frammenti e causa macchie d'acqua che riducono sensibilmente il rendimento dell'impianto, soprattutto quando l'inclinazione del campo fotovoltaico non è molto accentuata e quindi l'acqua tende a ristagnare al fondo del pannello. Inoltre, gli impianti sopra i tetti dei capannoni, con un'inclinazione tra i 10°-15°, si sporcano di più rispetto a quelli a terra con un'inclinazione superiore ai 45°. Tutto questo rende più difficile l'assorbimento dei raggi solari e la produzione di energia.

Si consiglia, dunque, di svolgere periodiche attività di pulizia dei moduli, preferibilmente in primavera, prima del periodo di maggiore irradiazione, e autunno. Una pulizia più frequente è richiesta per gli impianti installati in prossimità di:

- mare (presenza di sabbia e sale);
- zona industriale (presenza di fuliggine);
- zona ventosa (trasporto di polveri e detriti);
- vegetazione (accumulo di fogliame, corteccia e resina).

Le aziende che operano nel settore, si servono generalmente di spazzole rotanti a pressione che creano un effetto pressione/depressione sul pannello, rimuovendo completamente lo sporco nell'alveolo del vetro. L'acqua demineralizzata è un'ottima soluzione per la pulizia dei pannelli fotovoltaici, in quanto lo sporco viene imprigionato al meglio tra le proprie molecole. Si tratta di un sistema di pulizia ecologico che evita l'utilizzo di prodotti chimici inquinanti, che andrebbero poi risciacquati e raddoppierebbero i tempi di pulizia.

Il costo medio per questo tipo di servizio varia tra i 40 cent€ e i 2 € per metro quadro di moduli fotovoltaici installati. I costi si impennano nel caso di impianti su tetti e difficilmente raggiungibili, in cui è necessario l'utilizzo di un sollevatore o braccio meccanico, arrivando anche ad una cifra tra i 15 e i 40 € a metro quadrato.

In alternativa, è possibile svolgere attività di pulizia "fai da te" acquistando specifici kit per pulizia che generalmente comprendono:

- asta telescopica;
- filtro a resine ioniche per produrre circa 1.000 litri di acqua purificata;
- specifica spazzola a setole fisse morbide.

Il costo indicativo è di circa 400 €. In questo caso è consigliabile agire al mattino presto perché la rugiada ammorbidisce i residui che si sono depositati.

Inverter

A seconda della tipologia, la durata di un inverter può variare da 5 a 15 anni (l'intervallo più probabile per il primo guasto è 5-10 anni), quindi normalmente durano meno degli incentivi statali o comunque della vita attesa per un impianto fotovoltaico (20-25anni). Infatti, gli inverter hanno componenti elettromeccanici maggiormente soggetti a guasti, mentre altri componenti, ad esempio i condensatori, sono soggetti a invecchiamento, stress, uso oltre i loro limiti operativi, shock termici, sovraccarichi, etc.

La vita dell'inverter può estendersi mettendo in pratica alcuni accorgimenti, quali ad esempio il posizionamento dello stesso in un ambiente fresco, un uso corretto ed una manutenzione periodica; la loro garanzia dovrebbe essere di 10 anni o più, tuttavia la garanzia standard fornita dai produttori è di 5 anni, ma solitamente estendibile a 10, 15 o 20 anni. Quindi, meglio scegliere marche di inverter che sono sul mercato da parecchio tempo e che presumibilmente hanno maggiore probabilità di esistere ancora nell'anno in cui scadrà la garanzia.

Impianto elettrico

L'attività di manutenzione ordinaria di un impianto elettrico è volta a prevenire e limitare il degrado del quadro elettrico. Per esempio, è importante che gli operatori che eseguono le normali operazioni di manovra e controllo, oltre ad effettuare un controllo visivo del quadro prestino attenzione a:

- temperatura dell'ambiente (per rilevare eventuali anomalie);
- odori (che segnalano surriscaldamenti o bruciature);
- rumori anomali (eventuali sfrigolii dovuti a scariche superficiali).

Una *check list* come quella riportata di seguito potrebbe essere un modello da applicare in un piano di manutenzione preventiva; la frequenza (semestrale, annuale, ecc.) e gli interventi dipendono dalla tipologia dell'impianto.

#	<i>Tipo di verifica</i>	<i>Frequenza</i>
1	Verifica integrità del quadro	
2	Verifica connessioni meccaniche struttura quadro	
3	Verifica visiva danneggiamenti meccanici, termici ed elettrici	
4	Verifica temperature attraverso termografia	
5	Verifica taratura dispositivi di protezione sulla base dei carichi rilevati	
6	Verifica efficienza strumenti di misura	
7	Verifica del collegamento all'impianto di terra e dei conduttori di protezione	
8	Controllo morsettiera, serraggio e connessioni	

Figura 10: Manutenzione preventiva dell'impianto elettrico

3.3 La manutenzione correttiva

Tra gli obiettivi principali di un contratto di O&M c'è la possibilità di prevedere un disservizio, ma soprattutto la capacità di intervento e di risoluzione in caso di guasti o di anomalie. Di conseguenza un elemento chiave di ogni contratto di O&M è in che modo, con quali strutture e con quali strumenti l'operatore è in grado di rilevare un guasto, individuarne le cause e intervenire per risolverlo.

L'intervento, se non può essere effettuato da remoto (situazione abbastanza frequente sugli impianti), dev'essere condotto da personale adeguato che, coordinandosi con il centro di controllo, riesca a garantire un intervento risolutivo nelle tempistiche target indicate all'interno del contratto.

Questo aspetto rappresenta un elemento importante nella fase di qualifica di un operatore di O&M. È illusorio immaginare che non si debbano verificare dei guasti, è invece possibile misurare la capacità di intervento e risoluzione degli stessi, monitorandone durata, frequenza e numerosità.

Impianto elettrico

Si tratta di un'attività volta al ripristino nonché alla modifica e miglioria dell'impianto. Di seguito sono evidenziate possibili cause e rimedi per alcune anomalie.

<i>Anomalia</i>	<i>Possibili cause</i>	<i>Eventuali rimedi</i>
<i>Perdita di isolamento</i>	<ul style="list-style-type: none">- deterioramento parti isolanti- riduzione delle distanze di isolamento	<ul style="list-style-type: none">- rimozione di corpi estranei- rimozione di depositi di polvere ed umidità
<i>Eccessiva temperatura nei punti di giunzione</i>	<ul style="list-style-type: none">- ossidazione- bulloni di serraggio allentati- sovraccarico	<ul style="list-style-type: none">- serraggio cavi- ritaratura delle protezioni
<i>Malfunzionamento dei circuiti ausiliari</i>	<ul style="list-style-type: none">- contatti allentati sulle morsettiere ausiliarie e sulle apparecchiature	<ul style="list-style-type: none">- serraggio cavi ausiliari sulle pinze e sulle apparecchiature
<i>Malfunzionamento di eventuale sistema anticondensa</i>	<ul style="list-style-type: none">- errata taratura dei termostati- intervento delle protezioni- deterioramento dei componenti	<ul style="list-style-type: none">- ritaratura dei termostati- sostituzione fusibili o riarmo interruttori- sostituzione termostato e/o riscaldatori

Figura 11: Manutenzione correttiva dell'impianto elettrico

3.4 La termografia

La termografia è un metodo di misura non invasivo che si basa sull'acquisizione di immagini nel campo dell'infrarosso. Esistono due modalità di applicazione: la termografia a contatto e la termografia per telerilevamento (senza contatto). Quest'ultima trova riscontro nel settore del fotovoltaico, dove viene utilizzata per scansionare l'intero campo fotovoltaico nel giro di poco tempo, al fine di individuare eventuali irregolarità termiche sul singolo modulo che fungono da primo indicatore sulla presenza di possibili difetti.

Anche se gli inverter e i componenti elettrici diventano sempre più performanti, occorre comunque considerare l'elevato calore residuo che producono. I componenti elettrici montati male o non abbastanza raffreddati possono rapidamente causare un rischio d'incendio, soprattutto quando poggiano su superfici realizzate con materiali infiammabili. La termocamera risulta un ottimo strumento anche per individuare guasti sui componenti elettrici ed evitare possibili rischi.

Durante il giorno gli impianti fotovoltaici si trovano sostanzialmente sotto tensione; nelle moderne stringhe non sono rare tensioni fino a 1000 V che rappresentano un notevole pericolo di folgorazione elettrica per le persone. Da questo punto di vista la termografia è un metodo d'ispezione molto sicuro, perché la creazione delle immagini termiche avviene sempre a sufficiente distanza di sicurezza dall'oggetto d'interesse.

Sulle tracce degli hot-spot

Gli ombreggiamenti parziali o le celle difettose formano una resistenza elettrica interna che può provocare un surriscaldamento indesiderato (*hot-spot*). In questi casi, la cella può surriscaldarsi talmente tanto da danneggiare non solo sé stessa, ma anche il materiale di incapsulamento (EVA) e il foglio posteriore (TPT). La comparsa di un hot-spot può avere due conseguenze:

- alcune celle o interi moduli assorbono energia invece di produrla determinando un calo nella produzione di energia;
- in seguito a tale assorbimento indesiderato di energia, le celle e i moduli si surriscaldano, si danneggiano e portano ad un concreto rischio d'incendio.

Per evitare questo tipo di danno vengono impiegati i diodi di by-pass, già analizzati nel capitolo precedente.

Tipologie di guasti

1. Moduli che funzionano a vuoto

L'errato collegamento di cavi o il loro stesso consumo può determinare il funzionamento a vuoto di alcuni moduli; questa tipologia di guasto è individuabile nell'immagine ad infrarosso da una colorazione più calda rispetto agli altri moduli presenti nell'immagine.

2. Delaminazione

Lo strato protettivo EVA può staccarsi a causa della scarsa qualità dei moduli e dell'azione degli agenti esterni. Le infiltrazioni di umidità possono determinare la corrosione delle celle e quindi la perdita di potenza. Con l'aiuto di una termocamera questo fenomeno può essere localizzato prima che i fogli si ingialliscono visibilmente.

3. Rottura delle celle

Durante il trasporto e il montaggio, alcuni moduli potrebbero subire già un danneggiamento, ovvero la formazione di microfessure o persino la rottura delle celle. Quest'ultimo caso può avere notevoli effetti sul rendimento dell'intero modulo, al contrario delle microfessure che possono ancora essere trascurabili.

4. Componenti elettrici

Possono essere sottoposti ad un'analisi termografica anche i componenti elettrici, oltre che i moduli fotovoltaici. Un netto aumento della temperatura può essere dovuto a fenomeni di corrosione su conduttori o dal manifestarsi di resistenze elettriche a causa di un allentamento dei cavi.

Consigli per svolgere le misure

1. Condizioni meteo

Per ottenere una misura ottimale, l'analisi termografica andrebbe compiuta in giorni sereni ed asciutti, con irraggiamento solare intenso (circa 600 W/m²), in modo che, in seguito a sovraccarico o guasto, le celle difettose si distinguano facilmente nell'immagine termica. Se durante la misura l'irraggiamento solare varia a causa della nuvolosità, l'immagine termica non è più utilizzabile. Inoltre, si consiglia di svolgere le misure con basse temperature esterne.

2. Orientamento corretto

La termocamera dovrebbe essere orientata di 60-90° rispetto alla superficie del modulo, questo perché l'energia irradiata dal sole è direzionale. Inoltre, bisogna assicurarsi che il fotogramma non sia pregiudicato dai riflessi causati dalla termocamera stessa, dal tecnico che svolge la misura, dal sole o da edifici vicini. Per evitare queste imprecisioni è consigliato, ove possibile (sugli impianti rialzati da terra), condurre le misure sulla faccia posteriore del modulo, escludendo così ogni riflesso e raggiungendo un'emissività più alta.

3. Level e span

Un altro aspetto importante riguarda l'impostazione dei valori di *level* e *span*: quando tali valori sono impostati in modalità automatica, le termocamere rilevano il punto più caldo e quello più freddo e adattano la gradazione di colore lungo tutto l'intervallo. Se l'intervallo di misura è troppo ampio, importanti differenze di temperatura potrebbero non essere abbastanza evidenti.

3.5 La gestione amministrativa e fiscale

Affinché un servizio di manutenzione risulti davvero completo deve includere anche la gestione amministrativa e fiscale dell'impianto, ovvero la corretta gestione dei rapporti con tutti gli enti di riferimento, al fine di assicurare la regolarità nell'accreditamento delle somme previste dal sistema di incentivazione e dalla vendita dell'energia. I principali servizi che andrebbero inclusi nei contratti di O&M sono:

- invio telematico all'Agenzia delle Dogane della dichiarazione annuale relativa a energia elettrica prodotta, immessa in rete e consumata;
- assistenza per il pagamento del diritto annuale di licenza (per impianti aventi potenza superiore a 20 kW);
- compilazione e vidimazione dei registri di produzione;
- verifica mensile dei dati di produzione e trasmissione delle letture al GSE per la valorizzazione dell'energia immessa in rete (SSP/RID) e incentivata (Conto Energia);
- compilazione dell'indagine annuale dell'ARERA;
- invio della dichiarazione e del calcolo del contributo annuale all'ARERA.

3.6 Il revamping di un impianto fotovoltaico

Nel 2017 il GSE ha pubblicato un documento in cui sono indicate le diverse procedure da adottare nel caso si vogliano effettuare interventi di *revamping* su un impianto fotovoltaico.

Impianti fino a 3 kW

La procedura propone una semplificazione nel caso di impianti aventi potenza minore di 3 kW; in questo caso non sarà necessario, ad esempio, comunicare al GSE il cambio di matricola di un eventuale sostituzione dell'inverter. Fanno però eccezione i potenziamenti incentivati, l'installazione di sistemi di accumulo dell'energia e la sostituzione dei moduli fotovoltaici.

Impianti superiori a 3 kW

Per gli interventi effettuati su impianti con potenza superiore a 3 kW, è necessario che, entro 60 giorni dalla fine dell'intervento, venga inviata al GSE un'apposita comunicazione secondo le modalità indicate nella procedura. In questi casi il GSE distingue due tipi di interventi:

1. interventi di manutenzione e ammodernamento tecnologico significativi:
 - lo spostamento anche parziale dei moduli fotovoltaici;
 - la sostituzione, rimozione o nuova installazione dei componenti principali (moduli e inverter);
 - la modifica del regime di cessione in rete dell'energia prodotta;
 - la variazione del codice POD (Point Of Delivery) identificativo del punto di connessione dell'impianto alla rete.
2. interventi di manutenzione e ammodernamento tecnologico NON significativi:
 - lo spostamento degli inverter e dei componenti elettrici minori;
 - la sostituzione, rimozione o nuova installazione dei componenti elettrici minori qualora l'intervento non determini variazioni del regime di cessione in rete dell'energia prodotta dall'impianto;
 - quelli sulle strutture edilizie su cui l'impianto è stato installato che non comportino variazioni dei requisiti in base ai quali l'impianto è stato incentivato.

Mentre per i primi interventi è necessario seguire un iter in cui il GSE verificherà il rispetto dei requisiti relativi al Conto Energia di appartenenza, per gli altri sarà sufficiente una mera comunicazione.

La sostituzione dei moduli

La sostituzione può avvenire solo se continuano ad essere rispettati i requisiti previsti dal decreto di riferimento e dalla regolazione vigente, anche in termini di autorizzazioni edilizie o di configurazione elettrica.

Nell'ottica della promozione dell'efficientamento e dell'ammodernamento tecnologico degli impianti fotovoltaici incentivati, i moduli installati in sostituzione devono essere nuovi o rigenerati, conformi ai requisiti previsti dal V Conto Energia ed essere forniti con 10 anni di garanzia.

Affinché la sostituzione dei pannelli e la riconfigurazione delle stringhe risulti più semplificata, sono ammesse soglie percentuali di incremento del valore della potenza elettrica nominale dell'impianto, anche nel caso di impianti multi-sezione, secondo il seguente schema:

- fino al 5% per impianti con potenza nominale inferiore a 20 kW;
- fino all'1% per impianti con potenza nominale superiore a 20 kW.

Le ragioni per la sostituzione

Il GSE identifica tre diversi motivi per la sostituzione dei moduli, ciascuno dei quali necessita una specifica documentazione comprovante la motivazione dell'intervento:

1. nel caso di furto o incendio dei moduli, copia della denuncia presentata alle Autorità competenti a cui deve essere allegato l'elenco dei componenti oggetto d'interesse;
2. nel caso di guasto o avarie non riparabili:
 - se il componente sostituito non può più essere utilizzato ed è oggetto di smaltimento ai sensi della disciplina vigente, copia dei documenti comprovanti l'avvenuto smaltimento;
 - se il componente viene sostituito a causa di un difetto di fabbricazione, ed è ritirato in garanzia dal produttore, copia dei documenti attestanti l'avvenuto ritiro;

3. per motivi diversi dai precedenti, in cui i componenti sostituiti non vengono smaltiti bensì impiegati per altri usi, come ad esempio:
- scorta tecnica per eventuali sostituzioni nello stesso impianto, copia dei documenti comprovanti l'avvenuto stoccaggio;
 - in caso di cessione ad un soggetto terzo o di riutilizzo presso un altro impianto, copia dei documenti comprovanti la nuova destinazione d'uso.

Si potranno quindi usare moduli di potenza differente rispetto a quelli originari, senza il rischio di incorrere in sanzioni.

Infine, nel caso in cui i componenti da sostituire abbiano concesso il beneficio della maggiorazione prevista dal IV e dal V Conto Energia, perché provenienti da un paese membro dell'Unione Europea, è necessario che i componenti di nuova installazione possiedano i medesimi requisiti.

PARTE 4: Green Team S.r.l.

4.1 L'azienda e la sua organizzazione

Green Team S.r.l. è un'agenzia di vendita di Enel Energia nata nel 2016 dall'unione di gruppo d'imprenditori del settore energetico, per creare un team di lavoro completo per le diverse competenze degli stessi imprenditori che si sono contraddistinti per professionalità, capacità e risultati.

Green Team è un'azienda giovane e dinamica che opera nel settore delle energie rinnovabili e del risparmio energetico. L'azienda offre soluzioni sia nel settore residenziale:

- impianto fotovoltaico con o senza accumulatori;
- sistemi di riscaldamento ibrido (caldaia a condensazione – pompa di calore);
- climatizzazione invernale ed estiva;
- sistemi di illuminazione a LED;

sia nel settore industriale:

- diagnosi energetica;
- certificati bianchi;
- richieste di contributi a fondo perduto e non;
- impianti fotovoltaici ed elettrici;
- rimozione amianto e rifacimento coperture;
- riqualificazione di sistemi di illuminazione;
- forniture di energia elettrica e gas.

4.2 Il lavoro svolto presso Green Team

Creazione database

Green Team ha focalizzato il proprio business nell'installazione di nuovi impianti fotovoltaici piuttosto che nella manutenzione di quelli già allacciati. Il mio lavoro all'interno di tale azienda è stato quindi quello di creare un database che contenesse, per ciascun impianto progettato, tutte le informazioni necessarie per poter avviare un'attività di manutenzione. Per fare ciò mi sono avvalso di documentazione cartacea e digitale, in particolare facendo uso del portale del GSE. Per ciascuna commessa sono stati specificati:

1. Dati del titolare dell'impianto:
 - nome e cognome/ragione sociale;
 - ubicazione dell'impianto (indirizzo, città, provincia);
 - recapito telefonico, e-mail e dati bancari.
2. Dati tecnici dell'impianto:
 - potenza installata;
 - codice POD;
 - tipologia di contratto (numero di servizi sottoscritti);
 - data di allacciamento alla rete.
3. Dati dei componenti principali dell'impianto:
 - modello, potenza e numero di moduli fotovoltaici;
 - modello, potenza e numero di inverter.

Queste informazioni sono necessarie in quanto, come già spiegato nel capitolo 2, per formulare il giusto servizio di manutenzione al cliente bisogna segmentare il mercato secondo alcuni criteri, innanzitutto in base alla taglia dell'impianto. Nel mio caso, si è deciso di applicare tale classificazione:

- impianti con potenza inferiore ai 3 kW;
- impianti con potenza compresa tra 3 kW e 20 kW;
- impianti con potenza compresa tra 20 kW e 100 kW;
- impianti con potenza superiore ai 100 kW.

Proposta contrattuale

Sulla base di tale suddivisione, è stato possibile formulare una proposta contrattuale, che successivamente è stata divulgata per mezzo di un call-center di proprietà dell'azienda. L'offerta è stata articolata a grandi linee come segue.

Oggetto del contratto

Il Cliente si impegna a far effettuare al Fornitore alle condizioni stabilite nel presente contratto, le attività di manutenzione sottoscritte per un periodo di anni 5 dalla data di stipula e si intende rinnovato tacitamente, a meno di disdetta da inviare a mezzo di raccomandata A/R almeno due mesi prima della scadenza.

Manutenzione ordinaria programmata

Le prestazioni, svolte da personale specializzato, saranno svolte in due fasi:

- lavaggio dei moduli mediante lancia a pressione;
- verifica della funzionalità dell'impianto elettrico;

Il pagamento dei servizi di cui al presente punto viene fissato in € _____ + IVA, per ogni anno di assistenza. Il numero di interventi annui sarà concordato con il cliente secondo la taglia dell'impianto. Il pagamento verrà effettuato con versamento annuale anticipato rispetto all'intervento. I costi di trasferta sono esclusi.

Manutenzione straordinaria

In caso di guasto, il Fornitore si impegna ad effettuare nel minor tempo possibile, e comunque non oltre le 48 ore dal momento della comunicazione (escluso festivi), un intervento on-site per effettuare la riparazione. L'importo sarà fatturato a parte secondo i valori riportati nel listino prezzi e i costi di sostituzione saranno concordati preventivamente tra il Cliente e il Fornitore. Il pagamento verrà effettuato, anche in questo caso, in anticipo rispetto all'intervento. Restano escluse le spese di trasferta.

Il materiale non coperto da garanzia sarà sostituito agli sconti commerciali correnti, praticati sul listino in vigore al momento della sostituzione. La mano d'opera ed il trasporto saranno come sempre a carico del cliente. Sono escluse le sostituzioni di eventuali componenti dell'impianto danneggiati in seguito ad incendi, atti vandalici, allagamenti e/o altre cause naturali, nonché, da una non corretta conduzione dell'impianto da parte del Cliente.

Il monitoraggio

La manutenzione ordinaria programmata può prevedere un pacchetto con inclusa l'installazione di un sistema di monitoraggio da remoto (*datalogger*).

Assistenza burocratica

Il Fornitore si impegna a prestare assistenza nelle pratiche GSE, Enel, Comune, ecc. per eventuali modifiche che potrebbero intercorrere nel corso degli anni di assistenza previsti nel presente contratto, secondo tariffa riportata nel listino prezzi.

Obblighi del Cliente

Il Cliente assicurerà al Fornitore e a coloro che quest'ultimo delegherà, in virtù del presente contratto, il libero accesso all'impianto in condizioni di assoluta sicurezza.

PARTE 5: L'impianto di Celle Enomondo

5.1 Ubicazione dell'impianto

L'impianto fotovoltaico, situato appunto a Celle Enomondo in provincia di Asti, è stato scelto come caso di studio per svolgere alcune delle pratiche di manutenzione sopracitate.

Tale impianto è installato sul tetto di un capannone industriale, in particolare su due falde della copertura rivolte rispettivamente a sud e nord. I pannelli, di tipo policristallino, sono disposti complanari alla superficie, con un'inclinazione di circa 5° rispetto al piano orizzontale. L'impianto è di tipo fisso, con potenza nominale pari a 100,90 kWp e connesso alla rete di Enel Distribuzione MT mediante cabina di trasformazione.

5.2 I componenti dell'impianto

Campo fotovoltaico

Il campo fotovoltaico è composto da:

- 396 moduli HYUNDAI His-M233MG suddivisi in 18 stringhe da 22 moduli ciascuna;
- 36 moduli FUTURA FU-240P suddivisi in 2 stringhe da 18 moduli ciascuna.

Prendendo come riferimento le falde della copertura, si può ulteriormente suddividere il campo fotovoltaico come segue:

- nella falda rivolta verso sud sono presenti 330 moduli HYUNDAI;
- nella falda rivolta verso nord sono presenti i rimanenti 66 moduli HYUNDAI e i 36 moduli FUTURA.

Inverter

Per quanto riguarda gli inverter si distinguono:

- 3 inverter POWER-ONE ITALY SPA modello TRIO-27.6-TL-OUTD dedicati ai moduli HYUNDAI;
- 1 inverter POWER-ONE ITALY SPA modello TRIO-10.0-OUTD-FS-IT destinato ai moduli FUTURA.

Gli inverter sono installati all'interno dell'edificio in un locale "non sicuro"; ciò non comporta problemi di accesso ai locali in caso di incendio, in quanto il doppio sezionamento (lato DC e AC) pongono il tratto di impianto compreso tra la copertura e la cabina elettrica di fornitura completamente isolato e fuori tensione.

Quadri elettrici

Anche nel caso dei quadri si hanno due componenti:

- quadro di campo posto sulla copertura che permette il sezionamento delle stringhe; ad ogni stringa è stato associato un sezionatore corredato di bobina a lancio di corrente, che permette lo sgancio della parte di impianto in DC mediante pulsante;
- quadro fotovoltaico (di interfaccia) in AC, necessario per convogliare le uscite degli inverter su un'unica linea, per poi essere interfacciato alla rete elettrica.

Cabina di trasformazione

La cabina di trasformazione BT/MT è completa di dispositivi di protezione BT, MT e di un trasformatore 15000/400 V.

Contatore

Vi è solo un contatore unidirezionale di produzione (contatore Enel), in quanto l'impianto possiede un contratto di sola cessione in rete dell'energia prodotta.

5.3 Situazione contrattuale con il GSE

I servizi sottoscritti con il GSE sono i seguenti.

Conto Energia

Siccome l'impianto è entrato in servizio in data 29/06/2012, il Soggetto Responsabile dell'impianto ha potuto beneficiare della tariffa incentivante, relativa all'energia elettrica prodotta mediante conversione fotovoltaica da fonte solare, concessa dal IV Conto Energia. Tale tariffa, costante in moneta corrente, è pari a 0,2330 €/kWh.

Ritiro dedicato (RID)

Nel regime di RID dell'energia tutta l'energia prodotta viene immessa in rete, eccetto una piccola quota spesa per alimentare i servizi ausiliari, ovvero il funzionamento dei componenti elettrici dell'impianto stesso (inverter, quadri, contatore) e in questo caso, anche del trasformatore BT/MT presente nella cabina di trasformazione.

5.4 Interventi di manutenzione effettuati in passato

A maggio del 2016, un inverter ritenuto difettoso fu sostituito con un componente identico. Nel dicembre 2018, in seguito alle modifiche richieste dai VV.F., i moduli fotovoltaici furono riposizionati in modo tale da risultare distanti più di 1 metro dai lucernari esistenti; questo intervento venne eseguito senza modificare la distribuzione generale delle stringhe.

Siccome l'impianto possiede una potenza di picco superiore a 3 kW, per lo spostamento dei moduli e per la sostituzione dell'inverter è stato necessario inviare una comunicazione al GSE, affinché quest'ultimo potesse verificare il rispetto dei requisiti relativi al Conto Energia.

5.5 Interventi di manutenzione attuali

Il monitoraggio

Nei precedenti capitoli si è già discusso l'importanza di un sistema di monitoraggio in grado di individuare interruzioni o decrementi della produzione. Purtroppo, l'impianto fotovoltaico in questione non possiede questo tipo di controllo, pertanto i guasti sono individuabili solamente attraverso alcune attività di manutenzione preventiva. Per fare un'analisi della producibilità dell'impianto si è ricorso ai dati presenti sul portale del GSE, dove è possibile leggere l'energia mensile prodotta dall'impianto, per poi creare dei grafici che descrivono l'andamento della produzione.

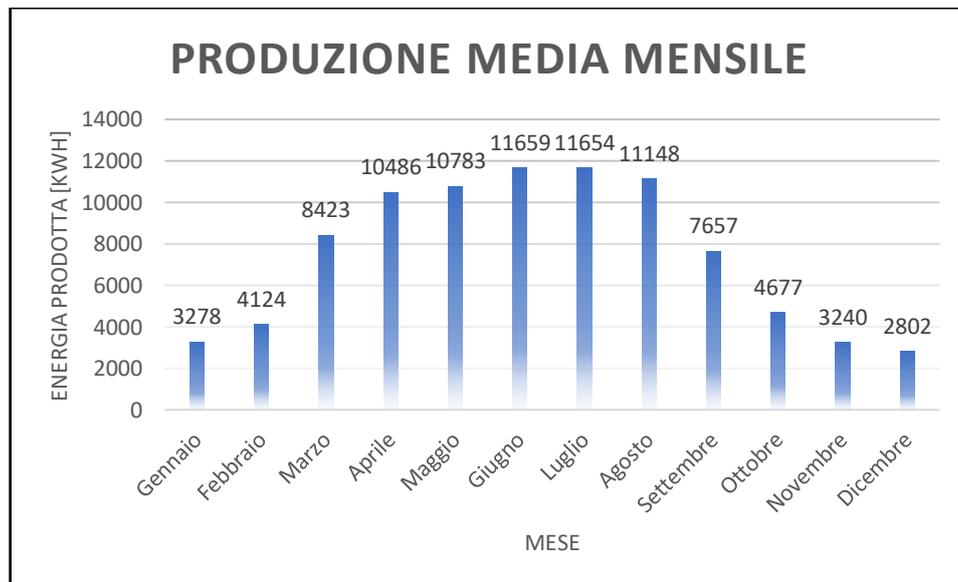


Figura 14: Produzione media mensile dell'impianto di Celle Enomondo

Da questo primo grafico si nota chiaramente come i mesi di giugno e luglio siano quelli con la produzione media maggiore (circa 11,655 MWh), viceversa dicembre è il mese con la produzione media minore (2,802 MWh). Tale grafico è confrontabile con quello ottenuto tramite una previsione della produzione effettuata tramite il PV-GIS, un portale gestito dal *Joint Research Centre (JRC)*.

Monthly energy output from fix-angle PV system:

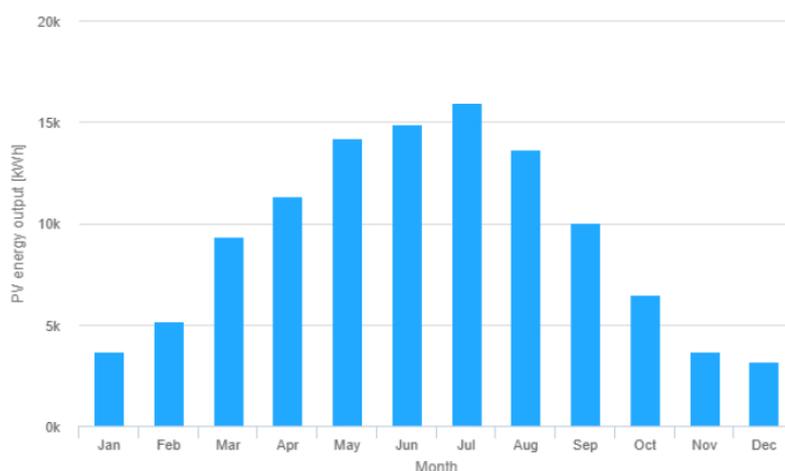


Figura 15: Previsione della produzione media mensile - PV GIS

Dal confronto emerge che l'andamento della produzione attesa è pressoché analogo a quello della produzione media mensile, in quanto luglio e dicembre si riconfermano i mesi che rispettivamente possiedono il massimo e il minimo della produzione; le differenze si riscontrano nei valori, perché quelli reali sono caratterizzati da un calo del 20% circa rispetto a quelli stimati. Ciò è dovuto in larga parte alla scarsa o quasi assente attività di manutenzione dell'impianto.

Nell'ultimo grafico si è voluto evidenziare l'andamento della produzione nel corso dell'intera vita dell'impianto; è evidente che la produzione è variata senza seguire una tendenza ben precisa, in quanto le condizioni meteo sono piuttosto imprevedibili. Il 2017 risulta essere l'anno in cui l'impianto ha prodotto meglio, probabilmente per il fatto che le condizioni meteorologiche sono state migliori. Il brusco calo avvenuto nel 2016 è dovuto ad un fermo dell'impianto nel mese di maggio causato dal guasto di un inverter che è stato poi sostituito.

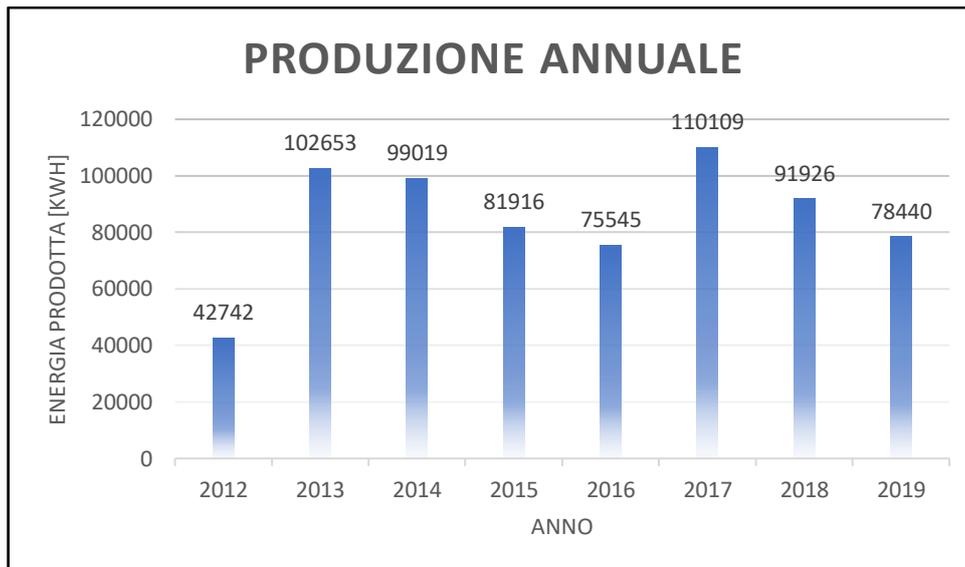


Figura 16: Andamento della produzione durante la vita dell'impianto di Celle Enomondo

Sopralluoghi

A settembre 2020, grazie ad un primo intervento on-site è stato riscontrato uno stato di fermo dell'impianto avente data di inizio sconosciuta. Il blocco dell'impianto non era dovuto ad un malfunzionamento dell'impianto fotovoltaico in sé, bensì ad un problema pervenuto nella cabina di Enel Distribuzione. Tale guasto è stato rapidamente risolto tramite un tempestivo intervento di un tecnico specializzato inviato da Enel Distribuzione.

Nel successivo sopralluogo, è stata svolta in maniera univoca la numerazione e l'assegnazione di ciascuna stringa al proprio inverter. Questo lavoro è stato necessario perché, durante l'intervento del 2018 in cui ci fu uno spostamento dei moduli, furono commessi degli errori di ricollegamento delle stringhe rispetto alla configurazione iniziale. In particolare, furono scambiate due stringhe appartenenti agli inverter 1 e 4, ovvero venne accoppiato il polo positivo di una stringa con quello negativo dell'altra e viceversa. Inoltre, si è notato che una stringa dell'inverter 3 non contribuiva alla produzione dell'impianto: si è poi scoperto che era solo un problema del connettore della stringa all'inverter, quindi è stato sufficiente allacciare la stringa ad un altro connettore.

Misure elettriche

Le misure sono state svolte il giorno 28 febbraio 2020 e sono stati utilizzati i seguenti strumenti:

- Solar System Analyzer HT SOLAR 300
- Unità Remota HT SOLAR-01
- Solarimetro HT

L'obiettivo del test è stato il calcolo del rendimento energetico dell'impianto fotovoltaico controllando che il parametro adimensionale *PR* (*Performance Ratio*) fosse sempre maggiore di 0,80 (in condizioni di irraggiamento solare stabile $> 600 \text{ W/m}^2$).

Lo strumento è progettato per svolgere le misure su una sola stringa alla volta, perciò una volta stabilito su quale inverter lavorare, sono state scollegate tutte le stringhe tranne una. La stringa selezionata è composta da moduli HYUNDAI rivolti verso sud. Nello specifico si tratta della stringa 8, dell'MPPT 1 dell'inverter 1, di color verde nella figura sottostante.

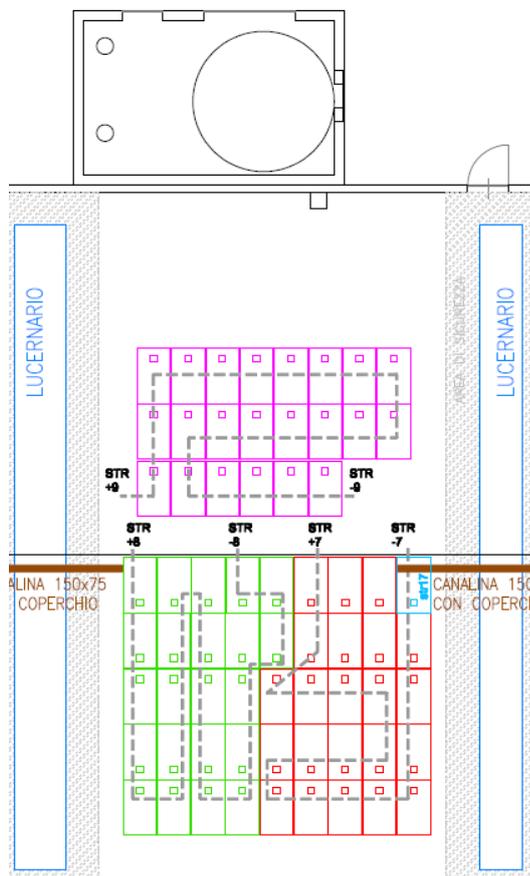


Figura 17: Stringa oggetto delle misure elettriche (color verde)

A questo punto, sono state eseguite le varie connessioni tra lo strumento e l'impianto, ovvero:

- la connessione lato DC (sull'inverter) attraverso:
 - 2 collegamenti voltmetrici (fase e neutro)
 - 1 collegamento amperometrico tramite trasduttore a pinza DC, posizionato sul polo positivo in ingresso all'inverter, rispettando il verso indicato sulla pinza stessa, dopo aver selezionato la portata corretta;
- la connessione lato AC (sul quadro di interfaccia rete) attraverso:
 - 4 collegamenti voltmetrici (3 fasi e neutro)
 - 3 collegamenti amperometrici tramite trasduttori a pinza AC, posizionandoli in modo analogo alla pinza DC;

Terminata questa fase di collegamento, sono stati impostati alcuni valori dell'analizzatore e certi parametri dell'impianto, in particolare:

- il tipo di sistema elettrico, in questo caso trifase;
- la frequenza del sistema, 50 Hz;
- il fondo scala utilizzato per i trasduttori amperometrici DC e AC;
- la potenza nominale della stringa ($233 \text{ W} * 22 \text{ moduli} = 5126 \text{ W}$);
- il coefficiente di riduzione della potenza con la temperatura, pari a -0,4%;
- la NOCT dei moduli fotovoltaici, pari a 50 °C.

Infine, è stato necessario collegare tramite cavo USB il Solar System Analyzer con l'Unità Remota, affinché gli orologi interni fossero sincronizzati. Giunti in prossimità dei moduli fotovoltaici, il lavoro è proseguito con la misura diretta dell'irraggiamento solare, tramite il Solarimetro HT, e delle due temperature d'interesse, ovvero la temperatura ambiente e la temperatura della cella, quest'ultima posizionando un sensore di temperatura nella parte inferiore dei moduli. Acquisiti i valori, il ricollegamento delle due unità ha permesso la conclusione del collaudo.

Per dimostrare quanto sia importante lo “stato di salute” dei moduli per ottimizzare la produzione dell’impianto, le misure sono state effettuate due volte, rispettivamente prima e dopo la pulizia dei pannelli, realizzata con un’idropulitrice, una spazzola morbida e del sapone neutro. È consigliato effettuare il risciacquo non appena si è spazzolato il pannello, in modo tale da evitare che lo sporco aderisca nuovamente alla superficie, ottenendo così una pulizia senza aloni residui. Di seguito sono riportati gli esiti dei due collaudi effettuati.

Irraggiamento	Irr	683	W/m ²
Temperatura Celle	TC	26	°C
Temperatura Ambiente	TE	14	°C
Gamma	γ	0,4	[%/°C]
NOCT		50	°C
Termine correttivo	Ptpv	--	
Potenza nominale:	Pnom	5,126	[kW]
Potenza CC misurata:	Pdc	2,941	[kW]
Tensione CC misurata:	Vdc	630,5	[V]
Corrente CC misurata:	Idc	4,664	[A]
Rendimento CC:	η_{dc}	0,84	
Potenza AC misurata:	Pac	2,651	[kW]
Fattore di Potenza:	Pf	1,00	
Tensione AC misurata:	Vac 12	401,3	[V]
	Vac 23	401,3	[V]
	Vac 31	402,8	[V]
Corrente AC misurata:	Iac 1	3,811	[A]
	Iac 2	3,878	[A]
	Iac 3	3,820	[A]
Rendimento AC:	η_{ac}	0,901	

FOTOVOLTAICO - ESITO: -- PRp = 0,757

Figura 18: Collaudo ante-pulizia dei moduli fotovoltaici

Come già anticipato, affinché l’esito della misura risulti positivo il PRp deve risultare maggiore di 0,80; chiaramente in questo caso l’esito è negativo, motivo per cui si è deciso di effettuare il lavaggio dei moduli.

Irraggiamento	Irr	678	W/m ²
Temperatura Cella	TC	23	°C
Temperatura Ambiente	TE	14	°C
Gamma	γ	0,4	[%/°C]
NOCT		50	°C
Termine correttivo	Ptpv	--	
Potenza nominale:	Pnom	5,126	[kW]
Potenza CC misurata:	Pdc	3,455	[kW]
Tensione CC misurata:	Vdc	653,1	[V]
Corrente CC misurata:	Idc	5,290	[A]
Rendimento CC:	η dc	0,994	
Potenza AC misurata:	Pac	3,128	[kW]
Fattore di Potenza:	Pf	1,00	
Tensione AC misurata:	Vac 12	400,7	[V]
	Vac 23	400,9	[V]
	Vac 31	401,9	[V]
Corrente AC misurata:	Iac 1	4,503	[A]
	Iac 2	4,566	[A]
	Iac 3	4,507	[A]
Rendimento AC:	η ac	0,905	

FOTOVOLTAICO - ESITO: -- PRp = 0,9

Figura 19: Collaudo post-pulizia dei moduli fotovoltaici

L'analisi ha dimostrato che la sola pulizia dei moduli fotovoltaici ha determinato un incremento del PRp del 14,6%, dovuto ovviamente all'aumento del rendimento DC che è influenzato principalmente da:

- perdite di riflessione;
- sporcizia dei moduli;
- mismatching tra i moduli della stessa stringa;
- perdite per effetto Joule;

al contrario del rendimento AC che si mantiene circa costante intorno a 0,90. La diminuzione della temperatura della cella è una diretta conseguenza del lavaggio dei moduli.

Purtroppo, anche se ci si può ritenere soddisfatti dell'incremento di efficienza dovuto al lavaggio dei moduli, la potenza DC risulta comunque molto inferiore rispetto alla potenza nominale (circa il 32,6% in meno). Questo probabilmente è dovuto alla scarsa inclinazione e ad un orientamento poco ottimale del campo fotovoltaico, oltre ovviamente alle diverse condizioni climatiche rispetto alle condizioni standard a cui fanno riferimento i valori di targa.

Siccome una parte del campo fotovoltaico è rivolto verso nord (circa il 24% del totale), la produzione derivante da quella falda è inferiore rispetto a quella rivolta a sud. In aggiunta, a nord sono presenti i 36 moduli FUTURA, di potenza leggermente superiore a quelli HYUNDAI. Per questo motivo non è attendibile estendere i risultati ottenuti su un'unica stringa all'intero impianto. Tuttavia, il completo lavaggio del campo fotovoltaico porterebbe indubbiamente ad un notevole aumento di produzione di energia. È sufficiente guardare quest'immagine per immaginare gli effetti derivanti da un'accurata pulizia dei moduli.



Figura 20: Confronto dello stesso modulo prima e dopo averlo pulito

Analisi termografica

Oltre alle misurazioni sopracitate, sono state svolte anche delle analisi termografiche. La termocamera impiegata è una Testo 882 che, con il suo pratico design a pistola, spicca nella gamma Testo per immagini di altissima qualità e una buona sensibilità termica.



Figura 21: Termocamera modello Testo 882

Le misure sono state eseguite sempre il 28 febbraio 2020, durante una giornata completamente soleggiata e con una temperatura esterna di circa 15°C, ottimale per questo tipo di indagine.

Per quanto riguarda la stringa di moduli su cui sono state eseguite le misure elettriche, non stati individuate celle danneggiate. Questo significa che i dati raccolti con il SOLAR 300 non stati influenzati da fenomeni di hot-spot, responsabili di una produzione di potenza non ottimale. Concentrandosi invece su moduli appartenenti ad altre stringhe, sono apparsi diversi hot-spot di circa 44 °C, dovuti probabilmente a celle che funzionavano a vuoto.

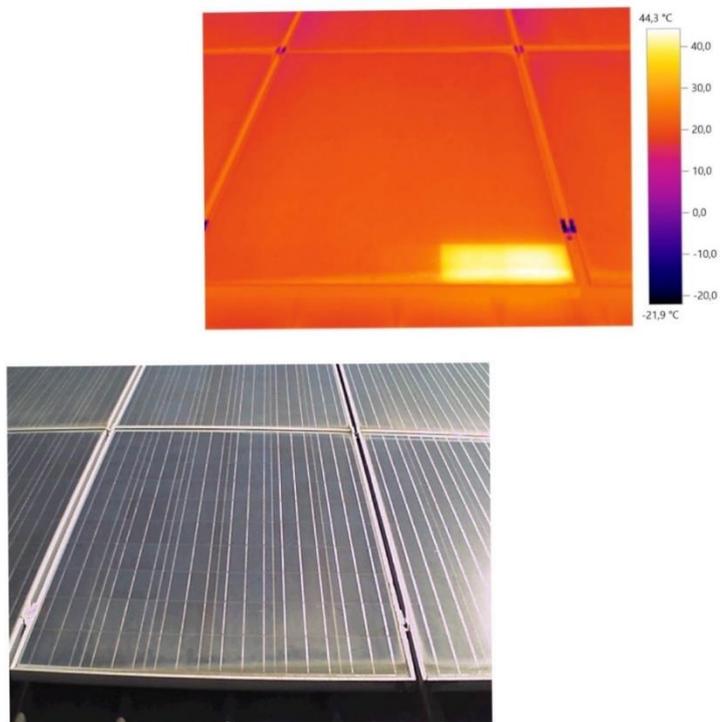


Figura 22: Hot-spot dovuto ad una cella bruciata

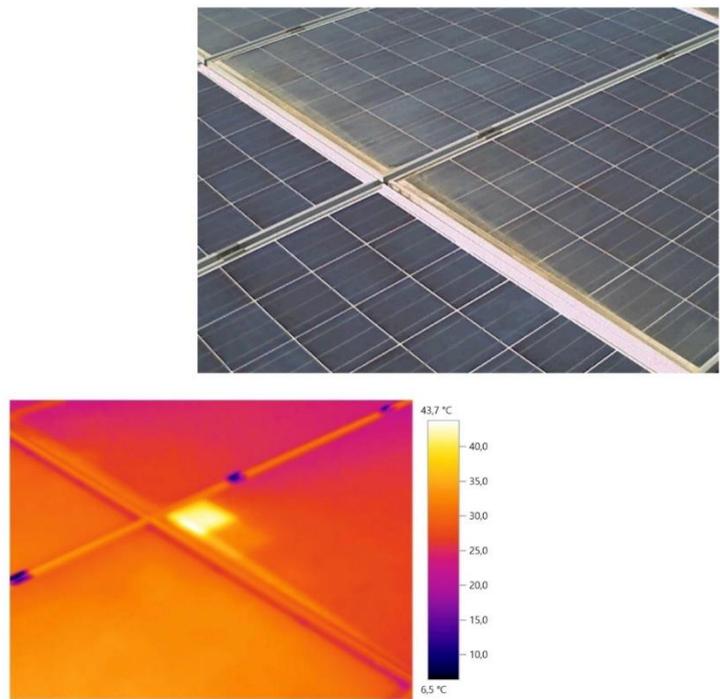


Figura 23: Hot-spot dovuto ad una cella bruciata

Altre foto evidenziano il fatto che anche solo delle macchie di sporcizia provocano un innalzamento della temperatura della cella, di entità minore ma comunque significativa.



Figura 24: Hot-spot dovuto ad una macchia sul modulo

La foto seguente è un chiaro esempio di delaminazione, ovvero dell'ingiallimento del modulo dovuto ad infiltrazioni di umidità che causano la corrosione delle celle. L'effetto, già visibile ad occhio nudo, è ulteriormente evidenziato con la termocamera.

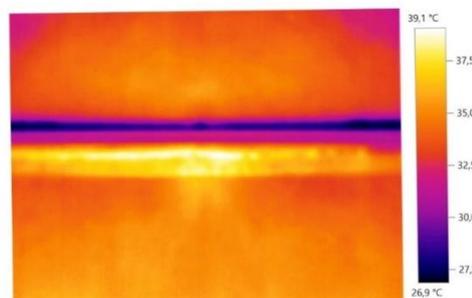


Figura 25: Hot-spot dovuto ad infiltrazioni di umidità nel pannello

È stata poi individuata una cella il cui involucro era completamente danneggiato, con numerosi hot-spot che raggiungono persino temperature di circa 60°C.

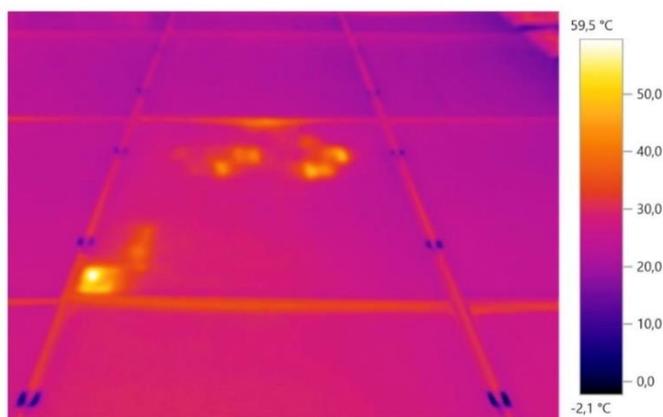


Figura 26: Numerosi hot-spot dovuti alla rottura delle celle

Terminata l'ispezione dei moduli, l'analisi è proseguita sui componenti elettrici. In primis vengono mostrati due inverter dell'impianto. La differenza di colore è dovuta al fatto che, sull'inverter di sinistra è collegata una sola stringa, quella su cui sono state svolte le misure elettriche, perciò in quel momento era l'unica ad essere attraversata da corrente e quindi surriscaldata. L'inverter di destra presenta una diversa colorazione in quanto sono collegate tutte e sei le stringhe.



Figura 27: 2 inverter a confronto

Di seguito vengono esaminati gli stessi due inverter ma ciascuno preso singolarmente. Nella prima foto si distingue facilmente l'unico fusibile percorso da corrente, mentre nella seconda non si riscontra nessuna anomalia.

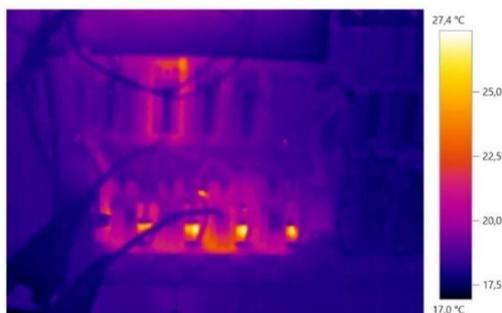
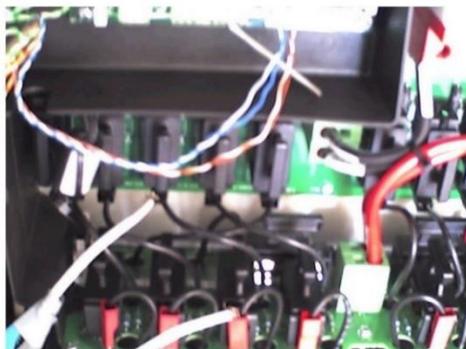


Figura 28: Inverter oggetto delle misure elettriche

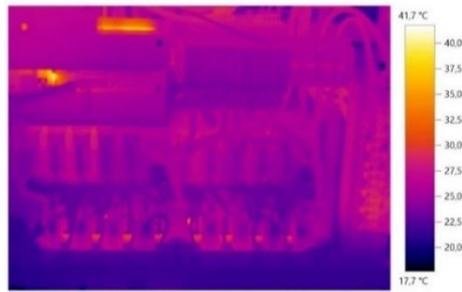
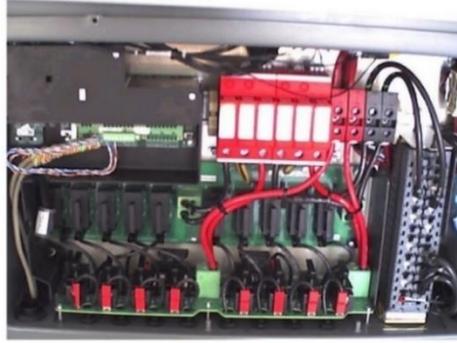


Figura 29: Inverter non sottoposto alle misure elettriche

Analogamente, se si sposta l'attenzione sul quadro elettrico si possono notare delle differenze di temperatura. Nella foto compaiono solo tre sezionatori (il quarto è posizionato più in alto): quello a sinistra è quello che governa l'inverter in manutenzione, mentre gli altri due sono più caldi perché in quel momento stavano lavorando a pieno regime.



Figura 30: Quadro elettrico in corrente alternata

Come ultimo caso viene proposta l'immagine di una stringa mal collegata all'inverter al termine delle misure elettriche. Questo dimostra quanto una termocamera sia un ottimo strumento non solo per i moduli fotovoltaici ma anche per ispezionare i componenti elettrici ed individuarne guasti e malfunzionamenti.

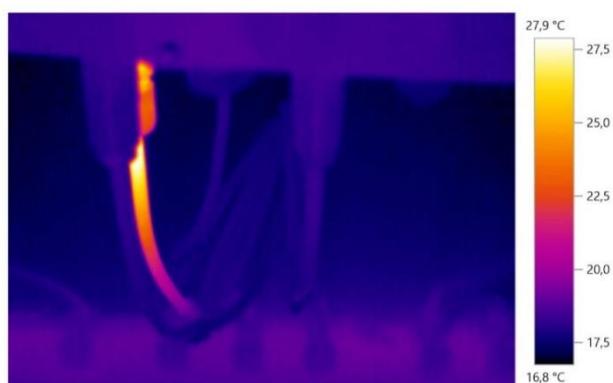
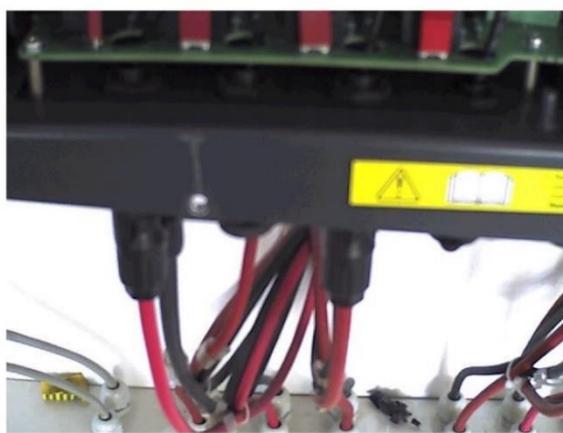


Figura 31: Surriscaldamento di un cavo in ingresso all'inverter

5.6 Analisi di simulazione tramite software

Non essendo in possesso di un sistema di monitoraggio in grado di fornire valori dei parametri in tempo reale, è stata svolta una simulazione tramite il software SoDa (*Solar radiation Data*), il quale fornisce numerosi servizi in merito a radiazione solare, altitudine, atmosfera, meteorologia ecc. Il sistema su cui è fondato è in continua evoluzione per il fatto che vengono progressivamente aggiornate risorse quali database, algoritmi e applicazioni per l'utente finale.

In questo caso, il servizio di cui si è fatto uso è chiamato “*Normal year of global radiation and air temperature*”, e fornisce dati mensili, giornalieri ed orari su radiazione globale su piani orizzontali o inclinati (kWh/m² o W/m²) e temperatura dell'aria, per un intero anno solare. I dati sono forniti da *Meteotest* (Svizzera) e si basano principalmente su misurazioni del terreno. I dati in input da inserire sono:

- latitudine e longitudine dell'impianto;
- inclinazione e orientamento dei moduli fotovoltaici (*plane tilt* e *plane azimuth*);
- risoluzione temporale (in questo caso oraria);
- tipologia di terreno.

Processando queste informazioni, il software restituisce in output un file Excel contenente per ogni ora i relativi valori di irraggiamento e temperatura dell'aria. L'elaborazione di questi dati ha permesso di costruire un grafico che rappresenti l'andamento della potenza elettrica in uscita (P_{AC}) dall'impianto fotovoltaico al variare della temperatura dei moduli fotovoltaici e dell'irraggiamento.

La messa a punto dei dati è cominciata scegliendo un singolo giorno per ogni mese (il giorno 15) ed è continuata individuando la fascia oraria durante il quale la terra riceve radiazione solare, ovvero dalle 6:00 alle 21:00.

A questo punto, assumendo come valori costanti:

- $P_{\text{ nominale}} = 5126 \text{ W}$;
- $\text{NOCT} = 50 \text{ }^\circ\text{C}$;
- $T_{\text{ ambiente, NOCT}} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$;
- $G_{\text{ NOCT}} = 800 \text{ W/m}^2$;
- $T_{\text{ cella, standard}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$;
- $G_{\text{ standard}} = 1000 \text{ W/m}^2$;
- $\gamma = -0,4 \text{ } \%/^\circ\text{C}$;
- $\eta_{\text{ AC}} = 0,9$ (valore medio tra le condizioni ante e post-operam);

e facendo uso delle relazioni seguenti, sono state calcolate le due grandezze d'interesse:

$$T_{\text{ cella}} = T_{\text{ amb}} + \frac{\text{NOCT}-20}{800} G \quad [^\circ\text{C}]$$

$$P_{\text{ ac}} = P_{\text{ nom}} * \frac{G}{1000} * (1 + \gamma * (T_{\text{ cella}} - 25)) * \eta_{\text{ inv}} * \eta_{\text{ array}} \quad [\text{W}]$$

Dopodiché, per ciascuna ora appartenente all'intervallo prescelto si è calcolata la media sull'intero anno, così da ottenere, ad esempio, un valore medio di temperatura della cella di circa $20 \text{ }^\circ\text{C}$ alle ore 10. Il grafico dimostra quanto la potenza sia direttamente proporzionale alla temperatura della cella.

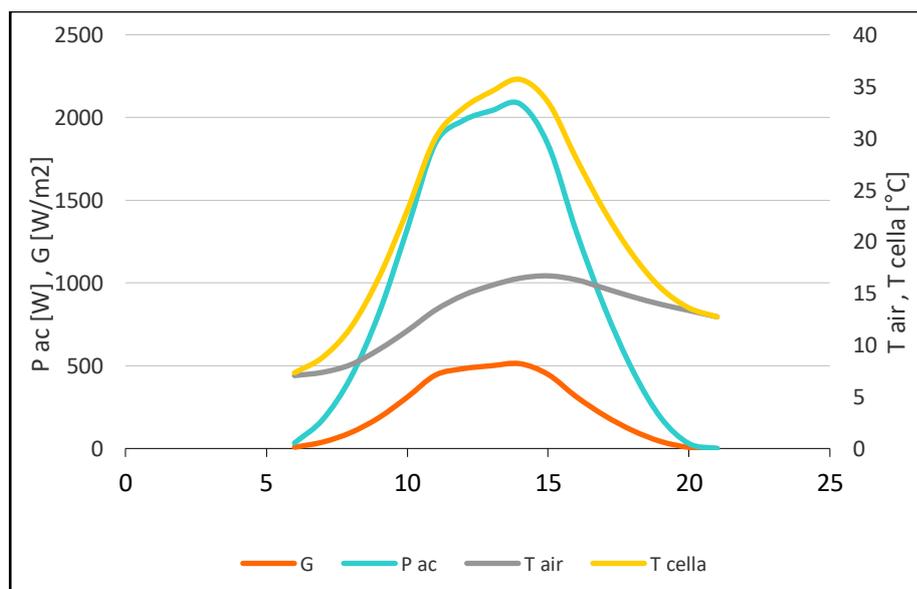


Figura 32: Andamento giornaliero della potenza alternata in funzione della temperatura della cella fotovoltaica

Un' altra grandezza di fondamentale importanza è il rendimento della cella fotovoltaica, ricavabile dalla seguente relazione:

$$\eta = \eta_{standard} * (1 + \gamma * (T_{cella} - 25))$$

dove $\eta_{standard} = 14,4\%$.

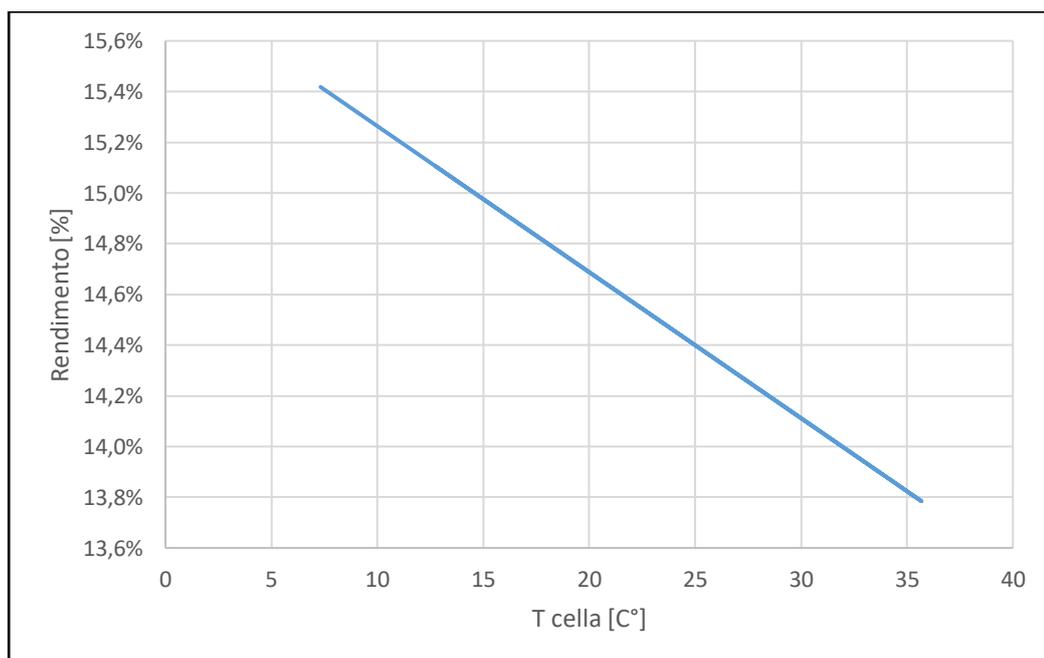


Figura 33: Andamento del rendimento in funzione della temperatura della cella fotovoltaica

Come si può vedere, al crescere dell'irraggiamento corrisponde un aumento di temperatura del modulo ed un inevitabile abbassamento dell'efficienza. Il valore del coefficiente γ risulta determinante nella valutazione del decadimento delle prestazioni di un modulo fotovoltaico. Questo parametro varia sensibilmente con la tecnologia intrinseca della cella: in particolare gli studi sostengono che le tecnologie più performanti in condizioni standard, ovvero con la più alta efficienza nominale, sono le più svantaggiate per quanto riguarda il decadimento di potenza per innalzamento della temperatura della cella. Questo rappresenta un indubbio punto di forza per i moduli al silicio amorfo (a-Si) e al telluro di cadmio (CdTe).

5.7 Analisi economica

Come già spiegato nel paragrafo 5.3, tale impianto gode della tariffa incentivante prevista dal IV Conto Energia. Tale meccanismo, fissa il valore dell'energia prodotta dall'impianto al prezzo di 0,233 €/kWh. Avendo a disposizione la potenza totale prodotta dall'impianto durante l'intero ciclo di vita, pari a circa 682.350 kWh, è sufficiente moltiplicarla per la tariffa incentivante per ottenere la cifra corrispondente al guadagno che l'incentivo ha procurato: circa 158.988 €.

Il regime di cessione in rete dell'energia di cui usufruisce l'impianto è detto Ritiro Dedicato (RID); quest'ultimo si pone quale alternativa al normale regime di vendita dell'energia elettrica ed è concesso ad impianti di qualsiasi potenza alimentati da fonte solare e altre fonti rinnovabili. In questo caso la tariffa non è costante bensì corrisponde al prezzo zonale orario che si forma sul Mercato del Giorno Prima (MGP), ovvero il Prezzo Unico Nazionale (PUN). Per gli impianti di dimensioni ridotte, l'Autorità ha ritenuto opportuno stabilire dei "prezzi minimi garantiti", al fine di assicurarne la sopravvivenza economica, considerati i benefici in termini ambientali che tali impianti comportano. Stabilita una certa media annuale del PUN, è stato possibile stimare (sottostimare) il guadagno dovuto al RID dell'energia.

<i>Anno</i>	<i>Prezzo [€/kWh]</i>	<i>Energia [kWh]</i>	<i>Guadagno [€]</i>
2012	0,0783	42.742	3.347
2013	0,0806	102.653	8.274
2014	0,0389	99.019	3.852
2015	0,039	81.916	3.195
2016	0,039	75.545	2.946
2017	0,039	110.109	4.294
2018	0,0394	91.926	3.622
2019	0,0398	78.440	3.122
<i>Totale</i>			32.651

Figura 34: Guadagno derivante dal RID dell'energia

Il totale risulta essere 32.651 €. A questa cifra bisogna sommare quella precedentemente calcolata per il Conto Energia; si ottiene così una stima del guadagno totale che l'installazione di questo impianto fotovoltaico ha procurato, pari a 191.639€.

Tale valore dev'essere confrontato con la quantità di denaro inizialmente investita per l'acquisto di tutti i componenti principali dell'impianto e per la manodopera necessaria per completare l'installazione. Questa spesa ammonta a circa 200.000 €. Questo significa che la vita dell'impianto (7,5 anni) coincide con il *Payback Period (PB)* – Periodo di Rimborso - cioè l'impianto ha prodotto una quantità di energia tale da consentire un ritorno dell'investimento. Di conseguenza, a distanza di qualche mese, le fatture incassate dal GSE grazie al Conto Energia saranno a tutti gli effetti un reddito. Tutto ciò è avvenuto senza quasi svolgere alcuna delle sopracitate attività che fanno parte di un servizio di manutenzione; attuando anche solo in parte queste attività i ricavi sarebbero stati decisamente superiori.

PARTE 6: Conclusioni

Dopo aver esaminato il tema della manutenzione di un impianto fotovoltaico in tutti i suoi aspetti fondamentali è possibile trarre alcune importanti conclusioni.

Innanzitutto, essendo ormai il fotovoltaico un settore sviluppato grazie all'esperienza maturata nel corso degli ultimi due decenni, è possibile affermare che difficilmente in futuro venditori e clienti prenderanno ancora "sottogamba" la manutenzione dell'impianto, in quanto svolta in maniera completa ed affidabile si è rivelata essere importante tanto quanto l'installazione dello stesso. Il ritorno dell'investimento è garantito nei tempi previsti solo nel momento in cui l'impianto opera in condizioni il più possibile vicine a quelle di progetto, per tutta la sua vita utile. Solamente in questi termini tale tecnologia risulta conveniente da un punto di vista economico.

Purtroppo, le attività di manutenzione sono state svolte in piccola scala, cioè analizzando solamente una stringa tra tutte quelle che compongono l'impianto fotovoltaico. Tuttavia, tramite le misure elettriche ante e post-operam è stato dimostrato quanto sia fondamentale la pulizia dei moduli fotovoltaici in termini di resa dell'impianto. Un buon lavaggio dei pannelli andrebbe svolto, per un impianto di grossa taglia come in questo caso, almeno due volte l'anno, preferibilmente ad inizio primavera e durante il corso dell'estate, ad esempio tra giugno e luglio, in modo tale da preservare la superficie del pannello nei periodi in cui l'irraggiamento solare è più intenso.

Lo strumento SOLAR300 fornisce un riscontro di come sta lavorando un'intera stringa, senza dare però alcuna informazione relativa ai singoli moduli, e ancor meno sulla singola cella. Proprio per questo motivo si è deciso di effettuare un'ulteriore analisi, quella termografica, attraverso la quale è emerso che sei moduli (su 432 totali) presentano hot-spot dovuti ad una o più celle bruciate. Questo non ci sorprende vista la scarsa manutenzione apportata all'impianto durante i suoi sette anni di vita. Tali moduli andranno dunque sostituiti rispettando la specifica procedura richiesta per un impianto di 100 kW, analogamente a quanto già è stato fatto per la sostituzione degli inverter.

L'analisi di simulazione ha permesso, in assenza del sistema di monitoraggio, di rappresentare l'andamento della potenza e del rendimento dell'impianto al variare della temperatura della cella. L'efficienza massima dei moduli oggetto di studio, cioè quella ricavata in condizioni standard, vale 14,4%, tipico valore dei moduli fotovoltaici policristallini datati 2012. Oggi sul mercato si trovano moduli dello stesso modello con efficienza pari a 16,5%. I migliori restano comunque appartenenti alla famiglia del "monocristallino", con efficienze che toccano anche il 20%. Tuttavia, alcuni studi sostengono che tecnologie meno mature, come i moduli CIS e CdTe (attualmente ferme a 15 e 13,4%), sono quelle che presenteranno i migliori margini di miglioramento in futuro.

L'analisi economica svolta nel paragrafo 5.7 fornisce uno spunto di riflessione sui profitti che stanno conseguendo i titolari di impianti che beneficiano delle tariffe incentivanti previste dal Conto Energia; ovviamente questi profitti possono essere più o meno significativi a seconda della cura a cui si è sottoposto l'impianto durante la sua vita. Il Sole regala alla Terra una risorsa preziosa che bisogna sfruttare al massimo delle sue potenzialità: considerato il calo dei prezzi di mercato dei sistemi di accumulo, previa attenta analisi tecnico-economica, integrare l'impianto fotovoltaico con un energy storage potrebbe essere un ulteriore passo in avanti verso l'indipendenza energetica.

Gli obiettivi per le rinnovabili elettriche prefissati nel PNIEC sono molto ambiziosi: circa il 25% del fabbisogno totale di energia elettrica dovrà essere coperto da fonte solare, ciò corrisponde a 30 GWh di nuova potenza installata. Raggiungere questi obiettivi non sarà facile in un contesto in cui il mercato interno sta procedendo lentamente.

Un ruolo importante sarà giocato dal fotovoltaico integrato, in inglese *Building-Integrated Photovoltaics (BIPV)*, in quanto rappresenta una soluzione contro il consumo di suolo, problema in crescita nel nostro Paese. In linea di principio, l'obiettivo del PNIEC potrebbe essere conseguito senza consumare altro suolo; sarebbe sufficiente intervenire sul 2,5% dell'area già edificata (stima conservativa). Per vincere la sfida si punterà sui nuovi materiali a film sottile (perovskiti e *Copper Indium Gallium (di) Selenide - CIGS*), perché possiedono un coefficiente di assorbimento della luce 2-3 ordini di grandezza superiore alla tecnologia mono e policristallina.

In via di sviluppo ci sono poi le celle bifacciali portate avanti da Enel Green Power, che sembrano raggiungere un'efficienza superiore al 22%, utilizzando semplicemente il riflesso del terreno.

In Italia dovrebbero nascere a breve le “comunità energetiche”, ovvero gruppi di cittadini, commercianti o piccoli imprenditori potranno investire insieme in un impianto fotovoltaico, la cui energia sarà auto consumata, immagazzinata negli energy storage o immessa in rete. Potrebbe apparire scontato, ma in realtà si tratta di una rivoluzione per i consumatori. Per promuovere questa iniziativa saranno lanciati degli incentivi, che non saranno però cumulabili con quelli previsti per chi usufruisce dello SSP.

Insomma, le risorse e i mezzi per fare bene ci sono, sarà una nostra responsabilità sfruttarli al massimo. Le parole chiave per il futuro del fotovoltaico sono “costruire di più” e “mantenere meglio”.

Indice delle figure

Figura 1: Evoluzione del fotovoltaico in Europa dal 2000 al 2019	1
Figura 2: Previsione del fotovoltaico in Europa	2
Figura 3: Stratificazione di un modulo fotovoltaico	7
Figura 4: Diodi di by-pass e diodi di blocco	8
Figura 5: Curva caratteristica I-V di una cella fotovoltaica	11
Figura 6: Schema d'impianto senza accumulatore	14
Figura 7: Schema d'impianto con accumulatore lato CC	16
Figura 8: Schema d'impianto con accumulatore lato AC	17
Figura 9: Profilo giornaliero del fabbisogno energetico di un'abitazione	19
Figura 10: Manutenzione preventiva dell'impianto elettrico	32
Figura 11: Manutenzione correttiva dell'impianto elettrico	33
Figura 12: Campo fotovoltaico dell'impianto di Celle Enomondo	46
Figura 13: Schema multifilare dell'impianto di Celle Enomondo	48
Figura 14: Produzione media mensile dell'impianto di Celle Enomondo	50
Figura 15: Previsione della produzione media mensile - PV GIS	51
Figura 16: Andamento della produzione durante la vita dell'impianto di Celle Enomondo	52
Figura 17: Stringa oggetto delle misure elettriche (color verde)	53
Figura 18: Collaudo ante-pulizia dei moduli fotovoltaici	55
Figura 19: Collaudo post-pulizia dei moduli fotovoltaici	56
Figura 20: Confronto dello stesso modulo prima e dopo averlo pulito	57
Figura 21: Termocamera modello Testo 882	58
Figura 22: Hot-spot dovuto ad una cella bruciata	59
Figura 23: Hot-spot dovuto ad una cella bruciata	59
Figura 24: Hot-spot dovuto ad una macchia sul modulo	60
Figura 25: Hot-spot dovuto ad infiltrazioni di umidità nel pannello	60
Figura 26: Numerosi hot-spot dovuti alla rottura delle celle	61
Figura 27: 2 inverter a confronto	62
Figura 28: Inverter oggetto delle misure elettriche	62
Figura 29: Inverter non sottoposto alle misure elettriche	63
Figura 30: Quadro elettrico in corrente alternata	63

Figura 31: Surriscaldamento di un cavo in ingresso all'inverter	64
Figura 32: Andamento giornaliero della potenza alternata in funzione della temperatura della cella fotovoltaica	66
Figura 33: Andamento del rendimento in funzione della temperatura della cella fotovoltaica	67
Figura 34:Guadagno derivante dal RID dell'energia	68

Fonti bibliografiche e sitografia

- [1] Diodi di bypass per i pannelli fotovoltaici – Consulente Energia, ultimo accesso il 17/02/2020

<http://www.consulente-energia.com/ah-diodi-di-bypass-qual-e-schema-di-collegamento-dei-diodi-di-bypass-nei-moduli-e-nelle-stringhe-di-pannelli-ombreggiamento-e-diodi-di-bypass.html>

- [2] Fotovoltaico e autoconsumo: tecniche e strategie – QualEnergia.it, Dicembre 2013

https://www.qualenergia.it/sites/default/files/articolo-doc/Fotovoltaico-autoconsumo_qualenergia_dic2013_0.pdf

- [3] Fotovoltaico e Incentivi: tutte le misure previste per il 2020 - Abbassalebollette.it, ultimo accesso il 10/02/2020

https://www.abbassalebollette.it/impianti-fotovoltaici-news/fotovoltaico-incentivi-2020/#Incentivi_residenziali_il_Bonus_ristrutturazioni_2020

- [4] Fotovoltaico integrato: fondamentale per obiettivi al 2030 – RES Magazine, 19 Dicembre 2019

<http://www.resmagazine.it/2019/12/19/fotovoltaico-integrato-pniec/>

- [5] Impianto fotovoltaico con accumulo – Tetto Solare, ultimo accesso il 10/02/2020

<https://www.tettosolare.it/index.php?ids=67>

- [6] Installazione, messa in servizio e manutenzione dei quadri elettrici di BT - Federazione ANIE, ultimo accesso il 25/01/2020

<https://anienergia.anie.it/installazione-messa-in-servizio-e-manutenzione-dei-quadri-elettrici-di-bt/?contesto-articolo=/notizie/#.XkvJQ2hKhPb>

- [7] I quadri elettrici degli impianti fotovoltaici – Consulente Energia, ultimo accesso il 11/02/2020
- <http://www.consulente-energia.com/av-i-quadri-elettrici-degli-impianti-fotovoltaici-quando-occorrono-i-quadri-in-corrente-continua-nel-fotovoltaico-armadi-per-quadri-elettrici-fotovoltaici.html>*
- [8] La scelta del miglior inverter: informazioni utili – Consulente Energia, ultimo accesso il 25/01/2020
- <http://www.consulente-energia.com/impianti-fotovoltaici-migliori-inverter-durata-garanzia.html>*
- [9] Lo scenario per il fotovoltaico italiano da oggi al 2030 - Infobuildenergia, 8 Novembre 2018
- <https://www.infobuildenergia.it/notizie/scenario-fotovoltaico-italiano-2030-6386.html>*
- [10] Manutenzione e Gestione Impianti Fotovoltaici – Ecotechno Impianti, ultimo accesso il 7/02/2020
- <https://www.ecotechnoimpianti.it/servizi/manutenzione-e-gestione-impianti>*
- [11] Mini guida alla scelta dell'accumulo per il fotovoltaico residenziale – QualEnergia.it, 30 marzo 2018
- <https://www.qualenergia.it/articoli/20171102-online-la-mini-guida-alla-scelta-accumulo-per-fotovoltaico-residenziale/>*
- [12] Operation & Maintenance degli impianti fotovoltaici – QualEnergia.it, 23 Aprile 2013
- <https://www.qualenergia.it/articoli/speciali-20130423-operation-and-maintenance-degli-impianti-fotovoltaici/>*

- [13] Osservatorio FER: oltre la metà del nuovo fotovoltaico è residenziale – Rinnovabili.it, 26 Marzo 2018
<http://www.rinnovabili.it/energia/fotovoltaico/fotovoltaico-2018-residenziale/>
- [14] Osservatorio FER Novembre 2019 – ANIE, 5 marzo 2020
<https://anierinnovabili.anie.it/cs-osservatorio-fer-dati-gaudi-novembre-2019/?contesto-articolo=/comunicati-stampa/#.XmqyWqhKhPY>
- [15] Procedure per la manutenzione e sostituzione di moduli fotovoltaici – FuturaSun, ultimo accesso il 7/02/2020
<https://www.futurasun.com/2017/03/09/procedure-gse-manutenzione-sostituzione-revamping-fotovoltaico/>
- [16] Pulizia pannelli fotovoltaici – PannelliSolari24, ultimo accesso il 7/02/2020
<https://www.pannelli-solari24.it/impianto-fotovoltaico/pulizia-pannelli-fotovoltaici/>
- [17] Quadri di campo per sistemi fotovoltaici – C.E.A., ultimo accesso il 11/02/2020
<http://www.ceacassino.com/fotovoltaico/quadrietrici.htm>
- [18] Ritiro dedicato e prezzi minimi garantiti – ARERA, ultimo accesso il 09/03/2020
<https://www.arera.it/it/elettricita/prezziminimi.htm#ritirodedicato>
- [19] Schema di un impianto fotovoltaico, ultimo accesso il 22/02/2020
<https://www.fotovoltaiconorditalia.it/idee/schema-impianto-fotovoltaico>
- [20] Termografia per impianti fotovoltaici – Testo Spa, ultimo accesso il 10/03/2020
<https://www.termocameretesto.it/contents/it/GUIDA%20PRATICA%20PER%20IMPIANTI%20FOTOVOLTAICI.pdf>

