

**UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA**

**UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA
Dipartimento di Ingegneria Industriale DII**

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica

**L'OPPORTUNITÀ DEL REVAMPING DEGLI IMPIANTI
FV: SVILUPPO DI UNO STRUMENTO DI CALCOLO**

Relatore:
prof. Arturo Lorenzoni

Correlatore:
ing. Mark Rossetto

Studente:
Alessio Canteri
matr. 1084183

Anno Accademico 2017/2018

Sommario

INTRODUZIONE.....	5
1. DIVERSE TIPOLOGIE DI IMPIANTI.....	7
1.1 IL SEGMENTO RESIDENZIALE.....	8
1.2 IL SEGMENTO INDUSTRIALE.....	9
1.3 UTILITY SCALE	10
2. MERCATO ITALIANO DELL'ENERGIA ELETTRICA DA FOTOVOLTAICO	13
2.1 SVILUPPO MERCATO NELL'ERA DEL CONTO ENERGIA	13
2.1.1 PRIMO CONTO ENERGIA.....	14
2.1.2 SECONDO CONTO ENERGIA	14
2.1.3 TERZO CONTO ENERGIA.....	16
2.1.4 QUARTO CONTO ENERGIA	17
2.1.5 QUINTO CONTO ENERGIA.....	19
2.1.6 STATO ATTUALE DEGLI IMPIANTI INCENTIVATI IN CONTO ENERGIA.....	22
2.2 MERCATO POST CONTO ENERGIA	26
2.2.1 DECRETO "SPALMA-INCENTIVI".....	26
2.2.2 SERVIZI DI RITIRO DELL'ENERGIA.....	27
2.2.2.1 - Scambio Sul Posto (SSP).....	27
2.2.2.2 - Ritiro Dedicato (RID)	29
2.2.2.3 - Vendita Di Energia Sulla Borsa Elettrica	31
2.3 SCENARI FUTURI	33
3. GESTIONE DI IMPIANTI "UTILITY SCALE" O INDUSTRIALI	35
3.1 ATTIVITA' O&M	37
3.2 MONITORAGGIO DI IMPIANTI.....	40
3.3 ATTIVITÀ DI ANALISI E CHECK-UP	44
3.3.1 ISPEZIONE VISIVA.....	45
3.3.2 MISURE I-V e di ISOLAMENTO ELETTRICO	46
3.3.3 TERMOGRAFIA.....	48
3.3.4 ELETTROLUMINESCENZA.....	49
4. CAUSE DI SOTTO-PERFORMANCE IMPIANTO E COME SI EVIDENZIANO .	51
4.1 DEGRADO NATURALE	53
4.2 CRICCHE SULLE CELLE FV.....	54
4.3 DIFETTI A SALDATURE O DIODI DI BYPASS.....	56
4.4 DIFETTI DEI MATERIALI DEL MODULO	58
4.5 PID (Potential Induced Degradation)	61
5. REVAMPING.....	63
5.1 IL CONTESTO NORMATIVO.....	66
5.1.1 INTERVENTI CHE COMPORTANO VARIAZIONE DI CONFIGURAZIONE O DI DATI CARATTERISTICI DELL'IMPIANTO.....	67

5.1.2	MODALITA' DI COMUNICAZIONE DELL'AVVENUTA REALIZZAZIONE DI INTEVENTI E COSTI DI ISTRUTTORIA	72
5.2	I PARAMETRI ECONOMICI	74
5.2.1	METODO DEL PAY-BACK (PB)	74
5.5.2	METODO DEL VALORE ATTUALE NETTO (VAN)	75
5.2.3	METODO DEL TASSO INTERNO DI RENDIMENTO (TIR).....	76
5.3	STATISTICHE SUGLI INTERVENTI	79
5.4	ESEMPI DI CALCOLO.....	81
5.4.1	CASO 1 – QUANDO IL REVAMPING E' CONVENIENTE	81
5.4.2	CASO 2 – QUANDO IL REVAMPING NON CONVIENE	104
5.5	FOGLIO DI CALCOLO EXCEL	117
6.	CONCLUSIONI	123
APPENDICE A		127
A.1	SPOSTAMENTO DEI COMPONENTI PRINCIPALI D'IMPIANTO	127
A.2	SOSTITUZIONE DEI COMPONENTI PRINCIPALI D'IMPIANTO	129
A.3	RIMOZIONE DEI MODULI FOTOVOLTAICI.....	132
A.4	INTERVENTI DI MODIFICA EDILIZIA ALL'IMMOBILE E/O AL MANUFATTO SU CUI È INSTALLATO L'IMPIANTO	135
A.5	VARIAZIONI DI CONFIGURAZIONE ELETTRICA	137
A.5.1	INTERVENTI DI NUOVA INSTALLAZIONE DISPOSITIVI ELETTRONICI.....	137
A.5.2	VARIAZIONE DEL REGIME DI CESSIONE IN RETE DELL'ENERGIA PRODOTTA DALL'IMPIANTO E/O DEL REGIME COMMERCIALE DI VALORIZZAZIONE DELLA STESSA.....	137
A.5.3	MODIFICHE DEL PUNTO DI CONNESSIONE	138
MODELLO 01 – COMUNICAZIONE DI AVVENUTA REALIZZAZIONE DI INTERVENTI SIGNIFICATIVI DI MANUTENZIONE E AMMODERNAMENTO TECNOLOGICO DI IMPIANTI FOTOVOLTAICI INCENTIVATI		139
MODELLO 02 – COMUNICAZIONE DI AVVENUTA REALIZZAZIONE DI INTERVENTI NON SIGNIFICATIVI DI MANUTENZIONE E AMMODERNAMENTO TECNOLOGICO DI IMPIANTI FOTOVOLTAICI INCENTIVATI		144
MODELLO 03 – RICHIESTA DI VALUTAZIONE PRELIMINARE DEGLI EFFETTI DELL'INTERVENTO DI MANUTENZIONE/AMMODERNAMENTO TECNOLOGICO PROGETTATO SUGLI INCENTIVI RICONOSCIUTI.		148
BIBLIOGRAFIA.....		151

INTRODUZIONE

Oggi più che mai il comparto fotovoltaico rappresenta un importante settore del mercato energetico nel nostro Paese.

Le Installazioni FV hanno raggiunto, a fine 2017 secondo dati Terna, la potenza totale di 19'606 MW, di cui oltre 17'000 MW rientrano nelle categorie di impianti incentivati dai diversi Conti Energia che si sono susseguiti negli anni. Proprio queste manovre finanziarie governative hanno spinto, tra il 2006 e il 2013, molti investitori a realizzare veri e propri parchi fotovoltaici, anche della taglia di qualche MW_p. Tuttavia la corsa frenetica a chiudere i lavori per rientrare nel regime di incentivazione più vantaggioso ha, per così dire, pregiudicato la qualità delle opere realizzate: l'impiego, spesso di parti di scarsa qualità (a livello di prestazioni e di vita utile), la non ottimale compatibilità delle diverse componenti d'impianto impiegate e le pratiche installative non sempre a regola d'arte, si sono tradotte, dopo qualche anno, in sottoperformance produttive anche di considerevole entità.

È precisamente per questo motivo che il business legato al rinnovamento dell'efficienza produttiva degli impianti ha avuto un considerevole sviluppo negli ultimi anni, il cosiddetto revamping.

Con la presente tesi di laurea si è voluto creare uno strumento semplice ed efficace, oltre che di immediata consultazione, per una prima valutazione sulla convenienza di un intervento di revamping. Partendo da un'indagine sulle diverse tipologie di impianti installati in Italia, con un resoconto sulla situazione del mercato fotovoltaico finché era vigente il Conto Energia e ad oggi, dopo aver trattato le attività di gestione degli impianti e gli interventi di analisi tecnica da effettuarsi per l'individuazione delle principali cause di sottoperformance, si sono volute analizzare due situazioni tipo per la valutazione tecnico-economica di un possibile intervento di revamping.

Infine, dopo aver studiato i casi particolari, si è realizzato un foglio di calcolo Excel in cui, inserendo le essenziali informazioni sull'impianto e sull'intervento di retrofitting suggerito da un check-up tecnico preliminare, si ottengono immediatamente i principali parametri economici che consentono una prima valutazione sull'effettivo vantaggio dell'investimento proposto.

1. DIVERSE TIPOLOGIE DI IMPIANTI

Lo scopo di un impianto fotovoltaico è quello di convertire la fonte primaria della radiazione solare in energia elettrica utilizzabile.

I diversi impianti fotovoltaici possono essere classificati in base a diversi criteri:

- Sistemi grid-connected vs stand-alone;
- Impianti installati sui tetti vs impianti montati a terra;
- Impianti architettonicamente integrati su edifici vs impianti montati su rack;
- Impianti ad inseguimento solare vs impianti ad inclinazione fissa;
- Impianti con moduli realizzati con silicio cristallino vs tecnologia a film sottile;
- Sistemi con micro-inverter vs sistemi con inverter centrale;
- Impianti residenziali, industriali o utility scale;

Le taglie attuali di riferimento degli impianti fotovoltaici sono stabilite in base alla loro potenza, parametro che ne determina anche il differente tipo di impiego e di conseguenza il differente segmento di mercato. In termini di utilizzo dell'energia elettrica prodotta da un impianto è quindi possibile identificare tre segmenti di mercato.

- **Il segmento residenziale:** impianti di piccola taglia, da 1 a 20 kW, impiegati a servizio di utenze domestiche residenziali o small business.
- **Il segmento industriale:** impianti di taglia media e grande, dai 20 fino ai 1.000 kW che trovano applicazione presso utenze commerciali *small business* (fino a 200 kW) o industriali (tra i 200 e i 1.000 kW).
- **Il segmento delle centrali:** impianti da oltre 1.000 kW (1MW) in cui l'energia elettrica prodotta viene venduta. È questo il caso delle utilities, dei grandi gruppi industriali o dei fondi di investimento.

I tre segmenti di mercato si differenziano sotto molteplici aspetti: la distribuzione geografica degli impianti e la loro numerosità, il processo di acquisto, le modalità di incentivazione dell'energia prodotta e i motivi che spingono il titolare all'acquisto dell'impianto

1.1 IL SEGMENTO RESIDENZIALE

La prima categoria di impianti comprende tutte quelle installazioni fotovoltaiche realizzate su edifici residenziali o ad uso uffici con taglia che va da 1 kW a 20kW.

Il principale impulso di questo segmento è l'immediato risparmio economico in bolletta. Con i sempre più ridotti costi di impianto, assieme alla significativa detrazione fiscale, questo settore può essere inquadrato come il più rilevante per il mercato FV italiano.

In uno scenario come quello attuale, la convenienza economica di un impianto fotovoltaico è legata soprattutto alla possibilità di autoconsumare l'energia elettrica da esso prodotta.

È ben noto infatti, che per qualunque sistema di generazione, il valore dell'energia elettrica prodotta è dettato dall'impiego della stessa. L'energia elettrica autoprodotta e consumata in loco può infatti essere valorizzata con la tariffa di acquisto che il produttore sosterebbe, ovvero come un costo evitato. Al contrario, l'immissione in rete dell'energia elettrica è solitamente un'alternativa meno conveniente dal punto di vista economico, anche se parzialmente compensata dal meccanismo dello "scambio sul posto" (qualora presente), come nel caso degli impianti fotovoltaici residenziali.

Ne consegue che la strategia ottimale per rendere massima la convenienza economica di un nuovo impianto fotovoltaico passa inevitabilmente dal massimizzare l'autoconsumo di energia elettrica. Per raggiungere tale obiettivo diventa di fondamentale importanza dimensionare correttamente l'impianto in base ai reali fabbisogni dell'utenza, e soprattutto adattare il più possibile il proprio profilo di consumo alla disponibilità dell'energia autoprodotta (consumi diurni vs. notturni).

Il punto debole resta quello della bassa quota di autoconsumo conseguibile per questo genere di applicazioni, solitamente rilevato tra il 30% e il 40%.

Per quel che riguarda le nuove installazioni, al fine di aumentare la quota di autoconsumo fino ad un 60÷70% e di conseguenza ottenere una riduzione del tempo di rientro dell'investimento sostenuto, è necessario prevedere, sin dalle fasi di progetto iniziale, un impianto fotovoltaico integrato con altre tecnologie. Per esempio:

- utilizzo sistemi di gestione "smart" dell'energia prodotta e consumata attraverso sistemi di monitoraggio produzione/carichi per ridurre al minimo l'energia "dispersa" in rete;
- utilizzo di pompe di calore: si riduce il consumo di gas e al contempo si ottimizza quello dell'elettricità prodotta
- valutare una possibile integrazione dell'impianto fotovoltaico con sistemi di accumulo dell'energia di tipo elettrochimico: il surplus di produzione può essere consumato quando più necessario.

1.2 IL SEGMENTO INDUSTRIALE

Le caratteristiche più interessanti del segmento industriale sono:

- gli elevati consumi energetici;
- la possibile quota rilevante di autoconsumo dell'energia da FV, che può superare in alcuni casi anche il 90%;
- la notevole superficie solitamente disponibile per l'installazione;
- la considerevole taglia dei sistemi, che può andare da 20 kW_p fino al MW_p, consentendo un basso costo specifico d'impianto.

I due principali modelli di gestione dell'elettricità prodotta sono l'autoconsumo, più un'eventuale vendita alla rete, oppure cessione dell'energia FV ad un soggetto investitore attraverso i SEU ("Sistemi Efficienti di Utenza", ovvero sistemi di produzione e consumo elettrico che mettono in collegamento diretto il produttore ed il consumatore finale).

Va inoltre ricordato che, in questo settore, nei casi di grande impresa o impresa energivora, il D.Lgs. 102/2014 obbliga ad una Diagnosi Energetica con cadenza quadriennale, o all'implementazione di un Sistema di gestione dell'Energia conforme alla Norma ISO 50001. Oltre all'analisi dettagliata dei consumi energetici, è previsto che il soggetto intervenga investendo in una tecnologia di efficientamento dell'edificio. Molto spesso, quindi, la soluzione fotovoltaica risulta essere uno degli interventi a cui si ricorre per ottemperare all'obbligo normativo.

1.3 UTILITY SCALE

Una centrale fotovoltaica, si differenzia da altri tipi di installazioni di produzione decentralizzata di energia principalmente perché è un impianto fotovoltaico di notevoli dimensioni progettato per fornire elevata potenza alla rete elettrica, in alternativa ad altre fonti rinnovabili, fossili o centrali nucleari

Solitamente il valore di potenza installata oltre il quale si passa a considerare un impianto da industriale ad utility scale è 1 MW di potenza massima di picco erogabile, riferito al sistema di produzione in corrente continua (DC). Potrebbe, tuttavia, risultare utile anche considerare il valore più basso della potenza nominale resa disponibile alla rete elettrica in corrente alternata (AC), in modo da poter paragonare la produzione con altre forme di generazione di energia.

Gli impianti utility scale prevedono una molteplicità di moduli fotovoltaici, collegati tra loro, montati a terra in campo libero, su strutture orientate verso l'equatore, con inclinazione fissa calcolata per garantire il profilo di produzione annuale ottimale. Più raramente, per via dei maggiori costi di installazione e manutenzione, si possono trovare configurazioni a singolo o doppio asse orientabile ad inseguimento solare (c.d. tracker).

Come si può facilmente intuire, oltre a quello dell'aleatorietà della fonte energetica, il principale problema che interessa gli impianti fotovoltaici di grande potenza è quello relativo alle grandi superfici necessarie rispetto ad altri tipi di centrali, a parità di produzione di energia. La superficie occorrente varia a della posizione geografica del sito di installazione, dell'efficienza dei singoli moduli, della pendenza del terreno e del tipo di montaggio utilizzato. Come valori di riferimento si può variare da poco più di 1 ha/MW per siti vicino ai tropici ad oltre 2 ha/MW per installazioni a latitudini del nord Europa [1].

Le prestazioni di una centrale fotovoltaica variano fondamentalmente in funzione delle condizioni meteorologiche e climatiche, del tipo di tecnologia utilizzata (efficienza di conversione) e della configurazione del sistema. Ci saranno quindi inevitabilmente perdite tra l'energia solare disponibile, la produzione in DC dei moduli e l'erogazione di corrente in AC in rete a causa di:

- perdite di assorbimento della radiazione solare (riflessione della superficie anteriore del modulo, sporco o neve);
- temperatura celle;
- mismatching tra moduli/stringhe;
- cadute di tensione sui cavi di collegamento;
- efficienza di conversione DC/AC degli inverter;
- guasti dei componenti.

Per confrontare tra loro le prestazioni di diversi impianti è stato sviluppato [2] un parametro adimensionale denominato Performance Ratio, definito come

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r}$$

dove

Y_f è il rendimento finale del sistema fotovoltaico cioè l'energia netta prodotta E divisa potenza nominale P_0 del campo fotovoltaico ([kWh/kW])

Y_r è il rendimento di riferimento calcolato come l'irraggiamento totale sul piano dei moduli H diviso per l'irraggiamento G di riferimento del sistema fotovoltaico. ([h])

Il rapporto PR fornisce allora una misura della potenza in uscita AC erogabile alla rete rispetto alla potenza totale lato DC che il campo fotovoltaico dovrebbe essere in grado di fornire alle condizioni climatiche del sito di installazione. Valori tipici di questo parametro sono compresi tra 0,6 e 0,8.

La maggior parte delle centrali fotovoltaiche sono di proprietà e sotto la gestione di produttori indipendenti di energia (IPP), grandi gruppi industriali o fondi di investimento. In genere per realizzare un impianto di questo tipo, si dovrà sviluppare il progetto, ottenere i permessi costruttivi e di allacciamento alla rete e organizzare il finanziamento per il capitale necessario. La realizzazione dell'opera è quindi normalmente affidata ad una o più società di EPC (engineering, procurement and construction) specializzate nel settore.

2. MERCATO ITALIANO DELL'ENERGIA ELETTRICA DA FOTOVOLTAICO

2.1 SVILUPPO MERCATO NELL'ERA DEL CONTO ENERGIA

Nel mercato energetico, ed in particolare fotovoltaico, italiano il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) ha avuto, ed ha tutt'ora, un ruolo primario per quel che riguarda le attività di promozione, incentivazione e sviluppo delle fonti rinnovabili (FER), essendo l'ente attuatore del sistema di incentivazione dell'energia prodotta da FER. Il sistema italiano di promozione e incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili è caratterizzato da una molteplicità di meccanismi che si sono succeduti nel corso degli anni in una logica di progressivo orientamento al mercato e di riduzione del livello di incentivazione in linea con la decrescita dei costi di generazione.

Negli anni passati, per gli impianti che generano elettricità attraverso la conversione dell'energia solare (sia fotovoltaici che termodinamici) è stato introdotto un sistema di incentivazione dell'energia prodotta specifico, denominato Conto Energia. Il meccanismo del conto energia è assimilabile a un finanziamento in conto esercizio, in quanto non prevede alcuna facilitazione particolare da parte dello Stato per consentire al privato di limitare la spesa di capitale iniziale per la messa in opera dell'impianto.

Il principio che regge il meccanismo del conto energia consiste, dunque, nell'incentivazione della produzione elettrica e non dell'investimento necessario per ottenerla: il privato proprietario dell'impianto fotovoltaico percepisce somme in modo continuativo, con cadenza tipicamente mensile, per i primi 20 anni di vita dell'impianto. Le condizioni necessarie all'ottenimento delle tariffe incentivanti sono che l'impianto sia connesso alla rete e che la dimensione nominale di questo sia superiore a 1 [kW_p]. Infatti non hanno accesso all'incentivo tutti gli impianti fotovoltaici destinati a utenze isolate e non raggiunte dalla rete elettrica (impianti *stand alone*). Per quel che riguarda i componenti dell'impianto:

- moduli fotovoltaici devono obbligatoriamente rispettare la normativa IEC 61215 e preferibilmente, per ragioni di sicurezza elettrica, essere certificati per l'utilizzo come componente in Classe II (componente con doppio isolamento) definito dalle norme;
- il sistema di conversione (inverter), deve essere conforme alla norma italiana CEI 11-20 e alle specifiche tecniche del gestore locale della rete.

2.1.1 PRIMO CONTO ENERGIA

A seguito del recepimento della Direttiva comunitaria per le fonti rinnovabili (Direttiva 2001/77/CE), il Conto Energia è stato introdotto per la prima volta in Italia col decreto D. Lgs n.387 del 29 dicembre 2003 ed è diventato operativo a seguito dell'entrata in vigore dei Decreti attuativi interministeriali del 28 luglio 2005 e del 6 febbraio 2006 ("Primo Conto Energia").

Le tariffe incentivanti riconosciute agli impianti che sono rientrati nei criteri di accesso al primo conto energia sono riportate nella seguente *Tabella 2.1*.

TABELLA 2.1 – Tariffe incentivanti Primo Conto Energia per tipologia di impianto

Impianto FV	Potenza [kW]	Tariffa incentivante
		$\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]$
Classe 1	$1 \leq P \leq 20$	0,445 (scambio sul posto)
		0,460 (cessione dell'energia)
Classe 2	$20 < P \leq 50$	0,460
Classe 3	$50 < P \leq 1000$	0,490 (valore massimo – soggetto a gara)

2.1.2 SECONDO CONTO ENERGIA

Per porre rimedio ad alcune criticità che rappresentavano un freno alla realizzazione di nuovi impianti fotovoltaici, con l'emanazione del D.M. 19 febbraio 2007 è entrato in vigore il Secondo Conto Energia che ha, di fatto, semplificato le regole di accesso alle tariffe incentivanti, introducendo:

- l'abolizione della fase istruttoria preliminare all'ammissione delle tariffe incentivanti;
- l'abolizione del limite annuo di potenza incentivabile, sostituito da un limite massimo cumulato della potenza incentivabile pari a 1.200 [MW] al raggiungimento del quale era previsto un periodo di moratoria di 14 mesi (24 mesi per i soggetti pubblici titolari degli impianti);
- la differenziazione delle tariffe sulla base dell'integrazione architettonica oltre che della taglia dell'impianto;
- l'introduzione di un premio per impianti fotovoltaici abbinati all'uso efficiente dell'energia;
- l'abolizione del limite di 1.000 [kW], quale potenza massima incentivabile per un singolo impianto;
- l'estensione all'utilizzo della tecnologia fotovoltaica a film sottile anche alle persone fisiche;

Gli impianti entrati in esercizio dopo il 13 aprile 2007 (data di pubblicazione della Delibera AEEG n. 90/07) e prima del 31 dicembre 2008 hanno, così, avuto diritto a

una tariffa incentivante erogata per venti anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, di valore costante per tutto il periodo di incentivazione (Tabella 2.2).

TABELLA 2.2 – Tariffe incentivanti Secondo Conto Energia per taglia di potenza e tipologia di integrazione

Potenza impianto [kW]	Tariffa incentivante $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]$		
	Non Integrato	Parzialmente integrato	Integrato
$1 \leq P \leq 3$	0,40	0,44	0,49
$3 < P \leq 20$	0,38	0,42	0,46
$P > 20$	0,36	0,40	0,44

Il significato delle differenti tipologie di integrazione architettonica dell'impianto fotovoltaico ai fini del riconoscimento di diverse tariffe incentivanti è specificato dal D.M. 19 febbraio 2007, ed in particolare:

- Impianto integrato: moduli che sostituiscono materiale da costruzione;
- Impianto parzialmente integrato: moduli posizionati su edifici o su componentistica di arredo urbano;
- Impianto non integrato: moduli ubicati al suolo o allocati con modalità diverse da quelle precedenti.

Le tariffe riportate in *Tabella 2.2* potevano essere aumentate del 5% nei seguenti casi, tra loro non cumulabili:

- Impianti di potenza superiore a 3 kW, non integrati, il cui soggetto responsabile autoconsuma almeno il 70% dell'energia prodotta dall'impianto (autoproduttori ai sensi dell'art. 2 del Decreto legislativo n. 79 del 16 marzo 1999);
- impianti il cui soggetto responsabile è una scuola pubblica/paritaria o una struttura sanitaria pubblica;
- impianti integrati in edifici, fabbricati, strutture edilizie di destinazione agricola in sostituzione di coperture in eternit o contenenti amianto (in questo caso la superficie dell'impianto fotovoltaico non potrà essere superiore alla superficie della copertura di amianto bonificata);
- impianti i cui soggetti responsabili erano enti locali con popolazione residente inferiore a 5.000 abitanti come risultante dall'ultimo censimento ISTAT.

Va inoltre ricordato che per gli impianti entrati in esercizio negli anni successivi al 2008, era prevista una decurtazione delle suddette tariffe del 2% annuo.

In seguito al raggiungimento del limite cumulato di potenza incentivabile, il termine di operatività del Decreto è stato fissato al 31 dicembre 2010. Tuttavia con l'emanazione della Legge 129/10, anche gli impianti ultimati entro il 31 dicembre

2010 ed entrati in esercizio entro il 30 giugno 2011 hanno avuto la possibilità di accedere agli incentivi previsti dal Secondo Conto Energia (con tariffe ridotte del 4%).

2.1.3 TERZO CONTO ENERGIA

Con il D.M. 6 agosto 2010, poi, si è dato avvio al Terzo Conto Energia, applicabile a tutti gli impianti che sarebbero entrati in esercizio a partire dal 1 gennaio 2011. Con esso, oltre, ovviamente, a dare continuità ai meccanismi di incentivazione esistenti, sono state introdotte tariffe specifiche per gli impianti fotovoltaici architettonicamente integrati e con caratteristiche innovative e per gli impianti fotovoltaici a concentrazione. Tuttavia, al fine di non penalizzare i produttori di energia elettrica rispetto alle tempistiche di connessione, con la Legge 129 del 13 agosto 2010 (“Legge Salva Alcoa”) sono poi state confermate le tariffe dell’anno 2010 del Secondo Conto Energia a tutti gli impianti in grado di certificare la conclusione dei lavori entro il 31 dicembre 2010 e di entrare in esercizio entro il 30 giugno 2011. Le tariffe incentivanti riconosciute per l’anno 2011 agli impianti fotovoltaici di nuova costruzione sono riportate nelle seguenti tabelle (*Tabella 2.3, Tabella 2.4 e Tabella 2.5*) per le diverse tipologie realizzative.

TABELLA 2.3 – Tariffe incentivanti [€/kW] per l’anno 2011 per impianti fotovoltaici

Potenza impianto [kW]	Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2010 ed entro il 30 aprile 2011		Impianti entrati in esercizio in data successiva al 30 aprile 2011 ed entro il 31 agosto 2011		Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 agosto 2011 ed entro il 31 dicembre 2011	
	Impianti su edifici	Altri impianti FV	Impianti su edifici	Altri impianti FV	Impianti su edifici	Altri impianti FV
	$1 \leq P \leq 3$	0,402	0,362	0,391	0,347	0,380
$3 < P \leq 20$	0,377	0,339	0,360	0,322	0,342	0,304
$20 < P \leq 200$	0,358	0,321	0,341	0,309	0,323	0,285
$200 < P \leq 1000$	0,355	0,314	0,335	0,303	0,314	0,266
$1000 < P \leq 5000$	0,351	0,313	0,327	0,289	0,302	0,264
$P > 5000$	0,333	0,297	0,311	0,275	0,287	0,251

TABELLA 2.4 - Tariffe incentivanti [€/kW] per l'anno 2011 per impianti fotovoltaici con caratteristiche innovative

Potenza impianto [kW]	Tariffa incentivante $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$
$1 \leq P \leq 20$	0,44
$20 < P \leq 200$	0,40
$200 \leq P \leq 5000$	0,37

TABELLA 2.5 - Tariffe incentivanti [€/kW] per l'anno 2011 per impianti fotovoltaici a concentrazione

Potenza impianto [kW]	Tariffa incentivante $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$
$1 \leq P \leq 20$	0,37
$20 < P \leq 200$	0,32
$200 \leq P \leq 5000$	0,28

Le tariffe riportate nella *Tabella 2.3* potevano essere incrementate nei seguenti casi, tra loro non cumulabili:

- del 5% per gli impianti fotovoltaici non ricadenti nella tipologia “su edifici”, ubicati in zone classificate come industriali, commerciali, cave o discariche esaurite, aree di pertinenza di discariche esaurite o di siti contaminati (articolo 240, Decreto legislativo 03 aprile 2006, n. 152);
- del 5% per gli impianti classificati nella tipologia “su edifici”, operanti in regime di scambio sul posto, realizzati da Comuni con popolazione inferiore a 5.000 abitanti sulla base dell'ultimo censimento ISTAT effettuato prima della data di entrata in esercizio dei medesimi impianti, per i quali predetti Comuni siano Soggetti Responsabili;
- del 10 % per gli impianti classificati “su edifici” installati in sostituzione di coperture in eternit o comunque contenenti amianto;
- gli impianti i cui moduli costituiscono elementi costruttivi di pensiline, pergole, tettoie, serre e barriere acustiche hanno diritto a una tariffa pari alla media aritmetica fra la tariffa spettante ad impianti realizzati “su edifici” e quella spettante a “altri impianti fotovoltaici”;
- impianti fotovoltaici “su edifici” operanti in regime di scambio sul posto, abbinati all'uso efficiente dell'energia.

Il Decreto legislativo n. 28, entrato in vigore il 29/03/2011 (articolo 25, comma 9) ha di fatto sancito la conclusione della validità del Terzo Conto Energia il 31 maggio 2011.

2.1.4 QUARTO CONTO ENERGIA

Successivamente, il Quarto Conto Energia è entrato in vigore con la pubblicazione del D.M. 5 maggio 2011, a seguito dell'emanazione del Decreto Legislativo 28/11,

allineando il livello delle tariffe all'evoluzione dei costi della tecnologia fotovoltaica e introducendo un limite di costo cumulato annuo degli incentivi pari a 6 miliardi di euro. Il 26 agosto 2012, a seguito del raggiungimento del tetto massimo incentivabile, il Quarto Conto Energia ha cessato la sua operatività. Tuttavia, alcune specifiche proroghe hanno prolungato l'accesso alle tariffe previste da questo conto energia ad alcune tipologie di impianti:

- per impianti realizzati su edifici pubblici e su aree delle amministrazioni pubbliche è stato fissato per il 31 dicembre 2012 il termine per l'entrata in esercizio. Tale termine è stato poi ulteriormente prorogato dalla Legge di stabilità 2013 (Legge 24 dicembre 2012, n.228);
- impianti interessati dalle disposizioni normative in merito agli interventi urgenti in favore delle popolazioni colpite dagli eventi sismici che hanno interessato il territorio delle province di Bologna, Modena, Ferrara, Mantova, Reggio Emilia e Rovigo, il 20 e il 29 maggio 2012, hanno potuto accedere al Quarto Conto Energia se entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2014.

Le Tabelle 2.6, 2.7, 2.8 riportano le tariffe incentivanti riconosciute per l'anno 2012 suddivise per categoria di impianto.

TABELLA 2.6 – Tariffe incentivanti per l'anno 2012 per impianti fotovoltaici

Potenza impianto [kW]	1° semestre 2012		2° semestre 2012	
	Impianti su edifici $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$	Altri impianti fotovoltaici $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$	Impianti su edifici $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$	Altri impianti fotovoltaici $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$
$1 \leq P \leq 3$	0,274	0,240	0,252	0,221
$3 < P \leq 20$	0,247	0,219	0,227	0,202
$20 < P \leq 200$	0,233	0,206	0,214	0,189
$200 < P \leq 1000$	0,224	0,172	0,202	0,155
$1000 < P \leq 5000$	0,182	0,156	0,164	0,140
$P > 5000$	0,171	0,148	0,154	0,133

TABELLA 2.7 - Tariffe incentivanti per l'anno 2012 per impianti fotovoltaici con caratteristiche innovative

Potenza [kW]	1° semestre 2012		2° semestre 2012	
	Tariffa incentivante $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$		Tariffa incentivante $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$	
$1 \leq P \leq 20$	0,418		0,410	
$20 < P \leq 200$	0,380		0,373	
$P > 200$	0,352		0,345	

TABELLA 2.8- Tariffe incentivanti per l'anno 2012 per impianti fotovoltaici a concentrazione

Potenza [kW]	1° semestre 2012	2° semestre 2012
	Tariffa incentivante $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$	Tariffa incentivante $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$
$1 \leq P \leq 200$	0,352	0,345
$200 < P \leq 1000$	0,304	0,298
$P > 1000$	0,266	0,261

Un incremento delle tariffe accreditate era previsto per i seguenti casi, tra loro non cumulabili:

- del 5% per gli impianti fotovoltaici rientranti nella tipologia “altri impianti”, qualora i medesimi impianti siano ubicati in zone classificate al 13/05/2011 dal pertinente strumento urbanistico come industriali, miniere, cave o discariche esaurite, area di pertinenza di discariche o di siti contaminati;
- del 5% per i piccoli impianti, realizzati da Comuni con popolazione inferiore a 5.000 abitanti sulla base dell'ultimo censimento Istat effettuato prima della data di entrata in esercizio dei medesimi impianti, dei quali i predetti Comuni siano soggetti responsabili;
- di $0,05 \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$ per gli impianti ricadenti nella tipologia “su edifici” installati in sostituzione di coperture in eternit o comunque contenenti amianto;
- del 10% per gli impianti il cui costo di investimento per quanto riguarda i componenti diversi dal lavoro, sia per non meno del 60% riconducibile ad una produzione realizzata all'interno dell'Unione Europea;
- gli impianti i cui moduli costituiscono elementi costruttivi di pensiline, pergole, tettoie, serre e barriere acustiche hanno diritto ad una tariffa pari alla media aritmetica fra la tariffa spettante ad impianti realizzati “su edifici” e quella spettante a “altri impianti fotovoltaici”;
- piccoli impianti sugli edifici abbinati ad un uso efficiente dell'energia.

Per gli impianti entrati in esercizio successivamente al 30 giugno 2012, il quarto Conto Energia ha definito nuovi requisiti in merito ai moduli e agli inverter e in particolare ha introdotto per la prima volta la necessità di aderire, da parte del produttore, ad un sistema o consorzio europeo che garantisca il riciclo dei moduli fotovoltaici utilizzati al termine della loro vita utile.

2.1.5 QUINTO CONTO ENERGIA

Il 5 luglio 2012 è stato pubblicato, con apposito D.M., il Quinto Conto Energia, a valle del quale l'allora Autorità per l'energia elettrica e il gas – AEEG (ora ARERA, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente), con propria delibera del 12 luglio 2012, ha determinato il raggiungimento del valore annuale di 6 miliardi di euro del Quarto Conto Energia e fissato il 27 agosto dello stesso anno come data di decorrenza delle nuove modalità di incentivazione disciplinate da quest'ultimo Decreto.

Il quinto Conto Energia ha introdotto nuove regole e confermato alcune delle disposizioni già introdotte con il Quarto Conto Energia ed in particolare non viene più prevista una tariffa incentivante fissa erogata sulla base dell'energia elettrica prodotta, ma l'incentivo si compone di due parti (su due quote diverse dell'energia prodotta):

- per quel che riguarda la quota di energia prodotta autoconsumata in sito, è stata prevista una tariffa premio;
- in riferimento alla quota di produzione netta immessa in rete:
 - per gli impianti di potenza nominale fino a 1 [MW], sulla base della potenza e della tipologia dell'impianto, è prevista una Tariffa Onnicomprensiva;
 - per impianti di potenza nominale sopra 1 [MW] è previsto il riconoscimento della differenza tra il prezzo zonale orario dell'energia elettrica e una tariffa di riferimento.

Di seguito si riportano nello specifico le tariffe previste per i nuovi impianti fotovoltaici, per quelli integrati con caratteristiche innovative e per quelli a concentrazione solare (*Tabelle 2.9, 2.10, 2.11*)

TABELLA 2.8 – Tariffe incentivanti con il Quinto Conto Energia per impianti fotovoltaici

1° semestre di applicazione				
Potenza impianto [kW]	Impianti sugli edifici		Altri impianti fotovoltaici	
	Tariffa omni-comprensiva $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$	Tariffa premio sull'energia consumata in sito $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$	Tariffa omni-comprensiva $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$	Tariffa premio sull'energia consumata in sito $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$
$1 \leq P \leq 3$	0,208	0,126	0,201	0,119
$3 < P \leq 20$	0,196	0,114	0,189	0,107
$20 < P \leq 200$	0,175	0,093	0,168	0,086
$200 < P \leq 1000$	0,142	0,060	0,135	0,053
$1000 < P \leq 5000$	0,126	0,044	0,120	0,038
$P > 5000$	0,119	0,037	0,113	0,031

2° semestre di applicazione				
Potenza impianto [kW]	Impianti sugli edifici		Altri impianti fotovoltaici	
	Tariffa omni-comprensiva $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$	Tariffa premio sull'energia consumata in sito $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$	Tariffa omni-comprensiva $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$	Tariffa premio sull'energia consumata in sito $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$
$1 \leq P \leq 3$	0,182	0,100	0,176	0,094
$3 < P \leq 20$	0,171	0,089	0,165	0,083
$20 < P \leq 200$	0,157	0,075	0,151	0,069
$200 < P \leq 1000$	0,130	0,048	0,124	0,042
$1000 < P \leq 5000$	0,118	0,036	0,113	0,031
$P > 5000$	0,112	0,030	0,106	0,024

TABELLA 2.9 – Tariffe incentivanti con il Quinto Conto Energia per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative

Potenza impianto [kW]	1° semestre 2012		2° semestre 2012	
	Tariffa omni-comprendiv a $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$	Tariffa premio sull'energia consumata in sito $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$	Tariffa omni-comprensiv va $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$	Tariffa premio sull'energia consumata in sito $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$
$1 \leq P \leq 20$	0,288	0,186	0,242	0,160
$20 < P \leq 200$	0,276	0,174	0,231	0,149
$P > 200$	0,255	0,153	0,217	0,135

TABELLA 2.10 – Tariffe incentivanti con il Quinto Conto Energia per impianti a concentrazione

Potenza impianto [kW]	1° semestre 2012		2° semestre 2012	
	Tariffa omni-comprensiva $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$	Tariffa premio sull'energia consumata in sito $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$	Tariffa omni-comprensiva $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$	Tariffa premio sull'energia consumata in sito $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$
$1 \leq P \leq 200$	0,259	0,157	0,215	0,133
$200 < P \leq 1000$	0,238	0,136	0,201	0,119
$P > 1000$	0,205	0,103	0,174	0,092

Come per i precedenti conti energia, anche in questo caso le tariffe potevano essere incrementate in specifici casi, tra loro non cumulabili:

- per gli impianti con componenti principali realizzati unicamente all'interno di un Paese membro dell'UE/SEE;
- per gli impianti realizzati su edifici con moduli installati in sostituzione di coperture su cui è stata operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto.

Sulla base degli elementi forniti dal GSE, l'Autorità ha deliberato il 6 giugno 2013 il cessarsi delle disposizioni di incentivazione degli impianti fotovoltaici (nel senso che non potevano accedere ulteriori operatori rispetto a quelli che avevano già ottenuto il diritto all'incentivazione) esattamente decorsi 30 giorni dalla data di raggiungimento del costo indicativo cumulato annuo di 6,7 miliardi di euro, come stabilito dal D.M. 5 luglio 2012. Oltre il suddetto termine hanno mantenuto il diritto a essere valutate le richieste di riconoscimento degli incentivi relative a impianti interessati da specifiche proroghe.

Nel corso del 2016 tale possibilità ha continuato ad applicarsi esclusivamente agli impianti conformi alle regole del Quarto Conto Energia, entrati in esercizio entro il 30 settembre 2016, interessati dalle disposizioni normative relative agli interventi urgenti in favore delle popolazioni colpite dagli eventi sismici che hanno interessato il territorio delle province di Bologna, Modena, Ferrara, Mantova, Reggio Emilia e Rovigo, il 20 e il 29 maggio 2012.

2.1.6 STATO ATTUALE DEGLI IMPIANTI INCENTIVATI IN CONTO ENERGIA

Il susseguirsi negli anni dei diversi Conti Energia (CE) ha fortemente contribuito alla notevole crescita del settore fotovoltaico in Italia, soprattutto tra il 2011 e il 2012.

I dati raccolti dal GSE, aggiornati al 2017, riportano che gli impianti che hanno beneficiato dell'incentivazione in CE risultano 549.114 che, nell'insieme, totalizzano una potenza installata di 17.502 [MW].

Come riportato nelle *Tabella 2.11 e 2.12* ed evidenziato dalla *Figura 2.1*, la numerosità e la potenza degli impianti fotovoltaici installati in Italia hanno avuto una forte spinta particolarmente attraverso l'accesso agli incentivi del Secondo e Quarto Conto Energia. Ad oggi, nello specifico, la totale potenza fotovoltaica italiana incentivata con il meccanismo del CE è composta da:

- 5.463 impianti in Primo CE, per una potenza di 151 [MW];
- 203.300 impianti in Secondo CE, per una potenza di 6.755 [MW];
- 38.700 impianti in Terzo CE, per una potenza di 1.542 [MW];
- 204.039 impianti in Quarto CE, per una potenza di 7.673 [MW];
- 97.612 impianti in Quinto CE, per una potenza di 1.381 [MW].

TABELLA 2.11 - Evoluzione del numero di impianti fotovoltaici incentivati per CE di riferimento

Decreto	2006	2007	2008	2009	2010	2011
I CE	1.403	4.241	5.174	5.721	5.463	5.463
II CE	5	3.435	26.575	65.401	149.811	203.272
III CE	-	-	-	-	-	38.601
IV CE	-	-	-	-	-	77.152
V CE	-	-	-	-	-	-
Totale	1.408	7.676	31.749	71.122	155.274	324.488

Decreto	2012	2013	2014	2015	2016	2017
I CE	5.463	5.463	5.463	5.463	5.463	5.463
II CE	203.272	203.278	203.285	203.285	203.289	203.300
III CE	38.693	38.707	38.709	38.711	38.711	38.700
IV CE	199.795	203.912	204.015	204.036	204.042	204.039
V CE	29.961	96.888	97.608	97.611	97.611	97.612
Totale	477.184	548.248	549.080	549.106	549.116	549.114

TABELLA 2.12 - Evoluzione della potenza degli impianti fotovoltaici incentivati per CE di riferimento [MW]

Decreto	2006	2007	2008	2009	2010	2011
I CE	9	61	126	162	151	151
II CE	0	18	292	976	3.279	6.731
III CE	-	-	-	-	-	1.543
IV CE	-	-	-	-	-	4.122
V CE	-	-	-	-	-	-
Totale	9	79	418	1.138	3.430	12.547

Decreto	2012	2013	2014	2015	2016	2017
I CE	151	151	151	151	151	151
II CE	6.731	6.734	6.735	6.735	6.755	6.755
III CE	1.543	1.543	1.543	1.543	1.543	1.542
IV CE	7.231	7.638	7.669	7.674	7.674	7.673
V CE	294	1.269	1.377	1.377	1.377	1.381
Totale	15.950	17.335	17.475	17.480	17.500	17.502

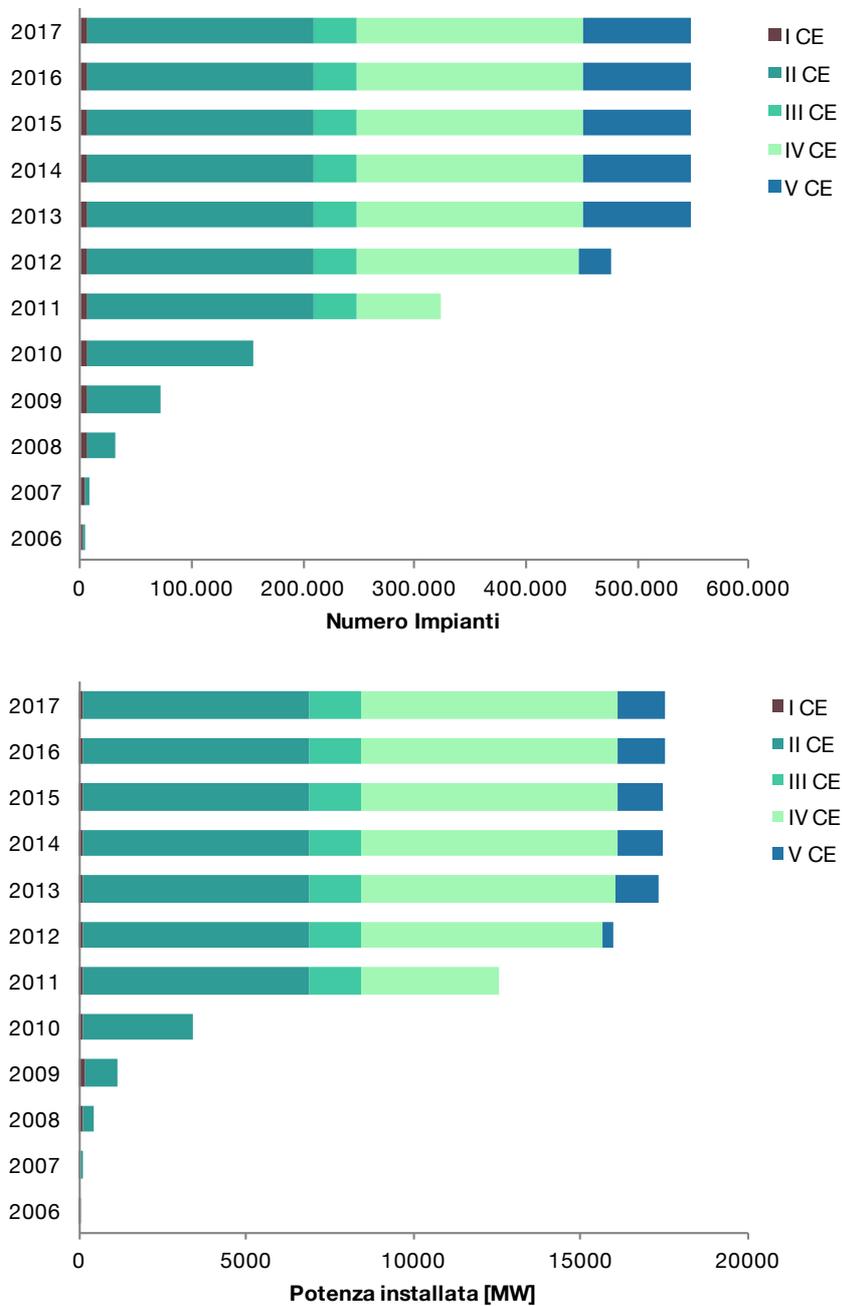


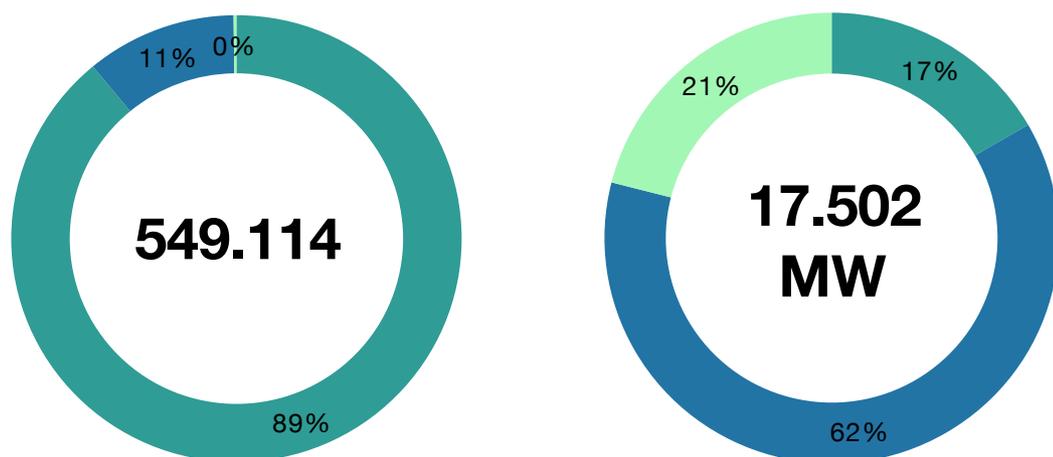
FIGURA 2.1 - Evoluzione del numero e della potenza degli impianti fotovoltaici incentivati per CE di riferimento

Dal punto di vista della numerosità, gli impianti di piccola taglia rappresentano abbondantemente la maggioranza delle installazioni presenti (57% tra 3 e 20 [kW] e 32% tra 1 e 3 [kW]).

Viceversa gli impianti di taglia tra 200-1.000 [kW] e 20-200 [kW] risultano più rappresentativi in termini di potenza (41% e 22% rispettivamente) (Tabella 2.13 e Figura 2.2).

TABELLA 2.13 – Distribuzione del numero e della potenza degli impianti fotovoltaici incentivati nel 2017 per classe di potenza

Taglia impianto [kW]	Numero impianti	Potenza installata [MW]
1-3	176.213	489
3-20	312.501	2.420
20-200	48.347	3.787
200-1000	10.939	7.126
1000-5000	947	2.167
> 5000	167	1.513



■ Residenziale: 1-20 [kW] ■ Industriale: 20-1000 [kW] ■ Utility-scale: >1000 [kW]

FIGURA 2.2 – Distribuzione del numero (a sinistra) e della potenza (a destra) degli impianti fotovoltaici incentivati nel 2017 per classe di potenza

2.2 MERCATO POST CONTO ENERGIA

2.2.1 DECRETO “SPALMA-INCENTIVI”

Per gli impianti fotovoltaici di potenza incentivata superiore a 200 [kW], con il Decreto Legge n.91 del 24 giugno 2014, convertito con modificazioni dalla Legge dell’11 agosto 2014 n. 116, è stato previsto un piano di rimodulazione degli incentivi derivanti dal Conto Energia (cosiddetta norma “spalma-incentivi”).

Nello specifico, come disposto dal Ministero dello Sviluppo Economico attraverso il D.M. del 17 ottobre 2014, ai soggetti responsabili degli impianti è stato fatto obbligo di scegliere una delle tre opzioni di rimodulazione proposte, con effetto dal 2015:

- OPZIONE A: estensione fino a 24 anni (rispetto ai 20 anni previsti con il CE) del periodo di incentivazione a fronte di una riduzione della tariffa dipendente dalla durata del periodo incentivante residuo (*Tabella 2.14*);

TABELLA 2.14 – Rimodulazione incentivi ai sensi della Legge 116/2014: OPZIONE A

Periodo residuo (anni)	Percentuale di riduzione dell’incentivo
12	25%
13	24%
14	22%
15	21%
16	20%
17	19%
18	18%
Oltre 19	17%

OPZIONE B: mantenimento del periodo di erogazione ventennale, a fronte di una riduzione dell’incentivo (tra 10% e 26%) in un primo periodo di fruizione, e di un aumento in egual misura dello stesso per un secondo periodo (percentuali definite dall’Allegato 1 del DM 17/10/2014);

OPZIONE C: mantenimento del periodo di erogazione ventennale, a fronte di una riduzione percentuale fissata dal decreto, crescente a seconda della taglia degli impianti (*Tabella 2.15*).

TABELLA 2.15 – Rimodulazione incentivi ai sensi della Legge 116/2014: OPZIONE C

Potenza impianto [kW]	Percentuale di riduzione dell’incentivo
200 < P ≤ 500	6%
500 < P ≤ 900	7%
P > 900	8%

Il decreto spalma-incentivi ha interessato poco meno di 12.900 impianti, raggiungendo in totale una potenza installata complessiva di circa 10,6 [GW]. In particolare:

1,4% degli impianti ha aderito all'opzione A di rimodulazione degli incentivi;
37,3% degli impianti ha optato per l'opzione B;
61,3% degli impianti interessati ha scelto l'opzione C.

Complessivamente, dunque, si stima che l'insieme delle adesioni alle tre differenti opzioni di rimodulazione degli incentivi abbia portato, nel 2017, ad un risparmio indicativo annuo per le casse dello Stato di circa 390 milioni di euro, rispetto ad uno scenario senza l'introduzione del decreto spalma-incentivi.

2.2.2 SERVIZI DI RITIRO DELL'ENERGIA

In alternativa alle tariffe incentivanti riconosciute dal quarto e quinto Conto Energia, sono previste dall'Autorità due modalità di compensazione dell'energia elettrica prodotta, riconosciute dal GSE: il meccanismo dello Scambio sul Posto (SSP) ed il Ritiro Dedicato (RID).

2.2.2.1 - Scambio Sul Posto (SSP)

Il servizio di Scambio sul Posto (SSP) è una particolare forma di autoconsumo in sito che consente la compensazione economica tra il valore associato all'energia elettrica prodotta e immessa in rete in un certo momento e quello associato all'energia prelevata e consumata in un momento differente da quello in cui avviene la produzione.

Nello Scambio sul Posto si utilizza quindi il sistema elettrico quale strumento per l'immagazzinamento virtuale dell'energia elettrica prodotta ma non contestualmente autoconsumata. Condizione necessaria per l'erogazione del servizio è la presenza di impianti per il consumo e per la produzione di energia elettrica sottesi a un unico punto di connessione con la rete pubblica.

L'utente dello SSP può ottenere dal GSE un contributo (contributo in conto scambio CS), che si configura come rimborso (ristoro) di una parte degli oneri sostenuti dall'utente per il prelievo di energia elettrica dalla rete. In particolare, il contributo prevede:

- I. il ristoro dell'onere sostenuto per la componente servizi, limitatamente all'energia scambiata con la rete (valore minimo tra l'energia immessa in rete e quella prelevata dalla rete);
- II. il riconoscimento del valore minimo tra l'onere energia e il controvalore in euro dell'energia elettrica immessa in rete.

Nel caso in cui il controvalore dell'energia immessa in rete risulti superiore all'onere energia sostenuto dall'utente dello scambio, il saldo relativo, su richiesta

dell'interessato, può essere liquidato economicamente ovvero registrato a credito e utilizzato per compensare l'onere energia degli anni successivi.

Dal 1 gennaio 2015, i Soggetti Responsabili di impianti che presentino, per almeno un giorno nell'anno di riferimento, una convenzione valida di Scambio sul Posto (a esclusione degli impianti di potenza nominale fino a 3 [kW]) sono tenuti a corrispondere al GSE una tariffa a copertura degli oneri di gestione, verifica e controllo (D.M. 24/12/2014). Questa tariffa, applicata con cadenza annuale, è costituita da un corrispettivo fisso per ciascuna convenzione e da uno variabile in funzione della potenza dell'impianto (D.M. 24/12/2014), come riportato nella seguente *Tabella 2.16*:

TABELLA 2.16 – Tariffa a copertura degli oneri sostenuti dal GSE per lo Scambio sul Posto (D.M. 24/12/2014)

Potenza impianto [kW]	Corrispettivo fisso $\left[\frac{\text{€}}{\text{anno}}\right]$	Corrispettivo variabile $\left[\frac{\text{€}}{\text{kW}}\right]$
$P \leq 3$	0	0
$3 < P \leq 20$	30	0
$20 < P \leq 500$	30	1

Va infine ricordato che per nei casi in cui lo Scambio sul Posto venga erogato per una pluralità di punti di prelievo e di immissione, è da applicarsi un contributo aggiuntivo di 4,00 $\left[\frac{\text{€}}{\text{anno}}\right]$ per ogni punto di connessione.

L'accesso allo SSP è previsto per gli impianti:

- di potenza fino a 20 [kW], se entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2007;
- di potenza fino a 200 [kW], se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007;
- di potenza fino a 500 [kW], se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2014;

Come già evidenziato, l'accesso al meccanismo dello SSP è alternativo all'accesso agli incentivi regolati dai DD.MM. 5 luglio 2012 (quinto Conto Energia) o D.M. 05 maggio 2011 (quarto Conto Energia, per i soli impianti con Tariffa Onnicomprensiva).

Nel corso del 2017, gli impianti fotovoltaici che hanno beneficiato del servizio di SSP risultano essere 607.830, corrispondenti ad una potenza complessiva di quasi 5,15 [GW], con un incremento di oltre 40.000 convenzioni rispetto al 2016 (*Tabella 2.17*). Tra le classi di potenza, la più rappresentativa è quella del settore residenziale ovvero fino a 20 [kW], con oltre 360.000 impianti, e un impatto di circa 192 [mln€] in termini di costo annuo di ritiro dell'energia (*Figura 2.3*).

TABELLA 2.17 – Dati sugli impianti fotovoltaici in SSP nel 2017

Numero convenzioni SSP	607.830
Potenza [MW]	5.148
Energia Immessa [GWh]	3.196
Energia prelevata [GWh]	8.933
Energia scambiata [GWh]	2.171
Contributo SSP [mln€]	275
Remunerazione eccedenze [mln€]	36
Totale costo di ritiro [mln€]	311

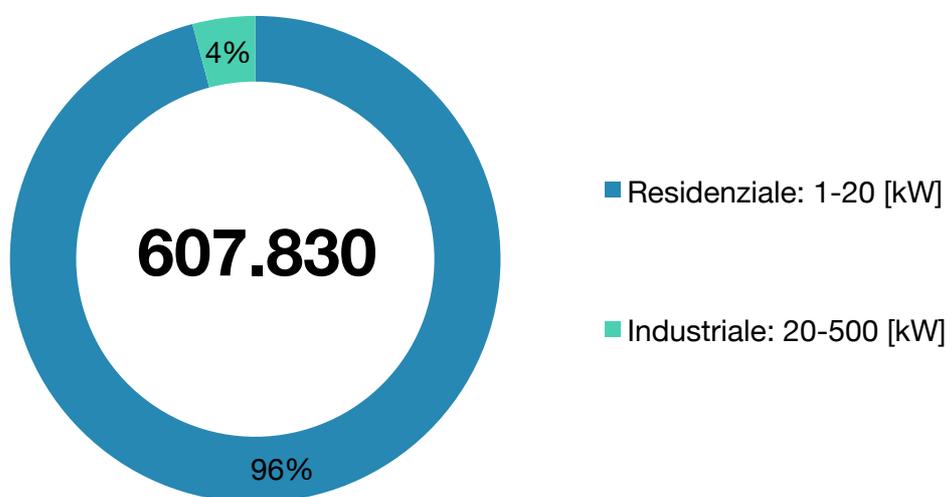


FIGURA 2.3 – Suddivisione per classe di potenza degli impianti fotovoltaici in SSP nel 2017

2.2.2.2 - Ritiro Dedicato (RID)

Dal 1 gennaio 2008 il Ritiro Dedicato (RID) rappresenta una modalità semplificata a disposizione dei produttori per il collocamento sul mercato dell'energia elettrica immessa in rete, con le modalità e alle condizioni fissate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (ai sensi dell'articolo 13, comma 3, del Decreto legislativo 29 dicembre 2003, n.387).

In altre parole, agli impianti che vi possono accedere, su richiesta del produttore e in alternativa al libero mercato, il GSE riconosce un determinato prezzo per ogni [kWh] di energia elettrica ceduta e immessa in rete. I ricavi derivanti ai produttori dalla vendita al GSE dell'energia elettrica si sommano, quindi, a quelli conseguiti da altri eventuali meccanismi di incentivazione ad eccezione del caso in cui si applichino prezzi fissi onnicomprensivi, inclusivi dell'incentivo, per il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete (Quarto o Quinto Conto Energia e Scambio sul Posto).

Il prezzo riconosciuto ai produttori dipende dalla tipologia di impianto e da eventuali ulteriori incentivi riconosciuti sullo stesso.

Se l'impianto è:

- a fonte rinnovabile, non incentivato, di potenza fino a 1 [MW];
- fotovoltaico, incentivato, di potenza fino a 100 [kW];

il produttore può richiedere l'applicazione dei Prezzi Minimi Garantiti (PMG) che, con la deliberazione 618/2013/R/efr, l'ARERA ha previsto di stabilire annualmente. In particolare, per l'anno 2017, per gli impianti fotovoltaici è stato fissato un PMG di 39,00 $\left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}}\right]$ (per una quantità di energia elettrica ritirata, su base annua, fino a 1,5 [MWh]).

In tutti gli altri casi, il prezzo riconosciuto è il Prezzo Zonale Orario (PO), ovvero il prezzo medio mensile per fascia oraria, formatosi sul mercato elettrico, corrispondente alla zona di mercato in cui è connesso l'impianto.

Inoltre, per gli impianti per i quali si applicano i PMG è previsto il riconoscimento di un conguaglio annuale, se positivo, con l'applicazione dei PO: in questo modo i produttori vengono comunque remunerati con il prezzo più vantaggioso.

Come accade per il sistema di SSP, anche i produttori che aderiscono al servizio di Ritiro Dedicato, dal 1 gennaio 2015, devono corrispondere al GSE una tariffa a copertura degli oneri di gestione, verifica e controllo (D.M. 24/12/2014). Tale tariffa, applicata con cadenza annuale, viene calcolata sulla base della potenza nominale dell'impianto, applicando corrispettivi unitari variabili in funzione degli scaglioni progressivi di potenza e prevedendo un massimale annuo (Tabella 2.18).

TABELLA 2.18 - Tariffa a copertura degli oneri sostenuti dal GSE per il ritiro dedicato (D.M. 24/12/2014)

Potenza impianto [kW]	Tariffa $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right]$	Massimale $\left[\frac{\text{€}}{\text{anno}}\right]$
$1 < P \leq 20$	0,7	
$20 < P \leq 200$	0,65	10.000
$P > 200$	0,6	

Nel corso del 2017 risultano aver beneficiato del regime di RID 48.344 impianti fotovoltaici, per una potenza complessiva di 8.094 [MW]. L'energia ritirata nel 2017 risulta pari a 8.925 [GWh], con un costo che si aggira intorno ai 421 [mln€].

Nella seguente *Figura 2.4* è riportata l'evoluzione storica della numerosità degli impianti fotovoltaici aderenti al meccanismo del Ritiro Dedicato, dal 2008 al 2017.

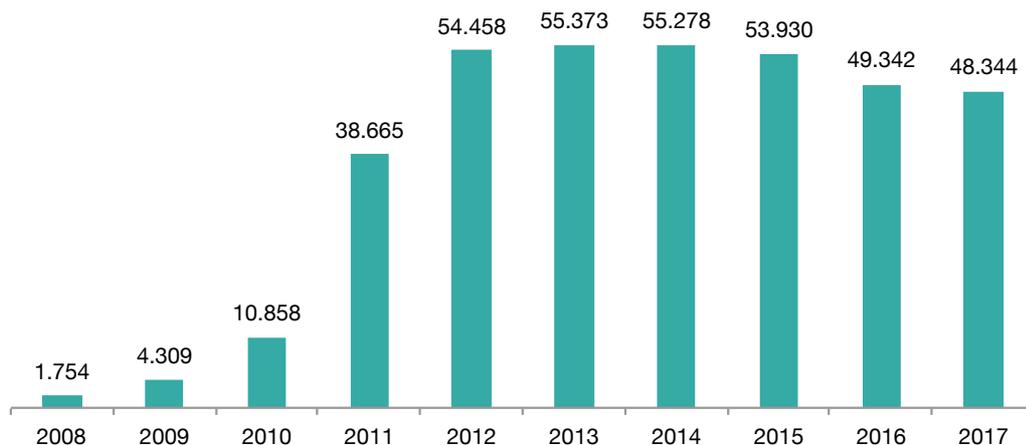


FIGURA 2.4 – Evoluzione del numero degli impianti in convenzione RID

2.2.2.3 - Vendita Di Energia Sulla Borsa Elettrica

Un produttore che, oltre al fotovoltaico, possieda un portafoglio di impianti per i quali disponga già di una struttura aziendale dedicata alla vendita diretta di energia sul Mercato del Giorno Prima (MGP) della Borsa Elettrica non troverebbe convenienza ad utilizzare il Ritiro Dedicato: vendendo direttamente su MGP risparmierebbe infatti gli oneri di cui alla *Tabella 2.18*.

A titolo esemplificativo, i prezzi medi zionali MGP verificatisi nelle diverse ore in una giornata tipo del 2015 sono mostrati in *Figura 2.5*: salta subito all'occhio come nelle ore centrali della giornata i prezzi si abbassino. Questo è dovuto alla stessa produzione fotovoltaica, essendo offerta sul mercato a prezzo zero, in quanto in larga parte già remunerata dai passati schemi di incentivazione, in precedenza descritti. Tale abbassamento di prezzo comporta evidentemente un beneficio per i consumatori, in quanto implica una "restituzione" parziale degli incentivi erogati da parte del GSE.

In *Figura 2.6* sono invece rappresentati i prezzi zionali medi annui sul MGP nell'anno 2016 e la loro variazione percentuale rispetto all'anno precedente: l'andamento del prezzo medio dell'energia elettrica sul mercato libero è altalenante negli anni, con un evidente trend al ribasso a partire dal 2012.

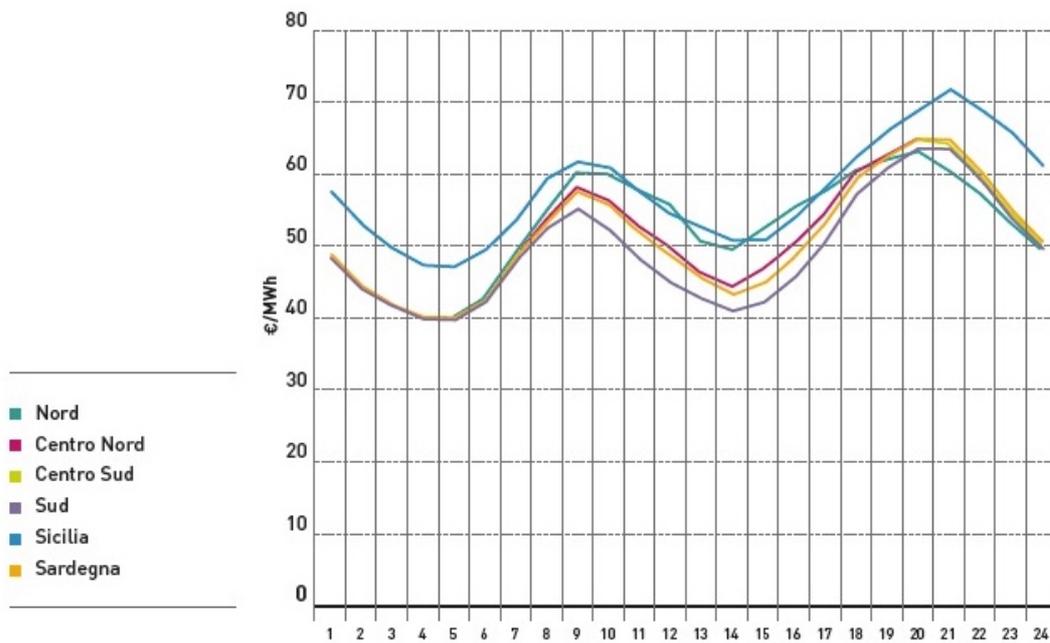


FIGURA 2.5 - Prezzi medi zionali MGP nelle diverse ore del giorno nell'anno 2015 (fonte GME – relazione annuale 2015)

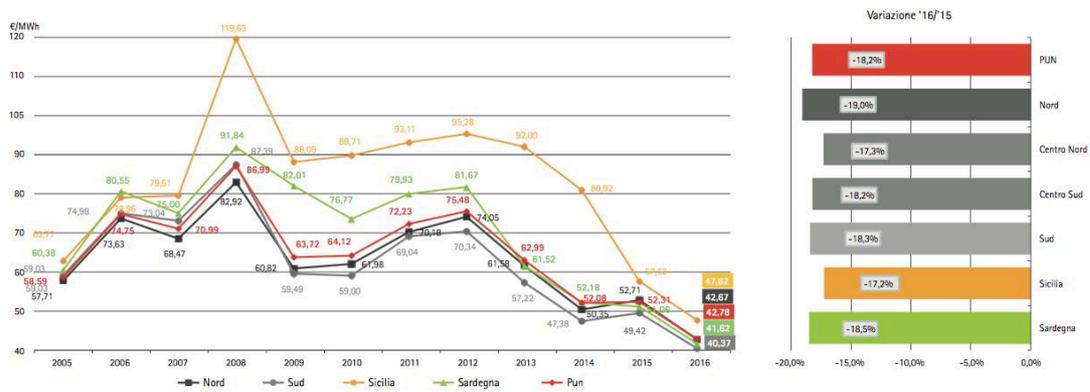


FIGURA 2.6 - Prezzi zionali medi annui su MGP nell'anno 2016 (fonte GME – relazione annuale 2016)

2.3 SCENARI FUTURI

Come già detto in precedenza, con il decreto “spalma-incentivi” si è prevista, dal 2015, una rimodulazione delle tariffe incentivanti riconosciute ai produttori che ne avevano avuto diritto.

Se, con un’ipotesi semplificativa, si assumono costanti nel tempo la producibilità degli impianti e il prezzo dell’energia, è possibile tracciare uno scenario evolutivo della variazione dell’onere annuo associato alla rimodulazione degli incentivi. Tale scenario è costruito tenendo conto del fatto che, mentre nelle opzioni A e C la riduzione della tariffa è costante nel tempo (anche se nell’opzione A il periodo di incentivazione è esteso), nell’opzione B si prevede un primo periodo di riduzione della tariffa, dipendente dal periodo residuo di incentivazione, seguito da un periodo di eguale incremento della tariffa. La previsione risultante descrive una riduzione costante per i primi 5 anni del costo complessivo degli incentivi riconosciuti dallo Stato. Successivamente, tale riduzione ha una decrescita pressoché lineare fino al 2026, dopodiché, fino al 2038, si mantiene in un range più contenuto, sia in termini di riduzione (fino al massimo di 37 [mln€]) sia in termini di incremento dell’onere, fino al massimo di 23 [mln€] (valori negativi del grafico) (Figura 2.7).

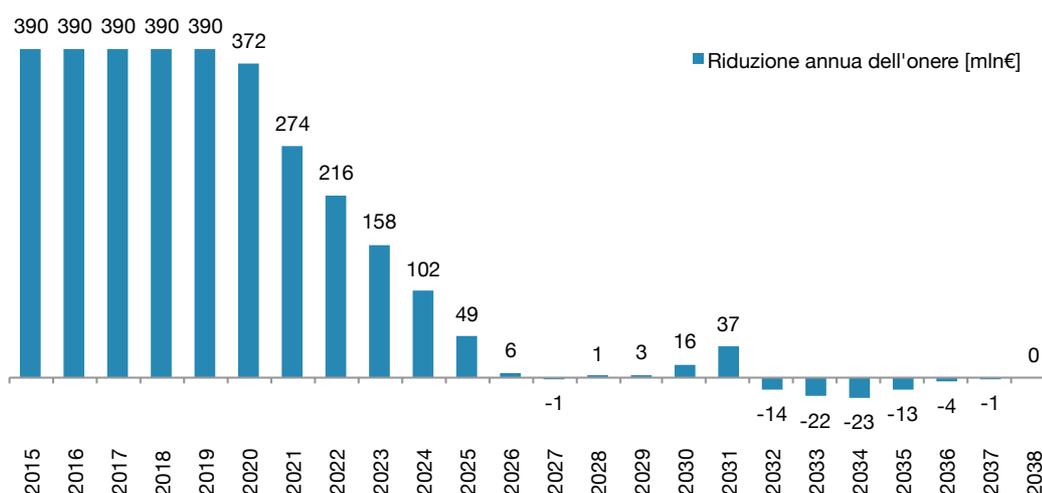


FIGURA 2.7 – Scenario di riduzione del costo indicativo annuo legato alla rimodulazione degli Incentivi degli impianti fotovoltaici

In ogni caso, il consistente trend di diminuzione dei costi degli impianti fotovoltaici sta comunque portando, nelle regioni italiane più soleggiate (Sicilia, Puglia, Calabria e Sardegna), a raggiungere la *grid-parity*, ovvero il punto in cui il costo di produzione di energia elettrica con questa fonte energetica (quantificato mediante il LCOE- Levelized Cost Of Energy) uguaglia o scende al di sotto del costo, per l’utente finale, dell’energia prelevata dalla rete.

Appare quindi chiaro come, sia per consumatori residenziali sia per consumatori industriali, in caso di autoconsumo dell’intera produzione (a maggior ragione nei casi

in cui si possa accedere allo Scambio sul Posto), la tecnologia di generazione fotovoltaica risulti competitiva con l'acquisto di energia elettrica dalla rete anche in assenza di incentivi o agevolazioni fiscali.

3. GESTIONE DI IMPIANTI “UTILITY SCALE” O INDUSTRIALI

Rispetto ad altre tecnologie di produzione elettrica su larga scala i sistemi di tipo fotovoltaico risultano essere tecnologicamente meno complessi e quindi meno soggetti a possibili guasti:

- non sono presenti parti meccaniche in movimento (se si escludono eventuali strutture a ad inseguimento solare);
- non si ha nessuna alimentazione di combustibile e di conseguenza non vi sono scorie o emissione inquinanti in atmosfera da tenere monitorate;
- non vi è alcuna generazione di rumore, i cui livelli andrebbero altrimenti controllati per rispettare le normative.

Oltre a ciò, i componenti, sia elettrici che meccanici (strutture di ancoraggio ecc.) normalmente utilizzati per la realizzazione degli impianti FV sono caratterizzati, con garanzie dei costruttori, da aspettative di vita particolarmente lunghe e da ridotti interventi manutentivi necessari, se confrontati, per esempio con quelli di una tradizionale centrale termoelettrica di produzione.

Tutte queste considerazioni potrebbero erroneamente portare a sottovalutare la manutenzione necessaria (cosa che, ad oggi, frequentemente si riscontra soprattutto per impianti di potenza fino a 200 kW_p). Tuttavia, sebbene il livello di manutenzione richiesto o raccomandato possa variare notevolmente a seconda della tipologia dell'impianto e/o di vari obblighi/garanzie contrattuali sulla produzione energetica, è possibile identificare alcune azioni minime necessarie che è bene eseguire periodicamente per evitare il manifestarsi di problematiche che potrebbero portare ad una rilevante riduzione della prevista produzione elettrica, oltre che eventuali problemi di sicurezza.

In altre parole, l'esecuzione puntuale della manutenzione ordinaria e straordinaria di un impianto fotovoltaico assume un ruolo fondamentale per assicurare il mantenimento di livelli di sicurezza e prestazione soddisfacenti e garantire la redditività economica dell'investimento prevista in fase di progetto. Un impianto fermo per mesi, ad esempio, a causa di un incendio parziale, con conseguenti perizie assicurative, cause legali ecc, implica mancanze di produzione che, unitamente all'immediato esborso necessario per la rimessa in funzione, allungano non di poco i tempi di rientro economico.

Occorre infine tenere ben presente che un impianto fotovoltaico, come qualsiasi impianto elettrico, è soggetto all'obbligo giuridico di effettuare la sua regolare manutenzione tramite un piano di interventi basato su procedure ben definite.

Relativamente al contesto italiano, l'aumento della competizione sul mercato ha portato le aziende del settore a innovarsi, con strumenti tecnologici di controllo e intervento sempre più sofisticati, garantendo al contempo un servizio sempre più

completo ed efficiente. Tutto ciò si può riassumere in tre principali trend che si stanno manifestando sul nostro mercato nazionale:

- discesa dei prezzi: il crescente livello di competizione tra aziende del settore ha portato, in generale, a un abbassamento dei prezzi dei servizi di manutenzione degli impianti fotovoltaici. Con le recenti rimodulazioni delle tariffe incentivanti e i prezzi di vendita dell'energia in discesa, i business plans degli investitori sono stati stravolti, con conseguenti tagli ai costi O&M, spesso accompagnati anche da richieste di revisione dei contratti già esistenti di manutenzione degli impianti;
- specializzazione: la riduzione generale riduzione dei costi e l'alto livello di competizione sul mercato, hanno portato via via a una specializzazione dei servizi di manutenzione degli impianti fotovoltaici, anche grazie all'utilizzo di tecnologie innovative per il monitoraggio, controllo, test e gestione operativa. In Italia il calo delle installazioni FV negli ultimi anni ha causato uno spostamento del core business di molti operatori dalle nuove installazioni ad attività di O&M. Dato che molti impianti installati negli anni del boom (2010-2012) oramai non sono più coperti dalle garanzie (contratti di manutenzione) stipulate in fase di costruzione (che andavano solitamente dai 3 ai 5 anni) e l'età media degli impianti è più alta che in altri Paesi (e di conseguenza sono maggiori anche le probabilità di rottura e quindi i costi di gestione), la competizione si gioca principalmente sulla qualità dei servizi offerti al fine di ottimizzare le performance del sistema. È così che, a causa dei sempre più stringenti requisiti dei contratti di manutenzione degli impianti fotovoltaici, gli operatori italiani del settore sono stati spinti a differenziare le proprie offerte (reportistica, capacità di ingegnerizzazione/risoluzione dei problemi, monitoraggio delle prestazioni, gestione della garanzia, ricambi, deleghe verso le autorità), assumendosi in tal modo molte più responsabilità che in altri mercati esteri;
- automazione e innovazione per il controllo remoto degli impianti: c'è ancora molto da fare per migliorare e automatizzare l'integrazione e il flusso di dati tra i vari operatori del sistema gestionale (fornitori di servizi O&M, proprietari, asset manager, subappaltatori e fornitori di apparecchiature), ma i sistemi di monitoraggio e controllo degli impianti fotovoltaici stanno diventando sempre più aperti e connessi e le soluzioni software professionali di asset management stanno gradualmente sostituendo processi manuali e fogli di calcolo Excel. La gestione dei dati è diventata un discriminante fondamentale sia per i gestori di asset sia per i fornitori O&M: al fine di ottimizzare e personalizzare la propria offerta molti operatori hanno scelto di sviluppare e proporre dei sistemi propri, sicuri e personalizzabili secondo le esigenze del cliente.

3.1 ATTIVITA' O&M

Con il termine O&M (*operations and maintenance*), nel gergo tecnico, si intende l'insieme dei controlli operativi e funzionali di manutenzione e gli interventi di riparazione o sostituzione dei dispositivi, attrezzature o macchinari danneggiati in qualsiasi installazione di impianti industriali, commerciali o residenziali.

Come già sottolineato, per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici, sottovalutare l'attività manutentiva può portare nel medio e lungo periodo ad avere un calo delle prestazioni di produzione di energia e ad interventi onerosi quando alcuni problemi trascurati si palesano in maniera evidente. Ecco dunque che la manutenzione di un impianto fotovoltaico è essenziale per garantirne la massima efficienza e produttività per tutta la vita utile.

Rifacendosi alla norma CEI 0-10 "Guida alla manutenzione degli impianti elettrici", Le attività di manutenzione di un impianto FV si possono generalmente distinguere in due macro-categorie: ordinaria e straordinaria.

La **manutenzione ordinaria** comprende tutte le operazioni finalizzate al mantenimento delle prestazioni energetiche previste in fase di progettazione e di messa in servizio dell'impianto nonché a far fronte ad eventi accidentali, senza tuttavia modificare la struttura essenziale dell'impianto stesso.

Si parla di manutenzione programmata, quando ci si riferisce ad azioni periodiche quali ispezione, test in campo, pulizia, taratura dei sensori, eccetera;

Viceversa l'attività non programmata, comprende ad esempio gli interventi come la sostituzione di apparecchiature elettroniche o degli stessi moduli FV (in seguito a malfunzionamenti causati da usura, rottura o altro) con altre aventi caratteristiche equivalenti. È intuitivo comprendere come, ad esempio, una mancanza di manutenzione programmata aumenta la quantità e in genere il costo della manutenzione non programmata.

Entrando nello specifico, le azioni da eseguire con cadenza almeno annuale previste negli interventi che rientrano nella manutenzione ordinaria, sono:

- ispezione visiva, al fine di verificare lo stato di salute di tutti i principali componenti dell'impianto, per individuare eventuali segni di degrado;
- verifica delle condizioni dell'ancoraggio delle strutture di sostegno dei moduli e ed eventuale intervento di consolidamento;
- per gli impianti installati a terra, rimozione periodica della vegetazione antistante i moduli, dal momento che anche l'ombreggiamento di una porzione limitata di modulo può avere conseguenze importanti sull'output energetico della stringa di appartenenza; il controllo e la eventuale rimozione della vegetazione devono essere eseguiti anche nelle vicinanze delle apparecchiature elettroniche, in particolare gli inverter, in quanto la vegetazione può essere causa di ridotta ventilazione (e conseguente surriscaldamento delle apparecchiature, che ne andrebbe a ridurre la vita utile) nonché di sviluppo d'incendio;

- intervento sui moduli fotovoltaici mediante:
 - pulizia della superficie frontale (se possibile); la frequenza di questa operazione può variare a seconda della località e della modalità d'installazione dell'impianto (in climi temperati e con una inclinazione superiore a 20 gradi può essere ritenuta sufficiente l'azione pulente delle precipitazioni atmosferiche); in questo ambito, da ricordare che, se possibile, la pulizia dei moduli deve essere effettuata in condizioni di basso irraggiamento solare al fine di minimizzare lo shock termico subito dai moduli stessi e in ogni caso senza causare stress meccanici per evitare danneggiamenti alle celle fotovoltaiche (micro cracks);
 - verifica dell'integrità con analisi termografiche;
 - verifica del corretto funzionamento delle stringhe, con test dei fusibili;
 - verifica, a campione, dell'isolamento elettrico e dei parametri elettrici in condizioni di corto circuito, di circuito aperto e di normale funzionamento;
 - verifica di eventuali infiltrazioni di umidità, danni alla cornice, al vetro frontale o all'incapsulante polimerico, di fenomeni di delaminazione (cioè distaccamento tra gli strati componenti il laminato: backsheet, incapsulante, celle, vetro), corrosione del materiale attivo o dei contatti elettrici (hot spots), imbrunimento delle celle.
- intervento su inverter: in questo caso i requisiti di manutenzione variano molto in funzione della taglia e della tipologia di inverter. Le statistiche mostrano come il componente più soggetto a guasti sia proprio l'inverter che, data la sua importanza, causa anche le più significative perdite di produzione per il fuori servizio di considerevoli porzioni di impianto. Negli ultimi anni, comunque, i produttori sono riusciti a migliorare notevolmente l'affidabilità e le prestazioni di questi componenti;
- controlli sui quadri di parallelo stringhe (string box) e sugli altri quadri elettrici d'impianto;
- verifica della condizione dei cavi; frequenti sono i casi di cavi installati non correttamente (cavi penzolanti o totalmente esposti all'effetto deleterio della radiazione solare) che dopo qualche anno di esercizio subiscono deterioramenti con perdite sensibili dell'isolamento elettrico;
- taratura periodica dei sensori di misura di riferimento.

La **manutenzione straordinaria**, all'opposto, consiste nella sostituzione di un componente con uno avente caratteristiche diverse. Rientrano in questa categoria, cioè, tutti quegli interventi che comportino la modifica dei circuiti elettrici e quindi prevedano la redazione di una nuova Dichiarazione di conformità dell'impianto elettrico.

Sul mercato italiano i diversi background degli operatori del settore e le diverse strategie di sviluppo legate al business del fotovoltaico portano a identificare diversi profili di offerta, sempre più caratterizzati da pacchetti di servizi che possono essere combinati e personalizzati dai clienti finali. Le tipologie di operatori del settore O&M presenti sul mercato si possono riassumere in quattro distinte categorie:

- produttori di componentistica: si occupano dell'attività di monitoraggio e assistenza post-vendita dei propri prodotti. Spesso già nel contratto di vendita dei propri prodotti sono definite le modalità e i termini temporali dell'attività di O&M;
- EPC: in questa categoria rientrano gli operatori che tra il 2009 e il 2012, con i diversi conti energia, hanno realizzato un elevato numero di impianti e che hanno sviluppato asset e competenze in grado di supportare il cliente anche dopo la scadenza del F.A.C. (*Final Acceptance Certificate* ovvero il periodo di garanzia contrattuale fornita dagli installatori e durante il quale questi si occupano della completa gestione e manutenzione dell'impianto stesso);
- società specializzate in O&M: sono società costituite appositamente per proporsi sul mercato dei servizi di O&M su impianti fotovoltaici. Il target a cui si rivolgono è essenzialmente costituito da soggetti che devono ridefinire il proprio contratto di assistenza O&M cambiando fornitore solitamente perché non soddisfatti del livello di servizio ricevuto o per l'uscita dal settore dei fornitori precedenti;
- società di asset management: sono società che offrono servizi a i proprietari di grandi portafogli (> 10 [MW]) che hanno bisogno di una interfaccia unica per la gestione dei propri investimenti. Rappresentano l'interfaccia diretta con le società specializzate in O&M, di cui possono in alcuni casi assumerne il ruolo, e forniscono generalmente tutti i servizi di gestione amministrativa, fiscale, legale e assicurativa ai propri clienti.

Stando ai dati aggiornati al 2016 [3], in Italia il mercato reale dei servizi O&M genera un volume d'affari di 447 mln€/anno, distribuiti a seconda di tipologia e taglia di impianto come riportato in *Figura 3.1*.

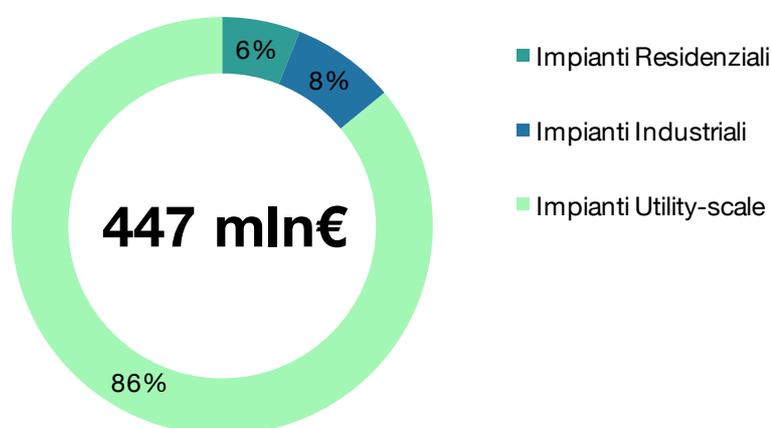


FIGURA 3.1 – Ripartizione volume d'affari settore O&M per segmento di mercato

3.2 MONITORAGGIO DI IMPIANTI

La manutenzione ordinaria può essere agevolata e meglio indirizzata con un adeguato monitoraggio operativo dell'impianto (con visualizzazione anche da postazioni remote) e con l'analisi delle prestazioni energetiche che consentono la diagnostica tempestiva di eventuali problematiche.

L'obiettivo del monitoraggio della gestione degli impianti di produzione è quello di tenere sotto costante controllo i parametri tecnico-ambientali degli impianti di produzione, in modo da analizzare l'andamento delle prestazioni tecniche ed economiche, così da mantenere l'allineamento con i risultati operativi attesi e sintetizzati nel "Business Plan" dei progetti, o addirittura apportare migliorie. È proprio grazie al monitoraggio della gestione che è possibile controllare il funzionamento ottimale dell'impianto, scoprendo per tempo eventuali aree rischiose, nelle quali è possibile non raggiungere gli obiettivi prefissati per il progetto. Variazioni anomale dei parametri elettrici rispetto ai valori attesi possono essere indice di un potenziale problema.

Eseguendo, dunque, il controllo, per quanto possibile continuo, dei parametri operativi, consente di:

- tenere monitorato lo stato di funzionamento degli impianti e, più in generale, l'andamento degli investimenti;
- intercettare nel minore tempo possibile (se non addirittura anticipare) gli eventuali elementi critici nella gestione tecnica del progetto che ne possano compromettere il buon esito;
- trovare eventuali soluzioni correttive;
- controllare lo stato di avanzamento (follow-up) degli effetti delle azioni correttive avviate.

Lo strumento principale per verificare il funzionamento di un impianto è il software di acquisizione e gestione dei dati rilevati dal sistema di monitoraggio. Con questo è possibile analizzare i dati di esercizio dell'impianto FV e interrogare da remoto i dispositivi di diagnostica grazie alle funzionalità di connessione di cui sono dotati i sistemi di ultima generazione (GSM/UMTS/LTE, ADSL, ecc.).

Molti produttori di sistemi di monitoraggio rendono disponibile anche un servizio di hosting, ovvero un database nel web che raccoglie tutti i dati provenienti dai dispositivi installati in campo, che possono successivamente essere interrogati in tempo reale tramite il software di monitoraggio. I software in commercio generalmente dispongono di un'interfaccia grafica che consente di interrogare il dispositivo di acquisizione e visualizzare i dati di esercizio sia in forma numerica che grafica. Il set di dati di esercizio (dati meteo, parametri elettrici d'impianto e segnali d'errore/allarmi) vengono visualizzati in tempo reale, permettendo al manutentore di intervenire in maniera mirata sui guasti e di ridurre i tempi di intervento.

I dati rilevati e registrati dal sistema di monitoraggio in genere vengono dapprima "normalizzati" mediante l'uso di algoritmi, in modo tale da correggere gli errori di

rilevazione ed eliminare i dati spuri, ovvero dati che non sono congruenti con i valori reali della grandezza misurata, e in seguito si può procedere con l'uso di tali dati per analizzare le prestazioni dell'impianto. Le grandezze maggiormente soggette agli effetti del rumore del segnale e alle false letture dei sensori sono soprattutto le grandezze meteo (irraggiamento e temperatura). Per questo motivo è opportuno installare più di un sensore (per esempio diversi sensori di irraggiamento installati sul campo) in modo da ridurre l'errore di misura grazie al fatto che vengono escluse le misure dei sensori che hanno deviazione standard più alta.

Non tutti i sistemi di monitoraggio presenti sul mercato presentano lo stesso livello di efficienza: nella pratica reale, spesso ci si imbatte in software che danno più importanza "all'apparenza" che alla "sostanza". Non è raro infatti trovare applicativi che forniscono una miriade di dati, aggiornati ogni secondo, ma che magari tralasciano di riportare i parametri essenziali (es. tensione DC), o viceversa sistemi che rendono disponibili solamente grafici di andamento (belli agli occhi del cliente) e non forniscono il necessario dettaglio tecnico dei dati raccolti.

Naturalmente, un controllo preliminare per verificare l'efficienza del proprio impianto fotovoltaico può essere sempre fatto monitorando i livelli di produzione tramite letture puntuali del contatore di produzione di energia elettrica e confrontando poi i relativi dati con le stime fornite dal progettista oppure da dati statistici facilmente recuperabili sul web.

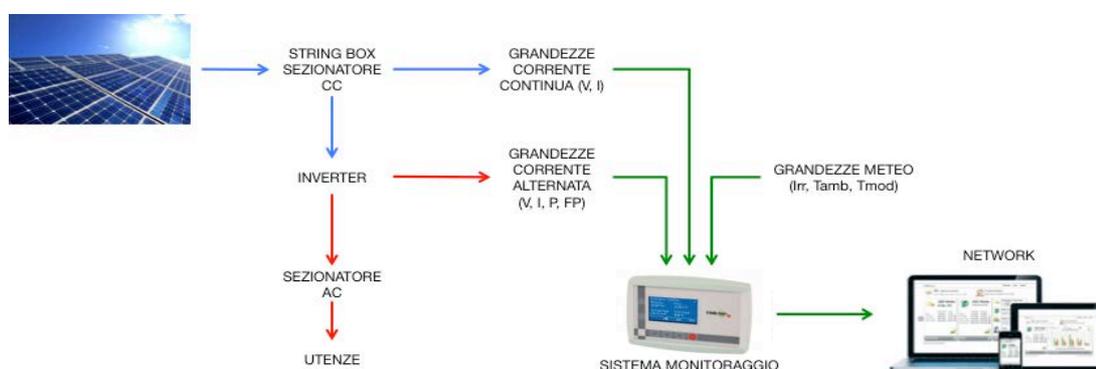


FIGURA 3.2 – Architettura tipo di un sistema di monitoraggio per impianti FV

Nel mercato di oggi le opportunità di business per i player impegnati nella produzione e fornitura di sistemi di monitoraggio per impianti fotovoltaici sono in forte crescita. Se fino a qualche anno fa erano considerati prodotti di nicchia, oggi stanno crescendo in maniera rilevante i dispositivi per il controllo e la gestione di tutti quei parametri tra cui energia prodotta, energia consumata, energia scambiata con la rete e gestione dei consumi dei macchinari o dei dispositivi presenti all'interno dell'edificio. Questi strumenti, che oggi si presentano con funzionalità e caratteristiche ancora più evolute, con importanti innovazioni soprattutto sul lato software, sono apprezzati e richiesti per la semplicità e la puntualità con cui vengono gestiti e monitorati i consumi energetici e per i vantaggi in termini di controllo produzione, possibilità di interventi rapidi e rientro economico dell'investimento: è

stato registrato che gli impianti che ne sono dotati hanno una produzione superiore fino al 10-20%.

Per quel riguarda il mercato italiano, i principali produttori di sistemi di monitoraggio prevedono di chiudere l'anno con volumi di vendita in forte crescita, soprattutto per le opportunità derivanti dall'installazione o sostituzione dei dispositivi sugli impianti esistenti. Infatti, negli anni del boom del fotovoltaico, in moltissimi casi il sistema di monitoraggio aveva un'importanza secondaria e di conseguenza, oggi, ci si trova di fronte a situazioni in cui è necessario sostituire gli strumenti esistenti con dispositivi che permettano un esame efficace dei parametri vitali dell'impianto. I numeri degli impianti fotovoltaici italiani sprovvisti di sistemi di monitoraggio, o con dispositivi obsoleti, lasciano spazio a nuove prospettive di mercato:

- il 50% degli impianti di taglia compresa tra i 3 e i 100 kW_p installati in Italia tra il 2010 e il 2012 non sono dotati di sistemi di monitoraggio oppure dispongono di sistemi di monitoraggio non sufficientemente dettagliati ed in grado di garantire solo performance di controllo generale;
- per gli impianti di taglia superiore ai 100 kW_p installati a partire dal 2013, risulta che il 10 e il 15% delle installazioni non possiede sistemi di monitoraggio adeguati.

Oggi, grazie anche ai costi dei dispositivi, risulta molto più semplice intervenire sul parco solare esistente. Per un impianto di taglia commerciale, con potenza di 100 e 150 kW_p, il costo oscilla tra i 900 e i 1.500 euro, mentre per un impianto di potenza di 1 e 2 MW, i costi oscillano tra i 2.500 ed i 4.000 euro. Le nuove installazioni e il parco esistente in Italia necessitano di dispositivi sempre più performanti per il controllo delle prestazioni con specifiche funzioni.

Per quanto riguarda il segmento residenziale, ad esempio, le esigenze da parte dei consumatori sono mutate e monitorare è diventato decisamente più complesso rispetto a qualche anno fa. Per massimizzare l'autoconsumo, è importante che i sistemi di monitoraggio riescano a controllare dispositivi diversi, tra cui elettrodomestici, inverter standard e ibridi, batterie, pompe di calore, impianti di cogenerazione e mobilità elettrica. Ecco dunque che oggi i dispositivi più avanzati, attraverso funzioni semplici, sono in grado di decidere in base alle condizioni meteorologiche, alla produzione in tempo reale o attesa dell'impianto e in base al fabbisogno degli elettrodomestici presenti nell'abitazione quando attivare, ad esempio, la lavatrice o la lavastoviglie, ottimizzando in questo modo l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico. Dall'utente finale sono inoltre preferite soluzioni che garantiscano l'accesso alle informazioni in maniera rapida e semplice: app specifiche per garantire una maggiore chiarezza e familiarizzazione tra proprietario e impianto sono il cardine su cui fanno leva molte aziende per ampliare il loro volume d'affari.

In ogni caso, le opportunità di business più importanti per i sistemi di monitoraggio riguardano comunque il settore commerciale ed industriale. L'esigenza basilare, qui, è di evitare fermi impianto, che sarebbero altrimenti causa di ingenti perdite economiche e rallenterebbero i tempi di rientro dell'investimento. Sono perciò

richiesti sistemi rapidi e affidabili, in grado di risolvere guasti o malfunzionamenti minimizzando i tempi di inattività: basti pensare, a titolo esemplificativo, come per un impianto da 100 kW_p composto, per esempio, da cinque inverter da 20 kW_p ciascuno, e con una produzione di circa 130 MWh annua, la perdita economica giornaliera per il guasto di uno degli inverter possa arrivare facilmente a sfiorare i 60€/giorno. È quindi chiaro come il sistema di monitoraggio sia di fondamentale importanza per segnalare tempestivamente le anomalie, soprattutto per impianti di taglia considerevole.

Ecco perché è importante avere un contratto di manutenzione con una ditta specializzata che, grazie ad una consolidata esperienza e una conoscenza approfondita di tutte le parti che compongono un impianto fotovoltaico, possa accompagnare il committente in un percorso che gli garantisca la massima resa dell'investimento. Le migliori aziende che operano nel campo fotovoltaico sono in grado di offrire servizi di monitoraggio ad hoc degli impianti solari, sette giorni su sette, ventiquattro ore al giorno, fornendo al cliente un rapporto dettagliato dei livelli di produzione energetica e, soprattutto, di avvisarlo immediatamente in caso di guasti garantendo al contempo rapidi tempi di intervento dei propri tecnici.

3.3 ATTIVITÀ DI ANALISI E CHECK-UP

A monte di qualsiasi sopralluogo e verifica sul sito dell'impianto, vi è un'accurata e regolare analisi dei dati di produzione rilevati dai sistemi di monitoraggio. I dati rilevati vanno esaminati attentamente e criticamente per evitare di credere che ci siano problemi quando in realtà tutto funziona correttamente. Spieghiamo meglio: se in un dato arco temporale si registra una produzione energetica sotto le attese, prima di correre a cercare eventuali guasti sull'impianto è bene verificare le condizioni meteo che ci sono state in quel periodo. Dopo aver incrociato i dati di irraggiamento della zona geografica di interesse con la potenza prodotta dall'impianto, normalizzando così l'analisi di produzione (rapporto tra produzione elettrica e irraggiamento solare), si possono trarre le prime conclusioni. Se l'andamento dei parametri elettrici di funzionamento si scosta in maniera evidente da quello ideale (rappresentato in *Figura 3.3*) le cause potrebbero essere molteplici: perdite di collegamento di alcune stringhe di celle, errori nella progettazione lato DC, ombreggiamenti, malfunzionamento dei dispositivi MPPT, sporcizia sulla superficie dei moduli, problemi di isolamento, ecc.

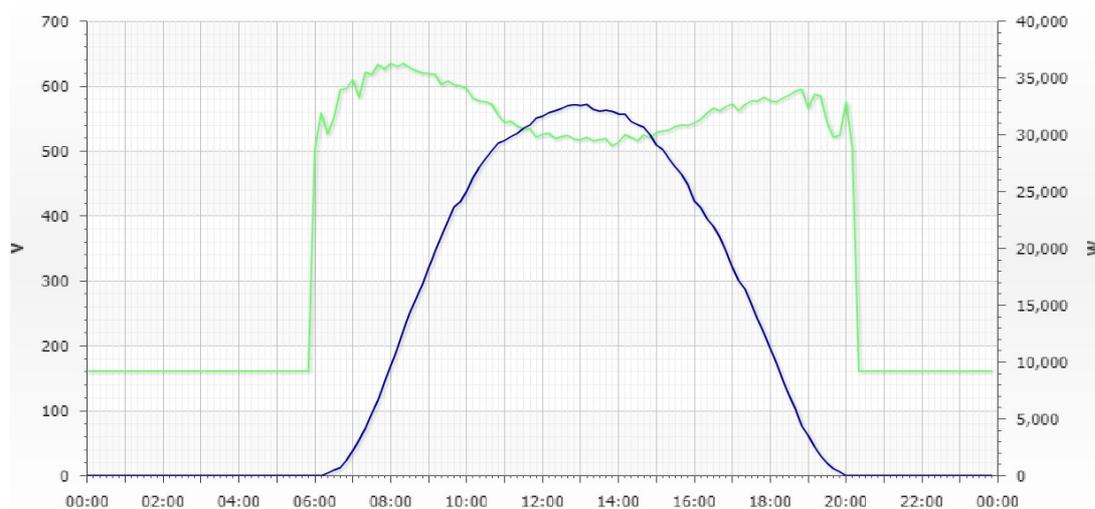


FIGURA 3.3 – Andamento ideale di curve di tensione (verde) e potenza (blu) lato DC di un impianto FV

Per analizzare impianti complessi è sempre bene ridurre il focus su più sottosistemi di minori dimensioni, confrontando tra loro le diverse tensioni e potenze di stringa (normalizzate per es. kWh/kW_p) e avendo l'accortezza di prendere a campione due giornate con ottimo irraggiamento, una calda e una fresca.

I motivi, dunque, per cui squadre di tecnici dell'O&M o di ditte specializzate sono incaricate di svolgere accertamenti sul campo riguardano principalmente tre categorie:

- performance: a seguito di rilevazioni di produzione energetica dell'impianto sotto le aspettative, scoprire le cause della minore resa;

- sicurezza: verificare il corretto funzionamento di moduli o stringhe su cui sono state riscontrate anomalie in fase di monitoraggio individuando l'origine dei guasti e prevedendo quelli potenziali.
- affidabilità: programmare e stabilire gli interventi necessari a mantenere l'impianto in un buono stato di conservazione e funzionamento nell'immediato e nel futuro.

Naturalmente, per garantire una maggiore efficacia dell'intervento sul campo, il committente deve fornire a tecnici che effettueranno le verifiche tutta la documentazione necessaria riguardante l'impianto: relazioni tecniche, schemi elettrici, elaborati grafici, dati storici di produzione, elenco delle verifiche precedentemente effettuate e istruzioni per l'accesso in sicurezza.

3.3.1 ISPEZIONE VISIVA

Per prima cosa i tecnici effettuano un'ispezione di tipo visivo su tutti i componenti dell'impianto al fine di rilevare difetti percepibili a occhio nudo:

- controllo delle strutture di supporto per escludere eventuali difetti di serraggio, di disallineamento, cedimento o rottura che comporterebbero una non corretta orientazione dei moduli installati (minor produzione) e soprattutto problemi riguardanti la sicurezza;
- controllo dei moduli fotovoltaici per individuare eventuali pannelli danneggiati meccanicamente (vetro rotto, bruciature, perforazione del backsheet per archi elettrici) e difetti delle celle o dei materiali di costruzione (delaminazione, ossidazione, bave di lumaca, ingiallimento o "sfarinamento" del backsheet, junction box con plastiche deteriorate o rotte)
- controllo dei cavi di collegamento: si possono riscontrare cavi logori o deteriorati a causa dell'esposizione solare o altro, connettori scollegati, danneggiati o ossidati;
- controllo della pulizia e dell'assenza di infiltrazioni di acqua o umidità nei quadri di parallelo delle stringhe, di eventuali interruttori, sezionatori o cassette portafusibili lasciati aperti;
- controllo dello stato generale dell'impianto: pulizia moduli, presenza/assenza di vegetazione tra le stringhe (se l'impianto è a terra), presenza ombreggiamenti di una certa entità, predisposizione dei passaggi di camminamento (se si tratta di impianto su copertura)

Rilevati i difetti "macroscopici" visibili ad occhio nudo, si passa ad un livello più approfondito di misure con strumenti specifici e indagini con tecniche e dispositivi all'avanguardia.

3.3.2 MISURE I-V e di ISOLAMENTO ELETTRICO

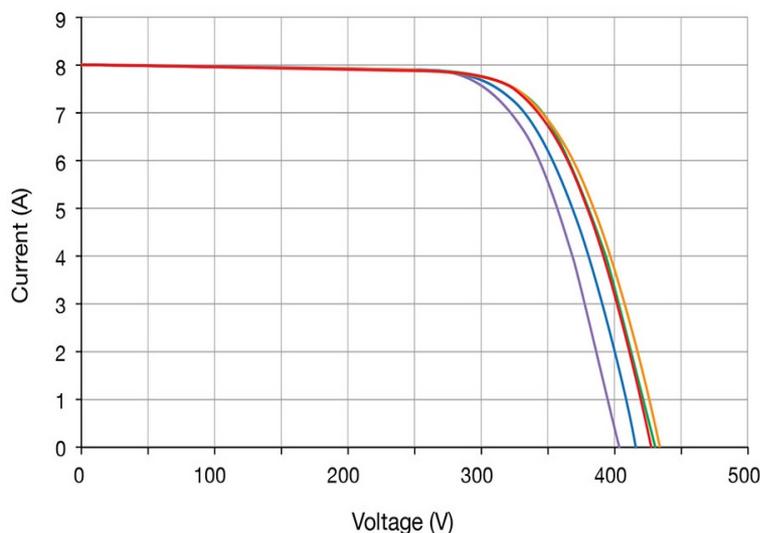


FIGURA 3.4 – Esempio di curve I-V di stringhe di moduli

Secondo la norma CEI EN 61829, con strumenti tarati e certificati si procede alla misura della caratteristica tensione–corrente (I-V) di intere stringhe (attraverso i quadri di parallelo) (Figura 3.4) o, se necessario, dei singoli moduli. Ciò permette di rilevare e individuare, attraverso l’analisi dei risultati normalizzati e corretti in base alle condizioni meteorologiche ambientali del momento della misura, quali sono i moduli o le stringhe che sono causa di sottoperformance di produzione, presenza di ombreggiamenti, diodi di bypass malfunzionanti. Un importante accorgimento che bisogna avere è accertarsi che durante l’esecuzione della misura l’irraggiamento e la temperatura della cella non subiscano eccessive variazioni, pena la scarsa attendibilità e la non confrontabilità dei risultati ottenuti: è ben noto infatti che l’irraggiamento influenza notevolmente la corrente di corto circuito I_{sc} , mentre la temperatura di cella incide in misura predominante sulla tensione V.

Va citato, poi, che recentemente è stata introdotta nelle procedure operative, ma non ancora disciplinata da specifiche norme, un tipo di analisi della caratteristica I-V da svolgersi durante le ore notturne e quindi in totale assenza di irradiazione solare. Nel gergo tecnico tale misura prende il nome di “Dark I-V” o, più in breve, “DIV”. Attraverso un apposito alimentatore, collegato all’intera stringa o al modulo singolo, si riesce a ricostruire la caratteristica I-V registrando coppie di valori di tensione e corrente al variare della corrente inversa iniettata. Questo innovativo tipo di misura ha il notevole vantaggio di essere indipendente dalle condizioni meteo, di temperatura e di irraggiamento e di conseguenza fornisce un dato di prestazione qualitativo rendendolo ripetibile e sempre confrontabile (Figura 3.5). In questo modo si riesce a riscontrare la presenza di eventuali problemi ai diodi di bypass, collegamenti errati, PID o di mismatch all’interno di una stringa.

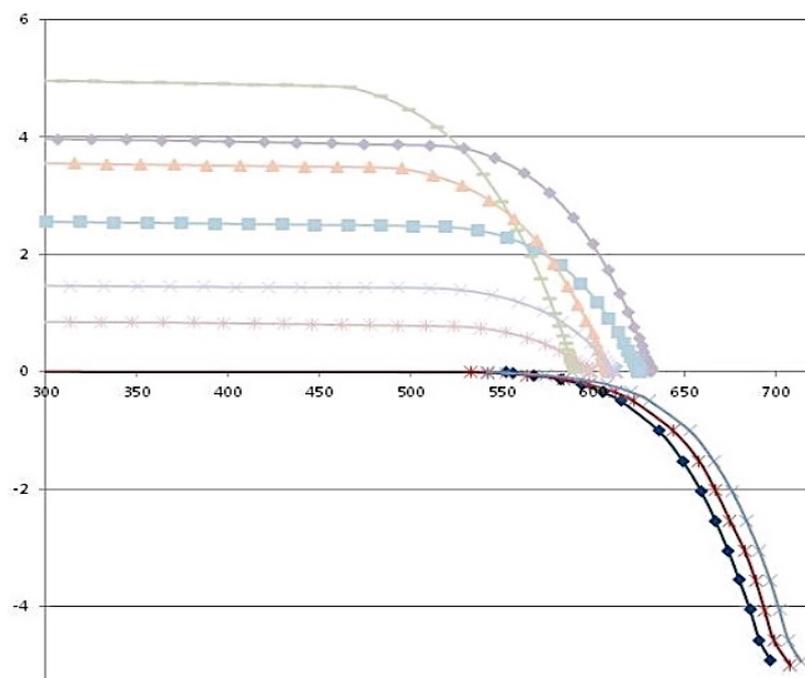


FIGURA 3.5 – Confronto tra curve I-V molto variabili in diversi momenti della giornata (nella parte alta del grafico) e curve DIV con più bassa variabilità (nella parte bassa del grafico; correnti inverse)

La norma CEI EN 62446, invece, stabilisce le modalità e i requisiti della strumentazione per la verifica in campo dell'isolamento elettrico dell'impianto. Ogni impianto fotovoltaico presenta sia prima del collegamento alla rete che durante il processo di immissione un potenziale differente rispetto alla terra. Solo un isolamento adeguato rispetto alla terra impedisce alle correnti provenienti dall'impianto FV di riversarsi a terra, escludendo il pericolo in caso di contatto e ulteriori perdite. La corrente totale di dispersione verso terra, detta anche corrente di fuga, è la somma dei valori di dispersione dei singoli componenti dell'impianto: moduli fotovoltaici, cavi di collegamento CC, inverter. Lo scopo di questo test è, dunque, l'esecuzione di misure di resistenza e di isolamento dei conduttori attivi di un modulo, di una stringa, di un intero campo FV e di eventuali masse metalliche non connesse a terra.

È facile intuire come una buona resistenza di isolamento relativa ai moduli fotovoltaici e un cattivo isolamento dei conduttori DC nel tratto moduli fotovoltaici - inverter, porti ad un malfunzionamento dello stesso con conseguente perdita di produzione di energia, non di meno, seri rischi riguardanti la sicurezza dell'impianto. Sarà necessario quindi assicurarsi che l'isolamento sia verificato sia sui moduli fotovoltaici che lungo tutto il tratto di linea DC fino all'inverter DC/AC. Ovviamente occorre fare attenzione e valutare criticamente i risultati che si ottengono: lo stesso test eseguito in ore diverse della giornata o in giornate diverse può portare a risultati differenti dipendentemente dalla presenza o meno di umidità sulle superfici o nel terreno.

3.3.3 TERMOGRAFIA

La termografia è un'ulteriore tecnica di analisi che consente di individuare una notevole varietà di problematiche che affliggono i moduli FV. Essa consiste nella misura, con apposite termocamere, della distribuzione della temperatura sulla superficie frontale dei moduli direttamente in campo durante il regolare esercizio. È possibile individuare con immediatezza moduli e celle “problematiche” in quanto la loro temperatura appare di alcune decine di gradi superiore rispetto a moduli regolarmente funzionanti.

Come per gli altri tipi di misure, anche in questo caso è importante tenere a mente alcuni punti durante lo svolgimento dei test di termografia: occorre avere un irraggiamento minimo di 600 [W/m²], un elevato angolo di incidenza dell'inquadratura della termocamera rispetto alla superficie dei moduli per avere una visuale migliore e per evitare che eventuali riflessi influiscano sull'immagine IR. Dopo aver, chiaramente, impostato nel modo corretto la termocamera spetterà al tecnico interpretare correttamente il termogramma in quanto gli hot spots (HS) sono influenzati da irraggiamento e temperatura atmosferica: se, per esempio, nella stagione fredda si misura un HS con un ΔT di oltre 15°C, si tratta di un HS già grave che nella stagione estiva molto probabilmente si manifesterà con un ΔT superiore per effetto delle diverse condizioni elettriche e meccaniche in cui si trova la cella interessata.

L'indagine termografica è un tipo di analisi sempre più diffusa e utilizzata dagli operatori del settore in quanto più economica e rapida rispetto all'elettroluminescenza sebbene anche quest'ultima possa essere eseguita direttamente in campo. L'ultima frontiera, soprattutto per quel che riguarda impianti di media e grande taglia, è costituita da ispezioni compiute mediante l'utilizzo di droni: una termocamera ad infrarossi ad alta definizione è montata su un drone che, supportato da un software di analisi e post-produzione, localizza in maniera rapida le anomalie di temperatura, i cosiddetti “hotspot”, che talvolta possono rivelare la presenza di guasti e malfunzionamenti nell'impianto ma soprattutto i pattern di decadimento, se presenti, dando una forte spinta alle corrispettive valutazioni predittive. Con l'utilizzo dei droni si ha un vantaggio notevole, sia in termini di tempo, sia di costo, per l'O&M di grandi impianti, specie nei casi di difficile accessibilità (*Figura 3.6*). Per impianti di taglia utility scale infine, alcune società specializzate operano ispezioni termografiche dall'aereo, su centrali di almeno 50 MWp.

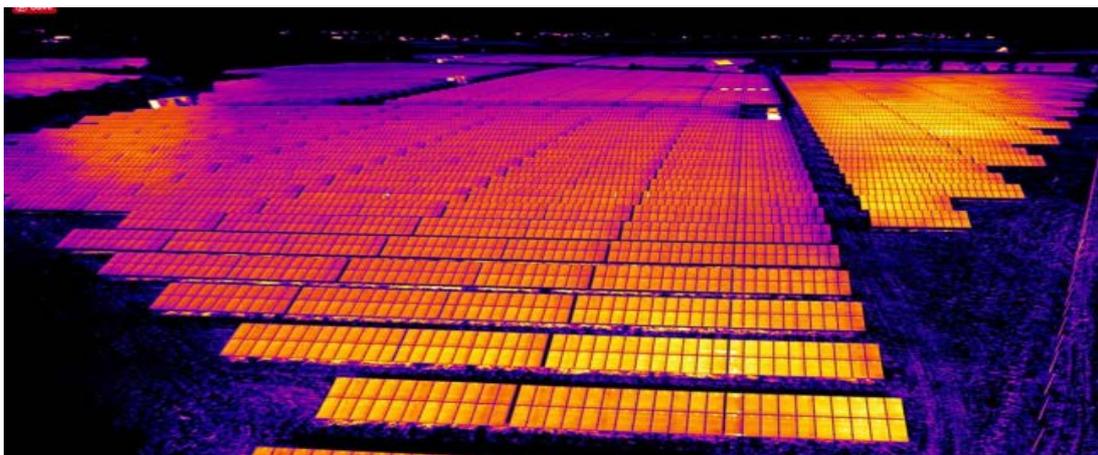


FIGURA 3.6 – Panoramica di termografia aerea con drone

3.3.4 ELETTROLUMINESCENZA

Con un livello di dettaglio nettamente superiore rispetto alla termografia, ormai l'elettroluminescenza è diventata una tecnica particolarmente utile per la verifica delle condizioni funzionali di moduli e celle. Precedentemente considerata analisi "opzionale", viene sempre più utilizzata sia dai produttori (direttamente al termine delle linee di produzione delle celle) sia dai laboratori di prova e dai centri di ricerca. Negli ultimi anni è stata introdotta la possibilità di eseguire tale analisi direttamente in campo, durante le ore notturne senza così la necessità di smontare i moduli e interrompere la produzione dell'impianto.

La tecnica dell'elettroluminescenza sulle celle fotovoltaiche sfrutta lo stesso principio di funzionamento dei LED, giacché, come noto le celle fotovoltaiche sono di fatto elettricamente dei diodi: una corrente nota (solitamente non superiore alla corrente di corto circuito) viene fatta fluire nelle celle in modalità inversa (cioè nella direzione opposta in cui circola normalmente la corrente generata dal modulo). Il conseguente passaggio degli elettroni all'interno del materiale semi-conduttore causa l'emissione di fotoni nel vicino-infrarosso, in uno spettro specifico a seconda del tipo di tecnologia del modulo, non visibili ad occhio nudo ma che vengono captati da un apposito sensore ottico installato in fotocamere opportunamente studiate. Le celle più attive elettricamente e quindi in buono stato di funzionamento appaiono più luminose; le zone scure, al contrario, indicano parti non più collegate elettricamente al resto della cella e che quindi non contribuiscono più alla produzione energetica del modulo nel funzionamento diurno (*Figura 3.7*).

L'utilità dell'indagine EL su un impianto fotovoltaico non è solo quella di consentire di individuare molteplici tipi di difettosità, quali per esempio diodi di bypass malfunzionanti (in corto circuito), micro-cricche nelle celle, effetto PID (Potential Induced Degradation) o difetti di contatto dei ribbon (contatti frontali sulle celle): risultando luminosi e visibili alla fotocamera solamente i moduli alimentati, si possono facilmente individuare la collocazione e la composizione esatta (quali sono i moduli) di ciascuna stringa all'interno dell'impianto. Spesso infatti i disegni del layout

elettrico dell'impianto o non sono disponibili o non coincidono con la realtà perché non aggiornati ad eventuali modifiche in fase di realizzazione o in interventi successivi.



FIGURA 3.7 – Foto EL su stringa di moduli outdoor

L'elevato costo delle diverse apparecchiature necessarie (in particolare alimentatore portatile per l'analisi in campo e fotocamera con sensore ottico sensibile alla lunghezza d'onda di emissione dei moduli) è l'unico apparente freno al diffondersi di questa tecnica di indagine nei servizi offerti dalle società di O&M. In realtà, se si tratta di un impianto con evidenti problemi di produzione, risulta evidente la convenienza economica derivata dall'individuazione puntuale delle difettosità presenti attraverso un'analisi EL (con la possibilità quindi di ripristinare appieno la resa dell'impianto) rispetto ai costi che quest'ultima ha.

Infine, altre tecniche di analisi specialistiche che si stanno affermando per la verifica della qualità dei moduli fotovoltaici sono utilizzate prevalentemente da laboratori di ricerca specializzati; fra le più interessanti si citano la Lock-In Thermography (LIT), la Fluorescenza UV e l'Analisi ai raggi X.

4. CAUSE DI SOTTO-PERFORMANCE IMPIANTO E COME SI EVIDENZIANO

Gli impianti fotovoltaici sono sistemi statici, semplici da costruire e da gestire e con performance molto stabili e sicure nel tempo, con non eccessivi costi di manutenzioni: si calcola infatti che solo una quota fra il 5% e il 7% dei ricavi sia da destinare a manutenzione in un impianto fotovoltaico.

Come già detto, gli interventi di manutenzione, ordinaria e straordinaria, non sono da trascurare, per evitare o porre rimedio a deficit di produzione che potrebbero incidere pesantemente sui tempi di ritorno dell'investimento previsti in fase progettuale. Tuttavia se in alcuni casi la riparazione dei danni prevede semplici interventi sui componenti elettrici (sostituzione diodi, fusibili o connettori danneggiati ecc.), in altri le condizioni di scarsa producibilità l'impianto possono essere risolte solamente con la sostituzione dei moduli meno performanti.

Tra le cause che possono penalizzare le prestazioni dei moduli FV, l'unica inevitabile, e di cui certamente ogni specialista tiene conto in fase di progettazione, riguarda il naturale calo di resa di conversione fotovoltaica che interessa i materiali semiconduttori con il passare del tempo.

Altresì, in installazioni che godono dei vantaggi dei primissimi conti energia, non è affatto raro imbattersi in moduli interessati da difetti di produzione. Queste imperfezioni derivate dai materiali impiegati o dai processi in fase di fabbricazione sono comunque via via meno frequenti nei moduli di realizzazione più recente per il semplice motivo che la tecnologia delle catene produttive ha avuto un notevole sviluppo ricercando maggior qualità dei prodotti realizzati al fine renderli più competitivi sui mercati.

Infine, non sono meno frequenti i casi in cui si scoprono moduli con danneggiamenti derivanti non corrette procedure di stoccaggio o trasporto, errati metodi di installazione o eventi meteorologici come grandine, neve, vento o fulmini. Va sottolineato che non sempre questo genere di danno è visibile ad occhio nudo (come nel caso di moduli con vetro frantumato) ma servono specifiche tecniche di indagine per rilevarne la presenza che può anche essere notevolmente deleteria ai fini produttivi.

La *Figura 4.1* riassume graficamente le cause di perdita che si possono riscontrare negli impianti fotovoltaici. Le perdite nel breve periodo sono spesso attribuibili al produttore o installatore dei moduli FV poiché riguardano essenzialmente rotture in fase di trasporto o di installazione dei moduli.

Per quelle di medio termine si evidenziano principalmente tre tipologie: PID (Potential Induced Degradation), rotture del diodo, rotture dei collegamenti tra le celle e, soprattutto per il caso del PID, possono portare a notevoli e veloci perdite di producibilità dell'impianto.

Infine, a lungo andare, la riduzione della potenza prodotta può dipendere da diversi fenomeni: degrado del vetro, decolorazione dell'EVA (materiale incapsulante), delaminazione, corrosione dei collegamenti tra celle FV.

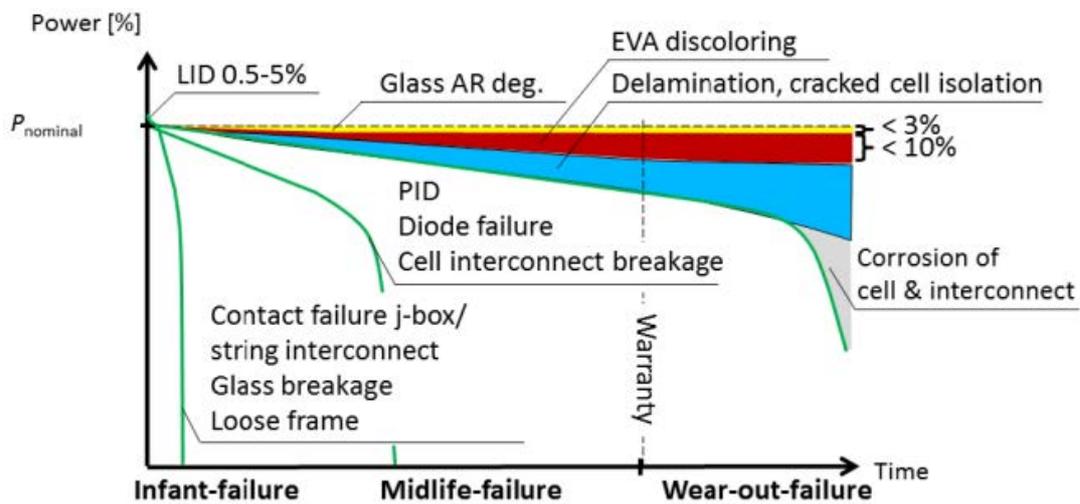


FIGURA 4.1 – Meccanismi di degrado che causano la diminuzione della resa del modulo fotovoltaico [IEA PVPS 2014]

4.1 DEGRADO NATURALE

Trattiamo ora le perdite di efficienza per il naturale degrado dei materiali semiconduttori. La quantificazione di questi effetti, che costituiscono il vero meccanismo di invecchiamento “*di fondo*” dei moduli fotovoltaici, è stata portata alla luce tramite prove empiriche su campo e in laboratorio. In più parti del mondo si sono condotti esperimenti in cui, misurando la quantità di radiazione assorbita dai moduli, se ne mappava la decadenza delle prestazioni. I risultati raccolti sono stati pressoché univoci: a causa del bombardamento delle onde elettromagnetiche (soprattutto quelle ad alta energia e frequenza come i raggi β e γ) i moduli fotovoltaici perdono la loro capacità di trasformare la luce solare. Il dato interessante è però che questa dipendenza è direttamente proporzionale alla quantità di energia che essi si trovano ad assorbire. Se ne deduce quindi che se le dosi percepite da un pannello raddoppiano, anche il degrado delle prestazioni raddoppia (dopo un primo periodo di assestamento). In realtà, fissata una località, il numero di dosi (che si possono misurare in *Gray*) è più o meno costante di anno in anno ed è quindi proporzionale con il tempo.

È dunque l'effetto della radiazione ionizzante la base del principio di invecchiamento di tutti i moduli. Spieghiamo come: la radiazione interferisce con il reticolo di silicio spostando (a seguito delle interazioni onda/particella) gli atomi dalla loro configurazione originale e quindi diminuendo il potere di conduzione della giunzione semiconduttrice.

In particolare i più influenzati sono i reticoli poli cristallini e a film sottile rispetto ai mono cristallini poiché reticoli complessi hanno più probabilità di essere modificati dalla radiazione rispetto a reticoli semplici (e per la presenza di atomi di leggeri di idrogeno nei mono cristallini).

In più, laddove difetti di fabbricazione introducano atomi indesiderati o estranei (atomi diversi dai costituenti il wafer) l'effetto è amplificato. Anche in questo caso si può constatare che, data la semplicità di lavorazione del mono cristallino rispetto al policristallino, fa sì che la probabilità di impurità nei materiali sia maggiore sui moduli policristallini, e, di conseguenza, anche l'effetto di degrado nel tempo.

La conseguenza dell'assorbimento di radiazioni ionizzanti è un calo delle caratteristiche elettriche del modulo: la corrente di corto circuito I_{cc} diminuisce (si riduce il tempo di ricombinazione), e così anche la tensione a circuito aperto V_{oc} a causa dei danni prodotti nel reticolo.

Riassumendo, dunque, l'effetto di invecchiamento può portare a riduzioni annue della potenza dell'ordine dell'1% e ne sono affetti tutti i tipi di moduli fotovoltaici, in maniera maggiore o minore dipendentemente dalla qualità di lavorazione dei materiali del pannello.

4.2 CRICCHE SULLE CELLE FV

Lo spessore molto ridotto dello strato di silicio che compone le celle fotovoltaiche (nell'ordine dei 200 μm) rende piuttosto delicato il loro maneggiamento e non sono rari i danni provocati in fase di produzione, trasporto o installazione:

- durante la filiera produttiva vi sono diverse fasi critiche che possono compromettere l'integrità della cella solare. Innanzitutto, processo di saldatura dei collegamenti tra i wafer si possono venire a creare tensioni interne residue che al lungo andare, a causa di stress termici, possono causare delle crepe. Queste cricche sono perlopiù localizzabili nel punto di connessione del materiale conduttore con la cella. Micro rotture di tipo trasversale invece sono spesso dovute a movimenti accidentali o poco delicati o dell'operaio o della macchina se il wafer, durante la fase di produzione, viene premuto o se si scontra con altri corpi duri.
- non meno delicate sono le fasi di imballaggio, trasporto e installazione dei moduli. La troppa superficialità e l'errato modo di maneggiare i moduli durante il trasporto (moduli impilati gli uni sugli altri, con conseguenti sobbalzi che causano fatica meccanica) o durante il montaggio o la manutenzione (addetti alle pulizie o installatori che camminano sui moduli, fissaggio a strutture non perfettamente allineate che origina distorsioni e sollecitazione non omogenee su tutto il modulo) sono in certi casi l'origine di molteplici microfratture nelle celle.

Le micro cricche non sono assolutamente visibili ad occhio nudo e soprattutto non sono un fenomeno localizzato e statico dal momento che le crepe possono crescere in dimensioni e profondità anche in poco tempo. Ciò è essenzialmente dovuto al fatto che i moduli sono costantemente esposti non solo alle sollecitazioni termiche a causa degli sbalzi di temperatura per la continua fluttuazione dell'irraggiamento, ma anche a stress di tipo meccanico originati dal vento o da possibili accumuli di neve non sempre uniformi.

La presenza di cricche in un modulo è preoccupante perché possono sia causare un'immediata diminuzione della potenza generata sia dare origine, nel medio-lungo termine, a difetti che possono contribuire al degrado delle prestazioni ottiche ed elettriche dei moduli fotovoltaici. In particolare può verificarsi una completa perdita del collegamento elettrico di parti della cella che non contribuiscono più, così, alla produzione energetica totale (in *Figura 4.2* durante un'indagine con EL, le parti inattive risultano le più scure).

Un'altra diretta conseguenza di questi danneggiamenti meccanici è il fenomeno delle cosiddette "bave di lumaca" ("snail trails"). Questo fenomeno, apparso negli ultimi anni, si manifesta come striature scure visibili ad occhio nudo sulla parte anteriore del modulo dovute all'ossidazione superficiale dei contatti metallici in corrispondenza delle microfratture nelle celle. La formazione e la propagazione di questo fenomeno di degrado sono strettamente legate alla qualità dei materiali utilizzati e dalla loro combinazione (celle, EVA, backsheet), nonché dalle condizioni

ambientali e climatiche in cui il modulo è tenuto ad operare (soprattutto incide l'elevato tasso d'umidità nell'aria). Sebbene sia ancora oggetto di studi la ricerca di una correlazione diretta tra presenza di "bave di lumaca" e diminuzione delle prestazioni nel breve periodo, a lungo termine il degrado dei moduli risulta superiore allo standard, con maggiori perdite di producibilità degli anni. Spesso, infatti, tali difetti determinano un surriscaldamento della cella, detto "Hot Spot", che può danneggiare irreversibilmente la produzione elettrica della cella, penalizzando di conseguenza anche quella del modulo intero.

Misure sul sito di installazione della resistenza di isolamento elettrico e elettroluminescenza sui moduli, sembrano le prove che più di altre evidenziano un avvio di degrado correlato alla presenza delle "bave di lumaca", confermando la corrispondenza esatta tra i percorsi delle bave stesse con quelli delle microfratture presenti all'interno delle celle di silicio cristallino (*Figura 4.2*).

Per affrontare (e se possibile prevenire) questo fenomeno di deterioramento, il nuovo progetto normativo IEC/TS 62782 prevede una procedura di prova di carico meccanico dinamico a cui sottoporre i moduli FV.

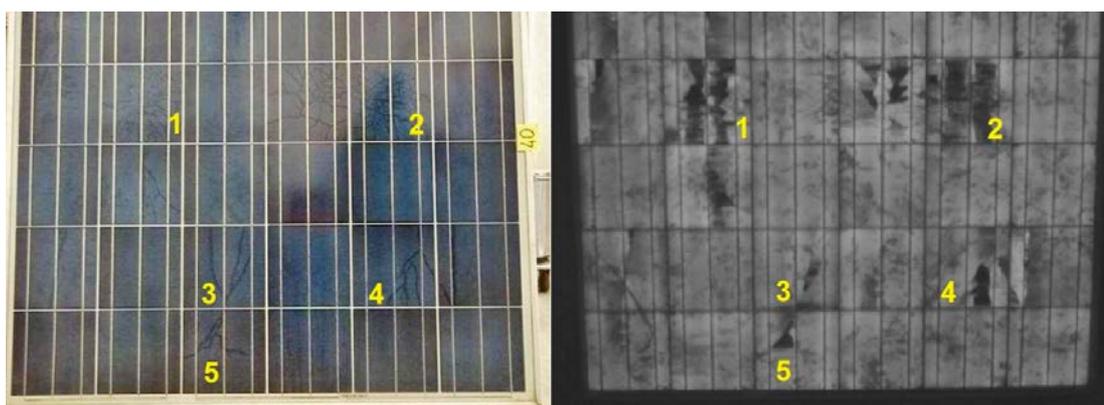


FIGURA 4.2 - Corrispondenza tra il percorso delle bave di lumaca e le microfratture presenti nel modulo [“Valutazioni energetiche e qualitative di moduli fotovoltaici innovativi e di impianti installati in tutto il territorio nazionale” S.Guastella, C.Rosito, D.Bertani, G.Maugeri, Febbraio 2014].

4.3 DIFETTI A SALDATURE O DIODI DI BYPASS

Come è ben noto, la pratica tecnica prevede che ogni modulo solare sia costituito da più celle messe in collegamento serie tra loro, solitamente raggruppate in tre o quattro stringhe tra le quali è interposto un diodo di bypass. La funzione del diodo è quella di “escludere” dal collegamento una parte di modulo nel caso in cui essa inizi a funzionare da carico anziché da generatore (cioè quando la corrente prodotta da quelle celle è di molto inferiore a quella operativa del modulo per ombreggiamenti localizzati o danneggiamenti dei wafer).

Data l'importante funzione del diodo di bypass, un suo malfunzionamento può compromettere significativamente la produzione energetica di un intero modulo:

- se il diodo è malfunzionante e costantemente in conduzione, la serie di celle ad esso collegata in parallelo verrà bypassata anche se perfettamente produttiva. La perdita di produzione elettrica, in questi casi, è rilevante: dal momento che la maggior parte dei moduli sono formati da tre stringhe di celle poste in serie tra loro, collegate in parallelo ciascuna ad un diodo di sicurezza, dei difetti di quest'ultimo comportano l'esclusione di almeno un terzo di modulo, ovvero una mancata produzione di almeno il 33,3% (*Figura 4.3-a*). Va inoltre detto che non essendovi flusso di carica elettrica nelle celle bypassate dal diodo, in condizioni operative di normale irraggiamento, esse andranno incontro a pericolosi surriscaldamenti che, alla lunga, potrebbero portare a permanenti deterioramenti dei componenti del modulo fotovoltaico;
- Il caso opposto al precedente è quando il diodo dovrebbe entrare in conduzione per bypassare la stringa una stringa di celle, ma non lo fa. Spieghiamo meglio: se una stringa di celle per qualche motivo (ombreggiamenti localizzati, sporco, rotture sulle celle ecc.) calasse in maniera importante la sua capacità di generare corrente, in quel momento il diodo dovrebbe escluderla dalla serie con le altre. Se il diodo non svolge la propria funzione, la mancata produttività è molto maggiore di quella corrispondente all' $\frac{1}{3}$ di modulo che dovrebbe essere escluso: la stringa non bypassata, con comportamento da carico, non solo non contribuisce alla produzione di elettricità ma assorbe parte di quella generata dalle celle “sane” (*Figura 4.3-b*).

Questa situazione si verifica principalmente se il diodo è difettoso o se ci sono disconnessioni della saldatura tra il diodo di bypass e il contatto metallico con il circuito elettrico.

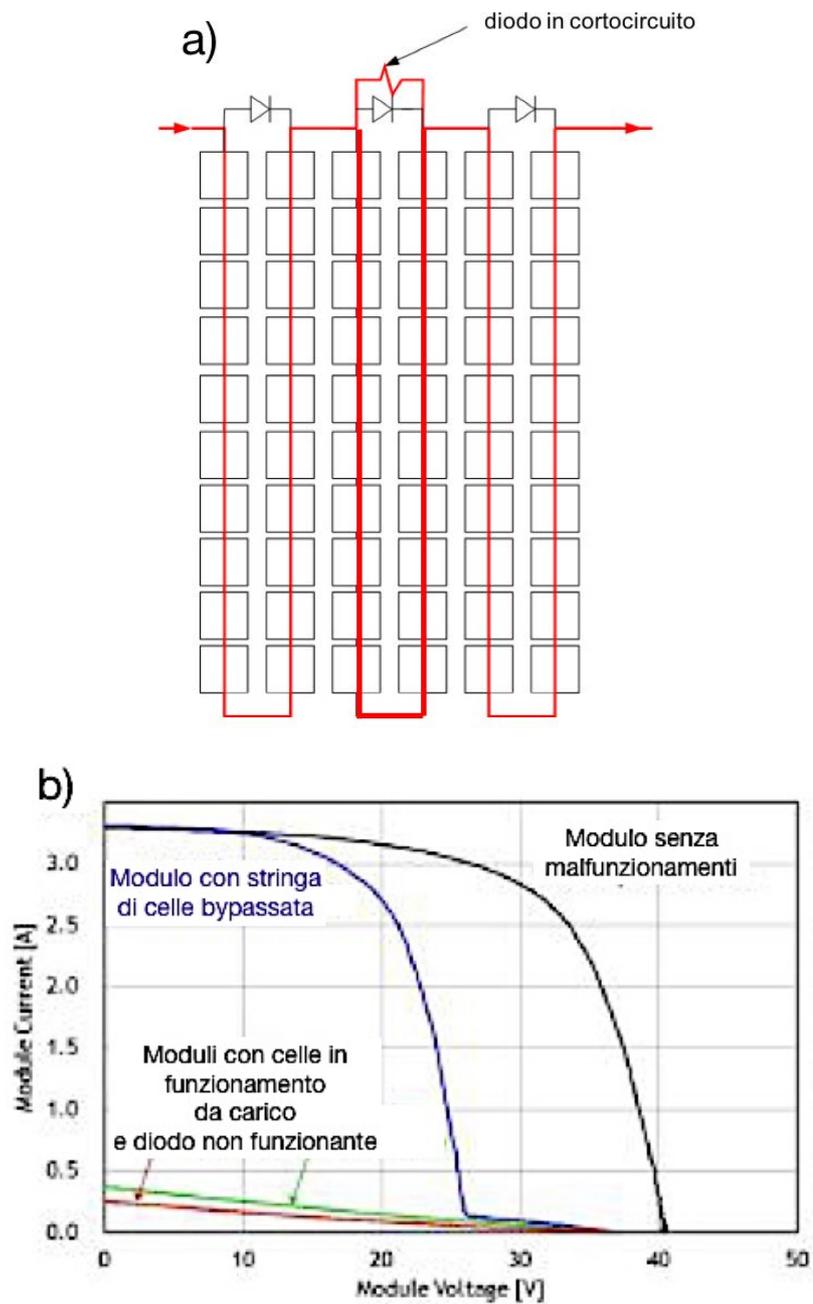


FIGURA 4.3 – a) Schema collegamento elettrico modulo FV con diodo in CC;
 b) Curva I-V moduli con diodi funzionanti e difettosi

4.4 DIFETTI DEI MATERIALI DEL MODULO

La maggior parte dei moduli fotovoltaici è realizzata racchiudendo le celle di materiale siliceo tra due strati di incapsulante, solitamente due fogli di un materiale plastico copolimerico comunemente chiamato EVA (etilene vinil acetato). Questo “sandwich” è a sua volta compreso superiormente da una lastra di vetro temperato e inferiormente da un foglio di materiale plastico isolante (Figura 4.4).

Il pannello fotovoltaico, così formato da molti strati, viene infine sottoposto ad un processo termico sottovuoto, chiamato laminazione, che portando l'EVA a temperature superiori a 150 °C per tempi di circa 10 minuti, ne permette la polimerizzazione, garantendo così un isolamento totale dall'aria e un tempo di vita molto lungo.

Tuttavia, se i materiali impiegati non sono di prima qualità e i processi di fabbricazione non sono eseguiti a regola d'arte, può succedere che il modulo vada incontro, col passare degli anni, a fenomeni di degrado che ne compromettono la resa e la durata nel tempo.

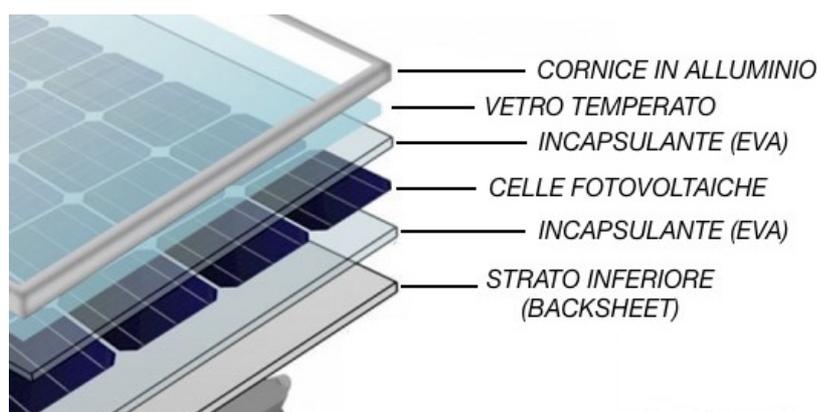


FIGURA 4.4 – Composizione di un modulo fotovoltaico

DECOLORAZIONE DELL'EVA

La decolorazione dello strato di incapsulante è uno dei fenomeni di degrado più facilmente individuabili ad occhio nudo nei moduli fotovoltaici. Si evidenzia con una perdita di trasparenza della parte superiore del modulo (Figura 4.5). Chiaramente non si tratta solo di un fattore estetico ma analizzando la corrente prodotta dal modulo si può registrare una sua diminuzione (e quindi diminuzione di potenza) dal 0,5 % al 0,8 %.

La causa di tale fenomeno è riconducibile all'insufficiente presenza di additivi all'interno dell'EVA, il che lo rende, col tempo, più vulnerabile ai danni causati dall'esposizione solare.

I modelli di decolorazione osservati sul campo possono essere molto complessi a causa della diffusione di ossigeno o prodotti di reazione, come l'acido acetico, generato quando il calore e la radiazione UV interagiscono con l'EVA.

Se la variazione di colore è molto rilevante può causare addirittura l'attivazione del

diodo di bypass ma per quel che riguarda la sicurezza del modulo e degli operatori questo fenomeno di degrado non presenta alcun tipo di problema.

Difficilmente lo scolorimento dell'EVA induce altri guasti all'interno della cella ma comporta, comunque, alcune conseguenze indesiderate: notevole sollecitazione termica (alta temperatura), generazione di acido acetico che può causare l'inizio della corrosione del wafer.

DELAMINAZIONE

Per delaminazione di un modulo fotovoltaico si intende il distacco, anche parziale, dell'incapsulante dal vetro o dal backsheet. Errati processi di produzione o non idoneità del tipo e della quantità dei materiali impiegati durante il processo produttivo di laminazione, possono portare, con le sollecitazioni termiche e meccaniche che il modulo subisce con il tempo, alla formazione di bolle d'aria all'interno del modulo, in modo particolare lungo il perimetro ed in corrispondenza dei ribbon (*Figura 4.6*).

Tale degrado dell'adesione degli strati componenti il modulo, compromette la capacità di assorbimento ottico, aumentando il fenomeno di riflessione della radiazione solare fino al 4 %, con conseguente perdita di corrente e potenza erogata. In più, se i moduli sono impiegati in ambienti con elevato tasso di umidità relativa, l'infiltrazione di aria sulla cella può dar inizio a fenomeni di ossidazione dei contatti metallici con ulteriori conseguenze negative sulle capacità produttive che sulla resistenza d'isolamento del modulo (che dovrebbe essere sempre superiore a 40 M Ω /m², secondo quanto imposto dalla normativa).

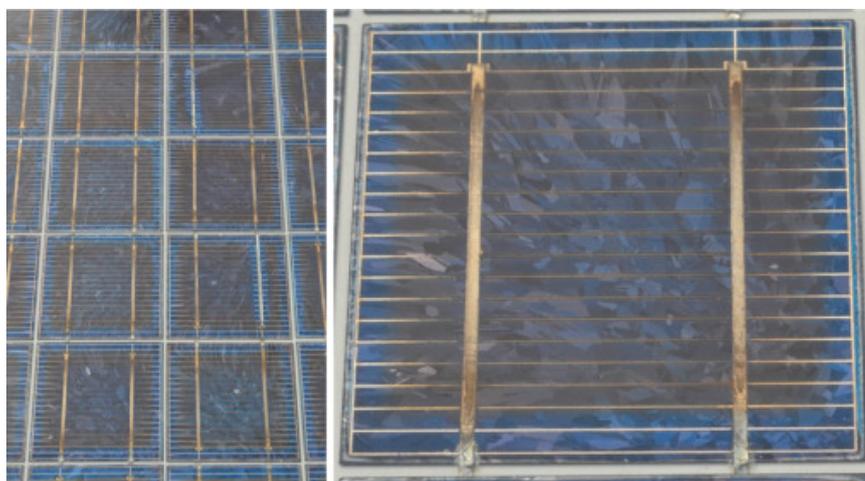


FIGURA 4.5 – Decolorazione dello strato di incapsulante

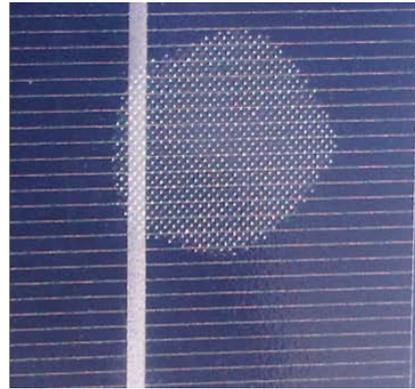


FIGURA 4.6 – Fenomeno di delaminazione

4.5 PID (Potential Induced Degradation)

Sconosciuto all'industria fino al 2010, il fenomeno conosciuto come PID (Potential Induced Degradation) ha cominciato ad essere notato in seguito alla larga diffusione dei grandi impianti FV, specialmente in seguito all'eliminazione del trasformatore di uscita negli inverter. I moduli affetti da PID possono subire drastiche riduzioni della resa energetica anche in periodi di tempo relativamente brevi ed è per questo che tale fenomeno è ancora oggi oggetto di studio di molte aziende e laboratori di ricerca. Nei grandi impianti in cui le stringhe di moduli collegati in serie consentono di raggiungere livelli di tensione notevole (anche 1000 V) il verificarsi del PID è piuttosto frequente. Soprattutto verso l'estremità della stringa, verso il polo positivo o il negativo, l'elevata differenza di potenziale rispetto alla terra porta, a livello fisico, ad una migrazione delle cariche ioniche dalla cella verso la cornice del modulo frontale (che solitamente si trova al potenziale di terra per ragioni di sicurezza), attraverso il materiale di incapsulamento ed addirittura attraverso il vetro frontale (*Figura 4.7*). Sebbene il flusso elettrico sia dell'ordine dei micro Ampere, questa debole ma continua corrente di dispersione provoca nel medio periodo un veloce e continuo degrado del materiale che si traduce in una diminuzione consistente della corrente prodotta dal modulo.

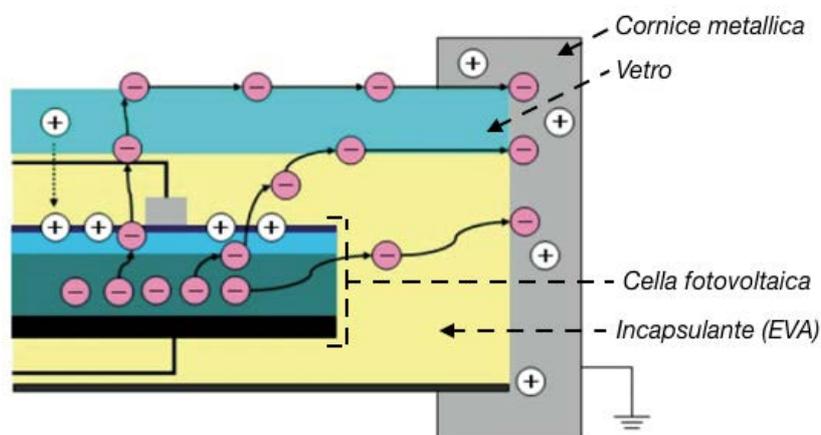


FIGURA 4.7 – Meccanismo PID in una cella fotovoltaica

Le cause che portano al manifestarsi del PID, ad oggi non sono state chiarite ancora fino in fondo, ma possono tuttavia essere raggruppati e descritti in differenti "livelli":

- Condizioni ambientali: l'aumento dell'umidità dell'aria e della temperatura accelerano il manifestarsi del fenomeno incrementando la mobilità ionica all'interno dei moduli;
- Sistema elettrico: come detto, elettricamente, il fattore che ha un impatto più significativo sull'insorgere del PID è la tensione verso terra del modulo. Ciò che incide maggiormente è il segno di tale tensione, che logicamente dipende dalla posizione del modulo nella stringa e dalla tipologia di messa a terra del sistema. Il PID è più frequentemente associato alla presenza di un elevato

potenziale negativo verso terra, anche se, seppur raramente, si sono registrati effetti indesiderati anche in corrispondenza del potenziale positivo;

- Tipologia del modulo: sia la scelta dell'incapsulante che del vetro temperato ha un forte impatto sul fenomeno del PID. Per esempio alcuni studi hanno individuato nella presenza di sodio nel vetro anteriore del modulo una delle possibili cause del fenomeno [V.Naumann et al. "Explanation of potential-induced degradation of the shunting type by Na decoration of stacking faults in Si solar cells" *Solar Energy Materials and Solar Cells* 120 (2014)];
- Tipologia della cella: è stato dimostrato che alcune proprietà del rivestimento anti-riflettente (ARC) della cella contribuiscono all'insorgere del PID.

Dal punto di vista elettrico ciò che si osserva è generalmente una riduzione della curva I-V nel suo fattore riempimento (Fill Factor) e della tensione a circuito aperto (V_{oc}) dovute soprattutto alla diminuzione della resistenza parallelo (di shunt). Nelle fasi iniziali il PID determina una diminuzione di potenza percentualmente più consistente in condizioni di basso irraggiamento, mentre risulta più problematico individuarlo quando i valori di irradiazione solare sono elevati. Per questo motivo non è sempre facilmente diagnosticabile sin dalla sua comparsa partendo da semplici dati di monitoraggio. Le tecniche più efficaci per la rilevazione in campo risultano essere termografia ed elettroluminescenza (Figura 4.8). Una volta individuati i moduli difettosi, si possono tracciare le curve IV e DIV per quantificare il livello di degrado delle celle e la potenza perduta.

Il PID può avere un effetto drammatico sul business plan ipotizzato in fase di progettazione: con casi accertati di riduzione della potenza generata fino al 70% in meno in un anno, il payback (ROI: Return of investment) slitta notevolmente avanti nel tempo, oltre ovviamente a ridurre il ricavo accumulato dopo 20 anni a una quantità talvolta talmente bassa da non giustificare l'investimento iniziale.



FIGURA 4.8 – Moduli affetti da PID grave, posti sul lato negativo di stringa

5. REVAMPING

Gli impianti fotovoltaici che, nonostante le attività di manutenzione ordinaria e straordinaria, continuano a presentare prestazioni energetiche non soddisfacenti sono in genere soggetti ad interventi di riqualifica, per riallineare i risultati di esercizio al business plan ed evitarne una progressiva e irreversibile compromissione.

Con il termine REVAMPING si indica l'ammmodernamento o l'ottimizzazione di un impianto fotovoltaico esistente. Questo comprende tutte le attività di revisione e rigenerazione dell'impianto nelle sue varie parti, da mettere in atto per far sì che le prestazioni siano riportate a quelle previste dal progetto iniziale. Anche piccole diminuzioni di performance rispetto al progetto preventivato significano sostanziali allungamenti del tempo di recupero dell'investimento sostenuto e, soprattutto una più bassa redditività al termine della vita utile del progetto.

Il termine revamping differisce, in maniera sostanziale, da repowering per il fatto che le modifiche introdotte in un processo di revamping sono effettuate senza incrementare la potenza nominale dell'impianto. Questa è una differenza fondamentale poiché l'aumento di potenza potrebbe comportare complicazioni sia di natura burocratica (ripetere iter autorizzativo o problematiche al mantenimento degli incentivi) sia di tipo impiantistico (possibili problemi per la maggiore potenza nel punto di connessione alla rete o inadeguatezza dei trasformatori ai nuovi livelli di potenza).

Il mercato degli interventi di revamping, negli ultimi anni ha preso molto piede, e costituisce un business in continua espansione per diverse motivazioni:

- Negli anni del boom delle installazioni fotovoltaiche in Italia (2007-2013) molti impianti sono stati realizzati in tempi molto stretti, per risultare nelle scadenze e rientrare nei regimi di incentivazione previsti dei diversi Conti Energia. L'eccessiva richiesta ha creato situazioni di difficoltà nell'approvvigionamento di componenti comportando, in molti casi, l'utilizzo di parti di scarsa qualità (sia in termini di prestazioni energetiche sia per quel che riguarda la vita utile) e spesso con caratteristiche elettriche non ottimali o poco compatibili con gli altri componenti dell'impianto. Inoltre, in quegli anni l'esperienza e la professionalità di progettisti e installatori non era ancora ai livelli attuali. Infatti col tempo lo sviluppo della tecnica e delle pratiche installative ha comportato che alcune soluzioni progettuali praticate in passato risultino oggi poco efficaci. Secondo alcune stime del GSE, si rileva che una porzione rilevante, tra il 25 e il 30%, degli impianti attualmente in esercizio in Italia presenti problemi che ne limitano consistentemente le performance di producibilità energetica;
- Con il passare degli anni, è sempre maggiore il numero di impianti in cui si verificano guasti e problematiche che non vengono prontamente risolti perché non più coperti da garanzia di prodotto o performance o perché molti produttori o ditte installatrici (Europei e non) non sono più presenti sul

mercato. In questi casi è il proprietario dell'impianto che deve farsi totalmente carico dei costi legati alla sostituzione dei componenti difettosi;

- Il continuo sviluppo tecnologico con le sempre più efficienti soluzioni innovative nel settore fotovoltaico, sono i responsabili del consistente abbassamento dei costi dei componenti. Oggi si possono, così, acquistare ad un prezzo inferiore componenti più affidabili e con la stessa potenza nominale di quelli originali. In particolare, è da evidenziare come il costo dei moduli fotovoltaici policristallini di fascia media sia passato da un valore medio di oltre 1,50 €/W_p relativo al 2010, all'attuale valore di circa 0,30 – 0,40¹ €/W_p, con un decremento del 75% del costo iniziale in soli 8 anni, grazie anche alla rimozione in Europa del MIP (Minimum Import Price) da settembre 2018;
- In alcuni casi certi impianti possono non risultare più conformi alle normative in vigore, CEI 0-21 e CEI 0-16, relative agli inverter, ai sistemi di protezione di interfaccia e alle prove per i sistemi di accumulo.

Ecco dunque spiegato perché molti proprietari di impianti scelgono di approfittare della elevata redditività economica dovuta alla combinazione tra l'elevata tariffa incentivante, ancora valida per 10 anni o più, e il basso costo odierno dei componenti, in special modo dei moduli.

Come già detto, i moduli fotovoltaici oltre ad andare incontro ad un invecchiamento naturale, con relative perdite di performance, possono presentare tutta una serie di difetti dovuti sia all'impiego di materiali non idonei o di scarsa qualità sia a processi produttivi che non si avvicinavano nemmeno agli alti standard attuali. Nel corso degli anni quindi sono venute alla ribalta tutta una serie di problematiche (e relative tecniche diagnostiche innovative) a cui si è dato ampio spazio nei capitoli precedenti: si spazia da surriscaldamenti localizzati delle celle fotovoltaiche (Hot Spots) a problematiche di PID, da fenomeni di precoce degrado dei diversi layers a fenomeni di delaminazione, fino ad arrivare a problematiche relative alle Junction Boxes e ai componenti alloggiati loro interno. Agire dunque attraverso una sostituzione totale o mirata (solamente moduli difettosi) dei moduli fotovoltaici del proprio impianto è l'intervento che può impattare maggiormente sulle performance di impianto. La sostituzione di un modulo fotovoltaico può avvenire con uno di nuova costruzione dal punto di vista dimensionale e/o della potenza specifica oppure con uno che sia un fac-simile con potenza e dimensioni uguali. Ovviamente le due vie hanno costi molto diversi.

Nel caso in cui dopo accurate analisi delle caratteristiche, delle performance e dello stato di conservazione dell'impianto si osserva che gli inverter fanno registrare bassi valori di efficienza di conversione e/o di disponibilità dovuti a frequenti guasti e fermi macchina, può risultare utile pensare ad una loro sostituzione. Anche in questo caso i prezzi di oggi sono scesi in maniera considerevole rispetto al passato, attestandosi

¹ Per impianti multi MW di grossa taglia il prezzo di moduli standard può essere ancora più basso, attorno ai 0,25€/Wp

sotto i 100.000€/MW_p, includendo anche gli oneri relativi a trasporto, installazione ed eventuali modifiche alla configurazione di impianto per assicurare la compatibilità col nuovo inverter. È bene ricordare anche che l'inverter è il canale di controllo dell'intero impianto, permettendo il funzionamento dei moduli al massimo delle loro potenzialità.

Gli interventi di rigenerazione e ammodernamento di un impianto FV non riguardano solo la sostituzione dei componenti principali. Interessanti miglioramenti, anche se di entità certamente minore rispetto a sostituzione di moduli o inverter difettosi, si possono ottenere dall'ottimizzazione di apparecchiature e sistemi ausiliari o correggendo eventuali problematiche legate a errori di progettazione. In particolare, se necessario, si può esaminare la convenienza di un intervento su:

- Layout impianto: si possono considerare variazioni del layout originario al fine di eliminare o perlomeno ridurre gli effetti degli ombreggiamenti (anche tra stringhe successive di moduli). In questo senso si può modificare il cablaggio delle stringhe, il relativo collegamento agli MPPT dell'inverter o intervenire installando appositi modificatori di potenza che riducano l'impatto della riduzione della corrente di stringa sul rendimento complessivo dell'impianto. Dal punto di vista dei collegamenti elettrici si possono risolvere problemi di dispersione o guasti sui cavi MT o BT, ottimizzandone anche la capacità elettrica trasportabile o sostituendo la componentistica di bassa qualità e soggetta ad usura maggiore di quanto preventivato in fase progettuale.
- Sistema di monitoraggio: anche se non si può parlare di un vero e proprio intervento di revamping, l'adozione di efficienti sistemi di monitoraggio dà la possibilità di avere una valutazione effettiva sugli altri interventi di revamping eseguiti. Inoltre un moderno sistema di monitoraggio consente un tempestivo e dettagliato controllo sull'impianto, riducendo significativamente i tempi di individuazione e risoluzione delle problematiche. Così, in caso di comportamenti anomali dell'impianto, i moderni software permettono di avere a disposizione un ricco set di parametri da analizzare per interpretare e correggere le cause delle avarie.

Chiaramente è necessaria una dettagliata analisi tecnica delle performance di ogni specifico impianto per valutare gli interventi necessari al miglioramento, i relativi costi di investimento e le corrette procedure autorizzative per le varianti, in modo che il proprietario dell'asset abbia a disposizione tutti i parametri per decidere se procedere con un revamping o meno.

5.1 IL CONTESTO NORMATIVO

Nel corso del 2016, l'articolo 30 del D.M. 23 giugno 2016, "Incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti diverse dal fotovoltaico", ha introdotto criteri e principi di riferimento per la realizzazione di interventi di manutenzione sugli impianti incentivati, disciplinando, in special modo, gli interventi di sostituzione dei componenti.

In data 21 febbraio 2017, il GSE, ha pubblicato le Procedure per la gestione degli interventi di manutenzione e ammodernamento tecnologico relativi a impianti fotovoltaici incentivati in CE, finalizzate a ridurre e semplificare gli adempimenti degli operatori verso il GSE, ma anche ad agevolare il conseguimento degli obiettivi generali di sostenibilità ambientale e la diffusione di "buone pratiche" che rendano il parco di generazione da fonte solare più affidabile, performante e moderno.

Come già noto, ai sensi del D.M. 31 gennaio 2016, "Attuazione dell'art. 42 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, sulla disciplina dei controlli e delle sanzioni in materia di incentivi nel settore elettrico di competenza del Gestore dei Servizi Energetici, GSE S.p.A.", per gli impianti che hanno avuto accesso agli incentivi dei passati Conti Energia, il GSE è tenuto a verificare la sussistenza e la permanenza dei requisiti per il mantenimento dei sopracitati incentivi, inclusi premi o maggiorazioni, per tutto il periodo di incentivazione previsto. È dunque strettamente necessario che a seguito di qualsivoglia intervento di manutenzione (ordinaria o straordinaria) e/o rigenerazione tecnologica che si effettua su un impianto fotovoltaico, sia fatta particolare attenzione a garantire la permanenza di tutti i requisiti che hanno consentito l'accesso alle tariffe incentivanti previste dai Decreti Ministeriali di riferimento, nonché delle prescrizioni previste dalla regolazione di settore e di quanto indicato dal D.M. 23 giugno 2016.

Nell'eventualità in cui, a valle della realizzazione di un'operazione di modifica, il possesso dei menzionati requisiti e vincoli dovesse venire a mancare, o fosse modificato, o dovessero emergere delle incoerenze tra i dati in possesso del GSE e quanto riscontrabile nel sistema *Gaudi* di Terna, il Gestore dei Servizi intraprenderà i necessari provvedimenti amministrativi, ex. L. 241/90, finalizzati alla rimodulazione della tariffa incentivante a cui si ha diritto o, nel peggiore dei casi alla decadenza dal diritto a percepirla.

Per tutti gli interventi significativi di manutenzione o ammodernamento tecnologico (vale a dire interventi che implicano la variazione di configurazione o di dati caratteristici rilevanti dell'impianto), per gli impianti di potenza nominale superiore a 3 [kW], è obbligatorio fornire al GSE un'apposita comunicazione entro 60 giorni dall'avvenuto intervento, allegando i documenti necessari a descrivere e circostanziare i lavori effettuati (*APPENDICE A*).

Per gli interventi, invece, che non comportano la variazione di dati specifici significativi e di layout dell'impianto (cioè tali da non incidere sul mantenimento degli incentivi), o che riguardano impianti di potenza pari o inferiore a 3 kW, non vige l'onere di comunicarli all'ente preposto.

È bene sottolineare che la realizzazione di interventi volti alla revisione e rigenerazione di un impianto fotovoltaico o agli immobili o manufatti su cui lo stesso è installato, non sono soggetti ad approvazione preventiva da parte del GSE. È dunque sufficiente che dopo aver ottenuto dagli Enti competenti eventuali atti autorizzativi o di assenso ed aver effettuato l'intervento, il Soggetto Responsabile comunichi l'avvenuta modifica al Gestore dei Servizi.

Infine, va ribadito che tra i requisiti che vanno mantenuti per continuare ad avere diritto alle tariffe incentivanti non ci sono solo quelli che riguardano le caratteristiche dell'impianto e delle sue componenti, ma sono altrettanto importanti quelli che riguardano il Soggetto Responsabile (requisiti soggettivi). In particolare il cambio di titolarità della proprietà dell'impianto potrebbe determinare la perdita dell'accesso agli incentivi, ad esempio:

- per impianti nella titolarità di Enti locali o Regioni, che pur non avendo i requisiti di totale integrazione architettonica, con i benefici della Legge Finanziaria 2008, abbiano avuto accesso agli incentivi del secondo CE, il trasferimento di proprietà a soggetti con diversa natura giuridica implica l'adeguamento alle tariffe (più basse) inizialmente riconosciute all'effettivo livello di integrazione architettonica;
- nel caso di impianti, di potenza nominale superiore a 12 [kW], di proprietà di Pubbliche Amministrazioni e incentivati con il quinto CE, la variazione di titolarità a soggetti che non rispettino la definizione di Pubblica amministrazione comporta la totale decadenza del diritto di percepire gli incentivi.

5.1.1 INTERVENTI CHE COMPORTANO VARIAZIONE DI CONFIGURAZIONE O DI DATI CARATTERISTICI DELL'IMPIANTO

Così come contenuto nel documento tecnico di riferimento emanato dal GSE e come previsto dal D.M. 23 giugno 2016, è opportuno specificare quali siano gli specifici interventi di manutenzione o revamping che nella pratica si effettuano sulle installazioni FV e che portano ad una sostanziale modifica dell'assetto dell'impianto o dei suoi parametri caratteristici, andando ad influire sulla possibilità di riconoscimento degli incentivi.

SPOSTAMENTO DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO

Se si vuole valorizzare economicamente il sito dell'impianto, ad esempio attraverso interventi di sopraelevazione o diversa distribuzione degli spazi, o se occorre intervenire per ripristinare le prestazioni produttive (attenuando per esempio ombreggiamenti causati da elementi architettonici di costruzione successiva a quella dell'impianto), la normativa consente lo spostamento di singoli o gruppi di componenti. Naturalmente devono essere rispettati i requisiti previsti dal Decreto di riferimento e dalla regolazione vigente anche in termini di autorizzazioni edilizie o di configurazione elettrica.

SPOSTAMENTO DELL'INTERO IMPIANTO

In via del tutto generale un impianto incentivato non può essere spostato dal sito di prima installazione. Il sito è identificato dai riferimenti catastali dell'immobile o del terreno su cui sorge l'installazione fotovoltaica. Non è, dunque, ammesso dalla normativa smontare completamente l'impianto e ricostruirlo in altro sito. Tuttavia è facoltà del Soggetto Responsabile inoltrare una richiesta di valutazione preventiva al GSE qualora si renda necessario uno spostamento dell'impianto per cause di forza maggiore o per eventi imprevedibili o comunque non dipendenti dalla volontà del Soggetto stesso.

SOSTITUZIONE DI COMPONENTI DELL'IMPIANTO

Se attraverso i sistemi di monitoraggio si riscontrano problematiche di sotto performance del proprio parco di generazione (*cf. Cap. 4*), è consentita la sostituzione sia dei componenti principali (moduli e inverter) sia dei secondari (tutti gli altri) con componenti tecnologicamente più avanzati che consentano un ripristino dell'efficienza produttiva.

Per quel che riguarda i moduli, per mantenere il diritto all'incentivazione, in un intervento di sostituzione occorre utilizzare elementi di nuova costruzione o rigenerati, e comunque conformi ai requisiti imposti dal quinto Conto Energia. Se si dispone di moduli a magazzino acquistati come scorta e gli stessi rispondono almeno alle caratteristiche richieste dal CE al quale l'impianto ha avuto accesso, è consentito il loro utilizzo per opere di sostituzione a seguito della presentazione dell'idonea documentazione comprovante la data di approvvigionamento (fatture di acquisto e documenti di trasporto)². In tutti i casi di sostituzione dei moduli, per facilitare e rendere possibile l'eventuale riconfigurazione delle stringhe di generazione, necessaria per garantire il corretto funzionamento dell'inverter, sono accettate soglie percentuali di incremento del valore della potenza elettrica nominale dell'impianto:

- fino al 5% per impianti con taglia non superiore a 20 [kW];
- fino all'1% per impianti con potenza nominale oltre 20 [kW].

Entro le suddette soglie, introdotte dall'art. 30 del DM 23 giugno 2016, deve mantenersi l'incremento complessivo della potenza nominale dell'impianto, generato dai diversi interventi realizzati durante l'intero periodo di incentivazione. Gli incrementi di potenza che rientrano nelle suddette soglie vengono registrati dal GSE nei propri sistemi transazionali ma non comportano l'adeguamento delle informazioni contenute nella convenzione in Conto Energia: l'impianto cioè continuerà automaticamente a percepire la stessa tariffa incentivante nonostante l'incremento di potenza.

Anche per la sostituzione degli inverter, per la sostituzione con nuovi elementi è obbligo rispettare le norme di settore e quanto previsto dalle Delibere dell'ARERA in

² Nei particolari casi in cui l'acquisto e/o il possesso dei moduli di scorta sia in capo a soggetti terzi (es. installatore o asset manager) occorre fornire la documentazione che ne provi l'attribuzione all'impianto oggetto dell'intervento di sostituzione (es. contratto di O&M).

materia di connessione degli impianti e dai Gestori di Rete nei propri regolamenti di esercizio.

Se si intendono riutilizzare in successivi interventi di manutenzione dello stesso impianto i componenti rimossi in occasione di precedenti interventi ma ancora funzionanti e conservati come scorta tecnica, è indispensabile fornire al GSE i dettagli sulle modalità di stoccaggio fino al loro reimpiego. In ogni caso non è possibile servirsi di componenti sostitutivi provenienti da altri impianti incentivati in Conto Energia.

Nei particolari casi in cui vi sia la necessità di ripristinare al più presto la funzionalità di impianti che hanno subito, ad esempio, guasti estesi o incendi, la normativa prevede l'uso in modo temporaneo (cioè di durata non oltre i sei mesi) di componenti di riserva (muletti) anche se di proprietà di soggetti diversi dal soggetto titolare dell'impianto. In questi casi, però, non sono tollerate alcuna percentuale di aumento della potenza nominale dell'impianto. Naturalmente, anche questi componenti muletto dovranno rispondere agli stessi prerequisiti dei componenti che vanno a sostituire temporaneamente. La procedura prevede che sia la data di installazione che tutte le informazioni relative alle componenti muletto ed anche la documentazione riguardante la riparazione del componente danneggiato o l'acquisto di un nuovo componente sostitutivo debbano essere comunicate tempestivamente al GSE. Se ciò non avvenisse, il Gestore dei Servizi avvia un procedimento finalizzato ad accertare l'avvenuta installazione dei nuovi componenti, fino al termine del quale l'erogazione degli incentivi è sospesa. Infatti, per esempio, nel particolare caso in cui i componenti oggetto di sostituzione abbiano concorso al riconoscimento della maggiorazione di incentivo prevista dal quarto o dal quinto CE (per componenti provenienti da paesi membri dell'UE o parte dell'Accordo sullo Spazio Economico Europeo), e i componenti nuovi non abbiano gli stessi requisiti, l'intervento di sostituzione comporterà una riduzione della tariffa incentivante inizialmente riconosciuta di una quota pari all'intera maggiorazione inizialmente percepita. Anche nel caso di impianti architettonicamente integrati (BIPV) e di impianti a concentrazione (CPV), se a valle di una campagna di sostituzione dovessero venire a mancare requisiti previsti per tali particolari tipologie di impianto dai Decreti di riferimento, dalle Regole Applicative e dalle Guide Tecniche occorrerà verificare che almeno i requisiti disciplinati per l'accesso diretto agli incentivi dedicati agli impianti fotovoltaici siano rispettati. Dopo gli accertamenti del GSE:

- se l'esito delle verifiche è positivo, la tariffa incentivante sarà comunque percepita anche se subirà un adeguamento al ribasso in funzione dell'intervento effettuato;
- se non sussistono più le prerogative per il percepimento degli incentivi, il GSE provvederà alla risoluzione immediata della Convenzione stipulata con il Soggetto Responsabile dell'impianto, che perderà a tutti gli effetti il diritto alla tariffa incentivante.

In tutti i casi, comunque, sia si tratti di sostituzione temporanea sia di definitiva, è obbligo del Soggetto Responsabile indicare al GSE la destinazione finale del

componente rimosso dall'impianto, in rispetto alla normativa in materia di smaltimento dei moduli fotovoltaici (RAEE).

RIMOZIONE DI MODULI FOTOVOLTAICI

È possibile che nel corso della vita di un impianto si presenti l'evenienza, a seguito di danneggiamenti o altre cause tecniche, di effettuare un intervento di rimozione di più moduli fotovoltaici. In questo modo si determina inevitabilmente una diminuzione della potenza nominale dell'impianto fotovoltaico che, in base alle scelte del Soggetto responsabile, può essere definitiva o solamente temporanea. Se è stato deciso di rinunciare definitivamente alla quota di potenza dismessa, si rende necessario fornire al GSE una specifica comunicazione, nonché aggiornare le informazioni memorizzate sul sistema *Gaudì* di Terna, fermo restando gli adempimenti previsti dal TICA (Testo Integrato delle Connessioni Attive) ai fini dell'adeguamento della connessione esistente. In ogni caso, per riduzioni della potenza dell'impianto non è previsto il riconoscimento di eventuali incrementi della tariffa incentivante.

MODIFICHE EDILIZIE A IMMOBILE O MANUFATTO SU CUI SORGE L'IMPIANTO

Per svariati motivi legati sia all'involucro edilizio e agli spazi circostanti, sia ad interventi di revamping sull'installazione fotovoltaica solare, è possibile che si operino delle modifiche anche alla modalità installativa dell'impianto. Ancora una volta il focus va posto sulla permanenza del possesso dei requisiti che danno il diritto alla tariffa incentivante. Se le modifiche comportano una diversa classificazione dell'impianto rispetto a quella iniziale può succedere che gli incentivi debbano essere rimodulati o che si perda un eventuale diritto a premi o maggiorazioni della tariffa. Nel peggiore dei casi si può incorrere nella decadenza del diritto di accesso agli incentivi garantiti dal Conto Energia di riferimento.

Anche nel caso di modifiche a strutture o immobili, non sono previsto alcun tipo di incremento dei benefici economici già riconosciuti a monte dell'intervento.

INSTALLAZIONE DI NUOVI DISPOSITIVI ELETTRONICI

La normativa vigente, in generale, permette, a patto di fornire tutta la documentazione una volta conclusa l'installazione, tutti quegli interventi che comportano la modifica, la rimozione o l'inserimento di nuovi componenti elettronici col fine di rendere il proprio parco di generazione più affidabile e performante. Le motivazioni che spingono ad effettuare questo genere di operazioni di ammodernamento tecnologico possono riguardare problemi prestazionali di natura tecnica che si dovessero manifestare sull'impianto o l'adeguamento delle apparecchiature all'eventuale evoluzione della normativa tecnica inerente la connessione alla rete pubblica o all'esercizio in sicurezza. In particolare, spesso,

nella pratica, succede di dover ricorrere a dispositivi elettronici quali ottimizzatori e rigeneratori per far fronte a problemi di rendimento di generazione, andando a mitigare errori di installazione (orientamento moduli scorretto, ombreggiamenti ecc.) o effetti di degrado e perdita di potenza che si manifestano col passare del tempo.

VARIAZIONE DEL REGIME COMMERCIALE DI VALORIZZAZIONE O DI IMMISSIONE IN RETE DELL'ENERGIA PRODOTTA

I Decreti dei diversi Conti Energia hanno, in certi casi, subordinato l'accesso agli incentivi o perlomeno il riconoscimento di tariffe più remunerative, maggiorazioni o premi, al particolare regime di cessione in Rete dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (cessione parziale o totale) o al regime commerciale di valorizzazione della stessa adottato dal Soggetto Responsabile (Ritiro Dedicato o Scambio Sul Posto).

È per questo motivo che eventuali interventi di modifica del regime commerciale o di immissione in Rete dell'energia potrebbero andare a intaccare i requisiti posseduti che garantivano l'accesso agli incentivi. Il riconoscimento della tariffa incentivante può, allora, venire meno o solamente subire una rimodulazione o un taglio dei premi e delle maggiorazioni inizialmente concesse.

È bene evidenziare che, a parità di regime di cessione in Rete adottato, se si intendesse variare la scelta del regime di valorizzazione commerciale di cui beneficiare, si è tenuti a seguire le opportune procedure previste dal GSE per questo genere di casi.

MODIFICHE DEL PUNTO DI CONNESSIONE ALLA RETE

Alcuni tipi di intervento come la variazione di tensione di collegamento alla Rete, la variazione di del regime di cessione, lo spostamento dell'ubicazione del punto di connessione o la sostituzione della fornitura provvisoria (di cantiere) con la definitiva, comportano la variazione di codice POD (Point Of Delivery) identificativo del punto di connessione di un impianto fotovoltaico alla Rete elettrica nazionale.

Tutti i diversi Conti Energia che nel tempo hanno regolamentato l'accesso agli incentivi economici dispongono che il punto di connessione dell'impianto fotovoltaico alla Rete deve rimanere unico e non condiviso con altri impianti fotovoltaici per tutta la durata del periodo di incentivazione. In caso non si rispetti questa prescrizione la pena è quella della decadenza del diritto alla tariffa incentivante.

Solamente nei casi di variazioni del codice POD effettuate con scopi di miglioramento dell'efficienza dell'impianto in relazione alle proprie esigenze, è necessario che venga inviata tempestivamente al GSE l'idonea documentazione da cui si possa desumere il nuovo codice e la data di decorrenza della modifica.

Nei casi, invece, di ricodifica del codice POD da parte del proprio Gestore di Rete a seguito di incorporazione con altro Gestore o cessione totale o parziale di ramo d'azienda, non è necessario che il Soggetto Responsabile invii alcuna

comunicazione al GSE dal momento che le informazioni vengono fornite direttamente dal Gestore di Rete competente.

5.1.2 MODALITA' DI COMUNICAZIONE DELL'AVVENUTA REALIZZAZIONE DI INTEVENTI E COSTI DI ISTRUTTORIA

Sia che si tratti di interventi che comportano variazioni della configurazione originale dell'impianto o di dati caratteristici rilevanti, sia che le modifiche effettuate non comportino sostanziali cambiamenti di tali dati, il Soggetto Responsabile, secondo anche quanto detto nei paragrafi precedenti, è sempre tenuto a comunicare al GSE l'avvenuta realizzazione di ogni intervento.

La comunicazione al GSE è resa dal Soggetto Responsabile sotto forma di dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà (art. 47 del DPR n. 445/2000) in base al tipo di operazioni svolte sul proprio impianto, compilando appositi modelli:

- Modello 01 – *Comunicazione di avvenuta realizzazione di interventi significativi di manutenzione e ammodernamento tecnologico di impianti fotovoltaici incentivati;*
- Modello 02 – *Comunicazione di avvenuta realizzazione di interventi NON significativi di manutenzione e ammodernamento tecnologico di impianti fotovoltaici incentivati;*
- Modello 03 – *Richiesta di valutazione preliminare degli effetti dell'intervento di manutenzione/ammodernamento tecnologico progettato sugli incentivi riconosciuti.*

Nell'*APPENDICE A* di questo documento sono riportati fedelmente, secondo quanto redatto nel DTR fornito dal GSE, i tre modelli sopra citati e tutta la documentazione aggiuntiva che è necessario allegare in riferimento al tipo di intervento che si è andati ad effettuare.

Tutta la documentazione va solitamente fornita entro sessanta giorni dal completamento dell'intervento di manutenzione o revamping, e deve essere inviata (fino alla messa a punto di un sistema informatico semplificato per la ricezione dei documenti) tramite:

- a) PEC (posta elettronica certificata) all'indirizzo: info@pec.gse.it;
- b) raccomandata A/R all'indirizzo: Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. – viale Maresciallo Pilsudski, 92 – 00197 Roma.

All'avvenuta ricezione degli incartamenti, spetterà al GSE la valutazione degli effetti che ha comportato l'avvenuta modifica sul mantenimento degli incentivi già riconosciuti o su eventuali premi o maggiorazioni a cui si aveva già diritto.

I costi dell'istruttoria che verranno indicati, assieme alle modalità di pagamento, dal Gestore dei Servizi tramite fattura al termine dell'attività di valutazione (sia che abbia

esito positivo o negativo al fine del mantenimento delle tariffe incentivanti), secondo quanto stabilito dal D.M. 24 dicembre 2014, sono composti da:

- una quota fissa pari a 50€;
- una quota variabile pari a 2€ per ciascun [kW] di potenza incentivata, fino a 20 [kW];
- una quota variabile pari a 1€ per ciascun [kW] di potenza incentivata eccedente i primi 20 [kW].

Va specificato che se l'intervento sull'impianto ha interessato unicamente il rimpiazzo di componenti principali (moduli o inverter), il compenso da corrispondere al GSE viene calcolato solamente sulla base della potenza dei componenti oggetto di sostituzione.

5.2 I PARAMETRI ECONOMICI

Il problema della valutazione dell'investimento che comporta un possibile intervento di revamping di un impianto fotovoltaico, è un argomento complesso, trattandosi di operare una decisione che comporta esborsi concentrati o distribuiti nel tempo, a fronte di ricavi differiti nel tempo. L'informazione finale indispensabile per compiere delle scelte è la determinazione del flusso di esborsi e di ricavi, detto flusso di cassa, associato ad ogni alternativa disponibile.

Quando differenti scelte producono lo stesso risultato, il confronto può essere più semplicemente effettuato sulla base dei soli costi da sostenere. In tutti gli altri casi è necessario stabilire un metodo di classificazione delle alternative disponibili traducendo tutti i dati tecnici in dati economici e correlando tutte le informazioni alla dimensione temporale in base alla durata di vita del progetto.

A tal fine sono utilizzabili molti criteri di scelta, ciascuno con una propria razionalità e che possono essere macroscopicamente suddivisi in due categorie:

- metodi aritmetici;
- metodi finanziari o geometrici.

I primi hanno la caratteristica di trascurare di valorizzare il tempo, nel senso che esborsi e ricavi vengono computati senza ulteriori elaborazioni se non, eventualmente, quella di depurare le somme spese o incassate dagli effetti inflazionistici. Questi metodi sono, dunque, applicabili quando la vita utile di un progetto non è troppo lunga o quando, per motivi di preferenza o incertezza futura, si attribuisce una netta predominanza ai risultati di breve periodo. Tra le metodologie più usate si trova quella del tempo di recupero (pay-back time).

I criteri geometrici o finanziari, invece, associano un valore al tempo anche nel procedimento di calcolo e, quindi, omogeneizzano le somme spese o incassate in base al momento in cui l'evento si verifica. Il metodo del valore attuale netto (VAN) e quello del tasso interno di rendimento (TIR) rientrando tra le logiche più spesso usate.

5.2.1 METODO DEL PAY-BACK (PB)

Il tempo o periodo di recupero (pay-back time) non è altro che il tempo necessario affinché la disponibilità di cassa uguagli esattamente l'investimento netto che l'ha resa possibile.

Il tempo di recupero, identificato dalla sigla PB, può quindi essere calcolato risolvendo la seguente equazione:

$$\sum_{k=0}^{PB} D_k = \sum_{k=0}^n I_k \quad (5.1)$$

con D_k = disponibilità netta generata dal progetto nell'anno k -esimo
 I_k = investimento nel k -esimo sottoperiodo di vita del progetto

Nei casi più semplici in cui l'investimento sia concentrato in un solo esborso iniziale e che le entrate annue generate siano costanti, la formula (5.1) diventa:

$$PB = \frac{I_0}{D} \quad (5.2)$$

Questo parametro non è una vera e propria misura della redditività dell'investimento, quanto, piuttosto, della rapidità con cui si forma la liquidità. Perché l'investimento proposto possa essere accettato, occorre che il tempo di recupero sia inferiore alla vita utile del progetto. Nel caso di alternative di investimenti mutuamente escludentesi, è considerata meno rischiosa quella con PB minore.

I vantaggi di questo metodo di valutazione sono:

- semplicità e velocità di calcolo;
- significatività del risultato ottenuto: potendo immediatamente visualizzare la liquidità che si ottiene, il tempo di recupero è una "misura del rischio" per l'investitore.

I principali svantaggi invece consistono in:

- non viene tenuto conto delle disponibilità che si verificano dopo il recupero dell'investimento. Offre quindi una visione parziale dei benefici e della redditività;
- il tempo non viene valorizzato. Ciò ha senso solo se i tempi di recupero sono brevi, mentre gli investimenti a lungo termine sono penalizzati.

Per questi motivi il metodo del pay-back time può essere preso in considerazione per la scelta tra diversi investimenti solo integrandolo con altri metodi che tengano conto di tutta la vita utile del progetto e del valore del tempo.

5.5.2 METODO DEL VALORE ATTUALE NETTO (VAN)

Col criterio del valore attuale netto (detto anche EVA, Eccedenza del Valore Aggiunto) gli esborsi e i ricavi vengono valorizzati in base al momento in cui si verificano. Dal punto di vista economico un investimento può essere considerato redditivo se la somma algebrica dei flussi di cassa, opportunamente ricondotti ad un tempo di riferimento ed estesa per tutti gli anni della vita economica stimata per l'investimento, risulta positiva.

Il tasso che esprime il costo di trasporto delle somme è predeterminato sulla base di apposite valutazioni e viene chiamato tasso d'attualizzazione. Generalmente il tasso d'attualizzazione è superiore al costo del denaro e la differenza tende ad essere legata alla rischiosità dell'investimento e quindi alla tipologia di progetto che si vuole realizzare.

Nel metodo del VAN, allora, l'utilità complessiva dell'investimento può essere valutata sommando algebricamente i diversi esborsi ed i redditi, riportandoli ad un medesimo tempo di riferimento attraverso il meccanismo di attualizzazione, cioè:

$$VAN = F_0 + \frac{F_1}{(1+a)} + \frac{F_2}{(1+a)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+a)^n} \quad (5.3)$$

con $n =$ numero di periodi (di solito anni) di vita utile del progetto di investimento
 $F_{0,\dots,n} =$ flusso di cassa (positivo o negativo) nell' n -esimo periodo
 $a =$ tasso di attualizzazione

Anche in questo caso, se si suppone che l'investimento sia concentrato e di attualizzare tutto all'istante iniziale, la (5.3) diventa:

$$VAN = -I_0 + \sum_{k=1}^n D_k \cdot (1+a)^{-k} \quad (5.4)$$

con $I_0 =$ esborso per l'investimento iniziale
 $D_k =$ disponibilità netta generata dal progetto nell'anno k -esimo
 $a =$ tasso di attualizzazione

Si possono allora fare le seguenti considerazioni:

- $VAN > 0$: l'operazione di investimento dà una certa redditività economica al termine della vita utile;
- $VAN = 0$: l'operazione servirà unicamente a restituire in n anni il capitale al tasso d'interesse a ;
- $VAN < 0$: l'investimento è in perdita e non produrrà utili.

Il VAN così ottenuto, però, rappresenta una cifra assoluta non sufficiente a permettere la scelta dell'investimento migliore dal punto di vista economico: lo stesso valore attuale netto potrebbe, infatti, essere generato da esborsi iniziali molto diversi tra loro. Bisogna, dunque, a parità di VAN, ordinare le diverse alternative di progetto a seconda del valore attuale netto unitario, cioè riferito all'unità di investimento. Questo rapporto prende il nome di *Indice di Profittabilità (PI)*:

$$PI = \frac{VAN}{I_0} \quad (5.5)$$

L'indice di profittabilità restituisce, allora, una misura del guadagno netto attualizzato per ogni euro investito. Quindi tra due alternative sarà preferita quella con PI maggiore (tuttavia perché venga accettata solitamente occorre anche che il suo PI superi una certa soglia prefissata).

5.2.3 METODO DEL TASSO INTERNO DI RENDIMENTO (TIR)

Anche col metodo del TIR (o IRR, Internal Rate of Return) viene attribuito un valore diverso alle somme spese o ricavate a seconda dell'istante in cui gli esborsi o i ricavi si verificano. Per rendere omogenee e confrontabili nello stesso istante tutte le voci

del flusso di cassa, occorre tenere conto del tempo nel quale si verificano: si prende quindi in considerazione il flusso di cassa scontato (*DCF, Discounted Cash Flow*) prodotto da un investimento.

Il tasso di sconto del flusso di cassa, invece che essere predeterminato, nel metodo TIR viene calcolato. Il tasso interno di rendimento si può allora definire come quel particolare tasso di attualizzazione che rende il valore attuale delle disponibilità nette di cassa uguale all'esborso iniziale per l'investimento.

Vedendola da un altro punto di vista, il TIR corrisponde a quel determinato valore del tasso di interesse al quale è possibile prendere in prestito tutti i fondi necessari per realizzare l'investimento, senza avere né utili né perdite al termine della vita utile del progetto, dopo aver restituito l'esborso iniziale ed i relativi interessi maturati.

Il TIR, per cui, si calcola risolvendo l'equazione del VAN con i (che corrisponderà al valore cercato del TIR) tale che il VAN sia uguale a zero:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{F_k}{(1+i)^k} = 0 \quad (5.6)$$

con $k =$ scadenze temporali

$F_k =$ Flusso di cassa (positivo o negativo) al tempo k

In altri termini, se l'investimento è concentrato all'inizio del progetto e le entrate sono costanti:

$$I_0 = \sum_{k=1}^n D_k \cdot (1 + TIR)^{-k} \quad (5.7)$$

con $I_0 =$ esborso per l'investimento iniziale

$D_k =$ disponibilità netta generata dal progetto nell'anno k -esimo

Si può dimostrare che la (5.7) si può scrivere anche come:

$$\frac{(1 + TIR)^n - 1}{TIR \cdot (1 + TIR)^n} = PB \quad (5.8)$$

Questa formula mette in evidenza che, anche nei casi più semplici, il TIR non può essere calcolato direttamente ma bisogna procedere iterativamente per tentativi.

Il progetto migliore risulterà quello con TIR maggiore.

Ricapitolando, allora, i principali vantaggi di questo metodo sono:

- tiene conto del fattore tempo;
- tiene conto intrinsecamente degli eventuali interessi messi in gioco dalle somme impiegate, in modo da evitarne il conteggio in fasi successive;
- è preciso.

Per contro, una possibile pecca può essere che il metodo del tasso interno di rendimento non fornisce risposte completamente esaustive nel caso di investimenti con flussi di cassa alternativamente positivi e negativi.

5.3 STATISTICHE SUGLI INTERVENTI

L'entità e le potenzialità del business legato alle operazioni di revamping si possono capire dai dati raccolti dal GSE sugli interventi di modifica a ammodernamento degli impianti fotovoltaici nel corso degli scorsi anni. Il GSE, infatti, nell'ambito delle sue funzioni, ha la responsabilità di verificare, per gli impianti ammessi al Conto Energia, di verificare che i requisiti che hanno consentito l'accesso e il riconoscimento delle tariffe incentivanti siano mantenuti. Vengono gestite quindi tutte le pratiche e le comunicazioni riferite all'avvenuta realizzazione di interventi di modifica impiantistica, inviate dai Soggetti Responsabili delle installazioni in questione.

Fino al 31 dicembre 2017, in totale, risultano pervenute al GSE circa 31.500 comunicazioni in merito ai diversi interventi di modifica effettuati su impianti fotovoltaici incentivati in CE, incluse 263 comunicazioni relative ad interventi di potenziamento non incentivato. Nel corso del solo 2017, in particolare, le richieste sono state ben 13.400, dimostrando come la convenienza di questo genere di interventi stia sempre più convincendo i proprietari degli impianti a commissionare opere di rigenerazione.

Il GSE, inoltre, si fa carico di gestire tutte le richieste di valutazione preventiva finalizzate a predeterminare, specialmente nei casi più complessi, gli effetti che la realizzazione di un provvedimento di revisione o ammodernamento tecnologico può avere sugli incentivi già riconosciuti. Le richieste di questo genere, sempre fino al 31 dicembre 2017, sono state 1.080, di cui 339 solo nell'ultimo anno.

A seguire, i grafici di *Figura 5.1* riepilogano le tipologie di richieste di modifica sugli impianti pervenute nel 2017. In particolare si nota come gli interventi di modifica riguardino, quasi totalmente, la sostituzione di componenti dell'impianto, in special modo inverter e moduli.

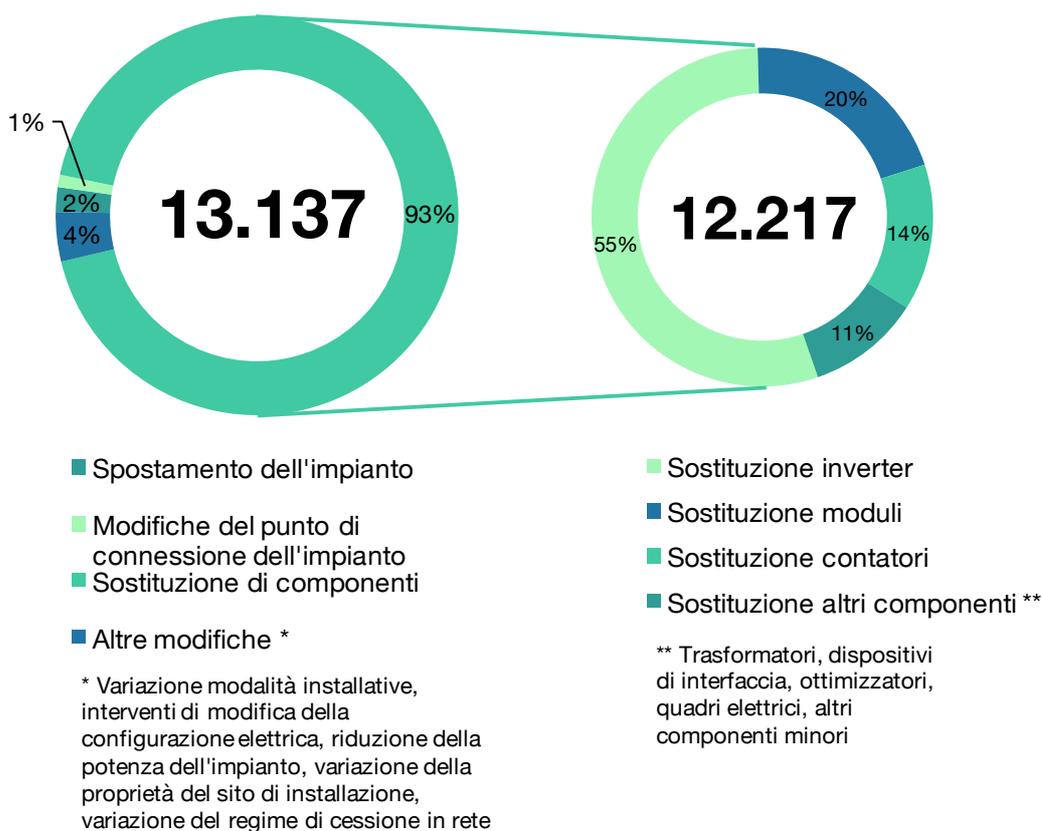


FIGURA 5.1 - Numero di interventi di modifica comunicati al GSE nel 2017

In *Figura 5.2* sono evidenziati, invece, suddivisione per CE di riferimento e classe di potenza degli interventi eseguiti nel 2017. Appare subito evidente come gli interventi di revamping non siano una prerogativa solamente dei grandi assets, ma che anche installazioni di tipo residenziale o industriale rappresentino, come numero di impianti, un importante bacino di mercato.

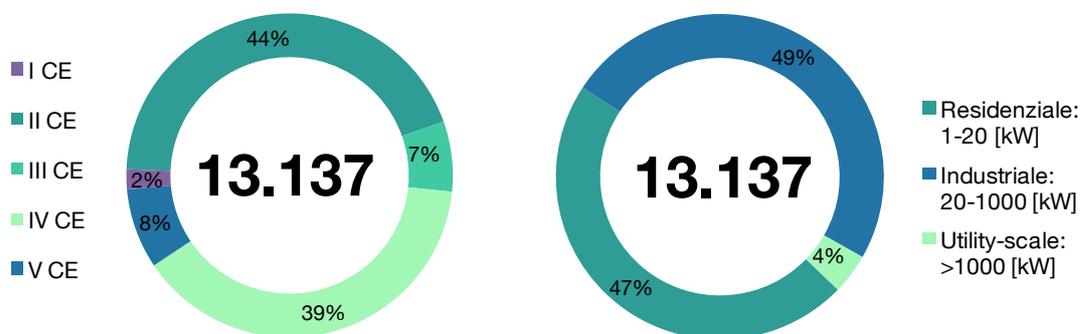


FIGURA 5.2 - Interventi di modifica effettuati sugli impianti in base a CE di riferimento e taglia di potenza

5.4 ESEMPI DI CALCOLO

Per capire meglio quanto finora detto, si passa ora ad analizzare come nella pratica reale è opportuno procedere per valutare la convenienza o meno di un intervento di revamping sul proprio impianto. Per fare ciò di tratteranno i casi di due impianti: uno nel quale un processo di rinnovamento risulta economicamente proficuo, l'altro in cui invece i benefici economici non riescono a superare i costi di intervento. I dati tecnici sui due impianti in questione e i relativi risultati delle analisi tecniche volte ad individuare la causa delle sotto performances, sono stati messi gentilmente a disposizione dall'azienda MRP srl. di Padova, che da anni è leader nel settore della consulenza e dei check-up su impianti fotovoltaici in tutto il mondo.

5.4.1 CASO 1 – QUANDO IL REVAMPING E' CONVENIENTE

In questo primo esempio si riporta il caso di un impianto in cui, a seguito della rilevazione di notevoli problemi di produzione sotto le aspettative, con opportune e complete verifiche strumentali si è riusciti ad individuare come causa del problema alcuni moduli difettosi. Una loro sostituzione con modelli di equivalente potenza ma di qualità migliore risulterà la strada più economicamente conveniente da percorrere.

L'impianto

L'impianto fotovoltaico in oggetto è stato installato sulle coperture di uno stabilimento di un'azienda agricola, nel comune di Crema, in Lombardia ed è entrato in esercizio nel giugno 2011. La potenza installata è di 182,40 [kW_p], suddivisa in due inverter ai quali fanno capo in totale due quadri di parallelo stringa ciascuno: i quadri di campo QC1 e QC4 all'inverter 2. In totale i moduli fotovoltaici sono stati installati su quattro distinti edifici (Figura 5.3).

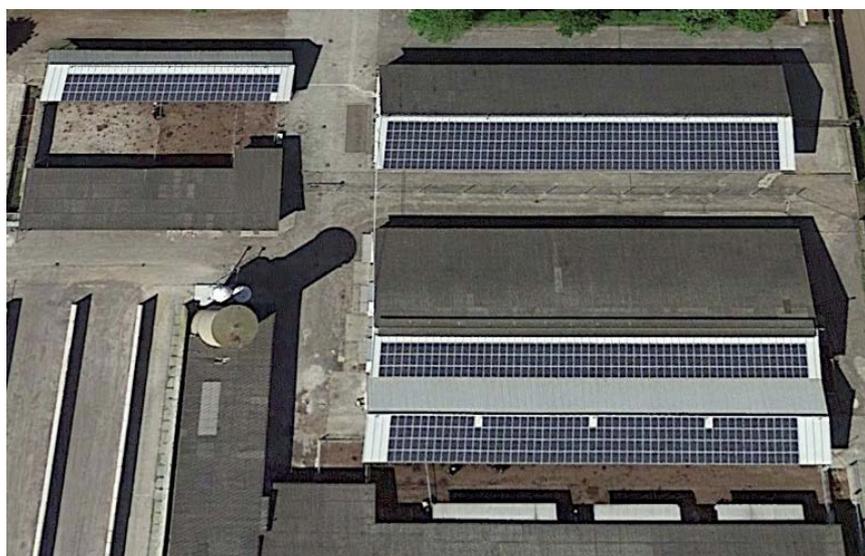


FOTO 5.3 – Vista aerea dell'impianto fotovoltaico

Tutte le stringhe di moduli di un edificio convergono in un proprio quadro di parallelo, ed in particolare:

- al quadro QC1 sono collegate 5 stringhe di moduli;
- al quadro QC2 sono collegate 15 stringhe di moduli;
- al quadro QC3 sono collegate 9 stringhe di moduli;
- al quadro QC4 sono collegate 11 stringhe di moduli.

Ogni stringa è composta dalla serie di 19 moduli. Risultano quindi installati in totale 760 moduli fotovoltaici.

Di seguito le caratteristiche tecniche di inverter e moduli:

INVERTER:

Marca e modello: Ingeteam Sun 80

- $P_{in} = 83,3 - 91,8 \text{ kW}_p$
- $V_{in} = 405 - 705 \text{ V}_{DC}$
- $I_{max} = 229 \text{ A}$
- Quadri di stringa in ingresso: 2
- MPPT: 1

MODULI:

Marca e modello: EMMVEE – ES 230 P60Q

- *Potenza nominale:* 240 W_p
- *Nr. E tipo celle:* 60 celle policristalline – 6” – 3 bus bar
- $V_{oc} = 36,82 \text{ V}$
- $I_{sc} = 8,20 \text{ A}$
- $V_{mp} = 30,04 \text{ V}$
- $I_{mp} = 7,99 \text{ A}$

Il problema

A partire dal 2014 l'impianto ha iniziato a mostrare un calo nelle performance, in particolare nel sottocampo 4, sempre più marcato con il passare degli anni. Dai dati registrati dal sistema di monitoraggio presente si nota come, specialmente per gli anni 2015 e 2016 appare evidente l'andamento fortemente anomalo della curva di potenza relativa all'inverter 2 (Figura 5.4). In particolare il discostamento dell'andamento del diagramma della potenza fornita all'inverter 2 rispetto alla curva dell'inverter 1 si manifesta tra le ore 9:00 e le ore 10:00 della giornata presa come riferimento, per poi subire un drastico allontanamento fino ad assestarsi su valori di potenza via via inferiori e fortemente sotto gli ideali. È importante sottolineare come, dai grafici di produzione, anche l'inverter 1 per il mese di luglio 2016 abbia registrato una performance sotto i valori attesi³, evidenziando come il problema non sia circoscritto ad una porzione limitata dell'impianto ma, col passare degli anni, coinvolga tutti i sottocampi presenti (Figura 5.5).

Nel grafico raffigurante l'andamento della tensione V_{DC} in ingresso all'inverter 2 (Figura 5.6) si nota chiaramente come i valori inizino a diminuire verso le 9:00 del mattino. Tale fenomeno è intuitivamente associabile al naturale aumento della

³ I valori di produzione attesi sono stati calcolati attraverso l'impiego dei dati contenuti nel database europeo pvGis. Si è inoltre tenuto conto di un degrado medio annuo del sistema dello 0,8%.

temperatura di cella nei moduli. È proprio in corrispondenza del raggiungimento della minima tensione di stringa imposta dallo specifico modello di inverter installato ($V_{DCmin} = 405 [V]$) che si registra un crollo della potenza in ingresso all'inverter 2. Nelle ore calde, dunque l'inverter fa limitare la massima produzione in potenza perché elettricamente le stringhe tenderebbero a portarsi ad un valore superiore di corrente, e conseguentemente ad una minor tensione (anche più bassa rispetto alla minima accettata dall'inverter).

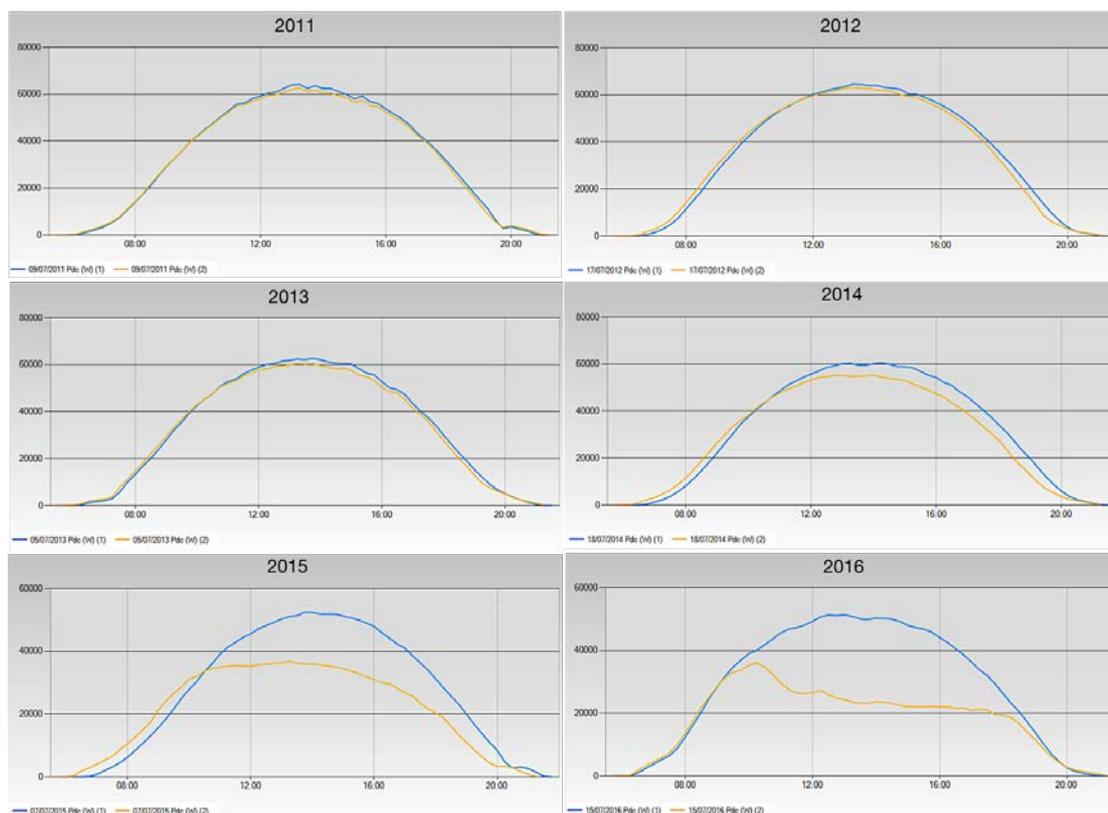


FIGURA 5.4 – Grafici di potenza relativi a giornate ideali nel mese di luglio in diversi anni [W]

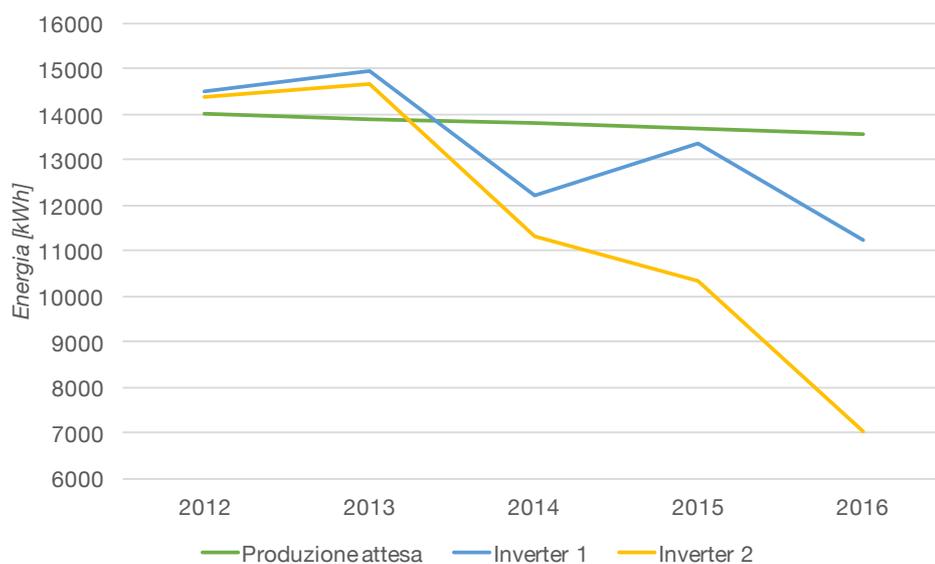


FIGURA 5.5 – Confronto produzione nel mese di luglio (l'anno 2011 non è stato considerato in quanto si sono verificate alcune disconnessioni dovute a interventi tecnici)

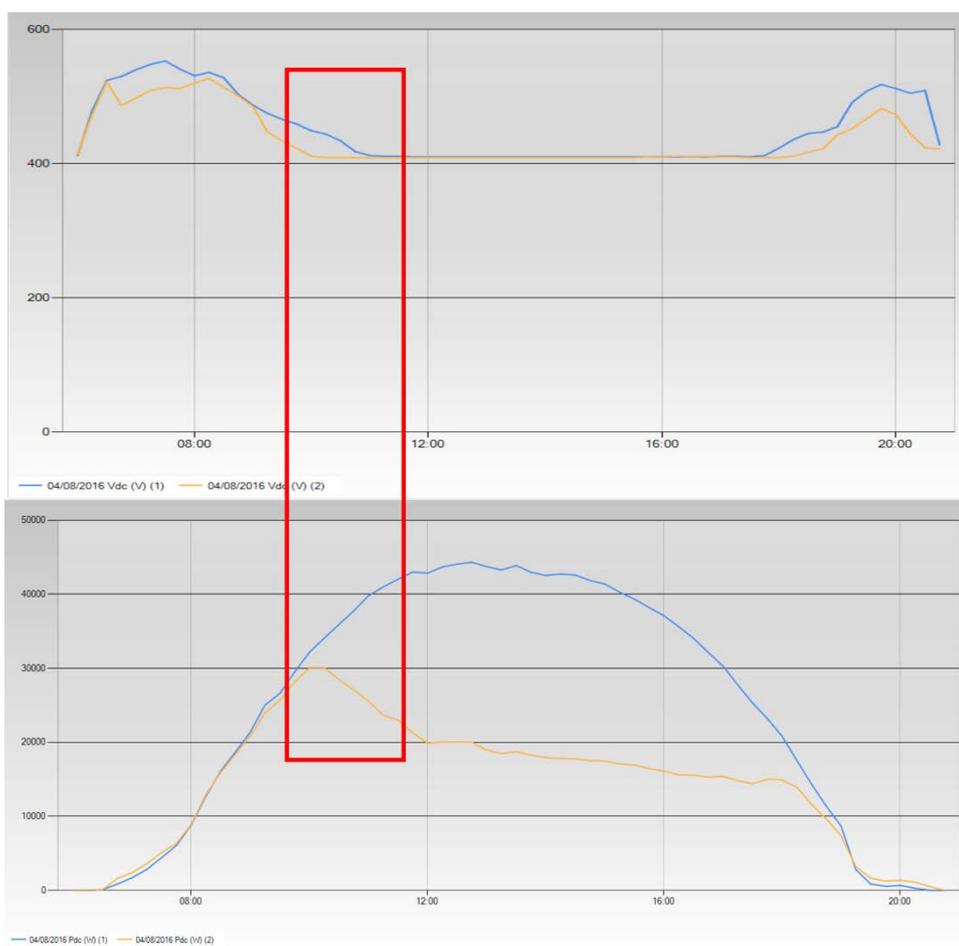


FIGURA 5.6 - Grafici di potenza e tensione relativi ad una giornata di agosto 2016 con un buon irraggiamento

Le verifiche tecniche

Ispezione visiva

I risultati dell'ispezione visiva sui moduli e gli altri componenti dell'impianto fotovoltaico si possono così riassumere:

- Gli unici ombreggiamenti rilevati sui moduli sono quelli derivanti dai cavi anti piccione lungo i perimetri delle coperture;
- La qualità dei lavori eseguiti, dei materiali per i cablaggi e le condizioni dei quadri di campo sono apparse buone;
- I moduli, soprattutto quelli dei sottocampi 3 e 4, presentavano importanti quantità di sporco depositato sulla superficie;
- Su oltre il 50% dei moduli nei sottocampi 1 e 2 e oltre il 70% dei moduli nei sottocampi 3 e 4 si sono osservati fenomeni di ingiallimento dell'incapsulante/backsheet;
- Su alcuni moduli sono state riscontrate bruciature localizzate in corrispondenza del passaggio dei ribbon tra il polo positivo di una cella e il negativo della cella successiva;
- non sono emersi effetti di delaminazione o bolle legati al processo di laminazione dei moduli.

Termografia

L'analisi termografica è stata effettuata sulla totalità dei moduli installati.

Sono stati rilevati 165 moduli, puntualmente identificati, che presentavano difettosità, di cui:

- 19 moduli con Hot Spots, anche gravi, dovuti all'ombreggiamento dei cavi anti piccione o alla presenza importante di sporco depositato sulla superficie;
- più del 90% dei moduli ha presentato problemi di contatto. Ciò significa che una, due o tutte e tre le stringhe di celle che costituiscono il modulo fotovoltaico hanno presentato problemi di collegamento elettrico, risultando pertanto aperte (non interessate dal passaggio di corrente) e dunque energeticamente improduttive;

Curve I-V

Dalle misure sui dati elettrici delle stringhe di moduli è emerso tutti i sottocampi analizzati hanno mostrato valori di tensione a vuoto V_{oc} molto lontani dal valore di targa (36.82 V). I valori medi sono stati di 30.54 [V] con deviazione standard del 9.0% per il QC2, 31.53 [V] con deviazione standard del 7.5% per il QC3, 26.26 [V] con deviazione standard del 5.1% per il QC4.

Anche per quel che riguarda la potenza erogata dai moduli (ovviamente corretta a STC) si sono riscontrate notevoli discrepanze rispetto a quella nominale di targa⁴:

- stringhe del quadro QC2: moduli con potenza media di 176,5 [W] con deviazione standard dell'11%. -23,1% rispetto alla potenza attesa;

⁴ Considerando un degrado annuo pari al 0.8% e partendo da una potenza nominale di 240 [W], passati 5 anni e mezzo tra l'installazione e il momento delle verifiche, ci si sarebbe potuti aspettare una potenza media dei moduli pari a 229,63 [W]

- stringhe del quadro QC3: moduli con potenza media di 168,34 [W], con deviazione standard dell'12,6%. -26,7% rispetto alla potenza attesa;
- stringhe del quadro QC4: moduli con potenza media di 146,87 [W], con deviazione standard id 5,7%. – 36,0% rispetto alla potenza attesa.

Curve al buio (DIV)

Le curve caratteristiche ricavate da misure in assenza di radiazione solare non hanno mostrato anomalie, con l'eccezione di tre stringhe del campo QC4 che hanno presentato andamento non regolare sintomo, quindi, di problemi di natura elettrica.

Elettroluminescenza

L'analisi EL ha mostrato una discreta qualità dei wafer utilizzati per le celle (scarso mismatch e poche impurità). Solo un modulo tra quelli ispezionati ha presentato i problemi di contatto che erano stati rilevati con la termografia diurna. Questo conferma che l'unico fattore che determina il corretto funzionamento dei moduli è la temperatura delle celle (elevata durante le ore di irraggiamento e bassa durante l'analisi al buio).

Peraltro non sono stati rilevate cricche o micro cricche delle celle, segno che le operazioni di installazione e di manutenzione sono state effettuate correttamente.

Le analisi eseguite portano dunque a indentificare univocamente nei moduli (affetti da difetti di produzione) la principale causa delle prestazioni dell'impianto sotto le attese. Si è ragionevolmente portati a ritenere che, data la natura e la diffusione delle difettosità riscontrate, nel tempo i moduli andranno incontro ad un progressivo e drastico peggioramento delle performance, indipendentemente dal sottocampo di appartenenza.

In totale, comunque, dopo l'intervento di analisi sul campo, il numero di moduli di cui si raccomanda l'immediata sostituzione ammonta a 157.

Intervento di revamping

Dopo i risultati del check-up le opzioni che il proprietario dell'impianto può scegliere sono tre:

- A. non intervenire in alcun modo sull'impianto;
- B. sostituire solo i moduli risultati difettosi al momento dell'analisi (157 moduli);
- C. sostituire tutti i moduli per prevenire il deterioramento negli anni dei moduli attualmente installati.

In entrambi i casi di sostituzione è buona prassi fare attenzione a limitare l'impatto dell'intervento sul layout dell'impianto, sia per contenere le spese, sia per limitare eventuali problematiche da parte dell'ente in fase di autorizzazione della variante.

Potenza nominale impianto

La potenza dell'impianto in esame è di 182,40 [kW_p].

Scenario B): dovendo sostituire solo una parte dei moduli installati, per evitare mismatch tra moduli della stessa stringa e tra stringhe in parallelo, è opportuno adoperare moduli nuovi con la stessa potenza e caratteristiche elettriche di quelli da sostituire.

Scenario C): se si sceglie di sostituire in toto l'installazione fotovoltaica presente, si può pensare anche ad un aumento della potenza nominale dell'impianto. In particolare la norma, per mantenere il diritto al percepimento dell'incentivo, concede un aumento massimo della potenza installata dell'1% per impianti di taglia superiore ai 20 [kW]. In questo modo, a seguito dell'intervento di sostituzione totale dei moduli, la nuova potenza complessiva sarebbe pari a 184,2 [kW].

Incentivi

L'impianto è stato allacciato alla rete nel giugno del 2011. Il regime di incentivazione a cui si ha avuto accesso è stato quello regolamentato dal terzo conto energia: vista la taglia dell'impianto, la tariffa riconosciuta è di 0,341 [€/kWh].

Inoltre il regime di ritiro dedicato (RID), compatibile con l'incentivo del conto energia, garantisce una remunerazione dell'energia immessa in rete pari al valore del prezzo zonale orario relativo alla località dell'impianto. Con buona approssimazione si può stimare, per questo caso, l'un prezzo zonale orario medio annuale di 0,04 [€/kWh].

Per l'impianto in questione si può supporre che tutta l'energia prodotta sia immessa in rete, senza alcun autoconsumo. Questo porta, cautelativamente, a sottostimare i ricavi annuali, dal momento che l'energia autoconsumata assicurerebbe un notevole risparmio economico rispetto al prelievo di energia elettrica dalla rete (in bolletta, infatti, circa il 25% dei costi sono relativi a oneri, accise ecc.).

In totale, quindi, la rendita monetaria dell'impianto fotovoltaico è di

$$0,341 \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] + 0,04 \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] = 0,381 \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]$$

Energia producibile

Dai dati di monitoraggio e dai contatori di scambio con la rete, nello stato attuale l'impianto ha prodotto, nel 2016, 146'327 [kWh].

Nello stesso periodo, per avere un dato di producibilità teorica di riferimento occorre considerare:

- i dati meteorologici di irraggiamento sul piano orizzontale, di riferimento per la località dove sorge l'impianto. Si trova un valore annuo di circa 1393 $\left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right]$.

Il database sfruttato per ricavare il valore dell'irraggiamento solare fa riferimento alla media dei valori degli anni precedenti a quello di riferimento. Per effettuare stime sulla producibilità futura e sugli interventi da effettuare questi valori possono ritenersi accettabili. Se fosse necessario, invece,

effettuare calcoli più precisi occorre far riferimento ai dati di radiazione solare registrati dalla stazione meteo più vicina all'impianto, nell'anno di riferimento;

- le condizioni di installazione dei moduli, cioè l'orientamento (azimuth) e l'inclinazione (tilt). Per l'impianto in questione l'orientamento è perfettamente verso sud, mentre l'inclinazione media delle quattro diverse coperture su cui sono installati i moduli è di circa 30°. Con questi dati, per calcolare la radiazione solare incidente sul piano dei moduli, attraverso valori tabulati, si trova un coefficiente correttivo pari a 1,13. Si calcola allora, come riferimento medio, un valore annuo di irraggiamento sul piano dei moduli, uguale a

$$1393 \left[\frac{kWh}{m^2 \cdot anno} \right] \cdot 1,13 = 1574 \left[\frac{kWh}{m^2 \cdot anno} \right]$$

- le perdite di sistema (rendimento BOS, Balance Of System), cioè le perdite di produzione influenzate dalla qualità dei componenti, dalle condizioni di funzionamento, e dall'anzianità del sistema. In via del tutto generale si possono considerare i seguenti valori:
 - perdite dovute agli inverter pari a circa l'5% dell'energia in uscita dai pannelli;
 - perdite dovute ai componenti elettrici, circa il 2%;
 - perdite dovute al collegamento in serie di più pannelli (mismatching), pari a circa il 3%;
 - calo della produzione dovuto all'invecchiamento dei moduli, circa 0,8% annuo;

Queste stime si basano sui valori medi registrati sul parco fotovoltaico italiano. Sono tuttavia sufficienti per farsi un'idea della producibilità di un impianto e valutare la convenienza o meno di un investimento per un revamping. Per avere valori più precisi occorre effettuare misurazioni in campo direttamente sull'impianto fotovoltaico di interesse;

- perdite dovute a bassi livelli di irraggiamento: quando l'irraggiamento ha valori molto bassi (mattina, sera, presenza di nuvole...) all'inverter non arrivano i valori di corrente compresi nel suo range ottimale di funzionamento e perde così efficacia nella conversione. Le perdite dovute a questo fenomeno si possono stimare in un range del 2 - 4%;
- perdite per sporco dei moduli: dipendentemente dall'inclinazione dei pannelli e dall'ambiente in cui sono installati, lo sporco che si deposita sulla superficie dei moduli fa diminuire il rendimento di un impianto di una percentuale compresa tra l'1 e il 7%;
- le perdite per effetto della temperatura: ad un aumento della temperatura delle celle rispetto alle condizioni standard STC (temperatura della cella

fotovoltaica per a 25 °C, irraggiamento di 1000 $\left[\frac{W}{m^2}\right]$, AM 1,5, velocità del vento 1 $\left[\frac{m}{s}\right]$) corrisponde un calo dell'efficienza di conversione da energia radiativa a energia elettrica. In letteratura esistono diversi modelli per stimare la temperatura di funzionamento delle celle sulla base delle condizioni ambientali: il modello termico più semplice è quello basato sull'assunzione che sia costante il rapporto tra la differenza tra temperatura di cella (T_c) e quella ambientale (T_a) e l'irraggiamento I a cui è sottoposta la cella, cioè

$$\frac{T_c - T_a}{I} = \text{costante} \quad (5.9)$$

Ogni produttore, nella scheda tecnica dei moduli, fornendo il parametro NOCT, determina il valore di questa costante. Il NOCT (Normal Operating Cell Temperature) è definito come la temperatura a cui si porta la cella nel caso di:

- Temperatura dell'aria $T_a = 20$ °C;
- Irraggiamento $I = 800 \left[\frac{W}{m^2}\right]$;
- Velocità del vento 1 $\left[\frac{m}{s}\right]$;
- AM 1,5;
- assenza di convezione termica sulla superficie inferiore del modulo (modulo appoggiato su di una superficie).

Si può dunque ricavare, sfruttando la definizione del NOCT, l'espressione della temperatura della cella in funzione di temperatura esterna e irraggiamento:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot I \quad [^{\circ}C] \quad (5.10)$$

Una volta trovata la temperatura di cella, indicando con γ il coefficiente di potenza (ovvero la variazione percentuale di potenza/efficienza per grado Celsius della cella di differenza dalle STC), si possono ottenere le perdite legate al fattore termico semplicemente come:

$$\eta_T = 1 - \gamma \cdot (T_c - 25) \quad (5.11)$$

Nel data sheet dei moduli solitamente il produttore, oltre al valore NOCT, fornisce anche quello del coefficiente γ . Nel caso in cui non fosse fornito, in Tabella 5.1 si possono trovare alcuni valori orientativi di riferimento per diverse tecnologie di celle fotovoltaiche.

TABELLA 5.1 – Valori tipici del coefficiente di decadimento in potenza γ per varie tecnologie di moduli FV

TECNOLOGIA	γ (%/°C)
Si – monocristallino	0,40
Si – policristallino	0,40
A – Si	0,22
CIGS/CIS	0,38
CdTe	0,25

Nel nostro caso, dalla documentazione tecnica dei moduli usati si ricavano i valori:

- $\gamma = 0,43$ [%/°C];
- NOCT = 47 [°C].

Dai dati meteo del sito di installazione dell'impianto, facendo una stima sulla temperatura media annua e sull'irradiazione media sul piano dei moduli (fornita dalla norma UNI 10349), si ricavano invece:

- irradiazione media annua sul piano orizzontale $I_h = 289 \left[\frac{W}{m^2} \right]$. Da questa, dalle tabelle per la correzione per il calcolo dell'irradiazione su superfici disposte diversamente dall'orizzontale, per l'installazione in questione si trova un coefficiente moltiplicativo di 1,13. Risulta dunque $I = 289 \cdot 1,13 = 326,6 \left[\frac{W}{m^2} \right]$;
- temperatura media annuale diurna $T_a = 18,3$ [°C].

Applicando, allora, le formule precedentemente mostrate si ricava

$$T_c = 18,3 + \frac{47 - 20}{800} \cdot 326,6 = 29,32 \quad [^{\circ}C]$$

$$\eta_T = 1 - \frac{0,43}{100} \cdot (29,32 - 25) = 0,981$$

Praticamente, in un anno, la potenza media persa per effetto della temperatura delle celle è circa il 2%.

Naturalmente queste sono solamente stime e valori approssimati per un'indicazione di massima. Per calcoli più precisi si consiglia l'uso di simulatori specifici che fanno riferimento a banche dati nazionali, europee e mondiali, sempre aggiornate con gli ultimi dati di misurazione disponibili.

In totale, dunque il rendimento del sistema fotovoltaico, all'inizio della sua vita al massimo delle performance, prendendo valori medi per le perdite per sporcizia e scarso irraggiamento, risulta essere circa 0,82. A questo valore vanno poi sommate, per ogni anno di attività, le perdite dovute all'invecchiamento annuale dei moduli fotovoltaici.

L'energia teoricamente producibile quindi, con riferimento all'anno 2016, dopo 5 anni di funzionamento dell'impianto, si può facilmente calcolare come:

$$E_{el,OUT} = \frac{E_{sol} \cdot P_{pk} \cdot f_{perf}}{I_{ref}} \left[\frac{kWh}{anno} \right] \quad (5.12)$$

con E_{sol} = irradiazione solare annua $\left[\frac{kWh}{m^2 \cdot anno} \right]$
 P_{pk} = potenza di picco dell'impianto [kW]
 f_{perf} = performance factor
 I_{ref} = irraggiamento solare in condizioni standard di riferimento ($1 \left[\frac{kW}{m^2} \right]$)

Inserendo allora i valori precedentemente definiti risulta:

$$E_{el,OUT} = \frac{1574 \cdot 182,4 \cdot (0,82 \cdot 0,992^5)}{1} = 226'152 \left[\frac{kWh}{anno} \right]$$

La sottoperformance dell'impianto, nell'anno 2016, è data, a questo punto, dal rapporto percentuale tra energia effettivamente prodotta (lato AC) ed energia teoricamente producibile, cioè:

$$\frac{146'327}{226'152} = 0,647 = 64,7\%$$

che significa una perdita di più del 35% rispetto a quanto l'impianto potrebbe produrre (e guadagnare).

Scenario A): Nel caso si scelga di non effettuare alcun intervento, si può calcolare la produzione che si avrà negli anni successivi al 2016, considerando sia il trend negativo di degrado per difetti dei moduli che ha avuto l'impianto sin dall'inizio della sua vita, sia le perdite di performance "fisiologiche" per l'invecchiamento dei moduli, In particolare considerando in maniera critica i difetti presenti e ipotizzando una perdita di produttività maggiore nei primi anni e che si attenua e assesta nel corso del tempo, interpolando con funzione esponenziale negativa i dati forniti dai sistemi di monitoraggio, si può estrapolare un decadimento medio annuo della produzione rispetto all'anno precedente di circa il 10%, da sommare al solito - 0,8% all'anno per il logoramento dei pannelli FV. La Figura 5.7 riassume l'andamento della produzione negli anni, fino al termine della vita utile dell'impianto (25 anni).

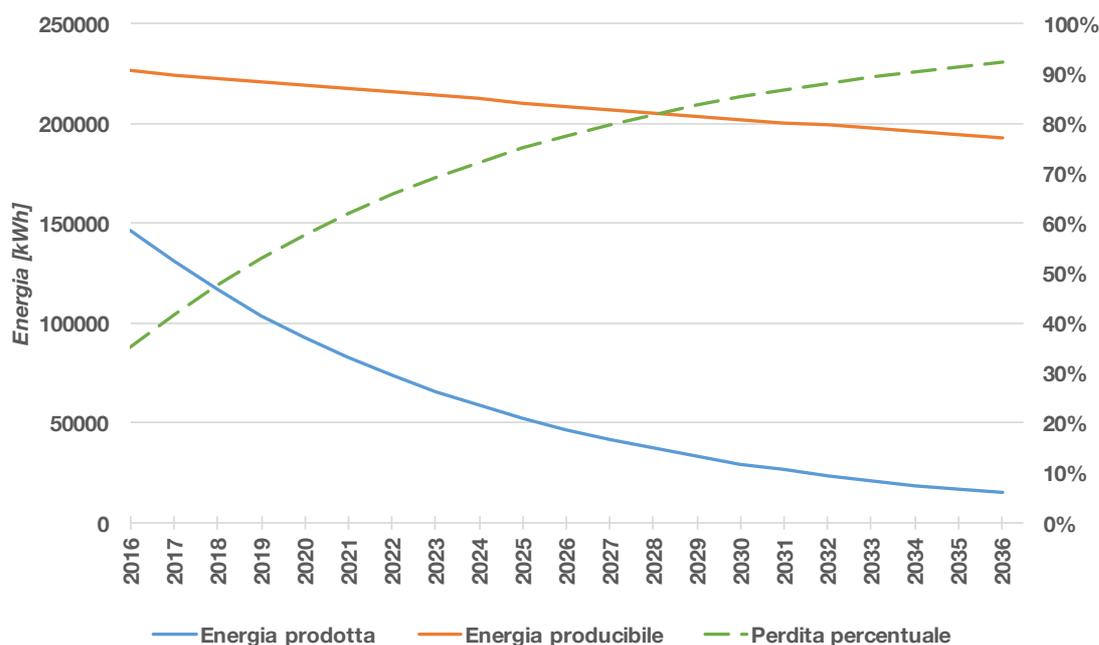


FIGURA 5.7 – Andamento negli anni della produzione attesa dall’impianto senza nessun intervento rispetto a quella teoricamente producibile in assenza di difetti

Scenario B): l’opzione B prevedeva di sostituire solamente i 157 moduli risultati difettosi al momento del check-up.

Si può supporre che attraverso questa scelta si possa conseguire un completo ripristino della capacità produttiva dell’impianto riferita all’anno 2016 (anno dell’analisi), dal momento che un efficace intervento di revamping non prevede solo il rimpiazzamento dei moduli difettosi ma ne prevede il ricollocamento all’interno del layout elettrico. Infatti, è altamente probabile che i moduli non oggetto dell’intervento, negli anni, manifestino gli stessi problemi che si sono riscontrati nei 157 individuati durante l’analisi. Avere sezioni di impianto formate completamente (o in gran parte) da moduli nuovi, sotto il controllo di un unico MPPT dedicato, è, a livello di prestazioni, preferibile rispetto ad avere stringhe con collegati in serie moduli “vecchi” e moduli nuovi.

Con l’ipotesi che l’intervento fosse messo in atto in tempi brevi dopo lo svolgersi dell’analisi investigativa, di modo da poter considerare l’impianto rinnovato operativo per il 2018, l’andamento dell’energia prodotta negli anni è quello rappresentato in Figura 5.8. Dato che l’introduzione di nuovi moduli ha consentito di sanare il 35% di discrepanza tra produzione attesa e reale riferita sempre al 2016, è lecito affermare che solamente il 65% dell’energia prodotta in quell’anno subirà col tempo una diminuzione maggiore rispetto a quella dovuta al solo invecchiamento delle celle. Facendo una sovrastima (in favore di sicurezza), si può di nuovo considerare per tale diminuzione il valore trovato nel caso dell’opzione A, ossia un decadimento del 10% rispetto alla produzione dell’anno precedente.

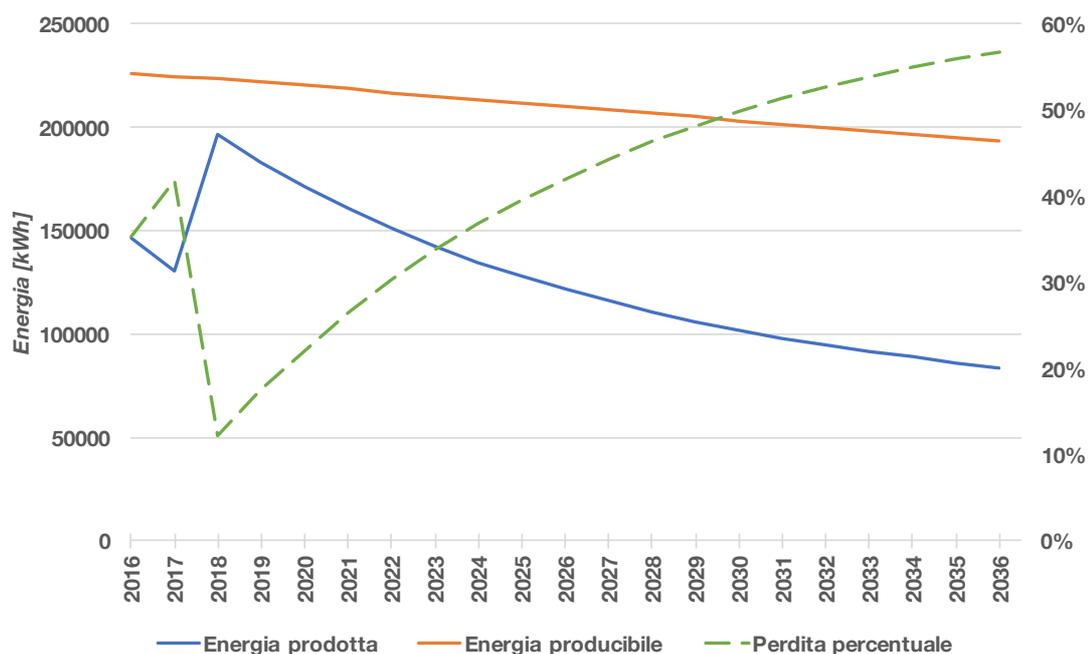


FIGURA 5.8 - Andamento negli anni della produzione attesa dall'impianto con sostituzione parziale dei moduli rispetto a quella teoricamente producibile in assenza di difetti

Dal grafico mostrato in Figura 5.8 si può notare:

- in corrispondenza dell'entrata in esercizio dei nuovi moduli (anno 2018) le prestazioni dell'impianto sono salite (non sono quelle ottimali perché nel frattempo i moduli non sostituiti hanno subito un decadimento di prestazione per le cause già evidenziate);
- dal 2018 in poi l'energia erogata ha un calo per:
 - una quota parte (35% dell'energia generata nel 2016) ha un calo dello 0,8% annuo solo per invecchiamento dei moduli (moduli "nuovi");
 - la restante quota (65% dell'energia prodotta nel 2016) ha un calo del 10% annuo per tutta la serie di difettosità rilevate in sede di analisi (moduli "vecchi");
- l'energia producibile ha un lieve aumento a partire dall'anno 2018 in virtù dell'installazione di nuovi moduli (21% dei totali installati) che, rispetto a quelli installati da 7 anni, non hanno ancora subito nessun calo di rendimento per invecchiamento.

Scenario C): con l'opzione C si offriva la possibilità di una sostituzione integrale dei moduli installati, con il vantaggio di poter incrementare la potenza totale passando da 182,4 [kW] a 184,2 [kW].

Sempre ipotizzando un'entrata in esercizio nel 2018, l'energia producibile subirà un incremento rispetto ai casi precedenti. L'energia che, invece, verrà effettivamente immessa in rete si può ipotizzare sia corrispondente a quella teorica dato che i nuovi moduli non avranno alcun tipo di degrado che ne infici

il rendimento, se non quello naturale dovuto al passare del tempo. Tuttavia nell'anno in cui si realizzano i lavori di revamping (2017) si avrà una mancata produzione a causa dello scollegamento dalla rete della porzione di impianto soggetto di intervento. Si può stimare che scollegando una parte dell'impianto per volta, l'equivalente dell'energia "perduta" sia quella che l'intero impianto avrebbe prodotto nell'arco di un mese.

Nella seguente Figura 5.9 sono messi a confronto gli andamenti della produzione energetica delle tre diverse alternative di scelta fin qui trattate.

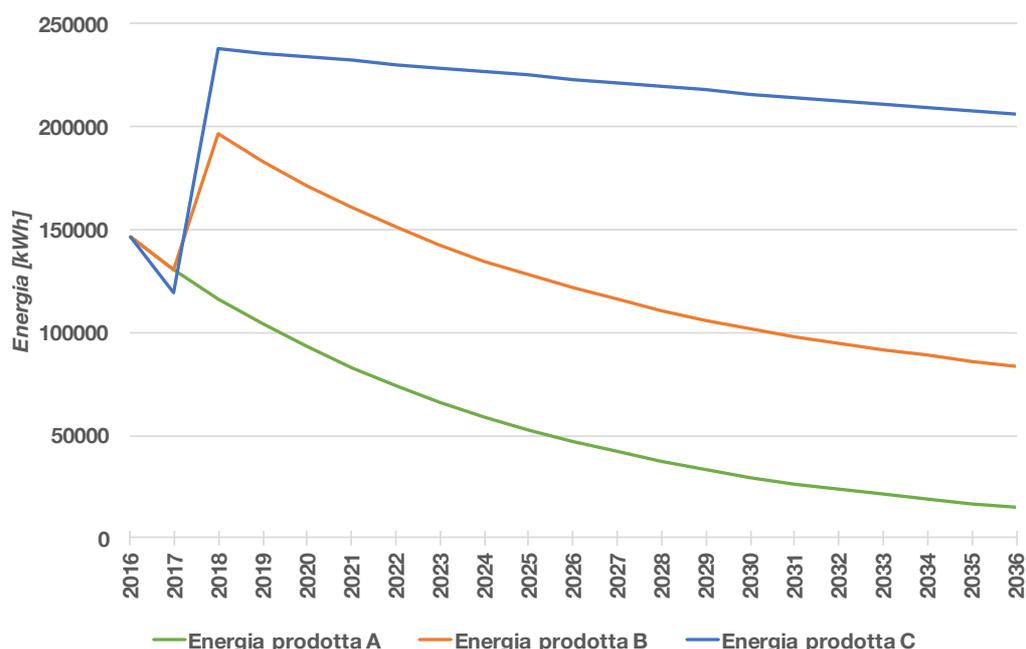


FIGURA 5.9 – Confronto dell'andamento della produzione energetica negli anni per le diverse opzioni di intervento A, B o C.

Costi di intervento

Diverse voci compongono la totale spesa che si deve sostenere per operare un intervento sul proprio impianto. Innanzitutto, a monte dei veri e propri lavori di sostituzione da svolgere, occorre tener conto dei costi che ha un check-up completo sul proprio impianto. Senza analisi preliminare non si riuscirebbe ad individuare con precisione la o le cause delle sottoperformance produttive e di conseguenza non si riuscirebbe ad avere un programma d'azione mirato a risolvere il problema. Attualmente, in media, i costi di mercato per un'analisi che preveda un pacchetto completo di verifiche visive, elettriche, termografiche e tramite elettroluminescenza da parte di tecnici specializzati, si possono riassumere in:

- 2500 € per analisi su una potenza installata fino a 200 [kW_p];
- 3500 € per analisi su una potenza installata da 200 a 500 [kW_p];
- 4300 € per analisi su una potenza installata da 500 a 1000 [kW_p];

- 6000 € per analisi su una potenza installata oltre i 1000 [kW_p].

Una volta individuato il problema su cui agire si possono stimare i veri e propri costi di sostituzione.

Se le difettosità trovate coinvolgono principalmente i moduli fotovoltaici, un prezzo verosimile per acquistare ad oggi moduli policristallini di fascia media si aggira attorno ai 0,40 €/W_p. Naturalmente questo non è il prezzo finale “chiavi in mano” dal momento che bisogna tener conto anche dei costi per la manodopera di posa e installazione. Andando a confrontare i prezzi di varie aziende specializzate nel settore fotovoltaico, si può concludere che commercialmente i costi per la manodopera per la sostituzione dei moduli vanno da 0,05 a 0,15 €/W_p per interventi che riguardano impianti installati a tetto, mentre da 0,02 a 0,05 €/W_p per parchi fotovoltaici su strutture a terra.

Occorre fare un accenno anche agli oneri di smaltimento a cui si va incontro nell’eventualità di dover sostituire dei moduli del proprio impianto. In questo caso bisogna far riferimento all’ambito della disciplina in materia di RAEE (Rifiuti da Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche), nella fattispecie regolamentata dalla Direttiva 2012/19/EU, recepita in Italia dal D.Lgs n.49 del 14 marzo 2014. Il decreto introduce specifiche disposizioni per quanto riguarda i pannelli fotovoltaici installati su impianti incentivati in Conto Energia, attribuendo determinate responsabilità in carico al GSE. La normativa prevede una suddivisione degli adempimenti in base alla grandezza degli impianti:

- RAEE “domestici”, cioè rifiuti derivanti da impianti con potenza inferiore a 10 [kW_p];
- RAEE “professionali”, cioè rifiuti derivanti da impianti con potenza superiore o uguale a 10 [kW_p].

Per i **RAEE domestici** derivanti da impianti che usufruiscono degli incentivi di uno dei Conti Energia dal primo al quarto, allacciati prima del 30/06/2012, o da impianti integrati di tipo innovativo che rientrano nel quinto CE, il GSE trattiene dall’incentivo una quota a garanzia che lo smaltimento avvenga nelle modalità corrette. Al quindicesimo anno di incentivazione, il Gestore dei Servizi, tratterrà una tantum un valore pari a 12 €/modulo. I costi dello smaltimento in questo caso sono responsabilità dei produttori dei moduli: infatti, i proprietari dell’impianto, dopo aver conferito i moduli presso un Centro di Raccolta autorizzato che li ritirerà gratuitamente, e compilato un modulo specifico da inviare al GSE (vidimato dal Centro di Raccolta) attraverso una sezione dedicata dell’apposito portale informatico, si vedranno rimborsare la quota precedentemente trattenuta con in più gli interessi maturati.

Per quel che concerne, invece, i **RAEE professionali** il meccanismo è simile: i moduli devono essere conferiti ad un impianto di trattamento autorizzato o, per i casi ammessi, ai Centri di Raccolta (assicurando compilazione e firma della “Dichiarazione di avvenuta consegna del RAEE derivante dal pannello fotovoltaico incentivato in Conto Energia” da rispedire al GSE) dal soggetto

responsabile in relazione alla data di allacciamento (punto n°2 – Categorie RAEE per il fotovoltaico). Le uniche differenze rispetto al caso “domestico” sono che:

- per i moduli immessi nel mercato prima del 12 aprile 2014, la responsabilità del corretto smaltimento è a carico dei produttori nel caso di sostituzione ma a carico dell’utente detentore negli altri casi. Per moduli, invece, immessi nel mercato dopo il 12 aprile 2014 la responsabilità è sempre a carico dei produttori;
- la quota trattenuta dal GSE dall’incentivo annuo generato dall’impianto a garanzia delle regolari operazioni di smaltimento, ammonta a 10€/modulo. La totale somma è trattenuta negli ultimi dieci anni di incentivazione (dall’undicesimo al ventesimo) in quote annuali di valore decrescente, definite secondo specifiche modalità. Anche in questo caso il deposito è fruttifero e quindi verrà restituito maggiorato degli interessi maturati annualmente secondo i tassi di mercato relativi al periodo di riferimento. Il valore della quota da trattenere nell’anno *i*-esimo è uguale a

$$\frac{2 * (n - i + 1)}{n * (n + 1)} * \text{quota totale}$$

con:

n = 10 (in caso di sostituzioni durante il periodo di incentivazione, n sarà pari alla differenza tra 10 e in numero di anni in cui il GSE ha già provveduto a trattenere una quota per il vecchio pannello);

i = anno in cui la quota verrà trattenuta (i va da 1 a n).

Impianti allacciati dopo il 30/06/2012 (IV e V Conto Energia) sono esclusi dal meccanismo di prelievo GSE in quanto hanno già aderito ad un consorzio che garantirà un corretto recupero e riciclo dei pannelli.

Si ricorda che, in caso di sostituzione di pannelli, qualora il Soggetto Responsabile certifichi il rispetto degli adempimenti a suo carico, il GSE non restituisce la quota imputabile al singolo pannello e, tuttavia, non trattiene la quota prevista per il nuovo pannello installato. In caso contrario, verrà trattenuta un’altra quota anche per il nuovo modulo sostitutivo.

Negli ultimi anni, con l’avvicinarsi del termine della vita utile di molti impianti e con proprietari che si trovano a dover valutare sempre più concretamente interventi di revamping per poter rientrare velocemente dell’investimento iniziale di progetto, ha preso piede un mercato secondario di moduli fv usati. È da valutare quindi, in caso di sostituzione di moduli difettosi o sottoperformanti, l’opportunità della vendita a consorzi che effettuano una rigenerazione per una nuova immissione sul mercato o semplicemente un recupero dei materiali che compongono i pannelli stessi. In questo caso le cose da tenere in considerazione sono:

- dalla vendita di un modulo usato si possono trarre dei ricavi, dipendentemente dal prezzo di mercato in quel momento;
- nel caso in cui il pannello fotovoltaico per il quale il GSE trattiene la quota sia sostituito e successivamente venduto, il GSE non restituisce la quota

trattenuta relativa al pannello venduto. Il Soggetto Responsabile dovrà, comunque, in coerenza con quanto previsto dalla normativa di riferimento in merito al mantenimento degli incentivi in Conto Energia, presentare al GSE apposita documentazione comprovante la vendita del pannello;

- nel caso in cui il pannello fotovoltaico per il quale il GSE trattiene la quota sia sostituito e, successivamente, riutilizzato in un altro impianto di produzione di energia elettrica, nel rispetto di quanto previsto dalla normativa di riferimento in merito al mantenimento degli incentivi in Conto Energia, il Soggetto Responsabile dovrà comunicare tale evidenza. In tali casi il GSE non restituisce la quota trattenuta relativa al pannello sostituito (in quanto, se riutilizzato, non è classificabile come RAEE). Per il nuovo pannello installato il GSE inizierà a trattenere la quota prevista.

Se invece, il problema evidenziato sull'impianto non coinvolge i moduli fotovoltaici ma implica un cambio di uno o più inverter, la spesa da sostenere si può stimare a circa 100 €/kW_p, includendo anche i costi di trasporto, installazione ed eventuali adeguamenti alla configurazione elettrica.

Vanno infine considerati i costi di istruttoria per le pratiche da presentare al GSE per avere l'autorizzazione all'intervento. In riferimento al *Cap.5.1.2*, tali costi si compongono di:

- una quota fissa pari a 50€;
- una quota variabile pari a 2€ per ciascun [kW] di potenza incentivata, fino a 20 [kW];
- una quota variabile pari a 1€ per ciascun [kW] di potenza incentivata eccedente i primi 20 [kW].

Facendo i conti delle spese a cui si dovrebbe far fronte per ognuna delle tre alternative possibili dell'esempio trattato, si trova che:

- scenario A): dato che non si procede con nessun tipo di sostituzione, gli unici soldi spesi saranno quelli per le verifiche tecniche effettuate per individuare la causa della sotto produzione. Dato che la potenza su cui è stato eseguito il check-up è inferiore a 200 [kW_p], l'esborso è di 2500 €. Tuttavia per un'analisi comparativa, non considereremo il costo per il check-up dato che è comune a tutte e tre le opzioni di intervento ed è una spesa che è necessario fare a priori della scelta che si farà;
- scenario B): oltre ai 2500 € per il check-up, in questo caso si prevede di sostituire 157 moduli difettosi. Come già detto in precedenza, si andranno ad utilizzare moduli di uguale potenza a quelli già presenti, cioè 240 [W_p]. Supponendo un costo di 0,4 €/W_p per l'acquisto di moduli nuovi, e un prezzo medio di 0,12 €/W_p (impianto installato su coperture) per la manodopera di installazione, la spesa totale per l'intervento proposto ammonta a

$$157 \cdot 240 [W_p] \cdot \left(0,4 \left[\frac{\text{€}}{W_p} \right] + 0,12 \left[\frac{\text{€}}{W_p} \right] \right) + 50 [\text{€}] + 2 \left[\frac{\text{€}}{kW_p} \right] \cdot 20 [kW] + 1 \left[\frac{\text{€}}{kW_p} \right] \cdot \left(\frac{157 \cdot 240}{1000} - 20 \right) [kW] = 19'701,28 [\text{€}]$$

A causa della delle disposizioni in materia di disciplina RAEE la sostituzione dei moduli comporta la non restituzione della quota trattenuta per il corretto smaltimento. Dato che la somma trattenuta dall'incentivo percepito a partire dal decimo anno di incentivazione, con quote annuali decrescenti, sarebbe stata restituita con in più gli interessi maturati, attualizzando tale importo si trova una voce di costo pari a:

$$1'198,49 [\text{€}]$$

- scenario C): in questo caso l'intervento prevede il totale rifacimento dell'installazione fotovoltaica, ossia la l'installazione di nuovi moduli per un totale di 184,2 [kW_p]. Sia il costo per il check-up, sia quelli per le voci relative ai nuovi moduli e alla manodopera d'installazione sono uguali a quelli dell'alternativa precedente, quindi

$$184,2 [kW_p] \cdot 10^3 \cdot \left(0,4 \left[\frac{\text{€}}{W_p} \right] + 0,12 \left[\frac{\text{€}}{W_p} \right] \right) + 50 [\text{€}] + 2 \left[\frac{\text{€}}{kW_p} \right] \cdot 20 [kW] + 1 \left[\frac{\text{€}}{kW_p} \right] \cdot (184,2 - 20) [kW] = 96'038,2 [\text{€}]$$

Anche in questo caso la non restituzione della quota trattenuta per il corretto smaltimento si può considerare come una spesa del valore di:

$$5'855,02 [\text{€}]$$

Infine la mancata produzione nell'anno di esecuzione dei lavori, stimata pari ad un mese di produzione dell'intero impianto, si può considerare come un costo che ammonta a:

$$4'145,53 [\text{€}]$$

La differenza di spesa, dunque, tra le due opzioni di intervento B e C, è di circa 85'139€.

Si vedrà nel paragrafo successivo come raffrontare le diverse opzioni, tenendo in considerazione non solo le spese ma anche i ricavi economici che ciascuna permette di avere.

Parametri economici

Per poter dare un giudizio finale su quale delle tre alternative conviene puntare, è necessario calcolare alcuni parametri economici con i quali confrontare i diversi investimenti. Si utilizzeranno dunque i metodi di calcolo del pay-back time (PB), del tasso interno di rendimento (TIR), del valore attuale netto (VAN) e dell'indice di profittabilità (PI) (cfr. Cap. 5.2).

Scenario A): nel flusso di cassa relativo alla prima opzione non si registra nessuna voce di spesa, in quanto la scelta è quella di non procedere con nessun tipo di intervento, ma di lasciare l'impianto così com'è.

Per questo motivo il PB è uguale a zero.

Per il calcolo del VAN occorre anzitutto valutare i flussi di cassa per gli anni futuri. Dall'entrata in esercizio dell'impianto, con una vita utile di 25 anni, si possono calcolare le diverse entrate fino all'anno 2036. Va sottolineato che gli incentivi derivanti dal conto energia saranno erogati solamente fino al 2031 (durata di 20 anni), poi i ricavi saranno solamente quelli derivanti dalla vendita in rete dell'energia prodotta. In riferimento a quanto calcolato nei paragrafi precedenti, la *Tabella 5.2* riassume l'andamento del cash flow negli anni.

Per calcolare il valore del VAN (eq. 5.4) è necessario decidere che valore attribuire al tasso di attualizzazione a . Da dati ISTAT risulta che al momento il tasso di inflazione è a soglia 1,7% mentre il tasso di rischio che si attribuisce allo specifico investimento si può stimare attorno al 2,3%. In questo modo possiamo considerare un tasso di sconto per attualizzare i flussi di denaro futuri pari a $a=4%$. Il valore del VAN che risulta dal calcolo ammonta allora a 267'307,58 €.

Scenario B): dal momento che il flusso di cassa generato senza operare alcun intervento di modifica all'impianto (opzione A) è comunque sempre percepito, nel caso si opti per le alternative B o C di revamping, si andrà a considerare per il confronto solamente l'incremento di ricavi annuali che tali scelte garantiscono.

Come precedentemente calcolato, il costo totale dell'intervento B è di 20'899,77 €. Sfruttando l'*equazione 5.1* (o procedendo con metodi grafici) si ricava che il tempo di recupero PB è di 0,69 anni, ovvero circa 8 mesi.

Considerando anche in questo caso un tasso di attualizzazione $a=4%$, i flussi di cassa degli incrementi di ricavo annuo riportati in *Tabella 5.2* consentono il calcolo di un valore attuale netto dell'investimento corrispondente a $VAN=292'486,61$ €. Tenendo conto dell'esborso iniziale per l'investimento, l'indice di profittabilità risulta $PI=14,0$.

Infine, con l'*equazione 5.6*, si calcola un tasso interno di rendimento $TIR=144,7$ %.

Scenario C): analogamente al caso B si possono calcolare i diversi valori dei parametri economici considerati. Tenendo conto che la spesa iniziale

prevede un esborso di non meno di 96'038,20 €, a cui aggiungendo i costi di mancata produzione e di smaltimento per la normativa RAEE, si arriva a una cifra di 106'038,76 €. In riferimento ai flussi di cassa riportati in *Tabella 5.2*, si possono calcolare:

- $PB = 2,19$ anni = 26 mesi circa;
- $VAN = 561'412,84$ € (sempre in riferimento agli incrementi di ricavo rispetto all'opzione A);
- $PI = 5,3$;
- $TIR = 49,5$ %.

TABELLA 5.2 – Flussi di cassa negli anni per le diverse opzioni di intervento possibili

	<i>(esborso iniziale)</i>	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
tariffa incentivante 3° CE [€/kWh]		0,341	0,341	0,341	0,341	0,341	0,341	0,341	0,341
ricavi da vendita energia [€/kWh]		0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
en prodotta A [kWh]		116506	103958	92762	82771	73857	65903	58805	52472
ricavi annuali [€]		44388,71	39608,04	35342,26	31535,90	28139,48	25108,86	22404,63	19991,66
en prodotta B [kWh]		196325	183131	171288	160653	151096	142502	134769	127804
ricavi annuali [€]	-20899,77	74799,73	69772,81	65260,84	61208,82	57567,62	54293,39	51346,98	48693,44
incremento ricavi annuali [€]	-20899,77	30411,02	30164,76	29918,58	29672,92	29428,13	29184,53	28942,35	28701,79
en prodotta C [kWh]		237743	235841	233955	232083	230226	228384	226557	224745
ricavi annuali [€]	-106038,76	90580,18	89855,54	89136,69	88423,60	87716,21	87014,48	86318,37	85627,82
incremento ricavi annuali [€]	-106038,76	46191,47	50247,49	53794,44	56887,70	59576,73	61905,62	63913,73	65636,16

Continua **TABELLA 5.2**

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
tariffa incentivante 3° CE [€/kWh]	0,341	0,341	0,341	0,341	0,341	0,341	0	0	0	0	0
ricavi da vendita energia [€/kWh]	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
en prodotta A [kWh]	46820	41778	37278	33263	29681	26484	23632	21087	18816	16789	14981
ricavi annuali [€]	17838,55	15917,34	14203,04	12673,38	11308,45	10090,53	945,28	843,47	752,63	671,57	599,24
en prodotta B [kWh]	121526	115862	110746	106120	101932	98135	94689	91555	88701	86097	83718
ricavi annuali [€]	46301,55	44143,45	42194,25	40431,75	38836,09	37389,59	3787,55	3662,20	3548,04	3443,89	3348,70
incremento ricavi annuali [€]	28463,00	28226,11	27991,21	27758,37	27527,64	27299,05	2842,27	2818,73	2795,41	2772,32	2749,46
en prodotta C [kWh]	222947	221163	219394	217639	215898	214171	212457	210758	209072	207399	205740
ricavi annuali [€]	84942,80	84263,25	83589,15	82920,44	82257,07	81599,02	8498,29	8430,30	8362,86	8295,96	8229,59
incremento ricavi annuali [€]	67104,24	68345,91	69386,10	70247,06	70948,62	71508,48	7553,01	7586,83	7610,23	7624,39	7630,35

Conclusioni

Riassumiamo in *Tabella 5.3* i risultati trovati.

TABELLA 5.3 – Simulazione economica per intervento di sostituzione moduli

	Configurazione Scenario A	Configurazione Scenario B	Configurazione Scenario C
<i>Entrata in esercizio</i>	2011	2018	2018
<i>Fine periodo incentivante</i>	2031	2031	2031
<i>Costo intervento [€]</i>	-	20'899,77	106'038,76
<i>Incremento medio ricavi annuali [€]</i>	-	21'982,51	48'089,40
<i>PB – Payback Time [anni]</i>	-	0,69	2,19
<i>Valore Attuale Netto - VAN [€]</i>	-	292'486,61	561'412,84
<i>Indice di Profittabilità - PI</i>	-	14,0	5,3
<i>Tasso Interno di Rendimento - TIR</i>	-	144,7 %	49,5%

I valori ottenuti per i due diversi scenari di intervento risultano piuttosto alti, questo perché, al momento del checkup sull'impianto, la mancata produzione energetica è apparsa molto elevata (circa il 35%).

Seppur implicando un maggior sforzo economico iniziale, lo scenario C risulta quello economicamente più conveniente da conseguire. Il VAN molto più elevato di quello dello scenario B e il recupero del capitale investito circa due anni sono giustificati dal fatto che sostituendo completamente i moduli installati si ottengono non solo dei vantaggi immediati per il ripristino di tutta la capacità produttiva possibile, ma anche a lungo termine in quanto i nuovi moduli, realizzati presumibilmente senza difetti di produzione, non subiranno l'effetto dei penalizzanti fenomeni di degrado che affliggevano i moduli originali.

Oltretutto nell'analisi non si è voluto considerare il fatto che il termine della vita utile (stimabile in 25 anni per i moduli fotovoltaici) dei nuovi moduli installati sarà nel 2043, prolungando di 7 anni la produttività dell'impianto rispetto alla configurazione attuale.

5.4.2 CASO 2 – QUANDO IL REVAMPING NON CONVIENE

Con questo secondo esempio si vuole mettere in evidenza come anche nei casi in cui effettivamente si registrano problemi di prestazioni non soddisfacenti del proprio impianto, un intervento di sostituzione di alcuni componenti può non essere una soluzione che conviene adottare. È evidente che l'unico modo per una valutazione efficace sulle azioni da intraprendere dipende solamente dal calcolo dei parametri economici che caratterizzano l'investimento.

L'impianto

Questo impianto fotovoltaico è stato realizzato tra il 2009 e il 2010 a Pontinia, in provincia di Latina (Lazio), ed è entrato in funzione nel maggio 2011. A terra, su strutture metalliche appositamente costruite, sono stati installati 14'080 moduli, divisi in 640 stringhe, occupando una superficie di 21'849 [m²] (Figura 5.10.). L'impianto è suddiviso in tre sottosezioni e dunque sono presenti 3 distinti inverter. La potenza totale installata ammonta a 3'308,8 [kW_p], facendo rientrare a pieno titolo l'impianto nella categoria *utility scale*.

Di seguito le caratteristiche tecniche di moduli e inverter:

MODULI:

Marca: Tianwei

Modello: TW235(28) P

Potenza nominale: 235 W_p

V_{oc}: 36,7 V

V_{mp}: 30,1 V

I_{sc}: 8,86 A

I_{mp}: 7,81 A

INVERTER:

Marca: Siemens

Modello: Sinvert Solar 1000 MS TL

P_{DCmax}: 1'100 kW

V_{DCin}: 515 – 750 V

per ciascun inverter: 1 master (500 kW)

1 slave (500 kW)



FIGURA 5.10 – Vista aerea dell'impianto fotovoltaico

Il problema

Sin dal primo anno di installazione la proprietà lamentava problemi di sottoperformance, con perdite di produzione nell'ordine del 5%. Nonostante dal 2014 siano state effettuate alcune campagne di sostituzione moduli (sostituiti circa un centinaio di moduli utilizzando scorte dallo stock a magazzino, provenienti dagli stessi lotti dei moduli installati) il problema di sotto produzione ha continuato a manifestarsi. In particolare attraverso i dati raccolti dai sistemi di monitoraggio dal 2012 al 2016 si notava che:

- le curve di produzione mensile dell'impianto nei diversi anni avevano un buon andamento e una discreta ripetibilità (compatibilmente con le differenze di irraggiamento dei differenti anni) (Figura 5.11);
- stimando un degrado annuo di invecchiamento dei moduli dello 0,8%, tenendo conto del sito di installazione, dell'orientamento e inclinazione delle stringhe di moduli, nonché considerando i dati meteorologici di irradiazione mensile dei diversi anni, la performance risulta mediamente inferiore del 3,4% rispetto alle attese (Figura 5.12).

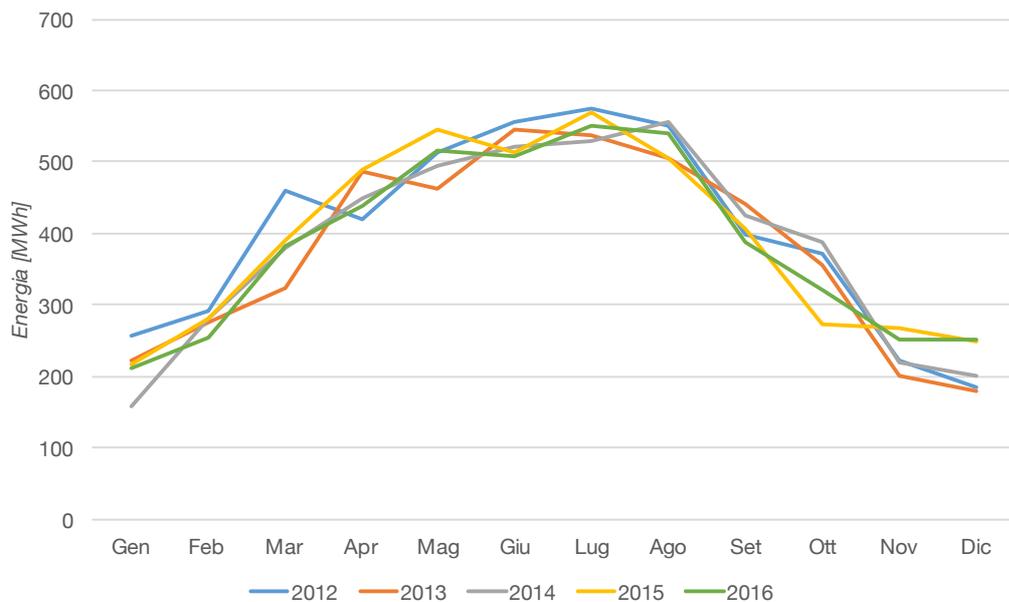


FIGURA 5.11 - Produzione mensile misurata per i diversi anni

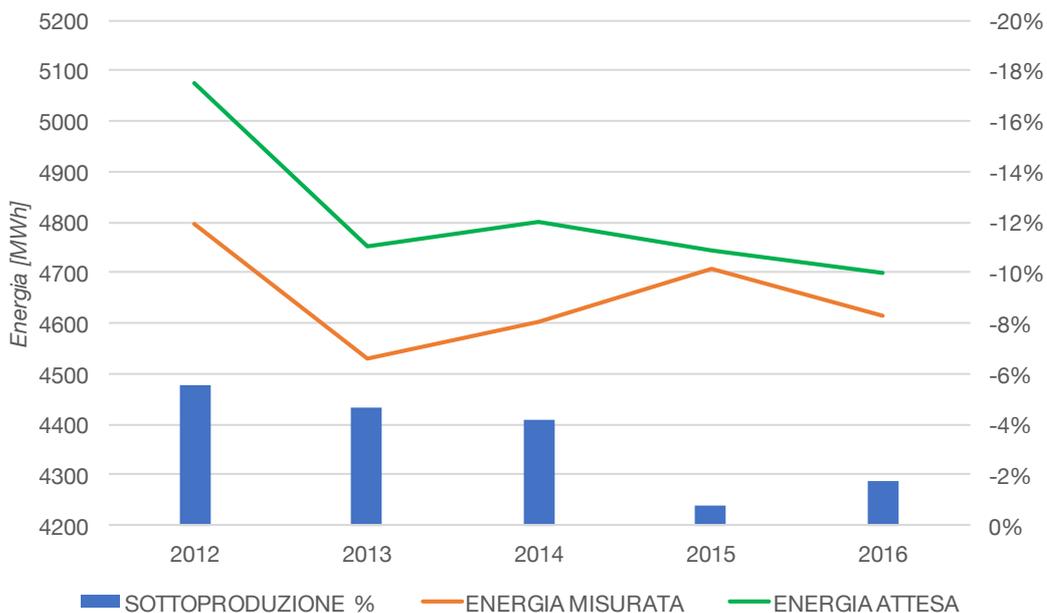


FIGURA 5.12 - Confronto tra produzione annua reale e attesa

In altre parole una perdita media del 3,4% può essere immaginata come se una porzione di impianto, pari a più di 110 [kW_p], non risultasse nemmeno installata (per farsi un'idea è quasi la potenza dell'impianto del caso 1).

Occorre infine sottolineare che l'aumento di efficienza nel biennio 2016 – 2016 non è compatibile con le sostituzioni di moduli effettuate (pari a solo lo 0,68% dei totali installati), ma piuttosto è da considerarsi riconducibile ad una concomitanza di fattori ambientali (condizioni di irraggiamento sensibilmente diverse da quelle utilizzate per le stime di produzione) e/o altri elementi non noti al momento dell'analisi.

Le verifiche tecniche

Ispezione visiva

L'impianto è risultato in buono stato sia per quanto riguarda la manutenzione dei componenti elettrici sia per la pulizia dei moduli. Anche strutture di ancoraggio sono risultate in eccellente stato e ben solide. Non sono state riscontrati su alcun modulo problemi di ingiallimento di backsheet o incapsulante, rotture di vetri o danni alle cornici. In alcuni moduli è stata individuata la presenza di una doppia etichettatura con test IV a STC pre-installazione.

Il problema più rilevante osservato sulla quasi totalità del campione ispezionato, è stato quello delle bave di lumaca. I moduli affetti, in maniera più o meno grave, da questo difetto potenzialmente degradante sono stati più del 50% di quelli controllati.

Termografia

L'ispezione termografica ha interessato circa l'1,5% dei moduli dell'impianto. I risultati sono stati che

- il 7% dei moduli del campione ha mostrato fenomeni di hot spot (spesso in corrispondenza di bave di lumaca);
- sull'1% del campione erano evidenti pattern tipici della presenza del fenomeno PID.

Curve I-V

Non erano previste misure delle caratteristiche elettriche delle stringhe di moduli in condizioni operative.

Curve al buio (DIV)

I test elettrici in condizioni di assenza di irraggiamento hanno riportato un andamento lineare e secondo le aspettative delle caratteristiche elettriche delle stringhe. Si sono pertanto potuti escludere la presenza di difetti di PID in misura quantitativa e problemi di archi elettrici nelle celle.

Elettroluminescenza

È stato sottoposto a indagine EL un campione corrispondente al 18% dei moduli installati.

Nonostante la tipologia di installazione è stato riscontrato un elevato numero di moduli che presentava cricche. Nei rari casi in cui è stato rilevato il fenomeno PID (0,6% dei moduli analizzati), è risultato di lieve entità e tale da non poter inficiare le performance elettriche dell'impianto in misura sensibile. Infine non sono stati individuati moduli con archi elettrici o problemi ai diodi di bypass a freddo.

Dopo i risultati ottenuti dal check-up effettuato, si può affermare che

- nel caso dell'impianto in questione è altamente probabile che le cricche sulle celle abbiano avuto origine in fase di produzione dei moduli. Considerando, infatti, il periodo di fabbricazione e la provenienza dei moduli non è da escludere che le operazioni di assemblaggio, saldatura, movimentazione delle celle, ecc., siano avvenute manualmente, causando i danni rilevati.
- la sottoperformance riscontrata dai dati di produzione è ragionevolmente legata, per la maggior parte, ad una sovrastima della potenza nominale dei moduli da parte del produttore. Tale ipotesi è suggerita non solo dal periodo di installazione e dal tipo di celle e moduli ma anche dal fatto che i problemi di produzione si sono registrati già nel 2012, con impianto installato da meno di 12 mesi. A conferma di tutto ciò, è la doppia etichettatura notata su alcuni moduli: su una targhetta si legge una potenza a STC pari a 235 W_p , mentre sull'altra 230,4 W_p , corrispondente a un -2% circa. Sommando questo deficit, probabilmente iniziale, con un effetto LID (Light Induced Degradation) del -2% dei primi mesi di vita dell'impianto, si ottiene un dato in linea con quanto fatto registrare dal monitoraggio della produzione (-5% nei primi 3 anni).

Intervento di revamping

In questo caso si è assodato che la causa della produzione energetica inferiore a quella attesa è da attribuirsi ad una sottostima della potenza di targa dei moduli installati. Di conseguenza, dato che il “problema” non è concentrato ma diffuso, riguardando tutti i moduli dell’impianto, l’unica soluzione tecnicamente adottabile per ripristinare la capacità produttiva ai valori previsti in fase di progetto è quella di una sostituzione completa di tutti moduli presenti.

Potenza nominale impianto

La potenza dell’impianto in esame è di 3'308,8 [kW_p].

Potendo pensare solo ad una sostituzione totale dei moduli presenti, la normativa in vigore prevede, per impianti di taglia superiore ai 20 [kW_p], la possibilità di un incremento dell’1% della potenza di picco dell’impianto, garantendosi comunque il diritto al riconoscimento degli incentivi previsti.

Un possibile scenario di revamping, dunque, a prescindere dalla potenza nominale dei singoli moduli, concederebbe di portare l’impianto ad una potenza di picco di circa 3341 [kW_p].

Incentivi

L’impianto fotovoltaico è stato realizzato tra il 2009 e il 2010, entrando in produzione, però, nel maggio 2011. Essendo stata certificata la conclusione dei lavori di realizzazione entro il 31 dicembre 2010, con la legge “Salva Alcoa”, si è potuto avere accesso alle tariffe incentivanti previste dal secondo conto energia. Nella fattispecie, considerando la taglia dell’impianto, la tipologia di installazione (a terra e quindi non integrato), e la data di entrata in esercizio/termine lavori (riduzione 4% delle tariffe del secondo CE), l’incentivo riconosciuto ammonta a 0,346 [€/kWh].

Vista l’assenza di autoconsumi significativi e la compatibilità con il regime di incentivazione riconosciuto, la remunerazione dell’energia elettrica immessa nella rete pubblica è quella prevista dal regime di ritiro dedicato (RID). Per un calcolo preciso del valore monetario di ogni chilowattora dispacciato in rete occorrerebbe fare riferimento, per ogni giorno dell’anno, al prezzo zonale orario sul mercato del giorno prima, per la località dell’impianto. Tuttavia per un calcolo di stima sulla convenienza o meno di un intervento di rinnovo si può fare cautelativamente riferimento ad un prezzo di vendita medio annuale di 0,04 [€/kWh].

In totale, quindi, l’energia prodotta è remunerata con un valore di

$$0,346 \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] + 0,04 \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] = 0,386 \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]$$

Energia producibile

L’energia rilevata dal contatore di scambio nel 2016 è stata di circa 4614885 [kWh]. Analogamente all’esempio di calcolo del caso 1, per avere una stima effettiva delle perdite e dell’evoluzione futura dell’energia prodotta dall’impianto bisogna fare

riferimento ai dati meteorologici di irraggiamento medio annuale e allo stato di installazione dell'impianto.

In riferimento alla località dove sorge l'impianto fotovoltaico, dai database disponibili, si trova un valore annuo medio dell'irraggiamento solare sul piano orizzontale di circa $1522 \left[\frac{kWh}{m^2} \right]$.

Facendo poi riferimento a come i moduli sono posizionati, ovvero azimuth 0° e inclinazione 35° , da tabelle apposite si individua un coefficiente correttivo di 1,125 che serve a trovare l'esatto ammontare della radiazione solare media annua incidente sul piano dei pannelli fotovoltaici:

$$1640 \left[\frac{kWh}{m^2 \cdot anno} \right] * 1,125 = 1845 \left[\frac{kWh}{m^2 \cdot anno} \right]$$

Questi valori sono basati su una media dell'irraggiamento annuo registrato negli anni, per un calcolo più preciso è necessario far riferimento ai dati meteorologici dell'anno considerato per la località in oggetto. Tuttavia per stime sull'andamento futuro dell'irraggiamento annuale non si può far altro che affidarsi ai valori statistici.

Il passo successivo, come già visto, è quello di quantificare il valore delle diverse tipologie di perdite che si anno nel passaggio dalla conversione fotovoltaica fino alla trasformazione in AC:

- non avendo dati specifici a riguardo, le perdite di sistema si possono generalizzare in:
 - data la grande taglia degli inverter presenti, le perdite per il rendimento degli stessi sono circa il 7%;
 - perdite nei differenti componenti elettrici circa 2%;
 - perdite per non perfetta compatibilità tra moduli in serie (mismatch) circa 3%;
- i bassi livelli di irraggiamento che si verificano mediamente durante l'anno (soprattutto il mattino e la sera, ma anche di cielo coperto) comportano perdite di efficacia nella conversione degli inverter di circa il 2-4% a causa di valori non ottimali della I_{DC} ;
- anche lo sporco della superficie frontale dei moduli è un fattore che influisce sulla resa energetica. Nel caso in esame la pulizia dei moduli è apparsa buona (grazie anche l'inclinazione di 35°), quindi le perdite per sporco possono considerarsi minime, ovvero l'2%;
- per calcolare le perdite per effetto della differenza tra temperatura di cella in condizioni operative e quella in condizioni STC, si farà riferimento alle già note *Eq.5.10* e *Eq 5.11*. I valori dei parametri da inserire nelle formule si possono trovare nella documentazione tecnica dei moduli, fornita dal produttore:
 - $\gamma = 0,44 \text{ [%/}^\circ\text{C]}$;
 - $NOCT = 47 \text{ [}^\circ\text{C]}$;

Dai dati climatici per la zona del sito dell'impianto si estrapolano invece:

- irradiazione media annua sul piano orizzontale $I_h = 323 \left[\frac{W}{m^2} \right]$.
Applicando sempre il coefficiente correttivo di 1,125 per trovare l'irradiazione media annua su un piano inclinato di 35°, si arriva al risultato $I = 323 \cdot 1,125 = 363,4 \left[\frac{W}{m^2} \right]$;
- temperatura media annuale diurna $T_a = 21 \text{ [}^\circ\text{C]}$.

Allora, dalla Eq.5.10

$$T_c = 21 + \frac{47 - 20}{800} \cdot 363,4 = 33,26 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

e dalla Eq.5.11

$$\eta_T = 1 - \frac{0,44}{100} \cdot (33,26 - 25) = 0,964$$

In altri termini la più alta temperatura di funzionamento delle celle fotovoltaiche rispetto ai valori STC è responsabile di una perdita di potenza dell'ordine del 3,6%.

Ancora una volta è importante sottolineare che questi sono valori verosimili ma non rigorosi per lo specifico impianto in oggetto. Per calcoli puntuali bisogna ricorrere a simulatori specifici basati su database nazionali, europei e mondiali, sempre aggiornate con gli ultimi dati di misurazione più recenti.

La somma di tutte le perdite porta ad un rendimento di conversione del 79,4%. Per ogni anno di vita dell'impianto poi andrà aggiunto un calo del rendimento per l'invecchiamento fisiologico dei moduli dello 0,8%, rispetto all'anno precedente. Ipotizzando che dopo il check-up, i tempi tecnici per l'intervento di revamping consentano un ritorno alla piena produzione per l'anno 2018, con l'ausilio dell'Eq.5.12 si è potuto calcolare la previsione dell'ammontare dell'energia immessa in rete negli anni futuri, fino al 2036 (termine vita utile impianto in configurazione attuale) La seguente Figura 5.13 ne riporta graficamente l'andamento.

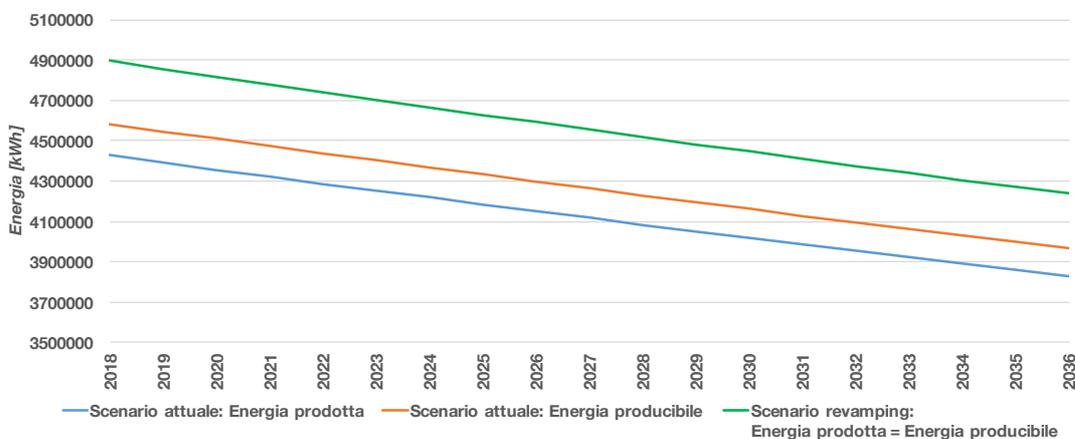


FIGURA 5.13 – Previsione produzione energetica negli anni per diversi scenari di configurazione dell'impianto

Mantenendo i moduli originariamente installati, per le cause già evidenziate, si ha un deficit produttivo medio annuo del 3,4% rispetto alla teorica capacità.

Intervenendo, invece, con lo scenario di revamping ipotizzato, non solo si ripristinerebbe l'efficienza dell'impianto alla massima possibile ma si riuscirebbero anche a guadagnare circa una trentina di kW, potendo aumentare dell'1% la totale potenza elettrica installata.

Costi di intervento

Trascurando i costi per il check-up, le voci di costo unitarie a cui si dovrà far fronte saranno quelle già esposte nel *Cap 5.4.1*. Si possono allora riassumere così:

- acquisto moduli nuovi: 0,4 €/W_p;
- manodopera per intervento di sostituzione di moduli su impianto a terra: 0,02 – 0,05 €/W_p;
- costo istruttoria GSE: quota fissa 50 € + 2 €/kW fino a 20 [kW] + 1 €/kW per quota potenza eccedente i 20 [kW];

Per l'intervento di sostituzione proposto, portando la potenza installata a 3341 [kW_p] e tenendo conto di un costo medio per la manodopera di 0,035 €/W_p, la spesa complessiva a cui si va incontro è

$$3341 \cdot 10^3 [W_p] \cdot \left(0,4 \left[\frac{\text{€}}{W_p} \right] + 0,035 \left[\frac{\text{€}}{W_p} \right] \right) + 50 [\text{€}] + 2 \left[\frac{\text{€}}{kW_p} \right] \cdot 20 [kW] + 1 \left[\frac{\text{€}}{kW_p} \right] \cdot (3341 - 20) [kW] = 1'456'746 [\text{€}]$$

A questa cifra si deve poi sommare la mancata produzione energetica dell'impianto durante le operazioni di sostituzione. Essendo l'impianto suddiviso in tre sottosezioni con inverter centralizzati e considerando che per l'intero intervento di revamping il tempo necessario sia almeno quello di un anno, si può supporre che, per il 2017, un terzo di impianto sia costantemente fuori servizio. Il "mancato fatturato" ammonta allora a

$$\frac{3308,8 [kW_p] \cdot 1845 \left[\frac{kWh}{kW_p} \right] \cdot 0,794 \cdot 0,992^7 \cdot (1 - 3,4\%) \cdot 0,386 \left[\frac{\text{€}}{kWh} \right]}{3} = 566'680,50 [\text{€}]$$

Infine, come trattato nel caso precedente, anche qui devono essere considerate le quote RAEE che non verranno restituite dal GSE per la sostituzione dei moduli. Attualizzando l'importo di 10 €/modulo per la sostituzione degli oltre 14'000 moduli (diviso in quote annuali decrescenti a partire dal 10° anno di incentivazione) si trova valore di:

$$108'527,85 [\text{€}]$$

Parametri economici

Per poter valutare la convenienza dell'investimento proposto, ci si affida ancora una volta al calcolo dei parametri economici esposti nel *Cap.5.2*: pay-back time (PB),

tasso interno di rendimento (TIR), valore attuale netto (VAN) e indice di profittabilità (PI).

Per calcolare il VAN si devono quantificare i flussi di cassa negli anni futuri. Dall'entrata in esercizio dell'impianto, con una vita utile di 25 anni, si possono calcolare le diverse entrate fino all'anno 2036. La tariffa incentivante riconosciuta ha una durata di 20 anni per cui, dato è stata percepita sin dal primo anno di operatività dell'impianto, dal 2032 in poi i guadagni deriveranno solamente dalla vendita in rete dell'energia prodotta (RID).

Una volta stimati i flussi di cassa, attualizzati, usando come nel caso dell'esempio precedente un fattore di sconto $a=4\%$, si può avere il tempo di ritorno dell'investimento e il risultato del valore attuale netto.

A questo punto, con metodi iterativi si può calcolare il TIR, ovvero il tasso di interesse che porta, al termine del periodo utile considerato, ad avere un VAN pari a 0.

Nelle seguenti tabelle sono riportati nello specifico tutti i flussi di cassa fino all'anno 2036 (*Tabella 5.4*) e i valori degli indicatori economici calcolati (*Tabella 5.5*).

TABELLA 5.4 – Flussi di cassa negli anni per la configurazione attuale e quella di revamping

(esborso iniziale)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Tariffa incentivante 2° CE [€/kWh]	0,341	0,341	0,341	0,341	0,341	0,341	0,341	0,341
Ricavi da vendita energia [€/kWh]	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Scenario attuale: Energia prodotta [kWh]	4426355	4390944	4355816	4320970	4286402	4252111	4218094	4184349
Scenario attuale: Ricavi annuali [€]	-2.131.954,35	1686441,18	1672949,65	1659566,05	1646289,52	1633119,20	1620054,25	1607093,82
Scenario revamping: Energia prodotta [kWh]	-2.131.954,35	4894331	4855176	4816335	4777804	4739582	4701665	4664052
Scenario revamping: ricavi annuali [€]		1864740,16	1849822,24	1835023,66	1820343,47	1805780,72	1791334,48	1777003,80
Scenario revamping: incremento ricavi annuali [€]		178298,99	176872,59	175457,61	174053,95	172661,52	171280,23	169909,99

Continua **TABELLA 5.4**

2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
0,341	0,341	0,341	0,341	0,341	0,341	-	-	-	-	-
0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
4150874	4117667	4084726	4052048	4019632	3987475	3955575	3923930	3892539	3861399	3830508
1581483,17	1568831,30	1556280,65	1543830,41	1531479,77	1519227,93	158223,00	156957,22	155701,56	154455,95	153220,30
4589726	4553008	4516584	4480451	4444607	4409051	4373778	4338788	4304078	4269645	4235488
1748685,47	1734695,99	1720818,42	1707051,87	1693395,46	1679848,29	174951,13	173551,52	172163,11	170785,80	169419,52
167202,30	165864,68	164537,76	163221,46	161915,69	160620,37	16728,13	16594,30	16461,55	16329,85	16199,22

TABELLA 5.5 – Simulazione economica per intervento di sostituzione moduli

	Scenario attuale	Scenario revamping
<i>Entrata in esercizio</i>	2011	2018
<i>Fine periodo incentivante</i>	2031	2031
<i>Costo intervento [€]</i>	-	2'131'954,35
<i>Incremento medio ricavi annuali [€]</i>	-	129'092,68
<i>PB – Payback Time [anni]</i>	-	12,52
<i>Valore Attuale Netto -VAN [€]</i>	-	- 291'964,51
<i>Indice di Profittabilità - PI</i>	-	- 0,14
<i>Tasso Interno di Rendimento - TIR</i>	-	1,88 %

Conclusioni

La spesa da sostenere per una sostituzione integrale dei pannelli dell'impianto di generazione risulta decisamente importante. A questo si va a sommare anche il mancato introito delle perdite di produzione per i fermi impianto necessari allo svolgimento delle operazioni di revamping. I parametri economici calcolati mostrano indiscutibilmente che intraprendere questa soluzione risulta del tutto sconsigliato. In particolare il valore del VAN negativo significa che se si investisse nel progetto proposto, al termine del periodo considerato ci si ritroverebbe non solo senza utili guadagnati, ma addirittura con una cifra che non coprirebbe quella inizialmente sborsata.

Anche il valore del TIR conferma che l'investimento non è redditizio. Il massimo tasso d'interesse per cui accettando un ipotetico prestito per l'intero esborso di capitale, si avrebbe comunque una rendita non negativa al termine del periodo utile dell'investimento risulta del 1,88%. Questo valore risulta però essere minore del tasso di sconto applicato per l'attualizzazione dei flussi di cassa, evidenziando perciò che non avrebbe senso investire in questo progetto di revamping.

Per quel che riguarda il tempo di recupero dell'investimento (PB), calcolato utilizzando gli incrementi di flusso di cassa che genererebbe l'intervento di revamping rispetto allo status quo, si trova un valore di 11,85 anni. Occorre fare attenzione a non lasciarsi ingannare da questo risultato: è pur vero che sommando i flussi di cassa la somma iniziale appare recuperata in 12 anni e mezzo, ma le entrate positive che si ottengono per i restanti anni del periodo considerato, attualizzate al tasso di sconto $a=4\%$, non risultano sufficienti a coprire il costo del capitale che si è dovuto investire. Tra l'altro dalla *Figura 5.14* si nota facilmente come a partire dal 2031, anno in cui termina il periodo della tariffa incentivante, la pendenza della retta ha una forte riduzione che significa un netto decremento dei flussi di cassa entranti. Questa analisi è stata fatta comparando gli effetti economici dell'operazione di rinnovamento dell'impianto rispetto alle entrate garantite mantenendo la

configurazione attuale dell'impianto. Si è per questo scelto di considerare come termine del periodo d'indagine i 25 anni di vita dell'impianto corrente. Rimpiazzando completamente tutti i moduli fotovoltaici si otterrebbe il vantaggio di prolungare la vita utile di circa 7 anni. Per considerare anche i flussi di cassa positivi che verrebbero ad accumularsi in questo lasso di tempo bisognerebbe stabilire cosa accadrebbe alla produzione energetica dell'impianto in configurazione attuale al termine della sua vita utile e a quali costi di manutenzione, sostituzione, o adeguamento bisognerebbe far fronte.

In generale, comunque, per una valutazione circa la convenienza di un investimento, grande importanza hanno i valori che si attribuiscono al tasso di attualizzazione per scontare i flussi di cassa futuri. Tale stima dipende in gran parte dal tipo di investimento che si sta valutando, dal fattore di rischio imprenditoriale che l'investitore attribuisce all'intervento e dall'evoluzione dell'inflazione sui prezzi nel mercato di riferimento.

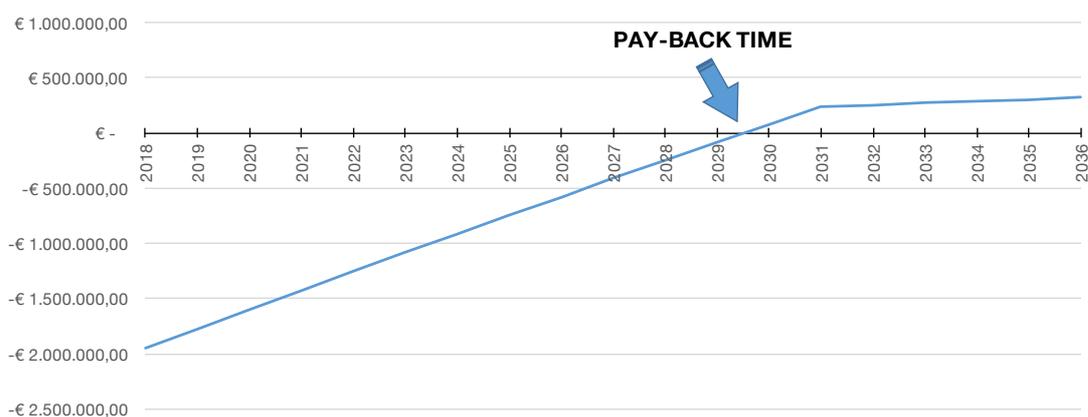


FIGURA 5.14 – Andamento del flusso cumulato annuo

5.5 FOGLIO DI CALCOLO EXCEL

Dopo aver illustrato passo per passo come vanno svolti i calcoli per poter determinare i parametri economici utili a stabilire se un intervento di rinnovamento sia conveniente o meno, si è voluto realizzare un foglio di calcolo Excel per rendere più semplice e veloce l'ottenimento dei risultati cercati.

Inserendo alcune informazioni preliminari riguardanti l'impianto e l'intervento che si vuole sostenere, sono, così, immediatamente calcolate tutte le grandezze necessarie a consentire una scelta ponderata sull'operazione più economicamente conveniente da intraprendere. Naturalmente ciò non prescinde da un'analisi tecnica del proprio generatore fotovoltaico che determini le cause delle sottoperformance riscontrate e suggerisca le modalità per un completo ripristino produttivo.

Scendiamo ora nel dettaglio e illustriamo come è realizzato e come utilizzare questo strumento. Il foglio di calcolo è composto da 7 pagine che forniscono e contengono informazioni differenti:

- Foglio **DATI RICHIESTI**:

in questo foglio (*Figura 5.15*) si possono subito identificare due diversi riquadri. Nel primo è chiesto di inserire i dati che sono necessari al calcolo della convenienza economica degli interventi di revamping:

- **SITO IMPIANTO**: tramite dei menù a tendina si possono inserire la regione, provincia e comune del sito dove sorge l'impianto (se non è presente il comune esatto, si procede selezionando la località presente più geograficamente vicina);
- **ORIENTAMENTO MODULI**: sempre attraverso dei menù a tendina si devono inserire i valori di inclinazione e direzione di esposizione dei moduli installati (0° coincide con la direzione SUD);
- **PERDITE**: va inserito qui il valore stimato delle perdite percentuali di sistema (BOS) stimato a seguito della valutazione tecnica sull'impianto.

Di deve, poi, inserire anche il valore che si attribuisce al calo di performance annuo per invecchiamento dei moduli.

Per il calcolo delle perdite legate alla differenza di temperatura di cella rispetto alla ottimale è, infine, necessario conoscere il coefficiente γ e il parametro NOCT (facilmente rintracciabili sull'etichetta o nel data-sheet dei moduli);

- **REMUNERAZIONE ENERGIA**: per gli impianti aventi diritto ad incentivi occorre inserire qui il totale ammontare della tariffa riconosciuta. Sono richiesti poi i corrispettivi del costo per kWh della vendita dell'energia in rete, del prelievo dalla rete e della percentuale di energia autoconsumata;
- **COSTI INTERVENTO**: è necessario qui inserire i costi specifici dell'intervento di revamping proposto. Oltre ai prezzi dei moduli, della manodopera necessaria e, eventualmente, degli inverter, bisogna

anche valutare preventivamente le tempistiche che occorrono per effettuare tutte le operazioni in modo da considerare anche la mancata produzione per fermo impianto.

- **STATO ATTUALE:** ai fini di un calcolo sulla stima della produzione negli anni futuri bisogna almeno inserire alcuni valori noti sullo storico della produzione dell'impianto;
- **REVAMPING:** per valutare economicamente le due alternative di revamping parziale o totale dell'impianto va inserito il numero di moduli oggetto della sostituzione e la potenza di targa dei nuovi moduli.

Cliccando sul tasto “NUOVO INSERIMENTO” i dati inseriti vengono automaticamente cancellati e la tabella è pronta per ricevere i dati di un nuovo impianto.

Nel riquadro a destra, “CONFRONTO RISULTATI ECONOMICI”, è riportata una tabella riassuntiva per l'immediato confronto dei parametri calcolati per i due differenti scenari di revamping proposti. Sono evidenziati i valori calcolati di:

- Costo totale dell'intervento (comprende la spesa per l'intervento di sostituzione moduli e/o inverter, costi smaltimento moduli, costi istruttoria GSE);
- Incremento medio dei ricavi annuali;
- PB – Payback Time;
- VAN – Valore attuale netto;
- PI – Indice di profittabilità;
- TIR – Tasso interno di rendimento.

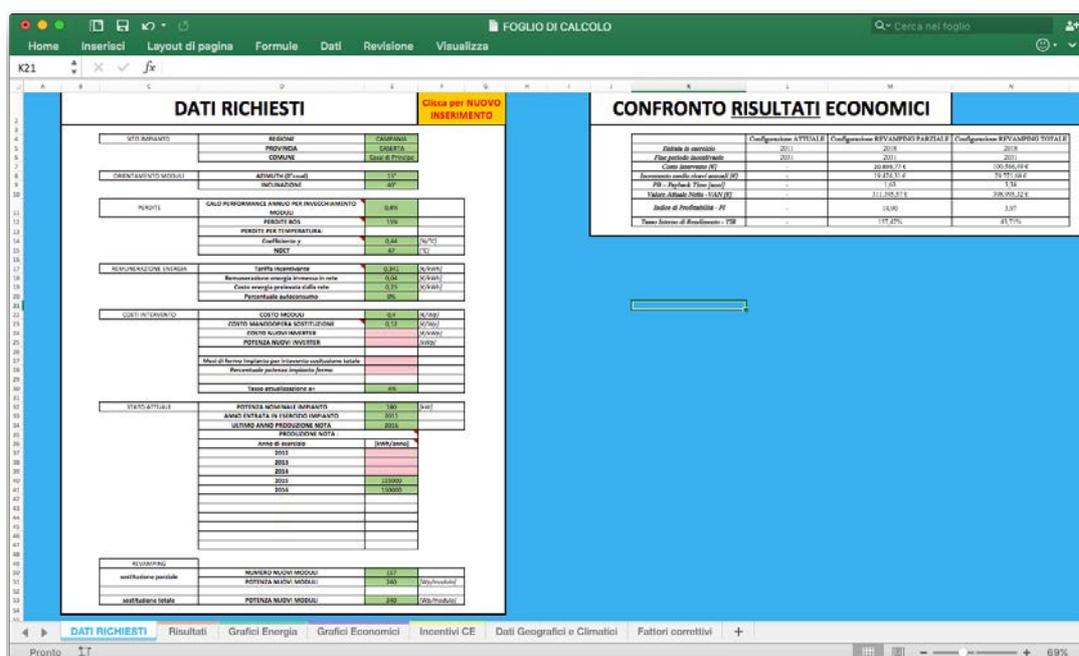


FIGURA 5.15 – Foglio di calcolo – scheda “DATI RICHIESTI”

- Foglio **Risultati**:

in questa scheda sono riportati in modo esaustivo tutti i dati calcolati per l'analisi di convenienza e i risultati ottenuti. Va sottolineato che per il calcolo della percentuale di sottoperformance dell'impianto rispetto all'anno precedente, lo storico dei valori annui di irraggiamento è stato normalizzato in base allo scostamento rispetto al valore medio.

In particolare, allora, oltre ai dati di irraggiamento della località dove è sito l'impianto e ai valori attribuiti alle diverse fonti di perdita di produzione, sono presenti, anno per anno, anche:

- tutte le stime sull'energia che si può produrre;
- l'energia teoricamente producibile;
- i flussi di cassa che le scelte di rinnovamento consentono di generare in più rispetto alla condizione di progetto dell'impianto (*Figura 5.16*).

The screenshot shows an Excel spreadsheet with the following sections and data:

- REVAMPING: SOSTITUZIONE PARZIALE**
 - NUMERO NUOVI MODULI: 157
 - POTENZA NUOVI MODULI: 240 [Wp/modulo]
 - Potenza di revamping: 37,68 [kW]
 - 20,9% sul totale installato
 - per ripristinare al 100% la sottoperformance del impianto nell'anno 2016
- ENERGIA**

Stima energia prodotta [kWh]	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Stima energia prodotta [kWh]	33000	34261	22456	22101	21698	21510	20610	20184	19705	18917	18091	18091	18091	18091	18091	18091	18091	18091
Energia producibile [kWh]	239196	237283	238006	234912	233032	231168	229319	227484	225664	223859	222068	220292	218531	216784	215051	213331	211624	210000
- COSTI**
 - tasso attualizzazione a= 4%
- PARAMETRI ECONOMICI**

RAEE professionale - anno di trattenuta della quota	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	TOT.
quota annua	€ 285,45	€ 256,91	€ 228,36	€ 199,82	€ 171,27	€ 142,73	€ 114,18	€ 85,64	€ 57,09	€ 28,55	
quota annua attualizzata all'ultimo anno di incentivaz.	€ 422,54	€ 365,65	€ 312,53	€ 262,95	€ 216,71	€ 173,65	€ 133,58	€ 96,33	€ 61,75	€ 29,69	€ 2.075,39
Costo smaltimento attualizzato	€ 1.198,49										
Costo sostituzione	€ 19.701,28										
COSTO TOTALE REVAMPING PARZIALE	€ 20.899,77										

FIGURA 5.16 – Foglio di calcolo – scheda “RISULTATI”

- Foglio **Grafici energia** e foglio **Grafici Economici**:

In questi due fogli si possono trovare i grafici di andamento dei valori calcolati. Nel foglio “Grafici Energia” (*Figura 5.17*) sono presenti i diagrammi di andamento della stima dell'energia che si potrà produrre in futuro confrontata con quella teoricamente producibile per lo scenario attuale, quello di revamping parziale e quello di revamping totale. In un quarto grafico, infine, si evidenzia il confronto della produzione energetica per le tre configurazioni di impianto trattate.

Nel foglio “Grafici Economici” (*Figura 5.18*) sono riportati gli andamenti dei flussi di cassa che negli anni possono essere generati dalle due opzioni

di intervento, rispetto a quanto già consente di guadagnare l'impianto nelle sue condizioni di progetto.

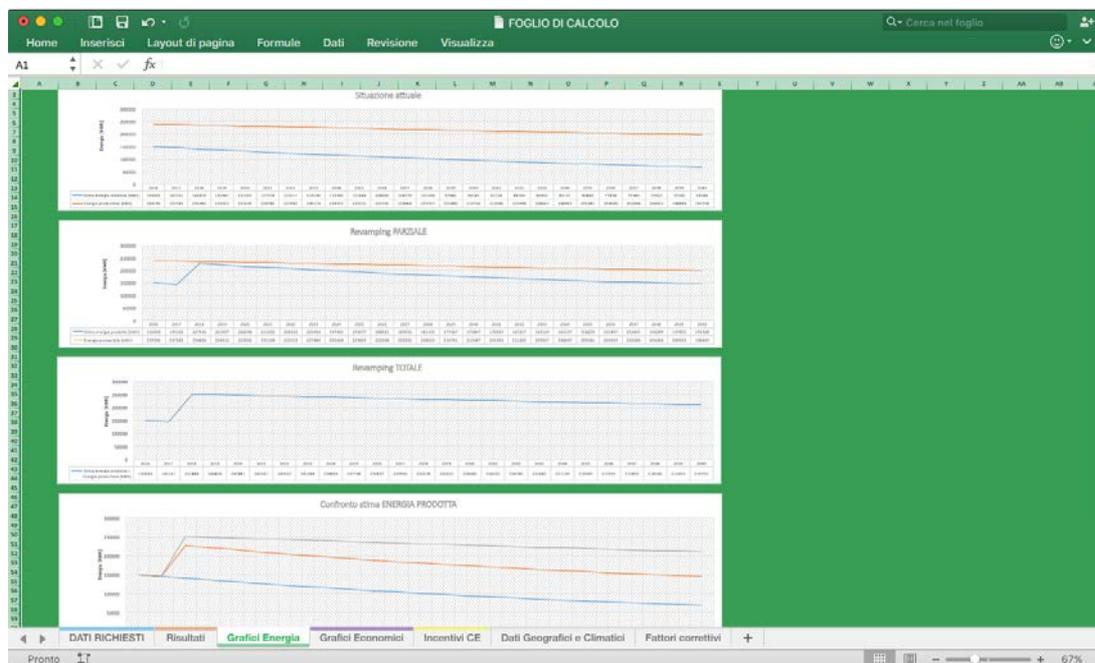


FIGURA 5.17 – Foglio di calcolo – scheda “Grafici Energia”

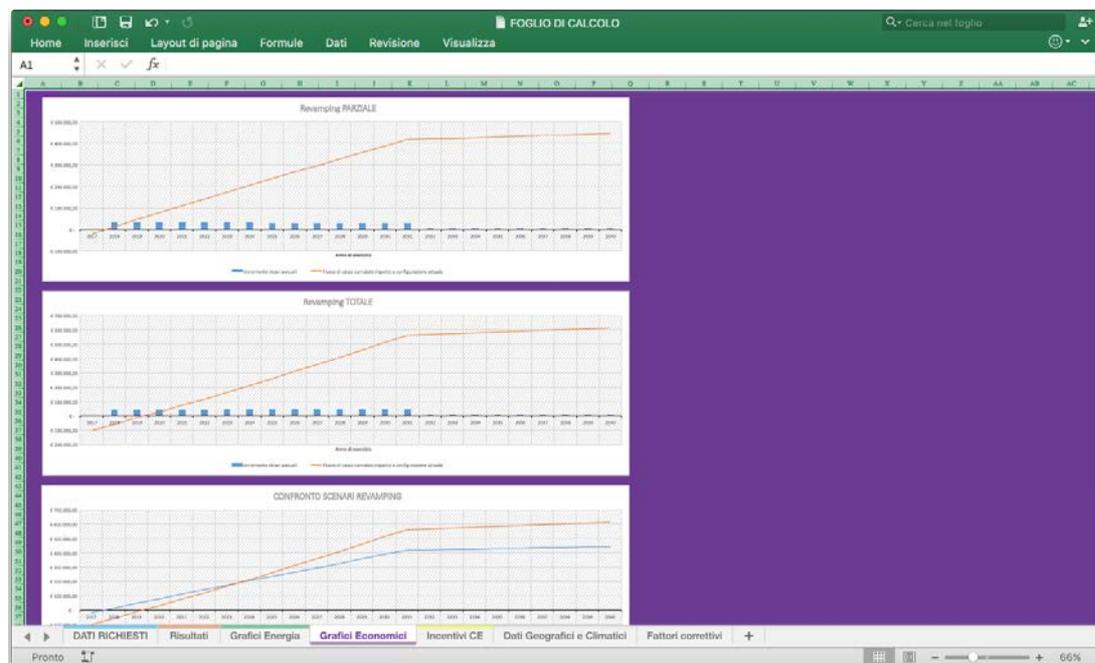


FIGURA 5.18 – Foglio di calcolo – scheda “Grafici Economici”

- Foglio **Incentivi**:

Nei dati richiesti inizialmente, c'è anche la voce corrispondente alla tariffa incentivante percepita. Per comodità si è voluto inserire un foglio riepilogativo di tutte le tariffe previste dai diversi conti energia susseguitesesi negli anni, di modo che, se non si è a conoscenza dell'esatta tariffa percepita con il proprio impianto, si possa almeno inserire un valore prossimo a quello reale. (Figura 5.19).

QUARTO CONTO ENERGIA (2012)

Potenza impianto [kW]	1° semestre 2012		2° semestre 2012	
	Impianti su edifici fotovoltaici [€/kWh]	Altri impianti fotovoltaici [€/kWh]	Impianti su edifici fotovoltaici [€/kWh]	Altri impianti fotovoltaici [€/kWh]
1 ≤ P ≤ 3	0,274	0,24	0,252	0,221
3 < P ≤ 20	0,247	0,219	0,227	0,202
20 < P ≤ 200	0,233	0,206	0,214	0,189
200 < P ≤ 1000	0,224	0,172	0,202	0,155
1000 < P ≤ 5000	0,182	0,156	0,164	0,14
P > 5000	0,171	0,148	0,154	0,133

QUINTO CONTO ENERGIA (2012-2013)

Potenza impianto [kW]	1° semestre di applicazione		2° semestre di applicazione	
	Tariffa omni-comprendente	Tariffa premio sull'energia incentivante [€/kWh]	Tariffa omni-comprendente	Tariffa premio sull'energia incentivante [€/kWh]
1 ≤ P ≤ 20	0,418	0,41	0,352	0,345
20 < P ≤ 200	0,38	0,373	0,304	0,298
P > 200	0,352	0,345	0,266	0,261

FIGURA 5.19 – Foglio di calcolo – scheda “Incentivi”

- Foglio **Dati Geografici e Climatici** e foglio **Fattori Correttivi**

Per creare uno strumento indipendente è stato necessario avere accesso ad un database che riportasse il valore dell'irradiazione solare media annua per le diverse località del territorio nazionale. I dati più recenti reperibili e di libero accesso sono quelli registrati 'archivio climatico ENEA. Esso fornisce i valori stimati della radiazione solare globale al suolo sul piano orizzontale [kWh/m²] per 1614 comuni italiani: tutti quelli aventi almeno 10.000 abitanti (che sono 1039) ed il comune con la maggiore popolazione in ogni porzione di territorio di 10·10 km² rimasta scoperta (575 comuni, aventi una popolazione compresa tra 5.000 e 10.000 abitanti. I valori sono una media dei dati registrati dal 1994 al 1999.

Per quanto riguarda invece i valori di irradianza [W/m²] sul piano orizzontale si è fatto riferimento alle tabelle fornite dalla norma UNI10349.

Dalla stessa norma si sono anche reperiti i valori medi mensili della temperatura media giornaliera dell'aria esterna per i diversi capoluoghi di provincia. Per il calcolo delle perdite per effetto dell'aumento di temperatura delle celle fotovoltaiche si sono fatte le seguenti assunzioni:

- dai valori medi mensili di escursione termica giorno-notte, si è ricavato un valore medio annuale;
- per ogni località considerata, dai valori mensili di temperatura media giornaliera si è ricavato il valore medio annuo. Quindi per stimare il valore della temperatura media durante le sole ore di luce, al valore medio annuo si è sommato la metà del valore dell'escursione termica annua, cioè

$$T_{media\ annuale\ DIURNA} = T_{media\ annuale} + \frac{\Delta T_{media\ annuale\ giorno-notte}}{2}$$

Infine, nel foglio “Fattori Correttivi” sono state trascritte le tabelle contenenti i fattori per correggere l'irraggiamento medio annuale sul piano orizzontale e trovare quello sul piano dei moduli, in base orientamento, inclinazione e latitudine del sito di installazione.

6. CONCLUSIONI

A quasi cinque anni dalla più grossa campagna di installazione fotovoltaica in Italia (tra il 2007 e il 2013), il nostro Paese, con oltre 19 GWp di potenza installata in impianti fotovoltaici, ricopre la seconda posizione in Europa [GSE-Rapporto delle Attività GSE 2017]. Il 70% di questa potenza è entrata in esercizio (soprattutto impianti di grandi dimensioni) quando le tariffe del Conto energia erano molto alte. In svariati casi la corsa per “accaparrarsi” gli incentivi ha fatto sì che non si prestasse molta attenzione alla professionalità delle aziende installatrici nonché alla qualità dei componenti forniti (principali e non). Spesso dunque ci si trova di fronte a impianti che rendono al di sotto delle aspettative, con proprietari che, non eseguendo un’opportuna manutenzione, rimangono ignari di tale situazione fino a quando non vedono diminuire drasticamente i corrispettivi accreditati dal GSE. Se a tutto questo aggiungiamo che la maggior parte dei prodotti sono ormai fuori garanzia e, peggio, molti operatori sono spariti e molti produttori falliti (o hanno abbandonato il mercato italiano), la situazione di un titolare di un impianto FV fermo o che produce ben al di sotto le aspettative è piuttosto critica.

Valutato il rapido decremento di produzione del parco fotovoltaico nazionale in pochi anni, il GSE ha provveduto ad emanare nel 2017 delle linee guida per poter mettere i produttori che necessitano di tali interventi nelle condizioni di ristabilire le prestazioni dei propri impianti (mantenendo gli incentivi).

Alla luce di tutto ciò diventa necessario il revamping, ovvero l’ammodernamento e il ripristino di impianti obsoleti, con l’obiettivo di riportare le prestazioni ai livelli attesi, garantendo maggiore produttività e nel contempo allungando la vita utile.

Attraverso questo lavoro di tesi si è voluto sviluppare un modello per valutare la sostenibilità economica per questa tipologia di interventi approfondendo gli aspetti legati al mantenimento delle diverse tariffe incentivanti e alle disposizioni del GSE in materia.

A valle di una specifica e dettagliata verifica tecnica su tutte le componenti dell’impianto per dimostrare l’entità e la causa del deficit di prestazioni produttive, l’analisi che si propone, attraverso una verifica sullo storico di produzione e attingendo a database climatici, permette di stimare l’effettivo vantaggio economico dell’intervento di revamping suggerito.

Volendo generalizzare le conclusioni a cui si giunge (che comunque più accuratamente vanno valutate caso per caso) si può dire che:

- maggiore è l’entità della sottoperformance dell’impianto (cioè quanto meno l’impianto produce rispetto a quanto al massimo potrebbe produrre in funzione del sito di installazione e della tecnologia con cui è realizzato) più elevata risulta la convenienza di un intervento rimodernamento. Con un valore assolutamente approssimativo, almeno per impianti di grandi dimensioni, si può indicare un riferimento del 10% di perdita di produzione rispetto

all'atteso, come quota minima per cui si può pensare ad un intervento di retrofitting;

- il totale della tariffa incentivante percepita gioca un ruolo fondamentale nel prendere la decisione di effettuare un revamping: negli impianti con incentivi maggiori (che sono anche i più datati e quelli che presentano ad oggi più problematiche produttive) anche piccole perdite di produzione si traducono in considerevoli mancati guadagni economici. Inoltre se l'incentivo garantito dal GSE è elevato, il costo delle operazioni di rinnovamento dell'impianto risulta recuperabile più velocemente dati i notevoli vantaggi finanziari che si possono ottenere;
- infine, la quota di autoconsumo fa spostare l'ago della bilancia della convenienza economica, di un intervento di ottimizzazione dell'impianto. Autoconsumare l'energia che si produce risulta molto vantaggioso dal momento che la remunerazione dell'energia immessa in rete risulta molto minore del costo evitato dell'energia che si dovrebbe altrimenti acquistare. Ecco perché in impianti con autoconsumo elevato, un'eventuale sottoperformance significativa implica notevoli perdite economiche. Questo porta quindi ad affermare con certezza che un intervento di revamping è sicuramente più conveniente laddove si ha autoconsumo elevato, rispetto ad un impianto della stessa taglia dove tutta l'elettricità prodotta viene dispacciata alla rete.

Il grande potenziale di sviluppo del business inerente gli interventi di revamping è legato specialmente ai numerosi impianti che presentano sottoperformance (1 impianto su 3 produce il -20% secondo quanto riportato dalla banca dati dei sistemi monitoraggio Sunreport) e al sempre minore costo dei componenti (moduli, inverter ecc.). Lo strumento di calcolo sviluppato in questo elaborato evidenzia come la convenienza economica di un'operazione di rinnovo delle prestazioni di un impianto FV dipenda da molteplici fattori:

- sito impianto;
- modalità di installazione moduli;
- taglia impianto;
- storico di produzione;
- analisi di valutazione tecnica delle sottoperformance;
- tariffa incentivante;
- prezzi di acquisto e vendita dell'energia;
- percentuale di autoconsumo;
- costi di intervento (materiale e manodopera);
- tipo di intervento di revamping proposto.

Un possibile sviluppo futuro di questo lavoro di tesi, dunque, è quello di applicare il modello realizzato al maggior numero di impianti reali possibile, e realizzare così un database che consenta di categorizzare immediatamente un impianto FV e stabilire a priori se sia opportuno o meno valutare un intervento di revamping.

APPENDICE A

Nella presente appendice è riportato, per ciascuna tipologia di intervento, l'elenco esemplificativo dei documenti che, a seguito della conclusione dei lavori, è opportuno che il Soggetto Responsabile invii al GSE per consentire l'aggiornamento dei dati e dei documenti in proprio possesso. Ai documenti riportati di seguito è possibile allegare eventuale ulteriore documentazione finalizzata a fornire un quadro completo dell'intervento realizzato.

A.1 SPOSTAMENTO DEI COMPONENTI PRINCIPALI D'IMPIANTO

In relazione alla potenza dell'impianto, al fine di consentire l'aggiornamento di dati e documenti in possesso del GSE, il Soggetto Responsabile è tenuto a inviare la documentazione riportata di seguito entro 60 giorni dalla data di conclusione dei lavori.

- Impianti con potenza compresa tra 3 e 20 kW
 1. Comunicazione di avvenuta realizzazione di interventi che comportano la variazione di dati rilevanti, redatta secondo il *Modello 01 – Comunicazione di avvenuta realizzazione di interventi significativi di manutenzione e ammodernamento tecnologico di impianti fotovoltaici incentivati*;
 2. copia di un documento di identità del Soggetto Responsabile in corso di validità;
 3. fotografie che descrivano lo stato dei luoghi prima e dopo la realizzazione dell'intervento;
 4. un disegno planimetrico *as built* con indicazione, nel caso di impianti diversi da quelli installati a terra, delle caratteristiche tecniche e dimensionali dell'installazione;
 5. nei casi in cui la realizzazione dell'intervento abbia comportato variazioni alla configurazione elettrica dell'impianto: schema elettrico *as built*.

- Impianti con potenza superiore a 20 kW
 1. Comunicazione di avvenuta realizzazione di interventi che comportano la variazione di dati rilevanti, redatta secondo il *Modello 01 – Comunicazione di avvenuta realizzazione di interventi significativi di manutenzione e ammodernamento tecnologico di impianti fotovoltaici incentivati*;
 2. copia di un documento di identità del Soggetto Responsabile in corso di validità;

3. relazione tecnica dell'intervento realizzato;
4. fotografie che descrivano lo stato dei luoghi prima e dopo la realizzazione dell'intervento;
5. un disegno planimetrico *as built*;
6. *solo per impianti diversi da quelli installati a terra*: elaborati grafici di dettaglio che riportino in pianta, prospetto e sezione le caratteristiche tecniche e dimensionali dell'installazione con indicazione dei particolari costruttivi e di installazione in scala adeguata;
7. *nei casi in cui la realizzazione dell'intervento abbia comportato variazioni alla configurazione elettrica dell'impianto*: lo schema elettrico *as built* con indicazione:
 - a. del numero delle stringhe e del numero dei moduli per stringa;
 - b. di eventuali dispositivi di protezione lato corrente continua esterni all'inverter;
 - c. del numero di inverter e delle modalità di collegamento delle uscite degli inverter;
 - d. di eventuali dispositivi di protezione lato corrente alternata esterni all'inverter;
 - e. dei contatori dell'energia prodotta e dei contatori dell'energia e prelevata e/o immessa in Rete;
 - f. del punto di collegamento alla Rete indicando in dettaglio gli organi di manovra e protezione presenti nonché gli eventuali punti di derivazione dei carichi, presenza di gruppi elettrogeni, gruppi di continuità (UPS) e di eventuali altre fonti di generazione.

A.2 SOSTITUZIONE DEI COMPONENTI PRINCIPALI D'IMPIANTO

In relazione alla potenza dell'impianto, al fine di consentire l'aggiornamento di dati e documenti in possesso del GSE, il Soggetto Responsabile è tenuto a inviare la documentazione riportata di seguito entro 60 giorni dalla data di conclusione dei lavori.

- Impianti con potenza compresa tra 3 e 20 kW
 1. Comunicazione di avvenuta realizzazione di interventi che comportano la variazione di dati rilevanti, redatta secondo il *Modello 01 – Comunicazione di avvenuta realizzazione di interventi significativi di manutenzione e ammodernamento tecnologico di impianti fotovoltaici incentivati*;
 2. copia di un documento di identità del Soggetto Responsabile in corso di validità;
 3. elenco in formato *excel* riportante marca, modello e numero di matricola dei componenti sostituiti e di quelli di nuova installazione;
 4. documentazione comprovante la motivazione dell'intervento:
 - a. nel caso di furto o incendio copia della denuncia presentata alle competenti Autorità a cui deve essere allegato l'elenco dei componenti oggetto di furto ovvero coinvolti nell'incendio;
 - b. nel caso di guasto o avarie non riparabili
 - i. 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 a cui deve essere allegato l'elenco dei componenti smaltiti;
 - ii. nei casi di difetti di fabbricazione, se il componente sostituito è ritirato in garanzia dal produttore, copia dei documenti attestanti l'avvenuto ritiro da parte del produttore;
 - c. nel caso di sostituzioni avvenute per motivazioni diverse dalle precedenti in cui è previsto che i componenti sostituiti non vengano smaltiti ma siano destinati ad altri usi
 - i. in caso di stoccaggio come scorta tecnica per future sostituzioni nell'ambito dello stesso impianto, copia dei documenti comprovanti l'avvenuto stoccaggio;
 - ii. in caso di cessione ad un soggetto terzo o di riutilizzo su un altro impianto non incentivato, copia dei documenti comprovanti la destinazione del componente;
 5. *nei casi di sostituzioni temporanee*, documentazione comprovante la messa a disposizione del componente da parte di un soggetto terzo;
 6. *nei casi in cui la realizzazione dell'intervento abbia comportato variazioni*

della disposizione dell'impianto: un disegno planimetrico as built con indicazione, nel caso di impianti diversi da quelli installati a terra, delle caratteristiche tecniche e dimensionali dell'installazione;

7. *nei casi in cui la realizzazione dell'intervento abbia comportato variazioni alla configurazione elettrica dell'impianto: schema elettrico as built;*
8. fotografie che descrivano lo stato dei luoghi prima e dopo la realizzazione dell'intervento.

• Impianti con potenza superiore a 20 kW

1. Comunicazione di avvenuta realizzazione di interventi che comportano la variazione di dati rilevanti, redatta secondo il *Modello 01 – Comunicazione di avvenuta realizzazione di interventi significativi di manutenzione e ammodernamento tecnologico di impianti fotovoltaici incentivati*;
2. copia di un documento di identità del Soggetto Responsabile in corso di validità;
3. relazione illustrativa dell'intervento realizzato con l'indicazione delle motivazioni dell'intervento;
4. elenco in formato *excel* riportante marca, modello e numero di matricola dei componenti sostituiti e di quelli di nuova installazione;
5. documentazione comprovante la motivazione dell'intervento:
 - a. nel caso di furto o incendio copia della denuncia presentata alle competenti Autorità a cui deve essere allegato l'elenco dei componenti oggetto di furto ovvero coinvolti nell'incendio;
 - b. nel caso di guasto o avarie non riparabili
 - i. 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 a cui deve essere allegato l'elenco dei componenti smaltiti;
 - ii. se il componente sostituito è ritirato in garanzia dal produttore nei casi di difetti di fabbricazione, copia dei documenti attestanti l'avvenuto ritiro da parte del produttore;
 - c. nel caso di sostituzioni avvenute per motivazioni diverse dalle precedenti in cui è previsto che i componenti sostituiti non vengano smaltiti ma siano destinati ad altri usi
 - i. in caso di stoccaggio come scorta tecnica per future sostituzioni nell'ambito dello stesso impianto, copia dei documenti comprovanti l'avvenuto stoccaggio;
 - ii. in caso di cessione ad un soggetto terzo o di riutilizzo su un altro impianto non incentivato, copia dei documenti

comprovanti la destinazione del componente.

6. *nei casi di sostituzioni temporanee*, documentazione comprovante la messa a disposizione del componente da parte di un soggetto terzo;
7. *nei casi in cui la realizzazione dell'intervento abbia comportato variazioni alla configurazione dell'impianto*:
 - a. un disegno planimetrico *as built*;
 - b. *solo per impianti diversi da quelli installati a terra*: elaborati grafici di dettaglio che riportino in pianta, prospetto e sezione le caratteristiche tecniche e dimensionali dell'installazione con indicazione dei particolari costruttivi e di installazione in scala adeguata;
8. *nei casi in cui la realizzazione dell'intervento abbia comportato variazioni alla configurazione elettrica dell'impianto*: lo schema elettrico *as built* con indicazione:
 - a. del numero delle stringhe e del numero dei moduli per stringa;
 - b. di eventuali dispositivi di protezione lato corrente continua esterni all'inverter;
 - c. del numero di inverter e delle modalità di collegamento delle uscite degli inverter;
 - d. di eventuali dispositivi di protezione lato corrente alternata esterni all'inverter;
 - e. dei contatori dell'energia prodotta e dei contatori dell'energia e prelevata e/o immessa in Rete;
 - f. del punto di collegamento alla Rete indicando in dettaglio gli organi di manovra e protezione presenti nonché gli eventuali punti di derivazione dei carichi, presenza di gruppi elettrogeni, gruppi di continuità (UPS) e di eventuali altre fonti di generazione;
9. fotografie che descrivano lo stato dei luoghi prima e dopo la realizzazione dell'intervento.

A.3 RIMOZIONE DEI MODULI FOTOVOLTAICI

In relazione alla potenza dell'impianto, al fine di consentire l'aggiornamento di dati e documenti in possesso del GSE, il Soggetto Responsabile è tenuto a inviare la documentazione riportata di seguito entro 60 giorni dalla data di conclusione dei lavori.

- Impianti con potenza compresa tra 3 e 20 kW
- 1. Comunicazione di avvenuta realizzazione di interventi che comportano la variazione di dati rilevanti, redatta secondo il *Modello 01 – Comunicazione di avvenuta realizzazione di interventi significativi di manutenzione e ammodernamento tecnologico di impianti fotovoltaici incentivati*;
- 2. copia di un documento di identità del Soggetto Responsabile in corso di validità;
- 3. elenco in formato *excel* riportante marca, modello e numero di matricola dei componenti rimossi;
- 4. documentazione comprovante la motivazione dell'intervento:
 - a. nel caso di furto o incendio copia della denuncia presentata alle competenti Autorità a cui deve essere allegato l'elenco dei componenti oggetto di furto ovvero coinvolti nell'incendio;
 - b. nel caso di guasto o avarie non riparabili
 - i. se il componente rimosso non può più essere utilizzato ed è oggetto di smaltimento ai sensi della disciplina vigente, copia dei documenti comprovanti l'avvenuto smaltimento a cui deve essere allegato l'elenco dei componenti smaltiti;
 - ii. nei casi di difetti di fabbricazione, se il componente rimosso è ritirato in garanzia dal produttore, copia dei documenti attestanti l'avvenuto ritiro da parte del produttore;
 - c. nel caso di rimozioni avvenute per motivazioni diverse dalle precedenti in cui è previsto che i componenti rimossi non vengano smaltiti ma siano destinati ad altri usi
 - i. in caso di stoccaggio come scorta tecnica per future sostituzioni nell'ambito dello stesso impianto, copia dei documenti comprovanti l'avvenuto stoccaggio;
 - ii. in caso di cessione ad un soggetto terzo o di riutilizzo su un altro impianto non incentivato, copia dei documenti comprovanti la destinazione del componente;
- 5. *nei casi in cui la realizzazione dell'intervento abbia comportato variazioni della disposizione dell'impianto: un disegno planimetrico as built* con indicazione, nel caso di impianti diversi da quelli installati a terra, delle caratteristiche tecniche e dimensionali dell'installazione;
- 6. *nei casi in cui la realizzazione dell'intervento abbia comportato variazioni*

alla configurazione elettrica dell'impianto: schema elettrico as built;

7. rinuncia definitiva alla quota parte di potenza dismessa e non più in esercizio redatta sotto forma di dichiarazione sostitutiva di atto notorio ai sensi dell'art. 47 del D.P.R. 445/2000;
8. attestazione Gaudì aggiornata;
9. fotografie che descrivano lo stato dei luoghi prima e dopo la realizzazione dell'intervento.

• Impianti con potenza superiore a 20 kW

1. Comunicazione di avvenuta realizzazione di interventi che comportano la variazione di dati rilevanti, redatta secondo il *Modello 01 – Comunicazione di avvenuta realizzazione di interventi significativi di manutenzione e ammodernamento tecnologico di impianti fotovoltaici incentivati*;
2. copia di un documento di identità del Soggetto Responsabile in corso di validità;
3. relazione illustrativa dell'intervento realizzato con l'indicazione delle motivazioni dell'intervento;
4. elenco in formato excel riportante marca, modello e numero di matricola dei componenti rimossi;
5. documentazione comprovante la motivazione dell'intervento:
 - a. nel caso di furto o incendio copia della denuncia presentata alle competenti Autorità a cui deve essere allegato l'elenco dei componenti oggetto di furto ovvero coinvolti nell'incendio;
 - b. nel caso di guasto o avarie non riparabili
 - i. se il componente rimosso non può più essere utilizzato ed è oggetto di smaltimento ai sensi della disciplina vigente, copia dei documenti comprovanti l'avvenuto smaltimento a cui deve essere allegato l'elenco dei componenti smaltiti;
 - ii. se il componente rimosso è ritirato in garanzia dal produttore nei casi di difetti di fabbricazione, copia dei documenti attestanti l'avvenuto ritiro da parte del produttore;
 - c. nel caso di rimozioni avvenute per motivazioni diverse dalle precedenti in cui è previsto che i componenti sostituiti non vengano smaltiti ma siano destinati ad altri usi
 - i. in caso di stoccaggio come scorta tecnica per future sostituzioni nell'ambito dello stesso impianto, copia dei documenti comprovanti l'avvenuto stoccaggio;
 - ii. in caso di cessione ad un soggetto terzo o di riutilizzo su un altro impianto non incentivato, copia dei documenti comprovanti la destinazione del componente;
6. *nei casi in cui la realizzazione dell'intervento abbia comportato variazioni alla*

configurazione dell'impianto:

- a. un disegno planimetrico *as built*;
 - b. *solo per impianti diversi da quelli installati a terra*: elaborati grafici di dettaglio che riportino in pianta, prospetto e sezione le caratteristiche tecniche e dimensionali dell'installazione con indicazione dei particolari costruttivi e di installazione in scala adeguata;
7. *nei casi in cui la realizzazione dell'intervento abbia comportato variazioni alla configurazione elettrica dell'impianto*: lo schema elettrico *as built* con indicazione:
- a. del numero delle stringhe e del numero dei moduli per stringa;
 - b. di eventuali dispositivi di protezione lato corrente continua esterni all'inverter;
 - c. del numero di inverter e delle modalità di collegamento delle uscite degli inverter;
 - d. di eventuali dispositivi di protezione lato corrente alternata esterni all'inverter;
 - e. dei contatori dell'energia prodotta e dei contatori dell'energia e prelevata e/o immessa in Rete;
 - f. del punto di collegamento alla Rete indicando in dettaglio gli organi di manovra e protezione presenti nonché gli eventuali punti di derivazione dei carichi, presenza di gruppi elettrogeni, gruppi di continuità (UPS) e di eventuali altre fonti di generazione;
8. rinuncia definitiva alla quota parte di potenza dismessa e non più in esercizio redatta sotto forma di dichiarazione sostitutiva di atto notorio ai sensi dell'art. 47 del D.P.R. 445/2000;
9. attestazione Gaudì aggiornata;
10. fotografie che descrivano lo stato dei luoghi prima e dopo la realizzazione dell'intervento.

A.4 INTERVENTI DI MODIFICA EDILIZIA ALL'IMMOBILE E/O AL MANUFATTO SU CUI È INSTALLATO L'IMPIANTO

In relazione alla potenza dell'impianto, al fine di consentire l'aggiornamento di dati e documenti in possesso del GSE, il Soggetto Responsabile è tenuto a inviare la documentazione riportata di seguito entro 60 giorni dalla data di conclusione dei lavori.

- *Impianti con potenza compresa tra 3 e 20 kW*

1. Comunicazione di avvenuta realizzazione di interventi che comportano la variazione di dati rilevanti, redatta secondo il *Modello 01 – Comunicazione di avvenuta realizzazione di interventi significativi di manutenzione e ammodernamento tecnologico di impianti fotovoltaici incentivati*;
2. copia di un documento di identità del Soggetto Responsabile in corso di validità;
3. *nei casi in cui la realizzazione dell'intervento abbia comportato variazioni della disposizione dell'impianto*: un disegno planimetrico *as built* con indicazione, nel caso di impianti diversi da quelli installati a terra, delle caratteristiche tecniche e dimensionali dell'installazione;
4. *nei casi in cui la realizzazione dell'intervento abbia comportato variazioni alla configurazione elettrica dell'impianto*: schema elettrico *as built*;
5. fotografie che descrivano lo stato dei luoghi prima e dopo la realizzazione dell'intervento.

- *Impianti con potenza superiore a 20 kW*

1. Comunicazione di avvenuta realizzazione di interventi che comportano la variazione di dati rilevanti, redatta secondo il *Modello 01 – Comunicazione di avvenuta realizzazione di interventi significativi di manutenzione e ammodernamento tecnologico di impianti fotovoltaici incentivati*;
2. copia di un documento di identità del Soggetto Responsabile in corso di validità;
3. fotografie che descrivano lo stato dei luoghi prima e dopo la realizzazione dell'intervento;
4. elaborati grafici di dettaglio in cui siano riportate in pianta, prospetto e sezione le caratteristiche tecniche e dimensionali dell'installazione con indicazione dei particolari costruttivi e di installazione in scala adeguata;
5. relazione illustrativa dell'intervento realizzato con l'indicazione delle motivazioni dell'intervento;
6. *nei casi in cui la realizzazione dell'intervento abbia comportato variazioni alla configurazione dell'impianto*:
 - a. un disegno planimetrico *as built*;

7. *nei casi in cui la realizzazione dell'intervento abbia comportato variazioni alla configurazione elettrica dell'impianto, lo schema elettrico as built con indicazione:*

- a. del numero delle stringhe e del numero dei moduli per stringa;
- b. di eventuali dispositivi di protezione lato corrente continua esterni all'inverter;
- c. del numero di inverter e delle modalità di collegamento delle uscite degli inverter;
- d. di eventuali dispositivi di protezione lato corrente alternata esterni all'inverter;
- e. dei contatori dell'energia prodotta e dei contatori dell'energia e prelevata e/o immessa in Rete;
- f. del punto di collegamento alla Rete indicando in dettaglio gli organi di manovra e protezione presenti nonché gli eventuali punti di derivazione dei carichi, presenza di gruppi elettrogeni, gruppi di continuità (UPS) e di eventuali altre fonti di generazione.

A.5 VARIAZIONI DI CONFIGURAZIONE ELETTRICA

In relazione alla potenza dell'impianto, al fine di consentire l'aggiornamento di dati e documenti in possesso del GSE, il Soggetto Responsabile è tenuto a inviare la documentazione riportata di seguito entro 60 giorni dalla data di conclusione dei lavori. Si ricorda che per gli interventi di potenziamento non incentivato l'obbligo di comunicazione è previsto per i Soggetti Responsabili di tutti gli impianti, indipendentemente dalla potenza nominale dell'impianto incentivato.

A.5.1 INTERVENTI DI NUOVA INSTALLAZIONE DISPOSITIVI ELETTRONICI

1. Comunicazione di avvenuta realizzazione di interventi che NON comportano la variazione di dati rilevanti, redatta secondo il Modello 01 – Comunicazione di avvenuta realizzazione di interventi significativi di manutenzione e ammodernamento tecnologico di impianti fotovoltaici incentivati;
2. copia di un documento di identità del Soggetto Responsabile in corso di validità;
3. schema elettrico unifilare as built;
4. schede tecniche dei dispositivi elettronici installati.

A.5.2 VARIAZIONE DEL REGIME DI CESSIONE IN RETE DELL'ENERGIA PRODOTTA DALL'IMPIANTO E/O DEL REGIME COMMERCIALE DI VALORIZZAZIONE DELLA STESSA

- Impianti con potenza compresa tra 3 e 20 kW
 1. Comunicazione di avvenuta realizzazione di interventi che comportano la variazione di dati rilevanti, redatta secondo il *Modello 01 – Comunicazione di avvenuta realizzazione di interventi significativi di manutenzione e ammodernamento tecnologico di impianti fotovoltaici incentivati*;
 2. copia di un documento di identità del Soggetto Responsabile in corso di validità;
 3. schema elettrico *as built*.
- Impianti con potenza superiore a 20 kW
 1. Comunicazione di avvenuta realizzazione di interventi che comportano la variazione di dati rilevanti, redatta secondo il *Modello 01 – Comunicazione*

- di avvenuta realizzazione di interventi significativi di manutenzione e ammodernamento tecnologico di impianti fotovoltaici incentivati;*
2. copia di un documento di identità del Soggetto Responsabile in corso di validità;
 3. relazione illustrativa dell'intervento realizzato;
 4. schema elettrico *as built* con indicazione:
 - a. del numero delle stringhe e del numero dei moduli per stringa;
 - b. di eventuali dispositivi di protezione lato corrente continua esterni all'inverter;
 - c. del numero di inverter e delle modalità di collegamento delle uscite degli inverter;
 - d. di eventuali dispositivi di protezione lato corrente alternata esterni all'inverter;
 - e. dei contatori dell'energia prodotta e dei contatori dell'energia e prelevata e/o immessa in Rete;
 - f. del punto di collegamento alla Rete indicando in dettaglio gli organi di manovra e protezione presenti nonché gli eventuali punti di derivazione dei carichi, presenza di gruppi elettrogeni, gruppi di continuità (UPS) e di eventuali altre fonti di generazione.

A.5.3 MODIFICHE DEL PUNTO DI CONNESSIONE

1. Comunicazione di avvenuta realizzazione di interventi che comportano la variazione di dati rilevanti, redatta secondo il *Modello 01 – Comunicazione di avvenuta realizzazione di interventi significativi di manutenzione e ammodernamento tecnologico di impianti fotovoltaici incentivati;*
2. copia di un documento di identità del Soggetto Responsabile in corso di validità;
3. relazione illustrativa dell'intervento realizzato;
4. documentazione contenente l'indicazione del nuovo codice e della data di decorrenza della modifica;
5. attestazione *Gaudi* aggiornata.

**MODELLO 01 – COMUNICAZIONE DI AVVENUTA
REALIZZAZIONE DI INTERVENTI SIGNIFICATIVI DI
MANUTENZIONE E AMMODERNAMENTO TECNOLOGICO
DI IMPIANTI FOTOVOLTAICI INCENTIVATI**

*La presente comunicazione, corredata dalla copia del documento d'identità del sottoscrittore in corso di validità, dovrà essere inviata al Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. tramite la casella di posta elettronica certificata info@pec.gse.it ovvero a mezzo posta raccomandata A/R all'indirizzo Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. – viale Maresciallo Pilsudski, 92 – 00197 Roma, inserendo nell'oggetto la dicitura **“Comunicazione di avvenuta realizzazione di interventi significativi di manutenzione e ammodernamento tecnologico di impianti fotovoltaici incentivati”** preceduta dalla sigla FTV e dal numero identificativo (numero pratica) dell'impianto incentivato.*

Per le persone fisiche:

Il/la sottoscritto/a _____, nato/a a _____, il ____/
/_____, residente in via _____, nel
Comune di _____ codice
fiscale _____, partita IVA _____ **[solo nel
caso di ditte individuali]**, in qualità di Soggetto Responsabile dell'impianto
fotovoltaico identificato dal numero FTV _

Per le persone giuridiche/soggetti pubblici/condomini di unità abitative e/o di edifici e per i soggetti esteri:

Il/la sottoscritto/a _____ nato/a a _____, il ____/
_____/_____, in
qualità di legale rappresentante del/della _____
con sede in via _____, nel Comune di _____
_____, codice fiscale
_____, Partita IVA _____,
Soggetto Responsabile dell'impianto fotovoltaico identificato dal numero FTV

DICHIARA

ai sensi dell'art. 47 del D.P.R. 28 dicembre 2000 n. 445, consapevole delle sanzioni ivi previste in caso di dichiarazioni false o mendaci o di invio di dati o documenti non veritieri,

- che sull'impianto FTV __ è stato realizzato il seguente intervento significativo di manutenzione/ammodernamento tecnologico (*indicare l'intervento realizzato*):
 - Spostamento totale dei moduli fotovoltaici costituenti l'impianto
 - Spostamento parziale dei moduli fotovoltaici costituenti l'impianto
 - Sostituzione totale o parziale dei componenti principali:
_____ (*indicare i componenti sostituiti moduli o inverter*)
 - Rimozione dei moduli fotovoltaici
 - Interventi di modifica edilizia all'immobile e/o al manufatto su cui è installato l'impianto
 - Interventi di nuova installazione dispositivi elettronici:
_____ (*indicare i componenti elettronici installati*)
 - Variazione del regime di cessione in Rete dell'energia elettrica prodotta dall'impianto e/o del regime commerciale di valorizzazione della stessa
 - Modifiche del punto di connessione dell'impianto alla Rete
 - Potenziamento non incentivato di potenza pari a ___ kW, entrato in esercizio in data
___/___/___
 - Altro intervento che ha comportato la variazione di dati caratteristici rilevanti o di configurazione dell'impianto (*riportare una breve descrizione dell'intervento realizzato*)

-
-
- che l'intervento realizzato, comportando variazioni alla configurazione dell'impianto, implica l'aggiornamento dei dati caratteristici presenti sugli archivi gestionali del GSE;
 - di aver conseguito tutti i titoli autorizzativi/abilitativi necessari alla realizzazione dell'intervento e che i titoli sono tuttora validi ed efficaci;
 - che l'intervento è stato realizzato nel periodo che va dal ___/___/___ al ___/___/___;

- che per la realizzazione dell'intervento è occorsa una delle seguenti circostanze tra loro alternative (nel caso di interventi di potenziamento non incentivato le informazioni contenute in questa sezione si riferiscono alla sezione di impianto incentivata):
 - non è stato necessario interrompere la produzione di energia elettrica per un periodo superiore a 15 giorni;
 - è stato necessario interrompere completamente la produzione di energia elettrica dal ___ / ___ / ___ al ___ / ___ / ___;
 - è stato necessario interrompere completamente la produzione di energia elettrica dal ___ / ___ / ___ al ___ / ___ / ___ e che il ripristino della produzione è stato effettuato limitatamente alla potenza di _____ kW;
 - è stato necessario interrompere la produzione di energia elettrica dal _____ / _____ / _____ al _____ / _____ / _____ limitatamente alla porzione di impianto di potenza pari a ___ kW, interessata dall'intervento di manutenzione/ammodernamento tecnologico;
 - è stato necessario interrompere la produzione di energia elettrica dal ___ / ___ / _____ al ___ / ___ / _____ limitatamente alla porzione di impianto di potenza pari a ___ kW, interessata dall'intervento di manutenzione/ammodernamento tecnologico e che il ripristino della produzione è stato effettuato limitatamente alla potenza di _____ kW;

- **[solo nel caso di avvenuta interruzione della produzione]** che l'interruzione della produzione
 - è stata determinata da fermate disposte a seguito di problematiche connesse alla sicurezza della Rete
 - è stata determinata da fermate disposte a seguito di eventi calamitosi riconosciuti come tali dalle competenti Autorità
 - non è stata determinata né da fermate disposte a seguito di problematiche connesse alla sicurezza della Rete, né da fermate disposte a seguito di eventi calamitosi riconosciuti come tali dalle competenti Autorità

(qualora l'interruzione della produzione sia stata determinata da fermate disposte a seguito di problematiche connesse alla sicurezza della Rete ovvero a seguito di eventi calamitosi riconosciuti come tali dalle competenti Autorità, è necessario che il Soggetto Responsabile invii al GSE documentazione a supporto);

Data __/__/____

Firma del Soggetto Responsabile o del
Rappresentante Legale

ai sensi dell'art. 47 del D.P.R. 28 dicembre 2000 n. 445, consapevole delle sanzioni ivi previste in caso di dichiarazioni false o mendaci o di invio di dati o documenti non veritieri,

- che l'impianto FTV_____ è stato oggetto della realizzazione del seguente intervento non significativo di manutenzione/ammodernamento tecnologico:

- Spostamento degli inverter
 - Spostamento di altri componenti elettrici minori (indicare l'intervento realizzato. Ad esempio: spostamento di apparecchiature di misura, di protezioni di interfaccia, di trasformatori di isolamento, trasformatori elevatori, quadri elettrici, ecc)
-

- Sostituzione di componenti elettrici minori qualora l'intervento non determini variazioni del regime di cessione in Rete dell'energia prodotta dall'impianto
-

- Rimozione di componenti elettrici minori qualora l'intervento non determini variazioni del regime di cessione in Rete dell'energia prodotta dall'impianto
-

- Nuova installazione di componenti elettrici minori qualora l'intervento non determini variazioni del regime di cessione in Rete dell'energia prodotta dall'impianto
-

- Interventi effettuati sulle strutture di sostegno dei moduli o sulle strutture edilizie su cui l'impianto è stato installato che non comportino variazioni ai requisiti in base ai quali l'impianto è stato incentivato
 - Altro intervento che non ha comportato la variazione di dati caratteristici rilevanti o di configurazione dell'impianto (*riportare una breve descrizione dell'intervento realizzato*)
-
-

- che l'intervento realizzato non ha comportato variazioni alla configurazione dell'impianto che possano implicare l'aggiornamento dei dati caratteristici presenti sugli archivi gestionali del GSE e non produce effetti sugli incentivi

riconosciuti comprensivi di eventuali premi o maggiorazioni riconosciuti;

- che l'intervento è stato realizzato nel periodo che va dal ____/____/____ al ____/____/____
/ _____;
- che per la realizzazione dell'intervento è occorsa una delle seguenti circostanze tra loro alternative (nel caso di interventi di potenziamento non incentivato le informazioni contenute in questa sezione si riferiscono alla sezione di impianto incentivata):
 - non è stato necessario interrompere la produzione di energia elettrica per un periodo superiore a 15 giorni;
 - è stato necessario interrompere completamente la produzione di energia elettrica dal ____ / ____ / ____ al ____ / ____ / ____;
 - è stato necessario interrompere totalmente la produzione di energia elettrica dal ____ / ____ / ____ al ____ / ____ / ____ e che il ripristino della produzione è stato effettuato limitatamente alla potenza di _____ kW;
 - è stato necessario interrompere la produzione di energia elettrica dal ____ / ____ / ____ al ____ / ____ / ____ limitatamente alla porzione di impianto di potenza pari a ____ kW, interessata dall'intervento di manutenzione/ammodernamento tecnologico;
 - è stato necessario interrompere la produzione di energia elettrica dal ____ / ____ / ____ al ____ / ____ / ____ limitatamente alla porzione di impianto di potenza pari a ____ kW, interessata dall'intervento di manutenzione/ammodernamento tecnologico e che il ripristino della produzione è stato effettuato limitatamente alla potenza di ____ kW;
- **[solo nel caso di avvenuta interruzione della produzione]** che l'interruzione della produzione
 - è stata determinata da fermate disposte a seguito di problematiche connesse alla sicurezza della Rete
 - è stata determinata da fermate disposte a seguito di eventi calamitosi riconosciuti come tali dalle competenti Autorità
 - non è stata determinata né da fermate disposte a seguito di problematiche connesse alla sicurezza della Rete, né da fermate disposte a seguito di eventi calamitosi riconosciuti come tali dalle competenti Autorità

(qualora l'interruzione della produzione sia stata determinata da fermate disposte a seguito di problematiche connesse alla sicurezza della Rete ovvero a seguito di eventi calamitosi riconosciuti come tali dalle competenti Autorità, è necessario che il Soggetto Responsabile invii al GSE documentazione a supporto);

- di essere consapevole che il GSE, per tutta la durata del periodo di incentivazione, ha la facoltà di verificare la conformità delle modifiche apportate e la veridicità delle dichiarazioni rese, ai sensi e per gli effetti del DM 31 gennaio 2014;
- che l'indirizzo del Soggetto Responsabile al quale il GSE deve inviare le comunicazioni è:
_____,
PEC _____;
- di essere a conoscenza che i dati trasmessi saranno trattati dal GSE ai sensi del D.lgs. n. 196/03 e successive modifiche e integrazioni.

Data __/__/____

Firma del Soggetto Responsabile
o del Rappresentante Legale

**MODELLO 03 – RICHIESTA DI VALUTAZIONE PRELIMINARE
DEGLI EFFETTI DELL'INTERVENTO DI
MANUTENZIONE/AMMODERNAMENTO TECNOLOGICO
PROGETTATO SUGLI INCENTIVI RICONOSCIUTI**

*La presente richiesta, corredata dalla copia del documento d'identità del sottoscrittore in corso di validità, dovrà essere inviata al Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. tramite la casella di posta elettronica certificata info@pec.gse.it ovvero a mezzo posta raccomandata A/R all'indirizzo Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. – viale Maresciallo Pilsudski, 92 – 00197 Roma, inserendo nell'oggetto la dicitura **“Richiesta di valutazione preliminare degli effetti dell'intervento di manutenzione/ammodernamento tecnologico progettato sugli incentivi riconosciuti”** preceduta dalla sigla FTV e dal numero identificativo (numero pratica) dell'impianto incentivato.*

Per le persone fisiche:

Il/la sottoscritto/a _____, nato/a a _____, il ____/
/_____, residente in via _____, nel
Comune di _____ codice
fiscale _____, partita IVA _____ **[solo nel
caso di ditte individuali]**, in qualità di Soggetto Responsabile dell'impianto
fotovoltaico identificato dal numero FTV _____

*Per le persone giuridiche/soggetti pubblici/condomini di unità abitative e/o di
edifici e per i soggetti esteri:*

Il/la sottoscritto/a _____ nato/a a _____, il ____/
_____/_____,
in qualità di legale rappresentante del/della _____
con sede in via
_____, nel Comune di _____,
codice fiscale _____, Partita IVA _____,
Soggetto Responsabile dell'impianto fotovoltaico identificato dal numero FTV

DICHIARA

Data ____/____/____

Firma del Soggetto Responsabile o
del Rappresentante Legale

BIBLIOGRAFIA

R. Battisti – Ambiente Italia - PROGETTO PV FINANCING, «Impianti fotovoltaici: linee guida per l'implementazione» (Settembre 2016)

L. Cardinali – SAFE risorse con energia, «Concorrenza 2.018 - Il futuro del mercato dell'energia elettrica in Italia»

S. Fabiani – INEA, «L'evoluzione del fotovoltaico in Italia» (2013)

GSE, «Bollettino sull'energia da fonti rinnovabili - Il semestre 2016» (Gennaio 2016)

GSE, «Il valore dell'energia rinnovabile sul mercato elettrico» (Ottobre 2017)

GSE, «Impianti fotovoltaici in esercizio - Interventi di manutenzione e ammodernamento tecnologico» (Febbraio 2017)

GSE, «Istruzioni operative gestione e smaltimento pannelli» (Maggio 2017)

GSE, «Rapporto Attività 2016» (Marzo 2017)

GSE, «Rapporto Attività 2017» (Marzo 2018)

GSE, «Relazione Attività 2013- Incentivazione degli impianti fotovoltaici» (Dicembre 2014)

GSE, «Solare Fotovoltaico - Rapporto Statistico 2015» (Agosto 2016)

GSE, «Solare Fotovoltaico - Rapporto Statistico 2016» (Luglio 2017)

D.Bertani, S.Guastella, G.Maugeri, C.Rosito – RSE «I sistemi di generazione fotovoltaica: monitoraggio, diagnostica, gestione e prestazioni dopo vari anni di esercizi» (Febbraio 2016)

D.Bertani, S.Guastella, G.Maugeri, C.Rosito – RSE «Analisi qualitativa del funzionamento di componenti fotovoltaici innovativi e di differenti tipologie di impianti installati in vari siti italiani» (Febbraio 2015)

V.Naumann et al - Solar Energy Materials and Solar Cells 120. «Explanation of potential-induced degradation of the shunting type by Na decoration of stacking faults in Si solar cells» (2014)

A. Pisano – Sardegna Ricerche, «La radiazione solare e le relative procedure di calcolo»

B. Marion et al. - NREL «Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems» (Febbraio 2005)

D. C. Jordan, S. R. Kurtz – NREL «Photovoltaic Degradation Rates-an Analytical Review: Photovoltaic degradation rates» (Giugno 2012)

Politecnico di Milano, «Renewable Energy Report 2016» (Maggio 2016)

Politecnico di Milano, «Renewable Energy Report 2017» (Maggio 2017)

Politecnico di Milano, «Renewable Energy Report 2018» (Maggio 2018)

Ricerca sul Sistema Energetico – RSE SpA, «RSE - Fotovoltaico: power to the people?» (Luglio 2016)

Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e delle Tutela del Territorio e del Mare, «SEN 2017 – Strategia Energetica Nazionale» (Novembre 2017)

IEA International Energy Agency, «World Energy Outlook 2017» (Novembre 2017)

Siti web:

www.elettrograf.com, «Approfondimento sul fenomeno PID» [Consultato: 27-ago-2018]

www.qualenergia.it, «Facciamo il punto sul fotovoltaico: dati e stato dell'arte» [Consultato: 14-mar-2018]

www.qualenergia.it, «O&M fotovoltaico, i quattro trend principali sui mercati internazionali» [Consultato: 16-apr-2018].

www.orizzontenergia.it, «Fotovoltaico» [Consultato: 14-mar-2018]

www.vpsolar.com, «GSE: incremento potenza nella manutenzione di impianti fotovoltaici» [Consultato: 31-ago-2018]

www.energyhunters.it, «Il NOCT e l'effetto della temperatura sui moduli fotovoltaici» [Consultato: 09-ott-2018]

www.energyhunters.it, «Invecchiamento moduli fotovoltaici - cause, quantificazione e conseguenze», [Consultato: 26-lug-2018]

www.energyinlink.it, «Il performance ratio degli impianti fotovoltaici» [Consultato: 09-ott-2018]

www.pv-magazine.com, «No confidence in manufacturer tests» [Consultato: 27-ago-2018].

www.pvshield.com - D. Ballotta, «Revamping fotovoltaico: il punto della situazione» [Consultato: 27-ago-2018].