

**ALMA MATER STUDIORUM - UNIVERSITÀ DI  
BOLOGNA**

---

**FACOLTA' DI INGEGNERIA**

**CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA PER L'AMBIENTE E IL  
TERRITORIO**

*DICMA*

**TESI DI LAUREA**

in

Valorizzazione delle materie prime e secondarie LS

**Progettazione di impianti fotovoltaici: Studio  
della variabilità temporale della produzione di  
energia elettrica e di uno strumento informatico  
per l'ottimizzazione dei profili di autoconsumo**

CANDIDATO:

Matteo Anfossi

RELATORE:

Prof.ssa Alessandra Bonoli

CORRELATORI:

Prof. Roberto Bruno  
Ing. Nicola Bonazzi

Anno Accademico 2008/09  
Sessione III

## INDICE

---

INTRODUZIONE	7
1. ENERGIE RINNOVABILI	12
1.1. Situazione attuale	12
1.2. La Situazione Energetica Mondiale ed Europea e prospettive future	18
1.3. La Situazione Energetica Nazionale	20
2. IL BOOM DEL FOTOVOLTAICO IN ITALIA	23
2.1. L'Arrivo dell'Era Solare	23
2.2. Le "tre ondate di innovazione"	26
2.3. Il Boom del fotovoltaico in Italia	27
3. L'EFFETTO FOTOVOLTAICO	28
3.1. Energia Solare: la radiazione solare	28
3.2. Tecnologia Fotovoltaica: L'Effetto Fotovoltaico	30
3.3. La "Cella" Fotovoltaica	34
3.4. L'impianto Fotovoltaico: Il sistema Fotovoltaico	36
3.5. Principali Tipologie Impiantistiche	38
3.5.1. Sistemi Isolati (Stand Alone)	38
3.5.2. Sistemi connessi alla rete (Grid Connected)	41
3.5.3. Sistemi a utilizzo diretto	44
3.6. Componentistica degli impianti	44
3.6.1. Il Generatore	44
3.6.2. Gli Accumulatori	47
3.6.3. Il controllo di Potenza	50
3.6.4. Inverter	52
4. LE TECNOLOGIE FOTOVOLTAICHE	56
4.1. Introduzione	56
4.2. Nuove Tecnologie: Film Sottile	64
4.2.1. Celle in Silicio Amorfo (A-Si)	64
4.2.2. Celle al CIGS	65

---

4.2.3.	Celle al CdTe	68
4.2.4.	Celle al CIS	68
4.3.	Questioni ambientali ed economiche	69
5.	GUIDA AL CONTO ENERGIA	71
5.1.	Premessa	71
5.2.	Regole dei conto energia	73
5.2.1.	Abolizione della fase istruttoria	74
5.2.2.	Le tariffe	75
5.2.3.	Valorizzazione dell'energia prodotta dall'impianto	79
5.2.3.1.	Vendita dell'energia prodotta	80
5.2.3.2.	Lo scambio sul posto	82
5.2.4.	Premio abbinato all'uso efficiente dell'energia negli edifici	84
5.2.4.1.	Edifici oggetto di opere di miglioramento delle prestazioni energetiche	84
5.2.4.2.	Edifici di nuova costruzione	85
5.3.	La realizzazione dell'impianto	86
5.4.	L'iter autorizzativo	87
5.5.	La connessione dell'impianto alla rete elettrica	88
5.6.	La misura dell'energia prodotta dall'impianto	91
5.7.	La richiesta dell'incentivo e del premio al GSE	92
5.7.1.	La preparazione della richiesta dell'incentivo	92
5.7.2.	Documenti da inviare al GSE per la richiesta dell'incentivo	94
5.7.3.	Documenti da conservare a cura del soggetto responsabile dell'impianto	95
5.7.4.	Richiesta del premio per impianti abbinati a un uso efficiente dell'energia	96
5.7.4.1.	Edifici oggetto di opere di miglioramento delle prestazioni energetiche	97
5.7.4.2.	Edifici di nuova costruzione	98
5.7.5.	Gli errori da evitare	98
5.8.	La convenzione con il GSE	99
5.8.1.	La comunicazione della tariffa incentivante	99
5.8.2.	La stipula della convenzione	99

---

5.9. Il pagamento degli incentivi	100
5.9.1. I tempi e modalità per il pagamento degli incentivi	100
5.9.2. Il regime fiscale relativo all'incentivazione	101
5.9.3. Il regime fiscale relativo all'energia venduta e ai costi dell'impianto	103
5.10. Le verifiche sugli impianti	104
5.11. I riferimenti normativi	105
5.12. Glossario	107
FASE SPERIMENTALE	115
6. SIMULAZIONE:	115
6.1. Premessa	115
6.2. Caratteristica di una simulazione	119
6.3. Anamorfofi Gaussiana	120
6.4. Simulazione di variabili continue: caso delle FASt gaussiane	124
6.5. Rassegna dei metodi di simulazione:	126
6.5.1. Decomposizione matrice covarianza	126
6.5.2. Simulazione sequenziale gaussiana	127
7. SIMULAZIONE DELL'IRRAGGIAMENTO SOLARE:	130
7.1. Alla ricerca della stazionarietà	131
7.2. Modellizzazione della variabile temporale	134
7.3. Simulazione Gaussiana Sequenziale (SGS)	140
7.4. Simulazione dei mesi rimanenti	148
8. CONFRONTO FABBISOGNO ELETTRICO/ POTENZA FOTOVOLTAICA	173
8.1. Valorizzazione dell'energia prodotta	174
8.2. Caso di studio	178
8.3. Descrizione del sito	179
8.4. Dati tecnici	179
8.5. Profili del fabbisogno elettrico tipici per i diversi mesi dell'anno	180
8.6. Confronto fabbisogno elettrico/ potenza fotovoltaica	184
8.7. Ottimizzazione dei profili di autoconsumo	189

---

9. CONTO ECONOMICO E CONCLUSIONI	200
9.1. Il ritorno economico dell'investimento	200
10. BIBLIOGRAFIA	208

## ***Introduzione***

### ***L'Energia Solare***

L'aumento senza precedenti storici del prezzo del petrolio e i cambiamenti climatici hanno recentemente riacceso l'interesse della politica internazionale per le fonti energetiche rinnovabili.

“Lo sviluppo” sproporzionato rispetto alle risorse della natura (spesso chiamato inappropriatamente progresso), il riscaldamento della crosta terrestre, la riduzione delle risorse idriche, la desertificazione sono solo alcuni dei tanti fenomeni disastrosi che stanno annunciando un futuro a tinte fosche per il pianeta e per le generazioni a venire. Una verità ormai riconosciuta anche da quella parte del mondo produttivo di solito restia ad accettare le conclusioni delle quasi totalità degli scienziati più consapevoli.

Per ridurre rapidamente le emissioni di CO<sub>2</sub> l'unica soluzione è il passaggio alla generazione di energia dalle fonti rinnovabili, e primariamente il sole.

In perfetto contrasto, per soddisfare i bisogni energetici noi oggi dipendiamo ancora da tecnologie inventate 100 o 150 anni fa, mentre gli altri settori dell'industria si sono letteralmente reinventati.

A causa degli immensi profitti, infatti, l'intera industria energetica è stata particolarmente refrattaria ad operare qualsiasi cambiamento: le compagnie non avevano alcun interesse ad investire in tecnologie alternative, e pressoché tutte le fonti energetiche alternative di cui disponiamo – il solare, l'eolico e le stesse celle a combustibile – sono il risultato dell'innovazione accademica finanziata dagli Stati. Oggi, non solo il prezzo del petrolio e quello del metano sono dominati da una estrema volatilità, ma il ritorno energetico sull'energia investita sta precipitando rapidamente, anche a causa delle maggiori difficoltà riscontrate nell'estrazione del petrolio, come per esempio sta accadendo in Kazakistan, dove l'Eni e le altre società consorziate dovranno eliminare grandi quantità di gas solforato che ricopre l'immenso giacimento di Kashagan prima di poter avere accesso al petrolio. Ed è esattamente questo *trend*, unito a quello del cambiamento climatico, che sta forzando la società globale a passare dalle energie fossili a quelle rinnovabili.

Tra le fonti di energia sostenibili il sole ha un ruolo principe, anzi, in realtà, può essere considerato l'origine di tutte le altre fonti di energia sia in maniera diretta (conversione fotovoltaica, conversione termica, conversione termo-elettrica mediante pannelli a concentrazione) sia in modo indiretto (energia eolica, biomasse).

La quantità di energia solare che arriva sul suolo terrestre è enorme (circa diecimila volte superiore a tutta l'energia usata dall'umanità nel suo complesso), ma poco concentrata, nel senso che è necessario raccogliere energia da aree molto vaste per ricavarne quantità significative; inoltre è piuttosto difficile da convertire in energia facilmente sfruttabile (come quella elettrica) con efficienze accettabili.

Per il suo sfruttamento ai fini della produzione elettrica occorrono prodotti in genere di costo elevato, in particolare i pannelli fotovoltaici, che rendono l'energia solare ancora troppo costosa rispetto alle fonti energetiche fossili.

I primi sistemi solari fotovoltaici terrestri per la generazione di energia elettrica risalgono solo ai primi anni '80, pertanto il fotovoltaico è piuttosto giovane se si considerano i normali tempi di apprendimento e di diffusione di una nuova tecnologia energetica.

Tuttavia, in questo breve periodo, lo sviluppo di nuove tecnologie che possano rendere economico l'uso del fotovoltaico è stato rapidissimo grazie ai molteplici vantaggi che il settore offre:

- ✓ *fonte rinnovabile* percepita come particolarmente pulita e quindi gradita al pubblico;
- ✓ *facile reperibilità di pannelli fotovoltaici di qualità* (i cosiddetti pannelli fotovoltaici ad alta resa);

- 
- ✓ *possibilità di finanziamento* dell'investimento (leasing, finanziamenti, conto energia, ecc.);
  - ✓ *emissioni evitate*: l'energia solare non fa rumore e non emette sostanze pericolose;
  - ✓ *impatto ambientale*: gli impianti fotovoltaici nella fase di esercizio non presentano un impatto visivo negativo e non deturpano l'ambiente circostante, anzi i moduli fotovoltaici si prestano molto bene per l'integrazione architettonica e per la valorizzazione estetica di capannoni, case, edifici ed altri elementi di arredo urbano;
  - ✓ *recupero ambientale*: la tecnologia fotovoltaica non ha bisogno di aree dedicate. Il fotovoltaico consente di riutilizzare e recuperare superfici e spazi altrimenti inutilizzati, sfrutta spazi marginali o comunque non facilmente utilizzabili (anche nel caso di terreni agricoli, tetti e facciate di edifici, aree compromesse, ecc.);
  - ✓ *generazione diffusa sul territorio*: il fotovoltaico consente di generare corrente elettrica laddove questa deve essere impiegata riducendo le perdite di energia prodotta dovute ai cambi di tensione ed ai costi di trasporto;
  - ✓ *affidabilità e durata*: gli impianti fotovoltaici consentono una manutenzione facile e poco onerosa. La vita utile dell'impianto è stimata sui 25 anni.
  - ✓ *investimento*: se ben pianificato e realizzato, l'investimento in centrali di produzione di energia alternativa da fonti rinnovabili con tecnologia fotovoltaica può portare ad ottimi risultati economici di lungo periodo con rischi contenuti e ponderabili;
  - ✓ *modularità dell'impianto*: un sistema fotovoltaico può alimentare da una calcolatrice tascabile ad un intero quartiere; infatti gli impianti possono essere ampliati a piacere implementando (anche successivamente), in funzione di specifiche esigenze ed opportunità, la capacità produttiva di energia. Aggiungendo o rimuovendo alcuni moduli l'impianto di generazione può essere dimensionato in funzione della domanda di energia da parte dell'utenza;
  - ✓ *rispondenza ai carichi di tensione*: in molte situazioni l'impianto fotovoltaico produce energia quando ce n'è più bisogno (ad esempio la maggior resa si ottiene durante il periodo estivo per alimentare impianti di climatizzazione o motori elettrici necessari a cicli produttivi);
  - ✓ *basso costo di manutenzione*: la tecnologia fotovoltaica ha costi di manutenzione inferiori a tutte le altre fonti energetiche (rinnovabili e non) in quanto tecnologia fissa e priva di parti in movimento (fatta eccezione per i sistemi ad inseguimento solare);
  - ✓ *facilità di ripristino e manutenzione*: le centrali fotovoltaiche possono essere mantenute o ripristinate senza necessità di blocco produttivo totale e senza particolari problemi tipici di processi produttivi di energia elettrica tradizionali o da fonti rinnovabili;



- ✓ *scelta e controllo*: con l'impianto fotovoltaico l'utente diventa anche produttore e la gestione dell'energia diventa più consapevole, consentendo di evitare alcuni inutili sprechi energetici. Inoltre il fotovoltaico si integra ottimamente con le tematiche legate al risparmio energetico. L'edilizia sostenibile e la progettazione di utenze a basso consumo stanno prendendo velocemente piede attraverso l'attuazione della normativa energetica degli edifici pubblici e privati (certificati bianchi);
- ✓ *immagine*: gli edifici che incorporano elementi fotovoltaici trasmettono un'immagine positiva, legata alla cura ed al rispetto per l'ambiente e allo sviluppo sostenibile. La tecnologia fotovoltaica si presta inoltre per essere utilizzata come strumento di comunicazione e marketing sociale in tema di ambiente, ecologia e sviluppo sostenibile;
- ✓ *occupazione*: la diffusione della tecnologia fotovoltaica genera sviluppo economico e crea domanda di personale qualificato;
- ✓ *qualità dell'energia*: qualora si tengano in considerazione anche le perdite evitate nei costi di trasporto dell'energia, la produzione, generata tendenzialmente sul posto d'impiego della stessa mediante un impianto fotovoltaico, è qualitativamente superiore e maggiormente remunerativa rispetto a quella prodotta da impianti tradizionali. In questo caso l'irraggiamento solare disponibile sul territorio italiano agevola la scelta dell'impianto fotovoltaico;
- ✓ *costi evitati*: nell'integrazione architettonica, il costo di alcuni materiali edili può essere detratto da quello dell'impianto fotovoltaico.

A fronte di tali vantaggi, bisogna mettere in conto aspetti penalizzanti rappresentati principalmente da:

- ✓ *Variabilità ed aleatorietà* della fonte energetica (l'irraggiamento solare);
- ✓ *Costo degli impianti attualmente elevato*, a causa di un mercato che non ha ancora raggiunto la piena maturità tecnica ed economica;

La variabilità e l'aleatorietà dell'irraggiamento solare sono state uno degli aspetti oggetto dello studio di questa tesi. Ci si è quindi posto l'obiettivo di realizzare uno strumento in grado di simulare l'irraggiamento solare su un determinato territorio.

Si è scelto di simulare alcuni mesi rappresentativi le diverse variabilità (in particolare il succedersi delle stagioni) che si verificano nel corso dell'anno, con l'obiettivo finale di ottenere una simulazione dell'irraggiamento su base annuale.

Ottenuta quest'ultima, è possibile analizzarla congiuntamente ai profili di fabbisogno di una azienda, ottimizzandone i ricavi finali.

Partendo da un impianto fotovoltaico classico (pannelli al silicio mono e/o policristallini) di caratteristiche note, di fatto, avendo a priori l'irraggiamento orario su un determinato territorio (nel nostro caso è stato scelto il territorio di Bologna), si può ottenere "in primis" la potenza elettrica "teorica", essendo queste due grandezze legate da una relazione nota.

Inoltre, conoscendo i rendimenti di trasformazione dell'impianto, si può risalire all'energia elettrica "effettiva" generata dai pannelli stessi.

Lo strumento permette, quindi, di potere effettuare dei bilanci economici in prospettiva che consentono di conoscere in anticipo anche il tempo di rientro dell'investimento iniziale, definito "*pay back time*" per l'installazione di pannelli fotovoltaici.

Entrando nello specifico, viene presentato lo studio in maniera esauriente per ciò che concerne la simulazione dell'irraggiamento solare orario sul territorio di Bologna a partire da dati riguardanti il mese di Dicembre 2008. Per i rimanenti mesi invece vengono riportati solo i risultati finali, essendo stata usata la stessa approccio e la stessa tecnica di simulazione.

## ***Capitolo 1***

# ***Energie Rinnovabili***

## ***1.1 Situazione attuale***

Due eventi di difficile individuazione temporale sono destinati a diventare gli elementi caratterizzanti di questo ventunesimo secolo e ad incidere in maniera drastica sui meccanismi di produzione e sui modelli di vita: la fine dell'era del petrolio e la continua minaccia dei cambiamenti climatici.

Come la popolazione mondiale sta rapidamente apprendendo a proprie spese, proprio i cambiamenti climatici dovuti alle attività umane sono una realtà che ha già colpito intere città (New Orleans) o aree (come l'Europa con temperature prossime ai 50°C nel giugno 2007).

La comunità scientifica mondiale appare ormai unanime nel riconoscere che l'aumento della concentrazione dei gas serra in atmosfera costituisca la principale causa della

crescita della temperatura terrestre e che tale aumento vada quantomeno limitato al fine di "stabilizzare" la concentrazione a un livello tale da prevenire pericolose interferenze con il sistema climatico.

Si è per forza di cose dovuto ricorrere all'individuazione di un valore univoco del livello di concentrazione che possa essere considerato "ammissibile", al fine di ridurre le emissioni in atmosfera di gas serra. Infatti, nel 1997 è stato stilato a Kyoto un protocollo che impegna i paesi firmatari a ridurre le loro emissioni del 5.2 % rispetto a quelle del 1990, in un arco di tempo compreso tra il 2008 e il 2012.

Per stabilizzare la concentrazione di CO<sub>2</sub> in atmosfera entro la soglia di criticità risulta necessario contenere la crescita della domanda di energia attraverso interventi mirati al miglioramento dell'efficienza energetica e, allo stesso tempo, dare il via ad un processo di "decarbonizzazione" dei cicli energetici con un ricorso sempre più consistente alle energie rinnovabili, tra cui l'energia solare.

Per il soddisfacimento del proprio fabbisogno energetico, l'uomo ha davanti a se più strade che vanno però percorse contemporaneamente e che possono essere così individuate:

- ✓ Ricerca di combustibili fossili anche in luoghi poco accessibili (es. fondali marini a profondità superiori a 2.000 metri);
- ✓ Razionale utilizzazione dei combustibili attualmente disponibili;
- ✓ Utilizzazione di fonti energetiche alternative.

Infatti, è ragionevole pensare che nel medio e lungo periodo si possa avere una crescita importante sia in valore assoluto che in percentuale rispetto alla domanda totale. Il miglioramento dell'efficienza energetica e l'obbligo di ricorrere sempre più insistentemente a fonti rinnovabili appaiono quindi tra gli strumenti principali con cui affrontare i gravi problemi energetici ed ambientali che incombono.

Si riporta di seguito un interessante grafico in cui si può vedere l'evoluzione dei consumi di energia per fonte dal 1980 al 2030.

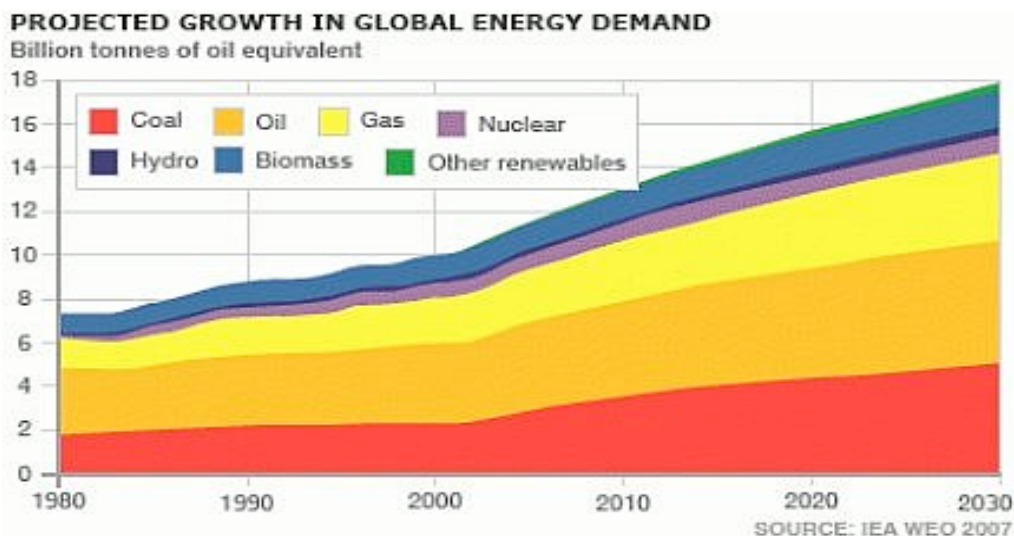


Figura 1.1 : Evoluzione dei consumi energetici per fonte nel corso del XX secolo (fonte: IEA WEO 2007)

Tre anni di prezzi del petrolio e del gas naturale su livelli storici sono stati sufficienti per assistere all'introduzione di una serie di nuove tecnologie rimaste dormienti nei cassetti dei laboratori accademici e industriali per oltre un ventennio.

L'energia da fonti rinnovabili è, per definizione, generata da fonti non esauribili o che si rigenerano. Tuttavia non esiste una classificazione universalmente accettata dell'insieme delle fonti rinnovabili e nei diversi ambiti (geografici, politici e culturali) esistono varie opinioni sull'inserimento di alcune fonti tra quelle realmente rinnovabili.

La normativa di riferimento italiana considera "energie rinnovabili" quelle provenienti da:

- ✓ risorse idriche;
- ✓ vento;
- ✓ biomasse;
- ✓ risorse geotermiche;
- ✓ maree;
- ✓ moto ondoso;
- ✓ sole.

### ***Energia Idroelettrica***

Per energia idroelettrica si intende quella particolare forma di energia rinnovabile che sfrutta il movimento di masse di acqua per produrre energia cinetica e quindi, mediante l'ausilio di una turbina accoppiata ad un alternatore, energia elettrica. Gli impianti idraulici, quindi, sfruttano l'energia potenziale meccanica contenuta in una portata di acqua che si trova disponibile ad una certa quota. L'acqua di un lago o di un bacino artificiale viene fatta convogliare, mediante l'ausilio di condutture forzate, a valle acquistando così energia potenziale che, una volta giunta a valle, verrà trasformata, mediante le turbine, in cinetica e, a sua volta, attraverso l'ausilio di dinamo ad esse collegata, grazie al fenomeno dell'induzione elettromagnetica, in energia elettrica.

Nelle centrali idroelettriche di ultima generazione l'acqua viene fatta convogliare

in apposite cisterne a monte durante la notte cosicché di giorno, quando è maggiore la richiesta di corrente elettrica si può disporre di ulteriori masse d'acqua da cui produrre energia.

L'idroelettrico conta ad oggi circa 20,3 GW installati ed una ingente percentuale dell'energia prodotta pari a 19% circa. L'energia idroelettrica è molto diffusa nei paesi in cui vi è una certa abbondanza di corsi d'acqua e di laghi, come in Canada e negli USA.

Tra le fonti rinnovabili l'energia idroelettrica è di gran lunga quella di maggiore importanza. Contribuisce infatti per una quota rilevante alla domanda mondiale di energia primaria oltre il 6% su scala mondiale, ma con valori molto superiori per alcune aree geografiche.

Anche in Italia – dove le attività idroelettriche risalgono ai primi del 1900 e dove si è sviluppato un know-how tecnologico avanzato – la produzione di energia idroelettrica continua a rivestire un ruolo di primo piano, con un contributo che, pur variando di anno in anno a seconda del livello delle precipitazioni, corrisponde a circa un sesto dell'intera produzione elettrica nazionale.

### ***Energia Eolica***

L'energia eolica si basa sulla conversione dell'energia cinetica del vento in energia elettrica. Il vento, fenomeno naturale che consiste nel movimento ordinato, quasi orizzontale, di masse d'aria dovuto alla differenza di pressione tra due punti dell'atmosfera, può essere visto come un fiume d'aria che partendo da zone di alta pressione tende a riempire i vuoti lasciati dalle depressioni. Lo sfruttamento dei venti per ricavarne energia utile risale agli albori della civiltà umana, ma i primi generatori di energia elettrica azionati dal vento risalgono agli inizi del Novecento. Il processo di conversione avviene con macchine denominate aerogeneratori, che concettualmente derivano dai tradizionali mulini a vento.

Un aerogeneratore, infatti, è costituito da un rotore formato da alcune pale (in genere una, due o tre) fissate su un mozzo.

Tramite la rotazione delle pale viene azionato il generatore di energia elettrica. Le pale sono realizzate in materiali metallici o in vetroresina, e sono in grado di sopportare sollecitazioni confrontabili con quelle delle ali degli aeroplani. Come per tutte le fonti rinnovabili l'impiego degli impianti eolici non comporta emissioni di sostanze inquinanti, ma il loro sviluppo è frenato da problemi di impatto ambientale.

In Italia lo sfruttamento dell'energia eolica è stato avviato con un certo ritardo, in parte dovuto al fatto che il territorio italiano non sembra particolarmente favorito dal punto di vista anemologico.

L'ENEL con l'impianto sperimentale dell'Alta Nurra, in provincia di Sassari, ha dato vita nel 1984 al primo campo eolico nazionale.

Attualmente in Italia esistono circa 1.500 MW di impianti eolici per una

produzione di una quota pari a circa l'1% dell'energia nazionale dislocati sull'Appennino apulo-campano, in Sicilia e Sardegna.

Il contributo dell'eolico alla produzione nazionale di energia elettrica da fonti rinnovabili non solo è in costante crescita, ma è anzi quello che ha registrato il maggiore incremento nell'ultimo decennio.

### ***Energia da biomasse***

Con il termine biomassa si intendono tutte quelle sostanze di origine animale e vegetale, non fossili, come legna da ardere, scarti vegetali, rifiuti agricoli, zootecnici e urbani che possono essere utilizzate come combustibili per la produzione di energia elettrica o termica.

Prima di essere utilizzata, la biomassa deve subire alcuni trattamenti o processi di trasformazione quali la digestione anaerobica, la fermentazione alcolica, la digestione aerobica, la pirolisi, e altri. In altri casi i residui da lavorazione del legno o la paglia vengono bruciati direttamente per ricavarne calore.

Le biomasse posseggono una modesta densità energetica se paragonata a quella dei combustibili classici. In termini di potere calorifico riferito alla sostanza secca infatti esso è compreso tra i 4.000- 4.400 kcal/kg (4,65-5,11 kWh/kg di calore) contro circa 10.000 kcal/kg del petrolio e 12000 kcal/kg del gas naturale.

Non è infine da trascurare l'elevato tenore d'umidità che va dal 30 al 50%, il che specialmente nei processi di conversione termochimica come la combustione, gassificazione e pirolisi rende necessari adeguati pretrattamenti come essiccazione e densificazione per poterne sfruttare al meglio le qualità energetiche.

Nel bilancio energetico la biomassa è la quarta risorsa utilizzata su scala mondiale (14% del consumo del pianeta).

### ***Energia Geotermica***

L'energia geotermica si ottiene sfruttando il calore della terra. La temperatura del suolo superficiale e del sottosuolo, man mano che si scende in profondità, aumenta di +3° C in media ogni 100 metri.

Il nucleo della Terra, a 6400 km di profondità, ha una temperatura di circa 5000°C. I vapori ad alta temperatura provenienti dalle sorgenti d'acqua del sottosuolo sono convogliati agli impianti di utilizzazione ed impiegati per diverse applicazioni. La produzione di elettricità è la forma di utilizzazione principale e più importante delle risorse geotermiche ad alta temperatura (>150°C).

Le risorse a temperatura medio-bassa (<150°C) sono adatte, oltre che alla generazione di elettricità con impianti a ciclo binario, ad una molteplicità di usi diretti del calore, che vanno dal riscaldamento di ambienti alla refrigerazione, agli usi agricoli, all'acquacoltura, all'impiego nei processi industriali a caldo. Gli schemi di impianto adottati sono di due tipi, il più semplice prevede l'invio del vapore dal soffione direttamente alla turbina che scarica a pressione atmosferica.

Nel caso di impianti indiretti invece il vapore viene inviato in uno scambiatore di calore dove interagisce con un fluido che vaporizzato poi espande in turbina. L'Italia è il paese geotermicamente più caldo d'Europa, come testimoniano i numerosi vulcani spenti o in attività, i soffioni boraciferi e le sorgenti termominerali.

La generazione di elettricità dal vapore geotermico è iniziata a livello commerciale nel lontano 1913, a Larderello, in Toscana, con una potenza installata di 250 kW. Attualmente il più grande complesso geotermico al mondo si trova in California a The Geysers (l'impianto ha un potenziale di 1400 MW).

Per garantire la continuità nella produzione di vapori caldi si ricorre spesso all'immissione di acqua fredda in profondità, una tecnica utile per mantenere costante il flusso del vapore.

### ***Energia da maree***

La marea è il ritmico alzarsi (flusso) ed abbassarsi (riflusso) del livello del mare provocato dall'azione gravitazionale della Luna e del Sole. Si tratta di un fenomeno a carattere universale, persistente e periodico, le cui cause sono prevalentemente astronomiche. La massima elevazione dell'acqua è detta alta marea mentre bassa marea è lo stato di estremo abbassamento. Il dislivello tra un'alta e una bassa marea consecutive è l'ampiezza o escursione della marea. Nell'arco di un giorno avvengono due cicli di alta e bassa marea. Già prima di Newton, e fin dal tempo dei Greci, si conoscevano le dipendenze dei ritmi delle maree dalle posizioni della Luna e dei Sole, ma si ignoravano le cause di tali relazioni. La vera natura delle forze generatrici delle maree apparve chiara solo dopo che fu scoperta la legge di gravitazione universale. Le onde sono causate dal vento. L'azione di pressione e attrito esercitata dal vento produce le onde forzate o marosi. Il moto ondoso però non cessa al calare del vento, ma si attenua lentamente per dispersione di energia cinetica. Si hanno così le onde lunghe, di aspetto più liscio ed arrotondato, che si propagano anche per lunghissime distanze senza mutamenti apparenti, e il cosiddetto mare lungo. Il moto delle onde in mare aperto è in qualche modo analogo a ciò che succede alla superficie di un campo di grano su cui soffia il vento: durante il moto ondoso viene trasmessa solo la forma dell'onda mentre l'acqua rimane praticamente stazionaria.

Il fenomeno ciclico delle maree è caratterizzato dal periodico oscillare del livello marino con alternanza di flusso, l'alta marea, e di riflusso, la bassa marea. L'attrazione che i corpi celesti esercitano sulla Terra e la forza centrifuga, dovuta al moto di rotazione del sistema Terra-Luna, sono i fattori più significativi che determinano il periodico oscillare delle acque. In condizioni particolarmente favorevoli (ciò accade in pochi luoghi) l'alta marea può superare i 5 m. In mare aperto è, di solito, inferiore ad 1 m; nel Mediterraneo, in particolare, le maree hanno un dislivello medio di 30 cm. L'energia cinetica delle masse d'acqua soggette alla marea si trasforma per attrito in energia interna all'acqua. Questa



energia, continuamente sottratta dagli attriti delle maree, è fornita dal rallentamento della rotazione della Terra su se stessa. La durata del giorno aumenta di 20 microsecondi all'anno e l'orbita della luna intorno alla Terra si espande di 3 cm all'anno. In base a questi dati si può calcolare che la potenza dissipata dalle maree è dell'ordine di  $10^{12}W$ , cioè pari a quella consumata nel mondo. Solo una piccola frazione di questa energia può essere sfruttata in un numero limitato di località, dove l'ampiezza della marea è sufficientemente elevata da consentirne la convenienza economica.

### ***Energia da moto ondoso***

L'energia del moto ondoso è una fonte di recente sperimentazione in vari progetti europei di ricerca nel campo energetico.

Vi sono varie tecniche di sfruttamento del moto ondoso. Un esempio noto è quello delle turbine Pelamis (sperimentate in Portogallo), costituite da strutture tubolari galleggianti ancorate al fondo marino. All'interno delle strutture vi sono delle turbine messe in moto dall'acqua che entra ed esce dalle strutture al ritmo del moto ondoso in cui il generatore si trova. Tali generatori generano energia con costanza, ma mostrano un ingombro non indifferente. Un altro tipo di impianto è quello a colonna d'acqua oscillante, anch'esso raccoglie l'acqua che entra grazie al moto ondoso per mettere in moto una turbina.

Un generatore di tipo differente in fase di sperimentazione consiste in una turbina (simile a quelle eoliche) sottomarina messa in moto dalle correnti marine. In questo caso, non si tratta propriamente di energia dalle onde, ma comunque da correnti che contribuiscono alla formazione delle onde stesse.

## ***1.2 La Situazione Energetica attuale Mondiale ed Europea e prospettive future***

La domanda annua di energia a livello mondiale è di 12.000 milioni di tep (1tep = 7,3 barili = 1.160,70 litri di petrolio = 11.600 kWh).

La domanda annua di energia in Europa è di 1.825 milioni di tep, pari al 15% del fabbisogno mondiale.

La previsione dei prossimi anni evidenzia in ambito internazionale:

- ✓ una crescita sostenuta della domanda petrolifera e del prezzo del petrolio;
- ✓ un aumento del consumo di gas naturale, che a lungo termine diverrà assieme al carbone la prima fonte di energia primaria al mondo;
- ✓ un aumento continuo della produzione di energia elettrica;
- ✓ un aumento dell'emissione di CO<sub>2</sub>, nonostante la ratifica del Protocollo di Kyoto.

Nella figura seguente (*Fonte: International Energy Outlook 2008*) è riportato l'andamento globale del consumo delle varie fonti di energia primaria proiettato al

2025: in questo periodo l'impiego del gas naturale starà superando quello del carbone, il trend di crescita del petrolio sarà ancora superiore a quello delle fonti rinnovabili mentre il nucleare tenderà a stabilizzarsi.

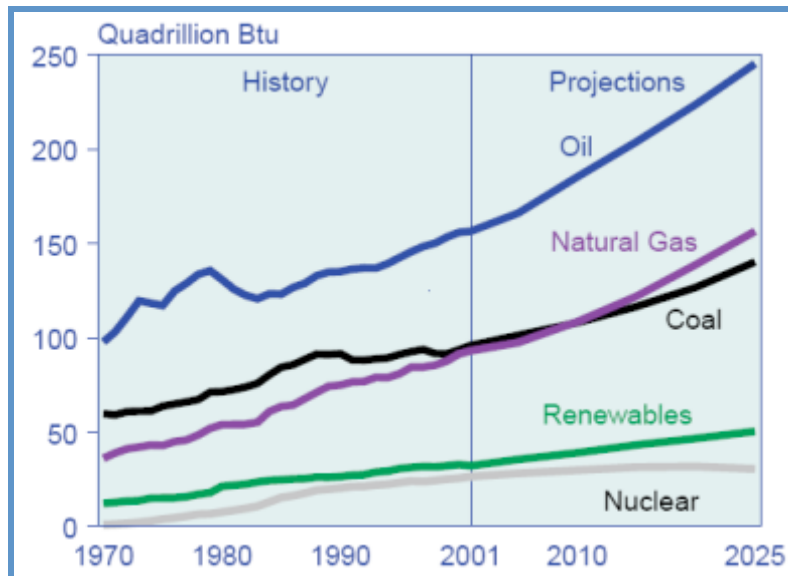


Figura 1.2: Previsioni dell'andamento globale del consumo delle fonti di energia primaria proiettato al 2025

Nel 2020 si prevede una popolazione mondiale di 8 miliardi di persone ed un consumo energetico di 18 GTEP. La necessità di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> sul pianeta ha imposto l'attuazione di una nuova strategia internazionale intesa a conseguire la massima efficienza energetica, con la stesura nel dicembre del 1997 del protocollo di Kyoto. Tra i combustibili che producono maggiori gas serra va annoverato sicuramente il carbone. Di tutto il carbone estratto a livello mondiale, circa il 60% viene trasformato in energia elettrica e ciò rappresenta il primato tra i combustibili nell'alimentazione dell'industria. La Cina detiene l'11% delle riserve mondiali di carbone accertate. Metà delle risorse mondiali è controllata dalla Russia e da USA (poco più del 23% ciascuno). Ciò assume molta importanza considerando che tali riserve dureranno almeno per 200 anni.

Le scelte energetiche e ambientali dell'Unione Europea fissano i seguenti obiettivi entro il 2020:

- ✓ 20% di risparmio energetico;
- ✓ 20% di fonti rinnovabili rispetto ai consumi complessivi;
- ✓ 20% di riduzione di CO<sub>2</sub>;
- ✓ 10% biocombustibile nel settore dei trasporti su tot. benzina + diesel.

### Produzione delle fonti primarie di energia a livello mondiale

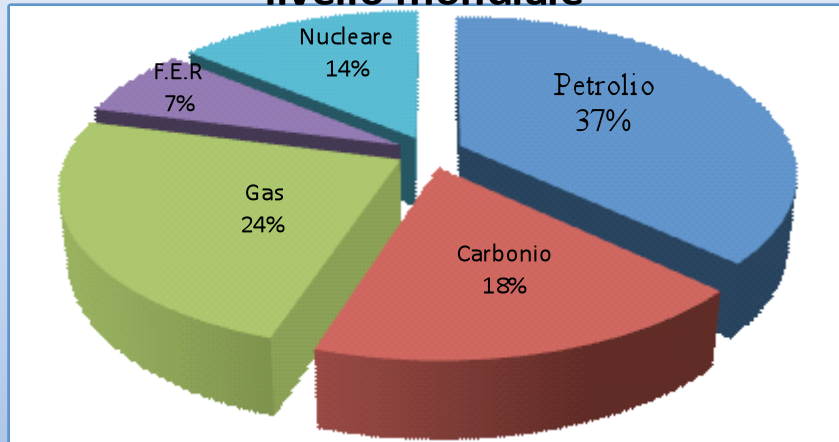


Figura 1.3: Produzione delle fonti primarie di energia a livello mondiale

### Produzione delle fonti primarie di energia a livello europeo

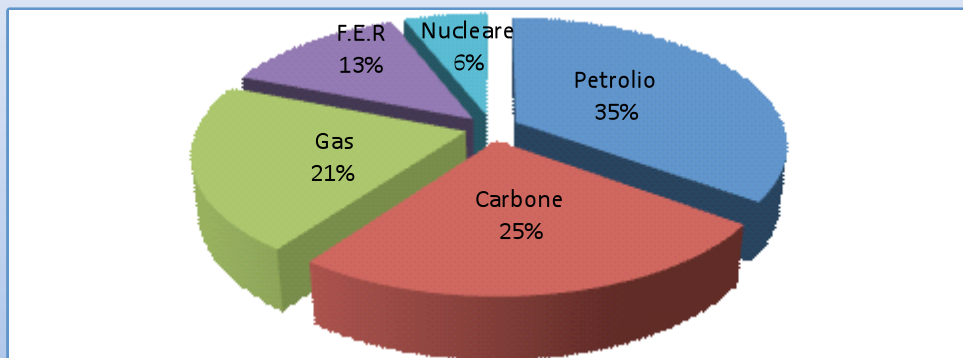


Figura 1.4: Produzione delle fonti primarie di energia a livello europeo

### 1.3La Situazione Energetica Nazionale

La domanda energetica in Italia è di 194,5 milioni di tep, che corrispondono a un costo di 46,6 miliardi di euro, pari al 3% del PIL.

Gli ultimi anni sono stati caratterizzati da un considerevole aumento dell'attenzione mondiale sul riscaldamento globale, sempre più concordemente attribuito all'influenza dell'uomo nell'alterazione del clima.

Per quel che concerne l'Italia, l'ENEA affronta il problema del cambiamento climatico individuando la strategia per garantire la sicurezza energetica e la sua competitività economica nell'ottica della salvaguardia dell'ambiente, dando una rilevante importanza

al miglioramento tecnologico del sistema energetico. Nella fattispecie, l'ENEA individua tre strategie:

- Un massiccio ricorso all'**efficienza energetica** negli usi finali, con un diffuso impiego di tecnologie a basso consumo nel civile, nell'industria e nei trasporti;
- Un' incisiva promozione delle **fonti rinnovabili** per la produzione di energia elettrica e per gli usi termici nel settore civile e per il ricorso a biocarburanti nel settore dei trasporti;
- Nel lungo periodo (dopo il 2020) la **diversificazione del mix di combustibili** per la generazione termoelettrica, anche mediante un maggiore ricorso al carbone, reso altamente sostenibile con l'impiego delle tecnologie per il sequestro e il confinamento della CO<sub>2</sub>.

In particolare il riscaldamento domestico costituisce quasi il 70% dei consumi finali. In questo settore le tecnologie efficienti per l'edificio e l'impianto (isolamenti termici, ventilazione meccanica controllata con recupero di calore, doppi e tripli vetri con gas inerti, caldaie a condensazione, pompe di calore geotermiche ...), possono produrre effetti significativi già nel breve medio periodo, consentendo una riduzione della domanda nel lungo periodo compresa tra il 16 e il 23%.

Per quanto concerne l'utilizzo delle fonti rinnovabili, dopo una prima fase di forte impulso alla diffusione delle tecnologie già oggi disponibili sul mercato (eolico, biomassa, solare termodinamico, solare termico e fotovoltaico), si prevede l'utilizzo generalizzato ed economico di una seconda generazione delle rinnovabili, frutto della ricerca e dello sviluppo tecnologico.

Gli investimenti nella ricerca energetica dovranno essere sempre più consistenti, e saranno concentrati soprattutto in quelle tecnologie che a parità di prestazioni energetiche ed ambientali, meglio si integreranno nel territorio e nell'architettura. La rincorsa alla diminuzione di CO<sub>2</sub> può essere, per l'Italia e in particolare per l'industria italiana, un ottimo trampolino di lancio per lo sviluppo di tecnologie a basso impatto ambientale, per il miglioramento dell'efficienza energetica in tutto il bacino del Mediterraneo, per aumentare la sicurezza di approvvigionamento ed indipendenza dalle fonti convenzionali.

A livello mondiale i circa 10.000 Mtep richiesti come energia primaria nel 2001 erano forniti per circa il 35% da petrolio, il 23% da carbone il 21% da gas naturale, il 7% da centrali nucleari e soltanto il 13,5% da Fonti Energetiche Rinnovabili.

In particolare, il 13,5% dell'energia mondiale prodotta da Fer ha le seguenti origini: il 79% deriva dall'impiego di biomasse solide, il 16% ha origine idroelettrica, il 4% è ottenuto da fonti geotermiche, eoliche, solari e marine, mentre soltanto l'1% circa proviene da fonti legate alle biomasse liquide e gassose.

Il quadro tendenziale della richiesta di energia primaria per il secolo attuale, in base a stime fornite dall'ENEA, tenendo conto anche di un trend che prevede un raddoppio

della popolazione ( da 6 a 12 miliardi di persone) entro il 2100, presenta tre diverse ipotesi di richiesta di energia nello stesso periodo, passando dagli attuali 10 Gtep circa a 20 Gtep nel caso di una congiuntura assai negativa dal punto di vista dello sviluppo tecnologico mondiale; in situazioni migliori, il fabbisogno potrebbe attestarsi fra i 35 e 45 Gtep, cioè una quantità che supera quella richiesta attualmente dalle tre alle quattro volte.

Limitandoci invece al panorama italiano, si evidenziano segnali incoraggianti, a cominciare dal fatto che la produzione di energia da FER è passata complessivamente dagli 11,5 Mtep del 1991, ai 12,9 Mtep del 2002 e agli attuali 18,1 Mtep, anche se tale dato rimane molto marginale rispetto ai circa 210 Mtep del fabbisogno interno complessivo, dato che non arriva al 10% ed è quindi ancora ben lontano dall'obiettivo di quel 20% che è stato convenuto di raggiungere per il 2020, sia a livello europeo che mondiale. Tale obiettivo, invece, in Europa è già stato raggiunto da alcuni Paesi, come la Svezia (27,8%), la Finlandia (21,3%) e l'Austria (21,1%), tutti Stati che hanno un uso ormai consolidato delle biomasse.

Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica derivante da FER in Italia, la parte decisamente preponderante è di origine idroelettrica (oltre il 70%), mentre è costante a circa il 12% quella di origine geotermica ad alta entalpia (Lardarello) e a una percentuale analoga si è portata negli ultimi anni anche quella proveniente da biomasse e rifiuti.

	1991	2000	2004	2010	2015	2020
<b>Solidi</b>	14,3	12,9	17,1	15,9	15,9	14,1
<b>Gas naturale</b>	41,4	58,4	66,2	77,1	87,2	98,2
<b>Petrolio</b>	91,8	91,3	88,0	84,1	86,9	90,4
<b>Rinnovabili</b>	11,5	12,9	14,1	18,1	20,6	24,1
<b>Import energia elettrica</b>	7,7	9,8	10,0	16,8	16,8	16,8
<b>Totale fabbisogno</b>	<b>166,7</b>	<b>185,2</b>	<b>195,5</b>	<b>212,0</b>	<b>226,5</b>	<b>243,6</b>

Tabella 1.1: Share del fabbisogno (in Mtep)

## ***Capitolo 2***

# ***Il Boom del Fotovoltaico***

## ***2.1 L'Arrivo dell'Era Solare***

Nello scenario sviluppato dall'organizzazione *European Renewable Energy Council* (EREC, dove si raggruppano le aziende e le associazioni europee operanti nei vari settori delle energie rinnovabili, fotovoltaico, mini-idroelettrico, solare termico, biomasse, eolico, geotermico, allo scopo di promuoverne le attività e tutelarne gli interessi) nell'anno 2040 le fonti energetiche rinnovabili forniranno oltre l'80% del fabbisogno totale di elettricità (30000 TWh), con l'energia solare fotovoltaica che predomina su tutte le altre. Essa rappresenta una previsione probabilmente ottimistica riguardante la distribuzione della produzione energetica mondiale di quell'anno, caratterizzata da un fabbisogno di 36000 TWh (rispetto ai 15000 TWh del 2001).

	<b>2001</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>
<b>Consumo totale in TWh</b>	15578	19973	25818	30855	36346
<b>Biomasse</b>	110	220	570	1230	2200
<b>Grande Idro</b>	180	390	1010	2180	4290
<b>Piccolo Idro</b>	2590	3095	3590	3965	4165
<b>Eolico</b>	54,5	512	3093	6307	8000
<b>PV</b>	2,2	20	276	2570	9113
<b>Solare termico</b>	1	5	40	195	790
<b>Geotermico</b>	50	134	318	625	1020
<b>Marino</b>	0,5	1	4	37	230
<b>Totale RES</b>	<b>2988,2</b>	<b>4377</b>	<b>8901</b>	<b>17109</b>	<b>29808</b>
<b>Contributo RES</b>	<b>19,2%</b>	<b>21,9%</b>	<b>34,5%</b>	<b>55,4%</b>	<b>82%</b>

**Tabella 2: Previsione della distribuzione in TWh delle energie rinnovabili dal 2001 al 2040**

Sostenere oggi, però, che si sta entrando nell'era solare, quando il consumo mondiale del petrolio è fortemente in rialzo, può suonare come una falsa profezia di tipo ambientalista. Tutte le previsioni che davano un picco del petrolio nel 1968 e il conseguente calo fino all'esaurimento si sono rivelate errate non si è mai avuta carenza di petrolio, e le riserve di petrolio mondiali sono un tema vivamente dibattuto tuttora.

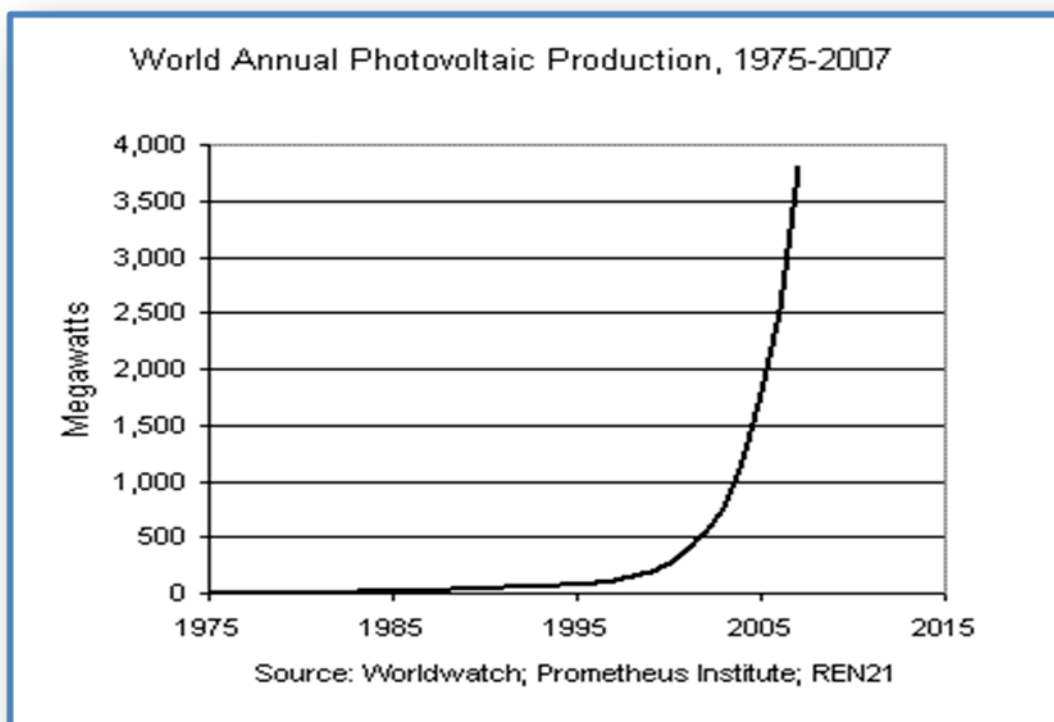
Tuttavia, la domanda di greggio è esplosa in concomitanza alla globalizzazione e alla crescente richiesta da parte della Cina e India. Allo stesso tempo più di un miliardo e mezzo di persone, principalmente nei paesi in via di sviluppo, non sono ancora connessi a una rete elettrica; a ciò si deve aggiungere che la richiesta di energia mondiale sarà più che raddoppiata entro il 2050 e triplicata prima della fine del secolo.

Tutto questo ha fatto sì che negli ultimi dieci anni il prezzo del petrolio sia prima aumentato di un fattore 7 (da 20 a oltre 140 \$/barile) per poi ridiscendere a 30 determinando così una fortissima volatilità, il che è dovuto anche alle difficoltà e al relativo aumento dei costi dell'estrazione.

Infine, la popolazione mondiale sta prendendo rapidamente coscienza del fatto che il cambiamento climatico dovuto alle attività antropiche è una triste realtà che in America, ad esempio, ha già colpito intere città (come New Orleans, 2005) e nel Sud d'Europa ha messo in ginocchio milioni di persone, e più in generale l'intero ecosistema, con temperature vicine a 50°C.

Complessivamente, questi fattori critici ambientali, economici e sociali richiedono di diminuire drasticamente le emissioni di CO<sub>2</sub>, e passare quindi rapidamente all'uso di materiali ed energie rinnovabili su grande scala.

L'energia elettrica di origine solare è in assoluto la fonte rinnovabile più pulita e desiderabile, ma il suo costo elevato ha fatto sì che oggi essa copra solo lo 0,1% della produzione energetica globale (15 TW). I bassi prezzi del petrolio negli anni Novanta (da \$10 a \$20 per barile) hanno costituito un freno per un decennio allo sviluppo del settore fotovoltaico, ma lo scenario è completamente cambiato con il boom dei prezzi, e da quasi dieci anni, ormai, la generazione di elettricità con la radiazione solare è la fonte rinnovabile che cresce più rapidamente di ogni altra, raddoppiando il suo valore ogni due anni.



**Figura 5: Produzione fotovoltaica annuale, anni 1975-2007: 3,8 GW alla fine del 2007**  
(Fonte Earth Policy Institute, 2007)

Per rendere l'energia solare la fonte primaria della produzione mondiale di energia, occorrono però innovazioni radicali, basate su nuove tecnologie molto più efficienti ed economiche di quelle fondate sul silicio.



## 2.2 Le “tre ondate di innovazione”

All’inizio del XXI secolo, secondo l’industria fotovoltaica europea i miglioramenti in termini di efficienza da raggiungere nel corso dei successivi dieci anni, erano espliciti:

- Per celle al silicio monocristallino dal 16,5% al 22%;
- Per le celle a silicio policristallino dal 14% al 20%;
- Per le celle a film sottile (a-Si, CIS, CIGS, CdTe) fino al 10-15%.

Inoltre l’integrazione architettonica veniva altamente raccomandata per ridurre il costo dell’adozione del fotovoltaico negli edifici; e venivano raccomandati miglioramenti nelle celle organiche e l’uso di materiali avanzati come GaAs.

In generale la tecnologia fotovoltaica si è sviluppata secondo tre principali “ondate di innovazione”, dalle celle wafer al film sottile stampato su fogli flessibili, portando alla riduzione del tempo di ritorno dell’investimento energetico a meno di un mese.

La prima ondata ebbe luogo con l’introduzione delle celle solari basate sui wafer in silicio, dischi sottili analoghi a quelli usati nell’industria microelettronica, più di tre decenni fa. Nonostante i continui miglioramenti, le celle a wafer in silicio hanno uno svantaggio intrinseco dovuto a costi elevati del silicio monocristallino, la cui sintesi chimica richiede notevoli quantità di energia e grandi impianti molto costosi. Poiché inoltre il silicio non presenta grandi capacità di assorbimento della luce significative, le celle in wafer di silicio devono essere spesse (oggi, 300 micron); inoltre la fragilità intrinseca del wafer complica ulteriormente la loro manipolazione e anche il semplice trasporto.

La seconda ondata si ebbe circa un decennio or sono, con l’arrivo delle prime celle solari a film sottile, complessivamente fino a 100 volte meno spesse rispetto agli strati di silicio cristallino in uso nelle celle convenzionali. Queste prime celle però, presentavano due problemi notevoli:

- Il semiconduttore della cella veniva depositato usando processi in alto vuoto lenti e costosi (poiché non era noto come applicare metodi molto più semplici e di stampa ad alte rese);
- I film sottili venivano depositati direttamente sul vetro (usato come substrato) e questo non dava la possibilità di usare un substrato conduttore direttamente come elettrodo (e quindi evitare i costi di deposizione dell’elettrodo posteriore).

A causa di ciò, le previsioni di drastica riduzione dei costi per le celle solari a film sottile, costituite da depositi sottili epitassiali di semiconduttori su wafer non si sono ancora attuate.

La terza ondata, quella in corso, combina il vantaggio cruciale del film sottile, la bassa quantità e quindi il basso costo di materiale, con benefici della tecnologia di stampa *roll-to-roll* che consente di avere basso costo e rapidità del processo.

I film solari sottili inorganici sono sottili più di 100 volte rispetto alla celle a wafer in silicio, e di conseguenza presentano un costo dei materiali molto più basso, ma sono

stampati in atmosfera non controllata (aria), usando un inchiostro stabile e nanostrutturato di materiale fotoattivo.

Così si sono ottenuti i moduli solari col rapporto efficienza/costo migliore al mondo; i primi pannelli basati su CIGS stampato su fogli d'alluminio, con un costo di  $1\$/W_p$ , vengono commercializzati da dicembre 2007.

Testando i prodotti in condizioni molto più critiche di quelle necessarie per gli standard ufficiali di certificazione, anche in presenza di climi molto rigidi, sono stati sviluppati moduli con 25 anni di vita utile garantiti come le celle solari fotovoltaiche convenzionali, un notevole miglioramento rispetto alle celle a film sottile in silicio amorfo, che pure hanno rivelato velocità di degradazione elevate che non si erano manifestate in laboratorio.

### 2.3 Il Boom del fotovoltaico in Italia

Anche in Italia il mercato dell'energia solare è un settore in rapida espansione, con un tasso annuo di crescita composito del 35% circa negli ultimi due anni. Rispetto alle altre fonti di energia rinnovabile, come abbiamo già visto precedentemente, il fotovoltaico offre vantaggi significativi: l'energia solare è praticamente ovunque, le installazioni sono scalabili dai piccoli sistemi per le singole abitazioni fino agli impianti di grandi dimensioni, non sono necessari rifornimenti per mantenere operativi gli impianti e ci sono poche o nessuna parte in movimento, con un impatto significativo sull'affidabilità. Il mercato fotovoltaico italiano, rimasto per molto tempo al palo rispetto ad altri Paesi (come Germania, Giappone, Stati Uniti e Spagna), sta oggi finalmente emergendo e si presenta come promettente e strategico per investitori e produttori direttamente coinvolti nel settore.

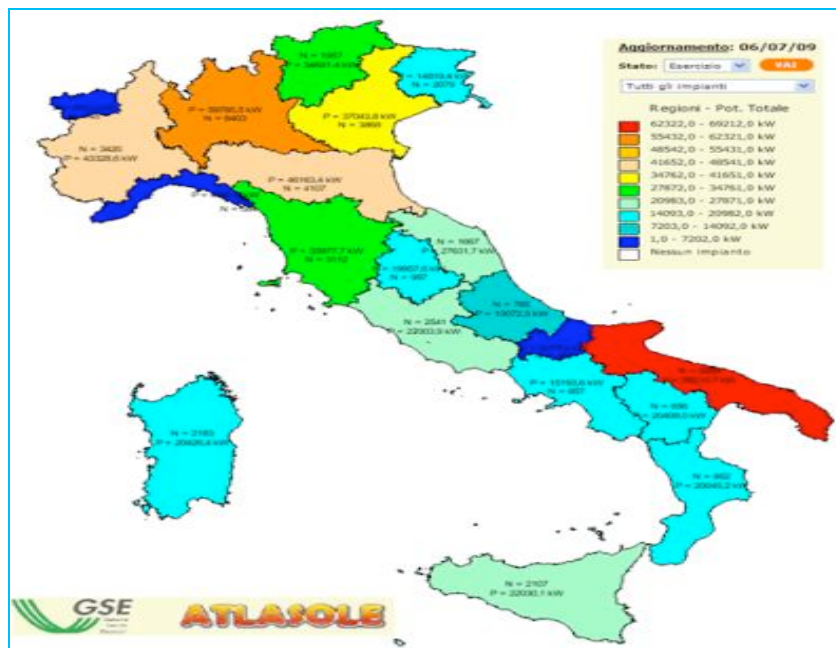


Figura 6: Potenza elettrica totale generata da fonte fotovoltaica per regione in Italia al Luglio 2009 (ATLASOLE GSE, 2009).

Le installazioni fotovoltaiche in Italia sono in rapida crescita: +500% nel 2007 sull'anno precedente. A fine marzo 2008, il fotovoltaico italiano ha superato la soglia dei 100MW incentivati con il Conto Energia. I moduli fotovoltaici vengono installati sui tetti degli stabilimenti e delle fiere, ma anche su quelli di case e sui terreni.

Nel solo 2008 sono entrati in esercizio oltre 18mila impianti passando dai 6364 impianti in esercizio a gennaio 2008 ai 24367 di fine anno per una potenza complessiva installata di quasi 300MW rispetto ai 63 MW installati a inizio 2008. Al contempo, dal 1999 al 2008 il numero delle aziende è più che triplicato (da 46 a oltre 150) con un aumento del fatturato da 25 a oltre 800 milioni di euro e un conseguente aumento dei posti di lavoro da 220 a 6000. La rimodulazione degli incentivi introdotta dal Nuovo Conto Energia ha spinto a concentrare l'attività sugli impianti di piccola e piccolissima taglia. Il 97% delle nuove installazioni è infatti di dimensione inferiori ai 20 KW, e il 56% inferiore ai 3 KW. Il dato è tanto più sorprendente considerando che ancora alla fine del 2004 la potenza installata in Italia non superava i 7MW. Le cause di questo vero e proprio boom sono da ricercarsi nei finanziamenti statali più vantaggiosi d'Europa varati dal governo nel febbraio 2007, che per il 2016 puntano ad una produzione di 3000 MW e continueranno a garantire incentivi almeno fino a quota 1200 MW.

L'Italia infatti, dopo aver investito consistenti risorse durante gli anni Ottanta, aveva raggiunto all'inizio dei Novanta la terza posizione dopo Giappone e USA, la cui crescita fu esponenziale per tutto il decennio successivo come quella della Germania, ma successivamente la scarsa attenzione riservata dalla politica e dall'opinione pubblica hanno determinato addirittura una diminuzione delle potenza fotovoltaica installata e la fine dell'industria fotovoltaica.

L'obiettivo ora, è di sviluppare il mercato italiano attraverso il cosiddetto *nuovo Conto Energia*, che ha sostituito quello del 2005-2006 nonché i vecchi incentivi in conto capitale. Esso è basato su incentivi per 20 anni a chi installa un impianto (proporzionale alla sua produzione) che si concretizzano nel fatto che ogni singolo kWh, anche se consumato in proprio, viene pagato dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) ad un prezzo quasi triplo rispetto a quello del mercato. Questi valori validi per il 2008, sono andati poi a calare del 2% ogni anno successivo. A questo finanziamento si aggiunge il risparmio energetico in sé.

Inoltre, il pacchetto clima/energia della Unione Europea prevede entro il 2020 la riduzione del 20% di emissioni di CO<sub>2</sub>, l'aumento del 20% di energia prodotta da fonti rinnovabili, e l'incremento del 20% di efficienza energetica.

Il nostro paese si è impegnato a rispettare tali linee di arrivo, pena multe e sanzioni che non potranno essere evitate. A livello italiano tali linee si traducono in: -17% di emissioni inquinanti, +17% di energia da fonti rinnovabili (rispetto al 5,2% del 2005), +17% di efficienza energetica. Vale a dire un significativo salto in avanti in termini di sostenibilità della gestione energetica, sia sul lato offerta, sia sul lato domanda, il tutto mentre i prezzi di gas naturale e petrolio sono ormai fuori controllo, fenomeno che non fa altro che accelerare e rendere conveniente l'adozione sempre più massiccia delle fonti rinnovabili per la generazione di energia.

Di seguito è riportato nel dettaglio quali sono le regioni italiane che si sono dimostrate più attive facendo un confronto tra i dati rilevati l'8 luglio 2008 e quelli rilevati il 16 luglio 2009.

**SITUAZIONE ALL'8 LUGLIO 2008:**

<b>Lombardia</b>	<b>21,49 MWp con 2643 impianti</b>
<b>Puglia</b>	19,30 MWp con 1204 impianti
<b>Emilia Romagna</b>	17,91 MWp con 1785 impianti
<b>Trentino A.A.</b>	16,80 MWp con 886 impianti
<b>Toscana</b>	12,07 MWp con 1153 impianti
<b>Piemonte</b>	11,37 MWp con 1178 impianti

**SITUAZIONE AL 16 LUGLIO 2009:**

<b>Puglia</b>	<b>69,61 MWp con 3269 impianti</b>
<b>Lombardia</b>	59,78 MWp con 6403 impianti
<b>Emilia Romagna</b>	46,16 MWp con 4107 impianti
<b>Piemonte</b>	43,33 MWp con 3420 impianti
<b>Trentino A.A.</b>	34,64 MWp con 1957 impianti
<b>Toscana</b>	33,98 MWp con 3420 impianti

Tipici di ogni fenomeno di crescita esponenziale di un prodotto sul mercato, sono emersi problemi di affidabilità dei fornitori e di speculazione economica: il prezzo dell'installazione di 3 kW oggi costa sui 23mila euro contro i 18 necessari solo due anni fa. Questo non perché la domanda mondiale di silicio cresca a ritmi più alti della sua produzione, ma semplicemente a causa della legge della domanda e dell'offerta, per cui a un forte aumento della domanda corrispondono prezzi praticati dal fornitore.

La potenza nominale di un impianto PV è riferita, come vedremo a condizioni standard, in particolare ad un irraggiamento di  $1000 \text{ W/m}^2$ . Poiché l'irraggiamento è in realtà diverso e variabile nel tempo, per calcolare l'energia elettrica che l'impianto può produrre in un determinato intervallo di tempo si ricorre alla radiazione solare ( $\text{kWh/m}^2$ )

relativa all'intervallo di tempo, assumendo che le prestazioni dei moduli, e dunque la produzione di energia elettrica, siano proporzionali all'irraggiamento.

Se in un anno la radiazione solare è mediamente di  $1400 \text{ kWh/m}^2$ , si può assumere che sia dovuta ad un irraggiamento "standard" pari a  $1 \text{ kW/m}^2$  (uguale a quello utilizzato per determinare la potenza massima dell'impianto) per un tempo pari a 1400 h (numero di ore equivalenti). Quanto suddetto è comodo per stabilire in prima approssimazione la relazione tra potenza ed energia. In verità, non c'è sempre proporzionalità tra radiazione solare ed energia elettrica prodotta. Ad esempio, nelle ore in cui l'irraggiamento è molto basso (in genere  $<50 \text{ W/m}^2$ ) l'inverter non si attiva e l'energia prodotta è nulla, anche se la radiazione solare è diversa da zero in quel periodo di tempo.

Per conoscere il valore della radiazione solare su un determinato territorio, si possono consultare banche dati informatiche e non. Esse, in genere, forniscono l'irraggiamento orario riferito alla superficie orizzontale di un metro quadrato.

Spesso per migliorare la produttività degli impianti si può pensare di inclinare i pannelli stessi per aumentare la radiazione diretta incidente sui moduli, ad esempio negli impianti a terra, oppure è inclinata la superficie sulla quale sono montati i pannelli (falda del tetto o superficie laterale di un edificio). Un altro vantaggio nell'inclinazione è di ridurre l'accumulo di sporcizia sul pannello e favorisce la pulitura naturale mediante pioggia.

Per inclinazione si intende l'angolo ( $\beta$ ) che il modulo forma con l'orizzontale. I moduli orizzontali hanno inclinazione zero, i moduli disposti verticalmente hanno inclinazione  $90^\circ$ .

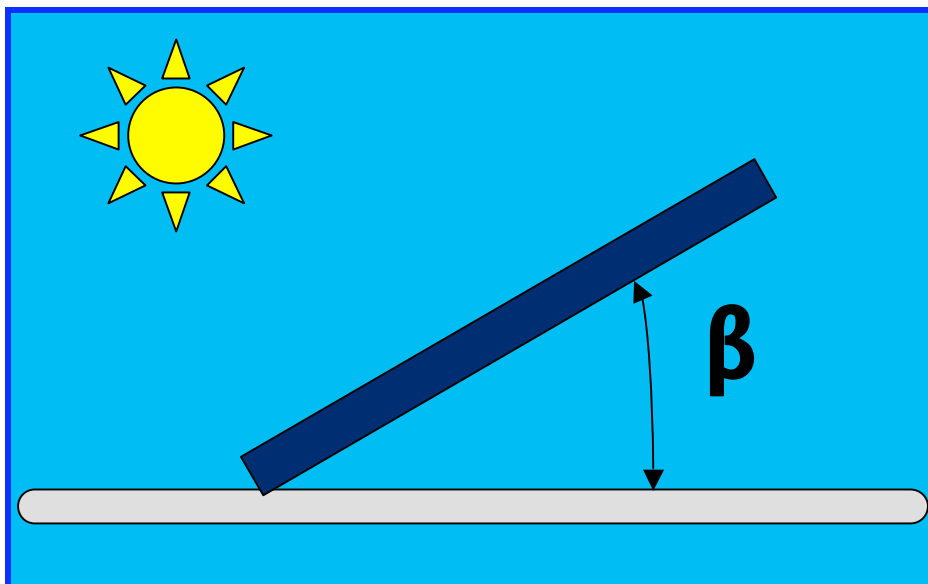


Figura 7: Inclinazione dei pannelli fotovoltaici rispetto l'orizzontale

La radiazione diretta ricevuta da una superficie inclinata cambia con l'orientamento della superficie stessa rispetto ai punti cardinali nord-sud-est-ovest (per una superficie orizzontale ovviamente l'orientamento perde di significato).

L'orientamento può essere indicato con l'angolo  $\gamma$  di deviazione rispetto alla direzione del sud: con il segno meno – quelli verso est e con il segno + quelli verso ovest; ad esempio, un modulo esposto a sud ha orientamento  $0^\circ$ ; ad est ha orientamento  $-90^\circ$  ed a ovest orientamento  $90^\circ$ .

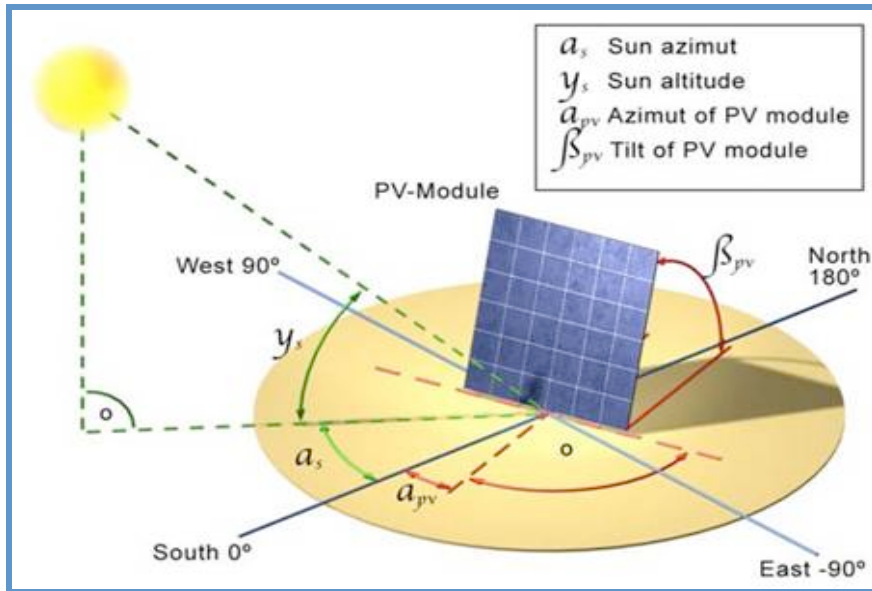


Figura 8: Convenzione sui segni dell'orientamento dei pannelli fotovoltaici

La combinazione dell'inclinazione e dell'orientamento determina l'*esposizione* del modulo. L'ottimizzazione di quest'ultima, per massimizzare la radiazione solare ricevuta dai moduli, è tra le prime preoccupazioni del progettista di un impianto PV. Tale scelta è libera negli impianti a terra, mentre è limitata sui tetti o sulle pareti di un edificio.

In generale, l'orientamento ottimale è ovviamente a  $0^\circ$  (Sud), mentre l'inclinazione ideale non è univoca; essa, poiché aumentando la latitudine si riduce l'altezza del sole sull'orizzonte, cambia con l'altitudine. Inoltre a parità di radiazione globale (diretta più diffusa) il vantaggio di una buona esposizione del modulo è tanto maggiore quanto più elevata è la componente diretta.

Infine, un modulo non orizzontale riceve anche la radiazione riflessa dalla superficie sulla quale si trova. In particolare la frazione della radiazione incidente che viene riflessa dipende dalla natura e dal colore della superficie e prende il nome di "fattore di albedo". Tale termine proviene dal latino album (bianco): infatti una superficie più è bianca e più riflette (contrapposta ad una superficie nera che invece assorbe tutta la radiazione). La neve fresca ha un valore di albedo  $0,8 \div 0,9$ . Tipicamente si assume un fattore di albedo 0,2; cioè il 20% della radiazione globale incidente su una superficie orizzontale viene riflessa.

Note le componenti diretta e diffusa della radiazione solare su di una superficie orizzontale, è possibile calcolare mediante un elaborato metodo di calcolo (Liu e Jordan, 1960) la radiazione solare sui moduli, diversamente inclinati ma orientati verso sud, montati su di una superficie avente un certo fattore di albedo. Per moduli con superficie

comunque inclinata ed orientata i modelli di calcolo sono più complessi, perché bisogna simulare il percorso orario giornaliero del sole.

In Italia, ad esempio, il corretto orientamento della copertura fotovoltaica è infatti a Sud, ma è accettabile fino a Est o Ovest, con una perdita di producibilità di circa il 25%, e sud-est o sud-ovest con una perdita del 5% circa.

L'inclinazione ottimale, invece, come si può vedere dalla figura sottostante, varia dai 29 ai 33°. La produzione di energia elettrica su base annua nell'emisfero nord è infatti massima per direzione Sud con angolo di inclinazione pari alla latitudine locale sottratta di 10° circa. Un impianto con modulo orizzontale comporta una perdita di producibilità di circa il 10% rispetto all'inclinazione ottimale. I moduli posti in verticale (inclinazione 90°) perdono, rispetto alla disposizione orizzontale (inclinazione 0°), all'incirca il 26% ÷ 32% della producibilità se esposti a sud e il 43% ÷ 45% della producibilità se esposti a est o a ovest.

Come si può notare l'influenza dell'orientamento ha un peso minore. In un intervallo di angoli di azimut compresi tra -45° e +45° rispetto al sud (angolo di azimut compreso tra sud-est e sud-ovest) i valori della radiazione incidente non si discostano significativamente dal valore massimo.

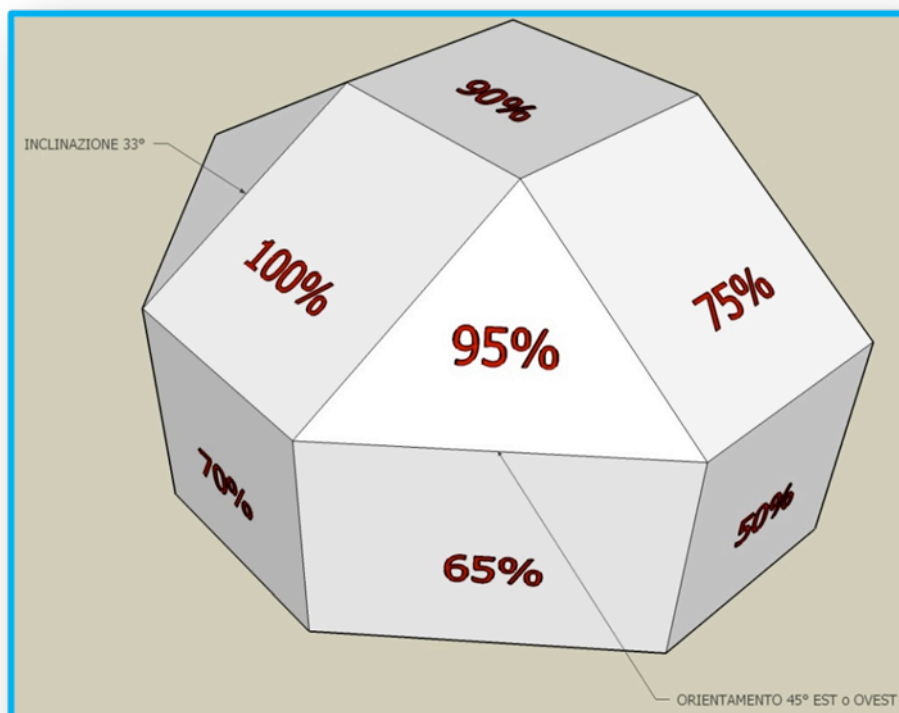


Figura 9: Variazione dell'efficienza dei pannelli solari alle diverse inclinazioni

Inclinazione	Orientamento				
	0°	±15°	±30°	±45°	±90°
0°	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
10°	1,07	1,06	1,06	1,04	0,99
15°	1,09	1,09	1,07	1,06	0,98
20°	1,11	1,10	1,09	1,07	0,96
30°	1,13	1,12	1,10	1,07	0,93
40°	1,12	1,11	1,09	1,05	0,89
50°	1,09	1,08	1,05	1,02	0,83
60°	1,03	0,99	0,96	0,93	0,77
70°	0,95	0,95	0,93	0,89	0,71
90°	0,74	0,74	0,73	0,72	0,57

**Tabella 3: Coefficienti percentuali da applicare alla radiazione solare su superficie orizzontale per ottenere la radiazione su superfici diversamente orientate e inclinate. (Nord Italia: latitudine 44°N).**

Se si desidera aumentare la producibilità in una determinata giornata o stagione occorre modificare l'inclinazione in modo da rendere la superficie dei moduli sempre ortogonale alla luce incidente: in estate è necessario abbassare i moduli riducendo l'angolo fino a 10°-15°, d'inverno occorre alzarli maggiormente fino a un angolo di 60° circa rispetto l'orizzontale.

A tale scopo esistono naturalmente impianti definiti "ad inseguimento solare" mobili, dotati cioè di un meccanismo che insegue il movimento solare, che generalmente costano il 10-15% in più, ma consentono una producibilità maggiore di circa il 25% per sistemi ad un asse, inseguimento dell'orientamento (da est a ovest) e il 30%-35% per sistemi ad inseguimento a due assi, variando autonomamente durante il giorno l'orientamento e l'inclinazione dei moduli.

Gli inconvenienti maggiori sono dovuti agli organi motorizzati in movimento, se non altamente affidabili, e con una maggiore superficie lorda per evitare l'ombreggiamento tra le strutture in movimento.

Infine, altri problemi potrebbero sorgere da una scorretta installazione, dovuta alla scarsa esperienza delle imprese installatrici, che porta a una produzione di energia più bassa del previsto, e quindi ad un reddito più basso in quanto viene pagata l'energia effettivamente prodotta dall'impianto.



## **Capitolo 3**

# ***L'Effetto Fotovoltaico***

## ***3.1 Energia solare***

### ***Radiazione solare***

La radiazione solare è l'energia elettromagnetica emessa dai processi di fusione dell'idrogeno (in atomi di elio) contenuto all'interno del sole. La radiazione solare che raggiunge la superficie terrestre si distingue in *diretta* e *diffusa*. Mentre la radiazione diretta colpisce una qualsiasi superficie con un unico e ben preciso angolo di incidenza, quella diffusa incide su tale superficie con vari angoli. Occorre ricordare che quando la radiazione diretta non può colpire una superficie a causa della presenza di un ostacolo, l'area ombreggiata non si trova completamente oscurata grazie al contributo della

radiazione diffusa. Questa osservazione ha rilevanza tecnica specie per i dispositivi fotovoltaici che possono operare anche in presenza di sola radiazione diffusa.

Una superficie inclinata può ricevere, inoltre, la radiazione riflessa dal terreno o da specchi d'acqua o da altre superfici orizzontali; tale contributo è chiamato *albedo*.

Le proporzioni di radiazione diretta, diffusa ed albedo ricevuta da una superficie dipendono:

- ✓ dalle condizioni meteorologiche: infatti, in una giornata nuvolosa la radiazione è pressoché totalmente diffusa; in una giornata serena con clima secco predomina invece la componente diretta, che può arrivare fino al 90% della radiazione totale;
- ✓ mediamente sia dall'inclinazione della superficie rispetto al piano orizzontale sia dall'orientamento rispetto ai punti cardinali: una superficie orizzontale riceve massima radiazione diffusa e minima riflessa, se non ci sono intorno oggetti a quota superiore a quella della superficie;
- ✓ dalla presenza di superfici riflettenti: il contributo maggiore alla riflessione è dato dalle superfici chiare; così la radiazione riflessa aumenta in inverno per effetto della neve e diminuisce in estate per l'effetto di assorbimento dell'erba o del terreno.

Al variare della località, inoltre, varia il rapporto fra la radiazione diffusa e quella totale a parità di superficie captante e, poiché all'aumentare dell'inclinazione della superficie di captazione diminuisce la componente diffusa e aumenta la componente riflessa, l'inclinazione che consente di massimizzare l'energia raccolta può essere differente da località a località.

In Italia, ad esempio, l'orientamento ottimale è a 0° (Sud), mentre l'inclinazione ideale non è univoca; essa, poiché aumentando la latitudine si riduce l'altezza del sole sull'orizzonte, cambia con l'altitudine. In pratica la posizione ottimale si ha quando la superficie è orientata a Sud con angolo di inclinazione pari alla latitudine del sito diminuito di 10° (approssimativamente 30°).

Inoltre, a parità di radiazione globale (diretta più diffusa) il vantaggio di una buona esposizione del modulo è tanto maggiore quanto più elevata è la componente diretta.

Se chiamiamo  $I_D$  la radiazione diretta,  $I_S$  quella diffusa ed  $R$  l'albedo, allora la radiazione solare totale che incide su una superficie è:

$$I_T = I_D + I_S + R$$

## ***3.2 Tecnologia fotovoltaica:***

### ***L'Effetto fotovoltaico***

L'effetto fotovoltaico, ovvero la capacità di alcuni materiali di convertire l'energia solare in corrente elettrica continua, è noto fin dal 1839, grazie alle esperienze realizzate dal fisico francese Edmond Becquerel (1820-1891) che presentò all'Accademia delle Scienze di Parigi la sua "Memoria sugli effetti elettrici prodotti sotto l'influenza dei raggi solari", scoperta avvenuta casualmente mentre effettuava degli esperimenti su una cella elettrolitica (quindi contenente una soluzione liquida) in cui erano immersi due elettrodi di platino.

Si deve aspettare il 1876 (Smith, Adams e Day) per avere una simile esperienza ripetuta con dispositivi allo stato solido (selenio).

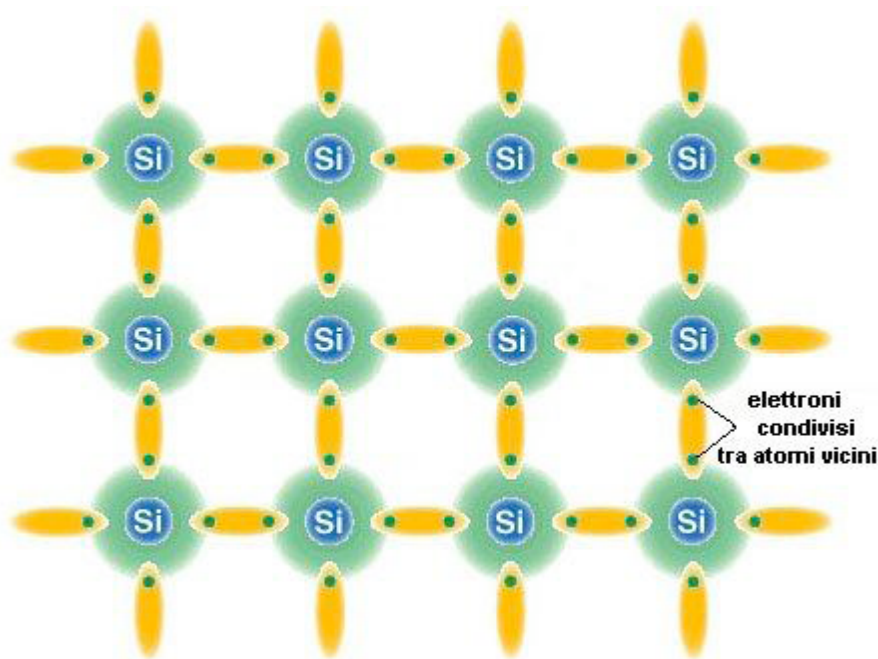
L'idea di sfruttare l'effetto fotovoltaico per produrre energia non ebbe modo di svilupparsi finché non si poté operare con materiali che avessero un miglior rendimento. Solo nel 1954 venne creata la prima cella solare commerciale in silicio (Person, Fuller e Chapin) realizzata all'interno dei laboratori Bell. I costi iniziali di questa nuova tecnologia erano ingenti e ne restrinsero il campo d'azione a casi particolari, come l'alimentazione di satelliti artificiali. Infatti la tecnologia fotovoltaica fu sviluppata alla fine degli anni '50, nell'ambito dei programmi spaziali, per i quali occorreva disporre di una fonte di energia affidabile ed inesauribile. Le sperimentazioni vennero quindi portate avanti per tale scopo e solo verso la metà degli anni '70 si iniziò a rivolgere l'attenzione verso utilizzi terrestri. La tecnologia fotovoltaica si è ormai largamente diffusa oggi nel campo delle applicazioni terrestri, come l'alimentazione di utenze isolate o gli impianti installati sugli edifici e collegati ad una rete elettrica preesistente. Il funzionamento dei dispositivi fotovoltaici si basa sulla capacità di alcuni materiali semiconduttori, opportunamente trattati, di convertire l'energia della radiazione solare in energia elettrica in corrente continua senza bisogno di parti meccaniche in movimento. Il materiale semiconduttore quasi universalmente impiegato oggi a tale scopo è il silicio. Oggi esistono numerosi impianti fotovoltaici e la ricerca è volta soprattutto all'abbassamento dei costi di produzione e al miglioramento dei rendimenti dei sistemi fotovoltaici.

Come già accennato all'inizio del paragrafo, nel 1839 Edmond Becquerel, a diciannove anni, scopre l'effetto fotovoltaico durante alcuni esperimenti con celle elettrolitiche, osservando il formarsi di una differenza di potenziale tra due elettrodi identici di platino, uno illuminato e l'altro al buio; la differenza di potenziale in questione dipendeva dall'intensità e dal colore della luce.

La conversione diretta dell'energia solare in energia elettrica utilizza il fenomeno fisico dell'interazione della radiazione luminosa con gli elettroni nei materiali semiconduttori, denominato appunto effetto fotovoltaico. L'oggetto fisico in cui tale fenomeno avviene

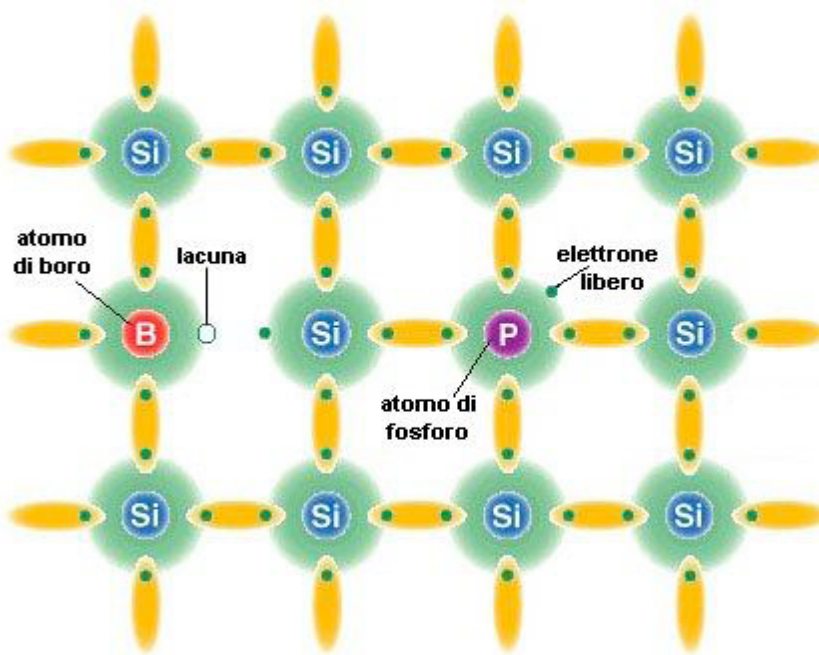
è la cella fotovoltaica, la quale si può considerare elettricamente equivalente ad un diodo con la caratteristica essenziale di avere una superficie molto estesa (alcune decine di  $\text{cm}^2$ ).

Per analizzare in modo più approfondito l'effetto fotovoltaico, è necessario descrivere, almeno concettualmente, il funzionamento del diodo (*giunzione p-n*). Inoltre, visto che il materiale più usato per la realizzazione delle celle solari è il silicio cristallino, si prenderà in considerazione il diodo al silicio. Il silicio ha 14 elettroni di cui 4 sono di valenza, cioè chimicamente puro ogni atomo è legato in modo covalente con altri 4 atomi: in questo modo, all'interno del cristallo, non vi sono atomi liberi.



*Figura 3.1: Struttura atomica del silicio*

Se però alcuni atomi di silicio del cristallo vengono sostituiti con atomi di fosforo che ha 5 elettroni di valenza, di questi elettroni quattro verranno usati per legami chimici con atomi adiacenti di silicio, mentre il quinto può essere separato dall'atomo di fosforo mediante energia termica e diventa libero di muoversi nel reticolo cristallino. Analogamente, se la sostituzione avviene con atomi di boro, che ha solo 3 elettroni di valenza, ci sarà un elettrone mancante per completare i legami chimici con gli atomi adiacenti di silicio. Tale elettrone mancante agisce come se fosse un elettrone "positivo" e viene chiamato lacuna.



*Figura 3.2: Struttura atomica del silicio drogato*

Quindi, quando un flusso luminoso investe il reticolo cristallino del silicio si ha la liberazione di un certo numero di elettroni, al quale corrisponde la creazione di un uguale numero di lacune. Nel processo di ricombinazione ogni elettrone che capita in prossimità di una lacuna la può occupare, restituendo una parte dell'energia cinetica che possedeva sotto forma di calore. In pratica è necessario introdurre nel silicio una piccola quantità di atomi appartenenti al terzo o al quinto gruppo del sistema periodico degli elementi, in modo da ottenere due strutture differenti, una con un numero di elettroni insufficiente, l'altra con un numero di elettroni eccessivo. Questo trattamento viene detto drogaggio e la quantità delle impurità introdotte è dell'ordine di una parte per milione. Generalmente si utilizzano il boro (terzo gruppo) ed il fosforo (quinto gruppo) per ottenere rispettivamente una struttura di tipo p (con un eccesso di lacune) ed una di tipo n (con un eccesso di elettroni). Il primo strato, a carica negativa, si indica con n, l'altro, a carica positiva, con p e la zona di separazione è detta giunzione p-n: gli elettroni liberi nel materiale "n" vedranno alla sinistra una regione nella quale non esistono elettroni liberi e quindi ci sarà un flusso di tali portatori verso la sinistra nel tentativo di ristabilire l'equilibrio. Analogamente le lacune vedranno alla loro destra una regione nella quale non ci sono lacune e ci sarà quindi un flusso di cariche positive verso destra. Con il proseguire di tale processo di diffusione, sul lato sinistro si verificherà un eccesso di cariche negative mentre un eccesso di cariche positive si avrà sul lato destro. Quindi nella regione di interfaccia dei due materiali si è creato un campo elettrico che diventa sempre più grande man mano che le lacune e gli elettroni continuano a muoversi verso i lati opposti. Il processo continua finché il potenziale elettrico diventa di una grandezza tale da impedire l'ulteriore diffusione di elettroni e

lacune. Quando si raggiunge tale equilibrio si sarà creato un campo elettrico permanente in un materiale senza l'aiuto di campi elettrici esterni.

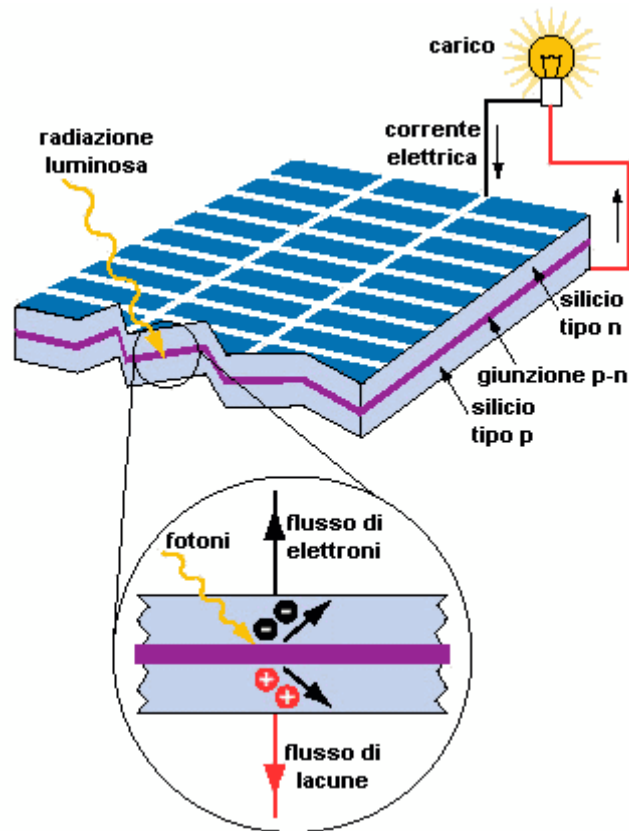


Figura 3.3: Effetto fotovoltaico in una cella di silicio

Fino a quando la cella resta esposta alla luce, l'elettricità fluisce con regolarità sotto forma di corrente continua. È importante che lo spessore dello strato n sia tale da garantire il massimo assorbimento di fotoni incidenti in vicinanza della giunzione. Per il silicio questo spessore deve essere di 0,5 mm, mentre lo spessore totale della cella non deve superare i 250 μm. In sintesi, la conversione da luce a energia elettrica effettuata dalla cella fotovoltaica avviene essenzialmente perché questi portatori di carica liberi (elettroni e lacune), generati dalla luce, sono spinti in direzioni opposte dal campo elettrico interno creato attraverso la giunzione di due semiconduttori drogati in modo diverso. Una volta attraversato il campo, le cariche non tornano più indietro perché il campo impedisce loro di invertire la marcia. Le cariche positive (lacune) sono spinte verso un lato della cella e le cariche negative (elettroni) verso l'altro. Se le due facce (inferiore e superiore della cella) sono collegate mediante un conduttore, le cariche libere lo attraversano e si osserva una corrente elettrica. Fino a quando la cella resta esposta alla luce l'elettricità fluisce sotto forma di corrente continua.

Di tutta l'energia che investe la cella solare sotto forma di radiazione luminosa, solo una parte viene convertita in energia elettrica disponibile ai suoi morsetti. L'efficienza di

conversione per celle commerciali al silicio è in genere compresa tra il 13% e il 17%, mentre realizzazioni speciali di laboratorio hanno raggiunto valori del 32,5%. I motivi di tale bassa efficienza sono molteplici e vengono normalmente raggruppati in quattro categorie:

- *Riflessione* (0,3% del totale): non tutti i fotoni che incidono sulla cella penetrano al suo interno, dato che in parte vengono riflessi dalla superficie della cella e in parte incidono sulla griglia metallica dei contatti;
- *fotoni troppo o poco energetici* (perdita del 32% e del 23% del totale): per rompere il legame tra elettrone e nucleo è necessaria una certa energia, e non tutti i fotoni incidenti possiedono energia sufficiente (perdita del 23% del totale). D'altra parte alcuni fotoni troppo energetici generano coppie elettrone-lacuna, dissipando in calore l'energia eccedente quella necessaria a staccare l'elettrone dal nucleo (ulteriore perdita del 32% dell'irraggiamento totale);
- *ricombinazione* (perdita del 8%): non tutte le coppie elettrone-lacuna generate vengono raccolte dal campo elettrico di giunzione e inviate al carico esterno, dato che nel percorso dal punto di generazione verso la giunzione possono incontrare cariche di segno opposto e quindi ricombinarsi;
- *resistenze parassite*: le cariche generate e raccolte nella zona di svuotamento devono essere inviate all'esterno. L'operazione di raccolta viene effettuata dai contatti metallici, posti sul fronte e sul retro della cella. Anche se durante la fabbricazione viene effettuato un processo di lega tra silicio e alluminio dei contatti, resta una certa resistenza all'interfaccia, che provoca una dissipazione la quale riduce la potenza trasferita al carico. Nel caso di celle al silicio policristallino, l'efficienza è ulteriormente diminuita a causa della resistenza che gli elettroni incontrano ai confini tra un grano e l'altro e, ancor più, nel caso di celle al silicio amorfo, per la resistenza dovuta all'orientamento casuale dei singoli atomi.

### 3.3 La “Cella” Fotovoltaica

L'elemento che sta alla base della tecnologia fotovoltaica è la cella che, come abbiamo visto in precedenza, è costituita da un materiale semiconduttore, di solito il silicio, di spessore estremamente ridotto (0,3 mm), che viene trattato mediante operazione di “drogaggio” al fine di ottenere correnti elettriche stabili all'interno della cella.

La realizzazione dei contatti elettrici avviene in questo modo: allo strato di silicio vengono applicati, mediante sistema serigrafico, dei contatti elettrici metallici (in argento o alluminio) che sono costituiti da una superficie continua sul fronte posteriore ed una griglia sul lato anteriore della cella. La loro funzione è quella di captare il

maggior flusso elettrico possibile e convogliarlo all'esterno. Il rivestimento antiriflettente è costituito dalla deposizione di uno strato sottile di ossido di titanio per minimizzare la componente di radiazione solare riflessa; inoltre la superficie non è piana, ma sagomata in minuscole piramidi al fine di aumentare la superficie utile per la captazione e favorire le riflessioni reciproche (texturizzazione).

Uno dei parametri significativi più importante della cella è il suo rendimento  $\eta$  che rappresenta il rapporto tra la massima potenza  $P_{\max}$  [Wp] che si ottiene dalla cella e la potenza totale della radiazione incidente sulla superficie frontale; il livello del rendimento diminuisce all'aumentare della temperatura delle celle poiché la temperatura ostacola il passaggio degli elettroni nel semiconduttore.

$$\eta = P_{\text{cella}} / P_{\text{max}}$$

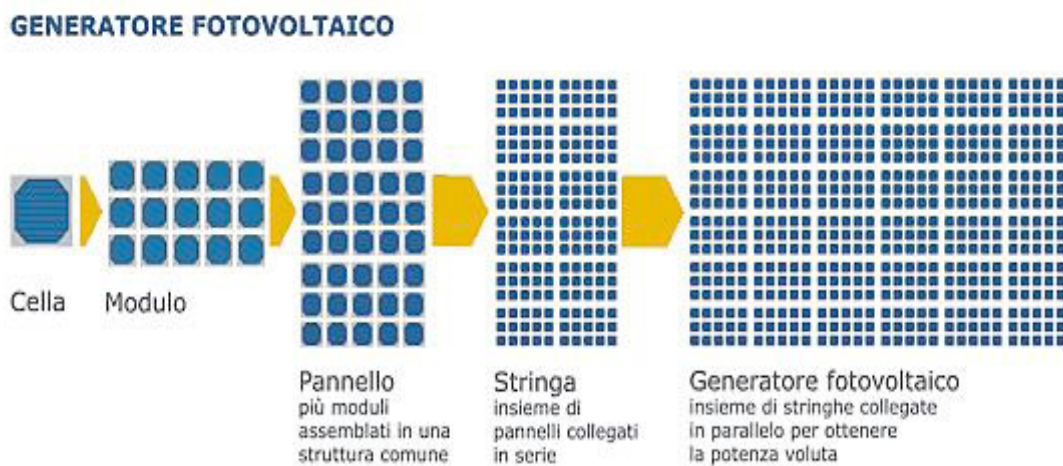
Generalmente una cella fotovoltaica ha uno spessore che varia fra i 0,25 ai 0,35 cm ed ha una forma solitamente quadrata con una superficie pari a circa 100 cm<sup>2</sup> (fino a 225 cm<sup>2</sup>), e si comporta come una minuscola batteria producendo, nelle condizioni standard di irraggiamento, una corrente di 3 ampère (A) con una tensione di circa 0,5 volt (V).



### 3.4 L'Impianto Fotovoltaico

#### Il Sistema Fotovoltaico

La singola cella fotovoltaica costituisce il componente elementare dell'impianto ma, per essere in grado di fornire una potenza elettrica significativa, essa deve essere collegata in serie ad altre celle fino a formare il modulo fotovoltaico, di potenza media compresa tra i 80e i 300 Wp (Watt di picco). Per aumentare ancora la potenza elettrica è necessario collegare tra loro più moduli, in serie o in parallelo. Più moduli collegati in una struttura comune vengono indicati con il termine di pannello, mentre un insieme di pannelli collegati elettricamente in serie costituisce una stringa. Infine, il collegamento in parallelo di più stringhe, fino a raggiungere la potenza elettrica desiderata, costituisce il generatore.



*Figura 3.5: Schema di un generatore fotovoltaico*

Il solo insieme dei moduli, tuttavia, non è sufficiente per approvvigionare l'utenza servita di energia elettrica, nei tempi e nei modi da essa richiesti. I pannelli, infatti, devono essere inseriti all'interno di un sistema articolato, composto dall'integrazione di vari dispositivi, capaci di agevolare e regolarizzare, per quanto possibile, lo sfruttamento della fonte solare.

Comunemente si usa parlare di impianto o sistema fotovoltaico, inteso come il complesso di tutti gli elementi, anche non strettamente fotovoltaici, che consentono la conversione in elettricità della radiazione solare. Oltre ai pannelli solari, dunque, rientrano in questo concetto le apparecchiature di regolazione, controllo ed, eventualmente, stoccaggio dell'energia prodotta, i terminali, i cablaggi e le strutture di sostegno.

In generale, il parametro principale atto a qualificare un impianto fotovoltaico è rappresentato dalla sua potenza nominale, o potenza di picco, intesa come la potenza che il sistema sarebbe in grado di generare nelle condizioni standard di riferimento, cioè

in STC (secondo la norma CEI EN 60904-3 (CEI 82-3)). STC significa “Standard Test Conditions”, con cui si intende convenzionalmente una temperatura di 25 °C, un’irradiazione di 1000 W/m<sup>2</sup> con incidenza normale rispetto al piano della cella e uno spettro della radiazione solare riscontrabile alla latitudine di 45°.

La potenza nominale (o di picco) dell’impianto è data dalla somma delle potenze nominali dei moduli che lo compongono, e cioè:

$$P_{PV} = \sum P_{mod}$$

dove:

- $P_{PV}$  (in cui PV sta per “photovoltaic”) esprime la potenza nominale complessiva dell’intero impianto fotovoltaico [kWp];
- $P_{mod}$  rappresenta la potenza nominale del singolo modulo fotovoltaico [Wp].

Per definire la potenza nominale dell’intero impianto si può anche procedere in questo modo:

$$P_{PV} = \eta_{mod} \times A_{PV} \times I_{stc}$$

dove:

- $\eta_{mod}$  rappresenta l’efficienza nominale del singolo modulo;
- $A_{PV}$  esprime l’area occupata dall’insieme dei moduli che compongono il generatore [m<sup>2</sup>];
- $I_{STC}$  rappresenta l’irradianza nelle condizioni standard di riferimento, pari a 1 kW/m<sup>2</sup>.

La formula è rigorosamente valida solo nel caso di utilizzo di moduli dotati delle medesime caratteristiche; in caso contrario (impiego concomitante di differenti tipologie di pannelli fotovoltaici) si deve considerare la scomposizione in gruppi omogenei e sommarne le potenze relative.

Poiché per definizione si ha sempre  $I_{STC} = 1 \text{ kW/m}^2$ , ai fini pratici l’espressione precedente può essere così modificata:

$$P_{PV} = \eta_{mod} \times A_{PV}$$

Va ricordato che il rendimento complessivo dell’intero impianto ( $\eta_{PV}$ ) è inferiore a quello del solo generatore, a causa delle perdite di varia natura che si verificano nei diversi componenti. Dati e parametri dettagliati circa la produttività dei sistemi nei differenti contesti di utilizzo, così come pure l’analisi particolareggiata dei vari subsistemi e delle relative prestazioni, verranno comunque illustrati e approfonditi successivamente.

### ***3.5 Principali Tipologie Impiantistiche***

La configurazione di un sistema fotovoltaico varia a seconda delle differenti condizioni di applicazione e di utilizzo, tuttavia se ne può delineare una schematizzazione generica onnicomprensiva: il generatore, o campo fotovoltaico, produce energia elettrica in corrente continua e la convoglia verso il carico. Quest'ultimo può essere rappresentato da un'utenza in corrente continua, da un'utenza in corrente alternata (per cui l'energia deve prima essere convertita), da una batteria che alimenta a sua volta un carico (in continua o in alternata), dalla rete pubblica.

La flessibilità applicativa della tecnologia fotovoltaica si traduce in molteplici soluzioni impiantistiche, cosicché, oltre all'alimentazione di piccoli apparecchi con fabbisogno di alcuni milliwatt, si possono riscontrare impianti da pochi watt utilizzati per l'alimentazione di dispositivi di vario genere (parchimetri, orologi stradali, lampioni, ecc.), installazioni della potenza di alcuni kilowatt (taglia tipica delle applicazioni in edilizia), oppure, ancora, grandi centrali che possono raggiungere anche alcuni megawatt di potenza.

Nonostante questa varietà, è comunque possibile individuare per i sistemi fotovoltaici alcune tipologie fondamentali, cui fanno capo, con aggiustamenti più o meno marcati, tutte le realizzazioni possibili.

#### ***3.5.1 Sistemi Isolati (Stand Alone)***

Un settore in cui l'impiego della tecnologia fotovoltaica è già attualmente competitivo, anche senza il supporto di incentivi e finanziamenti, è rappresentato dall'alimentazione di utenze isolate, non servite dalla rete elettrica. In molti casi si tratta di insediamenti di dimensioni medio-piccole, situati in luoghi difficilmente accessibili. Ciò significa che l'attivazione di un servizio elettrico convenzionale, realizzato portando fisicamente sul posto i cavi di collegamento a una centrale remota, potrebbe richiedere costi estremamente elevati e difficilmente ammortizzabili. In alternativa, l'installazione di un sistema fotovoltaico di taglia adeguata si rivela spesso una soluzione pratica ed efficace. I sistemi isolati, o stand alone, vengono dunque posti a servizio di utenze che fanno dipendere in maniera significativa dalla fonte solare il proprio approvvigionamento di elettricità. Naturalmente è necessario assicurare la continuità dell'alimentazione, anche nei momenti in cui l'insolazione risulta insufficiente. A questo scopo l'impianto viene integrato con un sistema di stoccaggio dell'energia elettrica, costituito generalmente da un banco di batterie ricaricabili. Il generatore fotovoltaico viene dimensionato in modo da svolgere contemporaneamente, nei periodi di buona disponibilità della radiazione solare, una doppia funzione:

- ✓ l'alimentazione dell'utenza collegata;
- ✓ la ricarica degli accumulatori.

Per maggiore precisione, bisogna dire che tutta l'energia prodotta per conversione fotovoltaica dal generatore viene dapprima inviata al dispositivo di accumulo, che l'immagazzina o la rende fruibile da parte dell'utenza, a seconda delle particolari condizioni operative (energia prodotta, carico collegato, ecc.). Nel secondo caso l'accumulo provvede a regolarizzare l'energia fornita all'utenza, svincolandola dalla variabilità connessa alle mutevoli condizioni meteorologiche.

Le batterie, a loro volta, devono essere dimensionate in modo da poter garantire un'autonomia di funzionamento di alcuni giorni. È infatti prudente prevedere anche la possibilità che, in presenza di situazioni climatiche particolarmente avverse, possa venir meno per un periodo prolungato un sufficiente irraggiamento solare.

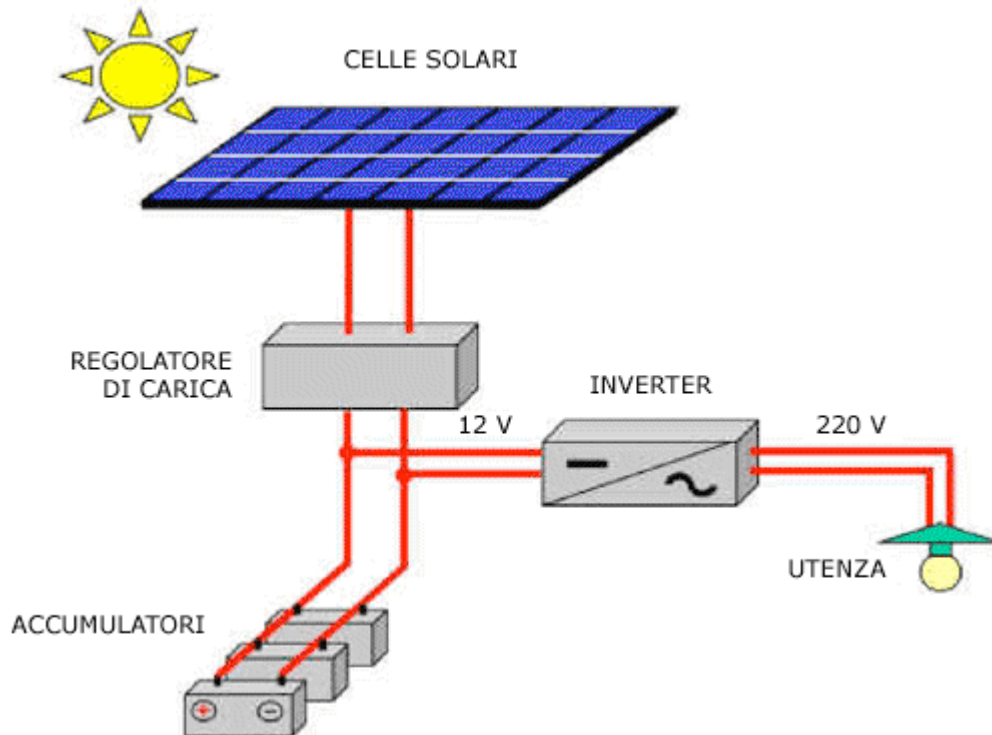
Sulla base delle considerazioni appena fatte, per ulteriore sicurezza, molto spesso si integra il sistema isolato con un gruppo elettrogeno di tipo tradizionale (di solito un generatore diesel), da usare in caso di emergenza.

Apparecchiature addizionali necessarie in questo tipo di sistemi sono il regolatore di carica, utile per evitare danneggiamenti o il rapido deterioramento delle batterie, e l'inverter, che trasforma l'energia elettrica in uscita dagli accumulatori da continua in alternata prima di inviarla al carico. In alcuni casi è possibile anche adottare apparecchi di consumo specifici per l'alimentazione in continua. A questo scopo è consigliabile utilizzare lampade, televisori, forni o altri piccoli elettrodomestici appositamente progettati e realizzati per applicazioni particolari (camper, imbarcazioni, ecc.). L'eventuale maggior costo rispetto a prodotti tradizionali consentirebbe, comunque, un certo risparmio dovuto alla mancata installazione dell'inverter (che diventerebbe inutile) e all'eliminazione delle perdite di conversione associate al suo impiego.

Riassumendo, i componenti fondamentali di un sistema fotovoltaico isolato sono quindi:

- ✓ *Cella solare*: trasforma l'energia solare in energia elettrica. Per ricavare più potenza vengono collegate tra loro diverse celle;
- ✓ *Regolatore di carica*: è un apparecchio elettronico che regola la ricarica e la scarica degli accumulatori. Tra le sue funzionalità più tipiche ricordiamo lo stacco del campo fotovoltaico dalla batteria in caso di voltaggio inferiore a quello utile a quest'ultima (come ad esempio dopo il tramonto), lo stacco del campo fotovoltaico dalla batteria in caso di ricarica totale di quest'ultima, lo stacco dei carichi elettrici dalla batteria in caso di scarica profonda di quest'ultima;
- ✓ *Accumulatori*: solitamente al piombo, costituiscono i magazzini di energia di un impianto fotovoltaico. Essi forniscono l'energia elettrica quando i moduli non sono in grado di produrne, per mancanza di irradiazione solare;
- ✓ *Inverter*: trasforma la corrente continua proveniente dai moduli e/o dagli accumulatori in corrente alternata convenzionale a 230 V. Se l'apparecchio da alimentare necessita di corrente continua si può fare a meno di questa componente;

- ✓ *Utenze*: apparecchi alimentati dall'impianto fotovoltaico.



*Figura 3.6: Schema di un impianto fotovoltaico isolato (stand alone)*

La manutenzione di un impianto fotovoltaico isolato richiede, oltre ai normali controlli previsti anche per gli impianti grid connected (di cui parleremo tra poco) e alla pulizia periodica dei pannelli, particolare cura per la manutenzione e gestione degli accumulatori. La vita utile delle batterie varia, a seconda dell'elettrolita usato, tra 5 e 8 anni, ma preme sottolineare che la durata degli accumulatori stessi è vincolata ad un controllo attento delle loro condizioni di funzionamento e di conservazione.

Attualmente le applicazioni più diffuse servono ad alimentare:

- ✓ abitazioni in zone difficilmente raggiungibili dalla rete elettrica nazionale (case di montagna isolate, abitazioni in parchi naturali, rifugi di montagna, abitazioni in piccole isole, ecc.);
- ✓ apparecchiature per il pompaggio dell'acqua, soprattutto in agricoltura;
- ✓ ripetitori radio, stazioni di rilevamento e trasmissione dati (meteorologici e sismici), apparecchi telefonici;
- ✓ apparecchi di refrigerazione, specie per il trasporto medicinali;
- ✓ sistemi di illuminazione;
- ✓ segnaletica sulle strade, nei porti e negli aeroporti;
- ✓ alimentazione dei servizi nei camper.
- ✓ impianti pubblicitari.

Secondo valutazioni dell'Enel i costi del collegamento alla rete elettrica (comprendenti un tronco in media tensione, un trasformatore su palo e la linea in bassa tensione) ammontano complessivamente a circa 20 mila €/km. Poiché un kWp fotovoltaico costa intorno ai 10 mila euro (incluso gli accumulatori e l'installazione), in certe circostanze l'impianto fotovoltaico può diventare più competitivo a livello economico della tradizionale connessione alla rete. Basti pensare alle abitazioni nelle isole minori, ai rifugi montani, alle case di montagna isolate o in tutti quei posti (come ad esempio i paesi del terzo mondo) dove non esiste una centrale elettrica.

### ***3.5.2 Sistemi connessi alla rete (Grid Connected)***

Ai fini dell'efficienza complessiva i sistemi isolati devono denunciare certe limitazioni, dovute principalmente alle perdite nei processi di carica e scarica delle batterie. L'impiego di questi dispositivi, inoltre, influisce significativamente sui costi e implica l'utilizzo di spazi o locali appositi. Per questo motivo, dove invece la rete è presente, si preferisce evitare l'accumulo e usare la rete stessa come elemento tampone, in grado sia di fornire l'energia elettrica necessaria nei periodi di scarsa disponibilità di irraggiamento solare che di raccogliere quella in eccesso nei periodi di sovrapproduzione. Si parla allora di sistemi connessi alla rete o grid connected.

Naturalmente, rispetto alla tipologia precedente, le considerazioni che stanno a monte della realizzazione dell'impianto sono decisamente differenti: nell'installazione stand alone il fotovoltaico rappresenta quasi una scelta obbligata, associata a un notevole risparmio economico, mentre nel caso di connessione alla rete attualmente si operano più che altro scelte legate alla sostenibilità ambientale oppure di carattere dimostrativo e sperimentale.

Nella prospettiva di uno sviluppo continuo della ricerca e del mercato, tuttavia, nell'arco di pochi anni l'elettricità prodotta da fonte solare potrebbe diventare una risorsa strategica, anche e soprattutto in sostituzione (o perlomeno a integrazione) di quelle convenzionali a livello urbano. Nella riqualificazione energetico-ambientale del costruito, allora, saranno proprio gli impianti capaci di interagire con le reti esistenti a costituire la maggioranza delle realizzazioni.

A questo punto della trattazione appare utile fornire un breve approfondimento. Generalmente, soprattutto per quanto riguarda i Paesi industrializzati, la fornitura di elettricità agli utenti ha caratteristiche piuttosto omogenee. La generazione avviene in centrali di grossa taglia (in Italia soprattutto termoelettriche), che sono connesse a un sistema di trasmissione ad alto voltaggio, collegate a delle sottostazioni, che alimentano a loro volta reti locali di distribuzione a media tensione, collegate agli utenti finali in bassa tensione. Di regola si tratta di corrente alternata trifase, con frequenza variabile tra 50 e 60 Hz, trasmissione con voltaggio tra 400 e 800 kV, distribuzione a una tensione variabile da 11 a 132 kV e utenze con voltaggio di 110-240 V.

Il fotovoltaico può essere integrato nella struttura appena descritta in veste di sistema di generazione complementare distribuita allo scopo di rinforzare la rete esistente e, fattore non meno rilevante, di alleviare l'impatto ambientale connesso all'utilizzo di questa. La maggior parte degli impianti viene comunemente collegata alla rete di distribuzione le cui caratteristiche si rivelano adeguate per l'interconnessione.

Un compito piuttosto importante che può essere svolto tramite impianti fotovoltaici sparsi sul territorio è, per esempio, il cosiddetto peak shaving, e cioè la capacità di "ammorbidire" picchi sporadici nella domanda di energia che si verificano in determinati periodi (come nei mesi più caldi per l'elevato e diffuso utilizzo di impianti di condizionamento). In questo caso, ricorrere alla fonte solare può essere più conveniente del potenziamento della rete, che nei periodi di normale consumo risulterebbe sovradimensionata.

I sistemi connessi alla rete, non necessitando di batterie di accumulo, sono piuttosto semplici: l'energia prodotta dai pannelli fotovoltaici, dopo essere stata convertita da continua in alternata tramite un inverter, viene consumata dall'utenza collegata oppure viene immessa direttamente nella rete, mentre un bidirezionale registra il rapporto tra energia ceduta alla rete ed energia prelevata da essa.

Questi impianti sono dunque destinati alla fornitura di energia elettrica per utenze già collegate alla rete e hanno la particolarità di lavorare in regime di interscambio con la rete elettrica locale. Concretamente parlando, nelle ore di luce l'utenza consuma l'energia elettrica prodotta dal proprio impianto mentre, quando non c'è luce o l'intensità della radiazione luminosa non è sufficiente per permettere all'impianto di produrre energia elettrica o ancora, se l'utenza richiede, in una determinata finestra di tempo, più energia di quanta l'impianto possa produrre, sarà la rete elettrica a garantire l'approvvigionamento dell'energia necessaria.

Inoltre, se l'impianto solare produce più energia di quella richiesta dall'utenza, il surplus può essere immesso in rete. In questo caso si parla di cessione delle "eccedenze" alla rete elettrica locale. Gli impianti fotovoltaici connessi alla rete elettrica rappresentano quindi una fonte integrativa perché forniscono un contributo, di entità diversa a seconda della dimensione dell'impianto, al bilancio elettrico globale dell'edificio.

Come già accennato in precedenza, il conteggio dei flussi di energia nelle due direzioni è realizzato mediante l'impiego di un contatore bidirezionale, che si occupa sia dell'energia che la rete cede all'utenza che dell'energia in eccesso che l'impianto trasferisce alla rete.

Nella progettazione e realizzazione di questo tipo di sistemi bisogna, ovviamente, soddisfare i requisiti stabiliti dalla società elettrica distributrice locale, in termini di collegamento, sicurezza e modalità di fornitura dell'energia. È bene conoscere, inoltre,

la relazione intercorrente tra il valore a cui viene remunerata l'energia fotovoltaica ceduta alla rete e il costo dell'energia prelevata da essa: in alcuni Paesi il primo è più alto del secondo, in altri sono pari, in altri ancora la differenza è a svantaggio del fotovoltaico. La seconda, ad ogni modo, non può superare la prima, il che vuol dire che l'energia autoprodotta non può essere superiore al fabbisogno del possessore dell'impianto.

Riassumendo, i componenti fondamentali di un sistema fotovoltaico connesso alla rete sono quindi:

- ✓ Cella solare: trasforma l'energia solare in energia elettrica. Per ricavare più potenza vengono collegate tra loro diverse celle;
- ✓ Inverter: trasforma la corrente continua proveniente dai moduli in corrente alternata convenzionale. Questo adattatore è assolutamente necessario per il corretto funzionamento delle utenze collegate e per l'alimentazione della rete;
- ✓ Quadro elettrico: in esso avviene la distribuzione dell'energia. In caso di consumi elevati o in assenza di alimentazione da parte dei moduli fotovoltaici la corrente viene prelevata dalla rete pubblica. In caso contrario, l'energia fotovoltaica eccedente viene di nuovo immessa in rete. Inoltre esso misura la quantità di energia fornita dall'impianto fotovoltaico alla rete;
- ✓ Rete: allacciamento alla rete pubblica dell'azienda elettrica;
- ✓ Utenze: apparecchi alimentati dall'impianto fotovoltaico.

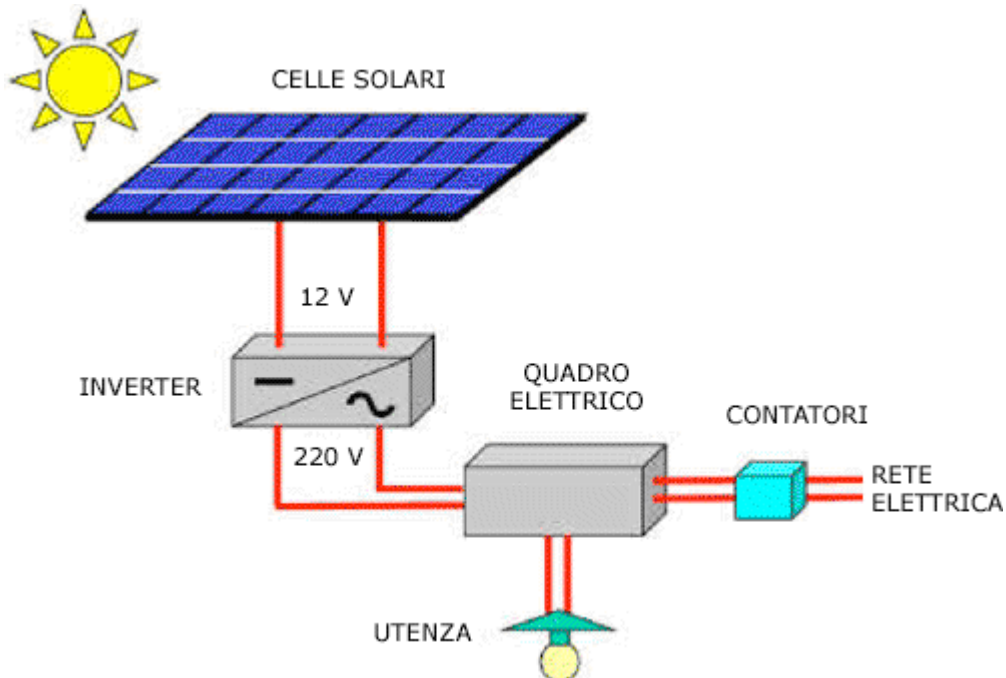


Figura 3.7 : Schema di un impianto fotovoltaico connesso alla rete pubblica (grid connected)



Gli impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica di distribuzione non richiedono una manutenzione impegnativa: essa si risolve nella rimozione della sporcizia e della polvere che si accumulano sulla superficie dei pannelli, utilizzando semplicemente l'acqua. È necessario però controllare con cadenza semestrale alcune componenti del BOS (Balance Of System) quali i cavi di collegamento e l'inverter. L'ispezione dei cavi viene fatta a vista, controllandone lo stato di conservazione specialmente in prossimità dei collegamenti tra i dispositivi d'impianto. L'inverter inoltre molto spesso è fornito di un visore di controllo o di un dispositivo ottico di segnalazione per verificarne il corretto funzionamento. Anche il monitoraggio dell'energia prodotta attraverso il contatore può dare un'indicazione del buon funzionamento dell'impianto.

### ***3.5.3 Sistemi a utilizzo diretto***

In alcuni casi, peraltro piuttosto rari, il carico elettrico dipende totalmente dalla produzione di energia fotovoltaica. Si parla allora di sistemi a utilizzo diretto, caratterizzati da una configurazione piuttosto elementare, in cui sono assenti tanto sistemi di stoccaggio o smaltimento della produzione in eccesso, quanto sistemi ausiliari di integrazione del fabbisogno.

Questo tipo di applicazione può essere impiegata quando i tempi delle necessità di utilizzo di corrente elettrica non sono cruciali oppure presentano un marcato parallelismo con la disponibilità di radiazione solare nel sito in oggetto.

Esempi caratteristici possono essere individuati in elettropompe per l'irrigazione di orti e giardini, oppure in apparecchi ventilatori che realizzano la convezione forzata in collettori solari termici.

## ***3.6 Componentistica degli Impianti***

Nella classificazione degli elementi costitutivi di un impianto fotovoltaico è possibile operare una prima suddivisione sommaria in due categorie principali, rappresentate dai moduli fotovoltaici da una parte e da tutta la componentistica non fotovoltaica dall'altra. Quest'ultimo raggruppamento viene comunemente definito "BOS" (Balance Of System) ed è composto da cavi e quadri elettrici, inverter, batterie di accumulo e regolatori di carica, ma anche dalle strutture di sostegno e di ancoraggio.

Scendendo maggiormente nel dettaglio si possono analizzare sinteticamente i singoli sub sistemi. Se ne fornisce di seguito una breve descrizione, corredata dall'indicazione delle principali caratteristiche.

### ***3.6.1 Il Generatore***

Il cuore del sistema è rappresentato dal generatore, o campo fotovoltaico. Esso è costituito dall'insieme dei moduli che convertono in energia elettrica la radiazione solare intercettata, sotto forma di corrente continua.

Le caratteristiche del generatore si possono definire attraverso diversi parametri elettrici principali, tra i quali:

- ✓ la potenza nominale  $P_{PV}$  (o  $P_n$ ), già illustrata in precedenza, cioè la potenza erogata in condizioni standard dall'insieme dei pannelli interconnessi tra loro;
- ✓ la tensione nominale  $V_n$ , cioè la tensione alla quale viene erogata la potenza nominale.

La scelta del valore di  $V_n$  condiziona in maniera significativa la configurazione dell'impianto, che per tensioni di esercizio basse (cui sono associate alte intensità di corrente) necessita di una maggiore sezione dei cavi e di organi di manovra più costosi, mentre per tensioni elevate deve prevedere dispositivi di protezione più dispendiosi.

I valori desiderati di potenza e tensione si ottengono a seconda del numero e delle modalità di collegamento serie-parallelo dei moduli fotovoltaici.

La configurazione tipica del generatore si basa sul collegamento in serie di stringhe di moduli, ottenute mettendo in serie un numero opportuno di moduli o di gruppi di moduli connessi in parallelo tra loro. Il collegamento in serie all'interno delle stringhe fornisce il valore voluto di tensione, a seconda del numero dei moduli impiegati, mentre il numero di stringhe collegate in parallelo determina la corrente di lavoro. La combinazione di questi due parametri, infine, individua la potenza complessiva del campo (ricordiamo la relazione  $P = V * I$ ). Si noti che, generalmente, il parallelo delle stringhe viene realizzato all'interno dell'inverter.

Nella progettazione del sistema bisogna prestare particolare attenzione all'effetto di *mismatch*, cioè di non perfetto accoppiamento, dovuto alla disomogeneità delle caratteristiche elettriche nei pannelli. In una serie di moduli, infatti, la corrente è limitata dal modulo che eroga l'ampereaggio più basso, mentre in parallelo è il voltaggio a essere limitato dal modulo che ha la tensione di lavoro minore. Tale fenomeno può arrivare a provocare perdite dell'ordine del 5-10% della potenza nominale che possono, tuttavia, essere sensibilmente ridotte studiando un'opportuna e specifica configurazione serie-parallelo del campo.

Scendendo nel dettaglio si vuole evidenziare come, oltre che dai pannelli, il generatore sia costituito da una serie di sub componenti che, sebbene secondari, sono indispensabili per il suo corretto funzionamento.

### *Cablaggi*

Connettono tra loro le varie parti dell'impianto. Poiché quest'ultimo è pensato e progettato per operare in ambiente esterno nell'arco di un ciclo di vita stimato intorno ai 25 anni, i cavi devono essere adeguati a resistere a sollecitazioni quali la prolungata esposizione all'azione dei raggi ultravioletti, sbalzi di temperatura, umidità, gelo, ecc. In particolare, il retro dei moduli, dove spesso vengono fatti passare i collegamenti, può raggiungere temperature piuttosto elevate (fino a 50 °C sopra la temperatura dell'ambiente esterno), che potrebbero danneggiare le guarnizioni. Nella maggior parte

dei casi i cavi sono dunque dotati di un doppio isolamento che, oltre ad evitare problemi di fughe di corrente e contatti diretti e indiretti, deve essere resistente nel tempo all'azione dei raggi UV e degli altri agenti atmosferici.

### *Connessioni*

Per le varie connessioni elettriche che si riscontrano nel generatore vale quanto appena detto per i cablaggi: esse devono essere, cioè, progettate in previsione del loro utilizzo prolungato in ambiente esterno. Generalmente sono protette dalle scatole di giunzione dei moduli oppure vengono realizzate tramite connettori stagni.

Le connessioni, inoltre, devono consentire un'agevole e rapida manutenzione dei dispositivi e, quando necessario, l'asportazione e la sostituzione dei moduli.

### *Diodi*

Durante il periodo di funzionamento del generatore possono presentarsi particolari situazioni che deviano le condizioni operative da quelle normali, con pericolo di danneggiamento delle apparecchiature. In particolare, una cella connessa in serie ad altre, se smette di lavorare nelle normali condizioni operative (per esempio, perché ombreggiata), con conseguente diminuzione della corrente prodotta, può dar vita al cosiddetto effetto *hot spot*. In pratica la cella, anziché come un generatore, si comporta come un carico, surriscaldandosi. Questa eventualità implica due conseguenze:

- ✓ per prima cosa, l'intera serie viene condizionata dall'intensità di corrente più bassa (e cioè da quella generata dalla cella in questione) con conseguente riduzione dell'efficienza complessiva di tutto l'impianto;
- ✓ in secondo luogo l'aumento di temperatura cui si è accennato può arrivare a rendere inservibile la cella, e quindi l'intero modulo.

Alcuni diodi inseriti nell'impianto servono a scongiurare alcuni inconvenienti, come ad esempio evitare che, in impianti connessi ad accumulatori, durante le ore notturne si inverta il normale flusso di corrente, provocando un ritorno dalle batterie ai moduli. Molto spesso, per stringhe caratterizzate da valori di  $V_{OC}$  (tensione di circuito aperto) superiori a 30 V, si adottano anche dei diodi di by-pass, che servono a disconnettere un modulo o una parte di esso in caso di malfunzionamento, creando un percorso alternativo per la corrente elettrica.

### *Dispositivi di sicurezza*

Oltre a quelli appena citati, possono verificarsi, anche se con minore frequenza, altri inconvenienti capaci di causare seri danni. Si possono, infatti, generare sovracorrenti, fughe di corrente, tensioni transitorie associate a scariche per fulminazione. Si deve, allora, prevedere l'inserimento nel generatore di dispositivi di sicurezza (scaricatori di

sovratensioni e varistori di protezione) capaci di proteggere sia i moduli che le apparecchiature elettroniche del controllo di potenza.

### *Sezionatore di circuito*

Poiché il funzionamento del generatore fotovoltaico dipende, più che altro, dalle condizioni atmosferiche, bisogna tenere presente che si tratta di un dispositivo elettrico particolare, che non può essere disattivato a comando. Per questo motivo si devono prevedere dei dispositivi che consentano di disconnetterlo dal carico, dalle batterie o dalla rete. Si inserisce, dunque, nell'impianto un sezionatore di circuito, collocato tra il generatore e l'inverter o il regolatore di carica, apparecchiature che verranno illustrate nel seguito.

### **3.6.2 Gli Accumulatori**

Sempre presenti nei sistemi isolati, gli accumulatori sono invece assenti, come si è detto, in quelli connessi alla rete. Bisogna infatti evidenziare come il loro impiego influisca significativamente sui costi complessivi e venga dunque evitato ove possibile. Negli impianti fotovoltaici, quando siano richieste, si utilizzano speciali batterie elettrochimiche di tipo stazionario, di solito al piombo-acido o più raramente al nickel-cadmio. Per installazioni di ridotte dimensioni e non particolarmente sofisticate (per esempio, piccole installazioni in corrente continua) spesso si ricorre a batterie derivate dall'industria automobilistica che, benché dotate di una scarsa efficienza in relazione a un loro impiego in campo fotovoltaico, hanno il vantaggio di essere economiche e facilmente reperibili.

La presenza del sistema di stoccaggio dell'energia consente di coprire, qualora si presentino, punte di carico anomale rispetto alle normali condizioni operative. In determinati casi, questo può rivelarsi un notevole vantaggio economico, visto che l'unica alternativa potrebbe essere quella di un sovradimensionamento del generatore fotovoltaico, con conseguenti ripercussioni negative sull'economicità dell'intero sistema.

La funzione principale, comunque, è ovviamente quella di garantire la continuità temporale dell'approvvigionamento di corrente elettrica, soprattutto nel caso di assenza o limitata disponibilità di radiazione solare, oppure ancora di malfunzionamento del generatore.

Le batterie, inoltre, possono anche servire a stabilizzare la tensione in uscita del generatore fotovoltaico. Nel caso di piccoli impianti, questa proprietà viene sfruttata per eliminare il sistema di condizionamento della potenza, cioè l'insieme delle apparecchiature necessarie ad adattare la corrente elettrica prodotta alle condizioni qualitative e quantitative richieste dall'utenza.

Le principali caratteristiche che definiscono la qualità di un accumulatore sono:

- ✓ la capacità, espressa in wattora oppure in amperora [Wh, Ah];

- ✓ la tensione nominale [ $V_{CC}$ ];
- ✓ la tensione massima di carica [ $V_{CC}$ ];
- ✓ il peso per unità di energia immagazzinabile, che può variare dai 20 ai 45 kg/kWh;
- ✓ la vita media, che si aggira generalmente intorno ai 7-8 anni;
- ✓ la massima profondità di scarica raggiungibile affinché la batteria non subisca danneggiamenti, definita anche DOD (*depth of discharge*), variabile generalmente tra il 50 e l'80%.

Si può individuare, inoltre, tutta una serie di parametri che l'accumulatore deve soddisfare per essere appropriato all'abbinamento con un sistema fotovoltaico.

Se ne fornisce di seguito una breve sintesi:

#### *Efficienza di carica-scarica*

Costituisce naturalmente il parametro più importante. È definita dal rapporto tra energia fornita dal generatore ed energia immagazzinata dal sistema di accumulo e successivamente estratta da esso e utilizzata. Si rivela di grande importanza che tale valore sia particolarmente elevato (può arrivare fino al 90%), al fine di contenere gli sprechi di un'energia già di per sé piuttosto costosa, come quella fotovoltaica.

Si deve, inoltre, prestare attenzione al valore dell'autoscarica rispetto alla capacità, che si misura su base mensile e con riferimento ad una temperatura di 20°C. Per abbinamenti a impianti fotovoltaici tale valore deve essere solitamente inferiore al 10%.

#### *Durata*

Gli accumulatori, lavorando in regime di frequenti cicli di carica-scarica (secondo un ritmo praticamente giornaliero), sono soggetti a una forte usura. L'arco di vita medio delle batterie è, inoltre, decisamente inferiore a quello dell'intero impianto, cosicché, nel periodo in cui questo rimane in opera, si devono sostituire approssimativamente tre volte gli accumulatori, influenzando significativamente sul costo complessivo dell'energia sfruttabile. In una corretta progettazione vanno dunque privilegiati quei dispositivi che garantiscono un tempo di funzionamento più lungo. In realtà, la valutazione deve essere necessariamente più complessa e deve puntare all'ottimizzazione di tutti i parametri già citati e di quelli successivi allo scopo di individuare la soluzione che fornisca il miglior rapporto costi-benefici.

#### *Resistenza agli sbalzi di temperatura*

A seconda del loro posizionamento, le batterie possono essere più o meno soggette all'effetto delle escursioni termiche associate alle condizioni operative dell'impianto. Si deve comunque prevedere una buona resistenza rispetto a salti termici compresi tra 0 e 50°C.

### *Dimensioni*

È necessario che il sistema di accumulo dell'impianto fotovoltaico si mantenga entro dimensioni tali da non causare ingombro e inutile spreco di spazio. Ciò è particolarmente vero nel caso di applicazioni in campo edilizio poiché, se i moduli possono sostituire elementi dell'involucro integrandosi nella costruzione, gli accumulatori necessitano invece di un volume tecnico apposito, sottraendolo ad altre funzioni.

Gli accumulatori devono essere dunque caratterizzati da un elevato rapporto capacità/volume, che può variare per i dispositivi attualmente disponibili sul mercato tra i 40 e i 400 Wh/l.

### *Manutenzione*

Uno dei punti di forza dei sistemi fotovoltaici è la loro scarsa necessità di manutenzione, fattore che, nella vita utile di un impianto, consente di contenere significativamente i costi di manodopera. Per questo motivo anche il dispositivo di accumulo deve adeguarsi a questa peculiarità.

Allo stato attuale della tecnologia le batterie che maggiormente si confanno alle esigenze appena illustrate sono quelle al piombo-acido, con piastre positive tubolari a basso tenore di antimonio, caratterizzate da ridotta aut scarica, lunga vita (maggiore di 6 anni) e manutenzione ridotta o addirittura nulla. Esse sono dotate, in molti casi, di tappi ricombinatori che permettono di recuperare l'idrogeno e l'ossigeno che si formano durante la carica, riducendo il consumo di acqua distillata e quindi la frequenza dei rabbocchi.

Per il prossimo futuro si prevede la diffusione di sistemi di accumulo più efficienti ed economici, come quelli zinco-bromo o nichel-zinco.

Ancora in fase di sperimentazione, poi, è la possibilità di accumulare l'energia fotovoltaica in eccesso tramite l'impiego di un impianto supplementare a idrogeno, costituito da elettrolizzatore, serbatoio per il gas e cella a combustibile. In pratica si produce idrogeno e ossigeno per elettrolisi dell'acqua, l'idrogeno viene immagazzinato e successivamente inviato nella cella a combustibile che produce elettricità. Nonostante la necessità di approfondimenti e miglioramenti di questa tecnologia, si ritiene da più parti che nell'arco di alcuni anni sarà proprio quest'ultima soluzione a costituire il sistema di accumulo ideale per gli impianti fotovoltaici.

Di seguito vengono riassunte le caratteristiche principali dei differenti dispositivi:

Tipologie di accumulatori per impianti fotovoltaici

Tipo di batteria	Capacità		Temperatura di lavoro °C	Autoscarica %/mese	Durata Cicli a 60-80% DOD	Efficienza di carica scarica %
	Wh/kg	Wh/l				
<b>Teconologia attuale</b>						
piombo - acido	20-45	40-100	- 20 / + 50	2 - 4	200 - 2.000	70 - 80
piombo - acido	10-30	80	- 20 / + 40	2	500	70 - 80
nicel - cadmio	15-45	40-90	- 20 / + 50	2	> 5.000	60 - 75
<b>Medio termine</b>						
nicel - idrogeno	40-60	60-90	- 5 / + 40	15 - 30	3.000 - 6.000	80 - 90
nicel - ferro	22-60	60-150	- 10 / + 50	20 - 40	1.000 - 2.000	40 - 60
nicel - zinco	60-90	120	- 10 / + 60	10	250 - 350	75
sodio - zolfo	100-250	150	/	/	900 - 2.000	75 - 90
zinco - bromo	55-75	60-70	- 10 / + 50	/	600 - 1.800	70 - 75
<b>Lungo termine</b>						
ferro - cromo redox	/	/	0 / + 65	/	20.000	60 - 75
zinco - diossido di manganese	70	160	- 15 / + 65	2	200	/
accumulatori a idrogeno	/	/	- 20 / + 50	0	/	35 - 50

Tabella 3.1: Tipologie di accumulatori per impianti fotovoltaici (IEA, *Photovoltaics in Buildings*, James & James, Londra, 2009)

### 3.6.3 Il Controllo di Potenza

Si è già evidenziato come il campo fotovoltaico sia di fatto un generatore di elettricità in corrente continua, la cui caratteristica tensione-corrente varia in continuazione in relazione soprattutto alle condizioni di irraggiamento solare e temperatura dei moduli.

I carichi applicati, tuttavia, presentano nella pratica caratteristiche più omogenee nel tempo (o, per lo meno, non così marcatamente variabili) e richiedono, in genere, elettricità in corrente alternata a un valore costante della tensione in uscita dal generatore stesso.

Per il corretto funzionamento dell'impianto diviene dunque necessario ricorrere ad un'apparecchiatura capace di stabilizzarne e ottimizzarne le prestazioni.

A questo scopo si impiega un sistema di controllo e condizionamento della potenza, composto da regolatore di carica (quando sia presente il sistema di stoccaggio), inverter e dispositivo di inseguimento del punto di massima potenza, che vengono descritti sinteticamente di seguito.

### *Regolatore di carica*

Se sono previsti degli accumulatori, la loro connessione con il generatore non avviene direttamente, bensì attraverso una particolare apparecchiatura, detta regolatore di carica, che controlla per l'appunto le modalità di carica facendo in modo che le batterie operino nell'ambito dei limiti prescritti per il corretto funzionamento. È necessario, infatti, evitare che i dispositivi di stoccaggio siano soggetti tanto a eccessi di carica per sovrapproduzione da parte del generatore, quanto a livelli di scarica troppo profondi, connessi all'utilizzo prolungato dell'energia in assenza di radiazione solare. Entrambe le eventualità si traducono in fattori dannosi ai fini della funzionalità e della durata, cui possono accompagnarsi ulteriori fattori di rischio. Nelle batterie piombo-acido, per esempio, se durante la carica si supera la tensione di 2,4 V/elemento si possono sviluppare dei gas tossici capaci di formare miscele esplosive, e dunque pericolosi per la salute degli operatori o degli utenti dell'impianto.

Il sistema di controllo di carica è in grado di interrompere il flusso di corrente in entrata quando la tensione ai capi della batteria abbia raggiunto un determinato valore massimo e di ristabilirlo quando si sia toccato nuovamente un certo valore prefissato. Analogamente, il dispositivo impedisce che il voltaggio della batteria scenda al di sotto del livello minimo accettabile, oppure che essa operi per periodi prolungati in condizioni di carica parziale.

Per il prossimo futuro si prevedono interessanti sviluppi nella messa a punto di regolatori di carica di nuova concezione, definiti intelligenti. Queste apparecchiature, già operative a livello di prototipo, dovrebbero adattarsi progressivamente alle caratteristiche degli accumulatori che, come è noto, variano nell'arco della loro vita utile.

Bisogna comunque notare come, in sistemi fotovoltaici semplici e di dimensioni limitate, il regolatore di carica possa venire omissso. In questo caso rimane un solo diodo di blocco (presente in tutti i tipi di impianto) che impedisce la scarica notturna dell'accumulatore sul campo fotovoltaico inattivo.

### *Inseguitore del punto di massima potenza*

In ogni istante in cui il generatore fotovoltaico è operativo, esiste un particolare punto della caratteristica tensione-corrente che corrisponde alla massima potenza estraibile in quel momento, in relazione alle condizioni di soleggiamento e temperatura dei moduli. Naturalmente questo punto continua a variare nel tempo, influenzando sulla produttività dell'impianto.

Allo scopo di massimizzare il rendimento di conversione, l'inverter è dotato di un dispositivo detto inseguitore del punto di massima potenza, o MPPT (*Maximum Power Point Tracker*), che consente di estrarre sempre dal campo fotovoltaico la massima potenza.

Questa apparecchiatura elettronica di interfaccia, posta all'interno dell'inverter, può essere utilizzata, e quindi funzionare, secondo schemi diversi, che dipendono dalle



esigenze di progetto e dal tipo di prodotto. Semplificando, si può dire che essa, variando il suo punto di lavoro, fa in modo che il generatore fotovoltaico “veda” sempre ai suoi capi un carico ottimale per cedere la massima potenza (carico adattato). In sostanza, tramite il MPPT viene variata leggermente la tensione in ingresso all'inverter a intervalli temporali ravvicinati. Se la potenza generata aumenta, la variazione avviene nel senso della precedente, altrimenti in senso contrario, fino a incontrare il punto ottimale cercato.

L'inseguitore del punto di massima potenza è sempre presente negli impianti connessi alla rete, nei quali si trova integrato nell'involucro dell'inverter.

#### *Gruppo di conversione*

Si è visto come il generatore fotovoltaico produca elettricità in corrente continua, convertendo direttamente una frazione dell'energia solare incidente sui moduli. L'utenza collegata, tuttavia, richiede nella maggioranza dei casi corrente alternata, sia che si alimenti direttamente un carico, sia che l'energia venga immessa in rete. Allo scopo di meglio adattarne la produzione al fabbisogno, si collega allora il generatore ad un gruppo di conversione, composto da uno o più inverter. Questi dispositivi, per il loro ruolo di primaria importanza negli impianti fotovoltaici, vengono trattati separatamente di seguito.

### **3.6.4 Inverter**

L'inverter, in sostanza, è un convertitore corrente continua - corrente alternata, atto a trasformare l'energia proveniente dai moduli fotovoltaici in maniera tale da ottenere energia utile, alla tensione ed alla frequenza desiderate. I valori di tensione e frequenza in uscita dal dispositivo, infatti, devono essere compatibili con la rete elettrica cui il sistema fotovoltaico è collegato, sia essa rappresentata da un'utenza isolata dotata di un sistema di accumulo a batterie (*stand alone*), sia essa la rete pubblica di distribuzione alla quale l'impianto è allacciato in parallelo (*grid connected*).

#### *Tipologie di inverter*

Gli inverter più diffusi, destinati prevalentemente ad impianti di piccola e media taglia, come la maggior parte di quelli tipicamente realizzabili nel settore edilizio, sono caratterizzati da condizioni di tensione e frequenza della corrente in uscita pari a quelle della rete pubblica, e cioè 230 V monofase e 50 Hz, oppure 400 V trifase e 50 Hz.

La taglia dell'inverter si può misurare attraverso la massima potenza elettrica in ingresso, lato corrente continua, oppure attraverso la massima potenza in uscita, lato corrente alternata. Generalmente, tra le due si preferisce usare la seconda, visto che rappresenta la massima produttività effettiva ottenibile (ad esempio, un inverter da 2.500 W è un dispositivo in grado di erogare questo valore come massima potenza

elettrica utile). In alternativa si può fare riferimento alla potenza nominale dell'inverter che, in molti casi, si aggira intorno al 90% di quella massima in uscita.

Fino a potenze in uscita intorno ai 6 kW, l'inverter è in genere un'apparecchiatura monofase, atta ad essere collegata in parallelo alla rete monofase, oppure ad una delle singole fasi della rete trifase nel caso di utilizzo di più unità (collegamento a stella). Per potenze superiori, che possono arrivare a diverse centinaia di kW, l'inverter è rappresentato, invece, da una macchina trifase.

Si noti che l'allacciamento di impianti monofase alla rete di bassa tensione è consentito fino alla potenza massima di 6 kW, mentre per gli impianti trifase il limite non è definito ma attualmente di prassi risulta inferiore ai 200 kW. Nel caso di rete in media tensione non è permessa la connessione monofase e spesso la potenza prodotta è piuttosto rilevante, come ad esempio per le centrali a campo aperto. La connessione in media tensione è sicuramente più complessa rispetto a quella in bassa tensione e avviene attraverso una cabina di trasformazione e consegna.

#### *Efficienza di conversione dell'inverter*

Analogamente ad altri componenti del sistema fotovoltaico, anche l'inverter è caratterizzato da una propria efficienza. Questa efficienza non è costante, ma dipende dalle condizioni operative in cui l'apparecchio lavora ed è definita, istante per istante, dalla:

$$\eta_{inverter} = P_{out} / P_{in}$$

in cui:

- $\eta_{inverter}$  rappresenta l'efficienza del dispositivo;
- $P_{out}$  indica la potenza elettrica in uscita in corrente alternata [W];
- $P_{in}$  indica la potenza elettrica in ingresso in corrente continua [W].

Generalmente  $\eta_{inverter}$  è maggiore del 90%, purché la potenza proveniente dal generatore fotovoltaico sia superiore al 10% della sua potenza nominale, cioè per

$$P_{in} / P_n > 0,1$$

in cui  $P_n$  rappresenta la potenza nominale dell'inverter [W].

I prodotti attualmente più diffusi, ad ogni modo, presentano efficienze piuttosto alte. L'inverter più performante raggiunge un'efficienza del 97,8%.

Oltre all'alto rendimento di conversione da corrente continua a corrente alternata, i requisiti che sono generalmente richiesti ad un inverter per applicazioni fotovoltaiche sono:

- ✓ basso consumo in assenza di carico;

- ✓ bassa distorsione armonica;
- ✓ dimensioni e peso limitati;
- ✓ elevata affidabilità.

Gli altri parametri tecnici caratteristici dell'inverter, ritenuti di maggiore interesse ai fini della presente trattazione, vengono elencati sinteticamente di seguito.

#### *Potenza massima d'ingresso*

È la massima potenza in corrente continua, misurata in watt o kilowatt, a seconda della taglia dell'inverter, tollerata da quest'ultimo in entrata. Rappresenta il valore limite che può essere prodotto dalla sezione del generatore fotovoltaico connessa al dispositivo, oltre il quale non si ha aumento della produzione elettrica.

#### *Potenza massima d'uscita*

Rappresenta la massima potenza in corrente alternata, misurata in watt o kilowatt, che l'inverter può erogare, in seguito alla conversione dell'energia proveniente dalla sezione del generatore fotovoltaico ad esso collegata (purché, naturalmente, questa sia adeguatamente dimensionata e funzionante).

#### *Potenza nominale*

Si definisce potenza nominale dell'inverter, in uscita o in entrata, la potenza, in watt o kilowatt, che l'apparecchio è in grado di erogare o assorbire in determinate condizioni di riferimento (indicate generalmente dal produttore) per un intervallo indefinito di tempo. Come già introdotto precedentemente, il relativo valore è in genere leggermente inferiore rispetto a quello della potenza massima in uscita.

#### *Tensione massima d'ingresso*

L'inverter raccoglie una o più stringhe di moduli, ciascuna delle quali non può superare un valore limite di tensione che rappresenta, per l'appunto, la massima tensione d'ingresso, espressa in volt. Il suo valore, per i prodotti più diffusi in commercio, varia all'incirca tra 400 e 1.000 V, a seconda della taglia dell'apparecchio.

#### *Finestra di tensione*

Si definisce finestra di tensione l'intervallo compreso tra il valore di tensione minimo e quello massimo entro cui l'inverter è in grado di effettuare la ricerca del punto di massima potenza del generatore fotovoltaico. Per il corretto funzionamento dell'impianto ed una conversione della potenza con rendimento accettabile, la tensione del punto di massima potenza delle stringhe di moduli collegate all'apparecchio si deve mantenere entro questo range.

*Corrente massima d'ingresso*

Analogamente a quanto avviene per la tensione, esiste un valore limite dell'intensità di corrente in ingresso, espressa in ampere, proveniente complessivamente da tutte le stringhe che confluiscono nell'inverter.

## **Capitolo 4**

# ***Le Tecnologie Fotovoltaiche***

## ***4.1 Introduzione:***

Esistono diversi tipi di celle fotovoltaiche: il mercato propone, infatti, celle in silicio monocristallino, in silicio policristallino, in silicio amorfo e recentemente anche i primi prodotti in film sottile. Le differenze maggiori sono dovute al processo che porta alla formazione della fetta di silicio, detta “wafer”, che costituirà la struttura principale e verrà sottoposta ai successivi trattamenti chimici. Le diverse celle mostrano, in virtù delle loro peculiari caratteristiche, efficienze di conversione molto diverse.

Possiamo distinguere:

- *celle in silicio monocristallino*: sono le più pregiate, hanno un grado di maggior purezza del materiale e garantiscono le migliori prestazioni in termini di efficienza avendo il rendimento più alto, pari al 15%. Si presentano di colore blu scurissimo uniforme e hanno forma circolare o ottagonale, di dimensioni che

vanno dagli 8 ai 12 cm di diametro e 250-350  $\mu\text{m}$  di spessore. Il silicio a cristallo singolo è ottenuto da un processo detto di melting a partire da cristalli di silicio di elevata purezza che, una volta fusi, vengono fatti solidificare a contatto con un seme di cristallo. Il processo di raffreddamento porta alla formazione di un lingotto cilindrico composto da un solo cristallo del diametro di 13-20 cm e con una lunghezza che può raggiungere i 200 cm. Il lingotto viene poi tagliato in lame sottili utilizzando seghe ad alta precisione;

- celle in silicio policristallino: questa tipologia di celle è stata sviluppata negli ultimi anni per riciclare il silicio di scarto dall'industria elettronica. Hanno una purezza minore rispetto ai precedenti e questa loro condizione comporta una minor efficienza visto che il loro rendimento si aggira tra l'11 e il 14%. Si presentano di un colore blu intenso cangiante dovuto alla loro struttura policristallina. Hanno forma quadrata o ottagonale e spessore analogo al precedente tipo. Il wafer multi cristallo si ottiene dalla fusione e dalla successiva ricristallizzazione del silicio di scarto: quest'ultima non avviene in maniera ordinata come accade per il silicio monocristallino, poiché dal bagno fuso si originano più cristalli che crescono contemporaneamente, fino a formare un "pane" che verrà poi tagliato in forma di parallelepipedo. L'accrescimento è più veloce di quello del silicio monocristallino e richiede anche meno energia, ed è proprio per questo motivo che il costo dei pannelli realizzati in silicio policristallino è inferiore a quello dei pannelli in monocristallo, al prezzo di un minor rendimento a parità di superficie;
- tecnologia dei film sottili in silicio amorfo: differisce in maniera sostanziale dai prodotti in cristallino essendo il materiale attivo disponibile in forma di gas e depositato su diversi tipi di superfici di sostegno. La pellicola che si deposita raggiunge uno spessore di pochi micron, a differenza dei 250-350  $\mu\text{m}$  delle celle in cristallo. Una tecnologia di questo genere consente interessanti applicazioni potendosi integrare laddove i più tradizionali pannelli soffrono vincoli dovuti alla loro struttura rigida; tuttavia la tecnologia del film sottile non offre le stesse garanzie di stabilità nel tempo del rendimento delle celle, anche se occorre considerare che i moduli in silicio amorfo presentano spesso caratteristiche che ne consentono usi specifici quali ad esempio l'installazione su strutture flessibili, la composizione in strutture di forma particolare o la costruzione di pannelli srotolabili;
- celle a film sottile: sono composte da strati di materiale semiconduttore (non sempre è presente il silicio), depositati generalmente come miscela di gas su supporti a basso costo (vetro, polimeri, alluminio) che danno consistenza fisica alla miscela. Tra queste tecnologie si sono affermate quelle per la produzione di celle a film sottile in CDTE (telloruro di cadmio), di celle in GaAs (arseniuro di gallio) e di celle in CIS (diseleniuro doppio di rame ed iridio). Queste tecnologie consentono il deposito del materiale attivo in strati molto sottili (5-10  $\mu\text{m}$ ) e presentano alcune peculiarità, tra cui la possibilità ad esempio di realizzare celle

in CIS con deposito su superfici flessibili. Quando gli strati di deposizione del materiale attivo sono più d'uno, si parla di celle multigiunzione. Infatti al fine di migliorare l'efficienza delle celle si utilizzano delle composte, costituite da diversi materiali semiconduttori disposti a strati, uno sull'altro, che permettono di sfruttare le differenti porzioni dello spettro solare convertendole in elettricità. Questa configurazione, che permette di aumentare l'efficienza complessiva della cella, viene anche definita come Split Spectrum Cell o VMJ (Vertical Multijunction Cell). La ricerca attualmente è mirata anche ad esplorare metodi utili ad abbassare il costo delle celle a film sottile prodotte con materiali innovativi, attraverso la produzione di supporti-pellicola meno costosi, lo sviluppo di sistemi per il recupero dei semiconduttori a fine vita delle celle, la realizzazione di film di semiconduttori più sottili.

La tabella seguente riporta le caratteristiche principali dei vari tipi di cella fotovoltaica.

		TIPO PANNELLO				
		Silicio monocristallino	Silicio policristallino	Silicio amorfo	GaAs	CIS
CARATTERISTICHE	Dimensioni lato cella [cm]	8 - 10	12 - 15	variabili	variabili	variabili
	Spessore cella [ $\mu\text{m}$ ]	250 - 350	250 - 350	pochi $\mu\text{m}$	5 - 10	5 - 10
	Rendimento cella	14 - 17 %	10 - 14 %	4 - 6 % singolo 7 - 10 % tandem	25%	8 - 10 %
	Vantaggi	1) alto rendimento 2) stabilità 3) tecnologia affidabile	1) costo minore 2) fabbricazione più semplice 3) migliore occupazione dello spazio	1) buon rendimento in caso di irraggiamento diffuso 2) adatto a supporti flessibili	1) alta resistenza ad alte temperature 2) adatto ad applicazioni aeronautiche	1) molto stabile 2) utilizzabile su substrati flessibili
	Svantaggi	1) costo 2) elevata quantità di materiale necessario 3) complessità di produzione	1) minor rendimento 2) sensibilità alle impurità	1) basso rendimento complessivo 2) degrado iniziale delle prestazioni 3) scarsa stabilità negli anni	1) tossicità 2) scarsa disponibilità del materiale 3) costi estremamente elevati	1) tossicità
Costi medi [€/kW <sub>p</sub> ]	5.400	4.500	3.600	n.d.	6.500	

Tabella 4.1: Caratteristiche delle diverse tecnologie di celle fotovoltaiche

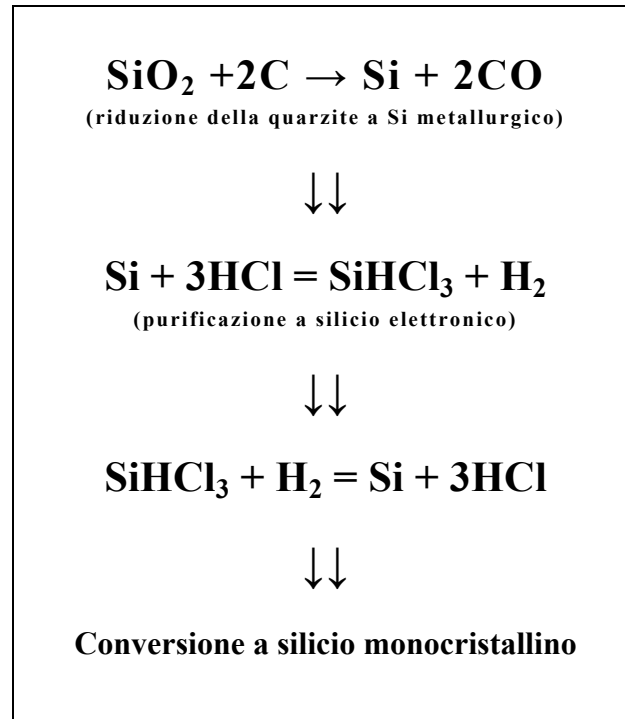
### *Le reazioni e i vantaggi del Silicio*

Nel 2007, il mondo del solare fotovoltaico era caratterizzato dall'uso prevalente del silicio.

Diversi sono i motivi alla base di questa sua diffusione, ma tra i principali dobbiamo obbligatoriamente indicare quelli legati alla sua abbondanza in natura, la non tossicità, la facilità di lavorazione e il fatto che tale tecnologia sia stata interamente sviluppata dall'industria dell'elettronica. Un wafer di silicio (monocristallino o policristallino) ottenuto dagli scarti di lavorazione dell'elettronica industriale, costituisce il cuore di oltre il 90% dei moduli fotovoltaici venduti attualmente. La forte dipendenza dell'industria fotovoltaica dall'industria dei semiconduttori, per anni ha frenato massicci investimenti nella produzione di silicio dedicato al fotovoltaico e il parallelo sviluppo

del settore. Dopo un lungo periodo caratterizzato da una progressiva diminuzione del prezzo della materia prima, negli ultimi anni si è assistito ad una controtendenza caratterizzata da un aumento del costo delle celle e dei moduli fotovoltaici. Il passaggio da una produzione di cella dedicata e non più derivata, dovrebbe portare nel prossimo futuro ad un costo €/Watt concorrenziale a quello delle altre fonti rinnovabili.

L'iter di lavorazione che conduce alla trasformazione della quarzite in silicio monocristallino per l'industria fotovoltaica è schematizzato nel diagramma seguente:



*Figura 4.1: Iter di lavorazione del silicio*

Per ottenere celle monocristalline, si parte da un bagno fuso di silicio puro, in cui viene immerso un seme di silicio monocristallino. Vengono ottenuti due lingotti di silicio di lunghezza fino a 2 m e diametro 4 pollici, che vengono successivamente squadrati e tagliati in sottili wafer dallo spessore di 180-350  $\mu\text{m}$ .

Una volta tagliati, i wafer circolari così ottenuti devono essere poi squadrati, in modo da consentire la realizzazione di celle fotovoltaiche con efficienze dell'ordine del 16-18%. Tale modalità di produzione è caratterizzata da un elevato costo di processo.

Il procedimento industriale che porta alla produzione dei wafer di silicio policristallino è di più recente concezione. Si parte sempre da un bagno fuso di silicio purificato che viene fatto raffreddare in lingotti (parallelepipedi): i cristalli non hanno una direzione preferenziale di crescita, di qui la definizione di struttura policristallina. Una delle problematiche legate a questa tecnologia è rappresentata dal fatto che durante la fase di solidificazione all'interfaccia fra un grano e l'altro, possono depositarsi delle impurità che ostacolano il flusso della corrente, abbassando l'efficienza di conversione



fotovoltaica. La creazione di più centri di aggregazione nel cristallo rispetto a quelli ottenibili con il silicio monocristallino, permette di ottenere un aspetto sfaccettato e tonalità di colore diverse. A valle del processo produttivo più economico rispetto al caso della cella monocristallina, si ottengono però celle policristalline con un valore di efficienza più basso, dell'ordine del 14-16%.

Per quanto riguarda la struttura di una cella fotovoltaica, indipendentemente della tipologia di silicio utilizzato per la sua fabbricazione, essa assume una struttura standard a livelli: nella parte superiore della cella viene realizzata una griglia metallica, la quale deve adempire al duplice ruolo di massimizzare la cattura degli elettroni liberi all'interno della parte attiva e minimizzare l'ombreggiamento della cella. In genere tale metallizzazione è caratterizzata da due collettori principali a tanti rebbi trasversali.

Nel livello sottostante si trova la strato antiriflettente, realizzato normalmente con trattamento ARC (Anti Reflective Coating) in ossido di titanio evaporato sotto vuoto, che limita la radiazione incidente persa per riflessione sulla superficie della cella fotovoltaica. Lo spessore dello strato antiriflesso porta alla realizzazione di celle con colori variegati. Nella parte posteriore della cella, si trova invece applicato il secondo contatto della giunzione, realizzato attraverso una metallizzazione uniforme allo scopo di ridurre le resistenze dovute ai contatti ohmici.

I moduli sono di solito venduti in base alle loro prestazioni di picco ( $W_p$ ), relative alle seguenti condizioni di lavoro (STC):

- Irradiazione diretta di  $1000 \text{ W/m}^2$  (valore estremamente elevato);
- Temperatura di  $25^\circ\text{C}$ ;
- Spettro solare di tipo AM 1,5 (Air Mass 1,5) corrispondente alla posizione solare con un angolo di  $48,2^\circ$  al livello del mare.

In condizioni di irradiazione reale, questa potenza di picco è raggiunta raramente, dal momento che la temperatura dei moduli irradiati è di solito nell'intervallo  $40\text{-}60^\circ\text{C}$  (specialmente nel caso di moduli integrati architettonicamente), mentre le ore di irradiazione pari a  $1000 \text{ W/m}^2$  corrispondono a circa l'1% delle ore di sole totale.

Inoltre la tipologia di spettro solare cambia continuamente al variare delle condizioni climatiche. La luce diffusa, per esempio prevale quando il cielo è nuvoloso o durante il mattino o la sera. Nell'Europa settentrionale e centrale la maggiore parte della radiazione solare è composta da luce diffusa (più del 50% dell'intera radiazione solare): a Madrid, ad esempio, la frazione di luce diffusa rappresenta il 33% del totale.

Per vedere quale sarà l'energia prodotta da un modulo o da un impianto fotovoltaico con una data potenza nominale si rende allora necessario valutare il comportamento dei moduli in diverse condizioni climatiche.

In generale, i moduli fotovoltaici a film sottile mostrano prestazioni migliori dei pannelli convenzionali basati sul silicio cristallino in condizioni climatiche reali di luce diffusa. Inoltre, dal momento che principalmente è il costo unitario per Watt a determinare la competitività di una tecnologia fotovoltaica, si prevede che se lo sviluppo delle tecnologie a film sottili continuerà la sua crescita esponenziale, esse potranno dominare nel settore del fotovoltaico perché mostrano potenzialità maggiori di produzione e basso costo.

Le tecnologie basate sul silicio, diffuse in tutto il mondo, attualmente dominano il mercato FV con una quota intorno al 94% del totale, essendo la tecnologia a film sottile al 6% nel 2007.

Il silicio cristallino ha storicamente dominato l'industria del fotovoltaico grazie alla sua larga disponibilità, vita utile e affidabilità. Il costo unitario dell'energia prodotta con questa tecnologia è diminuito del 20% a ogni raddoppio della potenza complessivamente installata.

### Prezzi sul mercato a pronti, per moduli con celle in silicio policristallino

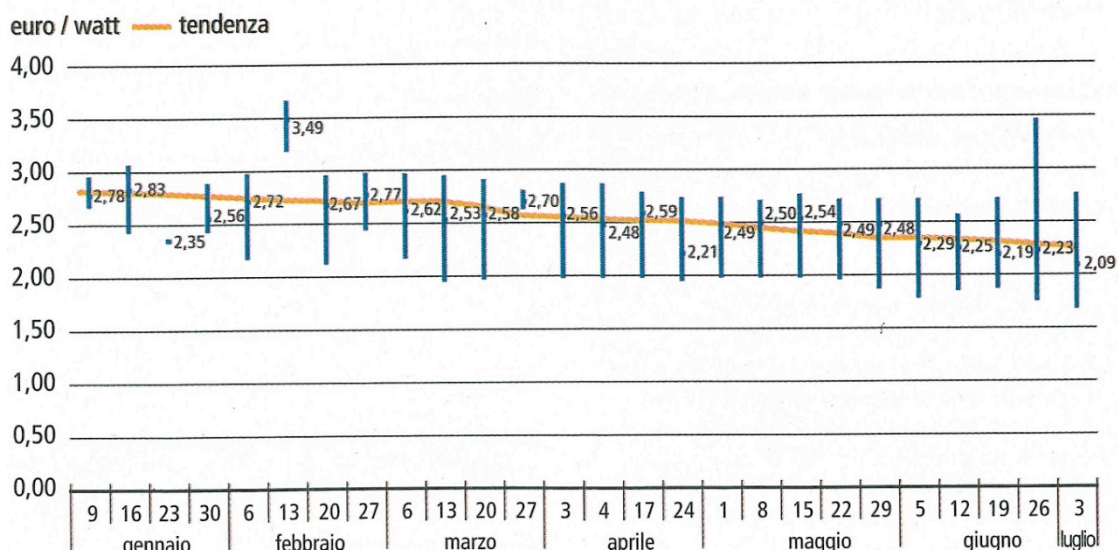


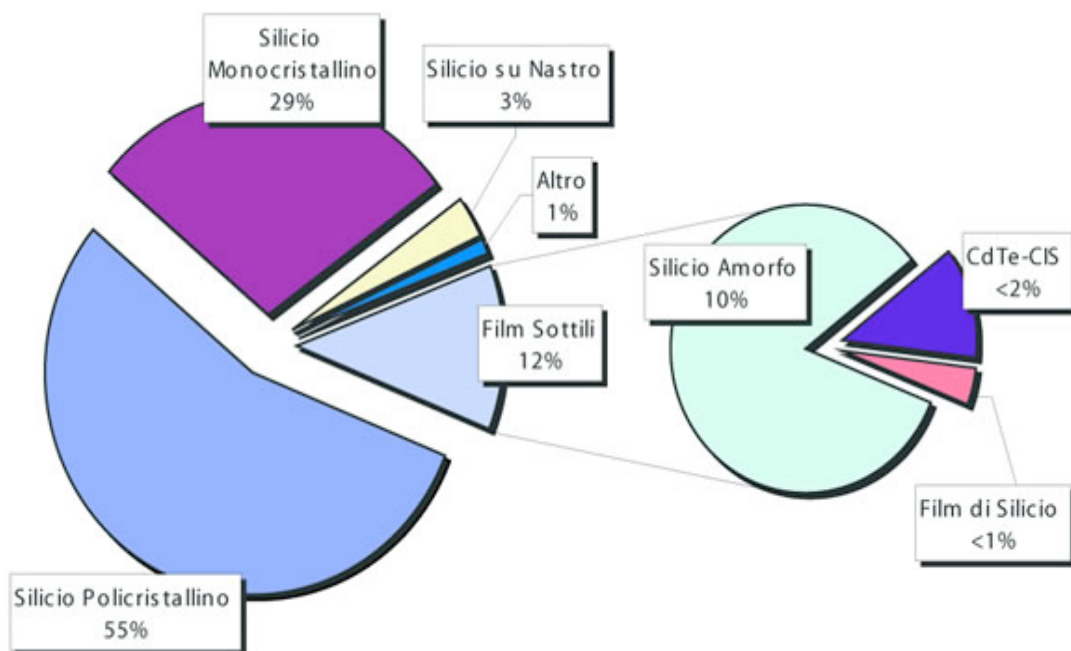
Figura 4.2: Andamento dei prezzi dei moduli in silicio policristallino

L'aumento della domanda ha fatto crescere gli investimenti di capitale nell'innovazione di prodotto e di processo. I wafer diventano sempre più sottili ed estesi: dai 400  $\mu\text{m}$  di spessore del 1990 si è passati ai 200  $\mu\text{m}$  del 2006 mentre la superficie negli stessi anni è più che raddoppiata, passando da 100 a 240  $\text{cm}^2$ ; l'efficienza dei moduli è aumentata dal 10% del 1990 al 15,5% medio odierno.

In questo contesto, il fattore chiave che ha permesso il decollo delle nuove tecnologie a film sottile è stata la carenza di silicio policristallino, che ebbe inizio nel 2004. Nel 2006, per la prima volta, più del 50% della produzione mondiale di silicio policristallino è stata infatti destinata al mercato del fotovoltaico, invece che al mercato dei microchip elettronici.

In generale, secondo le previsioni il fotovoltaico a film sottile coprirà il 35% del mercato fotovoltaico globale già nel 2015, corrispondente a circa 7,2 miliardi di dollari, contro il miliardo di dollari corrente. Di tale cifra, la frazione del fotovoltaico che impiega film sottili stampati supererà i 3 miliardi di dollari, dal momento che questo tipo di tecnologia offre la possibilità di abbassare i costi di produzione del 75% riducendo gli scarti di produzione e aumentando radicalmente la redditività del capitale investito.

Le attuali proiezioni mondiali di stima di produzione del fotovoltaico a film sottile sono più di 3700 MW, con una capacità produttiva stimata in 1127 MW negli Stati Uniti, 1312 MW in Giappone, 793 MW in Europa e 472 MW in Asia.



*Figura 4.3: Distribuzione percentuale della produzione di moduli fotovoltaici per le diverse tecnologie*

Se paragonate alle tradizionali tecnologie, quelle a film sottile danno prodotti che mostrano prestazioni simili, ma con significativi vantaggi nei processi produttivi:

- Minore consumo diretto ed indiretto di materiali;
- Meno step produttivi, e automatizzati;
- Progettazione integrata – assenza di assemblaggio di singole celle solari in prodotti finali.

Infatti mentre il processo produttivo tradizionale include più di 24 passaggi per trasformare la materia prima (il polisilicio) in moduli completi, la produzione dei moduli in film sottile richiede, al più, la metà degli step produttivi.

I circuiti fotovoltaici film sottile richiedono infatti la deposizione di tre strati di materiale diverso:

- una base che funga da elettrodo;

- un layer semiconduttore;
- un conduttore trasparente che lasci passare la radiazione.

La connessione in serie tra le celle nel circuito e la laminazione di un film vetroso danno luogo all'assemblaggio complessivo del modulo finale.

Il mercato del fotovoltaico a film sottile viene trainato dai suoi vantaggi competitivi:

- basso costo;
- possibilità di produrre i film su substrati flessibili e di integrarli sia su pareti che sui tetti.

Queste proprietà consentono al consumatore di avere un tetto che produce energia elettrica pulita e che migliora significativamente le performance termiche della struttura isolando efficacemente gli ambienti interni. La parte di radiazione solare non assorbita dal tetto fotovoltaico viene riflessa efficacemente evitando di riscaldare il tetto e le stesse celle solari in a-Si che così aumentano la loro produttività energetica.

Gli investitori e gli imprenditori concordano nel riconoscere che il fotovoltaico è entrato in una fase di conquista del mercato generalista. Ma al contrario dei prodotti di largo consumo, non si affermerà soltanto una tecnologia vincente caratterizzata dai costi più bassi, perché i consumatori richiederanno prodotti diversi, a seconda delle esigenze. Pertanto, i vantaggi competitivi sul mercato saranno determinati dalla combinazione tra costi e caratteristiche del prodotto che nei vari mercati guidano le scelte dei clienti.

## Nuove tecnologie: Film Sottile

### 4.2.1 Celle in Silicio Amorfo (A-Si)

La tecnologia a film sottile basata su silicio amorfo offre una alternativa potente per ridurre i costi dei moduli solari tradizionali e ottenere al contempo prestazioni migliori in molte condizioni reali di irradiazione in esterno. Una lega in a-Si assorbe la luce più efficacemente del corrispettivo Si cristallino, per cui lo spessore della cella solare in a-Si può essere ridotto fino 300 volte abbassando significativamente il costo dei materiali. Un passaggio chiave nello sviluppo del a-Si è stata nel 1997 l'introduzione dei moduli a tripla giunzione che forniscono livelli di efficienza e stabilità relativamente elevati ( con efficienze di cella intorno all'8,5% e di moduli intorno al 10%). La cella a tripla giunzione sfrutta al meglio tre colori della luce solare, dalle alte alle basse frequenze, consentendo una resa massima alla produzione annua di energia.

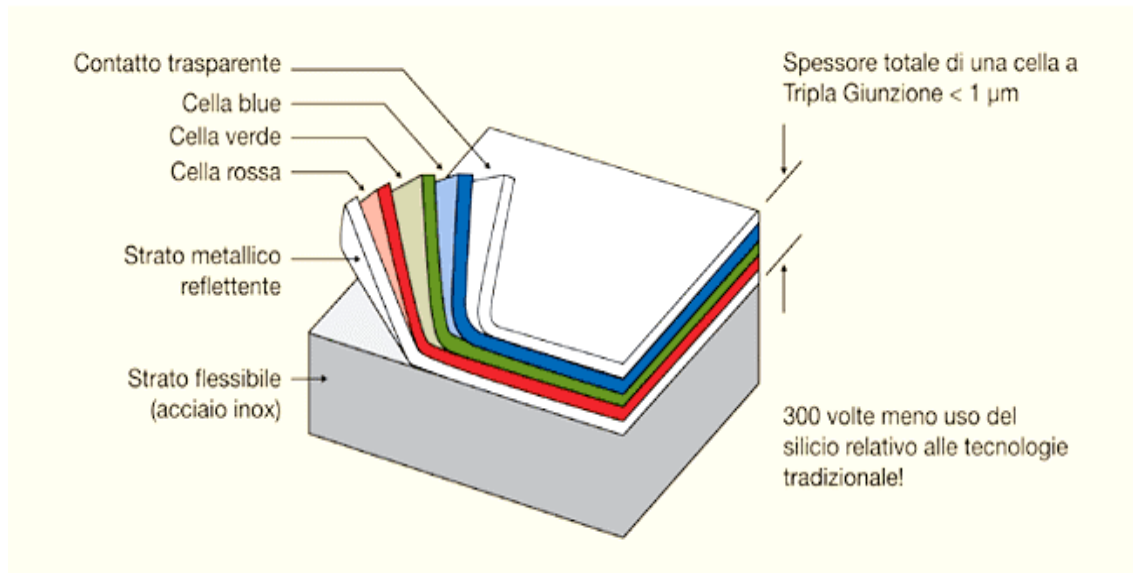


Figura 4.4 : Stratificazione di una cella fotovoltaica in silicio amorfo (A-Si)

Nella cella a tripla giunzione vengono stratificate tre celle con diverso bandgap ( che assorbono cioè radiazione a diverse lunghezze d'onda): nella parte alta del pannello è presente uno strato che assorbe la frequenza blu della radiazione solare, costituito da una lega in a-Si con bandgap di 1,8 eV; lo strato centrale è costituito da una lega fra silicio (85-90%) e germanio (10-15%) amorfa con bandgap di 1,6 eV, ideale per l'assorbimento della radiazione verde; lo strato inferiore, costituito da una lega in a-SiGe con una percentuale di germanio più alta (40-50%), dà luogo a un bandgap di 1,4 eV , ideale per assorbire le radiazioni rossa e infrarossa.

Tipicamente, una cella interamente in silicio amorfo a tripla giunzione è depositata su un substrato flessibile in acciaio inossidabile tramite un processo di deposizione del vapore *roll-to-roll* condotto a basse temperature. Un rullo scorre in continuo passando

attraverso quattro macchine completano la fabbricazione della cella solare: una macchina lava preliminarmente i rulli; un secondo macchinario deposita tramite *sputtering* uno strato riflettente in Al/ZnO; successivamente ha luogo la deposizione dei tre strati in lega di a-Si e Ge; per finire una macchina deposita un rivestimento in ossido di indio e stagno (ITO).

Una volta che il materiale costituente la cella è stato dotato di adeguati elettrodi, le celle vengono incapsulate in polimeri stabili sotto radiazione UV e resistenti agli agenti atmosferici. Questo processo di laminazione incorpora un fluoropolimero sul lato superiore del pannello, mentre il lato inferiore è rifinito tramite materiale adesivo in poliestere. La flessibilità inerente del laminato che ne risulta, così come la curabilità della cella incapsulata, dà vita a un modulo fotovoltaico leggero, che ha una vasta gamma di applicazioni, dal caricamento di batterie all'utilizzo in sistemi su larga scala connessi in rete.

I risultati di test prolungati condotti in maniera indipendente in condizioni reali hanno dimostrato infatti una degradazione dei moduli basati sulla tecnologia a tripla giunzione, in a-Si, inferiore all'1% annuo, approssimativamente la stessa di quella che si ha per i pannelli fotovoltaici in silicio cristallino. Ma mentre il coefficiente termico per le celle fotovoltaiche cristalline è una costante negativa pari a circa  $-0,5\%/^{\circ}\text{C}$ , il coefficiente termico nel caso di celle a tripla giunzione è pari solo a  $-0,21/^{\circ}\text{C}$ .

Questo risultato, unito alla grande produttività del processo manifatturiero e al basso costo dei materiali, abbassa il costo di produzione dell'energia fotovoltaica e fa sì che il tempo di ritorno dall'investimento (payback time) degli acquirenti sia di molto inferiore (anche il 50%) rispetto a quello che si ha installando la tecnologia convenzionale.

Il film sottile fotovoltaico che ne risulta è capace di assorbire una percentuale maggiore di energia incidente, e questo è uno dei punti chiave che consente di avere maggiore produzione di energia, in particolare a livelli più bassi e in condizioni di luce diffusa.

#### **4.2.2 Celle al CIGS**

Il *diseleniuro di rame, indio e gallio* (CIGS,  $\text{Cu}(\text{In}, \text{Ga})\text{Se}_2$ ) ha mostrato subito le proprie potenzialità applicative, dando luogo fin dagli anni Sessanta a celle con efficienze superiori a quelle ottenibili con celle fotovoltaiche a film sottile in silicio amorfo. In particolare, le celle solari e i moduli costituiti da CIGS hanno raggiunto, rispettivamente, efficienze del 19,5% e del 13%. Allo stesso modo celle e moduli basati su CdTe (Tellurio di cadmio) si attestano al 16,5% e al 10,2%. Il film sottile in CIGS appartiene alla classe delle calcopiriti, i cui bandgap possono essere modificati scegliendo tra In, Ga e Al (cationi del gruppo III) e tra anioni di Se e S. Si può così ottenere una vasta gamma di bandgap, utilizzando combinazione di differenti composizioni, e dal momento che il range dei bandgap di interesse per questa categoria è

compreso tra 1 e 1,7 eV, le celle solari basate su CIGS offrono la versatilità richiesta dal caso.

Con un'efficienza del 19,5% in condizioni standard di test, su scala di laboratorio, la migliore tra le celle CIGS è efficiente più o meno come la migliore cella in silicio policristallino.

In tabella, dove si fa un confronto tra l'efficienza e la potenza sviluppata dai diversi moduli commercializzati (in CIGS, CIGSS, che si differenziano rispetto alle prime per l'aggiunta di piccole quantità di zolfo, e CdTe), evidenzia che i moduli CIGS e CdTe hanno prestazioni molto simili a quelle del silicio policristallino.

Compagnia	Tecnologia	Superficie[cm <sup>2</sup> ]	Efficienza[%]	Potenza[W]	Data
<b>Global Solar</b>	CIGS	8390	<b>10,2</b>	88,9	05/05
<b>Shell Solar</b>	CIGSS	7376	<b>11,7</b>	86,1	10/05
<b>Würth Solar</b>	CIGS	6500	<b>13,0</b>	84,6	06/04
<b>First Solar</b>	CdTe	6623	<b>10,2</b>	67,5	02/04
<b>Shell Solar GmbH</b>	CIGSS	4938	<b>13,1</b>	64,8	05/03
<b>Antec Solar</b>	CdTe	6633	<b>7,3</b>	52,3	06/04
<b>Shell Solar</b>	CIGSS	3626	<b>12,8</b>	46,5	03/03
<b>Showa Shell</b>	CIGS	3600	<b>12,8</b>	44,15	05/03

*Tabella 4.2 : Prestazione dei diversi moduli fotovoltaici flessibili in commercio (riprodotto da Rau U., Schock H.W., 1999)*

Le aziende produttrici di moduli CIGS inizialmente hanno puntato a raggiungere una efficienza del 12-15%, come buon compromesso tra prestazioni e costi. Anche mantenendosi in questo range, i moduli CIGS sono efficienti come i moduli in silicio cristallino in vendita oggi. Per fare un paragone, il tipico modulo a film sottile in a-Si ha una efficienza nominale che si attesta tra il 6,2% e il 6,4%, cioè la metà di quella caratteristica dei moduli CIGS.

Inoltre, poiché non ha luogo alcun processo intrinseco che porti a una drastica diminuzione delle prestazioni di queste celle, le CIGS vengono anche esse vendute con una garanzia di 25 anni. Al contrario dei pannelli in silicio cristallino, queste celle spesso migliorano le loro prestazioni col passare del tempo, durante le condizioni operative reali; la struttura del reticolo cristallino viene rigenerata durante il funzionamento grazie alla presenza del rame.

All'inizio del 2000 un report approfondito indicava che, per superare gli ostacoli per una produzione su larga scala delle celle basate su tecnologia CIGS, fosse necessario un aumento del bandgap dei materiali utilizzati per ottenere potenziali di cella maggiori e giustificare così la complessità dei materiali di base utilizzati. Questo è proprio quello che è stato fatto dalla Nanosolar che alla fine del 2007 ha messo in commercio i primi moduli prodotti utilizzando un inchiostro al CIGS che permette di stampare il semiconduttore come un film sottile su un supporto flessibile.

Ancora una volta, anche con il CIGS la tecnologia a stampa riesce ad assicurare una produttività del processo elevatissima (1 modulo al minuto) e, utilizzando un solo macchinario, consente una produzione globale di 10 MW annui sotto forma di celle al CIGS stampate su foglio di alluminio.

Il nuovo inchiostro, che consente di avere efficienze superiori al 12%, è costituito da una miscela omogenea di nanoparticelle, stabilizzate da una dispersione organica. L'elevata stabilità chimica garantisce che i rapporti atomici dei quattro elementi costituenti siano mantenuti costanti nel momento in cui l'inchiostro viene stampato, anche per grandi aree di deposizione.

Questo aspetto è fondamentale per ottenere un semiconduttore di alta qualità fotovoltaica; il processo è molto meno costoso delle tipiche deposizioni sotto vuoto che si utilizzano per depositare film sottili omogenei.

Come tutti i processi continui, anche questo presenta il vantaggio che, fatti salvi i primi metri di deposizione, la parte restante del rullo di alluminio (largo metri e lungo chilometri) sia perfettamente uniforme grazie alle condizioni stazionarie di produzione che vengono rapidamente raggiunte. Così non avviene, invece, nella produzione discontinua dei wafer di silicio cristallino e anche nella realizzazione di moduli a film sottile supportate sul vetro, che richiedono movimentazione individuale dei singoli moduli (con aumento dei costi) e variabilità indesiderabili nel processo. Inoltre in questo caso si hanno spesso problemi di qualità, legati a disuniformità e/o difetti puntuali.

I moduli solare sono quindi prodotti con macchine a stampaggio che depositano uno strato di nano-inchiostro assorbente su di un sottile foglio metallico come l'alluminio.

La cella solare è realizzata depositando un film di molibdeno (che fa da elettrodo) sul supporto d'alluminio, sul quale è successivamente depositato lo strato attivo di inchiostro CIGS, seguito da uno strato costituente l'eterogiunzione in CdS, e infine da un film di ossido di zinco trasparente (contro elettrodo). L'utilizzo dell'alluminio come supporto assicura una elevata conducibilità (20 volte più elevata, ad esempio, di quella dell'acciaio inossidabile) e consente una riduzione notevole dei costi, evitando di depositare separatamente uno strato posteriore che funga da elettrodo (come è richiesto nel caso di supporti non conduttori come il vetro).

Infatti, un'altra ragione fondamentale del costo ridotto dell'elettricità solare sviluppata da questa tecnologia risiede nella capacità di fornire pannelli solari ad elevata potenza prodotta con correnti 5-10 volte maggiori di quelle delle altre tecnologie sul mercato odierno, riducendo drasticamente le perdite di efficienza nei sistemi elettrici solari che hanno un impatto importante sui costi dei sistemi fotovoltaici.



### 4.2.3 Celle al CdTe

Il CdTe è in grado di convertire energia solare in elettricità con un'efficienza comparabile con quella ottenibile dalla tecnologie basate sul silicio cristallino, ma utilizzando solo l'1% del materiale richiesto dall'uso del Si. Il bandgap energetico del tellurio di cadmio, pari a 1,45 eV, si adatta bene allo spettro solare e quindi permette di convertire più energia dallo spettro solare rispetto al bandgap più basso del silicio (1,2 eV). Inoltre il CdTe è un semiconduttore a *gap diretto*, il che significa che l'assorbimento è molto più efficiente di quanto non avvenga con il silicio. Infine il coefficiente di assorbimento per la luce visibile ( $>10.000 \text{ cm}^{-1}$ ) fa sì che pochi  $\mu\text{m}$  di spessore vengano assorbiti più del 90% dei fotoni incidenti. Nel dispositivo reale costituente la cella solare reale, questo bandgap varia a causa dell'interazione con il CdS, ( con bandgap pari a circa 2,4 eV), partner dell'eterogiunzione nel processo di fabbricazione adattandosi a quest'ultimo e andando a costituire la differenza di potenziale che è il vero motore del dispositivo fotovoltaico.

### 4.2.4 Celle al CIS

Analoghi a quelli al CIGS, i moduli CIS usano celle al *diselenuro di rame e indio* ( $\text{CuInSe}_2$ ) capaci di assorbire su un vasto spettro di luce e garantire una notevole potenza sviluppata, anche in condizioni meteorologiche che non favorevoli. Grazie alla loro elevata affidabilità e vita utile, i moduli solari CIS sono adatti alla maggior parte delle applicazioni (su piccola e grande scala) e per irradiazione solare di intensità variabile.

I moduli hanno un'efficienza intorno al 12% i, ma il valore massimo del 13% (in condizioni standard) è stato già raggiunto. Con moduli standard di circa 85 w. Dopo una prima fase di ottimizzazione si è passati alla realizzazione dei moduli che mostravano una efficienza superiore all'8% già nel 2001, aumentata fino al 9-10% nel 2002, all'11% nel 2003 e all'11,5% nel 2004 e 2005. Entro il 2010 potranno essere ottenuti valori del 14-15% di questa tecnologia inorganica, anche mantenendo tipologie di processo e sistemi di produzione attuali.

Anche in questo caso, il paragone tra la tecnologia CIS con i moduli in silicio mono e policristallino in condizioni reali indica rese energetiche superiori della prima. La resa kWh/kW<sub>p</sub> dell'impianto CIS è la più elevata, anche se confrontata con impianti in silicio monocristallino di qualità notevole, grazie alle buone prestazioni anche in condizioni di illuminazione più bassa e dei migliori (cioè inferiori) coefficienti di temperatura.

In generale, l'aspetto estetico (dovuto soprattutto al colore nero matto) dei nuovi moduli e la loro adattabilità, per quanto riguarda dimensioni e forme, li rendono elementi architettonici di pregio proponendoli per soluzioni di design eleganti e funzionali. Infatti i moduli al CIS sono particolarmente indicati per l'integrazione a misura in prodotti usati nella vita quotidiana oltre che per l'integrazione architettonica.

Un successivo miglioramento si otterrà sostituendo il substrato vetroso con materiali flessibili, come per esempio fogli di metallo o plastica, ma i risultati in laboratorio non sono ancora sufficientemente avanzati da poter essere trasportati alla produzione.

### *Confronto tra tecnologie a film sottile*

Introdotta le varie tecnologie a film sottile, è interessante fare un paragone in funzione della grandezza del dispositivo sulle quali sono depositate e composte, notando come più aumentano dimensioni e collegamenti, più l'efficienza decade.

Tenendo conto che nel caso dei moduli fotovoltaici effettivamente presenti sul mercato, le efficienze hanno normalmente valori più bassi di circa l'1-3%, notiamo che rispetto alle prestazioni stabilite dagli altri materiali, generalmente CIS e CdTe presentano prestazioni maggiori sia in laboratorio che su scala industriale.

Ad eccezione della tecnologia CIS, che ha un comportamento molto simile al silicio cristallino, tutte le tecnologie in silicio amorfo sono caratterizzate da prestazioni per lo più stabili anche in presenza di un aumento della temperatura. In tutti quei casi dove saranno richieste integrazioni architettoniche con mancanza di ventilazione o in paesi dal clima molto caldo, l'utilizzo della tecnologia a film sottile potrebbe essere molto indicata.

### **4.3 Questioni ambientali ed economiche**

Molte tra le tecnologie fotovoltaiche inorganiche a film sottile fanno uso di metalli rari come l'indio; altre usano sali di cadmio ( CdSe, CdS, CdTe), che allo stato elementare è un metallo altamente tossico e inquinante. Un'analisi geologica effettuata dall' *United States Geological Survey* (USGS) stima che solo negli stati uniti l'uso dell'Indio è aumentato del 10% nel 2006 ( e del 15% nel 2005), importato da Cina, dal Canada e dal Giappone.

Considerando la stima del USGS per le riserve mondiali primarie di Indio (circa 6.000 tonnellate) e lo stato corrente di consumo dell'indio per lo sviluppo di tecnologia (480-500 tonnellate annue), si può capire come nell'arco di 12-13 anni le prospettive saranno assai problematiche, il riciclo sarà allora la sola strada perseguibile per poter contare sull'indio a lungo termine. Dal momento che la richiesta di indio aumenta a un tasso del 40% annuo, a partire dal 2002 (anno in cui la produzione era in eccesso rispetto alla richiesta), il prezzo del mercato del metallo è cresciuto enormemente.

Questo indica che la produzione futura di moduli innovativi come quelli CIS e CIGS potrebbe essere radicalmente influenzata da una carenza del metallo, molto di più di quanto è avvenuto nell'industria del fotovoltaico tradizionale a partire dall'inizio del 2000, quando iniziò a scarseggiare silicio policristallino.

Sia il Cd sia il Te, d'altra parte, sono elementi abbondantemente presenti in natura, che permettono di avere produzioni annuali di svariati GW. A differenza delle pile nichel/cadmio che contengono cadmio metallico, i moduli fotovoltaici basati su CdTe/CdS non presentano rischi ambientali né di sicurezza.

Sia il cadmio che il tellurio presenti nel CdTe hanno origine come prodotti secondari nell'industria mineraria, rispettivamente dallo scarto della fusione dello zinco e dal processo di raffinazione del rame. Essendo il cadmio un sottoprodotto dello zinco, viene

continuamente prodotto nel momento in cui si estrae zinco e rame, perciò anche se non viene consumato o utilizzato.

La produzione annuale negli ultimi 30 anni si è attestata tra le 16 e le 20 migliaia di tonnellate all'anno, molto più elevata della domanda per cui il cadmio prodotto in eccesso viene semplicemente immagazzinato. Il tellurio di cadmio è un composto stabile, insolubile e non volatile: si può toccare senza avere rilascio di cadmio. Il problema, invece, potrebbe sorgere se il CdTe si decompose in acqua o in atmosfera, ma è stata provato che rompendo il modulo e lasciandolo per diversi mesi in acqua o in terra le quantità di cadmio rilasciato non superano il limite consentito, mantenendo l'acqua potabile.

In atmosfera il cadmio si decompone a temperature che superano i 1000°C, temperature raggiungibili solo in casi di grandi incendi e non in caso di normali installazioni private. Inoltre è stato sperimentato (utilizzando moduli veri) che in caso estremo il Cd non riuscirebbe ad essere rilasciato nell'aria perché verrebbe inglobato dal vetro che fonde a temperature inferiori bloccandone la fuoriuscita. La produzione di CdTe è quindi un metodo di sequestro del cadmio dall'ambiente piuttosto che di rilascio, in quanto viene trasformato in un materiale inerte e non tossico.

Nell'epoca dell'ipercompetizione, basare le stime dei costi futuri sull'andamento di quelli passati può portare spesso a previsioni errate. Soprattutto, le compagnie che producono moduli fotovoltaici di ultima generazione a film sottile, per poter sfruttare vantaggi intrinseci di questa tecnologia utilizzando poco presenti in natura, tenderanno, piuttosto che a vendere i moduli solari, a vendere l'energia prodotta da essi, mantenendo cioè il loro possesso, e fornendo servizi di manutenzione, recupero e riciclaggio nell'arco del servizio stipulato tramite contratto. Questo diminuirà i rischi connessi con le forniture, migliorerà la produttività e incentiverà l'innovazione.

## ***Capitolo 5***

# ***Guida al Conto Energia***

## ***5.1 Premessa***

In Italia, dal settembre 2005, è attivo il meccanismo d’incentivazione in “conto energia” per promuovere la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.

Per trattare questo argomento, faremo riferimento alla terza edizione della Guida al Conto Energia. La guida è un agevole e completo strumento di consultazione per coloro che intendono realizzare un impianto fotovoltaico e richiedere gli incentivi.

Il documento è stato elaborato dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE)<sup>1</sup> in collaborazione con gli uffici tecnici dell' 'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (nel seguito AEEG o Autorità)<sup>2</sup>, in particolare per quanto riguarda le indicazioni relative alla vendita dell'energia, alla connessione degli impianti alla rete elettrica e alla misura dell'energia prodotta.

La guida presenta le innovazioni introdotte dal nuovo DM 19/02/07, le indicazioni generali per la realizzazione e la connessione dell'impianto alla rete e le modalità da seguire per richiedere l'incentivazione al Gestore dei Servizi Elettrici Spa.



---

<sup>1</sup> GSE S.p.a. (Gestore dei Servizi Elettrici), già denominata GRTN S.p.a. (Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale), è una società per azioni italiana interamente controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze che esercita i diritti dell'azionista con il Ministero dello sviluppo economico.

<sup>2</sup> L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas è un'autorità formalmente indipendente che dovrebbe favorire lo sviluppo di un mercato concorrenziale nel settore energetico, in seguito alla sua privatizzazione.

## 5.2 *Le regole del conto energia*

Il DM 19/02/07 (nuovo Conto Energia) pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 23/02/2007, è subentrato ai precedenti DM del 28/07/2005 e del 6/02/2006 (primo Conto Energia) in materia di incentivazione dell'energia fotovoltaica. Il decreto è diventato operativo solo dopo la pubblicazione della delibera dell'AEEG n. 90/07, avvenuta il 13/04/07, che ha definito le condizioni e le modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti.

Le modifiche più significative, rispetto alla precedente disciplina, riguardano:

- ✓ l'abolizione della fase istruttoria preliminare all'ammissione alle tariffe incentivanti; in base al nuovo decreto, infatti, la richiesta di incentivo deve essere inviata al GSE solo dopo l'entrata in esercizio degli impianti fotovoltaici;
- ✓ l'abolizione del limite annuo di potenza incentivabile, sostituito da un limite massimo cumulato della potenza incentivabile;
- ✓ una maggiore articolazione delle tariffe, con l'intento di favorire le applicazioni di piccola taglia architettonicamente integrate in strutture o edifici;
- ✓ l'introduzione di un premio per impianti fotovoltaici abbinati all'uso efficiente dell'energia.

Il DM supera inoltre due vincoli tecnici dei precedenti decreti:

- ✓ il limite di 1000 kW, quale potenza massima incentivabile per un singolo impianto;
- ✓ le limitazioni all'utilizzo della tecnologia fotovoltaica a film sottile, molto utilizzata nell'ambito dell'integrazione architettonica.

La Delibera AEEG ARG/elt 161/08, di recente pubblicazione, consente di realizzare un impianto fotovoltaico suddiviso in più parti (d'ora in poi sezioni) ciascuna con la propria tipologia d'integrazione architettonica. La potenza dell'impianto (e quindi la relativa tariffa) sarà data dalla somma delle potenze di tutte le sezioni che obbligatoriamente bisognerà dichiarare (potenza totale dell'impianto, numero di sezioni e potenza di ogni sezione) al momento della richiesta dell'incentivo per la prima sezione.

Il parallelo alla rete di ciascuna sezione di cui sarà composto l'impianto dovrà avvenire entro due anni dalla data di entrata in esercizio della prima sezione. Ai fini del raggiungimento del limite massimo di potenza incentivabile previsto dal DM del 19/02/07, pari a 1200 MW, conta solo la potenza effettivamente realizzata e non la potenza totale dell'impianto dichiarata in fase di registrazione della prima sezione.

La Delibera ARG/elt 161/08 rende ancora più flessibile il meccanismo d'incentivazione del nuovo Conto Energia rispetto al primo Conto Energia e sono evidenti almeno due vantaggi:

- ✓ è possibile mettere in esercizio ogni sezione d'impianto come se si trattasse di un impianto a sé. Il beneficio è evidente soprattutto per gli impianti di grossa taglia per cui si incontrano difficoltà a effettuare un unico parallelo alla rete in una sola data. Si

potranno effettuare più entrate in esercizio in base al numero di sezioni in cui è suddiviso l'impianto.

- ✓ è possibile collegare più sezioni d'impianto all'interno di una rete interna d'utenza pur rispettando il vincolo imposto dal Decreto 19/02/07, che un impianto fotovoltaico non può condividere il punto di connessione alla rete con altri impianti fotovoltaici.

Infine, dopo l'entrata in vigore della Finanziaria 2008, il Conto Energia rimane l'unico meccanismo di incentivazione del fotovoltaico. Si può optare per il meccanismo dei Certificati verdi solo per gli impianti fotovoltaici che hanno presentato la richiesta di autorizzazione unica entro la data di entrata in vigore della legge Finanziaria del 2008 (31/12/2007).

### ***5.2.1 Abolizione della fase istruttoria***

L'eliminazione della fase istruttoria è stata resa possibile dalla contestuale eliminazione dei limiti annuali alla potenza incentivata, sostituiti dal limite massimo di potenza cumulata fissato in 1.200 MW.

Questo valore è sufficientemente elevato per garantire un congruo periodo di stabilità per una significativa crescita del mercato del fotovoltaico. Inoltre, quale ulteriore garanzia per gli operatori, è previsto un "periodo di moratoria" di 14 mesi (24 mesi per i soggetti pubblici titolari degli impianti), con inizio dalla data di raggiungimento del limite. Gli impianti che entreranno in esercizio in tale "periodo di moratoria" potranno comunque beneficiare delle tariffe incentivanti.

Sul sito internet del GSE ([www.gse.it](http://www.gse.it)) è possibile monitorare la situazione aggiornata della potenza cumulata degli impianti entrati in esercizio nell'ambito dei precedenti DM 28/07/05 e 6/02/06 e del DM 19/02/07.

In aggiunta alla fase istruttoria, il DM ha eliminato alcuni adempimenti intermedi di competenza dei soggetti responsabili degli impianti, connessi alla fase di post-ammissione, quali le comunicazioni di inizio, di fine lavori e di entrata in esercizio da inviare al GSE.

A impianto realizzato ed entrato in esercizio, il rischio di non vedersi riconoscere le tariffe incentivanti dipende esclusivamente dall'eventuale non conformità dell'impianto ai requisiti previsti, rilevata dal GSE durante la fase di valutazione.

Si evidenzia che le principali cause procedurali o tecniche che possono comportare l'esclusione dagli incentivi dopo l'entrata in esercizio dell'impianto, sono:

- ✓ il rilascio di false dichiarazioni inerenti le disposizioni del DM 19/02/07;
- ✓ l'utilizzo di moduli fotovoltaici non certificati come indicato dettagliatamente al seguente punto 3;
- ✓ il mancato rispetto del termine di 60 giorni, dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, per far pervenire al GSE la richiesta di concessione della tariffa incentivante;

- ✓ il mancato rispetto del termine di 90 giorni, dalla data di ricezione dell'eventuale richiesta d'integrazione del GSE, per far pervenire ulteriori documenti necessari alla valutazione;
- ✓ entrata in esercizio dell'impianto dopo 14 mesi (24 mesi per i soggetti pubblici) dalla data di raggiungimento del limite dei 1200 MW di impianti fotovoltaici installati.

### 5.2.2 Le tariffe

Per quanto stabilito dal DM del 19/02/07 gli impianti fotovoltaici entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2009 hanno diritto a una tariffa incentivante articolata secondo i valori indicati nella seguente tabella (€/kWh).

Potenza nominale impianto [kWp]	Impianti "non integrati"		Impianti "parzialmente integrati"		Impianti "con integrazione architettonica"	
	2009	2010	2009	2010	2009	2010
1 - 3	0,392 €/kWh	0,384 €/kWh	0,431 €/kWh	0,422 €/kWh	0,480 €/kWh	0,470 €/kWh
3 - 20	0,372 €/kWh	0,364 €/kWh	0,412 €/kWh	0,404 €/kWh	0,451 €/kWh	0,442 €/kWh
> 20	0,353 €/kWh	0,346 €/kWh	0,392 €/kWh	0,384 €/kWh	0,431 €/kWh	0,422 €/kWh

*Tariffe incentivanti (€) per dimensione dell'impianto e per tipologia di integrazione*

Le tariffe maggiori sono riconosciute ai piccoli impianti domestici fino a 3 kW che risultano integrati architettonicamente. Le tariffe più basse sono invece riconosciute ai grandi impianti non integrati architettonicamente.

Le tariffe sono erogate per un periodo di venti anni, a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto e rimangono costanti, non subiscono cioè aggiornamenti ISTAT, per l'intero periodo. I valori indicati nella tabella precedente sono stati decurtati del 2% rispetto alle tariffe indicate nel DM del 19/02/07 (un'ulteriore riduzione della stessa percentuale è prevista anche per il 2010). MSE e MATTM ridefiniranno con successivi decreti le tariffe incentivanti per gli impianti che entreranno in esercizio negli anni successivi al 2010.

In aggiunta all'incentivo, il soggetto responsabile dell'impianto può contare su un ulteriore vantaggio economico, utilizzando l'energia prodotta per:

1. la cessione in rete
2. i propri autoconsumi (parziali o anche totali)
3. lo scambio sul posto con la rete elettrica (per gli impianti di potenza fino a 200 kW).



I vantaggi economici relativi alle tre suddette modalità sono esplicitati nel seguente paragrafo 2.3 relativo alla vendita dell'energia prodotta dall'impianto.

Si sottolinea che, per gli impianti fino a 200 kW che si avvalgano del servizio di scambio sul posto, il decreto riconosce la tariffa incentivante alla totalità dell'energia elettrica prodotta (non solo a quella autoconsumata).

Il soggetto responsabile dell'impianto è colui che ha diritto, nel rispetto delle disposizioni del nuovo DM 19/02/07, a richiedere ed a ottenere le tariffe incentivanti dal GSE. Possono richiedere e beneficiare delle tariffe incentivanti le seguenti tipologie di soggetti responsabili:

- a) *le persone fisiche*
- b) *le persone giuridiche*
- c) *i soggetti pubblici*
- d) *i condomini di unità abitative e/o di edifici*

In merito al riconoscimento del livello di parziale o totale integrazione architettonica, gli allegati 2 e 3 al DM 19/02/07 definiscono le diverse tipologie d'integrazione ammesse ai fini del riconoscimento dell'incentivo.

#### *L'integrazione architettonica*

Il DM 19/02/2007 definisce tre tipologie d'integrazione ai fini della determinazione della tariffa incentivante da riconoscere a ciascun impianto fotovoltaico:

- 1) impianto non integrato;
- 2) impianto parzialmente integrato;
- 3) impianto con integrazione architettonica;

L'impianto fotovoltaico non integrato è l'impianto con moduli installati al suolo, ovvero collocati, con modalità diverse da quelle previste per le tipologie descritte in seguito, sugli elementi di arredo urbano e viario, sulle superfici esterne degli involucri degli edifici, di fabbricati e strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione.

L'impianto fotovoltaico parzialmente integrato è l'impianto i cui moduli sono posizionati su elementi di arredo urbano e viario, superfici esterne degli involucri di edifici, fabbricati, strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione, secondo le tipologie seguenti:

- ✓ moduli fotovoltaici installati su tetti piani e terrazze di edifici e fabbricati. Qualora sia presente una balaustra perimetrale, la quota massima, riferita all'asse mediano dei moduli fotovoltaici, deve risultare non superiore all'altezza minima della stessa balaustra;
- ✓ moduli fotovoltaici installati su tetti, coperture, facciate, balaustre o parapetti di edifici e fabbricati in modo complanare alla superficie di appoggio senza la sostituzione dei materiali che costituiscono le superfici di appoggio stesse;

- ✓ moduli fotovoltaici installati su elementi di arredo urbano, barriere acustiche, pensiline, pergole e tettoie in modo complanare alla superficie di appoggio senza la sostituzione dei materiali che costituiscono le superfici d'appoggio stesse.

L'impianto fotovoltaico con integrazione architettonica è l'impianto fotovoltaico i cui moduli sono integrati, in elementi di arredo urbano e viario, superfici esterne degli involucri di edifici, fabbricati, strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione secondo le seguenti modalità:

- ✓ sostituzione dei materiali di rivestimento di tetti, coperture, facciate di edifici e fabbricati con moduli fotovoltaici aventi la medesima inclinazione e funzionalità architettonica della superficie rivestita;
- ✓ pensiline, pergole e tettoie in cui la struttura di copertura sia costituita dai moduli fotovoltaici e dai relativi sistemi di supporto;
- ✓ porzioni della copertura di edifici in cui i moduli fotovoltaici sostituiscano il materiale trasparente o semitrasparente atto a permettere l'illuminamento naturale di uno o più vani interni;
- ✓ barriere acustiche in cui parte dei pannelli fonoassorbenti siano sostituiti da moduli fotovoltaici;
- ✓ elementi di illuminazione in cui la superficie esposta alla radiazione solare degli elementi riflettenti sia costituita da moduli fotovoltaici;
- ✓ frangisole i cui elementi strutturali siano costituiti dai moduli fotovoltaici e dai relativi sistemi di supporto;
- ✓ balaustre e parapetti in cui i moduli fotovoltaici sostituiscano gli elementi di rivestimento e copertura;
- ✓ finestre in cui i moduli fotovoltaici sostituiscano o integrino le superfici vetrate delle finestre stesse;
- ✓ persiane in cui i moduli fotovoltaici costituiscano gli elementi strutturali delle persiane;
- ✓ qualsiasi superficie descritta nelle tipologie precedenti sulla quale i moduli fotovoltaici costituiscano rivestimento o copertura aderente alla superficie stessa.

Si evidenzia inoltre che la tariffa "base" può essere incrementata del 5% nei seguenti casi, tra loro non cumulabili:

a) per impianti ricadenti nelle righe B e C della colonna 1 (impianti superiori ai 3 kW non integrati) della precedente tabella, il cui soggetto responsabile autoconsuma almeno il 70% dell'energia prodotta dall'impianto (autoproduttori ai sensi dell'art. 2 del Dlgs n. 79 del 16 marzo 1999);

- b) per impianti il cui soggetto responsabile è una scuola pubblica/paritaria o una struttura sanitaria pubblica;
- c) per impianti integrati in edifici, fabbricati, strutture edilizie di destinazione agricola in sostituzione di coperture in eternit o contenenti amianto; per maggiori dettagli consultare la guida agli interventi validi ai fini del riconoscimento dell'integrazione architettonica pubblicata sul sito [www.gse.it](http://www.gse.it);
- d) per impianti i cui soggetti responsabili siano enti locali con popolazione residente inferiore a 5000 abitanti come risultante dall'ultimo censimento ISTAT.

### *Autoproduttori di energia elettrica*

L'autoproduttore, secondo la definizione data all'art. 2 comma 2 del Decreto Legislativo marzo 1999 n. 79, è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate della medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'art. 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n.1643, degli appartenenti ai consorzi o società consortili per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente alla data di entrata in vigore del decreto n. 79/99.

In termini generali, per stabilire se al soggetto responsabile spetta per un certo anno la qualifica di autoproduttore si confronta l'energia prodotta dall'impianto con quella autoconsumata nello stesso periodo temporale.

A titolo esemplificativo e nel caso più semplice in cui produzione e consumo avvengono nello stesso sito, l'energia autoconsumata è determinata come differenza tra l'energia prodotta e l'energia immessa in rete; il GSE verifica in tal caso che il rapporto tra l'energia autoconsumata e l'energia prodotta non sia inferiore a 0,7. Il titolo di autoproduttore non si applica a chi usufruisce del servizio di scambio sul posto.

Si segnala altresì che, tra le novità introdotte dalla Legge finanziaria del 2008 in materia di incentivazione delle fonti rinnovabili, l'art. 2 comma 173 riguarda direttamente il Conto Energia. Gli impianti fotovoltaici, i cui soggetti responsabili sono Enti locali, rientrano nella tipologia di impianto integrato, indipendentemente dalle effettive caratteristiche architettoniche dell'installazione.

Ai sensi del Testo Unico delle Leggi sull'ordinamento degli Enti Locali, si intendono per enti locali i Comuni, le Province, le Città metropolitane, le Comunità montane, le Comunità isolate e le Unioni di comuni. Le norme sugli enti locali si applicano, altresì, salvo diverse disposizioni, ai consorzi cui partecipano enti locali, con esclusione di quelli che gestiscono attività aventi rilevanza economica ed imprenditoriale e, ove previsto dallo statuto, dei consorzi per la gestione dei servizi sociali.

Gli incentivi non sono applicabili all'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici per la cui realizzazione siano stati concessi incentivi pubblici di natura nazionale, regionale, locale o comunitaria in conto capitale e/o in conto interessi con capitalizzazione

anticipata, eccedenti il 20% del costo dell'investimento da sostenere per la costruzione dell'impianto stesso.

Gli incentivi sono applicabili all'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici per la cui realizzazione siano stati concessi incentivi pubblici di natura regionale, locale o comunitaria in conto capitale e/o in conto interessi con capitalizzazione anticipata, anche se eccedenti il 20% del costo dell'investimento, esclusivamente nel caso in cui il soggetto responsabile dell'edificio sia una scuola pubblica o paritaria di qualunque ordine o grado o una struttura sanitaria pubblica.

Infine, le tariffe incentivanti non sono cumulabili con i certificati verdi e con i titoli di efficienza energetica.

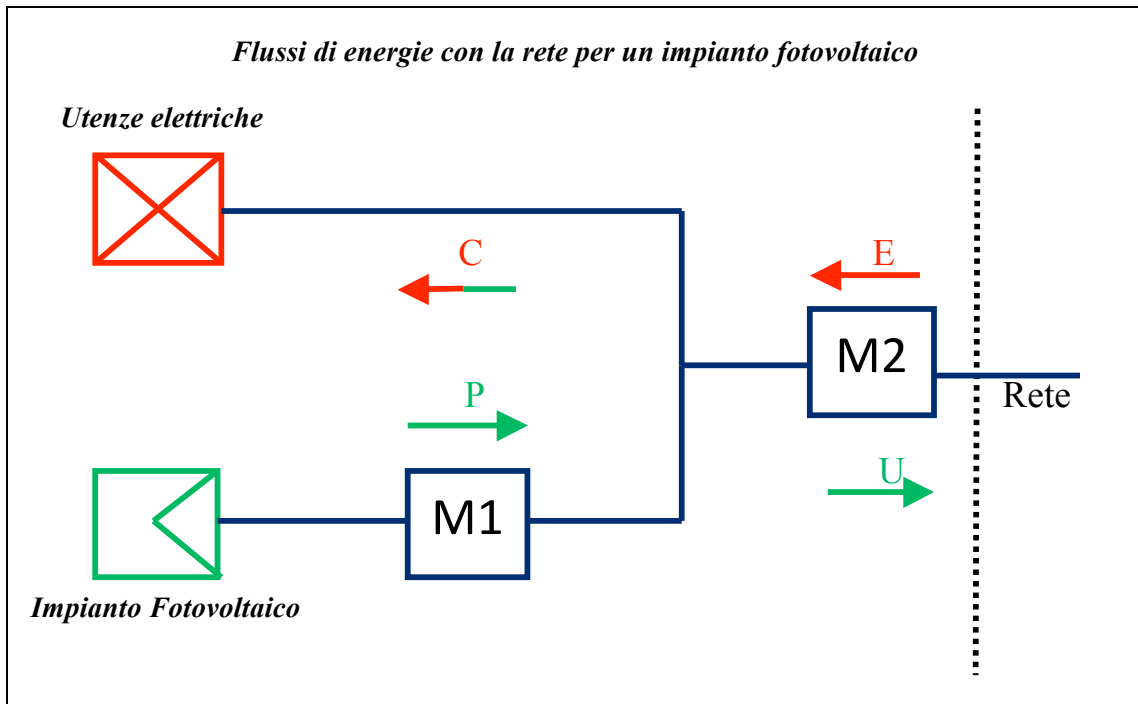
### ***5.2.3 Valorizzazione dell'energia prodotta dall'impianto***

Il conto energia costituisce la fonte di ricavo principale per il soggetto responsabile dell'impianto fotovoltaico poiché comporta l'erogazione di un incentivo proporzionale alla produzione di energia elettrica.

Un'ulteriore fonte di ricavo è costituita dalla valorizzazione dell'energia elettrica prodotta dall'impianto che può essere poi autoconsumata (anche con il sistema dello scambio sul posto) oppure venduta al mercato.

L'autoconsumo dell'energia prodotta costituisce una fonte di ricavo implicita, nel senso che costituisce un risparmio (riduzione della bolletta elettrica) in quanto consente di non acquistare dalla rete l'energia elettrica nella misura corrispondente all'energia autoconsumata. La vendita dell'energia elettrica prodotta e non autoconsumata costituisce invece una fonte di ricavo esplicita.

La figura successiva evidenzia i flussi di energia elettrica scambiata con la rete nel caso di un impianto fotovoltaico connesso alla rete e con delle utenze elettriche che consumano energia.



**P** = energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (energia incentivata)

**E** = energia prelevata dalla rete

**U** = energia prodotta dall'impianto fotovoltaico ed immessa in rete

**C** = energia consumata dalle utenze

**M1** = contatore dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico

**M2** = contatore di misura "bidirezionale" dell'energia scambiata con la rete

**Bilancio energetico del sistema (riferito ad un determinato periodo temporale)**

$$U - E = P - C$$

Nel caso del sistema elettrico costituito dall'impianto fotovoltaico connesso alla rete e con delle utenze che consumano energia è necessario disporre di 2 o 3 contatori. Il primo per la rilevazione e registrazione della misura relativa alla energia totale prodotta dall'impianto fotovoltaico (M1) ed un secondo contatore "bidirezionale" o doppio contatore (M2) per la rilevazione e registrazione delle misure relative alla energia scambiata (immessa e/o prelevata) con la rete alla quale l'impianto è collegato.

Durante la notte, oppure quando l'impianto fotovoltaico non è in produzione per altre motivazioni,  $E = C$  ovvero tutta l'energia consumata dalle utenze viene prelevata dalla rete.

Quando l'impianto fotovoltaico è in produzione si possono verificare due casi:

1.  $P > C$  in questo caso il saldo è positivo, ovvero trattasi di una cessione di energia alla rete.
2.  $P < C$  in questo caso il saldo è negativo, ovvero trattasi di un prelievo dalla rete.

### **5.2.3.1 Vendita dell'energia prodotta**

Per la vendita dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico si possono utilizzare due diverse modalità:

1. "indiretta" mediante la stipula di una convenzione di ritiro dedicato con il GSE, ai sensi della delibera AEEG n. 280/07;
2. "diretta" attraverso la vendita in borsa o ad un grossista (contratto bilaterale).

#### *Vendita "indiretta" ai sensi della delibera AEEG n. 280/07*

Ai sensi della delibera AEEG n. 280/07, il soggetto che acquista l'energia immessa nella rete è il GSE indipendentemente dalla rete alla quale è connesso l'impianto.

Il produttore che intenda aderire al regime di ritiro dedicato è tenuto a proporre istanza e sottoscrivere una convenzione con il GSE attraverso la sezione "Ritiro dedicato", appositamente predisposta nel sito internet del GSE, all'indirizzo [www.gse.it](http://www.gse.it). A tale indirizzo il produttore potrà, inoltre, trovare tutte le informazioni necessarie ed il supporto tecnico utile a portare a termine la domanda.

#### *Corrispettivi del Ritiro dedicato*

Per l'accesso al regime di ritiro dedicato il produttore riconosce al GSE un corrispettivo per il recupero dei costi amministrativi pari allo 0,5% del controvalore della remunerazione dell'energia ritirata, fino a un massimo di 3.500 euro all'anno per impianto (articolo 4, comma 2, lettera e), delibera 280/07).

Nel caso di un impianto di potenza attiva nominale (che nel caso di impianti fotovoltaici corrisponde alla somma della potenza di picco di tutti i moduli fotovoltaici) superiore a 50 kW il produttore riconosce al GSE un ulteriore corrispettivo per il servizio di aggregazione delle misure (articolo 4, comma 2, lettera c), delibera 280/07).

Infine, il GSE fa da tramite nei rapporti di regolazione dei corrispettivi di trasmissione che il produttore deve ricevere o corrispondere per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica (articolo 10, comma 2, delibera 280/07)<sup>1</sup>.

#### *Prezzi di ritiro dell'energia elettrica*

Per l'energia elettrica immessa in rete e oggetto della convenzione, il GSE riconosce al produttore, per ciascuna ora, il prezzo di mercato riferito alla zona in cui è collocato l'impianto (articolo 6 delibera 280/07).

(1) A tale proposito si evidenzia che il riferimento agli articoli 17 e 19 del Testo Integrato relativo al periodo regolatorio 2004-2007 (delibera AEEG 5/04), di cui all'articolo 10, co 2, delibera 280/07, è ora da intendersi riferito dagli articoli 13 e 16 del Testo Integrato relativo al periodo regolatorio 2008-2011 (delibera AEEG 348/07).

Per gli impianti di potenza attiva nominale fino a 1 MW sono stati definiti prezzi minimi garantiti (articolo 7, comma 1, delibera 280/07) aggiornati periodicamente dall'AEEG.

I prezzi minimi garantiti, richiesti dal produttore alla presentazione della istanza, vengono riconosciuti dal GSE limitatamente ai primi 2 milioni di kWh di energia elettrica immessa su base annua. Nel caso in cui al termine di ciascun anno solare la valorizzazione a prezzi minimi garantiti dovesse risultare inferiore a quella ottenibile a prezzi di mercato, il GSE riconoscerà al produttore il relativo conguaglio. Si evidenzia che questo tipo di vendita "indiretta" dell'energia prodotta e immessa in rete dall'impianto è, di norma, quello

consigliabile per le produzioni caratteristiche degli impianti fotovoltaici sia per la semplicità gestionale che per la maggiore redditività dei prezzi minimi garantiti dalla “280/07” rispetto ai prezzi di mercato.

*Vendita “diretta” attraverso la vendita in borsa o la vendita a un grossista*

I soggetti responsabili degli impianti di produzione di energia elettrica possono, alternativamente alla modalità di vendita di energia con ritiro dedicato, scegliere di vendere direttamente l’energia in borsa previa iscrizione al mercato dell’energia elettrica. Tali soggetti, per essere ammessi al mercato gestito dal Gestore del Mercato Elettrico - GME, devono presentare al GME una domanda di ammissione, sottoscrivere un contratto di adesione redatto secondo i modelli definiti in allegato alla Disciplina del mercato elettrico e impegnarsi, tra l’altro, a pagare un corrispettivo di accesso, un corrispettivo fisso annuo e un corrispettivo per ogni MWh scambiato. Si riportano di seguito i valori in vigore per il 2009.

<b>Corrispettivi di accesso e partecipazione al mercato elettrico</b>	
corrispettivo di accesso (una tantum)	7.500 €
corrispettivo fisso annuo	10.000 €
<b>Corrispettivi per ogni transazione</b>	
fino a 0,02 TWh	franchigia
da 0,02 TWh a 1 TWh	0,04 [€/MWh]
da 1 TWh a 10 TWh	0,03 [€/MWh]
superiore a 10 TWh	0,02 [€/MWh]

*Corrispettivi da pagare per essere ammessi al mercato gestito dal GME*

Infine, i soggetti responsabili possono decidere di cedere l’energia elettrica prodotta e immessa in rete attraverso un contratto bilaterale con un trader/grossista di energia elettrica ad un prezzo di cessione direttamente negoziato con tale soggetto, il quale può provvedere a regolare con Terna tutti i corrispettivi derivanti dal servizio di dispacciamento.

Si evidenzia che questo tipo di vendita “diretta” è, di norma, utilizzato per poter vendere sul mercato le produzioni di energia provenienti da impianti produttivi di grande taglia (non consigliabile quindi per gli impianti fotovoltaici sia per la sua complessità sia per la sua onerosità).

**5.2.3.2 Lo scambio sul posto**

Lo scambio sul posto, disciplinato dalla Deliberazione ARG/elt 74/08, Allegato A – Testo integrato dello scambio sul posto (TISP) –, definisce una nuova regolamentazione

del meccanismo che consente, in generale, di immettere in rete l'energia elettrica prodotta ma non immediatamente autoconsumata, per poi prelevarla in un momento successivo per soddisfare i propri consumi.

Il servizio di scambio sul posto sarà regolato su base economica dal GSE in forma di contributo associato alla valorizzazione a prezzi di mercato dell'energia scambiata con la rete.

La disciplina si applica dal 1° gennaio 2009 ai soggetti richiedenti che abbiano la disponibilità o la titolarità di:

- ✓ impianti di produzione da cogenerazione ad alto rendimento con potenza fino a 200 kW;
- ✓ impianti di produzione da fonti rinnovabili fino a 20 kW (tra i quali rientrano gli impianti di produzione fotovoltaici). La Finanziaria 2008 ha esteso a 200 kW la potenza massima fino a cui gli impianti alimentati a fonti rinnovabili potranno accedere allo scambio sul posto. Tale norma è diventata operativa dopo la pubblicazione del decreto attuativo del 18 dicembre 2008 e della relativa delibera (ARG/elt 1/09) che hanno ridefinito le regole e le modalità per usufruire di questo servizio. Gli impianti entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2008 possono accedere al servizio di scambio sul posto nel limite massimo di 200 kW.
- ✓ Il GSE riconosce un contributo, a favore dell'utente dello scambio, che si configura come ristoro di una parte degli oneri sostenuti per il prelievo di energia elettrica dalla rete. Ai fini del calcolo del contributo, da determinarsi su base annuale solare, viene presa in considerazione la quantità di energia elettrica scambiata con la rete (l'ammontare minimo tra energia immessa e prelevata dalla rete nel periodo di riferimento);
- ✓ il controvalore in Euro dell'energia elettrica immessa in rete;
- ✓ il valore in Euro dell'onere di prelievo sostenuto per l'approvvigionamento dell'energia prelevata dalla rete, suddiviso in *onere energia* e *onere servizi*.

In particolare il contributo erogato dal GSE all'utente dello scambio, prevede:

- ✓ il ristoro dell'*onere servizi* limitatamente all'energia scambiata con la rete;
- ✓ 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 risultasse superiore all'onere energia sostenuto dall'utente dello scambio, il saldo relativo viene registrato a credito dell'utente medesimo che potrà utilizzarlo per compensare l'onere energia degli anni successivi.

I produttori che intendano aderire al nuovo regime di scambio sul posto devono presentare apposita istanza al GSE e, per conoscenza, all'impresa di vendita con la quale regolano contrattualmente i prelievi di energia elettrica.

Ai fini della presentazione dell'istanza e per le successive fasi di gestione tecnica, economica e amministrativa dello scambio sul posto, deve essere utilizzato il portale informatico messo a disposizione dal GSE a tutti i produttori (Utenti dello scambio).



In particolare, l'Utente dello scambio che intenda aderire al regime dovrà accedere al sito internet del GSE, area Scambio sul posto, e seguire la procedura guidata di registrazione che prevede l'invio di informazioni tecniche, commerciali, amministrative necessarie ai fini dell'istanza e della successiva convenzione.

E' possibile proporre istanza se vi è coincidenza tra il titolare dell'impianto (Utente dello scambio) e il soggetto titolare del contratto di acquisto dell'energia elettrica prelevata e, inoltre, se le immissioni e il prelievo di energia elettrica avvengano sullo stesso punto di scambio con la rete elettrica.

Il contributo in conto scambio sarà calcolato dal GSE trimestralmente in acconto e corrisposto quando l'importo superi una soglia minima definita dal GSE. Su base annuale sarà calcolato e corrisposto il conguaglio del contributo in conto scambio maturato in corso d'anno.

Il sistema predisposto dal GSE prevede che la regolazione di ogni aspetto del rapporto avvenga esclusivamente per via informatica per cui anche l'emissione delle eventuali fatture o delle note di pagamento, avverrà unicamente attraverso il portale web a disposizione dei singoli Utenti dello scambio. Il GSE, entro 30 giorni successivi al termine del trimestre in cui è avvenuta la stipula della convenzione per lo scambio sul posto, erogherà un contributo pari a 50 euro per ogni kW di potenza dell'impianto.

In generale il servizio di scambio sul posto produce un vantaggio maggiore per l'Utente dello scambio qualora, su base annua, la valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete compensi totalmente l'onere energia associato ai quantitativi di energia elettrica prelevata dalla rete; inoltre, per la

totalità dell'energia elettrica scambiata con la rete, l'Utente dello scambio vedrà ristorati dal GSE i costi che ha sostenuto per l'utilizzo della rete in termini di servizi di trasporto, di dispacciamento e, per i soli utenti titolari di impianti alimentati da fonti rinnovabili, degli oneri generali di sistema.

#### ***5.2.4 Premio abbinato all'uso efficiente dell'energia negli edifici***

Il premio spetta agli impianti fotovoltaici operanti in regime di scambio sul posto, che alimentano utenze di unità immobiliari o edifici, come definiti dall'art.2, comma 1 del DLgs 192/05 e successive modificazioni e integrazioni (311/06). Qualora il soggetto responsabile, successivamente all'ammissione al premio, decida di non avvalersi del servizio di scambio sul posto, verrà meno il diritto al riconoscimento del premio a decorrere dal giorno successivo a quello di cessazione del contratto di scambio.

*Si distinguono 2 casi:*

- 1. edifici oggetto di opere di miglioramento delle prestazioni energetiche*
- 2. edifici di nuova costruzione*

##### ***5.2.4.1 Edifici oggetto di opere di miglioramento delle prestazioni energetiche***

Il soggetto responsabile si dota di un attestato di certificazione/qualificazione energetica relativo all'edificio o all'unità immobiliare, comprensivo di indicazioni di possibili

interventi migliorativi delle prestazioni energetiche e, successivamente alla data di entrata in esercizio dell'impianto fotovoltaico, effettua interventi, tra quelli individuati nella certificazione/qualificazione, che conseguano, al netto dei miglioramenti derivanti dall'installazione dell'impianto FV, una riduzione certificata di almeno il 10% dell'indice di prestazione energetica (cioè del fabbisogno specifico di energia primaria per la climatizzazione invernale e la produzione di acqua calda ) rispetto allo stesso indice individuato nella certificazione/qualificazione energetica iniziale.

L'esecuzione degli interventi e l'ottenimento della riduzione del fabbisogno di energia sono dimostrati mediante una nuova certificazione/qualificazione energetica e da una relazione tecnica asseverata.

Al fine di ottimizzare la pianificazione dei lavori, nel caso in cui gli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica dell'edificio interessino le superfici strutturali su cui è installato l'impianto fotovoltaico, è consentito che l'esecuzione degli interventi medesimi e la realizzazione dell'impianto possano avvenire contemporaneamente. In ogni caso, gli interventi di efficienza energetica non devono essere stati eseguiti precedentemente alla realizzazione dell'impianto.

Il premio consiste in una maggiorazione percentuale della tariffa riconosciuta pari alla metà della percentuale di riduzione del fabbisogno di energia conseguita ed attestata, ma non può comunque eccedere il 30% della tariffa incentivante.

Il premio decorre dall'anno solare successivo alla data di ricevimento della richiesta. La tariffa incentivante maggiorata è riconosciuta per tutto il periodo residuo di diritto alla tariffa incentivante.

L'esecuzione di nuovi interventi che conseguano una riduzione di almeno il 10% dell'indice di prestazione energetica dell'edificio o unità immobiliare, rispetto al medesimo indice antecedente ai nuovi interventi, rinnova il diritto al premio in rispetto del limite massimo del 30% della tariffa inizialmente riconosciuta.

#### ***5.2.4.2 Edifici di nuova costruzione***

Il premio compete agli impianti destinati ad alimentare, anche parzialmente, utenze ubicate all'interno o asservite a unità immobiliari o edifici completati successivamente alla data di entrata in vigore del DM 19/02/2007. Il premio è riconosciuto qualora gli edifici ottengano, sulla base di un'idonea certificazione/qualificazione, un indice di prestazione energetica inferiore di almeno il 50% rispetto ai valori dell'allegato C, comma 1, tabella 1, del DLgs 192/05 e successive modificazioni e integrazioni (311/06).

L'indice di prestazione energetica fa riferimento al fabbisogno specifico di energia primaria per la sola climatizzazione invernale.

Il premio consiste in una maggiorazione percentuale del 30% della tariffa incentivante e decorre dall'anno solare successivo alla data di ricevimento della richiesta.

La tariffa incentivante maggiorata è riconosciuta per tutto il periodo residuo dell'incentivo.

*Il risparmio energetico negli edifici*

I settori terziario e residenziale assorbono un quarto del fabbisogno energetico nazionale. L'80% di tali consumi è riconducibile al riscaldamento domestico, mentre la restante quota è dovuta, nell'ordine, alla preparazione dell'acqua calda sanitaria, ai consumi degli elettrodomestici e all'illuminazione. Diminuire i consumi dei settori terziario e residenziale, oltre a contribuire al raggiungimento degli obiettivi nazionali di riduzione delle emissioni inquinanti, climalteranti, e di sicurezza dell'approvvigionamento energetico, comporta vantaggi immediati per le famiglie in termini di diminuzione della spesa per le bollette energetiche e di miglioramento del comfort abitativo.

Le buone abitudini quotidiane che possono essere messe in atto per evitare gli sprechi sono numerosissime.

Gli interventi che hanno la possibilità di incidere in maniera sostanziale sulla diminuzione dei consumi del settore domestico sono quelli strutturali che riducono il fabbisogno di energia degli edifici misurato dai cosiddetti indici di prestazione energetica.

Tali interventi sono di svariata natura, ad esempio: isolamento di pareti esterne, coperture, solai, serramenti, cassonetti, superfici vetrate, sostituzione delle caldaie o della rete di distribuzione del calore con sistemi a più alta efficienza, montaggio di sistemi di regolazione della temperatura interna, installazione di sistemi solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria, etc..

Molti di questi interventi sono indispensabili per raggiungere gli standard di prestazione energetica degli edifici richiesti dalla normativa, soprattutto per quanto riguarda le nuove costruzioni. Si tratta peraltro di interventi che, anche in assenza di incentivi, hanno tempi medi di ritorno economico brevi e che in particolare risulta molto conveniente prevedere sin dalla fase di progettazione o eseguire in occasione di lavori di ristrutturazione o manutenzione.

Tutti questi interventi, potendo ridurre l'indice di prestazione energetica degli edifici, sono potenzialmente idonei a maturare i requisiti necessari per accedere al premio sulle tariffe incentivanti spettanti agli impianti fotovoltaici. In particolare, nell'attestato di certificazione (qualificazione) energetica dell'edificio o unità immobiliare, saranno indicati quali interventi sono raccomandati per conseguire una sensibile riduzione del fabbisogno energetico.

Va infine ricordato che la legge finanziaria 2007 (L. 296/2006) ha introdotto delle forme di agevolazione degli interventi di efficientamento del settore terziario e residenziale (peraltro cumulabili con le tariffe del conto energia) che li rendono ulteriormente convenienti. In particolare è prevista una detrazione fiscale del 55% delle spese sostenute per la riduzione delle dispersioni termiche degli edifici, l'installazione di pannelli solari per la produzione di acqua calda, l'installazione di caldaie a condensazione e gli interventi realizzati a ottenere un'alta efficienza energetica nei nuovi edifici.

### ***5.3 La realizzazione dell'impianto***

L'impianto fotovoltaico deve essere realizzato secondo le normative tecniche previste nell'allegato 1 al DM 19/02/07. In particolare è necessario certificare la conformità dei

moduli alle seguenti normative, in relazione alla specifica tecnologia utilizzata (silicio cristallino o film sottile):

- ✓ CEI EN 61215: moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri - qualifica del progetto ed omologazione del tipo
- ✓ CEI EN 61646: moduli fotovoltaici a film sottile per usi terrestri - qualifica del progetto ed omologazione del tipo

I laboratori che possono rilasciare le citate certificazioni devono essere stati accreditati, in conformità alla norma EN/IEC 17025, da organismi di accreditamento appartenenti all'EA (European Accreditation Agreement) o che hanno stabilito con EA formali accordi di mutuo riconoscimento o che hanno stabilito accordi di mutuo riconoscimento in ambito ILAC (International Laboratory Agreement Cooperation).

Per le richieste di accesso alle tariffe incentivanti successive al 13 aprile 2007, l'Allegato 1 del nuovo DM 19/02/07 stabilisce che, per impianti architettonicamente integrati con potenza superiore a 3 kW, in deroga alle certificazioni sopra richiamate, sono ammessi moduli non certificati nel solo caso non siano disponibili dei prodotti standard certificati.

In tal caso, è richiesta una dichiarazione del costruttore che attesti che il prodotto è progettato e realizzato per poter superare le prove previste dalle sopra citate normative.

La dichiarazione dovrà essere supportata da certificazioni rilasciate da un laboratorio accreditato per modelli simili oppure suffragata da adeguata motivazione tecnica.

Le fasi principali per la realizzazione di un impianto fotovoltaico sono, di norma, le seguenti:

1. chi intende realizzare un impianto si rivolge a un progettista o a una ditta installatrice specialistica per l'elaborazione di un progetto preliminare e di un preventivo economico dell'impianto. E' consigliabile che tale fase comprenda un accurato sopralluogo sul sito d'installazione da parte del progettista o della ditta installatrice. La produzione di energia da un impianto fotovoltaico, infatti, dipende molto dalla corretta installazione dell'impianto ovvero dall'ottimale esposizione all'irraggiamento solare;
2. il soggetto responsabile deve informarsi presso l'ufficio comunale competente sull'iter autorizzativo da seguire e richiedere le autorizzazioni previste e il permesso di costruzione dell'impianto (vedi indicazioni riportate al successivo paragrafo 4);
3. il soggetto responsabile deve inoltrare al gestore di rete locale (Enel, A2A, Hera, ecc.) il progetto preliminare dell'impianto e richiedere al medesimo gestore la connessione dell'impianto alla rete. Nel caso di realizzazione di impianti di potenza non superiore a 200 kW, il soggetto responsabile deve precisare se intende avvalersi o meno del servizio di scambio sul posto per l'energia elettrica prodotta;
4. il gestore di rete elettrica locale comunica al soggetto responsabile dell'impianto il punto di allaccio alla rete, unitamente al preventivo economico e ai tempi di realizzazione;
5. il soggetto responsabile deve accettare il preventivo e stipulare il contratto con il gestore di rete locale;

6. il soggetto responsabile, dopo avere realizzato l'impianto, inoltra al gestore di rete locale la comunicazione di conclusione dei lavori;
7. per gli impianti maggiori di 20 kW il soggetto responsabile deve presentare all'Ufficio Tecnico di Finanza (UTF) competente la denuncia dell'apertura dell'officina elettrica; non risulta invece necessario presentare all'UTF la denuncia dell'apertura dell'officina elettrica se l'impianto immette tutta l'energia prodotta nella rete (circolare 17/D del 28 maggio 2007 dell'Agenzia delle Dogane: disposizioni applicative del Dlgs 2 febbraio 2007, n. 26);
8. il gestore di rete locale provvede ad allacciare l'impianto alla rete elettrica.

#### **5.4 L'iter autorizzativo**

Il D.Lgs. n. 387 del 29/12/2003, all'art. 12, stabilisce che la costruzione e l'esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili sono soggetti ad una autorizzazione unica da rilasciarsi a seguito di un procedimento della durata massima di 180 giorni, nel rispetto delle norme in materia ambientale, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico. Il suddetto D.Lgs. n. 387 prevedeva anche che in una Conferenza Unificata, su proposta del Ministro delle Attività Produttive (ora dello Sviluppo Economico) di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e con il Ministro per i Beni e le Attività Culturali, fossero approvate le linee guida per lo svolgimento del procedimento relativo all'autorizzazione unica. A oggi tale conferenza non è stata ancora convocata e pertanto ogni Regione ha emanato proprie deliberazioni per fissare le procedure da eseguire.

In merito agli aspetti autorizzativi, relativamente agli impianti fotovoltaici, il DM 19 febbraio 2007 precisa che:

- ✓ gli impianti di potenza non superiore a 20 kW e gli impianti parzialmente o totalmente integrati non sono considerati "industriali" e non sono quindi soggetti alla verifica ambientale regionale (screening VIA), purché non ubicati in aree protette;
- ✓ qualora sia necessaria l'acquisizione di un solo provvedimento autorizzativo comunque denominato, l'acquisizione del predetto provvedimento sostituisce il procedimento unico di cui all'art. 12 del D.Lgs 387/2003;
- ✓ per gli impianti per i quali non è necessaria alcuna autorizzazione è sufficiente la dichiarazione di inizio attività (DIA);
- ✓ per gli impianti da realizzarsi in aree classificate agricole, non è necessaria la variazione di destinazione d'uso dei siti.

Inoltre, a coloro che sono stati ammessi al conto energia nell'ambito dei precedenti decreti, è stata concessa la possibilità di richiedere una proroga dei termini fissati dall'articolo 8 del decreto 28/07/2005 per l'inizio e la conclusione dei lavori di realizzazione degli impianti. La proroga non può essere superiore a sei mesi ed occorre dimostrare che il ritardo non è imputabile al soggetto responsabile dell'impianto ed è esclusivamente dovuto a comprovato ritardo nel rilascio dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto.

## 5.5 La connessione dell'impianto alla rete elettrica

La direttiva 2003/54/CE ha stabilito che le condizioni di connessione dei nuovi produttori di elettricità siano obiettive, trasparenti e non discriminatorie, e che, in particolare, tengano pienamente conto dei costi e dei vantaggi delle diverse tecnologie basate sulle fonti energetiche rinnovabili.

L'Autorità ha regolato le condizioni procedurali, economiche e tecniche per l'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di energia elettrica alle reti con obbligo di connessione di terzi nell'Allegato A della delibera ARG/elt 99/08 recante "Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (TICA)"; tali disposizioni sono entrate in vigore dal 1° gennaio 2009 e si riferiscono a richieste di connessione presentate a partire da tale data.

Per le richieste di connessione presentate fino al 31 dicembre 2008 il servizio di connessione è regolato, nel caso di connessioni alle reti in bassa tensione, dalla delibera n. 89/07 e nel caso di connessioni alle reti in media, alta e altissima tensione, dalla delibera n. 281/05. Nel seguito ci si riferirà unicamente al quadro normativo stabilito dalla predetta nuova delibera ARG/elt 99/08.

Le richieste di connessione sono riferite al valore della potenza in immissione richiesta al termine del processo di connessione e, nota bene, non alla potenza dell'impianto. La potenza in immissione richiesta è il valore della potenza complessivamente disponibile per l'immissione di energia.

Le richieste di connessione per potenza in immissione inferiore a 10.000 kW vanno presentate all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale; le richieste di connessione per potenza in immissione uguale o maggiore a 10.000 kW vanno presentate a Terna.

Le richieste di connessione vanno effettuate secondo un modello standard elaborato dai gestori di rete.

Il richiedente può indicare, nella richiesta di connessione, un punto esistente sulla rete al quale dovrà riferirsi il gestore di rete per la determinazione del preventivo per la connessione.

Alla presentazione della richiesta di connessione, il richiedente è tenuto a versare un corrispettivo per l'ottenimento del preventivo. Tale corrispettivo è definito per fasce di potenza in immissione come di seguito indicato.

Corrispettivo	Valore della potenza richiesta in immissione
100 euro	fino a 50 kW
200 euro	superiore a 50 kW e fino a 100 kW
500 euro	superiore a 100 kW e fino a 500 kW
1.500 euro	superiore a 500 kW e fino a 1.000 kW
2.500 euro	superiore a 1.000 kW

*Corrispettivi da pagare per la richiesta di connessione*

Il servizio di connessione è erogato in bassa tensione per potenze in immissione richieste fino a 100 kW, mentre è erogato in media tensione per potenze in immissione richieste fino a 6.000 kW.

Il livello di tensione di erogazione del servizio non individua per forza il valore della tensione dell'impianto di rete per la connessione. Ciò significa che, ad esempio, per l'erogazione del servizio in bassa tensione l'impianto di rete potrebbe essere realizzato in media tensione con il vincolo, però, che sia realizzata - dall'impresa distributrice - una cabina di trasformazione media/bassa tensione in maniera che l'utente sia connesso in bassa tensione.

Per connessioni in bassa e media tensione, il tempo di messa a disposizione del preventivo per la connessione, a partire dalla data di ricevimento della richiesta di connessione, è pari al massimo a:

- ✓ 20 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- ✓ 45 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- ✓ 60 giorni lavorativi per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Il preventivo ha validità di 45 giorni lavorativi e deve evidenziare i costi necessari per la realizzazione.

Un controvalore economico pari al 30% del costo totale della connessione deve essere versato dal richiedente all'atto di accettazione del preventivo, mentre il restante 70% deve essere versare dopo la realizzazione delle opere necessarie presso il punto di connessione.

Il tempo di realizzazione della connessione è pari a 30 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici, e a 90 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi, aumentato di 15 giorni lavorativi per ogni km di linea da realizzare in media tensione eccedente il primo km.

Nel caso d'impianti alimentati da fonti rinnovabili, il corrispettivo per la connessione è calcolato convenzionalmente ed espresso in euro, pari al minor valore tra:

$$A \text{ (euro)} = (CP_A \times P + CM_A \times P \times D_A) + 100$$

e

$$B \text{ (euro)} = (CP_B \times P) + (CM_B \times P \times D_B) + 6.000$$

dove:

- $CP_A = 35 \text{ €/kW}$ ;
- $CM_A = 90 \text{ €/(kW km)}$ ;
- $CP_B = 4 \text{ €/kW}$ ;
- $CM_B = 7,5 \text{ €/(kW km)}$ ;
- $P$  = potenza ai fini della connessione espressa in kW (cfr. box successivo)
- $D_A$  = distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione media/bassa tensione dell'impresa distributrice in servizio da almeno 5 (cinque) anni espressa in km  $D_B$  = distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina stazione di trasformazione alta/media tensione dell'impresa distributrice in servizio da almeno 5 (cinque) anni espressa in km;

Le imprese distributrici trattano in via prioritaria le richieste di connessione e la realizzazione delle connessioni d'impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili rispetto agli impianti tradizionali.

L'impresa distributtrice è tenuta a versare, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente, un indennizzo automatico pari a 20 €/giorno per ogni giorno lavorativo di ritardo nei seguenti casi:

- ✓ ritardo di messa a disposizione del preventivo;
- ✓ ritardo di presentazione di eventuali richieste di autorizzazione in capo all'impresa distributtrice.

L'impresa distributtrice è tenuta a versare, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente, un indennizzo automatico pari al maggior valore tra 20 €/giorno e il 5% del totale del corrispettivo per la connessione per ogni giorno lavorativo di ritardo della realizzazione della connessione fino a un massimo di 120 giorni lavorativi.

Sono previste delle procedure sostitutive in caso d'inerzia, da parte del gestore di rete, per la connessione d'impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Per le connessioni in alta e altissima tensione, i gestori di rete trasmettono all'Autorità e pubblicano le modalità e condizioni contrattuali (MCC) per l'erogazione del servizio di connessione. Le MCC definiscono le soluzioni tecniche convenzionali adottate dal gestore di rete per la realizzazione della connessione, le modalità e i tempi di risposta relativi alle varie richieste e le modalità di pagamento dei corrispettivi di connessione e per la determinazione dei corrispettivi a copertura dei costi sostenuti dal gestore di rete per la gestione dell'iter autorizzativo.

Il provvedimento prevede delle condizioni semplificate e corrispettivi ridotti nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili; inoltre i gestori di rete trattano in via prioritaria le richieste di connessione e la realizzazione delle connessioni di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili.

Gli sconti applicati agli impianti alimentati da fonti rinnovabili non comportano minori ricavi per i gestori di rete in quanto la parte dei corrispettivi non applicata ai produttori viene posta a carico del conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A<sub>3</sub>.

## ***5.6 La misura dell'energia prodotta dall'impianto***

Le disposizioni dell'Autorità in materia di misura sono finalizzate all'installazione di misuratori in grado di rilevare e rendere fruibili per via telematica al gestore di rete la misura oraria (sia per l'energia immessa che per quella prelevata).

Con particolare riferimento all'energia elettrica prodotta da impianti di generazione, l'AEEG ha definito con deliberazione n. 88/07 le disposizioni in materia di misura.

In particolare tale provvedimento reca disposizioni relative al servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione (di qualsiasi potenza) la cui connessione è successiva alla data di pubblicazione della medesima delibera, limitatamente ai casi in cui tale misura risulti funzionale all'attuazione di una disposizione normativa (ad es. rilascio CV e conto energia).



Sono definite le responsabilità del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione e i relativi ed eventuali corrispettivi a carico del soggetto titolare dell'impianto secondo questo schema:

1. il responsabile del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di potenza nominale non superiore a 20 kW è il gestore di rete; il corrispettivo a copertura di tale attività è pari alla componente tariffaria MIS1 (ad oggi pari a 26,82 Euro all'anno);
2. il responsabile del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di potenza nominale superiore a 20 kW è il produttore, il quale ha la facoltà di avvalersi del gestore di rete pur mantenendo la responsabilità di tale servizio; il corrispettivo a copertura di tale eventuale attività di 'fornitore di servizio' offerto dal gestore di rete è definito dal medesimo che pubblica e rende note le metodologie di calcolo e le seguenti voci di costo di detto corrispettivo:
  - approvvigionamento e installazione dell'apparecchiatura di misura;
  - manutenzione dell'apparecchiatura di misura;
  - rilevazione e registrazione delle misure.

Il posizionamento delle apparecchiature di misura è concordato con il produttore sulla base di scelte razionali e nel rispetto dei seguenti requisiti minimi:

1. per impianti fotovoltaici: il più vicino possibile all'inverter;
2. per impianti diversi da fotovoltaici: il più vicino possibile ai morsetti del generatore e comunque a valle dei servizi ausiliari;
3. all'interno della proprietà del produttore o al confine di tale proprietà secondo quanto indicato dal produttore;
4. tale da assicurare al gestore di rete lo svolgimento dei propri obblighi in sicurezza (dlgs n. 626/94);
5. dotazione di opportuni dispositivi anti-frode.

Inoltre le apparecchiature di misura devono:

1. essere in grado di rilevare la misura di energia prodotta su base oraria;
2. essere dotate di dispositivi per l'interrogazione ed acquisizione per via telematica delle misure da parte dei gestori di rete.

## ***5.7 La richiesta dell'incentivo e del premio al GSE***

### ***5.7.1 La preparazione della richiesta dell'incentivo***

Il soggetto responsabile, entro sessanta giorni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto fotovoltaico, deve far pervenire al GSE la richiesta dell'incentivo corredata da tutti i documenti previsti dalla delibera AEEG 90/07. Il mancato rispetto di tale termine comporta la non ammissibilità all'incentivazione. Ai fini del rispetto dei termini per la richiesta di riconoscimento della tariffa incentivante, vale la data di inoltro della domanda che, nel caso di inoltro a mano, corriere espresso, posta prioritaria o posta ordinaria, coincide con la data di ricevimento della domanda medesima da parte del GSE.

Nel caso di invio a mezzo raccomandata, la data di inoltro della domanda coincide con la data di spedizione.

Si sottolinea che la data di entrata in esercizio di un impianto fotovoltaico è la prima data utile a decorrere dalla quale sono verificate tutte le seguenti condizioni:

- ✓ l'impianto è collegato in parallelo alla rete elettrica;
- ✓ risultano installati tutti i contatori necessari per la contabilizzazione dell'energia prodotta e ceduta o scambiata con la rete;
- ✓ risultano attivi i contratti di scambio o cessione dell'energia elettrica;
- ✓ risultano assolti tutti gli eventuali obblighi relativi alla regolazione dell'accesso alle reti.

Il GSE esamina la documentazione e, qualora sia completa di tutti gli allegati necessari, comunica al soggetto responsabile la tariffa incentivante assegnata all'impianto entro 60 giorni dal ricevimento della richiesta. Nel caso in cui la documentazione presentata risulti incompleta, il GSE richiede al soggetto responsabile le necessarie integrazioni che, pena l'esclusione dalle tariffe incentivanti, dovranno pervenire al GSE entro novanta giorni.

Per preparare la richiesta della tariffa incentivante e dell'eventuale premio abbinato all'uso efficiente dell'energia, il soggetto responsabile deve utilizzare l'apposito portale informativo del GSE (<https://applicazioni.gse.it>), attraverso il quale possono essere preparati direttamente la domanda d'incentivo insieme ad alcuni allegati.

La procedura che il soggetto responsabile deve seguire è la seguente:

- ✓ se non è già in possesso delle credenziali di accesso al portale, deve registrarsi;
- ✓ a registrazione avvenuta, riceve sulla propria casella di posta elettronica la UserID e la Password necessarie ad accedere al sistema informativo e a predisporre la richiesta di incentivo.

Successivamente il soggetto responsabile può effettuare la richiesta d'incentivo ai sensi del nuovo DM 19/02/2007.

Per preparare la domanda, il soggetto responsabile deve accedere alla sezione dedicata alla richiesta d'incentivazione per un nuovo impianto. E' necessario utilizzare gli appositi moduli funzionali del portale:

1. *modulo scheda tecnica*: inserire i dati caratteristici dell'impianto fotovoltaico (caratteristiche generali dell'impianto fotovoltaico e della struttura di fissaggio del generatore fotovoltaico, costo dell'impianto, tipologia del sito/impianto, caratteristiche di connessione alla rete di distribuzione, tipologia di installazione, caratteristiche dei moduli e dei convertitori, ecc.);
2. *modulo corrispondenza*: inserire i dati relativi alla corrispondenza del soggetto responsabile dell'impianto ed eventualmente del referente tecnico prescelto per seguire lo sviluppo del progetto e della richiesta di incentivazione (indirizzo, numero di telefono, e-mail, ecc.);
3. *modulo allegati elettronici*: inserire nel portale cinque distinte fotografie dell'impianto realizzato, l'elenco dei moduli fotovoltaici e dei convertitori

installati. Questa operazione deve essere effettuata tramite il caricamento di un file Excel il cui modello è scaricabile dal portale nella medesima sezione “allegati elettronici”;

4. *modulo stampa allegati*: procedere alla stampa dei seguenti allegati:
  - a) richiesta di concessione della tariffa incentivante (*Allegato A1 della Delibera AEEG n. 90/07*);
  - b) scheda tecnica finale d’impianto (*Allegato A2 della Delibera AEEG n. 90/07*);
  - c) dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà (*Allegato A4 della Delibera AEEG n. 90/07*);
5. conferma operazione: controllare il contenuto degli elaborati stampati (nel caso di errori evidenziati dalla stampa, si possono effettuare le correzioni e ripetere la stampa) e convalidare i dati inseriti: una volta confermati, i dati caricati non potranno essere più variati.

A ciascuna richiesta di incentivo correttamente inserita nel portale è assegnato automaticamente dal sistema informativo un identificativo numerico “N” dell’impianto. Il soggetto responsabile è tenuto a utilizzare tale numero identificativo “N” per la richiesta dell’incentivo e per qualsiasi altra comunicazione inerente l’incentivazione.

### **5.7.2 Documenti da inviare al GSE per la richiesta dell’incentivo**

Per richiedere l’incentivo il soggetto responsabile dell’impianto deve inviare o presentare direttamente al GSE tutta la documentazione prevista dal DM 19/02/2007 e dalla Delibera AEEG n. 90/07. La documentazione da trasmettere in originale al GSE è la seguente:

1. richiesta di concessione della tariffa incentivante stampata dal portale e comprensiva di data e firma del soggetto responsabile (*allegato A1 della Delibera AEEG n. 90/07*);
2. scheda tecnica finale d’impianto stampata dal portale e comprensiva di data, firma e timbro del professionista o tecnico iscritto all’albo professionale (*allegato A2 della Delibera AEEG n.90/07*);
3. dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà stampata dal portale, sottoscritta dal soggetto responsabile e corredata da copia fotostatica, non autenticata, di un documento di identità del sottoscrittore in corso di validità (*allegato A4 della Delibera AEEG n. 90/07*);
4. documentazione finale di progetto, realizzata in conformità alla norma CEI-02, firmata da professionista o tecnico iscritto all’albo professionale, corredata da almeno 5 distinte fotografie e da elaborati grafici di dettaglio dell’impianto (tale documentazione dovrà essere fornita anche su CD in formato “pdf”);
5. elenco dei moduli fotovoltaici e dei convertitori, da fornire su supporto cartaceo oppure magnetico indicante modello, marca e numero di matricola (preferibilmente inseriti nello stesso CD contenente la documentazione finale di progetto e le fotografie; l’elenco dei moduli fotovoltaici e dei convertitori deve essere comunque caricato nel portale);

6. certificato di collaudo contenente le seguenti prove: continuità elettrica e connessioni tra i moduli, messa a terra di masse e scaricatori, isolamento dei circuiti elettrici delle masse, corretto funzionamento dell'impianto, verifiche prestazionali dell'impianto previste dal DM 19/02/2007 (dal sito del GSE è possibile scaricare un fac-simile del certificato di collaudo richiesto);
7. dichiarazione di proprietà dell'immobile destinato all'installazione dell'impianto, ovvero autorizzazione all'installazione dell'impianto sottoscritta dal/i proprietario/i dell'immobile;
8. copia del permesso di costruire ottenuto per l'installazione dell'impianto ovvero copia della denuncia di inizio attività; qualora non sia necessario né il permesso di costruire né la denuncia di inizio attività, il soggetto responsabile dell'impianto deve esplicitare tale situazione con un'apposita dichiarazione;
9. copia della comunicazione con la quale il gestore della rete locale ha notificato al soggetto responsabile dell'impianto il codice identificativo del punto di connessione alla rete dell'impianto fotovoltaico (cosiddetto "POD" definito all'articolo 37, comma 37.1, della deliberazione n. 111/06);
10. copia della denuncia di apertura di officina elettrica presentata all'UTF (per impianti superiori a 20 kWp); oppure, se l'impianto immette tutta l'energia prodotta nella rete, copia della comunicazione fatta all'UTF sulle caratteristiche dell'impianto (circolare 17/D del 28 maggio 2007 dell'Agenzia delle Dogane: disposizioni applicative del Dlgs 2 febbraio 2007, n. 26). Per impianti inferiori a 20 kWp è necessario inviare una copia del verbale di attivazione del contatore di misura dell'energia prodotta e di connessione alla rete.

Le richieste di incentivazione, complete di tutta la documentazione, devono essere inviate a:

*Gestore dei Servizi Elettrici - GSE S.p.A.  
Viale Maresciallo Pilsudski 92, 00197 - Roma*

riportando sul plico esterno la seguente dicitura:

*"GSE - Incentivazione impianti fotovoltaici ai sensi del DM 19/02/2007 - Richiesta di Concessione della tariffa incentivante - Numero Identificativo Impianto (N°= .....)"*.

Le richieste di incentivazione possono essere fatte pervenire al GSE tramite:

- ✓ plico raccomandato con avviso di ricevimento (A.R.);
- ✓ posta celere, prioritaria o ordinaria;
- ✓ corriere;
- ✓ consegna a mano.

Ciascun plico deve contenere una sola richiesta.

### ***5.7.3 Documenti da conservare a cura del soggetto responsabile dell'impianto***

In caso di ispezione, il soggetto responsabile dell'impianto deve mettere a disposizione del GSE la documentazione sottoelencata:

1. *Documentazione finale di progetto*

Ai sensi della norma CEI-02 la documentazione finale di progetto consiste nel progetto esecutivo, redatto, timbrato e firmato da un progettista abilitato e integrato con le eventuali varianti realizzate in corso d'opera (come costruito).

2. Il manuale d'uso, manutenzione e sicurezza.

Questo è un documento dedicato al personale specializzato che:

- descrive le azioni da seguire per la messa in servizio o il fuori servizio secondo la corretta sequenza;
- pianifica e programma l'attività di manutenzione al fine di mantenere nel tempo la funzionalità, le caratteristiche di sicurezza e qualità, l'efficienza ed il valore economico dell'opera, tenendo conto degli elaborati progettuali esecutivi effettivamente realizzati;
- descrive le disposizioni da rispettare durante l'esercizio dell'impianto onde evitare situazioni pericolose per la sicurezza e la continuità di funzionamento, nonché per la salvaguardia dei componenti elettrici.

3. *Dichiarazione di conformità*

La dichiarazione di conformità dell'impianto alle regole dell'arte ai sensi del D.M. 37/08 (o ai sensi del D.M. 46/90 per gli impianti realizzati precedentemente) deve essere sottoscritta dall'installatore (con abilitazione lettera a), art. 5 del D.M. 37/08) e deve essere corredata con gli eventuali allegati obbligatori.

4. *Documentazione attestante che l'impianto fotovoltaico è realizzato con componenti di nuova costruzione o comunque non già impiegati per altri impianti.*

E' sufficiente la documentazione di acquisto dei principali componenti dell'impianto (moduli fotovoltaici, inverter ed eventuali protezioni d'interfaccia).

5. *Certificazione di garanzia dei moduli e degli inverter.*

6. *Certificazione di conformità per i moduli fotovoltaici*

La certificazione, rilasciata da un laboratorio accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025, deve attestare la conformità alla norma CEI EN 61215 per moduli al silicio cristallino, e alla norma CEI EN 61646 per moduli a film sottile).

7. *Certificazione di conformità per gli inverter*

La certificazione, rilasciata da un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto, deve attestare la conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili e deve fare riferimento alle prove di tipo effettuate. La certificazione deve essere conservata per ciascun tipo di inverter installato, corredata con gli eventuali allegati e risultati di prova).

8. *Regolamento di esercizio o documento analogo* rilasciato dal gestore locale di rete elettrica che attesti l'entrata in esercizio dell'impianto.

9. *Denuncia di Officina Elettrica per produzione e Licenza U.T.F. (soltanto per impianti superiori a 20 kWp, Legge 13 maggio 1999, n. 133, art 10, commi 7 e 8).*
10. *Verbali di attivazione dei contatori* rilasciati dal gestore locale della rete elettrica.
11. *Verbale di attivazione di primo impianto*, rilasciato dall'U.T.F.
12. *Certificato di taratura del gruppo di misura dell'energia prodotta*, per i soggetti responsabili che non si sono avvalsi del gestore locale di rete elettrica per l'installazione del gruppo di misura dell'energia prodotta.
13. *Registro delle misure U.T.F.*

#### **5.7.4 Richiesta del premio per impianti abbinati a un uso efficiente dell'energia**

La richiesta del premio per impianti abbinati ad un uso efficiente dell'energia può essere effettuata solo dopo aver richiesto, tramite il portale del GSE, la tariffa incentivante secondo le modalità indicate al paragrafo 7.1.

Anche per la richiesta del premio è necessario utilizzare il portale. Le modalità operative da seguire per effettuare sia la richiesta dell'incentivo sia la richiesta del premio sono dettagliatamente descritte nell'apposita "Guida alla richiesta degli incentivi e all'utilizzo del portale web", disponibile sul sito del GSE ([www.gse.it](http://www.gse.it)).

Le richieste del premio per l'uso efficiente dell'energia possono essere fatte pervenire al GSE tramite:

- ✓ plico raccomandato con avviso di ricevimento (A.R.);
- ✓ posta celere, prioritaria o ordinaria;
- ✓ corriere;
- ✓ consegna a mano.

Ciascun plico deve contenere una sola richiesta di premio che deve essere trasmessa al GSE separatamente dalla richiesta dell'incentivo.

La richiesta del premio deve essere inviata a:

*Gestore dei Servizi Elettrici - GSE S.p.A.  
Viale Maresciallo Pilsudski 92, 00197 - Roma*

riportando sul plico esterno la seguente dicitura:

*"GSE - Incentivazione impianti fotovoltaici ai sensi del DM 19/02/2007 - Richiesta del Premio per impianti fotovoltaici abbinati all'uso efficiente dell'energia - Numero Identificativo Impianto (N°= .....)"*.

Documentazione da allegare per la richiesta del premio. Si distinguono 2 casi:

1. edifici oggetto di opere di miglioramento delle prestazioni energetiche
2. edifici di nuova costruzione

#### **5.7.4.1 Edifici oggetto di opere di miglioramento delle prestazioni energetiche (Allegato A3a Delibera 90/07)**

Dopo aver effettuato le operazioni tramite il portale occorre inviare al GSE la seguente documentazione:

1. Richiesta di ammissione al premio per impianti fotovoltaici abbinati all'uso efficiente dell'energia - Allegato A3a della Delibera AEEG n. 90/07 - (stampata dal portale Web, comprensiva di data e firma del soggetto responsabile).
2. Attestato di certificazione/qualificazione energetica *ante operam*, firmato da un tecnico in possesso dei requisiti di legge, in cui è necessario indicare potenziali interventi migliorativi delle prestazioni energetiche dell'edificio o dell'unità immobiliare.
3. Relazione tecnica in merito agli interventi effettuati, firmata dal professionista abilitato.  
La relazione tecnica deve illustrare gli interventi realizzati e i calcoli effettuati per la determinazione dei valori richiesti.
4. Attestato di certificazione/qualificazione energetica *post operam*, firmato da un tecnico in possesso dei requisiti di legge, che descriva la situazione dell'edificio o dell'unità immobiliare a seguito dell'avvenuta esecuzione di interventi di efficientamento. (Si ricorda che per maturare il diritto al premio è necessario conseguire una riduzione di almeno il 10% dell'indice di prestazione energetica). Gli attestati di certificazione/qualificazione energetica (ante e post intervento) devono essere elaborati con la medesima tipologia di calcolo.
5. Evidenza documentale della data di effettuazione dei singoli interventi.

#### **5.7.4.2 Edifici di nuova costruzione**

Dopo aver effettuato le operazioni tramite il portale occorre inviare al GSE la seguente documentazione:

1. Richiesta di ammissione al premio per impianti fotovoltaici abbinati all'uso efficiente dell'energia - Allegato A3b della Delibera AEEG n. 90/07 - (stampata dal portale Web, comprensiva di data e firma del soggetto responsabile).
2. Attestato di certificazione/qualificazione energetica, firmato da un tecnico in possesso dei requisiti di legge, da cui risulti che l'indice di prestazione energetica dell'edificio o dell'unità immobiliare è inferiore di almeno il 50 % rispetto ai valori riportati nell'allegato C, comma 1, tabella 1, del dlgs. del 19 agosto 2005, n. 192, e successive modificazioni ed integrazioni.
3. Relazione tecnica in merito agli interventi effettuati, firmata da professionista abilitato riportante il dettaglio del sistema edificio-impianto e i calcoli effettuati per la determinazione dei valori richiesti.
4. Evidenza documentale che la data di completamento dell'edificio è successiva all'entrata in vigore del DM 19 febbraio 2007.

#### **5.7.5 Gli errori da evitare**

Nella predisposizione della documentazione da inviare al GSE è opportuno prestare attenzione ai seguenti aspetti, che potrebbero comportare la necessità per il GSE di richiedere integrazioni alla documentazione inviata e quindi ritardi nel riconoscimento degli incentivi:

- ✓ *La richiesta dell'incentivazione deve essere inviata dopo l'avvenuta entrata in esercizio secondo quanto indicato al precedente paragrafo 7.1.*
- ✓ *La richiesta della tariffa incentivante, la scheda tecnica finale d'impianto, la dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà e l'eventuale richiesta del premio abbinato al risparmio energetico devono essere presentate su modelli stampati direttamente dal portale del GSE (<https://applicazioni.gse.it>) e firmate in originale.*
- ✓ *La dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà deve essere corredata da copia fotostatica, non autenticata, di un documento di identità del sottoscrittore in corso di validità.*
- ✓ *La documentazione finale di progetto deve contenere almeno una relazione generale, schemi di sistema e disegni planimetrici dell'impianto.*
- ✓ *Le 5 fotografie dell'impianto fotovoltaico devono fornire, attraverso diverse inquadrature, una visione completa dell'impianto effettivamente realizzato ed essere caricate sul portale del GSE.*
- ✓ *Gli elenchi dei moduli fotovoltaici e dei convertitori della corrente continua in corrente alternata, indicanti modello marca e numero di matricola, devono essere caricati dal soggetto responsabile sul portale del GSE.*
- ✓ *Il certificato di collaudo, da presentare in originale, deve attestare anche le prestazioni tecniche dell'impianto.*

Diversamente da quanto prescritto dai precedenti decreti ministeriali, tale obbligo è esteso a tutti gli impianti, non solo a quelli con potenza superiore a 50 kW (utilizzare il fac-simile disponibile sul sito del GSE).

## **5.8 La convenzione con il GSE**

### **5.8.1 La comunicazione della tariffa incentivante**

Il GSE, dopo aver verificato l'ammissibilità di tutta la documentazione ricevuta (indicata al precedente capitolo 8), entro 60 giorni dalla data di ricezione della stessa trasmette al soggetto responsabile la comunicazione della tariffa incentivante riconosciuta all'impianto. Nella suddetta comunicazione vengono individuati in particolare:

- ✓ Il valore della tariffa incentivante riconosciuta all'impianto per 20 anni consecutivi a partire dalla data di entrata in esercizio dell'impianto (definita come indicato al precedente punto 2);
- ✓ Le caratteristiche tecniche dell'impianto (potenza, tipo di integrazione architettonica, scambio sul posto, agevolazioni particolari, ecc).

### **5.8.2 La stipula della convenzione**



La stipula della convenzione ha lo scopo di regolamentare il rapporto giuridico tra il GSE, soggetto designato al rilascio dell'incentivazione, ed il soggetto responsabile dell'impianto, soggetto che deve ricevere l'incentivazione economica.

A seguito della ricezione della comunicazione del GSE di avvio all'incentivazione dell'impianto, il soggetto responsabile, per completare la fase istruttoria preliminare al rilascio della tariffa incentivante, deve collegarsi al portale web (<https://applicazioni.gse.it>) ed accedere alla sezione dedicata al "Decreto Interministeriale 19.02.2007" con le proprie credenziali (User ID e Password) e procedere ad attivare il modulo operativo "Convenzione" (con riferimento al Numero Identificativo dell'impianto).

Il soggetto responsabile deve seguire le istruzioni comunicate con la lettera di riconoscimento della tariffa incentivante e procedere quindi a verificare la correttezza dei dati già inseriti nel sistema. Nel caso in cui si rilevino discrepanze con le informazioni in proprio possesso, il soggetto responsabile non deve convalidare il testo della Convenzione, ma darne immediata comunicazione all'indirizzo e-mail [chiarimenti.fotovoltaico@gse.it](mailto:chiarimenti.fotovoltaico@gse.it), riportando nell'oggetto dell'e-mail la dicitura:

*Rettifica dati di Convenzione - Numero Identificativo Impianto (N= .....).*  
 Conseguentemente il soggetto responsabile deve restare in attesa di una risposta all'e-mail per poter concludere questa fase dell'istruttoria.

Se la verifica è andata a buon fine il soggetto responsabile può concludere la procedura informatica del portale provvedendo alla stampa di due originali della Convenzione con il GSE.

Si precisa che il soggetto responsabile deve firmare solo uno dei due originali e la scheda anagrafica precedentemente stampata e inviare l'intero plico al seguente indirizzo:

*Gestore dei Servizi Elettrici - GSE S.p.A.  
 Viale Maresciallo Pilsudski 92, 00197 - Roma*

riportando sul plico esterno la seguente dicitura:

*"GSE - Incentivazione impianti fotovoltaici ai sensi del DM 19/02/2007 - Invio convenzione fotovoltaico - Numero Identificativo Impianto (N°= .....)"*.

Infine il GSE tratterrà la copia firmata dal soggetto responsabile dell'impianto e restituirà l'altra copia firmata dal Direttore Operativo del GSE.

A conclusione della procedura di stipula, gli originali della Convenzione risulteranno firmati in modo disgiunto: l'originale a firma del solo GSE rimarrà in possesso del soggetto responsabile, mentre l'originale a firma del solo soggetto responsabile rimarrà in possesso del GSE.

## ***5.9 Il pagamento degli incentivi***

### ***5.9.1 Tempi e modalità per il pagamento degli incentivi***

*Impianto fotovoltaico con potenza nominale non inferiore a 1 kW e non superiore a 20 kW che si avvale del servizio di scambio sul posto*

Il pagamento dell'incentivo viene effettuato a cadenza bimestrale: il GSE eroga un corrispettivo pari al prodotto tra l'energia elettrica generata dall'impianto fotovoltaico e la tariffa incentivante riconosciuta, eventualmente maggiorata del premio.

La misura dell'energia elettrica prodotta viene trasmessa a cadenza mensile al GSE dai gestori di rete locali, con i quali i soggetti responsabili hanno stipulato il contratto di scambio sul posto.

Nel caso in cui i gestori di rete tardino nel comunicare le misure, il GSE provvede ad erogare, salvo le verifiche di competenza, corrispettivi bimestrali a titolo di acconto, calcolati in base alla producibilità presunta mentre i relativi conguagli sono emessi non appena i gestori di rete comunicano le misure dell'energia realmente prodotta.

Il pagamento avviene accreditando gli importi sul conto corrente bancario indicato dal soggetto responsabile, con valuta l'ultimo giorno del mese successivo a quello di ricevimento delle misure ("Data di Pagamento"). Ad esempio, il calcolo del corrispettivo relativo al bimestre gennaio-febbraio avverrà nel mese di marzo e la "Data di Pagamento" sarà il 30 aprile.

Nel caso in cui la "Data di Pagamento" ricada in un giorno festivo, il pagamento è disposto con valuta riconosciuta il giorno lavorativo immediatamente successivo.

Il pagamento non viene effettuato nel caso in cui l'ammontare bimestrale cumulato non superi i 250 Euro.

#### *Impianto fotovoltaico con potenza nominale superiore a 20 kW*

Il pagamento dell'incentivo viene effettuato a cadenza mensile: il GSE eroga un corrispettivo pari al prodotto tra l'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico e la tariffa incentivante riconosciuta.

La misura dell'energia elettrica prodotta viene trasmessa a cadenza mensile al GSE dai soggetti responsabili o dai gestori di rete locali, nel caso in cui i soggetti responsabili si siano rivolti ad essi per il servizio di trasmissione delle misure.

Nella seconda ipotesi, nel caso in cui i gestori di rete tardino nel comunicare le misure, il GSE provvede ad erogare, salvo le verifiche di competenza, corrispettivi mensili a titolo di acconto, calcolati in base alla producibilità presunta, mentre i relativi conguagli sono emessi non appena i gestori di rete comunicano le misure mensili dell'energia realmente prodotta.

Il pagamento avviene accreditando gli importi sul conto corrente bancario indicato dal soggetto responsabile, con valuta riconosciuta l'ultimo giorno del mese successivo a quello di ricevimento delle misure ("Data di Pagamento"). Ad esempio, l'incentivo relativo alla produzione di gennaio verrà calcolato in febbraio e la "Data di Pagamento" sarà il 31 marzo.

In ogni caso il soggetto responsabile è tenuto a trasmettere al GSE, su base annua e riferita all'anno solare precedente, copia della dichiarazione di produzione di energia elettrica presentata all'Ufficio Tecnico di Finanza.

Nel caso in cui la "Data di Pagamento" ricada in un giorno festivo, il pagamento è disposto con valuta riconosciuta il giorno lavorativo immediatamente successivo.

Il pagamento non viene effettuato nel caso in cui l'ammontare mensile cumulato non superi i 500 Euro.

### **5.9.2 Il regime fiscale relativo all'incentivazione**

Con riferimento al trattamento fiscale della tariffa incentivante, l'Agenzia delle Entrate ha emanato in data 19/7/2007 la Circolare n.46/E concernente la "Disciplina fiscale degli incentivi per gli impianti fotovoltaici". Tale circolare, reperibile sul sito internet [www.agenziaentrate.gov.it](http://www.agenziaentrate.gov.it) o [www.gse.it](http://www.gse.it), fornisce chiarimenti in merito al regime fiscale della tariffa e dei ricavi derivanti dalla vendita dell'energia, individuando, in funzione dei soggetti, dell'attività da questi svolta e della destinazione dell'energia prodotta, la disciplina applicabile ai fini delle imposte dirette ed indirette.

Per quanto concerne il trattamento fiscale della tariffa incentivante occorre premettere che l'Amministrazione finanziaria ha chiarito che la stessa non è mai soggetta ad IVA, anche nel caso in cui il soggetto realizzi l'impianto fotovoltaico nell'esercizio di attività di impresa, arte o professione, in quanto la tariffa incentivante si configura come un contributo a fondo perduto, percepito dal soggetto responsabile in assenza di alcuna controprestazione resa al soggetto erogatore.

Ai fini dell'imposizione diretta, le somme corrisposte a titolo di tariffa incentivante assumono rilevanza qualora l'impianto venga utilizzato nell'ambito di una attività di impresa. A tal fine l'Amministrazione finanziaria ha opportunamente distinto la disciplina fiscale a seconda se il soggetto percettore sia:

- ✓ persona fisica, ente non commerciale o condominio che non esercita attività di impresa, arte o professione;
- ✓ persona fisica ed associazione professionale che esercita attività di lavoro autonomo;
- ✓ persone fisica o giuridica che realizza l'impianto nell'ambito di una attività commerciale;

Per la persona fisica, ente non commerciale o condominio che non utilizza l'impianto nell'ambito di una attività di impresa, arte o professione, la tariffa incentivante assume rilievo ai fini delle imposte dirette nella sola ipotesi in cui tale soggetto venda alla rete l'energia prodotta dall'impianto in misura esuberante rispetto ai propri consumi. A tal fine, per gli impianti di potenza  $\leq 20$  kW, che per collocazione non sono posti al servizio dell'abitazione dell'utente o della sede dell'ente, l'energia prodotta in esubero rispetto ai propri consumi si considera ceduta nell'ambito di una attività commerciale. In tale ipotesi si realizza l'esercizio di una attività imprenditoriale, con i conseguenti obblighi fiscali ed amministrativi, per la sola parte corrispondente all'energia venduta. Di conseguenza la tariffa incentivante, per la parte corrispondente all'energia ceduta, costituisce componente positivo di reddito di impresa ai sensi dell'articolo 85 comma 1 lettera h) del TUIR (Testo Unico delle Imposte sui Redditi). Pertanto, quale contributo in conto esercizio, essa è soggetta ad IRPEF o IRES/IRAP nonché alla ritenuta a titolo d'acconto del 4% come previsto dall'articolo 28 comma 2, del DPR 600/73. Si sottolinea che per gli impianti di potenza  $\leq 20$  kW, posti al servizio dell'abitazione o della sede ossia destinati a far fronte

agli usi domestici dell'abitazione o sede dell'utente, la vendita dell'energia in esubero non realizza invece attività commerciale e pertanto la tariffa corrisposta non assume rilevanza né ai fini delle imposte dirette né ai fini della ritenuta del 4%.

Per gli impianti di potenza > 20 kW, l'energia prodotta in eccesso e venduta realizza l'esercizio di impresa commerciale indipendentemente dalla destinazione dell'impianto ai bisogni energetici dell'abitazione o della sede dell'ente. Anche in tale ipotesi l'esercizio di impresa commerciale si realizza per la sola parte relativa alla cessione dell'energia; pertanto come nel precedente caso, la tariffa incentivante concorre a formare il reddito di impresa e la base imponibile per la sola parte corrispondente al rapporto tra energia venduta ed energia prodotta.

Analogamente, la tariffa incentivante sarà soggetta, nella medesima proporzione, alla ritenuta di cui all'articolo 28 del DPR 600/73. Con la Risoluzione Ministeriale n.61/E del 22/02/2008,

l'Agenzia delle Entrate ha escluso dalla ritenuta del 4% la tariffa incentivante percepita dai soggetti di cui all'articolo 74 del TUIR. Pertanto per gli organi e le Amministrazioni dello Stato, i Comuni, le Province, le Regioni, i consorzi tra enti locali, le comunità montane e le associazioni o enti di gestione del demanio collettivo, la tariffa incentivante non è mai soggetta a ritenuta del 4% indipendentemente dalla potenza dell'impianto fotovoltaico realizzato e/o dalla destinazione dell'energia al mercato o al consumo proprio dell'ente.

Per le persone fisiche e le associazioni che svolgono attività professionale, la tariffa incentivante assume rilievo ai fini delle imposte dirette solo nell'ipotesi in cui viene ceduta l'energia in esubero prodotta dall'impianto fotovoltaico. In tale circostanza poiché la vendita dell'energia realizza l'esercizio di una attività di impresa, tali soggetti avranno l'obbligo di separare l'attività professionale da quella commerciale ai sensi dell'art. 36 del D.P.R. 633/72. La tariffa, per la sola parte corrispondente all'energia ceduta, costituirà un componente positivo del reddito di impresa soggetto ad IRPEF o IRES/IRAP e alla ritenuta del 4%.

Infine l'utilizzo dell'impianto nell'ambito di una attività di impresa, comporta come noto, che lo stesso concorra interamente alla determinazione del reddito di impresa, sia dal lato dei componenti negativi, attraverso le quote di ammortamento ed i costi di manutenzione, sia da quello dei componenti positivi tra i quali vanno inclusi sia la tariffa incentivante sia i ricavi di vendita dell'energia. E' importante sottolineare che la tariffa incentivante costituisce un componente positivo di reddito per il suo intero ammontare, indipendentemente dalla destinazione dell'energia fotovoltaica prodotta. Pertanto anche nell'ipotesi in cui l'energia prodotta sia totalmente consumata nell'ambito dell'impresa, la tariffa incentivante, quale contributo in conto esercizio costituisce ricavo ai sensi dell'articolo 85 del TUIR ed è soggetta per il suo intero ammontare alla ritenuta del 4% .

### ***5.9.3 Il regime fiscale relativo all'energia venduta e ai costi dell'impianto***

L'Agenzia delle Entrate, sempre nella Circolare n.46/E del 19/7/2007, ha chiarito che il provento derivante dalla vendita dell'energia prodotta da un impianto fotovoltaico costituisce sempre reddito tassabile.

Però la natura fiscalmente riconosciuta di tale reddito assume rilevanza ai fini delle modalità di tassazione.

A tal proposito si deve evidenziare che nella sola ipotesi in cui la vendita dell'energia sia effettuata da un soggetto che non esercita attività di impresa, arte o professione e che abbia realizzato un impianto di potenza non superiore a 20 kW destinato a sopperire ai bisogni energetici dell'abitazione o della sede, l'Amministrazione finanziaria ha qualificato il provento della vendita come "reddito diverso" ossia come reddito derivante dall'esercizio di una attività commerciale non esercitata abitualmente. L'inclusione di tali proventi tra i "redditi diversi" di cui all'articolo 67 comma 1 lettera i) del TUIR, comporta che la cessione dell'energia non sia soggetta né ad IVA né a ritenuta d'acconto, sebbene vi sia comunque l'obbligo di denunciare - ed assoggettare a tassazione - il reddito in sede di dichiarazione fiscale. Inoltre in quanto "reddito diverso", il percettore non dovrà adempiere agli obblighi amministrativi e fiscali conseguenti all'esercizio di una impresa commerciale. Per contro però l'Amministrazione finanziaria ha escluso che i costi sostenuti per l'acquisto o realizzazione dell'impianto possano essere dedotti come spese inerenti alla produzione del reddito. A tal proposito è bene ricordare che in tale ipotesi la Circolare ha escluso per il percettore la rilevanza reddituale della tariffa incentivante, che non dovrà quindi essere né dichiarata né tassata.

In tutti gli altri casi in cui si realizzi la cessione dell'energia in esubero prodotta dall'impianto fotovoltaico,

l'Agenzia delle Entrate ha riconosciuto l'esercizio di una attività commerciale e pertanto l'esistenza di una impresa. Pertanto i proventi della cessione dell'energia costituiranno componenti positivi di reddito che concorreranno alla determinazione del reddito di impresa. Analogamente saranno deducibili sia i costi, che l'IVA, sostenuti per la realizzazione dell'impianto, con le sole limitazioni previste dalla vigenti disposizioni nel caso di utilizzo promiscuo dello stesso.

### ***5.10 Le verifiche sugli impianti***

Nell'ambito del ruolo di soggetto attuatore del meccanismo d'incentivazione in "conto energia", il GSE organizza e gestisce le attività di verifica degli impianti fotovoltaici.

A tal fine è stato redatto dal GSE un apposito regolamento per l'effettuazione delle verifiche tecniche sugli impianti fotovoltaici. Le disposizioni contenute nel regolamento sono finalizzate all'esecuzione di tali interventi di verifica in un contesto di massima trasparenza nei confronti dei soggetti responsabili.

Per l'esecuzione delle verifiche il GSE si avvale anche di altri soggetti abilitati.

Gli impianti da sottoporre a verifica sono scelti ricorrendo anche ad opportuni criteri di individuazione dei casi più critici o anomali.

L'obiettivo dei sopralluoghi sui siti è quello di verificare che gli impianti fotovoltaici siano stati realizzati conformemente ai requisiti previsti per il riconoscimento delle tariffe incentivanti nel DM 19/02/07 e nella Delibera AEEG n. 90/07.

I principali passi previsti per l'effettuazione delle verifiche sugli impianti sono i seguenti:

- ✓ al soggetto responsabile interessato dalla verifica sul proprio impianto è data comunicazione scritta tramite posta convenzionale o posta elettronica a cura del GSE (con preavviso non inferiore a 10 giorni lavorativi);
- ✓ le verifiche sugli impianti sono effettuate in contraddittorio con il soggetto responsabile dell'impianto o suoi rappresentanti tecnici, che possono farsi assistere da persone di fiducia;
- ✓ della verifica sugli impianti è redatto un verbale contenente l'indicazione di tutte le operazioni compiute, della documentazione e delle informazioni acquisite e delle dichiarazioni rese dalla parte. Il verbale è sottoscritto da tutti i partecipanti alle operazioni (copia del verbale è rilasciata dal GSE al soggetto responsabile).

Qualora la verifica dovesse dare esito negativo (ossia qualora l'impianto risulti essere stato realizzato in modo non conforme ai requisiti previsti per il riconoscimento delle tariffe incentivanti nel DM 19/02/07 e nella Delibere AEEG n. 90/07), il GSE comunicherà al soggetto responsabile la revoca dell'incentivazione indicando precisamente le motivazioni del provvedimento adottato, dandone anche opportuna comunicazione ad AEEG.

### ***5.11 I riferimenti normativi***

Di seguito sono sinteticamente elencati i principali provvedimenti legislativi e regolatori attinenti all'incentivazione degli impianti fotovoltaici.

Decreti legislativi e Decreti ministeriali:

- Decreto legislativo n. 387 del 29 dicembre 2003 “Attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità”;
- Decreto ministeriale 28 luglio 2005 “Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare”;
- Decreto ministeriale 6 febbraio 2006 “Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare” recante modifiche e integrazioni al DM 28 luglio 2005;
- Decreto legislativo n. 26 del 2 febbraio 2007 “Attuazione della direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità”;
- Decreto ministeriale 19 febbraio 2007 “Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387” Delibere dell'AEEG in attuazione dei Decreti ministeriali;
- Delibera n. 188/05 “Definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione

- dell'articolo 9 del Decreto del Ministro delle Attività produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005”;
- Delibera n. 40/06 “Modificazione e integrazione alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 settembre 2005, n.188/05, in materia di modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici”;
  - Delibera n. 90/07 - Attuazione del Decreto del Ministro dello Sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.

Ulteriori delibere e documenti dell'Autorità relativi al conto energia:

- Delibera n. 34/05 (e successive revisioni) “Modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e al comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239”;
- Delibera n. 28/06 - Condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387;
- Manuale operativo del servizio di scambio sul posto, 31 marzo 2006;
- Delibera n. 260/06 “Modificazione e integrazione della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 settembre 2005,188/05 in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici (in parte modificata dalla Delibera n. 88/07);
- Delibera n. 88/07 “Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione”;
- Delibera n. 89/07 “Condizioni tecnico economico per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale a 1kW”;
- Delibera n. 280/07 “Modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 e dell'articolo 1, comma 41 della legge 23 agosto 2004, n.239”;
- Delibera n. 150/08 “Ulteriori disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione in materia di misura dell'energia elettrica prodotta e immessa da impianti di produzione Cip n.6/92”;
- Delibera n. 33/08 “Condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore a 1 kV”;
- Delibera n. 74/08 “Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP);
- Delibera n. 99/08 “Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica”;

- Delibera n. 161/08 “Modificazione della deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 13 aprile 2007, n. 90/07, in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici;
- Delibera n. 1/09 Attuazione dell’articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell’articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell’energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva e di scambio sul posto.



## **5.12 Glossario**

### **Acquirente Unico (AU)**

Acquirente Unico è la Società per azioni del gruppo Gestore dei Servizi Elettrici - GSE Spa, cui è affidato per legge il ruolo di garante della fornitura di energia elettrica alle famiglie e alle piccole imprese, a prezzi competitivi e in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio.

Il compito di Acquirente Unico è quello di acquistare energia elettrica alle condizioni più favorevoli sul mercato e di cederla ai distributori o alle imprese di vendita al dettaglio, per la fornitura ai piccoli consumatori che non acquistano sul mercato libero.

Dal 1° luglio 2007, con la completa apertura del mercato elettrico, Acquirente Unico acquista l'energia elettrica per il fabbisogno dei clienti appartenenti al mercato di "maggior tutela", consumatori domestici e piccole imprese (connesse in bassa tensione, con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro) che non hanno scelto un nuovo fornitore nel mercato libero.

### **Alta Tensione (AT)**

Tensione nominale tra le fasi elettriche superiore a 35 kV e uguale o inferiore a 150 kV.

### **Altissima Tensione (AAT)**

Tensione nominale tra le fasi elettriche superiore a 150 kV.

### **Attestato di certificazione energetica di un edificio**

Documento, redatto da soggetti accreditati nel rispetto delle norme di legge, attestante la prestazione energetica dell'edificio, ovvero la quantità annua di energia primaria necessaria per soddisfare i vari bisogni connessi ad un uso standard dell'edificio. Tale documento contiene i dati relativi all'efficienza energetica dell'edificio, i valori vigenti a norma di legge, ed è corredato di suggerimenti in merito agli interventi più significativi ed economicamente convenienti per il miglioramento della prestazione energetica dell'edificio.

### **Attestato di qualificazione energetica di un edificio**

Documento predisposto ed asseverato da un professionista abilitato, non necessariamente estraneo alla proprietà, alla progettazione o alla realizzazione dell'edificio, attestante la prestazione energetica dell'edificio e comprendente anche l'indicazione di possibili interventi migliorativi delle prestazioni energetiche. Sul frontespizio è indicato che il documento non costituisce attestato di certificazione energetica dell'edificio, ed è dichiarato il ruolo ricoperto dall'estensore con riferimento all'edificio.

L'attestato di qualificazione energetica sostituisce l'attestato di certificazione energetica fino alla data di entrata in vigore delle Linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici, di cui all'articolo 6, comma 9, del D.Lgs 192/05.

### **Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG)**

Autorità indipendente di regolazione alla quale è affidata la funzione di garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza del settore elettrico e del gas, istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481.

### **Bassa tensione (BT)**

Tensione nominale tra le fasi elettriche uguale o inferiore a 1kV.

### **Borsa elettrica**

Luogo virtuale in cui avviene l'incontro tra domanda e offerta per la compravendita dell'energia elettrica all'ingrosso. La gestione economica della borsa elettrica è affidata al GME ai sensi dell'art. 5 del d.lgs. 79/99.

### **Campo fotovoltaico**

Insieme di moduli fotovoltaici, connessi elettricamente tra loro e installati meccanicamente nella loro sede di funzionamento.

### **Cella fotovoltaica**

Elemento base dell'impianto fotovoltaico, costituito da materiale semiconduttore opportunamente 'drogato' e trattato, che converte la radiazione solare in elettricità.

### **Certificazione energetica di un edificio**

Il complesso delle operazioni, svolte da soggetti accreditati, per il rilascio dell'attestato di certificazione energetica e delle raccomandazioni per il miglioramento della prestazione energetica dell'edificio.

### **Chilowatt (kW)**

Multiplo dell'unità di misura della potenza, pari a 1.000 Watt.

### **Chilowattora (kWh)**

Unità di misura dell'energia. Un chilowattora è l'energia consumata in un'ora da un apparecchio utilizzatore da 1 kW.

### **Cliente idoneo, cliente libero**

Persona fisica o giuridica che ha facoltà di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi fornitore di propria scelta (produttore, distributore, grossista). A partire dal 1° luglio 2007

tutti i clienti sono idonei e hanno diritto ad acquistare energia direttamente in borsa o da un grossista.

### **Codice POD**

Il codice POD (Point of Delivery), introdotto dalla delibera AEEG 293/05, è definito dal gestore di rete locale. Tale codice identifica il punto di consegna dell'energia elettrica e viene utilizzato per la trasmissione delle misure al GSE.

### **Conto energia**

Mentre con l'espressione "incentivazione in conto capitale" si intende l'erogazione di un contributo per l'investimento necessario per la realizzazione di un impianto, con l'espressione "conto energia" viene indicato un meccanismo di incentivazione che remunera l'energia elettrica prodotta da un impianto per un certo numero di anni.

### **Contratto bilaterale**

Contratto di fornitura di energia elettrica concluso al di fuori della borsa elettrica tra un soggetto produttore/grossista e un cliente idoneo. Il prezzo di fornitura e i profili di immissione e prelievo sono definiti liberamente dalle parti, tuttavia immissioni e prelievi orari devono essere comunicati a Terna S.p.A. ai fini della verifica di compatibilità con i vincoli di trasporto della rete di trasmissione nazionale.

### **Conversione fotovoltaica**

Fenomeno per il quale la luce incidente su un dispositivo elettronico a stato solido (cella fotovoltaica) genera energia elettrica.

### **Convertitore CC/CA, invertitore, inverter**

Dispositivo elettrico statico che converte la corrente continua in corrente alternata.

### **Corrente**

Flusso di cariche elettriche in un conduttore tra due punti aventi una differenza di potenziale (tensione). Si misura in A (Ampère).

### **Dispacciamento**

E' l'attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari ai fini dell'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia elettrica dovuti alla produzione e al consumo di potenza attiva e reattiva ad ogni istante.

**Distributore**

E' un gestore di rete titolare della concessione di distribuzione.

**Efficienza di conversione di un dispositivo fotovoltaico (in %)**

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta e l'energia solare raccolta dal dispositivo fotovoltaico.

**Film sottile**

È il prodotto della tecnologia che sfrutta la deposizione di un sottilissimo strato di materiali semiconduttori per la realizzazione della cella fotovoltaica.

**Gestore del Mercato Elettrico (GME)**

E' la società per azioni costituita dal GSE alla quale è affidata la gestione economica del mercato elettrico secondo criteri di trasparenza e obiettività, al fine di promuovere la concorrenza tra i produttori assicurando la disponibilità di un adeguato livello di riserva di potenza. In particolare il GME gestisce il Mercato del giorno prima, il Mercato di Aggiustamento e il Mercato per il servizio di dispacciamento. Al GME è affidato inoltre la contrattazione dei Certificati Verdi e dei titoli di efficienza energetica ("Certificati Bianchi").

**Gestore di rete elettrica**

E' la persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione di una rete elettrica con obbligo di connessione di terzi, nonché delle attività di manutenzione e di sviluppo della medesima.

**Grossista**

Persona fisica o giuridica che acquista e vende energia elettrica senza esercitare attività di produzione, trasmissione e distribuzione nei Paesi dell'Unione Europea.

**Impianto fotovoltaico**

Impianto costituito da moduli fotovoltaici e altri componenti progettato per produrre energia elettrica a partire dalla radiazione solare.

**Impianto fotovoltaico connesso in rete**

Impianto fotovoltaico collegato alla rete di distribuzione dell'energia elettrica.

**Impianto fotovoltaico isolato**

Impianto fotovoltaico non collegato alla rete elettrica di distribuzione.

**Impresa di vendita**

È la controparte del contratto di fornitura elettrica del soggetto responsabile (o dell'utente dello scambio sul posto).

**Indice di prestazione energetica EP di un edificio**

Esprime il consumo di energia primaria totale dell'edificio riferito all'unità di superficie utile o di volume lordo. Gli indici di prestazione energetica EP parziali esprimono invece i consumi di energia primaria riferiti a singoli usi energetici dell'edificio (climatizzazione invernale o climatizzazione estiva o produzione di acqua calda per usi sanitari o illuminazione artificiale).

**Irraggiamento**

Radiazione solare istantanea (quindi una potenza) incidente sull'unità di superficie. Si misura in  $\text{kW/m}^2$ . L'irraggiamento rilevabile all'Equatore, a mezzogiorno e in condizioni atmosferiche ottimali, è pari a circa  $1.000 \text{ W/m}^2$ .

**Media tensione (MT)**

È una tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV e uguale o inferiore a 35 kV.

**Mercato elettrico**

L'insieme del mercato del giorno prima dell'energia, del mercato di aggiustamento e del mercato per i servizi di dispacciamento.

**Misura dell'energia elettrica**

È l'attività di misura finalizzata all'ottenimento di misure dell'energia elettrica in un punto di immissione, in un punto di prelievo o in un punto di interconnessione.

**Modulo fotovoltaico**

Insieme di celle fotovoltaiche collegate tra loro in serie o parallelo, così da ottenere valori di tensione e corrente adatti ai comuni impieghi, come la carica di una batteria. Nel modulo, le celle sono protette dagli agenti atmosferici da un vetro sul lato frontale e da materiali isolanti e plastici sul lato posteriore.

**Potenza di picco ( $W_p$ )**

È la potenza massima prodotta da un dispositivo fotovoltaico in condizioni standard di funzionamento (irraggiamento  $1000 \text{ W/m}^2$  e temperatura  $25^\circ\text{C}$ ).

**Potenza nominale**

La potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) dell'impianto fotovoltaico è la potenza elettrica dell'impianto determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime, o di picco, o di targa) di ciascun modulo fotovoltaico facente parte del medesimo impianto, misurate alle condizioni standard (temperatura pari a 25 °C e radiazione pari a 1.000 W/m<sup>2</sup>).

### **Potenziamento dell'impianto fotovoltaico**

Il potenziamento è l'intervento tecnologico eseguito su un impianto entrato in esercizio da almeno due anni, consistente in un incremento della potenza nominale dell'impianto, mediante aggiunta di moduli fotovoltaici la cui potenza nominale complessiva sia non inferiore a 1 kW.

### **Punto di connessione alla rete**

Punto di confine tra la rete del distributore o del gestore e la rete o l'impianto del cliente.

### **Radiazione solare**

Energia elettromagnetica che viene emessa dal sole in seguito ai processi di fusione nucleare che in esso avvengono. La radiazione solare (o energia) al suolo viene misurata in kWh/m<sup>2</sup>.

### **Rete di trasmissione nazionale (RTN)**

E' l'insieme di linee di una rete usata per trasportare energia elettrica, generalmente in grande quantità, dai centri di produzione alle aree di distribuzione e consumo come individuata dal decreto del

Ministro dell'industria 25 giugno 1999 e dalle successive modifiche e integrazioni.

### **Rifacimento dell'impianto fotovoltaico**

E' l'intervento impiantistico-tecnologico eseguito su un impianto entrato in esercizio da almeno venti anni che comporta la sostituzione con componenti nuovi almeno di tutti i moduli fotovoltaici e del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata.

### **Semiconduttori**

Materiali con caratteristiche elettriche intermedie tra quelle dei conduttori e degli isolanti. Tra di essi vi è il silicio.

### **Silicio**

Materiale semiconduttore usato come base per la costruzione della maggior parte delle celle fotovoltaiche commerciali.

### **Silicio amorfo**

Tipo di silicio per celle fotovoltaiche i cui atomi non sono legati tra loro secondo uno schema uniforme.

**Silicio cristallino**

Tipo di silicio a struttura cristallina (monocristallino o policristallino).

**Silicio monocristallino**

Silicio costituito da un singolo cristallo.

**Silicio policristallino**

Silicio costituito da più cristalli.

**Soggetto responsabile**

Il DM 19 febbraio 2007 definisce il soggetto responsabile dell'esercizio dell'impianto come colui che ha diritto, nel rispetto delle disposizioni del DM, a richiedere e ottenere le tariffe incentivanti.

**Sottocampo**

Collegamento elettrico in parallelo di più stringhe. L'insieme dei sottocampi costituisce il campo fotovoltaico.

**Stringa**

Insieme di moduli o pannelli collegati elettricamente in serie per ottenere la tensione di lavoro del campo fotovoltaico.

**Tensione**

Differenza di potenziale elettrico tra due corpi o tra due punti di un conduttore o di un circuito. Si misura in V (Volt).

**Tensione alternata**

Tensione tra due punti di un circuito che varia nel tempo con andamento di tipo sinusoidale. È la forma di tensione tipica dei sistemi di distribuzione elettrica, come pure delle utenze domestiche e industriali.

**Tensione continua**

Tensione tra due punti di un circuito che non varia di segno e di valore al variare del tempo. È la forma di tensione tipica di alcuni sistemi isolati (ferrovie, navi) e degli apparecchi alimentati da batterie.

**Terna SpA**

E' la società responsabile in Italia della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione su tutto il territorio nazionale.

### **Volt (V)**

Unità di misura della tensione esistente tra due punti in un campo elettrico. Ai capi di una cella fotovoltaica si stabilisce una tensione di circa 0,5 Volt; circa 17 Volt ai capi di un tipico modulo fotovoltaico (nel punto di massima potenza).

### **Watt (W)**

Unità di misura della potenza elettrica. È la potenza sviluppata in un circuito da una corrente di un Ampère che attraversa una differenza di potenziale di un Volt. Equivale a 1/746 di Cavallo Vapore (CV).

### **Watt di picco (Wp)**

Unità di misura usata per indicare la potenza che un dispositivo fotovoltaico può produrre in condizioni standard di funzionamento (irraggiamento  $1.000 \text{ W/m}^2$  e temperatura  $25^\circ\text{C}$ ).

### **Wattora (Wh)**

Unità di misura di energia: equivale ad un Watt per un'ora.



## ***Capitolo 6***

# ***Simulazione***

### ***6.1 Premessa***

Ci sono delle applicazioni in cui la ricostruzione di uno o più parametri spaziali ( $M_1, M_2, \dots$ ) costituisce, unitamente ad altri parametri ordinari ( $P_1, P_2, \dots$ ), l'input di procedure di calcolo, anche complesse, finalizzate alla valutazione di particolari fenomeni, per esempio la stabilità di un pendio, la valutazione della concentrazione di un contaminante nelle vicinanze di una pozzo, la ricarica di un sistema di acquiferi o il grado di desertificazione di un'area geografica in un ipotetico scenario di cambiamenti climatici, etc. (fig.6.1).

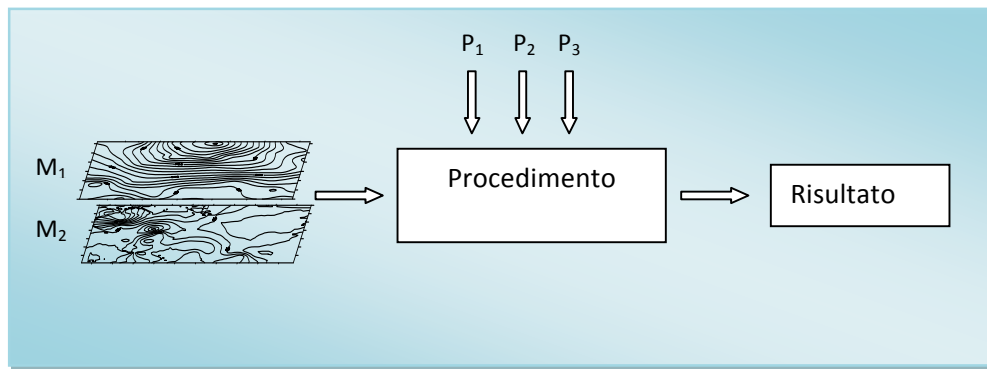


Figura 6.1: Schema generale del processo logico di simulazione

Si tratta di procedure che necessitano dell'attribuzione alle celle di discretizzazione del mezzo in cui si opera delle caratteristiche che entrano nella procedura di calcolo. Alcune di esse sono note in tutto il campo (quelle direttamente legate alla topografia, alla litologia, all'uso del suolo), altre, come quelle tecniche, idrauliche, meteoriche, etc, devono essere ricostruite a partire da misure dirette e anche indirette.

In funzione della fenomenologia, può accadere che il risultato del processo di calcolo sia influenzato, anche in maniera determinante, dalla variabilità spaziale dei parametri georeferenziati e non solo dal loro livello. Si pensi per es. al campo delle permeabilità, o a quello delle caratteristiche meccaniche dei terreni. Quando ciò accade, la stima, quale metodologia di ricostruzione della variabile, non è adatta allo scopo, in quanto essa costituisce una rappresentazione smussata della realtà. Per rendersi conto si osservi la fig. 6.2a, che ritrae, in tracciato sottile, l'andamento "vero" di una variabile in R1, campionata a passo regolare in 9 punti, con i cui valori è stata effettuata la stima della variabile riportata, nella stessa figura, in tratto spesso.

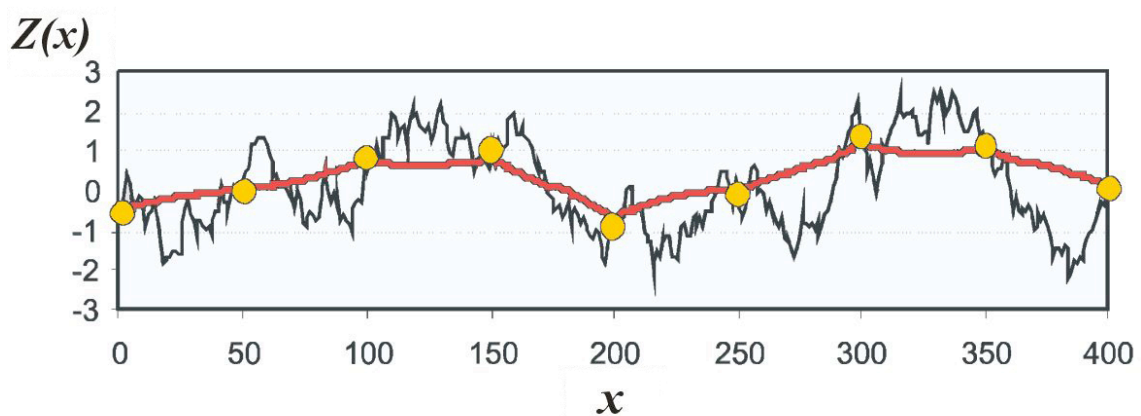


Figura 6.2a: Stima di una variabile R1 con passo regolare di 50 metri

L'entità dello smussamento è proporzionale alla varianza di stima, come da relazione di "lissage", che in termini di kriging semplice (cioè in condizione di media nota) ha un significato più immediato:

$$\text{Var}(Z) - \text{Var}(Z^{KS}) = \text{Var}(Z - Z^{KS}) = \sigma_{KS}^2$$

La differenza tra la dispersione della variabile reale e la dispersione dei valori stimati, quindi l'entità dello smussamento, corrisponde esattamente alla varianza dell'errore di stima. Con un numero di campioni maggiore lo smussamento è minore (fig.6.2b).

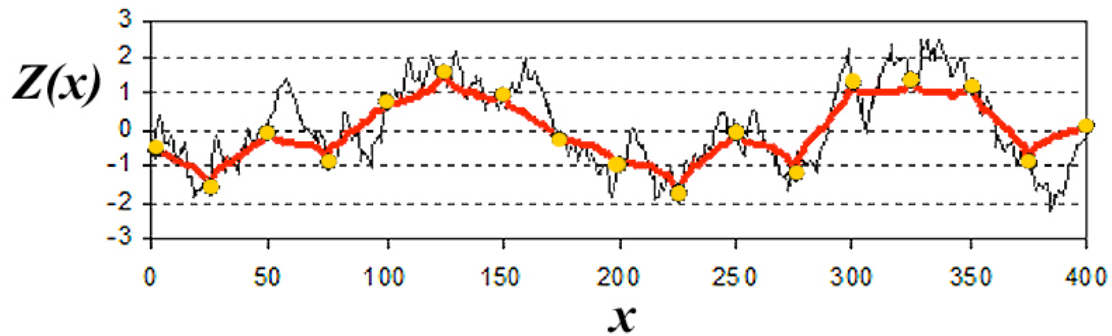


Figura 6.2b: Stima di una variabile R1 con passo regolare di 25 metri

Per dare risposta alle esigenze sopra espresse la geostatistica mette a disposizione un altro tipo di ricostruzione della realtà, costituito dalla *simulazione*. Questa rappresenta una immagine della realtà, di cui ne riproduce le caratteristiche di variabilità. Per contro, come si vedrà più avanti, fornisce una minore accuratezza. Nella fig.6.3a è riportato, sovrapposto alla stessa realtà della fig.6.2, il profilo di una simulazione a cui è stato

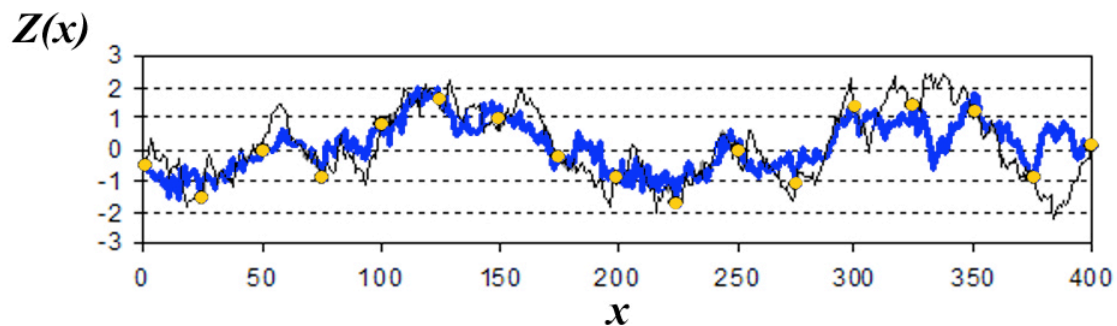


Figura 6.3a: Simulazione condizionata di una variabile R1

imposto il passaggio per i 17 valori, su cui era basata la stima di fig.6.2b. Una simulazione che ritrova nei punti campionati i valori misurati è chiamata *condizionata*. Una simulazione che non ha questa proprietà è detta *non condizionata*. L'interesse applicativo di quest'ultimo tipo di simulazioni è in realtà limitato: la sua importanza è dovuta al fatto alcuni metodi realizzano una simulazione condizionata in due tempi: viene dapprima prodotta una simulazione non condizionata, successivamente soggetta a condizionamento. La fig.6.3b riporta, sovrapposte alla stessa realtà, due simulazioni non condizionate.

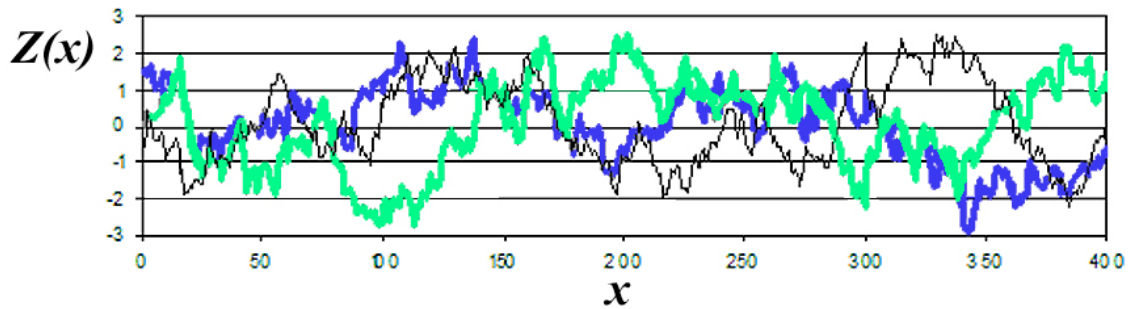
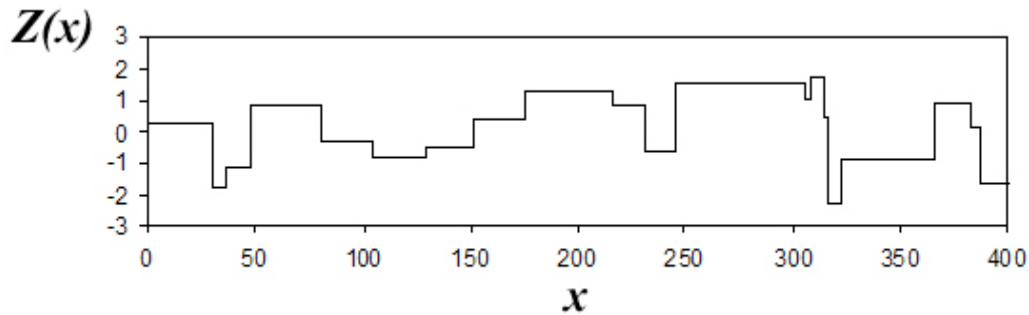


Figura 6.3b: Simulazioni non condizionate di una stessa variabile  $R1$

L'idea che sta alla base della simulazione deriva dall'aver considerato la realtà oggetto dello studio come una particolare realizzazione della FA, assunta come modello probabilistico della realtà stessa. La simulazione consiste nella costruzione di un'altra realizzazione della stessa FA. Questo vuol dire che la simulazione, condizionata o non, non è unica (come la stima), ma se ne possono generare infinite, tutte riprodotte in eguale modo la variabilità spaziale e tutte, se condizionate, passanti per i valori misurati. Nei punti non campionati le diverse simulazioni assumono diversi valori; la loro dispersione rende l'idea dell'incertezza in quei punti. Questo fatto, alla luce della problematica introdotta all'inizio di questa sezione, induce a fare la seguente considerazione. Sia data una procedura di calcolo che deve essere alimentata, tra gli altri input, da un parametro spaziale. Se questa viene eseguita un elevato numero di volte, ogni volta alimentata con una simulazione diversa, si otterranno altrettanti valori del risultato la cui distribuzione di frequenza costituisce una sua probabilizzazione. Con questo tipo di operazione è stata trasferita sul risultato l'incertezza di cui è affetto il parametro spaziale di input. E' la logica della simulazione Montecarlo estesa a parametri georeferenziati.

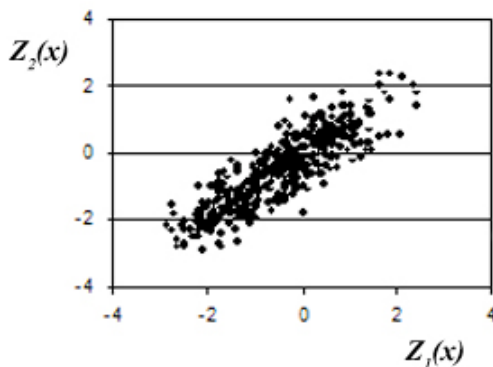
## 6.2 Caratteristiche di una simulazione

Affinché una simulazione sia funzionale agli scopi sopra specificati è necessario che restituisca, se campionata, la distribuzione di frequenza dei valori misurati e il variogramma modello aggiustato sui dati sperimentali. Ma ciò non è sufficiente: infatti

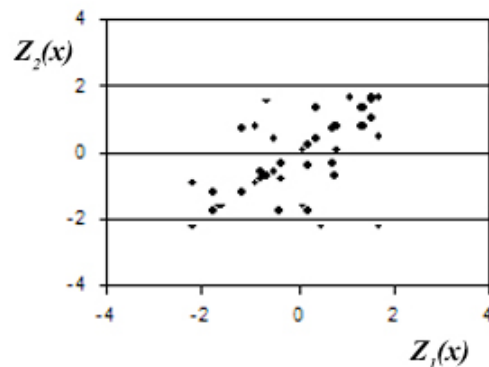


*Figura 6.4: Realizzazione di una FA con stesso e variogramma e distribuzione di frequenza dei valori misurati della variabile R1*

l'andamento di fig.6.4 si riferisce a una realizzazione di una F.A. stazionaria di legge marginale gaussiana e covarianza esponenziale di range pratico  $a^*=60$ , la stessa legge e la stessa covarianza della FA, anch'essa stazionaria, da cui sono state derivate le realizzazioni delle figure 6.2 e 6.3: eppure nei due casi gli andamenti sono molto diversi.



*Figura 6.5a*



*Figura 6.5b*

La ragione è che le due FA hanno legge delle coppie differente: nel caso delle figure 6.2 e 6.3 la legge è bi-gaussiana, mentre nel caso di fig.6.4 è di tipo mosaico. La diversità delle leggi si evince dagli scatterplot delle coppie riportate nelle fig.6.5a e 6.5b. Le coppie si riferiscono ad una distanza di 3, cioè 0.05 volte il range pratico. Nel caso dello scatterplot mosaico, il minor numero di punti è solo apparente, poiché vi sono molte coincidenze nei punti disposti sulla bisettrice. Infatti la legge bivariable mosaico è tale

che le due variabili sono uguali con probabilità  $p$  (in questo caso  $p = e^{-3/20} = 0.86$ ) e indipendenti con probabilità  $(1-p)$ .

### 6.3 Anamorfosi gaussiana

Se la simulazione viene effettuata con i dati originari, qualsiasi sia il metodo, non vi è alcuna possibilità di ottenere dei valori che hanno un istogramma prossimo a quello di partenza. E' per tale ragione che normalmente si effettua preliminarmente una trasformazione gaussiana dei dati, detta anche *anamorfosi gaussiana*. Infatti, quando si manipolano variabili gaussiane mediante combinazioni lineari, si ottengono valori che conservano la distribuzione gaussiana. Inoltre, la trasformazione gaussiana è anche importante perché alcuni metodi di simulazione sfruttano le proprietà delle FA gaussiane.

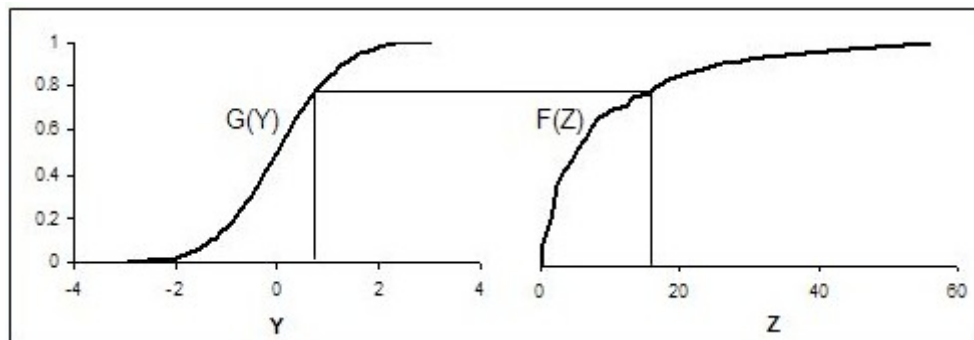


Figura 6.6: Processo di anamorfosi gaussiana

Indicando con  $Z$  e  $Y$  le FA (stazionarie) definite rispettivamente nel campo reale e nel campo gaussiano e con  $F$  e  $G$  le rispettive funzioni di densità cumulata (quella standard nel caso gaussiano) la corrispondenza deve essere tale che:  $F(Z)=G(Y)$ , cioè:  $Z=F^{-1}[G(Y)]$  e  $Y=G^{-1}[F(Z)]$  (fig.6.6).

Poiché la funzione  $F(Z)$  non è nota, deve essere stimata sulla base delle osservazioni, che consistono normalmente in  $n$  misure della variabile  $Z$  con in genere  $m$  ( $m \leq n$ ) valori  $z_i$  ( $i=1, m$ ) distinti, ad ognuno dei quali è associata la sua frequenza relativa  $p_i = n_i/n$  con  $n_i$  pari al numero di valori uguali a  $z_i$ . Una anamorfosi gaussiana è chiamata *diretta* quando a un dato valore  $y$ , di legge gaussiana ridotta, fa corrispondere univocamente un valore di  $z$  e *inversa* quando ad ogni osservazione  $z_i$  fa univocamente corrispondere un valore gaussiano  $y_i$ . Vengono di seguito illustrati due metodi per effettuare un'anamorfosi, sia diretta che inversa.

Il primo si deve a Deutsch e Journel (1998) e consiste nell'ordinare secondo i valori crescenti gli  $n$  dati, disponendo a caso quelli che si sovrappongono:  $z_1 \leq z_2 \leq \dots \leq z_k \dots \leq z_n$ , e quindi nell'associare al  $k$ -esimo valore  $z_k$  il valore gaussiano  $y_k = G^{-1}(k/n)$ . Quando i dati sono scarsi è consigliato di attribuire una probabilità diversa da 0 per valori al di sotto del minimo e al di sopra del massimo e ciò si realizza assumendo come  $F^*(Z)$  una spezzata che parte dal nuovo minimo, passa per le mezzerie dei salti di probabilità in

corrispondenza dei valori  $z_k$  e raggiunge il valore 1 in corrispondenza del nuovo massimo (fig.6 bis). Il ricorso alla stessa  $F^*(Z)$ , eventualmente smussata, è consigliato anche per l'anamorfoosi diretta. Lo smussamento consiste in un'interpolazione (e ne vengono indicati diversi tipi) tra tutte le coppie  $\{z_{k-1}, F(z_{k-1}); z_k, F(z_k)\}$ .

Il secondo metodo riguarda l'*anamorfoosi empirica* proposta da Lantuéjoul e Rivoirard (1984). Consiste nell'ordinare le sequenze  $z_i$  e  $p_i$  secondo i valori crescenti di  $z_i$  e di associare inizialmente ad ogni elemento della successione il valore  $y_i$ , così ottenuto:

$$y_i = G^{-1}\left(\sum_{j=1}^i p_j\right)$$

( $i = 1, m$ ).

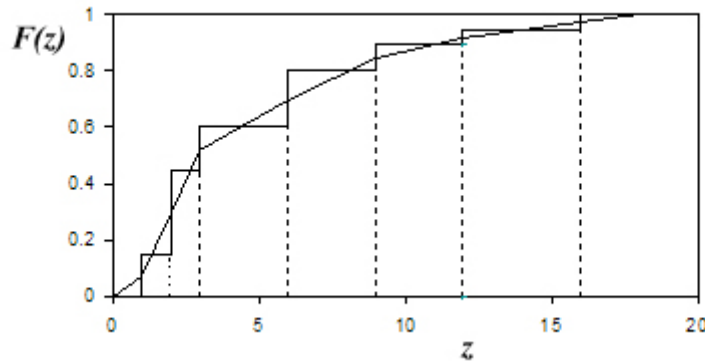


Figura 6.7: Anamorfoosi empirica proposta da Lantuéjoul e Rivoirard (1984)

(fig.6.7) con  $y_0$  e  $y_n$  scelti in maniera tale che  $G(y_0)$  e  $G(y_n)$  siano vicini rispettivamente allo zero e all'unità. Nella pratica è usuale attribuire loro valori compresi rispettivamente tra -5 e -3 e tra 3 e 5.

L'anamorfoosi diretta è univoca ed è definita dalla seguente corrispondenza:

$$z = \sum_{i=1}^m z_i 1_{[y_{i-1}, y_i[}(y) \quad (2)$$

dove  $1_{[y_{i-1}, y_i[}$  vale 1 se  $y \in [y_{i-1}, y_i[$ , altrimenti vale zero. Dalla (2) risulta anche che a tutti gli  $y$  dell'intervallo  $[y_{i-1}, y_i[$  corrisponde lo stesso valore di  $z_i$ . Pertanto l'anamorfoosi inversa non è univoca e quindi non esiste, a meno che non si stabilisce una regola convenzionale e allora si parlerà di pseudo-anamorfoosi. La regola proposta è la seguente: dato  $z_i$ , il corrispondente valore  $y'_i$  è la media della variabile gaussiana  $Y$  nell'intervallo  $[y_{i-1}, y_i[$ :

$$y'_i = \frac{1}{p_i} \int_{y_{i-1}}^{y_i} Yg(Y)dY \quad (3)$$

dove con  $g$  è stata indicata la funzione di densità di Gauss di media 0 varianza 1. Questa pseudo-anamorfoosi conserva la media (che è nulla) della variabile trasformata  $Y$ , infatti:

$$\sum_{i=1}^m p_i y_i' = \sum_{i=1}^m p_i \frac{1}{p_i} \int_{y_{i-1}}^{y_i} Y g(Y) dY = \sum_{i=1}^m \int_{y_{i-1}}^{y_i} Y g(Y) dY = \int_{y_0}^{y_n} Y g(Y) dY = 0$$

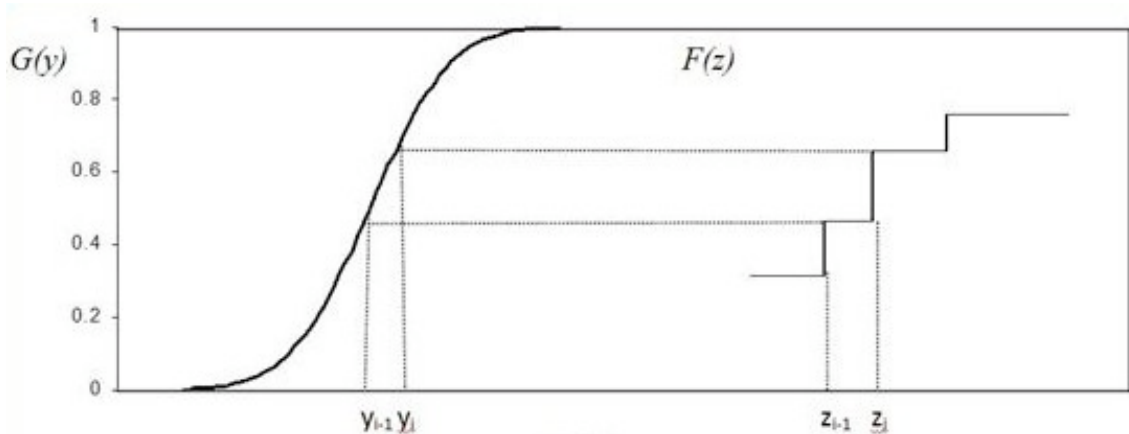


Figura 6.8: Anamorfosi

La trasformazione (3) non conserva però i momenti di ordine più elevato. In particolare la varianza dei valori  $y_i'$  sarà inferiore a 1. Ovviamente questa discrepanza sarà tanto più attenuata quanto più elevato sarà il numero dei campioni e quanto più diversificati risulteranno i loro valori.

La trasformazione inversa  $Z \rightarrow Y$  pone un serio problema, qualsiasi sia il metodo, quando i dati delle osservazioni presentano elevate frequenze di valori uguali (questo succede di solito per i valori nulli o per quei valori che corrispondono a zeri strumentali). Con il primo metodo l'attribuzione a caso di una consistente frazione di valori uguali a dei valori gaussiani distribuiti su un intervallo tende a destrutturare la variabilità spaziale dei valori trasformati; con il secondo metodo i valori trasformati sono lontani dall'avere una distribuzione gaussiana e quindi vengono a mancare i requisiti per l'applicazione della gran parte delle metodologie. Una soluzione al problema la propongono de Fouquet e Freulon (1993) mediante la procedura di seguito illustrata, il cui significato apparirà più chiaro dopo quanto sarà esposto nella sezione successiva.

Indicando con  $x_\alpha^i$  ( $\alpha=1, n_i$ ) la localizzazione dei punti in cui è stato osservato lo stesso valore  $z_i$ , la soluzione consiste nell'attribuire inizialmente ai punti  $x_\alpha^i$  dei valori  $y(x_\alpha^i)$  a caso, appartenenti, per ogni  $i$  ( $i=1, m$ ), all'intervallo  $[y_{i-1}, y_i]$  e poi, iterativamente, di sostituirli a uno a uno con i valori:

$$\checkmark \quad Y^{k+1}(x_\alpha^i) = \left[ Y^{k+1}(x_\alpha^i) \right]^{KS} + \sigma_{KS}(x_\alpha^i) \cdot N(0,1)$$

Nella precedente:

$$\checkmark \quad Y^{k+1}(x_\alpha^i) \text{ è il valore nel punto } x_\alpha^i \text{ ottenuto alla } (k+1)\text{-esima iterazione nel punto } x_\alpha^i,$$



- ✓  $[Y^{k+1}(x_\alpha^i)]^{KS}$  è il kriging semplice della precedente entità calcolato a partire dai valori  $Y^k(x_\alpha^i)$  (con  $\alpha=1, n_i$  e  $i=1, m$ ) (si ricorda che  $\sum_{i=1}^m n_i = m$ ) ottenuti nella precedente iterazione  $k$ . I punti in cui  $n_i=1$  non cambiano di stato poiché l'anamorfoosi inversa è univoca e rimangono invariati ad ogni iterazione;
- ✓  $\sigma_{KS}(x_\alpha^i)$  è la varianza del KS di cui sopra;
- ✓  $N(0,1)$  è un numero casuale generato da una popolazione normale di media 0 e varianza 1.

Il criterio di convergenza è costituito dalla varianza sperimentale dei valori generati.

Il metodo appena illustrato trova un'importante applicazione nella anamorfoosi inversa di variabili categoriali.

### Condizionamento

Alcuni dei metodi geostatistici che saranno esaminati nella sezione 4.5 producono direttamente simulazioni condizionate, altri no. In quest'ultimo caso è però possibile, avendo a disposizione un set di punti campionati, "traformare" la simulazione non condizionata in una condizionata applicando una procedura di calcolo detta appunto di "condizionalizzazione", che non dipende dal metodo con cui la simulazione di partenza è stata generata. Viene illustrato di seguito il metodo di condizionalizzazione, proposto da Matheron.

Se  $Y(x)$  è una FA stazionaria di media nota, campionata nei punti  $x_\alpha$  ( $\alpha=1, N$ ) e  $Y_S(x)$  una sua simulazione non condizionata (indipendente per costruzione da  $Y(x)$ , ma che ammette la stessa covarianza), una simulazione condizionata di  $Y(x)$  in un punto  $x_0$ , indicata con  $Y_{SC}(x_0)$ , si ottiene sommando al kriging semplice di  $Y(x_0)$ , effettuato a partire dagli  $N$  punti di misura, l'errore di KS calcolato su  $Y_S(x)$  nelle stesse condizioni, vale a dire a partire dagli  $N$  valori  $Y_S(x)$  negli stessi punti di misura  $x_\alpha$  ( $\alpha=1, N$ ):

$$Y_{SC}(x_0)=[Y(x_0)]^{KS} + Y_S(x_0)-[Y_S(x_0)]^{KS}$$

$Y_{SC}(x)$ , così calcolato, mantiene la covarianza di  $Y(x)$ . Infatti, indicando per semplificare la notazione il KS di una variabile con il nome della stessa asteriscata in apice, partendo dalle relazioni ovvie che esprimono una variabile in un punto come somma del suo stimatore con dell'errore di stima:

$$Y(x_0) = Y^*(x_0) + [Y(x_0) - Y^*(x_0)]$$

$$Y(x_0 + h) = Y^*(x_0 + h) + [Y(x_0 + h) - Y^*(x_0 + h)]$$

e tenendo conto che l'errore del kriging semplice è ortogonale allo stimatore nello stesso e in ogni altro punto, si ha:

$$Cov(Y(x_0), Y(x_0 + h)) = Cov(Y^*(x_0), Y^*(x_0 + h)) + Cov([Y(x_0) - Y^*(x_0)], [Y(x_0 + h) - Y^*(x_0 + h)]) \quad (3)$$

e, analogamente per  $Y_{SC}$ , dalle relazioni

$$Y_{SC}(x_0) = Y^*(x_0) + [Y_S(x_0) - Y_S^*(x_0)]$$

$$Y_{SC}(x_0 + h) = Y^*(x_0 + h) + [Y_S(x_0 + h) - Y_S^*(x_0 + h)],$$

tenendo conto che  $Y_S$  e  $Y$  sono indipendenti, si ha:

$$Cov(Y_{SC}(x_0), Y_{SC}(x_0 + h)) = Cov(Y^*(x_0), Y^*(x_0 + h)) + Cov([Y_S(x_0) - Y_S^*(x_0)], [Y_S(x_0 + h) - Y_S^*(x_0 + h)]) \quad (4)$$

Poichè  $Y$  e  $Y_S$  ammettono la stessa covarianza, il secondo termine a sinistra della (3) e della (4) coincidono e quindi si deduce:

$$Cov(Y_{SC}(x_0), Y_{SC}(x_0 + h)) = Cov(Y(x_0), Y(x_0 + h))$$

Il metodo di condizionalizzazione illustrato, è stato dimostrato essere valido, non solo per FA stazionarie, ma anche per le Funzioni Aleatorie Intrinseche di ordine  $k$  (*FAI-k*).

#### 6.4 Simulazione di variabili continue: caso delle *FASt gaussiane*

Nel metodo che segue si ipotizzerà di operare nel quadro delle Funzioni Aleatorie/Vettori Aleatori (FA/VA) gaussiane stazionarie definite in un dominio  $S$  dello spazio, per es. a 3 dimensioni. In generale una FA  $Z(x)$  è caratterizzata dalla sua legge spaziale, vale a dire dall'insieme di tutte le funzioni di ripartizione multivariabili:

$$F_{Z_1, Z_2, \dots, Z_k}(z_1, z_2, \dots, z_k) = \text{prob}\{Z_1 < z_1; Z_2 < z_2 \dots Z_k < z_k\}$$

che si possono definire per ogni valore intero e finito di  $k$  e per ogni maniera di scegliere in  $S$  i  $k$  punti. Una FA gaussiana, che chiameremo  $Y(x)$ , è caratterizzata da funzioni di ripartizione/densità multigaussiane. Un funzione di densità mutivariabile gaussiana indipendente ovviamente da  $Y(x)$  e, di componenti centrate e ridotte, ha la seguente espressione:

$$g(Y_1, Y_2, \dots, Y_k) = \frac{1}{(2\pi)^{k/2} (\det \mathbf{R})^{1/2}} \exp\left(-\frac{1}{2} \mathbf{Y}' \mathbf{R}^{-1} \mathbf{Y}\right) \quad (4 \text{ bis})$$

dove  $\mathbf{Y}$  è il VA e  $\mathbf{R}$  la sua matrice di correlazione. Un VA multigaussiano ha la seguente proprietà: tutele leggi condizionali sono in generale multigaussiane. In particolare, se  $Y$  è ripartito in 2 sottovettori  $Y_1$  e  $Y_2$  a  $n_1$  e  $n_2$  componenti:  $\mathbf{Y} = (\mathbf{Y}_1 \ \mathbf{Y}_2)'$ , la matrice di correlazione si ripartisce in 4 blocchi:

$$\begin{bmatrix} R_{11} & R_{12} \\ R_{21} & R_{22} \end{bmatrix}$$

La legge del vettore  $\mathbf{Y}_1$  condizionata da  $\mathbf{Y}_2$  è una legge multigaussiana a  $n_1$  componenti con vettore delle medie:

$$E[\mathbf{Y}_1/\mathbf{Y}_2] = \mathbf{R}_{12}\mathbf{R}_{22}^{-1}\mathbf{Y}_2$$

e con matrice varianza/covarianza:

$$\Sigma_{11/2} = \mathbf{R}_{11} - \mathbf{R}_{12}\mathbf{R}_{22}^{-1}\mathbf{R}_{21}$$

In particolare se si considera un VA multigaussiano a  $N+1$  componenti ( $Y_0, Y_1, \dots, Y_N$ ) centrate e ridotte, la legge della variabile  $Y_0$  condizionata dal vettore  $\mathbf{Y}$  di componenti ( $Y_1, \dots, Y_N$ ) ha media:

$$E[Y_0/\mathbf{Y}] = [\mathbf{R}_{0\mathbf{Y}}]' \mathbf{R}_{\mathbf{Y}}^{-1} \mathbf{Y} \quad (5)$$

e varianza

$$Var(Y_0 / \mathbf{Y}) = 1 - [\mathbf{R}_{0\mathbf{Y}}]' \mathbf{R}_{\mathbf{Y}}^{-1} \mathbf{R}_{0\mathbf{Y}} \quad (6)$$

Nelle due precedenti  $\mathbf{R}_{\mathbf{Y}}$  è la matrice di correlazione di  $\mathbf{Y}$  e  $[\mathbf{R}_{0\mathbf{Y}}]'$  è il vettore riga di correlazione tra la variabile  $Y_0$  e il vettore  $\mathbf{Y}$ .

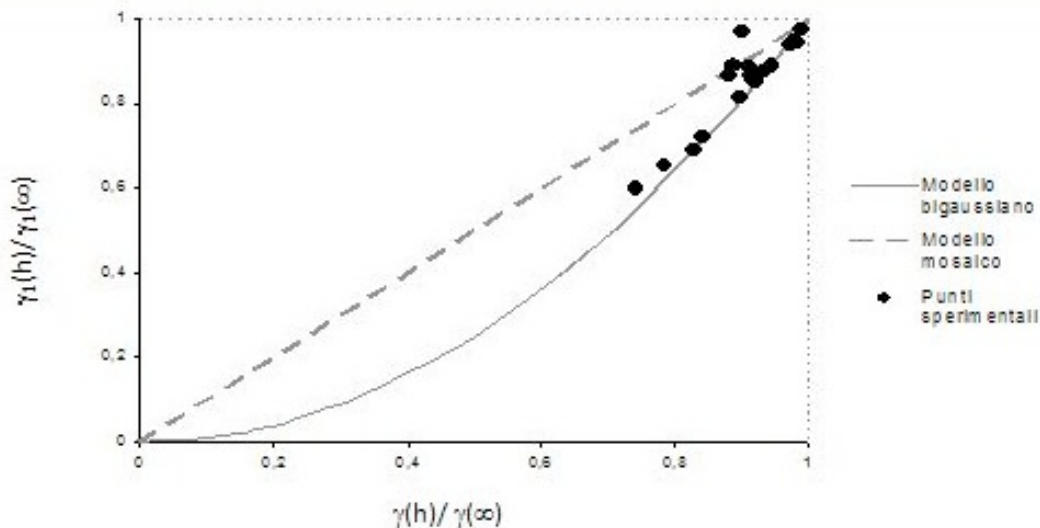


Figura 6.9

L'applicazione dei metodi di simulazione che saranno esaminati nella corrente sezione presuppone che sia stata effettuata l'anamorfo inversa dei dati e che, una volta ottenute, le simulazioni siano trasformate nel campo reale tramite l'anamorfo diretta.

Inoltre, poiché alcuni metodi di simulazione presuppongono la multigaussianità, che non può essere verificata con i dati normalmente disponibili, è necessario aver

sottoposto a verifica la bigaussianità delle coppie. Sono correntemente utilizzati i seguenti criteri per verificare la bigaussianità:

- le nuvole di correlazione delle coppie devono avere forma ellittica (v. fig.6.5). Infatti per una legge di densità bigaussiana, i punti isofrequenza si dispongono secondo delle ellissi( verificare mediante la 4 bis per  $k=2$ );
- per ogni  $h$ , il variogramma e il variogramma di ordine 1<sup>1</sup>, sono legati dalla seguente relazione:  $\frac{\gamma^1(h)}{\gamma^1(\infty)} = \sqrt{\frac{\gamma(h)}{\gamma(\infty)}}$ , dove  $\gamma^1(\infty)$  e  $\gamma(\infty)$  sono i sill dei variogrammi  $\gamma^1$  e  $\gamma$ .

Nella fig.6.9 si riporta il grafico del rapporto tra  $\gamma^1$  e  $\gamma$  per un caso di studio (Tesi Navack).

Anche se non tutti i metodi che saranno esaminati necessitano di un quadro di FA multigaussiane, quasi tutti generano simulazioni con legge delle coppie bigaussiana. Questo comporta che la suddetta caratteristica deve essere compatibile con i dati e quindi verificata.

## 6.5 Rassegna dei metodi di simulazione

Si introduce adesso una classificazione dei metodi di simulazione più utilizzati in Geostatistica, tra le più importanti ricordiamo la:

- Simulazione auto regressiva;
- Media mobile;
- Turning bands;
- Decomposizione della matrice covarianza;
- Simulazione sequenziale gaussiana;

Di seguito, verranno presentati gli ultimi due metodi elencati precedentemente:

### 6.5.1 Decomposizione matrice covarianza

Sia  $Y(x)$  una FAST gaussiana di legge marginale  $N(0,1)$  e di covarianza  $C(h)$  e sia  $N$  è il numero di punti, localizzati in  $x(k)$  ( $k = 1, \dots, N$ ), in cui effettuare la simulazione. Il metodo prevede di generare  $N$  numeri gaussiani indipendenti  $X_i$  ( $i = 1, \dots, N$ ) di media nulla e varianza unitaria e di simulare  $Y_S(k)$  come combinazione lineare degli  $X_i$ :

$$Y_S(x_k) = \sum_{j=1}^N a_{kj} U_j$$

Utilizzando la notazione matriaciale:  $Y=AU$ . La matrice dei coefficienti  $A$  viene calcolata per decomposizione della matrice varianza-covarianza  $C=\{C(x_k-x_l)\}$  delle

---

<sup>1</sup> Il variogramma di ordine 1  $\gamma^1(h)$  è così definito:  $\gamma^1(h) = \frac{1}{2} \text{var}[Z(x+h) - Z(x)]$

variabili da simulare che si determina a partire dalla funzione  $C(h)$  e dalla localizzazione degli  $n$  punti. La matrice  $C(x_k - x_l)$  è data da:

$$C(x_k - x_l) = \sum_{j=1}^N \sum_{j'=1}^N a_{kj} a_{lj'} E(U_j U_{j'}) = \sum_{j=1}^N a_{kj} a_{lj}.$$

In termini matriciali la precedente si esprime:  $C = AA'$ , dove  $A$  è la matrice cercata e  $A'$  la sua trasposta. La matrice  $C$  è nota e, per essere una matrice varianza-covarianza, è simmetrica e definita positiva. La determinazione di  $A$  non è univoca. Tra le tante soluzioni viene scelta la decomposizione di Choleski, che vede in  $A$  una matrice triangolare inferiore e di conseguenza in  $A'$  una matrice triangolare superiore. Questa scelta, oltre ad essere vantaggiosa per la rapidità del calcolo, lo è anche perché consente di ottenere una simulazione condizionata da  $M$  osservazioni.

A tale scopo si opera come segue:

- ✓ includere negli  $N$  punti da simulare gli eventuali  $M$  punti di misura:  $x_k$  ( $k = 1, \dots, M, M+1, \dots, N$ );
- ✓ determinare la matrice  $A$  tramite la decomposizione di Cholesky;
- ✓ se  $M \neq 0$  risolvere  $U_0 = A_0^{-1} Y_0$ . Nel sistema  $Y_0$  è il sottovettore costituito dai primi  $M$  elementi di  $Y$  (le  $M$  osservazioni),  $A_0$  la sottomatrice di  $A$  composta dalle prime  $M$  righe e colonne e  $U_0$  è il sottovettore costituito dai primi  $M$  valori gaussiani.
- ✓ Applicare  $Y = AU$  dopo avere generato i restanti  $U_j$  ( $j = M+1, N$ ). Se  $M \neq 0$ , i primi elementi di  $Y$  corrispondono alle  $M$  Misure.

Ogni altra simulazione si ottiene ripetendo l'ultimo passo.

Poiché per effettuare una simulazione è necessario manipolare, ai fini della decomposizione di Choleski, una matrice  $C$  di dimensioni pari al numero di valori da simulare (a cui si aggiungono gli eventuali valori condizionanti) il metodo è limitato a poche centinaia di punti. Particolari accorgimenti, sia di tipo numerico sia di tipo operativo, permettono di aumentare il numero di punti da simulare, ma si rimane sempre entro numeri limitati.

Ricapitolando: il metodo restituisce una covarianza esatta, comprensiva di strutture annidate e di anisotropie, permette la condizionalizzazione diretta e restituisce valori simulati compatibili con una legge multi-gaussiana. Il metodo è praticabile in tutte le dimensioni dello spazio e non è richiesto che i punti in cui effettuare la simulazione siano disposti a maglia regolare.

### 6.5.2 Simulazione sequenziale gaussiana (SGS)

La simulazione sequenziale gaussiana (SSG) è un metodo di simulazione, introdotto nelle applicazioni geostatistiche da Alabert e Massonnat (1990), che per essere applicato necessita che la FA di riferimento sia multigaussiana. Questa caratteristica è stata illustrata nel paragrafo precedente, dove è stata sottolineata un'importante proprietà, in virtù della quale, dato un vettore aleatorio a  $N+1$  componenti centrate e ridotte:  $Y_0$ ,

$Y_1, \dots, Y_N$ , impiantati nei punti  $x_0, x_1, \dots, x_N$ , la legge di  $Y_0$ , condizionata da  $N$  punti di misura:  $Y_1=y_1, \dots, Y_N=y_N$ , è una legge normale avente di media:

$$E(Y_0/Y_1=y_1, \dots, Y_N=y_N) = \sum_{\alpha=1}^N \lambda_{\alpha} y_{\alpha} \quad (7)$$

e varianza:

$$Var(Y_0/Y_1=y_1, \dots, Y_N=y_N) = 1 - \sum_{\alpha=1}^N \lambda_{\alpha} \rho(x_{\alpha} - x_{\alpha}). \quad (8)$$

Nella precedente  $\rho(h)$  è il coefficiente di correlazione tra due variabili impiantate in due punti distanti  $h$  e i coefficienti  $\lambda_{\alpha}$  si ricavano dalla risoluzione del sistema:

$$\sum_{\beta=1}^N \lambda_{\beta} \rho(x_{\beta} - x_{\alpha}) = \rho(x_{\alpha} - x_0) \quad \forall \alpha=1, N \quad (9)$$

In termini geostatistici, la media e la varianza condizionale di  $Y_0$  non sono altro che il kriging semplice  $[Y_0]^{KS}$  e la sua varianza  $\sigma_{KS}^2(Y_0)$ .

Nota nel punto  $x_0$  la legge condizionata, una realizzazione (simulazione)  $Y_s(x_0)$  si ottiene in base alla espressione che segue, dopo aver generato un valore casuale  $N$  di legge gaussiana  $(0,1)$ :

$$Y_s(x_0) = [Y_0]^{KS} + \sigma_{KS}^2(Y_0) \cdot N(0,1) \quad (10)$$

Per realizzare una simulazione nei nodi di una griglia a partire da  $N$  misure della variabile  $y_{\alpha}$  ( $\alpha=1, N$ ) si opera effettuando sequenzialmente, nodo dopo nodo, la simulazione secondo la (10) includendo nel kriging semplice ad ogni passo, oltre alle  $N$  misure, tutti i valori simulati nei passi precedenti. Le proprietà del kriging semplice assicurano che  $Cov(Y_s(x_0), Y(x_{\alpha})) = \rho(x_0 - x_{\alpha})$ . La simulazione ottenuta è anche condizionata. Infatti, se  $x_0$  coincide con uno dei punti di misura, il kriging semplice in quel punto è pari al valore misurato e la varianza di stima è nulla.

Nella pratica non è possibile, per ragioni numeriche legate alla risoluzione del sistema (9) includere oltre 150-200 valori e pertanto per mitigare gli effetti negativi sulla simulazione è consigliabile percorrere i nodi non con regolarità, ma secondo griglie, prima larghe e poi sempre più fini, fino a coprire tutti i punti.

Ripetendo la simulazione un elevato numero di volte (100-200) si ottengono, in ogni nodo, altrettanti valori, il cui istogramma costituisce una stima della funzione di densità di probabilità condizionata. Ma se questo è lo scopo (per es. quando si vuole stimare la probabilità che la concentrazione di un contaminante superi in un punto la concentrazione limite ammissibile) non conviene effettuare la simulazione, perché la soluzione del problema è la legge condizionale, consistente, come si è visto, (quando non succede la covarianza restituita è approssimata) in una distribuzione normale la cui

media e la cui varianza sono date dalla (7) e dalla (8) In particolare, se  $Z$  è la variabile di studio e si vuole valutare la probabilità che essa superi in  $x_0$  un valore di soglia  $z_s$  dati  $N$  misure della stessa variabile nei punti  $x_1, \dots, x_N$ , nel quadro di questo metodo si ha:

$$\text{Prob}[Z(x_0) > z_s | z(x_1), \dots, z(x_N)] = 1 - G\left(\frac{y_s - [Y(x_0)]^{KS}}{\sigma_{KS}}\right)$$

Dove  $y_s$  è il valore trasformato di  $z_s$ ,  $[Y_0]^{KS}$  è il kriging semplice di  $Y(x_0)$  calcolato con gli  $N$  valori trasformati  $y(x_1), \dots, y(x_N)$ ,  $\sigma_{KS}(Y_0)$  la deviazione standard del kriging semplice e  $G$  la funzione di distribuzione della variabile normale ridotta.

Se invece il superamento della soglia è riferito non ad una variabile puntuale, ma ad una variabile definita su un volume  $V$ , allora il ricorso alla simulazione puntuale (da effettuare su una griglia molto fine rispetto a  $V$ ) diventa importante, perché la funzione di distribuzione di  $Z(V)$  si può agevolmente ricavare dall'istogramma dei valori (puntuali) simulati e poi mediati all'interno di  $V$ , in alternativa alla stima diretta della legge condizionale, che costituisce una operazione più laboriosa.

Ricapitolando: la qualità della covarianza ricostruita dipende dalle dimensioni del "vicinaggio" del KS e dal percorso di simulazione che sono stati scelti. La covarianza è comprensiva di strutture annidate e di anisotropie, permette la condizionalizzazione diretta e restituisce valori simulati compatibili con una legge multi-gaussiana. Il metodo è praticabile in tutte le dimensioni dello spazio.

## 7.4 Simulazione dell'irraggiamento solare orario per altri mesi

Si riportano di seguito i risultati per i mesi simulati di Gennaio, Marzo, Maggio, Luglio, Agosto, Ottobre.

Essendo stato utilizzato lo stesso approccio del mese di Dicembre e la stessa tecnica di simulazione (SGS), vista precedentemente, vengono riportati solo gli elementi di difformità rispetto al caso precedente:

- i dati di partenza per la simulazione;
- i variogrammi dei gaussiani sia della macro area “giorno” sia della macroarea “notte”;
- i relativi metodi di modellizzazione;
- gli istogrammi dei dati reali e dei simulati;
- e le  $Z^S(h)$  simulate per i diversi mesi presi in esame.

La scelta di simulare i mesi di Gennaio, Marzo, Maggio, Luglio, Agosto, Ottobre è stata dettata dalla necessità di ottenere un insieme di dati che potesse rappresentare le variazioni per ciò che riguarda il fenomeno naturale dell'irraggiamento solare in sé (periodicità stagionale su tutte); inoltre alcuni mesi ravvicinati, come Gennaio-Dicembre e Luglio-Agosto, sono dipesi dalle stagionalità del fabbisogno elettrico dovute a scelte logistiche e commerciali di una azienda, interessata a valutare un eventuale investimento per la realizzazione di un impianto fotovoltaico che possa soddisfare i propri fabbisogni elettrici almeno in parte.

I risultati sono di seguito rappresentati.

### **Gennaio:**

I dati di partenza sono i seguenti:

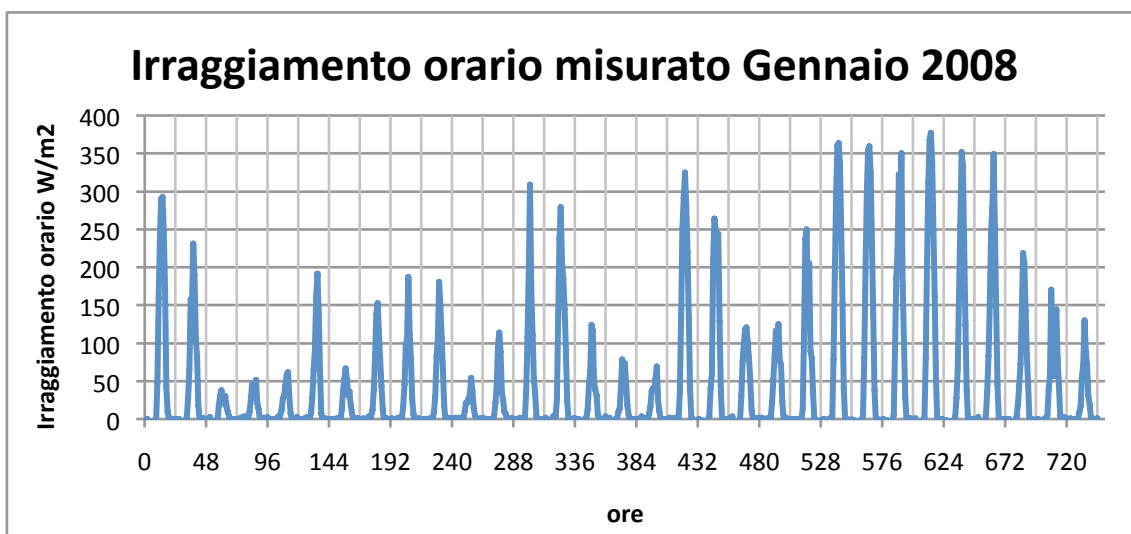


Figura 7.25: Viene riportato l'andamento dell'irraggiamento orario misurato nel mese di Gennaio 2008



Sono di seguito riportati i variogrammi dei gaussiani con le relative varianze sperimentali (sia del giorno che della notte).

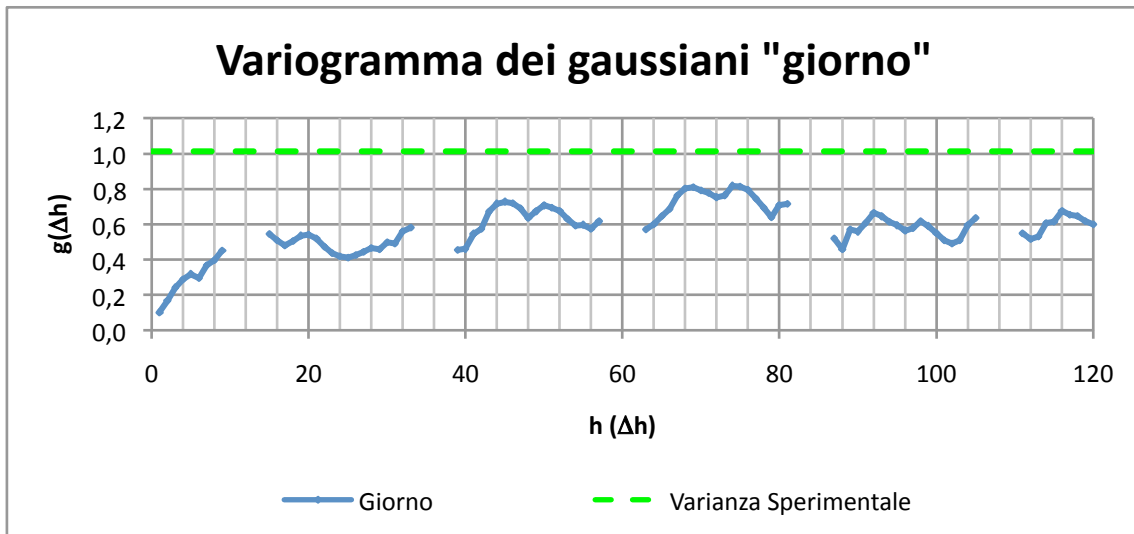


Figura 7.26: Andamento del variogramma dei gaussiani della macroarea "giorno" con la relativa varianza sperimentale per il mese di Gennaio

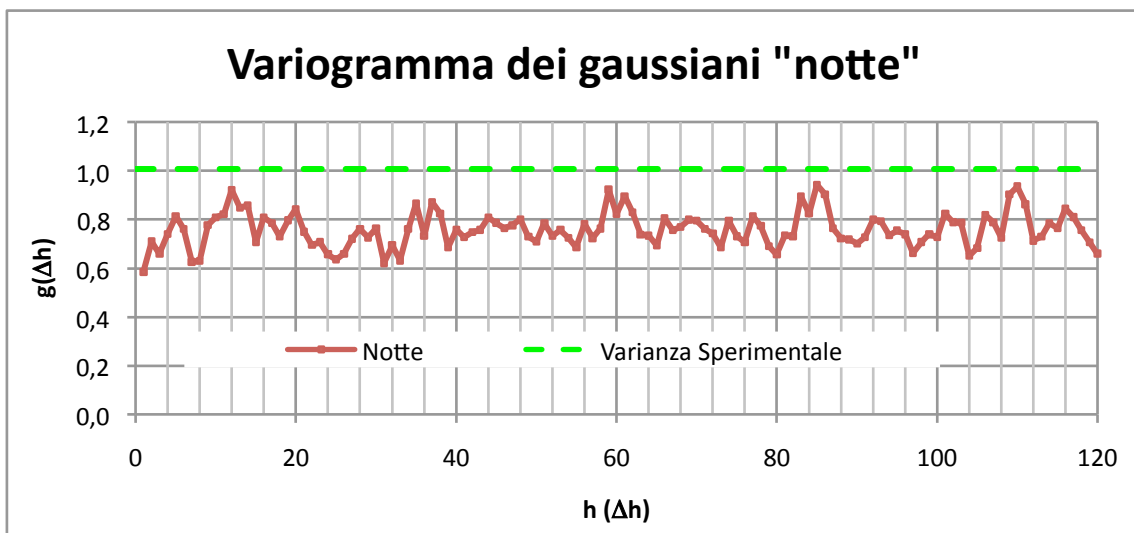


Figura 7.27: Andamento del variogramma dei gaussiani "notte" con la relativa varianza sperimentale per il mese di Gennaio

Viene presentato il modello utilizzato per la simulazione che per definizione dovrà restituire le stesse caratteristiche statistiche e geostatistiche dei dati dai quali viene generata, sostanzialmente legge e variogramma.

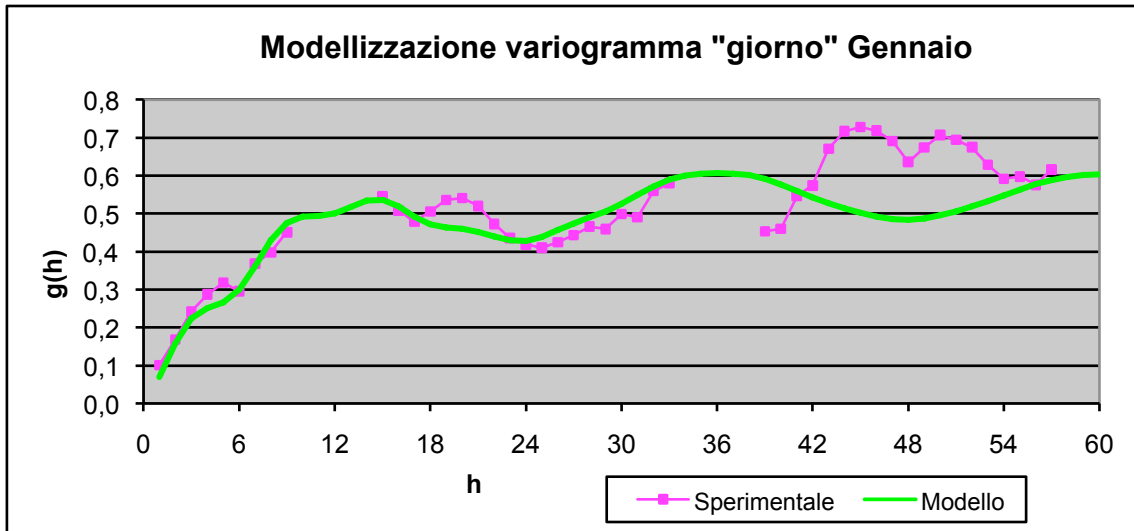


Figura 7.28: Andamento del variogramma “giorno” e il metodo di modellizzazione scelto per il mese di Gennaio

NOTE:

- ✓ Si può notare come il variogramma adotta un passo orario. Il variogramma della macro area “giorno” è contraddistinto da numerose discontinuità della curva: il motivo è dovuto al fatto che il periodo giornaliero è complessivamente di 10 ore (ora di alba e tramonto rispettivamente 7 – 17), per cui vi sono distanze orarie senza coppie (per definizione infatti il variogramma indica la somiglianza tra i punti prese in considerazione). In particolare si può notare graficamente come le ore 10-11-12-13-14 siano senza coppie, per poi ripetersi con periodicità di 24 ore, mentre per il variogramma della “notte”, nel mese di Dicembre, sono disponibili tutte le coppie orarie.
- ✓ Il variogramma dei gaussiani della “notte”, inoltre, è *non strutturato*, contraddistinto quindi da un effetto pepita puro, il quale sta ad indicare la mancanza di rassomiglianza tra i punti (le ampiezze delle grafico della notte sono così accentuate perché lavoriamo con la grandezza standardizzata).
- ✓ Il variogramma del “giorno”, invece, è caratterizzato da una propria struttura. Esso è modellizzabile tramite tre strutture:
  - un “*effetto esponenziale*” di 0,4 di soglia e 10 h di portata;
  - due “*effetto buco*”: uno con periodo di 6 ore, portata 12 h e soglia 0,05, l’altro con periodo di 24 ore, portata 100 h e soglia 0,1.

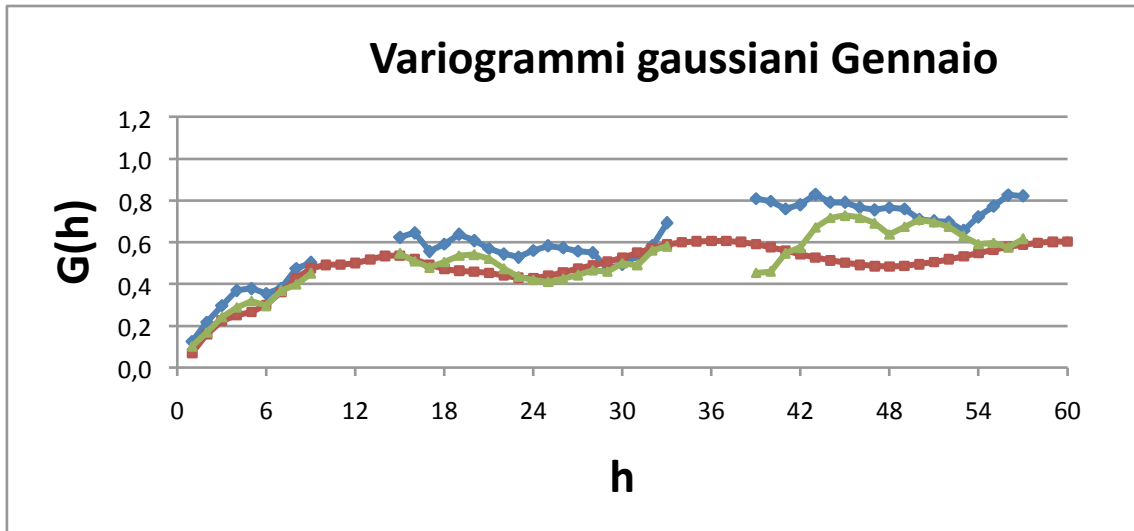


Figura 7.29: Confronto tra i variogrammi “giorno” dei gaussiani misurati, simulati e modellizzati per Gennaio

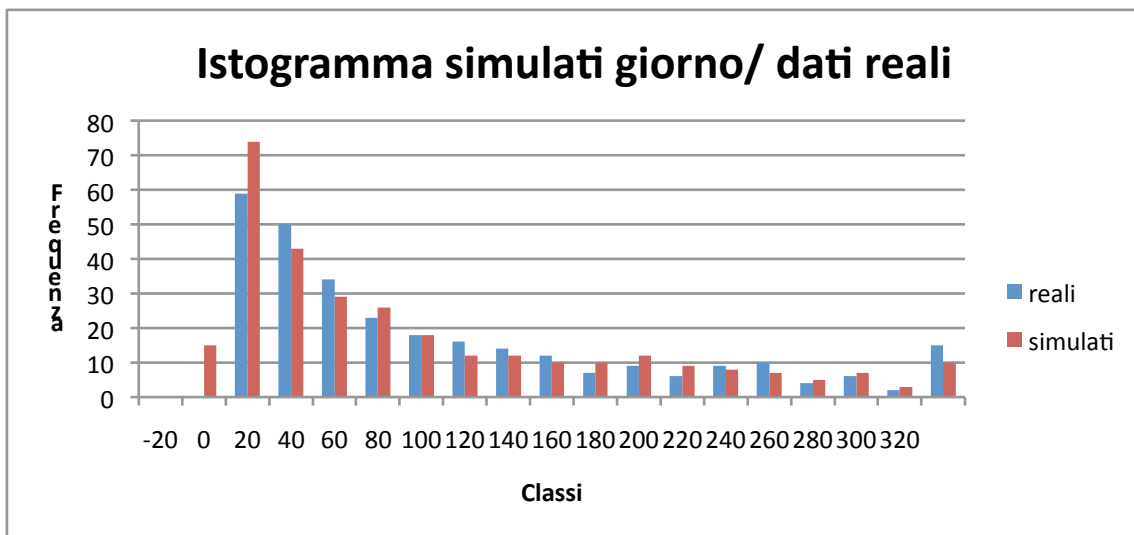


Figura 7.30: Confronto tra gli istogrammi dei dati simulati e misurati del mese di gennaio

Una simulazione del mese di Gennaio è la seguente:

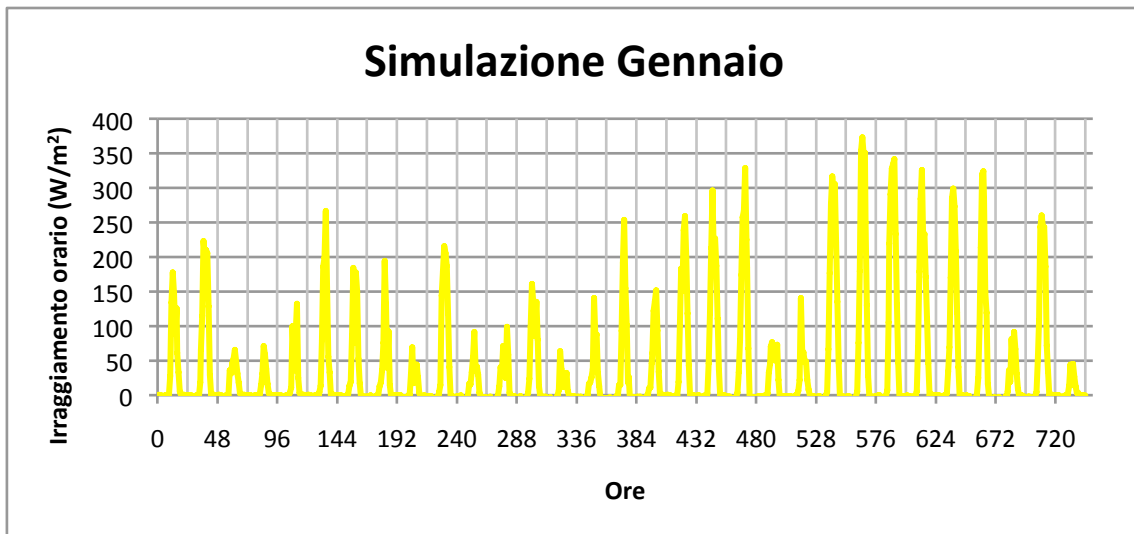


Figura 7.31: Andamento dell'irraggiamento simulato del mese di Gennaio

**Marzo:**

I dati di partenza sono:

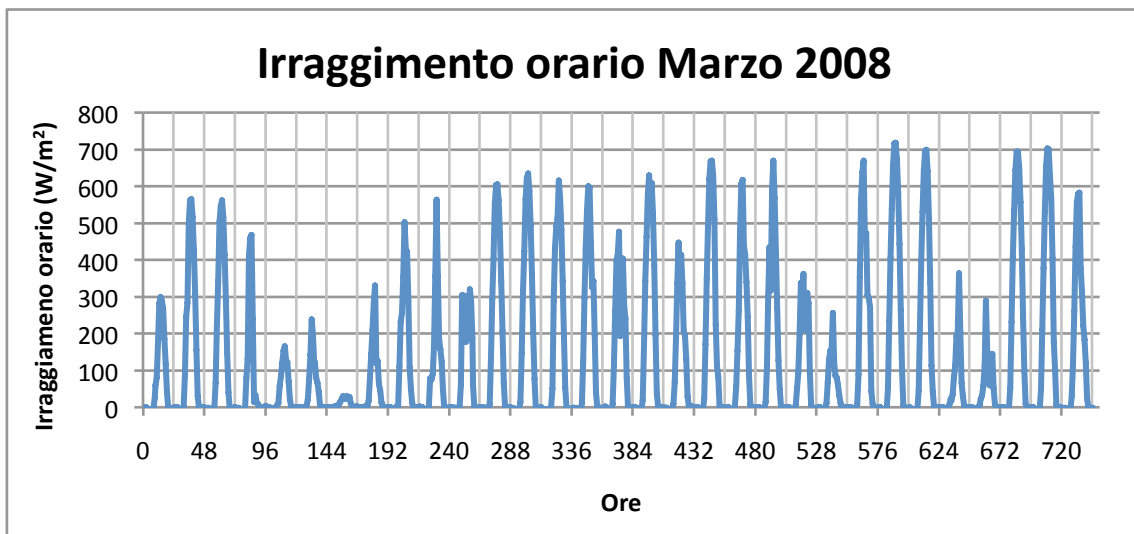
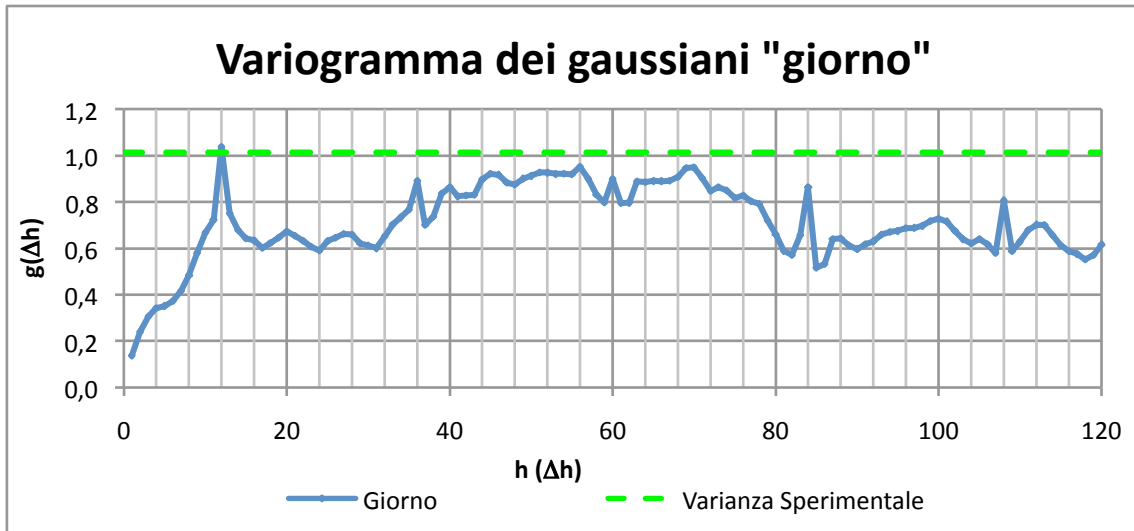
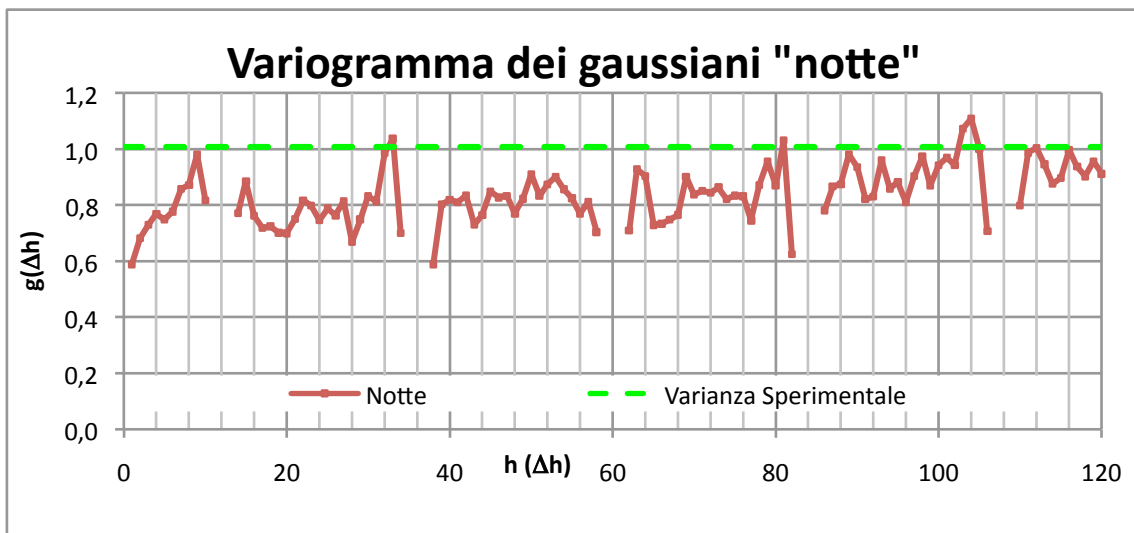


Figura 7.32: Viene riportato l'andamento dell'irraggiamento orario misurato nel mese di Marzo 2008

Sono di seguito riportati i variogrammi dei gaussiani con le relative varianze sperimentali (sia del giorno che della notte).



*Figura 7.33: Andamento del variogramma dei gaussiani della macroarea "giorno" con la relativa varianza sperimentale per il mese di Marzo*



*Figura 7.34: Andamento del variogramma dei gaussiani "notte" con la relativa varianza sperimentale per il mese di Marzo*

Viene presentato il modello utilizzato per la simulazione.

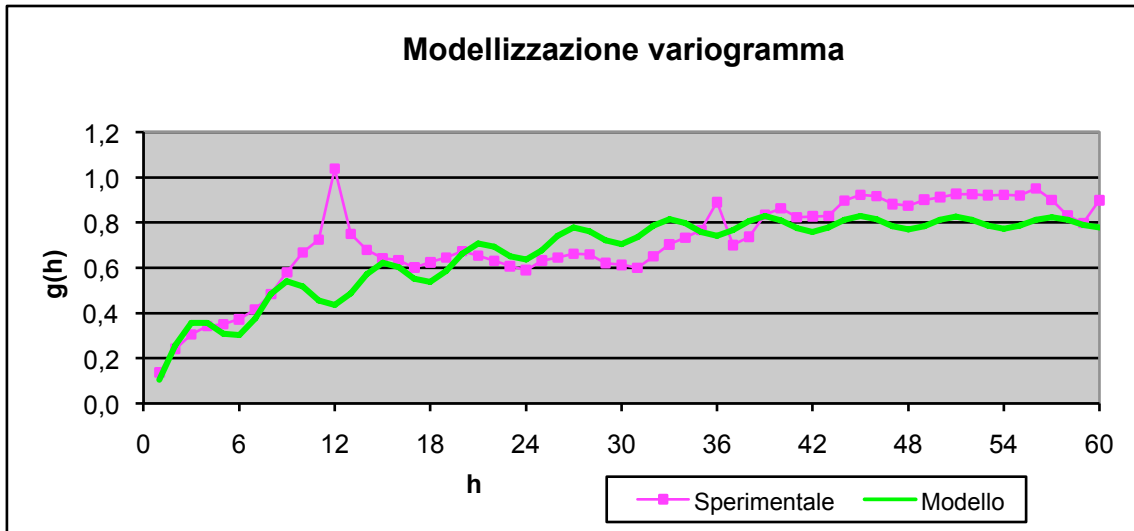


Figura 7.35: Andamento del variogramma “giorno” e del metodo di modellizzazione scelto per il mese di Marzo

NOTE:

- ✓ Si può notare come il variogramma adotta un passo orario. Il variogramma della macro area “giorno” è caratterizzata da una continuità della curva: il motivo è dovuto al fatto che il periodo giornaliero è complessivamente di 13 ore (ora di alba e tramonto rispettivamente 5,55 – 18,45), per cui non vi sono distanze orarie senza coppie.  
In questo caso le discontinuità interesserebbero il variogramma della “notte” in cui sono presenti delle distanze orarie senza coppie.
- ✓ Il variogramma dei gaussiani della “notte”, inoltre, è sempre *non strutturato*, contraddistinto quindi da un effetto pepita puro, il quale sta ad indicare la mancanza di rassomiglianza tra i punti (le ampiezze delle grafico della notte sono così accentuate perché lavoriamo con la grandezza standardizzata).
- ✓ Il variogramma del “giorno”, invece, è caratterizzato da una propria struttura. Esso è modellizzabile tramite tre strutture:
  - un “effetto gaussiano” di 0,45 di soglia e 20 h di portata;
  - due “effetto buco”: uno con periodo di 6 ore, portata 40 h e soglia 0,1, l’altro con periodo di 24 ore, portata 5 h e soglia 0,25.

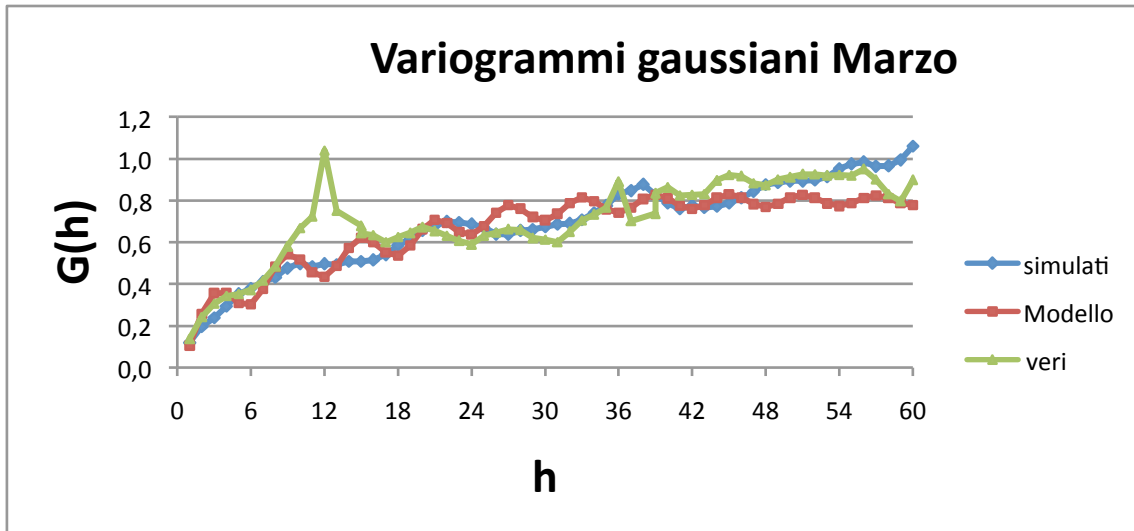


Figura 7.36: Confronto tra i variogrammi “giorno” dei gaussiani misurati, simulati e modellizzati per il mese di Marzo

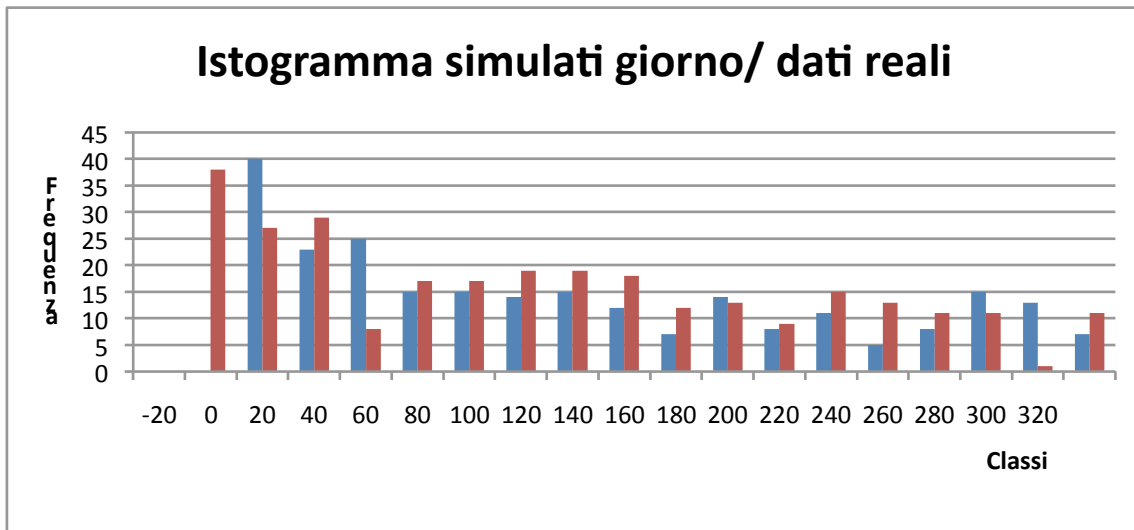


Figura 7.37: Confronto tra gli istogrammi dei dati simulati e misurati del mese di Marzo

Una simulazione del mese di Marzo è la seguente:

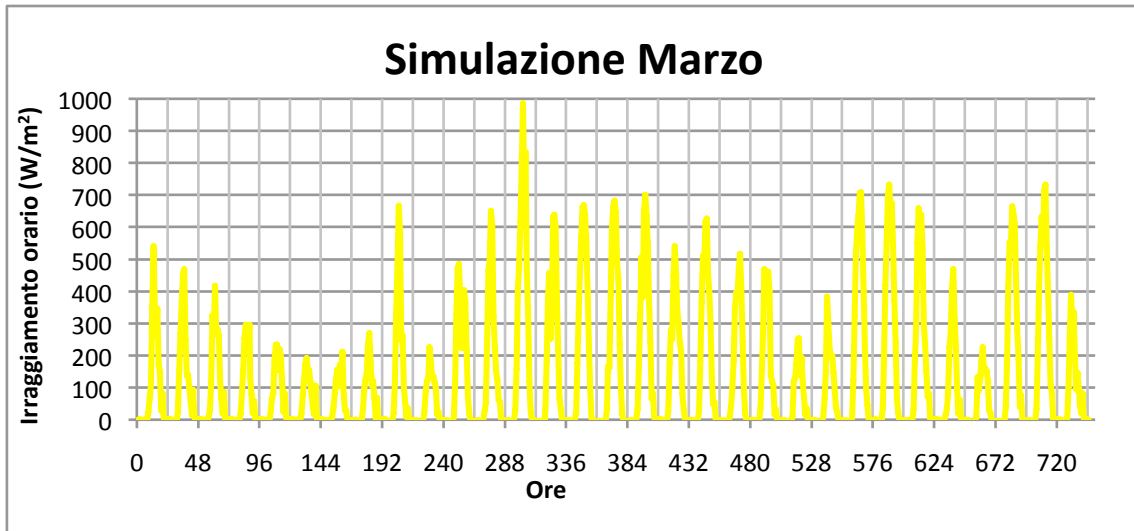


Figura 7.38: Andamento dell'irraggiamento simulato del mese di Marzo

**Maggio:**

I dati di partenza sono:

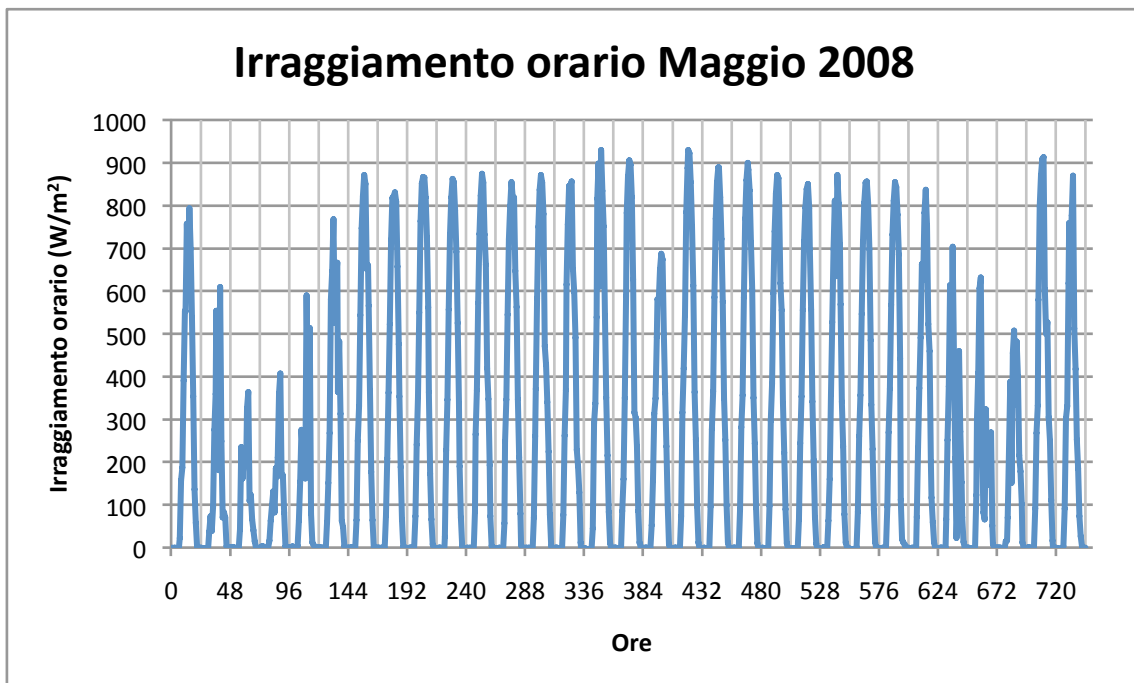


Figura 7.39: Viene riportato l'andamento dell'irraggiamento orario misurato nel mese di Maggio 2008

Sono di seguito riportati i variogrammi dei gaussiani con le relative varianze sperimentali (sia del giorno che della notte).



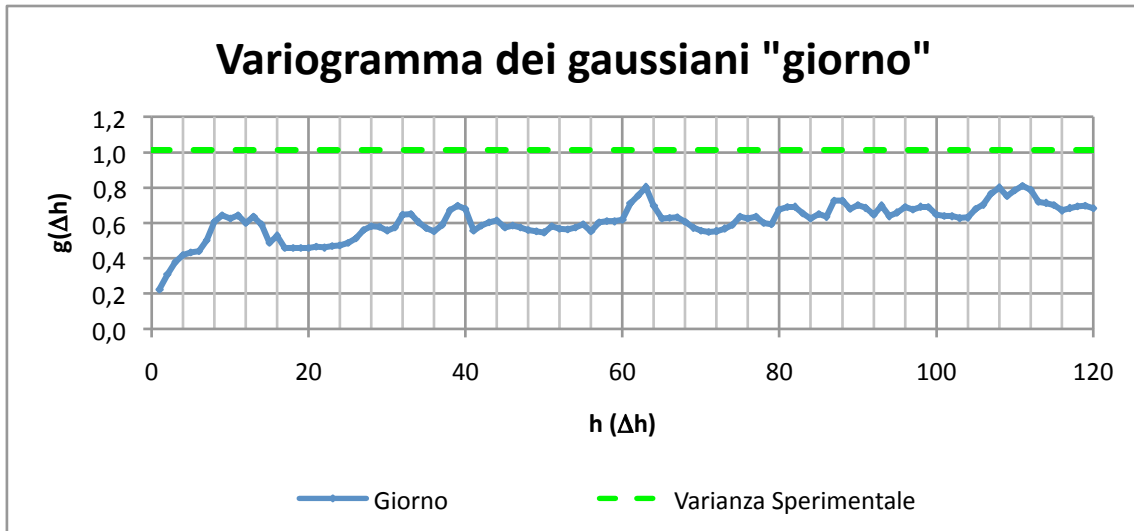


Figura 7.40: Andamento del variogramma dei gaussiani della macroarea "giorno" con la relativa varianza sperimentale per il mese di Maggio

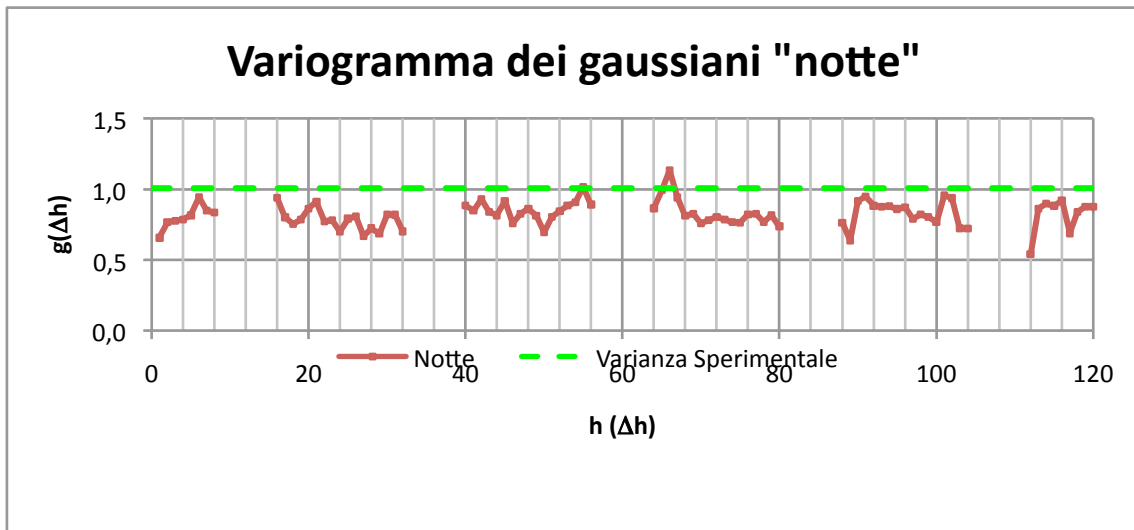


Figura 7.41: Andamento del variogramma dei gaussiani "notte" con la relativa varianza sperimentale per il mese di Maggio

Viene presentato il modello utilizzato per la simulazione assieme ai valori del variogramma dei gaussiani misurati della macroarea "giorno".

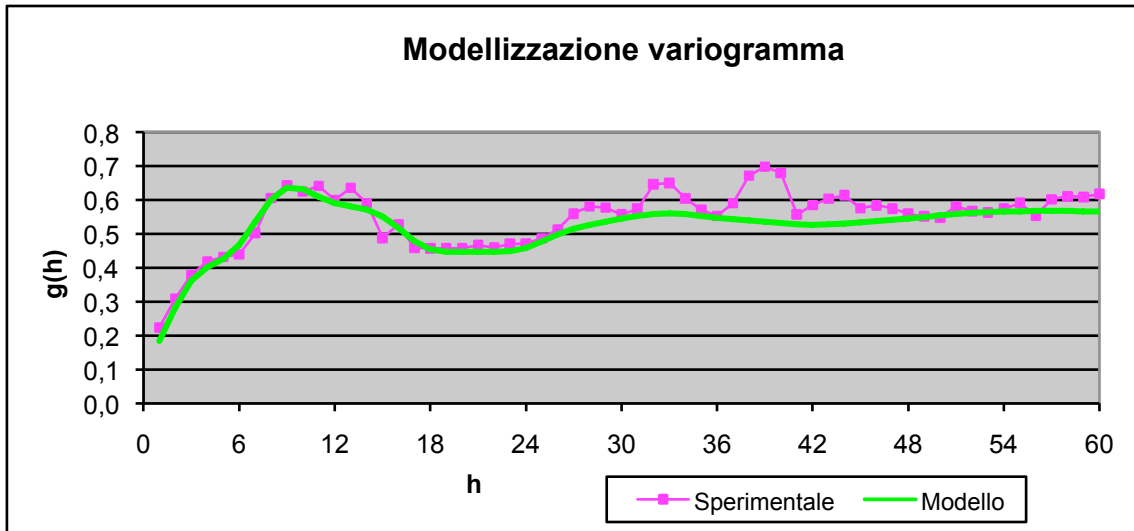


Figura 7.42: Andamento del variogramma “giorno” e del metodo di modellizzazione scelto per il mese di Maggio

NOTE:

- ✓ Si può notare come il variogramma adotta un passo orario. Il variogramma della macro area “giorno” è caratterizzata da una continuità della curva: il motivo è dovuto al fatto che il periodo giornaliero è complessivamente di 16 ore (ora di alba e tramonto rispettivamente 5,13 – 21,06), per cui non vi sono distanze orarie senza coppie.  
In questo caso le discontinuità interesserebbero il variogramma della “notte” in cui sono presenti delle distanze orarie senza coppie.
- ✓ Il variogramma dei gaussiani della “notte”, inoltre, è sempre *non strutturato*, contraddistinto quindi da un effetto pepita puro, il quale sta ad indicare la mancanza di rassomiglianza tra i punti (le ampiezze delle grafico della notte sono così accentuate perché lavoriamo con la grandezza standardizzata).
- ✓ Il variogramma del “giorno”, invece, è caratterizzato da una propria struttura. Esso è modellizzabile tramite quattro strutture:
  - un “effetto esponenziale” di 0,2 di soglia e 80 h di portata;
  - due “effetto buco”: uno con periodo di 6 ore, portata 10 h e soglia 0,06, l’altro con periodo di 22 ore, portata 15 h e soglia 0,28;
  - un “effetto pepita” di 0,12 di soglia e 15 h di portata.

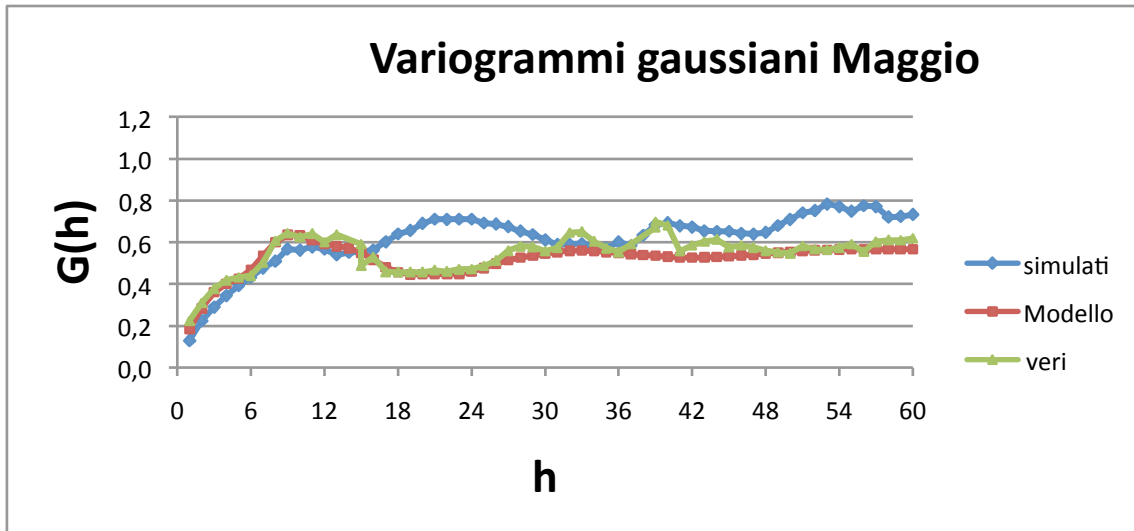


Figura 7.43: Confronto tra i variogrammi “giorno” dei gaussiani misurati, simulati e modellizzati per il mese di Maggio

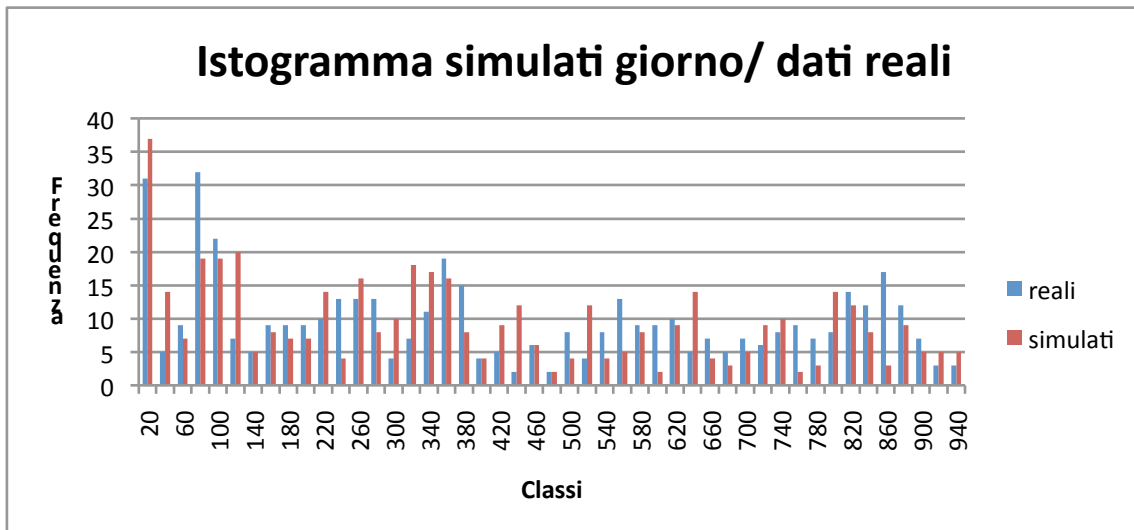
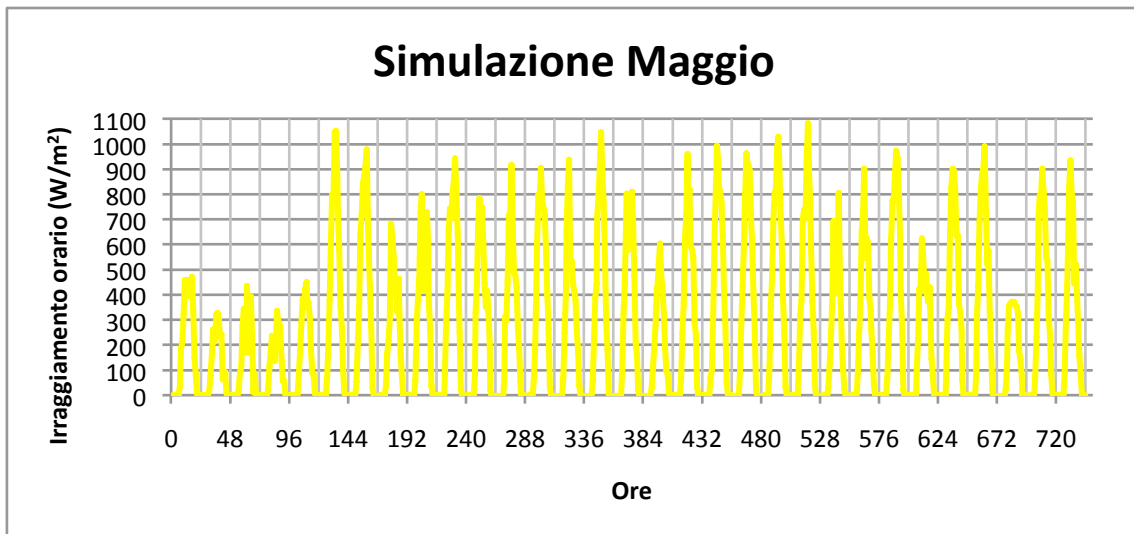


Figura 7.44: Confronto tra gli istogrammi dei dati simulati e misurati del mese di Maggio

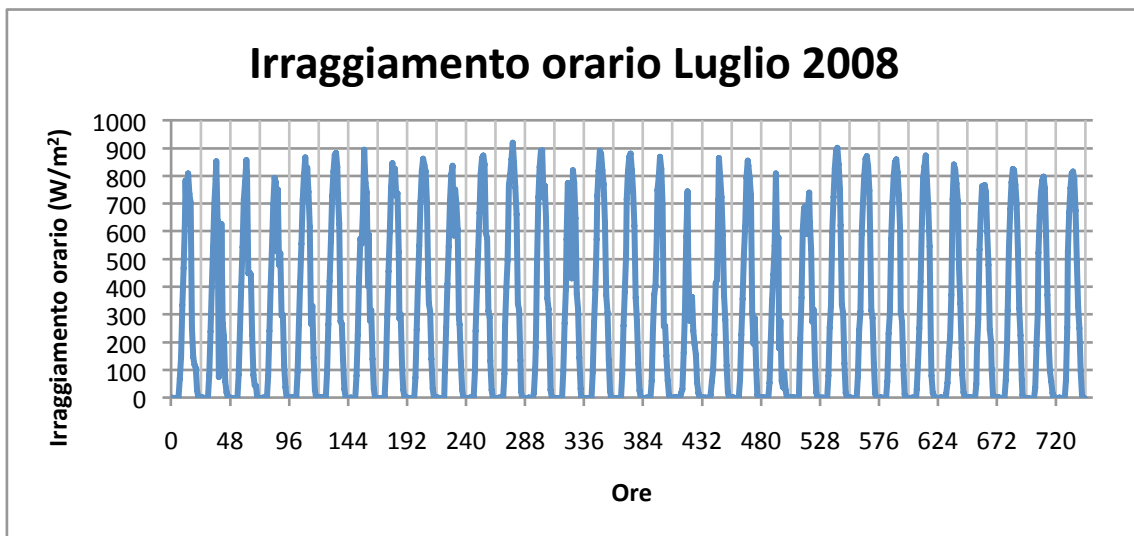
Una simulazione del mese di Maggio è la seguente:



*Figura 7.45: Andamento dell'irraggiamento simulato del mese di Maggio*

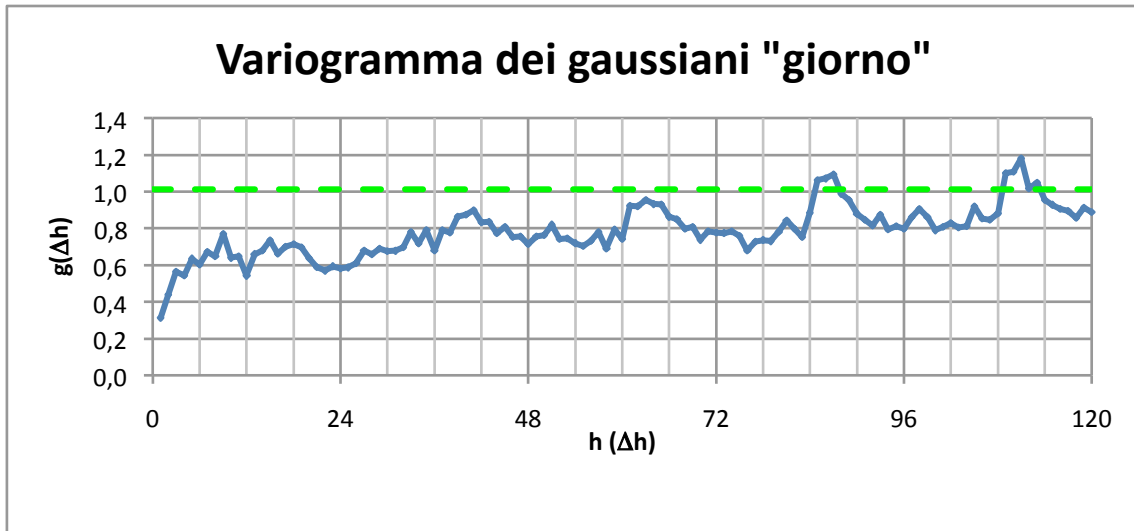
**Luglio:**

I dati di partenza sono:

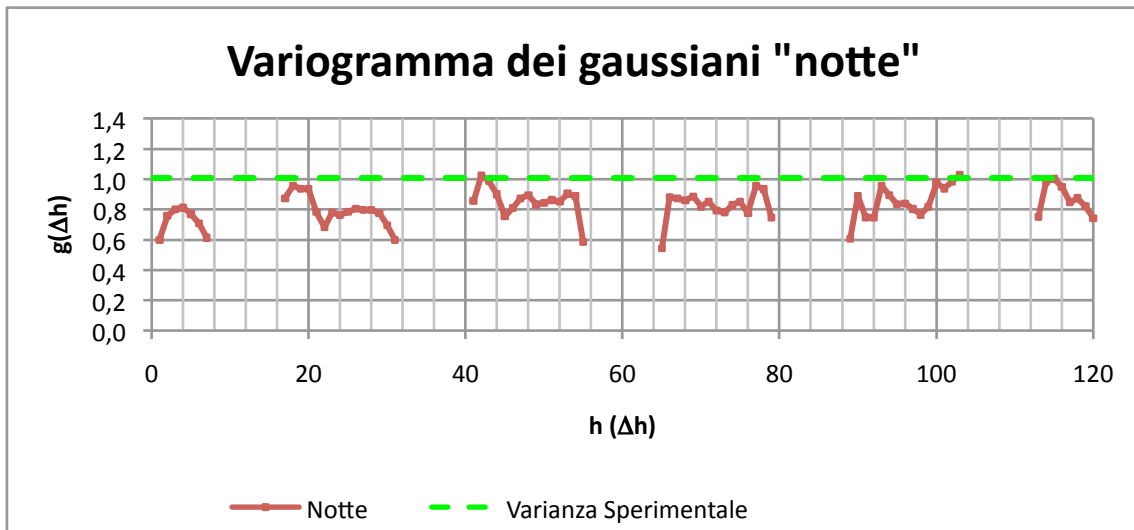


*Figura 7.46: Viene riportato l'andamento dell'irraggiamento orario misurato nel mese di Luglio 2008*

Sono di seguito riportati i variogrammi dei gaussiani con le relative varianze sperimentali (sia del giorno che della notte).



*Figura 7.47: Andamento del variogramma dei gaussiani della macroarea "giorno" con la relativa varianza sperimentale per il mese di Luglio*



*Figura 7.48: Andamento del variogramma dei gaussiani "notte" con la relativa varianza sperimentale per il mese di Luglio*

Viene presentato il modello utilizzato per la simulazione assieme ai valori del variogramma dei gaussiani reale della macroarea "giorno".

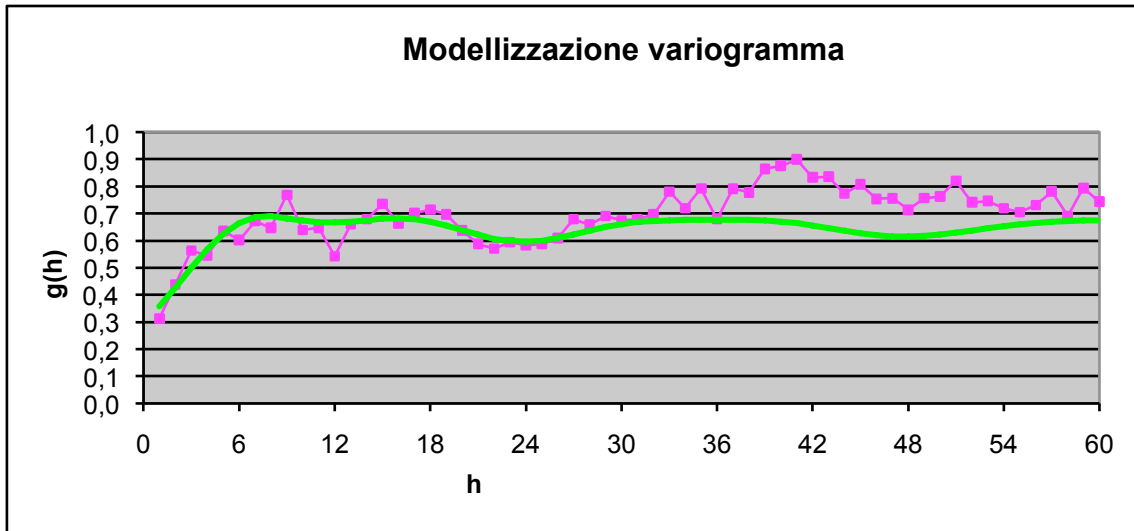


Figura 7.49: Andamento del variogramma “giorno” e del metodo di modellizzazione scelto per il mese di Luglio

NOTE:

- ✓ Si può notare come il variogramma adotta un passo orario. Il variogramma della macro area “giorno” è caratterizzata da una continuità della curva: il motivo è dovuto al fatto che il periodo giornaliero è complessivamente di 16 ore (ora di alba e tramonto rispettivamente 5,08 – 21,30), per cui non vi sono distanze orarie senza coppie.  
In questo caso le discontinuità interesserebbero il variogramma della “notte” in cui sono presenti delle distanze orarie senza coppie.
- ✓ Il variogramma dei gaussiani della “notte”, inoltre, è sempre *non strutturato*, contraddistinto quindi da un effetto pepita puro, il quale sta ad indicare la mancanza di rassomiglianza tra i punti (le ampiezze delle grafico della notte sono così accentuate perché lavoriamo con la grandezza standardizzata).
- ✓ Il variogramma del “giorno”, invece, è caratterizzato da una propria struttura. Esso è modellizzabile tramite quattro strutture:
  - un “effetto sferico” di 0,25 di soglia e 8 h di portata;
  - due “effetto buco”: uno con periodo di 24 ore, portata 100 h e soglia 0,05, l’altro con periodo di 12 ore, portata 20 h e soglia 0,05;
  - un “effetto pepita” di 0,3 di soglia e 8 h di portata.

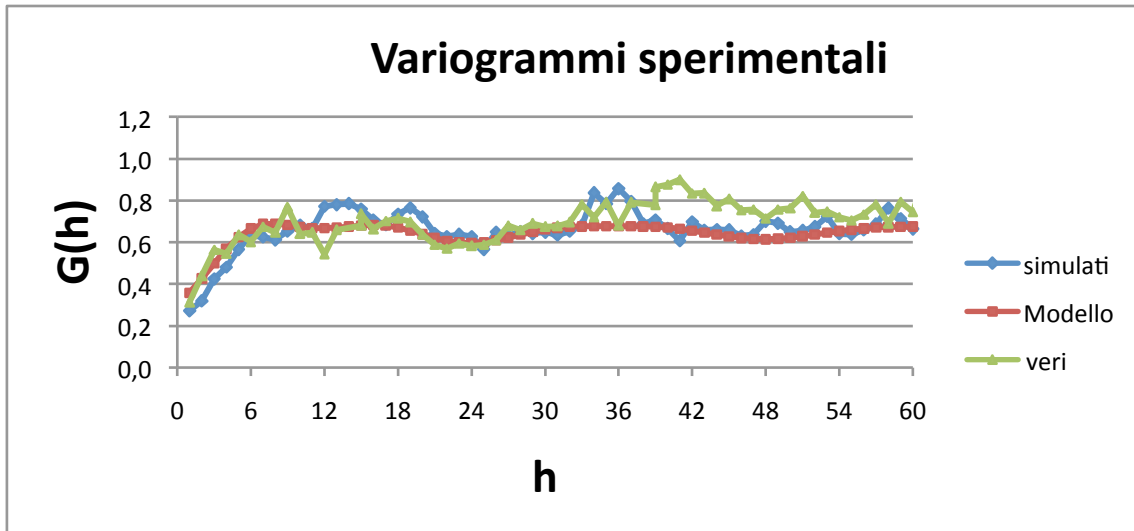


Figura 7.50: Confronto tra i variogrammi “giorno” dei gaussiani misurati, simulati e modellizzati per il mese di Luglio

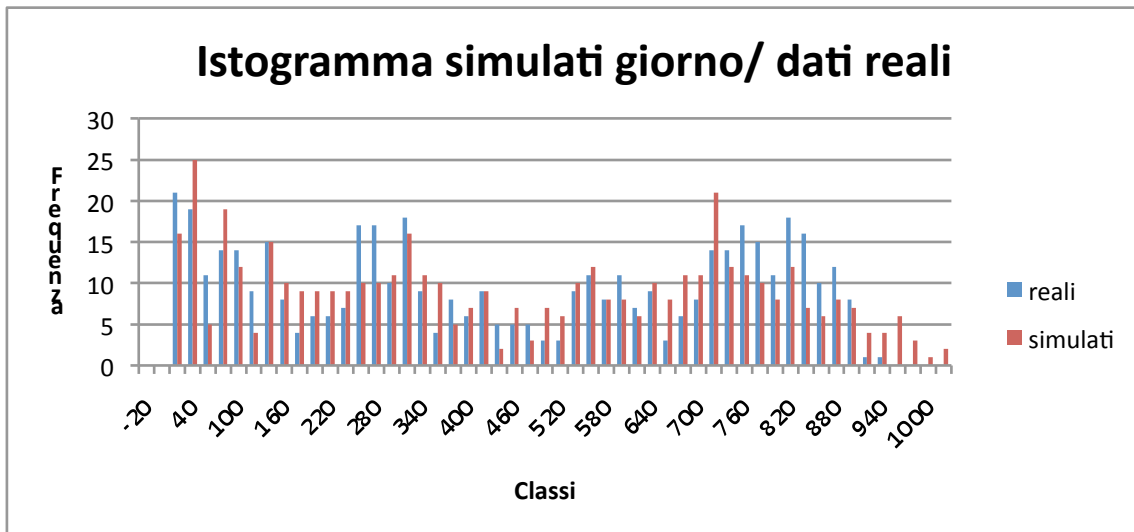


Figura 7.51: Confronto tra gli istogrammi dei dati simulati e misurati del mese di Luglio

Una simulazione del mese di Luglio è la seguente:

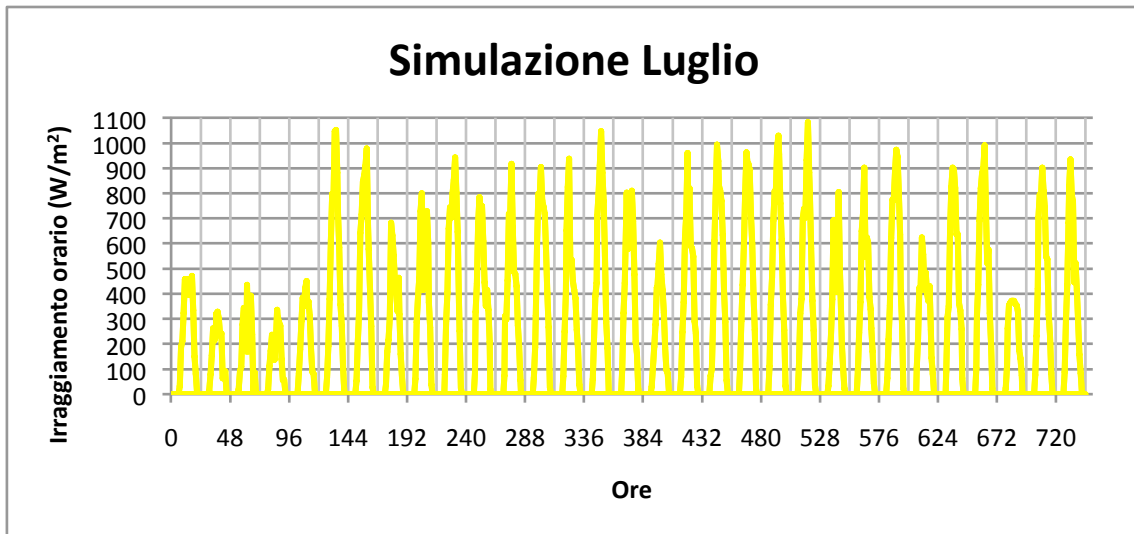


Figura 7.52: Andamento dell'irraggiamento simulato del mese di Luglio

**Agosto:**

I dati di partenza sono:

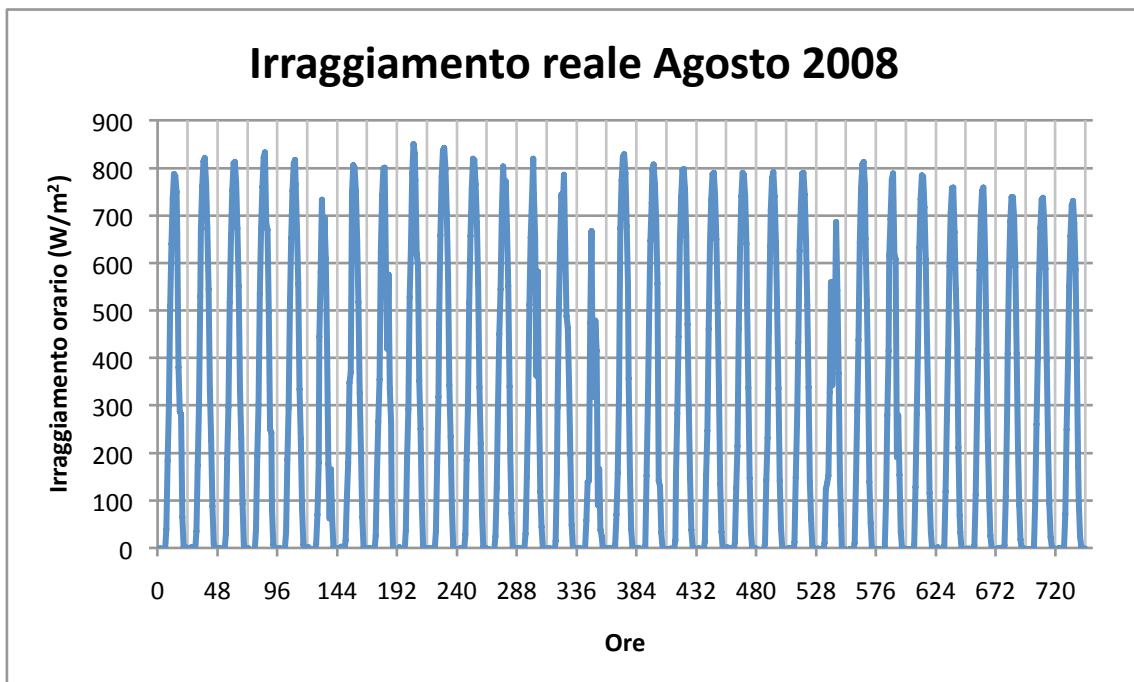


Figura 7.53: Viene riportato l'andamento dell'irraggiamento orario misurato nel mese di Agosto 2008



Sono di seguito riportati i variogrammi dei gaussiani con le relative varianze sperimentali (sia del giorno che della notte).

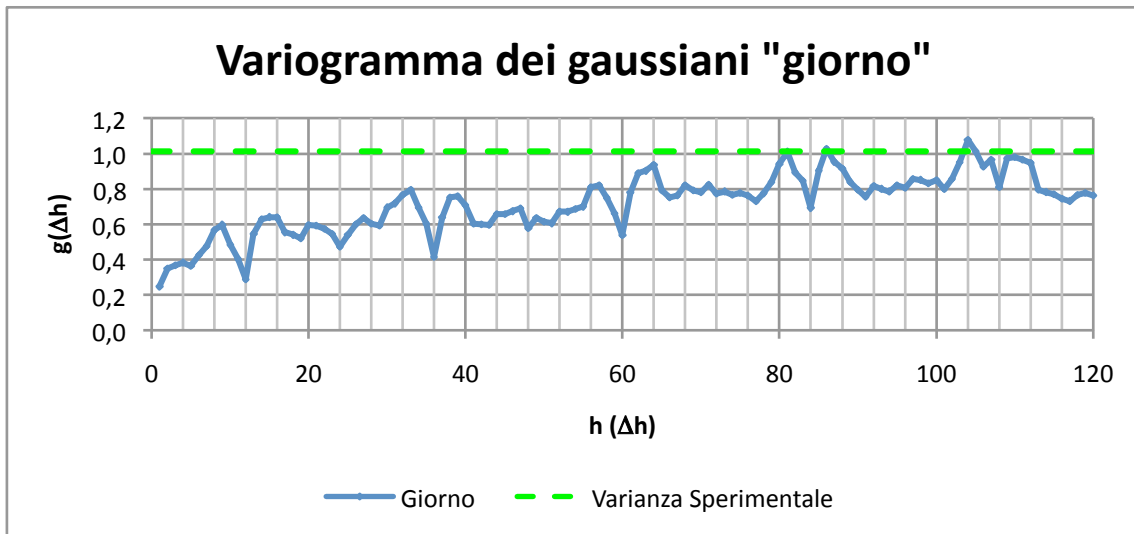


Figura 7.54: Andamento del variogramma dei gaussiani della macroarea "giorno" con la relativa varianza sperimentale per il mese di Agosto

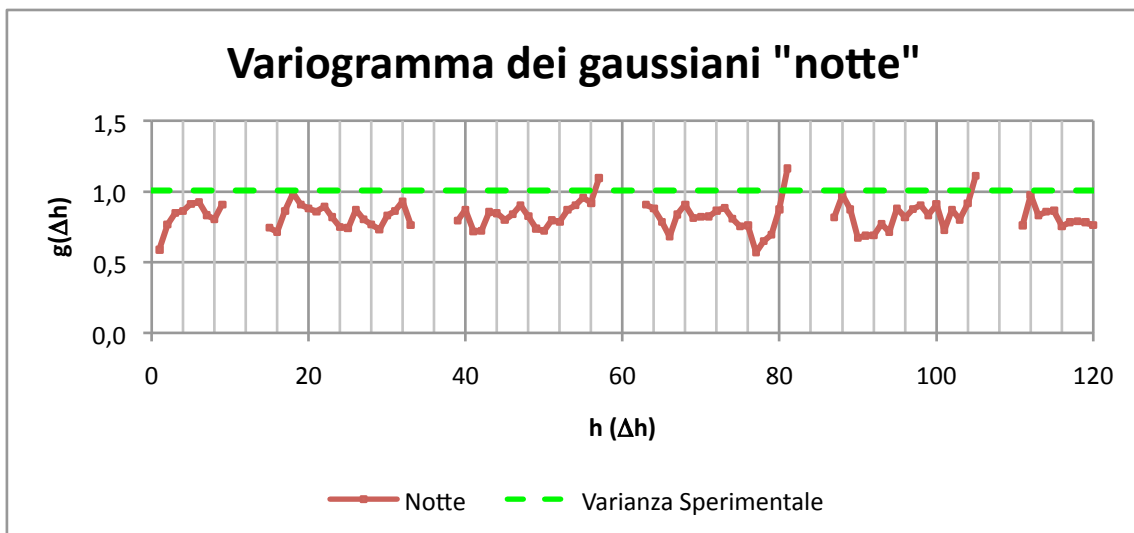


Figura 7.55: Andamento del variogramma dei gaussiani "notte" con la relativa varianza sperimentale per il mese di Agosto

Viene presentato il modello utilizzato per la simulazione con l'andamento del variogramma dei gaussiani misurati.

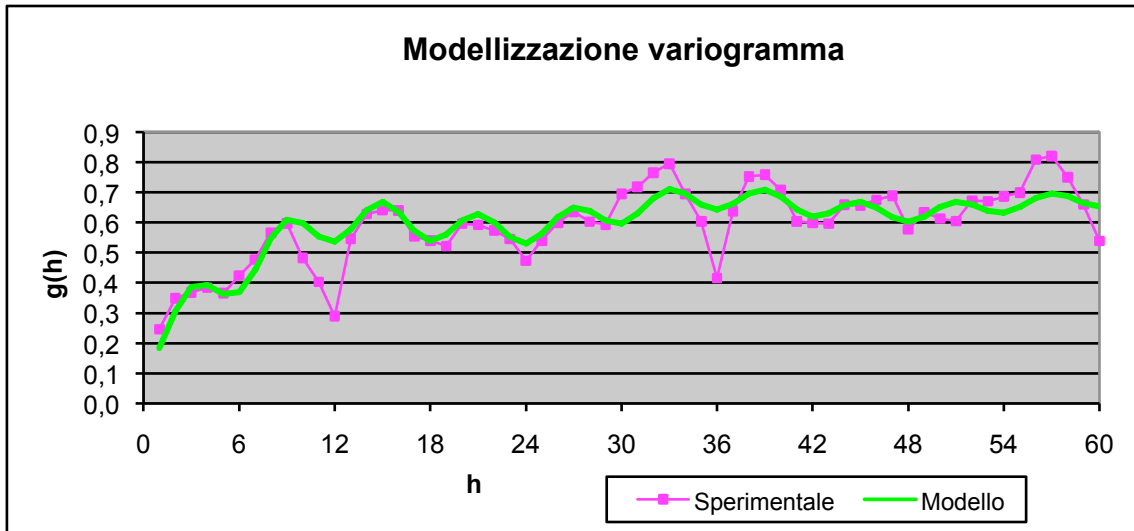


Figura 7.56: Andamento del variogramma “giorno” e del metodo di modellizzazione scelto per il mese di Agosto

NOTE:

- ✓ Si può notare come il variogramma adotta un passo orario. Il variogramma della macro area “giorno” è caratterizzata da una continuità della curva: il motivo è dovuto al fatto che il periodo giornaliero è complessivamente di 15 ore (ora di alba e tramonto rispettivamente 5,45 – 20,52), per cui non vi sono distanze orarie senza coppie (per definizione infatti il variogramma indica la somiglianza tra i punti prese in considerazione).  
In questo caso le discontinuità interesseranno il variogramma della “notte” in cui sono presenti delle distanze orarie senza coppie.
- ✓ Il variogramma dei gaussiani della “notte”, inoltre, è sempre *non strutturato*, contraddistinto quindi da un effetto pepita puro, il quale sta ad indicare la mancanza di rassomiglianza tra i punti (le ampiezze delle grafico della notte sono così accentuate perché lavoriamo con la grandezza standardizzata).
- ✓ Il variogramma del “giorno”, invece, è caratterizzato da una propria struttura. Esso è modellizzabile tramite quattro strutture:
  - un “*effetto esponenziale*” di 0,4 di soglia e 10 h di portata;
  - due “*effetto buco*”: uno con periodo di 6 ore, portata 48 h e soglia 0,08, l’altro con periodo di 24 ore, portata 40 h e soglia 0,08;
  - un “*effetto pepita*” di 0,1 di soglia e 8 h di portata.

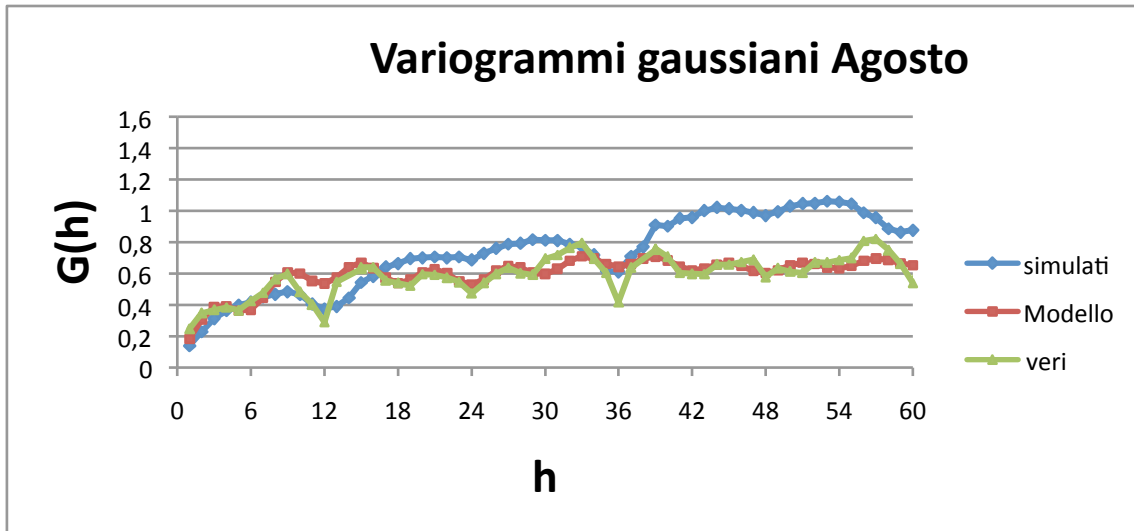


Figura 7.57: Confronto tra i variogrammi “giorno” dei gaussiani misurati, simulati e modellizzati per il mese di Agosto

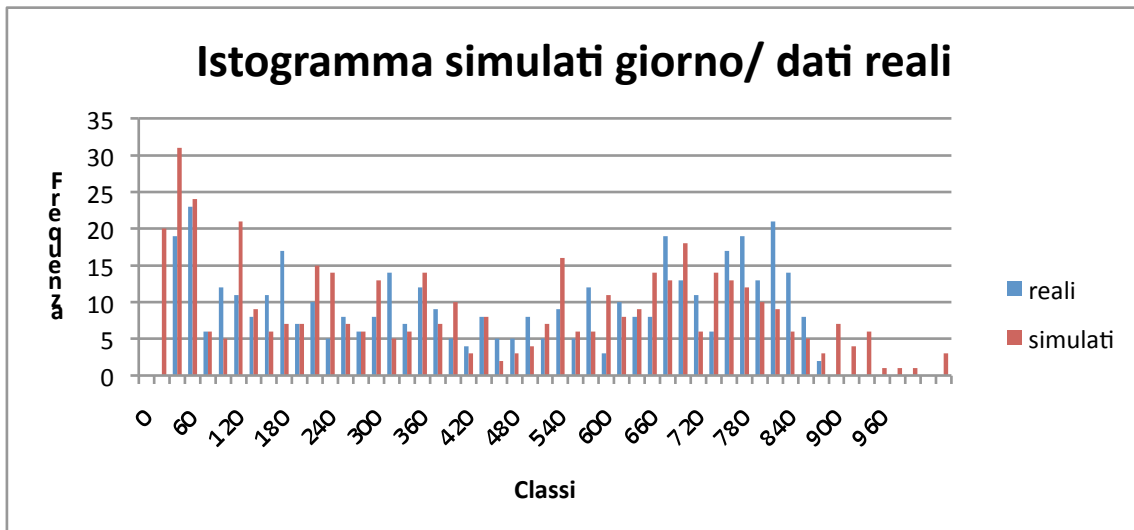


Figura 7.58: Confronto tra gli istogrammi dei dati simulati e misurati del mese di Agosto

Una simulazione di Agosto è la seguente:

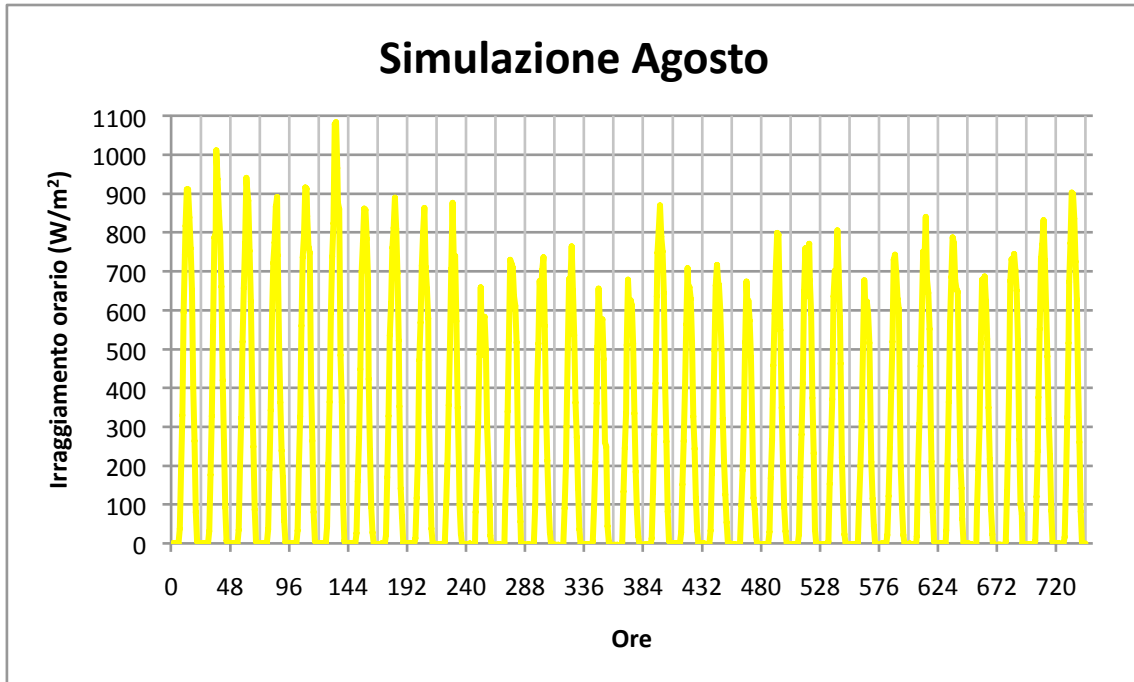


Figura 7.59: Andamento dell'irraggiamento simulato del mese di Agosto

**Ottobre:**

I dati di partenza sono:

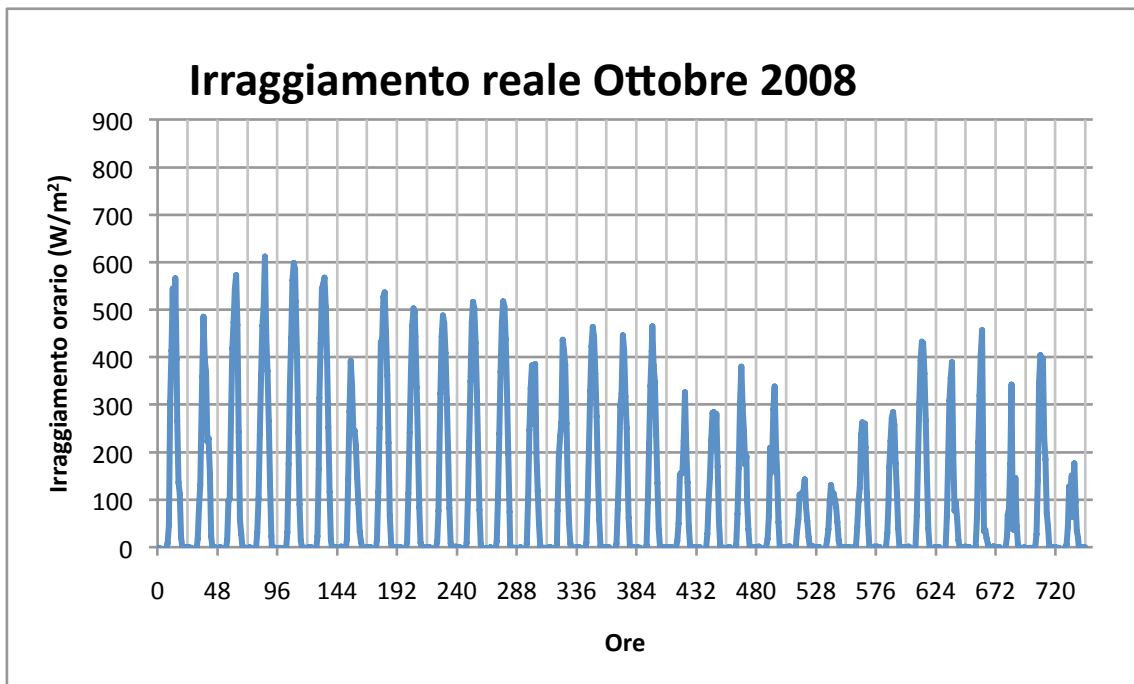


Figura 7.60: Viene riportato l'andamento dell'irraggiamento orario misurato nel mese di Ottobre 2008

Sono di seguito riportati i variogrammi dei gaussiani con le relative varianze sperimentali (sia del giorno che della notte).

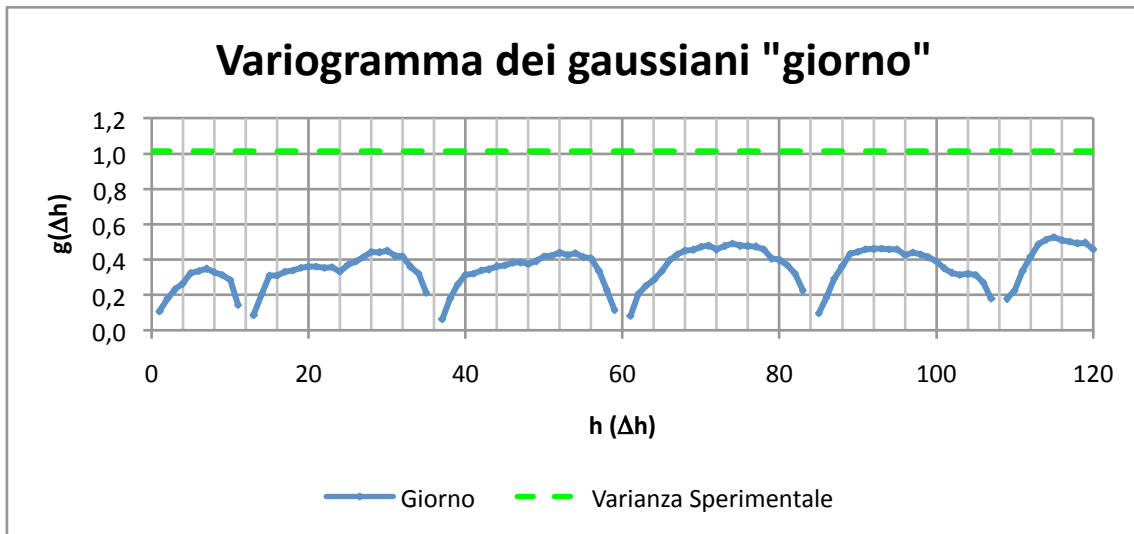


Figura 7.61: Andamento del variogramma dei gaussiani della macroarea "giorno" con la relativa varianza sperimentale per il mese di Ottobre

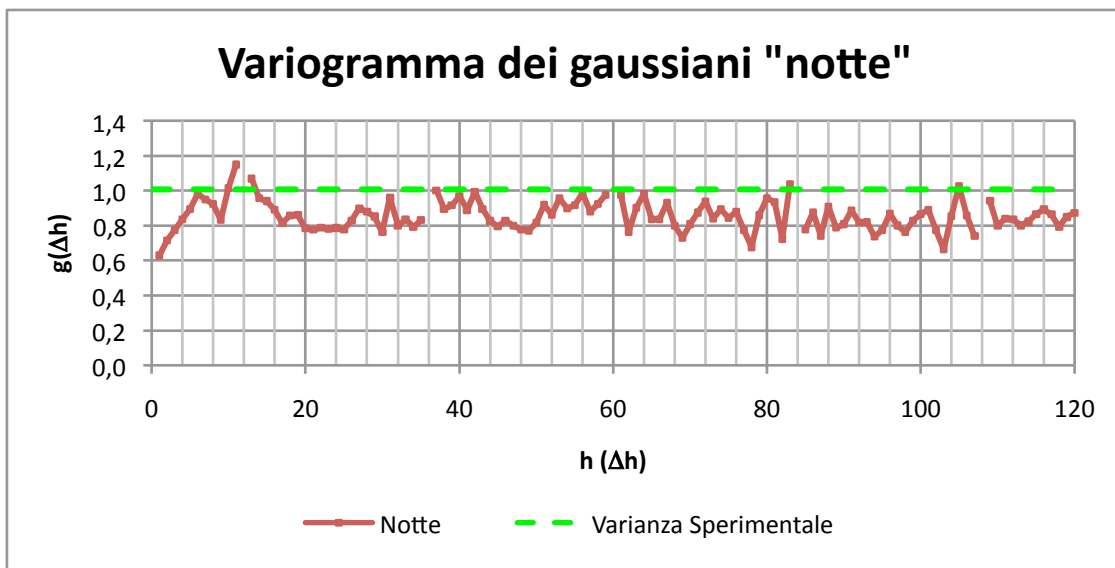


Figura 7.62: Andamento del variogramma dei gaussiani "notte" con la relativa varianza sperimentale per il mese di Ottobre

Viene presentato il modello utilizzato per la simulazione.

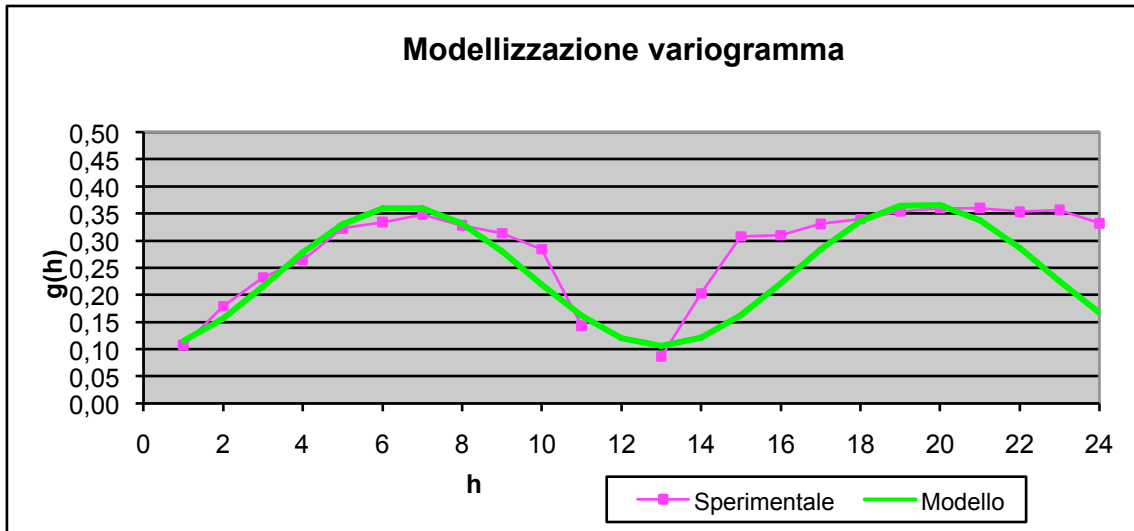


Figura 7.63: Andamento del variogramma “giorno” e del metodo di modellizzazione scelto per il mese di Ottobre

NOTE:

- ✓ Si può notare come il variogramma adotta un passo orario. Il variogramma della macro area “giorno” è caratterizzata da una discontinuità della curva: il motivo è dovuto al fatto che il periodo giornaliero è complessivamente di 12 ore ( ora di alba e tramonto rispettivamente 6,55 – 19,00), per cui vi sono distanze orarie senza coppie (per definizione infatti il variogramma indica la somiglianza tra i punti prese in considerazione).
- ✓ Il variogramma dei gaussiani della “notte”, inoltre, è sempre *non strutturato*, contraddistinto quindi da un effetto pepita puro, il quale sta ad indicare la mancanza di rassomiglianza tra i punti (le ampiezze delle grafico della notte sono così accentuate perché lavoriamo con la grandezza standardizzata).
- ✓ Il variogramma del “giorno”, invece, è caratterizzato da una propria struttura. Esso è modellizzabile tramite tre strutture:
  - un “*effetto esponenziale*” di 0,05 di soglia e 100 h di portata;
  - un “*effetto sinusoidale*”: di periodo di 13 ore, portata 60 h e soglia 0,13;
  - un “*effetto pepita*” di 0,1 di soglia e 8 h di portata.

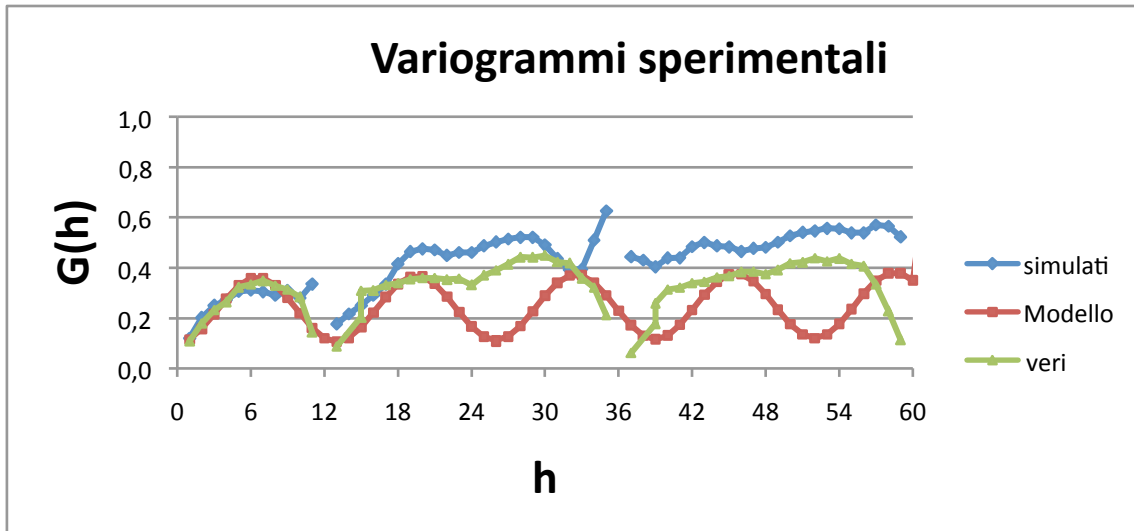


Figura 7.64: Confronto tra i variogrammi “giorno” dei gaussiani misurati, simulati e modellizzati per il mese di Ottobre

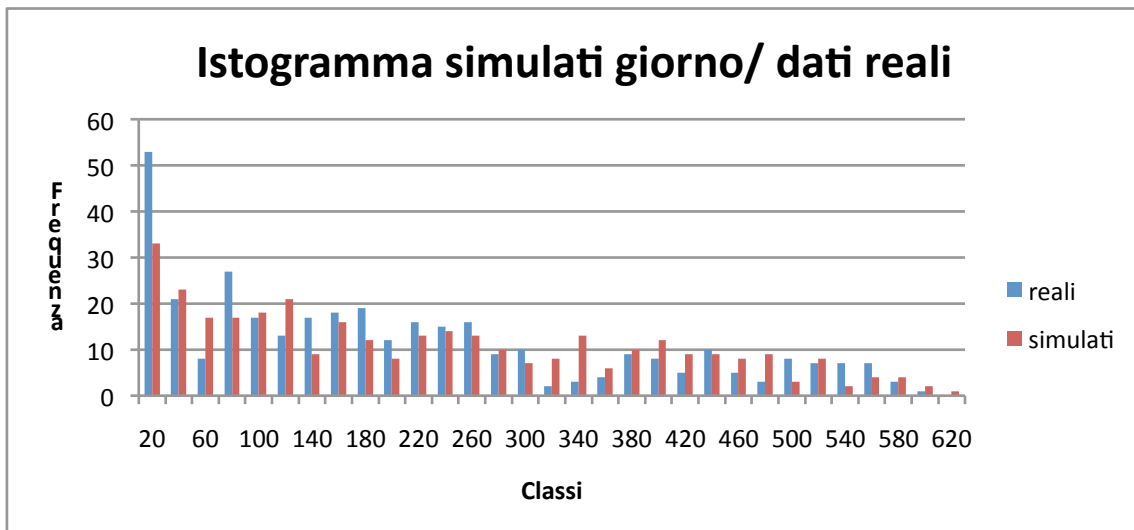
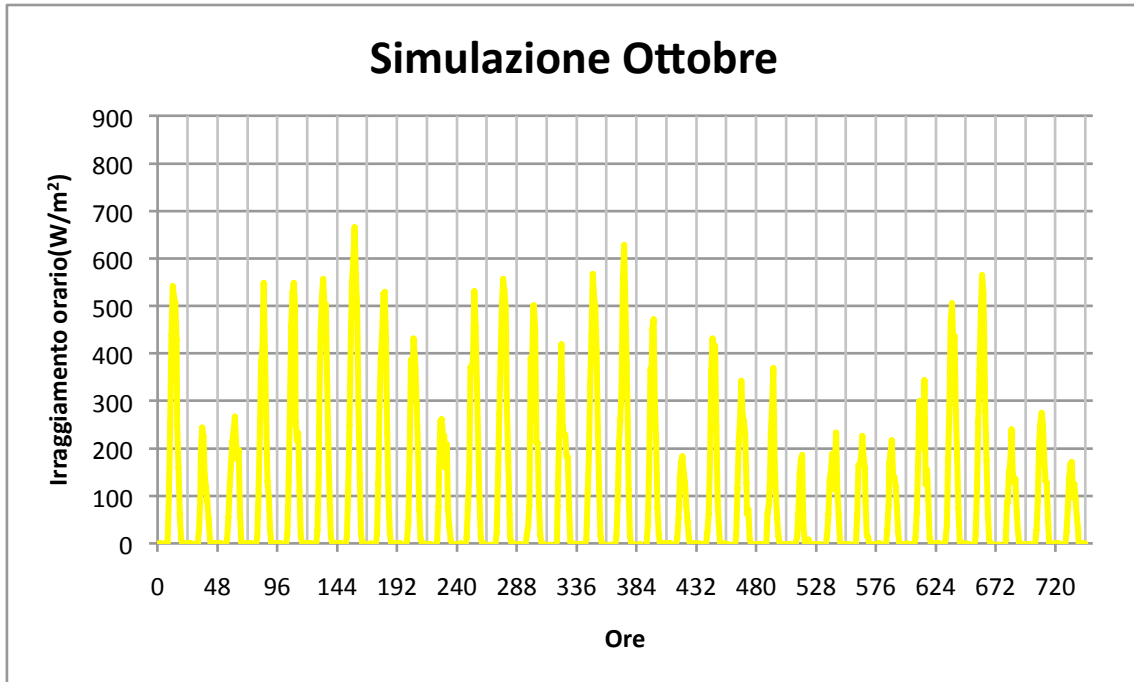


Figura 7.65: Confronto tra gli istogrammi dei dati simulati e misurati del mese di Ottobre

Una simulazione del mese di Ottobre è la seguente:



*Figura 7.66: Andamento dell'irraggiamento simulato del mese di Ottobre*



## **Capitolo 7**

# ***Simulazione dell'Irraggiamento Solare***

Viene presentato in questo capitolo il metodo di simulazione dell'irraggiamento solare orario sul territorio di Bologna utilizzando dati riguardanti il mese di Dicembre 2008 in maniera dettagliata, mentre si procede con i mesi rappresentativi le diverse variabilità ( in particolare il succedersi delle stagioni) che si verificano nel corso dell'anno, riportandone solo i risultati finali, poiché è stato usato lo stesso approccio e la stessa tecnica di simulazione.

Di seguito vengono elencare le diverse fasi del procedimento che hanno portato alla realizzazione del lavoro:

- Ricerca di dati utili, affidabili per ottenere risultati verosimili; grazie alla collaborazione dell'Arpa regionale, si è avuto accesso al sistema “*Dexter*”, un'interfaccia che consente di visualizzare su carta geografica attiva la posizione

delle stazioni sul territorio regionale e di selezionare con vari metodi i dati da scaricare;

- Suddivisione dei dati in due macro aree: la prima denominata “giorno”, è stata analizzata in maniera approfondita essendo la responsabile unica dell’irraggiamento solare e quindi della potenza elettrica che si può generare tramite l’impianto fotovoltaico;

La seconda denominata “notte”, la quale è stata opportunamente “filtrata” dai dati iniziali poiché comportava un contributo nullo ai fini delle generazione della potenza elettrica dei pannelli fotovoltaici (per effettuare tale divisione ci si è basati sugli orari di alba e tramonto del mese di Dicembre 2008).

- Analisi dei dati e studio delle caratteristiche di variabilità (istogramma, variogramma, etc.);
- Simulazione dell’irraggiamento del mese di Dicembre: tra le varie tecniche di simulazione si è scelto di adottare la Simulazione Gaussiana Sequenziale (SGS, Journel 1978).

### 7.1 Alla ricerca della stazionarietà

Di seguito verranno riassunti i passaggi chiave che hanno portato alla simulazione dell’irraggiamento solare del mese di Dicembre sul territorio di Bologna.

In generale, l’irraggiamento è considerato una variabile regionalizzata (VR) nello spazio monodimensionale nel tempo. Per questo motivo lo identifichiamo per semplicità con “h”  $\rightarrow z(h)$ . Secondo la Geostatistica la VR viene considerata la realizzazione di una funzione aleatoria  $Z(h)$ .

Abbiamo chiamato la nostra grandezza  $Z(h)$ , l’irraggiamento orario su Bologna con media  $m_z(h)$  e varianza  $\sigma_z^2(h)$ .

$Z(h)$   $\rightarrow$  FA che descrive irraggiamento orario su Bologna

$m_z(h)$   $= E[Z(h)] \rightarrow$  deriva/media dell’irraggiamento orario

$\sigma_z^2(h)$   $= E[Z^2(h)] - m_z^2(h) \rightarrow$  varianza dell’irraggiamento orario

I dati di partenza sono illustrati in Fig.7.1:

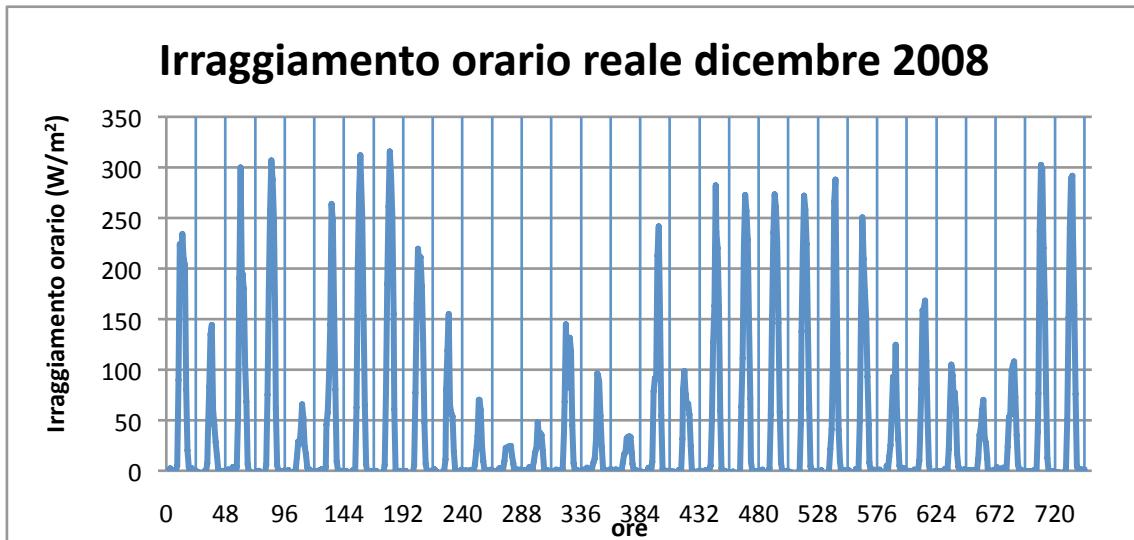


Figura 7.1: Irraggiamento orario del mese di Dicembre 2008 (fonte: Dexter)

E' possibile stimare la deriva e la varianza oraria conoscendo i valori della grandezza alla stessa ora dei 31 gg del mese. (fig.7.2, fig.7.3)

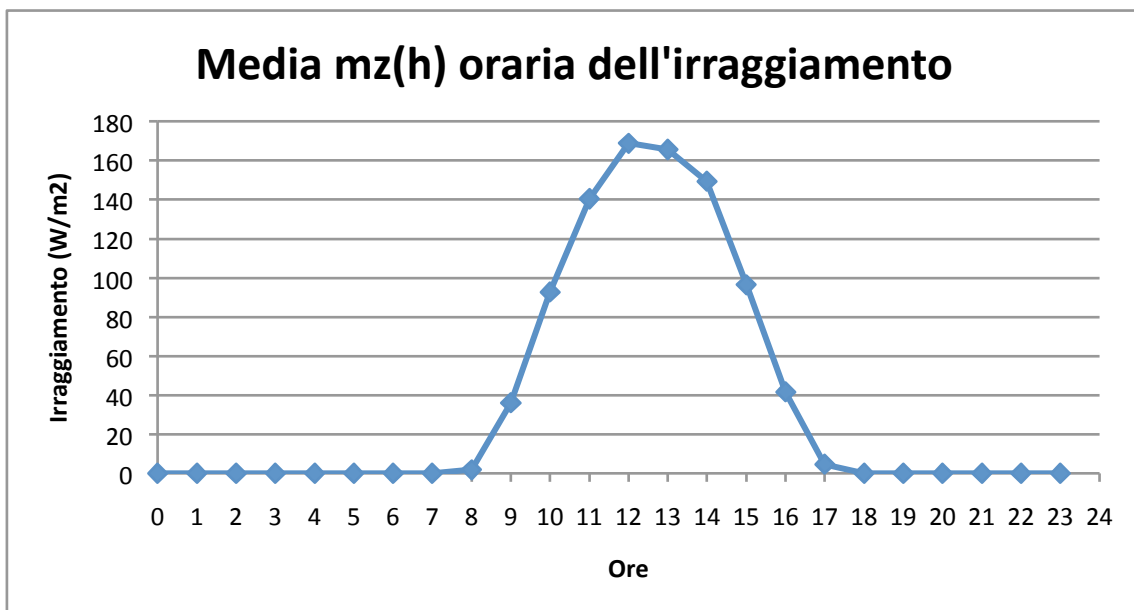


Figura 7.2: Media  $m_z(h)$  dell'irraggiamento orario di Bologna

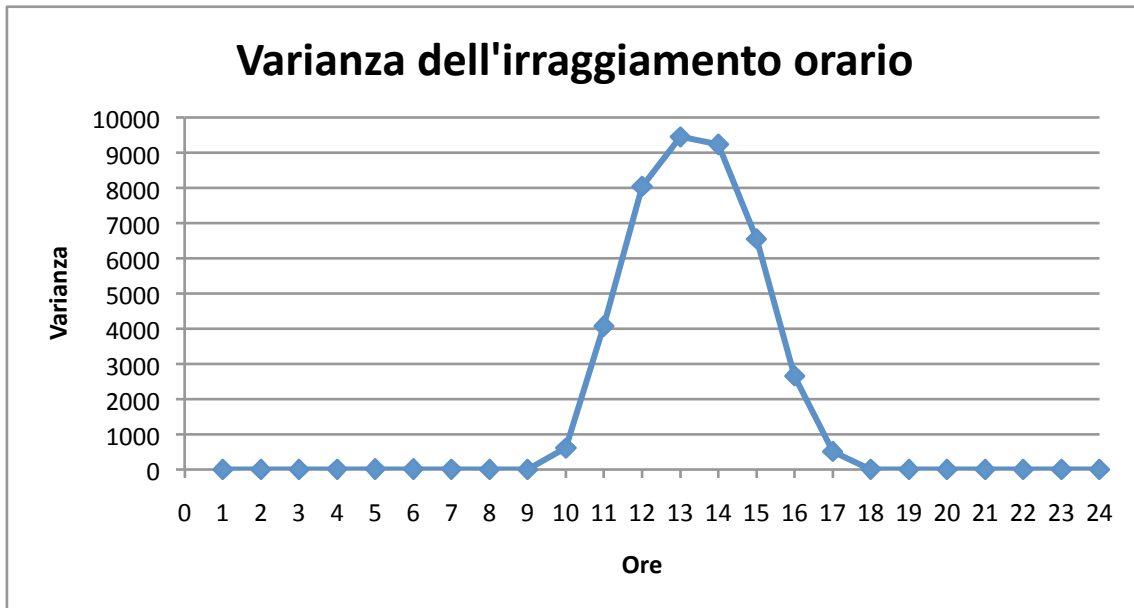


Figura 7.3: Varianza dell'irraggiamento orario di Bologna

Per poter simulare una determinata grandezza, è necessario che la variabile in questione abbia le caratteristiche di:

- ✓ Stazionarietà;
- ✓ Gaussianità.

Per ottenere la stazionarietà, viene filtrata la deriva/media dell'irraggiamento orario sul territorio di Bologna, ottenendo un residuo con media 0 e varianza  $\sigma^2_{Rz}(h)$ .

$$R_z(h) = Z(h) - m_z(h) \rightarrow \text{residuo dell'irraggiamento } (0, \sigma^2_{Rz}(h))$$

$$m_{Rz}(h) = E[Z(h) - m_z(h)] = m_z(h) - m_z(h) = 0 \rightarrow \text{media del residuo}$$

$$\sigma^2_{Rz}(h) = E[R_z^2] - m_{Rz}^2(h) = E[R_z^2] = E[(Z(h) - m_z(h))^2] = \sigma^2_z(h)$$

→ Varianza del residuo

Il residuo ottenuto, come si può notare dalle formule precedenti, è caratterizzato da una stazionarietà per ciò che concerne la media della variabile ( la media è sempre uguale a 0, per qualunque h ), ma la varianza varia in funzione dell'ora (→  $\sigma^2_{Rz}(h)$ ).

Si è realizzato, di conseguenza, un residuo ridotto, caratterizzato da media 0 e varianza uguale a 1. Per ottenere la proprietà di stazionarietà richieste.

$$R_r(h) = R_z(h) - m_{Rz}(h) \rightarrow \text{residuo ridotto } (0, 1)$$

$$m_{Rr}(h) = E[R_r(h)] = 0$$

$$\sigma^2_{Rr}(h) = E[R_r^2] - [m_{Rr}(h)]^2 = E[R_z^2] - 0 = \sigma^2_z(h) - 0 = 1$$

## 7.2 Modellizzazione della variabilità temporale

Successivamente si è studiata la variabilità della nuova grandezza ottenuta, procedendo alla realizzazione dei variogrammi e degli istogrammi sperimentali.

$f_{R(h)}(r)$  → Istogramma;

$F_{R(r)}$  → frequenza semplice e cumulata del residuo ridotto

Per motivi che saranno spiegati in maniera esauriente nel capitolo successivo, prima di poter effettuare la simulazione è necessario effettuare una trasformazione dei nostri dati. Tra le varie tecniche a disposizione, si è stabilito di utilizzare la trasformazione gaussiana dei dati, detta anche *anamorfosi* gaussiana.

Infatti, se la simulazione viene effettuata con i dati originari, qualsiasi sia il metodo, non vi è alcuna possibilità di ottenere dei valori che hanno un istogramma prossimo a quello di partenza (condizione indispensabile per una ottenere risultati corretti). E' per tale ragione che normalmente si effettua preliminarmente l'*anamorfosi gaussiana*. Infatti, quando si manipolano variabili gaussiane mediante combinazioni lineari, si ottengono valori che conservano la distribuzione gaussiana.

$Y(h) = \varphi ( R_r (h) )$  → FA gaussiana ottenuta mediante anamorfosi diretta del residuo ridotto [0;1];



$\gamma_Y(\Delta h)$  → Variogramma dei gaussiani;



$Y^s(h)$  →gaussiano orario simulato mediante simulazione sequenziale gaussiana [0;1];



$R_r^s(h) = \varphi^{-1}[Y^s(h)]$  → residuo ridotto orario simulato tramite anamorfosi inversa [0;1]



$R_z^s(h) = R_r^s(h) * \sigma_z(h)$  → residuo orario simulato [ 0;  $\sigma_{Rz}^2(h)$ ]



$$Z^s(h) = R_z^s(h) + m_z(h) \rightarrow \text{irraggiamento orario simulato.}$$

I valori gaussiani sono stati ottenuti mediante la tecnica dell'anamorfofi grafica (fig.7.4)

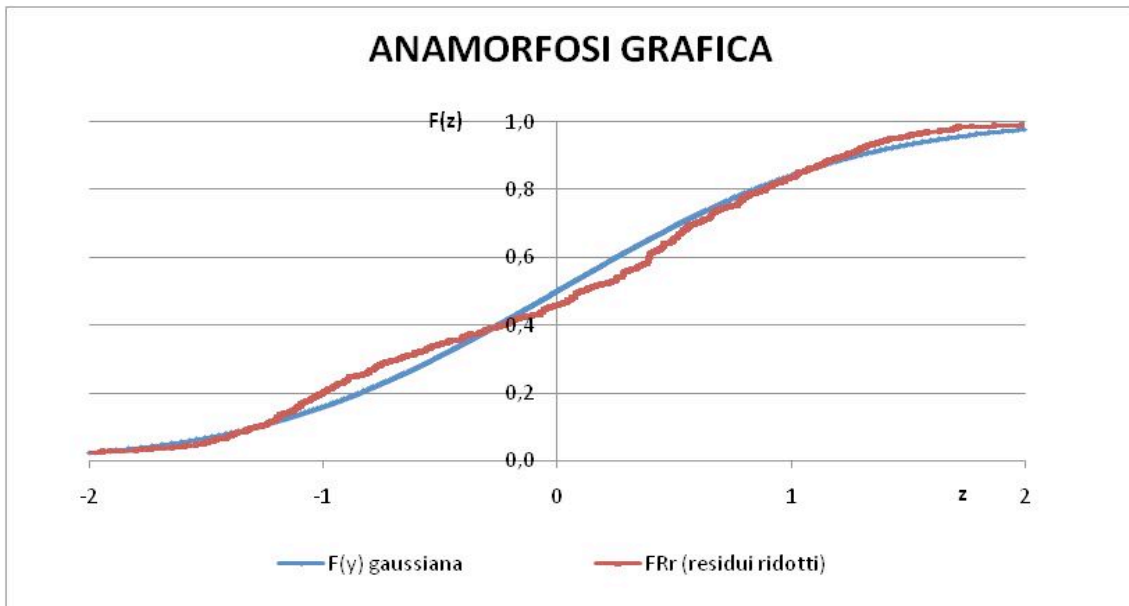


Figura 7.4: Anamorfosi grafica FY-FRR

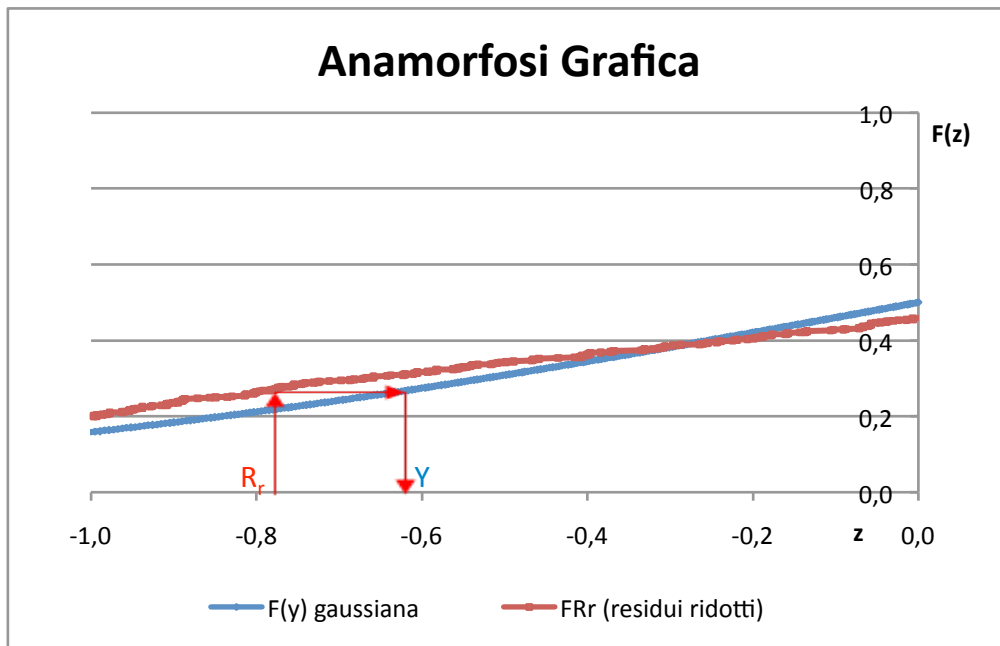


Figura 7.5: Trasformazione dei dati originali mediante anamorfosi grafica

In fig. 7.6 è riportato, invece, l'andamento temporale della variabile gaussiana

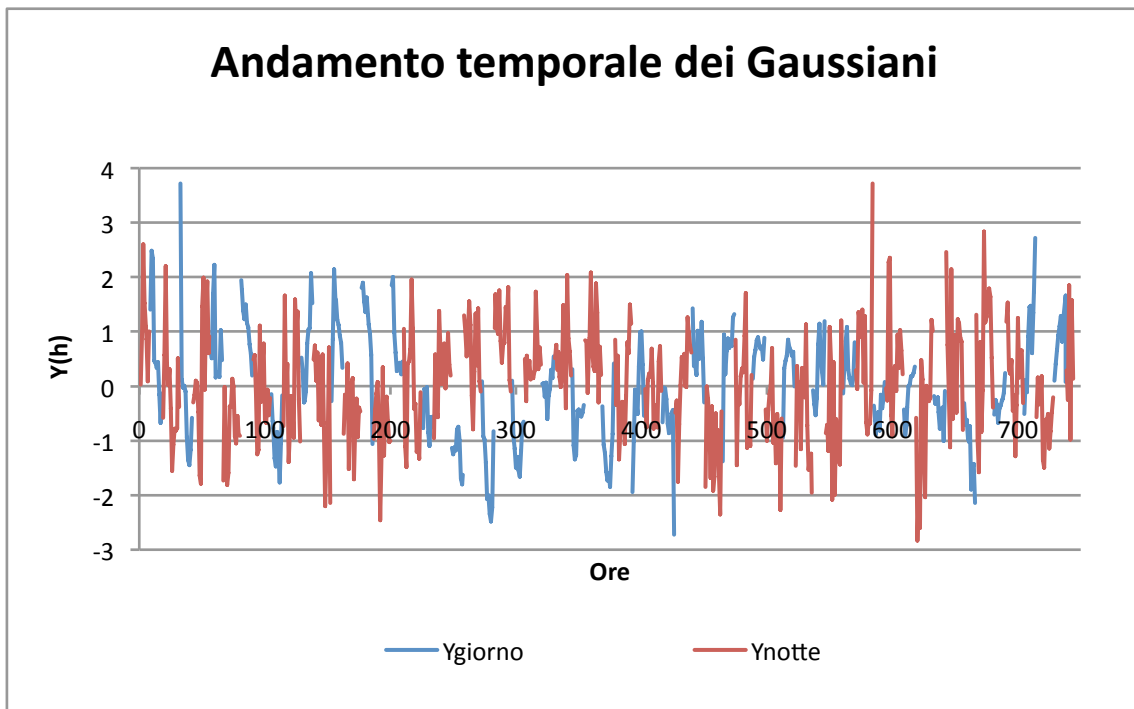


Figura 7.6: Andamento temporale dei gaussiani

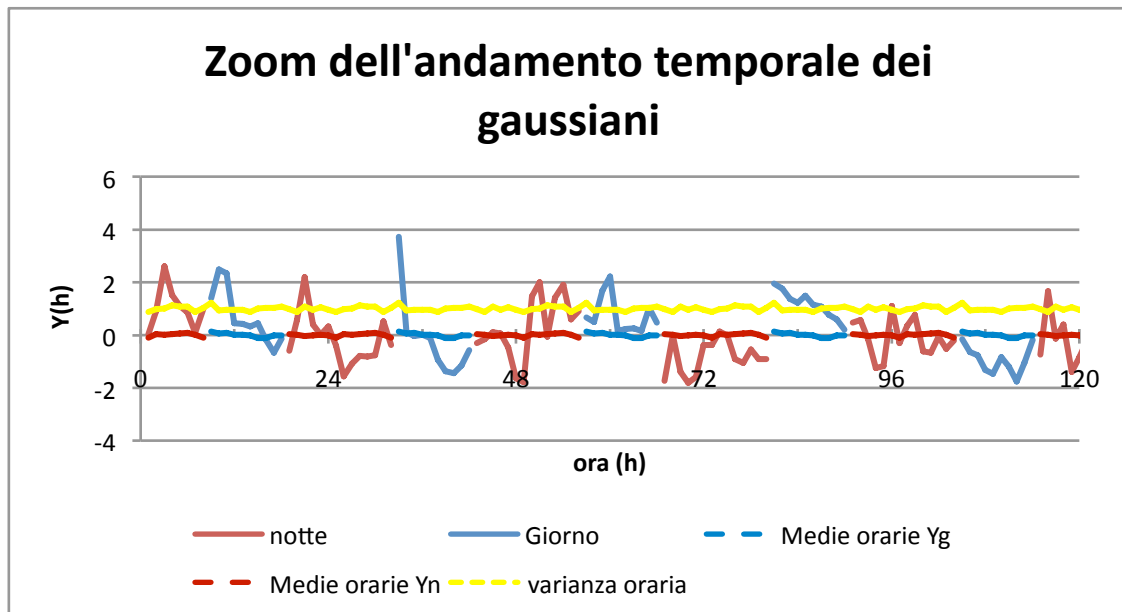


Figura 7.7: Zoom dell'andamento temporale dei gaussiani del periodo giornaliero e di quello notturno con le rispettive medie orarie evidenziate.

La media si può considerare quasi stazionaria.

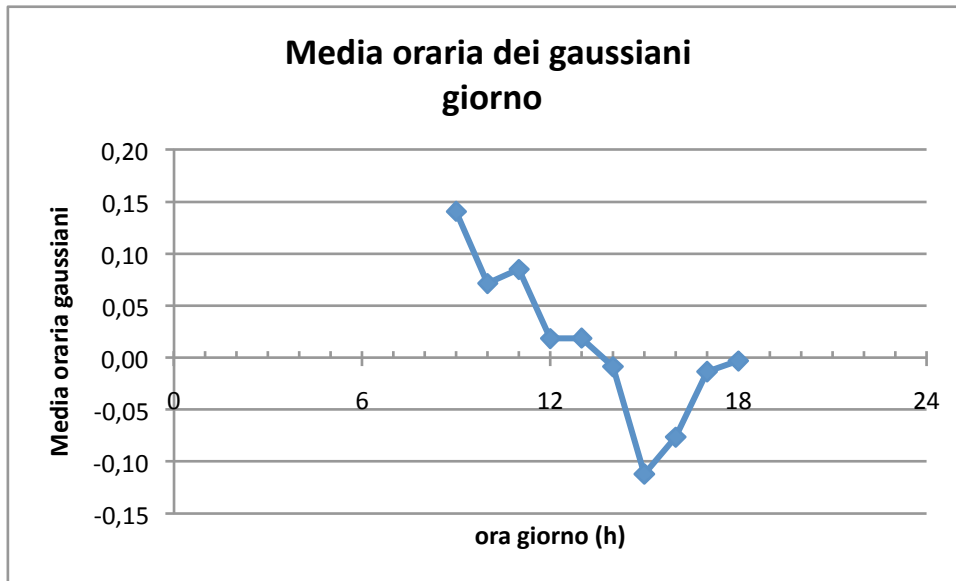


Figura 7.8: Media oraria dei gaussiani del periodo giornaliero

Sono di seguito riportati i variogrammi dei gaussiani con le relative varianze sperimentali (sia del giorno che della notte).

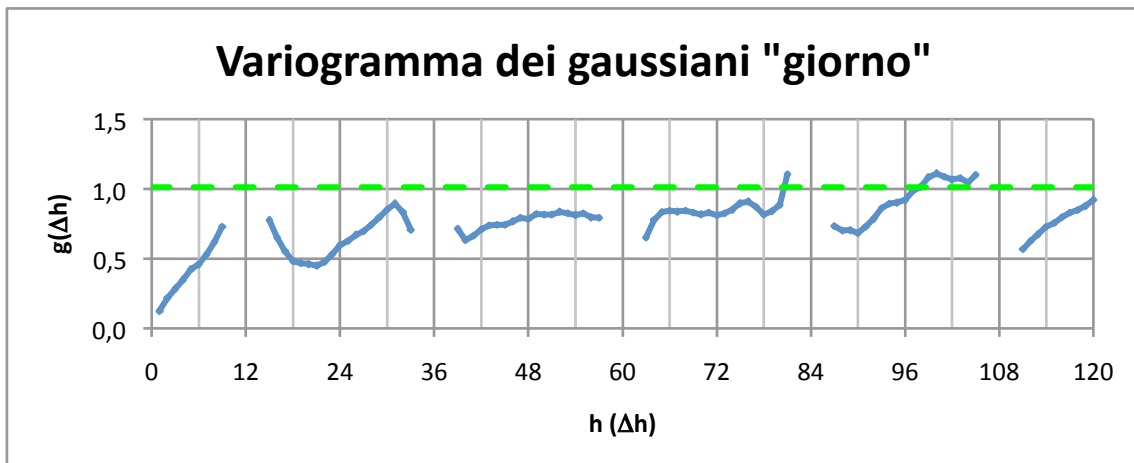


Figura 7.9: Variogramma dei gaussiani - periodo giornaliero



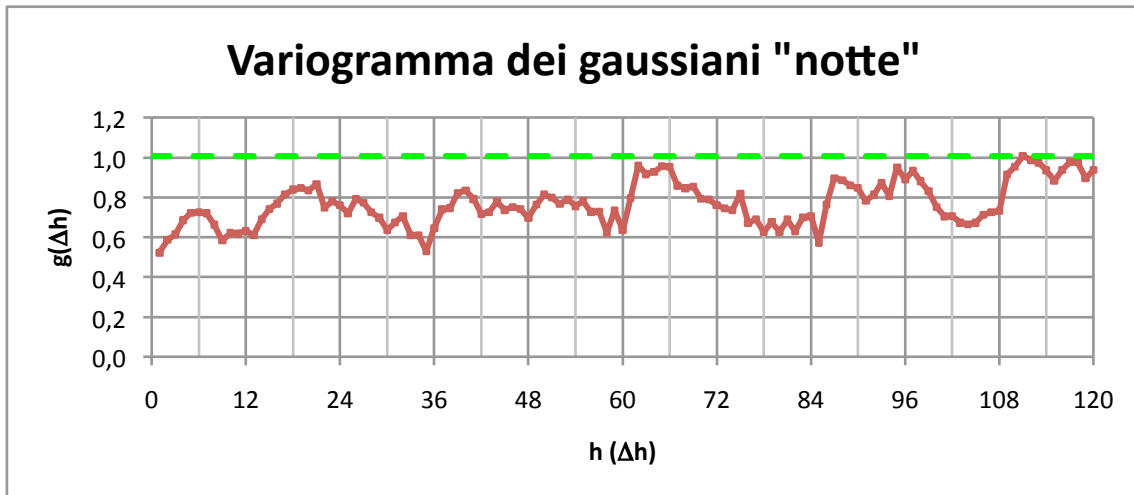


Figura 7.10: variogramma dei gaussiani – periodo "notte"

Infine viene presentato il modello utilizzato per la simulazione e l'istogramma dei dati reali. La simulazione per definizione dovrà restituire le stesse caratteristiche statistiche e geostatistiche dei dati dai quali viene generata, sostanzialmente legge e variogramma appunto.

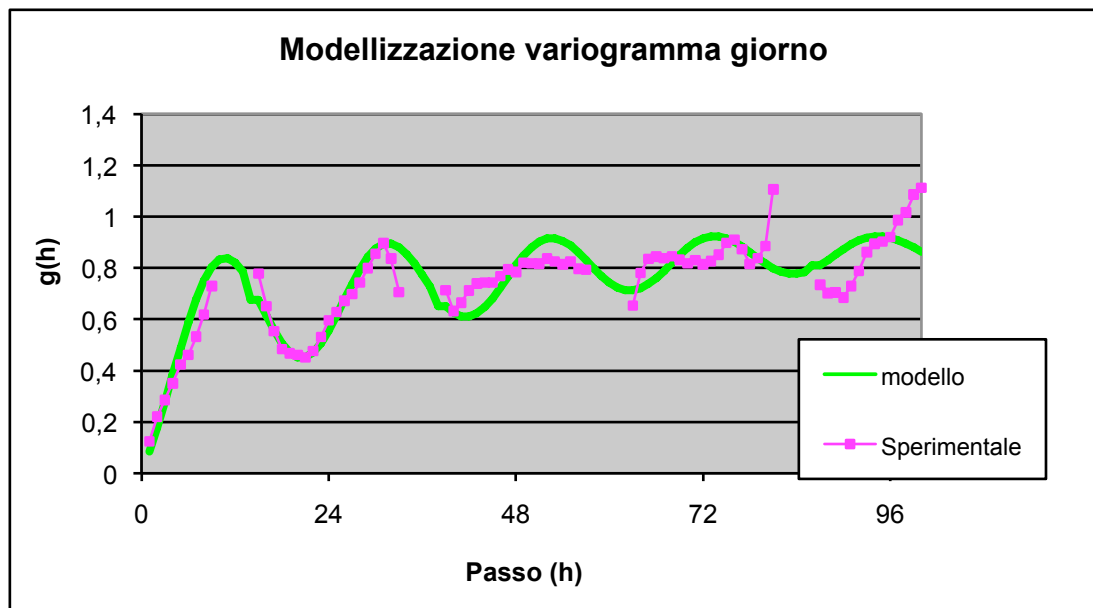


Figura 7.11: Modellizzazione del Variogramma di dati riguardanti il giorno

NOTE:

- ✓ Si può notare come il variogramma adotta un passo orario. Il variogramma della macro area "giorno" è contraddistinto da numerose discontinuità della curva: il motivo è dovuto al fatto che il periodo giornaliero è complessivamente di 9 ore (ora di alba e tramonto rispettivamente 8 – 17), per cui vi sono distanze orarie senza coppie (per definizione infatti il variogramma indica la somiglianza tra i punti prese in considerazione). In particolare si può notare graficamente come le ore 10 – 11 – 12 – 13 – 14 – 15 siano senza coppie, per poi ripetersi con periodicità di 24 ore,

mentre per il variogramma della “notte”, nel mese di Dicembre, sono disponibili tutte le coppie orarie.

- ✓ Il variogramma dei gaussiani della “notte”, inoltre, è *non strutturato*, contraddistinto quindi da un effetto pepita puro, il quale sta ad indicare la mancanza di rassomiglianza tra i punti (le ampiezze delle grafico della notte sono così accentuate perché lavoriamo con la grandezza standardizzata).
- ✓ Il variogramma del “giorno”, invece, è caratterizzato da una propria struttura. Esso è modellizzabile tramite tre strutture:
  - due “*effetti esponenziali*” rispettivamente di 0,2 e 0,4 di soglia e 3 h e 40 h di portata;
  - un “*effetto buco*” con periodo di i 21 ore, portata 60 h e soglia 0,3.

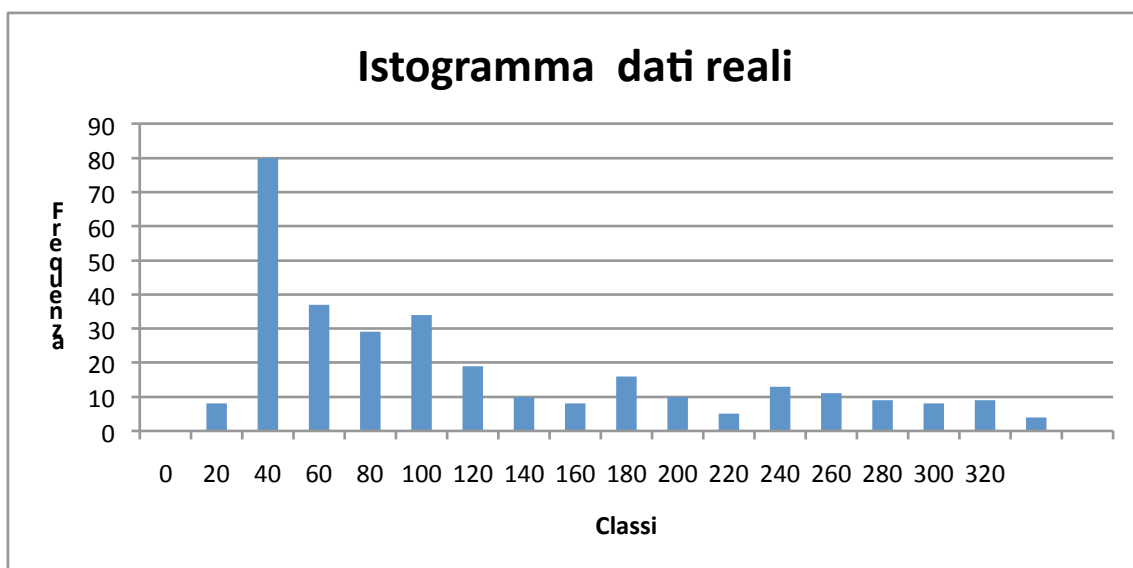


Figura 7.12: Istogramma dei dati reali

### 7.3 Simulazione Gaussiana Sequenziale (SGS)

Tra le varie tecniche di simulazione è stata scelta la “*simulazione sequenziale gaussiana*” Alabert e Massonnat (1990).

In generale la simulazione “condizionata” richiede un numero di dati fissi di partenza, per cui abbiamo dapprima utilizzato 30 dati di partenza, per poi diminuire il numero fino a 10 punti noti.

#### Risultati con 30 dati fissi:

Si riportano i risultati delle tre simulazione realizzati prendendo 30 dati fissi con i relativi istogrammi e variogrammi.

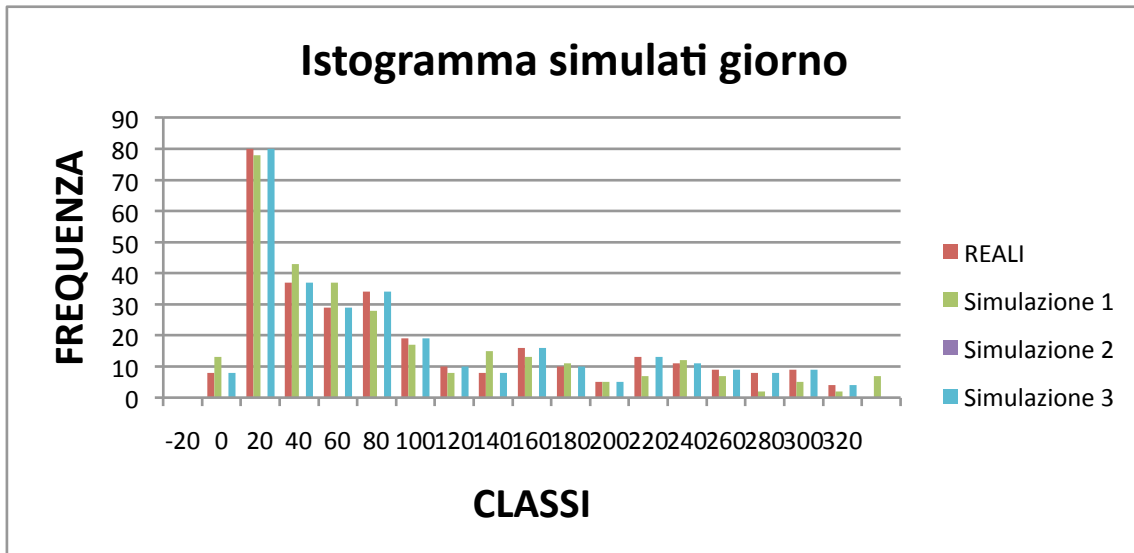


Figura 7.13: Istogramma delle tre simulazioni del “giorno” confrontati con l’istogramma dei dati reali

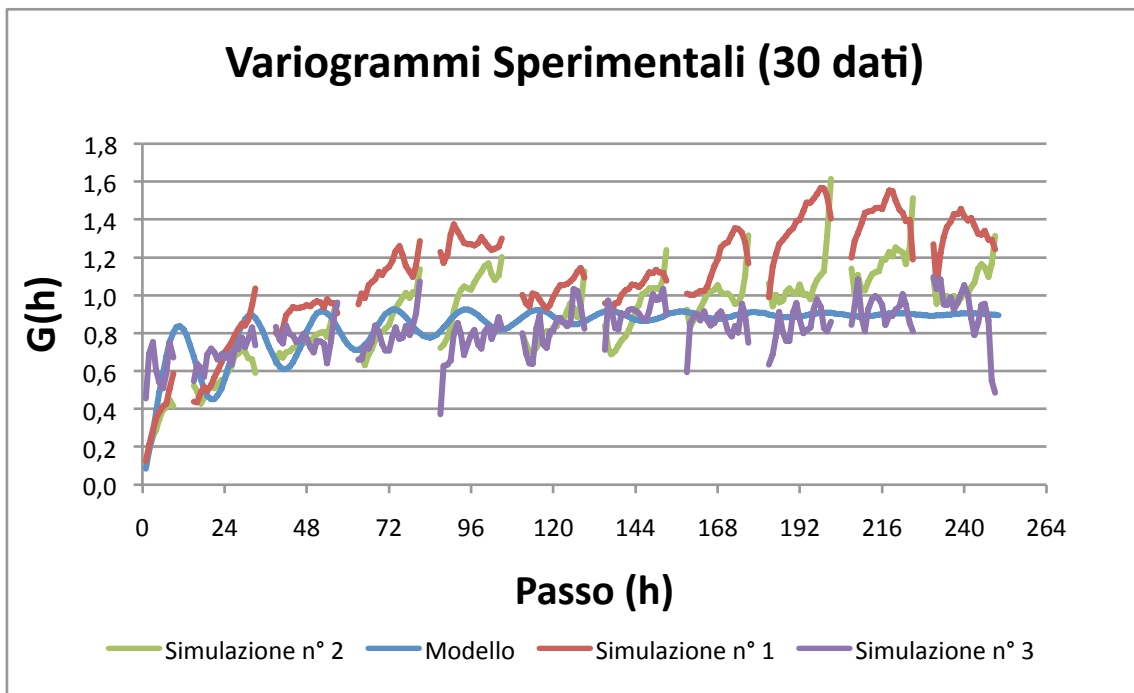


Figura 7.14: Si riportano i variogrammi delle tre simulazione assieme al variogramma modello

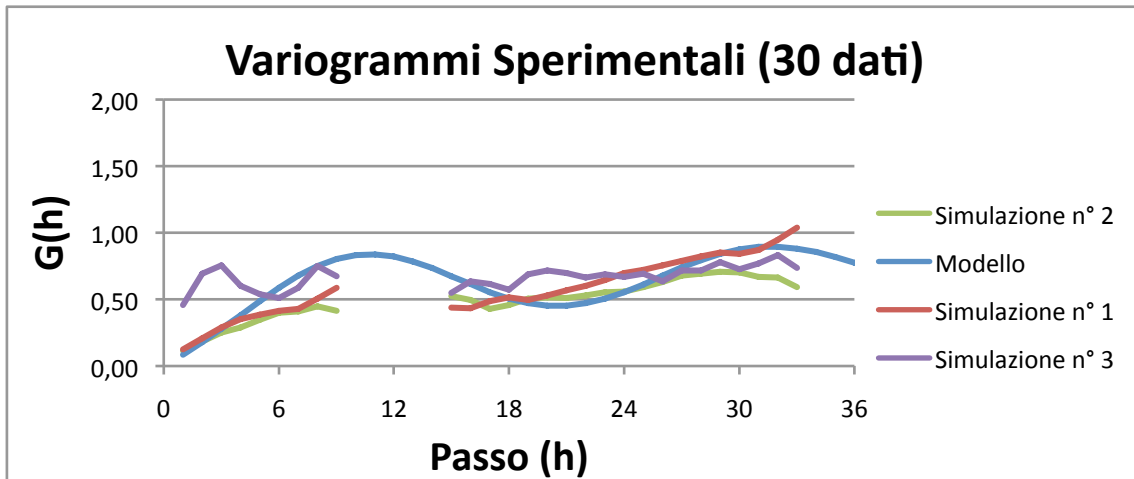


Figura 7.15: Zoom dei variogrammi per le prime 36 ore.

**NOTE:**

Il risultati ottenuti sono soddisfacenti in quanto per definizione la simulazione deve restituire le stesse caratteristiche statistiche e geostatistiche dei dati dai quali viene generata, sostanzialmente legge e variogramma. Si può notare come due simulazioni su tre soddisfano il modello nelle prime 12 ore ( il quale rappresenta il limite massimo di correlazione tra un giorno e quello successivo). Questa rappresenta un'immagine della realtà, di cui riproduce appunto le caratteristiche di variabilità.

Le tre simulazioni riportanti l'irraggiamento sono di seguito proposte, evidenziando i 30 punti fissi dai quali sono state generate.

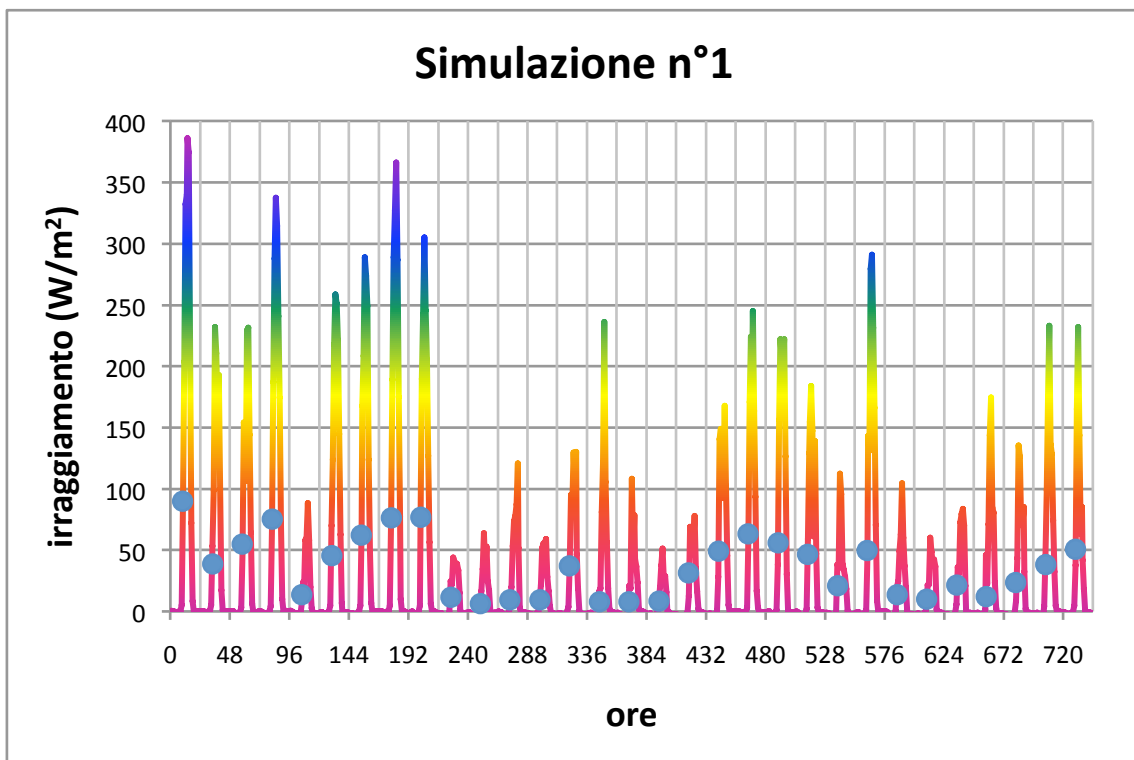


Figura 7.16: Simulazione n°1

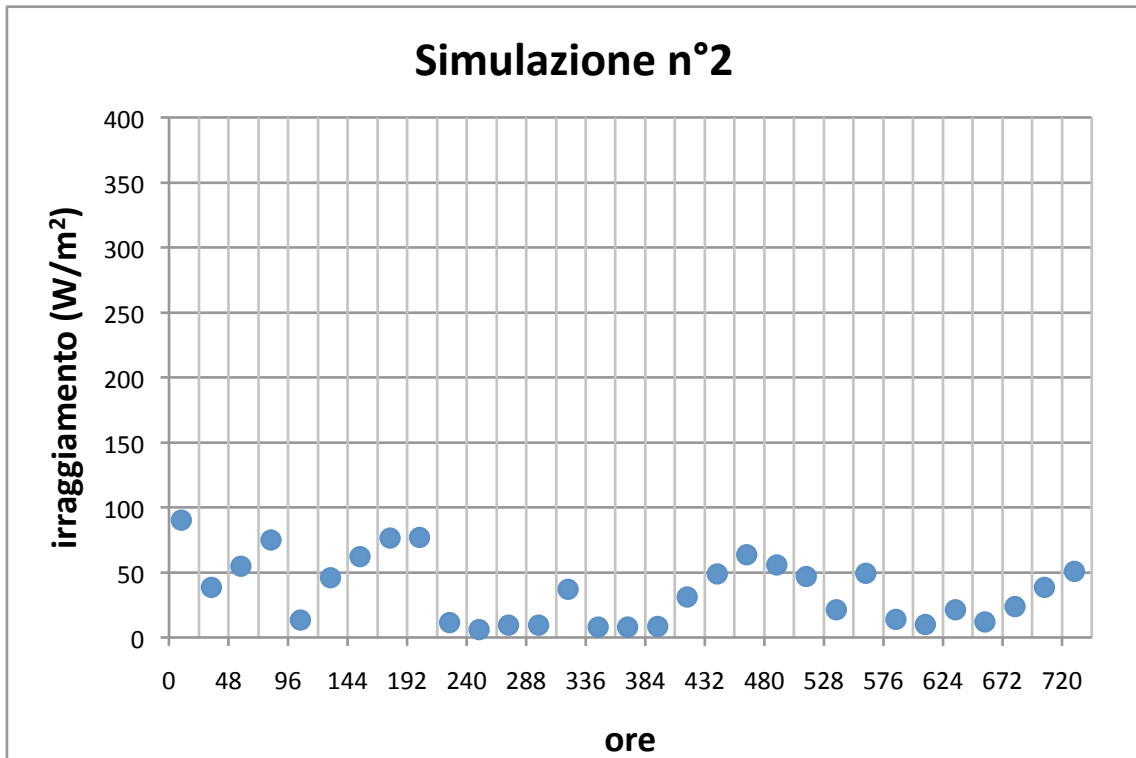


Figura 7.17: Simulazione n°2

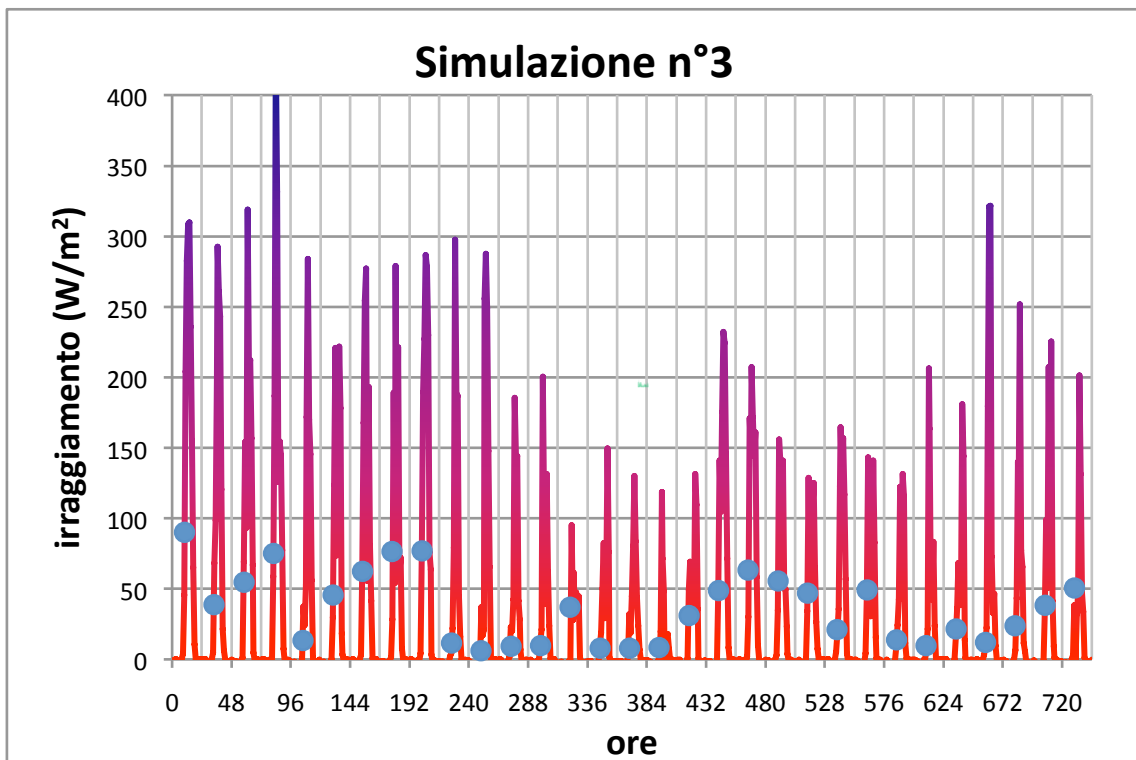


Figura 7.18: Simulazione n° 3.

Affinchè una simulazione sia funzionale agli scopi sopra specificati è necessario che restituisca :

- 1) la distribuzione di frequenza dei valori misurati;
- 2) il variogramma modello aggiustato sui dati sperimentali;
- 3) in molti casi poi è utile/necessario che la simulazione sia “condizionata”, ovvero che nei punti ove esiste il dato restituisca il sempre valore vero.

I risultati ottenuti in base alle considerazioni precedenti sono risultati accettabili.

### Risultati con 10 dati:

Si riportano i risultati delle tre simulazione realizzati prendendo, in questo caso, 10 dati fissi con i relativi istogrammi e variogrammi.

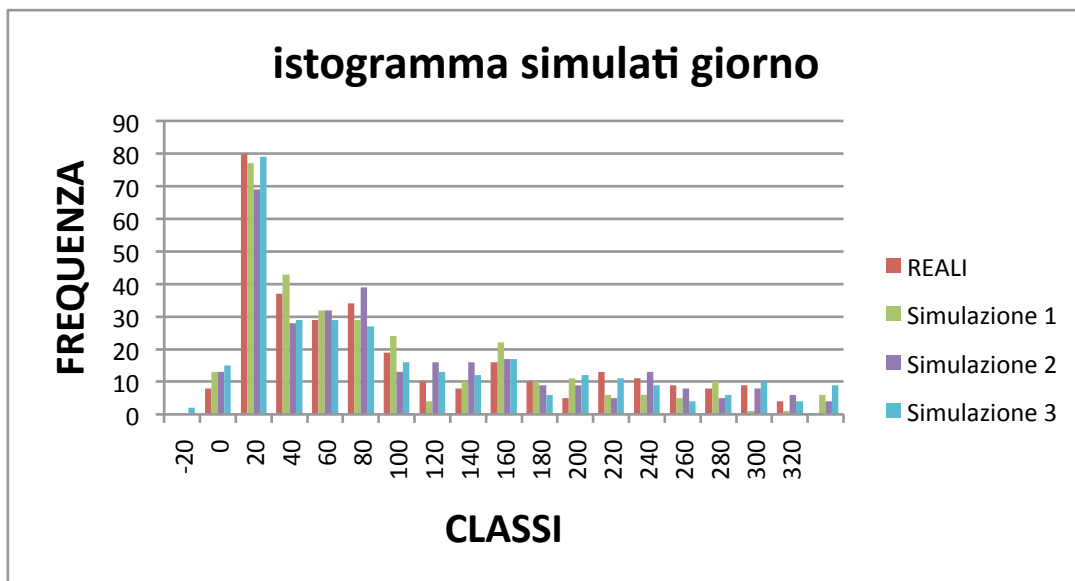


Figura 7.19: Si riportavano gli istogramma delle tre simulazioni del giorno confrontati con l'istogramma dei dati reali

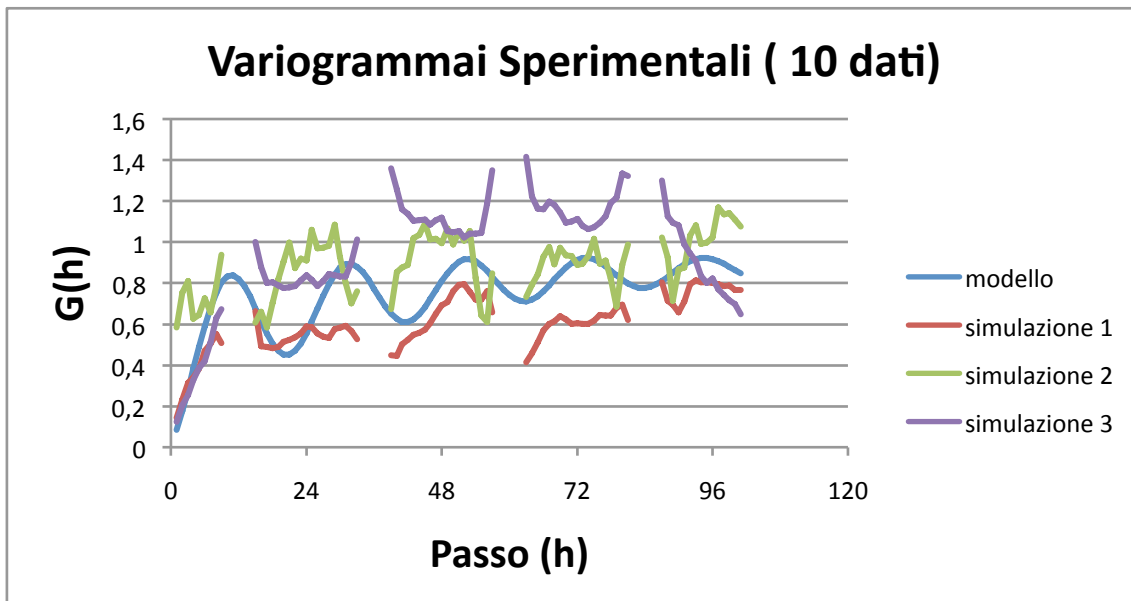
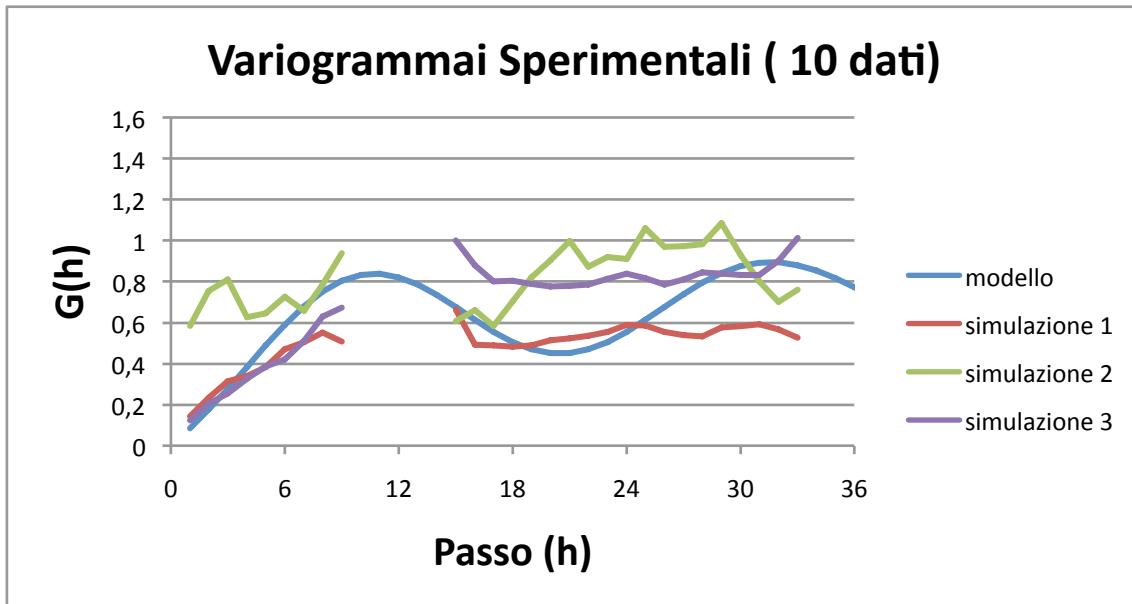


Figura 7.20: Variogrammi sperimentali (con 10 dati) delle tre simulazione assieme al variogramma modello



*Figura 7.21: Zoom dei variogrammi sperimentali (con 10 dati utilizzati) delle tre simulazione confrontati con il variogramma modello*

Anche in questo circostanza il risultati ottenuti sono soddisfacenti in quando le caratteristiche statistiche e geostatistiche (sostanzialmente legge e variogramma) dei dati dai quali viene generata la simulazione sono rispettati. Infatti due simulazioni su tre si sovrappongono in maniera accettabili con il variogramma modello.

Le tre simulazioni riportanti l'irraggiamento sono di seguito proposte, evidenziando in questo caso i 10 punti fissi dai quali sono state generate.

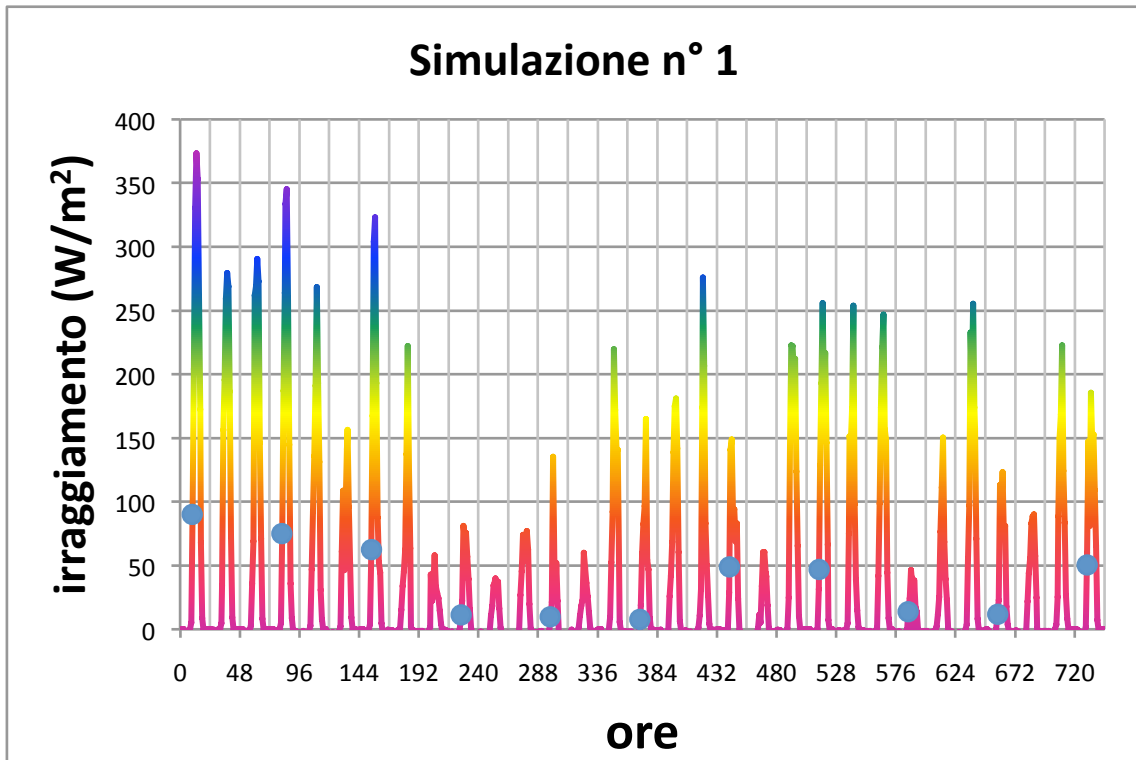


Figura 7.22: Simulazione n° 1

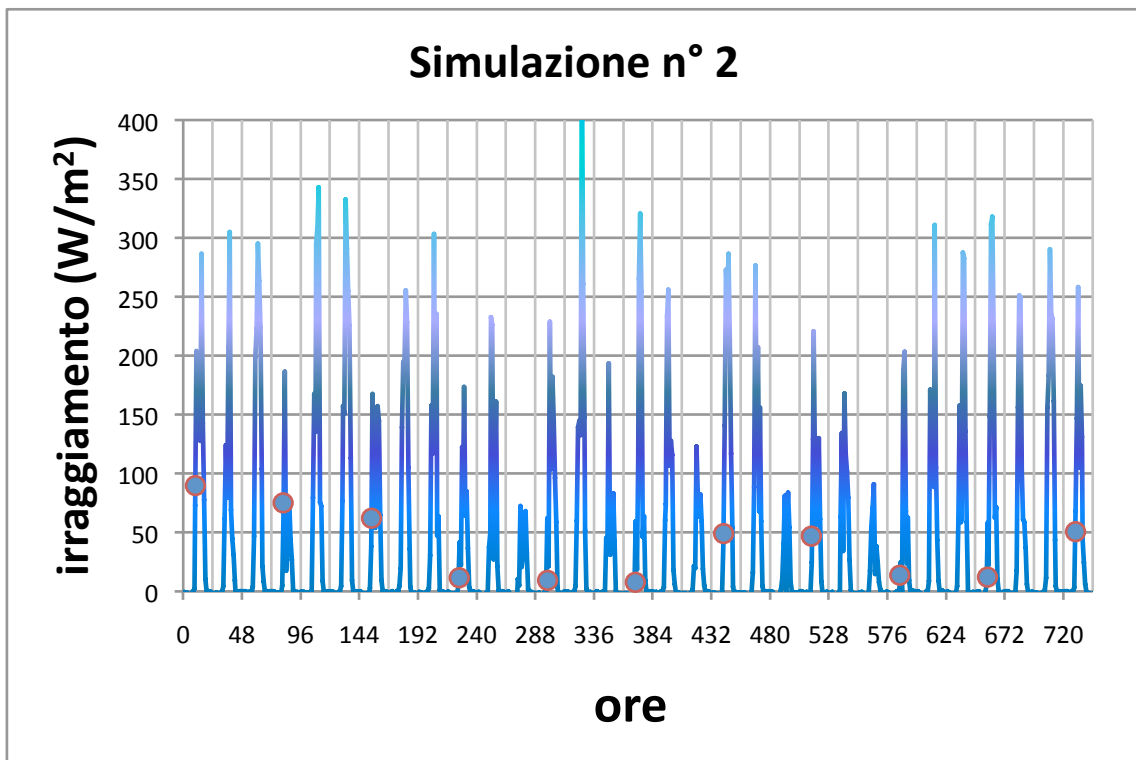
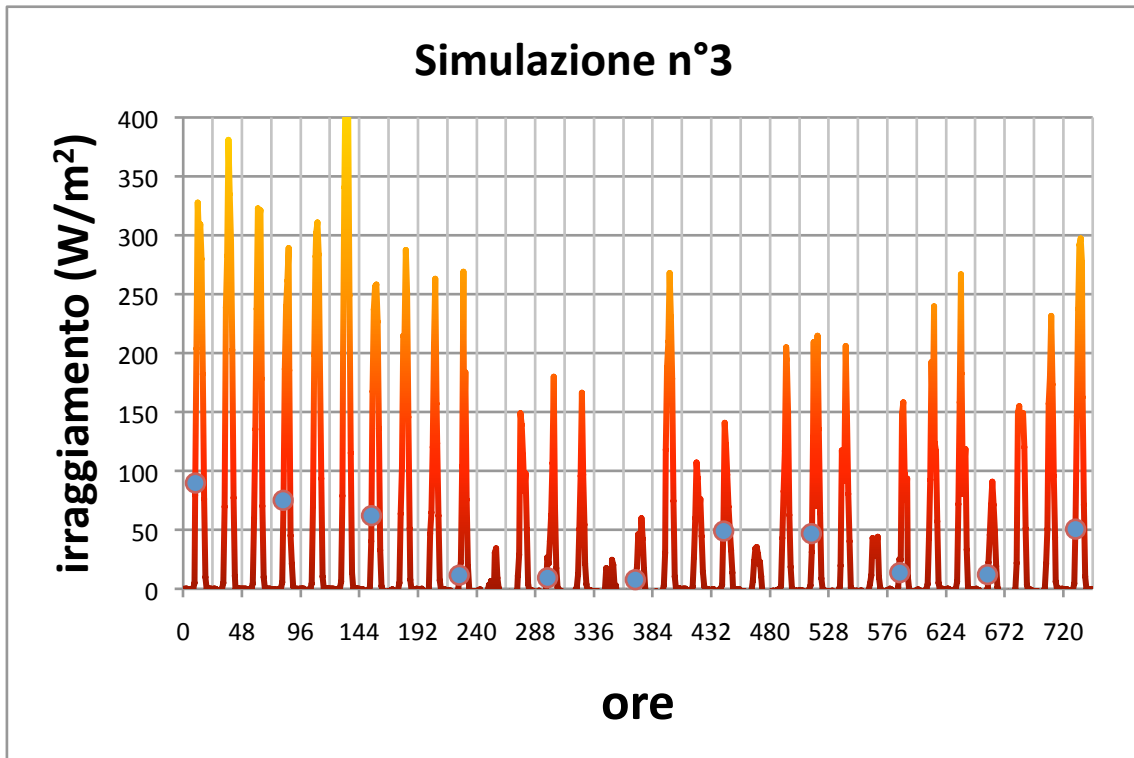


Figura 7.23: Simulazione n° 2





*Figura 7.24: Simulazione n° 3.*

Affinchè una simulazione sia funzionale agli scopi sopra specificati è necessario che restituisca :

- 1) la distribuzione di frequenza dei valori misurati;
- 1) il variogramma modello aggiustato sui dati sperimentali;
- 2) in molti casi poi è utile/necessario che la simulazione sia “condizionata”, ovvero che nei punti ove esiste il dato restituisca il sempre valore vero.

I risultati ottenuti in base alle considerazioni precedenti sono risultati accettabili.

## **Capitolo 8**

# ***Confronto Fabbisogno elettrico e Produzione Fotovoltaica***

Prima di entrare nello specifico del nostro caso di studio si ricordano alcune elementi fondamentali per ciò che riguarda gli aspetti di produzione e cessione di energia per impianti fotovoltaici.

Nel caso di impianti connessi alla rete o “*grid connected*”, ovvero di un impianto connesso alla rete elettrica, si possono verificare durante la giornata diverse situazioni di produzione e fabbisogno di energia elettrica.

Si riporta per completezza lo schema presente anche nel capitolo del Conto Energia:

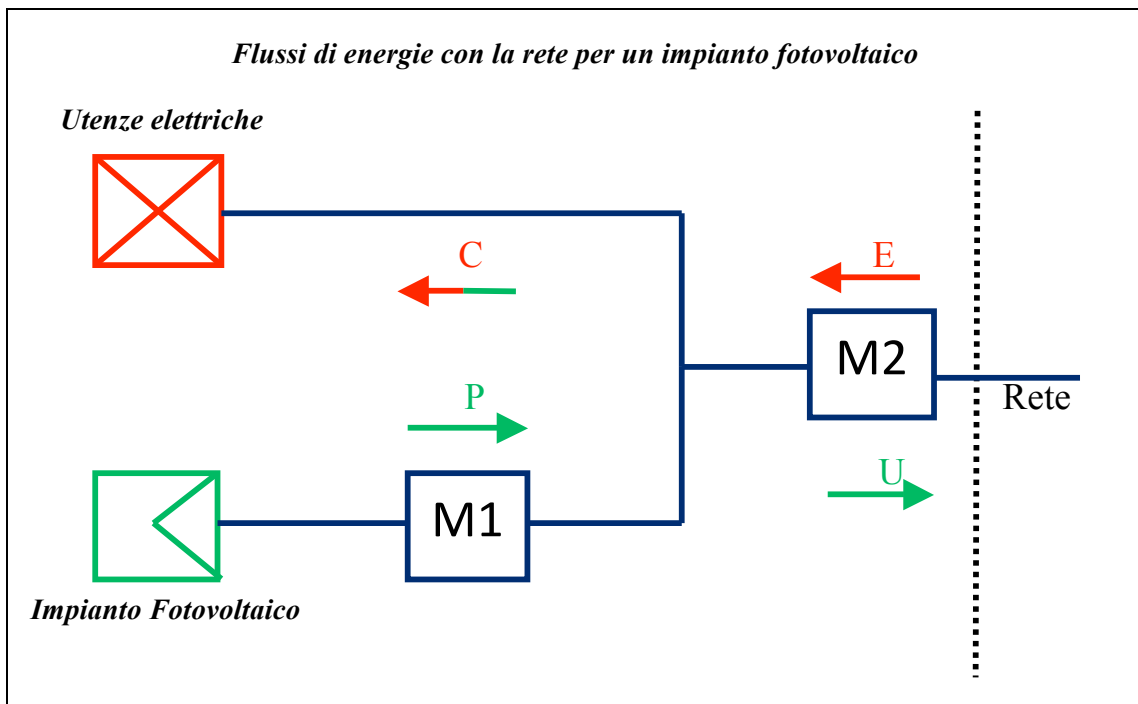
### 8.1 Valorizzazione dell'energia prodotta dall'impianto

Il conto energia costituisce la fonte di ricavo principale per il soggetto responsabile dell'impianto fotovoltaico poiché comporta l'erogazione di un incentivo proporzionale alla produzione di energia elettrica.

Un'ulteriore fonte di ricavo è costituita dalla valorizzazione dell'energia elettrica prodotta dall'impianto che può essere poi autoconsumata oppure venduta al mercato.

L'autoconsumo dell'energia prodotta costituisce una fonte di ricavo implicita, nel senso che costituisce un risparmio (riduzione della bolletta elettrica) in quanto consente di non acquistare dalla rete l'energia elettrica nella misura corrispondente all'energia autoconsumata. La vendita dell'energia elettrica prodotta e non autoconsumata costituisce invece una fonte di ricavo esplicita.

La figura successiva evidenzia i flussi di energia elettrica scambiata con la rete nel caso di un impianto fotovoltaico connesso alla rete e con delle utenze elettriche che consumano energia.



**P** = energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (energia incentivata)

**E** = energia prelevata dalla rete

**U** = energia prodotta dall'impianto fotovoltaico ed immessa in rete

**C** = energia consumata dalle utenze

**M1** = contatore dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico

**M2** = contatore di misura "bidirezionale" dell'energia scambiata con la rete

***Bilancio energetico del sistema (riferito ad un determinato periodo temporale)***

$$U - E = P - C$$

Nel caso del sistema elettrico costituito dall'impianto fotovoltaico connesso alla rete e con delle utenze che consumano energia è necessario disporre di 2 o 3 contatori. Il primo per la rilevazione e registrazione della misura relativa alla energia totale prodotta dall'impianto fotovoltaico (M1) ed un secondo contatore "bidirezionale" o doppio contatore (M2) per la rilevazione e registrazione delle misure relative alla energia scambiata (immessa e/o prelevata) con la rete alla quale l'impianto è collegato.

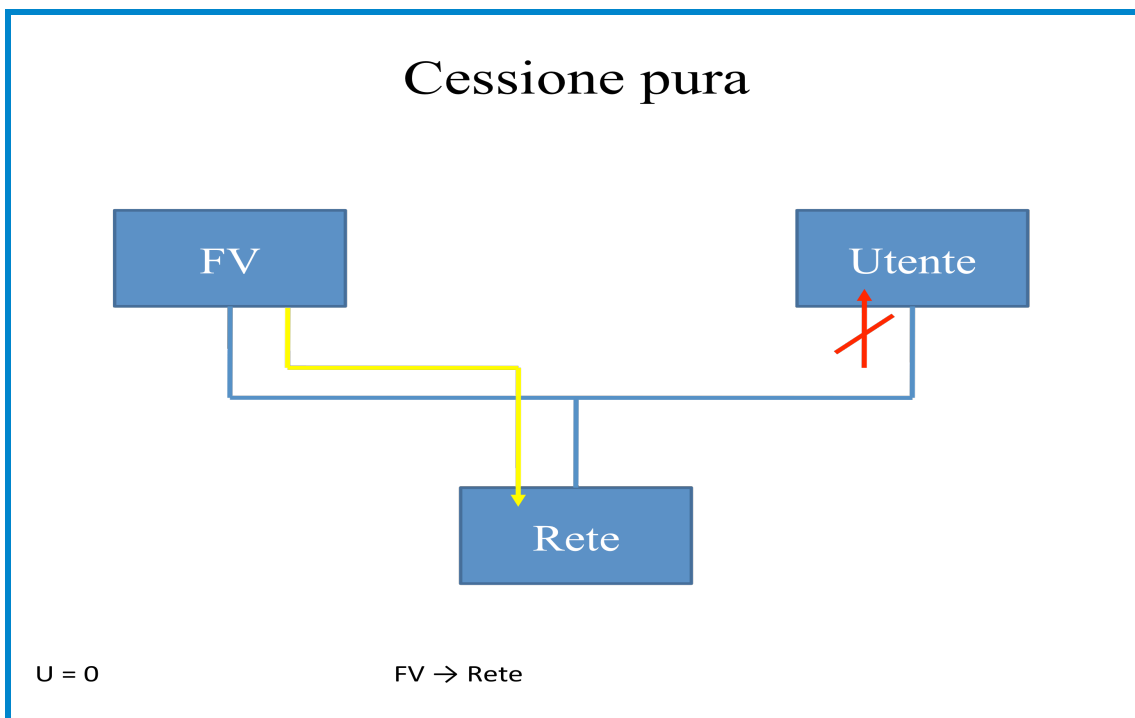
Durante la notte, oppure quando l'impianto fotovoltaico non è in produzione per altre motivazioni,  $E = C$  ovvero tutta l'energia consumata dalle utenze viene prelevata dalla rete.

Quando l'impianto fotovoltaico è in produzione si possono verificare due casi:

1.  $P > C$  in questo caso il saldo è positivo, ovvero trattasi di una cessione di energia alla rete.
2.  $P < C$  in questo caso il saldo è negativo, ovvero trattasi di un prelievo dalla rete.

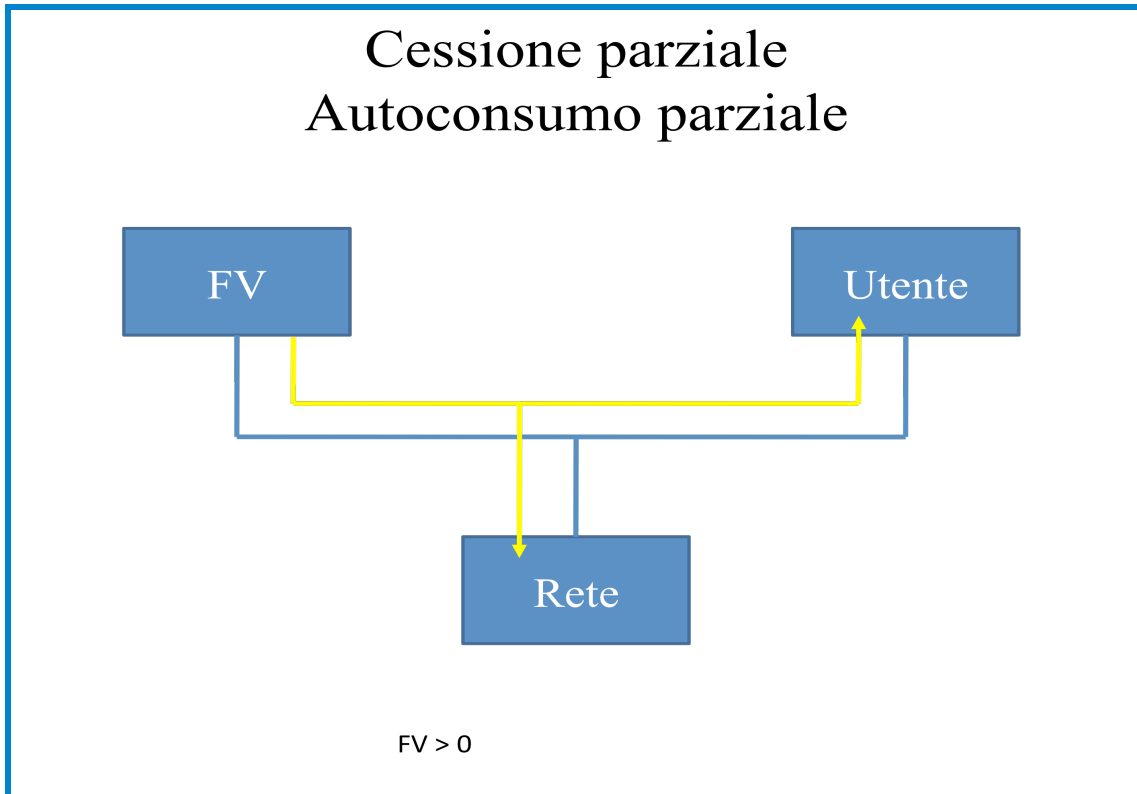
Sono di seguito riportati schematicamente i possibili scenari che si verificano durante la vita utile di un impianto fotovoltaico:

- ✓ Cessione pura;
- ✓ Cessione parziale, autoconsumo parziale;
- ✓ Autoconsumo totale, prelievo parziale;
- ✓ Prelievo totale.



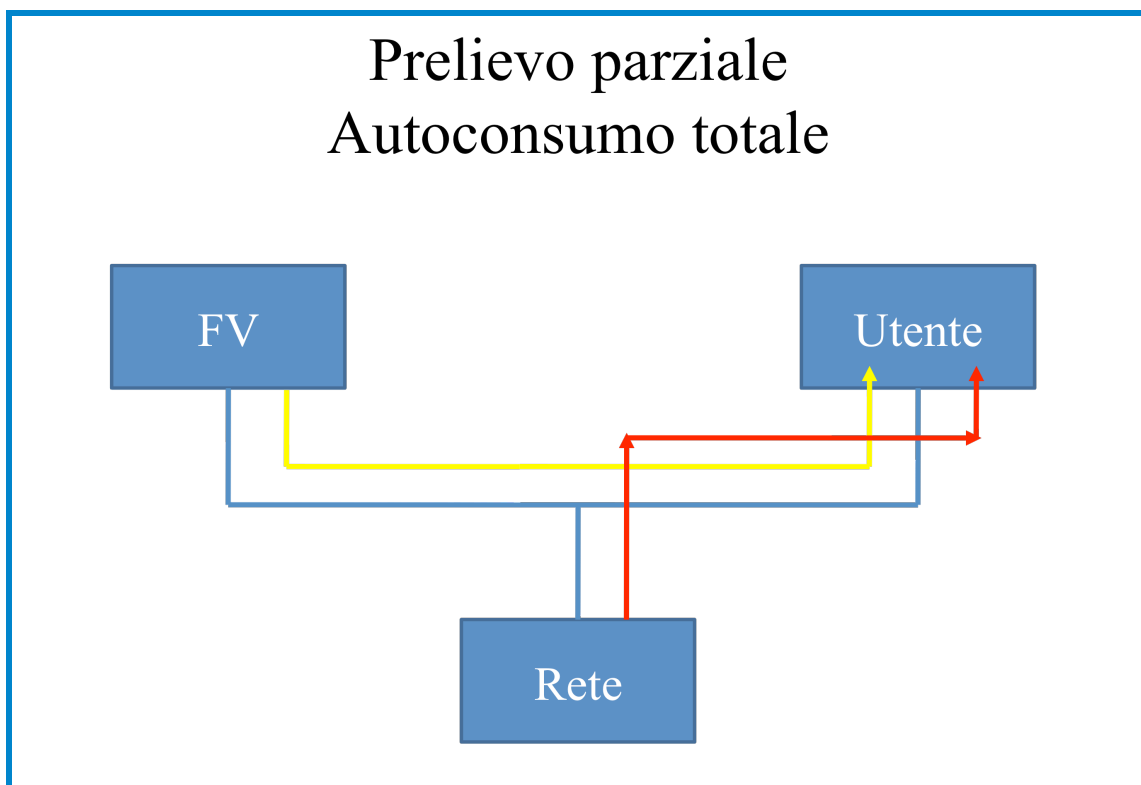
*Figura 8.1: Schema impianti Fv, Cessione pura*

In questo caso la totalità della produzione elettrica generata dall'impianto fotovoltaico viene ceduta alla rete elettrica in quanto l'utente non consuma energia.



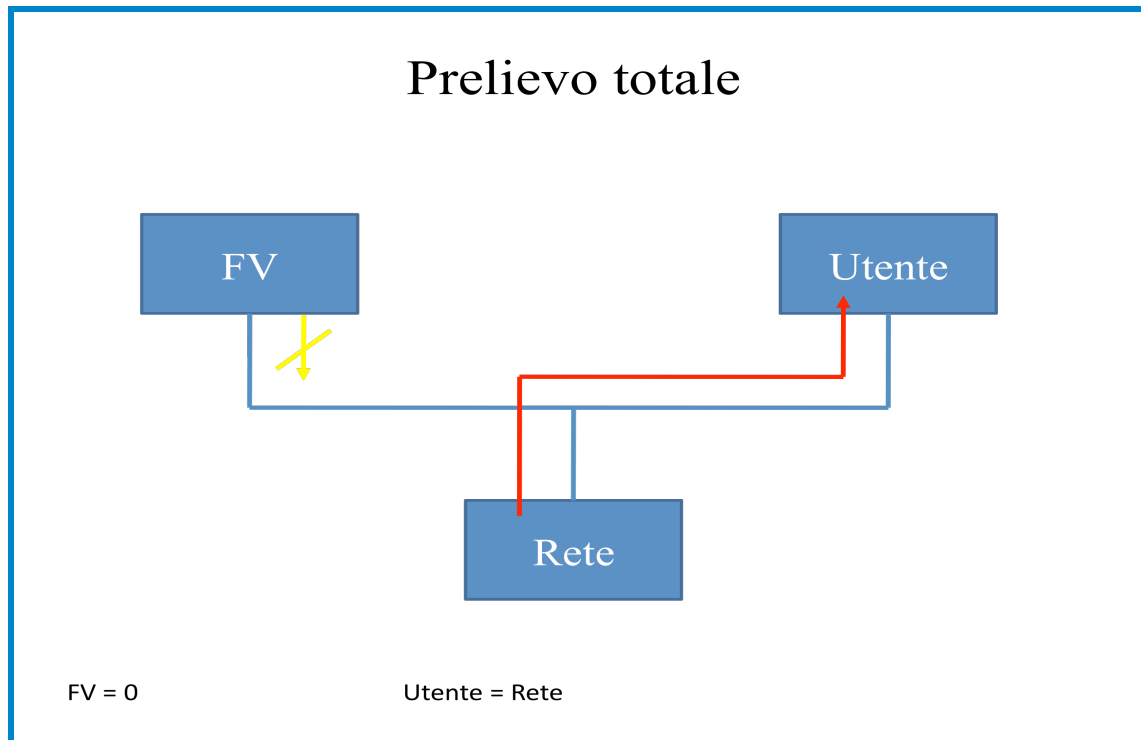
*Figura 8.2: Schema di impianti FV, Cessione parziale e autoconsumo parziale*

Lo schema precedente mostra il caso in cui si abbia richiesta da parte dell'utente di energia elettrica e in contemporanea si ha produzione fotovoltaica da parte dell'impianto. In questo caso avremo il fabbisogno di energia da parte dell'utenza è inferiore alla produzione dei moduli per cui l'energia prodotta in eccesso si venderà alla rete secondo le tariffe imposte dal conto energia.



*Figura 8.3: Schemi di impianti FV, Prelievo parziale- autoconsumo totale*

Il terzo esempio mostra la situazione in cui la produzione fotovoltaica è inferiore al fabbisogno dell'utente, per cui occorrerà prelevare altra energia dalla rete perché l'impianto FV non è sufficiente a soddisfare i bisogni elettrici.



*Figura 8.4: Schema di impianti FV, Prelievo totale*

Infine si riporta il caso in cui l'impianto non sia in grado di generare energia elettrica, ad esempio durante le ore notturne o quando l'irraggiamento è inferiore al valore di "cut off" di  $50\text{W/m}^2$ , oppure per necessità di manutenzione. Occorrerà quindi prelevare tutta l'energia richiesta dalla utenza per soddisfare il proprio fabbisogno dalla rete, come se l'impianto FV non esistesse.

## 8.2 Caso di studio

Entrando nello specifico del nostro caso di studio, per ottimizzare i ricavi e i risparmi attraverso un impianto fotovoltaico, si è scelto di prendere in esame lo studio del fabbisogno elettrico di una azienda presente sul territorio di Bologna, operante nel settore dell'estrazione delle materie prime.

Tale azienda è interessata a valutare la possibilità di realizzare un impianto fotovoltaico per soddisfare il proprio fabbisogno elettrico, almeno in parte.

### 8.3 Descrizione del sito

Di seguito, i principali dati caratteristici del sito utilizzati per lo studio:

<b>CARATTERISTICHE DEL SITO DI POSIZIONAMENTO</b>	
<b>Anagrafia</b>	
<b>Ragione sociale</b>	Consorzio Cave Bologna Soc. Coop.
<b>Indirizzo</b>	Via del Rosario- Bologna
<b>Provincia</b>	Bologna
<b>Sito di posizionamento impianto</b>	Suolo
<b>Inclinazione</b>	30°
<b>Ombreggiamento</b>	No
<b>Esposizione( Azimut)</b>	Sud
<b>Latitudine</b>	44°32' N
<b>Longitudine</b>	11°19' E
<b>Altitudine s.l.m.</b>	32 m
<b>Consumo energia annuo (2008)</b>	1.290.673 kWh/anno
<b>Potenza richiesta</b>	Al massimo 999.9 kWp

*Tabella 8.1: Caratterizzazione del sito di posizionamento*

### 8.4 Dati tecnici

Di seguito si riportano le principali caratteristiche di progetto dell'impianto FV:

<b>DATI IMPIANTO</b>	
<b>Tipologia</b>	Policristallino- 225 Wp
<b>Inclinazione</b>	30°
<b>Rendimento- fv</b>	13,9%
<b>Perdite varie-fv</b>	19,5%
<b>Rendimento sistema FV</b>	80%
<b>Potenza installata totale</b>	999.9 kWp
<b>N. moduli</b>	4.444
<b>Integrazione</b>	Non integrato

*Tabella 8.2: Dati impianto*

Nel caso del consorzio del Concave, i consumi elettrici dipendono sostanzialmente dall'impiego dei macchinari per il trattamento delle materie prime.

In particolare, vi sono due grandi impianti operanti:

- l'impianto per la lavorazione del calcestruzzo; esso è caratterizzato da turni lavorativi stagionali e legati alla richiesta della materia prima, in quanto per le proprietà del materiale stesso è necessario mandarlo a destinazione non appena prodotto in cantiere. Il picco massimo di consumo per tale organo è 350 kWh;
- l'impianto per la lavorazione degli inerti; esso è il principale responsabile del consumo elettrico del cantiere e i picchi raggiungono anche gli 800-850 kWh. Esso non è strettamente legato alla domanda della materia prima in quanto è anche possibile accumularlo e per poi essere utilizzato in seguito.

In generale per ciò che riguarda gli orari di lavoro, il cantiere è aperto dal Lunedì al Venerdì dalle 7.00 fino alle 17.00. I due impianti lavorano entrambi dalle 8 alle 16 dal Lunedì al Giovedì.

### ***8.5 Profili del Fabbisogno elettrico tipico per i diversi mesi dell'anno***

Si riportano per completezza i profili dei consumi elettrici dell'azienda bolognese Concave dei mesi di Gennaio, Marzo, Maggio, Luglio, Agosto, Ottobre e Dicembre.



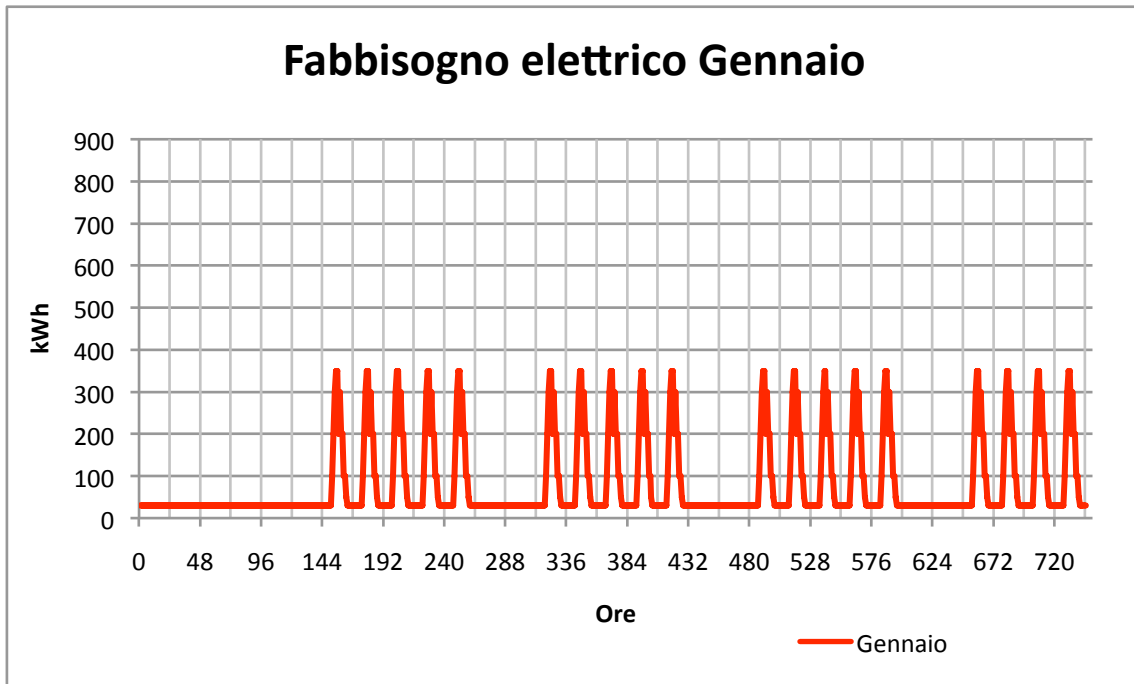


Figura 8.5: Fabbisogno elettrico tipico di un'azienda del settore estrattivo nel mese di Gennaio

Per il mese di Gennaio 2008 l'impianto del trattamento degli inerti non è entrato in funzione per opere di manutenzione. Fatta eccezione per la prima settimana in cui il cantiere è stato chiuso per ferie, le rimanenti settimane ha lavorato solo l'impianto di trattamento del calcestruzzo.

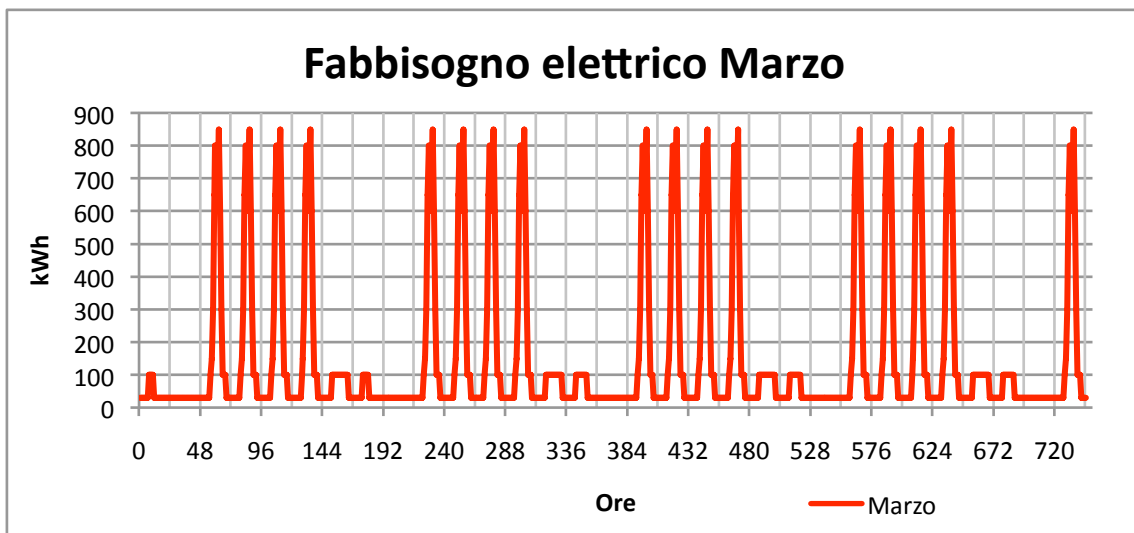
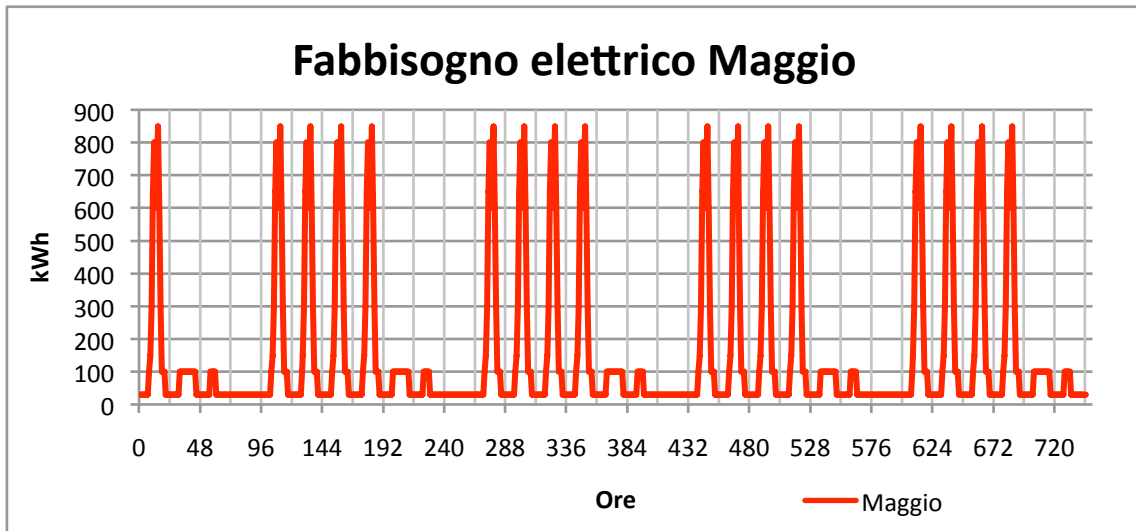
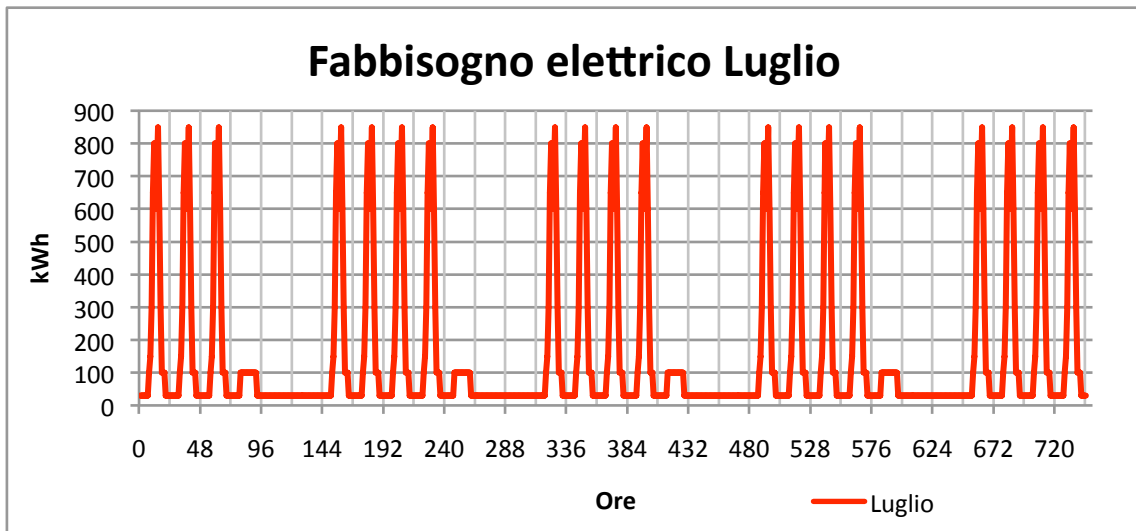


Figura 8.6: Fabbisogno elettrico tipico di un'azienda del settore nel mese di Marzo

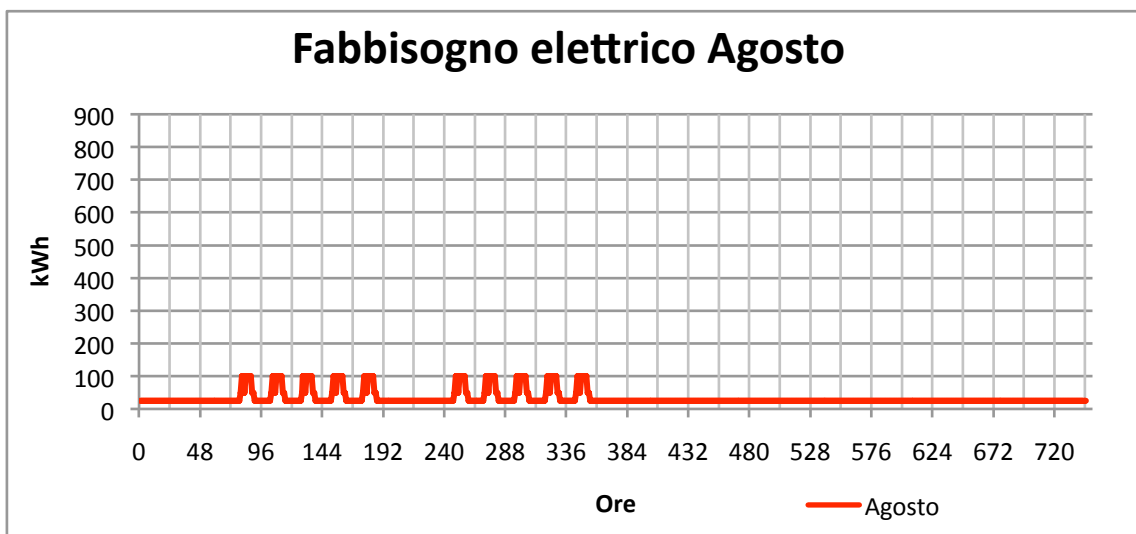
In Marzo e in Maggio gli impianti hanno lavorato dal Lunedì al Giovedì. Il Venerdì si è effettuata orario di ufficio e lavori di manutenzione.



*Figura 8.7: Fabbisogno elettrico tipico di un'azienda del settore nel mese di Maggio*

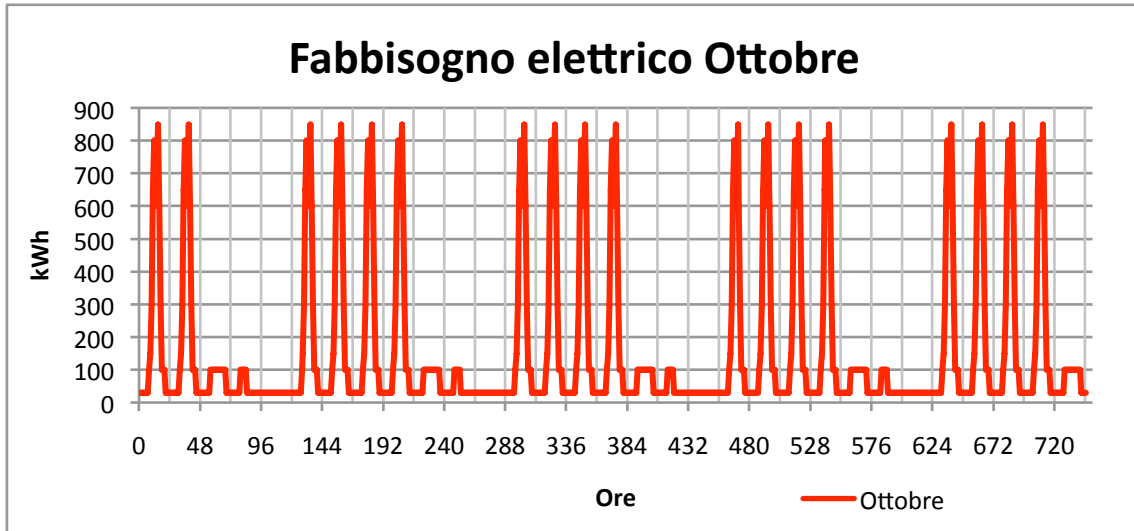


*Figura 8.8: Fabbisogno elettrico tipico di un'azienda del settore nel mese di Luglio*

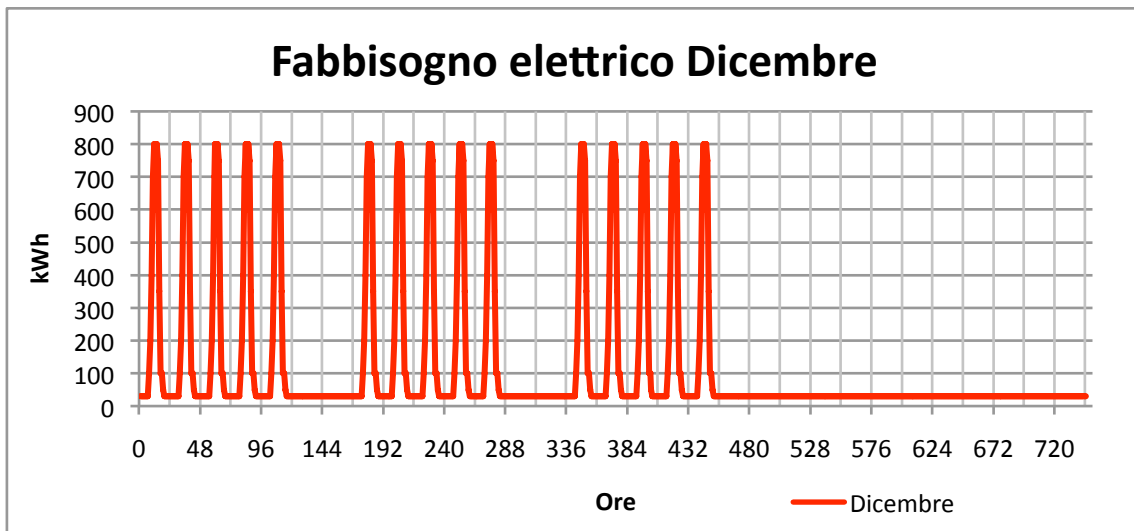


*Figura 8.9: Fabbisogno elettrico tipico di un'azienda del settore nel mese di Agosto*

Il mese di Agosto è caratterizzato dalle due prime settimane di lavoro in cui si sono effettuati orari di ufficio e di manutenzione e gli impianti non sono entrati in funzione. Le ultime due settimane l'azienda ha chiuso per ferie.



*Figura 8.10: Fabbisogno elettrico tipico di un'azienda del settore nel mese di Ottobre*



*Figura 8.11: Fabbisogno elettrico tipico di un'azienda del settore nel mese di Dicembre*

Infine, nel mese di Dicembre l'azienda è rimasta chiusa gli ultimi 10 giorni del mese per ferie, mentre per le rimanenti giornate di lavoro si sono svolti orari di lavori normali.

## 8.6 Confronto Fabbisogno elettrico e Produzione potenza fotovoltaica

Prima di confrontare i grafici della simulazione dell'irraggiamento solare orario ottenuti con il metodo visto precedentemente con la SGS con i profili di fabbisogno elettrico, occorre rendere le grandezze in questioni confrontabili tra di loro.

Per fare ciò però è stato necessario modificare gli esiti ottenuti dalla simulazione. Infatti i risultati ottenuti rappresentano un'energia, per l'appunto l'irraggiamento è espresso in  $W/m^2$ . Per poter analizzare i valori occorre trasformare l'irraggiamento solare orario in una potenza, moltiplicandolo per un tempo, in questo caso l'ora in cui si ha avuto tale energia.

In questo modo si ottengono i kWh di potenza "teorica" prodotta dall'impianto fotovoltaico in questione in seguito ad un irraggiamento specifico.

Inoltre è pratica comune del settore fotovoltaico considerare un irraggiamento minimo per poter generare potenza elettrica grazie ai pannelli.

Nel nostro caso, è stato scelto  $50 W/m^2$  come valore di "cut off" minimo di riferimento. Per capacità inferiori a tale limite, infatti, non è stata considerata alcuna produzione FV da parte dei moduli.

Nel momento in cui il valore dell'irraggiamento sia superiore al "cut off", avremo produzione fotovoltaica proporzionale all'irraggiamento secondo la seguente formula:

$$P_{h1} = P_{imp} \times \frac{I_{h1}}{I_{rif}}$$

Figura 8.12: Formula utilizzata per la trasformazione dell'irraggiamento(I) simulato in Potenza elettrica teorica( $P_{teo}$ )

dove

- $P_{h1}$  → Potenza elettrica generata ad un certo istante  $h1$ ;
- $P_{imp}$  → Potenza elettrica dell'impianto fotovoltaico;
- $I_{h1}$  → Irraggiamento solare misurato ad un certo istante  $h1$ ;
- $I_{rif}$  → Irraggiamento solare in condizioni standard pari a  $1.000 W/m^2$  e temperatura pari a  $25 °C$ .

Infine per ottenere la produzione elettrica “*effettiva*” generata dall’impianto fotovoltaico, si è ulteriormente ridotta la potenza “teorica”, moltiplicandola per un coefficiente  $\eta_{imp}$ , pari al 76,5% della potenza “teorica”.

Esso rappresenta il rendimento dell’impianto fotovoltaico nella sua totalità, considerando le seguenti perdite:

- Perdite per temperatura e riflessione: 7,5%;
- Perdite per dissimmetria nelle prestazioni: 3%;
- Perdite per Ombreggiamento: 2%;
- Perdite dei circuiti in corrente continua: 1%;
- Perdite per condizioni di pulizia dei moduli: 7%;
- Perdite in corrente alternata: 1,5%;
- Perdite nei quadri e per ausiliari: 1,5%.

I successivi profili di produzione fotovoltaica tengono conto solo dell’energia “effettivamente prodotta” dall’impianto.

Nei grafici seguenti si sono sovrapposti i profili di fabbisogno elettrico con la simulazione della produzione di energia da fotovoltaico sempre per i mesi di Gennaio, Marzo, Maggio, Luglio, Agosto, Ottobre e Dicembre. Per ognuno dei quali si riporterà il valore percentuale della produzione auto consumata.

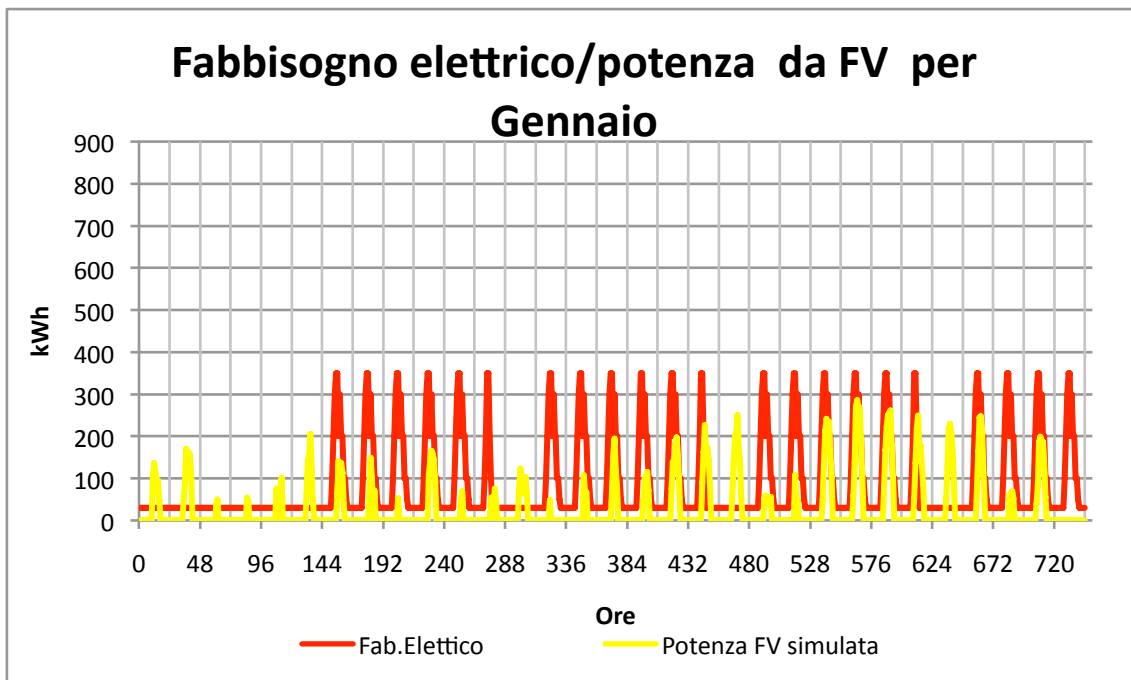


Figura 8.13: Confronto tra i profili di consumo elettrici e di produzione fotovoltaica per il mese di Gennaio

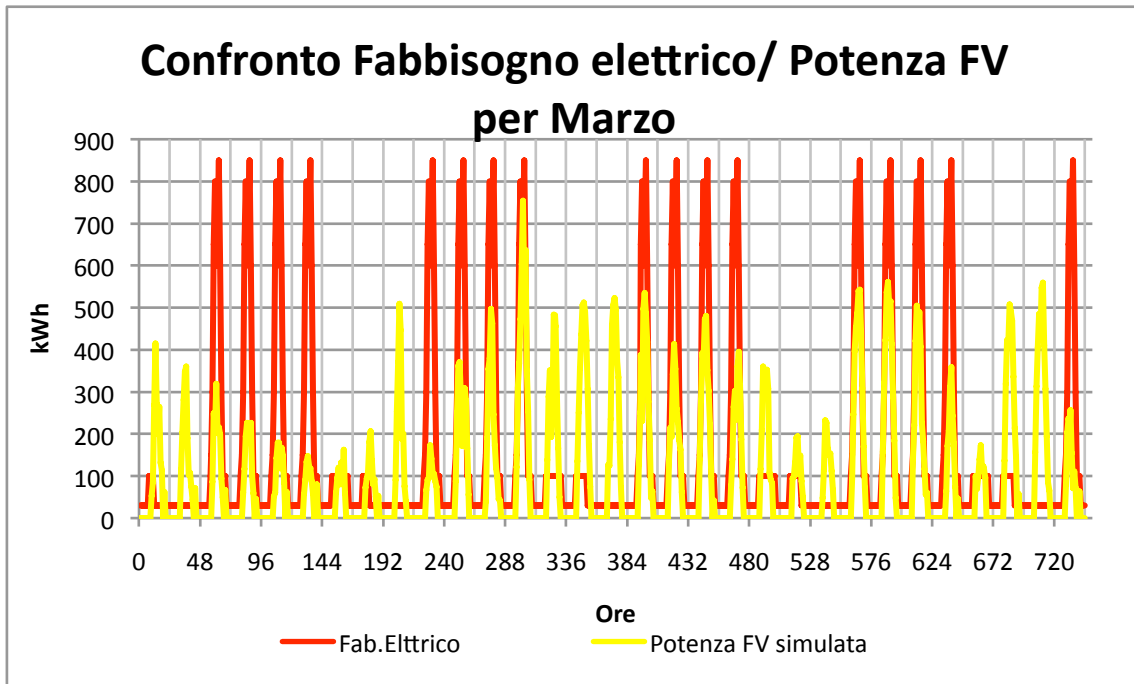


Figura 8.14: Confronto tra i profili di consumo elettrici e di produzione fotovoltaica per il mese di Marzo

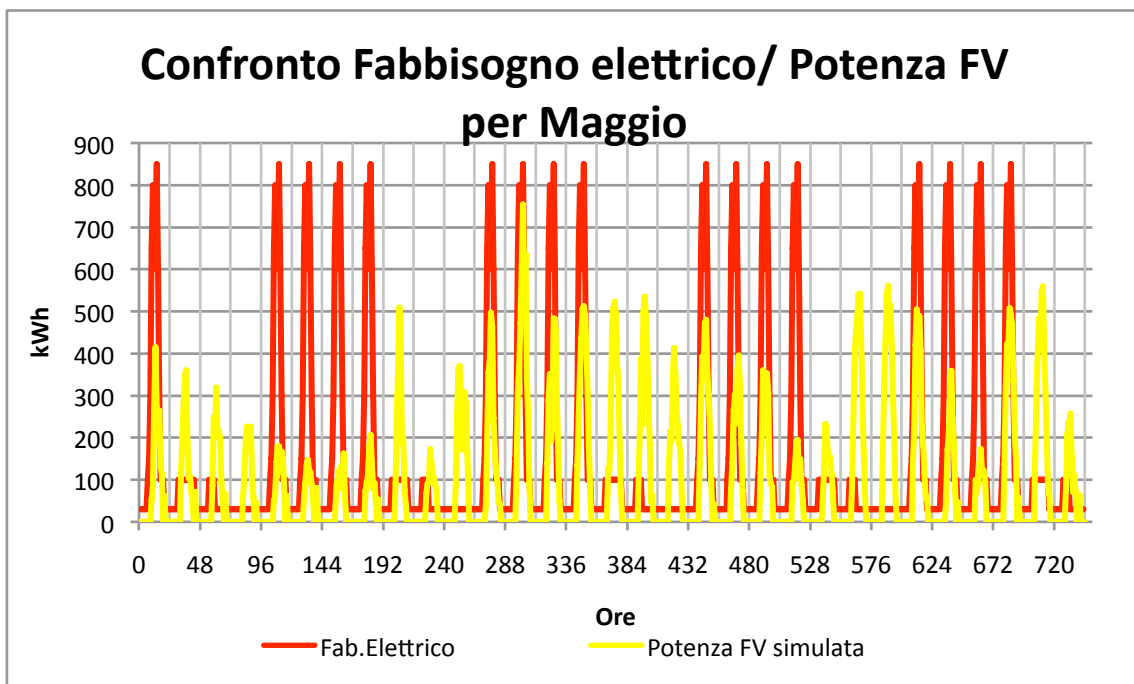


Figura 8.15: Confronto tra i profili di consumo elettrici e di produzione fotovoltaica per il mese di Maggio

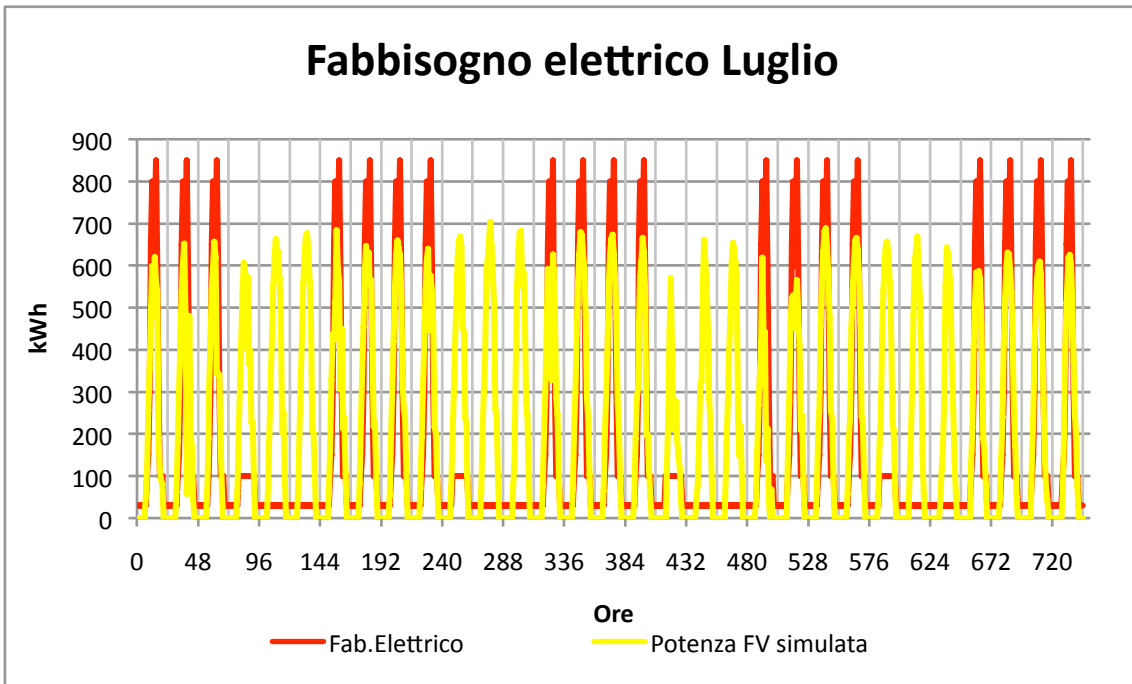


Figura 8.16: Confronto tra i profili di consumo elettrici e di produzione fotovoltaica per il mese di Luglio

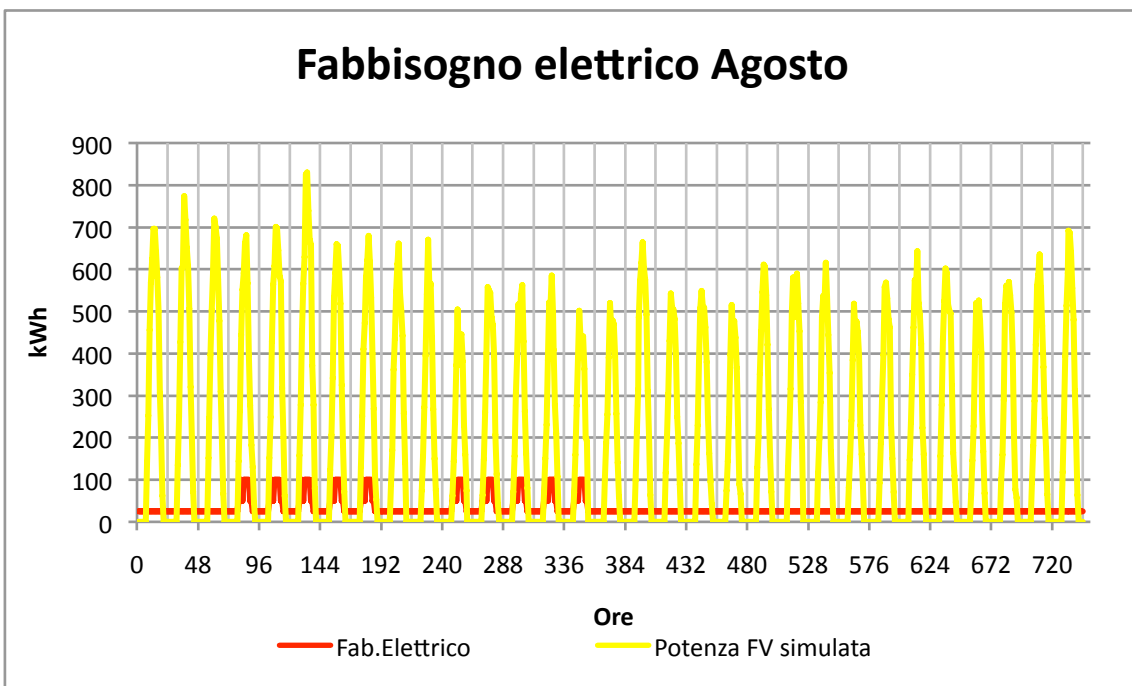


Figura 8.17: Confronto tra i profili di consumo elettrici e di produzione fotovoltaica per il mese di Agosto

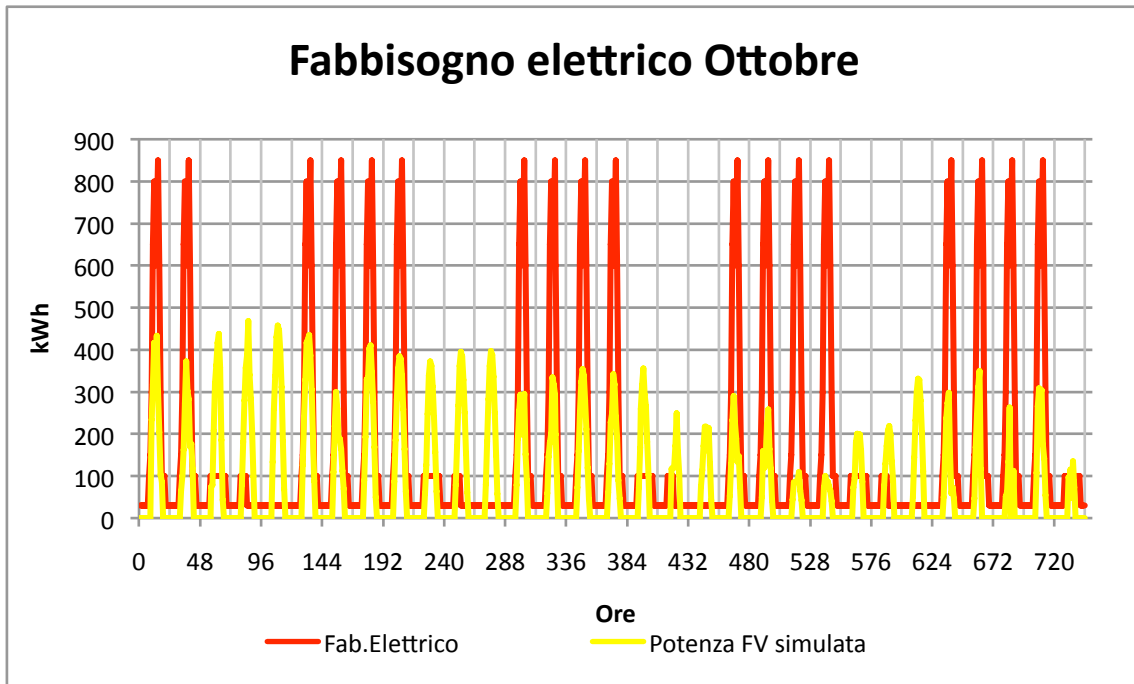


Figura 8.18: Confronto tra i profili di consumo elettrici e di produzione fotovoltaica per il mese di Ottobre

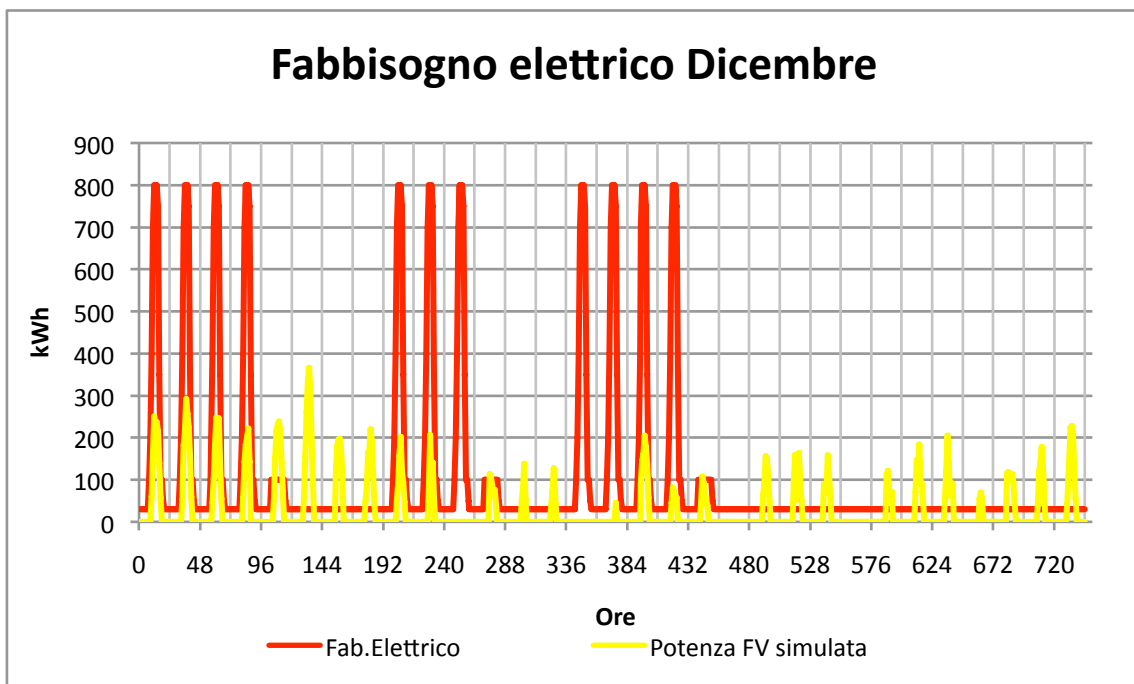


Figura 8.19: Confronto tra i profili di consumo elettrici e di produzione fotovoltaica per il mese di Dicembre



## 8.7 Ottimizzazione dei profili di autoconsumo

L'obiettivo dell'ottimizzazione dei profili è cercare di portare la quota di autoconsumo dell'impianto fotovoltaico ad un valore superiore al 70% della produzione fotovoltaica prodotta complessiva annuale. Infatti, raggiungendo tale traguardo, per le disposizioni del Conto Energia, è possibile accedere ad un incremento dell'incentivo, che si andrebbe ad aggiungere alla tariffa "base" riportata in tabella.

Potenza nominale impianto [kWp]	Impianti "non integrati"		Impianti "parzialmente integrati"		Impianti "con integrazione architettonica"	
	2009	2010	2009	2010	2009	2010
1 - 3	0,392 €/kWh	0,384 €/kWh	0,431 €/kWh	0,422 €/kWh	0,480 €/kWh	0,470 €/kWh
3 - 20	0,372 €/kWh	0,364 €/kWh	0,412 €/kWh	0,404 €/kWh	0,451 €/kWh	0,442 €/kWh
> 20	0,353 €/kWh	0,346 €/kWh	0,392 €/kWh	0,384 €/kWh	0,431 €/kWh	0,422 €/kWh

Tabella 8.3 Tariffe incentivanti (€) per dimensione dell'impianto e per tipologia di integrazione

Si ricorda che la tariffa "base" può essere incrementata del 5% nei seguenti casi, tra loro non cumulabili:

- per impianti superiori ai 3 kW non integrati (vedi precedente tabella), il cui soggetto responsabile autoconsuma almeno il 70% dell'energia prodotta dall'impianto (autoproduttori ai sensi dell'art. 2 del Dlgs n. 79 del 16 marzo 1999);
- per impianti il cui soggetto responsabile è una scuola pubblica/paritaria o una struttura sanitaria pubblica;
- per impianti integrati in edifici, fabbricati, strutture edilizie di destinazione agricola in sostituzione di coperture in eternit o contenenti amianto; per maggiori dettagli consultare la guida agli interventi validi ai fini del riconoscimento dell'integrazione architettonica pubblicata sul sito [www.gse.it](http://www.gse.it);
- per impianti i cui soggetti responsabili siano enti locali con popolazione residente inferiore a 5000 abitanti come risultante dall'ultimo censimento ISTAT.

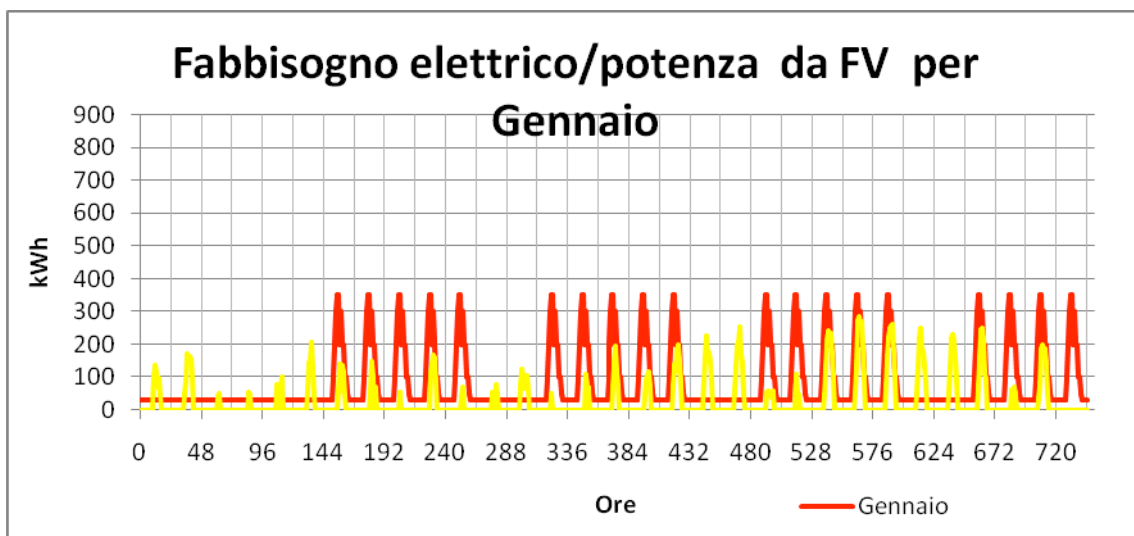
Sono state effettuate varie ipotesi per cercare di trovare la soluzione migliore per il caso in esame. L'obiettivo è stato di spostare parte dei consumi, e di conseguenza parte del carico lavorativo, verso i mesi in cui l'irraggiamento solare, e di conseguenza la produzione da fotovoltaico, raggiunge i valori più elevati, in particolare modo verso i mesi primaverili ed estivi.

L'ottimizzazione è avvenuta ipotizzando i seguenti step:

- Ridurre le giornate di ferie durante il periodo estivo, in particolare modo Agosto, spostando la seconda settimana di chiusura degli impianti nel periodo invernale, ad esempio tra gli ultimi giorni di Dicembre ed i primi di Gennaio.
- Prolungare la settimana lavorativa degli impianti anche al Venerdì e a volte anche al Sabato mattina, aumentando gli orari di lavoro e riducendo i picchi di consumo delle macchine.

Si riportano le diverse ipotesi di ottimizzazione di profili dei consumi per i mesi presi in considerazione.

**Gennaio:**



*Figura 8.20: Curve orarie di consumo e produzione FV del mese di Gennaio, con orari di lavoro dal Lun-Ven.*

Il valore di autoconsumo della produzione da FV aumenta fino al 67% se si estende il funzionamento dell'impianto del calcestruzzo fino al Venerdì.

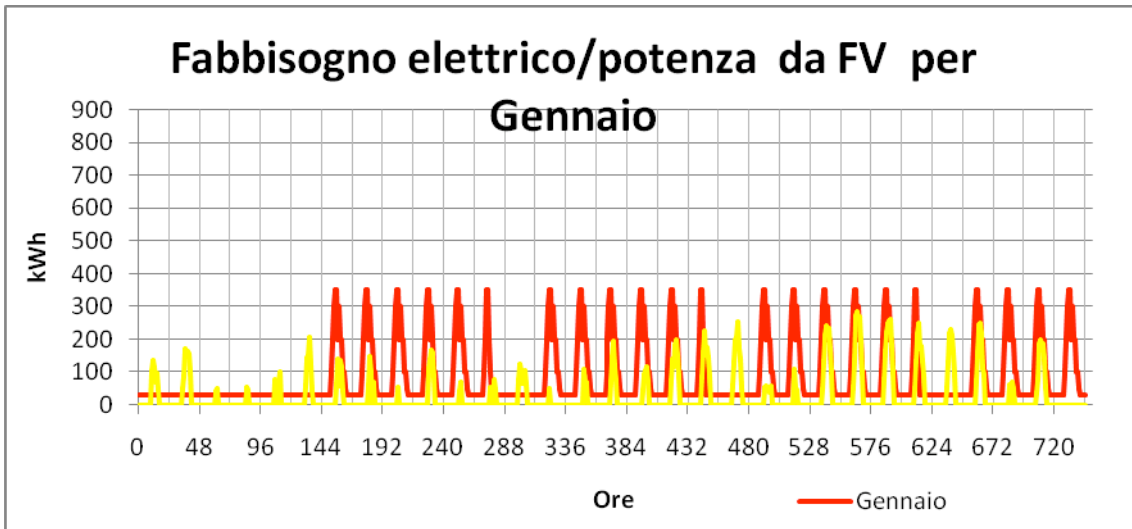


Figura 8.21: Curve orarie di consumo e produzione FV del mese di Gennaio, con orari di lavoro dal Lun-Ven ed il Sabato mattina fino alle 12.

Lavorando anche il Sabato mattina fino alle 12.00, il valore di autoconsumo aumenta fino al 71%.

**Marzo:**

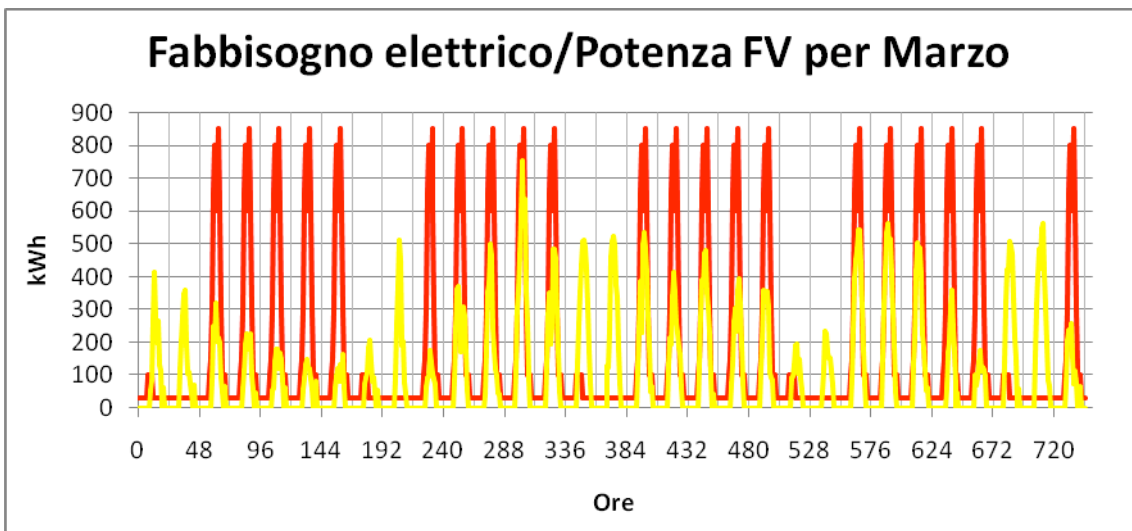
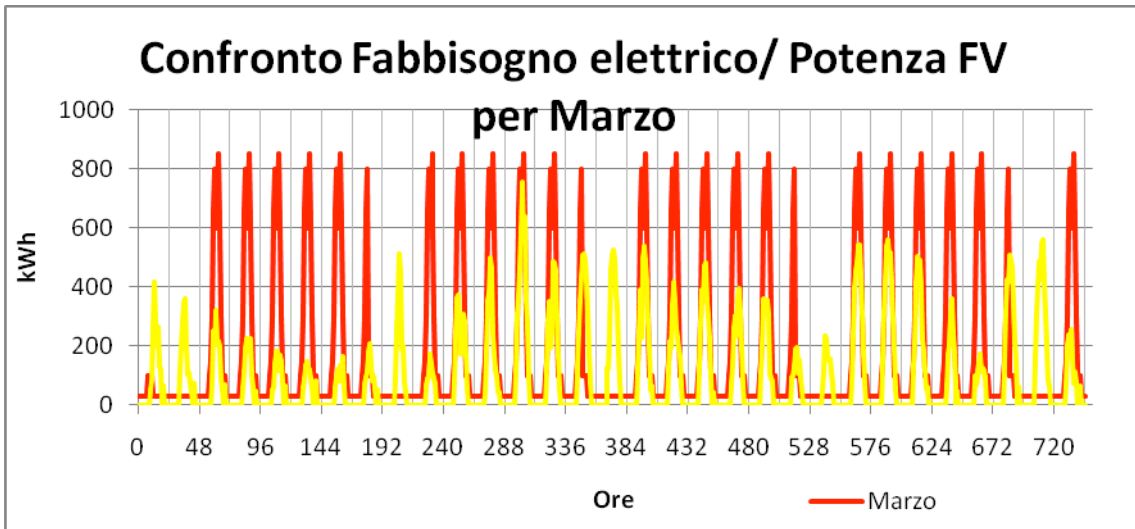


Figura 8.22: Curve orarie di consumo e produzione FV del mese di Marzo, con orari di lavoro dal Lun-Ven.

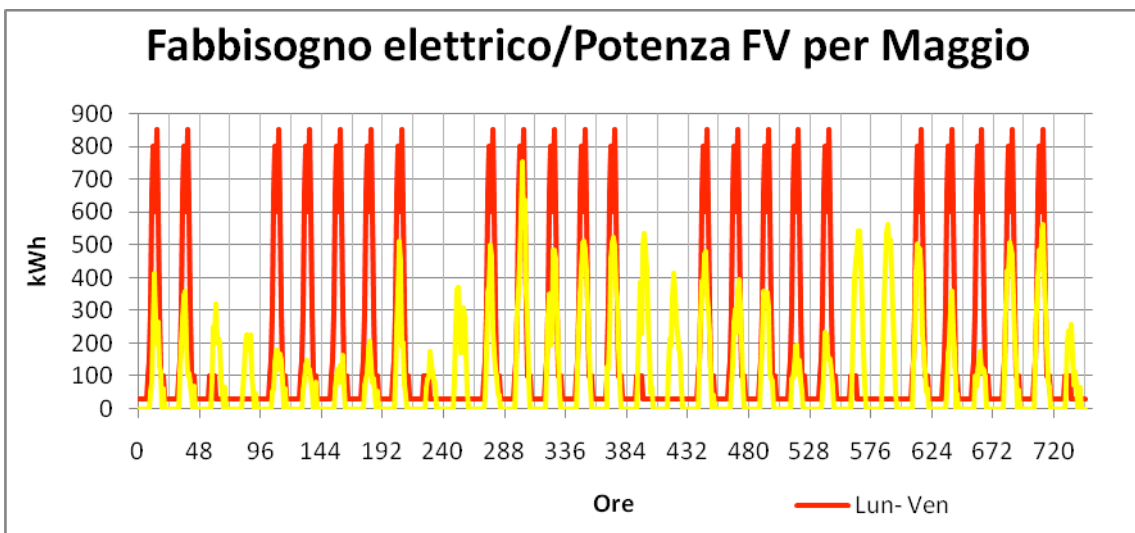
Nel caso in cui gli impianti lavorassero dal Lun-Ven, la quota di autoconsumo salirebbe al 71%.



*Figura 8.23: Curve orarie di consumo e produzione FV del mese di Marzo, con orari di lavoro dal Lun-Ven ed il Sabato mattina fino alle 12.*

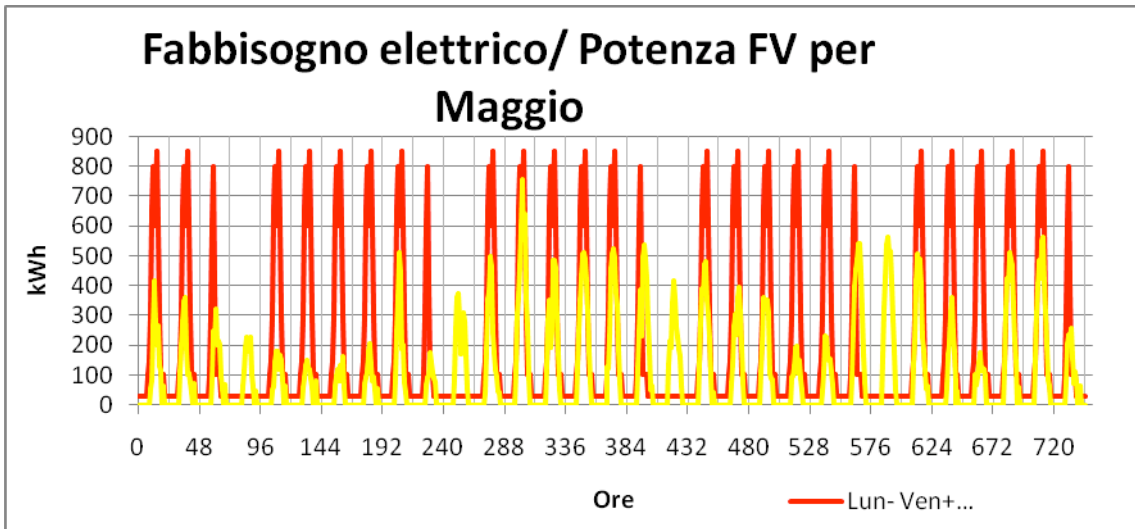
Nel caso di accensione degli impianti anche al Sabato mattina fino alle 12, la quota salirebbe al 75%.

**Maggio:**



*Figura 8.24: Curve orarie di consumo e produzione FV del mese di Maggio, con orari di lavoro dal Lun-Ven.*

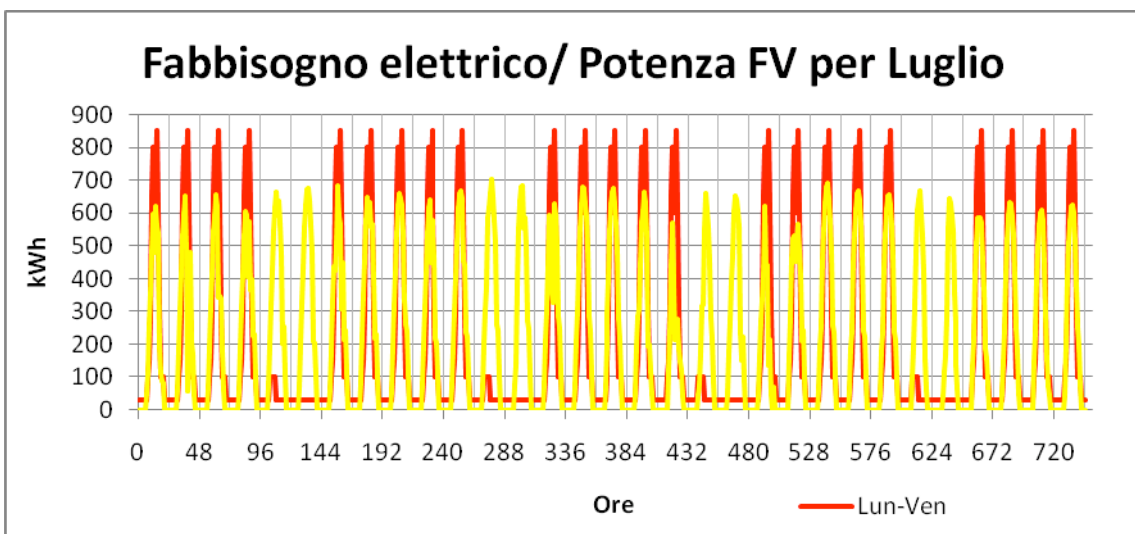
La quota di autoconsumo passa dal 58% al 66% facendo lavorare gli impianti fino a Venerdì.



*Figura 8.25: Curve orarie di consumo e produzione FV del mese di Gennaio, con orari di lavoro dal Lun-Ven ed il Sabato mattina fino alle 12.*

Con il sabato mattina fino alle 12.00, la quota autoconsumo aumenta al 71%.

**Luglio:**



*Figura 8.26: Curve orarie di consumo e produzione FV del mese di Luglio, con orari di lavoro dal Lun-Ven.*

La quota di autoconsumo passa dal 58% al 66% facendo lavorare gli impianti fino a Venerdì.

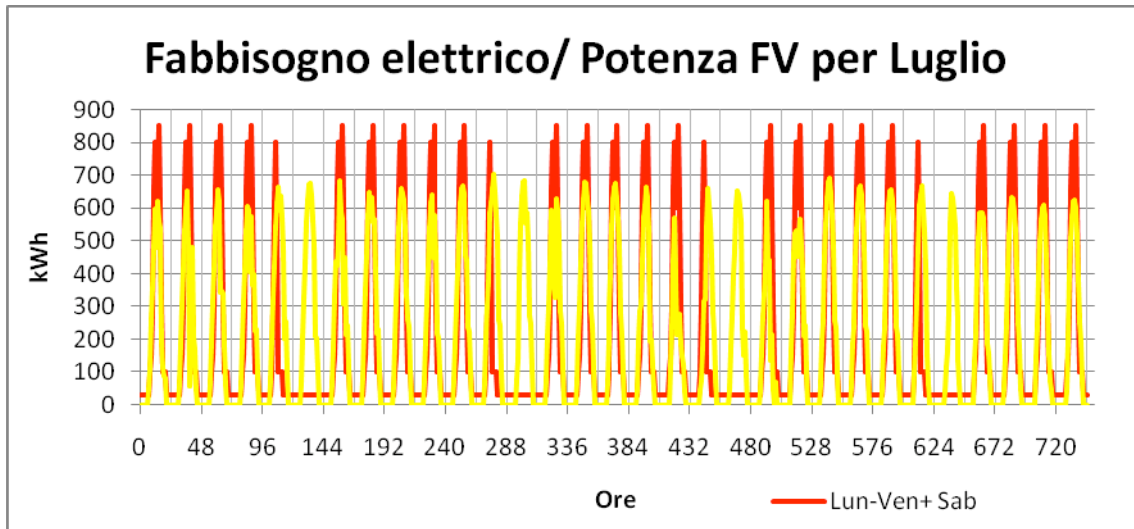


Figura 8.27: Curve orarie di consumo e produzione FV del mese di Luglio, con orari di lavoro dal Lun-Ven ed il Sabato mattina fino alle 12.

Con il sabato mattina fino alle 12.00, la quota autoconsumo aumenta al 71%.

### Agosto:

Per il mese di Agosto si sono effettuate diverse ipotesi.

Per ottimizzare i profili di autoconsumo, si è analizzato lo spostamento dei carichi di lavoro variando dapprima solo i giorni lavorativi come per i casi precedenti, mantenendo inalterate le due settimane di chiusura per ferie.

Successivamente si è analizzato il caso di spostare in un altro periodo dell'anno la seconda settimana di ferie, ad esempio dividendola le festività di Dicembre e Gennaio.

I risultati sono di seguito ripostati ognuno con i propri valori percentuali di autoconsumo.

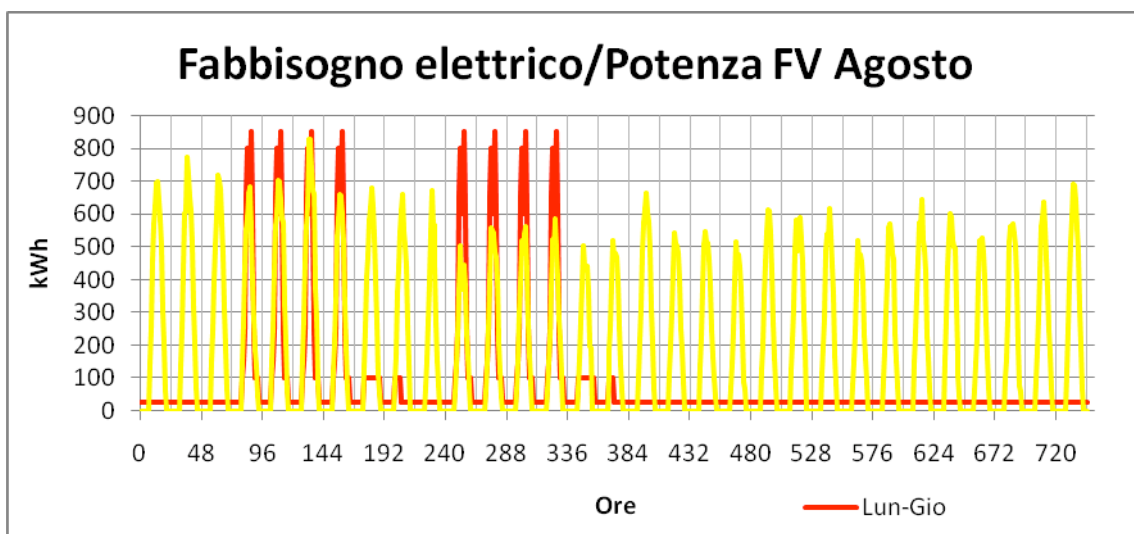


Figura 8.28: Curve orarie di consumo e produzione FV del mese di Agosto, con orario di lavoro dal Lun-Gio

Mantenendo gli impianti in funzione per le prime due settimane con orari di lavoro dal Lunedì al Giovedì, la quota autoconsumata sale dall'11% al 30%.

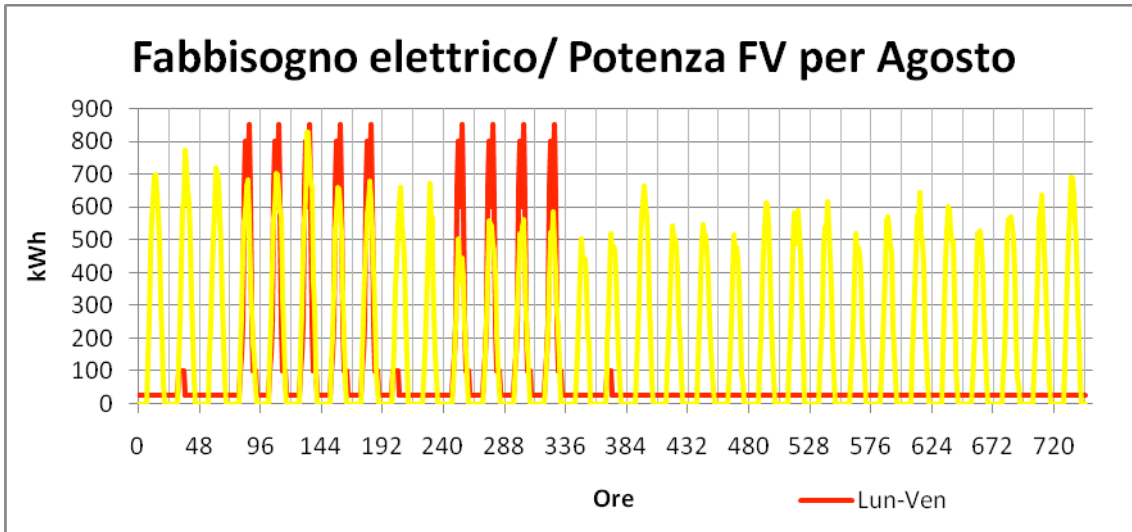


Figura 8.29: Curve orarie di consumo e produzione FV del mese di Agosto, con orario di lavoro dal Lun-Ven

Lavorando anche il Venerdì, il valore salirebbe al 32%.

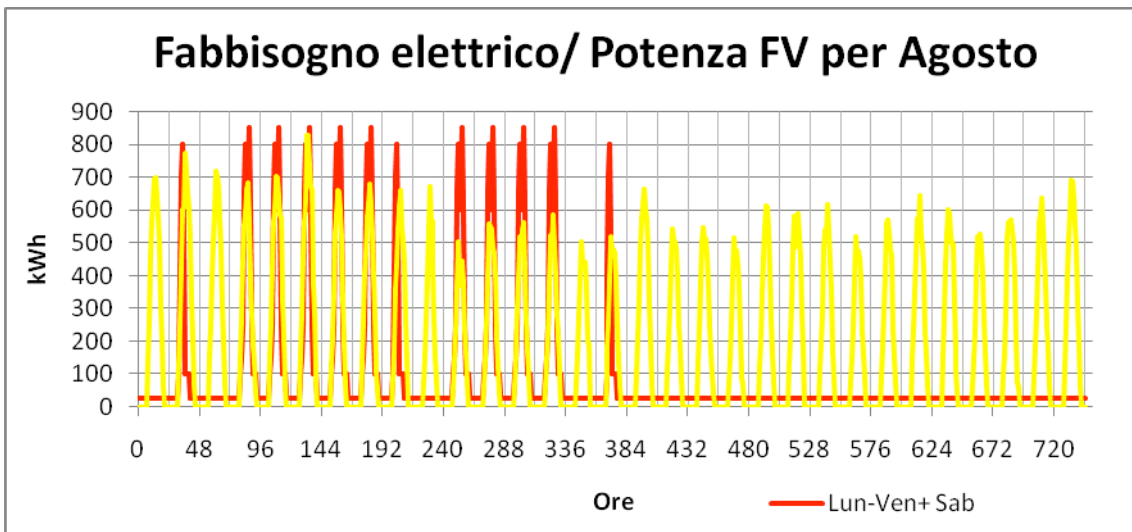


Figura 8.30: Curve orarie di consumo e produzione FV del mese di Agosto, con orari di lavoro dal Lun-Ven ed il Sabato mattina fino alle 12.

Con il funzionamento dei macchinari anche al Sabato mattina fino alle 12.00, si otterrebbe il 35%.

Spostando la settimana di chiusura e lavorando fino al Sabato mattina per le rimanenti tre settimane, si raggiungerebbe il 50% di potenza auto consumata contro l'11% di partenza.

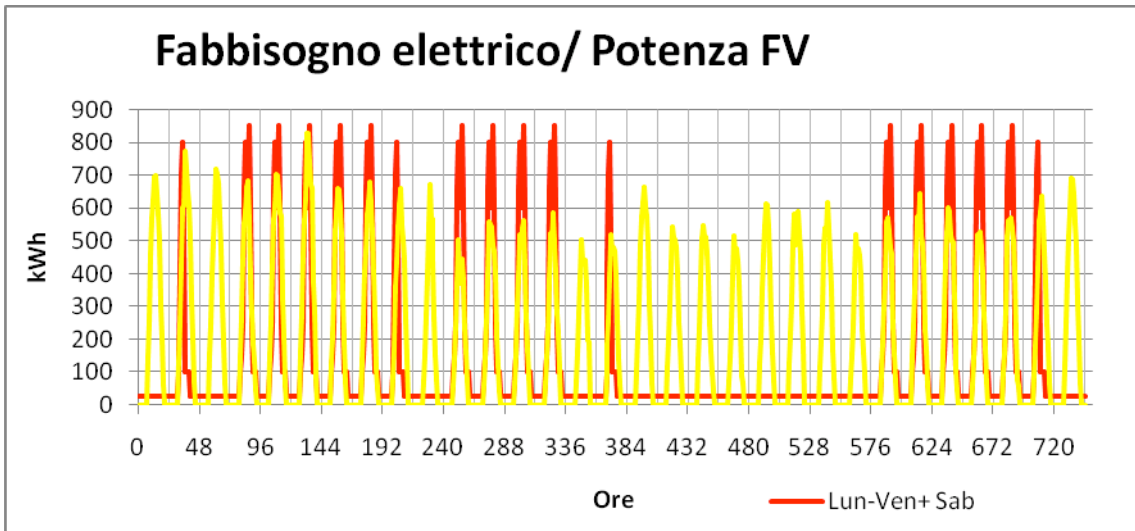


Figura 8.31: Curva di consumo e produzione FV del mese di Agosto, con orari di lavoro dal Lun-Ven ed il Sabato mattina fino alle 12 e una sola settimana di ferie.

**Ottobre:**

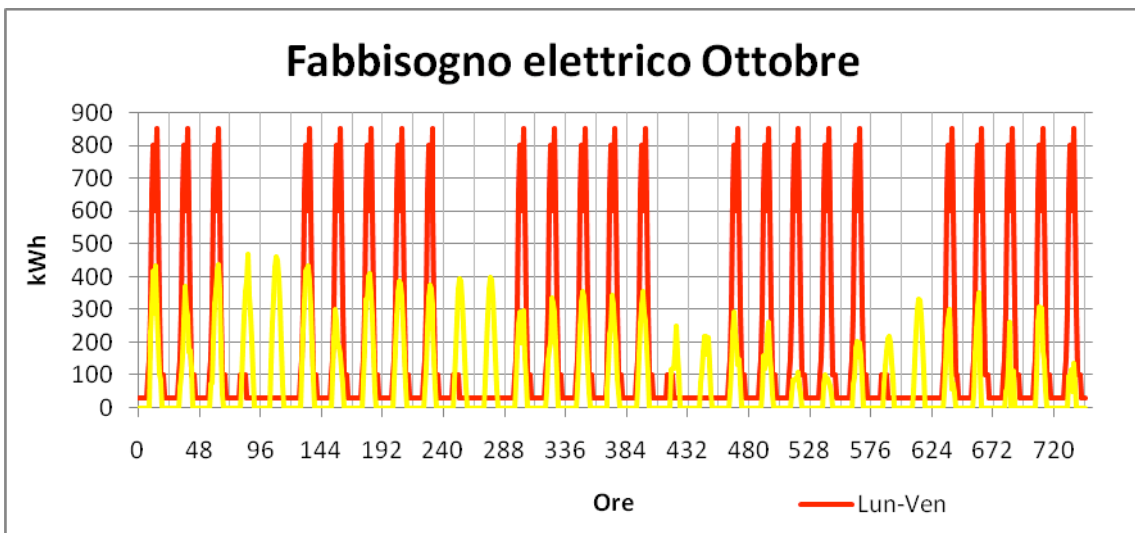
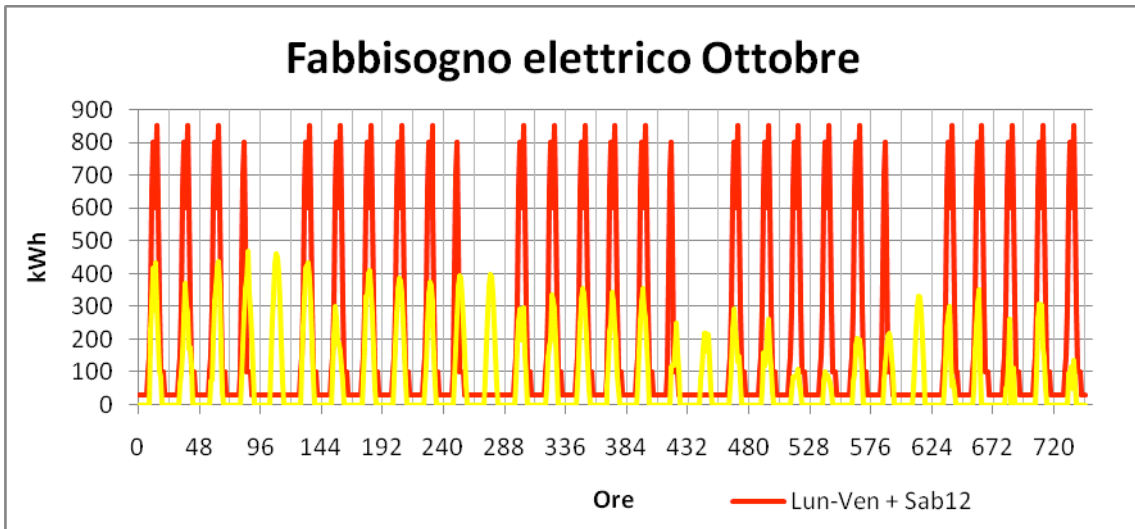


Figura 8.32: Curve orarie di consumo e produzione FV del mese di Ottobre, con orari di lavoro dal Lun-Ven.

L'orario di lavoro dal Lunedì al Venerdì permette di raggiungere una quota di autoconsumo pari al 76%, rispetto al 68% del Lun-Gio.



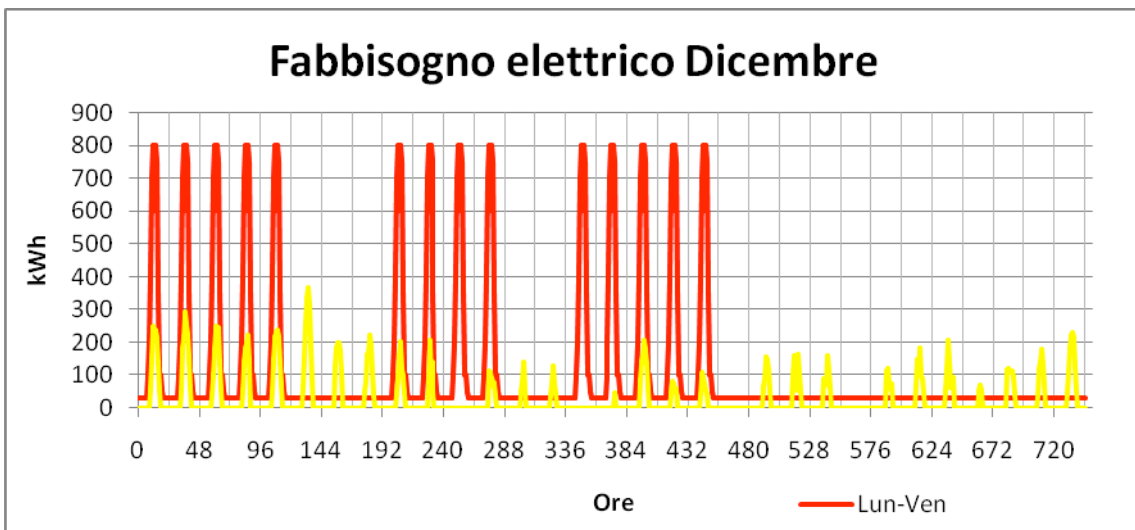


*Figura 8.33 Curve orarie di consumo e produzione FV del mese di Ottobre, con orari di lavoro dal Lun-Ven ed il Sabato mattina fino alle 12.*

Lavorando anche il Sabato mattina fino alle 12, si raggiungerebbe anche l'80% di potenza auto consumata.

**Dicembre:**

Per il mese di Dicembre, si sono considerati 10 giorni di chiusura per le vacanze invernali.



*Figura 8.34: Curve orarie di consumo e produzione FV del mese di Dicembre, con orari di lavoro dal Lun-Ven.*

Fare lavorare le macchine anche il Venerdì comporta un aumento della percentuale di autoconsumo dal 58% al 61%.

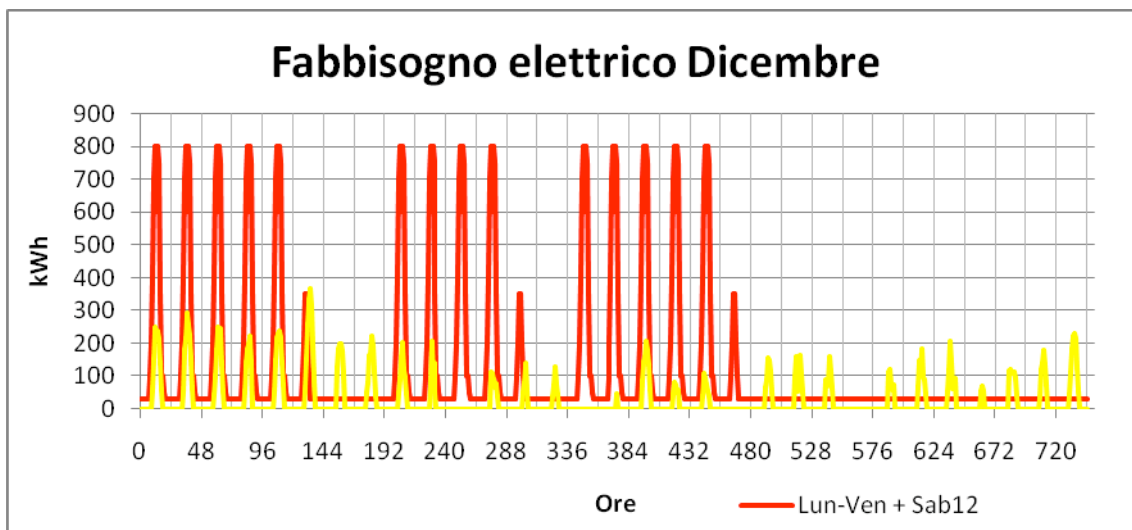


Figura 8.35: Curve orarie di consumo e produzione FV del mese di Dicembre, con orari di lavoro dal Lun-Ven ed il Sabato mattina fino alle 12.

In questo caso pensare di fare lavorare gli impianti anche al Sabato mattina fino alle 12, non porta un incremento considerevole, l'autoconsumo aumenterebbe solo fino al 62%.

Riassumendo quindi avremo:

Mesi	Autoconsumo %				Potenza elettrica Mensile (kWh)
	Lun-Gio	Lun-Ven	Lun-Ven + Sab 12	Lun-Ven + Sab 12(1 set.di Ferie)	
<b>Gennaio</b>	0,57	0,67	0,71		19614
<b>Marzo</b>	0,68	0,71	0,75		72666
<b>Maggio</b>	0,58	0,66	0,71		143054
<b>Luglio</b>	0,59	0,67	0,70		156204
<b>Agosto</b>	0,11	0,30	0,32	0,50	142187
<b>Ottobre</b>	0,68	0,76	0,80		55168
<b>Dicembre</b>	0,58	0,61	0,62		20910
<b>Totale</b>	<b>0,50</b>		<b>0,66</b>		

Nel caso di studio, con gli profili invariati di fabbisogno energetico dell'azienda, l'autoconsumo totale è pari al 50% dell'intera produzione dell'impianto. Ipotizzando la massima ottimizzazione dei profili, si riesce a raggiungere una quota pari al 66% del totale, quindi non sufficiente ad ottenere un incremento del incentivo in Conto Energia.

Infatti, per lo scopo prefisso, si deve raggiungere una quota pari al 70% di autoconsumo della potenza elettrica da fotovoltaico generata dall'impianto.

Nel caso di studio quindi, anche attuando i processi di ottimizzazione descritti, che porterebbero comunque ad un migliore sfruttamento dell'energia prodotta grazie all'autoconsumo, non sarà possibile raggiungere l'obiettivo prefisso del 70% di autoconsumo.

Il procedimento adottato resta comunque metodologicamente valido ed applicabile ad altri casi di studio. Il risultato del processo di ottimizzazione risulterà probabilmente vincente in casi di studio riguardanti aziende con consumi più uniformemente distribuiti durante la settimana e l'intero anno (caso tipico: utenze con grandi gruppi frigoriferi o manifatture per lavorazioni continue).

Nel capitolo seguente si completa l'indicazione di tipo metodologico con un accenno allo studio dei maggiori valori economici che sarebbero stati creati con il processo di ottimizzazione qualora si fosse riuscito nell'intento di far assumere al cliente in questione lo status di autoproduttore.

## **Capitolo 9**

### **Conto Economico e Conclusioni**

#### **9.1 Il ritorno economico dell'investimento**

Il ritorno economico del capitale investito per la realizzazione di un impianto fotovoltaico dipende da molti fattori, i principali dei quali sono di seguito sinteticamente descritti.

##### **Costi**

L'installazione di un impianto fotovoltaico richiede un elevato investimento iniziale, mentre i costi di esercizio sono ridotti al minimo in quanto il *combustibile* (l'irraggiamento solare) è gratuito; anche i costi di manutenzione sono limitati poiché il sistema, nella maggior parte dei casi, è privo di parti in movimento. Attualmente in

In Italia il costo di un impianto si aggira tra 3000 e 5000 euro per chilowatt di potenza installata. Naturalmente i valori più bassi si riferiscono ad impianti di grandi dimensioni (le centrali fotovoltaiche), per i quali è possibile beneficiare di sconti legati ad ordini d'importo elevato sia per l'acquisto dei componenti che per l'installazione.

In ogni caso, la fornitura dei moduli rappresenta la voce di costo più rilevante e spesso volte può superare il 60% dell'intero costo dell'impianto.

I costi di esercizio e manutenzione annui sono abitualmente stimati in circa 1-1,5 % del costo dell'impianto.

La vita utile dell'impianto è calcolata in almeno 20 anni e, a partire dal decimo anno, è buona norma prevedere interventi di manutenzione straordinaria per la sostituzione di alcuni componenti elettrici, soprattutto dell'inverter. Può essere utile anche la stipula di contratti assicurativi per garantire l'impianto a fronte di eventi "straordinari" come il furto o il danneggiamento in seguito ad eventi meteorologici estremi.

## **Ricavi**

I ricavi per il soggetto responsabile derivano:

1. principalmente dalle tariffe incentivanti riconosciute a tutta l'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico; le tariffe sono differenziate in funzione della taglia, del tipo di integrazione architettonica e della possibilità di usufruire di ulteriori "premi" aggiuntivi per il risparmio energetico o per altre determinate condizioni;
2. secondariamente dalla valorizzazione dell'energia elettrica prodotta dall'impianto che può essere poi autoconsumata (anche con il sistema dello scambio sul posto) oppure venduta al mercato.

Conseguentemente i ricavi del soggetto responsabile sono differenziati e variabili in funzione di numerosi fattori dipendenti dalle caratteristiche tecniche dell'impianto fotovoltaico, dal tipo di servizio effettuato (scambio sul posto o vendita dell'energia ceduta alla rete elettrica) nonché dalla possibilità di usufruire di ulteriori premi previsti dal DM 19/02/07.

Si riporta di seguito i conti economici dei casi presi in considerazione.

Viene mostrato il conto economico del nostro caso di studio mantenendo inalterati i profili di consumo, quindi con una quota di autoconsumo pari al 50%.

Successivamente si riporta il conto economico nel caso di ottimizzazione dei profili di autoconsumo, come visto precedentemente vede aumentare il valore di autoconsumo fino al 66%.

Si riporta, infine, per completezza anche il conto economico nel caso in cui si fosse riuscito a raggiungere l'obiettivo di autoproduzione del 70%, che aumento del 5% della tariffa incentivante.

<b>DATI DI IMPUT</b>	
<b>Potenza installata (kWp)</b>	<b>999,9</b>
<b>Costo impianto (€) “presunto”</b>	<b>3.250.000</b>
<b>Producibilità specifica (kWh/anno/kWp)</b>	<b>1200</b>
<b>Costo per kWp prodotto (€)</b>	<b>3250</b>
<b>Incentivo (€/kWh)</b>	<b>0,346</b>
<b>Prezzo di scambio energia fino a 500000 kWh (€/kWh)</b>	<b>0,1018</b>
<b>Prezzo energia 500000-1000000 kWh (€/kWh)</b>	<b>0,0858</b>
<b>Prezzo energia 500000-1000000 kWh (€/kWh)</b>	<b>0.075</b>
<b>Prezzo energia rete elettrica (€/kWh)</b>	<b>0,1300</b>

Per la realizzazione della tabella successiva si sono effettuate le seguenti considerazioni:

- aumento del costo dell'energia del 3% per ogni anno;
- una perdita della producibilità dell'impianto fotovoltaico pari al 0,5% per anno;
- Gli incentivi vengono mantenuti costanti per 20 anni;
- Differenziazione del prezzo dell'energia ceduta alla rete: i valori dei prezzi minimi garantiti (fonte GSE) per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale elettrica fino a 1 MW di cui all'articolo 7, comma 7.5, della deliberazione dell'Autorità n. 280/07, aggiornati per l'anno 2010 secondo i criteri previsti dal medesimo comma, risultano pari a:

fino a 500.000 kWh annui	<b>101,8 €/MWh</b>
da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui	<b>85,8 €/MWh</b>
da oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui	<b>75,0 €/MWh</b>

## Conto economico nel caso di tariffa “Base” senza ottimizzazione dei profili:

AN NO	Produzione annua (kWh)	Incasso incentivazione (€)	Risparmio autoconsumo	Incasso cessione rete (€)	Costi ammortamento	Oneri accessori	Margine	Somma
1	1.199.880	€ 415.158	€ 77.992	€ 59.474	-€ 324.967	-€ 32.500	€ 195.158	€ 195.158
2	1.193.881	€ 413.082	€ 77.602	€ 60.994	-€ 324.967	-€ 33.150	€ 193.561	€ 388.719
3	1.187.911	€ 411.017	€ 77.214	€ 62.552	-€ 324.967	-€ 33.813	€ 192.003	€ 580.722
4	1.181.972	€ 408.962	€ 76.828	€ 64.150	-€ 324.967	-€ 34.489	€ 190.483	€ 771.206
5	1.176.062	€ 406.917	€ 76.444	€ 65.789	-€ 324.967	-€ 35.179	€ 189.004	€ 960.210
6	1.170.181	€ 404.882	€ 76.061	€ 67.470	-€ 324.967	-€ 35.882	€ 187.565	€ 1.147.775
7	1.164.331	€ 402.858	€ 75.681	€ 69.195	-€ 324.967	-€ 36.600	€ 186.167	€ 1.333.943
8	1.158.509	€ 400.844	€ 75.303	€ 70.963	-€ 324.967	-€ 37.332	€ 184.811	€ 1.518.754
9	1.152.716	€ 398.839	€ 74.926	€ 72.777	-€ 324.967	-€ 38.078	€ 183.497	€ 1.702.252
10	1.146.953	€ 396.845	€ 74.551	€ 74.638	-€ 324.967	-€ 38.840	€ 182.228	€ 1.884.480
11	1.141.218	€ 394.861	€ 74.179	€ 76.547		-€ 39.617	€ 505.970	€ 2.390.450
12	1.135.512	€ 392.887	€ 73.808	€ 78.504		-€ 40.409	€ 504.790	€ 2.895.241
13	1.129.834	€ 390.922	€ 73.439	€ 80.512		-€ 41.217	€ 503.656	€ 3.398.897
14	1.124.185	€ 388.968	€ 73.072	€ 82.572		-€ 42.042	€ 502.569	€ 3.901.467
15	1.118.564	€ 387.023	€ 72.706	€ 84.684		-€ 42.883	€ 501.531	€ 4.402.998
16	1.112.971	€ 385.088	€ 72.343	€ 86.851		-€ 43.740	€ 500.541	€ 4.903.540
17	1.107.407	€ 383.162,68	€ 71.981,43	€ 89.073,63		-€ 44.615,54	€ 499.602,21	€ 5.403.142
18	1.101.870	€ 381.246,87	€ 71.621,52	€ 91.353,23		-€ 45.507	€ 498.713,77	€ 5.901.856
19	1.096.360	€ 379.340,63	€ 71.263,41	€ 93.691,45		-€ 46.418	€ 497.877,50	€ 6.399.734
20	1.090.878	€ 377.443,93	€ 70.907,10	€ 96.089,82		-€ 47.346	€ 497.094	€ 6.896.828
21	1.085.424		€ 70.552,56	€ 98.549,90		-€ 48.293	€ 496.301	€ 7.393.121
22	1.079.997		€ 70.199,80	€ 101.073,28		-€ 49.259	€ 495.503	€ 7.888.414
23	1.074.597		€ 69.848,80	€ 103.661,59		-€ 50.244	€ 494.705	€ 8.383.707
24	1.069.224		€ 69.499	€ 106.316		-€ 51.249	€ 493.907	€ 8.879.000
25	1.063.878		€ 69.152	€ 109.039		-€ 52.274	€ 493.109	€ 9.374.293
26	1.058.558		€ 68.806	€ 111.833		-€ 53.319	€ 492.311	€ 9.869.586
27	1.053.266		€ 68.462	€ 114.698		-€ 54.386	€ 491.513	€ 10.364.879
28	1.047.999		€ 68.119	€ 117.637		-€ 55.473	€ 490.715	€ 10.860.172
29	1.042.759		€ 67.779	€ 120.652		-€ 56.583	€ 490.000	€ 11.355.465
30	1.037.546		€ 67.440	€ 123.744		-€ 57.714	€ 489.285	€ 11.850.758

## Conto economico con l'ottimizzazione dei profili di autoconsumo al 66%:

Anno	Produzione annua (kWh)	Incasso incentivato (€)	Risparmio autoconsumo	Incasso cessione rete (€)	Costi ammortamento	Oneri accessori	Margine	Somma
1	1.199.880	€ 415.158	€ 102.950	€ 41.530	-€ 324.968	-€ 32.500	€ 202.171	€ 202.171
2	1.193.881	€ 413.083	€ 105.508	€ 42.562	-€ 324.968	-€ 33.150	€ 203.035	€ 405.206
3	1.187.911	€ 411.017	€ 108.130	€ 43.620	-€ 324.968	-€ 33.813	€ 203.987	€ 609.193
4	1.181.972	€ 408.962	€ 110.817	€ 44.704	-€ 324.968	-€ 34.489	€ 205.026	€ 814.219
5	1.176.062	€ 406.917	€ 113.571	€ 45.815	-€ 324.968	-€ 35.179	€ 206.156	€ 1.020.376
6	1.170.181	€ 404.883	€ 116.393	€ 46.953	-€ 324.968	-€ 35.883	€ 207.379	€ 1.227.754
7	1.164.331	€ 402.858	€ 119.285	€ 48.120	-€ 324.968	-€ 36.600	€ 208.696	€ 1.436.450
8	1.158.509	€ 400.844	€ 122.250	€ 49.316	-€ 324.968	-€ 37.332	€ 210.110	€ 1.646.560
9	1.152.716	€ 398.840	€ 125.287	€ 50.541	-€ 324.968	-€ 38.079	€ 211.622	€ 1.858.182
10	1.146.953	€ 396.846	€ 128.401	€ 51.797	-€ 324.968	-€ 38.841	€ 213.236	€ 2.071.418
11	1.141.218	€ 394.861	€ 131.592	€ 53.084		-€ 39.617	€ 539.920	€ 2.611.338
12	1.135.512	€ 392.887	€ 134.862	€ 54.404		-€ 40.410	€ 541.743	€ 3.153.081
13	1.129.834	€ 390.923	€ 138.213	€ 55.756		-€ 41.218	€ 543.673	€ 3.696.754
14	1.124.185	€ 388.968	€ 141.648	€ 57.141		-€ 42.042	€ 545.715	€ 4.242.469
15	1.118.564	€ 387.023	€ 145.167	€ 58.561		-€ 42.883	€ 547.869	€ 4.790.338
16	1.112.971	€ 385.088	€ 148.775	€ 60.016		-€ 43.741	€ 550.139	€ 5.340.476
17	1.107.407	€ 383.163	€ 152.472	€ 61.508		-€ 44.616	€ 552.527	€ 5.893.003
18	1.101.870	€ 381.247	€ 156.261	€ 63.036		-€ 45.508	€ 555.036	€ 6.448.039
19	1.096.360	€ 379.341	€ 160.144	€ 64.603		-€ 46.418	€ 557.669	€ 7.005.708
20	1.090.878	€ 377.444	€ 164.124	€ 66.208		-€ 47.346	€ 560.429	€ 7.566.137
21	1.085.424		€ 168.202	€ 67.853		-€ 48.293	€ 187.762	€ 7.753.899
22	1.079.997		€ 172.382	€ 69.539		-€ 49.259	€ 192.662	€ 7.946.562
23	1.074.597		€ 176.666	€ 71.267		-€ 50.244	€ 197.689	€ 8.144.250
24	1.069.224		€ 181.056	€ 73.038		-€ 51.249	€ 202.845	€ 8.347.095
25	1.063.878		€ 185.555	€ 74.853		-€ 52.274	€ 208.134	€ 8.555.229
26	1.058.558		€ 190.166	€ 76.714		-€ 53.320	€ 213.560	€ 8.768.789
27	1.053.266		€ 194.892	€ 78.620		-€ 54.386	€ 219.125	€ 8.987.914
28	1.047.999		€ 199.735	€ 80.574		-€ 55.474	€ 224.834	€ 9.212.749
29	1.042.759		€ 204.698	€ 82.576		-€ 56.583	€ 230.691	€ 9.443.439
30	1.037.546		€ 209.785	€ 84.628		-€ 57.715	€ 236.698	€ 9.680.137

Occorrerà effettuare una valutazione da parte dell'azienda in questione nel decidere di effettuare delle modifiche al proprio orario di lavoro per cercare di ottimizzare i



benefici economici poiché anche con le modifiche non si è riusciti ad ottenere un ulteriore aumento dell'incentivo.

Si riporta per completezza anche il conto economico nel caso di raggiungimento dell'obiettivo di autoconsumo del 70% della potenza prodotta per mostrare gli evidenti vantaggi economici dell'investimento che potrebbero giustificare il cambiamento radicale degli orari di lavoro.

<b>Potenza installata (kWp)</b>	<b>999,9</b>
<b>Costo impianto (€)</b>	<b>3.250.000</b>
<b>Producibilità specifica (kWh/anno/kWp)</b>	<b>1200</b>
<b>Incentivo (€/kWh)</b>	<b>0,3633</b>
<b>Prezzo di scambio energia fino a 500000 kWh (€/kWh)</b>	<b>0,1018</b>
<b>Prezzo energia 500000-1000000 kWh (€/kWh)</b>	<b>0,0858</b>
<b>Prezzo energia 500000-1000000 kWh (€/kWh)</b>	<b>0,075</b>
<b>Prezzo energia rete elettrica (€/kWh)</b>	<b>0,1300</b>

Si avrebbe un aumento del 5% sulla tariffa incentivante di base. L'autoconsumo aumenta anche esso fino alla quota del 70 %, modificando sia la colonna del risparmio di energia, sia la colonna dell'incasso dalla cessione di potenza elettrica alla rete.

Anno	Produzione annua (kWh)	Incasso incentivo (€)	Risparmio autoconsumo	Incasso cessione rete (€)	Costi ammortamento	Oneri accessori	Margine	SOMMA
1	1.199.880	€ 435.916	€ 109.189	€ 36.644	-€ 324.968	-€ 32.500	€ 224.282	€ 224.282
2	1.193.881	€ 433.737	€ 111.902	€ 37.555	-€ 324.968	-€ 33.150	€ 225.077	€ 449.359
3	1.187.911	€ 431.568	€ 114.683	€ 38.488	-€ 324.968	-€ 33.813	€ 225.959	€ 675.318
4	1.181.972	€ 429.410	€ 117.533	€ 39.445	-€ 324.968	-€ 34.489	€ 226.931	€ 902.249
5	1.176.062	€ 427.263	€ 120.454	€ 40.425	-€ 324.968	-€ 35.179	€ 227.995	€ 1.130.245
6	1.170.181	€ 425.127	€ 123.447	€ 41.429	-€ 324.968	-€ 35.883	€ 229.153	€ 1.359.398
7	1.164.331	€ 423.001	€ 126.515	€ 42.459	-€ 324.968	-€ 36.600	€ 230.407	€ 1.589.805
8	1.158.509	€ 420.886	€ 129.659	€ 43.514	-€ 324.968	-€ 37.332	€ 231.759	€ 1.821.564
9	1.152.716	€ 418.782	€ 132.881	€ 44.595	-€ 324.968	-€ 38.079	€ 233.211	€ 2.054.775
10	1.146.953	€ 416.688	€ 136.183	€ 45.704	-€ 324.968	-€ 38.841	€ 234.766	€ 2.289.542
11	1.141.218	€ 414.605	€ 139.567	€ 46.839	-€ 324.968	-€ 39.617	€ 236.393	€ 2.528.935
12	1.135.512	€ 412.531	€ 143.035	€ 48.003	-€ 324.968	-€ 40.410	€ 238.160	€ 2.773.995
13	1.129.834	€ 410.469	€ 146.590	€ 49.196	-€ 324.968	-€ 41.218	€ 240.037	€ 3.025.132
14	1.124.185	€ 408.416	€ 150.232	€ 50.419	-€ 324.968	-€ 42.042	€ 242.025	€ 3.281.577
15	1.118.564	€ 406.374	€ 153.966	€ 51.672	-€ 324.968	-€ 42.883	€ 244.128	€ 3.543.805
16	1.112.971	€ 404.343	€ 157.792	€ 52.956	-€ 324.968	-€ 43.741	€ 246.349	€ 3.811.954
17	1.107.407	€ 402.321	€ 161.713	€ 54.271	-€ 324.968	-€ 44.616	€ 248.689	€ 4.086.643

18	1.101.870	€ 400.309	€ 165.731	€ 55.620		-€ 45.508	€ 576.153	€ 6.836.476
19	1.096.360	€ 398.308	€ 169.850	€ 57.002		-€ 46.418	€ 578.742	€ 7.415.218
20	1.090.878	€ 396.316	€ 174.070	€ 58.419		-€ 47.346	€ 581.459	€ 7.996.677
21	1.085.424		€ 178.396	€ 59.871		-€ 48.293	€ 189.973	€ 8.186.650
22	1.079.997		€ 182.829	€ 61.358		-€ 49.259	€ 194.928	€ 8.381.578
23	1.074.597		€ 187.373	€ 62.883		-€ 50.244	€ 200.011	€ 8.581.590
24	1.069.224		€ 192.029	€ 64.446		-€ 51.249	€ 205.225	€ 8.786.815
25	1.063.878		€ 196.801	€ 66.047		-€ 52.274	€ 210.574	€ 8.997.388
26	1.058.558		€ 201.691	€ 67.688		-€ 53.320	€ 216.060	€ 9.213.448
27	1.053.266		€ 206.703	€ 69.370		-€ 54.386	€ 221.688	€ 9.435.136
28	1.047.999		€ 211.840	€ 71.094		-€ 55.474	€ 227.460	€ 9.662.596
29	1.042.759		€ 217.104	€ 72.861		-€ 56.583	€ 233.382	€ 9.895.978
30	1.037.546		€ 222.499	€ 74.672		-€ 57.715	€ 239.456	€ 10.135.434

Si riporta a questo punto il grafico dei margini Ante-Imposte dei casi precedenti:

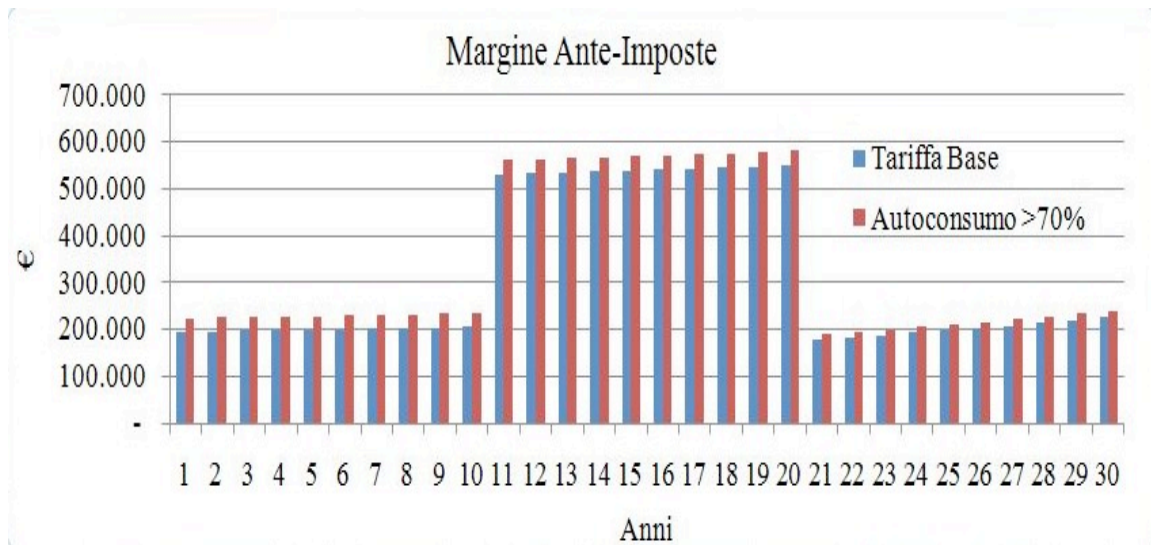


Grafico: Confronto dei Flussi di Cassa dei due casi presi in esame

Inoltre un'importante considerazione è legata alla tassazione che viene effettuata alle diverse forme di ricavo o risparmio del conto economico. Le valutazioni economiche effettuate sono tutte ante imposte. Quello che succede post imposte è materia di stretta competenza economica e fiscale e non di interesse per il nostro caso di studio. Si consideri solo che oltre agli evidenti vantaggi, mostrati nelle considerazioni precedentemente, occorre tenere conto che, secondo la legislazione vigente, infatti, un risparmio non è tassato mentre un ricavo si. Quindi più è alta la quota "risparmio" più i benefici fiscali aumentano, in virtù del fatto che non viene emessa fattura e quindi il risparmio non si configura come introito su cui pagare le tasse. Ancora diversa e dipendente dai casi è la disciplina fiscale dell'incentivo, che è considerato come un

introito e viene quindi tassato a seconda delle condizioni di reddito e sgravi dell'azienda. In questa analisi non ci si è addentrati nello specifico del problema, che esula dalla materia ingegneristica per sconfinare in quella fiscale.

Infine la quota di ricavo derivante dalla cessione alla rete è anch'essa tassata secondo modalità che variano da azienda ad azienda. (scarichi, ammortamenti, benefici fiscali ecc.).

In conclusione la possibilità di realizzare un impianto fotovoltaico per soddisfare almeno parzialmente i propri fabbisogni di consumo produrrebbero evidenti e dimostrati vantaggi dal punto di vista economico e di immagine per l'azienda. I vantaggi sono evidenti già nel caso in cui si considerasse la sola tariffa base, per poi aumentare considerevolmente pensando di ottimizzare i profili adattandoli alla produzione dell'impianto fotovoltaico.

Alla luce di quanto sopra detto, ne consegue che ogni singola iniziativa, soprattutto se realizzata con finalità commerciale, contiene caratteristiche peculiari che possono essere correttamente valutate solo attraverso una specifica e attenta analisi economico-finanziaria che tenga conto dell'investimento da effettuare per realizzare l'impianto fotovoltaico, dei ricavi attesi, dei costi di gestione e manutenzione e assicurazione dell'impianto, degli oneri finanziari e del regime di tassazione da applicare.

Nel caso di studio si è visto che, anche attuando i processi di ottimizzazione descritti, che porterebbero comunque ad un migliore sfruttamento dell'energia prodotta grazie all'autoconsumo, non è stato possibile raggiungere l'obiettivo prefisso del 70% di autoconsumo.

Il procedimento adottato resta comunque metodologicamente valido ed applicabile ad altri casi di studio. Il risultato del processo di ottimizzazione risulterà probabilmente vincente in casi di studio riguardanti aziende con consumi più uniformemente distribuiti durante la settimana e l'intero anno (caso tipico: utenze con grandi gruppi frigoriferi o manifatture per lavorazioni continue).

---

## ***Bibliografia***

### ***Testi:***

- M. PAGLIARO, G. PALMISANO, R. CIRIMINNA; *BIPV il fotovoltaico integrato nell'edilizia*, DARIO FLACCOVIO EDITORE
- G. LIGABÒ; *L'ambiente e le energie da fonti rinnovabili*, DIABASIS
- M. PAGLIARO, G. PALMISANO, R. CIRIMINNA; *Il Nuovo fotovoltaico*, DARIO FLACCOVIO EDITORE
- Guida al Conto energia del GSE, Decreto 19 febbraio 2007, la richiesta dell'incentivazione per gli impianti fotovoltaici, edizione n.3, Marzo 2009.
- M. MORONI, G. NITRATI; *Progettazione fotovoltaica in conto energia*, EPC libri
- *La pratica della Geostatistica lineare: il trattamento dei dati spaziali*, Roberto Bruno, Giuseppe Raspa
- *Dispense di Geostatistica applicata*, Giuseppe Raspa.

### ***Riviste:***

- ECONERRE
- POWER TECHNOLOGY
- ELETTRIFICAZIONE
- ECO
- Photon, il mensile del Fotovoltaico

### ***Siti internet:***

- ✓ [http://www.arpa.emr.it/sim/?osservazioni\\_e\\_dati/dexter](http://www.arpa.emr.it/sim/?osservazioni_e_dati/dexter);
- ✓ <http://www.ingegneriadelsole.it>;
- ✓ <http://www.enea.it/>;
- ✓ <http://www.solaritaly.enea.it/index.php>;
- ✓ [http://wave.surfreport.it/almanacco\\_calendario\\_solare\\_calcolo\\_online\\_alba\\_tramonto.php?month=12&year=2008&city=Bologna&longitude=11.3500&latitude=44.5000&timezone=1&zenith=96](http://wave.surfreport.it/almanacco_calendario_solare_calcolo_online_alba_tramonto.php?month=12&year=2008&city=Bologna&longitude=11.3500&latitude=44.5000&timezone=1&zenith=96);
- ✓ <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3/pvest.php>;