

INTRODUZIONE

Ad oggi tutti gli interventi di pianificazione energetica sono orientati verso la riduzione del consumo di combustibili fossili attraverso la realizzazione di impianti ad alta efficienza e allo sfruttamento delle fonti rinnovabili. Perseguendo questa strada non sempre i vantaggi in termini di riduzione delle emissioni, efficienza, uso razionale dell'energia, ecc. giustificano la scarsa redditività economica di tali impianti. In questa ottica, a livello legislativo, sono state varate forme di incentivazione come i Certificati Verdi, i TEE e tariffe incentivanti; tali interventi non sono però ancora sufficienti per consentire la diffusione di questi impianti.

La redditività di un investimento è sempre l'unica discriminante, in particolare quando si parla di investitori privati. Benché sia auspicabile un grosso sviluppo degli impianti da fonti rinnovabili, non è sicuramente l'unica strada da perseguire: l'estrema aleatorietà che caratterizza in genere le energie di flusso non ci consente di poter fare affidamento solo su tali tecnologie, come invece professano tanti politici ambientalisti.

La strada verso la sostenibilità passa sicuramente, nel breve e medio periodo, attraverso l'utilizzo di combustibili fossili in catene di conversione più efficienti, come succede nella cogenerazione e negli impianti combinati.

È importante sottolineare come la razionalizzazione delle catene energetiche interessi quasi nella stessa proporzione la mobilità, il riscaldamento e la conversione elettrica: ciò significa anche una riduzione delle perdite di trasmissione, ovvero produrre l'energia laddove si consuma. La distributed energy mira dunque a realizzare impianti di piccola taglia dimensionati sulla base dei carichi termici ed elettrici dell'utenza.

La progettazione di tali impianti passerà attraverso un'accurata caratterizzazione dell'utenza e la scelta all'interno di una libreria di possibili impianti della soluzione migliore per quel sito.

Nella nostra relazione faremo uno studio di fattibilità energetico-economico in merito all'utilizzazione del fotovoltaico nel Campus di Savona.

CAPITOLO 1

La Tecnologia Fotovoltaica

1.1 - L'energia solare

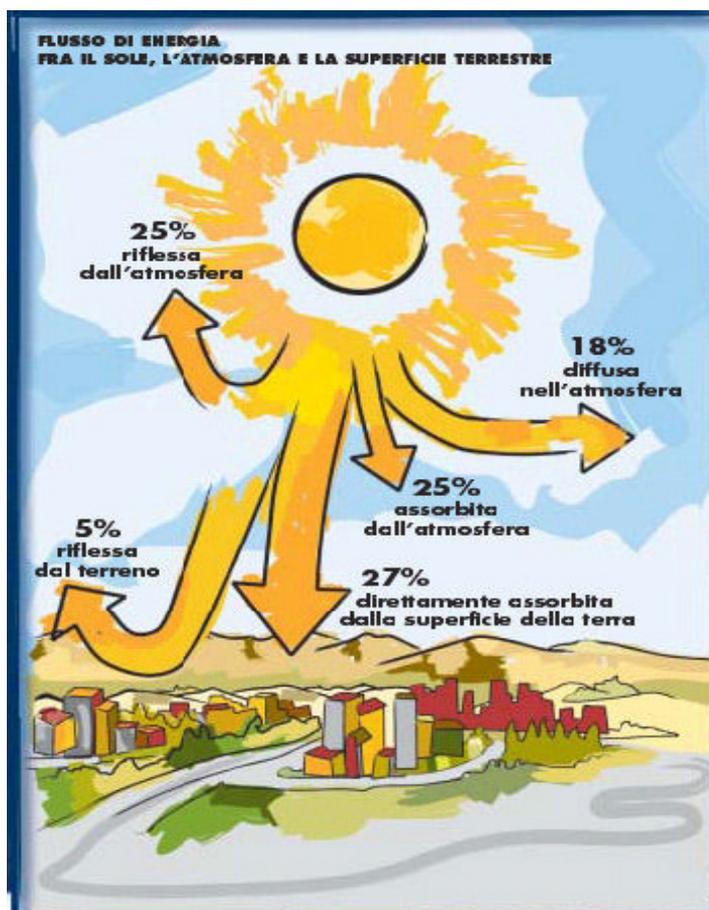
Il sole si comporta allora come un corpo nero che, alla temperatura di 5780 K, irradia energia nello spazio. La quantità media di energia solare che incide ortogonalmente, nell'unità di tempo, su una superficie unitaria posta al di fuori dell'atmosfera, prende il nome di *costante solare* ed assume il valore medio di 1353 W/m^2 .

L'intensità dell'irraggiamento solare si attenua nel passaggio attraverso l'atmosfera: una parte di radiazione viene riflessa verso lo spazio, una parte è diffusa in tutte le direzioni dalle molecole dei gas atmosferici e dal vapore acqueo, una parte viene assorbita dalle molecole dell'atmosfera e da queste riemessa come radiazione infrarossa (figura 1).

L'assorbimento e la diffusione atmosferica hanno l'effetto di ridurre l'intensità della radiazione su tutte le lunghezze d'onda; un'ulteriore riduzione si ha poi in corrispondenza alle lunghezze d'onda caratteristiche dei diversi gas e vapori presenti nell'atmosfera.

La parte di irraggiamento che raggiunge direttamente il suolo costituisce la *radiazione diretta* mentre la parte rimanente costituisce la *radiazione diffusa*. A queste va infine aggiunta la *radiazione riflessa* o *albedo*, che rappresenta la percentuale di radiazione diretta e diffusa che viene riflessa dal suolo o dalle superfici circostanti sulla superficie considerata.

Figura 1.1 - Distribuzione della radiazione solare nel passaggio attraverso l'atmosfera



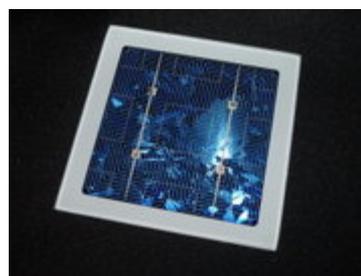
La radiazione diretta, preponderante rispetto alla diffusa in condizioni di cielo sereno, tende a ridursi all'aumentare dell'umidità e della nuvolosità presente nell'aria, fino ad annullarsi in condizioni di cielo completamente coperto.

Figura 1.2 - Intensità approssimata della radiazione solare

Radiazione solare	Condizioni atmosferiche							
	Cielo sereno	Nebbia	Nuvoloso	Disco solare giallo	Disco solare bianco	Sole appena percettibile	Nebbia fitta	Cielo coperto
globale	1000 W/m ²	600 W/m ²	500 W/m ²	400 W/m ²	300 W/m ²	200 W/m ²	100 W/m ²	50 W/m ²
diretta	90%	50%	70%	50%	40%	0%	0%	0%
diffusa	10%	50%	30%	50%	60%	100%	100%	100%

1.2 - La tecnologia fotovoltaica

Sviluppata alla fine degli anni 50 nell'ambito dei programmi spaziali, per i quali occorreva disporre di una fonte di energia affidabile ed inesauribile, la tecnologia fotovoltaica (FV) si va oggi diffondendo molto rapidamente anche per 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. Il componente base di un impianto FV è la cella fotovoltaica (vedi figura a lato), che è in grado di produrre circa 1,5 Watt di potenza in condizioni standard, vale a dire quando essa si trova ad una temperatura di 25°C ed è sottoposta ad una potenza della radiazione pari a 1000 W/m². La potenza in uscita da un dispositivo FV quando esso lavora in condizioni standard prende il nome di potenza di picco (Wp) ed è un valore che viene usato come riferimento. L'output elettrico reale in esercizio è in realtà minore del valore di picco a causa delle temperature più elevate e dei valori più bassi della radiazione. Più celle assemblate e collegate tra di loro in una unica struttura formano il pannello o modulo fotovoltaico.



1.3 - Il pannello fotovoltaico



Il pannello fotovoltaico (vedi figura a lato) è un dispositivo in grado di convertire l'energia solare direttamente in energia elettrica mediante effetto fotovoltaico ed è usato per generare elettricità a partire dalla luce del sole; da non confondere con il pannello solare che è un dispositivo atto all'accumulo dell'energia solare e al suo immagazzinamento per un uso successivo. Il modulo FV tradizionale è costituito dal collegamento in serie di 36 celle, per ottenere una potenza in uscita pari a circa 50 Watt, ma oggi, soprattutto per esigenze architettoniche, i produttori mettono sul

mercato moduli costituiti da un numero di celle molto più alto e di conseguenza di più elevata potenza, anche fino a 200 Watt per ogni singolo modulo.

I pannelli contenenti celle fotovoltaiche in silicio cristallino sono in genere composti da una matrice di celle disposte tra due superfici di sostegno, di cui almeno una trasparente. L'insieme di celle fotovoltaiche così disposte vengono collegate elettricamente mediante *ribbon*, ovvero sottili nastri in materiale conduttore, in genere rame stagnato, in modo da costituire opportunamente serie e paralleli elettrici, in base alle esigenze del produttore.

I pannelli contenenti celle fotovoltaiche in silicio amorfo sono invece composti da un sottile strato siliceo sigillato tra due strati traslucidi flessibili. Piccoli esemplari di celle fotovoltaiche in materiale amorfo sono in grado di alimentare autonomamente dispositivi elettronici di consumo, quali calcolatrici, orologi e simili.

A seconda della tensione necessaria all'alimentazione delle utenze elettriche, più moduli possono poi essere collegati in serie in una "stringa". La potenza elettrica richiesta determina poi il numero di stringhe da collegare in parallelo per realizzare finalmente un generatore fotovoltaico. Il trasferimento dell'energia dal sistema fotovoltaico all'utenza avviene attraverso ulteriori dispositivi, necessari per trasformare ed adattare la corrente continua prodotta dai moduli alle esigenze dell'utenza finale. Il complesso di tali dispositivi prende il nome di BOS (Balance of System). Un componente essenziale del BOS, se le utenze devono essere alimentate in corrente alternata, è l'*inverter*, dispositivo che converte la corrente continua in uscita dal generatore FV in corrente alternata.

1.3.1 - Composizione dei moduli FV

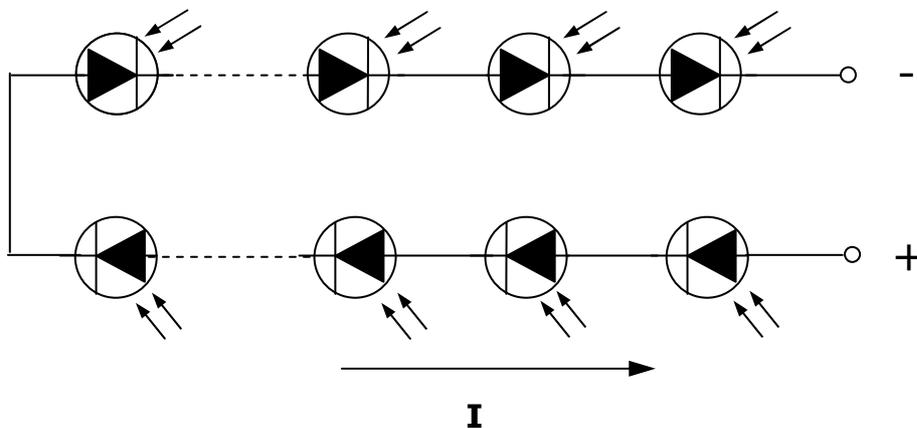
I moduli fotovoltaici più comuni sono realizzati mediante pressofusione di più strati di materiale. Sopra una superficie posteriore di supporto, in genere realizzata in un materiale isolante con scarsa dilatazione termica, come il vetro temperato o un polimero come il tedlar, vengono appoggiati un sottile strato di acetato di vinile (spesso chiamato con la sigla EVA), la matrice di moduli preconnessi mediante i già citati *ribbon*, un secondo strato di acetato e un materiale trasparente che funge da protezione meccanica anteriore per le celle fotovoltaiche, in genere vetro temperato. Dopo il procedimento di pressofusione, che trasforma l'EVA in mero collante, le terminazioni elettriche dei *ribbon* vengono chiuse in una morsettiera stagna

generalmente fissata alla superficie di sostegno posteriore, e il "sandwich" ottenuto viene fissato ad una cornice in alluminio, che sarà utile al fissaggio del pannello alle strutture di sostegno atte a sostenerlo e orientarlo opportunamente verso il sole.

1.3.2 - Particolarità dei moduli FV

Come si è visto, il collegamento in serie delle celle fotovoltaiche che compongono un modulo, aventi celle in silicio monocristallino, avviene per mezzo di sottili bande metalliche elettrosaldate alle faccio superiori e inferiori delle celle stesse: essendo le celle fotovoltaiche dei diodi semiconduttori, il loro collegamento in serie si traduce in un circuito equivalente come quello riportato in figura 1.1. Considerando il funzionamento elettrico della serie di celle, si nota che, qualora una cella venisse oscurata, quest'ultima cesserebbe di comportarsi come un generatore funzionando come un diodo polarizzato inversamente, e, questo provocherebbe il blocco della corrente generata azzerando di fatto la corrente generata dalla catena, ovvero, dal modulo fotovoltaico.

Figura 1.3 - Circuito equivalente di celle che compongono un modulo fotovoltaico



Nel caso in cui invece una delle celle sia solo parzialmente oscurata la corrente che attraversa il modulo risulta pari a quella che tale cella produrrebbe se presa singolarmente. Diviene quindi di fondamentale importanza che i moduli durante il loro funzionamento ordinario subiscano il minor numero di momenti ombreggiati. E' importante osservare che se in una serie costituita da molte celle (più moduli collegati in serie) ne viene ombreggiata una e, nel contempo, le terminazioni sono mantenute

in corto circuito o ad una tensione molto bassa, si può verificare il fenomeno detto "hot spot". In questo caso la cella oscurata si trova polarizzata inversamente con una tensione uguale o molto vicina alla tensione a vuoto di tutta la serie formata dalle celle rimanenti ed esposta quindi al pericolo di entrare in conduzione inversa. In questo caso la cella si troverebbe a dover dissipare la potenza generata dalle celle rimanenti del modulo, provocando un aumento di temperatura localizzata (hot spot) che può portare, anche con modesti valori di radiazione solare, alla distruzione della cella per sovratemperatura.

1.4 - Tecnologie a confronto

Se si limita l'analisi ai soli modelli commerciali a base silicea, le tecnologie di realizzazione più comuni sono:

- ✓ *Silicio monocristallino*, in cui ogni cella è costituita da un wafer prodotto da un lingotto di silicio purissimo;
- ✓ *Silicio policristallino*, in cui il lingotto di cui sopra è prodotto mediante drogaggio chimico ovvero vengono aggiunte al silicio piccole percentuali di atomi di materiale diverso allo scopo di modificare le proprietà elettriche del silicio stesso;
- ✓ *Silicio amorfo*, in cui gli atomi silicei vengono depositi chimicamente in forma amorfa, ovvero strutturalmente disorganizzata, sulla superficie di sostegno;
- ✓ *Eterogiunzione*, in cui viene impiegato uno strato di silicio cristallino come superficie di sostegno di uno o più strati amorfi, ognuno dei quali ottimizzato per una specifica sotto-banda di radiazioni;
- ✓ *Silicio microsferico*, in cui si impiega silicio policristallino ridotto in sfere del diametro di circa 0,75 mm ingabbiate in un substrato di alluminio;

Di queste, soltanto l'amorfo e il microsferico permettono la flessione del loro substrato di sostegno: nel caso dell'amorfo non vi è la struttura cristallina del materiale ad impedirne la flessione, nel caso del microsferico non è la cella (sfera) a flettersi, ma la griglia a nido d'ape su cui è disposta.

Figura 1.4 - Tecnologie fotovoltaiche a confronto

	silicio mono-cristallino	silicio poli-cristallino	silicio amorfo film sottile o doppia-tripla giunzione	silicio amorfo-cristallino (eterogiunzione)
Rendimento cella	13-17 %	12-15%	4-6% singolo 7-10% tandem	circa 15%
Vantaggi	Alto rendimento Stabile Tecnologia affidabile	< costo fabbricazione più semplice miglior occupazione dello spazio	< costo < consumo di materia ed energia nella fabbricazione buon rendimento con basso irraggiamento flessibile	> rendimento e > stabilità nel tempo rispetto al silicio amorfo tradizionale
Svantaggi	Costo elevato per la fabbricazione, maggior consumo di materia ed energia complessità	< rendimento complessità sensibilità alle impurità	Basso rendimento Degradazione iniziale Bassa stabilità	> costo rispetto al silicio amorfo tradizionale

1.4.1 - Particolarità del silicio amorfo

I pannelli fotovoltaici in silicio amorfo sono anche detti a film sottile e hanno la caratteristica di usare bassissime quantità di silicio (spessori dell'ordine del micron) depositati su supporti di vetro o di acciaio inossidabile.

Hanno la caratteristica di avere una efficienza meno costante delle altre tecnologie rispetto ai valori nominali ma comunque hanno garanzie che arrivano ai 20 o anche 25 anni. Il dato più interessante dell'amorfo è che ha valori dell'EROEI (energy return on energy investment ovvero energia ricavata su energia consumata) molto alti che arrivano anche a 9.

Occorrono più superfici illuminate dal sole rispetto alle altre tecnologie ma il costo per watt di picco è il più basso della categoria. In pratica un pannello in silicio amorfo è il più economico ed è meno dispendioso energeticamente fabbricarlo.

1.5 - I prodotti in commercio

I moduli fotovoltaici in silicio cristallino più comuni hanno dimensioni variabili da 0,5 m² a 1,5 m², con punte di 2,5 m² in esemplari per grandi impianti. Non vi è comunque particolare interesse a costruire moduli di grandi dimensioni, a causa delle grosse perdite di prestazioni che l'intero modulo subisce all'ombreggiamento (o malfunzionamento) di una sua singola cella.

La potenza più comune si aggira intorno ai 150 Wp a 24 V, raggiunti in genere impiegando 72 celle fotovoltaiche. La superficie occupata dai modelli commerciali si aggira in genere intorno ai 7,5 mq/kWp, ovvero sono necessari circa 7,5 metri quadrati di superficie per ospitare pannelli per un totale nominale di 1 kWp.

1.6 - Potenzialità del fotovoltaico

La quantità di energia elettrica prodotta da un sistema fotovoltaico dipende da numerosi fattori:

- superficie dell'impianto
- posizione dei moduli FV nello spazio (angolo di inclinazione rispetto all'orizzontale ed angolo di orientamento rispetto al Sud)

La posizione dei moduli fotovoltaici rispetto al sole influisce notevolmente sulla quantità di energia captata e quindi sulla quantità di energia elettrica generata. I parametri che direttamente influiscono sul fenomeno sono:

1. angolo di inclinazione rispetto al terreno (angolo di tilt)
2. angolo di azimut

La produzione di energia elettrica su base media annua nell'emisfero Nord è massima per l'esposizione Sud con angolo di inclinazione pari alla latitudine locale sottratta di 10° circa. Consideriamo l'influenza dell'angolo di inclinazione (tilt) sulla radiazione incidente di un sistema, rivolto a Sud, che si trovi a Milano, Roma oppure Trapani. Il valore della radiazione incidente è quello giornaliero medio annuo. **ENERGIA CAPTATA DAL MODULO**

Figura 1.5 - valore medio annuo della radiazione incidente a Milano, Roma, Trapani

Inclinazione	Milano (kWh/m ²)	Roma (kWh/m ²)	Trapani (kWh/m ²)
90° (facciata)	2,44	3,15	3,43
0° (tetto piano)	3,39	4,18	4,77
30° (tetto inclinato)	3,76	4,76	5,38

Rispetto pertanto alla soluzione ottimale con inclinazione di 30° il sistema fotovoltaico perde circa il 10-12% nell'applicazione su superficie orizzontale e ben il 35% nell'applicazione su facciata verticale. L'influenza dell'angolo di azimut è invece 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. Orientando infatti i sistemi fotovoltaici a Sud-Est oppure a Sud-Ovest si avrebbe una perdita pari a solo il 5%.

- valori della radiazione solare incidente nel sito di installazione
- efficienza dei moduli FV

L'efficienza di trasformazione dell'energia solare in energia elettrica è data dal rapporto tra la potenza elettrica in uscita e la potenza della radiazione solare incidente. Ovviamente entrambe cambiano in funzione delle condizioni di irraggiamento solare. Come riferimento, si usano le condizioni standard di insolazione (potenza della radiazione incidente pari a 1000W/m², temperatura del modulo di 25 °C). Se si indicano con η l'efficienza, A l'area del modulo, P_{el} la potenza elettrica generata dal modulo FV e con P_{STC} la potenza luminosa irraggiante il modulo stesso in condizioni standard (STC) si può scrivere la relazione

$$\eta_{\text{mod}} = \frac{P_{el}}{P_{stc} \times A}$$

Ad esempio, un modulo con superficie pari a 1 m² con un'efficienza del 10% genera, in condizioni standard, una potenza elettrica (corrente continua) ai suoi morsetti di 100 Watt; 10 metri quadrati di moduli forniscono 1 kW di potenza elettrica. Un modulo con un'efficienza del 12,5 % genera in condizioni standard

una potenza elettrica di 125 Watt. In questo caso per produrre 1 kW sono necessari 8 metri quadrati di moduli.

Se nei pannelli ad uso aerospaziale i rendimenti raggiungono anche il 50%, valori tipicamente riscontrabili nei prodotti commerciali a base silicea si attestano intorno al:

- ✓ 16% nei moduli in eterogiunzione
- ✓ 14% nei moduli in silicio monocristallino
- ✓ 13% nei moduli in silicio policristallino
- ✓ 10% nei moduli in silicio microsferico
- ✓ 6% nei moduli con celle in silicio amorfo

Ne consegue che ad esempio a parità di produzione elettrica richiesta, la superficie occupata da un campo fotovoltaico amorfo sarà più che doppia rispetto ad un equivalente campo fotovoltaico cristallino.

A causa del naturale affaticamento dei materiali, le prestazioni di un pannello fotovoltaico comune diminuiscono di circa un punto percentuale su base annua. Per garantire la qualità dei materiali impiegati, è prassi comune che i produttori coprano con un'opportuna garanzia oltre ai difetti di fabbricazione anche il calo di rendimento del pannello nel tempo. La garanzia oggi più comune è del 90% sul nominale per 10 anni e dell'80% sul nominale per 20 anni.

I moduli fotovoltaici odierni hanno una vita stimata di 50 anni circa, anche se è plausibile ipotizzare che vengano dismessi dopo un ciclo di vita di 20-25 anni, a causa dell'obsolescenza della loro tecnologia.

- efficienza del BOS

L'efficienza d'impianto è influenzata in maniera consistente dai componenti elettrici necessari per il trasferimento dell'energia prodotta dal modulo fotovoltaico all'utenza. Si parla in termini tecnici di efficienza del BOS. Un valore dell'85% è generalmente considerato accettabile. Il dispositivo che causa la maggior perdita di potenza all'utenza è l'inverter.

- altri parametri (p.es. temperatura di funzionamento)

Ogni produttore dichiara in relazione ai propri standard qualitativi di produzione la tolleranza di fabbricazione che è un dato percentuale (generalmente variabile dal 3% al 10%). Tanto minore è la tolleranza dichiarata, tanto più stabili e predicibili saranno le sue prestazioni elettriche, a pari rendimento nominale.

Generalmente l'energia prodotta dai pannelli fotovoltaici è a differenza di potenziale costante, e i voltaggi di batteria maggiormente utilizzati sul mercato sono 24 e 12 V. La differenza di potenziale prodotta effettivamente dal modulo fotovoltaico è solitamente almeno 4 V superiore a questi valori, per permettere il caricamento di un'eventuale batteria di accumulo a questo collegata mediante un opportuno regolatore di carica.

I moduli fotovoltaici in commercio vengono testati in base alla normativa IEC 61215, per determinare le caratteristiche sia elettriche che meccaniche. Tra i test più importanti si cita quello per determinarne la potenza in condizioni di insolazione standard, espressa in watt picco (Wp).

A titolo di esempio viene calcolata la quantità di energia elettrica mediamente prodotta dai sistemi fotovoltaici in un anno di funzionamento nei tre siti di Roma, Milano e Trapani. Ai fini del calcolo si può ragionare indifferentemente per m² di pannelli o per unità di potenza nominale installata (ad es. 1 kWp). Si ipotizza che i pannelli FV siano inclinati di 30° sull'orizzontale ed orientati verso Sud. Per l'efficienza dei moduli si è preso un valore conservativo di 12.5% (i moduli possono avere efficienze anche fino al 16 - 17%), mentre per quella del BOS un valore dell'85% (include l'efficienza dell'inverter ed altri fattori di perdita, come ad esempio le perdite nei cavi elettrici di collegamento).

Figura 1.6 - Calcolo dell'energia elettrica mediamente prodotta in corrente alternata in un anno da 1 m² di moduli:

Luogo	Insolazione media annua (hWh/m² anno)	X	Efficienza moduli	X	Efficienza BOS	=	Elettricità prodotta mediamente in un anno (kWhel / m² anno)
MILANO	1.372,4		12,5%		85%		145,8
ROMA	1.737,4		12,5%		85%		184,6
TRAPANI	1.963,7		12,5%		85%		208,6

Figura 1.7 - Calcolo dell'energia elettrica in corrente continua mediamente prodotta in un anno da 1 kWp di moduli:

Luogo	Insolazione media annua (hWh/m ² anno)	X Efficienza moduli	X Superficie occupata da 1 kWp di moduli (m ²)	= Elettricità prodotta mediamente in un anno in corrente continua (kWh _{el} / kWp anno)
MILANO	1.372,4	12,5%	8	1.372,4
ROMA	1.737,4	12,5%	8	1.737,4
TRAPANI	1.963,7	12,5%	8	1.936,7

Figura 1.8 - Calcolo dell'energia elettrica in corrente alternata mediamente prodotta in un anno da 1 kWp di moduli:

Luogo	Elettricità prodotta mediamente in un anno in corrente continua (hWh _{el} /kWp anno)	X Efficienza BOS	= Elettricità prodotta mediamente in un anno in corrente alternata (kWh _{el} / kWp anno)
MILANO	1.372,4	85%	1.167
ROMA	1.737,4	85%	1.477
TRAPANI	1.963,7	85%	1.669

1.7 - Applicazioni

Data la loro modularità, i sistemi fotovoltaici presentano una estrema flessibilità di impiego. La principale classificazione dei sistemi fotovoltaici divide i sistemi in base alla loro configurazione elettrica rispettivamente in:

- ✓ sistemi autonomi ("stand alone")
- ✓ sistemi connessi alla rete elettrica ("grid connected")

1.7.1 - Sistemi autonomi ("stand alone")

I sistemi autonomi (stand-alone) vengono normalmente utilizzati per elettrificare le utenze difficilmente collegabili alla rete perché ubicate in aree poco accessibili, e per quelle con bassissimi consumi di energia che non rendono conveniente il costo dell'allacciamento. Tale tipo di sistema è caratterizzato dalla necessità di coprire la totalità della domanda energetica dell'utenza. Gli elementi che costituiscono un sistema fotovoltaico autonomo sono i moduli fotovoltaici, il sistema di accumulo

(batterie) ed il regolatore di carica. Essendo la corrente generata dal sistema fotovoltaico una corrente continua, se il carico prevede l'utilizzo di apparecchiature che richiedono corrente alternata, diventa necessario l'inserimento anche un convertitore c.c./a.c. (inverter). Le batterie accumulano l'energia elettrica prodotta dai moduli FV e consentono di differire nel tempo l'erogazione di corrente al carico. In sostanza garantiscono l'erogazione di energia elettrica anche nelle ore di minore illuminazione o di

Il regolatore di carica è l'elemento che regola i passaggi di corrente tra moduli e batterie e tra batterie e carico. La sua funzione principale è quella di proteggere le batterie da fenomeni di carica e scarica profonda.

1.7.2 - Sistemi connessi alla rete elettrica ("grid connected")

I sistemi fotovoltaici connessi alla rete possono scambiare energia elettrica con la rete elettrica locale o nazionale. Il principio della connessione alla rete è quello dello scambio in due direzioni di energia elettrica: se la produzione del campo FV eccede per un certo periodo il consumo, l'eccedenza viene inviata alla rete. Nelle ore in cui il generatore non fornisce energia elettrica sufficiente per soddisfare il carico, l'elettricità è acquisita dalla rete. Questo meccanismo è reso possibile dalla presenza di due contatori che contabilizzano l'energia scambiata nelle due direzioni.

I sistemi connessi alla rete elettrica si dividono a loro volta in:

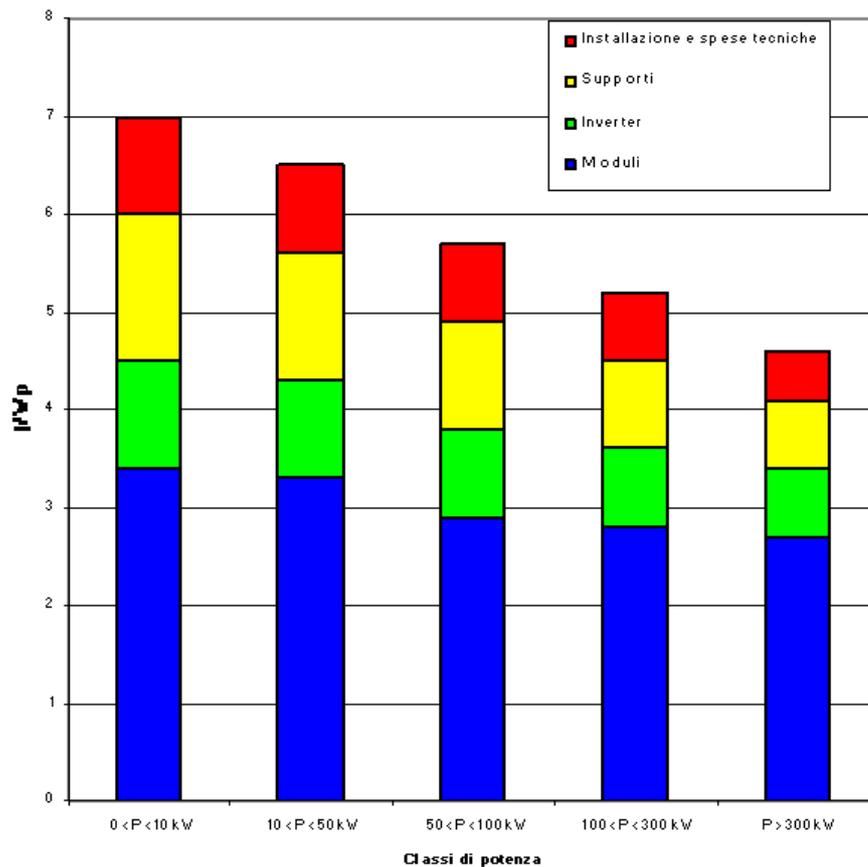
- ✓ Centrali fotovoltaiche
- ✓ Sistemi integrati negli edifici

1.8 - Costi

Le voci che costituiscono il costo di un sistema fotovoltaico sono: costi di investimento, costi d'esercizio (manutenzione e personale) e altri costi (assicurazioni e tasse). Il costo d'investimento è in prima approssimazione diviso al 50% tra i moduli ed il resto del sistema. I costi al cliente finale variano da 4,00 a 6,00 €/Wp (a gennaio 2006), con aumenti che si attestano intorno 10% su base annua. La causa di questa instabilità di prezzo è da ricercarsi nel profondo squilibrio tra domanda e offerta, che al momento di scrivere sono in rapporto di quasi 10:1. In altre parole, dal 2004 ad oggi la tecnologia e le economie di scala dei produttori hanno dovuto fare i conti con una

domanda di mercato improvvisamente esplosa a livello planetario, a causa sia dell'insicurezza sulle sorti degli altri mercati energetici, sia delle politiche di incentivazione delle fonti rinnovabili da parte di moltissimi governi. A fronte di un incremento della domanda mondiale del 200% da giugno 2004 a giugno 2005, i produttori di silicio hanno risposto con un incremento della produzione di "solo" il 60%. Il rimanente squilibrio ha spinto verso l'alto le quotazioni (il silicio è un materiale quotato in borsa) pertanto il prezzo del kWp installato è ancora tale da rendere questa tecnologia non competitiva dal punto di vista economico con altri sistemi energetici, se non in particolari nicchie di mercato o in presenza di meccanismi di incentivazione. La figura 1.7 mostra il prezzo di un impianto chiavi i mano di taglie diverse. E' possibile notare del grafico come il prezzo del kW installato si riduca drasticamente con la taglia di impianto passando da 7 €/Wp per gli impianti di taglia compresa tra 0 e 10 kW a poco meno di 4,8 €/Wp per impianti di taglia superiore ai 300 kWp.

Figura 1.9 - Prezzo di un impianto FV chiavi i mano di taglie diverse



1.9 - Vantaggi ambientali

I vantaggi dei sistemi fotovoltaici sono la modularità, le esigenze di manutenzione ridotte (dovute all'assenza di parti in movimento), la semplicità d'utilizzo, e, soprattutto, un impatto ambientale estremamente basso. In particolare, durante la fase di esercizio, l'unico vero impatto ambientale è rappresentato dall'occupazione di superficie. Tali caratteristiche rendono la tecnologia fotovoltaica particolarmente adatta all'integrazione negli edifici in ambiente urbano. In questo caso, infatti, sfruttando superfici già utilizzate, si elimina anche l'unico impatto ambientale in fase di esercizio di questa tecnologia. I benefici ambientali ottenibili dall'adozione di sistemi FV sono proporzionali alla quantità di energia prodotta, supponendo che questa vada a sostituire l'energia altrimenti fornita da fonti convenzionali. Per produrre un chilowattora elettrico vengono bruciati mediamente l'equivalente di 2,56 kWh sotto forma di combustibili fossili e di conseguenza emessi nell'aria circa 0,53 kg di anidride carbonica (fattore di emissione del mix elettrico italiano alla distribuzione). Si può dire quindi che ogni kWh prodotto dal sistema fotovoltaico evita l'emissione di 0,53 kg di anidride carbonica. Questo ragionamento può essere ripetuto per tutte le tipologie di inquinanti. Per quantificare il beneficio che tale sostituzione ha sull'ambiente è opportuno riferirsi ad un esempio pratico. Si considerino degli impianti fotovoltaici installati sui tetti di abitazioni a Milano, Roma e Trapani con una potenza di picco di 1 kWp (orientati a Sud con inclinazione 30°). L'emissione di anidride carbonica evitata in un anno si calcola moltiplicando il valore dell'energia elettrica prodotta dai sistemi per il fattore di emissione del mix elettrico. Per stimare l'emissione evitata nel tempo di vita dall'impianto è sufficiente moltiplicare le emissioni evitate annue per i 30 anni di vita stimata degli impianti.

Figura 1.10 - Emissioni evitate da un kWp di moduli nel tempo di vita degli impianti

Luogo	Energia elettrica generata in c.a. in una anno (kWhel/kWp)	X Fattore del mix elettrico italiano (kg CO ₂ /kWhel)	= Emissioni evitate in un anno (kg CO ₂)	X Tempo di vita dell'impianto (anni)	= Emissioni evitate in un anno (kg CO ₂)
MILANO	1.167,4	0,650	800	30	24.000
ROMA	1.477,4	0,650	960	30	28.800
TRAPANI	1.669,7	0,650	1.085	30	32.550

1.10 - Fattibilità

Stante gli attuali rendimenti dei pannelli fotovoltaici (10%-15%) si stima che sia sufficiente lo 0.07% - 0.1% delle terre emerse mondiali per fare fronte al consumo elettrico globale. (Fonte Le Scienze maggio 2006)

Per quanto riguarda la completa sostituzione del fabbisogno energetico italiano con il solare fotovoltaico si stima che sia necessario coprire tutte le regioni d'Italia ad eccezione della Sicilia e della Sardegna. Con copertura di quasi tutta l'Italia si intende non solo i tetti delle case ma ogni superficie esposta al sole.

Per il solo consumo energetico elettrico italiano (349 TWh nel 2004) sono necessari 1.861 Km² (supponendo 1500 ore di insolazione all'anno che generi la potenza di picco e 8 m² per kWp).

La superficie totale italiana è pari a 301.171 Km², quindi serve coprire lo 0.6% della superficie italiana per fare fronte al consumo elettrico nazionale. La superficie agricola utile è di 13 milioni di ettari, quindi serve coprire l'1,4% dei terreni agricoli con campi fotovoltaici.

Un altro aspetto importante riguarda la disponibilità di materie prime per realizzare i moduli fotovoltaici in grande scala e per realizzare il passaggio a un sistema di produzione elettrica basato sul fotovoltaico, in particolare la disponibilità di rame che sta diventando scarso.

Capitolo 2

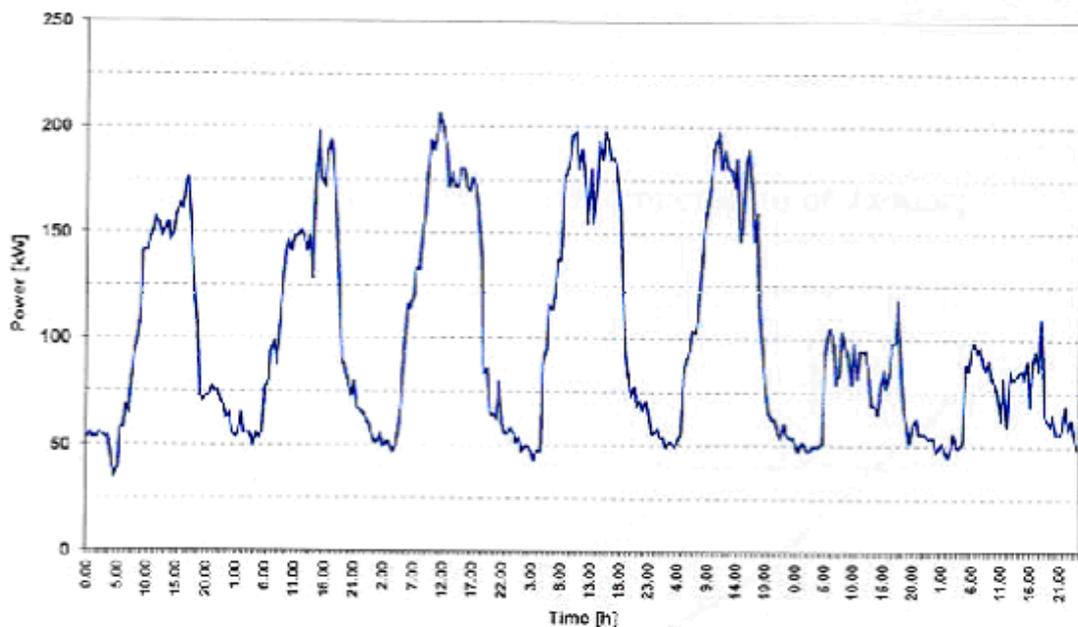
IL PROGETTO DEL CAMPUS DI SAVONA

Attualmente il campus di Savona deve alimentare le seguenti utenze:

- Aule ed uffici della segreteria
- Uffici
- Mensa
- Alloggi

In figura 2.1 è presentato il diagramma di carico di una settimana invernale per il campus di Savona:

Figura 2.1 - Andamento della potenza assorbita dal Campus durante la x-esima settimana dell'anno



Il consumo di energia elettrica nella settimana di riferimento si ricava calcolando l'integrale della curva sopra riportata; alla determinazione di un valore preciso, che richiederebbe strumenti matematici complessi, si è preferito sostituire una cifra indicativa calcolata mediante approssimazioni, che si attesta sui 17.750 kWh/settimana.

In seguito si è proceduto analizzando le seguenti tipologie di investimento:

1. Installazione di moduli fotovoltaici presso la palazzina Lagorio del campus universitario di Savona;
2. Rendere autonomo il campus con un sistema di accumulo in batteria (impianto "stand alone");
3. Installazione di un impianto con $P \leq 20 \text{ kW}$, usufruendo del sistema di scambio sul posto (impianto "grid-connected").

2.1 - Installazione di moduli fotovoltaici presso la palazzina Lagorio

Per motivi di carattere estetico si è pensato di installare i pannelli FV sui 714 frangisole già presenti che sovrastano la palazzina sopraccitata; questi sono a forma rettangolare (900 mm x 300 mm), rivolti a sud-est ed inclinati di 45° rispetto l'orizzontale.

Figura 2.2 - Frangisole della palazzina Lagorio



Per prima cosa si è cercato sul mercato del fotovoltaico l'esistenza di pannelli adatti alle esigenze architettoniche del caso specifico: essendo i frangisole molto piccoli si sono trovati solamente 3 pannelli adatti al progetto in esame. Trattasi di:

- ✓ Pannello FV in silicio amorfo *Enet NTH 14* (modello A)
- ✓ Pannello FV in silicio monocristallino *Enet NTH H20* (modello B)
- ✓ Pannello FV in silicio policristallino *Photonics F-MSN-20W* (modello C)

Si sintetizzano qui di seguito le caratteristiche principali dei vari moduli FV:

	A	B	C
ALTEZZA [m]	0,305	0,325	0,282
LUNGHEZZA [m]	0,92	0,524	0,621
AREA [m ²]	0,279	0,170	0,175
POTENZA DI PICCO UNITARIA [Wp]	14	20	20
POTENZA DI PICCO TOTALE [kWp]	9,996	14,28	14,28
COSTO UNITARIO PANNELLO [€]	140	250	140

Da subito si può notare come solamente il pannello C ovvero quello in silicio policristallino si adatti perfettamente ai frangisole mentre gli altri due sono leggermente più grandi ma possono comunque essere montati. Per trovare la potenza di picco totale si è moltiplicata la potenza di picco unitaria per il numero di pannelli richiesti.

A questo punto è possibile calcolare quanta energia elettrica si può produrre attraverso l'installazione dei 714 moduli fotovoltaici nei 3 differenti casi.

Per poter effettuare questa analisi occorre definire prima alcuni parametri:

1. Insolazione media annua del sito di installazione
2. Efficienza (rendimento) dei moduli FV
3. Efficienza del BOS (Balance of System)
4. Superficie totale occupata dai moduli
5. Fattore di correzione per la specifica situazione di inclinazione e orientamento

1. Per valutare l'energia elettrica che l'impianto è in grado di produrre in un anno per m² installato si è assunto che l'insolazione media annua sia 1420 kWh/m², dato ottenibile dall'Atlante Europeo della Radiazione solare.
2. Il rendimento dei moduli è stato calcolato attraverso la seguente formula:

$$\eta_{\text{mod}} = \frac{P_{el}}{P_{stc} \times A}$$

dove

η_{mod} efficienza dei moduli

A area del modulo

P_{el} potenza elettrica generata dal modulo FV

P_{stc} potenza luminosa irraggiante il modulo stesso in condizioni standard (STC).

	A	B	C
Area [m ²]	0,279	0,170	0,175
P _{el} [W]	14	20	20
P _{STC} [W/m ²]	1.000	1.000	1.000
η _{mod}	0,050	0,117	0,114

- L'efficienza del BOS è stata assunta pari all'85% (incluso l'efficienza dell'inverter ed altri fattori di perdita, come ad esempio le perdite nei cavi elettrici di collegamento).
- La superficie totale occupata dai moduli nei tre differenti casi è :

	A	B	C
AREA (m ²)	199,26	121,38	125,04

- Per quanto riguarda il calcolo del fattore di correzione è stata utilizzata la seguente tabella:

FATTORI DI CORREZIONE PER LE DIVERSE SITUAZIONI DI INCLINAZIONE E ORIENTAMENTO					
INCLINAZIONE ORIENTAMENTO		☀️ 0°	☀️ 30°	☀️ 60°	☀️ 90°
		—	↗	↘	
Est	→	0,93	0,90	0,78	0,55
Sud-Est	↘	0,93	0,96	0,88	0,66
Sud	↓	0,93	1,00	0,91	0,68
Sud-Ouest	↙	0,93	0,96	0,88	0,66
Ouest	←	0,93	0,90	0,78	0,55

Come già affermato in precedenza i nostri frangisole sono orientati a sud-est e sono inclinati di 45° pertanto è possibile ricavare il fattore di correzione (f_c) attraverso una semplice operazione matematica (proporzione).

Assumeremo :

$$f_c \approx 0,92$$

Figura 2.3 - Calcolo dell'energia elettrica mediamente prodotta in corrente alternata in un anno da 1 m² di moduli

Modulo	Insolazione media annua (kWh/m ² anno)	x	Efficienza moduli	x	Efficienza BOS	=	Elettricità prodotta mediamente in un anno da 1 m ² di moduli (kWh _{el} / m ² anno)
A	1.420		0,050		0,85		60,35
B	1.420		0,117		0,85		141,22
C	1.420		0,114		0,85		137,6

Figura 2.4 - Calcolo dell'energia elettrica mediamente prodotta in corrente alternata in un anno dall'impianto se i moduli fossero rivolti verso sud ed inclinati di 30°

Modulo	Elettricità prodotta mediamente in un anno da 1 m ² di moduli (kWh _{el} / m ² anno)	x	Superficie totale occupata dai moduli (m ²)	=	Elettricità prodotta mediamente in un anno in corrente alternata se i moduli fossero inclinati di 30° rivolti verso sud (kWh / anno)
A	60,35		199,26		12.025,34
B	141,22		121,38		17.141,28
C	137,6		125,04		17.205,50

Figura 2.5 - Calcolo dell'energia elettrica mediamente prodotta in corrente alternata in un anno dall'impianto nelle condizioni reali (moduli rivolti verso sud-est ed inclinati di 45°)

Modulo	Elettricità prodotta mediamente in un anno in corrente alternata se i moduli fossero inclinati di 30° rivolti verso sud (kWh / anno)	x	Fattore di correzione (inclinazione di 45° verso sud-est)	=	Elettricità prodotta mediamente in un anno in corrente alternata da moduli inclinati di 30° verso sud-est (kWh / anno)
A	12.025,34		0,92		11.063,31
B	17.141,28		0,92		15.769,98
C	17.205,50		0,92		15.663,46

Poiché le ore di soleggiamento in Liguria in inverno, primavera-autunno ed estate sono rispettivamente e prudenzialmente 7 (8.30-15.30), 10,5 (6.45-17.15) e 14 (5.30-19.30), andremo a calcolare la potenza elettrica media dell'impianto nelle condizioni reali (\bar{P}) attraverso la seguente formula:

$$\bar{P} = \frac{E_a}{365 \times h_s}$$

dove:

E_a Energia elettrica prodotta mediamente in un anno in corrente alternata

365 Giorni dell'anno

h_s Ore di soleggiamento medie giornaliere che assumeremo pari a 10,5

Ne segue che:

Impianto	E_a (kWh / anno)	\bar{P} (kW)
A	11.063,31	2,887
B	15.769,98	4,115
C	15.663,46	4,087

2.1.1 - Scelta del modulo FV più conveniente

Si sintetizzano i risultati ottenuti nella seguente tabella:

Impianto	E_a (kWh / anno)	Costo (€)
A	11.063,31	99.960,00
B	15.769,98	178.500,00
C	15.663,46	99.960,00

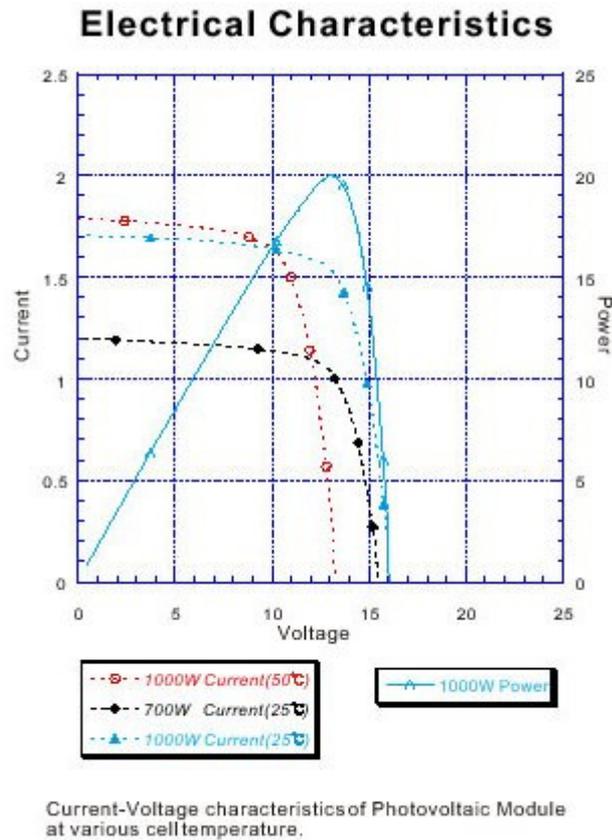
Analizzando la tabella si nota come l'impianto costituito da 714 pannelli FV in silicio amorfo (Impianto A) produrrebbe in un anno meno energia elettrica in corrente alternata rispetto agli altri due (il 30% in meno!).

Concludendo risulta essere conveniente l'impianto C in quanto, pressoché a parità di produzione energetica, si spenderebbe per l'acquisto dei moduli FV il 44% in meno rispetto all'impianto B.

Si sceglie quindi il pannello FV in silicio policristallino modello F-MSN-20W-M-O1 della Photonics, le cui caratteristiche elettriche sono descritte nella seguente tabella:

Potenza di picco (W)	Tensione di circuito aperto (V)	Tensione di massima potenza (V)	Corrente di corto circuito (A)	Corrente di massima potenza (A)
20	21,7	17,3	1,2	1,2

Figura 2.6 - Curva caratteristica modulo FV scelto (modello F-MSN-20W-M-01 della Photonics in silicio policristallino)



2.2 - Installazione di un impianto "stand alone"

I sistemi fotovoltaici in grado di soddisfare il 100% del fabbisogno energetico dell'utente sono definiti *sistemi isolati*: essi devono essere dimensionati e configurati in modo da garantire tale servizio in qualsiasi condizione di luminosità (giornate sfavorevoli e ore notturne). I principali elementi costituenti questi sistemi sono:

- **Superficie fotovoltaica (o campo fotovoltaico):** il generatore vero e proprio, composto dall'insieme dei moduli fotovoltaici direttamente esposti alla radiazione solare.
- **Regolatore di carica:** dispositivo finalizzato alla protezione degli accumulatori da eventuali anomalie di esercizio, come carica eccessiva dal generatore o scariche troppo profonde. La sua funzione protettiva si estende anche all'alimentazione

delle utenze finali e alla protezione dell'impianto dai fulmini. Dal momento che tali inconvenienti possono pregiudicare pesantemente la durata delle batterie e la funzionalità del carico, il regolatore di carica è un elemento fondamentale del sistema.

- **MPPT:** dispositivo aggiuntivo che viene abbinato al precedente per ottimizzare il funzionamento del sistema; esso consente di estrarre in ogni momento dalla superficie fotovoltaica la massima energia generabile.
- **Accumulo:** insieme degli accumulatori elettrici (parco batterie) che garantiscono l'alimentazione dei carichi anche in condizioni di soleggiamento non ottimali: pertanto rappresentano un elemento fondamentale del sistema.
- **Utenza:** il carico che la caratterizza varia a seconda dei contesti applicativi, in special modo se si tratta di apparecchiature e dispositivi di illuminazione; nel caso che questi necessitino di alimentazione in corrente alternata, dal momento che la superficie fotovoltaica produce energia in corrente continua, occorrerà installare un inverter, ovvero un dispositivo di conversione.

2.2.1 - Il cuore del sistema: l'accumulo

L'accumulo è il componente del sistema fotovoltaico isolato che garantisce la capacità di rispondere in modo adeguato alla domanda elettrica anche continuativa da parte del carico, ovviamente se opportunamente dimensionato.

Il suo ruolo infatti è quello di integrare la potenza erogata dal sistema fotovoltaico qualora questa venga superata dalla domanda del carico (giornate sfavorevoli) e quello di alimentare direttamente il carico durante la notte. Quando la potenza fornita dalla superficie fotovoltaica supera la richiesta del carico, la quota eccedente viene assorbita dall'accumulo (ricarica).

Attualmente il mercato consente di scegliere tra due grandi tipologie di accumulatori, a seconda dei materiali con cui sono realizzati: gli accumulatori al piombo acido, aperti (VLA) o ermetici (VRLA), o al nichel-cadmio. I primi, più economici e più diffusi, producono, come scarto del processo chimico, idrogeno e ossigeno che nella tipologia aperta possono essere dispersi nell'ambiente, nella tipologia ermetica vengono ricombinati all'interno dell'accumulatore stesso. Le batterie al nichel-cadmio garantiscono prestazioni e durata nel tempo superiori, ma i costi molto elevati ne limitano di fatto la diffusione ad applicazioni particolari.

2.2.2 - Dimensionamento del parco batterie

L'accumulo è forse il componente più vulnerabile del sistema fotovoltaico, in quanto facilmente soggetto a malfunzionamenti ed a precoce degrado prestazionale. Un corretto dimensionamento ha quindi come scopo primario definire, a fronte di una domanda energetica determinata dalle esigenze del carico, la configurazione del parco batterie in grado di rispondervi al meglio, tenendo anche conto delle problematiche tecniche proprie dell'attuale tecnologia degli accumulatori.

A questo proposito, nel calcolo deve essere adeguatamente tenuto in conto che la capacità reale di sfruttamento delle batterie è sempre inferiore al valore nominale dichiarato. Sono infatti da segnalare la presenza di due soglie significative sia per il regime di carica che di scarica, oltre le quali gli accumulatori possono accusare danni permanenti o fenomeni di degrado precoce.

Per evitare compromissioni della capacità di carica, a causa di un processo degradativo detto solfatazione, il parco batterie deve essere dimensionato in modo da mantenere sempre un livello minimo di carica, anche nel periodo invernale più sfavorevole. Devono essere evitati quindi episodi di scarica profonda, che possono danneggiare sia il carico, sia gli stessi accumulatori, fissando una soglia denominata *profondità di scarica* (PD_{max}), variabile tra 0,3 e 0,8. Gli accumulatori di qualità migliore sono quelli caratterizzati da un maggiore valore di questo parametro (saranno infatti in grado di garantire senza danni la maggiore disponibilità di energia al carico).

Esiste anche una soglia limitativa per la fase di carica degli accumulatori: nei mesi estivi infatti la produzione maggiorata di energia da parte della superficie fotovoltaica può portare a cicli di sovraccarica per gli accumulatori, particolarmente dannosi in quanto in grado di provocare lo sviluppo di gas all'interno delle batterie, con relativa compromissione delle loro prestazioni. Per scongiurare questo fenomeno la carica solitamente non viene spinta oltre il 90-95% della capacità nominale. La gestione corretta dei cicli di carica e scarica e la rispondenza ai valori di soglia è gestita nell'impianto del regolatore di carica, che ha quindi una funzione di controllo e di monitoraggio del sistema molto importante.

La prima condizione indispensabile per un corretto funzionamento del sistema è che la superficie fotovoltaica sia in grado di garantire in qualsiasi periodo dell'anno la conversione di una quantità di energia (E_g , espressa in Wh/giorno, valutata al netto di tutte le perdite e nel periodo più sfavorevole) superiore a quella assorbita nello stesso periodo di tempo dal carico (E_c):

$$E_g \geq E_c$$

La quota energetica in eccedenza sarà infatti destinata alla carica del parco batteria. Una volta individuata l'entità delle prestazioni che devono essere garantite dal sistema fotovoltaico per la copertura della domanda energetica del carico, il dimensionamento può essere gestito in modo piuttosto elastico, essendo possibili diverse configurazioni (superficie fotovoltaica sovradimensionata abbinata ad un sistema di accumulo limitato, o viceversa superficie con dimensioni strettamente sufficienti alla ricarica di un sistema di accumulo con autonomia maggiore).

La scelta è naturalmente guidata dall'esigenza di ottimizzare dei rapporti reciproci tra le prestazioni e l'entità dell'investimento. Come già accennato, è sconsigliabile sovradimensionare in modo consistente il parco batterie, sia per l'impatto economico sul costo complessivo dell'impianto (l'accumulo in questi sistemi può rappresentare più del 30% del totale dell'investimento) sia per le problematiche tecniche ad esso associate.

La capacità di accumulo Q_b (Wh) deve garantire la continuità dell'alimentazione per un determinato numero di giorni (N_{ga}), in cui le condizioni meteorologiche avverse potrebbero compromettere la captazione da parte della superficie fotovoltaica. Il numero di giorni deve essere stabilito in base alla posizione geografica ed alle condizioni climatiche della località di installazione. Solitamente alle nostre latitudini vengono considerati opportuni 3-4 giorni di autonomia.

La capacità dell'accumulo può essere valutata tramite la seguente espressione:

$$Q_b = \frac{E_{c,max} \times N_{ga}}{\eta_g \times PD_{max}}$$

dove

Q_b capacità dell'accumulo

$E_{c,max}$ valore mensile massimo di E_c

η_g rendimento di carica / scarica dell'accumulo

PD_{max} (Deep of Discharge) valore compreso tra 0 e 1 che tiene conto della massima profondità di scarica ottenibile con la tipologia di batteria prescelta.

Applicando questa relazione al nostro caso di studio, ossia al dimensionamento del parco batterie per il Campus di Savona, secondo le seguenti ipotesi:

$$E_{c,max} = 2.500 \text{ kWh/g}$$

$$\eta_g = 0,8$$

$$PD_{max} = 0,8$$

si arriva a definire una capacità di accumulo

$$Q_b = \frac{2.500 \times 4}{0,8 \times 0,8} = 15.625 \text{ kWh}$$

Tale valore, in funzione delle soglie di carica e scarica precedentemente citate, non è ancora quello che permette di determinare l'entità del parco batterie; occorre infatti tenere conto anche dell'influenza della temperatura circostante l'accumulo, fattore in grado di condizionare in modo significativo la capacità del sistema, quanto più ci si discosta dalla temperatura standard di riferimento (25°C). Per temperature inferiori infatti si verifica un decremento delle prestazioni dello 0,6% a fronte di una diminuzione della temperatura di un grado.

L'aumento della capacità di accumulo necessaria per far fronte all'influenza della temperatura è valutabile come segue:

$$\Delta Q_b = 0,6\% \times \Delta T_i$$

dove

Q_b capacità dell'accumulo

ΔT_i differenza di temperatura tra quella standard e quella minima invernale del sito di installazione $\Delta T_i = (T_{std} - T_{min,inv})$

Nel nostro caso, considerando un valore minimo di temperatura in inverno pari a 0°C, otterremo

$$\Delta Q_b = 0,6\% \times (25 - 0) = 15\%$$

La capacità compensata che dovrà essere garantita dall'accumulo nelle condizioni termiche caratteristiche del sito di installazione avrà quindi la seguente espressione:

$$Q_{b,min} = \frac{Q_b}{1 - \Delta Q_b} = \frac{15.625}{1 - 0,15} = 18.382 \text{ kWh}$$

Altrettanto dannose per l'accumulo sono temperature di esercizio sensibilmente superiori al valore standard di 25°C. In questi casi infatti il processo di degrado risulta accelerato fino a compromettere pesantemente la sua durata nel tempo (a fronte di un

incremento di 10°C della temperatura di esercizio, l'attendibilità di vita può essere anche dimezzata).

Questa sensibilità al fattore temperatura consiglia l'uso di forme di protezione degli accumuli al piombo, come l'uso di locali riscaldabili nei mesi più freddi, in cui le batterie siano però disposte distanziate le une dalle altre per favorire, nei mesi estivi, la ventilazione del sistema.

Nel caso di accumulatori al piombo ermetici, la ventilazione è necessaria anche per garantire la dispersione dell'idrogeno (potenzialmente esplosivo ad alte concentrazioni) eventualmente sprigionatosi durante i cicli di ricarica, fenomeno che può verificarsi facilmente nel caso vi siano disuniformità prestazionali delle batterie.

Per poter valutare l'idoneità di una tipologia di batterie per la realizzazione di un accumulo, si devono prendere in considerazione diversi parametri e informazioni tecniche, riportate sull'involucro dell'accumulatore o fornita dal produttore.

Tutti gli accumulatori sono caratterizzati da una determinata tensione nominale, multipla del valore base di 2V (tensione di una singola cella). Un altro dato particolarmente importante è la capacità nominale (in Ah) che rappresenta la carica fornita da parte dell'accumulatore durante una scarica a regime costante, in condizioni determinate (regime di carica, temperatura e tensione di fine carica forniti).

Ad esempio se un accumulatore ha una capacità nominale dichiarata di 1.000 Ah con un regime di scarica di 10 ore (indicata nella targa con la dicitura C_{10}), a 20°C e con una tensione di fine scarica di 1,80 V/elemento, significa che esso può, a una temperatura di esercizio di 20°C, fornire una corrente costante di scarica di 100A per la durata di 10 ore, raggiungendo dopo questo intervallo di tempo una tensione di fine scarica di 1,80V per ogni elemento.

La capacità nominale di un accumulatore è quindi riferibile ad un particolare regime di scarica. Tale regime è strettamente legato all'applicazione a cui l'accumulatore è destinato: per gli usi stazionari ci si riferisce solitamente a 10 ore, per l'autotrazione a 20 ore, mentre per il fotovoltaico ci si riferisce a intervalli più lunghi (circa 100 ore), intendendo con questo la necessità del sistema di garantire l'autonomia per diversi giorni.

Dal momento che spesso si utilizzano per gli accumulatori batterie con dati di targa riferiti a intervalli temporali molto più brevi, in quanto non specificatamente prodotte per le applicazioni fotovoltaiche, può essere necessario valutare la capacità utile realmente disponibile in condizioni d'uso che richiedano regime di scarica più lunghi di quelli specificati in targa.

E' abbastanza intuitivo che, a parità di capacità nominale dichiarata, se si considera un regime di scarica più lungo di quello indicato, fino al raggiungimento di una tensione di fine scarica più bassa, la capacità effettivamente ricavabile dall'accumulatore sarà maggiore (si riescono a sfruttare più a fondo le "risorse" chimiche della batteria). Può essere utile considerare la seguente relazione empirica che consente di ottenere una stima attendibile della capacità utile di un accumulatore utilizzato a regime diverso da quello convenzionale:

$$C_{100} = C_{20} \times 1,25$$

con C_n capacità dell'accumulo riferita a un regime di scarica di n giorni.

Di seguito vengono riportati i dati tecnici di alcuni modelli di accumulatori estratti dal catalogo di una casa costruttrice esperta del settore, aventi regime di scarica di 100 ore (*tipologia - batterie stazionarie a piastre piane*):

MODELLO	TENSIONE NOMINALE (V)	CAPACITA' A 100 ORE (Ah)	PESO (Kg)		DIMENSIONI (mm)		
			senza liquido	con liquido	Lunghezza	Larghezza	Altezza
A	12	105	21	26	270	175	225
B	12	176	34	44	344	175	285
C	6	268	32	36	244	190	274
D	6	268	27	33	244	190	274

Esistono poi altri modelli con regime di scarica pari a 20 ore, per i quali è possibile determinare il valore corrispondente al regime di scarica di 100 ore mediante la relazione vista in precedenza (*tipologia - batterie semistazionarie tubolari monoblocco*):

MODELLO	TENSIONE NOMINALE (V)	CAPACITA' A 20 ORE (Ah)	CAPACITA' A 100 ORE (Ah)	PESO (Kg)
E	12	42	52,5	15
F	12	122	152,5	0,89

I costi di ciascuna tipologia di accumulatore sono i seguenti:

MODELLO	COSTO (€)
A	150,00
B	200,00
C	180,18
D	180,18
E	99,79
F	225,00

La tensione di funzionamento dei moduli fotovoltaici, pari a 220V, viene raggiunta accoppiando in maniera opportuna in serie e parallelo le batterie. Per questo motivo risultano poco vantaggiose, dal punto di vista delle prestazioni dell'intero sistema fotovoltaico, gli accumulatori aventi tensione nominale di 6V, in quanto sarebbero necessari in quantità doppia rispetto a quelli da 12V, con inevitabili perdite di rendimento dovute ai collegamenti.

Consideriamo quindi le sole batterie aventi tensione nominale pari a 12V per determinare l'entità del parco batterie che soddisfi la capacità $Q_{b,min}=18.832$ kWh calcolata in precedenza:

MODELLO	TENSIONE NOMINALE (V)	X CAPACITA' A 100 ORE (Ah)	= POTENZA EROGATA IN 100 ORE (kWh)	NUMERO BATTERIE NECESSARIE A SODDISFARE $Q_{b,min}$
A	12	105	1,26	14.589
B	12	176	2,112	8.704
E	12	52,5	0,63	29.178
F	12	152,5	1,83	10.045

L'esborso corrispondente, per ciascuna tipologia di batteria, risulta essere:

MODELLO	ESBORSO (€)
A	2.188.350
B	1.740.800
E	2.911.672,62
F	2.260.125

La scelta del modello di accumulatore più conveniente, sia per numerosità che per ammontare dell'investimento, ricadrà sulla tipologia B.

2.2.3 - Dimensionamento del campo fotovoltaico

Il passo successivo sarà determinare la superficie del campus da coprire con pannelli fotovoltaici: tale superficie dovrà sopperire alla richiesta del carico durante la settimana caratterizzata dai consumi più elevati, tipicamente durante il periodo invernale, il cui andamento si suppone essere quello riportato all'inizio di questo capitolo e corrispondente a 17.750 kWh/settimana.

Per calcolare l'area del campo si può utilizzare la seguente relazione tratta dalla letteratura:

$$A_{g,\min} = \frac{E_c}{\eta_g \times G_m \times K}$$

dove:

E_c Energia richiesta dal carico elettrico nella settimana (Wh/settimana)

$\eta_g = \eta_{\text{mod}} \times \eta_{\text{bos}}$ (rendimento moduli x rendimento BOS) Rendimento specifico

G_m Radiazione globale media settimanale su base mensile incidente sul piano dei moduli (Wh/m² settimana)

K Coefficiente riduttivo pari a 0,97

Assumendo:

$E_c = 17.750$ kWh/settimana, relativa alla settimana invernale più sfavorevole

$\eta_g = \eta_{\text{mod}} \times \eta_{\text{bos}} = 0,17 \times 0,85 = 0,1445$, in cui si tiene conto di un rendimento dei moduli pari al 17%, la massima efficienza attualmente ottenibile con moduli in silicio monocristallino, e un rendimento del BOS dell'85%

$G_m = 10,3$ kWh/m² settimana, relativa ad una settimana nel mese di dicembre, in cui la radiazione globale incidente è la più bassa dell'anno
si ricava:

$$A_{g,\min} = \frac{E_c}{\eta_g \times G_m \times K} = \frac{17.750.000}{0,1445 \times 10.300 \times 0,97} = 12.294,8 \text{ m}^2$$

Supponendo di installare pannelli fotovoltaici in grado di fornire una potenza di picco pari a 160 Wp/m², valore limite che la attuale tecnologia è in grado di raggiungere, il nostro impianto potrebbe fornire una potenza complessiva di 1.967,2 kWp.

Riprendendo il grafico sui costi di realizzazione di impianti di questo tipo riportato in figura 1.7, si può notare come per potenze elevate ($P > 300$ kW) si può arrivare ad un valore minimo di 4.000 €/kWp; ciò comporterebbe comunque un esborso di 7.868.000 € per il solo campo fotovoltaico, che sommato al costo del parco batterie implica un investimento di **9.608.800 €**.

L'ipotesi di rendere autonomo il Campus di Savona utilizzando la tecnologia fotovoltaica risulta quindi essere poco percorribile: attualmente infatti l'esborso necessario è troppo elevato per poter pensare di rientrare in tempi brevi, soprattutto a fronte di un risparmio sul prezzo dell'energia elettrica non così elevato. Nel 2004 la spesa complessiva alla voce energia elettrica, estratta dai dati del bilancio economico

del Campus, è stata di **90.561,17 €**, per cui occorrerebbero **106 anni** per rientrare della spesa citata in precedenza. Per questo motivo non riveste alcun interesse un'analisi più approfondita mediante business plan sulla fattibilità dell'investimento.

Inoltre la necessità di dimensionare gli impianti "stand alone" sui consumi delle settimane invernali porta ad un notevole sovradimensionamento nei mesi estivi, nei quali i consumi subiscono drastici cali a fronte di una produzione di energia elettrica quasi quadruplicata rispetto al mese di dicembre grazie all'aumento della radiazione solare incidente (si passa dai 10,3 kWh/m² settimana a dicembre ai 46,5 kWh/m² settimana a luglio), senza poter tuttavia accumulare la quantità eccedente per un uso nei mesi invernali a causa della limitata capacità delle batterie.

Un'applicazione più interessante potrebbe essere invece affiancare a questa tipologia di impianti un generatore di energia elettrica, in modo da soddisfare l'intera richiesta del carico con la tecnologia fotovoltaica nel periodo maggio-ottobre, mentre in inverno e nei mesi più freddi della primavera e dell'autunno i pannelli solari potrebbero garantire un 50-70% dell'energia elettrica consumata lasciando la percentuale rimanente al generatore.

I limiti degli impianti stand alone potrebbero essere in parte eliminati se fosse possibile disporre di un accumulo infinito in modo da poter riutilizzare tutta l'energia in eccesso prodotta nei mesi ad elevata insolazione. Questo è ciò che avviene negli impianti connessi alla rete, nei quali la rete rappresenta appunto un accumulo infinito.

2.3 - Installazione di un impianto "grid-connected" di potenza inferiore a 20 kW

I sistemi connessi in rete (grid-connected) producono energia elettrica per l'utenza e cedono la quantità prodotta in eccedenza alla rete elettrica durante il giorno, mentre nelle ore notturne sfruttano l'allacciamento per l'alimentazione tradizionale, dal momento che il generatore fotovoltaico è inattivo.

Essi si distinguono dai sistemi isolati per l'assenza di accumulo e per la necessaria presenza di un inverter che trasforma la corrente continua prodotta dalla superficie fotovoltaica in alternata il più possibile simile a quella fornita dalla rete, in termini di forma e purezza del segnale.

Il principio della connessione alla rete è quello di consentire il flusso energetico in due direzioni: quando la superficie fotovoltaica converte più energia di quella contemporaneamente assorbita dal carico, l'eccedenza viene inviata alla rete. Quando

la produzione è invece insufficiente, l'elettricità necessaria per integrare la quota autoprodotta dall'impianto viene acquisita direttamente dalla rete.

I sistemi connessi alla rete sono quindi equipaggiati con due contatori o più frequentemente con uno unico, bidirezionale, per consentire la valutazione dei flussi in ingresso e in uscita. In base alle rilevazioni del sistema di contabilizzazione, viene effettuato il conguaglio tra l'energia prodotta e l'energia assorbita.

2.3.1 - Il sistema di scambio sul posto

Il sistema di scambio sul posto è stato introdotto dal D.lgs 387/03 per incentivare la diffusione di piccoli impianti ($P \leq 20$ KW) dimensionati sulla taglia dell'utenza allacciata. La legge consente al proprietario di questi impianti di configurarsi a tutti gli effetti come cliente finale, ovvero di disporre di un normale contratto di fornitura con il distributore locale con il quale potrà solo "scambiare" energia ma non venderla; il servizio di scambio sul posto consente infatti di utilizzare l'energia prodotta e non consumata, in istanti di tempo futuri. La rete viene utilizzata come un serbatoio di energia dal quale l'utente può attingere dal suo credito energetico accumulato per un periodo massimo di 3 anni: nasce un credito energetico nel momento in cui viene prodotto un KWh che non viene consumato all'atto della generazione. Tale credito energetico sarà tipicamente composto da KWh con diverse scadenze.

Questo sistema di contabilizzazione dell'energia in ingresso ed in uscita dall'utenza è possibile attraverso l'installazione di un sistema di misuratori bidirezionali. Per l'energia fotovoltaica, inoltre, il sistema di scambio sul posto risulta particolarmente vantaggioso in quanto è presente un incentivo in conto energia che riconosce per ogni KWh prodotto e consumato una tariffa incentivante pari a 0,445 Euro/ KWh. Tale incentivo scoraggia fortemente l'installazione di impianti sovradimensionati rispetto alla taglia elettrica dell'utenza.

2.3.2 - Principali elementi di un sistema connesso alla rete

- **Superficie fotovoltaica (o campo fotovoltaico):** generatore vero e proprio, composto dall'insieme dei moduli fotovoltaici direttamente esposti alla radiazione solare.
- **BOS (Balance of System):** insieme di tutta la componentistica che costituisce il sistema fotovoltaico, ad esclusione dei moduli. Comprende quindi anche i cavi di

collegamento e l'inverter, dispositivo indispensabile per l'interfaccia con le utenze in corrente alternata direttamente servite dal sistema e con la rete distributiva.

- **Carico:** per la loro applicabilità in ambiente urbanizzato e urbano le tipologie di utenze possono essere le più svariate (residenza, terziario, ecc.). Nella quasi totalità dei casi comunque i carichi necessitano di alimentazione in corrente alternata.

2.3.3 - Considerazioni economiche

Il costo di un impianto connesso alla rete, stimato attualmente intorno a 5.000 €/kWp, si pensa possa subire in futuro una progressiva diminuzione in corrispondenza di un'espansione del mercato del settore.

Ipotizzando come in precedenza per l'impianto stand alone di utilizzare pannelli fotovoltaici con le prestazioni migliori attualmente in commercio, ossia in grado di fornire una potenza di picco pari a 160 Wp/m² e con efficienza del 17%, saranno necessari 125 m² per raggiungere la potenza desiderata di 20 kWp.

Nel seguito verrà proposto un business plan relativo all'installazione nel Campus di Savona di un impianto fotovoltaico grid-connected: per il calcolo del cash flow sono state fatte alcune ipotesi basate su indicazioni di esperti del settore, che vengono riportate qui di seguito:

- Consumo di tutta l'energia prodotta e quindi assenza di saldo residuo in scadenza
- tariffa incentivante pari a 0,436 €/kWh e costante per tutta la vita utile dell'impianto
- rendimenti di trasformazione dell'impianto costanti nel tempo
- costo d'installazione e acquisto - 5.000 €/kWp
- vita utile dell'impianto - 20-25 anni
- produzione media giornaliera sull'arco dell'intero anno - 70 kWh/giorno così calcolati:

Insolazione media annua (hWh/m ² anno)	x Efficienza moduli	x Efficienza BOS	x Superficie occupata da 20 kWp di moduli (m ²)	= Elettricità prodotta mediamente in un anno in corrente alternata (kWhel / anno)
1.420	17%	85%	125	25.648,75

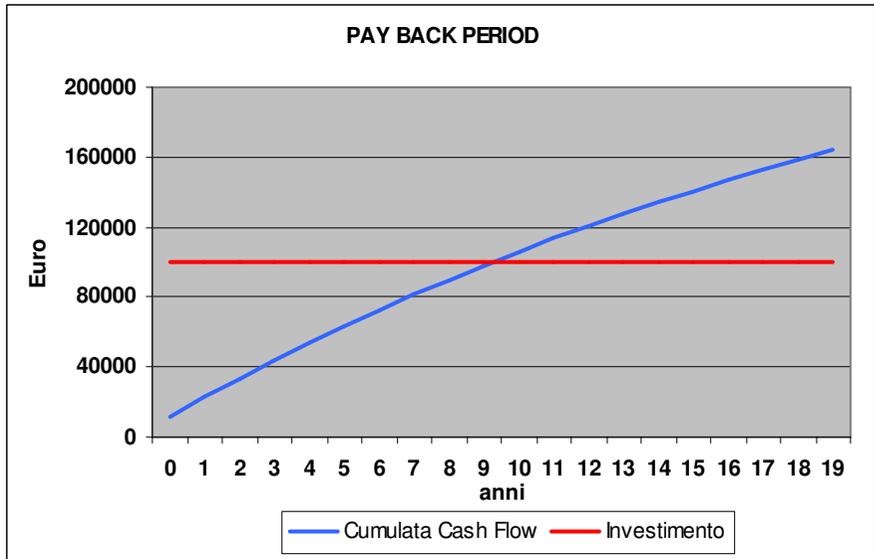
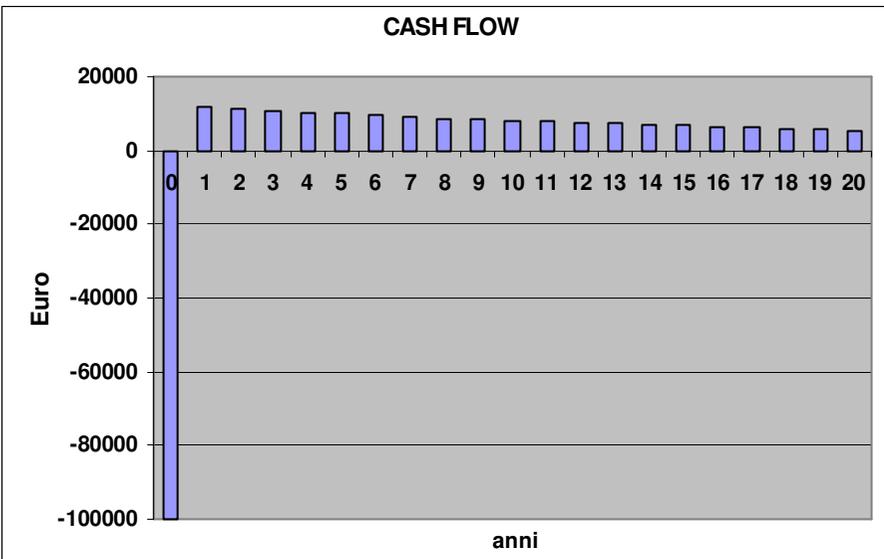
La quantità sopra riportata, divisa per i 365 giorni annui, consente di ricavare 70 kWh/giorno.

- costo di acquisto dell'energia dalla rete - 0,095 €/kWh
- costo di manutenzione - 1.500 €/anno
- tasso di attualizzazione - 4%

Dall'analisi dei grafici riportati nella pagina che segue emerge come questa seconda modalità di sfruttamento della tecnologia fotovoltaica sia decisamente vantaggiosa: l'orizzonte temporale necessario a rientrare dell'investimento iniziale si riduce a 9-10 anni, periodo comunque accettabile soprattutto a fronte di un sicuro guadagno futuro.

	ANNI																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Introiti tariffa incentivante [euro]		11139,8	11139,8	11139,8	11139,8	11139,8	11139,8	11139,8	11139,8	11139,8	11139,8	11139,8	11139,8	11139,8	11139,8	11139,8	11139,8	11139,8	11139,8	11139,8	11139,8
Risparmio sull'acquisto di energia [euro]		2427,25	2427,25	2427,25	2427,25	2427,25	2427,25	2427,25	2427,25	2427,25	2427,25	2427,25	2427,25	2427,25	2427,25	2427,25	2427,25	2427,25	2427,25	2427,25	2427,25
Costo di manutenzione [euro]		1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Costo acquisto ed installazione [euro]	100000																				
Cash Flow non attualizzato [euro]	-100000	12067,1	12067,1	12067,1	12067,1	12067,1	12067,1	12067,1	12067,1	12067,1	12067,1	12067,1	12067,1	12067,1	12067,1	12067,1	12067,1	12067,1	12067,1	12067,1	12067,1
Cash Flow attualizzato [euro]	-100000	11602,9	11156,7	10727,6	10315	9918,24	9536,76	9169,97	8817,28	8478,15	8152,07	7838,53	7537,04	7247,16	6968,42	6700,4	6442,7	6194,9	5956,64	5727,53	5507,24

Net Present Value [euro] 63995,148
Tasso Interno Netto [%] 10%
Pay Back Period [anni] 9/10



CONCLUSIONI

La tecnologia fotovoltaica rappresenta attualmente la modalità di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili più in espansione a livello europeo e soprattutto italiano. Tuttavia le potenzialità di questa tecnologia sono ancora limitate ad applicazioni per utenze caratterizzate da consumi ridotti, in particolare per le modalità di impianto "stand alone": pensare di produrre tutta l'energia elettrica necessaria ad alimentare centri come il Campus Universitario di Savona in cui si hanno consumi dell'ordine di molte centinaia di MWh annui è improponibile, perché ciò richiederebbe investimenti troppo elevati e la disponibilità di aree dove installare i pannelli solari e il parco batterie di cui non è facile disporre.

Le aree attualmente predisposte all'installazione di pannelli fotovoltaici, quali i frangisole della palazzina Lagorio, si è visto come, nell'arco di un anno, non potrebbero soddisfare nemmeno i consumi di una settimana del Campus di Savona. Bisognerebbe quindi coprire buona parte della attuale superficie su cui si estende il Campus con pannelli solari, al quale va aggiunto un ampio locale in cui installare il parco batterie, ipotesi francamente poco realizzabile.

La scelta vincente sta invece nel soddisfare una fascia di base dei consumi mensili con energia elettrica prodotta in loco o acquistata dalla rete, e nell'utilizzare la tecnologia fotovoltaica con impianti di potenza inferiore a 20kW i quali, oltre a fornire la restante quota parte di consumi, possono usufruire di vantaggiosi incentivi in grado di garantire un ritorno dell'investimento a breve termine un progressivo risparmi nell'arco della vita utile dell'impianto stesso.

Uno studio di fattibilità di questo investimento richiederebbe ovviamente una stima più precisa sui consumi annui del sito in esame, il Campus di Savona nel nostro caso, basata su osservazioni pluriennali e non sulla singola settimana, ma siamo certi che i risultati che si potrebbero ottenere si discosterebbero di poco da quanto emerso dalla nostra analisi.