

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI
DI PADOVA



Facoltà di Ingegneria
Tesi di Laurea in Ingegneria dell'Automazione

**STUDIO DI TEGOLE
FOTOVOLTAICHE E
RIPROGRAMMAZIONE PLC ALLA
CHENNA S.R.L.**

Relatore:
Chiar.mo Prof. Gaudenzio Meneghesso

Laureando:
Luca Lovato

Anno Accademico 2010 - 2011

Alla mia famiglia

Indice

1	Introduzione	1
2	Riprogrammazione dei PLC	7
2.1	Descrizione dell'impianto	7
2.2	Lavoro svolto	9
3	Sviluppo scandola fotovoltaica	21
3.1	Fattori di mercato	21
3.1.1	Offerta attuale	21
3.1.2	Il Conto Energia	23
3.1.3	Green building	27
3.2	Studio della tegola	30
3.2.1	Il problema del calore nel fotovoltaico	31
3.2.2	Soluzione A	39
3.2.3	Esempio di un piccolo impianto con tegole A	43
3.2.4	Ipotesi di utilizzo di moduli al telloruro di cadmio	51
3.2.5	Soluzione B	52
3.2.6	Esempio di un piccolo impianto con tegole B	68
4	Conclusioni	73
5	Ringraziamenti	75
A	I PLC	77
B	Il fotovoltaico	79
C	Le normative di riferimento	85

Capitolo 1

Introduzione

Questa tesi di laurea è il resoconto del mio operato, durante il tirocinio presso la ditta CHENNA S.R.L. di Ruscleto di Fagagna, in provincia di Udine, nel periodo che va da giugno 2010 a marzo 2011. In questi mesi ho cercato di migliorare l'efficienza di alcuni macchinari ed ho effettuato uno studio preliminare per lo sviluppo di una tegola piatta (in gergo "scandola") fotovoltaica. Questo elemento di copertura del tetto dovrebbe consentire all'azienda di entrare nel mercato delle coperture di edifici con un prodotto nuovo, che permetta la cattura dell'energia solare a manufatti di CHYLON, un innovativo materiale che essa produce.

CHENNA s.r.l.

La Chenna è stata fondata una ventina di anni fa per produrre sedili per sedie da uffici per il gruppo Crabo, operante nel campo dell'arredo. La crisi del settore ha portato, negli ultimi anni, la necessità di differenziare la produzione e l'azienda ha trovato un terreno fertile nella produzione di materiali per l'edilizia e di arredi per esterni.

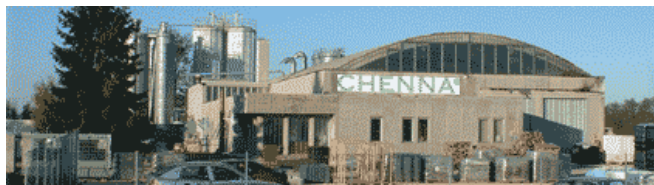


Figura 1.1: stabilimenti Chenna

La Chenna produce manufatti utilizzando tre tipi di materiali:

- CHYLON è un materiale composito formato da polietilene (55%) e legno (45%) ottenuto per estrusione e stampaggio; è indicato per applicazioni che richiedono buone tenute meccaniche a rottura, unite ad una indeformabilità sotto sforzo. Applicato usualmente per piastrelle per esterni e sedili, schienali e scocche per sedie.



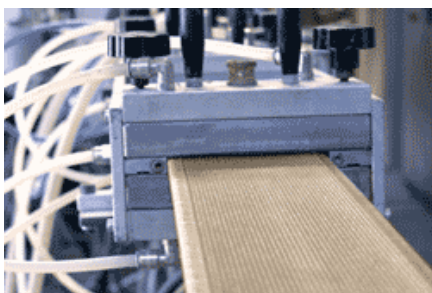
(a) scarico sedile da stampo



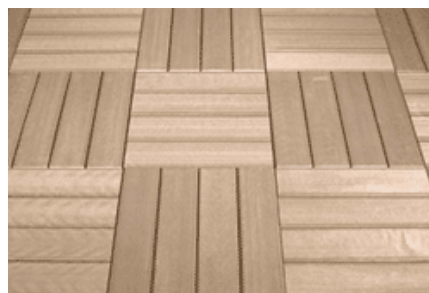
(b) piastrella per esterni

Figura 1.2: Chylon

- CHYLAB è un materiale composito formato da polietilene (30%) e legno (70%) ottenuto attraverso un sistema di estrusione a profilo continuo: è indicato per applicazioni che richiedono buone tenute meccaniche a rottura, unite a peculiari caratteristiche di elasticità. Applicato attualmente per pavimentazioni per interni ed esterni e pareti ventilate.



(a) estrusione doga



(b) pavimentazione

Figura 1.3: Chylab

- CHYPLAST è un materiale formato da una miscela di polietilene ad alta e bassa densità che viene ottenuto attraverso un processo di stampaggio ad iniezione. Indicato per applicazioni che richiedono buone tenute meccaniche a rottura e per utilizzi che prevedono sforzi a deformazione. Utilizzato per sedili e schienali per sedie da casa e da ufficio.



(a) stampaggio



(b) bancale di sedili

Figura 1.4: Chyplast

Chylon

Il materiale con cui si pensa di implementare le tegole fotovoltaiche è il Chylon, una amalgama di fibre di legno e materiale termoplastico. I due componenti, anche se legati saldamente, restano distinti nell'amalgama offrendo la facilità di modellazione delle plastiche unita alle caratteristiche di resistenza meccanica del legno. Chylon permette di ottenere per stampaggio a caldo manufatti di forma articolata e di notevoli caratteristiche meccaniche. E' inoltre un materiale a forte vocazione ecologica: le fibre di legno sono ricavate dagli sfridi delle lavorazioni dei pannelli derivati dal legno ed il materiale plastico è ottenuto riciclando e macinando recipienti e contenitori di vari tipi. Ne risulta un'eccezionale materia prima, ottenuta recuperando materiali altrimenti destinati alle discariche. I manufatti in Chylon non più utilizzati possono essere nuovamente immessi nel ciclo produttivo come materia prima: basta macinarli.

I componenti del Chylon sono:

- **PLASTICA:** la parte plastica viene ricavata riciclando contenitori di detersivi, cosmetici e alimentari ottenuti da raccolta differenziata dei rifiuti. I recipienti raccolti vengono lavati e macinati, ottenendo una miscela costituita principalmente da polietilene, sia ad alta che a bassa densità (PE-HD / PE-LD), e in misura minore da polipropilene (PP). Sono presenti quantità trascurabili delle altre plastiche (ABS, etc.) utilizzate nella produzione di contenitori in plastica.
- **LEGNO:** la parte legnosa è ottenuta dagli sfridi della produzione di pannelli truciolari e di fibra, macinati ed essiccati fino a ridurli in pagliuzze. Questi frammenti legnosi formano all'interno del Chylon un reticolo di fibre di legno, conferendo al materiale una notevole resistenza alle sollecitazioni meccaniche.

L'amalgama finale del Chylon mantiene sia la lavorabilità dei materiali plastici che le caratteristiche meccaniche del legno, ponendosi a un livello nettamente superiore rispetto ad altri materiali di origine legnosa quali i truciolari, gli MDF e gli OSB¹.

Il materiale dimostra buone caratteristiche meccaniche nonché una notevole resistenza ad agenti atmosferici, acqua e calore. La sua particolare composizione lo rende particolarmente sfruttabile nel settore dell'isolamento acustico. Chylon è lavorato con le tecniche dei materiali plastici stampati e ciò permette di realizzare facilmente manufatti di forme articolate e complesse: si può ottenere con un'unica stampata un manufatto finito in ogni sua componente, abbattendo enormemente i costi di produzione. Il manufatto ottenuto può poi essere normalmente verniciato, incollato o sottoposto ad altre trasformazioni o lavorazioni. Dati i costi iniziali relativamente sostenuti per la realizzazione di uno stampo, l'impiego del Chylon si dimostra economicamente conveniente per prodotti per lo meno di media diffusione. Nella tabelle seguenti si riportano le caratteristiche tecniche di questo materiale.

¹Il Medium Density Fiberboard e l'Oriented Strand Board sono materiali formati da sfridi di legno e resine

densità (kg/m^2)	1010-1080
----------------------	-----------

(a) densità

Resistenza a trazione Min. (Mpa)	10,30
Resistenza a trazione Max. (Mpa)	15,50
Allungamento al picco Min. (%)	0,9
Allungamento al picco Max. (%)	2,2
Modulo elastico a trazione Min. (Mpa)	2000
Modulo elastico a trazione Max. (Mpa)	3700

(b) RESISTENZA A TRAZIONE (ASTM D 638M/87B)

Resistenza a flessione Min. (Mpa)	16,20
Resistenza a flessione Max. (Mpa)	30,10
Modulo elastico a flessione Min. (Mpa)	1000
Modulo elastico a flessione Max. (Mpa)	2050

(c) RESISTENZA A FLESSIONE (ASTM D 790M/86)

EMISSIONI FORMALDEIDE	sotto la sensibilità del metodo
-----------------------	---------------------------------

(d) EMISSIONI FORMALDEIDE (EN 717-2/94)

Resilienza Min. (kJ/m ²)	5,80
Resilienza Max. (kJ/m ²)	11,50
Rigonfiamento min. (%)	0,35
Rigonfiamento max. (%)	3,40

(e) RESILIENZA (ISO 179/93 – PENDOLO DI CHARPY)

RESISTENZA AGLI SBALZI DI TEMPERATURA
livello di prova 5

(f) RESISTENZA AGLI SBALZI DI TEMPERATURA (UNI 9429/89)

Temperatura (C°)	Osservazioni
40°	nessun difetto
50°	nessun difetto
60°	nessun difetto
70°	nessun difetto
80°	nessun difetto
90°	nessun difetto
100°	nessun difetto

Tabella 1.1: RESISTENZA A TEMPERATURA (ESPOSIZIONE DI 4 ORE PER OGNI LIVELLO DI TEMPERATURA)

Capitolo 2

Riprogrammazione dei PLC

2.1 Descrizione dell'impianto

Il prima priorità assegnatami dal tutor aziendale è stata quella di riprogrammare i due PLC Mitsubishi Melsec serie A1S che gestiscono la produzione dei manufatti in Chylon. Questi vengono realizzati da due linee gemelle di estrusione-stampaggio, completamente automatizzate. Il processo è il seguente:

1. Il legno e la plastica vengono mescolate insieme all'ingresso dell'estrusore.
2. All'uscita dell'estrusore si ottiene un trafilato di materiale a sezione rettangolare (270x30mm.; 250x32mm.; 150x62mm.) che viene calibrato da due rulli raffreddati. Il materiale in uscita dall'estrusore, comunque caldo, è allo stato semi-fluido ovvero non è completamente fluido, come accade nello stampaggio per iniezione, ma ha una consistenza simile a quella della pasta cruda del pane.
3. Una taglierina temporizzata permette di ottenere la quantità di materiale necessaria a riempire il volume dello stampo (figura 2.1a); una successiva bilancia automatizzata verifica la conformità del peso del materiale rispetto la tolleranza stabilita.
4. Ricevuto il consenso dal sistema di pesatura, il pane caldo prosegue su nastri trasportatori da cui viene prelevato ed inserito nello stampo predeterminato dal software.

5. Lo stampo – raffreddato da un circuito di acqua refrigerata - si chiude, calando dall'alto, e manda in compressione il materiale iniziando la fase di raffreddamento del manufatto (figura 2.1b).
6. Al termine del ciclo lo stampo si apre ed il sistema di scarico lo preleva e lo deposita sui rulli di evacuazione.



(a) taglierina



(b) stampo chiuso

Figura 2.1: fasi della filiera

Le attuali linee di produzione Chenna utilizzano due linee di presse con quattro vani ognuna, di dimensione massima utile in pianta di 600x700 mm. Questi macchinari erano stati inizialmente pensati per produrre anche manufatti più grandi, fino a misure massime di circa 1300x700 mm, utilizzando uno stampo di dimensioni doppie, in modo da avere a disposizione lo spazio di due vani contemporaneamente: tuttavia la tipologia di prodotti che l'azienda doveva produrre (componenti di sedie per la Crabo) non prevedeva articoli di questi dimensioni, e quindi questa potenzialità non fu implementata a livello software. Ora che le necessità dell'azienda sono cambiate, implementare questa funzionalità può risultare utile: nella produzione di scandole in primis. Un'altra questione riguarda l'evoluzione dell'hardware: nel corso degli anni si sono riscontrati dei problemi con la configurazione iniziale dei macchinari. Il meccanismo di carico dei pani sugli stampi era stato implementato con un sistema di ventose posto su un carroponete, che spesso nella fase di accelerazione e decelerazione perdevano il carico. A questo inconveniente fu posto rimedio cambiando il vecchio sistema di carico con uno basato su nastri trasportatori. Alle modifiche hardware però non corrispose una modifica del software:

sfortunatamente infatti non erano più disponibili i file sorgenti originali dei PLC che controllano la gestione del carico e dello scarico delle linee di produzione e i programmatori che svilupparono il software originario non erano più reperibili. Interfaciando un portatile ai PLC è stato comunque possibile recuperare la lista di istruzioni dei programmi, seppur senza commenti. Piuttosto che far interpretare e modificare le istruzioni macchina dei PLC, si ritenne più pratico ed economico installare dei micro-controllori Omron che lavorassero in parallelo ai PLC e che gestissero le funzioni che il vecchio programma "riciclato" non controllava. L'idea funzionò, ma il sistema non era ottimizzato.

2.2 Lavoro svolto

Nel lavoro di programmazione, l'azienda mi ha chiesto di perseguire due obiettivi: rivedere il programma per massimizzarne l'efficienza per l'attuale produzione di manufatti a singolo stampo e provvedere ad implementare le funzionalità per consentire lo stampaggio a vani accoppiati. Dopo aver studiato il linguaggio di programmazione dei PLC, con cui mi accingevo a lavorare, dai manuali tenuti nell'archivio tecnico dell'azienda, ho cercato di interpretare il codice fornitomi. Un frammento del codice su cui ho lavorato è visibile in figura 2.2b. La difficoltà nell'interpretazione del codice non risiedeva tanto nella natura di basso livello del linguaggio di programmazione, quanto nell'oscurità degli operandi: indirizzi del rack degli input/output ed anonimi registri interni. Nella decifrazione mi sono servito di quanto segue:

- la documentazione tenuta per la manutenzione: mi ha permesso di identificare la maggior parte degli ingressi e delle uscite;
- l'indagine diretta sul macchinario: controllare i led posti sui moduli dei PLC mentre si agiva su fincorsa e fotocellule, mi ha permesso di verificare certi meccanismi;
- l'indagine sulla programmazione del terminale di interfaccia utente dei PLC: per interagire con il programma e visualizzare statistiche, i terminali agiscono sui registri del PLC e lo studio del contesto, in cui venivano utilizzati dati registri, mi ha permesso di inquadrare alcune funzioni;

- la “memoria storica” del capofabbrica che pazientemente ha cercato di spiegarmi alcune meccaniche della lavorazione;
- le competenze apprese nel corso di Automazione Industriale del professor Vitturi;
- molta deduzione.

Per la programmazione delle istruzioni per il PLC ho utilizzato il programma MELSEC MEDOC, per la programmazione del terminale di interfaccia ho invece utilizzato il MAC Programmer+.

Il programma caricato sul PLC presentava tre modalità di funzionamento:

- "Manuale": permetteva ad un operatore di agire sulla pulsantiera di controllo per gestire alcune funzioni del macchinario.
- "Inseguimento pesi": l'operatore sceglieva quando tagliare il pane; le altre operazioni venivano gestite dalla macchina.
- "Automatico": il PLC si faceva carico di tutto il lavoro.

Un PLC A1S consente di far girare programmi composti da un massimo di 6143 istruzioni. La struttura del programma originale era la seguente:

0-1097: sequenze di prova

1098-1304: stato funzionamento "manuale"

1305-1678: stato funzionamento "inseguimento pesi"

1679-4163: stato funzionamento "automatico"

4164-4254: stato funzionamento di emergenza: si passa a questo stato qualora si sia riscontrato qualche problema

4255-4518: stato di ripristino: controllo dei time-out, all'occorrenza viene fatta suonare la sirena, viene messo in sicurezza l'impianto

4519-4961: è la parte dedicata ai sottoprogrammi, ovvero funzioni e routine richiamate nelle sezioni precedenti del codice.

In particolare possiamo riassumere il codice del programma nello stato automatico nei seguenti blocchi:

1679→1694: verifica di essere nello stato automatico

1695→1772: ciclo di taglio

1773→1820: pesatura del pane di materiale

1821→1855: calcolo della portata dell'estrusore sulla base del peso dei pani tagliati

1856→1928: calcolo dei limiti di tolleranza di peso del pane per la specifica testa

1929→2212: assegnazione quota di ingresso al manipolatore a seconda della testa in uso

2213→2262: aggiornamento alla testa successiva nella programmata sequenza di lavoro delle teste

2263→2367: calcolo del tempo necessario affinché venga estrusa la quantità giusta di materiale per lo stampo della testa da caricare: il ciclo di taglio lavora sulla base di questo calcolo e del clock interno del PLC

2368→2619: evacuazione bilancia e vari calcoli per monitorare l'andamento della produzione

2620→2729: misurazione lunghezza del pane utilizzando due fotocellule per verificarne la caricabilità sul manipolatore

2730→2814: comunicazione dei dati per caricare la testa selezionata al controllore del manipolatore di carico

2815→3116: controlli vari e posizionamento nella pressa

3117→3235: rilascio del pane, ritiro manipolatore e chiusura pressa selezionata

3236→3316: aggiornamento parametri

3317→3354: comunicazione dei dati per scarico testa al controllore del manipolatore di scarico

3355→3546: eventuale apertura pressa

3547→4163: conclusione procedure scarico con evacuazione aree di scarico.

Le utilities di debug dell'ambiente di programmazione hanno permesso di individuare gli errori di sintassi dei programmi da me realizzati: non disponendo però di un ambiente di simulazione, ho dovuto effettuare i test direttamente sul macchinario. Non potendo tenere a lungo il macchinario fermo (ricordo che i macchinari sono produttivi) al momento del test mi presentavo con molte versioni di programma da testare in brevi sessioni di prova. Questi programmi presentavano modifiche relativamente piccole rispetto al programma originale o a versioni già dimostrate funzionanti. Durante le prove, l'utilizzo di varie versioni dell'interfaccia utente realizzate col Mac Programmer+, che presentavano delle schermate per la visualizzazione dei registri soggetti a nuovi utilizzi, hanno facilitato l'identificazione dei problemi ed il successivo debug. Le modifiche per migliorare il funzionamento hanno riguardato:

- l'eliminazione o la modifica di alcune routine: il calcolo della lunghezza del pane per esempio, che nell'implementazione originaria permetteva di stabilire quante ventose del trasportatore pneumatico sottovuoto attivare, non era più indispensabile e quindi è stato eliminato. La gestione dei segnali nel carico dei pani è stata ottimizzata per il nuovo hardware.
- la correzione di un bug che si verificava all'apertura delle presse: la cattiva gestione di un segnale non permetteva al controllo delle presse di utilizzare un'opzione, che permette al contorno di uno stampo di risalire con un ritardo di un paio di secondi rispetto alla parte superiore dello stampo (coerente al pistone). Questa procedura aiuta lo stampato a staccarsi dalla parte superiore dello stampo e limita i blocchi macchina dovuti a questa causa.
- lo svincolamento del carico dei pani dallo scaricamento dei manufatti stampati: precedentemente la macchina seguiva un'unica sequenza di lavoro che prevedeva l'apertura della pressa successiva, nel ciclo di lavoro, solo alla chiusura della pressa appena caricata. Il manipolatore di carico inoltre si dirigeva verso la pressa solo quando era completamente aperta. Spezzare la sequenza di funzionamento delle presse in sottosequenze quasi indipendenti ha permesso di guadagnare diversi secondi per ciclo. Ora l'apertura della pressa successiva avviene al momento

del taglio del pane, indipendentemente dallo stato di carico della pressa attuale, ed il manipolatore si dirige alla pressa da caricare non appena dispone del carico. Il tempo intercorso tra il taglio del pane e il trasporto del pane alla pressa è sufficiente per lo sgombero degli stampi da parte dei manipolatori di scarico e quindi il manipolatore di carico, al suo arrivo, può scaricare il pane e ritornare a rifornirsi. Per sicurezza, essendo i margini piuttosto ristretti, ho ritenuto opportuno aggiungere un altro temporizzatore il cui valore è modificabile tramite l'interfaccia utente. Questo consente di impostare un ritardo al manipolatore quando deve caricare la pressa più vicina alla zona di rifornimento dei pani: così si assicura al manipolatore di scarico il tempo di sgomberare lo stampo ed evitare collisioni col manipolatore di carico.

- l'inserimento di un'opzione che permette all'occorrenza di raddoppiare il tempo di permanenza in uno stampo: un manufatto "di nicchia" (per il quale al momento è stato preparato un solo stampo) presenta variazioni di spessori maggiori dei tipici manufatti prodotti e per retrazione termica questi, una volta scaricati dalla macchina, tendono a deformarsi leggermente se ancora troppo caldi. Aumentare il tempo di permanenza sotto pressione nella pressa refrigerata permette di contrastare questo inconveniente: questa opzione consente di raffreddare a lungo questi manufatti, senza dover rallentare troppo la velocità di estrusione a monte, cosa che ridurrebbe l'efficienza anche degli altri tre stampi posti sulla stessa macchina.
- l'eliminazione o la sostituzione di alcuni sensori: alcuni pressostati e una fotocellula non avevano più funzionalità nella nuova configurazione hardware e la loro presenza era solo un fastidio, giacché un loro possibile guasto avrebbe comunque causato l'inutilizzabilità della macchina a causa degli allarmi dovuti alla gestione dei time-out che da loro dipendevano. In un secondo momento ho sviluppato un'altra versione del programma, in cui anche questa prima ristrutturazione è stata rivisitata, in vista di un ulteriore cambiamento hardware. Attualmente l'azienda non può riutilizzare plastiche troppo scure (ad esempio quelle utilizzate per fabbricare le cassette da mercato ortofrutticolo), giacché i pani troppo scuri non vengono letti dalle fotocellule. Lo scopo della modifica quindi è preparare i macchinari alla sostituzione del controllo tramite fotocellule con un controllo tramite ponti dotati di sensori mec-

canici ed opportune temporizzazioni. L'esigenza di controllare anche alcune funzioni, ora supervisionate dal microcontrollore, e la presenza di alcuni segnali di ingresso e di uscita senza più funzionalità nel programma ristrutturato, mi hanno convinto a integrare in questa versione del programma PLC anche tutte le funzioni che ora sono controllate dal microcontrollore, permettendo di eliminarlo.

- sono stati cambiati gli algoritmi di pesatura e feedback per l'aggiornamento dei tempi di taglio della taglierina.

Vale la pena approfondire a parte questo ultimo punto. La pesatura serve per vedere quanto materiale è stato estruso dal macchinario in quanto le disomogeneità delle materie prime può portare a variazioni della portata dell'estrusore. Originariamente ogni pane veniva pesato e la differenza fra il valore riscontrato e il valore atteso veniva utilizzato per aggiornare la durata del ciclo di taglio dei pani destinati a quello stampo.

Precisamente, siano:

T_x la durata del ciclo di taglio per i pani destinati allo stampo X;

P_{Sx} il peso atteso del pane per lo stampo X;

P la pesata appena effettuata.

L'algoritmo originario prevedeva che:

$$T_x = \frac{\frac{T_x P_{Sx}}{P} + 3T_x}{4}$$

ovvero la durata del ciclo di taglio successivo per il pane destinato allo stampo X sarebbe stato una media pesata che avrebbe tenuto conto per tre quarti della durata attuale, mentre per un quarto avrebbe tenuto conto della variazione. Il tempo perso durante la pesata è una frazione abbastanza consistente del ciclo di lavoro: circa 3 secondi solo per la pesatura in sè, a cui vanno aggiunti tempi per abbassare ed alzare il nastro sulla bilancia e l'avvio e l'arresto del nastro trasportatore; l'utilizzo dell'informazione ottenuta dovrebbe quindi essere massimizzato.

Dopo le modifiche il programma calcola la costante moltiplicativa:

$$K = 1000 P_{Sx}/P$$

poi attraverso l'utilizzo di alcune routine¹, per ogni stampo Y si calcola

$$T_y = K T_y/1000$$

in modo di essere sicuro che l'ordine di precisione del calcolo sia quello della bilancia, ovvero il grammo², e media il valore ottenuto con quello del ciclo precedente per mitigare l'effetto di improvvisi eccessi o carenze di materiale.

Siccome ad ogni pesatura si aggiornano i tempi per ogni testa, non è più necessario pesare ogni pane ed ho quindi reso impostabile, tramite pannello di controllo, ogni quanti pezzi rifare quest'operazione, introducendo una specie di campionatura dei pesi. Per poter arrivare rapidamente al regime di lavoro inoltre ho pensato di aggiungere un parametro che permetta di impostare dopo quanti pezzi dall'accensione (o dall'ultimo reset) della macchina cominciare a fare questa campionatura, cercando di minimizzare il numero di pezzi che verranno scartati all'avvio della macchina qualora l'impostazione iniziale sulla durata del ciclo di taglio fosse stata mal impostata dall'operatore.

¹l'utilizzo di routine è imposto da esigenze di risparmio di memoria: un programma per questi PLC può essere composto al massimo da 6143 istruzioni e quindi quando le stesse operazioni dovevano essere svolte per presse diverse ho cercato di impostare il codice nella forma di una funzione. Questi PLC prevedono che il codice possa essere diviso in un programma principale ed altri sottoprogrammi. Il programma principale parte dall'istruzione numero 0 e termina con L'Istruzione FEND; da questo punto inizia la sezione dei sottoprogrammi. La sezione dei sottoprogrammi deve terminare con l'istruzione END, entro le 6143 istruzioni. Il PLC esegue il codice del programma principale e, qualora trovi un'istruzione CALL, salta all'etichetta indicante l'inizio del sottoprogramma chiamato, lo esegue e ritorna all'istruzione successiva alla CALL. Il PLC esegue sequenzialmente tutte le istruzioni fino a giungere all'istruzione FEND e ricominciare con l'istruzione 0. I sottoprogrammi possono essere strutturati come funzioni assegnandogli dei data-register per memorizzare i dati di input e output. Fortunatamente ci sono 1024 data-register da 16 bit accoppiabili in caso di necessità in doppi registri da 32 bit (utili per grossi numeri e operazioni di divisione o moltiplicazione).

²in questi PLC le divisioni danno risultati in forma di quoziente e resto, e quindi tutte le cifre decimali vengono troncate. Da questo fatto deriva la necessità di mettere nel giusto ordine le operazioni, sia per evitare eccessivi troncamenti con conseguente perdita di precisione, sia per evitare il raggiungimento di numeri troppo elevati che potrebbero portare a problemi di overflow.

Il programma permette inoltre di gestire un pane in coda trattenendolo sul piatto della bilancia qualora il pane precedente debba ancora essere caricato sul manipolatore di carico: in tal caso parte un time-out e, se la situazione non si sblocca entro cinque secondi, parte la sirena di allarme per segnalare l'ingorgo. Questo metodo è stato pensato al fine di "spalmare" il ritardo introdotto dalla pesatura del campione anche sui pani successivi.

Le potenzialità date al software sono perfino sovradimensionate a quanto effettivamente ora sarebbe recepibile dall'hardware: tuttavia ciò è stato voluto, in quanto l'azienda sta sia studiando il modo di migliorare la refrigerazione degli stampi, che valutando l'opportunità di fare cambiamenti nel processo produttivo a monte dell'estrusore, in modo di avere un'omogeneità nel flusso di materiale che migliori le performance di estrusione. Questi investimenti potrebbero aumentare sensibilmente la produttività delle linee.

La programmazione aggiuntiva, richiesta per poter effettuare anche lavorazioni a presse accoppiate, ha richiesto il sacrificio dello stato di funzionamento "inseguimento pesi": per quanto abbia cercato di modularlo il più possibile il codice e strutturarne le funzioni per economizzare la memoria, sfioravo il limite di 6143 istruzioni. Il sacrificio però in fondo non è stato grave giacché era una modalità che non veniva mai utilizzata.

La prima implementazione di stampaggio accoppiato prevedeva la carica di due pani sullo stampo doppio in corrispondenza delle due presse accoppiate, in modo analogo a quanto già viene fatto per gli stampaggi singoli. In fase di programmazione però mi è stato giustamente obiettato che nel manufatto finito, al punto di giunzione dei materiali dei due pani, ci sarebbe stato un fronte di debolezza che avrebbe molto probabilmente compromesso le capacità meccaniche dell'oggetto. È stato quindi necessario ripensare il programma e predisporlo in modo che si carichi un unico pane di stazza adeguata al centro dello stampo. La soluzione implementata prevede l'introduzione di tre presse fittizie:

1. "accoppiata 12": data dall'accoppiamento delle prime due presse;
2. "accoppiata 34": data dall'accoppiamento delle ultime due presse;
3. "ciclo vuoto": introdotta per un motivo pratico che mi accingo a spiegare.

Nel programma originale l'utente poteva scegliere l'ordine con cui far ciclare la teste. Il ciclo prevedeva quattro step e ad ogni step bisognava assegnare una

testa (non necessariamente diversa: idealmente si poteva anche programmare un ciclo 1-1-1-1 che utilizzava la sola testa 1). Se si voleva far ciclare tre teste non facendo lavorare, per esempio la numero 4, si programmava ugualmente un ciclo 1-2-3-4, ma in un altro menù si disabilitava la testa 4: il PLC, trovando OFF il bit di memoria associato all'attivazione della pressa, saltava i blocchi di programma associati alla pressa 4 e ricominciava il ciclo. Una sessione di lavoro che richieda uno stampo doppio e due singoli (poniamo 12-3-4) lascia vuoto uno step del ciclo a cui non si può assegnare una pressa disabilitata, essendo tutte le presse attive o singolarmente o in coppia. Da qui la necessità di introdurre la pressa fittizia 99 che permetta di rendere non operativo uno step del ciclo. All'operatore che dovrà assegnare le presse agli step del ciclo teste apparirà per ogni step un menù a tendina che permetta la selezione delle opzioni illustrate in figura 2.4. Per evitare che si provi ad utilizzare una pressa sia singolarmente che in accoppiata con un'altra, cosa che rovinerebbe uno stampo doppio con grossa perdita economica per l'azienda, viene effettuato un controllo all'avvio del PLC: nel caso una pressa risulti in uso in entrambe le modalità, il programma porta il macchinario in stato di sicurezza, fa suonare la sirena di allarme e fa lampeggiare un led di errore.

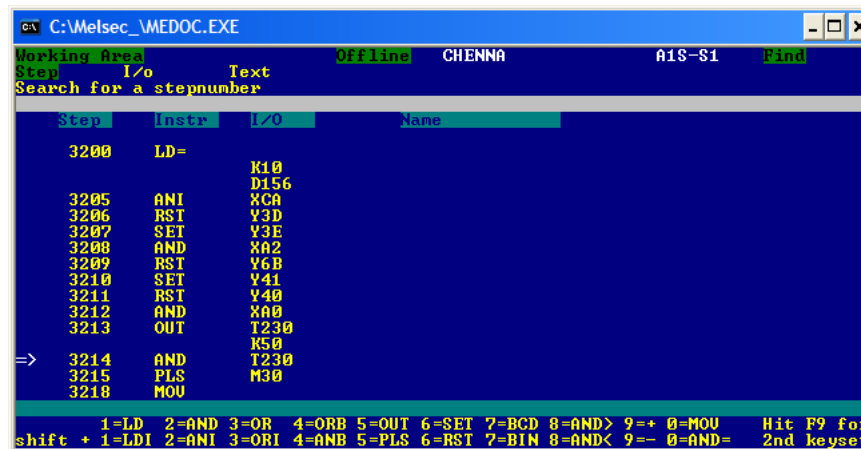
Per quanto riguarda l'implementazione del codice delle teste 12 e 34, ho seguito lo schema delle teste singole raddoppiando l'hardware utilizzato in fase di stampaggio e di scarico. Le esatte impostazioni riguardanti le quote di ingresso e di uscita del manipolatore, decise dall'operatore per le teste accoppiate, verranno impostate da un menù dedicato all'interno di un range predefinito: ciò permette una migliore calibrazione nello stampaggio di pezzi asimmetrici.

Il programma non può essere ancora testato per i seguenti problemi tecnici:

- nel manipolatore di carico dovrà essere sostituito il nastrino di carico con un nastrino più lungo che sia adatto alle maggiori dimensioni dei pani da caricare;
- due manipolatori di scarico attualmente equipaggiati di pinze orizzontali dovranno essere muniti di un sistema di ventose o di pinze verticali;
- non sarebbe saggio fare prove di stampaggio accoppiato utilizzando un pane e due stampi singoli giacché l'operazione potrebbe rovinare le cornici degli stampi.



(a) schermata iniziale



(b) programmazione con MEDOC. Nel frammento visibile, appartenente al codice originario del PLC, il programma comincia col controllare che nel registro D156, utilizzato per indicare l'attuale step nella sequenza di carico, ci sia la costante 10: qualora la costante sia diversa, l'intero blocco di codice viene ignorato. Nello step precedente (contrassegnato dalla costante 9) si era rilasciato il pane sullo stampo: ora, se la fotocellula a cui corrisponde l'ingresso XCA non rileva più il pane, si resetta l'uscita Y3D (a cui corrisponde l'elettrovalvola del pistone che controlla la discesa del manipolatore di carico) e si setta Y3E (a cui corrisponde l'elettrovalvola del pistone che controlla la risalita del manipolatore di carico). Quando il finecorsa associato all'ingresso XA2 avverte la conclusione della risalita del manipolatore, si resetta l'uscita di controllo del segnale di rilascio dell'aria Y6B; dopodiché settando Y41 e resettando Y40 il manipolatore si posiziona fuori dalla pressa. Raggiunto il finecorsa XA0, parte il temporizzatore T230 ed alla conclusione di 50 centesimi di secondo viene settata, per la durata di una scansione di PLC, il bit di memoria M30.

Figura 2.2: MEDOC

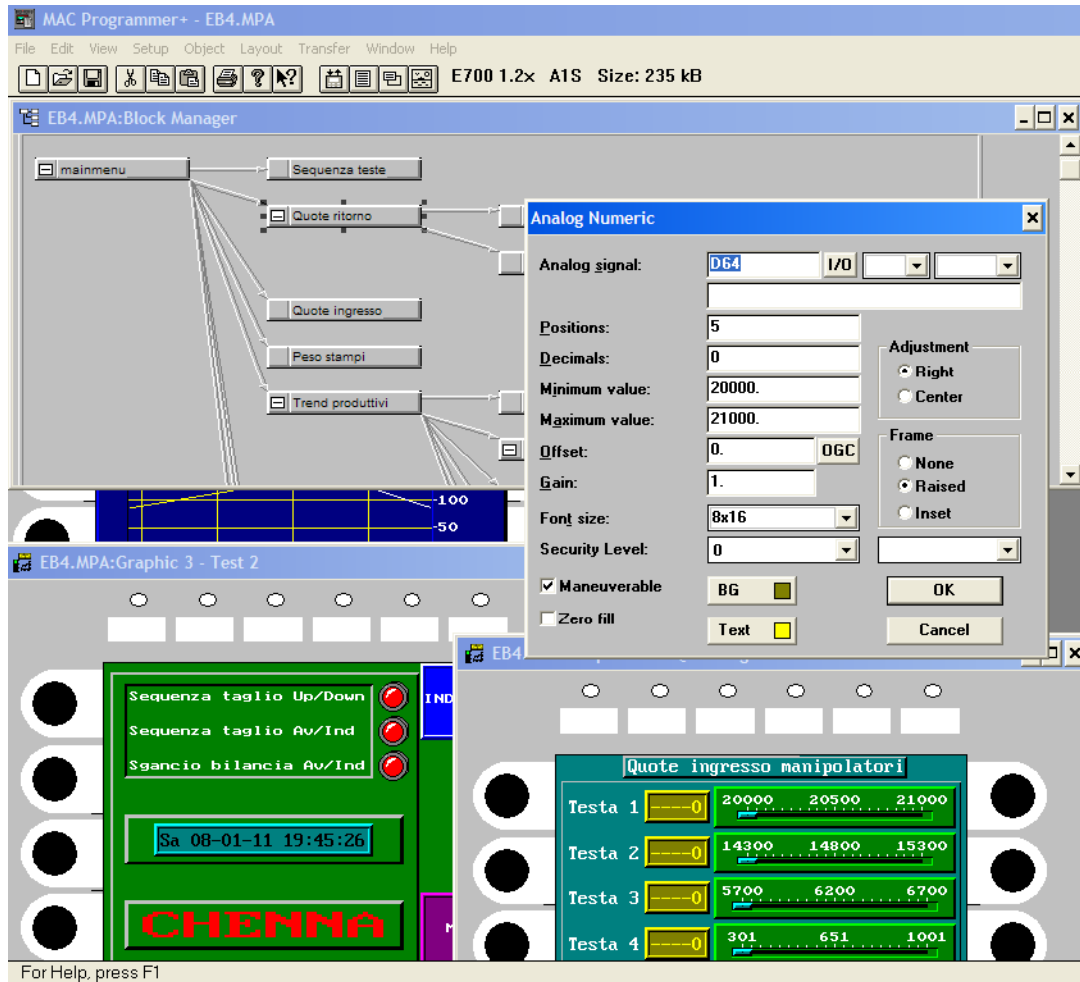


Figura 2.3: Schermata con alcune finestre di programmazione di MAC Programmer+. Il block manager sullo sfondo è uno strumento che permette di vedere come sono linkate le varie schermate che appariranno all'operatore. In primo piano si vede il settaggio della schermata che permetterà all'operatore di impostare la quota di ingresso del manipolatore nell'operazione di carico della testa 1 (impostandola nel registro del PLC numero D64)

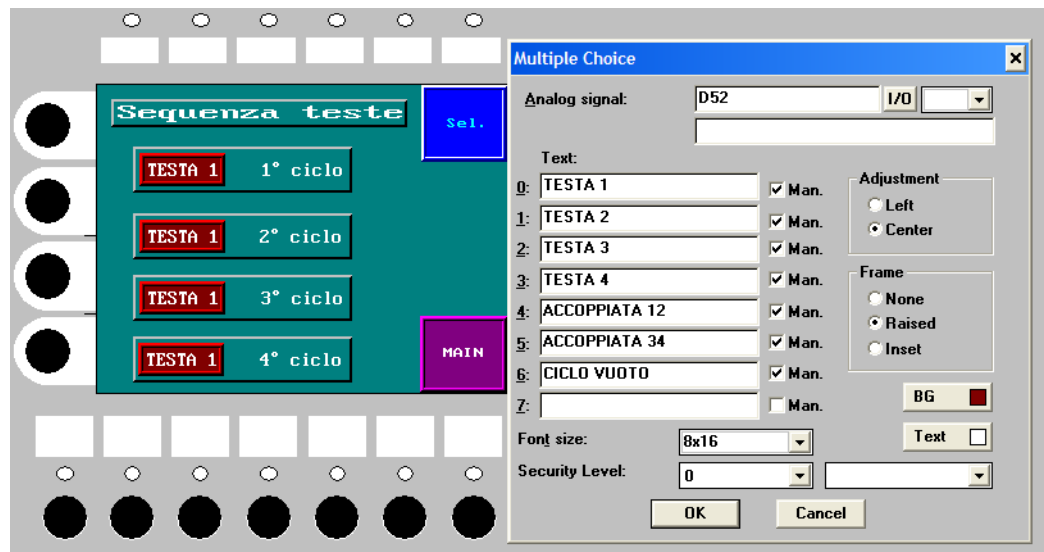


Figura 2.4: Selezione teste. L'operaio interagendo con l'interfaccia utente dovrà selezionare fra le voci di un menù a tendina quale pressa associare ad uno dei 4 "cicli" che scandiscono l'avvicendamento delle presse. Potrà scegliere se inserire una pressa singola, due presse accoppiate per lo stampaggio di un manufatto di grandi dimensioni, oppure lasciare vuoto il ciclo. Il registro D52 memorizza la scelta relativa al primo ciclo: i cicli successivi sono memorizzati nei registri D53, D54 e D55.

Capitolo 3

Sviluppo scandola fotovoltaica

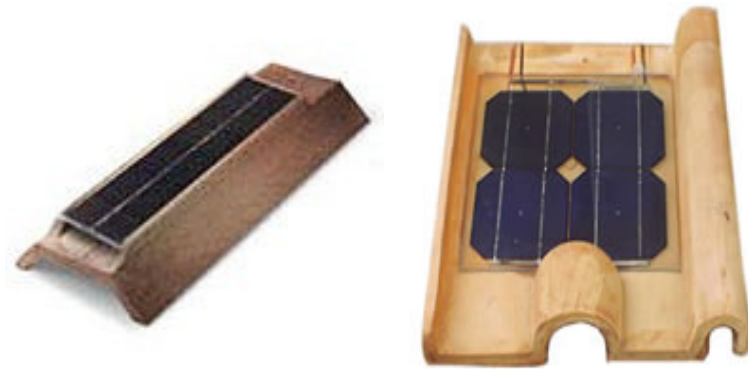
3.1 Fattori di mercato

3.1.1 Offerta attuale

Parallelamente al lavoro sui PLC, ho cominciato a documentarmi sulle tecnologie fotovoltaiche ed ho cominciato ad approcciare il problema dello sviluppo della scandola richiestami. Per fare ciò, ho cercato di rendermi conto dello stato dell'arte e del mercato delle tegole fotovoltaiche e come il materiale CHYLON potesse valorizzare tali manufatti. Oltre ad internet, preziose fonti di informazioni per tale fase sono state le fiere della Casa Moderna a Udine e la SIAE a Bologna, rispettivamente ad inizio e fine ottobre 2010.

Molte aziende hanno puntato sul modello delle tegole marsigliesi: alcune sono in plastica, altre in cotto con la superficie fotovoltaica integrata nel design o applicabile con una copertura in termoplastica. Altre hanno puntato su modelli simili alle tegole romane, alle portoghesi ed al più nostrano coppo. Non mancano soluzioni diverse, come tegole in alluminio. La maggior parte delle soluzioni utilizza celle di silicio mono o policristalline: tramite internet ho potuto constatare che alcuni produttori stranieri utilizzano anche CIS e CGIS.

Un impianto fotovoltaico costruito con queste tegole è normalmente meno efficiente di un impianto costruito con i classici pannelli solari. Le principali motivazione sono da ricercarsi nelle ombreggiature dovute alle parti sporgenti delle tegole, nella difficoltà di ventilazione delle celle e nelle perdite elettriche dovute al gran numero di connessioni. Questa minore efficienza, unita alla maggiore complessità logistica (ogni tegola richiede collegamenti per es-



(a) marsigliese in coppo integrata (b) simil romana/portoghese



(c) coppo

Figura 3.1: esempi di tegole fotovoltaiche in commercio

sere inserita nel circuito), spiega i maggiori costi di un impianto di questo tipo. Questo modo di realizzare un campo fotovoltaico, tuttavia, presenta anche notevoli vantaggi. La superficie del tetto normalmente non è vuota: può presentare camini, abbaini, torrette di sfiato, antenne paraboliche ed altro ancora. Tutti questi elementi sono fonti di coni d'ombra che rendono inutilizzabile, per la produzione di energia fotovoltaica, diverse porzioni di tetto. Siccome una celle fotovoltaica in ombra aumenta la sua resistenza serie, ingombranti pannelli solari non andrebbero inseriti in zone dove risultano parzialmente ombreggiati: un approccio a tegole, grazie alla maggiore flessibilità dovuta alla più contenuta dimensione dei suoi elementi, permette quindi di sfruttare più superficie del tetto. Un impianto a tegole inoltre ha

una migliore resa estetica, può essere costruito anche in zone di interesse tipologico ed è maggiormente sovvenzionato dal Conto Energia.

3.1.2 Il Conto Energia

Il Conto Energia è il meccanismo usato per la promozione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici ed è forse il principale motivo dell'esplosione del mercato del fotovoltaico, essendo quest'energia assolutamente non economica se confrontata alle altre. "Conto Energia" è il nome comune di un programma europeo recepito in Italia con l'approvazione da parte del Parlamento italiano del Decreto legislativo 387 del 2003. La prima versione del Conto energia risale al 2005 in seguito all'emanazione del Dm 28 luglio 2005, ma ha subito successive modifiche con il Dm 19 febbraio 2007 recante "Criteri per l'incentivazione dell'energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare" in vigore fino al 31 dicembre del 2010, e proprio negli ultimi tempi con il Dm 6 agosto 2010, che ha approvato la nuova versione del Conto energia in vigore dal 1 gennaio 2011 fino al 31 dicembre 2013. Prima del Conto Energia l'incoraggiamento all'utilizzo delle fonti rinnovabili avveniva mediante assegnazioni di somme a fondo perduto, grazie alle quali il privato poteva limitare il capitale investito: dal 2005, invece, l'incentivo consiste nella possibilità di rivendere l'energia prodotta direttamente al gestore GSE¹ ad una tariffa incentivante per 20 anni. Si è passati insomma da un'ottica di incentivazione dell'investimento a quella del sostegno della produzione elettrica, permettendo inoltre allo Stato di "ricompensare" il privato con rate diluite in un ventennio invece che al momento dell'investimento. Le tariffe incentivanti riguardano tutta l'energia prodotta, compresa quella destinata all'autoconsumo. Il produttore, inoltre, può scegliere di vendere l'energia prodotta attraverso due meccanismi: lo scambio sul posto o la vendita diretta alla rete e il ritiro dedicato a seconda della convenienza e della grandezza dell'impianto. Ciò significa che egli può accedere anche ad altre forme di guadagni derivanti dall'immissione in rete dell'energia elettrica del tutto indipendenti dai guadagni derivanti dalle tariffe del Conto energia. Condizione indispensabile all'ottenimento delle tariffe incentivanti è che l'impianto sia connesso alla rete (grid connected) e che la dimensione nominale

¹Trattasi quest'ultimo del Gestore dei Servizi Energetici, società per azioni italiana interamente controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, istituita nel 1999 a seguito del decreto che determinava la liberalizzazione del settore dell'energia elettrica in Italia, il cosiddetto decreto Bersani.

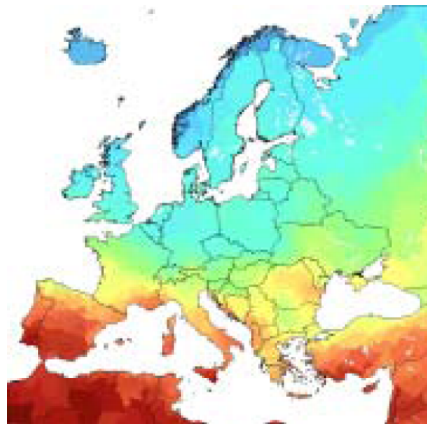
dell'impianto fotovoltaico sia superiore a 1 kWp. Il successo del programma è stato enorme: basti ricordare che il primo conto energia, reso operativo il 19 settembre 2005, esaurì in soli 9 giorni lavorativi il monte impianti finanziabile secondo il Ministero fino al 2012, di 100 MWp. Al 6 gennaio 2011 il contatore fotovoltaico sul sito del GSE afferma che in Italia sono in funzione 5.733 impianti sovvenzionati col primo conto energia e 122.279 sovvenzionati dal secondo, per una potenza totale di 2.421.535 kW.

Il meccanismo di base del Conto Energia ha subito diverse modifiche negli anni, volte soprattutto alla regolazione delle tariffe incentivanti e allo snellimento delle procedure amministrative. La versione definitiva del nuovo Conto Energia (terza versione) è stata approvata con il Dm 6 agosto 2010. Si prevede un obiettivo nazionale di potenza nominale fotovoltaica da installare pari a 8000 MW entro il 2020. La potenza elettrica cumulativa incentivabile è stata suddivisa in tre categorie e sono stati fissati nuovi limiti:

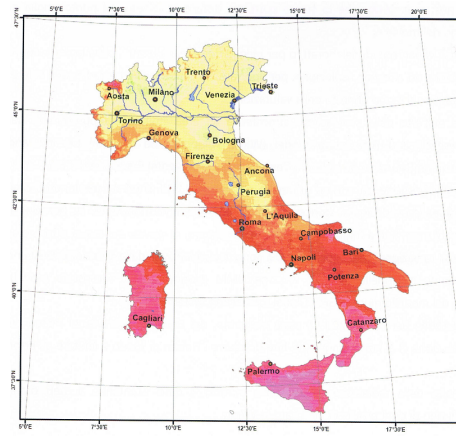
- 3000 MW per gli impianti realizzati su edifici e altri impianti fotovoltaici;
- 300 MW per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative;
- 200 MW per impianti fotovoltaici a concentrazione.

Le tegole fotovoltaiche che in questa sede si vuole trattare rientrano nella categoria degli "impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative". Il decreto ministeriale definisce un impianto fotovoltaico integrato con caratteristiche innovative come un impianto che utilizza "moduli e componenti speciali espressamente realizzati per integrarsi e sostituire elementi architettonici". In altre parole, per accedere a queste tariffe, le installazioni di pannelli solari devono rispettare una serie di caratteristiche che abbiano come scopo principale quello di inserirsi armoniosamente nell'architettura dell'edificio e di essere dotati di innovazioni. Per questa categoria gli incentivi della fascia di potenza da 1 a 20 kW (la fascia in cui normalmente rientrano le installazioni sul tetto delle residenze per cui la tegola è pensata è fra i 3 e i 5 kW) è di 0,44 €/kWh; questa tariffa resterà uguale per tutto il 2011 per poi subire delle decurtazioni del 2% rispetto all'anno precedente nel 2012 e nel 2013. Impianti tradizionali su tetti, invece, prevedono tariffe di 0,402 €/kWh per la fascia di potenza da 1 a 3 kW e di 0,377 €/kWh per la fascia dai 3 a 20 kW: tariffe che verranno decurtate ogni quattro mesi

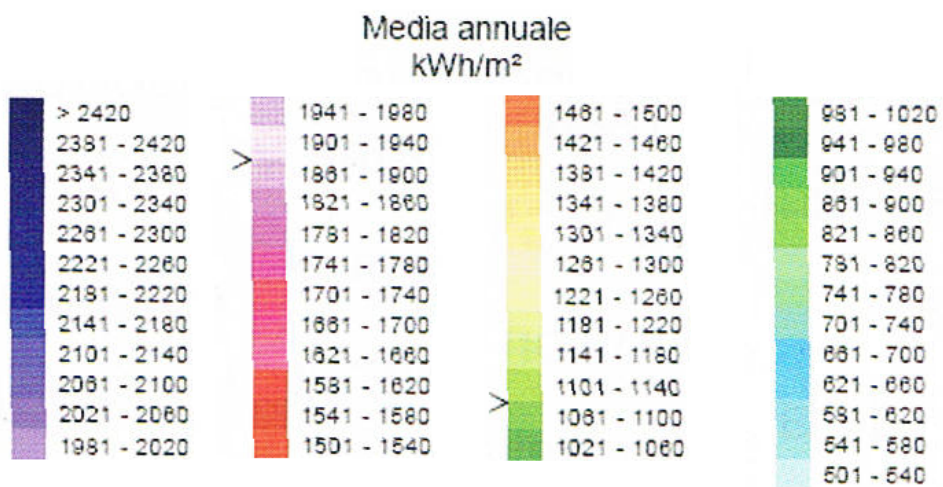
per una decurtazione annua pari al 6%. A settembre 2011 un impianto di 4 kW che rientrerà nella categoria "impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative" avrà quindi un incentivo del 17,5% maggiore rispetto ad un impianto tradizionale. Nel nuovo decreto, inoltre, sono stati previsti ulteriori premi per aumentare la tariffa incentivante, legati a certificazioni sull'uso efficiente dell'energia, alla riqualificazione di siti, all'incapsulamento dell'eternit ed altri ancora: questa trattazione però esula i fini di questo testo. Più interessante è interrogarsi sul futuro di questi incentivi: nell'agenda della Chenna lo sviluppo della tegola fotovoltaica ha priorità inferiore al miglioramento del parco macchinari e sono entrambe voci che richiedono notevoli investimenti di tempo e denaro. Per il momento in cui la Chenna potrebbe essere pronta a lanciare un suo prodotto per coperture fotovoltaiche, ci saranno ancora gli incentivi che oggi rendono questo mercato così redditizio? Il Conto Energia è stato pensato per adempiere alle scadenze imposte dal Protocollo di Kyoto che prevedono una riduzione delle emissioni entro il 2012 da parte degli Stati che vi hanno aderito. L'Italia, già salatamente multata nel 2009 per non avere efficacemente ridotto le emissioni di CO₂, prevede con questo Conto Energia di adempiere alle sue promesse. Si stima che il costo di un chilowatt-ora prodotto col fotovoltaico si aggiri fra i 0,36 e i 0,45 euro mentre un chilowatt-ora prodotto dalla combustione del petrolio si aggira fra i 0,08 e i 0,11 euro: vista questa sostanziale differenza di prezzo, dopo il 2012 il governo continuerà ad incentivare adeguatamente il fotovoltaico? In Germania, dove è stata applicata una politica di incentivi simile a quella italiana, i vincoli del protocollo sono stati soddisfatti con largo anticipo e gli incentivi al fotovoltaico erogati successivamente sono stati nettamente inferiori. Certamente l'Italia, il "paese del sole" che per la gran parte dipende dall'estero per approvvigionamenti energetici, avrebbe molto da guadagnare da una vasta diffusione di piccoli impianti fotovoltaici. La radiazione solare è molto più intensa alle nostre latitudini: dalla figura 3.2a possiamo vedere come l'irraggiamento medio annuale sia circa 1800 – 2000 KWh/m^2 nel sud Europa e circa 800 – 900 KWh/m^2 in nord Europa. Questa risorsa andrebbe valorizzata al meglio continuando ad incentivare adeguatamente il settore del fotovoltaico. Per quanto riguarda i possibili sbocchi nei mercati esteri, il gruppo di aziende a cui la Chenna appartiene è molto ben inserito in Francia, Germania e paesi balcanici. La Francia tuttavia copre ampiamente la quota di energia prodotta da fonti alternative tramite il nucleare, la Germania ha già coperto la sua quota e nei paesi balcanici non c'è ancora sensibilità per il fotovoltaico. Un mercato molto interessante sarebbe quello spagnolo.



(a) mappa dell'irraggiamento solare europea



(b) mappa dell'irraggiamento solare dell'Italia



(c) leggenda

Figura 3.2: mappe radiazione solare

3.1.3 Green building

L'originalità della tegola che si vuole proporre sta nel materiale della sua struttura. Il chylon è un materiale al 100% riciclato e riciclabile e questa sua peculiarità lo rende perfetto per applicazioni di bioedilizia. L'esplosione del mercato del fotovoltaico ha portato agli occhi del pubblico anche un maggiore interesse per i temi dell'efficienza energetica e della tutela dell'ambiente. Il crescente numero di certificazioni green mostra come l'edilizia sostenibile stia raccogliendo un consenso ampio nei paesi industrializzati, in particolare in Nord America, in Europa occidentale e in alcune zone dell'Asia. Gli agenti del mercato dell'edilizia sembra che abbiano recepito il messaggio: quest'anno sia alla Casa Moderna di Udine che al SIAE di Bologna interi padiglioni erano dedicati all'edilizia verde. Secondo un recente report di Pike Research Green Building Certification Programs il mercato potenziale per l'edilizia green-certified passerà dai circa 557 milioni di metri quadrati del 2010 agli oltre 5 miliardi di metri quadri del 2020. Secondo questi analisti, sono diversi i fattori che guidano l'espansione dell'edilizia certificata:

- *il termine edilizia sostenibile è diventato sinonimo di ambiente, con relativa presa di coscienza.* Molte aziende adottano la certificazione in quanto ha un valore sociale rivendibile sul mercato, migliorando l'immagine della società.
- *l'efficienza energetica offre un'occasione per ridurre le spese operative attraverso l'efficienza energetica.* Infatti proprio nella riduzione dei costi sembra essere il fattore trainante della rincorsa alla certificazione verde nelle ristrutturazioni di edifici già esistenti.
- *la previsione di requisiti imposti a livello normativo.* Nel lungo periodo ci si aspetta un numero crescente di requisiti imposti a livello normativo, soprattutto per edifici pubblici.
- *incentivi pubblici.* Il risparmio energetico viene sovvenzionato in diversi modi: nella sezione precedente per esempio si è già visto come la tariffa incentivante per la produzione di energia fotovoltaica viene incrementata del 30% nel caso in cui si sia adeguatamente certificato un uso efficiente dell'energia.

I protocolli Breeam e Leed continueranno a dominare sia in Nord America che nei mercati europei.

In Italia i protocolli di sostenibilità adottati sono almeno quattro:

- Itaca, promosso dalla Conferenza delle regioni
- SB100, adottato da alcuni comuni
- CasaClima+, utilizzato nella Provincia Autonoma di Bolzano
- LEED Italia, recente versione locale della certificazione americana

LEED

Il sistema statunitense di classificazione dell'efficienza energetica e dell'impronta ecologica degli edifici LEED (acronimo di The Leadership in Energy and Environmental Design), pare sia destinato a dominare anche il mercato italiano. E' stato sviluppato dallo U.S. Green Building Council (USGBC) e fornisce un insieme di standard di misura per valutare le costruzioni ambientalmente sostenibili. I criteri del LEED sono stati creati per raggiungere i seguenti scopi:

- Definire il concetto di "edificio verde" stabilendo uno standard comune di misura.
- Promuovere pratiche integrate, di progettazione per l'intero edificio.
- Dare un riconoscimento ai leader dell'industria della costruzione attenti al rispetto dell'ambiente.
- Stimolare la competizione nello sviluppo di progetti, materiali e metodi costruttivi verdi.
- Aumentare la consapevolezza dei benefici che porta la "costruzione verde".
- Trasformare il mercato dell'edilizia.
- Ottenere il maggiore profitto possibile pur mantenendo l'aspetto di progetto orientato all'ecologia globale.
- Adempimento a tutti gli obblighi di legge dell'edilizia, mantenendo allo stesso tempo il maggiore profitto possibile.

Esistono diversi livelli di certificazioni LEED, ottenuti dimostrando di avere alcuni prerequisiti ed ottenendo dei crediti nelle seguenti categorie:

1. Sostenibilità del sito
2. Gestione delle acque
3. Energia e atmosfera
4. Materiali e risorse
5. Qualità ambientale interna
6. Innovazione nella progettazione
7. Priorità regionale

A seconda del numero di crediti ottenuti si può aspirare ai diversi livelli di qualificazione, secondo lo schema riportato in tabella 3.1

certificazione	punteggio
Certified	26-32
Silver	33-38
Gold	39-51
Platinum	52-69

Tabella 3.1: certificazioni e punteggi LEED

L'utilizzo della tegola fotovoltaica in Chylon nella copertura di un edificio che aspira ad una certificazione LEED permetterebbe di guadagnare crediti in diverse categorie:

- *Energia e atmosfera*: le prestazioni energetiche dell'edificio vengono incrementate grazie alle proprietà di isolante termico del materiale; inoltre la generazione di energia da fonti rinnovabili, grazie all'utilizzo dell'energia solare, è in linea con l'obiettivo di ridurre la dipendenza dalle fonti di origine fossile e di conseguenza aiuta a ridurre l'inquinamento di acqua ed aria

- *Materiali e risorse:* il Chylon sembrerebbe studiato proprio per soddisfare le richieste di questa categoria. Qui infatti si considera le tematiche ambientali correlate alla scelta dei materiali per la costruzione e alla riduzione dei rifiuti sia in fase di costruzione che di demolizione. Si ottengono di crediti in questa categoria con il riciclo, con l'utilizzo di materiali sostenibili e riducendo la quantità di rifiuti. Un materiale riciclato e al 100% riciclabile come il Chylon è pienamente in linea con questa filosofia.
- *Qualità ambientale interna:* il Chylon è anche un ottimo isolante acustico e questo può coadiuvare al confort
- *Innovazione nella progettazione:* il materiale è innovativo e sostenibile, e questo può contribuire a guadagnare altri crediti

3.2 Studio della tegola

Gli aspetti visti nel capitolo precedente suggeriscono che una tegola fotovoltaica, che permetta di accedere ai massimi contributi del Conto Energia e che sia costruita su una struttura in materiale riciclato, possa trovare un mercato fecondo nell'emergente tendenza del green-building. Questa tegola fotovoltaica deve integrarsi in un sistema di copertura che contempri anche tegole in chylon dallo stesso design, ma senza superficie fotovoltaica, in modo che si possa dimensionare a piacere il proprio impianto fotovoltaico e si abbiano a disposizione delle tegole adatte alle zone soggette a ombreggiamento. Le soluzioni proposte sono due. La prima è poco innovativa, ma rapidamente implementabile: ciò permetterebbe all'azienda di entrare rapidamente nel mercato delle tegole fotovoltaiche approfittando degli incentivi. La seconda è più complessa e richiederebbe studi lunghi e approfonditi: a titolo di esempio, riporto che, al rivolgermi al laboratorio prove di riferimento dell'azienda per avere consigli sull'incollaggio del materiale fotovoltaico al chylon, mi sono sentito rispondere che la questione richiederebbe uno studio dedicato di almeno due o tre mesi.

Se l'azienda decidesse di dar seguito a questa mia seconda proposta, difficilmente riuscirebbe a mandare in produzione l'articolo in tempo per sfruttare appieno i maggiori volumi di vendite dovuti agli incentivi del conto energia: tuttavia avrebbe in listino un prodotto che si differenzerebbe da quello della concorrenza e che in un futuro prossimo potrebbe vedere nuovi sostegni al

proprio mercato da incentivi al green-building.

La "guida alle applicazioni innovative per l'integrazione architettonica del fotovoltaico", pubblicata per meglio specificare il concetto di "impianti integrati con caratteristiche innovative" trattato nel D.M 6 agosto 2010, richiede che i moduli fotovoltaici speciali sostituiscano il materiale da costruzione convenzionale del tetto dell'edificio, diventando parte integrante della copertura. Dal punto di vista funzionale i moduli fotovoltaici speciali devono garantire una adeguata resistenza termica, una tenuta meccanica comparabile con quella dell'elemento edilizio sostituito, la tenuta all'acqua e la conseguente impermeabilizzazione della struttura edilizia.

Anche nell'osservanza di tale richieste, nell'ideazione delle proposte si è cercato di perseguire i seguenti obiettivi:

1. rispettare i limiti tecnici degli impianti dell'azienda;
2. proteggere le connessioni dalle ossidazioni;
3. evitare le infiltrazioni d'acqua;
4. evitare design che comportino ombreggiamenti;
5. ricercare una buona dissipazione del calore;
6. ricercare un'adeguata tenuta meccanica;
7. suggerire soluzioni formate da elementi di dimensioni e peso tali da essere agevolmente installate da operai singoli (su un tetto è più pericoloso lavorare in coppia che singolarmente);
8. suggerire soluzioni rapidamente assemblabili sui tetti;
9. proporre una soluzione esteticamente armoniosa.

3.2.1 Il problema del calore nel fotovoltaico

Un modulo fotovoltaico esposto alla luce solare, oltre all'elettricità, genera calore. Un modulo fotovoltaico converte in elettricità una percentuale piuttosto bassa della luce solare incidente, generalmente non più del 20%, mentre gran parte del resto è convertita in calore. I fattori che influenzano il bilancio del riscaldamento del modulo sono diversi:

- *la luce riflessa dalla superficie superiore del modulo*: per i tipici moduli fotovoltaici con una superficie in vetro, la luce riflessa contiene circa il 4% dell'energia incidente. Trattasi di una perdita che deve essere ridotta al minimo in quanto non contribuisce alla potenza elettrica generata. Tale luce ovviamente non contribuisce neanche al riscaldamento del modulo.
- *il punto di funzionamento e l'efficienza della cella solare*: tali parametri determinano la frazione della luce assorbita dalla cella solare che viene convertita in energia elettrica. Se il punto di funzionamento dipende dal circuito², l'efficienza della cella dipende dalla tecnologia con la quale è stata costruita.
- *il calore assorbito direttamente dal modulo e dalla struttura*: non solo le celle, ma anche tutto il loro contorno assorbe radiazione solare e contribuisce al riscaldamento del modulo, in funzione del colore e del tipo di materiale.
- *assorbimento di radiazione infrarossa*: la luce assorbita dalle celle con un'energia inferiore a quello del band-gap, non contribuirà a generare potenza elettrica, bensì riscaldamento.
- *packing factor delle celle*: le celle solari sono specificamente progettate per assorbire quanta più radiazione solare possibile, generalmente più delle restanti componenti del modulo. Quindi all'aumentare del packing factor³ di celle solari, aumenta l'energia termica generata per unità di superficie.

Come tutti i dispositivi a semiconduttore, le celle solari sono sensibili alla temperatura. Infatti, all'aumentare della temperatura si riduce il band-gap di un semiconduttore, e ciò comporta una necessità di energia inferiore per far passare gli elettroni alla banda di conduzione. Ciò ha delle ripercussioni sui parametri della cella. In figura 3.3 si riporta il comportamento di una cella al silicio all'aumentare della temperatura: se da una parte aumenta leggermente la corrente di cortocircuito, dall'altra si riduce notevolmente la tensione a circuito aperto.

²si vedrà in seguito come tramite maximum power point trackers in un impianto si cerchi di massimizzare la produzione di potenza elettrica

³parametro indicante quale percentuale del modulo è effettivamente coperta da celle solari ed è parte attiva nella conversione della radiazione solare in potenza elettrica

Vale infatti la seguente formula empirica:

$$V_{OC}(T) = V_{OC\ STC} - N_s \cdot \beta \cdot (25 - T_{cell})$$

Dove:

- β è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura. Si tratta di un valore che dipende dalla tipologia del modulo fotovoltaico ed assume valori più elevati per i moduli in silicio cristallino (in genere $-2,2\text{ mV}/^\circ\text{C}$ per cella) e più contenuti per i moduli a film sottile (in genere dai $-1,5\text{ mV}/^\circ\text{C}$ ai $-1,8\text{ mV}/^\circ\text{C}$ per cella). Il coefficiente β viene determinato nel corso delle prove di qualifica dei moduli descritte nelle norme CEI EN 61215 e CEI EN 61646.
- N_s è il numero di celle in serie nella stringa.

Le alte temperature sono dunque deleterie per le celle fotovoltaiche: è possibile verificare che in una cella di silicio monocristallino avvenga un decremento dello 0.5% di rendimento per ogni grado di incremento della temperatura.

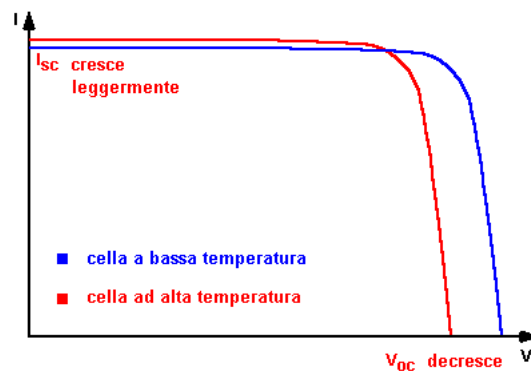


Figura 3.3: comportamento di una cella di silicio al variare della temperatura

I moduli fotovoltaici vengono catalogati a seconda della loro potenza di picco, dove questa è calcolata nella cosiddetta Standard Test Condition (STC), ovvero con un irraggiamento di 1.000 W/m^2 e una temperatura di 25 C° . Spesso nei data sheet sono presenti anche altri dati, riferiti alla "temperatura nominale operativa della cella" (NOCT), per dare un'idea di come sarebbero i parametri del modulo nell'applicazione reale. La NOCT è definita come la temperatura raggiunta dalle celle in un circuito aperto alle seguenti condizioni:

- irraggiamento di 800 W/m^2
- temperatura ambientale di 25 C°
- velocità del vento di 1 m/s
- montaggio tale da rendere la parte posteriore del modulo libera da ostruzioni

Una formula approssimativa per calcolare la temperatura delle celle a partire da quella dichiarata come NOCT, è la seguente:

$$T_{cella} = T_{ambientale} + \frac{NOCT - 20}{800} I \quad (3.1)$$

dove I è l'irraggiamento solare.

Considerando una giornata di fine giugno, alle latitudini del Veneto (46° N), si troveranno un irraggiamento nelle ore più calde di circa 1080 W/m^2 ed una temperatura ambientale attorno ai 24°C : utilizzando la 3.1, si stima che in tali condizioni le celle di un modulo fotovoltaico policristallino (mediamente $NOCT = 48^\circ \text{C}$ se il modulo è sprovvisto di alette per la dissipazione) presenterebbe una temperatura di quasi 62°C .

Sia il trasferimento di calore conduttivo che quello convettivo sono significativamente influenzati dalle condizioni di montaggio del modulo fotovoltaico. In molti impianti i pannelli fotovoltaici vengono bloccati sopra le preesistenti tegole (nel precedente conto energia se veniva osservata una distanza massima di 5 cm dalla copertura venivano comunque considerati

impianti semi-integrati), lasciando fra un modulo e l'altro uno spazio di almeno due centimetri: questa soluzione permette un'ottima dissipazione del calore, in quanto dietro ai pannelli si mantiene una intercapedine d'aria che può ricambiarsi attraverso le fessure fra i moduli.

Maggiori problemi presentano i moduli integrati fra le tegole posti a contatto con il solaio: la superficie posteriore dei pannelli in tal caso potrebbe appoggiarsi ad un solaio coibentato (modellizzabile da una resistenza termica infinita) e la convezione si limiterebbe a quella relativa alla parte anteriore del modulo.

Un montaggio del genere comporta una temperatura di funzionamento molto più elevata, anche di 10° C.

Nell'ideare una tegola per una copertura che integri il fotovoltaico, bisogna quindi porre particolare attenzione agli aspetti della dissipazione del calore.

I requisiti di impermeabilizzazione non permettono di distanziare le tegole lasciando agevoli sfiati per il ricambio dell'aria: tuttavia si è trovata una soluzione per limitare il problema proponendo delle scandole dotate di una struttura che le mantenga sollevate dal solaio, in modo da lasciare un'intercapedine che per convezione naturale permetta un certo ricambio d'aria. La ventilazione avverrebbe per convezione naturale; tuttavia la presenza del solaio dietro alle tegole fa sorgere dei dubbi sulla possibilità di ricadere nella situazione ideale con la tegola a 62°C calcolata con la formula 3.1, in quanto quel modello prevede che la parte posteriore del modulo sia libera da qualsiasi ostruzione.

Per capire quanto la situazione possa essere diversa, si prova a fare qualche calcolo di fluidodinamica. Si anticipa che in questa trattazione verranno fatte forti semplificazioni: anzitutto si suppone che il retro della scandola sia piatto ed uniforme, rimandando la modellizzazione della situazione reale, piuttosto complessa, ad altra sede. Una trattazione rigorosa richiederebbe infatti una modellizzazione rafforzata da dati empirici prelevati da un campione. Inoltre, per visualizzare meglio il problema, supponiamo in prima analisi che le tegole, invece che ad una inclinazione di circa 30° , siano poste verticalmente (figura 3.4).

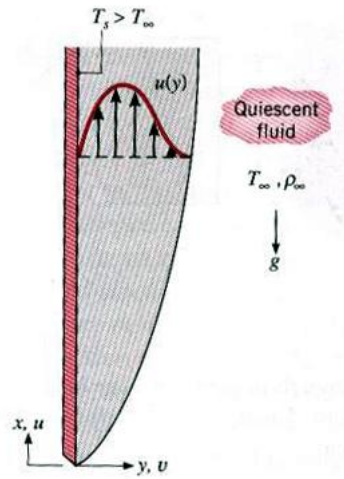


Figura 3.4: convezione lungo una tegola posta verticalmente

Siano:

- $T_\infty = 24^\circ\text{C}$ la temperatura del fluido, ovvero dell'aria a temperatura ambiente (stagnante)
- $T_s = 62^\circ\text{C}$ la temperatura della fila di scandole

In questa situazione si manifesterà una corrente ascensionale lungo la superficie della tegola, in quanto l'aria scaldata si espanderà e presenterà una densità $\rho < \rho_\infty$ dove ρ_∞ è la densità dell'aria a temperatura ambiente. Si definisce "strato limite" la zona rappresentata in grigio in figura 3.4, dove l'aria è a una temperatura maggiore dei 24° ambientali. I vettori $u(y)$ rappresentano la velocità del fluido, dipendente dalla distanza y dalla tegola per questioni di "attrito" dovute alla rugosità della superficie della tegola e dal gradiente di temperatura all'allontanarsi dalla superficie calda: ad ogni elemento nella zona grigia si può associare uno di questi vettori. Finché lo strato limite non interseca una superficie parallela alla tegola (il solaio), possiamo supporre di trovarci ancora nelle condizioni calcolate in 3.1: superato il punto di intersezione ci si può aspettare una graduale diminuzione della capacità di dissipazione termica e un deterioramento dell'efficienza delle scandole. Quindi è interessante vedere quale è lo spessore δ_t dello strato limite all'estremità superiore della superficie verticale (rappresentante le facce

inferiori delle scandole affiancate) al variare della sua lunghezza.

Si introducono:

il numero di Grashof Gr_L , che similmente al numero di Reynolds, è un parametro che aiuta a capire come si muove il fluido e il cui significato è il rapporto tra le forze di galleggiamento e le forze viscosse;

$$Gr_L = \frac{\beta g L^3 (T_s - T_\infty)}{\nu^2} \quad (3.2)$$

L è la grandezza che caratterizza la geometria, in questo caso la lunghezza della superficie che si comincerà col porre pari a 0,25 m;

g è l'accelerazione di gravità;

ν è la viscosità cinematica;

β è il coefficiente di dilatazione volumica;

si introducono anche il numero di Prandtl Pr , che permette di misurare l'importanza relativa degli effetti viscosi rispetto alla diffusività termica, ed il numero di Rayleigh, Ra_L , dato dal prodotto del numero di Prandtl col numero di Grashof, indice del passaggio da un moto laminare ad uno turbolento qualora raggiungesse l'ordine di grandezza di 10^9 .

Lo spessore dello strato limite termico in regime laminare per i gas ($Pr \cong 0.7$) è con buona approssimazione pari a:

$$\delta_t(x) = \frac{6x}{(Gr_x/4)^{1/4}} \quad (3.3)$$

Si calcola anzitutto la temperatura media

$$t_m = \frac{T_s + T_\infty}{2} = 43^\circ\text{C} = 316,15^\circ\text{K}$$

e, arrotondandola per eccesso a 320°K , si riportano dalle apposite tabelle i parametri che corrispondono a tale temperatura:

T K	ρ kg/m ³	c_p kJ/kgK	k W/mK	a m ² /s · 10 ⁶	μ kg/m · s · 10 ⁵	ν m ² /s · 10 ⁶	Pr	$g\beta/\nu^2$ m ⁻³ K ⁻¹
320	1,103	1,006	0,0272	24,51	1,94	17,5	0,719	$1,00 \cdot 10^8$
330	1,070	1,006	0,0279	25,92	1,99	18,6	0,719	$8,69 \cdot 10^7$

Figura 3.5: tabella riportante i parametri in funzione della temperatura

- $\nu = 17,5 \cdot 10^6 \text{ m}^2/\text{s}$
- $Pr = 0,719$
- $\beta g/\nu^2 = 10^8 \text{ m}^{-3}\text{K}^{-1}$

In queste condizioni il numero di Grashof e di Rayleigh riferiti all'estremità superiore assumono i seguenti valori:

$$Gr_L = \frac{\beta g L^3 (T_s - T_\infty)}{\nu^2} = 10^8 (\text{m}^{-3}\text{K}^{-1}) \cdot 0,25^3 (\text{m}^3) \cdot 38 (\text{°K}) = 5,94 \cdot 10^7$$

$$Ra_L = Pr \cdot Gr_L = 0,719 \cdot 5,94 \cdot 10^7 = 4,27 \cdot 10^7$$

Essendo il numero di Rayleigh di ordine inferiore a 10^9 , il moto sarà laminare. Applicando la 3.3, in questa situazione lo spessore dello strato limite risulterà pari a:

$$\delta_t(L) = \frac{6L}{(Gr_L/4)^{1/4}} = 0,024 \text{ m}$$

Al crescere della lunghezza, ipotizzando di rimanere nella situazione di moto laminare, lo spessore dello strato limite aumenta secondo quanto riportato in tabella 3.2:

L	0,25	1	2	3	4	5	6	7	8
$\delta_t(L)$	0,024	0,034	0,04	0,045	0,048	0,051	0,053	0,055	0,057

Tabella 3.2: aumento dello spessore dello strato laminare in funzione della lunghezza nel moto laminare

Supponendo che le falde del tetto da ricoprire siano lunghe circa 8 metri, in questa trattazione semplificata si può supporre che un'intercapedine di 6 cm sia sufficiente ad ottimizzare le prestazioni della dissipazione. Nella trattazione precedente non si è tenuto conto che, all'aumentare della

lunghezza L , aumenta il numero di Grashof e di conseguenza anche quello di Rayleigh: in realtà, già per $L=0,5$ m il numero di Rayleigh diventa sufficientemente alto da indicare il passaggio ad un moto turbolento. Nel moto turbolento le dimensioni dello strato limite non sono facilmente prevedibili, ma generalmente si può affermare che esse siano maggiori di quelle che si avrebbero nel moto laminare. D'altra parte bisogna considerare che le tegole non verranno poste verticalmente, bensì con una pendenza di circa 30° . Siccome l'aria calda tende a salire verticalmente, già a livello intuitivo si capisce che lo strato limite tenderà a "schiacciarsi" contro la superficie della scandola e il suo spessore sarà inferiore. In questi casi, in effetti, nei modelli matematici si considera come grandezza geometrica significativa L il dislivello e quindi, se $L=8$ e si considera un'inclinazione di 30° , $L_{significativa} = 4$ giacché

$$L_{significativa} = L \cdot \sin(30^\circ) = \frac{L}{2}$$

3.2.2 Soluzione A

Come prima soluzione, si propone di fabbricare delle scandole che siano semplicemente strutture di sostegno in chylon per moduli fotovoltaici con tecnologia al silicio o al telloruro di cadmio già incorniciati. Data la natura polimerica del chylon, un adeguato reticolo di rinforzi deve contribuire a limitare le piccole deformazioni date da umidità e calore. La struttura potrebbe essere come quella illustrata in figura 3.6. In commercio ci sono molti pannelli di dimensioni diverse ed il parco di offerte continua ad arricchirsi, soprattutto grazie ai contributi delle aziende cinesi, leader incontrastati nella produzione di celle di silicio. Per la Chenna sarebbe sicuramente più economico comprare pannelli già in commercio piuttosto che farsi fare un modello personalizzato. Quindi qualora la Chenna decidesse di produrre questa tipologia di tegole, la decisione sulle dimensioni delle tegole probabilmente dovrebbe seguire ad una ricerca su cosa offre il mercato dei pannelli. Rimangono ovviamente i limiti tecnici delle presse che si occupano dello stampaggio: la superficie teorica massima di un manufatto stampabile con i macchinari della Chenna è $1300 \times 700 \text{ mm}^2$. Tuttavia tali dimensioni comporterebbero problemi tecnici, legati allo scarico ed al raffreddamento in stampo: quindi sarebbe consigliato tenersi sotto i $1150 \times 550 \text{ mm}^2$.

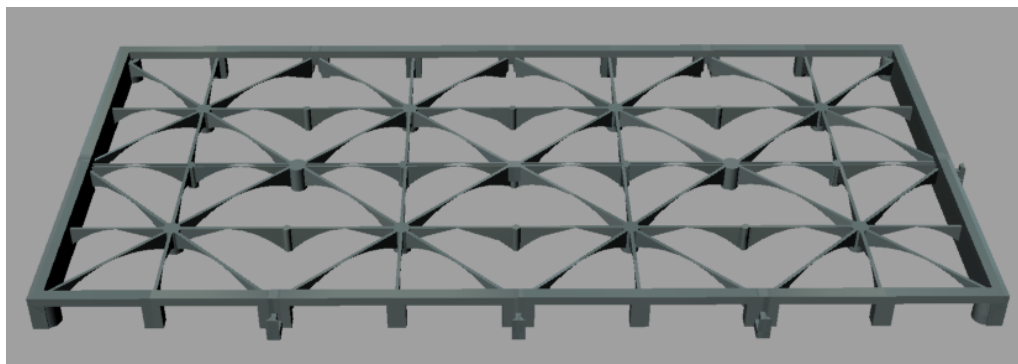


Figura 3.6: rendering della struttura per la soluzione A

Coerentemente con quanto esposto nel precedente paragrafo, si propongono rinforzi della struttura ad arco per favorire la circolazione d'aria sotto il pannello. La circolazione dell'aria avverrebbe attraverso le aperture poste sul bordo (figura 3.7) che, su una fila di tegole parallele l'una all'altra, creano delle gallerie continue dal bordo fino alla sommità del tetto.

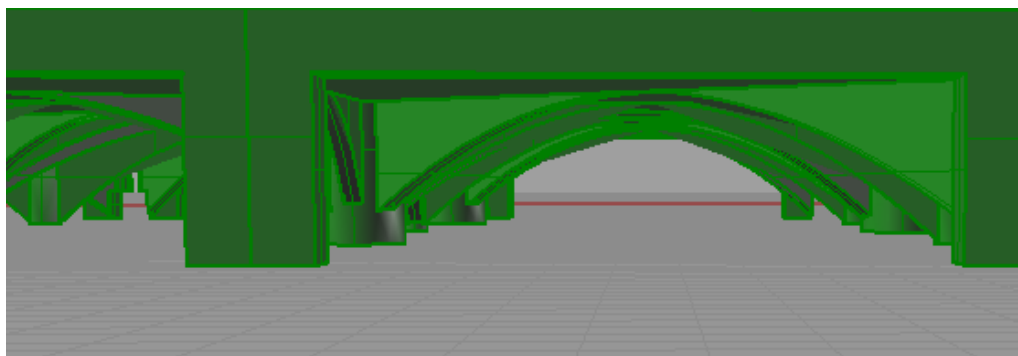


Figura 3.7: prese d'aria poste ai lati

Il bloccaggio dei pannelli alla parte interna della struttura della tegola avverrebbe tramite delle viti: le cornici dei moduli solari in commercio sono normalmente dotati di fori sui bordi per il fissaggio. Uno strato di silicone

dovrebbe evitare che le inevitabili infiltrazioni, che avverrebbero nella fessura di tolleranza fra il modulo e la cornice, possano giungere al tetto sottostante la copertura. Alternativamente, qualora la forma della cornice del modulo lo permettesse, la struttura in chylon potrebbe essere fissata sul lato interno della cornice del modulo, aumentando package factor del campo fotovoltaico sul tetto.

Un pannello fotovoltaico, di dimensioni adatte all'applicazione, dovrebbe pesare circa 7 kg e stimando il peso della struttura in chylon sui 4 kg, possiamo ritenere che il peso totale della scandola si aggirerà attorno agli 11 kg: peso e dimensioni della scandola sono tali da permettere che un operaio possa occuparsi dell'assemblaggio sul tetto senza bisogno di aiuto.

La resistenza meccanica della scandola dipenderà dalla resistenza del pannello solare: la norma CEI 82-8 richiede una resistenza minima alla pressione di 2400 Pa, una resistenza alle vibrazioni tale da evitare danneggiamenti durante i trasporti e una certa resistenza agli urti per proteggerli dalla grandine. Alcuni produttori offrono prodotti certificandoli come testati per condizioni ben più ostili: spesso però questo comporta, oltre ad un maggiore costo, anche minori efficienze dovute all'ispessimento del vetro protettivo del pannello.

Le Norme Tecniche per le Costruzioni (NTC) non consentono che le strutture relative agli impianti tecnologici (anche fotovoltaici) montati su solai siano vincolati alla costruzione contando solo sull'effetto dell'attrito o dall'azione di molle, bensì devono essere collegati ad essa con dispositivi di vincolo rigidi (tasselli o similari) o flessibili (stralli o similari). In ottemperanza a queste norme il bloccaggio delle tegole potrebbe avvenire tramite incastri meccanici predisposti. L'aderenza al tetto ai lati dotati di innesti maschi è garantita dalle tegole adiacenti, mentre per i due lati dotati di innesti femmina una singola vite di ancoraggio posta all'angolo bloccherà la tegola al tetto, rendendola a sua volta elemento di fissaggio per le successive tegole in cascata. L'obiettivo di questo fissaggio è quello di velocizzare il montaggio sul tetto e garantire che le tegole siano ben allineate ed aderenti l'una all'altra (figura 3.8).

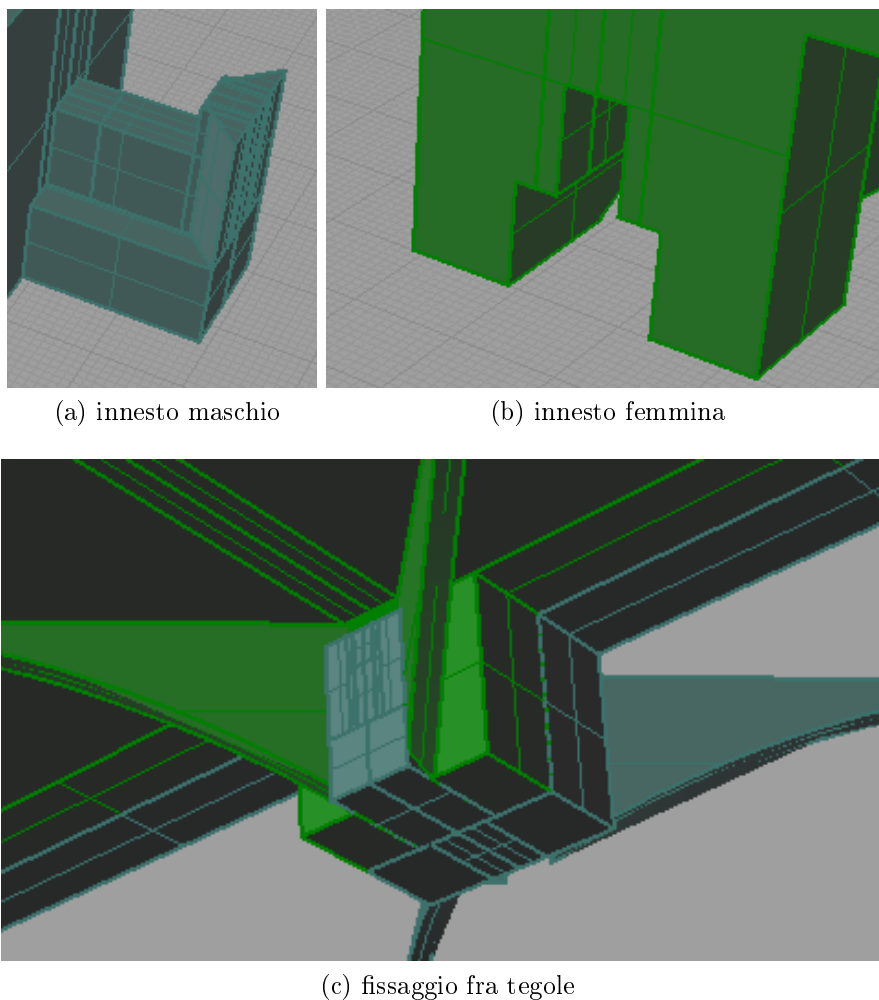


Figura 3.8: fissaggio fra scandole

Per evitare penetrazioni d'acqua tra le tegole, si potrebbero fissare sul bordo superiore delle guarnizioni che, in pressione l'una con l'altra, non permettano infiltrazioni: se ciò non risultasse sufficiente, si potrebbe o siliconare le intersezioni fra le tegole a montaggio avvenuto o posizionare sul tetto prima dell'installazione delle tegole una guaina impermeabilizzante. Questa scandola fotovoltaica ha senso se inserita in un contesto armonioso:

la soluzione che la Chenna deve proporre è quindi di un copertura completa del tetto. Oltre a queste scandole-cornice devono quindi essere prodotte nello stesso stile anche scandole piene per completare la falda parzialmente coperta dalle scandole-cornice e per coprire le falde del tetto su cui non si intenda utilizzare tegole fotovoltaiche.

Anche altre componenti di completamento sarebbero sicuramente da studiare: pezzi di dimensioni inferiori sono infatti necessari per rifinire la copertura del tetto e proteggerne le aree per cui le scandole qui presentate avrebbero dimensioni eccessive; infatti, per norma di legge, impianti fotovoltaici su coperture non possono sporgere dal tetto. I pezzi studiati per questi compiti potrebbero essere ottenuti per estrusione e rifiniti via pantografo: ciò li renderebbe più economici per l'azienda. Fra le risorse del gruppo di aziende a cui la Chenna appartiene sono disponibili pantografi multiasse tecnologicamente avanzati che lavorano a partire da disegni sviluppati via CAD/CAM.

In figura 3.9 si riporta un rendering di come potrebbe apparire una copertura che utilizzi le scandole piene e le scandole fotovoltaiche appena descritte.

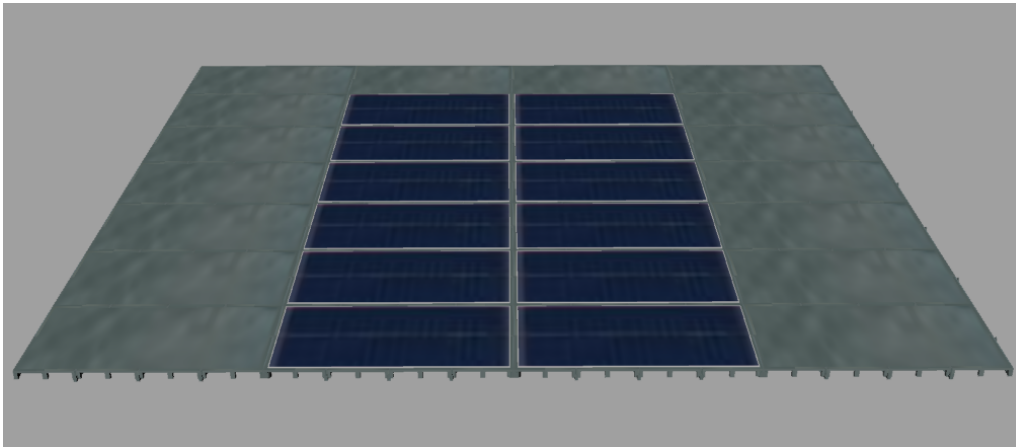


Figure 3.9: esempio assemblaggio scandole

3.2.3 Esempio di un piccolo impianto con tegole A

Nel considerare gli aspetti elettrici, ci si attiene allo stato dell'arte. I moduli fotovoltaici in commercio normalmente sono protetti da diodi di bypass per

escludere parte (o la totalità) del modulo qualora questa sia ombreggiata. Una cella ombreggiata genera meno corrente rispetto a quelle pienamente illuminate: per quest'ultime, qualora siano poste in serie, la cella ombreggiata risulta essere un carico giacché operare alla stessa corrente delle altre comporta un'inversione della tensione che corrisponde ad una dissipazione di potenza. Ciò può essere perfino pericoloso per il modulo visto che la cella può bruciarsi. Attraverso un diodo che protegge una stringa di celle ben illuminata non passerà corrente: infatti la stringa presenterà una resistenza bassissima; qualora la stringa venga ombreggiata, la sua resistenza aumenterà fino a portare il diodo in conduzione. I diodi di bypass normalmente sono posti in una scatola incollata al retro del modulo, chiamata junction box (figura 3.10). Quest'ultima dispone anche di cavi esterni che permettono il collegamento al resto della stringa. Le connessioni fra le scandole oggetto di studio avverrebbero proprio tramite i collegamenti uscenti dalle junction box dei moduli installati ed usando i cavi specificatamente pensati per impianti fotovoltaici; questi ultimi possono essere fatti comodamente passare attraverso le aperture laterali per la circolazione dell'aria e sotto gli archi di rinforzo della struttura.

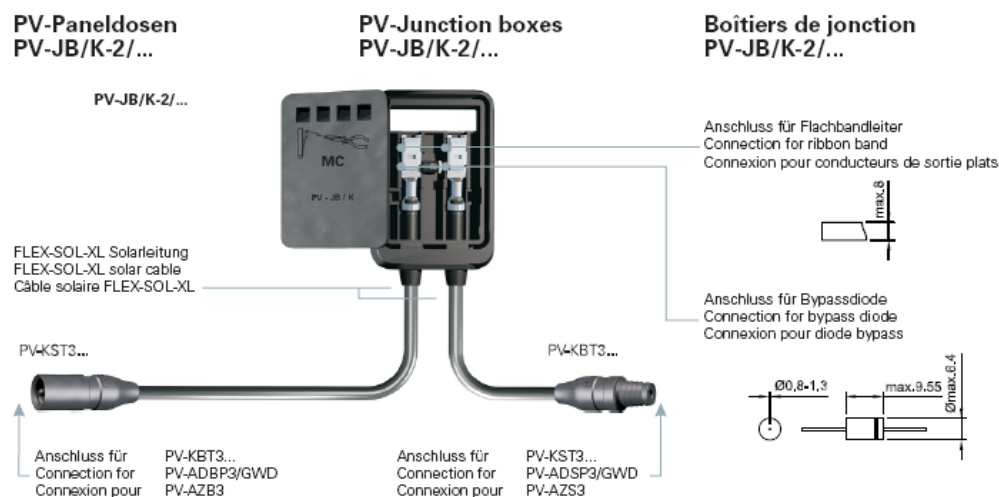


Figura 3.10: esempio di junction box (da catalogo Multi-Contact)

I diodi posti nelle junction box verrebbero dimensionati per la data applicazione e lo schema elettrico dell'impianto verrà stabilito dal progettatore dell'impianto a seconda del caso.

Consideriamo come esempio le esigenze elettriche di una casa a pianta quadrata di 10 m di lato per un'area totale di circa 200 mq su due piani. Sia l'abitazione costituita da: ingresso, soggiorno, cucina, tre bagni, due corridoi, tre camere da letto, studio, due ripostigli, box-auto e box-cantina. Ipotizzando che la falda del tetto abbia una pendenza del 30% (normalmente le pendenze dei tetti sono comprese fra il 30% e il 45%) possiamo supporre che la superficie del tetto misuri circa 104,5 m^2 su due falde di circa 52 m^2 esposte rispettivamente a nord ed a sud.

Le utenze prevedibili sono:

illuminazione:	1000 W
frigorifero:	200 W
congelatore:	300 W
due televisori e lettori DVD:	300 W
cucina con forno elettrico, grill e due piastre elettriche:	2900 W
forno a microonde	1200 W
lavatrice	2200 W
lavastoviglie	2500 W
idromassaggio	400 W
	<hr/>
	11000W

Ci si può attendere un consumo annuale intorno ai 4500 kWh/anno. In letteratura si consiglia di coprire col fotovoltaico circa il 75% dei consumi, in modo che i picchi di corrente prodotta non siano maggiori di quella che l'ENEL aveva previsto di fornire all'abitazione e per la quale aveva dimensionato gli allacciamenti. In questo caso la quantità di energia da produrre sarebbe $E_{rich} = 3375$ kWh/anno.

Si stima ora la produzione dell'impianto da progettare. A latitudini venete l'irraggiamento medio annuo è circa $I = 1350$ kWh/ m^2 anno. Non tutta questa energia viene però trasformata, a causa del rendimento dei moduli fotovoltaici e delle perdite del BOS⁴, in energia elettrica utilizzabile in corrente alternata. Pertanto si consideri le seguenti efficienze:

⁴balance of system, ovvero tutto l'impianto a parte i moduli

- $\eta_{moduli} = 13\%$ (considerando l'utilizzo di moduli policristallini)
- $\eta_{BOS} = 80\%$

L'energia utilizzabile sarebbe:

$$E_{disp} = I \cdot \eta_{moduli} \cdot \eta_{BOS} = 1350 \cdot 0.13 \cdot 0.8 = 140,4 \text{ kWh}/m^2\text{anno}$$

La superficie richiesta sarebbe:

$$S_{rich} = E_{rich}/E_{disp} = 3375 \text{ [kWh/anno]}/140,4 \text{ [kWh}/m^2\text{anno]} = 24 \text{ m}^2$$

Da una formula empirica per verificare la potenza di picco dell'impianto, si ricava che:

$$Potenza_{picco} \cong S_{rich} \cdot \eta_{moduli} \cong 3kWp$$

Per il seguito si definiscono anzitutto le seguenti grandezze:

- *Potenza di Picco* [Wp]: misurata in potenza massima prodotta da un dispositivo fotovoltaico in condizioni standard di funzionamento, ovvero irraggiamento di $1.000 \text{ W}/m^2$, temperatura di 25 C° , AM=1,5 dove l'ultimo parametro, l'Air Mass, indica l'azione dell'atmosfera sullo spettro della luce solare.
- V_{MPP} [V]: tensione al Maximum Power Point, ovvero: data la curva caratteristica I-V di un modulo (o di un campo fotovoltaico) in date condizioni, il MPP è il punto della curva che massimizza l'area compresa fra gli assi cartesiani e le parallele agli assi passanti per quel punto. I maximum power point trackers sono dispositivi che modificando le impedenze del circuito e permettono all'inverter di lavorare il più vicino possibile al maximum power point, anche al variare di quelle condizioni che spostano la curva caratteristica I-V (figura 3.11).
- I_{MPP} [V]: corrente al Maximum Power Point

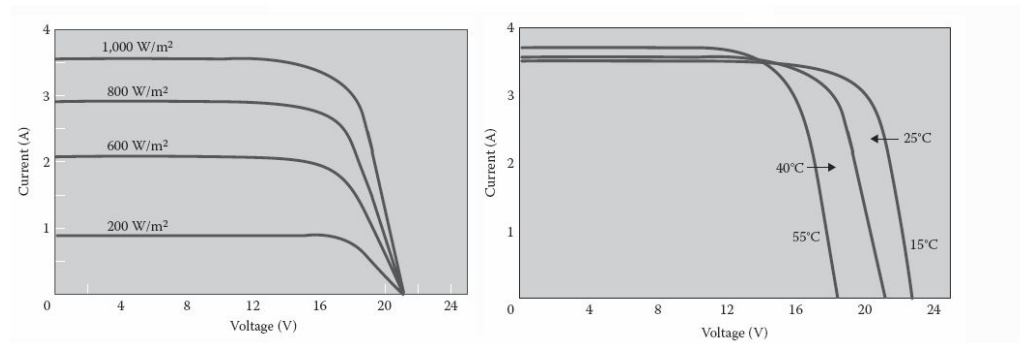


Figura 3.11: modifiche nella forma della curva caratteristica di un modulo fotovoltaico al variare di irraggiamento e temperatura

Posa delle tegole

Ipotizziamo che la Chenna riesca a trovare un fornitore di pannelli solari che si adattino ottimamente alle dimensioni della scandola e, supponendo che tali pannelli siano in silicio policristallino, stimiamone la potenza a 80 Wp (tale è la potenza di pannelli in commercio di superficie equivalente). Supponiamo per questi pannelli $V_{MPP}=16$ V e $I_{MPP}=5$ A. Per arrivare ai 3 kWp sono necessarie 37 scandole. Come spesso si fa per impianti di queste dimensioni, poniamo che tutte le tegole vengano collegate in un'unica stringa. Conviene cablare i collegamenti fra le tegole in modo da realizzare due anelli nei quali, in caso di scarica atmosferica, le correnti indotte circolino in direzioni opposte: in questo modo si realizzano due spire nelle quali le sovratensioni indotte si compensano almeno parzialmente, riducendo quindi il valore della sovratensione risultante ai terminali della stringa. Si collegano quindi tutte le scandole in serie e si ottiene un campo fotovoltaico di $V_{MPP}=592$ V e $I_{MPP}=5$ A. La corrente massima di una stringa fotovoltaica risulta infatti pari alla I_{MPP} più bassa dei moduli collegati in serie (fenomeno del mismatch), mentre la tensione di lavoro è data dalla somma delle singole V_{MPP} . Oltre alla tensione V_{MPP} , di particolare importanza per il dimensionamento dell'impianto è la V_{OC} (tensione Open Circuit, a circuito aperto) del campo fotovoltaico, data dalla somma delle singole V_{OC} dei moduli. I moduli hanno una tensione di isolamento massima che non deve mai essere superata dalla V_{OC} della stringa (normalmente 1000V).

Si deve tenere conto che la tensione del generatore fotovoltaico varia in base alla temperatura. La tensione alla massima potenza del campo, in corrispondenza della temperatura minima e massima di progetto, deve essere compresa tra quelle di funzionamento dell'inverter, mentre la tensione a vuoto massima, in corrispondenza della temperatura minima di progetto (per un'applicazione in pianura alle latitudini venete normalmente si considera una temperatura di -10°C), deve essere inferiore alla tensione di danneggiamento dell'inverter. Per poter ottenere i migliori risultati da un impianto fotovoltaico che utilizza la tecnologia a base di silicio cristallino, il campo fotovoltaico dovrebbe essere orientato verso sud con un'inclinazione di $30-35^{\circ}$. Per quanto concerne l'inclinazione ottimale, si possono considerare valide le seguenti indicazioni:

- carico all'incirca costante durante i mesi dell'anno: l'inclinazione preferibile è quella pari alla latitudine del luogo con uno scarto di $\pm 5^{\circ}$.
- carico prevalentemente estivo: l'inclinazione preferibile è quella pari alla latitudine del luogo diminuita di $10 - 15$ gradi.
- carico prevalentemente invernale: l'inclinazione preferibile è quella pari alla latitudine del luogo aumentata di $10 - 15$ gradi.

Per poter far rientrare il campo fotovoltaico nella categoria del GSE di "impianto su edifici" (e trarne i maggiori incentivi) è comunque necessario che le tegole fotovoltaiche siano complanari alla superficie del tetto.

Nell'esempio trattato, la superficie coperta dalle scandole, come già calcolato, risulta essere di circa 24m^2 : questa superficie risulta essere meno della metà di quella della falda esposta a sud. Per la restante metà e per la falda esposta a nord andrebbero utilizzate le compatibili scandole non fotovoltaiche.

Scelta dell'inverter

Un componente che è molto importante dimensionare correttamente è l'inverter, che nel caso in esame dovrà accettare una potenza di almeno 2700W . Questo componente trasformerà la corrente continua dell'impianto in corrente alternata e deve lavorare all'interno di una regione di tensioni ammissibili, all'interno della quale trova posta il Maximum Power Point. Quindi i parametri di maggior interesse per il suo dimensionamento sono: la tensione minima, la tensione massima, la tensione massima ammissibile e la corrente

massima di ingresso. Per i prodotti commerciali più diffusi il valore minimo di funzionamento non è inferiore ai 100V, mentre il valore massimo non è superiore ai 1000V: generalmente il campo di funzionamento non copre tutto il campo dai 100V ai 1000V, ma solo una ridotta finestra. Se un inverter viene fatto lavorare sotto la tensione minima è probabile che si blocchi o peggiori le sue prestazioni; se la tensione supera il massimo è probabile che si guasti o che si azionino sistemi di protezione. Il rapporto tra la potenza dell'inverter e quella del campo fotovoltaico deve rientrare in un intervallo compreso tra i 0,9 e 1,0: è ammissibile una potenza del campo maggiore di circa il 10 % rispetto a quella dell'inverter, perché il valore di potenza del generatore è riferito ai watt di picco (STC condition). L'inverter può essere sottodimensionato di un ulteriore 10 % quando si è in presenza di un impianto dotato di orientamento e inclinazioni non ottimali (ad esempio falda esposta a est o a ovest). I danni che può subire un inverter non sono sempre immediati: infatti un inverter, che lavora in condizioni di sovraccarico, fa sì che i componenti elettronici che lo costituiscono invecchino prima, riducendone la vita. Per la scelta ed il dimensionamento dell'inverter e per la configurazione ottimale delle stringhe, alcune case costruttrici mettono a disposizione appositi software.

Scelta dei cavi e delle connessioni

Tutti i collegamenti elettrici del lato a corrente continua (a monte dell'inverter) sarebbero realizzati con cavi caratterizzati da una tensione nominale compatibile con quella massima del sistema e con una sezione dei conduttori tale da consentire una densità di corrente e una caduta di tensione inferiori ai limiti prescritti nelle norme del comitato tecnico CEI CT 20. Per le applicazioni fotovoltaiche in cui i cavi di collegamento restano esposti alle intemperie, la guida CEI 82.25 suggerisce di utilizzare nel lato a corrente continua (fra moduli ed inverter) cavi siglati FG21M21, ovvero caratterizzati da:

- *conduttore*: fili di rame stagnato
- *isolante*: miscela elastometrica reticolata senza alogeni di tipo G21
- *guaina*: miscela elastometrica reticolata senza alogeni di tipo M21
- *temperatura ambientale*: tra i -40°C e i +90°C

- *temperatura massima di sovraccarico*: $+120^{\circ}\text{C}$
- *temperatura massima di cortocircuito*: $+250^{\circ}\text{C}$
- *tensione massima*: 1,8 kV in corrente continua
- *periodo di utilizzo stimato*: 25 anni

Per applicazioni fotovoltaiche un semplice cavo unipolare in PVC non sarebbe adatto a questo tipo di installazione, in quanto tende a deteriorarsi se esposto per lunghi periodi ai raggi UV. L'isolamento offre un'elevata resistenza all'abrasione, ha proprietà di resistenza alla fiamma, resistenza all'ozono e resistenza ai raggi UV; questi cavi possono inoltre essere usati in ambienti umidi. Per collegare i cavi fotovoltaici fra loro si utilizzano dei particolari connettori. Nel corso degli anni i connettori modello MC3 e MC4 della Multicontact sono diventati di fatto uno standard e sono stati ripresi da molte aziende produttrici concorrenti. In questa applicazione si potrebbero utilizzare connettori compatibili ai MC4 (più grossi ma più sicuri degli MC3 perché dotati di blocco di sicurezza).

Protezioni dell'impianto

Un componente importante per la sicurezza è il sezionatore, un interruttore elettrico che apre fisicamente il circuito qualora fossero necessari degli interventi a valle. Degli scaricatori permettono di salvaguardare l'impianto da possibili scariche atmosferiche o sovratensioni. Molti inverter vengono già forniti con questi elementi, e per piccoli impianti non è necessario aggiungerne altri. I diodi di bypass vanno inseriti in antiparallelo nelle junction box: si dovrebbero utilizzare diodi che sopportino una massima corrente diretta di 8 A ed una tensione inversa di almeno 16 V.

Siccome nel caso in esame l'impianto sarà formato da un'unica stringa, non saranno necessari diodi di blocco a protezione dalle correnti inverse: ciò sarebbe consigliabile in presenza di più stringhe collegate in parallelo le cui correnti potrebbero alimentare una stringa guasta o ombreggiata.

Nel nostro ipotetico impianto non è neanche necessario porre delle protezioni contro le sovracorrenti a protezione dei cavi. Infatti la corrente di cortocircuito in un impianto fotovoltaico è di poco superiore a quella nominale ed i cavi fotovoltaici utilizzati tollererebbero una corrente di 20 o 30A: secondo la norma CEI 64-8/7 i cavi sono adatti all'utilizzo se tollerano in ogni punto una

portata di almeno 1,25 volte la corrente di corto circuito a condizioni STC. In un impianto a stringa unica la corrente di cortocircuito non è sicuramente pericolosa neanche per i moduli, giacché è la stessa corrente di cortocircuito che si avrebbe utilizzando il modulo preso singolarmente.

3.2.4 Ipotesi di utilizzo di moduli al telloruro di cadmio

Statisticamente parlando, è più probabile che l'azienda trovi un prodotto dalle dimensioni adatte a questa applicazione fra i moduli con tecnologia al silicio, in quanto questi sono molto più diffusi di quelli al telloruro di cadmio. Quest'ultima tecnologia è "più giovane", presenta rendimenti inferiori a quelli dei moduli in silicio mono e poli-cristallino e soffre di una certa diffidenza della possibile utenza. Questi timori sono dovuti alla tossicità del cadmio: tuttavia i produttori affermano che i rischi per la salute possano sussistere solo in fase di lavorazione, giacché anche in caso di incendio la fusione del vetro incapsulerebbe il materiale prima che possa fare danni.

L'utilizzo di moduli al telloruro di cadmio presenterebbe alcuni vantaggi:

- un colore omogeneo la cui tinta potrebbe essere ben riprodotta nel chylon ottenendo un prodotto esteticamente più armonioso;
- miglior de-rating termico rispetto ai moduli cristallini (minor perdita di potenza ad alte temperature);
- minor costo/Wp (- 15% circa) rispetto ai moduli cristallini;
- migliore rendimento con luce diffusa rispetto ai moduli cristallini.

Indagando in questa direzione, ho rilevato che anche in Italia è in apertura un'azienda, l'Arendi, che a breve produrrà moduli in telloruro di cadmio, la cui filiera produttiva prevede il deposito in film sottili di CdS/CdTe su vetri spessi 4 mm, larghi 60 cm e lunghi 120 cm. Alla fine della linea vengono posti i conduttori per il collegamento con l'esterno e vengono laminati, cioè vengono incapsulati mediante un foglio sottile di "eva" (una particolare plastica sottile e trasparente) e un vetro temprato (la struttura di questa cella è riportata in figura 3.12). Teoricamente sarebbe possibile ottenere pannelli solari di dimensioni adatte all'utilizzo da parte della Chenna, dividendo il vetro e i film prima della contattatura e incapsulamento: dividendolo in due si otterrebbero moduli $600 \times 600 \text{ mm}^2$; dividendolo in tre, si avrebbero moduli $600 \times 400 \text{ mm}^2$. Probabilmente la prima soluzione sarebbe da scartare,

giacché potrebbe comportare alla Chenna difficoltà di stampaggio per l'eccessiva larghezza del modulo. Entrambe le soluzioni, tuttavia, presentano una lunghezza del modulo, 600 mm, che mal ottimizzerebbe le potenzialità di stampaggio a stampi accoppiati; si potrebbe tuttavia considerare l'opportunità di produrre la tegola a stampo singolo con la struttura in chylon che la sostiene agganciandosi alla parte interna della cornice del modulo. Comunque l'Arendi al momento non garantisce la produzione di questi moduli di dimensioni inferiori ai $1200 \times 600 \text{ mm}^2$.

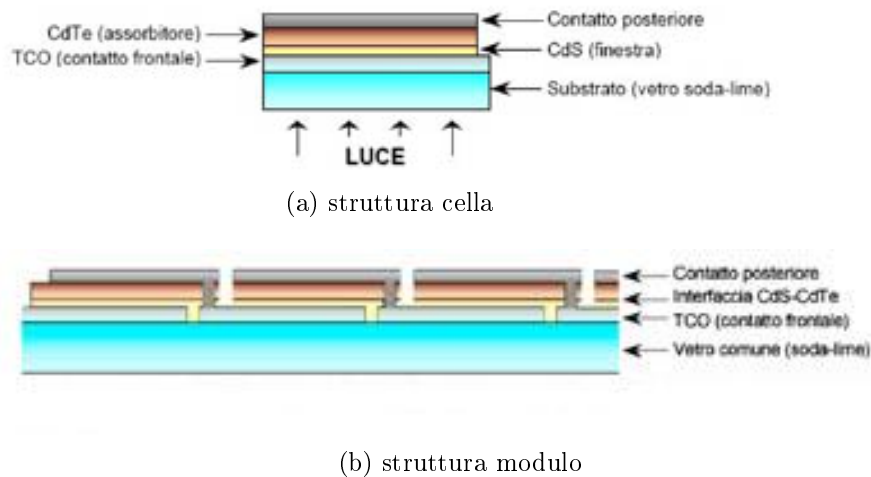


Figura 3.12: celle al telloruro di cadmio

3.2.5 Soluzione B

Un prodotto più ambizioso potrebbe cercare di utilizzare film sottili flessibili. Come già visto col telloruro di cadmio nella sezione precedente, le tecnologie a film sottile presentano degli interessanti vantaggi:

- costi più contenuti;
- migliore resa della luce diffusa;
- minor perdita di potenza a causa della temperatura.

I primi due punti in particolare incentiverebbero l'utilizzo di queste tegole per la completa copertura di un edificio: potendo convenientemente coprire anche falde non esposte a sud, si offrirebbe una soluzione che renderebbe omogeneo l'aspetto del tetto, rendendolo esteticamente più piacevole. Una applicazione a mio parere molto gradevole di impianto fotovoltaico su solaio è "La Maison ZEN" locata a Montagnole in Francia (figura 3.13): la copertura dell'edificio è stata realizzata su entrambe le falde con scandole fotovoltaiche a film sottile CIS prodotte dalla tedesca Sulfurcell. La capacità dichiarata dell'impianto è di 13 kW.



Figura 3.13: La Maison ZEN

Il materiale attivo fotovoltaico che si propone per la tegola in studio è nella forma di film sottile flessibile, incollato alla superficie superiore della scandola tramite una resina epossidica, polimerica come i due materiali da incollare e che dovrebbe ben adattarsi alle piccole dilatazioni termiche tipiche dei polimeri: anche l'incollaggio però dovrà essere materia di studi approfonditi.

L'altra differenza fondamentale, rispetto alla soluzione precedente, è la presenza di una canaletta di collegamento per le tegole destinata a contenere i diodi di bypass e cavi, come mostrato in figura 3.14.

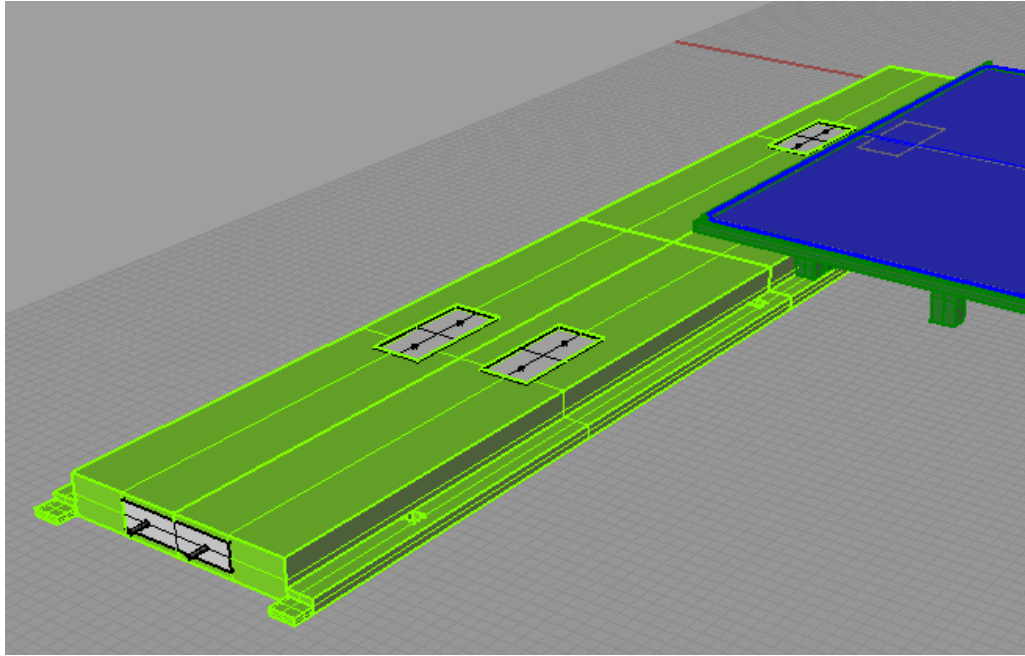


Figura 3.14: segmento canaletta con tegola

Struttura della tegola

Della soluzione A si conserva la struttura dei rinforzi interni, per la già discussa necessità di favorire la circolazione dell'aria sotto le tegole e per limitare le dilatazioni termiche: questa struttura viene inoltre rinforzata per meglio reggere alle pressioni che verranno esercitate sul piano soprastante. A differenza del modello precedente, non è più necessario predisporre la struttura a contenere un pannello fotovoltaico, in quanto il film sarà incollato alla superficie: questo permette di spostare leggermente il piano superiore della scandola rispetto al baricentro della tegola, in modo che scandole affiancate tendano a sovrapporsi. Questa tecnica è presa dal modello delle scandole inglesi e serve a diminuire il rischio di infiltrazioni. L'aggancio fra tegole adiacenti, nel precedente modello attuato tramite innesti, viene eseguito tramite un uncino lungo tutta la sovrapposizione fra le due scandole, come si può vedere in figura 3.15.

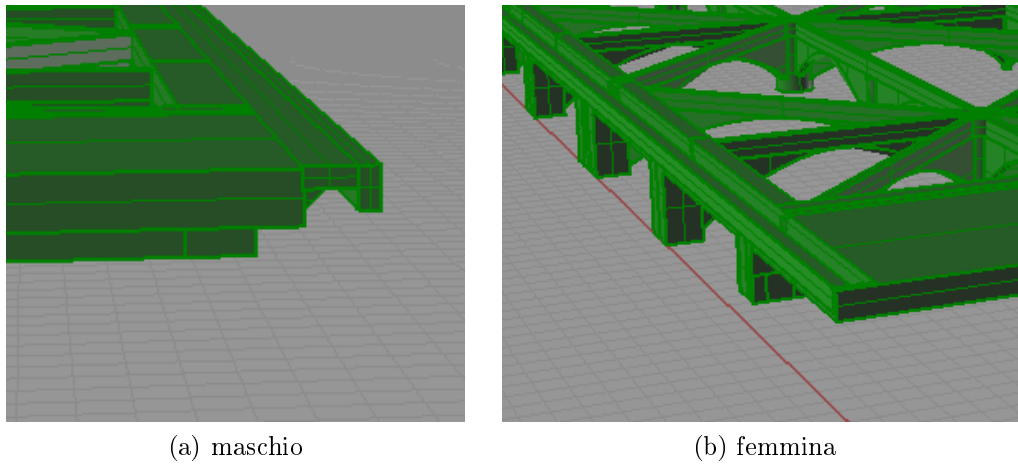


Figura 3.15: aggancio fra scandole

Due protuberanze, poste nella parte inferiore del supporto, permettono di incastrare la struttura alla canaletta.

Appoggiata sopra i rinforzi della struttura si pensa di porre una lastra di alluminio spessa 2 mm: la rete di rinforzi sottostante dovrebbe essere sufficientemente fitta da renderla una superficie calpestabile. Questa lastra andrebbe fissata perpendicolarmente al piano tramite viti che si inserirebbero nei pilastri della struttura sottostante. Sopra lo strato di alluminio verrebbe posto il film fotovoltaico, che ricoprirebbe completamente lo strato di alluminio in virtù della sua superficie leggermente maggiore. In figura 3.16 è riportato un esploso della tegola per meglio visualizzare le componenti: in verde il chylon, in grigio l'alluminio e in blu il film sottile. La componente rossa è il connettore press-in della tegola alla canaletta. Una vite posta sull'angolo superiore dell'aggancio fra due tegole adiacenti fissa le due tegole tra loro e con la canaletta, che in quel punto presenta un rinforzo appositamente predisposto.

L'alluminio, come vedremo, viene inserito per migliorare la dissipazione. Il suo utilizzo all'aria aperta è possibile giacché, a differenza di altri metalli, ossidandosi si ricopre di una patina, ma non si rovina; inoltre il suo impiego è in linea con la filosofia aziendale di utilizzo di materiali riciclati e riciclabili, in quanto, a differenza della sua prima fusione che è molto energivora, le seguenti operazioni di riciclo hanno costi bassi. Inoltre è un materiale abbastanza economico.

Considerando che il peso specifico dell'alluminio laminato è $2,7 \text{ kg/dm}^3$, si può stimare che la lastra di alluminio peserebbe circa 3,4 kg; aggiungendo circa 4 kg della struttura in chylon e 2,2 kg del film fotovoltaico (stima basata su proporzione dai moduli Unisolar) la scandola peserebbe circa 9,6 kg: dimensioni e peso sono ancora adatti al montaggio da parte di un singolo operaio.

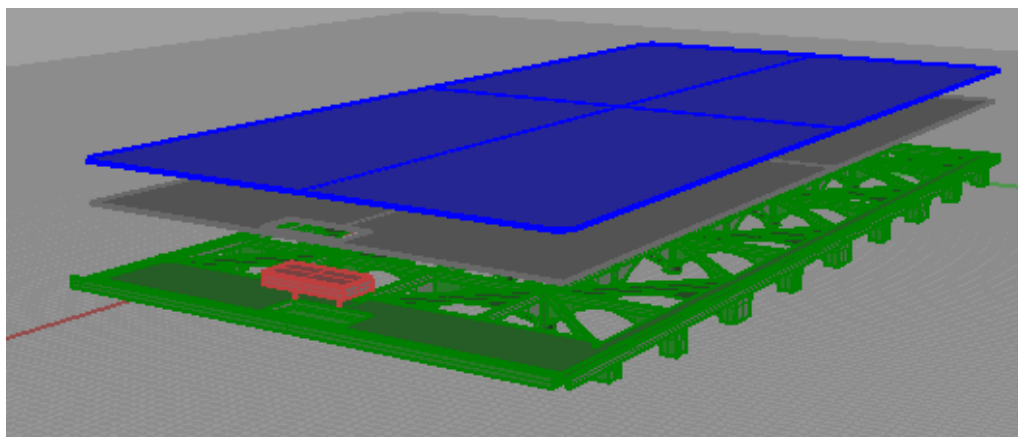


Figura 3.16: componenti della tegola

Film sottile flessibile

L'utilizzo di un film sottile flessibile in questa applicazione ha il vantaggio di semplificare la costruzione della scandola. La flessibilità del modulo renderebbe molto più agevole la saldatura dei conduttori esterni del film sottile ("piattini") al connettore prima di procedere all'incollaggio.

Nelle celle solari a film sottili la quantità di materiale usata è almeno 100 volte inferiore a quella usata per i moduli cristallini, ed è una parte trascurabile del costo totale. Questo costo totale può quindi essere piuttosto basso: attuando economie di scala, il NREL (laboratorio nazionale per le energie rinnovabili americano) prevede che i costi di produzione possano scendere sotto ai $0,5 \text{ \$/Wp}$. Questo è un dato molto interessante se si pensa che all'utente finale l'energia ottenuta da moduli in silicio cristallino costa circa $4,5 \text{ \$/Wp}$.

La maggior parte dei pannelli a film sottile in commercio sono costruiti con la tecnologia del silicio amorfo, con la quale gli atomi di silicio vengono depositi chimicamente in forma amorfa, ovvero strutturalmente disorganizzata, sulla superficie di sostegno (spesso nei moduli flessibili si utilizza come substrato una lamina metallica, ma sono in commercio anche soluzioni che utilizzano substrati polimerici). I prodotti commerciali presentano un'efficienza bassa: anche quelli a tripla giunzione, che possono assorbire fotoni da una banda più larga della radiazione solare, presenterebbero un'efficienza attestabile attorno al 6%. Questo dato, tuttavia, non viene mai evidenziato, in quanto i produttori ritengono penalizzante la classificazione secondo le STC: essi giustificano questa posizione ricordando che il miglior de-rating termico e il migliore rendimento con luce diffusa comportano un miglior rapporto KWh/Wp anche del 10-15% rispetto ai moduli cristallini.

Una caratteristica dei prodotti al silicio amorfo è un rapido degrado dell'efficienza nei primissimi mesi di utilizzo, che poi si assesta con una stabilità comparabile a quella dei pannelli in silicio cristallino: i data-sheet dell'unisolar (tripla giunzione) avvertono che nelle prime 8-10 settimane il voltaggio potrebbe essere maggiore dell'11% e la corrente del 4% rispetto ai dati dichiarati; le celle solari ottenute in laboratorio dalla Xunlight (tripla giunzione a-Si/a-SiGe/a-SiGe) presentano un'efficienza iniziale del 13% che diminuisce fino ad assestarsi al 10,4%; i pannelli della Sharp (non flessibili, ma formati da un film di silicio amorfo ed uno microcristallino) si stabilizzano all'8,5%, ma garantiscono prestazioni del 90% dopo 10 anni e del 80% dopo 25.

Oltre a quella silicea, altre tecnologie si applicano ai film sottili flessibili: il progetto italiano Flexsolar sta studiando film flessibili di telloruro di cadmio; la Global Solar è già una consolidata produttrice di ampi film sottili flessibili al CIGS su foglio metallico con efficienze comprese fra il 10,5% e il 12,6%.

Un altro aspetto, che ho potuto intuire dialogando con le aziende, è che, chiedendo un prodotto di dimensioni tagliate su misura, ci sono meno difficoltà ad averlo come film sottile flessibile, che in modulo in silicio policristallino.

Vista la rapidità dell'evoluzione del settore, anche in questo caso non si indica un produttore preciso nella scelta del film sottile da utilizzare per la scandola, in quanto, al momento della produzione, ci saranno sicuramente in commercio soluzioni migliori. In questa sede, per dimensionare l'impianto, si ipotizza di utilizzare una soluzione a silicio amorfo a tripla giunzione simile a quella proposta dall'Unisolar e le prestazioni di potenza della scandola vengono prese sulla base del loro prodotto PVL-68, proporzionandole alle dimensioni della tegola. Quindi considereremo:

- *Potenza nominale*: 39 Wp
- V_{mp} : 13 V
- I_{mp} : 3 A

Infiltrazioni

La sovrapposizione con le tegole adiacenti lungo due lati e con la canaletta su un terzo rende questa scandola più resistente alle infiltrazioni che possono verificarsi ai bordi del manufatto rispetto al modello A. Per la protezione del quarto lato sarà necessario utilizzare un espediente come quelli trattati per la scandola A. La resina epossidica solidificata, che posta sui bordi del foglio fotovoltaico fisserebbe efficientemente quest'ultimo alla scandola, creerebbe una barriera polimerica lungo tutto il perimetro del film sottile che non permetterebbe alle infiltrazioni d'acqua di raggiungere la superficie inferiore del foglio fotovoltaico. In questa configurazione il film sottile e la resina sarebbero la protezione che:

1. limitano l'ossidazione dei "piattini" che collegherebbero il film sottile alla connessione press-in;
2. evitano che le infiltrazioni si spingano fino alla giunzione fra l'alluminio e il chylon per poi gocciolare sotto la scandola.

Dissipazione del calore

La struttura della tegola, come già detto, favorisce la convezione naturale. L'alluminio ha una conducibilità termica centinaia di volte maggiore del chylon: porporre la lamina di alluminio tra il film e il fluido:

1. migliora il trasferimento del calore al fluido;
2. rende uniforme il calore sotto il film. In corrispondenza della parte anteriore della tegola (dove la scandola si sovrappone alla canaletta) o in corrispondenza dei rinforzi della struttura, non ci può essere scambio di calore col fluido; l'alta conducibilità dell'alluminio tuttavia favorisce la trasmissione del calore lungo la lamina e permette di avere una temperatura più omogenea di quanto non si sarebbe ottenuto poggiando il film sul chylon.

Bisogna comunque tenere presente che, utilizzando film sottili, la dissipazione del calore non è un parametro così critico come nel caso dei pannelli in silicio cristallino: in una fase di studio più approfondita bisognerebbe approfondire il bilancio di costi-benefici.

Canaletta e connessioni

I segmenti della canaletta sono stati dimensionati in modo che risulti anch'essa stampabile dalle due linee di presse in configurazione di stampaggio a presse accoppiate. Viste le dimensioni, la parte superiore e la parte inferiore della struttura potrebbero essere realizzate affiancate su un unico stampo. Alternativamente, si potrebbe cercare di realizzare queste componenti per estrusione: poi in Italsvenska, un'altra azienda del gruppo, gli estrusi potrebbero essere rifiniti al pantografo.

Per questa soluzione B, sono state ipotizzate connessioni a press-in, che coerentemente alla norma CEI EN 50521 (CEI 82-31) "Connettori per sistemi fotovoltaici, prescrizioni di sicurezza e prove", dovranno essere progettate in osservanza alla EN 60352-5. In questo studio preliminare, ci basta considerarle come scatole isolanti al cui interno saranno saldati i terminali elettrici. Le connessioni prevederanno un componente maschio ed una femmina, uniti da due contatti di 4 mm di diametro, più che sufficienti per le correnti previste lungo le stringhe. Le connessioni uniscono le scandole alla canaletta e i vari segmenti della canaletta appartenenti alla medesima stringa. Essendo le tensioni sulla canaletta potenzialmente multiple di quelle che si avrebbero ai terminali della singola scandola, si è posto la connessione maschia (più esposta) sulla scandola, mentre la femmina (più riparata) è nella canaletta. Alla giuntura fra segmenti di canaletta ci sono due innesti meccanici che devono essere infilati negli appositi incavi del segmento successivo: una volta inseriti, una vite per parte li fisserà tra loro e con il solaio sottostante. Questo fissaggio è pensato per velocizzare la posa della canaletta e cercare di ridurre gli sforzi trasversali che potrebbero subire i terminali della connessione elettrica (figura 3.17).

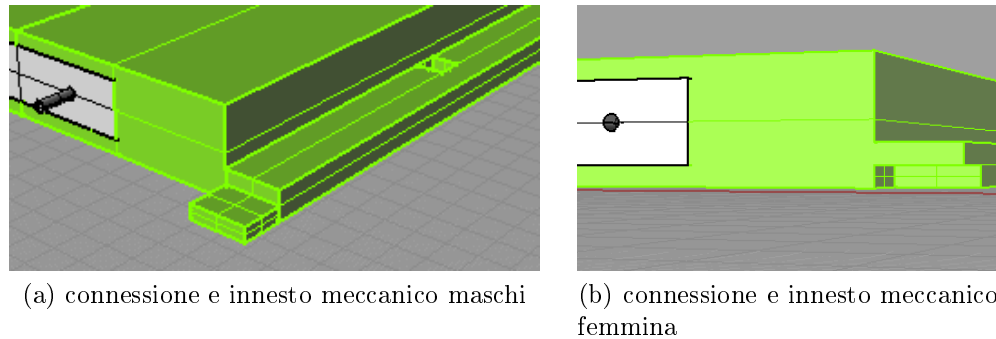


Figura 3.17: giuntura fra segmenti della canaletta

Ciò è stato fatto in osservanza alle norme, che recitano che le connessioni devono essere fissate meccanicamente e devono fornire un contatto elettrico senza sollecitazioni su connessioni e morsetti. In figura 3.17a si può inoltre vedere uno degli incavi per l'innesto della scandola, anche questi pensati per limitare gli sforzi trasversali al connettore della tegola.

Tornando alla figura 3.14 si può osservare come le connessioni elettriche della canaletta con le scandole non siano posizionate simmetricamente: questo è dovuto all'asimmetria della tegola. Infatti sulla scandola la connessione elettrica è posta in posizione centrale rispetto al film sottile, ma non rispetto alla tegola, a causa delle sovrapposizioni fra tegole adiacenti. Affinché la copertura sia uniforme e le tegole risultino allineate, è quindi necessario sfasare le posizioni delle connessioni elettriche sulla canaletta.

Nella canaletta devono essere inseriti anche i diodi di bypass in antiparallelo alle scandole: questi dovrebbero sopportare una corrente diretta di circa 5 A ed una tensione inversa di almeno di 16 V.

Oltre alle connessioni, la canaletta dovrà contenere i cavi elettrici. I cavi devono essere caratterizzati da una tensione nominale compatibile con quella massima delle stringhe che potrebbero essere realizzate, e con una sezione dei conduttori tale da consentire una densità di corrente e una caduta di tensione inferiore ai limiti prescritti nelle norme del comitato tecnico CEI CT 20. La tensione nominale di un cavo è la tensione di riferimento per la quale il cavo è progettato. Questa è data dalla combinazione (non dal rapporto!) di due valori U_0/U dove:

- U_0 è il valore efficace tra ogni conduttore e la terra

- U è il valore efficace tra due conduttori di fase di un cavo multipolare o di sistema di cavi unipolari

Sia nei generatori fotovoltaici isolati da terra che in quelli con un polo connesso a terra vale $U_0 = U$. Seguendo le indicazioni della guida CEI 20-67, la tensione massima in corrente continua dell'impianto non deve superare di più del 50% la tensione nominale dei cavi. Come tensione massima bisogna considerare la $V_{OC\ max}$, ovvero quella che si avrebbe a circuito aperto alle minime temperature di progetto. Data la difficoltà di individuare quale possa essere la $V_{OC\ max}$, la guida CEI 82-25 suggerisce di utilizzare la relazione empirica semplificata:

$$U_0 \cdot 1,5 \geq 1,2 \cdot V_{OC\ array}$$

dove $V_{OC\ array}$ è la tensione a circuito aperto della stringa, ottenibile dal data-sheet del modulo moltiplicando la V_{OC} dichiarata del modulo a STC per il numero di moduli della stringa. Nel caso della scandola B, per dimensionare questa grandezza bisogna valutare quanti segmenti di canaletta può avere senso mettere in serie. Ipotizzando un limite di 10 segmenti di canaletta, ricordando che ad ogni segmento corrispondono 4 scandole e supponendo che il film sottile usato abbia una V_{OC} di 18,2 V (calcolata in proporzione al già citato PVL-68), possiamo stimare che $V_{OC\ array} = 18,2 \cdot 10 \cdot 4 = 728V$. Quindi:

$$U_0 \geq \frac{1,2 \cdot 728}{1,5} = 582,4\ V$$

Per l'applicazione si possono quindi utilizzare i cavi a tensione nominale 0,6/1 kV. Essendo poi questi cavi protetti nella struttura della canaletta, non è necessario ricorrere ai cavi FG21M21: i normali cavi in PVC dovrebbero essere sufficienti non essendo soggetti a particolari sollecitazioni. Le altre specifiche che devono soddisfare sono:

1. sezione sufficiente a limitare la caduta di tensione entro il 2% nel tratto tra i moduli e l'inverter;
2. capacità di operare alla temperatura raggiungibile dalla specifica applicazione.

Per quanto riguarda il primo punto, cavi energetici con una sezione di $1,5 \text{ mm}^2$ presentano una resistenza di $13,3 \text{ } \Omega/\text{km}$: se la tensione di una stringa a 10 segmenti è $V_{mpp} = 520 \text{ V}$, la corrente è $I_{mpp} = 3 \text{ A}$ e supponendo che i segmenti di cavo possano correre per 21 metri dentro la canaletta (per un totale resistenza $R = 0,28 \text{ } \Omega$), si ricava che la perdita sarebbe di

$$V_{persa} = RI_{mpp} = 0,84 \text{ V}$$

che corrisponde al 0,16% della V_{mpp} . Il tratto di collegamento fra la canaletta e l'inverter andrebbe fatto con un cavo fotovoltaico FG21M21 che presentando sezione pari o superiore a $1,5 \text{ mm}^2$, avrà una resistività uguale o minore.

Per quanto riguarda il punto 2, non si prevede che la canaletta possa scaldarsi eccessivamente.

Per limitare le sovratensioni causate dall'induzione di scariche atmosferiche, i cavi vengono sistemati nella canaletta cercando di lasciare meno spazio possibile fra i due, cercando così di minimizzare l'area della spira induttiva. Essendo la portata di questi cavi sicuramente maggiore di 1,25 volte la $I_{SC \text{ STC}}$ (stimabile non superiore ai 3,7 A), non sembrano necessarie protezioni contro le correnti di sovraccarico.

L'interno della canaletta è illustrato in figura 3.18, dove i diodi sono rappresentati in ciano, le connessioni press-in in grigio, i cavi in giallo e i collegamenti connessioni-diodi-cavi in nero. La superficie inferiore del segmento di canaletta (in rosso) verrebbe fissata per mezzo di viti inserite dal basso verso l'alto che farebbero presa in punti di spessore della struttura soprastante. Tramite guaine applicate sui bordi della superficie e delle connessioni si eviterebbe infiltrazioni d'acqua.

I collegamenti fra diodi, connessione e cavi avverrebbero per stagnatura; siccome la differenza di potenziale prevista fra i conduttori scoperti che collegano i diodi ai cavi può essere al massimo pari a $V_{OC \text{ array}} = 728 \text{ V}$, e quindi, considerando che la distanza fra i diodi sarebbe dell'ordine dei centimetri e che la rigidità dielettrica dell'aria è di 5000 V/mm , non si presenta il pericolo di archi elettrici all'interno della canaletta.

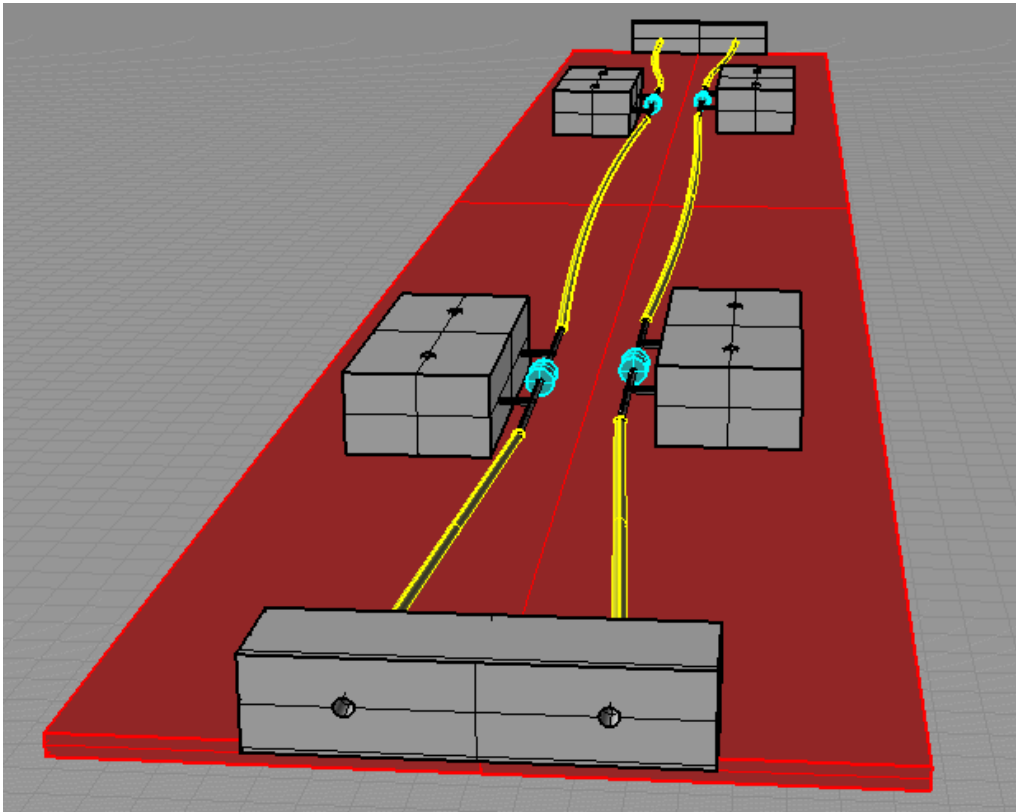


Figura 3.18: parte interna di un segmento della canaletta

Elementi di completamento della canaletta

La canaletta deve presentare un segmento iniziale che chiuda il circuito ed un elemento finale che permetta la connessione in serie o parallelo di canalette diverse. Il segmento iniziale sarebbe una semplice variante dei segmenti di canaletta standard, e quindi non servirà preparare uno stampo differente. Essendo il primo segmento della canaletta, non avrà a monte altri segmenti e quindi non è necessario dotarla all'estremità della connessione femmina. Tale foro verrebbe chiuso da una lastra che eviti infiltrazioni di acqua e di polveri all'interno della canaletta; dietro questa lastra il cavo di collegamento unirà le tegole poste in serie sul lato destro a quelle del lato sinistro. In figura 3.19 si riporta la visione wireframe di questo componente.

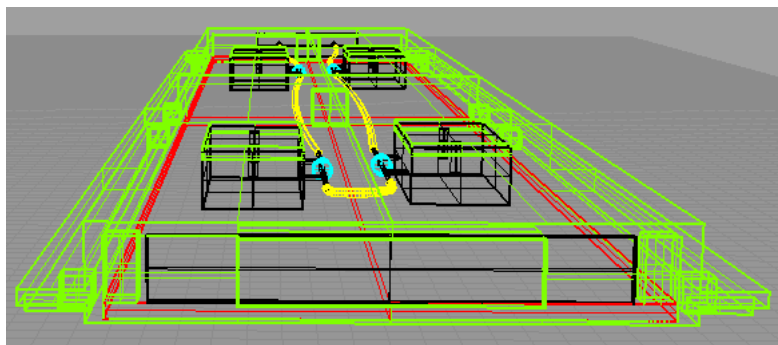


Figura 3.19: interno del primo segmento di canaletta

L'elemento finale della canaletta avrà invece una sezione verticale uguale ai segmenti della canaletta, ma una lunghezza molto inferiore. Questo elemento deve avere sull'interfaccia con la canaletta una connessione femmina a press-in, mentre dall'altra parte deve presentare i terminali per la connessione tramite cavi fotovoltaici FG21M21. All'interno di questa componente si inseriscono anche i diodi di blocco. La norma IEC 60364-7-712 stabilisce che questi diodi potrebbero anche non essere impiegati qualora sul campo fotovoltaico si utilizzino moduli con protezione di classe II dello stesso tipo e qualora la differenza della tensione a vuoto delle stringhe non sia superiore al 5%: tuttavia questa soluzione è pensata per applicazioni anche su falde del tetto differenti, e, per quanto l'utilizzo del film sottile a silicio amorfo renda la tensione meno sensibile alle variazioni di irraggiamento di quanto non lo sarebbe col silicio cristallino, è ragionevole utilizzare delle protezioni. La stessa norma IEC 60364-7-712 stabilisce i criteri per il dimensionamento dei dispositivi: la massima tensione inversa del diodo di blocco deve essere almeno pari al doppio della V_{OC} della stringa in condizioni STC; come già calcolato nel paragrafo precedente,

$$V_{OC\ array} = 18,2 \cdot 10 \cdot 4 = 728\ V$$

e quindi la tensione inversa dei diodi può essere dimensionata come 1,5 kV. I diodi introducono una caduta di tensione: normalmente la si può stimare intorno ai 0,7 V. Questa caduta può essere ridotta utilizzando dei diodi Scottsky: questi sono un po' più costosi, ma riducono la caduta a 0,4 V.

Siccome questa soluzione B favorirebbe l'uso della configurazione a parallelo e siccome il limite massimo di tensione inversa, che i diodi Scottsky in commercio riescono a sopportare, è proprio 1,5 kV, l'utilizzo di questo tipo di diodi sarebbe molto indicato. La massima corrente diretta che il diodo deve sopportare deve essere superiore alla corrente di corto circuito I_{SC} delle singole scandole (stimata di 3,7 A) e, per maggiore sicurezza, è bene che sia almeno

$$I_{diretta} = 1,25 \cdot I_{SC} = 4,6 \text{ A}$$

In figura 3.20 sono riportate una rappresentazione della canaletta ombreggiata ed una wireframe per poter meglio individuare le componenti: in verde la struttura superiore della canaletta, in rosso la superficie inferiore, in blu il collegamento col resto della canaletta, in nero la connessioni con i cavi fotovoltaici ed in ciano sono riportati i diodi di blocco. I diodi sono sospesi ed hanno le estremità stagnate da una parte con le connessioni alla canaletta e dall'altra con i cavi fotovoltaici; sono orientati coerentemente al verso della corrente.

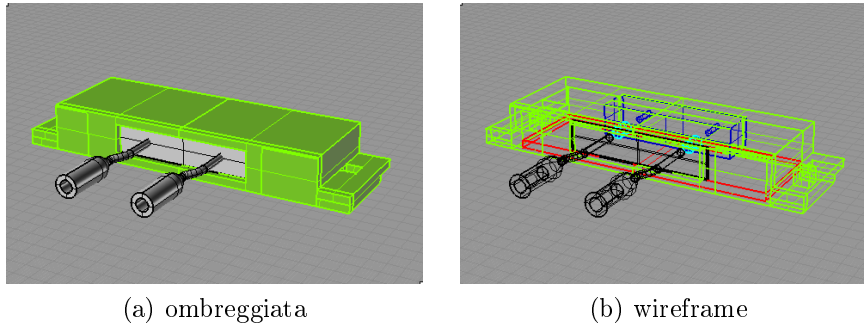


Figura 3.20: terminale canaletta

Sicurezza

La qualifica per la sicurezza dei moduli fotovoltaici è l'argomento della norma CEI 82-27 e fornisce molte informazioni importanti. In questa sede si fissano ad esempio le tensioni ammissibili nelle varie parti di un impianto fotovoltaico, vincolandole a livelli non pericolosi nelle zone accessibili ad utenti

non specificatamente formati ed informati dei rischi; si danno istruzioni ai produttori per rendere più sicuro l'assemblaggio dei loro prodotti, si indicano le specifiche di protezione antincendio. Essendo le connessioni elettriche protette dal corpo della tegola, una persona che dovesse camminare sul tetto non rischia di accedere a punti ad alta tensione dell'impianto. Sono fonti di pericolo ovviamente anche i quadri elettrici, l'inverter e il cavo di collegamento in parallelo delle stringhe: tuttavia si rimanda lo studio delle protezioni per queste componenti ad altra sede. Sull'argomento della sicurezza durante l'assemblaggio, si è già illustrato come siano state proposte delle componenti di dimensione e peso contenuti, facilmente assemblabili da singoli operatori; le modalità di connessione elettrica appaiono sicure.

Per quanto riguarda la sicurezza antincendio, il chylon può migliorare le sue prestazioni ignifughe grazie all'aggiunta di particolari additivi: ovviamente il costo del materiale aumenta col crescere della quantità di additivi aggiunti e quindi si dovrebbe studiare la giusta ricetta per soddisfare le richieste evitando sovradimensionamenti. Il chylon, nella sua funzione di struttura, deve avere un indice termico relativo minimo superiore di 20°C rispetto alla temperatura massima di funzionamento e un indice massimo di propagazione delle fiamme pari a 100: queste richieste possono essere soddisfatte abbastanza agevolmente. Più severi sarebbero i vincoli per la canaletta in chylon. Se la canaletta fosse solo un condotto plastico contenente cavi, sarebbero sufficienti una buona resistenza all'accensione ed una debole propagazione di fiamma: in tali condizioni, infatti, un eventuale incendio partirebbe esternamente dalla canaletta, e al condotto si richiederebbe solo che non contribuisca attivamente all'incendio, ovvero che si possa accendere, ma per continuare a bruciare abbia bisogno del calore di un'altra fonte, quale ad esempio la sorgente dell'incendio. Siccome nella soluzione B si propone una canaletta che contiene connessioni e diodi, questa applicazione del chylon ricade nella categoria "polimeri che fungono da custodia per le parti attive", ovvero una componente che contiene al suo interno elementi elettrici che possono generare incendi e, secondo la IEC 60695-1-1, entro certi limiti deve contenere le fiamme all'interno del suo involucro. Esistono molti standard per misurare l'infiammabilità: la IEC (e di conseguenza la CEI) ha adottato il UL 94, lo standard degli americani Underwriters Laboratories che tratta specificamente l'infiammabilità delle plastiche. Per la canaletta il test più vincolante richiederebbe la migliore caratteristica di infiammabilità, ovvero 5-V. I test svolti dalla Chenna sono stati eseguiti per certificazioni UNI 8457/87 e UNI 9174/87. Il test UNI 8457/87 è considerato meno severo di quello UL 94: pre-

vede di porre verticalmente il campione da analizzare a metterlo a contatto per trenta secondi con una fiamma inclinata a 45° e al termine analizzare:

1. tempo di post-combustione;
2. tempo di post-incandescenza;
3. dimensioni della zona danneggiata;
4. gocciolamento;
5. rottura del filo di cotone (filo posto sopra al campione in modo che se all'accensione si generasse una fiamma importante, il filo si bruci).

Il punteggio attribuito fa ricadere il campione in una data categoria. Il campione di chylon (con additivi) risulta ampiamente nella prima categoria: infatti non presenta post-combustione e post-incandescenza, presenta una zona danneggiata che rientra nella prima categoria con un margine del 200%, non si sono verificati nè gocciolamento nè rottura del filo di cotone. Siccome le condizioni del test dell'UL 94 sono molto simili, la mancanza di gocciolamento e di post-combustione dovrebbero far ricadere il campione di chylon nella migliore categoria anche secondo lo standard UL 94. In caso la Chenna voglia investire su questa tegola, è comunque consigliabile che rifaccia i test seguendo gli standard e le modalità indicati dal CEI. Inoltre dovrà fare il test per verificare che il chylon abbia una resistenza alle caratteristiche di accensione al filo incandescente almeno pari a 30 (anche questo requisito, comunque, dovrebbe essere soddisfatto). Siccome non si prevede che il sistema possa essere portato a tensioni superiori ai 6000V, non è necessario verificare di avere un indice comparativo di resistenza alla traccia pari o superiore a 250.

La CEI 89-7, guida per la valutazione dei pericoli di incendio dei prodotti elettrotecnici, chiede di valutare come fattori di pericolo per le persone anche il rilascio di calore e l'opacità, la tossicità e la corrosività dei fumi. Il chylon, in caso di incendio, non rilascia molto calore, ma rilascia fumi coerenti alla sua composizione di polietilene, con l'aggiunta di piccole quantità di formaldeide dovute agli sfridi di legno. Tuttavia, come spiega la guida, i pericoli vanno contestualizzati agli scenari possibili: le scandole andrebbero applicate sul tetto, quindi all'aperto, ed in caso di incendio i fumi non sarebbero un problema molto rilevante.

3.2.6 Esempio di un piccolo impianto con tegole B

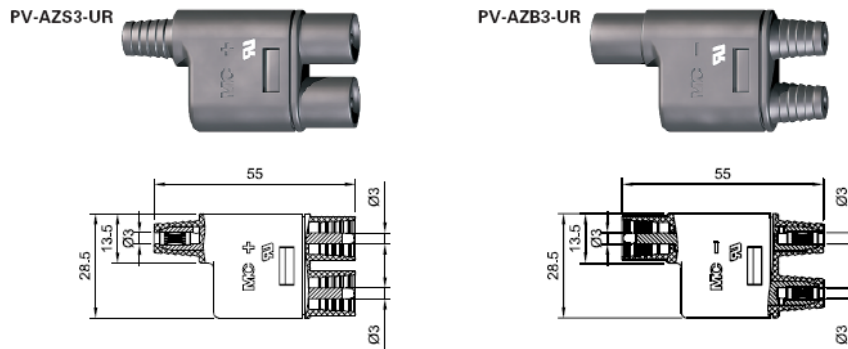
Come già fatto con le tegole A, ora si propone un impianto di 3 kWp, effettuato con tegole B, per l'abitazione descritta nella sezione 3.2.3. Utilizzando tegole da 39 Wp, sono necessarie 77 tegole per raggiungere la potenza di picco richiesta. A questo punto ci si trova ad affrontare un problema di ridotta flessibilità della soluzione proposta, in quanto si deve considerare che queste tegole vanno inserite a gruppi di 4 collegate ad un segmento di canaletta per una dimensione totale del modulo di $2300 \times 1060 \text{ mm}^2$. Su una falda $10000 \times 5200 \text{ mm}^2$ bisogna quindi considerare i seguenti rapporti:

$$10000/2300 = 4,3 \text{ e } 5200/1060 = 4,9$$

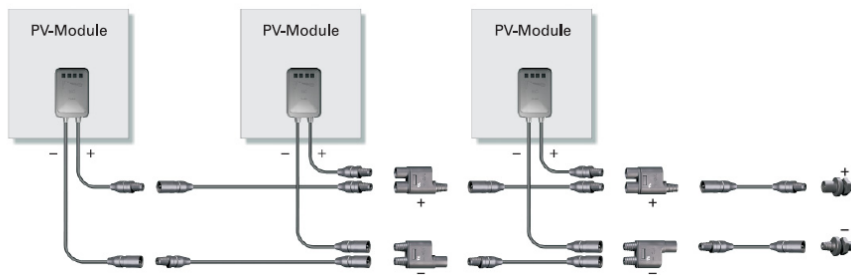
Siccome, come già spiegato, i moduli non possono sporgere dal solaio, si possono installare su questa copertura 16 segmenti di canalette su 4 "colonne", per un totale di 64 tegole divise in 4 stringhe di 16 scandole in serie ciascuna. Sulla falda esposta a sud si potrebbero quindi installare 2432 Wp e le restanti 13 tegole andrebbero installate sulla falda esposta a nord. Installando su questa falda una "colonna" di 4 segmenti di canaletta, per un totale di 16 scandole, si avrà a disposizione una stringa di tegole che svilupperà una tensione comparabile con quelle delle stringhe a sud: infatti, al ridursi dell'irraggiamento, diminuisce la corrente generata, ma la tensione non varia molto e, finché questa differenza sarà limitata, sarà possibile connettere in parallelo le stringhe delle due falde⁵. A causa del minor apporto di corrente, tuttavia, non si può assicurare che la stringa a nord riesca a produrre i 568 Wp che sarebbero richiesti per raggiungere la quota dei 3kWp: sarebbero da valutare costi e benefici. In questa configurazione le grandezze elettriche ai terminali delle 5 stringhe sarebbero $V_{MPP} = 13[V] \cdot 16 = 208 V$ e $I_{MPP} = 3 A$ per un totale all'inverter di $V_{MPP} = 208 V$ e $I_{MPP} = 12 \div 15 A$. Le connessioni fra le stringhe avverrebbero tramite cavi FG21M21 di cui si è già precedentemente trattato nella sezione 3.2.3. Utilizzando un inverter con un unico ingresso, la configurazione in parallelo si ottiene o usando appositi branch plug (figura 3.21) oppure utilizzando coppie di cavi appositamente preposti (figura 3.22); le immagini proposte vengono dal catalogo della Multicontact. Essendoci diverse stringhe in parallelo, può essere opportuno utilizzare o cavi

⁵Nel caso la differenza fosse sensibile, si potrebbe considerare l'ipotesi di rimuovere tegole dal lato sud o aumentare le tegole sul lato nord (per esempio aggiungendo una "colonna" al lato nord, formata da un solo segmento collegato in serie alla prima "colonna").

di portata sovradimensionata, oppure adottare delle protezioni contro le correnti di cortocircuito (per esempio fusibili). Qualora si decidesse di utilizzare un inverter a più ingressi, l'apparecchiatura cercherebbe di lavorare ai vari maximum power point delle stringhe a monte degli ingressi e non si avrebbe più lo stringente vincolo di progettare stringhe che presentino tutte la stessa tensione.



(a) branch plug positivo e negativo



(b) esempio di connessioni in parallelo con branch plug

Figura 3.21: branch plug



Figura 3.22: cavo per connessioni in parallelo

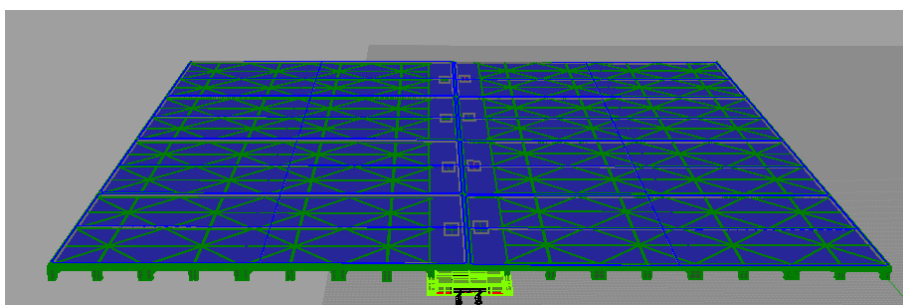


Figura 3.23: quattro scandole B assemblate su una canaletta con terminale

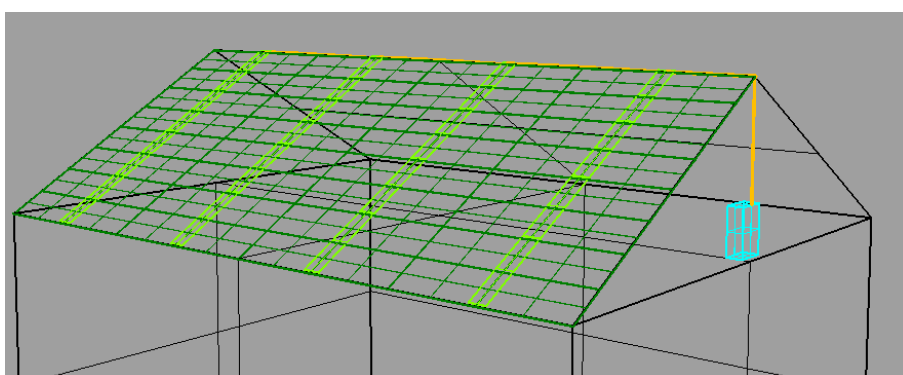


Figura 3.24: installazione su tetto di 64 scandole B

Considerazioni sull'applicazione della tegola B

L'idea di utilizzare la canaletta per servire coppie di tegole opposte è nata dal tentativo di ridurre il cablaggio, limitando costi e semplificando l'installazione: tuttavia il modulo funzionale di quattro scandole così ottenuto, come visto nel precedente paragrafo, assume dimensioni notevoli se confrontate alle superfici da coprire e questo va a scapito della sua flessibilità di utilizzo. Più che su falde nord-sud, questa soluzione è indicata su falde est-ovest, montando un numero diverso di stringhe da una parte o dall'altra, a seconda che si prevedano maggiori consumi di mattina o di pomeriggio. Si ricorda che una stringa, illuminata da luce diffusa insufficiente a mantenere il livello di tensione di altre stringhe ad essa in parallelo, non diventa un carico per il resto del campo fotovoltaico, grazie all'azione dei diodi di blocco. Qualora si montassero un pari numero di stringhe su entrambe le falde, probabilmente sarebbe conveniente collegare le stringhe su una stessa falda in serie, in modo che la potenza all'inverter sia dovuta ad alte tensioni più che ad alte correnti: infatti alti amperaggi comportano maggiori perdite resistive.

Si ricorda infine che, sebbene i terminali delle canalette consentano, oltre al collegamento in parallelo, anche quello in serie, il sistema è stato dimensionato considerando un massimo di dieci segmenti di canaletta e tale limite vale sia che i segmenti vengano collegati tramite le connessioni press-in, sia che vengano collegati in configurazione serie tramite i cavi fotovoltaici.

Ulteriori sforzi per migliorare questa soluzione devono essere indirizzati all'aumento della versatilità. In particolare bisognerebbe pensare a come implementare delle tolleranze meccaniche, che permettano di compensare le curvature su una falda a "schiena d'asino" e affiancare alla soluzione pre-cablata a canaletta una soluzione cablabile, che permetta di ottimizzare le superfici scoperte.

Capitolo 4

Conclusioni

Durante questi mesi di tirocinio sono riuscito nell'intento di aggiornare la programmazione dei PLC della Chenna, per migliorare l'efficienza dei macchinari nelle operazioni che correntemente svolgono. Anche altri programmi sono stati implementati, ma il loro test avverrà ad impianti fermi nei prossimi mesi, probabilmente durante la manutenzione estiva. Nello studio della scandola, ho cercato di soddisfare la richiesta dell'azienda di inquadrare gli obiettivi, le problematiche e le possibili soluzioni di una copertura fotovoltaica che utilizzi i materiali prodotti dalla Chenna. Ritengo sia stata una trattazione di raggio piuttosto ampio, e che possa offrire diversi spunti per approfondimenti mirati.

Durante questo lavoro di tesi ho affrontato molti temi. Anzitutto ho approfondito le conoscenze di programmazione di PLC apprese all'Università. Questa esperienza ha arricchito le conoscenze che avevo acquisito durante il corso di Automazione Industriale poichè:

1. al corso ci è stato insegnato un linguaggio diverso, quello dei PLC Siemens;
2. non si sono mai trattati sistemi di tale complessità;
3. durante il corso non c'è stata occasione di provare i programmi realizzati se non tramite simulazione.

Riprogrammare i controllori della Chenna mi ha quindi fornito un'occasione di applicare sul campo le nozioni precedentemente apprese in un'applicazione concreta.

Lo studio della scandola, invece, mi ha richiesto di addentrarmi in acque per lo più sconosciute e affrontare temi quali le tecnologie del fotovoltaico, il disegno CAD e la fluidodinamica. Mi ha inoltre portato a contatto con la realtà delle normative tecniche, che se, da un lato sono scoraggianti nella loro vastità e nei continui richiami incrociati, dall'altro sono molto utili per individuare problematiche, che altrimenti passerebbero inosservate, e per dare indicazioni e spunti durante la progettazione. Queste nuove nozioni saranno sicuramente utili per la mia crescita professionale.

Capitolo 5

Ringraziamenti

Sono molte le persone a cui sono dovuti i miei ringraziamenti. Per quanto riguarda il lavoro di elaborazione e stesura della tesi di laurea, ringrazio anzitutto il mio relatore, il professor Gaudenzio Meneghesso, per la disponibilità e la rapidità con cui ha sempre risposto alle mie domande, e il signor Nevio Mattiussi per il supporto datomi presso la ditta Chenna.

La mia riconoscenza va inoltre al signor Barro per le illuminanti conversazioni sul fotovoltaico, agli ingegneri Lualdi e Mittone per il rapidissimo corso di termodinamica offertomi, al laboratorio CATAS per la disponibilità datami nelle consultazioni delle normative CEI, all'architetto Masotti per le lezioni di edilizia ed a Biff per quelle di disegno CAD, a Piero per le commissioni al DEI mentre io ero in Friuli.

Considerando tutto il mio percorso universitario, un fondamentale ringraziamento è dovuto alla mia famiglia, che mi ha sempre sostenuto e creduto in me: grazie quindi a mia madre, a mio padre ed alle mie sorelle Antonella e Rosella. Non posso tralasciare nonna Lella, il cui affetto non dimenticherò mai. Grazie naturalmente alla mia fidanzata Antonella, che mi sopporta anche quando stressato e caustico, è sempre bellissimissima e che mi ha spinto ed incoraggiato a laurearmi con un'insistenza quasi pari a quella di mia madre.

Non posso dimenticare in questo lungo elenco di ringraziare tutti gli amici con cui ho condiviso questi anni: Marco, inseparabile compagno di mille avventure, Christian, che mi ha sempre fatto bere più di quanto avrei voluto, Lydia che riusciva a fare un po' da voce della coscienza, Michele, sempre allegro, capace di far sembrare il fitness un'attività divertente, Paolo col quale le lezioni diventavano un momento di divertimento, Marzia per le cene etniche

e per le torte sacher, Emiliano, Barbara, Elisa, Daniela e gli altri del corso alla Montecengio, perché siamo riusciti a costituire proprio un bel gruppo ed in ogni occasione è sempre un piacere trascorrere del tempo assieme. Di seguito devo ricordare Gigio e il Bieco maestri di ospitalità, Mattia e Bruno senza i quali i robottini non si sarebbero neanche mossi, Giulia a cui, nonostante abbia sempre messo a dura prova la mia pazienza, mi lega un'amicizia profonda, Gerlando e Simone, ottimi coinquilini che mi hanno fatto apprezzare la cultura ed il calore degli abitanti della Sicilia, Atika senza la quale il nostro appartamento sarebbe sempre stato un totale disastro, Alessandro, che invece ci aveva abituati al disordine, ma con il quale si facevano delle partite favolose a Worms.

Non voglio poi dimenticare Elena e Bruno, miei dirimpettai per poco tempo, ma con i quali l'amicizia è perdurata, Laura e Sara, mie prime coinquiline con le quali ho assaporate le emozioni e le sfide della vita fuori casa, le dirimpettaie Ludovica &co, rifugio nei giorni in cui la dispensa era vuota e compagne fisse dell'ora del caffè coi Simpsons, Buba, Forna, Buk ed Alberto maestri di vita patavina e punti di riferimento nei primi due anni di università.

Un grande ringraziamento anche a Gaspa, Simone, Luciano, Maddalena, Meo, Bender e Pavo che oltre colleghi sono stati amici, Torna, Botta, Tino, Tony e gli altri amici friulani la cui amicizia è rimasta intatta anche negli anni della mia permanenza a Padova.

Un ultimo grazie a tutti quelli che non ho qui elencato ma che porto nel cuore.

Appendice A

I PLC

Negli anni sessanta i sistemi di automazione e controllo potevano essere implementati solo tramite circuiti a relè oppure con dispositivi allo stato solido. A metà degli anni settanta l'avvento dei microprocessori ha permesso di implementare dispositivi programmabili, progettati esclusivamente per realizzare sistemi di automazione, denominati controllori logici programmabili (da Programmable Logic Controller, PLC). Differentemente dalle soluzioni precedenti, le funzioni di automazione non sono realizzate come hardware, bensì da un programma che, eseguito dal PLC, consente all'elettronica di quest'ultimo di generare segnali in risposta alle informazioni avute dalla sezione di ingresso ed elaborate dal programma. I PLC permettono non solo di realizzare le operazioni logico-combinatorie tipiche dei relè, ma anche operazioni aritmetiche complesse a 16 e 32 bit, temporizzazioni, conteggi, tecniche di indirizzamento, blocchi decisionali, cicli iterativi, ecc. La caratteristica principale è la sua robustezza estrema: infatti normalmente il PLC è posto in quadri elettrici in ambienti rumorosi, con vibrazioni, con molte interferenze elettriche, con temperature elevate o con grande umidità. In certi casi il PLC è in funzione 24 ore su 24, per 365 giorni all'anno, su impianti che non possono fermarsi mai. Dal punto di vista hardware, un PLC è composto da un'unità centrale e una serie di unità periferiche. Tali unità sono normalmente costituite da moduli che vengono messi in collegamento tra loro da un bus. L'installazione dei moduli avviene su guide profilate o su appositi rack. L'unità centrale contiene la CPU e l'unità di memoria. Compito della CPU è quello di eseguire ciclicamente il programma utente residente nell'unità di memoria. Spesso il sistema è completato da dispositivi di interfaccia uomo-macchina che permettono un'interazione agevole con l'impianto sotto

controllo del PLC.

Per quanto riguarda la parte software, ogni produttore di PLC ha il proprio linguaggio di programmazione. Frequentemente si trovano:

- *linguaggio a contatti* che graficamente ricorda contatti elettrici e relè;
- *schema funzionale* dove le operazioni sulle variabili sono definite da blocchi in una struttura simile ai diagrammi a blocchi;
- *testo strutturato* linguaggio di alto livello simile al Pascal;
- *lista di istruzioni* linguaggio di basso livello strettamente legato al ladder.

La programmazione a lista di istruzioni è quella che è stata utilizzata durante questo tirocinio e ne è già stato fornito un esempio in figura 2.2b. Questo linguaggio ha alcune istruzioni proprie dell'assembler del microprocessore del PLC e altre più sofisticate che vengono tradotte dal sistema operativo del PLC in fase di generazione del codice macchina: nella figura 2.2b infatti si può notare come ad istruzioni assembly di settaggio e reset di bit corrispondano incrementi unitari nell'indice degli step, mentre ad una funzione più complessa come il PLS (pulse: tiene ad uno il valore di un bit per la durata di un ciclo macchina per poi resettarlo di nuovo) l'incremento sia di tre step. Nel linguaggio a lista di istruzioni della Mitsubishi gli indirizzi che cominciano con X indicano degli ingressi, e quelli che cominciano con Y sono delle uscite: i due caratteri successivi sono cifre esadecimali che indicano la posizione fisica del collegamento sul rack.

Appendice B

Il fotovoltaico

Le fonti di energia convenzionale, come i combustibili fossili (carbone, petrolio e gas), derivano tutte da limitate riserve di materiali che vengono estratti dal sottosuolo e che sono responsabili di significativi danni all'ambiente: inquinamento atmosferico, cambiamenti climatici, contaminazioni radioattive. Le fonti rinnovabili di energia elettrica, invece, hanno la comune caratteristica di essere alimentate da flussi naturali che attraversano, più o meno costantemente, la biosfera (l'insieme delle zone del pianeta Terra in cui le condizioni ambientali permettono lo sviluppo della vita, ovvero la porzione esterna della litosfera, l'idrosfera, ed i primi strati dell'atmosfera). Ad eccezione dell'energia geotermica, che deriva dal sottosuolo, tutte le fonti rinnovabili sono alimentate, direttamente o indirettamente, dal sole, la cui radiazione può essere utilizzata in due modi:

- sfruttando il suo calore, che può essere utilizzato per riscaldare acqua sanitaria, edifici e per produrre energia elettrica attraverso un alternatore;
- sfruttando la sua luce, che può essere trasformata direttamente in elettricità grazie all'effetto fotovoltaico

Il sole, inoltre, dando origine a fenomeni naturali quali il vento, il ciclo dell'acqua, delle onde e delle maree oceaniche, ecc. contribuisce indirettamente alla produzione di energia pulita.

Effetto fotovoltaico

L'effetto fotovoltaico, scoperto per la prima volta nel 1839, si realizza quando un elettrone presente nella banda di valenza di un materiale passa alla banda di conduzione a causa dell'assorbimento di un fotone sufficientemente energetico incidente sul materiale. Gli elettroni possono occupare una serie di bande di energia (bande permesse) separate da una serie di bande di energia proibite. La banda più alta è la banda di conduzione; sotto c'è il band-gap, caratterizzato dall'energia che gli elettroni della banda di valenza devono assumere per passare nella banda di conduzione. L'assorbimento dei fotoni, che compongono la radiazione solare, dà luogo proprio a questo processo.

Mettendo a contatto due strati drogati di silicio si modificano bande e livelli di energia e si viene a verificare un flusso di diffusione di elettroni dalla zona N alla zona P e di lacune in direzione opposta, fino al raggiungimento dell'equilibrio elettrostatico, che determina un eccesso di carica positiva nella zona N, un eccesso di elettroni nella zona P e una regione intermedia, detta regione di svuotamento. Il risultato è un campo elettrico interno al dispositivo che si estende a cavallo della regione di svuotamento, generalmente spessa pochi micrometri: questo campo favorisce il flusso di cariche minoritarie verso la zona in cui sono maggioritarie.

Quando viene illuminata la giunzione dalla parte N, vengono a crearsi delle coppie elettrone-lacuna sia nella zona N che nella zona P. Il campo elettrico interno permette di dividere gli elettroni in eccesso dalle lacune, e li spinge in direzioni opposte gli uni rispetto agli altri. Gli elettroni, una volta oltrepassata la zona di svuotamento non possono più tornare indietro, perché il campo lo impedisce. Tramite un conduttore esterno, si otterrà quindi un circuito chiuso, nel quale il flusso di elettroni parte dallo strato N, a potenziale maggiore, verso lo strato P, a potenziale minore: ciò corrisponde ad un flusso di corrente.

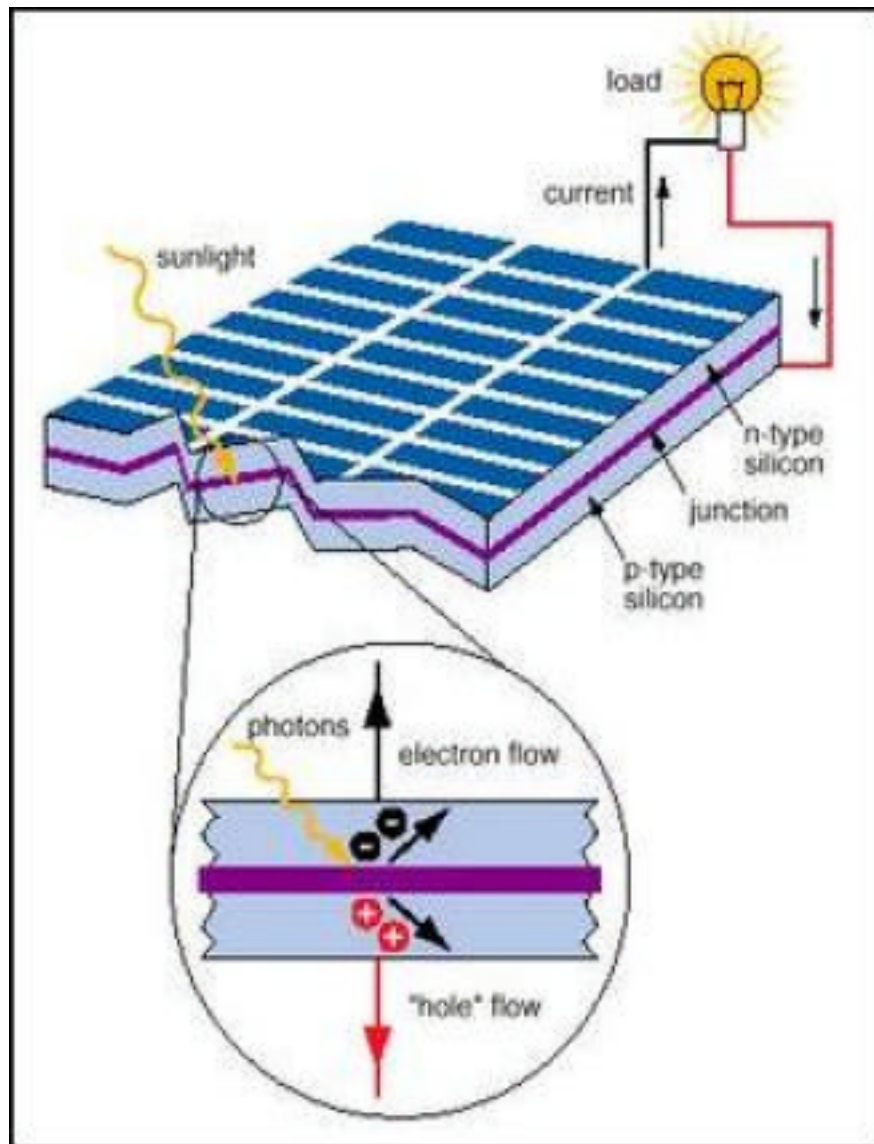


Figura B.1: generazione di elettricità mediante effetto fotovoltaico

Efficienza della cella

La cella può utilizzare solo una parte dell'energia della radiazione solare incidente. L'energia sfruttabile dipende dalle caratteristiche del materiale di cui è costituita la cella giacché l'efficienza di conversione, intesa come percentuale di energia luminosa trasformata in energia elettrica, è limitata da numerosi fattori, alcuni dei quali di tipo fisico, cioè dovuti al fenomeno fotoelettrico e pertanto assolutamente inevitabili, mentre altri, di tipo tecnologico, derivano dal particolare processo adottato per la fabbricazione del dispositivo fotovoltaico. Le cause di inefficienza sono essenzialmente dovute al fatto che:

- alcuni fotoni vengono riflessi e non possono venire convertiti;
- parte dei fotoni assorbiti non posseggono una energia sufficiente a generare una coppia elettrone-lacuna;
- i fotoni assorbiti, che posseggono più energia di quella necessaria a generare una coppia elettrone-lacuna, dissipano l'eccesso di energia in calore senza generare più corrente;
- una parte della corrente generata non fluisce al carico, ma viene persa all'interno della cella;
- non tutte le coppie elettrone-lacuna generate vengono separate dal campo elettrico di giunzione: una parte si ricombina all'interno della cella;
- la corrente generata è soggetta a perdite conseguenti alla presenza di resistenze serie.

L'EFFICIENZA DELLA CELLA

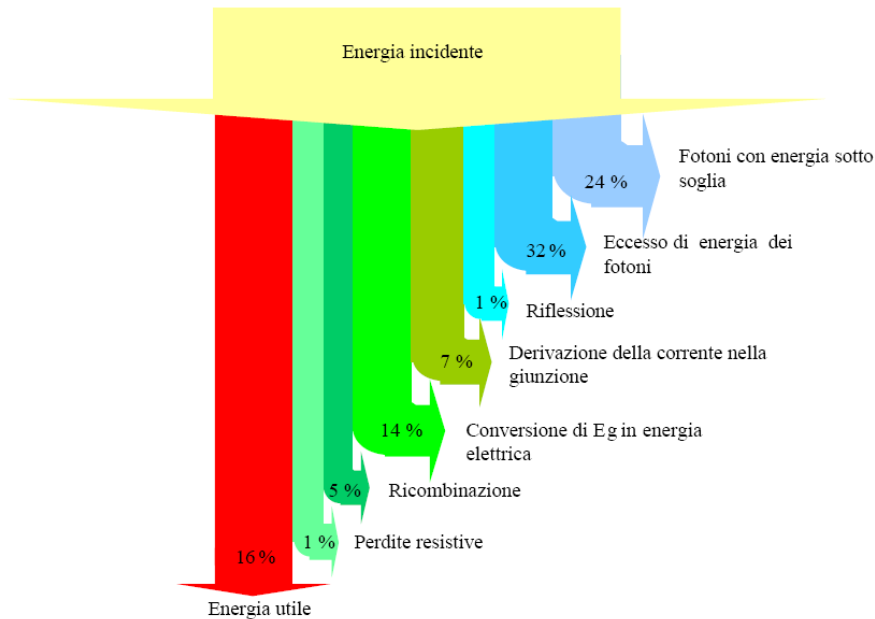


Figura B.2: efficienza della cella

Impatto ambientale

La produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile ha un impatto sull'ambiente molto basso ed è limitato, per la maggior parte, alla fase di produzione, dove viene consumata energia e dove vengono utilizzati prodotti chimici. Per contro, durante il suo funzionamento, l'impatto è totalmente nullo. Va inoltre considerato che molte aziende produttrici di componenti fotovoltaici sono certificati ISO 14000, quindi sono impegnate a recuperare e riciclare tutti i propri effluenti sotto attento controllo. Al momento dello smaltimento finale dell'impianto, i materiali di base (alluminio, vetro, silicio, componenti elettronici) possono essere riciclati e riutilizzati. Si può quindi sostenere che la tecnologia fotovoltaica è indubbiamente una delle più ecologiche tra quelle capaci di produrre energia elettrica, anche considerando l'intero ciclo di vita dei componenti.

Vantaggi e svantaggi

La tecnologia fotovoltaica offre, fra le diverse sorgenti di energia rinnovabile, particolari vantaggi:

- può essere utilizzata ovunque ci sia luce solare, in montagna come nella piccola isola tropicale, nel deserto come nelle zone altamente urbanizzate;
- possono essere evitate le perdite di energia dovute al trasporto, perché nella maggior parte dei casi i dispositivi fotovoltaici possono essere installati vicino agli apparecchi che ne utilizzano l'energia, così da eliminare le perdite dovute alla linea elettrica;
- è possibile prevedere la produzione annuale di energia con un piccolo margine di errore;
- non si produce inquinamento acustico ed atmosferico;
- la manutenzione è minima non essendoci parti meccaniche in movimento;
- produce energia pulita al 100%;
- grande flessibilità di impiego;
- l'energia è più facilmente distribuita e si è protetti da inconvenienti, quali i black-out.

Ovviamente, come in tutte le cose, a fronte di numerosi vantaggi si ha anche qualche svantaggio dall'utilizzo dell'energia solare:

- disponibilità variabile a seconda dell'insolazione giornaliera e stagionale;
- la corrente prodotta con impianti fotovoltaici è relativamente costosa;
- impatto ambientale dovuto essenzialmente all'innalzamento della temperatura ambientale della zona circostante l'impianto.

Appendice C

Le normative di riferimento

Coloro che vogliono operare con impianti fotovoltaici dovrebbero conoscere una ricca normativa, che va oltre alle prescrizioni di legge del DM 19/02/2007. Ai sistemi di conversione fotovoltaica dell'energia solare è stato dedicato il comitato tecnico 82, una sezione del Comitato Elettrotecnico Italiano. Il comitato tecnico 82 ha lo scopo di preparare norme riguardanti la costruzione, le prescrizioni, le prove e la sicurezza di sistemi e componenti per la conversione fotovoltaica dell'energia solare, dalle celle solari fino all'interfaccia con il sistema elettrico a cui viene fornita l'energia. Lavorando col fotovoltaico è bene tenere presente anche norme prodotte da comitati diversi dall'82: per esempio, nella scelta dei cavi, è bene conoscere alcune norme del comitato tecnico 20, che si occupa dei cavi per l'energia.

Un progettista dovrebbe anzitutto leggere la guida CEI 82-25 e poi seguire i criteri normativi dettati da:

- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI EN 60904-1(CEI 82-1): Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
- CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;

- CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 61727 (CEI 82-9): Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61646 (CEI 82-12): Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo;
- CEI EN 50380 (CEI 82-22): Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;
- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso minore o uguale a 16 A per fase);
- CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni;
- CEI EN 60439 (CEI 17-13): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT)
- CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1): Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS);
- CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2): Prescrizioni particolari per i condotti sbarre;
- CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3): Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso - Quadri di distribuzione (ASD);

- CEI EN 60445 (CEI 16-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata
- CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini
- CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1): Principi generali;
- CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2): Valutazione del rischio;
- CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3): Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone;
- CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4): Impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture;

Bibliografia

- [1] A. S. BAHAJ, P. A. B JAMES, Photovoltaic Roof Tiles: Design and Integration in Buildings, a bepac + epsrc conference, Abingdon, 1997
- [2] O. BARRAGÁN CRUZ, L. DÍAZ OLAVARRIETA, A Bird´s Eye View of Materials and Manufacturing Processes for Photovoltaic Cells, IEEE 2005
- [3] CARPANETO & C. S.P.A DIVISIONE AUTOMAZIONE, MELSEC serie A: Manuale di programmazione, Ed. 1, Rivoli, 1994
- [4] S. CASTELLO, Aspetti tecnici ed economici della tecnologia fotovoltaica, ENEA 2001
- [5] W. DE SOTO, Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array Performance, Solar Energy Laboratory University of Wisconsin-Madison, 2004
- [6] W. DI GREGORIO, appunti sul corso di Impianti Fotovoltaici, 2005
- [7] A. DUFFIE, A BECKMAN, Solar Engineering of Thermal Processes, Ed. 2, New York, John Wiley & sons
- [8] G. GARIONI (2010), "Finanziare la green economy, incentivi e finanziamenti per il fotovoltaico", Finanziamenti&credito, anno XII n.10, pag. 23-32
- [9] GAZZETTA UFFICIALE DELLA REPUBBLICA ITALIANA, Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, 2010

- [10] GESTORE DEI SERVIZI ENERGETICI, Guida alle applicazioni innovative finalizzate all'integrazione architettonica del fotovoltaico, 2011
- [11] S. RANSOME, Understanding kWh/kWp by Comparing Measured Data with Modelling Predictions and Performance Claims, IEEE 2009
- [12] REDAZIONE CASA&CLIMA (2010), "Futuro rosa per le certificazioni verdi", Casa&clima, anno V, n.27, pag. 10-11
- [13] N. ROMEO, Tecnologie di Seconda Generazione: CdTe e CIS/CIGS, presentazione durante: Presente e futuro del fotovoltaico, giornata di studio al Bo, gennaio 2010
- [14] S. VITTURI, Controllori logici programmabili: appunti del corso di Automazione Industriale, 2006
- [15] www.arendi.eu
- [16] www.gbcitalia.org
- [17] www.gse.it
- [18] www.wikipedia.org
- [19] www.archiexpo.it/fabbricante-architettura-design/tegola-fotovoltaica-1665.html
- [20] www.rinnovabili.it/tegole-fotovoltaiche-la-soluzione-totale-701426