



# 太陽光電發電系統消防與安全

謝建俊/ 工研院 綠能所 太陽光電技術組, 副工程師

太陽光電系統自2004年在德國通過固定費率躉購電力制度 ( Feed-in Tariff ) 後開始爆炸性成長，輸出功率每年增長60%以上，到2010 年達到產業最興盛的高峰。由於產業發展快速，投入安裝系統案件暴增，反而造成供過於求的現象，安裝公司只能通過輔助人員支持，才能滿足安裝系統的需求。但是沒有經過良好的系統設計與專業訓練的施工手法，太陽光電系統品質將持續下降，火災風險卻持續上升。

本文統計多起火災發生的原因，找出問題並探討如何提升太陽光電發電系統消防安全等級。

## 一、前言

隨著全球氣候變遷與節能減碳的議題逐漸受到國際重視，再生能源已成為全球科技發展的焦點。太陽光電產品雖然已存在達四十年，但產業開始興起是由2000 年開始，2004年在德國通過固定費率躉購電力制度 ( Feed-in Tariff ) 後開始爆炸性成長。2009 年時雖因金融海嘯而成長趨緩，但2010 年達到產業最興盛的高峰。

由於產業發展快速，投入擴廠動作也加快，反而造成供過於求的現象。此現象也造成2011 年起太陽光電產業進入重整時期，同時也加快了去政府補助轉型的步伐。

2012 年起，歐洲市場因政策轉變而快速萎縮，使得市場開始自歐洲向外轉移，

其中美國在賦稅抵免政策帶動、日本對中大型系統實施優沃FIT 政策的支持下，需求逐漸向亞太地區拉動；2013 年中國大陸因一連串中央政策頒布下，出現龐大的需求。也因此，太陽光電產業成為環太平洋地區的天下。

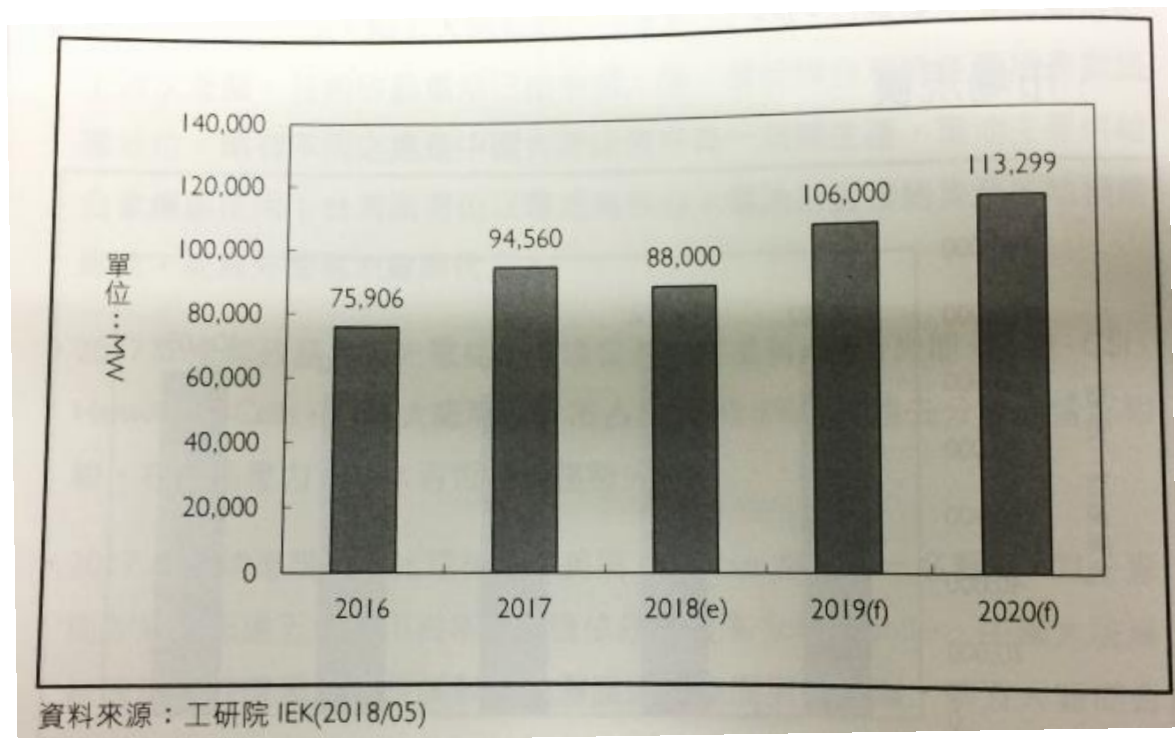
由市場值來觀察，自2014 年以來的成長趨勢於2018 年出現緩步下降。雖然

2018年太陽光電裝置量仍然呈現成長，但是受到全球太陽能產品供過於求影響系統價格持續下調，並且在當年中國大陸發布531 管制政策通知，市場預期供應鏈產能過剩影響，使得產品價格快速大幅下降。2018 年市場雖量增但是價跌幅度更大，整體市場規模趨緩下降。

美國、印度市場的穩定成長以及歐洲市場崛起，成為2019 年太陽能市場的重要動力。歐盟取消對中國大陸的反傾銷稅，也代表歐盟市場表示準備迎來復甦力道，其中包括西班牙政府在2018 年正式取消“ 太陽能稅”，可望帶來明顯的太陽能裝置需求成長；法國政府也推出新計畫要動員持有土地的企業發展太陽能，以及荷蘭政府提

出新的減碳目標以及再生能源補助，預期將帶動整體歐洲市場。

政府為因應此一綠能潮流，均提出廣設太陽光電系統政策。由圖一可見未來全球太陽光電系統市場新增裝置量將是持續看長，但是在澳大利亞，已超過400萬人住在太陽能屋頂下面。太陽光電（PV）系統是消費者使用的常見可再生技術，每年累計產生約5,000千兆瓦時的能量。隨著太陽能產業的發展，太陽能相關記錄的數量火災也在增加，並提出太陽光電系統裝置造成家庭火災風險增加。

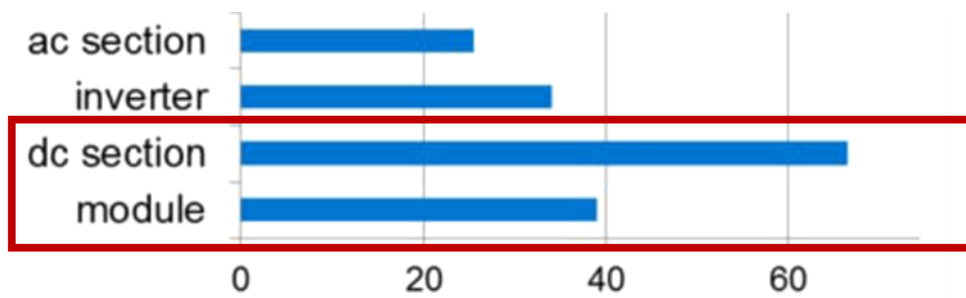


圖一、未來全球太陽光電系統市場新增裝置量預測

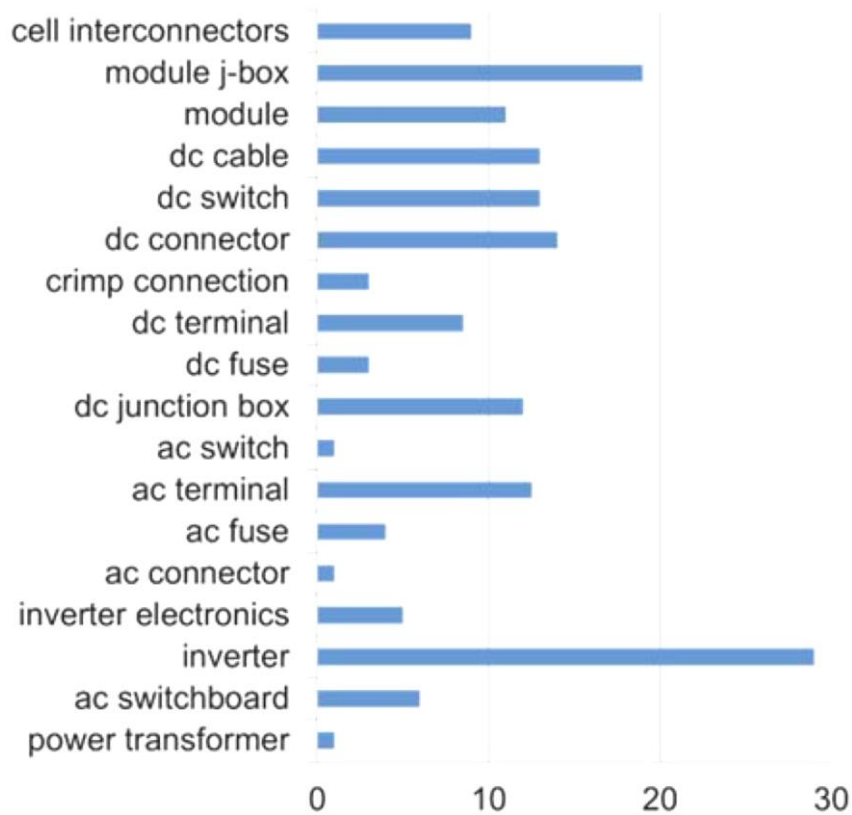
## 二、全球太陽光電發電系統火災與消防安全調查

Fraunhofer ISE 與 TÜV Rheinland 在2013年發表 PV 消防事件調查報告，從1995-2012年間的400案的 PV 消防事件，有180件起火原因由 PV 系統本身引起，主要原因為系統安裝錯誤與元件故障，其中系統安裝錯誤佔1/3。

在約180起 PV 火災事件之各起火點位置，如圖二所示，以發生在 DC 端為最多起，但是 AC 端的故障率也意外的高。雖然看數字是低於 DC 端元件，但是 AC 端元件數量比 DC 端少很多，而且 AC 的技術人員通常受過比較嚴謹的訓練，這麼高的故障率讓人意外。如圖三所示，以變流器為最多起(約28%)，太陽光電模組接線盒為次(約19%)。AC 部份最多的是 AC 端子，大部份是人為安裝失誤。

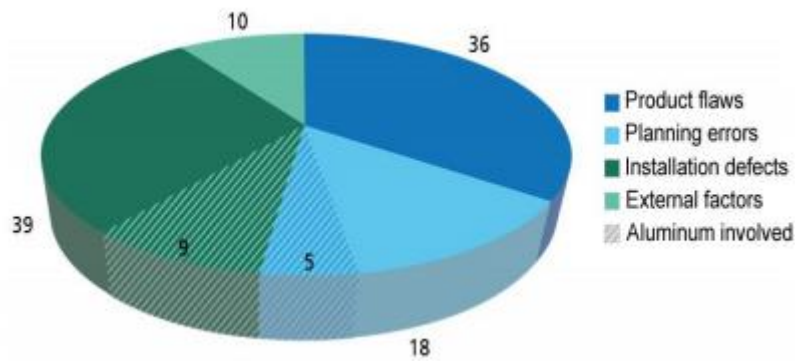


圖二、火災事件起火點位置。



圖三、火災事件元件受損統計。

Fraunhofer ISE 與 TÜV Rheinland 在2018年共同出了一份太陽光電系統火災風險評估報告，裡面對德國發生火災或燒毀的太陽光電系統做了一些統計與分析。圖四是故障原因分佈，這裡統計了103個案例，其中大部份是安裝過失（39件）與產品瑕疵（36件）。



圖四、故障原因分佈。

英國商業、能源和工業策略部 ( DBEIS ) 先前針對當地 80 起太陽光電系統失火意外展開調查後，發現或許是因為同為機電設備，直流電隔離器的失火風險最大，80 起意外中有 26 起是因為設計和安裝不當，而直流電連接器起火機率次高。DBEIS 研究發現，在 80 起太陽光電系統失火意外中，58 起是因為太陽光電系統出問題，其中 22 起造成嚴重火災、27 起則是局部燒穿；另外 16 件與太陽光電系統呈間接關係，而 16 起意外中只有一起是局部火災。

整體來說，38 起為嚴重火災，剩下 33 起與 9 起則分別為局部火災與過熱。報告指出，隔離器電路短路或插頭鬆動後，出現電弧放電現象，進而過熱引起火災，而這已造成 13 人受傷與 3 人死亡。

英國建築研究院 ( Building Research Establishment , BRE ) 也有發布類似報告，他們想從 50 起太陽光電系統意外中尋找關聯性，最後發現 36% 是安裝太陽光電系統時出問題，12% 是因為產品故障，5% 則是設計有誤，剩下 47% 則不能怪太陽能板。

其中值得注意的是，太陽能電廠火災機率相當低，只有 6 起是電廠失火，剩下 74 起都發生在建築中，顯示住宅太陽能與屋頂太陽能得多加注意並定期檢查，像是日本 1 月調查指出，日本在 10 年間已發生 127 起太陽能板起火意外，70% 皆因為沒有定期檢查。

### 三、如何提升太陽光電發電系統消防安全等級

太陽光電系統的安全問題可能導致消費者，檢查員，監管機構，金融家或保險公

司拒絕太陽光電系統。這些問題對於建築物上的太陽光電系統或者接近一般人群的情況更為重要。

與高壓相關的一些安全問題可以通過以下方式在系統級解決：

- (1) 通過在每個太陽光電模組上使用太陽光電模組化變流器或 DC-DC 轉換器來限制直流系統電壓。
- (2) 如國家電氣規範所建議的那樣，要求所有高壓太陽光電系統上的直流電弧檢測器和中斷器。
- (3) 使陣列本身懸空（未接地），以便第一個接地故障不會引起接地迴路，並且可以通過接地故障檢測器輕鬆檢測並進行修復。

這些都不可能是所有太陽光電系統的解決方案。太陽光電模組化變流器和 DC-DC 轉換器可能有其自身的可靠性問題，目前尚不清楚它們是否能夠與中央變流器實現的最低成本相匹配。如今尚無商業化的直流電弧檢測器通過 UL 1699B 認證，正在開發的原型也不會檢測和中斷所有類型的直流電弧。

為了使所有太陽光電系統更安全，提出了太陽光電模組本身的重新設計。開發本質上更安全的太陽光電模組，可以提高所有太陽光電系統的安全性。

### 3.1 太陽光電模組安全的風險評估

太陽光電模組安全有三個主要風險：

- (1) 電擊危險：有人接觸暴露的高壓。
- (2) 機械安全：太陽光電模組或太陽光電模組的部件落在某人身上，或者冰或雪從太陽光電模組上掉落到某人身上。
- (3) 消防安全：太陽光電模組可以傳播從其他地方開始的火災或者自己起火。

### 3.2 太陽光電模組安全測試

太陽光電模組經過 IEC 61730 或 UL 1703 或兩者的安全測試。兩者都有類似的要求，包括設計標準，材料測試和完成太陽光電模組的測試。兩者都沒有解決啟動火災的太陽光電模組問題。目前正在努力修改 IEC 61730 以改進其處理太陽光電



模組引發火災的可能性的方式。

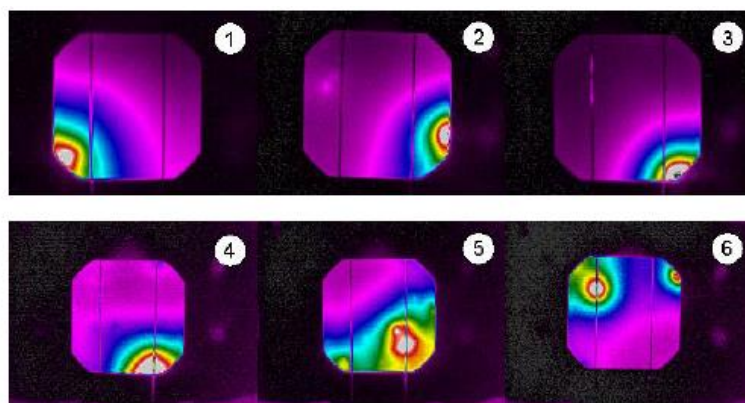
### 3.3 太陽光電模組火災危險

太陽光電模組有三種典型的過熱方式，討論每個問題以及它可能導致模組內可持續火災的可能性。

#### A. 熱點

電池片匹配不良，裂縫，局部污染（鳥糞）或陰影可能導致熱點。假設電池受到旁路二極管的保護，旁路二極管將電池兩端的反向電壓限制在小於~10伏。圖五顯示了六個電池的紅外圖像，最高測量溫度低於100°C。因此，對於這些電池，使用足夠的旁路二極管保護（每個旁路二極管不超過20個電池）和篩選低分流電池應該限制溫度升高並且不會引起持續火災。圖六顯示了在具有72個15.6厘米×15.6厘米太陽能電池的大型模組內發生熱點的結果。

另一方面，如果分流路徑足夠局部化並且電池沒有用旁路二極管充分保護，則熱點可以熔化矽。雖然這些事件足夠熱以熔化/分解密封劑和背板，但在大多數情況下，它們很快導致結的完全分流和熱點的消除。Cunningham 聲稱，無論是熱點還是電阻加熱都不會導致太陽能組件的持續火災。



圖五、六個電池紅外圖像



圖六、大型模組內發生熱點

### B.高串聯電阻

如圖七所示，模組內的焊料結合失效可導致失效焊料鍵處的過熱以及剩餘的帶有附加電流的鍵。這種高電阻鍵確實導致顯著的輸出功率損耗。然而，在這些弱焊點處達到的溫度通常不足以引起火災。當電阻加熱導致連接單個電池的所有鍵完全失效時會產生危險，導致開路，這可能導致電弧。

### C.電弧

太陽光電模組中可能出現兩種類型的電弧放電：

串聯電弧是由高壓直流陣列中的開路引起的。在太陽光電模組中，只要電流路徑中斷，就會發生串聯電弧。例子包括當輸出引線之一失去電池電路的導電性時，如圖八所示，或當電池上的第二個互連發生故障而旁路二極管不工作時，如圖九所示。串聯電弧相當容易檢測並通過打開它們正在發生的串聯電路來停止。

在太陽光電模組中，由於接地故障可能發生並聯電弧。並聯電弧更難以檢測並且更難以停止，因為電流直接從正到負或通過接地迴路。由於電弧內的極高溫度，沒有材料選擇或模組設計可以防止模組在電弧持續時起火。



圖七、同片電池片中，兩條連接帶與焊料產生電阻加熱



圖八、焊接不良引起電弧發生



圖九、連接帶斷開引起電弧發生

### 3.4 改進太陽光電模組設計與施工

#### A. 阻止發生的開路

降低太陽光電模組內開路電路的可能性的第一步是設計具有適當電氣連接的太陽光電模組，以便多次故障導致開路。對於晶體矽太陽光電模組，大多數電池都帶有多個（3~12條）互聯帶，每個帶在多個位置焊接或以其他方式在大面積上電連接到電池上，這提供了空焊與開路的保護。

旁路二極管提供額外的保護，因為它們應在電池矩陣內的任何故障連接周圍傳輸電流。為確保旁路二極管的這種安全功能正常工作，應在每個新太陽光電模組出廠前檢查二極管功能。此外，建議在所有太陽光電模組上使用旁路二極管，包括薄膜，無論是否需要防止熱點。

在太陽光電模組中發生開路的最可能的位置是輸出引線，原因如下：



- (1) 這些連接通常不受旁路二極管的保護
- (2) 它們通常不是多餘的
- (3) 通常這些連接的過程是手動的
- (4) 當它們與太陽光電系統的其餘部分連接時，它們可以是壓力最大的連接。

為了改進設計，IEC 61730的下一版編寫要求輸出引線上有互連焊接類型。例如，太陽光電模組可以設計成具有機械夾和焊接接頭以滿足要求。其他類型的太陽光電模組終端將受到設計標準（例如來自聚合物材料的壓力不能用作將連接保持在一起的裝置）和 EN 50548 [6]中詳述的測試。

最後，通過輸出連接和所有電氣連接，製造，過程控制和人員培訓的設計非常重要。製造過程應易於執行且易於檢查，以確保電氣連接符合規範。

## B.阻止接地故障發生

大多數接地故障都與安裝有關。提高安裝安全性需要改進安裝人員培訓，改進安裝文檔以及發布安裝安全標準。太陽光電模組安裝系統應遵循特定的設計規則，禁止將導電安裝硬件直接連接到太陽能電池後面的聚合物背板和/或電路的其他部件上。太陽光電模組框架應安裝在有效區域外，滿足額定系統電壓的爬電距離和間隙距離。

太陽光電模組製造商（用於晶體矽和薄膜太陽光電模組）應特別注意密封劑和玻璃之間的粘合。沿著密封劑和玻璃之間的分層從有源電路到接地平面的漏電是在現場觀察到的失效模式。如果安裝系統未接地，則此類洩漏會造成電擊危險，如果接地，則存在接地故障危險。這個問題的解決方案是一個強大的製造過程，具有良好的過程控制和 QA 系統。

## C.旁路二極管保護和電池篩選

每個旁路二極管的單元數量確定了陰影單元將看到的最大反向電壓。每個單元必須能夠承受反向電壓，該反向電壓等於由該二極管保護的所有其他單元的正向電壓之和，同時通過近似峰值功率電流。在每個二極管有20個單元的太陽光電模組中，這意味著每個單元必須能夠承受其他單元提供的電壓。

對於圖六中的太陽光電模組，熱點損失功率可能超過100W。這種功率消耗水平很容易導致局部分流器過熱。為了防止過熱，應篩選細胞以消除熱點。這可以通過在反向偏置條件下通過測量漏電流來分選出低分流電阻單元，或者通過在反向偏置條件下通過快速紅外相機測量具有熱點的單元來分選出來。分流篩選可能更容易但不那麼有效，因為具有相當高的分流電阻（> 10歐姆）的電池仍然可能具有可能過熱的局部熱點。使用製造篩選工具按熱點分類是最有效的方法。

#### 四、結論

以最小的額外成本使太陽光電模組與太陽光電系統本身更安全的方法如下：

- (1) 正確篩選去除有熱點或低分流電阻的電池片；
- (2) 模組設計，以確保足夠的旁路二極管保護，使規格內具有最壞情況允許熱點或最低可接受分流電阻的電池能夠在 IEC 61215第3版或 ASTM E2481熱點測試中繼續使用；
- (3) 模組設計，確保電氣互連內的適當焊接條件，減少空焊的比例；
- (4) 電氣終端符合 EN 50548 J-box 標準的要求；
- (5) 正確的安裝協議，以防止與安裝相關的接地故障。

模組製造商必須控制原材料和工藝，以確保每個模組的構建都與通過安全測試合格的模組一樣，QA 工作組努力製定“太陽能組件製造 QA 指南”的原因。定期加速壓力測試生產產品對於驗證所生產產品的持續安全性至關重要。將更安全的太陽能組件與更好的系統設計相結合，使用低壓電路和電弧故障檢測器/中斷器，可以解決當今太陽能系統中出現的許多安全問題。

#### 五、參考資料

1. UL 1699B - Outline Photovoltaic (PV) DC Arc-Fault Circuit Protection.
2. IEC 61730 – Photovoltaic (PV) Module Safety Qualification – Part 1: Requirements for Construction and Part 2: Requirements for Testing.
3. UL 1703 – Standard for Safety: Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels

4. Wohlgemuth and Herrmann, "Hot Spot Tests for Crystalline Silicon Modules," Proceedings of 31st IEEE Photovoltaic Specialist Conference, 2005, p. 1062.
5. Cunningham, "Analysis of hot spots in crystalline silicon modules and their impact on roof structures," NREL PVMRW, 2011.
6. EN 50548 - Junction Boxes for Photovoltaic Modules.
7. IEC 61215 – Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules- Design Qualification and Type Approval.
8. ASTM E2481 – Standard Method
9. L. Photon, „Marktübersicht Wechselrichter,“ Photon Profi, 3 2013.
10. T. Schöpf, Seminar Störlichtbogenschutz: Grundlagen der Kontaktphysik, Haus der Technik, München, 2011.
11. P. Slade, Electrical Contacts, Marcel-Dekker, New York, 1999.
12. J. Zornikau, Untersuchung der Entstehung von Lichtbögen in Photovoltaik-Modulen und Bewertung der Risiken, Diplomarbeit, TÜV Rheinland, Köln, 2007.
13. G. Burkhard, Schaltgeräte der Elektrotechnik, VEB Technik Verlag, Berlin, 1985.
14. Ökopol, „Stoffbezogene Anforderungen an Photovoltaik-Produkte und deren Entsorgung,“ Institut für Ökologie und Politik GmbH, IE Institut für Energetik und Umwelt GmbH, 2004.
15. Ökopol, „Studie zur Entwicklung eines Rücknahme- und Verwertungssystems für photovoltaische Produkte,“ Institut für Ökologie und Politik GmbH , 2007.
16. Dr. H. Wirth, Fraunhofer ISE, „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland,“ April 2012.
17. VDS, „Kunststoffe - eigenschaften, Brandverhalten, Brandgefahren, VDS 2516:2000-12,“ 2000.
18. S. Krüger, B.Teichmann, M. despinasse, B. Klaffke, BAM , „Systematische Untersuchung des Brandverhaltens und des Feuerwiderstandes von PV-Modulen einschließlich der Emissionen im Brandfall und Entwicklung eines Prüfverfahrens zum Einfluss von PV-Modulen auf die harte Bedachung,“ Fraunhofer IRB Verlag, 2014.