離島之太陽光電系統長期可靠度之研究

Long Term Reliability Study of PV Systems for Installation on Islands

黃振隆 C. L. Huang[1]、陸文豪 W. H. Lu[2]、徐國昌 K. C. Hsu[3]、
劉俊岑 J. C. Liu[4]、曾美惠 M. H. Tseng[5]、林福銘 F. M. Lin[6]
工研院綠能所(GEL/ITRI) [1]資深研究員、[2]資深工程師、[3]工程師、
[4]研究員、[5]副工程師、[6]正研究員/組長

目前太陽光電模組保證壽命為20~25年，但在沿海高鹽害地區可能影響其使用壽命。本研究乃選位於澎湖17年歷史之太陽光電系統，完整分析模組與系統現況之電氣與材料性能，探討模組與系統元件破壞模式，並訂定模組材料設計標準，可供未來抗高鹽害、高濕地區模組設計、材料選用與製作參考。又依據模組失效原因，進行模組修復，恢復模組發電功能。另一半模組依現今設計標準與材料選用，製作同尺寸新模組。根據高鹽害地區系統設計準則，設計製作新太陽光電系統。新舊模組分別獨立建立二套發電系統，評估其發電效率。最後將持續追蹤此舊模組繼續使用之發電效率與壽命。

At present, photovoltaic modules service life warranty is 20 to 25 years, however in the coastal areas which with high salt impact may affect its service life. In this study we surveyed a photovoltaic system after 17 years of outdoor exposure in Penghu Island. We completed analysis the status of these PV modules and system with electrical and material properties. Further, we had to study the failure modes of module and system components. Finally, we draw up the modular design standards for future installation in anti-high salt damage, high humidity area and a document reference for encapsulation material selection and module production. In this work, according to the modules failure modes, we repaired these failure modules and restored the module to generate power. According to the design standards nowadays and materials selection criteria, we also produced the same size modules to replace these not work modules. According to our high salt area design procedure and method we had established the new photovoltaic system in Penghu Island. New and old modules were established independently to compare the power generation efficiency. In the future we will continue to track the photovoltaic system's efficiency and the status of these 17 years old modules.

關鍵詞/Key Words
光伏(Photovoltaic)、太陽電池(Solar Cell)、模組(Module)、系統(Solar System)

前　言

由於近年來太陽光電發電成本下降，與傳統化石燃料發電成本接近，甚至更低，太陽光電系統發電為最重要之再生能源。目前太陽光電模組保證壽命為20~25年，但在沿海惡劣環境下，經驗較欠缺，不知模組結構規格是否可以保證20~25年壽命。本計畫選擇位於澎湖17年歷史之太陽光電系統，完整進行此老化之海島太陽光電系統的長期可靠度研究，分析其歷經高鹽霧、高濕、高溫、颱風與季風之嚴苛環境後，模組與系統現況之電氣與材料性能，探討模組破壞模式，並訂定未來模組與系統設計標準。將協助未來離島及沿海惡劣環境下太陽光電系統之設立，強化在設計、模組、元件、零件選用，施工、維護上參考，提升太陽光電系統壽命與效率，發揮最高經濟效益。

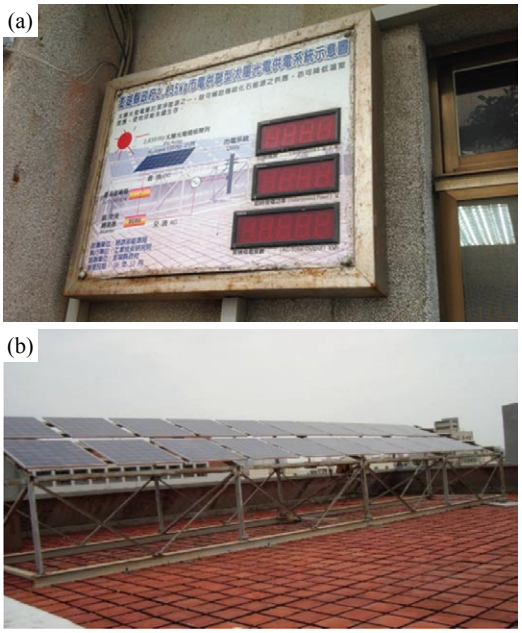
17年太陽光電模組與系統之介紹

本系統為早期太陽光電示範研究系統之一，設置地點位於環境較為惡劣之澎湖離島地區（圖一），設置場址在澎湖縣政府教育局三樓屋頂，於民國88年6月建置完成，太陽光電模組規格如表一。

本太陽光電發電系統於96年進行過系統元件維修，又恢復發電功能。本系統為市電併聯型，直流匯流盤設置於組列腳架旁，交流配電盤、變流器、瓦時表和測試系統則設置於建設局土木課一樓辦公室之牆上。當年針對電力系統元件進行大規模的維修，其太陽光電模組仍沿用88年當時建置之太陽光電模組。

▼表一　澎湖太陽光電系統之模組規格表

製造商	日本Kyocera株式會社
型號	G421-3W
製造日期	1998.10
P_{max}	135 W
V_{oc}	24.9 V
I_{sc}	7.48 A
V_{mp}	19.5 V
I_{mp}	6.92 A
最大系統電壓	450 V



▲圖一　澎湖太陽光電系統之(a)展示看板；(b)全貌

系統改善前現況

本實驗室於105年至現場勘查現況，太陽光電系統已經與市電解聯，系統也因部分元件老舊不再運作。在長時間的監控下，我們發現變流器為壽命最短之元件，大約3~5年。此次除變流器外，也有許多元件損壞，現場狀態如下：

①展示看板內電路接線部分鏽蝕，

▲圖二　直交流配電盤與變流器

▲圖三　澎湖太陽光電系統模組鋁框電位腐蝕

LED顯示模組已毀損，無法使用。

②直交流配電盤安裝在配電箱內保護，其內部線路、交流開關、直流開關與保險絲堪用，並無太大損壞。

③變流器已無法啓用，其外觀鋁製烤漆及散熱部分鏽蝕嚴重（圖二），散熱風扇卡住，內部電路線路沒裂化，但電子電路板焊點、接頭多處已有明顯老化現象。

④監控箱、直流匯流箱固定箱體的螺絲鏽蝕，所以箱體也掉落。

太陽光電模組結構與外觀評估

澎湖系統模組鋁框歷經17年戶外發電，鋁框電位腐蝕相當嚴重，如圖三所示。96年12月，系統重新整修，鋁框裝在不鏽鋼支架上有針對電位腐蝕問題，以塑膠電圈置於鎖不鏽鋼螺絲的位置，進行絕緣預防，但效果不彰。由於澎湖海風與雨水帶有鹽分，可能會殘留在鋁框與不鏽鋼螺絲間，使鋁框與不繡鋼螺絲接觸，導電而產生電位腐蝕問題。模組其它元件檢查如表二所示。

▼表二　太陽光電模組目視檢查結果

編號	模組材料	描述
1	玻璃表面	20個模組玻璃表面光滑良好
2	EVA封裝	20個模組EVA接著良好，無黃變(No Yellowing)現象
3	電池與電池間串接	20個模組電池與電池間串接良好
4	接線盒二極體狀態	20個模組中有10個模組二極體燒毀
5	背板外觀	20個模組中有8個模組背板四角有缺陷，但無脫層現象
6	鋁框外觀	20個模組全部鋁框鎖螺絲孔位置電位腐蝕嚴重

太陽光電模組性能評估

將澎湖縣政府太陽光電系統之模組共20片拆回台灣進行測試，完成模組最大功率、絕緣測試、濕漏電流測試、電致發光、熱影像溫度等檢測項目。

1. 模組最大功率評估

模組最大功率量測試結果如表三所示。若以出廠額定功率為135 W，而模組功率仍達到額定功率80%為合格，僅6片模組合格，合格率30%。模組功率接近額定功率80%：A7模組一片。模組功率為額定功率50%左右：包括A2、A5、A10、B1、B6、B7、B8等7片，可能為其中二串電池無導通，或接觸不良，若加以維修仍可繼續使用。模組功率為額定功率40%左右：B11一片，可能為其中二串電池無導通，或

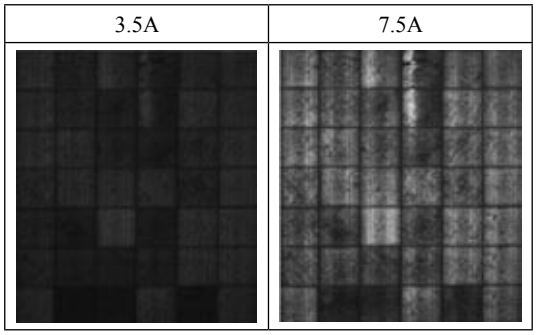
▼表三　澎湖系統之模組最大功率量測

模組編號	P_{max} (W)	U_{mpp} (V)	I_{mpp} (A)	U_{oc} (V)	I_{sc} (A)	FF (%)	R_s	R_{sh}
A2	65.51	10.74	6.10	18.38	6.94	51.40	4.36	68.86
A3	107.91	18.33	5.89	24.73	6.92	63.01	0.63	58.57
A4	117.76	18.57	6.34	25.22	6.92	67.48	0.68	132.49
A5	63.19	11.33	5.58	16.33	6.93	55.84	1.21	11.24
A6	114.44	18.00	6.36	24.81	6.98	66.10	0.71	79.87
A7	103.62	17.19	6.03	24.73	6.92	60.54	0.86	139.80
A8	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
A9	118.17	18.50	6.39	24.83	6.87	69.26	0.75	120.69
A10	67.86	10.95	6.20	24.86	6.87	39.76	12.18	98.55
B1	62.43	10.80	5.78	23.29	6.81	39.37	10.74	34.23
B2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
B3	3.62	2.08	1.74	16.37	0.88	25.04	76.75	4.85
B4	0.00	0.00	0.00	7.13	0.00	0.00	56583	0.00
B5	17.60	3.63	4.85	14.42	6.84	17.83	24.49	1.17
B6	63.97	10.52	6.08	22.56	6.83	41.49	10.01	78.52
B7	65.49	10.61	6.17	16.96	6.80	56.76	2.58	88.78
B8	67.49	10.87	6.21	23.85	6.88	41.11	11.27	90.61
B9	111.12	17.81	6.24	25.09	7.05	62.82	0.97	34.78
B10	118.10	18.83	6.27	24.81	6.88	69.23	0.61	139.52
B11	55.92	9.41	5.95	24.78	6.84	32.97	13.03	30.42

接觸不良，導通電池串中之電池又有較大缺陷。模組功率為零或接近零：包括A8、B2、B3、B4等4片，其中3片沒有功率，可能是接線盒線路不通，或粗的Ribbon斷裂或焊接失敗。

2. 太陽光電模組電致發光檢測

澎湖太陽光電系統模組電致發光(EL)檢測以通3.5A及7.5A二種電流，其中通電流7.5A之EL圖比較清楚（圖四），與模組功率狀況相比對，並無對比關係。部分模組無法量測EL，因為電流無法導通，而無法顯現EL圖像。每片模組都有少數片電池顯現較暗現象，但並不影響功率輸出。電池顯現較暗現象代表電池效率偏低，若電池有

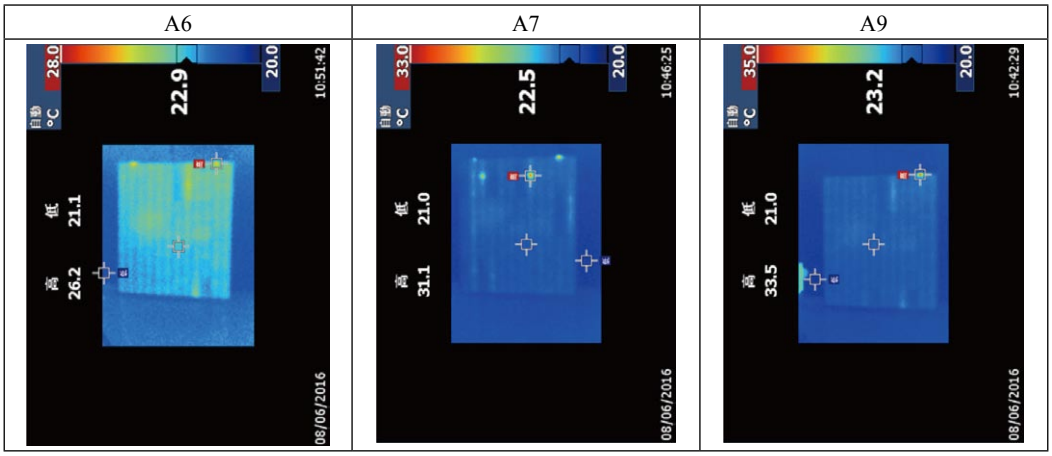


▲圖四　澎湖太陽光電系統A3模組電致發光圖

破裂，邊角呈現全黑影像。

3. 太陽光電模組紅外線熱影像

模組紅外線熱影像檢測最主要是探討模組歷經17年戶外實地測試熱斑情形。



▲圖五　澎湖太陽光電系統模組紅外線熱影像（彩圖請見材料世界網https://www.materialsnet.com.tw）

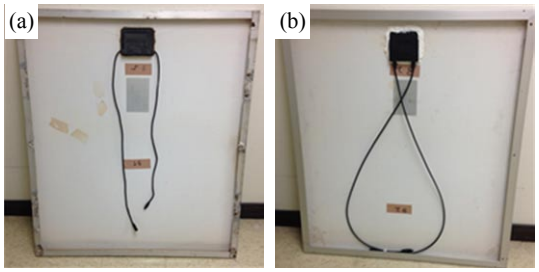
由圖五測試結果顯示，模組最高溫僅接近33.5˚C。模組框設計太靠近電池，容易殘留雨水之污泥痕跡，有遮蔭現象發生，容易產生熱斑現象。A9模組顯現33.5˚C最高溫，若由EL圖分析比較，是電池破裂導致。

太陽光電模組破壞模式分析

1. 太陽光電模組鋁框電位腐蝕

澎湖太陽光電系統模組在鎖螺絲位置全都發生電位腐蝕（圖六(a)），擴孔甚至全面崩壞，20個模組全部損壞。模組鋁框是先做陽極處理，再鑽孔洞，鎖螺絲孔洞無陽極處理。系統架設時使用不繡鋼螺絲鎖鋁框於支架上，雖在鋁框與螺絲、系統支架間加塑膠墊片絕緣，但絕緣效果不佳，二者材料有電位差，發生電位腐蝕。可能是空氣中之鹽分在鋁框孔洞中累積，發生導電現象，形成電位腐蝕。

改善對策：新做之鋁框先鑽孔，再全面進行陽極處理（圖六(b)），即鎖螺絲孔洞都被陽極膜封閉，不導電。

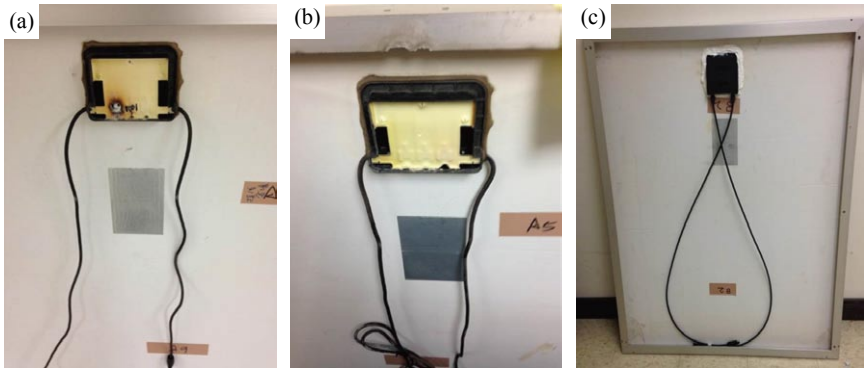


▲圖六　(a)太陽光電模組在鎖螺絲位置全都發生電位腐蝕；(b)原太陽光電模組新做之鋁框先鑽孔，再全面進行陽極處理

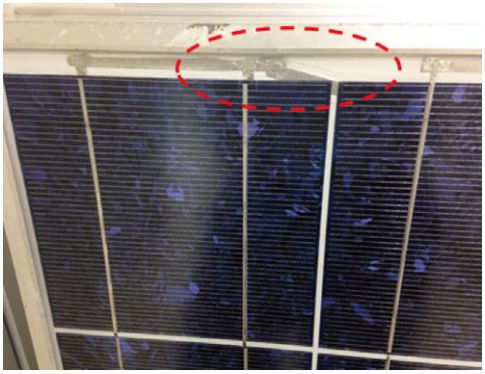
2. 太陽光電模組接線盒二極體燒毀

太陽光電模組之接線盒內部二極體燒毀（圖七(a)），20個模組有12個損壞。模組內電池以Ribbon串接，整串電池以粗的Ribbon與粗的Ribbon搭接不當，二者Ribbon脫落，電阻很大，造成二極體燒毀。

改善對策：整串電池以粗的Ribbon與粗的Ribbon搭接必須確實，以錫鉛絲補強，防止熱漲冷縮脫落。另接線盒二極體測試必須符合IEC 61215 Ed.2之10.18 Bypass Diode Thermal Test。



▲圖七　太陽光電模組之接線盒內部(a)二極體燒毀；(b)二極體正常；(c)原太陽光電模組接線盒整組更新



▲圖八　粗的Ribbon與粗的Ribbon搭接不當

3. 太陽光電模組粗的Ribbon脫落造成功率損失

澎湖太陽光電系統模組內電池以Ribbon串接，整串電池以粗的Ribbon與粗的Ribbon搭接不當，如圖八所示。二者粗的Ribbon脫落，造成模組整個沒有功率，或少掉1~2串之功率。20個模組有13個損壞。脫落原因為粗的Ribbon與粗的Ribbon搭接，僅以熱熔搭接，二者Ribbon之錫鉛量少，並無真正熔成一體。長期戶外使用，EVA與背板熱漲冷縮造成脫落。

改善對策：整串電池以粗的Ribbon與粗的Ribbon搭接必須確實，以錫鉛絲補強，防止熱漲冷縮脫落。

太陽光電模組材料分析

1. 模組Ribbon元素分析

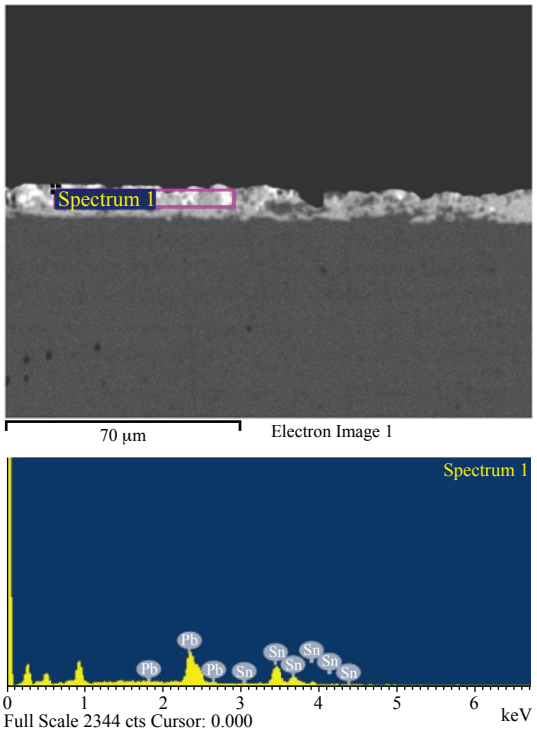
澎湖太陽光電系統模組使用能量散射光譜儀(EDS)進行Ribbon元素分析（圖九），Sn/Pb比約為54/46。比例與常用之60/40有較大誤差。

2. 模組封裝材料EVA分析

澎湖太陽光電系統模組上層封裝膜為透明EVA，使用Hitachi U-4100雙光束UV-VIS-NIR分光光譜儀量測光穿透率，光穿透率如圖十所示，光穿透率約75%，遠低於目前使用之EVA封裝膜光穿透率約88~90%，代表EVA有老化現象，但不至於黃化狀態。下層封裝膜為白色EVA，代表EVA材料中加入二氧化鈦添加物，雖歷經17年發電仍呈現白色，品質優良。數據顯示EVA光穿透率均明顯衰減，代表黃化現象，此失效是造

Spectrum Processing:
Peak Possibly Omitted: 0.936 keV
Processing Option: All Elements Analyzed (Normalised)
Number of Iterations = 2
Standard:
Sn Sn 1-Jun. 1999 12:00 AM
Pb PbF_2 1-Jun. 1999 12:00 AM

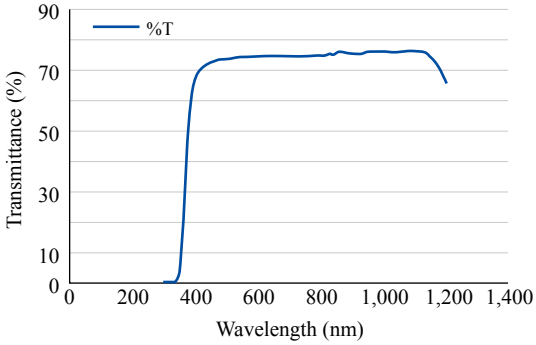
Element	Weight (%)	Atomic (%)
Sn L	53.95	67.16
Pb M	46.05	32.84
Totals	100.00	



▲圖九　澎湖太陽光電系統模組使用能量散射光譜儀進行Ribbon元素分析之結果

成後續模組發電功率減少的原因，黃化及體積電阻率的改善，將有助於模組在腐蝕環境下整體效能的提升。

為了進一步探討EVA失效的原因，進行傅里葉轉換紅外光譜(Fourier Transform Infrared Spectroscopy; FTIR)分析，經FTIR之Library Search分析顯示，上下層封裝膜皆是EVA。如圖十一所示，老化模組內取樣



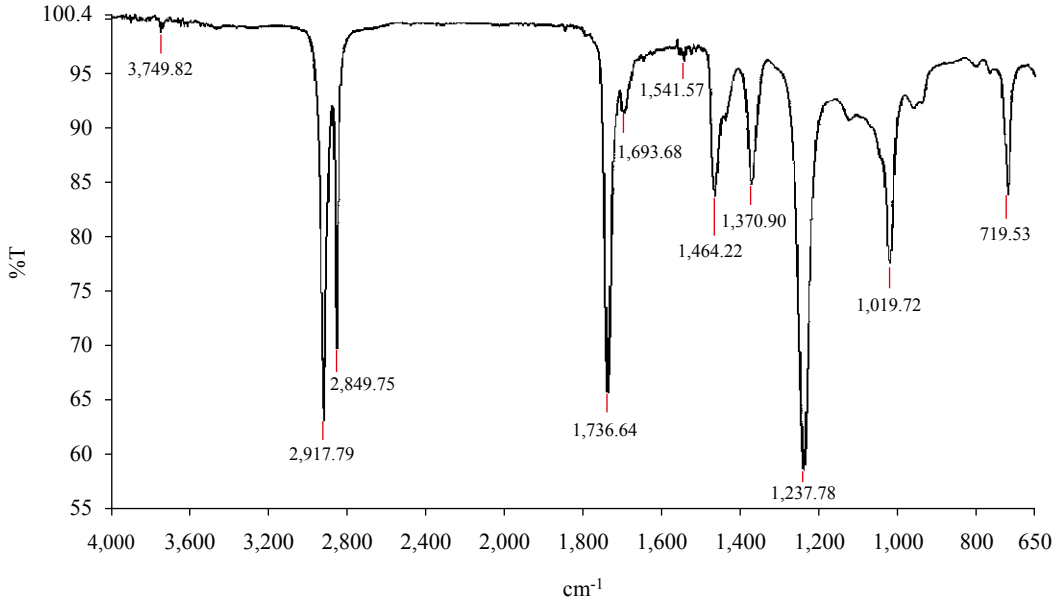
▲圖十　澎湖太陽光電系統模組上層透明EVA之光穿透率

的EVA醋酸鹽的1,735 cm^{-1}波峰C=O鍵強度明顯減少，表示EVA中的醋酸分解游離，此外還發現醛、酮副產物的1,716 cm^{-1}波峰產生，相較於EVA原材料，這些波峰更為明顯。藉由FTIR光譜可以有效分析出EVA黃化裂解醋酸及副產物醛或酮產生的證據。於波數1,645及1,540 cm^{-1}發現C=C多烯鍵產生，表示EVA經17年老化後，有黃化現象且伴隨著醋酸析出，產生腐蝕現象，串聯電阻增加及EVA黃化，導致光入射量減少，最終影響模組的壽命及功率。

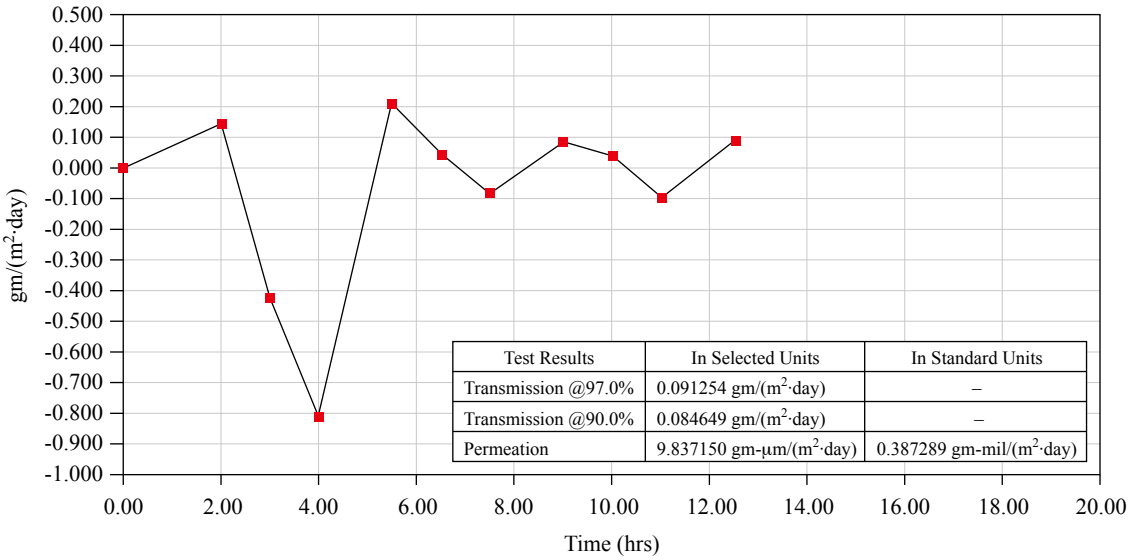
3. 模組封裝背板材料分析

背板主要應用於模組背面的封裝保護，有阻絕濕氣的功能，可以避免太陽光電模組受到天候影響而損壞。除此之外白色的背板可增加太陽光反射回玻璃，再反設至電池被電池吸收，提高模組發電效率。

背板含有Aluminum Film，WVTR (Water Vapor Transmission Rate)值很低，測試方法依據ASTM F1249 Standard Test Method for Water Vapor Transmission Rate Through Plastic Film and Sheeting Using a Modulated



▲圖十一　澎湖太陽光電系統模組上層封裝膜FTIR分析

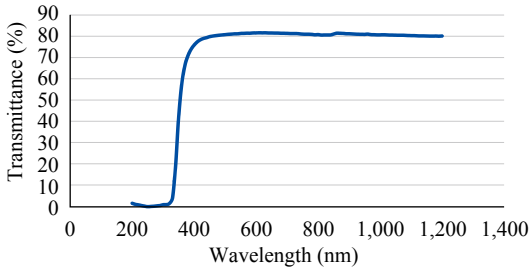


▲圖十二　澎湖太陽光電系統模組背板之WVTR測試結果

Infrared Sensor。低WVTR值有助於防止水氣滲入，提高模組使用壽命，測試結果如圖十二所示，WVTR（97.0%穿透）僅0.091 gm/(m^2·day)。目前使用之太陽光電模組背板之WVTR約為小於2 gm/(m^2·day)。

4. 太陽光電模組玻璃分析

太陽光電模組用之玻璃採用低鐵質高



▲圖十三　澎湖太陽光電模組之玻璃光穿透率

透光之強化玻璃，玻璃歷經17年使用，並無破裂情況發生。模組玻璃之厚度為3.2 mm，光穿透率分析如圖十三所示，由於長時間曬太陽老化之關係，僅達81%，與目前使用抗反射玻璃高達91%以上之光穿透率，有較大差距。

太陽光電模組維修

1. Ribbon Connection與背板之維修

舊太陽光電模組由於每一電池串間，串接之粗的Ribbon Connection沒有進行加錫鉛合金強化，接觸不好，造成電弧引起高溫，與EVA材料因為粗的Ribbon電弧高溫，而脫層及氣泡產生拱起現象。維修程序如下：①將被脫層背板與EVA割除；②以錫鉛合金將電池串間之粗的Ribbon之Connection進行補強，完整連接；③鋪上EVA及背板並進行模組之壓合完成，EVA與背板已經接著在舊模組上；④功率測試須達到模組原設計之額定功率80%以上才合格；⑤裝新框。如圖十四所示。

2. 鋁框之更換

模組由於舊鋁框電位腐蝕太嚴重，所有鋁框都更新，否則會影響模組之機械負荷強度，無法承受強風與季節之颱風，新鋁框之陽極處理都採先鑽完鋁框之孔洞，再進行陽極處理，所以以後無電位腐蝕問題。圖六(a)為模組進行鋁框維修前，圖六(b)為模組進行鋁框維修後。

▲圖十四　鋪上EVA及背板並進行模組之壓合，EVA與壓合已經接著在舊模組上，並已經裝上新的接線盒

3. Junction Box and Connector之更換

舊模組由於二極體燒毀須更換新的接線盒，且舊模組接線盒之Connector長期使用，其內部金屬元件都有大氣腐蝕之跡象，由於模組與模組間必須靠Connector串接，所以Connector間必須匹配，所有模組更換同一款式新的Connector。

太陽光電系統重新架設

歷經許久的太陽光電系統，尤其在海島型高濕、高溫的環境下，所毀損的元件很多，太陽光電模組修復完成後，就是系統復原工作。支架部分首先將鋼構H型鋼材底座與所有支架除鏽後，再上一層防鏽

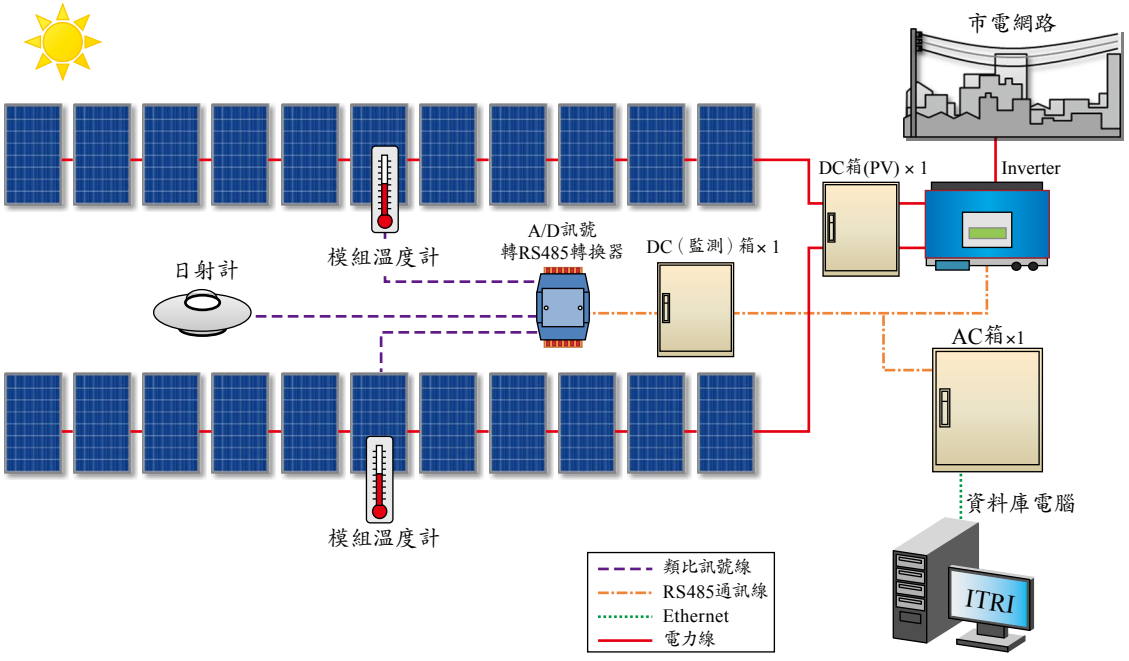
漆，經過砂輪機除鏽過的地方，塗上一層防鏽漆，最後上一層油漆，完成太陽光電系統支架修復。將太陽光電模組架設於支架，本次所修復舊有太陽光電模組共11片組成一串列，架設於下面支架，另加入新模組11片組成一串列，架設於上面支架。圖十五為太陽光電系統模組架設完成之實照圖。更換新監控系統與變流器，利用監控系統，進行新舊的太陽光電模組串列，長時間監控量測與發電效率比較。

▲圖十五　完成太陽光電系統模組架設

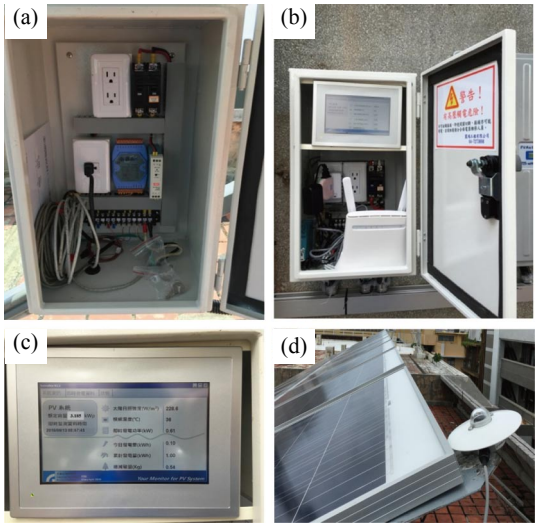
太陽光電系統監測結果

1. 監測系統設計架構

發電量監測系統之規劃在氣象部分有日照強度，其日射計(Pyranometer)選用符合ISO 9060 Second Class規範之Delta Ohm LP PYRA 03AC，模組溫度使用T-type Thermocouple，資料皆由類比數位轉換器通訊獲得；直流側部分有電壓、電流、功率、瓦時，交流側部分有電壓、電流、功率、瓦時、頻率與功因等電性數據，資料皆由變流器通訊獲得，電腦監測系統架構如圖十六所示。電腦監測系統現場安裝照片如圖十七所示。



▲圖十六　電腦監測系統架構



▲圖十七　電腦監測系統現場安裝實照(a)電腦監測DC箱；(b)電腦監測AC箱；(c)現場電腦監測即時畫面；(d)日射計安裝照

2. 發電資料分析

當太陽光電發電系統完工運轉後，參考IEC 61724標準，使用2種系統性能指標來評估系統的長期運轉性能，性能評估的期間可為1天、1週、1月或1年，視需求而定，但評估期間愈長愈能代表系統的真正性能。系統性能指標分別說明如下。

(1) 日照計算方式

PSH可用來評估PV系統運轉之理想發電量，比如對一套額定容量為5 kWp之PV系統，在一天PSH為5h的日照條件下，其當天理想發電量為25 kWh。

$$PSH = \frac{H_I}{G_0}$$

(2) 發電量計算方式

日平均發電量(Daily Mean Yield; DMY)，日平均發電量為PV系統一段評估期間的發電量除以該段期間的天數，再除以該系統的額定容量，即每kWp每日平均發電量，單位為kWh/d/kWp。公式如下：

$$DMY = \frac{E_{out}/day}{P_o}$$

其中，E_{out}：評估期間的發電量(kWh)；P_o：系統額定功率(kWp)；day：評估期間之天數。

(3) 性能比

性能比(Performance Ratio; PR)乃代表PV系統的真實性能接近理想性能之程度的指標，基本上與PV系統之所在位置、傾斜角、方位角、額定容量無關，允許跨系統間的性能比較。

PR值的高低與PV系統之真實容量（模組實測功率）、組列（模組）遮蔭、模組表面灰塵、模組溫度系統損失、線損、變流器效率、變流器最大功率點追蹤能力、系統設計、元件匹配設計、天候等有關。因此為評估PV系統發電性能的重要指標。針對併聯型系統，公式如下：

$$PR = \frac{E_{out}/P_0}{H_I/G_0}$$

其中，E_{out}：評估期間的發電量(kWh)；P_0：系統額定功率(kWp)；H_I：期間日射量(kWh/m^2)；G_0：標準日照強度(1,000 W/m^2)

一般而言在經過線路的傳輸及變流器的轉換之後，其損失大約是10%，因此一般性能指標不容易超過90%。性能指標偏高的問題發生，其原因是計算性能指標的兩個重要參數分別是累積的日照強度及累積發電量。累積的日照強度有可能因為A/D轉換器異常或日射計表面髒污或遮陰等因素造

▼表四　澎湖太陽發電系統之各項發電量電性評估

評估項次	澎湖縣政府			
	9月	10月	11月	12月
累積等效日照時數（小時）	4.71	4.44	4.36	3.55
日平均累積發電量（度）	3.79	3.38	3.35	2.74
性能比(%)	80	76	77	77

*間測容量：3.185 kWp

▼表五　即時發電之各項數據值

		電壓(V)	電流(A)	功率(W)	頻率(Hz)	瓦時(kWh)
直流數據	DC-1	206.30	5.50	1,135	–	–
	DC-2	186.70	4.06	758	–	–
交流數據	AC-1	236.2	6.6	1,783	59.99	381.8

日期：105年10月24日中午11:59分00秒；日照強度：786.40 W/m^2；模溫1：49.09°C；模溫2：49.4°C
其中DC-1爲新購之模組直流迴路，DC-2爲修復後模組直流迴路

成其累積量減少。PR過低問題常發生於組列遮陰、組列表面髒污與灰塵過多、變流器異常等情況，造成發電量低下的原因。

(4) 發電量電性評估

統計105年9月16日至105年12月31日之PSH、DMY與PR等發電量數據，如表四所示。即時發電數據如表五所示。

從發電量數據觀察發現，此系統在天氣不好或潮濕時，在一定日照下會有應併聯而無併聯現象，此時變流器會有接地錯誤之錯誤訊息出現，錯誤碼為Fast Earth Current Fault，初步判斷模組有漏電流，或接頭在施作時有水氣進入的原因，另將前往檢測與修復。

結　語

離島地區之高濕與高鹽害環境確實會對太陽光電系統造成衝擊，腐蝕問題會對模組與系統元件形成嚴重鏽蝕。模組方面除必須針對本研究之模組破壞模式改善，慎選模組材料與強化模組設計，亦是提升模組使用壽命的關鍵。系統元件除了選用品質較好元件外，強化其元件保護裝置，避免/減少與大氣接觸，並定期維護，可提升系統發電效率與壽命。

誌　謝

本文感謝經濟部能源局專案計畫經費支持。

參考文獻

1. Galvanic Corrosion Considerations for PV Arrays, Erika Weliczko, Solar Pro Magazine June/July 2011.
2. https://www.civicsolar.com/support/installer/articles/galvanic-corrosion-and-protection-solar-pv-installations
3. IEC 61215-1:2016, Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval –Part 1: Test requirements.
4. IEC 61215-2:2016, Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval –Part 2: Test procedures.
5. John H. Wohlgemuth and Sarah Kurtz, Reliability Testing Beyond Qualification as a Key Component in Photovoltaic's Progress Toward Grid Parity.