

# 氣候與環境因子對屋頂型太陽光電發電量之影響

楊銘<sup>1</sup> 廖惠珠<sup>2</sup> 李怡慧<sup>3\*</sup> 孫育伯<sup>4</sup>

## 摘要

本文依據10間屋頂型太陽光電廠3年期間的發電日資料，搭配相對應的氣候與環境日資料，進行混合資料迴歸分析與視覺化圖表分析，探討氣候與環境因子對屋頂型太陽光電廠發電量的影響。其中，視覺化圖表分析除協助迴歸分析之變數篩選與測試外，更清晰及有效呈現迴歸分析成果，且進一步探討重要影響因子之動態性變化。本文迴歸分析高達8成的解釋力，應有助相關單位較準確預測太陽光電的日發電量。另外，除印證全天空日射量之重要解釋力外，亦發現北部地區建置太陽光電廠，應可減輕臺灣南部沿岸夏季常下雨而造成太陽光電發電不足現象。最後，南部地區建置太陽光電廠時，宜多注意，外在環境過熱與空污問題。上述研究發現與政策意涵，應有助我國太陽光電的發展，邁向2050淨零排放的目標。

**關鍵詞：**屋頂型太陽光電，迴歸分析，視覺化圖表分析，氣候與環境因子

## 1. 前言

今(2022)年3月底，國家發展委員會公布臺灣2050淨零排放路徑及策略，預計再生能源發電占總發電的比例將高達60~70%。在諸多再生能源發電中，太陽光電將扮演相當吃重的角色，規劃太陽光電2030年裝置容量達30 GW，而2050年將更高達40~80 GW。為此，政府除了透過土地多元化應用擴大設置場域，以增加裝置容量外，政府及業者亦戮力於強化新世代高效率光電設施。

屋頂型太陽光電是臺灣太陽光電發展的主軸之一。為了衝刺2050淨零排放目標，經濟部能源局於今年6月21日公告再生能源發展條例部

分條文修正草案。其中，為了達到大幅增加太陽光電裝置容量目標，能源局參考德國經驗，特別強化屋頂型太陽光電推動措施。未來建築物之新建、增建或改建達一定規模以上者，除有受光條件不足或其他可免除情形經建築主管機關認定外，起造人應設置一定容量以上之太陽光電發電設備。若此條文順利通過，未來我國屋頂型太陽光電將更蓬勃發展。

目前國際相關太陽光電發電之重要文獻多偏重於技術面研究，採用模擬或試驗方式，變動各項外在因子(如風速、濕度等)，求取太陽光電設備的發電效能後，以探討重要影響因子。就作者所知，尚未見以迴歸分析方式的論文，全面解析影響太陽光電發電量之各種外在

<sup>1</sup>淡江大學經濟學系經濟與財務碩士班 碩士

<sup>2</sup>淡江大學經濟學系 教授

<sup>3</sup>南華大學財務金融學系 助理教授

<sup>4</sup>真理大學財務金融學系 教授

\*通訊作者，電話：05-2721001#56548，電郵：[yihueynhu@gmail.com](mailto:yihueynhu@gmail.com)

收到日期: 2022年08月07日

修正日期: 2022年09月02日

接受日期: 2022年09月05日

變數。究其因，應是各項影響因子彼此交錯影響，很難以平均概念的迴歸分析，釐清各項變數的影響。但拜技術面研究日多之賜，若干影響因子的交錯分析已日漸明朗，本文方可利用迴歸分析方式，探究氣候與環境因子對太陽光電發電量的影響。此外，迴歸分析可以一次納入多個因子，以統計最小平方誤差概念，在多個因子中，尋求一個最佳配適模式，再以此最適模式解釋各項因子的影響力。一個配適良好的迴歸模式，各因子所對應之係數可以極高度解釋應變數。本文共使用10,604筆資料，足夠多之數據讓迴歸分析結果更加穩定，在測試最佳模型時，主要因子之係數與顯著性都相當穩定，顯示具有一定的可信度與說服力。

本文基於沅碁光電股份有限公司所提供3年來分佈於臺灣北中南共10間屋頂型光電廠的每日實際運作數據，再搭配氣象局所公布各對應地區的全天空日射量、降水量、總雲量、氣溫、風速、相對溼度及懸浮微粒等資料，採用迴歸分析與視覺化圖表，探討各項氣候與環境因子對屋頂型太陽光電發電量的影響，盼可尋得重要政策意涵，以利相關產業發展。本文完成迴歸分析篩選及驗證重要影響因子後，更採用視覺化圖表分析以清晰及有效呈現迴歸分析成果，且進一步探討重要影響因子之動態性變化，最後依據本研究分析成果提供相關建議。

以下第二節回顧相關文獻，第三節闡述本文所使用方法論與資料來源，第四節說明迴歸分析模式與視覺化圖表分析結果，最後為結語。

## 2. 文獻探討

太陽光電發電原理是由太陽能光電模組吸收太陽光能後轉換成電力，因此探討太陽光電發電效能時，須將發電過程中任何會影響陽光

或太陽能光電模組的環境因子皆納入考量。綜觀影響太陽光電發電因子，主要有全天空日射量、日照時數、降水量、雲量、氣溫、風速、懸浮微粒等，以往文獻利用模擬或試驗方式，於控制某些環境因子狀態下，探討太陽光電設備的發電效能(Rahman *et al.*, 2015; Bonkaney *et al.*, 2017; Al-Ghezi *et al.*, 2022)。

太陽能光電模組接收較多的太陽輻射，則可增加發電量，故太陽輻射為直達輻射或漫射的情況須納入考量(廖雯婕等，2021)。太陽輻射強度增加會提高太陽能光電模組的發電量(Rahman *et al.*, 2015)，但太陽能電池以外的模組，則會因吸收太陽輻射造成模組發熱，帶隙能量(bandgap energy)降低，導致不利於太陽光電發電量(Rahman *et al.*, 2015; Al-Ghezi *et al.*, 2022; Hasan *et al.*, 2022; Yaghoubirad *et al.*, 2022)。換言之，太陽輻射強度增加雖可提高發電量，但也會造成模組溫度上升而降低發電效能。因而，設備廠商在裝設太陽能光電板時，會增加通風或加裝冷卻系統，以克服此問題(Rahman *et al.*, 2015; Hasan *et al.*, 2022)。一般屋頂型光電設備安裝時會與屋頂保留一定的距離，以維持通風或散熱。四季溫度中，夏季輻射能較高，溫度較高，故獲得較高的發電量(劉玉蘭等，2011)，太陽能光電模組效能隨溫度上升而提高，但溫度高至某一程度後，則對發電量效率有負向影響(Hasan *et al.*, 2022)。Dubey *et al.* (2013)指出，太陽能光電模組與環境溫度呈線性負向關係，即太陽光電板效能隨環境溫度升高而降低。綜而言之，溫度對發電量的關係是不確定的。

各文獻探討日照時數與太陽光電發電量的關係，均得到日照時數愈長，發電量愈大的結論(徐天佑與曾鴻陽，2007; 劉玉蘭等，2011; Kazaz and Istil, 2019)。徐天佑與曾鴻陽(2007)指出，臺灣地區日射能量南部普遍大於北部，

西部大於東部，中南部地區之年均日照時數接近2,000小時，且日照率高於50%。臺灣地區2月份易受春雨影響，5、6月份會受梅雨季節影響，9、10月會受颱風與共伴環流雲系影響，導致日照時數較低。因此，臺灣地區普遍在7月份日照時數最長，故獲得較佳的太陽光電發電量。

Simsek *et al.* (2021)利用實驗觀察，發現露水與雨水的水滴會阻擋太陽光線，導致發電量下降，但太陽光的入射角大於30度時則無太大影響，而小於30度時，會因光線進入水滴後產生散射現象，導致光電板吸收能量不易。

雲量亦是許多文獻探討的因子。多數文獻指出，雲量會影響太陽輻射，且雲層遮蔽造成日照量損失，故雲量與發電量之間存在負向關係(劉玉蘭等，2011；陳一成等，2016；Bonkaney *et al.*, 2017)。

空氣中的懸浮微粒(灰塵、粉塵或空氣品質)亦是另一重要影響因子，多數文獻指出懸浮微粒愈多(遮擋住陽光)或停留在光電板上愈多會降低發電量(Mani and Pillai, 2010；Rahman *et al.*, 2015；陳一成等，2016；Bonkaney *et al.*, 2017；Son *et al.*, 2020；廖雯婕等，2021；徐應吉等，2021；Zarei *et al.*, 2022)。因此，影響懸浮微粒是否停留在光電板的因子，例如風速或風向、面板角度、相對溼度及降雨程度等，就相當重要。Mani and Pillai (2010)指出，風速較大或有效的風向會吹走懸浮微粒，低緯度地區的東北風有助於減少落塵，中緯度地區可靠西風，高緯度地區的光電板較傾斜，而較不易有落塵；面板角度部分，低緯度地區為了獲得大量的入射光，光電板角度較平坦，在低角度(較平坦)的情況下，懸浮微粒容易停留；相對溼度部分，相對溼度愈高，發電量愈低(劉玉蘭等，2011)。潮濕條件下，灰塵沉積更容易附著在太陽能板上，且灰塵和空氣污染物被潮濕

的空氣吸收，會影響太陽能光電模組吸收太陽輻射，導致發電量降低(Hasan *et al.*, 2022)。降雨則可適度沖刷掉懸浮微粒，但必考慮光電板的角度(徐應吉等，2021)。雖高緯度地區的光電板較傾斜，不易落塵沾黏，但若相對濕度較高，加上風向作用可能使風將濕黏落塵吹向光電板，在最大角度下，更容易沾染污染物，而使太陽光電板降低發電量。此外，風流量大的地區，受惠於強制對流效果將有助於光電模組冷卻，另風量雖伴有冷卻效果，但也攜帶灰塵和沙粒，從而降低了太陽光電發電量(Hasan *et al.*, 2022)。

上述諸多影響太陽光電發電量的氣候及環境因子是交互作用的，然而太陽能光電設備之實際運作，氣候與環境因子通常是人為無法控制的，故以往文獻無法採用模擬或試驗方式複製所有氣候及環境影響因子。因此，有別於模擬或試驗研究模式，本文擬採用迴歸分析方式，探討氣候與環境因子對太陽光電發電量的影響。之後，再利用視覺化圖表分析的優勢，驗證及加強顯現迴歸分析成果，藉以提供政策施行時更多的參考依據。

### 3. 實證方法與資料

#### 3.1 混合資料(Pooling Data)迴歸分析

為探討各項氣候與環境重要因子對太陽光電發電量的影響，本文採用最小平方估計法(Least Squared Estimate Methods)將每日各廠所對應之各項資料整理後進行迴歸分析。方程式如公式(1)所示：

$$\text{SOLAR}_i = \alpha + \beta_1 \text{SR}_i + \beta_2 \text{AP}_i + \beta_3 \text{CA}_i + \beta_4 \text{TEMP}_i + \beta_5 \text{WS}_i + \beta_6 \text{RH}_i + \beta_7 \text{PM}_i + \beta_8 \text{WSPM}_i + u_i \quad (1)$$

其中，SOLAR為太陽光電發電量， $\alpha$ 為截距項，SR為全天空日射量，AP為降水量，CA為總雲量，TEMP為氣溫，WS為風速，RH為相對溼度，PM為懸浮微粒( $PM_{10}$ )，WSPM為風速與懸浮微粒( $PM_{10}$ )交乘項， $\beta_j$ 為各自變數所對應之係數， $u$ 為誤差項，而下標 $i$ 為第 $i$ 筆觀察值。其中，全天空日射量、降水量、總雲量、氣溫、風速以及相對濕度為氣候因子，懸浮微粒為環境因子，風速與懸浮微粒交乘項為氣候與環境交互作用下之影響因子，上述各項因子的選取，是根據文獻<sup>1</sup>、視覺化分析與迴歸分析多次驗證測試而得。

### 3.2 視覺化圖表分析

使用迴歸分析法耗時較多，而視覺化圖表分析在即時性上則較具優勢。本文利用Tableau商業數據分析軟體進行圖形分析，具有下列優點：(1) 資料庫連動作業簡單和支援種類多；(2) 資料與變數容量大；(3) 分析可即時得知結果；(4) 具有研究粒狀資料(*granular data*)的能力；(5) 擁有強大地理引擎可立即繪製相關的地理資訊；(6) 可即時嵌入任何網頁當中，以提升使用者的感官體驗。

### 3.3 資料敘述

本文實證資料為沅基光電公司提供的太陽能光電廠數據，再彙整中央氣象局與環保署之氣候與環境資料，資料區間為2018年1月1日至2020年12月31日，3年期間的日資料。各變數相關定義簡述如下：

#### 3.3.1 屋頂型太陽光電發電量變數

以下討論中，電廠總裝置容量代表各電廠太陽能模板裝設面積的大小，單位為瓩(kW)；每日單位發電量為每日總發電量(kWh)除以電廠總裝置容量(kW)，單位為度/瓩·日(kWh/kW·日)。

本文10間屋頂型太陽光電廠，皆為同期投入營運的案場，皆採用單晶矽太陽能模板，對太陽光能量的轉換效率皆為21.8%。10間太陽光電廠，依照地理位置劃分為北、中、南三個地區，北部地區有3間電廠，北一廠裝置容量為9.75 kW，北二廠為17.40 kW，而北三廠為19.75 kW；中部地區有2間電廠，中一廠與中二廠裝置容量分別為15.75 kW與9.80 kW；南部地區則有5間電廠，南一廠裝置容量為7.20 kW，南二廠為39.12 kW，南三廠為5.25 kW，南四廠為265.68 kW，而南五廠為6.00 kW。

#### 3.3.2 氣候及環境變數

氣候資料皆取自於交通部中央氣象局觀測資料查詢系統(CWB Observation Data Inquire System, CODiS)<sup>2</sup>，包括全天空日射量(SR, solar radiation)、降水量(AP, accumulated precipitation)、總雲量(CA, cloud amount)、氣溫(TEMP, temperature)、風速(WS, wind speed)及相對溼度(RH, relative humidity)。氣候因子根據測站之類別不同，觀測項目也有所不同，例如，臺灣每一個縣市鄉鎮皆有觀測基本項目的自動氣象站<sup>3</sup>，但僅33個氣象站具有觀測全部項目的能力<sup>4</sup>。因此，基本氣象觀測項目的資料取自於與電廠地區相同之自動氣象站，而基本觀測項目外的資料，則以與電廠地區距離最近的地面觀測站資料替代之。氣候變數部分，

<sup>1</sup> 文獻中雖指出日照時數亦為影響太陽光電發電因子，但因日照時數與全天空日射量變數具高度正相關(大於0.8)，故不納入迴歸分析中。

<sup>2</sup> 中央氣象局，英文全名為Central Weather Bureau，縮寫CWB。

<sup>3</sup> 基本氣象觀測的項目(自動氣象站，站號為C開頭)：包括氣壓、氣溫、相對濕度、風速、風向及降水量。

<sup>4</sup> 全部氣象觀測的項目(地面氣象站，站號為46開頭)：除基本項目外，另包括日照時數、全天空日射量、能見度、蒸發量、紫外線指數及總雲量。

全天空日射量之單位為百萬焦耳/平方公尺(MJ/m<sup>2</sup>)，係在給定時間與區域之下太陽輻射能量的累積數值。降水量之單位為毫米(mm)，指在一定時間內，雨滴降落在觀測點單位面積上，累積後水的深度。總雲量之單位為十分量，其係將整個天空分為十等分，然後觀測被雲層所遮蔽的部分占全天空多少比例。氣溫以攝氏溫標衡量，為大氣層中氣體的溫度。風速指空氣的運動速率，中央氣象局所取得的資料單位為公尺/秒(m/s)<sup>5</sup>。相對溼度之單位為百分比(%)，指實際水蒸氣密度與該溫度下飽和水蒸氣密度做比較。氣候因子中，除全天空日射量與降水量

變數為日累積值外，其餘變數都為日均值。

環境因子變數取自行政院環保署中央監測站，實證時採用地理位置與電廠地區相同的觀測站，而欠缺的站點則採用與電廠地區距離最近的觀測站替代之。空氣粒子變數中的細懸浮微粒(PM<sub>2.5</sub>)<sup>6</sup>以及懸浮微粒(PM<sub>10</sub>)<sup>7</sup>的差別在於直徑的大小，PM<sub>2.5</sub>係包含於PM<sub>10</sub>中。本文擬探討落塵對於太陽光電發電量的影響，若僅使用PM<sub>2.5</sub>作為變數，將忽略空氣中常見的灰塵粒子，因此使用懸浮微粒(PM<sub>10</sub>)作為觀察因子<sup>8</sup>。

表1為本文資料基本敘述統計量及相關係數，由A部分(基本敘述統計量)可看出，於樣

表1 基本敘述統計量及相關係數表

A部分：基本敘述統計量								
變數	SOLAR (總發電量)	SR (全天空日射量)	AP (降水量)	CA (總雲量)	TEMP (氣溫)	WS (風速)	RH (相對濕度)	PM <sub>10</sub> (懸浮微粒)
平均值	3.534	15.708	4.531	5.782	23.997	1.944	78.450	39.992
標準差	1.380	6.508	18.097	2.740	4.667	0.862	9.182	21.576
最大值	6.501	30.680	417	10	32	6.557	100	167
最小值	0.021	0	0	0	6.600	0.273	38	2
B部分：相關係數								
	SOLAR	SR	AP	CA	TEMP	WS	RH	PM <sub>10</sub>
SOLAR	1.000	-	-	-	-	-	-	-
SR	0.886	1.000	-	-	-	-	-	-
AP	-0.319	-0.308	1.000	-	-	-	-	-
CA	-0.661	-0.647	0.285	1.000	-	-	-	-
TEMP	0.454	0.529	0.044	-0.082	1.000	-	-	-
WS	-0.133	-0.152	0.014	0.054	-0.297	1.000	-	-
RH	-0.391	-0.438	0.299	0.390	-0.106	-0.041	1.000	-
PM <sub>10</sub>	0.075	0.004	-0.219	-0.276	-0.270	-0.053	-0.108	1.000

<sup>5</sup> 風速分級方式參照交通部中央氣象局氣象百科：<https://web.archive.org/web/20120901015302/http://www.cwb.gov.tw/V7/knowledge/encyclopedia/me016.htm>

<sup>6</sup> 細懸浮微粒(PM<sub>2.5</sub>)為空氣中直徑小於2.5微米(μm)的粒子。

<sup>7</sup> 懸浮微粒(PM<sub>10</sub>)為空氣中直徑小於10微米(μm)的粒子。

<sup>8</sup> 懸浮微粒(PM<sub>10</sub>)指標係以2021年7月1日新制進行分級。

本期間下，刪除不正確及缺失資料後，各變數觀察值為10,604筆。以下簡述主要變數的統計量。太陽光電平均每日單位發電量(SOLAR)為3.534度/瓩，標準差為1.380，最大為6.501，最小僅0.021。全天空日射量(SR)平均數為15.708 MJ/m<sup>2</sup>，標準差為6.508，最大值為30.68，最小為0。風速(WS)平均值為1.94屬於輕風，人感覺有風，樹葉搖動，普通風標轉動；最大為6.557屬於和風，塵土及碎紙被風吹揚，樹枝搖動。PM<sub>10</sub>平均值為39.992，屬於良好，最大值167。全天空日射量(SR)與太陽光電平均每日單位發電量(SOLAR)有高度正相關，其餘變數間相關性詳見B部分。

### 3.3.3 資料性質說明

注意本文所使用的各項氣候與環境因子，皆指太陽光電廠附近的氣候與環境數據，而非該電廠所設置光電板上的板面數據。以溫度為例，夏季太陽直射時，光電板上的溫度肯定比附近溫度高許多。惟太陽光電廠運作時，除非在該片面板裝設溫度量測計，否則無法得知該光電板板面實際溫度。同樣的，該地區的降水量、風速與黏著於各片光電板上PM<sub>10</sub>數據，也有些許差異。

## 4. 迴歸分析與視覺化圖表分析結果

本文主要採用兩模型來進行分析，兩模型的應變數相同，皆為每日單位發電量。模型一

為分析氣候因子對發電量之影響，故納入全天空日射量、降水量、總雲量、氣溫、風速與相對溼度等6個自變數<sup>9</sup>；而模型二為分析氣候與環境因子及其交互作用對發電量之影響，故多考量懸浮微粒PM<sub>10</sub>與風速及PM<sub>10</sub>兩變數交叉項<sup>10</sup>，共8個自變數。

### 4.1 迴歸結果分析

表2(模型一)結果顯示，無論是全地區或北中南各地區，6個自變數之符號除將於後續討論之南部地區的風速與相對溼度外，其餘均與預期一致。全天空日射量與氣溫<sup>11</sup>越高<sup>12</sup>，則各電廠每小時發電量越多；而降水量、總雲量、風速與相對溼度越高，則發電量越少。另外，中部地區的風速無顯著效果，其餘各自變數的解釋能力皆高，絕大部分呈顯1%的顯著水準。各地區迴歸式的解釋力也相當高，全地區的調整後R<sup>2</sup>為0.81，北中南區的調整後R<sup>2</sup>分別為0.73、0.89與0.85。這些結果顯示，採用上述6個自變數來預測太陽光電廠的發電量頗具可靠度。

表3(模型二)結果顯示，除全區與北部相對濕度，與南部風速與PM<sub>10</sub>的交乘項無顯著效果外，其餘各自變數幾乎呈現1%的顯著水準。

綜合比較兩模型的結果，可觀得下列有趣的現象：

1. 模型一所呈現之迴歸係數在小數點兩位以內，除了風速以外，所得取數據與模型二的結果相當接近，顯示本文所得取之實證結果相當穩定，可靠度高。
2. 全天空日射量、降水量、總雲量、氣溫、風

<sup>9</sup> 全區加入區域變數(AREA)以控制北中南的地區差異因素。

<sup>10</sup> 本研究尚有探討其他氣候與環境因子交互作用之影響，如：相對濕度與PM<sub>10</sub>(RHPM)、降水量與PM<sub>10</sub>(APPM)，估計結果請參照附表，唯RHPM與APPM交乘項的係數非常小(小數點第四位才有數據)，故忽略之。

<sup>11</sup> Hasan *et al.* (2022)指出光電模組效能隨溫度上升而提高，溫度高至某一程度後，則對發電量效率有負向影響。惟本研究模型中加入大氣(環境)溫度平方項估計求得之係數非常小(小數點第四位才有數據)且都不顯著，故可忽略之。究其因，本研究樣本日均溫最高為攝氏32度，推測可能臺灣當地普遍日均溫並無超高溫現象，亦或受限於本文日資料之影響，若透過每小時資料或許可能發現不一樣的結果。

<sup>12</sup> 注意此處是環境氣溫而非太陽光電板上之溫度，環境氣溫較高，則全天空日射量較大，有利提高每日發電量；若為板溫，則某些技術報告顯示板溫太高，會降低太陽光電發電效率，溫度與發電效率反而會有負關係。

表2 太陽光電廠模型估計結果(模型一)

變數	全區	北部	中部	南部
SR(全天空日射量)	0.1589*** (0.0016)	0.1386*** (0.0042)	0.1759*** (0.0026)	0.1592*** (0.0018)
AP(降水量)	-0.0040*** (0.0004)	-0.0103*** (0.0013)	-0.0031*** (0.0008)	-0.0029*** (0.0003)
CA(總雲量)	-0.0709*** (0.0031)	-0.0612*** (0.0082)	-0.0383*** (0.0048)	-0.0928*** (0.0034)
TEMP(氣溫)	0.0082*** (0.0017)	0.0198*** (0.0044)	0.0096*** (0.0024)	0.0051** (0.0021)
WS(風速)	-0.0219*** (0.0073)	-0.1189*** (0.0153)	0.0025 (0.0153)	0.0722*** (0.0092)
RH(相對溼度)	-0.0001 (0.0007)	-0.0054** (0.0023)	-0.0089*** (0.0011)	0.0030*** (0.0008)
AREA(區域變數)	0.1620*** (0.0072)			
CONSTANT(截距項)	0.9658*** (0.0736)	1.6505*** (0.2181)	1.5871*** (0.1101)	1.1616*** (0.0812)
Observations	10,687	3,184	2,138	5,365
R-squared	0.8100	0.7296	0.8903	0.8547
Adj-R squared	0.8099	0.7291	0.8900	0.8545

註：括號內為標準差，\*\*\*和\*\*表示在1%和5%下的顯著水準，北部地區電廠為北一廠、北二廠與北三廠，中部地區電廠為中一廠與中二廠，南部地區電廠為南一廠至南五廠。

速與相對溼度等6個自變數迴歸分析結果顯示，全天空日射量與氣溫越高，則各電廠發電量越多；而降水量、總雲量、風速與相對溼度越高，則發電量越少，唯南部地區的風速、相對溼度與 $PM_{10}$ 估計值符號與其他區不同。另外，除南部地區的風速與 $PM_{10}$ 交乘項無顯著效果外，其餘各地區各自變數幾乎呈現1%的顯著水準。

3. 相較於模型一，可發現模型二增加了2個變數後，調整後 $R^2$ 增加有限。若取2個小數位

數，在四捨五入後，所得取的調整後 $R^2$ 與模型一的數據幾乎完全相同。此現象顯示 $PM_{10}$ 、風速與 $PM_{10}$ 交乘項對臺灣地區太陽光電每日發電量影響有限。推測係因本文所使用資料的10間太陽光電廠面板勤於清洗(每季清洗一次)，故降低了 $PM_{10}$ 、風速與 $PM_{10}$ 交乘項的影響。

## 4.2 視覺化圖表印證全天空日射量有絕對的主導力

表3 太陽光電廠模型估計結果(模型二)

變數	全區	北部	中部	南部
SR(全天空日射量)	0.1588*** (0.0016)	0.1407*** (0.0042)	0.1757*** (0.0026)	0.1610*** (0.0018)
AP(降水量)	-0.0041*** (0.0004)	-0.0117*** (0.0013)	-0.0029*** (0.0008)	-0.0026*** (0.0003)
CA(總雲量)	-0.0717*** (0.0032)	-0.0661*** (0.0084)	-0.0368*** (0.0048)	-0.0877*** (0.0036)
TEMP(氣溫)	0.0074*** (0.0018)	0.0122*** (0.0046)	0.0097*** (0.0025)	0.0089*** (0.0023)
WS(風速)	-0.1013*** (0.0146)	-0.2070*** (0.0298)	-0.0908*** (0.0328)	0.0794*** (0.0201)
RH(相對溼度)	-0.0001 (0.0008)	-0.0038 (0.0024)	-0.0089*** (0.0011)	0.0034*** (0.0008)
PM(PM <sub>10</sub> )	-0.0041*** (0.0007)	-0.0085*** (0.0018)	-0.0048*** (0.0016)	0.0018** (0.0008)
WSPM(交乘項)*	0.0020*** (0.0003)	0.0024*** (0.0008)	0.0036*** (0.0010)	-0.0000 (0.0004)
AREA(區域變數)	0.1613*** (0.0077)			
CONSTANT	1.1485*** (0.0867)	2.0134*** (0.2320)	1.7068*** (0.1316)	0.8877*** (0.1083)
Observations	10,604	3,157	2,125	5,322
R-squared	0.8116	0.7325	0.8912	0.8559
Adj-R squared	0.8114	0.7318	0.8908	0.8557

註：括號內為標準差，\*\*\*和\*\*表示在1%和5%下的顯著水準，北部地區電廠為北一廠、北二廠與北三廠，中部地區電廠為中一廠與中二廠，南部地區電廠為南一廠至南五廠。

\*WSPM(交乘項)：WSPM, interaction term of wind speed and PM<sub>10</sub>.

本文將太陽光電發電量影響因子，以月平均資料呈現於圖1。比對圖1最上面的每瓩發電度數與下面6個自變數的走勢，可發現位於左上方的全天空日射量的走勢與最上面的每瓩

發電度數，幾乎亦步亦趨。此即印證「迴歸分析結果呈現全天空日射量超高的解釋力」的結論<sup>13</sup>。同時顯示，臺灣地區若擬建置太陽光電廠，在礙於時間與資金限制時，可以簡單檢

<sup>13</sup> 本文亦進行全天空日射量單一自變數的簡單迴歸，發現調整後R<sup>2</sup>也在80%上下，各地區皆比模型一的調整後R<sup>2</sup>略低一些而已。

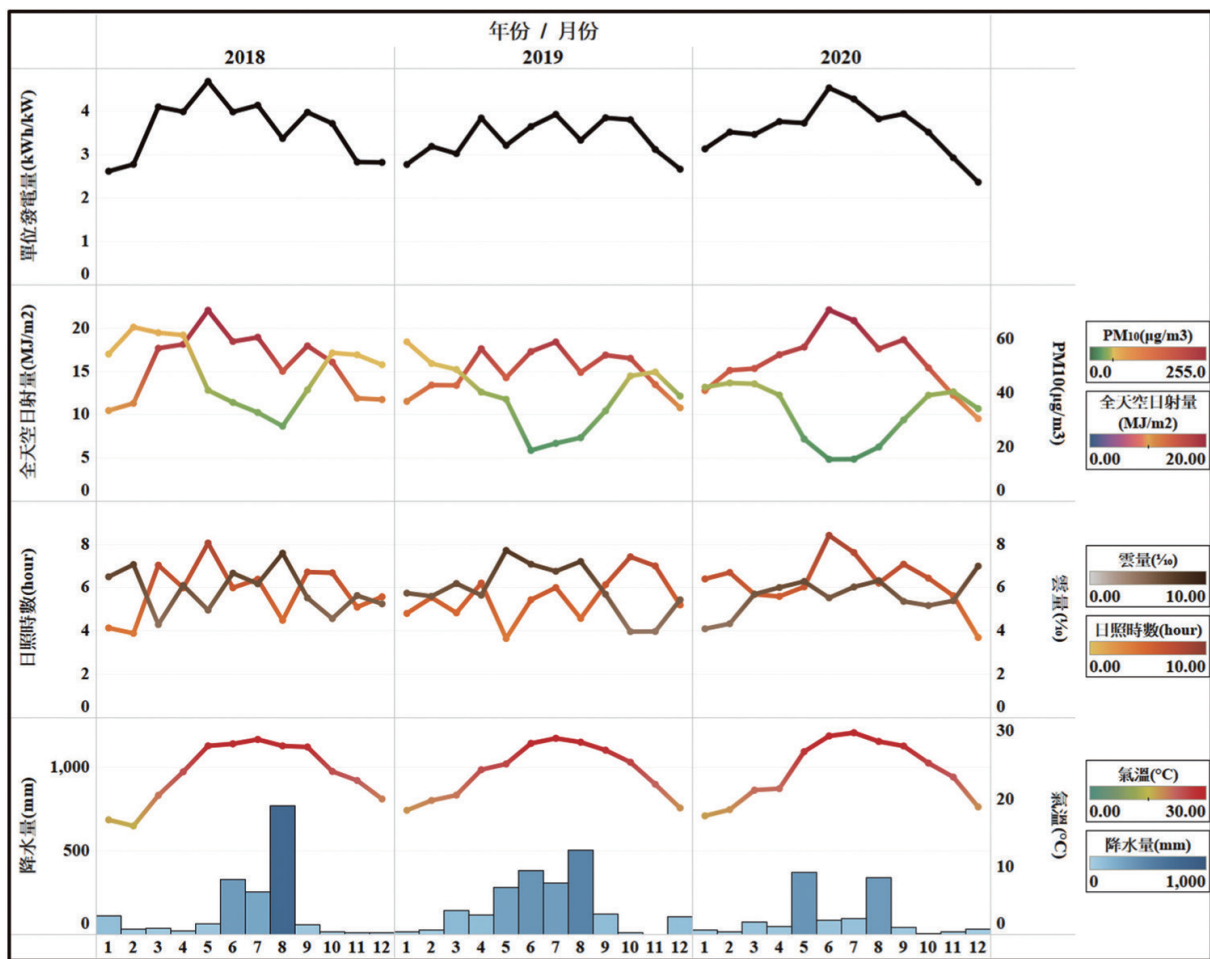


圖1 屋頂型太陽光電發電量的影響因子

視，只要某一地區的全天空日射量足夠，即可建置太陽光電廠。

#### 4.3 視覺化圖表指出北部太陽光電廠可發揮互補作用

迴歸分析結果顯示，氣候與環境因子對北中南各區的太陽光發電量皆有顯著影響，本文再採視覺化圖表分析進行比較與檢視。由圖2可觀得，北中南地區每月的太陽光發電量於2018年與2019年7、8月皆是北部最高。仔細檢視原始細部日資料，令人詫異的是，在本文所探討的3年期間，每年7、8月北部的太陽光電廠每日所產生的發電量居然多次高於中部與南部地區的太陽光電廠。再仔細檢視相對應的原

始細部資料，發現7、8月間南部地區有多次水情較嚴重現象，使得中南部的全天空日射量大降(詳圖3)，因此各電廠每日所產生的發電量反而被北部地區趕上<sup>14</sup>。

臺灣屋頂型太陽光電的躉購費率制度自2016年起新增「區域費率加成機制」的獎勵加成費率，係依照電廠設置地區而區分；位於北部地區(含北北基、桃竹苗及宜花)的電廠可加成15%費率。另一方面，為了追求2050淨零排放目標，建置太陽光電廠時，應可跳脫以往「太陽能光電只適用於中南部地區」的思維，亦即可善用北部地區與中南部地區太陽光發電量明顯的季節性差別，應有助於紓解全臺夏季缺電的窘境。當中南部地區因水情或夏季常

<sup>14</sup> 本文只觀察10間電廠，故不敢斷論北部太陽光電廠7、8月都比中南部產生更多的電力，需待後續更多資料的印證。

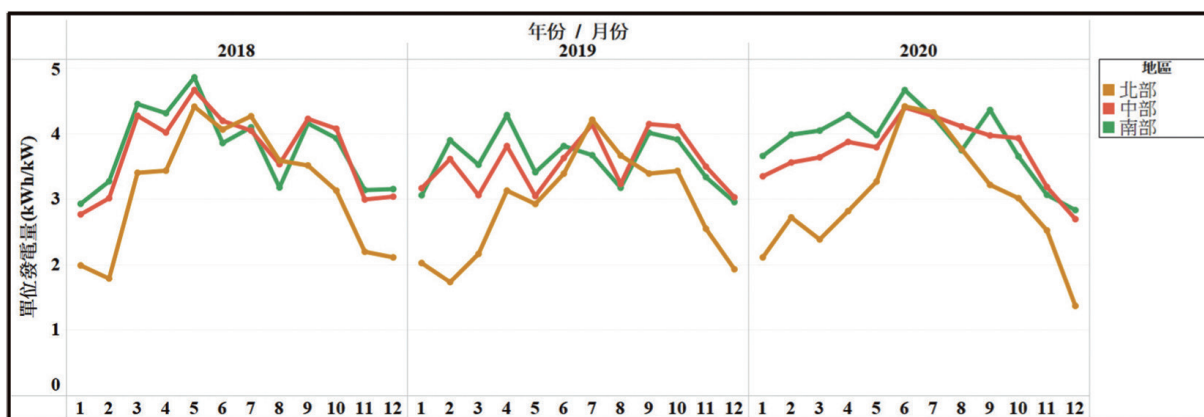


圖2 北中南地區每月的太陽光電發電量

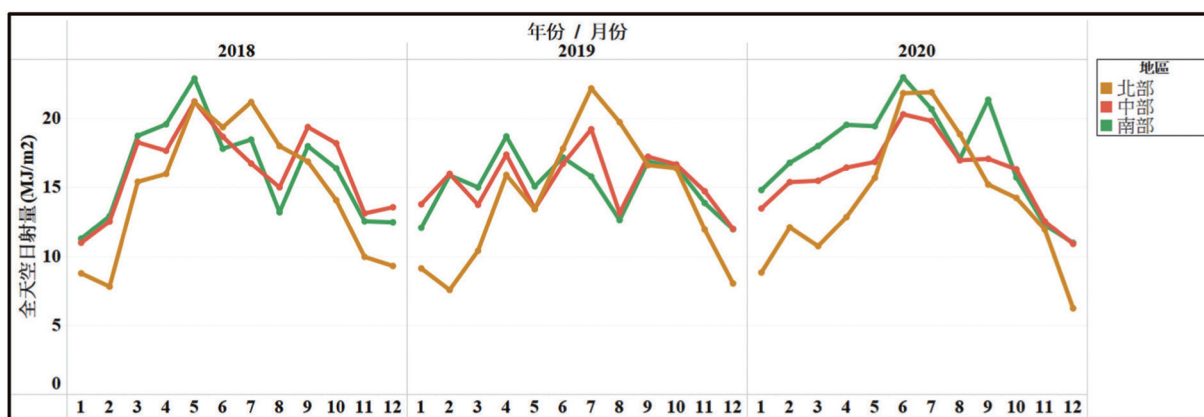


圖3 北中南地區每月的全天空日射量

見之西北雨而無法產生足夠的太陽光電時，北部地區的太陽光電廠就可發揮互補作用，填補中南部地區太陽光電廠發電不足現象，從而提升電力供應系統的穩定性。

#### 4.4 視覺化圖表顯示個別太陽光電廠差異大之省思

本文的10間電廠為同期投入營運的案場，皆為單晶矽太陽能模板，其模板型式與發電效率皆相同，但僅中部2個電廠單位發電量較相近，其他無論是北區或南區，各電廠的單位發電量皆有明顯差別，由此可知氣候與環境因子的差異確實造成各電廠單位發電量的不同，且若干差距相當明顯<sup>15</sup>。

值得注意的是，北二廠和北三廠因所在位

置相近，但圖4最上面圖形顯示，北三廠的每月平均單位發電量比較高，顯示影響太陽光電板單位發電量之因子，除了目前國際所提出之各種氣候與環境因子外，應尚有一些特定的原因，例如光電板布設方式、方位角或另有其他理由，都值得後續更深入之研究。此外，北部地區的北一廠之單位發電效率較低，亦為值得繼續探究的議題之一。

#### 4.5 視覺化儀表板觀察動態性變化之初步探討

採用視覺化儀表板亦可進行動態性變化之初步探討，茲以個別電廠角度觀察各氣候與環境因子與屋頂型太陽光電發電量的關係，且另納入上述迴歸分析中未考量的風向變數<sup>16</sup>。

<sup>15</sup> 以迴歸分析進行比對與評估時，應留意觀測站之氣候與環境因子數據並不是電廠的實際數據。

<sup>16</sup> 本文曾嘗試納入風向變數進行迴歸分析，但尚未求得合理的結果而暫停。

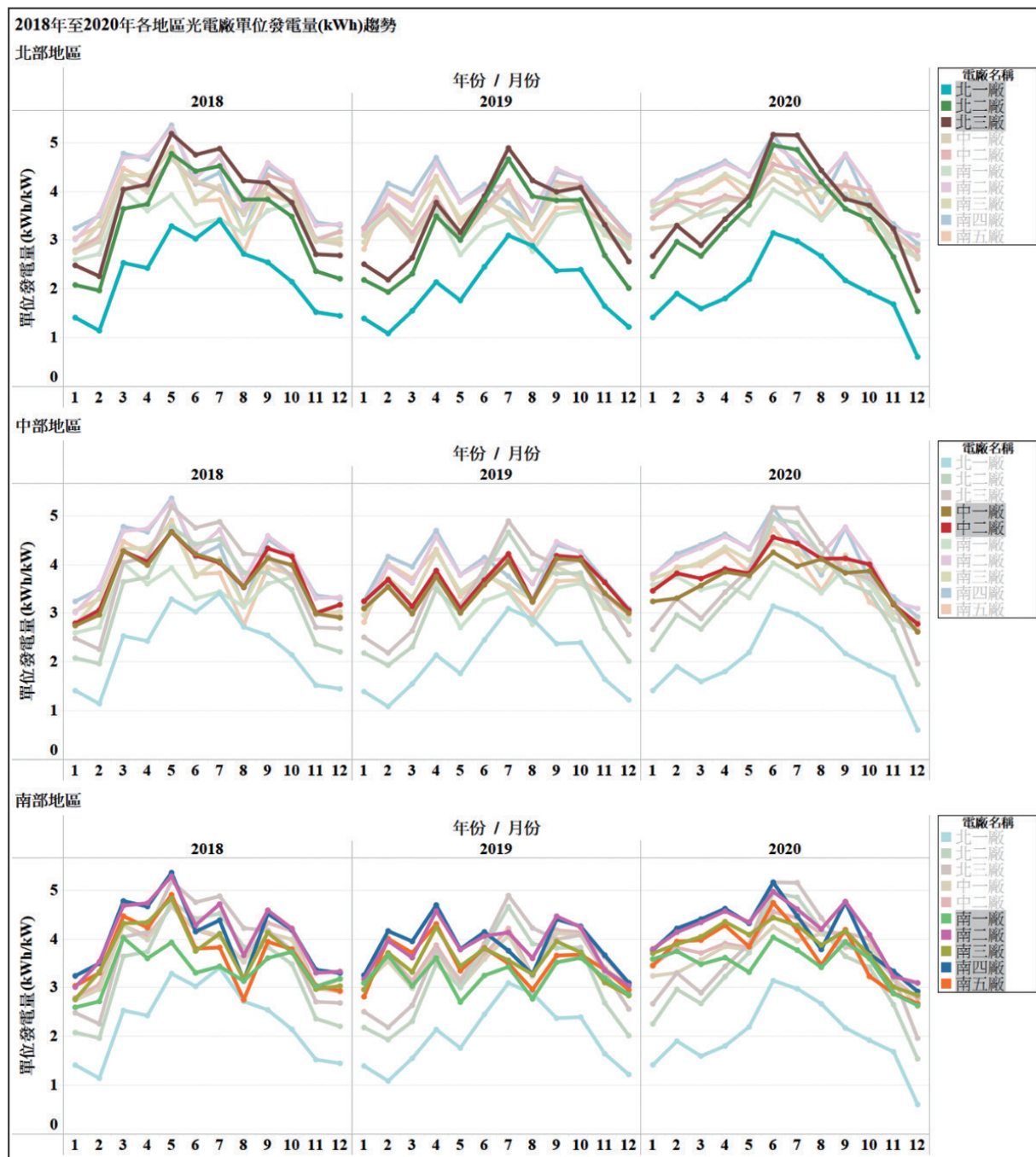


圖4 北中南區各廠每月的太陽光電發電量

礙於篇幅限制，本文僅提供南四廠的儀表板圖示，北中南動態圖形已傳送至YouTube，讀者可上網連結該動畫圖形<sup>17</sup>，若調慢YouTube的播放速度，可藉由每一時點各變數對照關係圖，觀察得迴歸分析所無法解析的情況。

視覺化儀表板動態圖以四大區塊呈現(詳圖

5)。由YouTube之動態圖形，可比對A(風向、風速與 $PM_{10}$ )、B(每月單位發電量與全天空日射量)、C(日照時數與總雲量)及D(降水量與氣溫)等四圖的對應關係，說明如下：

1. 左上方區塊(A圖)為光電廠的 $PM_{10}$ 風向極座標圖，以散佈圖形式，逐月呈現每日風向、

<sup>17</sup> 北一廠動態圖形影片網址：<https://youtu.be/MPZKPMwjWOA>，中二廠動態圖形影片網址：[https://youtu.be/\\_nt37NmQM9c](https://youtu.be/_nt37NmQM9c)，南四廠影片網址：<https://youtu.be/xk55IR6AB2Y>。

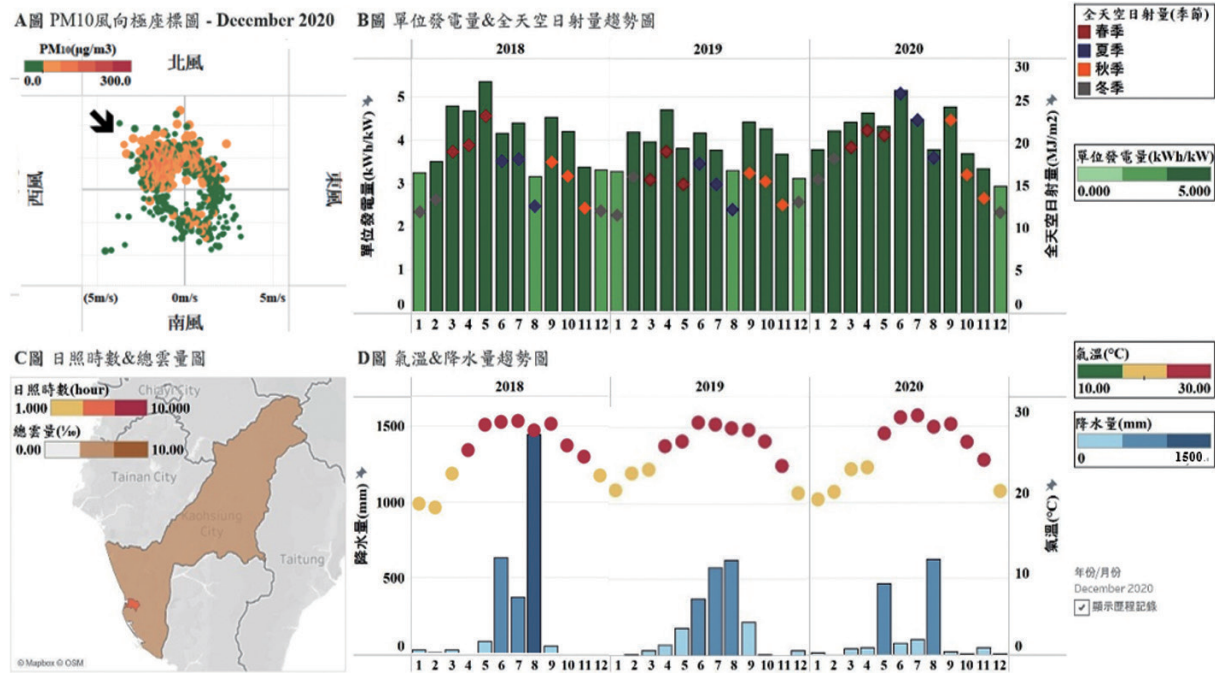


圖5 南四廠綜合分析

風速與PM<sub>10</sub>濃度等三者的變化。當月盛行風向以箭頭表示，風速以原點為0 m/s向外逐漸增加，PM<sub>10</sub>以顏色呈現濃度，綠色代表PM<sub>10</sub>相當低，其次轉橘而至深紅，最高為300 µg/m<sup>3</sup>。

2. 右上方區塊(B圖)為光電廠的單位發電量與全天空日射量的關係圖，採用趨勢雙軸圖的形式，呈現當期與三年期間的歷程狀態。
3. 左下方區塊(C圖)為日照時間與總雲量關係圖，由圖可知電廠位置、電廠所處鄉(鎮或區)的平均日照時數，以及所處縣市的日均總雲量，此圖使用填色地圖的方式，呈現當期狀態，藉由視覺化動態圖示可觀得每月的月平均資料變化。
4. 右下區塊(D圖)為太陽光電廠的環境溫度與降水量關係圖，描繪當月平均氣溫及累積降水量的關係，透過趨勢雙軸圖的形式，呈現當期與三年期間的歷程狀態。

利用北中南各區的視覺化儀表板分析，可發現風速與PM<sub>10</sub>對太陽光電廠之影響，其中南部地區的模式異於其他地區。因而，本文再繪

製圖6與圖7進一步探討。

圖6顯示，南部地區右上方(圖中紅色圈圈框內)，有一群資料具高風速與高發電量之特性。紅色圈圈內之數據應為南部特有現象。雖然北部地區也有風速超過5 m/s的時候，但超過5 m/s後，所有的日均發電量皆小於5度/瓩；中部地區則無風速超過5 m/s的情形。此現象應可解釋前述迴歸分析，南部地區風速對發電量呈正向且顯著(有別於其他3區均呈負向顯著影響，詳表3)的影響。繪製類似圖6圖形，亦可發現南部地區也有一群資料具高濕度與高發電量的情形。究其因，應是南部地區溫度與PM<sub>10</sub>皆高，較強的風速可發揮散熱與吹走PM<sub>10</sub>效果；而南部常見之午後雷陣雨發揮清洗面板效應而增加發電量。圖7紅色圈圈框內有一群PM<sub>10</sub>頗高的觀察點，若干時段的發電量亦相當高，推測當時可能有較強風速吹走PM<sub>10</sub>的現象，此效應亦可解釋表3中南部PM<sub>10</sub>不顯著的影響(有別於其他3區均呈負向顯著影響，詳表3)效果。一般而言，南部地區空污較嚴重，對太陽光電有明顯不利的影響，PM<sub>10</sub>越高發電量應越少，

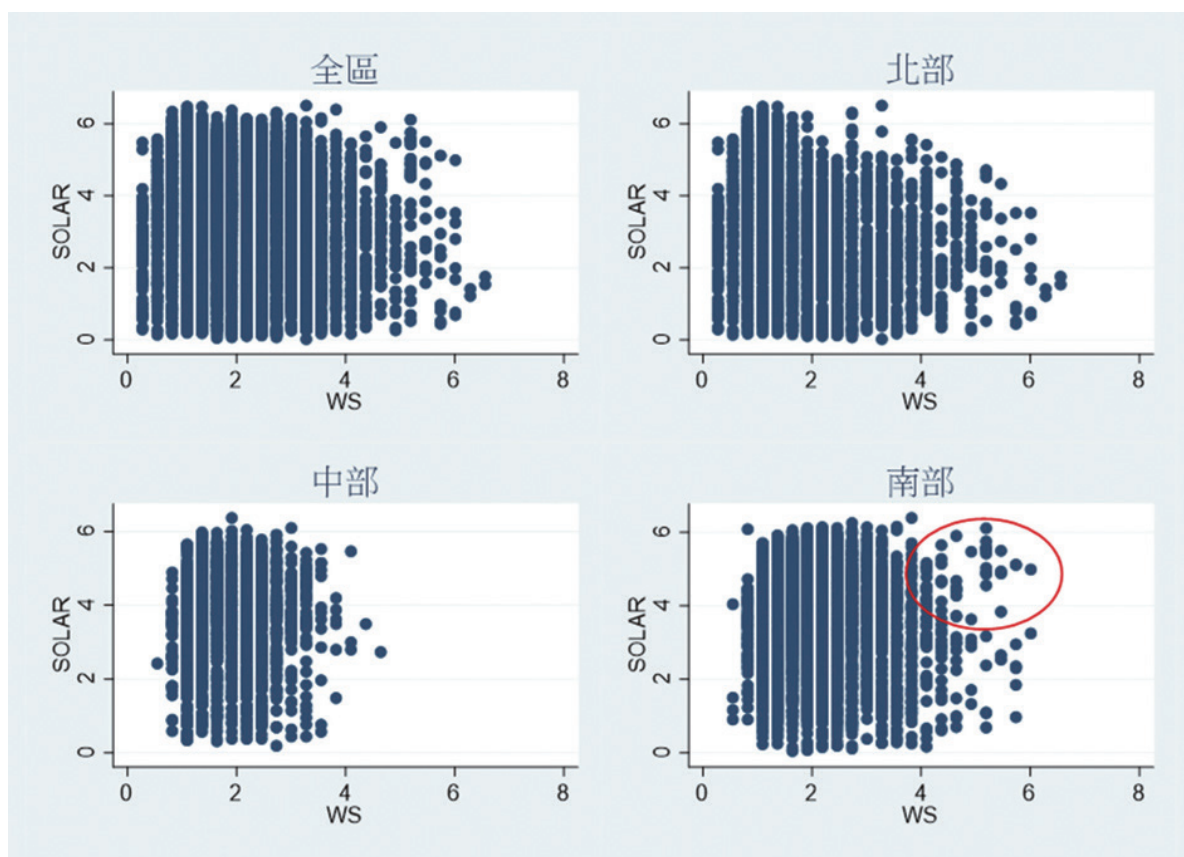


圖6 全區與北中南區各廠每日風速與太陽光電發電量關係圖

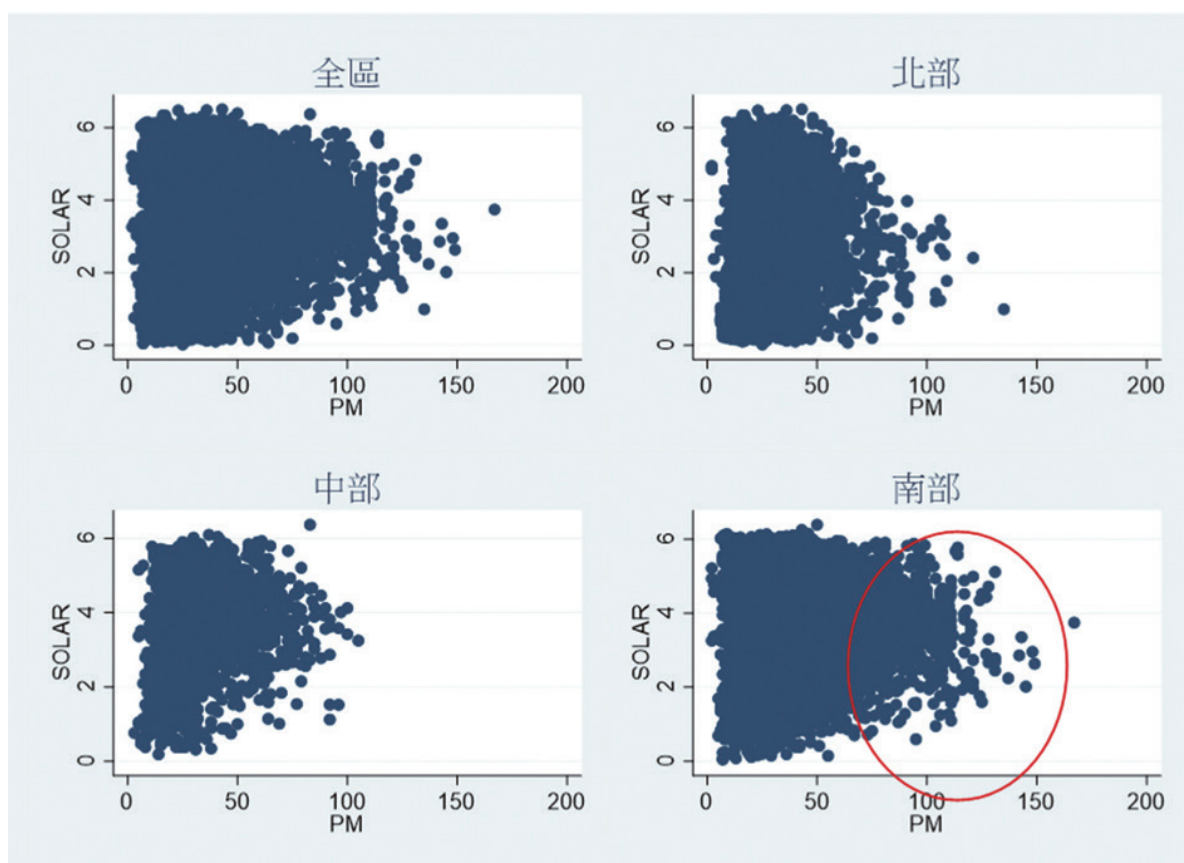


圖7 全區與北中南區各廠每日 $PM_{10}$ 與太陽光電發電量關係圖

但若因風速較高吹走 $PM_{10}$ ，則部分觀察點出現 $PM_{10}$ 高但發電量亦高的情形，此亦造成迴歸分析在南部呈現 $PM_{10}$ 不顯著影響的現象。

## 5. 結 語

世界各國皆努力建置太陽光電廠，並積極尋求高效率的太陽光電設施，而太陽光電亦是臺灣邁向2050淨零排放的重要工具之一。除了增加裝置容量及強化光電板的發電技術外，釐清影響太陽光電效率的氣候與環境因子後，構想改善方案也是重要的一環。目前國內外文獻對太陽光電廠發電效率影響因子之探討，多偏重於個別氣候與環境因子對太陽光電板發電效率議題，本文則利用迴歸分析與視覺化分析進行整體性的檢視，並探討主要氣候與環境因子對屋頂型太陽光電廠發電量的影響。其中，視覺化圖表分析除協助迴歸分析之變數篩選與測試外，更清晰及有效呈現迴歸分析成果，且進一步探討重要影響因子之動態性變化。

本文迴歸分析結果，除印證全天空日射量之重要解釋力外，於全地區得到高達8成的解釋力，因而建議本文模式可方便及廣泛應用於屋頂型太陽光電發電量之預測，以利及早安排電力機組調度，增進全臺電力供給的穩定性。本文另採用視覺化圖表分析觀察得，北部地區建置太陽光電廠，應可補充臺灣中南部夏季常見7、8月下雨之太陽發電空檔，而增加全臺供電的穩定性，建議可在北部地區增設太陽能電廠，另外，也可考量增加北部區域的加

費率。另外，視覺化圖表分析成果印證風速與 $PM_{10}$ 對太陽光電廠之影響，故推論南部地區建置太陽光電廠時，宜多注意過熱與空污問題，除常清洗外，也可善用較高之風速散熱並掃除塵埃等方式，以增進發電效率。

期許本文若干分析結果可提供政府或業者發展屋頂型太陽光電的建議方向，且協助臺灣邁向2050淨零排放的目標。本文礙於資料限制，仍有一些精進空間。本文僅取得10家電廠的實際運作數據，故無法確認北部電廠每年7、8月間較中南部電廠產生更多的太陽光電是個常態現象，另外，若可蒐集到每一電廠的小時發電資料，應可得取更多有意義的政策建議。方法部分，有研究利用空間距離方式，運用調整後的氣候與環境因子關係，預測太陽光電發電量或獲得最適設廠地點(Hong *et al.*, 2014; Han *et al.*, 2022; Shriki *et al.*, 2022)，建議後續研究可以先將各電廠鄰近氣候觀測站建立關聯性，再使用調整後的氣候與環境因子資料進行實證分析。

## 誌 謝

若沒有10間太陽光電廠的每日發電量相關寶貴資料，本文不可能進行如此細緻之分析，在此深深感謝沅碁光電公司董事長與協助提供相關資料的工程師們。亦感謝兩位匿名評審提供十分寶貴的建議，文中若有任何疏誤，作者們自負文責。

附表 太陽光電廠模型估計結果

變數	全區	北部	中部	南部
SR(全天空日射量)	0.1589*** (0.0016)	0.1404*** (0.0042)	0.1754*** (0.0026)	0.1623*** (0.0018)
AP(降水量)	-0.0018** (0.0008)	-0.0011 (0.0027)	-0.0002 (0.0017)	-0.0031*** (0.0007)
CA(總雲量)	-0.0708*** (0.0032)	-0.0651*** (0.0084)	-0.0358*** (0.0048)	-0.0872*** (0.0036)
TEMP(氣溫)	0.0075*** (0.0018)	0.0102** (0.0046)	0.0092*** (0.0025)	0.0092*** (0.0023)
WS(風速)	-0.1012*** (0.0146)	-0.2354*** (0.0305)	-0.0915*** (0.0330)	0.0895*** (0.0200)
RH(相對溼度)	0.0002 (0.0015)	-0.0179*** (0.0042)	-0.0124*** (0.0024)	0.0152*** (0.0017)
PM(PM <sub>10</sub> )	-0.0037 (0.0025)	-0.0405*** (0.0082)	-0.0119*** (0.0046)	0.0207*** (0.0026)
WSPM(交乘項)	0.0020*** (0.0003)	0.0034*** (0.0009)	0.0036*** (0.0010)	-0.0002 (0.0004)
RHPM(交乘項)	-0.0000 (0.0000)	0.0004*** (0.0001)	0.0001 (0.0001)	-0.0002*** (0.0000)
APPM(交乘項)	-0.0001*** (0.0000)	-0.0005*** (0.0001)	-0.0001 (0.0001)	-0.0000 (0.0000)
AREA(區域變數)	0.1608*** (0.0078)			
CONSTANT	1.1174*** (0.1392)	3.1790*** (0.3780)	1.9904*** (0.2154)	-0.1094 (0.1668)
Observations	10,604	3,157	2,125	5,322
R-squared	0.8118	0.7348	0.8914	0.8576
Adj-R squared	0.8116	0.7340	0.8909	0.8573

註：括號內為標準差，\*\*\*和\*\*表示在1%和5%下的顯著水準，北部地區電廠為北一廠、北二廠與北三廠，中部地區電廠為中一廠與中二廠，南部地區電廠為南一廠至南五廠。

## 參考文獻

- 徐天佑與曾鴻陽，2007。臺灣地區有關太陽能日照量之環境時空因素研究探討，環境教育學刊，6: 21-32。
- 徐應吉、陳俊勳與沈育霖，2021。影響屋頂型太陽能發電系統發電收益之2大因子，工業安全與衛生月刊，385: 22-36。
- 陳一成、徐文科與駱明麟，2016。以氣象資訊推估太陽光電系統投資效益，電工通訊季刊，第一季：14-25。
- 廖雯婕、黃品儒與黃瑞隆，2021。臺灣各地晴朗度與太陽能光電板應用適宜性的影響」，冷凍空調&能源科技，126: 24-31。
- 劉玉蘭、孫銀川、桑建人、左河疆、嚴曉瑜與馬節艷，2011。影響太陽能光伏發電功率的環境氣象因子診斷分析，水電能源科學，29(12): 200-202。
- Al-Ghezi, M. K. S., R. T. Ahmed and M. T. Chaichan, 2022. The influence of temperature and irradiance on performance of the photovoltaic panel in the middle of Iraq, *International Journal of Renewable Energy Development*, 11(2): 501-513.
- Bonkaney, A., S. Madougou and R. Adamou, 2017. Impacts of cloud cover and dust on the performance of photovoltaic module in Niamey, *Journal of Renewable Energy*, 2017: 1-8.
- Dubey, S., J. N. Sarvaiya and B. Seshadri, 2013. Temperature dependent photovoltaic (PV) efficiency and its effect on PV production in the world - a review, *Energy Procedia*, 33: 311-321.
- Han, J.Y., Y. C. Chen and S. Y. Li, 2022. Utilising high-fidelity 3D building model for analysing the rooftop solar photovoltaic potential in urban areas, *Solar Energy*, 235: 187-199.
- Hasan, K., S. B. Yousuf, M. S. H. K. Tushar, B. K. Das, P. Das and M. S. Islam, 2022. Effects of different environmental and operational factors on the PV performance: a comprehensive review, *Energy Science and Engineering*, 2022(10): 656-675.
- Hong, T., C. Koo, J. Park and H. S. Park, 2014. A GIS (geographic information system)-based optimization model for estimating the electricity generation of the rooftop PV (photovoltaic) system, *Energy*, 65: 190-199.
- Kazaz, A. and S. Adiguzel Istil, 2019. A comparative analysis of sunshine duration effects in terms of renewable energy production rates on the LEED BD + C projects in Turkey, *Energies*, 12(6): 1-9.
- Mani, M. and R. Pillai, 2010. Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: research status, challenges and recommendations, *Renewable and sustainable energy reviews*, 14(9): 3124-3131.
- Rahman, M. M., M. Hasanuzzaman and N. A. Rahim, 2015. Effects of various parameters on PV-module power and efficiency, *Energy Conversion and Management*, 103: 348-358.
- Shriki, N., R. Rabinovici, K. Yahav and O. D. Rubin, 2022. Methodology for estimating the potential of ground-mounted solar photovoltaic as part of the national electricity grid: The case of Israel, *Energy for Sustainable Development*, 68: 332-349.
- Simsek, E., M. J. Williams and L. Pilon, 2021. Effect of dew and rain on photovoltaic solar cell performances, *Solar Energy Materials*

- and Solar Cells*, 222: 1-10.
- Son, J., S. Jeong, H. Park and C. E. Park, 2020. The effect of particulate matter on solar photovoltaic power generation over the Republic of Korea, *Environmental Research Letters*, 15(8): 1-9.
- Yaghoubirad, M., N. Azizi, A. Ahmadi, Z. Zarei and S. F. Moosavian, 2022. Performance assessment of a solar PV module for different climate classifications based on energy, exergy, economic and environmental parameters, *Energy Report*, 8(7): 68-84.
- Zarei, T., M. Abdolzadeh and M. Yaghoubi, 2022. Comparing the impact of climate on dust accumulation and power generation of PV modules: A comprehensive review, *Energy for Sustainable Development*, 66: 238-270.

# The Influences of Climate and Environmental Factors on the Roof Top Photovoltaic Power Generation

Ming Yang<sup>1</sup>   Huei-Chu Liao<sup>2</sup>   Yi-Huey Lee<sup>3\*</sup>   Yu-Bo Suen<sup>4</sup>

## ABSTRACT

This paper investigates the influences of climate and environmental factors on the power of the roof top photovoltaic power generation. By using the daily power generation data of 10 roof top photovoltaic power plants and their corresponding climate and environmental data, this paper implements the pooling data regression analysis with the help of data visualization. Except verifying the important role of the global solar radiation, we also found the roof top photovoltaic power plants located in the northern part of Taiwan may alleviate the photovoltaic power generation shortage problem due to the more frequent rains along the southern coast in the summer. Besides, the power plants located in the southern part of Taiwan should concern the issues of hot temperature and air pollution. Finally, our regression results may help to enhance the daily photovoltaic power generation forecasting since the  $R^2$  is high upto 80%. All above findings and policy implications would help the development of photovoltaic power industry to reach the target of 2050 net zero emission in Taiwan.

**Keywords:** roof top photovoltaic power generation, pooling data, visualization, climate and environmental factors.

---

<sup>1</sup> Master, Master's Program in Economics and Finance, Department of Economics, Tamkang University.

<sup>2</sup> Professor, Department of Economics, Tamkang University.

<sup>3</sup> Assistant Professor, Department of Finance, Nanhua University.

<sup>4</sup> Professor, Department of Finance and Banking, Aletheia University.

\*Corresponding Author, Phone: +886-5-2721001#56548, E-mail: [yihueynhu@gmail.com](mailto:yihueynhu@gmail.com)

Received Date: August 7, 2022

Revised Date: September 2, 2022

Accepted Date: September 5, 2022