

風力發電量推估模型及風力機尾流初步研究

馬名軍¹ 胡哲魁¹ 柯昱明¹
工業技術研究院¹

摘要

開發風力發電經濟效益的關鍵首重風能，而由於風的不穩定性，使得風力電場發電量亦不穩定，因此良好的風能評估方法，便成為風力電場開發的重點。對開發場址風能狀況的詳細評估，必須透過長時間的風場資料分析，在了解場址之區域風能與氣候特性後進行。但是場址所在位置周遭往往並無氣象觀測站存在，離岸風速塔的設置更是成本高昂且資料取得不易，此時可將整體區域的地形、粗糙度等資料以及全球氣候資料作為初始場，透過中尺度數值模式進行模擬，以模擬結果作為場址之基本風速資料，再依照每個場址不同地形、不同地貌以及設置風力機配置、容量等考量因素，計算出代表此場址之風能特性，估算出每個場址之平均發電量。

而在場址存在多架風力機時，風經過前方之風力機，由於風力機葉片旋轉會產生尾流，造成後方的能量損失，因此當開發設計風力電場時，風力機所設置的位置和彼此間距，都會影響每支風力機所能擷取的風能及發電效能。評估風力機陣列中尾流損失影響，簡易的方式是假設葉片不動，一般可以二種模式進行計算，其一假設經過前排風力機擷取風能後風速減小呈線性分布，另一模式假設風力機後風速為高斯分布；若考慮邊界層紊流，目前亦有不同的模式在發展中，仍需更多的風場實測資料來進行驗證。

關鍵字：風能評估、發電量、尾流

一、前言

我國擁有豐沛之風能資源條件，但由於電力網屬於島嶼型系統型態，無外部電網可支援電力調度，使得風力發電面臨穩定供給之挑戰。而風力電場發電量主要取決於當地風能條件，由於架設風力觀測塔成本高，且僅能測量觀測塔位置之風況，因此發展出考慮當地地形及粗糙度之小區域風場模擬，利用高精度之風速資訊，以氣象資料與風力機系統參數，即可推估風力機之發電量。

但當風力電場開發至離岸，由於可大面積設置風力機，離岸風力電場動輒數百架風力機形成陣列，當風經過風力機，因風力機葉片旋轉產生尾流造成的能量損失，對於整體電場的發電效能就無法忽略。目前依據邊界層紊流理論，發展出很多種風力機尾流損失模型。但在實用上要考慮到運算快速，能即時提供發電量推估，多採用簡化後之模型，可迅速的以不同的風力機布置產生不同的尾流效應。本研究即以風場模擬結果，搭配風力電場發電量推估模型，分析尾流損失影響。

二、風力發電量推估模型

(一)風場模擬

影響風電開發效益的關鍵因素中最重要的是風能的評估，因風的不穩定性，會使得風力電場發電效益無法得到保障，所以在開發過程中風電開發業者所

最需要的，勢必為找出風況佳且風力穩定的場址。若要準確推估風能，長時間的風場分析及短期預測之技術皆為必要。長時間的風場分析資料可由觀測塔、氣象站等方式蒐集而得，而因觀測資料在實際應用上常因風場場址及鄰近地區無長期觀測站、風速塔設置昂貴且亦暫時無法取得長期資料等因素，造成觀測之風場資料在時間或空間上之解析度難以滿足發電量推估之需求，此時以數值模式針對特定區域進行風場回推為較佳之方法，如此方能以具代表性的資料進行準確的發電量評估。長時間的風場分析可應用於：

1. 尋找風能良好的場址：囊括所有可設置區域進行長期風能評估研究，分析潛在的風力資源，時間尺度可達 1~20 年。
2. 風力機佈置最佳化分析：針對各風力發電場址，依其地形、地貌及周遭環境之不同特性，評估風力電場之年發電量，分析時間尺度亦為 1~20 年。

短期預測則多直接以數值天氣預報 (Numerical Weather Prediction, NWP) 的方式進行風場模擬，再進一步結合物理或統計模型進行發電量的預測及誤差分析。短期預測用於風力機即時發電量的推估，可提供電力調度參考之依據，風場資訊亦可提供施工、運維，如定期維修等規劃之參考。良好之短期預測能力可提升電力調度時之可靠性，提升風電之價值，亦可降低運維及電力調度可能產生的風險，短期預測之時間尺度介於小時至數天之間。

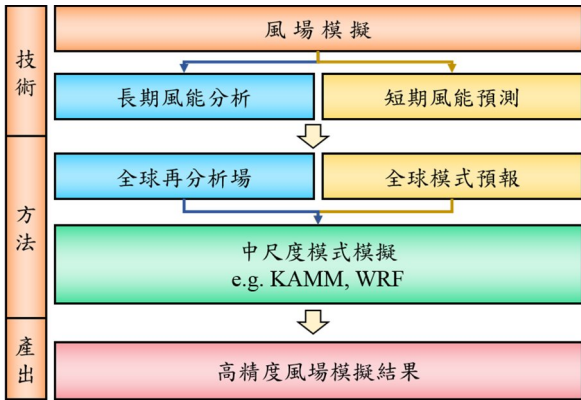


圖 1、風場模擬流程圖

發電量推估所需之風場資料，較普遍被使用於風力資源評估的中尺度氣象模式如 KAMM (Karlsruhe Atmospheric Mesoscale Model, Landberg, 2001)、WRF (Weather Research and Forecasting model) 等，而 WRF 為目前較為廣泛應用且功能完善之模式，可將再分析場或全球模式預報資料以動力方式將尺度提高至公里等級，並涵蓋地形影響所造成之中尺度天氣現象，或近地表面因大氣輻射引發之局部環流，對於發電量推估所需之局部風場特性。在時間解析度上，WRF 模式可依需求進行年、月尺度之長期模擬，也可提供小時甚至分鐘之風場變化資訊，適用於無論是短期或長期之發電量推估之需求。

於風場資料的使用上，在進行長期風場分析時，至少應取得一年以上並鄰近推估點位之有效觀測資料，避免季節等因素對於發電量推估準確度之負面影響，亦能較佳的反應出風場之特性，有效觀測資料之期間越長，其代表性越為充足。在無法滿足所需之觀測資料條件時，則採數值模擬的方式，由過去之全球再分析場資料以 WRF 模式進行長期模擬，得出長時間之區域風場資料，再配合有限之觀測資料進行兩者間之相關性分析及修正。短期預測的方法則是結合數值天氣預報 (NWP) 及現場之即時量測資料 (風速塔 / SCADA)，透過模式將風速資料空間解析度提高至單一場址的空間尺度 (Downscaling)，再將此一場址的風能轉換成電能，或是直接將數值天氣預報結果轉換成電能，以預測出未來一定時間內整體風力電場之發電量。

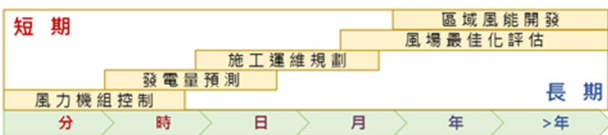


圖 2、風場模擬各項應用之時間尺度

(二) 發電量評估

風力機發電量主要取決於風力機能夠擷取的風能，如式(1)，與風速、風力機扇葉面積、空氣密度及風力機之性能有關。丹麥國家風能實驗室 Risø 於 1987 年即發展出一套以場址基本風速資料、地形地貌、風

力機機型配置等考量因素進行風能特性及發電量評估軟體(WAsP)，目前由丹麥工業大學(DTU)進行軟體維護開發，已更新至第 11 版，發電量計算流程如圖 3。

$$\text{Power} = 1/2 C_p U^3 A_d \quad (1)$$

C_p ：擷取能量/有效能量

A_d ：風力機扇葉直徑 d 掃過面積

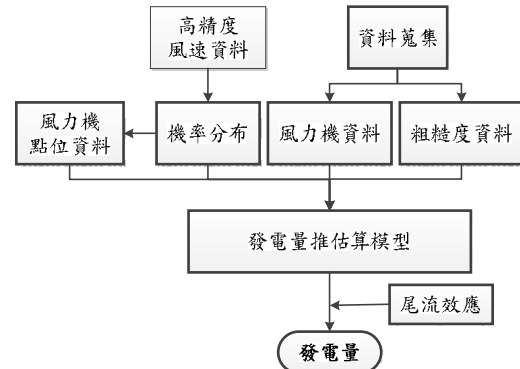


圖3、發電量計算模式工作流程

此評估軟體主要是為了提供風力電場開發規劃做評估，因此並非計算某一瞬時之發電量，而是以長期的風場資料做統計，評估此區域的年發電量，因此所採用的風場資料是否具有代表性就非常重要。以台灣是屬於季風型氣候，東北季風與西南季風風場差異明顯，季節轉換時變化大，且還有年變化。因此此軟體的做法是將所有資料進行風速風向之機率分布統計 (圖 4)，以統計結果做為此區域風能之特性參數。

除了風場資料外，要推估一個風力電場的發電量，也要蒐集場址附近地形地貌資料及風力機參數資料。每一種不同的風力機機型其設計的風力機扇葉直徑、輪穀高度、風力機功率曲線(Power Curve)(圖 5)、風力機推力曲線(Thrust Curve)(圖 6)等都不相同，在推估風力機發電量時是必須要列入計算的條件。

由於風速在靠近地表邊界層會因地表粗糙度改變風在地表邊界層的風速剖面，例如當風吹過都市、森林等粗糙度大的區域，損失較多風能使得風速減小。而不論是實際觀測或是模式推估，往往無法準確獲得風力機輪穀高度之風速，因此需搭配地形起伏及粗糙度資料，推估每支風力機輪穀高度之風速。粗糙度是以長度(公尺)來表示，較簡易的方式是根據環境將粗糙度分為不同等級及數值，但粗糙度常會隨著季節變化，如台灣農田種植水稻，插秧及結穗時造成的粗糙度不同，若冬季改種旱作物粗糙度亦會改變。至於離岸風場位於水面上，一般若是平靜水面的粗糙度很小，但波浪大粗糙度亦會變大。

當風經過風力機，由於風力機葉片旋轉會產生尾流造成能量損失，因此當開發設計風力電場時，風力

機所設置的位置和彼此間距，都會影響每支風力機所能擷取的風能及發電效能。因此一般皆會依其主風向以不同的扇葉直徑的間距做矩陣式的布置，原則上平行主風向的風力機間距需要較遠，垂直主風向的風力機間距可較靠近。

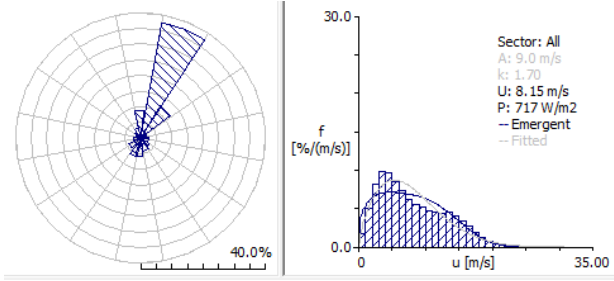


圖 4、風速風向機率分佈統計

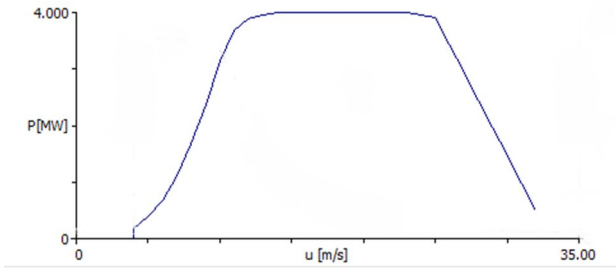


圖 5、4MW 風力機功率曲線

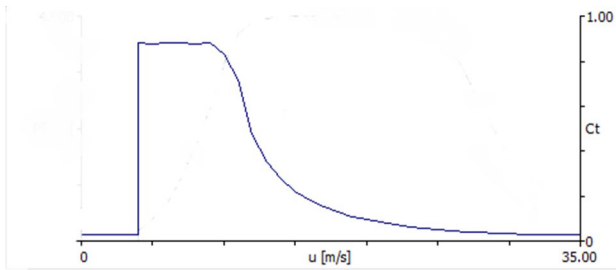


圖 6、4MW 風力機推力曲線

三、 風力機尾流初步研究

(一)尾流模型

當風經過風力機或當風力機葉片旋轉，會在風力機後方產生尾流，造成風能能量損失。目前依據邊界層紊流理論，發展出很多種風力機尾流損失模型，但在實用上要考慮到運算快速，能即時提供發電量推估，一般多採用簡化後之模型。簡易的方式是假設葉片不動，可迅速的以不同的風力機布置產生不同的尾流效應，一般可以二種模式進行計算，其一假設經過前排風力機擷取風能後風速減小呈線性分布，風力機後方風速減小範圍隨著距離增加線性增大(圖 7)，此模式具有快速計算的優點，可作風力電場場址風能初步估算，WAsP 即使用此種模型。

考慮風通過風力機前後的動量平衡

$$D^2 U_r + (D_w^2 - D^2) U = D_w^2 V \quad (2)$$

D：風力機扇葉直徑

D_w ：受到尾流影響直徑

U：原始風速

U_r ：通過前排風力機風速

V：受到尾流影響風速

尾流速度 V 與原始速度 U 之比值(式 3、式 4)與風力機之推力係數及尾流減小係數有關。

$$V/U = (1 - \sqrt{1 - C_t}) (D/(D+2kx))^2 \quad (3)$$

$$k = 0.5 / \ln(h/Z_0) \quad (4)$$

C_t ：推力係數(thrust coefficient)

k：尾流減小係數

h：輪轂高度

Z_0 ：粗糙長度

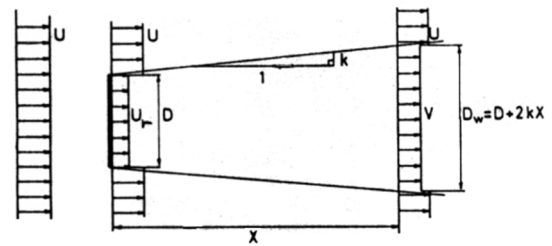


圖 7、線性分佈尾流模式示意圖

另一模式為簡化之紊流模式，其假設通過風力機後之風速為高斯分布(圖 8)，且考慮紊流的黏滯係數(turbulent viscosity)，較接近真實情況，欲評估較精確之風能又不想耗費太多運算資源，可以運用此模式計算出尾流損失最小的排列方式。

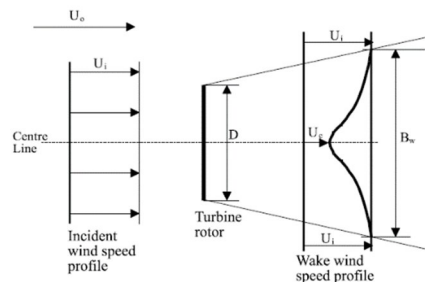


圖 8、高斯分佈尾流模式示意圖

(二)初步尾流分析

本研究以彰化外海做為測試案例地點，以線性尾流模式分析不同方向風場對於同一風力機布置陣列造成的尾流效應影響。風力機排列採用垂直主風向風力

機間隔 4D 距離，平行主風向風力機間隔 12D 距離，採用西門子 4MW 風力機，扇葉直徑為 120 公尺、輪轂高度 90M。風力機布置方式為 5*5 矩陣方式，共 25 部風力機，此場址之主風向為 22.5 度，如圖 9 所示。

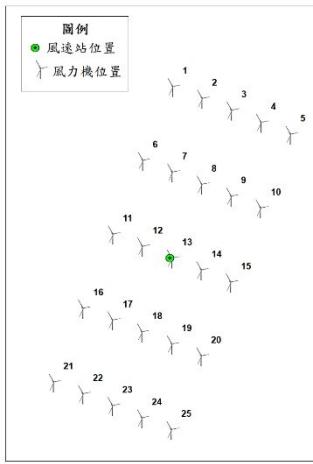


圖 9、場址 25 部風力機矩陣布置

1. 風速風向機率分布

採用 WRF 模式所產生之 2005-2013 年 10m 高度時序列風速風向資料，做為此研究之風速站資料，輸出網格座標位置位於風力機陣列中心，如圖 9 所示。此位置的風速機率分佈如圖 4 及表 1 所示，盛行風向為北北東風(22.5 度)，佔 37.5%，年平均風速為 8.05 m/sec。

表 1、風速機率分佈

風向(角度)	0	22.5	45	67.5
發生機率(%)	8.8	37.5	11.8	2.3
風向(角度)	90	112.5	135	157.5
發生機率(%)	2.0	2.8	3.4	4.1
風向(角度)	180	202.5	225	247.5
發生機率(%)	5.9	6.1	4.2	2.3
風向(角度)	180	202.5	225	247.5
發生機率(%)	5.9	6.1	4.2	2.3

2. 不同風向對風力機陣列之尾流影響

此區域的盛行風向為北北東 22.5 度，風力機布置以主風向 22.5 度排列，假設全部風速的風向均為 0、22.5、45、67.5、90、112.5、135、157.5、180、202.5、225、247.5、270、292.5、315 及 337.5 度的 16 種情境，尾流減小係數 k 為 0.075，來探討不同風向對風力機陣列產生的尾流效應的差異。分析結果發現不論何種風向其迎風面的第一排風力機其尾流損失為 0 均不受影響，而後面的風力機則因各風力機的間距不同，會有不同影響及損失，如圖 10 及圖 11 所示，而整體的風力電場的尾流損失以風向 292.5 度的 26.55% 為最大，315 度的 0.84% 為最小。圖 11 為 0、22.5、292.5 及 315 度風向對於各風力機的尾流損失，圓圈越大表示

損失百分比數值越大，各風力機尾流損失百分比值標示於風力機旁。

由此案例分析結果可發現，以此種風力機排列方式計算，並非主風向的尾流損失最小，圖 12 可看出 315 度風向之尾流損失最小是因為風力機前後距離最大，圖上箭頭長度代表該風向下之風力機距離。但由於此風場有 37.5% 的風來自 22.5 度(表 1)，以實際風場計算之尾流損失為 7.30%，全年總發電量 469,441 MWh，因此若要減少尾流損失，需要再增加主風向之前後風力機距離。

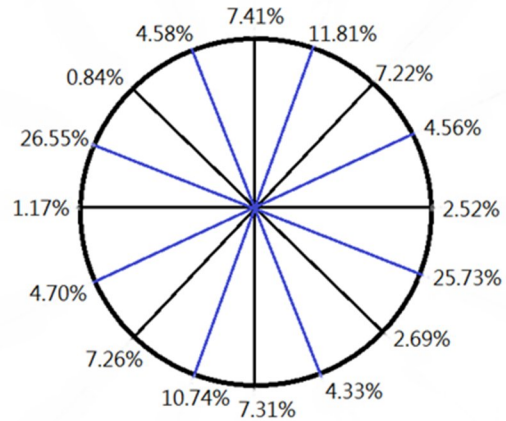


圖 10、不同風向之平均尾流損失

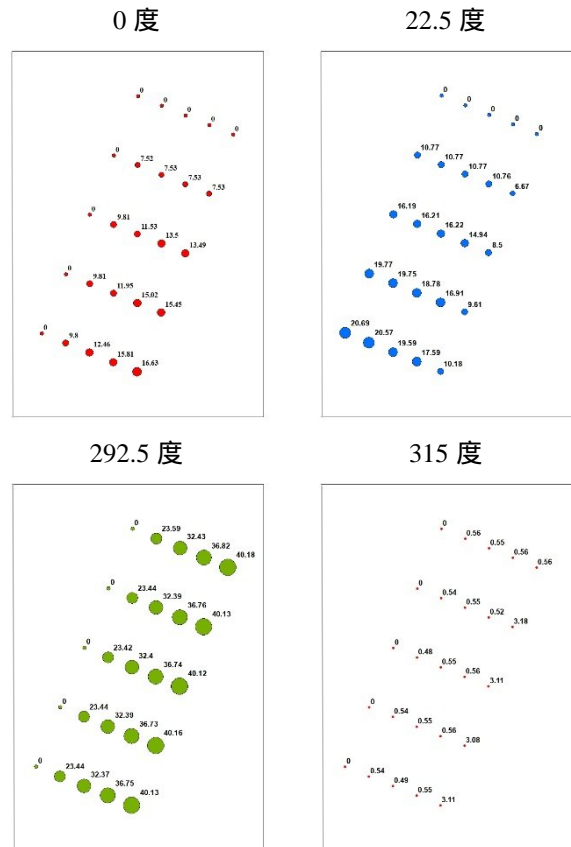


圖 11、不同風向之各風力機之尾流損失

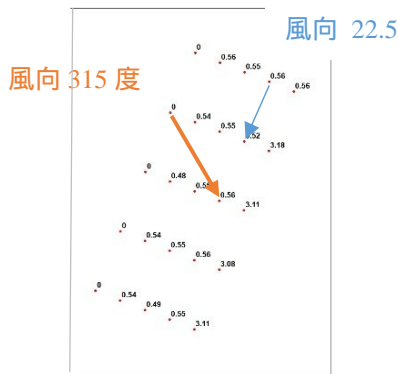


圖 12、22.5 度與 315 度風向之風力機前後距離差異

四、 結論與討論

要能準確預估特定風力機或風力電場整體發電量有二個重要步驟，一是高精度的風場資料，二是風力機本身之發電量，因風力機性能差異及風力機位置不同而受到其他風力機尾流影響等因素，即使位於同一風力電場中每架風力機的發電量仍會有所不同。本研究採用 WRF 模式所產生之 2005-2013 年風場資料，配合實際風力機性能資料及風力電場風力機布置，進行風力發電量推估及尾流效應研究。

開發離岸風力電場雖有大面積之海域空間可利用，但受限於電纜布設及海上航運等其他因素，風力機的布置仍需群聚於固定區域。離岸風力機之效能雖不會受到地形地貌影響，但由於每一區域內數百架風力機，風力電場內風力機彼此間的尾流損失影響，就是整體風力電場發電效能的關鍵因素。依據歐洲離岸風力電場開發經驗發現尾流效應確實超乎預期，因此開發計畫設計時都會審慎評估風力機之間尾流影響。除了單純拉大平行風向的風力機間距，亦考慮不同的配置方式以降低尾流效應的損失方能使風力電場達到最佳效能。

謝誌

本論文係經濟部能源局研究計畫「氣象資訊在綠能開發之應用服務計畫(1/4)」(計畫編號106-D0602)之研究成果,承蒙經濟部能源局經費之補助使本研究得以順利完成,謹致謝忱。

參考文獻

工業技術研究院『風能手冊』
(http://www.twtpo.org.tw/handbook_show.aspx)

何無忌、張恆文等人,「海域施工環境短期預測技術研發」,2014。

馬名軍、陳美蘭,2005,風場模擬及選址技術,工程月刊,第78卷,第5期,pp.27~35

陳美蘭,「風能應用技術」,工業技術研究院,2007。

陳美蘭、鄭孟寧,「台灣地區高解析度數值模擬風力潛能個案研究」,工業技術研究院,2007。

Garrad Hassan and Parters Ltd, 2004 GH WindFarmer Theory Manual

I.Katic, J.Hqjstrup, N.O.Jensen, A simple model for cluster efficiency, European Wind Energy Association Conference and Exhibition 7-9 Oct. 1986, Rome Italy

Katic I (1993) Program PARK, calculation of wind turbine park performance. Release 1.3 ++, Risø National Laboratory, Roskilde.

Landberg L., Giebel G., Nielsen H.A., Nielsen T., and Madsen H. "Short-term Prediction—An Overview," Wind Energy, 6:273–280, 2003.

National Weather Service Environmental Modeling Center, 2015: http://polar.ncep.noaa.gov/waves/viewer.shtml?-multi_1-

The Wind Atlas Analysis and Application Program”, Web link <http://www.wasp.dk/>.