

臺灣離岸風電區域極限風速推估

黃冠鈞 鄧仁星 陳建蒲 朱熾儒
中央氣象局科技研究中心

摘要

本文參考了由丹麥科技大學(Technical University of Denmark, DTU)開發的極限風速評估軟體(Wind Atlas Analysis and Application Program, WAsP)的推估方程推估分析臺灣離岸風力發電潛力區重現期達50年的極限風速值。由於近年臺灣正積極地發展離岸風力發電，而極限風速的推估對離岸風力發電機的設計是一個重要的參考數據，尤其對風力發電機的耐風能力有著重要的參考價值。而臺灣在每年夏秋季是颱風的盛行季節，颱風帶來的強勁風力也是風力發電開發商非常關注的環境問題，所以風力發電開發商需要有一個極限風速推估的參考資料來設計不同地區風力發電機的耐風能力，因此在本文裡將使用由颱風降雨整合預報技術之發展研究計畫中針對颱風侵襲臺灣期間所產製的風速資料，分析推估臺灣離岸風力發電區的極限風速值，以了解在各個風力發電潛力區風力發電機需要承受的風力強度。

一、前言

臺灣位處於東亞地區，天氣型態深受季風影響，尤其在臺灣西部沿海，由於受到臺灣中央山脈及中國福建武夷山脈的影響，臺灣海峽的平均風速有時可以達到非常高速，根據美國太空總署 NASA 的研究分析顯示在臺灣西部的彰化，沿海地區的風速常年都在 7m/s 以上；風力平均密度超過 $750\text{W}/\text{m}^2$ 。另外，國際工程顧問公司 4C Offshore 在 2014 年時的「23 年平均風速觀測」研究[6]中指出世界上風力最強的 20 處離岸風場，其中有 16 處位於臺灣海峽內，可看出臺灣海峽蘊藏著強勁風勢，對於發展離岸風力發電是非常有潛力的。

因為先天良好的風場，政府近幾年開始積極地計畫在臺灣西部沿海開發離岸風力發電場，也因為良好的風場能帶來龐大的投資效益，因此也吸引了來自世界各地的知名能源商投入臺灣這塊未來的能源產業，包括丹麥離岸風電開發商沃旭能源(Ørsted)、新加坡玉山能源(Yushan)、加拿大北陸電力(NPI)、德國達德能源(WPD)及澳洲麥格理資本(Macquarie Capital)等等的外商集團，臺灣本地的能源商也有上緯新能源、中鋼、臺電及亞泥等等。

在臺灣，離岸風力發電是近幾年正積極推動的一個能源項目，目前是在評估階段中，評估項目包括了風機的耐風能力，而臺灣的天氣型態多數在颱風行經臺灣時會出現強風速，因此將利用歷史颱風侵襲時刻時期的風速資料進行臺灣地區重現期達 50 年的極限風速的推估，推估方法同樣參考了 WAsP 的推估方法，用以推估臺灣未來即將架設離岸風力發電機的位置的極限風速值，以了解該位置需要承受的耐風等級，而此推估結果將可作為未來離岸風電開發業者一個重要的參考數據。

二、資料及方法

2.1 資料及方法使用

從颱風降雨整合預報技術之發展[7,8,9]的研究報告中，取得由數值天氣預報模式WRF(Weather Research and Forecasting Model)及MM5(The Fifth-Generation NCSR/Penn State Mesoscale Model)模擬產出的風速資料，在此研究計畫中，利用數值天氣預報模式模擬歷史颱風在侵襲臺灣期間即陸上颱風警報期間逐小時的降雨、路徑、風速等等的變化，共模擬了

54個歷年有發佈陸上警報的颱風，並將模擬的結果產出成資料。研究報告指出模式在模擬每個歷史侵臺颱風路徑及降雨時，皆以控制組(Control run)的模擬結果最好，最能呈現出與歷史觀測相近的結果，所以在本文裡將從每個模擬的颱風個案中挑選控制組的逐小時10公尺高的風速資料進行推估分析，資料的時間長度為1990至2009年。此模式資料單位是每秒公尺(m/s)，最高解析度為5公里。

測站資料使用的是臺灣 25 個氣象局傳統觀測站，包括彭佳嶼、澎湖、東吉島及蘭嶼 4 個離島測站，其中 13 個觀測站具有 60 年以上完整的觀測資料；臺北、臺中、臺南、恆春、花蓮、臺東 6 個觀測站則具有百年以上的觀測紀錄。選取的觀測變數為逐小時的平均風速，單位同樣為每秒公尺(m/s)。另外也使用了新竹浮標測站逐小時的平均風速，新竹浮標測站資料時間長度為 1997 年 5 月至 2018 年 4 月，東吉島的觀測資料從 1962 年開始。

極限風速推估參考了由丹麥科技大學(Technical University of Denmark, DTU)開發的極限風速評估軟體(Wind Atlas Analysis and Application Program, WAsP)[5]的推估方程，此評估軟體是目前國外在架設離岸風力發電機的業者用於評估風場時所使用的評估軟體，它的推估方程為： $U_T = \alpha \ln T + \beta$ 。以下為係數的計算公式：

$$\alpha = (2b_1 - \overline{U}^{max}) / \ln 2$$

$$\beta = \overline{U}^{max} - \alpha \gamma_E, \quad \gamma_E \approx 0.577215665$$

$$b_1 = (1/n) \times \sum_{i=1}^n (((i-1) \times U_i^{max}) / (n-1))$$

$$U_i^{max} = \text{Annual Max Wind Speed}$$

$$\overline{U}^{max} = U_n^{max} \text{ Mean}$$

$$n = \text{年數} \quad n = 1, 2, 3, \dots, n$$

α : 尺度係數

β : 位置係數

U_T : 風速

T: 重現期(年)

Power Law 公式： $V_z / V_{10} = (z/10)^\alpha$

α : 0.12, V_{10} : 10 公尺高度風速, V_z : z 公尺高

度風速

2.2 資料及方法檢驗

由於 WAsP 評估系統的推估只能對單個位置進行推估，如果要得到整個臺灣地區的 U50，便需要一個位置一個位置分別進行，因此我們引用 WAsP 的推估方程建立在我們的推估程式裡，讓程式能將整個臺灣地區及周圍離岸海域的 U50 同時進行推估。但在作全區 U50 推估前，需要檢驗推估程式的推估過程有無錯誤，所以我們利用新竹浮標站歷年(2005 至 2017 年)的年最大風速值，分別代入 WAsP 評估系統及推估程式裡，檢驗 U50 的推估結果。從圖 2-2-1 看到兩者推估的 U50 皆是 31.2 m/s，推估程式與 WAsP 的推估結果是相同的，並且推估線的變化趨勢也是相同的，顯示推估程式的推估過程是正確可用的。

三、分析結果

3.1 推估分析

模式產出的風速資料是逐小時的資料，並且是對臺灣影響最明顯的時刻即是模擬陸上颱風警報期間，由每年所有的陸上警報時間來挑選每年的最大風速值更能代表在該年颱風侵襲臺灣期間會出現的高風速，另外模式資料也有詳細的地形高度資料。因此在作推估前，經由 power law 公式的換算將模式資料及觀測資料的高度調整一致，皆用 10 公尺高的風速值作推估分析，這樣做的原因是希望能在同一個高度來比較模式資料及觀測資料的推估結果。

從模式資料及測站資料的推估結果(圖 3-1-1)看到在 4 個觀測站位置，在臺灣北端的彭佳嶼測站位置(圖 3-1-1A)的 U50 的差距接近 3m/s，兩筆資料的推估結果可以說是相近的；東南端的蘭嶼測站位置(圖 3-1-1D)的 U50 的差距達到了 5.5m/s，而差距較大的原因可能是因為模式模擬的時間只有陸上警報期間，但在蘭嶼地區，由於在臺灣的東南邊，是最早受到颱風侵襲得地區，颱風從海上來沒有受到任何地形的破壞，所以在本島發佈陸警前的海上警報期間可能在蘭嶼就已觀

測到了高風速值，所以在過去歷年的年最大風速值，觀測多數會高於模式，也由於觀測在過去歷年的年最大風速值皆較為相近；而模式過去歷年的年最大風速值則相反，所以將這些數值代入到推估方程的係數計算中，觀測的推估曲線斜率會小於模式的推估曲線斜率，因此最後 U50 推估的數值，觀測會小於模式，這是在蘭嶼測站位置能看到的現象。新竹浮標站(圖 3-1-1B)的推估結果也是模式高於測站，U50 的差距也是 4 個站中最多的，這是由於新竹浮標觀測站不是固定的，是浮在海面上，會隨著波浪浮動，使得觀測的風速值會受到波動的影響，在模式中並不會有這樣的現象，也因此由觀測資料推估的 U50 會與模式資料推估的 U50 有較大的差異。在東吉島(圖 3-1-1C)的推估結果中，觀測也是小於模式，由於東吉島測站位在臺灣西部外海，當颱風經過臺灣本島地形的影響後，強度可能是會減弱的，因此觀測到的風速值會比在東南部地區的蘭嶼觀測來得小，也使得年最大風速值會偏小，這種現象在模式模擬可能還無法完全做到，所以在東吉島的 U50 推估，模式會高於測站。

3.2 推估討論

從前一節的推估分析中，雖然模式推估的 U50 與觀測推估的 U50 會有差異，但這推估結果是我們可以較信任的結果，除了資料時間的完整度較好，也有考慮到了測站位置的高度，因此接著便利用模式資料進行整個臺灣地區及周圍海域的極限風速推估(圖 3-2-1)，由模式資料顯示在整個 10 公尺高的位置(圖 3-2-1A)臺灣西部離岸的風力發電潛力場址，在中部彰濱外海地區，風電潛力區的 U50 分佈在 40-45m/s 之間，而在北部的風電潛力區 U50 分佈在 35-45m/s 之間，南部風電潛力區 U50 分佈在 35-40m/s。而目前對於風力發電業者關注的高度是在至少 100 公尺高的位置的 U50，因為風力發電機的重要設備皆位在此高度，因此將模式的風速資料經由 power law 換算得到在 100 公尺高的風速值，再由 100 公尺高的風速值進行推估而得到推估結果(圖 3-2-1B)。從圖 3-2-1B

看到在彰濱外海的風力發電潛力區 100 公尺高的 U50 提高到 50-60m/s 之間，多數都在 55m/s 以上，比 10 公尺的位置增加了 10-15m/s。而北部風電潛力區在 100 公尺高的 U50 則介於 45-55m/s 之間，也增加了約 10m/s；南部風電潛力區則在 45-50m/s 之間，同樣也增加了約 10m/s。

從 3 個區域的 U50 看到在中部彰濱外海地區皆高於其他地區，這是因為臺灣海峽在臺灣中部外海地區，水域範圍是最狹窄的，狹管效應的關係使得由臺灣北邊南下的風場在此區會有加速的現象，因而使得在中部外海地區的風電潛力區會有較高的 U50

結論

從觀測站的推估分析中，我們可以較為相信由模式資料推估出的結果，因為資料的時間完整性高以及考慮了觀測站位置地形的特徵，雖然推估的結果還是有些差異，但這些差異是可以解釋的，後續我們也會再更持續地思考原因。因此目前我們由模式資料來推估臺灣離岸風力發電潛力場址區每一區 100 公尺高的位置的 U50，可以得知在不同區域會有不同的 U50，而此數據也能提供給目前正積極發展離岸風力發電的開發業者一個氣象參考數據，可以讓開發業者曉得不同區域的風力發電機應該需要承受的風力強度，因為這關乎了每一支風力發電機的結構設計及設計成本，皆是風電開發業者關注的問題。

參考文獻

1. Forskningscenter Risø, R. (1994). "Application of the wind atlas method to extremes of wind climatology."
2. J P Palutikof¹, B. B. B., D H Lister¹ and S T Adcock³ (1999). "A review of methods to calculate extreme wind speeds." Meteorol. Appl. 6.
3. Cenac†, S. M. M. (2004). "estimating parameters of gumbel distribution using the methods of moments, probability weighted moments and maximum likelihood." Revista de Matemática: Teoría y Aplicaciones 2005 12(1 & 2)(1409-2433).
4. Larsén, X. G., et al. (2013). "Uncertainties of the 50-year wind from short time series using generalized extreme value distribution and generalized Pareto distribution." Wind Energy.
5. Brian O. Hansen, X. G. L., Mark C. Kelly, Ole, et al. (2016). "Extreme Wind Calculation Applying Spectral Correction Method – Test and Validation."
6. Global Wind Speed Rankings:
<http://www.4coffshore.com/windfarms/windspeeds.aspx>
7. 李清勝，2009：颱風降雨整合預報技術之發展 (1/3)。交通部中央氣象局委託研究計畫報告，MOTC-CWB-98-2M-07。
8. 李清勝，2010：颱風降雨整合預報技術之發展 (2/3)。交通部中央氣象局委託研究計畫報告，MOTC-CWB-99-2M-01。
9. 李清勝，2011：颱風降雨整合預報技術之發展 (3/3)。交通部中央氣象局委託研究計畫報告，MOTC-CWB-100-M-04。
10. 朱佳仁,張育峯. "1961~2008 期間臺灣地面風速變化趨勢之分析." 氣象學報第 49 卷第 1 期

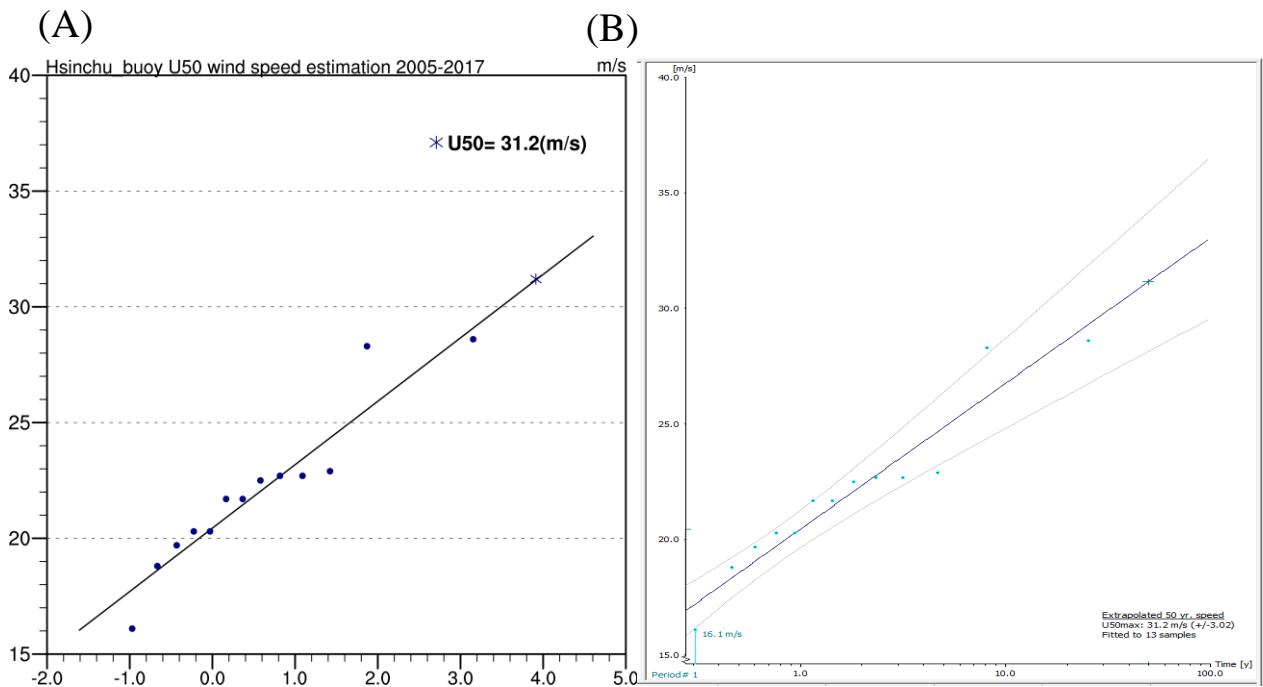
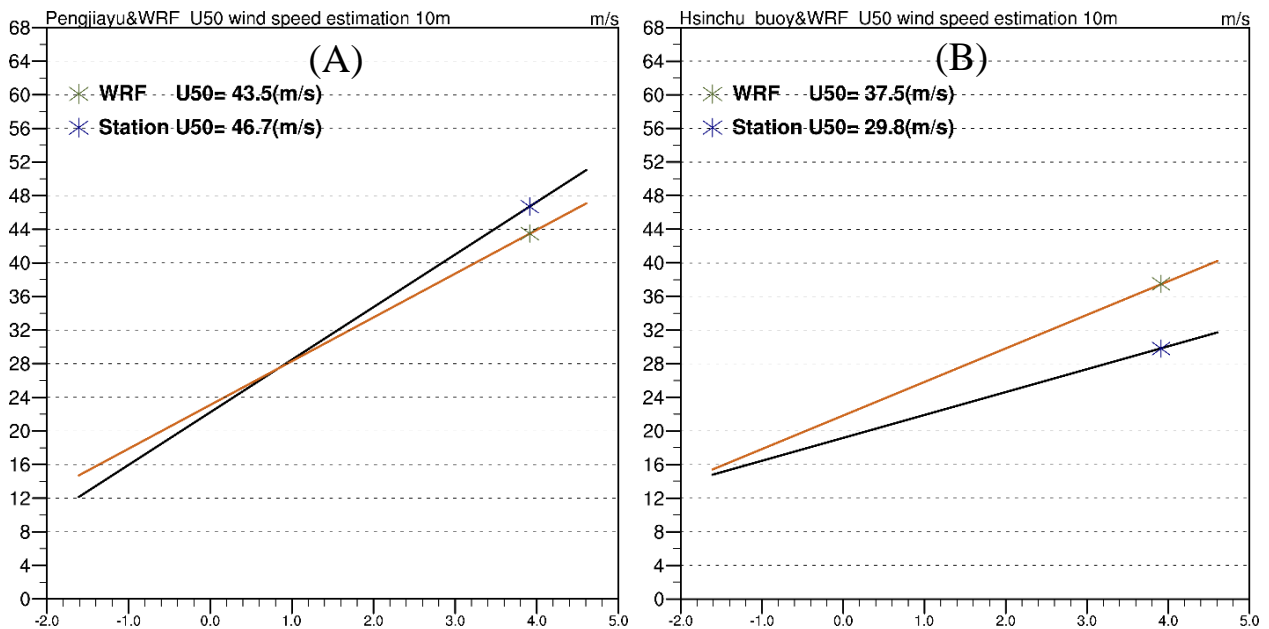


圖 2-2-1 (A)推估程式推估線，(B)WASP 評估系統推估線

圖為新竹浮標站極限風速 U50 推估比較，兩圖中星號位置即為 U50。圖 B 橫軸為重現期(T,單位為年,不等間距)，縱軸為風速值(m/s)；圖 A 橫軸同為重現期，但是是將時間取自然對數變為 lnT(T 單位為年)，縱軸同為風速值(m/s)。藍點為歷年(2005~2017 年)的年最大風速值。



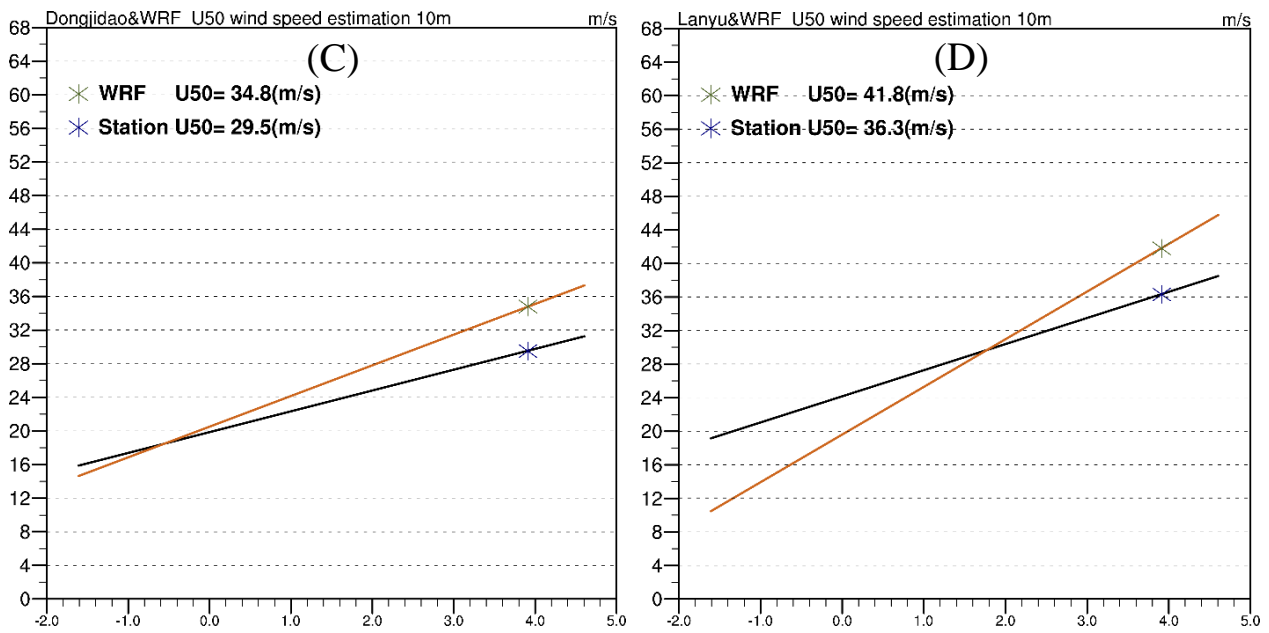


圖 3-1-1 (A)彭佳嶼測站位置，(B)新竹浮標測站位置，(C)東吉島測站位置，(D)蘭嶼測站位置。圖為觀測與格點(測站位置) U_{50} 的推估結果。黑色線為觀測的推估線；咖啡色線為格點(測站位置)的推估線。星號代表為觀測與格點(測站位置)的 U_{50} 。橫軸為重現期(T)，但是是將重現期取自然對數變為 $\ln T$ (T 單位為年)，縱軸為風速值(m/s)。

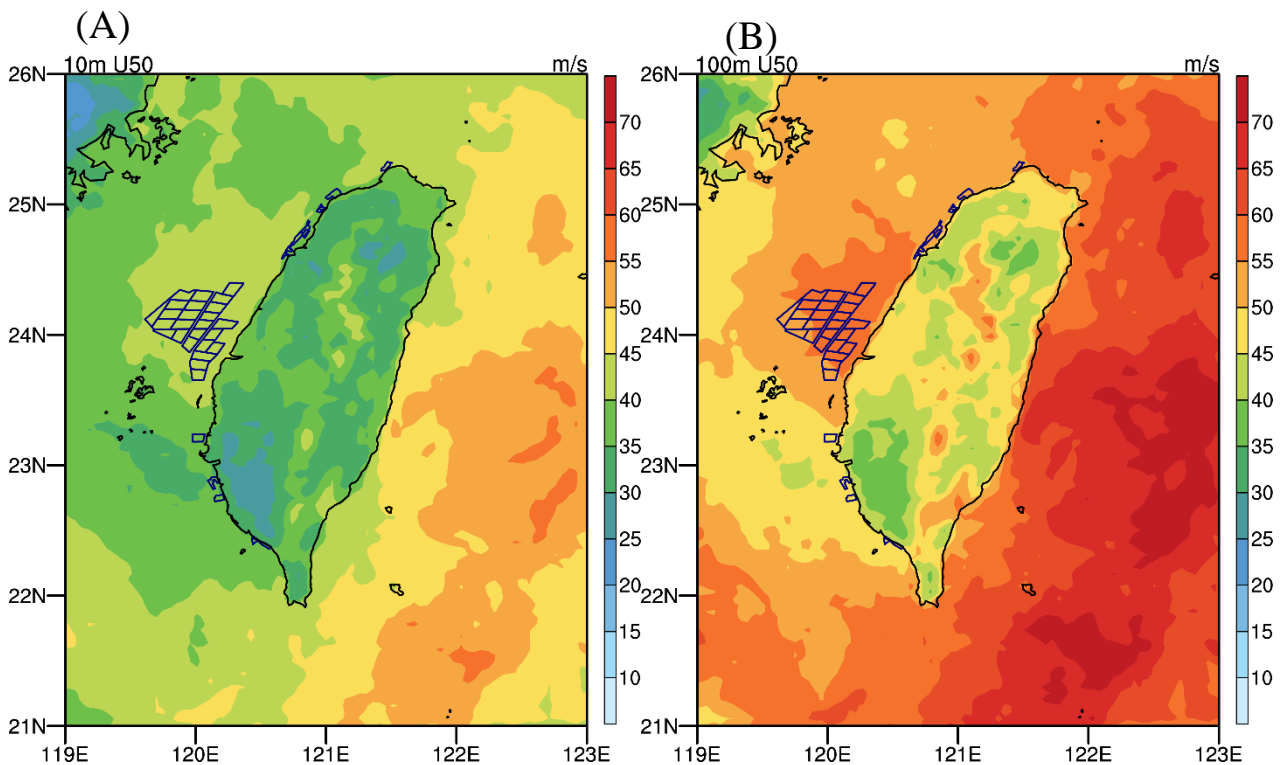


圖 3-2-1 (A)模式 10 公尺位置 U_{50} ，(B)模式 100 公尺位置 U_{50} 。 U_{50} 單位為 m/s。

圖為利用 WRF 模式資料推估臺灣周圍離岸地區的 U_{50} 。圖上藍框為臺灣目前架設離岸風力發電機的場址區。