

國家發展研究 第十八卷第二期  
2019 年 6 月 頁 153-188

研究紀要

# 國外離岸風場 引入保險之關鍵議題\*

龔景漢\*\*

收稿日期：2018 年 12 月 25 日

接受日期：2019 年 4 月 30 日

---

\* DOI:10.6164/JNDS.201906\_18(2).0004

\*\* 瑞士再保險有限公司香港及台灣工程險部副總裁，E-mail: Jim\_Kung@swissre.com。

## 摘 要

自 1970 年代能源危機觸動替代性能源的需求法國巴黎協議簽訂以來，風力發電在技術大幅提升於綠色能源中異軍突起，這對於自然能源匱乏，但擁有優良風場的台灣而言，發展海上發電不管是發展綠色能源中的優良選擇。

本文探討現今離岸風力發電的發展趨勢與所面臨的挑戰，主要由一、離岸風場在各階段所面臨的風險，其中包含前期的選址、中期的工程階段到後期營運階段的風險。二、由市場技術與趨勢所產生的相應風險。三、借鏡歐洲過去的成功與失敗經驗紀錄可作為台灣發展離岸風力發電的重要參考。

應對上述風險援用國外的『海上風電工程作業守則』（OCoP）作為離岸風電工程風險管理指南，並搭配獨立的海事檢驗師（MWS）為協力廠商單位去確認各步驟的落實與過程安全。但在因應台灣特有的海域特性及天然災害，如海底下沙土層液化、颱風、地震、雷擊、洋流等，具有在地風險特色考量的設計、施工、規劃、風險管理與第三方驗證才能確保離岸風力發電順遂推行。

關鍵詞：離岸風力發電、海事檢驗師、風險管理、海上風電工程作業守則

## 壹、前言

台灣優良的地理資源，四面環海，蘊藏著豐富的海上風能資源。根據離岸風場統計公司 4 Cofshore 的資料顯示，以 10 年的統計資料台灣海峽的平均風速達 12 m/s 為全世界最好的風域之一，可開發的風能潛力巨大。<sup>1</sup> 風力發電不但是一種安全的能源來源，並可以確保能源的永續供應，因此發展離岸風場建設是促進節能減排的替代能源中一項良好選擇。

離岸風力發電在綠色能源中具備長期穩定供應及對環境相對低負荷的優點，開發前景潛力無限，但牽涉的工程施工風險巨大且具相當的技術難度。離岸風力發電工程從前期的風場環境調查評估、海上架設環境的地質查勘，到中期的施工運作維護規劃，包含零部件設計、結構運輸、基礎施工、塔架施工、葉片 / 機艙吊裝、海上變電站吊裝以及海底電纜鋪設工程中要面對惡劣的自然條件，如複雜的海床地質條件、強風 / 颱風、海浪、洋流甚至海冰等自然災害，施工過程中的適合的『天氣視窗』往往很短，更困難的是所有環節都必須在適合的『天氣視窗』實施；及後期的風場機組與設備的營運操作、監控與維護等等。

為求風力發電運轉效率的提升形成離岸風力機的單機容量朝著大型化發展，零部件的外形尺寸和重量也隨之加大加重，這給複雜的海象條件下的吊裝工程帶來更嚴峻的施工難度亦將海上施工風險大幅度的提高；搭載海上吊裝用的施工船隻的吊裝能力也隨著海上風力機的尺寸隨之加大，然而市場上具有大型吊裝技術經驗的操作人員無法應

---

<sup>1</sup> Richard Garlick and Simon Powles, Richard Garlick and Simon Powles, (Feb - 2018), *Offshore Wind Overview Report*, 4C Offshore Limited.

付與日俱增加的需求，同時離岸風電工程的蓬勃發展也大幅度的稀釋了現有的具相當經驗的施工和技術人員資源；另外，若風場附近已有海底電纜、臨近的航道等加劇了施工難度。如何應對這些風險是施工過程中的重點，風險管理無疑是其中的關鍵。

瑞士再保已在亞洲市場深耕逾 50 年，這些年我們帶領各領域的專家團隊踏足於亞洲各地不同工程的施工現場。從交通運輸網絡，捷運、公路、隧道、到民生經濟息息相關的電廠、化工、太陽能電池板、煤氣化、和煤氣化、聯合迴圈一體化工程（IGCC）等，我們與各領域專家們一起攜手制訂工程施工方式識別風險和制定改善措施，落實驗證了風險管理的有效性。

我國離岸風電工程方興未艾潛力巨大，如何有效地降低工程施工過程中的風險有著重大的社會和經濟意義。在『海上風電工程作業守則』（OCoP）在歐洲發佈後，本公司於第一時間將『海上風電工程作業守則』（OCoP）引入大中華區市場，並於守則發佈後一個月內推出了此守則的中文版，同時，採取不同形式積極開展本守則的推廣工作。並與各方的專家團隊關注並研究各國離岸風電工程和工程風險多年，基於過去幾十年來在全球不同行業的風險管理經驗，憑藉本公司的全球技術資源，本公司有極高度意願和工程保險人和工程參與方一道積極參與離岸風電工程的風險管理，為離岸風電工程的推動與實施保駕護航，為台灣離岸風電的發展貢獻一己心力。

## 貳、離岸風力電場所面臨的風險

離岸風力發電對技術的要求具有相當高的技術門檻，以往岸上建造安裝風力機的經驗並無法全然適用於海上的設計、施作、與安裝。如何在詭譎多變且波濤洶湧的大海上建造離岸風電成為一個對技術要求嚴峻的挑戰。

建造離岸風力電場所需的考量與可能發生的影響由以下兩個面向來分析。一、由時間軸來區分，可採用『生命週期』的風險評估方式從前期階段的環境與設計風險開始，進入到中期的工程階段風險再到後期營運階段的風險。二、由市場技術與趨勢所產生的相應風險。不可諱言的，參照歐洲離岸風力電場的技術，並將其經驗百分百導入於亞洲是否全然適用，須謹慎斟酌，特別在亞洲所特有的氣候與天災特性，如：颱風與地震的影響因素皆是在設計、施工、運營與維護保養上需思考亞洲環境區域與歐洲地區風力電場的差異性。

## 一、離岸風力電場在各階段所面臨風險

### (一) 前期階段

離岸風場在前期的階段需考量到離岸風場選址，在選址過程中需劃定可能開發區域評估風能、風速、電網併聯、環境影響及相關限制因素等各方面綜合影響進而選擇則出風能資源豐富且適合開發的區域。然而在風能資源豐富與實際可開發又常存在許多實際的問題，離岸風力機的設置受到離岸距離、海床深度、地質條件等影響甚鉅相關現地查勘、土壤採樣的皆所費不貲，且台灣區海域長期近海相關詳細海域資料相對缺乏這都將造成風場評估的不確定因素。<sup>2</sup>

為確保選定的風場能達到可行性研究的發電效能，建造測風塔以取得詳細風能數據亦為業界常採用的方式，藉此累積足夠統計資料在不同大氣條件下各種風速、高度範圍用以決定風力機的選擇、整體風場調整與後續運營階段維護的依據，然在建造測風塔費用與資料收集時間皆為風場投資的高昂成本。

<sup>2</sup> 林淑寬、張上君、黃振愷、劉晉堯（2014），〈台灣地區離岸風場選址技術之探討〉，《中華技術》62 | No.103 | July, 2014。

## (二) 工程階段

離岸風場進入到工程階段，工程團隊的素質將大幅影響整體工程階段的各項風險源，優秀且有經驗的工程團隊能將工程達到如預定工期、預定的質量與在預定的預算內完工。

為順利達成工程階段要求需考量到下述風險，一、地形與地質風險，二、海氣象的天候風險，三、海上安裝、吊裝工程風險，四、陸上運輸階段風險，五、完善施工計畫，六、設計規劃上的疏失。

在海床與地質條件上，即便是再詳盡的地質調查也僅能對大區域的海床上採取少數的土壤樣本；若評估海床地質錯誤將造成風力機基礎承载力不足、卡樁、或打樁設備受損亦或是在操作自升式起吊設備／駁船（jack-up system/barge）自升設備因海床地質的不確定性（複合型），將在吊裝風力機設備時造成自升式起吊設備傾斜或甚至翻覆的狀況。

海氣象的天候風險，由於台灣海峽冬季有東北季風的影響，相關船舶與吊裝作業難以在冬季施工僅有夏季時段能施工，扣除夏季颱風侵台時段必要的防颱措施與颱風生成初期長浪的影響實際可安全施工時間著實非常有限；因此在有限時間下的後勤準備與緊急事故的安全預案將大幅考驗著施工團隊的經驗與應變能力。

為因應上述地形與地質風險、海氣象的天候風險、海上安裝、吊裝工程風險，完善的施工計畫將能在事前擬定各施工項目所需的人員、船舶、機具與施工材料並考量到各介面的交接與緊急情況下的施工預備方案，如此能大幅減低於施工當下才發生各項介面不符合的狀況與遇上緊急狀況時不知所措而發生意外事故。

陸上運輸階段中亦需考量到材料處存與相關護送、應變計畫、限制路線、路線陡峭、梯度、限制道路、路況、轉折點與通訊方式。

在具備良好的施工計畫與專業工程團隊後，如何確切按照施工計

畫來執行與稽核將有賴一系列完善品管制度及風險管理方案。

法規制度的變更與合約風險更是投資方與施工皆需注意的部分，此法規制度的改變或不確定性可能造成整體投資的失敗，如環保法規的影響、航到航權的改變都為影響施工的因素。

### (三) 營運階段

風險的累積與遞延是所有離岸風場的一大挑戰，愈早處理風險或執行風險管理發揮愈大的作用，但相對的風險管理的作用也會隨時件遞減而作用下降。<sup>3</sup>

例如在前期階段，若海床與地質調查時產生誤差，將造成設計引用錯誤參數導致採用過於樂觀或保守的方式設計、選型與制定尺寸。過於保守會造成資金的浪費但過於樂觀就相對嚴重，或許在施工階段尚不會發生事故且問題也未被發現，但風險因子卻一直存在並累積。承載能力不足的基礎是否能承受一般離岸風場要求 20 年到 25 年的運轉壽命，或是僅運行到設計年限的一半就因基礎強度不足而倒塌，又由於設計是適用於所有離岸風場的風力機上這將造成整個離岸風場的大幅損失。

相對下，若前期階段與工程階段皆有完善的風險管理，在進入到運營階段，大部分於前期與工程階段所會遇到的風險皆逐漸減少且相對穩定。所需處理的事故多發生在人們習以為常的不經意中與疏失中，例如人為的疏失、軟體失能、維護嚴謹度下降都是常見在運營階段發生的狀況。

再者，氣候變遷與天災的愈發不可確定性，颱風、地震等天災不

<sup>3</sup> Ove Arup & Partners Hong Kong Ltd (2005). "Risk Management for Public Works, Risk Management User Manual", *The Government of Hong Kong Special Administrative Region, Environment Transport and Works Bureau*.

再依照過往經驗的發生將而超出原始設計的需求，遇上這些事故就僅能以風險轉移的方式處理。

良好的運行維護計畫與執行能大幅提升設備的可靠度與確保運轉壽命，但在離岸風場的作業環境下更需考量到其中包含高架作業、潛水作業、局限空間作業、高溫作業與長期作業的多重限制。相應的管理制度、組織與合格人員將視為基本要求，標準的危害標示與人員救護機制在避免與處置突發的各種事故中，如電氣設備短路、感電、電弧、火災事故顯得非常重要。

## 二、市場技術與趨勢所產生的相應風險

### (一) 增大風電機組的單機容量提高葉輪的捕風能力提高風能轉換效率

全球商業化風力機發展順利，自 2002 年全球裝機容量尚不及 0.5 GW，2007 年已達到 1 GW，2010 年達到 3 GW，2013 年更超越 7 GW 到 2016 年已達到 12.9 GW 裝機容量。<sup>4</sup> 若包含陸域風力機容量在 2017 年底更已達到 539GW。<sup>5</sup>

目前風力機正持續朝大型化、高單機發電量發展。3 MW 級以上的風力機已是現階段的主流，離岸風場在風資源通常較陸域風場優良除了在較高的平均風速與較低的紊流相對更適合發展大尺寸風力機，目前已出現直徑達 160 公尺 9.5 MW 的風力機，單一葉片尺寸長達 80 公尺 35 噸重。<sup>6</sup>

在機組大型化下，安裝的便利、可靠度與耐久度已替代噪音成為

<sup>4</sup> Richard Garlick and Richard Aukland. (May-2016), Offshore Wind Farm Subscription Global Market Overview Repot, 4C Offshore Limited.

<sup>5</sup> WWEA, <https://wwindea.org/blog/2018/02/12/2017-statistics/>, up to date of 12 Feb. 2018.

<sup>6</sup> 蘇煒年、鄭景木、黃金城、陳中舜（2013），風力發電技術發展現況、趨勢與瓶頸，核能研究所—風機技術分組、能源經濟及策略研究中心。



設計的主要考量，葉片重量、強度與截風面積間必須進行一定的取舍，機艙（nacelle）設備不含塔架與葉片就高達 350 噸重，海上作業安裝方式、特殊船隻選用與船期的安排接成爲妥善建設一個離岸風場的關鍵。<sup>7</sup>

## （二）系列損失的發生

在近一、二十年間風力機的尺寸與單機發電力大幅的提升，相應的問題也持續的發酵與產生。『系列損失』是風電行業持續存在的嚴重問題。保險公司除了相對應的『正常』獨立損耗，如：機械故障。實際上，風力機的所有零組件都受到相對應的影響。在整體系列損失的事件中，較小程度上發生在組裝和安裝過程中所引起的問題，但大多數連續缺陷則是發生在生產領域的問題，常見原因通常是材料缺陷、工藝缺陷或設計缺陷。其問題可能源於原料、零組件供應質量不良，製造過程中內部控制不足等。如儲存或製造過程中所需控制的溫度、濕度與葉片冷卻時間，設計不當、採用錯誤參數或甚至發生嚴重錯誤。從技術上來講，已經發現責任方對風力機的主要零組件所經歷的動態載荷的相關知識匱乏。保險公司對於因缺陷引起的機械故障索賠的責任則取決於相關的保單條款和條件以及當地的國家法律情況。這些材料與設備的缺陷通常無法在驗收過程中發現且隱藏在最終工作中才呈現出來，導致安裝多年後的損壞而其中最常見的症狀是異常磨損。<sup>8</sup> 2004 年以前和以後發生的主要已知問題發生在基礎、變速箱、發電機

<sup>7</sup> Funke (2017-06-09). “MHI Vestas launched the world’s most powerful wind turbine”. Offshore Wind Industry. Retrieved 2018-01-24.

<sup>8</sup> Karl C. Hertenberger, HDI-Gerling, Jaime de Argüelles, Rainer Ellinghaus, Kun Hong Ho, Scor, Thomas Howe, Michael Johst, Truels Kjer, Niels Kragelund, Michael McBride, Alberto Mengotti, Friedrich Scholz, Klaus Schreiber, (2009). New Challenges for Wind Energy, IMIA WGP 62 (09).

和葉片。<sup>9</sup> 據報導，在德國市場，已安裝的 21,000 台渦輪機（截至 2008 年底）中約有 2,200 台渦輪機存在基礎缺陷問題，因此所有基礎中約有 10% 需要修復。除了數以千計的有缺陷的葉片，數百個有缺陷的軸承和發電機外，認為所有安裝的風力渦輪機組中有 15%~20% 在交付時存在缺陷可能是正確的。在某些情況下，由於這些缺陷所造成的損壞原因皆非突發性原因也非不可預期的損壞。

目前保險公司承保項目中最具破壞性的缺陷之一是基礎問題。到目前為止這些案例並非都與系列損失缺陷有關，但是數量驚人的裂縫結構則與極少數模型具有相關性。從幾位專家分析了這個問題後獲知，這些問題與動態載荷有高度關聯性。在某些設計中，人們誤解了這些載荷在鋼筋混凝土結構中進行的過程。研究結果證明，裂縫開始於地基的底部極可能長時間並未被觀察到。當第一個裂縫出現在表面上時，這些裂縫經常被錯誤地視為它是在混凝土收縮過程中的「正常」裂縫中，更糟糕的是，如果表面被固定或被膠合塗層覆蓋，這些裂縫的將無法被發現。

依據 4 Coffshore Update (11th July 2018), Siemens Gamesa (SGRE) 最近需耗時至少 9 個月去處理在英國 630 MW London Array off-shore wind farm 離岸風場所發生的系列損失。<sup>10</sup> 這 140 部機組急待由 14,739 GT 的 MPI Adventure 與 Voss Sampson 的自升式起重船隻修復。修復工作包含 fitting rubber edgings, exchanging lightning receptors, changing DinoTails and spot repairs，預計每一組風力機至少需費時兩個工作天來完成。類似的損失與修復作業亦發生在 Anholt and West of Duddon Sands projects 兩個風場。在 Egmond aan Zee wind farm. 風場，有 80 隻

---

<sup>9</sup> 中華民國國家標準（CNS）15177「風力發電機組詞彙」，經濟部標準檢驗局，民國 97 年 9 月 30 日公布。

<sup>10</sup> Bridget Randall-Smith, Market Researcher, Subscriber Exclusive, Offshore Update (11th July 2018), 4Coffshore.

葉片的修復工程包含 tip replacement, laminate repairs, lightning damage and leading edge protection system upgrades. 也計畫在 2018 年的夏季進行。

若此種規模的系列損失發生在台灣離岸風場，同時考慮可施作的天氣窗口，台灣每年僅有 4~10 月份為期 7 個月的春、夏季期間適合施工，在此期間仍還須扣除因遇颱風迫近或颱風生成前的長浪影響，則真正能啟動修復作業的時間將為期更短，更遑論是否有足夠的修復船隻與相關機具的調度，更是另一個需考量的問題。

### (三) 增強機組運輸、安裝與適海性

韓國 2016 年開始也在濟州島周圍海域開始陸續安裝離岸風力機，當地政府希望將濟州島建設成為一個以綠色能源為主的綠色島嶼，減低火力電廠的燃料運補需求。

Tamra Offshore wind farm 是韓國第一個離岸風場，在初期的安裝工程方面，韓國的案例可看出由於海事工程經驗與設備的缺乏造成適航性的問題，部分陸域使用的輪式吊車、卡車直接於自升式起吊設備 / 駁船 (jack-up system/barge) 上操作如圖 1、圖 2。由於一般陸域使用的設備本身並無適合海上操作的設計，在風浪較大或是海象不佳的情況下，不管在海上平臺上的錨定與操作皆有相對應的風險易造成翻



圖 1



圖 2

覆、傾倒與滑落等事故。

再者，離岸風場的施工須具備非常周詳的計畫，不僅僅是人員、機具、適航船隻、運送風力機材料等，還需將海上作業的海氣象不穩定性、天氣窗口的時間與各下包商、特殊船隻的租賃合約等做全盤性的考量。一份完善的施工計畫將大幅提升業主、總包商、專業下包商與設備商對整體工程計畫的深度瞭解與與大幅提升在各介面的交接，有效性的溝通與降低施工上錯誤的機會。上述案例中，由於施工計畫書並非強制性的載於合約並規範由哪一單位負責，造成每個單位都僅有自己一部分的施工規劃卻沒有一個整體性的施工計畫書，介面的交接上產生相對應的複雜與風險。

### (三) 增強機組環境適應性依據

離岸風力發電在歐洲距今已發展十多年，至 2018 年全球離岸風力發電總裝機量為 21.3 GW，然而在亞洲卻僅從 2016 年才開啓（不計算潮間帶區的容量）。亞洲風場發展大量參考或引用歐美既有的技術與過往資料，然而融入亞洲地域與風場特性亦是發展風力機與風場的一大課題。<sup>11</sup>

依據瑞士再保所提供的天災顯示圖 3、圖 4 的 Nat Cat table，50 年一遇的尖端陣風（50 years Peak Guest Speed）在亞洲與歐洲顯示出了相當大的不同。歐洲區 50 年一遇的陣風風速約在 45~35 m/sec 但亞洲區卻可到達 70~50 m/sec，這顯示出在設計上需針對此差異性做額外考量，且在亞洲夏季頻發的颱風亦是風力機在設計上的一大挑戰。

---

<sup>11</sup> Sam Langston, Richard Aukland, Ren Zhang (June-2018), Offshore Wind Farm Subscription Global Market Overview Repo, 4C Offshore Limited.



圖 3 Swiss Re Nat Cat table, (Europe wind speed – 50 years peak guest speed)

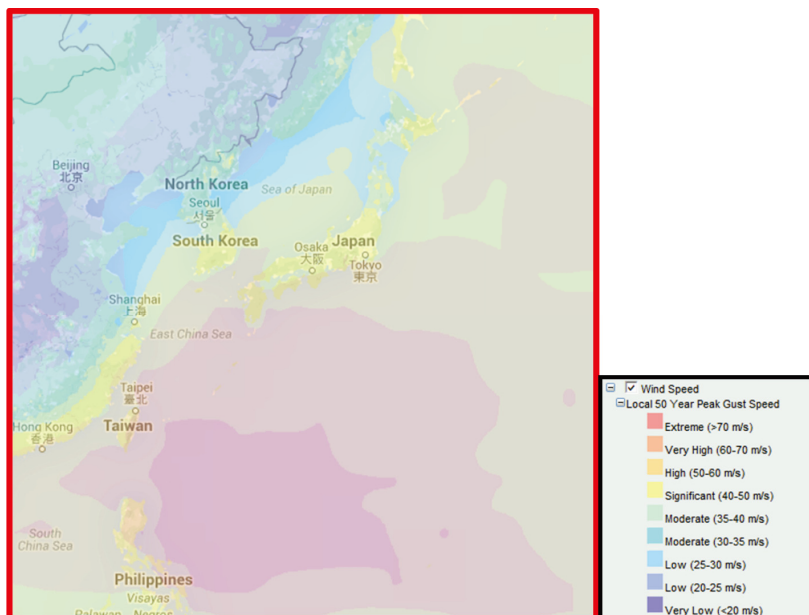


圖 4 Swiss Re Nat Cat table, (Asia wind speed – 50 years peak guest speed)

海灣風電場為例，紅海灣風電場總共有 25 台風力機組安裝於汕尾大網行嶼，2013 年 9 月 22 日受超強颱風天兔（Typhoon Usagi）肆虐，其中計 8 台風力機組倒塔塔架系統攔腰折斷倒塌在地上，另外還有 10 台機組葉片、機艙、輪轂損壞其中 2 台風力機組機艙著火，僅剩餘 7 台機組在外觀無明顯損毀現象。

颱風期間 22 日晚間 18:30 紅海灣風電場當地電網斷電，在紅海灣風電場停電前監控系統測得風力機組最大風速為 62.9 (m/s)，但紅海灣風電廠實際最大風速則因電網斷電無法測得。

紅海灣風電場的風力機組屬於 I 類風力機組（class 1），抗風設計是 3（second average）可承受平均最大風速為 70 (m/s)，10 (min.) 可承受平均最大風速 50 (m/s)，是建設當時國際上承受風力等級最高的風力機組。<sup>12</sup> 依當地氣象站資料，此次超強颱風為自 1953 年以來最強颱風，其強度已經超過風電機組當時的設計標準。<sup>13</sup> 在 2016 年設備商開始認證更高等級的風力機組（Class 1A）以符合亞洲需求如 Table 1（表 1），提升了在紊流風速的設計要求（turbulence），但市場上的實際抗颱風能力仍待時間的考驗。再者，部分日系設備商更設計颱風型號（Class T）以應對在亞洲頻發的颱風。

表 1

	Class I	Class II	Class III
50 years Peak Gust Wind Speed (m/s) (3 sec average)	70	59.5	52.5
Max Speed (10 min.)	50	42.5	37.5
Annual Wind Speed at Hub Height (m/s)	10	8.5	7.5
Turbulence (within 10 min)	Higher - Class A	18%	18%
	Lower - Class B	16%	16%

<sup>12</sup> 吳遠偉，颱風對沿海風電機組的危害及對策，中國風能協會，2015。

<sup>13</sup> 香港天文台，天氣稿第 265 號－熱帶氣旋情況下本港風速資料，2013-09-22。

## (五) 工安意外與相關作業規範與安全要求

離岸風電系統的作業環境存有潛在的風險，因離岸風力發電機具有海事作業的風險亦即高空作業（約 50~100 公尺）與吊裝的風險度。施工作業人員在從事施工安裝、維修及保養等作業時，易發生墜落、溺斃、夾捲、碰撞等災害。依據英國 Caithness Windfarm Information Forum, CWIF 從 1980 年開始統計至 2018 年 3 月為止，風力發電相關災害與事故共計 2,231 件；死亡事故計 137 次造成總死亡人數 184 人，其中與風力發電直接相關（例如潛水員、施工、維修、工程人員等）計 112 人死亡；工傷事故計 162 次總受傷人數 256 人，其中與風力發電直接相關計 181 人；火災共計 319 件，火災大部分原因可能是可燃液體洩漏加上通風不良引燃或是沒有足夠安全聯鎖防護。因風力發電機噪音等引起的健康風險報告自 2012 年以來被提出 112 次。

由上述英國 CWIF 的統計資料可見即便在國外已有相關的安全作業規範，但每年仍然有為數不少的意外事故發生造成作業人員傷亡，依統計資料在 1998 年到 2002 年間每年約 33 起事故；在 2003 年到 2007 年間每年約 81 起事故；在 2008 年到 2012 年間每年約 144 起事故；在 2013 年到 2017 年間每年約 167 起事故，這些事故許多發生於離岸風力機安裝作業的過程中。整體意外事故數量的攀升可能並非法規與風險管理不完備有直接關連，但可確定的是在 2000 年以來大量的風力機被安裝直到 2016 年與 2017 年的成長率仍有 11.8% 與 10.8%，愈多的風力機作業相應產生愈多的相關意外事故。<sup>14</sup>

離岸風場牽涉法規甚多，包含電業法、漁業法、商港法、勞工安全衛生準則、海岸管理法、環境影響評估法、水下資產保存法、再生

<sup>14</sup> [www.caithnesswindfarms.co.uk](http://www.caithnesswindfarms.co.uk) Summary of Wind Turbine Accident data to 31 March 2018.

能源發電設置管理辦法等等，牽涉各層面及各相對應主管機關單位甚多。易產生相關法規的衝突或各法規須相互一致配合時，若無一統籌單位作為居中的協調處理易造成該專案的延宕與權責衝突。

因應離岸風電系統衍生之作業危害，國內應盡速確定離岸風力機的主管單位與安全主管單位，擬定離岸風電系統之作業安全規範，研訂安全作業方法及危害預防設施其可參考國際大廠安全規範、國外風力發電之法規、制度與相關國際標準，並推動實施，以保障人員作業安全。<sup>15, 16</sup>

#### (六) 第三方驗證項目

由於台灣地區位處颱風與地震的頻發區域，既有規範如 IEC 61400、ISO 19900 與第三方驗證項目部分是否足夠都將嚴重影響離岸風力電場的成敗。在與安全衛生技術中心討論後建議下項為可加強驗證項目：

1. 符合台灣區域因天然災害所需增加的驗證項目，如過高風速與紊流風速所致火災、材料疲勞、垂直風切噪音等。
2. 建立適合本地區域如颱風與大浪的設備可靠度分析。
3. 相關安全性分析在電控、偏航、液壓、煞車系統等設計。
4. 風力發電機安全連鎖、自動停機（包含停止軸轉動、電力隔離）及停機衍生風險（煞車）。
5. 試運轉中或在運營中的管道風險，如何降低或防止變速箱和潤滑油池、泵、冷卻器、過濾器 and 相關管道洩漏。
6. 安全監控設備的相關驗證，如超速、過溫、震動、火災、煞車等情況。

<sup>15</sup> 中國電力企業聯合會，「海上風力發電工程施工規範」，GB/T 50571-2010, 2010。

<sup>16</sup> DNV · GL, “Summary Report on North Sea Regulation and Standards”, 2015/12.



## 參、風力電場相關損失經驗

### 一、相關損失分析

參考過去損失經驗可帶給台灣發展離岸風力發電相關的借鏡，下述資料為瑞士再保險集團提供過去 10 年至 2018 年以前累計的離岸風場相關損失經驗。

在所有損失類型中，依據風力機設備損失的部件來做區分參圖 5，可大體分為海底電纜（海纜 / subsea cable）、風力機葉片（葉片 / Blade）、變壓器、發電機與其他部件。在事故發生數量來計算上，可發現依序為海纜（42%）、風力機葉片（13%）、變壓器（2%）、發電機（6%）與其他部件（37%）。

海底電纜（海纜 / subsea cable）的高損失件數存在於海纜鋪設時的高技術性與對海氣象要求的嚴苛。海底電纜鋪設時有其設計與材料性質的要求，許多海底電纜要求鋪設時海纜鋪設的彎曲曲度不得超過 45%，若超過設計鋪設曲度將造成海底電纜受損或鎧裝破壞若部修補更換將造成海纜漏浸水，進而導致海纜失效或短路。

內網纜線（Array cable）連接風力機時須經由 J 形管（J-tube）連接，纜線由海床連接到風力機時需有大幅度的彎折導特別在單樁設計的基礎，許多損失發生在纜線接續塔架的部分，雖然後續又發展出各種可撓式的接頭以減少連接時發生，但實務上的採用與經濟性仍待觀察。再者，鋪設海纜區域的海域的未能淨空，導致其他非相關施工作业船舶進入施工海域下錨、捕魚勿觸海纜時所造成的損失；更有甚者如拖網漁船誤入離岸風場，拖網的配重塊 / 犁頭將不可避免的造成海纜線的損失。

在保險理賠實務上，海纜線遭海錨勾損所致的損失卻多由現場相關施工作业船舶所致，由於作業船舶或平臺避免突發強浪或巨風的拍

打或侵襲，施工船舶建議的錨定數量皆為 6 隻船錨，在作業船隻未能確實定位或釐清已鋪設纜線位置時就下錨時遭遇強風海流的拖動皆是造成損失發生的原因。

若不計其他類別，風力機葉片的損失亦為占比第二高的 13%。由於現今風力機尺寸朝大型化發展，單一葉片動輒 60 米至 80 米長且約 35 噸重（35,000 公斤），又必須採取高空吊裝作業將這 35 噸重葉片吊至 80~100 米的高空中做接合的工程其施工難度可想而知，更遑論其吊裝與接合作業必須在呈現波浪搖晃不穩的海上，不論是風或是浪皆能在一瞬間造成整個吊裝作業的失敗，從而導致人員機具的損失，導致工期的延誤更是不在話下。

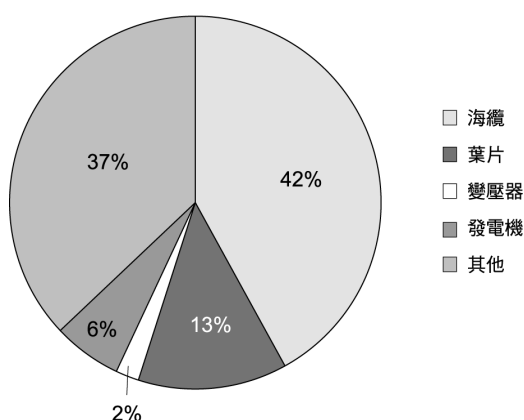


圖 5 離岸風力機損失類型（依事故件數）

資料來源：參照 Swiss Reinsurance Company Ltd, Claims Meeting 2017，  
作者自行繪製。

說明：離岸風力機損失事故比例依據事故件數做基礎。

在所有損失類型中，依事故發生金額來計算圖 6，可發現依序為海纜（59%）、風力機葉片（5%）、變壓器（2%）、發電機（2%）與其他部件（32%）。

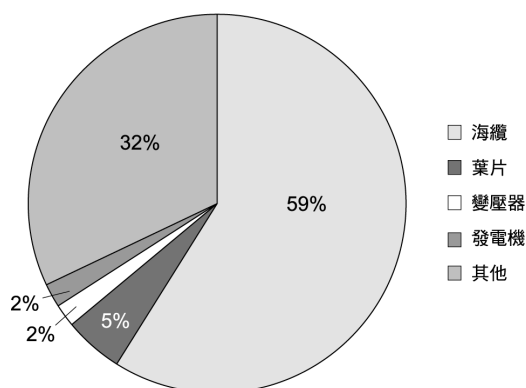


圖 6 離岸風力機損失類型（依事故金額）

資料來源：參照 Swiss Reinsurance Company Ltd, Claims Meeting 2017，  
作者自行繪製。

說明：岸風力機損失事故比例依據事故金額做基礎。

海底電纜（海纜 / subsea cable）的事故損失不僅存在高頻率（high frequency）的損失件數，亦存在高損失金額（high severity）的狀況。特別是在整體損失金額中接近一半的占比由為突出。

海上佈纜的工程一般皆需要專業的佈纜船與特殊廠商施作，海上修復海底電纜又更是另一門極為特殊的技術，需要特殊的廠商、專業技術人員、特殊船隻來做修復。再者，是否有適當的天氣視窗（weather window）來執行此項修復工程又是另一個課題。

從過去損失經驗來看表 2，海底電纜（海纜 / subsea cable）的單一事故平均損失高達 400~500 萬美金（約台幣 1 億 5,000 萬元），如此高的損失金額正如上述所提到的相關特殊技術人員、船隻、修復工法有關。參考瑞士再保過去所處理過的案例，最高損失金額甚至可高達 3,500 萬美金。

離岸風力機葉片的單一損失經驗相對於海底電纜較低，但單一事故平均損失亦高達 100 萬美金（約台幣 3,000 萬元）；離岸風力機葉片

的修復與陸上風力機葉片修復相似之處在於皆包含高空吊裝作業，但海上施作不同於岸上須額外考量海氣象的如因數，浪高、風速、洋流等。在適當的天氣窗口（weather window）才能採用特殊機具設備（如 Self-Elevating Platforms Barge, SEP Barge）執行此項修復工程，這些都一再抬高離岸風力機葉片的修復成本。

表 2 離岸風力機相關設備損失金額

損 失 部 件	平均損失金額（USD）
海 纜	5,000,000.- to 4,000,000.-
風力機葉片	2,000,000.- to 1,000,000.-
變壓器	2,000,000.- to 1,500,000.-
發電機	2,500,000.- to 1,500,000.-
與其他部件	4,000,000.- to 3,000,000.-

資料來源：參照 Swiss Reinsurance Company Ltd, Claims Meeting 2017，作者自行繪製。

## 二、風險建議事項與小結

離岸風場在建造安裝過程中具有相當高的風險，既有可能發生高額損失（high severity）的狀況亦有高頻率（high frequency）的特性，且台灣的離岸風場經驗尚無法與成熟的歐洲市場相比，無論在人員、機具與特殊船舶都有限的條件下，平均修復成本預計將遠超出既有成熟市場經驗，如何適切的處理這些風險，可以參考歐洲既有的方式與作法做為借鏡；國際再保人在承保離岸風場的營造工程/安裝工程時亦會要求進行海事保證鑑定，透過一系列的評估與驗證來確保離岸施工人員、機具與船舶的安全。

前章結相關損失分析資料中可瞭解到海纜與風力機葉片事故為損失的為大宗，其中海纜事故又為損失類型中排行第一，在所有損失統

計的事故數量上佔比 42%，為事故頻發率最高的損失型態；在損失的總金額上海纜事故的佔比上亦佔 59%，可知海纜事故不僅在損失金額與發生頻率上都獨佔鰲頭。對此，離岸風場在風險管理上應將海纜的作業項目列為一重點管理項目如此能更有效且精準的處理潛在風險與未來頻發事故。

下述為針對離岸風場於建造、運營與維護保養上提出的相關建議事項：

1. 採用『生命週期』的風險評估方式從前期階段的环境與設計風險開始，進入到中期的工程階段風險再到後期營運階段的風險，以一個全生命週期的方式處理離岸風場的風險。
2. 因地制宜的離岸風場規劃，不僅僅在設計、施工、風力機選型與維護保養需考量台灣本地特有風險在輔以歐洲離岸風力電場的技術，特別在亞洲所特有的氣候與天災特性，如：颱風與地震的影響因素皆需思考亞洲環境區域與歐洲地區風力電場的差異性。
3. 需有專責單位與人員負責整體離岸風場的風險管理事項，如此可確保風險管理事項有專人專責的附則處理而非以兼職的方式對待。在離岸風場的建造過程中所有的風險都是動態的，在不同的時段會有不同的風險且在風險辨識後需要有專責人員持續追蹤直到風險已完善處理。
4. 整體離岸風場的施工作業上強烈建議參考『海上風電工程作業守則』（Offshore Code of Practice OCoP），此作業守則於 2014 年 9 月於歐洲正式發佈，是風險管理的一部參考指南，其中並搭配獨立的協力廠商單位海事檢驗師（Marine Warranty Surveyor, MWS）去確認離岸施工作業是否符合作業步驟與過程安全。<sup>17</sup>

<sup>17</sup> Thorsten Land, Andreas Schindler, Frank Thyrolf (2014). *International guideline on*

在下章節風險管理專章中，會更進一部的說明。

5. 聘用 Marine Warranty Clause 或 (MWS) Clause 並明確要求聘用海事檢驗師，且確認其工作範圍。海事檢驗師的主要工作是覆核施工計畫書的合理性、監控現場施工是否依照安全指引、規範以及依照施工計畫書執行。尤其是施工操作期間和『天氣視窗』相應使用的參數（如風速、浪高等）應得到海事檢驗師的驗證。
6. 施工人員的教育與專業認證，離岸風場的蓬勃發展不論在初期或是中長期都將面臨專業人員的短缺。不同於陸域風力機，離岸風力機不僅設備更加大型化又需進一步考量海上施工安全，因此無論在施工技術的提升與人員安全教育方面亦需有專責單位負責教育與監督。
7. 加強第三方驗證項目以符合台灣區域因天然災害所需增加的驗證項目，如過高風速與紊流風速所致火災、材料疲勞、垂直風切噪音等；建立適合本地區域如颱風與大浪的設備可靠度分析；相關安全性分析在電控、偏航、液壓、煞車系統等設計；風力發電機安全連鎖、自動停機及停機等。
8. 國際專業團隊需與在地施工隊伍或專業人員配合，特別在施做海纜鋪設時有熟識當地海象與潮汐的專業人員將大幅降低現場海象、地形當地特洋流的誤判。因海底電纜鋪設時有其設計與材料性質的要求，海底電纜鋪設時要求海纜鋪設的彎曲曲度有其一定的限度，若超過設計鋪設曲度將造成海底電纜受損或鎧裝破壞若部修補更換將造成海纜漏浸水，進而導致海纜失效或短路。

---

*the risk management of offshore wind farms, Offshore Code of Practice.* German Insurance Association.

9. 專責人員負責鋪設海纜區域的海域的淨空，避免其他非相關施工作業船舶進入施工海域下錨、捕魚勿觸海纜時所造成的損失；更有甚者如拖網漁船誤入離岸風場，拖網的配重塊 / 犁頭將不可避免的造成海纜線的損失。
10. 採用新式 / 可撓性海纜接頭，海底電纜（海纜 / subsea cable）事故中又以內網纜線（Array cable）連接風力機時需要做大角度的彎折，雖然已有 J 形管（J-tube）連接做緩衝但仍相當易發生接頭或海纜受損狀況，特別是在單樁設計的基礎。針對此項特性與頻發損失業界陸續展出各種可撓式的接頭替代傳統剛性的接頭，可撓性接頭擁有較大的彎折性以減少連接時發生接續失敗的狀況。

實務上，保險公司與再保險公司會在保單與再保條款中放入 Marine Warranty Clause 或 (MWS) Clause 並明確要求聘用海事檢驗師，且確認其工作範圍。如有必要，可以在啓動會議上和參與工程各方（包括首席保險人、被保險人和海事檢驗師）共同進一步明確工作範圍與海事檢驗師（MWS）在作業中的任務和職責。

針對離岸風場工程，聘用海事檢驗師作為獨立協力廠商有其意義。海事檢驗師為離岸風場工程設備運輸和安裝過程中重要的環節，配合相關『海上風電工程作業守則』以藉此推動工程的圓滿完成。

## 肆、風險管理

瑞士再保險公司為德國保險協會（GDV）成員，主要組織保險協會並聯合風電製造商和承包商的專家們一起編寫了『海上風電工程作業守則』（OCOP），並於 2014 年 9 月正式發佈。此守則建立了一套離岸風場工程風險管理指南，對離岸風場工程運輸、地質查勘、土建施工、安裝和調試全過程中的風險進行了詳細識別，並針對識別出的風

險提出減少甚至消除這些風險所採取的措施，這些措施可以降低物質損失或工程延誤損失到我們可以接受的程度，同時優化工程的可靠性。此守則是繼『隧道工程施工作業守則』（JCOP）之後又一個將風險管理指南成功推廣進市場，成為施工的典範。此守則的實施目的為有效幫助（再）保險人以及所有工程參與方降低因施工過程中的工程風險獲得有效控制，進一步確保工程的施工品質並於預算內如期完成。

『海上風電工程作業守則』（OCOP）意在指出風險管理程式及其實施的重要性。一方面，風險管理的系統包括在離岸風場工程施工過程中對風險產生的可能提早辨識並預防；另一方面，還包括減少甚至消除這些風險所採取的防護措施。這些防護措施能降低物質或工程延誤損失到可以接受的程度，同時優化供電安全。

此守則適用的目標群體為保險業務中風險承受方以及所有離岸風場工程建設參與方。範圍包括離岸風場工程施工和相應的風險管理方式。

守則中所指的工程實際開工為從離岸風場工程結構部件自製造廠運出（通過陸運或河流水運）的內陸運輸開始。到進入工程區域開始組建到完成風力機試車取得臨時驗收合格證書（PAC）結束。

重大風險主要區分為三大項，包括一、離岸風場電纜線施作（cabling in wind farm），二、海上變電站（Offshore transformer station in wind farm），以及三、離岸風力機（Offshore wind turbine）。<sup>18</sup>

## 一、離岸風場電纜線施作（cabling in wind farm）

在風電場電纜施工過程中，『海上風電工程作業守則』（OCOP）鑑

<sup>18</sup> 李智、林清霖、龔景漢、張爽、陳洪元（譯）、Thorsten Land, Andreas Schindler, Frank Thyroff（原著）（2015）。《國際海上風電工程風險管理指南海上風電工程作業守則》。瑞士再保險股份有限公司北京分公司再保工程險部。



識和評估出 34 個重大風險。在無防護措施或規避風險的措施的情況下，約 70% 的潛在風險落在高風險和非常高風險的區域。實施防護措施後可將其中的高和非常高的風險降低達 56%。表 3 給出了實施與未實施防護措施後的整體風險分佈。

下述為在離岸風場電纜線施作中需特別考量的重大風險，這些風險在實施防護措施後仍屬高風險：

1. 資源的計畫，即資源不適合或根本不具備。比如，因施工人員經驗不足、施工船隻和安裝設備的參數不滿足當地海況（天氣條件、地質條件等）。
2. 敷設電纜設備的選擇風險，即所選擇的設備不適合電纜敷設施工。
3. 電纜敷設計畫制定的風險，即針對可能停工沒有做應對替代計畫。停工可能會因短期天氣變化、自然災害狀況等發生。
4. 離岸風力電場電纜敷設的風險。在這個步驟施工過程中電纜和施工設備尤其可能會被損壞。
5. 在海床上進行電纜溝開挖和電纜敷設涉及到的風險，即電纜溝的深度和電纜上覆土不足。
6. 風電場電纜犁溝施工風險，即犁溝方法可能會損傷電纜。

表 3 離岸風電工程電纜施工操作檢查中  
所做的潛在風險分佈描述

潛 在 風 險	檢查操作中潛在的風險 — 不考慮防護措施		檢查操作中潛在的風險 — 考慮防護措施	
	數 量	百 分 比	數 量	百 分 比
低 風 險	5	15	15	35
中 度 風 險	5	15	13	30
高 風 險	10	29	5	12
非常高風險	14	41	1	3

## 二、海上變電站（Offshore transformer station in wind farm）

在風電場海上變電站施工過程中，『海上風電工程作業守則』（OCoP）共識別和評估出 190 個風險。在無防護措施或規避風險的措施的情況下，約 70% 的潛在風險落在高風險和非常高風險的區域。但在實施防護措施後可以降低其中 73% 的風險。表 4 給出了實施與未實施措施後的整體風險分佈。

下述為在離岸風場海上變電站施工中需特別考量的重大風險，這些風險在實施防護措施後仍屬高風險：

1. 離岸風場海上變電站場地地質查勘實施，由於地質調查的困難與取樣的侷限性造成即使施做地質調查仍有不確定風險。此風險出現在地質實際狀況與勘查結果存在大幅差異，此將造成海上變電站安裝地點缺乏穩定性、樁基礎因海床地質條件無法施工、施工機具設備如沖擊樁受損、打樁機損壞、或樁基礎於打樁過程中卡住等風險現象存在。
2. 港區存儲和碼頭裝配場地風險，置備碼頭陸上裝配所需的材料和零組件存在數個高風險點，即：材料或零組件交貨延誤、供應商供應的材料或零組件品質不合格、錯誤的零組件或在裝配前材料無法被確保是否有足夠且專業的岸上裝配人員。
3. 海上運輸，變電站的上部結構物無論是單獨或是整體運輸（浮運）皆存在著高風險，例如天氣的變化所帶來的強風與陣風、大浪的發生和不同水深的強海流等皆易造成變電站上部結構物的傾覆、淹水或沉沒導致不同程度的設備損失更進而導致工期延誤。
4. 海上安裝施工風險，自升式起吊設備 / 駁船（jack-up system）在定位過程中的可升降樁腿在沉放到穩定位置過程存在高風險，即：自升系統可能會出現故障，上部結構物尚未升到浪高

/ 潮汐線以上遭海浪衝擊，這些危險會嚴重影響變電站安裝施工。又或是天氣突變會帶來強風和陣風、海浪增高和不同水深的強海流。這將會造成施工停止或上部結構被海浪衝擊破壞。而導致頂升和安裝施工延誤。

5. 調試和試運轉直到取得臨時驗收證書，在這過程有兩項風險須注意。中壓開關櫃的調試，若中壓開關櫃、升壓器和電氣連接設備因火災而被破壞，同步故障也可能會發生。風電場變電站和運營商的電網對接也存在高風險在低壓、中壓和高壓開關櫃、變壓器和連接的電器設備可能產生火災及損壞的風險。

表 4 海上變電站施工檢查操作中存在的潛在風險分佈描述

潛 在 風 險	檢查操作中潛在的風險 — 不考慮防護措施		檢查操作中潛在的風險 — 考慮防護措施	
	數 量	百 分 比	數 量	百 分 比
低 風 險	6	3	103	54
中 度 風 險	32	17	74	39
高 風 險	100	53	13	7
非常高風險	52	27	0	0

### 三、離岸風力機（Offshore wind turbine）

針對風電場離岸風力機安裝施工，『海上風電工程作業守則』（OCOP）共識別和評估了 295 個風險。在無防護措施或規避風險的措施的情況下，約 55% 的潛在風險落在高風險和非常高風險的區域。

實施防護措施可以降低其中 51% 的高風險和非常高風險。表 5 給出了不考慮 / 考慮防護措施後的整體風險分佈。

下述為在離岸風場海上變電站施工中需特別考量的重大風險，這些風險在實施 / 考慮防護措施後仍屬高風險：

表 5 離岸風力機施工檢查的操作中  
存在的潛在風險分佈描述

潛 在 風 險	檢查操作中潛在的風險 — 不考慮防護措施		檢查操作中潛在的風險 — 考慮防護措施	
	數 量	百 分 比	數 量	百 分 比
低 風 險	15	5	126	43
中 度 風 險	117	40	156	53
高 風 險	142	48	13	4
非常高風險	21	7	0	0

1. 地地質調查的不確定風險，地質調查的數據將提供基礎設計、施工方案選擇、打樁時障礙物排除或不均勻 / 非預期地質的風險。
2. 安全預留量的風險，離岸風力機內陸運輸所需的人員資源和設備的預訂存在一個高風險，即預訂的人員，設備沒有餘量。因此，只能在預訂的時間段內可行。
3. 內陸運輸的風險，例如塔架部件運輸存在一個高風險，即塔架可能會因為荷載分佈不均造成塔架變形。
4. 海港存儲和碼頭裝配場地風險，如衝擊樁沒有進行非常專業的檢查，導致損壞沒有被發現（比如由於運輸、裝載和存儲不當造成的損壞）。亦有，陸上底座結構和過渡段結構組裝由於運輸、裝載和存儲不當造成的損壞沒有被發現，可能會導致底座和過渡段的安裝無法實施。陸上 3 個葉片和輪轂安裝到轉子的施工亦存在高風險，起吊、裝載或內陸運輸不當都會造成其損壞。
5. 海上安裝施工風險，自升式起吊設備 / 駁船（jack-up system）在定位過程中的可升降樁腿在沉放到穩定位置過程存在一個高風險，即：自升系統可能會出現故障，可升降樁腿可能會不均

勻地插入海床，海床地質不均勻或有漂石存在，這些危險會嚴重影響離岸風力機安裝施工，即：頂升操作無法實施，可升降樁腿和頂升系統會損壞等，這會導致頂升操作和 / 或安裝施工延誤，同時顯著增加施工費用。

6. 調試和試運轉直到取得臨時驗收證書，在這過程中的安裝、測試、檢查等仍存在重大風險。即，在安裝等過程中的明火作業（焊接、砂輪切割等）或可燃物品因電器設備帶電調試可能會引起火災或爆炸。再者在此過程中，若無穩定的外部電源 / 臨時電源，皆將成為此一過程中的高風險源。

## 伍、結論

在風力機組持續引進新技術，增大風電機組的單機容量、提高葉輪的捕風能力與風能轉換效率下，也將陸續衍生相關的問題。首先面臨的是風力機組的『系列損失』，這是風電行業持續存在的嚴重問題，再者風力機應用於亞洲的特有氣候環境、海象條件，如頻發的颱風、地震及海嘯等也將成為離岸風場運營業者最艱鉅的挑戰與管理的議題。

除了風力機組本身的財物損失外，更令人憂心的是作業人員的安全問題。依據英國 CWIF 的統計資料顯示每年仍然有為數不少的意外事故發生造成作業人員傷亡，且整體意外事故數量的仍在持續攀升中。

Sir Michael Latham，1994 年曾提到過 “There is no construction without risk, risk can be managed, reduce, share, transfer and assume. But risk cannot be ignored.” 可知道風險絕對不可被忽略，但可透過風險預防機制來有效處理風險。風險處理（risk treatment）過程中，風險具有幾大特性：可規避性、可轉移性、可緩解性與可接受性。依據這些風險的特性可對專案項目『離岸風場』進行風險管理；即是制定與執

行風險處理計畫。其方法包含風險規避、風險遏制、風險轉移、風險自留等。

在確定離岸風場的開發後，風險規避已非大方向上採行的方法。本文主要著墨於風險處理（risk treatment）中的風險遏制上，其目的在於降低損失的嚴重性與減少損失發生的機會。至於風險的轉移可透過保險的安排與股權的分散、出售、轉讓處理；而風險的自留則是在評估可容忍的風險範圍內採取的方式。

在面對這些相關風險時所應用到國外的經驗及風險處理的手段，最主要的是風險管理的參考指南『海上風電工程作業守則』（Offshore Code of Practice, OCoP），並搭配獨立的海事檢驗師（Marine Warranty Surveyor, MWS）為協力廠商單位去確認離岸施工作業是否符合作業步驟與過程安全。但，因應台灣特有的海域特性及天然災害，如海底下沙土層液化、颱風、地震、雷擊、洋流等，具有在地風險特色考量的風險管理、風力機設計、施工、規劃、與第三方驗證才能確保離岸風力發電順遂推行。

我們致力於綠色能源能在適足、適量的且安全無虞的條件下發展，力求減少在發展過程中所遭遇的各項損失與人員傷亡。文中所提及的風險管理經驗都是希冀藉由瞭解國外已發生的經驗為借鏡，避免類似事故同樣的發生於台灣。

## 參考文獻

### 一、中文部分

- 中華民國經濟部標準檢驗局（2008）。〈中華民國國家標準（CNS）15177「風力發電機組詞彙」〉。
- 中國電力企業聯合會。〈海上風力發電工程施工規範（GB/T 50571-2010, 2010）〉。
- 李智、林清霖、龔景漢、張爽、陳洪元（譯）、Thorsten Land, Andreas Schindler, Frank Thyrolf（原著）（2015）。《國際海上風電工程風險管理指南海上風電工程作業守則》。瑞士再保險股份有限公司北京分公司再保工程險部。
- 林俶寬，張上君，黃振愷，劉晉堯（2014），〈台灣地區離岸風場選址技術之探討〉，《中華技術》(103)：62-71。
- 吳遠偉（2015）。〈颱風對沿海風電機組的危害及對策〉，《風能》(2)：89-93。
- 香港天文臺（2013）。〈天氣稿第 265 號－熱帶氣旋情況下本港風速資料〉。
- 蘇煒年、鄭景木、黃金城、陳中舜（2013）。《風力發電技術發展現況、趨勢與瓶頸》。台北：核能研究所－風機技術分組、能源經濟及策略研究中心。

### 二、英文部分

- Caithness Windfarm Information Forum (2018). “Summary of Wind Turbine Accident data to 31 March 2018.” [www.caithnesswindfarms.co.uk](http://www.caithnesswindfarms.co.uk).
- DNV. GL (2015). “Summary Report on North Sea Regulation and

- Standards” <https://www.dma.dk/Documents/Publikationer/ReportOnNorthSeaRegulationAndStandards.pdf>. Retrieval Date: 2015/11/25.
- Funke, Silke (2017). “MHI Vestas launched the world’s most powerful wind turbine.” [www.offshorewindindustry.com/news/mhi-vestas-launched-worlds-powerful-wind](http://www.offshorewindindustry.com/news/mhi-vestas-launched-worlds-powerful-wind). Retrieval Date: 2018/1/24.
- Garlick, Richard and Powles, Simon (2018). *Offshore Wind Overview Report*, 4C Offshore Limited.
- Hertenberger, K. C., Gerling, H., de Argüelles, J., Ellinghaus, R., Ho, K. H., Howe, S. T., Johst, M., Kjer, T., Kragelund, N., McBride, M., Mengotti, A., Scholz, F. and Schreiber, K. (2009). “New Challenges for Wind Energy.” IMIA WGP 62 (09).
- Langston, S., Aukland, R. and Zhang, R. (2018). *Offshore Wind Farm Subscription Global Market Overview Report*. 4C Offshore Limited.
- Land T., Schindler, A. and Thyrolf, F. (2014). *International guideline on the risk management of offshore wind farms, Offshore Code of Practice*. German Insurance Association.
- Ove Arup & Partners Hong Kong Ltd (2005). “Risk Management for Public Works, Risk Management User Manual”, *The Government of Hong Kong Special Administrative Region, Environment Transport and Works Bureau*.
- Randall-Smith, Bridget (2018). “Offshore Update 11th July 2018.” [https://www.4coffshore.com/subscribers/downloads/public/4COffshore\\_OffshoreUpdate\\_20180711.pdf](https://www.4coffshore.com/subscribers/downloads/public/4COffshore_OffshoreUpdate_20180711.pdf). Retrieval Date: 2018/6/11.
- WWEA (2018). “Wind Power Capacity reaches 546 GW, 60 GW added



in 2017.” <https://wwindea.org/blog/2018/02/12/2017-statistics/>.

Retrieval Date: 2018/2/12.

Richard Garlick and Richard Aukland. (2016). *Offshore Wind Farm Subscription Global Market Overview Report*, 4C Offshore Limited.

# Key Issues of Offshore Windfarms from an Insurance Perspective

*Ching-Han Kung\**

## Abstract

Since the energy crisis touched the demand for alternative energy in the 1970s, and the signing of the Paris Agreement in France, wind power has sharp growth in green energy. For Taiwan, where natural resource is limited and homeland is small. Developing offshore wind power is one of the good choice for developing green energy especially Taiwan Strait with the excellent wind field.

This paper has reported the challenges of offshore wind farm and the uncertainty of current development trend. It highlight the risk exposure during different stage from initial feasibility study, site selection, erection, operation to decommission. Past loss experience shows the type of loss and the severity of a potential loss case.

Offshore Code of Practice (OCoP) and independent marine inspector (MWS) are used in Europe offshore wind farm to carry out the risk management. This risk management method can be a good reference for Taiwan. In addition, regards to Taiwan's unique sea characteristics and natural disasters, a specific design, construction, planning, risk management and third-party verification to compliant with Taiwan's special condition

---

\* Engineering UW Manager - HK & Taiwan / Vice President.  
E-mail: Jim\_Kung@swissre.com.

can ensure offshore wind farm to be implemented smoothly as well as operated successfully.

Keywords: Offshore Wind Power, Marine Warranty Surveyor (MWS), Risk Management, Offshore Code of Practice (OCOP), Swiss Reinsurance Company Ltd

