

出國報告（出國類別：其他）

參訪上海 Intertek 及參加 2013 北京國際 風能大會暨展覽會出國報告

服務機關：核能研究所

姓名職稱：江宗翰 助理研發師

派赴國家：大陸

出國期間：102 年 10 月 14 日~102 年 10 月 18 日

報告日期：102 年 11 月 18 日

摘要

本次大陸公差行程配合中央計劃「風能系統工程技術發展」計畫之執行，赴上海拜訪Intertek國際驗證公司人員Mark Dai先生，討論大型風力機結構安全相關議題，針對風力機螺栓、焊道及輪轂結構強度進行技術交流與研究討論。另外參加2013北京國際風能大會暨展覽會(CWP2013)，並發表研究報告「第二代150kW風力機結構安全分析」，CWP會議已連續舉辦五年，由中國可再生能源學會風能專業委員會、中國資源綜合利用協會可再生能源專業委員會、全球風能理事會、國家可再生能源中心四家海內外最具影響力的可再生能源機構聯手舉辦，意旨打造中國風能權威展示平台，為政府、學者、開發商、產品製造商、投資商提供卓有成效的溝通和交流平台，因此，本次大陸公差之目的即是參加CWP 2013研討會，藉此瞭解國際上風力發電系統工程之發展並發表研究報告展示本所之研究能量。

目 次

摘要.....	i
一、目的.....	1
二、過程.....	2
三、心得.....	27
四、建議事項	29
五、附件.....	30

附圖目錄

圖 1、輪穀邊界條件示意圖.....	5
圖 2、引入假體的輪穀邊界條件示意圖.....	5
圖 3、骨架邊界條件.....	6
圖 4、表面外推熱點應力法.....	6
圖 5、CWP 2013 會場.....	9
圖 6、企業家論壇.....	9
圖 7、風電機組相關設備.....	10
圖 8、風電機組相關設備.....	10
圖 9、風機吊掛設備.....	11
圖 10、葉片根部螺栓示意圖.....	17
圖 11、葉片根部螺栓有限元素模型.....	17
圖 12、有限元模型邊界條件.....	18
圖 13、疲勞壽命分析流程.....	18
圖 14、兩流計算功能圖示.....	19
圖 15、應力假設方法.....	19
圖 16、不同水深的支撐結構.....	20
圖 17、半淺式浮動基礎主體結構示意圖.....	20

圖 18、半潛式浮動基礎系泊系統水動力分析模型.....	21
圖 19、風之容量係數.....	21
圖 20、新型風機設計概念.....	22
圖 21、區域 4 的渦輪機配置.....	22
圖 22、容量因素之比較.....	23
圖 23、接觸角示意圖.....	23
圖 24、葉片表面採用塗層技術前後對比圖.....	24
圖 25、主動式加熱風機示意圖.....	24
圖 26、故障數量與發電數量關係圖.....	25
圖 27、故障數量與平均氣溫關係圖.....	25
圖 28、全年故障類型圖.....	26

附表目錄

表 1、大陸公差行程表.....	2
表 2、CWP 2013 研討會議程	8

附件目錄

附件 1、CWP 2013 會議報告資料.....	30
附件 2、研討會發表論文.....	43

一、目的

近年來，溫室效應、油電高漲及核能存廢議題又再度引起世界關注，各國政府皆竭盡所能地開發再生能源科技，目前替代能源方案中如太陽能、風力、生質能、地熱及潮汐發電，仍以風力發電最為可行，各國政府亦針對風力發電設備提出各種優惠措施，行政院於2011年亦擬訂「千架海陸風力機」打造綠能低碳環境的國家能源政策，陸續開發陸域風場及離岸風力發電，足以見風力發電此替代能源方案之可行性及發展性。

風力發電產業要順利發展不可或缺的一環即為風機驗證，風力發電廠在設置之前，必須經過各種可行性評估，所執行的結構安全與產品性能驗證，是產業界的產品分級與商業秩序做法，由於風力發電產業的投資資金須由銀行援助，尤其離岸風力發電的開發，動輒數億元的投資，而銀行貸款將審查各項驗證成果，亦促使第三者驗證之存在，而風機驗證內容包含性能測試、安全與功能測試、強度與安全評估等區塊，各環節的重要性皆影響驗證時間之長短，若能在設計初期即考量到驗證所需注意之事項，則不僅能使上市時程縮短亦減少驗證期間所耗費的成本。

本次大陸公差行程之目的，即希望與國際驗證單位Intertek人員探討有關風機結構安全相關事宜，藉此進行技術交流與討論，另外亦參加2013北京國際風能大會暨展覽會報告本所之研究技術能量，更同時了解目前國際間風機產業發展之現況，可提升本所未來風機設計技術之精進及驗證能力之培養。

二、過程

此行於 102 年 10 月 14 日出發，先赴 Intertek 位於大陸上海之分公司，10 月 16 日轉往北京參加 CWP 2013 研討會，最後於 102 年 10 月 18 日返國，為期共 5 天。本次大陸公差行程彙整於表 1。

表 1、大陸公差行程表

日期	行程
10/14 (星期一)	去程 台北-上海
10/15 (星期二)	參訪上海 Intertek 上海-北京
10/16~10/18 (星期三~ 星期五)	參加 2013 北京國際風能大會暨展覽會 北京-台北

(一) 拜訪上海 Intertek

拜訪 Intertek 之行程由 Mark Dai 先生負責接待，Mark 先生為上海 Intertek 風電事業部門之工程師，負責風力發電結構安全分析評估。此次拜訪主要與 Mark 先生討論所內自行研發的 150 kW 風機在結構設計及強度可再精進之處，以及針對螺栓與焊道強度分析做詳細的技術交流與探討。

首先討論 150kW 風機的結構模擬，針對輪轂分析之邊界條件設定，由於之前模擬輪轂強度分析時，負載是直接施加在輪轂上，如圖 1 所示，並非另外建出葉片及主軸結構來施加負載及約束條件，Mark 先生認為，輪轂所受的負載及約束條件是從葉片及主軸傳遞到輪轂上的，如果直接在輪轂上施加，會影響應力結

果之可靠性，因此需要引入假體，如圖 2 所示，會較符合實際情況。Mark 先生提供一份「輪殼結構強度及疲勞分析」技術報告供未來設計輪殼參考。另外骨架設計的部分，骨架與塔架連接處設為固定的邊界條件如圖 3，這部分 Mark 先生建議一樣必須建出部分塔架視為假體，再將固定邊界條件設在塔架端，比較能表現出實際情況。

再來，針對風機焊接強度分析，Mark 表示，目前大型風機針對骨架焊接較常使用之方法為表面外推熱點應力法，如圖 4，直接應用熱點應力作為疲勞應力控制參數，板厚尺寸及載荷模式效應通常按經驗修正公式考慮。熱點應力是指最大結構應力或結構中危險截面上危險點之應力，而結構應力（或幾何應力）根據外載荷用簡單（線彈性）力學公式或有限元(劃分有限元網格模型不考慮局部尺寸變化，只模擬整體結構)計算所得的結構工作應力，但不包含焊道形狀、裂紋、缺口等所引起的強烈局部應力集中。對於焊接結構中的熱點一般選在焊趾處，因焊接時，此部位容易出現缺陷，因此最容易產生疲勞裂紋。而在計算熱點應力值時，為避免缺口對應力分布的影響，外推測量點應距離焊趾有足夠的距離（不小於 4 mm），一般在距離焊趾 $0.4t$ （ t 為板的厚度）處，因此處非線性應力峰值已經趨於緩和，故外推點應該從這個位置開始，模擬方法可歸納如下：

1. 先對整體模型作有限元素法分析，且不將焊道建入模型中，因此在數值奇異點處則被認為是焊道的位置。
2. 熱點應力截取按照圖 4 中所描述的原理，並從距離焊趾位置大約 $0.4t$ 至 $1.0t$ 處提取熱點應力，進行兩點線性差值，其公式如下：

$$\sigma = 1.67 * \sigma_{0.4t} - 0.67\sigma_{1.0t}$$

3. 得到等效應力值後則可用材料降伏強度來判斷安全係數是否達到設計標準。

另外，Mark 對於未來本所在組裝 150kW 風機時，建議組裝齒輪箱時，由於齒輪箱是藉由主軸帶動所啟動的，一開始啟動的扭矩力量相當大，啟動瞬間會使齒輪箱與骨架連接螺栓處一邊受到極大拉力，另一邊受到極大的壓力，因此必須

在齒輪箱與骨架的螺栓鎖固處墊上類似阻尼功用的軟性墊片，其功用可緩和衝擊、吸收啟動瞬間的撞擊力道，減少齒輪箱的磨損及骨架的負載。

- Boundary Conditions

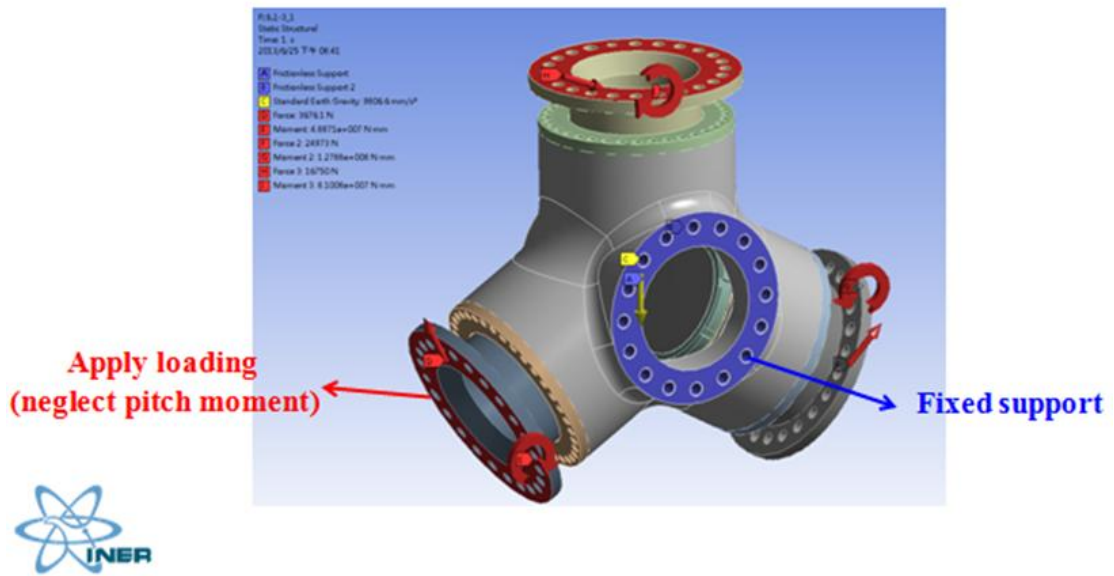


圖 1、輪殼邊界條件示意圖

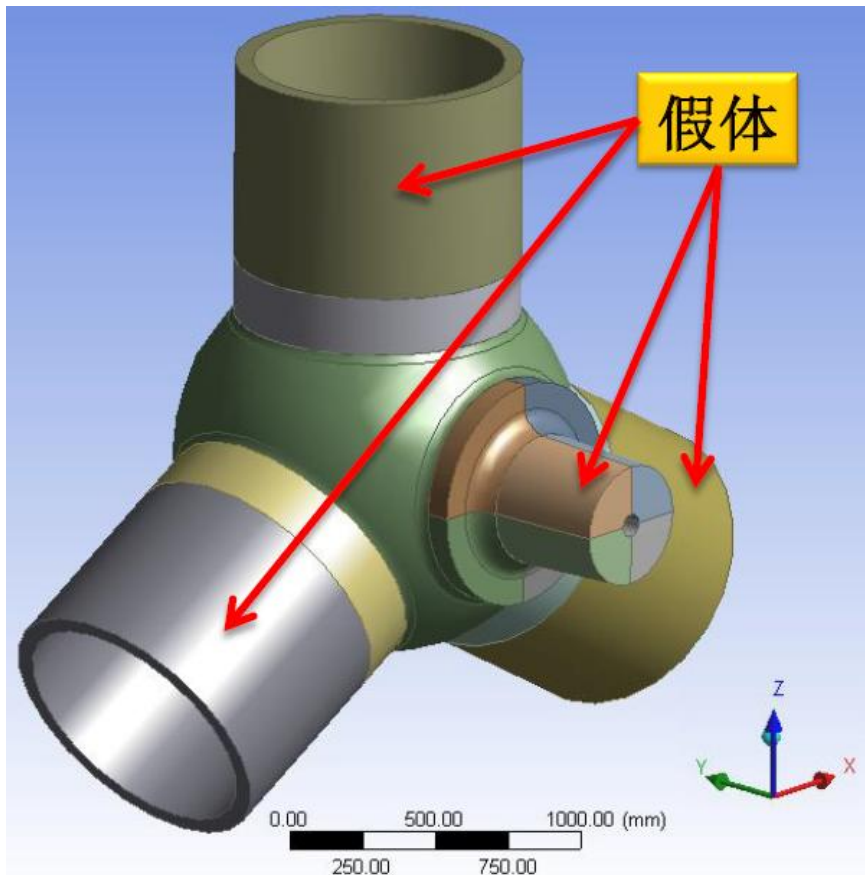


圖 2、引入假體的輪殼邊界條件示意圖

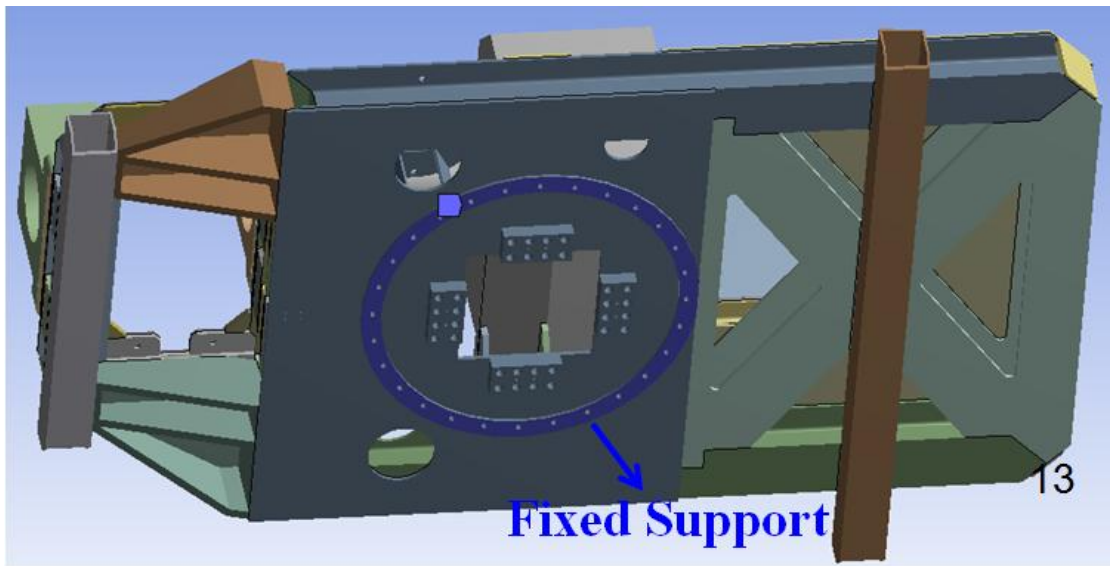


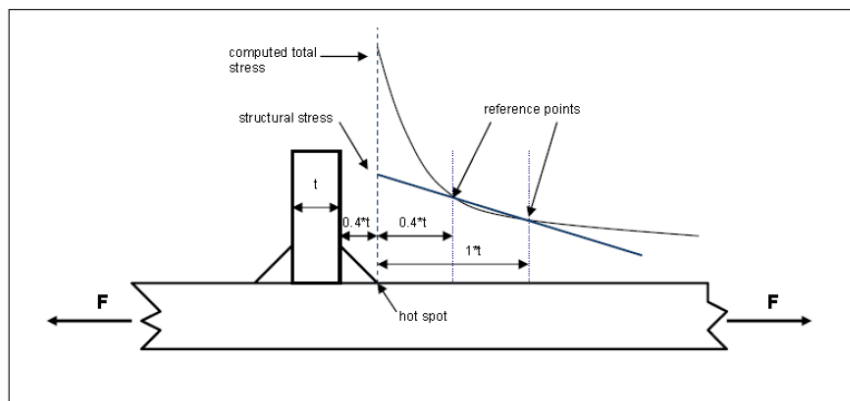
圖 3、骨架邊界條件

焊缝强度评估 Strength assessment for welding



重新获得焊趾位置的应力 Retrieving stress results from the FE model at weld location

推荐EuroCode 3/ 国际焊接协会 (IIW) Recommendations from EuroCode 3/ International Institute of Welding (IIW)



www.intertek.com



圖 4、表面外推熱點應力法

(二) 參加 2013 北京國際風能大會暨展覽會(CWP 2013)

CWP 2013 於北京中國國際展覽中心舉行(圖 5)，為期三天(10/16~10/18)，自 2008 年以來，CWP 已是第六次舉辦，目前已成為全球最具影響力的風能大會之一。CWP 2013 由中國可再生能源學會風能專業委員會、中國資源綜合利用協會可再生能源專業委員會、全球風能理事會、國家可再生能源中心四家海內外最具影響力的可再生能源機構聯手舉辦。有 20 多個國家和地區的 400 多家企業參加會展。

研討會討論領域廣泛，涵蓋風機葉片技術、風場建設與運維、風電機組技術、電氣與控制技術以及針對風電產業投資公司所設的企業家論壇，討論議題包含投融资、製造企業的困境與解決方案、風電技術創新與質量管理以及風電場運維商業模式創新和技術創新(圖 6)，本次出差目的即為發表所內研究成果「第二代 150kW 風力機結構強度分析」藉此展示所內研發能量並與其他國家先進技術交流與討論，會議報告資料如附件 1，會議日程如表 2。

CWP 2013 除技術討論會之外，另外設有展覽會場提供風電產業廠商展示研發成果及產品，參展廠商包含大陸地區、丹麥、德國、荷蘭等國家，展示產品涵蓋風電機組相關設備、潤滑油品、電氣系統設備以及風機維修吊掛設備(圖 7~圖 9)。

表 2、CWP 2013 研討會議程

10月16日，星期三（第一天）			
08:30-09:30	觀眾註冊		
09:30-10:00	大會開幕式（W201）		
10:00-11:30	主旨發言：風電產業的質量與健康（W201）		
11:30-12:30	參觀展覽		
12:30-13:30	午餐		
	W201	W105	W103
13:30-15:00	風電與海外市場	風電機組技術（I）	風電場建設與運維技術（I）
15:00-15:30	茶歇		
15:30-17:30	企業家論壇（I） 資本、融資、保險與市場	風電機組技術（II）	風電場建設與運維技術（II）
10月17日，星期四（第二天）			
	W201	W105	W103
09:00-10:50	企業家論壇（II） 製造企業的困難與解決方案	風資源評估 與風功率發電預測（I）	風電葉片技術
10:50-11:00	茶歇		
11:00-12:30	企業家論壇（III） 風電技術創新與質量管理	風資源評估 與風功率發電預測（II）	風能互補應用 與分布式發電
12:30-13:30	午餐		
	W201	W105	W103
13:30-15:30	企業家論壇（IV） 風電併網與消納	風電機組傳動系統（I）	電氣與技術控制（I）
15:30-16:00	茶歇		
16:00-17:30	風電場融資、運維新型模式	風電機組傳動系統（II）	電氣與技術控制（II）
10月18日，星期五（第三天）			
	W105	W103	W102
09:00-10:30	能力建設與標準檢測認證 （I）	風電故障與分析（I）	風電媒體與信息傳播 （I）
10:30-11:00	茶歇		
11:00-12:00	能力建設與標準檢測認證 （II）	風電故障與分析（II）	風電媒體與信息傳播 （II）



圖 5、CWP 2013 會場



圖 6、企業家論壇



圖 7、風電機組相關設備

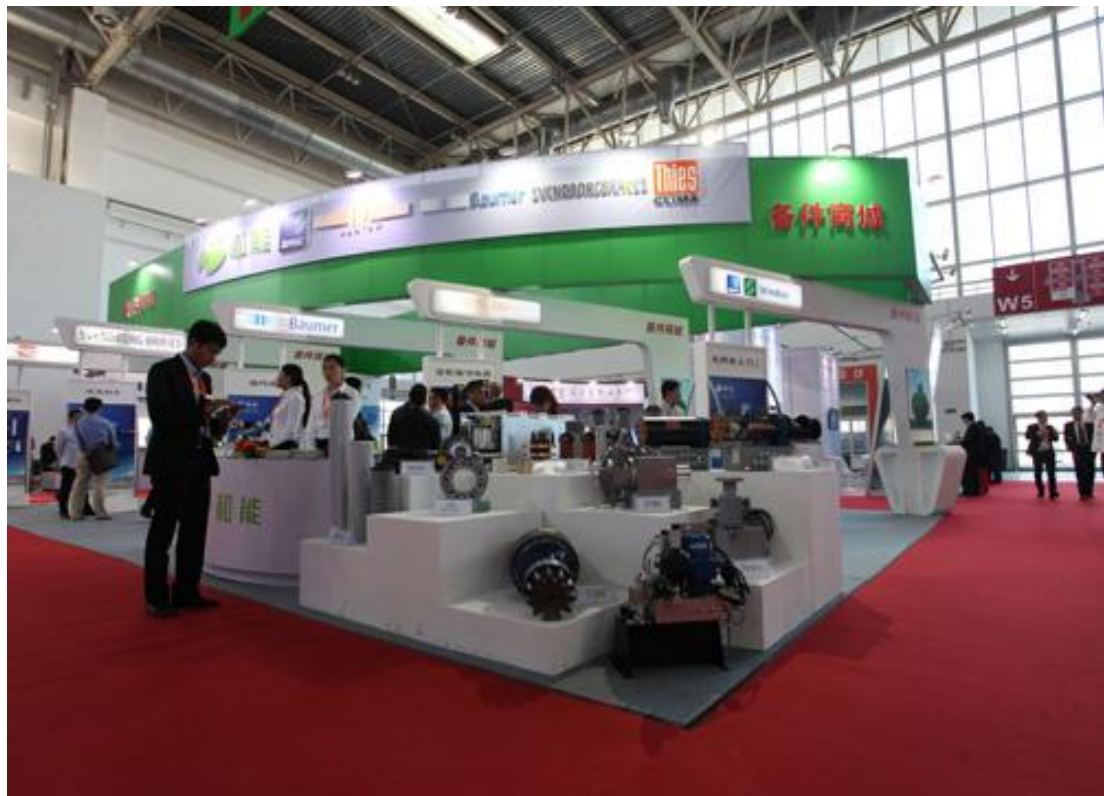


圖 8、風電機組相關設備



圖 9、風機吊掛設備

本屆 CWP 2013 研討會討論領域廣泛，發表論文共 68 篇如附件二所示，其餘以海報方式張貼於會場，以下針對幾篇發表論文做細部探討。

1. 大型海上風機葉片根部強度分析

隨著陸域風機設置場址日趨受限、噪音、風況不穩定及受地形影響等問題，相較之下，海上風電具有資源豐富、發電可利用時數高、不占用土地及適合大規模開發等優點，近幾年歐美國家均把風電開發的重點轉往海上，許多大型風電開發商、設備製造商正積極探索海上風電發展之路，為充分利用海上風電資源，海上風機必定朝向大型化、高瓦數的趨勢發展，伴隨而來的是更大型的風力機組，且風機葉片是風力機組中的關鍵核心組件，必須乘載大部份的動態負載與靜態負載，其結構強度和穩定性對風力發電機組的可靠性有著重要的影響。

聯合動力自主研發 6MW 大型海上風電機組，利用有限元分析軟體 ANSYS APDL，建立風機葉片連接部位的有限元模型如圖 10~12，透過高強度螺栓連接葉片根部及變槳(pitch)軸承，並對螺栓施加一定的預緊力，在預緊力及外部負載

共同作用下，進行接觸非線性分析。對於 T 型螺栓連接結構，根部失效大多發生在螺栓連接處，因此對 T 型螺栓的強度分析尤為重要。分析結果可知，T 型螺栓在 500kN 的預緊力作用下會受拉伸長，所有螺栓的應力分布大致均勻，最大應力值為 625.525MPa，若再進一步施加外部負載 $Mz=27543.6\text{KN}\cdot\text{m}$ ，螺栓則會進一步被拉伸，同時最大應力值亦同時增加到 745.374MPa，螺栓降伏強度為 855MPa，故滿足 T 型螺栓材料 42CrMo 鋼的容許應力要求。

2. 風力發電機組關鍵零組件疲勞壽命分析

近幾年，由於海上風力發電的發展，風機的額定設計功率在過去數十年持續不斷的增大，相對應的零組件尺寸也隨之變大。零件尺寸的增大不僅造成成本的增加，亦代表這類零組件一旦失效，必定造成極大的損失，因此本篇的研究重點即是探討風機重要零組件的疲勞壽命分析，風機零組件在週期性的作用下會發生疲勞失效，一旦產生裂紋，則裂紋便會擴展導致最後發生破壞。

一般情況下，風機內需要進行疲勞分析的零組件包含：輪轂、主軸、主軸承座、骨架、齒輪箱的扭力支撐臂及第一級行星架。疲勞壽命分析可分成兩部分組成如圖 13：一是疲勞作用下零組件有限元分析的應力結果；二是材料疲勞特性的確定。零組件應力分析需通過適當的應力假設來描述，之後通過雨流計次法得到各種不同平均應力下不同應力幅值的應力循環如圖 14，再將其與疲勞特性數據如應力壽命曲線(零件 S/N 曲線)進行比較，最終可得到疲勞損傷結果，對零件的壽命作出判斷。另外，需注意在主應力情況下，材料的疲勞特性比較可靠。而目前有多種不同應力假設可將零組件應力轉換成等效主應力來進行疲勞分析，也可利用其它應力假設像是關鍵面法來處理零件的多軸應力狀態問題。較常用的應力假設有三種方式：最大主應力假設、絕對值最大主應力假設、修正的剪切應力準則和關鍵面法，其公式如圖 15。最大主應力的假設對疲勞壽命的預測不是很理想，在雙軸和多軸應力的情況下，會導致結果不夠保守。而絕對值最大主應力假設，在

物理上沒有任何意義，因為沒有真實表達局部的應力時間歷程，且此方法忽略或者抵銷了平均應力的修正，但對於關鍵區域的定位仍然有效，由於大部分情況下結果仍是比較保守的，因此可包含通過結合單軸材料特性與多軸應力狀態進行疲勞壽命分析時的不確定性，而關鍵面法和修正的剪切應力準則在疲勞壽命預測方面其結果更加準確合理。

3. 大型海上浮動式風機基礎繫泊系統分析

隨著陸域風機漸漸轉往離岸發展，如何在海上支撐起百噸等級的大型風力機為目前首要的研究議題，由於各地方的水域、氣候特性及海波浪強度皆不同，不同水深也必須使用不同設計的支撐結構如圖 16，像是水深 30 米以內，單樁及重力基座結構的支撐結構即可，安裝容易且相對技術較成熟成本較低，深一點的水域 30~50 米則有 Tripod、Jacket 等型式，但再往深一點的水域，若使用上述所指的型式，支撐結構的重量和建造安裝成本將更加困難與昂貴，而漂浮式的支撐結構具有應用區域範圍廣泛、裝設較具彈性、風機單體容量與風場規模容易擴增等優點，成為深海離岸風力發電支撐結構的另一發展目標。

本研究探討漂浮式支撐結構下的繫泊系統，其基礎結構示意如圖 17，以大型海上風機機組空轉工況下計算所得的塔架底部極限負載為風機機組負載，南海海域極端海況為環境變數，對大型漂浮式風機基礎和繫泊系統在 0° 典型方向之環境負載工況下進行全偶和分析，模擬了 3 小時風暴潮之作用，並考慮繫泊纜繩斷裂之工況，分析模型如圖 18。分析結果顯示所設計的繫泊系統在完整和斷裂之狀況下皆滿足 API 規範對漂浮式結構物永久性繫泊設計之一般要求，同時也滿足海上風機設置、部件耐受性和極端狀況之要求。

4. 使風能成為中國可靠的發電資源

中國風電產業蓬勃發展，陸域風機及海上風機皆有相當高的裝置容量，然陸

域風機仍面臨著許多問題，如佔用土地面積廣、噪音問題、葉片結冰及低容量係數。容量係數定義為一段時間內實際發電量除以這段時間內滿載發電量，目前風機之容量係數大約為 20~40%，相當於一年中只有 75~150 天的滿載發電，如何能更有效率的使用風資源並提高容量因素成為重要的研究課題。

SHEERWIND 是一間美國能源公司，提出一個能有效利用風資源的概念，如圖 19，其做法為將收集來的風資源集中起來並加壓，可有效提高風速，並增加容量係數。圖 20 為新型風機之設計概念，結構體上半部區域 1 的部分，為擷取風能的進風口，因四面八方皆有開口，因此不需要像傳統風機需要因風向改變而去追風，可有效的收集風能，區域 2 為將風能傳送至結構體下半部，開始有效的利用風能，區域 3 為文丘里管效應，利用將空氣加壓並使截面積縮小，可使風速在這個區域提高，並吹動區域四的發電機發電如圖 21。這樣的設計使風機切入風速可降至 0.45 m/s，輸出功率可提高至六倍之多，且在 Class I 的風速下，容量因素可從傳統的 10% 提升至 72%，如圖 22，其具有的優點包括可減少土地使用，且無外露的葉片，因此沒有噪音、鳥擊及葉片結冰等問題，可解決傳統陸域風機的多項缺點。

5. 風電機組抗冰凍設計

風力發電機必須適應各種環境地形，在大陸南方高海拔風電場冬季溫度低、濕度大，風電機組受冰凍影響非常普遍，冰凍現象常發生在葉片、風力風向計、機艙罩及鼻錐罩，葉片表面覆冰時會改變葉片翼型而降低風能利用係數，且葉片承受額外的負載，導致三片葉片受力不平衡，影響傳動系統疲勞受命，增加整機晃動，而當覆冰厚度較大時，冰層可能會脫落，可能造成機組附近人員、設備的意外損害和損失。葉片表面結冰、覆冰除了受溫度、濕度影響之外，葉片的表面能(對水的吸附能力)以及表面的疏水性(與水互相排斥性)對其也有較大影響，由於這兩點因素，進而發展出兩種較為有效的除冰方式，第一種稱為被動式塗層技

術，由於冰晶在吸附力作用下，才會黏附在葉片表面，並不斷沉積，這種吸附力的大小取決於冰晶與結冰表面的表面濕潤性，若葉片外表面表面能低且疏水性強，則表面潤濕性差，可極大的減小表面對冰晶的吸附力，因此透過表面塗層技術，可增大水滴兩接觸表面的接觸角，如圖 23 及 24，當接觸角越大，則其表面能就越小，水滴越容易滴落，能有效的降低葉片表面結冰現象。

第二種方法為主動式加熱除冰技術，此技術為在葉片根部安裝一個加熱風機，對葉片內部空氣進行持續的加熱，使葉片表面溫度超過結冰臨界溫度，從而防止葉片表面結冰，如圖 25，另外在葉片表層黏貼一層電加熱模，通過加熱模提供熱量使表面溫度超過結冰臨界溫度，兩種方都可有效的降低葉片結冰現象。

6. 風電機組故障統計分析研究

風電場開始運行之後，其經濟效益取決於發電量及運行維護成本，而兩者都受到風電機組故障的影響。風電機組故障輕則停機檢修，降低發電量，嚴重時則需要額外更換零組件，增加額外支出。本研究針對內蒙古中部偏北地區，受蒙古高氣壓影響，屬於中溫帶大陸性季風氣候及乾旱荒漠草原氣候。機型採用 1.5MW 風電機組，探討環境溫度與故障數量及發電量之關係。

研究結果圖 26 發現，再 3 月底至 6 月初和 9 月初至 10 月初氣候溫和的春秋季節時，機組故障數量隨著發電量的增減而增減，兩者間呈現較好的正相關性；而再炎熱及寒冷的夏季與冬季，故障數量與發電量之間的關聯性較差，表式機組故障數量與環境溫度存在特定關聯。而從圖 27 可知，在 1 月至 3 月初時，故障數量隨氣溫升高而降低，在 10 月底至 12 月時，故障數量隨氣溫降低而升高，由結果可知，在氣候溫和的春秋季結，機組故障主要受到發電量的影響，故障數量與發電量呈現出較好的正相關性；而在氣候其端的冬夏季節，機組故障主要受到氣溫之影響，冬季的低溫和夏季的高溫都會使得機組故障數量增加。另外進一步探討零組件的故障發生比例，從圖 28 中顯示，變漿系統、變頻器和通訊系統分

列故障數量的前三位，接下來比較容易發生故障的是傳動系統、控制系統和液壓系統，其他系統故障較少。

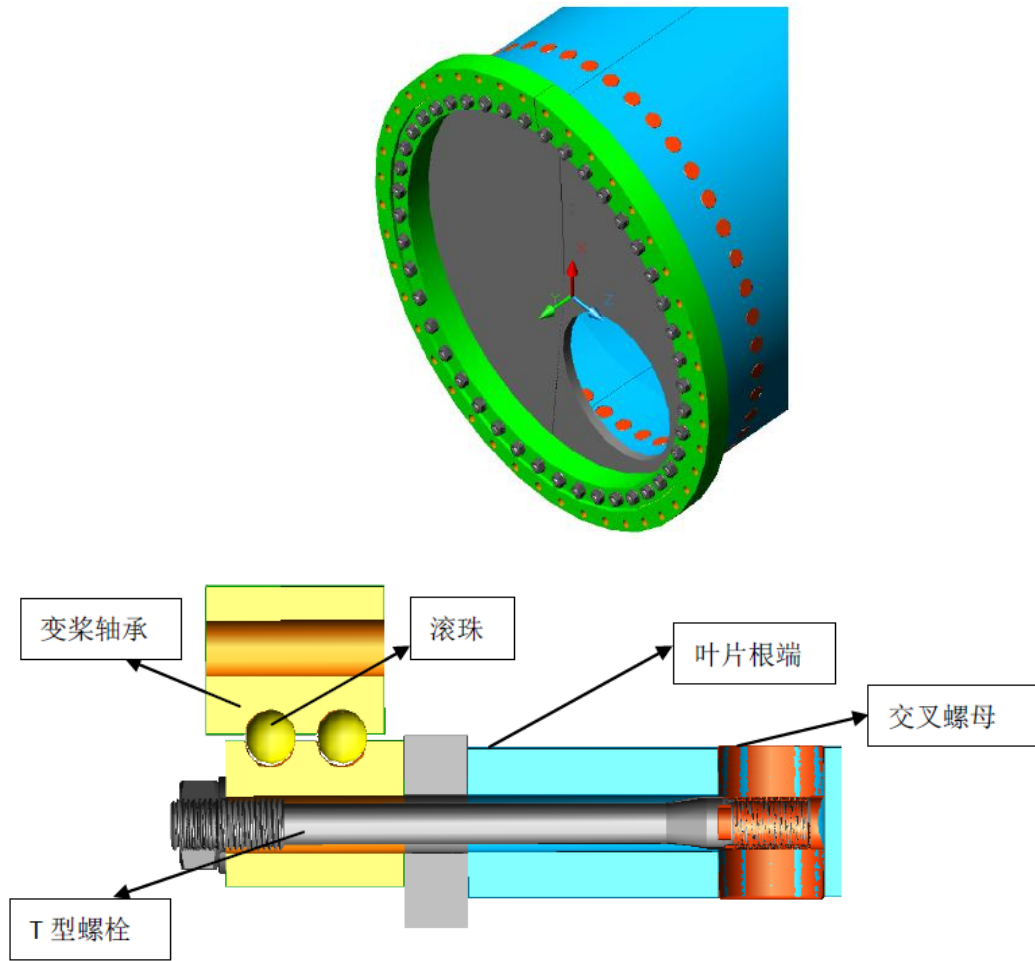


圖 10、葉片根部螺栓示意圖

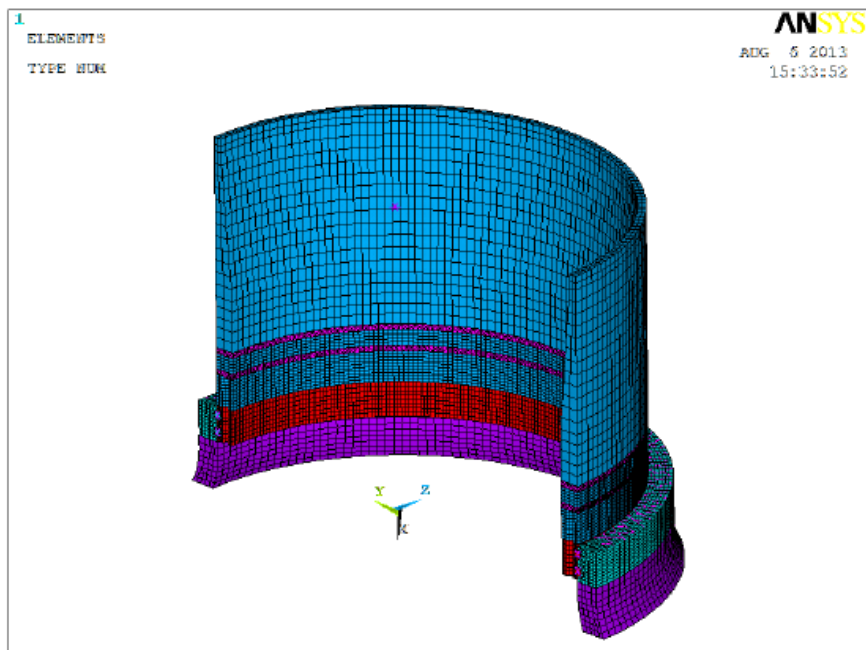


圖 11、葉片根部螺栓有限元素模型

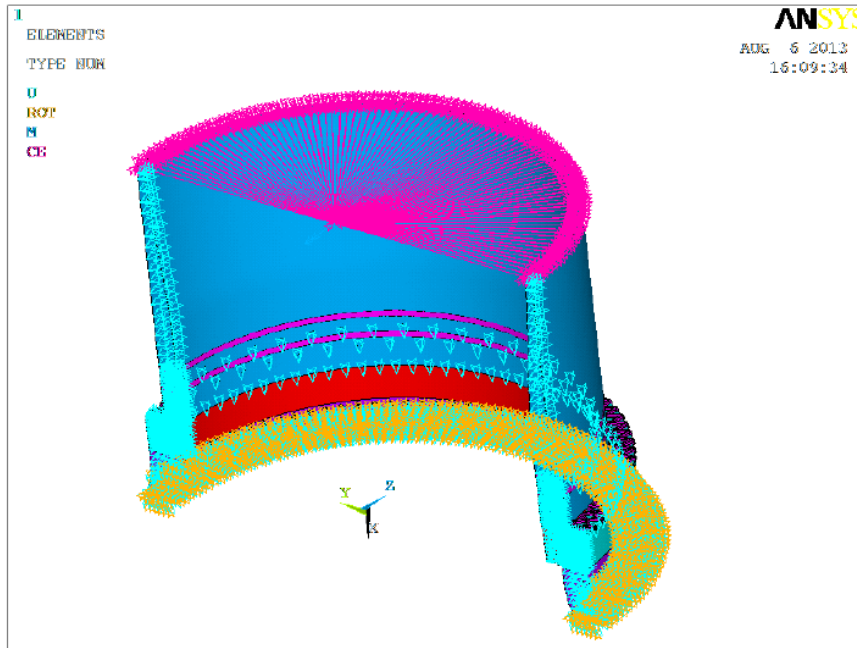


圖 12、有限元模型邊界條件

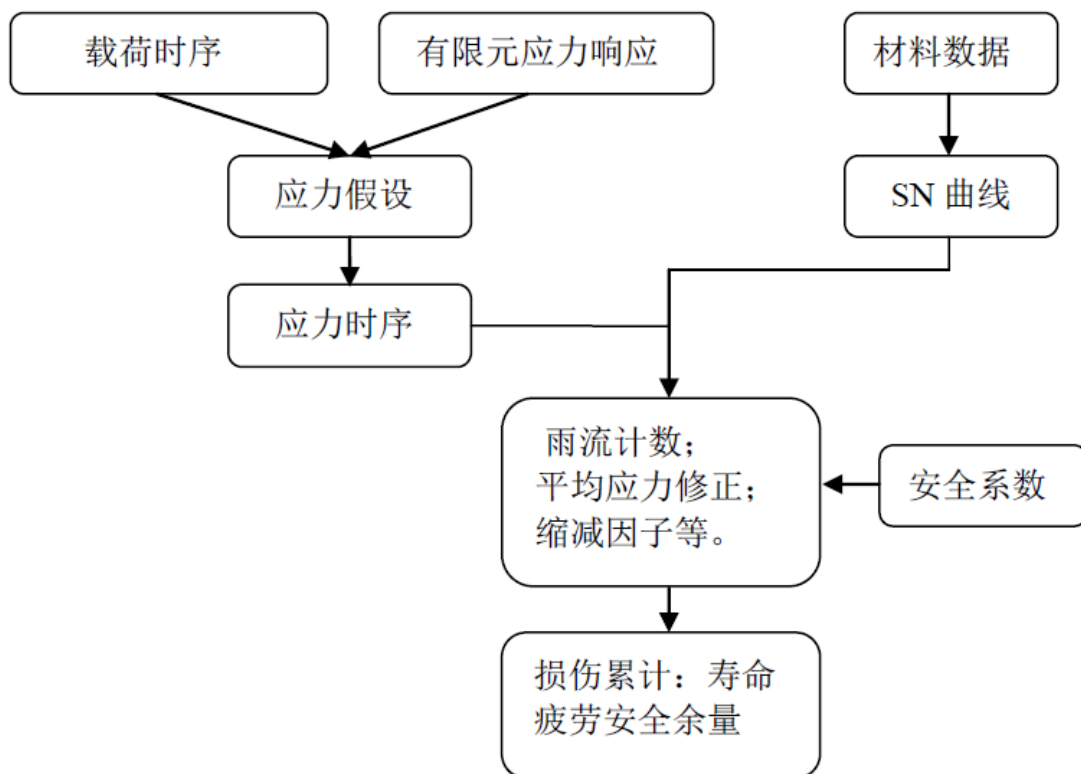


圖 13、疲勞壽命分析流程

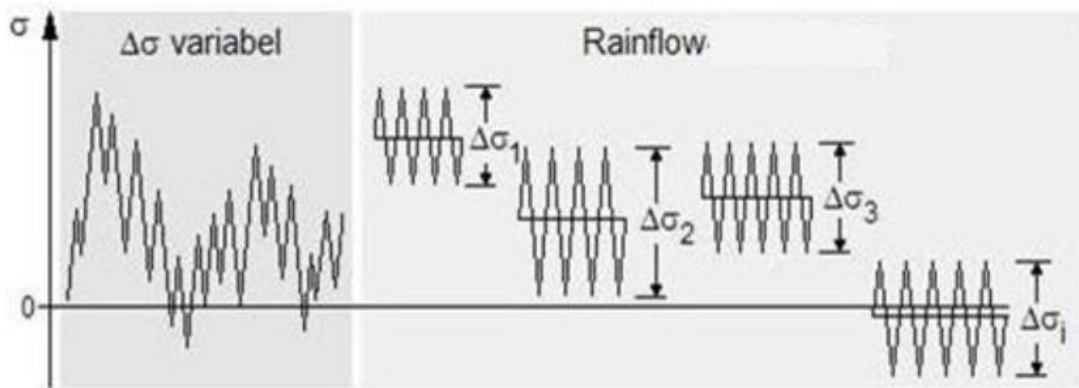


圖 14、雨流計算功能圖示

$$\sigma_v \text{ MAX} = \max(\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3)$$

最大主应力假设

$$\sigma_v \text{ ABS} = \max|(\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3)|$$

绝对值最大主应力假设

$$\sigma_v = \text{sign}(\text{ABS}) \sqrt{\sigma_n^2(\varphi) + \left(\frac{\sigma_w}{\tau_w}\right)^2 \cdot \tau_n^2(\varphi)}$$

修正的剪切应力准则

$$\sigma_n = \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} + \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \cdot \cos(2\varphi) + \tau_{xy} \cdot \sin(2\varphi)$$

关键面法

圖 15、應力假設方法

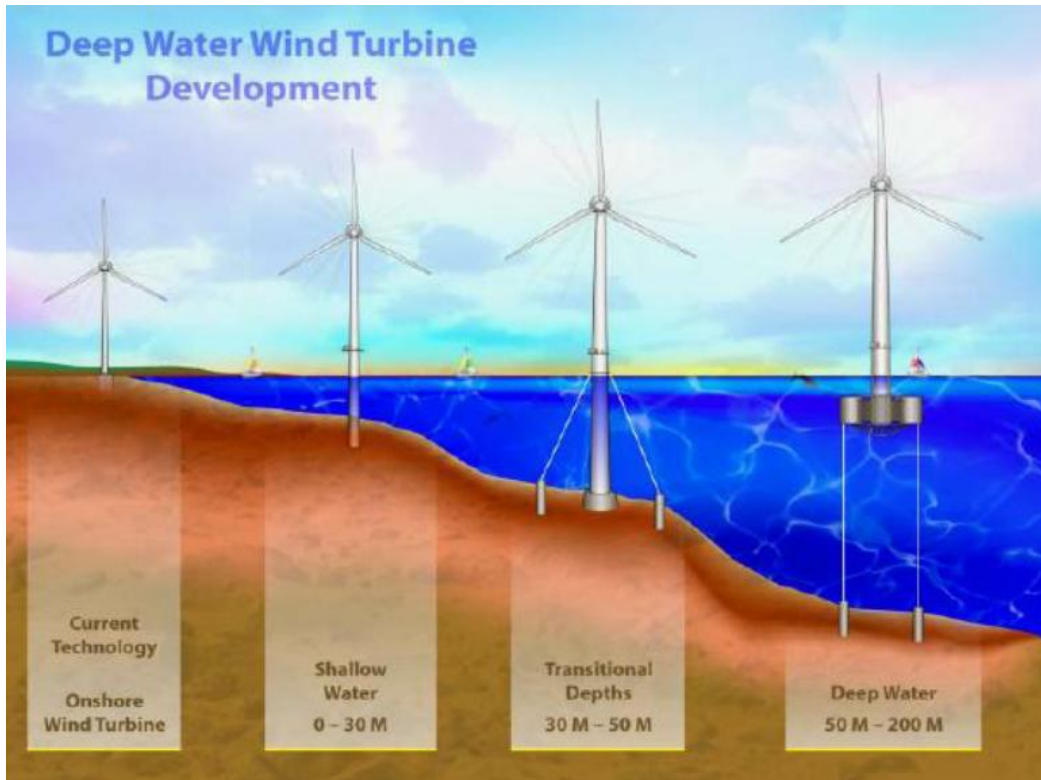


圖 16、不同水深的支撐結構

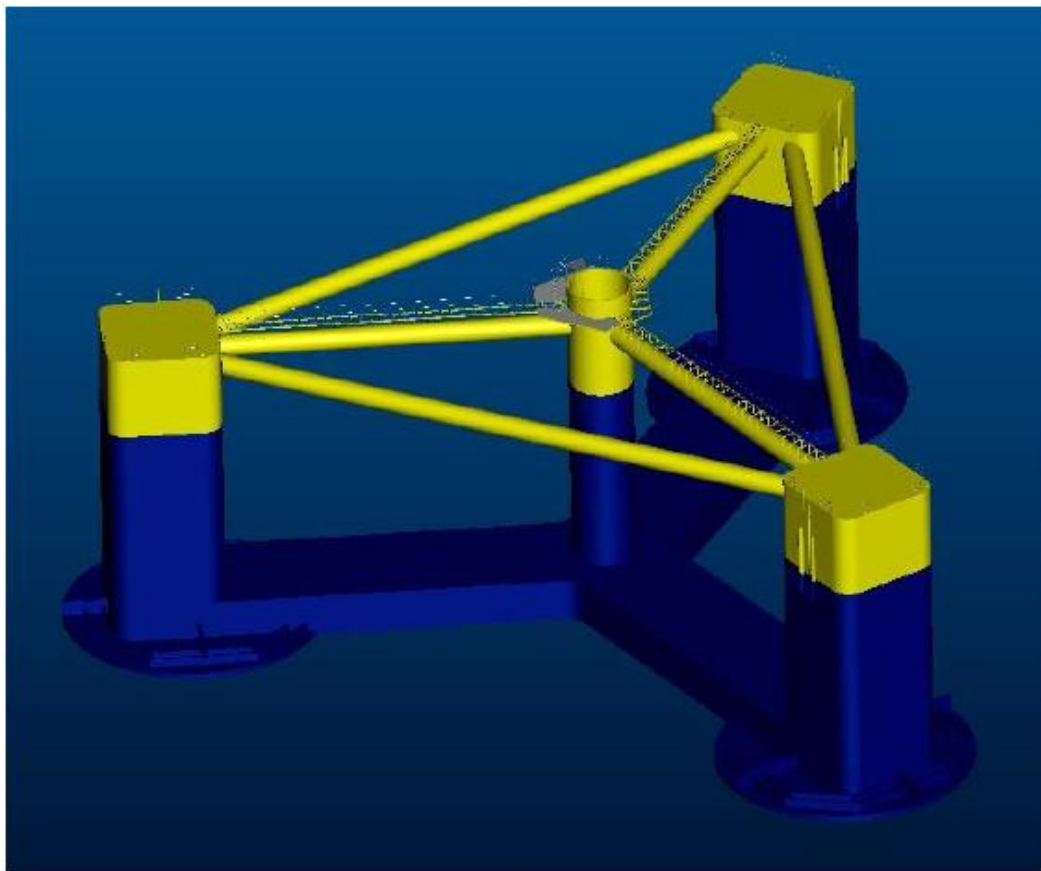


圖 17、半淺式浮動基礎主體結構示意圖

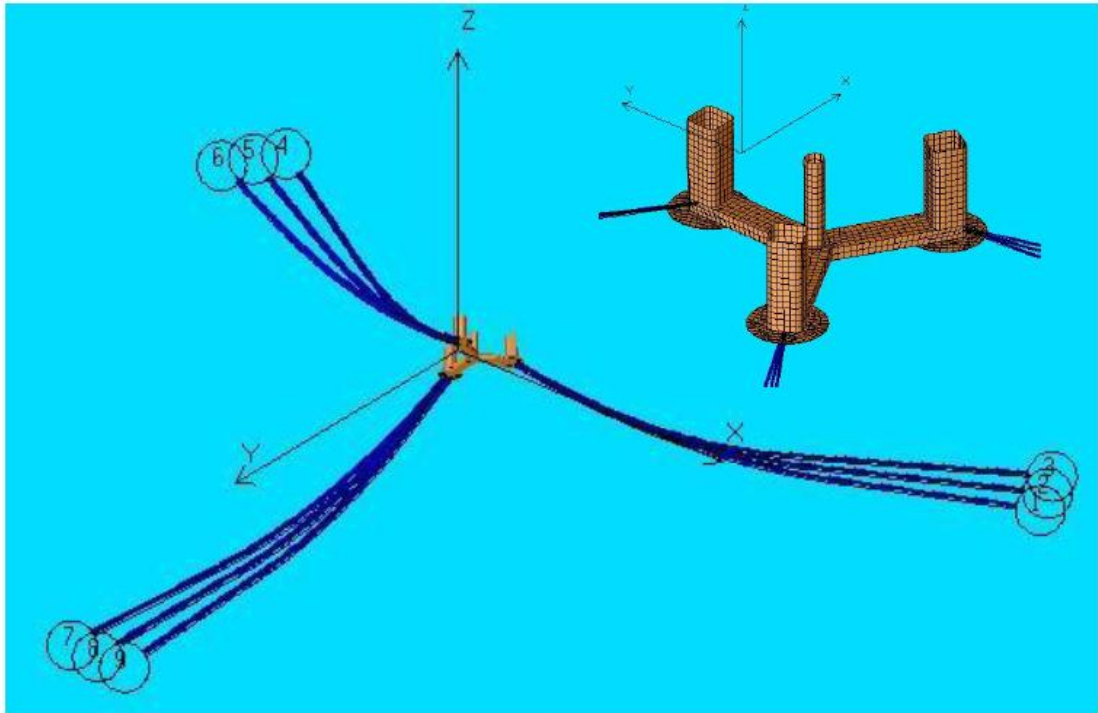


圖 18、半潛式浮動基礎系泊系統水動力分析模型

Factors for Wind Power Capacity 決定風的容量系數的因素

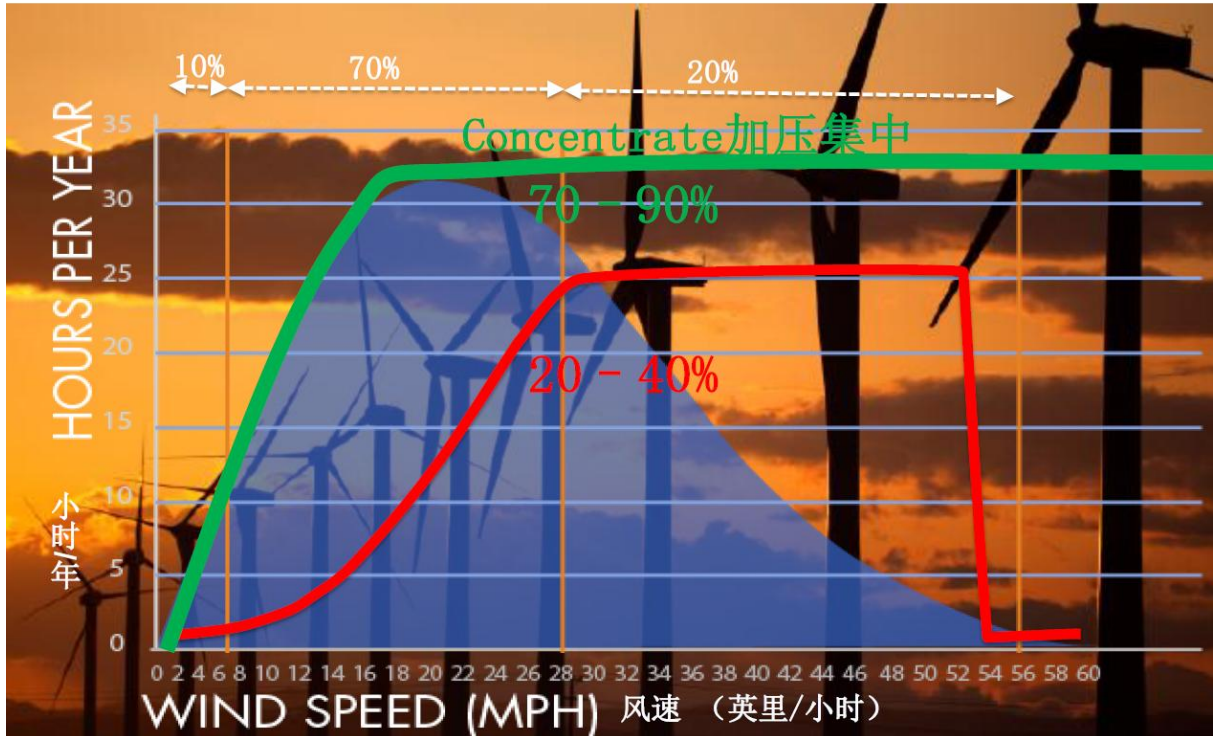


圖 19、風之容量係數

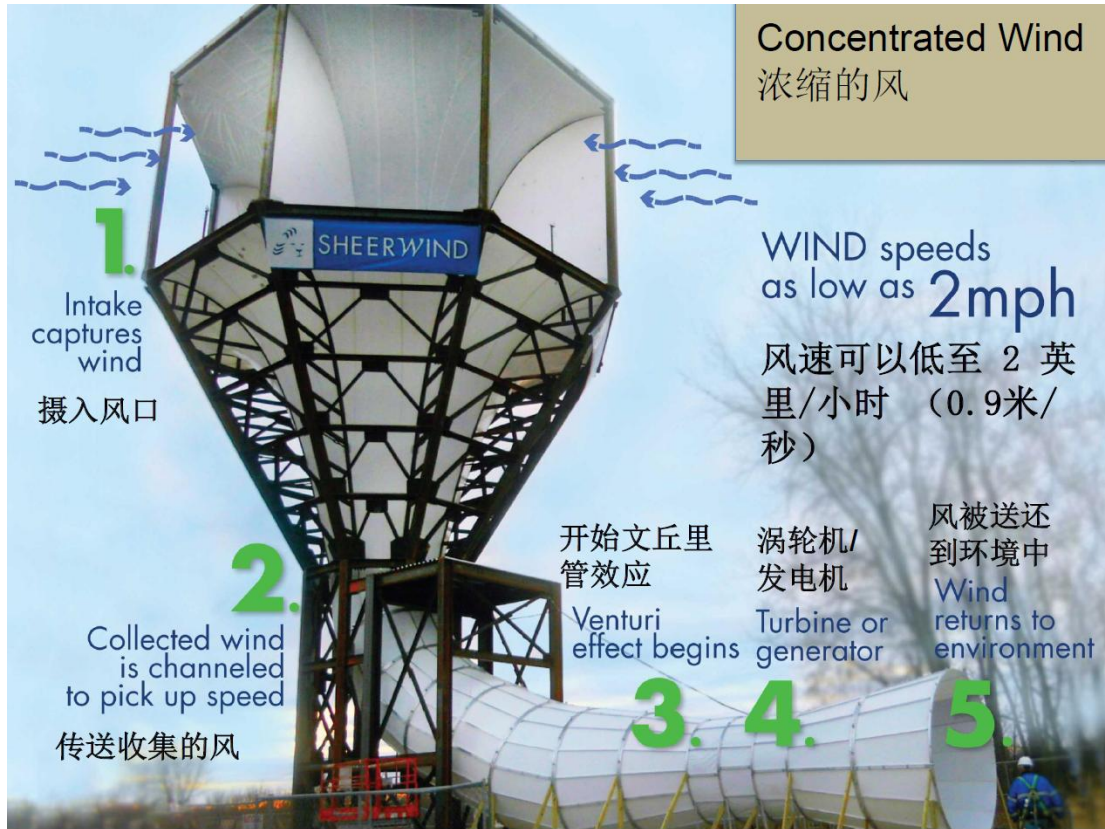


圖 20 、新型風機設計概念

INVELOX – Testing WTG Configurations
INVELOX – 测试涡轮机配置

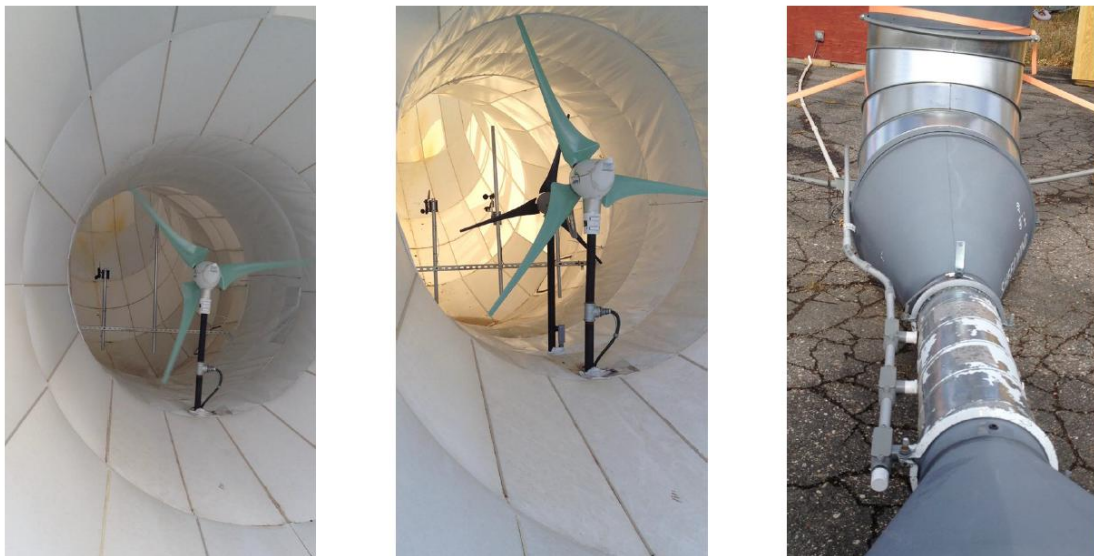


圖 21 、區域 4 的渦輪機配置

Capacity Factor

生产力因数

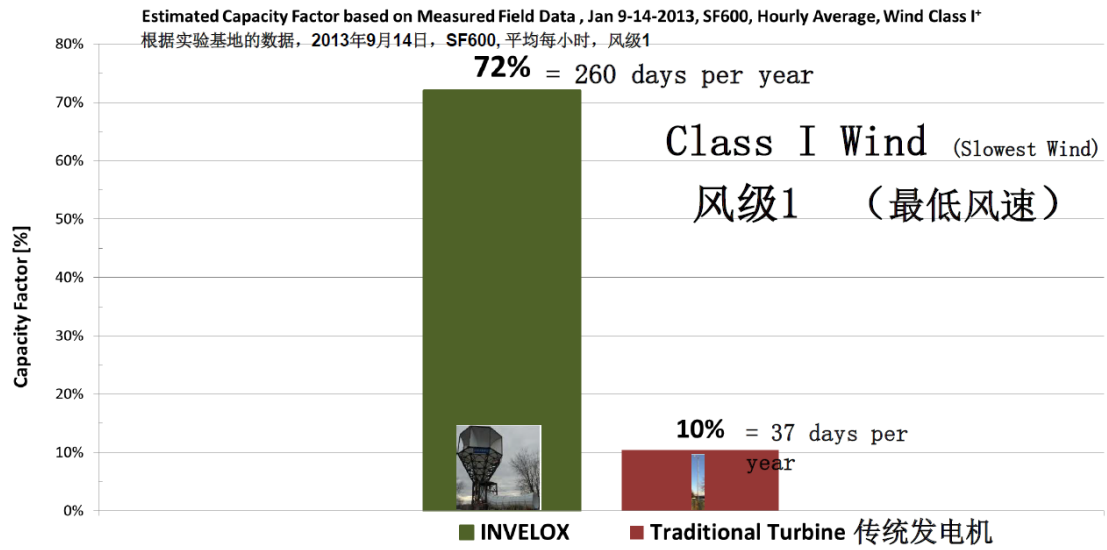


圖 22、容量因素之比較

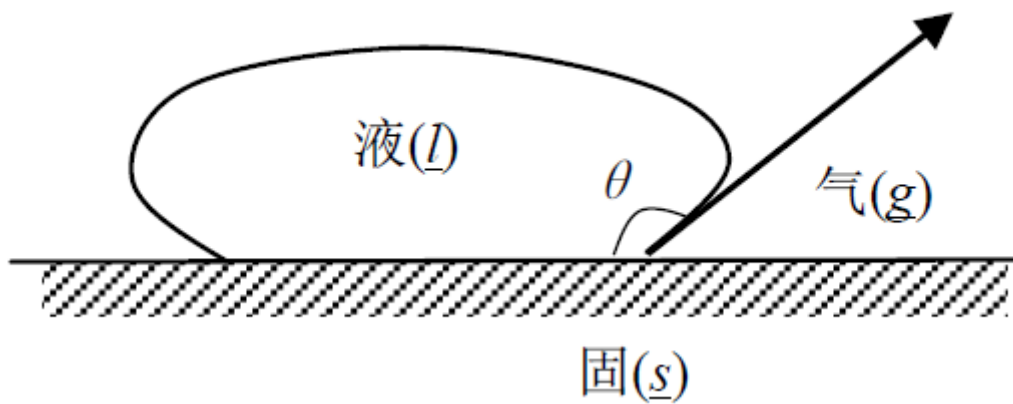


圖 23、接觸角示意圖

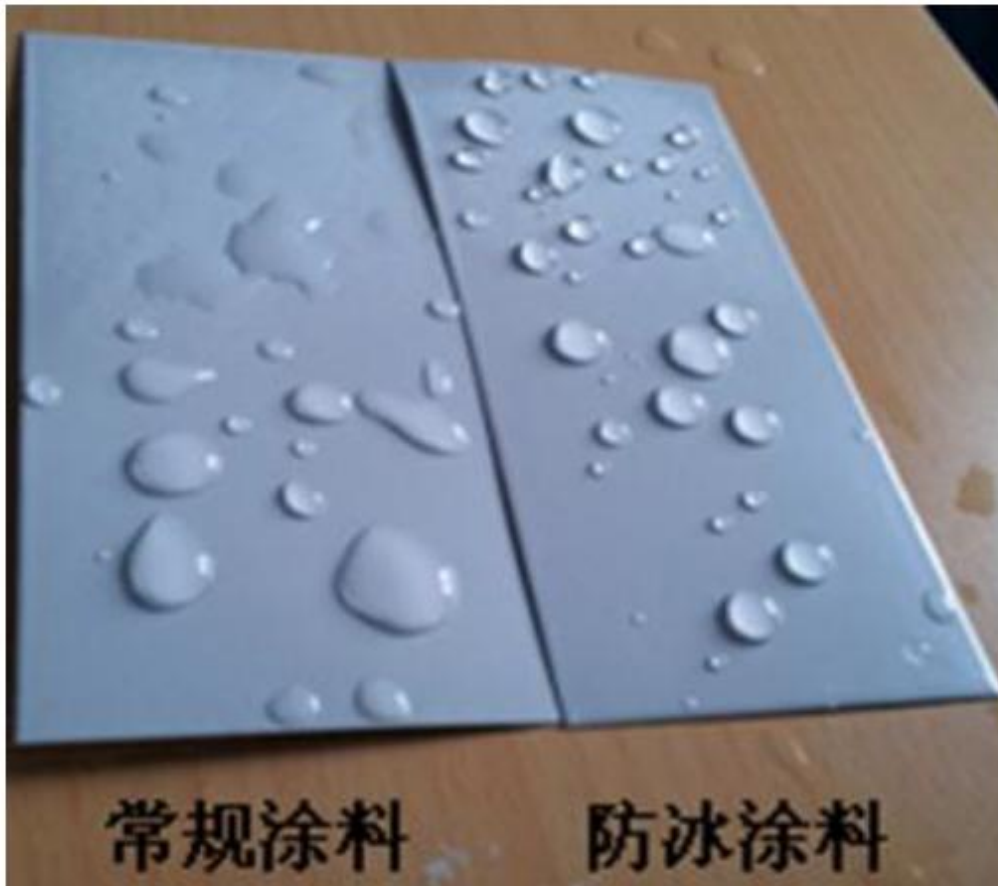


圖 24、葉片表面採用塗層技術前後對比圖

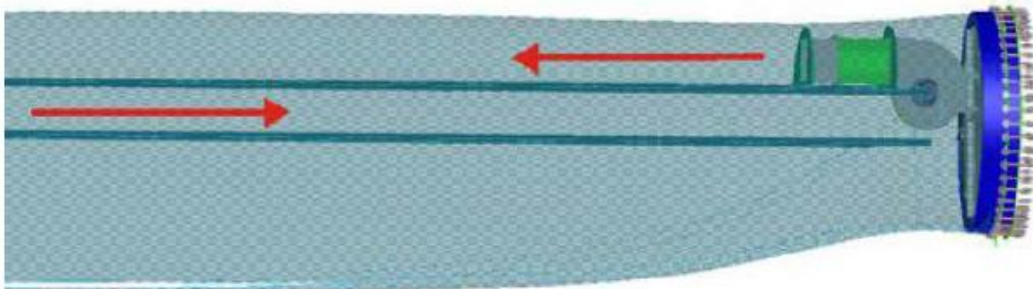


圖 25、主動式加熱風機示意圖

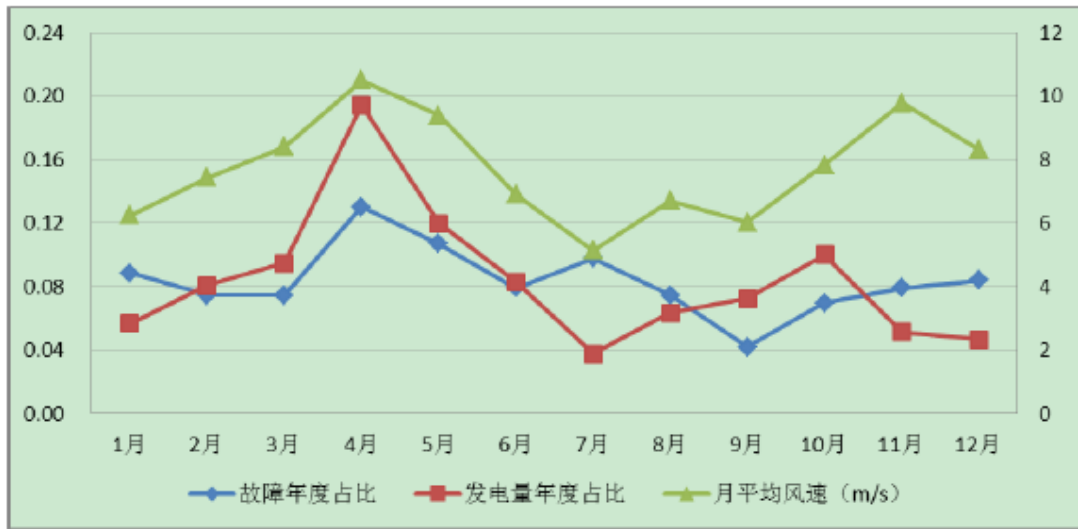


圖 26、故障數量與發電數量關係圖

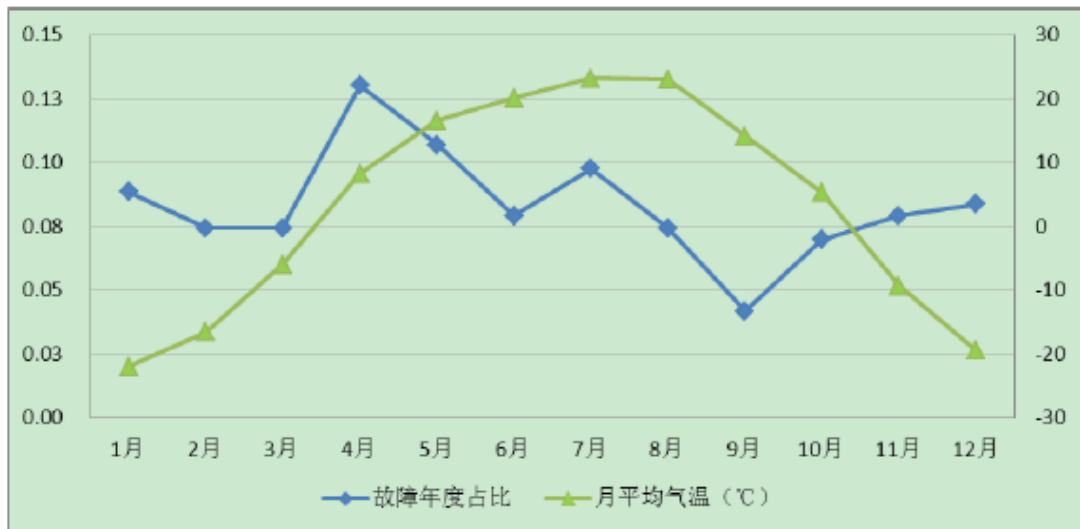


圖 27、故障數量與平均氣溫關係圖

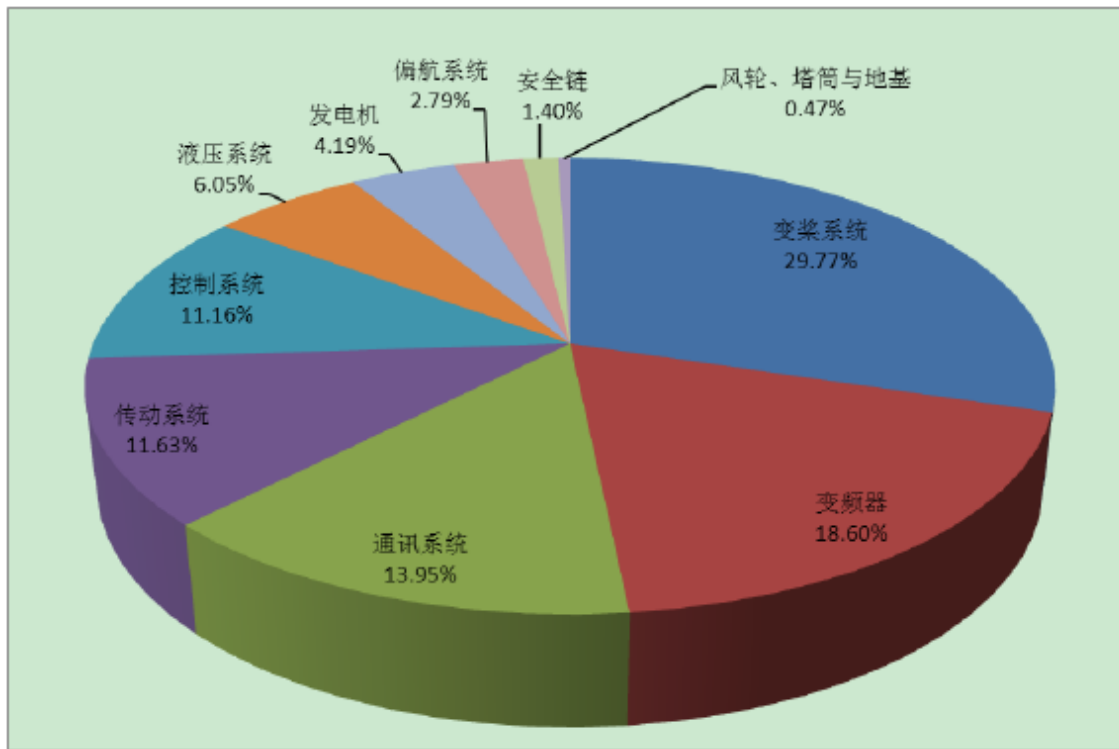


圖 28、全年故障類型圖

三、心得

本所開發風力發電技術已有多年時間，從初期的小型風力機第一代 25kW 機型，包含前端氣動力負載分析及葉片設計，到機組結構強度分析及機艙內部設計，最後加工製造並自行組裝完成，之後，更進一步開發大型風力機 150kW 機型，研發期間，亦依據國際法規 IEC 61400 系列標準進行設計驗證分析。

為使風機在設計階段即可預知錯誤並提前改善，以及提供製造商、消費者及保險公司之保障，因此需第三公正之獨立驗證機構來驗證風機確認是否符合規範之要求，國際間主要風機驗證機構有挪威的 DNV、德國 TUV 以及美國 Intertek，國內目前風機製造商仍為少數，而通過驗證的公司更是寥寥無幾，由於風機驗證內容包含性能測試、安全與功能測試、強度與安全評估等區塊，若要通過所有型式檢驗，前前後後必須歷時一年之久，因此本次大陸公差首站即拜訪上海 Intertek，討論風機結構強度相關議題，Intertek 工程師 Mark Dai 先生給予許多技術指導與驗證工作相關經驗，對日後本所模擬分析能力的提升及通過認證的目標有相當大的助益。另外，本次行程亦參加 2013 北京國際風能大會暨展覽會，研討會期間除報告在所內的研究之外，同時也聆聽了幾場會議，對於設計評估的技術能量獲益良多，綜合以上，心得彙整如下：

- (一) 輪轂及骨架結構強度分析時，必須將假體建入模型中，避免影響應力分析結果之可靠性。
- (二) 焊道通常為結構幾何轉折處，易發生應力集中之情形，若有此類狀況發生，可再另外採用表面外推熱點應力法，將焊道附近應力藉由經驗公式評估計算，可降低模擬時應力集中所造成的分析不準確。
- (三) 葉片根部螺栓強度計算時，必須同時考慮螺栓之預緊力及運轉時所帶來的負載。
- (四) 風機零組件有許多地方需做疲勞分析，疲勞壽命分析可分成兩部分組成：一

是疲勞作用下零組件有限元分析的應力結果；二是材料疲勞特性的確定。零組件應力分析需通過適當的應力假設來描述，之後通過雨流計次法得到各種不同平均應力下不同應力幅值的應力循環，再將其與疲勞特性數據如應力壽命曲線(零件 S/N 曲線)進行比較，最終可得到疲勞損傷結果，對零件的壽命作出判斷。

四、建議事項

- (一) 目前國內風機產業仍在起步階段，而風機設計製造包含許多環節，並非一間公司即可獨力完成，我國在整機系統發展上已落後先進國家多年，但若從零組件產業切入會是一個好的選擇，像上緯企業對複合材料的製造已成功打入大陸市場，而本所為政府研究單位，能立足的角色可朝設計驗證分析發展，除發展研究分析技術外，亦可將研究成果技轉給國內產業，並可同時擔任產業界技術諮詢及模擬分析驗證之驗證單位。
- (二) 目前國內離岸的發展已有初步進展，所採用的基礎結構為Tripod 與Jacket 兩種，但再往深一點的水域，若使用上述所指的型式，支撐結構的重量和建造安裝成本將更加困難與昂貴，而漂浮式的支撐結構具有應用區域範圍廣泛、裝設較具彈性、風機單體容量與風場規模容易擴增等優點，可提供國內發展離岸風機另一選擇目標。

五、附件

附件 1、CWP 2013 會議報告資料



Structural Safety Analysis of 2nd Generation 150 kW Wind Turbine

Tsung-Han Chiang

Institute of Nuclear Energy Research

2013/10/17



Outline

■ Introduction

- Wind turbine classes
- Wind turbine design properties

■ Design Load Case

■ Structure Ultimate Strength Analysis

- Main shaft structure
- Frame structure
- Hub structure
- Pitch mechanism structure

■ Conclusion





Wind Turbine Classes (IEC 61400- I)

Wind Turbine Class	I	II	III	S
V_{ref} (m/s)	50	42.5	37.5	Values specified by the designer
A I_{ref}	0.16			
B I_{ref}	0.14			
C I_{ref}	0.12			

The parameter values apply at hub height and V_{ref} is the reference wind speed average over 10 min

- A designates the category for higher turbulence characteristics,
 - B designates the category for medium turbulence characteristics,
 - C designates the category for lower turbulence characteristics,
- I_{ref} is the expected value of the turbulence intensity² at 15 m/s.

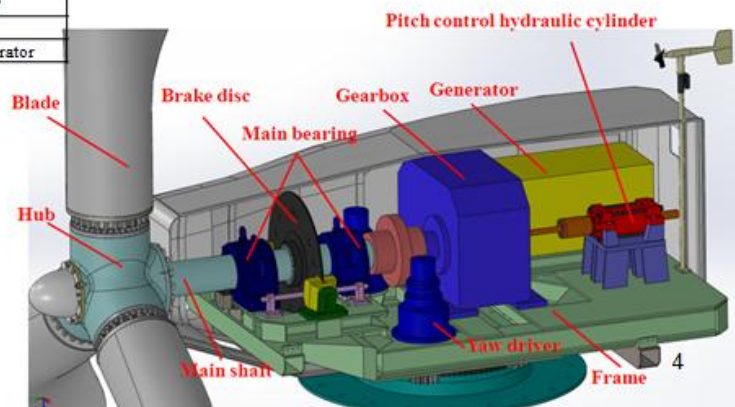


3



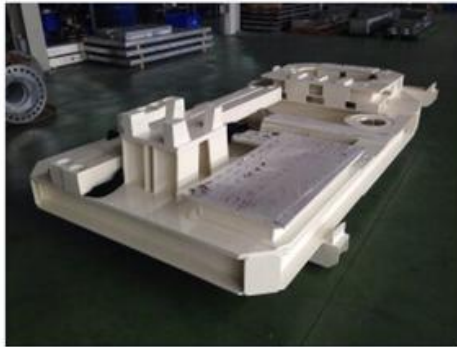
Wind Turbine Technology Specification(1)

Wind Turbine Classes	IEC61400 Class- I A
Rotor Orientation	Upwind
Rotor Configuration	3 Blades
Rating	150 kW
Rotor Diameter	22.8 m
Hub Height	50 m
Cut-In Wind Speed	3 m/s
Rated Wind Speed	14 m/s
Cut-Out Wind Speed	25 m/s
Rated Rotor Speed	48 RPM
Pitch Control	0°~85°
Yaw Control	-180°~180°
Gearbox Ratio	20:1
Generator Type	Induction Generator





Wind Turbine Technology Specification (2)



Frame



Blade(70% Glass fiber, 30% Carbon fiber)



50m Tower

5



Design Load Case(1)

Design situation	DL C	Wind condition	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factors
1) Power production	1.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{cut}$	For extrapolation of extreme events	U	N
	1.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{cut}$		F	*
	1.3	ETM $V_{in} < V_{hub} < V_{cut}$		U	N
	1.4	ECD $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}, V_r, V_r \pm 2 \text{ m/s}$		U	N
	1.5	EWS $V_{in} < V_{hub} < V_{cut}$		U	N
2) Power production plus occurrence of fault	2.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{cut}$	Control system fault or loss of electrical network	U	N
	2.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{cut}$	Protection system or preceding internal electrical fault	U	A
	2.3	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{cut}	External or internal electrical fault including loss of electrical network	U	A
	2.4	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{cut}$	Control, protection, or electrical system faults including loss of electrical network	F	*
3) Start up	3.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{cut}$		F	*
	3.2	EOG $V_{hub} = V_r, V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{cut}		U	N
	3.3	EDC $V_{hub} = V_r, V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{cut}		U	N
4) Normal shut down	4.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{cut}$		F	*
	4.2	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{cut}		U	N
5) Emergency shut down	5.1	NTM $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{cut}		U	N
6) Parked (standing still or idling)	6.1	EWM 50-year recurrence period		U	N
	6.2	EWM 50-year recurrence period	Loss of electrical network connection	U	A
	6.3	EWM 1-year recurrence period	Extreme yaw misalignment	U	N
	6.4	NTM $V_{hub} < 0.7 V_{cut}$		F	*
7) Parked and fault conditions	7.1	EWM 1-year recurrence period		U	A
	8.1	NTM V_{in} to be stated by the manufacturer		U	T
8) Transport, assembly, maintenance and repair	8.1	NTM V_{in} to be stated by the manufacturer		U	T
	8.2	EWM 1-year recurrence period		U	A

IEC 61400- I

Simulation tool: FAST

Focus on ultimate strength

DLC	Design load case
ECD	Extreme coherent gust with direction change
EDC	Extreme direction change
EOG	Extreme operating gust
EWM	Extreme wind speed model
EWS	Extreme wind shear
NTM	Normal turbulence model
ETM	Extreme turbulence model
NWP	Normal wind profile model
$V_r \pm 2 \text{ m/s}$	Sensitivity to all wind speeds in the range shall be analysed
F	Fatigue
U	Ultimate strength
N	Normal
A	Abnormal
T	Transport and erection
*	Partial safety for fatigue

6



Design Load Case(2)



Case	Fx	Fy	Fz	Fyz	Mx	My	Mz	Myz
DLC	(N)	(N)	(N)	(N)	(N-m)	(N-m)	(N-m)	(N-m)
1.3-38 1	58514	-639.71	-42876	42881	60525	23466	9053.2	25152
6.3-5	-6222.8	47717	-42568	63945	1503.5	17503	-13080	21850
5.1-12 4	-1542.4	12080	-64402	65525	7572.4	-53133	44260	69153
5.1-12 4	-4358.3	18827	-63736	66459	7495.3	-64866	40372	76404
2.2-173 5	18410	1249.6	-36633	36655	76395	4963.5	-2269.6	5457.8
1.3-40 6	-10329	5256.6	-29314	29781	45263	-11402	-105240	105860
1.3-26 2	-4088.7	-31566	-39739	50750	15146	124890	-13832	125650

**Hub Center Ultimate Load
(Main Shaft)**



Blade#1								
Case	Fx	Fy	Fz	Fxy	Mx	My	Mz	Mxy
DLC	(N)	(N)	(N)	(N)	(N-m)	(N-m)	(N-m)	(N-m)
1.3-38 1	19744	-10052	-64120	22155	40262	120320	-580.11	126880
6.3-4	-2210.6	15161	8142.1	15321	-98889	-23375	5087.7	101170
2.2-174 3	4265.7	4854.3	201090	6462.2	-12464	23612	-2020.5	26699
6.3-4	-1881	10526	6342.3	10693	-73655	-16423	5603	75463
1.3-20 2	18540	-10488	47852	21300	44254	123610	-743.51	131290
6.1-3	-129.01	3665.3	-251.02	3667.5	-48492	6071.6	6387.7	48871
Blade#2								
Case	Fx	Fy	Fz	Fxy	Mx	My	Mz	Mxy
DLC	(N)	(N)	(N)	(N)	(N-m)	(N-m)	(N-m)	(N-m)
1.3-38 1	15775	549.68	72496	15784	9648.2	97265	-423.86	97742
6.3-4	339.47	17022	6748.1	17026	-71531	-2733.9	-156.67	71583
2.2-174 3	3605.7	-5415.1	199090	6505.7	15166	19261	-2452.1	24515
6.3-4	-1764.3	21446	9590.5	21519	-99587	-15939	5041.8	100850
1.3-20 2	12378	2734.4	51917	12677	4042.6	78709	-938.13	78813
6.1-3	2452.3	-24130	5946.1	24254	125740	23296	-14886	127880
Blade#3								
Case	Fx	Fy	Fz	Fxy	Mx	My	Mz	Mxy
DLC	(N)	(N)	(N)	(N)	(N-m)	(N-m)	(N-m)	(N-m)
1.3-38 1	19223	2308.9	61907	19361	6981.8	118890	-192.39	119100
6.3-4	-6434.5	-31092	-4736.2	31751	172110	-36572	-970.3	175950
2.2-174 3	4204.5	-2436.7	214860	4859.6	7928.5	23519	-2051.2	24820
6.3-4	-6067.8	-30054	-4022.1	30660	175540	-34742	-803.34	178950
1.3-20 2	8496.8	1627.2	41198	8651.2	1819.7	55859	-531.85	55889
6.1-3	-133.33	15370	-6657	15370	-80783	6036.8	6733.4	81008

**Blade Root Ultimate Load
(Hub - Pitch Mechanism)**

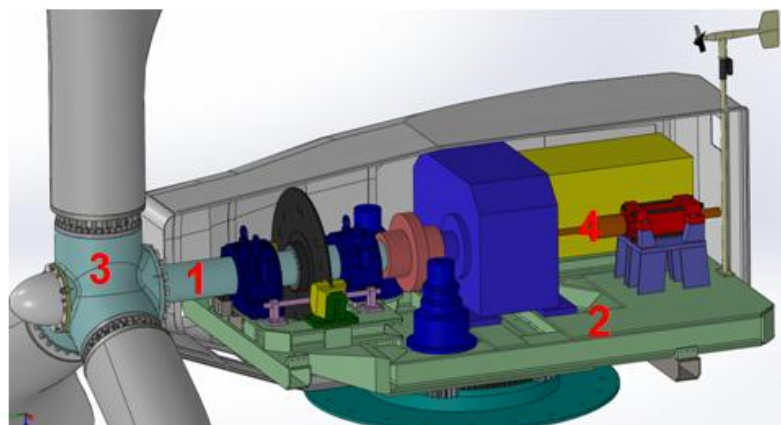
7



Structural Ultimate Strength Analysis



1. Main Shaft Structure
2. Frame Structure
3. Hub Structure
4. Pitch Mechanism Structure

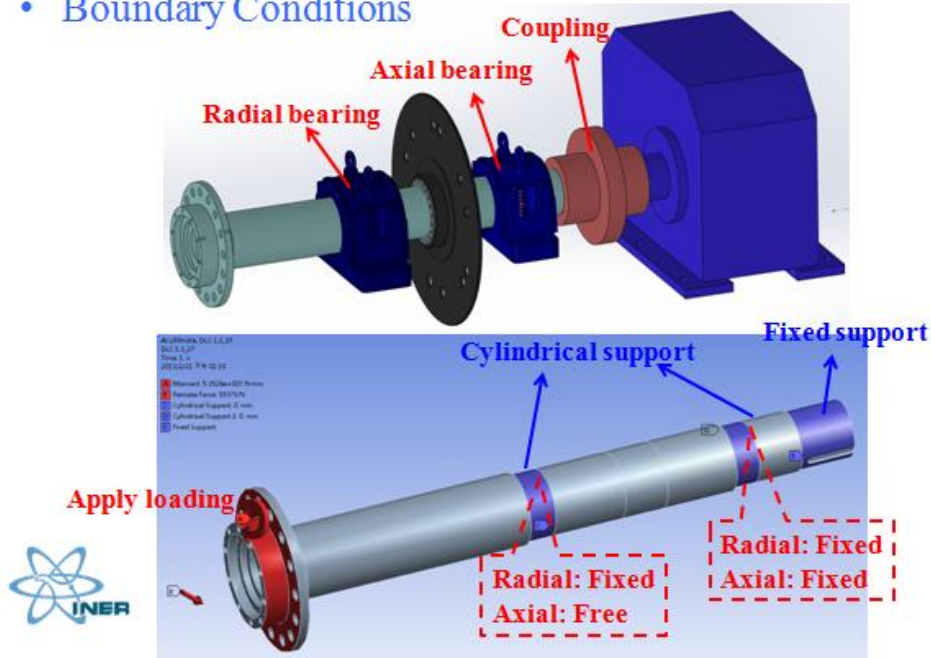


8



Main shaft Structure Analysis(1)

- Boundary Conditions

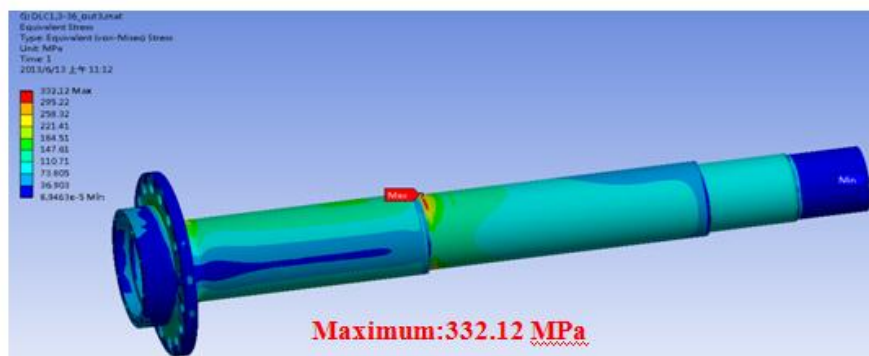


9



Main shaft Structure Analysis(2)

- von-Mises Stress

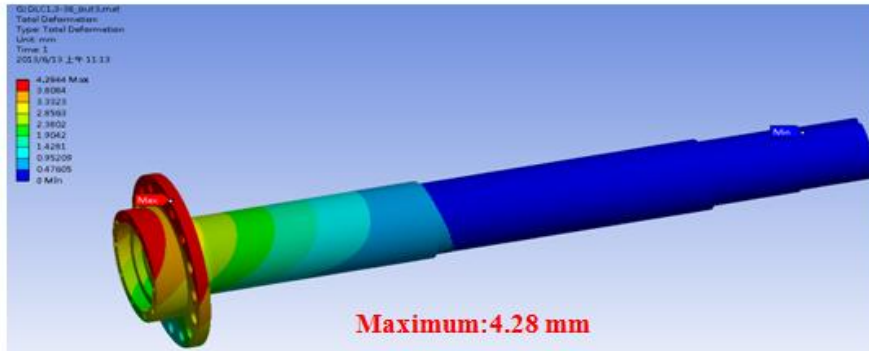


10



Main shaft Structure Analysis(3)

- Maximum Deformation

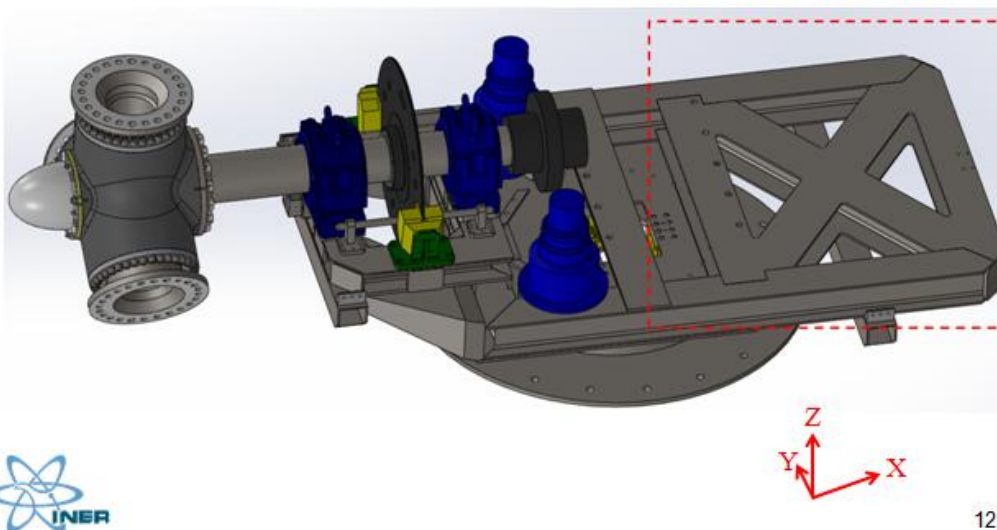


11



Frame Design

- X-Type Beam Design



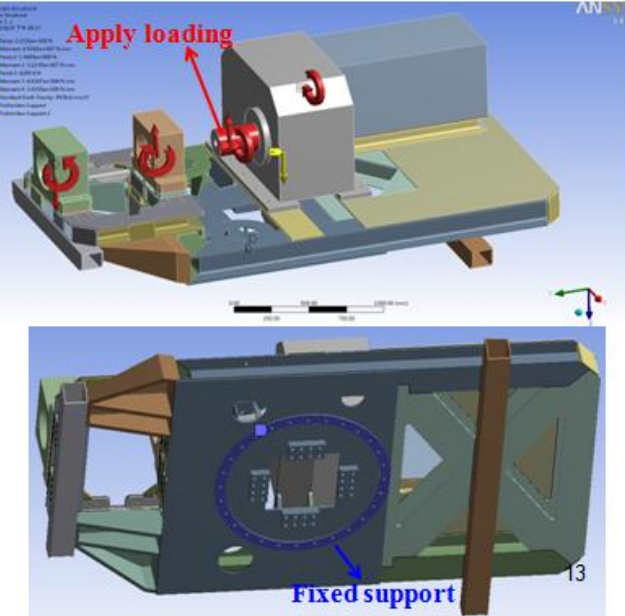
12



Frame Structure Analysis(1)

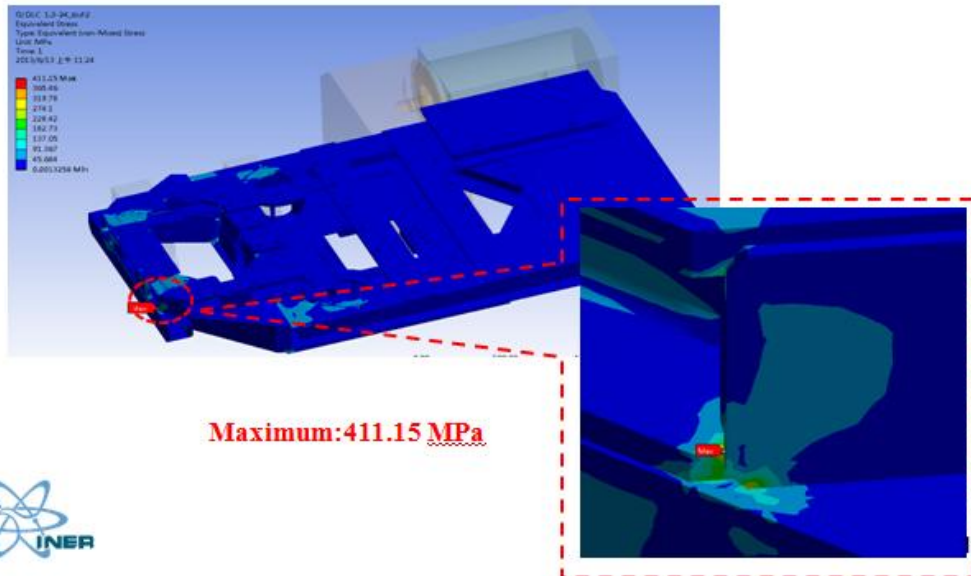
- Boundary Conditions

頂面軸承座							
DLC	Mx	My	Mz	Fx	Fy	Fz	
1.3-38.1	0	-9836.1	3032.91	0	-11645.1	-74466.9	
6.3-5	0	-11549.7	-22463.1	0	121995	-80508.6	
5.1-12.4	0	-41718.6	8951.31	0	-22745.7	-209259	
5.1-12.4	0	-45070.2	5148.09	0	-3197.7	-220995	
2.2-173.5	0	-13115.7	-1180.89	0	5370.3	-81303.3	
1.3-26.2	0	22579.2	7940.97	0	-55352.7	46982.7	
1.3-40.6	0	-14832.9	-34410.6	0	130473	-78763.5	
止推軸承座							
DLC	Mx	My	Mz	Fx	Fy	Fz	
1.3-38.1	0	6483.15	-2198.16	52516.8	10837.8	31437.9	
6.3-5	0	7744.23	15734.7	-5590.98	-76844.7	37611	
5.1-12.4	0	29519.1	-6719.22	-1396.98	32692.5	143676	
5.1-12.4	0	31985.1	-4035.42	-3925.98	19592.1	155673	
2.2-173.5	0	8979.84	861.057	16515	-4030.2	43541.1	
1.3-26.2	0	-17217.9	-5346	-3663.54	26211.6	-83871	
1.3-40.6	0	10441.8	25107.3	-12786.3	-122193	50904	
前軸座							
DLC	Mx	My	Mz	Fx	Fy	Fz	
1.3-38.1	54472.5	212.139	-63.7704	145.998	230.985	727.2	
6.3-5	1353.15	251.109	531.378	-9.5796	-2204.1	872.991	
5.1-12.4	6815.16	982.8	-224.217	8.79462	925.29	3907.8	
5.1-12.4	6745.77	1065.42	-133.704	3.49038	550.08	4250.25	
2.2-173.5	68755.5	296.235	41.7681	54.2169	-215.406	1079.91	
1.3-26.2	13631.4	-585.198	-178.578	-16.2621	732.105	-2589.57	
1.3-40.6	40736.7	353.457	851.895	-223.02	-3556.62	1477.08	
發電機							
DLC	Mx	My	Mz	Fx	Fy	Fz	
1.3-38.1	2723.625	10.60695	-3.18852				
6.3-5	67.6575	12.55545	26.5689				
5.1-12.4	340.758	49.14	-11.2109				
5.1-12.4	337.2885	53.271	-6.6852				
2.2-173.5	3437.775	14.81175	2.088405				
1.3-26.2	681.57	-29.2599	-8.9289				
1.3-40.6	2036.835	17.67285	42.59475				



Frame Structure Analysis(2)

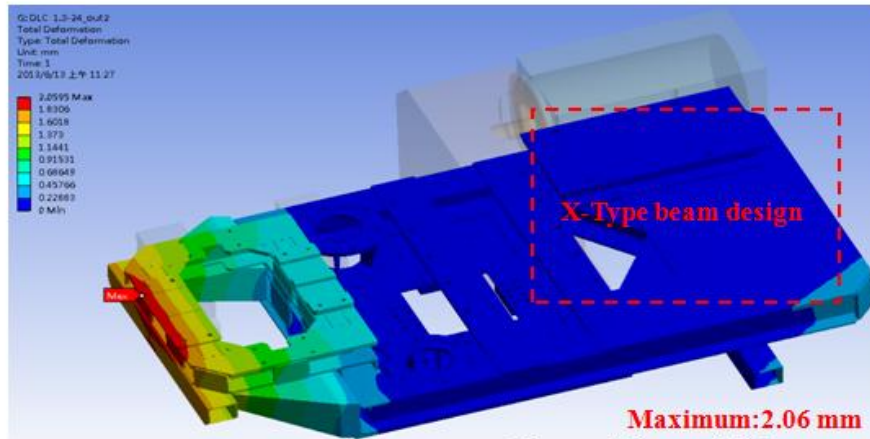
- von-Mises Stress





Frame Structure Analysis(3)

- Maximum Deformation

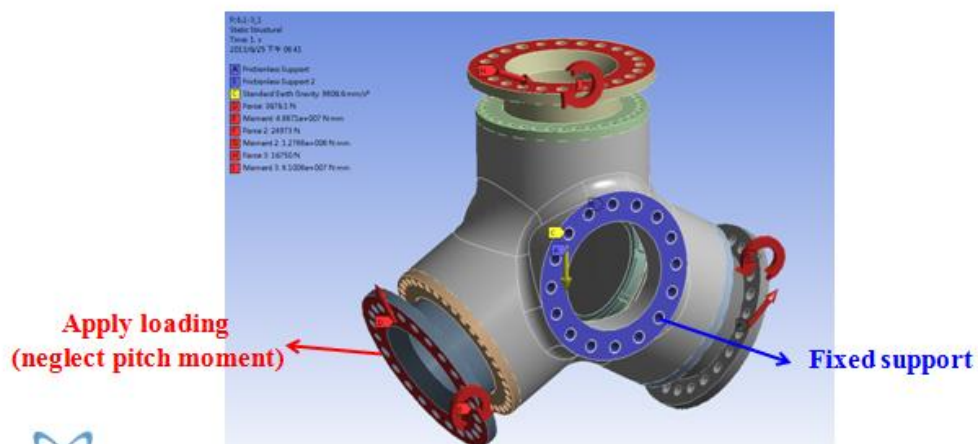


15



Hub Structure Analysis(1)

- Boundary Conditions

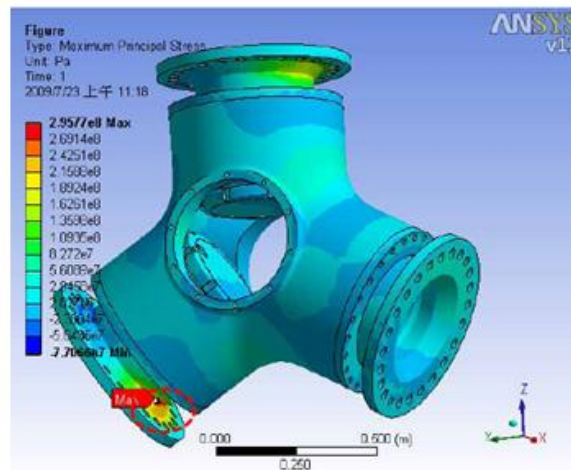


16



Hub Structure Analysis(2)

- von-Mises stress



Maximum: 295.77 MPa

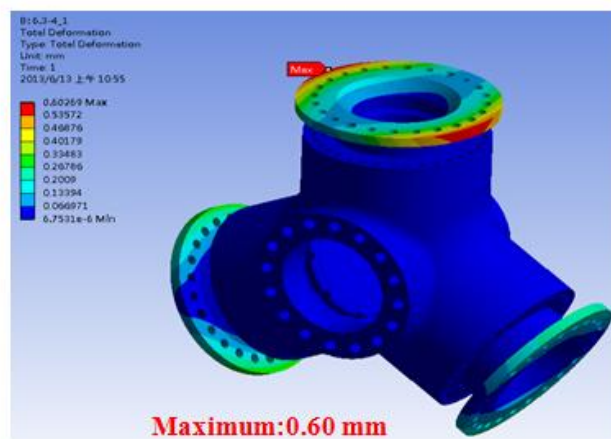


17



Hub Structure Analysis(3)

- Maximum Deformation



Maximum: 0.60 mm

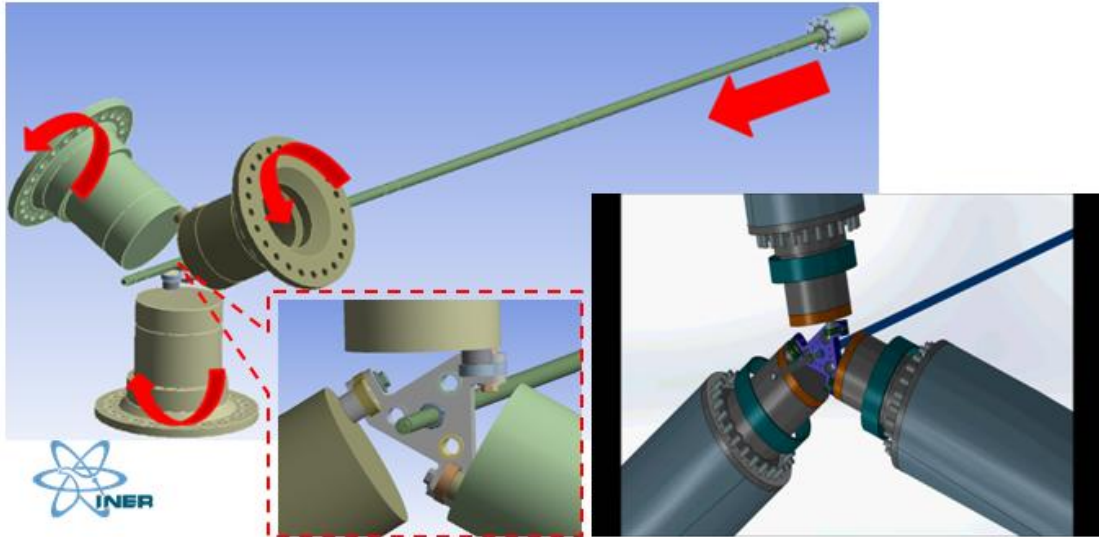


18



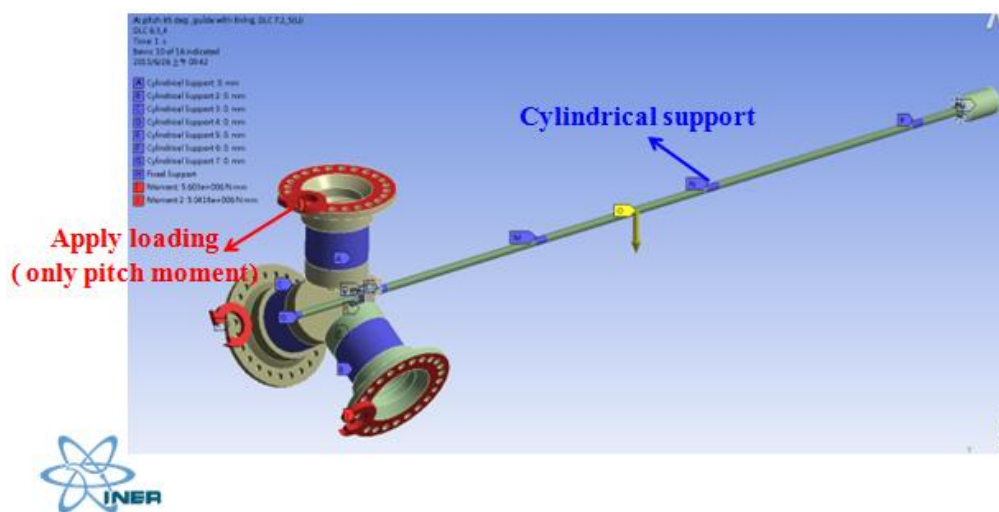
Pitch Mechanism Structure Analysis(1)

- Pitch Mechanism Motion



Pitch Mechanism Structure Analysis(2)

- Boundary Conditions

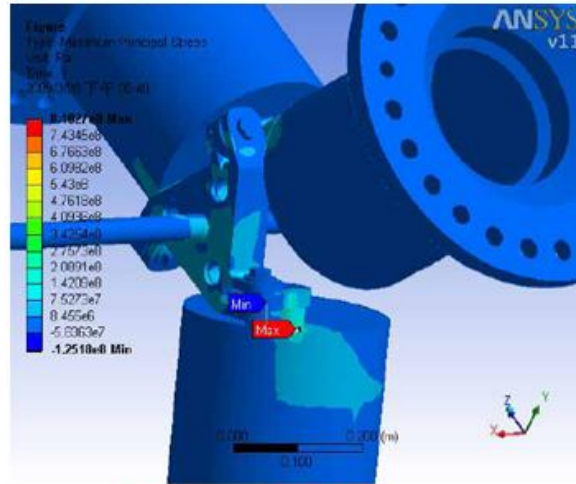


20



Pitch Mechanism Structure Analysis(3)

- von-Mises Stress



Maximum: 687.36 MPa

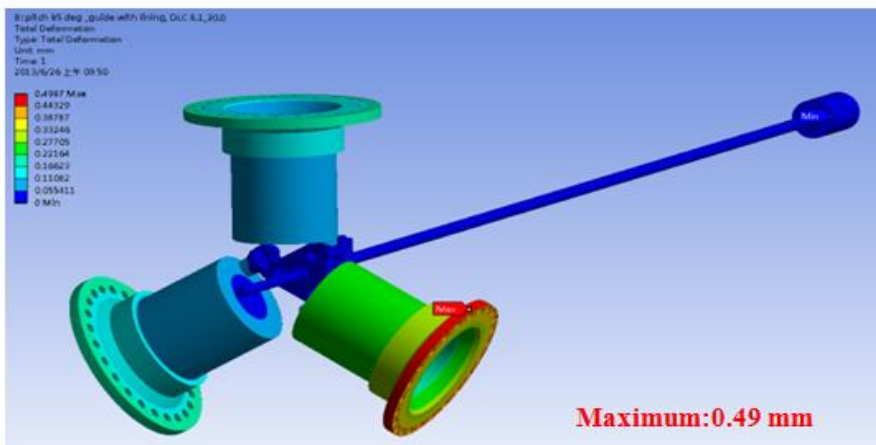


21



Pitch Mechanism Structure Analysis(4)

- Maximum Deformation



Maximum: 0.49 mm



22



Conclusion(1)

• Safe Factor

partial safety factor for Ultimate limit state analysis	γ_f loads $F_d = \gamma_f F_k$	γ_m materials $f_d = \frac{1}{\gamma_m} f_k$	γ_n Consequence of failure and component
1. Ultimate strength analysis $\gamma_n \cdot S(F_d) \leq R(f_d)$ $\gamma_f F_k \leq \frac{1}{\gamma_m \gamma_n} f_k$	1.35 (Normal) 1.1 (Abnormal) 1.5 (Transport)	> 1.1 > 1.2 (blade frame, etc) > 1.3 (rupture)	0.9 (class 1) 1.0 (class 2) 1.3 (class 3)
2. Stability			
3. Fatigue failure	1.0 (Normal) 1.0 (Abnormal)	Welded and structure steel Survival probability 97.7% $\gamma_m \geq 1.1$ Fiber composite survival probability 95% $\gamma_m \geq 1.2$	1.00 (class 1) 1.15 (class 2) 1.30 (class 3)

F_k : Characteristic value for the load
 f_k : Design values for materials
 f_k : Characteristic value of material properties
 γ_f : Partial safety factor for loads
 γ_m : Partial safety factor for materials
 γ_n : Partial safety factor for consequences of failure



Class1(fail-safe): Anemometer 、 Nacelle
Class2(non fail-safe): Blade 、 Hub 、 Main shaft 、 Frame
Class3(non fail-safe): Pitch mechanical 、 Brake mechanical 、 Yaw23 mechanical



Conclusion(2)

Component	Material	Yield Strength (MPa)	Safe Factor Require	Safe Factor
Main Shaft (Class2)	AISI 4140	800	1.20	$800/332=2.41 > 1.20$
Frame (Class2)	WEDOX 900	900	1.20	$900/411=2.19 > 1.20$
Hub (Class2)	AISI 4140	800	1.20	$800/295=2.71 > 1.20$
Pitch Mechanism (Class3)	AISI 4340	1000	1.43	$1000/687=1.46 > 1.43$





Thank You For Attention



25

附件 2、研討會發表論文

序号	题目	作者	单位
001	现阶段风电项目新特点及前期咨询工作应重视的几点问题	刘丽1 李敏2	1、新疆风能有限责任公司 2、新疆风电工程设计咨询有限公司
002	大功率风力发电机塔筒的模块化设计	侯文英 赵海龙	内蒙古科技大学
003	创新型管理模式在风电企业的研究与应用	张明杰 丛智慧	大唐（赤峰）新能源有限公司生产技术部
004	大型海上风机叶片根部强度分析	张东灿 王东 张启应	国电联合动力技术有限公司上海研发中心
005	三相电压不平衡时的双馈感应发电机性能的仿真研究	薛利晨 潘磊徐佳园 杨美玉	国电联合动力技术有限公司
006	关于幂定律风切变公式的应用研究	苏志勇1 尤扬2	1.北车风电有限公司济南 250022 2.WindSim China 北京
007	风电机组故障统计分析研究	张镇1 关书强2	1.中海油新能源琦泉平阴风电有限公司 2.中海油新能源二连浩特风电有限公司
008	风电齿轮箱油冷系统管路阻力研究	杨 胜 张奇虎	南车株洲电力机车研究所风电事业部
009	兆瓦级风机焊接结构件焊接工艺评定	周意普 李龙 曹小强	南车株洲电力机车研究所有限公司风电事业部
010	兆瓦级风力发电机组样机试制的工艺管理	周意普 王洪波 李龙	南车株洲电力机车研究所有限公司风电事业部
011	在德国的一个中国研发中心：三一的案例	Behzad Bigdeli	Exponential Advisor
012	探讨提高风场流体模型精度和可靠性的方法——测风塔风廓线调整及交互检验	尤扬，呼津华	WindSim AS

013	频率偏差对分散式接入的双馈风电机组性能影响的仿真研究	薛利晨, 潘磊	国电联合动力技术有限公司
014	风电场限电及行业问题探讨	王明军 高原生 蒋伟节 王周菊	东方汽轮机有限公司风电事业部
015	风电齿轮箱齿轮微点蚀现象及防止方法探讨	宋永乐 李光福 陈晓金戴先武 肖登陆	重庆望江工业有限公司
016	风电整机传动链动态特性分析	罗明轩 李毅 宋永乐向革 马朝玲	重庆望江工业有限公司
017	风机叶片的状态监测：损伤，结冰，过载	Dr. Dietmar Tilch, Dipl.-Ing. Daniel Volkmer, Dipl.-Ing. Frank Müller, Dipl.-Ing. Andreas Kühl, Dirk Schollbach	博世力士乐监测系统有限公司
018	现代风电机组性能监测的分析技术	Staffan Lindahl, Benoit Nguyen, Keir Harman	GL Garrad Hassan
019	风电场热带气旋极端阵风的评估	Christian Peake, Justin Cox	GL Garrad Hassan
020	在丹麦电力系统大规模风电并网中频率控制的动态模型	A. Basit ^{1,2} , A.D. Hansen ¹ , P. Sørensen ¹	1.Technical University of Denmark, Department of Wind Energy, Wind Energy Systems 2.Corresponding author
021	联网风电机组功率特性曲线研究	王宇峰, 曹恒, 周伟, 张晓峰	中铝宁夏能源集团有限公司贺兰山风电厂
022	一种基于强度分析的风力发电机塔筒优化设计方法	王永胜, 赵萍, 易权, 尚刚, 杨柳	南车株洲电力机车研究所有限公司
023	台风边界层中湍流场特征之研究	Tao Han ¹ , Andrew Cordle ² , Graeme McCann ²	1.GL Garrad Hassan, K.R. Poststraat 90, Heerenveen 2.GL Garrad Hassan, St Vincent' s Works, Silverthorne Lane, Bristol

024	基于物联网技术的风电机组油液在线监测系统	刘成才, 郭宏志, 王振尧, 赵一超	中国航空工业集团北京长城航空测控技术研究所
025	根据GL公司2005到2012的指导手册, 风机制造监督是项目认证的一部分	Tim Pöppel, Milan Ristow	德国劳氏船级社新能源认证中心
026	根据GL公司2010到2012的指导手册, 风电机组传动链动力学的认证要求	Tim Pöppel, Milan Ristow	德国劳氏船级社新能源认证中心
027	风电场全生命周期的风资源工作初探	胡威 ¹ 陈晓军 ²	1.新疆金风科技股份有限公司 2.中国国电中能电力科技开发有限公司
028	第二代150 kW风力机械结构安全分析	江宗翰、蘇煒年、賴文政	台湾行政院原子能委員會核能研究所
029	大功率风力发电机变流器结构的变革	Norbert Pluschke	赛米控(香港)有限公司
030	风力发电机组关键零件疲劳寿命分析	李建桥	德劳工业服务(上海)有限公司
031	节能导体材料铜铝复合母线在风电控制产品中的应用	黄吉祥	苏州华铜复合材料有限公司
032	双馈型风力发电机组低电压穿越关键技术研究	徐佳园	国电联合动力技术有限公司
033	如何消除小气候对风电场风电功率预测系统预测准确率的影响研究	王黎 韩志宇	法国美迪有限公司北方美迪风能工程(上海)有限公司
034	应用CFD技术研究林区对风流的影响: 森林模型参数、矫正和验证	蒋紫毓 王黎 付斌	法国美迪有限公司
035	12MW海上风电机组的概念研究结果	Anton de Roest	MECAL
036	中国海外太阳能和风能投资: 趋势与动因	谭晓梅 赵颖臻 Clifford Polycarp 白建文	世界资源研究所

037	机电变速系统基础上的变速风机	I. Erlich1 Markus Waldner2	1. University of Duisburg-Essen 2.Sustainable Energy Technologies GmbH
038	风力发电机组钢筋混凝土塔筒设计初步研究	李书文1, 祝磊1, 叶桢翔2	1.北京建筑大学土木与交通工程学院 2. 清华大学土木工程系
039	风能：关于传统电力生产对水健康影响的解决方案	Lance Noel, Regina McCormack	美国特拉华大学无碳一体化电力研究中心
040	为降低载荷及减少结构损害而改进的风电机组技术	Fritz Fahrner	SETEC-Windpower
041	将雷达应用到风电行业将是风力测定上开拓性的革命	Michael Harris	Zephir Ltd.
042	扩展长期的风能数据：工程模型与大气学模型的对比	Matthew Hendrickson, Pascal Storck Dawei Zhang	3TIER
043	新疆额河风区采用风电供热减少风电限电的经济可行性分析	付江	中广核风电新疆分公司
044	风电项目审批权限下放对行业发展的影响分析及对策建议	孙建淼, 卞恩林	国华能源投资有限公司
045	分散式风电场SCADA系统中关键技术的研究	田艳丰1 李贺1 邢作霞1 王刚2	1、沈阳工业大学 2、国网辽宁省电力有限公司电力科学研究院
046	风力发电机主控系统动态仿真实验台的开发与研究	邢作霞, 王雅光, 周志钢	沈阳工业大学
047	OC4项目的建模和仿真过程	黄宇同 符鹏程	北京鉴衡认证中心
048	风力发电机组电能质量测试评估	侯洪强 黄志文	北京鉴衡认证中心
049	曲线形态相似用于风电机组外部控制器一致性评价的研究	陈思敏 黄志文 杨天时	北京鉴衡认证中心

050	高原型风力发电机组认证	周新亮	北京鉴衡认证中心
051	控制系统有关安全部件的设计与评估	陈思敏	北京鉴衡认证中心
052	为减少风能预测误差，使用自回归及马尔科夫链的模型进行有效功率的评估	Marisciel Litong-Palima, Nicolaos Cutululis, Poul Sorensen	DTU, Wind Energy
053	从传动链效率角度浅谈风电场收益	孟庆顺、黄锐	金风科技股份有限公司
054	ATS-高混合型塔筒的概念实现中国风电行业未来增长	John Kop	MECAL
055	风电机组抗冰冻设计	陈棋、罗勇水、刘伟江、周民强	浙江运达风电股份有限公司,风力发电系统国家重点实验室
056	基于耦合动力学模型的整机动态特性仿真技术研究	张志弘 彭云 李双虎 杨振兴	金风科技股份有限公司
057	大型海上浮动式风机基础设计方法研究	李荣富 朱海飞	金风科技股份有限公司
058	直驱风电机组无功功率调节性能概述	艾斯卡尔	金风科技股份有限公司
059	极端波浪对海上风电机组载荷的影响	刘磊 白洛林 郑友守 张新刚	金风科技股份有限公司
060	大型海上浮动式风机基础系泊系统分析	杨勇	金风科技股份有限公司
061	金风风力发电机组防雷系统认证要点解析	黄金鹏	金风科技股份有限公司
062	由极端地质和环境条件形成的装机挑战	Jack Giles,Alice Maynard, Chris Garrett, Mathias Steck	GL Garrad Hassan
063	高分辨率SAR卫星反演资料在我国近海风能资源评估中的应用研究	常蕊1 朱蓉1 周荣卫1 叶冬1 张晓伟1 Merete Badger2, Charlotte Bay Hasager2	1 中国气象局风能太阳能资源中心 2 丹麦科技大学风能系, Risø国家实验室

064	风电轴承废油脂自动清除及集中回收系统	赵大平1 李云峰2	1.郑州奥特科技有限公司 2.国机集团洛阳轴研科技股份有限公司
065	在要求增加条件下风电机组供应商如何能够依旧减少生产成本	Dipl.-Phys. Florian Hanisch	Winergy
066	风力发电机组传动系统部件超单元建模研究	程人杰, 李喜梅, 杨洪源	北京鉴衡认证中心
067	风力发电机组传动系统动力学认证	程人杰, 李喜梅, 王迎雪, 王丹丹, 杨洪源, 张宇	北京鉴衡认证中心
068	风电机组专用低风速翼型数值模拟分析	田德, 李大宝, 邓英, 蒋剑峰, 王永	新能源电力系统国家重点实验室(华北电力大学)