離岸風力發電系統建置及併網系統衝擊分析研討

關鍵詞：離岸風力發電、電力品質、併網、系統衝擊分析、電力潮流、低電壓持續運轉

台灣世曦工程顧問股份有限公司／電機工程部／資深協理／黃郁文 ❶
台灣世曦工程顧問股份有限公司／電機工程部／技術經理／黃渡根 ❷
台灣世曦工程顧問股份有限公司／電機工程部／副理／陳彥均 ❸
台灣世曦工程顧問股份有限公司／電機工程部／正工程師／林俊傑 ❹
台灣世曦工程顧問股份有限公司／電機工程部／工程師／丁肇勤 ❺

摘 要 ABSTRACT

因應全球氣候變遷與環境永續，舉世各國無不戮力推展綠色能源，尤以風力發電與太陽光電發電等再生能源，在各國政府政策宣示及獎勵補助等措施的大力推動下，已為未來趨勢。台灣為四面環海之島國，自有能源匱乏另考量全球溫室效應，亦積極推動風力發電等再生能源發展。然風力發電系統併網，受風場變化及設備異常等因素將對既有電網造成電壓變動、電壓閃爍等影響，導致系統不穩定甚至影響電力公司及附近用戶之電力品質。本文將針對離岸風力發電系統併入既有電力系統所造成電壓變動、短路電流等衝擊影響進行探討，並提出範例系統衝擊分析，以供離岸風力發電系統建置規設參考。

壹、前言

目前國內已開發甚多陸域風場，並逐步開發離岸(offshore)風場，離岸風場風力發電機組容量大，所建置風力發電系統併網後，對既有電網系統衝擊較大，依據台電公司「再生能源發電系統併聯技術要點」[1]，風力發電系統併網前須作電力系統衝擊分析，項目包括電力潮流、故障電流、電壓變動及閃爍、暫態穩定度、功率因數、諧波管制以及低電壓持續運轉等，因輸配電網日趨複雜，其衝擊分析常需藉助專業軟體。根據衝擊分析結果，就系統面與設備面歸納出各項衝擊影響之關鍵因子，然後依據此分析說明風力發電機組電網規劃、設計應考慮之因素，以及各項因素與系統衝擊之關聯程度，並研提電網衝擊改善因應對策及各項對策優、缺點與所需配套措施。

貳、風力發電發展現況

世界風能協會(World Wind Energy Association, WWEA)於近期針對截至2013年底世界各國風力發電機組總裝置容量及新增之裝置容量進行統計[2]，總容量約318,529 MW，如圖1所示，各年度增加裝置容量如圖2所示。以2013年為例，相較於2012年之282,275MW僅新增35,550 MW，為2009年至今以來成長幅度最小之一年(2012年為最高44,609 MW)。但依據21世紀可再生能源政策網(renewable energy policy network of the 21st century, REN21)所發行全球再生能源現況報告(renewables global status report, REN21)[3]，說明風力發電於再生能源使用比例仍居上位，因其在間歇性能源使用效益高、碳排放量少，且單位面積之發電量相較於太陽能高，因此近期中國對於風力發電之投資日益增加，更於2009年一舉超越美國穩坐風能裝置容量之首趨國家，其現階段之裝置容量高

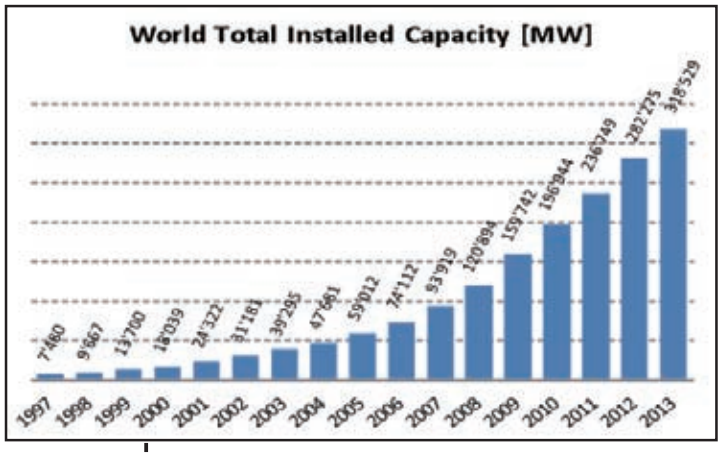


圖1 1997年至2013年全球風力發電總裝置容量[2]

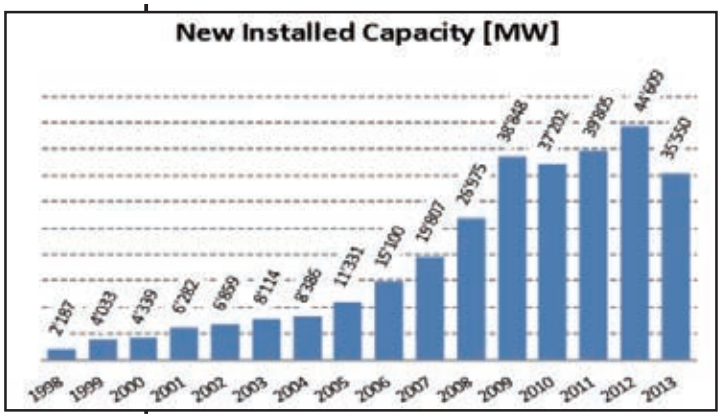


圖2 全球各年度風力發電新增之裝置容量[2]

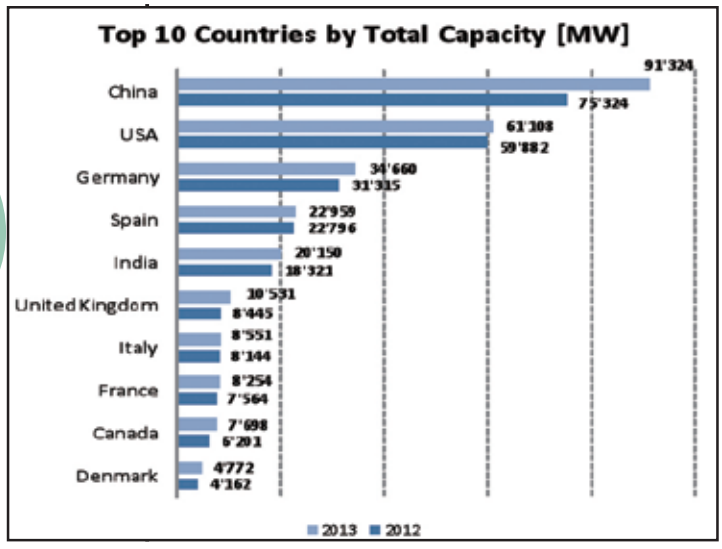


圖3 全球前十大風力發電裝置容量[2]

達91,324 MW，如圖3所示[2]。智利也於今年達到70 %成長率，墨西哥為70 %，丹麥則為34 %。預計2020年總裝置容量將超越700,000 MW，因此風力發電於全球再生能源產業將是未來發展、規劃、設計之主軸。

然因陸域用地限制及大型風場開發需求，離岸風力電場設置已為現行之趨勢，如圖4所示[4]。依據2013年WWEA報導指出各國離岸風力發電之裝置容量以歐洲發展最為蓬勃，其中以英國3,653MW為最高，亞洲地區則為中國389MW，如圖5所示[2]。我國經濟部能源局則於10月28日舉辦「風力發電離岸系統示範獎勵案簽約儀式」，啟動我國離岸風力發電計畫，預計民國 104 年完成 4~6 架示範機組，並預計於民國109 年完成總裝置容量 300 MW以上的示範風場，估計將可促進達新臺幣480億元之產值[5]。

參、離岸風力發電系統

離岸風力發電系統之風力機組佈設，需考量風場之地形、風勢、風向、氣候變化及風力機組之高度、直徑及轉速等因素。風力機組數目愈多，輸出愈穩定，然單機容量佔總風場容量不宜過大，避免單座風力機組失效時，對電力系統造成嚴重衝擊。惟以固定總發電容量(MW)而言，大型風力機組所需海域面積成本較低，故如何在風力機組容量與安裝數量兩者間取得最佳平衡點，是規劃系統架構中所應考量重要因素之一。

以苗栗離岸風力案為例，海上設置30組風力機組，每部風力機組額定容量為3.6MW，初期計畫為 2部機組，全區開發完成後總裝置容量達108MW(30部機組)，系統配置示意如圖6所示[6]。風力機組發電後經由塔架旁或塔架內變壓器升壓為3相3線33kV，經海底電纜(submarine

power cable)連接至陸上變電站，再升壓至3相3線69kV或161kV後，依台電「再生能源發電系統併聯技術要點」直接併聯至台電特高壓(69kV以上)電力系統。

然離岸風力發電系統架構，隨著輸電海纜佈設架構與變電站裝置於海上或陸上不同，整體供電系統架構將隨之不同，以下將就各種海纜佈設與變電站設置方式彙整評估比較。

一、海纜上岸方式

風機與變電站線路連接方式，於國際離岸式風機案例可分為二種方案，方案一：海上另設配電站集中數條電纜後，以一條海纜連接至陸上變電站；方案二：以數條海纜直接銜接至陸上變電站。就施工性、經濟性及可靠度綜合評估比較，如表1所示。

二、風機迴路設置方式

風機間海纜路徑集電線路(array cable)係由中高壓海底電纜所構成，而纜線佈設方式將影響風力電場建設成本。現階段國際工程案例中

圖4 離岸風力電場設置示意圖[4]

Position 2013	Country	Total Offshore Capacity 2013 [MW]	Added Offshore Capacity 2013 [MW]	Total Offshore Capacity 2012 [MW]	Total Offshore Capacity 2011 [MW]	Total Offshore Capacity 2010 [MW]	Total Offshore Capacity 2009 [MW]
1	United kingdom	3,653.0	705.1	2,947.9	1,524.6	1,341.0	688.0
2	Denmark	1,271.0	350.0	921.0	857.6	854.0	663.6
3	Germany	914.9	595.0	280.3	215.3	107.0	72.0
4	Belgium	571.5	192.0	379.5	195.0	195.0	30.0
5	China	389.6	0.0	389.6	222.3	123.0	23.0
6	Netherlands	249.0	0.0	249.0	249.0	249.0	247.0
7	Sweden	212.0	48.0	164.0	164.0	164.0	164.0
8	Finland	30.0	0.0	30.0	30.0	30.0	30.0
9	Japan	27.3	2.0	25.3	25.2	2.0	1.0
10	Ireland	25.2	0.0	25.2	25.0	25.0	25.0
11	Spain	15.0	5.0	10.0	10.0	10.0	10.0
12	Korea	5.0	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	Norway	2.3	0.0	2.3	2.3	2.3	2.3
14	Portugal	2.0	0.0	2.0	2.0	0.0	0.0
	Total	7,367.8	1,902.1	5,426.1	3,522.3	3,102.3	1,955.9

圖5 各國離岸風力發電裝置容量[2]

圖6 離岸風力發電系統配置示意圖[6]

海上風力電場內部集電線路常見佈設方式概分為放射形、複合環形等迴路形式[7]，其佈設方式、投資成本、故障成本、可靠性等評估比較，如表2所示。

複合環形佈設方式可以提高餘裕度，然電力開關系統操作較為複雜，且因連接風機數量加倍，故海底電纜額定功率亦需增加，於海底電纜製造和施工費用較為昂貴，並將增加線路與開關投資，若以目前國內平均收購電價來評估，所增加之發電效益無法彌補海纜增加之投資，因此，風力電場海纜佈設路徑仍採用放射形連接方式較為普遍。

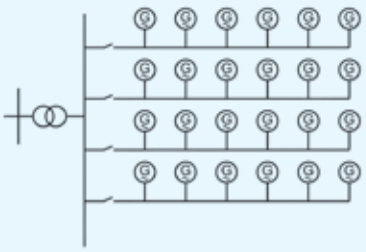
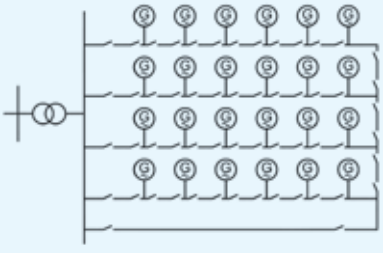
三、自設變電站設置方式

電網之配置必需考量電纜長度及輸電容量，以避免造成過多充電電流電力損失及佈纜成本增加。目前國外已有學者提出直流(direct current, DC)輸電方式，包括風力機本身AC(alternative current, AC)/DC轉換、變電站DC/AC轉換，雖然初期建置成本較高，但對於長期營運成本而言，其仍有其採用價值，且現今電子科技在半導體及AC/DC轉換器之電壓及容量方面進步快速，成本及可靠性應有其競爭性。不論是AC或DC系統，均需藉變電站來達成電力系統輸送。

表1 海纜上岸方式案例評估比較

案例 / 項目	方案一	方案二
系統架構	各風機分別連接至海上配電站，再以一條海纜連接至陸上變電站。	風機以數條海纜串接銜接至陸上變電站。
施工性	需設置海上配電站以匯集風機電力，再輸送至陸上變電站。	無需設置海上配電站。
經濟性(成本)	120%	100%
可靠度	配電站至陸上變電站海纜若發生事故，將中斷電力輸出，可靠度低。	風機以數條海纜串接，若發生事故時仍可保持部分風機正常送電，可靠度高。

表2 海纜路徑集電線路比較表

迴路型式	放射形佈設	複合環形佈設
系統電網連接示意圖[7]		
初期投資成本	低	高
故障機會成本	稍高	低
可靠性	低	高
裕度	低	高

常見自設變電站型式可分為海上與陸上變電站二種方式，若風場距離自設變電站位置過遠(約15km以上)，長距離輸電線傳輸將產生電容效應而造成損失並降低送電容量，為避免此損失需設置海上變電站。若風場位置於海岸線外鄰近處，因短距離輸電線路電容效應損失較小，則不需設置海上變電站，僅設置陸上變電站即可。海上與陸上變電站以設置費用、施工難易度及維修便利等因素，分析比較結果如表3所示。

肆、離岸風力發電系統併網範例系統衝擊分析研討

風力屬間歇性能源，其輸出發電量易受環境因素影響而變動，併入系統時將對既設電力系統之電壓變動、故障電流、電力逆送及諧波等造成衝擊，因此進行離岸風力發電系統規劃時，需執行系統模擬分析以確認符合經濟部發布之台電「再生能源發電系統併聯技術要點」規範要求。

表3 海上或陸上自設變電站差異分析

項目	海上變電站	陸上變電站
變電站實景		
設置費用	130%	100%
施工性	需設置海上平台建物， 海域施工技術層面高。	與一般地面建物相同。
維修性	變電設備維修需考慮船運或其他方式。	維修便利。

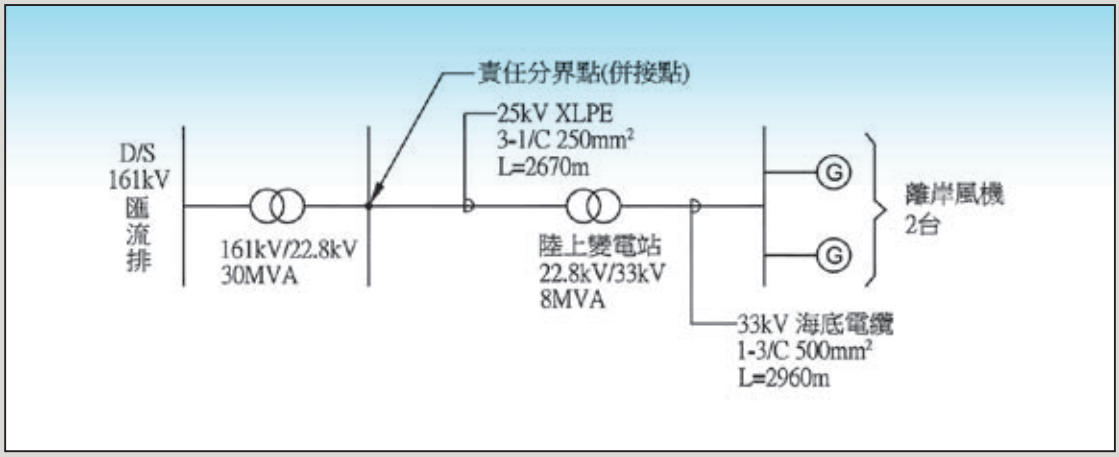


圖7 範例系統之架構單線圖

表4 範例系統風機併接點資料

項目	風場併接點資料	資料數據
1	額定電壓	22.8 kV
2	額定視在功率	4.6 MVA
3	最大三相故障電流	8.53 kA
4	最大三相短路容量	336.8 MVA
5	電網電抗/電阻比值 X/R	10.1
6	電網阻抗角 ψk	84.3度
7	最小三相故障電流	8.49 kA
8	最小三相短路容量	335.3 MVA
9	電網電抗/電阻比值 X/R	9.7
10	電網阻抗角 ψk	84.1度
11	斷路器額定電流	600 A
12	斷路器額定啟斷電流	12 kA

表5 範例系統風機基本資料

項目	風機基本資料	資料數據
1	廠牌型號	SIEMENS SWT-3.6-120
2	發電機種類	asynchronous
3	數量 n	2部
4	額定功率 PnG	3,600 kW
5	一分鐘平均視在功率係數 P1min	1.0057
6	十分鐘平均視在功率係數 P10min	1.0035
7	功率因數(於最大功率) λ	1.0
8	功率角	0度
9	額定電壓	690 V
10	風場於風機機艙高度之平均風速va	8.5 m/s
11	連續運轉於ψk=85度及va=8.5m/s之電壓閃爍係數Ci(ψk, va)	1.11
12	起動於額定風速及ψk=85度之電壓變動因數ku(ψk)	0.16

表6 系統衝擊檢討項目表

項　目	電力潮流	故障電流	電壓變動及閃爍	暫態穩定度	功率因數	諧波管制	低電壓持續運轉(LVRT)
特高壓系統(69kV以上)	✓	✓	✓	適用於併接161kV且其責任分界點所歸屬之變電站匯流排合計發電設備之容量在100MW以上者	✓	✓	✓(註)
配電系統(22.8kV以下)	(適用於離島及獨立地區之高壓系統)	✓	✓	離島及獨立地區之高壓系統，應符合該地區之要求個案檢討	✓	✓	—

註：低電壓持續運轉（low voltage ride through, LVRT）目前僅檢討併接於特高壓系統之風力發電設備。

以下將以目前本公司所執行之計畫為範例系統，作併網衝擊分析。範例系統架構單線圖如圖7所示，進行離岸風力發電系統衝擊分析前，需先取得風場併接點及風力機組基本資料，如表4及表5所示。範例風場內設有2部風力發電機組，裝置容量共為7.2MW。風力發電機組併接於22.8kV高壓系統，其併接點負載為4.6MVA，功率因數為0.9。範例風機系統併接於22.8kV高壓系統，其系統衝擊分析項目與方法需依台電「第一型及第二型再生能源發電設備併聯作業須知」[8]辦理，其電力系統衝擊分析檢討項目如表6第二列所示。

一、電力潮流

範例風力發電系統併接於22.8kV高壓系統因非屬離島及獨立地區，依據表6系統衝擊檢討項目表無需檢討電力潮流，意即無需檢討輸電系統之線路載流量及主變壓器過載情形。另外，依台電「再生能源發電系統併聯技術要點」第三條第五項第一款規定，再生能源併接於高壓系統，其允許逆送至特高壓系統之總計最大電力容量以不超過併接於主變壓器額定容量之30%。電力潮流模擬結果如圖8所示，最大逆送電力容量為3MW，為主變壓器額定容量之10%，符合規定要求。

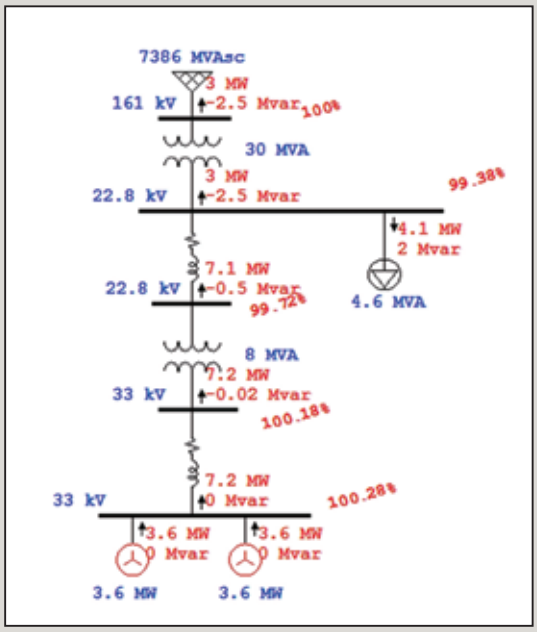


圖8 範例系統電力潮流模擬結果

二、故障電流

依據台電「再生能源發電系統併聯技術要點」第七條第一項第一款規定：發電機組送至台電公司系統之故障電流，不得造成台電公司及其他用戶斷路器之啟斷容量不足，否則應裝置限流電抗器，或負擔因此而更換之斷路器費用。與高壓系統併聯者，其發電機組加入後，系統三相短路電流應小於10kA。故障電流模擬結果如圖9所示，三相短路電流為8.8kA，符合規定要求。

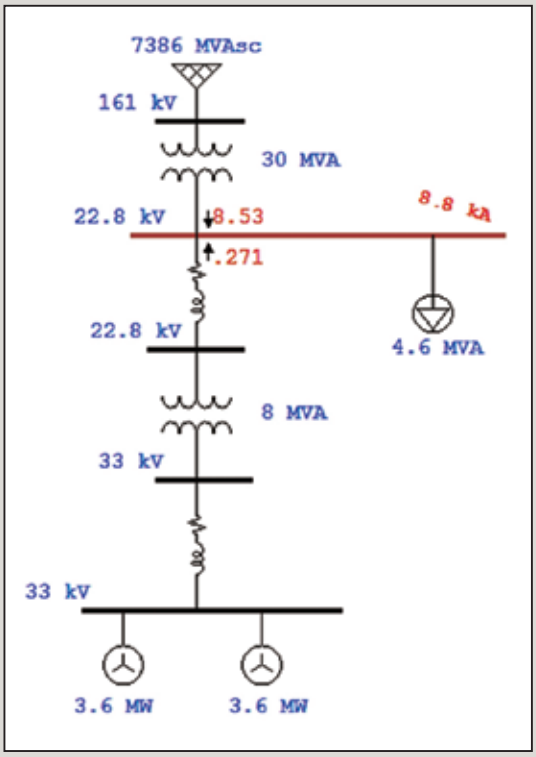


圖9 範例系統故障電流模擬結果

三、電壓變動及閃爍

(一)電壓變動

電壓變動分析主要是在檢討再生能源發電設備併接時，對輸配電系統電壓的影

表7 電壓變動率計算結果

一分鐘平均視在功率	$2\times3.6\times1.0057/1.0=7.24$ MVA
穩態電壓變動率	$\frac{7.24}{335.3}\times\lvert\cos(84.1°+0°)\rvert\times100\%=0.222\%$
併/解聯瞬間電壓變動率	$0.16\times\frac{3.6}{1.0\times335.3}\times100\%=0.172\%$

響情況。電壓變動分析係依據風機基本資料，如表5所示，計算穩態電壓變動率及併/解聯瞬間電壓變動率，在穩態電壓變動分析方面，其分析方法係先利用公式(1)[9]計算出風場併接點之一分鐘平均視在功率，接著再利用公式(2)[9]計算出穩態電壓變動率，公式(2)之計算結果需符合台電之±2.5 %規定。在併/解聯瞬間電壓變動分析方面，風力發電機組於額定風速時併/解聯至系統所引起之電壓變動幅度為最高，可利用公式(3)[9]計算之，公式(3)之計算結果需符合台電之±2.5 %規定。計算結果如表7所示，穩態電壓變動率為0.222%，併/解聯瞬間電壓變動率為0.172%，均符合±2.5 %規定。

$$S_{A,1min}=n\times P_n\times\frac{P_{1min}}{\lambda} \quad (1)$$

其中

$S_{A,1min}$：風場一分鐘平均視在功率

P_n：一部風力發電機組額定有效功率

P_{1min}：一分鐘最大相對有效功率

n：風力發電機組數目

λ：風力發電機組功率因數

$$d=\frac{S_{A,1min}}{S_{kV}}\lvert\cos(\psi_k+\varphi)\rvert\times100\% \quad (2)$$

其中

S_{kV}：風場併接點最小短路容量

ψ_k：風場併接點電網阻抗角

φ：風力發電機組功率角

$$d_k=k_u(\psi_k)\times\frac{P_{nG}}{\lambda\times S_{kV}}\times100\% \quad (3)$$

其中

$k_u(\psi_k)$：起動於額定風速電壓變動因數

P_{nG}：一部風力發電機組額定有效功率

S_{kV}：風場併接點最小短路容量

λ ：風力發電機組功率因數

(二)電壓閃爍

依據台電「再生能源發電系統併聯技術要點」第七條第二項第一款規定：發電設備併接於台電公司系統造成責任分界點電壓變動率，加計同一變電站或同一變壓器已核准併網電源之影響，不含系統背景值應維持高低各2.5 %以內。另外，台電「電壓閃爍管制要點」[10]第九條規定：負載變動次數每秒鐘1~3次，ΔVmax須在0.83%以下。其分析方法係先利用公式(4)計算出風力發電機組之長期電壓閃爍值，接著再利用公式(5)計算出電壓閃爍最大值

ΔVmax，計算結果如表8所示，最大電壓閃爍值為0.0203%，符合規定要求。

$$P_{lt} = \sqrt{n} \times C_i(\psi_k, V_a) \times \frac{P_{nG}}{\lambda \times S_{kV}} \quad (4)$$

其中

$C_i(\psi_k, V_a)$：年平均風速情況下閃爍係數

$$\Delta V_{\max} = 3.6 \times \Delta V_{10\max} = 3.6 \times \frac{P_{lt}}{3} \quad (5)$$

表8 電壓閃爍計算結果

長期電壓閃爍值	$\sqrt{2} \times 1.11 \times \frac{3.6}{1.0 \times 335.3} = 0.0169\%$
最大電壓閃爍率	$3.6 \times \frac{0.0169}{3} = 0.0203\%$

(三)暫態穩定度

台電「再生能源發電系統併聯技術要點」第七條第三項規定：併接161 kV以上特高壓系統，其責任分界點所歸屬之變電站匯流排合計發電設備容量在100 MW以上者，不得使台電公司系統之暫態穩定度降至規定值以下(345 kV系統三相故障臨界清除時間以4.5週波為標準；161 kV系統三相故障臨界清除時間以12週波為標準，若8至12週波應採用兩套全線段快速主保護電驛)；離島地區為獨立供電系統，併接於離島獨立高壓系統者，其系統穩定度應符合該地區之要求個案檢討。範例風力發電系統裝置容量僅為7.2 MW，小於100 MW，故不需執行暫態穩定度分析。

五、功率因數

依據台電「再生能源發電系統併聯技術要點」第七條第六項第一款規定：併接於特高壓系統以上之再生能源發電系統，責任分界點應具備功率因數調整能力：非風力發電機組之功率因數應具有90 %滯後至95 %超前運轉能力、風力發電設備於責任分界點功率因數具有96 %滯後至98 %超前運轉能力，並配合台電公司季節性負載特性調整設定。另外，第二款規定：併接於高壓以下之發電廠，責任分界點運轉原則：不論日間或深夜、例假日、國定假日及春節(除夕至元宵)等期間，得維持在100 %。範例系統使用之風力發電機為Siemens SWT-3.6-120，其功率因數均可在0.9 滯後至0.9 超前之間依需要調整，以補償風場內所需之無效功率，故在責任分界點(併接點)上能符合規定。

六、諧波管制

依據台電「再生能源發電系統併聯技術要點」第七條第七項規定：諧波污染限制應依台電公司「電力系統諧波管制暫行標準」規定辦理[11]，併接點在3,300伏特以下系統比照3,300伏特至22,800伏特系統標準辦理。表9為台電「電力系統諧波管制暫行標準」中有關各次諧波電流失真率之管制標準。範例系統屬自備發電用戶，故有關諧波之限制根據台電「電力系統諧波管制暫行標準」之規定，必須採用表9中Isc/IL < 20之限制值。表10為範例系統機型風力發電機組之諧波電流測試值及台電之諧波電流限制值。根據表10之資料以及公式(6)計算出總諧波失真率為2.61%。由表中資料可知，範例風場各次諧波失真率及總諧波失真率皆小於限制值，故符合規定。

$$I_{THD} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \times 100\% \quad (6)$$

其中

I_1：基頻電流值

I_h：第h次諧波電流值

表9 台電諧波電流失真率標準

Isc /IL	各奇數級諧波之限制值					THD(%)
	h<11	11≤h<17	17≤h<23	23≤h<35	35≤h	
20以下	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20～50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50～100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100～1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
1000以上	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

註：

1.本標準適用於3.3-22.8 kV系統。
2.偶次諧波為上述限制值之25 %。
3.對於34.5 V-161 kV系統為上述限制值之50 %。
4.自備發電設備之用戶一律採用Isc/IL小於20之限制值。
5.表中Isc為用戶責任點之短路電流值。IL為對既設用戶取12個月最大負載電流平均值；新設或增設用戶則取主變額定電流值。

表10 範例系統風力發電機組之各次諧波電流值

諧波次數	諧波電流 (% of I_n)	台電之諧波電流限制值(% of I_n)	是否超過限制標準	諧波次數	諧波電流 (% of I_n)	台電之諧波電流限制值(% of I_n)	是否超過限制標準
2nd	0.23	1.0	否	20th	0	0.375	否
3rd	0.90	4.0	否	21st	0	1.5	否
4th	0.11	1.0	否	22nd	0	0.375	否
5th	2.09	4.0	否	23rd	0	0.6	否
6th	0.11	1.0	否	24th	0	0.15	否
7th	1.24	4.0	否	25th	0	0.6	否
8th	0	1.0	否	26th	0	0.15	否
9th	0	4.0	否	27th	0	0.6	否
10th	0	1.0	否	28th	0	0.15	否
11th	0	2.0	否	29th	0	0.6	否
12th	0	0.5	否	30th	0	0.15	否
13th	0.11	2.0	否	31st	0	0.6	否
14th	0	0.5	否	32nd	0	0.15	否
15th	0	2.0	否	33rd	0	0.6	否
16th	0	0.5	否	34th	0	0.15	否
17th	0	1.5	否	35th	0	0.6	否
18th	0	0.375	否	I_{THD}	2.61	5	否
19th	0	1.5	否				

七、低電壓持續運轉

低電壓持續運轉(low voltage ride through, LVRT)係指在風力發電機組於併接點電壓降低時，該風力發電機組能夠持續併網不解聯，直到電網電壓恢復正常。依據台電「再生能源發電系統併聯技術要點」規定，當電力系統發生故障造成責任分界點電壓驟降時，風力發電設備必須能夠持續運轉，符合下列三點要求，台電LVRT規定如圖10所示。範例風力發電系統併接於22.8 kV高壓系統，依表6所示檢討項目，無需檢討低電壓持續運轉。

(一)發電設備於責任分界點電壓自低電壓開始時間(0.0秒)降低至額定電壓百分之十五時，應持續運轉至少0.5 秒以上。

(二)發電設備於責任分界點電壓恢復至額定電壓百分之九十以上時，應持續運轉。

(三)風力發電設備於責任分界點電壓高於圖10之實線，風力發電設備應持續運轉。

伍、結語

國外之風力發電設備標準、併網法規與裝置規則等日益完備，尤其是在標準方面，IEC、EN、IEEE、UL及ASTM等早已為業界所熟知並遵守。相對於國外，國內起步較晚，相關標準較少。但近幾年在產官學戮力積極合作下也已急起直追，訂定部分CNS國家標準供業界參考與遵循。

併網規設主要在瞭解台電之併網審查方式、依據與原則，然後針對風力發電對輸配電網之衝擊影響進行分析與探討。台電所訂立新的系統衝擊審查辦法，第一與第二類型之再生能源發電設備適用500 kW以上之系統衝擊審查辦法，審查項目包括電力潮流、故障電流、電壓變動及閃爍、暫態穩定度、功率因數、諧波管制與低電壓持續運轉等數項；第三類型之再生能源發電設備適用500 kW以下之系統衝擊審查辦法，審查項目包括穩態電壓變動、故障電流、諧波電流、各相間不平衡容量、直流成分與單獨運轉檢出等數項。各項系統衝擊分析結果不得逾越台電「再生能源發電系統併聯技術要點」以及其他相關辦法之規定，否則無法獲得併聯同意許可。

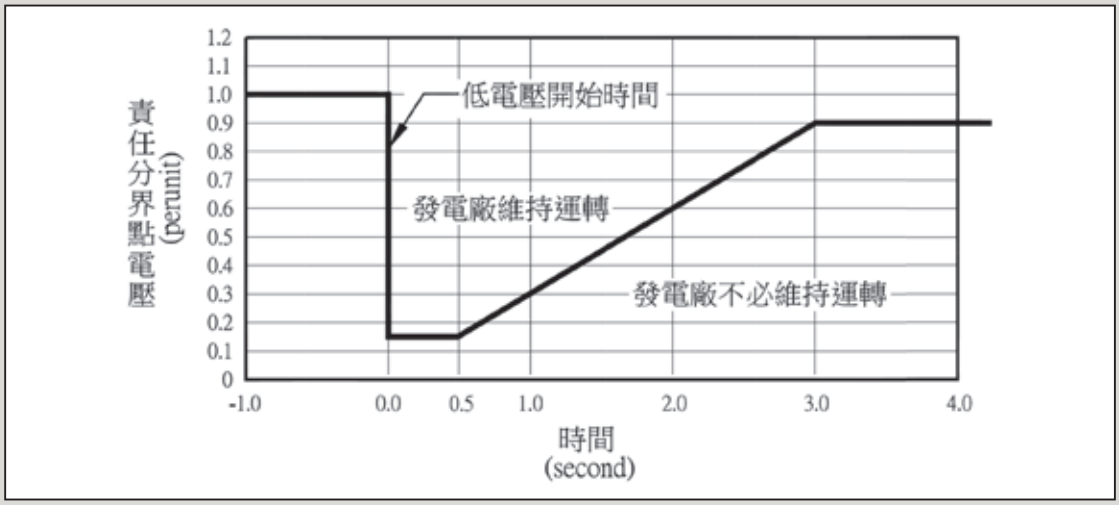


圖10 風力發電設備低電壓持續運轉規定

隨著科技的進步，風力發電機組之裝置容量越來越大，對於既有電網之衝擊也越來越大，目前可運用相關模擬軟體如ETAP、PSS/E、WAsP等作併網衝擊分析，並檢討調整風場電力系統架構，使其對既有電網之衝擊能降至合格範圍內，以確保整體電網安全性及提升供電品質。

參考文獻

1. 台灣電力公司，「再生能源發電系統併聯技術要點」，2009年12月。
2. WWEA，網址：http://www.wwindea.org
3. REN21, REN21 renewables global status report.
4. OffshoreWIND.biz，網址：http://www.offshorewind.biz/2013/09/09/the-netherlands-offshore-wind-turbines-better-with-hydraulic-pumps
5. 經濟部能源局，網址：http://www.moeaboe.gov.tw
6. 台灣世曦工程顧問股份有限公司，「海洋風力發電離岸系統計畫」簡報資料，2013年4月。
7. 中國電力系統自動化期刊，第33卷第11期，「海上风电场内部电气系统布局经济性对比」，2009年6月。
8. 台灣電力公司，「第一型及第二型再生能源發電設備併聯作業須知」，2012年10月。
9. 台灣世曦工程顧問股份有限公司，「太陽光電、風力發電及電動車充電站併入電力系統之衝擊因應」研發計畫期末報告，2012年11月。
10. 台灣電力公司，「電壓閃爍管制要點」，2006年10月。
11. 台灣電力公司，「電力系統諧波管制暫行標準」，1993年6月。