

高占比再生能源對電網影響初論

沈柏丞^{1*} 張嘉諳² 許文華¹ 張嘉舫¹

摘要

2016年6月我國能源局頒布修正再生能源推廣目標，2025年總體再生能源裝置容量將達27,423 MW，未來電力系統之再生能源占比將大幅提升。由於再生能源的間歇特性，將對電力系統運轉造成供電品質及可靠度的衝擊，隨著具備先進電力電子設備之大量非線性電源及負載加入，諧波對系統的影響將日漸明顯，另外高占比再生能源出力變動影響系統慣性的頻率響應，亦將改變電力系統的保護協調設定。若未具備因應高占比再生能源之所需配套與對策，日後非預期的停/限電次數及時間恐將增加，將對國家整體發展帶來威脅。本文章提出未來再生能源併網對臺灣電網衝擊的可能影響因素，了解高占比再生能源對我國電力系統的衝擊影響，提供後續政策推動與研究之參考方向，期我國未來的能源政策能順利推動。

關鍵詞：高占比再生能源，系統慣性，頻率響應，保護協調，諧波

1. 我國再生能源發展現況

目前臺灣90%以上的能源需求仰賴國外進口且傳統的火力及核能電廠興建不易，尋求替代能源填補未來屆齡除役電廠的電力缺口。因此我國政府於2009年公布再生能源發展條例(經濟部能源局，2009)，並於2012年推動實施「千架海陸風力機」、「陽光屋頂百萬座」等計畫，期藉由政策推動，促進再生能源的發展並達成提高能源自主應用。而後更展現推動再生能源之積極決心，將2025年的再生能源推廣裝置容量目標由原本的12.5 GW上修至27.4 GW，其中又以太陽光電及風力發電為最大宗，如表1所示，太陽光電及風力發電之裝置量分別提高至20 GW及4.2 GW。

更於2018年4月及6月完成離岸風機的遴選與競價，再次提高2025年離岸風電總裝置容量

表1 我國再生能源整體推廣目標裝置容量規劃 (單位：MW) (本研究參考彙整)

| 再生 能源類別 \ 目標年 | 2020 | 2025 |
|------------------|--------|--------|
| 太陽光電 | 6,500 | 20,000 |
| 離岸風力發電 | 520 | 3,000 |
| 陸域風力發電 | 814 | 1,200 |
| 生質能 | 768 | 813 |
| 水力 | 2,100 | 2,150 |
| 地熱能 | 150 | 200 |
| 累計 | 10,875 | 27,423 |

目標，預計2025年離岸風電總裝置容量將達5.5 GW，因此臺灣的離岸風電裝置容量將大幅領先全世界先進國家；我國太陽光電發展也不紅多讓，2025年將20 GW的太陽光電遍布於全臺各地，屋頂型太陽光電板將散布於中央公有屋

¹工業技術研究院 副研究員

²核能研究所能源經濟及策略研究中心 助理研發師

*通訊作者電話: 03-591-6180, E-mail: itriA60373@itri.org.tw

收到日期: 2018年08月31日

修正日期: 2018年10月29日

接受日期: 2018年11月07日

頂、工廠屋頂、農業設施、其他屋頂，集中型太陽光電將散布於鹽業用地、掩埋場及已受汙染土地、嚴重地層下陷區、水域空間等。

由於再生能源發電出力具有變動性與間歇性，在參考許多國外運轉經驗下，其可能對電網之供電可靠度、電力品質及運轉操作產生衝擊影響，故本文章將臺灣未來可能面臨的衝擊影響做簡單的說明，以作為後續提出相關解決方案之方向，並正視即將面臨的問題。

2. 再生能源發電對電網影響

臺灣即將邁入再生能源發電最快速發展階段，在配套、法規及制度尚未完善之下，冒然的大量投資具有一定的風險存在，本文章將從電力的角度觀看臺灣這幾年可能即將遇上的問題，例如：大量離岸風電是否使臺灣系統產生諧波共振影響、傳統機組是否有足夠的升降載能力應付再生能源出力變化、在再生能源替代傳統機組下的系統慣性，是否增加頻率的變動量及在大量再生能源併網下，系統保護協調是否重新協調，本文將依據上述四點作為這次的主要探討內容。

2.1 離岸風電諧波諧振對系統的影響

2025年，臺灣將至少擁有5.5 GW的離岸風電，除了離岸風機大量增加外，其它相關設備如調整電壓的Static Var Compensation (SVC)與

表2 IEEE 519-2014電壓諧波規範

| Bus voltage V at PCC | Individual harmonic (%) | Total harmonic distortion THD (%) |
|---|-------------------------------|---|
| $V \leq 1.0 \text{ kV}$ | 5.0 | 8.0 |
| $1 \text{ kV} < V \leq 69 \text{ kV}$ | 3.0 | 5.0 |
| $69 \text{ kV} < V \leq 161 \text{ kV}$ | 1.5 | 2.5 |
| $161 \text{ kV} < V$ | 1.0 | 1.5 ^a |

資料來源：IEEE Std. 519, 2014。

Static compensator (STATCOM)設備，海底電纜以及海陸變電站等，都將大量的加入電網中，而對於這些與離岸風電有關的設備往往皆為非線性負載，因此可能會帶來大量諧波進入電網並影響原系統，除諧波問題之外，由於海底電纜具有電容特性，而與電抗性電網或設備產生諧振電路時，將會有大阻抗的存在，若離岸風機諧波電流剛好與諧振點相近，即會產生更大的諧波電壓，因此當諧波電壓超過各國家所訂定的容許範圍時，如表2的IEEE 519-2014電壓諧波規範，可能會干擾電力設備運行，甚至減少電力設備使用壽命，並增加額外的電力投資(IEEE Std. 519, 1992)。除離岸風電外，未來臺灣將裝置20 GW的太陽光電，而太陽光電因需要電力電子設備(非線性負載)如inverter等，究竟對系統影響程度為如何，仍然是個問號。

以下為國外研究(Shan, 2017)對離岸風機諧波影響做的四項說明，如圖1之高壓交流(High Voltage Alternating Current, HVAC)與圖2之為高

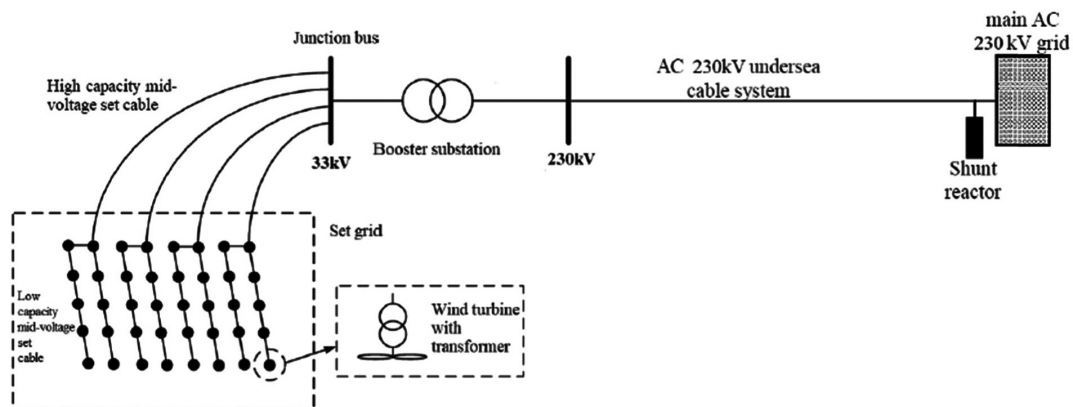


圖1 模擬風機諧波基本案例

資料來源：Shan, 2017。

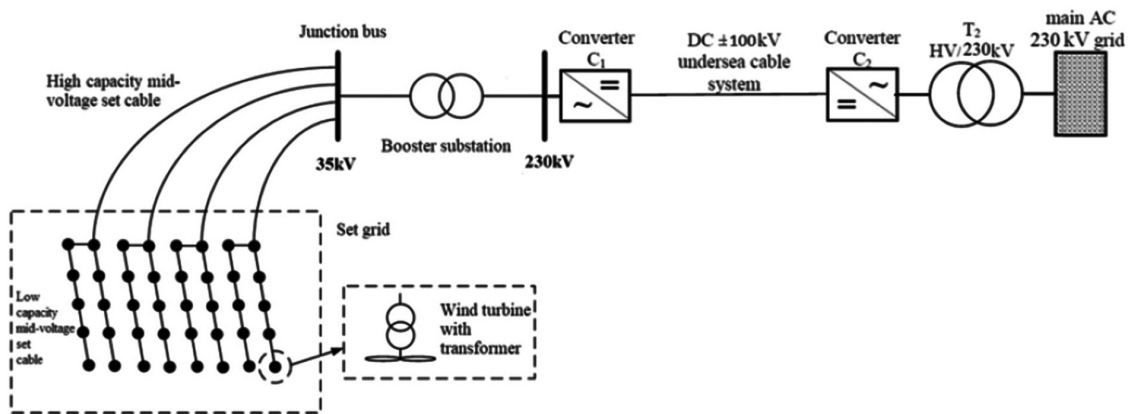


圖2 模擬風機諧波基本案例
資料來源：Shan, 2017。

壓直流(High Voltage Direct Current, HVDC)連結離岸風場與電網，兩個離岸風場皆分為8群，與各群具10台2 MW之永磁同步發電機(Permanent Magnet Synchronous Generator, PMSG)形式的風機，且總裝置容量為160 MW，以及風機運轉於功率因數1.0情況下，經由海底電纜傳送電力至總裝置容量200 MW的升壓變電站(Booster substation)，再藉由HVAC系統(圖1)或HVDC系統(圖2)併至電網。

(1) 高壓海底輸電線對系統影響

如圖3所示，當海纜為AC傳送時，其諧波共振點為33 Hz、148 Hz和313 Hz，共振阻抗依序為8.2 Ω、43 Ω和380 Ω，若海纜為DC傳送電力時，其諧波共振頻率與AC海纜很接近，最大

共振頻率為310 Hz，共振阻抗470 Ω，大於AC時的阻抗。由於風機為六脈波驅動的設備，因此風機會產生五次與七次諧波電流，根據模擬結果推論，使用DC傳送電力時，由於電網諧振點接近六次諧波，而諧振產生的大阻抗與系統阻抗相加後再乘上風機的諧波電流時，會引起較大的諧波電壓，且可能會超過電壓諧波規範所訂定的值，並對系統設備產生影響。

(2) 低電壓海纜長度對離岸風電諧波的影響

此為風場與升壓變電站間的海底電纜長短作比較，在同樣的電纜單位長度阻抗下，分別模擬3 km、5 km、7 km及9 km的海底電纜，如圖4所示，系統諧波共振點會因為海底電纜長度越長，而越接近五次諧波且共振阻抗也逐漸增

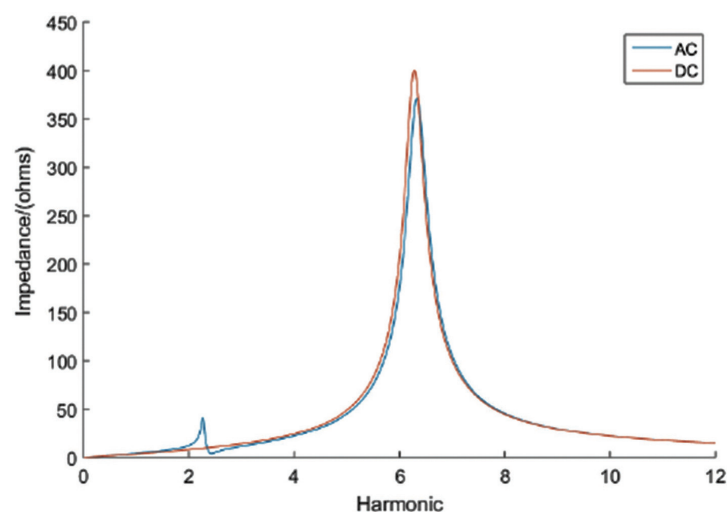


圖3 模擬AC或DC海纜對系統造成的諧波共振點比較
資料來源：Shan, 2017。

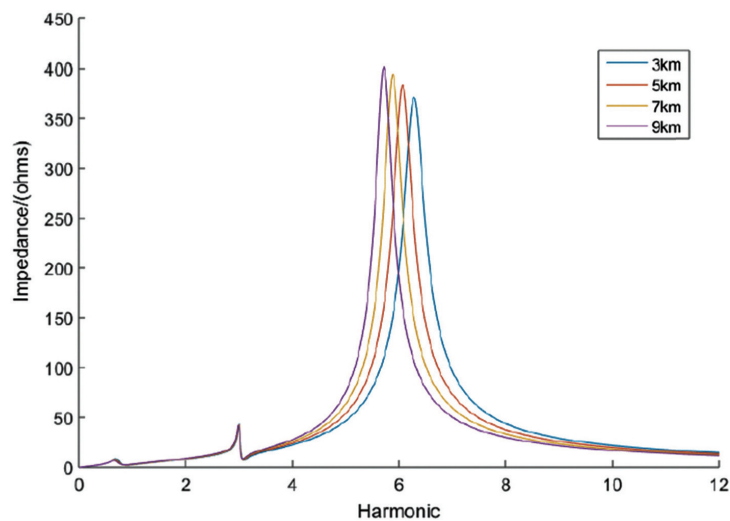


圖4 模擬風場與升壓變電站間的海底電纜長短對系統諧波共振的變化
資料來源：Shan, 2017。

加。根據模擬結果推論，此系統使用越長的海纜傳送電力時，由於電網諧振點與風機產生的五次諧波電流相近，所以會引起較大的諧波電壓。因此在未來臺灣離岸風電併網時，須注意海纜與海纜長度帶來的諧波影響。

(3) 低電壓海纜電抗性阻抗對離岸風電諧波的影響

在同海底電纜長度與同電容性阻抗下，模擬不同的電抗性阻抗對系統的影響，如圖5所示，海纜長度為3 km以及0.29 $\mu\text{F}/\text{km}$ 的電容性值與0.0991 Ω/km 正序阻抗，再分別模擬0.32 mH/km、0.45 mH/km、0.52 mH/km與0.6 mH/

km的不同電感性海纜，並進行分析。根據分析結果發現，越大的電感性海底電纜值造成的諧振點阻抗也越大且諧振點接近6次諧波，若總阻抗與風機諧波電流相乘後，便會產生更大的諧波電壓。

(4) 低電壓海纜電容性阻抗對離岸風電諧波的影響

在同海底電纜長度與同電抗性阻抗下，模擬不同的電容性阻抗對系統的影響，如圖6所示，海纜長度為3 km與0.0991 Ω/km 正序電抗，再分別以0.15 $\mu\text{F}/\text{km}$ 、0.20 $\mu\text{F}/\text{km}$ 、0.25 $\mu\text{F}/\text{km}$ 與0.30 $\mu\text{F}/\text{km}$ 不同的電容性值進行模擬分析。

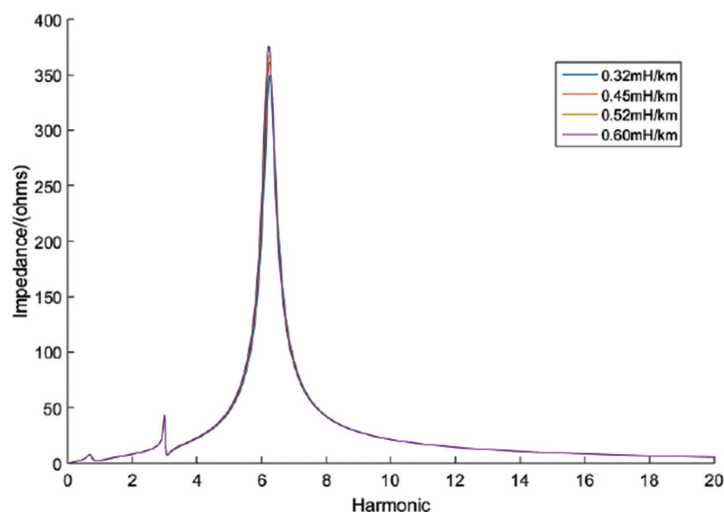


圖5 模擬不同的電抗性電抗對系統的影響
資料來源：Shan, 2017。

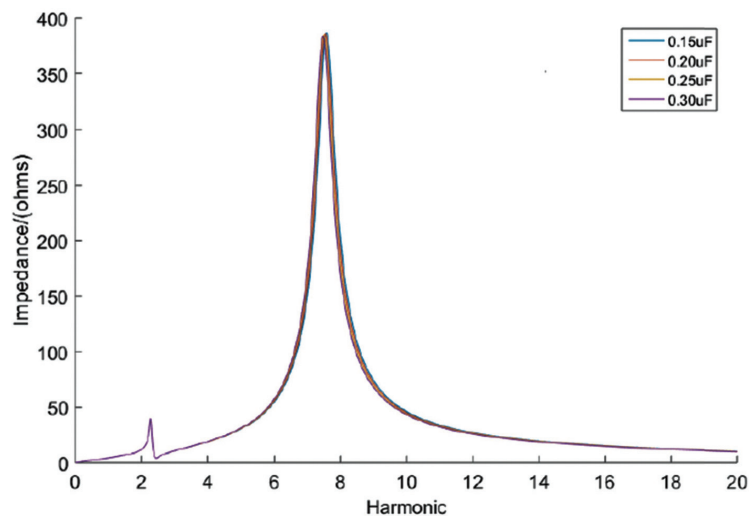


圖6 模擬不同的電容性電抗對系統的影響
資料來源：Shan, 2017。

根據分析結果推論，越大的電容性海底電纜值，會使諧振點稍微往7次諧波偏移，但諧振點阻抗並無太大變化，由於此系統諧振點與風機諧波電流源相近，因而產生稍大的諧波電壓。

根據上述四項諧波的模擬分析結果可發現，不論是哪种模擬情況，只要諧振點接近風機6脈波產生的諧振，都會增強風場的諧波電壓，因此未來在建置大型離岸風場時，須注意諧波對系統的影響，避免日後增加維護費用與運轉困難。

2.2 再生能源出力變化對系統的影響

由於再生能源的間歇特性，造成發電量不斷的變化，並且增加電網調度的困難性，若能先了解再生能源發電量的變化特性，將有助於電網人員的電力調度，包含機組排程與足夠的備轉容量等，因此再生能源的發電量變化成為往後研究再生能源的重要議題。本文為了解臺灣各區的再生能源出力變化，蒐集臺灣多處風力發電廠與太陽光電廠的歷史發電資訊，並統計105及106年間的再生能源發電量變化，為更了解臺灣各地區域的再生能源發電量變化情形，依圖7將臺灣分成北中南三大區域進行統計，以風力發電為例，北部共蒐集2處風場資訊，中部則為7處與南部1處，總計10處風力廠



圖7 將臺灣區分成北中南三大區域(本研究繪製)

址資料，以10分鐘為一筆資料為例，共統計兩年的時間，所以每一區間的資料量大約為10萬筆。蒐集資料格式如表3所示：

表3 再生能源歷史發電資料(本研究參考彙整)

| | | 風力發電 | 太陽光電 |
|------|----|------|------|
| 廠址 | 北 | 2處 | 3處 |
| | 中 | 5處 | 8處 |
| | 南 | 3處 | 5處 |
| | 總計 | 10處 | 16處 |
| 取樣時間 | | 2年 | |

2.2.1 不同時段下再生能源的出力變化

為了瞭解再生能源發電變化情形，本文統計北部、中部與南部各區域廠址的再生能源，於不同時刻下(以小時計算)，每十分鐘或每一

小時的升降載變化，且將變化量大小由小排至大，並依三種不同的統計方式呈現，統計方式分為最大發電變化量(淺藍色)、95th的發電量變化(深藍色)與平均發電量變化(紅色)情形，而圖形上半部為風力發電降載變化，下半部為升載變化，圖8為統計中部地區在各時刻下，以每十分鐘為一筆的風力發電變化量之統計結果，以及圖9為統計中部地區在各時刻下，以每一小時為一筆的風力發電變化量之統計結果，同樣的方式也應用於北部與南部風力發電統計中。

由統計結果得知，當風力發電在統計筆數越多的情況下，如同每10分鐘為一筆的資料量比每1小時為一筆的資料量還多時，發電變化

105&106年中部風電不同時刻下發電變化

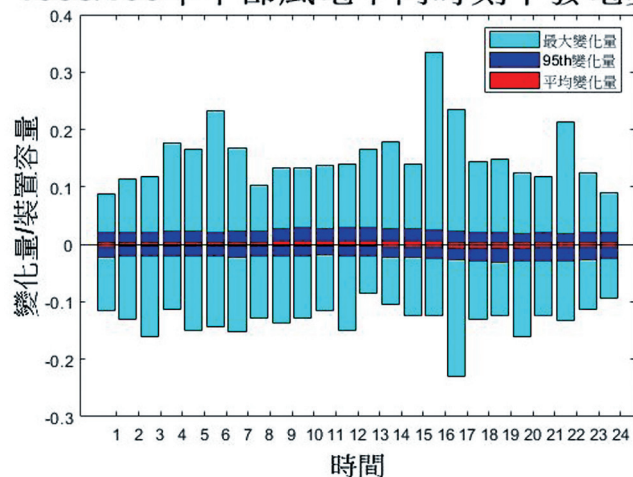


圖8 統計中部風力發電於不同時刻下的每十分鐘出力變化(本研究繪製)

105&106年中部風電不同時刻下發電變化

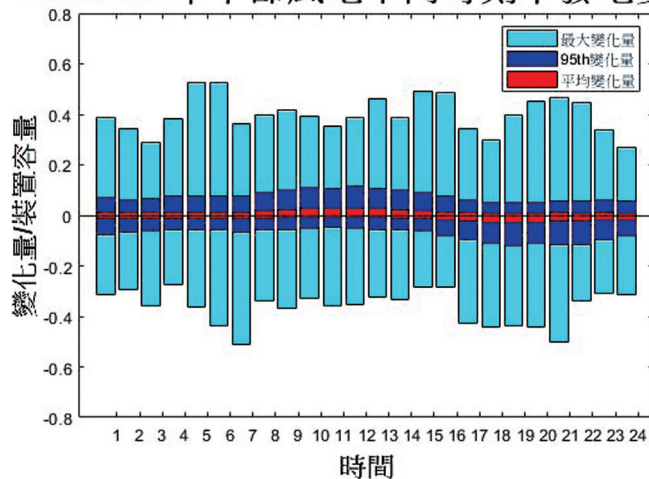


圖9 統計中部風力發電於不同時刻下之每小時出力變化(本研究繪製)

量會變小，而最大發電變化量>95th的變化量>平均發電變化量。圖10為統計中部地區在各時刻下，以每十分鐘為一筆的太陽光電變化量之統計結果，以及圖11為統計中部地區在各時刻下，以每一小時為一筆的太陽光電變化量之統計結果，同樣的方式也應用於北部與南部太陽光電統計中。

由結果得知中部地區的太陽光電，若以每十分鐘統計一筆出力變動的情況下，升載變化最為劇烈的時間主要落在上午10點至中午12點內，而降載變化最為劇烈的時段落在中午12點到下午1點間。若以每一小時統計一筆出力變動的情況下，升載變動較大的多落在上午10點至

11點，以及降載變動較大多落在下午1點到2點間。

統計總結論，假設調度時間以10分鐘與1小時的情況下做比較，當每次調度時間越短，再生能源出力變化影響就越小，就如同在這一小時內，由於10分鐘即調度一次，因次可以做6次調整，而若一小內只調度一次，調整空間就相對較小，對於調度人員可能就不易處理。目前臺灣電力調度時間為15分鐘進行一次，因此在未來若能將每次調度的時間縮短，將有助於系統應付再生能源出力變化的能力。

表4為105年與106年風力發電與太陽光電在一小時內連續升降載變化量的最大值，以

105&106年中部光電不同時刻下發電變化

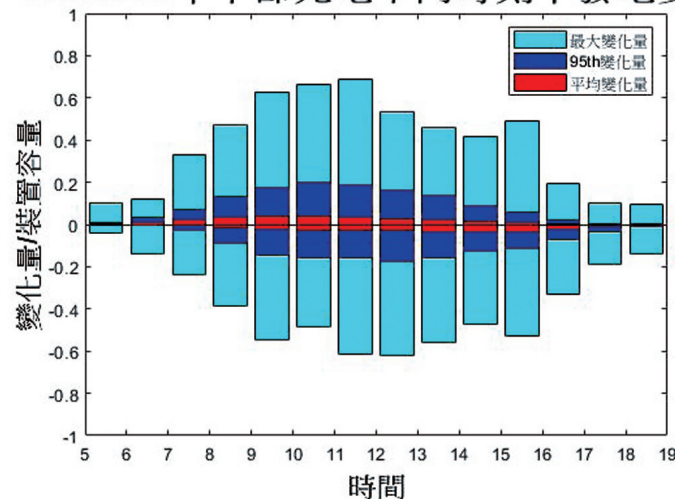


圖10 統計中部太陽光電於不同時刻下的每十分鐘出力變化(本研究繪製)

105&106年中部光電不同時刻下每小時發電變化

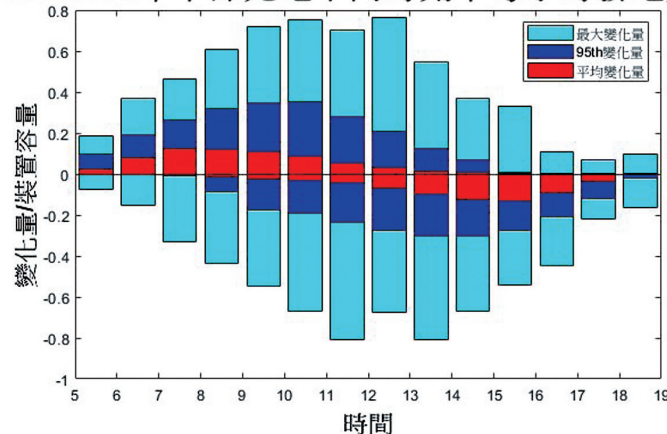


圖11 統計中部太陽光電於不同時刻下之每小時出力變化(本研究繪製)

表4 105與106年再生能源最大連續升降載變化量與發生時間(本研究參考彙整)

| 105年 | | | | |
|-----------|--------------------|----------------------|--------------------|----------------------|
| 類別 \ 升降載量 | 最大連續升載變化 (p.u.) | 發生時間 | 最大連續降載變化 (p.u.) | 發生時間 |
| 風力 | 0.0703 | 01/06 05:00~06:00 | 0.0609 | 03/20 06:40~07:40 |
| 太陽能 | 0.0732 | 07/16 09:30~10:30 | 0.0765 | 08/01 14:50~15:50 |
| 風力 + 太陽能 | 0.0620 | 01/11 20:50~21:50 | 0.0563 | 03/20 06:40~07:40 |
| 106年 | | | | |
| 風力 | 0.0559 | 03/19 08:50~09:50 | 0.0579 | 06/02 20:20~21:10 |
| 太陽能 | 0.0631 | 06/05 10:20~11:20 | 0.0730 | 07/06 14:00~14:50 |
| 風力 + 太陽能 | 0.0526 | 03/19 08:50~09:50 | 0.0540 | 06/02 20:20~21:10 |

2025年太陽光電裝置容量目標20 GW與風力發電裝置容量5.5 GW情況下推算，第一種計算方法：由105年的資訊推得風力最大連續降載變化量為0.335 GW及太陽光電最大連續降載變化量為1.530 GW，因此推得2025年最大連續變化量可能為1.865 GW，第二種計算方法：若使用105年風力+太陽光電的最大連續降載變化量值去算，推得2025年再生能源最大連續變化量可能為1.436 GW，兩者的差異可能的原因為第一種算法未考量到風力與太陽光電輸出的負相關特性(蕭子訓等，2018)，即太陽光電發電較高時，風力發電未必有相對較高之發電量輸出，因此未來需再做這兩種再生能源間的相關特性研究，並結合本文這次的研究後，才較符合實際。此時以2025年再生能源最大連續變化量1.436 GW考慮下，是否觸碰到台電的低頻卸載更為重要，若觸碰台電低頻電驛時，即影響供電可靠度，停電範圍的多寡視臺灣低頻卸載設計與電網是否足夠強韌，再者停電後的復電程序也將成為臺灣發展再生能源的另一項課題。

2.3 風機對系統慣性影響

風機的發電成本逐年下降，當具變速能

力的風機日益普及，風電將取代特定比例的傳統火力電廠，既有系統運轉的頻率控制方式必須隨之調整，目前系統頻率控制主要以火力電廠複循環機組為主，水力則作為快速反應備轉容量及頻率調整備轉容量，為了維持系統頻率品質，未來風力機也必須依照併網法規(grid codes)提供慣性響應(inertia response)以支持初級頻率控制(primary frequency control) (Muljadi *et al.*, 2012)。

風為不可控的能源，一般可限制風機出力，使風機在額定條件下不輸出最大功率，使得功率仍有控制餘裕，與傳統發電機之轉子類似，風機葉片的旋轉動能即是驅動此初級頻率控制機制的能量(Morren *et al.*, 2006)，此風機轉子的旋轉動能(E)與慣量常數(H)可分別以1式及2式表示，慣量常數可視為將其本身動能連續轉換為標稱功率之時間長短，一般大型電廠發電機的典型慣量常數約在2至9秒之間，風機之慣量常數約為2至6秒之間(Camm *et al.*, 2009)。

$$E = \frac{1}{2} J \omega_{\omega}^2 \quad (1)$$

$$H = \frac{E}{S} = \frac{J \omega_{\omega}^2}{2S} \quad (2)$$

其中：

J ：風機轉子慣量

ω_o ：風機轉子轉速

E ：風機轉子的旋轉動能

S ：標稱視載功率(nominal apparent power)

現今大多數具變速能力之風機均透過電力電子轉換器(converter)與電力系統連接，意即風機扇葉轉速與電網頻率解耦(decoupled)，風機葉片的旋轉動能並無法完全饋入電網。

本文以GE公司參加由Midwest Reliability Organization (MRO)於2017年秋季舉辦之可靠度會議中簡報為例，該簡報分析全系統發電機組單機最大裝置容量跳脫之系統頻率響應，該系統主要由水力機組組成，總裝置容量共14 GW，該研究分析跳脫相同容量(1,000 MW)機組之三個案例，分別為同步機、具慣量響應之風力機及不具慣量響應之風力機，由圖12可發現，不具慣量響應之一般風機之最低頻率(粉色實線)稍低於同步機案例之4% (藍色實線)，可見若以風機取代傳統火力機組，遭遇系統事故或風速變動情況，會得到較差的系統頻率響應。(Voges, 2017)

若依電業法修正條文第八條：「輸配電業

應負責執行電力調度業務，於確保電力系統安全穩定下，應優先併網、調度再生能源。」未來大量風機併網情況下，將取代相當數量之傳統機組，又加上風機慣量常數小於傳統發電機組，故可推測風機併網將對電網慣性響應(電網頻率)幫助有限。

2.4 再生能源與電網的保護協調性

從檢視以往高占比再生能源國家遭受電力系統事故的經歷之觀察，如2004年1月18日西班牙發生大停電，由於當時西班牙在輸電系統上遭遇短路事故，緊接著輸配電系統上併網運轉的風力機組因欠電壓的保護機制而引起大量風力機組瞬間跳脫，並加劇系統停電範圍，如圖13所示。另一案例，如2006年11月4日歐洲大停電，在事故發生後，歐洲電網輸電聯盟(Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, UCTE)解聯，並將電網分成西部、東北部、東南部三區，如圖14所示，由於各區電力供需不平衡，導致電網各自區域出現系統頻率過高或過低的情況。此外，由於當時大部分的風機最低允許運轉頻率為49.5Hz，根據統計在事故

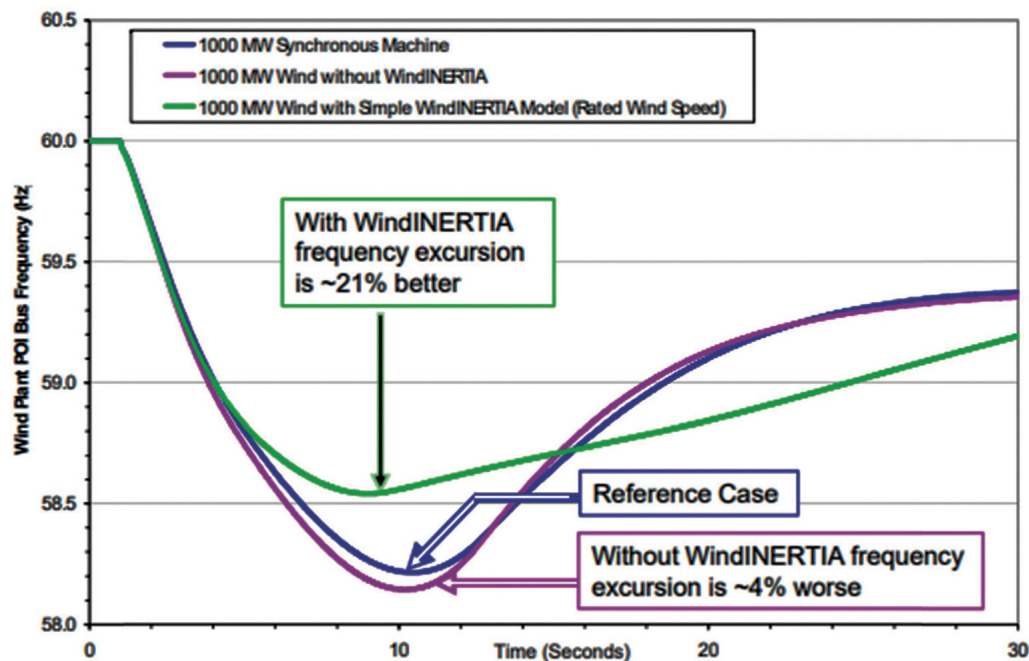


圖12 跳脫最大機組之系統頻率響應圖
資料來源：Voges, 2017。

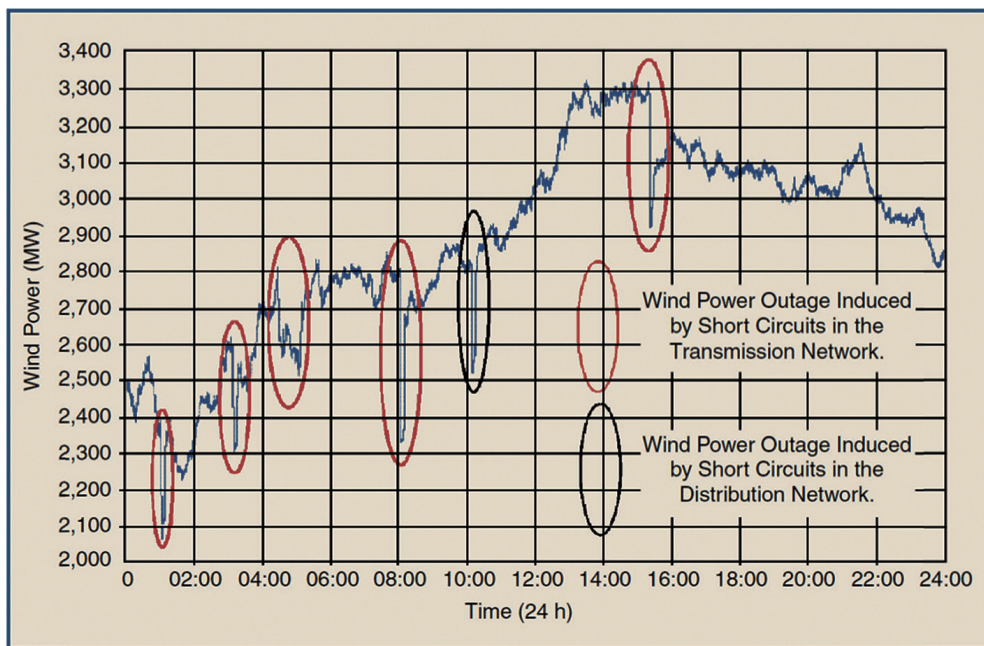


圖13 2004年西班牙停電事故導致風力發電跳脫
資料來源：Eriksen *et al.*, 2005。

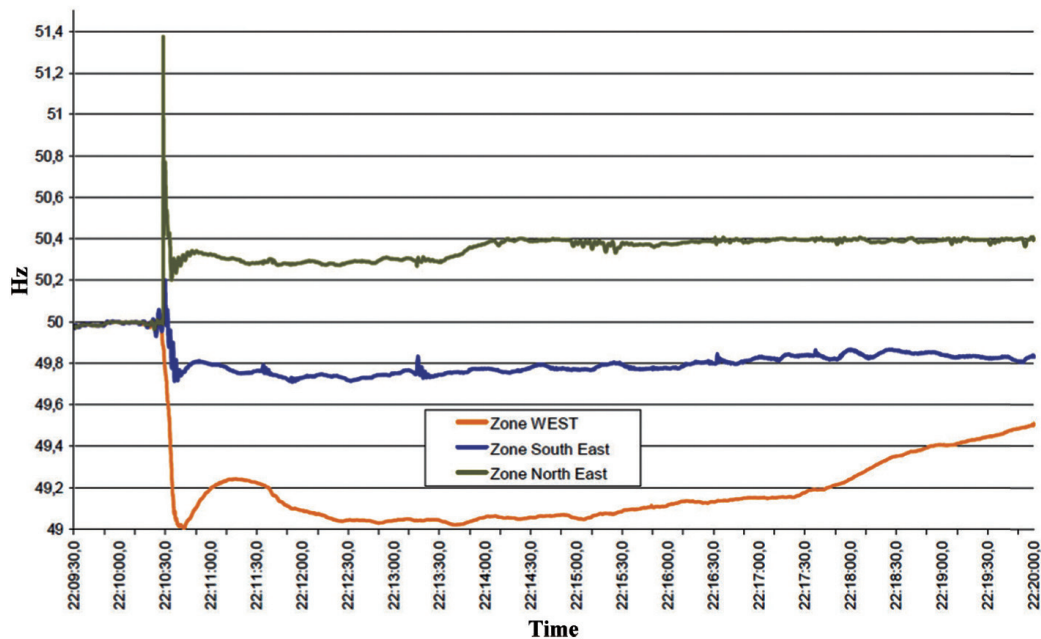


圖14 歐洲大停電UCTE解連後各區之頻率曲線
資料來源：UCTE, 2007。

發生後西部地區於22:10至23:00時間內，就有4892MW的風機發電量與電網解聯，如圖15所示。因此若在當時再生能源有適當的電壓/頻率故障穿越曲線，以確保事故發生時再生能源不輕易跳脫，並提供其它電網輔助的能力的話，不致於引起大規模的停電事故。

故障穿越曲線可能與再生能源設備的能力、電網的承受能力以及傳統電廠機組能力之間的保護協調有關，如Western Electricity Coordinating Council (WECC)在2007年發表風場電壓持續運轉能力的白皮書中說明電壓故障穿越曲線(Voltage Ride Through, VRT)訂定的方

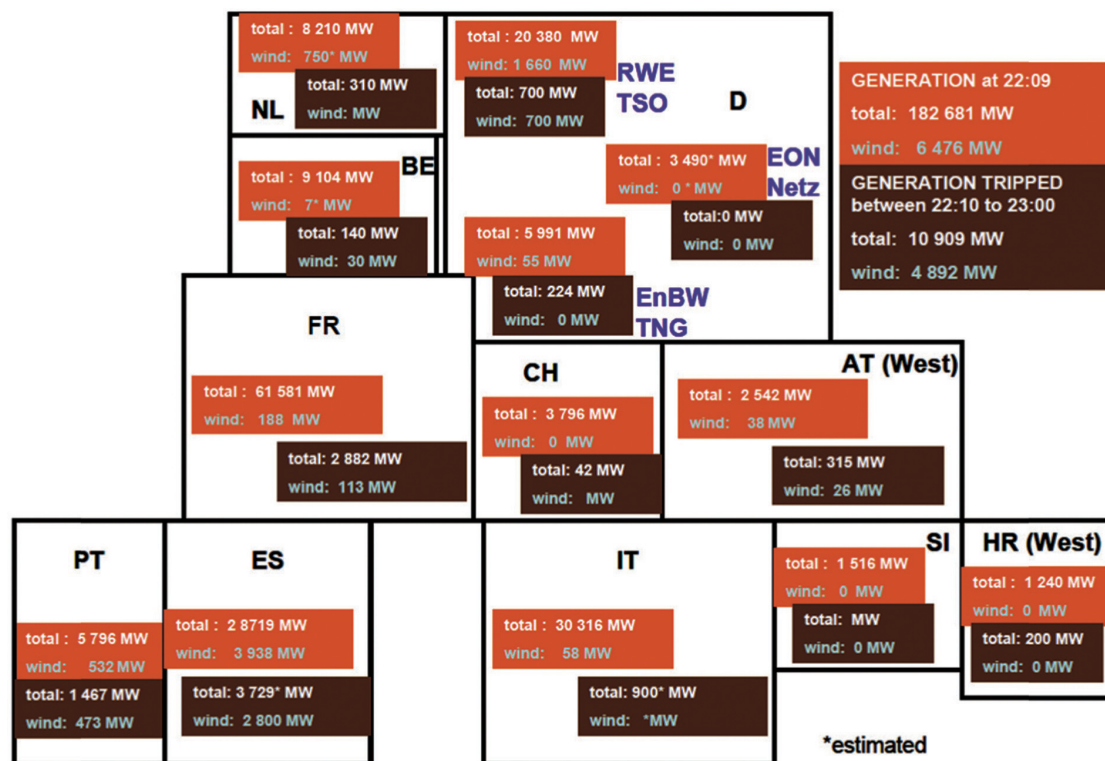


圖15 UCTE西部電網各區發電機跳脫量
資料來源：UCTE, 2007。

式(WECC, 2007)，此文獻中提及WECC制定電壓故障穿越曲線其原因為解決風力發電所帶來的可靠度問題，訂定此曲線有助於維持美國西部互連電力網的可靠度，並且於文中指出WECC在訂定新版本的LVRT(Low Voltage Ride Through, LVRT)曲線後，將此曲線與電網中既有同步機組特性進行分析，確認既有傳統機組不會與新曲線有相衝突之處。

WECC VRT所規範的併接點為POI點(Plant point of interconnection)係指發電廠升壓站高壓側端，於POI所測量的電壓須符合標準，且說明WECC於制定原則上分為四個電壓邊界的區域進行考量分析如圖16：

- (1) 正常電壓及緊急電壓-電壓容許值(參考圖17 ANSI C84.1)
- (2) LVRT-三相故障清除邊界

在故障正常清除時間內(包含Relay反應、偵測等時間)發電機須保持運轉且規定此要求不適用於發生在發電機出口端至發電廠升壓器高壓側端之間的故障。為確定一

個合理的三相故障清除邊界的時間，WGTF (Wind Generation Task Force, WGTF)調查其電網下各電力公司具代表性的電驛動作樣本紀錄，列出故障發生位置於測距電驛所設定Zone 1區域的故障平均清除時間如圖18，此舉動同時瞭解WECC電網上保護電驛協調設定值及避免未來LVRT曲線設定值與現有電網保護協調之間不合理之處。註：Zone 1定義為故障發生位置距離測距電驛為總線路長度75%以內。

(3) LVRT-電壓恢復時間

WECC作法同第(2)項調查故障發生位置測距電驛所設定Zone 2區域的故障案例清除時間推測而出如圖19。註：Zone 2定義為故障發生位置距離測距電驛超過總線路長度75%。

(4) HVRT(High Voltage Ride Through, HVRT)-高電壓邊界

風場可能因故障清除後產生的高電壓使風機因自身保護機制而跳脫，制定HVRT

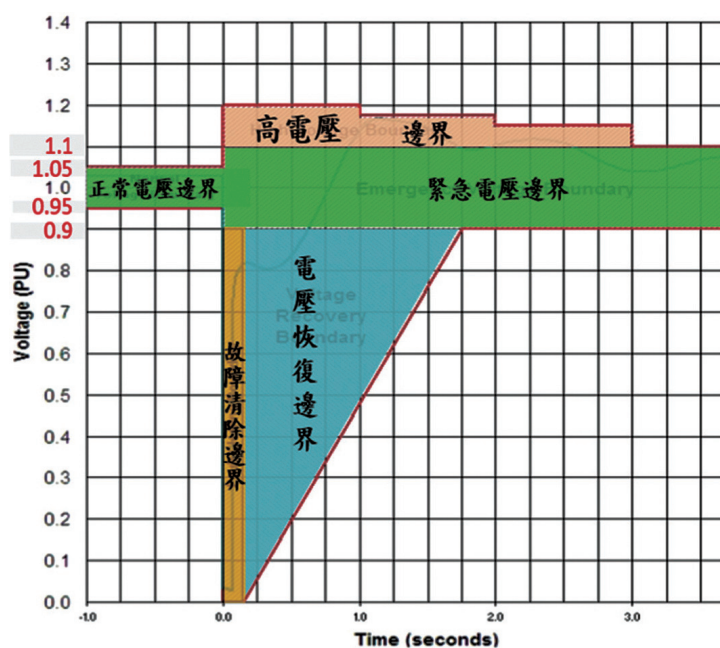


圖16 WECC電壓邊界
資料來源：WECC, 2007。

National Steady-State Voltage Regulation Standards

| Nominal | ANSI | | Name Plate | NEMA |
|----------|---------------|---------------|------------|---------------|
| | Service | Utilization | | |
| Standard | -5%, +5% | -13%, +6% | Motor | -10%, +10% |
| 120 | 114 - 126 | 104.4 - 127.2 | 115 | 103.5 - 126.5 |
| 208 | 197.6 - 218.4 | 181 - 220.5 | 200 | 180 - 220 |
| 240 | 228 - 252 | 208.9 - 254.4 | 230 | 207 - 253 |
| 277 | 263.2 - 290.9 | 241 - 293.6 | | |
| 480 | 256 - 504 | 417.6 - 508.8 | 460 | 414 - 506 |
| | bandwidth 10% | bandwidth 19% | | bandwidth 20% |

圖17 ANSI C84.1 穩態電壓規範
資料來源：WECC, 2007。

| Zone 1 Three-Phase Faults with Normal Clearing (Cycles) | | | | | | |
|---|--------|--------|--------|------------|------------|-------------|
| Company | 500 kV | 345 kV | 230 kV | 161-138 kV | 115-100 kV | 69-50-44 kV |
| Company A | | 4 | 4-5 | | | |
| Company B | 3 | N/A | 5 | 5 | 6 | 6 |
| Company C | 3 | 3-4 | 5 | 5 | N/A | 6 |
| Company D | N/A | 3-4 | 4-6 | | 4-6 | 6-7 |
| Company E | | | 6 | | 6 | |
| Company F | | | 6-8 | 6-8 | | 8-12 |

圖18 Zone 1 三相故障清除時間
資料來源：WECC, 2007。

| Zone 2 Three-Phase Faults with Normal Clearing | | | | |
|--|---------|---------|------------------------------|---|
| Cycles | Seconds | Voltage | Bus | Data Source |
| 77.0 | 1.2833 | 0.71 | Lockeford 60 kV (PG&E) | 3/26/2006 Email from Chifong Thomas |
| 77.0 | 1.2833 | 0.86 | Lockeford 230 kV (PG&E) | |
| 25.0 | 0.4167 | 0.15 | Contra Costa 115 (PG&E) | |
| 25.0 | 0.4167 | 0.91 | Contra Costa 230 (PG&E) | |
| 7.0 | 0.1167 | 0.425 | Nine Mile 230 kV (PAC) | 8/18/2006 Email From Dean Miller |
| 25.8 | 0.4300 | 0.710 | Wolverine Creek 161 kV (PAC) | |
| 5.5 | 0.0917 | 0.300 | Foote Creek 230 kV (PAC) | |
| 20.0 | 0.3333 | 0.3 | BEPC | 8/24/2006 Email From Matt Stultz |
| 20.0 | 0.3333 | 0.5 | BEPC | |
| 22.2 | 0.3700 | 0.225 | Pincher 138 (AESO) | 2/16/2004 ABB Report for AESO Table 2-1, Cases 2, 5 & 14 |
| 31.2 | 0.5200 | 0.45 | Pincher 138 (AESO) | |
| 31.2 | 0.5200 | 0.35 | Peigan 138 (AESO) | |

圖19 Zone 2 三相故障清除時間
資料來源：WECC, 2007。

規範目的在於希望電廠在此區間內仍可與電網保持運轉，避免因風場跳脫而使事故更加嚴重。WECC模擬一些過電壓案例事故訂定 HVRT 曲線。

最終WECC將新版VRT曲線與傳統同步發電機組特性進行比較如圖20，除了調查過去發電機組跳脫紀錄，也將發電機組之反時性電驛 (Inverse-Time Relay) 及雙調式定時繼電器 (Dual

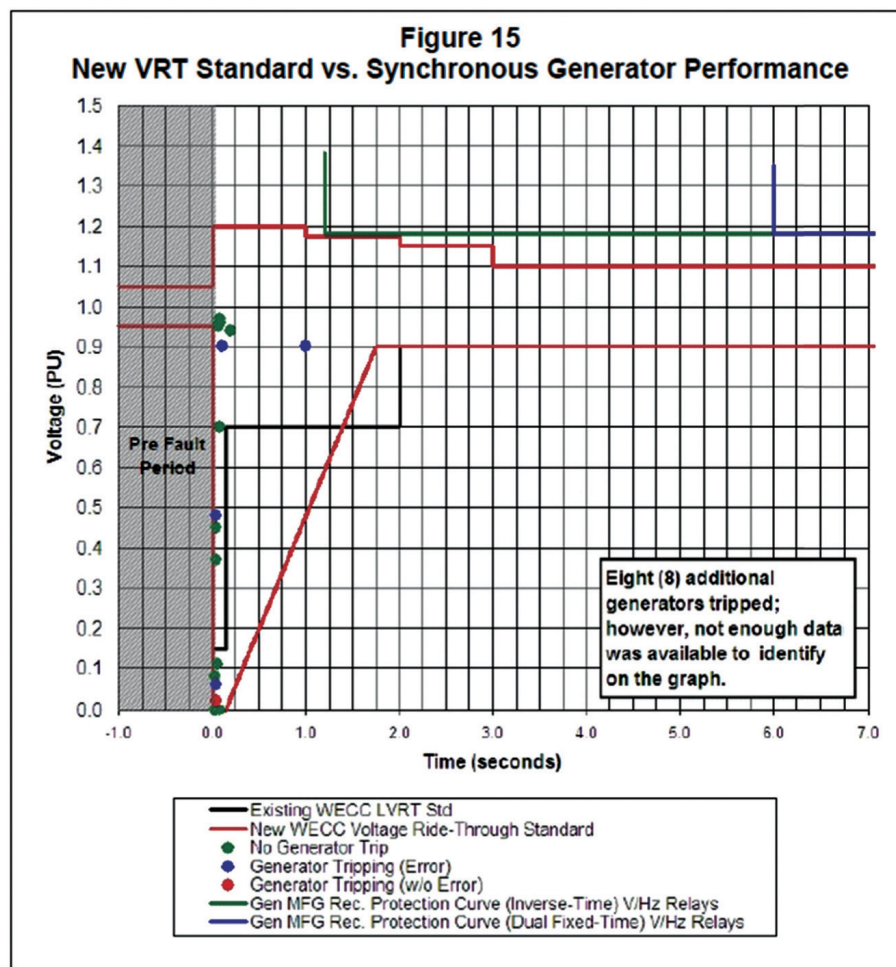


圖20 WECC New VRT與同步發電機組特性比較
資料來源：WECC, 2007。

Fixed-Time Relay)設定納入考量確認是否與新VRT曲線相容。

為了避免再生能源因事故而跳脫速度比傳統機組快，再生能源的VRT設定有其增設的必要性，而VRT的設定又不能過於嚴謹或寬鬆，嚴謹的VRT可能會使業者降低投資意願，寬鬆的VRT可能會影響電網的運行，因此要拿捏好分寸確實不易。本文以WECC為設定VRT曲線的範例，未來在臺灣設定VRT時，除了學習WECC的精隨之外，應該要加入當地電網保護協調特性，因地而擬定出一套屬於臺灣制定VRT的流程。而除VRT設定之外，不論是機組或電網的保護協調，在未來都將重新審視，例如FRT (Frequency Ride Through)等，這些重大工程有待大家全面思考與創新。

3. 結論與建議

不論是離岸風電諧波共振影響、再生能源出力變化對電力系統影響、系統慣性減少的影響與系統保護協調是否重新協調，以上皆為臺灣近年即將面臨的問題，須盡可能地儘速解決以避免日後投資成本的增加、調度運轉困難與責任歸屬問題出現等。

對於諧波共振問題如能趕在風場建置完成前處理，並藉由收集詳細的系統資料與模擬分析，提早發現諧波共振問題，將有助於減輕廠商投資的壓力與保護系統安全性。

由於風機慣量常數小於傳統發電機組，所以當未來大量風機將取代相當數量之傳統機組下，若遭遇大事故時，相較具有大量傳統機組的系統，高占比風機併網的系統頻率響應會較差，因此風機併網對電網慣性響應(電網頻率)幫助有限。

針對再生能源出力變化的研究，本文統計10分鐘或1小時的變化量，並發現若取樣時間越短，再生能源變化量將降低，因此也建議臺灣未來每次調度的時間區可縮減，以降低再生能源變化的衝擊，由於本文在統計資料中還缺少

風力與太陽光電的相關特性研究，若能與本文目前的研究整合，再生能源出力變化的研究將更能表現出實際情況，另外以105年資料推至114年(西元2025年)的統計結果發現，未來有可能發生1.436 GW的再生能源出力變動量，為了應付未來高占比再生能源出力變化可能對系統頻率的影響，本文提出下列解決方案：(1)利用具快速啟動能力的水力或火力發電機組、(2)使用可提供調頻之輔助服務的儲能設備及(3)調整低頻卸載保護方案，如考慮不同季節之再生能源變化特性，利用燃氣機組搭配儲能設備，提供調節容量以解決不同時間下之頻率變化問題(黃郁青等, 2017)；除此之外，既有低頻卸載方案(張有嫻等, 2018)相關的電驛設定值亦須考慮再生能源發電設備之VRT或FRT等特性曲線，重新檢討既有設備的性能、電驛設定與再生能源保護設備之協調性，雖然低頻卸載的停電影響會造成民怨，但這項保護措施仍是現今保護系統頻率的最後手段，才能有效地維持電力系統穩定運轉。

隨著未來逐步達成再生能源建設目標，短時間內將不斷地考驗政府與民間是否充分準備面對如此的大挑戰，並謹記住電力與能源的幾個要點，(1)電源開發開源與節流要併用、(2)魚與熊掌不可兼得及(3)雞蛋不可以放在同一籃子中，因此解決問題的方法並不存在唯一解。若能事先發現問題與提前準備，將有助於我國能源及電力發展並永續經營。

誌 謝

本文承蒙經濟部能源局107年高占比再生能源併網政策研究與技術推動計畫(2/2) (107-D0306)經費補助，特此感謝。

參考文獻

黃郁青，陳治均與葛復光，2017。利用TIMES模型進行我國電網級儲能分析，臺灣能源

- 期刊，第四卷(第一期)，45-58頁。
- 張宥嫻，蔡隆田，羅隆和與李清雲，2018。815 停電事故低頻卸載情形分析，台電工程月刊，第842期，32-38頁。
- 經濟部能源局，2009。再生能源發展條例。
- 蕭子訓，黃孔良與葛復光，2018。我國再生能源年發電量的評估與機率分布研究，臺灣能源期刊，第五卷(第二期)，161-183頁。
- Camm, E. H., M. R. Behnke, O. Bolado, M. Bollen, M. Bradt, C. Brooks, W. Dilling, M. Edds, W. J. Hejdak, D. Houseman, S. Klein, F. Li, J. Li, P. Maibach, T. Nicolai, J. Patiño, S. V. Pasupulati, N. Samaan, S. Saylor, T. Siebert, T. Smith, M. Starke and R. Walling, 2009. Characteristics of Wind Turbine Generators for Wind Power Plants, 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, pp. 1-5.
- Eriksen, P.B., T. Ackermann, H. Abildgaard, P. Smith, W. Winter and JM. R. García, 2005. System Operation with High Wind Penetration. Power and Energy Magazine, Vol. 3.
- IEEE Std 519™, 1992. IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems.
- IEEE Std 519™, 2014. IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.
- Morren, J, S. W. H. de Haan, W. L. Kling and J. A. Ferreira, 2006. Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, no. 1, pp. 433-434.
- Muljadi, E, V. Gevorgian, M. Singh and S. Santoso, 2012. Understanding inertial and frequency response of wind power plants, 2012 IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications, pp. 1-8.
- Shan, Chan, 2017. Harmonic Analysis of Collection Grid in Offshore Wind Installation, TU Delft & NTNU.
- UCTE, 2007. Final Report System Disturbance on 4 November 2006.
- Voges, Randy, 2017. Synthetic Inertia from Wind Turbine Generation, 2017 Fall Reliability Conference.
- WECC, 2007. The Technical Basis for the New WECC VRT Standard.

A Discussion of How High Penetration Renewable Energy Makes Impacts on Power Grid

Bo-Cheng Shen^{1*} Chia-An Chang² Wen-Hua Hsu¹ Chia-Fang Chang¹

ABSTRACT

In 2016 June, the revised version for renewable energy target was released by Bureau of Energy, which mean that the total renewable energy target capacity will achieve 27,423 MW in 2025, and that the penetration of renewable energy in power system will be raised in the future. The power quality and reliability in power system will be affected by renewable energy because of its intermittent characteristic. The harmonic effect in power system is significantly grow as more and more non-linear power sources and loads are used. Owing to the variety of system inertia and renewable energy output, the relays in grid need to be rearranged in the future. There will be more power failures and the problems in economic development if there is no measures prepared by government. To help carry out energy policy successfully, the influence of renewable energy on power system will be talked about in this paper. The suggestions for carrying out policy and study will also be presented.

Keywords: High Penetration of Renewable Energy, System Inertia, Frequency Response, Protection Relay, Harmonic

¹ Associate Researcher, Green Energy and Environment Research Laboratories, Industrial Technology Research Institute.

² Assistant Research & Development Engineer, Center of Energy Economics and Strategy Research, Institute of Nuclear Energy Research.

*Corresponding Author, Phone: +886-3-591-6180, E-mail: itriA60373@itri.org.tw

Received Date: August 31, 2018

Revised Date: October 29, 2018

Accepted Date: November 7, 2018