

我國各項發電技術之容量因素與尖峰因子簡析

孫廷瑞、葛復光

核能研究所-能源經濟及策略研究中心

2013/06

摘要

如何提高現有發電系統運轉績效及穩定系統電力輸出乃是電力系統供給面規劃持續關注的議題。分析個別發電機組之發電績效十分複雜，事實上無法使用單一指標來衡量發電機組的使用情況。在各種不同的指標當中，應採用何種指標將取決於分析者的專業知識與主觀判斷。容量因素與尖峰因子為常用來檢視傳統與再生能源發電技術差異的指標。本文主要目的係說明各項發電機組之負載特性，再釐清上述兩項指標之定義與概念，並利用我國目前所掌握的統計資料，分析各項發電技術運轉績效變化，作為電源開發規劃方案選擇之參考。

一、發電機組之負載特性

若就電力機組規劃的觀點而言，考量機組特性及經濟性因素，一般可將發電機組區分為基、中、尖載機組，區分如下[1]：

(一)基載機組：基載運轉須滿足可長時間運轉且變動成本較低之特性，如核能、燃煤發電、慣常水力發電(川流式)、風力

(二)中載機組：介於基載與尖載特性之機組，如燃氣發電、慣常水力發電(調整池式)、燃油發電

(三)尖載機組：尖載機組則需具起、停快速，可適時提供電力之能力，如慣常水力發電(水庫式)、抽蓄水力、氣渦輪機組

根據台灣電力公司「長期電源開發方案」報告中指出[1]，理想之電源配比為：尖載電源約占 10%~15%，中載電源占 15%~30%，基載電源約占 55%~65%。目前我國 101 年尖、中、基載供電能力占比為 9.8%、47.8%及 42.4%，顯示目前中載電力過剩，因此亟需提升基載供電能力以符合目前負載型態[1]。

二、容量因素之定義與衡量

容量因素(Capacity Factor, CF)為最常用來評估發電機組績效之衡量指標，其所代表之意義在於電力系統平均利用的水平，亦指發電機組年平均負載與裝置容量的比值。因此可將其定義為[2]：

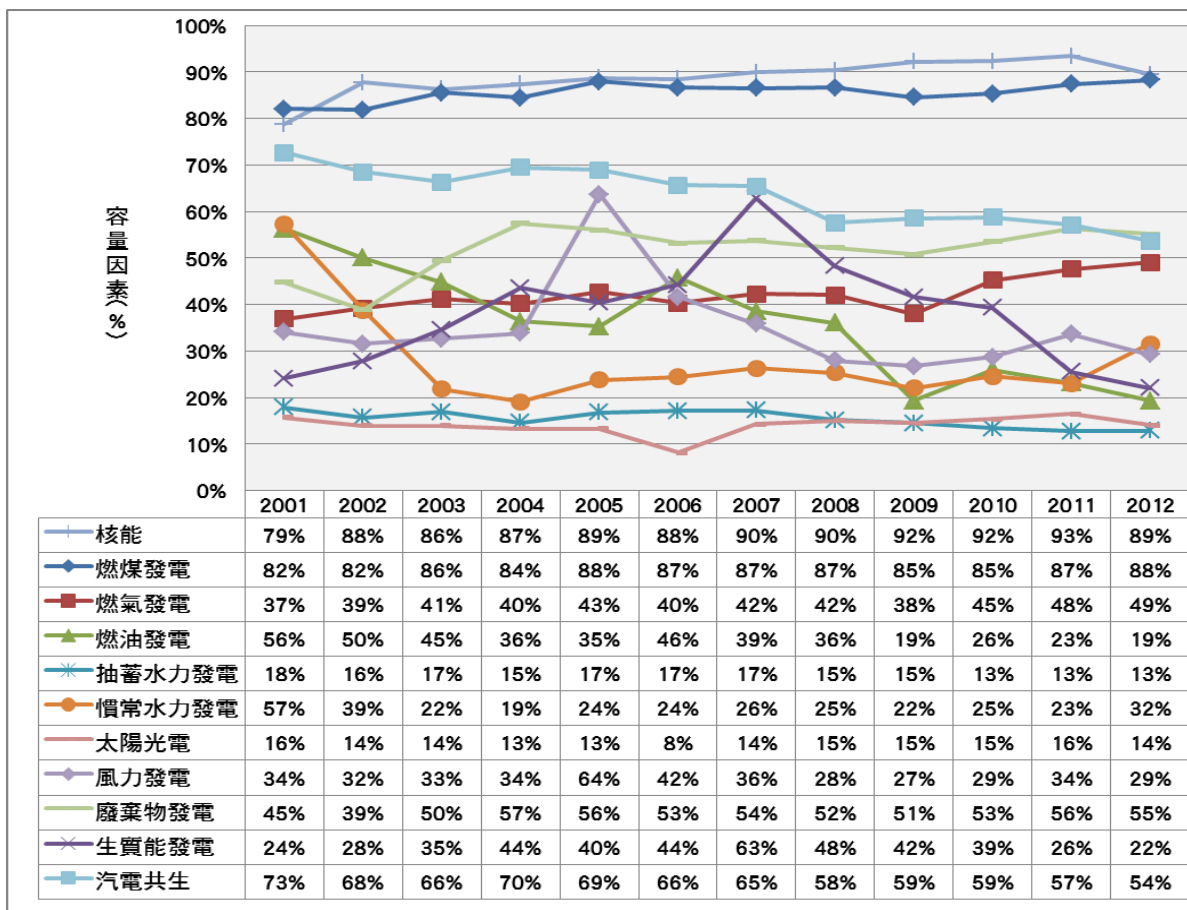
$$\begin{aligned}\text{容量因素} &= \frac{\text{毛發電量}}{\text{全期時數} \times \text{裝置容量}} \times 100\% \\ &= \frac{\text{毛發電量}}{\text{滿載發電量}} \times 100\%\end{aligned}$$

容量因素指標計算方式可分為以年資料及月資料為基礎，年資料係將年發電量及年滿載發電量之比值百分比視為容量因素。然而，此計算方式限於統計資料多為機組年底之裝置容量，然實際上裝置容量在一年當中會因機組新增、退休等因素而有所變化，若採年底裝置容量為計算基礎則會高估或低估各發電技術之容量因素。因此本文採用月資料¹為計算基礎，先估計各項發電技術之月毛發電量

¹月裝置容量又可分為以月初裝置容量及月底裝置容量計算，目前國內只統計月底裝置容量，月初裝置容量則以上月裝置容量替代，但實際計算時發現以月初或月底裝置容量計算之容量因素差異不大(小於 1%)，因此本文採

及月滿載發電量，再將月資料加總成年資料，最後再將月加總後的毛發電量及滿載發電量之比值百分比視為容量因素，計算結果如圖 1 所示，計算公式如下：

$$\text{容量因素} = \frac{\sum_{t=1}^{12} \text{月毛發電量}}{\sum_{t=1}^{12} \text{當月時數} \times \text{當月裝置容量}} \times 100\%$$



資料來源：AREMOS 統計資料庫；經濟部能源局(2013) 能源統計月報；核研所自行估算

圖 3-4-1：歷年各項發電技術之容量因素

由圖 3-4-1²計算結果可發現，傳統燃煤火力發電及核能發電³之容量因素大致維持在 80%以上，遠高於太陽光電、風力發電等再生能源，主因為再生能源之間

月初裝置容量，計算各項發電機組容量因素之上限。

²各項發電技術之容量因素計算以全國能源統計資料為基礎，包含台灣電力公司及民營電廠。另外，慣常水力發電因谷關水力發電廠 2001 年 7 月桃芝颱風侵襲時，高漲的溪水挾帶土石從靠近溪邊的尾水隧道灌入谷關分廠地下廠房造成發電機組淹水損壞，而青山水力發電廠由於 2004 年 7 月 2 日敏督利

颱風後連日豪雨造成電廠受損，目前正進行重建工程。風力發電由於台灣電力公司統計資料在 2005 年因觀音風力電廠尚未商轉，因此只計入發電量並未計入其裝置容量，使得容量因素偏高。

³核能發電容量因素 2012 年明顯下滑，此主要原因為部分核電機組進行歲修、跳機所導致。

歇性(intermittency)，太陽光電及風力發電則需要一定的日照強度及風速才能夠發電，而日照及風速具高度不確定性，乃人為無法控制的因素。

其次，燃氣發電技術相較於傳統燃煤發電單位排碳較低，故 2008 年我國第三次全國能源會議決議，為因應國際減碳趨勢以天然氣為高碳過渡到低碳之能源，此結果亦反映在燃氣發電之容量因素自 2009 年起逐年提升。然而，我國為四面環海之海島型國家，並無天然氣管線可從他國運輸至我國，使得我國需進口液化天然氣，而液化天然氣價格昂貴，若將部分燃氣替代燃煤用於基載電力⁴，將提高我國發電燃料成本的支出，使得我國平均發電成本上升。

另外，由於抽蓄水力主要利用離峰時段的餘電將下游的水抽回上游儲水池，於必要時再用來發電，因此目前我國基載電力不足，亦反映在抽蓄水力發電容量因素逐年下滑。

最後，近年來汽電共生⁵容量因素持續下滑，此可能與我國電價長期僵固，使得工業大用戶之汽電共生發電成本高於電價，進而降低汽電共生運轉之經濟誘因。

三、尖峰因子之定義與衡量

尖峰因子(Peaking Factor)可定義為發電廠之淨尖峰能力與裝置容量之比值百分比，其主要衡量各項發電機組正常運作下可提供電力系統穩定電力輸出以因應

⁴燃氣複循環機組若不考慮其經濟性及液化天然氣供應限制條件，純就其發電技術運轉特性而言，可作為基載或尖載運轉之機組。

⁵汽電共生為利用燃料或處理廢棄物同時產生有效熱能與電能之系統，此乃工業能源大用戶在其工業製程中因同時需要熱能與電能所導入的一套能源供應技術，其總效率優於傳統火力發電、且具有較低空氣污染物的排放。

系統尖峰負載需求的程度。一般常用於作為電力系統備用容量率估算之參考，可簡單定義為：

$$\text{尖峰因子} = \frac{\text{淨尖峰能力}}{\text{裝置容量}} \times 100\%$$

上式中的淨尖峰能力⁶ (Net peaking capability)可定義為各發電機組正常發電時，可提供給系統之最大出力，計算方式為裝置容量扣除廠內負載及機組老化所減少之出力。實務上，尖峰因子常用於台灣電力公司計算未來系統備用容量率⁷所用之出力參數設定值，其中再生能源發電機組之規劃淨尖峰能力以可靠度 85%時所相對應之輸出容量估算[1]，因此其風力發電之尖峰因子設定為 6%，太陽光電則為 20%，而慣常水力發電則依其發電技術差異可區分為川流式、調整池式、水庫式三種，其尖峰因子分別設定為 76.19%、85.78%及 40.15%，生質能則設定為 50%，核能、火力燃煤、燃氣機組則為設定為 94%、94%及 97.8%。茲將上述結果彙整於圖 3-2-2。

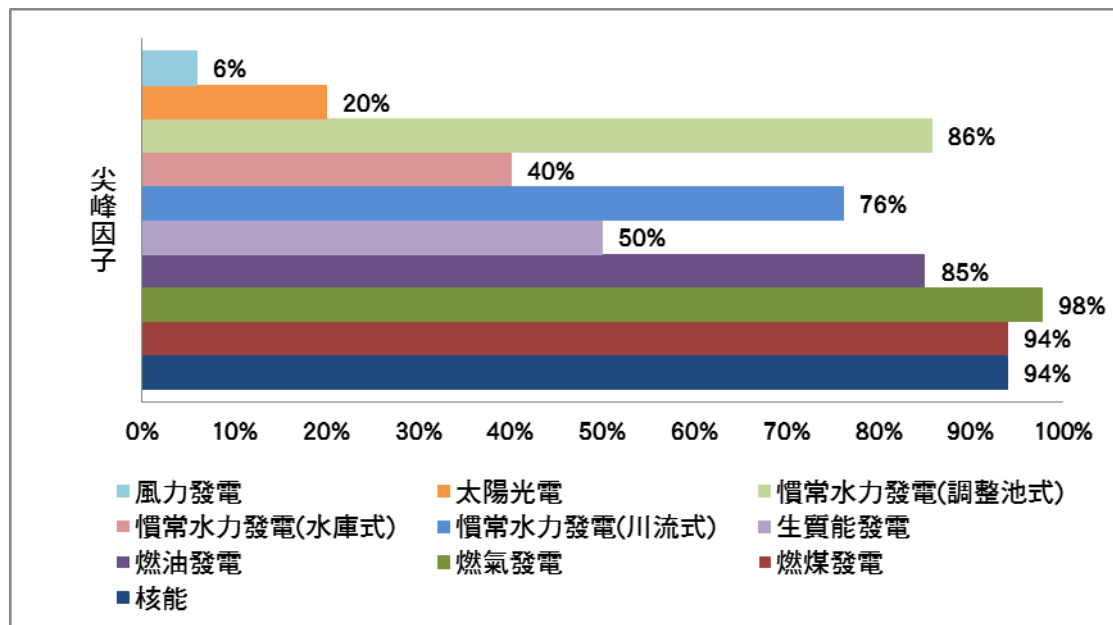
如圖 3-2-2 所示，傳統火力發電及核能發電尖峰因子約為 94%，而部分水力發電之尖峰因子雖可達 85%，但由於其發電量遠不及傳統火力(2011 年水力發電占全國總發電量的 1.3%)，因此對於電力系統調度之效果仍相當受限，而風力發

⁶淨尖峰能力又可分為系統規劃淨尖峰能力及系統運轉淨尖峰能力，兩者主要區分在於後者將機組歲修、小修及故障；火力機組環保限制、輔機故障、氣溫變化；水力機組考慮水位、水文、灌溉及溢流等其他因素所造不可用之容量扣除。區分兩者主要以計算系統備用容量率(Percent Reserve Margin)及備轉容量率(Percent Operating Reserve)為目的。

⁷淨尖峰能力又可分為系統規劃淨尖峰能力及系統運轉淨尖峰能力，兩者主要區分在於後者將機組歲修、小修及故障；火力機組環保限制、輔機故障、氣溫變化；水力機組考慮水位、水文、灌溉及溢流等其他因素所造不可用之容量扣除。區分兩者主要以計算系統備用容量率(Percent Reserve Margin)及備轉容量率(Percent Operating Reserve)為目的。

電、太陽光電之尖峰因子則遠低於傳統火力及核能發電機組，此顯現出即使擴大裝置容量，對於滿足尖峰電力需求之貢獻仍相當有限。

上述所提及尖峰因子乃為推估未來各機組之淨尖峰能力所使用之參數值⁸，實際上同一種發電技術機組之尖峰因子會因該機組當時運轉之淨尖峰能力不同使得尖峰因子數值有所差異，而非圖 3-4-2 所示呈現固定數值。



資料來源：經濟部能源局，2012，100 年度長期負載預測與電源開發規劃報告；核研所自行估算

圖 3-4-2：台灣電力公司各項發電機組尖峰因子之規劃設定值

四、結論

本文主要目的係釐清容量因素及尖峰因子兩項指標之定義與概念，容量因素主要用來衡量各項發電機組利用之水平，概念上屬於發電績效的衡量指標；而尖峰因子主要衡量各項發電機組正常運作下可提供電力系統穩定電力輸出的程度

⁸本文採經濟部能源局(2012) 中明列之未來各項發電機組規劃之淨尖峰能力與裝置容量之比例，估算圖 2 尖峰因子規劃之設定值。

以因應尖峰需求，實務上常作為推估各項機組淨尖峰能力之設定值，主要用於電力系統機組規劃參考與備用容量率之估算。

經本文分析結果，若就不同技術之容量因素，可瞭解目前我國基載電力不足，加上第三次全國能源會議決定將燃氣發電替代燃煤發電做為高碳過渡低碳之能源，因此常以變動成本較高之中載燃氣機組作為基載電力。然而，我國為四面環海之海島型國家，並無天然氣管線可從他國運輸至我國，使得我國需進口液化天然氣，而液化天然氣因需經由液化、氣化之過程，因此處理成本相對擁有管道天然氣的國家高出許多，隨著天然氣價格上升，此將提高我國平均發電成本。

另就台灣電力公司尖峰因子之規劃設定值而觀，因太陽光電、風力發電等再生能源具間歇性供應、地理區域差異、用電需求不一致⁹等特性，使得其尖峰因子設定值遠低於傳統能源，此顯現出現階段風力、太陽光電缺乏可提供電力系統穩定電力的輸出。因此，如何調整我國發電結構，提高基載電力比例，並尋求穩定輸出、可調度(Dispatchable)之能源仍是電力供給規劃的挑戰。

參考文獻

1. 台灣電力公司(2012)，101 年台灣電力公司電源開發方案，台灣電力公司電源開發處。
2. 許志義、陳澤義(2003)，電力經濟學-理論與應用(五版)，華泰書局，台北市。
ISBN：957-41-0898-8。

⁹以風力發電為例，由於台灣夏季為風資源最弱之季節，因此風力發電無法負擔夏季尖峰用電。

3. 經濟部能源局(2012)，100 年度長期負載預測與電源開發規劃報告，經濟部。
4. 經濟部能源局(2013)，能源統計月報，2013/04

http://web3.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/web_book/WebReports.aspx?book=M_CH&menu_id=142