

# 我國電力系統需量反應之現況與潛力

陳中舜（中華經濟研究院綠色經濟研究中心 助研究員）

張耀仁（行政院原子能委員會核能研究所 副工程師）

文章類型：評論

文章接受日期：2016.11

## 政策源由

近年來受到全球化石燃料價格劇烈震盪(IEA, 2016a)、國際減碳壓力(UNFCCC, 2015)(IEA, 2016b)逐步增強等兩大外力影響，使各國能源政策的制訂憑添了諸多不確定性，於我國更是造成諸多政治、社會上的紛紛擾擾。而在新政府上任後，為確實貫徹2025非核家園之選舉承諾<sup>1</sup>，各政府部門無不致力將其落實在各項政策中，並研擬推動相關配套措施。依蔡總統競選時提出之『永續能源政策』，要點摘錄如下<sup>2</sup>：

1. 供給端：要確保台電現有的電源開發方案都能如期完成，避免工程延宕；並且逐步更新火力發電設備、增加天然氣發電比例、提高火力電廠效率、加嚴排放標準，讓火力發電成為更乾淨、更有效率的發電方式。此外，也會讓民間閒置的汽電共生能量加入發電，以增加電力供給，減少能源浪費。
2. 需求端：如果能落實「時間電價」、「需量競價」，並搭配「儲能設備」，鼓勵將尖峰時間的用電移往離峰時間，就可以大幅降低限電的風險，減少不必要的電廠投資，同時讓電價更為合理。也要推廣「智慧能源管理系統」的運用，並具體落實官方和民間更換節電設備，例如工業馬達、空調和照明設備等等，提高能源使用效率。
3. 產業面：我們要推動產業轉型與升級，讓台灣的產業邁向節能新時代。雖然靠前兩項政策就已經可以確保不缺電，但是為了建構永續的台灣，同時吸引投資、創造就業，還要大力的發展綠能產業。台灣海峽是發展離岸風能，全球數一數二的優良風場。南台灣更有全年充足的日照，夏天用電負

<sup>1</sup> 未來十年內，停建核四，其餘核電機組如期除役。

<sup>2</sup> <http://iing.tw/videos/72>

載最高的時候，也正是太陽能發電效率最好的時候。另外，地熱、生質能、海洋能，台灣也都有發展潛力。

### 供給端規劃

台電對於未來電力需求的預測，假設2015~2026年的GDP成長率平均值為3.32%。雖GDP成長是驅動電力需求的主因素，但考慮相關需求面管理之成效後，同期電力需求平均年成長為1.9%；尖峰負載平均年成長則為1.8%。然倘若未來十年GDP成長受到國際大環境低迷表現不盡人意，預期之電力需求與尖峰負載增長所造成缺電壓力將可獲得相當程度的緩解。

再從新舊發電機組更替與擴增來看，基於非核家園之政策目標，考慮核四不商轉與既有核電廠不延役之條件，約會分別造成每年193億度與424億度的電力缺口。而根據台電104年電源開發計畫(台電公司, 2016)與政府6/22所公佈的再生能源規劃等因應方案(能源局, 2016)，其容量增減部分如下圖1所示。

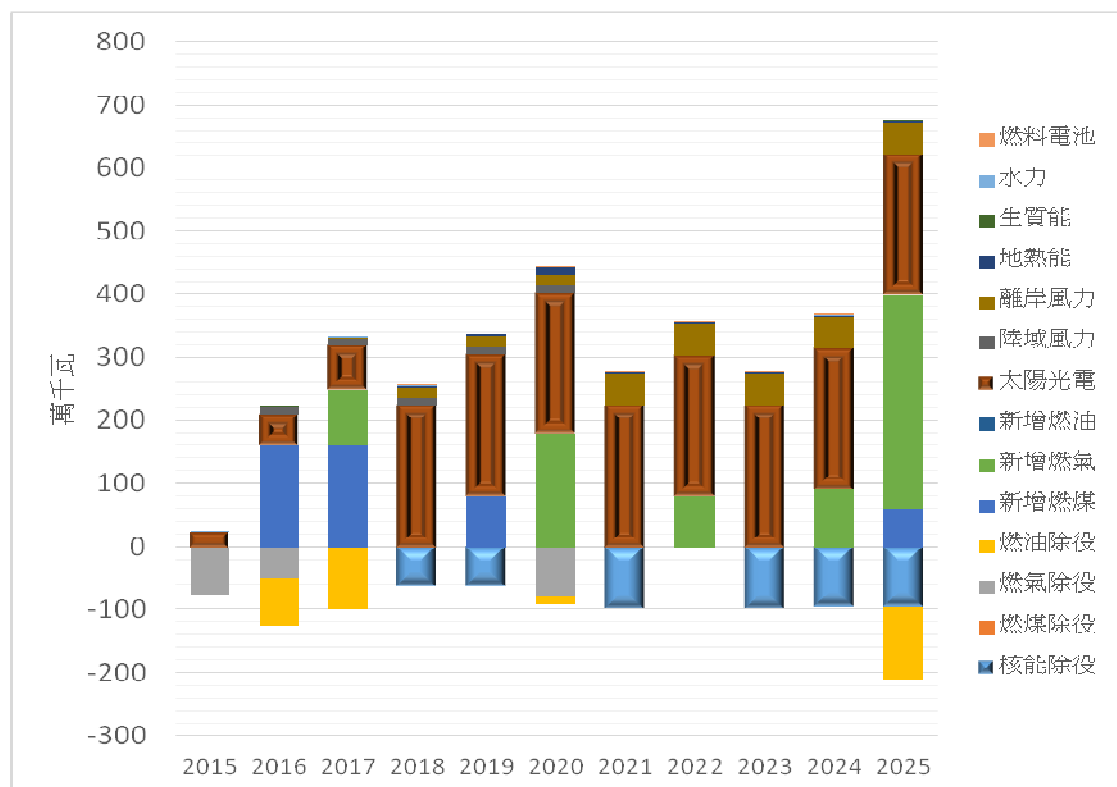


圖 1 2015 至 2025 年間各類電力容量增減之變化

包含奉准施工與規劃興建之機組，到2025年台電共可新增1235.4萬千瓦的發電容量，足以代替期間陸續退役的1021萬千瓦機組（含核一至核三廠）。若再加入新政府承諾的2742.3萬千瓦再生能源也順利上線，至2025年預估其年發電量達到515億度，已遠遠超過核四廠每年可提供的193億度電力。

換言之，就總量來看，在現有的電源開發方案皆能如期完成的前提下，確實可滿足較低經濟成長情況的電力需求，亦符合總統競選期間2025年500億度綠電的承諾<sup>3</sup>。但在淨尖峰能力能否滿足尖峰用電需求與其系統風險性，以及系統供電能力能否在合理成本下滿足24小時的用電需求，仍必須由能源組合之觀點，進一步模擬探討。

而追蹤供給端各期變化量可發覺：在2016～2019年間，為因應核一除役及彌補其他電力缺口，會先以增建燃煤電廠與太陽光電為主。2020之後除太陽光電持續擴大外亦將轉而依賴新設之燃氣電廠及離岸風機來因應。而依據此規劃可察覺政府在新能源的開發利用極具企圖心，且尤其著墨在台灣較具產業優勢的太陽光電與市場潛力的離岸風機，實可謂為扶持國內綠能產業的用心良苦。

另一方面就供給安全來看，納入了近兩成的再生能源間歇性電力與四成左右的天然氣電力，在無其他輔助電力可支援時，系統風險有可能因此而提高。首先，在面臨非預期事故的承受能力將會降低。最明顯為由於近期氣候異常，2015、2016年熱浪提前至五月發生，全台皆曾因為機組調度不及而陷入限電危機當中<sup>4</sup>、<sup>5</sup>。再生能源相較傳統機組對於環境的變動更為敏感，若要大規模設置，其額外的電網強化、儲能設備與傳統備轉機組投資皆是必要的。

再者，高比例使用天然氣機組，除必須持續增擴建儲氣槽、加大氣化處理能力及輸送管路放大外，另一個必須注意是『天然氣國際合約』的取得。根據英國牛津大學最新報告（Oxford, 2016），如圖所示。若我國未來將持續擴大天然氣在電力部門的需求，中、長期合約仍存在相當大的缺口待補。

---

<sup>3</sup> <http://m.ltn.com.tw/news/focus/paper/975438>

<sup>4</sup> <http://tpcjournal.taipower.com.tw/article/index/id/132>

<sup>5</sup> <http://www.cna.com.tw/news/firstnews/201605315016-1.aspx>

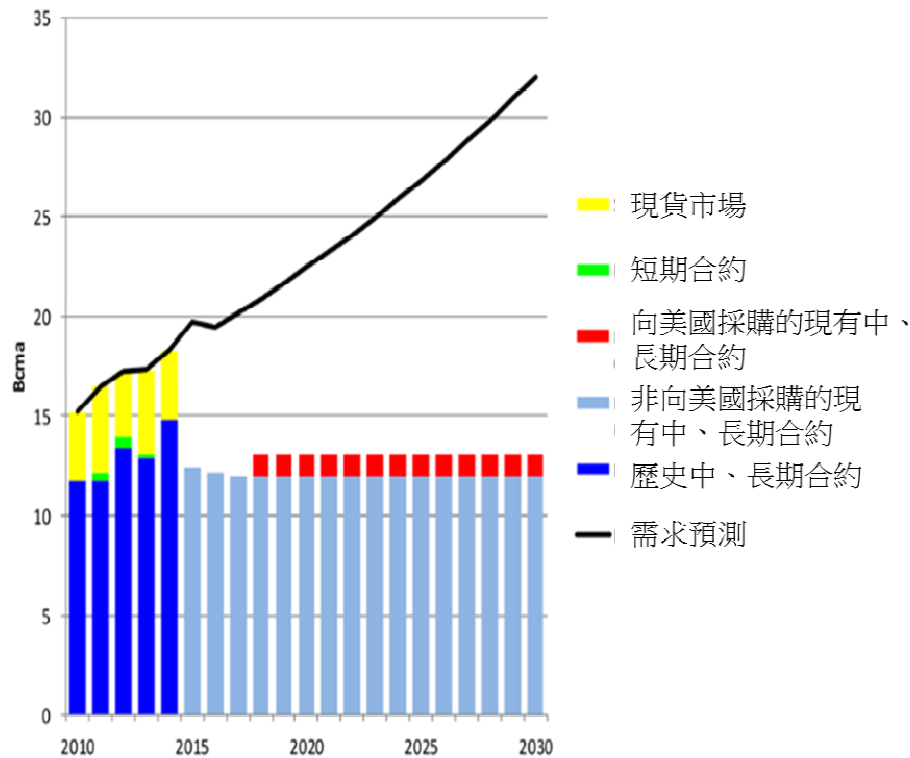


圖 2 台灣未來合約預估

同時為填補電力缺口的增加，恐須擴大燃煤電廠與天然氣電廠容量，可預期將導致電力部門溫室氣體排放量及如PM<sub>2.5</sub>等污染物勢必有所增加。在面對國內外日漸嚴苛之環保規定時，為符合排放或總量管制標準，電廠可能必須進行降載或限用，也提高了電力調度上的限制與風險。

而依據現有建廠時程規劃，在2021至2024年間，面對核二#1、#2與核三#1等三部核能機組依序除役，將以新建太陽光電與天然氣機組容量來彌補，但此舉亦可能會擴大上述各類風險，實有必要及早擬定如需求端管理等相關政策以之因應。另考慮在「需求端管理」後，若再增加「儲能設施的研發及強制引入」等措施，則必要在電價公式到期後應詳實考量可能之配套措施成本回收機制。

### 需求端管理

為了有效降低電力供給面的風險，做好需求端管理變成至為重要的關鍵，依據台電預估，2025年可有效抑低約780.4萬千瓦尖峰負載，主要包含行政管制（524.4萬千瓦）、電價誘因（204.3萬千瓦）及負載管理（51.7萬千瓦）三大

類。而在新政府主推的價量調節方面有以下三項措施（其詳細說明請見附件一、二）：

1. 需量競價：短約調度的市場機制。該制度優點在於由參與廠商自行提出後一日可節約電力之量價後，由台電以價排序後，依次調度，以期達到最經濟之採購，並可降低廠商因配合節電的可能反彈，此為目前國內甚為少見可真實反映即時電力供需價值的動態電價（dynamic pricing）措施。
2. 時間電價：風險可控的長約制度。針對透過契約容量限制及啟動『計畫性減少用電措施』，前者可明確掌握所需電力，後者則提供大量的節電額度，確實有效抑低了尖峰需求。上述制度特性在依照制式合約與固定公式計算，並以月計，可提供相對明確的量與價，進而降低了電力調度上的風險及成本。
3. 擴大汽電共生緊急救援之用（屬於供給端）。不同於上述兩種的『負載移轉』，緊急增購汽電共生則可被視為更積極之『開源』作為。在必要時使用，可緊急供電並降低當下每度電的發電成本。但推動汽電共生原意即為強調與製程整合，應先自發自用後之餘電在出售，若僅供發電之用則會大幅降低系統總熱效率。

特別值得一提的，上述三種措施在今年5/31及6/1的實績表現如下表所示。在5/31當天，透過『需量競價』制度有效抑低需求進而弭平了六成以上的負載端缺口。另依規定於6/1啟動『計畫性減少用電措施』後，則立即提供了五成三的應變容量。這兩日，緊急增購汽電共生則分別提供負載端調控34.3%及17.2%的裕度。而後隨著氣溫回降、負載需求顯著減少，終有驚無險度過電力吃緊的難關，此也顯示出做好需求端管理的重要性。

表 1 近期尖峰日台電所實施之負載端調控

項目		5/31~6/1緊急應變措施 (MW)				措施說明
		5/31		6/1		
		預估	實績	預估	實績	
負載端	需量競價	477.4	389.0	488.3	150.0	5/31 (406戶) 6/1 (591戶) 105年最高價格每度不得超過10元
	計減-日減6時型			677.0	639.0	6/1起實施，依實績按執行率減少基本電價
	緊急增購汽電共生		203.0	200.0	164.0	5/30起實施。 105年最高價格每度不得超過4.1元（高壓）、4.38元（特高壓）
	小計	477.4	592.0	1365.3	953.0	
發電端	小計	300.0	186.0	239.0	260.6	
	合計	777.4	778	1604.3	1213.6	

資料來源：台灣電力公司（2016）

另外新政府持續推動中的電業自由化，是以現貨短期市場（日前、日內與實時等三個市場）來系統化的解決短期電力短缺，將較目前的作法更為有效率許多，利用長約市場和容量市場則可解決根本的電力系統容量短缺之問題。而在需量競價仍可擴大推展之空間，若能配合電業自由化後開放售電業、微電網、分散式電力、聯銷商和能源服務公司及大用戶等購售電選擇權，形成實時市場的雙向競標機制，會較目前台電為單一買方的競標機制更有效率。

## 總結

根據實際運轉經驗，33℃以上每增高1℃，台電力系統負載約增加400~600MW，換言之，隨著地球暖化、日漸頻繁發生的熱浪，將很容易就吞噬掉負載端努力擠出的餘裕。而在環境保護考量下，供給端之電廠不僅須時常降載、減少出力外亦容易造成諸多設備非預期性故障，進而擴大了系統中備轉機組容量減少之風險。

而原本台電規劃在6月中到9月中不能排入電廠大修，但若考量近年來異常氣候影響，未來有可能拉大到5月中至10月中皆不能排大修。屆時，11月~4月排入大修的機組數將暴增，備用容量率遠不足15%之情形下，恐難以應付突發性非夏季用電尖峰，而台電人力短期內也將難以應付。假設無大舉提高備用容量率，長此而往，預期備轉容量率吃緊的情形將更加嚴重。

在此建議現階段除了積極推動『需求端管理』和『再生能源推廣』等作為外，還須更務實面對電力供給吃緊的現況，並尋求如市場制度改善與電網、儲能等結構強化，才能建構穩定的電力供需系統，具足夠抵禦甚而承擔未來多變世局裡的種種風險與不確定損失。

---

## 致謝

本篇文章可以完成實特別感謝，核研所胡瑋元先生與台電藍宏偉專總、鄭慶鴻組長的協助。

---

## 參考文獻

1. IEA(2016a), World Energy Outlook 2016
2. IEA(2016b), Energy, Climate Change and Environment 2016 Insights
3. Oxford (2016), Asian LNG Demand Available from:  
<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/04/Asian-LNG-Demand-NG-106.pdf>
4. UNFCCC (2015), Paris Agreement Adopted. Available from:  
[http://unfccc.int/documentation/documents/advanced\\_search/items/6911.php?piref=600008831](http://unfccc.int/documentation/documents/advanced_search/items/6911.php?piref=600008831).
5. 台電(2016), 長期電源開發方案報告(10505)案  
[http://www.taipower.com.tw/content/new\\_info/new\\_info-c40.aspx?LinkID=13](http://www.taipower.com.tw/content/new_info/new_info-c40.aspx?LinkID=13)
6. 能源局(2016) 106 年能源國家型計畫綱要計畫會議審查\_新及再生能源技術研發  
<https://www.space.ntu.edu.tw/navigate/s/3744E839E8EA45DAB3FE6C74F7DC3D62QQY>

## 附件一、需量反應：「時間電價」與「需量競價」

### 如何達成？

1. 依台電預估未來 10 年透過如需量競價、計畫性減少用電措施等主要負載管理約可再增加 51.7 萬千瓦尖峰額度，而參考 6/1 緊急調度下最大預估量 116.5 萬千瓦，總計 168.2 萬千瓦，可超過一部核四機組 135 萬千瓦的裝置容量。
2. 針對既有電力用戶，調整現有時間電價（TOU）間隔並可加入緊急尖峰電價(CPP/PTR)的選擇，使其能反應不同階段下即時（real time）的供電成本，最後可回歸到電業自由化下之即時電價（RTR）<sup>[1][2]</sup>。
3. 推動低壓用戶時間電價必須優先解決智慧電表（或數位電表）之設置上含規格、法律與成本分攤等爭議<sup>[3]</sup>。另於以價制量的同時，尚需配合宣導、智慧家電回饋、綠電設置獎勵等手段以促使低壓用戶調整用電行為<sup>[4]</sup>。
4. 持續宣導擴大需量競價參與廠家數進而提高可調度容量。（宣傳動畫）<sup>6</sup>
5. 配合電業法修改後，開放其他需量收購商與改變競價方式，提高市場效率。

### 可能之影響？

1. 配合住宅時間電價之實施，數位電表、智慧電表投入成本分別至少需 476 億與 952 億新台幣。
2. 為能有效操作上述各類負載管理，目前電業法修訂案中單一公用電業售電商與雙邊合約之核心規劃有必要進行調整<sup>7</sup>。

### 附件說明

[1] 由於我國並無電力市場，長期以來為配合用戶需求，已逐步演生出多樣的計價方式。目前電力用戶時間電價，實已包含低壓兩段式、特高壓、高壓之二段式、三段式、三段式又分成時間固定、尖峰時間可變動等多樣項目，契約內容尚可與需量反應進行組合搭配。目前最主要的問題在於分段時間太長，如尖峰用電二段式為週間五日的 0730~2230，三段式則為 1000~1200 及 1300~1700，確無法突顯『真時』電價的邊際成本。最快的方法

<sup>6</sup> <https://www.youtube.com/watch?v=5rFlo891xdw>

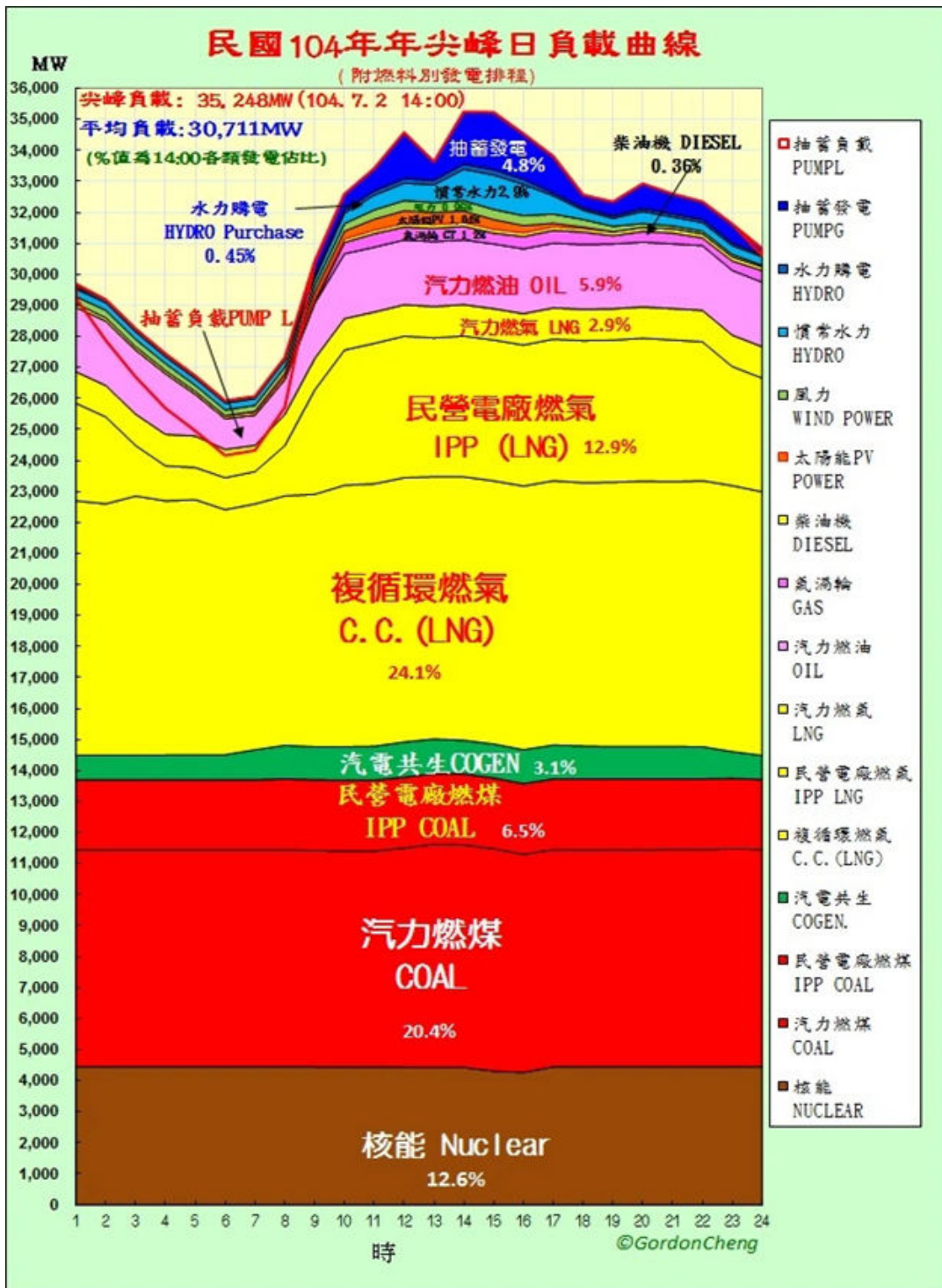
<sup>7</sup> 台經院（2016）電業法未來修正方向



即是調整現有時間分段或增設緊急尖峰電價機制，其修改只需經主管機關審議後即可實施。

- [2] 儘管許多國家仍保有「時間電價」這種傳統的定價方式，這是在自由化前因為沒有即時電價（real time price）下，為了負載管理而發明的電價定價方式，自由化後就逐漸式微，因為誤差太大又無法真正反應供需情況，取而代之的是分時電價（hourly rate）亦即能反應批發「日前市場」的電價。但仍有售電業為了招攬生意，仍會推出時間電價，但該時間電價必須經常調整或重新定義：尖峰、離峰與半尖峰的起迄時間以及適用的費率，否則售電業會有因錯誤定價而倒閉之風險。我國現行相關設計應考量未來如何與電業自由化接軌，以避免有超額利潤空間的存在。
- [3] 低壓用戶的智慧電表佈建與時間電價擴大推行與否在我國已爭議多年。依據台電內部評估含通訊功能之智慧電表設置成本在 5000~8000 元/台，含通訊尚須增加 2000 元以上。無通訊功能之數位電表預計成本為 3500~6000 元/台。若以 104 年統計低壓用戶共計 13,613,864 用戶，既使全數安裝無通訊功能之數位電表最低需投入 476 億的固定成本，若改成智慧電表則投入金額至少還要再加倍，相關經費將如何分擔？且於通訊協定與個資法亦有待相關主管機關做出決議。
- [4] 由於低壓用戶的電力使用多與民眾生活型態息息相關且可調整之空間較小。基於避免擾民，建議推動初期仍應以自願性加入為主並提供購買節能家電之回饋金作為鼓勵。另亦可選擇有設置如太陽光電、中小型風機等有回售綠電用戶的優先裝設，作為鼓勵，亦能使設備發揮最大效益。
- [5] 需量競標上有擴大推展之空間。應可儘速配合電業法修正開放售電業、微電網、分散式電力、聯銷商和能源服務公司及大用戶等購售電選擇權，形成即時市場的雙向競標機制，而非目前以台電為單一買方的競標機制。另外可調整定價規則，由目前的 PAB（pay as you bid）改成更有效率競價方式，以反應真實市場所需。
- [6] 巧婦難為無米之炊。回歸根本，如下圖所示，在用電尖峰時我國基載機組約僅能提供四成電力之所需，才導致電力調度瀕危事件頻發並墊高了整體的發電成本。而從需量反應的操作來看，相關業者則依循合約與尖峰時間的優惠價格或補償，適時提供額外容量與電力。而至離峰時刻，由於購、售電價雙雙走低，民營燃氣發電廠顯著降載，契約用電戶則開始大量用電，此時台電為滿足需求只能將原本作為中載電力的高成本燃氣複循環機組持續高比例運轉，其實為十分不經濟之作法。而值得注意的，若此發電

結構並無顯著調整，未來一旦大規模推動高壓用戶需量競價與低壓用戶時間電價，更會加劇電力成本的高漲與非尖峰時段缺/限電的風險。



附圖 1 104 年 7 月 2 日史上最高電力尖峰日負載曲線變化

## 附件二、擴大汽電共生

### 如何達成?

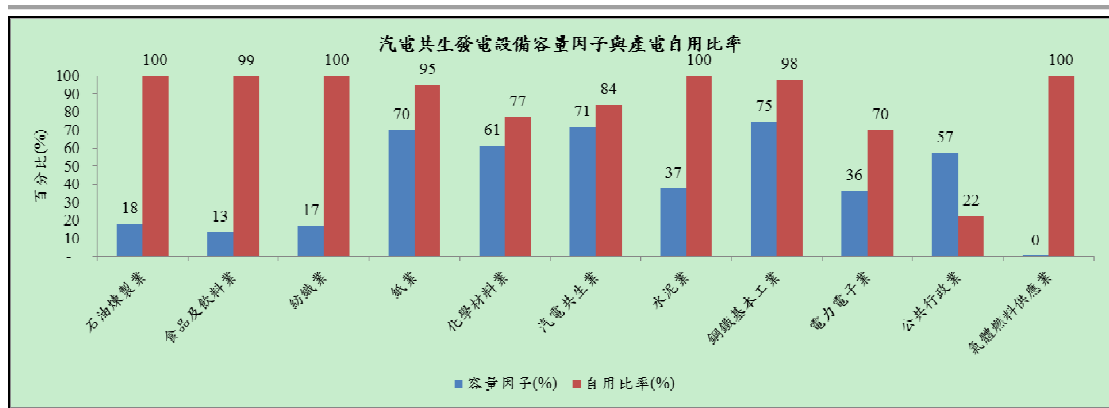
1. 放寬尖峰汽電共生發電容量調度上限 50%及提高緊急收購價格，讓台電調度汽電共生發電更具彈性。<sup>[1,2]</sup>
2. 躉售合約對可保證尖峰供電業者加入懲罰條款，違約的汽電共生業者除了取消當月容量費用外，並給予一定比例的罰款，但須有配套措施。<sup>[3]</sup>
3. 可增加我國電力系統發電負載約 625MW 及發電量約 5,472,917,000 度，大約可抵核一廠 1 號機的裝置容量與發電量。<sup>[4]</sup>

### 可能影響?

1. 台電若要收購 5,472,917,000 度的汽電共生電力，每年的收購成本恐須超過 120 億元。<sup>[5]</sup>
2. 我國若增加 5,472,917,000 度的汽電共生電力使用時，將會增加約 358 萬公噸的碳排放量。<sup>[6]</sup>

### 附件說明

[1] 汽電共生之設計本就為自發電自用為先，剩餘電力再售與台電。我國「汽電共生系統實施辦法」規定，除了廢棄處理設施外，其餘汽電共生業者可提供的尖峰保證容量為其裝置容量的 50%為限，此為防止業者大量設置汽電共生設備發電賺取獲利而不是以自用為主。而根據統計，我國汽電共生業者除了公共行政業(垃圾焚化廠)外，所發之電的自用率極高(附圖 2)，因此可被調用的電力比例其實並不高。因此，放寬尖峰汽電共生發電容量調度上限 50%上限可提高台電的收購上限，讓業者於尖峰時段願意生產更多的電出售。



資料來源：能源局，汽電共生統計，2014。

## 附圖 2. 我國汽電共生設備容量因素及發電自用率

- [2] 我國汽電共生系統實施辦法並無強制汽電共生業者必須配合台電調度的義務，若發生缺電時，台電雖然可根據汽電共生系統實施辦法 12-2 條以高壓及特高壓用戶流動電價收購。但此時若是業者本身的用電高峰時，以該契約價格收購恐無促使業者放棄用電轉賣給台電的誘因，所以提高緊急收購價格將可使台電有更多籌碼收購汽電共生所產之電力。我國未來若能順利推動電業市場自由化後，此問題將可回歸市場機制處理，因此調整緊急收購價格只為短期缺電應急之法。而在非缺電風險時段，若要擴大對民間汽電共生電力進行採購，亦可適度降低放寬總熱效率的要求，至於收購價格則可由台電以迴避成本的方式計算。
- [3] 若要在躉售合約中加入懲罰條款，讓汽電共生業者在尖峰時刻有其義務配合台電供電，但需要有配套措施配合方有汽電共生業者願意加入。首先，需提高汽電共生的容量與能量費率，需將汽電共生業者放棄用電轉賣給台電可能造成生產線停產的損失，以及排除業者機組歲修或維修時段等。
- [4] 依能源局 2014 年統計資料顯示（附表 2），石油煉製業、食品及飲料業、紡織業、水泥業、電力電子業等的汽電共生發電機組容量因子皆不高，顯示我國產業中的汽電共生仍有可調度的電力。其中前五大汽電共生裝置容量產業，僅石油煉製業容量因子未達 50%，其裝置量佔全國總裝置容量的 7%。若為了符合新政府政策將原本規定之 50% 上限放寬並假設於最佳情況，汽電共生發電機組的容量因子皆可達到 65% 以上，與我國火力發電機組平均值相同。若以 2014 年為比較基準，汽電共生的平均負載可增加約 625MW，可多提供約 5,472,917,000 度的電力，所增加的負載及電力相當核一廠 1 號機的量。但它意味著將汽電共生廠原本的製程整合改成以發電

為主，實已違反設計對總熱效率規定之初衷並會增加 CO<sub>2</sub> 排放，而目前在購電價格上缺乏積極性誘因。目前的作法是台電依緊急增購汽電共生規定，在尖峰電力吃緊時可以較優惠之價格調度汽電共生發電且不受汽電共生實施辦法規定之限制。根據實績今年 5/31、6/1 啟動該機制後分別增加了 203MW 及 164MW 之電力輸出。而台電亦認為汽電共生原本設計即是配合製程自發自用，調度上並不容易，並不全然支持提高閒置汽電共生設備使用率。總體來看，顧及工程、環保與經濟等層面，建議仍維持目前緊急增購汽電共生規定，設備於必要時接受調度即可。而若要修改 50% 的上限必須要在電業法或能管法做增修。如電業法第六章小型電業、第七章自用發電設備皆要有所調整。

- [5] 若以台電 104 年收購汽電共生電力的平均價格 2.21 元/度進行收購，收購 5,472,917,000 度的汽電共生電力約需 12,095,147,275 元的費用，但實際成本可能更高。
- [6] 我國汽電共生電力之碳排放係數約為 0.7135 公斤/度，增加 5,472,917,000 度的汽電共生發電將會增加 3,582,747,093 公斤(358 萬公噸)的碳排放(不含垃圾處理碳排放)，我國目前碳排放總量約 24,870 萬公噸。

附表 2. 我國汽電共生發電實績值(2014年)與容量因子提高至 50% (法規上限) 及 65%之推估值

行業別	2014年資料			相對2014年容量因子提高至50%				相對2014年容量因子提高至65%				
	裝置容量 (MW)	平均負載 (MW)	容量因子 (%)	發電量 (MWh)	平均負載 (MW)	平均負載 (增加量) (MW)	發電量 (MWh)	發電量 (增加量) (MWh)	平均負載 (MW)	平均負載 (增加量) (MW)	發電量 (MWh)	發電量 (增加量) (MWh)
石油煉製業	582.51	103.72	17.81	908,613	291.26	187.53	2,551,394	1,642,781	378.63	274.91	3,316,812	2,408,199
食品及飲料業	59.65	7.90	13.24	69,176	29.83	21.93	261,267	192,091	38.77	30.88	339,647	270,471
紡織業	47.52	7.95	16.72	69,610	23.76	15.81	208,138	138,527	30.89	22.94	270,579	200,969
紙業	280.53	196.39	70.01	1,720,339	196.39	0.00	1,720,339	0.00	196.39	0.00	1,720,339	0.00
化學材料業	5,114.67	3,128.75	61.17	27,407,886	3,153.33	24.57	27,623,137	215,251	3,324.53	195.78	29,122,914	1,715,028
汽電共生業	455.98	325.66	71.42	2,852,767	325.66	0.00	2,852,767	0.00	325.66	0.00	2,852,767	0.00
水泥業	57.36	21.46	37.41	187,961	28.68	7.22	251,237	63,276	37.28	15.83	326,608	138,647
鋼鐵基本工業	764.20	570.43	74.64	4,997,009	570.43	0.00	4,997,009	0.00	570.43	0.00	4,997,009	0.00
電力電子業	113.95	41.51	36.43	363,619	56.98	15.47	499,101	135,482	74.07	32.56	648,831	285,212
公共行政業	643.49	366.72	56.99	3,212,461	366.72	0.00	3,212,461	0.00	418.27	51.55	3,664,009	451,548
氣體燃料供應業	0.50	0.00	0.07	3	0.25	0.25	2,190	2,187	0.33	0.32	2,847	2,844
合計	8,120.35	4,770.48	58.75	41,789,444	5,043.27	272.78	44,179,039	2,389,594	5,395.25	624.76	47,262,362	5,472,917

資料來源：能源局，汽電共生統計，2014。

註1：化學材料業包含基本化工業、石化原料業、化纖業及塑膠業，其中基本化工業與化纖業的汽電共生機組容量因子低於50%，因此造成化學材料業總容量因子雖已超過50%，但基本化工業與化纖業仍有可增加發電容量的空間。