

Taiwan
Economic
Forum

經建專論

THESIS

論電力需量反應與 虛擬電廠發展趨勢

許志義*、吳仁傑**

壹、前言

貳、先進國家需量反應發展沿革與相關法制發展

參、「DR1.0」、「DR1.5」、「DR2.0」之差異及當前虛擬電廠發展趨勢

肆、台灣 DR 與虛擬電廠推動策略

伍、結論

摘要

本文旨在探討當前電力需量反應（demand response, DR）發展趨勢與推動策略，研究目的包括：一、探討先進國家需量反應之沿革與相關法制發展；二、解析「DR 1.0」、「DR 1.5」、「DR 2.0」之差異及當前最新發展趨勢；

* 國立中興大學資管系所與應經系所教授、產業發展研究中心主任

** 國立中興大學產業發展研究中心研究助理

註：本文改寫自國科會「智慧電網架構下住戶需量反應之研究」研究計畫（編號 NSC 102-ET-E-005-001-ET）之部分內容。作者感謝國科會之支持，惟文責仍應由作者自負。

三、研擬台灣 DR 之相關推動策略供政府有關單位參考。為達上述研究目的，首先回顧先進國家推行需量反應的經驗，瞭解先進國家如何發展需量反應。接著探討需量反應如何由「DR 1.0」演進至「DR 1.5」，乃至於最新發展的「DR 2.0」，並且探討三者之間的異同。最後彙整研究結果，並提出建議。

本文提出台灣發展需量反應的推動策略，包括以下 6 項建議：改變電力政策規劃與管理思維、檢討現行電力負載管理方案、推動用戶群代表創新節能商業模式、透過示範性及區域性漸進推行「DR 2.0」、引入「綠色金融貸款」鼓勵建置分散式發電設備、參考先進國家經驗修訂「與時俱進」的合宜法規。

Development Trends of Electricity Demand Response Program and Virtual Power Plant

Abstract

The main purpose of this paper is to explore development trends and promotion strategies of electricity demand response program and the virtual power plant. Specifically, there're three objectives: (1) to examine the history and experience of DR regulatory development in advanced countries; (2) to

analysis the difference among "DR 1.0", "DR 1.5" and "DR 2.0", as well as the cutting-edge trend; (3) to propose relevant strategies for promoting DR as a policy reference for the government. In order to achieve the above-mentioned objectives, this paper first reviews DR experiences of advanced countries to understand how they have promoted DR. Then, the evolution from "DR 1.0" to "DR 1.5", and to the newly developed "DR 2.0", as well as the virtual power plant, is illustrated and distinguished. Finally, research results are integrated and suggestions also provided.

The conclusion includes six strategies for promoting DR in Taiwan: (1) to change mindset of electricity policy planning and management; (2) to adjust the current load management program; (3) to promote innovating business model for ESCO and aggregator; (4) to develop a regional pilot demonstration project for "DR 2.0"; (5) to encourage "green financial loans" for DG; (6) to update relevant laws and regulation based on the experience of advanced countries.

壹、前言

傳統電力市場較注重供給面的開發，長期欠缺需求面的價格資訊，如用戶之缺電成本（outage cost）、用電偏好（preference）及願付價格（willingness to pay, WTP）。迨 1970 年代發生兩次石油危機，加上鄰避效應（not in my backyard, NIMBY）¹ 日趨嚴重，各國電業已意識到，當前電源開發成本日益遞增下，已不可忽視需求面管理（Demand-Side Management, DSM）。

隨著能源資通訊科技（Energy Information Communication Technology, EICT）快速進步，加上先進讀表基礎建設（Advanced Metering Infrastructure, AMI）逐漸普及，用戶可透過智慧電表（smart meter）掌握本身用電情況，電力需求面管理成本大幅降低。此外，電業的需量反應（Demand Response, DR）方案也推陳出新，先進國家更進一步發展出「用戶群代表（aggregator）」之新興節能商業模式，藉由市場力量擴大需量反應參與面。尤其再生能源發電比重逐年增加，能即時平衡電網供需，彌補再生能源發電間歇性（intermittency）缺陷之「DR 2.0」技術，更加獲得各界重視，值得予以探討。

台灣電力市場正面臨急遽轉型，實有必要掌握先進國家需量反應發展趨勢，掌握電力市場當前潮流，做為當前電力供需整合規劃之依據，爰為本文之研究動機。具體言之，本文研究目的如下：

- 一、探討先進國家需量反應之沿革與相關法制發展。
- 二、解析「DR 1.0」、「DR 1.5」、「DR 2.0」之差異及當前虛擬電廠最新發展趨勢。
- 三、研擬台灣DR之相關推動策略供政府有關單位參考。

¹ 雖然公共建設計畫可增進大眾利益，但居民往往反對在其社區內興建，如發電廠、焚化爐、掩埋場等，如同英文原句的字面意思：「不要（興建）在我（家）的後院」。

貳、先進國家需量反應發展沿革與相關法制發展

需量反應源自 1970 年代，美國電業面臨逐年上升的夏日空調用電量，主動採取抑低尖峰負載（peak load）與針峰負載（needle peak）的管理措施。而後，隨著兩次石油危機²，面對油價大幅上漲，發電燃料成本倍增，更積極強調電力供需整合資源規劃（integrated resource planning, IRP）³。首先，1975 年加州與威斯康辛州公用事業委員會，均要求其轄內電業必須實施需求面管理。另方面，聯邦政府與各州也陸續增修相關電力法案，於 1978 年通過《公用事業管制政策法》（The Public Utility Regulatory Policies Act, PURPA），要求電業應依據能源使用效率、時段、季節、可停電力與否，設定不同電價結構的需求管理方案⁴。

嗣後，1992 年美國聯邦政府通過《能源政策法》（Energy Policy Act），發電業者可透過電力公司之輸電線路，代輸電能與售電。1996 年聯邦能源管制委員會（Federal Energy Regulatory Commission, FERC）公告第 888 號指令，要求將電力調度操作權交予獨立調度中心（Independent System Operator, ISO）；同時第 889 號指令要求電業建置「公開聯網即時資訊系統（Open Access Same-Time Information System, OASIS）」，公開電網各節點（node）之間輸送電力之價格與可用率等即時資訊。2000 年加州發生電力危機後，需量反應更受重視。2005 年所公布的《能源政策法》（Energy Policy Act of 2005），除要求 FERC 需每兩年針對需量反應成效發布評估報告外，也明確表示將針對與需量反應相關之能量（energy）、容量（capacity）及輔助服務

² 分別發生於 1973 與 1978 年。

³ 根據 Hrist and Goldman（1991），IRP 係指同時進行一致性的需求面與供給面資源評估，尋求最低成本規劃，以符合電業成本效益原則來滿足用戶能源服務的需求。

⁴ 同一期間通過的相關法案尚包括：1975 能源政策與節約能源法（The Energy Policy and Conservation Act）、1976 能源節約與生產法（Energy Conservation and Production Act）、1978 國家《能源節約政策法》（The National Energy Conservation Policy Act）等。

(ancillary service)⁵ 市場障礙予以移除⁶，更要求電業需於該法令公告後 18 個月內，按各時段發電成本或購電價格做為提供用戶需量反應或輔助服務之定價依據，並提出以時間為基礎（或稱以價格為基礎）的電價方案。隨後，FERC 也公布許多相關指令（參見表 1），全面推動需量反應，至今已呈現顯著效益⁷。

表1 FERC近年推動需量反應相關指令

指令	時間	主旨
890	2007.02	修正輸電網路開放接續費率條款（Open Access Transmission Tariff），確保非發電資源（包括需量反應）所提供的輔助服務，如調整備轉容量（regulation）、熱機待轉（spinning reserves）、頻率控制（frequency response）以及替代備轉服務（supplemental reserves）等，均可享公正合理的輸電服務費率。
719	2008.10	強化需量反應市場競爭性，鼓勵更多樣化的電力資源投入市場。包括允許用戶群代表集結眾多用戶參與需量反應，並可加入市場競標之列。
745	2011.03	要求區域輸電業者（Regional Transmission Organization, RTO）與 ISO，以區域邊際電價（locational marginal pricing, LMP）補償因實施需量反應而抑低容量與能量的用戶，作為補償。惟此支付須符合兩要件：（1）電業實施需量反應需平衡需求及供給；（2）該項支付金額必須符合電業實施需量反應之成本效益。同時，RTO 及 ISO 得將該補償金額按比例轉嫁給因實施需量反應而獲益的電力用戶。
755	2011.10	針對發電業者可供批發電力市場頻率調整的資源，包括儲能系統與需量反應資源，提出兩部制補償（two-part payment）。第一部分是做為頻率調整容量補償（capacity payment）的機會成本，也就是針對因提供頻率調整而無法在批發市場競價的機組容量進行補償。第二部分為頻率調整績效補償（payment for performance），由頻率調整電能數量及其可準確追隨 ISO 調度信號的程度而定。
784	2013.07	增進輔助服務市場之競爭性與透明性，並大幅增加儲能系統之應用靈活性。取消原本第 755 號指令對於儲能市場之僵固價格補償機制，第三方（third party）可以市場價格為基礎（market-based），提供輔助服務予輸電者，有助於用戶端建置儲能系統之 DR 應用，並可使輔助服務可更快速、更精確提供電能服務。

資料來源：本文自行整理。

⁵ FERC 將輔助服務分為六大類別：電力排程與調度（scheduling and dispatch）、電能損失補償（loss compensation）、負載追隨（load following）、系統保護（system protection）、電能不平衡（energy imbalance）、無效電力與電壓控制（reactive power and voltage control）。

⁶ 參見該法 section 1252（f）。

⁷ 根據 FERC 估計，2012 年全美國各地施行的需量反應計畫，總計抑低美國整體電力系統尖峰負載高達 72GW 以上，等於抑低全國 9.2% 尖載容量，成效十分顯著。

叁、「DR1.0」、「DR1.5」、「DR2.0」之差異及當前虛擬電廠發展趨勢

一、需量反應定義與分類

需求面管理依其目標可分為四大類：負載管理、輔助服務、環境保護以及能源節約。其中，負載管理與輔助服務是傳統需量反應之重點。依據美國能源部（Department of Energy, DOE）對需量反應所下之定義：「當批發市場電價高漲或電力系統可靠度瀕臨危險時，改變電力需求端用電行為，以換取按時間訂定的電價或誘因給付，減少用戶電力使用⁸。」

FERC 將需量反應分為價格基礎（price-based）與誘因基礎（incentive-based）兩大類。其中價格基礎係藉由特定時段電價的高低，提供用戶當下是否用電的依據，是一種「以價制量」的策略，包括時間電價（time-of-use, TOU）、即時電價（real-time pricing, RTP）、關鍵尖峰電價（critical-peak pricing, CPP）、尖峰時段回饋電價（peak time rebate, PTR）以及系統尖峰反應輸電費率（system peak response transmission tariff）；誘因基礎則係電業提供電價優惠或減免誘因，讓用戶自發性降低或移轉尖峰時段用電，達成抑低負載目的，包括緊急需量反應方案（emergency DR program）、容量市場方案（capacity market program）、輔助服務市場方案（ancillary service market program）、需量競標 / 買回方案（demand bidding / buyback program）、可停電力服務（interruptible service）以及直接控制方案（direct load control program）。

⁸ 原文： "Changes in electric use by demand-side resources from their normal consumption patterns in response to changes in the price of electricity, or to incentive payments designed to induce lower electricity use at times of high wholesale market prices or when system reliability is jeopardized."

至於各種需量反應方案之特性，逐一說明如下：

- (一) 時間電價：將一天分為尖峰與離峰時段，根據其不同時段的供電成本決定電價，尖峰時段電價較高，離峰時段電價較低，用戶可依此自行調整本身用電習慣，將尖峰時段用電移轉至離峰時段使用，節省電費支出。
- (二) 即時電價：將時間電價發揮到極致，即所謂「即時電價」，係以每小時甚至每半小時為單位的時間電價。以美國南加州愛迪生電力公司（SCE）為例，最便宜的離峰時段與最貴的尖峰時段電價，相差可達 50 倍以上⁹。
- (三) 關鍵尖峰電價：亦稱緊急尖峰電價，此電價係指電業先選定緊急尖峰電價時段，訂定高於其他時段數倍之電價，抑低用戶該時段用電。緊急尖峰電價時段大多於溫度異常、批發電價高漲或系統尖峰需求極高時。以美國太平洋電力與瓦斯公司（PG&E）為例，其 CPP 電價是夏季尖峰電價的 3～5 倍，一年約實施 9～15 次，操作日為週一～週五（除國定假日外），關鍵尖峰電價區間為下午 3 點至 6 點。
- (四) 尖峰時段回饋電價：與關鍵尖峰電價不同之處，在於電業對用戶緊急尖峰時段用電提供電價回饋機制，鼓勵用戶於該時段減少用電負載需求。
- (五) 系統尖峰反應輸電費率：制定費率方案，誘使用戶在尖峰時段降低需求負載以減少輸電費率支付。
- (六) 緊急需量反應方案：電業與用戶事先簽訂契約，議定用戶可出售之需量大小及電價，用戶接獲電業或第三方（如用戶群代表或能源服務公司）卸載通知時，通常有 2～4 小時反應時間，需依據契約卸載約定之負載量，並依合約議定之電價獲得回饋金，若用戶無法完全履行，將依契約處以罰金。
- (七) 容量市場方案 / 輔助服務市場方案：容量市場方案與緊急需量反應類似，不同之處在於電業通知用戶卸載之時間可能更早，用戶有充分時間調整負

⁹ 詳情參閱 SCE 公司對 RTP 電價的說明，網址 <http://asset.sce.com/Documents/Shared/RTP2.pdf>。

載，惟用戶可獲得之回饋金較少。輔助服務係維持電力系統可靠運行所必需的服務，是電力系統穩定運行之重要保證。

- (八) 需量競標 / 買回方案：此為眾多方案中最具自由市場特色之措施，電業或 ISO 會在前 24 小時發布隔日擬收購之最高電價及負載量，開放用戶於網路上競標，提出預計出售之電價及負載量，通常由提出最低電價者得標。所謂買回方案即用戶從電力使用者轉變成電力供給者，於系統需要時抑低負載，其抑低之負載量由用戶群代表買回 (buyback) 或匯集眾多的抑低負載量至市場競價拍賣。
- (九) 可停電力：以優惠價格引導用戶對於可暫時中斷的用電加以調整，於系統尖峰時間減少用電，進而抑低系統尖峰負載。當 ISO 發布當日負載中斷通知時，用戶若按照事前約定數量降低負載，可獲得電力公司之獎勵金；若用戶無法達到預定減少之負載量，則需以較高的費率計算電費。
- (十) 直接控制方案：又稱「直接負載管理」，直接負載管理是以監控技術為架構，應用能源資通訊技術，針對電力之負載做運轉規劃及管理。從負載管理角度來看，若能善加運用電能管理，將可發揮電力需量控制最大的功效；反之，如不妥善管理，則會造成用電成本增加及能源浪費。

二、引入自動化與用戶群代表創新商業模式的「DR 1.5」

隨著 AMI 逐漸普及¹⁰，智慧電表因具有即時記錄之功能，並可隨時提供用戶之用電相關資料，加上導入 EICT 先進技術後，需量反應運作機制已有別於傳統之「DR 1.0」。具體言之，在需量事件 (event) 發生後，不需透過

¹⁰ 根據美國愛迪生基金電能效率學會調查報告 (IEE Report Institute for Electric Efficiency)，截至 2012 年 5 月，全美已裝設 3,600 萬具先進讀表，市場滲透率占 24.4%。估計 2015 年安裝數將達 6,500 萬具，占 44%。我國方面也開始積極布建，台電公司將於 2013 年在台北、新北、台中與澎湖免費換裝 1 萬戶，以抽樣方式選擇大樓、公寓、透天厝等不同用戶安裝，針對技術可行性進行驗證，並評估實施時間電價、需量反應之成本效益，做為後續擴大布建之參考。上述工作完成後，台電公司將啟動大規模布建，預計於 2015 年前建置 100 萬戶，2016 年起開始擴大裝設 500 萬戶，並於 2030 年全面布建完成。

手動 (manual) 方式操控家電設備啓停，而係藉由有線或無線網路傳輸 (如 Zigbee、Wi-Fi、Bluetooth、Power Line Communication 等) 直接中斷家電使用，防止電網突發事件導致供電不穩之危機，此即為「自動化需量反應 (Auto DR)」。

另一方面，為降低電業與用戶間執行需量反應的交易成本 (transaction cost)¹¹，美國 Consumer Power Line Inc. 於 2000 年首創新興商業模式，成為第一家用戶群代表公司¹²。用戶群代表可為營利或非營利組織，如企業、學校或政府單位等，願意從事電力經紀或仲介者，與電業議定優惠電價，類似電力大宗採購或團購，集結眾多小用戶成為虛擬大用戶。主要分為公營用戶群代表 (municipal aggregators) 與民營用戶群代表。

公營用戶群代表以鎮或學校為主，共同採購相對低廉之電力。雖然某個鎮共同參與電力採購，但任一居民均有權利選擇不予參加，即使參加後，仍可自由選擇退出 (opt-out)。公營用戶群代表替用戶購買電力後，並非自行輸電，而是交由 ISO 或排程協調者 (Schedule Coordinator) 提供輸配電服務¹³。

民營用戶群代表則與電業組成「策略聯盟」，並擔任電業與用戶間執行需量反應方案的「第三方」角色。以 PG&E 的 DR 容量競標方案 (capacity bidding program) 為例 (參見表 2)，若用戶欲選用該方案，可與其指定的用戶群代表聯繫，包括 Comverge Inc.、EnerNoc Inc. 等。用戶群代表會針對所有參與用戶評估其可抑低總容量之潛力，並安裝智慧電表與通訊閘道 (gateway)，在需量事件發生時，通知用戶並由用戶群代表進行降載。PG&E 會依據加州公用事業委員會 (California Public Utilities Commission, CPUC) 所批准之容量費率支

¹¹ 交易成本包括：搜尋成本 (searching cost)、協議成本 (Negotiating Cost)、訂約成本 (contracting cost)、監督成本 (monitoring cost) 以及違約成本 (enforcement cost)。

¹² 請參見 <http://www.ny-best.org/member/Joule%20Assets>，最後瀏覽日：2013 年 10 月 24 日。

¹³ 以美國麻州為例，目前共有三家公營用戶群代表，分別為 Cape Light Compact、Colonial Power Inc. 以及 Hampshire Council of Government。

付予用戶群代表，用戶群代表再按合約內容與各用戶拆帳。值得注意的，若所有參與用戶抑低之負載容量未達約定的 75%，PG&E 將不會支付獎勵金予用戶群代表；若未達 50%，還會處以罰金（penalty），至於用戶群代表與用戶間罰金的分配比例，也依合約內容為之。

這種透過第三方「用戶群代表」，執行眾多用戶需量反應之自動化商業運作模式，可稱之為「DR 1.5」。相較於「DR 1.0」，其用戶選擇權明顯增加，除了原本電業之外，也可選擇其他能源服務業者（Energy Service Company, ESCO），亦即用戶賦權之程度更高，更具多重選擇之市場機制。具體言之，「誘因」存在於電業、用戶及用戶群代表之間。除電業可降低尖峰負載，節約電源開發成本；用戶群代表可獲取管理用電之收入；用戶亦在可忍受範圍內，犧牲些許舒適度，以換取電費節約及參與特定方案所獲得之獎勵；整體社會也降低了發電所造成的碳排放量，可謂達成「四贏」。

表2 PG&E容量競標方案內容

實施期間	5月1日至10月31日
抑低時段	早上11時至晚間7時（假日不實施）
事前提醒時間	前一日方案：實施前一日下午3時 當日方案：實施前3小時
調度時間（小時 / 次）	分為1~4、2~6、4~8三種模式
抑低時間與次數上限	一天最多實施一次，每月總實施時間不超過30小時

資料來源：PG&E。

三、需量反應最新趨勢——「DR 2.0」

以上不論是 DR 1.0 或 DR 1.5，仍皆屬電業或能源服務業者「單一方向」提供各種力求「質優」、「量足」、「價廉」之 DR 方案予用戶採用。然而，用戶

除了「選擇」或「不選擇」此種 DR 方案之外，並無其他「主動」參與市場供需機制之「即時」、「雙向」、「互動」管道。尤其在先進國家積極推動分散式能源，再生能源發電比重逐年提升之際，愈來愈多身兼電力生產者與消費者角色之「產消者 (prosumer)¹⁴」，促使電力資源不但來自供給面，亦可「同步」來自需求面，這種更多元、更充沛、更即時、更具彈性的需量反應機制，即所謂「DR 2.0」，已逐漸成為電力需求面管理之主流價值。究其背後原因，無論 DR 1.0 或 DR 1.5 設計地如何周延，其最大限制在於用戶與電業（或能源服務業者）雙方必須「事前 (ex-ante)」簽訂契約。在此情況下，當需量反應事件發生時，總是「計畫趕不上變化」，其當事人所抑低或移轉之容量與對應之能量，不是太多就是太少¹⁵，唯有 DR 2.0「即時」、「雙向」、「同步」的市場機制，才能真實反應「當下」供需雙方之邊際成本 (marginal cost) 及邊際效用 (marginal utility)，進行整體社會剩餘最大之撮合。

從電網實際運作層面觀之，再生能源迅速增量併入電網後，因其發電具間歇性，出力易受天候與環境影響而難以預測，為避免可能造成的輸電壅塞與電壓不穩，市場需要更能「即時」反應電力供需狀況的「DR 2.0」，確保電網供需平衡。DR 2.0 之特點，在於其即時反應瞬間係以「秒」或「毫秒 (millisecond)¹⁶」為單位，以數位訊號 (digital signal) 取代類比基礎系統 (analog based system)，更快速地平衡電能供需 (參見圖 1)。此外，市場也需要更周全的輔助服務，如備用容量 (capacity reserve)、升降載服務 (ramping service) 與頻率控制 (frequency control) 等，即時反應天候現狀，立即調節電力供給。另一方面，儲能系統 (storage energy system) 可儲存再生能源之超

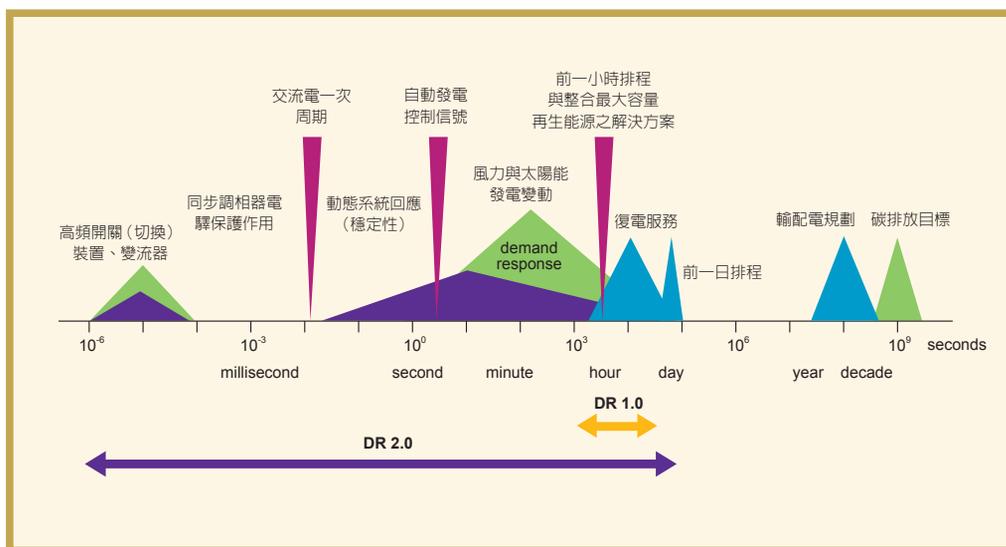
¹⁴ 係指同一行為主體，兼具電力生產者 (producer) 與消費者 (consumer) 之角色，即用戶本身除了向電業購電之外，亦有再生能源發電或電動車儲能設施，可逆向售電給電業。

¹⁵ 根據 Chao (2010)，許志義、謝嘉豪 (2012)，傳統需量反應方案有許多搭便車 (free-rider) 之參與用戶，電業往往給予過高之價格誘因，造成社會無謂損失 (deadweight loss)。反之，也有可能電業給予的價格誘因偏低，同樣無法達成柏拉圖最適。

¹⁶ 一毫秒等於千分之一秒。

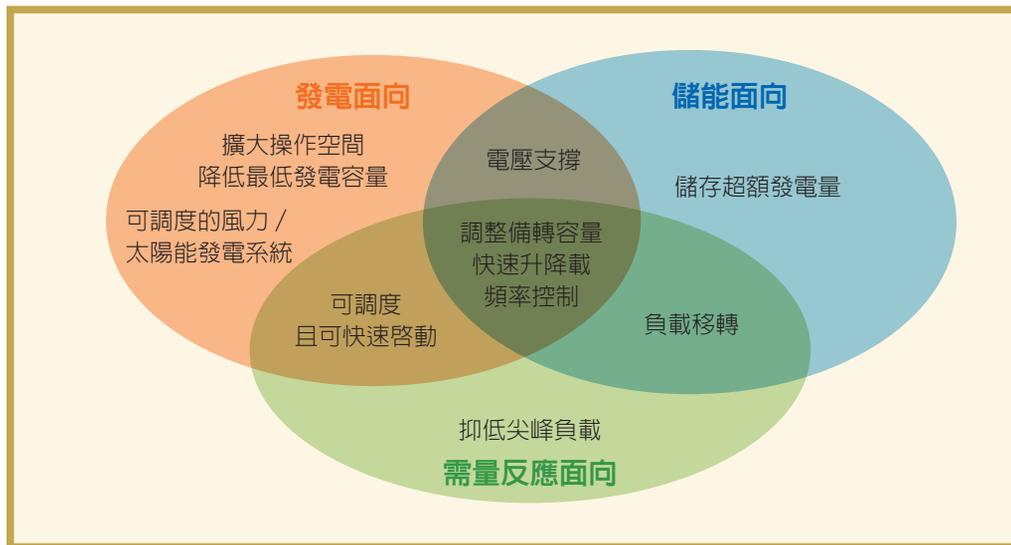
額發電量，並提供相對平穩的電力輸出，減低分散型發電的不穩定性，並提升整體電力系統的調度彈性。簡言之，DR2.0 技術之成敗關鍵在於需量反應、分散型發電以及儲能系統 3 個面向之相互整合（參見圖 2）。

因應此一發展趨勢，近年先進國家也積極修改法規，促進分散型發電與儲能系統發展。以美國為例，2010 年 FERC 要求北美電力可靠度公司（North American Electric Reliability Corporation, NERC）修改電力可靠度標準程序相關規定。2013 年 4 月 FERC 公告修改後的第 773-A 號指令，規定分散式電力系統大於 100kV，建置與移除分散式電力系統需按標準作業，其設備種類與結構亦有一致性之規格；同年 7 月公告第 784 號指令，鬆綁參與輔助服務市場的限制，並修訂相關會計與申報規定，增加公用事業投資儲能系統誘因，減低儲能技術開發商的市場進入障礙。



資料來源：De Martini, P. (2013)。

圖1 電力系統操作光譜



資料來源：Liu (2012)。

圖2 DR 2.0三面向整合示意

面對需量反應、在地發電 (onsite generation) 以及儲能系統之蓬勃發展，先進國家開始以興建零耗能建築 (Zero Energy Building, ZEB)¹⁷、虛擬電廠 (virtual power plant, VPP)¹⁸ 以及微電網 (micro-grid)¹⁹ 做為階段性目標，按部就班地完成 DR 2.0 的研究、開發、示範、布建、擴散 (Research, Development, Demonstration, Deployment and Diffusion, RDDD&D)。最終目的係整合中央電力系統、分散型發電以及儲能系統，型塑具有「雙向互動」、「自我療癒 (self-healing)」特色的智慧電網，這也是「Web 2.0²⁰」電網之實

¹⁷ 係指以再生能源供應建築物百分之百的電力需求，不用任何化石能源所產生的電力，若建築物內電力不足，方藉由電網輸入外界電力。

¹⁸ 筆者所謂之「虛擬電廠」，係指中央電力系統 (包括垂直整合綜合電業、RTO、ISO、TSO 等) 能夠透過自動化電力調度，遙控遠端之分散型電源 (再生能源、儲能設施或需量反應) 之軟硬體系統。藉各種分散於不同地點之微系統，集結成一個即時同步互動的虛擬系統，形同取代中央電力系統之一部分傳統發電廠。

¹⁹ 係由分散式電源、儲能系統、切換裝置、負載管理與監控、保護裝置等設備集合而成的小型發電系統，特色是除了可與中央電力系統或外部電網合併運作外，也能夠獨立運作。

²⁰ Web1.0 係指傳統網際網路用戶僅能「單向」、「被動」接受網頁上刊載之資訊。而 Web 2.0 係以用戶為中心，各用戶之間透過網際網路達到資訊「交流」之目的。典型案例如 Facebook 網路社群網站、應用程式 (app)、部落格 (blog) 以及維基百科等。

現。由於需量反應在智慧電網運作過程扮演之角色相當關鍵，被認定是一種「殺手級應用（killer application）²¹」。

目前先進國家已有許多「DR 2.0」之案例，透過「示範性」、「區域性」建置虛擬電廠或智慧電網，先產生示範效果，成為眾所矚目之標竿，再逐步擴展成區域之規模，進而達到全面性智慧電網之實現，茲列舉如下：

（一）CPS 能源公司：H2G 虛擬電廠

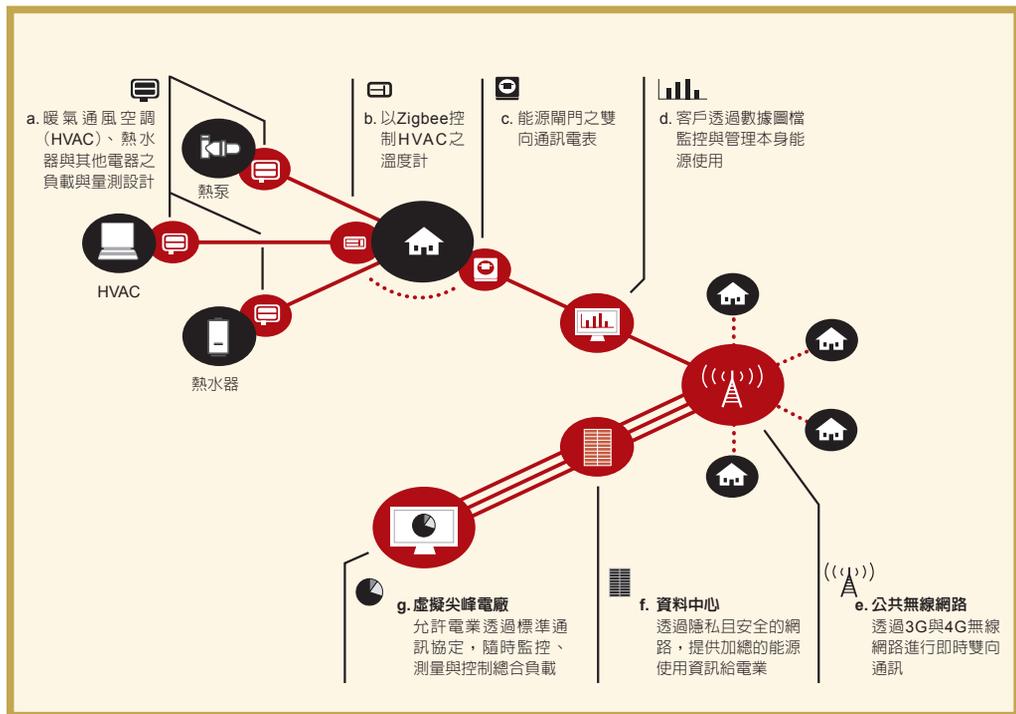
CPS 能源公司位於美國德州聖安東尼奧，是當地最大的市政公用事業，擁有 70 萬電力用戶與 30 萬天然氣用戶。該公司預計於 2020 年將再生能源發電比例提升至 20%，並抑低 771MW 尖峰負載容量。為達此目標，CPS 於 2010 年與 Consert Inc. 能源服務公司合作，展開 H2G（home to grid）虛擬電廠計畫。剛起步時，僅集結 100 戶家庭與小型商業用戶，然而截至 2013 年 7 月為止，已集結超過 14 萬用戶參與，並抑低 250MW 的尖峰負載容量。

此計畫主要係透過高能源效率的熱水器、游泳池熱泵（pool pump）以及暖通空調（Heating, Ventilation and Air Conditioning, HVAC）等裝置節約能源，這些裝置都能透過 Zigbee 遙控自動調溫。Consert Inc. 可藉由 3G 或 4G 介面快速、即時管理用戶用電量，在電力供給緊澀時段配合降載（參見圖 3）。

（二）RWE 虛擬電廠

德國第二大電力供應商——萊因集團（RWE）與西門子公司（Siemens）合作，結合萊茵－魯爾（Rhine-Ruhr）周圍的汽電共生、小型風力發電機、太陽能發電以及其他小型再生能源發電系統，於 2012 年 2 月成立具

²¹ 2008 年底 FERC 主席 Joseph Kelliher 於發表 "Demand Response and Advanced Metering" 評估報告時曾提及 "……Demand response is clearly the 'killer application' for the smart grid."。請參見 <http://www.ferc.gov/media/news-releases/2008/2008-4/12-29-08.asp>，最後瀏覽日：2013 年 10 月 24 日。



資料來源：Consert Inc. 網站。

圖3 CPS與Consert Inc.所合作之虛擬電廠示意

商用規模的虛擬電廠。並於 2013 年 2 月，於德國電力交易所 (Energy Exchange, EEX) 正式提供電力服務。該虛擬電廠中，最小規模的發電廠為 150kW，最大規模的發電廠為 1,100kW，總電力容量為 20MW，並預期於 2015 年，將容量擴充至 200MW (參見圖 4)。

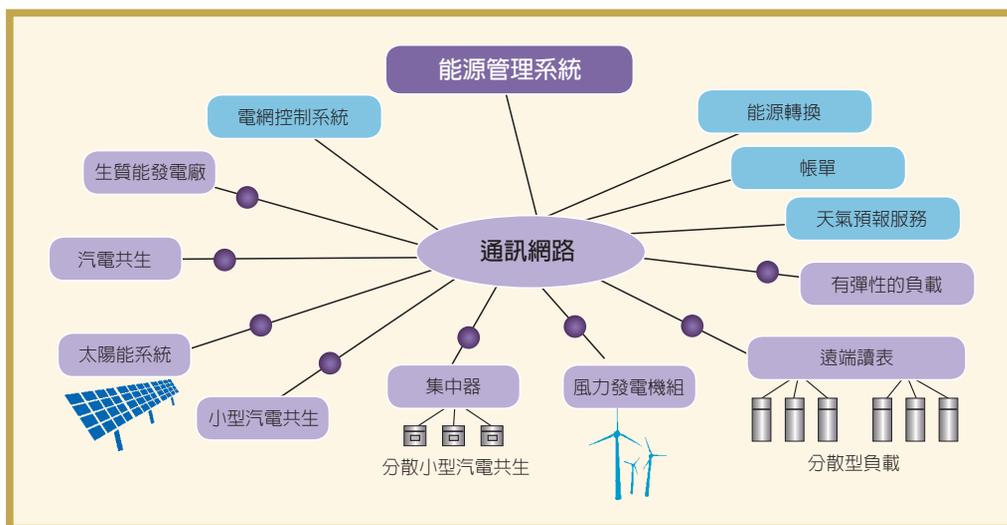
(三) 西北太平洋智慧電網示範專案 (Pacific Northwest Smart Grid Demonstration Project, PNW-SGDP)

該專案自 2010 年開始啟動，範圍包括愛達華、蒙大拿、俄勒岡、華盛頓以及懷俄明等 5 個州，共 6 萬住宅用戶。專案成員由隸屬美國能源部的邦威電力管理局 (Bonneville Power Administration, BPA) 與 IBM、3TIER、QualityLogic、Alstom Gridu 以及 Netezza 等合作廠商，以及 11

家電力公司共同組成，該專案已投入 1.78 億美元，其中一半來自聯邦政府，另一半來自參與廠商。該專案四大目標如下：

1. 實現分散型發電、儲能系統與現有電網措施間之雙向通信。
2. 量化智慧電網的成本與效益。
3. 對網路互通性與安全提出更先進的標準。
4. 促進風力等再生能源資源之整合

該專案提供了先進讀表、能源資通訊以及分散型發電等技術研究之平台。以電動車儲能電池為例，由於傍晚通常為用電尖峰時段，但人們又習慣下班後將電動車直接停進車庫充電，容易使得區域電網負載過重。BPA、巴特爾公司（Battelle）以及華盛頓大學合作研究發現，若車主可改在半夜的離峰時段替電動車充電，可移轉傍晚用電尖峰時段 70% 的負載，避免因尖峰負載不足所需增建電廠之成本。藉由智慧電表感測、接收的用電量資料，可幫助電業更有效地分配電力。更可直接設定電動車的充電時間，鼓勵用戶於優惠時段充電。



資料來源：RWE 網站。

圖4 RWE虛擬電廠示意

肆、台灣DR與虛擬電廠推動策略

需量反應可說是當前最有效的節能減碳工具之一。根據熱力學第二定律，從化石能源開採、越洋航運至國內發電廠，經過輸、配電系統與電表至用戶終端設備，轉換為電力服務之過程中，所造成能源轉換的損失至少是實際使用電能的 5 倍。換言之，用戶參與需量反應方案，每節省 1 度電，實際可為地球節省至少 5 度電，其「槓桿作用」所帶來節能減碳效益之顯著性與重要性，不言而喻。

另一方面，各種需量反應方案對於電力系統備用容量，均具有關鍵性的影響。尤其「DR2.0」可即時因應天候瞬間變化，確保電網供需平衡，可大幅增加電力系統備轉容量（spinning reserve）彈性，避免限電危機。因此，如何使需量反應的參與用戶、總契約容量以及參差率大幅提升，係政府有關單位應積極規劃之重點。惟台灣當前之時空背景與客觀環境，相較於先進國家電力市場已充分自由化之情況，並不相同。因此，政策規畫必須加以考量需量反應方案推動過程之可操作性。在此原則下，本文試擬六項推動策略如次：

一、需量反應發展趨勢改變電力政策規劃與管理思維

當前我國在廣泛布建 AMI 之際，其電業決策思維與方程式（即所謂 calculus²²）必須加以調整。具體言之，需從以往僅由電業「單向」提供用戶電力服務，調整為電業與用戶分享「即時」資訊以及「雙向」互售電力，提升電網穩定度，亦即「Web 2.0」電網之實現。然而，其轉型關鍵在於我國需量反應方案是否能從目前「DR 1.0」階段，先過渡至「DR 1.5」，進而再達到「DR 2.0」。

²² President Obama said 2013/9/6 about his policy on Syria and chemical weapons: "...That would change my calculus. That would change my equation."

準此而論，電力政策規劃重點，除從傳統「上而下」新設電源以增加中央電力系統裝置容量之外，也要同時盡量容納（accommodate）「下而上」之規劃模式，亦即積極鼓勵用戶端布建小型分散式發電與儲能系統，透過中央電力系統與分散式電源間相互調和，讓整體電網運作更加穩定。

考量操作面之可行性，可先由目前政府「陽光屋頂百萬座」之政策規劃時間表著手。目前為止，2012年規劃設置目標為100MW，2013年原訂目標130MW，後因國內太陽能發電系統設置需求增加，其設置目標已上調至175MW。今年（2014）設置目標更提升至210MW，以鼓勵屋頂型太陽光電系統為主。預計2015年將完成847MW，2020年更將達到2,120MW之太陽光電發電系統設置容量。本文建議在上述既有之規劃時程與裝置容量基礎上，政府有關單位能積極平行規劃需量反應（包括電動車或儲能設備）之可行方案，相互搭配，應可產生整體綜效（Synergy）。

二、檢討現行台電負載管理方案之適用性

台電自1987年推出可停電力電價方案以來，歷經多次增訂，演變為現行4種「計劃性」、4種「臨時性」，共8種「用戶配合減少用電優惠措施」²³。根據廖惠珠、蔡志孟（2013）指出，近年參與用戶所簽訂之抑低容量，在尖載日實際執行率僅約60%，落差甚大（參見表3），有待檢討修正。

探究這些方案成效受限之背後因素，首先係因我國電價長期扭曲與凍漲，用戶節約用電的誘因有限，以致配合台電負載管理方案之意願不高。其次，上述八種方案適用對象多集中於工業用戶，傳統工業用戶尖峰負載抑低容量已逐漸飽和。再者，新興產業因生產型態多以24小時連續製程為主，較不具移轉潛力。綜合以上因素，台電負載管理方案之內容與對象，有進一步調整之必要。

²³ 台電公司曾於2006年增訂「需量反應計畫」，現已更名為「臨時性減少用電措施（四）」。

值此當前廣泛布建 AMI 之際，住宅用戶應為需求面管理方案下一波市場利基之目標群體²⁴。因此，有關單位應透過資料探勘、實驗設計、群集分析以及成本效益探討等研究方法，實際瞭解住宅用戶用電特性及其客觀限制，研擬具實際可操作性之需量反應方案。

表3 「用戶配合減少用電優惠措施」實施績效

年度	參與戶數	約定抑低容量 (萬瓩)	實際抑低容量 (萬瓩)	執行率 (%)
2008	1,160	203.4	114.6	56
2009	1,184	197.5	122.5	62
2010	1,251	216.1	129.0	60
2011	1,255	231.1	146.5	63
2012	1,271	221.7	136.8	62

資料來源：廖惠珠、蔡志孟（2013）。

三、積極推動用戶群代表之創新節能商業模式

根據先進國家發展經驗，為使需量反應方案可順利推行，電業通常與「第三方」之用戶群代表形成策略聯盟，以降低與眾多用戶間的交易成本。然而，用戶群代表多為具有專業節能技術之能源服務公司，如前文所提 Comverge 與 EnerNoc 等。

以 Comverge 為例，2006 年美國康乃狄克州輸電容量不足以應付夏季尖峰時段。此時 Comverge 與缺電地區 15,000 個住宅或小型用戶簽約，配合電業執行需量反應方案，於必要時段緊急降載，平均每戶降載 750 ~ 2,000 瓦，每戶 1 年平均約可獲得 100 美元的電價優惠。至 2013 年初，全美共計已超過

²⁴ 根據聯合國政府間氣候變遷跨國委員會（Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC）（2010）評估及 Mckinsey（2009）指出：全球至 2030 年止，住商部門係具有「最低節能減碳技術成本與執行成本，卻相對可獲得最大減量效果」的部門。主要原因即在於過去此部門之尖離峰時段，多數國家皆未安裝智慧電錶，迄未能採行時間電價，故其電力需求面管理尚存在很大的改善空間，如同一片「藍海」。

100 萬用戶參與 Comverge 公司所提供之需量反應方案，客戶量成長幅度相當驚人。參照上述先進國家經驗，如加州 PG&E、SCE、SDG&E 公司官網上均列有獲推薦之 ESCO 名單。準此，台電公司推行需量反應方案時，宜選定若干商譽良好之 ESCO 或用戶群代表，在台電官網上以超連結（hyperlink）選單呈現，供有意採行需量反應方案之用戶自行挑選，形成策略聯盟，相互配合，藉由完整的產業供應鏈，落實需量反應之效果。

四、透過示範性、區域性之計畫，按部就班邁向「DR 2.0」

前文所舉先進國家多項「示範性」、「區域性」虛擬電廠、微電網以及智慧電網先導計畫，係先建立因地制宜之 DR 2.0 標竿案例，一方面邊做邊學（learning by doing），一方面眼見為信（seeing is believing），產生花車效應（bandwagon effect），讓更多廠商願意投入，產生規模經濟，完成智慧電網之布建。

台灣刻正推行的「澎湖低碳島」計畫與行政院原子能委員會核能研究所設置的「百瓩級微型電網試驗場」，正是我國智慧電網極佳之研究與示範平台。政府有關單位可在既有基礎上，開發更多可做示範點的區域。

五、宜推動「綠色金融貸款」鼓勵建置分散式發電

目前分散式發電系統建置成本仍高昂²⁵，政府應積極與金融業者合作，推出優惠利率之「綠色金融貸款」，協助企業或個體戶建置分散式發電系統。如美國加州為推廣太陽能發電，2008 年開始執行「多戶住屋可負擔太陽能計畫（Multifamily Affordable Solar Housing, MASH）」。該計畫提供以容量為基礎，定額、預付性質之財務誘因，裝設用來抵銷公設與租賃戶負載的太陽能發電系

²⁵ 根據經濟部能源局官網之「太陽光電系統 Q&A」，太陽光電發電系統（設備）的安裝費用因系統容量大小、材料選用、施工方法、安裝現場的特殊性（如額外的引接線費用）等而有差異性，目前市面上系統單價約 8～13 萬/瓩。

統。依其系統所能生產的發電容量以及抵銷負載種類，給予補貼金額如下：用以抵銷公設負載為每瓦 3.30 美元，用以抵銷租賃戶負載則為每瓦 4 美元。申請者需於半年前提出申請。根據加州政府統計，加州住宅有 43% 為租賃住戶，若房東將太陽能發電所節省的能源支出，用於抵減房租，可創造房東、房客均可節省能源費用支出的「雙贏」局面。

國內現已有金融業者鎖定個體戶給予優惠，如永豐銀行於 2013 年 8 月推動「太陽能充電設備融資專案」，最多可貸款 8 成，利率約為 4.5%。在既有基礎上，政府有關單位應持續與更多金融業者密切合作，提供更低利率優惠之專案，提升一般民衆設置分散式發電系統之意願，進而達到普及化目標。

六、參考先進國家經驗，修訂「與時俱進」之相關法規

前文闡述美國因應需量反應、輔助服務、分散式電源以及儲能系統等相關技術進步，增訂或修改相關法規（如前文提及 FERC 五項指令），降低其市場不確定性。就「消極面」而言，政府應藉由修訂法規，使各種需量反應技術與服務有公平競爭之市場環境。「積極面」而言，透過公平競爭，讓市場找到最低成本之需量反應資源，達到「柏拉圖效率（Pareto efficiency）」。因此，政府有關單位除了藉由以上 5 項推動策略外，更應積極瞭解其他先進國家電力需求面管理相關法規修正歷程與背景，因應電力市場之發展趨勢，修訂「與時俱進」之相關法規，提供需量反應各種資源可公平競爭之環境。

伍、結論

縱觀先進國家需量反應過去 40 年來之發展歷程，可分為三時期：(1) 1970 年代係透過價格導向與誘因導向之「DR 1.0」方案，抑低或移轉用戶端尖峰時段負載。(2) 嗣後，因能源資通訊技術推陳出新，AMI 逐漸普及，走向自

動化之「DR 1.5」，並透過用戶群代表之創新商業模式，進一步擴大 DR 1.5 市場滲透率及其整體效益。(3) 時至今日，再生能源迅速增量併入電網，能夠即時反應電力供需現況的「DR 2.0」，可彌補再生能源發電不穩定之缺陷，乃成為當前電力需求面管理趨勢之主流價值。

因應此一趨勢，本文研擬 6 項推動策略供政府相關單位參考：(1) 改變電力政策規劃與管理思維，除傳統「上而下」新設電源以增加中央電力系統裝置容量之外，也要同時容納「下而上」擴展模式，鼓勵用戶端裝設小型分散式發電與儲能系統，促成中央電力系統與分散型電源間之相互調和。(2) 檢討現行台電負載管理方案之適用性，並透過田野調查，實際瞭解住宅用戶用電特性與客觀限制，研擬適用於住宅用戶之需量反應方案。(3) 積極推動用戶群代表之新興節能商業模式，藉由市場機能落實需量反應之效果。(4) 透過示範性、區域性之虛擬電廠、微電網以及智慧電網計畫，按部就班邁向「DR 2.0」。(5) 與金融業者合作，提供優惠利率之「綠色金融貸款」，提升企業與一般民衆設置分散式發電系統之意願。(6) 參酌先進國家經驗，藉由法規修訂，研擬有助於需量反應技術發展之框架。

台灣電力需量反應仍屬「DR 1.0」之階段，宜積極掌握當前全球電力市場加速轉型之關鍵時刻，善用本身 EICT 先進技術與得天獨厚之太陽能、風力等再生能源供應環境，積極仿先進國家制定 DR 相關之法令規範，妥善規劃道路地圖 (road map) 與短中長期之相關策略，追上全球電業發展腳步。🌱

參考文獻

一、中文部分

1. 王京明 (2002)，「電業自由化下我國需求面管理之未來展望」，財團法人國家政策研究基金會，永續 (研) 091-028 號國政研究報告。

2. 許志義、柏雲昌、王京明、錢玉蘭 (2012), 「能源需求面管理政策及其效益評估模型之探討」, 《碳經濟》, 第 25 期, 頁 19 ~ 38。
3. 許志義、謝嘉豪 (2012), 「臺電需求面管理之經濟分析——用戶計劃性減少用電措施案例」, 《臺灣銀行季刊》, 第 63 卷第 3 期, 頁 53 ~ 84。
4. 廖慧珠、蔡志孟 (2013), 「供電可靠度與電價的關係」, 中技社專題報告。

二、英文部分

1. Cappers, P., C. Goldman and D. Kathan (2009), "Demand Response in U.S. Electricity Markets: Empirical Evidence," Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory.
2. Chao, H. P. (2010), "Price-Responsive Demand Management for a Smart Grid World," The Electricity Journal, Vol. 23, Issue 1, p.7-20.
3. FERC (2012), "Assessment of Demand Response and Advanced Metering," Federal Energy Regulatory Commission.
4. Hirst, E. and C. Goldman (1991), "Creating the Future: Integrated Resource Planning for Electric Utilities," Annual Review of Energy and the Environment, P91-121.
5. Hurley, D., P. Peterson, M. Whited (2013), "Demand Response as a Power System Resource: Program Designs, Performance, and Lessons Learned in the United States," Synapse Energy Economics for the Regulatory Assistance Project.
6. Liu, S., (2012), "System Flexibility for Integrating 33% Renewable Generation in California ISO," Clean Energy Regulatory Forum Workshop 4, November 8-9.

7. Martini, P., (2013), "DR2.0 - A Future of Customer Response," paper presented at National Town Meeting on Demand Response and Smart Grid, Washington D.C., July 9-11.

三、網路部分

1. 加州公用事業委員會：<http://www.cpuc.ca.gov>
2. EnerNoc website：<http://www.enernoc.com>
3. FERC website：<http://www.ferc.gov>
4. NY-Best website：<http://www.ny-best.org>
5. PG&E website：<http://www.pge.com>
6. SCE website：<http://www.sce.com>