

虛擬電廠參與者之成本效益分析與政策推介

許志義^{1*} 鍾皓晨²

摘 要

虛擬電廠之核心價值為整合眾多「分散」、「零星」的「虛擬尖峰容量」，發揮「聚沙成塔」的效果，可於用電尖峰時段配合電力公司抑低需量，以達到降低電力系統尖峰發電需求及總發電成本之目的。本研究旨在建立表燈用戶、高壓用戶與整體社會參與虛擬電廠運作之成本效益量化模型。同時，針對研究結果做出相關的政策推介。根據本研究實證分析顯示，表燈用戶是否有意願參與虛擬電廠之運作與彈性電價方案的容量費率折扣高低最為相關；高壓用戶若能有效地整合並利用其擁有的分散式發電設備來參與虛擬電廠之運作，在本研究之案例模擬情境下，益本比可達1.53，經濟效益頗為顯著。以整體社會的角度觀之，若能促使電力用戶更積極地參與彈性電價需量反應方案和多建置再生能源發電設備來供自身用電，節省下興建尖峰電廠的發電容量避免成本，同時亦具減碳之無形經濟效益。依據實證分析之結果，本研究有三項主要的政策推介。其一為台電公司宜適度地調整既有的需量競價措施之基本電費折扣費率至100(元/瓩-月)或以上，增加誘因共容，讓用戶有動機去配合政府的節能政策。其二為政府可扶植虛擬電廠在我國發展，藉其來整合用電需量不大的表燈用戶，讓表燈用戶有更多元的電價方案「自我選擇」機會，將節能政策以「群眾外包」的方式來達成。其三為未來整體電力系統的政策規劃，應具「跨系統」之配套觀點，強化各再生能源之間，以及再生能源與儲能設備、彈性電價方案間之鏈結，利用嶄新的能源管理技術，來進行供給與需求端之系統整合。

關鍵詞：虛擬電廠、虛擬尖峰容量、分散式電源、彈性電價方案、成本效益分析

1. 前 言

1.1 研究背景

在智慧電網架構下，即使小規模的分散式電源亦可進入電網，形成虛擬電廠(Virtual Power Plant, VPP)。Rifkin (2014)在「零邊際成本社會(Zero Marginal Cost Society)」一書中提及，能源網際網路(Energy Internet)的物聯網(Internet of Things, IoT)時代已經來臨，而再生

能源的邊際成本接近於零，且分散式電源與當前物聯網的發展主流完全一致。虛擬電廠係將電網中所有分散式電源、儲能設備和彈性電價方案(包括汽電共生、柴油引擎、電動車、太陽能發電、風力發電、需量反應等)藉由一個中控資訊平台做整合，在電力「供不應求」時，透過彈性電價方案，誘使用戶自願參加且抑低其電力需求負載，促使電力保持「供需平衡」。反之，若發電過剩時，則中控平台可將之貯存於儲能設備作備用，或透過電網將多餘電能轉

¹ 國立中興大學資訊管理學系暨應用經濟學系合聘教授兼產業發展研究中心主任

² 國立中興大學應用經濟系碩士班研究生

*通訊作者, 電話: 04-22857798, E-mail: hsu@nchu.edu.tw

收到日期: 2016年11月30日

修正日期: 2017年02月17日

接受日期: 2017年04月30日

售給其他用戶。易言之，眾多小型分散式電源與儲能設備，在中控資訊平台的整合下，宛如一座隱形的發電廠，具有「雙向互動」、「即時同步」、「彈性負載」和「積少成多」的特質(許志義，2014)。

當前先進國家已有虛擬電廠之體現實例，例如德國2012年第二大電力供應商—萊因集團(RWE)與西門子公司(Siemens)合作，結合萊因—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，成立具商用規模的虛擬電廠。該虛擬電廠中，最小規模的發電廠僅為150 kW，最大規模的發電廠亦只有為1,100 kW，總電力容量為20 MW。由上述之實際案例可見虛擬電廠不僅可以「聚沙成塔」之力來解決電力供需失衡問題，更重要的，其節能減碳之功效實不容小覷。

當前我國興建新的發、輸、配電網與開發新電廠均遭受相當大的阻力，相對地分散式電源、再生能源則如雨後春筍迅速展開。若能以一個中控資訊平台，鏈結分散式電源、再生能源和彈性電價方案等，集結「螞蟻雄兵」之力，形成虛擬電廠，如此一來，除了預期將可有效舒緩我國發、輸、配電以及饋線於用電尖峰時段壅塞之困境外，虛擬電廠亦可藉由調整其轄下眾多電力用戶之電能供需，配合電力公司之彈性電價方案(在我國可能為台電公司之需量競價措施)，獲得電力公司的電價優惠或回饋，並將這些利益與其電力用戶相互分享，達成「三贏」，包括電力公司、電力用戶、虛擬電廠三者。若進一步考量節能減碳之效益，則整體社會亦能受惠，可謂之「四贏」。

1.2 研究動機

國立成功大學電機工程學系於2014年所開始執行的「需量反應、分散式電源與儲能之整合應用」國家型研究計畫，旨在提升我國分散

式電力資源(含分散式電源、儲能系統和需量反應)電能調度之技術發展與應用，並進行「配電電能管理系統(Substation Energy Management System, Substation-EMS)」和「整合分散式電力資源之電能管理系統(Energy Management System for Distributed Energy Resources, DER-EMS)」的開發、系統建置及運轉測試，其為我國虛擬電廠運作之相關技術的體現(楊宏澤等，2014)。

Substation-EMS之功用為擷取電網中每一饋線之即時電力資訊，並進行電力潮流、負載轉供及實、虛功率補償等分析，並透過Substation-EMS計算各別饋線所屬的DER-EMS所需之電能調度量，並藉由通訊介面將命令送至各個DER-EMS，以維持配電系統穩定與可靠。至於DER-EMS之功用則為虛擬電廠運作之核心，其統馭轄下若干之DER，並配合Substation-EMS調度指令動作，以維持配電網路穩定與可靠。DER-EMS和Substation-EMS之關係如圖1所示，並可由圖1可看出每個DER-EMS的統轄範圍即可視為一座虛擬電廠。

虛擬電廠之優點至少有三項，其一為電力公司的發電機組於尖峰時段尚有發電容量之情況下，因為此時段之發電成本較為昂貴，為了減少此時段發電之避免成本，可行的方案為藉由虛擬電廠來調度其轄下各分散式電源(如使用彈性電價方案，來抑低部分電力用戶的需量)，以解決尖峰時段供電緊澀之困境。

其二為電力公司的發電機組於尖峰時段已無發電備轉容量之情況下，因短期間無法立即擴充發電設備，且尖峰時段之期間亦不甚長，若以興建新的發電廠房來應付此時之用電需求，則該廠房於其他離峰時段則有閒置產能之問題。因此解決方案可以為藉由虛擬電廠來調度其轄下各分散式電源¹，來解決尖峰時段供電容量不足之困境。

其三為若電力公司之輸、配電設備於某

¹如調度某高壓用戶自備用來應付臨時性斷電的儲能設備、發電機，來支應該區域之用電需量。

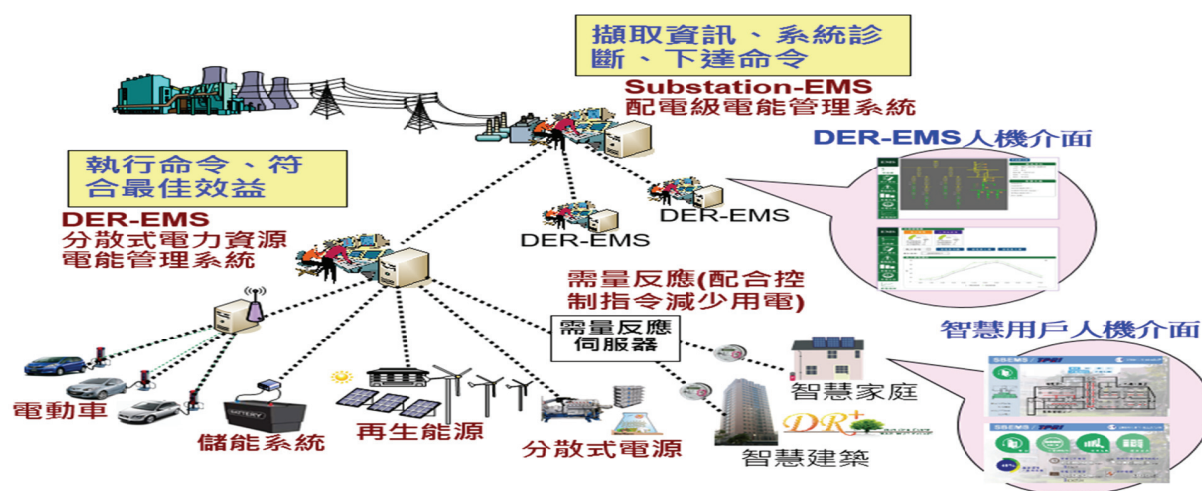


圖1 DER-EMS和Substation-EMS關係圖
資料來源：台電公司，2015；本研究繪製

時段出現了壅塞的問題，在興建新的輸、配電設備不易(如民眾抗爭問題)或成本龐大的情況下，可以藉由虛擬電廠之彈性電價方案，利用價格誘因，使部分電力用戶願意抑低負載來解決之。

長久以來，臺灣到處顯現「鄰避(not in my backyard, NIMBY)」現象，使得許多區域之用电需求逐年提升，但輸、變電設施改善計畫卻屢遭阻礙，導致區域供電瓶頸問題遲遲無法解決。職是之故，我國若能仿效先進國家，以自行研發之DER-EMS技術，來發展虛擬電廠商業模式，整合擁有分散式(小型)電源、再生能源發電設備、儲能設備和願意參與彈性電價方案的眾多高壓、低壓和表燈用戶等，使其願意加入虛擬電廠之運作，將有助於提升我國電力供需彈性與電力系統之可靠度。

1.3 研究目的

虛擬電廠能有效之運作，須賴於眾多的電力用戶願意參與其分散式電源之整合和彈性電價方案的施行，且不同類型之電力用戶，因自身所具備的條件本就不一(如用電行為是否具有彈性、是否擁有分散式發電設備等)，故參與虛擬電廠運作時之經濟效益和機會成本亦不同。準此，本研究旨在利用一個量化模型，找出電力用戶與整體社會參與虛擬電廠時之機會效益

與機會成本，接續評估電力用戶與整體社會參與虛擬電廠之運作是否具經濟可行性，並針對研究結果做出相關的政策推介。具體而言，本研究之分項目的有以下數端：

- (1) 建立表燈用戶參與虛擬電廠運作之事前評估經濟效益量化模型並實證分析之。
- (2) 針對表燈用戶參與虛擬電廠運作之關鍵因素進行敏感度分析。
- (3) 建立高壓用戶參與虛擬電廠運作之事前評估經濟效益量化模型並實證分析之。
- (4) 建立整體社會參與虛擬電廠運作之事前評估經濟效益量化模型並實證分析之。

2. 文獻回顧

本研究之文獻回顧將先針對虛擬電廠之相關概念與國外先進國家相關實際案例做探討，接續再進行電力資源經濟效益檢定相關文獻的探討，最後為小結，將對所有文獻內容資訊做一結論。

2.1 虛擬電廠相關文獻與案例

何謂虛擬電廠？Landsbergen (2009)指出虛擬電廠為眾多分散式電源之整合，並且共同由中央控制系統運作；Pike Research (2013)定義虛擬電廠為在單一且安全的網絡連接系統

下，一套透過軟體執行遠端與自動化電力調度以及發電最適化、需求端管理或儲能設備等功能的系統。因此，虛擬電廠不僅從供給面集合分散式電源，更跨足到需求端做電力消費管理的整合；許志義(2014)認為虛擬電廠包括四個部分：中控資訊平台、分散式再生能源發電系統、儲能設備、彈性電價方案。其中資訊平台提供關鍵之電價訊號，反映影響再生能源發電的天候狀況、用戶需求強度等即時資訊，不但能緩解再生能源供電不穩的問題，同時可誘使電力用戶即時抑低負載，進而減緩興建傳統發電廠與輸、配電設施之壓力。

根據上述先進對虛擬電廠下的定義，可看出虛擬電廠有別於一般傳統發電廠，使電力資源不僅來自電力公司的供電系統，亦可「即時」、「雙向」來自電力需求端之分散型發電系統，其電力供需較過去更多元、更充沛、更具彈性。虛擬電廠之運作可搭配彈性電價的誘因機制，在電力「供不應求」時，透過電價優惠方案，誘使電力消費者自願參加且抑低其電力需求負載，促使電力保持「供需平衡」；反之若發電過剩時，則中控平台可將之貯存於儲能設備作為備用，或透過提升消費者需求，從而達到負載填谷之目的。

相較於單一分散式電源，陳彥豪等(2014)認為虛擬電廠可帶來的效益包含市場整合、可參與排程且參與市場交易、參與輔助服務市場等。同時與大型發電廠相比，虛擬電廠具彈性、動態容量可進行調整、可平衡不同能源來源與可有效整合需量管理等運作優勢。許志義(2014)認為電力政策規劃之重點，除了用過往的「上而下」觀點來新設電源以增加中央電力系統裝置的容量外，同時，容納(accommodate)「下而上」的規劃模式也相當重要，意即鼓勵

電力用戶端布建小型分散式電源與儲能設備，並透過中央電力系統與分散式發電設備間相互協調(coordination)，讓整體電網之運作更加穩定，此亦為虛擬電廠所能帶來的效益。

隨著能源資通訊科技不斷發展，有別於過往虛擬尖峰容量²的做法，虛擬電廠之相關概念³蔚為當前電力需求面管理的主流研究內容，以下將對虛擬電廠之相關研究與先進國家於虛擬電廠的實際案例做介紹。

Zhang *et al.* (2016)認為能源管理系統可以集結需量反應、風力發電設備和儲能設備，並搭配智慧電網和先進的資通訊技術，做跨系統的整合，成為一個虛擬電廠，掌握市場上的電力需求價格訊號，並策略性地在日前市場和實時市場間買入和賣出能量，藉此獲利。

Jadid *et al.* (2016)認為能源市場正在朝著對分散式電源進行整合的方向發展，為了管理這種日益增長的雙向複雜性，虛擬電廠於世界各地正在發展當中，且其研究中所實證之虛擬電廠，亦包含了儲能設備和需量反應方案。Jadid *et al.*的實證結果指出當虛擬電廠之調度運作包含需量反應方案時，將能降低其總操作成本，並減少其對上游電網的依存度。

Zhang *et al.* (2016)指出虛擬電廠可以在某一特定區域整合分散式電源，並參與電力市場的運作。隨著電力用戶尖峰用電需求的不斷增加，虛擬電廠之概念也正擴張當中。由於再生能源發電具有間歇性，因此如何利用虛擬電廠來整合其他電力資源，以支應電力用戶尖峰時段的用電，是一項重要課題。

日本的關西電力公司2016年和日立和三菱等公司組成一個團隊，去開發虛擬電廠的相關技術。其技術的開發將會著重在將位在不同區域的太陽能發電設備和風力發電設備做鏈結，

² 虛擬尖峰容量為電力公司藉由電價優惠或市場誘因機制，透過需量競價的方式或其他彈性電價方案，導引眾多電力用戶在尖峰供電緊澀時段，配合電力公司之需求而降低負載。當前我國台電公司之需量競價措施，即可視為一項虛擬尖峰容量的作法。

³ 兩者之主要差別在於虛擬尖峰容量常為藉由用戶群代表整合眾多分散的用戶參與電業之彈性電價方案，而虛擬電廠則可能為用戶群代表整合眾多用戶的電力負載、分散式發電設備和再生能源發電設備，直接跟既有的電業在電力市場上競爭，將電力售給終端用戶，故可謂虛擬尖峰容量為虛擬電廠的一種雛型，即為不售電之虛擬電廠。

並匯集其所發之電力將之儲存供未來使用。日本開發虛擬電廠是為了以防在因為天氣或任何無法控制的自然因素下，致使傳統電廠的供電中斷時，可以用平時所儲存的再生能源電力來供電，作為傳統發電廠的備用電源。此外，日本政府規劃在到2030年止，將布局讓再生能源佔日本總能源的20%，產業經濟省亦預計投入30億日圓來補貼虛擬電廠相關技術的發展(Nikkei, 2016)。

Dietrich *et al.* (2015)該文探討數個虛擬電廠的策略，同時進行技術經濟面的分析。由於至2020年西班牙新建置的發電容量，預期超過一半以上是分散式電源，而且大多數的分散式電源，是由間歇性供電的再生能源所提供，因此，對於西班牙電力系統造成運轉不確定性的挑戰。當分散式發電機組增加時，這些機組的單位容量卻相對降低，為了確保電力系統整體操作的可行性，必須將許多小型的發電機組(包含需求面管理)整合為單一的虛擬電廠，乃成為重要的電力市場策略。

許志義與黃俊凱(2015)指出當前我國的電網如遭遇到變電所容量無法擴大、電網發生壅塞或電業因財務困難須延緩配電網之投資，仍須要輔助服務以解決饋線電壓變動、供電不穩定之問題時，可以考慮在配電層級方面引進虛擬電廠，由其負責整合、協調分散式電源之發電或大型電力用戶的可調度負載，並與台電公司簽定雙邊合約，約定由虛擬電廠提供輔助服務，而該輔助服務招標之相關制度與程序，可參照德國備轉容量市場的機制與作法當作依循。

謝忠翰等(2014)提出一個新的Hour-Ahead需量拍賣和競標技術，Hour-Ahead需量拍賣機制可協助電力公司在有限的降載獎勵成本下達成降載目標。其認為若用戶參與該機制，將有機會獲得更大的獲利，並且有機會促使電力公司端和用戶端雙贏的情況。杜超等(2014)亦認為需量反應在電力市場中能更充分地發揮其靈活改變用戶用電行為的優勢，促進削峰填谷，

對電力大用戶、慣性用電等負載以及未來的用電模式、電力系統整體、整體社會，帶來利益。

根據以上虛擬電廠之相關研究文獻與案例，可以確知先進國家無不致力於再生能源和電力市場自由化的推廣，並以儲能設備和小型發電設備(如柴油引擎)做為配套措施，藉由跨系統之整合，將間歇性運轉不穩定的再生能源，轉變為穩定的能源供應系統，此顯見虛擬電廠之市場價值。

2.2 電力需量反應經濟效益檢定之相關文獻探討

許志義與黃國璋(2010)該文認為不同類型的經濟效益檢定方法均有其相對之優點和缺點，若僅以單一項檢定來度量需量反應方案的經濟效益，常會發生「見樹不見林」的問題，故國外先進國家在衡量需量反應方案之可行性時，多採用總資源成本檢定做為首要考量，並搭配其他檢定(如社會檢定、公用事業成本檢定等)為輔助工具。

參考許志義與黃國璋(2010)、廖桓暉(2013)、盧佩君等(2014)與張晉嘉(2015)研究中的經濟效益分析，皆是依循California Public Utilities Commission, CPUC (2001)的方法來建構其經濟效益模型。本研究之經濟效益分析模型之建構亦將以該手冊為藍本，以進行虛擬電廠之經濟效益分析。

2.3 文獻回顧小結

根據前述文獻及研究背景，可歸納出以下小結：電力供給面大規模電廠興建不易，同時在全球暖化及「巴黎協議」(Paris Agreement)後，再生能源發電容量與供電占比迅速成長。然而，再生能源(尤其太陽能與風力受限於外在天候條件限制，供電具間歇性)之發電不穩定，因此需量反應與儲能電池(或電動車)即成為重要配套方案。在此情況下，虛擬電廠成為整合上述各面向電力資源的重要平台，值得臺灣有

關部門重視。

相較於上述相關文獻均採取虛構之個案做為研究對象，本文係藉由具體存在之個案(亦即台電樹林電力綜合研究所此一高壓電力用戶)，探討虛擬電廠參與者檢定及社會成本檢定，是否跨越經濟效益的門檻。同時，亦針對表燈用戶虛構之個案，探討虛擬電廠參與者檢定及社會成本檢定，是否跨越經濟效益的門檻。

3. 研究方法與研究內容

3.1 電力需求面管理方案經濟效益模型

有關電力需求面管理方案的經濟效益模型與檢定方法，先進國家於1980年代後，逐步發展出一套具獨特性、一致性與實用性的完整架構，其和傳統財務經濟學所慣用的模型有所出入。最大的差別在於電力事業具有選擇價值⁴(Option Value)之外部經濟，以及環境污染的外部成本，其在分析角度之切入點不同於一般以獲利為目的之產業，因此在成本與效益的認列上會具有較大的範疇，前者如節約電能所額外減少的環境外部成本，後者如用戶端因避免缺電而產生的機會效益。

本研究以CPUC (2001)的方法為藍本，依循該手冊所設計之成本效益分析方法作為本研究虛擬電廠之經濟效益分析的主要參考資料。依本研究之檢定需求，以下只針對參與者檢定和社會成本檢定加以深入探討，以利後續實證分析中計算「事前」評估之成本效益檢定量化模型。

3.1.1 參與者檢定

參與者檢定係從電力用戶之觀點出發的檢

定方式，其用以衡量電力用戶在參與虛擬電廠之創新電力需求面管理方案後的「可計數」效益與成本。參與者檢定之優點為能將參加虛擬電廠之運作所能獲得的「初次收割(first cut)」有利條件訊息，傳達給電力用戶。以彈性電價方案為例，參與者檢定有助於虛擬電廠在設計費率折扣方案時的考量，訂定出一組能誘發電力用戶願意參與虛擬電廠之運作的費率折扣，並讓虛擬電廠評估電力用戶的潛在參與率，或藉由改變基準方案之費率，來檢視電力用戶是否能達到期望參與率。本檢定結果可用數學式表達，並以(1)、(4)二種方式呈現。

3.1.1.1 參與者檢定之淨現值 (Participant Net Present Value, NPV_p)：

$$NPV_p = B_p - C_p \quad (1)$$

NPV_p 為參與者之淨現值； B_p 為參與者之效益總現值； C_p 為參與者之成本總現值。淨現值大於0代表該方案對參與者而言是有利的。 B_p 和 C_p 更細部之內容如(2)、(3)所示。

$$B_p = \sum_{t=0}^n [BR_t + INC_t + DERR_t / (1+d)^t] \quad (2)$$

其中 d 為折現率； BR_t 為參與者第 t 年參與彈性電價方案時，電費帳單減少之金額； INC_t 為第 t 年參與彈性電價方案時，所獲得之電價回饋； $DERR_t$ 為第 t 年利用分散式電源參與虛擬電廠運作的電力調度回饋。

$$C_p = \sum_{t=0}^n [PC_t + DERC_t + DERMC_t / (1+d)^t] \quad (3)$$

PC_t 為參與者第 t 年參與彈性電價方案時，所發生之有形和無形成本； $DERC_t$ 為期初分散式發電設備的建置費用； $DERMC_t$ 為第 t 年分散

⁴電力相較於民眾平日所消費的其它一般財貨，此種資源可「隨時」、「隨地」、「隨意」以合理又相對低廉的價格取得(交易成本甚低)，且其品質係為相對穩定、可靠的民生必需財貨，不但可滿足消費者內心的安全感，也維繫了社會的普遍安定。這種即使未用該資源，但消費者心中「隨時」、「隨地」、「隨意」保有的一種「選擇價值」，就是電力事業所提供給社會大眾的外部經濟與社會福利，也因此其供給的邊際成本雖低，惟一旦短缺，其邊際效用甚高，反映的不僅是經濟活動因缺電而導致之有形貨幣所得之附加價值損失，更包括了消費者安全感、穩定感的未獲滿足。

式發電源的運轉和維護成本。

3.1.1.2 參與者檢定之益本比 (Participant Benefit-Cost Ratio, BCR_p) :

$$BCR_p = B_p / C_p \quad (4)$$

BCR_p 為參與者之益本比，益本比大於1表示該方案對參與者而言有利可圖，愈能增加其參與該方案之意願。

3.1.2 社會成本檢定

社會成本檢定為整體社會觀點的考量，在成本項的認列上考慮了外部性的影響，並以社會折現率取代一般資本市場之利率來做分析。其主要優點為納入環境外部性考量，可促進市場上更多虛擬電廠運作下之需求面管理方案的提出，將對人類的生活環境更有利。準此，本研究將考量在虛擬電廠運作下之整體社會節能減碳的外部性影響、延緩新電廠開發之迴避成本，來作為本檢定之效益項與成本項⁵。其中節能減碳之效益將由每度電的排放係數(Emission Factor)與歐盟排放交易體系(European Union Emission Trading Scheme, EU ETS)市場價格推估，將減碳效益貨幣化。本檢定結果可用數學式表達，並以(5)、(8)二種方式呈現。

3.1.2.1 社會之淨現值(Social Net Present Value, NPV_s) :

$$NPV_s = B_s - C_s \quad (5)$$

NPV_s 為參與者之淨現值； B_s 為整體社會觀點之效益總現值； C_s 為整體社會觀點之成本總現值。淨現值大於0可視為對該方案對整體社會而言是有利的。 B_s 和 C_s 更細部之內容如(6)、(7)所示。

$$B_s = \sum_{t=0}^n [UAC_t + UAC_{at} + EB_t / (1+r)^t] \quad (6)$$

其中 r 為社會折現率； UAC_t 為電力公司第 t 年供電之容量迴避成本； UAC_{at} 為電力公司第 t 年迴避之替代燃料供電成本； EB_t 為電力用戶減少電能使用於第 t 年所產生之正外部性。

$$C_s = \sum_{t=0}^n [NPC_t + EC_t / (1+r)^t] \quad (7)$$

NPC_t 為電力用戶第 t 年參與彈性電價方案所產生之淨成本； EC_t 為電力用戶使用分散式電源於第 t 年發電時所產生之負外部性。

3.1.2.2 社會之益本比 (Social Benefit-Cost Ratio, BCR_s) :

$$BCR_s = B_s / C_s \quad (8)$$

BCR_s 為社會整體之益本比，益本比大於1表示該方案對社會而言是有利的，愈能增加政府推廣該方案之可能性。

3.2 實證研究內容

雖然虛擬電廠之組成包含了中控資訊平台、分散式再生能源發電系統、儲能設備和彈性電價方案等四大部份，但一般而言，只要藉由其中彈性電價方案之運作，在供電緊澀時段，藉由優惠之電價費率折扣，抑低某部分需求彈性大的用戶之用電負載，來供電給電力需求彈性小的用戶，以確保供電穩定，即可謂廣義的虛擬電廠。在此情況下，電力用戶是否願意採行彈性電價方案，對虛擬電廠之運作實為關鍵。因此，若能將眾多分散的表燈用戶集結起來，即可達到聚沙成塔、螞蟻雄兵之「虛擬容量」效果，對整個電力系統於用電緊澀時段之調度彈性，等同於一座虛擬的發電廠。

本研究進行成本效益實證分析之情境，係定義為用戶群代表(電力供需兩者以外的第三方)運用DER-EMS，將選擇不同電價方案、願

⁵ 社會成本檢定之效益項與成本項，原應考慮電力用戶、電力供給者(電力公司)和虛擬電廠三者執行彈性電價方案時所產生之總和影響，但礙於本研究並無取得電力供給者和虛擬電廠之成本項資料，且其無法由吾人準確估算之，故本研究在此簡化分析，僅就實際上能取得和估算的項目，做社會成本檢定之試算分析。

意參與需量反應方案或擁有分散式發電設備或儲能系統的電力用戶群做結合，並以DER-EMS之資通訊技術，對電力資源做即時地監測與協調。

本研究所界定虛擬電廠相關之利害關係人有四，其一為電力用戶，其次為虛擬電廠競合關係的其他電力供給者(主要為台灣電力公司)，其三為虛擬電廠，最後為整體社會。鑒於電力公司在實施需量反應方案之前，均須先行向政府主管機關提報各面向(包括經濟面與財務面)之分析，在經政府核准後，方可實施。相對地，個別用戶參與需量反應是否符合自身效益，因較缺乏成本效益分析之專業能力，因此本研究即針對不同類型的電力用戶(表燈用戶、高壓用戶⁶)之角度和整體社會之角度，作為參與虛擬電廠運作之「事前」成本效益分析的探討對象。

4. 實證分析

4.1 表燈電力用戶模擬情境之經濟效益分析

本研究以下模擬情境為表燈電力用戶參與

虛擬電廠之彈性電價方案，其中智慧型電表基礎建設(Advanced Metering Infrastructure, AMI)由電力公司提供無須額外備置，電能資訊管理系統則是運用「羊毛出在狗身上，豬來買單」的商業模式，只要表燈用戶願意和虛擬電廠簽約，同意將其用電資訊授權給虛擬電廠使用(包括提供給大數據分析公司)，即可免費獲得一套電能資訊管理系統⁷。在此情境下，表燈電力用戶是否願意參與虛擬電廠之運作和彈性電價的誘因大小最為關鍵，因此本研究先行參考台電公司於104和105年度所公告並實行的「需量競價措施」後，再擬定本研究欲採用之表燈用戶彈性電價基準方案(表1)。

表1基本電費折扣標準係由以下程序估算而得。首先，台電公司104年度需量競價措施之基本電費折扣的上限訂定，係參考通霄電廠燃氣複循環機組之容量避免成本2,459 (元/每瓩每年)。其基本電費折扣上限48 (元/每瓩每月)的估算方式，係將該機組之容量避免成本2,459 (元/每瓩每年)，除以12，均化為每月成本。然後，再除以30，均化為每日成本。最後，乘以7次(每個月至多執行7次需量競價)，即可得出每月的基本電費折扣的上限47.8 (元/每瓩每月)。

本研究基於柏拉圖改善(Pareto

表1 本研究所採用之表燈用戶彈性電價基準方案

可選用對象	經由虛擬電廠整合表燈用戶達經常契約容量50 kW以上者
實施期間	每年5月1日至12月31日
抑低用電時間	每次最少須抑低用電15分鐘，最多可抑低用電4小時
抑低契約容量	至少0.5 kW (含)以上
通知方式	60分鐘前(以簡訊、電話、e-mail通知)
基本電費扣減標準	夏月、非夏月皆為40 (元/每瓩每月)
流動電費扣減標準	夏月、非夏月皆為3 (元/每度)

資料來源：台電公司，2016

⁶本研究在此之高壓用戶以國立成功大學「需量反應、分散式電源與除能之整合應用」國家型研究計畫和台電樹林電力綜合研究所合作之虛擬電廠示範場域實際數據，來模擬該場域參與虛擬電廠運作的可能潛在經濟效益(台電公司，2015)。

⁷在此處「羊」是指表燈用戶，「羊毛」是指表燈用戶的用電資訊，「狗」是指製造或行銷電能資訊管理系統的公司，「豬」指的是想要獲得表燈用戶用電資訊的企業(亦可能為虛擬電廠自己本身)。傳統商業模式轉變成「羊毛出在狗身上，豬來買單」之關鍵為商品多了「資訊」交易的價值，商人交易的不只是「商品」與「金錢」，更重要的是商品背後的使用「資訊」。以虛擬電廠為例，若虛擬電廠能得到表燈用戶的用電資訊，將有利其擬定成本最小的電力調度排程來獲利。

improvement)的經濟準則，意即當一項經濟狀態改變時(指參與用戶從原來沒有電價優惠，增加至40 (元/每瓩每月))，在沒有其他人福利受損的前提下(假設此情境下電力公司給予的電價折扣，恰等於尖峰容量避免成本，達成損益兩平)，可以讓某些人福利水準提高，此表示社會整體的福利水準提高。準此而論，基本電費折扣採104年度所公告之需量競價容量折扣作為基準，尚稱合理。

至於流動電費扣減標準，係參考台電公司之需量競價平台(圖2)，於105年度5月和6月的競價成交價格(圖3)，加以平均後所估算。雖然

台電公司之需量競價措施所公告的抑低用電每度報價上限為10元，但由於台電公司電力調度邊際發電機組之變動成本(主要為燃料成本)，在一般情況下，均遠低於10 (元/每度)，因此電力供需雙方成交之價格，均落在電力調度的邊際成本3.5 (元/每度)附近。

再者，有關抑低契約容量和抑低用電時間方面，本研究認為虛擬電廠之優點為能集合眾多有意願參與彈性電價機制的電力小用戶，藉由「輪流」抑低電力負載之方式，來發揮聚沙成塔、螞蟻雄兵之效益，因此本研究設定表燈用戶參與彈性電價機制時抑低契約容量下限



圖2 需量競價平台登入首頁
資料來源：台電公司，2015

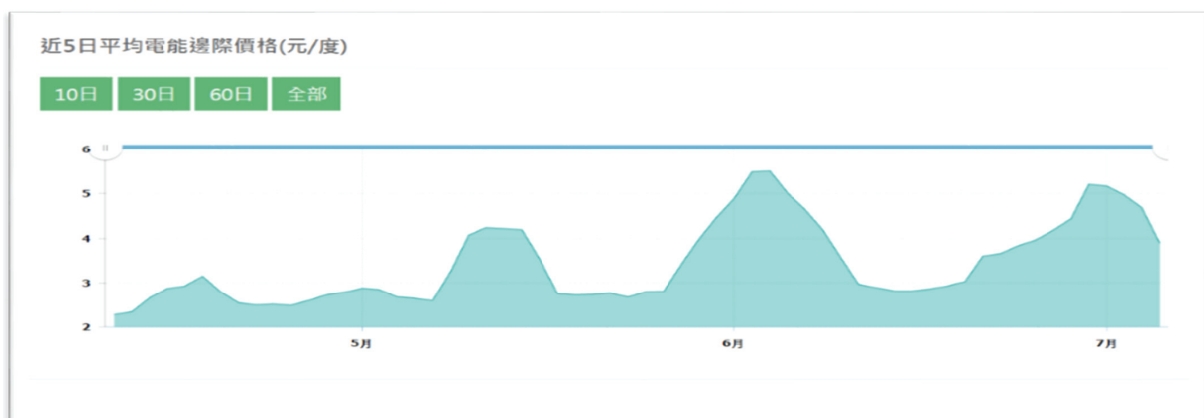


圖3 需量競價平台上之平均電能邊際價格
資料來源：台電公司，2015

為0.5 kW，抑低用電時間之下限為15分鐘。

此外，有關通知時間方面，則採60分鐘前通知(以簡訊、電話、e-mail通知)。雖然本研究認為未來在ADR(自動需量反應，Auto Demand Response, ADR)技術更臻成熟下，虛擬電廠可在遠端隨時中斷參與彈性電價方案之用戶的負載(許志義與吳仁傑，2014)，但根據鄭欽龍等(1990)和楊豐碩等(2011)之缺電成本相關研究，是否有事前通知電力用戶將停電會影響用戶之缺電成本，且無預警對用戶停電所帶來之缺電成本會較有事前通知來的大(即無預警停電對整體社會的無謂損失較大)。鑒於此，本研究在此所擬定之基準方案係採「有事前通知」的方式。

最後，有關實施期間方面，亦採用台電公司104和105年度需量競價措施之內容，亦即5月至12月。表2列示各有關參與者檢定之成本項與效益項代號之內容說明。

在本研究的基準方案情境中，假設某一表燈用戶因參與彈性電價方案所抑低之用電量為夏季月份(6月至9月)每次平均1 kW，非夏季月份(5月、10月至12月)每次平均0.5 kW，選用的抑低時間為每次15分鐘，且虛擬電廠於夏季月份執行彈性電價方案每月4次(約每周一次)和非夏季月份每月1次。

在上述情境下，此表燈用戶於夏季月份參與彈性電價方案時，每次抑低時間15分鐘，每次抑低容量為1 kW，因此換算成抑低流動電能為0.25度($1 \text{ kW} \times 0.25 \text{ hr} = 0.25 \text{ kWh}$)；至於非夏季月份，參與用戶則每次抑低容量0.5 kW，換算成抑低流動電能為0.125度($0.5 \text{ kW} \times 0.25 \text{ hr} =$

0.125 kWh)，因此 BR_t 之計算為式(9)所示。

$$BR_t = 0.25 \times 4 \times 4 \times 3.52 + 0.125 \times 1 \times 4 \times 2.10 = 15.13 \quad (9)$$

INC_t 為用戶第t年參與虛擬電廠之彈性電價方案所獲得的電價回饋，在夏月和非夏月中，基本電費扣減標準皆為40元(每瓦每月)，流動電費扣減標準皆為每度3元，因此 INC_t 之計算為式(10)所示。

$$INC_t = (0.25 \times 4 \times 4 + 0.125 \times 1 \times 4) \times 3 + 0.5 \times 40 \times 8 = 173.5 \quad (10)$$

PC_t 為用戶第t年參與虛擬電廠之彈性電價方案所發生的有形和無形成本，在此情境中用戶的參與成本即為缺電成本。根據楊豐碩等(2011)之缺電成本相關研究，不同的用電特性和是否有先通知用戶要停電，皆是影響用戶的缺電成本之關鍵因素。準此，本研究將採楊豐碩等(2011)對住商混合區之住戶在有事前要通知停電(停電15分鐘)情境下，所推估的缺電成本48(元/每度)，作為此一表燈用戶的參與成本，因此 PC_t 之計算過程如式(11)所示。

$$PC_t = (0.25 \times 4 \times 4 + 0.125 \times 1 \times 4) \times 48 = 216 \quad (11)$$

在此情境下，此一表燈用戶參與虛擬電廠之彈性電價方案所帶來的效益項目，包含電費帳單金額的減少(BR_t)及虛擬電廠給予的電費折扣(INC_t)；而成本項目，則為抑低用電負載期間所帶來的不方便性。認列出效益項目和成本項目後，此一表燈用戶參與虛擬電廠之彈性電價方案，單一年度的NPV與BCR之計算結果，

表2 參與者檢定(表燈用戶)項目代號內容說明

項目代號	內容說明
BR_t	表燈用戶第t年參與彈性電價方案時，電費帳單減少之金額
INC_t	表燈用戶第t年參與彈性電價方案時，所獲得之電價回饋
AB_t	表燈用戶第t年利用電能資訊管理設備，所減少待機用電的金額
PC_t	表燈用戶第t年參與彈性電價方案時，所發生之有形和無形成本

資料來源：本研究整理

表3 參與者檢定(表燈用戶參與彈性電價方案)估算結果

	效益		成本
	BR _t	INC _t	PC _t
折現總值(t = 0, 1)	14.73	168.96	210.349
總計	183.69		210.349
檢定結果			
淨現值(元)			-26.654
益本比			0.8732

註：本研究在此採參考臺灣銀行2016/07/04之基準利率2.686%作為折現率之估算
資料來源：本研究所計算與整理

如表3所示。

由表3可以看出，表燈用戶參與虛擬電廠之彈性電價方案的總效益(183元)，小於總成本(210元)，故檢定結果為 $NPV < 0$ 、 $BCR < 1$ ，未通過經濟效益之檢定。因此，對此一表燈用戶而言，若選擇參與該彈性電價方案將是不符合經濟理性的行為。

上述之檢定結果，並未將虛擬電廠可以提供給表燈用戶之電能資訊管理設備的使用效益納入考量， $NPV < 0$ 、 $BCR < 1$ 僅能解釋為彈性電價方案，並未提供足夠的經濟誘因，使表燈用戶願意參與虛擬電廠之運作。若進一步地將用戶使用電能資訊管理設備(如智慧插座)所帶來的節能效益納入考量，上述之檢定結果將可能改變。

AB_t 為用戶第 t 年使用虛擬電廠提供之電能

資訊管理設備來做待機用電的節能管理後，所減少用電的金額。根據市面上所販售之電能資訊管理設備的產品介紹，舉凡家用電器(如電腦主機、電視等)、空調設備(如冷氣、除濕機等)，皆是其優化待機時之用電量的對象。本研究參考台灣智慧服務股份有限公司官網⁸上所公告之各類家電待機時之耗電資訊(圖4)後，假定若該表燈用戶使用電能資訊管理設備來做待機用電的節能管理，平均每天可淨省0.5度電(扣除完使用電能管理設備的耗電量)，此可視為參與虛擬電廠之運作所帶來的效益。 AB_t 之計算和納入電能資訊管理設備之節能效益後單一年度的經濟效益檢定結果，為式(12)和表4所示。

$$AB_t = 0.5 \times [(30 \times 2 + 31 \times 3) \times 3.52 + (28 + 30 \times 2 + 31 \times 4) \times 2.10] = 714.48$$

(12)

● 客廳常見電器、房間常見電器、廚房餐廳常見電器、小套房常見電器、中小企業常見電器			● 客廳常見電器、房間常見電器、廚房餐廳常見電器、小套房常見電器、中小企業常見電器		
家電項目	數量	瓦數	家電項目	數量	瓦數
電子鍋 - 1.22W	1	1.22	DVD播放機 - 1.5W	0	0
烤箱 - 0.8W	0	0	MOD數位機上盒 - 10W	1	10
微波爐 - 0.47W	0	0	液晶電視 - 4.67W	1	4.67
熱水瓶 - 20W(保溫耗電)	1	20	音響組 - 1.5W	0	0
開飲機 - 43W(保溫耗電)	0	0	電視螢幕器 - 5.3W	0	0
烘碗機 - 0.48W	0	0	投影機 - 3.2W	0	0
洗烘烘機 - 6.4W	0	0	網路電視盒 - 6.7W	0	0
電磁爐 - 0.36W	0	0	按摩椅 - 4.9W	0	0
每小時待機電力消耗量：21.22瓦時			擴大機 - 11.0W	0	0
每日待機電力消耗量：509.28瓦時			每小時待機電力消耗量：14.67瓦時		
使用 FamilyAsyst AiPlug您將可以：			每日待機電力消耗量：352.08瓦時		
每日可節省電力：254.64瓦時			使用 FamilyAsyst AiPlug您將可以：		
每日可節省度數：0.25度			每日可節省電力：176.04瓦時		
每年可節省電費：262.1元			每日可節省度數：0.18度		
每年可減碳：約69.71公斤，相當於種植6.34棵樹			每年可節省電費：181.2元		

圖4 家用各類電器待機耗電量

資料來源：台灣智慧服務股份有限公司官網(<https://www.tiscservice.com/>)

⁸ 其官方網站之網址為<https://www.tiscservice.com/>

表4 參與者檢定(表燈用戶參與彈性電價方案+使用電能管理設備)估算結果

	效益			成本
	BR_t	AB_t	INC_t	PC_t
折現總值($t = 0, 1$)	14.73	695.79	168.96	210.349
總計		879.48		210.349
檢定結果				
	淨現值(元)			669.1369
	益本比			4.181

註：本研究在此採參考臺灣銀行2016/07/04之基準利率2.686%作為折現率之估算

資料來源：本研究所計算與整理

由表4可以看出，表燈用戶參與虛擬電廠之彈性電價方案，並做待機電力節能管理的總效益(879元)，大於總成本(210元)，故檢定結果為 $NPV > 0$ 、 $BCR > 1$ ，通過經濟效益之檢定。此檢定結果意謂在現有的基準方案下，若虛擬電廠能免費提供電能資訊管理設備給表燈用戶，則將產生足夠之經濟誘因，翻轉成本效益檢定之結果，使表燈用戶有意願參與虛擬電廠之運作。

4.2 表燈用戶彈性電價替代方案之敏感度分析

鑒於前一節中，當表燈用戶只參與彈性電價方案，但並未用虛擬電廠所提供之電能資訊管理設備做電力節能管理之情況下， $NPV < 0$ 且 $BCR < 1$ ，反映出基準方案對參與用戶而言，並不具經濟誘因。因此，本節以下提出四種替代方案(表5)，用以比較當基準方案之變數改變時，對參與者檢定的 NPV 、 BCR 造成何種影響。

替代方案一、替代方案二和替代方案三，探討要如何在基準方案下改變彈性電價方案的費率折扣或改變目標客戶群，才能使彈性電價方案更具經濟誘因($NPV > 0$ 且 $BCR > 1$)，讓表燈用戶願意參與虛擬電廠的運作。

替代方案四和替代方案五則是探討表燈用戶在基準方案下，是否能藉由改變自身的用電行為，來提高既有的彈性電價折扣費率下之 NPV 與 BCR ，使得參與虛擬電廠的運作是具經濟效益的行為。

本研究以下將根據分析結果(表6、圖5、表7和表8)，期能找出何者為影響表燈用戶願意參與虛擬電廠之運作的經濟效益檢定之關鍵變數。

表6為基本電費折扣與流動電費折扣之敏感度分析的試算結果，有別於廖桓暉(2013)和張晉嘉(2015)所做的需量反應電價折扣敏感度分析，本研究把基本電費折扣與流動電費折扣變動後，所有可能之情境列舉出來，期能找出一組能使 $NPV > 0$ 且 $BCR > 1$ 的折扣費率，而並

表5 表燈用戶參與彈性電價替代方案之內容說明

	內容說明
替代方案一	分別模擬基本電費扣減基準上漲至1.2倍、1.5倍、2倍
替代方案二	分別模擬夏月流動電費扣減基準上漲至每度5元、8元、10元
替代方案三	通知方式改為無事前通知(例如找尋願意參加ADR之用戶)
替代方案四	分別模擬延長抑低用電時間至30分鐘、1小時、2小時
替代方案五	分別模擬夏月抑低用電量增加至1.25 kW、1.5 kW、1.75 kW、2 kW

資料來源：台電公司，2016

表6 基本電費折扣與流動電費折扣之敏感度分析

		基本電費折扣			
		基準	提高1.2倍	提高1.5倍	提高2倍
流動電費折扣	基準	0.8732 -26.65	1.0214 4.5088	1.2436 51.2533	1.614 129.1607
	調至5元	0.9149 -17.8894	1.0631 13.2734	1.2968 62.4525	1.6556 131.9253
	調至8元	0.9774 -4.7426	1.1256 26.4203	1.3478 73.1647	1.7181 151.0722
	調至10元	1.019 4.0219	1.1672 35.1849	1.3894 81.9293	1.7598 159.8367

註一：斜線左上方數值代表益本比(BCR)，右下方之數值代表淨現值(NPV)
註二：標記灰底的數據即表示通過參與者檢定之門檻
資料來源：本研究所計算與整理

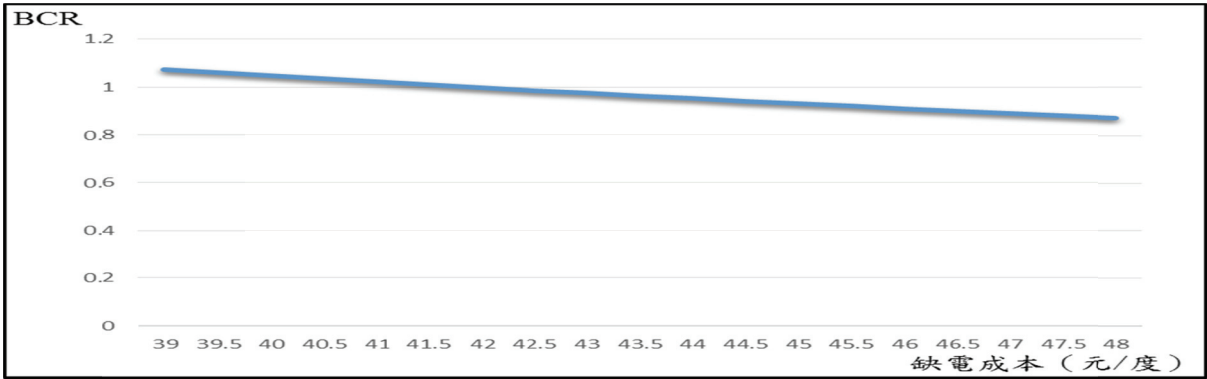


圖5 基準方案下不同之缺電成本與其對應之益本比
資料來源：本研究繪製

表7 抑低用電量之敏感度分析

抑低用電量之敏感度分析		
	NPV	BCR
夏月抑低用電量調至1.25 kW	-67.049	0.7392
夏月抑低用電量調至1.5 kW	-107.444	0.6463
夏月抑低用電量調至1.75 kW	-147.839	0.5783
夏月抑低用電量調至2 kW	-188.234	0.5262

資料來源：本研究所計算與整理

表8 抑低用電時間之敏感度分析

抑低用電時間之敏感度分析		
	NPV	BCR
抑低用電時間調至30分鐘	-209.1229	0.5029
抑低用電時間調至1小時	-1730.9857	0.1337
抑低用電時間調至2小時	-4774.7112	0.0735

資料來源：本研究所計算與整理

非只經由單一變數改變時的比較靜態分析探討，找出能改變檢定結果的費率。由於替代方案一和替代方案二本研究均提出三組的費率上漲建議，再搭配原先的基準方案之費率，表6之敏感度分析的結果共有 4×4 組。

由表6可以看出若維持流動電費折扣費率在基準方案的水平，則將基本電費折扣費率上漲1.2倍至1.5倍，也就是約48 (元/每瓩每月)至60(元/每瓩每月)之間，則將 $NPV > 0$ 且 $BCR > 1$ ，基本電費折扣費率具有經濟誘因，表燈用戶參與該虛擬電廠的彈性電價機制將具經濟效益。鑒於台電公司105年度所公告之需量競價措施的容量折扣費率之上限亦為72 (元/每瓩每月)，所以上漲基本電費折扣費率至1.5倍(60元)是可行的替代方案。

若維持基本電費折扣費率在基準方案的水平，將流動電費折扣費率分別上漲至5和8 (元/每度)，可由表7看到雖然 NPV 和 BCR 會持續提高，但依然沒有通過經濟效益檢定之門檻值($NPV > 0$ 且 $BCR > 1$)。鑒於台電公司105年度所公告之需量競價措施的能量折扣費率之上限為10 (元/每度)，本研究認為若持續的上漲流動電費折扣費率，雖可使 $NPV > 0$ 且 $BCR > 1$ ，但並不符合資源的配置效率，因為就台電公司105年度需量競價平台所揭露的資訊來看，發1度電的能源邊際價格大概在3.5 (元/每度)左右，過度地上漲流動電費折扣費率使 $NPV > 0$ 且 $BCR > 1$ 並不具經濟效率。

若同時把基本電費折扣與流動電費折扣之費率變動納入考量，可由表7看到將流動電費折扣漲至5 (元/每度)和基本電費折扣漲至60 (元/每瓩每月)至80 (元/每瓩每月)之間(BCR 為1.29至1.65之間)，對表燈用戶而言，比單獨調整基本電費折扣至相同水平更具吸引力(因為在相同水平下若維持流動電費折扣不變， BCR 只為1.24至1.61之間)。

至於上漲流動電費折扣至5 (元/每度)是否

合理，本研究在此認為5 (元/每度)和現行發電能源邊際價格3.5 (元/每度)之差，可視為一種給付溢酬的概念。即虛擬電廠可多給予用戶一些電價折扣，來吸引更多用戶願意參與其彈性電價方案之運作，以確保電力公司對其要求抑低電力負載時，能有足夠的籌碼來抑低負載，避免抑低負載量不足而違約遭罰。

圖5為在基準方案之彈性電價方案費率折扣下，不同缺電成本的表燈用戶與其相對應之參與彈性電價方案的益本比折線圖。由圖4可以看出在基準方案的情境下，缺電成本越低之表燈用戶，其參與彈性電價方案的益本比會越高。在基準方案的電價費率折扣下，本研究計算出可達損益兩平(BCR 等於1)的缺電成本為41.91 (元/每度)。因此替代方案三之意涵即為在不調漲現行的電價費率折扣下，虛擬電廠可積極地尋找缺電成本低的表燈用戶，來參與該彈性電價方案。

表7和表8是站在表燈用戶的角度來分析是否能藉由改變自身的用電行為，來提高既有的彈性電價折扣費率下之 NPV 與 BCR 。本研究結果發現無論是提高抑低夏月抑低用電量或提高抑低用電時間，皆無法使表燈用戶在基準方案的電價折扣下獲得經濟效益。究其原因，本研究認為是過度地抑低用電所導致無形的缺電成本太大，而無法與抑低用電所帶來的效益打平所致。

綜上表6、表7和表8而論，本研究為表燈用戶相較於其他電力用戶(如高壓、特高壓用戶)，其用電行為較不具更變之彈性，且對每一度電能使用之主觀評價都甚高，進而造成缺電成本較大。因此，本研究認為虛擬電廠能否提供具充足經濟誘因之容量費率折扣給表燈用戶，使表燈用戶抑低用電之缺電成本被彌平，是影響表燈用戶願意參加虛擬電廠之彈性電價方案與否的最關鍵因素⁹。

⁹本研究此一結論和許志義與林俊儒(2015)用層級分析法對台電專家群和學者群進行「智慧電表用戶選用需求面管理方案關鍵因素之權重分析」的結論相同，皆認為基本電費折扣是影響用戶參與彈性電價方案與否的重要因素。

4.3 高壓用戶模擬情境之經濟效益分析

本節接續將以國立成功大學DER-EMS計畫與台電電力綜合研究所，在新北市樹林區合作之虛擬電廠示範場域為例，分析與之用電型態相近和具有相同分散式電源的高壓用戶，參與虛擬電廠之運作是否具經濟效益。該示範場域為一高壓用戶，且可參與虛擬電廠運作之分散式電源共有5項，其裝置容量和建置成本如表9所示。

由表9可以看出若能有效的整合該示範場

域之分散式電源，則該場域猶如一座具300 kW左右的發電廠，其參與虛擬電廠運作之經濟效益不容小覷。準此，以下將分析在各分散式電源的生命週期內(假設為20年)，該場域參與虛擬電廠電力調度之成本效益。表10列示各有關參與者檢定之成本項與效益項代號之內容說明。

本節之基準模擬情境為該示範場域利用柴油引擎、儲能設備、太陽能發電設備、風力發電設備和需量反應，參與虛擬電廠的電力調度運作，其相關的能源調度費率如表11所示。在柴油引擎和儲能系統的部分，本研究假設該

表9 台電樹林電力綜合研究所場域之各分散式發電設備與建置成本

設備名稱	建置成本
柴油引擎(50 kW)	49萬1千元(註一)
太陽能發電設備(30 kW)	180萬元
儲能系統(250 kW/750 kWh)	採租賃方式，65,400元/每月
風力發電設備(10 kW)	160萬元(註二)
需量反應(最少30 kW，最多可50 kW)	無

註一：採ebay上之50 kW Perkins Diesel Generator, 230V, 3PH, 120AMP做估算

註二：採林師模等(2013)之研究數據1,600,000 (元/kW)做估算

資料來源：台電公司，2015

表10 參與者檢定(上述示範場域)項目代號內容說明

項目代號	內容說明
BR_t	該場域第t年參與彈性電價方案時，電費帳單減少之金額
INC_t	該場域第t年參與彈性電價方案時，所獲得之電價回饋
PC_t	該場域第t年參與彈性電價方案時，所發生之有形和無形成本
SR_t	該場域第t年利用太陽能發電設備發電之效益
SC_t	該場域第t年建置太陽能發電設備之總成本
SMC_t	該場域第t年利太陽能發電設備發電之維護成本
DGR_t	該場域第t年利用柴油引擎參與虛擬電廠運作的電力調度回饋
DGC_t	該場域第t年利用柴油引擎參與虛擬電廠運作的燃料成本
$DGMC_t$	該場域第t年利用柴油引擎參與虛擬電廠運作的維護成本
WR_t	該場域第t年利用風力發電設備發電之效益
WC_t	該場域第t年建置風力發電設備之總成本
WMC_t	該場域第t年利用風力發電設備發電之維護成本
ESR_t	該場域第t年利用儲能設備參與虛擬電廠運作的電力調度回饋
ESC_t	該場域第t年租用儲能設備之費用
$ESMC_t$	該場域第t年使用儲能設備之維護費用

資料來源：本研究整理

表11 虛擬電廠之能源調度費率

虛擬電廠之能源調度費率			
需量反應(能量)	需量反應(容量)	柴油引擎	儲能系統
6.0 (元/kWh)(註一)	72 (元/每瓩每月)	註二	註三

註一：參考自台電公司所提供之當前參與需量競價用戶的較常出價

註二¹⁰： $0.0418P_{DG}^2 + 3.1648P_{DG} + 107.0388$ (參考柴油機廠商提供之燃油曲線，以二次函數逼近而得。)

註三¹¹： $4.92P_{ESS} + TOU \times P_{ESS}$

資料來源：台電公司，2015

場域無論是否有參與虛擬電廠之運作，皆須購置，以備電力臨時中斷或將超約用電時之用。因此，在考慮其參與虛擬電廠運作的成本項時，只將維護成本(採總系統建置成本的3%進行估計)和燃料成本(柴油發電機發電1 kWh的成本約20.98元/度)納入考量。另外，在太陽能 and 風力發電設備的部分，則是須要考慮建置成本和維護成本(採總系統建置成本的1.5%進行估計)，因為其對該場域之運作並無直接之攸關性，係為了計畫之需要才建置。

本節之基準模擬情境為該場域在參與虛擬電廠運作之未來20年中，每年夏季月份(6至9月)平均接受30次¹² 112.989 kW (每次1小時)的調度，非夏季月份(1至5月、10至12月)平均接受10次30 kW(每次1小時)的調度，其調度原因暫不做探討。在夏季月份每次112.989 kW的調度中，平均有50 kW是來自於需量反應，平均有33.575 kW是來自於柴油引擎，平均有29.414 kW是來自於儲能設備。而在非夏季月份每次30 kW的調度中，則均是靠需量反應來做調度。另外並假設太能能和風力發電設備所發之電能，除供儲能設備充電外(假設每年充電2次，每次含功率轉換因素須充800 kWh)，其餘發電量皆併網供該場域使用。準此，以下將計算出該場域參與虛擬電廠運作之各成本項與效益項。

在上述情境下，該場域於每年度夏季月份

參與彈性電價機制時，每次抑低50度($50 \text{ kW} \times 1 \text{ hr} = 50 \text{ kWh}$)；於非夏季月份參與彈性電價機制時，每次抑低30度($30 \text{ kW} \times 1 \text{ hr} = 30 \text{ kWh}$)，因此 BR_t 之計算為式(13)所示。

$$BR_t = 50 \times 30 \times 3.13 + 30 \times 10 \times 3.03 = 5,604 \quad (13)$$

INC_t 為該場域第t年參與虛擬電廠之彈性電價方案所獲得的電價回饋，在夏月和非夏月中，基本電費扣減標準皆為72元(每瓩每月)，流動電費扣減標準皆為每度6元。假設其抑低契約容量為30 kW，則 INC_t 之計算為式(14)所示。

$$INC_t = (50 \times 30 + 30 \times 10) \times 6 + 30 \times 72 \times 12 = 3,672,020 \quad (14)$$

PC_t 為該場域第t年參與虛擬電廠之彈性電價方案所發生的有形和無形成本，此情境中該場域的參與成本即為缺電成本。本研究在此係參考楊豐碩等(2011)「缺電成本之調查研究」的研究結果中之缺電成本數值15.9 (元/kWh)，其是用線性規劃產出模型所估計出的缺電成本，藉由模擬電力供應的改變和所相對應的GDP (Gross Domestic Product)成長率減少幅度，來推估總體經濟的缺電成本。由於線性規劃投入產出估計出的缺電成本，是整體產業經濟的平均缺電成本，意即以每度電所創造的平均附加價值，做為衡量缺電成本的基礎，是一

¹⁰ P_{DG} 為虛擬電廠在對該場域發布電力調度指令時，所要求柴油引擎輸出的電能實功值。

¹¹ P_{ESS} 為虛擬電廠在對該場域發布電力調度指令時，所要求儲能系統輸出的電能實功值；TOU則為時間電價。

¹² 參照台電公司2016年6月10日公告的資訊，2016之需量競價措施自5月份上路以來，截至6月上旬止，已累計執行24次、2,500戶次得標，實際在下午1點至5點的用電尖峰負載期間累積抑低超過150萬瓩，約等於3部臺中火力發電機組的發電量。

種電能不足的缺電成本，反映的是每度電的平均生產力。本研究假設在非夏月每次30 kW的調度中，所抑低之需量均可由儲能設備之電力來回補，因此不會產生缺電成本，故 PC_t 之計算為式(15)所示。

$$PC_t = 40 \times 30 \times 15.9 = 19,080 \quad (15)$$

SR_t 為該場域第 t 年利用太陽能發電設備發電之效益，根據太陽能光電系統於各縣市之年平均發電量¹³，取電力綜合研究所場域所在地臺北之發電量，其年均發電量為958 (kWh/kWp)，故該場域之30 kW太陽能發電設備每年平均可發電28,740 (kWh)，若扣除儲能設備每年平均需充電1,600 kWh (800 kWh \times 2)，則太陽能發電設備每年淨發電27,140 (kWh)。若這些電能均併網市電供該場域使用，則該場域之電費則會減少，減少的金額即為太陽能發電設備發電之效益，故 SR_t 之計算為式(16)所示。

$$SR_t = 27,140 \times 3.055 = 75,580.782912.7 \quad (16)$$

SMC_t 為該場域第 t 年利用太陽能發電設備發電之維護成本，根據能源局躉購費率之計算，太陽能發電設備之年運轉維護費約為期初設置成本的1.5%，故本研究亦採總設備建置成本之1.5%作為維護成本的估算， SMC_t 之計算為式(17)所示。

$$SMC_t = 1,800,000 \times 1.5\% = 27,000 \quad (17)$$

WR_t 為該場域第 t 年利用風力發電設備發電之效益，根據林師模等(2013)「臺灣發展風力發電之技術經濟分析與3E效益評估」之研究，10 kW的風力發電機在臺北地區年均風速達約3.5 (m/s)或以上，年均發電量約19,600 (kWh)。若這些電能均併網市電供該場域使用，則該場域之電費會隨之減少，減少的金額即為風力發電設備發電之效益，故 WR_t 之計算為式(18)所示。

$$WR_t = 19,600 \times 3.055 = 59,878 \quad (18)$$

WMC_t 為該場域第 t 年利用風力發電設備發電之維護成本，根據能源局躉購費率計算，風力發電設備之年運轉維護費約為期初設置成本的1.5%，故本研究亦採總設備建置成本之1.5%作為維護成本的估算， WMC_t 之計算為式(19)所示。

$$WMC_t = 1,600,000 \times 1.5\% = 24,000 \quad (19)$$

DGR_t 為該場域第 t 年利用柴油引擎參與虛擬電廠運作的電力調度回饋，本研究為簡化分析，假定虛擬電廠要求柴油引擎在一小時內調度的實功分別為24.173 kW、30.367 kW、31.82 kW、31.3 kW (每15分鐘調度一次，參考自總計畫提供之測試數據)，因此 DGR_t 之計算為式(20)所示。

$$\begin{aligned} DGR_t &= [207.96 \times 6.043 + 241.69 \times 7.591 + \\ &\quad 250.065 \times 7.955 + 247.04 \times 7.825] \times 30 \\ &= 210,411.78 \end{aligned} \quad (20)$$

DGC_t 為該場域第 t 年利用柴油引擎參與虛擬電廠運作的燃料成本，根據Diesel Service & Supply 2013的網路公開資料顯示，50 kW的柴油引擎處在全載狀態時，發電1度需耗4.4加侖的柴油(約1.162公升)，以中油公司目前(2016年7月2日)所公告之柴油油價(20.9元/公升)來估算，柴油引擎發電1度的成本約24.285 (元/度)，故 DGC_t 之計算為式(21)所示。

$$DGC_t = 29.414 \times 30 \times 24.285 = 21,429.56 \quad (21)$$

$DGMC_t$ 為該場域第 t 年利用柴油引擎參與虛擬電廠運作的維護成本，維護成本主要是在於機電定期維護的費用(包含檢測工人的薪資費用)，本研究在此以採購置設備總成本的3%來估算，故 $DGMC_t$ 之計算為式(22)所示。

$$DGMC_t = 491,000 \times 0.03 = 14,730 \quad (22)$$

¹³ 參考自太陽能光電資訊網(<http://solarpv.itri.org.tw/question.html>)

ESR_t 為該場域第 t 年利用儲能系統參與虛擬電廠運作的電力調度回饋，本研究為簡化分析，假定虛擬電廠要求儲能設備在一小時內調度的實功分別為 75.6 kW、23.7 kW、7.8 kW、27.2 kW (每 15 分鐘調度一次，參考自總計畫提供之測試數據)，因此 ESR_t 之計算為式(23)所示。

$$ESR_t = [152.14 \times 18.9 + 47.69 \times 5.925 + 15.69 \times 1.95 + 54.74 \times 6.8] \times 30 = 106,825.1 \quad (23)$$

ESC_t 和 $ESMC_t$ 分別為該場域第 t 年租用儲能系統之費用和使用儲能系統之維護費用。因為儲能系統是採租賃之方式，故本研究在此假設維護費用會包含在租賃費用裡， ESC_t 和 $ESMC_t$ 每年共 784,800 元。

總和以上該場域參與虛擬電廠運作時之各期效益項與成本項(表 12)，再選定一適當的

折現率(discount rate)做折現，即可估算出該場域在未來 20 年中參與虛擬電廠運作時之 NPV 與 BCR，其結果如表 13 所示。

由表 13 可以得知，該場域參與虛擬電廠運作的總效益(7,695,386 元)，大於總成本(5,027,454 元)，故檢定結果為 $NPV > 0$ 、 $BCR > 1$ ，通過成本效益之檢定。此檢定結果意謂在上述基準情境下，與該場域性質相近之高壓用戶(如自有柴油引擎、儲能系統的大型工廠或工業園區)，若能有效地整合其分散式發電設備，並參與虛擬電廠之運作，因其使用其設備之邊際成本相當小，不但能減少設備的閒置率，更能從中獲利，甚具經濟可行性¹⁴。

4.4 整體社會參與虛擬電廠運作之經濟效益分析

本節將以第一節和第三節的基準情境為

表 12 該場域參與虛擬電廠運作時之各期效益項與成本項

	項目
期初投入成本項目($t = 0$)	SC_t WC_t
期中各期收益項目($t = 1 \cdots 20$)	BR_t 、 INC_t 、 SR_t 、 WR_t 、 DGR_t 、 ESR_t
期中各期成本項目($t = 1 \cdots 20$)	PC_t 、 SMC_t 、 WMC_t 、 DGC_t 、 $DGMC_t$

資料來源：本研究自行整理

表 13 參與者檢定(該場域參與虛擬電廠之運作)估算結果

	效益				成本		
	BR _t	DGR _t	SC _t	...	WMC _t
各期現金流 (t=1...20)	5,604	210,411.78	1,800,000	...	24,000
折現總值 (t=0...20)	85,846.13	3,223,240.38	1,800,000	...	367,649.42
總計	7695386.15				5027454.697		
檢定結果							
淨現值(元)					2,667,931.147		
益本比					1.5306		

註：本研究在此採參考臺灣銀行 2016/07/04 之基準利率 2.686% 作為折現率之估算

資料來源：本研究所計算與整理

¹⁴ 台電公司指出今年(105 年)需量競價措施參與產業包含電子業、鋼鐵業、塑膠業、紡織業、食品業、製造業、百貨業、金融業及服務業等，其中中國鋼鐵公司(中鋼)更藉由啟動自用發電設備、調整生產線減少用電，除了可協助台電公司降低供電吃緊風險、協助節省發電成本外，其自身更可獲得電費扣減。

例，站在整體社會之觀點，以社會成本檢定，分析表燈用戶和高壓用戶參與虛擬電廠的運作是否具外部淨效益¹⁵。在社會成本檢定中，必須計算出外部性的效果。諸如用戶參與彈性電價方案所抑低之用電量、電力公司減少之發電量，都將透過碳排放係數換算為二氧化碳排放量，再由當前國際碳權價格將其貨幣化。在表燈用戶參與虛擬電廠運作之情境中，因為無設備的投入，因此只計算第一年的NPV及BCR。在高壓用戶參與虛擬電廠運作之情境中，因太陽能發電和風力發電對電力公司所造成的迴避成本效果不易估計，故本研究在此僅估算該場域參與虛擬電廠運作的20年中，所帶來的碳減量效益。

在社會成本檢定中折現率的選擇部分，通常是以社會折現率來取代一般的市場利率。本研究在此採用行政院經濟建設委員會「公共建設計畫財務評估中折現率如何訂定之研究，2004」中之「能源開發—電力」的社會折現率數值(其建議在3.7%~6.91%之間，本研究取其平均5.305%)，作為本研究社會成本檢定的分析依據(許和鈞等，2004)。表14列示各有關社會成本檢定之成本項與效益項代號之內容說明。

4.4.1 表燈用戶之社會成本檢定分析

UAC_t 為電力公司第 t 年之容量迴避成本

(avoid cost)，意即為興建新電廠來支應供電的發、輸、配電設備投資成本。以台電公司的通霄複循環燃氣機組更新計畫為例，其在實施DR(需求反應，Demand Response, DR)方案下所估計出來之容量迴避成本為3,201元/kW-年¹⁶。若表燈用戶參與虛擬電廠之彈性電價方案，訂定抑低容量為0.5 kW，其實質內涵相當於一座容量為0.5 kW之迷你發電廠，即可產生延緩興建新電廠或尖峰電廠之經濟效益，因此 UAC_t 之計算為式(24)所示。

$$UAC_t = 0.5 \times 3,201 = 1,600.5 \quad (24)$$

UAC_{at} 為電力公司第 t 年之能量迴避成本，意即為尖峰機組之發電燃料成本，以氣渦輪機組為例，其104年度之發電成本為每度9.76元/度¹⁷，因此 UAC_{at} 之計算為式(25)所示。

$$UAC_{at} = 4 \times 9.76 = 39.04 \quad (25)$$

EB_t 為表燈用戶減少電能使用於第 t 年所產生之外部效果，本研究在此採我國能源局104年度所公告之電力排放係數0.528 kgCO₂e/kWh，和歐盟EUETS_EUA於2016年6月28日的碳期貨價格4.69 EUR/噸(約0.1672 NTD/Kg)，故 EB_t 之計算為式(26)所示。

$$EB_t = 4.5 \times 0.528 \times 0.1672 = 0.3972 \quad (26)$$

表14 社會成本檢定之項目代號內容說明

項目代號	內容說明
UAC_t	電力公司第 t 年之容量迴避成本
UAC_{at}	電力公司第 t 年迴避之替代燃料供電成本
EB_t	電力用戶減少電能使用於第 t 年所產生之正向外部性
EC_t	電力用戶用柴油機發電於第 t 年所產生之負外部性
NPC_t	電力用戶第 t 年參與彈性電價方案所產生之淨成本

資料來源：本研究整理

¹⁵ 本研究的社會成本檢定，因礙於無取得電力供給者和虛擬電廠之成本項資料，且其無法由吾人準確估算之，故僅就電力用戶的效益項和成本項、電力供給者的效益項，來做一簡化的試算分析。

¹⁶ 此資料由台電公司業務處於2015年提供給「需求反應、分散式電源與儲能之整合應用」國家型研究計畫(台電公司，2015)。

¹⁷ 此處參考台電公司網站，http://www.taipower.com.tw/content/new_info/new_info-a24.aspx?LinkID=2#

NPC_t 為表燈用戶第 t 年參與彈性電價方案所產生之淨成本，此處即為表燈用戶抑低需量所產生的缺電成本，故 NPC_t 之計算為式(27)所示。

$$NPC_t = (0.25 \times 4 \times 4 + 0.125 \times 1 \times 4) \times 48 = 216 \quad (27)$$

站在整體社會的角度來看，實施彈性電價方案之主要目的，為藉由抑低尖峰時段用電量以延緩興建電廠和減少尖峰發電之燃料使用，使整體社會的資源利用更具經濟效率。故社會成本檢定的主要效益來源，即是電廠之開發成本(UAC_t)和尖峰發電燃料成本(UAC_{at})。由表15可以看出，該表燈用戶參與虛擬電廠之彈性電價方案的社會總效益(1,557元)，高於總成本(205元)，故檢定結果為 $NPV > 0$ 、 $BCR > 1$ ，通過經濟效益之檢定。因此，站在整體社會的角度來看，此一表燈用戶若選擇參與虛擬電廠的彈性電價方案，是對社會有正向助益的理性經濟行為。

4.4.2 台電樹林電力綜合研究所案例之社會成本檢定分析

EB_t 為該場域減少電能使用和用再生能源發電於第 t 年所產生之外部效果，本研究在此採我國能源局104年度所公告之電力排放係數 $0.528 \text{ KgCO}_2/\text{kWh}$ ，和歐盟EUETS_EUA於2016年6月28日的碳期貨價格 4.69 EUR/噸 (約 0.1672 NTD/Kg)，以及風力發電和太陽光電每度電可節省 0.37 公斤燃煤(燃料煤之排放係數

$2.53 \text{ KgCO}_2/\text{Kg}$)，故 EB_t 之計算為式(28)所示。

$$EB_t = (1,500 \times 0.528 + 48,340 \times 0.37 \times 2.53) \times 0.1672 = 7,698.4 \quad (28)$$

EC_t 為該場域於第 t 年使用柴油引擎發電所產生之外部性，本研究在此採我國能源局104年度所公告之柴油排放係數 $2.73 \text{ kgCO}_2/\text{L}$ ，和歐盟EUETS_EUA於2016年6月28日的碳期貨價格 4.69 EUR/噸 (約 0.1672 NTD/Kg)，故 EC_t 之計算為式(29)所示。

$$EC_t = 29.414 \times 30 \times 1.162 \times 2.73 \times 0.1672 = 468.0372 \quad (29)$$

由表16可看出該場域整合其分散式發電設備來參與虛擬電廠之運作，除了在第二節的情境假設下可通過私人財務投資門檻之檢定外，對整體社會而言，亦可帶來正向外部性(如減少碳排放量)，可謂之「雙贏」。

表16 社會成本檢定之估算結果(台電樹林電力綜合研究所場域)

	效益	成本
	EB_t	EC_t
折現總值 ($t = 1 \cdots 20$)	93,505.76	5,684.84
總計	93,505.76	5,684.84
檢定結果		
淨現值(元)	87,820.92	

資料來源：本研究所計算與整理

表15 社會成本檢定之估算結果(表燈用戶)

	效益			成本
	UAC_t	UAC_{at}	EB_t	NPC_t
期初現值($t = 0$)	1,519.87	37.0732	0.3771	205.1184
總計	1,557.3213		205.1184	
檢定結果				
	淨現值(元)			1,352.2028
	益本比			7.5923

資料來源：本研究估算整理

5. 實證分析結果討論

5.1 表燈電力用戶模擬情境之經濟效益分析部分

因表燈用戶甚少備有分散式電源(如柴油引擎、儲能設備)，因此典型之表燈用戶除了參與虛擬電廠的彈性電價方案外，並無其它可供自行發電的來源，可參與虛擬電廠的電力調度¹⁸。在本研究設定之基準情境下，表燈用戶若只選擇參與彈性電價方案，其抑低需量之機會成本(210元)，高於抑低用電的效益(183元)，故參與該機制之 $BCR < 1$ 。本研究認為在基準情境下，若該表燈用戶為一個理性的消費者，並不會參與該機制，因為無利可圖。但若將參與該方案免費獲得的電能資訊管理系統，所帶來的節電效益(AB_t)納入考量，則可因減少待機耗電(約0.5kW)所節省的電費支出，相對提高了機會效益(879元)，故 $BCR > 1$ ，對表燈用戶而言參與該方案具有經濟誘因。此外，對虛擬電廠而言，則顯示此商業模式值得試行推廣，可吸引更多表燈用戶參與彈性電價方案的運作，並掌握更多的抑低負載需量。

5.2 表燈用戶彈性電價需量反應方案替代方案敏感度分析部分

由於在基準彈性電價方案的模擬情境中，表燈用戶無法單只藉由參與虛擬電廠之彈性電價方案而獲利，因此本研究接續針對基準模擬情境中的彈性電價方案內容和用戶抑低用電的重要變數，重新模擬估算，期能找出能影響表燈用戶欲參與彈性電價方案的最關鍵因素。

在用戶抑低用電的重要變數部分，本研究對抑低用電時間長短、和夏月抑低用電量兩個變數進行調高試算，實證結果為隨著抑低用電時間增長或擴大夏月抑低用電量，參與彈性電

價方案的 BCR 均小於1。本研究推測為過度地抑低用電負載需量，其所導致無形的缺電成本可能太高(如夏季正午時分不開冷氣會極度不舒適)所致，此意謂表燈用戶無法藉由改變自身的用電行為，來提高既有的需量反應方案下之 BCR 。

在彈性電價方案內容部分，本研究對基本電費折扣和流動電費折扣兩個變數進行上漲試算，實證結果為上漲基本電費折扣和流動電費折扣均能拉高參與者之 BCR ，且在同一上漲幅度下，上漲基本電費折扣較能顯著地拉高參與者之 BCR 。另外，再就虛擬電廠的角度來看，在現行之電費折扣費率下，若能更積極地尋找機會成本(缺電成本)低之用戶(如願意參加ADR之用戶)來參與，則基準情境之電價折扣費率依然具經濟上可行性。本研究計算出在基準情境之電價折扣費率下，其損益兩平的缺電成本值為41.91(元/每度)。簡言之，缺電成本值在41.9(元/每度)下的表燈用戶參與基準情境之彈性電價方案皆可獲得淨效益。準此，本研究認為影響表燈用戶參與虛擬電廠最重要之關鍵變數為基本電費折扣之高低和參與該方案之機會成本(在此對表燈用戶而言為缺電成本)。

5.3 高壓用戶模擬情境之經濟效益分析部分

在台電樹林電力綜合研究所的案例中可以看出，若有一高壓用戶(或者是特高壓用戶)具有和該場域相似之分散式發電設備(如柴油引擎和儲能系統)，其參與虛擬電廠之運作將有經濟誘因。通常具生產性質的(特)高壓用戶都會備有發電機或儲能系統，以因應臨時地電力中斷狀況，但一般而言，這些設備並不常使用，且使用它們的邊際成本亦不高(常僅為燃料成本和維護成本)。因此若參與虛擬電廠之電力調度，其獲得的電力調度回饋金額將會高於其機會成

¹⁸ 例如樹林電力綜合研究所場域備有再生能源發電設備和儲能設備，於參與需量反應抑低負載時，有可供自行發電的來源，並不會造成缺電成本的發生；另外，因為其備有發電機，故可以參與虛擬電廠對分散式電源的電力調度。

本，故有經濟誘因。更進一步地，若能再建置再生能源發電設備，除可併入電網供自己使用外，儲能系統亦可用再生能源發電設備所發的電力來充電。對用戶而言，不但可以節省電費(如儲能系統不再用市電充電)，也可以利用儲能系統的電能來參與虛擬電廠的運作，在未來建置再生能源發電設備之價格日益便宜下，其經濟效益可見一斑。

5.4 整體社會參與虛擬電廠運作之經濟效益分析部分

5.4.1 表燈用戶部分

表燈用戶參與虛擬電廠之彈性電價需量反應方案後，於尖峰時段抑低自身用電需量，除了可以降低整體電力系統的尖峰負載外，亦產生了延緩興建尖峰電廠和節省尖載機組發電燃料使用等兩項效益。尖峰電廠之投資成本昂貴，且通常只於尖峰時段或電力供給系統緊澀時段作調度使用，其設備使用率甚低。若因用電尖峰負載逐年提高而不斷蓋電廠，可能不具經濟效益，更會造成環境上的負向衝擊，產生外部成本。因此若能透過虛擬電廠有效地整合表燈用戶，來抑低尖峰時段的電力需量，即能達成延緩電廠興建之目的。在本研究中，表燈用戶參與虛擬電廠彈性電價方案時之抑低契約容量為0.5 kW，意即將可省下每年1,600.5元之尖峰電廠年均化容量成本。

在節省尖載機組發電燃料使用部分，由於表燈用戶在尖峰時段抑低用電需求，於電業的發電端而言，可以不用開啟尖載機具(如複循環機組、氣渦輪機)發電，直接減少了發電燃料的使用。以我國台電公司之氣渦輪機組為例，其104年度之發電成本為9.76(元/每度)，因此若表燈用戶於全年尖峰時段抑低用電4度，共可節省下每年39.04元的尖載發電成本。

除上述兩種效益外，於社會成本檢定中，尚有減少二氧化碳排放之外部效益。歐盟

EUETS_EUA於2016年6月28日的碳期貨價格4.69 EUR/噸(約0.1672 NTD/Kg)，故本檢定之外部效益估算結果僅有0.39元。

在表燈用戶參與之模擬情境中，整體社會的成本只有表燈用戶因參與彈性電價方案所產生之缺電成本48(元/每度)，其數值小於上述各項效益，故通過社會成本檢定，NPV為583.93元、BCR為2.7。以整體社會的角度觀之，在基準情境下，表燈用戶參與彈性電價方案對整體社會有益，應鼓勵其參加。

5.4.2 台電樹林電力綜合研究所案例部分

該場域參與虛擬電廠的運作後，從整體社會之角度來看，太陽能 and 風力發電設備所發的電能，除平時可併入電網供己身用電外，亦可將電能儲存於儲能系統，供虛擬電廠做電力調度使用，甚具有節能減碳之效益。在實證分析中，本研究為簡化起見，僅將節碳效益納入考量，未將其他效益(如解決過往尖峰負載時段，區域壅塞之問題、興蓋燃氣電廠，其所排放的廢氣造成民眾健康損害之問題、替代蓋新電廠和尖載機組發電的容量避免成本和能量避免成本)納入考量，雖然結果為通過社會成本檢定，但若進一步將這些效益項和成本項納入估算，其檢定結果將更為精準。惟在實務上，這些效益項和成本項之數值並不易估算。以台電公司尖載氣渦輪機組為例¹⁹，就夏月的電力調度而言，不僅是取代電業當日尖峰時段，亦是取代其年度尖峰時段之發電，因此產生的效益包含延緩興建電廠、減少尖載機組發電燃料使用等兩項效益。該場域於模擬情境中所節省的容量年均化成本為228,180元，減少的尖峰發電燃料成本為43,920元；而非夏月取代的部分通常僅是當天用電尖峰時段，非整年度用電尖峰時段，故較難認列是否具暫緩興建尖載發電廠的經濟效益。

¹⁹謝智宸等(2009)的研究中提及台電公司氣渦輪發電機組的年均化投資成本為1,521(元/瓩)。

6. 本研究之政策推介

由先進國家虛擬電廠發展之案例與本研究實證分析之結果，本研究導出以下四項政策推介，提供政府有關單位參考。

6.1 宜適度地調整既有的需量競價措施之基本電費折扣額度

因為當前我國電力系統供電瓶頸主要的問題是尖峰容量，欠缺的是發電容量而非發電能量，且本研究於表燈用戶參與彈性電價方案之情境中，亦實證出在相同的漲幅下，漲高容量費率(基本電費)優惠折扣較漲高能量費率(流動電費)優惠折扣，更能提高表燈用戶參與彈性電價方案的益本比。相對地，若過度提高能量費率折扣，反而會造成資源配置的扭曲。故本研究之政策推介為台電公司在研擬彈性電價機制方案時，應著重於估算其尖峰發電容量避免成本，並以尖峰發電容量避免成本作為研擬基本電費折扣的基礎。就當前(105年)台電公司所施行之需量競價措施的基本電費折扣來看，其上限72 (元/每瓩每月)，對本研究實證之表燈用戶而言，仍然不具足夠的經濟誘因(在基本電費折扣72 (元/每瓩每月)和流動電費折扣3 (元/度)下，本研究所模擬之表燈用戶的NPV僅為100.6元)。此外，若要促使虛擬電廠有意願整合表燈用戶參與彈性電價方案，亦須提供虛擬電廠一個可獲利的合理誘因，虛擬電廠才能在市場上永續運作。由於電力是一種服務，供給與需求必須即時平衡，若虛擬電廠在我國能發展成相似於國外DR Aggregator (需量反應用戶群代表)的市場機制，如此將可使我國的電力供需市場更具彈性(flexibility)與穩健性(robustness)。準此，本研究在參考了台電公司之發電容量避免成本，及其104年度需量競價措施之基本電費折扣上限的估算程序後，認為台電公司可將夏月

和非夏月的基本電費折扣做差別訂價，適度地將夏月基本電費折扣漲高至100 (元/每瓩每月)²⁰或以上，此訂價除更符合經濟效率，貼近尖峰發電成本外，同時也符合管制經濟學中誘因相容(incentive compatibility)的學理。在政府提倡「節能」時，相對應的利害關係人(電力用戶)將更有意願主動積極配合政策目標的執行。

6.2 政府可扶植虛擬電廠或相似產業(如用戶群代表)在國內發展，讓表燈用戶有更多元的電價方案自我選擇(self-selection)之空間

在當前電業自由化潮流與再生能源發電占比迅速擴增下，虛擬電廠之推動與發展甚為重要。虛擬電廠於我國之發展可定位成用戶群代表的角色，藉由募集電力用戶並共同合作，集結眾人之力來達到電業的彈性電價方案基準參與門檻。以台電公司的需量競價措施為例，只有抑低契約容量能達50 kW的高壓和特高壓用戶能參與，且其方案分為經濟型和可靠型。經濟型方案現只有能量費率折扣，若用戶無達到約定之抑低需量時，亦無罰則；而可靠型方案同時具有容量、能量費率折扣，用戶享有額外的容量折扣²¹時，若無達到約定之抑低需量，會面臨罰則。由於可靠型方案具有違約罰則，所以目前參與之用戶依然是以選擇經濟型居多，很多用戶對於可靠型方案還在觀望中，此對於電力系統可靠度之安全調度，助益不大。此外，以本研究之表燈用戶為例，雖然其用電占比少，對電業而言，其參與彈性電價方案之效益，不如高壓以上之用戶。但因其戶數高達1,300萬餘戶，若其中有意願參與彈性電價方案(如參與台電公司之需量競價措施)的用戶達到一定程度之比率，節能效益亦不可小覷。另外，相對於高壓以上用戶，表燈用戶的電價選

²⁰ 根據台電公司通霄燃氣複循環機組之容量避免成本(2,459元/每瓩每年)，可換算出均化每月容量避免成本為204.91 (元/每瓩)，故若將容量費率折扣調整至100 (元/每瓩每月)或以上，是可行的。

²¹ 若用戶選擇參與可靠型方案，若該月台電公司無執行需量競價措施，按104年度公告之內容，用戶依然可以得到10 (元/瓩-月)的折扣；但按105年度公告之內容，無執行之月份則無折扣。

擇性略顯不足²²(台電公司, 2015), 節能於表燈用戶而言常僅於政府的道德勸說, 並無太多的誘因或處罰機制去配合政府政策的執行。

由於表燈用戶的用電規模較小, 時間電價之價差優惠對其未必有經濟誘因, 無法使表燈用戶普遍參與電業的需求面管理方案, 現行的時間電價方案恐非主流商品, 若有更為多樣化、彈性的電價機制, 或許將更具潛在的偏好市場。有別於台電公司執行的彈性電價方案, 虛擬電廠或用戶群代表(電力供需以外的第三方)更能夠真正貼近市場。肇因於國營事業組織人力與薪資結構具僵固性, 很難達成民間「第三方(the third party)」窮盡一切、無為不至的客製化服務手段。舉例而言, 虛擬電廠或用戶群代表藉由各種用戶市場調查, 長期累積眾多個案樣本的服務經驗, 充分掌握各種不同類別的用戶負載特性, 所以可以做到量身訂作的「雙贏」彈性電價機制方案。而且為了避免無法達成合約所承諾的抑低需量負載而被電力公司罰款, 其一定會努力調配最適的彈性電價機制結構組合(portfolio), 使命必達。這就是為什麼過去台電公司各種計畫性可停電力方案(事實上是一種以容量費率為基礎的變型時間電價), 對於長期抑低尖峰負載有幫助, 但對於電廠緊急跳機或區域供電瓶頸暫時性壅塞, 並無太大實益的原因, 因其無法在尖載時刻提供具有「穩健性」的調度「彈性」。

準此, 若能經由虛擬電廠來整合眾多用戶, 來參與電力公司的彈性電價方案, 不但能發揮群眾外包的精神, 讓每個電力用戶皆有動機在尖峰用電時段抑低用電外(對表燈用戶而言, 多了一項節電的自我選擇), 亦能藉由輪流抑低用電的方式, 而不違約, 每次皆可達到電業所要求之抑低需量, 進而共同獲取較優渥之

電價折扣費率(如集結用戶參與可靠型方案, 除能量費率折扣外, 還可享有容量費率折扣), 進而擴大達到「四贏」的誘因共容(電力用戶、電力公司、虛擬電廠、整體社會)。

6.3 宜加強再生能源發電設備與儲能設備間跨系統DER-EMS之整合

由於電力是一種服務, 供給與需求必須即時平衡, 在供需失衡的緊急情況下, 供給面負載追隨(load following)的輔助服務(ancillary service), 往往有其侷限性, 包括局部性與全面性, 前者如區域電網壅塞, 可能導致即使發電容量充裕卻仍然無法供電滿足特定負載所需之窘境。後者如尖峰備轉容量不足, 可能面臨分區輪流限電之苦。職是之故, 我國處在孤立電網系統下, 更突顯了積極發展虛擬電廠的重要性。

當前在物聯網與大數據(Big Data)相關科技迅速發展下, 先進國家莫不積極整合再生能源與儲能系統、電動車、需量反應等方案, 並透過示範、推廣、及布建發展創新服務模式。我國行政院亦於2015年4月間提出「科技三箭」, 其內容包括開放資料、群眾外包、大數據之推動策略。先進國家在此領域已有許多成功案例, 不但能夠推廣再生能源之應用範圍與發電比率, 也帶動了創客經濟(maker economic)與其他相關領域²³之同步發展。在此同時, 許多新興產業²⁴亦形成綠色經濟(green economy)生態體系, 創造綠色就業(green jobs), 成為全球科技發展與政府能源政策矚目之焦點。因此, 以本研究台電樹林電力綜合研究所案例之實證結果來看, 高壓用戶建置再生能源發電設備除了可供自身用電外, 亦可利用本身備有之儲能系統

²² 台電公司於2015年指出當前我國高壓以上用戶具有二段式時間電價、備用電力電價、各類減少用電措施、尖峰時間可變動電價、需量競價措施、三段式時間電價和空調週期性暫停用電措施等電價方案選擇, 而表燈用戶僅有累進電價、二段式電價和節電獎勵等三種電價方案, 表燈電價選擇性略顯不足, 這也是台電公司於2015年起欲推動表燈多元化電價策略的契機。

²³ 如智慧電網、智慧建築、智慧能源管理系統、電動車與儲能系統、需量反應電價方案等。

²⁴ 虛擬電廠、能源服務公司、節能照明產品、智慧家電產品等。

將多餘的電力貯存，並參與虛擬電廠之運作，於用電尖峰時段接受其電力調度，且獲得調度回饋而獲利。

鑒於我國過往的再生能源政策，均是從個別能源資源(如生質能發電、風力發電、太陽能發電等)，來單獨進行盤點與策劃。然而本研究認為，未來整體電力系統的政策規劃，應具「跨系統」之配套觀點，強化各再生能源之間，以及再生能源與儲能設備、彈性電價機制間之鏈結，並以「DER-EMS」和「Substation-EMS」之新興能源管理技術，可發展成虛擬電廠，重新盤點國內「分散式」與「集中式」²⁵再生能源和分散式發電設備的發展潛力，進行供給端與需求端之系統整合。

6.4 政府為達成陽光屋頂百萬座的政策目標，宜聯合銀行推行綠色金融貸款，鼓勵用戶建置小型分散式發電設備和儲能設備

當前電力政策規劃重點，除從傳統「上而下」新建電源以增加中央電力系統裝置容量之外，同時亦得容納「下而上」的規劃模式，積極鼓勵用戶布建小型分散式發電與儲能系統，並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。

我國位處亞熱帶，太陽能資源豐富，具備良好的發電條件，因此太陽能發電實為非常有潛力的再生能源，亦為兼顧環保、生態之潔淨發電方式。進一步地，若用戶能布建太陽能發

電設備並搭配儲能設備貯存電力，即有機會改變過往的用電模式²⁶。惟目前市場上太陽能發電設備和儲能設備的價格，對於一般表燈用戶(或住宅用戶)而言，初期建置成本依然是一筆為數不小的資金，且對於未來收益尚未確定之情況下，經常望之卻步，欠缺投資意願。政府綠能產業政策允宜藉由銀行團聯盟推行綠色金融貸款(green financial loan)，給予有意願建置分散式電源的用戶相對優惠的利率，鼓勵其布建(因為布建綠能對環境而言是相對友善的，能將外部無形效益內部化)。

在「非核家園」的政策目標下，當前能源政策應重視全球電力市場典範移轉的發展趨勢，擬定用戶建置分散式發電設備和儲能設備的配套措施，增進眾多住宅用戶與二萬四千餘戶高壓電力用戶的建置意願，以「軟實力」掃除分散式電力資源與電網併聯的各種障礙，使得建置分散式電源物聯網創新服務模式能蔚為潮流，亦可正面回應巴黎氣候高峰會之議題。

7. 未來研究建議

當前我國的電力市場上尚未有能源服務公司或用戶群代表之出現，虛擬電廠運作時之相關人事成本、設備開發及租賃成本不易估算，因此本研究僅針對電力用戶和整體社會，利用參與者檢定和簡化的社會成本檢定，評估其參與虛擬電廠可能施行的運作模式時，是否具經濟效益。尚待未來我國電力市場進一步自

²⁵ 「分散式」係指電力用戶端自行規劃與建置再生能源與分散式發電設備；「集中式」係指虛擬電廠或電業能掌握並加以規畫之再生能源與分散式發電設備。通常以用戶端的電錶為分界，電錶後端(behind-the-meter)即狹義的分散式電源。本文所稱Sub-EMS或DER-EMS領域內，所連結之再生能源系統與儲能系統(含電動車)，則屬廣義的分散式電源。

²⁶ 國外儲能電池廠商特斯拉因應不同的電力使用量，針對家用推出的儲能電池為Powerwall，分別有7 kWh及10 kWh兩種規格，售價為3,000美元及3,500美元；針對企業用戶推出的Powerpack，則只提供100 kWh的規格，售價為25,000美元。該儲能電池可儲存用戶住宅太陽能發電等再生能源所產生的電力，在非電力使用尖峰時段進行儲能，接續在電費較高的電力使用尖峰時段供應所需電力，可讓用戶省下電費成本，且儲能電池還能在電網異常的情況下，維持家用設備的正常運作，幫助用戶擺脫對傳統電網的依賴。國內則以全漢公司2016年的ION MATE系列儲能設備為例，其可按客戶需求安裝6.8 kWh、10.2 kWh或13.6 kWh容量機型，使用高階電池管理系統(BMS)，並採用建築整合太陽能(BIPV)設計。以一戶住家為例(假設其每日平均用電10度)，若安裝ION MATE 10.2 kWh和太陽能發電設備，在日照充足條件下，住戶利用自家ION MATE作為分散式電網系統，便有機會不需繳交電費。若此一用戶再參與虛擬電廠的彈性電價方案，於抑低負載時，便可能不會有缺電成本的發生。按本研究之表燈用戶基準情境分析，其參與虛擬電廠之運作即可能會具有經濟效益(是否具經濟效益須得再將建置太陽能發電設備與儲能設備之成本和所能帶來之效益納入考量)。

由化，有相關的能源服務公司出現時，後續研究即可蒐集虛擬電廠運作時的相關成本資料，對其做更詳細的成本效益分析，並以虛擬電廠之營運角度(亦即「行政者成本檢定(Program Administrator Test, PAC)」或「公用事業成本檢定(Utility Cost Test, UCT)」)做相關的政策推介，亦可專注研究社會成本檢定，將電力用戶參與虛擬電廠運作時，整體社會所能得到的效益和損失的成本，做更細膩的分門別類，期能更準確的反映出整體社會在虛擬電廠運作下之經濟效益。

誌 謝

本研究感謝科技部國家型科技計畫「需量反應、分散式電源與儲能之整合應用(3/3)」(105-3113-E-006-007-)、「再生能源於物聯網與大數據架構下創新服務模式之研究」(105-ET-E-005-001-ET)與工研院計畫「我國節能關鍵議題研究：物聯網對節能措施之影響分析」之經費補助，惟文中若有任何訛誤，應由作者自行負責。

參考文獻

- 台電公司，2015，台電公司業務處需量反應、分散式電源與儲能之整合應用—子計畫四(研究計畫編號 MOST 103-3113-E-006-011)
- 台電公司，2016，需量反應負載管理措施，擷取自 台灣電力公司官網：http://www.taipower.com.tw/UpFile/_userfiles/file/0-106%E5%B9%B4%E3%80%8C%E9%9C%80%E9%87%8F%E5%8F%8D%E6%87%89%E8%B2%A0%E8%BC%89%E7%AE%A1%E7%90%86%E6%8E%AA%E6%96%BD%E3%80%8D%E4%BF%AE%E6%AD%A3%E6%A2%9D%E6%96%87.pdf
- 杜超、王錫凡、王秀麗、邵成成，2014。雙邊分段競價的電力市場，電力系統自動化，38(13)：28-33。
- 林師模、卓金和、孫廷瑞，2013。臺灣發展風力發電之技術經濟分析與3E效益評估，臺北市：行政院原子能委員會委託研究計畫研究報告。
- 許和鈞、李宗政、楊馥如、林惠雪、陳宥任、張吟綺、陳麗婷，2004。公共建設計畫財務評估中折現率如何訂定之研究，行政院經濟建設委員會委託計畫。
- 許志義、黃國璋，2010。臺灣能源需求面管理成本效益分析之應用，發表於能源經濟學術研討會。
- 許志義，2014。我國電力需求端管理之探討，發表於中技社「臺灣能源及電力業的挑戰與機會」專題報告。
- 許志義、吳仁傑，2014。論電力需量反應與虛擬電廠發展趨勢，臺灣經建專論，12(6)：59-83
- 許志義、黃俊凱，2015。德國電力備轉容量市場與虛擬電廠提供輔助服務機制之探討，台電工程月刊，805：44-60。
- 許志義、林俊儒，2015。智慧電表用戶選用需求面管理方案關鍵因素之權重分析，臺灣能源期刊，2(2)：44-60。
- 楊豐碩、陳士麟、林師模、許志義、陳詩豪、歐陽利姝、盧豐彰、何玉麗、林章平、許世哲、施雅慧、林啟明、洪育民、陳隆武，2011。缺電成本之調查研究，台電工程月刊，789：109-118。
- 陳彥豪、盧思穎、陳俐玟，2014。虛擬電廠商業模式介紹，電力電子，11(4)：46-53。
- 張晉嘉，2015。臺灣智慧電網架構下住商能源需求面管理之成本效益分析，國立中興大學應用經濟研究所碩士論文。
- 楊宏澤、許志義、陳彥豪、廖烱州、蔡孟伸、黃燕昌、郭崇仁，2014。需量反應、分散式電源與儲能之整合應用—研究計劃書，國立成功大學電機工程學系。
- 謝宗翰、唐文祥、陳翔雄、徐彬海，2014。電

- 業自由化下的需量競標機制，台電工程月刊，798：111-120。
- 謝智宸、林素真、張建隆、彭佳玲、紀宜穎，2009。可停電力電價改善方案之研究，台電工程月刊，730：47-70。
- 廖桓暉，2013。臺灣住宅部門需量反應方案與分散式供電系統之整合研究，國立中興大學應用經濟研究所碩士論文。
- 盧佩君、許志義、楊宏澤，2014。住宅部門需量反應電價方案之益本分析，台電工程月刊，789：48-60。
- California Public Utilities Commission., 2001. California Standard Practice Manual: Economic Analysis of Demand-side Programs and Projects, CPUC.
- Dietrich, K., Latorre, J. M., Olmos, L., & Ramos, A., 2015. Modelling and Assessing the Impacts of Self Supply and Market-Revenue Driven Virtual Power Plants, *Electric Power Systems Research*, 119, 462-470.
- Jadid, S., Zamani, A. G., & Zakariazadeh, A., 2016. Day-ahead resource scheduling of a renewable energy based virtual power plant, *Applied Energy*, 169, 324-340.
- Landsbergen, P., & Energy, N. N., 2009. Feasibility, Beneficially, and Institutional Compatibility of a Micro-CHP Virtual Power Plant in the Netherlands , Doctoral dissertation, Delft University of Technology, Delft, the Netherlands.
- Nikkei, 2016. Japan to Test “Virtual Power Plant” for Renewables, [Online]. Available: <http://asia.nikkei.com/Business/Deals/Japan-to-test-virtual-power-plant-for-renewables>
- Pike Research, 2013. Worldwide Virtual Power Plant Capacity to Multiply Nearly Five-Fold by 2020, Forecasts Pike Research, [Online]. Available: <http://www.businesswire.com/news/home/20130311005262/en/Worldwide-Virtual-Power-Plant-Capacity-Multiply-Five-Fold>
- Rifkin, J., 2014. *The Zero Marginal Cost Society*, Palgrave Macmillan, New York.
- Zhang, X., Xia, Y. H., Liu, J. Y., & Huang, Z. W., 2016. Carbon Emission Impact on the Operation of Virtual Power Plant with Combined Heat and Power System, *Frontiers of Information Technology & Electronic Engineering*, 17, 479-488.

Benefit-Cost Analysis and Policy Recommendations for the Participant of Virtual Power Plants

Jyh-Yih Hsu^{1*} Hau-Chen Jhong²

ABSTRACT

The core value of virtual power plants is that they can integrate dispersed and sporadic virtual peaking capacity to achieve the goal of lower the power demand of the electricity system during the peak time. This study aims to use a quantitative economic model to evaluate low-voltage lighting customers', high-voltage customers' and the whole society's benefits and costs when they participate in virtual power plants and make related policy recommendation base on the simulated results. According to the empirical analysis of this study, it shows that whether low-voltage lighting customers are willing to participate in the operation of virtual power plants or not, the most relevant factor is the discount of the electricity pricing program; if the high-voltage customer can integrate and utilize his own distributed power generation facilities effectively to participate the operation of virtual power plants, under our simulation result, his BCR will be 1.53, showing it economic benefits are pretty good. Moreover, from the holistic viewpoint of the society, if we can encourage electric power customers to join the flexible pricing program actively and construct more renewable energy generation equipments to supply customers power useable, it will help to slow down the building of peak load power plants, save the capacity avoided cost, and help to reduce the carbon emission at the same time. According to the simulation results of our empirical analysis, we have three policy recommendations. The first is Taiwan Power Company should properly raise the current discount of basic demand charge in the Demand Bidding Program up to 100 (NTD/per kW per month) or more, to increase the incentive compatibility and make customers have motivations to coordinate with the energy conservation policy of the government. The second is the government can develop virtual power plant or similar industries like energy service company, to integrate the low-voltage lighting customers and let the low-voltage lighting customers have more opportunities of the self-selection pricing scheme, that is by implementing crowdsourcing to achieve the energy conservation policy. The last one is the planning of the electricity policy should emphasize cross-system ideas, not just enhance the connection among renewable energy itself but the connection between renewable energy, energy storage system and flexible pricing program, using the new technology of the energy management to systematically integrate both the supply side and the demand side.

Keywords: Virtual power plant, Virtual peaking capacity, Distributed generation, Flexible pricing program, Benefit-cost analysis

¹ Director, Center for Industrial Development Research, and Professor, Department of Applied Economics and Department of Management Information Systems, National Chung-Hsing University.

² Graduate student, Graduate Institute of Applied Economics, National Chung Hsing University.

*Corresponding Author, Phone: +886-4-22857798, E-mail: hsu@nchu.edu.tw

Received Date: November 30, 2016

Revised Date: February 17, 2017

Accepted Date: April 30, 2017