

行政院及所屬各機關出國報告

(出國類別：開會)

赴瑞典參加「第卅四屆國際能源經濟學會年會」

服務機關：台灣電力公司

出國人職稱：處長

姓名：鄭運和

出國地區：瑞典

出國日期：100.06.18~100.06.24

報告日期：100.8.23

行政院及所屬各機關出國報告審核表

出國報告名稱：赴瑞典參加「第卅四屆國際能源經濟學會年會」

出國計畫主辦機關名稱：台灣電力公司

出國人姓名/職稱/服務單位：鄭運和/處長/企劃處

出國計畫

主辦機關

審核意見

- ☒ 1. 依限繳交出國報告
- ☒ 2. 格式完整
- ☒ 3. 內容充實完備.
- ☒ 4. 建議具參考價值
- ☐ 5. 送本機關參考或研辦
- ☐ 6. 送上級機關參考
- ☐ 7. 退回補正，原因：
- ☐ (1) 不符原核定出國計畫
- ☐ (2) 以外文撰寫或僅以所蒐集外文資料為內容
- ☐ (3) 內容空洞簡略
- ☐ (4) 未依行政院所屬各機關出國報告規格辦理
- ☐ (5) 未於資訊網登錄提要資料及傳送出國報告電子檔
- ☐ 8. 其他處理意見

層轉機關

審核意見

- ☐ 同意主辦機關審核意見
- ☐ 全部 ☐ 部分 _____ (填寫審核意見編號)
- ☐ 退回補正，原因： _____ (填寫審核意見編號)
- ☐ 其他處理意見：

說明：

一、出國計畫主辦機關即層轉機關時，不需填寫「層轉機關審核意見」。

二、各機關可依需要自行增列審核項目內容，出國報告審核完畢本表請自行保存。

三、審核作業應於報告提出後二個月內完成。

報告人：



單位

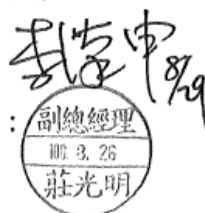
主管：

主管處

主管：

總經理

副總經理：



行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：赴瑞典參加「第卅四屆國際能源經濟學會年會」

頁數 55 含附件：☐是☒否

出國計畫台灣電力公司/陳德隆/電話(02)23667685

出國人員鄭運和/台灣電力公司/處長/電話(02)23666440

出國類別：☐1 考察☐2 進修☐3 研究☐4 實習☒5 其他（開會）

出國期間：100.06.18~100.06.24

出國地區：瑞典

報告日期：100.8.23

分類號/目

關鍵詞：

- 1.節點定價（Nodal Pricing）
- 2.區域邊際定價（Locational Marginal Price, LMP）係包括依據不同地區所產生邊際供電成本、輸電損失與輸電壅塞成本三者之和
- 3.分區電能價格（Zonal Pricing）
- 4.即時電價制(Real time Pricing, RTP)
- 5.動態電價(Dynamic Pricing)
- 6.分散型能源資源(Distributed Energy Resources, DER)
- 7.熱電共生廠(Combined Heat and Power plant, CHP)
- 8.歐盟碳排放交易機制(EU ETS))
- 9.碳捕捉與封存技術(CCS)
- 10.電力收購費率(Feed-in Tariff)
- 11.電力市場條件下輔助服務(Ancillary Services)

內容摘要：(二百至三百字)

赴瑞典參加「第卅四屆國際能源經濟學會 IAEE 年會」並參加其中之瑞典最大 Igelsta 生質能熱電共生廠(CHP)技術參訪行程，年會主題係「制度、效率及能源技術」，係為提升能源市場及環保管制系統的營運效率與功能運作，必須以廣泛、周延、前瞻視野來設計能源市場制度及具環保導向的監管系統。與會人員包含來自產官學界 450 多位菁英，約提出 500 篇論文。討論主題包括：新能源技術市場與監管、未來全球石油市場、智慧電網、需求面管理管控政策與經濟誘因、研發創新、電能儲存、生質能政策和土地使用、政治機構對自然資源管理成效、能源效率補貼的反彈效應及發展中國家電氣化等重要資訊。期能藉著參加 IAEE 年度研討會與技術參訪掌握最新能源效率發展趨勢及瞭解先進電力科技，以利本公司掌握最新之管理制度與技術發展。

本文電子檔已傳至出國報告資訊網 (<http://report.gsn.gov.tw>)

赴瑞典參加「第卅四屆國際能源經濟學會年會」

出國報告 目錄

壹、前言	01
一、出國任務、目標、緣起、實施要領及要求成果.....	01
二、報告內容重點	03
貳、國際能源經濟學會	06
一、「國際能源經濟學會」成立宗旨	06
二、參與「國際能源經濟學會」緣起與目的	07
三、IAEE 2005 年台北年會	07
參、「第卅四屆國際能源經濟學會年會」之重要議題內容	08
一、「制度、效率及能源技術」重要議題內容	08
(一)新任及現任主席報告重點	08
(二)全員及分組會議重要議題內容	10
1.CO ₂ 減排議題	10
2.不同電價定價策略	14
3.能源效率	17
4.智慧電網	18
5.電力可靠度	21
6.具間歇特性之再生能源	24
7.家戶能源效率	27
8.電力管制的經濟效果	29
9.避險交易與期貨電力市場	32
10.俄羅斯電力市場改革	35
(三)IAEE 年會較學術性，USAAE 年會較實務性	39
二、技術參訪瑞典熱電共生廠	40
肆、值得我國借鏡之處	46
一、提供財務避險工具及仲介商加入以避免電價波動而利市場運作..	46
二、為達減碳目標恐須提高碳價及規劃 CCS 因應方案	46
三、為反映不同區域與時點的邊際電能及輸電成本，應考慮改採節點定價（Nodal Pricing）來設計我國電價制度，亦較回饋金方案更具社會正義、公平及合理性	48
四、考量不同時空因素，為利加強供電可靠度、提高供電報酬率、抑低發電成本及參酌用戶產業特性等前提下，設計更多元電價制度	49
五、為減少電力系統衝擊，可依據啟動速度、成本策略，引進3級備用容量制	52
六、引進瑞典再生能源利用率高達 100%的 CHP 熱電共生廠作法	53
七、分散再生能源設置地點以利不同時段產生電力平衡效益、加強風電即時預測能力及提昇再生能源供電可靠度	54
八、為因應建物零耗電時代來臨(因大樓微電網可自給自足無須大電網供給電力)，本公司應即早規劃電網間相互搭配、運用及維護機制	55

赴瑞典參加「第卅四屆國際能源經濟學會年會」

壹、前言

一、出國任務、目標、緣起、實施要領及要求成果：

(一)出國任務、目標：

100 年 6 月 19~23 日在瑞典首都斯德哥爾摩經濟學院，首次在大學校區舉辦之「第卅四屆國際能源經濟學會 (IAEE) 年會」，年會主題為「制度、效率及能源技術」，與會人員包含來自產官學界 450 多位菁英，約提出 500 篇論文。討論主題包括：新能源技術市場與監管、未來全球石油市場、智慧電網、需求面管理管控政策與經濟誘因、研發創新、電能儲存、生質能政策和土地使用、政治機構對自然資源管理成效、能源效率補貼的反彈效應及發展中國家電氣化等重要資訊。期能藉著參加 IAEE 年度研討會與技術參訪掌握最新能源效率發展趨勢及瞭解先進電力科技，以利本公司掌握最新之管理制度與技術發展。

(二)緣起、實施要領及要求成果：

本計畫係由國際能源經濟學會函邀所屬會員參加於瑞典斯德哥爾摩所舉辦之「第卅四屆國際能源經濟學會 (IAEE) 年會」，年會主題為「制度、效率及能源技術」，藉由參加前述會議，蒐集瞭解國外智慧電網施行成效、電動車對能源市場衝擊、電網投資對能源效率推升、氣候變遷、電力市場

CO₂ 減排、間歇性電力可靠度等相關內容，除掌握最新經濟與能源發展趨勢外，亦可與國際能源經濟學會會員進行經驗交流，並吸取北歐生質能熱電共生最佳典範—瑞典 Igelsta 之 CO₂ 減排 80%、再生能源高達 90% 等卓越技術經驗，值得本公司發展再生能源及 CO₂ 減排之參考借鏡，俾作為提升本公司技術能力、建構績效指標、釐定經營方向及規劃能源政策的參考依據，並建立本公司與世界各國之合作機制與溝通管道。

二、報告內容重點

(一)有關會議部份

由 IAEE 下屆主席斯德哥爾摩經濟學院院長 Mr. Lars Bergman 揭露本次年會主題「制度、效率及能源技術」作深入解析，及現任主席美國達拉斯聯邦儲備銀行 Ms. Mine Yücel 於會中提及應發揮自由市場效率機制以即時反映油價及電價，屆時需提供財務避險工具及仲介商加入以利市場順利運作。

全員會議(Plenary Sessions)主題包括：新能源技術的市場與監管、未來全球的石油市場、智慧電網的經濟學、需求面管理的管控政策與經濟誘因等議題。

分組會議(Concurrent Sessions)主題包括：研發創新、電能儲存、生質能政策和土地使用、政治機構對自然資源管理成效、能源效率補貼的反彈效應、經濟成長及發展中國家電氣化等 74 項子題超過 300 場講題。

與本公司較相關之重要議題包括：CO₂ 減排、不同電價定價策略、能源效率、智慧電網、電力可靠度、具間歇特性之再生能源、家戶能源效率、電力管制的經濟效果、避險交易與期貨電力市場及俄羅斯電力市場改革。

(二)有關技術參訪部份

參觀瑞典地區最大生質能熱電共生廠 Igelsta，75%燃料為廢木料與樹枝、25%是回收碎紙、塑膠及木屑，可提供 50,000 家戶所需的熱能及 100,000 家戶所需電力；與傳統燃煤發電及核電相較下，最大的差異係此 CHP 蒸汽作功發電後之熱能，進一步作為提供地區熱能之用，而非直接排到大海等熱沉中；惟夏季熱能需求減少時須進行降載；自 1990 年燃煤發電改為生質能、廢棄物發電以來，CO₂ 減排已達 80%。

(三)值得本公司借鏡之處

- 推動電業自由化，因電價波動大，需搭配財務避險工具及仲介商加入，以利發展自由化電力市場之效率機制決定電價之最佳模式；
- 為達減碳目標恐須提高碳價及規劃 CCS 因應方案；
- 為反映不同區域與時點的邊際電能成本(變電所不易取得、缺電成本、Not In My Backyard, NIMBY 效應及環境污染等供電瓶頸風險成本)及邊際輸電成本(壅塞及遠距離線損成本)，應考慮採節點定價(Nodal Pricing)來設計我國電價制度；節點成本電價較回饋金方案更具社會正義、公平及合理性；
- 考量不同時空條件下(例如加州能源危機時採 RTP 電價制係有效抑低用戶用電量；能源危機解除後採

TOU 電價制，係因其更具穩定性、預測性、容易被瞭解及造成用戶負擔低)為加強供電可靠度、提高供電報酬率、抑低發電成本及參酌用戶產業特性前提下，設計更多元電價制度；

- 為減少因不預警斷電、再生能源加入及需電量變化對整個電力系統衝擊，可根據啟動速度、成本策略，引進歐洲 3 級備用容量制度來規劃台灣備用容量；
- 評估在穩定熱源需求之工業區引進全部利用 100%再生能源之熱電共生廠作法；
- 評估分散再生能源設置地點以利不同時段產生電力平衡效益、加強即時風電預測能力及發展屬於我國再生能源市場機制(包括提昇再生能源發電技術以增加供電可靠度)；
- 為因應建物零耗電時代來臨(2020 年之前歐盟建物將呈現零電力使用狀態，因大樓本身微電網自給自足無須大電網供給電力)，本公司亦應思考規劃大型電網和微電網該如何有效相互搭配、運用及維護之機制。

貳、國際能源經濟學會

一、「國際能源經濟學會」成立宗旨

國際能源經濟學會成立於 1977 年，其主要宗旨為結合全球能源研究的菁英，探討與解決世界能源供需、經濟、科技及環保等問題，目前涵括全球產官學界 3,400 多位會員，是全球最重要的能源經濟研究組織。1981 年以來 IAEE 提供全球最佳論文獎、最佳新聞報導獎、與協助推廣能源經濟與環保教育等議題。

其宗旨帶領我們思考，在人類歷史的近三個世紀以來，地球上充沛的能源資源，是世界經濟與科學快速發展不可或缺的要素，但在整個世界不斷發展的同時，卻帶來能源資源過度耗用、及環境破壞的問題；雖然專家們在過去的二十年間不斷發出警訊，並研究及教育如何有效運用能源資源及保護環境，卻並沒有因此而減輕問題的惡化程度。加上於近半世紀之科技與通訊發展的一日千里，使地球上人類的距離縮短，全球化之腳步更為快速並逐漸趨向於另一層面的發展，以致各個區域間的經濟、社會、環境等因數更具連動性。因此在進入新紀元的目前，能源及環境的問題，不再是單一地區的努力就可解決的問題，而需要各地區域共同探討研商解決方案且落實執行的全球化問題。

二、參與「國際能源經濟學會」緣起與目的

按國際能源經濟學會係一國際性學術機構，每年輪流在各會員國舉辦年會，邀請國際間與能源經濟相關之機構或學者、專家與會。我國為該學會之主要會員國，且中華民國能源經濟學會為其團體會員之一，每年皆藉參與該項會議，與各會員國保持密切之聯繫，除可提升我國與國際間能源經濟資訊之交流與合作外，更可鞏固我國在國際能源經濟學會之地位。

三、IAEE 第二十八屆 2005 年台北年會

此 IAEE 國際年會係中華民國能源經濟學會(CAEE)多年努力爭取，首度在我國舉辦，由於 IAEE 考量年會區域平衡，預期未來十至廿年內我國將不可能再有機會舉辦。由當時之中華經濟研究院蕭董事長萬長擔任大會主席，並由該院負責協調推動各項事宜，主要幕僚為大會執行長，由中經院柏研究員雲昌出任，並順利舉辦國際能源經濟學會第二十八屆國際會議（The 28th Annual IAEE International Conference）於 2005 年 6 月 3-6 日間假台北圓山飯店舉行。

參、「第卅四屆國際能源經濟學會(IAEE)年會」之重要議題內容

一、「制度、效率及能源技術」重要議題內容

(一)新任及現任主席報告重點

大會由 IAEE 下屆主席斯德哥爾摩經濟學院院長 Mr. Lars Bergman 開場，以本次年會主題「制度、效率及能源技術」作深入解析，也就是「為提升能源市場及環保管制系統的營運效率與功能運作，必須以廣泛、周延、前瞻視野來設計能源市場制度及具環保導向的監管系統。」

目前世界正面臨能源供應體系重大轉變係包括：1. CO₂排放對氣候變遷的威脅、2. 使用傳統能源對人體健康與環境污染影響、3. 持續關切地緣政治面的能源供應議題。惟在此同時應繼續以合理成本提供安全而穩定能源。

目前針對能源供應體系轉變有兩派不同政策反應分別為：第一派反應，係藉由制度面設計來強化能源及預防氣候變遷與落實環保效率等，因此許多國家、地區其電力及天然氣市場已自由化，監管制度已被落實，目的係為提高競爭力；另一派反應，係為發展預防氣候變遷「能源技術」及「符合能源效率的程序與產物」(因)，才正開始加強能源生產及使用的管制(果)。

某些個案管制手段將使能源市場運作更具效率；部份個案管制手段的影響是中性；但更多市場因錯誤設計造成能源市場負向功能，無法轉型為具永續發展和環保成效的能源供應體系。因此為提升能源市場及環保管制系統的營運效率與

功能運作，必須以廣泛、前瞻視野來設計能源市場制度及具環保導向的監管系統。

現任主席美國達拉斯聯邦儲備銀行(Federal Reserve Bank of Dallas)Ms. Mine Yücel 亦於會中提及應由專業人士(非商業性質)組成團隊專司油價機制，使自由市場運作機制更具效率即時反映油價，目前 OPEC 原油產量充裕，新興國家需求量不斷成長，須發揮市場機制以達供需平衡；屆時電力市場自由化波動亦大，屆時需提供財務避險工具及仲介商加入以利市場順利運作。

圖 1:「第卅四屆國際能源經濟學會年會」舉辦地點：瑞典首都斯德哥爾摩經濟學院



資料來源：IAEE 網站

圖 2：斯德哥爾摩經濟學院大學講堂(全員會議地點之一)



資料來源：IAEE 網站

(二)全員及分組會議重要議題內容

主題係包括 CO₂ 減排、不同電價定價策略、能源效率、智慧電網、電力可靠度、具間歇特性之再生能源、家戶能源效率、電力管制的經濟效果及避險交易與期貨電力市場。

1.CO₂ 減排相關議題：

(1)英國劍橋大學教授 Mr. David Newbery 在 Regulatory and market design challenges for supporting new technologies 簡報所提出重點：

- 解決能源經濟政策問題必須支持低碳電力時代的來臨 (例如歐盟碳排放交易機制 EU ETS 及 2020 年之前減少 20% 溫室氣體排放及增加 20% 再生能源比例之 20-20-20 Directive)；以及加強能源科技研發(例如 EU Strategic Energy Technology Plan)。
- 問題診斷與分析：CO₂ 係全球永遠最爛股票，根本解決之道為全球改採統一碳稅或碳價進行交易，渠認為碳稅是容易採行方案，總量管制與配額交易 (Cap-and-trade) 係次佳方案；提出「能源受惠者(來自全球能源消費者)付費觀念」，依受惠程度支付一定比例金額，作為研發減碳科技經費的來源，並自稅收進行融資。
- 有關支持低碳發電計畫部份：
 - 針對歐盟碳排放交易機制 EU ETS 部份，只有碳交易量設限而未對碳交易價設下限，將導致減碳效果

不彰(fixes quantity not price => poor guide for low-C G)，目前歐洲碳交易市場最大的問題是碳價偏低，導致各國僅藉由購買碳權即可解決 CO₂ 減排問題，而延宕發展或不願投資 CCS 及其他減排技術。

- 歐盟 27 個會員國達成 2020 年前溫室氣體減排 20%、確保再生能源等應佔總能源 20%「20-20-20」的協議，係要求歐盟各國選擇適合自己方式積極發展再生能源及學習彼此共同分擔減碳責任的思維。
- 在發展碳排放交易機制 ETS 時，不利推動再生能源電力交易 RES，除非亦制定再生能源電力碳價。
- 氣候變遷的減緩措施(Climate Change Mitigation)係全球需齊心努力之共同課題，而針對氣候變遷的調適(Climate Change Adaptation)則是各國區域性問題。
- 目前英國電力市場問題：英國施行電力自由化後削減 R&D 預算，零碳排時代將較化石燃料時代面臨更多的危機；屆時電價因燃料煤、油、天然氣碳排放量差異性將產生電價波動；碳交易價目前過低成效不彰，渠認為應設定價格下限；英國不願投資零碳排電力市場，係因風險過高導致投資成本過高。
- 歐洲電力市場問題：改採統一碳稅以取代碳價進行交易(ETS)；徵收綠色稅優於僅徵收一般稅。
- 如何支持及改善再生能源電力？認清再生能源本質原本就不具利潤，擴大裝置容量是抑低再生能源成本最

主要方法，惟不成熟技術將亟需改善，以利提高供電可靠度(例如碳封存及捕捉技術，離岸風力發電，波浪發電，潮汐發電等)；應以發電量而非裝置容量為基礎考慮任何可能改善的空間(例如 1 MW 太陽能裝置容量成本是否等同於 3 MW 非離岸風電裝置容量成本?)。

(2)瑞典 Vattenfall CEO Mr. Øysten Løseth 在 Institutions and the Development and Implementation of New Energy Technologies: Markets vs. Regulation 簡報提出看法為：

- 認為歐洲碳排放交易機制運作良好，並不需要採碳稅機制，渠指出碳價應逕由市場機制決定才能尋求最具成本效益之減碳方式，惟渠亦承認目前歐洲每噸碳價僅 30 歐元實在太低，對投資碳捕捉與封存技術毫無誘因。
- Løseth 指出碳捕捉與封存(CCS)工作相當重要，各國應積極投入，該公司已積極發展中。惟依據歐洲經驗，民眾皆不願將 CO₂ 封存或 CO₂ 管線經過場址設在自己住家附近，此將延宕 CCS 發展。

(3)美國耶魯大學教授 Mr. William Nordhaus 強調碳價應具穩定性 Durable 及可靠性 Reliable，方能發揮引進新減碳技術功能；對於所有新技術學習應採做中學 Learning by doing，低估邊際成本將導致過度投資；以中國大陸而言風電發展速度超過電網發展速度導致 1/3 風電無法使用。

(4) Duke Energy Mr. James E. Cochell 針對 Duke Energy 系統

“工業用戶採即時電價方案對公用電力事業減碳成效研究”發現(詳下表)：若以大部份年度而言，CO₂ 排放量 TOU> RTP> Flat Rate，惟 SO₂ 排放量 TOU< RTP< Flat Rate (RTP 係即時電價、Flat Rate 是固定費率、TOU 是時間電價)。也就是說，就大部份年度在 Duke Energy 的系統而言，相對於先前選擇 TOU 制度的用戶，選擇 RTP 制度比較可能降低 CO₂ 但增加 SO₂、NO_x 及 Hg 排放量；相對於先前選擇 Flat 制度的用戶，RTP 制度比較可能降低 SO₂、NO_x 及 Hg 排放量但增加 CO₂ 排放量。而相較於選擇 TOU 用戶，選擇 RTP 用戶比較可能降低 CO₂ 但增加 SO₂ 排放量。也就是說長期以來以邊際成本訂定的電價 TOU 將招致更高 CO₂ 排放量，係值得本公司進行電價規劃參考。

即時電價RTP相對於固定費率Flat Rates及時間電價TOU之溫室氣體排放量變化比較

單位： tons*

Flat Rate						TOU				
SO ₂		NOx	Hg**	CO ₂	▲Energy	SO ₂	NOx	Hg**	CO ₂	▲Energy
2006	-23.68	-6.55	-89.03	-1492.34	0	36.64	1.27	104.91	-5067.29	0
2007	-11.83	-4.85	-3.22	-1,081.77	0	19.38	3.45	19.67	-1,978.80	0
2008	-29.72	-4.04	-43.61	2,596.24	0	29.31	-0.89	55.63	-6,899.02	0
2009	1.59	1.09	57.56	2,346.17	0	-28.31	-7.87	-443.13	-18,478.94	0
2010	-20.57	1.54	113.86	9,779.55	0	-4.26	0.81	12.85	1,856.11	0

*帶有負號的數字表示在RTP即時電價有比較少的溫室氣體排放量;** in lbs.

資料來源：Duke Energy Mr. James E. Cochell “The Effects of Industrial Real-Time Pricing on Electric Utility Emissions”

2.不同電價定價策略

所謂節點(Node)係指在輸電系統上因發電業者提供電力滿足負載之區域(Location)；節點定價(Nodal Pricing)(或區域邊際價格 Locational Marginal Price, LMP)的定價方式下，電力的價格不再是全國統一，而是會隨時間與區域的不同來變化，以反映電能在不同區域與不同時點上的價值。換言之，這種定價方式能反映區域間電力系統壅塞情形與電力供需的平衡關係。國外在自願性的電力池制度下，有效率的定價方式多半以節點定價或區域邊際電價為主，以反映電能的即時市場價值。

節點價格 (Nodal Pricing)

= 區域邊際價格(Locational Marginal Price, LMP)

= 邊際電能成本 + 邊際輸電成本(邊際輸電損失 + 邊際輸電壅塞)

(邊際輸電壅塞成本 = 邊際備轉成本 + 邊際輸電限制成本)

至於分區電能價格(zonal price)將是那個即時期間(假設是一小時)的每一節點價格的負載加權平均。雙邊合約價格則是雙邊合約限制的期間之所有分區電能價格的平均。因此，一日的雙邊合約其價格將是該日內所有分區電能價格的平均。亦即對每一期間j(假設區域內有第1至N個節點)：

分區電價 $_j = \sum_{n=1}^N (\text{節點價格}_n * \text{節點負載}_n) / \sum_{n=1}^N \text{節點負載}_n$
整個研究期間 (j=1,2,...,J)：

平均分區電價 = $\sum_{j=1}^J \text{分區電價}_j / J$

(1)在本次全員會議(Plenary Sessions)服務於波蘭華沙輸電調度中心 Mr. Tomasz Sikorski 所提出波蘭節點定價制度，為落實時間、空間等因素所增加成本及使用者付費觀念，距離電力污染源越遠，應支付更高的電價。也就是說居住在遠離電廠及變電所附近民眾在享受便捷電力時，應較居住在發電廠及變電所附近民眾支付更高的電價，目的係反映：

- 邊際電能成本(包括：變電所不易取得、缺電成本、Not In My Backyard, NIMBY 效應及空污等供電瓶頸風險成本)
- 邊際輸電成本(包括：遠距離輸配送成本、線損成本)。

若引申至我國，以大台北為例，核三廠南電北送前提下，若每月電價依據不同區域差別(台北、新竹、苗栗、台中及高雄等)結合前述時空因素之節點成本電價，與針對電廠或變電所附近居民之回饋金方案，相兩者較下，對用戶而言，不同區域節點電價似乎更能強烈感受到使用者付費的成效，亦兼顧社會正義、公平及合理性；惟亦可將變電所視為輸電網的一個節點，將其節點成本反映在電價上。

同理在風力發電場附近民眾因風場所產生噪音等問題，亦可將此綠色電力節點成本反映在距離風場或太陽能場較遠的用戶身上。

(2)德國 JACOBS 大學之 Mr. Nele Friedrichsen 等 3 人認為再生能源及分散型電力的加入係增強提高電網投資意願，惟藉由策略性的電廠選址及整合營運，屆時將可避免部份投資。智慧電網將使需求面管理更具彈性，並能更聰明整合電動車。為落實智慧電網效率化投資，必須聚焦於區域訊號的整合。也就是以配電網區域化的定價模式，包括區域能源定價 locational energy pricing, 區域電網定價 locational network pricing 及智慧型合約 smart contracts，前二者定價模式係適用一般費率方案，惟 smart contracts 係針對用戶特定合約。此配電網區域訊號的定價模式將以電力現貨價格為基礎，係藉區域訊號有效反映短期各區系統營運現況(各地區電網發生壅塞及損失等成本將反映在各區域的配電成本)，以作為是否投資電網的決策參考，也就是說此具彈性化區域電價定價策略不同於傳統配電費率，屆時可不需大幅擴充電網投資，亦可提高電網投資效率，區域發電成本亦然。

3.能源效率：

(1)英國薩里大學 University of Surrey 之 Mr. Joanne Evans 等

3 人認為 OECD 國家僅只改善能源使用效率並不足以達到京都議定書減碳目標，必須加入發電端燃料結構的改變才可能達到 CO₂ 減排的目標。

(2)捷克科技大學 Mr. Michaela Valentová 等 2 人提出評估捷克

共和國能源效率計畫的交易成本，係包括申請者及管理機構兩大類成本，結論發現申請者所佔投資成本較高達 15%，管理機構佔計畫成本的 3%以上。惟研究團隊認為數據可能低估，係因未包括申請者及管理機構的間接成本。

4.智慧電網：

(1)加泰隆尼亞能源機構 Mr. Miguel Cruz-Zambrano 等 4 人就

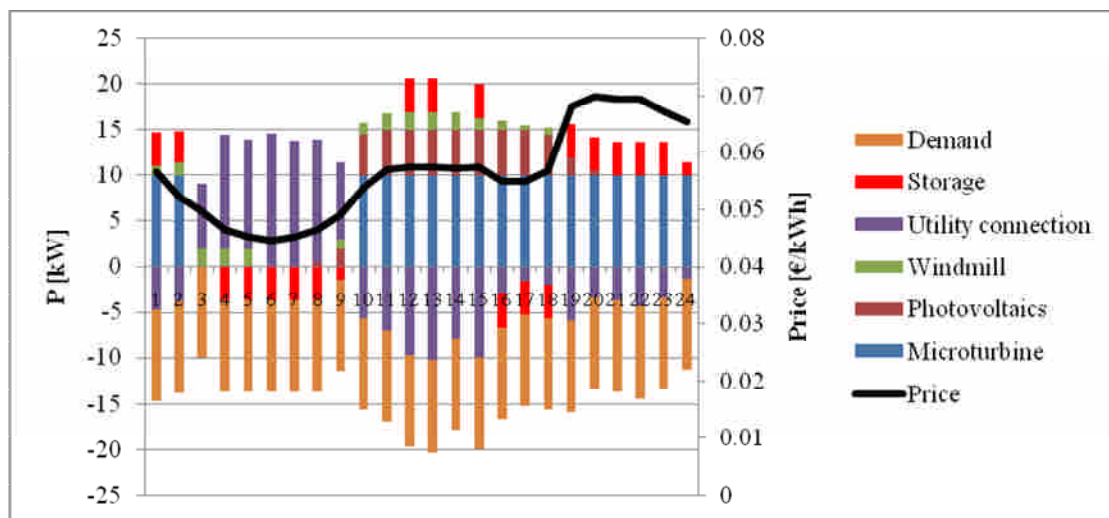
針對小型微電網之市場及管制背景評估，認為引進微電網好處係包括：

- 改善發電端再生能源配比；
- 增加供電端可靠度，改善配電網營運；
- 降低電網資本支出金額；
- 極大化經濟效益。

研究結論顯示：

- 效率化電力的確能依據各類價格結構呈現有效反應
(詳下圖)；

微電網每日即時電價資訊



參考資料：ASSESSMENT OF MARKET AND REGULATION SETTINGS FOR SMALL-SCALE MICROGRIDS, Mr. Miguel Cruz-Zambrano

- 就短期而言，發現微電網搭配即時電價制 RTP 係最具經濟效益機制，能自微電網至大電網提供最佳電力，亦最具獲利性。預期 2020 年之前歐盟建物將呈現零電力使用狀態，係因大樓本身微電網自給自足無須大電網供給電力；就中長期而言，考慮公用電力事業有效電力限制前提下，RTP 電價亦將有效抑低尖峰需求而增加系統穩定性，且微電網具有整合並助益分散型電力。

(2)美國天主教大學 Mr. Kevin F, Forbes 表示為避免發生高成本斷電事故，遂要求可控制地區範圍內提出精準發電量，惟兩個可控制地區間所產生之未規劃電力流(unscheduled electricity flow)係不可避免，此乃實際產生與規劃之電力流差異值，該如何預估且因應之就顯得相當重要；而未規劃電力流與地磁感應電流 (geomagnetically induced current, GIC)有關，可利用前一天規劃的電力流、環境溫度、預期風電發電量及未規劃電力流等資料推估隔一天未規劃電力流。

(3)加州電力顧問公司 Menlo Energy Economics 之 Mr. Fereidoon P. Sioshansi 認為推廣智慧型電網，當務之急應先引進動態電價，將強化能源使用效率化、尖載管理及整合具間歇性特性之再生能源。

(4)Dual Plenary Session 1 哈佛大學 Mr. Kevin F, Forbes 及德國經濟研究中心 Mr. Karsten Neuhoff 等人看法

哈佛大學 Mr. William Hogan 在 Dual Plenary Session 1 曾提出智慧電型網需要智慧型電價支持，其后諸多與會人員亦表達動態電價及即時電價優於時間電價。

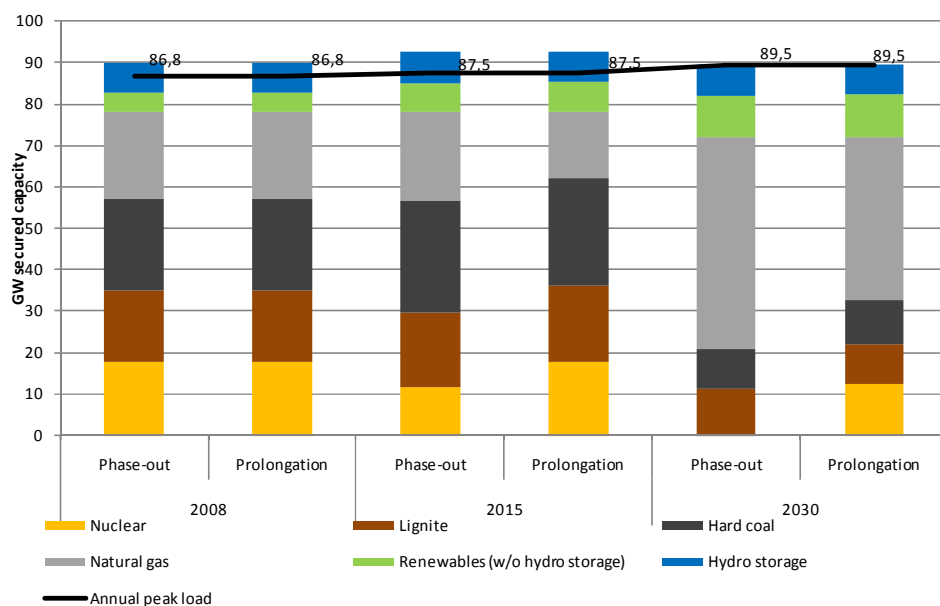
德國經濟研究中心 Mr. Karsten Neuhoff 提出歐洲電力市場目標應符合安全性、經濟性及永續性，電力市場應夠彈性以利短期改變，例如再生能源風電加入後，應考慮 4 小時前的電力預測，而非僅聚焦在一天前電力預測。

5.電力可靠度

(1)德國科隆大學能源經濟研究單位 Mr. Katharina Grave 等 3

人就 2030 年之前德國需加入大量具間歇性再生能源電力進行供電可靠度研究，所謂安全裝置容量(詳下圖)係以過去發電機組函數推估得之，最適裝置容量須考慮計畫中電力需求及非計畫中之斷電因素，雖德國短期假設係以 2022 年之前沒有核電為前提，而電力調度係考量可靠度及成本最低為原則，屆時並不排除核電延役加入營運以維持供電可靠度。惟若核電延役加入營運作法將有礙德國面臨更大挑戰。

2030 年之前德國安全裝置容量



資料來源：A methodology to estimate security of supply in electricity generation, 22th June 2011 | Katharina Grave, Moritz Paulus, Dr. Dietmar Lindenberger

(2)德國 Forschungszentrum Jülich GmbH 研究中心之氣候變遷研究所 Mr. Stefan Vögele 等 2 人就氣候變遷對水力發電影響將造成歐洲國家間發電端及用戶端重新洗牌之議題探討。預期極度氣候變遷將對火力、核能及水力電廠基礎建設之維護衝擊，依據 2008 年政府間氣候變遷問題小組 (IPCC) 所揭露，河流高溫河水及水源不足將嚴重影響歐洲及世界其他地區，惟屆時以水力發電為主國家將受到嚴重影響！本研究係不僅探討因氣候變遷導致發電結構及電力進出口平衡改變，亦探討因氣候變遷衍生能源不足前提下，歐洲大陸不同國家間發電端及用戶端將重新洗牌，誰將損失最大，誰將獲益最大，結論是電力過剩國家將包括瑞士(增加 190%)、德國(增加 9%)；電力萎縮國家將包括奧地利、義大利及西班牙。

(3)比利時魯汶大學電機系 Mr. Kristo 等 3 人在風電對備用容量的衝擊論文中，提出 3 級制備用容量概念，目的係針對不預警斷電、再生能源加入及需電量的變化前提下，根據不同啟動速度、不同成本，採機率方式瞭解具變動性再生能源(例如風電)加入後，為維持供需平衡下以減少對整個電力系統衝擊所規劃備用容量；也就是考慮成本策略前提下，為維持一定可靠度，儘量減少使用成本較高的 R2 備用容量而增加使用成本較高的 R3。在歐洲以合約訂定備用容量，經進一步與發表者(來自比利時)請教其 3 級備用容量數值及考量因素，整理如下表，可作為規劃本公司風電或太陽光電加入營運後備用容量的參考。

類別	3 級制備用容量概念	
R1	屬第一級備用容量：整個歐洲聯網地區一同分攤之備用容量，一般不變。	歐洲：3000MW(係取歐洲最大之兩部核能機組之裝置容量) 比利時分攤：100MW
R2	屬第二級備用容量：適用短期變動、可在數分鐘內立即反應、靈敏度高、成本高。	比利時：150MW
R3	屬第三級備用容量：預測 1 小時前備用容量、作為預測錯誤之用、反應慢靈敏度低、惟成本相對較 R2 低。	比利時：850MW

註：台灣備用容量率 16%

6.具間歇特性之再生能源

(1)法國巴黎高等礦業學院（MINES Paris Tech）Mr. Margaret

Armstrong 等 3 人進行評估在法國風電對前一天電價預測影響，目前核能、水力、火力及再生能源發電各佔 75%，13%、10%及 2%，未來 15 年內將積極發展風力發電，惟目前風電仍停留前一天預估值。本研究的目的是藉模擬未來 10-15 年每個工作日 24 小時價格，評估這些變化會對未來電價的影響。風電對前一日電價預測衝擊已引起廣泛注意，因為 2003 年 Jensen 和 Skytte 已指出，引進風電可能會導致電價下跌，係因其變動成本遠遠低於傳統的火力發電。

(2)昆士蘭大學經濟學院 Mr. Liam Wagner 等 2 人就澳洲使用大規模分散型電力之即期電力市場分析

由於澳洲供電現貨市場價格自由化對能源零售價格有重大影響，隨著澳洲東部各省納入國家電力市場（NEM），電力現貨市場已大大受到天然災害、乾旱和缺乏基礎設施投資所影響。藉由大規模引進可調度並可快速啟動之分散型電力(燃氣渦輪機、柴油機、風機等)，而降低躉售電力市場的波動，對系統監管機構和電力零售商而言將是一大福音。

此外，尖載需求改變對系統造成影響及未來投資尖載電廠將推升躉售電力平均價，未來在發展尖載電廠及分散型電力的最佳化組合時，應進行長期預測。為瞭解推廣分散型

電力的經濟效益時，模型設計的重點應放在推廣分散型電力後電力市場運作模式改變的成效。

藉一年模擬發現分散型電力加入營運後，躉售電力市場電價波動較小；即期現貨市場電價波動亦小，對危機管理有極大的幫助，並抑低零售用戶的服務成本；每千度電力100 美元的交易量有減少趨勢，惟較低的現貨市場價格波動將導致較低的電價，此結果將延宕投資興建成本昂貴尖載電廠。

(3)德國科隆大學能源經濟研究機構 Mr.Cosima Jaegemann 提出為降低太陽光電及風電變動性，應使其設置地點應分散各地以利不同時段產生電力，可互相平衡，增加總發電量及抑低備用電力成本。

(4)紐西蘭奧克蘭大學 Mr. Oliver Brown 等 3 人提出間歇性風電對電力市場衝擊，此研究係以紐西蘭電力市場為模型，並以電網區域價格（Locational Price, LP）為基礎分析風場對電網限制。

紐西蘭政府已表示 2050 年之前有意減少 50%CO₂ 排放量。到 2025 年的目標是 90%的發電量來自再生資源，包括 20-30%電力來自風電。增加再生能源發電係對電網最大的挑戰，風電是最大變數。

間歇性特性是風電最大問題，為確保供電可靠度，必須有足夠的備用容量，這將可能招致額外費用。在一個完全競爭的市場，間歇性風電將導致更多的價格波動。而風電會

傾向於低價，而水火力發電價格卻很高。惟具吸引力的風場場址往往是地理上近似，可能導致線路壅塞和造成節點價格產生極大變化。在英國 20%風電，加上確保供電可靠度的備用容量費用，每千度風電約 5-8 英鎊。

結論是該國風電發展並無政府補貼機制，此外，該電網是獨立的，沒有與其他電網聯網。雖然總發電量可能足以供應市場，但輸電線路的限制意味著對一些地方供應短缺。研究結果顯示，電網升級將有利於發展具間歇特性風電。間歇性風電增加價格的變動性，亦加強市場力量。變動增加企業昂貴風險。因此，任何市場設計或管制的改變將朝向增加競爭性，以利於那些具有大量間歇性風電的電力市場。

7.家戶能源效率

(1)德國 RWI 研究單位 Mr. Gunther Bensch 等 2 人就「改善廚灶設備(improved cooking stove, ICS)」推廣散播對燃料使用的替代效果與效率進行實證研究，並以非洲的塞內加爾(Senegal)為研究對象進行調查。所謂的 ICS 仍然是以木材為燃料，但其較高的燃燒率與熱轉換率能大量減少木材燃料的消耗，以減緩對環境的衝擊。該研究認為未來 ICS 計畫可集中在具有低成本與環境優勢潛力的城市地區。ICS 的散佈能使家用單位有效率地節省廚灶設備平均 28%的使用，並節省首都達卡(Dakar)總木炭消費量的 7%。為達到這些結果，ICS 應該以非瓦斯的使用者為散佈目標。

(2)美國維吉尼亞州立理工學院 Mr. Bradford Mills 等 2 人就住宅區能源效率科技的採用、節約能源的實施、能源使用的知識與對節約能源態度之間的關聯進行實證研究，並以歐洲國家(比利時、保加利亞、捷克共和國、丹麥、法國、德國、希臘、匈牙利、挪威、葡萄牙與羅馬尼亞等)之家計單位為研究對象，來評估是否歐盟能在 2020 年達到能源節省 20%的目標。結果指出，家計單位對能源消費的知識，及能源效率科技的選擇對節約能源的實施有影響，但不會影響能源效率科技的採用。再者，用戶特質也會影響其能源使用的行為。例如較年輕的家庭比年老的家庭更可能採用節能科技與實施節約能源。在節約能源的動機方

面，年輕人與高教育程度者較重視能源節省對環境的影響，但年長者與低教育程度者則較在意財務面的節省。相較西歐國家，東歐國家對節能科技的採用率較低，但實施節約能源的意願較高，也較偏向以環境保護為進行節約能源的主要動機。

(3)德國 Fraunhofer ISI 研究單位 Mr. Joachim Schleich 等 6 人就德國智慧型電錶的資訊回饋效果進行研究，採用 2009 與 2010 年的資料為樣本，分析智慧型電表之回饋資訊對平均電力使用的影響。評估回饋資訊的效果與政策決策者及電力公司息息相關，近期的一些研究預估，採用智慧型電表能節省電力約 5%到 15% (Darby, 2006)，或 5%到 12% (Fischer, 2008)。其中，Matsukawa(2004)與 Gleerup 等(2010)分別估計日本與丹麥僅能節省 1.5%與 3%。該研究結果顯示，德國智慧型電錶的回饋資訊平均能幫助用戶節省電力使用約 5.66%到 6.58%，換算成成本則每用戶每年平均能節省約 50 歐元。

8.電力管制的經濟效果

(1)日本國立橫濱大學 Mr. Aki Torii 估計日本 1970 年到 2009 年間的電力供給系統之成本函數，來評估日本電力公司建立垂直整合型電力供應系統的投資成果。在這將近 40 年間，日本電力之供需伴隨其經濟波動而產生不同的發展階段，前 20 年的階段(第一階段)是透過不斷增加電力供給來滿足擴張的電力需求，此階段管制者要求電力公司確保供電穩定。但是，後 20 年的階段(第二階段)則是將目標放在提高發電效能，電力公司為因應節省成本的新目標，故開始減少資本投資。透過直接估計與分析成本函數特質的轉變可解釋日本電力各階段政策的改變，當供電系統的目標在滿足成長的電力需求(第一階段)，供電系統須在產能利用率較高時建置才具效率；反之，當系統目標在提升成本效率(第二階段)，在系統利用率較低時建置才具效率，而此時供電系統也較具有彈性。一般而言，當短期達到最適生產(發電)，短期成本應該等於長期成本。當實際產出(或產能利用率)在短期偏離最適水準，短期成本應該快速增加。因此，長短期成本函數的差距能顯示電力供給系統的彈性與穩健性。結果顯示，第一階段與第二階段之最適產能利用率分別為 66.1%與 49.3%。其中第一階段短期成本函數的曲度明顯大於長期成本函數的曲度，但在第二階段則無明顯差異。此結果隱含電力供給系統在第二階段比第一階段更具彈性的訊息。

(2)美國能源研究牛津學會 Mr. Anupama Sen 就美國印地安那州電力市場自由化對經濟的影響進行研究，該州電力自由化開始於 90 年代初期。該州電力市場自由化在初期對經濟會產生負面的影響，但經過一段時間，結果將逐漸穩定並轉負為正。這負面的影響是由於過去電力部門管理不善的資訊被揭露所致。電力市場自由化也與電力部門的主要經濟變數之明顯改變有關聯，而且改革順序的安排在政策中也扮演重要的角色。對各州的社會經濟與政治動態有更深入的了解將有助於釐清更複雜的問題。該研究建構了印第安那州電力市場自由化之經濟成果的宏觀圖像，此分析方法可用來持續探討電力市場自由化與再生能源系統改革的未來方向，特別像自由化發展歷程在中度階段的開發中國家(如印度)。

(3)德國 FH Gelsenkirchen 科技應用大學 Mr. Ralf-M. Marquardt 評估德國電力市場自由化後，電力部門生產力的發展，以及生產力利得在消費者、股東與員工之間的分配，並以 1995 年到 2008 年德國電力部門的產業統計為分析資料。德國於 1998 年開放電力市場，政策決策者預期市場將產生大規模的生產力利得，並深信市場競爭機制會將自由化利得帶給消費者，預期德國產業將受惠於電價降低而獲利，進而提高產業之國際競爭力。但是市場失效與政府失靈阻礙這項利多。雖然電力部門的生產力在 1998 年至 2008 年之間提高 84%，但消費者並未從提高的效益

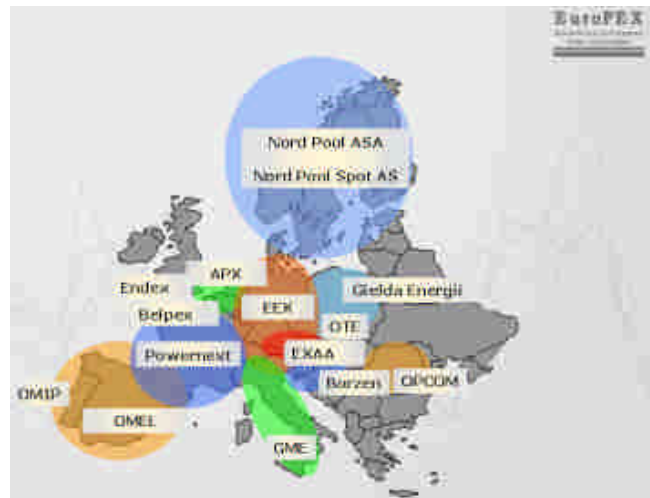
中獲得利益。相對歐盟其他國家，德國電價相對較高。即使在扣除稅收與規費之後，1998 年至 2007 年之間的產業用戶的平均發電價格僅減少 3%。無疑地，在此期間發電單位必須承擔較高的投入成本，但這並非是剝奪用戶利益的主要理由。只要較高的投入成本透過電價傳遞，廠商內部重分配的質量將不會改變。但事實上，重分配的質量增加並維持在廠商。管理高層運用競爭威脅作為工具來合理化與干擾工資的成長，進而阻礙市場競爭。最後，利潤在 1998 年至 2008 年間增加 350%，但勞工的工資卻僅維持在基本水準。綜合上述結果，德國電力市場的開放是失敗的，巨大的電力市場自由化利得被廠商與投機者剝奪。未來競爭程度若增加將導致利得重分配到消費者，勞資雙方之間的衝突勢必增加。

9. 避險交易與期貨電力市場

(1) 電力產業零售競爭的興起伴隨著電力零售業者的出現，分權式電力市場的基本模式要求發電、輸配電與零售分離。因此導入競爭於零售市場便意味著「低資產(asset-light)零售商」(不擁有發電與輸配電的資產)的興起。藉由提供具有價格吸引力的零售契約給電力用戶，預期這些零售商將具有價格競爭力。然而事與願違，低資產零售模式並未倖存於電力市場。法國 EHESS-CIRED 機構 MR. Raphael Homayoun Boroumand 等 2 人透過風險管理(而非交易成本經濟學)的觀點，來分析為何低資產零售模式會導致失敗的結果，並以英國電力零售市場為分析對象。零售商能藉由在現貨價格合併期貨與選擇權，或是合併期貨與實體資產，來抵消來自零售契約的市場風險。然而在所有觀察的零售市場中，現貨市場獨缺流動性衍生性金融商品。因此，零售商的唯一選擇就是透過實體資產來進行避險，此舉將明顯降低零售商的風險暴露(risk exposure)。結果，只要衍生性金融市場未具流動性，零售商將尋求垂直整合來抵消風險。垂直整合的零售商在多市場競爭中將採取價格平行(price parallelism)策略來共同操作市場力量。綜合上述，實體資產避險在分權式電力市場中，是一個有效率與長久的風險管理策略。低資產零售商的失敗隱含此組織模式無法因應來源風險與市場風險的本質，垂直整合零售商將仰賴價格勾結來使其利潤最大化。

(2)挪威科技大學 Mr. Stein-Erik Fleten 等 3 人依據 12 家挪威水力發電公司的避險政策文件，以及發電與交易資料，來評估電力公司的避險(或風險管理)策略，並以 Nord Pool 電力交易市場的衍生性金融商品的實體資產避險為研究範圍（Nord Pool 電力交易市場是世界最早的跨國電力交易市場，在能源衍生性商品中，也是規模最大與流動性最高的金融市場，擁有 748 億歐元交易額與 57%的市場佔有率）。Nord Pool 電力交易市場的電價具有高度的波動性，年波動率高達 189%。這個不可儲存的電力市場將使「現金出貨(cash-and-carry)」為基礎的關係失效，進而助漲價格的波動性。挪威平均年發電量為 123 TWh，99%是水力發電，其中 90%的電力公司採用避險策略。此外，衍生性交易利得明顯增加廠商的利潤，避險交易減少 10 家公司的「高風險的現金流量(cash flow at risk)」，但只有 2 家公司現金流量的變異大幅減少。再者，廠商會季節性地改變其避險行為。最後，選擇性避險策略(selective hedging)廣泛地被這些公司所採用。

歐洲電力交易所分佈圖



資料來源：歐洲電力交易所協會(EuroPEX)

(3)澳洲雪梨 Macquarie 大學 Mr. Katja Ignatieva 等 2 人就澳洲區域電力市場之間的即期電價互依結構進行評估，並以 GARCH 時間序列方法為基礎來建立不同市場之間的互依模式。結果發現澳洲所有的電力市場(包括新南威爾斯區、昆士蘭區、南澳洲區、塔斯梅尼亞島區與維多利亞區)之電價皆具有正向的互依結構。其中，輸電線路已相互連結之兩市場具有最強的互依關係，如新南威爾斯區與昆士蘭區、新南威爾斯區與維多利亞區，以及南澳洲區與維多利亞區。反之，沒有直接連結的兩市場具有較低的互依關係，如南澳洲區與塔斯梅尼亞島區。整體來說，澳洲各區域市場的批發電價若越極端，市場間互依的程度就越高 (tail dependence)，亦即極端價格將有可能在各區域市場中同時發生。此研究結果可提供區域性電力交易市場風險管理與避險策略之發展的重要觀點。

10.俄羅斯電力市場改革

1991 年8月24日，俄羅斯蘇維埃聯邦共和國最高蘇維埃宣布俄羅斯脫離蘇聯獨立，俄羅斯蘇維埃聯邦共和國更名為俄羅斯聯邦並成為主權國家，雖其民主化的過程是如此緩慢，惟其起步雖晚電業重整改革速度卻遠遠超越我國，且非管制電業市場電價相對低於整個歐洲電價(每千度 21 及 15 歐元)，到底關鍵在那裏？目前電業重整施行成效如何？有那些值得我國參考學習，係值得探究其箇中道理！

其關鍵性的營運措施，可作為我方之參考，係包括：電價模式、在電力自由調度區進行裝置容量拍賣、費率補貼機制、制定平衡電力市場交易價、電力市場條件下輔助服務、遠期避險及零售電力市場運作機制，茲將重點分述如次：

目前俄羅斯電力市場仍處於電業重整階段，已由先前國有垂直整合獨佔電業鬆綁為部分民營化。電網公司、電力調度、核能及水力電廠仍屬國營，且政府亦藉由公用電力事業 Gazprom 持有數區躉售發電公司股份，目前其躉售及零售電力市場分為三大類(包括：Price Zones、Non-price Zones 及獨立區；惟 Price Zones 係耗電量最大的歐洲烏拉爾區 3000 locations 和西伯利亞區 6000 locations，其廣大地域且具多樣性，係造成不同時區邊際價格 LMP 的主因)。

- 整個俄羅斯躉售及零售電力市場分為三大類(詳下圖)：
 第一類所謂的 Price Zones(褐色地區)：此區係耗電量最大的兩個價格區目前已進行電業重整，係採區域邊際價格 (Locational Marginal Price, LMP)，包括：
 - 歐洲烏拉爾區(3000 locations)和西伯利亞區(6000 locations)：廣大地域且具多樣性係造成不同時區邊際價格的主因；
 - 第二類所謂的 Non-price Zones：此地區係屬電力管制市場之非價格區(綠色地區)，包括 Kaliningard、Arkhangelsk、Komi 及 Far East 等地區；
 - 第三類所謂的獨立區(藍灰色地區)：包括 7 個地區。

圖：俄羅斯躉售電力市場



Figure 1: The Wholesale Market (Abdurafikov, 2009).

資料來源：The Russian Power Market, Tarjei Kristiansen

- 歐洲烏拉爾區和西伯利亞區此二價格區呈現不同地理特色及不同燃料組合，其中歐洲烏拉爾區以火力發電佔比偏高，西伯利亞區以水力發電佔比偏高，50%交易係以非管制之市場電價進行交易，2011 年採非管制電價將達 90%(僅住宅用戶未加入)，此非管制的市場電價相對低於整個歐洲電價(每千度 21 及 15 歐元)。惟投資新機組將不具獲利性，以致於不可能回收其資本支出，所以躉售用戶必須支付裝置容量的費用。
- 隨著價格風險增加，投資掮客已進入電力市場進行避險交易，此外政府亦支持發展再生能源、電力市場條件下輔助服務(2009 年開始實施)及遏制碳排放計畫。
- **電價模式：**俄羅斯躉售電力市場係採區域邊際定價 (Locational Marginal Price, LMP)也就是依據不同地區所產生邊際供電成本、輸電損失與輸電壅塞成本來決定電價；投資人將依據市場價格訊號的誘因來投資發電及輸電設備；此外，市場電力調度者亦依據數學模型計算出區域邊際電價及每小時發電量、耗電量。
- **俄羅斯躉售裝置容量市場：**
 - 其裝置容量市場被視為一種確保中長期供電可靠度的機制，可用電力裝置容量必須能夠支應尖載需求，即使電力需求較低時，亦須保有一些備用裝置容量，因此必須收取裝置容量費用以補貼維護這些備用容量所招致成本，所以躉售電力買者必須遵守合約，支

付尖載可用率成本(包括尖載及備用容量兩項成本)，目前裝置容量市場分為 28 自由調度區；

- 發電業者營收約 60%作為支付裝置容量成本，電價並不足以回收全部發電成本(包括資本支出)；裝置容量亦採雙邊合約自由交易，合約型式包括：非管制量的雙邊合約、電力交易合約及新裝置容量合約等；
- 在電力自由調度區進行裝置容量拍賣機制：在過渡階段，以優先考量燃料最適組合之發電技術的國家能源策略下，在電力自由調度區進行裝置容量拍賣，在新的模型下，發電業者彼此相互競爭以利降低裝置容量成本及利用價格訊號作為投資決策；
- 費率補貼機制：由於每多賣 1 度電收入並無法確保回收裝置容量成本，因此在過渡階段供電及機組裝置成本將會過度膨脹，其中核電及水電係市場價格接受者(也就是說如果核電及水電在前 1 天電力交易市場獲利係足以回收其固定成本，那麼將不受到補貼，而由市場交易來決定其電價)。
- 制定平衡電力市場交易價：由於在即期電力現貨交易市場中，實際與預期電力供需將產生極大落差，大型工業用戶及發電業者將進入市場交易。電力系統調度人員將依據客戶所提標單即時計算出 3 小時前的最低平衡價，向上最高平衡價及向下最低平衡價將分別設定為前 1 天電力交易市場(day-ahead market)的最高及最低電價。

- **電力市場條件下輔助服務：**係針對電力系統頻率及電壓進行調整，以維持系統穩定性及可靠度，對提供輔助服務所招致成本將獲得補償。
- **遠期避險：**雙邊合約允許參與者在單一價格區為遠期避險而鎖住電價，為避免買賣雙方參考價量不同而暴露在區域邊際價格（Locational Marginal Price, LMP）的風險，最好針對加權後的區域邊際價格進行避險。
- **零售電力市場運作機制：**零售電力業者由數家能源及發電公司所組成(又稱為最後一位可依靠的供電業者 Suppliers of Last Resort , SLR)，SLR 必須依據政府核可的合約與每位用戶簽訂合約，亦包括自管制及非管制電力市場合約所購買之電力，必須以零售費率及非管制電價出售給不同等級之零售用戶，惟住宅用戶只能以管制電價向 SLR 購得電力。

(三)IAEE 年會較學術性，USAEE 年會較實務性

據和與會人員交換研討會主題之內涵，經比較 IAEE 年會與北美年會 USAEE，兩者最大不同係前者 IAEE 年會，學術界代表參與率較高，係大學或學術研究機構發表主題研究之結果，非常具學術性；而 USAEE 年會則有較多政府官員及產業界代表與會，因此較具實務性。

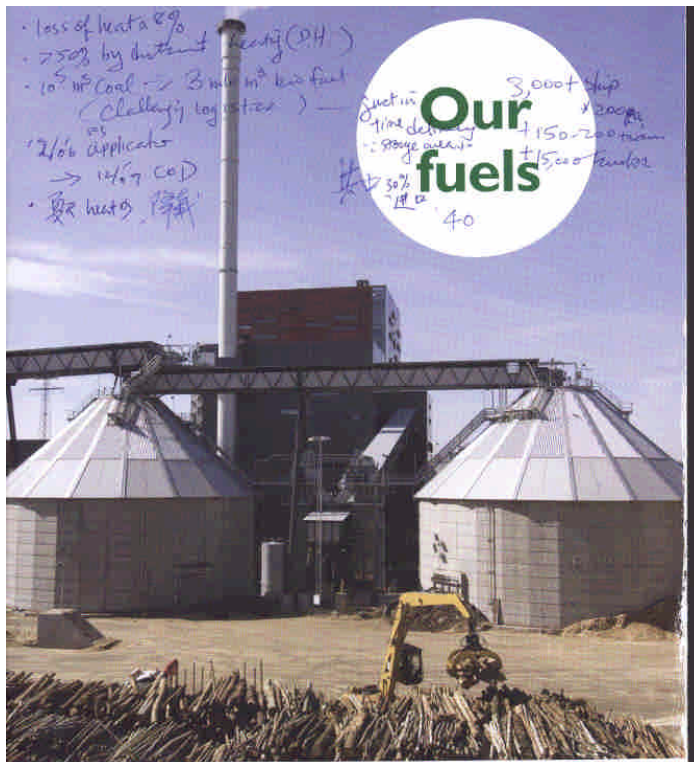
二、技術參訪—Söderenergi 公司所屬之 Igelsta 生質能熱電共生廠 (CHP)

(一)發展歷史：瑞典發電方式包括水電、風電、核電及汽電共生，是極度追求綠色電力國家；Söderenergi 公司主要包括三大廠區分別 Igelsta、Fittja 及 Geneta(作為備用電廠)等廠區，Söderenergi 公司提供斯德哥爾摩南部地區互聯熱能系統，目前全部燃料來自再生能源，亦屬該市有始以來最大環保投資，除包括生質能熱電共生廠外，亦包括燃油電廠(包括松脂油)，而 Söderenergi 系統其供電及熱能之燃料 90%來自再生能源，其中 30%生質燃料係進口；提供 75%熱能，熱能損失率 8%，用戶透過合約購買熱能極具彈性。

Igelsta 廠區係 1982 年開始啟用，採燃煤發電係因煤礦容易運輸及儲存、1990 年代擴大鍋爐興建，重建 3 座鍋爐使用生質能及可回收物質作為燃料。

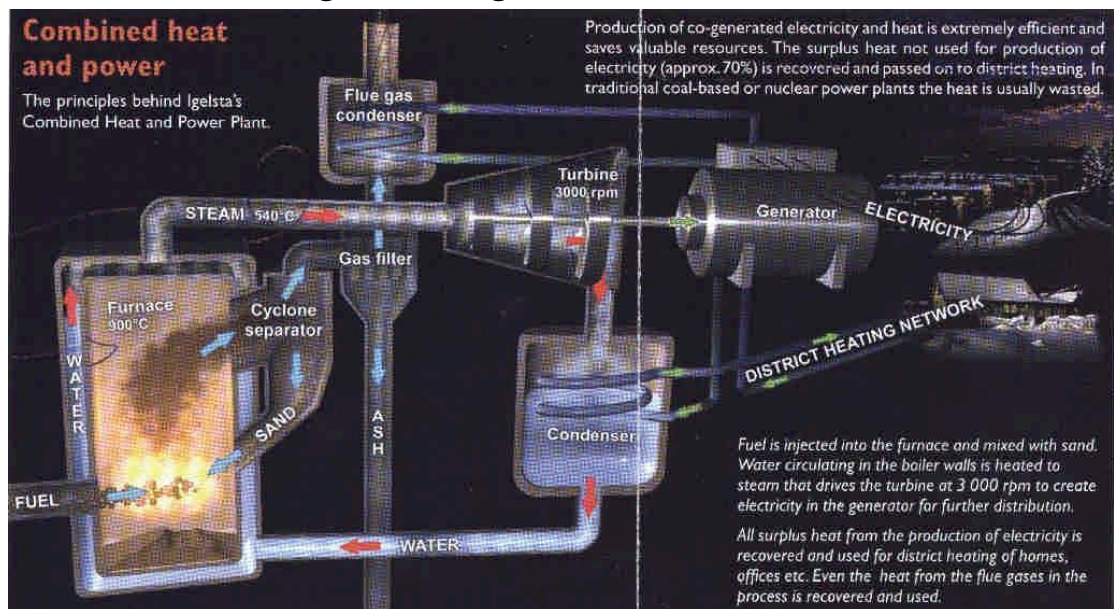
本次係參訪距離首都斯德哥爾摩 70 公里南部 Igelsta 廠區，該廠係 2007 年 5 月興建並於 2010 年 3 月 17 日啟用的生質能熱電共生廠 combined heat and power (CHP) plant，為該國最大的 CHP，亦為北歐地區著名生質能熱電共生廠；燃料係全部來自於再生能源，其中 75%屬廢木料與樹枝，25%屬自辦公室、工業回收所無法燃燒的碎紙、塑膠及木屑等作為燃料，未來燃料將擴及堅果殼等生質燃料，亦可燃燒來自拆除大樓所回收木材，當然以上“燃料”都需符合其混合後之規範(包括尺寸、含水量等)。

圖：瑞典 Söderenergi 公司廠區外觀(照片下方可看出其部份進料之廢木料、樹枝)



資料來源：瑞典 Söderenergi 公司

圖：瑞典 Söderenergi 公司之 Igelsta 熱電共生廠 CHP 運轉圖示

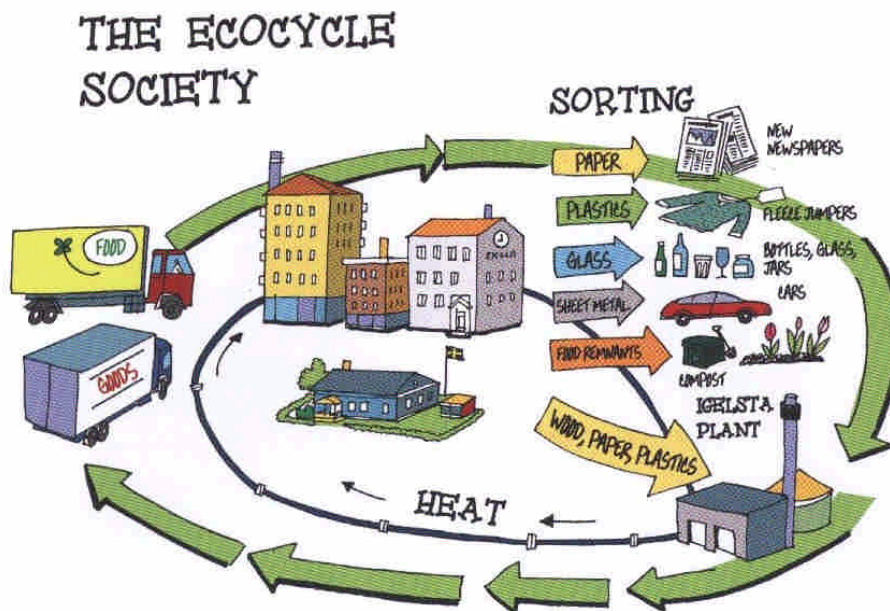


資料來源：瑞典 Söderenergi 公司之 Igelsta 熱電共生廠

(二)重大績效：Igelsta 廠區自 1990 年燃煤發電改為生質能、廢棄物發電以來，CO2 減排已達 80%，雖搭配此新款熱電共生鍋爐，Söderenergi 公司每年亦減排 75,000 噸 CO2，惟亦符合一年內 25,000 台車行駛 15,000 公里排放標準。

Igelsta 廠目前之熱能及電力裝置容量分別為 200 千瓩及 85 千瓩分別提供 50,000 家戶所需的熱能及 100,000 家戶所需電力。

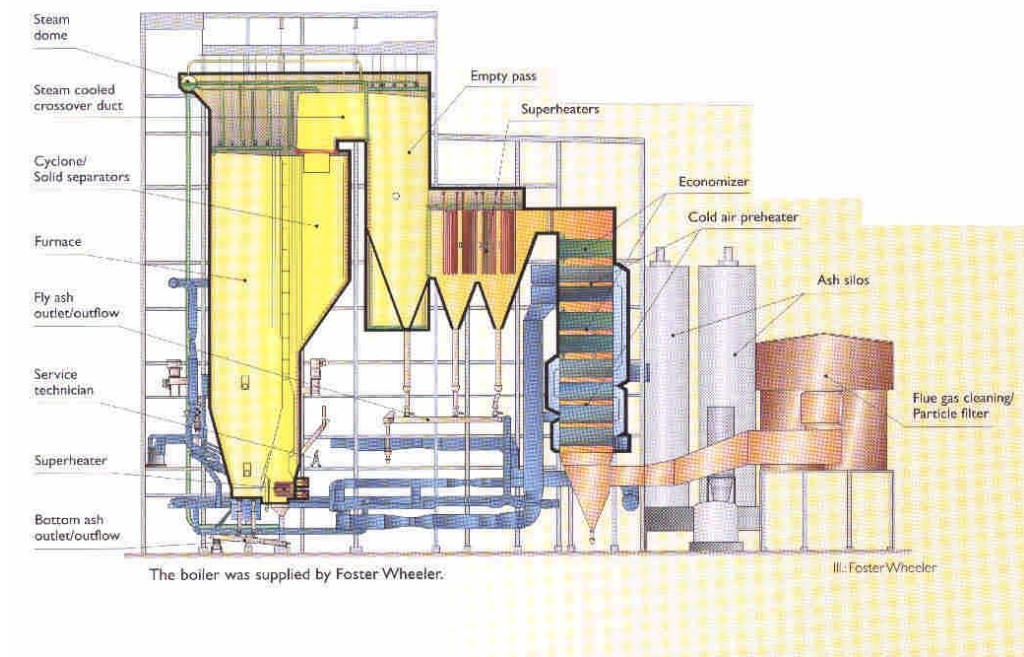
圖：瑞典 Söderenergi 公司生態循環圖示



資料來源：瑞典 Söderenergi 公司

(三)鍋爐燃燒方式：係將燃料混合沙(目的使其燃料發熱均勻化)，於鍋爐內將水加熱高達 900°C 產生 540°C 蒸汽以驅動每分鐘 3000 轉速汽輪發電機而產生電力；自生產電力所回收的多餘熱能則提供家戶或辦公大樓之用。此熱電共生廠極具效率，與傳統燃煤發電及核電相較下，最大的差異係此 CHP 蒸汽作功發電後之熱能，進一步作為提供地區熱能之用，而非直接排到大海等熱沉中；惟夏季熱能需求減少時須進行降載。

圖：瑞典 Söderenergi 公司之 Igelsta 熱電共生廠鍋爐圖示



資料來源：瑞典 Söderenergi 公司之 Igelsta 熱電共生廠

圖：瑞典 Söderenergi 公司之 Igelsta CHP 廠區氣渦輪發電機



資料來源：瑞典 Söderenergi 公司之 Igelsta 熱電共生廠

圖：瑞典 Söderenergi 公司之 Igelsta CHP 設備照片



資料來源：瑞典 Söderenergi 公司之 Igelsta 熱電共生廠

(四)燃料運輸後勤作業：目前 Igelsta 廠燃料運輸每次出動 2 艘船，每年 200 船次；每年自森林取得廢木料約 200,000 噸，火車進行廢木料運輸，每周 4 火車次，每年 200 火車次及 6000 卡車次，係採即時運輸減少儲存。

Igelsta 廠 CHP 廢木料照片



Igelsta 廠運輸船照片



Igelsta 廠照片



Igelsta 廠照片(銀白色管為熱水管)



肆、值得我國借鏡之處

一、推動電業自由化，因電價波動大，需搭配財務避險工具及仲介商加入，以利發展自由市場之效率機制決定電價之最佳模式。

我國應參考 IAEE 年會下屆主席斯德哥爾摩經濟學院院長 Mr. Lars Bergman 所言，藉由制度設計讓能源市場及環保管制系統發揮營運效率與功能運作，必須以廣泛、周延、前瞻視野來設計自由化後之台灣電力市場遊戲規則；現任主席 Ms. Mine Yücel 指出電力市場自由化後，市場運作機制更具效率即時反映電價，屆時價格波動甚大，為使相關參與者能規避價格波動風險，電力市場需搭配提供財務避險工具及仲介商加入以利市場順利運作。

二、為達減碳目標恐須提高碳價及規劃 CCS 因應方案

英國劍橋大學教授 Mr. David Newbery 指出碳稅是容易採行方案，總量管制與配額交易(Cap-and-trade)係次佳方案，渠指出目前 Cap & Trade 制度只有碳交易量設限而未對碳交易價設下限，將導致長期減碳效果不彰；由於碳交易價偏低，導致各國僅藉由購買碳權即可解決 CO₂ 減排問題，而不願投資或延宕發展 CCS 或其他減排技術，因此建議應提高及設置價格下限(美國耶魯大學教授 Mr. William Nordhaus 強調碳價應具穩定 Durable 及可靠性 Reliable，方能發揮引進新的減碳技術功能)；渠進而指出徵收綠色稅優於僅徵收一般稅收；惟屆時電價將因燃料煤、油、天然氣差異性導致不同

碳排放量，對電價將產生波動性。

但是 Vattenfall CEO Mr. Øysten Løseth 則認為歐洲碳排放交易機制運作良好，並不需要採碳稅機制，渠認為碳價應逕由市場機制決定才能尋求最具成本效益之減碳方式。此外，Løseth 指出碳捕捉與封存(CCS)工作相當重要，各國應積極投入，該公司已積極發展中；惟依據歐洲經驗，民眾皆不願將 CO₂ 封存或 CO₂ 管線經過場址設在自己住家附近，此將延宕 CCS 發展，屆時台灣亦可能面臨相同問題應即早因應。

針對減碳之制度策略，國際上一直就應採碳稅(綠能稅或能源稅)或碳排放交易機制，爭論不休，我國因特殊國際政治地位恐無法正常參與國際碳排放交易市場，而本身市場又恐太小；此外，購買國際碳權，將使大量資金外流，對國內產生附帶效益不大，因此國內許多學者專家一直倡議採行碳稅制度，如中華經濟研究院梁啟源董事長。

三、為反映不同區域與時點的邊際電能成本(變電所不易取得、缺電成本、Not In My Backyard, NIMBY 效應及環境污染等供電瓶頸風險成本)及邊際輸電成本(壅塞及遠距離線損成本)，應考慮採節點定價 (Nodal Pricing)來設計我國電價制度；節點成本電價較回饋金方案更具社會正義、公平及合理性。

此係落實時間、空間等成本差異及使用者付費觀念，距離電力污染源越遠，應支付更高的電價。

若引申至我國，以大台北為例，核三廠南電北送前提下，若每月電價依據不同區域差別(台北、新竹、苗栗、台中及高雄等)結合前述時空因素之節點成本電價，將變電所視為輸電網的一個節點，將其節點成本反映在電價上；相對於針對電廠或變電所附近居民之回饋金方案，相兩者較下，對用戶而言，不同區域節點電價似乎更能強烈感受到使用者付費的成效，亦兼顧社會正義、公平及合理性，另期能促使地方政府能全力協助推動當地之電力建設，以降低該區域之電價。

同理居住在風場附近民眾所造成噪音及生態等問題，亦可將此綠色電力節點成本反映在距離風場或太陽能場較遠用戶身上。

另此節點定價之區域輸配電成本定價模式係以電力現貨價格為基礎，係藉區域訊號有效反映短期各區系統營運現況，以作為是否投資電網的決策參考，也就是說此具彈性化區域電價定價策略不同於傳統配電費率，屆時本公司亦可參

考該數據，只需進行部份區域電網投資，而無需進行全國性電網投資，亦可提高電網投資效率，地區性發電成本亦然。

四、考量不同時空條件下(例如加州能源危機時採 RTP 電價制係有效抑低用戶用電量；俟能源危機解除後採 TOU 電價制，係因其更具穩定性、預測性、容易被瞭解及造成用戶負擔低)為加強供電可靠度、提高供電報酬率、抑低發電成本及參酌用戶產業特性前提下，設計更多元電價制度。

(1)諸多學者專家皆推崇即時電價 RTP/動態電價，認為可有效抑低尖峰需求、提高能源效率、增加系統穩定性等，似乎不見任何缺點。惟本次會議期間特別與中鋼公用事業處曾震雄處長交換未來我國採行即時電價看法，渠指出：

中鋼為一貫煉鋼廠，各製程環環相扣，而電力則為鋼廠的主要生產動力來源，一旦遭遇限電或停電，將對全廠運作產生重大影響，且每月電費成本達數億元。若電業自由化後，應避免發生 2000 年美國加州的缺電危機，故以生產工廠用電角度來提出渠等看法如次：

- **應確保用戶供電的可靠度：**

應成立公正、公平、公開的電力交易機構與電力調度中心，並建立管理監督機制，避免因供電區域差異(地理位置)、供需不平衡、線路擁塞、燃料價格等因素，造成電力系統供電可靠度或缺電的問題，而影響用戶用電的需求。

- **電力交易制度建立在可協助企業降低用電成本：**

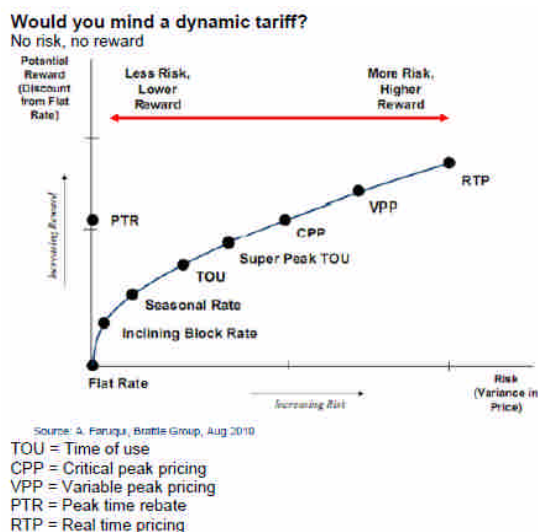
因鋼廠用電特性屬於 24 小時生產的劇變負載(負載變動較大)，且製程生產線眾多並變動大，即時的實際需量並不易預測，故在即時的電力交易市場中，並不利於鋼廠對於電力價格與電力需量的標購，若發生如股票市場的「追高殺低」或「買空賣空」情形時，可能造成用電成本飆升，影響工廠的正常生產運轉。故應考量企業的需求，適當設計並訂定電力交易制度、電價費率、時間性或季節性電價、電力生產成本等方案，以確實降低企業用電成本。

- **應滿足工廠用電特性的需求：**

因鋼廠亦設置許多汽電共生設備，故在電力交易制度中，應滿足緊急狀況與計畫性的備用電力需求。

(2)2011 年 7 月 EEnergy Informer 於“Time Has Arrived For Time Variant Pricing, But What Kind?”提及 2000~2001 年美國加州為兼顧能源效率及需求面管理以有效處理電力危機，而採動態電價制 dynamic pricing(或隨時間變動電價制 time-variable pricing)，雖迫使零售用戶必須接受昂貴的躉售電價，但在當時即時電價制(Real-time Prices)卻有效抑低用戶用電量。(詳下圖)

圖：八類電價模式之潛在風險與獲利評估



資料來源：July 2011 “Time Has Arrived For Time Variant Pricing, But What Kind?” EEnergy Informer

惟電力危機過後針對某些用戶之產業特性而言，似乎時間電價 TOU 相較於其他動態電價(包括：尖峰電價 critical peak pricing, CPP 及即時電價 RTP)更具穩定性、預測性、容易被瞭解及造成用戶負擔低。因此有更多當時參與尖峰電價 CPP 方案用戶，現在傾向參與時間電價 TOU 方案。此似乎應驗中鋼曾震雄處長的看法，用戶較能接受具穩定性、預測性、容易被瞭解及對用戶造成負擔較低的電價制度。

(3)綜上所述，惟衡量中鋼對即時電價 RTP 採保留態度，未來我國在調整或制定新的電價制度時，恐須與產業界(特別是大用戶)多方溝通，尋求共識，或是提供更多元化之電價方案供用戶作選擇。

五、為減少因不預警斷電、再生能源加入及需電量變化對整個電力系統衝擊，可根據啟動速度、成本策略，引進歐洲 3 級備用容量制度來規劃台灣備用容量。

參考比利時魯汶大學電機系 Mr. Kristo 等 3 人在風電對備用容量的衝擊論文中所提出 3 級制備用容量概念，目的係針對不預警斷電、再生能源加入及需電量的變化前提下，根據不同啟動速度、不同成本，採機率方式瞭解具變動性再生能源(例如風電)加入後，為維持供需平衡下以減少對整個電力系統衝擊所規劃備用容量；也就是考慮成本策略前提下，為維持一定可靠度，而儘量以成本較低的 R3 取代成本較高的 R2 備用容量。惟歐洲以合約訂定備用容量。

可參考歐洲 3 級備用容量制度作為規劃本公司風電或太陽光電加入營運後備用容量的參考(詳下表)。

類別	3 級制備用容量概念	
R1	屬第一級備用容量：整個歐洲聯網地區一同分攤之備用容量，一般不變。	歐洲：3000MW(係取歐洲最大之兩部核能機組之裝置容量) 比利時分攤：100MW
R2	屬第二級備用容量：適用短期變動、可在數分鐘內立即反應、靈敏度高、成本高。	比利時：150MW
R3	屬第三級備用容量：預測 1 小時前備用容量、作為預測錯誤之用、反應慢靈敏度低、惟成本相對較 R2 低。	比利時：850MW

註：台灣備用容量率 16%

六、評估在穩定熱源需求之工業區引進瑞典生質能熱電共生廠作法

可參考瑞典 Söderenergi 公司之 Igelsta 生質能熱電共生廠 CHP 作法，充分利用生質能(75%屬廢木料樹枝、25%屬自辦公室、工業回收所無法燃燒的碎紙、塑膠及木屑等作為燃料，全部 100%燃料係屬再生能源)，並儘可能提高熱效率。惟北歐國家和台灣最大差異在於台灣較不需要熱能，前述 CHP 廠熱能需求若降低而熱沉(heat sink)不足導致電力亦須同時降低，屆時恐將產生熱能套牢成本(無法回收成本)。因此以台灣地區亞熱帶之環境，除非用於具有穩定熱源需求之工業區(例鋼鐵廠及水泥業等)，否則似乎僅能以改良傳統之汽電共生概念，調節汽電間之需求，並引進生質能燃料。

七、評估分散再生能源設置地點以利不同時段產生電力平衡效益、加強即時風電預測能力及發展屬於我國再生能源市場機制(包括提昇再生能源發電技術以增加供電可靠度等)。

國外目前正積極從事具間歇特性再生能源聯網的研究，發現風電仍有其限制，目前僅能做到一天前預測；惟德國經濟研究中心 Mr. Karsten Neuhoff 提出歐洲電力市場目標應符合安全性、經濟性及永續性，電力市場應夠彈性以利短期改變，例如再生能源風電加入後，應考慮 4 小時前的電力預測，而非只聚焦在一天前電力預測，本公司亦應加強較即時之風力發電預測，俾利調度；另德國科隆大學能源經濟研究機構 Mr. Cosima Jaegemann 提出為降低太陽光電及風電變動性，應使其分散設置地點以利不同時段產生電力，可互相平衡，增加總發電量及抑低備用電力成本。

當然以台灣土地面積規模相對於聯網歐洲土地(甚至包括北非沙漠之太陽光電)，此種平衡效益恐有限，有待進一步評估。

八、為因應建物零耗電時代來臨(2020 年之前歐盟建物將呈現零電力使用狀態，因大樓本身微電網自給自足無須大電網供給電力)，本公司亦應思考規劃大型電網和微電網該如何有效相互搭配、運用及維護之機制。

加泰隆尼亞能源機構 Mr. Miguel Cruz-Zambrano 等 4 人針對微電網之市場及管制背景評估，認為引進微電網好處係包括：改善發電端再生能源配比、增加供電端可靠度、改善配電網營運、降低電網資本支出金額及極大化經濟效益。就短期而言，發現微電網搭配即時電價制 RTP 係最具經濟效益機制，能自微電網至大電網提供最佳電力，亦最具獲利性。預期 2020 年之前歐盟建物將呈現零電力使用狀態，係因大樓本身微電網自給自足無須大電網供給電力(屆時微電網更重要)；就中長期而言，考慮公用電力事業有效電力限制前提下，RTP 電價亦將有效抑低尖峰需求而增加系統穩定性，且微電網具有整合並助益分散型電力。建議本公司應積極瞭解微電網發展趨勢，屆時 2020 年之前歐盟若發展出建物呈現零電力使用狀態時(係因大樓本身微電網自給自足無須大電網供給電力)，屆時大型電網和微電網該如何有效相互運用及維護應是全球重要的熱門話題。