

「再生能源電能躉購計算公式及使用參數」聽證會

聽證紀錄

- 壹、 會議時間：99 年 12 月 14 日（星期二）下午 3 時
- 貳、 會議地點：臺灣師範大學圖書館國際會議廳 B1
- 參、 會議主席：經濟部能源局歐嘉瑞局長
- 肆、 會議記錄：經濟部能源局
- 伍、 發言紀要：

- 一、 期初設置成本以過去 3 年數據平均不合理，本公司經會計師驗證之期初設置成本數值為 7.2 萬元/kW，運維費用第一年為 2.25%，若 12 年來看運維比例為 2.67%，故以現行所計算 1.9% 為過低之值。折現率 5.25% 過低，對於再生能源電能躉購費率使用參數應與業者溝通。

非常感謝長官給我們機會表達意見，我們主要針對公式中三項參數說明：(一)期初設置成本太低：7 萬多是我們的簽證數據，而能源局竟然用 6 萬元，台電的成本不算土地、規劃等費用就 8 萬多了，這是怎麼說呢？(二)維運成本居然用 1.9%，我們在第一年就到了 2.2%，而 12 年至少也是 2.67%，如何操作？(三)折現率 5.25%，我們的利率水準、投資者 IRR 不可能這麼低。(四)業者要求必須針對幕僚單位所提離譜的參數在審定會中有與幕僚單未當面討論的機會，以讓委員有清楚的了解。(馬維麟/英華威)

- 二、 認為期初設置成本以過去 3 年數據平均不合理，應以當時市場供需情況定之。99 年公告使用參數值為 5.9 萬元/kW，業者實際交易數值為 7.2 萬元/kW。維運成本高低與年售電量有絕對關係，故運維成本之採用應考量年售電量。建議維運成本不低於 2.65%。

(一)期初成本的參數，應以當年度市場價格為主要參數依據，沒有人用前三年的平均價格作為期初成本參數，因為現貨市場就是現貨市場的價格，是因為是市場供需原則而定，而不是依過去價格而定，這就好像房子三年前的價格是 50 萬/坪，今年以漲至 70 萬/坪，當然不可能要求用 3 年平均價格來買賣。否則未來台電中油購買煤、石油、天然氣，能源局也必須要求以前 3 年市場平均價格購買，不得以當年度現貨價格來購買。(二)運維成本的高低和年售電量之間有絕對的關係，運維成本越高才能保證 20 年的年受電量越高，若採低的運維成本，則年售電量(20 年)不可能維持一樣高，因此在採用任何單位運維數據時，必須連帶考量年售電量因子，否則用運轉情況很差的運維成本也拿來當作參數，並不恰當。英華威風場的運維實績為：Availability 為 97%，是台灣表現最好的風場，第一年運維成本已高達 2.25%，12 年(風機製造商的保證期間)的平均維護成本為 2.71%，因此維運成本不可低於 2.71%。(三)業者應有機會在審定會中就幕僚單位所提出的參數進行意見交換與辯論。

(王雲怡/英華威)

三、98 年運維成本以論文中所提及 5%作為引用來源，而目前以台中火力電廠 1,100MW 之運維比例 2%作為 100 年度運維比例乃不合理之處。考量業者廠內用電情況，業者無法售電 7,900 度/kW 年，建議年淨售電量為 7,268 度/kW 年。期初設置成本與年淨售電量之參採來源為汽電共生廠之案例，運轉維護費用卻以台中火力發電廠之案例不合理。對於燃料成本的納入，感謝能源局。台電廠內用電 6%，業者廠內用電約為 8%，故建議年淨售電量應扣除廠內用電部分即為 7,268 度/kW 年

(賴瑞徵/高盛電力)

四、98 年度引用汽電共生廠之案例作為廢棄物發電為不合理，今年以國家級火力發電廠台電公司作為參採個案更不合理。參採日本廢棄物發電廠(熱效率 28%)三家年售電量平均為 6,300

度/kW 年，台電火力發電壽齡內平均為 6,920 度/kW 年，而我國訂 7,900 度/kW 年過高。以國家級火力發電廠台電公司之運轉維護比例作為業者 25MW 發電廠之運轉維護比例，其裝置容量差異甚大且使用燃料有異，故其參採來源不合理（賴茂州/高盛電力）。

- 五、行政部門效率低落，藐視業者。公文太晚公布，業者須自行上網得知開會時間。再生能源發展條例實施以來，乏人問津。建議再生能源電能躉購費率使用參數應透明化並提前公開。國外再生能源發展成熟，不適我國參採對象。建議躉購費率採固定費率。（鄒智純/台灣新能源產業促進協會）
- 六、針對運轉維護費用 1.8% 為過去國際 3~5 年之絕對數值，除上今年期初設置成本建議值為不合理之計算方式，建議應隨物價水準予以調整並考量均化概念。另風機在運轉 10 年後有其大修費用，亦應反映在運轉維護費用上。離岸風力保險為陸域風力之 3~5 倍，以目前運轉維護比例使用數值 2.3% 較陸域風力運轉維護比例 1.5% 不到 2 倍，明顯偏低。（曾葳葳永傳能源）
- 七、對於今年離岸風力發電期初設置成本納入併聯成本感到欣慰。由於國內無離岸風力發電之實績，故以詢價方式無法獲得精準之結果。運轉維護費用 2.3% 過低，乃因離岸風力發電風險較高，希望提高離岸風力發電折現率，若採用單一折現率時，離岸風力發電之運維比例應予以提高。若要推動我國離岸風力發電發展，以目前所採數值不具誘因。以目前運轉維護比例使用數值 2.3% 較陸域風力運轉維護比例 1.5% 不到 2 倍，明顯偏低。（林鑫堉永傳能源）
- 八、期初設置成本 16 萬元/kW 與中小風機協會調查 10 家國內廠商結果(平均 19.1 萬元/kW) 不符。以每年滿載發電時數 2,000 小時與國際通用 1,000 小時不符，為不合理。躉購期間 20 年作為產品壽命為不合理，國際風機實際運轉時間難以達到 20 年，故建議縮短躉購期間。（吳明全新高能源）

陸、業者書面意見：

- 一、 高盛電力提供國內外廢棄物發電電價訂定參數比較表(如附件)。(賴瑞徵/高盛電力)
- 二、 (1)以國家級 $550\text{MW}\times 2=1,100\text{MW}$ 的燃煤電廠比 25MW 廢棄物發電同樣為 2%的運維比例，規模相差至距！燃料性質互異，怎能為加入去年漏列的燃料費就扣減運維費 5%為 2%？削足適履？既定預設立場？要求回復為 5%。(2)日本大牟田、福山、三重至 2010 公告的平均值年售電量為 6,364 小時，台電一般火力發電廠平均容量 $\times 80\%$ 。 $8,760\times 80\%=69,20$ 小時。我台灣定為 7,900 小時(紙廠廣源)，絕對不合理，7,200 應為最高。(3)我們主張 25MW 扣除廠內用電 2M ，只售出 23MW ，請正視之！(賴茂州/高盛電力)。
- 三、 (一)行政效率低落;藐視業者權益。理由為：未發公文給公協會、開會時間與公告時間倉促、業者反應時間不夠出席者門可羅雀。(二)再生能源發展條例去年 7 月實施以來，乏人問津，應檢討理由何在？例如：評價繁瑣、收購價格不具誘因。官員及審定會委員心態可議，對推動綠能無意願，只是虛應故事罷了，建議勇於面對業者的的心聲。(三)今年公布有關收購價格，業者普遍不滿，究竟審定會採用何種參數，應將資料提前公布透明化，而非公告結果而已。(四)補貼目標與獎勵目標脫鉤，令人質疑。國外市場成熟與國內剛起步，收購電價應調整，鼓勵業者投入。(五)為凸顯政府有關部門推動綠能決心，建議適當時機改為固定費率，以免年年勞師動眾、浪費成本。(鄒智純/台灣新能源產業促進協會)
- 四、 (一) O&M(維護運轉)目前的數字只反映出國外離岸風場 10 年內的狀況，尚未將 10 年後大修成本反映在均化的 O&M 成本上。因此應提高目前的百分比。此外，O&M 中有很大的部

分是保險及再保險費用，而海上風電保險至少是陸上的 3~5 倍，並非一般所認為的海上風電 O&M 費用為陸上的 2 倍，且海上更需克服颱風及地震的威脅，因此 O&M 的比例應再調高，才能反應其均化的目的。(二)折現率應反映各再生能源類別的風險，應此不應一視同仁，離岸風電是唯一在海上開發的再生能源項目。海上風險本就比陸上開發高，因此在國外都用加權平均資金成本 WACC 來表示，台經院也提出這樣的處理方式，因此實際上離岸電的折現率/WACC 在國外約在 7~9%，台灣尚未有離岸風電開發實績，風險更高，因此折現率應較其他陸上開發案來得高。(三)海上風險絕對不只陸上的 2 倍，從保險為陸上 3~5 倍即知，且不能拿過去 O&M 的絕對數字除以今年的成本，完全為考量物價上漲即現在物價水準，用雞蛋比蘋果實在不合理。(曾葳葳/永傳能源)

五、(一)以永傳開發 6 年離岸風電的經驗，即便已經跟風機廠商談策略聯盟，還無法拿到確切報價，因為她們必須考慮廠址條件才能決定，若隨意問一個公司，得到的報價並無可信度也讓幕僚單位以為成本可以比較低，但實際上目前的成本只是比去年提升一些，但仍不足，不能以為今年的成本比去年高就好，而是要合理。(二)O&M 不能拿國外以前風場的費用來除以今年 15 萬 9 千元的成本，得出 1.8%，但物價水準不同，不能直接這樣算，離岸風電的風險較高，應該在折現率反映出來，提高離岸風電的折現率。(三)大家都知道離岸風電的裝置容量最高，為了啟動離岸風廠開發，應提高費率，才能啟動離岸風場的開發。(四)陸岸風場的 O&M 已經是 1.5%，離岸風電的風險不只是陸岸的 2 倍，從保險為陸域的 3~5 倍即知，但離岸 O&M 居然只有 2.3%，明顯不合理。因此應該提高離岸的 O&M 絕不可低於陸上的 2 倍。(林鑫堉永傳能源)

六、容量小於 10kW 知曉風電參數不合理處：(一)初設成本 16 萬

/kW 與台灣中小型風力機發展協會調查國內 10 家廠商 2010 年平均裝置成本 19.1 萬/kW 有明顯差距，與市場現況明顯不符。(二)躉購期間 20 年與產品壽命有明顯差距，寧願躉購期間縮短至產品壽命年限(例如：10 年)(三)年售電量以發電容量 (kW)×2,000 小時計算 AEP 年售電量，即 2,000 小時滿載發電 (V=11m/s)計算，明顯太離譜。(以國際認證 AEP 平均風速 5m/s 約乘以 1000hr/yr 才合理)(吳明全/新高能源)

七、發展台灣海峽的大型風力發電能源，是我國在落實政府減碳政策的重要策略。2010 年躉購費率的訂定需要拉高視野，從培養國內離岸風力發電產業鏈，建構自主性再生能源產業的目標來考量。參考歐洲離岸風電購電價格，是在業者多年努力後，其政府了解需提高前期(約 10 年)的購電價格，以合理的躉購費率方足以吸引其國內業者集資投入相關產業鏈的發展。且國內無自產風機及裝置機具的現況下，其風廠發展價格比歐洲高，而歐洲各國的躉購費率一般均超過 6.5 元 /KWh，若欲鼓勵國內及資投入離岸風場的開發，其前期(10 年)的躉購費率一定要提高，等將來開發成本更具體且又降低時，再予調降未遲。(盧顯卿/怡興工程顧問公司)

柒、主持人說明：

- 一、本次聽證會各位出席者的意見，將完整提供本(99)年「再生能源電能躉購費率審定會」參考。
- 二、本次聽證會簡報所述費率訂定引用之參數、資料來源及聽證會聽證紀錄將公開上網於本局再生能源發展條例專區。

國內外廢棄物發電電價訂定參數比較 13/12/2010 報告人: 高盛電力 賴瑞徵

參數來源	日本三重、福山、大牟田 均數	2010 電價參數 (廣源造紙)	2011 電價參數 討論中	附註
電廠性質	RDF 電廠	紙廠附設汽電共生 設備	RDF 電廠	
啟用年份	2002. 2004.	2005		
期初設置成本 (萬元/千瓦)	21.9 萬	12.5 萬	12.5 萬 比照 99 年參數	25MW 專業電廠造價比照 2MW 汽電共生紙廠不盡合理
運維比例	5% 參考值	5 %	5 % 比照 99 年參數	燃燒廢棄物電廠維修操作費用必定高於大型燃煤電廠，若採燃煤電廠運維比例，則燃料成本是否也應比照燃煤價格計算
燃料成本	2.5% 以熱值 5500Kcal、價格 1500 元/噸，搭配各廠熱效率推估	未納入	5 % 以毛熱效率 30%、熱值 5500Kcal、價格 1500 元/噸計算	RDF 熱值相當於每噸 3000 元的煤炭價格，以每噸 1500 元來計算燃料成本，缺乏發展再生能源立法美意
年售電量 (度/千瓦/年)	6,364 (裝置容量分別為 12.05MW/20MW/20.6MW)	7,900 (裝置容量 2MW)	7,268 7900X 23/25(實際淨售電 23MW /裝置容量 25MW)	高盛電力裝置容量為 25MW，但能售予台電淨發電量為 23MW，2MW 為廠內用電，故年售電量應扣除廠內用電
電價(元/度)	5.4	2.087	3.13 (125000 X 0.0819523 + 125000 X 10%) / 7268 = 3.13	10%=5% (運轉維護成本+保險稅金+備用電力) + 5%(燃料成本)