

99 年度「再生能源電能躉購費率審定會」第 4 次會議紀錄

壹、時間：99 年 12 月 29 日（星期三）上午 9 時

貳、地點：經濟部簡報會議室

參、主席：黃召集人重球

記錄：藍文宗

肆、出（列）席單位及人員：（詳如會議簽名冊）

伍、主席致詞：（略）

陸、綜合討論：（委員發言重點）

一、報告事項：

（一）第 3 次審定會會議結論辦理情形

1. 依「再生能源發展條例」第 8 條第 3 項及第 9 條第 1 項並無確切明定費率適用為「簽約日」或「完工日」，但參採歐洲各國案例都以「完工日」為適用費率基準日，故予修正。
2. 由於太陽光電設備價格近年下降趨勢明顯，且基於給予業者合理利潤原則，為避免業者有延宕完工日期以取得不合理利潤情況，故修正「完工日」為適用費率基準日。
3. 躉購費率以「完工日」為適用基準僅用於太陽光電是否適當？
4. 建議修改再生能源躉購費率計算公式，有關使用「資本還原因子(IRR)」，坊間所有財務規劃教科書，都清楚說明 IRR 不適合作為評量計畫是否合宜的參數，IRR 是當淨現值為零時對應之折現率；IRR 數值不能反應計畫規模，部分計畫淨現值先負後正也無法反應，應重新以淨現值計算、討論。
5. 第三次審查會曾以書面表達意見，但未列於會議紀錄中；審查會不宜排除採納書面意見方式。

6. 第三次審查會書面意見，請執行單位參考經建會 2006 年再版之「公共建設計畫經濟效益評估及財務計畫作業手冊」，並按上述手冊所列項目，進行再生能源的經濟效益評估及財務計畫。經濟部不宜忽視其他單位所作之評估作業程序。
7. 請提供第一次審查會當天簡報資料，包括台灣長期再生能源規劃。經濟部對外及在會議時提及太陽光電設備價格近 1、2 年下降快速，惟躉購費率委員未獲相關資料，爰經濟部應就其論述之合理性，提出規劃報告佐證。

(二) 「再生能源電能躉購費率計算公式及使用參數」聽證會業者意見歸納報告

洽悉。

(三) 第 4 次分組會議意見彙整與處理情形

1. 依風力發電分組會議蒐集業者意見與委員詳細討論結果，將共同意見與個別意見提報審定會討論。
2. 為提升廢棄物(衍生燃料)發電淨熱效率，以三種情境(淨熱效率 28%、30%及 32%)進行試算，提報審定會討論。

二、討論案：

(一) 再生能源電能躉購費率計算公式及其使用參數

1. 太陽光電

- (1) 針對太陽光電裝置容量 100kW 以上期初設置成本案例數較少，如何參採據以訂定躉購費率，值得商榷。
- (2) 建議可參考 2010 年 10 月「屏東工業區」最新太陽光電決標案例。
- (3) 建議除屋頂型裝置容量 1kW 以上未達 10kW 之太陽光電期

初設置成本外，其餘屋頂型不同級距之太陽光電亦應鼓勵全民參與。訂定躉購費率各級距降幅，亦可作為審定電能躉購費率之考量因素。

- (4) 依聽證會業者意見，太陽光電設置成本未來 1 年內降幅約 20%，但以審定會所參採資料案例言，太陽光電設置成本降幅逾 20%。
- (5) 國際能源總署(IEA)新出版 2010 年世界能源展望(WEO 2010)，該報告中 Tanaka 先生強調「便宜化石能源時代已然過去」；而台灣近五年電價變化正反應此現象，平均電價由 2005 年之 2.0533 元/度，增至 2009 年之 2.6070 元/度，漲幅約 23%。台灣每年外購能源費用超過 GDP 之 10%，未來可能更高；因此，鼓勵再生能源快速發展有必要性與急迫性。
- (6) 太陽光電決標資料已將設置成本中含其他非設置成本(例如教育宣傳費)案例予以剔除。另因太陽光電裝置容量 500kW 以上屋頂型及地面型設備近 3 年資料有限，故其案例較少。
- (7) 建議參考各國太陽光電各級距之期初設置成本結構，作為我國太陽光電裝置容量 500kW 以上期初設置成本參考。因 2009 年太陽光電期初設置成本數值偏高，建議 2009 年太陽光電期初設置成本案例予以剔除。
- (8) 建議政府應建立太陽光電發電設備查核機制，以利蒐集實際設置成本資訊。
- (9) 簡報中太陽光電躉購費率試算結果，可依目前設備組件市價作檢視。2008 年第 3 季前太陽電池價格為 3.7 美元/瓦，接著價格下降，2010 年其價格為 1.2~1.7 美元/瓦，可取 1.5 美元/瓦來估算，另封裝完成模組則需加上 1.0 美元/瓦，亦即太陽電池模組價格可以 2.5 美元/瓦計算。太陽電池模組價約

占整個系統設置 50%，系統設置成本以 5 美元/瓦估算尚屬合理，換算為新台幣 150 元/瓦（即 150,000 元/瓩）。

- (10) 針對太陽光電期初設置成本波動無法確切預知，建議未來可 3 個月或 6 個月重啟審定會進行費率檢討。
- (11) 依第 3 次審定會討論，已有期初設置成本範圍，最終擬採數值應由政策方向決定。
- (12) 屋頂型裝置容量 100kW 以上及地面型太陽光電電能躉購費率，建議可參考國際上太陽光電各級距之成本結構。
- (13) 依「再生能源電能躉購費率審定會作業要點」規定，99 年度審定會僅能決議再生能源電能躉購費率及其計算公式，其餘再生能源發展相關議題為中央主管機關權責。
- (14) 太陽光電系統推廣目標量 99 年為 64MW、100 年為 70MW，合計 134MW。目前太陽光電同意備查案例設置量 144MW，確有超出目標量現象，對於再生能源基金、民生用電電價及整體社會負擔將造成影響。
- (15) 建議太陽光電系統推廣目標量應與目前太陽光電簽約量而非與核准認定量作比較。
- (16) 宜針對業者申請再生能源發電設備認定之表格內容作調整，例如太陽光電系統應列明地面型、屋頂型、示範型、規格或效能等，以利未來資料之彙整。
- (17) 因 99 年太陽光電系統設置成本大幅下降，造成業者大量設置太陽光電設備。
- (18) 建議可蒐集各國再生能源電能躉購費率之設計方式，作為我國訂定再生能源費率參考。

- (19) 建議可將太陽光電裝置容量 100kW 以上申請再生能源發電設備認定量，區分為屋頂型與地面型兩種情況檢討。
- (20) 針對國內太陽光電系統之年淨發電量部分，請再了解實際情形。

2. 風力發電

- (1) 基於鼓勵裝置容量 10kW 以下風力發電機組設置，建議 100 年期初設置成本為 16.7 萬元/kW。
- (2) 目前蒐集 2008~2009 年風力發電案例之期初設置成本理應下降，但由現行資料觀察並無此趨勢，故建議應針對國內期初設置成本變化趨勢加以說明。
- (3) 建議對風力發電業者策略性投資行為予以了解並因應。
- (4) 業者所提 2010 年期初設置成本較高，係其所購置機組效率較高；而 2008 年雲林麥寮二期與彰工二期期初設置成本較高的原因為歐元上漲之匯率因素。
- (5) 我國所訂風力發電電能躉購費率較國際各國躉購費率低，若再依國際趨勢調降是否不符合「再生能源發展條例」精神。

3. 生質能及其他再生能源發電

- (1) 環保署建議應鼓勵國內廢棄物(衍生燃料)發電廠設置。
- (2) 建議對於廢棄物(衍生燃料)燃料成本計算不須加以說明，惟對於淨熱效率定義則應予敘明。
- (3) 廢棄物(衍生燃料)發電以每年 7300 度/kW 計算，已扣除廠內用電，而發電淨熱效率亦相對調整，故無重複計算情況。
- (4) 僅參採台電公司台中火力發電廠之運轉維護費用是否適當，若以容量因素 83% 計算，是否有考量其設備維修時間。

- (5) 考量參酌台電公司台中火力電廠既有機組近年實際運轉維護費用約為 0.3150 元/度，並以 100 年度年淨售電量計算運轉維護費用，再進一步估算運轉維護費用占期初設置成本之比例。另年淨售電量為業者所提數據，已扣除業者廠內用電情況。
- (6) 以容量因素 83% 而言，換算有兩個月設備停滯期，故已考量業者設備維修情況。
- (7) 一般火力發電廠熱效率超過 35%，以廢棄物(衍生燃料)發電言，建議採 30% 熱效率計算。
- (8) 廢棄物(衍生燃料)發電之維修成本，不應以台中火力電廠維修作為基準，宜以現有各火力電廠平均維修比例為基準。因台中火力電廠是全球最大火力電廠，發電量高、維修成本相對偏低。
- (9) 建議將審定會討論電能躉購費率使用參數之相關意見，加註於對外公開資料中。

(二) 再生能源電能躉購費率計算公式折現率使用參數

1. 再生能源電能躉購費率計算公式折現率使用參數將於後續審定會再行討論。
2. 建議執行單位進行下列試算：
 - (1) 根據現有各再生能源之建議參數、費率。
 - (2) 自有資金 30%、70% 貸款、貸款利率某一百分比。
 - (3) 通貨膨脹率 2.19%。

計算(a)各類再生能源 20 年之淨現值；(b)各類再生能源各需多少年回收，並請列出 excel 計算，以利委員了解。

(三) 再生能源電能躉購費率試算

建議 100 年再生能源電能躉購費率與 99 年比較，其費率提高或下降之理由以條列式說明。

柒、決議事項：

一、報告案：

經由各再生能源分組會議討論之共同意見已提報審定會討論，將於討論案形成最終決議。

二、討論案：

- (一) 屋頂型裝置容量 100kW 以上太陽光電期初設置成本宜多蒐集 2010 年設置案例，至於國內太陽光電年淨發電量數據亦比照辦理，以提供後續審定會討論。
- (二) 有關廢棄物(衍生燃料)發電運維費用占期初設置成本比例，可再蒐集 2-3 家火力發電廠運維費用數據資料，作為訂定電能躉購費率參考。
- (三) 再生能源電能躉購費率計算公式折現率及使用參數將於後續審定會討論確認。

捌、臨時動議：無

玖、散會(下午 1 時)

99年度「再生能源電能躉購費率審定會」第4次會議

「再生能源電能躉購費率審定會」 報告案

經濟部

99年12月29日



目 錄

報告案一：第3次審定會會議結論辦理情形

報告案二：「再生能源電能躉購費率計算公式
及使用參數」聽證會業者意見歸納
報告

報告案三：第4次分組會議意見彙整與處理情
形



報告案一： 第3次審定會會議結論辦理情形



第3次審定會會議結論辦理情形

一、報告案決議事項辦理情形

(一)各分組會議所提報之計算使用參數建議值洽悉，將於後續討論案進行實質討論。

辦理情形：遵照辦理。

(二)不同類別再生能源原則採相同折現率，風險差異將於運轉維護費用中反映。

辦理情形：遵照辦理，已將電能躉購費率計算公式使用折現率參數分析列於討論案二，提請討論。



第3次審定會會議結論辦理情形(續)

二、討論案決議事項辦理情形

(一) 原則同意提報本次審定會討論之再生能源躉購費率計算公式使用參數之建議值。

辦理情形：遵照辦理，並將內容彙整於後續聽證會中對外說明，並就業者對使用參數意見進行分析及檢視，最終相關建議值列入討論案一，提請討論與確認。

(二) 對於離岸風力運維比例、生質能期初設置成本及廢棄物運維比例建議值之參採說明，應加強論述。

辦理情形：業依決議，各使用參數建議值之參採說明已加強論述，請詳見討論案一。



第3次審定會會議結論辦理情形(續)

(三)對於再生能源發電設備之效率、品質管控應建立一套機制，但此議題非屬審定會權限範圍，建議相關單位可列為相關研究案中深入研究。

辦理情形：相關意見轉呈主管機關參考。

(四)廢棄物發電電能躉購費率所適用RDF範圍應定義清楚。

辦理情形：業依決議，將躉購費率所適用之RDF發電範圍定義為「廢棄物(衍生燃料)發電」。

(五)針對廢棄物發電之運轉維護費用與燃料成本呈現方式採將燃料成本與運轉維護費用併計其與期初設置成本占比。

辦理情形：遵照辦理。



第3次審定會會議結論辦理情形(續)

三、臨時動議決議事項辦理情形

- (一) 為加強與業者溝通，經濟部將依據「再生能源發展條例」第9條第1項與行政程序法規定於12月14日召開聽證會。希望各委員可參與聽證會聆聽業者意見。

辦理情形：業依決議，於12月14日召開「再生能源電能躉購費率計算公式及使用參數」聽證會，並將開會訊息通知所有委員。會議辦理情形與業者意見歸納報告，請詳見報告案二。

- (二) 請幕僚單位針對太陽光電電能躉購費率採行競價機制訂定進行分析。

辦理情形：業依決議進行相關分析，相關結果將於後續審定會提案討論。

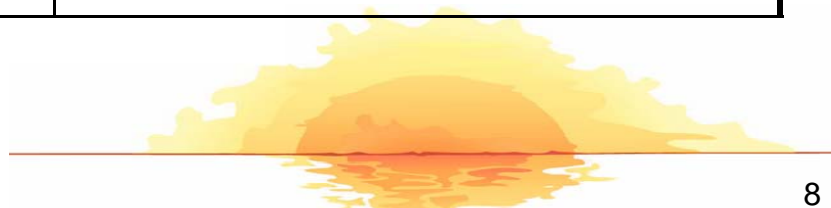


報告案二：
「再生能源電能躉購費率計算公式
及使用參數」聽證會
業者意見歸納報告



壹、聽證會辦理情形

場次	上午場	下午場
地點	國立師範大學圖書館國際會議廳B1	
會議時間	12/14上午	12/14上午
出席人員	各類再生能源公協會、業者及新聞媒體	
討論議題	再生能源電能躉購費率計算公式及使用參數說明： 1.太陽光電 2.川流式水力 3.地熱能	再生能源電能躉購費率計算公式及使用參數說明： 1.風力發電 2.生質能及廢棄物



貳、對電能躉購費率及其計算公式意見

一、電能躉購費率計算公式

發言摘要	意見處理說明
太陽光電、風力發電、生質能及其他再生能源發電業者針對公式無發表意見。	無。



參、對電能躉購費率計算使用參數意見

一、期初設置成本

發言摘要	意見處理說明
<p>1.太陽光電業者：</p> <p>(1) 太陽光電設置成本應詳述其各參數之計算來源，不應僅採將太陽光電公共工程之決標金額平均。</p> <p>(2) 期初設置成本是否有考量國內外融資利率、考量匯率差異及消費者物價指數不同。</p>	<p>1. 期初設置成本資料之參採係以近1年為優先，但逾3年資料則不予以參採。相關資訊亦包括民間業者或台電公司實際投資案例。</p> <p>2. 太陽光電期初設置成本參採資料以國內實際設置個案為主，並未參採國外個案，故不需考慮國內外融資利率、匯率與消費者物價指數等差異因素。</p>




參、對電能躉購費率計算使用參數意見(續)

一、期初設置成本(續)

發言摘要	意見處理說明
<p>2.風力發電業者：</p> <p>(1) 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。</p>	<p>1. 依據風力發電分組第3次會議共同意見，參數資料之參採以近1年為優先，但逾3年資料則不予以參採，故以過去3年的平均成本做為資料參採範圍符合審定會共識。</p> <p>2. 業者於聽證會所提應以其今年所設置之觀威風場個案作為100年度費率計算唯一基礎之意見，該筆資料原既已納入參採案例資料庫中，但基於費率訂定係利用成本標竿以滿足所有通案為考量原則，故若僅以單一個案資料作為唯一計算基準並不合宜。</p>

參、對電能躉購費率計算使用參數意見(續)

一、期初設置成本(續)

發言摘要	意見回復說明
<p>2.風力發電業者(續)</p> <p>(2) 要依世界風能協會的預估逐年調降風電設置成本的前提是期初成本乃為當年度的現貨市場價格，以過去前三年的平均價格做為期初成本，再調降成本，是將業者逼上絕路。即使是依照風能協會的預估，也僅僅是「風機設備」的部分調降，而非「總投資金額」的調降，因此1.2%必須再乘以50.2%，才是合理的調降數字。但根據台電公司99年度的總預算書說明，也可清楚知道，台灣興建風機的成本不但沒有逐年下降，反而是逐年提高，否則台電公司不會要求大幅增加預算。政府總不能只許台電增加預算，多花老百姓的錢，卻不承認民營風場也是成本上漲的事實吧。</p>	<p>經查證，世界風能協會所指之未來成本調降部分，係為「投資成本」，並非如業者臆測所言之「機組設備成本」(參見附件)。因此，業者所提意見並無法採納。</p> 

參、對電能躉購費率計算使用參數意見(續)

一、期初設置成本(續)

發言摘要	意見處理說明
<p>2.風力發電業者(續)</p> <p>(3)期初設置成本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。</p>	<ol style="list-style-type: none"> 業者曾分別於10/15、11/9、11/18以及聽證會(12/14)提出其所謂會員廠商期初設置成本調查資料，但在相同資料來源下前後提供數據差異甚大，故無法據以判斷及採計。 幕僚單位曾多次洽詢業者，請其提供原始調查資料以為佐證，但仍未獲提供相關資訊，故無法確認其資料之正確性。
<p>3.生質能及其他再生能源發電業者，並無針對期初設置成本提出意見。</p>	<p>無</p>

參、對電能躉購費率計算使用參數意見(續)

二、運轉維護費用

發言摘要	意見處理說明
<p>1太陽光電業者：</p> <p>(1) 運維費用應考量併聯相關費用。</p> <p>(2) 運轉維護費用是否包含保險費用。</p> <p>(3) 參考英國運轉維護費用占期初設置成本比例0.5%對於我國太陽光電業者而言，是否可以達成？</p>	<p>1.針對第1點與第2點，併聯相關費用係屬期初設置成本，而保險費一般也已納入運維費用範疇，但無法依個案逐一檢視涵蓋細項。</p> <p>2.針對第3點，由於國內太陽光電設置案例尚無完整運維費用數據，故以國外案例作為參考，其中又以英國發展太陽光電以全民參與為目的，可作為我國選取之參考。英國在各費率級距有其運轉維護比例資料，多數級距之運維費用比例皆相同為0.5%。參考英國運維比例作為我國運轉維護費用占期初設置成本比例設算基礎尚屬合宜。</p>

二、運轉維護費用(續)

發言摘要	意見處理說明
<p>2.風力發電業者：</p> <p>(1) 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。</p>	<p>1. 依本年度審定會所定資料參採原則中係以市場實績值為主，故陸域型10瓩以上運維費用參採95~98年台電公司與98年鹿威公司之運轉維護費用之實績值，以加權平均方式計算其每度電之平均運轉維護費用，作為計算其占期初設置成本比例的基礎，應屬合理。</p> <p>2. 幕僚單位將依第3次審定會討論考量物價上漲率20年均化後數值，作為參採使用參數，並將結果提報本次分組會議討論及後續審定會確認。</p>

二、運轉維護費用(續)

發言摘要	意見處理說明
<p>(2) 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%。</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. 依據所蒐集國外研究文獻(詳見下列資料來源)，一般各國風力機組之經濟壽齡皆設為20年。 2. 幕僚單位已經將鹿威公司風場第1年實際運轉維護費資料列為參採對象(如前述說明)。 3. 業者單一設置合約案例係牽涉業者個別合約議定條件，無法作為唯一的計算參採基礎，故無法據以直接引用所提之數值作為共同標竿值。

參考資料：

1. 丹麥風力機協會 <http://www.windpower.org/>
2. Schleisner, L., 2000, "Life cycle assessment of a wind farm and related externalities", *Renewable Energy*, 20:279-88(2008)
3. Raluy, R. G., L. Serra, J. Uche, 2005, "Life cycle assessment of desalination technologies integrated with renewable energies", *Desalination*, 183:81-93.
4. Hondo, H., 2005, "Life cycle GHG emission analysis of power generation system : Japanese case", *Energy*, 30:2042-2056.

二、運轉維護費用(續)

發言摘要	意見處理說明
<p>(3) 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年的年售電量越高，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。</p>	<ol style="list-style-type: none">1. 運維成本的高低和年售電量之間有絕對的關係，依現行躉購費率計算公式，因係能量費率，故業者如果發售電量愈多則能收到之運轉維護費總金額就會較多。2. 第3次審定會討論之100年度年淨售電量為2,400度/瓩，因此公式中所採用的運維費用佔期初設置成本比例即是以市場實際平均單位運維費乘上2,400度/瓩作為基準。3. 當業者的發電量超過2,400度/瓩時自然可以收到更高的運維費，故依計算公式精神，此種計算方式並無不當。

二、運轉維護費用(續)

發言摘要	意見處理說明
<p>(4) 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。</p> <p>(5) 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。</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. 依據第3次審定會決議，不同類別再生能源原則採相同折現率，風險之差異所呈現之保險費支出費用差異，將可由運轉維護費用佔期初設置成本比例之不同而反映此項問題。 2. 幕僚單位將依第3次審定會討論考量離岸風力投資風險與相關費用，以及物價上漲率20年均化後數值，作為運維費用參採使用參數，並將結果提報本次分組會議討論及後續審定會確認。

二、運轉維護費用(續)

發言摘要	意見處理說明
<p>3.生質能及其他再生能源發電業者：</p> <p>(1) 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。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。</p>	<p>1. 針對業者意見，可考量參酌台電公司台中火力電廠既有機組近年實際運維費用約為0.3150元/度，改以審定之100年度年淨售電量數值，予以計算應有合理之運維費用，再進一步估算其為期初設置成本之占比，請詳見討論案。</p>



三、年淨售電量

發言摘要	意見處理說明
1. 太陽光電業者針對年淨售電量無發表意見。	無。
2. 風力發電業者： (1) 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)	1. 業者(新高公司)於聽證會提出是項滿發時數意見，並未能夠提供可公開驗證之佐證資料，故無法加以參採。 2. 業者所提1,000小時，發電效率明顯偏低，不符政策優先獎勵開發最佳資源條件再生能源種類之原則。



三、年淨售電量(續)

發言摘要	意見處理說明
<p>3. 生質能及其他再生能源發電業者：</p> <p>(1) 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。</p>	<p>1. 依據生質能及其他再生能源發電分組第3次會議共同意見，參數資料的參採以近1年為優先，但逾3年資料則不予以參採。經查日本廢棄物發電廠數據分別為2002及2004年度已逾3年，故不予採用。</p> <p>2. 針對業者意見，經考量廢棄物發電確有廠內用電需求，因此擬將扣除此一部份發電量後，作為100年度年淨售電量之參採數值，請詳見討論案。</p>

報告案三：
第4次分組會議意見彙整與處理情形



壹、第4次分組會議辦理情形

組別	生質能及其他再生能源發電	風力發電
會議時間	12/28上午	12/28下午
出席人員	各分組委員、陳述意見業者	
討論議題	廢棄物(衍生燃料)發電電能躉購費率之運維費用及年淨售電量等使用參數	<ol style="list-style-type: none"> 1. 陸域風力發電電能躉購費率之期初設置成本及運維費用等使用參數 2. 離岸風力發電電能躉購費率之運維費用使用參數



貳、第4次分組會議共同意見處理情形

一、生質能及其他再生能源發電分組

建議廢棄物(衍生燃料)電能躉購費率應予以不同熱效率(28%、30%及32%)之數值進行試算，並將躉購費率試算結果提報審定會討論。

辦理情形：遵照辦理。

二、風力發電分組

1. 陸域型1kW以上未達10kW風力發電期初設置成本為16.0萬元/瓩，提報審定會討論。

辦理情形：遵照辦理。

2. 陸域型10kW以上風力發電分組會議期初設置成本為6.1萬元/瓩，運轉維護費用占期初設置成本比例為2.26%，將躉購費率試算結果提報審定會討論。

辦理情形：遵照辦理。



貳、第4次分組會議共同意見處理情形(續)

二、風力發電分組(續)

3.離岸型風力發電運轉維護費用占期初設置成本比例為3%，將躉購費率試算結果提報審定會討論。

辦理情形：遵照辦理。



報告完畢



99年度「再生能源電能躉購費率審定會」第4次會議

「再生能源電能躉購費率審定會」
討論案

經濟部

2010年12月29日

目 錄

- 議案一：再生能源電能躉購費率計算公式及其使用參數
- 議案二：再生能源電能躉購費率計算公式折現率使用參數

議案一：再生能源電能躉購費率計算公式及其使用參數

壹、再生能源電能躉購費率審定原則

依據9月24日審定會第1次會議通過之電能躉購費率審定原則，如下：

- 一、再生能源業者應有正當經營之合理利潤。
- 二、顧及社會公平性，以降低電費上漲衍生之衝擊。
- 三、各類再生能源躉購費率應考量：
 1. 再生能源發展對我國環境影響衝擊最低。
 2. 再生能源發展能帶動再生能源產業發展。
 3. 基於在優先獎勵開發最佳資源條件下，不依區域性考量訂定差異化費率。
- 四、費率訂定可考量金融機構對業界融資之一般商業習慣及風險保障要求。
- 五、費率之訂定應考量各類再生能源裝置容量級距之設置成本。
- 六、分組會議之共同意見經確認無誤後，提請審定會予以確認參採。

貳、再生能源電能躉購費率計算公式

依據審定會第3次會議，100年度再生能源電能躉購費率計算公式如下：

$$\text{躉購費率} = \frac{\text{期初設置成本} \times \text{資本還原因子} + \text{年運轉維護費用}}{\text{年售電量}}$$

$$\text{資本還原因子} = \frac{\text{折現率} \times (1 + \text{折現率})^{\text{躉購期間}}}{(1 + \text{折現率})^{\text{躉購期間}} - 1}$$

年運轉維護費用 = 期初設置成本 × 年運轉維護費用占期初設置成本比例

參、太陽光電費率計算公式使用參數

一、期初設置成本

(一) 屋頂型1瓩以上未達10瓩

1. 98年度審定會使用參數：19.7萬元/瓩

2. 第3次審定會討論數值：14.5~15.1萬元/瓩

3. 擬採數值：15.1萬元/瓩

4. 資料參採說明：

(1) 依據審定會第3次會議授權，聽證會報告資料採14.5萬元/瓩對外說明。

(2) 業者於聽證會上所提資料為15.4萬元/瓩，與第1次分組會議所提資料相同，無新增案例故不需調整參採。

(3) 依據審定會第3次會議討論，基於鼓勵全民參與原則，若不考慮國際太陽光電成本變化趨勢，100年度之期初設置成本可列估為15.1萬元/瓩。

(4) 但若考量國際對太陽光電100年設置成本降幅下限4%之預估，100年度期初設置成本可列估為14.5萬元/瓩。

參、太陽光電費率計算公式使用參數(續)

一、期初設置成本

(二) 屋頂型10瓩以上未達100瓩

1. 98年度審定會使用參數：17.5萬元/瓩

2. 第3次審定會討論數值：13.8~14.1萬元/瓩

3. 擬採數值：14.1萬元/瓩

4. 資料參採說明：

- (1) 依據審定會第3次會議授權，聽證會報告資料採13.8萬元/瓩對外說明。
- (2) 業者於聽證會上所提資料為15.4萬元/瓩，與第1次分組會議所提資料相同，無新增案例故不需調整參採。
- (3) 依據審定會第3次會議討論數值，考量國際對太陽光電100年成本平均下降幅度6%預估，100年度期初設置成本可列估為14.1萬元/瓩。

參、太陽光電費率計算公式使用參數(續)

一、期初設置成本

(三) 屋頂型100瓩以上未達500瓩

1. 98年度審定會使用參數：17.5萬元/瓩

2. 第3次審定會討論數值：13.0~13.3萬元/瓩

3. 擬採數值：13.3萬元/瓩

4. 資料參採說明：

(1) 依據審定會第3次會議授權，聽證會報告資料採13萬元/瓩對外說明。

(2) 業者於聽證會上所提資料為15.4萬元/瓩，與第1次分組會議所提資料相同，無新增案例故不需調整參採。

(3) 依據審定會第3次會議討論數值，考量國際對太陽光電100年成本平均下降幅度6%預估，100年度期初設置成本可列估為13.3萬元/瓩。

參、太陽光電費率計算公式使用參數(續)

一、期初設置成本

(四) 屋頂型500瓩以上

1.98年度審定會使用參數：15萬元/瓩

2.第3次審定會討論數值：10.9~12.5萬元/瓩

3.擬採數值：12.5萬元/瓩

4.資料參採說明：

(1)依據審定會第3次會議授權，聽證會報告資料採10.9萬元/瓩對外說明。

(2)業者於聽證會上所提資料為15.4萬元/瓩，與第1次分組會議所提資料相同，無新增案例故不需調整參採。

(3)依據審定會第3次會議討論數值，考量國際對太陽光電100年成本平均下降幅度6%預估，100年度期初設置成本可列估為12.5萬元/瓩。

參、太陽光電費率計算公式使用參數(續)

一、期初設置成本

(五) 地面型(無區分級距)

1. 98年度審定會使用參數：15~19.7萬元/瓩 (98年無地面型分類)

2. 第3次審定會討論數值：10.9~12.3萬元/瓩

3. 擬採數值：11.2萬元/瓩

4. 資料參採說明：

- (1) 考量台灣地少人稠、國土資源有限，基於此一分類並非政策所主要獎勵推廣對象，且國際間地面型太陽光電躉購費率均較屋頂型為低，爰可參採屋頂型500瓩以上級距之設置成本參數水準，故聽證會報告資料採10.9萬元/瓩對外報告。
- (2) 業者於聽證會上所提資料為15.4萬元/瓩，與第1次分組會議所提資料相同，無新增案例故不需調整參採。
- (3) 參考主要國家(德國、加拿大、韓國)地面型費率與屋頂型500kW(或1MW)以上費率，兩者差距不大於10%，可作為設算之參考。
- (4) 依據前述說明，100年度地面型太陽光電期初設置成本可列估為11.2萬元/瓩。

參、太陽光電費率計算公式使用參數(續)

二、運轉維護費用(屋頂型與地面型)

1.98年度審定會使用參數：為期初設置成本之0.7%

2.第3次審定會討論數值：0.5~0.7%

3.擬採數值：0.7%

4.資料參採說明：

(1)依據審定會第3次會議決議，聽證會報告資料採0.5%對外說明。

(2)依據第3次分組會議及審定會第3次會議討論數值，考量物價上漲因素20年均化結果，100年度運轉維護費用維持為期初設置成本之0.7%。

三、年淨售電量(屋頂型與地面型)

1.98年度審定會使用參數：1,200度/厝年

2.第3次審定會討論數值：1,200度/厝年

3.擬採數值：1,200度/厝年

4.資料參採說明：

依據審定會第3次會議決議，100年度之年淨售電量為1,200度/厝年。

肆、風力發電費率計算公式使用參數

一、陸域型1瓩以上未達10瓩

(一) 期初設置成本

1. 98年審定會使用參數：15萬元/瓩

2. 第3次審定會討論數值：16.0~16.7萬元/瓩

3. 擬採數值：16.0萬元/瓩

4. 資料參採說明：

(1) 依據審定會第3次會議授權，聽證會報告資料採16.0萬元/瓩對外說明。

(2) 業者於聽證會中提出中小風力機協會調查10家小風機廠商平均成本為19.1萬元/瓩，與其歷次所提供數據差異甚大，且並未提供公開可驗證之原始調查資料以為佐証，故無法加以判斷及採計。

(3) 基於讓具競爭力產品優先進入市場，考量國際對風力發電100年成本平均降幅4%預估，100年度期初設置成本可列估為16.0萬元/瓩。

肆、風力發電費率計算公式使用參數(續)

一、陸域型1瓩以上未達10瓩

(二) 運轉維護費用

1. 98年度審定會使用參數：1.5%

2. 第3次審定會討論數值：1.0%~1.2%

3. 擬採數值：1.0%

4. 資料參採說明：

(1) 依據審定會第3次會議授權，聽證會報告資料採1.0%對外說明。

(2) 依據審定會第3次會議討論數值，參考美國風能協會報告，100年度運維費用為期初設置成本之1%。

肆、風力發電費率計算公式使用參數(續)

一、陸域型1瓩以上未達10瓩

(三) 年淨售電量

1. 98年度審定會使用參數：2,000度/瓩年

2. 第3次審定會討論數值：2000度/瓩年

3. 擬採數值：2,000度/瓩年。

4. 資料參採說明：

(1) 依據審定會第3次會議授權，聽證會報告資料採2,000度/瓩年對外說明。

(2) 業者於聽證會中所提數據並未提供可公開驗證資料以供佐證，故未予以調整採用。

(3) 依據審定會第3次會議決議，100年度之年淨售電量仍為2,000度/瓩年。

貳、第4次分組會議共同意見處理情形(續)

(4)分組會議共同意見

情境	第3次審定會	共同意見
內容	期初設置成本為16.0萬元/瓩，年淨售電量為2,000度/瓩，運轉維護比例1.1%	期初設置成本為16.0萬元/瓩，年淨售電量為2,000度/瓩，運轉維護比例1.0%
躉購費率 (元/度)	7.4362	7.3562

註:躉購費率以折現率5.25%試算



二、陸域型10瓩以上

(一) 期初設置成本

1. 98年審定會使用參數：5.9萬元/瓩
2. 第3次審定會討論數值：6.0~6.1萬元/瓩
3. 擬採數值：6.1萬元/瓩；含LVRT者則為6.2萬元/瓩
4. 資料參採說明：
 - (1) 依據審定會第3次會議授權，聽證會報告資料採6.0萬元/瓩對外說明。
 - (2) 業者提出聽證會所列期初設置成本案例資料中有諸多數據須加以修正，且提出部分案例資料尚屬計畫籌設階段並不適合列為參採案例之意見。
 - (3) 針對業者意見，經與能源局進行案例資料再確認工作後(詳見表1)，考量風場籌設階段與實際完工階段後續投資成本仍有相當變化，故僅參採近3年已實際運轉風場與台電決標案例共8筆，剔除極端值後平均為6.1萬元/瓩(詳見表2)。
 - (4) 依據風力發電分組第4次會議共同意見，100年期初設置成本為6.1萬元/瓩，含LVRT者為6.2萬元/瓩。

表1、聽證會陸域10瓩以上案例資料確認與處理情形

年度	場址-公司	裝置容量 (瓩)	總期初設置成本 (NTD)	單位期初設置 成本(NTD/瓩)	資料確認	是否仍採用
2009	大安大甲第2期- 民營電廠	18,400	888,680,000	48,298	設置成本應修正為925,925,907 元	經確認經確認屬於近3年數據， 且資料無誤，故列入參採範圍。
2008	大安大甲第1期- 民營電廠	27,600	1,333,090,000	48,300	設置成本應修正為1,388,888,861 元，核准日期為2009年	經確認經確認屬於近3年數據， 且資料無誤，故列入參採範圍。
2009	龍港-民營電廠	10,000	493,495,000	49,350	設置成本應修正為6.2億元，年 度為2007年。	經確認非近3年數據，故不列入 資料參採範圍。
2010	淡海-民營電廠	4,600	230,000,000	50,000	無誤	經確認非已商轉風場，故不列入 資料參採範圍。
2010	竹北-民營電廠	11,500	575,000,000	50,000	裝置容量為9,200kW，設置成本 為4.6億元。	經確認非已商轉風場，故不列入 資料參採範圍。
2010	新屋-民營電廠	34,500	1,807,500,000	52,391	期初設置成本應為24.84億元。	經確認該案已撤銷，故不列入資 料參採範圍。
2010	後龍-民營電廠	52,900	3,102,700,000	58,652	裝置容量應修正為 28,500~43,700kW，設置成本為 20億2,350萬元~31億270萬元。	經確認非已商轉風場，故不列入 資料參採範圍。
2010	彰濱-民營電廠	48,300	2,858,321,927	59,179	設置成本應修正為2,554,943,005 元，核准日期為2009/12。	經確認經確認屬於近3年數據， 且資料無誤，故不予子變更。
2010	鹿港-民營電廠	29,900	1,769,437,386	59,179	設置成本應修正1,589,492,049元 ，核准日期為2009/12。	經確認經確認屬於近3年數據， 且資料無誤，故不予子變更。
2010	觀音-民營電廠	32,200	2,317,375,454	71,968	無誤	經確認經確認屬於近3年數據， 且資料無誤，故不予子變更。
2010	新豐-民營電廠	13,800	993,600,000	72,000	裝置容量為11,500kW，設置成 本為6億6671萬2500~9億9360萬 元。	經確認非已商轉風場，故不列入 資料參採範圍。
2010	芳興-民營電廠	35,000	2,520,000,000	72,000	裝置容量為28.000~35.000kW， 設置成本介於16億4500萬元~25 億2000萬元。	經確認非已商轉風場，故不列入 資料參採範圍。
2008	雲麥二期彰工二 期-台電	32,000	2,328,291,000	72,759	無誤	經確認經確認屬於近3年數據， 且資料無誤，故列入參採範圍。
2008	王功大潭二期-台 電	27,600	2,028,362,000	73,491	無誤	經確認屬於近3年數據，且資料 無誤，故列入參採範圍。
2010	通苑-民營電廠	34,500	2,554,500,000	74,043	設置成本應修正為11億4750萬 元~18億元	經確認非已運轉風場，故不列入 資料參採範圍。

表2、陸域10瓩以上案例資料

年度	場址-公司	裝置容量(瓩)	總期初設置成本(NTD)	單位期初設置成本(NTD/瓩)	資料來源
2009	大安大甲第2期-民營電廠	18,400	925,925,907	50,322	能源局電力組(2010)
2009	大安大甲第1期-民營電廠	27,600	1,388,888,861	50,322	能源局電力組(2010)
2009	彰濱-民營電廠	48,300	2,554,943,005	52,897	能源局電力組(2010)
2009	鹿港-民營電廠	29,900	1,589,492,049	53,160	能源局電力組2010)
2009	彰濱鹿港2期-民營電廠	16,100	766,500,000	47,609	能源局電力組(2010)
2010	觀音-民營電廠	32,200	2,317,375,454	71,968	觀威公司2010年會計簽證財報資料。
2008	雲麥二期彰工二期-台電	32,000	2,328,291,000	72,759	台電公司(2010)
2008	王功大潭二期-台電	27,600	2,028,362,000	73,491	台電公司(2010)

註1：彰濱與鹿港於98.12.23前陸續完工商轉

註2：資料來源係參考能源局電力組電業登記書圖(核定版)、觀威公司財報資料與台電公司決標資料

註3：彰濱鹿港2期經風力發電分組第4次會議委員討論認定為極端值，不納入計算。



肆、風力發電費率計算公式使用參數(續)

二、陸域型10瓩以上

(二) 運轉維護費用

1. 98年度審定會使用參數：1.5%

2. 第3次審定會討論數值：1.8%~2.3%

3. 擬採數值：2.26%

4. 資料參採說明：

(1) 依據審定會第3次會議授權，聽證會報告資料採1.8%對外說明。

(2) 業者訴求重點包括3點，第一為運轉維護費用比例必須參採其所提供之數值2.71%，第二為運轉維護費用之計算應以業者該風場之每度電之運轉維護費用乘上其滿發時數，第三為風機之運轉維護費用須考慮隨使用年限增加而遞增之因素。由於其所提運轉維護費用比例僅係其單一風場所簽訂合約內容條件，無法作為唯一參採數值；另考量躉購費率係能量費率之概念，故其收入會隨發電量提高而增加，故業者所提單位運轉維護費用乘以其滿發時數而非標竿淨售電量之計算方式，將會產生高估情形。

3. 依據風力發電分組第4次會議共同意見，第3次審定會決議之期初設置成本6.0萬元/瓩，考量物價上漲因素20年均化結果之運轉維護費用占比2.3%因前述期初設置成本修正為6.1萬元/瓩，故100年度運轉維護費用修正為期初設置成本之2.26%。

肆、風力發電費率計算公式使用參數(續)

二、陸域型10瓩以上

(三) 年淨售電量

1. 98年度審定會使用參數：2,400度/瓩年

2. 第3次審定會討論建議數值：2,400度/瓩年

3. 擬採數值：2,400度/瓩年

4. 資料參採說明：

(1) 依據審定會第3次會議授權，聽證會報告資料採2,400度/瓩年對外說明。

(2) 依據審定會第3次會議決議，100年度之年淨售電量仍為2,400度/瓩年。

貳、第4次分組會議共同意見處理情形(續)

(3)分組會議共同意見

情境	第3次審定會	共同意見	個別意見
內容	期初設置成本為6.0萬元/瓩，運轉維護費用占期初設置成本比例為2.3%，年淨售電量2400度/瓩	期初設置成本為6.1萬元/瓩，運轉維護費用占期初設置成本比例為2.26%，年淨售電量2400度/瓩	期初設置成本為6.1萬元/瓩，運轉維護費用占期初設置成本比例前10年為2.26%，後十年為2.71%，年淨售電量2400度/瓩
躉購費率 (元/度)	2.6238	2.6574	2.7158

註:躉購費率以折現率5.25%試算

肆、風力發電費率計算公式使用參數(續)

三、離岸型

(一) 期初設置成本

1. 98年審定會使用參數：12萬元/瓩

2. 第3次審定會討論建議數值：15.9萬元/瓩

3. 擬採數值：15.9萬元/瓩

4. 資料參採說明：

(1) 依據審定會第3次會議授權，聽證會報告資料採15.9萬元/瓩對外說明。

(2) 依據審定會第3次會議決議，100年度期初設置成本可列估為15.9萬元/瓩。

三、離岸型

(二) 運轉維護費用

1. 98年度審定會使用參數：3%

2. 第3次審定會討論建議數值：2.2%~3%

3. 擬採數值：3%

4. 資料參採說明：

(1) 依據審定會第3次會議授權，聽證會報告資料採2.3%對外說明。

(2) 業者於聽證會中建議離岸型風力運轉維護費用應為170英鎊/kW，相當於新台幣8,447元/kW，經查證其引用數據為英國報告推估至2014年(裝置容量達5,700MW)運轉維護費用為2.28億英鎊，卻除上2009年底前完工商轉之離岸風場裝置容量共1,340MW，導致運轉維護費用嚴重高估，故未予以參採；另業者亦提出離岸風力風險較高，運轉維護費用應予以適度調高。

(3) 針對業者意見，考量我國尚無實際設置經驗，加以台灣颱風、地震等天然災害頻繁因素使得投資風險較高，考量物價上漲因素20年均化結果，依據風力發電分組第4次會議共同意見，100年度仍為3%，即4,710元/瓩(以期初設置成本15.9萬元換算)。

三、離岸型

(三) 年淨售電量

1. 98年度審定會使用參數：3,200度/年

2. 第3次審定會討論數值：3,200度/年

3. 擬採數值：3,200度/年

4. 資料參採說明：

(1) 依據審定會第3次會議授權，聽證會報告資料採3,200度/年對外說明。

(2) 依據審定會第3次會議決議，100年度之年淨售電量仍為3,200度/年。

(3)分組會議共同意見

情境	第3次審定會	共同意見
內容	期初設置成本15.9萬元/瓩；運轉維護費用占期初設置成本比例為3%，年淨售電量3,200度/瓩	期初設置成本15.9萬元/瓩；運轉維護費用占期初設置成本比例為3%，年淨售電量3,200度/瓩
躉購費率 (元/度)	5.5626	5.5626

註：躉購費率以折現率5.25%試算

伍、生質能發電費率計算公式使用參數

一、期初設置成本

(一) 98年度審定會使用參數：5.4萬元/瓩。

(二) 第3次審定會討論數值：5.2~6.6萬元/瓩

(三) 擬採數值：5.2萬元/瓩

(四) 資料參採說明：

1. 依據審定會第3次會議授權，聽證會報告資料參採國內2個新增設置案例，取其平均為5.2萬元/瓩對外說明。
2. 依據審定會第3次會議討論數值，考量國際對生質能發電100年成本平均下降幅度1.7%預估，100年度期初設置成本可列估為5.2萬元/瓩。

伍、生質能發電費率計算公式使用參數(續)

二、運轉維護費用

(一)98年度審定會使用參數：為期初設置成本之7.5%。

(二)第3次審定會討論數值：5.4~6.5%

(三)擬採數值：6.5%

(四)資料參採說明：

- 1.依據審定會第3次會議授權，聽證會報告資料參採98年國內案例資料，平均單位運維費用2,812元/瓩，以前述期初設置成本列估值5.2萬元/瓩計算，運維費用列估為期初設置成本之5.4%。
- 2.依據審定會第3次會議討論數值，考量物價上漲因素20年均化結果，100年度運轉維護費用為期初設置成本之6.5%。

三、年淨售電量

(一)98年度審定會使用參數：5,700度/厝年

(二)第3次審定會討論數值：5,500度/厝年

(三)擬採數值：5,500度/厝年

(四)資料參採說明：

依據審定會第3次會議決議，100年度之年淨售電量為5,500度/厝年。

一、期初設置成本

(一) 98年度審定會使用參數：6.6萬元/瓩

(二) 第3次審定會討論數值：6.8萬元/瓩

(三) 擬採數值：6.8萬元/瓩

(四) 資料參採說明：

1. 依據審定會第3次會議授權，聽證會報告資料採6.8萬元/瓩對外說明。
2. 依據審定會第3次會議討論數值，考量國際對川流式水力發電100年度成本趨勢平穩下，100年度設置成本可列估為6.8萬元/瓩。

陸、川流式水力發電費率計算公式使用參數(續)

二、運轉維護費用

(一) 98年度審定會使用參數：為期初設置成本之3.0%。

(二) 第3次審定會討論數值：3.0%

(三) 擬採數值：3.0%

(四) 資料參採說明：

依據審定會第3次會議決議，考量國內並無新增運轉實績，100年度川流式水力發電之運轉維護費用仍維持期初設置成本之3.0%。

陸、川流式水力發電費率計算公式使用參數(續)

三、年淨售電量

(一) 98年度審定會使用參數：4,800度/年

(二) 第3次審定會討論數值：4,200~4,500度/年

(三) 擬採數值：4,500度/年

(四) 參採資料說明：

1. 審定會第3次會議討論數值係參採98年川流式小水力發電案例11件之年售電量，加權平均後為4,200度/年。
2. 依據審定會第3次會議授權，聽證會報告資料兼取97~98年台電公司川流式小水力發電之淨發電量，平均為4,500度/年。
3. 為避免單一年度水量豐枯影響，100年度川流式水力發電之年售電量可列估為4,500度/年。

柴、地熱發電費率計算公式使用參數

一、期初設置成本

(一) 98年度審定會使用參數：27.5萬元/瓩

(二) 第3次審定會討論數值：23.3~23.7萬元/瓩

(三) 擬採數值：23.3萬元/瓩

(四) 資料參採說明：

1. 依據審定會第3次會議授權，聽證會報告資料採23.3萬元/瓩對外說明。
2. 依據審定會第3次會議討論數值，考量國際對地熱發電100年成本平均降幅1.7%預估，100年度設置成本可列估為23.3萬元/瓩。

柴、地熱發電費率計算公式使用參數(續)

二、運轉維護費用

(一) 98年度審定會使用參數：為期初設置成本之5.0%

(二) 第3次審定會討論數值：4.2~5.0%

(三) 擬採數值：5.0%

(四) 資料參採說明：

1. 依據審定會第3次會議授權，聽證會報告資料採宜蘭清水地熱發電示範案例之平均單位運轉維護費用為9,780元/瓩，以前述期初設置成本(23.3萬元/瓩)計算下，運轉維護費用為期初設置成本之4.2%。
2. 依據審定會第3次會議討論數值，考量物價上漲因素20年均化結果，100年度運維費用為期初設置成本之5.0%。

柴、地熱發電費率計算公式使用參數(續)

三、年淨售電量

(一) 98年度審定會使用參數：7,000度/瓩

(二) 第3次審定會討論數值：6,400 度/瓩年

(三) 擬採數值：6,400 度/瓩年

(四) 資料參採說明：

依據審定會第3次會議決議，100年度地熱發電之年淨售電量為6,400 度/瓩年。

捌、廢棄物(衍生燃料)發電費率計算公式使用參數

一、期初設置成本

(一) 98年度審定會使用參數：12.5萬元/瓩

(二) 第3次審定會討論數值：12.5萬元/瓩

(三) 擬採數值：12.5萬元/瓩

(四) 資料參採說明：

1. 依據審定會第3次會議授權，聽證會報告資料爰引98年度審定會所參採案例之使用數值。
2. 因近年國內無實際設置案例，依據審定會第3次會議決議，100年度期初設置成本仍為12.5萬元/瓩。

捌、廢棄物(衍生燃料)發電費率計算公式使用參數(續)

二、運轉維護費用

(一) 98年度審定會使用參數：為期初設置成本5.0%。

(二) 第3次審定會討論數值：7.3~8.4%

(三) 擬採數值：7.4%~8.1%

(四) 資料參採說明：

1. 依據審定會第3次會議授權，聽證會報告資料採7.3%對外說明，其中燃料成本占期初設置成本比例為5.3%，而運維費用占期初設置成本比例2.0%，兩者合計為7.3%。
2. 聽證會中業者建議廢棄物發電之運維比例不應採用台電公司大型燃煤電廠運維占比案例，乃因其運維費用必定高於大型火力機組。
3. 針對業者意見，參酌台電公司台中火力電廠既有機組近年實際運維費用(含期中更新)約為0.3150元/度，改以年淨售電量7,300度/年，予以計算應有合理之運維費用為2,300元，再進一步估算其為期初設置成本之占比為1.84%。
4. 依據分組會議第4次會議共同意見，考量物價上漲因素20年均化結果，100年度運維費用(不含燃料成本)為期初設置成本之2.2%；以淨熱效率28%、30%、32%估計燃料成本為期初設置成本之5.9%、5.5%、5.2%，兩者合計分別為8.1%、7.7%與7.4%，提請審定會討論。

註：依據聽證會業者意見，業者同意燃料費用之計算方式。

捌、廢棄物(衍生燃料)發電費率計算公式使用參數(續)

三、年淨售電量

(一) 98年度審定會使用參數：7,900度/年

(二) 第3次審定會討論數值：7,900度/年

(三) 擬採數值：7,300度/年

(四) 資料參採說明：

1. 依據審定會第3次會議授權，聽證會報告資料仍以99年公告年淨售電量數值估列為7,900度/年。
2. 針對業者於聽證會上建議廢棄物(衍生燃料)發電之年淨售電量應扣除廠內用電，其淨售電容量只有23MW，故其年淨售電量可調整為7,268度/年(7,900度/年 \times 23MW/25MW)。
3. 經考量廢棄物發電確有廠內用電需求，扣除此一部分發電量後，年運轉容量因數為83%尚稱合理，取其整數則為7,300度/年。
4. 依據第4次分組會議共同意見，100年度年售電量為7,300度/年。

捌、廢棄物(衍生燃料)發電費率計算公式使用參數(續)

四、不同情境之躉購費率試算結果

依據生質能及其他再生能源發電分組第4次會議共同意見，建議廢棄物(衍生燃料)電能躉購費率應予以不同熱效率(28%、30%及32%)之數值進行試算，其結果如下表。

情境	第3次審定會	共同意見		
		情境一	情境二	情境三
假設	運維比例 8.4%；年淨售電 量為7,900度/瓩	運維比例8.1%； 調降年淨售電量為 7,300度/瓩	運維比例 7.7%；年淨售電量 為7,300度/瓩	運維比例 7.4%；年淨售電量 為7,300度/瓩
說明	採台電台中電廠20 年均化運維費用占 比2%直接列估； 以淨熱效率28%估 算燃料成本占比 6.4%	採台電台中電廠第 1~8號機單位運維成 本，以7300度/瓩年 計算20年均化運維 費用占比為2.2%； 以淨熱效率28%估 算燃料成本占比為 5.9%	採台電台中電廠第 1~8號機單位運維成 本，以7300度/瓩年 計算20年均化運維 費用占比為2.2%； 以淨熱效率30%估 算燃料成本占比為 5.5%	採台電台中電廠第 1~8號機單位運維成 本，以7300度/瓩年 計算20年均化運維 費用占比為2.2%； 以淨熱效率32%估 算燃料成本占比為 5.2%
躉購費率 (元/度)	2.6258	2.7903	2.7218	2.6704

再生能源別	類別	裝置容量 (kW)	期初設置成本 (元/瓩)	運維比例 (%)	年售電量 (度/瓩年)	躉購期間 (年)
太陽光電	屋頂型	≥1 ~ <10	151,000 (197,000)	0.7 (0.7)	1,200 (1,200)	20 (20)
		≥ 10 ~ < 100	141,000 (175,000)			
		≥ 100 ~ < 500	133,000 (175,000)			
		≥ 500	125,000 (150,000)			
	地面型	無區分	112,000 (150,000~197,000)			
風力	陸域	≥ 1 ~ < 10	160,000 (150,000)	1.0 (1.5)	2,000 (2,000)	
		≥ 10	61,000* (59,000)	2.26 (1.5)	2,400 (2,400)	
風力	離岸	無區分	159,000 (120,000)	3.0 (3.0)	3,200 (3,200)	
川流式水力	--	無區分	68,000 (66,000)	3.0 (3.0)	4,500 (4,800)	
地熱	--	無區分	233,000 (275,000)	5.0 (5.0)	6,400 (7,000)	
廢棄物(衍生燃料)	--	無區分	125,000 (125,000)	8.1 (5.0)	7,300 (7,900)	
生質能	--	無區分	52,000 (54,000)	6.5 (7.5)	5,500 (5,700)	

註:()99年公告使用參數

註*含LVRT者為62,000(元/瓩)

拾、討論事項

100年度各類別再生能源電能躉購費率計算公式使用參數，提請討論及確認。

議案二：再生能源電能躉購費率計算公式折現率使用參數

一、折現率之意涵

(一)折現率並不是指業者的投資報酬率，而是指計畫投入全部資金的報酬率，所以折現率會等於自有資金與外借資金的平均報酬率，亦即為平均資金成率(WACC)。

(二)因為WACC為外借資金利率與自有資金報酬率的加權平均的加權平均，故其計算公式如下：

$$\begin{aligned} WACC &= R_o \times W_o + R_I \times W_I = R_o \times W_o + (R_o + \beta) \times W_I \\ &= (R_f + \alpha) \times W_o + (R_f + \alpha + \beta) \times W_I \end{aligned}$$

$$\text{且 } W_o + W_I = 1$$

其中 R_o 為外借資金利率 W_o 為外借資金比例

R_I 為自有資金報酬 W_I 為自有資金比例

R_f 為無風險利率 α 為信用風險加碼

β 為風險溢酬

(三)折現率等於WACC之下，其自有資金報酬率的部分就是反映業者投資報酬率的部份，根據WACC計算公式可知業者的投資報酬率是「無風險利率+信用風險加碼 α +業者風險溢酬 β 」所組成。



壹、電能躉購費率計算公式使用折現率(續)

二、98年審定會使用參數：5.25%

三、擬採數值：5.25%

四、資料參採說明

依據WACC計算公式可知，折現率係受四個變數影響，即自有資金比例、無風險利率、銀行融資信用風險加碼以及業者風險溢酬。

(一) 自有資金比例

依據典型專案投資計畫，自有資金比例佔30%，故一般以30%為標竿。

(二) 無風險利率

無風險利率以資本市場風險最低之標的為主，因計畫投資屬於長期投資，融資期限在7~10年，故一般以10年期政府公債殖利率為標竿，99年平均為1.36%(詳見參考資料8，表8-1)。

(三) 銀行融資信用風險加碼(α 風險)1. α 風險水準

銀行對投資計畫融資加碼，一般稱為 α 風險， α 風險高低係考量企業的信用評等或是利息保障倍數加以評定，下表為銀行對不同信用評等企業的加碼額度。然為控制風險，國內外銀行對新興投資計畫皆會要求其利息保障倍數須在2.5倍，故其約當為信用評等twBB至twBBB之公司。此時 α 風險介於1.5%至2.0%之間。

銀行對於新興投資計畫要求利息保障倍數維持在2.5倍水準

利息保障倍數上下限		評等	加碼額度
-10000000	0.199999	D	10.00%
0.2	0.649999	C	7.50%
0.65	0.799999	CC	6.00%
0.8	1.249999	CCC	5.00%
1.25	1.499999	B-	4.25%
1.5	1.749999	B	3.25%
1.75	1.999999	B+	2.50%
2	2.499999	BB	2.00%
2.5	2.999999	BBB	1.50%
3	4.249999	A-	1.25%
4.25	5.499999	A	1.00%
5.5	6.499999	A+	0.80%
6.5	8.499999	AA	0.50%
8.5	10000000	AAA	0.20%

(三) 銀行融資信用風險加碼(α 風險)(續)2. 98至99年市場 α 風險水準風險分析

由於無法蒐集銀行對新興投資計畫之 α 風險值，故蒐集國內資本市場公債及公司債利率水準相關資料加以分析，發現信用評等twBBB之公司債(即約當利息保障倍數2.5倍)，98年及99年(至99年10月止) α 風險平均為1.72%及1.84%，兩年平均則為1.78%，符合前項分析介於1.5%至2.0%之結果。然基於新興投資計畫風險較高， α 風險應傾向2%水準。

項目	10年期公債	10年期公司債				α 風險=公司債-公債			
		殖利率	twAAA	twAA	twA	twBBB	twAAA	twAA	twA
98年平均	1.51%	2.17%	2.36%	2.69%	3.23%	0.66%	0.85%	1.18%	1.72%
99年平均	1.36%	1.94%	2.15%	2.57%	3.21%	0.58%	0.79%	1.20%	1.84%
98~99年 平均	1.44%	2.06%	2.27%	2.64%	3.22%	0.62%	0.82%	1.19%	1.78%

1.政府公債10年期殖利率：中央銀行網站統計資料之金融統計「重要金融指標之指標最新資料」。

網址：<http://www.cbc.gov.tw/lp.asp?ctNode=523&CtUnit=234&BaseDSD=7&mp=1>。

2.公司債市場參考利率：證券櫃檯買賣中心網站(債券交易資訊>公司債/金融債/受益證券/外國債券/分割債券>公司債參考利率)

網址：http://www.otc.org.tw/ch/bond_trading_info/division_bond/COCurve/DivBondCurveDaily.php#

公司債參考利率為花旗銀行,荷銀台北,台北富邦銀,匯豐銀行,日盛證券,中國信託銀,兆豐票券,中華票券,國際票券,永豐金證券,凱基證券,大華證券,統一證券,元富證券,兆豐證券,寶來證券,元大證券等17家之報價。

(四) 業者風險溢酬(β 風險)1. β 風險水準比較標竿之選擇

β 風險水準與事業經營風險高低有關，但往往是投資者主觀的看法，同時市場上也無一定的數值標準。此時必須選擇與所投資事業經營型態相似的案例作為比較標竿，據以進行 β 風險。幕僚團隊選擇之比較標竿如下表所示，由於在一定的資金結構與財務設算條件之下，自有資金報酬率與計畫折現率有一定的關係，所以可用此四個案例為標竿推估 β 風險，進而計算出折現率。

項目	國內案例		國際案例	
利率	瓦斯公司	BOT案例	德國再生能源電能躉購費率	中國風力發電電能躉購費率
自有資金報酬率	五大銀行1年期定存利率平均+3.7%，99年平均為4.67%	10% ¹	視投資計畫資金結構與利率水準，德國十年期政府公債利率2009年平均3.27%，2010年(至10月止)2.79%(詳見參考資料8，表8-2)	8%~10% ²
計畫折現率	既有公司不考慮計畫折現率	視投資計畫資金結構與利率水準	採政策訂定非以自有資金報酬率為設算基準	視投資計畫資金結構與利率水準

資料來源1：胡思聰(2007)，「污水下水道系統以BOT方式興建之研析」。

資料來源2：國家發展改革委能源研究所(2010)，「可再生能源電力價格和費用分攤機制研究。」

(四)業者風險溢酬(β 風險)(續)

2.典型計畫案例的設計

為利用國內外案例標竿設算出各種再生能源的 β 風險水準，並依照專案融資投資計畫設出以下之典型計畫案例，做為推估折現率的基礎。

- (1)自有資金比例30%、銀行融資比例70%。
- (2)銀行融資利率為3.36%(99年十年期公債殖利率平均為1.36%+ α 風險2%)。
- (3)融資期間為10年，第11年償還全部貸款本金。
- (4)折舊採直線法，以20年為折舊年限。
- (5)營利事業所得稅率為17%。

壹、電能躉購費率計算公式使用折現率(續)

(四)業者風險溢酬(β 風險)(續)

3. β 風險推估

標竿	瓦斯公司	中國風力下限	德國(以計畫折現率為6.5%估算)	中國風力平均	98年審定會	國內BOT案及中國風力上限	德國(以計畫折現率為8%估算)
自有資金報酬率(%)	4.67	8.00	8.58	9.00	9.12	10.00	13.28
計畫折現率(%)	3.78	4.89	5.077	5.212	5.250	5.533	6.577
β 風險	1.412	5.097	5.723	6.177	6.300	7.243	10.723

註1：德國太陽光電計畫折現率為5%~8%¹，10年期政府公債利率2009年平均3.27%，2010年(至10月止) 2.786%(2010年台灣平均為1.363%)，若以相同於台灣利率水準，德國計畫折現率=6.5%-兩國利率差(1.423%)=5.077%。

註2：瓦斯公司、中國與國內BOT係給定自有資金報酬率推估計畫折現率後，進而估算 β 風險；98年審定會與德國案例係給定折現率後，推估自有資金報酬率。

四、資料參採說明(續)

(四)業者風險溢酬(β 風險)(續)4. β 風險參採研析

- (1) 瓦斯公司報酬率的高低係隨利率變化訂定，因此氣價將可隨利率之變化而調整；但再生能源係固定價格20年，即使利率有所變化亦無法調整價格，因此業者的經營風險明顯較高，瓦斯公司 β 風險1.412%應視為下限值。
- (2) 國內BOT特許時間往往達30年甚至50年，其營運時間較再生能源躉購期間更長，故國內再生能源之 β 風險應低於國內BOT水準，故國內BOT之 β 風險7.243%應視為上限值。
- (3) 以德國非太陽光電類為標竿，計畫折現率則為6.577%，則 β 風險高達10.723%，將高於國內BOT β 風險之水準，故並不適用。
- (4) 去(98)年審定會所採折現率5.25%下之 β 風險為6.3%，略高於中國風力平均6.177%，亦高於德國太陽光電類平均5.723%。
- (5) 由前述說明， β 風險應低於國內BOT之 β 風險7.243%，以自有資金報酬率9%應為較為合理之水準，即 β 風險為6.177%

壹、電能躉購費率計算公式使用折現率(續)

四、資料參採說明(續)

(一) 無風險利率：以十年期政府公債殖利率99年平均為準，即1.36%。

(二) α 風險：以利息保障倍數2.5倍為採用數值，即2%。

(三) β 風險：以略低BOT水準為參採數值，即6.177%。

(四) 折現率：

- 1.依據審定會第3次會議決議，不同類別再生能源原則以相同折現率計算。
- 2.依據述分析結果，100年度電能躉購費率計算公式使用折現率參數為5.212%，與99年度電能躉購費率計算公式使用折現率參數5.25%相當接近，加以考量一般利率以0.25%為一碼之作法，建議100年度電能躉購費率計算公式使用折現率參數維持99年度相同水準，即為5.25%。

五、提請討論

報告完畢

