

99 年度「再生能源電能躉購費率審定會」第 2 次會議紀錄

壹、時間：99 年 11 月 12 日（星期五）下午 2 時

貳、地點：經濟部第 1 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、報告案：

（一）第 1 次審定會結論與辦理情形

1. 第 1 次審定會中關於再生能源發展對電價影響相關資料請必要時提供委員參考。
2. 對於太陽光電第 2 次分組會議中，關於太陽光電躉購費率遞減設計「各委員原則同意」用語，建議修正為「獲部分委員同意」。
3. 針對太陽光電第 2 次分組會議結論，文字內容建議修正為「獲分組委員原則同意」。另關於委員所提再生能源發展對電價影響之相關資料，涉及推動目標量規劃，主管機關將依行政程序公告後，後續適時提供委員參考。
4. 建議分組會議以討論方式進行，並將意見彙整後提報審定會。
5. 對於分組會議中所有參加委員意見應忠實呈現，並提後續報審定會討論。
6. 已於第 1 次分組會議中對委員說明，關於 98 年度審定會相

關資料已完整公布於經濟部能源局網站，委員可上網瀏覽。

(二) 第 1 次及第 2 次分組會議結論說明

1. 生質能及其他再生能源分組將視討論情況再召開 1~2 次會議。
2. 風力發電分組將視討論情況再召開 1~2 次會議。
3. 太陽光電分組將再召開 1 次會議。
4. 關於各分組會議是否邀業者參與，授權各分組決定。另業者所提供數據，應確認是否公開可驗證。

(三) 各類再生能源申設作業及現況分析

1. 台灣鼓勵推廣再生能源，目前以「推廣目標是否達成」作為費率調整的參考，但實際達成是以核准認定容量、併聯審查容量或簽約容量為依據。如何正確判斷，承辦單位宜適當分析各項影響因素，以利委員參考。
2. 由於預期太陽光電設備成本將持續下降，大部分業者在通過併聯審查後並未立即簽約，致使目前核准認定容量與簽約容量有顯著落差。
3. 截至 99 年 11 月 10 日已核准認定容量達 107MW，建議以併聯審查容量作為推廣目標量之參考基準。
4. 業者併聯試運轉期間所產生之電力，在核發完工證明(合約正式生效)後，將依其發電度數回溯收購。
5. 太陽光電電能躉購費率訂定，應考量業者行為與太陽光電設備成本變化趨勢。
6. 由於太陽光電申請至完工期間可長達兩年，部分業者可能以延後完工來謀取不合理利益，建議躉購費率設計宜考慮費率

遞延方式或研擬相關配套措施，以促進業者正常投資。

7. 應研擬相關措施以降低業者策略性操作，並達到鼓勵發展再生能源目標。建議可參考德國經驗，至 2010 年為止該國不斷放寬太陽光電推廣目標上限，同時躉購費率採遞延(或階梯)方式逐步修正。
8. 建議可由土地使用合理性，思考裝設大容量太陽光電政策方向，並予明確規範。
9. 目前各類別再生能源尚屬鼓勵綠色產業發展階段，建議暫不宜限制發展目標量。
10. 政策決定前應有明確數據作為根據，俾訂定有效制度。
11. 再生能源發展條例之立法目的為鼓勵相關產業發展，宜鼓勵業者正常投資。
12. 針對再生能源申設流程用詞，建議將「核准認定」修正為「同意備案」。
13. 考量不同再生能源差異性(如離岸風力從設置至完工需 2~3 年)，建議針對各類再生能源業者在申設期間所面臨相關問題與流程予以說明。
14. 再生能源發展條例立法目的為鼓勵相關產業發展，建議於政策實施 1~2 年，待產業發展穩定後再行考量限制發展目標。
15. 建議參考德國再生能源評估報告，於每年度呈現各項再生能源關注議題，並規劃年度報告架構。
16. 鑒於川流式水力發電仍有發展潛力，建議可循修法方式放寬再生能源發展條例中水力發電定義之限制。
17. 太陽光電申請件數可能於 99 年底大量增加，能源局或台電

公司應思考是否有充足人力因應。

18. 水力發電定義可於後續分組會議中討論。
19. 台灣地狹人稠，我國太陽光電發電補助應鼓勵屋頂型裝設為主，使良田能發揮耕作與環境淨化功能；使廠房除有生產經濟效益外，其屋頂亦有發電、斷熱之額外效益。
20. 太陽光電系統國際期初設置成本價格近兩年持續下降，但以過去十年為期而言，價格下降則呈未如近兩年下降情況，故未來可能呈緩和下降趨勢。
21. 躉購費率是否能施行 2~3 年後，再行考慮調整費率，俾讓大眾認識與習慣目前購電措施。

（四）國際各類再生能源電能躉購費率發展趨勢

1. 國際各類再生能源費率發展之趨勢比較，宜注意各國能源蘊藏量特性(含化石能源)，藉此與台灣目前再生能源蘊藏、未來再生能源發展進行完整考量。
2. 再生能源產業為新興產業，在應用上仍有許多需學習之處，例如：安裝方式、銀行貸款、文書資料準備、申設作業等，需相當時間及資金投入，並發展出相關系統業者，爰建議明(100)年度躉購費率不宜調整。
3. 建議報告資料換算成新臺幣並應註明日期(年月日)，以利比較。
4. 建議應列出各國各類再生能源現有數量、比例、開始 FIT (Feed-in Tariff, 固定饋電費率) 制度初期時之費率，方能整體了解。
5. 各國民生與工業電價資料，請提供各委員參考。

6. 各國費率調整趨勢應補充說明各國政策發展情況，方能明確說明其費率之實質意義。

(五) 國內電業化石燃料發電平均成本(下限費率)

1. 躉購下限費率的化石燃料發電平均成本所呈現數值是否包含利潤，請提供「化石燃料發電平均成本」估算資料。
2. 93 年至 98 年間台灣平均電價從 2.05 元/度增加至 2.61/度元，增加幅度約為 27%，顯示化石能源價格變化對台灣能源供應的影響，故宜注意化石能源之供應安全。
3. 再生能源發展條例規定，下限費率計算不得低於國內電業化石燃料發電平均成本，故不包含利潤。
4. 有關電能躉購下限費率，建議修正相關文字，並以最近 1 年回推 4 年之國內電業發電量加權發電平均成本為主。
5. 民營電廠所提供成本費料是否為正確數據，宜確認。
6. 民營電廠所提供成本資料為經濟部能源局正式發函索取，與業者公布於公開資訊觀測站數據進行比對，差異不大。
7. 關於躉購下限費率相關用語，建議「發電量加權發電平均成本」應修正為「當年發電量加權發電平均成本」。
8. 有關下限費率計算，同意採 98 年當年資料(2.1977 元/度)並回推過去 4 年平均值為主，即明(100)年度下限費率為 2.1821 元/度。

二、討論案

(一) 各類再生能源分類與容量級距討論案

1. 關於太陽光電分類定義，屋頂型與地面型較難以法律定義，

區分為地面型與非地面型較為適當。

2. 一般住家可裝設太陽光電容量約為 10kW 以下，100kW 約為集合式住宅或工廠。級距區分愈細較貼近成本，若級距區分過大則相對不精確。
3. 集合型住宅申請設置太陽光電容量是否須檢附全體住戶同意書，依公寓大廈管理條例規定，須經過所有權人會議同意並報請主管機關備查。
4. 建議內政部修改建築法規，後續新建住宅須裝設太陽光電設備。另對於 20 年後太陽光電設備拆除、汰換費用，亦可考量納入費率審定之參考。
5. 太陽光電發展技術已臻成熟，考量都市綠化因素，建議應鼓勵設置 BIPV（建築整合太陽光電系統，Building Integrated Photovoltaic）。
6. 關於 20 年後太陽光電設備汰換問題，若為多晶太陽能矽晶圓則無廢棄物污染問題，若材料為三五族(III-V)材料則較易造成環境污染。
7. 建議 100 年度太陽光電區分為屋頂型(非地面型)與地面型，屋頂型並依不同容量分成四個級距，分別為：(1)未達 10kW；(2)10kW 以上至未達 100kW；(3)100kW 以上至未達 500kW；(4) 500kW 以上(含)等。至屋頂型與地面型太陽光電適用對象宜由主管機關加以區分。
8. 建議 100 年度風力發電分類與容量級距，仍維持 99 年公告分類與容量級距不變。考量我國發展情況，經風力發電第 2 分組會議討論後，建議不增加中型風力發電級距。
9. 生質能及其他再生能源發電之分類與容量級距，必要時可由

分組會議以正面、積極態度繼續討論，另生質能發電與廢棄物發電可討論是否只限於沼氣與 RDF 發電，可進一步考量。

(二) 審定會分組會議業界意見相關議題討論案

議題一：躉購費率訂定是否考量地區差異化條件

1. 關於風力發電費率訂定是否考慮地區別差異化條件，建議可由期初設置成本、資本還原因子、年運轉維護費用、年淨售電量等討論。另建議可參考業者所提供相關數據與幕僚單位所蒐集國內數據，而非僅參考國外數據。
2. 發展初期暫不考慮地區差異化因素，可於太陽光電發展幾年累積相關資訊及結果後，再由審定會討論。
3. 基於鼓勵最佳資源優先發展原則，太陽光電分組會議同意太陽光電費率訂定，暫不考量地區差異化因素。
4. 建議陸域風力躉購費率暫不考量地區差異化因素，但離岸風力可加以考量。
5. 我國目前尚無離岸風力設置個案，建議暫不考慮地區差異化因素。
6. 對於各類再生能源躉購費率是否考量地區差異化，建議本(99)年度不予討論，維持原審定原則(即不依區域性考量訂定躉購費率)。

議題二、太陽光電是否設計遞減躉購費率

1. 考量太陽光電費率遞減機制能使成本收益更確切反映，故太陽光電分組會議同意遞減機制。
2. 依再生能源發展條例，我國再生能源太陽光電最大裝置容量為 6,500MW，僅為 2009 年國內電力裝置容量 47,985MW 之

15%。目前太陽光電躉購費率實施尚未滿 1 年，建議費率 2 年內不調降。

3. 建議將「太陽光電遞減費率機制」用語加註「原則上以簽約後三年為期」，以免發生誤解。
4. 建議將「費率遞減機制」修正為「遞延完工變動費率」，避免引起爭議。
5. 應對於 10kW 加以明確規範，以避免發生業者將大型裝置容量切割為數個小容量（10kW 以下）申設的情形。
6. 針對設置案應有規範，如同一用電場所容量須併計或同一地號容量亦須併計。
7. 關於太陽光電遞減費率設計方式，其中第 3 點「基於鼓勵全民參與之原則，建議未達某一裝置容量之太陽光電不適用費率遞減機制」，即原則上以 10kW 為裝置容量區分標準。另原則同意第 1 點「太陽光電電能躉購費率之適用以完工日為準」。
8. 關於「費率遞減機制原則上以 3 年為期，遞減方式可採比例遞減或定額遞減等具經濟效益之作法」原則同意，但其文字仍請分組會議再予討論確認後，提報審定會。

議題三：考量投資風險之差異，不同再生能源是否適用不同之折現率

1. 有關「折現率」其實是「內部報酬率(IRR)」，內部報酬率只是投資計畫損益平衡時的平均報酬率，所算出的數值與投資成本無關，也不受投資計畫以外因素影響(如風險變動)。用 IRR 不能反映不同計畫的收益，有時 IRR 會得出多重解，所以應計算出各類再生能源發電的淨現值(Annual equivalent

present value)。

2. 有關「折現率為投資計畫內部報酬率，在合理報酬的原則下，設 IRR 等於平均資金成本率(WACC)」說法並不適當，易造成委員誤解。其實折現率即設定為平均資金成本率，與 IRR 無關。
3. 相同再生能源業者亦可能因其信用狀況與設置廠址差異而有不同貸款利息，甚難以個案分別討論，爰建議各再生能源折現率應相同。
4. 基於優先獎勵較有優勢業者原則，建議各再生能源給予相同折現率。
5. 折現率應為各類再生能源共同考量因素，支持給予各類再生能源相同折現率。請依現有折現率進行試算，以評估業界是否會發生虧損。
6. 對於考量投資風險之差異，不同再生能源是否考量不同折現率，應根據不同情境試算，再行討論。

議題四：躉購期間是否固定為 20 年

1. 98 年度審定會已討論躉購期間是否固定為 20 年，去(98)年曾以 8 年及 12 年等不同情境試算，顯示回收期間約為 11~12 年。
2. 躉購費率制定的基本理念為提供業者賺取合理報酬，但不保證每個案皆能獲致一定投資報酬率，故建議躉購期間仍維持 20 年。
3. 建議除非有明顯錯誤，否則不輕易變更法律或原則內容。如去(98)年討論決議理由沒有改變，建議仍予維持。
4. 躉購費率建議採前高後低方式，因多數業者部分資金來自貸

款，且再生能源發展條例並未要求躉購費率固定 20 年，應提供試算資料。

5. 躉購期間 20 年係為收購期間，非指業者貸款期間。
6. 建議以共通性原則處理，仍維持躉購期間固定為 20 年。

議題五：躉購費率設計是否採前高後低方式

1. 若採前高後低方式，應考量現行台電公司財務情況。
2. 以消費者觀點言，若採前高後低設計，將使目前電力用戶財務負擔較重，未來電力用戶負擔較輕。
3. 議題五與議題四之內容相同，因躉購期間固定為 20 年，原則上不採前高後低方式。

柒、決議事項：

一、報告案：

- (一) 各分組會議是否邀集業者參與討論，授權各分組召集人視情況決定。
- (二) 太陽光電電能躉購費率訂定，應考量業者行為與太陽光電設備成本變化趨勢。
- (三) 請提供各國民生與工業電價予各委員參考。
- (四) 川流式水力發電之定義可於後續分組會議中討論。
- (五) 100 年度躉購下限費率為 2.1821 元/度。

二、討論案：

- (一) 100 年度太陽光電區分為屋頂型(非地面型)與地面型，屋頂型並依不同容量分成四個級距，分別為：(1)未達 10kW；(2)10kW 以上至未達 100kW；(3)100kW 以上至未達 500kW；(4) 500kW

以上(含)等。

- (二) 100 年度風力發電分類與容量級距仍維持 99 年 1 月公告之分類與容量級距，亦即區分為風力發電離岸系統、陸域風力系統，其中陸域風力系統分為 1 瓩以上至未達 10 瓩、10 瓩以上風力等 2 個級距。
- (三) 生質能及其他再生能源發電分類與容量級距，由分組會議繼續討論。
- (四) 對於各再生能源躉購費率是否考量地區而差異化，維持原審定原則，亦即不依區域性考量訂定躉購費率。
- (五) 原則同意太陽光電以遞減費率設計方式，且太陽光電電能躉購費率之適用以完工日為準。
- (六) 關於「費率遞減機制原則上以 3 年為期，遞減方式可採比例遞減或定額遞減等具經濟效益之作法」原則同意，但其文字仍請分組會議討論確認後，再提報審定會。
- (七) 不同類別再生能源原則採相同折現率。
- (八) 基於共通性原則，各類再生能源電能躉購期間固定為 20 年，躉購費率設計採單一費率，即不採前高後低方式。
- (九) 各分組會議請持續召開，就相關議題討論後提報審定會。

捌、臨時動議：無

玖、散會（下午 6 時）

99年度「再生能源電能躉購費率審定會」第2次會議

「再生能源電能躉購費率審定會」 報告案

經濟部

99年11月12日



目 錄

報告案一：第1次審定會結論與辦理情形

報告案二：第1次及第2次分組會議結論說明

報告案三：各類再生能源申設作業及現況分析

報告案四：國際各類再生能源電能躉購費率發展趨勢

報告案五：國內電業化石燃料發電平均成本(下限費率)



報告案一： 第1次審定會結論與辦理情形



壹、9月24日第1次審定會議結論與後續辦理情形

一、報告案決議

(一) 相關成員對於會議細節事宜，請遵守保密原則。

後續辦理情形：依決議，已於會議紀錄中載明。

(二) 每次會議之重要進展及決議事項，可以新聞稿或召開記者會適當方式公開，讓外界了解。

後續辦理情形：依決議，已於會議結束後發布新聞稿。

(三) 請承辦單位提供新聘委員有關去(98)年度再生能源電能躉購費率結果與我國再生能源發展對電價影響說明資料。

後續辦理情形：

1. 業依決議於10月11日發E-mail致函並以電話確認方式，惠請委員舉出所需資料，由承辦單位統一提供。
2. 風力發電分組委員甘委員薇璣會後，依主席裁示承辦單位可就相關議題向新委員說明，故承辦單位人員於10月19日上午主動至工業局向委員進行說明。
3. 至於再生能源發展對電價影響之估算資料，涉及推動目標量的規劃，主管單位將依行政程序公告，承辦單位後續將依結果適時提供。

壹、9月24日第1次審定會議結論與後續辦理情形(續)

- (四) 報告案中已將業者意見忠實陳述，請各位委員作為本年度再生能躉購費率審定之參考。

後續辦理情形：承辦單位已於10月14、15日召開3場第1次分組會議，邀集業者陳述意見並與委員直接進行意見溝通，已將會議紀錄彙整於本次審定會會議資料附件中(詳見參考資料三)，供委員參考。

- (五) 100年再生能源電能躉購下限費率以95年至98年國內化石燃料4年發電平均成本為基礎，請在蒐集相關資料進行試算後提交下次審定會討論。

後續辦理情形：依決議，已將相關資料蒐集及試算結果列為本次審定會會議之報告案議案五中加以說明。



壹、9月24日第1次審定會議結論與後續辦理情形(續)

二、討論案決議

- (一) 本次會議確認99年度審定會議運作方式，將增加分組會議，增進業者與審定會委員溝通機會。

後續辦理情形：業依決議完成三個分組，並於10/14、10/15召開分組第1次會議，會中由各分組委員與業者直接進行意見溝通，另於11月4日至8日分別召開第2次分組會議，就相關議題進行討論。

- (二) 分組會議分成太陽光電、風力發電、生質能及其他再生能源3個分組，各分組會議召集人分別由洪委員德生、曲委員新生及歐委員嘉瑞擔任。

後續辦理情形：業依決議，由三位委員擔任各分組召集人，並主持分組會議。

- (三) 99年度審定會委員名單可對外公開。

後續辦理情形：依決議，已於新聞稿中對外公開述明。

- (四) 本次審定作業規劃有關分組會議方式獲得委員同意，請再檢視並妥為規劃作業。

後續辦理情形：遵照辦理。

壹、9月24日第1次審定會議結論與後續辦理情形(續)

- (五) 本次會議建議意見請納入分組會議議題進行討論；分組會議之共同意見、個別意見將提報審定會討論及審定。

後續辦理情形：後續將各次分組會議意見歸納為共同意見與個別意見，並經各分組會議認可後提報審定會討論。

- (六) 有關費率是否遞減，原則上先將目標調整因子放在費率計算公式內。至於目標調整因子內涵請於分組會議或下次審定會討論並提出具體建議。

後續辦理情形：由於國際太陽光電設置成本下降，爰將太陽光電電能躉購費率遞減設計建議案提交太陽光電第2次分組會議討論，亦獲委員原則同意，並列為本次審定會會議之討論案二議題。

- (七) 有關再生能源電能躉購費率是否重新檢討訂定分級之級距，及是否採取前高後低方式，可於分組會議討論。

後續辦理情形：依決議，已於三個分組之第2次分組會議中就分類及級距提出討論，並將相關資料及結果列為本次審定會會議之討論案一提請討論；另，費率是否採前高後低方式亦列為本次會議討論案二議題提請討論。

報告案二： 第1次及第2次分組會議結論說明



壹、第1及第2次分組會議辦理情形

組別	生質能及其他再生能源發電	太陽光電	風力發電
第1次會議時間	10/14上午	10/14下午	10/15下午
出席人員	各分組委員、列席委員、專家與業者(名單詳見參考資料四)		
討論議題	業界意見陳述並與專家及委員討論交流		
第2次會議時間	11/08下午	11/04上午	11/05上午
出席人員	各分組委員、列席委員(名單詳見參考資料四)		
討論議題	1. 分類與容量級距 2. 計算使用參數之國際趨勢變化	1. 分類與容量級距 2. 電能躉購費率遞減設計 3. 計算使用參數之國際趨勢變化	1. 分類與容量級距 2. 計算使用參數之國際趨勢變化

貳、第1次分組會議綜合結論說明

- (一) 本次分組會議邀請相關公、協會、業者代表陳述意見與學者專家提供諮詢意見並與委員進行討論溝通，有助後續「再生能源電能躉購費率及其計算公式」之審定。

後續辦理情形：已將意見及討論結果載明於會議紀錄中。

- (二) 會後各界所提書面意見，請於一週內發函經濟部能源局，亦納入本次會議之參考意見。

後續辦理情形：

1. 生質能及其他再生能源發電分組：會後高盛電力、嘉南實業等公司提出補充資料，並已彙整於第2次分組會議資料中，供委員參考。
2. 太陽光電分組：太陽光電業者於會後並無進一步提供補充資料。
3. 風力發電分組：會後英華威、永傳等公司提出補充資料，並已彙整於第2次分組會議資料中，供委員參考。

- (三) 本次分組會議陳述意見及會後各界所提書面意見，請承辦單位於下次分組會議彙整說明。

後續辦理情形：業依決議，承辦單位已將業者意見彙整分析後並於第2次分組會議中提出報告說明。

貳、第1次分組會議綜合結論說明(續)

(四)後續分組會議將分別討論本次會議各項有關公式及躉購費率之意見與建議，做成共同意見與個別意見，提交審定會作為檢討或修正「再生能源電能躉購費率及其計算公式」之依據。

後續辦理情形：將於後續分組會議依委員決議，於會議紀錄載明共同意見與個別意見。

(五)相關會議資料請於會後提供予委員參考。

後續辦理情形：

- 1.業者於會中或會後提供之資料除已彙整於第2次分組會議資料中，並供委員參閱外，另於11月3日將業者所提供詳細資料分類彙整後以E-mail方式寄給各分組委員參考。
- 2.至於再生能源發展對電價影響之估算資料，涉及推動目標量的規劃，承辦單位後續將依結果適時提供。



參、第2次分組會議綜合結論說明

一、生質能及其他再生能源發電分組

- (一) 針對業者所提出之各項意見，請承辦單位再做詳細回應後，並於下次分組會議中再確認內容。

後續辦理情形：將參照委員意見修正回應內容，於下次分組會議提出說明。

- (二) 後續將考量國內生質能及其他再生能源產業發展，以正面積極態度討論容量級距與新增類別之議題。

後續辦理情形：將參照委員意見，於下次分組會議提出說明。

- (三) 下次分組會議討論議題將區分共同議題與個別議題，此外，視會議結果及需要，續召開分組會議並邀請業者參與討論。

後續辦理情形：遵照辦理。

- (四) 針對已簽約之業者欲直接適用新費率之意見，轉請主管機關考量。

後續辦理情形：轉請主管機關參考。



參、第2次分組會議綜合結論說明(續)

二、太陽光電分組

- (一) 關於太陽光電分類與容量級距建議，各委員同意將太陽光電類型區分為屋頂型與地面型，並將屋頂型之級距區分為四級。

後續辦理情形：列入本次審定會會議討論案一，提請討論。

- (二) 各委員原則上同意太陽光電電能躉購費率遞減設計，其細節將提報審定會討論。

後續辦理情形：列入本次審定會會議討論案二議題，提請討論。

- (三) 各委員同意太陽光電電能躉購費率計算使用參數之選定原則，並將參數詳細項目提報下次會議及審定會討論。

後續辦理情形：將規劃相關建議案於下次分組會議進行討論，討論結果並將提報審定會。

- (四) 跨組委員之意見亦列入會議紀錄，惟會議紀錄將區分為跨組委員意見與分組委員意見。但分組會議之結論仍為該分組委員之共同決議為主。

後續辦理情形：遵照辦理。



參、第2次分組會議綜合結論說明(續)

三、風力發電分組

(一) 關於風力發電分類與容量級距，各委員同意採原訂級距方式。

後續辦理情形：列入本次審定會會議討論案一，提請討論。

(二) 本次分組會議對業者意見之回復內容，請承辦單位依委員意見修正，並於下次會議中確認。

後續辦理情形：遵照辦理。

(三) 後續風力發電分組會議應參考國內外可佐證之案例數據提出參數進行討論；關於業者所提之期初設置成本、運轉維護比例及年淨售電量等參數，應就適用與否進行分析，以利後續討論。

後續辦理情形：遵照辦理。



報告案三： 各類再生能源申設作業及現況分析

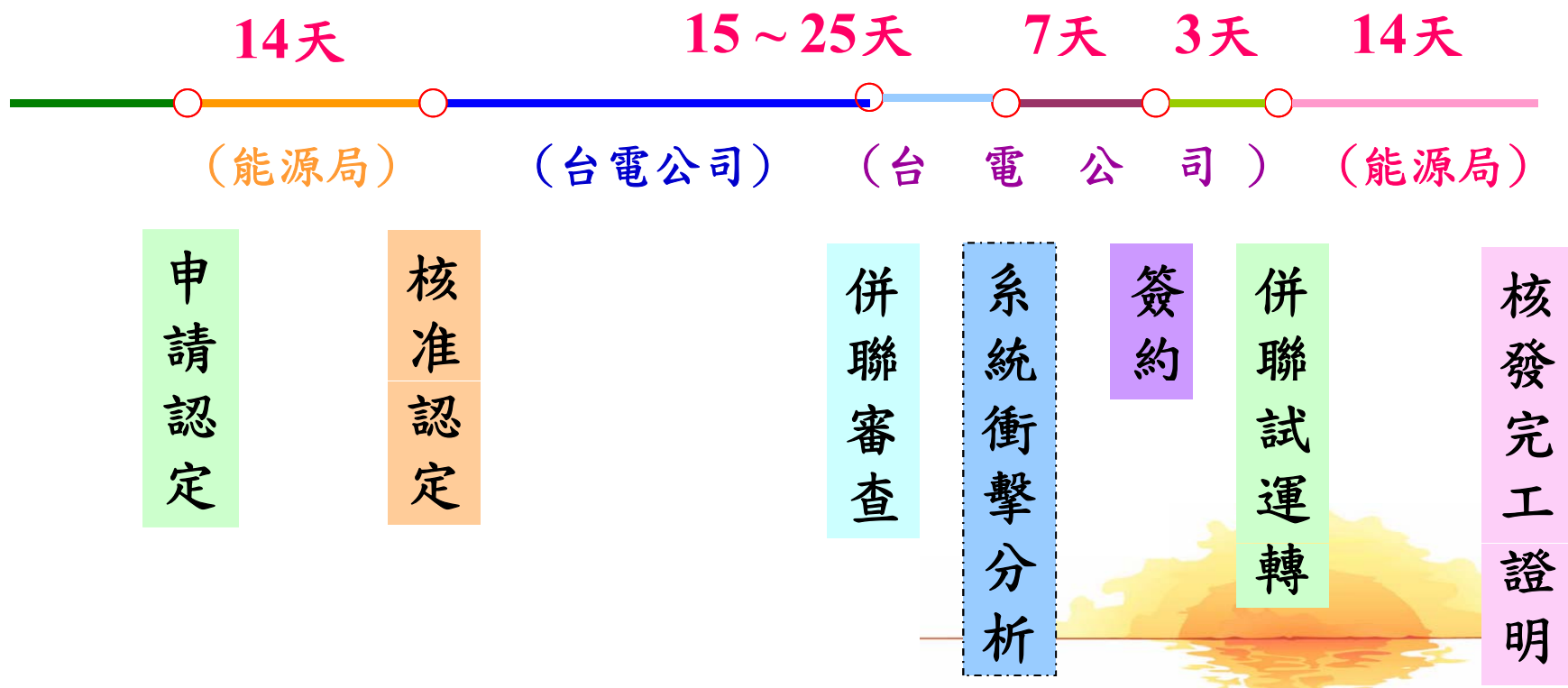


壹、各類再生能源申設作業說明

一、申設作業流程

(一)再生能源申設作業共有六個程序，如下圖所示。

(二)以目前申請較多之太陽光電為例，自設備認定核准之日起與台電簽訂購售電契約，不須進行系統衝擊分析之業者，依時程將於申請日起36個工作日可完成簽約，須系統衝擊分析之業者則可以申請日起46個工作日完成簽約；至取得完工證明開始收取售電收入大約需53個工作天至63個工作天(需系統衝擊分析者)。



一、太陽光電(截至99年11月5日)

(一)各申設階段容量彙整

級距	申請認定 容量(瓩)	占比 (%)	核准認定 容量(瓩)	併聯審 查容量 (瓩)	簽約容 量(瓩)	併聯試 運轉容 量(瓩)	完工證 明容量 (瓩)
1-10kW	2,218 (370)	1.32	1,211 (215)	25,100 (149)	1,544 (39)	1,254 (23)	33 (4)
10-100kW	23,136 (411)	13.76	11,563 (219)				
100-400kW	39,168 (171)	23.3	22,324 (98)				
400-500kW	79,746 (164)	47.43	51,136 (105)				
500kW以 上	23,861 (12)	14.19	21,190 (9)				
合計	168,129 (1,128)	100	107,424 (646)				

備註：()為件數

貳、各類再生能源申設現況分析(續)

一、太陽光電

(二)現況說明

1.申設容量集中於400kW~未達500kW之容量級距

太陽光電申請認定容量級距集中在400~500kW之間，主要設置類型為地面型太陽光電。

2.申請量業已超過規劃之推廣目標量

截至99年11月5日，太陽光電總申請認定容量為168MW，已核准認定容量為107MW，超過99年規劃之推廣目標量64MW。

3.簽約量與完工量之差距

截至99年11月5日，太陽光電經核准認定並與台電公司簽約已有39件，完工4件，顯示簽約量與完工量之間確有落差，若太陽光電設備市場價格大幅滑落，此一落差可使業者獲得較高之合理利潤。



貳、各類再生能源申設現況分析(續)

二、風力發電(截至2010年11月5日)

(一)各申設階段容量彙整

級距			申請認定 容量(瓩)	占比 (%)	核准認定 容量(瓩)	併聯審查 容量(瓩)	簽約容 量(瓩)	併聯試 運轉容 量(瓩)	完工證 明容量 (瓩)
陸 域 型	1瓩以上未達 10瓩		42 (7)	0.01	40 (7)	39,387 (4)	39,110 (2)	32,200 (1)	32,200 (1)
	10瓩 以上	10瓩以上未達 500瓩	1,195 (4)	0.27	295 (2)				
		500瓩 以上	434,500 (19)	99.72	268,200 (13)				
離岸型			0 (0)		0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)
合計			435,737 (30)	100	268,535 (22)				

備註：()為件數

貳、各類再生能源申設現況分析(續)

二、風力發電

(二)現況說明

1.申設容量以大型風力機為主

風力發電申請案集中在500kW以上，其比例高達99%以上。

2.陸域申請量已超過規劃之推廣目標量

截至99年11月5日，風力發電申請認定容量為436MW，已核准認定容量為269MW，簽約容量為39MW。

3.陸域認定量與簽約量之差距

截至99年11月5日，風力發電經核准認定22件，送請併聯審查4件，與台電公司簽約2件，完工1件，訪談業者意見後，業者表示希冀未來能有較佳之收購費率，以進行簽約完工等後續事宜。

4.尚無離岸風力申請案件

無離岸風力進行申請認定作業，訪談業者意見後，業者表示希冀未來能有較佳之收購費率，以提高業者投資意願。

貳、各類再生能源申設現況分析(續)

三、生質能及其他再生能源發電(截至2010年11月5日)

(一)各申設階段容量彙整

再生能源別	申請認定 容量(瓩)	核准認定 容量(瓩)	併聯審查 容量(瓩)	簽約容量 (瓩)	併聯試運 轉容量 (瓩)	完工證明 容量(瓩)
生質能	120 (1)	120 (1)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)
川流式水力	225 (1)	225 (1)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)
地熱	496 (1)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)
其他 (海洋能)	790.2 (1)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	0 (0)

備註：()為件數



貳、各類再生能源申設現況分析(續)

三、生質能及其他再生能源發電

(二)現況說明

1. 川流式水力申設容量與規劃之推廣目標量仍有差距

99年川流式水力規劃之推廣目標量為6.34MW，目前核准認定量為225KW，與推廣目標量仍有差距。

2. 並無完成簽約案件

截至99年11月5日為止，生質能及其他再生能源皆未進行併聯審查與簽約。



報告案四： 國際各類再生能源電能躉購費率 發展趨勢



壹、緣起

- 一、透過國際各類再生能源電能躉購費率之發展趨勢分析，作為我國審定各類再生能源電能躉購費率之參考借鏡。
- 二、由於各國所得高低、電價水準與配套措施皆有差異，故以躉購費率增減幅度之趨勢進行跨國比較分析，亦即主要分析基礎是費率變動之百分比，而非單一年度費率之絕對數值。
- 三、基於我國推動再生能源發展之普遍性原則，故選取與我國相同對於各種再生能源發電皆有採行饋網電價制度(FIT)之英國、德國、西班牙以及韓國為例，藉此比較分析各再生能源類別之躉購費率發展趨勢。



貳、國際太陽光電電能躉購費率發展趨勢

一、英國

單位:英鎊/度

類型	級距	2010/ 4/1-	To 2012/3 /31	To 2013/3 /31	To 2014/3 /31	To 2015/3 /31	To 2016/3 /31	To 2017/3 /31	To 2018/3 /31	To 2019/3 /31	To 2020/3 /31	To 2021/3 /31
屋頂型	≤4kW	0.361	0.361	0.330	0.302	0.276	0.251	0.229	0.208	0.190	0.172	0.157
	>4~ 10kW	0.361	0.361	0.33	0.302	0.276	0.251	0.229	0.208	0.190	0.172	0.157
	>10~ 100kW	0.314	0.314	0.287	0.263	0.240	0.219	0.199	0.181	0.165	0.150	0.136
	>100~ 5000kW	0.293	0.293	0.268	0.245	0.224	0.204	0.186	0.169	0.154	0.140	0.127
地面型	All SIZES	0.293	0.293	0.268	0.245	0.224	0.204	0.186	0.189	0.154	0.140	0.127

資料來源: Department of Energy and Climate Change (2009), " Feed-in Tariffs Government's Response to the Sumer 2009 Consultation", p26.

- 1.英國自2010年4月1日起，針對太陽光電發電訂定電能躉購費率。
- 2.自2012年3月31日起躉購費率開始遞減，每年降幅為8.5%。

貳、國際太陽光電電能躉購費率發展趨勢

二、德國

單位：歐元/度

類型	級距	2008	2008/ 2007	2009	2009/ 2008	2010.01 ~ 2010.06	2010/ 2009	2010.07~ 2010.09	2010. 09/ 2010. 01	2010.10~ 2010.12	2010. 12/ 2010. 09	2011
屋頂型	≤ 30 kW	0.4675	-5%	0.4301	-8%	0.3914	-9%	0.3405	-13%	0.3303	-3%	-6~ -11%
	>30~ 100 kW	0.4448	-5%	0.4091	-8%	0.3723	-9%	0.3239	-13%	0.3142	-3%	
	>100~ 1,000 kW	0.4399	-5%	0.3958	-10%	0.3523	-11%	0.3065	-13%	0.2973	-3%	
	>1,000 kW	0.4399	-5%	0.3300	-25%	0.2937	-11%	0.2555	-13%	0.2479	-3%	
地面型	All SIZES	0.3549	-6.5%	0.3194	-10%	0.2843	-11%	0.2502* 0.2615**	-8%	0.2426* 0.2537 **	-3%	

註*:商用區域、高速公路 註**:軍事用地轉用

資料來源:EPIA、BSW、工研院綠能所整理(2010/11)

貳、國際太陽光電電能躉購費率發展趨勢

三、西班牙

單位：歐元/度

類型	級距	2009年	2010年	2010/ 2009	2011年	2011/ 2010
屋頂型	≤ 20 kW	0.34	0.34	0%	0.323	-5%
	>20 kW ~2MW	0.32	0.32	0%	0.233	-27%
地面型	≤10 MW	0.288	0.32	+14%	0.176	-45%

備註1:保證收購年限25年。

備註2: 2007.6.1~2008.9.29 (單位:歐元/kWh)

≤100kW : 0.4403

>100kW~10MW : 0.4175

>10MW~50MW : 0.2297

-收購年限25年，26年以後之收購價格為當初80%

2008年修改太陽光電級距為如上表之級距，特別劃分住宅型、商業類型(小於20kW)。

資料來源：EPIA、PV-tech、Greentech Media(2010/10)、工研院綠能所整理(2010/11)

2011年西班牙政府調降太陽光電躉購費率，屋頂型未達20 kW者調降5%，20 kW以上未達 2MW調降27%，地面型(≤10 MW)調降幅度達45%。

四、韓國

單位：韓圀/度

年度	2008.10.01~ 2009.12.31	2008.10.01~ 2009.12.31	2010年		2010年		2010/ 2009 (以地面 型為例)
躉購年限	15年**	20年	15年		20年		
類型	無	無	地面型	屋頂型	地面型	屋頂型	
≤ 30kW	646.96	589.64	566.95	606.64	514.34	550.34	-12.37%
>30 kW~ 200 kW	620.41	562.84	541.42	579.32	491.17	525.55	-12.73%
>200 kW~1MW	590.87	536.04	510.77	546.52	463.37	495.81	-13.56%
>1MW~3MW	561.33	509.24	485.23	—	440.20	—	-13.56%
>3MW	472.70	428.83	408.62	—	370.70	—	-13.56%

註1:208/10/1~2009/12/31間太陽光電設置確認者，可選擇適用期間為15或20年。

註2: 2006年起韓國政府將太陽光電級距區分為30kW以下與30kW以上，且自2008年起於30kW以上再細分其級距。

資料來源：Ministry of Knowledge & Economy、工研院綠能所整理(2010/11)

- 1.2010年起韓國知識經濟部將太陽光電區分為地面型與屋頂型，並訂定不同容量級距之不同收購費率。
- 2.韓國知識經濟部考量太陽光電設備價格波動之因素，預計2011年躉購費率較2010年下降14.54%。

貳、國際太陽光電電能躉購費率發展趨勢

五、跨國比較-1.屋頂型

國家	2008/ 2007	2009/ 2008	2010/ 2009	2011/ 2010	2012/ 2011
英國 (>100kW~5MW)	--	--	--	--	-8.5%
德國 (>100kW~1MW)	-5%	-25 %	-11 %*	-6~10 %	-9 %
西班牙 (>20kW~2MW)	--	-23.35%	0%	-27 %	--
韓國 (>200kW~1MW)	--	--	-13.56%	-14.54%	導入RPS

註*:除11%外，德國官方公告2010年7月調降太陽光電躉購費率12-13%；及10月再調降3%。

- 1.德國自2008年起逐步調降屋頂型太陽光電躉購費率，尤其在2010年調降幅度最大，分別在7月及10月各調降一次躉購費率，後續仍將持續調降。
- 2.西班牙於2008年立法調降屋頂型太陽光電躉購費率，且至2010年維持不變，2011年將大幅調降其費率。

貳、國際太陽光電電能躉購費率發展趨勢

五、跨國比較-2.地面型

國家	2008/ 2007	2009/ 2008	2010/ 2009	2011/ 2010	2012/ 2011
英國	--	--	0%	0%	-8.5%
德國	-6.5 %	-10 %	-15~16 %	-9%*	--
西班牙	--	--	+14%	-45%	--

註*:德國自2011年起太陽光電躉購費率每年調降9%。

- 1.德國自2008年起逐步調降地面型太陽光電躉購費率，尤其在2010年調降幅度最大，分別在7月及10月各調降一次躉購費率。
- 2.西班牙將於2011年調降地面型太陽光電躉購費率。

參、國際風力發電電能躉購費率發展趨勢

一、英國

單位:英鎊/度

裝置容量	2010 /4/1-	To 2012/ 3/31	To 2013/ 3/31	To 2014/3 /31	To 2015/3 /31	To 2016/3 /31	To 2017/3 /31	To 2018/3 /31	To 2019/3 /31	To 2020/3 /31	To 2021/3 /31
≤1.5kW	0.345	0.345	0.326	0.308	0.291	0.275	0.26	0.246	0.232	0.219	0.207
>1.5-15kW	0.267	0.267	0.255	0.243	0.232	0.222	0.212	0.202	0.193	0.184	0.176
>15- 100kW	0.241	0.241	0.23	0.219	0.209	0.20	0.191	0.182	0.174	0.166	0.159
>100- 500kW	0.188	0.188	0.188	0.188	0.188	0.188	0.188	0.188	0.188	0.188	0.188
>500kW- 1.5MW	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94
>1.5-5MW	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45

資料來源: Department of Energy and Climate Change (2009), " Feed-in Tariffs Government's Response to the Sumer 2009 Consultation", p26.

英國自2012年3月31日起，小於1.5kW每年平均降幅約為5.5%；1.5-15kW為4.5%；15-100kW為4.5%；100kW以上維持不變。

參、國際風力發電電能躉購費率發展趨勢

二、德國

單位：歐元/度

類型	2008年	2009年	2009/ 2008	2010年	2010/ 2009	2011年	2011/ 2010
陸域	0.08526	0.092	+7.9%	0.091	-1%	0.0902	-1%
離岸	0.08918	0.13	+45.77%	0.13	0%	0.13	0%

資料來源:BMU(2008),”Tariffs and sample degression rates pursuant to the new Renewable Energy Sources Act (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) .of 25 October 2008”。

- 1.2009年起德國陸域風力發電躉購費率每年降幅1%。
- 2.2009~2014年德國離岸風力發電躉購費率維持不變，自2015~2018年每年下降5%。

參、國際風力發電電能躉購費率發展趨勢

三、西班牙

單位：歐元/度

類型	2009年	2010年	2011年
陸域	0.073228	0.073228	0.073228

註:西班牙風力發電收購期間20年內費率維持不變，後20年起以下降16.4%之費率收購之。
資料來源:MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO (2007), Royal Decree 661/2007.

西班牙陸域風力躉購費率並無遞減趨勢。



參、國際風力發電電能躉購費率發展趨勢

四、韓國

單位:韓圓/度

級距	2008.9.30以前	2008.10.01~	每年降幅
$\geq 10\text{kW}$	107.29	107.29	2%

資料來源：Ministry of Knowledge & Economy，本研究整理。

自2008年10月1日後，每年調降風力發電躉購費率2%。



參、國際風力發電電能躉購費率發展趨勢

五、跨國比較-1.陸域型

國家	2008/ 2007	2009/ 2008	2010/ 2009	2011/ 2010	2012/ 2011
英國	--	--	0%	0 %	1.5kW以上 為4.5%* 未達1.5kW 為5.5%*
德國		-7.9%	-1%	-1%**	-1%
西班牙	--	--	0%	0%	0%
韓國		-2%	-2%	-2%	-2%

註*：此為英國自2012年3月31日起每年調降幅度。

註**：德國自2011年起陸域風力躉購費率每年調降1%。

資料來源：本研究整理

德國與英國皆有設置陸域風力發電躉購費率調降機制，而西班牙則維持其公告費率。

參、國際風力發電電能躉購費率發展趨勢

五、跨國比較-2.離岸

國家	2008/ 2007	2009/ 2008	2010/ 2009	2011/ 2010	2012/ 2011
德國	-2%	+45.77%	0 %	0 %	0 %

資料來源：本研究整理

德國離岸風力躉購費率至2014年皆維持不變，自2015~2018年每年下降5%。



肆、國際生質能及其他再生能源電能 躉購費率發展趨勢

一、生質能發電

1.英國

單位：英鎊/度

裝置容量	2010/ 4/1-	To 2012/ 3/31	To 2013/ 3/31	To 2014/ 3/31	To 2015/ 3/31	To 2016/ 3/31	To 2017/ 3/31	To 2018/ 3/31	To 2019/ 3/31	To 2020/ 3/31	To 2021/ 3/31
≤500kW	0.115	0.115	0.115	0.115	0.115	0.115	0.115	0.115	0.115	0.115	0.115
>500kW	0.090	0.090	0.090	0.090	0.090	0.090	0.090	0.090	0.090	0.090	0.090

資料來源：

Department of Energy and Climate Change (2009), " Feed-in Tariffs Government's Response to the Summer 2009 Consultation", p48.

生質能發電之電能躉購費率較無明顯變化情形，趨勢屬於平穩。



肆、國際生質能及其他再生能源電能 躉購費率發展趨勢

一、生質能發電

2. 德國

單位：歐元 / 度

裝置容量	2009	2010 *	2010/ 2009	2011	2011/ 2010
≤150kW之部分	0.1167	0.1155	-1%	0.1144	-1%
>150~500kW之 部分	0.0918	0.0909	-1%	0.0900	-1%
>500kW~5MW 之部分	0.0825	0.0817	-1%	0.0809	-1%
>5MW~20MW 之部分	0.0779	0.0771	-1%	0.0763	-1%

註*：以每年降幅1%估算

註**：德國費率訂定係以各容量邊際費率計算。

資料來源：BMU(2008), “2009 EEG Payment Provisions”.

德國針對生質能發電之電能躉購費率，自2010年起每年調降1%。

肆、國際生質能及其他再生能源電能 躉購費率發展趨勢

一、生質能發電

3. 西班牙

單位: 歐元 / 度

裝置容量	2009	2010	2011
無區分	0.0799	0.0799	0.0799

註: 西班牙生質能發電收購期間15年內費率維持不變, 後15年起以新費率收購之。

資料來源: .MINSTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO (2008), Royal Decree 1578/2008

生質能發電之電能躉購費率較無明顯變化情形, 趨勢屬於平穩。



二、地熱發電

躉購費率發展趨勢

1. 德國

單位：歐元 / 度

裝置容量	2009	2010*	2010/ 2009	2011	2011/ 2010
< 10MW	0.16	0.1584	-1%	0.1568	-1%
>10MW之部分**	0.105	0.1040	-1%	0.1029	-1%

註*：以每年平均降幅1%估算

註**：德國費率訂定係以各容量邊際費率計算。

資料來源：BMU(2008)2009 EEG Payment Provisions

2. 西班牙

單位：歐元 / 度

裝置容量	2009	2010	2011
無區分級距	0.0689	0.0689	0.0689

資料來源：

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO (2008), Royal Decree 1578/2008

德國訂定費率遞減機制，自2010年起每年遞減1%。西班牙則維持不變。

肆、國際生質能及其他再生能源電能 躉購費率發展趨勢

三、水力發電

1. 英國

單位：英鎊/度

裝置容量	2010/ 4/1-	To 2012/3 /31	To 2013/3 /31	To 2014/3 /31	To 2015/3 /31	To 2016/3 /31	To 2017/3 /31	To 2018/3 /31	To 2019/3 /31	To 2020/3 /31	To 2021/3 /31
≤15 kW	0.199	0.199	0.199	0.199	0.199	0.199	0.199	0.199	0.199	0.199	0.199
>15~ 100 kW	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178	0.178
>100 kW~ 2 MW	0.110	0.110	0.110	0.110	0.110	0.110	0.110	0.110	0.110	0.110	0.110
>2 MW ~ 5 MW	0.045	0.045	0.045	0.045	0.045	0.045	0.045	0.045	0.045	0.045	0.045

資料來源: Department of Energy and Climate Change (2009), " Feed-in Tariffs Government's Response to the Sumer 2009 Consultation", p48.

英國水力發電之電能躉購費率較無明顯變化情形，趨勢屬於平穩。

肆、國際生質能及其他再生能源電能 躉購費率發展趨勢

三、水力發電

2. 德國

單位：歐元/度

裝置容量 (大型設備)	2009	2010*	2010/ 2009	2011	2011/ 2010
≤ 500kW之部分	0.0729	0.0722	-1%	0.0714	-1%
≤ 10MW之部分	0.0632	0.0626	-1%	0.0619	-1%
≤ 20MW之部分	0.0580	0.0574	-1%	0.0568	-1%
≤ 50MW之部分	0.0434	0.0430	-1%	0.0425	-1%
> 50MW之部分	0.0350	0.0347	-1%	0.0343	-1%

註*：以每年降幅1%估算。

資料來源：BMU(2008)2009 EEG Payment Provisions

德國針對大型水力發電之電能躉購費率，自2010年起每年調降1%。

肆、國際生質能及其他再生能源電能 躉購費率發展趨勢

三、水力發電

2.德國(續)

單位:歐元/度

裝置容量 (新設備)	2009	2010	2011	2011/2010
≤ 500kW之部分	0.1267	0.1267	0.1267	0%
>500kW~2MW之部分	0.0865	0.0865	0.0865	0%
>2MW~5MW之部分	0.0765	0.0765	0.0765	0%
裝置容量 (舊設備)	2009	2010	2011	2011/2010
≤ 500kW之部分	0.1167	0.1167	0.1167	0%
>500kW~2MW之部分	0.0865	0.0865	0.0865	0%
>2MW~5MW之部分	0.0865	0.0865	0.0865	0%

資料來源：BMU(2008), "2009 EEG Payment Provisions".

除大型水力發電設備外，水力發電費率則無明顯變化情形，趨勢屬於平穩。

肆、國際生質能及其他再生能源電能 躉購費率發展趨勢

三、水力發電

3. 西班牙

單位：歐元/度

裝置容量	2009	2010	2011
≤10MW	0.078	0.078	0.078

資料來源：MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO (2008), Royal Decree 1578/2008

4. 韓國

單位：韓圓/度

級距	2006.10.11之 前	2006.10.11之 後	2008.9.30以 前	2008.10.01~
≥1MW	73.69	86.04	86.04	86.04
<1MW	(≤3MW)	94.64	94.64	94.64

註*：韓國水力發電裝置容量上限為5MW

資料來源：Ministry of Knowledge & Economy，本研究整理

水力發電電能躉購費率較無明顯變化情形，趨勢屬於平穩。

肆、國際生質能及其他再生能源電能 躉購費率發展趨勢

四、廢棄物發電

1. 韓國

單位:韓圓/度

級距	2006.10.11 之前	2006.10.11 之後	2008.9.30 以前	2008.10.01 ~	2011年
≤20MW	SMP+CP	SMP+5	SMP+5	SMP+5	SMP+10

註：SMP=System Marginal Price；CP=Capacity Payment

資料來源：Ministry of Knowledge & Economy，本研究整理。

- 1.韓國對於廢棄物發電之躉購費率係以韓國電力批發市場之系統邊際價格加計一定金額，因此躉購費率將隨電力市場供需變化而變動，顯然對廢棄物發電並未採取保證報酬之方式。
- 2.2006~2010年韓國廢棄物發電之電能躉購費率較無明顯變化情形，趨勢屬於平穩。
- 3.韓國知識經濟部欲在2011年提高廢棄物收購之躉購費率。

肆、國際生質能及其他再生能源電能 躉購費率發展趨勢

五、小結

- 1.在水力發電方面，2009年來除德國舊設備更新之大型水力發電設備每年躉購費率調降1%遞減率外，其餘德國、西班牙、韓國及英國躉購費率皆呈現穩定狀態。
- 2.在生質能發電方面，2009年來除德國每年躉購費率調降1%遞減率外，其餘西班牙及英國躉購費率皆呈現穩定狀態。
- 3.在地熱方面，2011年起德國調降躉購費率1%；2009~2011年西班牙則維持不變。
- 4.2011年韓國擬提高廢棄物發電電能躉購費率，但仍以電力批發市場之邊價價格為準，並未採行保證報酬之訂價模式。



報告案五： 國內電業化石燃料發電平均成本 (下限費率)



壹、計算原則

- 一、根據再生能源發展條例第9條第3項規定，為鼓勵與推廣無污染之綠色能源，躉購費率不得低於國內電業化石燃料發電平均成本。
- 二、國內電業係指台電及9家民營火力電廠。
- 三、化石燃料發電平均成本係以台電及9家民營火力電廠之燃煤、燃油與燃氣發電機組發電量為權數加權平均計算之。
- 四、躉購下限費率參採去(98)年作法，為避免單一年度化石燃料成本波動過大，影響費率穩定性，仍以過去4年平均値(95年至98年)為計算基準。



貳、100(明)年度躉購費率下限計算結果

依前述原則計算結果，100年度躉購下限費率為2.1821元/度

年度	94	95	96	97	98
發電量加權 發電平均成本(元/度)	1.6867	1.8134	2.0370	2.6685	2.1977
年度	94-98	95-98	96-98	97-98	98
近年發電平均成本(元/度)	2.0878	2.1821	2.3039	2.4419	2.1977



報告完畢



99年度「再生能源電能躉購費率審定會」第2次會議

「再生能源電能躉購費率審定會」 討論案

經濟部

2010年11月12日

目錄

討論案一：各類再生能源分類與容量級距討論案

討論案二：審定會分組會議業界意見相關議題討論案

討論案一：各類再生能源分類與容量級距討論案

案由

- 一、根據99年再生能源電能躉購費率審定會第1次會議決議，有關再生能源電能躉購費率是否重新檢討訂定分級之級距可於分組會議討論。
- 二、第1次分組會議中業者亦提出重新檢討分類與級距之意見，承辦單位業已進行研析，並將研析結果提報第2次分組會議進行充分討論。
- 三、擬將分組會議討論結果提報審定會討論。

一、國際太陽光電分類與容量級距現況與比較

國家 分類	德國	英國	西班牙	韓國	加拿大 (安大略省)
屋頂型	$\leq 30\text{kW}$	$\leq 4\text{kW}$	$\leq 20\text{ kW}$	$\leq 30\text{kW}$	$\leq 10\text{kW}$
		$> 4\sim 10\text{kW}$			
	$> 30\text{kW}\sim 100\text{kW}$	$> 10\sim 100\text{kW}$		$> 30\text{kW}\sim 200\text{kW}$	$> 10\sim 250\text{kW}$
	$> 100\text{kW}\sim 1\text{MW}$	$> 100\text{kW}\sim 5\text{MW}$	$> 20\text{ kW}\sim 2\text{MW}$	$> 200\text{kW}\sim 1\text{MW}$	$> 250\sim 500\text{kW}$
	$> 1\text{MW}$			$> 1\text{MW}\sim 3\text{MW}$	$> 500\text{kW}$
				$> 3\text{MW}$	
地面型	有地面型分類，無區分級距	有地面型分類，無區分級距	$\leq 10\text{ MW}$	無地面型分類	$> 10\text{kW}$

1. 太陽光電分類與容量級距訂定取決於各國政策之推動目的。

2. 觀察主要國家，除韓國之外，其他各國太陽光電均有分屋頂型與地面型兩類。

3. 一般而言，住宅用戶裝置容量為10kW以下、集合式住宅為10-100kW，100kW以上即為專業化經營及商業辦公大樓(大賣場)，英國訂定4kW以下容量級距，加拿大(安大略)則訂定10kW以下容量級距，其目的在於鼓勵全民參與。

二、我國現行太陽光電分類與容量級距現況說明

(一)我國現行太陽光電分類與容量級距

再生能源別	分類	容量級距(kW)		
太陽光電	無區分	1kW以上未達 10kW	10kW以上未達 500kW	500kW以上

(二)現況說明

1.申設案件集中地面型

現行太陽光電未區分屋頂型(非地面型)與地面型，加以容量級距之費率結構，造成業者設置集中地面型，由於台灣地狹人稠，土地資源有限，長此以往將不利於國土資源利用。

2.現行級距設計下，某些建物型態屋頂面積難以全面利用

依現行太陽光電容量級距設計，太陽光電申設集中於400 kW至499kW，對10~100kW太陽光電潛力難以誘發，致使原適用10~100kW 建物屋頂之面積難以全面利用。

三、建議方式

借鏡國際經驗，並衡量我國發展情況，太陽光電分類與容量級距建議：

(一)太陽光電分類建議區分為屋頂型(非地面型)與地面型兩類。

(二)太陽光電容量級距：地面型之容量級距不區分，屋頂型依不同使用對象建議分為4個容量級距，分列如下：

1.未達10kW(一般住宅用戶)；

2. 10kW以上至未達100kW(集合式住宅)；

3. 100kW以上至未達500kW(專業化經營及商業辦公大樓(大賣場))；

4. 500kW以上(含)：屬電業法規範。

(三)太陽光電分類與容量級距建議案業已於第2次分組會議進行充分討論，分組委員原則上同意。

四、提請討論

議題二、風力發電分類與級距

一、國際風力發電分類與容量級距現況與比較

國家 分類	德國	英國	西班牙	韓國	加拿大 (安大略省)
陸域	無區分 級距	$\leq 1.5\text{kW}$	無區分 級距	$\geq 10\text{kW}$	無區分級距
		$> 1.5 \sim 15\text{kW}$			
		$> 15 \sim 100\text{kW}$			
		$> 100 \sim 500\text{kW}$			
		$> 500\text{kW} \sim 1.5\text{MW}$			
		$> 1.5\text{MW} \sim 5\text{MW}$			
離岸	無離岸型 分類	無離岸型分類	無離岸型分 類	有離岸型分 類，無區分 級距	有離岸型分類 ，無區分級距

1. 風力發電分類與容量級距訂定取決於各國政策之推動目的。
2. 風力發電分類主要分為陸域風力與離岸風力，其中荷蘭、法國、德國與加拿大費率之訂定有區分陸域型及離岸型，其餘主要國家並無區分。
3. 一般而言，住宅用戶裝置容量為10kW以下，英國訂定1.5kW以下容量級距，其目的在於鼓勵全民參與。

二、我國現行風力發電分類與容量級距現況說明

(一)我國風力發電分類與容量級距

分類	容量級距(kW)	
陸域	1kW以上未達10kW	10kW以上(含)
離岸	無區分	

(二)現況說明

1.風力發電申設集中於500kW以上

截至2010年11月5日風力發電總申請件數為30件，裝置容量為436MW，已核准認定共22件，裝置容量為269MW，申設裝置容量占比以500kW以上最高，達99%以上。

2.我國輸配電網佈建完整，除小型風力機外，其他較大容量之中小型風力機並無明確需求

我國目前區分陸域小型風力發電(1kW以上未達10kW)，及陸域大型風力機組10kW以上(含)，我國輸配電網佈建完整，對於村里聚落適用之中小型風力發電容量級距尚無特定需求。

三、建議方式

借鏡國際經驗，並衡量我國發展情況，風力發電分類與容量級距仍維持99年公告分類與容量級距，即：

- (一)風力發電分類建議：區分為陸域型與離岸型兩類；
- (二)離岸風力容量級距不區分級距，陸域風力發電區分為未達10kW與10kW以上(含)；
- (三)風力發電分類與容量級距建議案於第風力發電第2次分組會議進行充分討論，分組委員原則上同意。

四、提請討論

一、國際生質能及其他再生能源發電分類與容量級距現況與比較

(一)生質能

國家 分類	德國 ¹	英國 ²	西班牙 ³	韓國 ⁴	加拿大 (安大略省) ⁵
生質能	≤ 150kW	≤500kW	≤2MW	≤50MW	≤10MW
	> 150~500kW				
	> 500kW~5MW	>500kW	>2MW		>10MW
	> 5MW~20MW				
垃圾掩埋沼氣	≤ 500kW	無垃圾掩埋 沼氣分類	無垃圾掩埋沼 氣分類	無垃圾掩埋沼 氣分類	≤10MW
	> 500kW~5MW				>10MW
污水處理沼氣	<500kW	無污水處理 沼氣分類	無污水處理沼 氣分類	無污水處理沼 氣分類	無污水處理 沼氣分類
	> 500kW~5MW				
礦井沼氣	≤ 500kW	無礦井沼氣 分類	無礦井沼氣分 類	無礦井沼氣分 類	無礦井沼氣 分類
	> 500kW~1MW				
	> 1MW~5MW				
	>5MW				

註：德國費率訂定係以各容量邊際費率計算，其他國家係以各容量平均費率計算。

資料來源1：Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (2008), "Erneuerbare-Energien-Gesetz-EEG."

資料來源2：Department of Energy and Climate Change (2009), "Feed-in Tariffs Government's Response to the Summer 2009 Consultation."

資料來源3：MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO (2008), Royal Decree 1578/2008.

資料來源4：<http://www.knrec.or.kr>。

資料來源5：Ontario Power Authority (2010), "Feed-in Tariff Program."

一、國際生質能及其他再生能源發電分類與容量級距現況與比較(續)

(二)水力

國家	德國 ¹		英國 ²	西班牙 ³	韓國 ⁴	加拿大 ⁵ (安大略省)
	(新設備)	(舊設備)				
級距	$\leq 500\text{kW}$	$<5\text{MW}$ (分2小級)	$\leq 15\text{kW}$	$\leq 10\text{MW}$	$\geq 1\text{MW}$	$\leq 10\text{MW}$
	$> 500\text{kW}$ $\sim 2\text{MW}$		> 15 $\sim 100\text{kW}$			
	$> 2\text{MW}$ $\sim 5\text{MW}$	$>5\text{MW}$ (分5小級)	$> 100\text{kW}$ $\sim 2\text{MW}$		$< 1\text{MW}$	$>10\text{MW} \sim 50\text{MW}$
			$> 2\text{MW}$ $\sim 5\text{MW}$			

註1：韓國水力發電裝置容量上限為5MW

註2：德國費率係以累退加權平均計算

註：德國費率訂定係以各容量邊際費率計算，其他國家係以各容量平均費率計算。

資料來源1：Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (2008), "Erneuerbare-Energien-Gesetz-EEG."

資料來源2：Department of Energy and Climate Change (2009), "Feed-in Tariffs Government's Response to the Sumer 2009 Consultation."

資料來源3：MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO (2008), Royal Decree 1578/2008.

資料來源4：<http://www.knrec.or.kr>。

資料來源5：Ontario Power Authority(2010), "Feed-in Tariff Program."

一、國際生質能及其他再生能源發電分類與容量級距現況與比較(續)

(三)地熱

國家 分類	德國 ¹	西班牙 ²
無分類	$\leq 10\text{MW}$	無區分級距
	$>10\text{MW}$	

資料來源1：Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (2008), “Erneuerbare-Energien-Gesetz-EEG.”

資料來源2：MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO (2008), Royal Decree 1578/2008.

註：韓國與加拿大無訂定地熱發電費率

(四)廢棄物

韓國RDF容量級距為 $\leq 20\text{MW}$

資料來源：<http://www.knrec.or.kr>

二、現行生質能及其他再生能源發電分類與容量級距現況說明

(一)生質能

1.發電分類與容量級距

分類	容量級距(kW)
生質能(沼氣)	無區分級距

2.現況說明

(1)申設情形：

截至2010年11月5日為止，生質能發電為1件，裝置容量為120瓩。

(2)應以鼓勵經濟效益佳者優先進入市場為原則

(3)生質能發電並不具全民參與之特性

二、現行生質能及其他再生能源發電分類與容量級距現況說明(續)

(二)水力發電

1.分類與容量級距

分類	容量級距(kW)
川流式水力	無區分級距

2.現況說明

(1)申設情形

截至2010年11月5日為止，水力累計申請件數為1件，裝置容量為225瓩。

(2)法律明定圳路川流式水力為收購對象

依據再生能源發展條例第3條第1項規定，納入躉購費率收購之項目只有川流式水力，係指利用圳路之自然水量與落差之水力發電系統發電。

二、現行生質能及其他再生能源發電分類與容量級距現況說明(續)

(三)地熱發電

1.分類與容量級距

分類	容量級距(kW)
無分類	無區分級距

2.現況說明

(1)申設情形：

截至2010年11月5日為止，地熱為1件，裝置容量為496瓩。

(2)應以鼓勵經濟效益佳者優先進入市場為原則

(3)我國地熱資源以熱水資源為主

二、現行生質能及其他再生能源發電分類與容量級距現況說明(續)

(四)廢棄物發電

1.分類與容量級距

分類	容量級距(kW)
廢棄物(RDF)	無區分級距

2.現況說明

(1)申設情形：

截至2010年11月5日為止，廢棄物發電為0件，裝置容量為0瓩。

(2)應以鼓勵經濟效益佳者優先進入市場為原則。

(3)RDF燃料係可直接運用於一般鍋爐燃燒之用。

討論案二：審定會分組會議及業界意見 相關議題討論案

案由

- 一、第1次分組會議邀請業者陳述意見，歸納業者意見可分為躉購費率及其計算公式、費率計算參數及推動執行面等三大構面意見。其中躉購費率及其計算公式構面共可歸納為分類及級距、依地區化差異訂定費率、考量風險訂定折現率、躉購期間應以回收年限訂定、費率應採前高後低設計等5項意見。
- 二、經各分組委員會議討論後，分類及級距議題業已另案討論，同時，因近期太陽光電設置成本下降趨勢，應考量設計遞減費率方式加以因應。
- 三、擬就業者所提意見及分組委員所提建議，就以下5項議題提請討論。

一、緣起

再生能源業者反映，國內區域日照不平均，各地區之風力滿發時數亦不相同，應依各地區資源環境條件訂定費率。

二、98年審定會對此議題之討論結果說明

(一)討論意見：

- 1.按不同地區別有助費率訂定之公平性，再生能源業者應有正當經營之合理利潤，可增加國內再生能源開發場址。
- 2.應考量再生能源發展之技術水準與經濟效益，故未特別考量地區差異化條件。

(二)決議事項：基於優先獎勵開發最佳資源，決議不依區域性考量訂定差異化費率。

議題一：躉購費率訂定是否考量地區差異化條件(續)

三、現況說明

依據99年度審定會第1次會議決議之審定原則第3項：

「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、提請討論

一、緣起

現行各年度電能躉購費率之訂定乃在前一年度年度以相關設置成本歷史數據及對未來發展趨勢之預估為基礎，然而當年度可能因技術進步、產能擴增等因素影響下，致使年中投資成本大幅下降，造成當年度費率水準相對更具誘因，易使外界質疑投資業者產生超額利潤。

二、98年審定會對此議題之討論結果說明

98年並無針對此項議題進行討論。

三、現況說明

- (一)現行作業方式申設至完工售電至遲需於2.5年完成始具效力(根據再生能源設備認定辦法第7條規定，第一型(500kW以上)再生能源發電設備簽約後18個月內取得電業執照，以及第8條規定，再生能源發電設備經認定之日起1年內應完成簽約，至簽約之日起一年內應向中央主管機關申請完工證明，每次展延時間以6個月為限)。
- (二)目前太陽光電電能躉購適用費率之規範係以簽約日之費率為準，由於國際太陽光電設備市場價格大幅滑落，易造成業者實際利潤超過預期之合理利潤。

四、太陽光電分組第2次分組會議原則上同意依下列方式設計太陽光電遞減費率(詳見參考資料五)。

- (一)太陽光電電能躉購費率之適用以完工日為準。
- (二)費率遞減機制原則上以3年為期，遞減方式可採依比例遞減或定額遞減等具經濟效益之作法。
- (三)基於鼓勵全民參與之原則，建議未達某一裝置容量之太陽光電不適用費率遞減機制。

五、提請討論

議題三：考量投資風險之差異，不同再生能源是否適用不同之折現率

一、緣起

再生能源業者於分組會議中反映，不同再生能源發電營運風險並不相同，以離岸風力為例，目前台灣尚無設置經驗，且台灣有颱風等天災問題，故應針對不同種類訂定不同折現率以反映產業風險。

二、98年審定會對此議題之討論結果說明：

98年並無針對此項議題進行討論

三、現況說明

(一)折現率之內涵已反映企業營運風險

折現率為投資計畫的內部報酬率(IRR)，在「合理報酬」的原則下，設IRR等於平均資金成本率(WACC)，此時可以讓業者回收其應有的資金成本(包括外借資金與自有資金)，而不致獲得「超額報酬」。其中WACC係為外借資金利率與自有資金報酬率的加權平均，用以反映業者的平均資金成本水準，其中自有資金報酬率等於外借資金利率加上「風險溢酬」，因此業者應有正當經營之合理利潤確和風險溢酬有密切關係。

議題三：考量投資風險之差異，不同再生能源是否適用不同之折現率(續)

(二)德國亦針對不同再生能源種類給予不同折現率(包括無風險利率、銀行對業者之信用加碼(α)以及風險溢酬(β))

參數	水力發電	生質能	污水沼氣處理發電 及礦井沼氣發電	地熱能	風力	太陽光電
設算期間 (年)	30/15	20	20 (掩埋少數採6)	20	20/16	20
折現率 (%/年)	小型電廠(5MW以下): 7 大型電廠: 8	8	8	8	8	5-8

四、建議方式

(一)借鏡國際經驗及再生能源特性，建議針對不同再生能源種類個別試算折現率。

(二)承辦單位將以WACC的三個重要組成，即無風險利率、銀行對業者之信用加碼(α)以及風險溢酬(β)利用國內案例及國際標竿方式進行比較分析後研擬各類再生能源折現率後提報審定會討論。

五、提請討論

議題四：躉購期間是否固定為20年

一、緣起

再生能源業者反映躉購期間與回收期間應有所差異，宜適度縮短業者投資回收期限，故躉購期間應依不同再生能源之回收年限訂定之。

二、98年審定會對此議題之討論結果說明

(一)討論意見：

- 1.再生能源發展條例第6條第1項規定，自本條例施行之日起20年內，中央主管機關每2年訂定再生能源推廣目標及各類別所占比率。立法上對再生能源之推廣，係以20年為期。
- 2.再生能源發展條例第8條第1項及第3項規定，再生能源發電設備所產生之電能，電業有併聯、躉購，並有簽訂躉購契約之義務。
- 3.再生能源發展條例第9條第4項規定，以自本條例施行之日起，依第8條第3項規定與電業簽訂契約者，依中央主管機關公告之費率躉購；同條第6項對於再生能源發電設備運轉超過20年者，則以迴避成本或中央主管機關公告費率，取其較低者躉購。
- 4.依上述法條規定，「固定20年」係具有強制規範性質，並符合立法意旨。

(二)決議：躉購期間訂為20年。

議題四：躉購期間是否固定為20年(續)

三、現況說明

- (一)根據審定會第1次會議審定原則，再生能源業者應有正當經營之合理利潤，在此原則下訂定出合理費率水準，並非要保證所有個案皆能獲取合理利潤，而是讓具效益之業者優先進入市場。因此，個別投資業者回收年限本即不同。
- (二)借鏡各國經驗，除極少數案例外，絕大多數皆為躉購20年。例如德國再生能源法2008年修正最新版規定再生能源躉購期間亦為20年。
- (三)業者所提之回收年限實與躉購期間意義不同。

四、提請討論

議題五：躉購費率設計是否採前高後低方式

一、緣起

再生能源業者反映，建議躉購費率採前高後低方式，協助業者克服投資初期之融資壓力。

二、98年審定會對此議題之討論結果說明

(一)討論意見：

- 1.採前高後低方式訂定躉購費率，可縮短業者回收年限，提高誘因。
- 2.但前期較高之躉購費率，則可能鼓勵技術尚未成熟或發電效率較低之設備進入市場，不利整體資源之有效利用。且部分再生能源種類前期費率可能極高，需考量社會觀感；而前期之電價影響亦高，影響社會接受度。

(二)決議：電能躉購費率不採前高後低。

議題五：躉購費率設計是否採前高後低方式

三、現況說明

- (一)依議題三說明，因折現率即為該再生能源投資計畫之IRR，亦即再生能源投資計畫與一般投資計畫並無差異。
- (二)考量躉購費率不得低於國內電業化石燃料發電平均成本採用前高後低費率之設計，「後低」費率將受到前述限制。
- (三)業者融資所面臨之課題，無法單只依賴躉購費率設計方式予以解決。

四、提請討論

報告完畢

