



會議紀錄附件

0

目錄

附件1：「再生能源電能躉購費率審定會」作業要點與委員組成

附件2：再生能源規劃目標及推動現況

附件3：國際再生能源電能躉購費率發展趨勢

附件4：再生能源業界主要意見彙整說明

附件5：106年度再生能源電能躉購費率審定作業期程與審定原則

附件6：106年度再生能源電能躉購費率計算公式

附件7：106年度國內電業化石燃料發電平均成本(下限費率)

目錄

報告案一：「再生能源電能躉購費率審定會」作業
要點與委員組成

報告案二：再生能源規劃目標及推動現況

報告案三：國際再生能源電能躉購費率發展趨勢

報告案四：再生能源業界主要意見彙整說明

2

附件1：

「再生能源電能躉購費率審定會」
作業要點與委員組成

3

壹、「再生能源發展條例」相關規定

一、「再生能源電能躉購費率審定會」之設置

- (一)第九條第一項規定：中央主管機關應邀集相關各部會、學者專家、團體組成委員會，審定再生能源發電設備生產電能之躉購費率及其計算公式，必要時得依行政程序法舉辦聽證會後公告之，每年並視各類別再生能源發電技術進步、成本變動、目標達成及相關因素，檢討或修正之

二、再生能源電能躉購費率及其計算公式審定原則

- (一)第九條第一項規定：審定再生能源發電設備生產電能之躉購費率及其計算公式，必要時得依行政程序法舉辦聽證會後公告之，每年並應視各類別再生能源發電技術進步、成本變動、目標達成及相關因素，檢討或修正之
- (二)第九條第二項規定：費率計算公式由中央主管機關綜合考量各類別再生能源發電設備之平均裝置成本、運轉年限、運轉維護費、年發電量及相關因素，依再生能源類別分別定之
- (三)第九條第三項規定：為鼓勵與推廣無污染之綠色能源，提升再生能源設置者投資意願，躉購費率不得低於國內電業化石燃料發電平均成本

4

貳、再生能源電能躉購費率審定會作業要點

經濟部98年9月4日經授能字第09820085820號函訂定

一、「再生能源電能躉購費率審定會」之任務

- (一)審議各類別再生能源電能躉購費率計算公式(第2點)
- (二)依據前款計算公式決定再生能源電能躉購費率(第2點)

二、「再生能源電能躉購費率審定會」之組成

- (一)本會置召集人一人，由本部部長或派員兼任；委員十七人至二十一人，除召集人為當然委員外，其餘委員由本部就相關部會代表、學者、專家及團體派(聘)兼之；委員均為無給職，任期一年(第3點)
- (二)本會委員應遵守利益迴避規定，切結本人及三等親內之親屬並未及不得任職電業或再生能源相關產業，或擔任顧問職(第4點)

5

貳、再生能源電能躉購費率審定會作業要點(續)

三、「再生能源電能躉購費率審定會」之議事規則

- (一)本會委員會議由召集人擔任主席；召集人因故不能出席時，得指定委員一人代理之；會議應有二分之一以上委員出席，始得召開。(第5點)
- (二)本會委員應親自出席會議。但由部會代表兼任之委員未能親自出席時，得指定代理人出席，列入出席人數，並得參與會議發言及表決(第6點)
- (三)本會委員會議討論事項，以出席委員過半數同意決議之；議決事項代表本會審定結果(第7點)
- (四)本會委員會議得邀請有關人員列席(第8點)
- (五)本會委員會議應作成紀錄(第9點)
- (六)本會委員會議出席、列席及紀錄人員對委員會議之內容，應遵守保密原則；非經本部同意，不得洩漏或公開(第10點)

6

附件2：

再生能源規劃目標及推動現況

7

壹、再生能源規劃目標

一、法源依據

- (一)「再生能源發展條例」第六條第二項規定，本條例再生能源發電設備獎勵總量為總裝置容量650萬瓩至1,000萬瓩；其獎勵之總裝置容量達500萬瓩時，中央主管機關應視各類別再生能源之經濟效益、技術發展及相關因素，檢討依第4條第3項所定辦法中規定之再生能源類別。
- (二)「再生能源發展條例」第六條第一項規定，中央主管機關得考量國內再生能源開發潛力、對國內經濟及電力供應穩定之影響，自本條例施行之日起20年內，每2年訂定再生能源推廣目標及各類別所占比率。

8

壹、再生能源規劃目標(續)

二、規劃原則

(一)再生能源開發潛力

技術成熟可行

各項再生能源發展目標應考量技術可行性，宜將技術可行之能源優先發展，較前瞻性且尚未商業化技術延後導入。

(二)對國內經濟影響

1.成本效益導向

發電成本接近或低於迴避成本之再生能源類別，其目標設定以最大可設置潛力發展為原則。

2.產業帶動發展

提供國內廠商設置實績及經驗，帶動產業發展。

9

壹、再生能源規劃目標(續)

二、規劃原則(續)

(三)對電力供應穩定影響

1.分期均衡發展

各項再生能源導入宜分期均衡發展，避免特定期間數量大幅波動，造成電力供應風險，影響整體目標達成。

2.電價影響可接受

電費調漲之幅度是否在社會大眾可接受範圍內，並以較小的影響幅度為佳。

本部按上述各原則每2年訂定再生能源推廣目標及各類別所占比率

10

壹、再生能源規劃目標(續)

三、整體目標規劃

經濟部業於104年擴大119年再生能源推廣目標為17,250MW^{註1}，目前正積極檢討推廣目標量，以規劃2025年發電量占比達20%為政策目標，其中，太陽光電裝置容量達20GW、離岸風力發電裝置容量達3GW。

年度		104年(2015年)	105年(2016年)	114年(2025年)
類別				
太陽光電		842	1,342	20,000
風力發電	陸域	647	747	1,200
	離岸	0	15	3,000
地熱能		0	1	200
生質能 ^{註2}		741	742	813
水力		2,089	2,089	2,150
氫能及燃料電池		0	0	60
總計		4,319	4,936	27,423

註：1.行政院於104年7月27日召開綠能低碳推動委員會，核定再生能源目標，至119年總裝置容量為17,250MW。

2.生質能含蔗渣、稻殼、薪材、黑液、沼氣、廢棄物等發電設備之總裝置容量。

3.本表總計與細項總和或有不符，係小數點以下採四捨五入進位所致。

資料來源：經濟部能源局

11

貳、再生能源推廣成效及現況

一、105年度1~6月各類再生能源推廣成效及現況

項目	同意備案		簽約		完工	
	案件數 (件)	裝置容量 (kW)	案件數 (件)	裝置容 量(kW)	案件數 (件)	裝置容量 (kW)
太陽光電	1,387	179,184	1,166	105,249	1,108	103,290
風力	11	6,027	0	0	1	2,309
生質能	6	930	4	605	1	120
水力	0	0	0	0	0	0
總計	1,404	186,141	1,170	105,854	1,110	105,719

註1：同意備案核准以當年度核准函發文日做統計。

2：本表總計與細項總和或有不符，係小數點以下採四捨五入進位所致。

資料來源：再生能源認定及查核辦公室、台電公司「累計再生能源發電設備簽約併聯案件統計表」

12

貳、再生能源推廣成效及現況(續)

二、太陽光電推廣成果及現況

(一)104年度競標作業效益

設置 類型	容量級距	上限費率 (A) (元/度)	總裝置容量 (kW)	平均 折扣率 (%)	完工費率 (B) (元/度)	費率差距 (A-B) (元/度)	20年基金節省金額 (新台幣元)
屋 頂 型	1瓩以上不及20瓩	6.8633	0	0	6.8633	0	0
	20瓩以上不及100瓩	5.7378	13,764	13.86	4.9426	0.7952	273,626,807
	100瓩以上不及500瓩	5.3627	198,712	14.96	4.5605	0.8022	3,984,980,283
	500瓩以上	5.1935	8,801	2.75	5.0507	0.1428	31,425,745
	小計	-	221,277	-	-	-	4,290,032,835
地 面 型	1瓩以上	4.8845	1,360	4.02	4.6883	0.1962	6,670,403
總計		-	222,637	-	-	-	4,296,703,238

註：本表總計與細項總和或有不符，係小數點以下採四捨五入進位所致。

104年度太陽光電競標機制執行結果，預估20年總基金支出較未採競標機制節省約43億元，平均每年節省約2.15億元。

13

貳、再生能源推廣成效及現況(續)

二、太陽光電推廣成果及現況

(二)105年度推廣方式

1.105年度太陽光電總推廣目標量為500MW，其中，規畫競標容量為350MW，免競標容量為150MW。

2.105年度各期競標目標容量規劃為8期，目前實際競標作業共執行5期，競標得標總容量共計為106,757瓩。

3.有關競標對象及免競標對象，彙整如下表所示：

免競標 對象 容量 150MW	設置類型
	(1)設置一瓩以上不及一百瓩之屋頂型設備申請案。
	(2)政府機關（構）、公立學校及公營事業所有之設置申請案。
	(3)民間廠商承租或有權使用政府機關（構）、公立學校及公營事業所有或管理之建築物之屋頂型設備申請案。
	(4)設置於住宅建物之屋頂型設備申請案。
	(5)設置於離島地區之申請案。
	(6)依建築整合型太陽光電發電設備示範獎勵辦法取得認可文件之設置申請案。
	(7)經行政院核定之太陽光電專案。
	(8)設置於中央水利主管機關公告劃設之嚴重地層下陷區，並經中央用地主管機關核准之地面型設備申請案。
	(9)設置於已封閉或復育中之公有掩埋場或經公告列管為汙染土地，定經環境主管機關核准之地面型設備申請案。
	(10)依直轄市、縣（市）政府自治條例，應設置太陽光電發電設備之屋頂型設備申請案。
	(11)全數採用當年或前一年度經本部（能源局）優質太陽光電產品評選活動（金能獎）評選合格之太陽光電模組設置申請案。
	(12)全數採用依太陽光電模組產品登錄作業要點規定登錄之當年度高效率類型之太陽光電模組設置申請案

註：當年度免競標核可同意備案容量達年度免競標推廣目標容量時，本部（能源局）得停止受理同意備案申請。

14

貳、再生能源推廣成效及現況(續)

二、太陽光電推廣成果及現況(續)

(三)105年度競標作業結果

設置類型	容量級距	投標容量 (kW)	得標 件數	總容量 (kW)	平均折扣率 (%)
屋頂型	1瓩以上不及100瓩各期合計	—	21	1,645	0.27
	100瓩以上不及500瓩各期合計	—	247	83,201	0.38
	500瓩以上各期合計	—	6	21,292	0.08
地面型	1瓩以上各期合計	—	2	619	0.01
		投標容量 (kW)	得標 件數	得標容量 (kW)	平均折扣率 (%)
各期各級距合計	第一期	29,300	83	29,300	1.00
	第二期	15,288	38	15,288	0.18
	第三期	30,695	60	30,695	0.03
	第四期	13,850	44	13,850	0.10
	第五期	17,624	51	17,624	0.07
總計		106,757	276	106,757	0.36

105年度競標容量為350MW，競標至第5期止，投標容量總計為106.76MW，得標容量總計為106.76MW。

註：本表總計與細項總和或有不符，係小數點以下採四捨五入進位所致。

15

貳、再生能源推廣成效及現況(續)

二、太陽光電推廣成果及現況(續)

(四) 105年度免競標案件

截至6月30日止，同意備案為1,163件，裝置容量約為90.55MW。

序號	分類項目	件數	裝置容量(MW)	裝置容量 佔比(%)
1	設置一瓩以上不及一百瓩之屋頂型設備申請案。 ^{註1}	562	21,803	24.08
2	政府機關(構)、公立學校及公營事業所有之設置申請案。	11	558	0.62
3	民間廠商承租或有權使用政府機關(構)、公立學校及公營事業所有或管理之建築物之屋頂型設備申請案。	167	21,923	24.21
4	設置於住宅建物之屋頂型設備申請案。	286	3,816	4.21
5	設置於離島地區之申請案。	16	382	0.42
6	依建築整合型太陽光電發電設備示範獎勵辦法取得認可文件之設置申請案。	0	0	0.00
7	經行政院核定之太陽光電專案。	2	601	0.66
8	設置於中央水利主管機關公告劃設之嚴重地層下陷區，並經中央用地主管機關核准之地面型設備申請案。	33	12,322	13.61
9	設至於已封閉或復育中之公有掩埋場或經公告列管為汙染土地，定經環境主管機關核准之地面型設備申請案。	0	0	0.00
10	依直轄市、縣(市)政府自治條例，應設置太陽光電發電設備之屋頂型設備申請案。	15	5,510	6.08
11	全數採用當年或前一年度經本部(能源局)優質太陽光電產品評選活動(金能獎)評選合格之太陽光電模組設置申請案。	45	16,352	18.06
12	全數採用依太陽光電模組產品登錄作業要點規定登錄之當年度高效率類型之太陽光電模組設置申請案。	21	6,831	7.54
13	無售電	5	454	0.50
總計		1,163	90,551	100.00

註1：包含委辦地方政府高雄市133件(3,003瓩)、台南市166件(6,083瓩)、雲林縣91件(3,567瓩)、金門縣12件(522瓩)及屏東縣43件(1,298瓩)。本表總計與細項總和或有不符，係小數點以下採四捨五入進位所致。

註2：序號2，政府機關(構)、公立學校及公營事業所有之設置申請案，其中有1件(3.12瓩)為重新備案之案件。

16

貳、再生能源推廣成效及現況(續)

三、各類再生能源目標達成情形說明

(一) 太陽光電

1. 105年度目標量：500MW。

2. 現況：105年6月底止，同意備案核准約179.18MW，目標達成率36%。

3. 檢討分析：目前公告18個地層下陷區皆面臨饋線容量不足、土地整合、農地農用加強管理等問題，導致地面型太陽光電設置場地取得困難，故相關主管機關業已刻正研擬改善作法，能源減碳辦公室亦積極檢討其相關配套措施。

(二) 風力發電

1. 105年度目標：陸域風力100MW、離岸風力15MW。

2. 現況：105年6月底止，陸域風力同意備案核准約6.03MW，目標達成率為6%；離岸風力已有2家示範業者各別進行2架示範機組之籌設，裝置容量共計16MW，另第二階段潛力場址亦開始規劃中，並有多家業者表達設置意願。

3. 檢討分析：陸域風力因104年通過「海岸管理法」後增加設置障礙，加上二階段環評及民眾抗爭因素，導致設置延遲。

(三) 生質能及其他

1. 105年度目標：生質能1MW。

2. 現況：105年6月底止，同意備案核准約0.93MW，目標達成率為93%。

3. 檢討分析：地方政府積極推動國內畜牧業將禽畜排泄物沼氣作為發電能源，加速我國生質能沼氣發電目標率的達成。

17

附件3： 國際再生能源電能躉購費率發展趨勢

18

壹、105年度公告費率

一、再生能源(太陽光電除外)發電設備電能躉購費率

再生能源類別	分類	級距(kW)	104年度費率(元/度)	105年度費率(元/度)	變化率(%)
風力	陸域	≥1~<20	8.4071	8.5098	1.22
		≥20(含LVRT)	2.7229	2.8099	3.19
		≥20(未含LVRT)	2.6900	2.7763	3.21
	離岸	無區分	5.7405	5.7405	0.00
川流式水力	--	無區分	2.6338	2.9078	10.40
地熱能	--	無區分	4.9315	4.9428	0.23
生質能	無厭氧消化	無區分	2.6338	2.7174	3.17
	有厭氧消化		3.3803	3.9211	16.00
廢棄物(衍生燃料)	--	無區分	2.8240	2.9439	4.25
其他	--	無區分	2.6338	2.7174	3.17

註：104年度陸域風電費率級距區分為1kW以上不及10kW、10kW以上。

二、太陽光電發電設備電能躉購費率

再生能源類別	分類	級距(kW)	104年度第一期 上限費率 (元/度)	104年度第二期 上限費率 (元/度)	105年度第一期 上限費率 (元/度)	105年度第二期 上限費率 (元/度)	第一期 變化率 (%)	第二期 變化率 (%)
太陽光電	屋頂型	≥1~<20	6.8633	6.6721	6.4813	6.4813	-5.57	-2.86
		≥20~<100	5.7378	5.5760	5.2127	5.2127	-9.15	-6.52
		≥100~<500	5.3627	5.2155	4.8061	4.8061	-10.38	-7.85
		≥500	5.1935	5.0537	4.6679	4.6679	-10.12	-7.63
	地面型	無區分	4.8845	4.7521	4.6679	4.6679	-4.43	-1.77

19

貳、國際躉購費率發展趨勢

一、太陽光電

(一)屋頂型費率比較表

2016年各國太陽光電屋頂型躉購費率介於4.5172~9.7086元/度之間，整體而言，2016年我國費率水準介於國際區間。

單位:新臺幣/度

國別	2015年1月1日 費率	2016年1月1日 費率	2017年1月1日 費率	變動幅度(%)*
日本(<10kW)	10.8854	9.7086 (10.2970)	9.1202 (9.7086)	-6.06 (-5.71)
加拿大(≤10kW)	9.4856	7.2624	--	--
馬來西亞(≤4kW)	7.3396	6.6053	5.9447	-10.00
臺灣(1~20kW)	6.8633	6.4813	--	--
德國(≤10kW)	4.7521	4.5172	--	--

註：1.*變動幅度係比較2016.01/2017.01之年度變動情形

2.各國屋頂型躉購費率係以現行最小級距之躉購費率進行比較。

3.日本()內的費率為加裝輸出控制設備者之費率。

20

貳、國際躉購費率發展趨勢(續)

一、太陽光電(續)

(二)地面型費率比較表

2016年各國太陽光電地面型躉購費率介於3.1302~7.9434元/度之間，整體而言，2016年我國費率水準介於國際區間。

單位:新臺幣/度

國別	2015年1月1日費率	2016年1月1日費率	2017年1月1日費率	變動幅度(%)*
日本(>10kW)	9.4144	7.9434	7.0608	-11.11
加拿大 (100kW~≤500kW)	6.7931	5.1627	--	--
臺灣(無區分)	4.8845	4.6679	--	--
馬來西亞 (10MW~≤30MW)	3.9204	3.3327	2.8330	-14.99
德國(≤100kW)	3.3357	3.1302	--	--

註：

1.*變動幅度係比較2016.01/2017.01之年度變動情形

2.各國地面型躉購費率係以現行最大級距之躉購費率進行比較。

21

貳、國際躉購費率發展趨勢(續)

二、風力發電

(一)陸域小型風力費率比較表

2016年各國小型陸域風力發電躉購費率介於3.1619~16.1810元/度之間，與2017年相較變動幅度則介於0%~-5.42%，僅德國調降費率。整體而言，2016年我國費率水準介於國際區間。

單位:新臺幣/度

國別	2015年1月1日 費率	2016年1月1日 費率	2017年1月1日 費率	變動幅度 (%)
日本(<20kW)	16.1810	16.1810	16.1810	0.00
台灣($\geq 1 \sim < 20$ kW)	8.4071	8.5098	--	--
德國(≤ 50 kW)	3.2659	3.2512	3.0751	-5.42
加拿大(≤ 500 kW)	3.1619	3.1619	3.1619	0.00

*變動幅度係比較2016.01/2017.01之年度變動情形。

22

貳、國際躉購費率發展趨勢(續)

二、風力發電(續)

(二)陸域大型風力費率比較表

2016年各國大型陸域風力發電躉購費率介於1.8091~6.4724元/度之間，與2017年相較變動幅度則介於0%~-5.48%，僅德國調降費率，2016年我國費率水準介於國際區間。

單位:新臺幣/度

國別	2015年1月1日費率	2016年1月1日費率	2017年1月1日費率	變動幅度(%)
日本(≥ 20 kW)	6.4724	6.4724	6.4724	0.00
德國(>50kW前五年)	3.2659	3.2512	3.0751	-5.42
加拿大(≤ 500 kW)	3.1619	3.1619	3.1619	0.00
中國風能貧乏區(IV)	3.0693	3.0190	3.0190	0.00
台灣(≥ 20 kW)	2.7229	2.8099	--	--
中國風能可利用區(III)	2.8178	2.7171	2.7171	0.00
中國風能較豐富區(II)	2.6165	2.5159	2.5159	0.00
中國風能豐富區(I)	2.4655	2.3649	2.3649	0.00
德國(>50kW第六年起)	1.8164	1.8091	1.7100	-5.48

註：*變動幅度係比較2016.01/2017.01之年度變動情形

- 1.台灣2016年未加裝低電壓持續運轉能力(LVRT)者，費率為2.7763元/度。
- 2.我國再生能源發電設備設置於離島地區，電能躉購費率可加成15%。
- 3.我國陸域大型風力發電設備自完工日起至111年12月31日止，電能躉購費率可按105年度公告費率加成3.6%，但獎勵期限以五年為限，並可按離島加成費率再加成15%。

23

貳、國際躉購費率發展趨勢(續)

二、風力發電(續)

(三)離岸風力費率比較表

2016年各國離岸風力發電躉購費率介於1.4311 ~ 10.5912元/度之間，且2017年費率水準均無變動。整體而言，2016年我國費率水準介於國際區間。

單位:新臺幣/度

國別	2015年1月1日費率	2016年1月1日費率	2017年1月1日費率	變動幅度(%)
日本	10.5912	10.5912	10.5912	0.00
臺灣(階梯式前10年)	7.1085	7.1085	--	--
臺灣(固定20年)	5.7405	5.7405	--	--
德國(前12年)	5.6511	5.6511	5.6511	0.00
中國近海風場	4.2769	4.2769	4.2769	0.00
中國潮間帶風場	3.7738	3.7738	3.7738	0.00
臺灣(階梯式後10年)	3.4586	3.4586	--	--
德國(第13年起)	1.4311	1.4311	1.4311	0.00

*變動幅度係比較2016.01/2017.01之年度變動情形

24

貳、國際躉購費率發展趨勢(續)

三、生質能及其他再生能源

(一)生質能費率比較表

2016年各國生質能躉購費率介於2.5496~11.4738元/度之間，與2017年相較變動幅度則介於0.00% ~ -2.00%，我國2016年有厭氧消化設備生質能費率為3.9211元/度，相較前年(2015年)上調16.00%，整體而言，2016年我國費率水準介於國際區間。

單位:新臺幣/度

國別	2015年1月1日費率	2016年1月1日費率	2017年1月1日費率	變動幅度(%)*
日本	11.4738	11.4738	11.4738	0.00
加拿大(≤100kW)	6.4967	6.4967	--	--
德國(≤150kW)	5.0126	4.9876	4.8879	-2.00
臺灣(有厭氧)	3.3803	3.9211	--	--
馬來西亞(≤4MW)	2.5496	2.5496	--	--

*變動幅度係比較2016.01/2017.01之年度變動情形

25

貳、國際躉購費率發展趨勢(續)

三、生質能及其他再生能源(續)

(二)水力發電費率比較表

2016年各國水力發電躉購費率介於2.0819 ~ 8.5318元/度，與2017年相較變動幅度為0.00%，我國2016年費率較前年(2015年)上調10.40%。整體而言，2016年我國費率水準介於國際區間，並逐步趨近國際水準。

單位:新台幣/度

國別	2015年1月1日費率	2016年1月1日費率	2017年1月1日費率	變動幅度(%)*
日本(200kW~1MW)	8.5318	8.5318	8.5318	0.00
加拿大(≤500kW)	6.0767	6.0767	--	--
德國(500kW~2MW)	3.0274	2.9980	2.9980	0.00
台灣(<2MW)	2.6338	2.9078	--	-
馬來西亞(≤2MW)	--	2.0819	--	-

*變動幅度係比較2016.01/2017.01之年度變動情形

註：1.依再生能源發展條例規定，臺灣水力發電躉購對象為川流式(圳路式)水力；國際上水力發電則依級距大小訂定躉購費率。

2.德國水力發電自2018年1月1日起，每年調降0.5%。

3.馬來西亞考量2015年底有2MW實際案件，故於2016年1月1日起提出≤2MW之費率。

26

貳、國際躉購費率發展趨勢(續)

三、生質能及其他再生能源(續)

(三)地熱發電費率比較表

2016年各國地熱發電躉購費率介於4.7704 ~ 11.7680元/度之間，與2017年相較變動幅度為0.00%，我國2016年費率較前年(2015年)上調0.23%。整體而言，2016年我國費率水準介於國際區間，變動符合國際趨勢，呈現平穩維持之趨勢，並逐步趨近國際水準。

單位:新台幣/度

國別	2015年1月1日費率	2016年1月1日費率	2017年1月1日費率	變動幅度(%)*
日本(<15MW)	11.7680	11.7680	11.7680	0.00
德國(無區分)	9.2473	9.2473	9.2473	0.00
法國(<12MW) (本土)	7.3391	7.3391	--	--
台灣(無區分)	4.9315	4.9428	--	--
法國(<12MW) (海外省地區)	4.7704	4.7704	--	--

*變動幅度係比較2016.01/2017.01之年度變動情形

1.德國地熱為自2020年1月1日起，每年調降5%。

2.法國地熱(<12MW)區分為本土(Métropole)與海外省地區(DOM)，包括瓜地洛普、馬丁尼克、圭亞那、留尼旺島及馬約特島。

27

貳、國際躉購費率發展趨勢(續)

三、生質能及其他再生能源(續)

(四)廢棄物發電費率比較表

2016年國際費率水準介於2.4703~5.0014元/度之間，日本2017年費率也和2016年維持相同水準，相較之下，我國費率水準介於國際區間，變動符合國際趨勢，呈現平穩維持之趨勢。

單位:新台幣/度

國別	2015年1月1日費率	2016年1月1日費率	2017年1月1日費率	變動幅度(%)*
日本(<15MW)	5.0014	5.0014	5.0014	0.00
臺灣	2.8240	2.9439	--	--
馬來西亞(≤10MW)	2.4703	2.4703	--	--

*變動幅度係比較2016.01/2017.01之年度變動情形

註：日本廢棄物費率係指一般廢棄物，馬來西亞則係指固體廢棄物。

28

貳、國際躉購費率發展趨勢(續)

四、小結

(一)2016年國際費率趨勢，說明如下：

- 1.太陽光電：國際費率呈現調降之趨勢，其中屋頂型降幅介於6-10%、地面型介於1-15%。我國太陽光電屋頂型費率在國際費率區間中屬偏低水準，地面型則介於國際區間中間。
- 2.風力發電：費率趨勢變化上，除離岸風力無變動外，陸域小型或大型風力發電的費率水準則呈現持平或下跌趨勢。我國陸域小型風力發電之費率屬國際較高水準，陸域大型風力發電之費率則介於中間，僅德國基於管控發展速度等因素，依發展目標調降費率5.5%左右；至於離岸風力發電之費率亦屬國際較高水準。
- 3.生質能及其他：除生質能國際費率呈現下調趨勢，水力、地熱和廢棄物費率皆無變動，德國生質能費率依發展目標調降費率2.0%，我國生質能、水力、地熱及廢棄物費率在國際費率區間中屬偏低水準。
- 4.整體而言，主要因技術進步及規模經濟，導致設置成本下降，進而使費率水準調降。

(二)綜觀主要國家躉購費率變動趨勢，已發布2017年躉購費率之國家，太陽光電躉購費率皆呈現調降費率之情形；陸域風力及生質能發電之費率趨勢大致保持平穩，僅德國基於管控發展速度等因素，依發展目標調降費率；至於離岸風力、水力、地熱等費率趨勢則無變動。

資料來源：DECC(2015), Review of the Feed-in Tariffs Scheme - Government Response.

29

附件4： 再生能源業界主要意見彙整說明

30

壹、意見蒐集

一、函詢相關公、協會意見

105年5月5日函詢各相關公、協會對於審定作業相關意見，截至105年7月6日，已收到海洋風電、畜產試驗所、中華民國養豬協會(漢寶牧場)、台中市政府、台糖公司、台灣資源再生協會、台灣廚餘堆肥資源化發展協會、花蓮農田水利會、英華威風力發電集團、高雄市政府交通局、捷祥股份有限公司、農田水利會、嘉義縣政府、標捷光電科技(股)公司、第一銀行、華南銀行、彰化銀行、台灣中小企銀、兆豐銀行、新北市政府等二十個單位回函。

二、辦理分區業者座談會

分別於105年6月22、23、24日辦理「106年度再生能源電能躉購費率計算公式使用參數研討」分區業者座談會，與業界專家深入座談，針對審定作業期程規劃、計算公式及其使用參數與相關議題等，廣泛聽取各界意見，出席業者詳如次頁彙整表格所示。

31

壹、意見蒐集(續)

區別	北區	中區	南區
會議時間	6/22下午	6/23下午	6/24下午
會議地點	公務人力發展中心 103階梯教室	台中世界貿易中心 302會議室	台南外貿協會第三會議室
出席業者	太陽光電： 天泰能源、台塑關係企業、謙毅工程、亞立惟、標捷光電、正隆公司、宏禧電機、紹洲興業、圓準(股)公司、光宇工程顧問、向陽優能、台灣維特斯特 ITRI 風力發電： 台電公司、台灣奇異、東元電機、台灣環境保護聯盟、台灣再生能源推動聯盟 生質能及其他再生能源： 台灣汽電共生、捷祥(股)公司、台灣生質能源產業協會、蘭陽地熱資源(股)公司、台大機械系林O淵、中華民國養豬協會 政府/銀行單位： 宜蘭縣政府、行政院農委會、新北市政府經發局、合庫銀行、永豐商銀 共 38 人次	太陽光電： 天陽能源、進金生能源、士能科技、圓準(股)公司、友達光電、泓錠機電、晶輝綠能、恆隆油漆行、太陽光電產業協會、SEMI 風力發電： 中鋼風電處 生質能及其他再生能源： 漢寶牧場 政府/銀行單位： 雲林縣政府、台中市政府經發局 共 23 人次	太陽光電： 寶豐能源科技、向陽優能、中宇環保工程、聚恆科技、鉅曜綠能、金陽機電、什鎂企業、威風光電、統益機電 全利能源、利高科技、聚恆科技、太陽熱能商業同業公會、太陽光電發電系統商業同業公會、中宇環保工程(股)公司、賴O明 風力發電： 無 生質能及其他再生能源： 台糖公司、天一能源科技有限公司、嘉南農田水利會、畜產試驗所 政府/銀行單位： 台南市政府經發局 共 30 人次
討論議題	1. 審定作業相關議題及期程規劃之建議 2. 電能躉購費率計算公式及其使用參數之建議		

32

壹、意見蒐集(續)

一、太陽光電

類別	意見內容
(一)期初設置成本	1. 建議將租金、保險費用、行政成本 idle cash、線補/饋線費、土地取得成本、公司間接成本、評估及開發案場費用、較舊廠房屋頂更新、施工公安成本、融資成本手續費、更換烤漆浪板、除役成本等，進行檢討並納入期初設置成本。 2. 建議地面型太陽光電可分為以下4類，包含一般地面型、地層下陷區、架高型(地下基礎算起9米以上)及浮動式水上型，且各類型分別有不同的建置成本。另應考慮地價稅、整地費、饋線費、建築執照費用等開發費用。 3. 期初設置成本的參數資料不明確且各家廠牌的價格皆有差異；另採完工發票作為成本估算不盡合理，因設置者為減少稅額，低報發票金額，故發票金額應做為低標或中低標之參考值。
(二)運轉維護費用	1. 建議應針對逆變器(inverters)於運轉20年間的更換次數進行檢討與確認。 2. 建議提高運轉維護費用比例。
(三)年淨售電量	1. 建議檢討北部地區加成比例，另南投亦應納入加成對象，以提高投資誘因。 2. 太陽光電年淨售電量部分應考量模組的衰減、環境因素和其他設備衰減因素；另公開年售電量的計算依據與資料。
(四)平均資金成本率	1. 競標押標金及第一期電費成本(自併聯試運轉到設登期間)對IRR造成的影響並無反映在躉購費率中，應考量此期間對資金成本的變化影響。 2. 應考量案場面臨風災影響所產生無法復原的道德風險下的損失。 3. 目前太陽光電融資案例中： (1)屋頂型：可借款比例介於60-81.3%、融資信用風險加碼1.08-2.5%、借款利率介於1.9-2.7%、還款年限介於5-15年。 (2)地面型：可借款比例介於42-75%、融資信用風險加碼1.18%、借款利率介於1.9-2.41%、還款年限介於10-15年。(函詢相關公、協會意見、兆豐商業銀行、彰化銀行)

33

壹、意見蒐集(續)

一、太陽光電

類別	意見內容
(五)躉購費率	1.建議太陽光電訂定階梯式費率、遞減率等，並提高躉購費率及合理的回收年限
	2.建議區分各類型的躉購費率，例如專區專用、自有土地(土地類別)、公有土地、區域性(已有)、民宅屋頂、土地類別(農田、地層下陷、不可利用土地)等的躉購費率。
	3.使用高效免競標模組及考量地面型太陽光電發包建置期長，建議躉購電價適用時，能考量放寬時效性問題。
(六)政策制度(含綜合性議題)	1.建議檢討或廢除競標機制；另針對「太陽光電發電設備競標方式對產業影響產生之探討」給各界參考。
	2.建請政府單位應了解目前太陽能板的設置困境，中央政府出面整合地方各單為窗口。
	3.行政程序的延宕問題嚴重，建議全部開放(非只限於競標)9月以後申請的皆可延遲4個月的工作期。
	4.是否有(漂浮)水上太陽能模組政策擬定及規範？(針對湖泊、養殖魚塭等的設置)
	5.建議休耕農地及畜牧房舍放寬建置標準(法令鬆綁)。
	6.建議說明躉購費率計算是以何種投資者作為補助對象。
	7.建議提出可利用的饋線容量，並與地方政府討論如何分配，以有效推動太陽光電。
	8.建議取消同地段合併容量計算。
	9.建議明年安裝的地面型太陽光電可減稅，而減稅標準可每年調整。
	10.建議電業法適用對象由500kW放寬至1.5MW至2MW。
	11.建議政府單位應訂定法令加以推動設置，強迫大量用電排碳廠房需設置，達建及臨時廠房等屋頂應用法令來鼓勵推動設置，才能有效提高設置量。
	12.聽證會應落實聽證基本精神，讓參與者充分表達意見，針對重大問題，能舉辦第二次聽證會由政府機關或相關學者直接回應。
	13.併內線需與設置者為同一人，請台電修改內規，否則用電所有人與設置者不同，只能併外線，線損及造成施工成本增加、外線饋線不足等問題，降低設置意願。

34

壹、意見蒐集(續)

二、風力發電

類別	意見內容
(一)期初設置成本	1.陸域大型風電：應採6.5萬元/kW。
	2.離岸風電：
	(1)潛力場址的岸距及成本差異大，應依岸距分配費率增量曲線。
	(2)台灣的成本比歐洲國家高，初期應採較高躉購費率，以吸引業者及產業投入發展。
(二)運轉維護費用	(3)躉購費率應考量台灣的地質、氣候、保險等與歐洲環境之差異。
	1.陸域大型風電：應採1,942元/kW。
(三)年淨售電量	2.離岸風電：台灣的費用較歐洲高，年運轉維護費占設置成本比應為5%。
	1.陸域大型風電：應採2,200度/kW。
(四)平均資金成本率	2.離岸風電：以澎湖陸域風電得標廠商承諾之發電量計算並不恰當，且未考慮線損3~5%及因維護折減運轉時數5%，建議採3,400小時。
	1.陸域風電：無。
	2.離岸風電：
	(1)股權報酬率：歐洲約12~15%，台灣風險相對高，需為14%以上。
	(2)融資利率：第一階段在開發商擔保架構下約4.5%，第二階段若搭配國際銀行與歐洲出口信保機構進行專案聯貸，至少為6%。

35

壹、意見蒐集(續)

二、風力發電

類別	意見內容
(五)躉購費率	1.陸域風電：無。 2.離岸風電： (1)不贊成階梯式費率，此機制不利開發岸距較遠場址，且將使業者在前十年取得暴利。 (2)不贊成將目前示範風場案例當成制定躉購費率的參考樣本。 (3)費率應採差異化，弱風區費率較貴，強風區則較便宜。 (4)為了「民眾觀感」調降躉購價格會造成投資者失去對台灣政府之信心，並對前期開發商不公平。 (5)建議參考NEPII-我國離岸風電技術經濟分析與建置融資體系之研究。
(六)政策制度 (含綜合性議題)	1.須先訂定除役機制，確保業者日後會進行除役作業，躉購費率才能加入除役成本。 2.請工業局設立離岸風電獎勵機制，對於開發商使用在地生產的風機機組、零件及海事工程設備給予優惠。

36

貳、意見彙整(續)

三、生質能及其他再生能源

類別	意見內容
(一)期初設置成本	生質能：建議提高期初設置成本並釐清組成項目內涵，並考慮沼液、沼渣去化成本。
(二)運轉維護費用	生質能：建議提高運維費用，並考慮引擎及零件之更換次數或時數。
(三)年淨售電量	無
(四)平均資金成本率	無
(五)躉購費率	1.生質能：建議應提高沼氣發電躉購費率，並仿照太陽光電以級距方式訂定躉購費率，100kW以下6元/度；101kW至400kW為5.5元/度；401kW以上5.0元/度。 2.建議躉購合約應簽訂10年。 3.地熱： (1)考量深淺層地熱發電成本差異及風險不同，故建議地熱應區分深淺層躉購費率，兩者約相差1.5~2倍。 (2)依公告成本計算1萬瓩深層地熱成本約20~30億，確認資源後，容量10萬瓩僅需約100億，故建議比照離岸風力採階梯式費率，鼓勵先期投入。
(六)政策制度 (含綜合性議題)	地熱： (1)目前地熱以招商辦理，FIT以20年為主，但招商大都是30年以上，其躉購年限是否有考量空間。 (2)目前大屯火山考慮開發地熱，但面臨探勘、併聯點及土地取得問題，因此建議將上述問題納入考量。

貳、意見彙整(續)

四、其他

類別	意見內容
(一)費率計算參數	1.公民電廠的資金股權較分散，管理分散的股權成本，是否納入考量？
	2.碳與躉購費率的關聯性，可補足費率難以估算之不足。
	3.躉購費率是否應將通貨膨脹率分開計算。
(二)政策 (含綜合性議題)	1.請問目前是否有研擬過FIT及RPS雙軌並行之可能性？
	2.建議政府儘快建立碳權交易所，售電給台電及賣碳權之所得免所得稅
	3.政府(農委會、財政部)可指示"全國農業金庫"及"合作金庫"、"農業信用保證基金"授信給業者"專案長期低利率貸款"。
	4.建議政府建立一套機制媒合電子公司與畜牧業者合作，由電子公司投入沼電中心設備成本所需資金，由畜牧業者供應沼氣原料及場所，待沼電中心開始運轉後，賣電及賣碳權所得由合作雙方共享。
	5.台電售價調整是否應將躉購費率調整一併考慮。

38

參、意見後續處理方式

一、政策制度意見

關於再生能源發展政策制度(如FIT與RPS制度並行之研析)、法規鬆綁、併聯問題、碳權交易、政府協助專案貸款等意見，後續將轉由相關單位另案研議。

二、審議機制與作業原則等意見

本年度業者未提出相關意見。

三、各類再生能源之參數數值、級距與獎勵機制訂定等意見

有關各類別再生能源業者所提關於費率審定時，計算公式各參數水準值與級距訂定等意見，後續將提交至各分組會議討論。

(一)太陽光電：

1.期初設置成本

(1)不同設置態樣(漂浮式、專區、架高型)下成本費用之反映方式

(2)檢討期初設置成本內涵，如租金、保險費、線補/饋線費、地價稅、整地費等費用納入考量

(3)檢討以競標折扣率反映期初設置成本之評估方式

2.運轉維護費用

(1)逆變器(inverter)在運轉期間中的更換次數

(2)租金及回饋金是否納入運轉維護費用

39

參、意見後續處理方式

三、各類再生能源之參數數值、級距與獎勵機制訂定等意見

(一)太陽光電：

3.年淨售電量

(1)北部地區躉購費率加成區域及加成比例之檢討

(2)年淨售電量應考量模組的衰減、環境因素和其他設備衰減因素

4.躉購費率

(1)躉購費率結構設計(如階梯式費率、遞減率訂定及費率與目標連結機制)

(2)考量地面型專區申設期間較長，應放寬躉購費率適用時點

5.政策制度

(1)競標機制作業方式檢討與存廢議題

(2)建議電業法適用對象由500kW放寬至1.5MW至2MW

(3)建議取消同地段合併容量計算

(4)新設置型態之技術安全與基座工法

(5)放寬設置條件及設置場址區域整合問題

40

參、意見後續處理方式

三、各類再生能源之參數數值、級距與獎勵機制訂定等意見

(二)風力發電：

1.如何鼓勵陸域次級風場開發

2.離岸風電是否採區域差異化費率

(三)生質能及其他再生能源：

1.釐清生質能設置成本內涵(如沼液、沼渣去化成本)

2.生質能運維費用項目及運維方式研析(如維修頻率)

3.研析以級距區分生質能躉購費率之可行性

4.研析生質能混燒躉購費率計算方式

5.地熱發電躉購費率結構考量階梯式(前高後低)設計

(四)歷年因各種目的設計之獎勵機制，亦規劃於分組會議中討論。

附件

42

附件

一、太陽光電

類別	意見內容
(一) 期初設置成本	1.建議將氣候影響、租金、保險費用、行政成本idle cash、線補/饋線費、土地取得成本、土地仲介費、公司間接成本、評估及開發案場費用、較舊廠房屋頂更新、施工公安成本、融資成本手續費、更換烤漆浪板、除役成本等，進行檢討並納入期初設置成本。(北區・標捷光電、天泰能源股份有限公司、台灣再生能源推動聯盟、圓準股份有限公司)(中區・台灣太陽光電產業協會、漢寶牧場、中華民國太陽光電發電系統商業同業公會、太電能源股份有限公司) 2.建議地面型太陽光電可分為以下4類，包含一般地面型、地層下陷區、架高型(地下基礎算起9米以上)及浮動式水上型，且各類型分別有不同的建置成本。(函詢相關公、協會意見・標捷光電)(北區・標捷光電) 3.建議地面型電業開發有2-3年之申請期間，應將此行政成本計入。(北區・亞立惟有限公司) 4.因農地無法設置，僅剩工業區可設置，建議地面型期初設置成本應計入地價稅、整地費、饋線費、建築執照費用。(南區・台糖公司) 5.期初設置成本的參數資料不明確且各家廠牌的價格皆有差異，如太陽能板、逆變器、骨架、鋁擠、C鋼、方鋼、H鋼等購料成本皆因廠牌不同而有所差異。另外結構安全性較佳的設備購料成本及維護費用會較高。(中區・天陽能源有限公司) 6.各類型太陽光電系統的建置成本不同，建議區分各類型的躉購費率。(中區・天陽能源有限公司、友達光電股份有限公司) 7.未來會以地面型PV為主，目前列的期初設置成本為5.74萬如果是架高的成本就過於低估。由於未來要在地層下陷區的地方設置太陽光電一定會架高至2.5米到3.5米，可以請公會的會員提供現在正在地層下陷區建置地面型PV的成本資料，來做參數資料參考。(中區・中華民國太陽光電發電系統商業同業公會) 8.採用完工發票作為成本的估算費用不盡合理，因設置業者為減少稅額，低報發票金額，故若採用發票金額為參考值應設定為低標或中低標的參考值。(中區・太電能源股份有限公司)

43

附件

一、太陽光電

類別	意見內容
(二)運轉維護費用	1.建議應針對逆變器(inverters)於運轉20年間的更換次數進行檢討與確認。(北區・永豐銀行、圓準股份有限公司)
	2.運轉維護費用應考量逆變器更換(每7年需更換)、清洗人力費用、基本工資年增率及物價指數等，建議將運轉維護費用比例提高至2%以上。(中區・台灣太陽光電產業協會)(南區・金陽機電、聚恆科技(股)公司)
	3.電業法規定要設置專任「主任技術員」聘任資格規定不得兼任，且每月需繳納電費給予台電公司，估計運維比例需再增加1%；此外，地面型的運維成本比屋頂高。(中區・友達光電股份有限公司)
	4.運轉維護費用內涵應納入間接費用。(中區・太電能源股份有限公司)
	5.建議回饋農地持有者(農地產能)>20萬/5分地。(北區・聚恆科技(股)公司)
	6.公有土地如國中小、教育單位、公益團體，應提高租金到20-30%，增加收益，由縣市政府專款專用再進行設置，建置工程發包民間。(南區・賴〇明)
(三)年淨售電量	1.建議檢討太陽光電北部地區加成本比例(12.5%)是否合理並提高，另南投應也有8-10%的加成，以提高設置意願。(函詢相關公、協會意見・新北市政府經濟發展局)(北區・新北市政府經濟發展局、正隆公司)(南區・太陽光電系統公會、中租能源開發)
	2.政府公告的日照時數與實際數據有差異；另應透明公開年售電量的計算依據及資料(中區・天陽能源有限公司、友達光電股份有限公司)
	3.臺北市費率亦只加12.5%，另外臺北市府補助20,000/kW仍不具吸引力，建議北北基要加到30%以上。(中區・台灣太陽光電產業協會)
	4.太陽光電年淨售電量部分應考量模組的衰減、環境因素和其他設備衰減(中區・友達光電股份有限公司、中宇環保(股)公司)

44

附件

一、太陽光電

類別	意見內容
(四)平均資金成本率	1.競標制中，押標金idle cash在能源局留置長達一年多；及第一期電費成本(自併聯試運轉到設登期間)，造成IRR的影響，並無反映在躉購費率中，此期間造成資金成本的變化應考量。(北區・天泰能源股份有限公司)
	2.建議費率應依目前產險公司願意出險理賠天災的成數，如之前出險理賠100%，目前只剩下大約60~70%左右；因此應考量案場面臨風災影響，產生無法復原的道德風險下的損失。(北區・永豐銀行)
	3.目前太陽光電融資案例中，不同設置型態的融資情況說明如下： (1)屋頂型：可借款比例介於60-81.3%、融資信用風險加碼1.08-2.5%、借款利率介於1.9-2.7%、還款年限介於5-15年。 (2)地面型：可借款比例介於42-75%、融資信用風險加碼1.18%、借款利率介於1.9-2.41%、還款年限介於10-15年。(函詢相關公、協會意見・兆豐商業銀行、彰化銀行)
(五)躉購費率	1.建議參考離岸風電的階梯設計，訂定太陽光電階梯式費率。(北區・天泰能源股份有限公司)
	2.建議參考德國每年設定遞減率的方式訂定躉購費率(北區・亞立惟有限公司)
	3.躉購費率的回收年限應訂定較合理的期限，6-7年或者9-10年?(中區・天陽能源有限公司)
	4.政府為提升再生能源設置量且希望全民共同參與，應考慮提高躉購費率。(中區・天陽能源有限公司)(南區・賴〇明)
	5.各類型太陽光電系統的建置成本不同，建議區分各類型的躉購費率，例如專區專用、自有土地(土地類別)、公有土地、區域性(已有)、民宅屋頂、土地類別(農田、地層下陷、不可利用土地...)等的躉購費率。(中區・天陽能源有限公司、友達光電股份有限公司)(南區・賴〇明)
	6.躉購電價若具有公平及正當性，則建議明年躉購電價應維持跟今年一樣，後續觀察即可了解是躉購電價問題還是以上的法令問題造成容量無法提升。(南區・威鋒光電)
	7.地面型太陽光電發包建置期長，建議躉購電價適用時，能考量放寬時效性問題。(南區・台糖公司)

45

附件

一、太陽光電

類別	意見內容
(六)政策制度 (含綜合性議題)	1.競標機制致使很多小廠無法接案，應檢討。(北區・台大機械系林O淵)
	2.建議廢除競標程序，簡化申請文件。(南區・中宇環保(股)公司)
	3.競標機制違反再生能源發展條例母法，是否需要溯及既往補貼當初得標案件？。(中區・天陽能源有限公司)
	4.要求太陽光電競標者要在期間內完工，是否也應該規範政府工作人員工作時間？(中區・友達光電股份有限公司)
	5.請貴單位針對「太陽光電發電設備競標方式對產業影響產生之探討」給各界參考。(北區・宏禧電機技師事務所)
	6.政府單位可於，銀行、保險公司、主要光伏(太陽能)產業上市公司(AUO, NSP, GiaTung, Solartech, Anji, ...)、主要EPC系統商，多多了解目前設置太陽能板(屋頂、地面fine)的設置困境。(北區・圓準股份有限公司)
	7.建議中央政府出面整合地方各單為窗口。另外，台電公司的申請文件流程時間冗長及地方政府進度太慢，令產業、業者、建置商與業主投資與建置深感困擾。(北區・圓準股份有限公司)(中區・天陽能源有限公司)
	8.行政程序的延宕問題嚴重，如台電及能源局申請速度慢，建議應全部開放(非只限於競標)9月以後申請的皆可延遲4個月的工作期。(南區・太陽光電系統公會)
	9.是否有(漂浮)水上太陽能模組政策擬定及規範？(針對湖泊、養殖魚塭等的設置)(北區・圓準股份有限公司)
	10.建議應將使用高效免競標模組也納入適用相關工期寬限之獎勵機制。(北區・向陽優能電力)
	11.整體經濟面考量(推動台灣太陽能板建置標準)；建議休耕農地及畜牧房舍放寬建置標準(法令鬆綁)。(南區・賴O明)

46

附件

一、太陽光電

類別	意見內容
(六)政策制度 (含綜合性議題)	12.各類投資者如：售電者、終端出資者、系統商的投資成本及投報率皆不相同，請問躉購費率計算公式是以何種投資者作為補助對象？(中區・天陽能源有限公司)
	13.應先提出可利用的饋線容量，並與地方政府應討論如何分配，才能有效率推動太陽光電。(中區・友達光電股份有限公司)
	14.如開放較大的地面型(10MW以上)不應比照大於500kW的完工日，因施工時程會過短。(中區・友達光電股份有限公司)
	15.建議明年安裝的地面型太陽光電可減稅，而減稅標準可每年調整。(中區・友達光電股份有限公司)
	16.同地段合併計算的方式不合理，建議取消此制度。(中區・太電能源股份有限公司、漢寶牧場)(南區・太陽光電系統公會、統益機電)
	17.500kW以上的設備需要適用電業法，故建議放寬到1.5MW至2MW。(中區・漢寶牧場)
	18.建議政府單位應訂定法令加以推動設置，強迫大量用電排碳廠房需設置，連建及臨時廠房等屋頂應用法令來鼓勵推動設置，才能有效提高設置量(中區・太電能源股份有限公司)
	19.聽證會應落實聽證基本精神，讓參與者充分表達意見，針對重大問題，能舉辦第二次聽證會由政府機關或相關學者直接回應。(南區・太陽光電系統公會)
	20.建議放寬臨時工廠屋頂可建置太陽光電。(南區・太陽光電系統公會)
	21.農地爭議及賠償問題應盡快解決。(南區・太陽光電系統公會)
	22.法令問題應鬆綁，針對畜牧場、網室及屋頂法令應放寬，因需提出綠能證明，會因建築物增建及補照問題降低建置意願。(南區・威鋒光電、太陽光電系統公會(統益機電))
	23.併內線需與設置者為同一人，請台電修改內規，否則用電所有人與設置者不同，只能併外線，線損及造成施工成本增加、外線饋線不足等問題，降低設置意願。(南區・中宇環保(股)公司)

附件

二、風力發電

類別	意見內容
(一)期初設置成本	1. 依能源局公布之離岸風力潛力場址，岸距介於0.2km~62.1km，其成本差異達數倍之大，且造成近岸費率大幅偏高情形，建議應依岸距分配費率增量曲線。(北區・台灣環境保護聯盟) 2. 台灣剛開始推動離岸風電，期初設置成本會比已發展多年的歐洲國家高，應比照以前太陽光電躉購費率採較高之方式，吸引業者及產業投入發展。(北區・生質能源產業協會) 3. 陸域風力的期初設置成本過低。(中區・漢寶牧場) 4. 為確切反應台灣特有之地質、地震、腐蝕、海床地質、土壤液化、保險等與歐洲差異之環境，建議開發專屬評估台灣離岸風電成本之模型，以建立合理離岸風電躉購費率。(中區・中鋼風電委員會) 5. 陸域大型風電應採6.5萬元/kW。(函詢相關公、協會意見・英華威風力發電集團)
(二)運轉維護費用	1. 陸域大型風電應採1,942元/kW。(函詢相關公、協會意見・英華威風力發電集團) 2. 台灣離岸風電的保險費用、風機維護、海纜維護、吊裝維修船費用均較歐洲高，建議年運轉維護費占期初設置成本比率為5%。(函詢相關公、協會意見・海洋風力發電股份有限公司)

48

附件

二、風力發電

類別	意見內容
(三)年淨售電量	1. 陸域大型風電應採2,200度/kW。(函詢相關公、協會意見・英華威風力發電集團) 2. 台電公司104年於澎湖決標之陸域風電工程，其得標廠商所承諾之發電量數值並非實際運轉資料，用以計算離岸風電參數並不恰當。(函詢相關公、協會意見・海洋風力發電股份有限公司) 3. 離岸風電的滿發小時未考慮線損3~5%，以及因維護需求折減可運轉時數之5%，建議滿發小時採3,400小時。(函詢相關公、協會意見・海洋風力發電股份有限公司)
(四)平均資金成本率	1. 歐洲投資者對於歐洲離岸風場一般期待之報酬率為12~15%。台灣離岸風場相對開發風險高，投資能見度低，若要吸引國際投資者之青睞，專案的股權報酬率需為14%以上。(函詢相關公、協會意見・海洋風力發電股份有限公司) 2. 離岸風電第一階段在開發商擔保架構下，融資成本(額度費與利率)已約4.5%。第二階段將進行專案融資，甚至搭配國際銀行與歐洲出口信保機構進行專案聯貸，則融資成本(額度費+利率+出口信貸擔保手續費+匯率避險成本+顧問費)至少約為6%。(函詢相關公、協會意見・海洋風力發電股份有限公司)

49

附件

二、風力發電

類別	意見內容
(五)躉購費率	1.離岸風力階梯式費率將使業者在近岸前十年取得暴利，而棄遠岸佔87.5%之風場，不贊成目前離岸風力的階梯式躉購費率，前後期之價差太大。(北區・台灣環境保護聯盟)
	2.不贊成將目前示範風場案例當成制定躉購費率的參考。(北區・台灣環境保護聯盟)
	3.離岸風力的基礎調查須由政府層級主導，且費率應採差異化，如德國區分弱風區則費率較貴、強風區則較便宜。(北區・台灣再生能源推動聯盟)
	4.為了「民眾觀感」，躉購價格不漲甚至開始調降，其結果會造成投資者失去對台灣政府推動離岸風電決心之信心，並對前期開發商產生不公平待遇(函詢相關公、協會意見・海洋風力發電股份有限公司)
	5.建議參考NEPII-我國離岸風電技術經濟分析與建置融資體系之研究。(函詢相關公、協會意見・海洋風力發電股份有限公司)
(六)政策制度 (含綜合性議題)	1.建議須先訂定除役機制，確保業者日後會去進行除役的作業，而不是在躉購費率上先將除役成本加入，但又無法確保後續是否有確實除役。(北區・台灣環境保護聯盟)
	2.請工業局設立離岸風電獎勵機制，對於開發商使用在地生產的風機機組、零件及海事工程設備給予優惠。(中區・中鋼風電委員會)

50

附件

三、生質能及其他再生能源

類別	意見內容
(一)期初設置成本	1.生質能有厭氧消化設備，應考慮沼液沼渣去化成本，包括：(1)經好氣處理以符合放流水排放標準；(2)作為農地肥分使用之成本(運輸人力及農地租用等)。(南區・畜產試驗所)
	2.因生質能有厭氧消化設備躉購費率不符效益，多屬自發自用，若提高躉購電價則可增加售電誘因，但目前未計算售電給台電之相關設備費用，建議將此部分計入成本。(南區・台糖公司)
(二)運轉維護費用	1.漢寶牧場沼氣發電機組65kW三台，平均1kW造價20多萬，現行期初設置成本及運維成本偏低。鍋爐係採美國機台1,300多萬元/台，微型引擎發電4萬小時需更換一次，運維成本為機台費用70%至75%，因此三台機台之期初設置成本及運維費用應再提高。(中區・漢寶牧場)
(三)年淨售電量	無
(四)平均資金成本率	無
(五)躉購費率	1.因實際期初設置成本較現行使用參數高，經畜牧專家學者估算沼氣發電成本4.7元/度，目前躉購費率缺乏價格誘因，為求政策推動順利，建議生質能有厭氧消化設備之躉購費率調高至5元/度；並於檢討使用參數時，邀請畜牧類學者加入。(北區・行政院農委會畜牧處)
	2.建議應提高沼氣發電躉購費率，並仿照太陽光電以級距方式訂定躉購費率，100kW以下6元/度；101kW至400kW為5.5元/度；401kW以上5.0元/度。(中區・漢寶牧場)

51

附件

三、生質能及其他再生能源

類別	意見內容
(五)躉購費率	3.建議躉購電價合約應簽訂10年。((函詢相關公、協會意見・中華民國養豬協會 漢寶牧場)
	4.考量深淺層地熱發電的工程成本差異及風險不同，建議區分費率。目前4.94元/度的躉購費率應屬淺層地熱，差異近似2倍。(北區・台大機械系林O淵)
	5.因地熱井的特性，建議採階梯式躉購費率，使業者能前期還本，鼓勵投資建設(北區・台大機械系林O淵)
	6.目前地熱以招商辦理，FIT以20年為主，但招商大都是30年以上，其躉購年限是否有考量空間?(北區・新北市政府經濟發展局)
	7.初步估價，深層地熱前期投資高，相對發電時間長且穩定，故建議應區分深淺地熱躉購費率，兩者約相差1.5倍較為合理。(北區・蘭陽地熱資源(股)公司)
	8.依公告成本計算1萬瓩深層地熱成本粗估20~30億，確認地熱資源後，容量10萬瓩僅需約100億，故建議比照離岸風力採階梯式費率，鼓勵先期投入。(北區・蘭陽地熱資源(股)公司)
(六)政策制度 (含綜合性議題)	1.目前大屯火山考慮開發地熱，但有些探勘、併聯點問題(地點不好找)及土地取得問題，建議納入考量。(北區・新北市政府經濟發展局)

52

附件

四、其他

類別	意見內容
(一)費率計算參數	1.公民電廠的資金股權較分散，管理分散的股權成本，是否納入考量?(北區・台灣再生能源推動聯盟)
	2.碳與躉購費率的關聯性，可補足費率難以估算之不足。(北區・台灣汽電共生)
	3.躉購費率是否應將通貨膨脹率分開計算(函詢相關公、協會意見・捷祥股份有限公司)
(二)政策 (含綜合性議題)	1.請問目前是否有研擬過FIT及RPS雙軌並行之可能性?(北區・台大機械系林O淵)
	2.建議政府儘快建立碳權交易所，售電給台電及賣碳權之所得免所得稅(函詢相關公、協會意見・中華民國養豬協會・漢寶牧場)
	3.政府(農委會、財政部)可指示"全國農業金庫"及"合作金庫"、"農業信用保證基金"授信給業者"專案長期低利率貸款"。(函詢相關公、協會意見・中華民國養豬協會)
	4.建議政府(環保署、農委會、經濟部)建立一套機制媒合電子公司與畜牧業者合作，由電子公司投入沼電中心設備成本所需資金，由畜牧業者供應沼氣原料及場所，待沼電中心開始運轉後，賣電及賣碳權所得由合作雙方共享(函詢相關公、協會意見・中華民國養豬協會)
	5.台電售價調整是否應將躉購費率調整一併考慮(函詢相關公、協會意見・捷祥股份有限公司)

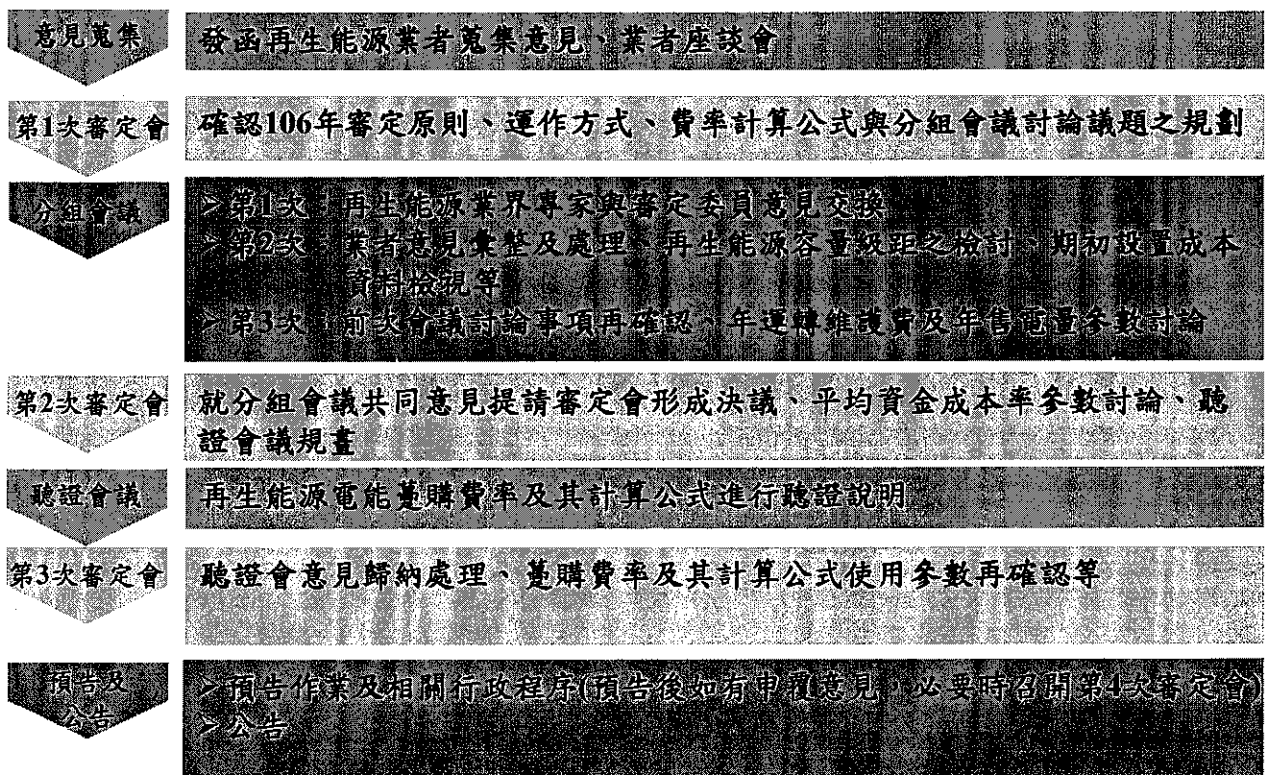
53

附件5：

106年度再生能源電能躉購費率審定作業期程與審定原則

壹、審定作業規劃

一、審定作業流程



壹、審定作業規劃

二、時程規劃說明

(一)整體規劃

預計於105年10月底前完成106年度審定作業，105年11月底前完成公告，俾利再生能源設置者之投資規劃作業。

(二)會議安排

規劃3場次審定會議、3個分組(太陽光電、風力發電與生質能及其他再生能源發電)共9場次分組會議、2場次聽證會。

(三)業者相關意見

1.業者參與會議及委員組成

(1)為確保委員於相關會議中可依法行使職權，參考過往辦理經驗，規劃於第1次分組會議、聽證會、第3次審定會等會議中，安排業者陳述意見並進行討論。

(2)委員組成部分則依據再生能源發展條例第9條第1項辦理。

2.委員參與聽證會

建請委員參與聽證會，聽取各方意見並增加與業者面對面之討論機會。

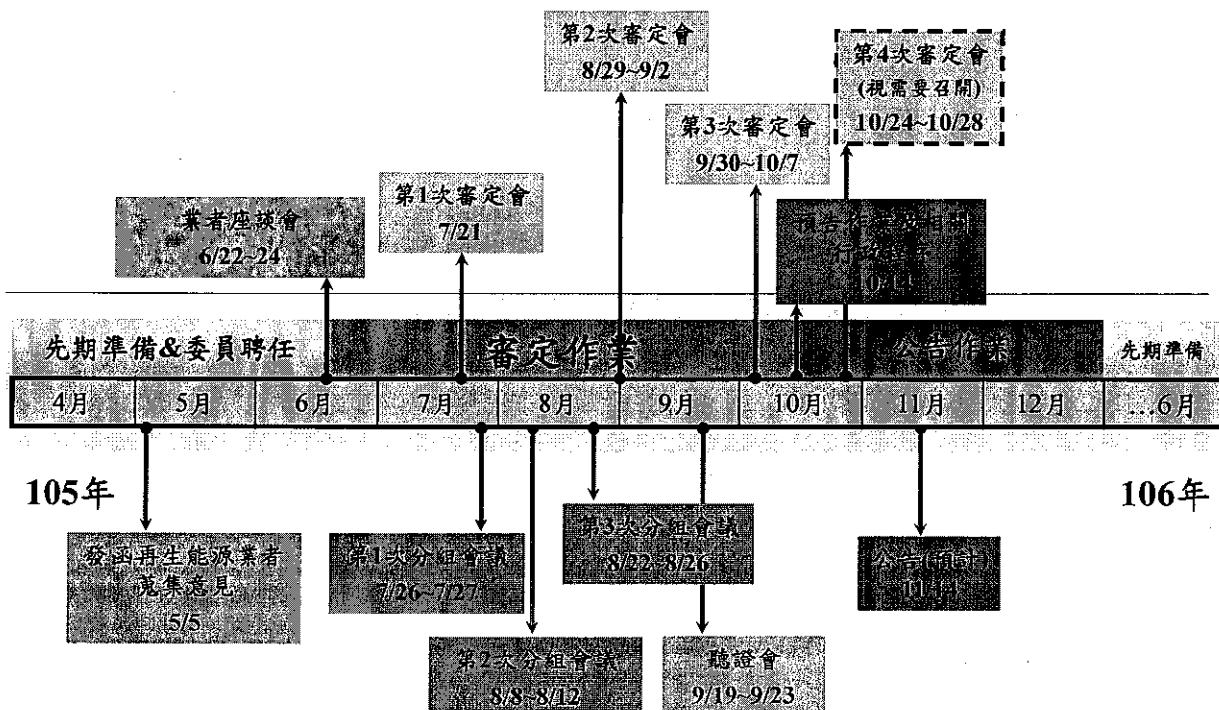
3.提前公告

為使各項會議時程安排得宜及委員有充裕時間討論，建議參考往辦理經驗，於105年11月底前完成公告程序。

56

壹、審定作業規劃(續)

三、審定作業時程規劃



原則上審定作業(審定會議、分組會議)之前置作業準備時間為7天~14天。

57

壹、審定作業規劃(續)

四、分組會議說明

(一)整體規劃

- 1.分3個分組：太陽光電、風力發電、生質能及其他再生能源。
- 2.每分組於7月26日至8月26日期間進行3次分組會議，並作成共同意見提報審定會討論。

(二)委員名單原則公開

105年度同意原則公開，建議106年度委員名單仍維持原則公開。

58

貳、審定原則

一、再生能源發展條例相關規定

- (一)第四條第一項：中央主管機關為推廣設置再生能源發電設備，應考量我國氣候環境、用電需求特性與各類別再生能源之經濟效益、技術發展及其他因素。
- (二)第九條第一項：中央主管機關應邀集相關各部會、學者專家、團體組成委員會，審定再生能源發電設備生產電能之躉購費率及其計算公式，必要時得依行政程序法舉辦聽證會後公告之，每年並應視各類別再生能源發電技術進步、成本變動、目標達成及相關因素，檢討或修正之。
- (三)第九條第二項：前項費率計算公式由中央主管機關綜合考量各類別再生能源發電設備之平均裝置成本、運轉年限、運轉維護費、年發電量及相關因素，依再生能源類別分別定之。

59

貳、審定原則

二、審定原則

- (一)為鼓勵再生能源發電設備設置，依再生能源發電技術進步情形檢討再生能源躉購類別及級距，並以技術較成熟、具節能減碳、經濟及產業發展效益者優先推廣。
- (二)審議各項參數應考量資料來源及參採數據之公信力、客觀性及適用於我國氣候及資源條件、用電需求等發展環境之特性。
- (三)考量再生能源整體發展及推廣目標達成情形，並兼顧我國環境保護、國土利用或相關政策，就相關費率及參數水準做適當調整。
- (四)優先鼓勵開發最佳資源場址，並得考量再生能源區域均衡發展效益，必要時得制定獎勵機制與訂定差異化費率。
- (五)顧及社會公平性，並考量衍生電費上漲之衝擊。
- (六)分組會議討論議題所做之共同意見，提請審定會予以確認參採。

60

參、討論事項

- 一、審定會議作業流程及時程規劃是否合宜
- 二、分組會議委員分組及召集人提請確認
- 三、委員名單是否原則對外公開
- 四、躉購費率審定原則是否合理

附件6： 106年度再生能源電能躉購費率 計算公式

62

壹、背景說明

- 一、依「再生能源發展條例」第九條第二項規定：費率計算公式由中央主管機關綜合考量各類別再生能源發電設備之平均裝置成本、運轉年限、運轉維護費、年發電量及相關因素，依再生能源類別分別定之。
- 二、105年度審定之計算公式業依前述各項因素並納入平均資金成本率訂定之，使費率水準可以維持業者之合理利潤，同時透過分組會議邀請業者交換意見與聽證會和各界充分溝通，訂定出費率計算公式。

63

壹、背景說明(續)

三、105年度再生能源電能躉購費率計算公式，如下所示：

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

$$\text{資本還原因子} = \frac{\text{平均資金成本率} \times (1 + \text{平均資金成本率})^{\text{躉購期間}}}{(1 + \text{平均資金成本率})^{\text{躉購期間}} - 1}$$

年運轉維護費 = 期初設置成本 × 年運轉維護費占期初設置成本比例

64

貳、公式意義與內涵

- 一、利用躉購合約期間內，再生能源發電業者各年期的淨收入(電費收入減運維費用)以平均資金成本率折現之後，令其各年淨收入現值之和等於期初投資成本所計算出之躉購費率。
- 二、公式中的各項參數除期初設置成本之外，在計算公式中皆加以均化處理，以得到均化的躉購費率，因此，公式中之參數皆為長期平均的概念，即年運轉維護費亦已考量物價變化。
- 三、各項參數以長期平均化後，各年之淨收入將成為以平均資金成本率為變數的等比級數，故可以將各年的加總值簡化為平均資金成本率與年數的關係式，稱之為「資本還原因子」。
- 四、資本還原因子中之平均資金成本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，所以平均資金成本率會等於自有資金與外借資金的平均報酬率。

貳、公式意義與內涵(續)

五、平均資金成本率為外借資金利率與自有資金報酬率的加權平均，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

66

參、公式特色

- 一、以固定費率長期躉購方式，讓業者可掌握每期之現金流量，降低業者營運風險，符合國際饋網電價(Feed-in Tariff)之精神。
- 二、鼓勵再生能源資源較優之區域及經營效率較佳之業者優先進入市場，並給予業者提高發電量之誘因，以提昇再生能源之經濟效益。
- 三、反映資金成本及投資風險溢酬，有助於費率水準可以維持業者合理利潤之訂定目的。

肆、106年度再生能源電能躉購費率計算公式研擬

一、業者意見

根據函詢相關公、協會及辦理分區業者座談會之意見蒐集結果，業者對105年度躉購費率計算公式已有共同認知基礎，僅表示對於各項參數估計希望能更準確。

二、建議處理方式

- (一)費率計算公式應儘量維持一致性與延續性，使前後期設置者於相同費率計算基礎與考量因子下，有一致的費率水準。
- (二)有關各項參數估計部分，納入各分組會議進行討論。
- (三)綜上，建議106年度躉購費率計算公式無需變更。

68

肆、106年度再生能源電能躉購費率計算公式研擬(續)

三、106年度再生能源電能躉購費率計算公式，如下所示：

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

$$\text{資本還原因子} = \frac{\text{平均資金成本率} \times (1 + \text{平均資金成本率})^{\text{躉購期間}}}{(1 + \text{平均資金成本率})^{\text{躉購期間}} - 1}$$

$$\text{年運轉維護費} = \text{期初設置成本} \times \text{年運轉維護費占期初設置成本比例}$$

69

伍、討論事項

一、106年度躉購費率計算公式訂定是否合宜

70

附件7：
106年度國內電業化石燃料發電
平均成本(下限費率)

71

壹、計算原則

一、法源依據

根據再生能源發展條例第九條第三項規定：「為鼓勵與推廣無污染之綠色能源，提升再生能源設置者投資意願，躉購費率不得低於國內電業化石燃料發電平均成本。」

二、執行狀況

- (一)國內電業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，並以過去4年之加權平均計算。
- (二)101年度、102年度、103年度、104年度及105年度的下限費率分別為2.3303元/度、2.4652元/度、2.5053元/度、2.6338元/度、2.7174元/度，下限費率伴隨化石燃料發電成本變化而有明顯上升趨勢。

72

貳、106年度下限費率計算結果

一、計算分析

- (一)國內電業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。
- (二)為避免單一年度化石燃料成本波動過大，影響費率穩定性，故歷年均以過去4年發電量加權平均成本為計算基準。
- (三)經函請台電及民營發電業者提供104年度化石燃料發電成本資料，彙整計算如下表：

104年度國內電業化石燃料發電平均成本計算

電廠	發電總成本(千元) (A)	發電量(千度) (B)	國內電業化石燃料發電平均成本(元/度) (A)/(B)
台電	271,656,207	126,404,638	2.1491
9家民營火力電廠合計	80,644,033	39,198,086	2.0573
總計	352,300,240	165,602,724	2.1274

73

貳、106年度下限費率計算結果(續)

二、計算結果

106年度躉購下限費率計算結果為2.6000元/度

國內電業化石燃料發電各年度成本

年度	96	97	98	99	100	101	102	103	104
國內電業化石燃料發電平均成本(元/度)	2.0370	2.6685	2.1977	2.4042	2.5659	2.8064	2.7516	2.7446	2.1274

國內電業化石燃料發電4年平均價值成本及變動率

年度	102	103	104	105	106
參採資料年度	97-100 (共計4年)	98-101 (共計4年)	99-102 (共計4年)	100-103 (共計4年)	101-104 (共計4年)
國內電業化石燃料發電4年平均價值成本(元/度)	2.4652	2.5053	2.6338	2.7174	2.6000
國內電業化石燃料發電4年平均漲跌變動率(%)	+5.79	+1.63	+5.13	+0.08	-0.11

74

參、討論事項

一、106年度國內電業化石燃料發電平均成本(下限費率)，提請討論。

75