



107年度「再生能源電能躉購費率審定會」第1次會議

會議紀錄附件

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5：107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6：107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)

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

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

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)

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)

附件2：
再生能源規劃目標及推動現況

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。

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。

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

壹、再生能源規劃目標(續)

三、整體目標規劃

經濟部以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。

類別 \ 年度		實績值	規劃中		
		105年 (2016年)	106年 (2017年)	109年 (2020年)	114年 (2025年)
太陽光電		1,210	1,930	6,500	20,000
風力 發電	陸域	682	704	814	1,200
	離岸	0	16	520	3,000
地熱能		0	1	150	200
生質能		727	728	768	813
水力		2,089	2,090	2,100	2,150
氫能及 燃料電池		0	2	22.5	60
總計		4,708	5,472	10,875	27,423

註：1.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。

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：經濟部能源局

貳、再生能源推廣成效及現況

一、106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	1,680	260,633	1,179	159,896	170	119,964
風力	2	20	1	18	3	8,018
生質能	5	620	0	0	0	0
水力	0	0	1	1,000	0	0
總計	1,687	261,273	1,181	160,914	173	127,982

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。

3.簽約、完工統計數值為台電公司「累計再生能源發電設備簽約併聯案件統計表」。

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」

貳、再生能源推廣成效及現況

二、加成獎勵機制推廣成效

項目	104年		105年		106年1~6月	
	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)
離島地區	155	3,796	122	5,678	61	1,371
北部地區	130	8,342	509	53,871	162	18,611
高效能模組	-	-	20	6,511	276	54,613

註：高效能模組以取得設備登記日為統計，離島及北部地區以取得同意備案日為統計。

資料來源：再生能源認定及查核辦公室

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. 由於太陽光電採完工費率，且依據過往申設經驗，一般來說下半年度設置量大於上半年度，故許多設置案於下半年完成。
2. 目前以「太陽光電2年計畫」協助推動，排除設置障礙，短期固本與達標，長期以應用各類場域，結合各部會共同推動設置，並由能源與減碳辦公室協調各部會盤點中長期可設置場址，以厚植推動基礎，優化設置環境。

(二) 風力發電

陸域風力因可設置土地逐漸飽和、民眾或環團有不同論點與地方政府推動態度等，致使開發趨緩，離岸風力部分目前正積極開發潛力場址，策略上現以推動「風力發電4年計畫」，短期厚植推動基礎，建立中長期治本措施，優化設置環境進而達成推廣目標。

(三) 生質能及其他

1. 生質能發電受限料源供應穩定與燃料成本等因素，使其成長受限，未來應建立料源蒐集體系，鼓勵生質能發電及提高發電效率。
2. 水力發電因自然條件限制，少數優良廠址多已開發利用，因此台電公司現正進行「全台小水力發電計畫可行性研究」。
3. 未來將針對地熱資源明顯區，展開招商計畫，並全面進行資源調查評估驗證。

附件3：
國際再生能源電能躉購費率發展趨勢

壹、106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)	105年度度費率(元/度)	106年度費率(元/度)	變化率(%)
風力	陸域	≥1~<20	8.5098	8.9716	5.43
		≥20(含LVRT)	2.8099	2.8776	2.41
		≥20(未含LVRT)	2.7763	2.8395	2.28
	離岸	無區分	5.7405	6.0437	5.28
川流式水力	--	無區分	2.9078	2.9512	1.49
地熱能	--	無區分	4.9428	4.9428	0.00
生質能	無厭氧消化	無區分	2.7174	2.6000	-4.32
	有厭氧消化		3.9211	5.0087	27.74
廢棄物(衍生燃料)	--	無區分	2.9439	3.9839	35.33
其他	--	無區分	2.7174	2.6000	-4.32

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)	105年度第一期 上限費率 (元/度)	105年度第二期 上限費率 (元/度)	106年度第一期 上限費率 (元/度)	106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	6.4813	6.4813	6.1033	6.1033	-5.83	-5.83
		≥20~<100	5.2127	5.2127	4.9772	4.9772	-4.52	-4.52
		≥100~<500	4.8061	4.8061	4.5388	4.5388	-5.56	-5.56
		≥500	4.6679	4.6679	4.4098	4.4098	-5.53	-5.53
	地面型	無區分	4.6679	4.6679	4.5467	4.5467	-2.60	-2.60
	水面型 (浮力式)	無區分	--	--	4.9403	4.9403	--	--

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

2017年各國太陽光電屋頂型躉購費率介於4.0859~8.4661元/度之間，整體而言，**2017年我國費率水準介於國際區間**。

單位:新臺幣/度

國別	2016年1月1日費率	2017年1月1日費率	2018年1月1日費率	變動幅度(%)*
日本(<10kW)	9.0123 (9.5585)	8.4661 (9.0123)	7.6468 (8.1930)	-9.68 (-9.09)
加拿大(≤10 kW)	6.7618	6.6238	--	--
臺灣(1~20kW)	6.4813	6.1033	--	--
馬來西亞(≤4kW)	5.7650	5.1884	--	--
德國(≤10kW)	4.0892	4.0859	--	--

資料來源：http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_kakaku.html、<http://www.ieso.ca/en/sector-participants/feed-in-tariff-program/fit-5-documents-and-resources>、<http://seda.gov.my/>、Bestimmung der anzulegenden Werte für Solaranlagen §49 EEG 2017, für die Kalendermonate Mai 2017, Juni 2017 und Juli 2017

註：1.*變動幅度係比較2017.01/2018.01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。

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

2017年各國太陽光電地面型躉購費率介於2.4726~6.5544元/度之間，整體而言，**2017年我國費率水準介於國際區間**。

單位:新臺幣/度

國別	2016年1月1日費率	2017年1月1日費率	2018年1月1日費率	變動幅度(%)*
日本 (> 10 kW ≤ 2,000kW)	7.3737	6.5544	5.7351	-12.50
臺灣(無區分)	4.6679	4.5467	--	--
加拿大 (10kW~≤500kW)	4.8069	4.4159	--	--
德國(≤100kW)	2.8335	2.8269	--	--
馬來西亞 (10MW~≤30MW)	2.9087	2.4726	--	--

資料來源：http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_kakaku.html、<http://www.ieso.ca/en/sector-participants/feed-in-tariff-program/fit-5-documents-and-resources>、<http://seda.gov.my/>、Bestimmung der anzulegenden Werte für Solaranlagen §49 EEG 2017, für die Kalendermonate Mai 2017, Juni 2017 und Juli 2017

註：1.*變動幅度係比較2017.01/2018.01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。

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

2017年各國小型陸域風力發電躉購費率介於2.7837~15.0205元/度之間，與2018年相較變動幅度則介於 0% ~ -0.40%，僅德國調降費率。整體而言，**2017年我國費率水準介於國際區間**。

單位:新臺幣/度

國別	2016年1月1日費率	2017年1月1日費率	2018年1月1日費率	變動幅度(%)
日本(<20kW)	15.0205	15.0205	15.0205	0.00
台灣($\geq 1 \sim < 20$ kW)	8.5098	8.9716	--	--
加拿大(≤ 500 kW)	2.9439	2.9439	--	--
德國(≤ 50 kW)	2.9431	2.7837	2.7726	-0.40

*變動幅度係比較2017.01/2018.01之年度變動情形。

資料來源：

- 1.日本：http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_kakaku.html
- 2.加拿大：<http://www.ieso.ca/en/sector-participants/ieso-news/2016/09/fit-microfit-price-schedule-for-2017-now-available>
- 3.德國：https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html

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

2017年各國大型陸域風力發電躉購費率介於1.5480 ~ 6.0082元/度之間，與2018年相較變動幅度則介於 -0.40% ~ -14.89%，各國均調降費率，2017年我國費率水準介於國際區間。

單位:新臺幣/度

國別	2016年1月1日費率	2017年1月1日費率	2018年1月1日費率	變動幅度(%)
日本($\geq 20\text{kW}$)	6.0082	6.0082	5.7351	-4.55
加拿大($\leq 500\text{kW}$)	2.9439	2.9439	--	--
台灣($\geq 20\text{kW}$)	2.8099	2.8776	--	--
德國(>50kW前五年)	2.9431	2.7837	2.7726	-0.40
中國風能貧乏區(IV)	2.6774	2.6774	2.5436	-5.00
中國風能可利用區(III)	2.4097	2.4097	2.1866	-9.26
中國風能較豐富區(II)	2.2312	2.2312	2.0081	-10.00
中國風能豐富區(I)	2.0973	2.0973	1.7850	-14.89
德國(>50kW第六年起)	1.6377	1.5480	1.5418	-0.40

註：*變動幅度係比較2017.01/2018.01之年度變動情形

1.台灣2017年未加裝低電壓持續運轉能力(LVRT)者，費率為2.8395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%。

資料來源：

1.日本：http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_kakaku.html

2.加拿大：<http://www.ieso.ca/en/sector-participants/ieso-news/2016/09/fit-microfit-price-schedule-for-2017-now-available>

3.德國：https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html

4.中國：http://www.ndrc.gov.cn/fzgggz/jggj/zhd/201612/t20161226_832617.html

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

2017年各國離岸風力發電躉購費率介於1.2955 ~ 9.8316元/度之間，與2018年相較變動幅度則介於 0% ~ -12.82%，僅德國調降費率。整體而言，2017年我國費率水準介於國際區間。

單位:新臺幣/度

國別	2016年1月1日費率	2017年1月1日費率	2018年1月1日費率	變動幅度(%)
日本	9.8316	9.8316	9.8316	0.00
臺灣(階梯式前10年)	7.1085	7.4034	--	--
臺灣(固定20年)	5.7405	6.0437	--	--
德國(前12年)	5.1156	5.1156	4.9495	-3.25
中國近海風場	3.7930	3.7930	3.7930	0.00
臺灣(階梯式後10年)	3.4586	3.5948	--	--
中國潮間帶風場	3.3468	3.3468	3.3468	0.00
德國(第13年起)	1.2955	1.2955	1.1294	-12.82

*變動幅度係比較2017.01/2018.01之年度變動情形

資料來源：

- 1.日本：http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_kakaku.html
- 2.德國：https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html
- 3.中國：http://www.ndrc.gov.cn/fzgggz/jggj/zhdt/201612/t20161226_832617.html

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

2017年各國生質能躉購費率介於2.2252~10.6509元/度之間，與2018年相較變動幅度則介於0.00% ~ -1.04%，我國2017年有厭氧消化設備生質能費率為5.0087元/度，相較前年(2016年)上調27.74%，整體而言，2017年我國費率水準介於國際區間。

單位:新臺幣/度

國別	2016年1月1日費率	2017年1月1日費率	2018年1月1日費率	變動幅度(%)*
日本	10.6509	10.6509	10.6509	0.00
加拿大($\leq 100\text{kW}$)	6.4967	5.9338	--	--
德國($\leq 75\text{kW}$)	7.7846	7.6867	7.6070	-1.04
臺灣(有厭氧)	3.9211	5.0087	--	--
馬來西亞($\leq 4\text{MW}$)	2.2252	2.2252	--	--

*變動幅度係比較2017.01/2018.01之年度變動情形

資料來源：1.日本：http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_kakaku.html

2.加拿大：<http://www.ieso.ca/en/sector-participants/feed-in-tariff-program/fit-5-documents-and-resources>

3.德國：Bestimmung der anzulegenden Werte für Solaranlagen §40 EEG 2017, für die Kalendermonate Mai 2017, Juni 2017 und Juli 2017。

4.馬來西亞：<http://seda.gov.my>

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)廢棄物發電費率比較表

2017年國際費率水準介於2.1560 ~ 4.6427元/度之間，日本2018年費率也和2017年維持相同水準，相較之下，我國2017年廢棄物費率為3.9839元/度，費率水準介於國際區間，並呈現上漲之趨勢。

單位:新台幣/度

國別	2016年1月1日 費率	2017年1月1日 費率	2018年1月1日 費率	變動幅度 (%)*
日本(<15MW)	4.6427	4.6427	4.6427	0.00
臺灣	2.9439	3.9839	--	--
馬來西亞(≤ 10 MW)	2.1560	2.1560	--	--

*變動幅度係比較2017.01/2018.01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。

資料來源：1.日本：http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_kakaku.html

2.馬來西亞：<http://seda.gov.my>

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)水力發電費率比較表

2017年各國水力發電躉購費率介於1.8171~7.9199元/度，與2018年相較變動幅度為0~-0.50%，我國2017年費率較前年(2016年)上調1.49%。整體而言，**2017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	2016年1月1日費率	2017年1月1日費率	2018年1月1日費率	變動幅度(%)*
日本(200kW~1MW)	7.9199	7.9199	7.9199	0.00
加拿大(≤ 500 kW)	5.6579	5.5429	--	--
台灣(<2MW)	2.9078	2.9512	--	--
德國(500kW~2MW)	2.7139	2.7139	2.7004	-0.50
馬來西亞(≤ 2 MW)	1.8171	1.8171	--	--

資料來源：1.日本：http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_kakaku.html

2.加拿大：<http://www.ieso.ca/en/sector-participants/feed-in-tariff-program/fit-5-documents-and-resources>

3.德國：Bestimmung der anzulegenden Werte für Solaranlagen §40 EEG 2017, für die Kalendermonate Mai 2017, Juni 2017 und Juli 2017。

4.馬來西亞：<http://seda.gov.my>

*變動幅度係比較2017.01/2018.01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 ≤ 2 MW之費率。

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)地熱發電費率比較表

2017年各國地熱發電躉購費率介於3.2219~10.9240元/度之間，與2018年相較變動幅度為0.00%，我國2017年費率與前年(2016年)相同。整體而言，2017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	2016年1月1日費率	2017年1月1日費率	2018年1月1日費率	變動幅度 (%)*
日本(<15MW)	10.9240	10.9240	10.9240	0.00
德國(無區分)	8.3710	8.3710	8.3710	0.00
台灣(無區分)	4.9428	4.9428	--	--
土耳其(無區分)	3.2219	3.2219	--	--

資料來源：1.日本：http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_kakaku.html

2.德國：Bestimmung der anzulegenden Werte für Solaranlagen §45 EEG 2017, für die Kalendermonate Mai 2017, Juni 2017 und Juli 2017。

4.土耳其：LAW ON UTILIZATION OF RENEWABLE ENERGY SOURCES FOR THE PURPOSE OF GENERATING ELECTRICAL ENERGY.

*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2021年1月1日起，每年調降5%。

2.土耳其地熱電廠在2005.5.18~2015.12.31間運轉者，可享有躉購費率補助，其中躉購年限為10年，另針對採用本土設備額外提供前5年獎勵金0.2148~0.3989元/度。

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，我國太陽光電屋頂型及地面型費率在國際費率區間中均屬中間水準。
- 2.風力發電：費率趨勢變化上，除陸域大型風力發電的費率水準均呈下跌趨勢外，陸域小型或離岸風力發電的費率水準則呈現持平或下跌趨勢。此外，我國陸域風力及離岸風力發電之費率均屬國際較高水準。
- 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、地熱費率在國際費率區間中屬偏低水準。

(二)綜觀主要國家躉購費率變動趨勢，已發布2018年躉購費率之國家，太陽光電、陸域風力、生質能等躉購費率皆呈調降費率之情形；離岸風力及水力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；至於地熱費率趨勢則無變動。

附件4：
再生能源業界主要意見彙整說明

壹、意見蒐集及處理原則

一、意見蒐集方式

(一)函詢相關公、協會意見

106年5月4日函詢各相關公、協會對於審定作業相關意見，截至106年7月10日，已收到行政院環境保護署、行政院農業委員會、行政院農委會畜產試驗所、經濟部水利署、花蓮縣政府、澎湖縣政府、桃園市政府、新北市政府、嘉義縣政府、基隆市警察局、基隆市安樂區公所、基隆市立殯葬管理所、嘉義市政府環境保護局、台北市政府、高雄市政府經發局、彰化縣地方稅務局、南投縣政府、基隆市中山區戶政事務所、全國商業總會、中小型風力機發展協會、生質能源產業協會、台灣嘉南農田水利會、消費者文教基金會、台灣石門農田水利會、台中農田水利會、聯邦銀行、台新銀行、彰化銀行、兆豐商銀、第一銀行、上海銀行、富邦銀行、安泰銀行、中國輸出入銀行、國泰世華銀行、華南銀行、新港鄉農會、屏東里港鄉農會、天一能源、結元科技、台灣糖業(股)公司、寶聚新能源、蘭陽地熱資源(股)公司、中央畜牧場、中華郵政、漢寶牧場、星能公司、林鳳營牧場、海洋風力發電(上緯新能源)等五十四個單位回函。

(二)辦理分區業者座談會

分別於106年6月28、29、30日辦理「107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。

二、意見處理原則

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。

壹、意見蒐集及處理原則(續)

區別	北區	中區	南區
時間	6/28下午	6/29下午	6/30下午
地點	集思北科大會議中心 噶瑪廳202會議室	台中世界貿易中心303會議室	勞工育樂中心第二教室
出席業者	太陽光電： 中美矽晶製品股份有限公司、天泰能源(股)公司、天盛氣候能源股份有限公司、台灣速力能源股份有限公司、未來網有限公司、正霆有限公司、艾司特國際有限公司、亨創科技股份有限公司、李長榮實業股份有限公司、承陽能源股份有限公司、旺陽能源股份有限公司、東佑企業行、南亞光電股份有限公司、泰實科技有限公司、紹洲興業股份有限公司、富歲能源股份有限公司、嘉帝興業有限公司、綠源科技股份有限公司、齊碩科技股份有限公司、耀能科技股份有限公司、台灣媽媽聯盟 風力發電： 台灣中小型風力機發展協會、上緯新能源、永傳能源股份有限公司、艾貴風能壹股份有限公司、風電光能源科技股份有限公司、新高能源科技股份有限公司、達德能源股份有限公司 生質能及其他再生能源： 台灣再生能源推動聯盟、台灣生質能源產業協會、台灣汽電共生協會、中央畜產會、石門農田水利會、名間電力、捷祥股份有限公司、開山安葆股份有限公司、蘭陽地熱資源股份有限公司、嘉新能源股份有限公司、台灣再生能源股份有限公司 政府/銀行單位： 立委陳曼麗國會辦公室、宜蘭縣政府工商旅遊處產業發展科、桃園市政府經濟發展局、新北市政府經濟發展局、臺北市政府產業發展局 共 63 人次	太陽光電： 友達光電股份有限公司、健和興電子股份有限公司、盈正豫順電子股份有限公司、阜宣科技有限公司、漢翔航空工業(股)有限公司、力瑪科技股份有限公司、陽光花園科技股份有限公司、中華民國太陽光電發電系統商業同業公會、中華民國農會台農鮮乳廠 風力發電： 無 生質能及其他再生能源： 台灣南投農田水利會 政府/銀行單位： 雲林縣政府、臺中市政府經濟發展局 共 16 人次	太陽光電： 李長榮實業股份有限公司、金陽機電工程有限公司、合鉅機電有限公司、向陽優能電力、永泰益工程有限公司、聯發新能源有限公司、加州能源科技有限公司、易晶綠能系統有限公司、利達豐能源科技有限公司、台灣電力股份有限公司、鴻元工程顧問有限公司、永旺能源股份有限公司、中華民國太陽光電發電系統商業同業公會、財團法人工業技術研究院 風力發電： 中國鋼鐵股份有限公司 生質能及其他再生能源： 台灣嘉南農田水利會、台灣高雄農田水利會、台灣糖業(股)公司、台灣汽電共生股份有限公司 政府/銀行單位： 臺東縣政府財經處工商科、高雄市政府經濟發展局、屏東縣政府綠能專案推動辦公室 共 28 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		

貳、意見彙整

一、太陽光電

類別	意見內容
(一) 期初設置成本	1. 建議將 <u>架設高壓設備費用、自設變電站(地面型)</u> 、租金、保險費用、增加的人工成本、土地回饋金、仲介費用、業主貸款的發票成本、金屬物件原料上漲幅度、屋頂防水、資源取得成本、支架上漲費用、履約保證金等，進行 <u>檢討並納入期初設置成本</u> 。
	2. 單軸 <u>追日系統</u> 之設置成本較固定式系統約增加6-10%，建議可將追日系統納入躉購費率加成對象。
	3. 期初設置成本之估算應取消設備認定之發票資料。
	4. 考量投資成本及申請程序繁瑣，建議 <u>新增大型電場、光電溫室之躉購費率</u> 。
(二) 運轉維護費用	1. 建議應針對逆變器(inverters)於運轉20年間的 <u>更換次數</u> 進行檢討與確認。
	2. 建議提高運轉維護費用比例。
	3. 建議應將保險費中的 <u>自付額</u> 列入維護成本。
(三) 年淨售電量	1. 建議 <u>檢討北部地區加成比例</u> ，且考量 <u>依不同地區訂定不同加成比例</u> ；另南投及台東亦應納入加成對象，以提高投資誘因。
	2. 太陽光電年淨售電量部分應 <u>考量模組的衰減、環境因素和其他設備衰減因素</u> ；另應將105年度資料納入估算。
(四) 平均資金成本率	1. 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55-80%、融資信用風險加碼0.75~2.25%、借款利率介於1.92-3.5%以上、還款年限介於5-15年。 (2) 地面型：可借款比例介於70-80%、融資信用風險加碼1.35~1.75%、借款利率介於2.67-2.92%、還款年限介於5-10年。
	2. 建議資本還原因子調整為8.81%；目前銀行1kW可貸款4萬，以國泰銀行為例，約可貸6~6.5成。

貳、意見彙整(續)

一、太陽光電

類別	意見內容
(五)躉購費率	1.建議維持離島地區、北部地區及高效能模組加成獎勵機制；另針對產權複雜的建築物提供躉購費率優惠。
	2.建議107年度太陽光電躉購費率採統一費率，而非以躉購費率加成彌平天然資源差異。
	3.建議一次公告2年期之躉購費率。
	4.建議若推廣目標量未達8成，則躉購費率不宜調整。
	5.建議在一定規模下(太陽光電為100kW以下)之躉購費率給予加成的獎勵機制，以鼓勵社區公民參與發電以提升誘因。
	6.建議調高水面型太陽光電躉購費率。
(六)政策制度(含綜合性議題)	1.建議太陽光電鹽業用地取消競比/競價制度。
	2.建議審定會委員組成能納入不同公民團體的參與並公布委員名單。
	3.外資投入電廠是好的，但建議不要忽略住宅屋頂之分散式能源對電力之貢獻。
	4.因農委會撤照問題，造成業者投資損失，建議成立跨部會行政單位，出面協調土地取得問題。
	5.希望台電及能源局能加速內部作業，建議躉購費率適用之寬限期第一型放寬為一年、第三型放寬為半年。
	6.建議公布傳統電力售價爭議處置結果，以避免寒蟬效應。
	7.建議說明如何保證申設者20年合約之有效性，台南市農業大棚合法申請卻被「廢止容許」合約被取消之疑慮。
	8.考量饋線不足、土地建置案場取得不易，建議釋出台灣糖土地。
	9.政府推廣高效模組，導致低效模組於法參與投標，但國內高效模組之價格僅下降4%，與國際報價不符。
	10.建議電業法適用對象由500kW放寬至1.5MW至2MW。
	11.建議將系統建置納入建築法規，確保系統20年結構安全。
	12.太陽光電設置申請程序過於冗長，每件約90~150天。

貳、意見彙整(續)

二、風力發電

類別	意見內容
(一)期初設置成本	1. 陸域小型風電：應採20萬元/瓩。
	2. 離岸風電： (1) <u>加強電力網成本</u> 為800萬/MW，建議應納入計算。 (2) <u>漁業補償新公式</u> 於去年11月底公告，建議應納入計算。 (3)建議採181,600元/瓩。
(二)年運轉維護費	1. 陸域小型風電：應調高占設置成本比至2.0%以上。
	2. 離岸風電： (1) <u>回饋金機制</u> 已正式法制化，建議應納入計算。 (2)建議採7,300元/瓩
(三)年售電量	1. 陸域小型風電：希能調低數據或考量如何 <u>鼓勵低風速案場建置</u> 。
	2. 離岸風電： (1)採用澎湖風場數據並不合理， <u>應以實際測風數據做估算</u> 。 (2)DNV根據台灣測風塔實測數據估算之P50之年售電量為3,471度，建議年售電量參數不應高於3,400度/瓩。
(四)平均資金成本率	1. 陸域小型風電：歷年融資案例幾乎為零，希望平均資金成本率可以調整。
	2. 離岸風電： (1)信用風險加碼：建議提高至3.5~4%。 (2)自有資金報酬率：建議提高至12~15%。

貳、意見彙整(續)

二、風力發電

類別	意見內容
(五)躉購費率	1.陸域小型風電：建議 <u>鼓勵推廣VPC產品</u> ，給予獎勵費率加成6%。
	2.陸域大型風電：為改善民眾反對設置風機之狀況，建議針對5MW以下風力發電給予費率加成，以 <u>鼓勵社區公民參與</u> 。
	3.各類再生能源： <u>建議離島與本島海底電纜連結後，仍保留離島加成優惠</u> 。
(六)政策制度 (含綜合性議題)	1.陸域小型風電：建議取消單一地號裝置容量合併計算20kW的限制。
	2.離岸風電：建議躉購價格在產業尚在起步時，不應調降，以彰顯政府再生能源開發政策之穩定性，提升銀行團之參與興趣及確保投資者之持續參與
	3.審定會委員組成： (1)建議 <u>納入不同公民團體代表</u> 。 (2)建議 <u>納入再生能源發展相關公會</u> 。

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	1.生質能：建議釐清成本項目內涵，並考慮納入沼液、沼渣去化成本， <u>依裝置容量區分級距</u> (參考太陽光電)，訂定不同參數假設。 2.地熱：建議向中油公司索取初期鑽探費用明細。
(二)運轉維護費用	生質能：除常態性之保修及營業費用外，尚有重要零組件更換成本、自用電費、農場回饋金等費用，建議將其納入參數考量。
(三)年淨售電量	無
(四)平均資金成本率	離岸風力外的資金成本率均為5.25%，設定的基礎為何。
(五)躉購費率	1.生質能：提高生質能與廢棄物發電躉購費率至6元/度，並仿照太陽光電以級距方式訂定躉購費率。 2.水力：提高躉購費率至4.8~5元/度，以符合投資成本，推廣綠能。 3.地熱： (1)考量深淺層地熱發電成本差異及風險不同，深層成本為淺層2~10倍，故 <u>建議地熱應區分深淺層躉購費率</u> ，兩者相差約2倍。 (2)地熱期初建置成本約占整體開發費用的80%~90%，建議採用類似離岸風力的階梯式費率，以降低深層地熱前期之高風險。
(六)政策制度 (含綜合性議題)	1.生質能：建議將畜牧糞尿收集及厭氧發酵後沼液沼渣資源利用之運送等 <u>車輛購置與維護費用</u> 納入再生能源電能躉購費率計算公式參數。 2.水力：建議政府可資助前期探勘費用、補助低息貸款，課徵二氧化碳排放稅或小水力發電納入碳抵換機制等方式補貼。各水利會對灌溉渠道供水力發電資訊尚未充分具體瞭解，申請租用困難重重，請地方、中央主管機關協助。 3.地熱：建議綜合國際FIT級政府預算發展需求及可用預算編列；建議結合經濟部工業局，以發展地熱產業鏈做考量。

貳、意見彙整(續)

四、其他

類別	意見內容
(一)費率計算 參數	1.建議 <u>離島與本島海底電纜連結後，仍保留離島加成優惠</u> 。
	2.建請補助自發自用型再生能源發電，應與躉購費率相當以鼓勵民眾設置。
	3.建議 <u>提高離島地區躉購費率</u> 。
(二)政策 (含綜合性議題)	1.建議 <u>審定會委員組成能納入不同公民團體、電力專家、相關領域教授等參與</u> 。
	2.推動能源碳稅(培養綠色產業)
	3.區域平衡問題如制定不複雜應朝向 <u>公平制定費率方向</u> 。(北區・台灣汽電共生協會。
	4.如果僅以全民均價，電價成本會過高，應 <u>加強碳交易設計</u> ，台灣才有可能公平攤分綠能成本及增加台灣電費補助經費來源。

附件

一、太陽光電

類別	意見內容
(一) 期初 設置 成本	1.建議將架設高壓設備費用、自設變電站(地面型)、租金、保險費用、增加的人工成本、土地回饋金、仲介費用、業主貸款的發票成本、金屬物件原料上漲幅度、屋頂防水、資源取得成本、支架上漲費用、履約保證金、一例一休增加的人事費用等，進行檢討並納入期初設置成本。(函詢相關公、協會意見·嘉南農田水利會)、(函詢相關公協會意見·經濟部水利署)、(北區·天泰能源股份有限公司 鄭琦文小姐)、(中區·友達光電股份有限公司 張哲誌經理)(中區·太陽光電系統公會 廖禎松常務監事)、(中區·力瑪科技 許俊吉總經理)、(南區·太陽光電系統公會 郭軒甫理事長)、(南區·太陽光電系統公會 黃坤元顧問)、(南區·永旺能源股份有限公司 洪國在經理)、(南區·永泰益工程有限公司 林佳明副總經理)、(南區·太陽光電系統公會/光電協會 黃進成理事)、(南區·屏東縣政府綠能專案推動辦公室 蔡孟玲小姐) 2.期初設置成本，設備認定的發票應取消、開發成本列入過低；模組第一年降3%，數據失真，數據參考期間應延長。(中區·力瑪科技 許俊吉總經理) 3.因政府推廣高效模組，造成低效模組無法參與投標，而高效模組國內價格只有下降4%，與國際上的模組報價不同。(南區·太陽光電系統公會 郭軒甫理事長) 4.基於鼓勵國內企業高新產品(高效率、新技術的原則)及模組(106年高效模組有了6%的費率加成)。太陽能追日系統(Solar tracking system)，可有效增加發電效率，台灣地區單軸追日較固定式增加10%~15%的發電量，雙軸追日可增加15%~25%發電量，是提高系統效率的設備與技術。建議增加：追日系統可增列6%以上的費率加成。〔說明：單軸追日系統之設置成本較固定式系統約增加6%~10%〕(北區·綠源科技股份有限公司 陳采礫經理) 5.建議離島與本島海底電纜連結後，仍保留離島加成優惠，理由如下： 減少離島加成必然影響再生能源業者投資意願。離島之裝設成本較高，並不會因海纜連結而降低成本。澎湖有相當好的風力及太陽光，若因減少加成而降低投資意願，是相當可惜的事，也不利達到能源局的再生能源發展目標。(函詢相關公、協會意見·澎湖縣政府)、(南區·台電再生能源處 劉仁超先生) 6.建議新增光電溫室躉購費率至6.4695元/度，光電溫室有別於屋頂型及地面型投入成本，有高成本的鋼構經濟投入，與較低發電量的產出，對許多業者來說是望之卻步的冷門市場。(南區·屏東縣政府綠能專案推動辦公室 蔡孟玲小姐) 7.建議新增高架型(需申請雜照)光電躉購費率至6.4695元/度，有些產業需求需設置較高的光電設施，如與農業結合的立柱型的光電設施、光電停車場或地層下陷區的高架化光電等，這些光電設施投資成本較高及申請程序繁瑣，因此建議另新增高架型光電設施躉購費率。(南區·屏東縣政府綠能專案推動辦公室 蔡孟玲小姐)

附件

一、太陽光電

類別	意見內容
(二)運轉維護費用	1. 參採參數部分的年維護費過低，平均應是5%-6%。(北區・天泰能源股份有限公司 鄭琦文小姐)
	2. 模組保固費用應列入考量。(中區・太陽光電系統公會 廖禎松常務監事)
	3. 保險中的自付額，應列為維護成本之一，自付額應列入20年的維護成本。(中區・太陽光電系統公會 廖禎松常務監事)
	4. 年運轉維護費，未計入租金(地面、屋頂&公有屋頂、水面)；保險(風險只賠50%，100萬以內保險不賠償)。(南區・太陽光電系統公會 郭軒甫理事長)
	5. 台經院核定Inverter每7年更換一次，實際更換為5年，請更正為20年共計四台。(南區・太陽光電系統公會/光電協會 黃進成理事)
	6. 106年度運維比例如以地面型和水面型分別為2.31%及2.08%，反觀水面型設置於水面會影響鳥類棲息反而成為他們的新據點，需提高模組清洗次數，另外，水下錨碇的維護不易目視能檢查出來，建議提高運維比例。(南區・李長榮實業 吳明宗)
(三)年淨售電量	1. 針對北部、宜蘭設置太陽光電，建議費率加成至30%；目前加成15%的誘因不足，但北部地區是用電集中區域，可減緩中電北送的電網基礎設施成本。(北區・社團法人台灣再生能源推動聯盟 高茹萍理事長)
	2. 北地區躉購費率目前為15%，對桃園以南或許已經符合公平原則及具有市場誘因，但對於「基隆、宜蘭、台北、新北」等縣市仍是不足，建議將北部地區費率加成增加至25%~30%。〔根據氣想局日照數據，台北是日照量較台中約減少30%〕※台北市為用電大區，適當鼓勵有助於輸電成本的降低。(北區・綠源科技股份有限公司 陳采礫經理)
	3. 太陽能加成分區應參考日照資訊，而非單視行政區域，並視欲鼓勵該區發展多少占比的電力來決定。(北區・立委陳曼麗國會辦公室 孫博蓊助理)

附件

一、太陽光電

類別	意見內容
(三)年淨售電量	4.日照隨緯度而有變化，可考慮依緯度的級距設定不同的費率加碼級距。案場的最北部的緯度與最南部的緯度取中間值，視落在哪一個緯度的級距，適用哪一個加碼費率，取代北部加碼15%的問題。(北區・風電光能源科技股份有限公司 黃光磊處長)
	5.監測資料應把105年列為參考，因氣象資料每年都在改變。(中區・太陽光電系統公會 廖禎松常務監事)
	6.北部加成應參考設置區域是否有達到預期量，若沒應在上加(可參考當地的發電量)，建議再分區，如四區。(中區・太陽光電系統公會 廖禎松常務監事)
	7.南投應入加成，或可以用鄉鎮切割劃分列入加成。(中區・力瑪科技 許俊吉總經理)
	8.模組第一年降3%，數據失真，數據參考期間應延長；1250度電偏高，建議重新研究。(中區・力瑪科技 許俊吉總經理)
	9.年售電量，台電公開資訊1250度，應考量每年遞減為1110度。(南區・太陽光電系統公會 郭軒甫理事長)
	10.北部加成納入台東及南投，台北及新北應加成25%。(南區・太陽光電系統公會 郭軒甫理事長)、(南區・太陽光電系統公會/光電協會 黃進成理事)
	11.現參用之各區之平均日照時數，請更新實際資訊。(南區・太陽光電系統公會/光電協會 黃進成理事)
	12.建議北部地區躉購費率加成調整至30%。(函詢相關公、協會意見・新北市政府)、(函詢相關公、協會意見・寶聚新能源科技有限公司)
	13.建議將年淨售電量調整為904.18度。(函詢相關公、協會意見・全國商業總會 林山城理事)

一、太陽光電

附件

類別	意見內容
(四)平均資金成本率	1.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55-80%、融資信用風險加碼0.75~2.25%、借款利率介於1.92-3.5%以上、還款年限介於5-15年。 (2)地面型：可借款比例介於70-80%、融資信用風險加碼1.35~1.75%、借款利率介於2.67-2.92%、還款年限介於5-10年。(函詢相關公、協會意見・國泰世華銀行、台北富邦銀行、聯邦銀行、彰化銀行、上海銀行、第一銀行、兆豐銀行、安泰銀行、台新銀行)
	2.資本還原因子，建議8.81%。目前銀行1kW貸4萬，以國泰為例約可貸6~6.5成。(南區・太陽光電系統公會 郭軒甫理事長)
(五)躉購費率	1.台灣再生能源2025年達成20%的目標，目前停滯不前的主因為 社會共識不足(如離岸風電漁業抗爭、農地設施農委會問題、阻礙鳥類棲息地等)；應推動社區公民電廠、鼓勵公民參與是歐美國家的成功關鍵。建議在一定的規模下，如風力發電5MW以下，太陽光電100kW以下，在現行FIT的費率基礎上給予加成的鼓勵機制，以鼓勵更多社區公民參與發電以提升誘因，不反對發展再生能源。(北區・社團法人台灣再生能源推動聯盟 高茹萍理事長)
	2.維持北部及高效能模組織躉購費率加成；建議針對公寓或大樓等產權複雜的建築物提供躉購費率加成優惠。(函詢相關公、協會意見・臺北市政府產業發展局)、(函詢相關公、協會意見・新竹市政府)、(北區・臺北市政府產業發展局呂榮琦股長)
	3.海底電纜脫鉤，離島也比照北部加成；明年是否仍有VPC認證FIT6%加成。(中區・友達光電股份有限公司 張哲誌經理)
	4.無饋線地區需自設變電所(昇壓站)，建置期長，跨年度完工機率高，建請可一次公告2年FIT。(中區・友達光電股份有限公司 張哲誌經理)
	5.若政策量未達到8成，費率應不可改變。(中區・太陽光電系統公會 廖禎松常務監事)
	6.日照及離岸風力資源之差異本屬自然環境因素，理應善用天然資源加強各區域之地利優勢推廣設置而非以躉購費率加成彌平天然資源差異，建議107年度太陽光電躉購費率應採統一費率。(函詢相關公、協會意見・高雄市政府)
	7.目前水面型太陽光電之浮台設置成本高，約佔成本20~50%，依目前躉購費率將影響業者投資意願，建議調高水面型太陽光電躉購費率。((函詢相關公、協會意見・星能股份有限公司))

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.建議審定會委員組成能納入不同公民團體的參與。(北區・社團法人台灣再生能源推動聯盟 高茹萍理事長)
	2.太陽光電鹽業用地取消競比/競價制度：106年躉購費率針對太陽光電部分就已決議取消競標制度，今年卻又走回頭路，雖然字面上寫「競比」，也就是第一階段採規格標競爭，但第二階段還是要比價，換湯不換藥，造成市場惡性競爭且犧牲工程品質，對於需維持長期穩定發電的事業來說，並不是一件好事，請務必取消競比/競價制度。(北區・英華威風力發電集團 曾葳葳小姐)
	3.明年是否恢復競標制度。希望不要繼續使用競標方式。(中區・力瑪科技 許俊吉總經理)
	4.電廠有外資投入是好的，建議不應該忽略如果住宅的屋頂可以分散在每個地方，對台灣的電力貢獻是有幫助的。(中區・力瑪科技 許俊吉總經理)
	5.台電及能源局能加速內部作業，躉售費率起算日應修改為取得同意備案日後第3型建議能開放半年，第1型能開放1年。(南區・太陽光電系統公會 郭軒甫理事長)
	6.因農委會撤照問題，造成業者投資損失，希望有個跨部會行政單位出面協調土地取得問題。(南區・太陽光電系統公會 黃坤元顧問)
	7.請公布傳統電力售價爭議處置結果如何，以免寒蟬效應。(南區・太陽光電系統公會/光電協會 黃進成理事)
	8.如何保證申設者20年合約之有效，因台南市農業大棚合法申請卻被「廢止容許」合約被取消之虞慮。(南區・太陽光電系統公會/光電協會 黃進成理事)
	9.饋線不足、土地建置案場取得不易，建議台糖應釋放土地。(南區・太陽光電系統公會/光電協會 黃進成理事)
	10.建議將系統建置納入建築法規，確保系統20年結構安全。(函詢相關公、協會意見・寶聚新能源科技有限公司)
	11.鑒於目前工業區內廠房皆屬大型廠房，可設置太陽光電容量範圍500kW~2MW，由於申請第一型電業行政程序壟長且初期成本及未來營運管理費用墊高，將影響投資意願，因此，建議電業法適用對象由500kW放寬至2MW。(函詢相關公、協會意見・星能股份有限公司)
	12.太陽光電設置申請程序過長，完整行政申請流程每件約90~150天，而不是30天。(函詢相關公、協會意見・全國商業總會 林山城理事)

附件

二、風力發電

類別	意見內容
(一)期初設置成本	1.小型風電的期初設置成本包括設備費用及一般安裝成本16萬元/瓩(大量價)但礙於限制每地號20瓩，故不管在建照、雜照費用、結構設計認證及電力饋線線路補償費等成本提高，且地面型土地分割處理與地質探鑽等低量成本反應下，造成目前台灣市售VPC通過廠商的成本約要20萬元/瓩。(北區・耀能科技股份有限公司 蔡國隆總經理)
	2.離岸風電過往雖然都有參考國外案例將併網費用納入期初設置成本，該併網費用指的是變電設備及電纜等設施，但因離岸風電裝置容量大，據估算加強電力網成本為800萬/MW，建議應納入期初設置成本。(北區・英華威風力發電集團 曾葳葳小姐)
	3.離岸風電的漁業補償新公式於去年11月底公告，請試算與去年採用其他開發商的補償費用差異，惟該開發商的漁業補償金額應被視為低標。(北區・英華威風力發電集團 曾葳葳小姐)
	4.離岸風電需支付漁業補償金，應納入計算。(北區・永傳能源股份有限公司 王瀧經理)
	5.離岸風電為配合政府之國產化政策，適度採購國內設備與服務，在國內產業供應鏈與基礎建設尚未成熟之際，採購成本短期內難有調降空間，建議採181,600元/瓩。(函詢相關公、協會意見・上緯新能源總經理 林雍堯)

附件

二、風力發電

類別	意見內容
(二)年運轉維護費	1.小型風電維護需要考量吊車及高空人力成本，希望年運轉維護費至少調高至2.0%以上。(北區・耀能科技股份有限公司 蔡國隆總經理)
	2.陸域小型風電的運維比例僅1.48%，遠較屋頂型太陽能2.55%低，但小風機的維保大多需要吊車，人員及工時並不比太陽能低，希望重新檢討數字。(北區・風電光能源科技股份有限公司 巫皆興處長)
	3.電業法於今年1月修正公告，回饋機制已正式法制化，成為開發商新增的成本，故今年開始離岸風電也應將回饋金納入躉購費率計算公式中。(北區・英華威風力發電集團 曾葳葳小姐)
	4.電業法修正後電廠將需支付回饋金，應納入計算。(北區・永傳能源股份有限公司 王瀧經理)
	5.根據海洋公司風場Phase I 的運維相關合約，年運轉維護費約7,300元/瓩。(函詢相關公、協會意見・上緯新能源總經理 林雍堯)

附件

二、風力發電

類別	意見內容
(三)年售電量	1.小風機在平均6公尺/秒風速下，發電量參數為1,650 度/瓩年，但目前台灣沿海地區年平均風速只達5公尺/秒，希能調低數據或考量如何鼓勵低風速案場建置。(北區・耀能科技股份有限公司 蔡國隆總經理)
	2.過往離岸風電的年發電量採用澎湖風場數據並不合理，既然政府已藉由示範風場安裝測風塔取得海上實際的數據，今年起的年發電量就應以實際測風數據做估算。(北區・英華威風力發電集團 曾葳葳小姐)
	3. DNV 根據本風場12 個月測風塔實測數據所估算之P50、P75 與P90 之年售電量分別為3,471 度、3,296 度與3,147 度。由於台灣測風塔實測數據短，且銀行團目前評估融資乘數與利率乃參考P90 之風能數據，故建議年售電量參數不應高於3,400 度/瓩。(函詢相關公、協會意見・上緯新能源總經理 林雍堯)

附件

二、風力發電

類別	意見內容
(四)平均資金成本率	1.小風機目前的融資條件及銀行觀念條件無法獲得融資，造成歷年可行性案例幾乎為零，希望平均資金成本率可以加入探討與調整。(北區・耀能科技股份有限公司 蔡國隆總經理)
	2.無追索專案融資之信用風險加碼建議考慮出口信貸機構之擔保成本。13~18年之無追索專案融資若需出口信貸擔保，根據EKF網站提供之擔保申請與擔保費用試算，年化成本約增加0.8~1.2%，建議信用風險加碼提高至3.5~4%。(函詢相關公、協會意見・上緯新能源總經理 林雍堯)
	3.開發階段之主要投資者為Independent Developer 與Private Equity，其要求之投資報酬率分別為12%~15%與15~20%，未來產業發展成熟後，自有資金報酬率也不應低於歐洲風場，建議自有資金報酬率提高至12~15%。(函詢相關公、協會意見・上緯新能源總經理 林雍堯)
(五)躉購費率	1.國內已有5家小風機廠商通過標檢局VPC，建議鼓勵推廣VPC產品，給予獎勵費率加成6%。(北區・耀能科技股份有限公司 蔡國隆總經理)
	2.建議在一定的規模下，如風力發電5MW以下，太陽光電100kW以下，在現行FIT的費率基礎上給予加成的鼓勵機制，以鼓勵更多社區公民參與發電以提升誘因，不反對發展再生能源。(北區・社團法人台灣再生能源推動聯盟 高茹萍理事長)
	3.離島之裝設成本較高，並不會因海纜連結而降低成本，建議離島與本島海底電纜連結後，仍保留離島加成優惠，且減少離島加成必然影響再生能源業者投資意願。(南區・台電再生能源處 劉仁超先生)

附件

二、風力發電

類別	意見內容
(六)政策制度 (含綜合性議題)	1.為提高FIT申請效益及使得小風機佈建不受地域範圍限制而能夠達到規模量，闢利產業經濟發展。建議取消單一地號裝置容量合併計算20kW的限制。(北區・函詢相關公、協會意見・台灣中小型風力機發展協會 許中駿秘書長)
	2.離案風場開發自規劃至商轉約需7~9 年，政策穩定性將左右投資者與開發商之參與意願。建議躉購價格在離岸風電產業尚在起步時，不應調降，以彰顯政府再生能源開發政策之穩定性，提升銀行團之參與興趣及確保投資者之持續參與。(函詢相關公、協會意見・上緯新能源總經理 林雍堯)
	3.建議審定會委員組成能納入不同公民團體的參與。(北區・社團法人台灣再生能源推動聯盟 高茹萍理事長)
	4.建議將再生能源發展相關公會列為委員之一。由於委員決議為共識決，在21位委員中納入1位公會代表並不會大幅影響委員的決策，反而因為有比較貼近了解開發市場的委員，而協助釐清很多問題，有利於相關意見的討論，若今年因作業不及而無法納入，請務必於明年108年躉購費率作業規劃時納入。(北區・英華威風力發電集團 曾葳葳小姐)

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.針對生質能有厭氧消化設備，建議參數應納入新建沼氣池；(1)舊有三階段無法有效收集沼氣、(2)現況台灣傳鑫能源公司、台灣再生能源公司、漢寶畜牧、中央畜牧皆新設沼氣池(厭氧設備)、(3)厭氧發酵後的經濟效益實不應考慮在內，因相關成本更高。新建沼氣池以各場平均單位價格(每隻豬)攤提15年計算(固定資產)再換算到每度電。(北區·財團法人中央畜產會 王文興專員) 2.本公司130kW首案，每kW實際成本逾23萬元。另一籌設中位於雲林縣之「旭圃畜牧場案」，原已取得「台電65kW併聯同意、能源局設備報備函」，但於完成規劃設計並計算成本後，其每kW成本高達約30萬元，雖經努力降低成本，亦難產生投資效益，因此有關「台電65kW併聯同意、能源局設備報備函」已主動申請撤銷。有關電價審定，其期初設置成本係採每kW平均成本，雖可簡化審定作業，但沼氣發電系統之裝置容量若小於參考案例時(如195kW)，其平均成本並無法等比例下降，此將使為數較多的中小型畜牧場(如6000頭豬以下)難以設置。建議依裝置容量區分級距(參考太陽光電)，訂定不同參數假設。(北區·嘉新能源股份有限公司 連錦池) 3.考量新舊型式系統成本差異甚巨，及高壓併聯使成本拉高許多，目前台電饋線不足或只剩下高壓併聯，高壓併聯雖有助於台電電力系統之穩定，但此相對於裝置容量不大之沼氣發電系統之成本影響甚巨。(如200萬/65 kW約為3萬元/kW)，故建議針對高效能系統加成計算(如太陽光電費率加成6%)。(北區·嘉新能源股份有限公司 連錦池) 4.地熱能是重要的基載電力來源，其開發區位受限，且前期開發成本風險高，地質鑽探、環評、電廠、饋線、併網的成本都應該納入，若台澎地區相關參考樣本不足，應參考國外快速推動發展之方式，並將中油過去鑽地熱井之成本分析亦納入參考。(北區·立委陳曼麗國會辦公室 孫博蔚助理)

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	5.國內尚無地熱售電案例，為何初期設置成本可參考民營業者案例?建議應參考菲律賓，以及正在起步的土耳其之案例資訊。(北區・宜蘭縣政府工商旅遊處 吳承穎先生) 6.地熱：建議不應僅以國外已進入成熟開發階段之成本為主要依據。懇請向中油公司取得初期鑽探費用之明細表(函詢相關公、協會意見・結元科技(股)公司 林伯耕 經理)
(二)年運轉維護費	除常態性之保修及營業費用外，尚有重要零組件更換成本、自用電費、農場回饋金，及發酵後沼渣、沼泥之處理/清運成本。且前述，對較小型的沼氣發電系統，其年運轉維費亦無法等比例下降。本公司所採用的新型式系統，其自用電費相對於舊型式的系統高出許多，此影響度粗估約10~15%(電費支出增加，或採餘電躉售則使售電收入減少)因此建議應將上述列入審定考慮。(北區・嘉新能源股份有限公司 連錦池)
(三)年售電量	無
(四)平均資金成本率	設立的平均資金成本；離岸風力外的資金成本率均為5.25%，設定的基礎為何?(北區・蘭陽地熱資源(股)公司 徐冰董事長特助)
(五)躉購費率	1.沼氣發電補助可從3.3元/度提高至5.5元/度，並保證收購價格一段時間。(前期應先培植產業)。(北區・台灣生質能源產業協會 許中駿秘書長) 2.生物質發電價格須浮動，超出的範圍需政府補助。(生物質的成本也會隨季節氣候等因素調整)。(北區・台灣生質能源產業協會 許中駿秘書長) 3.建議提高生質能與廢棄物發電躉購費率至6元/度。生質能與廢棄物發電過程所花費的成本(如運輸、設備耗損等處理成本)較高，因此建議提高躉購費率，以提升投資者之投資意願。(南區・屏東縣政府綠能專案推動辦公室 蔡孟玲小姐)

附件

三、生質能及其他再生能源

類別	意見內容
(五)躉購費率	4.沼氣發電由於尚未普及化，所以建置成本高昂，有賴政府大量鼓勵及在躉購費率上提高誘因、簡化申請程序，以利業者投入，提升國際形象。(函詢相關公、協會意見・中央畜牧場 蘇秀招組長) 5.「我國養豬場沼氣發電推動規劃」案業於105年8月18日行政院第3511次會議中進行專案報告，並獲院會准予備查，林院長並裁示推動目標值為106年100萬頭豬、107年145萬頭豬、108年200萬頭豬及109年205萬頭豬投入沼氣發電，為提高養豬場或相關能源業者投入沼氣發電的經濟誘因，經濟部能源局已調高106年度生質電能(有厭氧消化設備者)之躉購費率至每度電5.0087元，較105年度3.9211元，大幅調升27.74%，使躉購費率有明顯誘因，本會建議107年應至少維持既有計算公式及費率額度，以持續引導相關業者投入。(函詢相關公、協會意見・行政院農業委員會 陳宜孜技士) 6.地熱應有獎勵機制，因地熱能分類為淺層及深層，深層的成本為淺層的2到10倍應區分裝置容量級距；建議區分為0.5MW以下：做為小型鼓勵，0.5-10MW：做為快速發展對於供電較有實際幫助，10MW以上：未來有環評需求造成成本增加(北區・蘭陽地熱資源(股)公司 林子淵先生) 7.地熱風險化應採階梯式；高風險期成本之補償可降低初期營運風險，使業者現金流壓力減輕。(北區・蘭陽地熱資源(股)公司 林子淵先生) 8.應鼓勵地熱，穩定且有貢獻，制定訂相關費率。(北區・台灣汽電共生協會) 9.地熱：期初成本淺層在探勘及鑽掘上的差異為倍數改變。根據MIT 2010年的鑽井成本估算25口井時(25口井為最適鑽井數，所需費用最低)不同深度鑽井需時程，深淺層時程相距近2倍(鑽井費用以時程為主要計價方式之一)〔可參考中油鑽井費用表〕。(北區・蘭陽地熱資源(股)公司 徐冰董事長特助)

三、生質能及其他再生能源

類別	意見內容
(五)躉購費率	10.目前國土有限狀況下，風力、太陽光電發展有限，為增加發電量可增加地熱能(因其可利用定向井技術大量降低所需面積)，以社會成本考量，深層地熱費率可以2倍淺層費率，分為前後期計算。淺層無分期費率4.94元/度；深層前10年費率9.88，後年4.94元/度。(北區·蘭陽地熱資源(股)公司 徐冰董事長特助) 11.將地熱能之分類分為深層與淺層，設計不同之躉購費率，深層的部分應比照離岸風電之階梯式費率，以降低深層地熱先期之高風險。(北區·立委陳曼麗國會辦公室 孫博薈助理) 12.地熱初期建置成本約占整體開發費用的80%~90%(地熱潛勢區與鑽探技術成熟後有會漸漸降低)，同意採用類似離岸風力的級距式費率。(北區·宜蘭縣政府工商旅遊處 吳承穎先生) 13.地熱的期初設置成本主要由兩項目組成，第一項地熱井的挖井費用，第二項是發電機組的設置成本。其中第二項成本在各地點基本上是相同，最多只有大型機組(如30MW機組)比小型機組(1MW或250kW或100kW級)的每MW成本稍低。然而挖井費用隨所挖的地熱井的井深有很大的不同。例如說能源國家型計畫(NEPII)地熱主軸2016年在宜蘭三星鄉的紅柴林二號井，井深2800公尺挖井費用是新台幣1億元，而工研院在新北市四礮仔坪挖1300公尺深的井，費用是3000萬元。因此，深層地熱(井深2500公尺以上)的收購費率應該比淺層地熱高，建議為淺層地熱的兩倍，即每度電9.88元，(淺層4.94元時)亦可比較海上風機採「前高後低」方式。(北區·蘭陽地熱資源(股)公司 高成炎董事長) 14.水力：現行躉購電價2.9078元/度，較無法提供投資誘因，建議至少須提高為3.5元/度，其中約0.6元之差額，建議政府可資助前期探勘費用、補助低息貸款課徵二氧化碳排放稅或小水力發電納入碳抵換機制等方式補貼。(函詢相關公協會意見·台中農田水利會 吳姿樺 管理員)

三、生質能及其他再生能源

類別	意見內容
(五)躉購費率	15. 提高地熱躉購費率。(函詢相關公、協會意見・新北市政府 張哲銘 技佐) 16. 建議提高水力收購價格4.8-5元/度，以符投資成本，茲以推廣綠能發電(函詢相關公、協會意見・天一能源科技有限公司 王秉逸 董事長) 17.地熱深層與淺層應分開，深層可為淺層2倍。(函詢相關公、協會意見・蘭陽地熱資源(股)公司 徐冰董事長特助)
(六)政策制度 (含綜合性議題)	1.沼氣發電：(1)提高補助，鼓勵輔導畜牧場收集排泄物(無法形成聚落，畜牧業糞便收集不易)；(2)鼓勵並補助現有天然氣業者經營沼氣發電(加速沼氣發電的成長)。(北區・台灣生質能源產業協會 許中駿秘書長) 2.生物質發電：(1)生物纖維素可先其他生質精煉廠循環經濟利用，最後殘渣才進入生質鍋爐燃燒。(提高整個產業鏈的價值)；(2)農業廢棄物需先精鍊成造粒/造棒。(提高單位熱值，避免造成二次空汙)；(3)政府須統整各單位(環保署、林務局、能源局、農糧署)，讓業者能合法且方便取得料源(廢棄物與自然資源的法規界線不明，讓業者不知該向哪個單位機關申請)。(北區・台灣生質能源產業協會 許中駿秘書長) 3.104年經濟部生質能有厭氧消化設施躉購電價3.38元/度，綠能販售，106年躉購電價提升至5.0087元/度，為提升投資者誘因，推廣資源循環利用，建議106年前設置生質能之設施亦能比照106年後設置之生質能設施，有較高的躉購電價補助。(函詢相關公、協會意見・嘉義縣環保局水汙科 詹如娟) 4.建議將畜牧糞尿收集及厭氧發酵後沼液沼渣資源利用之運送等車輛購置與維護費用(油料、人事、設備維護)納入再生能源電能躉購費率計算公式參數之一，提高業者投入再生能源發電之誘因。(函詢相關公、協會意見・行政院環保署水保處 林建芬薦任技士)

附件

三、生質能及其他再生能源

類別	意見內容
(六)政策制度 (含綜合性議題)	5.發酵後沼渣、沼泥之處理/清運成本：依與畜牧場之協議，此屬本公司責任。審定委員或認為此成本不應納計，但畜牧場主該要求，如同其他傳統型式之發電廠，需負責燃(原)料使用後之處理及清運，故其要求難謂不合理。(北區・嘉新能源股份有限公司 連錦池) 6.地熱能預計2025年達到20MW，然目前可預見5年內能完成併網者可能不到15MW或僅是示範機組，等於後面3年要發展出185MW以上，基本上根本是天方夜譚，現有機制可說明完全達不到鼓勵投資的效果，而不是任其無法達標或下修目標。(北區・立委陳曼麗國會辦公室 孫博蓊助理) 7.各水利會對灌溉渠道供水力發電資訊尚未充分具體瞭解，申請租用困難重重，請地方、中央主管機關能協助(函詢相關公、協會意見・天一能源科技有限公司 王秉逸 董事長) 8.地熱建議綜合國際FIT級政府預算發展需求及可用預算編列；建議結合經濟部工業局，以發展地熱產業鏈做考量。(函詢相關公、協會意見・蘭陽地熱資源(股)公司 徐冰董事長特助)

附件

四、其他

類別	意見內容
(一)費率計算參數	1.建議離島與本島海底電纜連結後，仍保留離島加成優惠，理由如下：減少離島加成必然影響再生能源業者投資意願。離島之裝設成本較高，並不會因海纜連結而降低成本。澎湖有相當好的風力及太陽光，若因減少加成而降低投資意願，是相當可惜的事，也不利達到能源局的再生能源發展目標(南區・台電再生能源處 劉仁超先生) 2.建請補助自發自用型再生能源發電，應與躉購費率相當以鼓勵民眾設置。(函詢相關公、協會意見・嘉義市政府 王辰文 稽查員) 3.建議提高離島地區躉購費率(函詢相關公、協會意見・澎湖縣政府 許少風 專業臨時人員)
(二)政策 (含綜合性議題)	1.建議審定會委員組成能納入不同公民團體的參與。(北區・社團法人台灣再生能源推動聯盟 高茹萍理事長) 2.推動能源碳稅(培養綠色產業)。(北區・台灣中小型風力機發展協會/台灣生質能源產業協會 許中駿秘書長) 3.審定委員會成員建議要加入電力專家。(北區・台灣汽電共生協會) 4.區域平衡問題如制定不複雜應朝向公平制定費率方向。(北區・台灣汽電共生協會) 5.審定委員之成員，應納入相關領域，如台大地質、中央地科...等長期研究地熱發電的教授。(北區・宜蘭縣政府工商旅遊處 吳承穎先生) 6.如果僅以全民均價，電價成本會過高，應加強碳交易設計，台灣才有可能公平攤分綠能成本及增加台灣電費補助經費來源。(北區・蘭陽地熱資源股份有限公司 徐冰董事長特助)

附件5：

**107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

意見蒐集

發函再生能源業者蒐集意見、業者座談會

第1次審定會

確認107年審定原則、運作方式、費率計算公式與分組會議討論議題之規劃

分組會議

- 第1次：再生能源業界專家與審定委員意見交換
- 第2次：業者意見彙整及處理、再生能源容量級距之檢討、期初設置成本資料檢視等
- 第3次：前次會議討論事項再確認、年運轉維護費及年售電量參數討論

第2次審定會

就分組會議共同意見提請審定會形成決議、平均資金成本率參數討論、聽證會議規畫

預告

- 聽證會及草案預告作業及相關行政程序

聽證會議

再生能源電能躉購費率及其計算公式進行聽證說明

第3次審定會

聽證會及草案意見歸納處理、躉購費率及其計算公式使用參數再確認等

公告

- 公告

壹、審定作業規劃

二、時程規劃說明

(一)整體規劃

預計於106年10月底前完成107年度審定作業，106年11月底至12月初前完成公告，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

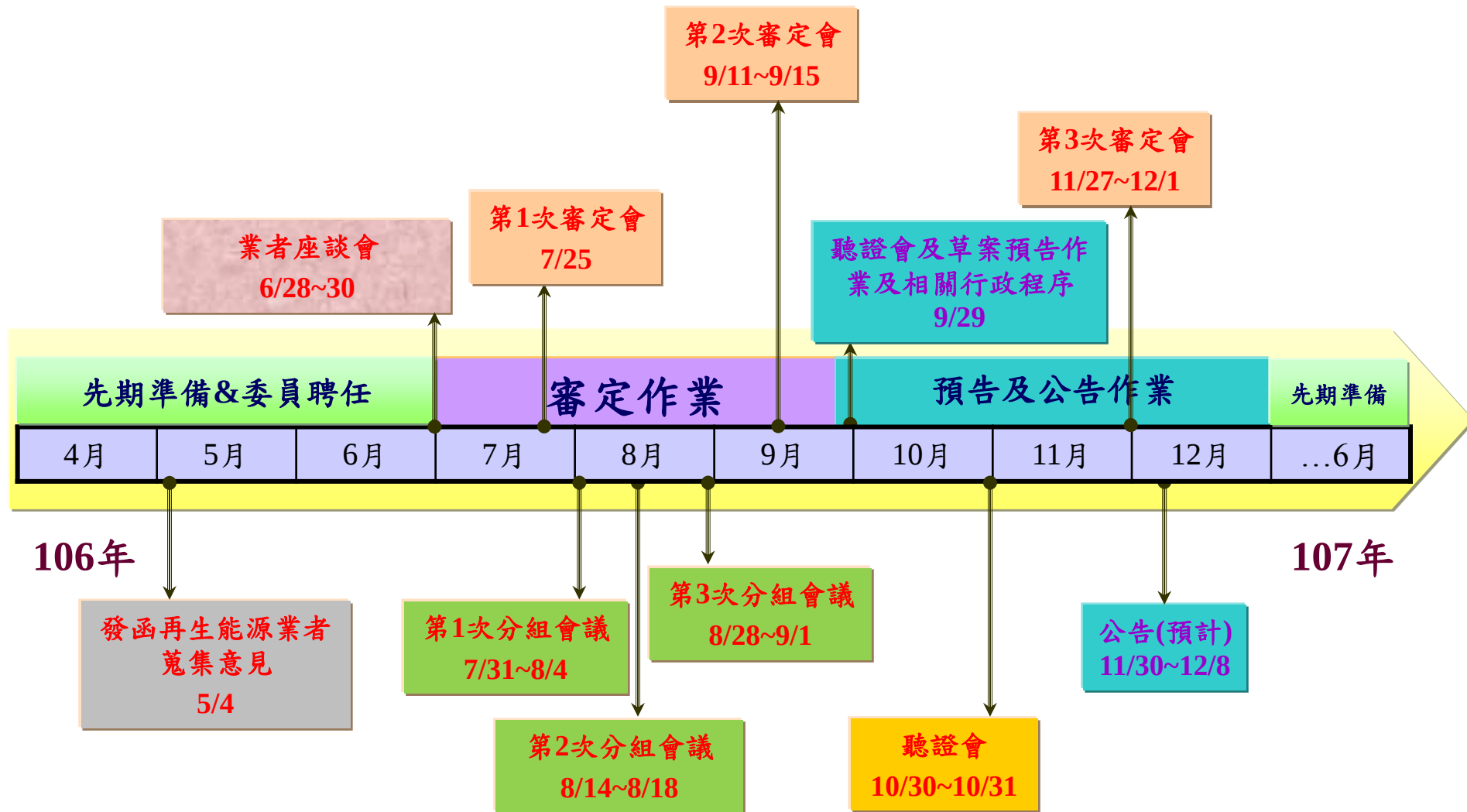
建請委員參與聽證會，聽取各方意見並增加與業者面對面之討論機會。

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，建議參考過往辦理經驗，於106年11月底至12月初完成公告程序。

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。

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31日至9月1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

因第一次分組會議採開放業者出席表達意見，且106年度同意原則公開，故建議107年度委員名單仍維持原則公開。

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。

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。

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：
107年度再生能源電能躉購費率
計算公式

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、106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。

壹、背景說明(續)

三、106年度再生能源電能躉購費率計算公式，如下所示：

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

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

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

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

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、107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106年度躉購費率計算公式已有共同認知基礎，僅表示有以下幾點意見：

- (一)各項參數之內涵更周延及估計能更準確。
- (二)公式設計能反映開發初期償還銀行借款壓力。

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)目前離岸風電已有前高後低之費率結構設計，若各分組能源類別有需求，則可納入各分組進行小組討論。
- (三)有關各項參數估計部分，應納入各分組會議進行討論。
- (四)綜上，建議107年度躉購費率計算公式無需變更。

肆、107年度再生能源電能躉購費率計算公式研擬(續)

三、107年度再生能源電能躉購費率計算公式，如下所示：

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

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

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

伍、討論事項

一、107年度躉購費率計算公式訂定是否合宜

附件7：
107年度國內電業化石燃料發電
平均成本(下限費率)

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~106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/度及2.6000元/度，下限費率伴隨化石燃料發電成本變化而有上升趨勢。

貳、107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105年度化石燃料發電成本資料，彙整計算如下表：

105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	235,837,108	134,112,657	1.7585
9家民營火力電廠合計	68,006,405	40,015,219	1.6995
總計	303,843,513	174,127,876	1.7449

貳、107年度下限費率計算結果(續)

二、計算結果

107年度躉購下限費率計算結果為2.3226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	105
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	1.7449

國內電業化石燃料發電4年平均値成本及變動率

年度	102	103	104	105	106	107
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)	102-105 (共計4年)
國內電業化石燃料發電4年平均値成本(元/度)	2.4652	2.5053	2.6338	2.7174	2.6000	2.3226
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	+3.17	-4.32	-10.67

參、討論事項

- 一、**107年度國內電業化石燃料發電平均成本(下限費率)**，提請討論。