

# 105年度風力發電分組會議簡報



英華威風力發電集團 曾葳葳

2015/7/30

---

# 今年年發電量參數建議

# 一、年發電量應以「未來能設置」而非「過去已設置」之風場資料作考量計算

- 去年審定會決定年發電量以5年為一期作檢討，並以2,400及2,200小時為其上下限值，據以調整躉購費率，可部分反映優良風場幾無、未來主要開發次級風場之事實，也肯定審定會的作法。
- 然而前5年年發電量仍以2,400小時計算，並未反映目前實際上已有年滿發時數未滿2,000小時的運轉中風場如崎威、通威的情況。
  - **崎威**：101年滿發時數1,570 hr、102年滿發時數1,515 hr。
  - **通威**：102年7月~103年6月滿發時數為1,996 hr。
- 因此，建議前5年（第1期）應以「年售電量」2,200度/kW計算躉購費率，之後每5年依據2,400及2,200小時的上下限值做調整。

## 二、年發電量應採用2200的理由

1.	前5年以「年售電量」 2,200度/kW計算	前5年以「年售電量」 2,400度/kW計算
風資源 > 2200	<ul style="list-style-type: none"> <li>◎可開發</li> <li>◎2400 &lt; 風資源 ≤ 2201 → 5年後依實際發電量調整，較無超額利潤疑慮。</li> <li>◎風資源 ≥ 2400 → 5年後依2400計算，恐有超額利潤疑慮，但幾已無此類風場。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◎不一定可開發</li> <li>◎2400 &lt; 風資源 &lt; 2201 → 前期財務壓力大，恐前5年就有財務虧損問題，不具誘因</li> <li>◎風資源 ≥ 2400 → 無超額利潤疑慮，但幾已無此類風場。</li> </ul>
風資源 ≤ 2200	<ul style="list-style-type: none"> <li>◎不一定可開發</li> <li>◎風資源 = 2200 可開發，且無超額利潤疑慮。</li> <li>◎風資源 &lt; 2200 無法開發，絕無超額利潤疑慮。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◎不可開發</li> </ul>

## 二、年發電量應採用2200的理由(續)

2.年發電量的參數不只應採計目前營運風場的數據(因為可以興建表示風資源尚可)，更應採計無法融資興建專案的數據！

本集團之竹北及竹南永能風場都已取得籌設或施工許可(如下表)，卻因為年發電量不及2,400度，包括竹北風場測風結果顯示滿發小時僅有1,800~2,000小時、永能竹南風場參考靠近海岸之崎威風場滿發小時不到1,600小時，評估靠近內陸的竹南風場滿發小時更低。在躉購電價太低的情況下，無法通過銀行財務審核取得融資，故遲無法興建。建議審定會應該將此兩案的狀況納入「年發電量」參數考量之重要依據。若不採計將是參數的重大盲點！

	竹北風場	永能竹南風場
籌設許可	第一次取得：93/12/03 第二次取得：98/9/24	取得：分別為102/1/2及102/8/12
施工許可	第一次取得：95/11/22 展延：96/9/3 第二次取得：100/9/1 展延：101/9/3 展延：102/11/5 展延：103/5/19	尚未申請(但申請要件早已備齊)
滿發小時預估	1,800~2,000小時(測風塔測量數據)	1,600小時(崎威竹南二期風場實際滿發小時約為1,600小時，永能竹南風場比崎威還要內陸，預估滿發小時更低)
無法興建原因	風力躉購電價太低，無法通過銀行財務審核獲得融資，故仍無法興建	風力躉購電價太低，無法通過銀行財務審核獲得融資，故仍無法興建

---

# 今年期初成本參數建議

- 一、有關以~~海關進口金額~~→風力單機成本  
推估期初成本的玄機

# 解析海關進口金額推估期初成本的涵義

- 原意為防止民營業者假造期初成本資料(但其實民營業者都有提供經四大會計師事務所簽證的財報)，且認為海關進口金額為法定申報無法造假，故以海關進口金額來「推估」期初設置成本。
- 海關進口金額佔期初成本的比例越高→期初成本越低→躉購金額越低。舉例：  
假設海關進口金額為30,000元，若推估佔總成本的50%，則期初成本將推估為60,000；  
假設海關進口金額為30,000元，若推估佔總成本的40%，則期初成本將推估為75,000
- 但是...
  - 1.以台電公司為例，台電風場的海關進口成本及興建成本決算金額(經審計部審定)都有官方認證的數字，為何不直接用「海關進口成本÷興建成本決算金額」得出佔比，反而還要再次「推估」佔比？
  - 2.且台電已經有經審計部決算確認的總投資金額供參考採用，為何還要再次「推估」總投資金額？

# 審定會卻不願採用「實際」數字，而要採用「推估」數字？

---

## □ 以台電為例：

台電風場實際海關進口金額(不含塔架等設施)平均佔總建置成本**40%**(詳參下頁)

## □ 以民營風場為例：

民間風場實際海關進口金額(不含塔架等設施)平均佔總建置成本(**43~46%**) (詳參下2頁)

不管台電或民營業者，以實際海關進口金額÷總成本的比例都低於審定會推估的**54%**，但審定會卻不願採用「實際」數字，而要採用「推估」數字。

# 台電風場實際海關進口金額(不含塔架等設施)平均佔總建置成本40%

項次	計劃別	風場名稱	單機容量 (kW)	台數	總裝置容量	總建置成本 (未稅) (B)	每kW建置成本 (未稅)	海關進口報單金額 (歐元)	匯率 <sup>註2</sup>	海關進口金額 (新台幣) (A)	A/B
1	風力二期	彰工(I) <sup>註1</sup>	2,000	23	46,000	\$ 2,271,199,000	\$ 49,374			\$ 1,040,090,110	46%
2		雲麥(I)	2,000	15	30,000	\$ 1,976,759,000	\$ 65,892			\$ 967,986,917	49%
3		林口	2,000	3	6,000	\$ 495,779,000	\$ 82,630			\$ 203,189,740	41%
4		大潭(III)	2,000	3	6,000	\$ 483,756,000	\$ 80,626			\$ 203,189,740	42%
5		四湖	2,000	14	28,000	\$ 2,363,923,000	\$ 84,426			\$ 948,218,785	40%
6	澎湖湖西	澎湖湖西	900	6	5,400	\$ 558,988,000	\$ 103,516	€ 3,263,580	43.441	\$ 141,773,179	25%
7	風力三期	大潭(II)	2,300	2	4,600	\$ 496,846,000	\$ 108,010	€ 2,993,600	43.441	\$ 130,044,978	26%
8		彰工(II)	2,000	8	16,000	\$ 1,342,301,000	\$ 83,894			\$ 597,949,197	45%
9		雲麥(II)	2,000	8	16,000	\$ 1,329,748,000	\$ 83,109			\$ 597,949,197	45%
10		彰化王功	2,300	10	23,000	\$ 1,785,234,000	\$ 77,619	€ 14,968,000	43.441	\$ 650,224,892	36%
<b>平均海關進口金額佔總建置成本 40%</b>											
<b>平均海關進口金額佔總建置成本 (不含項次6, 7) 43%</b>											

註1：此處彰工(I)海關進口金額已扣除塔架成本

註2：匯率係參考<http://www.oanda.com/lang/cnt/currency/historical-rates/>中99/3/8~99/3/14平均買入金額

# 民間風場實際海關進口金額(不含塔架等設施)平均佔總建置成本(43~46%)

從2011年度前7筆為民間業者資料(部分資料的期初成本數據，前幾年審定會已確認並經採用計算)，以此海關進口數據除以業者實際竣工查驗總投資成本，**風機不含塔架等設施的成本佔比僅有43~46%**(請見下表)

資料年度	海關進口資料(附表7)	竣工查驗總投資成本	風機不含塔架等設施佔比
2011	74,068,425	165,490,000	<b>44.76%</b>
2011	148,595,220	330,007,600	<b>45.03%</b>
2011	145,186,200	330,980,000	<b>43.87%</b>
2011	148,803,570	331,449,120	<b>44.89%</b>
2011	220,188,860	495,011,400	<b>44.48%</b>
2011	376,377,356	825,400,000	<b>45.60%</b>
2011	227,979,000	495,750,000	<b>45.99%</b>

# 「海關進口金額」→「風力單機成本」???

- 去年第二次分組會議，針對台電蘆竹風場的「海關進口金額」，證實是幕僚單位的「推估」（現在連海關進口金額也要「推估」了嗎???)
- 後經爭取雖然有修正，但卻開始玩文字遊戲，在第三次審定會中的簡報(價格最後決定的關鍵會議)不再談「海關進口金額」佔期初成本比例，而將文字修改成「風力單機成本」佔期初成本比例。而這兩種文字最大差別是「海關進口金額」是死的，無法變動；但「風力單機成本」是可操控的！
- 結果：風電的「期初成本」改成由可操控卻無法證實的「風力單機成本」以及推估的「佔比」來決定！

# 去年：台電蘆竹風場海關進口金額≠風力機組成本，導致推估期初設置成本的比例提高

- 然而，幕僚單位又推翻以往說法，認為台電蘆竹風場的海關進口金額≠風力機組成本，於是另外創造風力機成本(由幕僚單位修改海關進口成本得來)，導致推估比例從34.984%大幅提高為53.27%：

$$\frac{\text{海關進口金額}}{\text{契約決標金額}} = \frac{154,518,323}{441,683,706} = 34.984\%$$
$$\frac{\text{風力機組}}{\text{契約決標金額}} = \frac{235,300,032}{441,683,706} = 53.27\%$$

海關進口金額  
與風力機組金  
額不符，導致  
推估比例大幅  
提高為  
**53.27%**

- 針對這樣的改變，第三次審定會提出的理由是「海關實際進口金額應待最終工程結算總價確定後，配合結算金額計算成本占比才具一致標準，不應與決標金額混同處理」，但即使如此(過去幾次審定會卻從未做此調整)，該修正的也應該是441,683,706的決標數字，而不應該是將154,518,323修改為235,300,032。

# 今年資料：台電蘆竹風場之海關進口金額佔投資總額26~31%，遠低於去年參採之53.27%

- 根據台電公司103年度自編決算及104年度院核預算案之「業務計劃及預算概要」，風力發電第四期計畫之桃園蘆竹風場：
  - 經濟部核定之投資總額：592,076,000元。
  - 截至**103年底止**：預算數499,596,000元；**實際動用496,960,000元**，工程實際進度為96.48%。
  - 截至**104年底止**：預算數**591,940,000元**。
- 桃園蘆竹風場海關進口金額：154,518,323元

$$\frac{\text{海關進口金額}}{\text{103年工程金額}} = \frac{154,518,323}{496,960,000} = 31.1\%$$

$$\text{103年工程金額} = 496,960,000$$

$$\frac{\text{海關進口金額}}{\text{104年預算總額}} = \frac{154,518,323}{591,940,000} = 26.1\%$$

$$\text{104年預算總額} = 591,940,000$$

皆遠低於  
去年參採之  
**53.27%**

## 小結：

---

- 有關期初成本的參採依據經常變動，不易讓外界信服。
- 以可調整的「風力單機成本」取代不可變動的「海關進口金額」，更增加操作空間。
- 由於以海關進口金額「推估」成本有很多操作空間，外界易產生疑慮，因此應該採用台電經決算或民營業者提供之會計師簽證的實際數字進行專業檢討。

---

# 今年期初成本參數建議

二、有關民營業者提供會計師簽證報告應列入計算項目的說明

# 期初設置成本之計算應包含設備成本及其他相關成本

---

## □ 設備成本

- 風機(含塔架)
- 電力安裝以及控制技術
- 工程(室外安裝工程...等)
- 併網(包括開關場、變電所)、廢物處理等

## □ 其他相關成本

- 各類專家評估成本
- 規劃成本(包括人事費用)
- 各類工程許可證照的成本
- 安裝、建造及以及併網的監工成本
- 資本募集成本
- 融資成本(包括工程期間的利息)

# 「開發費用」及「銀行借款備償金額」應適度反映於期初設置成本中

- 民營財報資料中之「開發費用」及「銀行借款備償金額」應反映於期初設置成本內，而非全部不採用。
- 「開發費用」為設置風場之必要投資，即便審定會簡報中認為該費用未必完全屬於開發費用，仍應有一定比例反映於期初設置成本內，而不是直接捨棄，當作沒有開發費用。
- 雖然審定會簡報認為「銀行借款備償金額」尚未支用於風場設置，不應歸屬於期初設置成本，然而此筆金額無法動用也是事實，故至少衍生出的利息應納入期初設置成本中。

# 包含「其他相關成本」之民營風場平均 單位期初設置成本約為6.5萬/kW

編號	項目	項目定義	豐威公司	龍威公司
1	Property and equipment	包含風力發電機組之機械設備、變電站、開關場、基座土木工程、安裝區及運輸道路等(不含已折舊金額)	\$696,878,134	\$2,171,730,396
2	Refundable rental deposits	此為國有財產署之土地履約保證金	\$220,000	\$4,046,531
3	Receivables from related parties	風電公司於開發期間所需支出，包括土地租金、環評費用、風場設計規劃、地方回饋、人事、行政、交通等 <b>開發費用</b>	\$4,618,094	\$47,829,283
4	Other current assets	主要為應收退稅款(營業稅中的進項稅額)、暫付款等	\$1,906,124	\$5,481,562
5	Prepayments	土地長期租金費用，包括公家機關及私人土地	\$57,558	\$5,522,862
6	Accounts receivable	應收台電帳款，指台電尚未支付之發電收入或試運轉收入	\$7,278,975	\$79,324,568
7	Cash on hand and in banks	債權銀行要求須存入一定額度之存款且不得任意動用，故為 <b>銀行借款備償金額</b>	\$104,564,739	\$102,563,967
8	Depreciation expense	機械設備等資產 <b>各年度攤提之折舊費用</b>	\$42,242,773	\$38,372,067
調整前：所有項目金額加總			<b>\$857,766,397</b>	<b>\$2,454,871,236</b>
調整後：只計編號 <b>1, 3, 8</b> 項及第 <b>7</b> 項乘以 <b>1.5%</b> (作為利息)加總			<b>\$745,307,472</b>	<b>\$2,215,687,454</b>
單位成本(元/kW，只計編號 <b>1, 3, 8</b> 項及第 <b>7</b> 項乘以 <b>1.5%</b> )			<b>\$64,809</b>	<b>\$65,167</b>

# 包含「其他相關成本」之民營風場平均單位期初設置成本約為6.5萬/kW (續)

- 民營業者包括豐威及龍威公司，依會計事務所KPMG簽證之財報資料，相關投資成本項目共有8項(如上頁)，但去年審定會僅採用第1及8項，分別代表機械設備及土木電力等成本及各年度攤提之折舊費用。
- 第3及7項分別代表前期投入之開發費用及銀行融資必要備償金額，也應納入期初設置成本，原因如下：
  - 開發費用為風場之必要投資，即便審定會認為該費用未必完全屬於開發費用，仍應有一定比例反映於期初設置成本內。
  - 銀行融資必要備償金額雖然被認為尚未支用於風場設置，不應歸屬於期初設置成本，然而此筆金額無法動用亦為事實，故至少衍生出的利息（例如以1.5%計算）應納入期初設置成本中。
- 因此，豐威及龍威公司平均每kW投資成本分別約為\$64,809及\$65,167元。

# 台電蘆竹風場期初設置金額為6.9~8.2萬元/kW

---

- 台電蘆竹風場裝置容量為7,200kW。
- 若以103年實際工程金額496,960,000元計算（但當時工程進度為96.48%，尚未完工），每kW成本為69,022元。
- 若以104年預算591,940,000元計算，每kW成本為82,214元。
- 去年制定**104年度期初設置成本參數為60,200元/kW**，低於最近一年完工風場（台電蘆竹風場）之期初設置成本**6.9~8.2萬元**。

---

# 今年運維成本參數建議

# 運轉維護費用應計算20年均化成本

---

- 運維費用應含風機營運20年間風機、基座、電力設施等保養修繕，以及土地租金、人事費用、利息費用、地方回饋金等維運期間應支出之費用，再加上設備大修的重置費用後，依每年物價上漲率2%做調整，才能得出20年均化成本。

# 民營業者平均運維成本為\$0.867元/度電，相當於\$1,907~2,081元/kW (20年平均)

以下為民營業者各風場運維成本，皆經過會計師簽證，平均每度電運維成本為**0.867元**。

	年度	裝置容量 (kW)	運維費用 (元)	平均運維費用 (元/kW)	年發電量 (度)	平均單位運維費用 (元/度)
鹿威	2011	96,600	204,283,340	2,115	279,180,800	0.732
	2012	96,600	197,936,661	2,049	246,035,200	0.805
	2013	96,600	195,032,387	2,019	252,952,673	0.771
中威	2011	46,000	93,956,803	2,043	132,137,600	0.711
	2012	75,900	148,183,646	1,952	153,882,400	0.963
	2013	75,900	154,123,264	2,031	178,736,640	0.862
觀威	2011	32,200	71,821,130	2,230	119,582,783	0.601
	2012	39,100	82,150,600	2,101	117,082,933	0.702
	2013	43,700	90,959,247	2,081	130,574,629	0.697
桃威	2012	4,600	11,378,657	2,474	11,553,244	0.985
	2013	4,600	9,678,479	2,104	11,835,553	0.818
崎威	2012	6,900	14,186,639	2,056	10,831,840	1.310
	2013	6,900	14,469,341	2,097	10,455,947	1.384
豐威	2012	11,500	25,681,749	2,233	29,641,342	0.866
	2013	11,500	24,911,543	2,166	31,468,027	0.792
龍威	2013	34,000	74,809,790	2,200	86,082,925	0.869
平均每度電運維費用						<b>0.867</b>

若以年發電量2,200~2,400小時計算，運維費用應為\$1,907~2,081元。

# 應重新檢視台電保修合約之項目及金額 是否涵蓋所有維運項目

- 根據聽證會簡報p.17(如下)，年運轉維護費用將採台電公司保修合約及民營業者100~101年運維資料。
- (3)參採台電公司保修合約與民營業者100-101年運轉維護費資料估算運轉維護費為每度電0.5709元，20年均化運轉維護費為每度電0.6269元(已考量每年物價上漲率2%)，假設國內年售電量為2,400度/瓩，則年運轉維護費為1,505元/瓩。
- 台電的保修合約應不含以下項目：
  - 保修合約不含土地、人事費用、利息費用、地方回饋金等費用。
  - 保修合約為3~5年一簽，因此不含設備大修的重置費用。
- 以台電保修合約數據做為維運成本參數的計算基礎有嚴重低估之虞。

---

# 立法院有關能源局及台電的主決議文

# 應落實立法院公報台電主決議文內容

- 立法院104/6/25公報有關台電主決議文如下，提供給審定會委員參考。

立法院公報 第104卷 第54期 院會紀錄

眾抗爭，基於不做事就不會錯的心態，台灣電力股份有限公司於設置再生能源發電裝置設備一直處於被動消極狀態，將提升我國再生能源發電比率的工作託付給民營業者去落實，導致比率提升緩慢。環顧近況，民營再生能源發電業者於設置再生能源發電裝置時，必定遭逢民眾群起抗爭，除了影響施工，抗爭者還會要求高額回饋經費，未能滿足其要求就無法進場施做，導致我國近年來再生能源發電裝置增長遲滯，難以達成預設目標；藉由提高社區回饋比例，使民眾減少抗爭，以利再生能源發電設備之施造實屬必要；為獎勵民營業者更積極投入增設再生能源發電設施，爰建請台灣電力股份有限公司必須重新檢討、修訂與再生能源業者已簽定之電能購售電合約；自104年度起，每年台灣電力股份有限公司收購再生能源發電設備所生電能的躉購費率均不得低於最近一年公告國內化石燃料發電平均成本，以落實再生能源發展條例第九條第三項之規定。

# 立法院台電主決議文內容重點

---

- 104年起躉購電價**不得低於「最近一年」**公告國內電業化石燃料成本
- 台電公司須重新檢討、修訂與再生能源業者「已簽訂」之再生能源購售電合約；自104年起躉購電價亦**不得低於「最近一年」**公告國內電業化石燃料成本。

# 104年起躉購電價不得低於「最近一年」 公告國內電業化石燃料成本

- 「下限費率」應是低標，若審定會訂定的價格合理，低標的「下限費率」應不致影響「躉購費率」。
- 過去每一年**下限費率**皆採用「**最近四年**」之國內電業化石燃料平均成本，而非「**最近一年**」，不符合再生能源發展條例「**獎勵**」再生能源設置的原意。
- 以首年度簽約的觀威風場為例，其收購電價為**2.3834**元/度，遠遠低於其它年度的收購電價，也遠低於最近一年度化石燃料平均成本(**2.6685**元/度)，甚至第四年起觀威的收購電價較台電的迴避成本還低。
- 除陸域風電，川流式水力及生質能也深受影響。
- 立法院為補救過去產生的錯誤，達到真正鼓勵再生能源目的，故做出該決議文。惟同時決定不回溯過去的錯誤，而自**104**年度起之收購價格必須不得低於最近一年的化石燃料成本。

年度	99	100	101	102	103	104
風電躉購費率(不含LVRT)	<b>2.3834</b>	<b>2.6138</b>	<b>2.5971</b>	<b>2.5924</b>	<b>2.6000</b>	<b>2.6900</b>
當年度最近1年化石燃料成本	<b>2.6685</b>	<b>2.1977</b>	<b>2.4042</b>	<b>2.5659</b>	<b>2.8064</b>	<b>2.7516</b>
當年度最近一年迴避成本	2.16	2.14	2.25	<b>2.46</b>	<b>2.46</b>	<b>2.46</b>
當年度最近4年平均化石燃料成本	2.0615	2.1821	2.3302	2.4652	2.5053	2.6338

# FiT制度的Fix Price並非指一固定不變的價格！

---

- 目前陸域風電已有每**5**年為**1**期檢討年發電量進並調整躉購費率的機制，德國的饋網電價亦有前高(**5**年)後低(**15**年)的制度，因此躉購電價無須在**20**年間維持一樣的費率。
- 現行各風場之風力發電機組所簽定之躉購費率已不相同，且每年皆公告各種再生能源躉購費率及最近一年化石燃料平均成本，相關數字公開、透明、易執行，因此在技術上並無窒礙難行之處。

# 德國FIT制度電價計算說明

---

德國FIT制度：

(1) 前5年不管風資源大小，都以較優惠費率收購：

**8.80cent/kWh**

(2) 第6~20年，依實際風資源和參考滿發小時的150%做比較，滿發小時每差0.75%，就可延長2個月的時間以(1)之價格收購。延長期過後就以較低的4.80cent/kWh收購。

## Wind Energy Electricity Feed-in Tariffs 2013

	Onshore	Offshore
Year of commissioning	2013	2013
<u>Initial tariff</u>	8.80 EUR ct/kWh <u>Minimum first 5 years</u>	15.0 EUR ct/kWh Minimum first 12 years or 19.0 ct/ kWh first 8 years
<u>Final tariff</u>	<u>4.80 EUR ct/kWh</u>	3.5 EUR ct/kWh
Bonus: „Repowering“	0.49 EUR ct/kWh	-
Bonus: „Net integration“	0.47 EUR ct/kWh	-
Annual degression for later commissioning date	1.5%	0% From 2018: 7%

# 德國EEG差別電價計算方式：

---

步驟1：風機機型滿發小時參數(如下頁)\* 150% = A

步驟2：(A - 該地實際運轉之年滿發小時) ÷ A = B%

步驟3：B% ÷ 0.75% = C

步驟4：C \* 2個月 ÷ 12個月 = D年

步驟5：則高費率可再多享用D年，意即該風場享用高費率的年度為5 + D年

▶ Wind turbine type	Rated power	Hub height	Swept area	Pow. curve measured up to	cut-out wind speed	reference site A		reference site CCU	
						Annual production up to 20 m/s	Capacity factor up to 20 m/s	Annual production up to 20 m/s	Capacity factor up to 20 m/s
▶ Windkraftanlagen-Typ	Nennleistung	Nabenhöhe	Rotorfläche	Leist.-kurve verm. bis	Abschaltwindgeschwindigkeit	Jahresproduktion bis 20 m/s	Volllaststd. bis 20 m/s	Jahresproduktion bis 20 m/s	Volllaststd. bis 20 m/s
▶ Tipo de aerogenerador	Potencia neta a red	Altura de buje	Área de barrido	Curva de potencia medido hasta	Velocidad de corte	Producción anual a 20 m/s	Horas de plena carga a 20 m/s	Producción anual a 20 m/s	Horas de plena carga a 20 m/s
	kW	m	m <sup>2</sup>	m/s	m/s	MWh/a	h	MWh/a	h
DeWind D8	2000	80	5027	19,31	25	6762,9	3381	4950,0	2475
DeWind D8	2000	100	5027	19,31	25	7061,5	3531	5281,1	2641
GAMESA G52	850	44	2124	18,92	28	2343,3	2757	1595,2	1877
GAMESA G52	850	55	2124	18,92	28	2482,4	2920	1732,3	2038
GAMESA G52	850	65	2124	18,92	28	2583,3	3039	1834,9	2159
GAMESA G58	850	44	2642	17,92	23	2837,8	3339	2014,9	2370
GAMESA G58	850	55	2642	17,92	23	2984,3	3511	2170,7	2554
GAMESA G58	850	65	2642	17,92	23	3089,4	3635	2285,7	2689
GAMESA G58	850	71	2642	17,92	23	3143,2	3698	2345,7	2760
GAMESA G80	2000	60	5027	14,7	25	6338,4	3169	4541,8	2271
<u>GAMESA G80</u>	<u>2000</u>	<u>67</u>	5027	14,7	25	6495,4	3248	4705,5	<u>2353</u>
<u>GAMESA G80</u>	<u>2000</u>	<u>78</u>	5027	14,7	25	6705,8	3353	4929,6	<u>2465</u>
GAMESA G80	2000	100	5027	14,7	25	7033,9	3517	5290,5	2645

# 德國EEG差別電價計算方式舉例說明

	A風場	B風場	C風場
風資源 (實際年滿發小時)	<b>2400</b>	<b>2200</b>	<b>2200</b>
風機機型	Gamesa G80 2.0MW	Gamesa G80 2.0MW	Gamesa G80 2.0MW
塔筒高度(m)	<b>67</b>	<b>67</b>	<b>78</b>
高電價延長年數	<ol style="list-style-type: none"> <li><math>1.2353 * 150\% = 3529.5</math></li> <li><math>2. (3529.5 - 2400) / 3529.5 = 32\%</math></li> <li><math>3. 32\% \div 0.75\% = 42</math></li> <li><math>4. 42 * 2 \div 12 = 7\text{年}</math></li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li><math>1.2353 * 150\% = 3529.5</math></li> <li><math>2. (3529.5 - 2200) / 3529.5 = 37.6\%</math></li> <li><math>3. 37.6\% \div 0.75\% = 50</math></li> <li><math>4. 50 * 2 \div 12 = 8.3\text{年}</math></li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li><math>1.2465 * 150\% = 3697.5</math></li> <li><math>2. (3697.5 - 2200) / 3697.5 = 40.5\%</math></li> <li><math>3. 40.5\% \div 0.75\% = 54</math></li> <li><math>4. 54 * 2 \div 12 = 9\text{年}</math></li> </ol>
可享高電價年數	$5 + 7 = 12\text{年}$	$5 + 8.3 = 13.3$	$5 + 9 = 14\text{年}$

---

較高效率機型應有差別費率

# 同一地點較高塔筒或較長葉片的確會帶來較高發電量，但是...

- 高塔筒或長葉片→發電量提高→成本提高→電價不變或下降(5年後發電量可在2200~2400間調整，若發電量為2200，則電價可以調高，但若發電量 $\geq$ 2400，則電價不調漲，喪失業者採用較好風機的誘因)。
- 建議作法：
  - 1.參採德國的作法用reference yield計算差別電價。
  - 2.以目前塔高65m、葉片35m為基準，採購更高塔筒或更大葉片者，可以適度以一定比例調高電價(德國有許多相關數據參考)。此一作法主要目的在於提高發電量，在發電量提高且電價也提高的情況下，雖然成本提高，但只要電價及發電量提高的比例較成本提高的比例高一些即可產生誘因。

---

3.6%獎勵機制應適用20年

## 簽約購售電契約量遠大於實際設置量，加成電價僅適用至108年無法有效提高目標達成率

- 104年陸域風電獎勵加成電價3.6%至108年之美意固然可取，但風場簽約(指購售電契約PPA)後到完工併聯運轉通常仍需2年時間，且電能躉購係從併聯日而非簽約日起算，也就是說即便在104年簽約，可能到106年才適用加成電價，實際上無法達到鼓勵的作用。
- 為配合陸域風電獎勵目標為109年設置1,200MW，並達到實質鼓勵陸域風電開發之成效，**建議109年前簽定購售電契約PPA且併聯運轉的陸域風電皆可適用3.6%之費率加成機制**。

---

# 其他建議事項

# 建議再生能源業者代表應列席審定會

- 肯定經濟部於七月即開始籌備審定會事宜，因此許多具爭議性的問題及參數應有足夠時間充分討論，不至於因錯誤資訊訂出錯誤價格導致政府政策目標無法達成。
- 討論電價公式時，台電可參與會議並表示意見，建議訂定再生能源躉購費率時應比照辦理，讓再生能源業者可參與審定會。
- 從歷次審定會會議紀錄來看，的確發現在審定會中有因錯誤資訊導向錯誤認知或結論的現象，因此再生能源業者的參與將有助於立即澄清與說明。

---

# 審定會討論資訊補充說明

# 應逐項檢討台電所開發風場之期初設置成本

- 電業之供電線路皆遵循經濟部公告之屋外供電線路裝置規則，恐無法就此推論台電公司以較高標準進行施工、進而推論台電的施工成本較民營企業高。
- 此外，若以台電的埋管配線用較高標準施工而推論期初設置成本較高，則應將埋管配線的成本獨立出來討論，至於風機、塔筒及土木工程成本仍應參採，而非一概不用台電的期初設置成本資料。

# 台電決標金額與民營業者的財報資料並無不符

- 台電決標金額僅有一筆為蘆竹風場的\$441,683,706元，但該風場尚未完工，因此該金額並非審計部審定之成本，若依該風場裝置容量為7,200 kW，則暫時計算平均成本為\$61,345/kW。
- 民營財報資料與台電決標金額之共同項目為機械設備與土木電力成本，以及各年度攤提之折舊費用等兩項，若依此計算則豐威公司平均成本為\$64,271/kW、龍威公司為\$65,003/kW。
- 由於台電決標金額並非審計部審定之成本，故平均成本仍需依實際風場完工後之成本計算，但與民營業者的財報資料比對仍無不符之處。

# 陸域風力與油品市場差異極大，風電不可能隨意訂價或剝削消費者利益

- 陸域風力與車用油品市場的本質大不相同，逕將兩者相比恐不恰當。
- 委員可能以為所有寡占市場都會讓民營業者不易做出有利於消費者的行為，然而下表分析突顯兩個市場的極大差異：
  - **油品市場因廠商可自由向終端消費者訂價**，若國營事業消極競爭，的確可能會產生委員擔心不利於消費者的情形；
  - 然而**審定會的目的就是決定陸域風力的「固定電價」**，且**民營發電業者只能把電賣給台電，完全無法隨意訂價或剝削消費者利益**。

	車用油品市場	電力市場
法令	石油管理法	電業法
市場形態	自由化競爭	台電國營且獨占
廠商訂價能力	廠商可自由差別訂價	陸域風電為「固定電價」，無自由訂價能力
買方	終端消費者，即一般民眾	民營企業只能賣電給台電