

陸域風能(10kW以上) 躉購費率參數說明

報告人：台灣新能源產業促進協會常務理事
王雲怡
(英華威風力發電集團副總經理)

2012/8/14

壹、躉購費率公式參數說明

一、期初成本

(一)今年已完工並已申請電業執照風場的期初成本應列為主要參數資料，且其權重比應加重。

理由：

1. 根據慣例，審定會所立風機期初成本案例資料乃採計近3年「已實際運轉」風場的成本資料。且過去審定會從未決議「已實際運轉」是指「電業登記日期」，因此只要已向能源局提出電業執照申請者，其成本資料就必須被列入。
2. 雖然業者一再強調，審定會訂定的價格是明年適用的價格，過去較低的成本價格已經無法要求業者必須從現貨市場中取得。已經連續三年業者實際採購的價格幾乎為審定會所訂參數的1.2倍，其中主要的原因是幕僚單位將所搜集到過去三年的成本價格加以平均，這樣的做法自然和預測下一年度的價格有很大的差距，就好像今年的房價無法以過去三年的平均成交價格做為價格討論基礎的情況一樣。因此即使今年要再次採用三年的成本數據做為參考，也應以今年度的價格做較高權重的計算及平均，以免再次犯下以一市場不可得的價格做為計算參數的錯誤。

一、期初成本

(二)未達成年度目標之再生能源，其「期初成本」不應再往下調降。

理由：

去年幕僚單位引用DECC的資料預估2015年成本較2010年成本下降4.5%，因此推論每年成本下降0.9%，是便宜行事的錯誤。一方面原始資料並沒有這樣的推估；另一方面這是假設某些技術進步...等條件達成，如果2015年未達成，自然不會有這樣的結果。此外，本公司也取得德國著名的太陽光電研究所: Fraunhofer Ise在德文雜誌neue energie Oct. 2011, page 30.發表的資料，文中表示，風電的成本並沒有下降的趨勢。以一份推估2015年成本下降4.5%的文件，就硬要確認明年價格下降0.9%，實令外界難以接受，如果沒有明確的資料顯示明年風機的價格會下降，且今年年度裝置容量目標未達成，表示誘因不足，自然今年的價格就不應再調降！

一、期初成本

(三)期初成本不應列入「海關資料」：

理由：

1. 用海關資料推估來期初成本，本身並非為「實際案例」，不符過去審定會所立之「採計近3年「已實際運轉」風場的成本資料」之原則。

2. 用海關資料「推估」期初成本的過程及結果充滿「操作性」的爭議，不適合做為參數的參考，否則將產生錯誤的結果。

以去年為例，風機發電海關統計所載之設置成本推估，乃係以風機設備佔總投資額之**54%**比例估算而來（依2011年台電第4期計畫可行性報告資料），但依民營業者的進口資料估算，風機設備約佔專案總投資額之**44%~45.9%**，顯見公營業者與民營業者就風場開發之投資成本結構並不盡相同，不應一概而論。若暫以審定會採用之風機完稅價值，進行設置成本推估，依審定會採用之公營電業推估比例（**54%**）及民營業者實際之成本比例（**45%**），其差異如右表：

編號	機組數 單機 2300kW	審定會採用 風機完稅價格 (元)	審定會採用 設置成本推估 (元/瓩)	業者實際 設置成本價格 (元/瓩)
1	1	74,068,425	59,637	71,564
2	2	148,595,220	59,820	71,785
3	2	145,186,200	58,448	70,138
4	2	148,803,570	59,906	71,886
5	3	220,188,860	59,094	70,914
6	5	376,377,356	60,607	72,730

一、期初成本

(三)期初成本不應列入「海關資料」：

3. 「海關資料」其數字本身選用就有爭議性，選用時已發生錯誤，其差異如右表。其差異原因乃為審定會採用之價格，已逕將低壓電纜、控制電纜及週邊器材等項目價格扣除。但事實上，低壓電纜、控制電纜及週邊器材仍屬成本，不可排除在期初成本外。

4. 台電可行性報告和後來實際的發包價格通常都有極大的差距，實際發包價格通常高於可行性報告中的價格。此外，台電的發包價格通常只包含施工費用，有關期初成本應加計的內容如保險、設計、開發...等費用都未列其中。由此可知去年目僚單位採用**54%**的數據，有極大爭議。

編號	機組數目	審定會採用 資料	業者實際進口 價格	完稅價差異
1	1	74,068,425	74,672,640	604,215
2	2	148,595,220	149,803,650	1,208,430
3	2	145,186,200	145,717,120	530,920
4	2	148,803,570	150,012,000	1,208,430
5	3	220,188,860	221,965,400	1,776,540
6	5	376,377,356	379,338,256	2,960,900

二、運轉維護費用

(一)不應再以台電公司再生能源處及台電統計年報做為運轉維護費用的主要參考資料，許多不合理資料更應排除。

理由：

1.去年所採用的數據中有諸多不合理處，整理如下表：

場址	年度	裝置容量	單位運維成本(元/kW)	年發電量(度)	可疑之處
A	2009	2000*17	202	52,657,472	此為台電公司中港風力電廠的資料，根據統計年報53頁資料，此風場之設備容量因數僅為16.7%，代表維運狀況極差，因此此筆極低單位維運成本的資料應被排除！
B	2007	2000*4	257	5,158,432	此為台電公司中火風力電廠的資料，根據統計年報53頁資料，此風場之設備容量因數更低到僅為7.4%，代表維運狀況極差，因此此筆極低單位維運成本的資料應被排除！
C	2009-10	2000*23	233	107,555,973	此為台電公司麥寮風力電廠的資料，根據統計年報53頁資料，此風場之設備容量因數雖為30.2%，但此筆資料和D組資料相比，同樣規模的風場，其單位維運成本卻僅僅只有D組風場的約1/6？這樣的數字不會啓人疑竇？因此此筆極低單位維運成本的資料應被排除！
D	2007	2000*23	1,373	129,128,087	此筆數據未見於台電公司99年統計資料中。
E	2009	2000*6	2,036	23,147,612	僅有此筆資料算是正常資料，具參考價值。

二、運轉維護費用

(一)不應再以台電公司再生能源處及台電統計年報做為運轉維護費用的主要參考資料

理由：

2. 去年審定會所採用台電公司每度電0.33元維運成本的數據來源不清，且台電的維運費用皆不含重置費用及20年內運維費用逐年上升的比率，今年萬不可再直接採用此外界無法驗證的數據。

根據台電公司100年7月的「澎湖低碳島」風力發電計劃可行性研究報告頁8-4及頁8-16記載地十分清楚，台電公司「運轉維護費參考全體風機95~99年之加權平均為0.53元/度」，並非簡報中所述0.33元/度。此外，前年審定會直接採用台電可行性研究報告的運轉維護費為0.485元/度，去年卻不選擇由業者提供同樣是台電的可行性研究報告的0.53元/度？為何兩年選擇參數的標準不一？為何台電本身去年的報告都已將運轉維護費用調得比前年高，可是聽證會去年卻採用來源不清且外界無法確認的「台電公司再生能源處」所提供的資料(台電公司99年統計資料中並無此資料)，並刻意將運轉維護費用壓得比去年審定會採用的數據還低？此外，台電的數據並不包含重置費用及反映運維費逐年上漲的情況，就逕自將其與民營公司的價格做平均，這樣的作法十分不合理。

二、運轉維護費用

(二)有關風機運轉維護費用應考量合理的重置費用預估及
以下幾個原因，才能正確反應合理的運轉維護費用：

1. 有關重置費用的金額由於國內尚無實例，應該多參考業者的實際資料及國際研究報告。
2. 風機的維運費用是逐年提升的。
3. 風機的「重置費用」(大修費用)每kW約為新台幣6,400元，和總投資成本新台幣約60,000元比較，僅為約10.6%。「重置費用」的目的只是在延續風機「正常運轉」的壽命，而非「恢復其原有的狀態」，怎可能期待花期初成本10.6%的錢之後，就要期待機械的狀態回復九成新？且其維運成本變成和風機初期的維運成本一樣？就好像一輛開了12年的車子，在經過換了引擎、煞車系統等大修工程之後，只能延續其繼續使用的功能，卻無法保證其恢復如新車第三年的狀況，更無法因此推斷其13~20年的維運費用會和第3~10年一樣。事實上，大家都知道，汽車即使經過大修，第13~20年的運維費用不但不會低，甚至會更高！
4. 運維費用應考量物價上漲因素。

二、運轉維護費用

(三)有關民營業者的運維費用、發電量、單位運維費用等數字必須再三檢查確認，去年發生許多錯誤，且最後並未做修正。差異處整理如下表：

民營A風場：

	運維費用(元/kW)	發電量(kWh)	單位運維費用(元/度)
審定會採用數據	1,648	225,278,309	0.73
業者實際數據	2,165.8(2,115)	222,008,133	0.94(0.92)

民營B風場：

	運維費用(元/kW)	發電量(kWh)	單位運維費用(元/度)
審定會採用數據	1,650	102,524,324	0.73
業者實際數據	2178.3(2,111)	100,592,800	0.996(0.966)

三、年淨售電量

(一)有關電廠的年售電量去年發生許多錯誤，且最後並未做修正，今年必須特別注意。

1.差異處整理如下表：

97年度							
項目		審定會採用資料			業者實際資料		
		裝置容量(瓩)	淨發電量(度)	年發電量(度/瓩年)	裝置容量(瓩)	淨發電量(度)	年發電量(度/瓩年)
民營電廠	A風場	54,242	188,304,421	3,472	73,600-94,300	212,838,400	2,739
98年度							
項目		審定會採用資料			業者實際資料		
		裝置容量(瓩)	淨發電量(度)	年發電量(度/瓩年)	裝置容量(瓩)	淨發電量(度)	年發電量(度/瓩年)
民營電廠	A風場	71,300	248,380,508	3,484	94,300-96,600	247,024,000	2,610
	B風場	46,000	95,303,697	2,072	39,100-46,000	106,892,800	2,378
99年度							
項目		審定會採用資料			業者實際資料		
		裝置容量(瓩)	淨發電量(度)	年發電量(度/瓩年)	裝置容量(瓩)	淨發電量(度)	年發電量(度/瓩年)
民營電廠	A風場	94,300	225,278,309	2,389	96,600	222,008,133	2,298
	B風場	46,000	102,524,324	2,229	46,000	100,592,800	2,187
	D風場	18,783	52,093,558	2,773	25,300-32,200	83,905,804	2,617

三、年淨售電量

- 前頁差異處發生的原因主要乃因台電統計年報將「超過一年以外之試運轉期間」的發電量併入一年計算，才使發電量增加。
- 根據台電統計年報的說明，所謂「發電設備容量因數」的定義為：「特定時間內發電機組之平均負載與其平均裝置容量之百分比。平均負載／平均裝置容量*100」，但去年幕僚單位是以年平均負載／月平均裝置容量*100，導致風電的「發電設備容量因數」被高估。以台電公司100年度統計年報頁59-60的資料來看，以台電大風潭風場為例，若以台電的算法，大潭風場的發電設備容量因數高達**57.4%**，不僅比前一年度高出近2倍，甚至比澎湖還高，完全不合理！事實上，能源局每個月都有風電業者的月報表資料，花一點點時間，以月平均負載／月平均裝置容量*100，就可以得到更精確的資料！

三、年淨售電量

(二)台電澎湖風場的風資源可比擬海上風場，因此在計算陸上風場年淨售電量時，將澎湖的數據列入，並不恰當。

(三)目前台灣一級風場幾乎已開發完畢，且連續兩年風電裝置容量目標皆未達成，因此更應鼓勵開發次級風場，否則明年度目標恐又無法達成！

年度	99	100	101
政府目標(MW)	70	100	100
實際裝置量(MW)	82.6	46.8	41.4

四、折現率：合理數值應為6.5%

說明：

1. 由於去年風電的躉購費率仍是全球最低價，因此以去年躉購費率的水平，10年內是無法償還貸款的，至少要有14年的貸款年限，才有可能通過銀行的財務分析審查。而在國內一般商業貸款，最長為7年年限，所以再生能源業者很難找到合適的國內銀行進行融資。
2. 再加上國內銀行對於再生能源極為陌生，對風資源或日照等，都無法進行專業的評估。
3. 更何況是專案融資，對國內銀行更是難上加難，因為這需要極為專業的風險評估，以及整套的融資配套文件，都是國內金融機構相當欠缺的。
4. 綜合上述諸般因素，在國內要找到國內銀行願意對再生能源業者提供融資，十分不易，更遑論7年以上的融資。

四、折現率：合理數值應為6.5%

5. 綜上4點說明可知，銀行貸款利率是風險越高，信用風險加碼越高，但台灣常因對產業的陌生，寧願不核貸，也不願賺取較高的信用風險加碼。能源局去年針對外界資金利率的信用加碼部分僅以2%計算，並針對「銀行融資信用風險加碼」逕認定為介於BB及BBB評等之間，恐無根據。
6. 以本公司與台灣銀行實際談判經驗，銀行有意願給予風電或太陽光電融資者，則其貸款利率應不低於5.25。
7. 因此外借資金利率改以5.25%計算時，其折現率應為6.5%。
8. 此外，根據條例第九條第一項規定，躉購電價的訂定必須同時參考目標達成因素。陸域風電今年的目標並未達成，代表自有資金報酬率給得太低，不具誘因，亦應予以調高。

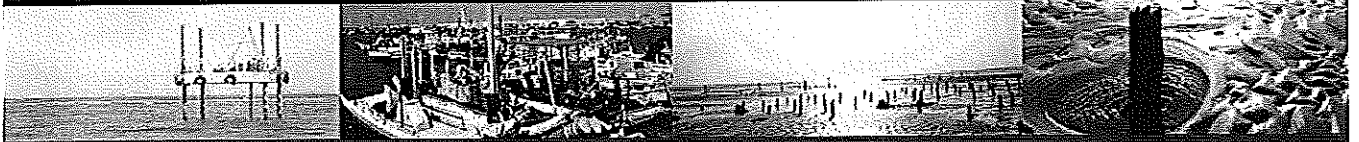
貳、有關審定會建議事項

- 一、今年度仍舊必須召開聽證會。
- 二、聽證會召開的程序必須完備，所有參數項目必須於聽證會當日提出。且至少會議召開前兩日必須讓與會業者取得當日簡報的書面資料，以利業者發言及討論。
- 三、聽證會召開後，至少要安排一次業者可至審定會向全體委員報告。
- 四、今年審定會必須安排業者代表至審定會列席旁聽。

有鑑於多年來審定會決定參數過程中頻頻出現錯誤或不合理的「推論」，造成定價偏低的錯誤以致數年來年度目標始終未達成。因此若審查會秉持透明、公開、正確的原則，就不應害怕業者的檢驗，業者可以不被允許於發言，但會場旁聽可以盡速瞭解會議中是否有錯，以利會後盡速向審定會澄清反應！

- 三、審定會及分組會議之會議紀錄須於兩周內公布於能源局網站。
由於業者缺乏與審定會委員互動的機會，必須藉由審定會會議紀錄才能瞭解委員的說法，若發現委員有所誤會或誤解，業者才能得以即時澄清。例如去年審定會會議紀錄中有許多值得澄清之處，卻因為公布時間太晚，業者無法即時向委員澄清，造成費率結果仍有錯誤及可檢討之處。
- 四、須於年底前公告電價。

Taiwan Generations Corp.



離岸風電電價參數建議

2012.08.14



永傳能源股份有限公司
Taiwan Generations Corp.



2013年離岸風電躉購費率建議參採參數

- 期初設置成本：建議為新台幣176,500元/瓩
- 應增加除役成本於年運轉維護成本參數中，佔期初設置成本的0.25%
- 年運轉維護費用(佔期初設置成本比例)：7%
- 折現率(由折現率可推得資本還原因子)：8%



依照2012年躉購費率制定期初設置成本之原則 2013年每瓩成本為新台幣17.65萬元

- 2011制定2012年躉購電價所採用之投資成本為歐洲2009~2013年共五年間商轉之離岸風場投資成本。
- 2012年制定2013年躉購電價也應按照去年的原則，選取2010~2014年間商轉之歐洲離岸風場投資成本數據，目前共計19筆，每瓩成本為新台幣14.8萬元。

離岸風場名稱	商轉年次	總裝置容量 (MW)	期初設置成本 (原始幣別)	單位期初設置成本	單位期初設置成本
BARD Offshore 1	2010	400	€ 1,400,000,000.00	€ 3,500.00	NT\$143,640
Bligh Bank (Belwind)	2010	165	€ 610,000,000.00	€ 3,697.00	NT\$151,725
ENBW Baltic 1	2010	55	€ 160,000,000.00	€ 2,909.00	NT\$119,385
Global Tech 1	2013	400	€ 1,300,000,000.00	€ 3,250.00	NT\$133,380
Greater Gabbard	2012	504	£ 1,512,000,000.00	£ 3,000.00	NT\$143,520
Horns Rev 2	2010	109	\$ 1,000,000,000.00	\$ 9,174.00	NT\$279,257
Lincs	2012	270	£ 725,000,000.00	£ 2,685.00	NT\$128,450
London Array (phase 1)	2012	630	€ 2,000,000,000.00	€ 3,175.00	NT\$130,302
Nordergrunde	2011	90	€ 300,000,000.00	€ 3,333.00	NT\$136,786
Ormonde	2011	150	£ 280,000,000.00	£ 1,867.00	NT\$89,317
Sheringham Shoal	2012	316.8	£ 1,000,000,000.00	£ 3,157.00	NT\$151,031
Thanet	2010	300	£ 880,000,000.00	£ 2,933.00	NT\$140,315
Thornthorpe Bank Phase 1	2011~2013	288	€ 1,300,000,000.00	€ 4,514.00	NT\$185,255
Walney Phase 1+2	2011~2012	367.2	£ 1,000,000,000.00	£ 2,723.00	NT\$130,268
West of Duddon Sands	2014	389	£ 1,600,000,000.00	£ 4,113.00	NT\$196,766
DanTysk	2014	288	€ 1,000,000,000.00	€ 3,472.00	NT\$142,491
Gwynn y Môr	2014	576	€ 2,000,000,000.00	€ 3,472.00	NT\$142,491
Dudgeon	2014	560	€ 3,800,000,000.00	€ 3,333.00	NT\$136,786
Race bank	2014	580			
平均期初設置成本				NT\$148,954	

註：台幣對美元匯率按2010~2012平均值，台幣：美金=30.44，台幣：歐元=41.04，台幣：英鎊=47.84。

Note: Reference is available being provided to TIER

3



依照2012年躉購費率制定期初設置成本之原則 2013年每瓩成本為新台幣17.65萬元 (續)

- 離岸風場之開發將影響沿岸漁業之發展，必須給予補償。漁業法已有明文規定漁業補償方式，歐洲離岸風場亦有漁業補償計算機制，且無論地方政府給發同意函程序、環保署環境影響評估程序及能源局之示範獎勵辦法評選等皆有要求漁業補償相關事宜。因此應將漁業補償計算納入期初設置成本考量因素。
- 歐洲離岸風場漁業補償機制計算原則為：依風場面積佔漁場面積之比例，實際補償每年漁業產值。
- 台灣離岸風場開發將影響沿岸漁業(12海浬領海內)及海面養殖漁業。台灣西部海岸可能開發離岸風場之區域為桃園至台南(包括澎湖地區)，此區域沿岸漁業及海面養殖漁業海域面積為17,341 km²。
- 依據漁業署最新年報(2010)桃園至台南(包括澎湖地區)之沿岸漁業及海面養殖漁業年產值為新台幣6,720,693,109元。20年(風機運轉年限)產值即為新台幣134,413,862,173元。
- 以西門子3.6MW風機為例，每座風機影響漁業海域範圍為0.71 km²。因此每瓩應補償之漁業產值平均為新台幣1,519元。
- 因此期初設置成本必須納入每瓩0.15萬元之漁業補償金。以上計算為平均建議值。

Note: Reference is available being provided to TIER

4



依照2012年躉購費率制定期初設置成本之原則 2013年每瓩成本爲新台幣17.65萬元 (續)

- 依據歐洲風場2010~2014年之投資成本未合併網成本，其平均投資成本爲新台幣14.8萬/瓩。
- 比照2011年決定併網成本做法，以英國OFTO案例調整電網併聯成本，故每瓩成本爲新台幣2.6萬元，且英國、德國、丹麥等國家的離岸風場開發商皆不需負擔電網併聯成本，因此上述所採之投資成本應納入歐洲各國數據，而不是只有英國的成本資訊。
- 配合台電公司要求需加裝LVRT，LVRT成本爲新台幣0.1萬/瓩。

➡ 歐洲投資成本平均值+漁業補償+併網成本+LVRT成本
=14.8萬/瓩+0.15萬/瓩+2.6萬/瓩+0.1萬/瓩=新台幣17.65萬/瓩

Note: Reference is available being provided to TIER

5



除役成本應納入年運轉維護的參數中額外計算

- 離岸風場之成本參數除了期初設置成本以及維護運轉20年間所產生的費用之外，還應納入運轉年限屆期(通常爲20年)後的除役成本。
- 台灣離岸風場開發需向財政部國有財產局租地，風機商轉20年後需還原國有土地給國產局，因此勢必產生除役成本。
- 現今國際上之離岸風場運轉時間皆未達20年，因此尚未有實際除役案例，然而一個專業的離岸風場專案於一開始的財務估算即將除役成本考慮在內，因此可參考市場上除役成本估算案例做計算。
- 參考英國Gwynt y Môr的除役成本約佔總成本的3-4%，美國能源成本研究專家Mark J Kaiser也認爲除役成本佔總成本3-4%，另外美國Cape Wind離岸風場探討建置及除役成本的報告也指出除役成本佔期初設置成本的2.5~7.5%。在考量20年後的物價上漲水準後，除役成本應佔期初設置成本的5%。
- 建議：應在年運轉維護成本的參數中加計**0.25%**做爲除役成本
 - 若以電價公式之結構及參數不更動爲原則，則建議於計算「年運轉維護成本」時額外加計除役成本。
 - 若將除役成本攤在20年間，則相當於每一年的除役成本佔期初設置成本的0.25%，因此不論原始年運轉維護成本佔期初設置成本的比例爲何，皆須再加上**0.25%**做爲除役成本的考量。

Note: Reference is available being provided to TIER

6



年維護運轉費用應提高至7%

- 各國離岸風場年運轉維護成本佔期初設置成本之比例數據：
 - 英國能源及氣候變遷部DECC的報告¹中指出，英國Round 1及Round 2離岸風場的年運轉維護費用佔期初設置成本之5~7%，此為從實際運轉維護成本與期初設置成本計算而來之數據。
 - 美國與台灣同樣都尚未有離岸風場的建置，也皆正積極鼓勵離岸風場的開發，而美國已預估年運轉維護費用將佔期初設置成本的9%²。
- 爲了因應台灣地理環境及考慮其他因素，仍需加上：
 - 保險及再保險費用：台灣特有颱風、地震等天災，因此保險費用勢必比歐洲高。
 - 物價調整機制：維護運轉期間長達20年，相關人事費用、維修備品價格等會因物價變動而調整，例：採用物價上漲率2%，每年調整一般運轉維護、保險及再保險費用等。
 - 均化20年維護運轉成本：目前維護運轉成本是以第一年的維護運轉費用做爲未來20年維護運轉費用的計算基礎，應將調整物價指數後的每一年維護運轉費用做均化計算，才能代表20年間的維護運轉成本。
- 建議：年維護運轉費用佔期初設置成本7%

註1：DECC, Review of the generation costs and deployment potential of renewable electricity technologies in the UK
註2：U.S Department of Energy (2010), Updated Capital Cost Estimates for Electricity Generation Plants. Retrieved from <http://ftp.eia.doe.gov/forecasting/updatedplantcosts.pdf>

7

Note: Reference is available being provided to TIER



折現率應考慮產業特性，不應採單一值 離岸風電折現率至少需8%以上，以反映業者風險

- 折現率應考慮再生能源不同產業特有的風險：
 - 每項再生能源類別的成本不同、性質不同、風險亦不同，因此各再生能源所採取的期初設置成本、年運轉維護成本及年發電量皆不同，唯獨折現率採取「一視同仁」的單一值。
 - 離岸風電爲唯一在海上發展的項目，由於牽涉到海事工程，其風險考量因子與陸上其他專案差異甚大，因此「一視同仁」的折現率無法反映實際上離岸風電風險較高的特性。
- 建議：提高折現率至8%以上：
 - 以市場實務反映至平均資金成本(WACC)中，計算得8.08%：
 - WACC公式本身沒有問題，但採用之參數無法實際反映資金成本及開發風險。
 - 信用風險加碼 α ：
 - 目前以一般新興投資計畫(twBBB評等)作爲標竿，採 α 爲2.0%。
 - 經過實際與國內外銀行討論，並參考於第一次風電分組會議中，銀行業者直接指出離岸風電的貸款利率爲4.25%~5.25%，若減去無風險利率1.36%後，即 α 值爲2.89%~3.89%。
 - 根據Bloomberg(彭博社)等金融機構提供給歐洲再生能源政策制定者之建議報告，銀行融資信用風險加碼 α 爲350個基點，即爲3.5%。
 - 因此，離岸風電之銀行信用風險加碼 α 至少需3.5%。

8

Note: Reference is available being provided to TIER



折現率應考慮產業特性，不應採單一值 離岸風電折現率至少需8%以上，以反映業者風險 (續)

- 建議：提高折現率至8%以上：
 - 以市場實務反映至平均資金成本(WACC)中，計算得8.08%：
 - 風險溢酬 β ：
 - 目前採中國風力平均6.177%，此為陸岸風力，因此無法反映離岸風電之風險。
 - 國內BOT案多為陸上大型公共工程，且多有政府財稅補助，其風險溢酬亦無法反映離岸風電之風險。
 - 因此風險溢酬應採德國再生能源(以折現率為8%估算)之風險溢酬 10.723%。

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

Note: Reference is available being provided to TIER

9



折現率應考慮產業特性，不應採單一值 離岸風電折現率至少需8%以上，以反映業者風險 (續)

- 建議：提高折現率至8%以上：
 - 以市場實務反映至平均資金成本(WACC)中，計算得8.08%：
 - 以無風險利率1.36%、信用風險加碼 α 3.5%及風險溢酬 β 10.723%作計算，平均資金成本率應為8.08%。
 - 國際間離岸風場之折現率在8%以上：
 - 丹麥國家實驗室(Risø)報告以歐洲10個離岸風場資料之折現率為7.5%；
 - 挪威離岸風場折現率是8%；
 - 德國離岸風場折現率是8%；
 - 英國離岸風場折現率(WACC)是7~11%；
 - 無論參考國際間離岸風場之折現率，或以WACC公式計算，都顯示折現率至少需 8%以上，才能實際反映離岸風電之資金成本及開發風險。

Note: Reference is available being provided to TIER

10