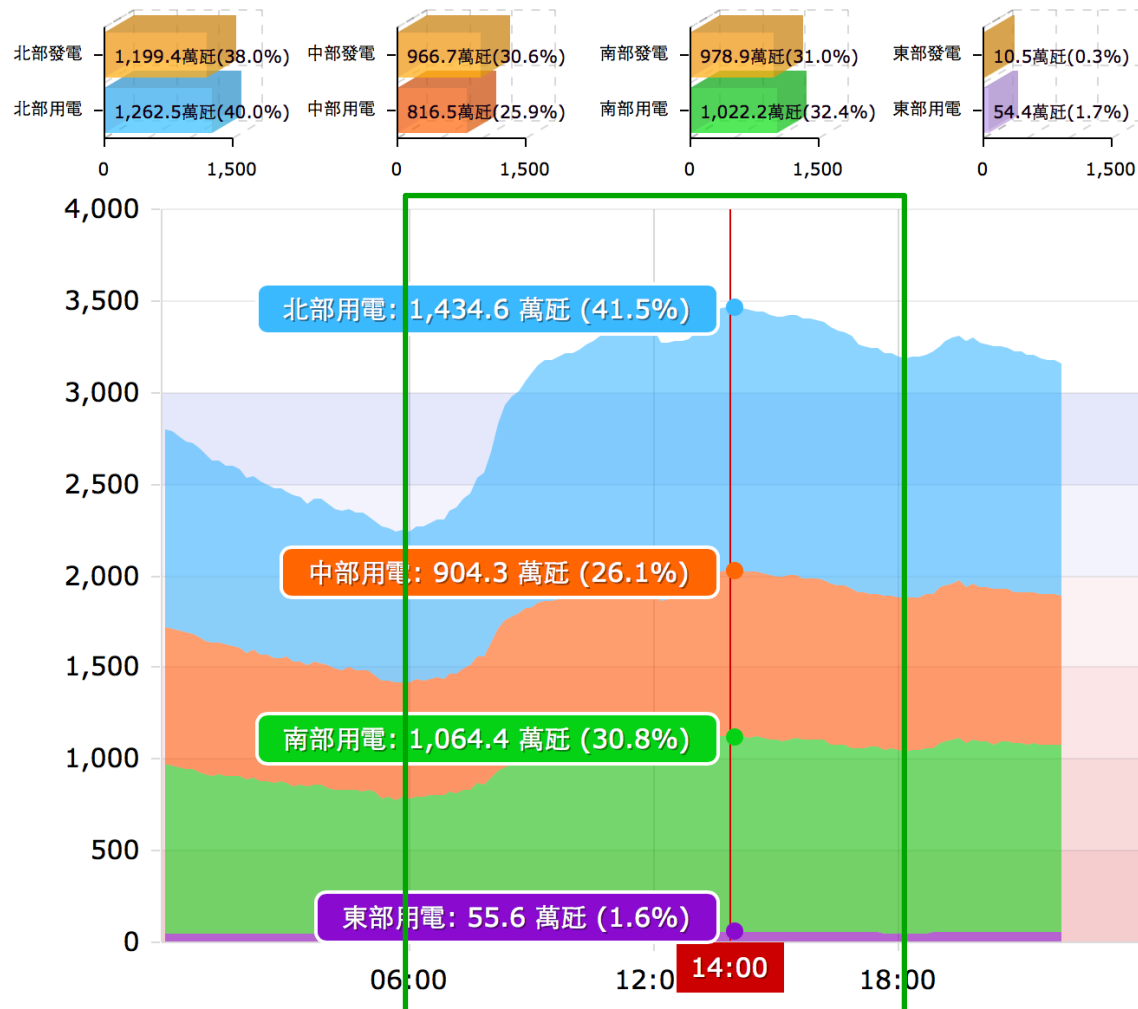


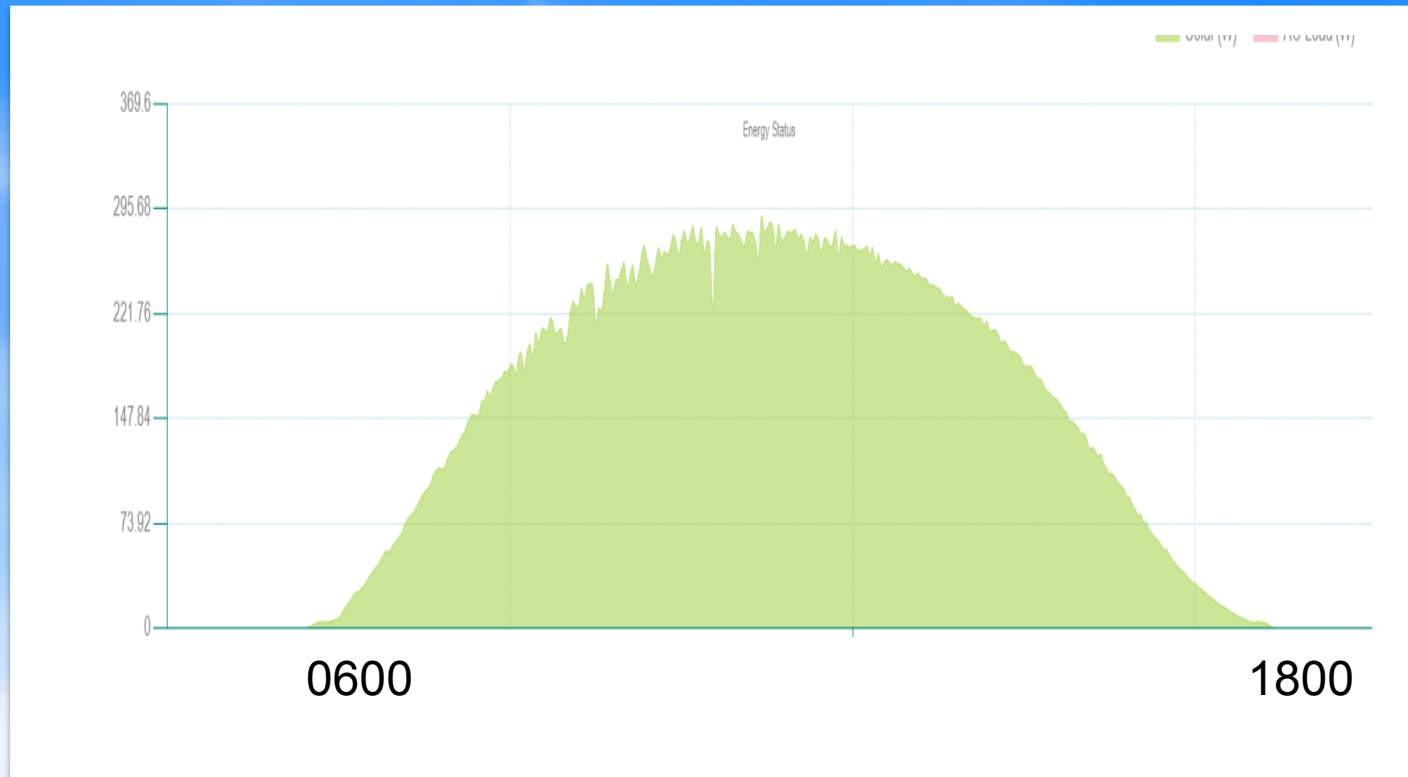
# 台灣用電日趨

今日用電曲線圖-依區域別 (Load Curve of Today – by Area)

單位: 萬瓩



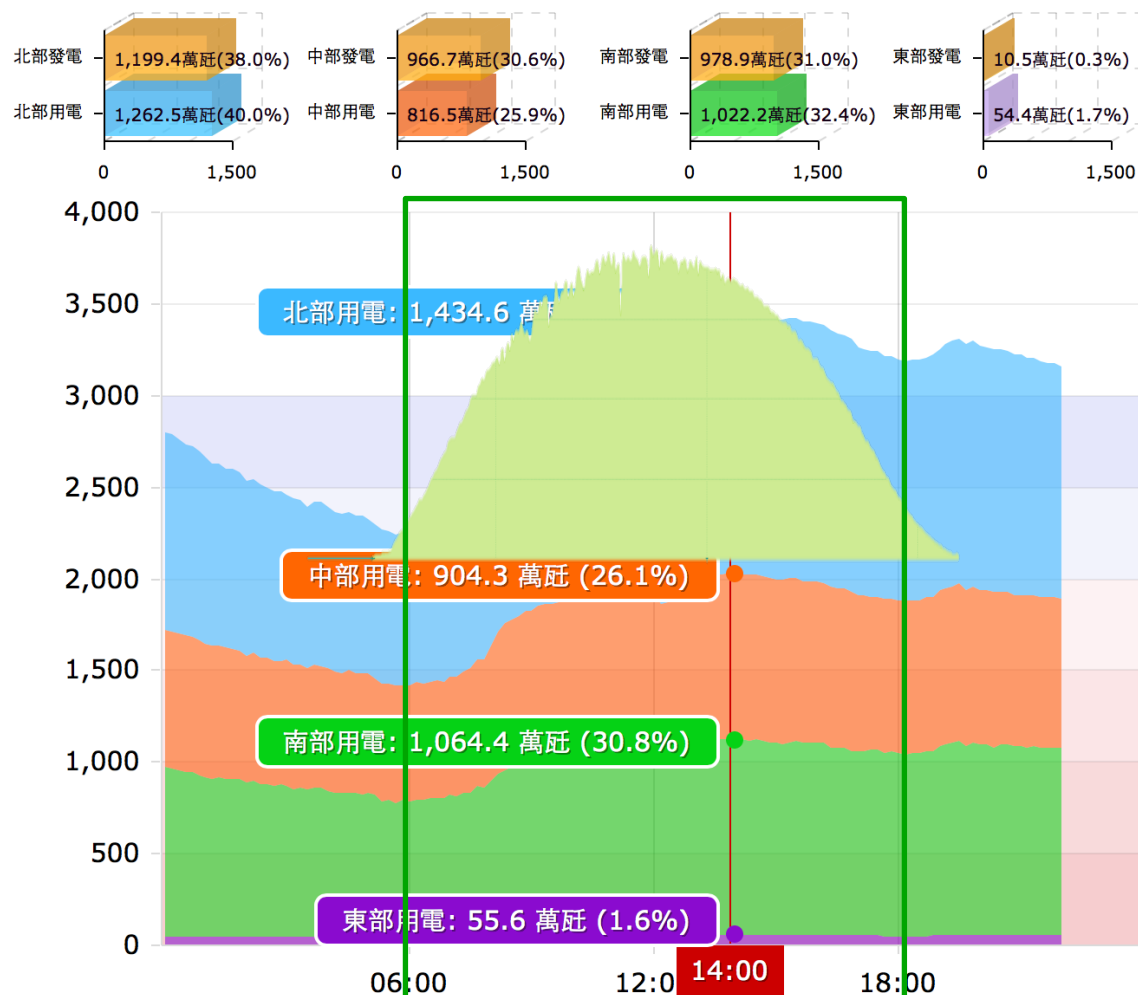
# 太陽光電發電日趨圖



# 用電發電合併套圖

今日用電曲線圖-依區域別 (Load Curve of Today – by Area)

單位：萬瓩

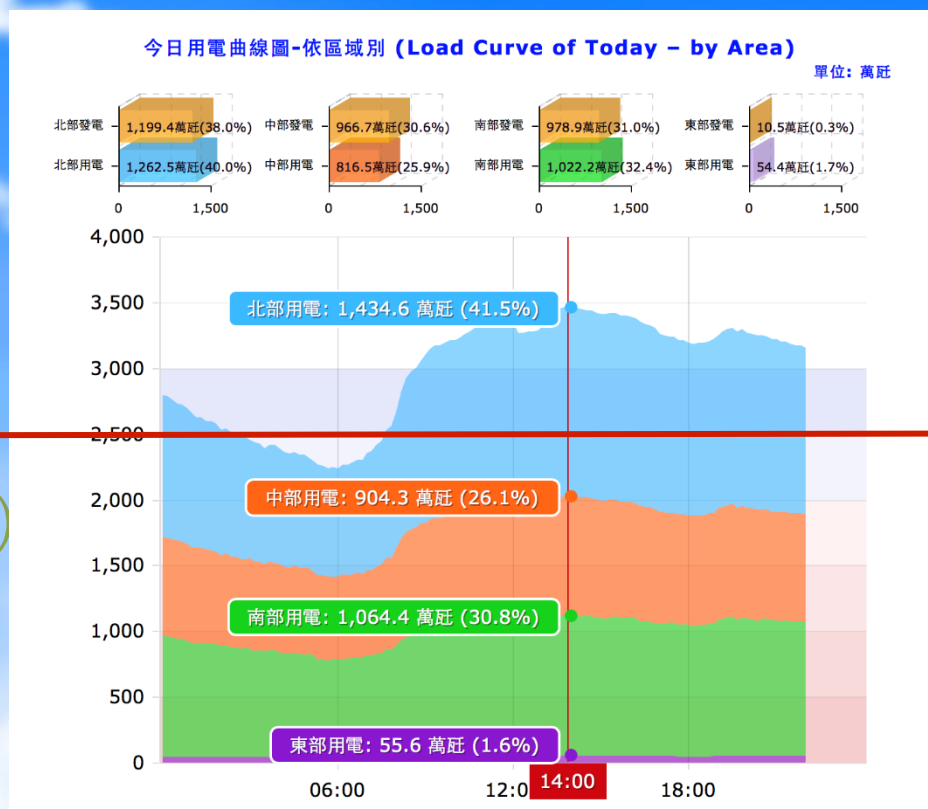


# 尖峰發電成本

- 燃油 約6.2元/度
- 然氣 約5.8元/度
- 預計逐年調漲

## 太陽光電

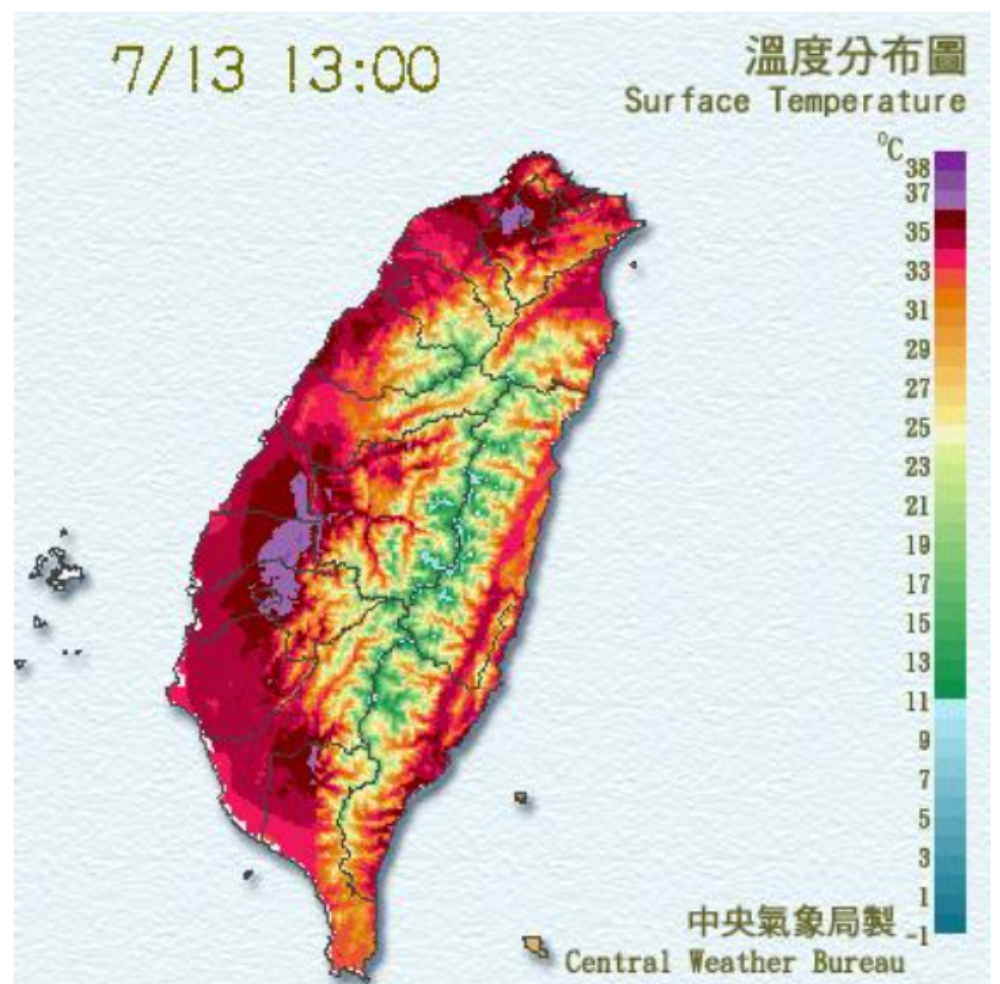
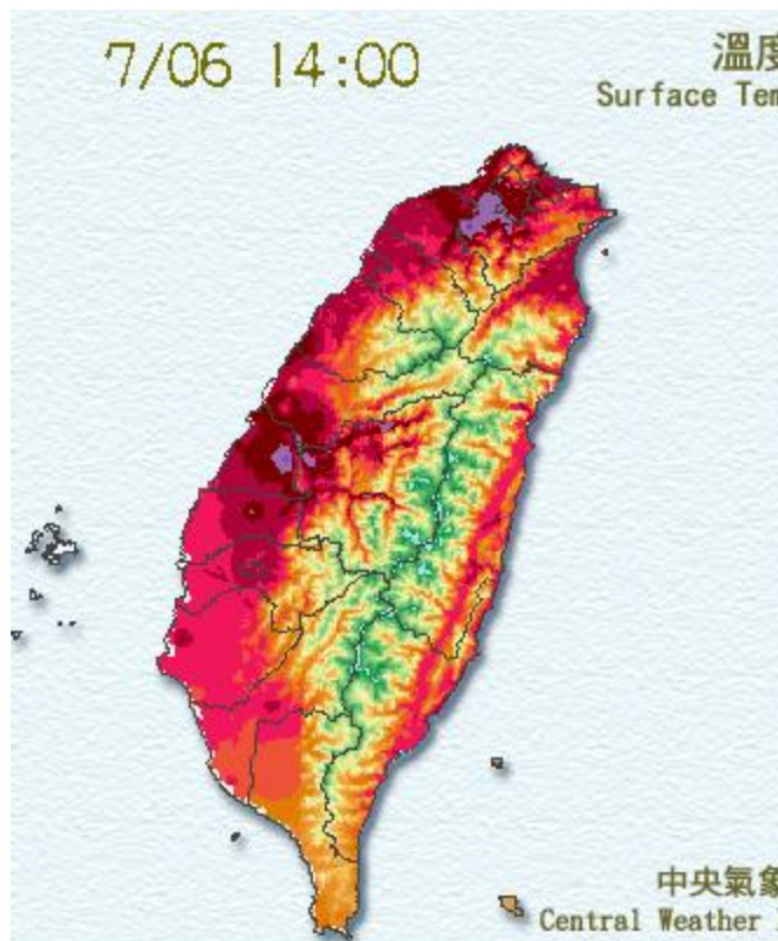
- 6.4元以下（1-100k）
- 6以下（100-500k）
- 20年不漲



# 訴求項目

- 價格變化平緩，應採申請制度，半年工期，減少趕工產生工安及品質問題。
- 太陽光電，日間尖峰用電供電，減輕台電高耗發電成本，應檢討迴避電價補貼價格。
- 物價成長，維運成本逐年調昇1~4%，請調整。
- 雙反顯示國內推行不力，務必擴大內需，能源自主，避免台電缺電。
- 高壓設備應計入系統設計成本。
- 線補費應計入成本。
  - 維運風險：設備故障，自然災害，生物災害，大陸災害
  - 競標成本：投標前才能評估
  - 高壓設備：加入401條款
  - 台電成本，技師成本，分次申請
  - 行政成本，能源局，縣政府

# 回不去的環境子孫成水煮青蛙



新能源產業促進協會  
 英華威風力發電集團  
 2014/8/8

1

□ 依據經濟部於103年3月24日以經授能字第10304004880號函文立法院檢送「完善再生能源推動措施達成政策目標」書面報告，報257頁已揭示「審定會主要係以可佐證之數據或市場實際成交價格納為審定費率之參採資料」，故**期初設置成本必須採納可佐證資料及市場實際價格**。



2

## 期初設置成本應以採納業者實際設置成本為主

- 台灣已有陸域風場630MW的實績，也有各風場期初設置成本資料，理應以實際的期初設置成本作為躉購電價制定的依據。
- 自再生能源發展條例於98年公告至101年，每年審定期初設置成本之原則皆依據「建議費率審定原則應先考量實際設置成本」參採，然而接連102、103年兩年，卻「僅採用海關資料推估之期初設置成本」，但「推估」之期初設置成本並沒有佐證資料，更不是市場實際價格。
- 若104年仍採用海關資料推估期初設置成本，除了海關資料無法造假而無疑義之外，「推估比例」必須有市場價格佐證的數據支持才可使用，而非以可行性研究的推論結果作為推估比例！

3

## 期初設置成本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)

4

## 台電二期、三期及湖西風場實際海關進口金額 占期初設置成本為40%，而非可研中的54%

- 台電各風場的總投資成本是由審計部決算審定，且也有海關進口報單金額，應以此計算海關進口金額(不含塔架等設施)實際佔總投資成本之比例。
- 為求海關進口報單金額佔比期初設置成本的正確性，本公司提供過去台電風場之海關進口報單金額(不含塔架等設施)與設置成本的比例，證實平均佔比僅有40% (或43%)，過去幕僚單位採用「風力發電第4期可行性研究報告」中的54%為高估的數值，不應作為期初設置成本推估的基礎！

5

## 台電二期、三期及湖西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<br>(kW) | 台數 | 總裝置容量  | 總建置成本 (未稅)<br>(B) | 每kW建置成本<br>(未稅) | 海關進口報單金<br>額 (歐元) | 匯率 <sup>註2</sup> | 海關進口金額 (新台幣)<br>(A) | A/B |
|---------------------------|----------|---------------------|--------------|----|--------|-------------------|-----------------|-------------------|------------------|---------------------|-----|
| 1                         | 風力<br>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<br>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<br>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% |
| 平均海關進口金額佔總建置成本            |          |                     |              |    |        |                   |                 |                   |                  |                     | 40% |
| 平均海關進口金額佔總建置成本 (不含項次6, 7) |          |                     |              |    |        |                   |                 |                   |                  |                     | 43% |

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

6

## 台電二期、三期及湖西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%(續)

- 台電風力二期、風力三期及澎湖湖西計畫共**10個風場的實際海關進口金額(不含塔架)平均佔總建置成本40%**。
- 考量項次6澎湖湖西，因位處外島，研判相關電力輸送設備成本較高，及項次7大潭(Ⅱ)，因興建1棟電氣室導致成本較高，因此此兩項可除外不計。
- 即使**排除項次6及7，台電各風場實際海關進口金額(不含塔架)平均佔總建置成本也僅有43%**，**皆遠低於台電風力四期可行性研究報告中假設之54%**。

7

## 以海關進口金額佔54%所推算之台電總 建置成本遠低於實際建置成本

| 項次             | 計劃別      | 風場名稱  | 單機容量<br>(kW) | 台數 | 總裝置容量  | 海關進口金額 (新台幣)<br>(A) | 實際每kW建置<br>成本(未稅) | 以54%推算每kW<br>建置成本(未稅) |
|----------------|----------|-------|--------------|----|--------|---------------------|-------------------|-----------------------|
| 1              | 風力<br>二期 | 彰工(Ⅰ) | 2,000        | 23 | 46,000 | \$ 1,040,090,110    | \$ 49,374         | \$ 41,872             |
| 2              |          | 雲麥(Ⅰ) | 2,000        | 15 | 30,000 | \$ 967,986,917      | \$ 65,892         | \$ 59,752             |
| 3              |          | 林口    | 2,000        | 3  | 6,000  | \$ 203,189,740      | \$ 82,630         | \$ 62,713             |
| 4              |          | 大潭(Ⅲ) | 2,000        | 3  | 6,000  | \$ 203,189,740      | \$ 80,626         | \$ 62,713             |
| 5              |          | 四湖    | 2,000        | 14 | 28,000 | \$ 948,218,785      | \$ 84,426         | \$ 62,713             |
| 6              | 澎湖<br>湖西 | 澎湖湖西  | 900          | 6  | 5,400  | \$ 141,773,179      | \$ 103,516        | \$ 48,619             |
| 7              | 風力<br>三期 | 大潭(Ⅱ) | 2,300        | 2  | 4,600  | \$ 130,044,978      | \$ 108,010        | \$ 52,353             |
| 8              |          | 彰工(Ⅱ) | 2,000        | 8  | 16,000 | \$ 597,949,197      | \$ 83,894         | \$ 69,207             |
| 9              |          | 雲麥(Ⅱ) | 2,000        | 8  | 16,000 | \$ 597,949,197      | \$ 83,109         | \$ 69,207             |
| 10             |          | 彰化王功  | 2,300        | 10 | 23,000 | \$ 650,224,892      | \$ 77,619         | \$ 52,353             |
| 平均每kW建置成本 (未稅) |          |       |              |    |        |                     | \$81,910          | \$ 58,150             |

實際 v.s. 推算之總建置成本相差 \$23,760，比實際成本少29%，可見以54%推算建置成本極不合理

8

以102年度聽證會所列之海關進口金額並以40%推算，期初設置成本應為\$79,561

| 資料年度   | 機組數 | 裝置容量(MW) | 完稅價格(元)     | 單位價格(元/kW) | 設置成本以40%推估 | 設置成本以43%推估 |
|--------|-----|----------|-------------|------------|------------|------------|
| 2011   | 1   | 2.3      | 74,068,425  | 32,204     | 80,509     | 74,892     |
| 2011   | 2   | 2.3      | 148,595,220 | 32,303     | 80,758     | 75,124     |
| 2011   | 2   | 2.3      | 145,186,200 | 31,562     | 78,906     | 73,401     |
| 2011   | 2   | 2.3      | 148,803,570 | 32,349     | 80,872     | 75,229     |
| 2011   | 3   | 2.3      | 220,188,860 | 31,911     | 79,779     | 74,213     |
| 2011   | 5   | 2.3      | 376,377,356 | 32,728     | 81,821     | 76,113     |
| 2011   | 3   | 2.3      | 227,979,000 | 33,040     | 82,601     | 76,838     |
| 2012   | 3   | 2.3      | 212,729,730 | 30,830     | 77,076     | 71,699     |
| 2012   | 1   | 2.3      | 72,580,250  | 31,557     | 78,892     | 73,388     |
| 2012   | 2   | 2.3      | 141,819,820 | 30,830     | 77,076     | 71,699     |
| 2012   | 1   | 2.3      | 72,580,250  | 31,557     | 78,892     | 73,388     |
| 2012   | 1   | 2.3      | 72,580,250  | 31,557     | 78,892     | 73,388     |
| 2012   | 1   | 2.3      | 72,580,250  | 31,557     | 78,892     | 73,388     |
| 2012   | 1   | 2.3      | 72,580,250  | 31,557     | 78,892     | 73,388     |
| 平均設置成本 |     |          |             |            | 79,561     | 74,010     |

台電公司「風力發電第4期計畫」(桃園縣蘆竹鄉)每kW設置成本為\$82,233元

經濟部 函

受文者：台灣電力股份有限公司  
發文日期：中華民國102年12月23日  
發文字號：經管字第102020308號  
速知：逕達件  
查照及辦理或逕行辦理：

主旨：所擬修正「風力發電第四期計畫」，減少裝置容量7,600瓩，總裝置容量由14,800瓩減為7,200瓩，投資總額由12億7,700萬元減為5億9,207萬6,000元，計畫完工日期104年6月30日不變一案，應請同意，並請依說明事項辦理。

說明：  
一、貴公司102年9月16日電再生字第102882202號函、102年10月29日電再生字第1020021349號函及依據國營會業陳貴公司102年12月4日電再生字第1020024799號函辦理。  
二、貴公司最後對於相關投資計畫之規劃週址及申請等設等作業應審慎確實，積極洽辦相關權責單位，避免影響計畫執行。  
三、請依所核定修正之計畫目標總量及期限修正計畫內容，於「行政院施政計畫管理資訊系統」調整年度作業計畫，本案各年度所需預算，請依預算程序辦理，並本於得標原則執行預算及工進管控，避免再辦理計畫修正。

正本：台灣電力股份有限公司  
副本：行政院主計總處、審計部、財政部、經濟部能源局、經濟部開發會、經濟部會計局

□ 根據102/12/23經濟部同意台電公司「風力發電第四期計畫」(位於桃園縣蘆竹鄉)修正之函文，總裝置容量為7,200kW，投資總額為\$592,076,000元，相當於每kW設置成本為\$82,233元！

## 台電公司「風力發電第4期計畫」(桃園縣蘆竹鄉)每kW設置成本高達\$82,233元(續)

- 根據103年度聽證會簡報資料，台電風力發電第4期計畫投資總額包含直接工程成本、間接工程成本、工程預備費、物價調整費、施工期間利息及促進電力開發協助金，符合p.4所定義之「期初設置成本應含設備成本及其他相關成本」，故前頁所述投資總額\$592,076,000元確實為期初設置成本，本次應採納此筆資料為期初設置成本。
- 台電「風力發電第4期可行性研究報告」認為風機不含塔架佔總設置成本的**54%**，而經濟部核可之實際每kW設置成本為**\$82,233元**，幕僚單位只要調出本案海關進口金額，就得以與**\$82,233元**相比確認其佔比是否與**54%**相符，也可據以重新檢討採用54%的合理性。

11

## 民眾抗爭增加設置成本以及回饋金費用

- 以本集團所屬之通威公司通苑風場為例，101年底~103年間，超過1年半的施工期間遭遇民眾(苑裡反風車自救會)抗爭，導致施工時程大幅延宕，但此期間仍遭受人事費用、利息等成本無法彌補之苦，增加業者的設置成本。
- 而且整個苑裡地區原先規劃的場址全被刪除，更嚴重造成通威公司融資案工程進度的延宕(超過2年)。
- 受到苑裡反風車自救會的影響，本集團所屬之風場在台灣各地之興設風場規劃案，都受到波及，因此本集團目前以及未來興設風場規劃案針對與當地民眾之互動、溝通以及回饋都大幅提高，故其規劃以及興設成本亦相對提高。
- 因此，設置成本應納入民眾抗爭成本、地方回饋金等，才能反映設置成本大幅提升的現狀。

12

## 二、運轉維護費用應計算20年均化成本

- 台電公司和GE公司簽訂最新合約中，維運成本為45歐元/kW，約為新台幣1,800元/kW(約佔總維運成本的80%)，但這僅僅是風機本身的運維費用，不包括變電站、線路...等其它發電設施的維護費用，也不含重置費用，更不包括其他如土地租金、人事費用、地方回饋金...等應列入運維費用的內容。
- 台電所提供的運維費用應為當年度的運維費用，應非公式中所強調的「20年均化成本」(包含重置費用及逐年上漲的運維費用)，如此逕與民間業者20年均化成本做計算平均，恐有錯誤。
- 所謂「20年均化成本」的維運費用應加計因年久老舊的「風機重置費用」以及逐年上漲的維運費用。

13

## 幕僚單位計算運轉維護費用應剔除可利用率低而非容量因數低的場址維運數據

- 剔除「容量因數25%以下」場址資料的原因在於場址可能營運效率不佳，然而實際上已有風場在可用率高的情況下，容量因數仍低於25%。
- 幕僚單位應深究容量因數較低的原因，例如本集團崎威公司竹南二期風場年淨售電量低於1,600小時(如下頁)，相當於容量因數18%，已是風場可用率達97%的成果，可見該風場容量因數低於25%的原因為風況不佳，與營運效率無關。
- 因此，剔除的標準應考慮可利用率，而非容量因數。

14

## 資料來源：windpower monthly, May 2013

value around €800/kW, or lower.

### SERVICING

#### Maintenance costs remain low

US wind turbine maker GE has announced an agreement with the Taiwan Power Company to provide maintenance, repairs and spare parts for 26 turbines of 1.5MW in Taiwan. The agreement, worth \$11.4 million, corresponds to €45/kW/year, which is a cost consistent with prices elsewhere. This figure represents a useful benchmark,

#### Cold weather pushes up cost of gas

A severe cold spell affecting much of Europe pushed gas prices towards €40/MWh, making current gas-fired generation costs around €90/MWh. This is more expensive than the current generation cost of onshore wind. While gas prices are unlikely to remain at this level into spring and summer, it illustrates one of the drawbacks of relying on fossil fuels — that the price is subject to fluctuation. Once a wind farm is built, on the other hand, the

15

## 本集團崎威公司竹南二期風場在可用率達97%的情況下，容量因數僅有18%

- 目前已運轉崎威公司竹南二期風場的年淨售電量已經低於1,600小時(下表分別為2012、2013年淨售電量)。

| 月份/2012年 | 1月    | 2月  | 3月    | 4月 | 5月    | 6月    | 7月    | 8月    | 9月   | 10月   | 11月  | 12月   |
|----------|-------|-----|-------|----|-------|-------|-------|-------|------|-------|------|-------|
| 滿發小時(hr) | 195.9 | 131 | 158.8 | 80 | 111.3 | 133.3 | 105.5 | 143.8 | 63.8 | 216.8 | 93.9 | 135.7 |

總計: 1,569.8

| 月份/2013年 | 1月  | 2月  | 3月  | 4月 | 5月  | 6月 | 7月  | 8月 | 9月 | 10月 | 11月 | 12月 |
|----------|-----|-----|-----|----|-----|----|-----|----|----|-----|-----|-----|
| 滿發小時(hr) | 212 | 137 | 117 | 97 | 108 | 56 | 111 | 49 | 72 | 228 | 199 | 129 |

總計: 1,515

容量因數僅有18% !

16

## 依照102年度聽證會所列之台電運維成本資訊，台電平均為\$1元/度電

以下為台電各風場運維成本，僅剔除商轉未滿一年的資料。**台電平均運維成本(未做20年均化計算)為1元/度。**

| 風場名稱  | 資料年度(年) | 商轉年度(年)                 | 年裝置容量(kW) | 年平均裝置容量(kW) | 總運維費用(千元)   | 平均運維費用(元/kW) | 年發電量(kWh)   | 平均單位運維費用(元/kWh) |
|-------|---------|-------------------------|-----------|-------------|-------------|--------------|-------------|-----------------|
| 石門    | 2010    | 2004/8 & 2004/10        | 3,960     | 3,960       | 15,938      | 4.025        | 8,634,488   | 1.846           |
| 恆春    | 2010    | 2005/1                  | 4,500     | 4,500       | 18,928      | 4.206        | 10,265,785  | 1.844           |
| 崙山    | 2010    | 2007/12 & 2009/1        | 12,000    | 12,000      | 24,430      | 2.036        | 23,147,612  | 1.055           |
| 中興    | 2010    | 2007/12                 | 36,000    | 36,000      | 6,899       | 191          | 52,657,472  | 0.130           |
| 台中    | 2010    | 2007/4                  | 8,000     | 8,000       | 2,056       | 257          | 5,158,432   | 0.399           |
| 龍巖    | 2010    | 2006/5                  | 30,000    | 30,000      | 167,168     | 5.572        | 56,262,856  | 2.971           |
| 大潭    | 2010    | 2005/6                  | 4,500     | 4,500       | 11,785      | 2.612        | 11,493,188  | 1.023           |
| 澎湖中屯  | 2010    | 2007/9 & 2004/12        | 4,800     | 4,800       | 30,483      | 6.376        | 15,718,000  | 2.130           |
| 曾文    | 2010    | 2008/1 & 2010/5         | 46,000    | 40,657      | 9,488       | 206          | 107,555,973 | 0.088           |
| 新工    | 2010    | 2007/4                  | 46,000    | 46,000      | 63,156      | 1.373        | 129,128,087 | 0.489           |
| 西螺    | 2011    | 2010/10                 | 28,000    | 28,000      | 2,654,260   | 95           | 79,470,718  | 0.033           |
| 金沙    | 2011    | 2010/7                  | 4,000     | 4,000       | 2,702,402   | 676          | 11,931,088  | 0.227           |
| 澎湖龍西  | 2011    | 2010/12                 | 5,400     | 5,400       | 9,128,992   | 1.691        | 21,797,457  | 0.419           |
| 澎湖中屯  | 2011    | 2007/9 & 2004/12        | 4,800     | 4,800       | 69,069,405  | 14,389       | 18,740,675  | 3.886           |
| 恆春    | 2011    | 2005/1                  | 4,500     | 4,500       | 14,249,443  | 3,167        | 12,394,337  | 1.150           |
| 曾文    | 2011    | 2008/1 & 2010/5         | 46,000    | 46,000      | 11,619,746  | 253          | 128,535,458 | 0.090           |
| 新工    | 2011    | 2007/4 & 2010/12        | 62,000    | 62,000      | 66,424,531  | 1.071        | 188,665,074 | 0.352           |
| 中興+中屯 | 2011    | A: 2007/4<br>B: 2007/12 | 42,000    | 43,167      | 21,596,933  | 514          | 74,401,355  | 0.290           |
| 崙山    | 2011    | 2007/12 & 2009/1        | 12,000    | 12,000      | 12,433,043  | 1.036        | 24,157,145  | 0.515           |
| 大潭    | 2011    | 2006/5 & 2011/7         | 15,100    | 9800        | 14,344,933  | 960          | 49,288,870  | 0.291           |
| 石門    | 2011    | 2004/8 & 2004/10        | 3,960     | 3,960       | 3,945,546   | 996          | 11,607,946  | 0.340           |
| 龍巖    | 2011    | 2006/5                  | 30,000    | 30,000      | 220,441,319 | 7,348        | 63,502,337  | 3.622           |
|       |         |                         |           |             |             | 平均成本         | 1.000       |                 |

17

## 依照102年度聽證會所列之民間業者運維成本資訊，民間業者平均運維成本為\$0.814元/度電

以下為民間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**0.814元**。

| 風場名稱 | 編號 | 資料時間 | 裝置容量(kW) | 20年均化運維費用   | 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   | 1  | 2011 | 96,600   | 196,660,093 | 2,036        | 285,396,538 | 0.689         |
| 中威   | 2  | 2011 | 46,000   | 91,551,791  | 1,990        | 135,461,526 | 0.676         |
| 觀威   | 3  | 2011 | 32,200   | 71,130,859  | 2,209        | 123,082,358 | 0.578         |
| 鹿威   | 4  | 2013 | 96,600   | 195,032,387 | 2,019        | 252,952,673 | 0.771         |
| 中威   | 5  | 2013 | 75,900   | 154,123,264 | 2,031        | 178,577,659 | 0.863         |
| 觀威   | 6  | 2013 | 43,700   | 90,959,247  | 2,081        | 130,567,814 | 0.697         |
| 林威   | 7  | 2013 | 4,600    | 9,678,479   | 2,104        | 11,831,054  | 0.818         |
| 崎威   | 8  | 2013 | 6,900    | 14,469,341  | 2,097        | 10,455,947  | 1.384         |
| 豐威   | 9  | 2013 | 11,500   | 24,911,543  | 2,166        | 31,468,027  | 0.792         |
| 龍威   | 10 | 2013 | 36,800   | 74,809,790  | 2,033        | 86,082,925  | 0.869         |
|      |    |      |          |             |              | 平均成本        | 0.814         |

台電(未做20年均化計算)與民間業者平均運維成本為**0.907元/度**，即使以年發電量2,400小時計算，運維成本至少為\$2,177。

### 三、年淨售電量：台灣一級風場已開發完畢，次級風場僅有滿發2,000小時

- 經濟部及能源局一再對外表示，台灣陸域只有1,200MW的裝置容量，目前已裝置超過一半(630MW)，遠超過千架海陸風力機計畫推動辦公室在「我國陸域風電推動政策」的簡報中所指的一級風場潛能418MW，代表一流風場已被開發完畢。
- 同一份簡報也指出，台灣優良風場土地趨緊，次級風場經濟誘因不足，且次級風場僅有滿發2,000小時，潛能約526MW。

19

### 年淨售電量：本集團已商轉之次級風場甚至滿發不到2,000小時

| 專案公司 | 風場位置       | 商轉時間      | 2013/7~2014/7<br>平均淨滿發小時 (hr) |
|------|------------|-----------|-------------------------------|
| 中威公司 | 台中市大安區、大甲區 | 98年起陸續運轉  | 2,170                         |
| 崎威公司 | 苗栗縣竹南鎮     | 100年      | 1,608                         |
| 通威公司 | 苗栗縣通霄鎮、苑裡鎮 | 102年起陸續運轉 | 1,995                         |

皆遠低於  
2,200小時

- 此外，永能公司已有4台同樣位於苗栗縣竹南鎮的風機取得籌設許可，但因位置在上述崎威公司風機的東側，也就是更為內陸、風能更差，在滿發小時最多只有1,600小時的情況之下，以目前的電價實在無法取得銀行融資，也就無法興建。

20

## 行政院風力發電產業論證會議簡報

- 能源局向行政院新能源發展推動會報告的簡報內容指出，「優良風場漸趨飽和...，未來朝次級風場開發，並提高設置誘因...」，因此今年年淨售電量的參數必須考量次級風場的情況來訂定。

- 優良風場漸趨飽和，且可開發土地有限，未來朝次級風場開發，並提高設置誘因，研擬加速推動方案。



## 四、目標達成率(指實際設置量)應為制定躉購費率的重要依據

- 政府目標為每年增加100MW風力發電，此新增容量應為「實際設置量」，但已連續3年(100~102年)未達成陸域風電的目標(如下表)，甚至目標達成率平均不到5成，且103年已過了7個月，達成率只有16.1%，目標達成率(指實際設置量)應為制定躉購費率的重要依據！

| 年度          | 100   | 101   | 102    | 103   |
|-------------|-------|-------|--------|-------|
| 政府目標(增量MW)  | 100   | 100   | 100    | 100   |
| 實際設置量(增量MW) | 46.8  | 48.3  | 43.2   | 16.1  |
| 目標達成率       | 46.8% | 48.3% | 43.2 % | 16.1% |

## 簽約購售電契約量遠大於實際設置量，加成電價僅適用至107年無法有效提高目標達成率

- 103年陸域風電獎勵加成電價3.6%至107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103年簽約，可能到105年才適用加成電價，實際上無法達到鼓勵的作用。
- 由於簽約(PPA)並非實際設置量，這點可從103年聽證會簡報p.53中所述之100年設置量(其實是簽訂PPA者)為105MW，但當年度實際設置量僅有46.8MW(來源為經濟部能源局統計月報)得知，以「簽約的時間點」當作「目標達成」，並不符合目標達成(也就是實際設置量)之定義，也無法有效提高目標達成率。

23

## 躉購電價加成率應參考德國制度，給予109年前簽約者運轉20年間3.52元/度的躉購電價

- 為鼓勵盡快在109年前達到設置陸域風電1,200MW的目標，且剛好彌補核一廠於108年除役後的電力缺口，費率加成機制應改為只要在109年之前完成簽約者，完工併聯後之20年費率皆採用加成電價。

- 加成機制可參考德國躉購電價機制，給予8.8歐分/度的躉購電價(約當新台幣3.52元)。

|                                                | Onshore                                  | Offshore                                                                   |
|------------------------------------------------|------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------|
| Year of commissioning                          | 2013                                     | 2013                                                                       |
| Initial tariff                                 | 8.80 EUR ct/kWh<br>Minimum first 5 years | 15.0 EUR ct/kWh Minimum<br>first 12 years or 19.0 ct/<br>kWh first 8 years |
| Final tariff                                   | 4.80 EUR ct/kWh                          | 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%<br>From 2018: 7%                                                        |

24



# Swancor 上緯企 業

Composite & Energy

# Recommendations

建議: 104年離岸風電躉購費率每一度電為7元(NTD)。說明如下

德國離岸風電已發展多年，離岸風電產業及金融配套成熟，目前每度電仍為7.6元(最高)，日本目前為6.83元，為政策性發展離岸風電，擬調高至10元。

而台灣離岸風電產業及金融配套相對屬於萌芽階段，目前 5.7076元無法反應合理報酬及吸引投資者及影響專案融資之可行性。

經濟部所訂離岸風電示範獎勵辦法規定風機規範採Class1A，目前國際市場能符合該規範之廠商只有一家，且只有兩家業者將訂購各兩部機組，不僅未達經濟規模且其價格遠超過一般市場行情，二示範業者不但被風機廠家綁標，且將因風機價格過高，投資營運無法回收，影響投資意願。

建議政府跳脫歷來以成熟之再生能源項目研議收購電價模式，針對示範機組政策性協助，制定一能供示範業者營運回收之電價，並依該示範機組成效檢討後續風場開發之適宜收購電價，如此方能確保政府離岸風電政策之落實與示範機組計畫之成功。

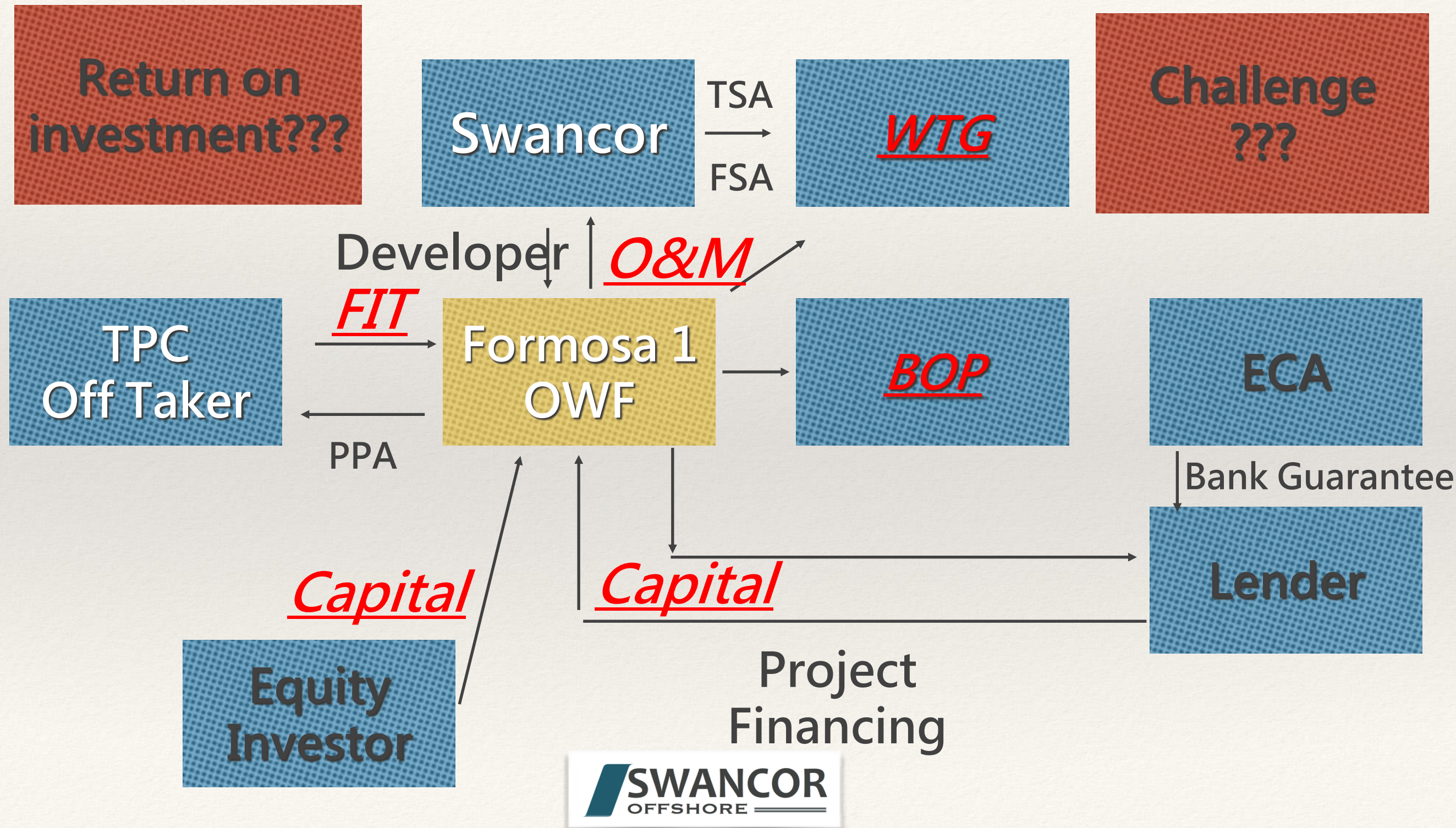
---

# Challenges and Recommendations

---

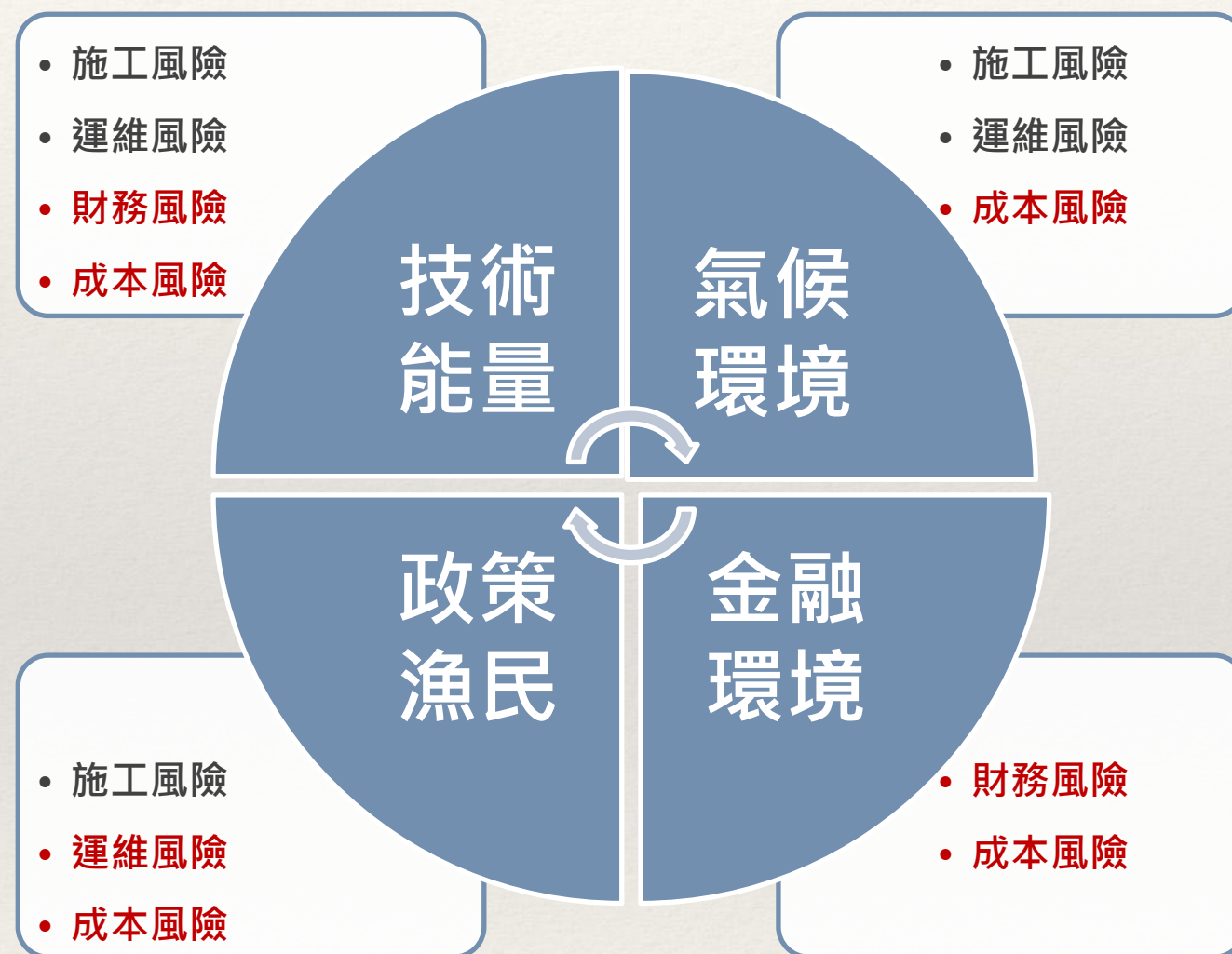
Reasons and references  
as next pages

# Business Model(offshore Wind Farm)-Critical Successful Factors



# Challenges and Recommendations

## 台灣離岸風電開發風險



(財務與成本風險是台灣離岸風場開發的關鍵)

# Challenges

風機

海事工程

營運

高成本

折現率與資本還原因子

低折現率

CAPEX 15.85/kw vs. 16.95-18.75/kw (萬元)  
IEC Class 1A僅有1家系統供應商, 高單價成本鎖定  
OPEX 3.48% vs. 5.0%  
須簽訂長期服務合約, 如15年, 成本相對高

折現率 5.25%  
離岸風場風險係數高  
不應採用5.25%, 歐洲約7%以上

歐洲離岸風場IRR投資者之期望值於12-20%之間, 依不同開發階段而定

Low Investment Return

投資者

銀行貸款

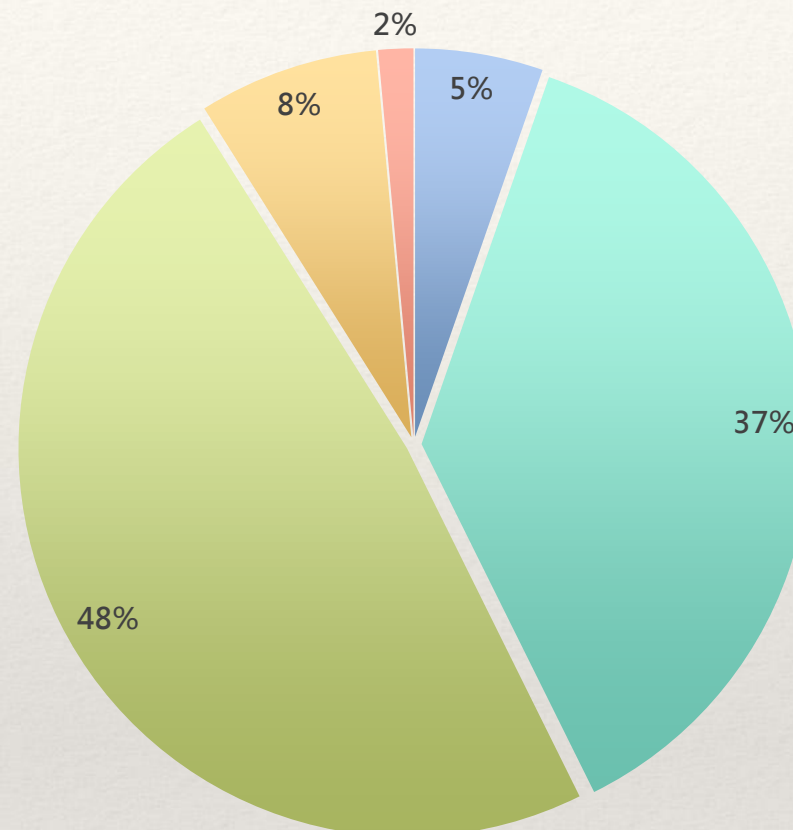
若無適當之投資者及專案融資則兩家民營開發商將面臨極大的開發阻力  
可能影響台灣離岸風電之發展

# Challenges and Recommendations

政府應確保躉購費率具備誘因性與合理性，所採用之參數應有明確之依據，以期初設置成本而言，採行已具備經驗與規模之歐洲風場近三年期初設置成本每kW新台幣15.85萬為計算基準，**對於尚在起步階段台灣市場，似乎有低估之嫌(本研究調查台灣三家業者期初設置成本平均約18.3萬元。**再者參考台灣一般港灣工程開發案，年運轉費占期初投資成本約3-5%，但台灣位處於地震帶，又受颱風影響，除期初建置成本外，**其營運維護成本都當較歐洲之風場更高，離岸風電年運轉維護費FIT採用3.48%亦有低估疑慮。**此外，亦應將風險因素納入折現率計算，對各項再生能源技術分別設定。(台經院一所資料)

# Challenges and Recommendations

■ Development & Consent ■ Turbine ■ Balance of Plant ■ Contingencies ■ Project Financial Cost



台灣離岸風電之預估成本與  
DECC(2011)預估round3  
及NREL(2013)模擬預估成  
本相近

(Note) WTG cost = 約XX(NTD)

Assumption 1:  $XXE \div 0.37 = XX(NT) \div XXMW$  --- 18.75萬元 /KW

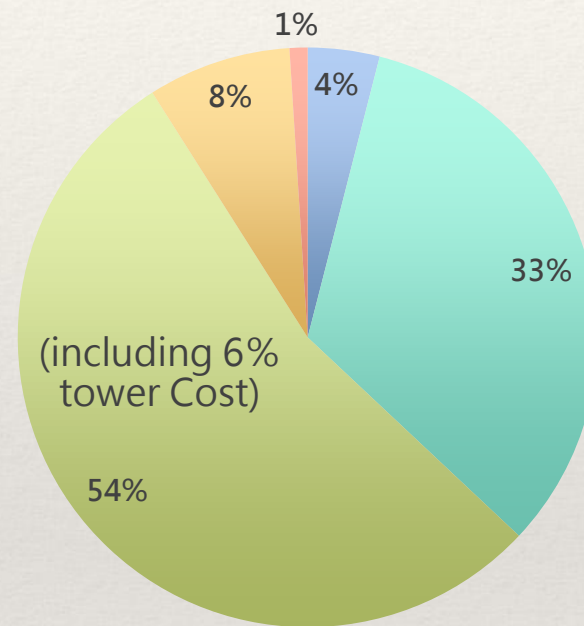
Assumption 2:  $XXE \div 0.39 = XX(NT) \div XXMW$  --- 17.81萬元 /KW

Assumption 3:  $XXE \div 0.41 = XX(NT) \div XXMW$  --- 16.95萬元 /KW

Note : WTG Supplier (Non-Bidding Offer-update )

# Challenges and Recommendations

■ Development & Consent ■ Turbine ■ Balance of Plant ■ Contingencies ■ Project Financial Cost



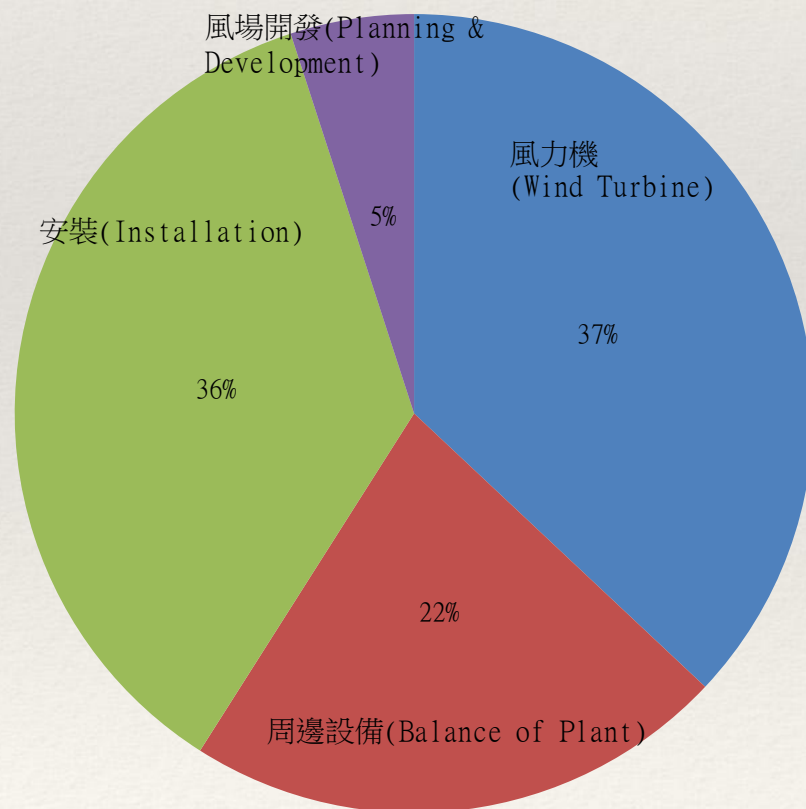
Turbine cost = 33% (exclude tower) + 6% (Tower) = 39%  
of total CAPEX (Reference from EUR OWF)

# Challenges and Recommendations

## 離岸風場成本結構

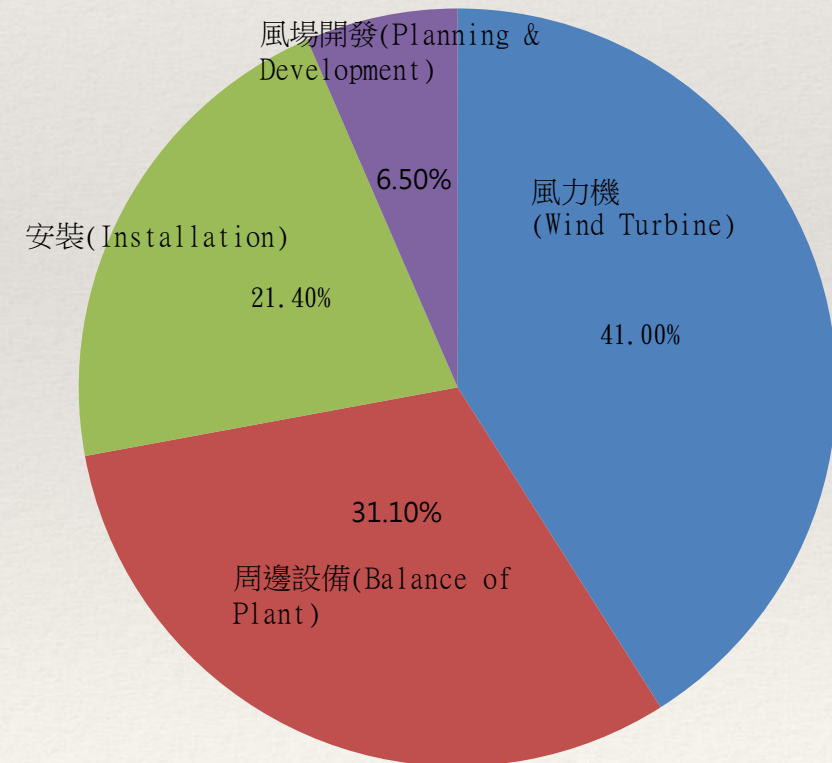
- 離岸風場以風力機佔成本佔最大比例
- 風場規模擴大，風力機和周邊設備的成本比例會提高，安裝成本可降低

180MW offshore wind farm



資料來源：BVG associates (2011)。

500MW offshore wind farm



資料來源：Scottish Enterprise (2011)。

# Challenges and Recommendations

## 資金成本假設:( 折現率 5.25%之探討)

$$WACC = (R_f + \text{Alpha}) \times W_d + (R_f + \text{Alpha} + \text{Beta}) \times W_e$$

1. Alpha (信用風險加碼): 假設標竿為BBB投資級公司債?
2. 依照台灣融資環境現況(必須利用國外較貴之資本以及貸款成數上之挑戰)以此假設下之融資債務成本已經無法確實反映真實成本
3. Beta (風險貼水): “國內BOT特許時間為30-50年, 而再生能源為20年, 風險應該較國內BOT低? (最高限制為7.248%, 此假設限制用意為限制國內開發案之風險? 開發商無法開發風險高於國內BOT案之專案?) / (在開發離岸風場成熟之歐洲權益資本市場投資人也是瞄準至少11%之報酬率, 反推依照原本債務資本成本之假設風險貼水最少也到8%)
4. 以國內BOT為舉例, **學校宿舍 / 汙水處理 / 瓦斯公司** 都無法確實反映開發離岸風場之風險, 那設立此標竿之假設為何? 事實上之權益投資人之要求報酬率也遠高於此標竿之假設, 所以此標該假設在實際資本市場也是個不合理的資金成本假設

# Challenges and Recommendations

目前平均加權資金成本 5.25%

本專案融資來源：

國內、外銀行聯貸

專案投資者

專案投資者要求報酬率

(歐洲成熟市場為11~13%)

權益投資者期望報酬：14%

國內、外銀行聯貸利率

資金成本：4.5%

平均加權資金成本率

7.35%

(歐洲風場採用之平均資金成本率都在7%以上)

# Challenges and Recommendations

FIT Scenario(Unit:kw /NTD)

| OPEX 5% of CAPEX    |      | WACC  |       |       |
|---------------------|------|-------|-------|-------|
|                     |      | 7.35% | 6.75% | 5.25% |
| CAPEX               | 237E | 8.5   | 8.25  | 7.63  |
|                     | 220E | 7.89  | 7.66  | 7.09  |
|                     | 203E | 7.28  | 7.07  | 6.54  |
| OPEX 3.48% of CAPEX |      | WACC  |       |       |
|                     |      | 7.35% | 6.75% | 5.25% |
| CAPEX               | 237E | 7.62  | 7.37  | 6.76  |
|                     | 220E | 7.08  | 6.84  | 6.27  |
|                     | 203E | 6.53  | 6.31  | 5.61  |

建議:每度電7元

期望政府能瞭解開發商所面臨之困境能參酌  
前列報告資訊與相關單位研究報告給予台灣  
離岸風電開發先趨者最大的支援

