



再生能源電能躉購費率
及其計算公式說明
(上午場次：太陽光電)

經濟部

106年11月01日

目錄

壹、107年度再生能源電能躉購費率計算公式

貳、107年度太陽光電電能躉購費率

一、電能躉購費率審定原則

二、107年度太陽光電電能躉購費率試算

三、躉購制度獎勵及配套措施

四、躉購分類與容量級距

五、107年度太陽光電使用參數

六、平均資金成本率使用參數

七、107年度太陽光電電能躉購費率使用參數彙整

壹、107年度再生能源電能躉購費率計算公式

一、公式說明

依107年度再生能源電能躉購費率審定會會議結論，電能躉購費率計算公式如下：

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

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

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

壹、107年度再生能源電能躉購費率計算公式

二、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設置成本。
- (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。
- (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。

壹、107年度再生能源電能躉購費率計算公式

三、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。

貳、107年度太陽光電電能躉購費率

一、電能躉購費率審定原則

- (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。

貳、107年度太陽光電電能躉購費率

二、107年度太陽光電電能躉購費率試算

類型	級距 (kW)	107年第一期 躉購費率試算 (元/度)	與106年 第二期比較 (%)	107年第二期 躉購費率試算 (元/度)	與第107年 第一期比較 (%)
屋頂型	$\geq 1 \sim < 20$	<u>5.3848</u> (6.1033)	-11.77	<u>5.2827</u> (6.1033)	-1.90
	$\geq 20 \sim < 100$	<u>4.7906</u> (4.9772)	-3.75	<u>4.6885</u> (4.9772)	-2.13
	$\geq 100 \sim < 500$	<u>4.4564</u> (4.5388)	-1.82	<u>4.3636</u> (4.5388)	-2.08
	≥ 500	<u>4.3264</u> (4.4098)	-1.89	<u>4.2429</u> (4.4098)	-1.93
地面型	≥ 1	<u>4.3785</u> (4.5467)	-3.70	<u>4.2943</u> (4.5467)	-1.92
水面型 (浮力式)	≥ 1	<u>4.7723</u> (4.9403)	-3.40	<u>4.6901</u> (4.9403)	-1.72

註1：()內數字為106年度公告數值。

註2：107年度下限費率為2.3226元/度。

貳、107年度太陽光電電能躉購費率

三、躉購制度獎勵及配套措施

107年度第二次審定會決議採取以下5項機制，藉以提升再生能源設置誘因

機制	目的	措施起始年	107年度做法
離島費率獎勵機制	為取代離島地區發電成本，故以費率加成獎勵鼓勵離島地區設置再生能源。	103年度	各類再生能源發電設備設置於離島地區所適用之107年度躉購費率說明如下： 1.若離島地區之電力系統未以海底電纜與台灣本島電網聯結者，其躉購費率加成比例維持15%。 2.考量海底電纜與本島聯結後，再生能源開發商仍需定期前往離島地區進行設備維護以使設備有效維持運轉，故若離島地區之電力系統以海底電纜與台灣本島電網聯結者，其躉購費率加成比例則調整為4%。
躉購費率與區域費率討論之連結	為解決北部尖峰用電需求及反映北部地區最佳優良場址日照資源，躉購費率以加成比例方式，提高北部地區設置誘因。	105年度	考量北部地區與審定會使用參數(13.68%)及實際發電量(14.23%)差距之平均，北部地區(含北北基、桃竹苗及宜花) 107年度電能躉購費率按實際公告之躉購費率加成15%。

貳、107年度太陽光電電能躉購費率

三、躉購制度獎勵及配套措施

107年度第二次審定會決議採取以下5項機制，藉以提升再生能源設置誘因

機制	目的	措施起始年	107年度做法
太陽光電高效能模組躉購費率加成機制	為鼓勵太陽光電模組能持續朝高效率及高性能系統發展，且期望能在有限的屋頂及土地資源下，創造出最大的設置容量，引導高規格產品進入市場進行區分產品差異及促進產業升級，提升國內太陽光電產品水準。	106	全數採用取得經濟部標準檢驗局「太陽光電系統結晶矽薄膜模組實施自願性產品驗證」證書，且該證書有效期間內出廠之太陽光電模組，並其躉購費率適用107年度完工上限費率者，其107年躉購費率可依公告上限費率 <u>加成6%</u> 。
放寬地面型太陽光電費率適用時點	考量擴大太陽光電推廣目標量且未來將以地面型為主要推廣對象；另土地資源多坐落於農業區或空曠區域，電網強度較不足；因此，為了吸引業者設置，將需要進行電網布建，進而會影響設置者投資規劃期程及其適用之躉購費率，故放寬地面型太陽光電費率適用時點	106	考量併聯規範、規劃時程及未來推廣政策，針對裝置容量為 <u>10MW以上之地面型及水面型太陽光電設備</u> ，可放寬 <u>延長6個月完工期限</u> ，即於 <u>次年6月30日前完工者</u> ，其躉購費率 <u>適用同意備案時之上限費率</u> 。

貳、107年度太陽光電電能躉購費率

三、躉購制度獎勵及配套措施

107年度第二次審定會決議採取以下5項機制，藉以提升再生能源設置誘因

機制	目的	措施起始年	107年度做法
放寬太陽光電屋頂型及不及一萬瓩之地面型與水面型(浮力式)費率適用時點	考量實務作業期程與業者投資誘因，故放寬屋頂型及不及一萬瓩之地面型與水面型業者之上限費率適用時點。	106	1.屬「 <u>再生能源發電設備設置管理辦法</u> 」之 <u>第一型或第二型</u> 再生能源發電設備，且於 <u>同意備案之日起六個月內完工者</u> ；或 2.屬「 <u>再生能源發電設備設置管理辦法</u> 」之 <u>第三型</u> 再生能源發電設備，且於 <u>同意備案之日起四個月內完工者</u> ，其電能躉購費率適用同意備案時之上限費率。

貳、107年度太陽光電電能躉購費率

四、躉購分類與容量級距

106年度			107年度		
再生能源類別	分類	容量級距(瓩)	再生能源類別	分類	容量級距(瓩)
太陽光電	屋頂型	$\geq 1 \sim < 20$	太陽光電	屋頂型	$\geq 1 \sim < 20$
		$\geq 20 \sim < 100$			$\geq 20 \sim < 100$
		$\geq 100 \sim < 500$			$\geq 100 \sim < 500$
		≥ 500			≥ 500
	地面型	≥ 1		地面型	≥ 1
	水面型	≥ 1		水面型	≥ 1



衡量我國目前推動策略、優先設置場域、資源分布及申設現況，107年度太陽光電躉購容量級距建議仍維持106年度相同，說明如下：

- (1)不新增追日型：我國目前設置場域以屋頂、地面及水域空間為主，且在設置型態與資源有限情況下，不應侷限各場域的設置型態及不應以設置技術來區分躉購分類，故107年度不新增追日型類別。
- (2)光電溫室及架高型：未來於農光合作推廣政策及其設置型態較為明確後，再進一步研議，故107年度不新增光電溫室及架高型類別。
- (3)地面大型電站：考量現行大型電站參採設置案例較少，且為使土地資源達到有效配置與利用，故107年度地面型太陽光電不區分容量級距。

貳、107年度太陽光電電能躉購費率

五、107年度太陽光電使用參數

(一) 期初設置成本

1.106年度審定會使用參數值：如下表所述

2.107年度第二次審定會決議數值：如下表所述

類型	級距	106年度審定會 使用參數值		107年度審定會決 議數值		成本變動幅度 (%)	
		第一期 (元/瓩)	第二期 (元/瓩)	第一期 (元/瓩)	第二期 (元/瓩)	第一期	第二期
屋頂型	1瓩以上未達20瓩	71,000	71,000	58,000	56,900	-18.31	-1.90
	20瓩以上未達100瓩	57,900	57,900	51,600	50,500	-10.88	-2.13
	100瓩以上未達500瓩	52,800	52,800	48,000	47,000	-9.09	-2.08
	500瓩以上	51,300	51,300	46,600	45,700	-9.16	-1.93
地面型	1瓩以上	54,100	54,100	52,000	51,000	-3.88	-1.92
水面型 (浮力式)	1瓩以上	60,100	60,100	58,000	57,000	-3.49	-1.72

註：第一期成本變動幅度係為107年第一期成本與106年第二期成本之比較；第二期成本變動幅度係為107年第二期成本與107年第一期成本之比較。

貳、107年度太陽光電電能躉購費率

五、107年度太陽光電使用參數

3.資料參採說明

(1)以發票資料之平均設置成本進行估算，反映市場實際現況

依據參數資料參採選定原則，應以可佐證之數據或市場實際成交價格為主，為有效反映市場實際成本現況，建議考量105年與106年1月至5月之設備認定發票資料之設置成本並加以平均，各級距說明如下：

A.1~20瓩、20~100瓩及100~500瓩：設備認定發票資料皆為業者所提之市場實際成交價格，依據參數資料參採原則，皆納入資料參採對象，因此，容量級距1~20瓩、20~100瓩及100~500瓩之第一期期初設置成本皆採納設備認定發票資料。

B.500瓩以上：本年度未有新增案例，考量屋頂型500瓩以上與100~500瓩之設置條件、設置方式與規模相似，建議援用106年度審定會估算方式，以前一年度與100~500瓩之成本差距2.84%進行調整。

			原始資料				剔除極端值			
	類型	容量級距	案件	平均值 (元/瓩)	最高值 (元/瓩)	最低值 (元/瓩)	案件	平均值 (元/瓩)	最高值 (元/瓩)	最低值 (元/瓩)
105年	屋頂型	1-20瓩	83	62,655	95,509	32,007	67	63,058	75,949	42,105
		20-100瓩	88	55,454	92,271	31,200	70	55,658	63,710	43,740
		100-500瓩	92	49,782	68,681	31,886	74	49,883	62,741	36,721
		500瓩以上	--	--	--	--	--	--	--	--
	地面型	1瓩以上	--	--	--	--	--	--	--	--
106年	屋頂型	1-20瓩	35	51,880	82,353	31,047	27	53,693	63,718	35,026
		20-100瓩	30	51,419	70,175	36,991	24	51,633	62,987	33,600
		100-500瓩	22	49,657	63,604	32,299	18	50,000	63,595	39,373
		500瓩以上	--	--	--	--	--	--	--	--
	地面型	1瓩以上	1	60,000	60,000	60,000	1	60,000	60,000	60,000

貳、107年度太陽光電電能躉購費率

五、107年度太陽光電使用參數

3.資料參採說明

C.地面型：

- (A)設備認定發票：106年度新增1筆資料，總裝置容量為69.6瓩，單位期初設置成本為60,000元/瓩；考量我國未來推廣主軸以電業設置為主，因此，建議該案例不納入參採。
- (B)106年度審定會使用資料：參考106年度審定會使用工研院訪廠的成本資料，設置成本約54,000元/瓩(已包含整地費用(用於維護生態環境與景觀設計)、地質鑽探費及併網費用)。
- (C)依據參數資料參採原則，建議107年度地面型成本援用106年度審定會使用數值為54,100元/瓩，再依國際預估未來成本降幅進行調整。

D.水面型(浮力式)：

- (A)因設置於水上，其所衍生之成本項目包含浮台及其上方之支撐架(需認屬不汙染水質材質)、浮力基座、水面上方維修走道設施、錨定、纜繩設施等。
- (B)考量106年度完工之設置案例未有發票得以佐證，故建議援用106年度審定會估算方式，即以地面型期初設置成本為基準，再加計衍生之成本費用6,000元/瓩。

E.其他成本費用

(A)自設昇壓站設備成本：

- a.自設昇壓站之需求產生於電網饋線較不足之設置區域，目前鹽業用地、嚴重地層下陷區、掩埋場及水域空間等區域之設置案件規模較大，應具有相對之經濟規模可涵括該項成本。
- b.業者進行大型案場設置規劃時，應已針對併網容量或相關設備費用進行評估；此外，昇壓站之成本費用較高，需釐清其在總設置成本中之比例後再做考量，故建議107年度不外加該項成本。

(B)土地租金：

- a.依據本年度經濟部能源局辦理「嘉義縣鹽業用地設置太陽光電發電設備標租公告」中規範土地年租金1公頃20萬元為基準，考量20年之物價上漲率後，每瓩20年的土地租金7,289元。
- b.觀察台灣石門農田水利會實際執行後，每公頃每年的土地使用費最高達90萬，推估業者在現行躉購費率與土地租金規範下，該市場仍具誘因而進行案場設置，故建議不考量土地租金。

- (C)依據上述，建議107年度期初設置成本不額外納入自設昇壓站設備成本與土地租金成本。

貳、107年度太陽光電電能躉購費率

(2)分兩期反映國際預估未來成本發展趨勢

- A.考量模組價格以美金報價，故考量105年全年與106年1-7月美元對新臺幣兌換匯率分別為1:32.325與1:30.649，並以模組占總設置成本40%估算，匯率變動幅度約-2.00%。
- B.蒐集Joint Research Centre of the European Commission、IEA及DECC等針對未來設置成本發展趨勢之預估資料，國際預估未來每年成本發展趨勢以平均降幅3.89%進行計算。
- C.考量我國太陽光電2年期計畫將於2018年6月截止，為鼓勵業者盡早進入市場，投資設置太陽光電，以達成我國太陽光電推廣目標，故建議國際降幅分兩期進行調整，即上半年反映50%、下半年反映100%。

4.107年度期初設置成本估算

類型	容量級距 (瓩)	106年期初 設置成本 (元/瓩)	107年度分組會議建議數值					
			第一期			第二期		
			國際降幅 (%)	期初設置成本 (元/瓩)	降幅 (%)	國際降幅 (%)	期初設置成本 (元/瓩)	降幅 (%)
屋頂型	≥1~<20	71,000	1.95	58,000	-18.31	3.89	56,900	-1.90
	≥20~<100	57,900		51,600	-10.88		50,500	-2.13
	≥100~<500	52,800		48,000	-9.09		47,000	-2.08
	≥500	51,300		46,600	-9.16		45,700	-1.93
地面型	≥1	54,100		52,000	-3.88		51,000	-1.92
水面型 (浮力式)	≥1	60,100		58,000	-3.49		57,000	-1.72

註：第一期成本變動幅度係為107年第一期成本與106年第二期成本之比較；第二期成本變動幅度係為107年第二期成本與107年第一期成本之比較。

貳、107年度太陽光電電能躉購費率

五、107年度太陽光電使用參數

(二)年運轉維護費

1.106年度審定會使用參數值：如下表所述

2.107年度分組會議共同意見建議數值：如下表所述

類型	級距	106年度審定會使用參數值 (%)	107年度分組會議建議數值 (%)
屋頂型	1瓩以上未達20瓩	2.55	3.41
	20瓩以上未達100瓩		
	100瓩以上未達500瓩		
	500瓩以上		
地面型	1瓩以上	2.31	2.33
水面型 (浮力式)	1瓩以上	2.08	2.09

3.資料參採說明

- (1)太陽光電系統公會：考量太陽光電系統公會於106年度所提資料為實際發生，且為目前市場上運轉維護工作實際執行之模式，考量本年度資料蒐集結果，依據參數料參採原則，建議參考太陽光電系統公會106年資料及計算方式，即屋頂型500瓩以上及地面型則以100-500瓩之資料進行估算。
- (2)台電資料：觀察過往蒐集台電設置案場資料，完工時間介於98-103年間，考量近年市場運維模式的發展與改變，為能使運維模式能與目前市場發展狀況相符，建議參採台電公司101年以後完工之資料，即參採地面型案例進行估算。
- (3)水面型(L公司)：考量所提運轉維護費用次數為業者評估之數值，且場址運轉未滿一年，故建議援用106年度審定會做法，與地面型使用相同維護費用進行估算。
- (4)近年天災颱風導致設備受損嚴重而產生額外的保險費用，故蒐集保險費用資料(含電子設備及公共意外責任險)，採約300元/瓩進行估算。

貳、107年度太陽光電電能躉購費率

五、107年度太陽光電使用參數

(二)年運轉維護費

(5)107年度運轉維護費用金額採台電公司與太陽光電系統公會所提資料並加計保險費用進行估算，進行估算後之屋頂型比例為3.41%、地面型為2.33%及水面型(浮力式)為2.09%，故建議107年度太陽光電年運轉維護費占期初設置成本比例屋頂型為3.41%、地面型為2.33%及水面型(浮力式)為2.09%。

類型	裝置容量級距 (瓩)	107年度期初設 置成本(元/瓩)	運轉維護費用 (元/瓩)	占比 (%)	各類型占比 平均值(%)
屋頂型	≥1 ~ <20	57,450	2,286	3.98	3.41
	≥ 20 ~ < 100	51,050	1,689	3.31	
	≥ 100 ~ < 500	47,500	1,486	3.13	
	≥ 500	46,150	1,486	3.22	
地面型	≥1	51,500	1,200	2.33	2.33
水面型 (浮力式)	≥1	57,500	1,200	2.09	2.09

貳、107年度太陽光電電能躉購費率

五、107年度太陽光電使用參數

(三)年售電量

1.106年度審定會使用參數值：1,250度/瓩

2.107年度第二次審定會決議數值：1,250度/瓩

3.資料參採說明

- (1)考量優先鼓勵開發優良場址，並引導發電效率較好之產品進入市場，為避免發電量參數波動過大，應觀察長期參數資料而非單一年度資料。
- (2)觀察台電、工研院及電能補貼103與105年資料，**全臺灣場址**年發電量介於1,090~1,303度/瓩，平均為1,226度/瓩，考量**效率遞減率(第11年起每年遞減1%)**後平均為1,172度/瓩；**台中以南場址**年發電量介於1,158~1,321度/瓩，平均為1,258度/瓩，考量**效率遞減率(第11年起每年遞減1%)**後平均為1,203度/瓩。(詳如表1)
- (3)依據上述計算結果，因與106年度審定會所採之數值差異不大，故建議太陽光電107年度之年售電量仍維持1,250度/瓩。

貳、107年度太陽光電電能躉購費率

表1 103-105年國內太陽光電年售電量資料

歷年 估算 數值	全臺灣									
	資料 年度	台電			工研院			電能補貼		
		簡單平均 (度/瓩年)	參採 案件	裝置容量 (kW)	簡單平均 (度/瓩年)	參採 案件	裝置容量 (kW)	簡單平均 (度/瓩年)	參採 案件	裝置容量 (kW)
	103年	1,281	21	15,516.825	1,218	23	252.433	1,249	2,349	207,982.04
	104年	1,303	22	18,237.165	1,233	22	260.088	1,281	5,721	443,822.66
	105年	1,186	22	18,236.355	1,090	18	97.101	1,197	8,271	
	平均	1,257	--	--	1,180	--	--	1,242	--	--
	台中以南									
	103年	1,304	18	14,783.255	1,269	18	62.58	1,256	2,238	205,573.36
	104年	1,321	19	17,503.60	1,314	14	50.4	1,291	5,380	431,707.32
105年	1,199	19	17503.595	1,158	11	35.00	1,206	7,828		
平均	1,275	--	--	1,247	--	--	1,251	--	--	

貳、107年度太陽光電電能躉購費率

六、平均資金成本率使用參數

(一)106年度審定會使用參數：5.25%

(二)107年度第二次審定會決議數值：5.25%

(三)資料參採說明

1.公式說明

(1)資金分為外借及自有資金，故平均資金成本率(Weighted Average Cost of Capital, WACC)係指依照各類資金占總資本比例，加權平均所得之平均成本。

(2)WACC受四項參數影響，即無風險利率、外借資金及自有資金比例、銀行融資信用風險加碼以及業者風險溢酬，其計算公式如下：

$$WACC = R_O \times W_O + R_I \times W_I$$

$$= R_O \times W_O + (R_O + \beta) \times W_I$$

$$= (R_f + \alpha) \times W_O + (R_f + \alpha + \beta) \times W_I$$

$$\text{且 } W_O + W_I = 1 \quad R_O = R_f + \alpha \quad R_I = R_f + \alpha + \beta$$

其中 W_O 為外借資金比例 W_I 為自有資金比例

R_O 為外借資金利率 R_I 為自有資金報酬

R_f 為無風險利率 β 為風險溢酬

α 為信用風險加碼

(1) 無風險利率：屬於中性之參數，指該國資本市場風險最低之標的。

(2) 外借資金及自有資金比例：根據融資金額、企業信用評等及還款能力進行評估。

(3) 信用風險加碼：根據企業的信用評等或投資計畫之風險議定進行評估。

(4) 風險溢酬：指投資者主觀認為事業經營風險之高低。

貳、107年度太陽光電電能躉購費率

2.外借資金及自有資金比例

(1)國內資料

根據106年發函國內金融機構的回函資料，國內投資太陽光電設施的貸款成數多半介於60~80%。

(2)國外資料

A.根據DIA-CORE(2016)報告，歐盟國家陸域大型風力的自有資金比例平均為31.2%。

B.根據IRENA(2015)報告，再生能源發電專案的借款比例約介於50~80%。



綜合考量國內外案例，自有資金比例平均皆接近30%，且由於國內投資貸款情勢今年並無多大變化，故決議107年度外借與自有資金比例為70%：30%。

貳、107年度太陽光電電能躉購費率

3.無風險利率

(1)國內資料

A.基於躉購年限為期20年，應以長期穩定及避免數值波動過大為原則。

B.參採標準與過去審定會一致，計算過去三年之10年期政府公債殖利率平均值，即民國104年至106年(1-6)月三年平均值計算為1.12%。

(2)國外資料

A.蒐集歐洲央行歐元區10年期公債殖利率資料，計算2015年至2017年6月三年平均為2.33%。

B.彙整近3年(2015-2017年)歐元區10年期公債殖利率平均數值如下：

時間	10年期公債殖利率(%)	資料來源
2015年平均	2.50	http://sdw.ecb.europa.eu/quickview.do?SERIES_KEY=165.YC.B.U2.EUR.4F.G_N_C.SV_C_YM.IF_10Y&start=01-01-2015&end=30-06-2017&trans=N&submitOptions.x=0&submitOptions.y=0
2016年平均	2.04	
2017年1~6月平均	2.58	

考量無風險利率與各國經濟環境關係密切，屬該國資本市場風險最低標的，建議107年度無風險利率採國內數值，各類再生能源均設定為1.12%。

貳、107年度太陽光電電能躉購費率

4.銀行融資信用風險加碼(α 風險)

(1)國內資料

A.銀行對投資計畫融資加碼，一般稱為 α 風險， α 風險高低係考量企業的信用評等或是投資計畫之風險議定，評估方式說明如下：

(A)以利息保障倍數分析，利息保障倍數為銀行融資加碼之重要財務指標之一，為控制風險，國內外銀行對新興投資計畫會要求其利息保障倍數須在2.5倍，其約當信用評等twBB至twBBB之公司，此時 α 風險介於1.5%至2.0%。

(B)以twBBB等級之公司債扣掉政府公債(無風險利率)之利差亦可作為風險加碼的參考範圍，故以104-106年6月之twBBB公司債平均扣掉104-106年6月無風險利率平均，得值為1.26%。

(C)本年度發函國內金融機構，其中太陽光電的融資利率介於1.88 - 3.67%，扣除無風險利率(1.12%)後信用風險加碼約介於0.76-2.55%；至於離岸風電的融資利率則為3.75%以上，扣除無風險利率(1.12%)後信用風險加碼為2.63%以上。

B.綜合上述，各類資訊顯示銀行融資風險加碼介於0.76-2.63%間。

貳、107年度太陽光電電能躉購費率

4.銀行融資信用風險加碼(α 風險)

(2) 國外資料

蒐集11筆資料，並剔除上下極端值共2筆樣本後，計算平均外借資金報酬率為4.97%，減去近3年平均歐元區10年期公債殖利率2.33%後，推估銀行融資信用風險加碼約2.64%。

國家/區域	能源別	外借資金報酬率(%)	資料來源
德國	太陽光電	4	TUNISIA: Derisking Renewable Energy Investment - UNDP(2015)
德國	太陽光電	4	Reid, Gerard; Wynn, Gerard. 2015. "The Future of Solar Power in the United Kingdom." Energies 8, no. 8: 7818-7832.
歐盟平均	陸域風力	6.55 (5.9 - 7.2)	DIA-CORE(2016), The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies.
比利時	太陽光電	5.25 (5 - 5.5)	
奧地利	陸域風力	5 (4.5-5.5)	Energy & Environment (2016)Risk and cost of capital for onshore wind energy investments in EU countries
比利時	陸域風力	5.25 (5-5.5)	
丹麥	陸域風力	5 (4.5-5.5)	
法國	陸域風力	5.7	
德國	陸域風力	2.5 (1.8-3.2)	
瑞典	陸域風力	5.25 (4.5-6)	
英國	陸域風力	5.25 (5-5.5)	

建議107年度一般再生能源的信用風險加碼可以2.64%作為最大值。

貳、107年度太陽光電電能躉購費率

5.業者風險溢酬(β 風險)

蒐集國外11筆自有資金報酬率資料，並剔除上下極端值共2筆樣本後，計算平均為9.69%，減去國外平均外借資金報酬率4.97%後，推估業者風險溢酬約4.72%。

國家/區域	能源別	自有資金報酬率(%)	資料來源
德國	太陽光電	8	TUNISIA: Derisking Renewable Energy Investment - UNDP(2015)
德國	太陽光電	6	Reid, Gerard; Wynn, Gerard. 2015. "The Future of Solar Power in the United Kingdom." Energies 8, no. 8: 7818-7832.
歐盟平均	陸域風力	13.2 (12.4-14)	DIA-CORE(2016), The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies.
比利時	太陽光電	8.3 (7.8-8.8)	
奧地利	陸域風力	9 (8-10)	Energy & Environment (2016)Risk and cost of capital for onshore wind energy investments in EU countries
比利時	陸域風力	10.8	
丹麥	陸域風力	10.6 (10-11.2)	
法國	陸域風力	11 (10.5-11.5)	
德國	陸域風力	7.5 (6-9)	
瑞典	陸域風力	11 (10-12)	
英國	陸域風力	11 (7-15)	

考量業者風險溢酬屬於相對主觀之參數，建議107年度 β 風險採國外數值，一般再生能源為4.72%。

貳、107年度太陽光電電能躉購費率

6.參數參採彙總

參數別	參採數值	參採說明
自有資金比例	30%	國內外典型專案、再生能源投資計畫
外借資金比例	70%	
無風險利率	1.12%	十年期政府公債殖利率104年至106年(1-6月)三年平均數值
α 風險	2.64%	以國內資料及國外(德國、英國、法國、丹麥、比利時、奧地利、瑞典等9筆)資料為準
β 風險	4.72%	以德國、英國、法國、丹麥、比利時、奧地利、瑞典等9筆資料

無風險利率 + α 風險 (外借資金報酬率)	無風險利率 + α 風險 + β 風險 (自有資金報酬率)
3.76%	8.48%

(四)資料參採說明彙整

1. $WACC = \text{自有資金比例} * (\text{無風險利率} + \alpha + \beta) + \text{外借資金比例} * (\text{無風險利率} + \alpha)$ ：

$$30\% * (1.12\% + 2.64\% + 4.72\%) + 70\% * (1.12\% + 2.64\%) = 5.17\%$$

2. 107年度計算數值為5.17%，基於鼓勵設置並顧及業者投資評估之穩健性，建議107年度一般再生能源的WACC參數可援用106年度數值5.25%。

貳、107年度太陽光電電能躉購費率

七、107年度太陽光電電能躉購費率使用參數彙整

再生能源類別	分類	容量級距 (瓩)	期初設置成本 (元/瓩)		運維比例 (%)	年售電量 (度/瓩)	躉購期間 (年)
			第一期	第二期			
太陽光電	屋頂型	$\geq 1 \sim < 20$	<u>58,000</u> (71,000)	<u>56,900</u> (71,000)	<u>3.41</u> (2.55)	<u>1,250</u> (1,250)	<u>20</u> (20)
		$\geq 20 \sim < 100$	<u>51,600</u> (57,900)	<u>50,500</u> (57,900)			
		$\geq 100 \sim < 500$	<u>48,000</u> (52,800)	<u>47,000</u> (52,800)			
		≥ 500	<u>46,600</u> (51,300)	<u>45,700</u> (51,300)			
	地面型	≥ 1	<u>52,000</u> (54,100)	<u>51,000</u> (54,100)	<u>2.33</u> (2.31)		
	水面型 (浮力式)	≥ 1	<u>58,000</u> (60,100)	<u>57,000</u> (60,100)	<u>2.09</u> (2.08)		

註：()內數字為106年度實際數值。

報告完畢

