

國立政治大學社會科學學院

財政學系研究所碩士論文

指導教授：周麗芳 教授



再生能源饋網電價制度之研析

研究生：黃琪珊 撰

中華民國一十年六月

## 謝辭

學生生涯終要到尾聲了，一路走來慶幸皆有貴人相助，使我得已順利走下去。在政大的日子，雖然非常短暫，但也讓我收穫良多，不論是學術上及做人處事，皆得到相當的磨練及成長。首先要感謝的莫過於周老師麗芳，在我遇到困難、徬徨無助的時候，不斷的鼓勵我、支持我，在學術研究上，更用心指導我使得已完成論文。周老師麗芳不但是我學術上的學習榜樣，更是我在做人處事上的模範。其次要感謝大學時代的老師，歐老師俊男，沒有歐老師的用心指導，將不會有進政大的我。每次得到歐老師的金玉良言，都可使我醍醐灌頂、茅塞頓開，進而有向前衝的動力。

除此之外，也非常感謝財政系的所有老師及系辦公室的所有助教，在學習的過程當中，都願意不厭其煩的解答我的疑惑，並給予我最大的幫助，使我在財政學系獲得許多專業知識。感謝口試委員林老師良楓、李老師顯峰的細心指教，對我的論文提供完整及良好的修改建議，使我的論文得以更加完善。

在碩士的學習路上，特別要感謝小李寶貝的愛護、照顧，願意包容與鼓勵受挫折的我，使我有勇氣站起來走下去。也要感謝碩士班同學的一路相伴、默默關心。在苦悶的研究時光中，得有放鬆、歡樂的時光。最後也是最重要的，要感謝最親愛的家人，不論我做何種決定，都願意不顧一切的做我的靠山，使我在學習的日子裡，得以心無旁騖的求學。

黃琪珊 謹誌於

2011年6月20日

## 摘要

全球目前面臨氣候變遷及能源價格不斷攀升的重要課題，為解決能源問題、維護生態環境，再生能源發展成為刻不容緩的重要政策。世界各國紛紛提出促進再生能源發展的一連串行動方案，其中常見的政策之一為饋網電價制度，透過訂定保證收購價格，提高廠商投資意願，進一步促進再生能源產業發展。然我國於民國 98 年正式引入該項制度，如何透過其他各國實施的歷史經驗，學習此制度的重點措施，並考量我國經濟環境，改善制度設計，為學者目前關注的焦點。

德國與西班牙發展饋網電價制度皆有一段時日，其中經歷不斷的法令修正、制度變遷，已成為目前施行饋網電價制度成功的代表性國家。本文首先彙整饋網電價制度相關理論文獻，釐清饋網電價制度基本要素，再透過德國與西班牙的施行經驗，用以檢視我國饋網電價制度設計與他國的差異並比較分析，深入探討饋網電價制度的核心精神。

關鍵詞：饋網電價制度、價格政策、再生能源、饋網費率制定

## 目錄

<b>第一章 緒論</b> .....	<b>1</b>
第一節 研究動機.....	1
第二節 研究目的及方法.....	6
<b>第二章 文獻回顧</b> .....	<b>9</b>
第一節 再生能源發展.....	9
第二節 再生能源政策介紹.....	14
第三節 饋網電價相關理論.....	20
<b>第三章 饋網電價制度基本介紹</b> .....	<b>34</b>
第一節 電網連結.....	35
第二節 電價設定.....	38
第三節 電價調整.....	41
第四節 財務機制.....	42
第五節 其他配套措施.....	43
<b>第四章 德國饋網電價制度</b> .....	<b>45</b>
第一節 歷史沿革.....	45
第二節 法規架構.....	47
第三節 主要特色.....	60
第四節 發展現況.....	66
第五節 饋網電價.....	68
<b>第五章 西班牙饋網電價制度</b> .....	<b>70</b>
第一節 歷史沿革.....	70
第二節 法規架構.....	72

第三節	主要特色.....	84
第四節	發展現況.....	89
第五節	饋網電價.....	91
<b>第六章</b>	<b>我國饋網電價制度 .....</b>	<b>93</b>
第一節	歷史沿革.....	93
第二節	法規架構.....	97
第三節	主要特色.....	107
第四節	發展現況.....	108
第五節	饋網電價.....	112
<b>第七章</b>	<b>各國饋網電價制度比較 .....</b>	<b>114</b>
<b>第八章</b>	<b>結論與建議 .....</b>	<b>121</b>
<b>參考文獻</b>	<b>.....</b>	<b>123</b>

## 表目錄

表 一-1	各國再生能源比例及目標 .....	3
表 二-1	施行饋網電價制度的國家（地區） .....	15
表 二-2	施行配額管制機制的國家（地區） .....	16
表 二-3	再生能源政策比較.....	18
表 二-4	各國再生能源政策.....	19
表 二-5	價格與數量政策比較.....	25
表 二-6	生產成本法與外部成本法優缺點比較.....	27
表 三-1	連結成本分攤方式比較.....	38
表 四-1	德國歷年饋網電價制度法規.....	47
表 四-2	德國饋網電價制度相關法規.....	48
表 四-3	德國促進機制主要內容.....	48
表 四-4	德國推廣技術主要內容.....	49
表 四-5	德國再生能源推廣技術相關規定.....	49
表 四-6	德國總額主要內容.....	51
表 四-7	德國再生能源總額相關規定.....	52
表 四-8	德國再生能源遞減設計相關規定.....	53
表 四-9	德國財務面分析主要內容.....	55
表 四-10	德國電網架構主要內容.....	56
表 四-11	德國電網連結主要內容.....	57

表 四-12	德國電網使用主要內容.....	58
表 四-13	德國電網擴建主要內容.....	60
表 四-14	德國 2009 年生質能饋網電價.....	61
表 四-15	德國淨衡量評價.....	64
表 四-16	德國再生能源饋網電價.....	68
表 五-1	西班牙歷年饋網電價制度法規.....	71
表 五-2	西班牙饋網電價制度相關法規.....	73
表 五-3	西班牙促進機制－饋網電價主要內容.....	74
表 五-4	西班牙推廣技術－饋網電價主要內容.....	74
表 五-5	西班牙再生能源推廣技術相關規定.....	75
表 五-6	西班牙支付計畫主要內容.....	77
表 五-7	西班牙再生能源支付計畫相關規定.....	78
表 五-8	西班牙控制機制主要內容.....	79
表 五-9	西班牙促進機制－財政調節主要內容.....	79
表 五-10	西班牙推廣技術－財政調節主要內容.....	80
表 五-11	西班牙電網架構主要內容.....	81
表 五-12	西班牙電網連結主要內容.....	82
表 五-13	西班牙電網使用主要內容.....	83
表 五-14	西班牙電網擴建主要內容.....	84
表 五-15	西班牙饋網費率分類.....	88
表 五-16	西班牙再生能源饋網電價.....	91

表 六-1	我國再生能源推廣相關大事紀.....	94
表 六-2	我國饋網電價法規架構.....	98
表 六-3	我國推廣技術－饋網電價主要內容.....	99
表 六-4	我國支付計畫主要內容.....	101
表 六-5	我國控制機制主要內容.....	102
表 六-6	我國促進機制－財政調節主要內容.....	104
表 六-7	我國電網架構主要內容.....	105
表 六-8	我國 99 年再生能源饋網電價.....	112
表 六-9	我國太陽光電發電設備電能躉購費率.....	113
表 六-10	我國 100 年再生能源饋網電價（太陽光電除外）.....	113
表 七-1	各國再生能源電力比例目標.....	114
表 七-2	歐盟國家饋網電價制度設計.....	116
表 七-3	各國再生能源饋網電價.....	117
表 七-4	各國再生能源電價制度比較.....	118



## 圖目錄

圖 一-1	國際原油價格趨勢 .....	2
圖 一-2	全球再生能源投資額 .....	3
圖 一-3	美國饋網電價制度分布 .....	6
圖 二-1	2009 年再生能源裝置容量 .....	13
圖 二-2	價格政策原理 .....	23
圖 二-3	數量政策原理 .....	24
圖 二-4	市場價格差距模型 .....	28
圖 二-5	固定溢價模型 .....	29
圖 二-6	調整溢價模型 .....	30
圖 二-7	市場價格比例模型 .....	30
圖 二-8	固定電價模型 .....	31
圖 二-9	調整型固定電價模型 .....	32
圖 二-10	階梯式電價模型 .....	33
圖 三-1	饋網電價制度架構圖 .....	34
圖 四-1	德國再生能源法規框架 .....	47
圖 四-2	德國財務面分析架構圖 .....	55
圖 四-3	德國風力饋網電價經驗曲線 .....	62
圖 四-4	德國能源生產及消耗 .....	66
圖 四-5	德國電力生產與消費 .....	67

圖 五-1	西班牙再生能源法規框架 .....	72
圖 五-2	西班牙電力銷售、固定及溢價電價補貼及市場價格 .....	85
圖 五-3	西班牙採用溢價電價機制比率 .....	86
圖 五-4	西班牙能源生產與消耗 .....	89
圖 五-5	西班牙電力生產及消費 .....	90
圖 六-1	我國再生能源法規框架 .....	97
圖 六-2	我國能源供給 .....	109
圖 六-3	我國能源供給與需求 .....	109
圖 六-4	我國能源供給—能源別 .....	110
圖 六-5	我國再生能源供給 .....	110
圖 六-6	我國歷年電力裝置容量 .....	111
圖 六-7	我國再生能源裝置容量 .....	111
圖 七-1	各國再生能源電力比例及目標 .....	115

# 第一章 緒論

## 第一節 研究動機

目前全球最嚴峻的環境課題為氣候變遷 (climate change)，不論是全球暖化、聖嬰現象、冰河消退等，對人類以及地球上的任一物種，都將造成極巨的影響。因此，世界各國針對氣候變遷展開一連串的行動方案，聯合國更成立聯合國政府間氣候變遷小組 (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) 研究氣候變遷相關議題。在各項行動方案當中，最重要的一環就是減少溫室氣體排放，其中又以二氧化碳比例為最大宗。<sup>1</sup> (Yann, A. B., 2010) 人類經濟活動中，需要利用各種能源，而目前最常使用的石化能源，會產生大量的二氧化碳，造成全球氣溫不斷上升，因此開發再生能源 (renewable energy) 即成為不可避免的趨勢。藉由再生能源的促進與推廣，取代傳統石化能源的使用，達成減碳目標，期望能緩和氣候變遷所帶來的各種影響。

石化能源的資源稀少性，使能源價格不斷攀升，經濟部能源局統計顯示，國際原油價格從 2000 年平均每桶 30.21 美元上升至 2010 年的 79.46 美元，估計未來原油價格仍將不斷攀升。<sup>2</sup> (參見圖 一-1) 我國石油資源匱乏，必須仰賴國外進口，因此穩定的能源供給成為我國努力追求的目標。過去，核能發電為我國主要考量發展的能源，但由於日前福島核能事件，使得我們不得不嚴格檢視核能政策。然再生能源為乾淨、低（無）污染的能源，且像是太陽能、風力等皆是源源不絕的資源，因此藉由再生能源研發，減少石化能源的依賴性並增加能源供給，

---

<sup>1</sup> 2004 年，人為排放的溫室氣體中，二氧化碳占了 76.7% ，甲烷則是 14.3% ，氧化亞氮 7.9% ，其他鹵素氣體為 1.1% 。

<sup>2</sup> 2000 年國際原油價格，西德州為 30.21 美元/桶；杜拜為 26.40 美元/桶；北海布蘭特為 28.86 美元/桶。2010 年國際原油價格，西德州為 79.46 美元/桶；杜拜為 78.15 美元/桶；北海布蘭特為 79.77 美元/桶。

可望解決能源稀少、價格攀升等問題。

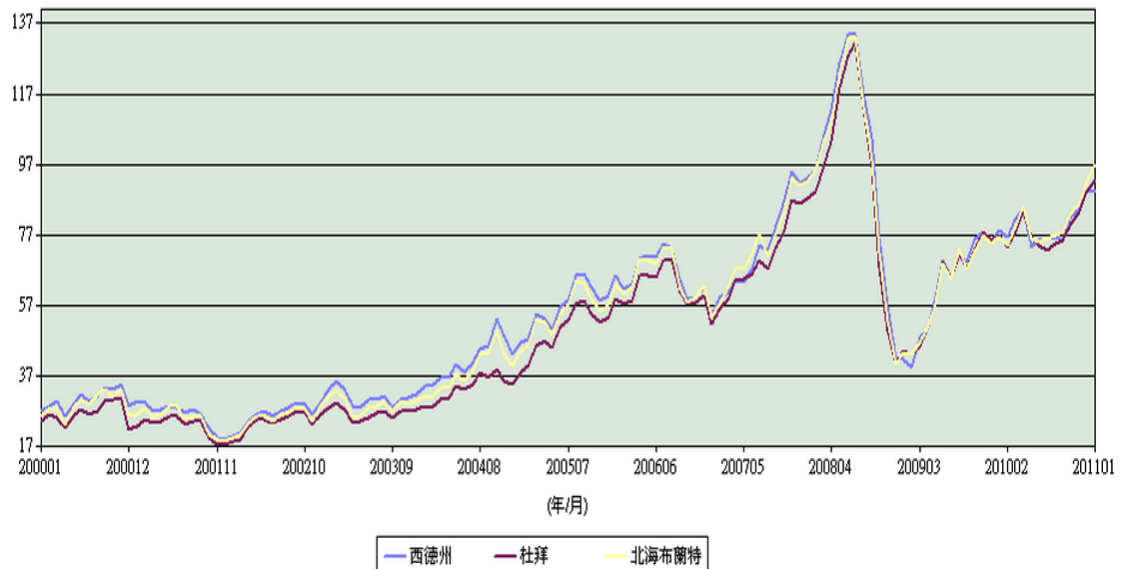


圖 一-1 國際原油價格趨勢

資料來源：經濟部能源局（2011）。

再生能源的研發，不但能帶來環境上的利益，對於經濟面亦有相當大的助益。綠色產業的興起，可帶動廠商投資、促進就業以及區域開發等經濟效益，因此產生了綠色新政 (Green New Deal) 的概念，希望能透過政府政策，扶植綠色產業，進一步帶動經濟發展。

基於上述理由，再生能源的開發與利用已成為刻不容緩的任務，各國亦紛紛加入投資的行列。REN21 (2009) 全球再生能源統計報告指出，全球再生能源投資額不斷的提升，2004 年全球共投資約 2 千萬美金至再生能源的研究與發展，到 2008 年已上升至約 12 億美元。(參見圖 一-2) 除了投資金額不斷上升外，各國亦訂出未來再生能源占總能源的生產比率目標，根據再生能源指令 (Directive 2009/28/EC)，歐盟預計 2020 年再生能源占總能源比例必須高於 20%，運輸部門的再生能源比例則要達到 10%，各國再生能源比例及目標詳見表 一-1。由此可知，再生能源發展已成為各國努力的目標、施政的重點，然而政府應該採取何種

政策達成此艱鉅任務，即成為人們關注的焦點。

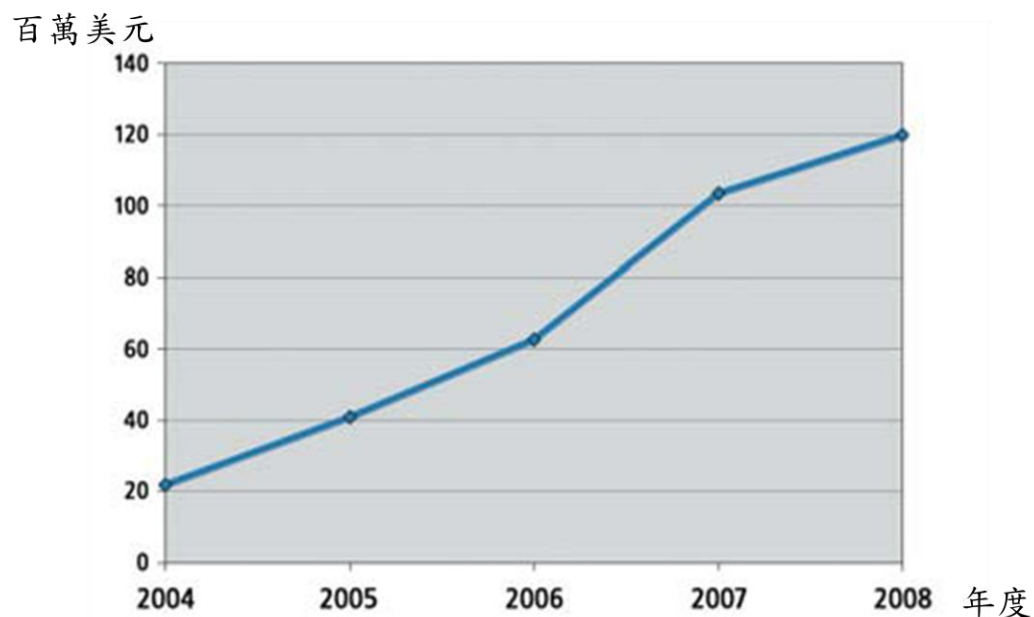


圖 一-2 全球再生能源投資額

資料來源：REN21 (2009)。

表 一-1 各國再生能源比例及目標

國家	初級能源		最終能源	
	現有比例	未來目標	現有比例	未來目標
全球	—	—	19%	—
歐盟-27	8.2%	2010, 12%	10.3%	2020, 20%
奧地利	29%	—	28.5%	2020, 34%
比利時	3.0%	—	3.3%	2020, 13%
保加利亞	5.1%	—	9.4%	2020, 16%
塞浦路斯	2.1%	2010, 9%	4.1%	2020, 13%
捷克共和國	4.9%	2020, 8.6-10%	7.2%	2020, 13%
丹麥	18%	2011, 20% 2025, 30%	18.8%	2025, 30%
愛沙尼亞	12%	—	19.1%	2020, 25%
芬蘭	25%	—	30.5%	2020, 38%
法國	7.5%	2010, 7%	11.0%	2020, 23%
德國	8.1%	2010, 4% 2020, 18% 2050, 50%	8.9%	2020, 18%

國家	初級能源		最終能源	
	現有比例	未來目標	現有比例	未來目標
希臘	5.1%	—	8.0%	2020, 18%
匈牙利	6.1%	—	6.6%	2020, 13%
愛爾蘭	3.8%	—	3.8%	2020, 16%
義大利	8.2%	—	6.8%	2020, 17%
拉脫維亞	28%	2010, 6%	29.9%	2020, 40%
立陶宛	10%	2010, 12% 2025, 20%	15.3%	2020, 23%
盧森堡	3.6%	—	2.1%	2020, 11%
馬爾他	0.5%	—	0.2%	2020, 10%
荷蘭	3.4%	—	3.2%	2020, 14%
波蘭	5.8%	2020, 14%	7.9%	2020, 15%
葡萄牙	17.6%	—	23.2%	2020, 31%
羅馬尼亞	14%	—	20.4%	2020, 24%
斯洛伐克	5.2%	—	8.4%	2020, 14%
斯洛文尼亞	12%	—	15.1%	2020, 25%
西班牙	7.6%	—	10.7%	2020, 20%
瑞典	32%	—	44.4%	2020, 49%
英國	2.6%	—	2.2%	2020, 15%
阿爾巴尼亞	—	2020, 18%	—	—
以色列	—	—	—	2020, 10-20%
韓國	2.4%	2015, 4.3% 2020, 6.1% 2030, 11%	—	—
瑞士	16%	2020, 24%	18%	—
中國	9.9%	2010, 10%	—	2020, 15%
埃及	—	2020, 14%	—	—
斐濟	—	—	—	2013, 100%
印度尼西亞	5%	2025, 17%	—	—
約旦	—	2015, 7% 2020, 10%	—	—
科威特	—	—	—	2020, 5%
黎巴嫩	—	—	—	2020, 12%
馬達加斯加	—	—	—	2020, 54%
馬拉維	—	2020, 7%	—	—
馬里	—	2020, 15%	—	—
摩洛哥	—	2012, 8%	—	2012, 10%

國家	初級能源		最終能源	
	現有比例	未來目標	現有比例	未來目標
奈及利亞	—	2012, 20%	—	—
巴基斯坦	—	2012, 10%	—	—
巴勒斯坦	—	—	—	2012, 20%
塞內加爾	—	2025, 15%	—	—
敘利亞	—	2011, 4.3%	—	—
泰國	—	2022, 20%	—	—
湯加	—	—	—	2013, 100%
突尼斯	—	2011, 10%	—	2011, 10%
烏干達	—	2017, 61%	—	—
越南	—	2010, 3% 2020, 5% 2050, 11%	—	—

資料來源：REN21 (2010)。

歐盟近年最重要的再生能源促進工具主要有二類，分別是饋網電價制度 (Feed-In Tariff, FIT) 與配額管制及可交易綠色證書制度 (Quota Regulation in Combination with A Tradable Green Certificate, Quota/TGC)，然而最受大家認同及採用的為饋網電價制度。歐盟 27 個會員國，有 20 個會員國以 FIT 做為主要再生能源促進工具，像是愛爾蘭、德國、西班牙等。(Klein, A., B. Pfluger, A. Held, M. Ragwitz, G. Resch, T. Faber, 2008; Jacobs, D., 2010) 歐盟以外，不論是亞洲、美洲、非洲及澳洲等地，皆有許多國將實施 FIT，像是亞洲的中國、印度，美洲的美國、加拿大，非洲的阿爾及利亞、肯亞等。(World future council, 2011) 如圖 一-3 所示，美國則以加州為首，引進饋網電價制度，其後為密西根州、伊利諾州、明尼蘇達州等陸續引進或考慮採行饋網電價制度。(Rickerson, W., F. Bennhold, J. Bradbury, 2008)





圖 一-3 美國饋網電價制度分布

資料來源：Rickerson, W., et al. (2008)。

其中又以德國及西班牙為近年來發展最為成功的國家，再生能源電力比例大幅成長。2004 年德國與西班牙政府共同成立國際饋網合作（International Feed-In Cooperation）以進行與歐盟其他國家的再生能源發展經驗交流及饋網電價制度推廣，斯洛維尼亞則於 2007 年加入。(International feed in cooperation, 2011)

我國為因應全球氣候變遷，推動節能減碳行動方案，行政院於 97 年核定「永續能源政策綱領」據以執行，在推動再生能源方面則採行饋網電價制度，另於 2009 年通過了「再生能源發展條例」正式引進相關架構，並制訂饋網費率。因此饋網電價制度的內容以及各國實施時所面臨的問題及各項差異，即成為重要研究課題。

## 第二節 研究目的及方法

再生能源運用範圍相當廣泛，從交通運輸、產品製造至建築設計等各種層面，都可利用再生能源達到節能減碳效果。本文僅針對再生能源運用於發電的部分進行分析。

利用再生能源發電的推廣政策當中，目前又可區分為許多類型，為配合我國引進饋網電價制度，本文將針對饋網電價制度作深入探討。我國自「再生能源發



展條例」通過以來，各方爭議不斷，本文將解析世界主要國家採用饋網電價制度的成效及差異性，並比較其優缺點。透過國外實施經驗分析，對於我國採用此制度作進一步的建議。

國外有關於饋網電價制度的文獻，主要在介紹其基本組成要素，以及針對單一組成要素進行各國比較；而各國比較文獻大多針對歐盟國家，亞洲、美洲等國家則相當貧乏。國內文獻主要為再生能源政策介紹，針對饋網電價制度介紹文獻相當稀少，因此本文研究目的在於彌補國外台灣經驗的缺乏及國內饋網電價制度文獻的不足。藉由全球主要國家饋網電價制度的全貌及其優缺點分析，並透過實證資料統計得到饋網電價制度在各國產生的效果，最後得到我國引進饋網電價制度的相關建議。

本文歸納整理項目：

1. 基本饋網電價制度主要組成要素及相關制訂原則。
2. 彙整全球主要國家實施饋網電價制度之歷程、特別之處。
3. 透過實證分析得出全球主要國家實施饋網電價制度政策效果。
4. 比較各國實施饋網電價制度情形。

本文主要採取文獻分析法及比較分析法，透過以上分析達成研究目的。本文首先將蒐集各國再生能源及其相關政策，瞭解整理饋網電價政策理論基礎以及相關文獻，歸納基本饋網電價制度的要素內容。其次將各別分析全球採用饋網電價制度主要國家，汲取國際經驗作為參考及比較基礎。內容包含主要國家饋網電價制度引進過程，機制設計特別之處，最後以實證分析其政策效果。本文所選取主要國家為德國、西班牙及我國。德國與西班牙皆為國際知名採用饋網電價制度成功的國家，兩國所採用饋網電價制度最大不同之處在於德國主要採用固定型饋網電價而西班牙為市場型饋網電價，因此皆有探討價值。經由分析上述主要國家特別之處及其效果後，進行我國饋網電價制度分析比較，最後歸納出我國引進饋網電價制度相關建議。

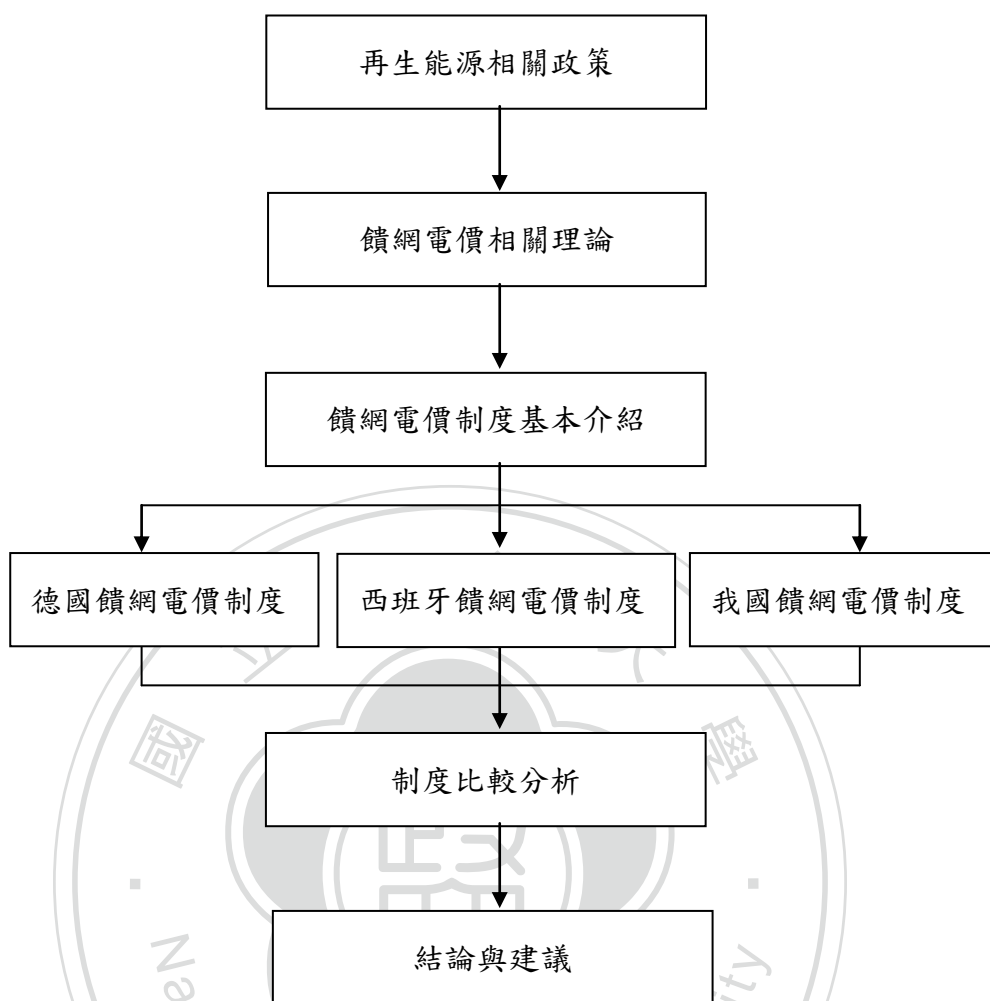


圖 一-4 研究架構

## 第二章 文獻回顧

### 第一節 再生能源發展

聯合國環境規劃署 (United Nations Environment Programme, UNEP) 將能源分為再生能源和非再生能源。再生能源相對於非再生能源而言，能在短時間內再生，且生產過程中所產生的汙染較少，因此增加再生能源的比例可成為對抗氣候變遷的關鍵。國際能源總署 (International Energy Agency, IEA) 則定義再生能源為自然環境中，能夠不斷的再生，直接或間接依賴太陽或地熱的能源。其中包含太陽能、風能、生質能、地熱、水力、洋流能等。各組織或國家對於再生能源有不同定義，相對的適用饋網電價制度的再生能源發電技術亦有所不同。

根據歐盟 2001/77/EC 指令，再生能源有：風力，包含陸上型及離岸型 (wind power, onshore and offshore)、太陽能，包含太陽光電及太陽熱能 (solar power, photovoltaic and solar thermal electricity)、地熱 (geothermal power)、水力，包含小型水力及大型水力 (hydro power, small scale and large scale)、洋流力 (wave power)、潮汐力 (tidal power)、生質能 (biomass)、沼氣，包含垃圾掩埋及污水瓦斯 (biogas, landfill and sewage gas)。以下介紹各種常見再生能源：(經濟部能源局再生能源網，2011)

一、太陽熱能：太陽熱能主要用於熱水器以及建築物相互結合的應用，太陽能的優點為無污染性、取之不竭用之不盡，惟使用時必須考量太陽四季變動位置、平均日照以及太陽照射角度等。就台灣所處地理位置，中南部地區是非常適合發展太陽能。太陽能應用當中，尚須考量集熱器種類，針對不同溫度、功用有許多種集熱器，例如低中溫的應用，就有儲置式太陽能集熱器、金屬平板集熱器等；高溫應用則有聚焦式集熱器。若能研發相關科技，有效利用所

有太陽輻射能，則人類將不會再有能源危機問題。

二、風力：風力發電是利用風之動能轉換成機械能，再將之轉換為電能。在使用風力時，必須考量風向、風速、時間變化、季節變化以及相關地理環境的影響，才能有效利用風力資源。依風力規模區分，可分為大規模風力，像是全球性的盛行風及信風；以及小規模風力，如海陸風及山谷風等。由於風是透過空氣循環流動所產生的自然現象，因此日夜陸地、海洋的溫度不同時，將造成不同方向的空氣對流，使得風向改變。台灣地區主要受到東北季風的影響，沿海地區風力資源豐富。我國目前在雲林麥寮、苗栗竹南、苗栗大鵬、澎湖中屯等皆設置有風力發電機。目前由於風力機的設置、風場條件以及土地利用等關係，各國皆積極朝向離岸式風力發電發展，主要的優點為海域遼闊、面臨的環境衝擊小、海面可獲取較高風速以及海面較少亂流等。

三、太陽光電：太陽光電發展已有 50 年之久，最早為 1954 年 Bell Labs 發展出矽太陽電池，1958 年開始將太陽光電利用於太空領域，目前有許多國家開始推動大型太陽光電計畫。太陽光電利用具有相當大的彈性，可依不同負載進行應用，負載小可用於電子計算機，負載大則可建發電廠。且透過太陽光電與建築結合的設計，可減少建築熱效應。太陽光電設備耐用年限可達 20 年以上，將可有效利用產生電力，具有成本效益。太陽光電的電池種類相當繁多，約有 10 種左右，最常被應用的太陽電池為以矽晶片做為材料的單晶矽及多晶矽電池。目前代表性的太陽光電應用主要有德國柏林的中央車站、德國陽光社區等。

四、水力能與海洋能：水力 (water power) 主要可分為水力能 (hydropower) 以及海洋能 (marine power)。人類很早就開始利用水力做各種的應用，在 18

世紀工業革命以前，水力更是人類重要的動力來源。水力主要透過水位差的位能以及水流的動能，再藉由水輪機的機械能以及發電機轉換為電能。目前水力發電的種類主要有慣常水力發電、抽蓄水力發電，慣常水力發電為利用天然河川的流量發電，抽蓄水力發電為利用夜間將水抽至上池，白天放水發電，是調節尖峰及離峰用電的最佳方式。海洋能主要有波浪、海流，溫差以及鹽差。目前海洋能的利用，尚屬於萌芽階段，未達到廣泛應用的程度，主要有波浪發電、海流發電、潮汐發電以及溫差發電。波浪發電 (limpet, pelamis) 主要利用波浪產生的機械能以及位能轉換為電能；海流發電 (seaflo, stingray) 則是利用海洋中的海流動能，轉換為電能，目前有研發出的海流發電機就像倒插在水中的風力發電機；潮汐發電則為利用海潮漲退所產生的潮流發電；溫差發電 (ocean thermal energy conversion, OTEC) 則是利用海洋表層及深層的溫度差，將熱能轉為電能，溫差發電主要應用在熱帶及亞熱帶區域，台灣為適合發展溫差發電的國家，目前美國為主要應用溫差發電的國家。

五、生質能：生質能為利用二氧化碳生長的植物作為燃料，因此在一增一減的情況下，視為淨排放為零，歸為再生能源。生質能種類相當繁多，像是廢棄物衍生燃料，生質汽油等。廢棄物衍生燃料主要用於發電，種類有木材與林業廢棄物、農作物與農業廢棄物、畜牧業廢棄物、垃圾與垃圾掩埋場與下水道污泥處理廠產生的沼氣等，皆屬於利用生質能轉換為熱能或電能。生質能源最主要被使用的為廢棄物能源，其轉換能源的方式主要有直接燃燒技術、物理轉換技術、熱轉換技術以及化學轉換技術。直接燃燒技術是將廢棄物直接燃燒，透過熱能轉換為電能，目前大型垃圾焚化廠即是使用此類技術；物理轉換技術則是廢棄物透過處理過程，使成為易於運輸及儲存的固態燃料；熱轉換技術則是將廢棄物透過氣化、裂解等熱轉換的程序，使廢棄物成為發電



設備的燃料；化學生物轉換技術則是將廢棄物經由發酵、轉酯化等化學轉換程序，使廢棄物成為發電機的燃料。我國工研院能環所與經濟部能源局和花蓮縣政府合作，建造了國內第一座固態衍生燃料示範廠，用於處理都市垃圾。

六、地熱：地熱利用可分發電利用及直接利用，當地熱溫度高時，可做為發電利用；地熱溫度較低時，則可作為直接利用，像是農業、觀光、工業乾燥等。地熱之利用，可根據地熱特性及地方特性而進行不同設計，達到多目標利用。地熱發電技術為透過能轉換方式，將地熱能轉換為電能，主要有直接蒸氣式 (direct steam)、閃發式 (flash)、雙循環式 (binary) 以及混合式 (combination)。目前地熱發電技術成熟及商業化的國家為美國、菲律賓、印尼等，其地熱發電成本持續下降，皆已達到一般電價水準。

全球再生能源裝置容量依不同種類，而有不同成長率，以 2004 年至 2009 年而言，太陽光電成長幅度最大，平均年成長率高達 102%；生質能發展程度也有相當的水準，平均年成長率有 51%；地熱能成長率最低，平均年成長率為 4%。單看 2009 年成長，太陽光電成長幅度仍最大，為 53%，太陽熱能次之，為 41%。目前全球再生能源占最終消費比為 19%，而再生能源電力占總電力約為 18%。(REN21, 2010)

截至 2009 年為止，全球再生能源裝置容量約有 3 千億瓦，其中又以中國最多，約 6 百億瓦，其次為美國，約 5 百億瓦，德國則位居第三，約 4 百億瓦。(參見圖 二-1)

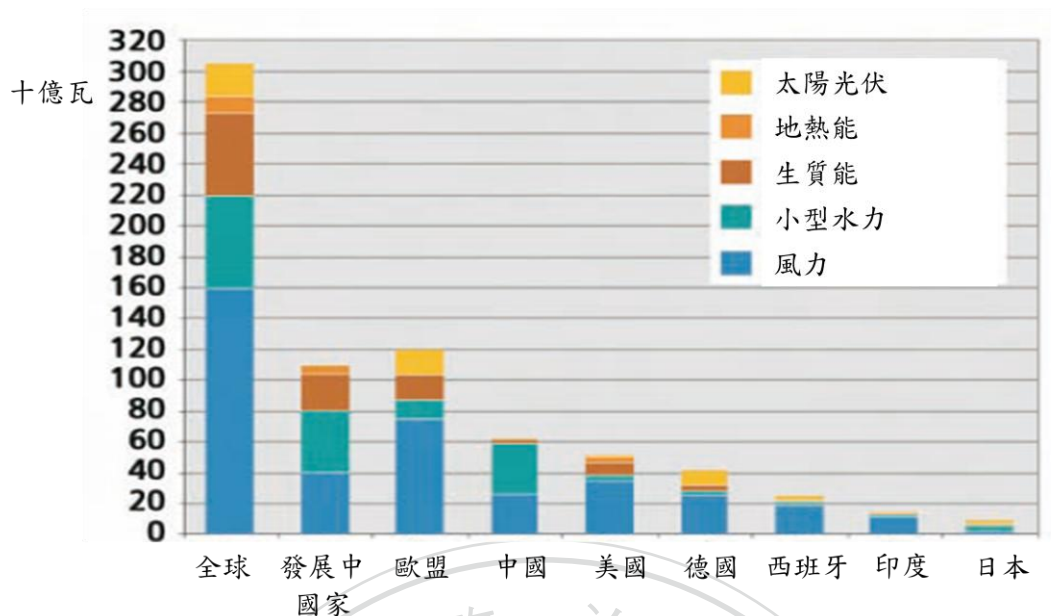


圖 二-1 2009 年再生能源裝置容量

資料來源：REN21 (2010)。

再生能源不論是樣態或生產過程和石化能源都有相當差異，再生能源是非常多樣化的，來源種類相當豐富，且再生能源可以產生熱、電、固體或液體燃料等各式能源。根據 REN21 (2008) 發佈的再生能源潛力報告指出，再生能源對於減緩氣候變遷、增進能源安全及促進經濟社會發展等，皆有相當大的潛力。隨著再生能源的研究發展及規模擴大，再生能源成本將會大幅降低，並成為未來主要能源，因此目前應將再生能源視為優先投資發展的技術。

世界自然基金會 (World Wildlife Found, WWF) 預測到 2050 年再生能源比例將會達到 100%。這樣的轉變不僅是可能的且是符合成本效益的，更重要的是，將可使地球持續生存。(WWF, 2011)

## 第二節 再生能源政策介紹

各項再生能源政策都有一個特點，那就是創造需求。無論是對投資廠商提供誘因，提供租稅誘因使再生能源設備需求上升；對能源供應商加以限制，要求一定比例的再生能源，使再生能源技術需求上升；或是限制最終消費，要求購買一定比例的綠色電力，使再生能源供給需求上升。若無再生能源政策的限制或推動，以目前的市場條件，將無法達到應有或理想的需求水準，促使再生能源快速發展，因應氣候變遷。(Lesser, J. A., X. Su, 2008; Menanteau, P., D. Finon, M. L. Lamy, 2003; Reiche, D., M. Bechberger, 2004; Sawin, J. L., 2004) 因此，各種再生能源政策制定不同的管道，作為發展再生能源的額外獎勵，創造再生能源需求。近年來，最受矚目且相互比較的兩個再生能源電力發展機制為饋網電價機制 (feed in tariff, FIT) 及結合綠色交易權證 (tradable green certificate, TGC) 的配額管制機制 (quota regulation)，此外還有招標機制 (tender schemes)，可作為促進再生能源發展工具之一。(Morthorst, P. E., P. Helby, J. Twidell, O. Hohmeyer, D. Mora, H. Auer, G. Resch, C. Huber, C. Schonbauer, 2005)

### 一、饋網電價機制

饋網電價機制允許再生能源電力生產廠商於一定期間、固定價格出售再生能源電力；亦或是在電力市場價格基礎上，額外獲得固定額度補助。最常見的饋網電價機制設計是保證一個長期的最低售電價格，目前共有 78 個國家（地區）施行此一機制。(參見表 二-1)



表 二-1 施行饋網電價制度的國家（地區）

年份	累計	當年新增地區
1978	1	美國
1990	2	德國
1991	3	瑞士
1992	4	義大利
1993	6	丹麥、印度
1994	8	西班牙、希臘
1997	9	斯里蘭卡
1998	10	瑞典
1999	13	葡萄牙、挪威、斯洛維尼亞
2000	13	—
2001	15	法國、拉脫維亞
2002	21	阿爾及利亞、奧地利、巴西、捷克、印尼、立陶宛
2003	27	塞普勒斯、愛沙尼亞、匈牙利、韓國、斯洛伐克、馬哈拉斯特拉邦（印度）
2004	33	以色列、尼加拉瓜、愛德華王子島（加拿大）、安得拉邦和中央邦（印度）
2005	40	印度（卡納塔克邦、北安查爾邦、北方邦）、中國、土耳其、華盛頓（美國）、愛爾蘭
2006	45	安大略湖（加拿大）、喀拉拉邦（印度）、阿根廷、巴基斯坦、泰國
2007	54	南澳大利亞（澳大利亞）、阿爾巴尼亞、保加利亞、克羅地亞、多米尼加共和國、芬蘭、馬其頓、蒙古、烏干達
2008	67	昆士蘭（澳大利亞）、加利福尼亞州（美國）、恰蒂斯加爾、古吉拉特邦、哈里亞納邦、旁遮普邦、拉賈斯坦邦、泰米爾納、德邦和西孟加拉邦（印度）、肯尼亞、菲律賓、坦桑尼亞、烏克蘭
2009	77	澳大利亞首都直轄區、新南威爾士、維多利亞（澳大利亞）、日本、塞爾維亞、南非、台灣、夏威夷、俄勒岡州和佛蒙特州（美國）
2010	78	英國

資料來源：REN21 (2010)。

此機制為價格管制政策，其優點為提供再生能源發展的財務穩定性，並且透過不同饋網電價制定，確保再生能源產業的多樣性。如此一來，將可大幅鼓勵再生能源的容量裝置。然而，此機制的優點也是缺點，長期固定價格或以現有的技術調整因素制定價格模式，必定會扭曲能源市場，使偏離最適市場價格。(Lesser,

Su, 2008) 除此之外，若饋網費率訂定過高，電力價格將上升，降低整體經濟福祉；若饋網費率訂定過低，將無法對於再生能源產生必要的誘因，亦無法達成政策目標。(Lesser, Su, 2008; Klein, et al., 2008)

## 二、配額管制機制

配額管制機制為限制能源供給鏈，有義務提供特定最小比例以上的再生能源電力，並建立再生能源認證制度，結合綠色交易權證，於能源市場上進行買賣交易，進而獲得財務支持。由表 二-2 可知，目前共有 50 個國家（地區）使用此一機制。

表 二-2 施行配額管制機制的國家（地區）

年份	累計	當年新增地區
1983	1	愛荷華州（美國）
1994	2	明尼蘇達州（美國）
1996	3	亞利桑那州（美國）
1997	6	緬因、美國（馬薩諸塞州、內華達州）
1998	9	美國（康乃迪克州、威斯康辛州、賓夕法尼亞州）
1999	12	美國（新澤西州、德州）、義大利
2000	13	新墨西哥州（美國）
2001	15	佛蘭德（比利時），澳大利亞
2002	18	美國（加州、新墨西哥州）、瓦隆尼亞（比利時）、英國
2003	19	日本、瑞典、哈拉斯特拉邦（印度）
2004	34	美國（科羅拉多州、夏威夷、馬里蘭州、紐約、羅德島州）、加拿大（新斯科舍、安大略、愛德華王子島）、印度（中央邦、卡納塔克邦、安得拉邦和奧里薩邦）、波蘭、泰國
2005	38	美國（哥倫比亞特區、蒙大拿州、德拉瓦州）、古及拉特邦（印度）
2006	39	華盛頓州（美國）
2007	44	伊利諾伊州、新罕布什爾州、北卡羅來納州、俄勒岡州（美國）、中國
2008	49	密歇根、俄亥俄（美國）、智利、菲律賓、羅馬尼亞
2009	50	堪薩斯州（美國）

資料來源：REN21 (2010)。

配額管制機制的優點是透過市場力量，達到廠商間的競爭效果，對於發展再生能源成本較高的廠商而言，將透過市場與成本較低的廠商交易，有效降低再生能源成本。同理的，生產效率較高的廠商也將生產較多的再生能源電力，由此機制將可達到經濟效率。(Menanteau, et al., 2003; Lesser, Su, 2008) 然而，配額管制機制有兩個主要問題。首先是綠色交易權證價格的波動性，對於價格的不確定性，將會增加再生能源發展的財務風險，降低投資再生能源的誘因。在此同時，若綠色交易權證價格在短時間急速上漲，將會對電力公營事業產生風險，最後轉嫁到消費者身上。其次且更為重要的是再生能源發展的壟斷，配額管制機制對於不同發展階段的再生能源將產生不同影響。由於不論何種生產階段的再生能源使用成本，只依給定單位生產量支付電價，將導致技術越成熟、成本越低的再生能源壟斷市場，例如風力，很可能會主宰市場。技術上不太成熟，但具有潛力的再生能源技術，如太陽能光電，可能無法得到足夠的支持，以滿足決策者的發展目標。長期而言，將會產生更多的不效率以及更高的成本。(Lesser, Su, 2008)

### 三、招標機制

招標機制 (tender schemes)，為政府於不同期間、給定不同的能源供給量並提供財務支持。透過競爭招標方式，選擇最低生產成本的廠商進行再生能源電力生產計畫，後續則依造合約內容進行。對於不同再生能源種類，有不同招標配額，以分開招標方式進行。曾經施行此機制的國家有英國、愛爾蘭、法國及美國等。大多數國家視為配套機制，只有芬蘭及馬爾他視為主要支持再生能源發展的機制。

此機制所造成的效果類似配額管制機制，招標的競爭過程將會更有效區別再生能源的生產效率。然而此機制的缺點為政府辦理招標成本高，若招標底價與廠商價格有落差，將產生流標情形，不但產生不必要成本，甚至無法達成預期目標。(Mendonça, M., 2010)

以下彙整饋網電價機制、配額管制機制及招標機制的優缺點，並進行比較發現，饋網電價機制主要優點為確保再生能源多樣性，而缺點在於電價訂定偏離市場價格，且費率訂定困難；配額管制機制及招標機制的優點皆為可達到市場效率，主要缺點為廠商投資風險較高。

表 二-3 再生能源政策比較

	優點	缺點
饋網電價機制	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 提供再生能源發展穩定性</li> <li>■ 確保再生能源多樣性</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 電力價格偏離最適市場價格</li> <li>■ 費率訂定困難</li> </ul>
配額管制機制	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 透過綠色權證交易，達到市場效率</li> <li>■ 有效降低再生能源生產成本</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 技術未成熟的再生能源發展受限</li> <li>■ 綠色權證交易結果具有變數，增加投資不確定性，降低投資誘因</li> </ul>
招標機制	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 透過招標競爭達到市場效率</li> <li>■ 有效降低再生能源生產成本</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 招標後實際完成結果於預期配額相差甚大</li> <li>■ 招標計畫無預估時間表，增加投資不確定性，降低投資誘因</li> </ul>

資料來源：本文自行整理。

#### 四、其他相關政策

##### ■ 資本補貼 (capital subsidies grants rebates)

政府或公用事業一次性給付，以彌補投資成本部分比例，例如太陽能熱水器或太陽能屋頂。

##### ■ 投資租稅抵減 (investment or other tax credits)

允許再生能源投資金額，全額或部分比例抵減租稅或所得額。

##### ■ 銷售稅/能源稅或增值稅 (sales tax/energy tax/VAT reduction)

對於能源產出需課徵租稅，對於再生能源免除租稅

##### ■ 再生能源補助或租稅優惠 (energy production payments or tax credits)

政府對於再生能源設備提供部分補助或退稅，降低成本提高投資誘因。通常

依據廠商電力生產量，提供投資者或所有權者一定比例的租稅抵減。

■ 淨衡量 (net metering)

允許電網分配商與消費者電流雙邊流向 (two-way flow)，使得消費者生產電力能饋入電網。消費者僅支付淨使用量，也就是總消費能源減自己生產的部分。

此為鼓勵小型再生能源發展，將所產生再生能源與使用能源互相抵消。

■ 政府投資保證 (public investment loans or financing)

政府提供保證或提供計畫給予優惠貸款利率。

表 二-4 各國再生能源政策

	饋網電價	再生能源配額	資本補貼	投資租稅抵減	銷售稅(能源稅或增值稅)	可交易再生能源權證	再生能源補助或租稅優惠	淨衡量	政府投資保證	政府招標機制
奧地利	V		V	V		V			V	
比利時		*	V	V	V	V		V		
保加利亞	V		V						V	
賽普勒斯	V		V							
捷克	V		V	V	V	V		V		
丹麥	V		V	V	V	V		V	V	V
愛沙尼亞	V		V		V		V			
芬蘭	V		V		V	V	V			
法國	V		V	V	V	V			V	V
德國	V		V	V	V			V	V	
希臘	V		V	V				V	V	
匈牙利	V		V	V	V				V	V
愛爾蘭	V		V	V		V				V
義大利	V	V	V	V	V	V		V	V	
拉脫維亞	V				V				V	V
立陶宛	V		V	V	V				V	
盧森堡	V		V	V	V					
馬爾他			V		V			V		
荷蘭			V	V	V	V	V			
波蘭		V	V		V	V			V	V
葡萄牙	V		V	V	V				V	V

	饋網電價	再生能源配額	資本補貼	投資租稅抵減	銷售稅/能源稅 或增值稅	可交易再生能源 權證	再生能源補助或 租稅優惠	淨衡量	政府投資保證	政府招標機制
羅馬尼亞		√			√	√			√	
斯洛伐克	√			√	√				√	
斯洛維尼亞	√		√	√	√	√			√	√
西班牙	√		√	√	√	√			√	
瑞典		√	√	√	√	√	√		√	
英國	√	√	√		√	√			√	
澳大利亞	*	√	√			√			√	
白俄羅斯									√	
加拿大	*	*	√	√	√			√	√	√
以色列	√				√					√
日本	√	√	√	√		√		√	√	
馬其頓	√									
紐西蘭			√						√	
挪威			√		√	√			√	
俄羅斯			√			√				
塞爾維亞	√									
南韓	√		√	√	√				√	
瑞士	√		√		√					
烏克蘭	√									
美國	*	*	√	√	*	*	√	*	*	*
中國	√	√	√	√	√		√		√	√

註：\*代表該國家部分城市（洲）有實施該政策。

資料來源：REN21 (2010)。

### 第三節 饋網電價相關理論

本節將探討饋網電價相關理論，主要內容有再生能源電力成本特點、價格與數量政策的分析比較、再生能源訂價理論以及饋網電價定價模型四大部分。

#### 一、再生能源電力成本特點

再生能源與一般石化能源不同，有其獨特之處，在研究再生能源相關政策時，必須考量其相關特點，並依照其特點做調整，而非比照一般石化能源。時璟麗



(2008) 提出以下幾點再生能源特點：

#### (一) 成本變化快速

再生能源發電科技與技術，目前仍在不斷創新與突破。除了少數已發展成熟科技，大多再生能源皆因技術成長使得成本變化幅度相當大。由於無法合理估計技術成長所帶來的成本降幅，也因此大幅增加價格政策中饋網費率的制定難度。

#### (二) 各種再生能源科技具有獨特成本型態

再生能源技術發展的程度不同，成本亦由不同程度的改善空間。已發展成熟的再生能源成本下降程度較低；尚未發展成熟的再生能源成本下降，則有可能產生突破性的發展。例如太陽光電及海洋能發電，成本仍有相當大的下降空間，風力發電的成本下降幅度有限，且會相對緩慢。

#### (三) 初期投資成本高，長期才可回復資金

相對於石化能源電力，再生能源發電技術與設備的初期投資成本高，占總營運週期的資金比重相當大。主要原因為再生能源發展技術，尚未達到經濟規模，使成本下降，以至於機器設備設置成本相當高。其次為未來的營運成本相當低，因部分再生能源資源是無任何成本的，像是太陽能、風能；部分再生能源資源甚至可獲利，像是垃圾發電或是廢棄物發電；僅少數再生能源資源需要成本，像是林業廢棄物的收購、運輸和儲存成本。

#### (四) 地理環境差異

再生能源來源取決於該地的自然環境，大多再生能源無法運輸，像是風力或太陽能。因此在不同區域，使用再生能源即有明顯的差異。例如沿海地區的風力廠，即擁有相當豐富的風力資源。雖然技術進步可以改善資源運用效率，但仍要

配合當地環境設置。

#### (五) 再生能源來源不穩定性

再生能源具有自然資源的屬性，也就是間歇性的特點，如果沒有儲能裝置，再生能源電力的輸出將也是間歇性、不穩定的。如此一來，再生能源發電既不可以調節尖峰時刻用電，亦不能做為穩定的電力供應來源。

#### (六) 再生能源的隱含成本

發展再生能源電力時，必須針對電網配備進行升級或更新，且由於再生能源的間歇性，亦必需增置對應的儲能裝置及流量不穩的補償裝置。此類裝置，皆會增加再生能源發展的成本，且此類成本大多非由再生能源發電商負擔，而是由電網營運商負擔，因此屬於隱含成本。

## 二、價格與數量政策

再生能源相關政策可分為價格政策及數量政策，以下將各別介紹價格政策及數量政策的理論背景，以及各學者對於該政策的看法，最後分析比較兩種政策的優缺點。

### (一) 價格政策

推動再生能源的價格政策主要有補貼與饋網電價費率，其原理為透過價格制定，導引市場達成再生能源目標。價格政策最令人詬病的是無法透過市場機制達到最適效率，若價格未達到廠商所承擔的水準，將無法有效提升再生能源；若價格超過廠商所負擔的水準，將使廠商獲得超額利潤。(Klein, et al., 2008, Menanteau, et al., 2003)

Menanteau, et al. (2003) 認為饋網電價機制屬於價格政策中，對再生能源電力生產者的補貼，且效果將等同於對污染電力廠商課徵污染稅。再生能源廠商將



會不斷調整，直到邊際生產成本等於或低於饋網電價費率，因而決定出再生能源電力產量。(如圖 二-2 所示) 各地區的再生能源廠商負擔成本不同，因而相同饋網電價費率決定出的再生能源電力產量將有所不同。

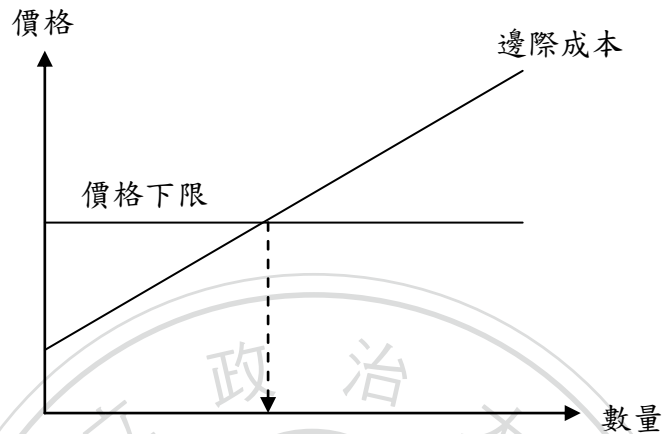


圖 二-2 價格政策原理

資料來源：Menanteau, et al. (2003)、本文自行修改。

## (二)數量政策

推動再生能源的數量政策主要有配額管制機制及招標機制，其原理原則為透過政府制定一定再生能源發展目標，再透過招標或核配方式，導引市場達成再生能源目標。數量政策常造成無誘因持續發展的窘境，廠商僅依所核配部分向外收購，支付固定費用，並未進一步提高再生能源比例。(Klein, et al., 2008)

Menanteau, et al. (2003) 認為藉由數量政策的市場交易，可使生產邊際成本較低廠商，生產較多的再生能源電力，因而達到經濟效率。在招標機制當中，則依據政府制定的政策目標，互相競爭下，達到邊際成本最低的均衡點。(如圖 二-3 所示)

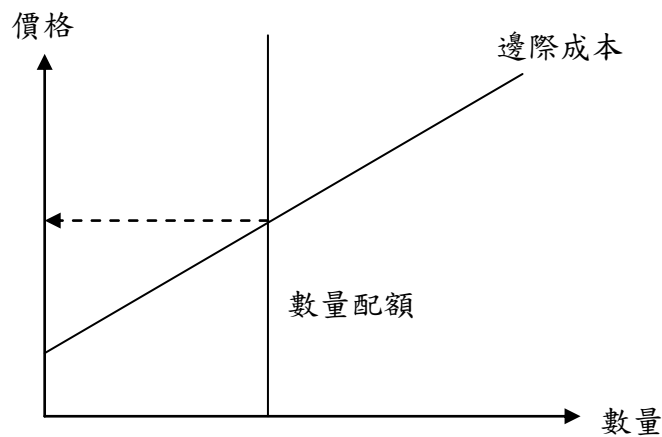


圖 二-3 數量政策原理

資料來源：Menanteau, et al. (2003)、本文自行修改。

### (三)價格政策與數量政策的比較

價格政策與數量政策，在理論上皆能達到推動再生能源發展的效果，但在現實生活中，將因環境不同而產生不同的影響。Weitzman, M. L. (1974) 及 Montero, J. P. (2002) 皆提出在不同條件下，分別採用不同政策會達到較好的效果，例如 Weitzman (1974) 主要以廠商的邊際成本曲線和邊際利益曲線的斜率作為判斷標準，邊際利益斜率絕對值較大者，則數量政策所帶來的效益較大；反之則為價格政策。Montero (2002) 則是以政府資訊掌握能力，作為判斷標準，若政府能完全掌握廠商邊際成本及邊際利益，則兩種政策效果相同；反之則數量政策優於價格政策。

就實際執行面而言，如表 二-5 價格政策的彈性高於數量政策，政府可依據國家特色發展特定能源。由於保證價格收購或固定價格補貼，廠商所面對的投資風險較低，過去各國實施上，成效較佳。

表 二-5 價格與數量政策比較

	價格政策	數量政策
政策	饋網電價機制	配額管制機制 招標機制
內容	政府控制價格，廠商決定數量	政府控制數量，廠商決定價格
優點	<ul style="list-style-type: none"> <li>■政策彈性較高</li> <li>■投資風險較低</li> <li>■過去成效佳</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■保證達成政策一定目標</li> <li>■具有市場競爭效率</li> </ul>
缺點	<ul style="list-style-type: none"> <li>■無法保證達成政策目標</li> <li>■缺乏市場競爭效率</li> <li>■民眾負擔較高成本</li> <li>■合理價格訂定困難性</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■投資風險高</li> <li>■發展不成熟科技將面臨淘汰</li> <li>■傾向大規模計劃</li> </ul>

資料來源：Menanteau, et al. (2003), Klein, et al. (2008)，本文自行整理。

### 三、再生能源訂價理論

實施價格政策時，最重要的關鍵為再生能源訂價的依據，再生能源訂價主要理論有生產成本法 (electricity generation costs) 及外部成本法 (avoided external costs)，以下將各別介紹其內容以及所產生的效果。

#### (一) 生產成本法

生產成本法又稱標準成本法，係指再生能源電力的饋網電價依標準、通常的生產成本水準或標準計算公式訂定。此方法主要考量廠商電力生產成本及基本利潤，通常公式設定為

$$\text{再生能源電力價格} = \text{再生能源電力成本} \times (1 + \text{利潤率})$$

生產成本法係以成本為基礎的價格衡量方法，透過利潤率的設定，可保證廠商獲得穩定利潤。此方法的價格決定理論非常單純，僅考慮回收廠商投資成本，並給予基本利潤。政府亦可透過利潤率的調整達到政策目標，發展特定科技。缺點為對於不同科技皆須衡量其標準成本，在實務上較為複雜且當不同科技獲得不同政府補助時，將造成電力資源分布不均。

影響生產成本的主要因素像是固定成本的廠房設備，變動成本的營運成本及

燃料成本以及其他成本的特許權費用或通貨膨脹等其他因素；影響利潤的因素則有資本投資的利率及投資者的邊際利益等，饋網電價水準制定時應加以衡量。不同科技別生產成本所受到的影響因素有所不同，像是新科技主要為研究發展成本，而已成熟科技主要為廠房設備等固定成本。因此當饋網電價依生產成本法制訂時，須考慮各再生能源技術的生產成本皆不相同，制定出科技別的饋網電價。

## (二) 外部成本法

外部成本法或稱機會成本法，係指再生能源訂價依據石化能源電力價格，再加上其所造成的外部環境成本，或高於外部環境成本，使推動再生能源電力替代石化能源電力。通常公式設定為

$$\text{再生能源電力價格} = \text{石化能源電力價格} + \text{其他外部性價值} \times \text{係數}$$

外部成本法係以石化能源電力價格為基礎的價格衡量方法，透過外部性價值衡量，並針對不同外部性給予不同權重，制定出再生能源電力價格。外部成本法的理論基礎為，當團體或個人的經濟活動影響到其他團體或個人且並無法完全以市場方式獲得衡量時，即產生外部成本，此時需要機制將此外部成本內部化，以達到最適效率。石化電力所產生的外部成本主要有氣候變遷、汙染造成的健康問題、環境破壞及能源供給安全的影響。當政府對再生能源電力提供一定的價格補貼，將可考量社會總利益，使外部成本及利益內部化。如此一來，再生能源電力可與石化能源電力於市場競爭。採用外部成本法的國家，主要認為若無再生能源電力廠商，除了外部成本，其他成本於一般能源電力廠商皆會考量，因此只計量外部成本的部分。

此方法的價格管制程度較小，以石化能源電力價格作為基礎，和市場價格具有一定相關性，較能顯示再生能源電力產品於能源產品市場的價值。相對的，也因為和石化能源電力價格相關，會受到市場波動影響，電價隨時間變化，波動幅度大，價格風險較高。

由於外部成本法決定變數的衡量困難，且難以預測，造成投資不確定上升，因此基於政策執行彈性、透明性及政策宣導性等，大部分歐盟國家皆使用生產成本法制訂饋網電價。生產成本法與外部成本法的優缺點比較，整理如表 二-6。

表 二-6 生產成本法與外部成本法優缺點比較

	生產成本法	外部成本法
優點	<ul style="list-style-type: none"> <li>■以成本為基礎的價格管制</li> <li>■保證穩定的利潤率</li> <li>■價格訊號清晰</li> <li>■政府可透過利潤率的調整達到政策目標</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■再生能源外部成本內部化</li> <li>■價格管制程度較小</li> <li>■與市場價格具有一定相關性，較能顯示再生能源電力產品市場價值</li> </ul>
缺點	<ul style="list-style-type: none"> <li>■對於不同科技皆須衡量其標準成本，較為複雜</li> <li>■不同科技獲得不同政府補助時，將造成電力資源分布不均。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■饋網電價隨時間變化，價格風險較高。</li> </ul>

資料來源：時璟麗（2008）、Klein, et al. (2008)、本文自行整理

#### 四、饋網電價訂價模型

饋網電價訂價模型主要可分為市場型及非市場型，市場型的訂價模型為饋網電價制訂或支付補貼時，將考量再生能源電價市場價格，作相對應的調整。此種模式的電價，將有效反應市場機能，卻無法排除價格波動性所造成的投資風險；非市場型的訂價模型是指饋網電價制與電力市場價格互相獨立，排除市場的波動性，給予廠商較穩定的保證價格，此種模式可以降低投資風險，卻無法即時反應電力市場的供需情形。(Couture, T., Y. Gagnon, 2009)

##### (一) 市場型的訂價模型

市場型的訂價模型主要有市場價格差距模型 (spot market gap model)、固定溢價模型 (premium price model)、調整溢價模型 (variable premium price model) 以及市場價格比例模型 (percentage of the retail price model)。(Couture, Gagnon, 2009)

## 1. 市場價格差距模型

市場價格差距模型為政府訂立一饋網電價水準，支付予廠商的補貼為饋網電價水準和市場價格的差距。(如圖 二-4 所示)此類型的訂價模式將和市場價格掛勾，產生連動關係。

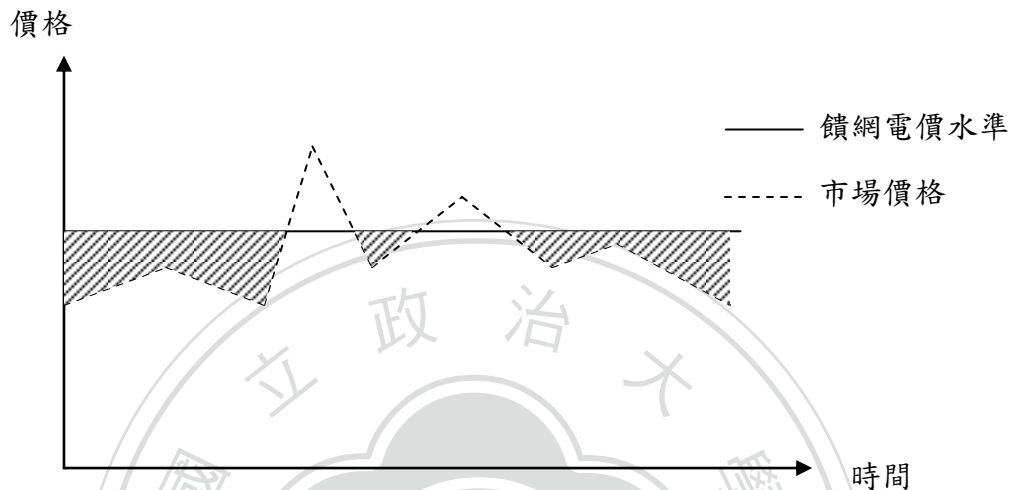


圖 二-4 市場價格差距模型

資料來源：Couture, Gagnon (2009)。

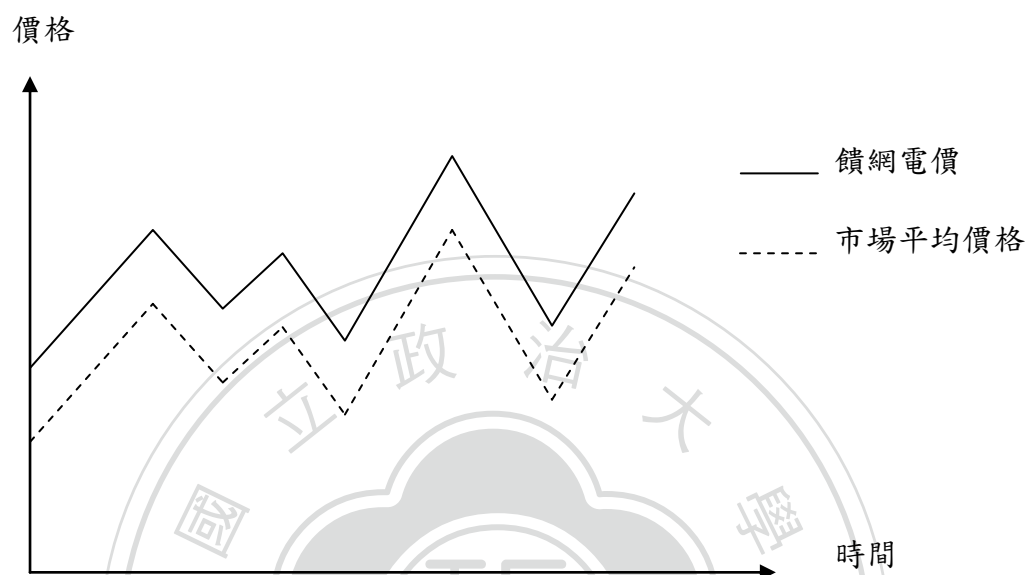
就政策面而言，支付補貼額度在市場價格低於饋網電價水準時是具有波動性的，市場價格高於饋網電價水準時則不補貼；就廠商面而言，市場價格低於饋網電價水準時，仍享有饋網電價水準的收入，並無波動性，當市場價格高於饋網電價水準時，將獲得額外利潤。亦就是當市場價格低於饋網電價水準時，政府給予補貼，以提供適當投資誘因，並降低廠商投資風險；當市場價格高於饋網電價水準時，政府則不給予補貼，發揮市場機能刺激再生能源電力供給增加。

## 2. 固定溢價模型

固定溢價模型為政府不提供固定電價的保證，而是提供固定額外報酬，因此饋網電價將會跟著市場價格波動。(如圖 二-5 所示)固定溢價模型所制定的饋網電價將可分為兩個部分，一為市場電價，由市場機制決定；另一為固定收益率，由政府依據不同再生能源科技、市場環境、社會型態及計畫成本等因素決定。此



種電價制訂方式將會充分反應市場機制，但缺乏保障廠商的投資風險。近幾年來，採用此訂價模型作為饋網電價制度電價衡量的國家主要為捷克、斯洛維尼亞、愛沙尼亞等。



資料來源：Couture, Gagnon (2009)。

### 3.調整溢價模型

調整溢價模型所設定的額外報酬將隨著市場價格上升而降低，能確實反應無法預期的價格波動。調整溢價下限為不論市場價格多低，再生能源生產廠商至少可獲得的饋網電價；調整溢價上限為市場超過時，將不予補貼。(如圖 二-6 所示) 此模型和市場價格差距模型概念十分類似，但多出固定補貼的部分。它結合兩種優點，分別是市場價格高於上限時，市場提供高需求誘發供給投資誘因；市場價格低於下限時，享有保證價格而減少投資風險。

近幾年來，採用此訂價模型作為饋網電價制度電價衡量的代表國家之一為西班牙。

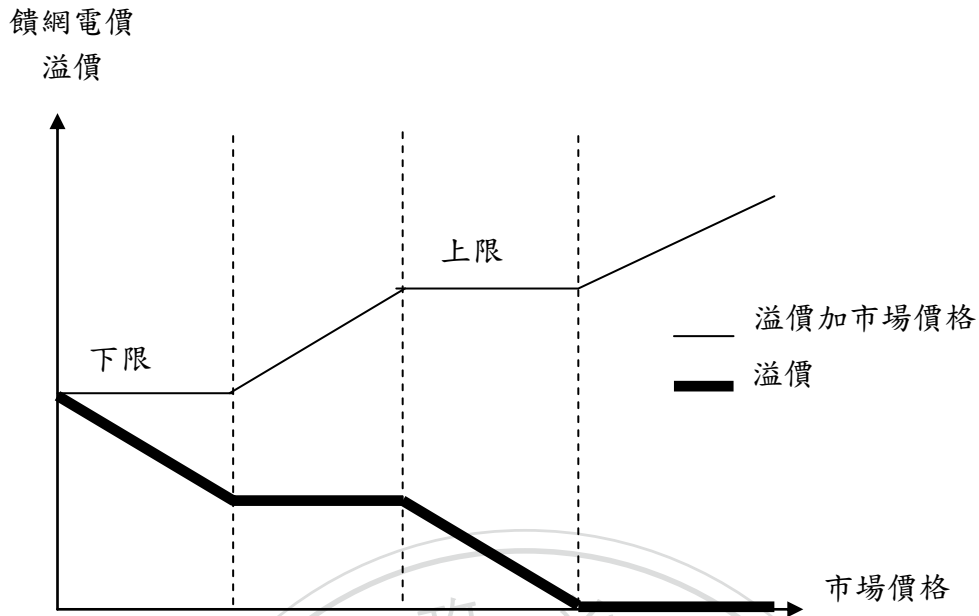


圖 二-6 調整溢價模型

資料來源：Couture, Gagnon (2009)。

#### 4. 市場價格比例模型

市場價格比例模型為訂立一定的市場價格比例，作為饋網電價。值得注意的是比例並非一定大於1，亦有可能小於1。(如圖 二-7 所示)此模型制定的饋網電價將會完全按照市場價格波動，但價格波動幅度將小於市場價格波動幅度。

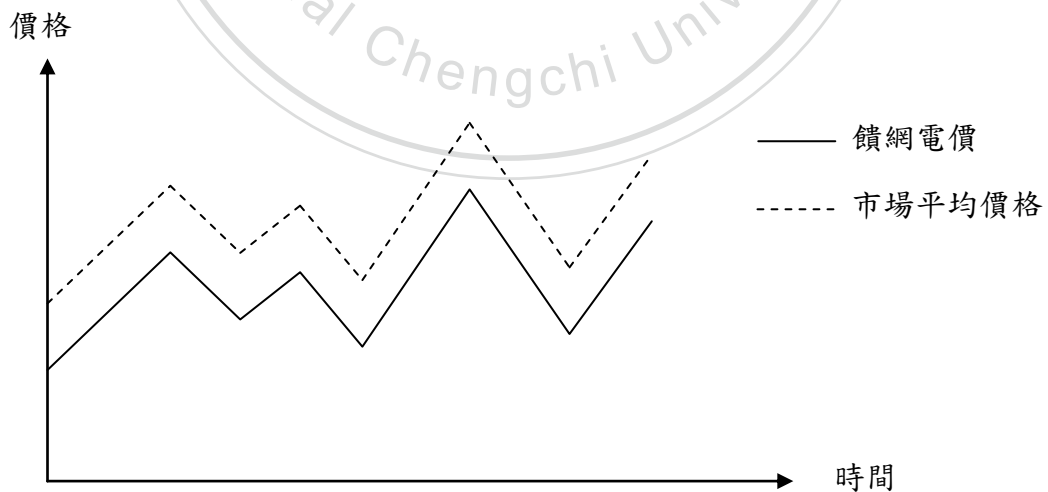


圖 二-7 市場價格比例模型

資料來源：Couture, Gagnon (2009)。

## (二) 非市場型的訂價模型

非市場型的訂價模型主要有固定電價模型 (fixed, minimum price)、調整型固定電價模型 (fixed price model with full or partial inflation adjustment)、階梯式電價模型 (front-end loaded model)。

### 1. 固定電價模型

最基本的非市場型電價模式為固定電價模型 (fixed, minimum price)，此為政府與再生能源電力生產廠商訂定固定期間、保證固定價格的模式，與再生能源電力市場零售價無關，德國 2000 年實行饋網電價政策時，即採用此模式。政府採用固定電價模式訂價時，通常根據再生能源生產成本訂價，希望可制定一填補廠商成本，又可使廠商獲得基本利潤的價格，以提供再生能源投資誘因。由於固定電價，使得廠商可明確計算未來現金流量、未來預期收入，將可有效降低廠商投資風險。然而固定電價為提供具有投資誘因價格，往往會訂出過高價格，產生不效率，且無法隨通貨膨脹、燃料價格等因素的影響作調整。

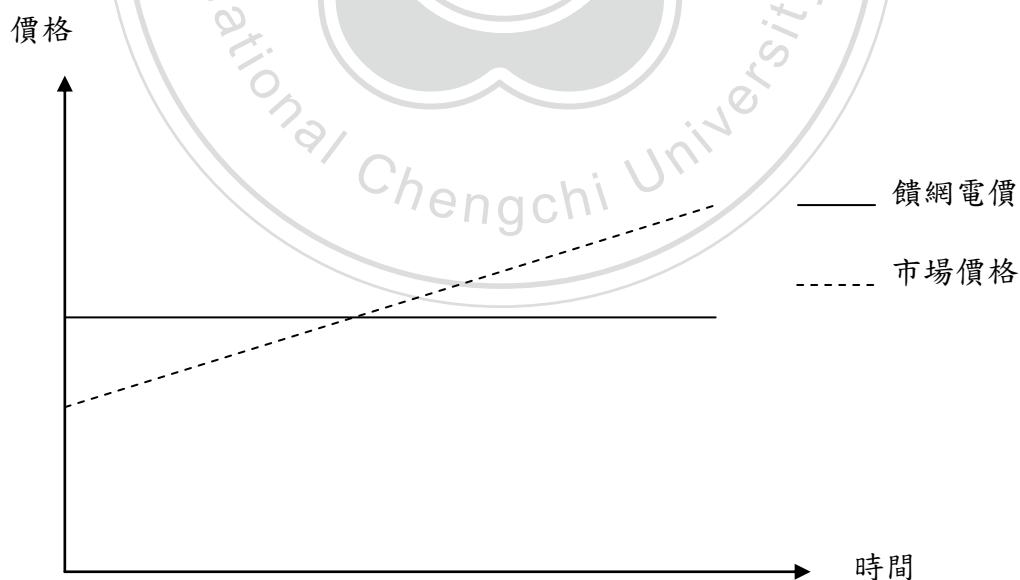


圖 二-8 固定電價模型

資料來源：Couture, Gagnon (2009)。

## 2.調整型固定電價模型

固定價格制定模式可衍生為調整型固定電價模型 (fixed price model with full or partial inflation adjustment)，將通貨膨脹納為調整因素。通貨膨脹因素調整有許多方式，例如事先預估通貨膨脹幅度，訂出調整公式，像是愛爾蘭在 2006 年的饋網電價政策。或是隨者實際通貨膨脹比例去做調整，像是加拿大隨通貨膨脹的 20% 做為價格調整、法國則依不同再生能源科技，通貨膨脹調整比例從 40% 到 100%。西班牙則依通貨膨脹完全調整，再依不同科技減少固定基本百分點。饋網電價制定隨者通貨膨脹作調整，可避免廠商利潤被通貨膨脹侵蝕，降低廠商投資誘因，使得饋網電價支付制度更具有安全性、鼓勵風險趨避者投資。採行通貨膨脹調整的饋網電價在執行時，最初價格可訂在較低水準，未來再依通貨膨脹調整至較高水準，此種方式較利於政治方面的政策執行。

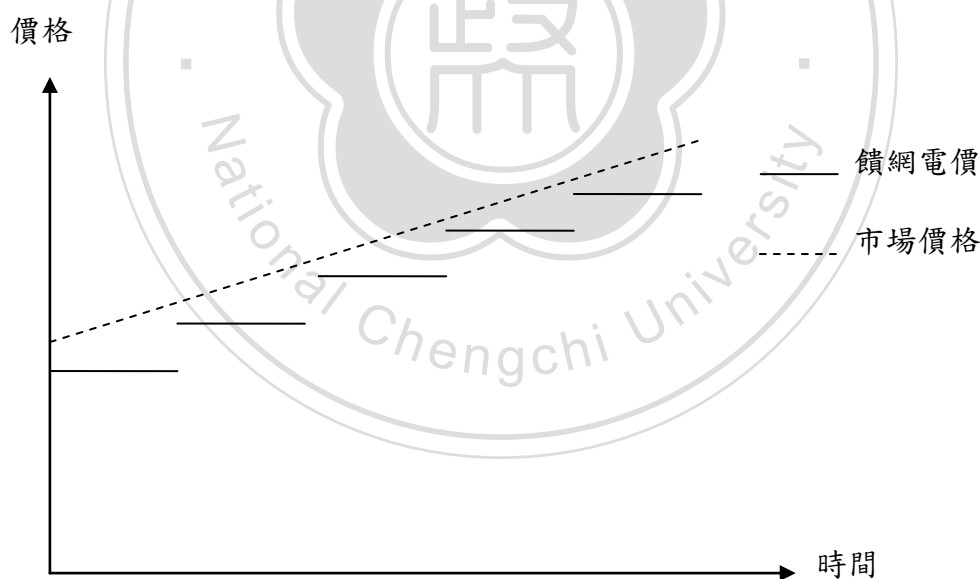


圖 二-9 調整型固定電價模型

資料來源：Couture, Gagnon (2009)。

## 3.階梯式電價模型

固定電價亦可衍生為階梯式電價模型，也就是在不同階段提供不同饋網電價。由於再生能源生產投資期初必須投入大量資金，建置廠房、機器設備等，隨著生

產規模逐漸擴大，生產成本則會逐漸降低，因此初期時給予較高饋網電價，而後期則降低饋網電價水準。美國明尼蘇達社區能源發展政策 (Minnesota's community based energy development policy) 在前 10 年給予較高的饋網電價，後十年則給予較低的饋網電價。斯若維尼亞共和國的饋網電價政策則是訂立一饋網電價，5 年後降低 5% 的電價，10 年後降低 10%。德國則依不同再生能源科技類別分別制訂不同的階梯式電價。採行階梯式電價將可避免政府過度補助，且生產者能及時獲得利潤，使得需要較高現金流量的再生能源科技廠商，願意進行投資。當饋網電價調降時，將可誘發廠商投資其他再生能源，進而促進再生能源發展。然而期初給予高額補助將會造成政府龐大財務負擔，亦有可能造成部分地區無效率的發展，增加發展再生能源成本。

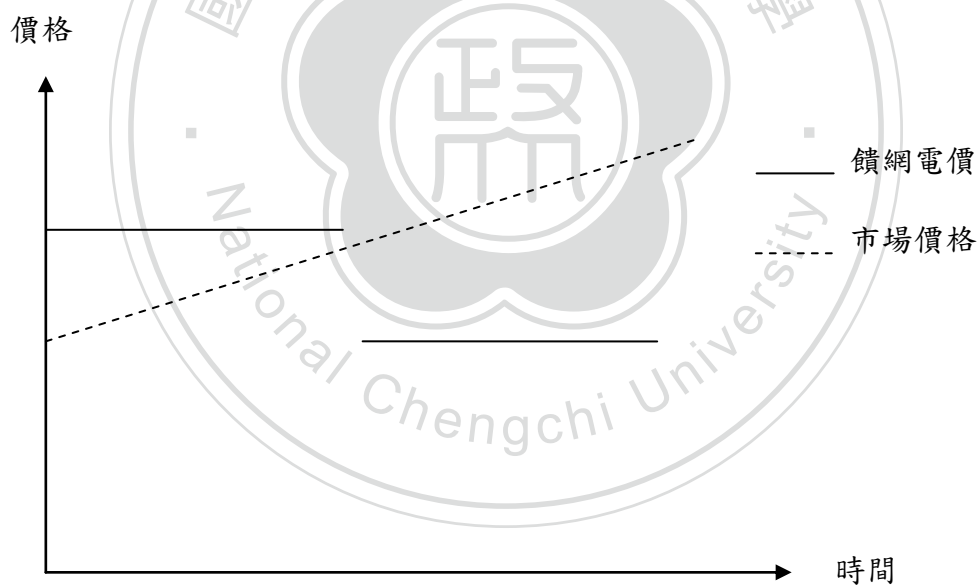


圖 二-10 階梯式電價模型

資料來源：Couture, Gagnon (2009)。

### 第三章 饋網電價制度基本介紹

再生能源饋網電價機制的核心論點是考量經濟效率、環保效益以及社會正義三種層面的目標下，連結及維護消費者、政府、再生能源電力生產廠商以及經營電網的電業的平衡，共同參與及提升再生能源市場。優良的饋網電價制度設計，必須考量及達成二大目標，方可有效促進再生能源發展，達到低碳社會的目的。首先是可近目標 (access objective)，由於再生能源電力缺乏市場競爭力，為使其能進入市場，必須採取強制性手段，賦予經營電網的電業連結義務，將再生能源電力生產廠商所產生之電能饋入電網，並以一定躉購費率收購。其次為價格目標 (price objective)，為使廠商有誘因投資再生能源發展，須將躉購電價設定於具有合理投資報酬率的價格水準，並保障一定期間的穩定性。(周麗芳、林良楓、陳香梅，2010) 饋網電價制度主要可分為五大組成要素，分別為電網連結、電價設定、電價調整、財務機制以及其他配套措施。(詳參圖 三-1)

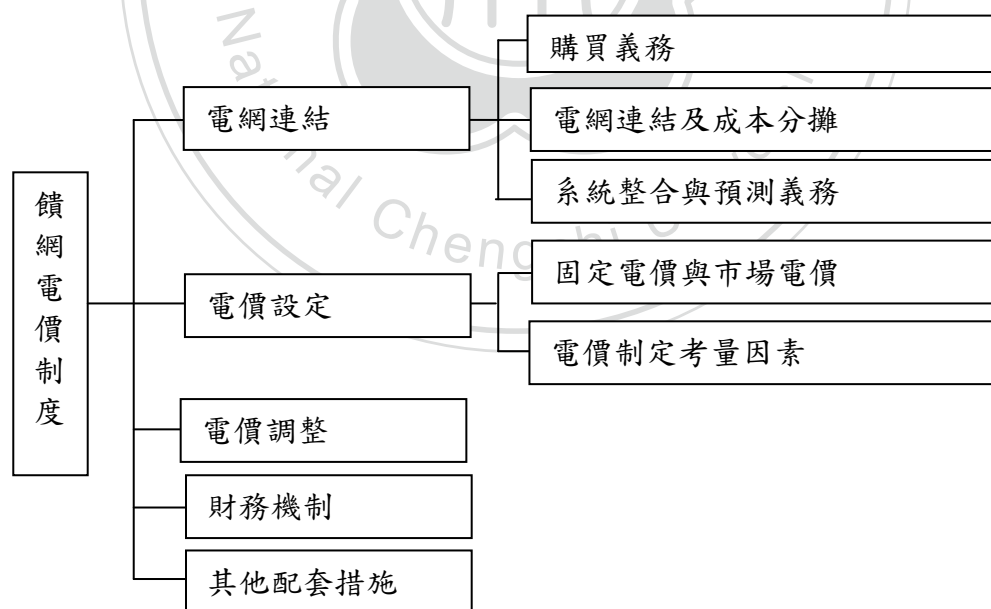


圖 三-1 饋網電價制度架構圖

資料來源：本文自行整理。



## 第一節 電網連結

饋網電價政策當中，電網連結是首要規定事項，若再生能源電力供給商無法與電網連結，則無法運輸再生能源電力至消費者端，無法進行買賣交易，因此在執行饋網電價政策時，首要考量電網連結相關事宜。電網連結主要內容包括購買義務、電網連結及成本分攤以及系統整合與預測義務。

### 一、購買義務

購買義務的概念為電網營運商及能源供給廠商或電力消費者必須購買再生能源電力生產廠商所生產的電力，並使電網相互連結。購買義務提供投資安全性以吸引投資者，降低行政複雜性。由於再生能源發展初期，廠商所生產電力可能無法達到一定規模，使得電網營運商無誘因收購電力，若無保證購買，再生能源電力生產廠商的投資風險將會大幅上升。消費者使用再生能源電力將會負擔較高電費，若無購買義務將造成消費者不使用再生能源電力，造成能源供給商的虧損。因此固定電價制度中，存在購買義務設計。通常購買義務皆會明訂於相關法令當中，以降低投資風險。

若再生能源電力直接於現貨市場交易，則不存在購買義務，像是溢價電價機制、固定加價機制等。因為溢價電價和市場具有協調性，電價將會隨著市場進行調整，固定加價機制中，採用市場電價為基礎，亦無須使用購買義務。(Klein, et al., 2008)

### 二、電網連結及成本分攤

透過購買義務後，再生能源電力生產廠商在營運之前，必須連結至電網。電網連結的成本分攤為饋網電價政策當中重要的一環。根據 2001/77/EC 指令，促進再生能源電力生產規定，歐盟成員必須確保傳送及分配電力系統營運者保證允

許再生能源電力的電網連結。其次，電網營運者必須公布電網連結、加強電網的成本分擔方式，成員國有義務對於再生能源電力提供優先連結並負擔（部分）連結及加強成本。

歐盟國家針對於電網及再生能源電力廠商，發展出不同成本分擔的概念。通常電力生產廠商必須支付電網營運商連結費用，而電網營運商可負擔部分成本；部分國家則規定電網加強成本由電力生產廠商負擔。此外，電網營運者得向電力生產者收取電網使用費用，因為電力生產者必須透過電網才可傳輸電力至消費者端。

目前常見四種連結成本分攤方式為淺碟型連結 (shallow connection charging)、深度連結 (deep connection charging)、混合連結 (mixed or shallower connection charging) 以及實際連結 (true connection charging)。(Klein, et al., 2008)

#### (一)淺碟型連結

若成本分擔採取淺碟型連結，再生能源電力廠商只需負擔為連結最近電網連結點所需成本，其他電網加強成本由電網營運者負擔，而電網營運商可將成本轉嫁至所有使用電網的電力廠商。淺碟型連結對於再生能源電力廠商最為有利，因為電網連結所需負擔成本最小。再者，系統提供高度透明性，再生能源電力廠商可以事先預估電網連結所需費用。透過使用者付費，電網營運者可將加強成本轉嫁至所有電網的消費者。然而淺碟型連結也有缺點，再生能源電力廠商不需要負擔電網加強成本，在選擇連結點時，將不會考量地方電網所需投入資本，這將造成廠商選址的不效率。此外再生能源電力廠商仍要支付電網營運者使用費用。

#### (二)深度型連結

若成本分擔採取深度型連結，再生能源電力生產廠商必須負擔所有連結費用，其中包括最近連結點的連結費用以及為連結電網所需的加強成本。深度型連結的

優點為再生能源電力廠商不需要負擔使用電網費用，因為電網營運商不需負擔電網加強成本。再者，深度型連結提供誘因促使再生能源電力廠商選擇電網連結以及加強成本較低的位置，相對於淺碟型連結而言，是較有效率的。然而，就再生能源電力生產廠商而言，深度型連結有兩個明顯的缺點，第一，在相同連結狀況下，再生能源電力廠商需要負擔較高的成本，將造成廠商考量龐大的連結成本而取消建廠。第二，此分擔方式極可能造成再生能源電力廠商和別家廠商勾結，合併產生一連結點，以躲避所需負擔成本，降低系統整體透明度。

### (三) 混合型連結

混合型連結，則是將淺碟型及深度型結合，再生能源電力廠商支付連結最近點的電網連結成本，並和電網營運商共同分擔電網加強成本。此方法的關鍵點為給定再生能源電力生產廠商分擔加強成本的固定比例，並提供清楚、透明性的規定。通常此固定比例乃根據新建置再生能源電力廠商估計使用比例所設。同理可知，此方法亦會對於再生能源電力廠商選址造成影響，使廠商選擇在成本極小處設置，增加選址效率。此成本分攤方式廠商必須支付使用費，並不會產生初期須負擔龐大連結費用的情形。

### (四) 實際連結

最後一種連結方式，是針對已有規模的電網營運者而言，對於新廠商加入，不產生加強成本，因此只需新加入廠商支付連結於最近點電網的費用。此方法亦會使廠商選擇對本身較有利的位置，可能連結點的位置較遠會支付較高的連結費用，但不必支付加強成本。此方法相對於深度型連結而言，再生能源電力廠商較有利。

表 三-1 連結成本分攤方式比較

	優點	缺點
淺碟型連結	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 再生能源電力廠商負擔較輕，平均分散</li> <li>■ 電網營運商透過使用者付費方式，轉嫁成本</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 再生能源電力廠商選址不效率</li> </ul>
深度型連結	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 再生能源電力廠商不須負擔使用成本</li> <li>■ 將考慮成本選址，較有效率</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 再生能源電力廠商初期負擔大</li> <li>■ 系統透明度降低</li> </ul>
混合型連結	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 再生能源電力廠商不必在初期負擔龐大連結成本</li> <li>■ 選址效率改善</li> </ul>	
實際連結	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 由於電網業者已有相當規模，並無加強成本</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 再生能源電力廠商選址不效率</li> </ul>

資料來源：Klein, et al. (2008)。

### 三、系統整合與預測義務

部分再生能源來源、生產數量將依據外在情況改變，像是太陽能、風力等。若電力生產量可以合理估計，則整合再生能源電力不會產生問題，像是河水的流量可以合理預測，改變幅度相對小，因此水力發電量亦可預測；或是整合太陽能廠商亦不會造成巨大影響，因為目前太陽能電力相對小。風力發電則不同，風力情況改變快速且在某些地區風力發電量已有顯著比例，對於電力系統整合將產生問題。因此，在某些國家，再生能源電力廠商有預測電量的義務。

## 第二節 電價設定

饋網電價政策當中，決定是否成功的關鍵因素為電價設定，若電價設定過低，將無法有效推動再生能源電力發展；若電價設定過高，將使消費者負擔過重，產生負面效果。以下將介紹常見的電價設定方式，包含固定電價及溢價電價，其次將針對固定電價制定考量因素進行分析。

## 一、固定電價與市場電價

饋網電價支付再生能源電力生產者全額補貼為固定電價，相對的只支付電力市場價格不足的部分為溢價電價。在固定電價中，再生能源電力生產者將得到依電力生產量的固定水準補貼，補貼金額與市場價格為獨立的。相對的，溢價電價的補貼額將依市場電力價格而有所變動，因此溢價電價相對於固定電價而言為市場型 (market based) 的再生能源發展政策。目前大部分歐盟國家採用饋網電價制度，皆使用固定電價模型為主。溢價電價則使用於西班牙、捷克、斯洛維尼亞、愛沙尼亞、荷蘭及丹麥。理論上，溢價電價機制較固定電價機制具有調整性，這也表示更有效率。

## 二、固定電價制定考量因素

饋網電價必須涵蓋電力生產成本，並提供合理利潤。此外，再生能源電力發展成本典型的作法是透過電力價格，將成本轉嫁與電力消費者。若饋網電價訂在較高的水準，可大力促進再生能源電力發展，再生能源電力廠商可獲得過多的補貼，而電力消費者要負擔較高的再生能源發展成本；相對的，若饋網電價訂在較低的水準，無法獲得利潤的廠商即不會進入（廠商規模尚未達到一定水準），再生能源電力則無法快速發展，而電力消費者的負擔降低，再生能源電力廠商利潤亦降低。因此饋網電價政策面臨的最大挑戰為制定一適當電價水準，能刺激再生能源電力投資設置新容量並使消費者合理負擔。

### (一) 影響生產成本因子

若採用生產成本法制訂固定饋網電價者，其必須考量影響生產成本的各項因子。由於饋網電價的原則為保證再生能源電力廠商得回收成本，並獲取基本利潤，因此當生產成本發生改變時，饋網電價亦需隨之改變。



## (二) 科技別費率

由於各種再生能源電力技術生產成本迥異，一個良好的饋網電價設計必須提供科技別的饋網電價水準，大部分歐盟國家採用科技別的饋網電價。

## (三) 規模式階梯費率

即使相同科技，針對不同廠商規模或其他條件因素，亦有不同的饋網電價設計，即為階梯式費率；相對的，不論廠商規模、電力生產成本，對於相同科技提供相同補貼水準為水平電價設計 (flat tariff design)。當發電成本為邊際遞減，造成發電的生產成本與電量無直接相關，而營運、維持成本中比例最高的投資及安裝成本和電量亦無直接相關，此時相同饋網電價水準於相同科技、不同規模廠商，將會得到截然不同的利潤。這樣的情形於任何科技都可發現，為了解決這樣的情形，而使用階梯式費率，相同科技、針對廠商規模不同適用不同饋網電價水準。

## (四) 地理位置差異

電力生產成本亦會隨著地理位置不同而有所差異，例如部分地區終年風力穩定，所獲得的風力發電量十分充足，則電力生產成本則較低。或是部分地區由於海風侵蝕嚴重，必須經常維修發電設備，則電力生產成本較高。

## (五) 國外適用費率

為使吸引國際廠商進駐台灣，必須考量國外適用費率，亦可避免獨厚國外廠商的情事。國外適用費率亦可作為檢視技術發展的指標，若國外適用費率較低，並非必然本國廠商獲得超額利潤，亦可能為該項科技發展低於他國所造成。



### 第三節 電價調整

一個穩定的政策架構，必須具備長的保證期間、固定的饋網電價以增加投資安全性及高度再生能源電力開發。然而為確保政策的彈性，隨時依據科技成長、生產成本的因素調整饋網電價亦是重要的。因此如何兼顧政策彈性及投資安全性，即為饋網電價政策的一大挑戰。廠商的生產成本會受到投入要素無法預期的價格波動的影響，因而產生變動，或科技產生重大突破，對生產成本造成大幅度的影響，都會使原饋網電價偏離最適。饋網電價制度若定期修訂調整饋網電價，可使饋網電價水準接近達成再生能源政策目標的最適費率。饋網電價調整的方法有定期修訂及調整、根據容量調整、針對新加入廠商調整以及根據通貨膨脹調整等，其中最常見的為定期調降機制。定期調降機制主要反映廠商成本降低，為避免廠商獲得過高利潤，必須調降饋網電價。廠商成本降低又可歸納為下列因素，經驗曲線效果、經濟規模及技術進步。

能源政策一重要目標為提供誘因使再生能源電力科技發展、提高經濟效率、降低電力生產成本。再生能源電力廠商的生產成本最主要為裝置成本 (installation cost)，尤其為不需要燃料成本的科技最為明顯，像是風力、太陽能、地熱及水力等科技。裝置成本隨著科技逐漸降低的產生經驗曲線效果 (experience curve effect) 或學習效果 (technological learning)。此時所降低的成本應被考慮在政策當中，可透過針對於新設置容量調整饋網電價水準達成。

饋網電價水準可依年度遞減，每年有新廠商加入時，則減少固定比率的饋網電價水準，然而已獲得饋網電價的廠商則在保證年限內，每單位的饋網電價不予調整。因此越晚加入的廠商，所獲得的補貼越少。電價遞減可以提供廠商誘因進行研究發展，降低成本，此外，饋網電價遞減亦可以降低補貼過多的風險。電價遞減率則根據不同科技類別依經驗法則制定。

電價遞減為結合科技進步與再生能源電力發展的作法，事先預訂的遞減率相

對於根據先前情形的遞減率，提供更高的透明性及投資的安全性。然而當要素價格波動，造成再生能源廠商成本無法預期的上升時，像是風力渦輪機的鐵以及PV元件的矽，將使饋網費率低於最適水準。為了確保投資再生能源的誘因，饋網電價水準必須考量投入要素價格。電價調整亦必須考量整體科技發展是否達到經濟規模，若已達到一定經濟規模，使生產成本降低，則應適時調整饋網電價，以免廠商獲得超額利潤，增加人民的負擔。

#### 第四節 財務機制

在某些國家再生能源電力占總電力消費比例已相當大，因此饋網電價所產生的成本分攤設計即成為重要課題。

在多數歐盟國家，透過電力價格，成本平均分擔於最終使用電力消費者。然而不同消費者族群，由於本身特性不同，因使用再生能源電力而產生的成本負擔就有所不同，特別是電力密集產業。因再生能源電力成本分擔，造成生產成本大幅提高，進而影響國際競爭力。為使能源密集產業所負擔的成本在合理的範圍內，部分歐洲國家利用消費者型態 (consumer type) 區分成本分攤的部分。

為了定義何種產業部門受到再生能源電力價格影響最多為電力密集產業，可藉由以下資訊得知：

- 此公司總電力消費
- 電力消費相對於其他要素而言的比例，像是總收入或是總成本。
- 電網連結的伏特數，通常伏特數越高的公司，代表所使用電力較高。
- 電力成本和總增值的比例作為衡量是否為電力密集廠商或部門的標準。

由於上述的比例皆為代表公司的資訊，因此亦可作為衡量是否影響公司國際競爭力的指標。廠商競爭力的衡量依廠商投入要素價值衡量，而其中可由資本與土地增值額和總生產價值的比例得之。若電力價格上升無法透過產品價格轉嫁至

消費者，則比例下降，當比例過低時，則競爭力就會大幅下降，進而使公司移往其他國家。

由於再生能源電力造成的電價上升，會依據不同使用者而不同，因此再生能源電力的成本負擔亦有所不同。由於電力密集的產業相對於其他消費者而言，電價成本上升所引發的負面效果較大，因此將成本轉由其他消費者負擔。如此一來，將可保持能源密集產業的競爭力。

## 第五節 其他配套措施

饋網電價制度除電網連結、電價設定、電價調整及財務機制的基本要件外，其他相關配套措施亦是影響饋網電價制度成效的重要因素。若缺少相關配套措施，反而無法發揮此政策的效果，使該政策無法有效落實及執行。饋網電價制度的其他相關措施包含結合發展目標、執行績效報告、技術及安全標準、降低行政障礙以及汰舊換新。(Future policy, 2011)

### 一、結合發展目標

饋網電價制度可透過制定特定再生能源比例目標，做為此制度的推動力量，使相關法律得以落實。設定目標也可達到政府推動再生能源的宣示效果，使再生能源電力投資廠商，認為政府有決心發展再生能源，在目標達到前皆會持續推動，進而投資相關設備。設定目標除了做為推動助力外，亦可成為實施饋網電價制度後，用以檢視成效的標準，若未達到所設定目標，應立即檢討饋網電價費率或其他相關問題。若沒有設定發展目標的話，饋網電價政策將無法達到應有效率。

### 二、執行績效報告

饋網電價制度實施後，應定期評估、衡量饋網費率及執行績效等相關事宜，

並提出執行績效報告。此績效報告將成為饋網電價制度執行成果的有效證明，也是檢討制度成效面的最佳依據。由執行績效報告可看出饋網電價制度實行的軌跡，用以調整饋網電價費率，亦可得到電價調整因子是否恰當以及經濟環境、消費者與廠商所受到的影響。

### 三、技術及安全標準

連結電網及饋入電力將涉及電力安全的問題，若無良好技術，將造成電力系統潰堤，因此電網連結所衍生的電力安全問題不可輕忽。在執行饋網電價制度時，應制定相關技術及電力安全標準，用以規範再生能源電力生產廠商，以免危害正常電力供應。國際電力組織 (International electrotechnical commission, IEC) 即針對各項再生能源，公布相關國際安全標準，目前更研擬風力發電機的安全證照。

### 四、降低行政障礙

饋網電價制度主要目的為吸引廠商投資再生能源發電設備，因此推行政策時，必須降低廠商進入此領域的行政障礙，其中包括主管機關審查相關文件的時間、申請適用饋網費率的行政程序、相關主管機關的組織架構，皆會成為行政障礙之一，降低廠商的投資意願，因此為使饋網電價制度達到應有的成效，必須降低各種行政障礙，使再生能源投資廠商能順利了解、適用相關政策措施。

### 五、汰舊換新

部分國家針對添購較新、裝置容量較高的渦輪機取代舊的渦輪機，將可獲得補貼，稱為汰舊換新 (repowering)。額外的補貼可以促進廠商生產，不過這將伴隨著提高生產成本。當廠商獲得補貼時，將較有動機生產再生能源電力。這時可選擇能源效率高的科技補貼，進而提高整體能源效率。

## 第四章 德國饋網電價制度

### 第一節 歷史沿革

德國工業在 1960 年以前，依賴自身煤炭蘊藏量，而有良好的發展。1960 年以後則開始發展核能產業，然 1986 年的車諾比核洩漏事件，使得德國各界開始檢討核能政策。1987 年 3 月德國總理柯爾 (Chancellor Kohl) 宣布氣候議題為最重要的環境問題，交付國家層級的環境自然保護署進行相關研究，並提出因應對策；同時成立跨部會的減碳機構，設定減少溫室氣體目標及提出一系列因應措施，其中包括再生能源的饋網電價架構。主要原則為創造再生能源市場及發展再生能源科技，例如 100/250MW 風力計畫及 1000 太陽能屋頂計畫或頒布法令使公用事業支付較高價格予再生能源。(Mendonça, 2010)

德國自 1979 年即採用饋網制度發展再生能源，以國家競爭法 (National Competition Law) 規定電網業者必須購買再生能源電力，並採用迴避成本 (avoided cost) 原則。<sup>3</sup>然而電力市場並無法透過市場競爭達到經濟利益有效分配，電網結構的獨佔性，控制該區的電力供給及網絡。再者，電力饋入的費率並非透過法規制定，而是電力輸入及配送雙方電廠協商，透過合約制訂方式達成；此種模式使得電力供給者能夠享有超額經濟利潤。政府部門並不希望電力供給者能輕易獲得經濟利益，因此負責能源政策的環境保護署開始研議新的政策法規。然而將近十年的討論協商，都無突破性的發展，主要因為貿易產業局 (Ministry of Trade and Industry) 接納電力供給者的意見。最後，則是跨黨派制定電力饋網法才突破僵局。(Mendonça, 2010)

1990 年電力饋網法或電力輸送法 (Electricity Feed in Law; StrEG) 為德國第一個饋網電價法，最初只有簡單一頁的法案，內容僅含括小型水力及風力。小型

---

<sup>3</sup> 指電業自行產出或向其他來源購入非再生能源電能之年平均成本。



水力主要在德國南部發展，而發展中的風力發電則須提出申請，因此最初饋網電價只適用於水力和風力。小型分散的再生能源必須透過立法程序才可獲得認可。此規定受到經濟科技局 (Federal Ministry of Economics and Technology) 反對，但是在國會中，由環境研究局 (Ministries of Research and of the Environment) 支持，並順利通過成為 1991 年電力饋網法 (Electricity Feed in Law; StrEG)。

電力饋網法隨後成為 1990 年代，德國最重要的促進再生能源工具，其中規定政府單位事業必須購買再生能源，並採用固定費率作為基礎。風力發電設定為公用事業平均零售的 90%，其他再生能源則是依據廠商規模設定 65-80% 不等，越小型的廠商補助的金額越多。電力饋網法有效挹注大量資金於風力發電市場，使得風力發電裝置容量大幅成長。此外，地方政府銀行亦提供低利率的政府保證貸款給新設立的風力發電廠發展。太陽能電力發展初期，太陽能電力生產成本大約是核能電力或煤碳電力的十倍，因此無法透過自由市場發展。然而透過電力饋網法後，能有效支持再生能源科技發展，風力及太陽能生產及裝置成本能夠獲得彌補。最初為 17 芬尼/kWh，明顯低於太陽能電力供給成本，隨後上升為 2 馬克，此政策亦簡化一連串的補貼政策。(Mendonça, M., D. Jacobs, B. Sovacool, 2010; Runci, P., 2005) 隨後上議院修改電力費率標準，提供較公平的償還計畫。此時制度的缺點為缺乏長期保證以及無法囊括所有再生能源，像是生質能即未享有饋網電價的保障。風力發電透過新法及 250MW 計畫推動，獲得良好的發展，然而太陽能電力相對於風力而言，並未受到新法太多幫助，太陽能雖然有 1000 太陽能屋頂補助計畫，但無法達到突破性發展，且費率設定過低，使得太陽能投資環境較差，市場量能尚低落。

電力饋網法於 1999 年底落日，取而代之的是再生能源法，與電力饋網法最大的不同為費率計算基礎，自公用事業平均零售百分比改為再生能源的發電成本，低成本的再生能源生產者獲得較低的補助。此補助機制造成許多低效率的位置發展再生能源。再生能源法新增全國性平均機制 (nation-wide equalization)，使不同



區域負擔不同購買再生能源成本。(Mendonça, Jacobs, Sovacool, 2010; Mendonça, 2010; Runci, 2005)

表 四-1 德國歷年饋網電價制度法規

年度	法規名稱	
1979	國家競爭法	National competition law
1990	電力饋網法	Electricity feed in law; StrEG
1994	電力饋網法第一次修訂	
1998	電力饋網法第二次修訂	
1999 年底	電力饋網法落日	
2000	再生能源法	Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG
2004	再生能源法第一次修訂	
2009	再生能源法第二次修訂	

資料來源：本文自行整理。

## 第二節 法規架構

德國再生能源發展，可將其法律規定概分為兩大部分，一為促進再生能源發展的饋網電價部分，其次為配合再生能源調整的電網相關規定。電網架構下又可分為三大部分，分別為電網連結、電網使用以及電網擴建。

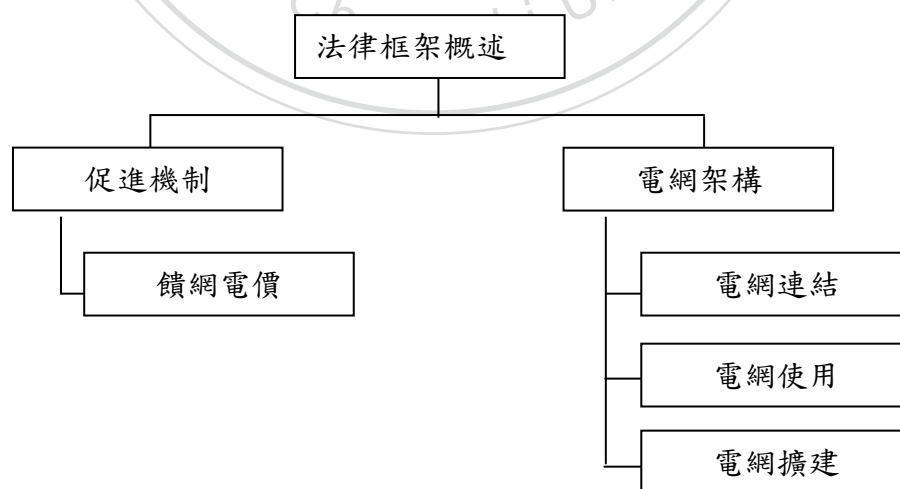


圖 四-1 德國再生能源法規框架

資料來源：整理自 RES legal (2011)。

德國促進機制中的饋網電價，目前有許多法律規定相關內容，包括再生能源法、生質能條例、調整電力進出口供應網等；電網架構則是有再生能源法、能源產業法及電廠連結條例。(詳參表 四-2)

表 四-2 德國饋網電價制度相關法規

促進機制	電網架構
再生能源法	再生能源法 (EEG)
生質能條例	能源產業法 (EnWG)
調整電力進出口供應網 (StromNZV)	電廠連結條例 (KraftNAV)
全國平均發展計畫 (AusglMechV)	
風力發電廠條例 (SDLWindV)	
生質能電力條例 (BioSt)	

資料來源：整理自 RES legal (2011)。

#### 一、促進機制

德國促進機制當中，可區分為下列部分探討，分別為推廣技術 (Promoted technologies)、總額 (Amount)、遞減設計 (Degression)、限額 (Cap)、循環週期 (Eligibility Period)、享受補貼者 (Addressees)、程序流程 (Procedure)、合作機制 (Cooperation Mechanism) 以及財務面分析 (Funding)。

表 四-3 德國促進機制主要內容

主要內容	
推廣技術	Promoted technologies
總額	Amount
遞減設計	Degression
限額	Cap
循環週期	Eligibility Period
享受補貼者	Addressees
程序流程	Procedure
合作機制	Cooperation Mechanism
財務面分析	Funding

資料來源：整理自 RES legal (2011)。

(一) 推廣技術

就推廣技術角度，基本原則為所有再生能源發電技術，皆適用於饋網電價機制。(§16 par 1 EEG) 一般性規定主要可區分為主管機關登記、系統容量限制以及直接出售禁止。

表 四-4 德國推廣技術主要內容

主要項目	內容	法令依據
主管機關登記	系統營運者申請登記者，始可適用饋網電價制度；電力由太陽能或生質能生產，必須分別向不同管理單位註冊登記	§16 par 2 EEG
系統容量限制	超過 100 千瓦不適用饋網電價，除非其備有相當設備，能夠在電網超荷時將電力停泊，降低輸入電網電力	§16 par 6,6 EEG
直接出售禁止	系統營運者直接銷售電力將不適用饋網電價，必須前一個月向電網營運申報	§17 par 1 sentence 2 EEG

資料來源：整理自 RES legal (2011)。

除了一般相關規定外，不同再生能源也有差別管制。必須考量該科技的發展程度、科技特性以及牽涉範圍，制訂相關規定。例如：德國發展相當快速的風能當中，低效率的陸上型風力發電，則不適用饋網電價；或是建築式的太陽能發電，其建築物必須符合一定要求。(詳參表 四-5)

表 四-5 德國再生能源推廣技術相關規定

風能	適用於陸上型風力及離岸型風力，但下列情事禁止 (§29, 31 EEG) ■低效率陸上型發電： 低效率的風力發電不適用於饋網電價，除非產量高於 50 千瓦，並達到當地參考產量 60%，當地參考產量應由技術專家提出。(§29 par3, 4 EEG; §29 par4 sentence 1; Annex 5 EEG) ■保護區離岸型發電： 若在環境保護區或社區重要地生產電力將不適用 (§31 par3 EEG)
----	--

太陽能	<p>適用地面型及建築式太陽能發電，並符合下列條件 (§32, 33 EEG)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 預定生產地： <ul style="list-style-type: none"> <li>地面型太陽能發電必須在當地計畫預定地設置；建築式太陽能發電，其建築物必須符合一定要求 (§32, 33 par 2 EEG)</li> </ul> </li> <li>■ 聯邦網絡署 (Federal network agency) 申報： <ul style="list-style-type: none"> <li>不論是地面型或建築式太陽能發電，皆須向聯邦網絡申報其位置及裝置容量 (§16 par 2 EEG)</li> </ul> </li> </ul>
地熱	適用饋網電價 (§28 EEG)
沼氣	<p>符合下列條件 (§24, 25, 27 EEG)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 熱電聯合 (Combined heat and power; CHP) 規定之設施： <ul style="list-style-type: none"> <li>沼氣必須為熱電聯合發電設施始可適用饋網電價 (§27 par 3 no 3 EEG)</li> </ul> </li> </ul>
水力發電	<p>符合下列條件 (§23 EEG)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 蓄電站 <ul style="list-style-type: none"> <li>蓄電站之電力不符合資格</li> </ul> </li> <li>■ 生態現況 <ul style="list-style-type: none"> <li>只有在良好生態環境或改善現有生態環境的水力發電始有資格 (§23 par 5 no 2 EEG)</li> </ul> </li> <li>■ 設備規定 <ul style="list-style-type: none"> <li>必須為新一代水力發電設備，其產量不超過 5 兆瓦；若為既有設備或另符合條件者，產量超過 5 兆瓦亦可 (§23 par 6 EEG)</li> </ul> </li> </ul>
生質能	<p>符合下列條件 (§27 EEG)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 大系統符合熱電聯合 <ul style="list-style-type: none"> <li>產量超過 5 兆瓦者，必須為熱電聯合 (§27 par 3 no1 EEG)</li> </ul> </li> <li>■ 規定的物質 <ul style="list-style-type: none"> <li>必須以規定的物質生產，若不是必須提出證明可被使用</li> </ul> </li> <li>■ 進一步要求 <ul style="list-style-type: none"> <li>所使用的生質物必須在保護自然棲息地及穩定農業管理的條件下，始可適用饋網電價。可使用生質物皆登記於聯邦農業與食物署 (Federal agency for agriculture and food)</li> </ul> </li> </ul>

資料來源：整理自 RES legal (2011)。

## (二) 總額

就再生能源饋網電價總額方面，基本原則為依照生產成本的概念計算，使再生能源電力生產廠商有足夠誘因，其次為各費率皆有明文規定，降低廠商的風險。主要內容可區分為計算、技術別費率、特別系統的產出基礎以及標準費率。

表 四-6 德國總額主要內容

主要項目	內容	法令依據
計算	饋網電價金額計算為該技術固定費率減遞減比例，該遞減比例依當年度產量決定。	§23-33 EEG
技術別費率	費率將根據各再生能源而有所不同，而部分技術費率又再依裝置容量、使用技術和原料而有所不同。該技術越有效率，越能反映市場價格。	§23-33 EEG
特別系統的產出基礎	<ul style="list-style-type: none"> <li>■部分技術饋網電價將依系統產量而有所不同，像是太陽光電和生質能，數個所有權者不同的系統，將視為同一個體，決定費率。該系統必須設置在相同位置，並使用相同再生能源長達 12 個月。</li> <li>■此項規定是為了避免廠商分裂其產出，規避高產出的費率分類。</li> <li>■此系統的分類將逐一認定。</li> </ul>	
標準費率	費率是依據各種建置及營運成本，像是設備成本、資金成本，確保廠商符合成本效益狀態	

資料來源：整理自 RES legal (2011)。

總額規定中，針對不同再生能源技術給予不同費率規定，像是風力能陸上型的費率會依據付款期間、是否再營運而有所不同，付款期間的不同，將會使費率產生 5.02 至 9.2 歐元/千瓦小時的差異，而是否再營運則有 0.5 歐元/千瓦小時的差異。離岸型的風力發電費率除了有付款期間不同的差異外，在 2016 年以前還有額外的系統紅利。太陽能則分為販賣型及自用品型，販賣型根據系統大小將產生 31.94 至 43.01 歐元/千瓦小時的差異，自用品型則是一律為 25.01 歐元/千瓦小時。其他再生能源，像是地熱能、水力發電、沼氣及生質能，皆有各自的相關規定，詳見表 四-7。

表 四-7 德國再生能源總額相關規定

風能	<ul style="list-style-type: none"> <li>■陸上型 (§29 par 1-2, 30 EEG)                             <ul style="list-style-type: none"> <li>5.02-9.2 歐元/千瓦小時 (根據付款期間)</li> <li>+0.5 歐元/千瓦小時 (再營運紅利)</li> </ul> </li> <li>■離岸型 (§31 par1-2 EEG)                             <ul style="list-style-type: none"> <li>3.5-13 歐元/千瓦小時 (根據付款期間)</li> <li>+2 歐元/千瓦小時 (2016 年 1 月 1 日前的系統紅利)</li> </ul> </li> </ul>
太陽能	<ul style="list-style-type: none"> <li>■販賣型 (§32 par 1, 33 par 1 EEG)                             <ul style="list-style-type: none"> <li>31.94-43.01 歐元/千瓦小時 (根據能源來源及系統大小)</li> </ul> </li> <li>■自用型 (§33 par 2 EEG)                             <ul style="list-style-type: none"> <li>25.01 歐元/千瓦小時</li> </ul> </li> </ul>
地熱能	<ul style="list-style-type: none"> <li>10.5-16 歐元/千瓦小時 (根據系統大小)</li> <li>+4 歐元/千瓦小時 (2016 年 1 月 1 日的系統紅利)</li> <li>+3 歐元/千瓦小時 (熱利用獎金)</li> <li>+4 歐元/千瓦小時 (技術獎勵)</li> </ul> <p>(§28 par 1, 3, annex 4 EEG)</p>
水力發電	<ul style="list-style-type: none"> <li>3.5-12.67 歐元/千瓦小時 (依據系統大小)</li> </ul> <p>(§23 par 1-4 EEG)</p>
沼氣	<ul style="list-style-type: none"> <li>■物質沼氣 (§27 par 1, annex 1-3 EEG)                             <ul style="list-style-type: none"> <li>7.79-11.67 歐元/千瓦小時</li> <li>+1 歐元/千瓦小時 (空氣品質獎金)</li> <li>+1-2 歐元/千瓦小時 (技術紅利)</li> <li>+7-11 歐元/千瓦小時 (能源作物獎金)</li> <li>+3 歐元/千瓦小時 (熱聯合獎金)</li> </ul> </li> <li>■垃圾填埋瓦斯 (§24 par 1, 3, annex 1 EEG)                             <ul style="list-style-type: none"> <li>6.16-9 歐元/千瓦小時</li> <li>+1-2 歐元/千瓦小時 (技術紅利)</li> </ul> </li> <li>■沼氣 (§25 par 1, annex 1-3 EEG)                             <ul style="list-style-type: none"> <li>6.16-7.11 歐元/千瓦小時</li> <li>+1-2 歐元/千瓦小時 (技術紅利)</li> </ul> </li> </ul>
生質能	<ul style="list-style-type: none"> <li>7.79-11.67 歐元/千瓦小時 (依據系統大小)</li> <li>+2 歐元/千瓦小時 (技術紅利)</li> <li>+2.5-6 歐元/千瓦小時 (能源作物獎金)</li> <li>+3 歐元/千瓦小時 (熱聯合獎金)</li> </ul> <p>(§27 par 1, 4 EEG, annex1-3 EEG)</p>

資料來源：整理自 RES legal (2011)。



### (三) 遞減設計

雖然饋網電價的基本精神為固定費率，但為了考量經濟效率及技術進步等因素，德國饋網電價費率將逐漸降低。此遞減設計為促進技術進步，所帶來成本降低。費率將透過法定固定比例減少，固定比例將取決於再生能源類別。除了太陽能電力之外，其他遞減比例皆為固定決定後適用一整年，且必須定期繳交評估報告，並適當調整費率。(§65 EEG)

表 四-8 德國再生能源遞減設計相關規定

風能	離岸型：自 2015 年起為 5% 陸上型：1%
太陽能	■法定遞減率為固定，且適用於新裝置（經常遞減） ■當新裝置容量超過或低於特定數量，則遞減率將增加或減少固定數額（彈性限制） ■地面型及屋頂型遞減率有所不同 ■每年秋天聯邦網絡署即會公布相關遞減率
地熱能	遞減率為 1% (§20 no 6 EEG)
沼氣	遞減率為 1% (§20 no 5 EEG)
水電	系統容量超過 5 兆瓦，遞減率為 1%
生質能	遞減率為 1% (§20 no 5 EEG)

資料來源：整理自 RES legal (2011)。

### (四) 限額

再生能源法並無限制每年總發電量或適用饋網電價的總裝置容量。

### (五) 循環週期

德國促進機制的循環周期可區分為保證期限及直接銷售扣抵。保證期限規定於再生能源法第 21 條，饋網電價通常保證支付 20 年，並加上 1 年調整安裝期；大型水力發電則是 15 年，加上調整安裝期 1 年。直接銷售扣抵則規定於再生能

源法第 17 條，出售電力期間，直接銷售電力部分將扣抵該期間饋網電價。

#### (六) 享受補貼者

德國促進機制的參與者可分為兩大類，分別是設備營運商 (installation operator) 以及電網系統營運商 (grid system operators)。設備營運商係指任何使用再生能源生產電力者，不論其所有權歸屬。電網系統營運商係指經營電網，提供一般電力者。電網系統營運商有義務支付饋網電價與設備營運商。任何契約不得對於饋網電價的取得作限制。

#### (七) 程序流程

再生能源法當中並無提供正式饋網費率程序，只有太陽能電力及生質能有完整的登記程序，是私人廠商—設備營運商及電網系統營運商的規範框架並由聯邦環境自然保護署管轄

#### (八) 財務面分析

德國財務面分析當中，大致可區分為五種參與者，分別是設備營運商、電網營運商、輸電系統營運商、公用事業公司以及最終消費者。整個財務循環可分為六層次的轉嫁流程，第一層次為設備營運商與電網營運商；第二層次為電網營運商與輸電系統營運商；第三層次為輸電系統營運商之間；第四層次為輸電系統營運商與現貨市場；第五層次為輸電系統營運商與公用事業公司；最後則是第六層次的公用事業公司與最終消費者。

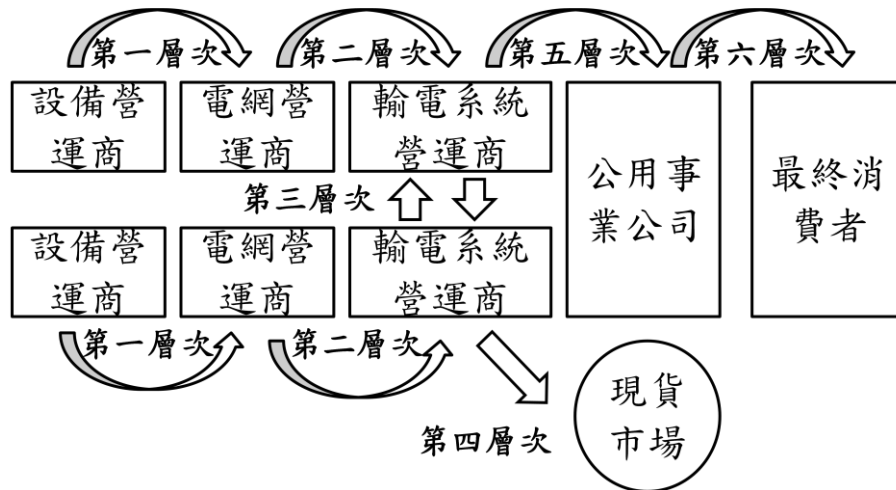


圖 四-2 德國財務面分析架構圖

資料來源：整理自 RES legal (2011)。

第一層次為設備營運商與電網營運商，主要為電網營運商透過購買義務，支付饋網電價給設備營運商，並將成本轉嫁給電網營運商；第二層次為電網營運商與輸電系統營運商，主要為電網營運商有義務轉換電力予輸電系統營運商，並將成本轉嫁給輸電系統營運商；第三層次為輸電系統營運商之間，主要為輸電系統營運商根據再生能源法所規定數額及費用等，劃分電力；第四層次為輸電系統營運商與現貨市場，主要為輸電系統營運商依照市場價格，販售再生能源電力，並將成本轉嫁給消費者；第五層次為輸電系統營運商與公用事業公司，將成本轉嫁給公用事業；最後則是第六層次的公用事業公司與最終消費者，公用事業將成本透過電價轉嫁給消費者。

表 四-9 德國財務面分析主要內容

層次	內容	相關法規
第一層次 設備營運商－電網營運商	電力傳輸至系統中，電網營運商因購買義務，支付饋網電價給設備營運商	§8 par 1, 16 par 1 EEG
第二層次 電網營運商－	電網營運商有義務轉換電力予輸電系統營運商，不可無故延遲	§34 EEG

層次	內容	相關法規
輸電系統營運商		
第三層次 輸電系統營運商之間	輸電系統營運商根據再生能源法所規定數額及費用等，劃分電力	§36 par 1-3 EEG
第四層次 輸電系統營運商—現貨市場	輸電系統營運商依照市場價格，販售再生能源電力	§2 AusglMechV
第五層次 輸電系統營運商— 公用事業公司	輸電系統營運商將其成本轉嫁給公用事業公司	§3 AusglMechV
第六層次 公用事業公司—最終消費者	並沒有明確的法律規範，但消費者需依據消耗量支付電價；部分廠商或公司，因再生能源而多產生的成本，可申請降低負擔金額	特殊均衡方案 §40 EEG

資料來源：整理自 RES legal (2011)。

## 二、電網架構

德國電網架構主要內容包含三個層次，分別為電網連結、電網使用以及電網擴建，電網連結主要內容有連結保障及直接連結的相關規定；電網使用則是規範電網營運商的義務，並限制其加收設備營運商額外費用；電網擴建則是為使再生能源電力生產廠商連結，必須使電網提高等級符合連結水準，因而產生的相關事宜。(詳見表 四-10)

表 四-10 德國電網架構主要內容

主要內容	
電網連結	設備營運商享有法定保障，以直接及優惠的方式將再生能源電力連結至電網營運商
電網使用	電網營運商有義務收購及傳輸所有再生能源電力，並無權向設備營運商收取額外傳輸電力費用
電網擴建	依設備營運商提出饋入電力的需求，電網營運商有義務立即擴充其設備及技術，以確保收購傳輸再生能源電力。但在尚未達到經濟效率前，電網營運商無義務擴充其電網。

資料來源：整理自 RES legal (2011)。

(一) 電網連結

設備營運商有權利要求電網營運商連結再生能源電力至電網，電網營運商訂立合約時，必須履行此義務。(§4, 5 par 1 EEG) 電網營運商必須尋找系統技術上及距離最近處，將電力連結至最合適連結點，以符合經濟效益。電網營運商有權力提供不同的連結點，相對的設備營運商有權選擇不同連結點。在符合經濟效益之下，電網必須達到技術上的需求，即使電網營運商必須擴大電網設備以將電力導入。(詳參表 四-11)

表 四-11 德國電網連結主要內容

<p>過程</p>	<p>■低壓及中壓電網 並無明文規定低壓和高壓的電網連結，個別電網決定其流程，通常電網營運商會將所需申請表格發布於網站中，通常包括以下流程：  <input type="checkbox"/>設備營運商申請連結點  <input type="checkbox"/>電網營運商分配連結點  <input type="checkbox"/>電網營運商提供連結點相關資訊  <input type="checkbox"/>設備營運商與電網營運商達成協議  <input type="checkbox"/>系統連結並投入營運</p> <p>■高壓電網  <input type="checkbox"/>在符合再生能源法的情況下，連結高壓電網必須是超過 100 兆瓦的系統，並遵行以下流程 (§1 par2 KraftNAV)  <input type="checkbox"/>設備營運商申請連結點  <input type="checkbox"/>電網營運商在兩週內通知設備營運商相關審核及預期成本及所需資訊，設備營運商則在一週內回覆  <input type="checkbox"/>設備營運商支付 25%的預期成本  <input type="checkbox"/>電網營運商通知電網穩定性測試結果，並要求設備營運商預付三個月費用  <input type="checkbox"/>電網營運商及設備營運商達成協議  <input type="checkbox"/>電網營運商及設備營運商決定連結路線  <input type="checkbox"/>系統連結並開始營運</p>
<p>截止日期</p>	<p>■一般資訊  <input type="checkbox"/>設備營運商必須立即連上電網，不得有不必要的延遲 (§5 par 1 EEG)  <input type="checkbox"/>設備營運商及電網營運商皆有義務告知對方相關必要資訊，以決定連結點及營運規劃等，並在八週內交付。(§5 par 5 EEG)  <input type="checkbox"/>並無明文規定電網穩定測試的期限，此測試可能需要三星期至三個月，取決於電網營運商</p> <p>■高壓電網</p>



		高壓電網的部分皆需要符合 KraftNAV 規定期限
	告知義務	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 一般資訊 <ul style="list-style-type: none"> <li>□ 設備營運商及電網營運商皆有義務告知對方相關必要資訊，以決定連結點及營運規劃等，並在八週內交付。 (§5 par 5 EEG)</li> </ul> </li> <li>■ 高壓電網 <ul style="list-style-type: none"> <li>□ 電網營運商必須公布下列資訊於自己網站當中 (§3 par1 KraftNAV)</li> <li>□ 電網連結及預估電網負載力的相關資訊</li> <li>□ 標準化的連結申請流程</li> <li>□ 整個電網網絡圖並標明負載力</li> <li>□ 設備營運商申請後，電網營運商有義務告知所需測試及預期成本</li> <li>□ 測試完成後，電網營運商有義務告知設備營運商測試流程及結果</li> </ul> </li> </ul>
	再生能源優先連結	<ul style="list-style-type: none"> <li>□ 再生能源將優先於傳統發電系統，優先連結於電網 (§5 par 1 EEG)</li> </ul>
	容量限制	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 在符合經濟效益的情況下，電網營運商必須擴充其電網，以履行電網連結的義務。 (§9 par 3 EEG)</li> <li>■ 經濟效益視設備營運商及電網營運商的利潤大小決定 (§5 par 4 EEG)</li> </ul>
	資金	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 電網營運商 <ul style="list-style-type: none"> <li>□ 電網營運商負擔達符合經濟效益的技術及連結點電網的增量費用</li> </ul> </li> <li>■ 設備營運商 <ul style="list-style-type: none"> <li>□ 設備營運商負擔所需測試費用及電力傳輸的成本</li> </ul> </li> </ul>

資料來源：整理自 RES legal (2011)。

## (二) 電網使用

設備營運商有義務購買及傳輸所有再生能源電力，電網營運商所訂定合約必須履行此項義務。在設備營運商尚未完成設置時，投資銀行將關注於是否可連結電網，此時電網營運商的購買及傳輸聲明非常重要，因此必須由電網營運商提供保證。

表 四-12 德國電網使用主要內容

過程	進行流程	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 電網連結</li> <li>■ 電網營運商購買及傳輸的聲明</li> <li>■ 電網營運商購買及傳輸電力</li> </ul>
	截	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 沒有特殊情況下，優先購買義務不得有所延遲 (§8 par 1 EEG)</li> </ul>



	止日期	
	告知義務	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 電網營運商有義務立即告知系統裝置的技術風險，必須依預期時間、程度及持續期間進行控制，並及時將資訊發布於網站上 (§9 par 1 EEG)</li> </ul>
電網穩定性		<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 電網營運商可因下列事項拒絕購買及傳輸再生能源電力</li> <li>■ 饋網管理 <ul style="list-style-type: none"> <li>□ 電網營運商應技術管理所有超過 100 千瓦的再生能源系統，必須依照饋網資料進行購買，並確保最大可能流量並防止系統超載。</li> <li>□ 若因流量過高，電力無法順利饋入設備營運商，電網營運商須負責賠償；若未達到預期標準，設備營運商將獲得饋網費率減掉支費用 (§12 par 1 EEG)</li> </ul> </li> <li>■ 電網營運商若違反饋網管理的義務，將負責損害賠償 (§12 par 3 EEG)</li> <li>■ 協定 <ul style="list-style-type: none"> <li>購買和傳輸的義務，當為了系統經濟效益時，可透過自願協定方式，減少饋入電網的電力，使得電網不必擴增。 (§8 par 3 EEG)</li> </ul> </li> <li>■ 電網安全 <ul style="list-style-type: none"> <li>當電網安全受到威脅時，再生能源的優先購買及傳輸原則將不再適用 (§11 par 2, §13 par 1 EEG, §14 par 1 EnWG)</li> </ul> </li> </ul>
資金		<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 電網營運商 <ul style="list-style-type: none"> <li>再生能源電力購買及傳輸成本由電網營運商負擔</li> </ul> </li> <li>■ 分配機制 <ul style="list-style-type: none"> <li>電網營運商不得像設備營運商收取購買或傳輸費用，電網營運商負責購買電力，將電力導入電網。</li> </ul> </li> </ul>

資料來源：整理自 RES legal (2011)。

### (三) 電網擴建

當有電力饋入需求時，電網營運商有義務立即最適化或擴充其電網設備，達到足夠技術，保證收購、傳輸再生能源電力。 (§9 par 1 EEG) 電網擴建必須在符合經濟效益的情況下進行。 (§9 par 3 EEG) 經濟效益的評估視設備營運商及電網營運商的利益而定。(詳參表 四-13)

表 四-13 德國電網擴建主要內容

過程	進行 流程	電網擴建沒有正式流程
	強制 執行	<ul style="list-style-type: none"> <li>■擴建行動 若設備營運商的電力無法順利饋入電網，電網營運商必須採取擴建行動</li> <li>■損害賠償 若電網營運商在有義務的情況下，不執行擴建行動，有饋入電力需求廠商可要求賠償。 若電網營運商可提出非故意或過失所造成的，則可以免予賠償。</li> </ul>
	截止 日期	沒有必要因素，電網營運者應立即進行擴建電網行動，但申請執照的額外時間及擴建電網所需材料交付等所必要時間是被允許的。
	告知 義務	設備營運商有義務告知電網營運商是否有義務擴建電網，但僅侷限於告知義務，最後評估仍由雙方資訊決定。此項通知將可決定未來賠償情事。(§10 par 2 EEG)
資金	<ul style="list-style-type: none"> <li>■消費者 最適化和擴建電網的費用由消費者負擔</li> <li>■分配機制</li> <li>■電網營運商和公用事業 最適化和擴建電網費用由電網營運商承擔 (§14 EEG) 此費用將會透過電網使用費轉嫁給公用事業</li> <li>■公用事業和最終消費者 公用事業則將電網擴建成本透過電費調整，轉嫁給最終消費者</li> </ul>	

資料來源：整理自 RES legal (2011)。

### 第三節 主要特色

德國饋網電價制度基本架構與其他各國相同，而其亦有主要特色之處，包含根據容量調整的饋網電價、設定參考產量等，以下針對德國制度主要特色介紹。

#### 一、根據容量調整的饋網電價

根據德國 2009 年最新公布的法令，太陽光電並無直接公布費率，而是調整

饋網電價遞減幅度。若一年總新安裝容量超過一定量，則費率遞減 1%；若容量低於一定量，則費率增加 1%。彈性調降的新費率設計，必須具備高度透明性，且得出科技成長率。

## 二、設定參考產量

德國風力發電的機制與其他國家不同的地方在於，陸上型風力於初期五年可獲得固定饋網電價。德國再生能源法定義參考風力渦輪機 (reference wind turbine) 係指位於風速每秒 5.5 公尺，高 30 尺。期初五年參考風力渦輪機生產參考產量 (reference yield)，若風力渦輪機生產產量高於參考生產量 150%，饋網電價水準將會調降；若風力渦輪機生產產量低於參考生產量 0.75%，則接下來兩個月會提高饋網電價水準。這表示即使一地區的風力資源為達到經濟效率，亦有可能開發。

## 三、生質能燃料分類

在德國，饋網電價水準將會依生質能廠商所使用的燃料類型而有所不同，燃料類型分為四種，分別是純固體廢棄物、未處理生質能、結合熱和能量的廠商以及創新科技。若生質能燃料尚未處理，或是須有特定的燃料，則有較高的饋網電價水準。

表 四-14 德國 2009 年生質能饋網電價

廠商容量	純固體廢棄物	未處理生質能	結合熱和能源 廠商	創新科技
低於 150kW	11.67	6.0	3.0	2.0
150kW 以上 500kW 以下	9.18	6.0	3.0	2.0
500kW 以上 5MW 以下	8.25	4.0	3.0	2.0
5MW 以上 20MW 以下	7.79	—	3.0	—

資料來源：Klein, et al. (2008)。

#### 四、彈性調整機制

根據德國再生能源法，再生能源電力價格將每年降低，降低幅度及設計將依是否為新設容量及科技別有所不同。例如風力發電新裝置容量，每年遞減 1%；光伏發電系統則每年遞減 10%。遞減費率是由成本降低的幅度所計算，而成本降低的幅度則透過經驗曲線效果 (experience curve effect)、持續效率發展及新廠商所造成的成本降低估算出來。

如圖所示，風力發電價格從 1990 年的 80 歐元，降到 2004 年的 28 歐元，這表示總減少 53%，每年減少 5.2%。同時顯示在 1990 年至 1992 年的停滯期後，1992 年至 1996 年的成本大幅下降，之後的降幅又趨於穩定。造成生產成本遞減速度減緩有幾個因素，其中為過去幾年鋼鐵價格上漲，風力渦輪機價格上漲，且超過 1MW 容量風力發電機將會造成更高的成本。為分析費率遞減結構，必須將經驗曲線與過去饋網電價比較。

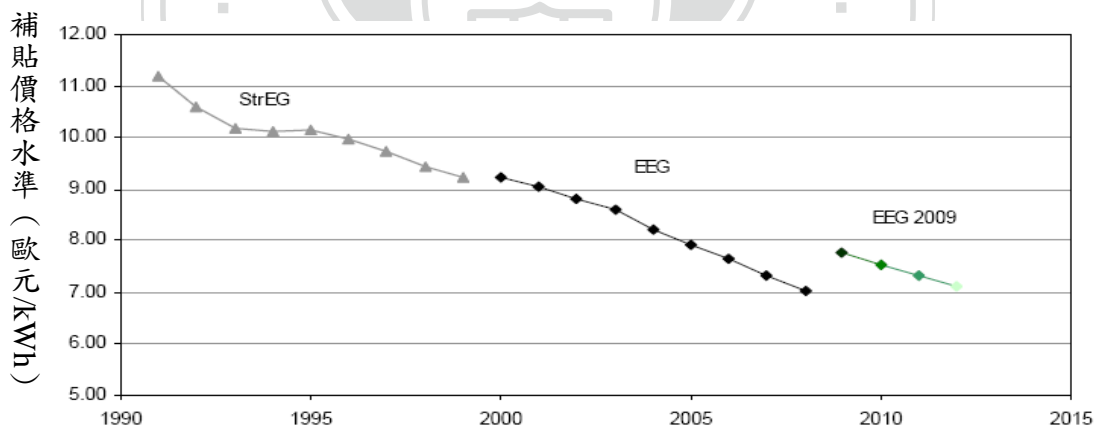


圖 四-3 德國風力饋網電價經驗曲線

資料來源：Klein, et al. (2008)。

圖 四-3 中 1991 至 1999 年補貼價格水準是根據 Stromeinspeisungsgesetz (StrEG)，2000 至 2005 年則是依據 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)，此價格為平均值，不同地區會有偏誤。圖中顯示補貼價格水準由 1991 年的 9.95 歐元/Kwh

下降至 2005 年的 7.65 歐元/Kwh。新裝置容量的饋網電價於 2008 年以前每年將會減少 2%，2009 年以後每年減少 1%。此外 EEG 的設計並未包含通貨膨脹的考量，對於新裝置容量的階梯式費率是為了因應生產成本的降低。

太陽光電產業也面臨與風力產業相同的情形，成本遞減速度相當快，至 2003 年為止德國太陽光電裝置價格仍不斷下降。然而太陽光電產業快速發展，造成製造原料矽 (silicon) 的短缺，由於半導體 (semiconductor) 產業發展也需要矽做為原料，因此矽的價格由 2003 年每公斤 30 美元上漲到 2005 年每公斤 60 美元。PV 元件價格約有 10% 皆來自矽的價格，因此 2004 年及 2005 年太陽光電裝置價格會上升。為解決矽的短缺，全球矽產量由 14,000 噸增加至 30,000 噸。(Klein, et al., 2008)

隨著太陽光電產業科技進步與產品創新，以及矽供給的技術突破，PV 元件隨著矽價格下跌亦呈現下降的趨勢。至 2005 年底，太陽光電裝置躉售價格下跌 5%。德國太陽光電的快速成長，於 2007 年底裝置容量達 3.8GW，結果顯示高躉售價格遞減是可行的，因此 2009 年 EEG 遞減率由 5% 上升至 8-10%。此外，亦多了彈性遞減機制：若新裝置容量超過某一定額，則每年遞減率上升 1%；若下跌至某一程度，則調升饋網電價 1%。此新機制比固定遞減更有說服力，證明遞減率係根據科技進步率。

## 五、鼓勵全民參與

在德國，小規模的電力生產設備通常以固定電價饋入電網，同時將電力拉回使用。根據 2008 年 6 月德國眾議院頒布的再生能源法 (renewable energies resources act)，提供太陽能電力生產新誘因，也就是消費者自己本身生產電力，如此一來將可降低電網連結成本及社會不必要的成本。

透過小規模生產費率調整，依生產電力成本採行分割費率 (split tariff)。以太陽能為例，補貼為 25.01 歐元/kWh，若為廠商生產不到一定規模為 18 歐元/kWh，



零售價格則為 20 歐元/kWh，此時消費者可以獲得 2 歐元/kWh 的紅利。

表 四-15 德國淨衡量評價

優點	缺點
<ul style="list-style-type: none"><li>■ 再生能源電力額外財務誘因</li><li>■ 電力消費者有誘因調整負載容量</li><li>■ 分散化及高效率使用電力</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>■ 電力事業損失利潤會提高價格</li><li>■ 補貼價格過低，沒有誘因發展 PV</li></ul>

資料來源：Klein, et al. (2008)。

## 六、汰舊換新

德國風力生產量越益增大，渦輪機的科技亦成長，新渦輪機能夠提供電網穩定性，使實際獲得能量與產生電力能量有所區隔、控制。2008 年法令則有對於新渦輪機加以補貼的規定。

德國於 2004 年再生能源法訂有汰舊換新的相關規定，若購置新陸上型風力渦輪機，替換 1995 年 12 月 31 日以前的機器設備，並使裝置容量提高 3 倍以上，則對於尚未達到法律規定的利潤 (reference yield) 的 0.6%，躉購費率將會提高至 8.36 歐元/kWh，期間為 2 個月以上。

此措施並未得到廣大的迴響，汰舊換新的數量並無顯著增加，部分原因可能是行政規定造成的障礙。2008 年修訂對於汰舊換新相關規定，對於新設備的裝置容量至少提高 2 倍，且原舊渦輪機所適用的高費率剩餘年限可移轉至新渦輪機。

## 七、電力密集產業優惠

德國 2004 年再生能源法原則上所使用的成本分擔方法為最終消費者平均分擔，但對於電力密集產業仍有提供成本負擔減少規定，若公司符合下列規定：

- 年度電力消費超過 10GWh
- 電力成本超過總產品增值 15%



符合條件的公司，電力價格因再生能源電力造成的提升不得超過 0.05 歐元/kWh。相同的規定亦適用於軌道鐵路。電力密集產業和軌道鐵路應負擔的成本，則由其他無特權的電力消費者負擔。然而無特權電力消費者所負擔的多餘電力成本不得超過規定的 10%。2006 年 12 月再生能源修改時，為保持電力密集產業及軌道鐵路的競爭力，仍維持相同規定。

#### 八、均等制度 (National-wide equalization scheme/Special equalization scheme)

德國考量資源分布不均的情形，採行全國均等制度。若該區再生能源資源較為豐富，多使用再生能源電力，因而使民眾負擔再生能源電力成本較別的區域高，將產生不公平的情事，亦不利政策推動。因此德國特制定當該地輸配、電業前一年度收購再生能源電力高於全國再生能源電力配電比率時，得將超出部分之電力轉售，以使全國電力公司收購之再生能源電力皆達到同樣的比率。(陳艷茹，2005) 採用此一均等制度後，使用再生能源電力成本將可轉嫁至全國用戶，而非各別區域內。

#### 九、來源保證書/禁止多重販售 (Guarantee of origin/ Prohibition of multiple sale)

延伸上述均等制度，產生來源保證書禁止多重販售的規定。為防止業者透過不法方式取得再生能源電力收購證明，再生能源發電業得要求環境查核組織核給再生能源電力來源保證書。並規定再生能源發電業不得將電力多次販售或轉讓來源保證書，否則將不得享有保證饋網電價。(陳艷茹，2011)

#### 十、執行報告 (Progress report)

德國為定期檢討饋網電價政策，確保再生能源發展，因而規定相關主管機關應於 2007 年 12 月 21 日及其後每四年一次向聯邦議會報告執行情況，其中包括電力收購價格的調整建議、再生能源發電裝置之市場情況及運轉發電技術等，除

此之外，亦要求主管機關及立法單位，皆應持續觀察此制度成效。(陳艷茹,2011)

## 第四節 發展現況

### 一、能源供需統計

德國目前能源生產低於能源消耗，且能源生產的部分，於 1988 年的 202.32 百萬噸油當量，到 1998 年的 135.97 百萬噸油當量，有逐漸下降的趨勢，1998 年之後才趨於平緩，維持在 135 百萬噸油當量左右。能源消耗及最終能源消費則呈現微幅波動的型態，大致走勢為平穩的，能源消耗大致上低於 350 百萬噸油當量，最終能源消費則大多在 220 百萬噸油當量。

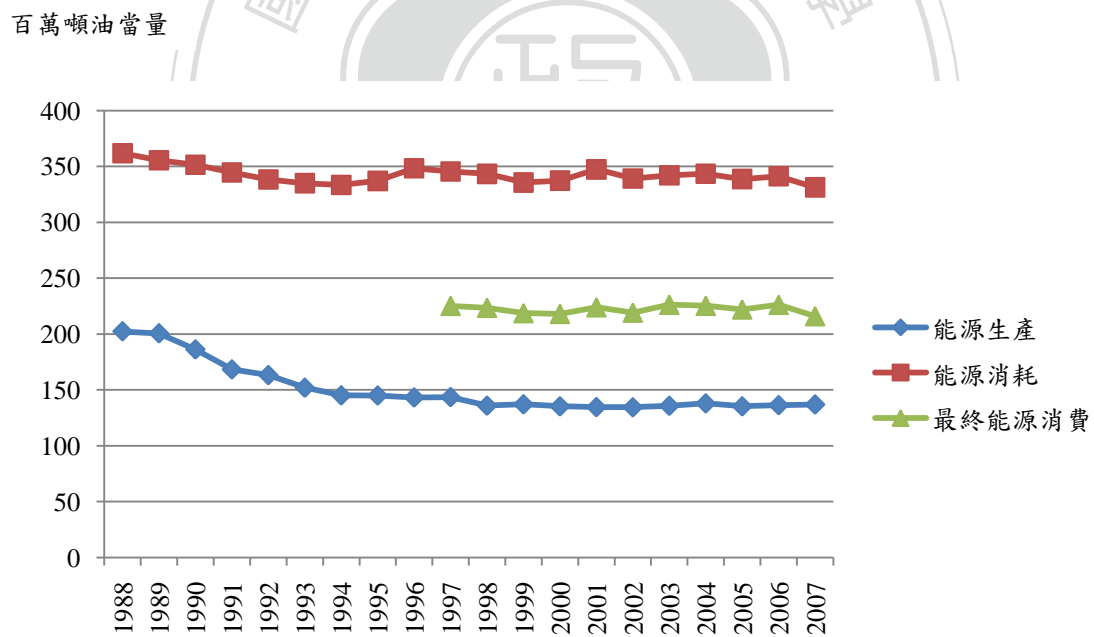


圖 四-4 德國能源生產及消耗

資料來源：Reegle (2011)。

## 二、電力統計數據

德國電力生產及消耗大都在相當的水準，電力生產略大於電力消耗，有足夠的發電來源。整體趨勢而言，不論是電力生產亦或是電力消耗，皆有逐漸上升的趨勢。電力生產自 1988 年的 547.11 兆瓦小時，上升至 2007 年的 629.55 兆瓦小時，成長將近 80 兆瓦小時。電力消費自 1988 年的 528.42 兆瓦小時，上升至 2007 年的 591.03 兆瓦小時，成長接近 64 兆瓦小時。電力消費的成長幅度小於電力生產。

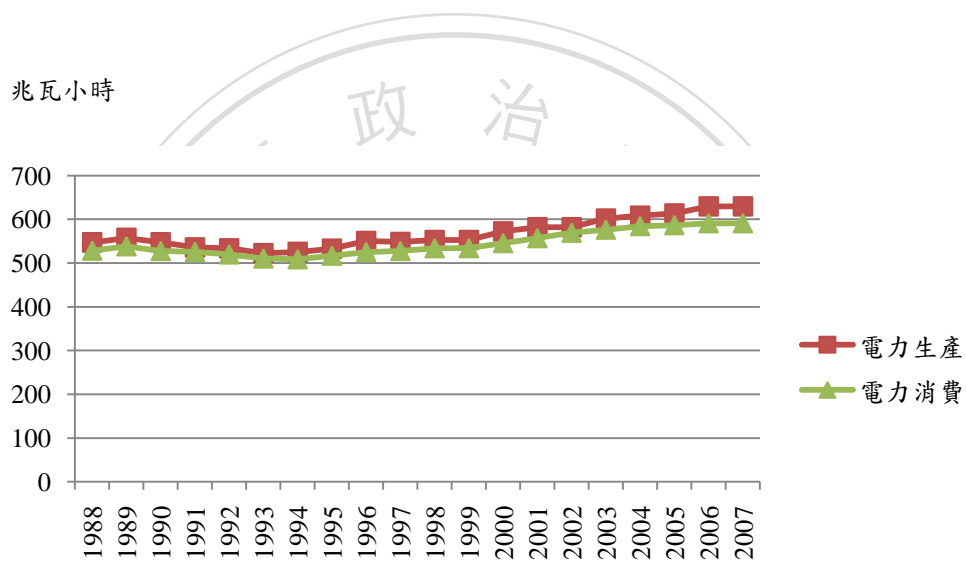


圖 四-5 德國電力生產與消費

資料來源：Reegle (2011)。

德國再生能源自實施饋網電價制度開始，則有微幅的成長。自再生能源法通過後，更大幅的成長。其中水力發電的部分有小幅度的減少，主要是因為部分大型水力發電會破壞環境，不受推廣。太陽光電、生質能及風力發電的部分則是向上攀升，風力在再生能源法通過後，成長幅度最大，其次為生質能發電。(BMU, 2010)

德國再生能源比例依再生能源占總最終能源消費而言，自 1998 年的 3.2% 上升至 2009 年的 10.1%，而再生能源占電力消費而言，更是從 1998 年的 4.7%，上升至 2009 年的 16.1%，預計 2020 年此比例不得低於 30%。(BMU, 2010) 德國 2009 年再生能源結構當中，比重最高的為風力，占 40.4%，其次為水力，占 20.3%；比重最低的為土地掩埋瓦斯，僅占 1%。(BMU, 2010)

### 第五節 饋網電價

統整德國饋網電價，大部分再生能源科技，皆有區分電廠規模適用不同饋網電價費率，像是新型水力發電、生質能等，僅有站立型太陽能發電並無區分；風力發電則是依地區而有所不同。饋網費率以太陽能發電最高，約為 0.3、0.4 歐元/千瓦小時；離岸型風力發電饋網費率最低，約為 0.01 至 0.03 歐元/千瓦小時。

表 四-16 德國再生能源饋網電價

再生能源種類	電廠規模	費率 (歐元/kWh)
新型水力發電 hydropower (new)	500kW 以下	0.1267
	500kW-2MW	0.0865
	2-5MW	0.0765
現代水力發電 hydropower (modernized/revitalized)	500kW 以下	0.1167
	500kW-2MW	0.0865
	2-5MW	0.0865
更新型水力發電 hydropower (renewed)	10MW 以下	0.0632
	10MW-20MW	0.0580
	20-50MW	0.0434
	50MW 以上	0.0350
土地掩埋瓦斯 Landfill gas	500kW 以下	0.0900
	500kW-5MW	0.0616
汙水瓦斯 Sewage gas	500kW 以上	0.0711
	500kW-5MW	0.0616
礦井瓦斯 Mine gas	1MW 以下	0.0716
	1-5MW	0.0516
	5MW 以上	0.0416
生質能 Biomass	150kW 以下	0.1167
	150-500kW	0.0918

再生能源種類	電廠規模	費率 (歐元/kWh)
	500kW-5MW	0.0825
	5-20MW	0.0779
地熱能 Geothermal	10MW 以下	0.1600
	10MW 以上	0.1050
陸上型風力 Onshore wind	依地區不同	0.0502-0.0920
離岸型風力 Offshore wind	依地區不同	0.0350-0.1300
屋頂型太陽能 Solar radiation ( roof-mounted )	30 kW 以下	0.4301
	30-100 kW	0.4091
	100-1000 kW	0.3958
	1000 kW 以上	0.3300
站立型太陽能 ( free-standing )	全部	0.3194

資料來源：Mendonça, et al. (2010)



## 第五章 西班牙饋網電價制度

### 第一節 歷史沿革

1970 年代中期，西班牙受到石油危機的衝擊，由於境內能源供給相當稀少，因此積極發展能源多樣化及能源效率。儘管再生能源供給面有上升，但能源需求面亦不斷上升，因此再生能源佔總能源供給比例仍然沒有很大的漲幅。至今西班牙的石油依存度仍高達 97 至 99%，而主要能源依存度接近 80%，西班牙仍需致力發展再生能源。

西班牙所採用的饋網電價制度和德國有本質上的不同，是一仍在發展的制度。西班牙再生能源發展始於 1980 年的能源保存法 (Energy Conservation Law)，此法引進饋網電價制度的精隨，包含了電網連結義務、電力購買合約以及保證價格收購等。能源產業局透過委員會每年設定價格，但尚未規定保證年限。西班牙於 1994 年正式全面採用饋網電價，制訂法規以最低價格收購 5 年，且提供科技別、不同規模的饋網費率。(Mendonça, et al., 2010)

早期西班牙饋網電價政策效果有限，雖然 1997 年電力法設定 2010 年必須達到再生能源占主要能源 12%，並於 1998 年頒布皇家法令改善投資環境，排除行政障礙及電網進入等影響因素，1999 年提出促進再生能源計畫 (Policy Plan for The Promotion of Renewable Energy; PFER) 以達成目標，仍無法得到足夠的投資安全性，吸引投資者。2004 年以前，每年可能會修正費率的作法，帶給再生能源電力計畫充滿不確定性。西班牙並於 2005 年再次提出新再生能源計畫。

2004 年發布皇家法令 436/2004 為西班牙再生能源發展一大突破，雖然 2003 年西班牙主管機關 (CNE) 依照平均生產成本建立饋網費率計算機制，以達到政策透明性，然仍存在相當的投資風險。2004 年修訂法律後，保證年限皆大幅延長，保證收購至少 15 年，甚至有些廠商為在耐用年限內 (whole lifetime of a power



plant) 皆保證收購。到 2007 年，饋網電價費率才和平均電力價格脫勾，建立在固定費率的基礎。雖然許多科技的饋網費率增加，西班牙距離 2010 年的期中目標仍有一段很大的距離。(Mendonça, et al., 2010)

此法設計再生能源像是生質能或廢熱能等作為優先能源，並賦予再生能源廠商義務，根據能源的不穩定性或對電網的安全性收取費用，作為溢價的資金來源。重要的是此法中考慮電力執照問題，將於 2007 年自由化市場。能源市場的自由化為近期再生能源發展重大影響，相對於其他國家而言，西班牙是較為進一步的。

西班牙發展再生能源主要有兩個重要議題，第一為電力部門的自由化、接受再生能源電力連結，第二為價格問題。透過此法電力不再為公共服務，經濟和科技管理朝向私人企業，電力生產及配送不再是國家擁有的公共服務。

皇家法令 2818/1998 被 436/2004 取代，但 2004 年版本與 1998 年版本非常相似。西班牙採用非常特別的機制，除了電力連結義務外，饋網費率是採取躉購市場價格加溢價或紅利。此外設定基於電力銷售平均價格的最初溢價水準，並改進預測年度價格調整以降低投資風險。雖然 1998 年的法律規定，即可自由選擇採用固定電價機制或是溢價電價機制，但直到 2004 年溢價電價機制才開始有經濟上的誘因。2005 年初，只有 20% 的風力發電選擇溢價電價機制，而到了年底有 98% 的風力發電選擇溢價電價機制，因此 2007 年頒布皇家法令 661/2007 增訂溢價電價機制的上下限，避免廠商獲得超額利潤。

表 五-1 西班牙歷年饋網電價制度法規

年度	法規名稱	
1980	能源保存法	Energy Conservation Law
1997	電力法	Electric Power Act
1998	皇家法令 2818/1998	Royal decree 2818/1998
2004	皇家法令 436/2004	Royal decree 436/2004
2007	皇家法令 661/2007	Royal decree 661/2007

資料來源：本文自行整理。

## 第二節 法規架構

西班牙再生能源發展，可將其法律規定概分為兩大部分，一為促進再生能源發展的部分，其次為配合再生能源調整的電網相關規定。促進機制當中，不同於德國僅有饋網電價機制，西班牙另設有財政調節的部分。電網架構下則與德國相同，可分為三大部分，分別為電網連結、電網使用以及電網擴建。

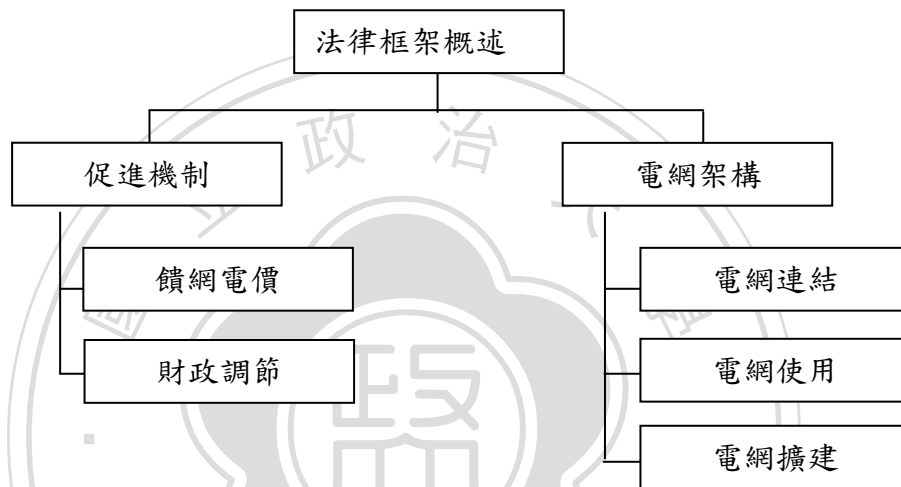


圖 五-1 西班牙再生能源法規框架

資料來源：整理自 RES legal (2011)。

西班牙的饋網電價制度，相關規定散布在各項法規當中，部分以計畫的方式推行、部分則是採用皇家法令的方式規定。以下介紹目前仍適用的法規，有關促進機制的法規主要有再生能源計畫、促進再生能源、太陽光電饋網電價等；有關電網架構的法規主要有 Real Decreto 66/2007、Real Decreto 1955/2000、Real Decreto 6/2009 等。(詳見表 五-2)

表 五-2 西班牙饋網電價制度相關法規

促進機制	電網架構
再生能源計畫 (Plan de Energías Renovables en España 2005-2010)	Real Decreto 66/2007
促進再生能源 (Real Decreto 661/2007)	Real Decreto 1955/2000
太陽光電饋網電價 (Real Decreto 1578/2008)	Real Decreto 6/2009
促進再生能源 (Real Decreto 436/2004) 部分法條仍適用	Real Decreto 1578/2008
電力部門法 (Ley 54/1997)	
公司法 (Ley 35/2006)	
公司稅法 (Real Decreto Legislativo 4/2004)	
電網使用法 (Real Decreto 1955/2000)	
販售電力 (Real Decreto 2019/1997)	
電網成本 (Real Decreto 2017/1997)	

資料來源：整理自 RES legal (2011)。

#### 一、促進機制－饋網電價

西班牙促進機制－饋網電價當中，一般性規定有系統容量不得超過 100 兆瓦，亦不得高於各種再生能源的法定上限，才有資格適用價格調節機制。太陽能電力具有保證饋網電價，每季調整一次。在選擇性電價當中，必須符合營運商系統的再生能源超過 50 兆瓦，或太陽光電再生能源方可適用選擇保證饋網電價或依市場電價的溢價。廠商若具有能源效率可獲得額外獎勵。

西班牙促進機制－饋網電價當中，可區分為下列部分探討，分別為推廣技術 (Promoted technologies)、應用領域 (Area of application)、享受補貼者 (Addressees)、支付計畫 (Payment scheme)、財務面分析 (Funding) 以及控制機制 (Control mechanisms)。

表 五-3 西班牙促進機制－饋網電價主要內容

主要內容	
推廣技術	Promoted technologies
應用領域	Area of application
享受補貼者	Addressees
支付計畫	Payment scheme
財務面分析	Funding
控制機制	Control mechanisms

資料來源：整理自 RES legal (2011)。

(一)推廣技術－饋網電價

就推廣技術－饋網電價而言，主要內容包括特定技術限制、系統特定容量限制以及直接銷售。特定技術限制係指該技術市值若高於政府目標，則超過部分電力數量則不給予補助；系統特定容量限制則規定所有補貼再生能源系統裝置容量不得超過 100 兆瓦；直接銷售則是電力直接移轉販售將不具有補貼資格。(詳見表 五-4)

表 五-4 西班牙推廣技術－饋網電價主要內容

主要項目	內容	法令依據
特定技術限制	若該技術市值高於政府目標，則超過部分電力數量則不給予補助	Art22, 35-42 RD 661/2007;Arts5,10 RD 1578/2008
系統特定容量限制	所有補貼再生能源系統裝置容量不得超過 100 兆瓦	Art27 1 Ley 54/97 , Art 45 RD 661/2007
直接銷售	電力直接移轉販售將不具有補貼資格	Art24 , 3 RD 661/2007

資料來源：整理自 RES legal (2011)。

西班牙推廣技術部分針對不同再生能源技術，也有不同規定。其中風力發電的部分，在市場裝置容量尚未達到 20,155 兆瓦之前，皆可獲得饋網電價的保障；太陽能的部分，則依據時間登記點，而有不同的限額規定；沼氣及生質能的部分則有不同的額度限制；地熱能的部分，則無規定相關限額。(詳見表 五-5)

表 五-5 西班牙再生能源推廣技術相關規定

風能	陸上型及離岸型的風力發電，市場裝置容量未達到 20,155 兆瓦 (Arts 2, 38 RD 661/2007)
太陽能	<p>太陽光電及太陽熱能不得超過以下限額 (Arts 2 RD 661/2007)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■2008 年 9 月 29 日以前登記的 <ul style="list-style-type: none"> <li>太陽光電為 371 兆瓦</li> <li>太陽熱能為 500 兆瓦</li> </ul> </li> <li>■2008 年 9 月 29 日以後 <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> 各項系統裝置容量限制於每季申請程序中重新規範 (Arts 5 RD1578/2008 ,Annex 3 RD 1578/2008)</li> <li><input type="checkbox"/> 申請程序及各系統類型容量限制，將會公布於產業旅遊貿易部網站 (Annex 3 RD 1578/2008)</li> </ul> </li> </ul>
地熱能	包含乾熱岩能，並無明文規定限額 (Arts 2 RD 661/2007)
沼氣	沼氣和生質能在 250 兆瓦以內可獲的補助
生質能	
水電	<ul style="list-style-type: none"> <li>■傳統水力發電不得超過 50 兆瓦</li> <li>■水力發電則在 10 兆瓦以上有資格補貼，直到市場達到 2,400 兆瓦</li> </ul>

資料來源：整理自 RES legal (2011)。

## (二) 應用領域

僅在西班牙國境內發電者適用，在西班牙境外者不符合資格，即屬地主義。

## (三) 享受補貼者

就享受補貼者可分為責任方及相對方的相關規定，責任方為電網營運商有義務分配及依據電力等級傳送電力。(Arts 17 RD 661/2007) 相對方則有系統監督管

制，並符合下列規定：(Arts 17, Art 2 par 2 nr2 b RD 661/2007)

- 技術：主要能源必須維持特定再生能源比例 (Art 2 par 1 nr2 b RD 661/2007)
- 官方分類：系統應在官方通知下進行分類 (Arts 6, 8, 14 par 1 RD 661/2007)
- 連接到中央控制系統：所有超過 10 兆瓦的電力系統應連結至中央控制系統，並確保系統操作員執行的方式及電網的可靠性。

西班牙饋網電價的登記制度為各系統應向產業旅遊貿易局 (The ministry of industry) 進行登記 (Art 9 RD 661/2007)，且各自治區分別登記 (Art 10 RD 661/2007)。其中登記流程又可分為兩階段，分別為初步登記及確認註冊。初步登記 (Art 11, 13 RD 661/2007) 為主管機關要求系統營運前的登記，由主管機關發出聲明，要求系統營運前提出相關證明文件。若無法在通知後三個月內完成，將會註銷登記。確認註冊 (Art 12.2 RD 661/2007, Art 132 RD 1955/2000) 則是系統營運後，必須在主管機關的通知下，提出營運正常的必要文件，進行確認註冊。西班牙太陽光電饋網電價登記制度則有特別規定，2008 年 9 月 29 日之後，為促進太陽光電系統，另提供饋網電價予登記系統，直到達成市場容量上限。系統登記先後順序為補助依據 (Art 6 RD 1578/2008)，若當年容量未達上限，額度將保留至明年。

#### (四) 支付計畫

西班牙支付計畫可分為五大部分，首先為保證支付，可選擇固定保證饋網電價或變動饋網電價。其次為獎金，選擇不同制度所享有的獎金亦有所不同。再來是標準金額，根據系統效率及技術成本等考量，而有所不同。保證期間或截止日期亦為支付計畫中的一環，將影響廠商投資意願。最後則是各再生能源所享有的金額補貼有所不同。



表 五-6 西班牙支付計畫主要內容

主要項目	內容	法令依據
保證支付	<p>除了太陽能系統外，設備營運商可選擇兩種饋網電價支付，選定後一年不得做更改</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 保證饋網電價 根據 RD 661/2007 規定，各再生能源的最低支付饋網電價</li> <li>■ 變動饋網電價 由不同元素組成，將隨著時間和季節有所不同</li> </ul>	Art 24, 26 par 3 RD 661/2007
獎金	<p>除了太陽能系統，設備營運商可選擇兩種獎金作為饋網電價</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 保證電價 基於自由市場的自由電價</li> <li>■ 變動電價 除了地熱系統，所有系統可選擇變動電價。變動的部分取決於參考市場電價 部分系統不得超過或低於一定參考價格，但價格仍有變動空間</li> </ul>	Art 27 par 1 RD 661/2007、Art 27 par 2 RD 661/2007
標準金額	<p>支付金額取決於系統效率及技術成本，根據不同技術而有不同裝置容量比例規定，並考量經濟發展及資金成本等因素。</p>	
截止日期	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 饋網電價期間運作 系統啟動後開始支付饋網電價，並於執行期間持續支付，並依法在一定期間後減少，太陽光電及水力發電為 25 年，風力發電及地熱能為 20 年，生質能為 15 年。</li> <li>■ 25 年太陽能系統 2008 年 9 月 29 日以後登記的太陽光電系統，可獲得最多 25 年的饋網電價，支付期間內饋網費率皆可調整</li> <li>■ 期限內獎金 不同再生能源有不同的獎金，在 15、20 或 25 年之後將不再發放</li> </ul>	

資料來源：整理自 RES legal (2011)。

西班牙各再生能源皆有不同支付金額規定，由表 五-7 可知，風力發電在前 20 年費率為 7.3228 歐元/千瓦小時，第 21 年之後則為 6.12 歐元/千瓦小時；太陽光電則有區分 2008 年 9 月 29 日前後，所適用的費率有所不同；太陽熱能前 25 年為 26.9375 歐元/千瓦小時，第 26 年以後則為 21.5498 歐元/千瓦小時。其中太陽光電、生質能以及水力發電針對不同系統容量，而有不同規定。

表 五-7 西班牙再生能源支付計畫相關規定

風力發電	前 20 年：7.3228 歐元/千瓦小時 第 21 年： 6.12 歐元/千瓦小時
太陽光電	■2008 年 9 月 29 日以前:前 25 年：22.9764-44.0381 歐元/千瓦小時 第 26 年：18.3811-35.2305 歐元/千瓦小時 ■2008 年 9 月 29 日以後：前 25 年：32-34 歐元/ kWh (實際金額取決於系統大小)
太陽熱能	前 25 年：26.9375 歐元/千瓦小時 第 26 年：21.5498 歐元/千瓦小時
地熱發電	前 20 年：6.89 歐元/千瓦小時 第 21 年：6.51 歐元/千瓦小時
生質能	前 15 年：10.754-15.889 歐元/千瓦小時 第 16 年：8.066-12.347 歐元/千瓦小時 (實際金額取決於能源來源及系統大小)
水力發電	前 25 年：7.8 歐元/千瓦小時 第 26 年：7.02 歐元/千瓦小時 系統容量在 10-15 兆瓦間，則依公式計算 (Art 36 RD 661/2007)

資料來源：整理自 RES legal (2011)。

#### (五)財務面分析

西班牙的財務面分析則可分為消費者及分配機制。消費者的部分為饋網電價成本及獎金皆由消費者負擔；分配機制則有三大部分，電網營運商的饋網電價成本由電網營運商負擔，消費者的部分 (Art 4, 5, 6 RD 2017/1997) 則是電網營運商將成本轉嫁給消費者，最後電網營運商成本平衡 (Art 30 RD 661/2007) 則是

每個月底，電網營運商必須平衡其額外收入及支出，若電網營運商產生赤字，將由國家能源局彌補。

#### (六)控制機制

控制機制是為了防止財務浪費，並保證成本有效運用於促進再生能源，以保護消費者。(詳參表 五-8)

表 五-8 西班牙控制機制主要內容

主要項目	內容	法令依據
註冊機制	所有獲補助的再生能源系統皆須註冊登記	
義務報告	所有註冊設備營運商，皆須每年第一季時提出報告	Art 19 RD 661/2007
官方審核	2008 年 9 月 29 日以後的太陽光電系統，皆需經過官方審核始可登記	Art 14 RD 1578/2008

資料來源：整理自 RES legal (2011)。

#### 二、促進機制—財政調節

給予無法獲得補貼的系統投資者一定比例，抵減 10 年營業稅。(Art 38 RD 4/2004)

表 五-9 西班牙促進機制—財政調節主要內容

主要內容	
推廣技術	Promoted technologies
應用領域	Area of application
享受補貼者	Addressees
金額	Amount
流程	Procedure
財務面分析	Funding
控制機制	Control mechanisms

資料來源：整理自 RES legal (2011)。

### (一)推廣技術

一般而言，所有技術皆符合資格。西班牙針對太陽能發電則有另外的優惠，若系統與建築物結合或所產生的能源能負擔本身部分能源消費，則可享有更多的租稅優惠。

表 五-10 西班牙推廣技術—財政調節主要內容

水力發電	符合資格
風力發電	符合資格
太陽能發電	符合資格，若符合以下條件將會減少更多稅賦 ■系統與建築物結合 ■所產生的能源能負擔本身部分能源消費
地熱發電	符合資格
沼氣	符合資格
生質能	符合資格

資料來源：整理自 RES legal (2011)。

### (二)應用領域

只有註冊西班牙，並有權生產電力系統適用。

### (三)享受補貼者

依法享受的租稅抵減，符合條件的企業或私人投資者可獲得。

### (四)金額

自 2008 年 1 月 1 日抵減 6% 的投資成本，並隨時間遞減，2009 年起 4%、2010 年起 2%、2011 年停止減稅。

## (五) 流程

於報稅時檢附相關投資成本證明，計算稅額時抵減

## (六) 財務面分析

補貼費用由國家負擔

## (七) 控制機制

並無明文規定相關控制機制

## 三、電網架構

西班牙電網架構主要也可分為電網連結、電網使用以及電網擴建。電網連結主要內容為電網營運商有義務優先連結再生能源生產電力；電網使用則為電網營運商有義務優先傳輸使用饋網電價的電力；電網擴建則是若有連結電網需求，電網營運商有義務擴建電網，並負擔擴建成本。擴建相關程序必須符合能源法的一般規定。

表 五-11 西班牙電網架構主要內容

主要內容	
電網連結	電網營運商有義務優先連結再生能源生產電力
電網使用	電網營運商有義務優先傳輸使用饋網電價的電力
電網擴建	若有連結電網需求，電網營運商有義務擴建電網，並負擔擴建成本。擴建相關程序必須符合能源法的一般規定。

資料來源：整理自 RES legal (2011)。

## (一) 電網連結

法律基礎的部分，設備營運商有義務連結再生能源電力系統，進入電網 (Art

17 RD 661/2007)，設備營運商和電網營運商進行連結技術合約時，必須使用能源礦產部 (Ministry of energy) 提供的標準合約 (Art 16 RD 661/2007)。簽約之前，設備營運商為進行連結所使用的特殊設備必須向官方授權。(Art 16 par2 RD 661/2007) 其中權利方享有權利的設備營運商必須遵守下列特別規定 (Art 2,17 RD 661/2007)

- 技術：生產技術為法規訂定的再生能源 (Art 2 par 1 no.2 RD 661/2007)
- 官方分類：系統必須依照官方特別規定分類 (Art 6, 8, 14 par1 RD 661/2007)
- 中央控制系統：所有超過 10 兆瓦的系統，皆應連結至中央控制系統，由中央提供即時資訊，並確保電力系統的可靠性

表 五-12 西班牙電網連結主要內容

再生能源優先	電網連結方面，再生能源優先於一般電力系統 (Art 17e annex 6 no 4 RD 661/2007)
截止日期	系統已具備技術條件、簽訂相關合約，並通過能源礦業部的核准，即可進行連結 (Art 16, 66 RD 661/2007, Art 53, 59 RD 1955/2000)
權利行使日	當系統完成設置，並向主管機關登記、分類後，以主管機關通知日為生效日 (Art 14, 17 RD 661/2007)
資金	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 設備營運商 設備營運商負擔連結及擴建電網相關費用。 設備營運商超過 10 兆瓦，須連結至中央控制系統，透過通訊進行相關安裝維護。</li> <li>■ 分配機制 設備營運商可能不會將成本轉嫁至電網。</li> </ul>

資料來源：整理自 RES legal (2011)。

## (二) 電網使用

西班牙電網使用部分主要可分為法律基礎、再生能源優先、容量限制、截止日期及資金五種層面來分析。就法律基礎面而言，電網營運商有義務連結及傳輸再生能源電力，而設備營運商和電網營運商可就饋網電力的品質及數量進行協議，



協議合約範本由能源礦產局提供。原則上，再生能源享有優先饋入，但是當設備營運商和電網營運商有質量協議時，優先原則將不再適用。電網營運商有義務連結所有再生能源電力，若技術上不可行，則有擴建電網的義務。一般而言，電網營運商不得延誤再生能源電力電網連結，但是系統容量達到上限時，必須進行電網擴建，因此得有連結延遲的例外。電網使用的資金部分，則是由電網營運商負擔，雖然沒有明文規定，電網營運商可將成本轉嫁給消費者。

表 五-13 西班牙電網使用主要內容

法律基礎	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 電網營運商有義務連結及傳輸再生能源電力 (Art 17 RD 661/2007)</li> <li>■ 設備營運商和電網營運商可就饋網電力的品質及數量進行協議，協議合約範本由能源礦產局提供 (Art 20 par 2 Art 16 RD 661/2007)</li> </ul>
再生能源優先	當設備營運商和電網營運商有品質及數量協議時，優先原則將不再適用
容量限制	電網營運商有義務連結所有再生能源電力，若技術上不可行，則有擴建電網的義務。(Art17 20 RD 661/2007)
截止日期	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 一般而言，電網營運商對於電網連結非有必要原因，不得有所延誤</li> <li>■ 當系統容量達到上限時，得有連結延遲 (annex 6 RD 661/2007)</li> </ul>
資金	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 電網營運商 電網營運商負擔饋網費用及傳送電力成本</li> <li>■ 分配機制 沒有明文規定，允許轉嫁給消費者</li> </ul>

資料來源：整理自 RES legal (2011)。

### (三) 電網擴建

西班牙電網擴建的部分，則是規定電網營運商在存有電力連結需求的情況下，本身電網無法負荷時，有擴建電網的義務，且成本由電網營運商負擔。電網擴建的義務，並非可直接進行相關作業，仍需透過能源法相關規定辦理。電網營運商的擴建義務僅針對再生能源，一般能源電力並未享有擴建義務，而執行期限可依

照電網擴建進度及合約相關內容處理。電網擴建的成本分攤將視何者享受擴建電網效益，原則上由電網營運商負擔，若電網擴建僅對設備營運商有利，則由設備營運商負擔。

表 五-14 西班牙電網擴建主要內容

法律基礎	<p>若有電力連結需求，電網營運商有義務擴建，並負擔成本。電網擴建並非可直接進行，仍須透過能源法規定 (Art 8-16 RD 1955/2000)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 權利方 設備營運商應與電網營運商將有關電網擴建必要性，納入合約內容</li> <li>■ 義務方 依據設備營運商及電網營運商所簽訂的合約，進行電網擴建業務，並配合經濟部四年一次的定期合作。電網擴建計畫需同時考慮現有系統及各種相關情事</li> </ul>
再生能源優先	電網營運商針對再生能源，附有電網擴建義務
截止日期	依照電網擴建進度及合約相關內容
資金	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 電網營運商 電網擴建成本由電網營運商負擔</li> <li>■ 設備營運商 若電網擴建僅對設備營運商有利，則由設備營運商負擔成本</li> <li>■ 分配機制 無明文規定相關分配機制</li> </ul>

資料來源：整理自 RES legal (2011)。

### 第三節 主要特色

西班牙饋網電價制度主要內容和其他施行饋網電價制度的國家相同，然而西班牙有別於其他國家的主要特色，包含溢價電價、政府保證、行政效率、預測義務等，以下針對西班牙饋網電價制度的主要特色進行分析。

## 一、溢價電價

西班牙最為人知的饋網電價機制為溢價電價，1998年西班牙皇家法令 2818 號推出新的再生能源電力發展機制，生產者可以選擇獲得固定饋網電價，事先知道所獲得利潤；或是依市場價格加上一較小的補貼。當市場價格超過預期時，選擇溢價電價廠商較為有利。此選擇一經選用將適用一年，之後可選擇繼續適用或改變方法。不同於其他每年調整的饋網電價，RD2818 中規定，每 4 年才會調整一次溢價，並考量市場電價及再生能源科技發展情形等修正。

雖然在 1998 年廠商即可自由選擇，但直到 2004 年市場電價加補貼才有機會高於固定電價，產生經濟上的誘因。溢價電價機制於風力發電最受歡迎，2005 年初時只有 20% 的風力發電者選擇溢價電價，到 2005 年底達到 98%。然而根據此規定，將會使消費者負擔成本增加、廠商獲得超額利潤，因而於 2007 年公布新的皇家法令，增加上下限機制，防止選擇溢價電價廠商獲得超額利潤。

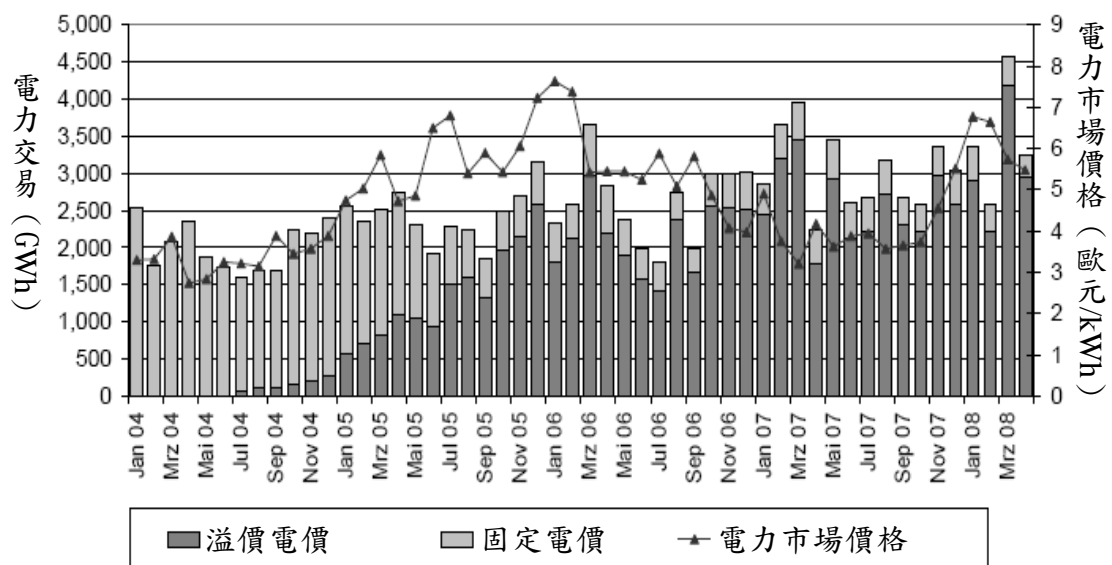


圖 五-2 西班牙電力銷售、固定及溢價電價補貼及市場價格

資料來源：Klein, A., et al. (2008)。

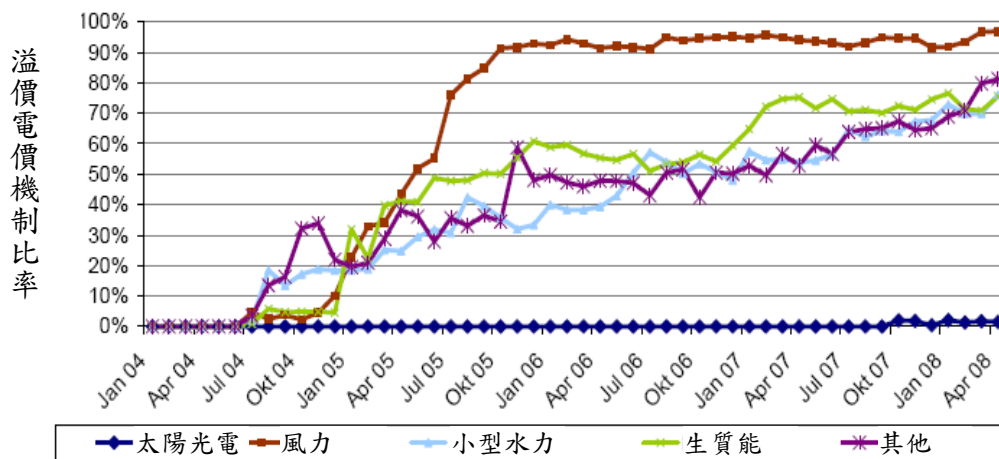


圖 五-3 西班牙採用溢價電價機制比率

資料來源：Klein, A., et al. (2008)。

## 二、政府保證

皇家法令 436/2004 對於 RD2818 規定做修正，制訂電力來源費 (reference electricity fee)。一般饋網電價制度僅針對固定保證年限適用饋網費率，然西班牙提供更完整的保證，在 RD436 進一步降低投資者風險，對於再生能源電力設備耐用年限內皆有政府保證以饋網電價收購其生產的再生能源電力。

## 三、行政效率

西班牙再生能源風力發展快速，但並非所有再生能源皆有這樣的趨勢。饋網電價並不是唯一影響再生能源發展的因素，行政流程、電網連結、設備成本等都會影響再生能源的發展。然西班牙良好的風力發電位置及優惠的費率結合，抵銷許多負面因素，相對之下，其他再生能源科技並無相同的正面影響，可能受到其他因素影響機率較大，尤其是電網連結及生產許可的問題。小型再生能源協會 (association of small renewable energy producers, APPA) 指出，電網設備在某些國家是公用事業，無法承擔連結費用，且複雜、冗長的行政程序也會造成再生能源發展的阻礙。

#### 四、特定科技發展障礙

西班牙再生能源發展，雖然有饋網電價政策推動，Rio, P. D., M. A. Gual (2007) 提出特定科技在西班牙仍存在相當的發展障礙，主要有小型水力、太陽光電及熱能、生質能三種。

##### 1. 小型水力

小型水力發展緩慢，相對於高投資成本及低市場價格，饋網電價水準偏低，其次為行政障礙，嚴格的過程審查，多層的主管機關核准，以及水土保持團體的抗議，都使得水力再生能源發展困難。總申請過程長達 5 年，甚至 8 到 10 年。再者，水力相對於其他再生能源科技而言，未來成本降低的空間有限。

##### 2. 太陽光電及熱能

雖然太陽光電的潛力很高，且太陽光電過去成長佳，但原始水準較低，且有幾個障礙，使得雖然饋網電價相對較高，發展程度並無相對快速。太陽光電主要障礙為較低的信用水準及官僚行政造成的補貼延遲，缺乏部門間及行政機關間的整合，都使得太陽光電生產發展困難。相對的太陽熱能的障礙在於小型且不穩定的市場，提高能量品質也是面對的障礙之一。

##### 3. 生質能

生質能發展最大的障礙在於能源作物，相對於科技成本，饋網電價費率偏低，使得利潤過低。再者，農作物的儲存亦有法律上的規範，最終生質能發展為燃料是較有效率的。

#### 五、汰舊換新

西班牙提供汰舊換新的補貼為對於 2001 年以前的裝置容量而言，增加第一



個 2GW 的額外容量即可獲得 0.7 歐元/kWh 的額外補助到 2017 年。在這樣的激勵措施下，超過 40% 的再生能源電力廠商申請新電網連結的許可。

## 六、需求導向費率

西班牙政府於 2007 年時，制定需求導向的費率，因此費率將區分為兩種期間，而區分時間點如下

表 五-15 西班牙饋網費率分類

冬天		夏天	
尖峰	離峰	尖峰	離峰
11h-21h	21h-11h	12h-22h	22h-12h

資料來源：Klein, et al. (2008)。

小型水力或生質能電力廠商能選擇適用固定費率，或是適用需求導向費率，一經選定後，一年不得作更改。間峰時刻時，所適用費率將會乘以 1.0462；離峰時刻時，所適用費率則會乘以 0.9670。

## 七、預測義務

西班牙設有預測義務的規定，若採行固定費率，裝置容量超過 10MW 的廠商有預測義務，再生能源電力廠商必須於 30 小時前，向電網連結業者報告一天每小時將饋入多少電量，如此一來，電網連結者將可預測流入電量。若電廠所預測的電力流量相差過大，則要支付額外費用，例如太陽能是相差 20%，風力則是相差 5%。而選擇溢價機置的廠商，則不論裝置容量，皆有預測電量的義務。若預測有誤時，則要支付 10% 的市場電價。立法單位為使整合電網順利進行，而設定處罰機制，規定廠商預測義務。因此在整合電網時，部分廠商少估計，而部分廠商多估計，使預測電量與最終產出電量平衡或相差不遠都是可以接受的。



此外，為使預測系統更加穩定，於 2007 年起，裝置容量超過 10MW 的廠商，有義務提供資料予生產控制中心 (generation control centre)，以研究再生能源廠商和電網連結者之間的影响關係，並及時提供資訊與電網連結者，使系統更加穩定，而生產控制中心的成本由再生能源電力廠商負擔。

#### 第四節 發展現況

##### 一、能源供需統計

西班牙目前能源生產低於能源消耗，且差距逐年擴大。能源生產自 1990 年 34.58 百萬噸油當量後，近幾年的能源生產皆無有效提升，各年產量皆低於 35 百萬噸油當量。然而能源消耗的情形則是相反，近幾年有不斷上升的趨勢，自 1990 年的 90.09 百萬噸油當量，上升至 2007 年的 143.95 百萬噸油當量，上升幅度將近達 55 百萬噸油當量，因此能源生產與能源消耗的差距才會逐年擴大。最終能源消費則是自 1998 年的 71.88 百萬噸油當量，上升至 2007 年的 98.81 百萬噸油當量。(詳參圖 五-4)

百萬噸油當量

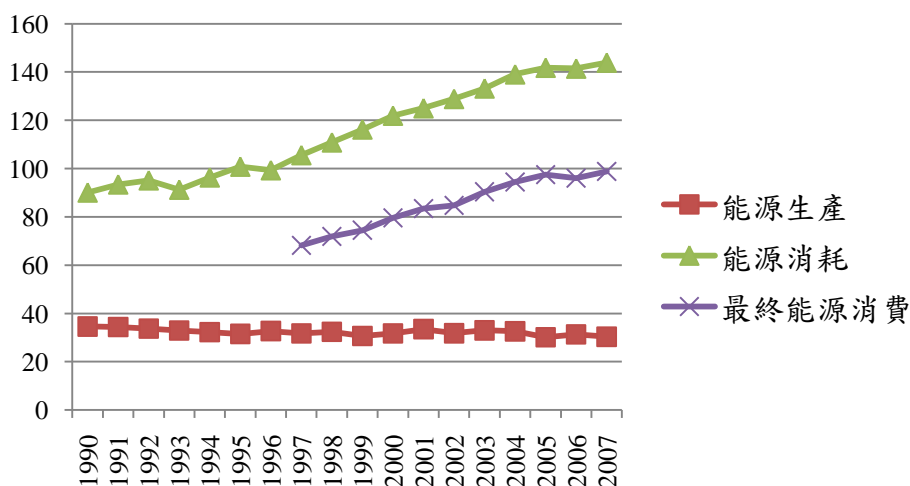


圖 五-4 西班牙能源生產與消耗

資料來源：Reegle (2011)。

西班牙再生能源占總能源比例則是有逐年上升的趨勢，最終能源消費占總能源比例自 1990 年的 3% 左右，上升至 2009 年接近 22%，大幅上升近 20%，尤 2004 年以後再生能源比例成長速度大幅提升。(IDEA, 2009)

## 二、電力統計數據

西班牙電力生產及電力消費皆有逐漸上升的趨勢，電力生產自 1990 年 151.15 兆瓦小時上升至 2007 年 300.25 兆瓦小時，成長將近一倍。電力消費則是自 1990 年的 137.46 兆瓦小時上升至 2007 年的 282.54 兆瓦小時，與電力生產趨勢相似，僅略低電力生產。(詳參圖 五-5)

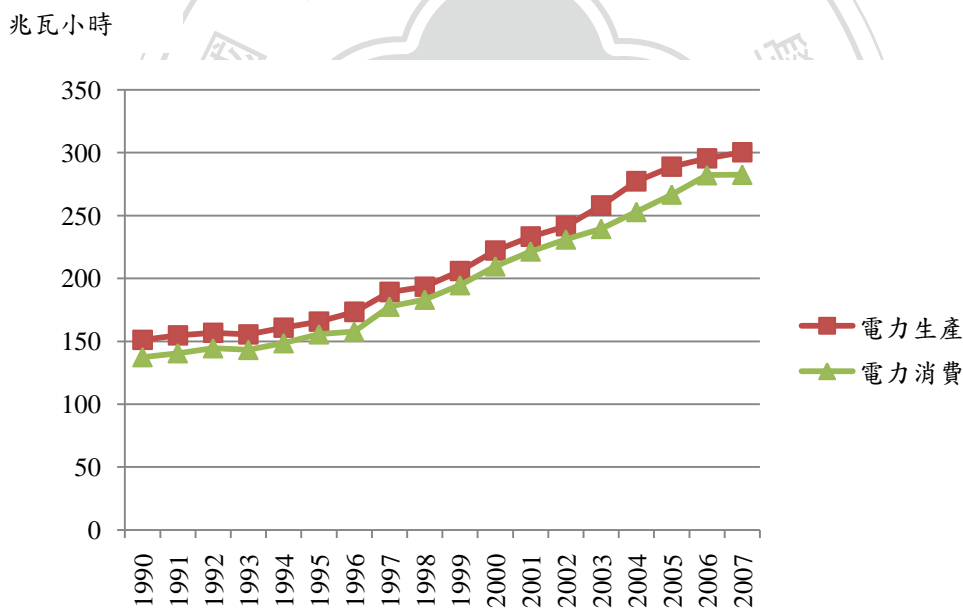


圖 五-5 西班牙電力生產及消費

資料來源：Reegle (2011)。

西班牙 2009 年電力生產比例，仍以天然氣比重最大，占 37.3%；其次為再生能源，占 24.7%；核能則占 17.8%。再生能源當中，又以風力發電比例最高，占 12.5%，其次為水力發電，占 8.8%。太陽光電則是占 2% 為第三，其餘再生能

源比例皆不到 1%。(IDEA, 2009)

## 第五節 饋網電價

西班牙饋網電價可分固定電價及溢價電價，費率最高的為屋頂型太陽光電為 0.32-0.34 歐元/千瓦小時，電價最低的為液體生質能 0.053 歐元/千瓦小時。絕大部份的再生能源科技固定電價皆在溢價電價的範圍當中，像是陸上型風力，固定電價為 0.073 歐元/千瓦小時，溢價電價則在 0.071 至 0.085 歐元/千瓦小時。

表 五-16 西班牙再生能源饋網電價

再生能源種類	電廠規模	固定電價 (歐元/kWh)	溢價電價 (歐元/kWh)
陸上型風力	50MW 以下	0.073	0.029 (0.071-0.085)
離岸型風力	50MW 以下	—	0.084 (0.084-0.164)
地熱能；海浪能； 海洋能	50MW 以下	0.069	0.038
能源作物生質能	2MW 以下	0.158	0.115 (0.154-0.166)
	2-50MW	0.147	0.101 (0.143-0.151)
農業廢物生質能	2MW 以下	0.126	0.082 (0.121-0.133)
	2-50MW	0.107	0.062 (0.104-0.112)
林業材料生質能	2 MW 以下	0.126	0.082 (0.121-0.133)
	2-50MW	0.118	0.073 (0.114-0.123)
土地掩埋生質能	50MW 以下	0.080	0.038 (0.074-0.090)
其他生質能	500kW 以下	0.131	0.098 (0.124-0.153)
	500kW-50MW	0.097	0.058 (0.096-0.110)
液體生質能	50MW 以下	0.053	0.031

再生能源種類	電廠規模	固定電價 (歐元/kWh)	溢價電價 (歐元/kWh)
			(0.051-0.083)
水力發電	10MW 以下	0.078	0.025 (0.065-0.085)
	10-50MW	—	0.021 (0.061-0.080)
屋頂型太陽光電	20kW 以下	0.340	—
	20 kW 以上	0.320	—
站立型太陽光電	50MW 以下	0.320	—
太陽熱能	50MW 以下	0.269	0.254 (0.254-0.344)

資料來源：Mendonça, et al. (2010)。



## 第六章 我國饋網電價制度

### 第一節 歷史沿革

我國進口能源依存度相當高，自產比例逐年下降，經濟部能源局統計，我國自產能源比例自民國 90 年 1.26% 降至民國 98 年的 0.63%。隨著全球石油蘊藏量逐漸降低、能源價格不斷攀升，能源環境議題成為我國政府施政重點。經濟部能源局於 1998 年 5 月舉辦第一次全國能源會議，規劃於 2020 年前，再生能源占能源總供給配比達 3% 為目標。2000 年時，推行再生能源五年示範推廣計畫，陸續發布「太陽能熱水系統推廣獎勵要點」、「風力發電示範系統設置補助要點」及「太陽光電發電示範系統設置補助要點」。其中獎勵辦法對於購置者補助購置費用 15~20%，至多提供設置費用 50% 之高額補助。此外，「促進產業升級條例」對於購置再生能源設備者，亦有相關的租稅減免規定，像是投資抵減營利事業所得稅 10~20%，或是以加速折舊、低利融資等相關獎勵優惠。

除了能源會議外，在全國經濟發展會議當中，亦將再生能源列為重要發展新興產業之一。2002 年則將再生能源發展列為國家發展重點計畫之一，除各項計畫會議等，更重要的是加速推動「再生能源發展條例」立法，以利各政府單位可依法行政，達到更好的推廣效率。

再生能源發展條例是為了再生能源的發展與利用所制定的專門法案，立法院及行政院歷經十年的討論研商，皆無法完成立法程序。最終於民國 98 年 7 月公布再生能源發展條例，為我國再生能源發展立下一個里程碑。由於 98 年以前尚無完備法律可依循，因此我國饋網電價制度發展可說是晚於世界各國。

表 六-1 我國再生能源推廣相關大事紀

年份	重大會議、法規	重大事項
1998	第一次全國能源會議	規劃於 2020 年前，再生能源占能源總供給配比達 3% 為目標。
1999	新能源及淨潔能源研究開發規劃	完成再生能源之發展目標、重點推動方向及策略整合規劃。
	電業法修正草案第七條	明列再生能源配比之義務，責成綜合發電業及發電業需設置一定比例以上之天然氣及再生能源發電機組
2000	再生能源五年示範推廣計畫	陸續發布「太陽能熱水系統推廣獎勵要點」、「風力發電示範系統設置補助要點」及「太陽光電發電示範系統設置補助要點」。此外，依據「促進產業升級條例」提供投資抵減、加速折舊以及低利融資等相關獎勵。
2001	全國經濟發展會議	加速評估風力發電、太陽能發電等再生能源之開發，推動「綠色建築」並強調再生能源技術、能源新利用技術、節約能源新技術之研發、應用與推廣
2002	國家發展重點計畫-再生能源發展方案	營造有利發展環境，達成再生能源發展目標，促進淨潔能源開發利用，提升環保效益，帶動再生能源相關產業發展，建立跨部會協調機制，有效排除推動障礙。
	行政院第 23 次科技顧問會議	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 能源科技政策方面，應加速推動「再生能源發展條例」立法</li> <li>2. 整合部會相關研發資源，逐年調高研發經費</li> <li>3. 以再生能源、能源效率、能源前瞻技術、氫能及燃料電池、高效率照明及其他新能源為重點</li> </ol>
	再生能源發展條例草案	訂定再生能源發電之躉售費率為每度電 2 元，獎勵總量上限為 650 萬瓩
2003	非核家園具體行動方案	每年編列 30 億元推動節約能源及再生能源產業發展。
2004	台電公司再生能源電能收購作業要點	以 2 元/度收購再生能源電能，補助上限為 60 萬瓩或至再生能源發展條例正式通過。
2005	第 7 次全國科學技術會議	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 加強再生能源前瞻科技應用研究</li> <li>2. 加速開發高效率、高品質、低成本之燃料電池技術研發</li> <li>3. 開發混合動力潔淨車輛之關鍵技術。</li> </ol>
	行政院第 25 次科技顧問會議	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 加速「再生能源發展條例」之立法，建立再生能源之發展環境</li> <li>2. 擴大再生能源市場，帶動國內再生能源</li> </ol>



年份	重大會議、法規	重大事項
		<p>產業之發展</p> <p>3. 增加能源科技研發經費，並配合國科會規劃，使達到我國研發投資占 GDP3% 目標。</p>
	第二次全國能源會議	積極發展無碳之再生能源，預定 2010 發電裝置容量達到 513 萬瓩，2020 年達到 700 至 800 萬瓩，2050 年達到 800 至 900 萬瓩，未來以達成占總發電裝置容量 12% 為目標。
2006	經濟部綠色產業規劃	五年內將綠色能源產業產值提高至 1,610 億。
2007	行政院產業科技策略會議	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 大幅下修 2010 年風力發電推廣裝置容量。</li> <li>2. 規劃太陽光電、生質能及風力發電為短期推動主要目標。</li> <li>3. 地熱、燃料電池及海洋能為長期推動方向。</li> <li>4. 目標達成 2050 年之累積裝置容量至 845 萬瓩，占總發電裝置容量 14.9%。</li> </ol>
2008	2008 全球產業科技高峰論壇	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 台灣再生能源產業發展方向以太陽光電、風力發電及生質能產業為主要推動對象。</li> <li>2. 制力於穩定料源供應、加強關鍵及前瞻技術研發，以利成本降低。</li> <li>3. 建構產業發展環境，健全上、中、下游產業鏈。</li> <li>4. 提高設置財務誘因，結合產業力量，建立台灣利基能源產業。</li> </ol>
2009	2009 年全國能源會議	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 以建構台灣「永續能源」為願景，分別討論永續發展與能源安全、能源管理與效率提升、能源價格與市場開放及能源科技與產業發展四個議題。</li> <li>2. 訂定 2009 年為「再生能源條例啟動元年」</li> <li>3. 希冀儘速通過「再生能源發展條例」、「溫室氣體減量法」、「能源稅條例」、「能源管理法修正案」</li> <li>4. 研訂「永續能源基本法」，以建構低碳社會與永續發展法制基石。</li> </ol>
	綠色能源產業旭升方案	1. 經濟部提出新興產業發展計畫，預計未來 5 年內政府將投入 250 億元推動再生能源與節約能源之設置及補助，並投入技術研發經費 200 億元。

年份	重大會議、法規	重大事項
		2. 希冀可帶動民間投資 2,000 億元以上，每年創造 11.58 萬個工作機會 3. 預計 2015 年，綠能產業產值達到 1 兆 1,580 億元
	再生能源發展條例	1. 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。 2. 中央主管機關邀集相關部會、專家學者等，共同審定再生能源發電設備電能之躉購費率及其計算公式。
2010	國家節能減碳總計劃	節能目標為未來 8 年每年提高能源效率 2% 以上，使能源密集度於 2015 年較 2005 年下降 20% 以上；並藉由技術突破及配套措施，2025 年下降 50% 以上。減碳目標為全國二氧化碳排放減量，於 2020 年回到 2005 年排放量，於 2025 年回到 2000 年排放量。
	健全法規體制	以適當政策工具與行政管制，建構產業與民眾節能減碳能力與創造低碳能源經濟誘因，創造綠色成長契機。
	低碳能源系統改造	發展低污染、安全、自主及永續之低碳能源系統，促使能源消費合理成長，減少自然資源消耗與環境衝擊，帶動低碳能源產業發展。
	打造低碳社區與社會	以「低碳社區」為基礎，建立「低碳城市」，以帶動「低碳文化」，營造民眾「低碳生活」，創造「低碳經濟」，達成「低碳社會」願景。
	營造低碳產業結構	促使產業逐步邁向「低碳化」，提升單位碳排放的附加價值，降低單位產值碳排放密度，強化綠色能源產業發展。
	建構綠色運輸網絡	降低運輸部門碳排放，建構便捷與智慧型運輸系統，推廣低碳燃料使用，紓緩汽機車使用與成長。
	營建綠色新景觀與普及綠建築	加速推動新舊建築朝綠建築方向發展，營造節能減碳居住環境；加強森林等自然資源碳匯功能。
	擴張節能減碳科技能量	運用科技促進節能減碳目標的達成，藉由新能源科技、再生能源與低碳能源科技，積蓄我國在國際上經濟之競爭力。
	節能減碳公共工程	由政府部門引領節能減碳風潮，建構公共工程節能減碳規範。
	深化節能減碳教育	強化學校節能減碳教育機能，促進全民節能減碳認知，以建立綠色消費文化，架構綠色能源選擇機制。

年份	重大會議、法規	重大事項
	強化節能減碳宣導與溝通	建立節能減碳國際觀思維，並作為我國外交重點；使民眾體會節能減碳之重要性，進而支持國家政策且身體力行。
	能源產業技術白皮書	政府將積極投入再生能源研究發展經費，鼓勵財團法人研究機構及民間業者申請，執行各項再生能源技術開發工作，期與國際技術同步進而提高技術競爭力。

資料來源：李珣琮、施勵行（2010）、本文自行整理自各行動方案核定本。

## 第二節 法規架構

我國再生能源發展，可將其法律規定概分為兩大部分，一為促進再生能源發展的部分，其次為配合再生能源調整的電網相關規定。促進機制當中，與西班牙相同亦另設有財政調節的部分。電網架構下則相同，分別為電網連結、電網使用以及電網擴建。

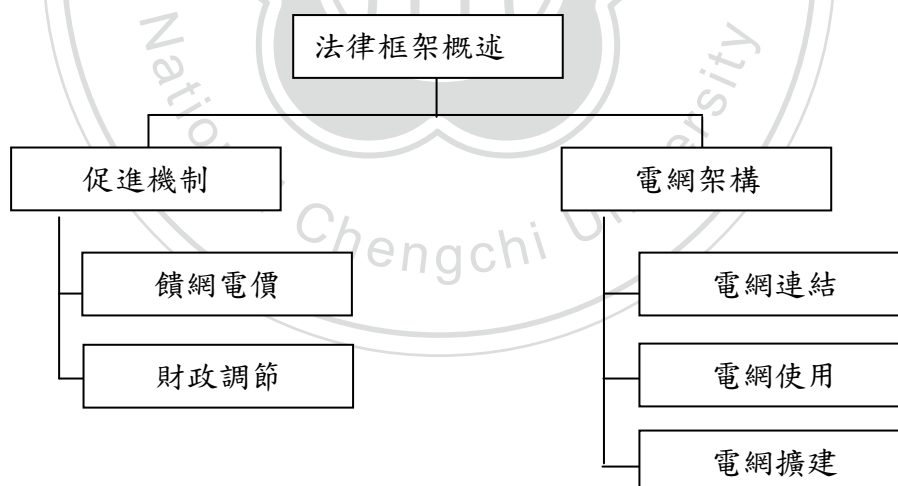


圖 六-1 我國再生能源法規框架

資料來源：本文自行整理。

## 一、促進機制－饋網電價

我國促進機制中的饋網電價相關法規，以 2009 年通過的再生能源發展條例作為基礎，再延伸出許多作業要點，像是再生能源發電設備認定辦法即根據再生能源發展條例第 3 條制訂、再生能源電能費用補貼申請及審核辦法根據再生能源發展條例第 10 條制訂以及我國再生能源發展基金相關規定，則是根據再生能源發展條例第 7 條制定再生能源發展基金收支保管及運用辦法等。其中饋網電價制度基本架構，則是規定於再生能源發展條例，像是購買義務、平均分擔、饋網費率的計算方式等。電網架構的部分，除了有電業法以外，還有我國的國營電力公司，台灣電力公司的相關規定，像是台電再生能源併聯技術作業要點、台電再生能源電能收購作業要點、台電系統併聯計畫收費要點以及台電公司電價燃料條款機制等。(詳參表 六-2)

表 六-2 我國饋網電價法規架構

促進機制	電網架構
再生能源發展條例	電業法
再生能源發電設備認定辦法	台電再生能源併聯技術作業要點
再生能源熱利用獎勵補助辦法	台電再生能源電能收購作業要點
再生能源發展基金收支保管及運用辦法	台電系統併聯計畫收費要點
再生能源電能費用補貼申請及審核辦法	台電公司電價燃料條款機制
再生能源發電設備示範獎勵辦法	
太陽光電示範系統設置補助要點	
台灣電力公司再生能源電能收購作業要點	
經濟部評選再生能源電能收購對象作業要點	
公共工程或公有建築設置再生能源設備作業準則	
一般廢棄物掩埋場沼氣發電獎勵辦法	
第一階段設置離岸式風力發電廠方案	

資料來源：本文自行整理自相關法規。

我國促進機制－饋網電價主要內容包含推廣技術、應用領域、享受補貼者、支付計畫、財務面分析及控制機制。

### (一) 推廣技術

我國推廣技術－饋網電價主要內容有規定饋網電價制度的主管機關單位、針對特定技術限制以及針對系統特定容量限制。主管機關的部分在中央為經濟部，在地方則為地方政府。適用饋網電價制度的再生能源科技必須為中央主管機關認可的能源，除了再生能源發展條例第3條有明確定義再生能源外，另訂定再生能源發電設備認定辦法。再生能源發展條例第3條規定，再生能源指太陽能、生質能、地熱能、海洋能、風力、非抽蓄式水力、國內一般廢棄物與一般事業廢棄物等直接利用或經處理所產生之能源，或其他經中央主管機關認定可永續利用之能源。最後則是再生能源推廣容量設定為六百五十萬瓩至一千萬瓩，根據再生能源發展條例第6條規定，當獎勵之總裝置容量達五百萬瓩時，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，檢討依第四條第三項所定辦法中規定之再生能源類別。

表 六-3 我國推廣技術－饋網電價主要內容

主要項目	內容	法令依據
主管機關	主管機關：在中央為經濟部；在直轄市為直轄市政府；在縣（市）為縣（市）政府。	再生能源發展條例第2條
特定技術限制	指太陽能、生質能、地熱能、海洋能、風力、非抽蓄式水力、國內一般廢棄物與一般事業廢棄物等直接利用或經處理所產生之能源，或其他經中央主管機關認定可永續利用之能源。	再生能源發展條例第3條、再生能源發電設備認定辦法
系統特定容量限制	再生能源發電設備獎勵總量為總裝置容量六百五十萬瓩至一千萬瓩；其獎勵之總裝置容量達五百萬瓩	再生能源發展條例第6條



	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，檢討依第四條第三項所定辦法中規定之再生能源類別。	
--	---	--

資料來源：本文自行整理自各相關法規。

## (二) 應用領域

採行主管機關認可方式，凡經中央經中央主管機關認定之再生能源發電設備，應適用本條例有關併聯、躉購之規定。再生能源發電設備之能源類別、裝置容量、查核方式、認定程序及其他應遵行事項之辦法，由中央主管機關定之。(再生能源發展條例第 4 條)

## (三) 享受補貼者

享受補貼者為經中央主管機關認定的再生能源發電設備設置者，再生能源發展條例第 9 條第 4 項規定，再生能源發電設備設置者自本條例施行之日起，依規定與電業簽訂契約者，其設備生產之電能，依公告之費率躉購。

## (四) 支付計畫

我國支付計畫的主要內容包含保證支付、標準、計算方式及截止日期。我國再生能源躉購電價保證支付 20 年，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，我國設定躉購費率標準，也就是躉購費率不得低於國內電業化石燃料發電平均成本。饋網費率計算依再生能源發展條例第 9 條規定，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。因此，饋網費率計算主要依費率審議委員會決定，需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。若不同時期簽約的廠商，將適用不同的餽網費率，目前的分割點為 98 年 7 月 10 日起至 99 年 12 月 31 日以及 100 年 1 月 1 日起至 100 年 12 月 31 日止。

表 六-4 我國支付計畫主要內容

項目	內容	法令依據
保證支付	再生能源電能躉購與電業簽訂購售電契約之再生能源發電設備設置者，電能躉購 20 年。	經濟部公告經能字第 09904600390 號、經濟部公告經能字第 10004601130 號
標準	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。	再生能源發展條例第 9 條
計算方式	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。 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。	再生能源發展條例第 9 條
截止日期	自中華民國 98 年 7 月 10 日起至中華民國 99 年 12 月 31 日止與電業簽訂購售電契約之再生能源發電設備設置者，其設備於中華民國 98 年 7 月 10 日以前未運轉且未曾與電業簽訂購售電契約，其電能按 99 年躉購費率；自中華民國 100 年 1 月 1 日起至中華民國 100 年 12 月 31 日止，與電業簽訂購售電契約，其電能按 100 年躉購費率。 太陽光電另有特別規定。	經濟部公告經能字第 09904600390 號、經濟部公告經能字第 10004601130 號

資料來源：本文自行整理自各相關法規。

## (五) 財務面分析

我國饋網電價制度財務面設計，除了和國際相同的轉嫁方式，還設有再生能源發展基金。再生能源發展條例第 7 條第 5 項規定，電業及設置自用發電設備達一定裝置容量以上者，依第一項規定繳交基金之費用，或向其他來源購入電能中已含繳交基金之費用，經報請中央主管機關核定後，得附加於其售電價格上。此規定說明饋網電價制度的財務面負擔，將會轉嫁至消費者，然而同條亦規定設有再生能源發展基金，用於再生能源電價補貼，因此我國饋網電價制度的財務面採行兩種方式分擔。

## (六) 控制機制

我國控制機制主要內容包括有資料內容、提供義務以及罰則。主要為中央主管機關於必要時，得要求再生能源發電設備設置者提供再生能源運轉資料，並得派員或委託專業機構查核。除此之外，亦可要求再生能源發電設備設置者提供再生能源運轉資料，並得派員或委託專業機構查核；再生能源發電設備設置者不得規避、妨礙或拒絕，若違反上述規定將處以罰則。

表 六-5 我國控制機制主要內容

主要項目	內容	法令依據
資料內容	中央主管機關於必要時，得要求再生能源發電設備設置者提供再生能源運轉資料，並得派員或委託專業機構查核。 設置自用發電設備達一定裝置容量以上者，應按月將其業務狀況編具簡明月報，並應於每屆營業年終了後三個月內編具年報，送中央主管機關備查。 報告格式，由中央主管機關定之。	再生能源發展條例第 18 條
提供義務	中央主管機關於必要時，得要求再生能源發電設備設置者提供再生能源運轉資料，並得派員或委託專業機構查核；再生能源發電設備設置者不得規避、妨礙或拒絕。 中央主管機關並得令其補充說明或派員檢查，自	再生能源發展條例第 18 條

	用發電設備設置者不得規避、妨礙或拒絕。	
罰則	規避、妨礙、拒絕查核或檢查者，處新臺幣三十萬元以上一百五十萬元以下罰鍰。 未能提供、申報或未按時提供、申報資料，或提供、申報不實，或未配合補充說明者，中央主管機關應通知限期改善；屆期未改善者，處新臺幣二十萬元以上一百萬元以下罰鍰，並命其再限期改善；屆期仍未改善者，得按次連續處罰。	再生能源發展條例第 21 條、第 22 條

資料來源：本文自行整理自各相關法規。

## 二、促進機制－財政調節

再生能源相關政府基金有再生能源發展基金、石油基金及農業發展基金三個政府基金供再生能源發展使用。再生能源發展基金的收入來源則分為政府編列預算及電業依不含再生能源發電部分之總發電量，繳交一定金額。再生能源發展基金可用於再生能源電價補貼，補貼條件有三點：1.全國再生能源發電設備總裝置容量達獎勵總量上限前 2.設置之再生能源發電設備，其所產生之電能，係由電業依前條躉購或電業自行產生者 3.依其他法律規定有義務設置再生能源發電部分除外。設備補助的部分則有示範獎勵補助，當符合 1.具發展潛力之再生能源發電設備 2.技術發展初期階段 3.一定期間內時，可向主管機關申請補助。除此之外，再生能源亦有公共工程、熱利用、生質能燃料及租稅相關獎勵，除規定於再生能源發展條例外，亦分別規定於公共工程或公有建築設置再生能源設備作業準則、再生能源熱利用獎勵補助辦法、農業發展基金收支保管及運用辦法以及發展再生能源進口貨物免徵及分期繳納關稅辦法。公共工程的部分主要在規定優先使用再生能源發電設備，熱利用及生質能主要是有另外的獎勵補助辦法，租稅的部分，主要是免徵或分期繳納再生能源發電設備進口關稅。

表 六-6 我國促進機制—財政調節主要內容

主要項目	內容	法令依據
再生能源發展基金	電業及設置自用發電設備達一定裝置容量以上者，應每年按其不含再生能源發電部分之總發電量，繳交一定金額充作基金。 基金用於再生能源電價之補貼、再生能源設備之補貼、再生能源之示範補助及推廣利用以及其他經中央主管機關核准再生能源發展之相關用途。	再生能源發展條例第 7 條、再生能源發展基金收支保管及運用辦法、電業及自用發電設備設置者繳交再生能源發展基金辦法、再生能源電能費用補貼申請及審核辦法
示範獎勵	對於具發展潛力之再生能源發電設備，於技術發展初期階段，中央主管機關得基於示範之目的，於一定期間內，給予相關獎勵。	再生能源發展條例第 11 條、再生能源發電設備示範獎勵辦法
公共工程	政府於新建、改建公共工程或公有建築物時，其工程條件符合再生能源設置條件者，優先裝置再生能源發電設備。	再生能源發展條例第 12 條、公共工程或公有建築設置再生能源設備作業準則
熱利用獎勵	中央主管機關得考量下列再生能源熱利用之合理成本及利潤，依其能源貢獻度效益，訂定熱利用獎勵補助辦法： 一、太陽能熱能利用。 二、生質能燃料。 三、其他具發展潛力之再生能源熱利用技術。	再生能源發展條例第 13 條、再生能源熱利用獎勵補助辦法
生質能燃料獎勵	利用休耕地或其他閒置之農林牧土地栽種能源作物供產製生質能燃料之獎勵經費，由農業發展基金支應；其獎勵資格、條件及補助方式、期程之辦法，由中央主管機關會同行政院農業委員會定之。	再生能源發展條例第 13 條、農業發展基金收支保管及運用辦法
租稅獎勵	符合下列條件免徵進口關稅：公司法人進口供其興建或營運再生能源發電設備使用之營建或營運機器、設備、施工用特殊運輸工具、訓練器材及其所需之零組件，經中央主管機關證明其用途屬實	再生能源發展條例第 16 條、發展再生能源進口貨物免徵及分期繳納關

	<p>且在國內尚未製造供應者；自然人進口供自用之再生能源發電設備，經中央主管機關證明其用途屬實且在國內尚未製造供應者。</p> <p>符合下列條件得分期繳納進口關稅，公司法人進口供其興建或營運再生能源發電設備使用之營建或營運機器、設備、施工用特殊運輸工具、訓練器材及其所需之零組件，如係國內已製造供應者，經中央主管機關證明其用途屬實，其進口關稅得提供適當擔保於完工之日起，一年後分期繳納。</p>	稅辦法
--	--	-----

資料來源：本文自行整理自各相關法規。

### 三、電網架構

我國電網架構可分為電網連結、電網使用以及電網擴建，原則上電網營運商有義務優先連結再生能源生產電力。以下將各別介紹其主要內容。

表 六-7 我國電網架構主要內容

主要內容	
電網連結	電網營運商有義務優先連結再生能源生產電力，電業非有正當理由，並經中央主管機關許可，不得拒絕。
電網使用	電業躉購再生能源電能，應與再生能源發電設備設置者簽訂契約，並報中央主管機關備查。 再生能源發電設備達中央主管機關所定一定裝置容量以上者，其再生能源發電設備及供電線路所需使用土地之權利取得、使用程序及處置，準用電業法規定。
電網擴建	若有連結電網需求，由再生能源發電設備設置者自行興建及維護。

資料來源：本文自行整理自各相關法規。

#### (一) 電網連結

台灣目前為確保電網連結我國將併聯作業訂為電業之義務，依我國「再生能源發展條例」第 8 條規定，再生能源發電設備及其所產生之電能，應由所在地經



營電力網之電業，衡量電網穩定性，在現有電網最接近再生能源發電集結地點予以併聯、躉購及提供該發電設備停機維修期間所需之電力；電業非有正當理由，並經中央主管機關許可，不得拒絕；必要時，中央主管機關得指定其他電業為之。其中分為二部分，第一為非有正當理由不得拒絕，二為主管機關得指定其他電業為之，給予電網連結雙重的保障。其加強電力網之成本，由電業及再生能源發電設備設置者分攤。

我國在連結擴充費用分擔採用混合型收費方式，依我國「再生能源發展條例」第 8 條規定再生能源發電設備及電力網連接之線路，由再生能源電力生產廠商自行興建及維護；必要時，與其發電設備併聯之電業應提供必要之協助；所需費用，由再生能源電力生產廠商負擔。在既有線路外，其加強電力網之成本，由電業及再生能源電力生產廠商分攤。由此可知，我國規定發電設備成本及電力網建置併聯成本由再生能源電力生產廠商負擔，發電業者僅有提供協助之義務，電力網擴充加強成本則是電業及再生能源電力生產廠商共同分攤。

## (二) 電網使用

依再生能源發展條例第 8 條規定，電業依本條例規定躉購再生能源電能，應與再生能源發電設備設置者簽訂契約，並報中央主管機關備查。

依再生能源發展條例第 14 條規定，再生能源發電設備達中央主管機關所定一定裝置容量以上者，其再生能源發電設備及供電線路所需使用土地之權利取得、使用程序及處置，準用電業法第五十條至第五十六條規定。

## (三) 電網擴建

依再生能源發展條例第 8 條規定，再生能源發電設備及電力網連接之線路，由再生能源發電設備設置者自行興建及維護；必要時，與其發電設備併聯之電業應提供必要之協助；所需費用，由再生能源發電設備設置者負擔。擴充加強電網



的部分，同條規定在既有線路外，其加強電力網之成本，由電業及再生能源電力生產廠商分攤。因此我國在擴充加強電網的部分，是採用共同分擔的方式，實際負擔狀況，將由電業及再生能源電力生產廠商協調。

### 第三節 主要特色

我國饋網電價制度相較於德國與西班牙，屬於較晚發展的國家，相關法規主要參考德國經驗。然而，除了饋網電價制度基本規定外，針對我國經濟發展、地理環境亦有特別規定，以下介紹我國饋網電價制度主要特色。

#### 一、再生能源定義

雖然水力發電屬於再生能源，為考量台灣河川地形及自然環境資源的因素，不應鼓勵破壞自然河川的發電裝置，因此饋網電價僅適用於人工圳路的「川流式」水力發電系統。除此之外，氫能的定義，為了考量經濟效益採取擴大解釋的方式，將氫能定義為分解水、天然氣或其他物質產生之氫氣，或利用細菌、藻類等生物之分解或發酵作用所產生之氫氣，代表氫氣的取得並無強制規定一定要再生能源。此一作法將鼓勵許多工業生產進行氫氣的回收利用，達到能源效率、減少污染的目的。

#### 二、再生能源發展基金

針對無法達到再生能源比例的電業，繳交一定金額作為再生能源發展基金，促使電業發展再生能源。再生能源發展基金於必要時，應由政府編列預算撥充。再生能源發展基金主要用於再生能源電價之補貼、再生能源設備之補貼、再生能源之示範補助及推廣利用，其他經中央主管機關核准再生能源發展之相關用途亦可使用此基金。

### 三、公共工程優先採用

再生能源發展條例中規定，政府於新建、改建公共工程或公有建築物時，其工程條件符合再生能源設置條件者，優先裝置再生能源發電設備。

### 四、業者間調節機制

為避免因再生能源發展條例，業者間有所爭議因而於司法過程纏訟，阻礙再生能源發展，特設有調節機制。再生能源發電設備設置者與電業間因再生能源發展條例有任何爭議時，於任一方提起訴訟前，應向中央主管機關申請調解，他方不得拒絕，中央主管機關應邀集學者、專家為之調解。調解成立者，與訴訟上之和解有同一之效力；調解不成立者，循仲裁或訴訟程序處理。

### 五、太陽光電競價機制

由於太陽光電相較其他再生能源而言，期初設置成本下降幅度明顯、施工期短且躉購費率較高，基於各種因素考量，經濟部提出競價機制配合進行饋網電價制度，其中包括部分額度採取競價機制的方式。民國 100 年第 1 期的太陽光電競價，競標容量為 15MW，其餘推廣容量則依據第一期最後競標結果，再決定後續競價容量。

## 第四節 發展現況

我國能源供給相當貧乏，大多能源皆為進口，自產能源比例相當低，且進口能源數量不斷提高，自 83 年的 71,197 千公秉油當量，上升至 98 年的 137,182 千公秉油當量；而自產能源則是自 83 年的 1,602 千公秉油當量，降至 98 年的 875 千公秉油當量。(詳參圖 六-2)

千公秉油當量

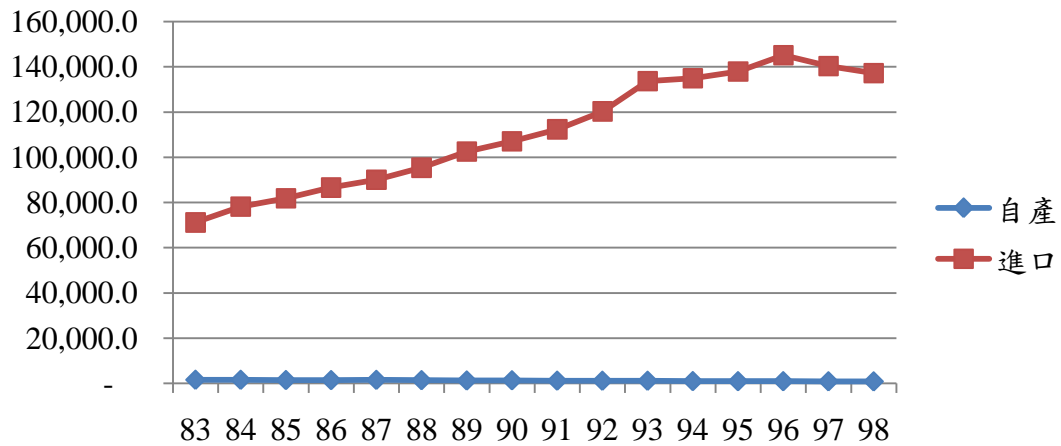


圖 六-2 我國能源供給

資料來源：經濟部能源局（2011）。

我國能源消費的部分，則是有逐漸上升的趨勢，直到近幾年才回復平穩，自83年的65,021千公秉油當量，上升至94年的111,143千公秉油當量，之後大致維持在115,000千公秉油當量的水準。

千公秉油當量

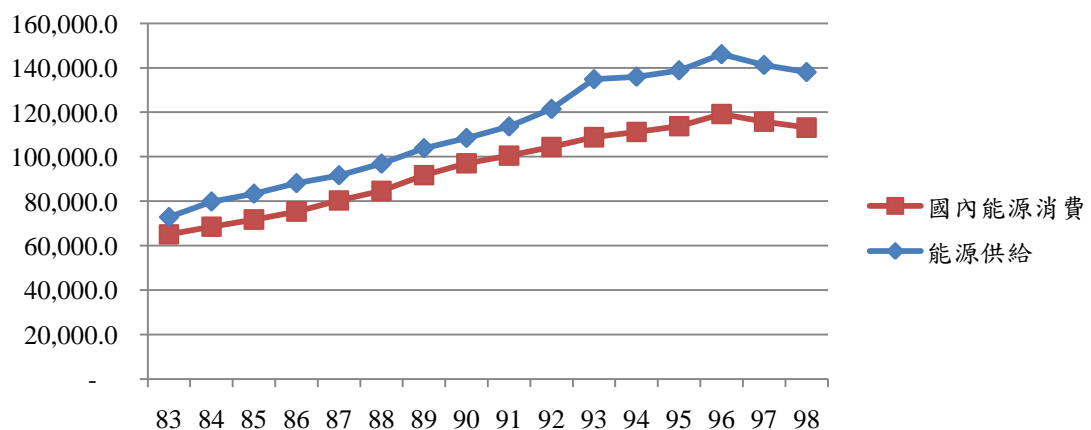


圖 六-3 我國能源供給與需求

資料來源：經濟部能源局（2011）。

我國能源供給，歷年來呈現上升的趨勢，其中又以原油及煤比例最高，再生能源比例相當低。

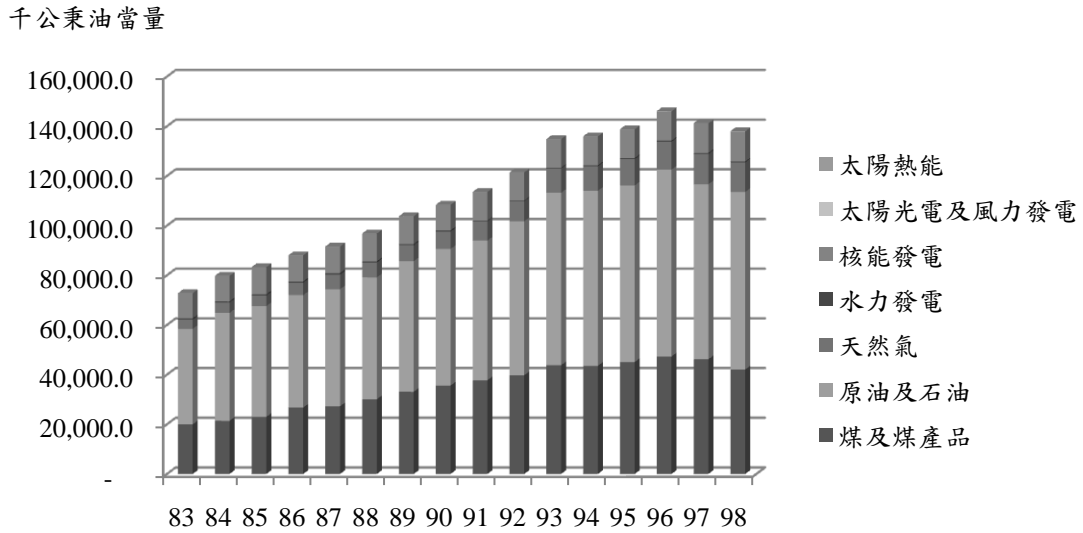


圖 六-4 我國能源供給—能源別

資料來源：經濟部能源局（2011）。

我國再生能源供給以水力能最高，然而因為台灣氣候環境因素，水力能波動幅度相當大，而太陽熱能、太陽光電及風力發電則是呈現逐漸上升的趨勢。

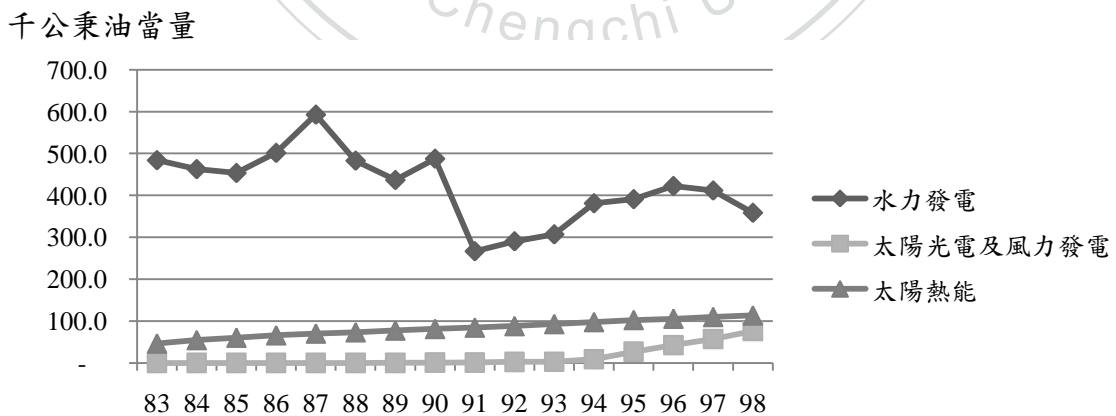


圖 六-5 我國再生能源供給

資料來源：經濟部能源局（2011）。

我國電力裝置容量歷年呈現成長趨勢，然其中成長最快的火力發電，非為再生能源，核能也占相當的比例。

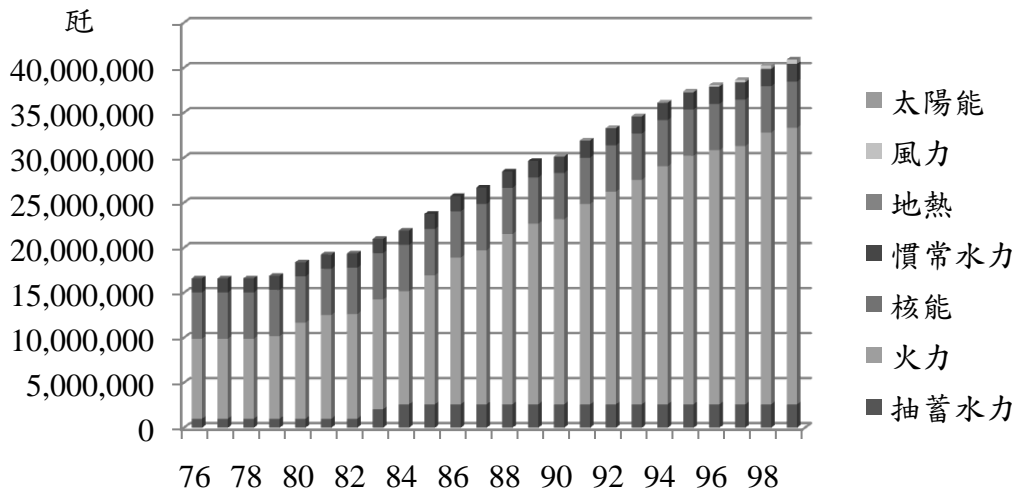


圖 六-6 我國歷年電力裝置容量

資料來源：台灣電力公司（2011）。

我國再生能源電力裝置容量則以抽蓄水力為最大宗，其次為慣常水力。風力發電及太陽能皆在發展當中，風力發電自 94 年開始大幅成長，自 94 年的 17,760 瓩上升至 99 年的 471,460 瓩，成長將近 26 倍。

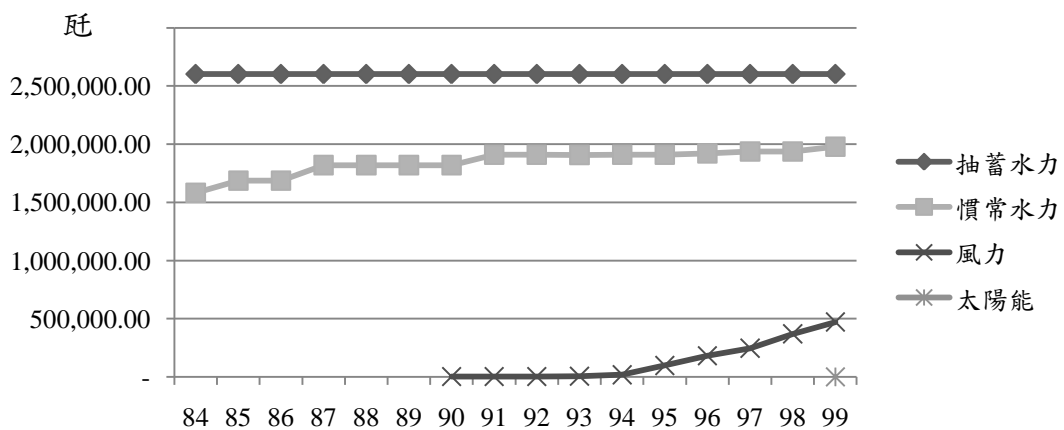


圖 六-7 我國再生能源裝置容量

資料來源：台灣電力公司（2011）。

## 第五節 饋網電價

我國饋網電價目前已公布 99 年及 100 年兩種版本，其饋網電價適用的期限不同，主要以再生能源設備設置者與電業簽訂購售電契約時為分界點。99 年饋網電價中以太陽光電費率最高，不論規模大小為何，每度皆超過 10 元。其次為風力發電，1 瓩至 10 瓩每度約為 7 元，而 10 瓩以上則銳減約為 2 元。費率最低的為川流式水力及生質能，費率為每度 2.0615 元。

表 六-8 我國 99 年再生能源饋網電價

項目	躉購費率 (元/度)
1 瓩以上至 10 瓩太陽光電 (規劃設備補助：5 萬元/kW)	11.1883 (相當於無設備補助 14.6030)
10 瓩以上至 500 瓩太陽光電	12.9722
500 瓩以上太陽光電	11.1190
1 瓩以上至 10 瓩風力	7.2714
10 瓩以上風力	2.3834
風力發電離岸系統	4.1982
川流式水力	2.0615
地熱能	5.1838
生質能	2.0615
廢棄物衍生燃料	2.0879

註：自再生能源發展條例生效日起適用至 99 年 12 月 31 日止。

資料來源：經濟部能源局。

我國 100 年饋網電價將太陽光電額外採行競價機制，因此饋網電價為規定上限的方式，另列表格公布。其餘再生能源仍是以固定電價的方式，最高為風力發電略高於 99 年費率，其次為地熱能，每度約為 4.8 元，亦略低於 99 年費率。



表 六-9 我國太陽光電發電設備電能躉購費率

再生能源類別	分類	裝置容量級距	上限費率(元/度)
太陽光電	屋頂型	1 瓩以上不及 10 瓩	10.3185
		10 瓩以上不及 100 瓩	9.1799
		100 瓩以上不及 500 瓩	8.8241
		500 瓩以上	7.9701
	地面型	1 瓩以上	7.3297

註：適用自中華民國一百年一月一日起至中華民國一百年十二月三十一日止  
資料來源：經濟部能源局。

表 六-10 我國 100 年再生能源饋網電價（太陽光電除外）

再生能源類別	分類	裝置容量級距	躉購費率(元/度)
風力	陸域	1 瓩以上不及 10 瓩	7.3562
		10 瓩以上*	2.6138
	離岸	無區分	5.5626
川流式水力	無區分	無區分	2.1821
地熱能	無區分	無區分	4.8039
生質能	無區分	無區分	2.1821
廢棄物	無區分	無區分	2.6875
其他	無區分	無區分	2.1821

\*依「台灣電力股份有限公司再生能源發電系統併聯技術要點」第 7 條第 4 項規定加裝 LVRT（低電壓持續運轉能力設備）者，躉購費率為 2.6574 元/度。

註：適用自中華民國一百年一月一日起至中華民國一百年十二月三十一日止  
資料來源：經濟部能源局。

## 第七章 各國饋網電價制度比較

比較德國、西班牙以及我國饋網電價制度，可發現德國與西班牙皆屬歐盟成員國，其法律規範受到歐盟體系限制。歐盟法律的法律位階及效力，皆高於其他成員國法律，因此歐盟提出的再生能源法律，成員國皆必須遵守。歐盟法律可分為條例、指令，若歐盟公布相關條例，則各成員國不需另行規定，可直接適用；若歐盟公布指令，則各成員國必須進行相對應的國內立法。目前歐盟再生能源主要相關指令有再生能源電力指令、再生能源交通指令以及再生能源指令。其中內容包含再生能源電力發展指標、發展機制等。德國以及西班牙皆依照歐盟指令進行相關立法，因此部分規定乃依循歐盟指令而相同，像是電網成本分攤方法應適當的公布及共同制約再生能源發展目標等；但是歐盟指令亦保留各成員國的立法空間，像是發展再生能源機制不只一種，而供各成員國選擇最適合自身國家方式發展。

歐盟支持再生能源電力發展主要原因有環境保護、減少溫室氣體排放、降低核能風險、維護能源供給安全、減少能源進口依賴、石化燃料的稀有性經濟競爭、增加工作機會、創造新興產業等，以上動機促使歐洲議會（European Parliament）及歐盟會議（EU Council）制定 2001/77/EC 指令，推動再生能源電力發展。由表七-1 可知歐洲各國在 2010 年及 2020 年，再生能源電力比例目標。然而我國並非歐盟成員國之一，並非強制依循歐盟指令進行，因此主要考量世界共同標準及本國經濟環境條件，所制定再生能源發展條例。

表 七-1 各國再生能源電力比例目標

國家	2010 年目標	2020 年目標
奧地利	78.1%	34%
比利時	6.0%	13%
保加利亞	11.0%	16%
塞普勒斯	6.0%	13%
捷克	8.0%	13% (15-16%) <sup>1</sup>

國家	2010 年目標	2020 年目標
丹麥	29.0%	30%
愛沙尼亞	5.1%	25%
芬蘭	31.5%	38%
法國	21.0%	23%
德國	12.5%	18% (30%) <sup>2</sup>
希臘	20.1%	18%
匈牙利	3.6%	13%
愛爾蘭	13.2% (15.0%) <sup>2</sup>	16% (33%) <sup>2</sup>
義大利	25.0%	17%
拉脫維亞	49.3%	42%
立陶宛	7.0%	23%
盧森堡	5.7%	11%
馬爾他	5.0%	10%
荷蘭	9.0%	14% (20%) <sup>2</sup>
波蘭	7.5%	15%
葡萄牙	39.0% (45%) <sup>2</sup>	31%
斯洛伐克	31.0%	14%
斯洛維尼亞	33.6%	25%
西班牙	29.4% (30.3%) <sup>2</sup>	20%
瑞典	60.0% (51%) <sup>2</sup>	49%
英國	10.0%	20% <sup>3</sup>

註：1.2030 年目標

2.將再生能源電力目標及再生能源目標分開列計

3.英國政府尚未採行書面確認

資料來源：Klein, A., et al. (2008)

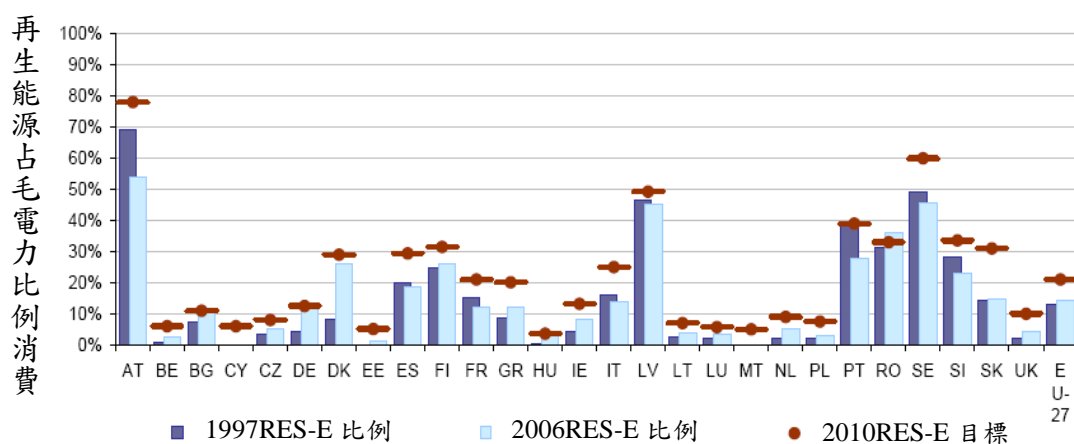


圖 七-1 各國再生能源電力比例及目標

註：RES-E 為再生能源電力

資料來源：Klein, et al. (2008)

現今歐盟 20 個國家採用饋網電價制度，其中有著各式各樣的制度設計，包含饋網電價的範圍不同、是否有購買義務或是可否調整饋網電價水準等，對於相同再生能源技術亦有不同計算生產成本的觀念，像是階梯式費率設計。部分成員國則視技術發展規模決定費率遞減程度，避免廠商享有過多利潤。Klein, et al. (2008) 針對購買義務、階梯電價、遞減電價、溢價機制、平均負擔及預期義務等項目，進行各國統計，調查發現幾乎所有國家皆有購買義務，其次為階梯電價以及平均負擔，而預期義務則是少數國家才有。

表 七-2 歐盟國家饋網電價制度設計

國家	購買義務	階梯電價	遞減電價	溢價機制	平均負擔	預期義務
奧地利	V	V	—	—	V	—
保加利亞	V	V	—	—	—	—
塞普勒斯	V	V	—	—	V	—
捷克	V	V	—	V	V	—
丹麥	V	V	—	V	V	—
愛沙尼亞	V	—	—	V	V	V
法國	V	V	V	—	V	—
德國	V	V	V	—	V	—
希臘	V	V	—	—	V	—
匈牙利	V	—	—	—	V	—
愛爾蘭	V	V	—	—	V	—
義大利	V	V	V	—	V	—
拉脫維亞	V	V	—	—	—	—
立陶宛	V	—	—	—	V	—
盧森堡	V	V	—	—	V	—
荷蘭 <sup>1</sup>	—	V	—	V	—	—
葡萄牙	V	V	—	—	V	—
斯洛伐克	V	V	—	—	V	—
斯洛維尼亞	V	V	—	V	V	V
西班牙	V	V	—	V	V	V
我國	V	V	—	—	V	—

註：1. 荷蘭每位電力消費者皆須負擔相同的金額於再生能源電力。荷蘭於 2006 年 8 月 18 日時中斷饋網電價支付於再生能源電力廠商，然而 2008 年 4 月以新費率重新作為主要支持再生能源發展機制。

資料來源：Klein, et al. (2008)。

饋網電價的設定會影響政策成功與否，然各國饋網電價的比較，並無法代表絕對的優勢，仍需配合當地的投資環境及法規設計。因此在進行各國饋網電價比較時，可看出各項再生能源技術的發展情形，並無法透過該項科技在該國的費率高於其他國，就代表該國有絕對優勢。由表 七-3 可知，各國太陽光電普遍費率高於其他科技，代表太陽光電為目前各國積極發展的項目。

表 七-3 各國再生能源饋網電價

單位：歐元/kWh

國家	陸上型 風力	離岸型 風力	太陽光電	生質能	水力
奧地利	0.073	0.073	0.29 - 0.46	0.06 - 0.16	n/a
保加利亞	0.07 - 0.09	0.07 - 0.09	0.34 - 0.38	0.08 - 0.10	0.045
塞普勒斯	0.166	0.166	0.34	0.135	n/a
捷克	0.108	0.108	0.455	0.077 - 0.103	0.081
丹麥	0.035	n/a	n/a	0.039	n/a
愛沙尼亞	0.051	0.051	0.051	0.051	0.051
法國	0.082	0.31 - 0.58	n/a	0.125	0.06
德國	0.05 - 0.09	0.13 - 0.15	0.29 - 0.55	0.08 - 0.12	0.04 - 0.13
希臘	0.07 - 0.09	0.07 - 0.09	0.55	0.07 - 0.08	0.07 - 0.08
匈牙利	n/a	n/a	0.097	n/a	0.029 - 0.052
愛爾蘭	0.059	0.059	n/a	0.072	0.072
義大利	0.3	0.3	0.36 - 0.44	0.2 - 0.3	0.22
拉脫維亞	0.11	0.11	n/a	n/a	n/a
立陶宛	0.10	0.10	n/a	0.08	0.07
盧森堡	0.08 - 0.10	0.08 - 0.10	0.28 - 0.56	0.103 - 0.128	0.079 - 0.103
荷蘭	0.118	0.186	0.459 - 0.583	0.115 - 0.177	0.073 - 0.125
波蘭	n/a	n/a	n/a	0.038	n/a
葡萄牙	0.074	0.074	0.31 - 0.45	0.1 - 0.11	0.075
斯洛伐克	0.05 - 0.09	0.05 - 0.09	0.27	0.072 - 0.10	0.066 - 0.10
斯洛維尼亞共 和國	0.087 - 0.094	0.087 - 0.095	0.267 - 0.414	0.074 - 0.224	0.077 - 0.105
西班牙	0.073	0.073	0.32 - 0.34	0.107 - 0.158	0.077

國家	陸上型 風力	離岸型 風力	太陽光電	生質能	水力
英國	0.31	n/a	0.42	0.12	0.23
台灣	0.064-0.18	0.136	0.179-0.252	0.053	0.053

註：適用於 2010 年 4 月 1 日

資料來源：Europe's energy portal (2011)，網址：<http://www.energy.eu/>

綜整德國、西班牙以及我國饋網電價制度相關規定，整理出下表。就推廣目標而言，德國與西班牙為設定再生能源配比，我國為設定獎勵裝置容量；躉購期間西班牙最長可達 26 年，我國次之為 20 年，德國則有 15 年的規定。適用的再生能源總類大致相同，皆含有太陽能、生質能、風力、水力等。我國設有政府基金支應饋網電價制度，而德國與西班牙主要依轉嫁方式由最終消費者負擔。

表 七-4 各國再生能源電價制度比較

國家	德國	西班牙	台灣
法規	再生能源法	皇家法令	再生能源發展條例
推廣目標	2020 年再生能源電力配比達 30%	2020 年再生能源電力配比達 20%	獎勵裝置容量達 650-1,000 萬瓩
躉購期間	15-20 年	20-26 年	20 年
再生能源種類	水力（含波浪能、潮汐能、鹽梯度能、洋流能）、風能、太陽能、地熱能、生質能（含生質沼氣、掩埋場沼氣、汗水處理場沼氣、工業廢棄物之有機生質能）	風力發電、太陽光電、太陽熱能、地熱發電、生質能、水力發電	太陽能、生質能、地熱能、海洋能、風力、非抽蓄式水力、國內一般廢棄物與一般事業廢棄物等直接利用或經處理所產生之能源，或其他經中央主關機關認定永續利用之能源
熱利用獎勵	未規定；另以法律訂之	未規定；另以法律訂之	太陽熱能利用、生質能燃料及其他具發展潛力之熱利用技術
躉購方式	強制併聯躉購	強制併聯躉購	強制併聯躉購
設立基金	未成立基金	未成立基金	1. 成立基金，由電業及設置自用



			發電設備達一定裝置容量以上者，按其不含再生能源發電部份之總發電量，繳交一定金額充作基金；用於補貼台電收購再生能源發電能費用與迴避成本之價差及其他獎助，繳交基金之費用可以附加反映至電費上，由電力消費者負擔 2. 允許政府在必要時由預算編列撥充
電價機制	調整機制	調整機制	電價制定委員會
設備獎勵			提供設備補貼，以及補助再生能源發電示範與推廣
其他配套措施	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 規範能源密集之工業及鐵路運輸業符合一定條件下，得享較優惠之電價，避免高電價成本影響經濟發展</li> <li>2. 提供信貸保證</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 固定或溢價電價選擇模式</li> <li>2. 提供低利率貸款財務協助</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 提供設備補貼，補助再生能源發電示範與推廣，並未針對特殊產業</li> <li>2. 提供關稅減免、免申請雜照、放寬併聯與用地取得條件等</li> <li>3. 設有爭議強制調解機制</li> </ol>

資料來源：本文自行整理。

德國與西班牙發展再生能源已有相當的歷史，因此德國與西班牙饋網電價制度相關法規皆依其再生能源發展，經過不斷的修訂。目前德國與西班牙部分規定，皆為再生能源發展至一定程度後，考量施行情形所增加的規定，例如德國設有標

準費率規定，乃為防止再生能源電力生產無效率。我國則屬於再生能源發展初期，因此必須考量本國再生能源現有廠商規模，並以此訂定相關法規，不可完全移植他國規定。再生能源發展的過程當中，亦需考量經濟發展所受到的影響，不得使能源密集產業受到嚴重的衝擊。



## 第八章 結論與建議

氣候變遷為目前各國極需解決的重要課題，透過各項行動方案，全球皆積極設法減緩氣候變遷所帶來的影響。台灣雖然不是聯合國的成員之一，但秉持著世界村一員的角度，仍要盡最大的努力，協助改善全球暖化。再生能源為解決氣候環境惡化、能源價格高漲的方法之一，雖然目前就能源成本而言，再生能源發電成本高於核能及火力發電成本，但其未來的發展性及環境保護層面而言，皆是相當可觀的，因此目前我們應該積極思考發電成本與環境保護之間的權衡。

再生能源的推廣為全世界不可阻擋的趨勢，如何隨著世界潮流，改善我國能源結構，為目前極需探討的重要課題。再生能源推廣政策當中，饋網電價制度為目前成功發展再生能源的政策之一，透過全球採用饋網電價制度成功的案例，汲取當中的歷史經驗，讓我們學習如何以最有效率的方式，執行饋網電價制度。

本文首先彙整各種再生能源政策，提出饋網電價制度為目前各國最常用的政策之一，再藉由饋網電價相關理論探討，得出價格政策與數量政策的優缺點、再生能源訂價理論方法以及各種饋網電價訂價模型。爾後，透過各國實施饋網電價制度的相關規定，統整出饋網電價制度的基本要素，主要有電網連結、電價設定、電價調整，以及財務機制等其他配套措施，進而分析德國、西班牙與我國引進饋網電價制度歷史、法規架構、目前成效以及主要特色。德國主要特色有根據容量調整的饋網電價、設定參考產量等，皆是根據其本身再生能源發展過程，而制訂出的相關法規。西班牙的主要特色為溢價電價機制，將市場機能引入饋網電價制度當中，並達到良好成效，目前為防止廠商獲得超額利潤，特設定上下限。我國近年才開始實施饋網電價制度，許多規定近期才備置完畢，因此尚需時間來檢視政策的有效性。針對饋網電價制度中的購買義務、階梯電價、遞減電價、溢價機制、平均負擔及預期義務等項目，進行各國統計調查發現，幾乎所有國家皆有購買義務，其次為階梯電價以及平均負擔，而預期義務則是少數國家才有，可說明

饋網電價制度的重要核心為購買義務、階梯電價及平均分擔的法規設計。透過德國與西班牙施行饋網電價制度的歷史軌跡、法規設計、電價設定等比較，瞭解我國的優勢與劣勢，在未來法規修定、制度改革的過程中，皆可獲得極大的助益。

透過本文分析統整，得出以下建議：

- 一、提高人民綠色觀念，推廣再生能源：各項政策除了政府補助外，更重要的是全民配合。提高人民使用再生能源的觀念，將可推行綠色電價等相關政策，進一步達成市場機能效率。
- 二、落實法規條文：目前我國再生能源相關法規皆已陸續建置，然許多規定尚未落實，主管機關應盡速成立行動小組，規畫承辦相關事宜，使再生能源法規落實化。
- 三、行政程序便民化：再生能源設備補貼及適用再生能源饋網費率等申辦事宜，審核時間不宜過長，使業者承擔資金閒置成本，應採取確實、清楚的申辦說明，並盡速審核完畢。
- 四、定期審核、檢討再生能源饋網電價費率：由於科技發展十分快速，再生能源又是全球積極發展的科技之一，因此應定期審核及檢討饋網電價費率，使得廠商僅獲取合理利潤，降低全民負擔。
- 五、積極發展再生能源產業：再生能源的發展，不可依靠單一政策，應多管齊下。除饋網電價制度外，亦應將再生能源產業列為新興能源產業，投入資金與人才，積極協助發展。其中又以再生能源技術突破最為重要，透過技術創新使再生能源設備得以達到商業化水準，使再生能源電力成本降低。

## 參考文獻

### 一、中文部分

1. 李珣琮、施勵行(2010), 論述我國再生能源發展政策之效益評估模型架構, *碳經濟*, 19。
2. 周麗芳、林良楓、陳香梅(2010), 再生能源饋網電價機制與財稅誘因, *財稅研究*, 42(6)。
3. 時璟麗(2008), *可再生能源電力價格形成機制研究*, 北京: 化學工業出版社。
4. 陳艷茹(2005), 德國再生能源法簡介, 工業技術研究院綠能與環境研究所, 再生能源推廣室。

### 二、英文部分

1. BMU(2010), Development of Renewable Energy Sources in Germany 2009.
2. Couture, T., Y. Gagnon (2009), An analysis of feed in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment, *Energy Policy*, 38: 955-965.
3. IDEA (2009), Memoria annual 2009, Energias renovables.
4. Jacobs, D. (2010), The international experience of feed in tariffs, Environmental policy research centre.
5. Klein, A., B. Pfluger, A. Held, M. Ragwitz, G. Resch, T. Faber (2008), *Evaluation of different feed in tariff design options-best practice paper for the international feed in cooperation*. Berlin: Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety.
6. Lesser, J. A., X. Su (2008). Design of an economically efficient feed in tariff structure for renewable energy development. *Energy Policy*, 36: 981-990.
7. Menanteau, P., D. Finon, M. L. Lamy (2003), Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy. *Energy Policy*, 31: 799-812.
8. Mendonça, M. (2010), *Feed in tariffs accelerating the deployment of renewable energy*, world future council.
9. Mendonça, M., D. Jacobs, B. Sovacool (2010), *Powering the green economy : The feed in tariff handbook*, Virginia: Stylus Pub Llc.
10. Montero, J. P. (2002), Price versus quantities with incomplete enforcement, *Journal of public economics*. 85: 435-454.
11. Morthorst, P. E., P. Helby, J. Twidell, O. Hohmeyer, D. Mora, H. Auer, G. Resch, C. Huber, C. Schonbauer (2005), *Support schemes for renewable energy: a comparative analysis of payment mechanisms in the EU*, European wind energy

association.

12. Reiche, D., M. Bechberger (2004), Policy differences in the promotion of renewable energies in the EU member states. *Energy Policy* 32: 843 – 849.
13. Renewable Energy Policy Network for the 21<sup>st</sup> Century (2008), *Renewable energy potentials in large economies: Summary report*. Germany: Author.
14. \_\_\_\_ (2009), *Global status report on local renewable energy policies*. Germany: Author.
15. \_\_\_\_ (2010), *Renewables 2010: Global status report*. Germany: Author.
16. Rickerson, W., F. Bennhold, J. Bradbury (2008), *Feed in tariffs and renewable energy in the USA: A policy update*. Heinrich Böll Foundation, North Carolina Solar Center, World Future Council.
17. Rio, P. D., M. A. Gual (2007), An integrated assessment of the feed in tariff system in Spain, *Energy policy*, 35: 994-1012.
18. Runci, P., (2005), *Renewable energy policy in Germany : an overview and assessment*, Richland, Washington.
19. Sawin, J. L. (2004), National policy instruments: policy lessons for the advancement and diffusion of renewable energy technologies around the world. Thematic Background Paper, International Conference for Renewables, Bonn.
20. Weitzman, M. L. (1974), Price vs. quantities, *Review of economics studies*, 41: 477-491
21. WWF(2011), *The energy report 100% renewable energy by 2050*
22. Yann, A. B. (2010), *HOME：地球降溫手冊*。(王惟芬譯)。台灣：行人文化實驗室。(原著 2009 年出版)

### 三、網路資源

1. 台灣電力公司 (2011), 統計資料, 網址: <http://www.taipower.com.tw/>
2. 經濟部能源局 (2011), 能源統計年報, 網址: [http://www.moeaboe.gov.tw/opengovinfo/Plan/all/energy\\_year/main/EnergyYearMain.aspx?PageId=default](http://www.moeaboe.gov.tw/opengovinfo/Plan/all/energy_year/main/EnergyYearMain.aspx?PageId=default)
3. 經濟部能源局 (2011), 經濟部能源局油價資訊管理與分析系統, 網址: <http://www.moeaboe.gov.tw/oil102/>
4. 經濟部能源局再生能源網 (2011), 網址: <http://www.re.org.tw/RE2/>
5. International feed in cooperation (2011), 網址: <http://www.feed-in-cooperation.org/>
6. Reegle (2011), 網址: <http://www.reegle.info/countries>
7. RES legal (2011), 網址: <http://www.res-legal.de/en.html>
8. World future council (2011), 網址: <http://www.futurepolicy.org/>