

行政院原子能委員會
委託研究計畫研究報告

風力產氫結合燃料電池應用於偏遠地區緊急救援系統示範計畫

**The Study of Demonstrative Project Applying Combination of
Hydrogen Generated by Wind Power and Fuel Cell to Emergency
Rescuing System in Remote Areas**

計畫編號：1002001INER069

受委託機構：財團法人台灣經濟研究院

計畫主持人：左峻德所長

聯絡電話：02-25865000 #908

E-mail address：d1948@tier.org.tw

核研所聯絡人員：黃峻維

報告日期：100年12月6日

目錄

中文摘要	8
英文摘要	9
壹、 研究緣起與目的	11
貳、 研究方法與過程	14
一、 國際相關案例分析	15
(一) 再生能源製氫與燃料電池之技術發展趨勢分析	15
1. 製氫技術	15
2. 燃料電池技術	19
(二) 國際再生能源結合燃料電池之計畫	24
1. 加拿大 Prince Edward Island	26
2. 挪威 Utsira Island	29
3. 英國 HARI project	34
4. 蘇格蘭 Scotland Unst Island	39
5. 西班牙、希臘 RES2H2 Project	44
6. 美國 Wind2H2	49
7. 阿根廷 Patagonia	54
8. Roads2HyCom	61
二、 台灣小型風力發電機及燃料電池產業概況分析	69
1. 國內小風機產業經營概況分析	69
2. 國內小風機產品價格分析	73
3. 中小型風力機發電成本分析	76
4. 燃料電池與氣體製造產業概況	78
三、 可行性評估與成本效益分析	79
(一) 國外案例之經濟效益分析	79
(二) 台電再生能源製氫之案例分析	88
(三) 再生能源製氫結合燃料電池之發電成本分析	98
1. 風能產氫之成本效益分析	99
2. 小型風力發電機製氫結合燃料電池之成本效益分析	105

參、	主要發現與結論	110
一、	國外相關案例.....	110
二、	台灣小型風力發電機產業發展概況.....	112
三、	台灣小型風力機結合燃料電池之成本效益分析	114
肆、	參考文獻	116

表目錄

表 1 各種產氫技術之成本比較.....	16
表 2 各類燃料電池之特性.....	22
表 3 國際著名風/氫系統示範計畫.....	25
表 4 Prince Edward Island 風力與氫能混合系統的獨立發電系統規格.....	27
表 5 Utsira 島風力與氫能混合系統的獨立發電系統規格.....	30
表 6 HARI project 子系統設備規格及成本.....	35
表 7 西班牙投資項目與經費.....	48
表 8 希臘投資項目與經費.....	48
表 9 Wind2H2 年度預算表.....	51
表 10 Wind2H2 系統主要設備之規格概要.....	53
表 11 50 公尺高空之標準風能分級.....	55
表 12 容量計算假設.....	56
表 13 成本計算假設.....	56
表 14 不同規模之系統產出計算.....	57
表 15 11GW 風力機農場規模之年製氫成本(包括管線部分).....	58
表 16 11GW 風力機農場規模之年製氫成本(不包括運輸部分).....	58
表 17 1MW 風力發電之資本支出.....	64
表 18 1MW 太陽能發電之資本支出.....	64
表 19 250MW 大型電解槽之資本支出.....	64
表 20 1MW 級風力發電之 A 製程成本.....	65
表 21 太陽能發電之 A 製程成本.....	66
表 22 電解製氫之 B 製程成本.....	67
表 23 每單位氫氣成本之敏感度分析.....	68
表 24 台灣中小型風力機廠商與研究機構開發機型.....	69
表 25 國內小型風力機之營業概況.....	71
表 26 台灣風力機相關零組件廠商之營業概況.....	72
表 27 國內小型風力機不同機型之營業概況.....	72
表 28 台灣中小型風力機內外銷出貨情況.....	73

表 29 國內小型風力機平均裝置價格概況.....	74
表 30 台灣小型風力機不同機型平均裝置價格概況.....	75
表 31 台灣燃料電池與氣體製造商概況.....	78
表 32 不同製氫技術因數之 H2A 經濟分析系統.....	80
表 33 簡化系統之成本效益(粗估).....	87
表 34 發電系統主要規格.....	91
表 35 固態儲氫系統主要規格.....	94
表 36 風力發電之資本支出.....	100
表 37 電解槽之資本支出.....	101
表 38 成本文獻回顧.....	102
表 40 市售純氫型燃料電池.....	106
表 41 燃料電池之資本支出.....	106
表 42 再生能源發電結合燃料電池之發電成本.....	109

圖目錄

圖 1 本計畫研究架構圖.....	14
圖 2 未來製氫可行流程.....	18
圖 3 燃料電池(Fuel Cell)基本發電機制.....	19
圖 4 甲烷蒸氣重組產氫流程.....	20
圖 5 燃料電池堆(Stack).....	20
圖 6 系統規劃圖.....	23
圖 7 系統運作流程圖.....	24
圖 8 加拿大 Prince Edward Island 50 公尺高空風況分佈圖.....	26
圖 9 加拿大 Prince Edward Island 風氫混合系統架構示意圖.....	28
圖 10 加拿大 Prince Edward Island 廠區配置圖.....	28
圖 11 Utsira 島 50 公尺高空風速分佈圖.....	29
圖 12 Utsira 島風力與氫能混合系統架構.....	31
圖 13 Utsira 島廠區現況.....	31
圖 14 風/氫系統運轉率.....	32
圖 15 HARI project 廠址位置圖.....	34
圖 16 West Beacon Farm 的能源供應系統.....	37
圖 17 West Beacon Farm 的產氫建築(Hydrogen building)平面配置圖.....	37
圖 18 Unst 島 50 公尺高空風速圖(測試時間為平均 10 分鐘一筆).....	40
圖 19 Unst 島風力產氫能源供應系統.....	42
圖 20 Unst 島歷史統計之個別系統故障率佔比.....	42
圖 21 Unst 島需求能源降低 55%.....	43
圖 22 西班牙 RES2H2 計畫設置地理位置.....	45
圖 23 西班牙 RES2H2 運轉模式.....	45
圖 24 希臘 RES2H2 計畫運轉模式.....	46
圖 25 希臘 RES2H2 計畫設置地理位置.....	47
圖 26 美國潛在風能地圖.....	49
圖 27 Wind2H2 廠址設備配置概要圖.....	50
圖 28 Wind2H2 運作模式示意圖.....	52

圖 29 阿根廷 50m 高空之年平均風速和河流分佈圖.....	54
圖 30 不同規模假設下之產氫成本.....	59
圖 31 R2H 計畫之示範地點分布圖.....	62
圖 32 R2H 計畫之分組概況.....	63
圖 33 製氫系統之概要圖.....	63
圖 34 台灣自產小型風力機發電成本分析.....	77
圖 35 H2A 經濟分析模型之概要圖.....	79
圖 36 PEM 電解槽之成本結構.....	82
圖 37 Alkaline 電解槽之成本結構.....	82
圖 38 H2A 分析(降低電池堆成本).....	83
圖 39 H2A 分析(降低 PE 成本).....	84
圖 40 H2A 分析(提高電解槽效率).....	85
圖 41 成本效率邊際曲線.....	85
圖 42 10kW 風機輸電至電解槽之效率示意圖.....	87
圖 43 實驗系統佈置規劃.....	89
圖 44 太陽光電示範系統鳥瞰圖.....	90
圖 45 測風儀及風力機預定設置地點.....	92
圖 46 風力機外觀.....	92
圖 47 薄膜式水電解產氫器內部組件配置.....	93
圖 48 儲氫設備(漢氫公司 HB-SS33300).....	94
圖 49 燃料電池、儲氫設備和電解槽在實驗室中的相關位置.....	95
圖 50 風/氫系統經濟分析模型架構.....	98
圖 51 台電示範計畫風能製氫之成本.....	102
圖 52 不同成本情境之下，台電示範計畫可能運轉模式之製氫成本示意圖.....	104
圖 53 台灣小型風力機發電成本與離島發電成本比較.....	104

中文摘要

我國地處歐亞大陸板塊與菲律賓海板塊的交接地帶上，板塊活動使得台灣地區出現相當頻繁的地震活動。另外台灣位於西北太平洋颱風活動主要路徑上，每年有 3~5 個颱風會侵襲台灣地區，亦是影響台灣最嚴重的天然災害之一。

因此，在台灣對於天然災害防犯顯的格外重要，特別在面對突如其來的災難時，緊急救援系統的支援將扮演重要的救難工具，尤其在台灣的偏遠地區常因天然災害而造成對外的通訊中斷無法向外求援，失去救援的先機。因此本計畫希望透過以再生能源進行製氫、儲氫，並結合燃料電池系統作為偏遠地區的緊急救援系統設備電力之可行性研究計畫。

本計畫將針對國內小風機產業能量進行蒐集分析，瞭解國內產業能量與廠商研發投入概況，並提出運用 10kW 以下小風機並結合燃料電池系統，應用於偏遠地區緊急救援系統之可行性，分析其成本效益。完成運用小型風力發電系統進行製氫、儲氫，並結合燃料電池系統作為偏遠地區的緊急救援系統設備電力來源之可行性研究，瞭解再生能源結合緊急救援系統應用於我國偏遠地區可行性，以及未來的應用推廣經濟性，期使強化我國在災害防救的功能。

英文摘要

Our country is located in the boundary of Eurasian Plate and Philippine Sea Plate, where tectonic movements occur, triggering frequent earthquakes in the area. In addition, Taiwan also sits on a crucial part West Pacific's typhoon belt. Thus typhoon--one of most catastrophic, nationally-influenced natural disasters—strike the area three to five times per year.

Hence, precaution of natural disasters seems to be of great significance here, especially as people confronting unexpected ones. The backup of emergency rescue system(ERS) is going to play a crucial role as rescue implements. Furthermore, natural disasters often contribute to the disruption of communication which otherwise may serve as the preemptive action of recourse to help in the remote areas. Therefore, this project is expected to take advantage of renewable energy sources to generate hydrogen and deposit hydrogen, and to combine fuel cell system as a feasible research project of the ERS backing up electricity.

Backed by the collection and analysis of the data of small wind turbine industrial energy in our country as well as further understanding the manufacturers' input of R&D, the project provides the feasibility of applying small wind turbine below 10kW combined with fuel cell

system to ERS in remote areas, and it also concerns with the analysis of the benefit. On the whole, the capability of prevention and rescue of disasters in our country might be strengthened if, combined with the feasibility study of the ERS backing up electricity in the remote areas, the usage of small-scale wind power electric generating system to generate hydrogen and deposit hydrogen is accomplished and further consideration into the feasibility and marketability of the combination of renewable sources and ERS applied in the remote areas of our country is positively emphasized.

壹、研究緣起與目的

由於台灣地處歐亞大陸板塊與菲律賓海板塊的交接地帶上，板塊間移動使得台灣地區的地震活動相當頻繁，且台灣位於西北太平洋颱風活動主要路徑上，每年平均約有 3~5 個颱風會侵襲台灣地區，導致台灣地區天然災害事件頻傳。

因此，在台灣對於天然災害防範顯的格外重要，特別在災難現場，電力系統往往受損嚴重，以致於對外通訊中斷無法向外求援，失去救援的先機，故緊急電力救援系統的支援將扮演重要腳色。因此本計畫希望透過再生能源進行製氫、儲氫，並結合燃料電池系統作為偏遠地區的緊急救援系統設備電力之可行性研究計畫。

因再生能源的研究範疇廣大，在技術開發階段須耗費相當大的研究人力和資本，因此各國應根據自身擁有的獨特地理環境條件，發展適宜的再生能源產業，並利用國內市場作為前期市場，在技術與成本課題相繼克服之後，將相關技術轉移至產業界，藉此開發國際市場。目前台灣國內再生能源的研究，主要集中在風力機、太陽能面板、燃料電池和生質能。

其中，風力發電為近年來成長最快的再生能源發電技術，依單機容量可分為大型風力機(MW 級)與中小型風力機。大型風力機主要應用在集中式發電以替代大型發電廠，受到各國大規模興建風場，大型風力機市場在近十年內快速成長，目前國際大廠已具備量產風力

機單機容量 5MW 以上能力。由於大型風力發電機是以電廠規模進行建置，必須選擇風場良好之空曠地區，但由於大型風力發電機組體積十分龐大，受限於陸域可開發土地面積有限，目前離岸式風場開發已成為關注焦點。

而中小型風力機一般為私人使用，通常用以取代或與傳統柴油發電機互補為其用途，以自給自足的供電方式滿足一般消費者或家庭之電力需求，特別是在地幅廣闊的美洲大陸、歐陸、以及中國，存在小風機之基本市場需求。近年來各國相繼推動分散式電力系統，加上產品具備因地制宜、應用層面廣泛等優點，中小型風力機產業比以往更受重視，英、美等國更進一步將中小型風力機推廣至住宅電力系統、事業用電力系統、以及都會區的應用。

至於燃料電池部分，因燃料電池基本運作模式為利用氫氣與氧氣的化學反應，產生水、電力和熱能(電解水之逆反應)，是一個相當乾淨又安全的發電系統。相較於其他機械性發電方式，必須先通過燃燒燃料產生熱能，再利用此熱能加熱冷水，使其氣化成蒸氣，藉此將熱能轉化為機械能推動渦輪，最後再轉換成電力，上述過程包含數個階段，每個階段中都會發生能源耗損，因此燃料電池的發電效益於相較之下高出許多。又因燃料電池只要源源不絕地供應氫氣和氧氣燃料，就可以產生穩定的電力，故沒有集中發電的限制，因此非常適合作為分散式發電機。但是再生資源雖然是乾淨穩定永續之

能源，可是發電輸出大部分存在著週期性變動。因此，國際上近幾年來，隨著相關技術發展，已有許多再生能源結合燃料電池的國家型示範計畫，於此系統中，可於電力需求低峰期間，將再生能源所產生的多餘電力用於電解水，並將所產生的氫氣儲存起來，以備將來電力需求高峰期間，供應給燃料電池發電，藉此達到更穩定的系統電力輸出，故特別適合作為偏遠地區的獨立電力系統和電力網遭破壞地區之緊急發電系統。

因此，本計畫將針對國內小風機產業能量進行蒐集分析，瞭解國內產業能量與廠商研發投入概況，並提出運用 10kW 以下小風機並結合燃料電池系統，應用於偏遠地區緊急救援系統之可行性，分析其成本效益。完成運用小型風力發電系統進行製氫、儲氫，並結合燃料電池系統作為偏遠地區的緊急救援系統設備電力來源之可行性研究，瞭解再生能源結合緊急救援系統應用於我國偏遠地區可行性，以及未來的應用推廣經濟性，期使強化我國在災害防救的功能。

貳、研究方法與過程

本計畫欲先整理製氫和燃料電池之技術發展趨勢，接著再調查再生能源結合燃料電池之國際示範計畫內容，從中瞭解示範計畫之系統發電規模、相關子系統規格、系統運作模式及系統整合模式，並調查台灣中小風機市場產業概況及國內相關示範計畫，參考國內外文獻，分析於台灣發展再生能源結合燃料電池之經濟效益。整體架構如圖 1。值得注意的是本篇所採用的匯率統一為：

- (1) 1 英鎊=48.22 新台幣；
- (2) 1 歐元=30 新台幣；
- (3) 1 美元=41.7 新台幣。

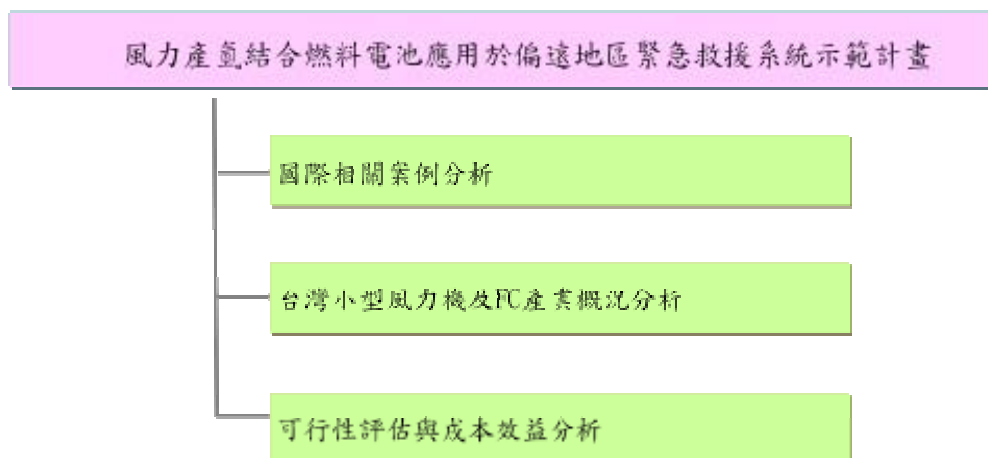


圖 1 本計畫研究架構圖

一、 國際相關案例分析

本計畫欲於此章節，整理國際上製氫和燃料電池之技術概況與發展趨勢，藉此對後續章節之國際風/氫示範計畫有更進一步的了解及作為效益分析工作之參考。

(一)再生能源製氫與燃料電池之技術發展趨勢分析

1. 製氫技術

氫(H)的原子序為 1，是自然界中最輕的元素，氫雖為宇宙間存量最豐富之化學元素，但卻幾乎無法以元素態穩定存在，而主要以化合物水分子方式存在。氫能利用形式眾多，可以通過燃燒產生熱能，在熱力發動機中產生機械功；也能作為燃料電池的能源原料；更可以轉換成固態氫用作結構材料。用氫代替煤和石油，不需對現有的設備作大幅度的改造，現在的內燃機稍加改裝即可使用，因此氫是一種理想的新含能體能源。

氫氣可以從電解水、高溫重組、生質物與煤炭氣化等方式產生。目前，世界上大多數氫氣(大約每年 5000 億噸)主要是從天然氣改質過程中獲得，相關的產氫技術都已經商業化，有待解決的主要問題是產氫過程所產生的 CO₂，仍需發展相關的分離和捕捉技術(Carbon Capture and Storage, CCS)以控制其排放。另外，再生能源製氫技術具有提高能源供給之優勢，同時能滿足一定程度之環保訴求，極具發展潛力。可利用水力、風能、太陽光電、太陽熱能等再生能源產

生電能來電解水產氫；目前著重於能提升效率的各種技術研發。

比較各種產氫技術成本(表 1)，包括化石能源之天然氣、煤炭、石油焦及再生能源之生質能、風能、太陽光能、地熱，以及核能等。結果顯示目前以天然氣產氫最為經濟。若在此附加 CO₂ 移除與封存，每噸碳會增加美金 10 元的處理費用。

表 1 各種產氫技術之成本比較

原料	技術	生產成本 (新台幣/MMBtu ^{*1})	效率 (%HHV ^{*2})	預估時程	備註
天然氣 ^{*3}	蒸汽重組 /變壓吸附	166	83	目前	無 CO ₂ 封存
	蒸汽重組 /變壓吸附	178	78	2015 年後	CO ₂ 封存
	離子穿透 薄膜合成(ITM)	125	83	2015 年後	CO ₂ 封存
煤炭 ^{*4}	氣化/水氣轉化 /變壓吸附目前	205	63	目前	無 CO ₂ 封存
	先進氣化 ^{*3} 水氣轉化 /變壓吸附	163	59	2015 年後	H ₂ +電力 CO ₂ 封存
	先進氣化 薄膜分離	119	59	2015 年後	H ₂ +電力 CO ₂ 封存
	先進氣化 SOFC 薄膜分離	72	65	2020 年後	H ₂ +電力 CO ₂ 封存
石油焦	氣化/水氣轉化 /變壓吸附目前	135	54	目前	H ₂ +電力 無 CO ₂ 封存
生質能	氣化	180~540	-	-	進料費用為 30~81 新台幣/MMBtu
	生質油裂解 /蒸汽重組	282~489	-	-	生質油費用為 213 新台幣/MMBtu
風能	風能 電解水	630	-	目前	-
	風能	348	-	目前	假設未來技術增進會

原料	技術	生產成本 (新台幣/MMBtu ^{*1})	效率 (%HHV ^{*2})	預估時程	備註
	電解水				減少費用
太陽光能	太陽光電 電解水	1320	-	目前	-
	太陽光電 電解水	780	-	目前	假設未來技術增進會 減少費用
	濃縮太陽光電 電解水	1080~1920	-	2020 年	環境溫度電解
	濃縮太陽光電 電解水	1560~1980	-	2020 年	高溫電解
地熱	地熱電解水	750~1350	-	目前	基於地熱發電成本為 1.5~2.4 新台幣/kWh
	地熱電解水	390~450	-	目前	基於地熱發電成本為 0.9 新台幣/kWh
核能	電解水	435	-	-	假設核能安裝成本為 48,600 新台幣/kW
	Sulfur-Iodine Cycle	291	45~55	2020 年後	-
電能	電解水	300~390	-	目前	電價為 0.6 新台幣/kWh
	電解水	570~660	-	目前	電價為 1.2 新台幣/kWh
	電解水	1230~1350	-	目前	電價為 2.4 新台幣/kWh

註：(1)1MMBtu=1,000,000Btu=293kWh

(2)HHV(Higher heating value)

(3)天然氣價格為 94.5 新台幣/MMBtu；

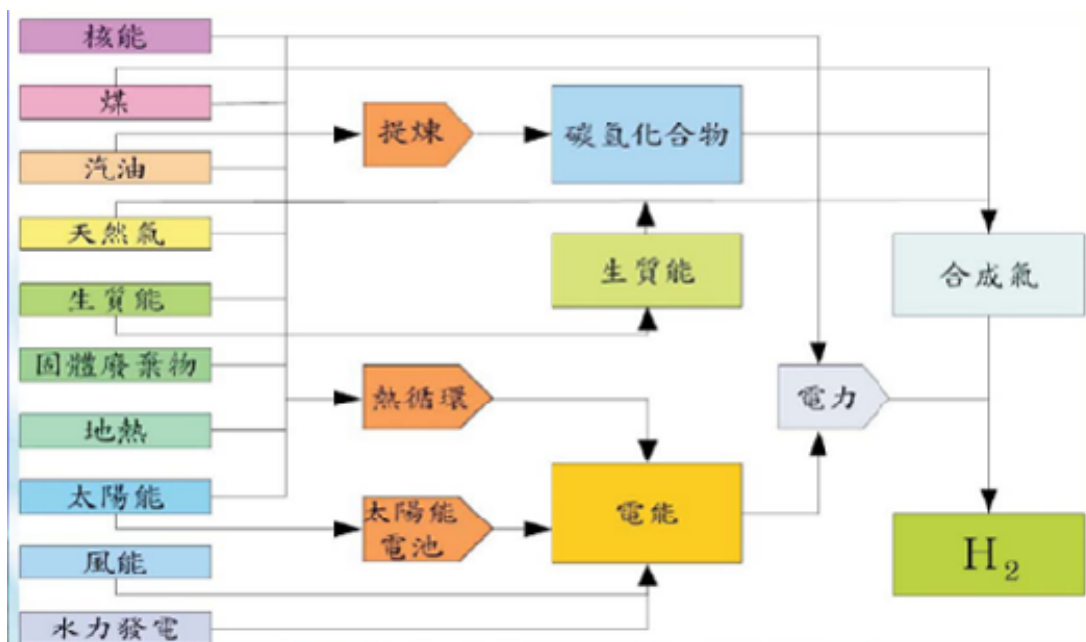
(4)煤炭價格為 870 新台幣/噸；

(5)先進氣化係採用研發中之離子穿透薄膜(Ion Transport Membrane)空氣分離技術與高溫淨化技術。

資料來源：曲新生、陳發林，氫能技術，2006。

現今的製氫方法整理如圖 2 所示，因氫於地球中，主要以化合物形式存在，其中以水分子為最大潛在氫能來源，且目前絕大多數的氫均自於分解化石燃料或天然氣的蒸氣重組而成，然而石化燃料的潛在資源有限，且尚有能源工業和化學工業之需求，因此可預料未來，以再生能源電解製氫之技術，應將是未來的發展重點。其中 R.

Steinberger–Wilckens etc.(2008)針對歐洲 Roads2HyCom 計畫，進行太陽能產氫和風能產氫的成本分析，其分析結果顯示歐洲太陽能發電成本約為風力發電成本的 4.2~5.75 倍，且電價與電解製氫成本的交叉彈性約為 0.7(當電價上升 100%，電解製氫成本將上升 70%)，因此太陽能製氫成本較風能製氫成本約高 2.94~4.025 倍，故現階段風能製氫相對於太陽能製氫是具有成本優勢，其結論與表 1 一致。

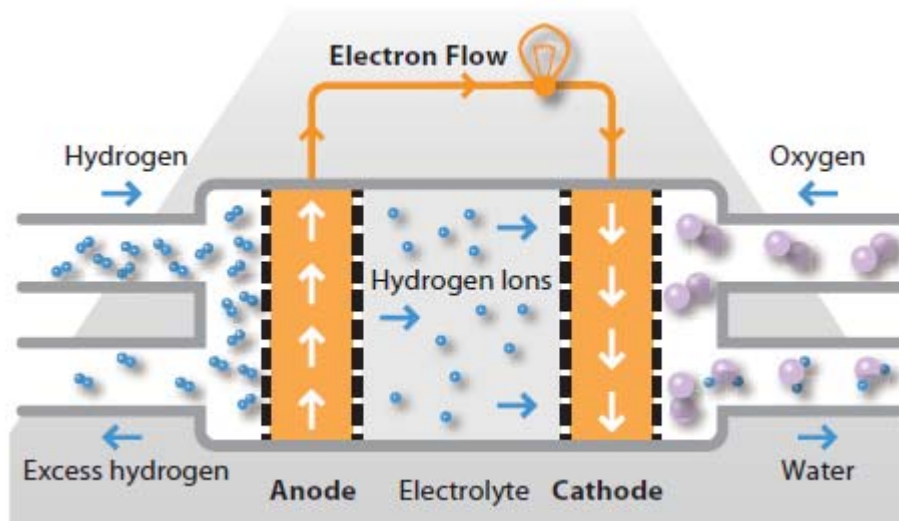
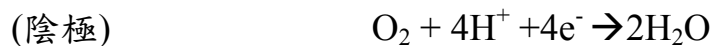


資料來源：曲新生、陳發林，氫能技術，2006。

圖 2 未來製氫可行流程

2. 燃料電池技術

燃料電池的基本發電機制(如圖 3)為電解水的逆反應，透過觸媒將化學能直接轉換為電能的一種裝置，以質子交換膜燃料電池(PEMFC)為例，於反應過程中，氫氣與氧氣分別進入燃料電池的陽極與陰極，並透過觸媒的反應(低溫燃料電池)，產生氫離子(亦為質子)與電子，離子透過電解質移動至陰極，電子則透過外部電路至陰極，並於陰極產生水，化學反應式如下：

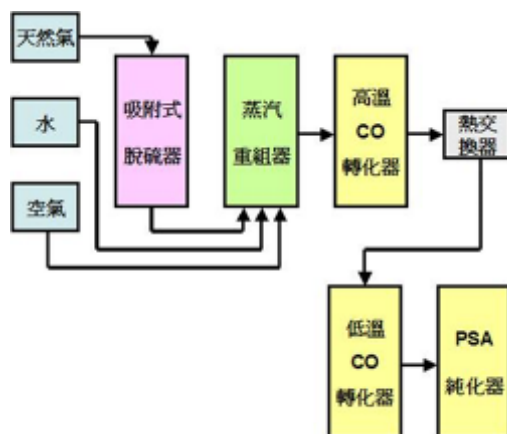


資料來源：FeulCellToday, industry review 2011。

圖 3 燃料電池(Fuel Cell)基本發電機制

由於氫元素幾乎無法以元素態穩定存在，主要以化合物形式存在，因此為了取得反應所需氫氣，必須將燃料(甲烷、天然氣、石油

氣、煤炭等含氫化合物)經重組器中的脫硫設備和 CO 吸附設備，將高純度的燃料轉為高純度的氫氣，以供應燃料電池反應所需(如圖 4 所示)。但是因單顆電池的電壓太低而且電流太小，故必須將多顆燃料電池組成燃料電池堆(Stack)，根據電力需求把單電池串聯成各種不同功率之電池組(如圖 5 所示)，其廣泛應於小至數瓦的隨身家電，大至數百千瓦的發電設備，同時還可以提供熱水等副產品作為汽電共生系統(CHP)。



資料來源：泓能科技股份有限公司

圖 4 甲烷蒸氣重組產氫流程

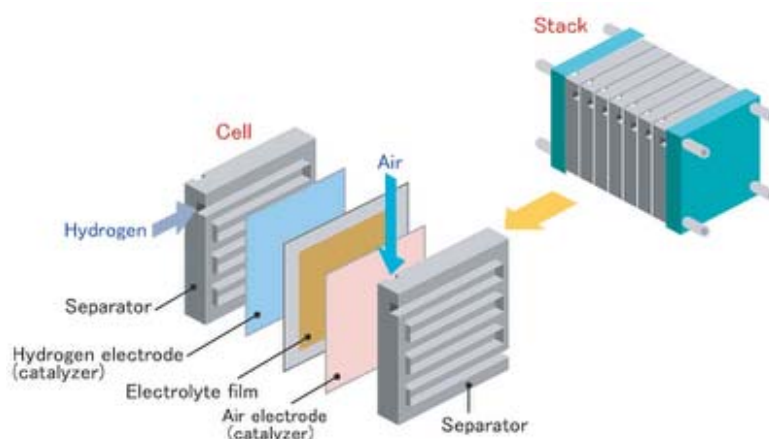


圖 5 燃料電池堆(Stack)

如表 2 所示，燃料電池依照電解質可分為鹼性燃料電池(Alkaline fuel cell, AFC)、質子交換膜燃料電池(Proton exchange membrane fuel cell, PEMFC)或固態高分子燃料電池(Polymer electrolyte fuel cell, PEFC)、磷酸型燃料電池(Phosphoric acid fuel cell, PAFC)、直接甲醇燃料電池(Direct methanol fuel cells, DMFC)、熔融碳酸鹽燃料電池(Molten carbonate fuel cell, MCFC)、固態氧化物燃料電池(Solid Oxide fuel cells, SOFC)等類型；依照工作溫度，可分為低溫型、中溫型、高溫型；依照應用市場，可分為定置型(Stationary)、可攜式型(Portable)、運輸工具型(Transport)。其中，風/氫系統示範計畫的燃料電池系統，主要為 PEMFC、PAFC 和純氫型燃料電池，以國內台電之示範計畫為例，其燃料電池系統為工研院自主研發之 5kW 純氫型燃料電池，其優點為不需要重組器，因此燃料電池系統成本可望再降低。

表 2 各類燃料電池之特性

	AFC	PEMFC (PEFC)	PAFC	DMFC	MCFC	SOFC
轉換效率	45%~60%	40%~60%	35%~40%	40%	45%~60%	50%~65%
工作環境溫度	60~90°C (低溫)	~80°C (低溫)	~200°C (低溫)	60~130°C (低溫)	~650°C (中溫)	~1000°C (高溫)
電解質	KOH (液態)	含氟質子交換膜 (PFI)(固態)	100% H ₃ PO ₄ (液態)	含氟質子交換膜(PFI) (固態)	Li ₂ CO ₃ K ₂ CO ₃ (高溫液態)	ZrO ₂ (固態)
Pt 催化劑	需	需	需	需	不需	不需
陰極燃料	純氫	氫氣、可在低溫重組之燃料	氫氣、可在低溫重組之燃料	甲醇	氫氣、所有可重組之燃料	氫氣、所有可重組之燃料
陽極燃料	純氧	氧/空氣	氧/空氣	氧/空氣	氧/空氣	氧/空氣
電力輸出規模	>20kW	數百 W~數百 kW	20kW~1 萬 kW	<1kW	數百 kW~數十萬 kW	1kW~數十萬 kW
階段	實用化	研究→實用化	實用化	研究→實用化	實驗階段	研究→實用化
特色	<ul style="list-style-type: none"> ● 低溫工作(系統不需使用耐熱材質) ● 效率高 ● 需純氫與純氧(成本高) ● 觸媒選擇多 ● 漏液問題 	<ul style="list-style-type: none"> ● 低溫工作 ● 系統啟動時間短且可反覆迅速(適合需頻繁切換之場合) ● 輸出功率可隨意調整(可瞬間增加輸出) 	<ul style="list-style-type: none"> ● 已商業化 ● 燃料純度要求較低(硫、CO) ● 燃料可為甲醇、天然氣等低廉燃料 ● 漏液問題 	<ul style="list-style-type: none"> ● 小型輕量化(攜帶便利) ● 低溫工作 ● 不須重組設備 ● 能量密度為鋰電池 3 倍以上 	<ul style="list-style-type: none"> ● 不須 Pt 觸媒(成本低) ● 燃料可參雜硫、CO(不須脫硫和 CO 吸收設備) ● 汽電共生(提高系統效率) 	<ul style="list-style-type: none"> ● 不須 Pt 觸媒(成本低) ● 燃料可參雜硫、CO(不須脫硫和 CO 吸收設備) ● 汽電共生(提高系統效率)
應用市場	<ul style="list-style-type: none"> ● 潛艇 ● 太空船 	<ul style="list-style-type: none"> ● 運輸工具 ● 小型定置發電 	<ul style="list-style-type: none"> ● 定置型發電 	<ul style="list-style-type: none"> ● 可攜式發電 	<ul style="list-style-type: none"> ● 定置型發電 	<ul style="list-style-type: none"> ● 定置型發電

資料來源：台灣燃料電池資訊網；FuelCellToday, industry review 2011；本研究整理。

目前國際上已有美國、丹麥、日本、加拿大、西班牙、英國、挪威、紐西蘭等許多國家，支持且計畫利用再生能源結合燃料電池作為離網或併網之發電系統，比較典型的美國 Wind2H2 計畫(如圖 6、圖 7 所示)，其他各國示範計畫大致上皆類似，可歸納為以下幾個共同研究方向：

- (1) 先利用再生能源發電機組產生電力，此電力可直接併網，或用於產氫製程，視電力需求做調整；
- (2) 透過整流器提供穩定的直流電，提供給製氫設備製氫；
- (3) 藉由儲氫裝置將氫氣儲存起來，作為燃料電池之原料；
- (4) 視電力需求啟動燃料電池，於啟動時，連接儲氫設備；
- (5) 藉由系統控制中心，調控再生能源和燃料電池的輸出比例，以提供穩定的系統電力輸出。



資料來源：NREL(2011)

圖 6 系統規劃圖

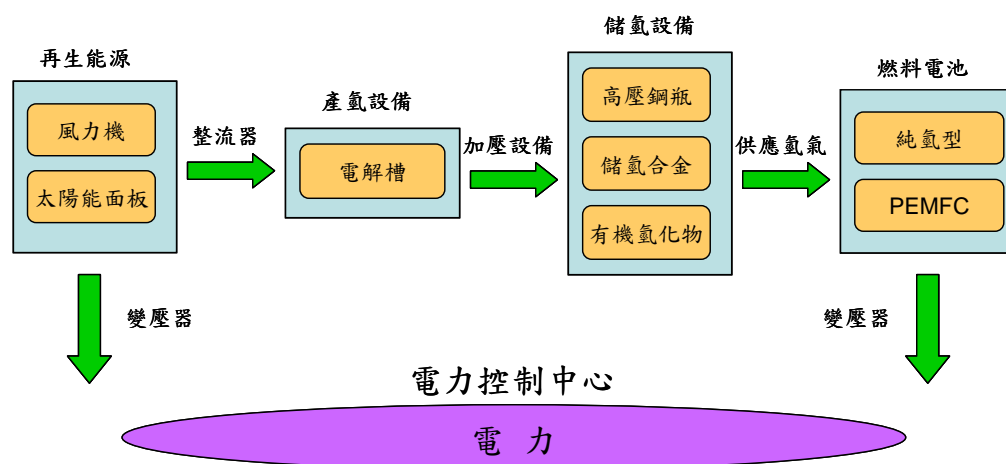


圖 7 系統運作流程圖

(二) 國際再生能源結合燃料電池之計畫

由於各國皆有其獨特的地理特色及相關領域之發展趨勢，因此圖 7 的裝置設備，會因不同計畫而略有所改變，其中再生能源部分因太陽能 and 風能存在互補關係，因此大部分計畫皆同時裝置太陽能面板和風力機，作為再生能源主要來源；儲氫設備則主要為高壓鋼瓶，但因為每公升儲氫量和每公斤儲氫量的考量，各國皆致力於發展儲氫相關技術，其中儲氫合金和有機氫化物為主要趨勢。

於此系統中，可於電力需求低峰期間，將再生能源所產生的電力用於電解水，並將所產生的氫氣儲存起來，以備將來電力需求高峰期間，供應給燃料電池發電，藉此達到更穩定的系統電力輸出。隨著再生能源發電量占整體發電輸出比例越來越高，因此如何結合再生能源與能源儲存之關鍵技術，達成穩定輸出的發電系統，漸被各國所重視，本研究將國際示範計畫之概要整理於表 3，並將重要示範計畫整理於本章節中加以說明。

表 3 國際著名風/氫系統示範計畫

計劃期間	地點	計劃名稱	計劃概要	官方報告與重要文獻
2004 ~ 2008	Utsira 島 (挪威)	Demonstration of autonomous wind/hydrogen systems for remote areas	挪威第一個風/氫系統示範計畫	文獻 ¹
2001~2006	West Beacon Farm, Loughborough (英國)	HARI(Hydrogen and Renewables Integration)	英國第一個風/氫系統示範計畫	Loughborough 大學可再生能源系統研究中心報告 ²
2005 ~ 2011	Unst, Shetland 島 (英國)	PURE(Promoting Unst Renewable Energy)	(預算最小)約 1,688 百萬	文獻 ³
(Start)2004/09~	Boulder, Golden, Colorado (美國)	Wind2H2(Wind to hydrogen demonstration project)	美國主要風/氫系統示範計畫	NERL 官方報告 ⁴
(Start)2002/02 (End)2007/10	Keratea Attikis (希臘) Pozo Izquierdo (西班牙)	RES2H2(wind-hydrogen pilot plant, with H ₂ -storage in metal hydrides)	21,600 萬新台幣	歐盟委員會官方報告 ⁵
2009 ~	Gulf of Saint Lawrence (加拿大)	Wind-Hydrogen village project in PEI	(預算)9,000 萬新台幣	無
(第一階段)2009/09	Walqa , Huescz (西班牙)	ITHER	(預算)16,700 萬新台幣	第一階段報告 ⁶

註：1 英鎊=48.22 新台幣；1 美元=30 新台幣；1 歐元=41.7 新台幣。

資料來源：本研究整理。

¹ Nakken T, Frantzen E, Hagen EF, Strøm H.;"Utsirademonstrating the renewable hydrogen society";WHEC16-World Hydrogen Energy Conference, Lyon; 2006.

² Gammon R., Roy A., Barton J., Little M.;"HARI-hydrogen and renewables integration";IEA Hydrogen Implementing Agreement;2006.

³ Gazey R. etc.;"A field application experience of integrating hydrogen technology with wind power in a remote island location"; 2006

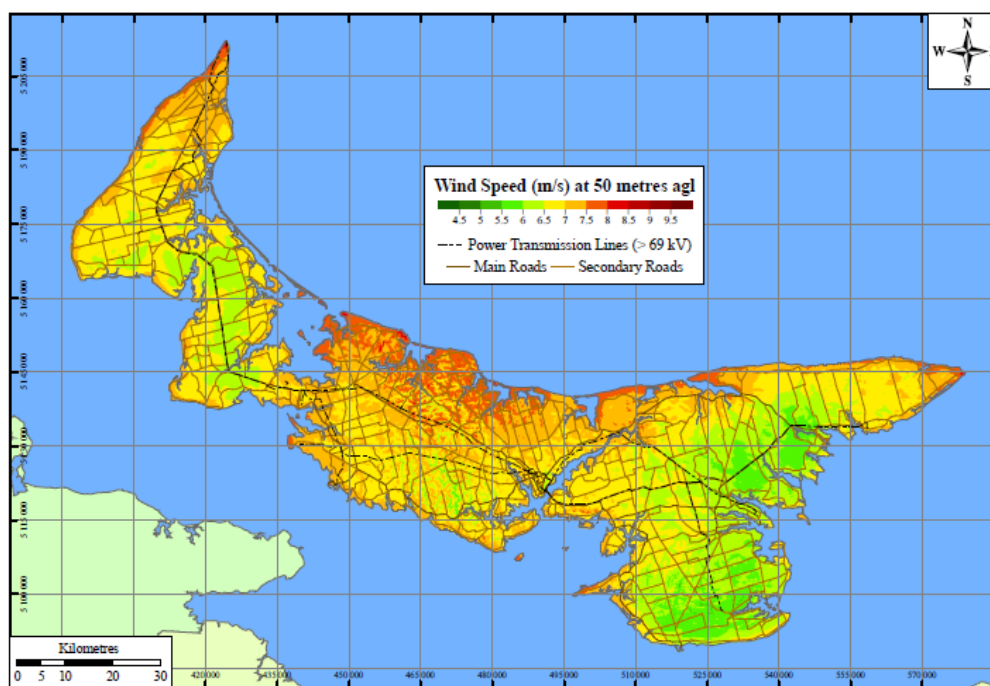
⁴ http://www.nrel.gov/hydrogen/proj_wind_hydrogen.html

⁵ 2007 FINAL TECHNICAL REPORT <http://cordis.europa.eu/documents/documentlibrary/103966621EN6.pdf>

⁶ IOTHER Project (Annex I-Results and Next Step)<http://task24.hidrogenoaragon.org/docs/ITHER%20Annex.pdf>

1. 加拿大 Prince Edward Island

愛德華王子島 (Prince Edward Island, 常簡稱為 PEI) 是加拿大東部海洋三省之一，其位於開普不列敦島 (Cape Breton Island) 聖勞倫斯 (St. Lawrence) 海灣的西方、新斯科舍半島 (Nova Scotia peninsula) 的北部，以及新不倫瑞克省 (New Brunswick) 東方。據官方於 2006 年統計，總面積 5,683.91 平方公里，總人口 135,851 人，雖然都是全國最少，但卻擁有全國最高的人口密度，達到每平方公里 24.47 人。加拿大擁有豐富的自然資源，水能、太陽能、風能以及生物質能供應充足，氫能和燃料電池技術業已完全實現商業化，而加拿大的氫能與燃料電池產業也位居全球領導地位。



資料來源：Université de Moncton(2005)

圖 8 加拿大 Prince Edward Island 50 公尺高空風況分佈圖

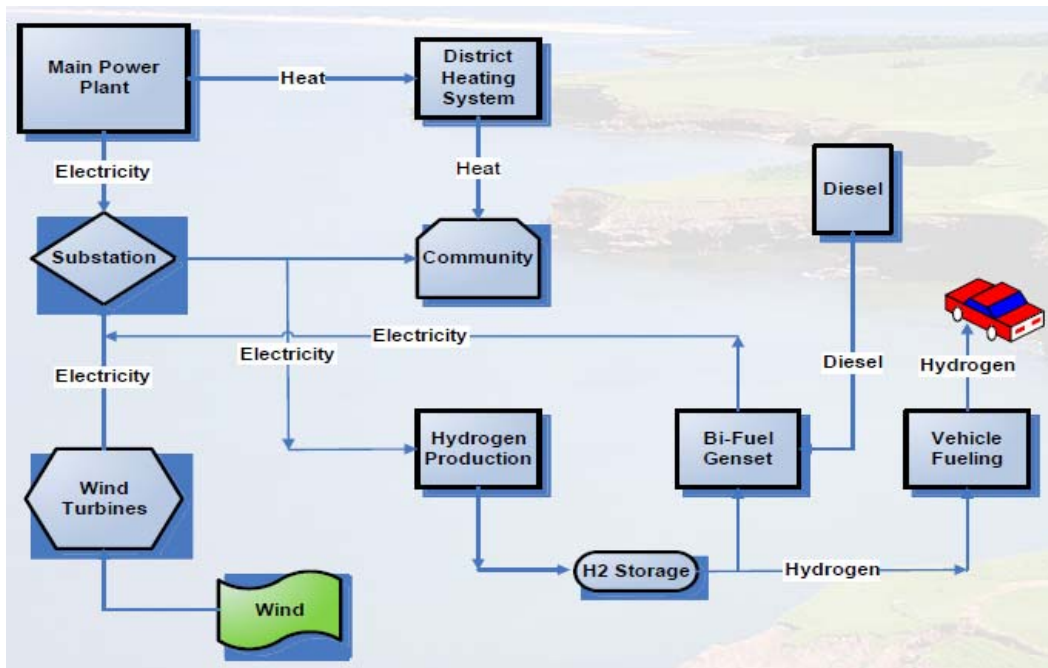
Prince Edward Island 的風氫村計畫在 2005 年時啟動，並且在 2009 年正式運行，為加拿大第一個在偏遠社區設立維持能源供應的獨立電網系統計畫，此系統的設計是在有風時，風力機便會供電至連接負載，其中也包含了製氫系統；而當風力較弱或無風時，製氫系統平時儲存的氫使用來供作燃料電池使用，以避免電力供應的中斷。而這整套風力產氫的運作系統，共包含了風力發電、水的純化、氫的製造（電解、收集、烘乾、壓縮以及儲存）與氫燃料發電機組(如表 4、圖 9 和圖 10 所示)。

加拿大設立 PEI 風氫村的目的是希望作為一個有效的示範計畫，以維持風力間歇現象時的電力獨立供應，並藉由增加當地的風力與水所電解的氫這種乾淨的再生能源，來減少對進口化石燃料的依賴程度。

表 4 Prince Edward Island 風力與氫能混合系統的獨立發電系統規格

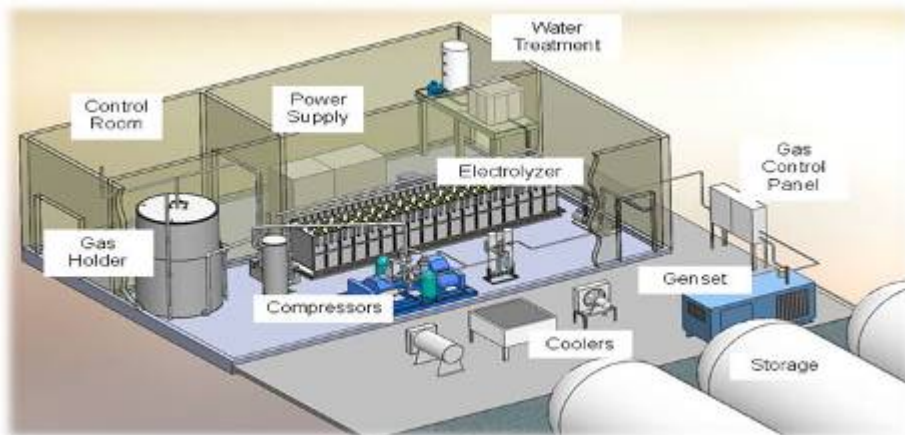
設備	規格
風機容量	Vergnet 60kW
電解槽	300kW (6kg/hr)單極鹼性電解槽, 66 Nm ³ /h
儲氫設備	4000 Nm ³ , 17bar (計畫再加 90kg, 450bar)
發電機組 Genset	改造自柴油發電機組, 120kW

資料來源：PEI Energy Corporation(2009)



資料來源：PEI Energy Corporation(2009)

圖 9 加拿大 Prince Edward Island 風氫混合系統架構示意圖



資料來源：PEI Energy Corporation(2009)

圖 10 加拿大 Prince Edward Island 廠區配置圖

2. 挪威 Utsira Island

Utsira Island 位於挪威西海岸約 20 公里的海上小島，總面積 6.2km²，人口約 235 人，長年依賴一條源自挪威本土約 18 公里長的海底電纜供電，西元 2004 年 7 月 1 日完成全世界第一座利用風力發電及氫能為其再生能源供應系統的計畫。

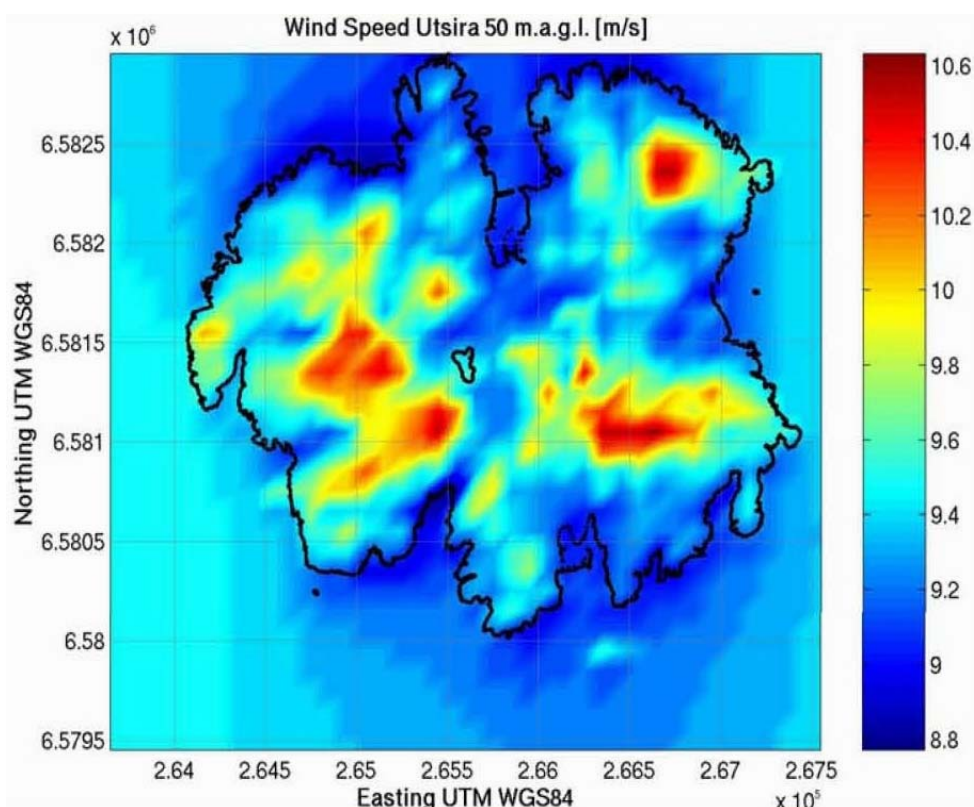


圖 11 Utsira 島 50 公尺高空風速分佈圖

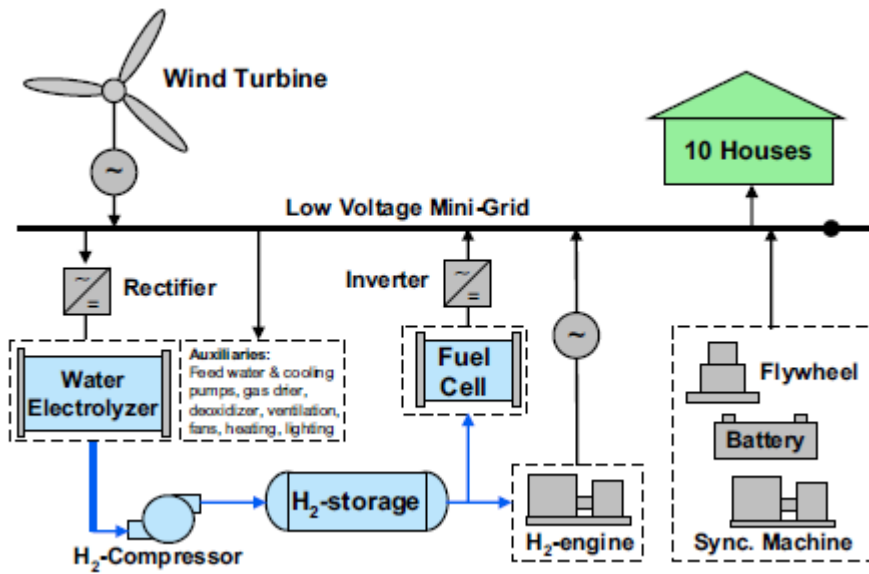
Utsira 島全年的用電量約在 3,500,000 度左右，由於冬天暖氣使用量劇增，因此用電高峰發生在冬天，最大尖峰負載為 900kW，但其風力資源豐富，其平均風速約 9~10m/s(如圖 11)，最久的無風期則依據長期統計為 2 天；在島上當地民眾的支持下，平日島上經由 2 座裝置容量各為 600kW 的風力機發出電力(符合噪音標準 40dBA 原

則)，供應島民日常生活所需；而在風強的日子裡所產生的多餘電力，則透過電解系統將水電解為氫氣，由儲氫裝置收集儲存起來以備無風之需。當風力機因無風或弱風無法發電時，燃料電池與燃氫發電機隨即將儲存起來的氫氣轉化為電能，代替風力機供應電力，其自動控制系統，可透過遠端設備監控操作發電情形(其規格如表 5；系統架構、廠區現況照片如圖 12 及圖 13)。

表 5 Utsira 島風力與氫能混合系統的獨立發電系統規格

設備	數量	廠商	單機規格概要
風力機容量	2(安裝) 1(使用)	Enercon (E-40)	600kW
氫引擎發電機	1	Continental	55kW
PEM 燃料電池	1(未使用)	IRD	10kW
Alkaline 電解槽	1	Hydrogen Technologies	10 Nm ³ /h;50kW
氫氣壓縮機	1	Andreas Hofer	10 Nm ³ /h;12-200bar;5.5kW
儲氫裝置	1	Martin Larsson	2400 Nm ³ ;200bar
飛輪儲能裝置	1	Enercon	5kWh
備用電池組	1	Enercon	50kWh
主同步電機組	1	Enercon	100kVA

資料來源：Nakken, T. etc.(2006)



資料來源：Nakken, T. etc.(2006)

圖 12 Utsira 島風力與氫能混合系統架構



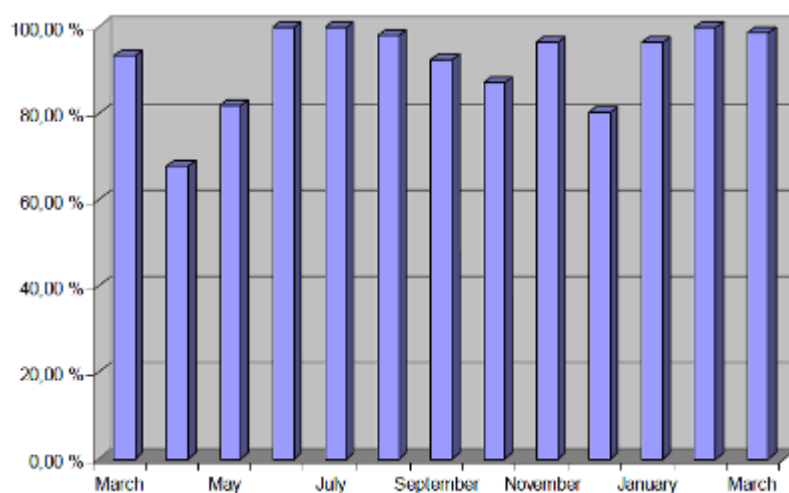
資料來源：Nakken, T. etc.(2006)

圖 13 Utsira 島廠區現況

此系統在連結至挪威電力網前，裝置了一套電流控制設備，使得

原本負責輸送挪威本土電力至 Utsira 島的海底電纜有了全新的任務目標：即輸回島上多餘電力至挪威本土。其整個發電系統不但 100% 充分應用再生能源穩定供電，也讓 Utsira 島達到完全的能源自主。從財務面來看，Utsira 島非但不必再支付向挪威本島購電的成本，還可以出售多餘電力並且獲得利潤；再加上旅遊業日益增多的「綠色遊客」，對於參訪綠色標的物特別感興趣，也為 Utsira 島帶來了更多的觀光收入。

整個系統於 2004 年 6 月完成，並在做了 8 個月的系統調教之後，開始正式運作，因計畫為離島獨立電源供應系統之示範計畫，故系統需要一定程度的穩定性，以提供離網居民穩定的電力來源，故對此系統於 2005 年 5 月~2006 年 3 月進行持續地追蹤，此期間系統的運作情況如圖 14。



資料來源：Nakken, T. etc.(2006)

圖 14 風/氫系統運轉率

Nakken, T. etc.(2006)於文章指出欲在離島地區設立風/氫系統須

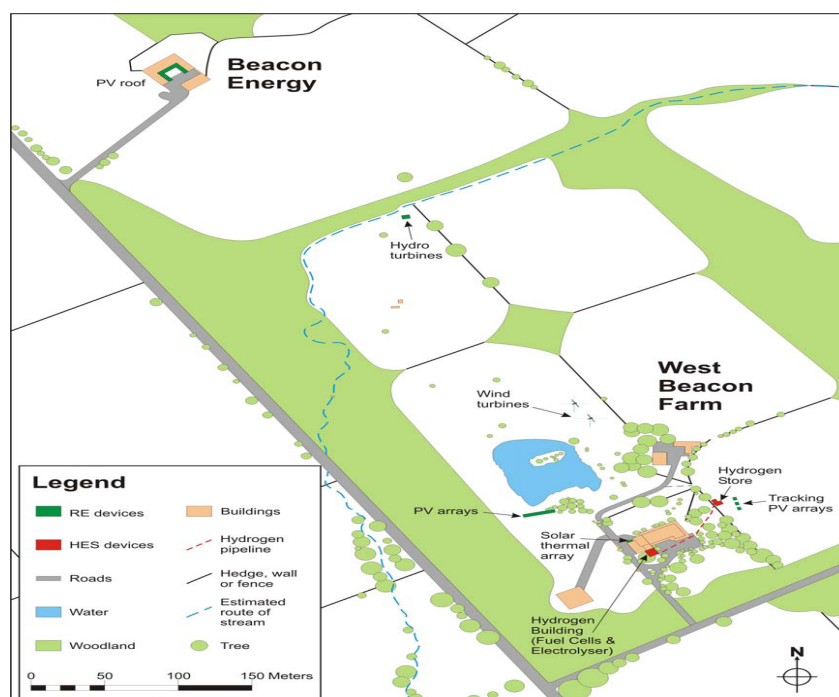
注意的問題，以做為後續研究之參考，作者之建議整理如下：

- (1) 安裝過程須考慮天氣因素(浪、風、溫度、鹽度)，尤其須注意系統設備的鹽蝕現象且電解設備和燃料電池之溫度不能低於 0°C；
- (2) 通常電力系統的變頻器(inverter)是依據 IGBT，但在面對微電網之下，須慎選傳統變頻器之使用；
- (3) 電力的頻率和電壓會對電解系統造成影響，且也必須同時考慮電力之功率、諧波和共鳴課題；
- (4) 為了能在離島長時間運作，系統必須簡化又不失功能性，同時也要在規模和成本之間取得平衡；
- (5) 此系統因設置於離島地區，為了確保安全，因此必須選擇高規格的遠端監控、遠端操作和自動維護的設備；
- (6) 須設置備份系統，以防系統停止運作時，使用端可從本島的電網取得電力；

2010 年 Ulleberg Ø. etc.發表一篇文章，利用自 2005~2009 年蒐集的 Utsira 資料，開發出系統模組，並於此文獻針對系統之計畫/建造/運作、電解槽和儲氫氣體壓力進行研究，藉此找出影響整體系統效率之因子，並提出建議。

3. 英國 HARI project

Hydrogen and Renewables Integration (HARI) Project (氫能源和再生能源整合計畫)，其系統廠址位於英國 Leicestershire 的 West Beacon 農場。此開創性的實地試運行是拉夫堡 (Loughborough) 大學再生能源系統技術中心 (CREST) 研究計畫的部分內容，目的是研究儲存間歇性再生能源的方法，如風能和太陽能。



資料來源：Gammon R., Roy A., Barton J., Little M.(2006)

圖 15 HARI project 廠址位置圖

位於西碧根農場 (West Beacon Farm) 的 HARI 計畫採用了多種的再生能源技術，包括：兩台風力機，太陽能面板，地熱系統，由一個電解槽、儲存槽和兩個燃料電池組成的氫能儲存系統，以及一個由丙烷、太陽能水暖系統和兩台水力發電機供電的綜合供暖供電

設備，其規格整理於表 6。

表 6 HARI project 子系統設備規格及成本

設備項目	製造/供應商	規格/性能	成本 (萬新台幣)
電解槽	Hydrogenics (formerly Vandenborre)	8 Nm ³ /hour of H ₂ , 34 kW, 2.5 MPa (25 bar) rated	597
燃料電池(1)	Intelligent Energy, CHP Unit	2 kW (el), 2 kW (th), 24 V _{DC}	104
燃料電池(2)	Plug Power GenCore, supplied by SiGen Ltd	5 kW (el), 48 V _{DC}	83
氫氣壓縮機	Hydro-Pac supplied by BOC	11 Nm ³ /hour, 3.75 kW, 8:1 壓縮比	246
儲氫設備	Supplied by BOC	氣壓 13.7MPa(137 bar) 2856 Nm ³ 總儲氫量	509
風力機	Carter Wind Turbines	2 x 25 kW	209
太陽能面板	BP	13 kW total	250
水力發電設備	Installed by Dulas	850 W Cross-flow with 2 m head; 2.2 kW Turgo with 25 m head	279
整合系統	Control Techniques and bespoke converters from Loughborough University	Various	204

資料來源：Gammon R., Roy A., Barton J., Little M.(2006)。

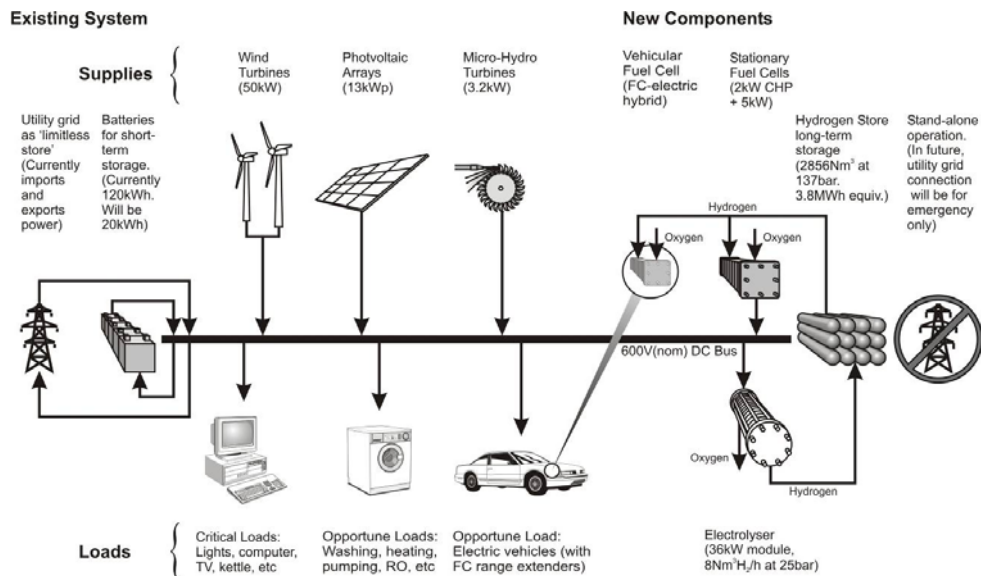
兩台風力機負責驅動 25kW/415V 三相感應發電機，該發電機通過 30kW Unidrive 交流驅動器將能量饋送至直流匯流排。系統設置狀態如下：達到預定發電機速度、驅動器同步連接（與旋轉電機/發電機同步）、監控電流設為 0、開始產生 50Hz 的交流電能並饋送至直流匯流排。若在設定時間內風力機未產生電能，驅動器將重新關閉。

此外，四個太陽能面板可以提供 6kW 電能（120V），而由加熱

和供電裝置組成的 Totem 系統可通過 Unidrive SP 再提供 15kW 電能，同時為農場住戶提供 38kW 的熱能。

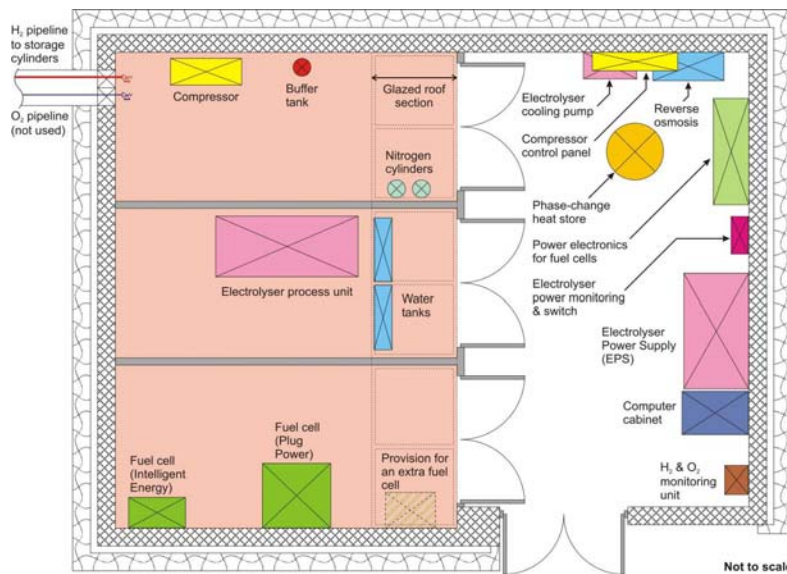
儲能系統由一個 20kWh 的電池（620V）和一個能夠產生清潔氫氣的鹼性電解槽組成。產生的氫氣儲存在 48 個高壓（137Bar）容器中，可提供額外的 4MWh 的能量。

逆滲透（RO）過濾裝置可對雨水進行過濾，將過濾後的水提供至用戶和電解槽——採用的一個 1.5kW Unidrive SP 驅動的水泵供水。一個 5kW Unidrive SP 控制著壓縮機水泵，該壓縮機水泵將氫氣壓力從 25Bar 升至 137Bar，以進行存儲。農場住戶的單相用電和農場機械的三相用電都由 2 台 12kW Unidrive SP 提供，同時另外一個 4.5kW Unidrive SP 驅動熱泵的水泵，熱泵從附近的湖中提取熱量並提供至住戶的採暖系統（4kW 的水泵將產生 10kW 熱能）。Unidrives 還控制著住戶供水水泵、吊架和防火系統，其他驅動器則為風力機上的絞盤和一般設施供能。



資料來源：Gammon R., Roy A., Barton J., Little M.(2006)

圖 16 West Beacon Farm 的能源供應系統



資料來源：Gammon R., Roy A., Barton J., Little M.(2006)

圖 17 West Beacon Farm 的產氫建築(Hydrogen building)平面配置圖

此計畫成功地利用氫能儲存技術(HES)，提供再生能源技術(RE)長期儲能之節決方案，且利用 Matlab 和 Simulink 開發出一套軟體，蒐集和分析實際運作資料，並做為後續相關研究之參考依據，其中 Gammon R, Roy A, Barton J, Little M 於 2006 年發表 HARI 計畫報告

最具代表性，文中寫道於計畫期間所得到的重大發現，說明如下：

- (1) 為了能使子系統之間能無縫運作，因此必須根據整體系統輸出規模設計適當的子系統規模和子系統間之工作流程，此文獻發現從 HARI 實際運作資料分析得知，電解槽子系統之規模過大，如能降低 39% 的電解槽系統規模，則整體系統可更有效率(成本更低)；
- (2) 經分析得知，電解槽使用壽命和電解程序的開啟/關閉頻率有關，因此建議可於電解系統加掛電池組(短期儲能)，以提高電解槽使用壽命；
- (3) 根據研究，由(外部電力)耗電→製氫→供電的程序效率為 16%，但如果結合再生能源發電系統和氫能系統，理論上此計畫之系統效率可提高至 44%(不包含熱回收系統)，因此加強風/氫系統整合為計畫主要目標之一；
- (4) 再來是關於安全問題，HARI 團隊經驗指出工作人員如接觸 KOH 煙霧時間超過 1 小時以上，則會出現頭痛和疲倦症狀。

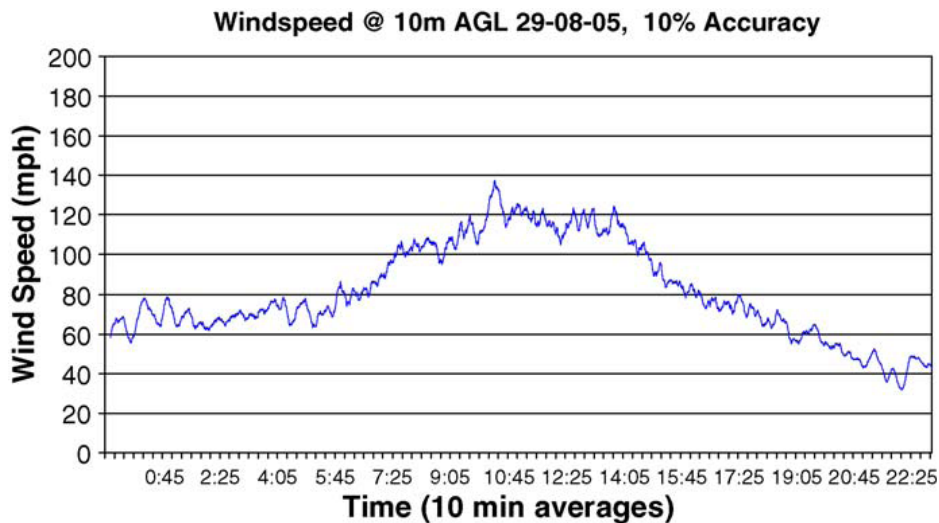
此計畫雖於 2006 結束，但後續相關研究仍在進行中，其中包括測試太陽能/氫系統、Birmingham 大學的金屬氫化物研究、Loughborough 大學的燃料電池車研究等。其中，Artuso P. etc.(2011) 根據 HARI 蒐集的資料，針對鹼性電解槽(Alkaline electrolyser)的設計提出改善建議。

4. 蘇格蘭 Scotland Unst Island

自 2000 年起，歐洲啟動了三個重要的再生氫氣計畫。第一個是在 2004 啟用的挪威 Utsira 氫氣計畫，第二個同樣是於 2004 年啟用，在英國 Loughborough 的 HARI 計畫，第三個是在蘇格蘭北方設德蘭群島(Shetland)上的 Unst 島，於 2005 年五月啟用的 PURE 計畫 (Promoting Unst Renewable Energy Wind Hydrogen project)。

設德蘭群島(Shetland Islands)擁有全英國最高的能源費用，由其是最北邊的 Unst 島，有一半以上的島民花了超過 20% 的家庭收入在能源上。英國政府針對電力來自再生資源(大部分是風能)的比例，分別對 2010 及 2020 設定了 10% 及 20% 的目標，而蘇格蘭行政院亦針對蘇格蘭之再生能源比例則分別設了 18% 及 40% 的目標。

在北歐及斯堪地那維亞大部分擁有較佳再生資源的區域，都位在國家電力傳輸系統不易連接的地方，最好的一個例子就是 Shetland Islands。根據 Garrad Hassan 和 Partner 的一個研究顯示， Shetland Islands 擁有一些歐洲最好的再生能源資源，其風力發電表現一整年記錄下來比起有相同數量風力機的英國及丹麥還高出兩倍。然而，利用 Shetland Islands 大量的再生能源最大的障礙，便在於將其有效率地運送至位在英國中部及歐洲的主要需求中心。



資料來源：Gazey R. etc.(2006)

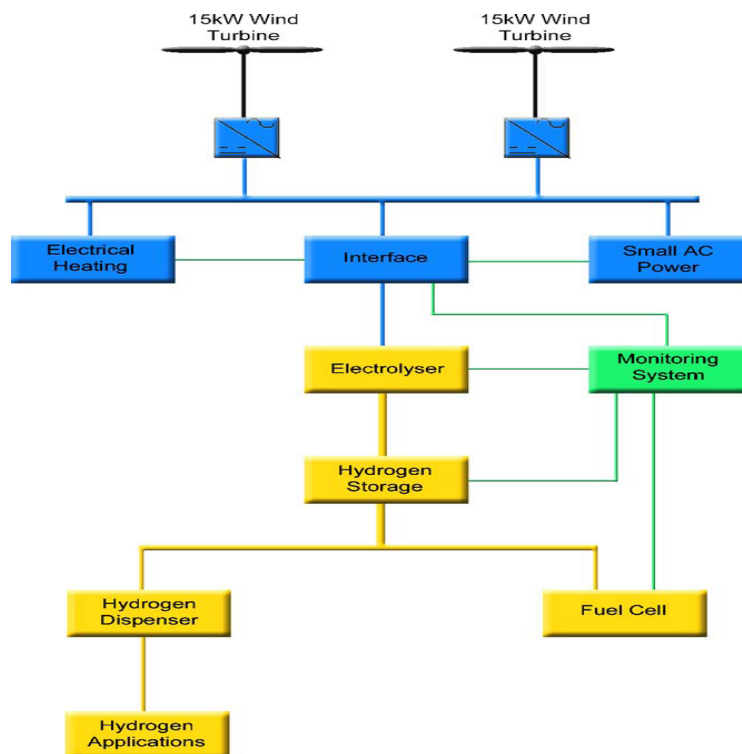
圖 18 Unst 島 50 公尺高空風速圖(測試時間為平均 10 分鐘一筆)

Unst 島是位於蘇格蘭最北邊的小島，屬 Shetland 群島(Shetland Islands)，位於蘇格蘭東北方約 322 公里處，面積約 155.4 平方公里，人口為 700 人。當地具有人口流失與能源不足(高達 18%)的問題。因其地理位置，Unst 島很適合風力發電(如圖 18)，而受到獨立的 Shetland 高壓電線路網的限制，Unst 島的電力再生能源，僅能發展為離網系統，或是必須整合極大量的電力貯存以確保電量的供給。評估替代性能源的可行性，不只可用來發展電力，亦可用來發展未來的燃料—氫，而促成了 Unst 島再生能源促進計畫(Promoting Unst Renewable Energy, PURE)的發展。Unst 島再生能源促進計畫是一個先趨計畫，其證明如何將風力和氫技術結合在一起，以提供位於 Unst 島上偏遠地區工業區五個事業單位的能源需求，為英國在綠色能源系統發展的重要里程碑，是全世界第一個社區擁有自己的再生氫生

產設施。成為一種在沒有風情況下儲存能源的方法。

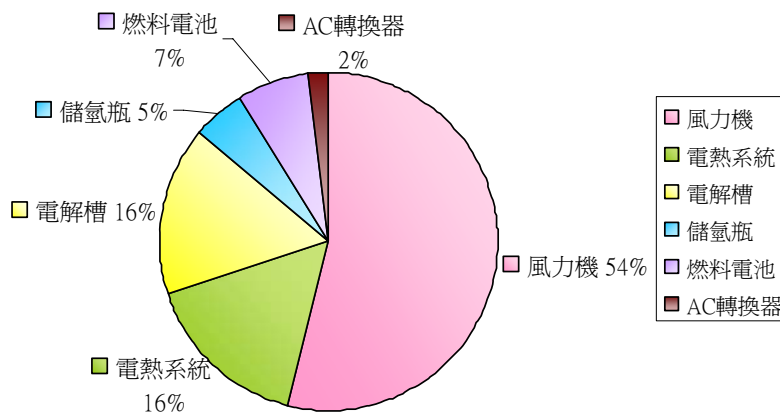
PURE 計畫是由 Unst Partnership Ltd.所開發的，並且是跟著 KTP 計畫(Knowledge Transfer Partnership, KTP)一同被開發，而 KTP 背後的支持者則為英國貿易與產業部門，並由 siGEN 與 Robert Gordon 大學一起合作執行。

PURE 的能源系統擁有獨一無二的設計，可使其他再生資源都能與之連結，PURE 的能源系統包含兩個 15kW 的風機，以及 3.55 Nm³/hr 的電解製氫設備，另外，此系統也有安裝備用電源，是以一個 5kW 的燃料電池和變頻器所組成(見圖 19)。根據歷史統計個別系統故障率占比(見圖 20)，後來人們發現使用風能的最佳方法是直接將相應所產生的電力連接到暖器系統以溫暖建築，如此設計背後的主要原因是高風速及暖氣能源需求增加有直接關聯。這樣的控制系統能在強烈的風力條件下提供一個穩定電壓電源輸出，並且能在極端風速下(通常超過每小時 55 英里)執行強制關閉，如此的設計亦有助於確保風力機能夠設置在極端風力條件下(陣風風速高達每小時 140 英里)。這並使得風機的可取得總能源額外增加了 18%，相當於高達每年 21MWh。此項風轉熱能源系統設計現在供應了島上偏遠工業區五個事業單位(business properties)的暖氣需求。



資料來源：Gazey R. etc.(2006)

圖 19 Unst 島風力產氫能源供應系統



資料來源：Gazey R. etc.(2006)

圖 20 Unst 島歷史統計之個別系統故障率佔比

PURE 計畫跟其他部屬於全球的氫氣能源系統最大的不同點在於其規模及低預算，其僅以約 1,688 萬元新台幣的小規模計畫預算來開發。透過僅僅 15 萬元新台幣的提高能源效率措施之支出，變相地

降低再生能源建設資金成本約 200 萬元新台幣。這個計劃在現有預算下能成功實施的關鍵，在於顯著降低能源需求(a significant reduction of the on-demand power requirements)，並且此計畫所降低的能源需求高達 55%(見圖 21)，同時也預期能再降低 20%的年度能源消耗。

Unst 島的再生能源發展中，考量風力發電具持續性與供電量不穩的問題，將風力與氫技術結合發展再生能源，以氫燃料電池的貯存功能調節強風至無風時所再生的不同能源大小，而能達到穩定工業區所需之供應量。此外，PURE 計畫亦替 Unst 島當地創造了每人兩個半的全職工作機會，並吸引了超過 2,000 萬元新台幣的島內投資，將新的高科技技術轉移給當地的大學畢業生，並促成了一個新的地方企業的開始，並於 2003 年獲頒最革新社區計畫的蘇格蘭綠色能源獎(Scottish Green Energy)。

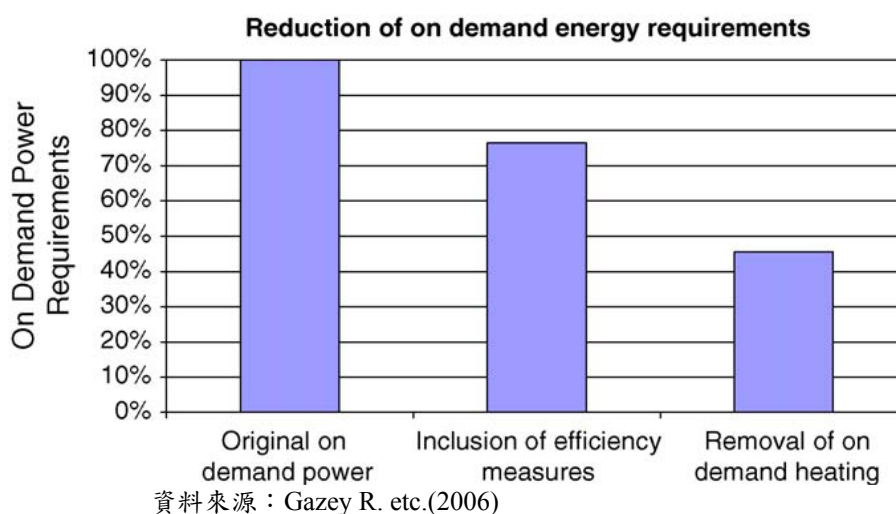


圖 21 Unst 島需求能源降低 55%

5. 西班牙、希臘 RES2H2 Project

(1) 西班牙

歐洲委員會(EU)針對 1998 ~ 2002 期間各領域之發展與研究，規劃出大型歐洲計劃，第五架構計畫⁷(Fifth Framework Program)，其中 RES2H2 (Cluster Pilot Project for the integration of renewable Energy Sources into European Energy Sectors using Hydrogen 用氫氣將再生能源資源與歐洲能源部門整合的群聚試驗計畫)歸屬於「能源、環境與永續發展」領域(EESD)。此計劃為期 60 個月(2002 年 2 月~2007 年 10 月)，預算約為 21,600 萬元新台幣，擁有兩個主要試驗基地(希臘和西班牙)。計畫目標為整合再生能源、製氫/儲氫和燃料電池之技術，發展乾淨的大規模製氫技術及利用儲氫技術解決再生能源供給波動性問題之示範計畫，並於 2007 年歐洲委員會 EESD 組發表 RES2H2 計劃之最終技術報告⁸，內容包含系統設備資料、希臘和西班牙的風力系統/電解系統/儲氫系統/燃料電池系統之運轉數據和相關系統運作遭遇之課題。

在此計畫架構下涵蓋了許多方面，包括：數值模擬；分析、選擇、及獲取組件；電解槽、氫氣儲存系統、燃料電池發電系統、集成海水淡化系統、及電源和控制裝置；以及整個系統的整合。為了計劃的成功，需要測試獨立系統，並在一段長時間的測試後記錄足夠的

⁷ <http://cordis.europa.eu/fp5/about.htm>

⁸ <http://cordis.europa.eu/documents/documentlibrary/103966621EN6.pdf>

實際數據，以計算效率和評估運轉成效。

西班牙 RES2H2 計畫的原型機設置於位在 Pozo Izquierdo (Gran Canaria, Canary Islands 加那利群島, Spain) 的群島技術學院設計及研發 (ITC R&D) 之設施，Gran Canaria 靠近加那利群島的中心，介於 Tenerife 和 Fuerteventura 中間，其形狀像是一個直徑 48-49 公里的圓，屬於多風地區(中等風速)，如圖 22 所示。



圖 22 西班牙 RES2H2 計畫設置地理位置

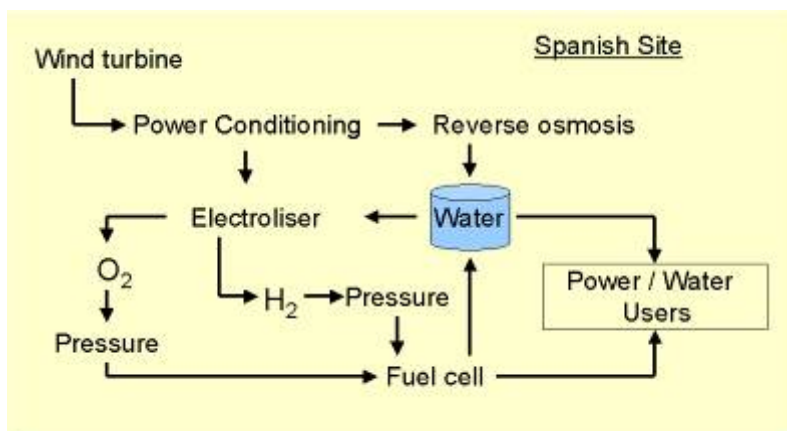


圖 23 西班牙 RES2H2 運轉模式

原型機的目的是提供電力和水到一個與網絡隔離的系統中。能源來自於風，但由於其波動的特性，當他不能被消耗掉時是以氫氣的方式儲存。用這樣的方式，當沒有風時，能提供更多的能源。電力是由氫氣所運轉的燃料電池所製造，而水則是由逆滲透(reverse osmosis)工廠提供。

由於此計畫的工廠設置於加那利群島技術學院(ITC)的研究區域，未來工廠的計畫是將其優化並將系統整合入微型電網(micro grid)，即可供應電力至 ITC 工作坊(ITC workshops)及位於研究區域的辦公室。目前新的計畫已開始，且亦在尋求財力支持，以維持具備這優化微型電網(micro grid)的風力機。

(2) 希臘

RES2H2 計畫的另一設置廠址位於希臘，此風力-氫氣工廠坐落於在 Attica, Keratea 的 CRES (Centre for Renewable Energy Sources, 再生能源資源中心) 實驗風力公園，在雅典東南方約 60 公里處（如圖 24 和圖 25）。

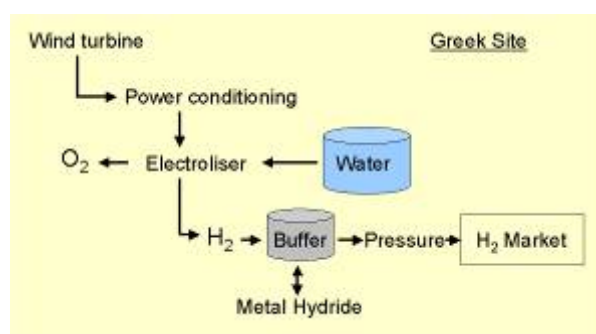


圖 24 希臘 RES2H2 計畫運轉模式



圖 25 希臘 RES2H2 計畫設置地理位置

RES2H2 計畫 47%來自歐盟委員會，其餘的部分由合作夥伴提供為自有資金。完成風力-氫氣工廠的硬體總成本如表 7 和表 8 所示(不包含風力機及建築費用之投資經費)，另外關於運作和維護(O&M)費用，在前三年是相當低的，因為工廠是新建成的，以壓縮機為例，是以交付兩年備品的方式(was delivered with spare parts for two years)：一年不會超過 12.5 萬元新台幣。然而，一個更恰當的計算方式，基於超過 10 年的備品需求、預估失敗成本和定期維修成本(包括人事費用)，O&M 總計一年約為 626 萬元新台幣，或 5%的資金成本。

表 7 西班牙投資項目與經費

投資項目	成本 (萬元新台幣)
計畫、許可申請、研究費用	78
基礎建設	316
連電網設備	340
控制系統	227
氣體裝置	43
安全系統及設備	29
設備(燃料電池、儲氫槽、平/逆變器、電力負載等)	2,398
輔助系統	24
總額	3,455

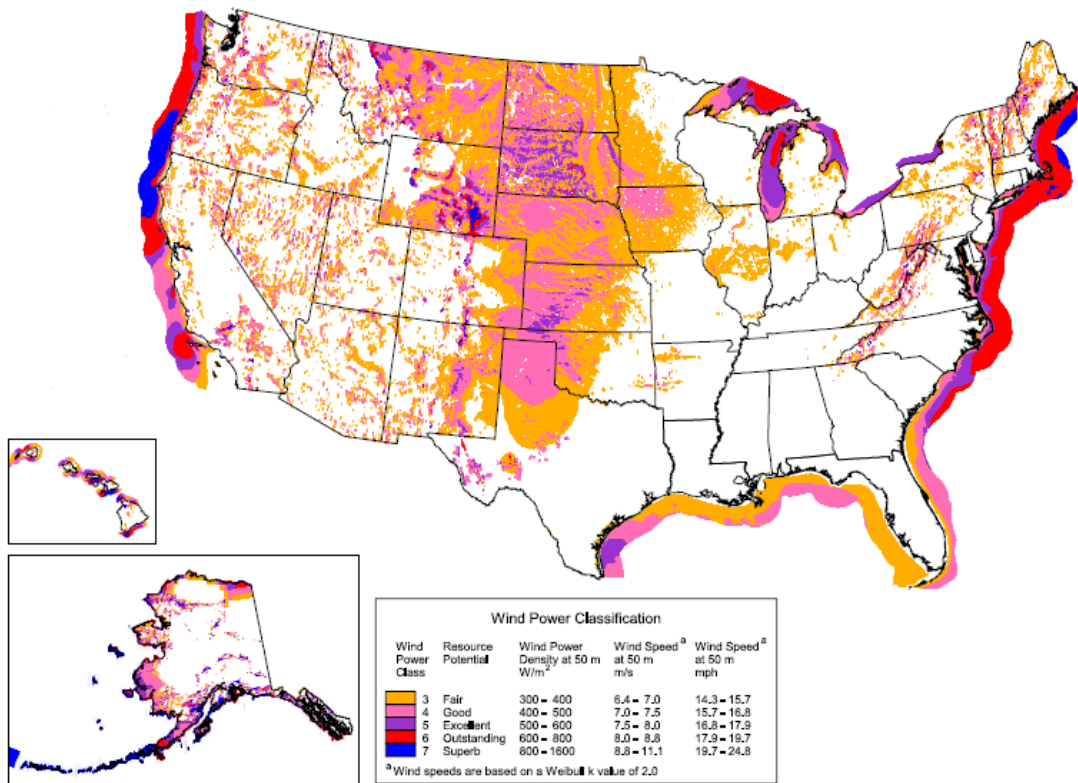
資料來源：RES2H2 Spanish Site(2009)

表 8 希臘投資項目與經費

投資項目	成本 (萬元新台幣)
電解槽系統	563
儲氫系統(壓縮機)	459
緩衝器和高壓器瓶	24
電器安裝和控制系統	146
空氣壓縮機和空氣迴路	6
冷水機組和冷水迴路	50
管線和儀錶	42
總額	1,290

資料來源：The RES2H2 wind-hydrogen plant in Greece(2009)

6. 美國 Wind2H2



資料來源：NREL

圖 26 美國潛在風能地圖

美國境內擁有相當豐沛的潛在可再生能源(其中潛在風能地圖，如圖 28 所示)，同時也是可再生能源的主要開發推廣國家，每年美國皆編列鉅額國家預算於新能源的 R&D 項目，積極投入各項新能源商業化技術之開發，其中 Wind2H2 計畫是由美國能源部-國家可再生能源實驗中心(DOE-NREL)與 Xcel 能源公司於 2004 年合作規劃，並交由 NREL 的國家風能技術中心(NWTC)所主導，於 2007 年 3 月示範計劃開始實際運轉。此計劃之目標為協助研究人員掌握再生能源電解製氫之關鍵技術，執行策略如下：

- (1) 藉由研究儲能技術(已儲氫技術為主)，解決再生能源輸出具週期性之問題及進行子系統相關成本分析；
- (2) 於此計畫中，掌握風/氫系統輸出最佳化之技術(協調風力機、太陽能面板和氫能系統之運作)；
- (3) 於此計畫中，進行情境分析之研究(藉由調整再生能源輸出分配於直接電網輸出和電解水所需電量的比例，觀察技術上和經濟上的影響)；
- (4) 分析不同電解技術(質子交換膜電解槽和鹼性電解槽)，對於此計畫之影響；
- (5) 進行系統整合、擴大研究規模與領域。



圖 27 Wind2H2 廠址設備配置概要圖

表 9 Wind2H2 年度預算表

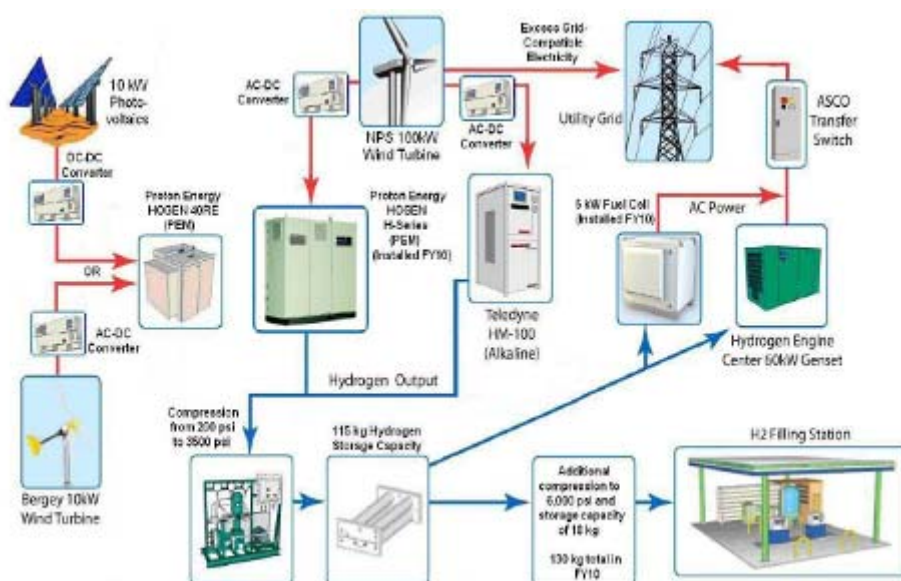
年度	預算	
	單位	額度 (萬新台幣)
2006	DOE	1,875
	產業界	3,900
2007	DOE	3,000
2008	DOE	4,500
2009	DOE	600

資料來源：Harris, K.W. etc.(2009);NREL

Wind2H2 計劃是全世界第一個可運作多款電解槽設備的可再生能源製氫計劃，此計劃之運作模式及系統主要設備概要，整理於圖 28 和表 10，且於 2007~2009 共執行了 6 種營運模式試驗：

- (1) 模式 1：只有小型風力機參與能源輸出並直接連網，PEM 和 Alkaline 製氫設備所需的電力來源來自外部電網，產出的氫用來供應燃料電池發電並輸出至外部電網；
- (2) 模式 2：只有小型風力機參與能源輸出，並將電力分別輸往外部電網、內部電網，內部電網會分配電力至 PEM 製氫設備和 Alkaline 製氫設備，產出的氫用來供應燃料電池發電並輸出至外部電網；
- (3) 模式 3：只有小型風力機參與能源輸出，並將電力分別輸往外部電網、2 組 PEM 製氫設備和 Alkaline 製氫設備，產出的氫用來供應燃料電池發電並輸出至外部電網；

- (4) 模式 4：小型風力機和太陽能面板陣列同時參與能源輸出，將電力輸往各自獨立的 PEM 製氫設備，產出的氫用來供應燃料電池發電並輸出至外部電網；
- (5) 模式 5：小型風力機和太陽能面板陣列同時參與能源輸出，並將電力輸往製氫設備，產出的氫用來供應燃料電池發電並輸出至外部電網；
- (6) 模式 6：小型風力機、中型風力機和太陽能面板陣列同時參與能源輸出，中型風力機的電力輸往 HOGEN H-Series 型 PEM 製氫設備和 Alkaline 製氫設備，小型風力機和太陽能面板陣列將電力輸往 HOGEN 40RE 型 PEM 製氫設備，產出的氫用來供應燃料電池發電並輸出至外部電網；



資料來源：Harris, K.W. etc.(2009); NREL(2010)

圖 28 Wind2H2 運作模式示意圖

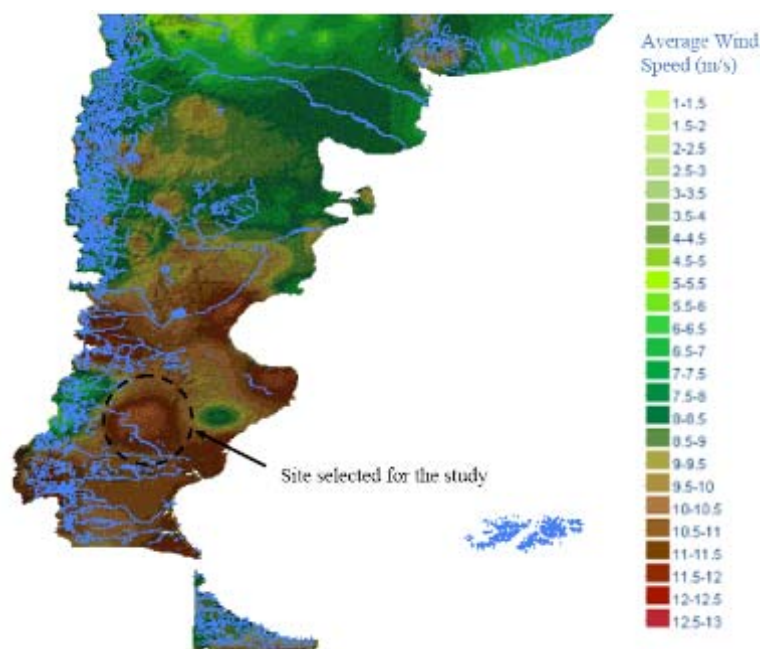
表 10 Wind2H2 系統主要設備之規格概要

設備	數量	廠商	規格概要	
風力機	1	Bergey (Excel-S/60)	輸出	10kW
	1	NPS (NW 100)	輸出	100kW
太陽能面板陣列 (10kW)	96	BP Solar (SX 120S)	單輸出	110W
氫氣引擎	1	Hydrogen Engine Center	輸出	50kW
交/直流轉換器			DC-DC	Down to 6KW (PV)
			AC-DC	10kW → 40kW (Wind)
電解槽	2(PEM)	HOGEN-40RE	輸入 (直流)	7kW; 1500mA/cm ²
			製氫量	1.05 Nm ³ /hr
	1(PEM)	HOGEN-H series	-	-
	1(Alkaline)	HMXT-100	輸入 (直流)	40kW; 200~600mA/cm ²
製氫量			5.6 Nm ³ /hr	
壓縮機	1	Pressure Products Industries,	輸入	2.2kW at 480 V _{AC}
			輸出	加壓至 3500 psi
儲氫設備	5	CP Industries,	單體積	1.4 m ³
			單容量	23.1 kg H ₂ (3500 psic 和 30°C)

資料來源：Harris, K.W. etc.(2009)；本研究整理

7. 阿根廷 Patagonia

Patagonia 高原為世界知名風場之一，其地理位置位於阿根廷南部，北起南緯 36°的科羅拉多河，南到火地島，西接安第斯山，東臨大西洋，面積 786,938km²(佔全國領土的 28%)，該地終年吹著強烈的西峰，擁有年平均風速達 8m/s 以上的風場(如圖 29 所示)，且占地廣闊，故 2004 年阿根廷氫能源協會的與會代表於橫濱舉辦之世界氫能源會議中，發表在 Patagonia 地區利用風力發電產氫的構想⁹。



資料來源：”Mapa de Potencial Eólico Argentino”(Argentine Wind Power Map)

圖 29 阿根廷 50m 高空之年平均風速和河流分佈圖

如表 11 所示，通常大型風力機都會要求在風能等級 3 以上的風場運作，才會具有經濟效益，而 Patagonia 風場可達最高級別，可顯而知 Patagonia 的潛在風能是非常巨大的，因此於 2004 年阿根廷氫

⁹ www.fuelcellmarkets.com/content/images/articles/Pres_En.pdf

能源協會構想出一項風能產氫之計劃，預計利用該地豐沛的風能發電，提供電解水所需之電能，以此製造大量的氫氣並出口之，雖此計劃並非利用於獨立型發電或緊急發電，但可藉由此計畫之相關研究成果，估計風氫系統之相關經濟效益。該協會預估，若於 30 年內在 Patagonia 建造規模 16,120 MW 之風力農場，在運轉率為 45% 之下，粗估每年約需消耗 11 百萬立方公尺的水，獲得約 13.3 百萬立方公尺之氫氣和 5.6 百萬立方公尺之氧氣，且可減少 40.5 百萬噸之二氧化碳排放量，總投資額約 5,400 億新台幣。

表 11 50 公尺高空之標準風能分級

風能等級	風速(m/s)	潛在風能(W/m ²)
1	0 - 5.6	0 - 200
2	5.6 - 6.4	200 - 300
3	6.4 - 7.0	300 - 400
4	7.0 - 7.5	400 - 500
5	7.5 - 8.0	500 - 600
6	8.0 - 8.8	600 - 800
7	8.8 - 11.9	800 - 2,000

根據 Federico A. Giudici(2008)的文章，其針對 Patagonia 的風氫系統之風電系統、電解系統、水資源、運氫系統進行技術上和經濟上的研究，為了計算整體系統成本，相關經濟模型參數設定(如表 12、表 13 所示)，透過以上的參數設定，計算出不同農場規模級距之下的年製氫量、年製氧量及系統能源年輸出量(如表 14 所示)，並以 11GW 為農場目標規模且不包含外部性成本之下，計算含管線運輸之製氫成本和不含管線運輸之製氫成本(如表 15、表 16 所示)。

表 12 容量計算假設

風力機農場		
風力機(單機)		
	風力機規模(MW)	5
	轉子半徑(m)	126
	要求土地面積(km ²)	0.79
風場		
	年運轉率	54%
農場(矩陣)		
	農場效率	90%
	電壓轉換效率	94%
	土地使用率	80%
電解槽		
	耗電量(kWh/Nm ³)	4
	耗電量(kWh/kg)	44.5
	電解水之化學轉換效率	80%
儲氫/運氫設備		
	管線漏氣損失	1%
	管線長度(km)	2100
	管線直徑(m)	0.25
	管線體積(m ³)	103,000

資料來源：Federico A. Giudici(2008)

表 13 成本計算假設

計畫專案			
	計畫專案期間(年)	20	
	年利率(%)	10%	
	初始成本(總裝置費的%)	2%	
	投資報酬率(%)	20%	
風力機農場			
		最低	最高
	5MW 風力機單機成本(百萬新台幣)	108	165
	每年運作/維護成本(新台幣/MWh)	240	240
	每年土地租金(新台幣/MWh)	30,000	45,000
電解槽			
	電解槽成本(新台幣/kg H ₂)	54	90
	每年運作/維護成本(新台幣/kg H ₂)	4.8	4.8
	電解淡水(新台幣/m ³)	7.8	7.8
	電解海水(新台幣/m ³)	15.9	23.7
管線			
	管線成本(百萬新台幣/km)	18	30
	每年運作/維護成本(新台幣/kg H ₂)	12	30

資料來源：Federico A. Giudici(2008)

表 14 不同規模之系統產出計算

風力機農場				電解設備		最終財		
風力機 數量(部)	農場規模 (GW)	能源輸出量 (GWh/年)	占地 (km ²)	理想製氫量 (10 ⁶ Nm ³ /年)	年耗水量 (10 ³ m ³)	實際製氫量 (10 ⁶ Nm ³ /年)	實際製氧量 (10 ⁶ Nm ³ /年)	系統能源輸出量 (GWh/年)
100	0.5	2,000	99	500	506	496	252	1,754
200	1	4,000	198	1,000	1012	991	504	3,508
400	2	8,000	397	2,001	2,024	1,982	1,007	7,017
600	3	12,000	595	3,001	3,036	2,973	1,511	10,525
800	4	16,000	794	4,002	4,047	3,964	2,014	14,033
1,000	5	20,000	992	5,002	5,059	4,955	2,518	17,541
1,200	6	24,000	1,191	6,003	6,071	5,946	3,021	21,050
1,400	7	28,000	1,389	7,003	7,083	6,937	3,525	24,558
1,600	8	32,000	1,588	8,004	8,095	7,928	4,028	28,066
1,800	9	36,000	1,786	9,004	9,107	8,919	4,532	31,574
2,000	10	40,000	1,985	10,005	10,118	9,910	5,035	35,083
2,200	11	44,000	2,183	11,005	11,130	10,901	5,539	38,591
2,400	12	48,000	2,381	12,006	12,142	11,893	6,042	42,099
2,600	13	52,000	2,580	13,006	13,154	12,884	6,546	45,608
2,800	14	56,000	2,778	14,007	14,166	13,875	7,049	49,446
3,000	15	60,000	2,977	15,007	15,178	14,866	7,553	52,624
3,200	16	64,000	3,175	16,008	16,190	15,857	8,056	56,132
3,400	17	68,000	3,374	17,008	17,201	16,848	8,560	59,641
3,600	18	72,000	3,572	18,009	18,213	17,839	9,063	63,149

資料來源：Federico A. Giudici(2008)

表 15 11GW 風力機農場規模之年製氫成本(包括管線部分)

	科目	低製氫成本 (新台幣/kg H ₂)		高製氫成本 (新台幣/kg H ₂)	
		金額	百分比	金額	百分比
風力機 農場	折舊費用	14	10.8%	22	10.4%
	要求之投資報酬	64	48.3%	98	46.6%
	運作/維護	11	8.4%	11	5.4%
電解槽	折舊費用	3	2.0%	5	2.1%
	要求之投資報酬	12	9.3%	20	9.7%
	運作/維護	5	3.6%	5	2.3%
管線	折舊費用	2	1.4%	3	1.6%
	要求之投資報酬	9	6.8%	15	7.3%
	運作/維護	12	9.0%	30	14.4%
水資源	水處理費用	0.09	0.1%	0.09	0.04%
製氫成本(新台幣/kg)		132	100%	210	100%
製氫成本(新台幣/GJ)		932	100%	1,480	100%

說明：氫氣 HHV(高熱值)為 142MJ/Kg=0.142GJ/Kg

資料來源：Federico A. Giudici(2008)

表 16 11GW 風力機農場規模之年製氫成本(不包括運輸部分)

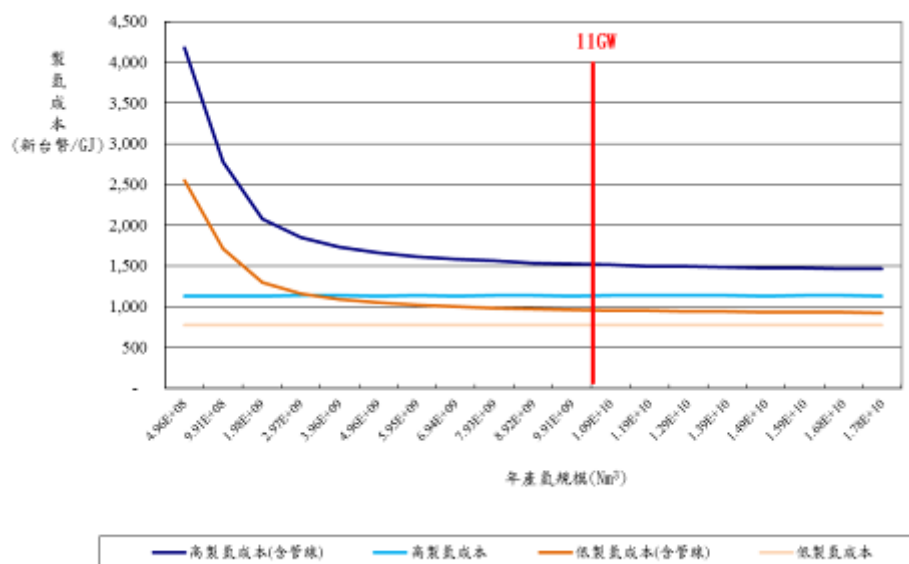
	科目	低製氫成本 (新台幣/kg H ₂)		高製氫成本 (新台幣/kg H ₂)	
		金額	百分比	金額	百分比
風力機 農場	折舊費用	14	14.3%	22	13.6%
	要求之投資報酬	64	63.7%	98	60.9%
	運作/維護	11	11.0%	11	7.1%
電解槽	折舊費用	3	2.7%	5	2.8%
	要求之投資報酬	12	12.2%	20	12.7%
	運作/維護	5	4.8%	5	3.0%
水資源	水處理費用	0.09	0.1%	0.09	0.1%
製氫成本(新台幣/kg)		110	100%	161	100%
製氫成本(新台幣/GJ)		772	100%	1,135	100%

說明：氫氣 HHV(高熱值)為 142MJ/Kg=0.142GJ/Kg

資料來源：Federico A. Giudici(2008)

根據表 16 分析其成本結構(假設不考慮管線系統之下)，可得知風力機農場約佔 82% ~ 89%及電解槽約佔 18% ~ 20%，其中整體系統之設備資金回收成本為最大宗約佔 73% ~ 76%，其次是系統維護成本約佔 10% ~ 15%；假設考慮管線系統之下(表 15)，則風力機農場約佔 62% ~ 68%、電解槽約佔 14% ~ 15%及運氫設備約佔 17% ~

23%。Federico A. Giudici 並將不同風力機農場規模之製氫成本，依據成本情境和運氫系統分別運算，結果整理成圖 30，可得知製氫成本會隨著產量規模下降，但成本下降的速度則有趨緩的趨勢，此系統之製氫成本在 $1 \times 10^{10} \text{Nm}^3$ 的製氫產量下，每 GJ 大約介於新台幣 932 ~ 1,480 元或每 kg 約新台幣 132 ~ 210 元(以氫氣之 HHV 轉換得之)。



資料來源：Federico A. Giudici(2008)

圖 30 不同規模假設下之產氫成本

Federico A. Giudici 針對系統技術面和經濟面，提供以下結論：

- (1) 目前已有商業化之電解設備產品，但大規模電解設備尚在發展中，不過因電解設備皆具備模組化，因此可藉由串接方式結合成大規模規解設備。
- (2) 為了能夠實現大規模製氫，儲氫/運氫設備之技術必須達到商業化階段，以利系統大規模運轉。

- (3) 就技術面而言，結合子系統組成整體系統是可行的，預期未來在解決電解設備的效率問題和風力機的成本問題之後，整體系統效率可望再提升。
- (4) 此系統所產出的氫，與阿根廷當地之天然氣市場價格相比並無競爭力。但經 Alejandro D. González(2009)於文章中調查發現，推究其主要原因為阿根廷對該國人民使用天然氣進行鉅額補助，以至於阿根廷家庭部門在天然氣使用端的使用費用比美國低 3~10 倍，在低成本之誘因下，造成諸多浪費能源的現象，尤其在 Patagonia 寒冷地區的家庭，其數目約占阿根廷全國家庭數的 5%，但卻消耗約 21%之全國家庭部門的天然瓦斯使用量。
- (5) 當地之液體石化燃料價格(包含稅)約 686 新台幣/GJ，與其相比之下，含管線部門之製氫成本仍高出約 39% ~ 120%；不含管線部門之製氫成本仍高出約 14.9% ~ 69.1%。
- (6) 藉由甲烷蒸氣重組法所得之製氫成本約 163 ~ 224 新台幣/GJ，與其相比之下，風氫系統之製氫成本約為 2.5 ~ 6.1 倍。

由於此系統是設計成大規模產氫系統，並非為獨立型發電系統或緊急發電系統，因此並無規劃燃料電池系統，但可從成本結構圖中得知，只考慮風力機發電系統就已經約占總成本的 80%，故可知加入燃料電池發電系統之後，總系統的成本將提高且發電系統成本占總成本的比重也會拉高。

8. Roads2HyCom¹⁰

歐洲委員會(EU)針對 2003 ~ 2007 期間各領域之發展與研究，規劃出大型歐洲計劃，名為第六架構計畫¹¹(Sixth Framework Program)，其中 Roads2HyCom 歸屬於「永續發展、全球變化、生態系統」(Sustainable Development, Global Change and Ecosystems)領域。此計劃之研究範圍涵蓋整個氫氣能源供給鏈，包括製氫階程、儲氫階程、運氫階程以及最終使用端階程(便攜式、運輸用途型、定置型)，藉由開發相關氫能技術和建構氫能基礎設施，欲以打造歐洲氫社區之目標(示範地點整理於圖 31)，此計畫之研究成果也同時被歐洲委員會、歐洲氫能與燃料電池技術平臺(HFP)、世界新能源聯合技術倡議組織(JTI)、HyRaMP 計畫和燃料電池與氫能之相關計畫所採用，並於 2011 年發表 Roads2HyCom 計劃之最終技術報告¹²。

此計畫由能源產業、高科技產業、運輸產業、建築產業及工程及經濟研究單位，共計 29 個計畫(協同)主持人所組成，依組織規劃共分為 9 個組別(如圖 32 所示)，其中 WP02 組於 2008 年調查分析以氫氣形式儲存再生能源之經濟效益；於同年也進行現行或未來製氫系統之成本分析，並於 2009 年調查目前歐洲不同製

¹⁰ <http://www.roads2hy.com/default.asp>

¹¹ <http://cordis.europa.eu/fp6/dc/index.cfm?fuseaction=UserSite.FP6HomePage>

¹² <http://cordis.europa.eu/documents/documentlibrary/103966621EN6.pdf>

氫方法之成本分析。

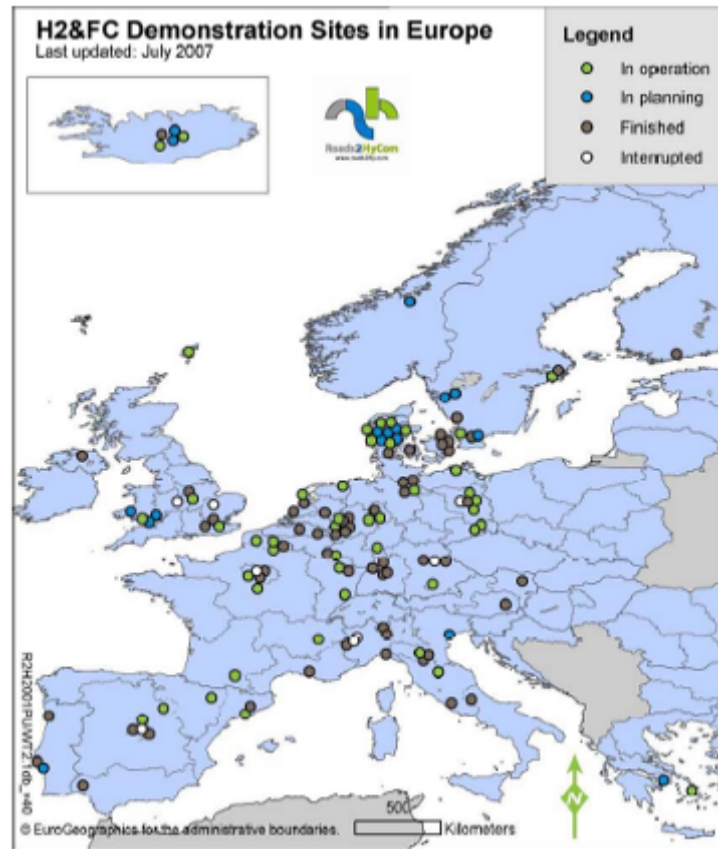


圖 31 R2H 計畫之示範地點分布圖

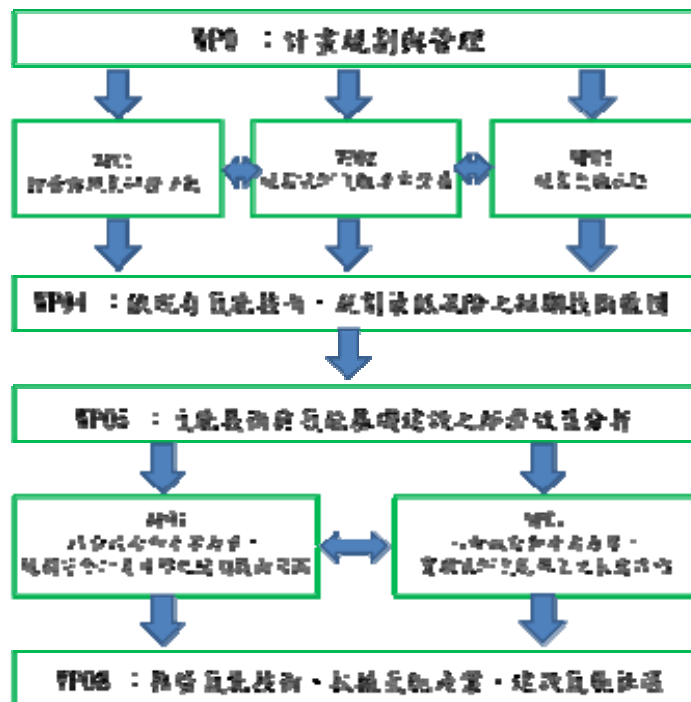


圖 32 R2H 計畫之分組概況

如圖 33 所示，目前製氫系統主要可分為三大類，其中利用再生能源製氫屬於第二類，R. Steinberger-Wilckens etc.(2008)於文章中為了進行成本分析，將製氫流程分為 A、B 段製程(如圖 33)，分別進行成本分析。

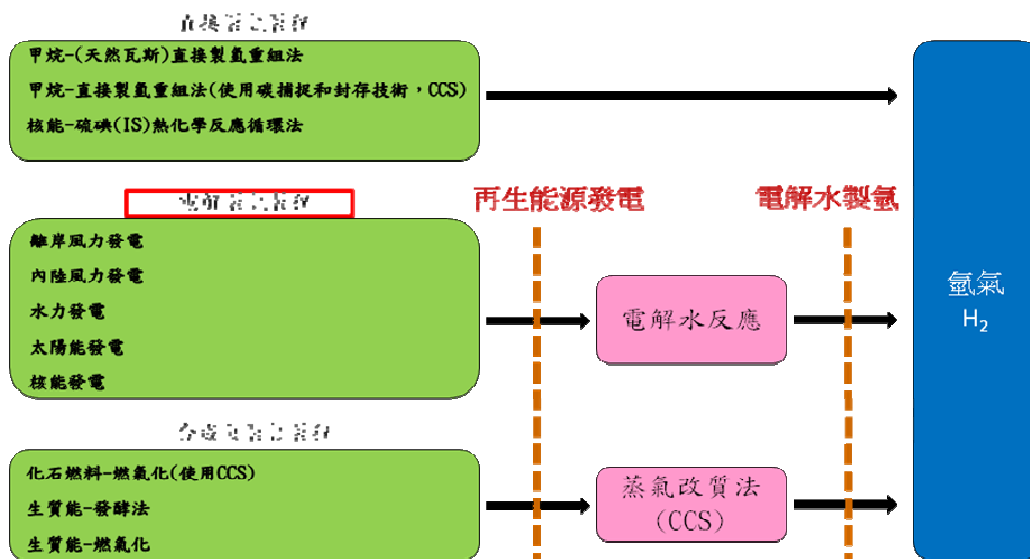


圖 33 製氫系統之概要圖

如表 17、表 18 和表 19 所示，作者分別先列出風力機、太陽能面板和電解槽的資本支出表，以作為表 20、表 21 和表 22 中的年度資本支出、O&M 項目和雜支項目之依據。其中內陸風力機和離岸風力機裝設成本分別設定為每瓦(W)新台幣 50 元和 75 元，且太陽能模組設定為每組 83,400 新台幣，並結合 1,000 組太陽能面板模組成一個太陽能面板陣列。

表 17 1MW 風力發電之資本支出

單位：萬元新台幣

項目	內陸風力發電		離岸風力發電	
	數量	金額	數量	金額
風力機(MW)	1	5,000	1	7,500
專案支出		250		375
總支出		5,250		7,875

註：專案支出為風力機設備費的 5%

資料來源：Robert, S. W. etc. (2008)

表 18 1MW 太陽能發電之資本支出

單位：萬元新台幣

項目	單位成本	北歐		南歐	
		數量	金額	數量	金額
太陽能模組(kW/組)	8.3400	1,000	8,340	1,000	8,340
基座(組)	1.0425	1,000	1,043	1,000	1,043
操控裝置(組)	1.0425	1,000	1,043	1,000	1,043
纜線(m)	0.0083	10,000	83	10,000	83
直/交流轉換器(組)	3.6696	1,000	3,670	1,000	3,670
電網連接設備(組)	41.7000	1	42	1	42
雜項			294		294
人工裝機費用(小時)	0.2085	4,000	834	4,000	834
機具使用費(小時)	0.8340	200	167	200	167
專案支出			776		776
總支出			16,292		16,292

註：(1)雜項為排除太陽能模組成本之陣列成本的 5%

(2)專案支出為設備總支出的 5%

資料來源：Robert, S. W. etc. (2008)

表 19 250MW 大型電解槽之資本支出

單位：萬元新台幣

項目	北歐	
	數量	金額
485Nm ³ /h 電解槽(套)	104	696,374
310MW 變壓器(套)	1	20,225
總支出		752,428

資料來源：Robert, S. W. etc. (2008)

作者將風力發電形式分為離岸和內陸來討論，且設定歐洲電網電價為新台幣 3.8 元/kWh，分系架構主要分為經濟條件(攸關設備資本折舊支出)、基本運作參數(攸關系統輸入與輸出成本)和年化成本部分(加入 O&M 和雜費支出，並做最後階段的成本計算)，可於表 20 得知風力發電成本介於新台幣 3 ~ 3.97 元/kWh，此外表中有另外設定風力機耗電成本，原因在於作者認為內陸和離岸風力機整年當中會有 $24*365*0.005=43.8$ 和 87.6 小時需靠外界電力維持運作。

表 20 1MW 級風力發電之 A 製程成本

項目	代號	計算公式	成本數值	
			內陸	離岸
經濟條件限制				
利率(%)	i		7	8
折舊期限(年)	T		15	15
年金因數	a	$i*(1+i)^T/((1+i)^T-1)$	0.11	0.117
基本參數				
運轉時數(小時/年)	V		2,500	3,000
電力輸出(kW/小時)	P		1,000	1,000
電力輸出(kW/年)	AEP	$V*P$	2,500,000	3,000,000
資本支出(新台幣)	I		52,500,000	78,750,000
年化成本				
年資本支出(新台幣/年)	AN	$I*a$	5,775,000	9,213,750
電力支出(新台幣/年)	S	耗電時數*3.8*P	166,440	332,880
維護成本(新台幣/年)	W	$I*2\%$	1,050,000	1,575,000
雜支(新台幣/年)	SK	$I*1\%$	525,000	787,500
總營運成本(新台幣/年)	K	$S+W+SK$	1,741,440	2,695,380
總成本(新台幣/年)	AK	$AN+K$	7,516,440	11,909,130
A 製程之成本				
風能發電成本 (新台幣/kWh)		AK/AEP	3	3.97

資料來源：Robert, S. W. etc. (2008)

至於太陽能發電部分，其相關資本支出整理於表 18。作者因考慮緯度會影響日照時間的長短，故設定北歐和南歐日照時數分別為 1,000 小時和 1,800 小時，其他項目的設定則相同，經過運算之後得出太陽能發電成本介於新台幣 12.7 ~ 22.8 元/kWh(如表 21 所示)，與風力發電成本相比，太陽能發電成本約為風力發電成本的 4.2~5.75 倍。

表 21 太陽能發電之 A 製程成本

項目	代號	計算公式	成本數值	
			北歐	南歐
經濟條件限制				
利率(%)	i		7	7
折舊期限(年)	T		15	15
年金因數	a	$i*(1+i)^T/((1+i)^T-1)$	0.11	0.11
基本參數				
運轉時數(小時/年)	V		1,000	1,800
電力輸出(kW/小時)	P		1,000	1,000
電力輸出(kW/年)	AEP	V*P	1,000,000	1,800,000
資本支出	I		162,920,000	162,920,000
年化成本				
年資本支出(新台幣/年)	AN	I*a	17,921,200	17,921,200
維護成本(新台幣/年)	W	I*1.5%	2,443,800	2,443,800
雜支(新台幣/年)	SK	I*1.5%	2,443,800	2,443,800
總營運成本(新台幣/年)	BK	W+SK	4,887,600	4,887,600
總成本(新台幣/年)	AK	AN+BK	22,808,800	22,808,800
A 製程之成本				
太陽能發電成本 (新台幣/kWh)		AK/AEP	22.8	12.7

資料來源：Robert, S. W. etc. (2008)

由於電解水製氫需要耗費大量的電力和純水，因此電解製氫 B 製程的成本與電解效率、電力成本和折舊費用息息相關，作者

利用 A 製程的分析架構與概念，先設定電解槽的資本支出(表 19)，再計算電解槽的製氫成本(表 22)，同時作者也針對不同電價之下的電解成本作敏感度分析(表 23)。作者利用歐洲電網價格為新台幣 3.8 元/kWh 當作電力成本，此值與離岸風力發電成本接近，因此可視為離岸大型示範計畫的製氫成本，經過計算之後可得電解製氫成本約新台幣 22.42 元/Nm³ 或 6.33 元/kWh，並且透過表 23 觀察發現，電力成本與製氫成本的交叉彈性約為 0.7(電價漲 100%，則製氫成本漲 70%)。

表 22 電解製氫之 B 製程成本

項目	代號	計算公式	數值	單位
經濟條件限制				
電力成本	s		3.8	新台幣/kWh
水資源成本	wk		60.465	新台幣/m ³
利率	i		9	%
折舊期限	T		10	年
年金因數	a	$i*(1+i)^T/((1+i)^T-1)$	0.156	
基本參數				
運轉時數	V		6500	小時/年
能源輸入量	P		250,000	kW
電力消耗量	m	$V*P$	1,625,000,000	kWh/年
耗水量	w		1	公升/Nm ³
耗水量	wm	$w*E_{H2[Nm3]}/1000$	328,947	m ³ /年
電解系統效率	η		0.72	
製氫量	$E_{H2[Nm3]}$	$m*\eta/3.54$	328,947,368	Nm ³ /年
製氫量	$E_{H2[kWh]}$	$m*\eta$	1,164,473,684	kWh/年
資本支出	I ^A		7,524,280,000	新台幣
年化成本				
資本支出	AN	$I*a$	1,173,787,680	新台幣/年
能源成本	S	$s*m$	6,175,000,000	新台幣/年
水資源成本	WK	$wk*wm$	19,889,780	新台幣/年

維護成本	W	$E_{H2[Nm3]} * 0.008463$	2,783,882	新台幣/年
雜支	SK	$E_{H2[Nm3]} * 0.008463$	2,783,882	新台幣/年
總營運成本	BK	S+WK+W+SK	6,200,457,544	新台幣/年
總成本	AK	AN+BK	7,374,245,224	新台幣/年
B 製程之成本				
每單位氫氣成本	$K_{H2[Nm3]}$	$AK/E_{H2[Nm3]}$	22.42	新台幣/ Nm^3
每單位氫氣成本	$K_{H2[kWh]}$	$AK/E_{H2[kWh]}$	6.33	新台幣/kWh

資料來源：Robert, S. W. etc. (2008)

表 23 每單位氫氣成本之敏感度分析

電價	2.085	2.919	3.795	4.587	新台幣/kWh
每單位氫氣成本	14.64	18.77	23.06	26.98	新台幣/ Nm^3
每單位氫氣成本	4.13	5.30	6.50	7.63	新台幣/kWh

資料來源：Robert, S. W. etc. (2008)

二、台灣小型風力發電機及燃料電池產業概況分析

本計畫將調查並分析台灣小風機產業能量及營運概況，以作為未來小風機結合燃料電池系統作為偏遠地區的緊急救援系統之研究依據。調查分析內容將包含台灣小風機產業產值、出貨量、設備成本、各廠商生產與開發中機型等營業概況。

1. 國內小風機產業經營概況分析

10kW 以下之小型風力發電機在台灣已有 20 家系統廠開發出商業化產品接單量產，並有十餘家零組件廠商供應材料；1kW 以下小型風力機有 15 家業者投入共 24 款機型，1~10kW 級距風力機有 18 家投入 44 款機型系統開發，至於 10kW 以上則有核能研究所投入 25kW、150kW 及 600kW 小型風力機開發（如表 24）。台灣目前投入中小型風力機開發之 20 家系統業者，以採自有品牌出貨為主，僅耀能、鎮源、利愛、超維等公司另採 OEM 接單生產或 ODM 系統整合經營模式。

表 24 台灣中小型風力機廠商與研究機構開發機型

型式	廠商	功率	經營型式
垂直軸	台達電	300W, 1kW	自有品牌
	宏銳(i-wind)	300W, 2kW, 4kW, 10kW*	自有品牌
	均豪(GPM)	200W*, 5kW	自有品牌
	利愛(LEA)	5kW	OEM 整合
	東元(Teco)	1kW	自有品牌
	信達(SINTA)	400W*	自有品牌
	富田(Fukuta)	400W, 5kW	自有品牌
	康柏威(Compowe)	100W, 300W, 500W, 1kW	自有品牌
	新高能源(Hi-Energy)	70W*, 300W, 1.5kW, 3kW	自有品牌
	赫力(Holy)	1kW~3MW	自有品牌

型式	廠商	功率	經營型式
水平軸	耀能(Power General)	300W, 1.2kW, 3kW	ODM 整合
	鎮源(AREA Group)	400W*	自有品牌
	鴻金達(FGD)	200W, 1kW, 3kW, 5kW, 10kW	自有品牌
	上特(Sunteck)	3kW, 7.5kW	自有品牌
	台達電(Delta)	400W, 1kW	自有品牌
	利愛(LAE)	300W, 1.5kW, 3kW, 5kW	OEM 整合
	信達(SINTA)	400W*, 2kW*	自有品牌
	恒耀(Boltun)	100W, 300W, 600W, 1.2kW	自有品牌
	東元(Teco)	2kW, 3kW, 5kW*	自有品牌
	捷豹(Jetpro)	100W, 200W, 1kW, 5kW*	自有品牌
	蔚華科(spirox)	2kW*	自有品牌
	赫力(Holy)	1kW~3MW	自有品牌
	超維(Aerofortis)	250W, 600W, 1.2kW, 3.5kW, 9.5kW*	OEM 整合/自有品牌
	耀能(Power General)	400W, 600W, 1kW, 2kW, 3kW	ODM 整合
	瀚創(Hetronix)	2kW	自有品牌
	鎮源(AREA Group)	1kW*, 3kW*, 10kW*	自有品牌
風技綠能(WindTek)	2kW	自有品牌	
核研所(Iner)	25kW, 150kW, 600kW*	研究機構	

註：*目前正在研發中。

資料來源：台灣中小型風力機發展協會；台灣經濟研究院(2011.09)；蘇美惠、左俊德(2010)；本研究整理。

根據台灣中小型風力發電機發展協會與台灣經濟研究院針對台灣目前已有生產實績的小型風力發電機及零組件廠商所做的調查(如表 25)，回卷率約達 71%，包含利愛、均豪、恒耀、康柏威、捷豹、富田、新高、蔚華、鴻金達與耀能等 10 家風力發電機廠商，2010 年風力發電機產能約 24,632 台，預計 2011 年可增加至 31,621 台，2012 年則可達 33,386 台；至於出貨情形，2010 年出貨量約 7,589 台，預計 2011 年可增加至 6,857 台，2012 年更可達 10,390 台，表示廠商對於 2012 年市場拓展積極樂觀；至於產值部分，2010 年約新台幣 1.85 億元，預計 2011 年可倍增至 2.79 億元(年成長率達 50%)，

2012 年更可達 4.83 億元（年成長率達 73%）。

表 25 國內小型風力機之營業概況

項目	2010 年	2011 年 ^e	2012 年 ^f
潛在產能(台)	24,632	31,621	33,386
實際產量(台)	7,395	6,998	10,970
實際出貨量(台)	7,589	6,857	10,390
營業額(新台幣百萬元)	185	279	483
投資額(新台幣百萬元)	439	538	710
就業人數(人)	421	479	531

註：e 為估計值；f 為預測值。

資料來源：台灣中小型風力機發展協會、台灣經濟研究院(2011.09)。

而在零組件部分，台灣風力發電機相關零組件廠商約有 14 家，亦有些風力發電機廠商自行投入零組件製造，表 26 為台灣風力發電機相關零組件廠商之營業概況，由於多家廠商尚無量產，且問卷回收率僅 25%，故 2010 年零組件營業額之統計資料為新台幣 4,300 萬元，預計 2011 年可增加至 7,960 千萬元（年成長率達 85%），2012 年更可達 2.25 億元（年成長率達 180%）；以內外銷情形來分析，2010 年的外銷比例僅達 9%，2011 年預估外銷比重增加至 30%，因考量未來隨著小型風力發電機的擴大產出下，展望 2012 年預估外銷產值將可達 63%。

表 26 台灣風力機相關零組件廠商之營業概況

項目	2010 年	2011 年 ^e	2012 年 ^f
零組件營業額(新台幣萬元)	4,300	7,960	22,520
內銷(新台幣萬元)	3,930	5,560	8,300
外銷(新台幣萬元)	370	2,400	14,220

註：e 為估計值；f 為預測值。

資料來源：台灣中小型風力機發展協會、台灣經濟研究院(2011.09)。

若進一步從小型風力發電機之機型來分析，2011 年台灣垂直軸潛在產能較水平軸機型高出約 1.94 倍，表示國內廠商積極布局垂直軸風力機市場；另外由於垂直軸的平均單價較水平軸高，故雖然垂直軸產品的總出貨量較水平軸產品為低，但垂直軸產品的總營業額卻較高；若從產能利用率來分析，發現 2011 年整體小型風力發電機約僅 22%，其中垂直軸之產能利用率為 10%，水平軸之產能利用率為 45%，且廠商樂觀預期 2012 年的市場需求，故水平軸和垂直軸的產能利用率皆將向上提升（如表 27 所示）。

表 27 國內小型風力機不同機型之營業概況

機型	水平軸			垂直軸		
	2010 年	2011 年 ^e	2012 年 ^f	2010 年	2011 年 ^e	2012 年 ^f
潛在產能(台)	11,790	10,750	12,050	12,842	20,871	21,336
實際產量(台)	5,773	4,855	7,560	1,623	2,143	3,410
實際出貨量(台)	5,696	4,755	7,360	1,894	2,102	3,030
風力機營業額(新台幣百萬元)	42	104	239	142	175	245
產能利用率	49%	45%	63%	13%	10%	16%

註：e 為估計值；f 為預測值。

資料來源：台灣中小型風力機發展協會、台灣經濟研究院(2011.09)。

若從出貨量之內外銷情形來分析，根據台灣中小型風力發電機發展協會 2011 年調查台灣自有品牌已量產小型風力發電機廠商（如表 28），2010 年內銷約有 409 套風力發電機，外銷則有 7,190 套，出口比例達 94%，以中國（63%）、亞洲其他地區（占 14%）、非洲及南美洲（占 13%）為主要出口地區；2011 年預估外銷比重維持 94%，中國（占 37%）雖仍為台灣主要外銷地區，但比重則明顯下降，而非洲及南美洲（31%）、亞洲其他地區（占 21%）的比重則持續增加，顯示台灣廠商積極拓展中國以外之市場；展望 2012 年預估外銷比重亦可達 88%，中國仍將為主要出口地區。

表 28 台灣中小型風力機內外銷出貨情況

	2010 年	2011 年 ^e	2012 年 ^f
風力機出貨量(套)	7,589	6,857	10,390
內銷	5%	6%	12%
外銷	94%	94%	88%
中國	63%	37%	39%
亞洲其他地區	14%	21%	16%
美國	1%	1%	1%
歐洲	4%	4%	3%
其他	13%	31%	28%

註：e 為估計值；f 為預測值。

資料來源：台灣中小型風力機發展協會、台灣經濟研究院(2011.09)。

2. 國內小風機產品價格分析

在產品價格部分，根據台灣利愛、均豪、恒耀、康柏威、嵗豹、富田、新高、鴻金達與耀能等九家已出貨小型風力發電機廠商所提供報價，可分為垂直軸與水平軸不同機型。目前台灣產品級距從

100W 至 5kW 皆有廠商推出，以台灣再生能源對於小型風力發電機之躉購費率設定，僅針對 1~10kW 級距機型進行電力收購，因此本研究將產品級距以 1kW 進行區分。整體而言，2011 年台灣 1 kW 以下小型風力發電機產品平均裝置價格（含控制器與安裝，不含電池）每瓦約為新台幣 342 元，較 2010 年增加 12%；1~5kW 小型風力發電機產品平均裝置價格（含控制器與安裝，不含電池）每瓦約為 186 元，較 2010 年下降 3%（如表 29 所示）。

表 29 國內小型風力機平均裝置價格概況

風力機規格	統計資料內容	小型風力機平均裝置價格 (新台幣/W)		
		2010 年	2011 年 ^e	2012 年 ^f
100~200W	3 家廠商，4 款機型	403	480	468
300W	7 家廠商，7 款機型	367	354	358
400~500W	3 家廠商，3 款機型	263	301	301
600W	2 家廠商，2 款機型	129	133	138
未滿 1kw 平均價格	9 家廠商，16 款機型	304	342	339
1~1.9kW	7 家廠商，8 款機型	203	195	198
2kW	2 家廠商，2 款機型	130	144	144
3kW	4 家廠商，5 款機型	186	192	194
4~5kW	5 家廠商，5 款機型	219	210	192
1kW 以上平均價格	10 家廠商，20 款機型	191	186	185

註：(1)以上報價已含控制器、塔架、電池與安裝費用。

(2)e 為估計值；f 為預測值。

資料來源：台灣中小型風力機發展協會、台灣經濟研究院(2011.09)。

由於垂直軸風力發電機之葉片成本較高，在產品報價垂直軸亦較水平軸為高；此外，由於 2011 年上半年稀土原料價格大漲，故預估 2011 年廠商報價皆將較 2010 年為高。以 100~900W 水平軸風力發電

機而言，2011 年產品平均裝置價格（含控制器與安裝，不含電池）約為每瓦新台幣 195 元，垂直軸則約需 633 元；至於 1~10kW 水平軸風力發電機而言，2011 年產品平均裝置價格（含控制器與安裝，不含電池）約為每瓦新台幣 123 元，垂直軸則約需 247 元（如表 30 所示）。

表 30 台灣小型風力機不同機型平均裝置價格概況

風力機規格	水平軸平均裝置單價 (新台幣元/W)			垂直軸平均裝置單價 (新台幣元/W)		
	2010 年	2011 年 ^e	2012 年 ^f	2010 年	2011 年 ^e	2012 年 ^f
100~200W	160	230	230	645	845	820
300W	217	217	217	417	400	406
400~500W	125	163	163	400	440	440
600W	129	133	138			
未滿 1kw 平均價格	158	195	195	527	633	621
1~1.9kW	93	98	100	308	273	276
2kW	130	144	144			
3kW	114	123	133	210	215	215
4~10kW	153	153	138	242	230	221
1kW 以上平均價格	116	123	123	267	247	247

註：(1)以上報價已含控制器、塔架、電池與安裝費用。

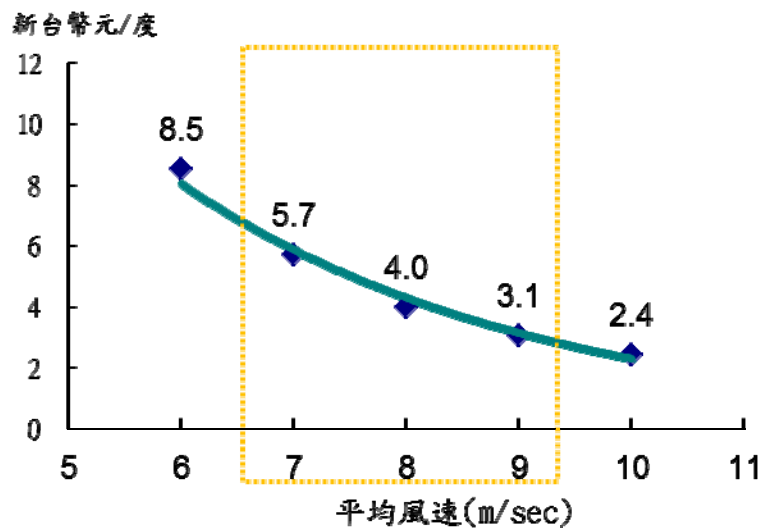
(2)e 為估計值；f 為預測值。

資料來源：台灣中小型風力機發展協會、台灣經濟研究院(2011.09)。

3. 中小型風力機發電成本分析

由於台灣對於小型風力機裝置並無補助，且收購電價於 2010 年初才公布，關於併網申設辦法尚未公布，因此至 2011 年 4 月已向經濟部能源局申請再生能源設備認定之裝置案例僅只於 9 件。根據台灣中小型風力機發展協會 2011 年 8 月針對台灣已出貨小型風力機系統業者所做調查，台灣自產 1~5kW 小型風力機之平均設置成本（含風力機、塔架、電控器及安裝施工，不含電池）每千瓦約新台幣 19.7 萬元；然而，風力機系統之設置成本與產品規格息息相關，尚須視其裝置地點與塔架高度而定。

若以平均設置成本每瓦 186 元進行分析，發電效率參考台灣小型風力發電機功率曲線，分析台灣自產小型風力發電機發電成本，可以發現當風速達 6m/sec 時，每度電發電成本尚高達新台幣 8.5 元，但若風速達 8m/sec 時發電成本將大幅降至新台幣 4.0 元（如圖 34 所示）。若僅從發電成本來看，採用台灣自產小型風力發電機發電成本高於市售電價每度電新台幣 2.68 元，且在台灣高電網普及率下，並不具備經濟性誘因。



註：(1)每年維護成本參考能源局躉購電價計算，以初期設置成本 0.7%估計
 (2)發電量參考台灣小型風力機功率曲線
 資訊來源：台灣經濟研究院(2011.09)。

圖 34 台灣自產小型風力機發電成本分析

4. 燃料電池與氣體製造產業概況

從燃料電池的組成來看，可分為原材料(上游)、電池組與組件(中游)、電池系統與應用(下游)，再加上相關周邊商品而組成燃料電池產業。其中，上游產品主要包括質子交換膜(PEM)、膜電極組(MEA)、觸媒、氣體擴散層(GDL)、雙極版；中游產品主要為燃料電池組和重組器；下游產品主要應用在燃料電池系統、定置型發電機、各式運輸工具、可攜式電子產品，其他相關產業包括氫氣供應、甲醇供應、甲醇燃料罐、儲氫合金罐，並於表 31 中，彙整台灣燃料電池與氣體製造之主要廠商。

表 31 台灣燃料電池與氣體製造商概況

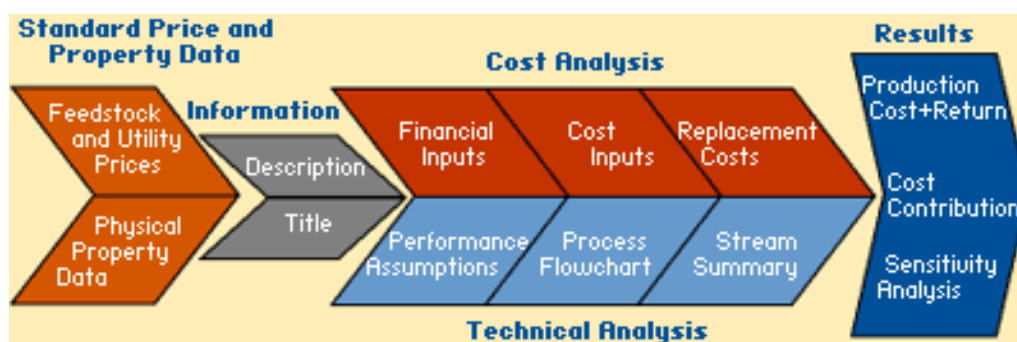
供應鏈	原材料 (上游)	電池組及組件 (中游)	電池系統與應用 (下游)	支援產品
主要廠商	Membrane	電池組	FC 系統	氫氣供應
	安矩科技	台達電	思柏科技	三福氣體
	南亞電路板	南亞電路板	奇鈺	聯華亞東
	MEA	大同世界科技	大同世界科技	中油
	安矩科技	光騰光電	能碩科技	甲醇供應
	南亞電路板	博研燃料電池	台達電	伊默克
	遠茂光電	遠茂光電	光騰光電	李長榮公司
	光騰光電	鼎佳	揚光綠能	甲醇燃料罐
	觸媒	中興電工	亞太燃料電池	奇鈺
	GDL	亞太燃料電池	美菲德	儲氫合金罐
	碳能科技	重組器	鼎佳	漢氫科技
	雙極版	大同世界科技	中興電工	亞太燃料電池
	盛英	碧氫科技	鼎旭	川飛
	鼎旭	熱交換器		博研
		高力熱處理		

資料來源：2011 台灣各產業景氣趨勢調查報告(台經院)

三、 可行性評估與成本效益分析

(一)國外案例之經濟效益分析

由於產氫技術和原料來源廣泛，再加上經濟分析模型不一致，故其分析結果會因參數設定、計算公式、參數個數的不同而出現經濟分析結論之偏誤，因此美國能源局(DOE)氫能與燃料電池計畫(Hydrogen and Fuel Cells Program)於2003年2月發起H2A¹³計畫，希望藉此計劃規範出產氫技術之經濟效益分析架構(如圖35)，以提供產氫技術之經濟分析基準及廠商建廠之財務成本分析依據，此計畫目前已發展到第二版本，根據不同規模和產氫技術，各自規劃出一套經濟分析系統並整理成EXCEL檔可供下載，其分析架構如下(分類標準則整理於表32)：



參考來源：DOE-H2A 計畫網站(註腳 12)

圖 35 H2A 經濟分析模型之概要圖

- (1) 基本資訊(產氫原料、能源輸入、工廠規模、副產品等)；
- (2) 製氫製程資訊(工作溫度、壓力、合成氣內容、流量等)；
- (3) 製氫技術參數(製氫條件、流程效率等)；

¹³ http://www.hydrogen.energy.gov/h2a_analysis.html#h2a_project

- (4)經濟參數(稅後內部收益、折舊時間表、工廠期限、所得稅率、產出因子等)；
- (5)計算折舊後現金流量表(建立使用相同技術之標準計算程序)
- (6)結論(工廠之氫售價、經營效率、每公斤產氫成本分析、二氧化碳排放量、總能源投入量等)
- (7)敏感度分析(調整技術和經濟參數之後，觀察結論的變化)
- (8)不確定性因子之量化分析

表 32 不同製氫技術因數之 H2A 經濟分析系統

H2A Case Study ¹⁴			
製氫技術	製氫形式	技術參數	附註
煤氣化 製氫技術	集中式	短期	不含碳補集技術
	集中式	短期	碳補集技術
	集中式	長期	不含碳補集技術
	集中式	長期	碳補集技術
天然氣 製氫技術	集中式	短期	不含碳補集技術
	集中式	短期	碳補集技術
	集中式	長期	不含碳補集技術
	集中式	長期	碳補集技術
	分散式	短期	
	分散式	長期	
電解 製氫技術	集中式	短期	
	集中式	長期	
	分散式	短期	
	分散式	長期	
生質能	集中式	短期	

¹⁴ http://www.hydrogen.energy.gov/h2a_prod_studies.html

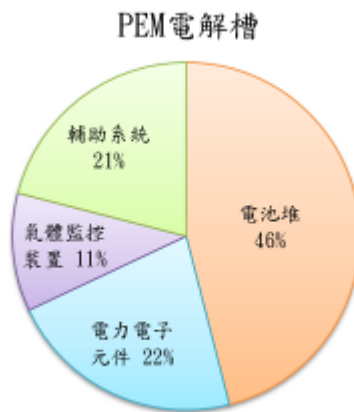
製氫技術	集中式	長期	
乙醇 製氫技術	分散式	短期	
	分散式	長期	
核能 製氫技術	集中式	長期	

註：短期技術因數表示以現有技術為基準；長期技術因數則納入未來可能技術
資料來源：DOE-H2A 計畫網站(註腳 12)

NREL 於 2008 年 12 月發表一篇”在風/氫系統之下，電解槽資本成本研究”¹⁵，此研究主要集中在製氫流程中的電解流程，透過 H2A 生產模型分析電解製氫成本、設備資本投入及電解效率對製氫流程整體效率之影響，藉此進一步分析 Alkaline 和 PEM 製氫成本的系統效率因子和經濟因子，以提供 DOE 作為未來研究專案的依據。

由於成本因素，PEM 電解槽多用在分散式製氫系統，Alkaline 電解槽多用在集中式製氫系統，藉由圖 36 和圖 37 可得知不同電解槽的成本結構，該研究以 PEM 電解槽為分析對象，其中電池堆(Stack)和電力電子元件(Power Electronics)分別約占 46%和 22%，故如欲降低 PEM 電解製氫成本，可從此 2 項子系統著手。

¹⁵ Genevieve Saur, “Wind-To-Hydrogen Project: Electrolyzer Capital Cost Study”, NREL, 2008



資料來源：Genevieve Saur(2008)

圖 36 PEM 電解槽之成本結構

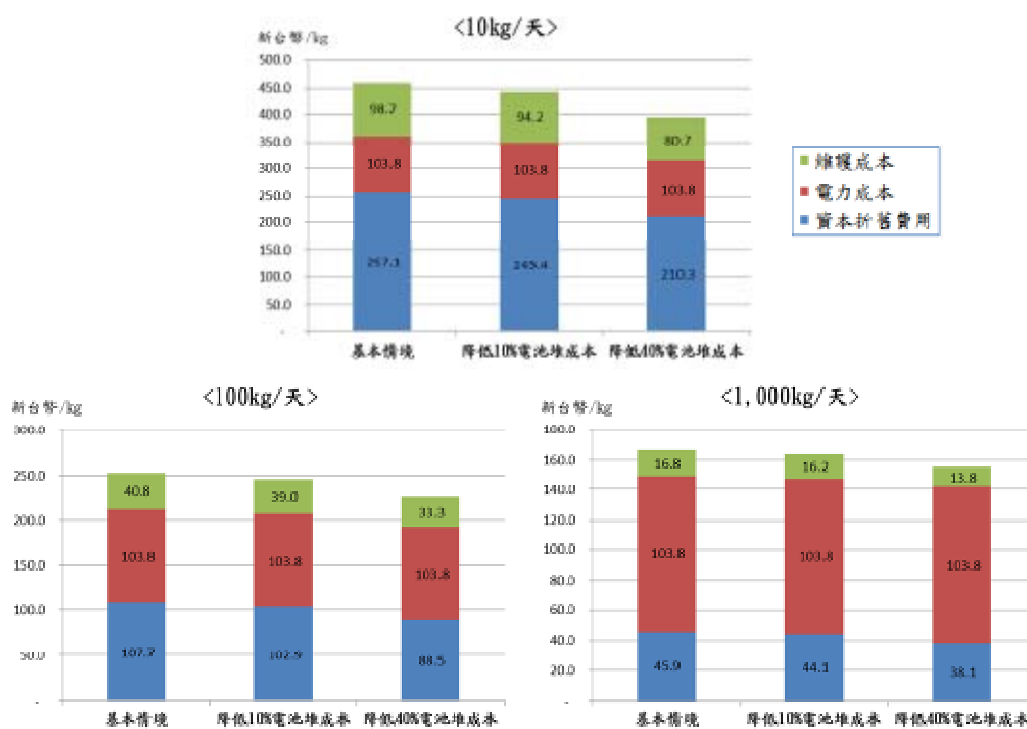


資料來源：Genevieve Saur(2008)

圖 37 Alkaline 電解槽之成本結構

此外，作者依據不同製氫規模(分別為每天產氫 10、100、1,000 公斤)，針對降低製氫成本和提高電解效率進行系統敏感度分析。由圖 38 顯示，在基本模型中 10kg、100kg、1,000kg 規模之製氫成本分別為每公斤約新台幣 460、253、167 元，分析其成本結構電力成本可知，製氫規模越大則電力成本的比重就越大；且根據 Giner 的 PEM 電解槽歷史資料，每 kW 電池堆成本從 2001 年的 2,500 美元降至 2007

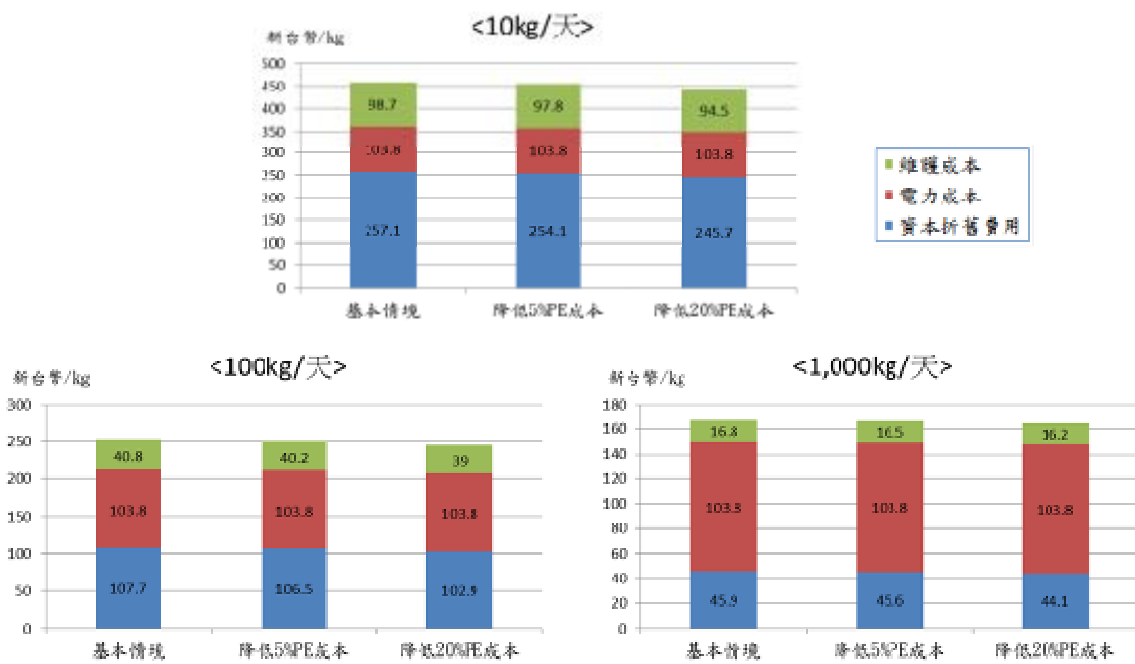
年的 1,000 美元，因此作者設定基本、降低 10%和降低 40%的電池堆成本情境，其中在降低 40%電池堆成本情境中，製氫成本則分別降至每公斤約新台幣 395、226、156 元。



資料來源：Genevieve Saur(2008)

圖 38 H2A 分析(降低電池堆成本)

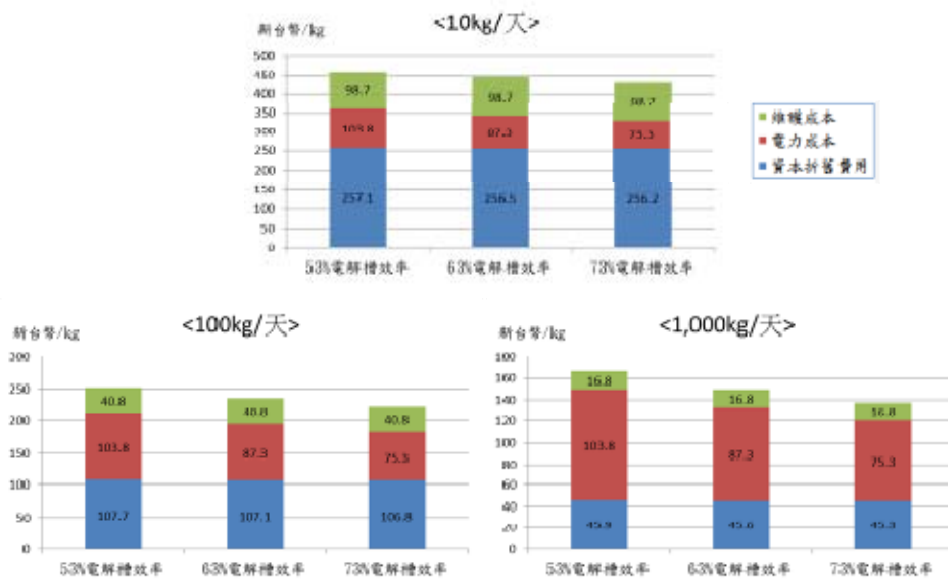
由圖 39 可知，在降低 20%電力電子元件(PE)成本之情境下，成本分別降至每公斤新台幣約 445、246、164 元，但由於 PE 和 Stack 分別佔電解槽的 22%和 46%，因此降低 PE 成本的效果比降低電池堆來的差。



資料來源：Genevieve Saur(2008)

圖 39 H2A 分析(降低 PE 成本)

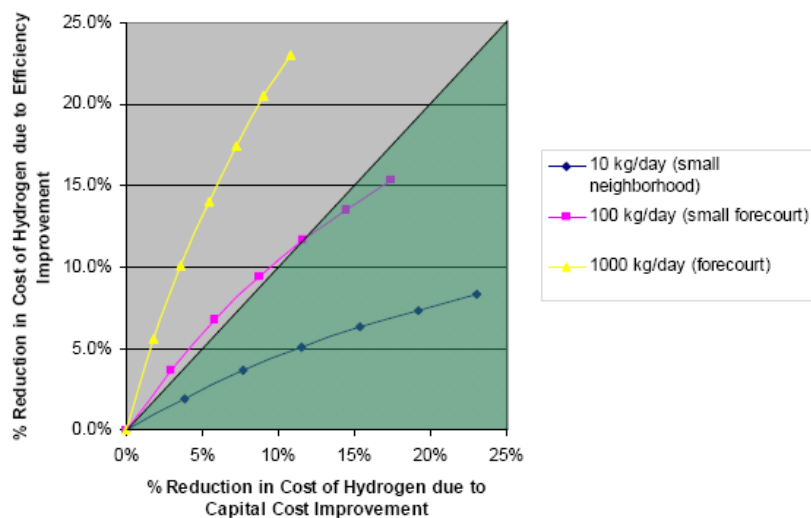
由於電解槽的效率攸關電解過程所耗的電能多寡，因此作者參考 Giner 的報告，認為 PEM 電解槽之效率最高可達到 72%(LHV)，故分別設定 53%、63%、73%的效率情境，在此個別情境中電解槽分別需耗電能 62.9、52.9、45.7kWh/kg。由圖 40 可知，在提高電解效率至 73%之情境下，10kg、100kg、1,000kg 規模之製氫成本由原本每公斤約新台幣 460、253、167 元降至 431、223、138 元；或從成本結構的角度觀察，電力成本從原本的每公斤新台幣 103.8 元降至 75.3 元。



資料來源：Genevieve Saur(2008)

圖 40 H2A 分析(提高電解槽效率)

如圖 41 所示，作者以基本模型為基準，如欲分別提高 5%、10%、15%、20%、25%、30% 整體系統效率，則需單獨提高多少的電解效率或單獨降低多少的設備成本，依據不同規模畫出 3 條曲線，由此 3 條曲線可得知，如欲發展小規模風/氫製氫系統，因斜率較低，故可知提高電解效率著手比降低電解槽成本來的有效。



資料來源：Genevieve Saur(2008)

圖 41 成本效率邊際曲線

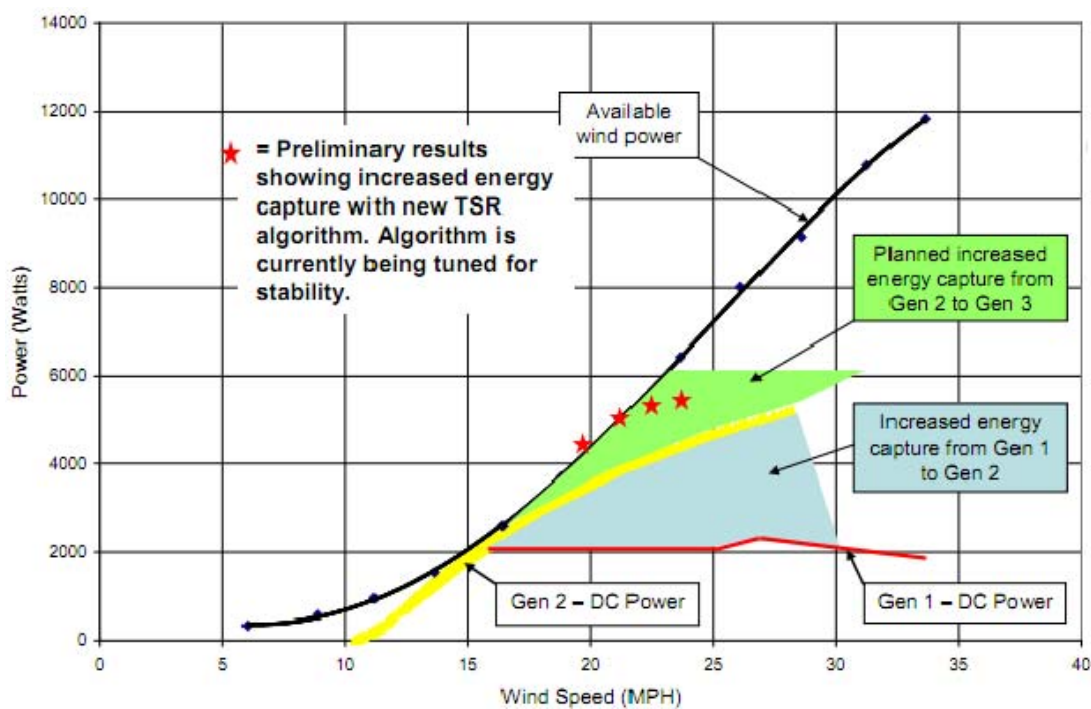
因此 Wind2H2 的工程人員於計畫期間，構思出一個簡化系統的方法，其概念主要為簡化風力機設備和電解槽的電力電子元件 (Power Electronics)，原因在於風力機原本的設計並非專為提供電解槽所需之直流電而設計，因此一般風力機內部電力轉換系統主要功能是将風力機產生的不穩定 AC 透過整流器(rectifier)轉換成穩定直流電，再透過逆變器(inverter)轉換為穩定三相交流電輸出，故工程師希望為了將風力機和電解槽作更緊密地結合，欲捨去多餘的電力轉換流程或設備，將過去風力機與電解槽之間的電力連結模式從第一代(GEN1)AC-DC-AC-DC 簡化成第二代(GEN2)AC-DC-DC，Harris, K.W. etc.(2009)並在文章中估算出此舉大約可省去 7%的電解製氫成本(如表 33)。經過工程師不斷地努力之下，目前第三代(GEN3)的電力轉換模式也在規劃中，預期 10kW 風力機輸往電解槽電力之效率由 Gen1→Gen2→Gen3 將大幅度地提高(如圖 42)。

表 33 簡化系統之成本效益(粗估)

子設備資本項目 (單位：新台幣)	對照組 (AC-DC-AC-DC)	優化組 (AC-DC-DC)
1.5MW 風力機		
轉子	7,440,000	7,440,000
傳動系統	38,400,000	38,400,000
PE	3,000,000	0
風機控制系統	300,000	300,000
塔架	5,520,000	5,520,000
其他	7,860,000	7,860,000
2.33MW 電解槽	47,100,000	40,500,000
PE(電解槽成本 22%)	6,600,000	0
新 PE 介面	0	2,400,000
製氫成本(新台幣/kg)	187.5	174.9

資料來源：Harris, K.W. etc.(2009)

註：TSR 為 tip-speed ratio 的縮寫。



資料來源：Harris, K.W. etc.(2010)。

圖 42 10kW 風機輸電至電解槽之效率示意圖

(二)台電再生能源製氫之案例分析

該研究開發之「再生能源與燃料電池混合型發電系統」為台電公司綜合研究所與工業技術研究院綠能與環境研究所共同執行，目的在利用再生能源所發出的不穩定電力，經由水電解製氫，提供給高效率、低污染的熱電共生式燃料電池使用；因產出的氫氣可以儲存，足以彌補再生能源間歇性發電的缺憾。換言之，亦即建立一套經由太陽能、風能製氫、儲氫，再利用燃料電池生產高品質電力之能源供應系統，提供綜合研究所進行後續長期運轉評估及經濟效益分析，以解決再生能源缺乏穩定性之弱點。此一小型實驗系統包括 20 kWp 太陽光電、10kW 市電併聯型風力機、氫氣產生器 (1.0 Nm³/hr, 200psig)、金屬儲氫罐/高壓氫氣鋼瓶及 5kW 高分子薄膜燃料電池發電機，並具備遠端監控功能，以備收集主系統及個別子系統之運轉數據，同時亦可作為遠距推廣活動之用途。

該研究整個完整的實驗系統佈置規劃如圖 43 所示，剖析再生能源與燃料電池發電系統中重要元件有：

- (1) 再生能源發電 (太陽能電池及風力發電機) ；
- (2) 氫氣產生器 (水電解裝置)；
- (3) 氫氣儲存裝置 (高壓系統或合金儲氫) ；
- (4) 燃料電池發電系統；
- (5) 系統整合與監控系統等；



圖 43 實驗系統佈置規劃

至於燃料電池發電所需的氧氣，因為從水電解產生的氧氣儲存成本太高，目前大部份同類型計畫均捨棄不用；需要時，可直接自空氣中取得。此一系統雖然規模不大，惟在某種意義上來說仍是國內創舉，同時在國外的應用實例亦不多見。在該研究中，水電解氫氣產生器所需要的電力主要來自再生能源，也就是說，太陽光電系統和風力發電所發出的電力在正常情況下祇供給水電解製氫使用，除非儲氫容器已灌滿而無法容納更多的氫氣，或是其他原因，例如水電解氫氣產生器進行維修而暫不使用電力，或是燃料電池因故停止運轉而無需製氫供應，此時再生能源電力將逕自送入配電網路，提供給其他負載使用。如此，再生能源仍能持續產出潔淨電力。

樹林所區 20kWp 太陽光電示範系統係台電公司為配合政府推廣利用再生能源之政策，決定在全國北、中、南各地選擇數個適當場所進行太陽光電示範宣導，而於民國 90 年底率先完成之首例。主要組件包括 10kWp 太陽電池單晶組列與 10kWp 太陽電池多晶組列、直流中繼箱、直交流電力轉換器 (2 台)、變壓器 (3 台)、充電控制器 (2 台)、交流配電箱，以及置於屋頂平臺之蓄電池。此一系統具有市電併聯功能，並可共同搭配蓄電池進行獨立運轉，以備緊急供電之需。此外，另建立監測系統，監測項目涵蓋太陽電池組列與直交流電力轉換器之輸出電壓、電流、發電功率，及蓄電池電壓、電流，太陽電池範本溫度與日照量等氣象資料。



圖 44 太陽光電示範系統鳥瞰圖

該研究採用美國 Bergey Windpower 公司製造的 10kW 市電併聯型風力機，型號為 BWC Excel-S，結構簡單、可靠性高、維修率低，可在惡劣天氣情況下自動調節運轉。發電系統主要規格如表 34：

表 34 發電系統主要規格

型式	水準軸/上風 (upwind)/三葉式
額定輸出	10kW
傳動方式	無齒輪箱/直接驅動
電力傳輸方式	旋轉滑環裝置
轉子轉速 (rotor speed)	0~350 rpm
尾舵收捲風速 (furling wind speed)	15.7m/s
啟動風速 (start-up wind speed)	3.1m/s
切入風速 (cut-in wind speed)	3.5m/s
額定風速 (rated wind speed)	12.4 m/s
切出風速 (cut-out wind speed)	無
耐風速 (survival wind speed)	54 m/s
關機風速 (cut-out wind speed)	無
葉片	玻璃纖維、附亂流抵抗裝置
轉子直徑	7m
保護裝置	<p>a. 葉片旋角調節 (blade pitch control)，依風速大小對氣動力與離心力之向量合力 (Powerflex®) 而定之控制。</p> <p>b. 超轉速煞車 (overspeed protection)，採自動尾舵折疊(Autofurl®) 方式，而不採油壓、彈簧、電磁煞車等方式。</p>
發電機	永磁式交流發電機
電力輸出形式	3φ 交流/變頻/變壓 (須搭配 GridTek 10 單相併網控制器)



圖 45 測風儀及風力機預定設置地點



圖 46 風力機外觀

水電解氫氣產生器是該研究的核心組件，利用水作為媒介將傳統的電能儲存方式，改成以氫氣儲存，此氫氣即為燃料電池發電系統的進料。基於該研究的特性，決定採購 Proton Energy 公司的 Hogen RE 薄膜式水電解氫氣產生器(圖 47)，有關薄膜式水電解氫氣產生器的主要規格如下：

(1) 薄膜電解質 (proton exchange membrane, PEM)，且不含 KOH。

- (2) 可採用全市電 (Grid Only) 操作模式或獨立型太陽光電供應電解組 (PV Only)，而市電供應控制器及輔助系統之操作模式，特別能依太陽光電間歇性發電特性產出氫氣。另外還有一種操作模式係將市電與太陽光電混合使用 (PV and Grid)，太陽光電不足的部分由市電補足。
- (3) 氫氣產量最高可達 $1.16\text{Nm}^3/\text{hr}$ 。
- (4) 產出氫氣純度達 $99.999+\%$ (含水量 $<5\text{ppm}$, 其他氣體 $<1\text{ppm}$)。
- (5) 不含壓縮機，系統壓力最高可達 13.8 barg (200 psig)。
- (6) 使用 ASTM Type II 去離子水，最高用量為 450ml/hr 。
- (7) 電力需求型態為 $1\phi/200\sim 250\text{Vac}/60\text{Hz}$ (市電) 或 $60\sim 200\text{Vdc}$ (太陽光電)，最高電流為 150A 。
- (8) 控制及輔助系統使用交流電源。



圖 47 薄膜式水電解產氫器內部組件配置

在氫氣儲存方面，在安全與空間為主要考量下，該研究係採用國內漢氫科技公司開發的 AB5 固態儲氫系統 (HB-SS33300，如圖 48)，具有吸收及釋放氫原子的特性，可在正常室溫範圍內穩定運作，同時更有提升純化氫氣的功能，其主要規格如表 35：

表 35 固態儲氫系統主要規格

項目	HB-SS33300	Unit
儲氫容量	33,300	Liter
原料氫純度	≥ 99.99	%
吸氫壓力	> 0.5, < 1.0 (25°C)	MPa
吸氫環境溫度	0~40	°C
放氫壓力	> 0.1, ≤ 0.5 (25°C)	MPa
放氫純度	≥ 99.999	%
放氫流速	≥ 25 (25°C)	l/min
使用環境溫度	20~60	°C
熱交換方式	air convection	—
系統本體尺寸 (長×寬×高)	350 × 550 × 550	mm
整機重量	360	kg



圖 48 儲氫設備(漢氫公司 HB-SS33300)

再生能源與燃料電池由於現今仍處於研究及示範階段，因此設置成本偏高，經濟效益尚需若干時日始能彰顯，惟再生能源與燃料電池的開發利用日益重要，藉由該研究進行「再生能源與燃料電池混合型發電系統」之建立，將有助於掌握系統整合所需之各項關鍵及核心技術，包括系統規劃、設計、設備組裝及技術整合。目前再生能源與燃料電池系統各項軟、硬體皆已整合完成(排除發電系統，其他設備之相關位置，已依規劃完成定位，如圖 49)，各項運轉數據之收集與整理，以方便研究人員進行統計分析之方式來呈現，供進行長期運轉評估並彙集分析運轉資料，提供台電公司及政府相關部門作為再生能源與燃料電池系統整合之參考。

該計畫燃料電池發電機原本預定採用工研院自製 2kW 定置型純氫燃料電池發電系統，之後隨著工研院技術進步而有更新的 5kW 定置型純氫燃料電池發電系統，屬該計畫之自主核心技術。



圖 49 燃料電池、儲氫設備和電解槽在實驗室中的相關位置

此 5kW 電池組採用完整之電池組設計方法，進行新電池組開發與性能提昇，並以系統操作面為整體設計考量，設計低壓降、高性能之常壓操作電池組。首先由第一階段的單電池設計與商用氣體擴散層分析，至最後階段的電池性能，皆由系統之需求為電池設計方向，並由此建立完整之電池組與系統運轉參數資料庫，以提昇此 5kW 燃料電池系統之整體性能。

綜合而言，5kW 級燃料電池發電系統現場示範運轉建構工作的執行內容主要有：(1)完成發電系統自動化運轉的控制邏輯設計並完成操作測試及驗證，此控制流程設計包含「啟動」、「連續運轉」、「停機」、「安全及警報」等四部分；(2)完成電熱共生發電系統的 PID 設計圖與週邊零組件的規格訂定；(3)完成週邊關鍵零組件的採購備料、及系統組裝配置與相關零組件的 3D 設計圖繪製；(4)完成新一代 5 瓦級燃料電池發電系統軟硬體製作組裝與試運轉。(5)完成燃料電池發電系統現場示範運轉建構工作，將之設置於台電綜合研究所樹林所區，系統配合太陽光電、風力發電、電解產氫及金屬儲氫等新能源技術作示範運轉。

雖然結合再生能源和燃料電池之概念，早已有科學家提出，但因需克服技術問題且需經過提案、選址、建設、測試等階段，故遲至 2004 年起世界各國才陸續發起相關之計畫，本研究所蒐集之案例皆屬國際著名之案例，部分相關後續研究也還在進行中，且運作資料

多為公開。國內產學界也因應國際之發展趨勢，由台電於樹林試驗所展開相關示範計畫。雖此類計畫，主要是關心再生能源與儲能技術之系統整合技術的科技成果，但經濟與成本效益分析也是計畫目的之一，因此近幾年陸續出現關於此類計畫之經濟效益分析的文章，故本研究將參考其分析模式，並經修正後運用在國內案例上。其中，相關經濟分析模型屬 H2A 最為複雜(所需參數和資料最多)，由於目前尚無台電示範計畫之詳細運作資料，為了怕結論有所偏誤，故本研究參考 R. Steinberger-Wilckens etc.(2008)針對 Roads2HyCom 計畫所使用的經濟分析模型。

(三) 再生能源製氫結合燃料電池之發電成本分析

本研究參考 Roads2HyCom 經濟分析模型，將再生能源製氫結合燃料電池的經濟分析拆解成 3 大階段(如圖 50)：

- (1) 風力機發電階段：情境分析包括台電歷史運作資料、20%全功率運作、30%全功率運作、40%全功率運作、50%全功率運作，分別計算出風力發電成本(新台幣/kWh)，以作為第二階段的電力成本依據；
- (2) 電解水製氫階段：依據第一階段的不同情境計算出的電力成本，配合電解系統的系統規格參數，計算出再生能源製氫之成本(新台幣/Nm³ 和新台幣/kWh)；
- (3) 燃料電池發電階段：接續前 2 階段的成本分析結果，並參考國際廠商類似產品之系統規格參數，來模擬工研院自主研發的 5kW 燃料電池，並計算出再生能源製氫結合燃料電池之發電成本。

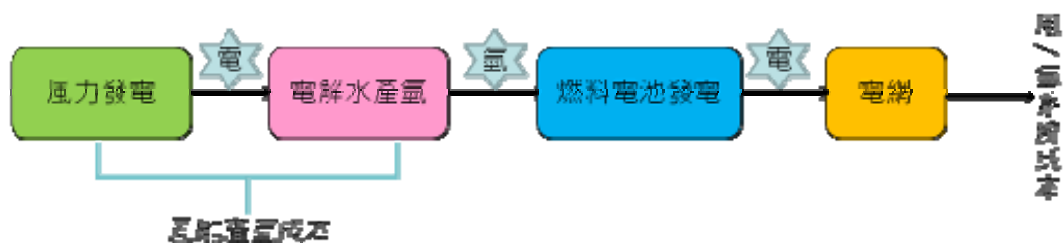


圖 50 風/氫系統經濟分析模型架構

1. 風能產氫之成本效益分析

因國際示範計畫多為再生能源製氫計畫，本研究為了將台電「再生能源與燃料電池混合型發電系統」計畫與國際示範計畫做成本比較分析，因此本節將只計算第 1 和第 2 階段，也就是再生能源製氫成本。

台電示範計畫的運作模式原本為將風力發電所發出的電力全部輸出至電解系統，以作製氫用途，除非儲氫容器已灌滿而無法容納更多的氫氣，或是其他原因，此時再生能源電力將逕自送入配電網路，提供給其他負載使用，但為了能與國際風能產氫示範計畫之成本做比較，故這裡假設無儲存容量的限制，可無限容量地產氫。根據鄭雅堂、林建良(2007)¹⁶的報告指出，台電於 94 年 11 月 7 日開始組裝 Bergey 風力機及塔架，並於配線安裝作業及測試與校準工程之後，於 11 月 18 日併聯發電，截至 96 年 2 月 4 日，累計發電量約 2,360kWh。至於電解槽方面，台電預估每 1Nm³(0°C,1atm)產氫量估計約需 6.08 ~ 7.6kWh，轉換效率介於 46.4% ~ 58.0% (高熱值基準)。

本研究首先建置風力發電系統和電解系統的資本設定(整理於表 36 和表 37)，風力機成本參數主要參考自台灣中小型風力機發展協會(2011)的調查結果和 Bergey Windpowe 公司網頁報價¹⁷；而電解設備

¹⁶ 林建良、鄭雅堂等, "再生能源與燃料電池混合型發電系統之整合設置與運轉測試"

¹⁷ http://www.bergey.com/pages/wind_turbines_1_kw__10_kw

成本參數主要參考自 Genevieve Saur(2008)¹⁸文獻和南達科他州州立大學聯盟董事會的採購單¹⁹。其中 Genevieve Saur(2008)是根據 Johanna Ivy(2004)²⁰針對 2003 年市場上 Stuart、Teledyne、Proton、Norsk Hydro 和 Avalence 廠商的 38 台不同機型之電解槽設備，專門針對電解流程進行技術上和經濟上的分析，於其中一項結論為發現電解槽資本支出多寡和製氫規模呈現高度相關，並得出下列的關係式，其精確程度可從 0.1~100kg/hr 製氫規模皆適用：

$$y = 224.49 * 1000 * (x)^{0.6156}$$

y 為電解槽之資本支出(美元)，x 為電解槽之製氫規模(kg/hr)，在假設匯率為 30 新台幣/美元之下，本研究採用修正後的計算公式如下：

$$y = 224.49 * 1000 * 30 * (x)^{0.6156}$$

表 36 風力發電之資本支出

項目	金額(新台幣)	
	國外公司零售價	台灣風機成本
風力機+塔架	951,000	1,860,000
雜支(接地、管線埋設、組裝、人工、租賃機械等費用)	475,500	-
專案支出	47,550	93,000
總支出	1,474,050	1,953,000

註：專案支出設定為主要設備資本 5%

¹⁸ Genevieve Saur, "Wind-To-Hydrogen Project: Electrolyzer Capital Cost Study", NREL, 2008

¹⁹ <http://open.sd.gov/contracts/15/P0112507.pdf>

²⁰ NREL Electrolysis Milestone Report.

表 37 電解槽之資本支出

項目	金額(新台幣)	
	文獻公式	報價單
電解槽	1,631,993	2,322,810
專案支出	81,600	116,141
總支出	1,713,593	2,438,951

註：專案支出設定為主要設備資本 5%

於接下來的分析中，由於風力機與電解槽成本分別有 2 種可能，故本研究將利用 4 個模擬情境，以計算出不同成本之下的製氫成本：

- (1) 成本情境一：(國外公司價)風力機成本搭配(文獻公式)電解槽成本；
- (2) 成本情境二：(國外公司價)風力機成本搭配(報價單)電解槽成本；
- (3) 成本情境三：(協會調查)風力機成本搭配(文獻公式)電解槽成本；
- (4) 成本情境四：(協會調查)風力機成本搭配(報價單)電解槽成本。

本研究並利用 Roads2HyCom 計畫所使用的經濟分析模型，分別計算 A 製程和 B 製程的成本(新台幣/kWh)。由於台電示範計畫風力發電系統，於 2005/11/18~2007/2/4(共計 443 天)累積發電量僅約 2,360kWh，平均每小時發電量約為 0.22kWh，意即風力機運轉率僅為 2.2%，因此製氫成本經計算過後，相對於國際示範計畫之製氫成本(整理於表 38)相當地昂貴(如圖 51)。需要注意的是，台電所使用的 Hogen S 系列的電解槽製氫能力為 2.2kg/天，因此台電示範計畫之規模為 Wind2H2 計畫中最小規模的 1/4 倍，亦是最接近的製氫規模，故台電示範計畫之成本分析，應與 Wind2H2 做比較才有意義。

表 38 成本文獻回顧

計畫名稱	風能製氫規模	成本結論
阿根廷 Patagonia	超大型風力製氫規模 (11GW)	不包含管線成本之下，每 kg 成本約為新台幣 110 ~ 161 元，亦即每 kWh 約新台幣 2.79~4.29 元。
Road2HyCom	中型風力製氫規模 (1MW)	<ul style="list-style-type: none"> ● 內陸型和離岸型風力發電分別為每 kWh 新台幣 3 元和 3.97 元。 ● 以每 kWh 的電價為新台幣 3.8 元來計算，則製氫成本每 kWh 約新台幣 6.33 元或每 Nm³ 約 22.42 元。
Wind2H2	中小型風力製氫規模 (每天製氫規模分別為 10kg、100kg、1,000kg)	<ul style="list-style-type: none"> ● (10kg/天)製氫成本為每 kg 新台幣 460 元/kg 或每 kWh 約 11.67 元； ● (100kg/天)製氫成本為每 kg 新台幣 253 元或每 kWh 約 6.41 元； ● (1,000kg/天)製氫成本為每 kg 新台幣 167 元或每 kWh 約 4.23 元；

註：氫氣的高熱值(HHV)為 39.41kWh/kg

資料來源：本研究整理。

台電計畫-製氫成本

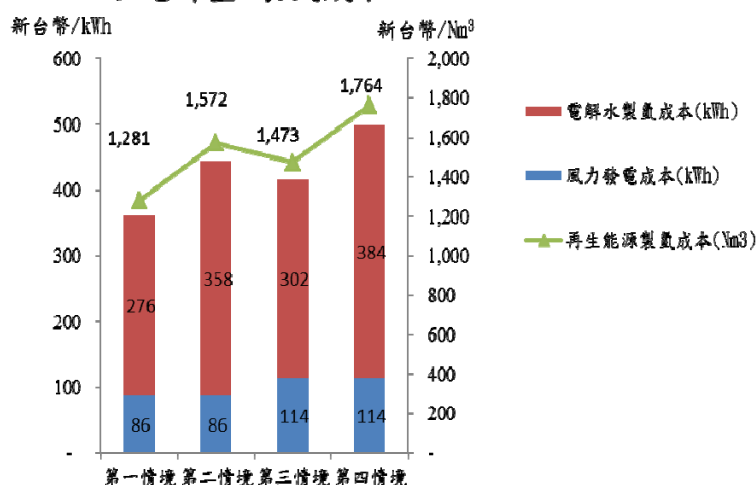


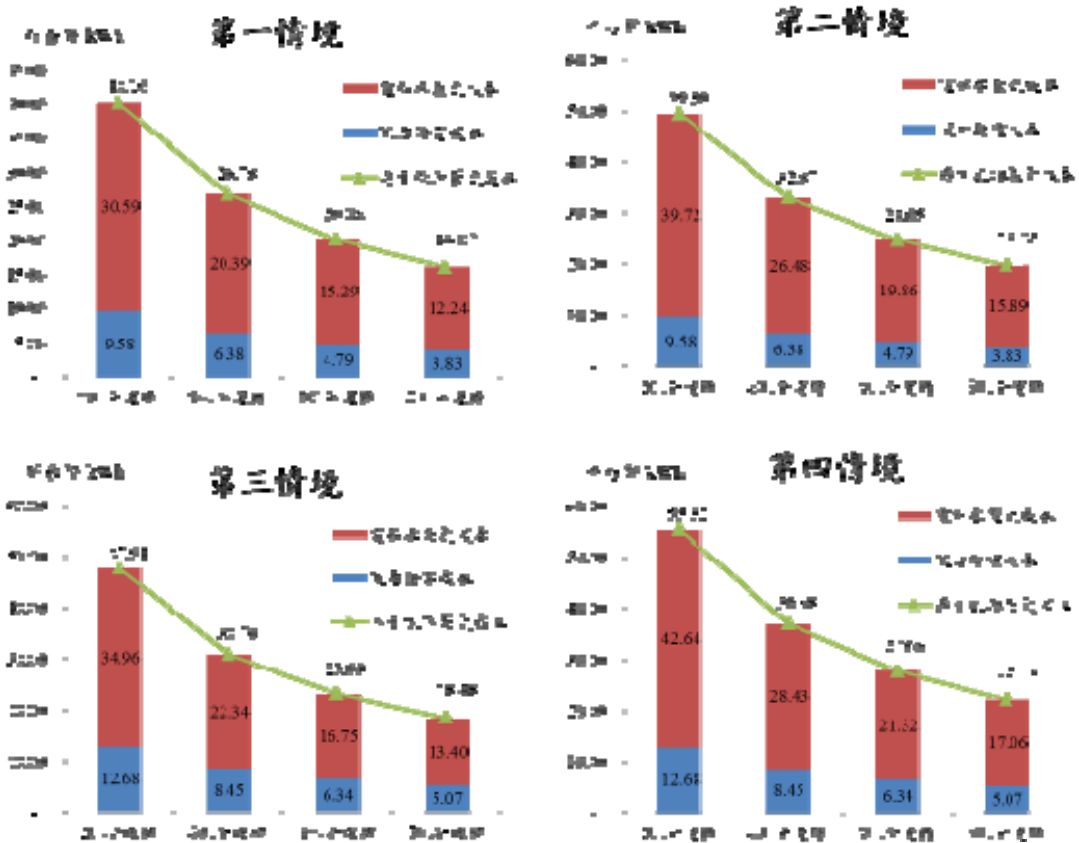
圖 51 台電示範計畫風能製氫之成本

由於台電的示範計畫成本過高，為了日後作為推廣政策發展之依據，因此我們將固定其他參數，模擬風力機系統的全功率運作時數，分別為全年 20%、30%、40%、50% 時間處於額定輸出功率之下的製

氫成本。如圖 52 所示，假設小型風力機全年 20%的時數處在全功率運轉之模擬下，產氫成本每度電約新台幣 40.16 ~ 55.32 元；在 30%之下，約新台幣 26.78 ~ 36.88 元；在 40%之下，約新台幣 20.08 ~ 27.66 元；在 50%之下，約新台幣 16.07~22.13 元；且由於電解系統效率和電力成本與電解成本息息相關，因此風力機發電的成本越高，則再生能源製氫的成本也會愈高，觀察其成本變化，運轉時數如能從 20% 提高到 50%，則發電成本可大幅降約低六成的發電成本。

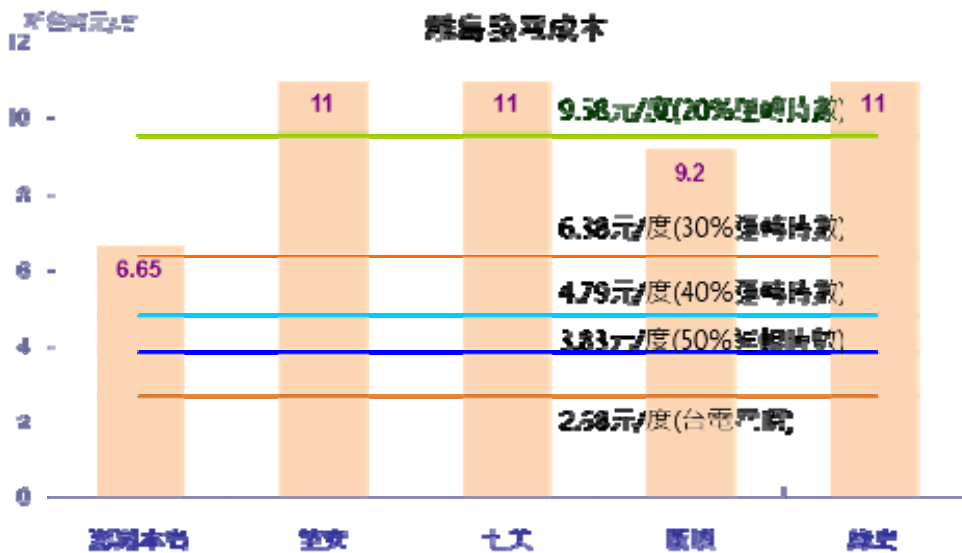
至於台電計畫之製氫成本與國際示範計畫相比之下，再生能源製氫成本皆較國外水準為高，分析其原因在於國外示範計畫的電解系統效率設定過高(國外設定為 72%)，且國內再生能源製氫的系統規模過小，造成風能製氫之成本偏高，又根據 Genevieve Saur(2008)的研究報告指出，欲提高小規模風能製氫系統的效率，提高電解槽效率比降低資金初始投入成本為優。

且單獨觀察風力機成本約每度電新台幣 3.83~9.58 元(如圖 52)，因台灣主要離島地區，包含澎湖、綠島、蘭嶼等，無法仰賴台灣本島電力系統供電，需靠台灣本島運送柴油至離島，採用柴油發電機組供電，因此發電成本高昂，約每度電新台幣 6.7~11 元(如圖 53)，但離島地區之電價卻與台灣本島地區相同(每度電約新台幣 2.68 元)，因此電力公司於離島地區長期處於大幅虧損經營狀態，故政府可於當地推廣小型風力發電機，以作為獨立發電系統或微電網系統。



資料來源：本研究整理

圖 52 不同成本情境之下，台電示範計畫可能運轉模式之製氫成本示意圖



資料來源：台灣經濟研究院(2011.09)、本研究整理。

圖 53 台灣小型風力機發電成本與離島發電成本比較

2. 小型風力發電機製氫結合燃料電池之成本效益分析

同時，為了計算應用於偏遠地區的獨立型風/氫系統之發電成本。同樣地，我們參考台電「再生能源與燃料電池混合型發電系統」的示範計畫來設定系統規格參數。由於偏遠地區可能會發生無風之狀況和電力需求過大之狀況，故本研究分別計算以下成本：

- (1) 小型風力機發電成本(起風時的系統電力輸出模式)；
- (2) 經由小型風力機發電，輸出至電解槽製氫，再經由燃料電池發電之成本(無風時的系統電力輸出模式)；
- (3) 結合小型風力機和燃料電池一起輸出電力(電力需求大幅增加時的系統電力輸出模式)。

首先，須設定燃料電池的初期資本投入額，由於此計畫目前採用工研院自主研發的 5kW 定置型 PEMFC 發電系統²¹，但鄭雅堂、林建良(2007)的報告中並未有關於燃料電池更詳細的資料，故本研究於 Fell Sell Market²²網站中，找尋市面上的純氫型燃料電池商品(整理於表 39)，發現目前市面上販售的純氫型燃料電池，通常是作為備用電源系統和不斷電系統(UPS)之用，規模為 1kW~30kW。根據 J. Cotrell etc.(2003)²³和 Ballard 公司(全球 PEM 技術領先廠商)的文獻及台灣燃料電池協會提供的燃料電池資訊，來設定模型基本參數，以作為後

²¹ http://www.pemfc.itri.org.tw/power_system.htm?id=sub5

²² http://www.fuelcellmarkets.com/fuel_cell_markets/1,1,1.html

²³ J. Cotrell and W. Pratt, "Modeling the feasibility of using fuel cells and hydrogen Internal combustion engines in remote renewable nnergy systems", NREL, 2003

續成本分析之依據，並將燃料電池的資本支出整理於表 40：

- (1) PEMFC 的成本為每瓩 90,000 新台幣(假設 1 美元=30 新台幣)；
- (2) 燃料電池壽命約 5,000 小時；

表 39 市售純氫型燃料電池

公司	型號	規格
Dantherm Power	DBX2000	1.7kW
	DBX5000	5kW
Heliocentris	NEXA1200	1.2kW
IPHos	SA	300W
		600W
		1.2kW
Fronius	Energy Cell 25F	2kW
	Energy Cell 50F	4kW
Hydrogenics	HyPM	10kW
		20kW
		30kW
ElectraGen	H2-I	2.5kW
		5kW
M-Field Energy	MF-UTH	1~10kW
	LPH8020	3.2kW
Tropical	TB-1000	1kW
	TB-5000	5kW
Power Cell	Fuel Cell	1kW
		3.5kW
		6kW

資料來源：Fell Cell Market(2011)；本研究整理

表 40 燃料電池之資本支出

項目	金額(新台幣)
燃料電池(5kW)	450,000
專案支出	22500
總支出	472,500

註：專案支出設定為主要設備資本 5%

由於此計畫之儲氫規模為 33.3Nm³，在參考國內類似燃料電池產品規格(鼎佳能源)，設定燃料電池效率為 50%且製造 5kW 電能約需消耗 3.8Nm³。另外，有 5 點須注意的地方：

- (1) 儲氫設備於此風/氫系統中，通常其儲氫量只能供應燃料電池運

作數小時/數天，因此燃料電池通常設定為備用電力系統的腳色。在此次分析中，燃料電池最多只能供應約 8.5 ~ 11.7 小時的 5kW 全功率運轉；

- (2) 目前燃料電池的運作時數相對於小型風力機較短，故燃料電池的高折舊成本，會大幅增加系統發電成本。
- (3) 經由風力機發電，透過電解槽製氫，最後再由燃料電池發電，會造成能源損耗及成本上升，故國外示範計畫中的風力機規格通常遠大於燃料電池規格，以 Utsira 計畫為例，風力機和燃料電池的規格分別為 600kW 和 10kW。在此次分析中，電解槽效率為 58% 和燃料電池效率為 50%，且風力機和燃料電池的規格分別為 10kW 和 5kW。
- (4) 由於平時風大的時候，風力機產生的電力就足以滿足電力需求，故不啟動燃料電池系統，但在分析成本的時候，我們還是會固定提列電解槽和燃料電池的資本折舊費用，此舉能納入設備閒置的機會成本，以防計算出來的風力發電之成本過低，產生偏誤的結論。
- (5) 由於是應用偏遠低區的緊急/獨立發電設備，故不考慮回售電價的情況，因此無法從回售電力所得款項來降低系統發電成本。

由表 41 所知，經過計算之後，小型風力機發電成本每度電約新台幣 7.35~18.37 元；燃料電池發電成本每度電約 42.81~76.82 元；而

如果當電力需求過大的時候，小型風力機和燃料電池同時運作之下，則系統發電成本會因燃料電池發電量占總電力輸出的比重逐漸增加，而漸漸從每度電新台幣 7.35~18.37 元提高至 42.81~76.82 元。

經由觀察可知，燃料電池系統的工作時數/頻率越高，則系統發電成本就越高，推究其原因在於燃料電池只有 5,000 運作小時和能量轉換時發生的損耗，因此增加燃料電池的參與率，會降低風/氫系統之電力輸出和提高燃料電池的折舊成本，故會大幅增加系統發電成本，且此分析是架構在成本最低的情境之下，分析出來的發電成本與市售電價相比無競爭優勢，再加上如果將其他不利的因素考慮進來，例如風力機運轉時數下降、風力機/電解槽/燃料電池的效率降低、納入儲能設備之成本、納入整合系統之成本等，將只會造成系統發電成本更進一步地上升，不過如果以作為偏遠地區的緊急救援系統來說，成本並不是唯一的考量因素，和傳統的柴油發電機相比，此系統有不須運送燃料且環保的外部經濟效益之優勢。

表 41 再生能源發電結合燃料電池之發電成本

項目	單位	風力機發電成本				備用電力成本(風力機-->電解槽-->燃料電池)			
		20%	30%	40%	50%	20%	30%	40%	50%
風力機運轉情境									
資本支出									
風力機	新台幣/小時	14.29	14.29	14.29	14.29	14.29	14.29	14.29	14.29
電解槽	新台幣/小時	16.61	16.61	16.61	16.61	16.61	16.61	16.61	16.61
燃料電池	新台幣/小時	4.58	4.58	4.58	4.58	12.12	17.75	23.39	29.03
維護成本	新台幣/小時	1.77	1.77	1.77	1.77	2.15	2.43	2.71	3.00
風力機發電量	kWh/小時	2.03	3.04	4.06	5.07	2.03	3.04	4.06	5.07
電解槽製氫量	Nm ³					0.33	0.50	0.66	0.83
燃料電池發電量	kWh/小時					0.59	0.88	1.18	1.47
風/氫系統成本	新台幣/小時	18.37	12.25	9.19	7.35	76.82	57.92	48.47	42.81

註：1Nm³ 氫氣的 HHV 為 3.54kWh。

資料來源：本研究試算。

參、 主要發現與結論

一、 國外相關案例

由此研究之國外案例分析中可知，在離岸和離島地區設置風/氫系統不但可以提高當地的能源自給率，也能帶動地方發展(就業、觀光)，且擁有優良風場(風場等級 6 以上)的離岸和離島地區不在少數，因此可預見在克服技術/經濟條件之後，結合再生能源與燃料電池做為獨立型供電系統，將會迅速發展。雖然本研究所舉例的示範計畫，計畫期限大部分已到期，但相關設備並未拆除，甚至當地政府還編列相關預算，以進行更進一步的科學實驗和示範計畫，因此在整理相關文獻之後，歸納出國外未來發展趨勢與相關計畫經驗：

- (1) 為了能使系統效率極大化，各子系統之規模與程序需嚴格控制，以避免發生某程序空轉或過度運轉的現象，造成成本增加，因此需加強整合子系統間運作，並由經驗得知，HARI 計畫中風/氫系統之系統效率最高可達 44%(不包含熱回收系統)；
- (2) 由經驗得知，因電解槽使用壽命與電解程序之開啟/關閉頻率有關，故如能在電解系統中掛載短期儲能設備(如電池組)，將可有效增加電解槽之使用壽命；
- (3) 由於電解槽之能源輸入為直流電，但風力機輸出為交流電，因此有 2 種解決方式：第一，透過整流器，將風力機的 AC 電流轉為電解槽所需的 DC 電流，但須注意電壓與電流對電解系統的影響

- 響，且會有電力之功率、諧波和共鳴問題；第二，重新設計一套連結風力機與電解槽之 PE 元件，使風力機可以直接提供穩定的交流電至電解設備；
- (4) 根據經驗指出，應避免工作人員接觸 KOH 煙霧超過 1 小時以上，否則會出現頭痛和疲倦的症狀；
 - (5) 如欲在離島推廣此套系統，首先需對設備做防鹽蝕和抗高濕度的處理；再來必須對離岸或離島進行風場調查；且為了確保系統安全與用戶安全，需設置備用系統與遠端監控/維護系統；最後為了防止液體凍結，導致電解設備和燃料電池停止運轉，故需使設備工作環境溫度保持在 0°C 以上；
 - (6) 因美國欲在高風速且離電地區推廣此系統，故 DOE 計畫發展專門在高風速之下捕捉風能的風力機，其特色為風力機葉片長度較一般為短；
 - (7) 在 Wind2H2 計畫中，相關工程師將連結風力機與電解設備之 PE 組件，從過去的 AC-DC-AC-DC 簡化為 AC-DC-DC 模式，此舉不但增加系統整合之效率，也節省約 7% 的費用；
 - (8) 部分計畫則繼續擴大示範規模，於未來將增設太陽能/風/氫系統、金屬氫化物及燃料電池車之研究。

二、 台灣小型風力發電機產業發展概況

目前，10kW 以下之小型風力發電機在台灣已有 20 家系統廠開發出商業化產品接單量產，並有十餘家零組件廠商供應材料；1kW 以下小型風力機有 15 家業者投入共 24 款機型，1~10kW 級距風力機有 18 家投入 44 款機型系統開發，至於 10kW 以上則有核能研究所投入 25kW、150kW 及 600kW 小型風力機開發。

根據台灣中小型風力發電機發展協會與台灣經濟研究院針對台灣目前已有生產實績的小型風力發電機及零組件廠商所做的調查，，2010 年出貨量約 7,689 台，預計 2011 年可增加至 6,857 台，2012 年更可達 10,390 台，表示廠商對於 2012 年市場拓展積極樂觀；至於產值部分，2010 年約新台幣 1.85 億元，預計 2011 年可倍增至 2.79 億元（年成長率達 50%），2012 年更可達 4.83 億元（年成長率達 73%）。

若進一步從小型風力發電機之機型來分析，2011 年台灣垂直軸潛在產能較水平軸機型高出約 1.94 倍，表示國內廠商積極布局垂直軸風力機市場；另外由於垂直軸的平均單價較水平軸高，故雖然垂直軸產品的總出貨量較水平軸產品為低，但垂直軸產品的總營業額卻較高。

若從出貨量之內外銷情形來分析，根據台灣中小型風力發電機發展協會 2011 年調查台灣自有品牌已量產小型風力發電機廠商，2010

年出口比例達 94%，以中國（63%）、亞洲其他地區（占 14%）、非洲及南美洲（占 13%）為主要出口地區；2011 年預估外銷比重維持 94%，中國（占 37%）雖仍為台灣主要外銷地區，但比重則明顯下降，而非洲及南美洲（31%）、亞洲其他地區（占 21%）的比重則持續增加，顯示台灣廠商積極拓展中國以外之市場；展望 2012 年預估外銷比重亦可達 88%，中國仍將為主要出口地區。

因台灣再生能源對於小型風力發電機之躉購費率設定，僅針對 1~10kW 級距機型進行電力收購，因此本研究將產品級距以 1kW 進行區分。整體而言，2011 年台灣 1 kW 以下小型風力發電機產品平均裝置價格（含控制器與安裝，不含電池）每瓦約為新台幣 342 元，較 2010 年增加 12%；1~5kW 小型風力發電機產品平均裝置價格（含控制器與安裝，不含電池）每瓦約為 186 元，較 2010 年下降 3%。

若以平均設置成本每瓦 186 元進行分析，發電效率參考台灣小型風力發電機功率曲線，分析台灣自產小型風力發電機發電成本，可以發現當風速達 6m/sec 時，每度電發電成本尚高達新台幣 8.5 元，但若風速達 8m/sec 時發電成本將大幅降至新台幣 4.0 元（圖 53）。若僅從發電成本來看，採用台灣自產小型風力發電機發電成本高於市售電價每度電新台幣 2.68 元，且在台灣高電網普及率下，並不具備經濟性誘因。

三、 台灣小型風力機結合燃料電池之成本效益分析

目前，國際示範計畫之設備規模皆較台電「再生能源與燃料電池混合型發電系統」的示範計畫來得大，且相關的成本分析文獻皆只有分析再生能源製氫之成本，因此為了與國際示範計畫的製氫成本做比較分析，本研究以台電「再生能源與燃料電池混合型發電系統」的示範計畫來設定系統規格參數，分別計算風能製氫之成本，假設小型風力機全年 20%的時數處在全功率運轉之模擬下，產氫成本每度電約新台幣 40.16~55.32 元；在 30%之下，約新台幣 26.78~36.88 元；在 40%之下，約新台幣 20.08~27.66 元；在 50%之下，約新台幣 16.07~22.13 元，可發現國內製氫成本皆高於國外製氫成本，主要原因在於國內示範計畫規模太小和國內示範計畫之電解槽製氫效率過低。

同時，為了計算應用於偏遠地區的獨立型風/氫系統之發電成本。同樣地，我們參考台電「再生能源與燃料電池混合型發電系統」的示範計畫來設定系統規格參數。由於偏遠地區可能會發生無風之狀況和電力需求過大之狀況，故本研究分別計算以下成本：

- (1) 小型風力機發電成本(起風時的系統電力輸出模式)；
- (2) 經由小型風力機發電，輸出至電解槽製氫，再經由燃料電池發電之成本(無風時的系統電力輸出模式)；
- (3) 結合小型風力機和燃料電池一起輸出電力(電力需求大幅增加時

的系統電力輸出模式)。

經過計算之後，小型風力機發電成本每度電約新台幣 7.35~18.37 元；燃料電池發電成本每度電約 42.81~76.82 元；而如果當電力需求過大的時候，小型風力機和燃料電池同時運作之下，則系統發電成本會因燃料電池發電量占總電力輸出的比重逐漸增加，而漸漸從每度電新台幣 7.35~18.37 元提高至 42.81~76.82 元。

經由觀察可知，燃料電池系統的工作時數/頻率越高，則系統發電成本就越高，推究其原因在於燃料電池只有 5,000 運作小時和能量轉換時發生的損耗，因此增加燃料電池的參與率，會降低風/氫系統之電力輸出和提高燃料電池的折舊成本，故會大幅增加系統發電成本，且此分析是架構在成本最低的情境之下，分析出來的發電成本與市售電價相比無競爭優勢，再加上如果將其他不利的因素考慮進來，例如風力機運轉時數下降、風力機/電解槽/燃料電池的效率降低、納入儲能設備之成本、納入整合系統之成本等，將只會造成系統發電成本更進一步地上升，不過如果以作為偏遠地區的緊急救援系統來說，成本並不是唯一的考量因素，和傳統的柴油發電機相比，此系統有不須運送燃料且環保的外部經濟效益之優勢。

肆、 参考文献

- [1] Argumosa, M. P., & Cambreleng, T. (2009). *RES2H2 Spanish Site*.
- [2] Artuso, P., Gammon, R., Orecchini, F., & Watson, S. J. (2011). Alkaline electrolyzers: Model and real data analysis. *International journal of hydrogen energy*, 36, pp. 7956-7962.
- [3] Cotrell, J., & Pratt, W. (2003). *Modeling the feasibility of using fuel cells and hydrogen internal combustion engines in remote renewable energy systems*. NREL.
- [4] Gammon, R., Roy, A., Barton, J., & Little, M. (2006). *HYDROGEN AND RENEWABLES INTEGRATION(HARI)*.
- [5] Gazey, R., Salman, S. K., & Aklil-D'Halluin, D. D. (2006). A field application experience of integrating hydrogen technology with wind power in a remote island location. *Journal of Power Sources*, 157, pp. 841-847.
- [6] Giudici, F. A. (2008). *Feasibility study of hydrogen production using electrolysis and wind power in Patagonia, Argentina*. UNIVERSITY OF FLORIDA.
- [7] González, A. D. (2009). Energy Subsidies in Argentina Lead to Inequalities and Low Thermal Efficiency. *Energies*, pp. 769-788.
- [8] Harrison, K. W., Martin, G. D., Ramsden, T. G., & Kramer, W. E. (2009). *The Wind-to-Hydrogen Project: Operational Experience, Performance Testing, and Systems Integration*. NREL.
- [9] Nakkena, T., Frantzenb, E., Hagenc, E. F., & Strømd, H. (2006). Utsira - demonstrating the renewable hydrogen society. *World Hydrogen Energy Conference*. Lyon, France.
- [10] Owen, N. (2009). *Final report of the ROADS2HYCOM project*. Ricardo UK Ltd.
- [11] Ramsden, T., Harrison, K., & Steward, D. (2009). *Wind to Hydrogen Project:Renewable Hydrogen Production for Energy Storage & Transportation*. NREL.

- [12] Robert, S. W., Linnemann, J., & Trumper, S. C. (2008). *Cost Models for current and future hydrogen production*. Oldenburg, Germany.
- [13] Saur, G. (2008). *Wind-To-Hydrogen Project: Electrolyzer Capital Cost Study*. NREL.
- [14] Steward, D., Ramsden, T., & Harrison, K. (2010). *Hydrogen for Energy Storage Analysis Overview*. NREL.
- [15] Ulleberg, Ø., Nakken, T., & Ete', A. (2010). The wind/hydrogen demonstration system at Utsira in Norway: Evaluation of system performance using operational data and updated hydrogen energy system modeling tools. *International journal of hydrogen energy*, 35, pp. 1841-1852.
- [16] Varkaraki, E. (2009). *The RES2H2 wind-hydrogen plant in Greece*.
- [17] 曲新生, & 陳發林. (2006). *氫能技術(The Hydrogen Technology)*. 五南出版社.
- [18] 林建良、鄭雅堂等. (2007). 再生能源與燃料電池混合型發電系統之整合設置與運轉測試. 九十六年節約能源論文發表會論文專輯.
- [19] 蘇美惠. (2010). 國內外中小風力發電機示範計畫介紹.
- [20] 蘇美惠. (2010). 小型風力發電機產業. 2011年台灣各產業景氣趨勢調查報告.
- [21] 蘇美惠、左峻德. (2010). 台灣發展小型風力發電機產業推動策略研析. 2010臺灣風能學術研討會. 國立澎湖科技大學.
- [22] 蘇美惠、張庭璋. (2011). 台灣中小型風力發電機產業發展契機.
- [23] (2007). *RES2H2 Final Technical Report*. European Commission EESD.
- [24] (2009). *Developing, Demonstrating and implementing leading-edge renewable energy technologies*. Prince Edward Island: PEI Energy Corporation.
- [25] 2011台灣各產業景氣趨勢調查報告. (2011). 台灣經濟研究院