天然氣 SOFC 系統評估建置暨後端整合微型汽輪機效率提升研究

完成報告

台灣電力股份有限公司

中華民國 105 年 11 月

本報告書僅供

政府機關參考

請勿轉載

總　目　錄

中文摘要…… i
英文摘要…… iii
目錄…… vi
圖目錄…… vii
表目錄…… ix

天然氣 SOFC 系統評估建置暨後端整合微型汽輪機效率提升研究

摘要

本計畫擬建立一套以天然氣為燃料之 SOFC-ST 複合發電系統，其系統交流輸出功率至少可達 1.5 kW，且系統輸出電力可併接區域電網或市電。藉由本計畫之研究成果，將為台電公司建置全台第一套 SOFC-ST 複合發電示範驗證平台，透過系統長時間實際負載測試，評估此種複合發電系統未來在微型智慧電網中做為區域定置型發電之電力供應匹配特性。

本計畫已完成之主要研究成果如下列所述：

(1) 完成實驗室相關周邊設施建構，包含天然氣管路、去離子水管路、室內排氣設施與設備遠端監控裝置。並完成 SOFC 發電系統於綜合研究所實驗室的裝置，配合實驗室的相關設備進行長時間的運行測試。

(2) 完成 SOFC 發電系統手動負載運轉測試，以天然氣為燃料，在燃料利用率 68 %的狀態下，系統直流發電功率約 1,040 W，符合驗收指標。

(3) 完成 SOFC 發電系統自動程序(軟體自行監控)之升溫與負載之開發測試，利用甲烷氣體(約 6 NL/min)燃燒提供 4 kW 的升溫熱量，完成於 8 小時內將設備升溫至 750 ℃的自動升溫程序。並讓系統在亞氫公司內部以純甲烷氣體(排除天然氣成分不穩定與含硫氣體對重組反應的影響)進行 360 小時之長時間負載測試；控制電池堆核心溫度於 840~850 ℃的反應溫度區間以及 72 %燃料利用率的狀況下，持續提供大於 800 W 的穩定輸出。

(4) SOFC 發電系統由亞氫公司轉移至綜合研究所後，利用管線天然氣(約 6 L/min)燃燒提供大於 4 kW 的升溫熱量，也完成於 8 小時內將設備升溫至 750 ℃的自動升溫目標。並讓系統以管線天然氣進行

超過 3,200 小時之長時間負載測試；系統長時間測試參數同樣設定於 840~850 ℃的反應溫度區間以及 72 %燃料利用率狀況下，持續提供大於 800 W 的穩定輸出。統計 SOFC 系統於綜合研究所實驗室內運行的累積電力輸出已超過 2,700 kWh。但在 3,200 小時的測試後，於數據分析中發現天然氣燃料對系統效率的遞減率較純甲烷氣體高 2 倍；系統較高的遞減率可能是由不穩定的天然氣成份與過高的硫份所造成。

(5) 完成蒸汽渦輪機發電裝置(包含蒸汽鍋爐)之性能測試。結果顯示，蒸汽鍋爐之輸出壓力調控於 6.3~7.5 kgf/cm^2 之範圍內，可獲得蒸汽渦輪機平均轉速約 1,895 RPM，並測得平均發電功率約 1,057 W，以 220 V 交流輸出併接實驗室內線提供建築用電，符合驗收指標。

(6) 完成 SOFC-ST 複合發電系統整合性能測試。其中，SOFC 發電系統交流輸出功率至少可達 800 W，蒸汽渦輪機發電裝置平均交流發電功率約 1,057 W，經兩者加總可獲得總發電功率約 1,857 W，符合“ SOFC 暨後端整合微型汽渦輪發電機交流輸出功率至少達 1.5 kW ”之驗收指標。

(7) 使用 GE 與 Shell 兩家公司之煤炭氣化技術為基礎，完成五種煤質之煤炭氣化數值模擬運算，並獲得對應合成氣組成參數。依據合成氣成分比較結果，選定 Adaro 與 Wambo 兩種煤質，配製三種氣化合成模擬氣進行 SOFC 單電池性能影響試驗與微結構分析。經極化與 72 小時長時間放電測試，發現隨氣化合成氣中，一氧化碳與甲烷之含量越高，則電池性能隨之下降，且電極表面之碳沉積現象越明顯。由微結構分析，發現碳沉積現象應與燃料進氣流動方向與流場分佈有關，碳沉積現象應是由進氣源往四周擴散並堆疊成長。

關鍵字：固態氧化物燃料電池、複合發電系統、煤炭氣化

Demonstration and evaluation of a natural gas fed SOFC and steam turbine hybrid system

Abstract

This project intends to build a natural gas fed SOFC-ST (solid oxide fuel cell - steam turbine) hybrid power system. The system maximum AC output power exceeds 1.5 kW. This system can connect to local power grid. This system will be the first demonstration platform of SOFC-ST hybrid power system in Taiwan constructed by Taiwan Power Company. Through long-term power loading testing, the power generation characteristics of this SOFC-ST hybrid power system for smart grid can be evaluated.

Up to now, project accomplishes following items:

(1) Complete construction of laboratory auxiliary facilities, such as natural gas pipeline, de-ionized water line, exhaust ventilation, and remote monitoring equipment. Complete SOFC power system in the laboratory. System has been ready for long-term testing.

(2) Complete manual loading tests of SOFC power system. The system outputs 1,040 W DC at 68% natural gas utilization rate. Reach project target.

(3) Complete computer-monitoring test on auto heating and loading test of SOFC power system. Methane combustion (6 NL/min) provides 4 kW of thermal energy. It heats up system temperature to 750 ^{o}C within 8 hours. Duration test carries out over 360 hours in Asia Hydrogen Energy laboratory. It uses pure methane as the fuel to eliminate the effects of impurities and sulfur on the reforming reaction. The system outputs 800 W steady power. Stack core temperature is controlled around 840~850 ^{o}C at 73% fuel utilization rate.

(4) After the SOFC system moved from Asia Hydrogen Energy to

Taipower lab, lab carries out over 3,600 hours duration test with natural gas as the feedstock. Methane combustion (6 NL/min) provides 4 kW of thermal energy. It heats up system temperature to 750 ^{o}C within 8 hours. The system operation at 72 % fuel utilization rate, stack core temperature 840~850 ^{o}C, and the stack provides power over 800 W. About 2,700 kWh of electricity is generated in Taipower lab. After the duration test, the degradation rate of stack performance using natural gas is twice as the degradation rate using methane. This may be due to impurities and sulfur content in natural gas.

(5) Complete the steam turbine power unit (including steam boilers) performance test. The results show that the average speed of steam turbines reaches 1,895 RPM when the steam boiler output pressure is controlled in the range of 6.3 ~ 7.5 kg_f/cm^2. It generates average 1,057 W, 220 V AC for the lab building. Result meets the acceptance criteria.

(6) Complete testing of the SOFC-ST hybrid-power generation system. At least, 800 W AC power is generated from the SOFC. About 1,057 W average AC power generates from the steam turbine. Total 1,857 W AC power generates from this SOFC-ST hybrid system. This meets the acceptance criteria.

(7) Complete the gasification simulation based on GE and Shell gasification technology of five types of coal. Simulation also calculates the syngas composition of each feedstock. We select two types of coal, Adaro and Wambo, as the fuel for the gasification simulation based on syngas composition. Three simulating syngas are prepared as fuel for SOFC single cell testing. Test measures the cell performance and analyzes the electrode microstructure. After polarization measurement and 72 hours duration test, we observe low

cell performance and significant electrode carbon deposition when carbon monoxide (CO) and methane (CH_4) level in the simulating syngas is high. From microstructure analysis, carbon deposit formation is related to the fuel inlet direction and to the distributed of flow field. Carbon deposition spread from fuel inlet to other locations on the electrode.

Key Words: solid oxide fuel cell (SOFC), hybrid power system, coal gasification

目 錄

摘要..... i
Abstract..... iii
目錄..... vi
圖目錄..... vii
表目錄..... ix
第一章 緒論..... 1
1.1 背景與說明..... 1
1.2 燃料電池複合發電技術發展..... 6
1.3 計畫目標..... 18
第二章 SOFC 複合發電系統示範場地建置..... 19
2.1 示範場地建置..... 19
2.2 SOFC-ST 複合發電系統示範場地規劃與施工..... 19
第三章 SOFC 發電系統設計與建置..... 26
3.1 SOFC 發電系統架構設計..... 26
3.2 SOFC 發電系統實體建構與性能測試..... 30
第四章 蒸汽渦輪機發電裝置設計與建置..... 53
4.1 蒸汽渦輪機發電裝置架構設計..... 53
4.2 蒸汽渦輪機發電裝置與性能測試..... 55
第五章 煤炭氣化數值模擬與單元電池性能測試及分析..... 61
5.1 煤炭氣化數值模擬流程簡介..... 61
5.2 數值模擬結果與資料庫建立..... 63
5.3 單元電池性能測試與微結構分析..... 70
第六章 結論..... 82
參考文獻..... 84
附錄 A SOFC 電堆原廠出廠證明文件..... 85
附錄 B SOFC 電堆原廠試驗報告..... 87
附錄 C 微型蒸汽渦輪機試驗報告..... 89
附錄 D SOFC 在一/二期系統的技術及經驗比較表..... 93

圖　目　錄

圖 1-1 全球地表與海洋表面平均溫度變化圖…….. 1
圖 1-2 全球溫室氣體濃度趨勢變化圖…….. 2
圖 1-3 全球溫室氣體排放量趨勢變化圖…….. 2
圖 1-4 全球四個主要國家未來能源需求變化比較…….. 4
圖 1-5 2005-2012 年美國各能源供給減排量占比……. 5
圖 1-6 台灣電力公司(a)102 年發電量佔比;(b)99-103 年化石燃料用量比較圖… 5
圖 1-7 傳統發電與熱電共生發電技術能源損耗比較示意圖…….. 6
圖 1-8 BloomEnergy 發電系統與其他發電系統之 CO_2 排放及需水量比較…… 10
圖 1-9 美商 BloomEnergy 公司之 SOFC 發電系統與不斷電電力模組……..... 11
圖 1-10 ENE-FARM Type S 之 700 W 家用 SOFC 型熱電共生系統……... 14
圖 1-11 發電技術發展歷程與發電效率比較圖…… 15
圖 1-12 SOFC-GT-ST 複合發電系統圖…….. 15
圖 1-13 三菱重工 SOFC-MGT 示範系統建構與驗證結果…….. 16
圖 1-14 三菱重工 SOFC-MGT 示範系統應用情境……... 17
圖 1-15 2020 年三菱重工預計建置 SOFC-MGT 示範系統規模示意圖……... 17
圖 2-1 SOFC-ST 複合發電系統預定設置廠址……. 19
圖 2-2(a) 原設計 SOFC-ST 複合發電系統之實驗室擺置規劃圖……..... 20
圖 2-2(b) 蒸汽鍋爐與渦輪機 ST 裝置發電系統之頂樓擺置規劃圖……..…... 20
圖 2-3 SOFC-ST 複合發電系統外部電力配置規劃與配電盤實體……... 21
圖 2-4 抽風罩與抽風馬達架設完成實體…… 22
圖 2-5 純水供應系統…… 23
圖 2-6 天然氣管路總壓力錶與錶後分接閥口實體…… 24
圖 2-7 氫/氮混合氣鋼瓶架設位置實體……... 25
圖 3-1 SOFC 發電系統架構組成簡圖……. 26
圖 3-2 SOFC 發電系統管路配置流程圖…….. 27
圖 3-3 SOFC 發電系統機櫃空間規劃配置…….. 35
圖 3-4 空氣流量計回傳數值校正結果…… 36
圖 3-5 SOFC 發電系統機組裝實體(一)…….. 37
圖 3-6 SOFC 發電系統機組裝實體(二)…….. 37
圖 3-7 SOFC 發電系統運行與保護邏輯關係……. 38
圖 3-8 SOFC 發電系統監控軟體主頁面……. 40
圖 3-9 SOFC 發電系統監控軟體之系統控制頁面……. 41
圖 3-10 SOFC 發電系統監控軟體之電量累積統計頁面…….. 41
圖 3-11 SOFC 發電系統監控軟體之即時數據顯示圖檔…….. 42
圖 3-12 SOFC 發電系統監控軟體之即時數據顯示圖檔…….. 43
圖 3-13 SOFC 系統自動升溫測試結果……..... 43

圖 3-14 SOFC 系統自動升溫流程表…….. 44
圖 3-15 SOFC 系統手動負載測試……..…… 45
圖 3-16 SOFC 系統自動負載流程表……... 46
圖 3-17 SOFC 發電系統於亞氫公司氫能實驗室之長時間運轉測試曲線圖…….... 47
圖 3-18 SOFC 發電系統長時間負載或併網測試性能曲線圖……..…… 48
圖 3-19 SOFC 發電系統於台電實驗室長時間運轉測試圖…….. 49
圖 3-20 長時間運行狀態下電堆核心溫度圖…….... 50
圖 3-21 長時間運行狀態下電堆分電壓趨勢圖…….. 50
圖 3-22 不同燃料使用之系統性能曲線(電堆電壓-電堆發電功率)…….. 51
圖 3-23 不同燃料使用之系統性能曲線(電堆發電效率-電堆發電功率)……..... 52
圖 4-1 蒸汽渦輪機發電裝置運轉流程架構圖…… 54
圖 4-2 SOFC 發電系統尾熱回收供應蒸汽渦輪機之熱水來源實體連接圖…….... 55
圖 4-3 蒸汽渦輪機性能測試實景…….. 56
圖 4-4 SOFC-ST 複合發電系統網頁版“系統整合資訊顯示”首頁……... 58
圖 4-5 SOFC-ST 複合發電系統網頁版“SOFC 發電即時資訊顯示”分頁…….…… 58
圖 4-6 SOFC-ST 複合發電系統網頁版“蒸汽渦輪機發電裝置即時資訊”分頁…... 59
圖 4-7 SOFC-ST 複合發電系統網頁版“ SOFC-ST 系統累積發電量資訊”分頁..... 59
圖 4-8 SOFC-ST 複合發電系統熱力計算流程圖與效益評估說明……... 60
圖 5-1 煤炭氣化模擬流程介面…….. 62
圖 5-2 SOFC 鈕扣型單電池(button cell)測試平台實體圖…….. 71
圖 5-3 經 72 小時長時間放電後之 I-V 極化曲線圖…… 73
圖 5-4 經 72 小時長時間放電後之 I-P 極化曲線圖……..... 73
圖 5-5 72 小時之電池長時間放電 V-t 曲線圖…… 74
圖 5-6 經極化與 72 小時長時間放電測試後之各電池試片實體圖…… 75
圖 5-7 Pure Hydrogen 試驗組電池表面之 SEM/EDS 微結構與成份分析…… 76
圖 5-8 JD66388 試驗組電池表面之 SEM/EDS 微結構與成份分析……. 79
圖 5-9 JA17979 試驗組電池表面之 SEM/EDS 微結構與成份分析-1…….. 80
圖 5-10 JA17979 試驗組電池表面之 SEM/EDS 微結構與成份分析-2…….. 81

表　目　錄

表 1-1　各式燃料電池特性比較圖…… 7
表 1-2　美商 BE 公司 SOFC 發電系統發電成本估算比較表…… 11
表 1-3　美商 BE 公司商業模式比較表…… 13
表 2-1 純水供應裝置規格與說明…… 23
表 3-1　SOFC 電堆尺寸規格…… 31
表 3-2　SOFC 電堆設計與材料規格…… 31
表 3-3　SOFC 電堆性能規格(在 U_f=75 %)…… 31
表 3-4　SOFC 電堆原廠性能保固條件…… 31
表 3-5　熱箱組件規格列表…… 32
表 3-6　併網型負載器規格列表…… 34
表 3-7　SOFC 發電系統壓力條件保護參數列表…… 38
表 3-8　SOFC 發電系統溫度條件保護參數列表…… 39
表 4-1　蒸汽渦輪發電機運轉測試性能數值…… 57
表 5-1　不同煤源之煤質分析資料表…… 63
表 5-2　KPC 煤氣化後之合成燃氣組成…… 64
表 5-3　Wambo 煤氣化後之合成燃氣組成…… 65
表 5-4　Adaro 煤氣化後之合成燃氣組成…… 65
表 5-5　Kideco 煤氣化後之合成燃氣組成…… 66
表 5-6　Illinois #6 煤氣化後之合成燃氣組成…… 66
表 5-7　五種煤種經氣化模擬後之 CO、H_2、H_2S 與 H_2O 氣體成分比較…… 68
表 5-8　Adaro 煤經 Shell 氣化系統氣化後之合成燃氣組成…… 68
表 5-9　Wambo 煤經 Shell 氣化系統氣化後之合成燃氣組成…… 69
表 5-10　Adaro 與 Wambo 煤經 GE 與 Shell 氣化系統氣化模擬後之 CO、H_2、H_2S 與 H_2O 氣體成分比較…… 69
表 5-11 單電池性能分析用之煤炭氣化合成模擬氣成份組成表…… 70
表 5-12 單電池性能分析實驗流程與參數列表…… 71

第一章　緒論

1.1 背景與說明

溫室氣體(Greenhouse Gas, GHG)所致的暖化效應(Greenhouse Effect)，造成全球氣候變遷已成為近年來各國關注之議題。根據「聯合國政府間氣候變遷專門委員會」(The Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC)在 2014 年之氣候變遷綜合報告(Climate Change 2014 Synthesis Report)中指出近 30 年(1983 年至 2012 年)是過去 1400 年以來北半球暖化效應最急遽的時刻。且如圖 1-1 所示，估算在 1880 年至 2012 年間全球地表與海洋表面平均溫度呈線性上升趨勢，依據統計結果年平均溫度約上升 0.85 ℃。

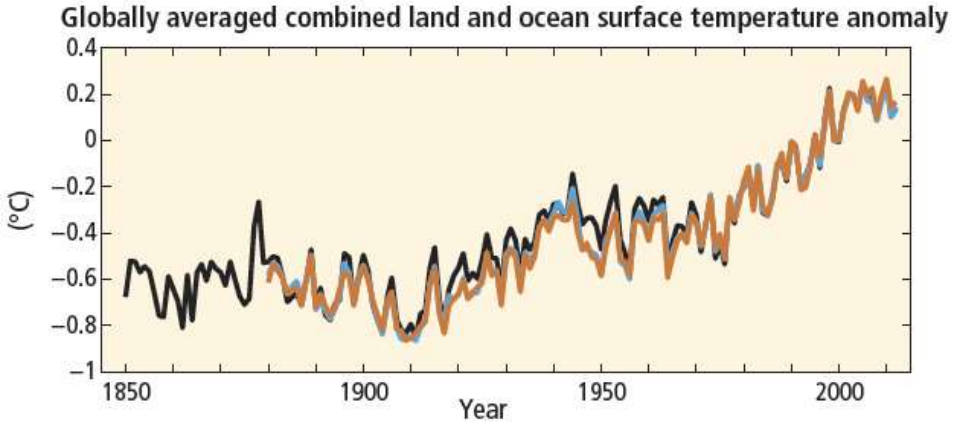


圖 1-1 全球地表與海洋表面平均溫度變化圖[1]

造成全球暖化主因即是過多溫室氣體排放所致。溫室氣體眾多，舉凡二氧化碳(CO_2)、甲烷(CH_4)、氧化亞氮(N_2O) 、氟氯碳化物(CFCs)與臭氧(O_3)等皆屬之。綜觀前述溫室氣體在大氣中之氣體濃度比較，如圖 1-2 所示，統計 1850 年至 2012 年間主要三種溫室氣體變化量，以二氧化碳占氣體濃度隨年份增加，增加約 100 ppm；反觀，甲烷與氧化亞氮氣體濃度，雖隨年份增加而上升，但在大氣中濃度占比僅屬 ppb 等級，因此二氧化碳則成為目前全球暖化最大主因之溫室氣體。

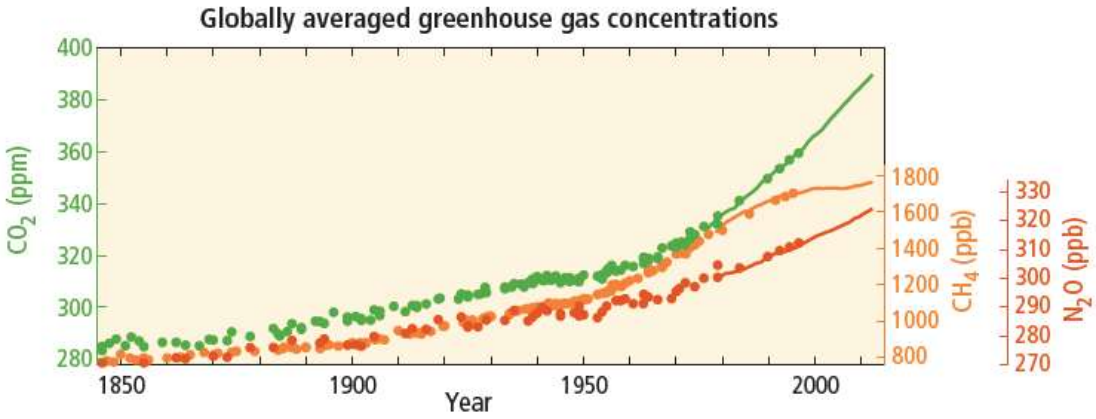


圖 1-2 全球溫室氣體濃度趨勢變化圖[1]

該報告亦指出，絕大多數溫室氣體的來源幾乎人為所致。在 1750 年至 2011 年間共有 2040 ± 310 Gt 二氧化碳累積排放至大氣，至今仍有約 40 %之二氧化碳(約 880 ± 35 Gt)累積在大氣中，而有 30 %之二氧化碳被海洋吸收，造成海洋酸化現象。如圖 1-3 所示，1970 年至 2010 年間人為溫室氣體排放統計，在 1970 年至 2000 年間以每年 1.3 %排放量增加，且 2000 年至 2010 年間排放量更增加至每年 2.2 %，直至 2010 年當年之溫室氣體累積排放量達到最高峰，約 49 ± 4.5 GtCO2-eq/yr。且綜觀所有溫室氣體排放種類，以使用石化燃料與工廠製程所產生之二氧化碳排放占比為最高。

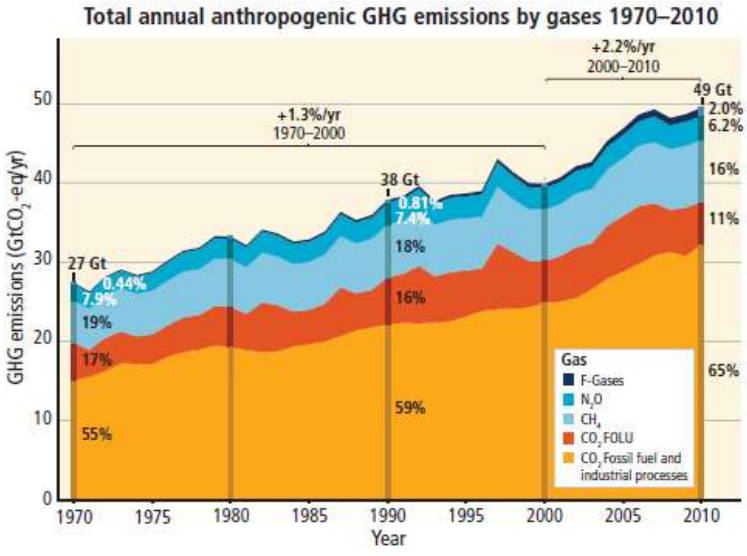


圖 1-3 全球溫室氣體排放量趨勢變化圖[1]

依據我國能源局對於國內燃料燃燒二氧化碳排放統計之報告中指出，國內各產業二氧化碳(含電力消費排放)排放占比各為：能源部門約 10.63 %(如：煉鋼或煉油等)、工業部門約 48.30 %(如：化工業或金屬製造業等)、運輸部門約 14.23 %(如：公路或民眾自用運輸等) 、農業部門約 1.10 %、服務運輸部門約 13.12 %(如：餐飲或住宿業等)。反觀我國目前主力產業為石化業與鋼鐵業等工業項目，均屬於高度汙染與高耗能之產業，恰屬於前述報告中具高度二氧化碳排放之產業項目，亦為上述能源部門與工業部門之加總，佔國內二氧化碳排放佔比約 58.93 %，對台灣整體溫室氣體排放影響甚鉅。

因此如何減少台灣溫室氣體排放問題已成為未來急需思考之問題。綜觀各國對於溫室氣體減排因應政策，再生能源已成為減緩溫室氣體排放之諸多技術選項之一。例如：美國 2009 年 6 月通過美國潔淨能源與安全法案(The American Clean Energy and Security Act, ACES)，訂定 2012 年至 2050 年間溫室氣體總量，以 2005 年為基準預計溫室氣體減排量需達 3 %~83 %目標。且未來再生能源佔全國發電比例自 2012 年之 6 %提升至 2025 年之 25 %，而聯邦亦對於再生能源進行長期電力採購契約規劃，並積極發展智慧型電力輸配網路來傳送再生能源電力。再者，歐盟部分在 2009 年 4 月由歐盟執行委員會(European Commission, EU)正式通過氣候與能源套案，明訂出三項執行指標，包含：1. 在 2020 年溫室氣體排放量，以 1990 年為基準需減量 20 %；2. 再生能源於總能源使用佔比需提升至 20 %；3. 能源效率約提升至 20 %。在亞洲先進國家中，日本在 2007 年 9 月由前首相安倍晉三提出「CoolEarth 50」計畫，該計畫涵蓋發電、輸配電、運輸、工業與住商等領域。並於隔年 3 月召集相關專家學者提出「CoolEarth-創新能源技術方案」，如：高效能天然氣發電、碳捕捉與儲存與太陽能發電等多種新能源技術方案皆名列其中，預計溫室氣體減排量以 2005 年為基準，至 2020 年需減量 15 %。因此，如何減少溫室氣體排放則成為目前各國必須積極面對的環境與能源議題，綜觀前述諸國溫室氣體減排政策，具綠色潔淨之再生能源技術儼然成為未來解決全球暖化的技術選項之一。

觀察各國對於未來能源需求趨勢，如圖 1-4 所示。根據一份 2012 年國際能源總署(International Energy Agency, IEA)分析四個主要國家在 2010~2035 年間對於未來能源需求預估。報告中指出，在新興市場的助瀾下，預估未來全球電力需求將成長 70 %。其中，中國與印度具同樣能源需求趨勢變化，至 2035 年之能源仍大幅倚賴煤炭發電，但此時之再生能源發電、天然氣發電與核能發電加總所占有比例已超越煤炭發電。反觀，美國與歐盟未來能源需求已將煤炭發電摒除在外，所有能源需求均倚賴再生能源與天然氣發電。因此，為符合全球溫室氣體減排與減緩氣候劇烈變化之目標，再生能源與天然氣發電已成為未來必須應用與發展之主流技術。

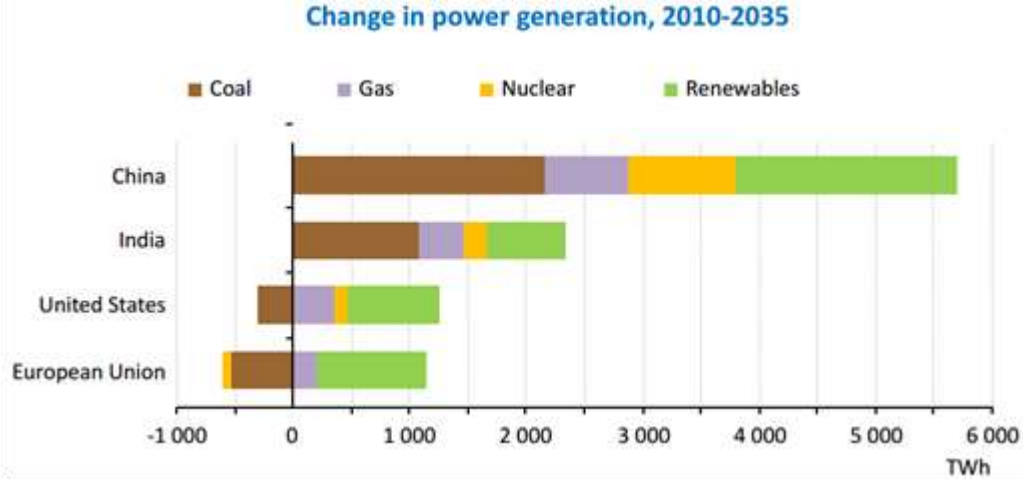


圖 1-4 全球四個主要國家未來能源需求變化比較[2]

再者，根據一份 2005 至 2012 年各種能源技術在美國用於減排溫室氣體之效益比較，如圖 1-5 所示。發現天然氣發電所減排溫室氣體之貢獻遠勝於再生能源發電(如風力或太陽能等)或核能發電所致之貢獻。因此，當再生能源供應未成熟穩定，則天然氣發電即成為現階段較為穩定供應之能源選項。以目前天然氣發電效率來說，大型天然氣複循環機組之發電效率約為 58.75 %，而小型天然氣微渦輪機(Micro-turbine)之發電效率約為 26~30 %，且這些發電機組皆具有高噪音、體積大與污染氣體(如 CO、CO_2 或 NO_x)等問題。因此，具高效率、更潔淨之天然氣發電技術則可克服這些技術缺點與污染等問題，成為未來適合之發電技術之候選項目之一。

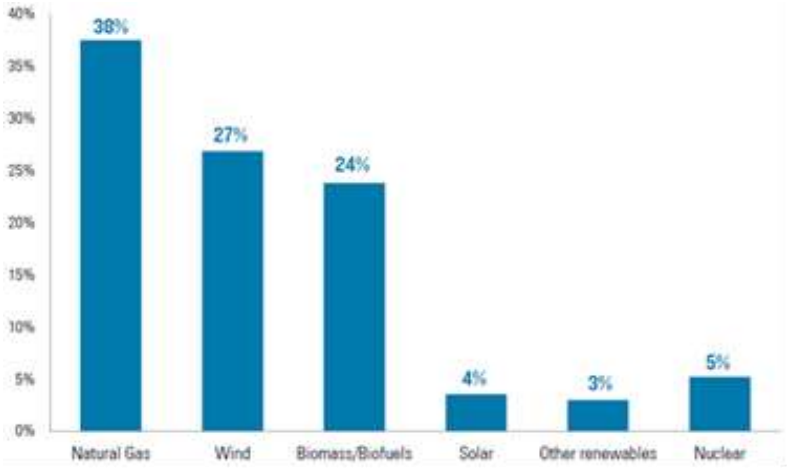


圖 1-5　2005-2012 年美國各能源供給減排量占比[3]

相較於台電公司目前為全國唯一兼具發輸配電力之事業單位，依據台電公司所提供理想電力結構資料顯示，目前電力結構分配區分為基載、中載與尖載三部分，基載仍是倚賴燃煤火力與核能發電裝置為主，而中載則倚賴燃油、燃氣汽力與複循環機組，尖載則使用氣渦輪機及水力發電模式來供應。另外，根據台電公司 102 年發電量佔比資料，如圖 1-6 所示。發現目前燃煤與燃氣發電占比各約 38.4 %與 31.1%。且參考化石燃料從 99 年至 103 年之用量變化，發現天然氣用量有逐年增加趨勢，主要是因應國內環保排放標準日趨嚴格，因此具綠色潔淨能源特點之天然氣發電技術，已逐步成為台電公司未來潔淨能源技術之選項之一。

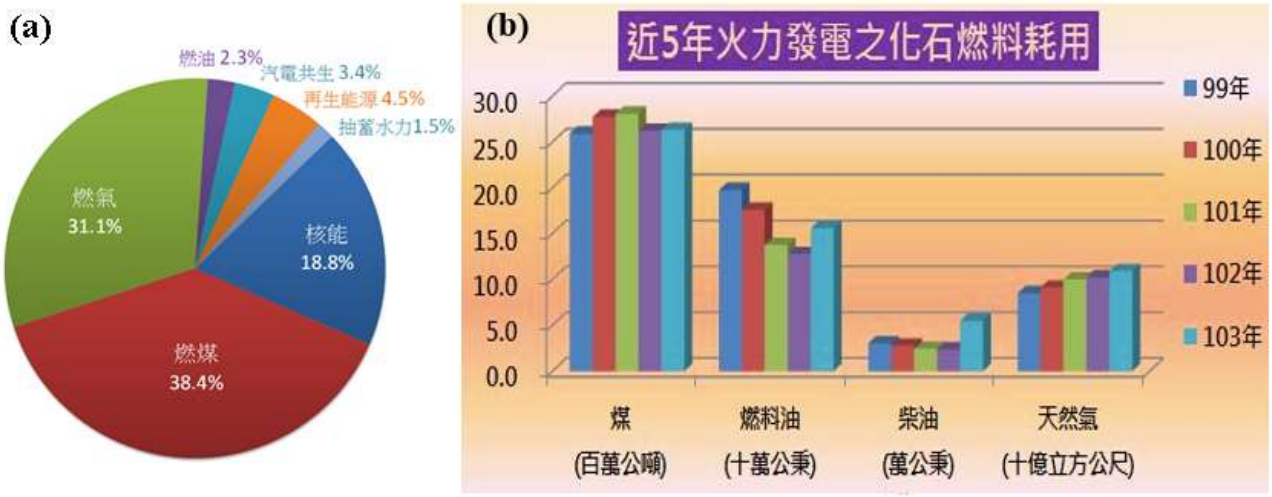


圖 1-6 台灣電力公司(a)102 年發電量佔比;(b)99-103 年化石燃料用量比較圖[4]

綜觀目前效率較高且較潔淨之天然氣發電技術，即屬燃料電池熱電共生（Combined Heat and Power, CHP）系統。由傳統燃煤發電與熱電共生系統之能源耗損觀點比較，如圖 1-7 所示，若兩種發電技術輸入能源皆固定為 100 %，發現使用傳統燃煤發電技術，僅有 40 %能量轉為電力輸出，其餘 60 %能量皆以廢熱之型式排放至大氣環境中；反之，使用熱電共生發電技術，若有 40 %以電力型態輸出，則另有 40 %能量以再回收利用之途徑，以熱源或冷源之型態來驅動其他能源設備，最後僅有 20 %能量以廢熱型式排放至大氣環境中。由於燃料電池熱電共生系統之發電過程僅產生水與廢熱，CO、CO_2 或 NO_x 等具污染氣體之排放量少，因此對於區域型分散式發電與阻絕溫室氣體之產生，該系統具有更潔淨與更節能之未來發展優勢。

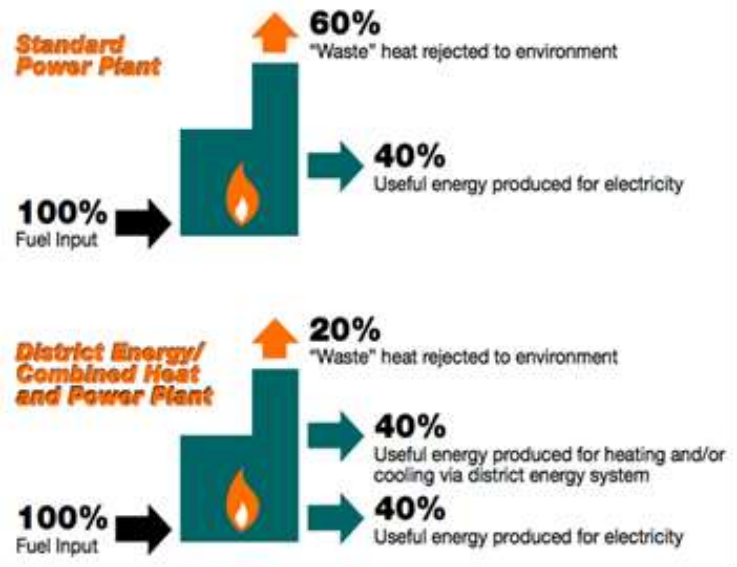


圖 1-7 傳統發電與熱電共生發電技術能源損耗比較示意圖[5]

1.2燃料電池複合發電技術發展

綜觀目前常見的燃料電池型式，依照各燃料電池間之燃料來源、電池操作溫度與電池結構等電池特性不同而有所區分。目前各國燃料電池技術發展主軸，仍以固態氧化物燃料電池（Solid Oxide Fuel Cell, SOFC）、質子交換膜燃料電池

（Proton Exchange Membrane Fuel Cell, PEMFC）和直接甲醇燃料電池（Direct Methanol Fuel Cell, DMFC）等三種類型燃料電池為研發重點技術。如下表 1-1 所示，若以電池操作溫度來區分，可區分成高溫、中溫與低溫三種溫度範圍可以操作之電池。其中，目前一般常見之固態氧化物燃料電池(Soild Oxide Cell, SOFC)屬高溫型燃料電池，操作溫度約 700~1000℃；熔融碳酸鹽燃料電池(Molten Carbonate Fuel Cell, MCFC)屬中溫型燃料電池，操作溫度約 600~700℃；磷酸鹽燃料電池(Phosphoric Acid Fuel Cell, PAFC)與質子交換膜燃料電池(Polymer Electrolyte Fuel Cell, PEFC 或稱 Proton Exchange Membrane Fuel Cell, PEMFC)屬低溫型燃料電池，操作溫度為約 80~200℃。

表 1-1 各式燃料電池特性比較[6]

		PEFC 固體高分子	PAFC 磷酸	MCFC 溶融碳酸鹽	SOFC 固體氧化物
電解質	電解質材料	交換膜	磷酸鹽	碳酸鋰，碳酸鈉，碳酸	比如穩定氧化鋯
	移動離子	H^+	H^+	CO_3^{2-}	O^{2-}
	使用模式	膜	在基質中浸漬	在基質中浸漬、或粘貼	薄膜、薄板
反應	催化劑	鉑	鉑	無	無
	陽極	$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$	$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$	$H_2 + CO_3^{2-} \rightarrow H_2O + CO_2 + 2e^-$	$H_2 + O^{2-} \rightarrow H_2O + 2e^-$
	陰極	$\frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$	$\frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$	$\frac{1}{2}O_2 + CO_2 + 2e^- \rightarrow CO_3^{2-}$	$\frac{1}{2}O_2 + 2e^- \rightarrow O^{2-}$
運行溫度（℃）		80-100	190-200	600-700	700-1,000
燃料		氫	氫	氫、一氧化碳	氫、一氧化碳
發電效率（%）		30-40	40-45	50-65	50-70
設想發電能力		數W-數十kW	100-數百kW	250kW-數MW	數kW-數十MW
設想用途		手機、家庭電源、汽車	發電	發電	家庭電源、發電
開發狀況		家庭用實用化、汽車2015年預計實用化	廢水處理廠、醫院、應急電源		家庭用實用化、大型定製在開發中

比較上述四種燃料電池特性。其中，熔融碳酸鹽燃料電池在高溫運轉環境中碳酸鹽(CO_3^{-2})電解質易於陽極與陰極側有腐蝕反應產生，影響電池使用壽命。再者，磷酸鹽燃料電池，具有磷酸鹽在低溫時離子導電度差之問題，且陽極白金(Pt)觸媒易受一氧化碳(CO)產生觸媒毒化現象。而質子交換膜燃料電池，為目前最有機會於汽車產業實用化之燃料電池，但本身亦有陽極白金觸媒昂貴且易受一氧化碳影響，產生觸媒毒化現象。且電池內部之水管理問題，亦會影響電池效率。反觀，固態氧化物燃料相較於前述三種燃料電池具有下述技術優勢，近年成為定置型發電系統應用之主要候選發電技術，其優勢項目如下所示：

(a) 燃料選擇彈性，可適用的燃料選擇範圍最為廣泛，如天然氣、煤氣、生質酒精、柴油、汽油等碳氫化合物均是可供選用之燃料來源。

(b) 電池運作溫度高(約 800 ℃)，提高電極觸媒之反應速度，使得電池本身即具有內部燃料重整功能，對於雜質(CO 或 S 含量等)容許度較高。

(c) 電極觸媒不需使用貴金屬，大幅降低製作成本。

(d) 不受氣候狀態限制，系統可 24 小時不間斷連續運轉，實際發電時數最高。

(e) SOFC 相較於其他種類再生能源，如：太陽能或風力發電等，不需受天候環境因素而影響效率，亦無傳統柴油發電機的碳排放空氣汙染問題

(f) 排放之高溫尾氣可進行熱回收再利用與蒸汽渦輪機搭配形成汽電共生系統，發電效率可達 70~80%。

(g) 應用規模範圍廣，SOFC 系統可靈活運用在住宅區的建築物、醫院、工業園區等，提供安靜操作環境之電力及熱水。當在 1-100 kW 規模，可作為獨立運作之小型分散式發電系統；亦可作 MW 級以上之大型定置型電廠發電系統。

除此之外，若以燃料電池運行過程中電與熱之產出比例來論，依據德國 sunfire 公司之系統測試結果發現，SOFC 發電量約 1.3 kW_{el}，同時亦可產生 2.75 kW_{th} 之熱量供回收使用，該電熱產出比約 1:1.83；反觀，PEMFC 發電過程中電熱產出比僅約 1:1。因此綜觀上述優勢，相較於 PEMFC，以 SOFC 作為發電核心可獲得更佳之熱電比供未來複合發電應用。

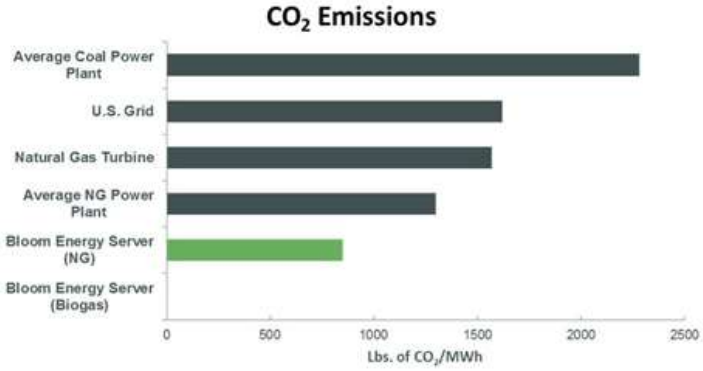
綜觀前述 SOFC 諸多電池特性優勢，其中，高溫尾氣的回收再利用，為提升整體系統效率的關鍵因素。關於 SOFC 之高溫回收再利用技術，目前國際間已有相關示範產品推出。如美國，SOFC 發電系統之發展與規劃策略由美國能源部(U.S. Department of Energy, DOE)之國家能源技術實驗室(National Energy Technology Laboratory, NETL)所成立固態能源轉換聯盟(The Solid State Energy Conversion Alliance, SECA)來主導整個技術與產業發產方向，該聯盟所有成員遍佈產官學界。該 SECA 計畫之終極發展目標，為發展低成本與高效

能之燃料電池發電系統，發電容量需大於 100 MW，因目前考量戰略安全問題目前以煤碳(Coal)作為燃料來源，未來將使用天然氣(Natural gas)。其中，整合煤炭氣化燃料電池系統(Integrated Gasification Fuel Cell, IGFC)為現階段之技術發展主軸，希望可達到二氧化碳捕捉率達 99 %以上、近零污染排放與系統發電效率可達約 50 %以上(高壓發電系統可達 50 %以上) 之初期技術目標。另外，系統製備成本目標，希望達到每個電堆(stack)成本價格約$ 175/kW，每個發電單元(power units)成本價格約$ 700/kW 之目標。

目前美國境內有許多系統廠商，如奇異(GE)公司、Delphi 公司等。其中，Bloom Energy 為將 SOFC 發電系統以商用模式銷售發展最為成功之美商公司，且為全球唯一能提供大型化商用系統之企業。該公司坐落於美國加州，成立於 2001 年，為美國前副總統高爾所投資之燃料電池公司。由於該電池技術來源為美國國家航空暨太空總署（ National Aeronautics &Space Administration ,NASA）之火星動力計畫，因此技術成熟度與穩定度相較於他國之產品，有不錯之技術水平優勢。該 SOFC 發電系統之製備供應目前倚賴許多國家協助代工組裝，我國亦有幾家公司成為其供應鏈之合作聯盟成員，包括保來得公司生產金屬連接板(Metal Connector)、高力公司生產熱交換器(Exchanger)、康舒公司生產電源轉換器(Power Inverter)與宏進公司進行電極塗層製備，藉此契機可以提升我國未來在 SOFC 發電系統之製備技術。2013 年 Bloom Energy 更與日本第 3 大電信業者軟銀(Softbank)攜手在日本設立一家合資公司「Bloom Energy Japan (BEJ)」，進軍燃料電池市場。BEJ 除將活用 Bloom Energy 的燃料電池於日本國內進行電力供應業務外，也將負責燃料電池相關機器的進口以及設備安裝等業務。BEJ 的資本額為 10 億日圓，軟銀和 Bloom Energy 的出資比重各為 50%。因此 Bloom Energy 成為目前有規劃將 SOFC 發電系統推廣至國外之唯一供應商。2015 年，Bloom Energy 與 Exelon Corporation 子公司攜手發布，於美國加州、康乃狄克州、紐澤西州與紐約境內建置發電總規模約 40 MW Bloom Energy 燃料電池系統之計畫，該計畫涵蓋商業與公共領域的用戶群。且 2015 年 Bloom Energy 更提供燃料電池系統給 Vapor IO 公司，

建造全球第一個低成本與高效率之分散式綠色低排放數據處理運算中心。

Bloom Energy 在美國已為 Apple、Walmart、AT&T、Google、eBay 及可口可樂等多家企業提供電力，過去幾年來提供的電力累計已超過 7 億 kWh，累計至 2016 年系統裝置容量實績已超過 200 MW，超過 100 家企業客戶(14 種行業)，參與超過 300 件計劃案，擁有系統相關專利超過 180 篇。且該系統對於全球環保助益，如圖 1-8 所示，使用天然氣作為系統燃料，相較於其他傳統發電系統具有二氧化碳排放量最少之優勢(約為 800 Lbs/MWh)；且系統需水量幾乎為零，這對於全球暖化與水資源缺乏的問題，提供一個高效率且幾乎零汙染之發電系統選項。



Water Usage Compared

Generation Type	Gallons per MWh	Annual Gallons (per MW of Bloom equivalent generation)
Bloom Energy Server	0	.001 million
Combined Cycle Nat Gas Plant (cooling tower)	250	2.1 million
Coal Power Plant (open loop cooling)	35,000	291 million
U.S. Grid	10,300	86 million

圖 1-8　BloomEnergy 發電系統與其他發電系統之 CO_2 排放及需水量比較[7]

目前該公司推展之 SOFC 發電系統，如圖 1-9 所示。兩款主力 SOFC 發電系統其發電容量分別為 250 kW (ES-5710 Energy Server)與 200 kW (ES-5700 Energy Server)，該系統均使用天然氣(Natural gas)作為燃料來源，亦可直接使用生質氣(Biogas)供應，目前測試後發電效率均可達 52 %~60 %(LHV)(轉換成 AC 輸出)以上。另外，該公司亦提供兩款不斷電電力模組供搭配，分別為可並接 5 個模組，輸出功率為 160 kW 之模組(UPM-570 Uninterruptible Power Module)及可並接 6 個模組，輸出功率為 200 kW 之模組(UPM-570 Uninterruptible Power Module)，估計可提供約 96 小時(4 天)之離線運轉備用電力。

圖 1-9 美商 BloomEnergy 公司之 SOFC 發電系統與不斷電電力模組[8]

此外，該公司提出系統之發電成本(美分/度)估算如下所示，該估算以下述預設系統情境作為計算基礎，條件分述如下：

- 系統裝置容量為 60 MW
- 系統運轉使用率 90 %
- 系統使用壽命 15 年
- 系統燃料為管路天然氣(LNG)

根據上述情境條件，則可計算經均攤 15 年後包含系統成本(Bloom Cost)系與燃料成本(Fuel Cost)5 之發電總成本(Total COE)，如表 1-2 所示。

表 1-2　美商 BE 公司 SOFC 發電系統發電成本估算比較表

Project Cost in USD Cents/KWh

Term	Bloom Cost	Fuel Cost	Total COE
15 Yr Avg	9.00	4.50	13.50
15 Yr Avg	9.00	5.00	14.00
15 Yr Avg	9.00	5.50	14.50
15 Yr Avg	9.00	6.00	15.00

其中，系統設備成本為固定成本不隨燃料成本有所變化，均為 9 美分/度；而燃料成本則會隨國際波動有所變化，表格中所羅列之變化為 4.5~6 美分/度。若台灣過去五年之天然氣價格變化約在 8.9~19 元/m^3，估算 BE 公司 SOFC 發電系統來台設置可能之發電成本。假設條件為系統設備成本仍為 9 美分/度，而天然氣價格分別為 9、14 與 19 元/m^3，系統發電效率為 55 %(即每天然氣可產生 5.5 度電)，匯率 1 美元=32.5(元)新台幣，每 MMBTU=28.3 m^3，則估算結果如下所示。

- 天然氣價格 **NT 9 元/m^3**

  天然氣每 MMBTU 價格=9 × 28.3/32.5=7.84 (美元)約 8 美元

  燃料成本=8/28.3/5.5=0.05 美元/度=5 美分/度

  發電總成本=設備成本+燃料成本

  =9+5=14 美分/度=0.14 美元/度×32.5= NT 4.55 元/度

- 天然氣價格 **NT 14 元/m^3**

  天然氣每 MMBTU 價格=14 × 28.3/32.5=12.19 (美元)約 12 美元

  燃料成本=12/28.3/5.5=0.078 美元/度=7.8 美分/度

  發電總成本=設備成本+燃料成本

  =9+7.8=16.8 美分/度=0.168 美元/度×32.5= NT 5.45 元/度

- **天然氣價格 NT 19 元/m^3**

  天然氣每 MMBTU 價格=19 × 28.3/32.5=16.54 (美元)約 16.5 美元

  燃料成本=16.5/28.3/5.5=0.106 美元/度=10.6 美分/度

  發電總成本=設備成本+燃料成本

  =9+10.6=19.6 美分/度=0.196 美元/度×32.5= NT 6.35 元/度

經估算結果，根據天然氣價格在 9~19 元/m^3 變化，則發電總成本約為 NT 4.5~6.35 元/度，但此成本價格並未包含建廠土地、氣體管路、電力線管路及周邊設備之成本。因此，若考量建置地點則現有電廠廠址，因具有天然氣管線與

電力傳輸線設施則有其優勢。

再者，該公司對於用戶目前有三種方式供選擇，如表 1-3 所示，分別為系統買斷(CAPEX)模式、民營電廠(PPA)模式與租賃(Lease)模式，分述內如下所示：

➢ 系統買斷(CAPEX)模式：

該模式中，系統操作運轉與維護皆由美商 BE 公司承包，用戶無法參與作業。系統與場域建置由美商 BE 公司與用戶共同分擔。用戶需給付成本為一次性系統建置費用、每年系統運轉與維護費用與系統燃料費用。

➢ 民營電廠(PPA)模式：

該模式中，系統操作運轉與維護及系統與場域建置皆與 CAPEX 模式相同。用戶需給付成本為每個月固定給付給美商 BE 公司用於系統運轉與維護費用，但此費用會每年調升；此外，用戶需自行負擔系統總發電成本(即設備成本與燃料成本)。根據估算，選擇模式未來發電總成本會低於初期系統建置成本。

➢ 租賃(Lease)模式：

該模式中，系統操作運轉與維護及系統與場域建置皆與 CAPEX 及 PPA 模式相同。用戶需給付成本與上述 PPA 模式有些許不同，差異為每個月固定給付給美商 BE 公司用於系統運轉與維護費用，此費用每個月給付金額固定，但會依據系統實際發電量造成給付金額有所差異；此外，用戶亦需自行負擔系統總發電成本(即設備成本與燃料成本)則與上述 PPA 模式相同，且選擇此模式亦會有未來發電總成本會低於初期之系統建置成本之效益。

表 1-3 美商 BE 公司商業模式比較表

	CAPEX	PPA	Lease
Title	XYZ company	XYZ company or Bloom	XYZ company
O&M	Bloom	Bloom	Bloom
Install Process	Bloom and Local partner	Bloom and Local partner	Bloom and Local partner
Payment Terms	✓ One Time ✓ Annual for O&M ✓ Gas	✓ Monthly with escalator (per year) ✓ 9+Gas	✓ Fixed Monthly ✓ Variable on the usage ✓ 6+3+Gas
Financial Expectation	✓ IRR ✓ Cash Payment(years) ✓ Avg COE(15 yrs)	COE < current payment	COE < current payment
Residual	Disposed to 0	Return to title holder	Return to title holder

日本發展目前主要區分為家庭或小型商店適用或區域定置型熱電共生系統。其中，日本於 2012 年 4 月由大阪瓦斯(Osaka Gas Corp.)與其他四家聯盟夥伴企業，共同推出第一台型號為 ENE-FARM Type S 之 700 W 家用 SOFC 型熱電共生系統，如圖 1-10 所示。該系統電池操作溫度約 700~750 ℃，具備容量為 90 L 貯水桶，經系統熱回收該貯水桶內水溫可加溫達 70 ℃，發電效率約為 46.5 %(LHV)，若加總熱回收效益，則系統效率可達約 90 %(LHV)以上，推出時該系統之未包含安裝費用之售價約為 275.1 萬日幣(含稅)，並提供為期 10 年的維修保固。預估使用此系統每年可減少二氧化碳排放量約 1.9 噸(ton)，且相較一般熱電共生系統，本系統每年亦可減少能源成本約 76,000 日幣(約 930 美元)。

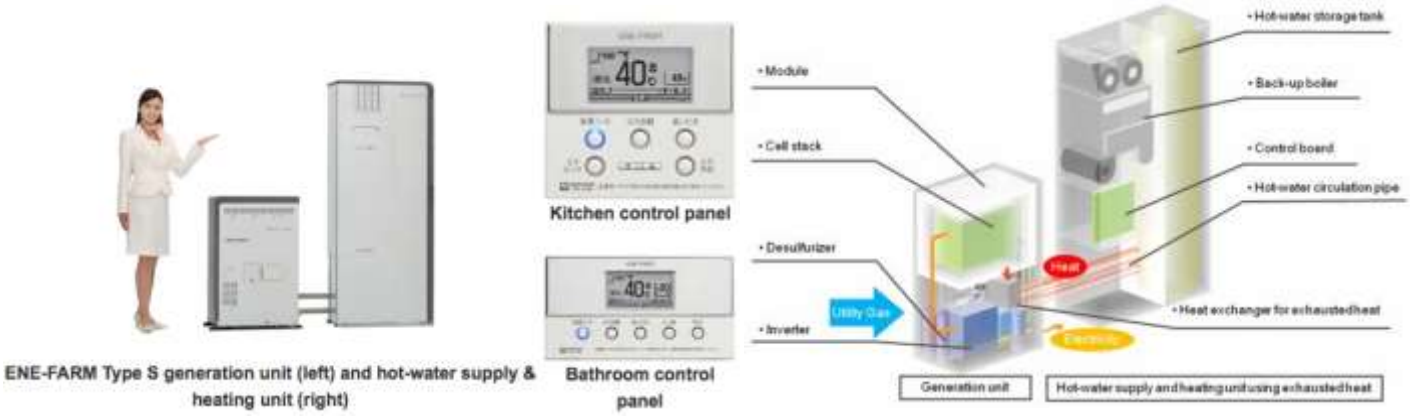


圖 1-10　ENE-FARM Type S 之 700 W 家用 SOFC 型熱電共生系統[9]

另外，未來若要將 SOFC 發電系統應用於區域定置型或大型電廠級發電系統，則必須搭配其他更適用於大型發電之裝置來配置，方可有效提升整體系統效率。因此， SOFC 複合燃氣渦輪機(Gas Turbine)或蒸汽渦輪機(Steam Turbine)之 SOFC-GT、 SOFC-ST 或 SOFC-GT-ST 複合發電系統技術近幾年已在國際間開始發展。根據日本三菱重工提供過去發電技術演進程序如圖 1-11 所示，從 1700 年初期發電技術主要使用蒸汽引擎(Steam Engine, SE)，直至約 1900 年開始有蒸汽渦輪機技術加入，隨後在約 1980 年開始有使用天然氣之燃氣渦輪複循環(Gas Turbine Combine Cycle, GTCC)發電技術與使用煤炭之氣化複循環(Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC)發電技術，這兩種技術之發電效率約在 40

%~65 %間。而 SOFC-GT-ST 複合發電系統，若使用天然氣作為燃料源，則發電效率約為 60 %~75　%;若使用煤炭氣化合成氣作為燃料源,雖然發電效率較低，但亦可達 52%~62 %之水準。其提高效率之關鍵則是 SOFC 系統廢熱有效回收再利用。

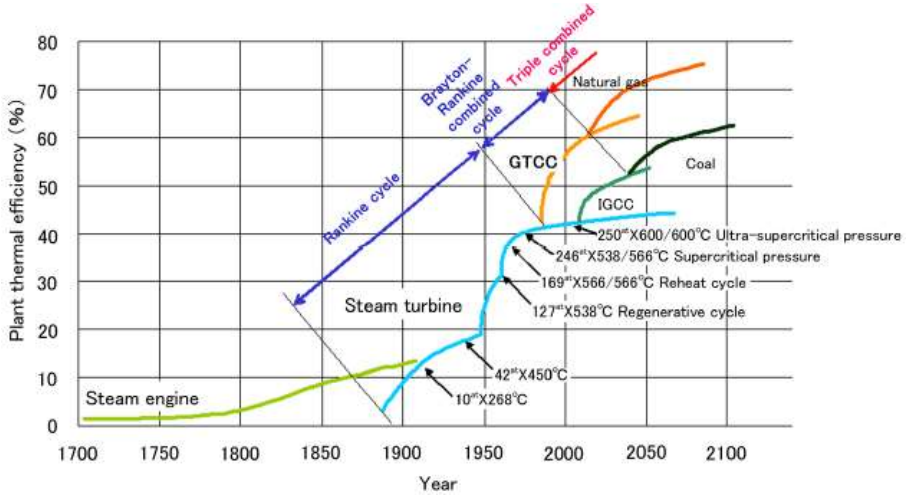


圖 1-11 發電技術發展歷程與發電效率比較圖[10]

SOFC-GT-ST 複合發電系統之系統組成如圖 1-12 所示，該系統運轉以天然氣或煤炭氣化合成氣作為 SOFC 電堆之發電燃料，經燃料與空氣各自通入電堆陽極與陰極進行電化學反應發電後，排出之廢熱與額外通入之燃料氣再混合通入燃氣渦輪機中進行第一階段之燃氣發電。隨後將燃氣發電後之廢熱導入熱回收蒸汽產生裝置產生所需之過熱蒸汽來推動汽渦輪機完成第二階段發電，再排出最後之廢熱。因此，整個複合發電過程經歷三次發電與兩次熱回收應用階段，藉此方式有效再提高整體系統效率。

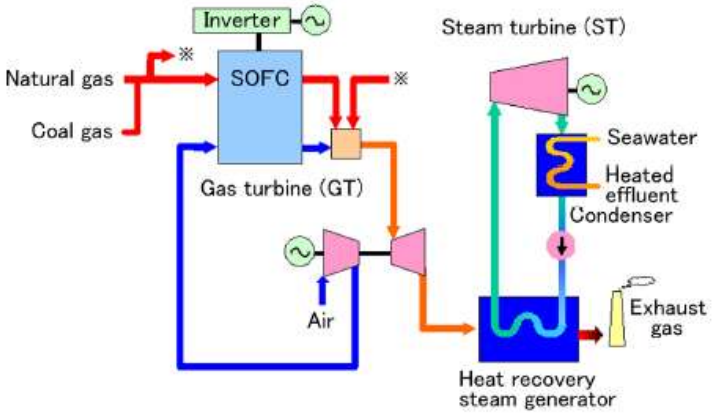


圖 1-12　SOFC-GT-ST 複合發電系統圖[10]

目前日本三菱重工於 2011~2014 年間進行 10 套 250 kW SOFC-MGT(Micro Gas Turbine)複合發電系統之驗證，如圖 1-13 所示。該系統使用家用瓦斯作為燃料，SOFC 電堆操作溫度約 900 ℃，操作壓力約 0.3 Mpa，一氧化氮(NO_x)之排廢量低於 15 ppm。且系統長時間耐久性結果，截至 2015 年止，系統最長運轉時數已超過 4,100 小時，總運行時間已達 5,067 小時。系統中 SOFC 電堆電壓衰減率可達 0 %/ 1,000 h 之水準，已可確認系統運轉穩定度。而系統發電效率可達 50.2 %(LHV)，且系統發電量部分，在 SOFC 電堆之交流發電量約為 183 kW-AC，而微型燃氣渦輪機(MGT)之交流發電量約為 23 kW-AC。未來該公司將持續進行安全性測試，以利拓展其商業用及工業用的混合式動力系統。預計 2017 年將推出工業級商業化 SOFC-MGT 發電系統，且未來朝向 1.3 MW SOFC-MGT 複合發電系統發展。

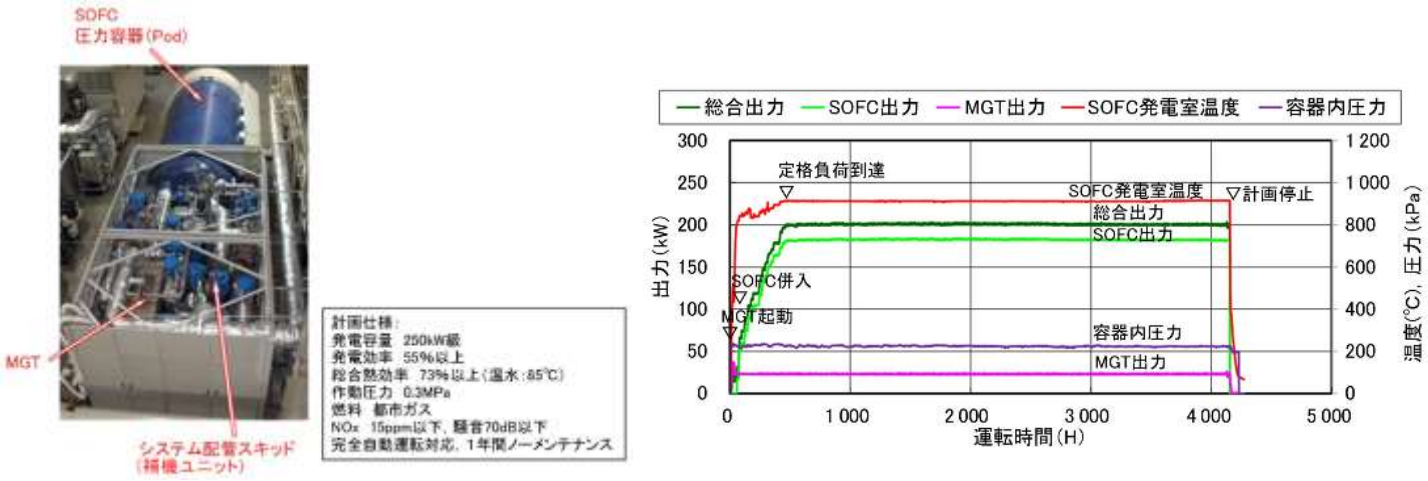


圖 1-13 三菱重工 SOFC-MGT 示範系統建構與驗證結果[11]

而該公司對於 SOFC-MGT 系統於市場上之應用亦有情境規劃，如圖 1-14 所示。該系統之應用情境主要與行動載具相關，亦即使用城市天然氣(City gas)作為系統料源，其一可經由系統產生之電力提供給電動載具(Electric Vehicle, EV)使用；另一則使用系統內之內重組/氫分離(Reformer/ H_2 separation)裝置，將獲得之氫氣提供作為燃料電池載具(Fuel Cell Vehicle, FCV)之燃料源；最後系統產生之餘熱，可作為後端餘熱發電或其他需熱之用途。此外，若不使用天然氣，亦可收集汙水處理廠中之汙泥(Sludge)作為原料，經過汙泥消化作用所產生具富含

甲烷之消化氣(60 % CH_4/ 40% CO_2)，並經過二氧化碳分離程序獲得高純度甲烷，以此作為系統燃料來取代原有使用城市天然氣之作法。

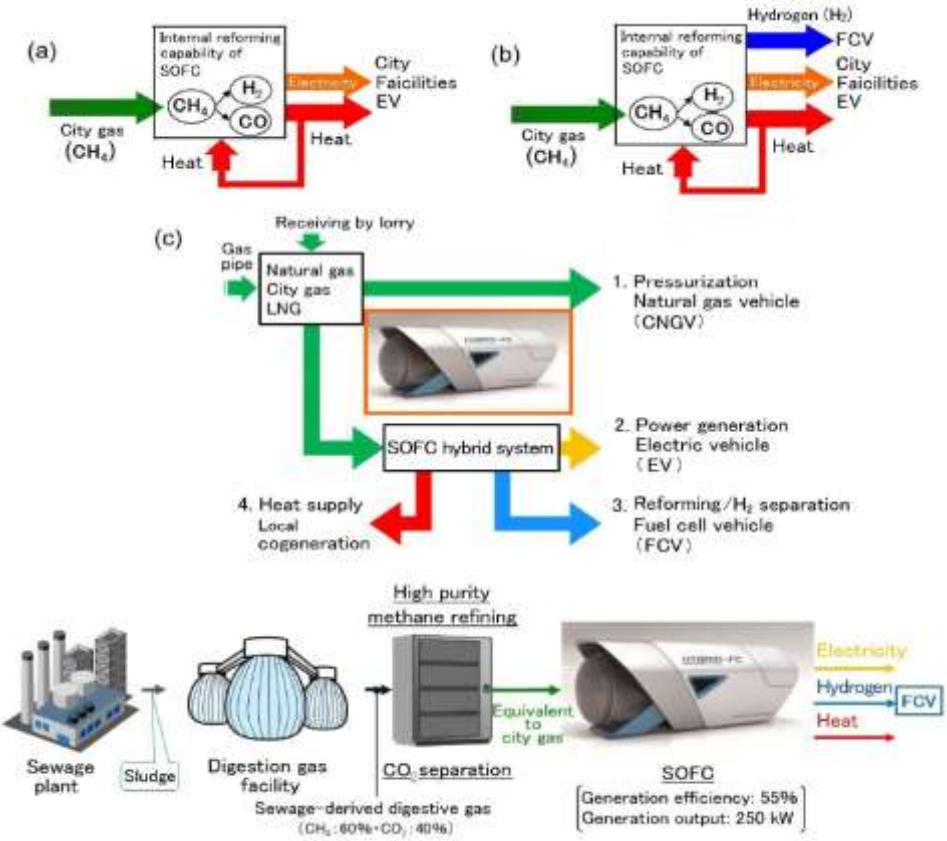


圖 1-14 三菱重工 SOFC-MGT 示範系統應用情境[11]

且依據三菱重工之發展藍圖規畫，如圖 1-15 所示，預計在 2020 年分別建置以天然氣為燃料之 800 MW 級，且發電效率達 70 %(LHV)之 SOFC 複合發電系統；另規劃以煤炭為燃料，使用整合氣化複循環技術(IGCC)搭配 SOFC，建置 700 MW 級，且發電效率達 60 %(LHV)之 SOFC 複合發電系統。

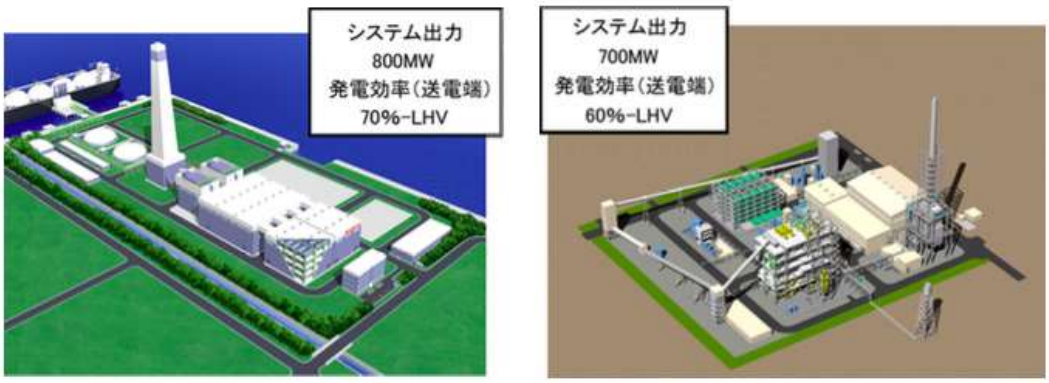


圖 1-15　2020 年三菱重工預計建置 SOFC-MGT 示範系統規模示意圖[12]

1.3計畫目標

本計畫擬建立一套以天然氣為燃料之 SOFC-ST 複合發電系統，其系統交流輸出功率至少可達 1.5 kW，且系統輸出電力可併接區域電網或市電。本計畫將由亞洲氫能公司與工研院綠能所合作，其中，亞洲氫能公司為 SOFC-ST 系統關鍵組件整合提供者，工研院綠能所則為 SOFC-ST 系統運轉技術驗證者。期藉本計畫成果，為台電公司建置全台第一套 SOFC-ST 複合發電示範驗證平台，透過系統實際系統負載測試和 30 天長時間運轉測試，評估 SOFC-ST 複合發電系統未來在微型智慧電網中區域定置型發電之電力供應匹配特性，亦可提供台電公司未來系統規模擴大之可衍生之效益與可行性依據。目前本計畫全期程已執行完畢，所欲達成之目標如下所示：

(1) 完成實驗場址之規劃與建置（**進度 100 %**）

(2) 完成 1 kW SOFC/NG-ST 系統建置規劃與組件購置（**進度 100 %**）

(3) 完成常用煤炭氣化數值模擬結果建置模擬氣資料庫（**進度 100 %**）

(4) 完成 1 kW SOFC/NG 系統整合與組裝作業（**進度 100 %**）

(5) 完成 1 kW SOFC/NG 系統控制程序建立與操作參數調校（**進度 100 %**）

(6) 進行 ST 裝置建立、運轉參數調校及性能評估與市電併接整合測試（**進度 100 %**）

(7) 完成煤炭氣化模擬氣進行單電池之電池性能測試與影響分析（**進度 100 %**）

(8) 進行 1 kW SOFC/NG-ST 系統運轉參數調校及性能評估與市電併接整合測試（**進度 100 %**）

稍後章節將針對上述計畫期程中欲達成之所有項目內容，依研究成果逐章進行詳盡內容解說。