

行政院原子能委員會
委託研究計畫研究報告

生質能聯網應用模式與工程化評估研究
The Microgrid for Biomass to Application Model and Engineering
Evaluation Research

計畫編號：108A005

受委託機關(構)：財團法人中華經濟研究院

計畫主持人：林俊旭 副主任

聯絡電話：(02) 2735-6006 轉 509

E-mail address：chlin@cier.edu.tw

研究期程：中華民國 108 年 3 月至 108 年 12 月

研究經費：新臺幣 77.5 萬元

核研所聯絡人員：唐培芳

報告日期：108 年 12 月 11 日

目 錄

目 錄	I
中文摘要	1
ABSTRACT	2
壹、計畫緣起與目的	3
貳、研究方法與過程	5
一、採用之方法、理論與原因	5
二、預計可能遭遇之困難及解決途徑	8
參、主要發現與結論	10
一、以各項生質能發電技術進行輔助服務可行性評估分析	10
二、國內外生質能市場趨勢	22
(一)全球生質能發電市場趨勢	22
(二)固態生質能市場發展概況	26
(三)氣態生質能市場發展概況	27
(四)液態生質能市場發展概況	29
(五)小結	30
三、生質能輔助服務系統案例	31
(一)台灣光采濕地智慧微型電網	31
(二)印度農村稻穀動力系統	33
(三)日本兵庫縣養父市生質能城鎮	35
四、生質能輔助服務系統發展情境	37
(一)園區情境	39
(二)公司情境	39
(三)智慧城市情境	40
五、國內外電能、生質能相關能源做為燃氣轉換案例，規劃可能情境	41
六、綜合分析情境規劃之質化風險評估與建立分析模板	55
七、結論	60

肆、參考文獻.....	61
-------------	----

中文摘要

不同於太陽光電或是風電，生質能因具備可儲存、可調節之特性，更適合擔任微電網或區域電網內確保短期穩定電源與輔助服務的角色。核研所內已完成國內首座可與台電併網的微電網設施，也擁有生質能製造設備與處理能力，若能整合既有相關技術，將更有利於後續落實分佈式能源的政策與佈建。

本案參考目前各國之生質能發展趨勢，依據我國國情在不同情境下，規劃出不同的發電規模，以作為新技術發展方向之建議。由於燃燒生質能仍有二氧化碳的排出，本計畫將針對最新的二氧化碳與氫合成甲烷再利用技術，進行可行性評估，期能擴大我國未來生質能應用的可能。

Abstract

Due to the availability of storable and adjustable properties, it is more suitable for short-term stable power supply and auxiliary services in microgrid or regional power grid than solar photovoltaic or wind power. The Institute of Nuclear Energy Research (INER) has built the pioneer microgrid facility that can be integrated into the Taipower system. INER also has the manufacturing equipment and processing capabilities of biomass. If integration of existed microgrid technology into biomass field achieved, it will be beneficial to implement policies and deployment of distributed generations (DGs).

Referring to the current development trend of biomass energy in various countries, this project will analyze different scales of power generation based on different national conditions and will provide some suggestions for the roadmap of new technologies. Since the biomass combustion still emits carbon dioxide, the latest recycling technology is the synthesis of methane from CO₂ and hydrogen. The project will conduct a feasibility assessment to expand possibilities for future bioenergy applications.

壹、計畫緣起與目的

台灣能源供應高度依賴國外進口，不利於國家能源安全，目前政府政策大力推動風力及太陽光電等再生能源，但風力及太陽能發電具間歇特性，不可忽視發展其他類型之自有再生能源以作為備援，眾多再生能源中，相對風光發電穩定的能源之一即為生質能發電。生質能範圍十分廣泛，除了來自工業、農業、林業和地方廢棄物，來自牲畜排泄物的沼氣，以及家庭、工業和農業等廢棄物，經掩埋、氣化、分解和發酵等處理程序所產生的燃料，尚有生質作物，加上目前全球節能減碳風潮正興，生質能發展不僅可提升能源產業技術，也可促進能源供應安全、振興農業經濟和環境保護。

換言之，生質資源是全球最大的自然資源，而生質料源因不同的生產流程而產生不同生質燃料，如做為定置型發電之用，也可做為交通運具的動力燃料使用，其用途相當廣泛且多元。依據 IEA 在 2018 年 5 月出版的報告「Integrated Biogas Systems」，透過厭氧消化所產生的沼氣，是屬於多應用功能的再生能源產物，可做為烹飪、加熱、冷卻及發電等用途，經過再處理後還可作為運輸載具的燃料來源。沼氣生產的主要來源為有機廢棄物，如掩埋場垃圾、都市有機垃圾、農林或畜牧廢棄物、工業廢棄物及沼氣產製之特定作物等，透過前述廢棄物的回收產生沼氣，除可做為能源供應來源，還可以減少廢棄物在廢棄過程溫室氣體（如甲烷氣體）的排放量。

有鑑於生質能發電可配合用電需求調整，相較其他類型再生能源，是一項可配合電網調度的發電選項，而現今再生能源電力

供應比重持續增加的，電網的電力調度與管理將更顯重要，也凸顯出生質能發電對維持電網供電穩定度的重要性，因此本計畫將蒐集國內外生質能市場趨勢及相關的生質能輔助服務系統之案例，規劃 3 種不同生質能輔助服務系統之發展情境，來有效推動國內生質能系統發展，並蒐集國內外生質發電之案例，從技術層面評估不同生質能發電之案例，從技術層面評估不同生質發電技術提供輔助服務之可行性，並試以核研所微電網形式規劃可能情境。

同時，在全球高度工業化下二氧化碳排放現已成為各國能源轉型的當前首要問題，面對溫室效益與日俱增，對自然環境破壞及氣候變遷加劇影響甚大，因此在能源使用選擇上，勢必突破過往思維，以降低對化石燃料的消耗。同時，化石燃料的開採與燃氣、燃煤等供給直接相關，以工業部門為首，對燃氣、燃煤仰賴程度甚大，且特定生產製程仍需以燃氣做為能源供應方式下，如何滿足燃氣需求又兼顧化石燃料低度使用及溫室氣體排放，已成為能源轉型過程刻正需面對之問題，因此本計畫將蒐集國內外電能、生質能相關能源做為燃氣轉換之案例，規劃可能情境，做為輔助能源發展參考。

貳、研究方法與過程

一、採用之方法、理論與原因

從技術層面評估不同生質能發電技術提供輔助服務之可行性，並考慮再生能源發電及負載特性，規劃 3 種不同生質能輔助服務系統之發展情境。電力供給主要工作為發電與輸配電，最重要的兩大考慮因素就是穩定與安全，而電力輔助服務就是為了維持電網的穩定與安全而提供的多樣性功能服務。「電力調度原則綱要」提及輸配電業應擬具各項輔助服務需求量之評估方式，並依其評估結果準備輔助服務容量，相關評估與準備資料之紀錄至少留存三年，以供查核。前項評估方式及結果，輸配電業應定期檢討之。輔助服務項目至少應包含調頻備轉容量、即時備轉容量、補充備轉容量、全黑啟動、無效電力及電壓調整。

依據台電「108 年輸配電業各項費率方案」之輔助服務定義：「輔助服務為維持電力供應安全與可靠、確保電力系統穩定、維持電力品質及因應偶發事故，提供調頻備轉容量、即時備轉容量、補充備轉容量、全黑啟動及其他（如調整電壓）等服務。」傳統的電力輔助服務由發電機提供，但近年間歇性能源在電網佔比漸增，加上各國積極發展智慧電網，促成了輔助服務技術與設備的演進。簡單而言，電力市場輔助服務是指為維持電力系統的安全穩定運行或恢復系統安全，以及為保證電能供應，滿足電壓、頻率質量等要求所需要的一系列服務。

本案將依核研所微電網形式，建立含一定再生能源占比之樣本電力系統，考慮再生能源發電及負載特性，規劃可能情境。

初步規劃情境之一如下圖 1，該情境考慮既有再生能源與未來可能增設之生質能發電設備，經由微電網調度員統一調度後，決定出售餘電或容量到市場，在系統安全無虞前提下，達到最大化經濟效益可行。

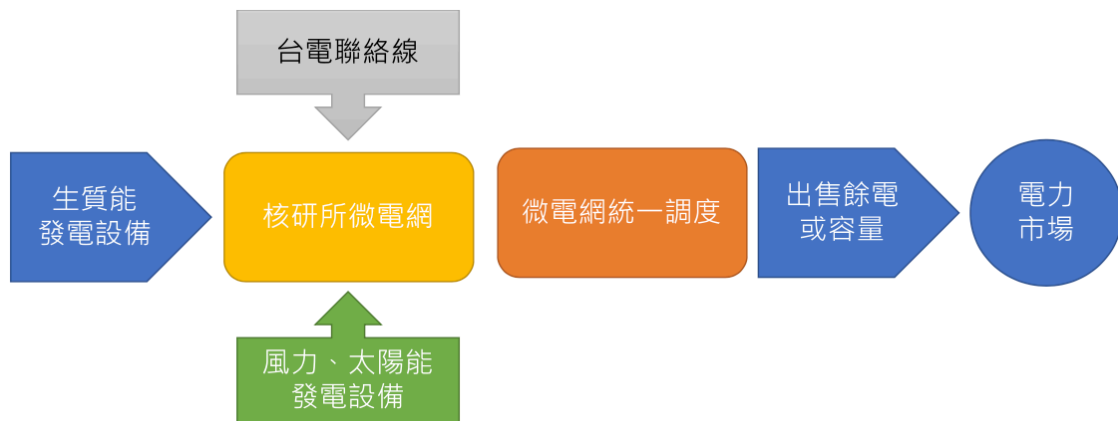


圖1 微電網規劃情境（資料來源:本團隊繪製）

本案將蒐集國內外生質能市場趨勢及相關的生質能輔助服務系統之案例，以一般常見的輔助服務項目有全黑啟動（Black Start）、頻率響應（Frequency Response）、虛功與電壓管理（Reactive Power and Voltage Management）、系統慣量（System Inertia）、備轉容量（Reserve Power）等，並參考台電「108 年輸配電業各項費率方案」之開放業務之可能費率情境組合表（如下表 1），考慮不同申請者形式，規劃 3 種不同生質能輔助服務系統之發展情境。

另外，為完整蒐集國內外生質能市場趨勢及相關的生質能輔助服務系統之案例，研究團隊將透過包括國際能源總署 IEA、國際再生能源機構 IRENA、彭博新能源財經資料庫 BNEF、21 世紀可再生能源政策 REN21 等報告，掌握最新國際生質能市場趨勢，以及相關

生質能輔助服務系統之案例資料；另外，研究團隊將配合國內技術發展情況，以及經濟可行性等因素，規劃3種不同生質能輔助服務系統之發展情境，以作為有效推動國內生質能系統發展的參考。

表1 開放業務之可能費率情境組合表

申請對象 (付費者)	申請服務	使用之電網系統註1	付費項目註2 (O：需付費；X：不需付費)			
			輔助 服務費	電力 調度費	轉供電能費	
					輸電	配電
再生能源發電業	併網型直供		O	O	X	X
	電能轉供	輸電系統	O	O	O	X
		配電系統			X	O
		輸電系統及配電系統			O	O
再生能源售電業	電能轉供	輸電系統	O	O	O	X
		配電系統			X	O
		輸電系統及配電系統			O	O
自用發電設備	電能轉供	輸電系統	O	O	O	X
		配電系統			X	O
		輸電系統及配電系統			O	O

註1：使用之電網系統判定原則：

(1)使用輸電系統：電源及其用戶皆位於輸電層級(69kV 以上)者屬之；(2)使用配電系統：電源及其用戶皆位於配電層級(22kV 以下)且同屬相同變電所者屬之；(3)使用輸電系統及配電系統：電源及其用戶一端位於輸電層級(69kV 以上)且另一端位於配電層級(22kV 以下)或電源及其用戶皆位於配電層級(22kV 以下)但屬不同變電所者屬之。

註2：付費項目依不同燃料別適用不同費率，參照表二、輪配電業各項費率一覽表。

資料來源：臺灣電力公司(2018)。

此次報告藉由質化方式將各情境規劃預期面臨之風險作為呈現，質化論述部分需經由命題的確立，透過資料證據加以驗證，進而獲得正確的解釋發現及研究預測。本報告以生質能發電為研究核心，藉由發電技術分析與輔助服務系統之發展調查，評估各情境可行性及風險，因此，在研究調查在資料選取需去蕪存菁，並採以比對（pattern-matching）方式獲得結論，以進而歸納出具信效度之評估報告。

二、預計可能遭遇之困難及解決途徑

本計畫預計可能遭遇之挑戰，主要在於電能及生質能做為燃氣轉換之經濟效率上，是否符合成本效益評估。如同世界各國當前電力供給多來自於蒸汽循環方式，將化石燃料的化學能透過燃燒反應產生熱能，並於鍋爐內加熱使水達到一定沸點後，使其生成為高溫、高壓之蒸汽，進而推動汽機，使成為轉動的機械能，再由發電機將機械能轉換成為電能，因此，此種產生電能做為各需求部門使用已蔚為主流，能否藉由質化論證，找出以化石能源以外產出方式，以其他能源形式轉換為燃氣，在成本效益及技術推廣是否具市場接受度，有鑑於此，研究團隊針對以上可能遭遇之困難與挑戰，將以廣泛蒐集國際資料庫資料，歸納產業趨勢報告及文獻對於生質能發展趨勢之分析，做為本計畫應用之參考，且加強各項發電技術與其特性研究，作為規劃情境之背景參考；唯因核研所微電網之電網結構、機組特性等參數事涉貴所電力系統安全，且許多電機相關研究

案尚在執行階段，基於保密原則，核儀組無法提供微電網之資料，故本案就一般性常見電網形式作為情境分析。

參、主要發現與結論

本案於工作年度內依據生質能聯網應用模式與工程化評估研究內容，以技術面、規劃、案例情境分別進行討論，完成之工作項目及具體成果，分述如下：

一、以各項生質能發電技術進行輔助服務可行性評估分析

生質料源因不同的生產流程而產生不同生質燃料，用途相當廣泛且多元，如做為定置型發電用，也可做為交通運具的動力燃料使用，一般常見的定置型生質能發電燃料有農林廢棄物、都市有機垃圾及沼氣等，而台灣定置型生質能發電燃料主要為都市有機垃圾及沼氣等兩類。

配合我國定置型生質能發電之發展，經濟部透過再生能源發展條例訂定優惠的再生能源電能躉購費率，給予發電獎勵補助，最新計算公式與費率已於 108 年二月行文至各縣市地方政府與相關產業協會，廢棄物發電最新躉購費率為 3.8945 度/元，無厭氧及有厭氧消化設備之生質能沼氣發電廠分別為 2.5765 及 5.0874 度/元。除前述優惠的躉購費率外，經濟部、農委會及環保署等單位分別提出「經濟部沼氣發電系統推廣計畫補助作業要點」、「養豬產業振興發展計畫-推動養豬場沼氣再利用(發電)計畫」及「推動設置畜牧糞尿資源化設備處理其他畜牧場畜牧糞尿計畫」，希望可加強推動生質能沼氣發電。

丹麥為推動生質能的先驅，該政府 1920 年即由廢水處理廠產生沼氣提供熱能。1945 年起，發展農場沼氣發電廠以提供能源。1970 年代因石油危機之故，開始積極研究及發展沼氣產生及應

用。自 2008 年起推動「能源協議及綠色成長戰略（Energy Agreement and Green Growth Strategy）」，研擬鼓勵沼氣投資基金之設置，並於 2012 年推動「新能源協議（New Energy Agreement）」，正式設置基金鼓勵沼氣再利用作為電力生產、熱能生產、沼氣純化與天然氣網聯結、工業製程及運輸燃料等用途。因此，丹麥自 2012 年起沼氣產生量大幅增加，其中以農業工廠所佔比例最高且增加幅度最大，產氣料源包括禽畜糞、廢蔬果、穀類作物廢棄物、秸稈等。

臺中市政府亦打造全臺首座生質能源廠，鄰近花博外埔園區的「外埔綠能生態園區」試營運，透過廚餘厭氧及稻桿氣化發電雙核心綠能技術，將生廚餘及稻桿加以利用，有效落實循環經濟的理念。綠能生態園區完工後，全量運轉可處理每年生廚餘 5 萬 4,000 噸、稻稈及農業資材 5 萬公噸，未來園區每年發電量約 3,300 多萬度，約可提供 9,000 多戶一年的用電量，能延長焚化爐年限，解決農民露天燃燒空汙的問題，花博期間及展期結束後，也可協助處理花卉殘渣、稻稈等農業資材。

然在各國積極推動再生能源及節能減碳政策下，更由於民眾環保意識抬頭，限制了傳統火力燃煤電廠的設置及運作，能源結構將有大幅轉變，未來太陽光電與風力發電大量併網，首先面臨的是發電間歇性對電網運轉、調度之衝擊及影響電網供電可靠度與品質，再生能源需要火力電廠彈性支援，而非自身單獨可做為基載使用，當再生能源大量併網後，由於間歇供電特性，需要有更多能與之配合的傳統電廠。

生質能發電可配合用電需求調整，相較其他類型再生能源，是一項可配合電網調度的發電選項，例如透過定置型生質能發電協助電網電力調度，而未來電網之再生能源電力占比持續增加，預期將會取代部分傳統電力，而不同再生能源各有間歇性、不穩定出力、不易預測性等特性，隨著再生能源佔比的提高將造成電力系統運轉、調度、供電可靠度與電力品質及安全的問題，電力調度與管理更顯重要，能夠協助穩定維持電網供電穩定度的生質能發電更顯重要，也擴大了未來生質能發電的市場需求。

REN21 在 2018 年所發布的「Renewables 2018 Global Status Report - REN21」(如下圖 2)，該報告提及生質能發電廠的新技術投資比例逐年下滑，且歷年金額遠遠落後風力發電、太陽光電等再生能源。除了再生能源發電間歇性對於電力供給端的挑戰外，由於如太陽光電及風力發電均不需額外投入燃料成本，故其邊際成本為零，這種零邊際成本的特性，在國外自由的電力市場，對電力供應的成本有很大的衝擊，成本的改變亦會影響到需求端的使用結構，因此未來當台灣再生能源大量併網且電業陸續自由化後，整個電力的供需結構都將有所改變。

■ TABLE R26. Global Trends in Renewable Energy Investment, 2007-2017

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
	Billion USD										
New Investment by Stage											
Technology Research											
Government R&D	2.7	2.8	5.4	4.9	4.8	4.7	5.2	4.5	4.4	5.1	5.1
Corporate R&D	3.2	3.6	3.8	3.9	4.5	4.2	4.0	3.9	4.2	4.2	4.8
Development / Commercialisation											
Venture capital	2.1	3.3	1.6	2.7	2.7	2.6	1.1	1.1	1.5	1.0	1.0
Manufacturing											
Private equity expansion capital	3.5	6.9	3.2	5.5	2.4	1.7	1.4	1.7	1.8	1.7	0.8
Public markets	20.8	10.8	12.7	10.8	9.9	4.0	10.2	15.1	12.0	6.1	5.7
Projects											
Asset finance	115.1	135.6	120.4	155.2	190.1	169.4	159.3	201.3	252.4	215.6	216.1
(re-invested equity)	2.6	3.6	1.9	1.5	1.8	2.6	1.0	3.3	6.1	2.9	3.1
Small-scale distributed capacity	14.0	22.1	33.0	62.2	75.2	71.6	54.4	60.0	53.2	43.1	49.4
Total New Investment											
	158.9	181.4	178.3	243.6	287.8	255.5	234.4	284.3	323.4	274.0	279.8
Merger & Acquisition Transactions											
	59.1	61.3	65.1	60.0	74.0	66.9	68.1	88.1	98.4	115.5	114.0
Total Transactions											
	218.0	242.7	243.3	303.6	361.8	322.4	302.5	372.3	421.8	389.5	393.8
New Investment by Technology											
 Solar power	38.7	61.5	64.0	103.3	158.1	140.5	119.9	145.3	179.3	136.5	160.8
 Wind power	60.9	74.8	79.5	101.5	87.2	83.6	86.4	110.7	124.7	121.6	107.2
 Biomass and waste-to-energy	22.9	17.5	15.1	16.9	20.2	15.8	14.0	12.7	9.4	7.3	4.7
 Hydropower <50 MW	6.5	7.6	6.2	8.2	7.6	6.5	5.8	7.0	3.6	3.9	3.4
 Biofuels	27.4	18.2	10.2	10.6	10.6	7.2	5.2	5.2	3.5	2.1	2.0
 Geothermal	1.7	1.7	2.8	2.9	3.9	1.6	2.8	2.9	2.5	2.5	1.6
 Ocean energy	0.8	0.2	0.3	0.2	0.2	0.3	0.2	0.3	0.2	0.2	0.2
Total New Investment											
	158.9	181.4	178.3	243.6	287.8	255.5	234.4	284.3	323.4	274.0	279.8

Source: See endnote 26 for this section.

圖2 可再生能源全球重點報告摘要（REN21，2018）

在傳統電力調度的觀念中，因其分散式電源（Distributed Generator, DGs）的間歇性、不可預測性等發電特性，會被系統運轉調度者認定為不可調度之能源，但隨著未來政府能源政策大力推動再生能源，再生能源裝置量將大量佈建，如圖 3 所示，電網將由傳統之集中式管理轉變為區域的微電網形式，除了再生能源相關的併網法規需要調整，再生能源參與市場運作的機制更刻不容緩，其中之一就是允許 DG 參與批發市場競價或提供輔助服務，藉以舒緩大量再生能源或集中式發電（Centralized Generation）併網可能對輸電或配電網路之衝擊。

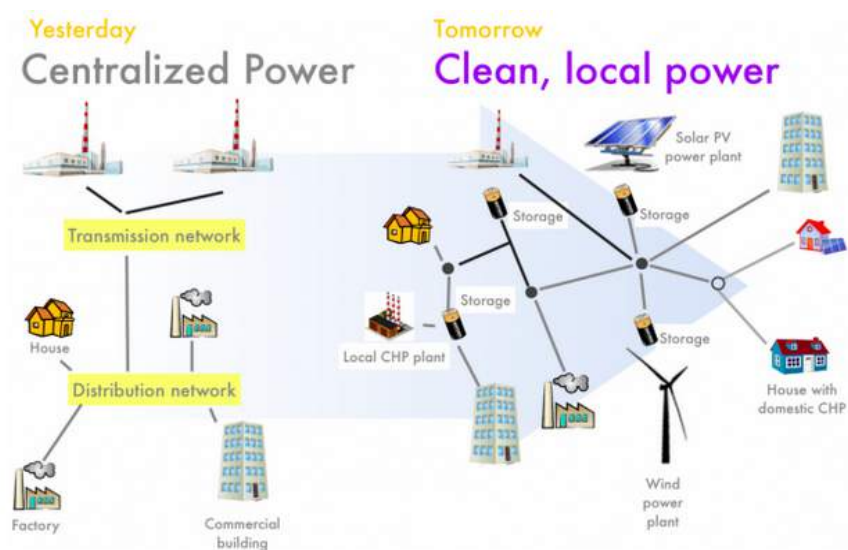


圖3 集中式與分散型電網結構示意圖

微電網中常包含風力、太陽能、生質能發電等再生能源發電，以本案研究標的生質能發電為例，其燃料轉換技術分別有固態衍生燃料技術、熱轉換液化技術以及氣化技術，轉換技術生成產物分別為生質造粒、生質柴油以及生質甲烷等，若將其

用於生質發電，可由發電燃料物質型態，分別將其類比為如圖 4 所示之燃煤、燃油及燃氣等以燃料分別的傳統火力發電技術。

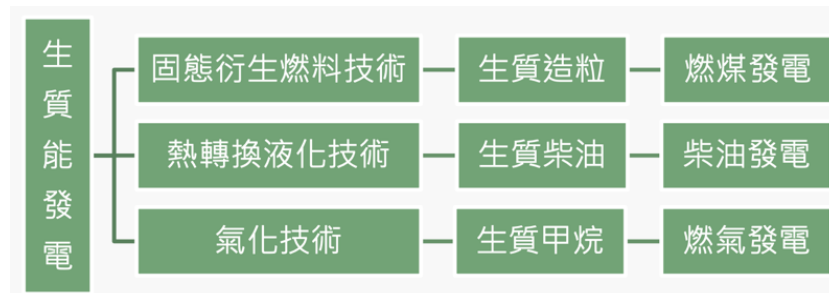


圖4 生質能發電與燃料轉換技術

前述不同料源轉換技術產物具備不同熱值，若搭配下列不同原動機型式：

- Ø 往復式引擎（Reciprocating engines）
- Ø 汽輪機（Steam turbine）
- Ø 燃氣輪機（Gas turbines）
- Ø 微型燃氣輪機（Microturbines）
- Ø 燃料電池（Fuel cells）

其發電能力可由 kW 至 MW 不等，下表 2 即為各種不同原動機型式發電之優、缺點及可行裝置容量大小。

以微型燃氣輪機（Microturbines）為例，其單機裝置容量可由 30kW 至 250kW，若以多部機組串接形式，也可達到 1,000kW 等級，微型燃氣輪機具有便利搬運、體積不大、重量輕巧、低污染排放、不需冷卻系統等優點，但也具備了高成本、機械效率較低、僅能用於較低溫製程等缺點。

表2 不同原動機形式發電之優缺點及可裝置容量大小

CHP system	Advantages	Disadvantages	Available sizes
Spark ignition (SI) reciprocating engine	- High power efficiency with part-load operational flexibility. - Fast start-up.	- High maintenance costs. - Limited to lower temperature cogeneration applications.	1 kW to 10 MW in DG applications
Compression ignition (CI) reciprocating engine (dual fuel pilot ignition)	- Relatively low investment cost. - Has good load following capability. - Can be overhauled on site with normal operators. - Operate on low-pressure gas.	- Relatively high air emissions. - Must be cooled even if recovered heat is not used. - High levels of low frequency noise.	High speed (1,200 RPM) ≤4MW < 80 MW for Low speed (60-275 RPM)

CHP system	Advantages	Disadvantages	Available sizes
Steam turbine	- High overall efficiency – steam to power. - Can be mated to boilers firing a variety of gaseous, liquid or solid fuels. - Ability to meet more than one site heat grade requirement. - Long working life and high reliability. - Power to heat ratio can be varied.	- Slow start up. - Very low power to heat ratio. - Requires a boiler or other steam source.	50 kW to several hundred MWs
Gas turbine	- High reliability. - Low emissions. - High grade heat available. - No cooling required.	- Require high pressure gas or in-house gas compressor. - Poor efficiency at low loading. - Output falls as ambient temperature rises.	500 kW to 300 MW
Microturbine	- Small number of moving parts. - Compact size and light weight. - Low emissions. - No cooling required.	- High costs. - Relatively low mechanical efficiency. - Limited to lower temperature cogeneration applications.	30 kW to 250 kW with multiple unit packages up to 1,000 kW
Fuel cells	- Low emissions and low noise. - High efficiency over load range. - Modular design.	- High costs. - Fuels require processing unless pure hydrogen is used. - Sensitive to fuel impurities. - Low power density.	5 kW to 2 MW

承上，綜整不同類型 CHP 發電機組之典型參數比較（如表 3），火力發電依不同原動機型式、發電機裝置容量與種類，升降載率、啟停機時間、效率等發電特性會有不同表現，其建置成本、運維成本、可用率等經濟可行性分析，與排放氣體種類之環保限制，亦依不同原動機型式而有差異（如表 4 所示之不同類型發電機組之典型升降載率及起停機時間）。

表3 不同類型 CHP 發電機組之典型參數比較

Table 1-3. Comparison of CHP Technology Sizing, Cost, and Performance Parameters

Technology	Recip. Engine	Steam Turbine	Gas Turbine	Microturbine	Fuel Cell
Electric efficiency (HHV)	27-41%	5-40+ ²	24-36%	22-28%	30-63%
Overall CHP efficiency (HHV)	77-80%	near 80%	66-71%	63-70%	55-80%
Effective electrical efficiency	75-80%	75-77%	50-62%	49-57%	55-80%
Typical capacity (MW _e)	.005-10	0.5-several hundred MW	0.5-300	0.03-1.0	200-2.8 commercial CHP
Typical power to heat ratio	0.5-1.2	0.07-0.1	0.6-1.1	0.5-0.7	1-2
Part-load	ok	ok	poor	ok	good
CHP Installed costs (\$/kW _e)	1,500-2,900	\$670-1,100	1,200-3,300 (5-40 MW)	2,500-4,300	5,000-6,500
Non-fuel O&M costs (\$/kW _h)	0.009-0.025	0.006 to 0.01	0.009-0.013	0.009-.013	0.032-0.038
Availability	96-98%	72-99%	93-96%	98-99%	>95%
Hours to overhauls	30,000-60,000	>50,000	25,000-50,000	40,000-80,000	32,000-64,000
Start-up time	10 sec	1 hr - 1 day	10 min - 1 hr	60 sec	3 hrs - 2 days
Fuel pressure (psig)	1-75	n/a	100-500 (compressor)	50-140 (compressor)	0.5-45
Fuels	natural gas, biogas, LPG, sour gas, industrial waste gas, manufactured gas	all	natural gas, synthetic gas, landfill gas, and fuel oils	natural gas, sour gas, liquid fuels	hydrogen, natural gas, propane, methanol
Uses for thermal output	space heating, hot water, cooling, LP steam	process steam, district heating, hot water, chilled water	heat, hot water, LP-HP steam	hot water, chiller, heating	hot water, LP-HP steam
Power Density (kW/m ²)	35-50	>100	20-500	5-70	5-20
NO _x (lb/MMBtu) (not including SCR)	0.013 rich burn 3-way cat. 0.17 lean burn	Gas 0.1-.2 Wood 0.2-.5 Coal 0.3-1.2	0.036-0.05	0.015-0.036	0.0025-.0040
NO _x (lb/MWh _{TotalOutput}) (not including SCR)	0.06 rich burn 3-way cat. 0.8 lean burn	Gas 0.4-0.8 Wood 0.9-1.4 Coal 1.2-5.0.	0.52-1.31	0.14-0.49	0.011-0.016

² Power efficiencies at the low end are for small backpressure turbines with boiler and for large supercritical condensing steam turbines for power generation at the high end.

資料來源:EPA, Catalog of CHP Technologies, 2015

表4 不同類型發電機組之典型升降載率及起停機時間

Typical MW/minute Ramping Capability			
Type	Ramp Rate	Down Time	Up Time
Solar	200 MW/min	0.5 min	0.5 min
Pump Hydro	200 MW/min	0.5-1 min	0.5-1 min
Hydro Reservoir	150 MW/min	1-5 min	1-5 min
Wind	30-60 MW/min	1-2 min	1-2 min
Gas Turbine	20-50 MW/min	2-20 min	2-20 min
Nuclear	20 MW/min	1 hr	1 hr
Ngas / Steam	10-20 MW/min	1 hr	1 hr
Oil / Steam	1-7 MW/min	2-10 hr	4-12 hr
Coal / Steam	2-4 MW/min	4-48 hr	8-24 hr

如下表 5 所示，不同類型發電機組可提供各式輔助服務之能力，服務項目如下：

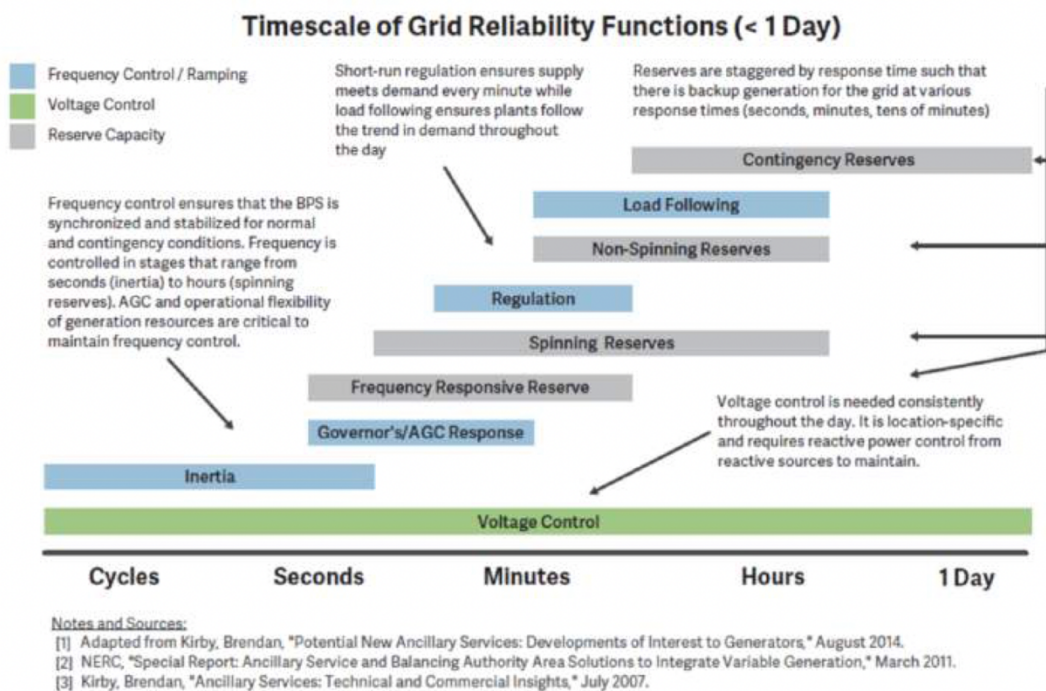
- Ø 頻率調節 (Frequency Response)
- Ø 虛功調節 (Reactive Power)
- Ø 電壓支撐 (Voltage Management)
- Ø 系統慣量 (Inertia)
- Ø 備轉容量 (Reserve Power)

因此類比於火力發電的生質發電，在符合成本預算及裝設空間規劃的情況下，滿足必要負載前提下，若有冗餘電力，可依其發電特性提供系統所需之輔助服務，不同輔助服務作用時間如圖 5 所示，由微秒至小時以上等級皆有。

表5 不同類型發電機組可提供輔助服務之能力

Generation source	Nuclear	Inter-connector	Wind	Thermal (Gas, coal & biomass)	Solar	Batteries	Pumped Storage
Frequency response	Partial	Yes	Partial	Yes	No	Yes	Yes
Reactive power	Yes	Yes	Partial	Yes	No	Yes	Yes
Voltage management	Yes	Yes	Partial	Yes	No	Yes	Yes
Inertia	Yes	No	No	Yes	No	No	Yes
Reserve power	No	Yes	Partial	Yes	No	Yes	Yes

資料來源: <https://www.drax.com>



Source: Analysis Group, *Advancing Past "Baseload" to a Flexible Grid*, June 2017

資料來源: Reishus Consulting LLC, *Electricity Ancillary Services Primer*, 2017

圖5 不同輔助服務之作用時間

本案以一具有高再生能源佔比之微電網系統說明，假定電網中具有大量的太陽光電及一座生質燃氣發電廠，若不幸於中午日照量最強時發生雲遮效應，伴隨而生的太陽光電發電量驟降，勢必造成系統電壓與頻率變化（如下圖 6 中 0 秒發生的頻率下降），此時生質燃氣發電廠即可提供系統慣量、頻率調節、電壓支撐等輔助服務，維持供電可靠度與供電品質，使系統頻率不至崩潰造成系統全停電（如下圖 6 中 0 至 10 間秒發生的頻率爬升）。

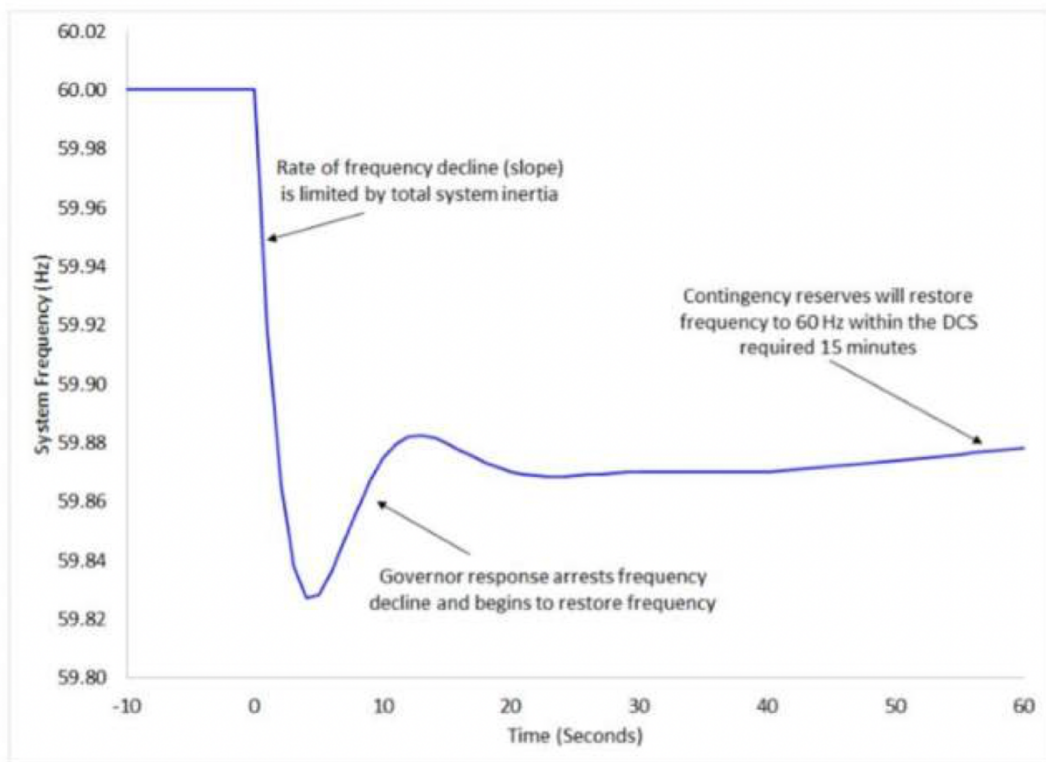


圖6 發生發電量驟降的電力系統頻率變化

未來能源轉型過程中，不同原動機型式之生質能發電機組若具備下列能力，即有提供作為輔助服務之潛力：

- Ø 具有操作彈性
- Ø 可提供轉動慣量
- Ø 具向下調節能力
- Ø 地理分布較廣

如下圖 7，若可提升供給端之彈性（Supply Side Flexibility），可提供輔助服務的時間範圍也會相對地提升，如生質發電搭配儲能設備，即是一種增加機組操作彈性的方式。

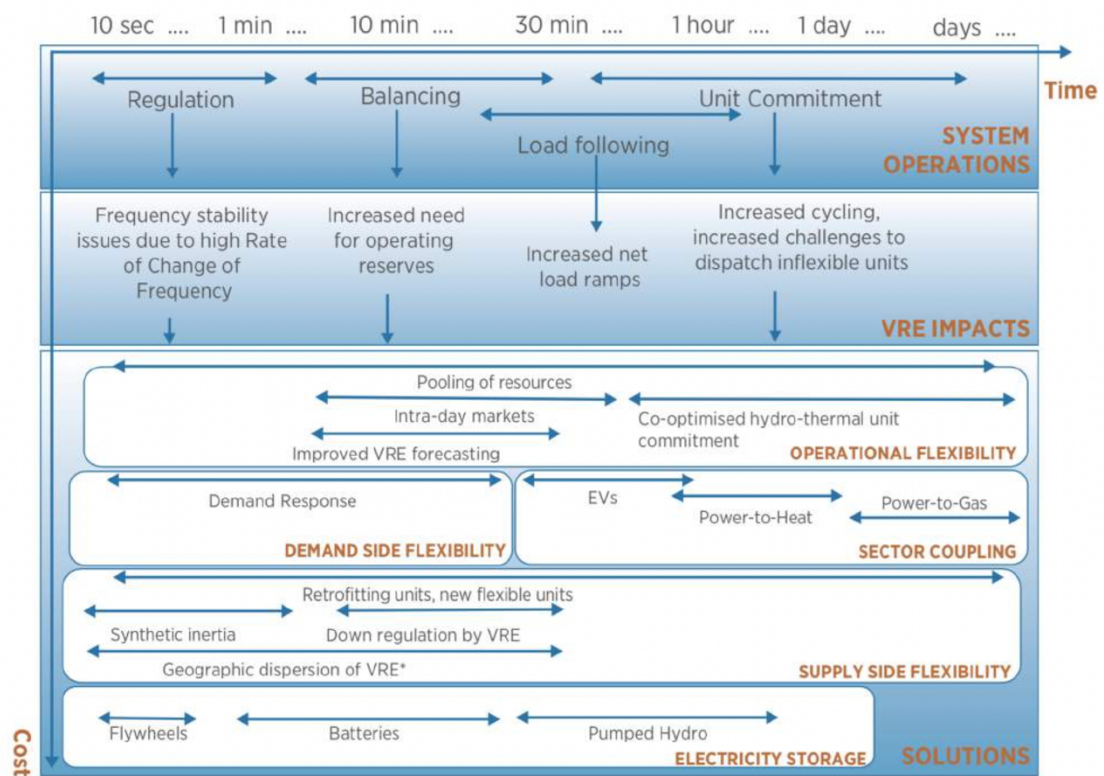


圖7 提高再生能源戰占比之解決方案

資料來源: IRENA, Power System Flexibility For The Energy Transition, 2016

二、國內外生質能市場趨勢

生質燃料多元，不僅可供動力燃料使用，亦可作為發電燃料使用，例如常見的定置型生質能發電，即有提供輔助服務系統之潛力，生質能輔助服務系統發展情境可由全球生質能發電市場趨勢、固態生質能市場發展概況、氣態生質能市場發展概況、液態生質能市場發展概況及全球生質精煉產品市場趨勢等窺知一二。

(一)全球生質能發電市場趨勢

根據 REN21 (2019) 「Renewables 2019 Global Status Report」報告內容彙整，如表 6 所示，2018 年各項再生能源指標之中，依電力面向來看，2018 年全球生質能發電裝置容量（包括固態生質能發電裝置容量與沼氣發電裝置容量）較 2017 年成長 7.44%，達到 130GW，其中新增裝置容量為 9GW，全球生質能發電量則成長 9.21%，達到 581TWh。就運輸面向而言，生質酒精及生質柴油之年產量則略為成長，2018 年之年產量分別為 1,120 億公升及 340 億公升。

REN21 (2019) 也指出 2018 年全球生質能發電量排名前 5 大國家依序為中國大陸（91.0TWh）、美國（69.0TWh）、巴西（54.0TWh）、德國（51.0TWh）及印度（50.0TWh），其中巴西超越德國成為全球生質能發電量第 3 大國家，印度則取代日本成為全球生質能發電量第 5 大國，如表 7 所示。

表6 2018 年再生能源指標

項目	單位	2017	2018
投資			
再生能源電力與燃料之新增投資	10 億美元	326.0	289.0
電力			
再生能源裝置容量(總計，不含水力發電)	GW	1,081.0	1,246.0
再生能源裝置容量(總計，含水力發電)	GW	2,197.0	2,378.0
水力發電裝置容量	GW	1,112.0	1,132.0
生質能發電裝置容量	GW	121.0	130.0
生質能年發電量	TWh	532.0	581.0
地熱發電裝置容量	GW	12.8	13.3
太陽能裝置容量	GW	405.0	505.0
聚熱式太陽能發電裝置容量	GW	4.9	5.5
風力發電裝置容量	GW	540.0	591.0
熱能			
太陽能熱水器裝置容量	GWth	472.0	480.0
運輸			
生質酒精年產量	10 億公升	104.0	112.0
生質柴油年產量	10 億公升	33.0	34.0
氫化植物油年產量	10 億公升	6.2	7.0

註：由於 REN21 之全球再生能源現況報告彙整各種不同資料來源資訊，每年會追溯調整及修正過去年度各項數據，數字可能會略有差異，本表過去年度各項數據皆以最新版報告為準。

資料來源：REN21 (2019), “Renewables 2019 Global Status Report”

表7 2018 年全球生質能發電量排名前 5 大國家

排名	國家	生質能發電 裝置容量 (GW)	生質能發電量 (TWh)
1	中國大陸	17.8	91.0
2	美國	16.2	69.0
3	巴西	14.7	54.0
4	德國	8.4	51.4
5	印度	10.2	50.0
前 5 大合計		67.3	315.0
全球合計		131	591

資料來源：REN21 (2019), “Renewables 2019 Global Status Report”

中國大陸仍維持前幾年快速成長的趨勢，2018 年生質能發電裝置容量成長 21%，發電量也成長率 14%，中國大陸生質能發電成長主要是受到十三五計畫（2016-2020）影響；美國是 2018 年全球生質能發電裝置容量與發電量第二大國，但因為缺乏強而有力政策驅動，以及來自其他再生能源競爭增加影響，部分生質能電廠在供應合約到期時，並未選擇續簽而是關閉電廠，使得過去 10 年生質能發電量並沒有明顯增加。

2018 年巴西為全球生質能發電量第三大國，也是南美洲最大生質能電力供應國，其生質能發電料源大多來自甘蔗渣（纖維狀甘蔗廢棄物）。德國為歐洲主要生質能發電主要市場（主要來自沼氣發電），由於德國生質能 FIT 費率不像過去有利，使得 2014 年後成長趨緩，2018 年發電量成長甚至不到 1%。印度因 FIT 誘因，2018 年生質能發電裝置容量達到 16.2GW，成長 16%，生質能發電量為 29TWh（成長 25%）。

此外，在 IEK 報告中分析生質能發電市場的推動力主要因素為，因國際氣候公約之約束下，各國應會持續積極落實再生能源發展，且政策將持續推動，讓投資人對再生能源市場保持信心；也因為全球國際氣候公約的關係，限制了燃煤電廠的設置及運作，促使原有的電廠對燃煤與生質物混燒技術需求增加。近年混燒技術也有所突破，讓固態生質燃料的熱值越來越接近燃煤，有助於加快燃煤電廠轉型的進程。關於生質能相關補貼措施，各國大都持續進行中，且部分國家針對生質能發電及熱利用部分擬定配額的措施，對於生質能電廠的市場信心也是有所幫助的。

生質能發電可配合用電需求調整，相較其他類型再生能源，是一項可配合電網調度的發電選項，而現今再生能源電力供應比重持續增加的，電網的電力調度與管理將更顯重要，也凸顯出生質能發電對維持電網供電穩定度的重要性，更擴大生質能發電的市場需求。

該份報告也點出生質能發電市場的發展阻力，雖各國仍持續進行再生能源政策推動，但因為全球性的經濟衰退問題，部分國家降低或暫停對生質能發電的誘因，導致預期收益發生不確定性，使得投資人對於生質能發電投資產生遲疑，讓金融投資機構也持觀望的態度，其支持意願相對不高。近年太陽光電設置成本大幅降低，且相關政策措施持續推動，吸引許多投資者投入太陽光電市場;部分國家陸續將生質能發電廠的政策退場，且國際能源價格走低，影響生質能發電廠營運獲利，造成生質能發電市場發展趨緩。

(二)固態生質能市場發展概況

固態生質燃料在應用上，包括：工業供熱、家庭供暖，以及發電，尤其大型生質能發電主要以固態生質燃料作為發電燃料，常見燃料包含：都市廢棄物、農林剩餘資材或種植專門能源作物，這些燃料也能透過加工及運輸，應用在最具海外商機的市場，例如：生質顆粒燃料透過國際貿易，經常用於大型電廠、與燃煤混燒、以及汽電共生系統。目前都市廢棄物作為電力或供熱燃料的技術已相當成熟，在歐洲及日本的推動方向，主要用於改善廢棄物管理與減少廢棄物送到垃圾掩埋場的數量，同時以生質能源取代化石燃料。

由於都市化導致廢棄物增加，進而產生廢物處理問題，因此都市廢棄物轉能源在部分新興及發展中國家更廣泛地應用，例如：中國大陸以廢棄物轉能源作為垃圾掩埋場的替代方案。焚化爐發電也開始在亞洲其他地區與非洲進行開發，例如：塞爾維亞的 Addis Ababa 於 2017 年開始興建廢棄物轉能源廠，其產能預計每天可處理 1,400 噸都市廢棄物，每年約可產生 185GWh 電力（相當於 1.85 億度電），足以滿足 25%住宅用電需求。法國 Suez 公司（廢棄物管理公司）在泰國春武里府（Chonburi）開始興建一座裝置容量為 8.63MW 的工業廢物轉能源電廠，預計每年將可處理約 10 萬噸廢棄物。

除了上述新興及發展中國家，已開發國家也利用區域廢棄物發展生質能之應用，如：英國設立於 Sandwich 的一座 27MW 汽電共生廠，以當地木材作為燃料，供應鄰近商業、工業園區及約 5 萬戶家庭所需熱能與電力。荷蘭 Duiven 正在興建一座 15MW 汽電

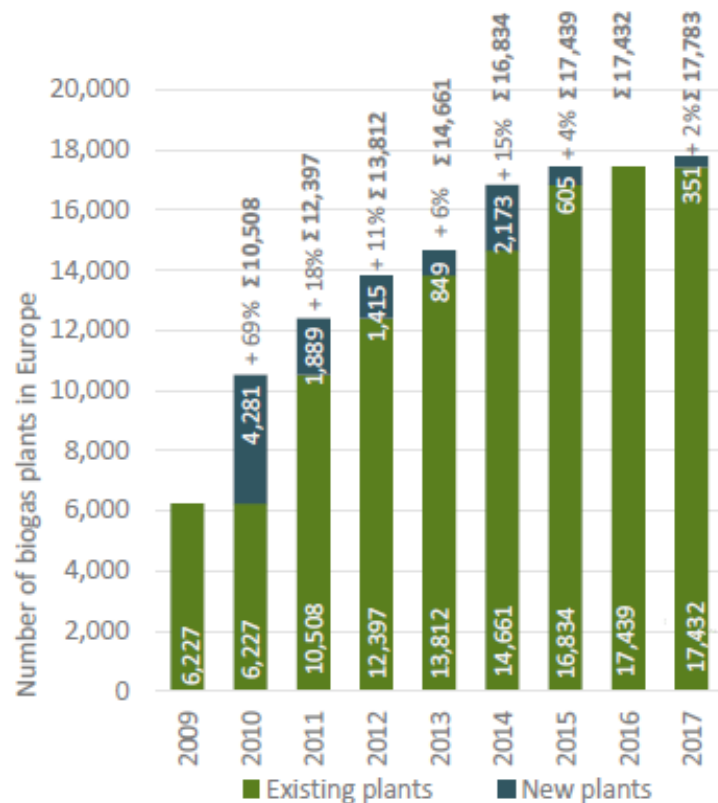
共生廠，完工後將以都市木質廢棄物作為燃料，向動物飼料廠提供熱能、電力與蒸汽，剩餘電力則銷售至國家電網。日本造紙廠開始於石卷市生質能電廠投產，以當地森林剩餘資材、以及來自亞洲與北美之木顆粒為燃料。東芝宣布與福岡縣三河燃煤電廠合作興建一座 44MW 生質能電廠，預計於 2019 年投產。同時，住友重工（Sumitomo Heavy Industries）正於福岡縣荳田町興建一座 75MW 生質能電廠，採用循環流體化床鍋爐。

全球工業用木顆粒（主要用於電廠）及供暖用木顆粒的產量與貿易量持續擴大。2018 年產量估計達到 3,500 萬公噸（2017 年約 3,000 萬公噸），美國為最大木顆粒生產國與出口國，2018 年底共有 83 家營運中木顆粒廠，每年約可供應 1,060 萬公噸木顆粒，2018 年實際產量為 730 萬公噸（2017 年產量為 530 萬公噸），其中 540 萬公噸出口至其他國家，出口量成長 16%，主要出口至歐洲，又以英國居多，雖然出口至丹麥、義大利與荷蘭之數量有大幅成長。2018 年加拿大木顆粒出口量約 270 萬噸，主要同樣是出口至英國（160 萬噸，占加拿大木顆粒出口量 60%），日本為另一個主要市場（60 萬噸，占加拿大木顆粒出口量 24%）。俄羅斯同樣也是木顆粒主要生產國及出口國，2018 年產量為 360 萬噸，出口則呈現連續兩年成長 30%。

（三）氣態生質能市場發展概況

氣態生質燃料目前仍以沼氣為主，沼氣可以進一步去除二氧化碳及其他氣體，成為生質甲烷。歐洲方面，根據 European Biogas Association（以下簡稱 EBA）對歐洲沼氣工廠之統計，截至 2017

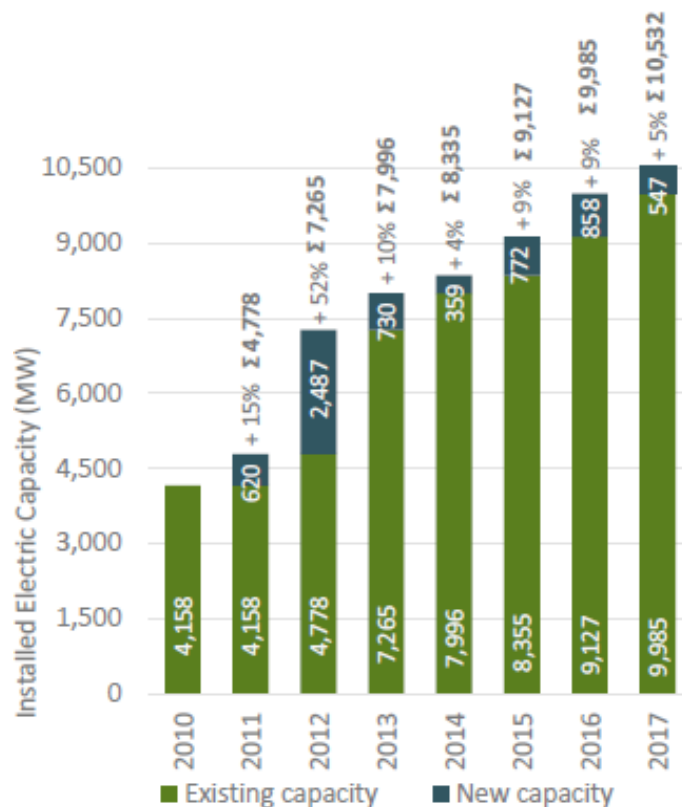
年止，歐洲營運中沼氣工廠共計 17,783 家，較 2016 年成長 2%，而其中 351 家為當年度新增家數（詳見圖 8）。雖然歐洲沼氣工廠數量自 2015 年呈現穩定狀態，但裝置容量仍持續成長，2017 年已達到 10,532MW，當年度新增裝置容量為 547MW，較 2016 年成長 5%（詳見圖 9）。歐洲目前共有 540 座生質甲烷廠，2017 年產量為 19,352GWh，法國因推動生質甲烷補貼計畫，使法國成為成長最多之國家，但部分市場受到法規改變使得補貼受到影響，成長已減緩。



註：因部分歐洲國家分類範疇變更，2016 年數字修正為 17,432 家。

資料來源：European Biogas Association (EBA)

圖8 歐洲營運中沼氣工廠家數



資料來源：European Biogas Association (EBA)

圖9 歐洲沼氣發電裝置容量

(四)液態生質能市場發展概況

液態生質燃料主要作為運輸用燃料，通常與傳統運輸燃料(例如:汽油或柴油)混合使用。2018 年全球液態生質燃料產量為 1,532 億公升，較 2017 年成長約 6.84%。美國與巴西仍為目前液態生質燃料產量最大之國家，約占全球生質燃料產量 70.76% (2017 年比重為 70.43%)，其中兩國之生質酒精產量甚至占全球產量 83%，生質燃料產量排名第三的國家為中國大陸、後續名次依序為德國、印尼以及阿根廷。全球生質燃料產量中，約 73.04%為生質酒精，22.39%為生質柴油，僅約 4.57%為 HVO。

(五)小結

REN21 在其報告中提及：「影響再生能源發展最主要的因素是化石燃料價格及政府政策。」例如：持續走低的化石燃料價格會使得改用再生能源意願降低，而政府削減再生能源補貼，可能導致再生能源單位成本越來越無法與化石燃料競爭。

生質能從發展至今，原料來源從糧食作物，朝向使用草本作物、都市廢棄物、農林剩餘資材、畜牧業廢棄物等對土地利用影響較小的原料發展。但生質能持續面臨挑戰，各國對生質能永續性標準的要求（尤其是歐洲市場），以及減少生質能補貼或轉往拍賣制度發展，都讓生質能產業面臨持續面臨挑戰。近年因日本與韓國政策支持，使得固態生質燃料需求大幅成長，但日本政府則將 10MW 以上生質能電廠由 FiT 制度過渡至拍賣制度，韓國政府則針對生質能發電修改再生能源憑證數量，政策轉變將可能使未來生質能產業發展受到影響。

三、生質能輔助服務系統案例

本案收集三個生質能發電案例，分別為「台灣光采濕地智慧微型電網」、「印度農村稻殼動力系統」、「日本兵庫縣養父市生質能城鎮」，各案例介紹分述如下。

(一)台灣光采濕地智慧微型電網

屏東縣政府於 2014 年公告「屏東縣林邊地區智慧微型電網示範園區建置案」，期望於林邊鄉建置「光采濕地智慧微型電網示範區」，為全台第一座社區運轉的智慧微型電網系統實做場域，並榮獲 2015 年行政院智慧城市創新應用獎競賽之地方政府優選，同年參與國際 APEC 能源智慧社區倡議（ESCI-Energy Smart Communities Initiative），在超過 200 項案場提案中，在智慧電網領域榮得銀牌獎。

光采濕地智慧微型電網示範區供電來源主要為 78 kW 太陽光電系統、10 kW 風力發電，並配置 60 kW 生質柴油發電機做備用電源，亦裝置氫燃料電池將多餘電力做轉換。智慧能源中心建置有 159 kW 大型儲能電池，配合核能所、大同公司共同建置之資訊系統，完成孤島供電設計，並管理、監測園區內再生能源發電量與配電模式，而為有效應用園區電力系統，2018 年設高腳屋旁新設 53kW 儲能電池，依該智慧微型電網監測系統統計資料，園區再生能源實際每年平均發電量約為 23,969 kWh，減碳效益約 15 噸。

該電網主要特色是百分百的再生能源供電，不仰賴市電或柴油發電機，長期是處於獨立孤島運轉模式，整合太陽能光電、風力、氫能、生質能等多項再生能源發電，建構一個

可以自給自足的系統，如市電系統供電中斷且全區內完全無法產生任何電力時，儲能電池可以單獨驅動園區電力系統，並供電長達3天，讓微型電網如孤島般獨立運轉，面對應變不及的自然災害時，更於2018年6月整體檢視園區創能、儲能與能源管理系統，且為減少電力傳輸耗損與供電穩定性，增設ATS、三相負載平衡器與新PCS儲能櫃，且透過工研院技術，使併網模式與孤島模式更完善運轉。

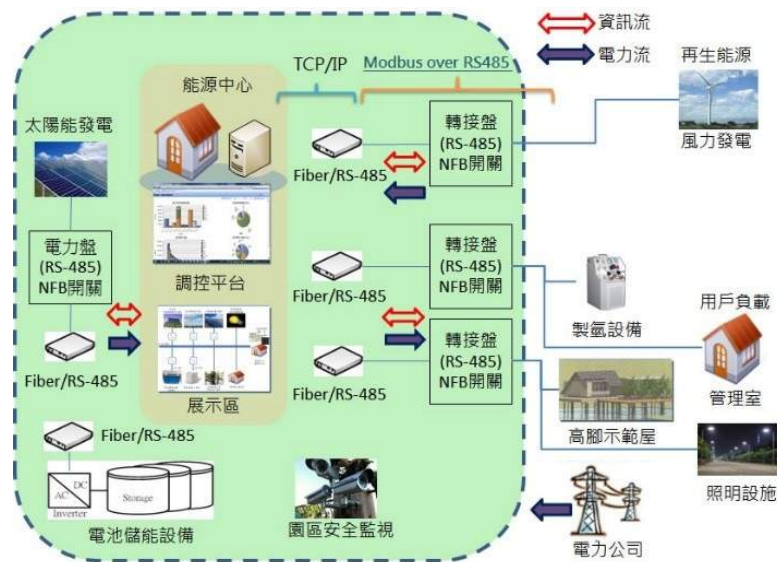


圖10 光采濕地智慧微型電網架構



圖11 光采濕地智慧微型電網腹地

(二) 印度農村稻殼動力系統

印度農村中 45%的家庭缺乏電力供應，大約有 3 億人口（佔人口的 22%）沒有可靠的電力供應，在比哈爾（Bihar）、奧里薩邦（Orissa）和北方邦（Uttar Pradesh）等較為貧窮的州中，甚至高達 80%至 90%的家庭沒有電氣化，村民們依靠煤油作為照明用途，柴油發電則用於灌溉和商業用電，兩者成本皆高昂且對環境不利。

稻殼動力系統（Husk Power System, HPS）創立於 2007 年，該技術具備將稻殼或其他生物質轉化為清潔能源之能力，其建置目標設定為印度 20,000 個的偏遠農村供電，利用處理農業廢料與稻殼發酵，將其轉化為天然氣，為渦輪發電機提供動力，僅透過架設在竹竿上的電纜，將電力引接至家庭、企業和農場，進而降低了建置成本。



圖12 稻殼動力系統（Husk Power System, HPS）

每組 HPS 電廠（35kWh-100kWh）可供給 2 到 4 個村莊用電，目標架設位於印度水稻帶中的比哈爾邦、西孟加拉邦、奧

里薩邦、北方邦和中央邦，電費高低取決於用電負載數量與類型，且還可由印度自然和可再生能源部（The Indian Ministry of Natural and Renewable Energy）獲得 66% 的系統資本支出補貼。

若可與太陽能發電等再生能源發電系統結合（如圖 13），透過遠端管理監控太陽能和生質能氣化發電廠，即可全天候生產成本低的 100% 再生能源，偏遠村民的日常活動將由白天擴展到全天候，促進了經濟發展和微型企業的發展。

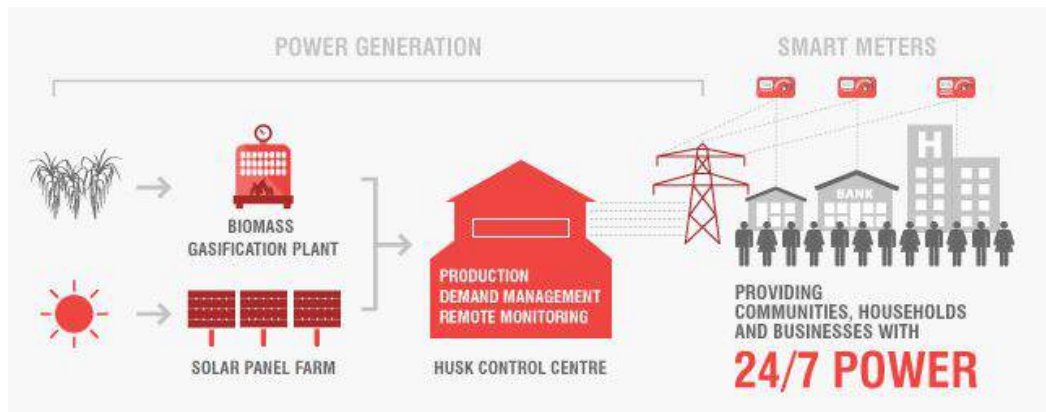


圖13 稻殼動力系統結合太陽光電示意圖

輔佐以表 8 說明，自 2010 年四月起，使用 HPS 電力的居民數目逐年上升，家用能源用量與溫室氣體排放均有明顯成效。每座以生質能發電的 HPS 電廠可為 400 戶家庭提供了更潔淨與安全的能源，節省了 42,000 公升的煤油和 18,000 公升的柴油，例如：透過更換煤油燈具，家庭的能源支出平均每月可減少 250 盧比，更減少了因燃燒燃料而造成空氣污染與火災發生機率。

表8 使用 HPS 的居民數目、家用能源用量與溫室氣體排放歷年紀錄

Impact Reach*	2010/1	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18
# of individuals with access to HPS electricity	27'000	162'260	151'810	178'862	180'210	
Avg. annual household energy savings in Rs.	3'000	3'000	3'000	3'000	3'000	3'000
Greenhouse Gas Offset/Mitigated	n/a	14'546	11'313	13'148	13'544	12'050

* Fiscal year April to March

(三)日本兵庫縣養父市生質能城鎮

位於兵庫縣北部但馬地區的養父市，以品牌牛「但馬牛」的飼育地而聞名，是畜牧產及農業相當活躍的地區，該市利用這樣的地區特色，提出了「養父市生質能城鎮（養父市バイオマスタウン構想）」的構想，該構想也被農林水產省認定為「生質能產業都市（バイオマス産業都市）」，東洋集團所建設的「東洋生質厭氧發酵發電廠」在 2019 年 3 月 28 日舉行了竣工儀式，該生質能發電廠是透過有效利用兵庫縣養父市內旺盛的畜產業所產出的糞尿、食品廢棄物來發電。

東洋生質厭氧發酵發電廠座落在養父市的大藪，其占地大約 9,900 平方公尺，裝置容量為 1,426kW，主要利用養父市地區內家畜的糞尿排泄物，以及食品加工過程所剩餘的食物殘渣作為生質原料，利用這些原料經過發酵後的產物「甲烷」進行發電，一年約可發電 1,200 萬度電，約佔當地家戶用電的 20%，一年減碳 7,726 噸，且創造 363 人的就業機會，試算該電廠容量因素居然可達 96%（ $12,000,000\text{kWh}/1,426\text{kW}/8,760\text{h}=96\%$ ），近乎可

全年滿載運轉，所發出的電力可透過「再生能源躉購制度(FIT)」售往電網，可想見其經濟效益的潛力。

除了以前述的家畜糞尿排泄物作為甲烷的生產原料，一般不適用於厭氧發酵的雞糞，在東洋生質厭氧發酵發電廠的巧手技術下，也可將其轉化為甲烷的生產原料，且發酵過程的副產物「消化液（副産物として生成される消化液）」也可作為平價的有機質肥料供農業使用，未來發電廠旁將會建造栽種番茄的植物工廠，東洋集團更進一步回收發電過程產生的廢熱，在寒冷的冬天供給熱能給溫室利用，塑造全年適宜生產的栽培環境，有效利用廢棄的熱能，削減能源開銷成本。



圖14 東洋生質厭氧發酵發電廠外觀

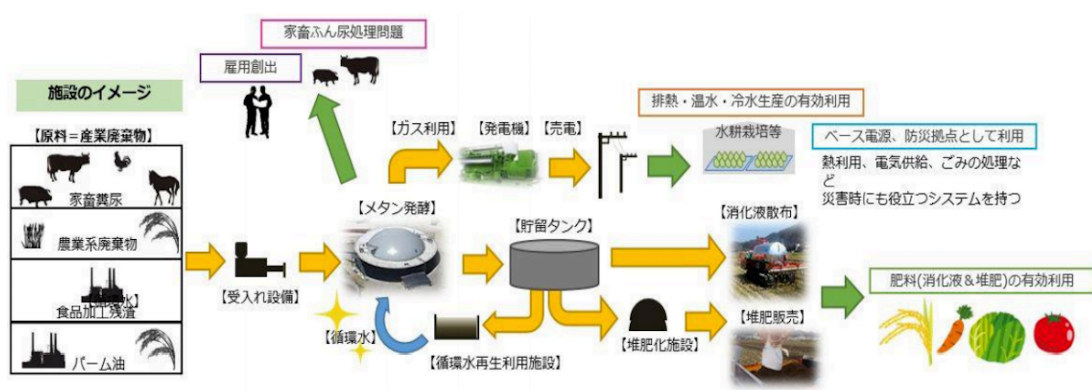


圖15 東洋生質厭氧發酵發電廠架構

四、生質能輔助服務系統發展情境

本研究考慮產業經營模式，參考可能的科技、環境發展的趨勢，建立未來情境發展，情境發展主要作為預測規劃用途，藉此作為預測事件未來的優勢與可行性。如圖 16 所示，關鍵決策因素可歸納為

- Ø 市場需求
- Ø 技術及成本
- Ø 企業環境

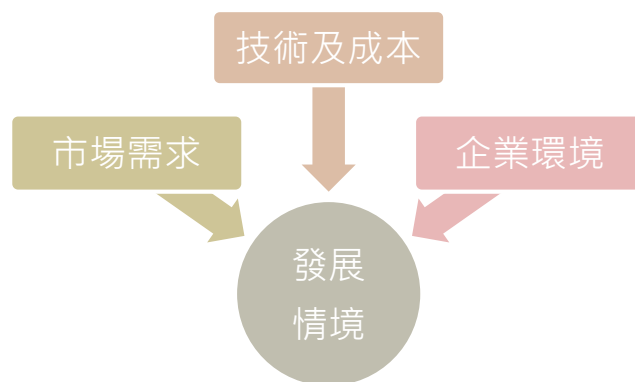


圖16 發展情境關鍵決策因素

本研究考慮電網規模大小、再生能源占比高低、是否安裝儲能設備、用戶多樣性、市場規模、商業模式等因素，歸納出如圖 17 所示三個生質能輔助服務系統未來可能發展情境：

- Ø 園區等級
- Ø 公司等級
- Ø 智慧城市等級

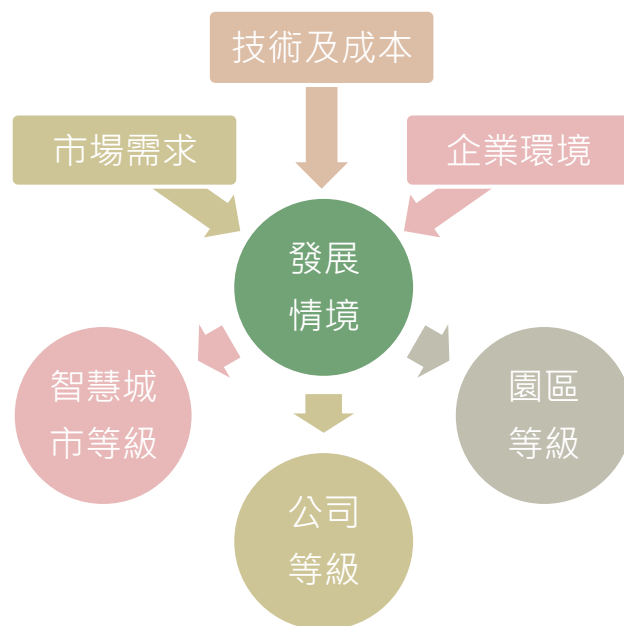


圖17 生質能輔助服務系統未來可能發展情境

(一)園區情境

情境說明：

『園區』泛指工業或科技園區，可將園區視為區域微電網，園區內產業對電力品質要求高，希望將園區內限電風險降至最低。

情境優勢：

在園區內如可自足，可將冗餘電力躉售給電力市場獲利或在系統緊張（尖峰）時，出售如備轉容量等輔助服務，提高生質發電價值。

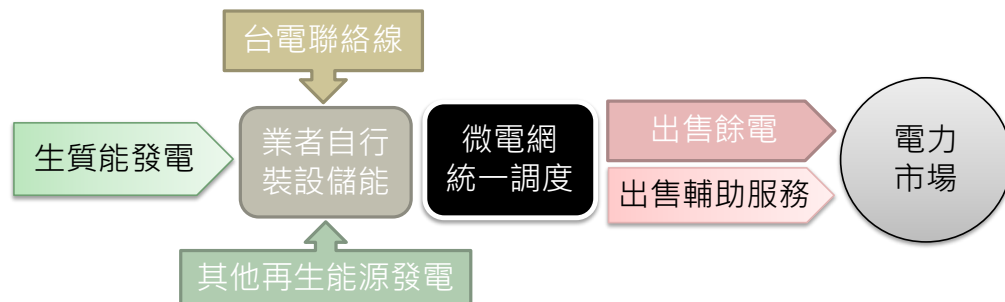


圖18 園區情境示意

(二)公司情境

情境說明：

『公司』泛指有大型發電設備之再生能源業者，掌握實質料源轉換技術，且具料源優勢。

情境優勢：

掌握地利人和，發電成本較低，提高副產品價值，增加獲利空間，除參與輔助服務市場，業者還可販售再生能源憑證，增加投入再生能源的經濟誘因。

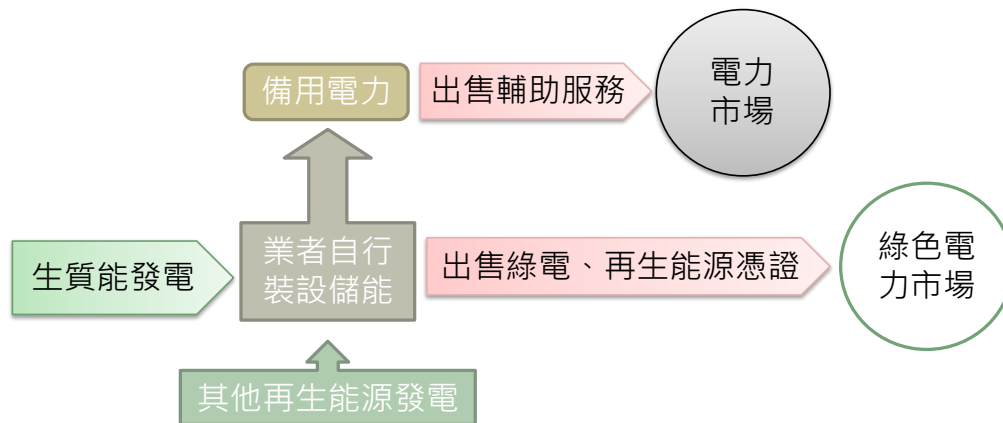


圖19 公司情境示意

(三)智慧城市情境

情境說明：

『智慧城市情境』泛指在智慧電網架構下，結合城市內各區微電網與再生能源業者，可與外縣市電力網相互支援。

情境優勢：

未來廠網分離或電力自由化，將有更多分散式能源與用戶群加入電網，輔以智網建置，可望消彌再生能源併網衝擊，預計將會更高比例綠電進入市場。

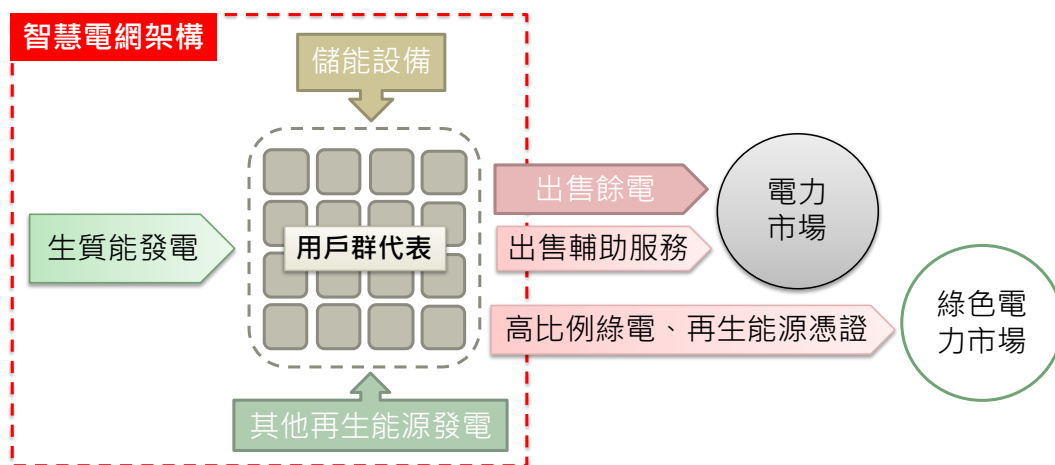


圖20 智慧城市情境示意

五、國內外電能、生質能相關能源做為燃氣轉換案例，規劃可能情境

世界各國為因應化石燃料短缺的能源危機，無不積極投入替代性能源的研究開發，近年以生質能源推廣最受矚目，除有機會可替代石油、瓦斯與燃煤等不可再生能源的消耗外，更得以減緩污染排放與降低環境負擔。

當前各種能源種類、型態皆有其最佳用途及不可取代性，本工作項目將以燃氣供應進行研究評估，藉由供熱系統應用於民生、工業、交通部門使用，研擬採電能、生質能相關能源做為燃氣轉換之潛力評估，分析其加值應用空間。本分項將以國內外案例資料進行歸納，以俾後續規劃方向及作為參考情境，同時根據不同情境設定，建立評估模板，進行各情境的成本效益量化，並具體論述可能的風險情況，實際分析電轉氣系統實務操作之可行性。進一步比較燃氣及燃煤使用時，燃氣燃燒排放鉛、鎘、汞、砷等重金屬、有害物質濃度遠低於燃煤燃燒，對於抑低碳排濃度上也較燃煤有較好表現，故本研究試以燃氣作為討論主軸。

而燃氣主要來源分別為由甲烷組成的氣態化石燃料及有機物質經細菌厭氧反應時，所產生含甲烷的氣體，亦被稱為生物氣體。其中，甲烷取得來源除亦可經水電解技術，藉由電能將水電解後產生氫氣，加壓後經高溫與二氧化碳結合產生出甲烷，同時該過程需投入二氧化碳與氫反應為甲烷，具有二氧化碳中立性（CO₂-neutral）的優點。各國現以結合再生能源所產之電能，做為調節再生能源電力效益以及二氧化碳循環再利用效益的儲能方式，是種以化學能儲存的電轉氣（Power to Gas, P2G）技術，該

技術發展對於氣候變遷下的能源結構轉型，具前瞻發展空間，本章即藉由蒐研電轉氣技術國內外相關案例，從中評估本土化可適用條件，規劃可能情境。

（一） 國內外電能、生質能轉換技術應用案例

近年電轉氣（power to gas）技術發展進度與各先進國家極力推廣再生能源高度相關，主要係再生能源具有間歇發電特性，如太陽光電早晚及季節發電量具相當落差、風力發電同樣具有季節性因素致發電量表現極端，而再生能源所發之電量若要將其儲存後供做為調度使用，囿於儲能設備現在價格仍高，造成實際難以普及缺乏實作效益，因而無法將離峰時所發的閒置電力有效儲存，常有產出電能後卻無法及時找到合適的使用、輸出，造成電網調節時的潛在阻礙。

而在快速擴張再生能源情況下，結合電轉氣技術應用，可將再生能源過剩電力轉換為氫氣或再製為甲烷等，以氣體形式進行運輸及儲存，該技術優勢在於可結合多種再生能源，以改變能源的物理化學性質增加被儲存彈性，克服再生能源供電間歇性，提供能源使用形式選擇，作為各產業能源應用需求使用。值得注意的是，電轉氣技術更大好處是能在再生能源間歇性情況加劇時，以能源儲存方式作為供需平衡工具，提高能源系統的安全性（Lewandowska-Bernata and Desideria, 2017）。

綜上所述，本研究將聚焦再生能源與生質能所產電能轉換為氣體能源之討論，希冀就該技術進行發展潛力評估，進而結合電力市場輔助服務進行可行性評估，分項呈現以下內容：

- 電轉氣技術介紹。
- 國內外案例及技術發展現況及趨勢。
- 潛在應用市場。

1. 電轉氣技術介紹。

在電能轉換燃氣方面，以再生能源所產之電能轉換應用最為廣泛，並多作為風力發電、太陽能發電等具有間歇性的再生能源輔助搭配，將超出電網負擔、儲能容量以外之電能，及時轉換系統無法消耗的電能，有效使電能獲得最佳配置；而以生質能所產之能源則是由有機物（如農業廢棄物、畜牧業廢棄物、廚餘）經反應產生熱能來源後（燃氣、酒精），並將熱能轉換為電能，視需求再轉換為燃氣型態供儲存、使用。

換言之，無論電能的供應係來自於再生能源或生質能，其樣態只要是電能型態，皆可進一步成為電轉氣技術的供應源，並視不同空間情境使用該技術將電能加以轉換為氣體能源（gas energy）形式供使用。

如下圖 21 所示，現電轉氣技術以電解法（electrolysis）為技術主流，該方式係透過電能把水放置於電解槽後，轉換為氫氣與氧氣，將氫氣與二氧化碳結合後，轉換為甲烷。

進一步技術應用如下圖 22，已可廣泛用於再生能源所產製之電能與燃氣用途，並可觀察出對於供應端的討論未侷限其來源，只要是「電力」、「氣體能源」都可將技術實踐應用，轉換為合適的能源型態、併入電網內，作為照明、交通運輸、工業製程、供熱等用途使用。

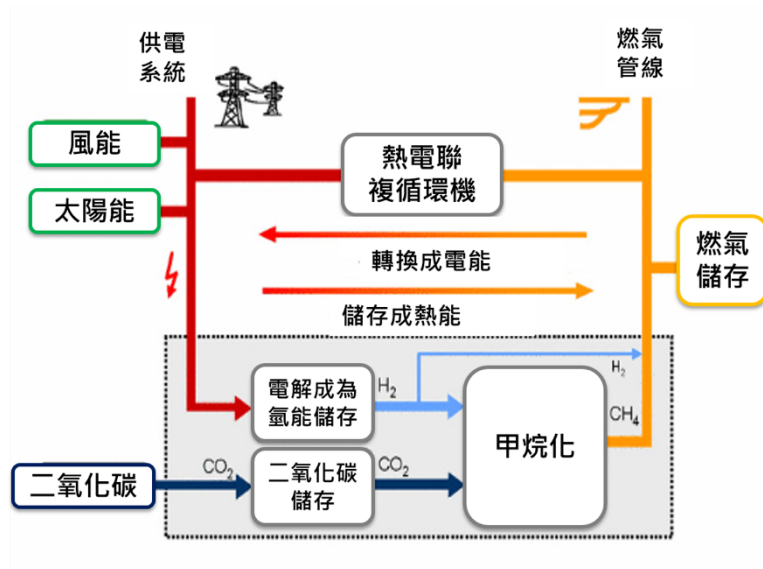


圖21 電能轉燃氣技術示意圖

資料來源：Center for Solar Energy and Hydrogen Research Baden-Württemberg，本研究繪製。

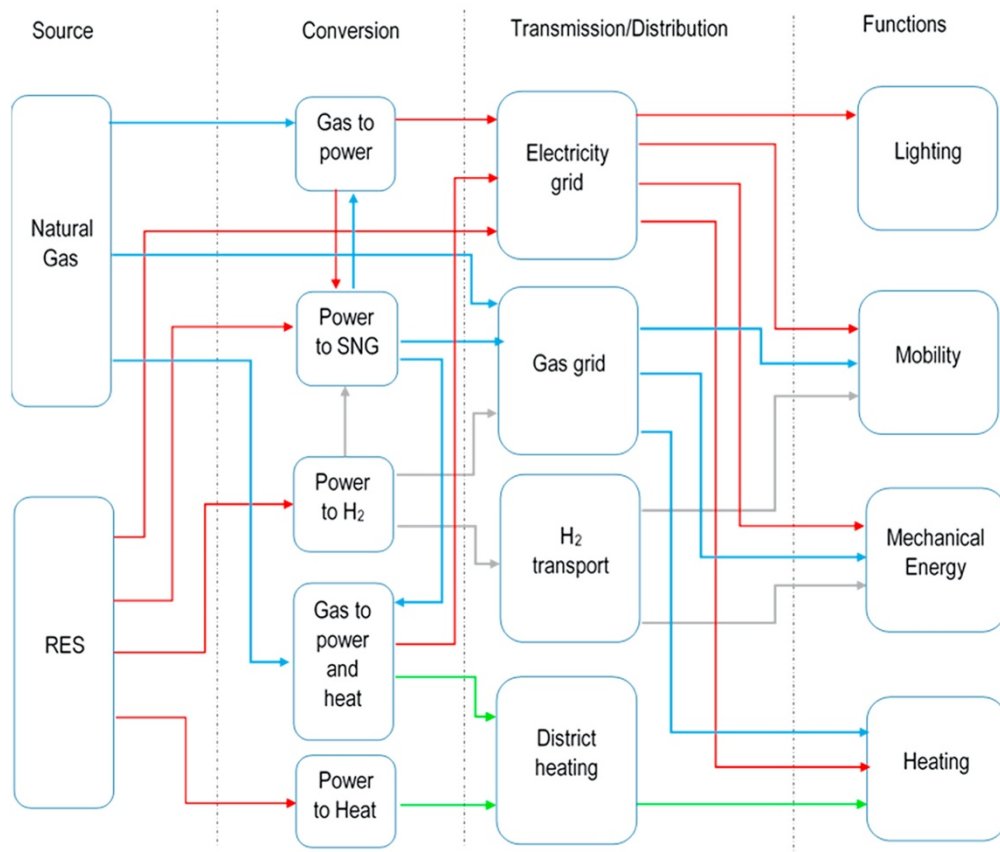


圖22 再生能源與燃氣轉換過程及應用示意圖

資料來源：Mazza et al., (2018)。

簡言之，電轉氣技術多應用於電力供應過剩時，以能源轉換形式將其加以儲存，待能源需求旺盛時以氣體能源供應達到能源調度，而生質能所產製的氣體達到燃氣儲存目的，觀察此過程可發現，現行技術應用可使不同能源型態進行物理化學作用反應後成為需求的能源態樣，最大差異處在於來源的供應、取得料源成本及終端價格的可負擔程度。

2. 國內外案例及技術發展現況及趨勢。

自 2015 年開始，法國以示範推廣案方式進行（Jupiter 1000）電轉氣運轉規劃，初期以一年 1MW 的投入量規劃設計，預計所產出的氣體能源約可供應 150 個家戶年使用量，並估計至 2050 年時約可供應年產量 120 億度的天然氣。該示範案初期投資成本約 30 萬歐元，其中三分之二資金由合作夥伴負擔，另三分之一的資金由歐洲區域發展基金（European Regional Development Fund, ERDF）提供，以公私部門合作模式進行，在私部門方面則多為長期在能源領域已具相當投資規模的企業為主，如輸電系統的營運商、工業鍋爐及石油與天然氣設備的製造及系統商、再生能源公司、儲能系統與工業用氫氣供應商、低碳能源與物聯網業者；西班牙政府亦推估至 2050 年時，電轉氣技術每年至少有 14 億度電的實施潛力，對於該技術的裝置容量設置需求約為 7 至 13GW 間（Manuel et al., 2017）。換言之，此項技術係由能源及資通訊領域各產業共同協力，可視為傳統能源產業邁入新興能源市場的矚目示範案。

該模式由電力到氣體過程係利用電力通過電解將水轉化為氫氣，爾後，氫氣可以與二氧化碳結合，並經由甲烷化獲得合成的甲烷。以此模式除可獲得預期的能源供應外，另一項好處則是可成為溫室氣體排放和氣候變遷的淨貢獻者，因為該技術可捕集及回收工廠製成所排放的二氧化碳，進而作為氣候變遷適應和減緩相關措施的一環，同時，可藉此技術產製的氫或合成甲烷的導入能源供應網絡內供需求端使用。

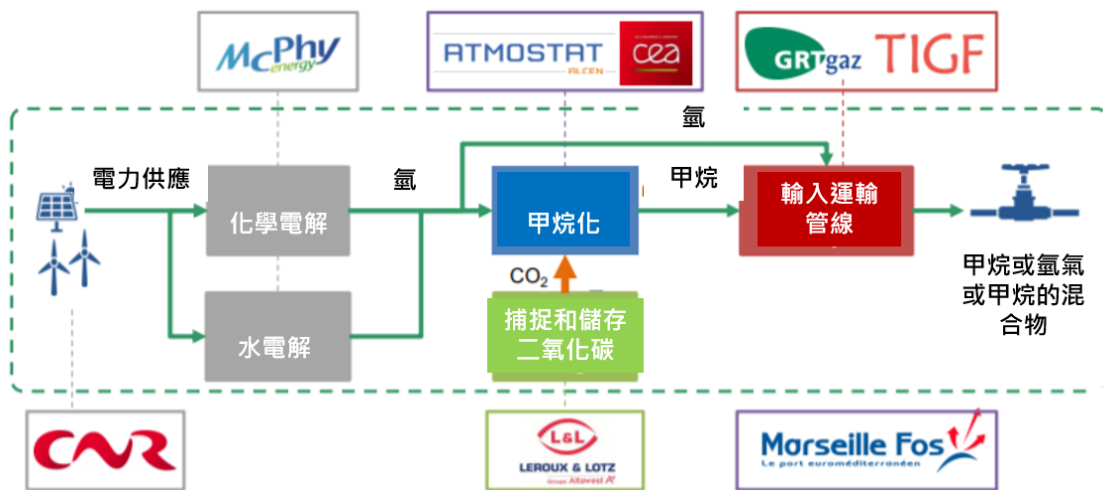


圖23 法國 Jupiter 1000 電轉氣示範案運轉規劃圖

資料來源：GRTgaz（2015），本團隊繪製。

回顧國內外各項技術報告，電轉氣技術現已相當成熟，取而代之討論的是如何應用該技術於需求產業，為各國極力突破處，由於此技術產出物為甲烷或氫氣，因此現多被用於供熱或是運輸業所使用。

以氫氣、甲烷為例，過往被視為邁向永續發展情境下不可或缺的發展項目，但囿於成本與生產量不符合經濟效益，故未能蓬勃發展，而自電轉氣技術逐漸普及及生質能產業在原料取得使用

獲得突破，帶動每單位生產邊際成本下降後，氣體燃料由於易於儲存及作為運輸能源時幾乎零排放的特性，並具備化石能源的用途外，亦可減少對化石燃料的依賴，廣泛應用於運輸、供熱、工業及電力部門使用，在全球未來發展各產業的低碳路徑中將扮演關鍵性角色。

另一方面，相較傳統火力發電或是核能，雖在原料去價具有競爭優勢，但卻有投資上的進入障礙，也就是營造成本門檻，且在環境意識高漲的現代社會，建設相關能源設施在選址上須付出大量交易成本，就經濟效率而言，採取可取代燃煤排放及政治風險的發電方式，以臺灣而言較具可行性。同時，生質能及結合電轉氣技術之再生能源有助於滿足燃煤需求端的消費需求，以潔淨的供應能源方式取代高碳排的能源使用，抑低二氧化碳的排放，尤其是對於空氣污染的防治（重金屬、懸浮微粒、硫、有毒氣體）具有顯著貢獻。

統整上述，歸納主要有三項要素驅動燃氣及電轉氣技術發展：

1. 減少二氧化碳排放
2. 燃氣的供應
3. 增加電力系統的調度彈性

隨著技術突破及成本降低，燃氣、再生能源及其輸配電設施在公用事業上的布局已逐漸取代傳統燃煤電廠，隨著各電廠的除役期限將至，國際間能源公司（如 Dominion Energy、Duke、NextEra Energy、Southern Company、Xcel Energy 等）的主力業務也開始進行轉型。

而占溫室氣體過半比例的二氧化碳，其排放一直被視為需迫切解決的環境議題，位於日本的國際石開發帝石公司（INPEX Corporation）則採取於日本境內（新瀉縣長岡市）最大油氣田導入二氧化碳結合氫製成甲烷技術，作為其本身低碳路徑的實現方式，並取得燃氣做為另項主力發展業務，而該產甲烷技術亦獲得政府部門大力推廣。

如進一步將電轉氣技術與各產業部門結合，成為智慧化的能源管理系統，從公部門及私部門角度觀察，可成為綜合能源轉型的契機，並有助於能源供需面作為擬定規劃策略，如下表 9 所示，相關的項目為整合再生能源、能源供應安全、低碳技術應用、可接受度、調整能源成本、加強商業地位。

表9 電轉氣技術具備之前瞻趨勢

項目	內容說明
整合再生能源	將再生能源供電進行統合，有效解決間歇發電特性問題，並結合技術端應用，以電轉氣技術達成增加天然氣供應量目標。
能源供應安全	發揮電力調度功能，消弭尖峰及離峰負載，確保供電穩定及加強電力系統安全性。
低碳技術應用	成為各項技術報告及應用情境中，邁向低碳路徑的選項之一。
提升接受度	滿足不同消費者、需求端對於各種能源型態的需求。

項目	內容說明
調整能源成本	技術成熟發展後，配合大量的再生能源作為電能的供應，有機會在價格上成為可被市場接受之燃氣供應來源。
加強商業地位	從商業角度來看，在氣候變遷致全球國家及政府陸續響應環境友善技術與政策研擬，掌握此項創新技術有助於市場開發及維繫，鞏固其本身的在所屬行業的地位。

資料來源：dena（2019）、本研究整理。

3.潛在應用市場

電轉氣技術雖具可行性，但現況而言在實際操作上卻較為缺乏經濟誘因。單純僅就經濟效益來衡量電轉氣技術的市場可行性，因藉由電能轉換所得之氣體能源係以多重製程而得，現階段價格仍尚無法與直接由油田取得的天然氣價格競爭。

Charlotte and Machiel（2018）指出以再生能源為作為主導的電轉氣市場的可行性，透過向消費者確認電力的願付價格，並與歐洲各種現行市場電力要價及市場波動進行比較，評估以電轉氣技術來生產氫氣的燃氣發電廠營運之商業案例，發現短期下用電意願取決於生產者的邊際成本與收入是否得以負擔，而長期時用電意願則會將投資和固定運營成本考量進去，因此對於生產者來說，是否採行電轉氣技術所產的燃氣作為製程能源供應，短期以邊際效益為決策依據，長期下仍需將固定成本攤提至總生產平均成本因素考量進去，並決定是否將對電轉氣技術進行較大規模投資。因此，在採用電轉氣技術時，無論電力是來自於再生能源

或是傳統石化燃料，電價的成本仍會是此項技術是否具備實施效益的關鍵性因素。

另外，電轉氣技術本身為物理性質的能源型態變化，因此可應用空間較大，如離岸風電的所產之電力，經由風機將風力動能轉換為電力後，透過海底電纜送到海上變電站進行升壓，再利用輸出海纜與陸上電纜傳輸至陸上變電站降壓或升壓，最終併入電網將電力輸配到需求端。上述過程可觀察除海事工程及基礎建設費用外，成為電能後的運輸費用也是可觀的支出，電轉氣技術在此即可應用於在陸上變電站併入電網端之服務，可將原先須併網之電能，透過電轉氣技術進行電解技術，視需求端需要產出氫氣及天然氣，並結合天然氣管線直接供應當地區域的燃氣使用，變成在地化的能源供應。

另外就環境成本角度進行分析，無論是採取碳定價（Carbon Pricing）或碳預算（Carbon Budget）方式使能源消費者將使用過程所造成的碳排成本內部化，可預期未來二氧化碳的排放成本將逐漸提升，在當前減少二氧化碳排放總量的情境下，電轉氣技術可以發揮相當作用，同時，促使二氧化碳的減排達成各國所制定之政策願景，亦使電轉氣技術在商業化階段被視為仍有相當幅度的成長潛力。

（二） 電轉氣可能情境

由於電轉氣技術隨著技術逐漸成熟，各國開始將該項目納為國家能源配比的選項之一，現以再生能源發展最為蓬勃的歐洲國家最為積極，如德國預計於 2050 年達到全國境內全面使用再生能

源，短期情境則以境內 85%再生能源作為目標，而電轉氣技術可在該能源配比情境中，發揮有效調節間歇性能源與傳統發電的平衡互補，並且指出電轉氣技術的設置規模大小，將隨著天然氣價格價格進行調整（Mareike et al., 2014）；並且針對德國的各城市的地理位置分布，亦有以能源使用與空間分布關係進行探討，提出以德國的再生能源願景及現實條件，電轉氣設置規模以 15.4GW 為上限係最具理想的規模（Ludwig & Editha, 2015）

綜合技術發展現況及潛在供需市場，電轉氣技術應用現技術面應已相當成熟，反而在作為此項技術的供應源—電能的價格係影響情境設定的關鍵要素，同時須考量能源轉換過程中可能的能耗損失，若僅以化石燃料所產出之電能轉換為燃氣，其意義不大，就環境面進行考量，應著重於再生能源所產之電能作為電轉氣技術及生質能燃氣相關應用，研究團隊經整理，建議可就下述進行討論。

1. 季節性儲能模式

相較於其他能源儲存模式多為較為短暫時間作為暫時性的儲存或能源調度（如大型電池、抽蓄水力），電轉氣技術具備長時間儲存能源的優勢，而為使此種模式得以推動，可透過利用夏季及冬季用電需求及價格之間的差額推動，主要因電轉氣技術相當仰賴電力作為電解的來源，此時需有充足的電力與可接受的電價作為輔助，使季節性儲能有利可圖，由經濟誘因模式帶動電轉氣技術普及應用，以季節劃分供電尖、離峰用電尺度，於供電離峰把多餘電力轉換為燃氣進行儲存，到尖峰用電時供應給需求端，

其優點除了可作為電力的調度外，亦可使該技術避免在需求大於供給時進行能源轉換，專注在尖峰期間將離峰時期產出的燃氣釋出在市場上，以穩定電力市場價格平衡。換言之，電轉氣技術可發揮輔助服務角色，甚至可減輕在長期電源開發規劃時，需大量啟用的燃氣複循環機組的負擔，以及大量再生能源併網的衝擊。

在此情境下，價格將是主要驅力，而能否實踐能源調度的目標，如能結合費率機制，鼓勵再生能源業者設置適當之儲能設備，以及制度規範再生能源電廠的升降載頻率，應有機會使電轉氣技術應用於季節性儲能，降低再生能源易受氣候、天氣條件隨機因素影響的先天條件，成為電力調度的重要角色。

2. 區域在地化燃氣供應

觀察前述離岸風電運輸電能案例，將電能輸送至陸上變電站進行降、升壓，以及併入電網輸配到需求用戶的過程中，因線路損失關係會造成部分能源的必要消耗，若能將離岸風機上陸之電能直接在上岸區域進行輸、配、售端，成為在地化能源供應，可有效減少對於集中式電力的需求。

換言之，無論是以離岸風力發電作為鄰近地區能源供應，或是以農業廢棄物做為生質能滿足山區偏遠鄉鎮的能源需求，採區域形式以分散型再生能源作為電轉氣技術及生質能技術所產出之燃氣、電能，如能結合區域電網、輸配管路將供需端串接，可作為不適合建立長途電網及未能負擔線路運維經費的偏遠地區能源來源，確保各需求用戶獲得基本能源服務，兼顧能源使用之公平正義，及避免能源貧窮。同時，以區域化作為分散式電能、燃氣

供應，除較具穩定性可避免大型集中式在系統安全度的缺點，亦提供一項具自主空間的能源選擇。

除以區域社區型態將燃氣進行分散式能源供應外，在商業用途也是相當具有發展空間，如電動及採用氫能的車輛在近年銷售逐漸提升能見度，各加油站亦開始結合再生能源做為自身建築物的能源供應，同時也將傳統主力業務－銷售化石能源轉型為供應電動車使用的換電站、氫能車加氣站，統計至 2018 止，全球將近有 330 個加氫站，其中一半建設在美國與日本，並且預期在 2050 年達到全球 3000 個加氫站，以提供 200 萬輛氫能車所需氫能做為目標（Staffel et al., 2019）。

在上述情境中，強調的皆為在地化能源供應，以生質料源作為潔淨能源供應，採在地化料源不僅可有助於降低二氧化碳的排放總量，同時亦可成為農業廢棄物去化的最佳管道，帶來汙染防治與減緩溫室效益的環境效益。

結語:

電轉氣技術最大貢獻處在增加更多在能源使用上的彈性，並有效降低再生能源的間歇性問題，並將電力系統結合至其他能源供應系統（如供熱、運輸交通），長期而言可作為解決電力儲存挑戰的前瞻選擇，藉由將再生能源所產之綠電進行能源樣態的轉換，得有助於緩解併網時電網壅塞的困境，成為電力系統的輔助服務工具。

而根據國際生質能市場經驗，生質燃料可作為基載電力供應，將燃煤電廠轉換為生質能設施所能運行的時程及成本較短，

投資可能性較其他再生能源項目來的高，亦有助於提高能源多樣性。再生能源的發展在全球已成為必然的能源趨勢，我國亦訂於 2025 年將達到再生能源發電量占總發電 20%之目標，但隨著再生能源裝置容量快速增加，如何克服再生能源的間歇發電特性及有效進行能源配置，成為當前刻不容緩的課題。面對電力供應過剩時，儲能設備雖可作為調度應用工具，但現況仍無法克服成本問題，尤其以我國 2025 年的能源規劃目標而言，僅以儲能設備尚無法處理太陽光電及風力發電在離峰時刻對電力系統造成的負載，因此，電轉氣技術亦是項可以將電力轉換為其他能源樣態，以不同物理型態進行儲存的能源調度模式，並可以不同產業需求提供燃氣使用，對於降低化石能源的依賴，保持多樣性的能源發電組合，具相當貢獻。

六、綜合分析情境規劃之質化風險評估與建立分析模板

(一) 情境規劃之質化風險

本報告研擬之情境規劃，無論是電轉氣技術或是生質能技術，對現行能源市場而言，產出之能源產品最大障礙為價格尚不具競爭力，並具有原料供應風險（如氣候、作物產出），在供應上仍無法達到如化石能源的價格及供應優勢。

前者電轉氣技術主要風險來自於電價的不確定性，尤其若以化石燃料作為電力供應來源時，此時化石資源的市場行情波動將連帶使電轉氣技術應用產燃氣時造成生產成本上升；後者生質能發電技術無論是屬物理轉換技術的固態衍生燃料技術、或是屬熱轉換技術的液化技術、氣化技術，皆須有因應的料源投入，確保運轉時原料供應安全無虞。為減緩上述情況的風險衝擊，本團隊建議電轉氣技術應與再生能源使用結合，透過兩者的特性作為另一方的輔助，具體措施為：

- 以再生能源發電輔以電轉氣技術，減緩電力市場價格的不確定性造成燃氣生產成本的波動。
- 生質能技術採在地農業廢棄物作為主要料源供應，達到去化功能及減少運輸過程排放，以環境效益最大化之方式產出燃氣供應。
- 結合生質能技術及電轉氣技術，以生質能技術輔以電轉氣技術所需電能來源作為輔助策略，或是以生質能技術直接產出甲烷，有效捕集需求之燃氣，並加以儲存待需求時釋出銷售、供給。

本次所研擬的情境規劃，建議係採再生能源作為主力供應源，相對的化石燃料價格及政府政策會高度影響所規劃之情境實施情形，在日後進行營運時，國際化石燃料價格行情及我國政府對於再生能源補貼政策動向，將是使情境規劃下的生產成本是否足以與化石燃料競爭的關鍵所在。

如前述所述，生質能應用近年在原料端的取用技術已有突破性發展，從早期使用糧食作物、草本作物、至現在的都市廢棄物、事業廢棄物、農林剩餘資材、畜牧業廢棄物等使廢棄物有效使用的循環經濟模式，以對土地利用影響較小的原料發展做為生質能技術的原料供應，除降低過往與民爭糧爭議外，並可成為廢棄物去化管道，預期將成為未來生質能技術原料使用主流，在此，團隊建議料源選用應採在地化可供應料源為主要選擇對象，並輔以電轉氣技術應用，增加電能及燃氣能源及時轉換彈性，以降低政策風險對情境發展帶來的可能影響。

（二） 情境規劃之分析模板

本情境規劃分析模板採 SWOT 分析方法，即優勢（Strengths）、劣勢（Weakness）、機會（Opportunities）和威脅（Threats）分析。該分析是透過評估主體基於自身的實力，與市場或潛在競爭對手進行對比，如以產業面做為評估，可藉由分析外部環境變化影響可能對自身帶來的機會與面臨的挑戰，進而制定最佳策略的方法，以下 SWOT 內容進行說明並以電轉氣及生質能技術情境規劃提出分析模板評估，見下表 10 示例。

表10 情境規劃 SWOT 說明

內部條件	優勢 (S)	劣勢 (W)
	- 技術應用符合全球因應氣候變遷議題所採取低碳路徑。 - 傳統燃煤發電廠轉用為生質能電廠使用，進入障礙較低。	- 受政府政策支持與否影響程度甚大。 - 電轉氣技術及生質能技術所供應之能源價格較一般化石能源缺乏價格競爭力。
外部環境	機會 (O)	威脅 (T)
	- 電轉氣技術輔以再生能源使用，可促進在地化能源發展，增進與地區民眾緊密關係。 - 電轉氣技術及生質能技術皆為邁向低碳路徑不可或缺的能源供應方式，可預期未來將具有市場潛力空間。	- 價格主導性仍受限化石能源價格波動，為價格追隨者角色。 - 生質料源現料源供應仍多以有機廢廢棄物為主要供應源，易受氣候因素及農產市場影響可供應數量。

資料來源：本研究分析。

競爭優勢是指一個評估對象主體超越其競爭對手、實現規劃目標的能力，以市場面而言主要目標包括獲利、技術發展、市場佔有率等。因此，競爭優勢並不一定全然以獲利率作為表現，應取決於評估主體所追求之目標，進而成為競爭優勢的評估依據。雖然競爭優勢實際上指的是評估主體比其競爭對手有較強的綜合優勢，但應聚

焦於所屬產業核心關鍵才最具意義。並彰顯自己優勢去衡平不足之處。

而機會與威脅分析主要專注在被評估主體所處外部環境帶來的機會和威脅。外部環境發展趨勢分為環境威脅及環境機會，環境威脅指的是現況環境不利的發展趨勢及所可能形成的挑戰，若不及時做出合適的策略行動，該情況將使評估主體所在地位更為嚴峻，該不利趨勢將導致公司競爭地位受到削弱。評估主體的外部不利因素包含同質性產品替代、競爭對手結盟、市場成長趨緩，皆可能影響評估對象的對外競爭力。反之，環境機會是指評估主體面臨外部環境中對自身發展有利的因素，將可能獲得擁有競爭優勢，以本情境規劃而言，政策的支持、技術創新，皆是開創外部機會之契機。

如以能源供應角度，生質能全球第四大能源（僅次於石油、煤、天然氣），現可供應近 10% 的能源使用，為當前再生能源種類中最為廣泛使用的一種，占再生能源總供應量近七成。在氣候變遷議題被日漸重視的未來，如何降低對化石資源的依賴，同時可維持能源的使用無虞已成為最重要課題，生質產業即為具高度永續經營理念的產業生態，可為我國永續發展建立良好的基礎，其相關衍生產品極具未來性。

而全球趨勢亦也針對化石能源的開發減少相關資源挹注，如歐洲投資銀行（European Investment Bank，EIB）已宣布將於 2021 年之後停止融資石油、天然氣跟煤炭等化石資源的相關計畫受理，希望逐漸降低因能源使用對氣候變遷造成的衝擊，並以政策工具進行積極行動，對可能增加溫室氣體排放的融資行為限縮其可用資金空

間。透過表 10 的情境規劃 SWOT 說明，團隊進一步以企業策略選擇（Enterprise's Strategic Choice）角度，綜合內部條件、外部環境及市場競爭，提出情境規劃可參考之策略選擇，如下表 11 所示：

表11 情境規劃 SWOT 之策略選擇說明

情境規劃 策略選擇	SO—增長性策略	ST—多元化策略
	傳統化石燃料發電機組逐漸面臨運轉牌照到期，需更新汰換設施，可就其中選擇具有生質能開發潛力之機組進行轉用，料源選擇採在地化供應為優秀，促進在地產業與生質能產業結合，增進與地區民眾緊密關係。	生質能技術料源取得多元化，電轉氣技術亦結合多種再生能源發電，避免過度倚賴特定供應，降低集中風險，並以環境效益作為定價訴求。
	WO—扭轉性策略	WT—防禦性策略
	以電轉氣技術可協助解決再生能源間歇性問題作為契機，成為我國發展再生能源產業有力輔助，善用尖峰離峰等不同電價下，電價價位落差去彌補成本面劣勢，並可成為能源管理系統一環。	務實考量電轉氣技術仍保持與其他電能串接做為供應原料可能性。參考市場行情決定燃氣生產的投入，並以生質能的電能供應做為電轉氣技術主要供應源，藉以保持產能自主空間。

資料來源：本研究分析。

七、結論

生質能發電型式多樣，需因地制宜，整體考量微電網中傳統火力機組反應速度、再生能源與負載一致性高低、氣體排放限制、附加經濟效益等議題，才能決定適當之發電型式。微電網中常見再生能源發電、柴油機、儲能電池，在滿足必要負載前提下，若有冗餘電力，依不同發電特性可提供中央電網輔助服務，但需依當時機組配置與發電配比，決定可提供的輔助服務類型。

本研究考慮生質能產業經營模式，參考可能的科技、環境發展的趨勢，建立園區等級、公司等級、智慧城市等級等三個未來可能發展情境，提供核研所作為未來生質技術研發方向之參考與可行性評估，希冀貴所獨家且超群技術可掌握未來發展優勢。

希冀藉由本案成果，協助核研所化學組同仁強化國內生質能源產業研究，增進技術與政策研究之連結，期找出具可行性之生質能發電情境，提供核研所相關單位參考，思考未來結合生質能與微電網建置的之發展潛力，更進一步洞悉國內既有生質產業能量，在核研所配合政府綠能發展政策下，協助政府進行能源結構轉型。

肆、參考文獻

1. Integrated Biogas Systems, IEA, 2018 年 5 月。
2. 中華民國一百零八年度再生能源電能躉購費率及其計算公式, 經濟部能源局, 2019 年 7 月。
3. Renewables 2018 Global Status Report, REN21, 2018 年。
4. 2017 全球生質燃料市場回顧與展望, IEK, 2017 年 12 月。
5. 電力調度原則綱要, 經濟部能源局, 2018 年 1 月。
6. 108 年輸配電業各項費率方案, 經濟部能源局, 2019 年 1 月。
7. Bio Refinery Products - Global Market Outlook (2017-2026), Statistics Market Research Consulting Pvt Ltd, 2018 年 10 月。
8. Catalog of CHP Technologies, EPA, 2017 年 9 月。
9. The Yellow Pages of SOFC Technology, IEA, 2017 年 2 月。
10. Electricity Ancillary Services Primer, Reishus Consulting LLC, 2017 年 11 月。
11. Power System Flexibility For The Energy Transition, IRENA, 2018 年 11 月。
12. 行政院環境保護署低碳永續家園資訊網, <https://lcss.epa.gov.tw/Default.aspx>
13. Husk Power Systems, <https://acumen.org/investment/husk-power-systems/>
14. ブランド牛のふん尿を再エネに、兵庫県に 1.4MW のバイオガス発電所
<https://www.itmedia.co.jp/smartjapan/articles/1903/29/news047.html>
15. Distributed Power, <http://www.allpowerlabs.com/distributed-power>

16. Drax , <https://www.drax.com>Lewandowska-Bernata, A, and U. Desideria (2017), “Opportunities of Power-to-Gas technology, ”Energy Procedia,105: 4569-4574.
17. Mareike. J, T. Trost, and M. Sterner (2014), “Optimal use of Power-to-Gas energy storage systems in an 85% renewable energy scenario, ” Energy Procedia. 46:254-261.
18. Schneider. L., and E. Koetter (2015), “The geographic potential of Power-to-Gas in a German model region - Trier-Amprion 5,” Energy Storage. 1:1-6.
19. Bailera. M., P. Lisbona, S. Espatolero, L. M. Romeo (2017), “Power to Gas technology under Spanish Future Energy Scenario,” Energy Procedia.114: 6880-6885.
20. Leeuwen. C., and M. Mulder (2018), “Power-to-gas in electricity markets dominated by renewables,” Applied Energy.232: 258-272.
21. Staffell. L, D. Scamman, A. V. Abad, P. Balcombe, P. E. Dodds, Paul Ekins, N. Shahd, and K. R. Warda (2019), “The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system,” Energy & Environmental Science. 2.
22. Mazza. A., E. Bompard, and G. Chicco (2018), “Applications of power to gas technologies in emerging electrical systems,” Renewable and Sustainable Energy Reviews.92: 794-806.
23. Dena. <https://www.dena.de/en/home/>
24. GRTgaz.
<http://www.grtgaz.com/en/press/news/grtgaz-au-wgc-paris-2015.html>