

生質燃料與煤炭混燒對我國電力結構影響研究

韓佳佑^{1*} 陳治均¹

摘 要

根據台電10610方案可知，燃煤電廠裝置容量於2015至2025年共新增3.8 GW，但發電占比依政策規劃從2016年45.4% (含民營)減少至2025年30%，可預期在2030年，將有部分新增燃煤機組因減碳壓力而閒置。因此，本文藉由情境設計與TIMES-ED模型運算提出以生質煤替代燃煤，作為解決閒置燃煤電廠之配套方案。而本文進一步釐清生質煤與煤炭混燒所衍生的懸浮微粒排放議題，並以外成本概念探討對電力結構影響。本文所提出的情境有基準情境、情境1、情境2與情境3，其差別在於基準情境不考慮減碳目標，情境1至3將NDC及溫減法的減碳目標納入考慮。情境1燃煤發電不考慮混摻生質煤，情境2和情境3在2020年混摻比假設為20%，至2050年分別成長至40%及80%。由結果可知，在2040年後，燃氣發電已無法滿足嚴峻的減碳目標，在零碳電力裝置容量發展已達上限之情況下，使得情境3 (2040年混摻60%，2050年80%)中的生質煤與煤炭混燒技術有明顯成長，能有效解決閒置燃煤電廠。故至2050年，電力發展順序應以零碳技術(太陽光電、風力發電等)為主，其次為生質煤與煤炭混燒技術。若情境3考慮生質煤與煤炭混燒的外部成本，相較於情境2 (2050年混摻比40%)其在2045年後仍有較高的燃煤發電占比，可知提高生質燃料與煤炭混摻比是影響混燒技術未來在國內發展的關鍵因素之一，建議可先解決生質料源不足並降低其成本。本文研究成果有助於釐清生質煤與煤炭混燒技術在我國減碳路徑上所扮演之角色，並作為政府未來技術布局之參考依據。

關鍵詞：電力部門，生質燃料，TIMES-ED，燃煤發電

1. 研究背景及目的

我國政府於2016年開始積極推動能源轉型，並提出2025年達成燃煤發電30%、燃氣發電50%、再生能源發電20%之電力配比目標(能源局，2017a)，其中燃煤發電於2017年占總電力配比約45.4% (能源局，2016)，但根據台電「106年長期電源開發方案(10610案)」(台電，2017)可知，燃煤機組裝置容量規劃於2015至2025年共新增3.8 GW，若以運轉年限40年

來看，未來可能在碳捕存(Carbon Capture and Storage, CCS)技術無明顯突破下，而造成許多燃煤電廠因減碳壓力而閒置。於此，本文應用TIMES-ED (The Integrated MARKAL-EFOM System - Elastic Demand)模型，藉由不同情境設計，提出以煤炭混摻生質煤(Bio-coal)作為解決閒置燃煤電廠之策略，另有關於該混摻技術所衍生之懸浮粒子(particulate matter, PM)排放於本文中亦一併探討。

生質燃料和煤炭混燒技術在歐美地區已

¹行政院原子能委員會核能研究所 副工程師
*通訊作者電話: 03-4711400#2720, E-mail: s49130153@iner.gov.tw

收到日期: 2018年10月02日
修正日期: 2019年02月01日
接受日期: 2019年04月02日

蔚為風潮，茲如歐洲目前最大的聯合燃煤電廠(E.ON在荷蘭的Maasvlakte工廠)，裝置容量達1,100 MW，其燃料80%為煤炭，20%來自固態生質燃料(陳志洋，2017)，而加拿大安大略省於2014年決定淘汰境內4座燃煤機組，亦認為混燒技術是讓燃煤電廠能持續運轉的重要解決方案之一，同時又可減少空氣污染物的排放(Badour *et al.*, 2012)，另德國能源總署的研究顯示德國的燃煤電廠可以在不修改既有設備情況下，完成混燒50%的木質顆粒(Roni *et al.*, 2017)；日本燃煤電廠共38座，其中有混燒木質燃料的有11座，但因受限於磨煤機不適用於生質燃料，混燒比例約1至3%(曾志富，2016)。在國內方面，則由中鋼公司率先推動以生質煤取代燃煤，其利用50 MWe切線式燃煤鍋爐(tangential boilers)作為混燒載具，在不修改既有設備情況下，建立國內首座懸浮式燃煤鍋爐混燒生質煤的燃燒技術，其中生質煤混摻比例為20%(中鋼生質煤，2018)。

生質燃料與煤炭混燒技術和CCS一樣，都是應用於燃煤電廠，皆被視為未來重要的減碳技術，但兩者在技術發展上所面臨的困境不盡相同(IEA, 2015；張耀仁，2015)，茲如生質燃料與煤炭混燒技術是以生質燃料取代煤炭，藉由其碳中和的特性，達到減碳目的，故若要提高生質燃料的混摻比例，需先解決的問題是生質物料的取得，而政府間氣候變化專門委員會(Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC)認為生質燃料的生產應避免與糧爭地及土地使用改變對氣候及環境的負面衝擊。相對地，CCS技術並無燃料取得問題，但其設備成本相較於生質物混燒技術高出許多，且運轉時耗費電力及有CO₂封存場址及洩漏等問題。值得一提的是，生質燃料與煤炭混燒技術有加劇PM排放之疑慮，但CCS則無。

早在1990年代，歐盟即認為對於既有生質料源的使用，生質物與煤炭共燃相較於生質能發電是一較為廉價的技術選項，故在1993至1994年進行了生質物/污水污泥與煤炭混燒的研

究，其中在測試模式上考慮粉狀燃料(pulverized fuel, PF)及流體化床(fluidized bed, FB)，規模從實驗室設備到電力公司鍋爐(Hein and Bemtgen, 1998)。加拿大安大略省為加國最大的能源消費省分，初級能源消費中90%為化石燃料，溫室氣體(greenhouse gas, GHG)排放量位居全國第二，故Zhang等人(2007)針對纖維素生質物(cellulosic biomass)轉換成能源提出二種不同情境：在既有燃煤電廠中煤炭混燒生質物進行發電，及在獨立設備中以生質物產製酒精，並決定從化石燃料轉換至生質物的增量成本。其結果指出，在原油價格一桶70美元與目前生質能源替代方案的技術發展下，生質燃料共燃相較於以生質物產製酒精更具減量效益。而K. V. Narayanan和E. Natarajan (Narayanan and Natarajan, 2007)則藉由實驗來探討生質物與煙煤分別在混摻比20%、40%及60%下，對氣體排放(如NO_x及SO₂等)及其它特性(如總燃料需求及總燃料成本等)的影響，有關不同生質燃料對氣體排放特性影響於文獻(Ibrahim *et al.*, 2015)中亦有探討，其利用燕麥殼及木屑和煤炭混燒，探討PM排放情形，結果指出煤炭與燕麥殼50%共燃，至多可減少90%的PM排放，相形之下，與木屑3.8%共燃，對PM排放幾乎沒影響。Kabir及Kumar (2012)比較九種不同生質物與煤炭混燒的生命週期能源及環境效益，並針對不同型式(屑片、捆包及顆粒)的生質物進行直接混燒及並行混燒，其中有關GHG排放量農業剩餘物、森林剩餘物及樹木分別為957至1,004 kg CO_{2eq}/MWh、967至1,014 kg CO_{2eq}/MWh及1,065至1,083 kg CO_{2eq}/MWh。而Nussbaumer (2003)則認為不完全燃燒會導致污染物(如CO、飛灰及煤煙)的高排放，其可藉由爐膛設計最佳化達到改善效果；另外，由於燃料的成份包含N、K及Cl等，容易造成NO_x及次微粒子的排放增加，空氣分級(air staging)及燃料分級(fuel staging)已作為降低NO_x排放的主要方法，但減少PM排放的方法仍未被提出。考量生質燃料和煤炭間不同的化學成分及物理特性，Dai等人(2008)根據文

獻的蒐集與計算，提出生質物和煤炭共燃所需解決的議題，包括反應器類型、饋料方式、空氣動力、灰分燒結(sintering)、污垢及侵蝕等。

我國環保署於2012至2013年間完成國內生質料源調查統計(楊子岳, 2013)，其中以農業剩餘資材(多數為乾料源)轉製成固態生質燃料之潛力約12,941.4 TJ，並以稻草稻殼為大宗，該計畫中亦進行生質煤與煤炭混燒技術的相關研究，結果顯示，在考量生質煤與煤炭混摻之研磨能耗與研磨後粒徑，建議在輕度焙燒後柳杉生質煤與煤炭混摻比可在10%以下，混合顆粒燃料生質煤與煤炭混摻比可在20%以下，至於實際燃煤系統中之研磨及燃燒情形則有待進一步研究。另外，環保署亦評估生質燃料產製及混燒技術之可行性(張慶源, 2013)，其結果指出依據不同的鍋爐型式而有不同的混燒技術，例如塊煤鍋爐，生質煤可直接與煤炭於鍋爐內混燒，但生質煤之粒徑不宜過大(小於8 mm)，該研究亦認為生質燃料或生質炭(例如稻稈或柳杉)與燃煤進行混燒，可降低NO_x及SO_x的排放量，但由於混燒所產生之粒狀物粒徑明顯變小，故所排放PM_{2.5}的比例相對提高。上述國內外文獻皆運用實際量測或理論模擬探討不同生質物與煤炭在不同混摻比例下，燃燒後對空氣污染排放物的影響，而本研究將參考這些文獻的研究成果，進一步考慮這些空氣污染排放物的外部成本，應用TIMES-ED模型探討生質物與煤炭混燒技術對電力結構之影響。

本文首先於第2章介紹生質燃料與煤炭混燒之技術發展與趨勢，而有關生質燃料與設置成本於本章中亦一併探討；第3章藉由國外文獻的蒐集與研析，釐清生質燃料與煤炭混燒對懸浮粒子排放之影響，有關CO₂及PM_{2.5}、SO_x及NO_x的外部成本，於本章中亦加強論述；第4章簡介本文所採用的能源工程模型TIMES-ED；第5章為情境設計與模型運跑；最後於第6章提出結論與建議。

2. 技術現況與趨勢

生質物(biomass)與煤炭混燒(co-firing)技術可分為直接混燒(direct co-firing)、間接混燒(indirect co-firing)及並行混燒(parallel co-firing)。其中直接混燒是最廉價與最普遍的混燒技術，在生質物與煤炭混摻及磨碎後，再進行燃燒，或是在生質廠或改良的燃煤廠將生質物磨碎後，與粉煤混合，再直接饋入燃燒器或經由專用的生質物燃燒器注入鍋爐，亦可直接注入鍋爐燃燒。然國際能源署(International Energy Agency, IEA)和國際再生能源總署(The International Renewable Energy Agency, IRENA)在2013年的報告指出(IRENA, 2013)，直接混燒技術由於在高混摻比例時維護成本高昂，且運轉成本居高難下，造成生質物與煤炭的最大混摻比例相當有限，一般大約為10%，故建議在新建電廠中透過合適的設計與規劃以降低運維成本。間接混燒技術目前較少被採用，其需在流化床氣化爐上裝置專用的生質物轉換設備，以將固態生質物轉換成燃料氣(fuel gas)，再和煤炭在相同的鍋爐燃燒。由於需裝設額外的設備，造成該技術的設備成本比直接混燒技術高出許多，但間接混燒可完成更多不同的生質物與更高混燒比例；最後，並行混燒需要一專屬的生質物鍋爐，以供應蒸汽至相同的蒸汽循環，該技術能實現高生質物混燒比，常使用在造紙產業。

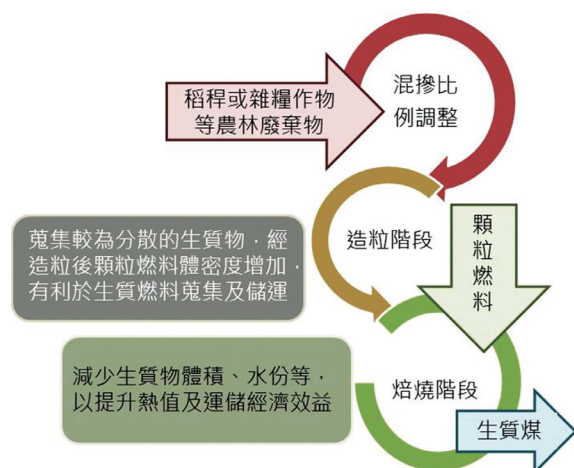


圖1 生質煤產製程序(楊子岳, 2013)

生質煤為固態生質燃料的一種，其產製程序與各階段的產物如圖1所示，在生質物造粒階段，可將不同生質燃料均值化，並提高顆粒燃料體密度(bulk density)，以利於生質燃料蒐集及運儲。在經造粒階段後，為減少生質物體積及水份，以提高熱值及運儲經濟效益，生質物焙燒(torrefaction)或稱低溫裂解技術可解決這些問題，此為生質煤與一般固態生質燃料在產製上不同之處。焙燒為一種生質物熱處理(biomass thermal treatment)方法，其指將生質物置於一大氣壓且缺氧的環境下進行低溫碳化，操作溫度介於200°C至300°C、升溫速率小於50°C/min，焙燒後的產品為固體之生質煤、部分液態焦油、有機揮發物與少量之合成氣(syngas)，雖然焙燒技術減少生質物質約30 wt.%，但可保留約90%之能量於焙燒後之生質

物，使得焙燒後生質物之能量密度較原生質物高、減少運輸成本及改善儲存效能(楊子岳，2013；張慶源，2013)。

表1所列為生質煤的燃料成本，其依不同料源而有很大差異，但整體來看，目前生質煤成本比煤炭高出約2.5倍，在市場上競爭力略顯不足，有待政策誘因或其它技術突破以降低整體成本。而我國環保署於2013年以稻稈作為主要原料製成生質煤(張慶源，2013)，總成本約6,534新臺幣/公噸(換算美金約205.5美元(2015)/公噸)，其中在生質物造粒階段由於需要耗費較多的運輸燃料與電力，是提高整體成本的主因，而Ranta (BE Sustainable, 2015)等人指出生質煤價格為一噸190.4美元(2015)。

表2所列為有關生質物與煤炭共燃的重要數據，在不考慮生質物焙燒技術下，燃煤電

表1 生質煤成本(本研究彙整)

1. 張慶源(2013)：					
生質燃料類別	固態生質燃料		生質炭		燃煤(煙煤)
	柳杉	稻稈	柳杉	稻稈	
價格(美元/公噸)	157.2~188.7	125.8~141.5	220~267.3	173~220	94
2. 楊子岳(2013)：以稻稈作為主要原料，總成本約205.5美元(2015)/公噸					
3. BE Sustainable (2015)：190.4美元(2015)/公噸					

註：表中所列的成本數據皆已轉換至以2015年美元為基期

表2 生質物與煤炭共燃之重要數據(本研究翻譯彙整)

1. IRENA (2013)					
燃燒技術	直接混燒		間接混燒		平行混燒
能源效率(%)	35~42		33~42		33~42
生命週期	超過30年		超過30年		超過30年
投資成本(美元/kW)	443~567		3,090~4,121		1,648~2,576
運維成本(占每年投資成本比率%)	2.5~3.5		5		4
均化成本(美元/kWh)	0.023~0.07		0.052~0.134		0.072~0.155
2. ETRI (2014)					
年別	2013	2020	2030	2040	2050
設置成本(美元/kWe)	353	324	296	275	254
3. IEA (2015)					
均化成本(美元/MWh)	預估至2030年，生質燃料與煤炭直接混燒成本為0.067至0.109(美元(2015)/kWh)，間接混燒約0.115至0.171(美元(2015)/kWh)				

註：表中所列的成本數據皆已轉換至以2015年美元為基期

廠加裝與生質物直接混燒技術所需的投資成本介於443至567美元/kW，平行混燒為1,648至2,576美元/kW，而間接混燒為3,090至4,121美元(IRENA, 2013)，然而相較於100%的生質燃料電廠，這些成本仍低得許多。目前位於荷蘭的Maasvlakte聯合燃煤電廠，如本文第1部分所述，其與木質顆粒共燃的設置成本為367美元(2015)/kWe，約為燃煤電廠設置成本1,011美元(2015)/kW的36%(IEA, 2015)。另外，ETRI則評估生質物與煤炭混燒所需的設備成本於2013年為353美元/kWe，並假設成本隨技術進步而逐年遞減，至2050年為254美元/kWe(EU, 2014)。目前20%的生質物與煤炭混燒之技術已相當成熟，超過50%的混摻比率在技術上普遍認為是可行的，但現今一般都低於5%，雖然混摻比率有逐年持續成長的態勢，但仍很少超過10%(IRENA, 2013)。

3. 生質物與煤炭混燒之懸浮粒子排放

生質物與煤炭共燃的氣體排放一直是各界所關注的議題。一般認為大部分生質燃料，具有硫含量較低的優勢，故SO₂排放量普遍低於化石燃料。而NO的形成，則需考慮燃燒溫度、當量比(Equivalence ratio)和燃料本身氮含量的綜合影響，在最低過剩氧量的操作條件下，混燒生質燃料或單燒化石燃料均能有效降低CO排放(黃緯程，2017)。亦有研究指出(張瑋仁，2012)，鍋爐內空氣流量對NO_x及SO₂的排放量影響很大，在固定空氣流量的實體連續混燒下，添加其它生質物會導致CO排放量增加，NO_x及SO₂排放量減少，且隨生質物添加比例而有CO更增加或NO_x及SO₂更減少的趨勢；但在進氣為理論空氣量的實驗室批次混燒下，NO_x排放量於低添加比例(<20%)時差異不大，

而較高添加比例及單獨生質物燃燒時，NO_x排放則明顯增加，SO₂排放量則隨添加比例之增加而減少。

表3彙整國外有關生質物與煤炭混燒之氣體排放(Badour *et al.*, 2012；Dai *et al.*, 2008；Jia *et al.*, 2016)，總體來說，利用生質物取代傳統燃煤，可降低SO₂與CO₂排放，但NO_x排放可能減少或不變，其中當混摻比從5%增加至20%，SO₂的減量效益從10,000噸上升至40,000噸(以柳枝作為生質燃料)，而芒草的減量貢獻則略高於柳枝；CO₂的減量效益從5,000噸上升至20,000噸，柳枝與芒草的減量貢獻相當(Grabowski, 2004)。在懸浮粒子排放方面，混摻生質燃料有排放增加之疑慮，而行政院環保署委託臺大環工系的研究發現(張慶源，2013)，由於生質物中K、Ca等生物鹼含量高，燃燒時會產生鹽類微粒，導致PM_{2.5}的含量比使用燃煤來得高。

在釐清生質物與煤炭混燒對PM排放影響後，本文再進一步考慮空汙及懸浮粒子等外部成本對生質燃料與煤炭混燒技術之發展。梁啟源(2004)曾用國內實證資料，經歐洲各空氣污染物單位成本之比率調整後，推估臺灣地區空氣污染物每公噸社會成本：PM₁₀為新臺幣88,212元、NO_x為新臺幣53,790元、SO_x為新臺幣45,919元；而廖偉辰(2018)以2015年新臺幣為基期，燃煤的外部成本為1.907 NT/kWh、燃油1.678 NT/kWh、燃氣0.873 NT/kWh。表4所列為燃料燃燒後所排放CO₂及懸浮粒子的外部成本，影響外部成本的因素相當多，由於並非所有的空汙衝擊都能貨幣化，故強調表中的結果並非為電力發電的總外部成本(NEDS, 2009)。另外，Goodkind及Polasky(2013)認為，SO₂和NO_x排放所生成的衍生性PM_{2.5}和直接排放的原生性PM_{2.5}共同型成大氣中的PM_{2.5}濃度¹。然而在評估懸浮粒子濃度對人體健康的危害時，一

¹PM_{2.5}依性質可分為原生性PM_{2.5}和衍生性PM_{2.5}，其中衍生性PM_{2.5}是指排放到大氣中的化學物質經過太陽光照或其它化學反應後生成，包括電廠、煉鋼廠、石化業、機動車輛及船舶等排放PM_{2.5}前驅物，如：硫氧化物(SO_x)、氮氧化物(NO_x)、揮發性有機物與氨，在大氣中生成硫酸鹽、硝酸鹽及氨鹽等微粒，組成PM_{2.5}，其量值無法直接量測獲得(行政院環保署，2015)。

表3 國外有關生質燃料及煤炭混燒之氣體排放(本研究彙整)

燃燒器類型	燃料類型與混摻比例或進料方式	說明
加壓流化床燃燒器 (1.6 MWth)	<ul style="list-style-type: none"> • 稻稈與煤炭 • 混合進料 	減少在乾舷區(freeboard)的CO、NOx及SO ₂ 的濃度
流化床燃燒器	<ul style="list-style-type: none"> • 煤炭與木料、稻稈、城市汙泥 • 混合進料 	<ul style="list-style-type: none"> • SO₂、CO及NOx的排放量隨木料與煤炭混合比例增加而減少。 • 隨著煤炭與稻稈混燒比例增加，鹽酸濃度亦相對提升，而煤炭與汙泥混燒較易有燒結(agglomeration)現象
旋風式燃煤鍋爐 (175 MWe)	<ul style="list-style-type: none"> • 煤炭及軌枕(<25 wt%)，軌枕粒子大小< 1 mm • 混合進料 	SO ₂ 減少7%；懸浮粒子減少12%；NOx增加8%
旋風燃燒器(440 MWe發電系統)	<ul style="list-style-type: none"> • 煤炭及RDF⁽¹⁾混合 • HHV_{coal}=14,388；HHVRDF1=12,955⁽²⁾ • 12%共燃 • 混合進料及生質物溼度19 wt% 	NOx減少2至3%；SO ₂ 減少17%；懸浮粒子增加50%
200 MWe粉煤鍋爐	<ul style="list-style-type: none"> • 20%木質生質燃料混燒 • 混燒比20%(低混燒情境)及55%(高混燒情境) 	低混燒情境，PM _{2.5} 排放量與僅燃燒煤炭時相當，而高混燒情境PM _{2.5} 排放約55%
氣泡式流體化床燃燒器	<ul style="list-style-type: none"> • 白松木與褐煤 • 混摻比：20%、50%、80%及100% 	SO ₂ 與NOx的排放量隨白松木與褐煤的混摻比增加而減少
粉煤鍋爐及旋風式燃煤鍋爐 (Grabowski, 2004)	<ul style="list-style-type: none"> • 粉煤鍋爐：2%混合進料、10%各別進料； • 旋風式燃煤鍋爐：10至15%混合進料 	可降低SO ₂ 與CO ₂ 排放，但NOx排放則依操作情況可能減少或不變

註：(1) RDF (Refuse Derived Fuel)：廢棄物衍生燃料；(2) HHV: higher heating value

表4 燃料燃燒後所排放的CO₂及懸浮粒子之外部成本(本研究彙整)

	外部成本	說明
歐盟(EEA, 2008)	CO ₂ 28美元/噸 ~97美元/噸	與發電的燃料配比、能源效率、汙染消除技術的使用及電廠位置有關
NEEDS (2009)	<ul style="list-style-type: none"> • 2010年：CO₂ 18.6美元/噸、NOx 4,536美元/噸、PM_{2.5} 19,477美元/噸 • 2020年：NOx 5,352美元/噸、PM_{2.5} 19,232美元/噸 • 2025年：CO₂ 25~40美元/噸 • 2050年：CO₂ 61~150美元/噸 	探討空氣汙染物對健康、生物多樣性、作物產量及物質損害的外部成本。由於並非所有的空汙衝擊都能貨幣化，故強調該結果並非為電力發電的總外部成本
Ecofys (2014)	CO ₂ 30美元/噸	能源使用的外部成本包含：對人類健康的危害、生態及生物多樣性影響及資源匱乏
Goodkind and Polasky (2013)	SO ₂ 2,988美元/噸、NOx 825美元/噸、PM _{2.5} 4,893美元/噸、PM ₁₀ 237美元/噸	在SO ₂ 和NOx排放後，所生成的衍生性PM _{2.5} 和直接排放的原生性PM _{2.5} 共同型成大氣中的PM _{2.5} 濃度。然而在評估懸浮粒子濃度對人體健康的危害時，一般是以可量測的重要汙染物為主。

註：表中所列的數據皆已轉換至以2015年美元為基期

般是以可量測的重要汙染物為主。歐盟對CO₂外部成本的評估為28美元/噸至97美元/噸之間(EEA, 2008)，而NEEDS的研究指出，NO_x的外部成本2010年為4,536美元/噸，PM_{2.5}為19,477美元/噸，且隨著時間而增加，至2020年NO_x為5,352美元/噸，PM_{2.5}為19,232美元/噸。本研究參考上述文獻，化石燃料用於發電所排放的CO₂外部成本為23.5歐元/噸(2020年)至115歐元/噸(2050年)、PM_{2.5}為24,570歐元/噸(2020年)至120,340歐元/噸(2050年)、NO_x為5,722歐元/噸(2020年)至28,026歐元/噸(2050年)、SO_x為20,714歐元/噸(2020年)至101,453歐元/噸(2050年)。

4. TIMES-ED模型的概要說明

圖2所示為TIMES-ED模型的概要說明。TIMES模型是由IEA在1976年所成立的ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Program) 計畫資助，於1978年開始開發的3E (能源、經濟、環境)系統模擬工具，至今已被70個國家中的250個研究機構所使用，主要用於模擬未來20至50年間全球、區域或單一國家的能源系統最佳化規劃，是一套相當成熟且廣為被使用的能源系統規劃模型。TIMES模型可在各項能源需求、供應、技術限制及情境條件(如CO₂減量目標)下求解能源系統的最小成本，並可規劃各種新能源技術進入系統或舊有技術除役的最適宜

時機。因此，透過TIMES模型進行能源政策模擬可以更確切擬定我國的能源政策發展，作為相關單位制訂能源政策時之參考依據，達到輔助政府施政之成效，投資者可掌握時機進行能源技術的投資，避免過度能源生產或進口而導致的能源損失或浪費。

5. 情境設計與模型運跑

根據上述資料彙整與研析，有關TIMES-ED模型中生質煤與煤炭混燒技術的參數設定如表5所列，其中有關PM_{2.5}、NO_x及SO_x的排放係數是藉由與歷史年的排放量校準，應用TIMES-ED模型進行多次運跑獲得。PM_{2.5}、NO_x及SO_x在2013年的排放量取自環保署「空氣污染排放量查詢系統」(行政院環保署，2018)，其中電力業的PM_{2.5}排放占總量3.6%、SO_x為36%、NO_x為17.3%，本文假設煤炭為主要排放源；2014至2016年PM_{2.5}、SO_x及NO_x的總排放量取自環保署統計年報(行政院環保署，2017)，再乘以2013年電力業占比作為當年度的電力部門排放量(請參閱附件)，而生質煤的排放係數再參考文獻(Jia *et al.*, 2016)求得。

有關氣渦輪複循環機與超超臨界燃煤機組之成本比較如圖3所示，其中超超臨界燃煤機組是未來燃煤技術的主要選擇，其相較於既有燃煤機組具有較高的效率和較低的CO₂排放，然而其設備投資成本比燃氣機組要來得高，但由

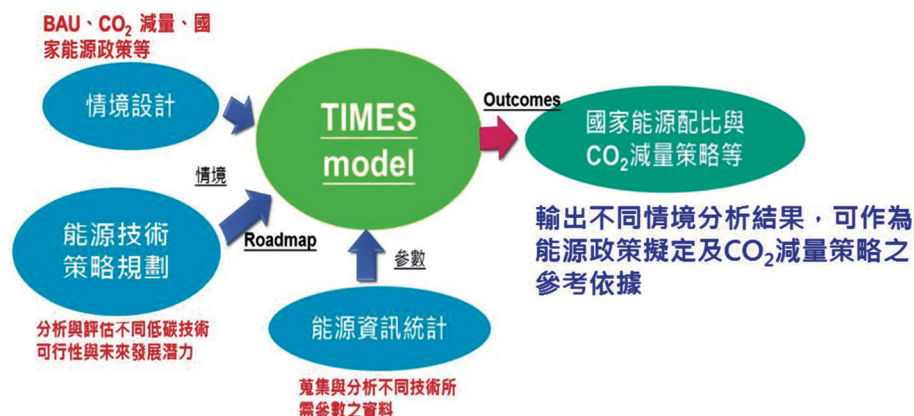


圖2 TIMES-ED模型概要說明(韓佳佑，2016)

表5 TIMES-ED模型參數設定(本研究彙整)

項目	說明
生質煤燃料成本	假設生質煤燃料價格在2020年為煤炭的2倍，熱值為煤炭的66%，且目前所遭遇的生質料源不足於未來可獲得解決，至2050年，生質煤燃料價格為2020年的90%
生質煤混燒所需的額外設備成本	假設為燃煤電廠建置成本的36%
PM _{2.5} 、NO _x 及SO _x 排放係數(kt/PJ)	<ul style="list-style-type: none"> • 煤炭的排放係數：PM_{2.5} 0.0039、NO_x 0.08及SO_x 0.052 • 生質煤的排放係數：PM_{2.5} 0.00575、NO_x 0.044及SO_x 0.052

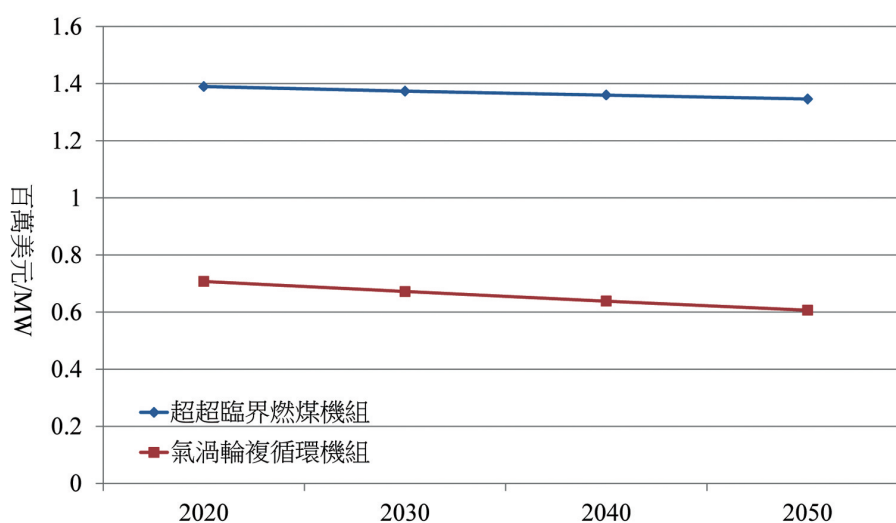


圖3 燃氣與燃煤機組之設置成本(本研究繪製)

於煤炭價格比天然氣低出許多，使得燃氣發電成本比燃煤來得高。另外，因為氣渦輪複循環機與超超臨界燃煤機組的技術皆相當成熟，故於未來年其設備成本降幅有限。

5.1 情境設計

本文以台電10610方案(台電，2017)作為2017至2028年傳統發電機組裝置容量設定之參考依據，並作為未來年燃煤及燃氣機組成長率之上限，其中燃氣的供氣量是依據能源局簡報資料(能源局，2017b)，除既有之中油臺中、永安廠及原規劃之第三接收站外，額外增加中油臺中廠擴建、台電臺中廠及協合廠，

至2025年總規劃供氣量可達3,270萬噸。情境設計如表6所示，主要有「參考情境」(陳治均等，2016)、「情境1」、「情境2」與「情境3」，其中的差異在於減碳目標，「情境1至3」把國家自定預期貢獻(Nationally Determined Contribution, NDC)及溫減法納入考慮，而「參考情境」不考慮減碳目標。「情境1」與「情境2及3」的差異在於「情境1」燃煤發電不考慮混摻生質煤，「情境2」則假設2020年燃煤發電20%混摻生質煤，並以線性成長至2050年40%，「情境3」至2050年混摻比為80%²。值得一提的是，CCS及深層地熱皆被視為重要減碳技術，但由於其發展具高度不確定性，本文以

²由TIMES模型的「參考情境」運跑結果可推算我國2010年燃煤發電的碳排放係數約0.906公斤/kWh，2015年0.904公斤/kWh，而燃氣發電2010年約0.419公斤/kWh，2015年與2010年相當，故整體來說，燃氣發電碳排放係數約為燃煤的0.46倍。由於本研究假設生質煤的CO₂排放量為0，以燃煤與燃氣碳排放係數觀點來看，燃煤發電混摻生質煤比例得至少超過50%才具減碳效益。然TIMES模型在減碳情境(「情境1」至「情境3」)的運跑，其考量各項能源需求、供應及技術限制條件下求解能源系統的最小成本，在減碳目標過於積極的情況下，甚至會以抑低能源服務需求手段達成減碳目標，故本研究未先在外部計算混燒比例再置入模型中模擬，以避免無法呈現真實的混燒比例。

表6 達到溫減法目標之TIMES-ED模型情境設計(本研究彙整)

情境名稱	參考情境	情境1	情境2	情境3
燃煤發電	2017~2028 ⁽¹⁾ ；2028~2050參考2017年以後1.5%的年均成長率為上限			
燃氣發電	2017~2028 ^(1~3) ；2028~2050參考2017年以後5.5%的年均成長率為上限			
燃油發電	燃油機組參考台電10610案如期除役			
再生能源	2017~2050自定上限(如表7所列)，内生求解，不考慮深層地熱發電 ⁽²⁾			
核能發電	核一停役、核二~核三無延役(核四封存)			
汽電共生	參考能源局，我國能源供需展望報告，進行2020~2050汽電共生裝置容量上限的設定			
潔淨燃煤發電	無混滲生質煤	無混滲生質煤	混滲40%生質煤 ⁽⁴⁾	混滲80%生質煤 ⁽⁴⁾
減碳目標	無目標	2020年(2005年碳排放量再減2%)，2025年(2005年碳排放量再減10%)、2030年(NDC)、2050年(溫減法)		

註1、2017~2028年參考台電電源開發方案(10610案)設定裝置容量上限。

2、情境1~3，2025年燃氣發電占比50%、再生能源發電占比20%。

3、2025年提高燃氣進口量上限至3,270萬噸，並由模型内生求解燃氣裝置容量。

4、情境2與情境3是假設2020年混滲比20%，並以線性成長至2050年40%及80%。

表7 再生能源裝置容量(MW)上限(能源局，2017b；能源局，2016；核研所，2016)

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
離岸風力	0	520	5,500	5,500	7,650	10,100	12,550	15,000
太陽光電	842	6,500	20,000	20,000	22,504	25,008	27,512	30,016
陸域風力	647	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
水力發電	2,089	2,100	2,150	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200
淺層地熱	0	150	200	200	315	315	315	315
生質電力	741	768	813	855	1,354	1,496	2,004	2,488
波浪發電	0	0	0	50	170	320	520	720
洋流發電	0	0	0	20	150	300	600	1,050

註：紅色字表示政策目標，藍色字表示TIMES模型上限設定值，其中太陽光電及離岸風電在2050年裝置容量為本研究推估的潛能值。

一保守觀點，探討在無CCS及深層地熱下，生質煤與煤炭混燒對我國達成減碳目標之影響。

5.2 TIMES-ED模型運跑結果

圖4及圖5所示為「參考情境」(無減碳目標)的電力結構，而本文再進一步探討在考慮外部成本下對電力結構之影響。由於無減碳壓力，電力配比以燃煤及燃氣為主，其中2025年燃煤裝置容量占比為27%，燃氣38%，汽電共生18%，再生能源約8%；2050年燃煤裝置容量占比為29%，燃氣42%，汽電共生20%，再生能源約6%。而在考慮外部成本下，具高排放的

燃煤機組裝置容量逐年減少，至2050年燃氣為主要發電技術(占比約53%)，其次為再生能源(占比約29%)與汽電共生(占比約14%)。在發電占比方面(如圖5所示)，「參考情境」考慮外部成本能有效抑低燃煤發電，取而代之的是低碳燃氣發電，而零碳再生能源技術因發電成本較高，於2035年後才有明顯成長。由上述可知，電力結構考慮外部成本其影響與考慮減碳目標相似，皆能抑低具高排碳的燃煤發電，但在考慮減碳目標下的電力結構，其電力結構以零碳再生能源為主，此與考慮外部成本之案例不同。

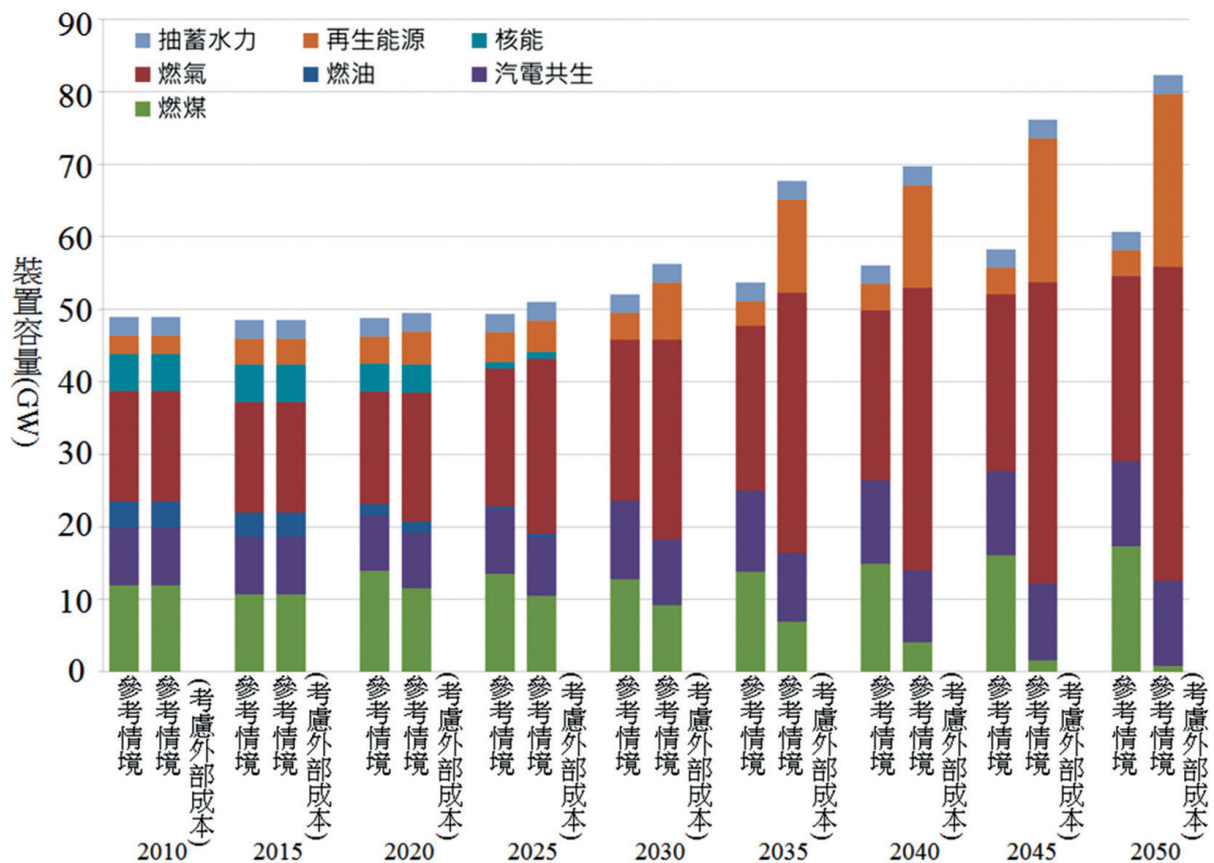


圖4 「參考情境」之不同發電技術之裝置容量(GW) (本研究繪製)

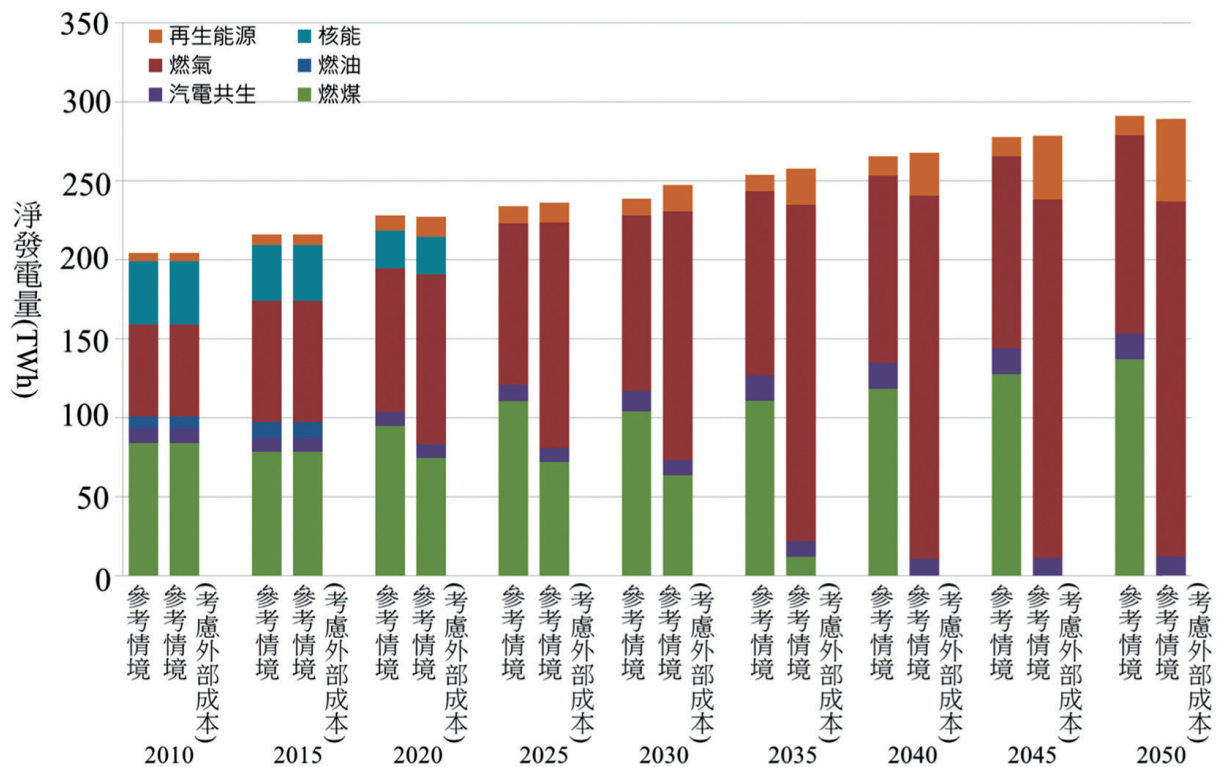


圖5 「參考情境」之不同發電技術之發電量(TWh) (本研究繪製)

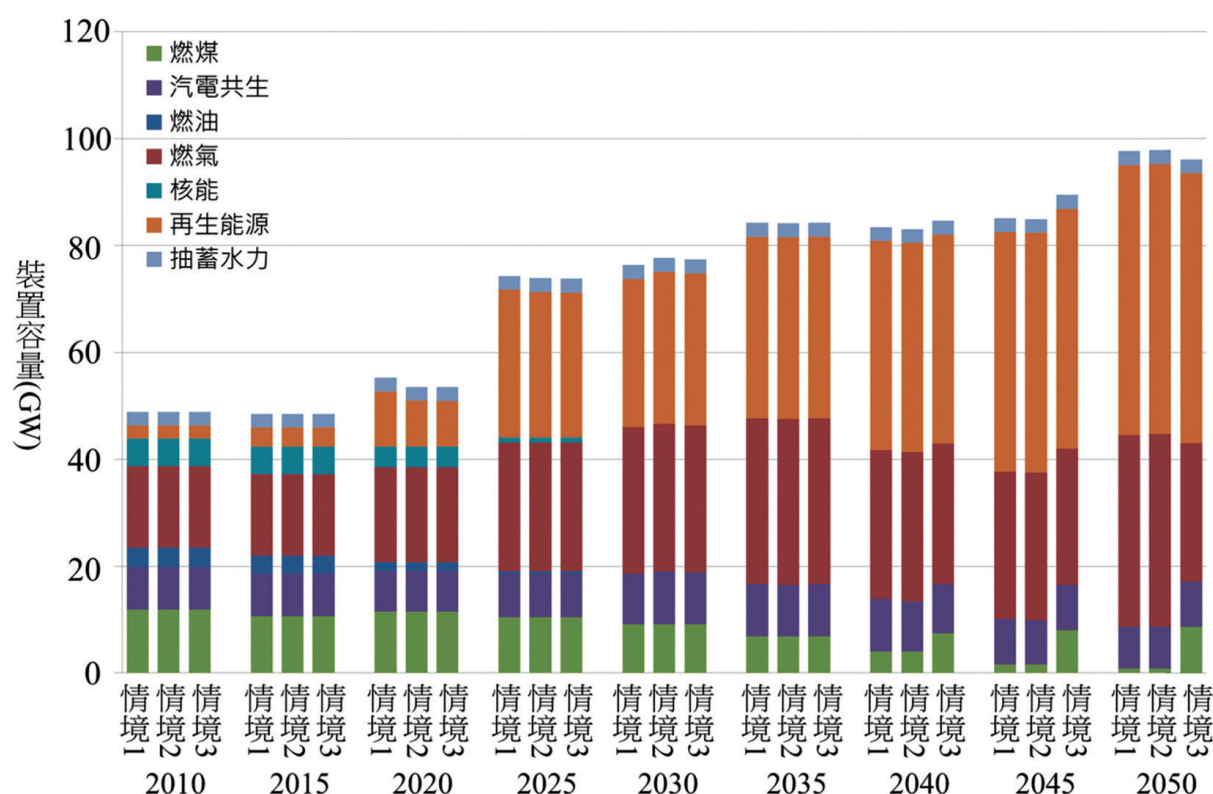


圖6 「減碳情境」(情境1至3)之不同發電技術之裝置容量(MW) (本研究繪製)

在「情境1」(無混摻生質煤)和「情境2」(2050年混摻比40%)的電力結構(如圖6所示)中,生質煤與煤炭的混摻比至2050年成長至40%,由於其碳排放係數相較於燃氣發電不具競爭力,並無法解決閒置燃煤電廠問題。2040年以後,「情境3」(2050年混摻比80%)相較於「情境1」及「情境2」有較高的燃煤機組裝置容量,相對的燃氣裝置容量較小,故在減碳情境下,生質煤和煤炭混燒可降低對燃氣發電的依賴,進而減少燃氣電廠建置壓力。在發電量方面(如圖7所示),「情境1」和「情境2」於2050年的總淨發電量皆相同,但「情境3」則略大於「情境1」和「情境2」,顯示燃煤發電導入生質煤混摻技術可減少能源服務需求抑低。相較於「情境2」,「情境3」的高混摻比例其燃煤發電的碳排放係數在2040年後比燃氣更具減碳效益,因而解決了閒置燃煤機組,提高燃煤發電比例。

值得一提的是,圖7中「情境3」的燃煤發電占比在2020至2035年間逐漸減少,但2040年

後由於生質煤與煤炭混燒相較於燃氣發電更具減碳效益,使得燃煤發電占比有明顯成長;若考慮生質煤混燒的外部成本,其發電配比(如圖8所示)與未考慮外部成本之案例類似,差別在於燃煤發電占比相對較小,不考量 $PM_{2.5}$ 外部成本,混燒比例達到60%時,就具有減碳效益,閒置燃煤電廠可獲得解決,進而提升燃煤機組之發電量;若考量 $PM_{2.5}$ 外部成本則混燒比例需達到70%時,才具有減碳效益,燃煤機組之發電量提升有限,且尚需要大幅度增加燃氣發電;因此,考量 $PM_{2.5}$ 外部成本減弱了混燒技術的減碳效益。由上述討論可知:我國減碳目標相當積極,在2040年以後燃氣發電的碳排放係數無法滿足減碳目標,在零碳發電技術的裝置容量發展皆已達上限之情況下,低碳生質煤混燒技術才有發展機會。故生質煤混燒技術主要可視為我國中長期重要的低碳發電技術,相較於零碳再生能源(太陽光電及風力發電等)在工程建置上較不具急迫性,建議目前可先以小規模示範廠為主,除了需投入資源與人力外,

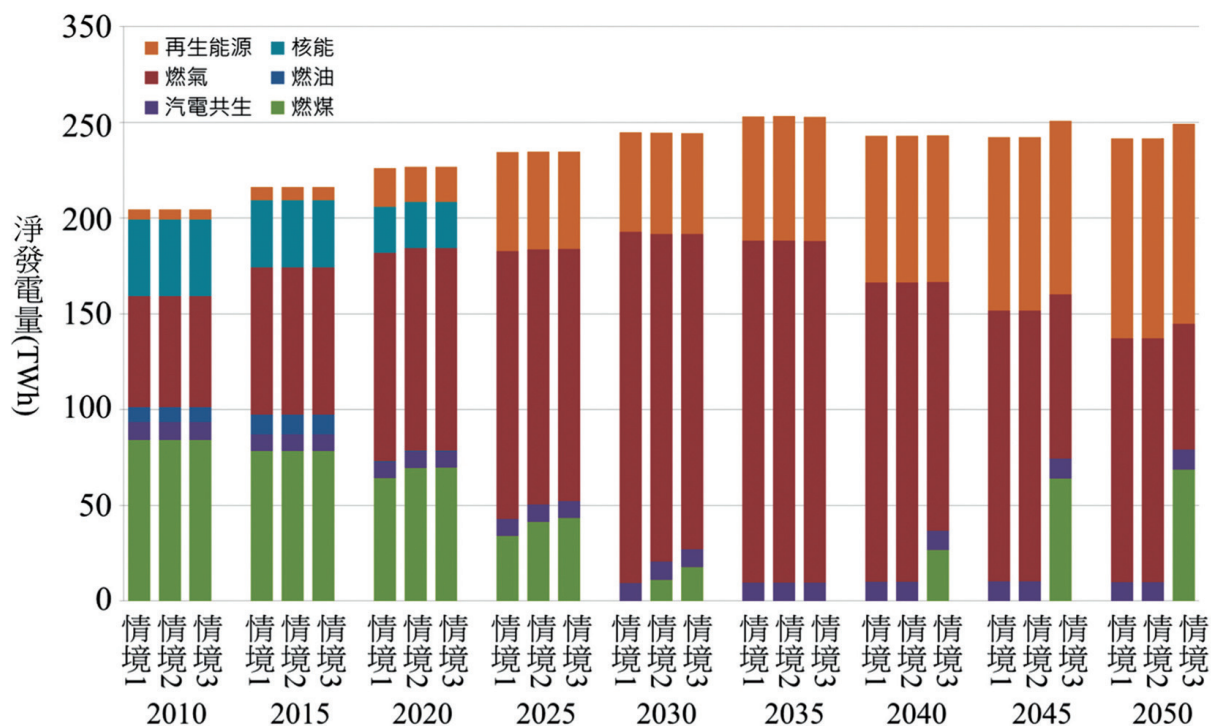


圖7 「減碳情境」(情境1至3)之不同發電技術之發電量(TWh) (本研究繪製)

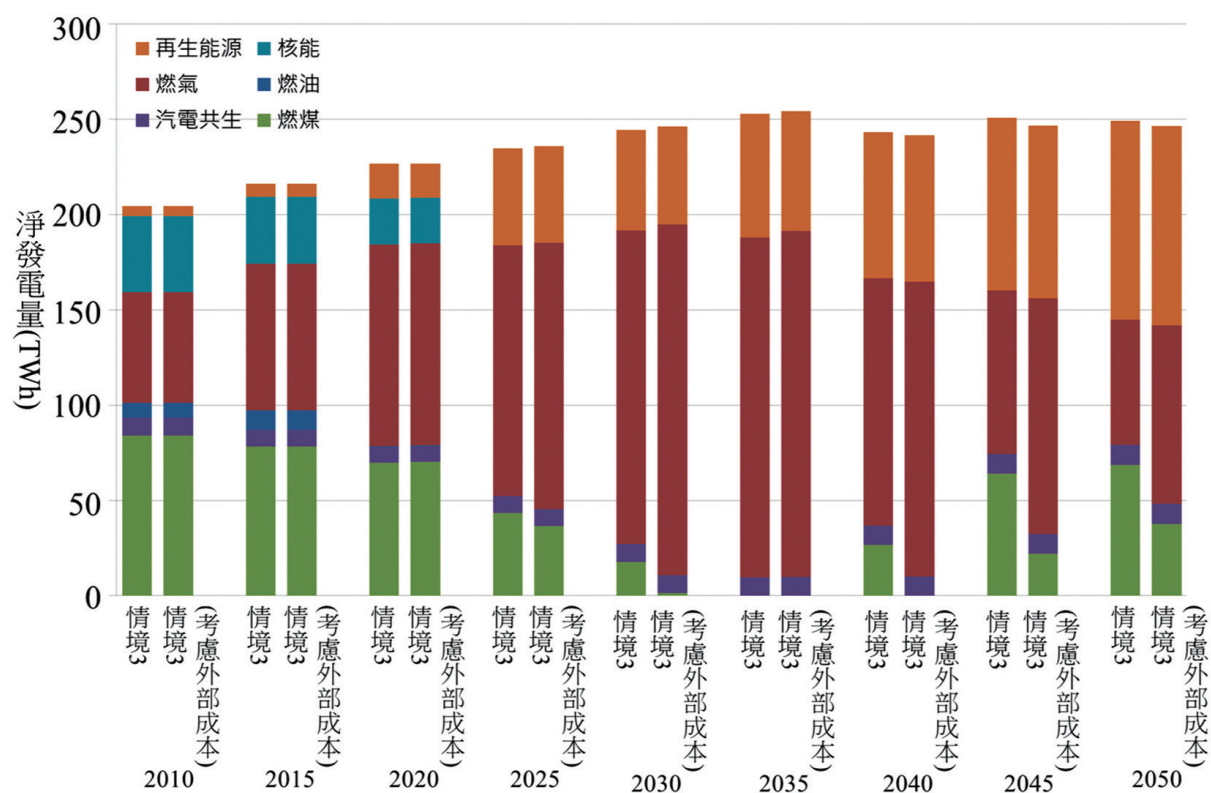


圖8 「情境3」考慮外部成本之淨發電量(TWh) (本研究繪製)

可著重於設備建置(如磨煤機及鍋爐)及用地規劃，待成本大幅下降後，再擴大運轉規模，以提高再生能源發電占比。

另外，即使考慮生質煤與煤炭混燒的外部成本，圖8中「情境3」的燃煤發電占比在2045年後仍比圖7中的「情境2」(2050年混摻比40%)來得高，可知生質煤與煤炭混燒技術未來在國內若要有突破性發展，生質燃料與煤炭的混摻比是關鍵因素之一，而提高生質燃料混摻比須先解決生質料源不足並降低其成本。由國內環保署於2013年的研究報告可知(楊子岳，2013)，我國生質能轉製生質煤潛力約32.6 PJ(考慮一般垃圾、巨大垃圾、資源垃圾及農林剩餘資材)，約占國內2050年9.3%之生質煤需求³，故在高混摻比情況下⁴，還是得仰賴國外進口，建議可參考中鋼公司的經驗，於印尼、印度及馬來西亞等有豐富生質料源的國家設置生質煤產製工廠，致力於重要技術的突破，以穩定料源供給。本研究所提的生質煤混燒煤炭僅為我國達成溫減法的方法之一，若料源供給不如理想，可進一步抑低需求、增加燃氣發電、PV、離岸風電或考量深層地熱及CCS等，俾利我國達成溫減法目標。

高混摻比在技術可行性方面，由Roni等人的研究可知(Roni *et al.*, 2017)，生質燃料混燒比例與電廠鍋爐型式、生質燃料特性、生質燃料粒徑及溼度有關。經請教國內生質能專家，國內燃煤電廠目前以粉煤鍋爐為主，且受限於磨煤機及鍋爐積垢等問題，混燒比理想最多可至10%；如要提高混燒比，生質燃料需再進一步碳化處理，如焙燒製成生質煤以提高生質物熱質(如圖1所示)，磨煤機亦需符合需求，理想上可提高混燒比至20%；若鍋爐可改成流體化床型式，則不受限於混燒比。本研究建議參考國際發展生質燃料經驗，並著重於設備建置(如磨煤機及鍋爐)及用地規劃，待成本大幅下降後，

再擴大運轉規模。

有關「情境1」與「情境3」之間置燃煤電廠裝置容量比較如圖9(a)及(b)所示，由圖9(a)可知在減碳情境下，未來勢必有許多仍在運轉年限內的燃煤機組，由於減碳壓力而閒置，然若燃煤混摻生質煤發電，應能有效解決燃煤機組閒置問題(如圖9(b)所示)，但2040年後的混摻比例要達60%以上相較於燃氣發電，碳排放係數才有實質的減碳效益。

圖10所示為「參考情境」及「情境3」的減碳量(陳治均，2014)，「情境1」至「情境3」皆能達到減碳目標，然「情境3」由於在燃煤電廠中混摻高比例生質煤，相較於「參考情境」降低了電力部門的碳排放量。

6. 結論與建議

6.1 結論

我國燃煤發電在2016年占比為45.4%(含民營)，至2025年規劃減少至30%，然根據台電10610方案的規劃，燃煤電廠裝置容量於2015至2025年共新增3.8 GW，可預期在2030年時，將有部分新增的燃煤機組因減碳壓力而閒置。本文根據台電10610方案及能源局再生能源規劃目標，以降低CO₂並達成溫減法目標作為情境設計之基礎，進而評估混燒技術作為閒置燃煤電廠之解決方案可行性，而混燒技術所排放之PM_{2.5}外部成本對可行性及電力結構的影響亦有研究。

由模型運跑結果可知，當「參考情境」考慮外部成本，具高排放的燃煤發電配比隨外部成本增加而減少，電力供給結構將以低碳燃氣為主、其次為零碳再生能源。外部成本適度導入能有效降低CO₂排放，但過高的外部成本亦不利於「電力多樣性」，對能源安全整體影響

³ 由TIMES-ED的模擬結果可知，2030年生質煤的使用量約15 PJ、2035年25 PJ、2040年80 PJ、2045年306 PJ、2050年350 PJ。

⁴ 參考106年能源平衡表燃料煤公噸轉熱值，2040年混燒比60%，所需的生質煤約80 PJ，考慮熱值0.66，經換算約487萬噸，2050年混燒比80%約需2,132萬噸。

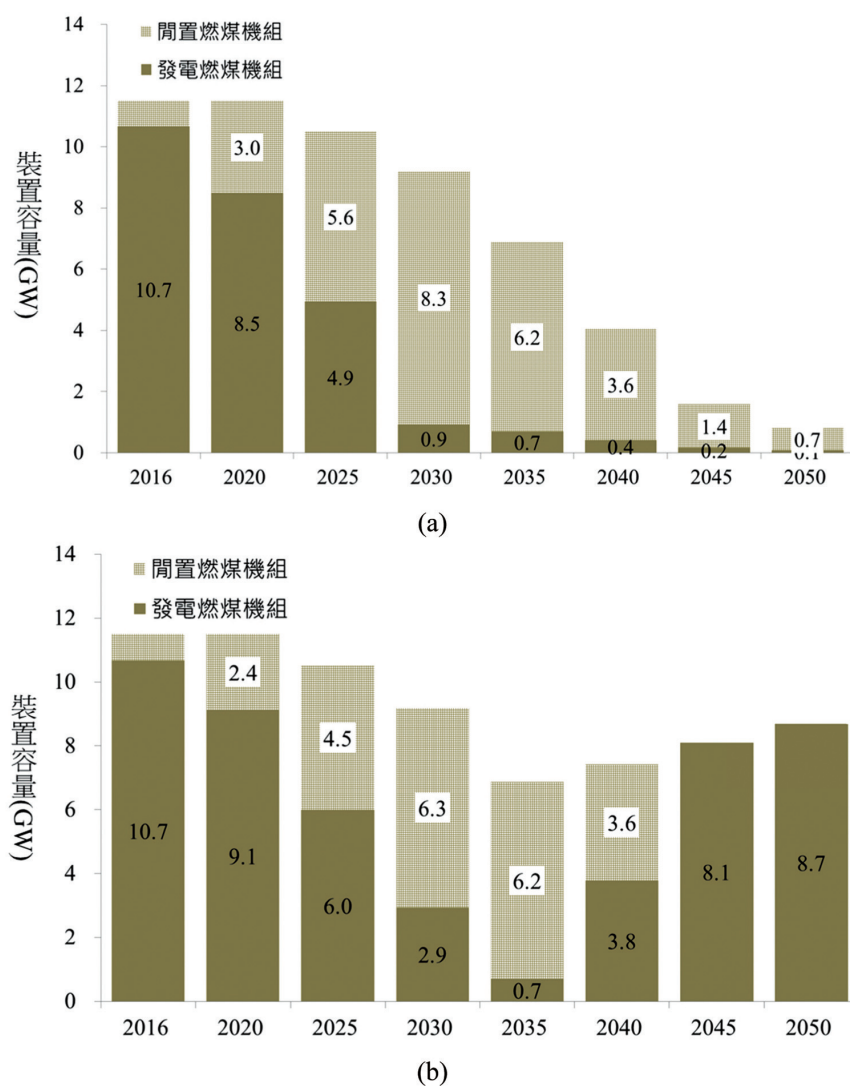


圖9 (a)「情境1」與(b)「情境3」閒置及有發電的燃煤機組裝置容量(本研究繪製)

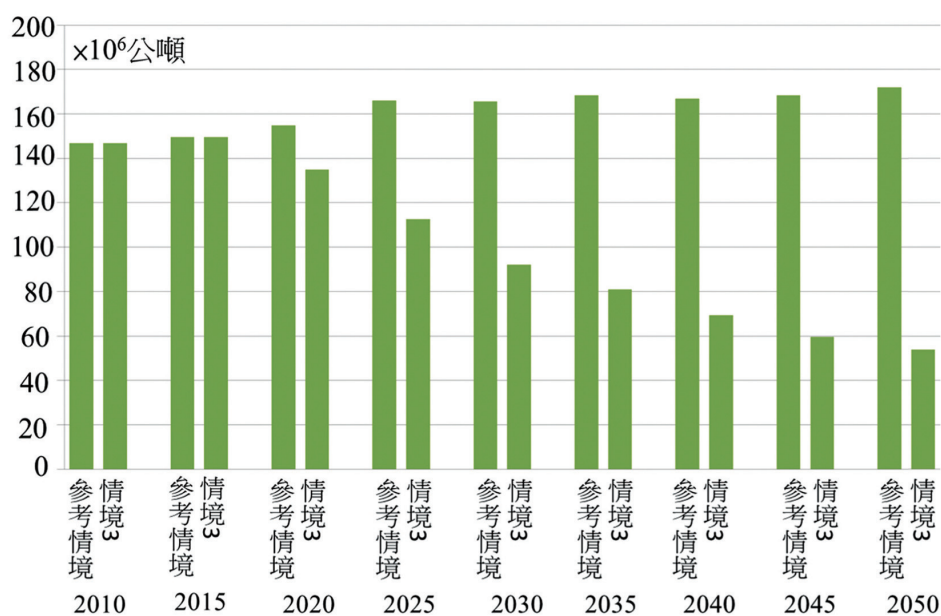


圖10 「參考情境」和「情境3」的碳排放量(本研究繪製)

仍需更詳細評估。在「情境2」(混摻比40%)的電力結構中，生質煤與煤炭的混摻比至2050年限制在40%並無法解決閒置燃煤電廠問題，然相較於「情境2」，「情境3」2040年混摻比達到60%，2050年80%，燃煤發電的碳排放係數相較於燃氣才具明顯的減碳效益，能減緩閒置燃煤機組問題。根據上述討論，生質煤與煤炭混燒技術和燃氣發電皆屬低碳技術，在減碳情境下，生質煤和煤炭混摻可降低對燃氣發電的依賴，進而減少燃氣電廠建置壓力。「情境3」的燃煤發電占比在2020至2035年間逐漸減少，但由於零碳發電技術選擇有限，且裝置容量發展已達上限，在燃氣發電已無法滿足積極的減碳目標下，迫使TIMES模型在2040年後選擇有較佳減碳效益的生質煤與煤炭混燒技術。故為達到2050年減碳目標，發電技術發展順序應以零碳發電技術(太陽光電、風力發電等)為主，其次為生質煤與煤炭混燒技術。即使「情境3」考慮生質煤與煤炭混燒的外部成本，其燃煤發電占比在2045年後仍比「情境2」(2050年混摻比40%)來得高，可知提高生質煤與煤炭混燒比例是影響混燒技術未來在國內發展的重要因素之一。最後，「參考情境」及「情境1」至「情境3」皆能達到減碳目標，但由於「情境3」在燃煤電廠中以生質煤取代煤炭，故相較於「參考情境」降低了電力部門的碳排放量。

6.2 建議

根據上述分析結果，提出相關策略建議如下所述：

1. 我國發展生質煤與煤炭混燒技術首要解決的問題為生質料源取得，以提高混摻比。竹子可視為重要的生質料源，且燃燒竹子相較於稻稈對鍋爐硬體設備的影響較小，但我國由於面臨勞動成本過高，竹林資源亦漸失管理與經營，目前大多已荒蕪(王仁等，2010)。建議可針對竹子訂定收購辦法，積極推動以竹子為生質料源的政策，以減緩我國生質料源短缺問題。
2. 生質煤混燒對空汙排放之影響與所使用的生質燃料種類、鍋爐型式及燃燒時間等皆有相關，但整體來說，混燒技術可減少NO_x和SO_x的排放，故可減少衍生性PM_{2.5}排放，但對原生性PM_{2.5}排放之影響則依試驗不同而有較大差異，需再進一步評估。故建議初期以低混摻比(~20%)為主(低混摻比PM_{2.5}排放與燃燒煤炭相當)，待釐清PM_{2.5}排放與生質料源關係後，再增加混摻比率，以減少PM_{2.5}排放而惡化空氣品質。
3. 本研究將我國電力部門減碳稜鏡圖和能源技術展望(Energy Technology Perspectives, ETP) 2017比較(如圖11和表8所示)，可發現我國減碳技術過於侷限，因缺少核能、CCS和生質

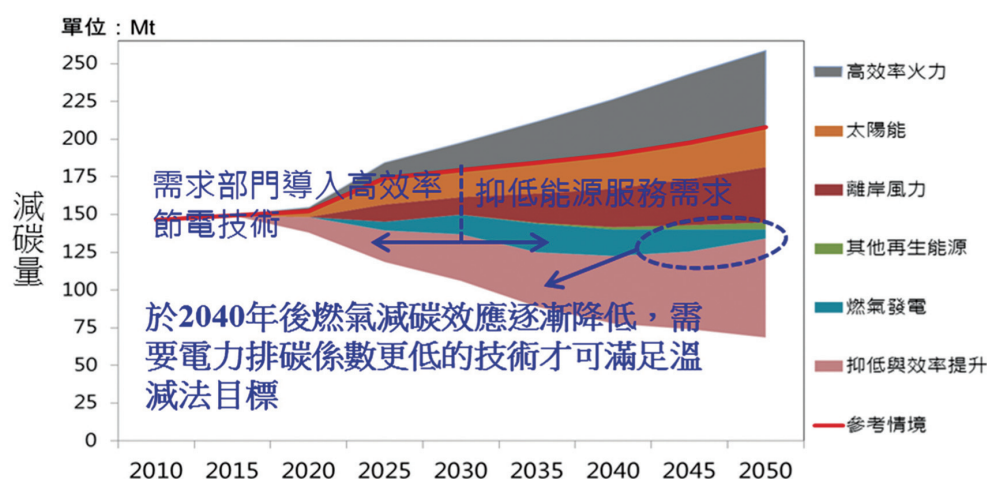


圖11 電力部門減碳稜鏡圖(本研究繪製)

表8 本研究減碳量與ETP 2017比較(本研究彙整)

減碳量 (%)	2030		2050	
	本研究	ETP	本研究	ETP
太陽光電	24	14	19	24
風電	16	19	26	16
其它再生能源	0	4	3	5
節電	42	25	47	16
燃氣	18	10	5	-
CCS	-	4	-	11
BECCS*	-	-	-	6
生質能	-	12	-	11
核能	-	12	-	11

BECCS: Bioenergy with carbon capture and storage

能，中期需仰賴更多的需求管理、太陽光電及燃氣發電；長期則仰賴更多的需求管理、離岸風電及燃氣發電。由本文研究結果可發現，生質煤混燒技術主要可視為我國中長期重要的低碳發電技術，相較於零碳再生能源(太陽光電及風力發電等)在工程建置上較不具急迫性，建議目前可先以小規模示範廠為主，除了需投入資源與人力外，可著重於設備建置(如磨煤機及鍋爐)及用地規劃，待成本大幅下降後，再擴大運轉規模，以提高再生能源發電占比及電力供給多樣性。

參考文獻

- 王仁、陳財輝與劉瓊霏，2010。臺灣長期忽視的生物資源—竹，臺灣林業。
- 中鋼生質煤，2018。http://www.csc.com.tw/csc/gc/gro_Ind_p7.html。
- 台灣電力公司，2017。106年長期電源開發方案(10610案)。
- 行政院環保署，2015。認識細懸浮微粒。
- 行政院環保署，2017、2018。中華民國環境保護統計年報。
- 行政院環保署，2018。空氣污染排放量查詢系統。
- 能源局，2016。能源統計手冊。
- 能源局，2017a。經濟部說明能源轉型路徑、綠能前瞻建設與今夏電力供應穩定，https://www.moeaboe.gov.tw/ecw/mobile/news/News.aspx?kind=1&menu_id=2136&news_id=9809。
- 能源局，2017b。電業法修正後 我國能源轉型的現況與展望。
- 核能研究所，2016。先進能源技術策略規劃與電力供給中長期影響分析(I)。
- 陳治均，2014。我國燃料燃燒二氧化碳排放計算與分析，核能研究所研究報告。
- 陳治均、張耀仁、張嘉諳與韓佳佑，2016。TIMES模型建置與BAU情境分析，核能研究所研究報告。
- 陳志洋，2017。全球生質發電市場發展現況與趨勢。
- 張瑋仁，2012。生質燃料與燃煤混燒應用於實廠鍋爐之可行性，國立臺灣大學碩士論文。
- 張慶源，2013。生質燃料應用評估與示範，行政院環保署委託臺灣大學。
- 張耀仁，2015。淺談CCS技術發展的困境與未來，能源資訊平台。
- 黃緯程，2017。生質燃料與化石燃料混燒研究，崑山科技大學博士論文。
- 梁啟源，2004。臺灣地區發電之污染排放及造成之社會外部成本研究－台電公司環保投資成本效益分析及電價調整對經濟之影響。
- 曾志富，2016。研習生質物混燒技術及煤灰再利用，台電出國報告。
- 楊子岳，2013。先導型焙燒與造粒系統技術應用與測試發展計畫，行政院環保署委託工研院。
- 廖偉辰，2018。發展再生能源對於電價的衝擊，能源資訊平台。
- 韓佳佑，2016。能源價格、自主減量貢獻與能源配比研討會。

- Badour, C., A. Gilbert, C. Xu, H. Li, Y. Shao, G. Tourigny and F. Preto, 2012. Combustion and Air Emissions from Co-firing a Wood Biomass, a Canadian Peat and a Canadian Lignite Coal in a Bubbling Fluidized Bed Combustor,” *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, vol. 90, pp. 1170-1177.
- BE Sustainable, 2015. Quality and cost factors for viable production and logistics of biocoal.
- Dai, Jianiun, S. Sokhansanj, J. R. Grace, X. Bi, C. J. Lim and S. Melin, 2008. “Overview and Some Issues Related to Co-firing Biomass and Coal,” *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, Vol. 86.
- Ecofys, 2014. Subsidies and costs of EU energy – Final report, Project number: DESNL14583.
- EEA, European Environment Agency, 2008. EN35 External costs of electricity production.
- EU, 2014. Energy Technology Reference Indicator Projections for 2010-2050.
- Goodkind A. L. and S. Polasky, 2013. Health and Environmental Costs of Electricity Generation in Minnesota.
- Grabowski, P., 2004. Biomass cofiring. Presented to Technical Advisory Committee.
- Hein, K.R.G. and J.M. Bemtgen, 1998. “EU clean coal technology – co-combustion of coal and biomass,” *Fuel Processing Technology*, Vol. 54, pp.159-169.
- Ibrahim, A. N., A. D. Estillore, I. A. Mudunkotuwa, V. H. Grassian and E. A. Stone, 2015. “Impacts of co-firing biomass on emissions of particulate matter to the atmosphere,” *Fuel*, vol. 162, pp. 111-120.
- IEA, 2015. Projected Costs of Generating Electricity.
- IRENA, 2013. Biomass Co-firing Technology Brief.
- Jia, L., P. Geddis, S. Madrali and F. Preto, 2016. “Determination of Emission Factors for Co-firing Biomass and Coal in a Suspension Fired Research Furnace,” *Energy and Fuels*, American Chemical Society, vol. 30, pp. 7342-7356.
- Kabir, M. R. and A. Kumar, 2012. “Comparison of the energy and environmental performances of nine biomass/coal co-firing pathways,” *Bioresource Technology*, vol. 124, pp. 394-405.
- Narayanan, K. V. and E. Natarajan, 2007. “Experimental Studies on cofiring of coal and biomass blends in India,” *Renewable Energy*, vol. 32, pp. 2548-2558.
- NEEDS, New Energy Externalities Developments for Sustainability, 2009. External costs from emerging electricity generation technologies, Project no: 502687.
- Nussbaumer, Thomas, 2003. “Combustion and Co-combustion of Biomass: Fundamentals, Technologies, and Primary Measures for Emission Reduction,” *Energy and Fuels*, vol. 17, pp. 1510-1521.
- Roni, M. S., S. Chowdhury, S. Mamun, M. Marufuzzaman, W. Lein and S. Johnson, 2017. “Biomass co-firing technology with policies, challenges, and opportunities: A global review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 78, pp. 1089-1101.
- Zhang, Yimin, Shiva Habibi, and Heather L. MacLean, 2007. “Environmental and Economic Evaluation of Bioenergy in Ontario, Canada,” *Journal of the Air and Waste Management Association*, vol. 57, pp. 919-933.

附件 我國2013至2016年電力部門PM_{2.5}、SO_x及NO_x的排放量(公噸)

類別 年別	PM _{2.5}		SO _x		NO _x	
	總量	電力	總量	電力	總量	電力
2013	77,182	2,823	116,943	41,940	399,418	69,141
2014	75,750	2,727	114,780	41,160	379,080	65,580
2015	74,145	2,670	110,864	39,756	357,432	61,835
2016	72,714	2,618	107,055	38,390	342,255	59,210
2017	71,726	2,582	105,194	37,723	329,796	57,055

Influence of Biomass and Coal Co-firing on the Power Construction

Chia-Yu Han^{1*} Jyh-Jun Chen¹

ABSTRACT

According to “Taipower 10610 project”, the installed capacity of coal power plant increases 3.8GW from 2015 to 2025, but the generation mix of coal-fired including private owned company decreases from 45.4% to 30% during 2016–2025. Thus, it is expected part of coal-fired units newly installed will be idle after 2030 due to the carbon reduction. The paper proposes the replacing coal with bi-coal (co-firing of coal and bi-coal) as alternative to solve the idle coal-fired units by scenario studies and TIMES-ED simulation. The influence of emissions of particulate matter (PM) by co-firing of coal and bi-coal on the generation mix is also considered in terms of external cost. The scenarios proposed in the paper include business as usual (BAU), scenarios 1, 2 and 3 in terms of ratio of co-firing, in which the BAU does not consider the carbon reduction, but scenario 1–3 takes the “NDC” and “Greenhouse Gas Reduction and Management Act” into account. Among the scenario 1–3, scenario 1 does not consider the co-firing of coal and bio-coal, but it is assumed 20% in 2020 and increases linearly to 40% and 80% respectively in scenarios 2 and 3. Based on the results, the 60% of co-firing in 2040 and 80% in 2050 in scenario 3 can be as alternative for the idle coal-fired units, but it is not in scenario 2. In scenario 3, the emission factor of coal-fired generation with co-firing is more beneficial for carbon reduction than the gas-fired generation after 2040; on the other hand, due to the limitation of the available zero-carbon technologies and installed capacity, the generation of co-firing by bi-coal and coal correspondingly increases. Therefore, it shows that in order to achieve the target of carbon reduction in 2050, the development of zero-carbon generation technology, such as wind power and PV, is the first priority and then is the low-carbon co-firing technology. If the external cost of PM is considered in scenario 3, the mix generation of coal-fired is larger compared with the one in scenario 2 (40% co-firing in 2050). It can conclude the ratio of co-firing of coal and bi-coal is one of the key points for the development in the future. The insufficient for biomass and cost is the main issue for increasing the co-firing ratio. The results in the paper can clarify the role of bio-coal and coal co-firing technology in the carbon reduction path, and provide the reference for future technology deployment.

Keywords: power sector, biomass, TIMES-ED, coal-fired generation.

¹ Associate Engineer, Institute of Nuclear Energy Research.

*Corresponding Author, Phone: +886-3-4711400#2720, E-mail: s49130153@iner.gov.tw

Received Date: October 2, 2018

Revised Date: February 1, 2019

Accepted Date: April 2, 2019