

知識物件上傳表

計畫名稱：113年度「發電業減碳政策及發展路徑規劃」

上傳主題：國際低碳發電技術之混氫發電發展趨勢初探－以日本為例

提報機構：財團法人台灣經濟研究院

提報時間：113年12月12日

與計畫相關	<input checked="" type="checkbox"/> 1.是 <input type="checkbox"/> 2.否
國別	<input type="checkbox"/> 1.國內 <input checked="" type="checkbox"/> 2.國外
能源業務	<input type="checkbox"/> 1.總體能源 <input type="checkbox"/> 2.化石能源 <input type="checkbox"/> 3.電力 <input type="checkbox"/> 4.核能 <input checked="" type="checkbox"/> 5.新及再生能源 <input type="checkbox"/> 6.節約能源
能源領域	<input checked="" type="checkbox"/> 1.政策與法規 <input type="checkbox"/> 2.環境衝擊與調適 <input checked="" type="checkbox"/> 3.經濟及產業 <input type="checkbox"/> 4.科技 <input type="checkbox"/> 5.統計資訊
決策知識類別	<input type="checkbox"/> 1.建言(策略、政策、措施、法規) <input checked="" type="checkbox"/> 2.評析(先進技術或方法、策略、政策、措施、法規) <input type="checkbox"/> 3.標竿及統計數據：技術或方法、產業、市場等趨勢分析 <input type="checkbox"/> 4.其他：
重點摘述	<p>隨著全球努力實現淨零碳排放目標，能源轉型成為各國的重要課題。在此背景下，混燒發電技術因其對現有基礎設施的高兼容性以及顯著的減碳潛力，逐漸受到重視。</p> <p>日本近年積極投入資源推動氫能政策與混燒技術的研發與應用，包含設立綠色創新基金以支持氫氣供應鏈建設和相關技術開發、修改日本能源和金屬礦物資源機構(Japan Organization for Metals and Energy Security, JOGMEC)法案以放寬氫能及其他事業的債務擔保範圍等等。在混燒料源供應發展上日本也積極與可能的氫供給國建立合作關係，以符合日漸上升的氫需求量。日本政府預估若以</p>

	<p>1,000MW 的火力發電廠混氫20%一年需要50萬噸氫來估算，2050年日本氫的年需求量將會達到約3,000萬噸。</p> <p>混燒發電技術上國際混氫發電的示範場域可以日本碧南電廠為例，JERA 公司與 IHI 公司合作取得 NEDO 的研發補助計畫，已於2024年6月26日在碧南電廠完成混燒20%氫氣試驗，並規劃從2027年起實施混氫發電商業化運轉。本混氫發電案例使用二次燃燒法工藝以降低 NOx 的排放量。</p> <p>日本的混燒發電先例為台灣能源轉型提供了寶貴的參考，但同時台灣要發展混燒技術在推廣與廣泛應用上仍面臨諸多挑戰，包括解決混燒料源需求、降低燃料成本、優化燃燒過程、對相關基礎設施進行改造、提高公共接受度並實現公正轉型等。唯有結合政策、技術與社會共識，並依實際情況妥善進行在地化或滾動式調整，台灣才能有效迎接能源轉型的挑戰，實現永續發展目標。</p>
<p>詳細說明</p>	<p>(一)國際混燒發電技術發展趨勢</p> <p>全球致力於實現2050淨零碳排放目標，清潔能源技術的快速發展成為能源結構轉型的核心驅動力。在減少傳統化石燃料使用的過程中，混氫與混氫發電技術因其對現有燃燒系統的兼容性和減碳效益，逐漸成為各國能源政策中的重要一環。這些技術提供了一種過渡解決方案，既能利用當前基於化石燃料的發電基礎設施，也能促進未來向氫氣專燒或氨氣專燒的轉型。</p> <p>混氫發電技術將氫氣與天然氣以一定比例混合，並在燃氣輪機中燃燒產生電力。由於氫氣燃燒不排放二氧化碳，因此引入混氫技術可顯著降低發電過程的碳排放。該技術的重要性體現在其對現有燃氣基礎設施的適配性上，可降低全面轉向氫氣燃料的過渡成本。混氫技術的另一亮點是其靈活性。氫氣比例的逐步提升讓電廠能根據經濟與供應條件，逐步減少對天然氣的依賴，同時確保電力系統的穩定性與靈活性。這對台灣、日本、韓國等天然氣進口依賴度較高或電力需求波動大的地區，尤其具有戰略意義。</p>

而氨氣（NH₃）作為燃料或燃料添加劑的應用近年來引起了廣泛關注。氨氣燃燒不直接排放二氧化碳，且具有高能量密度與易於儲存和運輸的特性。這使得混氨技術成為減少燃煤與燃氣發電碳排放的一種理想選擇，尤其是在基礎設施投資有限的情況下。混氨發電主要利用氨氣與煤的混燒方式來產生電力。技術挑戰集中在燃燒性能優化與污染物控制方面。氨氣燃燒溫度較低，易造成未完全燃燒的情況，同時氨氣中含有氮，燃燒過程中可能產生氮氧化物（NO_x）。為此，國際專家正在探索高效燃燒技術與低 NO_x 燃燒器設計，以實現清潔燃燒。



資料來源：New Energy and Industrial Technology Development Organization (2024)，「アンモニア混焼技術の実用化へ向けた技術開発を加速」，https://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_101432.html

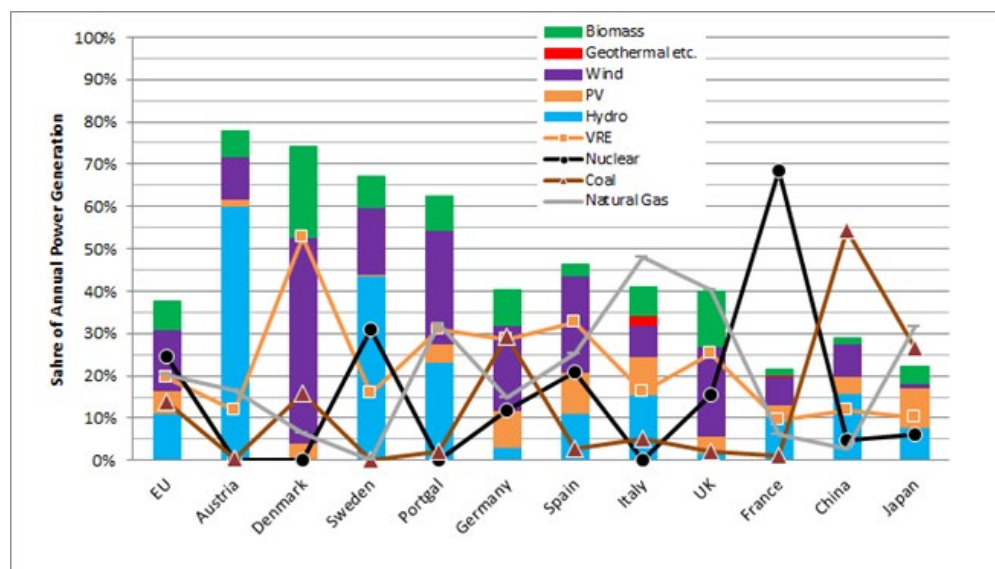
圖1 混氨發電示意圖

(二)日本混氨技術發展政策背景

日本近年在再生能源政策中將氨氣納入戰略資源，並積極推動混氨發電技術的研發。對於日照時間和風力條件不如西方國家、再生能源生產成本高昂的日本而言，氫/氨發電成為實現2050年淨零碳排放目標的一種高可行性解決方案。相較於歐洲國家再生能源的普及速度與佔比，日本在發電結構中再生能源僅約佔22%。為了補足再生能源發展的不足，混燒發電的推進被視為一條現實且高效的路徑。混燒發電技術能夠充分利用現有的大型燃氣和燃煤電廠，通過引入氨氣作為低碳燃料與傳統燃料混合燃燒，有效降低二氧化碳排放量，實現發電過程的綠色化。與氫氣相比，氨氣具備多項優勢。首先，氨氣的液化和運輸相對簡單，技術成熟且成本較低。其次，

日本國內已建立一定規模的氫氣供應鏈和基礎設施，具備快速實現技術轉化和推廣的潛力。此外，氫氣可以作為氫氣的高效載體，在一定條件下解離釋放氫氣，進一步拓展其在能源領域的應用情境。

日本政府和企業持續加大對混氫技術的研發投入，並啟動示範性項目，以驗證技術的可行性與經濟性。同時，日本在國際能源合作中積極推廣混氫技術，試圖打造氫氣的全球能源供應鏈，確保氫氣能夠成為低碳轉型過程中的重要燃料。通過推動混氫發電技術，日本不僅為本國能源結構調整提供了解決方案，也為全球能源轉型與減碳目標提供了重要參考。隨著技術進一步成熟，氫氣作為清潔且易於運輸的能源載體，未來有望在全球範圍內實現更大規模的商業化應用。



資料來源: International Student Exchange Programs(2022)，2021 Share of Electricity from Renewable Energy Sources in Japan。

圖2 2021年世界主要國家再生能源佔比^[1]

近年來日本也陸續推動許多政策來支援氫能及氨能的發展，包含綠色創新基金(Green Innovation Fund)及「石油、天然瓦斯、金屬礦物資源機構(JOGMEC)」法修改案等政策，針對氫氨供應鏈的建立向業者提供補助或債務保證，以確保能源供給穩定並降低生產成本。以綠色創新基金來說，就提供3,000億日圓(約630億元新台幣)

的預算來建構氫供應鏈技術開發項目，針對氫運輸技術、加氫技術及混燒技術等研究提供支援。於2022年公布的JOGMEC法修改案則是放寬債務擔保的支援範圍，為投身氫能與碳捕捉與封存（CCS）相關技術之企業提供長期借款擔保的可能性。此法案針對氫氣製造事業可提供上限最高為四分之三的債務保證，其他如 CCS、石油、天然氣等事業則提供最高為二分之一的債務保證。

綠色創新基金-建構氫供應鏈技術開發項目(約630億台幣)

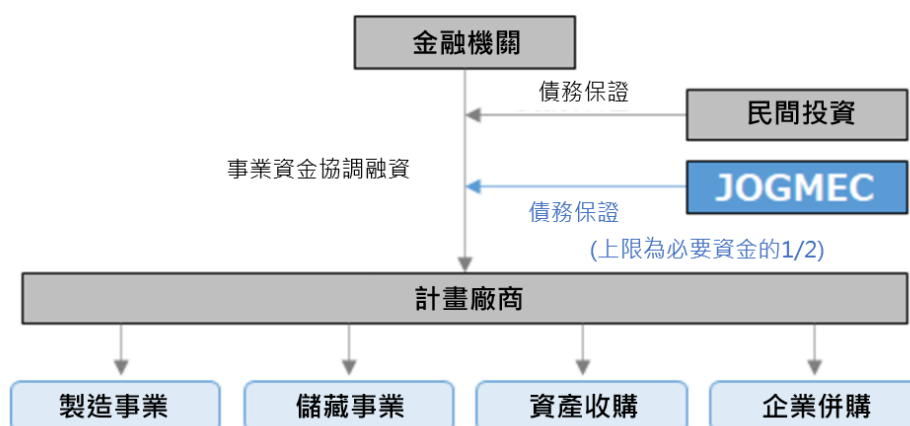
子計畫名稱	預算上限
氫運輸技術等的大規模、高效率化之技術開發與實證	535.5億台幣
評估液氫相關材料基礎建設	6.3億台幣
開發創新的液化、加氫和去氫技術	31.5億台幣
氫能混燒發電技術的示範驗證	54.6億台幣
氫能社會之落實支援(大阪萬博會)	2.1億台幣

參考匯率: 0.21

資料來源: New Energy and Industrial Technology Development Organization

(2021)，《「大規模水素サプライチェーンの構築」プロジェクトに関する研究開発・社会実装計画（改定案）

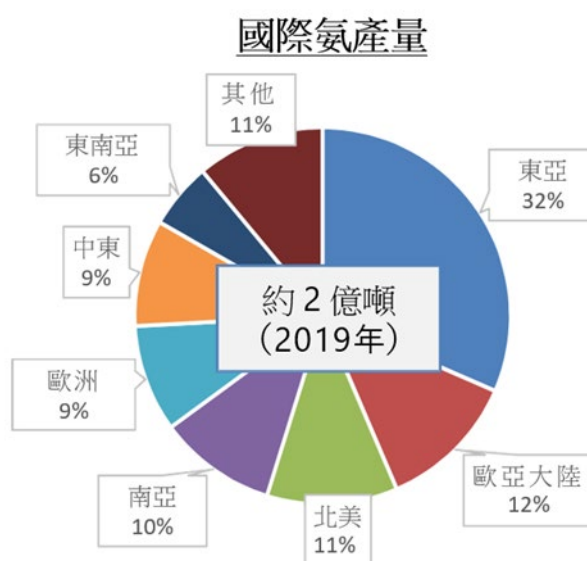
圖3 綠色創新基金支援的氫供應鏈技術相關開發項目^[3]



資料來源: JOGMEC(2024)，「債務保証制度の概要」，https://www.jogmec.go.jp/hydrogen/financial_003.html

圖4 JOGMEC 法債務擔保示意圖

在混燒料源供應發展上，根據日本經濟產業省的報告，2019年國際氨的年產量約為2億噸，但其中僅有約2,000萬噸的氨被拿出來做貿易。而2019年日本氨的年需求量約為108萬噸，其中八成由日本國內生產供給，其餘兩成則至印尼和馬來西亞進口。若持續發展燃煤混氨發電，預計將產生大量的氨料源需求，以日本政府估計1,000MW 的火力發電廠若設定混氨20%，則一年需要約50萬噸氨來估算，2050年的日本氨年需求量將達到約3,000萬噸。



資料來源:經濟產業省(2021)，《燃料アンモニアの導入・拡大に向けた取組について》

圖5 國際氨產量占比^[4]

為確保氨供給料源穩定，日本嘗試與東南亞、中東、北美洲、澳洲等地可能的氨供給國建立合作關係，目前已由日本主導舉行了三次「氨燃料國際會議」，參與國家涵蓋了美國、澳洲、印度、沙烏地阿拉伯等潛在氨出口國，會議重點為討論如何建立穩定、廉價且具柔軟性的氨供應鏈，並分享各國之戰略、執行手段和挑戰。在2023年9月舉行的第三次氨燃料國際會議(Third International Conference on Fuel Ammonia, ICFA2023)中，日本三菱重工和瑞士 Proman 公司簽署了一份關於商討美國路易斯安那州新的潔淨氨生產的合作備忘錄。

(三)日本混氫發電技術進程說明

日本作為全球能源轉型的先行者，在混燒發電技術的研發和應用中扮演著重要角色。隨著2050年碳中和目標的推進，日本結合政策引導與企業創新，對氫氣和氨氣混燒技術投入了大量資源，以應對減碳壓力和能源結構轉型的需求。這些技術發展的核心集中於燃煤與燃氣機組的改造、燃燒器設計的持續優化、污染物排放控制技術的提升，以及從實驗階段逐步推向商業化應用的全過程。

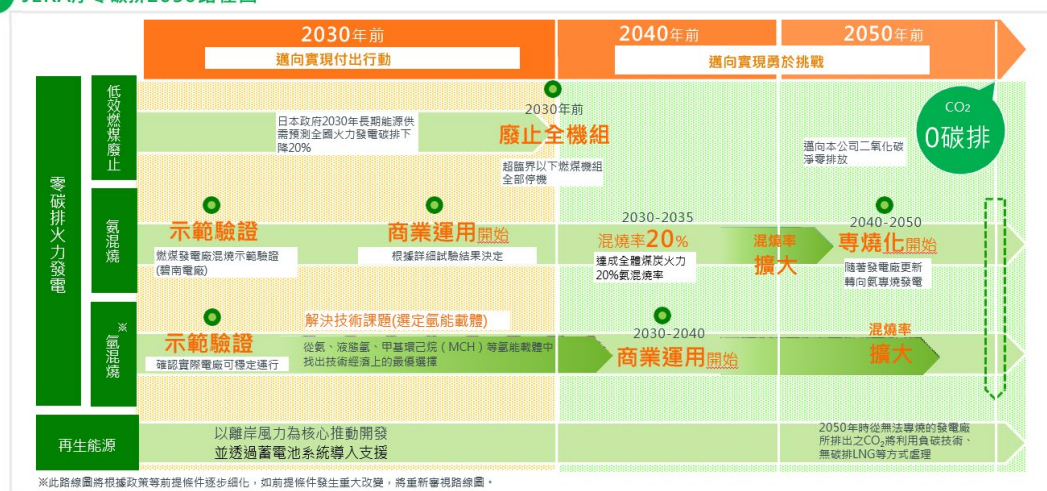
JERA 株式會社（JERA Co., Inc.）是日本最大的能源企業之一，成立於2015年，由東京電力公司（TEPCO）與中部電力公司（Chubu Electric Power）共同出資組建。成立宗旨在整合兩家公司在燃料供應與火力發電領域的業務，以提升運營效率、降低成本，並應對全球能源市場日益增長的挑戰。其名稱來源於「Japan' s Energy for a New Era」，體現了推動新時代能源解決方案的願景。核心業務則涵蓋燃料供應鏈管理、火力發電運營以及再生能源的開發與應用，特別是在液化天然氣（LNG）貿易領域，JERA 亦是全球最大的 LNG 採購商之一，擁有龐大的國際供應鏈。其 LNG 貿易量對全球市場具有重大影響力，並在確保日本穩定能源供應方面發揮了重要作用。同時，JERA 積極拓展國際業務，在亞太、北美、歐洲等地開展燃料供應與電力基礎設施建設，旨在提供穩定、可靠且可持續的能源解決方案。

隨著全球對氣候變化的關注持續成長，JERA 將實現低碳能源轉型作為企業發展重點，承諾在2050年達成零碳排放目標。為此，JERA 積極投資於創新技術的研究與應用，包括氫氣與氨氣的混燒發電技術以及 CCS 技術，致力於減少溫室氣體排放。此外，JERA 也在加速再生能源項目的佈局，如風能與太陽能，努力實現能源供應多元化與可持續性。憑藉強大的技術實力和市場影響力，JERA 在推動日本能源結構轉型的同時，也為全球能源需求提供了創新的解決方案，展現其作為能源領域領導者的承擔與遠見。

JERA 株式會社目前供應了日本火力發電約30%的電力，是日

本能源供應的中堅力量。作為全球能源轉型的積極推動者，JERA 在其2050年實現淨零碳排的時程規劃中，將氨氣應用於火力發電作為重要的技術突破口。該公司計劃於2030年前實現機組以商業規模混燒20%氨氣，並於2040年前將混燒比例提升至50%。最終目標是在2050年前實現氨氣的專燒技術，達成完全脫碳的火力發電方式。氨氣作為零碳燃料，具有燃燒過程中不直接排放二氧化碳的特點，但其燃燒特性帶來的技術挑戰也需克服，包括燃燒穩定性及氮氧化物（NO_x）排放的控制。JERA 致力於通過技術研發、設備改造及商業化推廣，逐步完善氨氣發電技術。這些努力不僅為日本能源轉型奠定基礎，也為全球低碳能源的發展提供寶貴經驗。

● JERA淨零碳排2050路徑圖



資料來源：JERA 株式會社(2024)，New Corporate Vision and Environmental Targets for 2035，https://www.jera.co.jp/en/corporate/about/bus_vision/vision2035

圖6 JERA 株式會社的2050淨零碳排時程表

(四)日本混燒氨發電案例—碧南火力發電廠

2021年5月24日JERA與石川島播磨重工業(IHI Corporation，IHI)合作獲得新能源產業技術綜合開發機構(New Energy and Industrial Technology Development Organization, NEDO)補助，執行期間為2021年6月至2025年3月，為4年之長期研發計畫，規劃於此期間在碧南發電廠進行混燒20%氨燃料之技術實驗。詳細分工將由JERA

公司負責建構氨儲藏槽、氣化器等設備，並從海運船輸送液氨，提供4號機組混微煤粉發電。IHI 公司則負責開發混燒氨燃料用新型燃燒器。

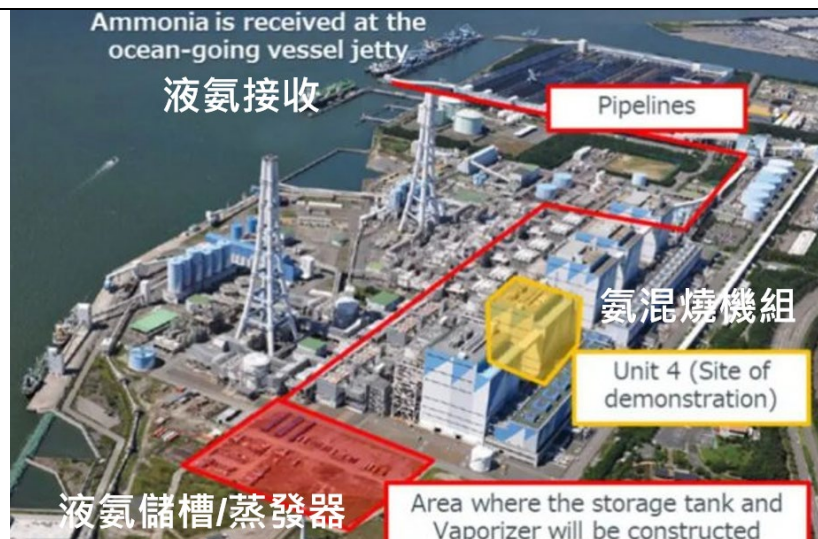


資料來源：JERA 株式會社，「碧南火力發電所」(2024)，

<https://www.jera.co.jp/corporate/business/thermal-power/list/hekinan>

圖7 日本碧南電廠場域概念圖

碧南電廠在地理位置上靠近愛知縣重要港灣衣浦港，每年港口吞吐量達近2,000萬噸，遂利用衣浦港作為接收站輸入發電用所需煤炭與液氨，並建設約3.5公里長的專用管線將氨送至大型液氨儲槽存放，待使用時再經由管線送至4號機組供混燒發電使用。目前碧南電廠已於2024年6月26日完成混燒20%氨氣試驗，並規劃從2027年起實施混氨發電商業化運轉。



資料來源：JERA 株式會社，JERA and IHI to Start a Demonstration Project Related to Ammonia Co-firing at a Large-Scale Commercial Coal-Fired Power Plant(2024)，https://www.jera.co.jp/en/news/information/20210524_677

圖8 日本碧南電廠場域規劃圖

該電廠一共設有5組機組，混氨發電計畫主要針對裝置容量為1,000MW的4號機組進行改裝，改造機組內全部共48個燃燒器。發電流程則是先將液氨從儲槽中透過管線送至氣化設備轉換成氨氣，而後送至鍋爐搭配微煤粉進行混燒發電，並透過二次燃燒法降低在燃燒時分次注入空氣以控制燃燒區域溫度及降低過量空氣係數，進而減少燃燒時NO_x的轉化率。後續的廢氣和廢料則會透過排煙脫硝脫硫設備和灰渣處理設備進行妥善處置，以降低對環境的汙染量。根據目前日本國內的技術，使用二次燃燒法時，混燒20%的NO_x排放量可降低至約150ppm，與一般燃煤發電之NO_x排放量差距不大。

Outline of facilities

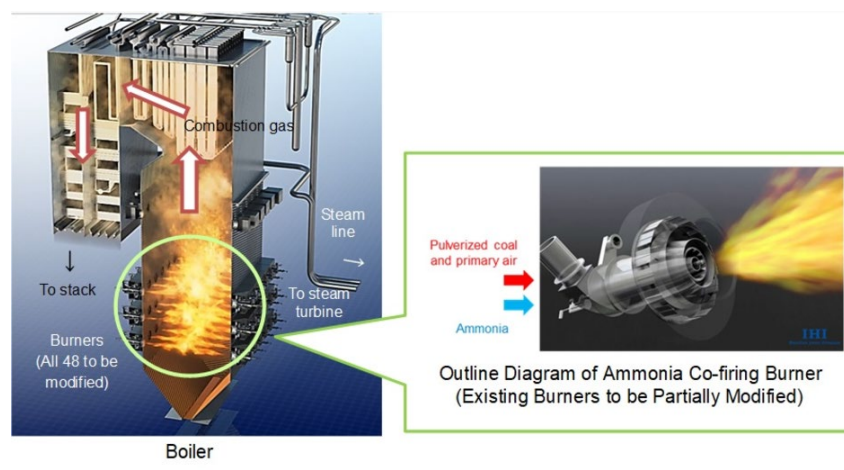
Unit No.	Output (MW)	Fuel	COD	Power generation type
Unit 1	700	Coal	October 1991	Steam
Unit 2	700		June 1992	
Unit 3	700		April 1993	
Unit 4	1000		November 2001	
Unit 5	1000		November 2002	

Name: Hekinan Thermal Power Station Address: Hekinan City, Aichi Prefecture
Site area: Approximately 1,600,000 m²

資料來源：JERA 株式會社(2020)，Features and key points of the Hekinan Thermal Power Station

圖9 日本碧南電廠機組資訊^[8]

而在進行大規模混燒之前，JERA 於2021年10月至2022年7月期間，在同樣具備1,000MW 裝置容量的碧南火力發電廠5號機組進行小規模混氨燃燒試驗。試驗期間成功以0.02%的熱量比例混燒約200噸氨燃料，展現了初步的技術可行性。此後，JERA 計劃於2024年6月展開更大規模的混氨試驗，在為期3個月的時間內，以20%的熱量比例混燒約40,000噸氨燃料，旨在驗證技術在實際運行中的穩定性和效益，並為未來的全氨燃燒及碳中和目標奠定基礎。



資料來源：JERA 株式會社，JERA and IHI to Start a Demonstration Project Related to Ammonia Co-firing at a Large-Scale Commercial Coal-Fired Power Plant(2024)，https://www.jera.co.jp/en/news/information/20210524_677

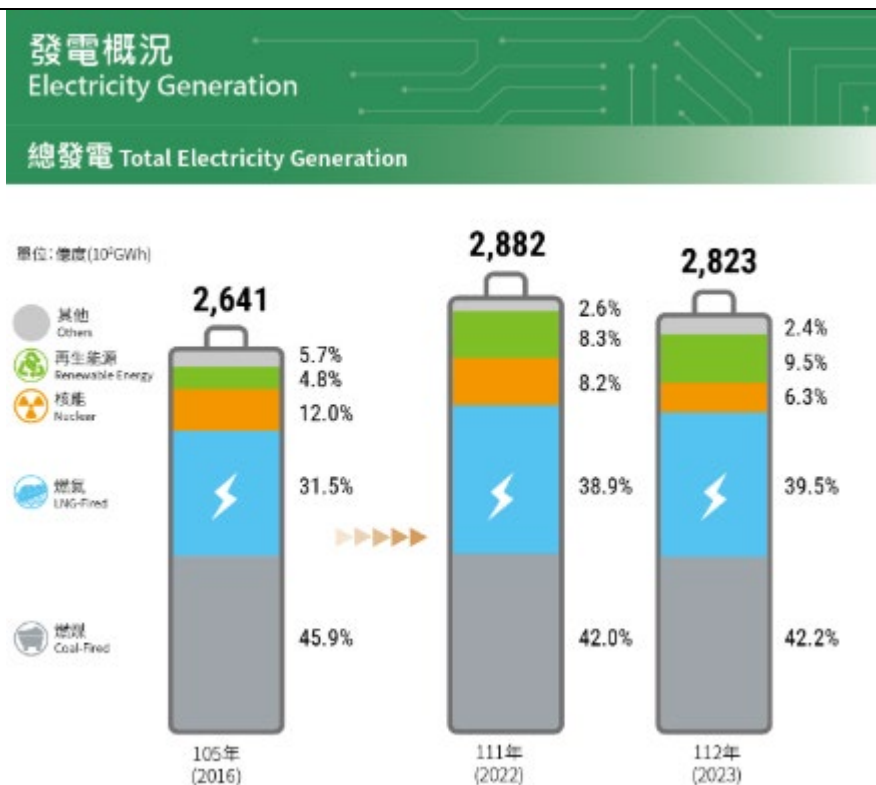
圖10 日本碧南電廠混燒示意圖

(五)國際發展情況予我國之借鏡

從經濟效益與可行性的角度來看，混燒技術提供了一種過渡性解決方案，特別適合在現階段逐步降低碳排放的需求。這些技術能延續現有基礎設施的使用壽命，同時支持再生能源比例的穩步提高，有助於能源系統在保持穩定供應的前提下實現低碳化。混燒技術的實施避免了對發電基礎設施進行大規模重建的高昂成本，具有一定的經濟優勢。特別是針對中大型燃氣輪機或燃煤機組，通過改造燃燒系統和調整燃料供應鏈，即可實現混燒或專燒技術的應用。未來，隨著燃氣輪機與燃燒技術的進一步發展，混燒技術有望在中大型發電系統中扮演更加重要的角色，特別是在工業區域和基載電力需求高的地區。這些技術的進展也將為全球能源轉型提供重要參考，加速零碳能源系統的建設步伐。

然而，混燒技術在推廣與廣泛應用上仍面臨諸多挑戰，包括解決混燒料源需求、降低燃料成本、優化燃燒過程，以及對相關基礎設施進行安全性改造。同時，社會層面也需要考量，如何提高公共接受度並確保實現公正轉型，避免因能源轉型過程中的政策或成本分配不均對特定群體造成負面影響。技術層面上，氫氣的生產與存儲成本依然較高，而氨氣則面臨氮氧化物排放控制等技術瓶頸。此外，氫氣和氨氣相關基礎設施的建設尚待完善，從燃料輸送到存儲以及燃燒轉化等環節，都需要持續投入資金與技術資源來進一步提升其成熟度和可行性。

台灣作為土地狹小且能源自給率不足的地區，與日本、韓國同屬能源進口國行列，對於國際能源價格波動和供應穩定性高度敏感性。在此背景下，台灣電力生產長期高度依賴火力發電，特別是燃煤和燃氣發電。因此，如何在現有火力電廠基礎上逐步實現低碳化轉型，成為我國能源減碳的關鍵課題。相較於完全依賴再生能源技術的高成本與不穩定性，混燒技術為台灣提供了一種可行的替代方案。



資料來源：經濟部能源署(2024)，《112年能源統計手冊》

圖11 台灣發電結構^[10]

國際上的成功經驗為台灣能源轉型提供了寶貴的參考，這些經驗表明，逐步提高低碳燃料如氫氣與氨氣的應用比例，並同步完善燃料供應鏈與基礎設施，是實現能源轉型的重要策略。這種方式不僅能降低碳排放，還可確保能源系統的穩定性。對台灣而言，發展混燒技術具有特殊的戰略意義。透過對現有火力發電設施進行改造，可以減少對進口天然氣及燃煤的依賴，同時降低碳排放量。隨著混燒技術的持續進步及成本的下降，台灣應加快推動氫氨基礎設施的建設，例如儲存、運輸和燃燒系統的升級，並啟動示範項目驗證技術的實際可行性與經濟效益。此外，台灣應加強與國際能源市場的合作，積極引進先進技術與經驗。這不僅有助於降低發展成本，還能促進本地化技術能力的提升，為實現能源結構優化與長期永續發展奠定堅實基礎。總而言之，混燒技術為台灣提供了實現能源轉型的重要方向，台灣在參考國際經驗的同時，也應進行反思和改進，並依實際情況妥善進行在地化或

滾動式調整，方能有效迎接能源轉型的挑戰，實現永續發展目標。

參考資料：

- [1] New Energy and Industrial Technology Development Organization (2021)，「アンモニア混焼技術の実用化へ向けた技術開発を加速」，https://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_101432.html
- [2] International Student Exchange Programs (2022)，2021 Share of Electricity from Renewable Energy Sources in Japan
- [3] New Energy and Industrial Technology Development Organization (2021)，《「大規模水素サプライチェーンの構築」プロジェクトに関する研究開発・社会実装計画（改定案）》
- [4] Japan Organization for Metals and Energy Security(2023)，「債務保証制度の概要」，
https://www.jogmec.go.jp/hydrogen/financial_003.html
- [5] 經濟產業省(2021)，《燃料アンモニアの導入・拡大に向けた取組について》
- [6] JERA 株式會社(2020)，New Corporate Vision and Environmental Targets for 2035，
https://www.jera.co.jp/en/corporate/about/bus_vision/vision2035
- [7] JERA 株式會社，「碧南火力発電所」，
<https://www.jera.co.jp/corporate/business/thermal-power/list/hekinan>
- [8] JERA 株式會社，JERA and IHI to Start a Demonstration Project Re-lated to Ammonia Co-firing at a Large-Scale Commercial Coal-Fired Power Plant，
https://www.jera.co.jp/en/news/information/20210524_677
- [9] JERA 株式會社(2020)，Features and key points of the Hekinan Thermal Power Station
- [10] 經濟部能源署(2024)，《112年能源統計手冊》