

# 臺灣電力碳密集度現況研究與淨零政策之展望

曾暉駿<sup>1</sup> 陳厚銓<sup>2</sup> 張綜桁<sup>1</sup> 張天昱<sup>2</sup> 謝依芸<sup>3\*</sup>

## 摘要

隨著氣候變遷與全球暖化的逐漸加劇，世界各國相繼提出2050淨零排放的策略與行動，以遏止溫室氣體排放對環境和人類所帶來的負面影響—包含臺灣。以部門別分類與研析臺灣的溫室氣體排放量，可發現電力需求的貢獻占一半以上，故電力部門的去碳化政策與進程將大大影響我國是否能達成淨零轉型之目標。然而，隨著臺灣電力供給來源逐漸多樣化，如繼續沿用我國當前電業法所定義之電力排碳係數的計算方式，將會因忽略廠內用電量以及淨發電量中未被售出之電力兩者帶來的影響，而無法全面衡量全國尺度的實際總發電量以及衍生的碳排放。

本研究基於台電公開電力資訊、發電業者電業年報與環保署公開之電廠溫室氣體排放資料，以各發電機組電耗用燃料熱量計算溫室氣體排放量；並搭配各機組發電量，提出在能源轉型中應妥當使用的「電力碳密集度」之估計方法。除了重新研析當前我國各發電機組的現況外，本研究也根據臺灣2050淨零排放路徑與策略，展望由目前至2050年我國的電力碳密集度變化途徑。研究結果顯示，當電力供給由化石燃料轉型為再生能源主導時，臺灣的電力碳密集度預期在2050年降至0.118 kg CO<sub>2e</sub>/kWh。在能源供給體系去碳化與終端消費電氣化的推動下，本研究結果將能作為評估能源各部門與跨部門耦合的減碳效益之參考依據。

**關鍵詞：**電力系統，溫室氣體排放，碳密集度，能源轉型，淨零政策

## 1. 前言

### 1.1 研究背景

根據《我國國家溫室氣體排放清冊報告(2021年版)》(行政院環保署，2021)，臺灣2019年溫室氣體排放量為287.060百萬公噸二氧化碳當量(MtCO<sub>2e</sub>)，扣除碳匯21.440百萬公噸二氧化碳當量後，溫室氣體淨排放量約為265.621百萬公噸二氧化碳當量，其中自用電能及熱能製造業的溫室氣體排放量約為162.552百萬公噸二氧化碳當量，約占總溫室氣體排放量的56.6%；

此統計數據明顯表示了臺灣電能及熱能製造的排放量龐大。2020年臺灣的淨發電結構為40.8%的燃氣、36.4%的燃煤、12.7%的核能、7.1%的再生能源(含抽蓄發電)、1.9%的燃油以及1.7%的汽電共生(台灣電力公司，2021a)，其中火力發電就占了近80%的發電量；然而火力發電因燃燒化石燃料，會產生溫室氣體及空氣污染物等副產物，對於臺灣的減碳策略具有相當大的影響。

隨著氣候變遷對環境所造成的影響逐漸加劇，世界各國相繼提出了2050淨零排放的策略與行動，以減緩並抵禦其對環境和人類所帶來

<sup>1</sup> 國立臺灣大學土木工程學系電腦輔助工程組 碩士生

<sup>2</sup> 國立臺灣大學土木工程學系 專題生

<sup>3</sup> 國立臺灣大學土木工程學系暨化學工程學系 助理教授

\*通訊作者，電話：02-33664259，電郵：iyhsieh@ntu.edu.tw

收到日期: 2022年08月31日

修正日期: 2022年11月11日

接受日期: 2022年11月21日

的負面影響。而我國國家發展委員會也於2022年3月公布了「臺灣2050淨零排放路徑及策略總說明」(以下簡稱臺灣2050淨零政策)(國家發展委員會等單位, 2022), 其詳細說明了欲在2050年前達成臺灣淨零排放的目標, 以及政府所需要執行的策略及行動路徑。其中針對能源供給面, 預期於2050年時, 臺灣的電力結構將以占比60%~70%之再生能源, 與9%~12%之氫能, 再加上20%~27%使用搭配碳捕捉之火力發電所組成; 能源消費面則希望推動各產業部門的電氣化與燃料轉換, 來提升能源效率, 並減少其他非電力碳排放部分。於短期(2030年前)的策略中, 2025年將建置20 GW與2026年至2030年每年2 GW的太陽光電, 以及2025年將累計設置5.6 GW與2026年-2030年每年1.5 GW的離岸風電。而在中長期(2030年-2050年)規劃中, 太陽光電將設置更高效率的矽堆疊模組, 於2050年前設置裝置量達40 GW至80 GW; 離岸風電則朝浮動式、大型化機組、擴大設置場域, 2050年前設置裝置量將達40 GW~55 GW。除了再生能源佈署外, 政府也規劃透過燃氣發電占比的提升, 帶領我國朝向低碳、甚至無碳經濟體的方向前進。短期內將提高天然氣使用量以減少燃煤比例; 長期將以燃氣發電機組搭配碳捕集與封存技術。

上述提及的目標都顯示了臺灣政府對於改善電力結構並減少發電排放量具有相當大的野心與明確的策略及執行路徑。

## 1.2 電力排碳係數綜覽

根據我國能源局公告以及現行電業法規定, 電力排碳係數係指: 「電力生產過程中, 每單位發電量所產生之二氧化碳排放量」(電業法, 2019)。其計算方式為: 發電業及自用發電業者躉售公用售電業電量之電力排碳量-線損承擔電力排碳量 $\div$ 公用售電業總銷售電量。此計算方式與美國能源資訊管理局(Energy Information Administration, EIA)公布之美國每度發電產生之二氧化碳(Energy Information

Administration, 2021)計算方法類似, 皆以淨發電量作為計算分母; 目的是為了解電力使用者平均使用一度電所造成的碳排放量。更進一步而言, 該指標由消費端出發, 表達每單位由公用售電業販售給電力使用者的電, 在電力生產過程中所產生的二氧化碳排放量。

然而, 以實際銷售給予消費者的總銷售電量為電力排碳係數的計算分母, 雖能代表消費者所實際使用的電力, 但當政策制定者或研究學者欲衡量全國尺度的實際總發電量以及衍生的碳排放時, 電力排碳係數計算基礎應擴大至毛發電量, 以避免喪失衡量廠內用電量以及淨發電量中未被售出之電力兩者帶來的影響, 也避免了線損承擔電力碳排放歸屬的問題。此外, 隨著電業法改革, 電力供給來源的多樣化, 使得電業法所規範的售電業, 除了公用售電業(公用售電業僅有一台灣電力公司)外, 也納入再生能源售電業。消費者取得電力的來源, 不僅限於公用售電業以及再生能源售電業, 也可接受再生能源發電業的直接供給與轉供給(直轉供)。鑒於現行電力排碳係數的定義, 僅以公用售電業(台電)銷售電力為計算基礎, 在電業法對電力供給來源的多樣化推行下, 本研究認為電力排碳係數的計算應予以修正: 自發電端而非消費端與關注毛發電量的發電總量而非淨發電量, 且非僅限於公用售電業, 應考量全國每單位生產電力及其所含碳排放量。本研究為區分該修正與現行電力排碳係數, 將之定義為「電力碳密集度」。

相較於美國與臺灣自消費端的角度計算電力的排碳指標, 歐盟的歐洲環境署(European Environment Agency, EEA)提出的電力排碳指標, 發電溫室氣體排放強度(Greenhouse gas emission intensity of electricity generation) (European Environment Agency, 2022), 則類似於本研究重新定義的「電力碳密集度」。該指標透過分析原料的投入產出與熱值計算, 以發電端的角度計算溫室氣體排放量, 並以毛發電量為計算基礎, 希望能了解歐盟區域內電力生

產者生產一度電所造成的碳排放量。其計算方式為：毛發電量之排碳量÷毛發電量。本研究旨在全面估算臺灣電力系統的整體溫室氣體排放量與衡量淨零轉型帶來的潛在影響。因審酌現行公告電力排碳係數內容於本研究於計算目的上有所出入，故參考歐盟歐洲環境署之發電溫室氣體排放強度，定義電力碳密集度為全國毛發電量碳排放量除上毛發電量。

綜上所述，在臺灣2050淨零排放路徑下，電力部門的脫碳化以及相關政策的制定與執行，在缺乏對臺灣現有電力供給的了解以及未來電力碳密集度的推估下，將使中央與地方政府衡量國家或縣市層級推行電氣化的影響窒礙難行。本研究透過蒐集政府和發電業者公開資訊以及環保署溫室氣體排放資料等資料計算出

各機組、各縣市及全國的溫室氣體排放量，進而重新估算其所產生之電力碳密集度；並根據臺灣2050淨零政策對於發電量的燃料別配比，推估我國未來電力碳密集度的潛在演變。此外，我們也基於本研究結果開發了互動式資料視覺化分析平台(2020年現況：<https://reurl.cc/O417YD>；2050年淨零展望：<https://reurl.cc/RX4nLg>)，以協助我國中央與地方政府在淨零轉型期間的相關政策制定。

## 2. 方法與資料

本研究藉由蒐集各電廠及能源局公布之相關資料，推算當前各機組別的電力碳排放量以及相對應的電力碳密集度，如圖1所示。並根據

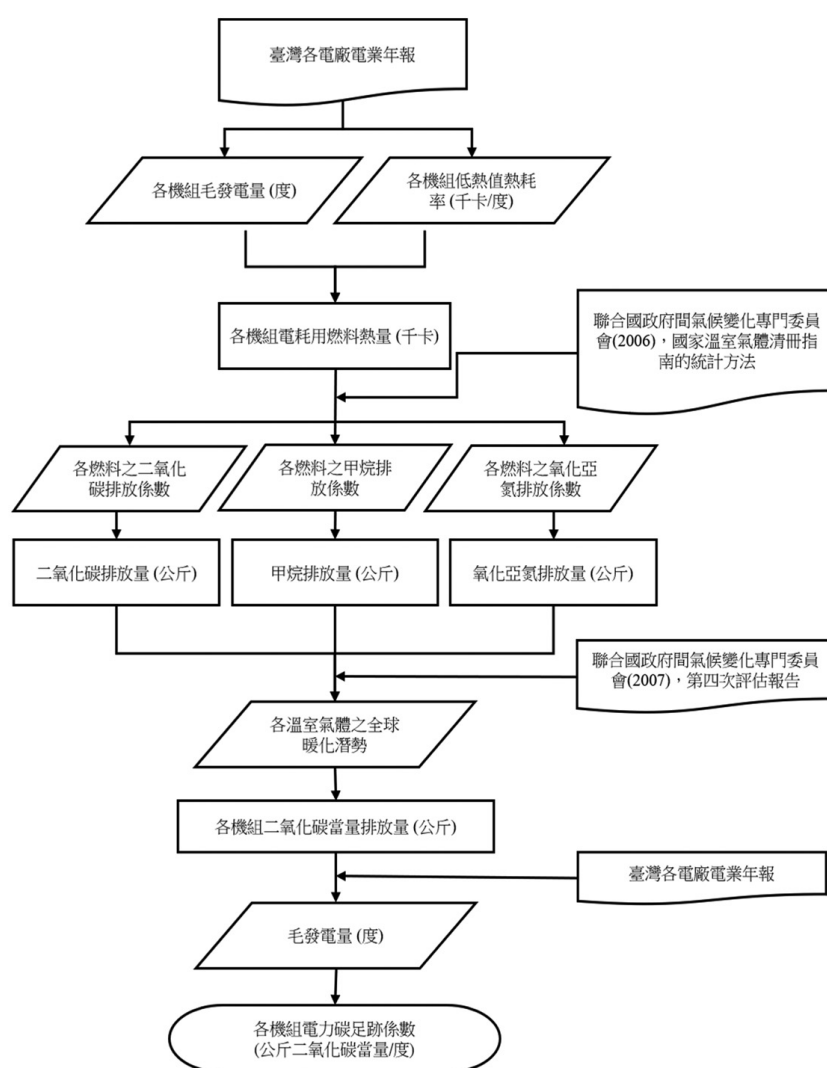


圖1 電力碳密集度的計算流程



臺灣2050淨零政策的規劃，推估未來國家層級的電力碳密集度將如何隨著能源轉型而改善分析流程。

為推估電力碳密集度，我們需掌握未來全國毛發電量。鑒於我國含碳電力的生產來源，主要藉由火力發電機組產生，且相關機組由主要大型發電業者(如台電與民營電廠)所擁有，故此我們蒐集並統整了台電與民營電廠等公開年報與公開資料，以及透過環保署的溫室氣體盤查資料，以計算毛發電量和電力碳排放量，作為電力碳密集度的計算來源。

## 2.1 各機組電力碳排放量

我們利用台灣電力公司的電業年報以及各民營火力電廠的電業年報(包含麥寮、長生、新桃、和平、國光、嘉惠、星能、森霸與星元電廠)中的各發電機組毛發電量(Gross Electricity Generation)和各機組低熱值熱耗率(Gross Lower Heating Value)，計算出各火力發電機組的電耗用燃料熱量(Power Generation Heat)，計算公式為公式(1)。

$$PGH_i = GEG_i \times GLHV_i \quad (1)$$

其中， $i$  為各火力發電機組， $PGH$  為火力發電機組的電耗用燃料熱量(Power Generation Heat)， $GEG$  為發電機組毛發電量(Gross Electricity Generation)， $GLHV$  為各機組低熱值熱耗率(Gross Lower Heating Value)。

利用政府間氣候變化專門委員會(The Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC)提供之各別燃料熱量(The Intergovernmental Panel on Climate Change, 2006a)，我們推算煤、天然氣、柴油及重油(燃料油)的排放係數；其中，燃煤的排放係數以台灣電力公司進口比例推算(台灣電力公司，2022)一約為57.5%的煙煤和42.5%的亞煙煤。接著由各火力發電機組的電耗用燃料熱量和其對應之燃料排放係數(Emission Factor)(The Intergovernmental Panel on Climate

Change, 2006b)，得出各溫室氣體排放量。本研究估算的溫室氣體包含二氧化碳、甲烷與氧化亞氮，為我國氣體排放中最主要的三種溫室氣體；並利用IPCC公布之各溫室氣體的全球暖化潛勢(Global Warming Potential) (The Intergovernmental Panel on Climate Change, 2007)以計算臺灣各火力發電機組溫室氣體排放量(Greenhouse Gas Emissions)，計算方式為公式(2)。

$$GHG_{i,j} = \sum_{k=1}^n PGH_i \times EF_j \times GWP_k \quad (2)$$

其中， $GHG$  為溫室氣體排放量(Greenhouse Gas Emissions)、 $PGH$  為火力發電機組的電耗用燃料熱量(Power Generation Heat；公式(1))、 $EF$  為燃料排放係數(Emission Factor)、 $GWP$  為全球暖化潛勢(Global Warming Potential)、 $i$  為各火力發電機組、 $j$  為各燃料別、 $k$  為各溫室氣體別、 $n$  為溫室氣體種類，包含二氧化碳、甲烷與氧化亞氮。

## 2.2 全國及地區電力碳密集度

電力溫室氣體排放強度係數是能源轉型的量化評估指標，也是對能源使用部門電氣化進行生命週期分析的重要參數。本研究之電力碳密集度，參考歐盟的電力溫室氣體排放強度(Greenhouse Gas Emission Intensity of Electricity Generation)的定義，為全國毛發電量碳排放與毛發電量的商。國家層級的毛發電量資料取自於我國能源局統計資料，涵蓋台電與民營電廠以及自用毛發電量；因計算範疇不僅限於公用售電業所掌握的電力，而是全國的電力來源，故可更完整地詮釋我國的電力碳密集度。

值得注意的是，相較於我國能源局所計算的電力排碳係數是自消費終端使用者出發，本研究提出的電力碳密集度指標主要關注在發電端的電力生產以及相應的溫室氣體排放，並以毛發電量作為計算基礎，因而無須考慮線損碳排放的影響。

本研究利用各火力發電機組之溫室氣體

排放量及各機組毛發電量，計算出各火力發電機組的電力碳密集度，並使用行政院環保署公布之各電廠年度總溫室氣體排放量與本研究推算之各電廠溫室氣體排放量的商作為校正係數(Coefficient of Correction)，以校正各機組的電力碳排放量誤差；計算方式為公式(3)。

$$CEI_{i,l} = \frac{GHG_i}{GEG_i} \times CoC_l \quad (3)$$

其中CoC為校正係數(Coefficient of Correction)，如公式(4)所示：

$$CoC_l = \frac{GHG_{epa,l}}{\sum_{i=1}^{n_l} GHG_{i,l}} \quad (4)$$

其中，CEI為電力碳密集度(Carbon Emission Intensity)、GEG為發電機組毛發電量(Gross Electricity Generation)、GHG為溫室氣體排放量(Greenhouse Gas Emissions)，如公式(2)、 $GHG_{epa}$ 為環保署公布之各電廠年度總溫室氣體排放量、 $n_l$ 為各電廠之火力發電機組數、 $i$ 為各火力發電機組、 $l$ 為各電廠別。

根據各電廠所在場址，本研究統計縣市層級之總毛發電量及總溫室氣體排放量，以計算各縣市之平均電力碳密集度。縣市層級的結果推估有助於了解我國發電廠規模與火力發電機組部署的區域性差異。由於自用電量無地區性的分類資料，本研究的縣市層級電力碳密集度之計算範疇只包含台電發購電和民營電廠之公開揭露毛發電量。

在臺灣2050淨零政策下，零碳與低碳能源的導入，以及碳密集電力供給來源的汰除，將使電力部門進行去(脫)碳化，進而影響全國電力碳密集度。由於現行淨零政策僅針對全國電力部門之燃料別供應來源占比進行規劃，未同步落實對電力碳密集度的預測，將可能導致政策分析者與利益相關方難以量化電力部門的減碳效益，以及衡量其他終端能源消費部門(如交通部門推行運具電動化)受電力部門去碳化影響的合併綜效。

因此，本研究依循下列五大步驟，先研析我國電力系統之現況，再根據2050淨零政策提

出的未來電力供給規劃，據此推估電力碳密集度之趨勢。

## 2.2.1 建立機組別電力碳密集度資料庫

透過章節2.1與章節2.2所述的方法，本研究建立各火力發電機組別的電力碳密集度資料庫。以機組別為基礎的分析模式，對於後續未來全國級的電力排放推估有其必要性。首先，在給定容量因數的資訊，可計算各機組的電力碳排放以及全國總排放之彙總。此外，對於已設置機組的商轉日期與使用年限有所依循，且其碳排放強度係數可依照既有資料庫進行假設與調整，因此可量化新機組加入電力系統對全國級的排放強度之影響。

## 2.2.2 預測台電機組別裝置容量與各燃料別毛發電量變化

本研究依據台電長期電源規劃與公開資料(台灣電力公司，2021b)，考量燃煤機組40年除役的慣例，以及2035年臺中燃煤機組除役的情境，推估台電至2050年的裝置容量變化。

在假設採用2021年該機組的裝置容量因數，以及新增機組採用2021年該機組燃料別容量因數平均，本研究可據此推算機組別的毛發電量。

## 2.2.3 預測未來全國毛發電量數值並依照燃料別拆分

臺灣2050淨零政策中，電力需求(即用電量，而非發電量)2021年至2030年之年均成長約為 $2.6\% \pm 0.1\%$ ，而2031年至2050年之年均成長約為 $1.7\% \pm 0.7\%$ 。因此可推估全國電力需求量將由2020年的2,712.5億度，成長至2050年的約5,001.2億度。依據能源局所公告的全國電力供給資料(經濟部能源局，2022)，近十年全國年用電量約為年毛發電量的97%；在假設線損率為固定值(即固定於97%)，本研究推估全國毛發電量將由2020年的2,799.8億度，成長至2050年

的5,155.9億度。

此外，同於臺灣2050淨零政策中，2050年的毛發電量燃料別來源，將含有占比至少60%但不超過70%的再生能源、20%至27%的火力、9%至12%的氫能以及1%的抽蓄水力。其中針對氫能，依照含碳的比例高至低可分為褐氫、藍氫以及綠氫，而政府預計在2040年開始投入零碳的氫能，將以綠氫為主要來源（國家發展委員會等單位，2022）。

藉此，本研究推估2020年至2050年發電來源占比的變化，除了抽蓄水力穩定占毛發電量的1%、核電依照台電對於核電機組的除役規劃，再生能源與氫能分別假設由2021年的5.41%線性成長至2050年的60%，以及2040年開始投入的1.09%線性成長至2050年的12%。火力發電占比，則由毛發電量扣除抽蓄水力、核能、再生能源與氫能後求出。整體火力發電，將由2020年的82%，降至2050年的27%。然而，在淨零排放政策下，儘管碳捕捉利用與封存(Carbon Capture, Utilization and Storage, CCUS)被認為將使用於含碳火力發電，相關技術仍於試驗階段，對於大量應用於火力發電，其減碳效益仍存在不確定性，因此本研究假設相關機組維持現行電力排碳係數水準，而不列入導入CCUS可能帶來的影響。

#### 2.2.4 全國火力小計煤油氣比例拆分以及供應來源拆分

在火力發電來源中，儘管2025年宣告不再興建新的燃煤電廠，火力發電中，煤、油與氣的占比，目前仍未被臺灣2050淨零政策所規範。平均而言，燃氣機組相較燃煤、燃油有較低的碳排放強度，因此政府在淨零政策中，鼓勵提高燃氣機組在火力發電中的占比。依照本研究對台灣電力公司所擁有的火力機組裝置容量與毛發電量推估，在2050年，台電的火力機組燃料別占比，燃煤：燃油：燃氣將達18.0%：0.5%：81.5%。由於台電擁有全國絕大多數的火力機組，因此本研究假設全國火力

發電在2050年，燃煤、燃油、燃氣比例，與台電在2050年火力機組的燃料別占比相同，即燃煤(18.0%)：燃油(0.5%)：燃氣(81.5%)。2022年至2050年，全國火力發電燃料別的拆分，將從2021年水準，燃煤(53%)：燃油(2%)：燃氣(45%)，成長至2050年水準。

在供應來源方面，燃煤、燃油與燃氣的滿足，本研究採取台電機組優先分配、民營電廠以及自用電力設備次之的分配原則。其原因在於相較於民營電廠與自用電力設備，台電機組的設備新增與汰除，係依據台電長期電源規劃與公開資料而有所本，此外能反映火力發電設備中，透過設備更新改善電力碳密集度的效益。

#### 2.2.5 碳排放彙總並計算全國電力碳密集度

依據前面四項步驟，2020年至2050年的全國平均電力碳密集度可藉由各機組別的碳排放強度與相對應的毛發電量予以計算。

### 3. 結果與討論

#### 3.1 臺灣2020年各縣市毛發電量

根據本研究結果，2020年臺灣毛發電量約為2,799.78億度電，能源比例為：天然氣40.92%，燃煤38.69%，燃油1.29%，核能12.93%，太陽能2.46%，風力發電0.93%，其他再生能源2.767%。火力發電仍為目前的臺灣發電主要能源，但因臺灣政府的能源轉型規劃，燃氣發電量已超過燃煤發電量，且太陽能及風力發電量也持續快速地成長。

在各縣市發電量當中，發電量及發電能源占比如圖2和表1所示，由燃煤發電為主的縣市包括臺中市、花蓮市、雲林縣以及新北市；由天然氣發電為主的縣市為臺南市、苗栗縣、桃園市、高雄市、新竹縣、嘉義縣以及彰化縣。再生能源的部分，其他再生能源(含水力發



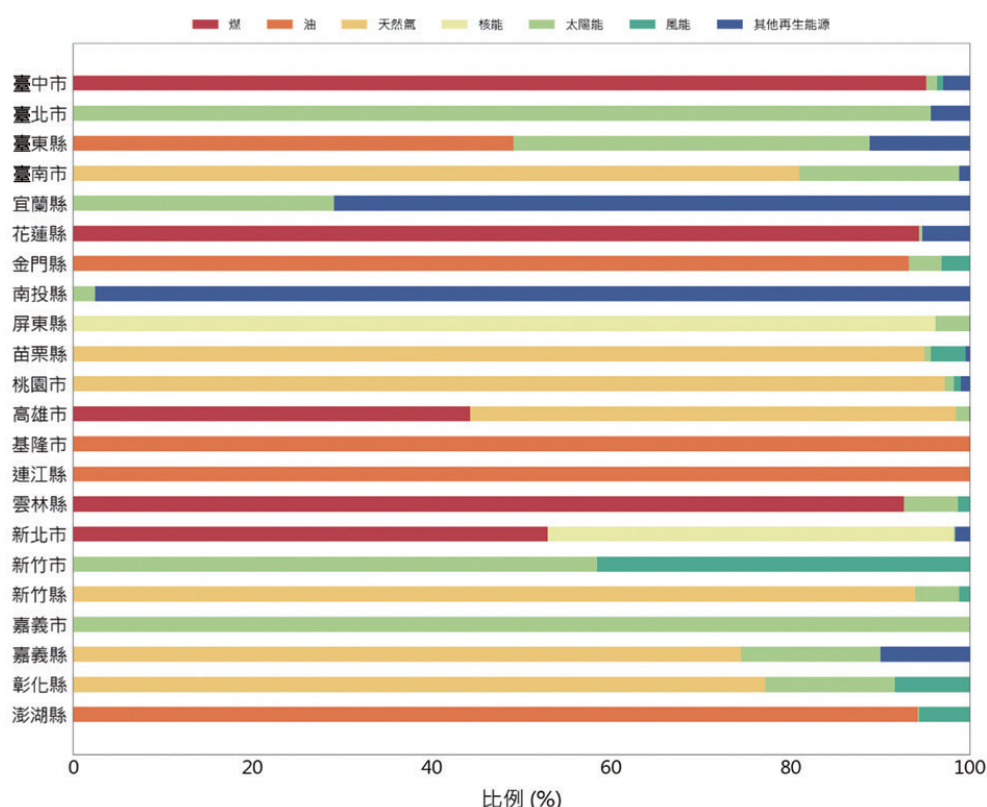


圖2 臺灣各縣市2020年發電量各能源占比

表1 臺灣2020年各縣市之台電與民營電廠毛發電量與電力溫室氣體排放量

縣市別	毛發電量 (億度)	電力溫室氣體排放量 (百萬公噸二氧化碳當量)
高雄市	510.17	30.52
桃園市	354.91	12.96
新北市	341.19	14.00
臺中市	327.38	27.42
苗栗縣	244.36	8.34
屏東縣	166.20	0.00
雲林縣	137.96	11.04
花蓮縣	101.10	7.91
彰化縣	62.77	1.85
臺南市	54.19	1.70
南投縣	37.13	0.00
嘉義縣	32.45	0.91
新竹縣	26.59	0.98
基隆市	23.00	1.86
澎湖縣	4.82	0.30
金門縣	3.38	0.22
宜蘭縣	1.44	0.00
臺東縣	0.85	0.03
新竹市	0.51	0.00
臺北市	0.38	0.00
連江縣	0.23	0.02
嘉義市	0.22	0.00

電)，由南投縣發電量為最高，而太陽能則以臺南市和彰化縣的發電量為主，風力發電則為苗栗縣的發電量最大。

### 3.2 臺灣2020年各縣市電力溫室氣體排放量

2020年臺灣總電力溫室氣體放量約為120.02百萬公噸二氧化碳當量，各縣市的電力溫室氣體排放量如圖3所示。

因本研究只考慮火力發電燃燒之排放，因此有部分縣市的電力溫室氣體排放量為零；而有部分縣市排放大量的電力溫室氣體，原因為其行政區有發電量較高的火力發電機組，如高雄市的大林發電廠(占全國發電量6.41%)、興達發電廠(占全國發電量10.84%)、南部發電廠(占全國發電量3.41%)，臺中市的臺中火力發電廠(占全國發電量12.81%)，新北市的林口發電廠(占全國發電量7.42%)，桃園市的大潭發電廠(占全國發電量11.68%)，雲林縣的麥寮發電廠(占全國發電量5.26%)，苗栗縣的通霄發電廠

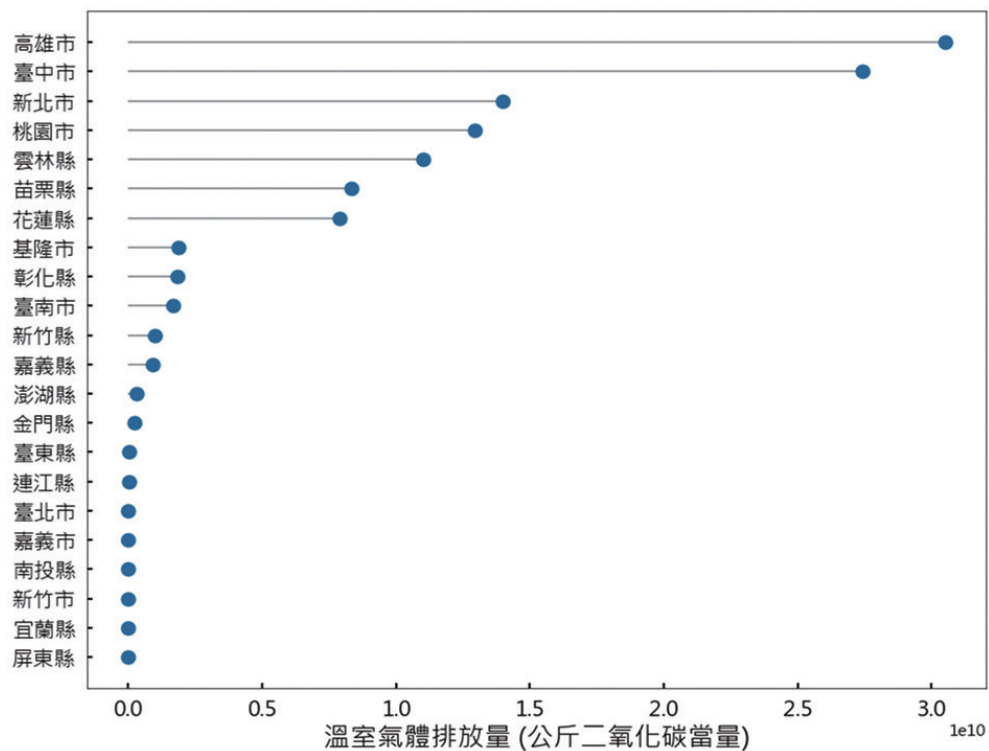


圖3 臺灣各縣市 2020年溫室氣體排放量

(占全國發電量9.54%)，以及花蓮縣的和平電廠(占全國發電量3.92%)。

### 3.3 臺灣2020年燃料別電力碳密集度

如圖4所示，臺灣三種火力發電：燃氣、燃油與燃煤的平均電力碳密集度分別為0.404 kg CO<sub>2</sub>e/kWh、0.765 kg CO<sub>2</sub>e/kWh與0.858 kg CO<sub>2</sub>e/kWh，標準差分別為：0.055 kg CO<sub>2</sub>e/kWh、

0.0874 kg CO<sub>2</sub>e/kWh與0.0489 kg CO<sub>2</sub>e/kWh。其中，發電量較高的機組：天然氣為通電廠及大潭電廠的發電機組，燃油為協和電廠之發電機組，燃煤則為林口電廠及大林電廠之電機組。從圖4也可觀察出我國火力發電以燃煤與燃氣機組為發電的主力。此外，在機組別層級上，由圖4可得知天然氣發電機組電力碳密集度偏高的機組有大林電廠5號與6號機組和大潭電廠7號機組；燃油發電則以西莒電廠3號至7號機組，以

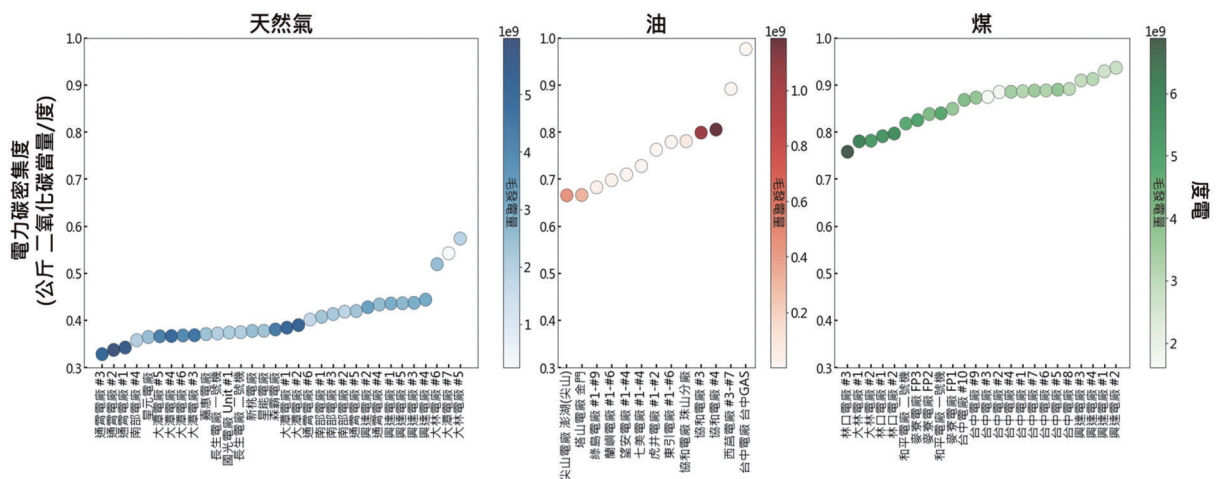


圖4 臺灣2020年火力發電機組電力碳密集度與毛發電量



及臺中電廠之燃油機組的電力碳密集度較高；而燃煤發電的分布則較為平均，電力碳密集度較高的電廠為興達電廠。

### 3.4 臺灣2020年各縣市電力碳密集度

如圖5所示，2020年臺灣電力碳密集度( $\text{kg CO}_2\text{e/kWh}$ )由高到低的縣市分別為臺中市0.837，連江縣0.814，基隆市0.808，雲林縣0.800，花蓮縣0.782，金門縣0.637，澎湖縣0.625，高雄市0.598，新北市0.410，桃園市0.365，新竹縣0.357，苗栗縣0.341，臺東縣0.339，臺南市0.312，彰化縣0.294，嘉義縣0.279，其餘縣市則為零(因本研究只考慮火力發電的排放所導致)，全國平均則為0.530。

因燃煤發電的臺中火力發電廠、麥寮發電廠與和平發電廠分別座落於臺中市、雲林縣與花蓮縣，因此該三縣市的電力碳密集度較其他高。而基隆與離島平均電力碳密集度也較高，其原因為使用大量電力碳密集度相對較高的燃

油機組發電。此外，雖然高雄市溫室氣體排放量為全臺灣各縣市中最高，但其燃氣機組之發電貢獻大(占全市毛發電量54.20%)，因此平均電力碳密集度較其他以燃煤、燃油發電為主的縣市低。藉由各縣市碳密集度分析，可進一步協助我國中央與地方政府在淨零轉型期間針對各地區在地化的政策制定，並使相關人士或民眾得以了解臺灣主要火力發電地區以及各地區的再生能源的推廣進程。

### 3.5 臺灣2050年淨零排放路徑

我們利用未來毛發電量的推估，以及毛發電量組成的規劃，透過拆解各機組的碳排放強度，來推算電力碳密集度。圖6顯示，2020年至2050年發電來源占比的變化。燃煤、燃油、燃氣，將從2020年水準，燃煤(45%)：燃油(1.6%)：燃氣(35.7%)，火力發電合計82.2%，變化至2050年水準，燃煤(4.8%)：燃油(0.2%)：燃氣(22.7%)，2050年火力發電合計27%。核能占比，依照台電對於核電機組的除役規劃，將

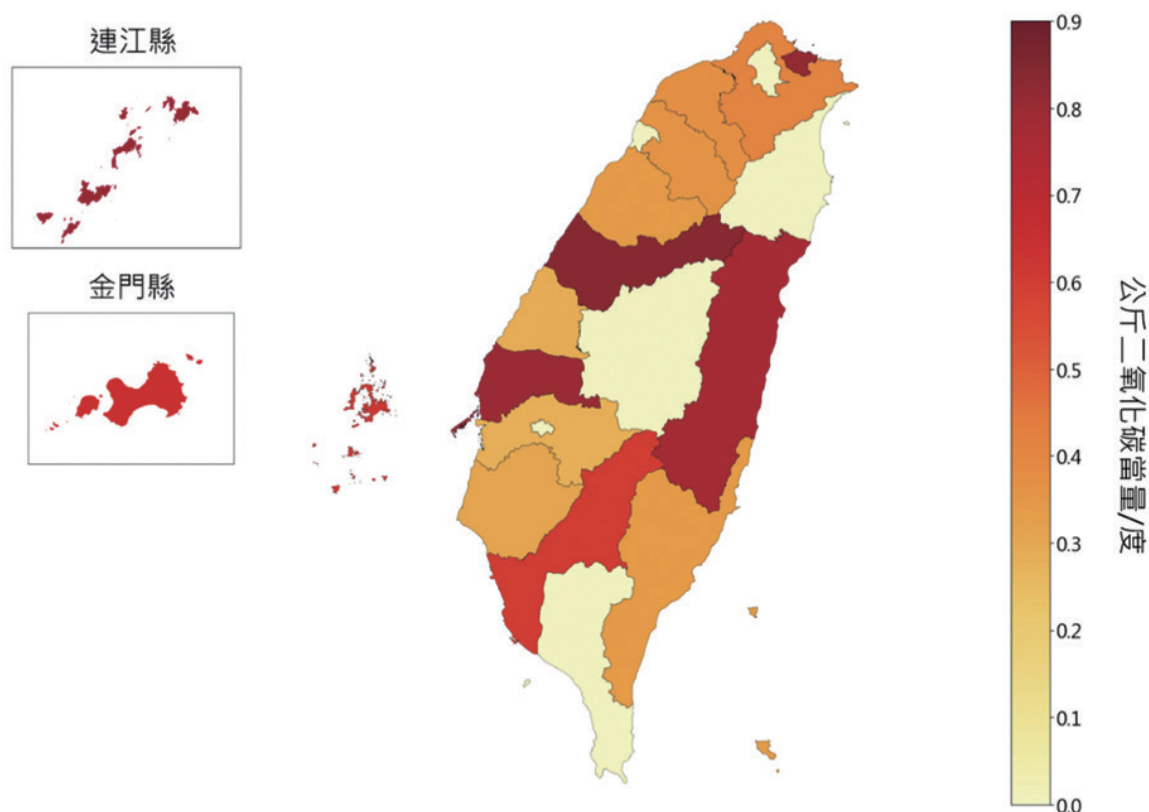


圖5 臺灣2020年各縣市電力碳密集度

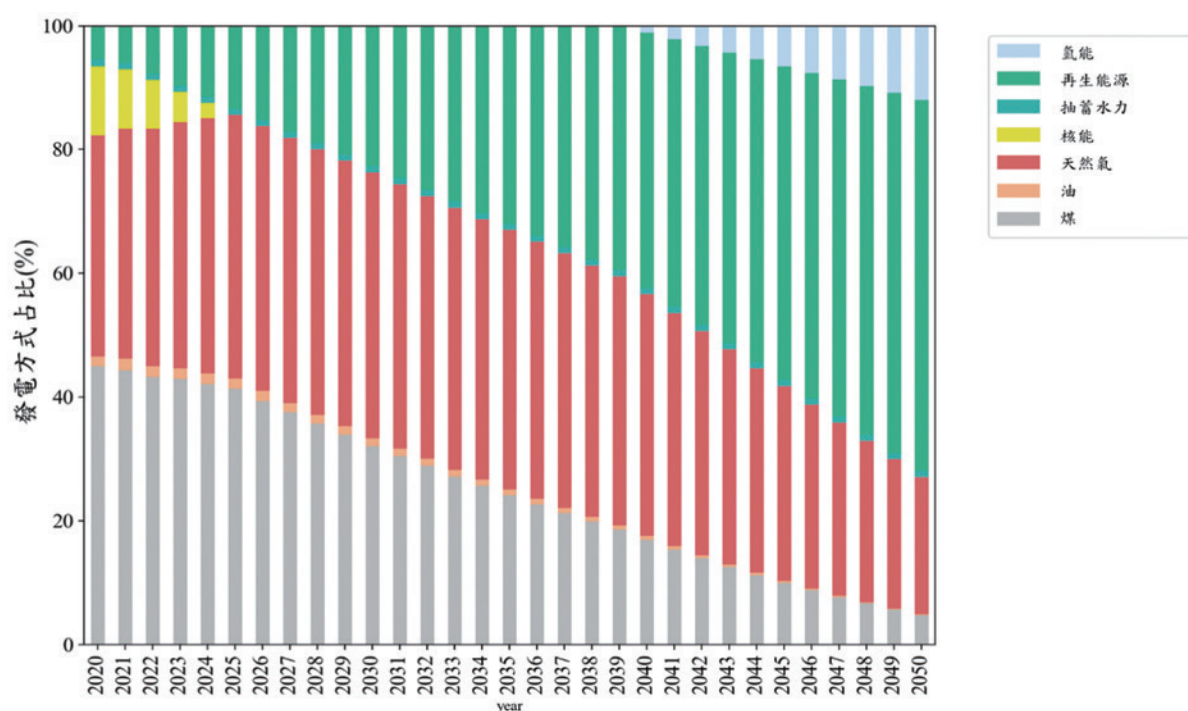


圖6 臺灣淨零路徑下至2050年發電來源按燃料別占比預測

從2020的11%，下降至2025年的0%，並至2050年不再提供服務。抽蓄水力穩定占毛發電量的1%，而再生能源將由2021年的5.41%線性成長至2050年的60%，以及氫能2040年開始投入的1.09%線性成長至2050年的12%。電力碳密集度將由2020年0.530 kg CO<sub>2e</sub>/kWh 下降至2050年的0.118 kg CO<sub>2e</sub>/kWh。本研究推估至2050年的毛發電量與碳排放當量，以及相除得到的電力碳密集度如表2所詳述。

### 3.6 臺灣2050年情境分析

考量2050年的電力碳密集度具有諸多因素

影響，本研究針對2050淨零展望進行兩大面向的情境分析：火力占總發電量之比以及火力燃料別比。

#### 3.6.1 火力發電占比分析

我們在固定火力發電燃料比例下(燃煤18.0%：燃油0.5%：燃氣81.5%)，探討不同的火力占總發電之比，如何影響2050年的電力碳密集度推估；如表3所示。在火力發電占比達100%之極端情況，臺灣電力碳密集度將達到0.437 kg CO<sub>2e</sub>/kWh—此值仍然小於2020年的0.530 kg CO<sub>2e</sub>/kWh，這是由於部分燃煤機組的退役及燃

表2 臺灣2050年淨零路徑下的毛發電量、碳排放當量以及電力碳密集度

西元年	毛發電量(TWh)	碳排放當量(10 <sup>8</sup> kg)	電力碳密集度(kg CO <sub>2e</sub> /kWh)
2020	279.978	1482.890	0.530
2025	323.705	1654.600	0.511
2030	368.032	1582.133	0.430
2035	400.397	1429.304	0.357
2040	435.607	1230.708	0.283
2045	473.915	924.161	0.195
2050	515.590	606.785	0.118

表3 2050年火力發電占比對電力碳密集度之情境分析

火力發電占比	100%	70%	40%	27%	20%	10%	0%
電力碳密集度(kg CO <sub>2e</sub> /kWh)	0.437	0.306	0.175	0.118	0.087	0.044	0.000

氣機組的新增，造成火力發電各燃料別的比例改變，即燃煤燃油比重下降，並由電力碳密集度較低的燃氣機組取代。此外，我國政府目標要將火力發電占比降至範圍為20%~27%，其所對應到的電力碳密集度為0.087~0.118 kg CO<sub>2e</sub>/kWh—此區間為我國2050年淨零路徑下，電力碳密集度最可能落在的範圍。

### 3.6.2 火力發電燃料別比例分析

在固定火力占總發電比為27%下，我們針對不同火力發電燃料別比例進行情境分析，以量化其對電力排碳量和電力碳密集度的影響。結果如圖7所示，於兩極端情境時，即燃氣與燃煤比為100%：0%或0%：100%時，電力碳密集度分別為0.097和0.211 kg CO<sub>2e</sub>/kWh。而本研究預期我國於2050年時將達到約燃氣(82%)：燃煤(18%)之情境，電力碳密集度為0.118 kg CO<sub>2e</sub>/kWh，與排放最低之情境相差0.021 kg CO<sub>2e</sub>/kWh，因此以電力碳密集度的角度來看，我國火力發電發展規劃仍然有改善空間。

## 3.7 不確定性探討

### 3.7.1 數據品質

為探討來自不同機構的數據資料差異，我們比較行政院環保署提供的火力發電廠碳排放量資料，與由各發電機組毛發電量和低熱值熱耗推算得出的值，如表4所列。由於校正係數的數值結果皆在6%以內，且兩方法差異之平均為-0.5%，我們可推測本研究使用的數據資料品質為佳。

考量我國未來除了調整電力結構之外，也致力於發展高效率發電技術(如超超臨界機組、新型燃氣複循環機組)，我們將會持續追蹤相關燃煤燃氣機組的升級與變化，並定期針對本研究所使用之統計方法和計算進行相應的更新或修正，以期達到數據品質的控管與提升。

### 3.7.2 電力碳密集度推估之假設驗證及不確定性

鑒於本研究於未來新設燃氣機組之容量

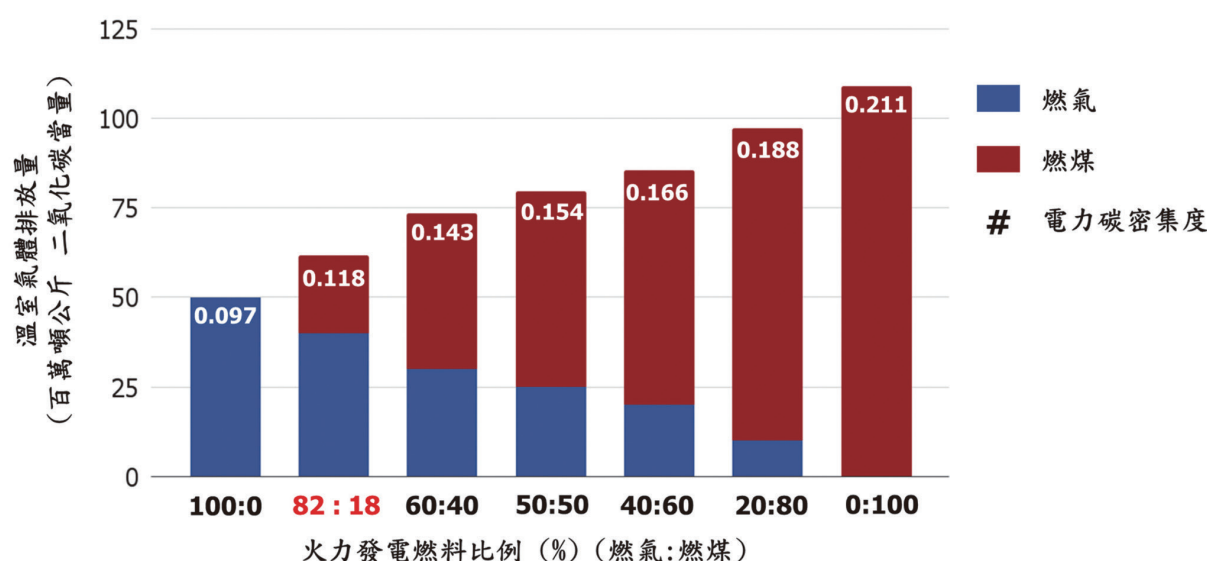


圖7 2050年火力發電燃氣與燃煤比對電力碳密集度之情境分析

表4 不同方法推估的各電廠碳排放量以及差異性

	電廠名稱	碳排放量(萬公噸)		兩方法之差 (A-B)/B *100	校正係數 CoC
		行政院環保署 (A)	毛發電量和低熱值 熱耗計算 (B)		
台電 電廠	臺中電廠	2,610.026	2,601.260	0.337	1.003
	林口電廠	1,408.845	1,399.718	0.652	1.007
	協和電廠	184.358	185.746	-0.747	0.993
	大林電廠	1,112.889	1,111.264	0.146	1.001
	大潭電廠	1,068.122	1,067.727	0.037	1.000
	通宵電廠	835.882	833.651	0.268	1.003
	南部電廠	331.639	331.456	0.055	1.001
	興達電廠	1,700.885	1,609.189	5.698	1.057
	塔山電廠	20.989	21.532	-2.519	0.975
	尖山電廠	29.048	28.823	0.781	1.008
民營 電廠	麥寮電廠	1,069.041	1,103.685	-3.139	0.969
	長生電廠	150.344	150.322	0.015	1.000
	新桃電廠	94.321	97.798	-3.555	0.964
	和平電廠	790.741	790.953	-0.027	1.000
	國光電廠	77.811	77.800	0.015	1.000
	嘉惠電廠	89.695	90.606	-1.005	0.990
	星能電廠	88.426	89.273	-0.949	0.991
	森霸電廠	167.156	169.114	-1.158	0.988
	星元電廠	91.403	95.501	-4.291	0.957

表5 臺灣2050年淨零路徑下碳排放當量及碳密集度之不確定性區間

西元年	電力碳排放當量( $10^8$ kg)	電力碳密集度(kg CO <sub>2e</sub> /kWh)
2025	1615.523 - 1681.909	0.499 - 0.520
2030	1530.904 - 1617.803	0.416 - 0.440
2035	1378.075 - 1464.974	0.344 - 0.366
2040	1179.479 - 1266.378	0.271 - 0.291
2045	872.932 - 959.831	0.184 - 0.203
2050	571.727 - 635.359	0.111 - 0.123

因數的假設為2021年燃氣機組之容量因素平均值，其為淨零展望推算之不確定性來源。故為了確認本研究採用平均值計算之合理性，我們採用Shapiro-Wilk常態性檢定(適用於樣本數小於50)，檢測容量因數是否為常態分佈。

而經本研究發現，大潭電廠七號燃氣機組於2021年多次異常停機檢修，因此檢定範圍不

包含該機組之容量因數。

根據Shapiro-Wilk常態性檢定結果，顯著性為0.3996，於顯著水準0.05情況下，將不拒絕常態分布之虛無假設，表示其為常態分布，進而證明本研究的容量因數假設及電力碳密集度推算之合理性。

除此之外，本研究也針對淨零展望之推估



進行不確定性分析：在新增之燃氣機組的容量因數滿足既有燃氣機組之常態分布假設下，新增機組的容量因數範圍為該分布之平均值的正負一個標準差。據此推算淨零展望的電力碳排放當量及電力碳密集度之不確定性區間，如表5所示。

## 4. 結 論

以公用售電業(台電)之電力來源為基礎的電力排碳係數，是現行政府公告我國電力碳排放量的指標。然而隨著臺灣電力供給來源邁向多樣化，該指標在未來將不足以客觀表達全國電力所造成的碳排放量。在計算上，該指標自電力使用端的角度，衡量消費者使用公用售電業所銷售電力隱含的碳排放量，在未將廠內用電量以及淨發電量中未被售出之電力納入評估下，無法全面地衡量全國每生產一度電所造成的平均碳排放量。因此，本研究提出以國家毛發電量為基礎的電力碳密集度取代現行公告之電力排碳係數，能更客觀表達我國電力部門的總碳排放情形。此外，在淨零轉型下，各部門能源使用的電氣化，是推升電力用量的重要因子，並將排放由各部門移轉至電力生產。因此電力碳密集度的推估顯著影響我國衡量相關政策施行下對溫室氣體減量的成效。在修正現行政府公告碳排放指標以及對電力碳密集度進行準確的估計後，本研究結果將能作為衡量電力系統與其他部門推行政策(如交通部門運具電動化)減碳耦合的重要參考。

透過剖析臺灣的電力系統，由下而上進行系統性分析，本研究提出一種基於政府和發電業者公開資訊、環保署溫室氣體排放資料的電力碳密集度之估計方法。我們針對各機組計算電力碳密集度，可以更有效地了解每個機組排放的表現，故對於未來機組在預期服役年限到期後的汰除、未來的汰換優先順序，以及改善等政策將有所幫助。此外，在淨零轉型下，我國對2050年電力部門已設立發電的燃料別組成

之目標；對於在該目標下以及達到該目標前，進行電力碳密集度的確切評估將有其必要性及重要性。本研究對當前電力系統的估計結果，除了能被用來評估現況，在納入臺灣2050淨零政策的路徑規劃、未來電力供給者的長期電源規劃以及機組別預期壽命後，也能對未來電力碳密集度之變化進行預測，可作為衡量我國電力系統與其他部門推行電氣化下交互作用的重要參考，供利益相關方之決策依據。

## 誌 謝

本論文為科技部補助編號MOST 109-2222-E-002 -006 -MY2之專題計畫。由於科技部的支持，使本研究得以順利進行，特此致上感謝之意。

## 參考文獻

- 台灣電力公司，2021a。電力供需資訊，電源開發規劃，歷年發購電量及結構，<https://www.taipower.com.tw/tc/Chart.aspx?mid=194>。(最後參訪日期：2022/08/25)
- 台灣電力公司，2021b。電源開發規劃，長期電源開發規劃，<https://www.taipower.com.tw/tc/page.aspx?mid=212&cid=122&cchk=260a432c-fc0e-47e0-a90e-2bc0cc52cb61>。(最後參訪日期：2022/08/25)
- 台灣電力公司，2022。燃料採購情形及價格，台電公司燃煤採購情形，<https://www.taipower.com.tw/tc/page.aspx?mid=6583&cid=4104&cchk=e925a9e9-db4c-4437-8c80-3a37850a47c8>。(最後參訪日期：2022/08/25)
- 行政院環保署，2021。我國國家溫室氣體排放清冊報告(2021年版)：68頁與135頁。
- 國家發展委員會、行政院環境保護署、經濟部、科技部、交通部、內政部與行政院農

- 業委員會、金融監督管理委員會，2022。  
臺灣 2050 淨零排放路徑及策略總說明：  
10-18頁。
- 經濟部能源局，2022。能源統計資料庫，  
<https://www.esist.org.tw/Database>。(最後參  
訪日期：2022/08/25)
- 電業法，2019。第一章 總則，第2條，二十二  
號，[https://law.moj.gov.tw/LawClass/  
LawAll.aspx?pcode=J0030011](https://law.moj.gov.tw/LawClass/LawAll.aspx?pcode=J0030011)。(最後參訪  
日期：2022/08/25)
- Energy Information Administration, 2021.  
How much carbon dioxide is produced per  
kilowatthour of U.S. electricity generation?  
[https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.  
php?id=74&t=11](https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=74&t=11). (Accessed on: 2022/08/25)
- European Environment Agency, 2022. Greenhouse  
gas emission intensity of electricity generation  
in Europe, [greenhouse-gas-emission-intensity-of-1](https://www.eea.europa.eu/ims/greenhouse-gas-emission-intensity-of-1).  
(Accessed on: 2022/08/25)
- The Intergovernmental Panel on Climate Change,  
2006a. Guidelines for National Greenhouse  
Gas Inventories Volume 2: Energy: Part 1.4.1  
Activity data.
- The Intergovernmental Panel on Climate Change,  
2006b. Guidelines for National Greenhouse  
Gas Inventories Volume 2: Energy: Part 1.4.2  
Emission factors.
- The Intergovernmental Panel on Climate Change,  
2007. IPCC Fourth Assessment Report:  
Climate Change 2007: Working Group I: The  
Physical Science Basis, 2.10.2 Direct Global  
Warming Potentials. [https://archive.ipcc.ch/  
publications\\_and\\_data/ar4/wg1/en/ch2s2-10-  
2.html](https://archive.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/ch2s2-10-2.html). (Accessed on: 2022/08/25)

# Assessing Power Sector Carbon Emission Intensity in Taiwan: Status Quo and Net-Zero Future Perspectives

Wei-Chun Tseng<sup>1</sup>   Hou-Chuan Chen<sup>2</sup>   Tsung-Heng Chang<sup>1</sup>  
Tien-Yu Chang<sup>2</sup>   I-Yun Lisa Hsieh<sup>3\*</sup>

## ABSTRACT

To combat climate change, countries across the globe have successively committed to achieving net-zero emissions by 2050—including Taiwan. The power sector accounts for more than half of Taiwan's total greenhouse gas emissions, suggesting that decarbonizing the power sector is essential to attaining the net-zero target. With the growing diversity of energy sources, the "Electricity Carbon Emission Factor" defined by The Electricity Act will no longer be appropriate when we evaluate the nationwide average carbon intensity of electricity.

Based on the publicly available data, this study conducts a comprehensive bottom-up analysis for quantifying the carbon emissions associated with electricity production in Taiwan from now to 2050—at the power generator level. The results reveal great variations in carbon emission intensity across fossil fuel generators, even with the same fuel type. The carbon emission intensity, defined as the ratio of carbon emissions from electricity generation and gross electricity production, is expected to decline to 0.118 kg CO<sub>2e</sub>/kWh when shifting from fossil fuels to renewable energy under the 2050 Net-Zero Pathway. Taiwan's energy system is undergoing a far-reaching transition toward net-zero emissions; the results presented here serve as an important reference for assessing the climate benefits of sector coupling.

**Keywords:** Electric Power System, Greenhouse Gas Emission, Carbon Emission Intensity, Energy Transition, Net-Zero Policy.

---

<sup>1</sup> Graduate Student, Computer Aided Engineering Division, Department of Civil Engineering, National Taiwan University.

<sup>2</sup> Undergraduate Student, Department of Civil Engineering, National Taiwan University.

<sup>3</sup> Assistant Professor, Department of Civil Engineering and Chemical Engineering, National Taiwan University.

\*Corresponding Author, Phone: +886-2-33664259, E-mail: [iyhsieh@ntu.edu.tw](mailto:iyhsieh@ntu.edu.tw)

Received Date: August 31, 2022

Revised Date: November 11, 2022

Accepted Date: November 21, 2022