

出國報告（出國類別：開會）

出席「聯合國氣候變化綱要公約
第 25 次締約方大會、
京都議定書第 15 次締約方會議暨
巴黎協定第 2 次締約方會議(UNFCCC
COP24/CMP14/CMA2)」報告

服務機關：經濟部能源局

姓名職稱：莊銘池組長

派赴國家：西班牙

出國期間：108 年 12 月 6 日至 12 月 16 日

報告日期：109 年 3 月 10 日

行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：出席「聯合國氣候變化綱要公約第 25 次締約方大會、京都議定書第 15 次締約方會議暨巴黎協定第 2 次締約方會議 (UNFCCC COP24/CMP14/CMA2)」報告

頁數 56 含附件：是 否

出國計畫主辦機關/聯絡人/電話

經濟部能源局/莊銘池/ (02) 2775-7710

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話

莊銘池/經濟部能源局/綜合企劃組/組長/ (02) 2775-7710

出國類別：1 考察 2 進修 3 研究 4 實習 5 其他

出國期間：108 年 12 月 6 日至 12 月 16 日

報告期間：109 年 3 月 10 日

出國地區：西班牙

分類號/關鍵詞：聯合國氣候變化綱要公約(UNFCCC)、京都議定書 (Kyoto Protocol)、巴黎協定(Paris Agreement)

內容摘要：

出席「聯合國氣候變化綱要公約第 25 次締約方大會、京都議定書第 15 次締約方會議暨巴黎協定第 2 次締約方會議」旨在追蹤氣候公約談判進展，掌握未來全球氣候變遷減緩與調適管理機制，並透過出席周邊會議與參觀會場展覽，學習先進國家能源部門溫室氣體管理經驗，觀摩前瞻減碳技術，以作為我國能源部門溫室氣體減量與管理政策推動之參考。

目錄

壹、出國目的	1
貳、出國行程	2
參、會議內容	3
一、公約談判進展.....	3
二、雙邊會議.....	10
三、周邊會議.....	11
肆、心得與建議	53

出席「聯合國氣候變化綱要公約第 25 次締約方大會、京都議定書第 15 次締約方會議暨巴黎協定第 2 次締約方會議(UNFCCC COP24/CMP14/CMA2)」報告

壹、出國目的

聯合國氣候變化綱要公約第 25 次締約國大會、京都議定書第 15 次締約方會議暨巴黎協定第 2 次締約方會議於 2019 年 12 月 2 日至 12 月 13 日在西班牙馬德里召開，行政院特由行政院環境保護署署長張子敬率團，並邀集外交部、經濟部（能源局/工業局/水利署）、交通部（中央氣象局/運輸研究所）、行政院農業委員會、科技部、國家災害防救中心等政府部會及相關產學研智庫與會。

出席本次會議目的在於追蹤巴黎協定規則書第 6 條談判進展，掌握未來全球氣候變遷減緩管理機制，同時透過與友邦及非友邦國家雙邊會議，增進國際社會對我國推動節能減碳努力與加入聯合國氣候變化綱要公約之認知及支持，最後，則透過出席周邊會議與參觀會場展覽，學習先進國家能源部門溫室氣體管理經驗，觀摩前瞻減碳技術，以作為我國能源部門溫室氣體減量與管理政策檢討及推動之參考。

貳、出國行程

日期	天數	地點	詳細工作內容
12月6日	1	西班牙 馬德里	去程(桃園機場→阿姆斯特丹史基普機場→ 馬德里巴拉哈斯機場)
12月7日至 12月13日	8	西班牙 馬德里	1. 觀察氣候公約談判進展 2. 參與雙邊會議 3. 出席周邊會議 4. 參觀會場展覽
12月14日至 12月16日	3	阿姆斯特丹 桃園機場	回程(馬德里巴拉哈斯機場→阿姆斯特丹史基 普機場→桃園機場)

參、會議內容

一、公約談判進展

(一)會議背景

1.巴黎協定規則書談判依據：2015年聯合國氣候變化綱要公約第21次締約方會議(COP21)訂定巴黎協定(Paris Agreement)，設定抑制全球溫升於2°C以內目標。經締約方簽署程序，巴黎協定於2016年11月正式生效，並於COP22第1次巴黎協定締約方會議(CMA)決議於2018年COP24完成協定規則書制定工作，以利協定自2020年開始實施，惟COP24通過之卡托維茲文件(Katowice Climate Package)雖已完成大部分規則制訂，但有關碳市場機制(§6)與國家自主貢獻(nationally determined contribution, NDC)共同時間架構等部分規則尚未完成，仍待COP25繼續討論。

2.COP25會前談判進展：2019年期中會議談判進展詳如表1。

表1、2019年聯合國新全球氣候協議談判任務與進展

會議	議題	談判結果
波昂會議 (6月17-27日)	碳市場機制(§6)	主要爭議：避免重複計算問題、京都機制是否過渡到新機制、對減量額度以徵收全球稅方式促進全球排放總體減緩等。 會議決議：文本草案經加入各方意見，待COP25進行收斂。
	NDC共同時間架構	提出6種選項，涵蓋時間長度考量包括：「5年」、「10年」、「5或10年」、「5+5年」等，待COP25進行決定。

資料來源：台綜院(2019)，氣候變遷減緩策略規劃、推動成效評估及推廣計畫。

(二)本次會議重點議題與談判結果

1.巴黎協定規則書：本次會議持續針對巴黎協定規則書尚未定案之國際碳市場機制(§6)與NDC共同時間架構等規則進行談判。原預計於本次會議通過市場機制規則，惟因避免重複計算與京都機制過渡方式等爭議，最後仍未能達成共識，決議延至2020

年 COP26 繼續談判。至於共同時間架構規則部分，則提出包括 5 年、10 年、兩者之一或兩者混合等共 12 種時間架構選項，最終亦未達成協議，決議於 2020 年 6 月波昂會議重新討論。前述規則談判主要爭點、各國立場與最後草案文本結果，彙整如表 3。

(1)§6 國際碳市場機制規則

A. 避免重複計算議題：透過「對應調整¹」避免重複計算

(A)§6.2 合作方法(Cooperative Approaches, CAs)：由於各國 NDC 的多樣性，使§6.2 締約方間國際減緩成果移轉(internationally transferred mitigation outcomes, ITMO)交易規則制定深具技術挑戰。如部分國家 NDC 目標是跨多年的排放預算，部分國家則是於單一目標年達到特定排放水準，若計算不當，恐發生有達標而未實質減量的狀況。為避免有達標未減量之潛在陷阱，最後草案列出數種計算方法供各方選擇。

(B) § 6.4 永續發展機制 (Sustainable Development Mechanism, SDM)：主要是巴西堅持，減緩活動主辦締約方於國際出售減量額度時，無需進行對應調整；但為大多數國家所反對，認為任何額度交易都必須適當計算，否則可能違反環境完整性，而使排放即使增加，NDC 卻可能達成。最後版草案顯示，§6.4 機制下所有交易均需作對應調整。

B. 京都機制減量額度於過渡時期使用議題(§6.4)

(A)開發中國家 CERs：目前清潔發展機制(CDM)產生價格低廉，CERs 超過 50 億公噸 CO₂ 當量，因此，中國大陸、印度與巴西等持有高比例 CERs 國家，敦促 CERs

¹ 對應調整為對減量額度之買賣，進行對應之一增一減的計算。

成為§6.4 合格減量額度。然而，歐盟與氣候脆弱國家則堅決反對，認為如允許 CDM 產生減量額度適用於 NDC，等同允許各國以過去減量成果達成 NDC 目標，而不是透過新增加強減量行動，恐因而削弱原已不足的企圖心。依據最後版協商草案，將有條件允許 CERs 過渡，僅允許特定日期之後產生額度適用於 NDC，惟該特定日期則將於後續談判確認。

(B) 已開發國家 AAU：對於京都機制發予已開發國家配額單位 AAU，部分國家因目標薄弱或經濟崩潰，而產生大量過剩 AAU。因此，擁有大量剩餘 AAU 的澳洲，希望使用 AAU 達成 NDC 目標。惟最後版協商草案並未提及 AAU 可於過渡時期使用。

C. 提撥部分額度交易所得於調適基金議題：CDM 規定 CERs 發行所得 2% 提撥作為行政費用與調適基金。而在巴黎協定下，非洲集團與「77 國集團+中國大陸」支持§6 規範所有類型交易所得，皆應提撥調適資金。然而，美國、歐盟等已開發國家則反對，認為此一規範將等同「交易稅」，恐對交易產生限制。最後版協商草案，則於§6.4 明列提撥 2% 調適基金，於§6.2 則僅「強烈鼓勵」使用該機制之各締約方支持調適行動。

D. 註銷部分額度促進全球排放總體減緩議題：全球排放總體減緩(overall mitigation in global emissions, OMGE)旨在確保對大氣的淨效益，而不是零和結果，即一個地方的排放增量，可被其他地方減少排放所抵消。因此，小島嶼國家聯盟(AOSIS)認為，實現 OMGE 的唯一方法是自動註銷§6 所產生部分減量額度。然而，其他締約方反對自動註銷減量額度，認為其將等同於交易稅，恐限制交易水準，且阻

礙§6 可能帶來益處。依據最後版協商草案，§6.2「強烈鼓勵」締約方註銷部分額度，以支持總體減緩；§6.4 則提出至少有 2% 額度將被留作整體減緩之用。

(2)NDC 共同時間架構：於 2018 年 COP24 已通過所有 NDC 自 2031 年開始實施共同時間架構，並於後續談判決定架構年限。此次會議，提出包括 5 年、10 年、兩者之一或兩者混合等架構年限，共 12 種選項。俄羅斯與日本等國，傾向於採用 10 年期限；巴西與許多氣候脆弱國家則主張縮短期限，以利根據技術成本下降，以及集體企圖心與全球目標之間的差距，更新 NDC。最後未能達成協議，決議於 2020 年 6 月波昂會議再行討論。

表 2、COP25 有關巴黎協定規則書主要談判議題爭議與各國立場

巴協	主要議題	背景說明	各國談判立場	最後版草案內容
§6 國際 自願 合作 機制	(一)避免重複計算的計算規則	<ul style="list-style-type: none"> 由於各國 NDC 的多樣性，而深具技術挑戰。 §6.2 面臨技術問題：如何計算不同 NDC 國家間 ITMO 交易。 §6.4 之適用「對應調整」爭議 	<p>§6.2 部分國家 NDC 目標是跨多年的排放預算，部分國家是於單一目標年達到特定水準，若計算不當，可能使各國達到單年目標，而實際上並未削減排放</p> <p>§6.4 <ul style="list-style-type: none"> 主要是巴西堅持：根據§6.4 規定主辦減少排放計畫國家，當其將減碳額度出售到海外時，不應被要求進行對應調整。 大多數其他各方：不同意巴西觀點，認為此是對大氣層總體影響的核心問題，因此任何額度交易都必須適當計算，否則可能違反環境完整性，而使排放即使增加，目標也會達成。 </p>	<p>為避免有達標未減量之潛在陷阱，列出數種計算方法供各方選擇，以透過對應調整避免重複計算</p> <p>在該機制下所有交易均需作對應調整。</p>
	(二)京都機制減量額度單位與計畫的過渡(§6.4)	<ul style="list-style-type: none"> 處理可能超過 50 億公噸 CO2 當量的龐大京都時代碳抵減「單位」(CER 和 AAU)。 據智庫 Climate Analytics 於 COP 發布分析：如果中國大陸和巴西在國內使用其 CER 滿足其 NDC，且如果澳洲在其 NDC 上使用剩餘 AAU，將使全球企圖心減少 25%。 開發中國家之 CERs，為透過 CDM 減量計畫而產生的額度。目前 CER 市價約每公噸 CO2 為 0.2 美元。 	<p>開發中國家之 CERs <ul style="list-style-type: none"> 中國大陸、印度和巴西等持有高比例 CER 國家：敦促 CER 為 §6.4 合格額度，認為民營企業已進行善意投資，不應使其資產變得毫無價值 歐盟和脆弱國家：堅決反對京都額度的過渡。其認為 CERs 將允許已經實現的減量，用來達成 NDC 目標，而不是在未來進行減量，因而削弱原已不足的企圖心。 </p> <p>已開發國家之 AAU： <ul style="list-style-type: none"> 澳大利亞：預期將持有約 411MtCO2e 的 AAU，希望將其 </p>	<p>允許在巴黎體系內使用 CER，但有「期限」限制，即僅允許在特定日期之後產生的額度。而該特定日期則在以後談判決定。</p> <p>未提及 AAU 之過渡，表示未涵蓋 AAU 的過渡。</p>

巴協	主要議題	背景說明	各國談判立場	最後版草案內容
		<ul style="list-style-type: none"> AAU 為京都機制發予已開發國家的配額單位。部分國家因目標薄弱或經濟崩潰，而產生大量過剩 AAU 	<ul style="list-style-type: none"> 用於實現巴黎目標。 其他國家：未明確表示打算使用 AAU 達到其巴黎目標。 	
	(三)抽取出售額度部分所得，資助脆弱國家調適	主要議題： <ul style="list-style-type: none"> 應撥出出售碳額度部分所得(share of proceeds)，資助最脆弱國家進行調適。 §6.2 和 §6.4 是否皆適用(原僅於 §6.4 明確提到)。 	<ul style="list-style-type: none"> 非洲集團與「77 國集團+中國大陸」：支持透過所有 §6 交易確保獲得調適資助，此為重要的優先事項。 許多已開發國家(如美國、歐盟等)：表示反對，認為這是限制交易的「交易稅」。 	於 §6.2 僅包含弱化的自願用詞，即「強烈鼓勵」使用該機制的各方，支持調適。
	(四)全球排放的總體減緩(OMGE)	OMGE 原在確保對大氣的淨效益，而不是零和結果，即一個地方的排放被其他地方的減少排放所抵消。	<ul style="list-style-type: none"> 小島嶼國家聯盟(AOSIS)：實現 OMGE 的唯一方法是，自動撤銷於 §6 產生的部分抵減額度，且只適用於 §6.4 條而不適用於 §6.2，將會造成不平衡，使市場傾斜。 其他締約方：反對在這兩種機制下自動撤銷，認為這等於交易稅，將限制交易水準並阻礙 §6 可能帶來的任何益處。 	<ul style="list-style-type: none"> §6.2：「強烈鼓勵」締約方撤銷部分額度，以支持總體減緩。 §6.4：至少有 2% 額度將被留作整體減緩之用，確切數字之後再決定。
NDC 共同時間架構	討論架構年限	<ul style="list-style-type: none"> COP21 召開前，各國以臨時方式提交 NDC，涵蓋 2025 或 2030 年的時間範圍。 2018 年 COP24：同意所有 NDC 自 2031 年開始實施共同時間架構，並於日後決定架構年限。 	<ul style="list-style-type: none"> 歐盟：贊成將共同時間架構之決定，推延到以後。 俄羅斯和日本等國：傾向於採用 10 年期限 巴西和許多脆弱國家：主張縮短期限，以利根據技術成本下降，及集體企圖心與全球目標之間的持續差距，更新 NDC。 	<ul style="list-style-type: none"> 討論之選項持續增加至 12 項。包括 5 年時間架構、10 年、兩者之一或兩者混合等選項。 最終未達成協議，將於 2020 年 6 月波昂會議重新討論。

2.海洋領域之應對氣候變遷：為今年會議特點，此次會議亦稱為 blue COP。結果，39 國承諾未來 NDC 將涵蓋海洋領域，會中並決定於 2020 年 6 月波昂會議，針對海洋與氣候變遷議題，舉行對話(dialogue)，討論如何強化減緩與調適行動。

3.提升 NDC 企圖心：各國應於 2020 年通報或更新 NDC，並希望各國提升企圖心，惟目前僅約 80 國(主為小的開發中國家)表示將強化 2020 年 NDC，排放量僅占全球僅 10.5%，大排放國皆不在其列。會議結果，敦促各方在 2020 通報與更新 NDC 時，考量與協定目標落差問題，並要求秘書處於 COP26 前準備 NDC 彙整報告。

4.2020 年前減量承諾：鑑於目前京都議定書第 2 承諾期(至 2020 年)多哈修正案簽署仍未達生效門檻，因此仍未能生效，以及已開發國家 2020 年前氣候承諾，包括提供 1,000 億美元資金等，

亦尚未落實，爰本次會議除敦促已開發國家批准多哈修正案外，亦決議針對 2020 年前行動與企圖心，於 COP26 與 COP27 舉行圓桌會議，並要求秘書處於 2022 年 9 月前，基於圓桌會議結果提出報告，供公約第 2 次定期檢討參酌。

(三)§6.2 與§6.4 規則重點摘要(依據最後版協商草案整理，詳如表 3)

1. §6.2 合作方法(Cooperative Approaches, CAs)

主針對協定締約方之間 ITMO 轉移，制定計算指引，以避免重複計算。對於 ITMO 的產生與來源，未加以限制，但界定 ITMO 為真實、已驗證且額外的排放減量與移除，以 tCO₂ eq 或非 GHG 指標衡量，且是自 2021 年起產生之減緩成果，亦包括來自§6.4 之 A6.4ER 的國際轉讓。ITMO 除用於達成 NDC，亦可用於 NDC 以外或其他國際減緩目的。協定對此方法的運作採取分權治理機制(decentralized mechanism)，主透過技術專家審查小組，針對各方提報資訊進行審查並提供改善建議。對於不同 NDC 目標類型(單年目標或多年目標 NDC)，§6.2 提出對應調整多種計算方法供各方選擇採用，且無論所移轉 ITMO 是否來自 NDC 涵蓋部門與氣體，或是用於其他國際減緩目的，皆須進行對應調整。對於提撥部分交易 ITMO 貢獻調適基金與全球排放整體減緩方面，則未強制規定，僅強烈鼓勵貢獻。

2. §6.4 永續發展機制(Sustainable Development Mechanism, SDM)

被視為 CDM 於 2020 年後的延伸機制，旨在建立排放減量額度之產生與交易機制，除協定締約方外，亦允許經授權的公私實體參與。額度來源則來自依規定申辦之計畫與部門之減緩活動所產生之已驗證排放減量額度(A6.4ER)，並以 CO₂ 當量計算。對此機制運作則採取集中治理機制(decentralized mechanism)，由監督機構(Supervisory Body)進行監督。對於減緩活動主辦方所有首次轉讓的 A6.4ER，包括用於其他國際減

緩目的之 A6.4ER，皆需進行對應調整。並規定於 A6.4ER 發放時，課徵 2% 貢獻予調適基金，並註銷某百分比(不低於 2%) 額度貢獻整體減緩。§6.4 機制另有條件允許 CDM 活動與 CER 的過渡，僅允許使用在特定日期之後產生的 CER，而該特定日期則在以後談判決定。

表 3、COP25 巴黎協定有關§6.2 與§6.4 規則最後版草案重點摘要

最後版本 協商草案	§6.2 合作方法 (Cooperative Approaches, CAs)	§6.4 永續發展機制 (Sustainable Development Mechanism, SDM)
目的	制定締約方間 ITMO 轉移之計算指引，避免重複計算，以提升減緩行動，促進永續發展，確保環境完整性	建立排放減量額度之產生與交易機制，以提升減緩，強化永續發展，確保全球排放之整體減緩 (被視為 CDM 2020 年後的延伸)
參與	締約方	<ul style="list-style-type: none"> 締約方 經授權公私實體
減緩 成果	<p>ITMO</p> <ul style="list-style-type: none"> 為真實、已驗證與額外的 為排放減量與移除，包括調適、經濟多樣化計畫產生之減緩效益 自 2021 年起產生之減緩 可用於 NDC 以外與其他目的 包括 A6.4ER 之國際轉讓 	<p>A6.4ER</p> <ul style="list-style-type: none"> 以二氧化碳當量衡量，等於 1 公噸二氧化碳當量
減緩 成果來源	<p>未限制</p> <p>(只要合作各方同意，如 ITMO 可能來自各區 ETS、國際額度機制等)</p>	來自計畫與部門之減緩活動
治理	<ul style="list-style-type: none"> 屬分權機制(decentralized mechanism) 技術專家審查：針對各方提交資訊進行審查 	<ul style="list-style-type: none"> 屬集中機制(centralized mechanism) 設監督機構與秘書處
國際交易對 應調整之適用	<ul style="list-style-type: none"> 以 tCO₂ eq 與非 GHG 指標衡量之 ITMO 於 NDC 實施期間擇一方法採用： <ul style="list-style-type: none"> 單年 NDC：年總量或年均數 多年 NDC：年總量 無論所移轉 ITMO 是否來自 NDC 涵蓋部門與氣體 用於其他國際減緩目的之 ITMO 	<ul style="list-style-type: none"> 主辦方對所有首次轉讓的 A6.4ER，進行對應調整 (但未來 CMA 將設定選擇退出期(opt out period)，於該期間，首次轉移其未涵蓋於 NDC 之部門和溫室氣體之 A6.4ER，主辦締約方無需進行對應調整) 使用於其他國際減緩目的之 A6.4ER
調適基金 貢獻	強烈鼓勵	於發放時，課徵 2% 的 A6.4ERs (另抽取部分所得支付行政費用)
全球排放 整體減緩	強烈鼓勵註銷 ITMO	於發放 A6.4ERs 時，機制註冊管理單位，應將發放 A6.4ERs 的百分比部分，轉移入整體減緩註銷帳戶，該百分比率將由 CMA 決定，且不低於 2%
京都機制 過渡	-	有條件允許 CDM 活動與 CER 的過渡，例如僅允許使用在特定日期之後產生的 CER，而該特定日期則在以後談判決定。

二、雙邊會議

(一)國家商業倡議(National Business Initiative): 12月13日於南非館展攤與 Steve Nicholls 先生討論南非能源轉型議題，南非為世界主要煤炭出口國之一，能源轉型對煤礦業及相關從業人員衝擊甚鉅，如何在轉型過程兼顧相關從業人員就業與生活，為南非當前重要課題。

(二)德國國際合作協會(Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit, GIZ): 12月13日於德國館展攤與 Daniel Bongardt 先生討論德國氣候內閣(Klimakabinett)運作方式，並分享我國溫管法架構下跨部會整合方式。德國在氣候議題上也面臨跨部會整合問題，前次氣候行動方案甚至因而難產，因此，Merkel 總理於 2019 年 3 月邀集環境、財政、經濟、建築、交通、農業等部會部長，組成氣候內閣，強化部會間整合協調，以達成德國 2030 年與 2050 年減量目標。

三、周邊會議

(一)營造有利環境，抓住氫能發展機會(Enabling environment to seize today's opportunities for hydrogen)

1.會議觀察評析

(1)主辦單位：國際能源總署(International Energy Agency, IEA)、日本經濟產業省(Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan)

(2)未來氫能發展趨勢：國際能源總署永續技術展望組(Sustainability, Technology and Outlooks)組長 Ms. Mechthild Wörsdörfer。

A.氫能消費

(A)氫能消費持續成長：自 1975 年迄今已成長 3 倍。

(B)氫能使用獎勵政策持續增加：目前計有 15 國訂定氫能發展目標與獎勵政策，主要著重運輸部門推廣應用(小客車、加氫站、公車、卡車)，其他應用尚包括：電解產氫設備、建築取暖與發電、發電、工業應用等。

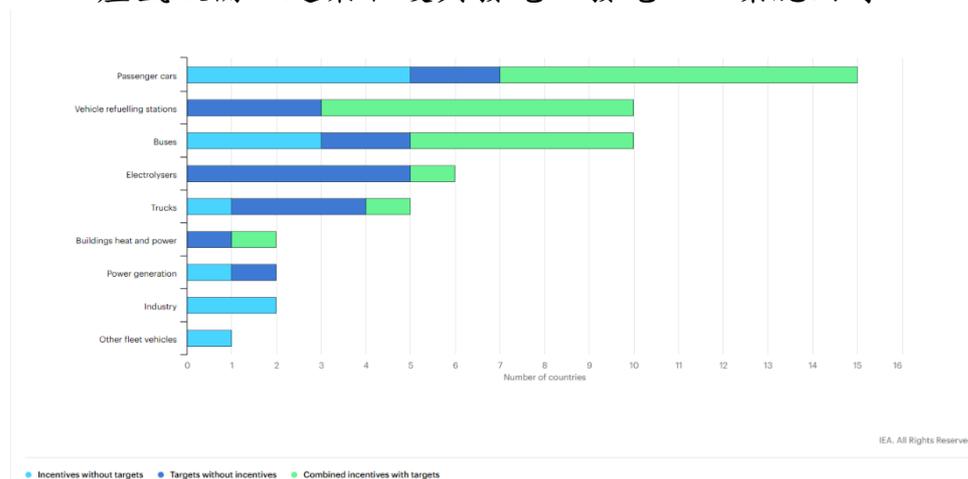


圖 1、氫能獎勵政策

B.氫能供給：

(A)目前主要係化石能源轉變產出：以天然氣轉變產出為主，占約占氫能產出 3/4，其天然氣轉變投入約占全球天然

氣消費 6%；其次為煤炭，主要產地為中國。由於目前氫能主要仍來自化石能源，其衍生排放每年達 830 百萬噸 CO₂e。

(B) 氫能生產成本受燃料價格因素影響大：中東、俄羅斯、北美等天然氣產地，氫能生產成本顯著較低。日本、韓國、中國、印度則因進口天然氣成本較高，氫能生產成本顯著較高。

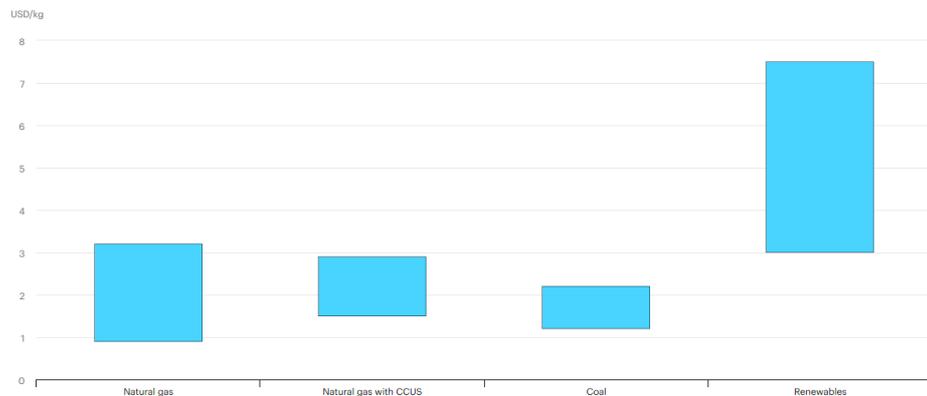


圖 2、氫能生產成本(2018)

(C) 長期再生能源產氫成本：隨太陽光電與風力發電成本下降，再生能源產氫成本亦隨之下降，許多地區產氫成本將可與煤炭或天然氣競爭。

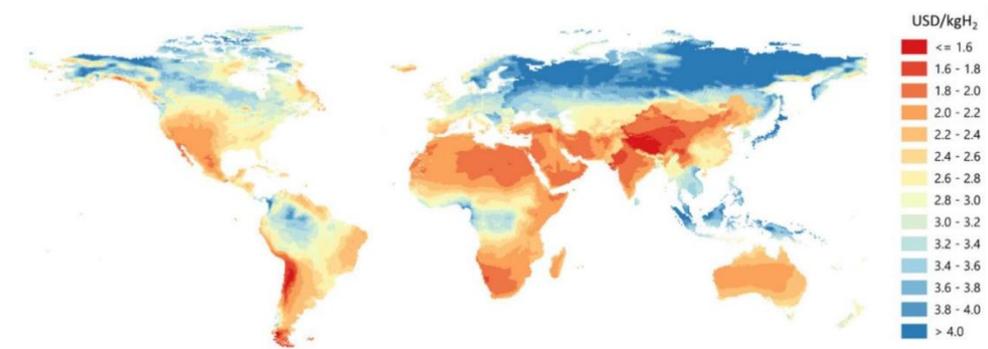


圖 3、長期再生能源產氫成本

C. 氫能應用領域：

(A) 工業：已應用於煉油、氨、甲醇與鋼鐵等製程。

(B) 運輸：於小客車應用程度將視燃料電池成本與加氫站佈

建情形而定；於卡車應用程度則與氫氣價格有關。至於海運與空運由於低碳燃料選項有限，較有發展潛力。

(C)建築：可與天然氣摻配，或直接用於氫氣鍋爐、燃料電池。

(D)電力：為再生能源儲存方式主要選項之一，可用於燃氣發電設備，以提升系統彈性。

D.政策建議：確認氫能於長期能源政策定位，提供潔淨氫能商業應用誘因，解決初期投資風險課題，透過加強研發降低生產成本，進行法規障礙鬆綁與標準一致化，追蹤國際技術進展，並透過國際貿易、工業聚落(industrial hubs)、天然氣網、低碳運具等管道，擴大氫能供給與消費。

(2)日本氫能社會推動措施：日本經濟產業省大臣官房環境問題審議官矢作友良(Tomoyoshi Yahagi)

A.日本發展氫能理由：

(A)日本進口化石能源依賴程度高：初級能源供給 90% 以上依賴進口化石能源，影響能源安全。

(B)實現氫能社會有助達成 3E + S：

a.能源安全(Energy Security)：近年再生能源急速增加，已占初級能源供給 10%，未來預期持續增加，利用過剩變動性再生能源製造氫氣，可提高能源供給多樣化。

b.經濟效率(Economic Efficiency)：化石燃料使用環境成本高，氫能中長期生產成本下降潛力大。

c.環境保護(Environment)：此外，使用氫氣不會排放溫室氣體。

d.安全(Safety)：若加以適當管理，氫氣可以安全使用。

(C)日本氫能發展具競爭優勢：日本自 1970 年代即投入氫能研發，氫能與燃料電池技術皆居世界領先地位，可成

為日本出口產業，帶動經濟成長。

B. 氫能基本戰略：2017 年由內閣會議通過「氫能基本戰略」，設定氫能為 2050 年能源選項，並確立 2030 年行動計畫與目標。

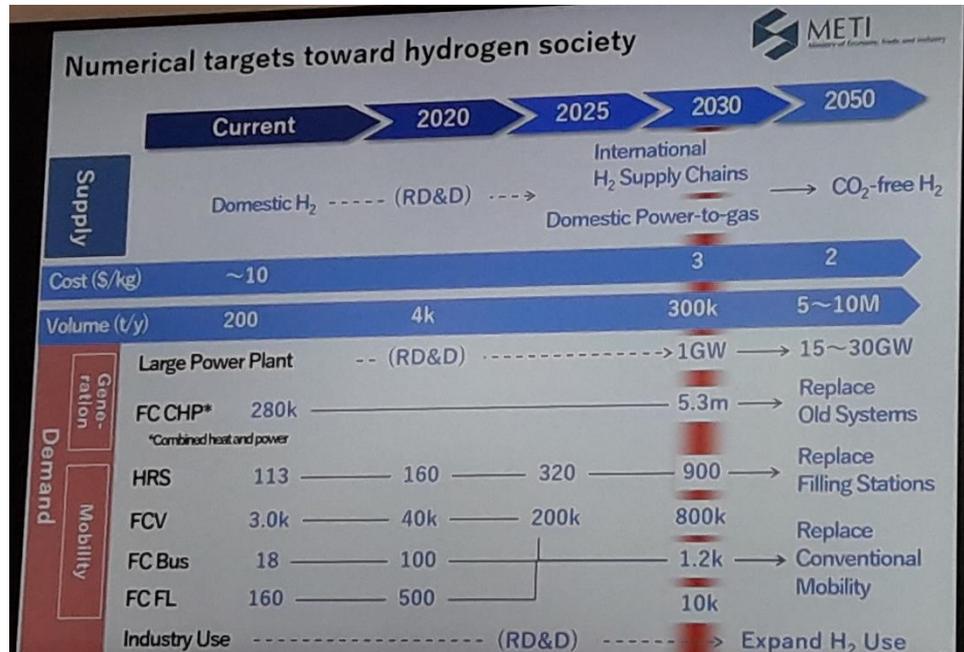


圖 4、日本氫能基本戰略目標期程

(A) 供給面

- a. 透過技術研發降低氫能生產成本：由目前 10 美元/公斤，降至 2030 年 3 美元/公斤與 2050 年 2 美元/公斤。
- b. 氫能供給：透過國際氫能供應鏈與國內電解氫能生產，使氫能供給由目前 200 公噸/年，增加至 2030 年 30 萬公噸/年與 2050 年 500~1,000 萬公噸/年。

(B) 需求面

- a. 電力部門：發電裝置容量預計 2030 年達 1GW()，2050 年達 15~30GW。
- b. 運輸部門：加氫站(HRS)預計 2020 年 160 座、2030 年 900 座；燃料電池汽車(FCV)預計 2020 年 4 萬輛、2030 年 80 萬輛。

(C) 氫能關鍵技術

- a. **燃料電池**：運輸用燃料電池、靜態燃料電池、附屬設備(儲槽與相關系統)，主要挑戰在於電池效率(>65%方能顯著降低成本)。
- b. **供應鏈**：大規模氫氣生產、氫氣輸儲、燃氫發電、加氫站等，主要挑戰在於絕緣系統(insulation system)發展、燃燒控制、加氫規則(fueling protocol)建立等。
- c. **電解系統**：水電解技術、工業應用技術、非連續性創新(discontinuous innovation)等，主要挑戰在於處理電解材料退化之相關技術突破。

(3) 澳洲環境與能源部國際氣候變遷司副司長 Gaia Puleston 女士

- A. **氫能產業發展關鍵因素**：推動障礙排除與市場規模擴大(scale up)，可透過建立氫能交易中心(hub)，推動國際潔淨氫能貿易，擴大氫能使用。
- B. **澳洲氫能推動情形**：澳洲已於 2019 年訂定「國家氫能戰略(National Hydrogen Strategy)」，設定氫能產業發展藍圖與步驟，並規劃由潔淨能源融資公司(Clean Energy Finance Corporation, CEFC)與澳洲再生能源署(Australian Renewable Energy Agency, ARENA)，提供 3.7 億澳幣資金，作為氫能技術研發之用，期能充分發揮澳洲氫氣生產潛力。

(4) 潔淨能源部長會議(Clean Energy Ministerial) Elena 女士

- A. **氫能倡議(Hydrogen Initiative)**：於 2019 年溫哥華第 10 次潔淨能源部長會議，由加拿大、美國、日本、荷蘭、歐盟領銜提出，推動各國於氫能燃料電池技術相關政策與研究計畫合作，以促進氫能於工業、運輸與能源層面之應用。

B. 氫能技術標準與使用安全管理為未來相關技術推廣關鍵。

2. 心得與建議

- (1) 依據能源轉型政策規劃，再生能源發電占比將持續提高(2025年20%、2035年30%以上)，因應間歇性再生能源供給增加，相關儲能設施規劃與佈建為維持電力系統韌性之關鍵要素。
- (2) 氫氣儲能與電池儲能皆為再生能源儲能技術選項，二者依其技術特性不同，適合應用場域與儲能成本亦有所不同。我國目前已配合電力系統輔助服務需求，進行電池儲能規劃，建議針對最終消費部門燃料轉換(如：熱能利用、運具燃料)應配合國家未來低碳轉型方向，秉持技術中立原則，依據未來可能應用場域，評估儲能需求，提早投入相關技術研發，並規劃基礎建設佈建，以確保能源供應系統穩定安全。
- (3) 氫能使用時並不會產生溫室氣體，隨未來國際氫能成本下降，在再生能源供應不足情況下，進口潔淨氫能應可作為我國替代天然氣之選項，進一步減少碳排放，建議可持續關注未來澳洲等國氫能生產方式(即產氫來源及過程是否會產生溫室氣體排放等)動向，依我國溫室氣體減量推動狀況評估合適進口來源與進口可行性。

(二)碳定價機制最新研究、分析與經驗(Reducing Greenhouse Gas Emissions through Carbon Pricing Recent Research, Analysis, and Experience)

1.會議觀察評析

(1)主辦單位：哈佛大學、埃內爾研究基金會(Fondazione Centro Studi Enel)、北京清華大學全球氣候變遷中心(Global Climate Change Institute, GCCI)



圖 5、與談人員合影

(2)碳定價政策：碳稅 vs 總量管制與碳交易(C&T)：哈佛大學 Robert N. Stavins 教授。

A.碳定價實施前提：大型經濟體長期來說皆應規劃相關定價機制。

B.碳稅與 C&T 主要差異：

(A)碳價穩定性：C&T 較差，可透過價格上下限改善。

(B)市場操控：C&T 需設置監管機關。

(C)管制成本：C&T 較差，但碳稅變更不易亦非好事

C.良好碳定價機制設計應注意事項：

(A)漸進式導入碳定價機制。

(B)指定碳定價收入用於氣候變遷減緩用途。

(C)考量弱勢團體協助。

(D)考慮被管制對象所屬部門特定或既有管制調和。

D.碳定價機制設計比碳定價工具選擇更重要。

E.次佳選擇的非碳定價工具(如：效率標準)如能良好設計，亦能發揮功效。

(3)中國碳交易制度：北京清華大學能源環境經濟研究院張希良教授。

A.中國當前氣候變遷因應政策主要課題：由於缺乏碳定價機制，目前採行市場面或管制面措施將面臨下列問題：

(A)市場面措施：過度依賴補助，將面臨政府預算持續性、成本有效性與公平性等問題。

(B)管制面措施：效率標準措施缺乏合適 MRV 機制，對於違法者處罰不足。

B.中國選擇碳交易制度作為碳定價工具原因：

(A)碳稅工具減量效果具不確定性。

(B)政治上碳稅稅率無法高於 10 美元/公噸 CO₂。

(C)碳稅收入囿於租稅制度限制，無法專用於溫室氣體減量。

(D)碳稅立法時程冗長。

(E)大排放源管制成本相對較低。

C.中國碳交易制度設計：

(A)管制對象：8 大行業，包含：電業、熱能供應業、鋼鐵業、非鐵金屬工業、建材業、石油化工業、化學業、航空業。

(B)管制門檻：年排放達 26,000 公噸 CO₂，約 7,500 個事業。

(C)管制對象總排放量：45 億公噸 CO₂，約中國能源使用排放一半。

(D)總量管制設定方式：混合 top-down 與 bottom-up 方法，其中部門排放標準係依同業標準訂定。

$$CAP = \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N S_j \times Q_{ij}$$

Where
 S_j — The national emission performance standard for sector j ;
 Q_{ij} — The actual physical output of sector j in province i ;
 M — The number of the provinces and/or cities covered by ETS; and
 N — The number of the sectors covered by ETS.

圖 6、中國總量管制設定公式

(E)排放額度核配方法：初期依產出進行免費核配，鼓勵透過競標進行有償核配。

D.中國未來碳定價機制展望：以總量管制與碳交易制度管制大排放源，以碳稅管制未納入總量管制排放源(如：運輸部門與商業建築)，碳交易系統碳價格可作為設定碳稅稅率參考指標。

(3)義大利國家電力公司 Daniele Agostini

A.許多國家已同時採行多種碳定價工具：如羅馬尼亞、西班牙等。

B.推動碳定價制度應注意課題：

(A)流通性(liquidity)：市場規模較小或被管制排放源產業別較為集中之經濟體，如施行總量管制，排放交易市場常面臨流通性不足問題，如：中南美洲案例。

(B)政策競合(policy interaction)：碳定價制度推動對能源面、經濟面、社會面衝擊，皆須納入制度設計考量。

(C)國家競爭力(competitiveness)：碳定價制度推動可能影響國家競爭力與貿易差額(Balance of Trade)，為消弭碳定價制度負面影響，碳定價稅費收入應用於協助產業低碳轉型，可透過設置轉型基金(transition fund)方式推動。

(4) 哈佛大學 Joseph Aldy 教授

A. 美國國會提出碳稅草案：為推動溫室氣體減量，提供減量誘因，民主黨與共和黨參眾議院議員於 2019 年 7 月提出 3 版本碳稅草案。

(A) Climate Action Rebate Act of 2019 (CAR Act)：Chris Coons 與 Dianne Feinstein 參議員、Jimmy Panetta 眾議員提出，課徵 15 美元/公噸 CO₂ 碳稅，後續每年增加 15 美元。

(B) Stemming Warming and Augmenting Pay Act (SWAP Act)：Francis Rooney 眾議員提出，課徵 30 美元/公噸 CO₂ 碳稅，後續每年增加 5%。

(C) Raise Wages, Cut Carbon Act of 2019 (RWCC Act)：Dan Lipinski 眾議員提出，課徵 40 美元/公噸 CO₂ 碳稅，後續每年增加 2.5%。

B. 碳稅制度不確定性

(A) 排放水準：無法確保最終排放與減量目標一致。

(B) 氣候科學：無法確保稅率反映最新科學評估結果。

(C) 經濟成本：無法確保稅率反映家戶或產業減量成本。

(D) 國際關係：無法確保稅率強度與其他國家減量努力一致。

C. 沒有完美的制度，透過「做中學(act-learn-act approach)」，逐步改善：先設定碳稅稅率，再逐年檢討調整，檢討程序建議如下：

(A) 定期進行環境、經濟等多面向檢討，建議 5 年 1 次，並應注意資訊公開。

(B) 依據檢討結果，由行政部門規劃碳稅調整方案提送國會。

(C)國會進行立法程序。

(5)歐盟執委會氣候行動部(Climate Action)Raffaele Mauro

Petriccione 主任(Director-General)：碳定價制度設計常受其管制對象市場特性限制，而有所不足，須逐步調整使其更加有效。

A.歐盟碳定價制度沿革：歐盟 2000 年以前主要推動碳稅，並由各國自訂稅率，2000 年以後才導入總量管制與排放交易制度，進行統一管理。

B.歐盟總量管制與排放交易制度檢討：

(A)納管對象：是否將尚未納管之運輸、建築、廢棄物、農業部門，納入管制範疇？

(B)碳價格穩定性：是否要導入碳價格上下限，以因應市場失靈？

(6)智利代表 Claudio Seebach 先生

A.智利能源情勢：2018 年再生能源占比已達 56%，仍有 43% 以上為化石能源，智利致力於 2050 年達成碳中和，預計於 2040 年前將再生能源占比提高至 80-90%，並逐步減少化石能源使用。

B.智利綠色稅制(Green Tax)：針對裝置容量 50MW 以上之鍋爐或發電機，課徵 5 美元/公噸 CO₂ 碳稅。

C.碳定價機制設計應注意事項：

(A)與環境保護目標一致性：空污防制、2050 年碳中和目標。

(B)針對受衝擊對象配套設計：機制設計不應僅考量技術可行性，亦須注意政治可行性。

(C)跨政府單位合作。

2.心得與建議

- (1)我國溫管法已授權進行總量管制與排放交易，另外財政部亦在評估課徵能源稅之可行性及配套措施，二者皆屬碳定價工具，其課徵對象、收費額度、收入用途等皆可能有所競合，建議宜有完善配套設計。
- (2)總量管制與排放交易制度就學理而言較具經濟效率，然而，我國單一排放源占比偏高，實施總量管制與排放交易制度常會遇到流通性不足問題，以致碳價格無法正確反映邊際減量成本。
- (3)依國際研究顯示，碳定價制度亦應分析與各部門既有碳管制相關政策工具之競合影響，爰建議未來倘規劃實施碳定價機制，可蒐集我國各部門既有碳管制相關政策工具或政策資訊，或進一步研究與碳定價政策工具併同實施之可能影響，以供決策參考。

(三)潔淨能源轉型路徑與巴黎協定執行追蹤(Clean Energy Transition Pathways and Tracking Progress with Paris Agreement Implementation)

1.會議觀察評析

(1)主辦單位：國際能源總署(International Energy Agency, IEA)、能源與資源研究所(The Energy and Resources Institute, TERI)



圖 7、與談人員合影

(2)潔淨能源轉型路徑與巴黎協定執行追蹤：國際能源總署永續技術展望組組長 Mechthild Wörsdörfer 女士。

A.近年碳排放成長主因：電力與運輸部門為主要成長部門。

B.既定政策情境與永續發展目標仍存在顯著落差，須加強減量技術研發與應用：

(A)減碳缺口：2050 年減碳缺口約 25Gt CO₂，須強化能源效率、再生能源、燃料轉換、CCUS 與其他技術推動，以消弭減碳缺口。

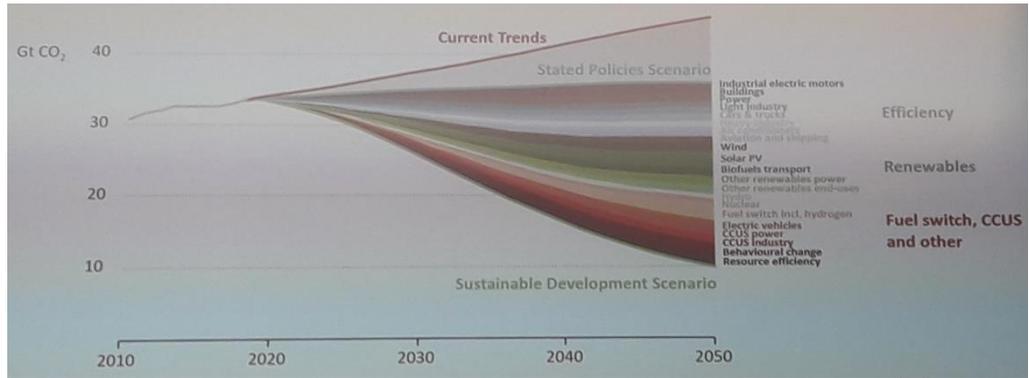


圖 8、減量缺口弭平技術貢獻

(B) 能源效率改善幅度趨緩，低碳電力角色重要：

- a. 2018 年能源密集度改善幅度僅 1.2%，低於 2000 年以來水準，為弭平減量缺口，低碳電力角色日趨重要。
- b. 2040 年較 2018 年電力供給增量估計有 3/4 來自再生能源，太陽光電與風力發電將顯著成長。

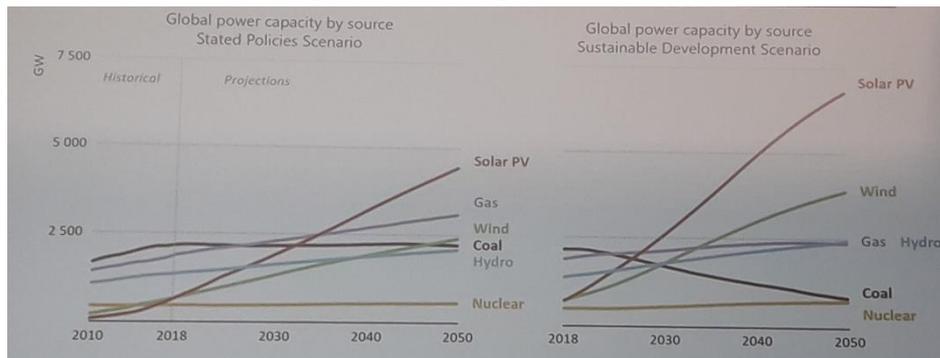


圖 9、各類能源發電裝置容量(既定政策情境 vs 永續發展情境)

(C) 減量技術建議：能源效率、再生能源與 CCS 為主要減量策略，並須強化系統整合。

<p>電力系統</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 再生能源 ✓ 太陽光電 ✓ 陸域風力 ✓ 離岸風力 ✓ 水力發電 ✓ 生質能 ✓ 地熱 ✓ CSP ✓ 海洋能 ● 核能發電 ● 燃氣發電 ● 燃煤發電 ● CCUS應用 	<p>工業部門</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 化材 ● 鋼鐵 ● 水泥 ● 造紙 ● 鋁業 ● 工業CCUS應用 	<p>運輸部門</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 電動車 ● 能源效率 ● 貨車與公車 ● 運輸生質能應用 ● 航空 ● 海運 ● 軌道運輸 	<p>住商部門</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 建築外殼 ● 供熱 ● 熱泵 ● 空調 ● 照明 ● 用電設備 ● 資訊網路
<p>燃料供應</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 油氣生產甲烷洩漏 ● 燃燒塔排放 	<p>系統整合</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 儲能 ● 氫能 ● 智慧電網 ● 需量反應 		

圖 10、減量技術選項

C.減量技術進展：45 項潔淨能源技術中，僅 7 項符合永續發展情境規劃，各國政府須致力引導資金流向潔淨能源發展，以促成潔淨能源轉型。

(3)綜合討論

A.減量目標進展追蹤

(A)歐洲議會 Jutta Paulua 議員

a.先確認長期減量路徑：用以檢視減量規劃是否符合巴黎協定目標。

b.逐年進行執行成果檢核：使用國家統計或其他資料，逐年追蹤排放變動情形。

(B)瑞士策略研究與管理中心(Center for Strategic Studies

and Management, CGEE)Marcelo Khaled Poppe 先生：

減碳路徑規劃有助引導社會資源配置，為確保各部門依循路徑規劃發展，須明確定義關鍵指標，並完善執行監督資料蒐集。

B.減量缺口

(A)能源與資源研究所(The Energy and Resource Institute,

TERI)R.R. Rashmi 研究員：

a.減量缺口產生原因：包括交易成本(transaction cost)過高與資訊不足導致既有減碳技術無法擴散，部分部門則仍須透過技術創新，以加深減碳幅度。

b.弭平缺口方式：針對既有減碳技術，透過財政工具協助技術擴散；創新技術則仍須加大研發投入。

(B)太陽動力基金會(Solar Implus Foundation) Bertrand

Piccard 總裁：使用民眾理解語言進行政策溝通，由民眾關切問題切入，協助民眾瞭解氣候政策目的與意義，引導民間資本投入再生能源與能源效率技術，發揮民間

創意，促進相關產業發展，避免投資化石能源可能面臨擱淺資產風險(stranded asset risk)。

(C)日本新能源產業技術綜合開發機構(New Energy and Industrial Technology Development Organization, NEDO)洋及川(Hiroshi Oikawa)副理事長(President)

a.全球 GHG 排放趨勢推估：預計 2030 年達峰值(570 億噸 CO₂e)，欲達 2°C 目標，2050 年須減排 240 億噸 CO₂e；欲達 1.5°C 目標，2050 年則須實現淨零排放。

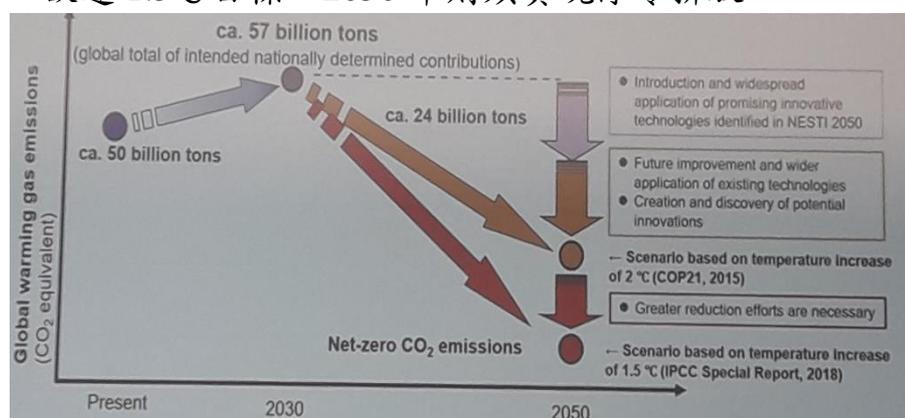


圖 11、全球排放趨勢推估(NEDO)

b.透過研發創新降低減量成本：技術研發可顯著降低減量成本，如能透過技術研發使特定減量技術之減量成本低於邊際減量成本，該項技術才能被市場廣泛應用。

C.技術發展於弭平減量缺口扮演角色

(A)瑞士策略研究與管理中心 Marcelo Khaled Poppe 先生：

弭平減量缺口不必然須依賴創新技術，既有技術已足以達成目標，關鍵在於價格，須配合技術成本下降路徑，逐步導入減碳技術，取代化石燃料。

(B)日本新能源產業技術綜合開發機構洋及川副理事長

a.三大支柱減碳技術：為達成淨零排放須加強循環經濟、生物經濟與永續能源等三大支柱減碳技術發展。

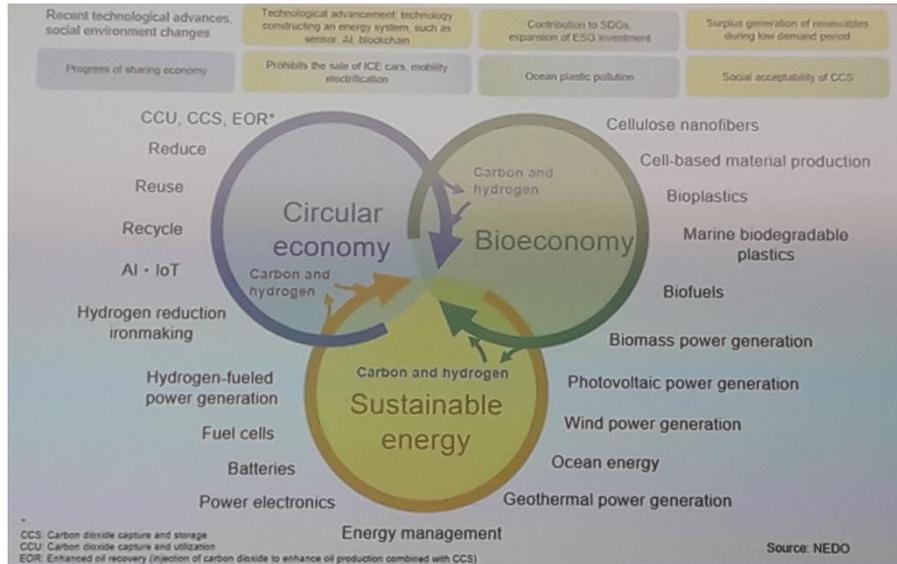


圖 12、三大支柱減碳技術

b.減量潛力評估：循環經濟、生物經濟與永續能源等三大支柱減碳技術之減量潛力可達 400 億公噸 CO₂e。

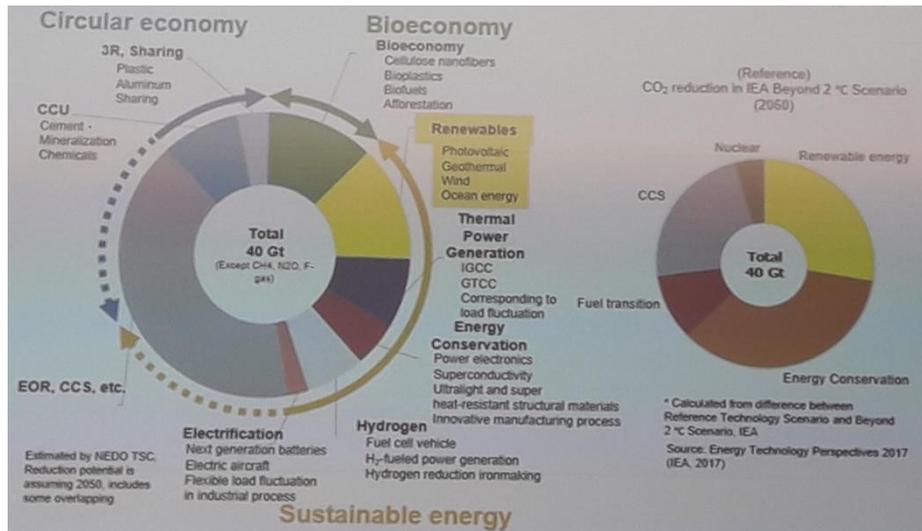


圖 13、三大支柱減碳技術減量潛力評估

(C)能源與資源研究所 R.R. Rashmi 研究員：不同部門著重關鍵減量技術亦有不同，其中，建築部門須加強空調能源效率提升，電力部門則須因應變動性再生能源增加，則著重需求端儲能與電網平衡技術。

(D)歐洲議會 Jutta Paulua 議員

a.不要坐等技術創新，應加強現有技術整合應用：如農業部門須遮陰動植物養殖搭配太陽光電設置等，皆能擴大

現有技術擴散應用。

b.投資未來技術創新，以免淪入後段班：包含氫能、數位化管理技術等。

(E)太陽動力基金會 Bertrand Piccard 總裁：

a.法令規範應與時俱進：氣候與能源法規應隨技術進步逐步加嚴，透過強制規範加速技術導入，帶動相關產業與就業發展。

b.法令規範應因地制宜：不同國家發展進程與排放特性不同，應因地制宜進行最適設計。

2.心得與建議

(1)氣候變遷雖然是人類文明當前面臨最大危機，但是也是推動低碳能源與產業轉型的契機，透過溫室氣體減量措施推動，可帶動綠能產業發展，增加就業機會，鑑此，日本、歐盟減量策略規劃(如：氫能經濟)，多由國家整體利益出發，選擇具競爭優勢減量技術。建議我國推動溫室氣體減量亦應納入我國未來新興產業考量，由減量潛力與產業競爭力角度分析，評估採取技術項目，搭配減量行動提供技術實踐場域，以縮短技術市場化時程，並創造我國新產業發展動能。

(2)IEA 與 NEDO 減量技術潛力評估中，CCUS 技術皆占有相當比例，鑑於我國未來電力需求持續提升、再生能源發展目標已具挑戰、核能應用爭議仍大之能源情勢，CCUS 技術可有效解決化石燃料溫室氣體排放，透過將 CO₂ 轉換為化學材料或建材，除可減少排放，亦可發揮產業效益，建議應評估相關技術導入可行性與推動時機，並評估我國產業碳再利用需求或是否有適合封存場址，以納入未來整體化石燃料使用規劃策略中。

(四)2019 減量缺口報告重要發現與後續努力方向(Emissions Gap Report 2019 Key Findings and Ways Forward)

1.會議觀察評析

(1)主辦單位：氣候變化綱要公約秘書處



圖 13、與談人員合影

(2)2019 年減量缺口報告重要發現：UNEP DTU Partnership 氣候規劃與政策主管 Ms. Anne Olhoff。

A.全球溫室氣體排放趨勢

(A)全球排放持續上升且尚未達到峰值：近十年排放平均年增 1.5%，2018 年排放(553 億公噸 CO₂e)達歷史新高。

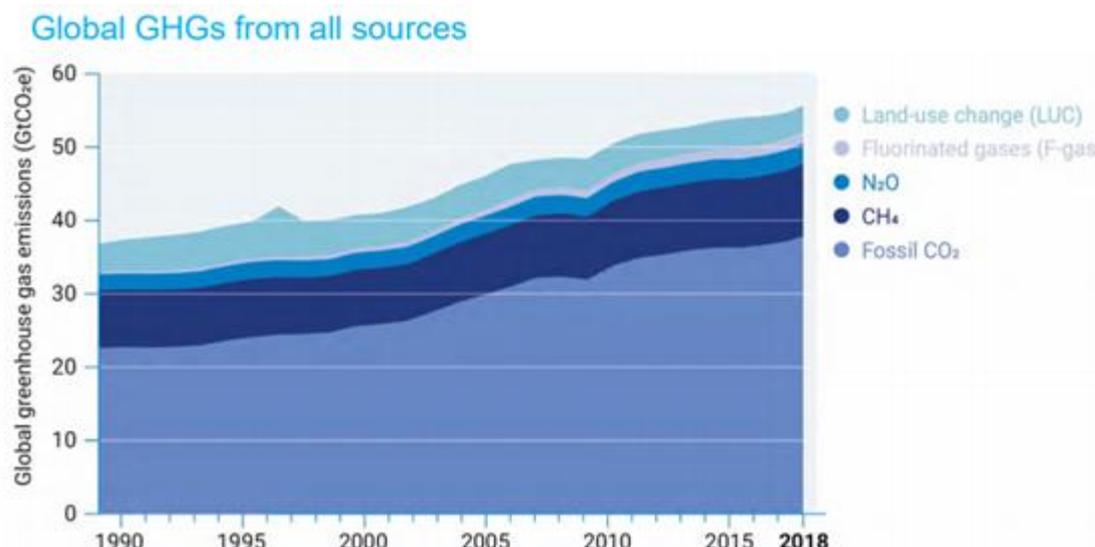


圖 14、1990-2018 年全球溫室氣體排放趨勢

(B)目前各國 NDC 未符合 2°C 與 1.5°C 目標路徑

- a.各國 NDC 減量貢獻：較現行政策情境排放減少 40~60 億公噸 CO₂e/年。
- b.各國須提升 NDC 目標，以弭平減量缺口：欲達 2°C 目標，各國 NDC 減量強度須提高 3 倍；欲達 1.5°C 目標，減量強度須提高 5 倍以上。

表 4、各情境減量缺口

單位：GtCO₂e

情境	2030 年 估計排放	減量缺口	
		相較 2°C 目標	相較 1.5°C 目標
目前政策	60		
無條件 NDC	56	15	32
有條件 NDC	54	12	29
2°C	41		
1.5°C	25		

B.各國實現 NDC 目標可能性

- (A)G20 整體：無法實現 2030 年 NDC 減量承諾。
- (B)個別 G20 國家：僅 6 國現行政策即可達成目標，其他 7 國須再加嚴政策，另有 3 國資訊不足。

表 5、G20 國家達成 NDC 目標可能性評估

目前政策可達成 無條件 NDC 目標		加嚴政策後可達成 無條件 NDC 目標		不確定或 資訊不足
超標 15% 以上 顯示目標偏弱	超標低於 15%	排放高於 NDC 目標 0-15%	排放高於 NDC 目標 15% 以上	
印度 俄羅斯 土耳其	中國大陸 歐盟 28 國 墨西哥	澳洲 日本 南非	巴西 加拿大 韓國 美國	阿根廷 印尼 沙烏地 阿拉伯

C.2030 年減量缺口弭平方式

- (A)各國採行氣候行動與誘因措施強度已勝於以往，為提升 NDC 減量目標強度奠定基礎。
- (B)為達減量目標須推動系統轉型：
 - a.電力系統去碳化；

- b.運輸系統電氣化；
- c.能源使用效率提升為成功關鍵；
- d.材料使用效率提升具重要減量貢獻。

2.心得與建議

- (1)雖然巴黎協定係以控制溫升 2°C 為目標，然在 IPCC(2019)發表 1.5°C 特別報告後，控制溫升於 1.5°C 內已成國際趨勢，針對各國減量目標強度檢視，皆已納入能否達溫升 1.5°C 目標項目。我國目前設定 2050 年較 2005 年減少 50% 長期減量目標，亦將面臨要求目標加碼壓力，須預為務實評估檢討。
- (2)各國發展進程與排放特性皆有不同，齊頭式設定各國減量目標，並無法極小化減量成本，應考量氣候公約共同但有差異責任精神，由國際各面向分工角度整體思考，以發揮最大減碳效益。

(五)能源轉型階段國家自定貢獻(NDCs in the Time of Energy Transition)

1.會議觀察評析

(1)主辦單位：國際再生能源總署(International Renewable Energy Agency, IRENA)



圖 15、與談人員合影

(2)提升 NDC 目標強度(Enhancing NDCs & Raising Ambition)：

國際再生能源總署 Mr. Francesco La Camera 署長。

A.各國 NDC 再生能源目標設定情形

(A)再生能源目標設定情形：已提交 NDCs156 個國家中，計有 140 國(90%)提及再生能源，其中 105 國(67%)設定再生能源量化目標。

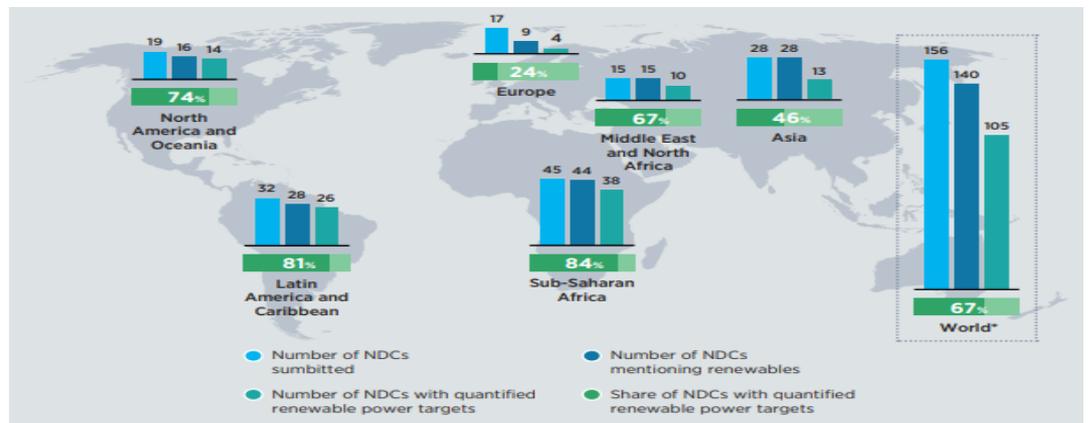


圖 16、已提交 NDC 再生能源目標設定情形

(B)各國 NDC 再生能源目標強度(3.2TW)偏低：尚較現行規

劃(5.2TW)為低，不及能源轉型情境(7.7TW)一半。

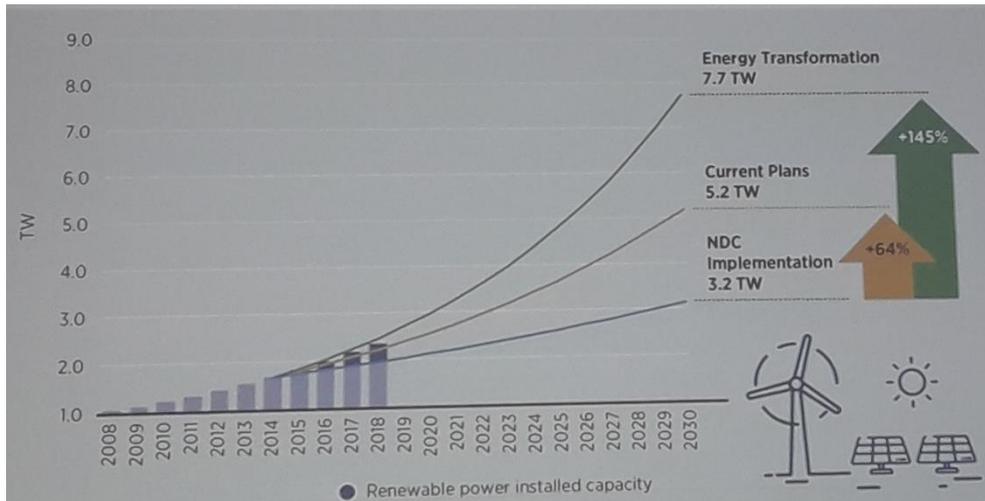


圖 17、各國 NDC 再生能源目標強度評估

B.能源轉型有助經濟發展：相較基線情境(BAU)，2050 年 GDP 增加 2.5%、就業增加 0.16%、社會福利增加 17%。

C.能源轉型所需投資：相較基線情境(BAU)，能源轉型需要增加 15 兆美元投資，相當於 2016-2050 年期間每人每年約 55 美元。

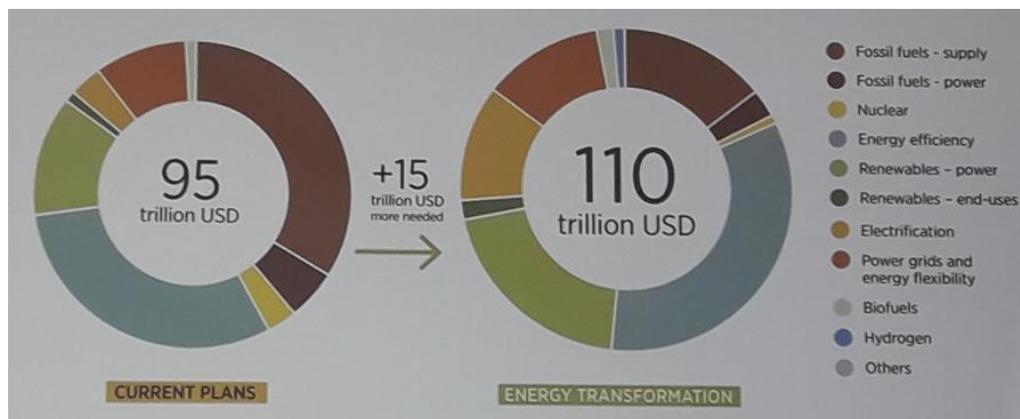


圖 18、能源轉型所需投資金額

(3)哥斯大黎加環境與能源部 Carlos Manuel Rodriguez 部長：

A.政治意願為因應氣候變遷關鍵因素：政府組織架構對其政策思維有絕對影響，哥國環境與能源部前身為能源與礦業部，1995 年始改組為環境與能源部。比較改組前後，相同機構在不同組織架構與業務職掌下，政策思維截然不同。

B.哥國再生能源投資需求：哥國目前能源結構中，水力發電約占 60%，仍有 40%來自化石燃料，如欲將再生能源占比提升至 90~100%，約需 95 億美元投資。因此，國際針對防止毀林相關資金的提供，有助哥國雨林保存與再生能源推動。

(4)德國聯邦環境、自然保育與核能安全部 Svenja Schulze 部長：

A.歐盟綠色新政(European Green Deal)傳遞歐盟致力成為氣候領域國際典範訊息：歐盟新任執委會主席 Ursula von der Leyen 提出「歐洲綠色新政」，未來將大量投資於減碳領域，並以氣候政策為歐洲新成長策略。

B.德國致力非核減煤，以再生能源作為主要能源來源：提高碳價有助引導能源轉型，為德國氣候行動重要政策方向。

2.心得與建議

(1)隨再生能源設置成本持續下降，再生能源在能源與減碳面向扮演角色日漸重要，以致各國現行再生能源設置規劃，已超過 2015 年 NDC 承諾，未來伴隨減量目標提高，再生能源占比勢必持續提高。

(2)我國過去多次提高再生能源設置目標亦反映前述國際趨勢，目前我國再生能源推動重點以太陽光電與風力發電為主，為達 2050 年長期減量目標，以及巴黎協定本世紀下半葉碳中和目標，再生能源供給勢須再提高，從增加自產無碳能源與穩定供電角度思考，應評估太陽光電與風力發電以外，可大量開發之再生能源類型，預先佈局技術研發，進行場址篩選與配套規劃。

(六) 電力系統轉型 - 從技術挑戰到主動決策 (Power System Transformation – From Technical Challenges to Proactive Policymaking)

1. 會議觀察評析

(1) 主辦單位：國際能源總署 (International Energy Agency, IEA)



圖 19、與談人員合影

(2) 國家電力系統轉型分析架構：分為變動性再生能源特性分析、變動性再生能源併網挑戰分析、國家變動性再生能源併網研究、變動性再生能源併網措施規劃等 4 部分。

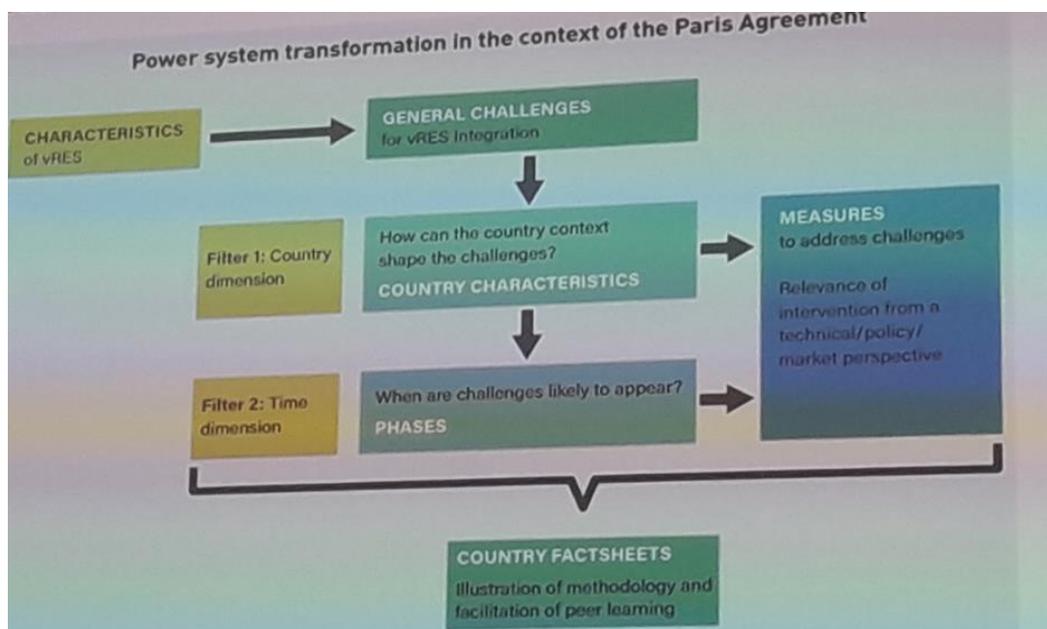


圖 20、電力系統轉型分析架構

A. 變動性再生能源特性分析：

- (A) 發電間歇性；
- (B) 發電量不易預測性；

- (C)分散式電力系統；
- (D)非同步運轉性；
- (E)地域限制。

B.變動性再生能源併網挑戰分析

(A)應分析項目

- a.電力負載平衡、備用容量；
- b.電力系統監控與控制；
- c.非同步再生能源電源對既有電力系統衝擊；
- d.電網運轉限制；
- e.減少可運轉調度電廠帶來的影響。
- f.出現負殘載(residual load)

(B)再生能源併網挑戰分析：從短期規劃到長期規劃，分為 0、A、B、C、D、E 等 6 階段。

- a.階段 0 (Phase 0)：再生能源占比< 5%。地方電網面臨挑戰尚小；
- b.階段 A (Phase A)：再生能源占比< 15%。須開始注意電力負載平衡、備用容量問題；亦須開始注意再生能源併網對既有電力系統衝擊；
- c.階段 B (Phase B)：再生能源占比< 25%。開始出現非同步再生能源電源瞬間高占比現象；
- d.階段 C (Phase C)：再生能源占比< 40%。再生能源占比大幅提升，開始對電力系統穩定度造成衝擊；
- e.階段 D (Phase D)：再生能源占比< 70%。技術限制問題已可解決；開始出現大量再生能源電力負殘載；
- f.階段 E (Phase E)：再生能源占比<85%。再生能源占比極高，超過 80%；開始導入儲能技術等，作為管理措施。

C.國家變動性再生能源併網研究：應納入國情與現實因素進行研究，包括：國家的地理條件、人口與經濟發展情況、電力系統彈性等。一國的地理與社經條件將決定變動性再生能源併網的起始時點、速度以及規模；一國的電力系統特性則將影響變動性再生能源併網技術上的挑戰。

(A)地理條件：可調度再生能源資源可得性與發展潛力。

(B)人口與經濟發展情況：電力負載成長趨勢、人口密度與分布

(C)電力系統彈性：與鄰近國家電網互聯情形。

D.變動性再生能源併網措施規劃：應針對一國當前已面臨的挑戰，提出多元因應措施，並依國家自身情況進行評估：

(A)評估各項措施在短、長期執行的難易度。

(B)評估各項措施所需的配套措施，與配套措施實施強度。

配套措施包括：

a.技術資源；

b.政府介入；

c.系統運作；

d.市場導入。

(3)從上到下的提升電力系統彈性規劃：因應電力系統轉型挑戰，能源相關政府部門、管制機構、電業、電力調度中心等，均應有效介入並著手進行硬體與基礎建設規劃，以提升電力系統的彈性能力。

A.各層單位介入的種類

(A)能源相關政府部門：能源策略、法制架構、政策與計畫；

(B)管制機關：管制架構與決策、電力部門規劃、電力零售價格訂定；

(C)電業、電力調度中心等：電力市場規則、電力系統運轉

協定、電網連結法規。

B.提升電力系統彈性所需的硬體與基礎建設項目

- (A)電廠設置；
- (B)電網設置；
- (C)儲能系統設置；
- (D)分散式能源資源設置。

(4)規劃提升電力系統的同時亦應考量成本因素：基於成本有效性原則，應估算各項提升電力系統彈性的技術因有助於減少電力系統成本而帶來的價值。

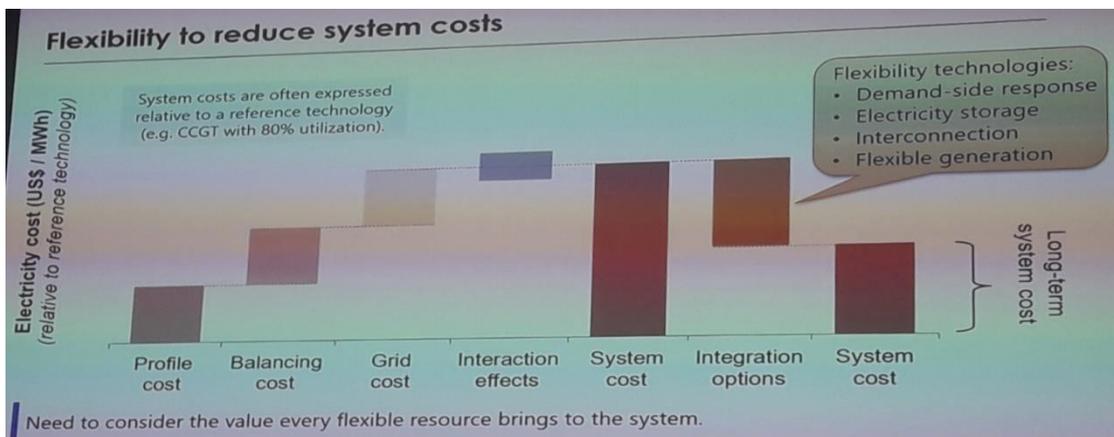


圖 21、電力系統彈性提升規劃成本效益分析示意圖

2.心得與建議

- (1)電力系統轉型係反映變動性再生能源併網的過程，各階段電力系統面臨的挑戰隨著再生能源占比不同而不同。隨我國再生能源占比持續提高，電力系統因應變動性再生能源難度亦將隨之提高，建議應參考 IEA 研究結果，規劃分階段電網因應措施，以及配套之電業管制架構。
- (2)電力系統轉型成功關鍵在於能否審慎預測各項電力系統轉型挑戰發生的時點、合理性與影響程度，並據以提出相應的解決措施，建議應強化再生能源發電預測模式相關研究，以提升電網因應彈性。

(七)韓國碳交易機制最新進展與挑戰(Recent Developments and Challenges of Korean Emissions Trading Scheme)

1.會議觀察評析

(1)主辦單位：韓國證券交易所(Korea Exchange, KRX)



圖 22、主辦單位代表

(2)韓國碳交易機制最新進展與挑戰：韓國證券交易所衍生性金融商品部 Ki-Joon Yoon 主任

A.韓國總量管制與排放交易制度

(A)管制對象：包括能源、礦業、運輸、食品、製造、鋼鐵、水泥等產業，碳排放達到 2 萬 5 千噸以上排放源，以及排放量達 12 萬 5 千噸以上企業，至 2019 年約有近 600 個企業(entities)納入管制範疇，包括直接排放與間接排放，較去年增加 15%。

(B)碳交易市場為南韓政府達到 2030 年相較基線情境(BAU) 排放水準減少 37%目標計畫之關鍵措施，三階段管制如下：

a.第一階段(2015-2017 年)：總允許排放總量為 1.704 百萬公噸，排放超過許可額度企業須在市場上購買額度。僅允許國內減量額度抵換，抵換上限為 10%。

b.第二階段(2018-2020年):總允許排放總量為 1.796 百萬公噸，以免費核配為主，導入排放額度拍賣制度。允許國內 10%減量額度抵換，並於 2019 年年底啟動國際抵換交易，但上限為 5%。

c.第三階段(2021-2025年):3%~10%排放額度進行拍賣配售。鼓勵自願減量加入，並規劃開放零售業、經紀人(security brokers)、投資商參與排放交易市場，以及導入選擇權等相關金融工具。

(C)2015-2019 年交易價格大幅上漲:排放額度交易價格由 2015 年每單位 7,860 韓元上漲到 2019 年 38,350 韓元，主因韓國碳交易市場淺碟市場，主要參與者為重工業、發電廠與能源產業，即使交易量低(政治因素、與季節性到期為市場主要動力)仍易導致大幅價格波動。

B.碳交易市場運作主要課題為市場流通性偏低，主要原因包含：

(A)排放額度儲存與預借。

(B)交易門檻(如：參與者間資訊不對稱、小型企業市場可及性低、經紀商數量少等)。

(C)政策不確定性。

(D)提供發電廠額外排放額度。

C.2019 年碳交易市場改革措施：

(A)2019 年 1 月 23 日啟動排放額度拍賣制度：僅 126 企業參與，企業須支付額外金額獲取排放額度，拍賣配售排放額度比例將在第 3 階段增加。

(B) Market Makers 加入排放交易市場，降低價格波動性

a.韓國產業銀行(Korea Development Bank，KDB)2019 年 6 月 12 日加入。

b.降低價格波動：KDB 和 IBK(Industrial Bank of Korea) 提供 5 百萬噸排放額度，降低價格波動性。

D.第三階段(2021-2025)規劃：

(A)將開放零售業、經紀人(security brokers)、投資商參與。

(B)審慎考量市場結構、建構(infrastructure)，規則。

(C)提高市場流通性：第三方加入(型式包括直接與間接連接排放市場；或僅有間接(經紀商交易))，增加市場流通性、穩定性。

(D)排放相關衍生性商品：提供風險管理解決方案。

2.心得與建議

(1)我國與韓國碳交易市場規模皆相對較小，容易面臨市場流通性不足與碳價波動性問題，韓國相關提升市場流通性之交易市場機制設計，可以作為我國未來碳交易市場設計參考。

(2)電力為衍生性需求，韓國將電業納入總量管制，但為確保穩定供電，後續又針對電業不足額度進行補發，但也因此減少碳市場排放額度需求，影響市場流通性。針對前述兩難課題，究其根本在於總量管制制度對獨立電網型小型市場電業排放管制之適用性，且補發模式是否可被各界接受，未來國內進行碳定價機制設計時，宜就此課題加以評估。

(八)清潔能源投資之政策與市場驅動力(Policy and market drivers for clean energy investment)

1.會議觀察評析

(1)主辦單位：國際能源總署(International Energy Agency, IEA)



圖 23、與談人員合影

(2)清潔能源投資之政策與市場驅動力：國際能源總署策略倡議辦公室 Dave Turk 主任。

A.全球能源投資趨勢

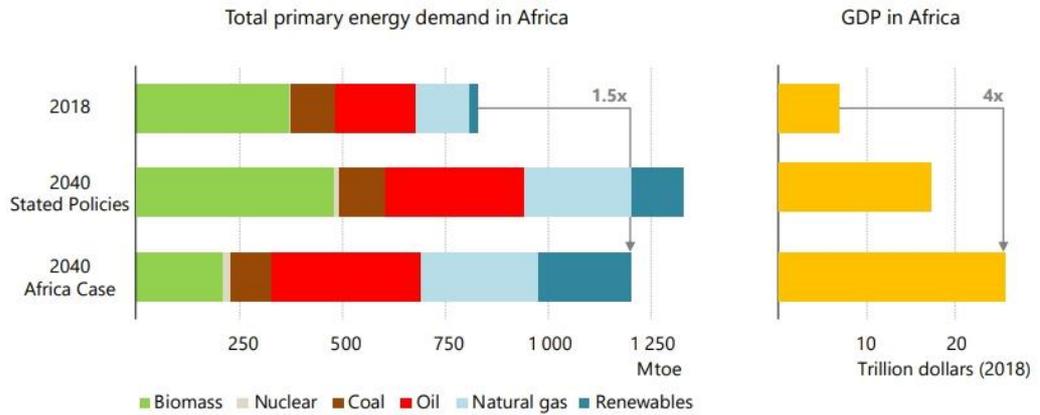
(A)能源政策實現取決於資本市場的支持，尤其是私部門在再生能源設置與能源效率提升之投入，為達成巴黎協定目標關鍵因素。

(B)新興經濟體由於經濟發展、收入增加與加速電氣化等需求下，增加潔淨能源投資更是迫切的挑戰。

a.2018 年能源投資超過 1.8 兆美元，化石燃料投資仍持續增加。

b.低收入地區(如撒哈拉以南非洲)占世界人口 40% 以上，但僅獲得約 15% 投資。

B.非洲能源結構的轉變：藉由使用再生能源與天然氣等現代能源，以及能源效率提升，非洲大陸能源使用僅須增加 50%，即可提高經濟規模 4 倍。



W

圖 24、非洲能源需求

C.國際公共資金對非洲的影響

(A)撒哈拉以南非洲電力投資主要來自國家資金、公共基金（開發融資性機構(Development Finance Institutions, DFIs)與輸出信用機構(Export Credit Agency, ECAs)）及民間部門。

(B) DFIs 與 ECAs 在大型燃煤發電及水力發電計畫中提供約 60% 資金。

D.潔淨能源轉型所需政策與市場驅動力

(A)關鍵政策已具短期減量成本效益：包含能源效率、燃煤發電效率提升、再生能源、化石燃料補貼改革與甲烷外洩等。

(B)透過碳定價與電力市場改革，驅動潔淨能源轉型：建議將碳定價整合進能源政策，借鏡 IEA 提供資訊進行碳定價設計與實施，電力市場改革將是 ETS 運作關鍵。

2.心得與建議：

政府財政資源有限，在既定政策與永續發展情境下，私部門皆須有更大投入，才能縮小資金缺口，政府部門應明確政策目標，並完善法規配套(如：FiT、碳定價、綠色金融)，以降低政策不確定性與投資風險，以利產業依循並吸引民間資金投入低碳轉型。

(九)碳定價：概念、區域發展與未來治理(Carbon pricing concepts, regional developments, and future governance)

1.會議觀察評析

(1)主辦單位：台灣綜合研究院、德國氣候變遷、能源與運輸研究所(Institute for Climate Protection, Energy and Mobility - Law, Economics and Policy, IKEM)、Ecologic Institute、英國 Responding to Climate Change (RTCC)。



圖 25、與談人員合影

(2)碳交易與能源稅：德國 IKEM 主任 Michael Rodi 教授。

A.碳稅分為直接碳稅與間接碳稅，能源稅屬間接碳稅的一種。

B.碳交易與碳稅理論上具有相同功能

(A)首要衡量指標：有效性與效率

a.如果排除不確定性，包含：未來碳價、全球市場競爭程度差異、其他政策交互影響，二者減量效果相同。

b.共通問題：

(a)對進口產品課徵方式：

—碳交易：碳市場結合困難且耗時

—碳稅：達成多邊碳稅協議甚為困難(但目前航空業正在訂定相關提案)

(b)對未來價格預期：

—碳交易：如價格強勁上漲，投資者依賴管制者進行干預。

—碳稅：立法者通常不願調升稅率，因此應設計自動調整公式。

(B)次要衡量指標：競爭力、公共財政、分配衝擊、配套措施

a.競爭力：針對排放密集或(與)出口產業衝擊

b.公共財政：「雙重紅利(double dividend)」碳稅設計，並將收入用於氣候保護用途。

c.分配衝擊：對消費者成本轉嫁影響。

d.配套措施：二項工具都需要配套措施，如：對於減碳成本較高區域規範。

C.碳交易與碳稅皆具有特定優劣勢

(A)支持碳交易論點：

a.環境效果較顯著；

b.經濟發展反週期效果。

(B)支持碳稅論點：

a.行政成本較低；

b.避免碳價波動和政策干預的不確定性；

c.避免市場操縱風險。

D.前述工具實際優勢取決於制度設計

(A)碳交易機制設計通常為總量管制/排放交易(Cap-and-Trade)與基線/排放額度(Baseline-and-Credit)的混合設計，並納入價格波動區間(price corridors)。

(B)碳稅則經常作為碳交易互補政策，如：以碳交易管制大排放源，以碳稅管制小排放源（運輸、住宅），或以碳稅作為碳交易之價格下限

E.碳定價制度施行受到政治經濟的影響：如考量制度與政治因素，通常更支持於排放交易，主因：

(A)稅收實施與(或)變更通常是政治上「禁止行為」。

(B)稅收立法通常較複雜與艱難。

(C)以歐盟為例，推動稅制之立法程序較碳交易困難，且碳稅之收入無法直接由私部門運用，碳交易收入則專款專用，因此最終選擇推行區域碳交易市場。

(3)碳定價：概念，發展與未來治理-巴西視角：巴西 RV & LC 律師事務所 Maria João C. P. Rolim 研究員。

A.巴西溫室氣體減量目標：巴西 NDC 為到 2025 年前較 2005 年減少 37%GHG 排放，到 2030 年前減少 43%。而依據最新推估數據，巴西無法達成 NDC 減量承諾。

B.巴西政府刻正考慮施行碳稅或碳交易原因：

(A)參考京都議定書經驗，治理應具備穩定性與可預測性，碳稅較具優勢。

(B)碳交易機制可能在巴西面臨到額度過多、重複計算、擴大社會貧富差距等問題。

(C)在法源依據上，巴西 2009 年通過氣候變遷法同時賦予碳稅與碳交易法源依據。

(D)在推動進度上，巴西率先針對該國生質燃料建立減量額度與交易市場，生質燃料生產者或進口者可自願獲得減量額度(CBios)，而燃料供應商則需強制購買減量額度以符合政府規範年度減碳目標，而碳稅則尚在評估階段（巴西正採取擰節措施、限制增加人民稅賦負擔、維持

競爭力)。

(4)亞洲國家碳定價機制介紹：台灣綜合研究院顏婉庭研究員。

A.世界碳定價機制：根據世界銀行 2019 年「碳定價現狀和趨勢」報告，全球已有 57 種碳定價計畫實施或計畫實施。不同經濟體會根據其經濟與政治情況選擇碳定價機制。

(A)歐洲國家趨向於同時執行碳稅和 ETS，但避免重複收費。

(B)亞洲國家趨向碳稅與 ETS 中擇一實施。

B.日本碳稅機制(亞洲第一個實施碳稅國家)

(A)涵蓋範疇：日本溫室氣體排放量 68%(約 843 MtCO₂e)

(B)機制設計：涵蓋所有化石燃料，在石油與煤炭現有稅捐之上，另增加碳稅。

(C)稅率：3 USD / tCO₂。分三個階段在三年半時間內，逐步提高稅率，避免負擔迅速增加，可以降低產業反彈，並維持國際競爭力。

(D)稅收用途：收入專用於支持產業採行能源相關減碳措施。

(E)有效性：估計減少 2.2%溫室氣體排放。

C.新加坡碳稅機制(東南亞第一個實施碳稅國家)

(A)涵蓋範疇：新加坡 80%溫室氣體排放(約 42 MtCO₂e)

(B)機制設計：採用固定價格信貸制。受規範排放源將透過購買與交還碳額度來支付碳稅，而不是直接支付。這些額度只能從國家環境局以固定價格購買。長期而言，前述機制設計為碳交易體系奠定基礎。

(C)稅率：3.67 USD /噸 CO₂e。自 2019 年訂定，2023 年重新檢討，規劃至 2030 年逐步將碳稅增加至 7.35 USD 至 11.02 USD，以給產業時間調整，採行節能措施。

(D)稅收用途：社會福利補助。

(E)成效：2020 年開始徵收，預計將刺激清潔技術與市場創新。

D.韓國的總量管制與碳交易(東亞第一個在全國實施 ETS 的經濟體)

(A)涵蓋範疇：韓國溫室氣體排放量 70%(約 485.87 MtCO₂e)

(B)機制設計：

a.穩定機制：政府保留排放額度以調整市場供需。

b.彈性機制：允許實體保留未使用排放額度於未來使用，亦允許參與者使用未來承諾期間排放額度滿足當期減量責任。

(C)市場價格： 20.62 USD / MtCO₂e (2018 年平均價格)

(D)稅收用途： 2018 年 9,531 萬美元，用於支持減量設備設置與技術研發。

(E)有效性：在第一階段，韓國面臨供需失衡，排放額度供不應求，導因參與者額度交易行為減少、經濟下滑，以及政府補放額外額度。第二階段則計劃促進交易，例如擴大早期行動信用額度規則、延長核准海外減量交易日期，並導入 Market Makers 機制。

E.中國大陸：規劃於 2020 年啟動，將成為世界上最大碳市場。

(A)涵蓋範疇：中國溫室氣體排放量 30%(約 3,715.8 MtCO₂e，第一階段為電力部門)

(B)機構設計：

a 採用碳排放強度交易方案。

b.碳排放強度：每度電所產生排放量。

(C)市場價格： 7.3 USD / MtCO₂e (估計平均價格)

(D)稅收用途：氣候變遷減緩與能力建構。

(E)有效性：面臨潛在挑戰，包括：能否對減少溫室氣體排放產生激勵作用，以及提高再生能源競爭力等。

F.台灣(ETS 計劃於 2025 年啟動)

(A)涵蓋範疇：80%溫室氣體排放(約 232.31 MtCO₂e)

(B)機制設計：

a.效能標準獎勵：碳排放交易體系參與者達到該標準，將可獲得額度獎勵。

b.抵換專案：非 ETS 參與者申請與獲得額度方法。

c.國際額度：在 ETS 第一階段，不會有國際額度。

(C)市場價格： N/A

(D)稅收用途：用於因應氣候變遷措施，其中 70%用於減緩，30%用於調適。

(E)有效性：可能面臨挑戰，包括：市場規模有限，額度集中在幾個排放源上，以及缺乏流通性。

(5)歐盟邊境碳稅：美國麻省理工大學(Massachusetts Institute of Technology)能源與環境政策研究中心副主任 Michael A. Mehling。

A.邊境碳稅調整主要目標包括

(A)平衡市場競爭環境

(B)防止碳排放洩漏到減量政策較弱地區

(C)激勵貿易夥伴加強自身氣候努力

B.邊境碳稅可採用形式

(A)訂定進口商品關稅或其他財政措施

(B)將其他規則、承諾、義務擴展到進口

(C)透過稅收或法規減免出口

C.歐盟對於採行邊境碳稅調整呼聲日益高漲

(A)國際貿易與全球溫室氣體排放密切相關，雖然目前碳洩漏現象不明顯，但歐洲開始出現進口碳足跡大於境內排放現象。

(B)歐盟 2019 年 12 月 11 日提出「綠色新政」提到，若全球減碳企圖心差距持續加大，則歐盟將考慮在符合 WTO 之規範下，採取邊境碳稅調整措施，以避免碳洩漏。

(C)提出對指令 2003/87 / EC 第 24 條修改建議：「...應該根據國際發展動態對指令 2003/87 / EC 進行審查……可考慮是否適合替換，改編或補充任何現有通過碳邊界調整或替代措施防止碳洩漏的措施(只要這些措施完全符合世界貿易組織...)」

D.採行邊境碳稅應注意：

(A)應避免對貿易夥伴差別對待，並考量減量努力；

(B)應確保公平與正當程序，並應進行嚴謹的談判；

(C)應證明有明確環境關連；

(D)免除出口邊境碳稅，以及實施邊境碳稅時附加免費額度，在法律上是有問題的。

E.結論：目前歐盟邊境碳稅調整可能採取方式為透過歐盟碳交易機制，優先針對能源密集型產業，且僅針對進口產品實施。

(6)碳定價社會與政治影響：德國格賴夫斯瓦爾德大學 (Universität Greifswald)波羅的海區域研究中心 Farid Karimi 研究員。

A.碳定價不僅會對科技發展發揮影響(如能源轉型)，亦會對社會造成衝擊，進而引發反彈抗議(如：澳洲、加拿大、法國與智利)。

- B.政府在政治考量上較無意願推動長期政策。
- C.應強化與社會大眾溝通，提高社會與政治層面對氣候政策的支持。建議公眾溝通應分為三個階段：
- (A)第一階段：使民眾瞭解氣候變遷在各個層面影響，尤其對日常生活造成影響
 - (B)第二階段：使民眾瞭解氣候變遷造成影響的傳導過程
 - (C)第三階段：使民眾瞭解碳定價收入用途，可嘉惠於所有利害關係人。
- D.建議各國政府推動碳定價上，應使技術發展與社會溝通並重，以降低轉型過程造成衝擊。

2.心得與建議

- (1)有效碳定價對於實現全球碳減排目標至關重要，然而，各區域施行碳定價面臨不同挑戰，在碳定價工具選擇上，並無特定最佳解，而須取決於機制設計、制度與政治面因素（如：廠商偏好）。
- (2)在全國碳稅或碳交易規劃階段，可透過試點機制進行試驗，針對特定對象或地區進行推動，以累積碳定價實施經驗。
- (3)在碳定價推動實施階段，應注意處理碳定價對社會轉型的衝擊，隨著近年各國大規模抗爭(如：法國、智利)，社會溝通已成為碳定價能否順利推動關鍵。建議未來在強化與社會大眾之溝通上，可採循序漸進式的引導，使民眾瞭解氣候變遷在各個層面造成的影響、其傳導過程，進而說明碳定價收入如何協助減輕及因應此影響。
- (4)國際間對於採行邊境碳稅調整的呼聲日益高漲，針對執行作法討論亦愈趨具體，我國為出口導向國家，對於產品低碳化應積極推動，以避免邊境關稅調整實施對產品競爭力影響。

肆、心得與建議

一、參酌巴黎協定市場機制規範，檢討碳定價制度設計：

依據我國溫管法第 18 條規定，中央主管機關應參酌 UNFCCC 與其協議或相關國際公約決議事項，因應國際溫室氣體減量規定，實施溫室氣體總量管制及排放交易制度。目前巴黎協定第 6.2 與 6.4 條規則草案規範內容雖尚未通過，但大致已可推知此 2 種機制原則上須為協定締約方方能參與。我國非協定成員，因此無法直接參與第 6.2 與 6.4 條交易機制，然我國廠商仍有機會以公私實體身分參與第 6.4 條 SDM 機制，取得減量額度，建議預為評估排放總量管制廠商於國內使用或交易巴黎協定認可國際減量額度之方式，以及國際減量額度需求與成本，明確於相關機制規範可用於達成 NDC 目標國際額度來源、類別與取得時間等。

二、考量我國國情，評估合適碳定價工具：我國溫管法已授權進行總量管制與排放交易，另外財政部亦在評估訂定能源稅條例，二者皆屬碳定價工具，其課徵對象、收費額度、收入用途等皆可能有所競合，須有完善配套設計。總量管制與排放交易制度就學理而言較具經濟效率，然而，我國單一排放源占比偏高，實施總量管制與排放交易制度常會遇到流通性不足問題，以致碳價格無法正確反映邊際減量成本。依國際研究顯示，碳定價制度亦應分析與各部門既有碳管制相關政策工具之競合影響，爰建議未來倘規劃實施碳定價機制，可蒐集我國各部門既有碳管制相關政策工具或政策資訊，或進一步研究與碳定價政策工具併同實施之可能影響，以供決策參考。

另碳定價措施實施應加強社會溝通，考量對弱勢團體衝擊，建議碳定價機制應妥善設計相關配套措施，並透過採循序漸進溝通，使民眾瞭解氣候變遷在各個層面造成影響、其傳導過程，進而說明碳定價收入如何協助減輕與因應相關衝擊，以爭取民眾支持。

三、能源領域低碳能源轉型長期策略規劃：2020 年巴黎協定將正式啟動，預計各國將於同年底 COP26 完成第 6 條有關國際自願合作的市場機制規則，使巴黎協定施行規則書更為完備。再者，預計各國將於 2020 年提交更新 NDC 與長期低排放發展策略(以下簡稱長期策略)，在目前各國 NDC 企圖心不足以朝向巴黎協定溫度目標下，聯合國希望各國 2020 年能提出更高企圖心的更新 NDC 與 2050 年達淨零排放之長期策略。目前共 73 國宣布 2020 年將提升 NDC，共 73 國(含歐盟)宣布規劃 2050 年達淨零排放。

順應巴黎協定全球溫室氣體減量情勢，我國已提出 INDC，承諾至 2030 年減量貢獻，並於 2015 年通過之溫管法中訂定 2050 年長期減量目標。然而，因應上述 2020 年巴黎協定正式實施，建議我國亦應針對 NDC 與長期策略預做準備，尤其是為主要排放源的能源部門，應進行低碳能源轉型長期策略規劃，以利因應巴黎協定每 5 年提出更高減量目標 NDC 與國家長期低碳發展策略計畫，同時利於及早布建相關低碳基礎設施，避免陷入長期碳鎖定，並能於長期發揮減碳貢獻。

四、擴大再生能源發展，並納入創造新興產業考量：隨再生能源設置成本持續下降，各國現行再生能源設置規劃，已超過 2015 年 NDC 承諾，我國過去多次提高再生能源設置目標亦反映此趨勢，目前我國再生能源推動重點以太陽光電與風力發電為主，為達 2050 年長期減量目標，以及巴黎協定本世紀下半葉碳中和目標，勢須再提高再生能源供給，評估太陽光電與風力發電以外，可大量開發之再生能源選項，減量潛力與產業化能力角度分析，評估採取技術項目，預先佈局技術研發，進行場址篩選與配套規劃，並搭配減量行動提供技術實踐場域，以縮短技術市場化時程。

五、確認氫能等儲能技術於長期能源政策定位，及早布局規畫：依據能源轉型政策規劃，再生能源發電占比將持續提高(2025 年 20%、

2035 年 30% 以上)，因應間歇性再生能源供給增加，相關儲能設施規劃與佈建為維持電力系統韌性之關鍵要素。氫氣儲能與電池儲能皆為再生能源儲能技術選項，二者依其技術特性不同，適合應用場域與儲能成本亦有所不同。我國目前已配合電力系統輔助服務需求，進行電池儲能規劃，建議針對最終消費部門燃料轉換(如：熱能利用、運具燃料)，應配合國家未來低碳轉型方向，依據未來可能應用場域，評估儲能需求，提早投入相關技術研發，並規劃基礎建設佈建，以及評估合適進口來源與進口可行性，以確保能源供應系統穩定安全。

- 六、**強化電網基礎建設，提升電網韌性：**隨我國再生能源占比持續提高，電力系統因應變動性再生能源難度亦將隨之提高，建議應參考 IEA 研究結果，規劃分階段電網因應措施，以及配套之電業管制架構，並強化再生能源發電預測模式相關研究，以提升電網因應彈性。
- 七、**評估 CCUS 等低碳技術導入必要性，完善環境建構：**鑑於我國未來電力需求持續提升、再生能源發展目標已具挑戰、核能應用爭議仍大之能源情勢，CCUS 技術可有效解決化石燃料溫室氣體排放，透過將 CO₂ 轉換為化學材料或建材，除可減少排放，亦可發揮產業效益，建議應評估相關技術導入可行性與推動時機，並評估我國產業碳再利用需求或是否有適合封存場址，以納入未來整體化石燃料使用規劃策略中。