

委託研究報告

我國儲能產業發展對中國大陸臺商 的機會與挑戰

研究主持人：吳爵丞



財團法人海峽交流基金會委託研究

中華民國 111 年 12 月

我國儲能產業發展對中國大陸臺商的機會與挑戰

受委託單位：財團法人台灣綜合研究院

研究主持人：吳爵丞

協同主持人：賴靜仙、吳霽庭

研究員：許聖民、許家勝、紀沛好

研究助理：蘇家郁、林柔辰、幸禹民、施柏儀

研究期程：中華民國111年8月10日至12月10日

本報告純為學術研究，不代表委託單位立場



財團法人海峽交流基金會委託研究

中華民國 111 年 12 月

目錄

第一章 緒論	1
一、研究緣起與目的	1
二、研究方法、範圍及限制	2
第二章 全球減碳協議與國內外再生能源發展政策	4
一、全球減碳協議、各國淨零目標與綠能策略	4
(一)COP27國際相關討論.....	5
(二)各國淨零目標與綠能策略	6
二、我國2050淨零排放路徑與綠能政策	9
(一)我國2050淨零排放路徑	9
(二)我國綠能政策	10
三、我國再生能源義務(用電大戶條款)概述與儲能	12
(一)再生能源義務(用電大戶條款)概述.....	12
(二)再生能源義務(用電大戶條款)下的儲能商機	14
(三)再生能源義務(用電大戶條款)下選擇儲能之效益分析	15
第三章 儲能發展概述	19
一、全球儲能市場現況	19
二、主要國家(歐盟、美國、中國大陸)儲能市場現況	21
(一)中國大陸儲能市場現況.....	21
(二)美國儲能市場現況	27
(三)歐盟儲能市場現況	28
三、我國儲能市場現況	30
第四章 我國未來儲能之機會與挑戰	33
一、我國儲能產業鏈發展與儲能應用面向	33
(一)儲能產業鏈發展	33
(二)儲能應用面向	44
二、我國電力交易市場改革與儲能	47
(一)日前輔助服務市場概述	48
(二)市場發展現況及儲能未來商機	53
三、廠商投資儲能之收益試算案例	55
(一)價格訊號	55
(二)結算公式	56

(三)收益試算	58
(四)小結	59
第五章 臺商投資儲能之機會與挑戰.....	60
一、儲能投資獎勵優惠措施	60
(一)中央及能源局相關法令規章	61
(二)地方各縣市之補助條款和計畫	67
(三)小結	72
二、臺商回臺投資的機會與挑戰	74
(一)我國面臨的國內外減碳壓力	74
(二)我國淨零目標下的再生能源發展	74
(三)用電大戶義務容量下四方法評析	75
(四)我國儲能產業鏈機會與挑戰	77
(五)企業以併網型儲能參與電力交易之分析	78
(六)各縣市儲能設備補助機會	78
(七)臺商投資臺灣與中國大陸儲能市場潛在優劣勢	81
第六章 臺商投資儲能布局策略建議.....	83
一、研究發現	83
(一)再生能源發展政策連動儲能設備前景	83
(二)產業鏈分工以逐步切入電網級儲能系統	84
(三)我國未來儲能之潛在優勢	84
二、返臺布局之策略與建議	86
(一)短期目標	86
(二)長期展望	88
參考文獻	90
附件一	92
附件二	93
附件三	94
附件四	95
附件五	96
附件六	97
附件七、審查意見回覆表	98

圖目錄

圖 1 全球減碳協議	4
圖 2 全球淨零目標國家統計	7
圖 3 1990-2019 年全球再生能源、低碳能源和化石燃料投入占發電的份額	8
圖 4 臺灣2050淨零排放路徑規劃	9
圖 5 臺灣淨零轉型路徑規劃之階段里程碑	10
圖 6 淨零碳排情境下2015年至2030年電化學儲能設置量	20
圖 7 全球儲能應用發展	20
圖 8 輸配電等級儲能(調頻輔助服務)案件彙整	31
圖 9 臺灣儲能市場經濟規模	32
圖 10 儲能系統架構示意圖	33
圖 11 臺灣儲能產業地圖	35
圖 12 國內儲能產業鏈發展現況	41
圖 13 dReg追隨系統頻率變動輸出/輸入之功率曲線圖	50
圖 14 sReg追隨系統頻率變動輸出/輸入之功率曲線圖	50
圖 15 E-dReg頻率-功率運轉點與運作概念示意圖	51
圖 16 即時備轉時間-執行率曲線圖	51
圖 17 補充備轉時間-執行率曲線圖	52
圖 18 日前輔助服務市場之具體運作時程	52
圖 19 投資臺灣3大方案延長內容示意圖	63

表目錄

表 1 研究方法及主軸.....	2
表 2 面臨國內外減碳壓力的SWOT分析.....	8
表 3 臺灣淨零目標下的再生能源發展SWOT分析.....	11
表 4 用電大戶之四種履行義務容量方法.....	12
表 5 各再生能源類別之每瓩年售電量參數.....	13
表 6 滿足用電達戶義務容量之各種方法優劣比較.....	14
表 7 近期台電公司停電事件及賠償情形.....	16
表 8 2022年3月3日廠商估計之停電損失金額.....	16
表 9 各項用電大戶選擇之成本效益分析.....	17
表 10 土地成本上漲兩倍與技術進步下之用電大戶條款選擇成本效益分析.....	18
表 11 中國大陸儲能相關政策(2016年至2022年).....	23
表 12 中國大陸地方(省級行政區)儲能相關法案.....	25
表 13 中國大陸地方(省級行政區)儲能建設規劃.....	26
表 14 美國聯邦政府儲能系統激勵政策.....	27
表 15 中國大陸、美國與歐洲國家之儲能發展政策整理.....	29
表 16 台電近期自建之儲能設備公共工程採購案.....	30
表 17 電池芯常見特性與說明.....	34
表 18 上游儲能產業供應鏈.....	36
表 19 中游儲能產業供應鏈.....	37
表 20 下游儲能產業供應鏈.....	39
表 21 輔助服務項目簡介.....	55
表 22 電力交易平台各項交易商品之價格訊號.....	56
表 23 各項商品之日價金結算公式及費用說明.....	57
表 24 服務品質指標.....	57
表 25 參與電力交易市場之收益參數假設.....	58
表 26 業者以併網型儲能參與電力交易之SWOT分析.....	59
表 27 具體減碳計畫範例.....	64
表 28 「臺商投資」類別簡整案例.....	64
表 29 面臨國內外減碳壓力之分析.....	74
表 30 臺灣淨零目標下的再生能源發展之分析.....	74
表 31 滿足用電達戶義務容量之各種方法優劣比較.....	75
表 32 各項用電大戶選擇之成本效益分析.....	76
表 33 我國儲能產業鏈優劣勢比較表.....	77
表 34 業者以併網型儲能參與電力交易之分析.....	78
表 35 縣市儲能設備計畫標的性整理.....	79
表 36 臺商投資臺灣或中國大陸優劣比較表.....	82

第一章 緒論

一、研究緣起與目的

自巴黎氣候協議簽訂後，世界各先進國家，包含歐盟、英國、日本等陸續宣布國家減碳目標，並推動有助於國家達成淨零排放目標的相關政策法案之執行，也同時促進各國能源轉型。而後於2021年所進行的COP26會議，更促使全球加速落實與確定淨零排放之目標。國發會於2022年3月正式公布「臺灣2050淨零排放路徑及策略總說明」，並預計於2022年底公布「十二項關鍵戰略」的細部作法，提供至2050年淨零之軌跡與行動路徑，以促進關鍵領域之技術、研究與創新，引導產業綠色轉型，帶動新一波經濟成長，並期盼在不同關鍵里程碑下，促進綠色融資與增加投資，確保公平與銜接過渡時期。

近年再生能源的發展已成為全世界最關注的議題。許多國家再生能源發電量已超越傳統火力電廠的發電量，國際能源署(International Energy Agency, IEA)於2020年的報告顯示，全球煤炭和石油需求已經達到頂峰，且用電量有了大幅度增長，未來再生能源的占比將不斷提高，至2030年約占50%。然而，再生能源屬於間歇性能源，無法24小時不間斷的發電，多數國家在運用上皆會搭配儲能系統之建置。儲能系統除了可平滑化再生能源輸出，更可藉由提供輔助服務以強化電網韌性與可靠度，加上電池成本逐年下降及優越的性能表現，電池儲能技術儼然成為全球電力產業的新寵兒，更是在邁向淨零排放的路上，不可或缺的一項資源。根據彭博新能源財經(BNEF)預估，到2030年時全球儲能市場產值將從2020年的180億美元飆升近9倍為1,600億美元。

隨著2021年台電電力交易平台的成立，以及《一定契約容量以上之電力用戶應設置再生能源發電設備管理辦法》(簡稱「用電大戶條款」)的制定，我國儲能的市場大開。2022年6月28日經濟部能源局又公告「儲能系統結合太陽光電發電設備中華民國111年度競標及容量分配作業要點」，鼓勵太陽光電案場設置儲能系統，以減輕夜尖峰時段之供電壓力。其中電力交易平台屬於動態勢市場，市場規則配合著市場發展不斷的滾動式檢討，可期望將來會提出更多的輔助服務商品，因此未來儲能商機將呈現爆發性成長。

這幾年受到美中貿易衝突、中國大陸疫情清零政策及俄烏戰爭的影響，已重創中國大陸消費信心與外資投資信心。根據國際金融協會(IIF)公布最新數據，中國大陸在今年3月流失外資175億美元。另一方面，為因應『美中貿易衝突』，我國政府陸續公布了「歡迎臺商回臺投資行動方案」、「根留臺灣企業加速投資行動方案」及「中小企業加速投資行動案」，合稱「投

資臺灣3大方案」，至2021年12月底止，計吸引1,144家企業投資逾新臺幣1.6兆元，因反應熱烈成效良好，不僅後續又推出2.0方案，現又推出行動方案3.0：3大方案延長（111—113年），重點廠商須提出具體減碳計畫（如使用綠電或設置再生能源設備、採節能或低碳排設備、使用熱能回收或循環回收、規劃綠建築等）。因此，儲能確實為臺商回臺亦或是在陸臺商最佳投資標的之一，現在即是最佳時刻。

二、研究方法、範圍及限制

本研究將從國際趨勢到兩岸儲能現況、從上位政策到法規、從商機到成本效益風險分析等全方位研究。內容包含：全球減碳協議與綠能策略、我國2050淨零排放路徑與綠能政策、國際儲能發展趨勢(歐盟、美國、中國大陸)、我國儲能發展趨勢、儲能投資獎勵優惠措施、臺商投資儲能的機會與挑戰、臺商投資儲能布局策略建議、研究發現與建議等章節。為臺商深入剖析儲能商機，並詳實提供建議與未來發展趨勢。

為貼合本次研究主題，研究內文將以臺灣儲能市場之整體環境為主軸，從國際大環境減碳協議過度至我國政策法規發展，再進一步到實務供應鏈布局，並提供用電大戶效益和參與電力交易平台示範財模分析計算。另受限於整體研究計畫規模，有關中國大陸儲能市場之內容本研究僅能以框架式整理，無法深入且地毯式探討，若大篇幅呈現，其內容亦過於偏離研究主題所指之臺灣儲能市場。

表 1 研究方法及主軸

研究項目	研究方法及研析主軸
全球減碳協議與國內外再生能源發展政策	<ul style="list-style-type: none"> ● 方法：歸納分析法 ● 主軸一：歸納COP27會議前國際相關討論。 ● 主軸二：彙整在2050淨零排放路徑下我國之因應策略與目標。 ● 主軸三：探討我國再生能源義務(用電大戶條款)與儲能。
儲能發展概述	<ul style="list-style-type: none"> ● 方法：歸納分析法、比較分析法 ● 主軸一：彙整全球儲能市場發展趨勢與應用方向。 ● 主軸二：比較分析主要國家之儲能市場發展現況(包含美國、歐盟、中國大陸)。 ● 主軸三：綜整臺灣儲能市場現況、規模，並盤點國內儲能之主要應用領域。
我國未來儲能之機會與挑戰	<ul style="list-style-type: none"> ● 方法：歸納分析法 ● 主軸一：探討我國儲能市場之組成，以及各產業鏈下之應用。 ● 主軸二：解釋國內電力交易市場改革、實施與參與規則。 ● 主軸三：提供示範財模分析試算。

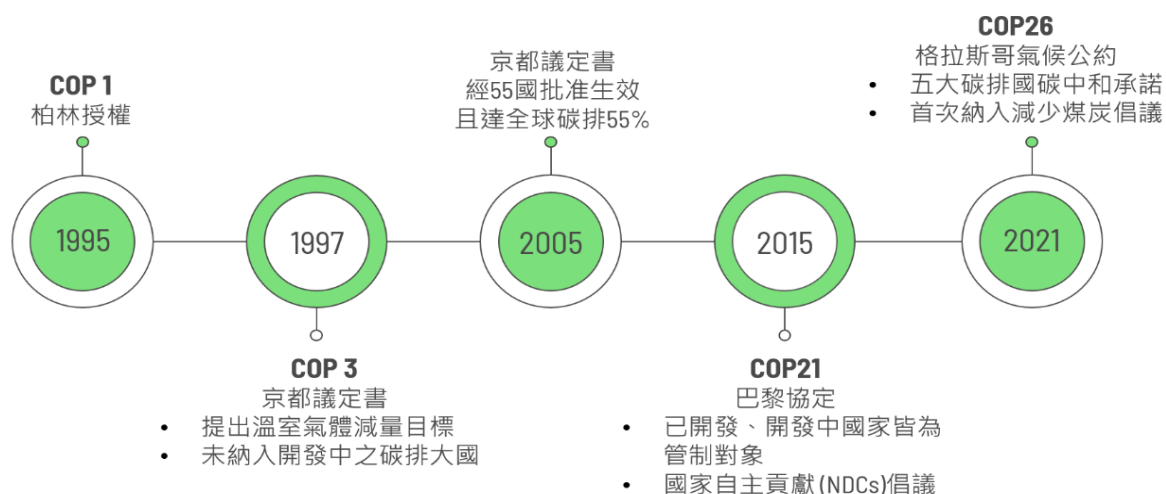
<p>臺商投資儲能的機會與挑戰</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● 方法：歸納分析法、比較分析 ● 主軸一：盤點投資臺灣市場中央及地方儲能計畫優惠措施。 ● 主軸二：彙整企業參與臺灣投資的機會與挑戰。
<p>臺商投資儲能布局策略建議</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● 方法：歸納分析法、SWOT分析 ● 主軸一：回顧各研析項目下提供臺商衡量投資臺灣及中國大陸儲能市場需注意之要點，並進行分析。 ● 主軸二：根據短期與長期結果給予欲投資臺灣或中國大陸儲能市場的臺商相關建議。

資料來源：本團隊整理。

第二章 全球減碳協議與國內外再生能源發展政策

一、全球減碳協議、各國淨零目標與綠能策略

全球減碳協議最早可追溯至1995年由聯合國氣候變化框架公約 (United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC) 成員國舉辦第一次締約方大會(Conference of the Parties, COP) 會後所公布之《柏林授權》 (Berlin Mandate) 作為減碳協議的開端，並作為後續促成《京都議定書》 (Kyoto Protocol) 的基礎。



資料來源：本團隊繪製。

圖 1 全球減碳協議

《京都議定書》於1997年於日本京都舉辦的COP3會議後公布，並為第一個具法律約束力以達到減少溫室氣體排放目的的協議。值得關注的是，京都議定書中僅主張約束已開發國家需將溫室氣體排放量減少至比1990年平均水準下的5%，同時採取嚴格的稽查制度以控管目標排程，但是卻未對同屬碳排大國的中國及印度等發展中國家進行控管，因此造成部分國家的不滿，從而不願進一步配合相關協議事項。2005年對京都議定書而言為一重要里程碑，由於俄羅斯的加入，使協議順利達成55國簽署並且這些國家溫室氣體排放量達全球排放量55%的目標。然而在2012年時仍因發展中國家仍未被納入京都議定書的第二階段減排目標中，導致日本、加拿大、紐西蘭及俄羅斯紛紛抵制不願加入；同年度鑒於京都議定書將於同年年底屆滿，因此COP18透過《杜哈修正案將》 (Doha Admentment) 其第一階段減碳承諾有效期間延長至2020年作為新協議制訂前之緩衝。

借鑑於先前京都議定書並未將碳排量頗為可觀的開發中國家納入管制導致部分已開發國家覺察不公不願加入的窘境，2015年公布之《巴黎協定》 (Paris Agreement) 則為首個同時約束已開發與開發中國家的國際協定，此外協定內容以升溫上限替代過去以溫室氣體減量標準，並設定本世紀全球氣溫升

幅小於攝氏2度，並且致力於將升幅控制於攝氏1.5度以內。為達此目標，協議內容也強調所有締約方需提出國家自訂貢獻(Nationally Determined Contributions, NDCs)的承諾，且每5年根據各國減排貢獻調整NDCs的目標。此外，此次協議中也獲得了多數已開發國家承諾在2020年前每年援助開發中國家1000億美元以促進各國達成減少碳排的目標。換言之，相較於京都議定書，巴黎協定中已涵蓋更全面的考量包含減緩、調適、資金籌募、技術發展與移轉等面向，此外，藉由協定中的NDCs制度能更明確的將全球氣候行動整體進展進行盤點，且可以作為後續階段性目標調整的重要依據。

2021年在蘇格蘭格拉斯哥舉辦的COP26為2015年《巴黎協定》後最重要的首次評量，會議內容主要為敦促各國提出減碳路徑與時間軸以堅守溫度升幅臨界值攝氏1.5度的目標。其中，此次COP26會議中有多項具體共識，包含：1000億美元氣候融資、簽署森林與土地利用宣言、全球甲烷承諾、五大行業全球標準與政策、停止海外石化融資、成立綠色航線、禁建新燃煤電廠等。值得關注的是，在《格拉斯哥氣候公約》(Glasgow Climate Emergency Pact)中首次出現減少煤炭之倡議，此外，此次也獲得多數國家也同意在2022年底前停止提供新投資給仍倚重使用化石燃料的能源部門，並且將此資源全面移轉於支持潔淨能源轉型。另一方面，屬於前五大碳排國家/區域的美國、歐盟、中國大陸、印度與俄羅斯在此次會議中也承諾將於2050年(美國、歐盟)、2060年(中國大陸、俄羅斯)及2070年(印度)達成碳中和的目標。然而，在多數國家提及溫室氣體減排與能源轉型的前提下，考量能源轉型多半仰賴再生能源作為燃煤、化石燃料等高碳排資源之替代方案，雖在COP26會議中針對儲能裝置的發展與建置相關議題未有提及，但未來借助發展儲能產業與裝置以達成能源轉型的倡議應為可行性較高之規劃方向，全球減碳協議發展如圖1。

(一)COP27國際相關討論

第27屆聯合國氣候大會(COP27)，於2022年11月6至18日在埃及沙姆沙伊赫舉行，在大會舉辦前有以下相關會議討論：

1. 20220606-16 Bonn Climate Change Conference

這是自COP26以來首次的國際正式聚會，100多位《巴黎協定》締約代表在德國波恩舉行會議，以IPCC的科學報告為討論重點，為即將舉行的聯合國氣候大會(COP27)確立討論方向。

- (1) 締約方承諾制定工作計劃以在2030年之前加快並加大減排力道，同時也鼓勵主要排放國在COP27會議中訂定更嚴格的2030年減碳目標，目標是將全球平均氣溫上升控制在1.5攝氏度內。

- (2) 在氣候融資方面，各國呼籲已開發國家必須兌現在《巴黎協定》中承諾的氣候融資目標，且應高於過去承諾但仍未兌現的每年1000億美元，以確保開發中國家有足夠資金解決氣候變遷帶來的挑戰與危機，如越來越頻繁和強烈的熱浪、洪水和風暴等。許多國家贊同並認為必須在COP27上重申此點。
- (3) 針對2023年在阿拉伯聯合酋長國舉行的COP28進行籌備與全球盤點(Global Stocktake, GST)。全球盤點意在持續推動《巴黎協定》，為2035年和2040年的減排目標奠定基礎，同時也努力尋找適應氣候變化影響的方法，並籌集資金和技術以協助發展中國家。

2. 20220717-19 13th Petersberg Climate Dialogue

- (1) 與會者說明了氣候變遷與其他全球危機（COVID-19、能源、糧食、債務、烏俄戰爭、生物多樣性等）的關聯性，並強調各國氣候調適方向應與糧食安全、生物多樣性、荒漠化、海洋、健康、社會和經濟發展等相關問題建立適當聯繫的重要性。
- (2) 許多國家點出了目前減碳政策的實施差距，各國如何在政策和監管方法方面合作與交流，以及充足的資金、能力的建立與技術的獲取均是加速公正轉型的關鍵因素。在此基礎上，呼籲COP27應做出強有力的決定，以幫助各國加速實施，並加強合作、提供交流平臺以克服技術層面的障礙。

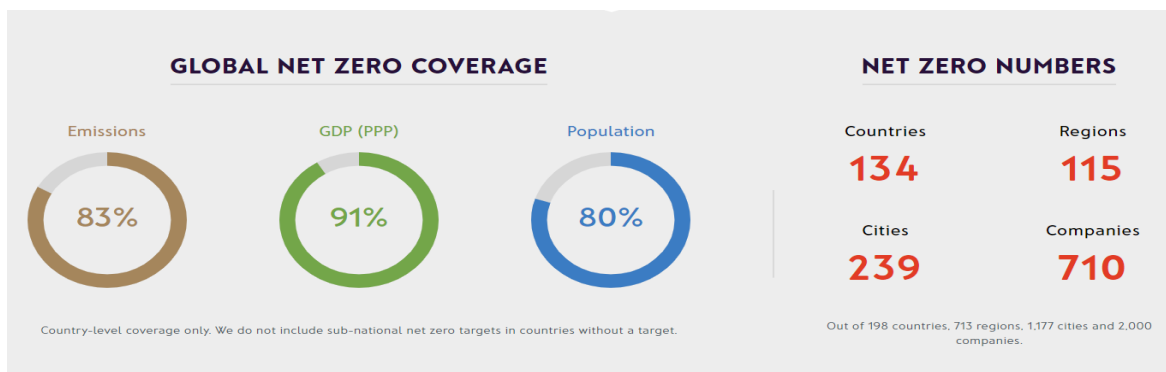
3. 20220718-22 Latin America and Caribbean Climate Week

- (1) 探討了該地區應對氣候風險的能力，邁向低排放經濟過渡的途徑，並確立了合作關係以一同面對挑戰。
- (2) 此氣候週會議是COP27會議前的重要一站，根據IPCC報告，拉丁美洲和加勒比地區的氣候危機將越來越嚴重，因為該地區的社會和經濟狀況，如高度貧困與不平等，造成了不可逆轉的嚴重影響，因此著重討論了氣候變遷下地區與社會不平等問題的解決方案。

(二)各國淨零目標與綠能策略

聯合國2019年召開聯合國氣候行動峰會(UN Climate Action Summit)，66國領袖承諾在2050年達成二氧化碳淨零排放。而全球87間大企業宣布加入「1.5度C企業目標」倡議，承諾將整個企業的營運和價值鏈設定氣候目標，以幫助全球溫度上升幅度限制在比工業化前水平高1.5度C內，並在2050年達到零淨排放。另外，聯合國環境署研究指出，有10項永續發展目標的推進，需高度仰賴資源使用效率的提升，呼籲將經濟成長與自然資源耗用及環境衝

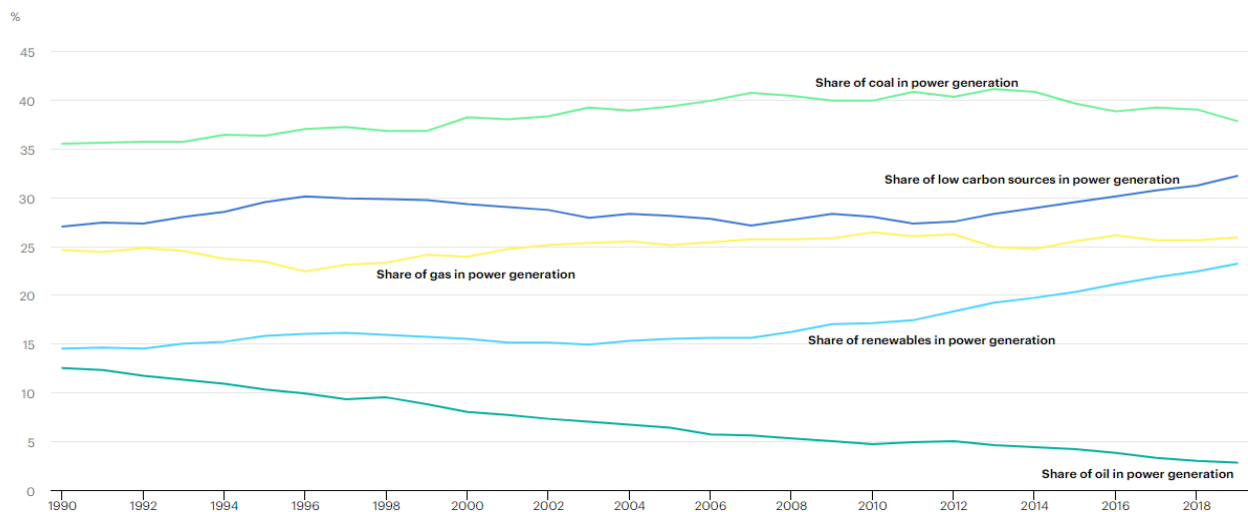
擊脫鉤。換句話說，循環經濟，不僅充分對應到「永續消費與生產」（SDG 12），也是落實其他永續發展目標的關鍵策略。全球的環境問題不僅與生產有關，也涉及消費。氣候變遷已是全球需共同面對的挑戰，因此各國陸續更新國家自主貢獻目標，依據英國的研究智庫《Energy & Climate Intelligence Unit》的統計，截至 2022 年 7 月，全球已有 134 個國家、115 各區域、239 各城市以及 710 間公司設定減碳承諾目標，已占全球 GDP 的 90% 以及涵蓋影響 80% 的人口數，全球淨零目標國家統計如圖 2。



資料來源：2022 年 7 月 30 日，Energy & Climate Intelligence Unit，<https://zerotracker.net/>。

圖 2 全球淨零目標國家統計

其中，各國宣示的自主貢獻目標大致可區分為三大類：碳中和（Carbon Neutrality）、淨零排放（Net Zero Emissions）及氣候中和（Climate Neutrality）。除了設定目標，目前已有多個國家將淨零排放目標入法，包含德國、日本、加拿大、西班牙、瑞典、法國、英國、丹麥、紐西蘭及匈牙利等，而這些國家能快速將目標入法，其實有其固有之先決條件，例如，芬蘭發電已有很高的比例是無碳排放（綠電占 46%，核能占 32%），瑞典幾乎水力發電和核能占一半，同時早於 1991 年開始課徵碳稅等。目前全球最大的排放國——中國大陸，2020 年 9 月宣布 2030 前會達到排放量的高峰，並將於 2060 年前實現碳中和的長期目標，而同樣仍高度仰賴進口燃料發電的日本和韓國，也於同年 10 月相繼表示 2050 年達成碳中和目標。對於同樣高度仰賴化石能源的臺灣，這些國家的因應對策更值得我們關注。



資料來源：IEA, 2022.

圖 3 1990-2019 年全球再生能源、低碳能源和化石燃料投入占發電的份額

根據國際能源署(2022)統計，全球再生能源以及低碳能源發電占比從2011年的27.3%以及17.4%，快速上升至2019年32.2%以及23.2%(如圖3)，各國因應未來減碳目標下，積極發展綠能產業，後續將持續關注各國綠能策略，盤點主要國家(美、歐、日、韓與中國)之國內政策與綠能產業發展，提供即時最新之各國發展趨勢。

而面對國際減碳協議與綠能策略，臺灣在面臨國內外減碳的優勢、劣勢、機會以及威脅主要可分幾個面向進行討論，分別為減碳壓力、淨零目標、再生能源發展、國內氣候法規以及綠色科技發展來進行探討臺灣在面對國內外減碳壓力的優勢、劣勢、機會與威脅，列出減碳對於臺灣的經濟、產業、環境與技術等發展比較，詳細內容如表2。

表 2 面臨國內外減碳壓力的 SWOT 分析

項目	優勢 (Strength)	劣勢 (Weakness)	機會 (Opportunity)	威脅 (Threat)
1. 減碳壓力	非聯合國會員，目前未被明確規範	面臨國外產業鏈要求	產業轉型	出口產品價格競爭力下降
2. 淨零目標	與國際接軌	缺乏有效碳定價	推動綠能技術發展	物價通膨
3. 再生能源發展	良好風場、地熱	多颱風、地震	發展地區分散式電源，平衡南北供電	間歇性
4. 國內氣候法規	國內相關法規，如溫管法、氣候法	立法程序無法即時調整	推廣落實相關法規教育	國際碳邊境調整機制
5. 綠色科技	臺灣有完整產業鏈，環保技術開發相較鄰近國家成熟	綠色經濟定義未明確，政策規劃模糊	綠色金融發展、新產業發展	面對競爭市場需求的快速更迭演變與專業領域知識的推陳布新

資料來源：本團隊整理。

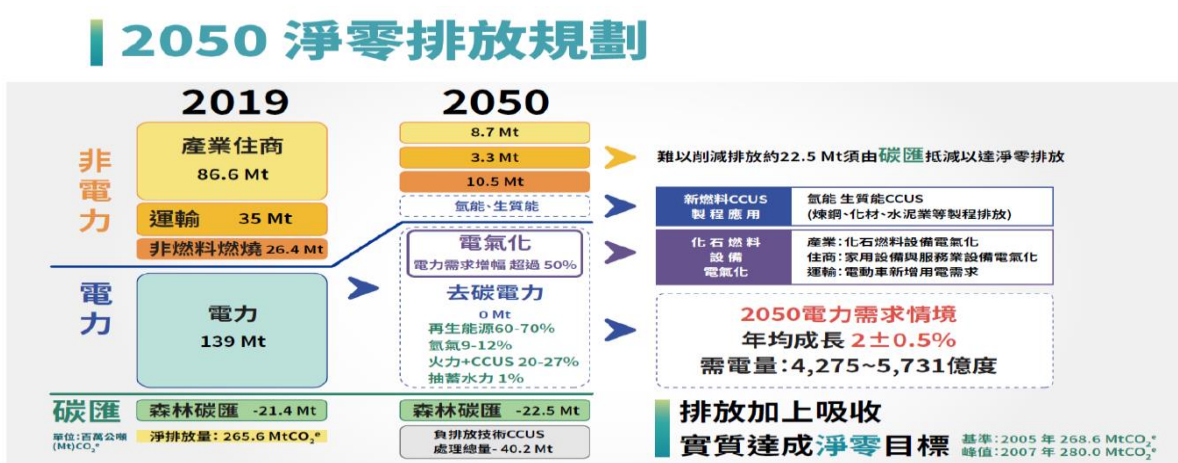
二、我國2050淨零排放路徑與綠能政策

我國國發會於2022年3月正式公布「臺灣2050淨零排放路徑及策略總說明」，提供至2050年淨零之軌跡與行動路徑，將會以「能源轉型」、「產業轉型」、「生活轉型」、「社會轉型」等四大轉型，及「科技研發」、「氣候法制」兩大治理基礎，輔以「十二項關鍵戰略」，就能源、產業、生活轉型政策預期增長的重要領域制定行動計畫，落實淨零轉型目標。

(一)我國2050淨零排放路徑

我國2050淨零路徑規劃主要參考國際能源總署(IEA)、美國、歐盟、韓國等淨零排放能源路徑，分為兩階段：第一階段為2030年之前達成低碳社會，減少對於能源以及非能源使用的碳排放量。而長遠的目標之下(2050年)朝向零碳發展，極大化布建再生能源、推廣產業以及民生用具電動化以及投入各種技術開發，如風電及光電技術、「二氧化碳捕獲、封存與再利用技術」(CO₂ Capture, Utilization and Storage; CCUS)以及氫能發電運用技術。其詳細規劃藍圖如圖4，其中電力部門中，未來規劃再生能源占比約60~70%，氫能9~12%，最後有20~27%的火力發電需要搭配碳捕捉來達到電力部門去碳化。

非電力能源的部分，則加速產業、民生以及運具等電動化進程，也積極投入創新清潔能源之開發，譬如以氫能或者生質能源來替代化石燃料，再搭配CCUS技術來達到非電力能源去碳化目標。最後，針對難以減少的溫室氣體排放(如科技產業製程的氟氣體、農業部門廢棄物及廢水衍生之甲烷、氧化亞氮排放等)，將加強森林碳匯來達成最終淨零目標。

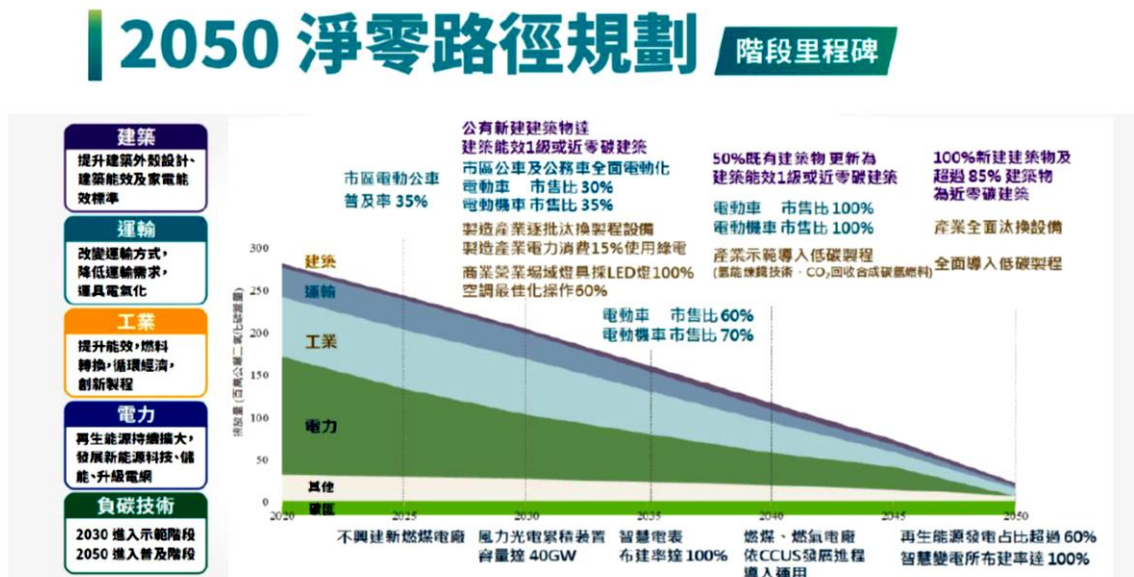


資料來源：2022年3月30日，國家發展委員會，臺灣2050淨零排放路徑及策略總說明。

圖4 臺灣2050淨零排放路徑規劃

(二)我國綠能政策

依據「臺灣2050淨零排放路徑規劃」藍圖，提出我國未來2025至2050期間(每五年)的各部門轉型路徑里程碑(如圖5)。自短期不興建新燃煤電廠開始、陸續擴增再生能源裝置容量、達成100%智慧電網布建、燃煤/燃氣電廠依CCUS發展進程導入運用、最終布建超過60%發電占比之再生能源此外亦須搭配產業住商運輸等需求端之各階段管理措施，藉以達成2050淨零排放之長期目標。



資料來源：2022年3月30日，國家發展委員會，臺灣2050淨零排放路徑及策略總說明。

圖5 臺灣淨零轉型路徑規劃之階段里程碑

未來我國能源轉型路徑策略分為五大類，下列將列出主要方針：

A、打造零碳能源系統

1. 最大化再生能源
2. 燃氣發電朝低碳、無碳化
3. 燃煤發電逐步去煤、去碳
4. 建構無碳燃料供應體系
5. 適時導入先進技術增加零碳能源運用空間

B、建構配套環境

1. 提升能源系統韌性，以確保供電穩定
2. 爭取公民對綠能建設支持

C、開創綠色成長/去碳能源技術出口

1. 提升發展本土優勢技術，打造綠能產業生態系

2.促進去碳能源投資與國際合作

D、建構氫能供需體系

- 1.擴展進口氫能供應來源，確保氫能供應穩定
- 2.完善氫能運除基礎設施
- 3.以淨零為目標，強化氫氨技術發展及應用

E、推動CCUS負碳技術應用

- 1.加速碳捕捉、再利用技術研發，擴大應用規模
- 2.開發本土碳封存潛力場址，建立安全性驗證場域

根據國發會2050淨零目標，其中提到關於太陽光電目標裝置量致力達成2025年累計設置20GW，2026至2030年每年增加2GW，至2030年達成30GW，2050年設置量達40~80GW。離岸風電2025年累計5.6GW，2026~2035年年增1.5GW，2050年累計達40~55GW。預期未來在2050年時，再生能源發電占比將超過60%。由於風能及太陽能裝機量增加，進而加重發電量的間接性和波動性，儲能遂成為解決棄風棄光量（未被利用的風能及太陽能）和調峰調頻（調峰指改變電量，平衡發電和用電量；調頻指改變電質，穩定電網頻率）需求的有效途徑。而表3為針對臺灣主要幾種再生能源發展進行SWOT分析，檢視臺灣未來在再生能源發展之可能影響。

表3 臺灣淨零目標下的再生能源發展SWOT分析

項目	優勢 (Strength)	劣勢 (Weakness)	機會 (Opportunity)	威脅 (Threat)
1. 離岸風力	良好的風場	缺乏完整離岸風機供應鏈	發展相關國內供應鏈本土廠商	國外經驗豐富廠商競爭
2. 太陽能	完整產業鏈 (垂直分工)	缺乏足夠土地	提高國內廠商發展與勞動需求 (RE100)	國外廠商競爭(中國)、FIT補貼減少
3. 儲能	因應未來再生能源發展下，對於儲能需求高	目前以中國、日本、韓國主要掌握鋰電池供應鏈	儲能產業鏈發展	低石化及煤碳燃料價格；產品安全規範
4. 地熱	臺灣全島共有百餘處溫泉地熱徵兆，分布廣泛	環境影響評估的考驗、地熱發電電網併聯的成本高	地熱發電經濟可行的首要關鍵在於地熱蘊藏可開採規模是否足夠	地熱發電的產業形成，需要有完整的技術支援產業來協助，才有可能永續發展。

資料來源：本團隊整理。

三、我國再生能源義務(用電大戶條款)概述與儲能

(一)再生能源義務(用電大戶條款)概述

我國《再生能源發展條例》於2019年完成修正，增訂第12條「用電大戶條款」，後能源局於2020年底進一步公告子法《一定契約容量以上之電力用戶應設置再生能源發電設備管理辦法》，並於2021年1月1日起正式實施。用電大戶條款原將目標訂在契約容量大於800瓩至5,000瓩的業者，然而初期為避免影響企業數過多，先以與公用售電業簽訂契約容量5,000瓩以上之用電戶為用電大戶標準，並在排除學校、醫院、運輸、政府機關、發電廠等單位後，預計約有300多家企業會被列為用電大戶，其中主要分布於石化、塑化、鋼鐵、半導體、面板、電子資訊等產業。被認定為用電大戶之用電戶，必需於5年內設置其契約容量10%的再生能源裝置容量，若以契約容量5,000瓩計算，則其需設置的義務容量為500瓩再生能源裝置量。另該辦法第三條也規定，用電大戶之適用範圍必須每兩年定期檢討，亦即2023年將再次檢討將5,000瓩以上用電戶列為用電大戶之適用性。

為協助用電大戶能履行其義務容量，目前「用電大戶條款」中提供四種方法供用電大戶選擇，皆以協助用電大戶能彈性達成其義務容量目標，而四種方法分別為設置再生能源發電設備、購買綠電及憑證、設置儲能設備，以及繳納代金，且此四種方法可混合使用，相關計算方式如表4所示。

表4 用電大戶之四種履行義務容量方法

方法	計算方式
設置再生能源發電設備	義務裝置容量 = 契約容量 × 10%
購買綠電及憑證	年購買額度 = 義務裝置容量 × 再生能源每年售電量
設置儲能設備	儲能設置量 = 義務裝置容量 × 最小供電時數2小時
繳納代金	代金 = 未履行義務容量 × 2,500度/瓩 × 代金費率

資料來源：經濟部能源局。

假設一用電戶之契約容量經主管機關查核後設定為5,000瓩，則其10%義務容量為500瓩，若以第一種履行義務容量要求之方法，用電大戶必須於設置500瓩之再生能源(如太陽能、風能、生質能、小水力)方能滿足其義務要求；若以第二種購買綠電或憑證之方式，則用電大戶必須買足符合其義務容量之再生能源電量，才算滿足其義務要求。表5為能源局公告用電大戶以購買綠電或憑證方式，每種再生能源類別每瓩對應之購電量。若是以購買太陽能來達成500瓩之義務容量要求，則每年必須採購62.5萬度之太陽能；若是以購買小水力發電來達成500瓩之義務容量要求，則每年必須採購195萬度之小水力電能。

表 5 各再生能源類別之每瓩年售電量參數

再生能源類別	每瓩年售電量(度)	再生能源類別	每瓩年售電量(度)
太陽光電	1,250	生質能(無厭氧消化)	5,300
陸域風電(<30瓩)	1,750	生質能(有厭氧消化)	6,600
陸域風電(≥30瓩)	2,500	廢棄物發電	7,200
離岸風電	3,750	地熱能發電	6,400
小水力發電	3,900		

資料來源：經濟部能源局。

若採第三種設置儲能設備之方式，可以設置儲能設備儲存電力以供自用，以前述500瓩之義務容量要求為例，因法規規定最小供電時數需2小時，故須設置1,000瓩時之儲能量才能滿足義務容量之要求。另若用電大戶不願採用前三種方式達成義務容量要求，又或已執行一部分卻無法全部達標的情況，用電大戶可透過繳納代金來償還義務容量，並以每瓩2,500度電力換算之，藉此讓政府收取代金並納入再生能源發展基金作為再生能源發展之用，而目前經濟部公告之再生能源義務用戶繳納代金之代金費率為每度4元。若用電大戶將500瓩義務容量全數以代金方式折抵，則每年必須繳納500萬元之代金。

用電大戶條款預留給企業5年緩衝期，期許用電大戶最慢於2025年皆能完成義務容量設置，若企業提前於第3年完成設置僅須契約容量的8%、第4年完成設置僅須9%，第5年才完成則需要設置原本10%義務容量。若以契約容量5,000瓩計算的企業為例，若提早於2023年完成裝設，義務容量僅400瓩，2024年則為450瓩，到2025年就要設到500瓩的義務容量。

若在用電大戶條款公告前就已裝設再生能源發電設備，可以獲得最高20%「既設扣減」義務量獎勵，因此若有契約容量500瓩的用電大戶，在2020年底就已設置綠能或儲能設備，且在2023年底前加裝新設備，則其10%義務量就可以再減免40%，等於僅需6%的義務容量就達標。

(二)再生能源義務(用電大戶條款)下的儲能商機

綜合上述，茲將前述四種履行義務容量之方法優、缺點整理如下：

表 6 滿足用電達戶義務容量之各種方法優劣比較

選項	優點	缺點
設置再生能源發電設備	<ol style="list-style-type: none"> 1. 綠電自用，減少直接電費支出。 2. 自產綠電可獲得再生能源憑證(REC)。 3. 假設該設備能使用20年，則認定核備日起20年內該設置量皆可用於義務容量扣減。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 設置綠電需要土地面積。 2. 用電大戶再生能源發電設備生產之綠電不能參加躉購費率賣給公用售電業。
購買綠電及憑證	<ol style="list-style-type: none"> 1. 無設置設備成本，也無後期營運、維修成本。 2. 直接快速滿足國際產業鏈減碳需求(例如RE100)，無需等待再生能源發電設備建置完成。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 每年須到市場上尋找綠電與再生能源憑證進行交易，未必能穩定確保達到義務容量。 2. 須承受市場價格波動風險。 3. 直接購買綠電並不具移轉負載之功能。
設置儲能設備	<ol style="list-style-type: none"> 1. 設置儲能所需之土地面積較小。 2. 用電大戶能讓儲能設備能於尖峰時段放電，減少其電費支出。 3. 儲能設備能降低停電時對用電大戶生產之影響。 4. 假設該設備能使用10年，則認定核備日起算10年內，該設置量皆可用於義務容量扣減。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 初期建置儲能之支出為所有項目中最高。 2. 目前用電大戶條款下設置之儲能設施，不能參與輔助服務。
繳納代金	<ol style="list-style-type: none"> 1. 相對設置設備，無設置設備成本，也無後期營運、維修成本。 2. 計算方式簡單。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 繳納代金為四種方式中最不具效益的方式。 2. 繳納代金不具減碳效益，無法列入CSR中。 3. 繳納代金不具減碳效益，未來若實施碳定價，企業需額外繳納排碳成本。

資料來源：綠學院(2021)。

據經濟部能源局至2022年4月底之彙整的結果，共計450戶用電大戶完成申報，其中採設置再生能源發電設備者占46.45%，約519.93MW；購買再生能源電力及憑證占50.17%，約7.7億度；選擇設置儲能設備者占3.38%，約37.86MW，依規定儲能最小供電需達2小時，換算總設置量等於75.72MWh。

目前儲能的設備成本1MW約3,000萬元，而在用電大戶條款要求儲能發電兩小時以上，故設備成本必須加倍，造成對用電大戶而言，設置儲能之成本可能比購買綠電、裝設太陽光電，甚至繳交代金更高，也導致現階段極少用電大戶以選擇儲能來達成義務容量要求。

以現階段而言，用電大戶以選擇儲能來達成義務容量要求之方式缺乏經濟誘因，多數用電大戶仍以自建再生能源或購買綠電為優先選項，然而由上表優劣分析可知，用電大戶若以設置再生能源來達成其義務容量，需要足夠之設置面積，然而未來預期在用電規模伴隨經濟發展持續成長下，能夠用來設置再生能源之土地面積將越發稀少，可預期取得設置再生能源之土地面積成本持續增加，設置儲能對用電大戶之吸引力將提升。

另一方面，2021年5月13日、5月17日、2022年3月3日大停電影響全台，造成企業損失，服務業或許停電後數小時即可恢復營運，然而半導體、石化、鋼鐵等產業可能因停電，面臨機器設備停擺、受損、原物料重備等狀況，通常至少須花費1天至2天才能完全恢復。若以台積電2021年營收1.33兆元估計，其停工一天就損失36億元。亦即用電大戶若將減少停電損失風險作為設置儲能之效益之一，則目前設置1MW儲能3,000萬元之成本或許並不貴。

長期而言，我國因應國際淨零減排以及執行能源轉型政策，加上俄烏戰爭對造成化石燃料價格之遽增，台電之供電成本將持續上漲。依據我國2022年6月電價審議會之決議，在因應供電成本高漲下，平均電價調漲8.4%，漲至每度2.8458元，其中高壓、特高壓用電戶調漲15%電價，以逐步修正臺灣工業電價長期偏低之問題，並使電價之訂定更符合使用者付費之精神，此意謂若未來電價費率之調漲，用電大戶將會承擔較多，若用電大戶之用平均電成本增加，則選擇設置儲能設備來減少電費支出經濟誘因會更大。

整體而言，雖然目前因設置儲能成本較高，且用電大戶為滿足義務容量設置之儲能不能參與電力交易平台之輔助服務，較缺乏經濟誘因。然而考量未來：(1)設置再生能源之土地取得成本變高、(2)近期供電不穩定造成之停電成本、(3)長期電價上漲皆會使未來用電大戶設置儲能更具競爭力，可能為儲能於用電大戶端創造更多機會，本研究後續將針對前述三個面向，分析用電大戶設置儲能之效益，俾為未來用電大戶條款下之儲能發展參考。

(三)再生能源義務(用電大戶條款)下選擇儲能之效益分析

承前所述，用電大戶採用建置儲能相對採用建置或購買再生能源的最大優勢，在於儲能具備負載移轉之功能，另若遭遇突發性短時間停電時，儲能設備可作為備用電源暫時支應用電，減少停電事件對用電大戶之經濟損失，亦即用電大戶在考量採取設置儲能之成本效益時，應將停電之機會成本納入設置儲能之效益。

表7為整理我國自2017年至2022年發生之重大停電事件，其中最嚴重之停電事故為2022年3月3日之停電，其影響549萬戶用電戶，而停電時間更長達12小時，然而依據台電公司營業規則第19條及第39條之規定，台電公司於

該次停電賠償預估為7.6億元，平均每戶補償電費為130元左右，遠低於停電事故後各產業用電戶預估之產值損失。

表 7 近期台電公司停電事件及賠償情形

停電日期	影響用戶	最長停電時間	賠償金額
2017/08/15	592萬戶	5小時	3.6億元
2021/05/13	415萬戶	5.5小時	4.7億元
2021/05/17	100萬戶	50分鐘	1.1億元
2021/12/12	30.5萬戶	3.5小時	558萬元
2022/03/03	549萬戶	12小時	7.6億元

資料來源：本團隊整理。

2022年3月3日之停電，導致我國半導體、光電、蘋果供應鏈、石化、鋼鐵等產業嚴重受創，估計損失高達百億元；而依據台電公司估計，當日損失1,050萬瓩電力供給，相當於當日全電力系統用電需求的三分之一。將此換算為廠商於停電事件中每失去台電1度之供電，將平均會造成7.94元之損失；若進一步將停電7.94元/度之損失乘上2022年之停電機率(12/8760)，則可得停電事件之損失期望值為0.0014元/度。表 8為整理該次停電事故中，廠商有對外明確於新聞中說明之停電損失估計金額。

表 8 2022 年 3 月 3 日廠商估計之停電損失金額

廠商	停電時間	初估損失金額(萬元)
日月光	1小時	900
台苯	12小時	3,600
台積電	12小時	100,000
中鋼	8小時	110,000
中油林園廠	12小時	7,000
南亞塑膠	5小時	643
群創	3小時	100,000

資料來源：本團隊整理。

就儲能之成本效益評估而言，本研究推算2020年之30MW/1HR至80MW/2.5HR之鋰鐵儲能系統均化成本資料，該均化成本考量儲能系統設置成本、運營維護成本、產品生命週期10年。本研究以該均化成本資料為基礎推估我國廠商設置儲能之成本約介於7.17元/度至8.17元/度之間，其隨著設置容量越大，成本將反映規模經濟而下降；依據台電公司最新公告之時間電價表，本研究採取二段式時間電價表之間離峰價差(約1.4元/度)作為用電大戶使用儲能進行負載移轉下之節省電費效益。

就再生能源之建置或購買成本而言，依據2021年我國能源局公告之太陽能躉購費率回推其期初設置成本，若以20年進行攤提則約為3.08元/度，在考量多數用電大戶設置再生能源皆以太陽能為主之條件下，故本研究以太陽能之建置成本作為用電大戶設置再生能源之成本；另我國於2020年完成首批

1.1億度綠電轉供案例，促成台積電、連接器大廠正崑精密、電子紙廠商元太科技等13家業者完成綠電交易。從憑證組成來看，包含太陽能、風力能、生質能，核發憑證中，高達73%為風力能發電、太陽能占26%、生質能占1%，綠電自由交易中以陸域風電最搶手，目前自由市場綠電成交價格介於5.5元/度7元/度之間。

就再生能源與儲能之減碳效益而言，若假設未來碳費為300元/公噸，以2021年台電之排碳係數0.509公斤/度為替代灰電之排碳基準，則用電大戶每使用1度不排碳之再生能源替代灰電，可節省0.153元之碳費，則其可視為企業使用再生能源達到義務容量之效益之一。整體而言，本研究將各項用電大戶選擇達成義務設置量之成本效益整理如表9。

表9 各項用電大戶選擇之成本效益分析

選項	成本(元/度)	減碳效益(元/度)	節省電費效益(元/度)	避免停電損失(元/度)	每度淨成本
設置再生能源發電設備	3.08	0.153	0	0	2.927
買綠電及憑證	5.5~7	0.153	0	0	5.347~6.847
設置儲能設備	7.17~8.87	0	1.4	0.0014	5.767~7.467
繳納代金	4.06	0	0	0	4.06

資料來源：本團隊估算。

如表9所示，用電大戶至市場購買綠電或憑證之方式則為所有選項中之最高成本，顯示整體綠電市場供給不足，導致交易價格較高，若用電大戶想選擇購買或自建再生能源，平均而言會以自建之方式較為划算；另一方面，繳納代金4.06元/度明顯低於目前綠電市場之交易價格，說明若用電大戶沒有受到供應鏈之要求，則不會積極於短期內進入綠電市場購買綠電，可能選用代金或其他方式滿足義務容量要求，亦即此代金價格長期將不利綠電市場發展。就儲能選項而言，在考量減碳效益、節省電費、停電損失成本後，設置儲能設備選項之成本介於5.767/度至7.467元/度，並不如一開始評估儲能成本可能一定為所有選項中最高，反之若設置之儲能規模夠大，其成本有機會低於直接買綠電及憑證。

若進一步考量設置再生能源與儲能設備之土地面積成本以及未來三年儲能設置成本下降：(1) 設置1MW儲能所需土地面積約為設置1MW太陽能所需土地面積之1%，而依據我國能源局公告2019年計算太陽能躉購費率之計算參數，設置太陽能之土地使用成本約占其總成本之4%。假設未來因能設置太陽能之土地面積逐漸飽和，土地取得不易致使土地成本上升兩倍的情況下，將使用電大戶設置再生能源來滿足義務裝置容量之成本提升；(2) 依據NREL(2021)報告，認為未來三年儲能設置成本平均會下降30%至40%，估依此兩項假設之計算結果如表10。

表 10 土地成本上漲兩倍與技術進步下之用電大戶條款選擇成本效益分析

選項	成本(元/度)	減碳效益(元/度)	節省電費效益(元/度)	避免停電損失(元/度)	每度淨成本
設置再生能源發電設備	3.20	0.15	0	0	3.05
買綠電及憑證	5.5~7	0.15	0	0	5.35~6.85
設置儲能設備	4.302~6.209	0	1.4	0.0014	2.901~4.808
繳納代金	4.06	0	0	0	4.06

資料來源：本團隊估算。

整體而言，即使土地成本大幅提升兩倍的情況下，對於設置儲能設備之單位成本並未有太大之影響，然而卻使設置太陽能之成本增加0.123元/度；另在考量未來三年儲能設置成本平均會下降30%至40%，儲能之整體競爭力將會大幅提升，故此情況下將使設置儲能於滿足用電大戶條款上更具競爭力。

綜合上述，可說明對用電大戶而言，儲能之設置成本確實不比設置太陽能有競爭力，然而若考量：(1)未來用電大戶之尖離峰電價差異可能因應化石燃料成本上漲而持續擴大，說明使用儲能進行尖離峰電能調節之效益將持續增加；(2)未來在再生能源大量併網，電網之不穩定性可能會比2022年更加嚴重，在停電機率可能增加的情況下，設置儲能減緩停電損失之隱性效益將提升；(3)未來在土地使用成本可能大幅提升的情況下，設置儲能相對設置太陽能之優勢更趨於明顯；(4)未來隨著技術進步儲能設置成本會再下降。也表示用電大戶若考量更多未來可能面臨之風險，則選擇設置儲能來滿足義務容量應為更全面之作法，儲能於用電大戶條款下其實極具有發展之潛力與商機。

第三章 儲能發展概述

一、全球儲能市場現況

根據彭博新能源財經最新預測，儲能設備在接下來的未來10年將會快速發展，預測在2030年底，全球儲能系統建置量預計將達到2021年的20倍以上，並超過2,620億美元投資，而根據國際能源總署IEA的統計數據顯示，截至2021年，全球儲能建置量約為17GW，其中7GW為表後儲能(亦可理解為家用或商用小容量儲能)、10GW為電網級儲能(亦可理解為併網型儲能)。而當全球淨零排放目標越趨明確時，儲能資源的需求預估呈現大幅增長，預計在2025年全球將有148GW之需求，到2030年將有585GW。這也表明，儲能資源在淨零排放的目標下，將扮演重要的角色。

根據國際能源總署(International Energy Agency)發表的儲能相關數據指出2020年全球儲能裝置量約為17GW，其中7GW為電表後端儲能(即屬於家用或商用小容量儲能)、10GW為供電側設置儲能(即屬於併網型儲能)。種種跡象皆顯示，當全球淨零排放目標越趨明確時，儲能資源的預估需求呈現大幅增長，以短期而言預計2025年時全球對儲能設置需求為148GW，2030年的中期設置需求將達585GW。

值得關注的是，儲能應用具有多元的使用範疇，其中包含了電能移轉、輔助服務、民生及商用等。因此在彭博新能源財經(Bloomberg New Energy Finance, BNEF)發布的報告中也指出，在2030年全球約有55%的儲能會被應用於「電能移轉」且主要用以搭配再生能源的調度。此外，隨著儲能系統的普及化，住宅、商業和工業用的儲能系統也會愈來愈常見，家庭及工商業使用之儲能系統在全球儲能系統占比上也會逐漸攀升，儲能系統的設置與應用在未來各領域之能源使用的重要性可見一般。

綜合上述，考量各國積極投入儲能產業，且為刺激產業及民生上之應用祭出激勵政策鼓勵供需雙方積極投入儲能系統的設置，使儲能市場蓬勃發展。其中，又以電化學儲能市場的發展猶為迅速，如圖6所示，可以發現在政策催化下美國的電化學儲能市場成長速度十分明顯，2021年設置量超過全球市場的二分之一，其次則為中國大陸及歐洲。值得觀察的是，在各國陸續跟進實施推廣電化學儲能設置的相關政策及實施下，未來在淨零排放目標下各國佔全球儲能市場分布的占比是否會因此變動仍值得進一步關注。

10 GWh → 25 GWh
 2020年全球儲能市場 (GWh) 2021年全球儲能市場 (GWh)

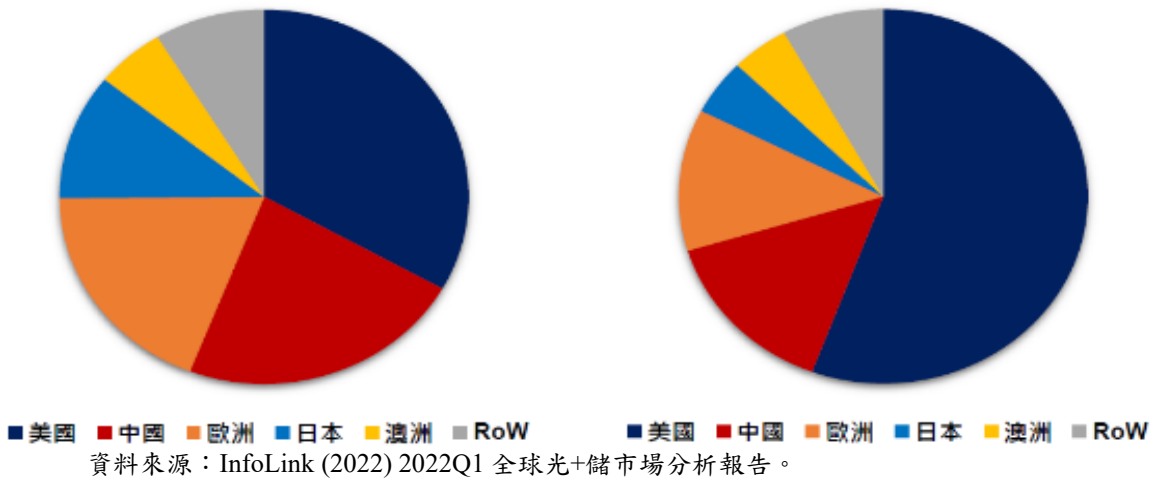
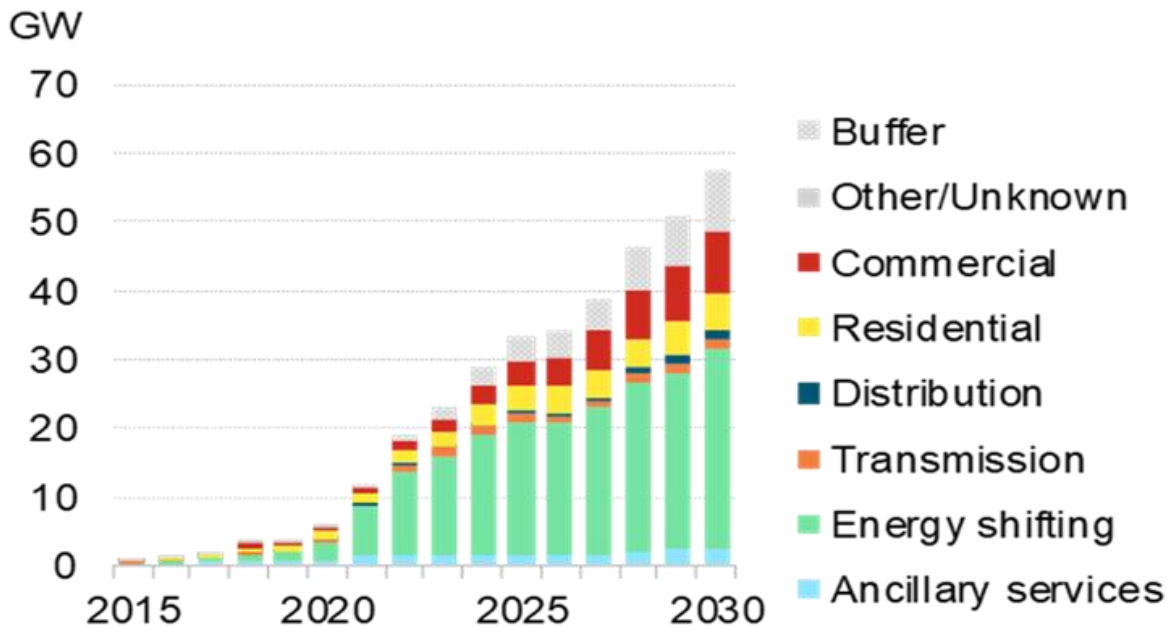


圖 6 淨零碳排情境下 2015 年至 2030 年電化學儲能設置量

全球儲能應用發展如圖 7 所示，儲能之應用可包括電能移轉、輔助服務、民生及商用等，而電能移轉將會是未來最大的應用範疇，這與大量使用間歇性再生能源有關，當再生能源出力大於系統需求時，可先將電能儲存在電池中，待需要時對系統放電。其中，因為國家政策鼓勵，美國和中國將是兩大主要市場，2030 年占全球儲能系統的一半以上。而除此之外，印度、澳洲、德國、英國和日本也是重要儲能市場。



資料來源：BloombergNEF. Note: Other/Unknown represents projects without an announced application type. Buffer represent markets we lack in visibility of application distribution.

圖 7 全球儲能應用發展

二、主要國家(歐盟、美國、中國大陸)儲能市場現況

鑒於儲能為現今多數國家欲積極達成碳中和目標的主要技術，即使在新冠疫情與供應鏈面臨斷鏈的雙重夾擊下，2021年全球新型儲能市場增長仍十分顯著。根據2022儲能產業研究白皮書(中國能源研究會儲能專委會，2022)調查的數據顯示，以全球儲能設置情況而言，2021年投入運行的儲能建置規模達18.3GW，與去年同期相比成長了185%，其中又以新型儲能投入運行的新增數量最多，達10.2GW，為2020年新增運行之2.2倍。此外，在這些投入運行的儲能系統中，仍以美國、中國大陸與歐洲國家的發展最為顯著，三個區域合計佔全球市場的8成，各區域儲能市場現況羅列如下：

(一)中國大陸儲能市場現況

中國大陸地區，截至2021年底已有21個省級行政區規範新能源發電項目的最低配置儲能比例以及配儲時長，以及江蘇、浙江、河南等3個省份出臺鼓勵配儲政策，平均儲能配置比例約為10%，配儲時長約為2h，其中風電與太陽光電等再生能源占新能源發電項目裝機容量的81%，是儲能裝機量增加的主要來源。而中國大陸國家發展改革委、國家能源局於2022年3月聯合印發《“十四五”新型儲能發展實施方案》，分別從技術創新、試點示範、規模發展、體制機制、政策保障、國際合作等重點領域推動儲能發展，例如在電源端，以新型儲能支撐可再生能源基地外送、促進沙漠戈壁荒漠大型風電太陽能基地，和大規模離岸風電開發；在電網端，則在關鍵節點配置儲能提高大電網安全穩定運行水準，在關鍵地區延緩和替代輸變電設施投資，或在電網薄弱區域增強供電保障能力，圍繞重要電力使用者提升系統應急保障能力。上海金山規模300MW的離岸風電場，上海市能源主管部門於2022年發布《金山海上風電場一期專案競爭配置工作方案》，要求建商承諾建設電化學等儲能裝置，且配置比例不低於20%、時長4小時以上，並附加儲能系統應滿足10年以上工作壽命、系統效率大於90%（交流側，不含自用電損耗）、電芯溫度偏差小於攝氏7度、年平均衰減率不大於2%等詳盡規範。

2021年中國國務院印發《2030年前碳達峰行動方案》，並提出到2025年，新型儲能裝機容量將達到30GW以上，比當前增長10倍以上。而電業的領先企業國家電網，則提出了未來十年公司經營區域內的儲能建設計畫，宣告2030年時新型儲能裝機容量達到100GW，投資額逾萬億；南方電網則目標於「十四五」與「十五五」期間(即2021年至2030年)，在公司經營區域投產20GW新型儲能。據2022儲能產業研究白皮書預測統計，2021年，僅鋰電池產業鏈（特別是鋰電池的中上游）的投資計畫已經超過了1.2兆(約等於5.19兆新台幣)。此外，2022儲能產業研究白皮書預測2025年中國大陸儲能市場規模將達55.90 GW(即增加逾50 GW裝置容量)，這也意味著2022年至2025年

期間，儲能市場將保持年均72 %以上的年均複合成長率(CAGR)的高速增長率。在現行規範儲能最小供電需達2小時、市場預期儲能系統單位成本1.5元/Wh(約等於新台幣6.49元/Wh)的情況下，未來相應的儲能系統安裝與技術服務之市場規模將超過1,500億元(約等於新台幣6,490億元)。

在儲能相關政策的部分，中國節能協會碳中和專業委員會提及2021年之前，對儲能行業的支持政策主要以省為單位展開，且大多集中於再生能源併網、儲能參與輔助服務市場等層面，部分省市對此出臺了補貼政策。但隨著中國大陸二氧化碳排放於2030年前達到峰值，與2060年前實現碳中和的碳達峰、碳中和「30/60」目標的確定，各部會層面即頻出儲能相關政策，且政策覆蓋到電力系統發電、輸配、用電等各個環節，以下分別就國家政策層面與地方施行層面展開討論。

1. 國家政策層面

中國大陸認為儲能是戰略性新興產業的重要組成，更是能源轉型過程的必要工具，因此自2016年「十三五」時期(即2016年至2020年)即推出一系列鼓勵政策以推動行業進入規模化發展階段，例如2017年9月國家發展和改革委員會、國家能源局正式印發《關於促進儲能技術與產業發展的指導意見》，是中國大陸第一個指導性政策，就商業化與規模化等兩階段提出發展意見；2020年6月國家能源局正式印發《2020年能源工作指導意見》要求加大儲能發展力度，建立標準化體系。

而今年重要的儲能相關政策則有2022年3月時，國家發展和改革委員會(簡稱發改委)、國家能源局聯合印發《「十四五」新型儲能發展實施方案》，方案提出到2025年，新型儲能由商業化初期步入規模化發展階段，具備大規模商業化應用條件；電化學儲能技術性能進一步提升，系統成本降低30%上、到2030年，新型儲能全面市場化發展，新型儲能核心技術裝備自主可控等；2022年5月，國家能源局綜合司發佈《關於加強電化學儲能電站安全管理的通知》對電化學儲能電站安全作出指引，使儲能行業得到進一步規範，相關政策詳列於表 11。

表 11 中國大陸儲能相關政策(2016 年至 2022 年)

時間	部門	政策名稱	政策重點
2016年3月	發改委	《中華人民共和國國民經濟和社會發展第十三個五年規劃綱要》	發展儲能與分散式能源被列入「十三五」規劃百大工程項目，儲能首次進入國家發展規劃。
2017年9月	發改委 能源局	《關於促進儲能技術與產業發展的指導意見》	中國大陸儲能行業第一個指導性政策。未來10年內分兩個階段推進相關工作： ● 第一階段（2016-2020）實現儲能由研發示範向商業化初期過渡 ● 第二階段（2021-2025）實現商業化初期向規模化發展轉變。
2019年6月	發改委 科技部 工信部 能源局	《貫徹落實<關於促進儲能技術與產業發展的指導意見>2019-2020年行動計畫》	進一步提出加強先進儲能技術研發和智慧製造升級完，推進儲能專案示範和應用，加快推進儲能標準化等。
2020年6月	能源局	《2020年能源工作指導意見》	要求加大儲能發展力度，開展儲能示範專案的徵集與評選工作，並積極探索儲能應用於再生能源消納、電力輔助服務、分散式電力和微電網等技術和商業模式，以及建立健全儲能標準體系和資訊化平臺。
2021年7月	發改委 能源局	《關於加快推動新型儲能發展的指導意見》	目標到2025年時，新型儲能裝機規模達3,000萬kW以上。健全「新能源+儲能」項目激勵機制，以及提出了系統降本量化以及2030年全面市場化要求。
2022年3月	發改委 能源局	《「十四五」新型儲能發展實施方案》	從技術創新、試點示範、規模發展、體制機制、政策保障、國際合作等重點領域推動儲能發展，例如： ● 在電源端，以新型儲能支撐可再生能源基地外送、促進沙漠戈壁荒漠大型風電太陽能基地，和大規模離岸風電開發 ● 在電網端，則在關鍵節點配置儲能提高大電網安全穩定運行水準，在關鍵地區延緩和替代輸變電設施投資，或在電網薄弱區域增強供電保障能力，圍繞重要電力使用者提升系統應急保障能力。
2022年5月	能源局	《關於加強電化學儲能电站安全管理的通知》	通知要求所有納入備案管理的電化學儲能电站(接入10kV及以上電壓等級公用電網)之安全管理工作需要納入企業安全管理體系，落實全員安全生產責任制。以及健全風險分級管控和隱患排查治理雙重預防機制，依法承擔安全責任。

資料來源：本團隊整理。

2. 地方施行層面(法案與成效)

如表 12，自從2022年3月《「十四五」新型儲能發展實施方案》發布以來，各省積極回應，發佈多項儲能相關政策，而省級行政區儲能相關法案主要集中於有商業面、配套措施面與國家政策配合面等層面：

A. 商業面

多地鼓勵「新能源+儲能」之建設模式，推動風電、太陽光電搭配儲能的項目建設，新建置的新能源電站按照不低於裝機容量10-15%（或2小時）的比例配置儲能系統。且鼓勵各地政府主導、指導工商業的使用者直接參與市場交易，並建立使用者參與輔助服務分擔共用機制。

B. 配套措施面

推動各類儲能安全發展，為新能源發展提供安全保障，以及加強儲能技術人才培養。

C. 國家政策配合面

依《「十四五」新型儲能發展實施方案》的規範原則，各地將新型儲能示範專案集中申報，並藉由開展儲能等先進能源技術研發與示範應用，使儲能產業逐步向規模化、產業化、市場化等方向發展。

表 12 中國大陸地方(省級行政區)儲能相關法案

省分/ 直轄市	法案名稱	內容
華中	《華中省間電力調峰及備用輔助服務市場運營規則》	規則中提出服務賣方抽蓄機組最高報價不高於機組所在省之省級電網企業代理購電價格的75%減去輸電價格(含線損折價)，且最低報價不低於0.2元/kWh(約等於新台幣0.88元/kWh)。 省內電力現貨市場未營運時，則暫定備轉容量報價、若備轉容量調用報價不超過所在省省級電網企業當月代理購電價格的1.2倍，備轉容量報價最高不超過100元/GWh(約等於新台幣440元/GWh)。
北京	《北京市“十四五”時期能源發展規劃》	鼓勵支持先進電化學儲能、大規模壓縮空儲能等高效率、長壽命、低成本儲能技術研發。 推動實現新型儲能從商業化初期向規模化發展轉變。
河北	《2022年河北省電力需求側管理工作方案》	對鋼鐵、水泥、鑄造等調節規模較大的行業，普查是否採用電力蓄熱，以及儲能系統，並遵守相關安全法規。 建設不低於最大負荷5%的可調節備轉容量資源庫，並納入省級智慧電網能源服務平臺。
江蘇	《江蘇電力並網運行管理實施細則》 《江蘇電力輔助服務管理實施細則》	將儲能納入市場主體，並強化儲能人才培訓。 鼓勵新型儲能、可調節負載併網，參與電力輔助服務。
	《關於開展2022年工業園區可再生能源替代。電靈活性改造及源網荷儲一體化新能源市場化並網項目申報的預通知》	根據自主調峰、自我消納的原則，確定新能源規模和儲能配比，配建的儲能原則上不低於新能源規模的15%。
上海市	《金山海上風電場一期專案競爭配置工作方案》	詳盡規範並建商承諾建設電化學等儲能裝置，且遵守配置比例不低於20%、時長4小時以上，並附加儲能系統應滿足10年以上工作壽命、系統效率大於90%（交流側，不含自用電損耗）、電池芯溫度偏差小於攝氏7度、年平均衰減率不大於2%等規定。

資料來源：本團隊整理。

此外，為進一步利用儲能系統輔助省級的電力系統，中國大陸各省級政府於發電端、輸配電端（電網）、用戶端等儲能的三大應用場景，皆規劃各類儲能專案的建置工作，例如山東省於魯北鹽鹼灘塗地建設合併再生能源發電與儲能功能的新興能源基地；而蒙古因為自然優勢極佳使其再生能源能量充沛，但為了穩定電網的緣故，規劃高達25GW的儲能目標；而安徽省則從2022年至2025年，制定每年的目標容量，相關資訊參考表 13。

表 13 中國大陸地方(省級行政區)儲能建設規劃

省分/ 直轄市	法案名稱	內容	目標年度	目標容量
山東	《關於印發「十大創新」「十強產業」「十大擴大需求」2022年行動計畫的通知》	到2022年底，山東規劃新型儲能規模將達到2GW以上，抽水蓄能新建和建成專案規模達9GW。 魯北鹽鹼灘塗地風光儲輸一體化基地裝機8GW。全省公共、專用充電站保有量達到6,000座以上，各類充電樁保有量達到14萬台以上。	2022	2GW (魯北鹽鹼灘8GW)
	《關於2022年度儲能示範專案的公示》	共29個專案，總規模達3.103GW。	2022	3.103GW
河北	《河北省「十四五」新型儲能發展規劃》	到2025年，河北全省佈局建設新型儲能規模4GW以上。	2025	4GW
蒙古	《蒙西新型電力系統建設行動方案(1.0版)》	到2030年，抽水蓄能電站達到4.8GW，新型儲能裝機規模達到25GW。形成占全蒙古最大負載8%的需求側回應能力。	2030	25GW
浙江	《浙江省新型儲能示範項目公示》	其中包含4個發電端儲能項目、20個電網端儲能項目，和10個用戶端儲能項目，規模達1.4GW/4.1GWh。 電源側儲能項目和電網側儲能專案幾乎全部選用磷酸鐵鋰電池類型。	2022	1.4GW
廣西	《廣西風電儲能項目名單》	廣西擬新建11個風電儲能專案，儲能總規模達319.6MW/639.2MWh，規劃投資122億(約536億新台幣)。	2022	319.6MW
廣東	《廣東省能源發展「十四五」規劃》	到2025年，新型儲能裝機規模達到2GW。	2025	2GW
安徽	《安徽省新型儲能發展規劃(2022-2025)》	<ul style="list-style-type: none"> ● 2022年安徽省將實現新型儲能裝機規模800MW以上 ● 2023年實現新型儲能裝機規模1.5GW以上 ● 2024年實現新型儲能裝機規模2.1GW以上 ● 2025年安徽省將實現新型儲能裝機規模3GW以上。 	2022 2023 2024 2025	800MW 1.5GW 2.1GW 3GW

資料來源：本團隊整理。

(二)美國儲能市場現況

美國至1970年代起開始投入儲能，至2009年美國復甦及再投資法案 (ARRA)，其中13億美元用於能源儲存示範計畫，使得美國開始增加儲能裝置。同時，美國也是對外技術最為開放的國家，而隨著儲能應用的價值和重要性日益顯現，為培育多元化儲能技術，創造有利於儲能技術企業和系統集成商發展的長期穩定市場，保障電力系統電力、電量供應，如加州政府從2010年開始研究實施公用事業公司儲能強制採購計畫，透過歷次立法，要求加州三大系統營運商 (PG&E、SCE和SDG&E) 到2020年部署1.8GW儲能的目標。截至2017年底，美國已設置儲能系統共達708MW/867MWh，其中加州約占127MW/380MWh，占已投入營運項目44%的能量規模和18%的功率規模。聯邦能源管理委員會(Federal Energy Regulatory Commission, FERC)自2007年起通過立法，要求各ISO/RTO修改市場規則，消除歧視性條款，允許包括儲能在內的新興設施併接電力系統並參與電力市場。2011年FERC Order 755法案與2013年784法案，提出調頻服務的計費方式、並鼓勵廠商採取儲能技術。此外，美國能源部於2016年亦宣布投入1,800萬美元，補助與太陽能儲能技術相關的六項計畫，改善美國國內電力傳輸的靈活性、可靠性與安全性，為美國能源部射日倡議 (SunShot Initiative) 中電網現代化倡議 (Grid Modernization Initiative) 的重點項目之一。除聯邦政府外，各州政府也分別推出相關儲能政策，以加州為例，加州自2001年就開始推動自營發電獎勵計畫 (SGIP)，該計畫實施推動住宅、工商等自行建置發電與儲能設備，其後經過多次修訂，最新修訂於2016年7月發布，將未來三年SGIP的75%的項目預算都將分配給儲能。此外，紐約能源研究和發展管理局 (NYSERDA) 與ConEdison能源公司創立儲能補助計畫，提供電池儲能2100美元/kW、熱儲能2,600美元/kW的補助金。此外，諸如德州、華盛頓州、紐澤西、新墨西哥、奧勒岡州等都有推動儲能補助計畫。近年來美國政府也為儲能產業制定了一系列的政策，如投資和補貼政策等，以扶持儲能產業的發展。以聯邦層面為例，主要的激勵政策為投資抵免(ITC)和加速折舊(MACRS)。與太陽能系統的政策類似，美國儲能系統的激勵政策包括投資抵免(ITC)和加速折舊，主要針對民營單位投資的儲能系統，此外MACRS允許儲能項目按照5-7年的折舊期加速折舊。相關政策如表 14所示。

表 14 美國聯邦政府儲能系統激勵政策

儲能系統業主	太陽能系統	儲能系統	相關政策
公營單位			不適用
民營單位	無		7年 MACRS
	新增或現有	太陽能充電比例<75%	7年 MACRS
		太陽能充電比例介於75~99%	5年 MACRS 及30%以內 ITC
		太陽能充電比例達100%	5年 MACRS 及30%ITC

資料來源：本團隊整理。

為進一步加速儲能項目的推動，目前世界各國亦針對大型輸電級儲能應用發布相關規定作法，例如美國FERC主席格里克於2022年5月在美國清潔能源協會（ACP）年度會議上表示，聯邦政府將促進再生能源與電力儲存結合的混合設施進入市場。因為先前僅鼓勵電網營運商參與電力交易市場，造成與再生能源共址 (Co-located)的儲能設施市場參與度不如預期。而2022年7月美國參議院通過降低通膨法案《Inflation Reduction Act》，其中也有關於再生能源與連接電網之電池的相關規範，包括目前直至2024年開始動工的電池儲能項目將獲得6%的企業能源投資稅收抵免(Investment Tax Credit, ITC)，如果企業能遵守更嚴格的勞工標準，則該抵免額至多將達到30%。

2021年6月，加州公用事業委員會(CPUC)發布了中期可靠性採購決定(Mid-Term Reliability Procurement Decision)，要求加州的電力公司或電力供應商(load serving entity)在2023-26年期間，採購11.5 GW的零碳排裝置容量，以應對恐怖谷(Diablo Canyon)核電站和其他老化的燃氣發電廠退役的衝擊。太平洋天然氣及電力公司(PG&E)於2022年1月向加州公用事業委員會(CPUC)提出裝置容量總數約為1.6GW/6.4GWh的電池式儲能項目的建設申請，該計畫的9個項目都採用鋰離子電池技術，這將提供大約四個小時的運作時間，以提升加州電力系統可靠性，如果該計畫得到CPUC的批准，到2024年PG&E的電池式儲能總裝置量將超過3.33 GW。

(三) 歐盟儲能市場現況

歐洲作為一個重要的儲能市場，且極度重視能源轉型，例如2022年提出的Fit for 55方案，計畫2030年碳減排55%。據歐洲儲能協會(The European Association for Storage of Energy, EASE)統計，2020年德國和英國的新增儲能建置規模占歐洲將近80%，為歐洲最主要的兩大市場。英國因為政府制定了2050年淨零碳排放目標，到2050年將會有30GW的長期儲能需求，該淨零目標引發儲能需求，進而促使建置規模持續高速增長。英國部署了一系列政策降低表前大規模儲能項目的時間和經濟成本，推進大型儲能專案和獨立儲能電站建設，儲能裝機規模向著大容量發展。例如2017年的《智慧靈活能源系統發展戰略》中，明確定義儲能的各項性質，以消除儲能等智慧能源的發展障礙，提升電網對儲能的相容性；2020年取消了儲能部署的容量限制，允許英格蘭和威爾士分別部署50MW和350MW以上的儲能項目；以及2021年《智慧系統和靈活計畫2021(Smart Systems and Flexibility Plan 2021)》提出消除電網靈活性方面的阻礙，開發電力存儲和電網互聯技術，包括大規模電力存儲以及小規模家庭電力存儲。英國未來準備建設的大型儲能項目達1.8 GW，通過批准的專案達6.9 GW，正在計畫中的專案達6.2 GW，總容量達14.9 GW。

德國的電價位居歐洲之冠，一般電價高達0.3歐元/度，德國電價主要由三個部分組成，包括實際的產電成本(22.4%)，電力傳輸網路費用(25.1%)，以及後續的徵費、稅費和稅收，電價高昂的原因有許多，包括相對較高的附加費和稅收，還有推廣再生能源發電而提高的成本。為減輕再生能源集中於北海區域，北電南送的問題，各家電源供應商也投入透過儲能改善輸配電網路的計畫，例如德國的Netzbooster計畫，而且2021年《德國再生能源法(EEG-2021)》也明訂回饋地方機制、減免太陽光電EEG附加費、加強電網和市場整合等措施，預料可擴大陸上風電、太陽能及儲能的應用。

根據表 15所提供之資訊可以判斷目前儲能市場的發展仍倚重于國家政策亦或是地方政策的推動，而主要政策方向多半為法案的制定、給予補貼、優惠貸款方案等，若對照目前全球前幾大儲能發展較迅速的國家來看，則可以發現這些措施能有效地促進廠商投入儲能系統的開發或建置，即具有顯著程度的產業扶植效益。

表 15 中國大陸、美國與歐洲國家之儲能發展政策整理

層級	措施	中國大陸	美國	歐盟
國家政策	法案制定與推動	✓	✓	✓
	資金投資計畫			✓
	電池回收獎勵		✓	
	貸款方案		✓	
	關稅		✓	
地方政策	補貼與激勵措施	✓	✓	✓
	再生能源與儲能配套政策	✓		
電力規則	政策與制度調整	✓	✓	✓
	整合資源與建立市場	✓	✓	✓
	營運規劃更新	✓		

資料來源：本團隊整理。

三、我國儲能市場現況

我國儲能市場的現況看好，例如為配合2025年能源轉型目標，政府規劃設置1,000MW電網級儲能系統，建立我國儲能市場機制與自主能量。其他的推動力道包括儲能教育、產業轉型輔導，再生能源穿透率提高，以及強化電網韌性與彈性的需求等。在配套的法規措施上，為使再生能源可以成為穩定可靠的電力來源，政府於2019年修正電業法，期望透過獎勵與研發示範的方式來促進儲能系統的建置。

我國政府規劃2025年1,500MW儲能系統建置目標，其中500MW於太陽光電案場設置，160MW由台電自建，剩下的840MW則由民間業者建置，再透過電力交易平台取得。如表16台電公司近期自建之儲能設備實體建置進度，2021年1月台電自建的東林變電所10MW儲能電池建置案決標，得標商為華城電機，然因其電芯供應商問題目前已辦理解約；同年2021年5月台南鹽田光電站15MW儲能電池決標，由聯合再生得標，此案預計一年內完工。

另外，2021年11月高雄路園變電所20MW儲能電池由台普威得標，2022年4月台電龍潭變電所60MW由東元電機得標，龍潭變電所是目前全台規模最大的案場，也是全台345KV超高壓輸電線路的重要節點，預計於2023年完工啟用。

表 16 台電近期自建之儲能設備公共工程採購案

年度	採購案辦理情形
2021	東林P/S 10MW(華城) 台南鹽田15MW(聯合再生) 路園D/S 20MW(台普威)
2022	龍潭E/S 60MW(東元)
2023	彰濱光電5MW(前置作業規劃中)
2024	大鵬E/S 30MW(前置作業規劃中)
2025	彰埤開閉所 35MW(前置作業規劃中)

資料來源：台電公司。

民間業者建置的部分，如圖 8根據台電公司官網公告截至2022年10月資料，業者向台電申請儲能併網總容量高達4,999.5 MW，配電等級共1,011.3MW，輸電等級共3,988.2MW。其中，3,682.7 MW已通過審查，申請併網配電等級之儲能系統皆參與dReg調頻備轉輔助服務，申請併網於輸電等級之儲能系統則多以參與E-dReg增強型動態調頻備轉服務為主。實際完成建置並已參與電力交易平台提供輔助服務的儲能系統容量則達91.2 MW。

輸配電等級儲能(調頻輔助服務)案件彙整

項次		件數	提報申請容量總計
參與調頻輔助服務案件		26件	約91.2MW(已完成)
配電級	審查中案件	95件	約343.8MW (dReg : 292.2MW、E-dReg : 51.6MW)
	已通過審查案件	160件	約667.5MW (dReg : 622.5MW、E-dReg : 45MW)
輸電級	審查中案件	13件	約973MW (E-dReg : 973MW)
	已通過審查案件	36件	約3015.2MW (dReg : 1238.8MW、E-dReg : 1776.4MW)
合計 (4999.5MW)	審查中案件	108件	約1316.8MW (dReg : 292.2MW、E-dReg : 1024.6MW)
	已通過審查案件	196件	約3682.7MW (dReg : 1861.3MW、E-dReg : 1821.4MW)

註：

- 1、本表格係為儲能設備案件從受理至併聯本公司電力系統之案件量及裝置容量。
- 2、統計至111年10月下旬
- 3、資料更新單位:台電公司 系統規劃處 系統發展組 (02)2366-6904

資料來源: 台電公司。

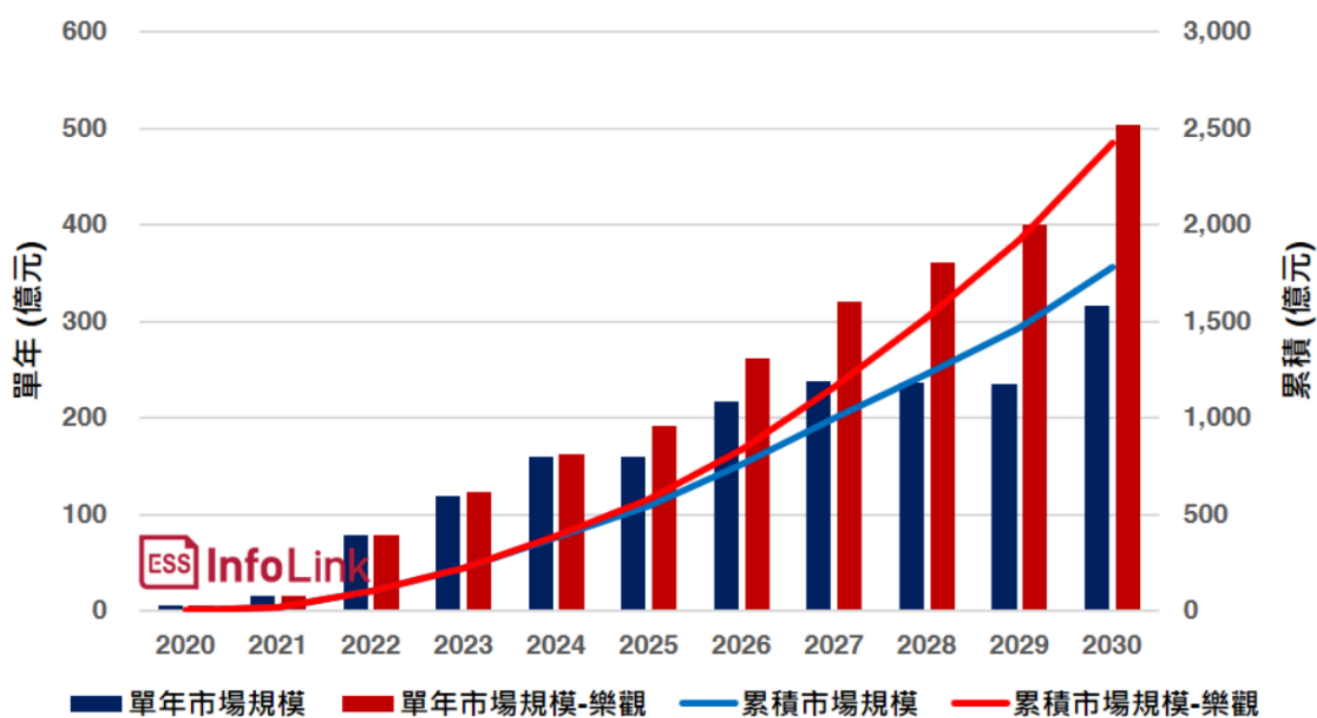
圖 8 輸配電等級儲能(調頻輔助服務)案件彙整

此外，我國儲能市場得到政策面、需求面等不同成長趨動力支持，例如國發會加速綠能布局，2026年後，在每年至少2GW太陽光電建置、企業面臨RE100、用電大戶條款等壓力，以及市場面的商機如共享儲能、電動車充電樁等情境下，儲能產業擁有可觀的成長動力。具體來說，我國儲能市場由表前與表後市場組成，而無論表前/表後市場多以2025或2030為最可能發生時間點。

因此在盤點我國可能的表前/表後市場的可能預估容量後，我國知名再生能源市場調研公司InfoLink於臺灣儲能市場分析報告中推測以下市場趨勢：

- 在2023時年儲能市場超過100億臺幣，至2025年將超過200億臺幣
- 在維持快速增長水平下，至2030年的儲能市場總規模將達到2,000億臺幣
- 雖然我國2025年至2030年儲能規模將上漲快速，但也由於儲能價格下降後，因此相應的經濟規模成長會放緩

相關資訊如圖 9所示。



資料來源: InfoLink (2022) 2022Q2 臺灣儲能市場分析報告

圖 9 臺灣儲能市場經濟規模

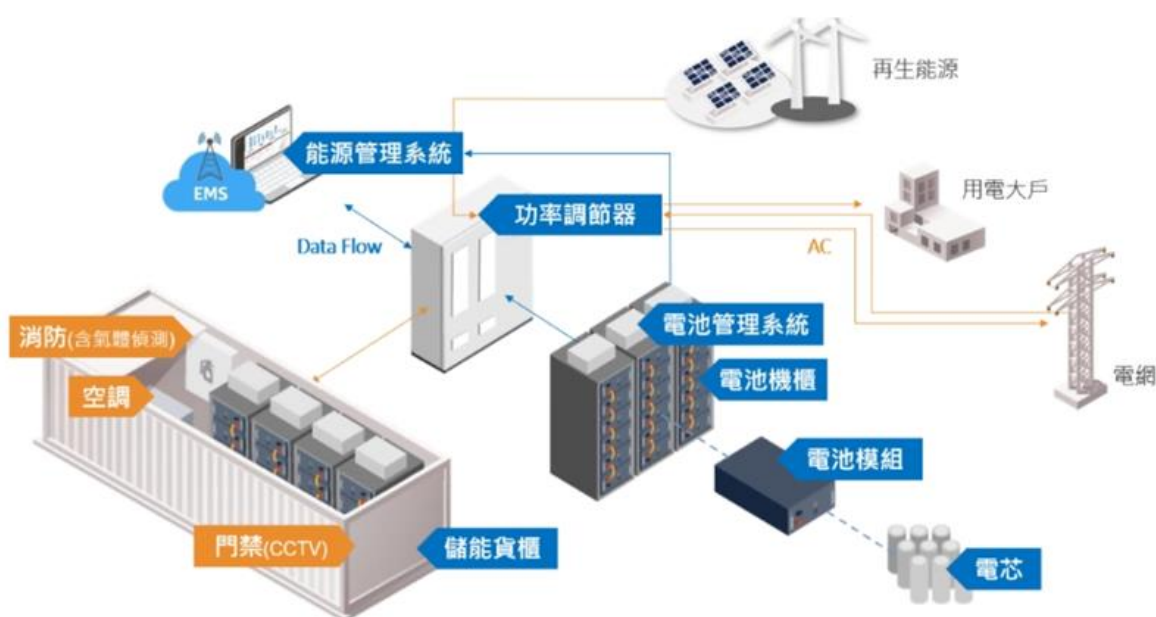
第四章 我國未來儲能之機會與挑戰

一、我國儲能產業鏈發展與儲能應用面向

(一)儲能產業鏈發展

1. 儲能產業鏈元件簡論

儲能系統是運用電力電子領域眾多技術的複雜產品，除了能夠儲存電能的電芯、電池模組外，還包含檢查電池狀態的電池管理系統(BMS)，連接電池機櫃與電網應用的功率調節系統（PCS），以及作為系統大腦的能源管理系統(EMS)。完整的儲能系統架構如圖 10所示。



資料來源：盛齊綠能。

圖 10 儲能系統架構示意圖

以下將儲能系統從裡到外分為六個層級進行介紹：

(1) 電池芯

儲能系統的核心是電池芯，由正極、負極、電解液、隔膜等材料等組成，以常見的鋰電池為例，鋰離子在正負極間傳遞能量達成電能的充放。電池芯的化學系統可以分為多種類型，像是鉛酸電池、磷酸鋰鐵電池與鋰三元電池等，不同種類的電池芯不論在能量密度、循環壽命與材料成本方面皆有差異，而就安全方面來說，須考量整體系統設計進行判斷，進行適當的應用及管理。有諸多因素影響電池芯的效能，例如封裝、容量、放電特性等，如表 17所示。

表 17 電池芯常見特性與說明

特性	說明
封裝形式	<ol style="list-style-type: none"> 1. 圓筒形普遍用於3C產品，具高度量產性 2. 軟包裝型外殼相對較輕，但須以模組封裝，補強強固性 3. 方形硬殼則易組裝，且強固性高，但成本也較前兩者高。
容量規格	當系統的容量越大，需要的單芯電容量也就越大。若使用小容量的電池芯組裝，就必須裝置更多的電芯，這樣不但會使系統更複雜，也讓不穩定風險越高。
放電特性	<ol style="list-style-type: none"> 1. 能量型電池，在相同電池容量的情況下，可持續之放電時間是最長的，但反應速度較慢，多用於削峰填谷、負載轉移等功能，常見的能源型電池像是鈦液流或鈉硫電池。 2. 功率型電池，反應速度較快，其反應時間通常在一秒以內，所以可以用來做頻率調節。在相同高功率的應用情境下，功率型電池的電池單位價格較高，常見的鋰電池則屬於功率型電池。
充放電率(C-Rate)	充放電率(C-Rate)是充放電時電流大小與電池額定容量的比率，可以測試電池的充放電速度，即電池特性所能負荷的最大電流量。充放電率越大，表示可容納的充放電流越大，因此可更快速的充飽電池，達到快充省時的效果。

資料來源：本團隊整理。

(2) 電池模組

從商用系統的角度，為便於管理需要將許多電池芯串併組合在一起成為模組，通常一個電池模組至少有100顆電池。電池模組廠負責這段的組裝技術，他們在製作模組時，也會建立第一層小型電池管理系統，並將消防防護機制也設計在內，以防止電池芯之間的延燒，這部分同時也是通過國際安全認證如 IEC、UL 重要的一環。

(3) 電池管理系統(Battery Management System, BMS)

電池管理系統(BMS)負責檢查每顆電池芯的狀態，給予其充放電命令，並時刻保持電池芯的平衡使用。同樣為了便於管理的因素，系統會將多串電池模組組成電池機櫃，讓電池管理系統能夠更有效率的運作。

(4) 功率調節系統(Power Conditioning System, PCS)

考量任何需要跟電網互聯的電機電子設備都需要雙向轉換的功能，因此功率調節系統(又稱電力轉換系統)是連接電池機櫃與電網應用的關鍵，因為其可以支援交直流雙向轉換。例如放電就是將電池的直流電轉換成電網使用的交流電，而充電則是把交流電轉換成電池可用直流電並儲存起來。此外，功率調節器需要連接電池管理系統和能源管理系統之間的各種通訊，資料採集和傳輸量的複雜度都比較高，過往多由國外廠商提供。

(5) 能源管理系統(Energy Management system, EMS)

在儲能系統中，能源管理系統(EMS)是涵蓋控制器的整套監控系統，除管理功率調節器何時充放電，還包含監視電池儲存的环境溫溼度、消防系統、門禁系統等，相當於儲能系統的大腦。能源管理系統要能跟電池管理系統、功率調節器之間做協調，以免出現安全上的漏洞，造成功率調節失靈等故障，甚至火災等事故。

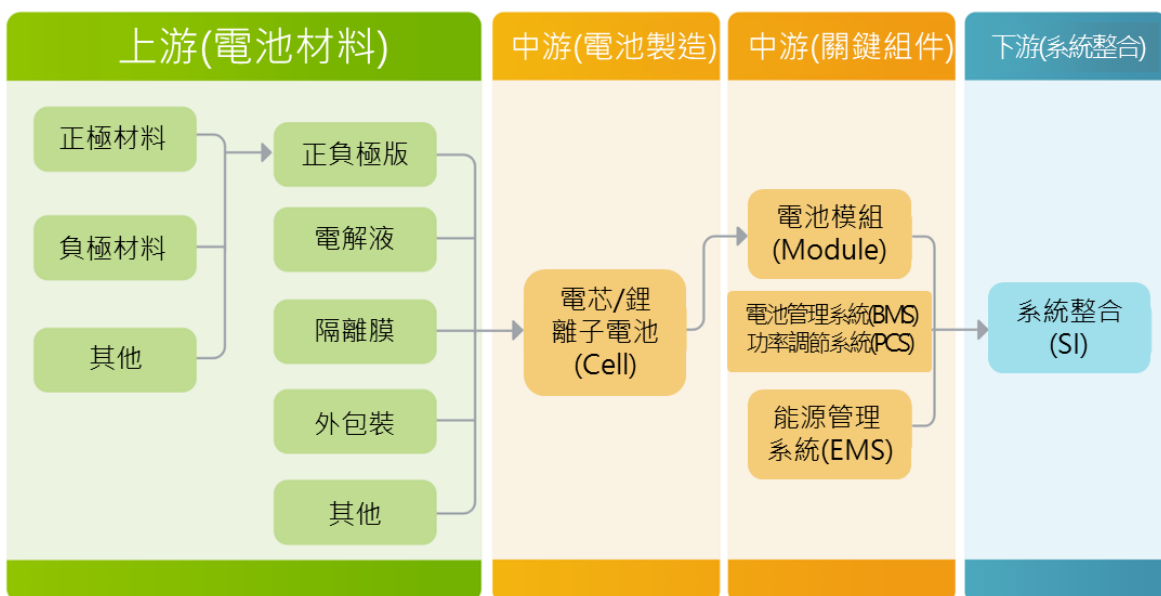
(6) 系統整合(System Integration, SI)

前述元件都裝備齊全後，最後會由儲能系統整合商將整套儲能系統組裝起來。考量各種客製化設計、應用場景等不同因素，因此非常需要系統整合商來協助規劃。此外，系統整合商通常會配合開發能源管理系統並執行相容性測試，以確保客戶採購來的各式零件，能達成優秀的執行品質。

2. 我國儲能產業鏈概述

如前段所述，儲能系統為使用許多電力電子先進技術的複雜系統，因此為能整合國內儲能產業的能量與經驗，我國於2018年在電機電子工業同業公會的協助下成立臺灣儲能系統產業推動聯盟，該聯盟初期目標是打造產、學、研的交流平台、有效整合系統應用、設備、相關零組件業者，以及建立各類臺灣儲能示範項目，累積產業經驗。

在產、學、研各界的努力下，目前我國已建立儲能產業鏈，依據經濟部國際貿易局綠色貿易資訊網的資料，目前國內儲能產業主要是發展鋰電池，產業鏈主要分成上中下游，包括上游的鋰電池材料、中游的鋰電池製造及主要子系統生產，以及下游儲能系統整合部分，相關產業地圖如圖 11所示。



資料來源: 儲能產業地圖, https://www.greentrade.org.tw/zh-hant/energy_storage

圖 11 臺灣儲能產業地圖

以下將概述我國儲能上中下游產業鏈，及就各產業鏈代表廠商及其投入領域進行盤點：

(1) 上游(電池材料)

鋰電池材料領域裡，無論為磷酸鋰鐵電池、三元系電池正極材料、碳系負極技術及其他重要組件(包含電解液、隔離膜及銅箔、鋁箔等電池相關外包裝材料)均有業者進入布局，例如中鋼利用其多年累積的鋼會學經驗投入正負極板製造，而台塑集團則專精於電解液、隔離膜等化學品，目前我國已構成自主鋰電池材料供應體系，如表 18 所示。

表 18 上游儲能產業供應鏈

代表廠商	正負極板	電解液	隔離膜	外包裝	其它(如鋰電池添加劑、過電保護器)
中鋼集團(中碳、中鋁)	◎				◎
台塑集團(台塑三井精密化學、台塑鋰鐵、南亞塑膠)	◎	◎	◎		◎
台灣中油	◎				
康普	◎				
立凱電能	◎				
美戶先進	◎				
泓辰	◎				
宏森	◎				
鋰鐵	◎				
鐵研	◎				
長園	◎				
美琪瑪	◎				
榮炭	◎				
光宇	◎				
義芳	◎				
昇陽電池	◎				
明基材料			◎	◎	
前瞻能源			◎		
宏全				◎	
長春石化					◎
台灣日礦					◎
金居					◎
台日古河					◎
聚鼎					◎
聚和					◎

資料來源:本團隊整理。

(2) 中游(含電池製造與關鍵組件)

臺灣已有多數廠商投入鋰電池製造及儲能電池子系統所涉及之電池模組組裝、電池及能源管理系統設計領域，例如台達電為國際消費性電子產品電池模組主要供應商。近年也有廠商開始跨足生產供應儲能應用之電池芯、電池模組的業務，進一步拓展多樣化應用市場與產品。在儲能電力轉換系統(即功率調節器)的部分，如亞力電機、大同集團等我國廠商基於過去綠能產業鏈中太陽光電的發展經驗，也有相應的布局；在能源管理系統(EMS)的部分，雖然設計難度較高，但友達、大同等科技廠商也成功開發，相關資訊如表 19所示。

表 19 中游儲能產業供應鏈

代表廠商	電芯/鋰離子電池	電池模組組裝	電池管理系統(BMS)	電力轉換系統(PCS)	能源管理系統(EMS)
台達電	◎	◎	◎	◎	◎
能元科技	◎	◎			
昇陽電池	◎				
格斯	◎				
有量科技	◎	◎			
必翔電能	◎				
興能高科技	◎				
蘭陽能源	◎				
迪吉亞節能	◎				
長利科技	◎				
長泓能源	◎				
鴻海	◎				
輝能	◎				
銀荷	◎				
喬信	◎	◎			
動能	◎	◎			
德臻		◎			
統嚴		◎			
台湯		◎			
全漢企業		◎		◎	
創揚科技		◎			◎
加百裕		◎	◎		
長園		◎			
廣銳		◎			
明曜		◎			
協同能源		◎	◎		◎
新晉		◎	◎		
台塑集團(台塑鋰鐵、台塑新智能)	◎	◎	◎		
中興電工		◎		◎	

代表廠商	電芯/鋰離子電池	電池模組組裝	電池管理系統 (BMS)	電力轉換系統 (PCS)	能源管理系統 (EMS)
喬信電子		◎			
天宇工業		◎			
新普科技		◎	◎		
新盛力		◎			
正歲		◎			
矽谷能源		◎			
系統電		◎	◎		
非凡能源		◎			
西勝		◎			
順達		◎			
微欣		◎			
強德		◎			
群力		◎			
銓陽		◎	◎		
維洋		◎			
非凡		◎			
萬德福		◎			
聯合再生能源			◎		
致茂			◎		
敦陽			◎		
九德松義				◎	
亞力電機				◎	
盈正豫順				◎	
利佳興業				◎	
達方電子				◎	
安華機電				◎	
科風				◎	
達旺				◎	
新望				◎	
碩天				◎	
健格					◎
四零四科技					◎
盛達電業					◎
康舒				◎	◎
盛齊綠能					◎
研華科技					◎
瀚可國際					◎
大同集團					◎
華城電機					◎
友達光電					◎
光寶					◎

資料來源:本團隊整理。

(3) 下游(系統整合)

儲能產業下游指儲能系統整合，下游廠商負責將電池子系統、電力轉換系統、能源管理控制子系統進一步整合，組成電力系統應用之終端產品，因為近年我國鼓勵民間設立儲能案場的趨勢，因此系統整合商的成長迅速且卓有成效，如台泥綠能已投入國際儲能市場並取得成功。也有部分廠商如台達電、大同採用垂直整合布局，於儲能產業上中下游各環節皆有投入，如表 20 所示。

表 20 下游儲能產業供應鏈

代表廠商	系統整合(SI)	垂直整合
台達電	◎	◎
大同集團	◎	◎
中興電工	◎	◎
台塑集團(台塑新智能)	◎	◎
協同能源	◎	◎
盛齊綠能	◎	
立達儲能	◎	
華城電機	◎	
健格	◎	
聯合再生能源	◎	
創陽科技	◎	
開元佳能	◎	
瀚可國際	◎	
台普威	◎	
聚恆	◎	
力暘能源	◎	
力基科技	◎	
天宇	◎	
銑昊儲能	◎	
大亞	◎	
樂事綠能	◎	
東元	◎	
中華系整	◎	
台泥綠能	◎	
森崴	◎	

資料來源:本團隊整理。

3. 我國儲能產業鏈發展

臺灣在電網用儲能產業的投入廠商，可進一步依照上下游大致分為上游的電池材料(正負極板、電解液等)、中游的電池製造與關鍵組件(BMS、PCS及EMS)，以及下游的系統整合三大類。其中上游的主要經營活動為電池材料的生產；而中游的電池或儲能裝置製造廠商以生產電池芯為主要銷售產品，其他廠商則設計能源管理系統(EMS)等儲能系統的關鍵組件，或是在購入電池芯後進行串並聯設計，或提供儲能系統中的各類關鍵子系統；下游則是將電池模組進一步與其他電源供應器、電源轉換器等進一步統合，組裝為可直接安裝於不同電網應用的終端產品。在臺灣投入廠商當中，此三類型的生產活動均有廠商投入，另外也有一定比例之廠商垂直整合兼營這三類不同的生產活動，目前我國的儲能產業鏈發展趨勢如下：

(1) 上游產業鏈發展高價值電池材料

我國傳統的煉油石化業或化工產業集團，雖然是具備多年經驗且具有國際競爭力的公司，但近年面臨舊廠的更新、國際競爭對手(如中國大陸石化業)的競爭，以及全球減碳趨勢帶來國內社會、法律環境衝擊，為維持經營，皆陸續投入儲能市場並進行高價值電池材料的開發，以下列舉代表廠商的發展：

A. 中鋼集團(中碳)

中碳集團利用來自煉油石化業中輕油、石油焦產生的副產品，經過高溫燒結生成碳材。而碳材(碳微球)除了是電池負極的重要材料外，更可供鋰電池、碳酸電池等多種電池使用，是極佳的商品且毛利率達到50%以上，因此中碳也積極開發日、韓與歐洲的客戶。

B. 台灣中油

台灣中油利用煉製過程產生的塔底油(bottom oil)為原料，將其結焦、燒結產出具有改善電池使用壽命、充電性能的軟碳，並由工研院材化所技轉鈦酸鋰(LTO)負極材料生產技術。目前則與國內重要電池芯廠商有量科技合作，進一步提升安全性、耐低溫等材料特性，並展開儲能系統的應用驗證。

C. 台塑集團

台塑與日本三井化學合作，取得專利添加劑配方等關鍵核心技術以生產鋰電池用的電解液，後續並合資成立台塑三井精密化學搶佔先進電解液市場。除了電解液之外，台塑集團的其他關係企業也提供各類儲能電池原料產品，例如台塑鋰鐵生產氧化鋰鐵磷鋰電池正極材料，南亞塑膠提供超薄或高頻基板銅箔，而南電(南亞電路板)則布局鋰鐵磷電池產品。

D. 長春石化

長春石化持續布局車用鋰電池材料，目前已擁有多間鋰電池銅箔工廠，並掌握高溫熔解、電解粗化、表面處理等生產流程，能夠穩定生產超薄銅箔。目前已擁有強勁的國際市場競爭力，主要客戶包括Panasonic、Tesla等。

本研究認為我國若能進一步整合前述產業在化工領域的成熟製程經驗及，並導入國內材料科學研發中的先進發現(如鈦酸鋰電池、鋁電池，或固態電解質、石墨烯等次世代材料)，並展開合作研究投入儲能系統電池材料的領域，提升電壓耐受、能量密度等重要的材質特性，或可讓我國儲能上游產業鏈具備更佳的競爭力，在市場規模更上一層樓。

(2) 中下游產業鏈蓬勃發展，逐步提升國際競爭力

目前儲能系統以鋰電池為主流，也是我國的主要發展方向。如前文所述，產業鏈中游以鋰電池製造及主要子系統生產為主，又可以細分為主要子系統(Primary Subsystem)、輔助子系統(Auxiliary Subsystem)、控制子系統(Control Subsystem)等三項子系統。而下游產業鏈則由系統整合商(SI)整合中游所生產的各式子系統成為完整的儲能系統，各產業鏈發展現況如圖 12所示。



資料來源：工研院 ISTI、台灣大電力 TERTEC 整理。

圖 12 國內儲能產業鏈發展現況

A. 主要子系統

儲能主系統的部分包含了儲存子系統，與電力轉換子系統兩大部分，其中儲存子系統的產業鏈還包括電池芯、電池模組組裝、電池管理系統(BMS)三大塊。

在電池芯的部分，臺灣有能元、台達電、有量、昇陽半導體、格斯、蘭陽、長利等廠商，目前有針對電網用儲能推出相關電池芯產品，並且其推出的電池芯種類以鋰三元電池與鋰鐵電池為主。雖然國內目前在電池芯與關鍵正極材料技術與外國大廠相較，仍居於弱勢，不過國內石化業的化工技術經驗豐富，例如上游供應鏈所提供的銅箔、負極材料與電解液等電池材料則有優勢，因此總體而言電池芯部分仍有競爭力。

在電池模組組裝的部分，依照規模與應用的不同，分為電網/併網級大型儲能電池櫃(Rack)，與分散式儲能模組兩種，電網/併網級大型儲能電池櫃(Rack)國內主要有加百裕、台達電廠商投入模組設計；分散式儲能模組的部分，國內則主要有新普、加百裕、台達電、群力、維洋、非凡、中興電工、新盛力、順達等廠商以模組設計/生產的服務投入國內儲能產業鏈。

儲能電池組的電池管理系統(BMS)部分，是整體儲能系統關鍵技術環節之一，負責確保電池在多種充放電和環境條件下的安全運作、性能表現和使用壽命。國內有新普、台達、加百裕、新盛力、群力電能、系統電等廠商投入相關整合服務，但目前產業技術與量產能量與國外大廠相較仍有提升空間。

電力轉換子系統也是主要子系統系統中的另一個重要部分，電力轉換子系統也稱功率調節系統(PCS)，是儲能系統的重要關鍵技術，國內目前有台達電、亞力、中興電工、全漢、安華、盈正豫順、科風、康舒、新望、碩天等廠商具備相關小型儲能設備產品開發經驗，但對於大型電網級儲能系統方面經驗有限，目前已知台達電有推出適用於企業與電網級用戶的儲能功率調節系統(PCS)，但其他廠商多尚在技術開發階段。

B. 控制子系統與輔助子系統

儲能控制子系統的部分包含了管理子系統、保護子系統、通訊子系統三塊，輔助子系統的部分則係指除電能充放外，可執行某特定功能(如空調、門禁等)之子系統。這些子系統通常統稱能源管理系統(EMS)，除管理功率調節系統(PCS)何時充放電，還包含監視電池儲存的環境溫溼度、消防系統、門禁系統等，另外還需與電池管理系統、功率調節系統之間做通訊協調，目前針對控制子系統國內有投入的廠商有台達電、亞力、華城、光寶、友達、健格、盛達/盛齊等，而輔助子系統的部分則多為系統業者自行尋求周邊廠商搭配，尚無台廠特別針對儲能應用提供專屬產品。

C. 儲能系統整合商

儲能系統整合方面，國內目前有台達電、大同、華城、健格、台塑貨運、中興電工、東元、中華系整等廠家具備相關經驗，但在大型系統方面經驗有限，需進一步累積經驗結合設備能力，才能滿足不同應用情境的需求。能源局目前提供再生能源結合儲能系統之示範計畫，對於廠商練兵應有相當助益。

本研究認為我國電池芯產品在技術上能達到國際水準，但因為生產規模的差距，進而影響良率與性價比等面向，考量唯有足夠的產量方能掌握電池基礎材料的礦源及議價力，因此我國廠商仍面臨嚴峻挑戰。但從維持供應鏈完整度的角度，中游產業的電池製造部分依然需要維持，我國廠商若能維持技術能量，採取服務為主的策略提供客製化、高價值的產品，亦能找到利基市場，例如能元科技擊敗中國大陸廠商與Panasonic成功贏得Dyson的電池訂單。此外，我國中下游產業鏈的所有領域都有對應的廠商(且多項子系統已外銷國際市場供應美歐系統整合商)，在國內儲能市場的不斷成長的情況下，若能夠持續透過各類示範計畫與能源轉型的契機，強化中下游產業鏈的連結並增加技術實證的經驗磨合，進一步累積電網用儲能產品的開發經驗，將能進一步開拓國際市場。

(3) 我國儲能產業鏈的發展驅動力

本研究歸納我國儲能產業鏈的未來發展將依靠數個關鍵驅動力，包括各類小型儲能系統、應用於機械產業的儲能，以及供電系統儲能應用，分別羅列如下：

A. 家用小型儲能系統

因為可再生能源發電對電力系統穩定性的衝擊，家庭需要儲能系統協助應對電力供應不穩的情境，另外許多國家(如東南亞及東歐國家)並不具備可靠的供電網路而需要儲能系統，因此我國廠商仍有許多開拓家用小型儲能系統或關鍵元件出口的機會，並藉此機會厚植研發與製造能量。

B. 商用小型儲能系統

當儲能系統日漸普及，工商業界也逐漸發現儲能系統的巨大潛能，例如在供電網路不穩定，甚至影響生產製造時，運用儲能系統抵銷或減輕衝擊。在一般商業活動上，儲能系統可以代替傳統上需要發電機供應臨時用電的應用場景，例如選舉造勢晚會、演唱會、夜市、運動會、有機農夫市集、文創市集等，因為使用儲能系統沒有噪音產生，且能減少碳排放，進而使企業得到好的企業社會責任(CSR)形象，因此我國廠商可隨著市場需求，開發相應的產品已獲得優勢。

C. 機械產業

儲能系統除了應用在電動車之外，其他移動機械例如電動摩托車、電動腳踏車、農業機械、營建機械，甚至各種工具機都有巨大的儲能應用潛能。考量我國在機械方面有許多隱形冠軍，因此儲能產業鏈中的廠商可以利用這個既有優勢，直接在國內交流並與市場應用接軌，滿足各種不同應用的需求，甚至預先控制好品質與成本，進一步增加產品、服務的競爭。

D. 電網級運用

因為我國電力系統中再生能源發電的比率越來越高，需要配置一定比例的儲能系統以協助系統供電穩定，適逢政府制定電力輔助服務措施規劃，使儲能系統電網級運用之商機逐漸湧現，更帶動儲能系統產業的發展。使國內儲能產業鏈廠商，特別是下游的系統整合商(SI)有機會與國外先進廠商合作，在提供整系統服務及產品應用等方面累積實戰經驗，對未來推廣到歐美日等先進國家市場建立良好基礎。

(二)儲能應用面向

儲能系統的應用可分類為3大類型，分別是大型能源發電服務、用戶端能源管理與輔助服務。儲能系統根據採用的控制策略不同，可衍生出許多電能的輔助服務，像是調頻備轉、削峰填谷、再生能源輸出平滑化、負載調配與無效功率補償等等功能，其都在執行輔助發電、均衡負載與減少備轉容量需求的相關服務。此外，在電網端運用上，儲能系統可以策略性地進行儲存電能，並且分時段輸出功率，可有效解緩大量再生能源電廠併網對於輸配電系統饋線容量造成的壓力，最終達成緩解輸配電壅塞。

如前段所述，因為我國民生用電相對便宜，因此一般民眾及商販較少安裝儲能設備，造成表後市場難以發展，但在表前市場部分，無論是有效地輔助現有電力設備，降低供電成本，或促進可再生能源，以及作為提高電網運行穩定性。本研究盤點相關儲能系統應用如下：

1. 電能移轉應用

大型能源是整合現代電網的關鍵應用，其可分為以下兩種類型：

A、電能套利

能源生產非常昂貴，因此儲存能源可以提高系統的效率和經濟效益，電能套利的主要目標是價格低時儲存能量，並在電力昂貴的尖峰期銷售能量。而在整合可再生能源的微電網中，當發電量超過需求，也能用於儲存能量，並在電力短缺時供電。

B、削峰填谷

其原理與能源套利非常相似，不同之處在削峰填谷主要目的是為了減少系統尖峰負載，不像電能套利目的主要是以獲利為目標。本應用有助於改善電網調度，通過儲能系統滿足尖峰時段電力需求。

2. 輔助服務應用

在現代電網中，在從發電到消費者的電力傳輸過程中向系統提供各類支援被稱為輔助服務，例如靈活調整儲備能源。不同應用方式詳列如下：

A、頻率調節

頻率控制對於處理電力系統的小變動極為重要，頻率調節器透過儲能系統將使電力系統之頻率於限制範圍內，通常調頻備轉容量可以分為三個階段。首先是第一級備轉容量(Primary Control Reserve)，儲能設備的責任是在遭遇發電機組突然故障的最短時間內(1-30秒)，透過自動控制系統快速升載，並緊急供應至少15分鐘的電力容量；第二級備轉容量(Secondary Control Reserve)有兩個目標：它作為備用的一次調節，需要確保頻率的穩定，同時還要避免互連不平衡的狀況，控制時間將持續5-15分鐘；第三級備轉容量(Tertiary Control Reserve)與第二級備轉容量具有相同的目標，旨在平衡負載和發電，從而使系統保持同步，第三級備轉容量多由手動操作，並且應該在15-60分鐘內達到頻率調節的目標。

B、負載跟隨

儲能系統的特性是能夠快速響應負載變化，而在負載可能經常發生變化的現代用電環境中，儲能非常適合於負載跟隨應用。在負載跟隨應用中，儲能系統的責任是在發電部分和負載之間建立一個平衡，因為儲能系統可以透過充放電的方式同時兼顧負載高低變化。

C、電壓支持

穩定性是電力系統中的一個重要議題，主要是將電壓保持在允許範圍內，儲能系統藉由虛功率管理以調節電壓。由於虛功率不適合長距離傳輸，因此電壓支持應用須於當地設置。

D、全黑啟動

意外事件可能導致全系統或部分發電系統中斷運作，進而導致停電事故，危及國家供電的穩定性。因此全黑啟動使系統恢復正常運作也是儲能系統的主要應用方式，需要儲能系統同時兼顧電源管理，電壓控制和平衡。在這種應用中，儲能系統產生的實功率可以用於配電線路的供電或作為大型發

電廠的啟動電源。

3. 用戶能源管理應用

能源管理應用基於向用戶端提供之電力品質和電力可靠性，相關應用如下：

A、電力品質

發電系統中產生的波動會對電力品質造成影響，特別是在電壓諧波和電壓變動方面。而儲能系統是改善此類變動的利器，且有助於保護下游負載免於遭受瞬態雜訊的衝擊影響，並提高電力品質。

B、電力可靠度

電力可靠度與電力品質相似，但本應用恢復供電的時間要比電力品質的時間長，因此儲能系統需要具備高可靠性和放電品質。此外，電力可靠性應該受用戶控制，並安裝於用戶端。

4. 再生能源應用

再生能源發電時，產生的功率波動較大，因此須透過儲能系統來維持穩定。這些應用分為兩類：時間轉移和可再生能源平滑化。

A、電能移轉

通過不同的儲能技術來管理，於需求低時儲存能量，並在電力短缺時將能量注入系統。在電能移轉應用中，儲能可以安裝在系統的任何地方(靠近電源或負載端皆可)。

B、再生能源輸出平滑化

使用儲能系統在短時間內平滑化再生能源的電壓和功率輸出，此應用亦能提升負載和提高電力品質。

目前我國市場儲能系統商機包括輔助服務與需量反應，台電已與2022年正式啟動電力交易平台，讓民間儲能系統及電力資源至平台參與競價；後者指台電於2015年5月從電力需求面著手推動的需量反應(Demand Response, DR)管理措施方案，台電提供價格、電費扣減誘因，以減少尖峰用電或將尖峰用電轉移至離峰時間。隨著儲能系統市場逐漸成熟，伴隨民眾的接受程度增加，未來可以預期表後市場的應用商機如緊急備用電源，或輔助近年逐步推廣的電動車充電站等。

二、我國電力交易市場改革與儲能

過去，電力產業在臺灣是垂直壟斷的市場，而2017年修正電業法通過後，重新定位了電力產業的型態，打破垂直整合商業型態，將分屬市場上下游的發電、輸電配電業、及售電業強制分離，並開放綠能售電業申設，同時建置電力市場。電力市場的建置可帶動整個電力產業的發展，提供投資人明確的價格訊號促進投資。

另外，自電業法修正通過後，政府也開放綠電業者自由販賣綠電，台電不再是交易綠電的唯一選擇，其他企業主或個人都可以進入綠電交易市場買賣綠電。經濟部推出的「再生能源憑證」(T-REC)，就成為綠電交易的身分證。綠電業者每發1000度電，即可申請國家再生能源憑證中心核發的一張憑證，再由企業購買憑證，實現綠電轉供交易市場。企業為落實ESG或供應鏈責任，開始大幅採購綠電。自2017年5月發出第一張憑證以來，累計至今年，憑證中心核發的憑證突破106萬張。目前憑證案場數共226個，換算發電量約10.6億度綠電，成為我國綠能與憑證發展重要的里程碑。綠電業者除了申請憑證，另一個選擇是透過「躉購」賣給台電。因政府躉購費率比市場上企業開出的價格高很多，受到價格誘因影響，發電業者較不願意賣給企業，根據台電統計，光是2020全年國內再生能源發電量就有153億1267萬度，對比憑證中心核發的10.6億度，可見選擇申請憑證的數量是相對少數。且就算綠電業者不賣給台電，根據憑證中心統計資料顯示，綠電業者也比較傾向賣給較穩靠的大企業，像是目前有將近99%成交憑證都是被台積電買走，成為交易量最多的企業。而其他中小企業較難買到綠電。

提高綠電比例誠屬能源轉型的目標，然而擴增再生能源發電量和併網量的同時，還必須確保電力系統的穩定健全，因此當電網的彈性不足以應對再生能源的間歇性時，綠電比例勢必有其發展上限。不過藉由導入輔助服務、整合分散式資源之後，將可以大幅減少再生能源所受到的掣肘，成為落實環境永續的後盾。根據《電業法》第11條規定，輸配電業在廠網分工後，應成立公開透明之電力交易平台，意即開啟臺灣電力市場設置的大門。透過電力交易平台，台電便可以利用民間儲能系統「削峰填谷」的能力銜接再生能源供給，進而強化臺灣電網韌性，推動臺灣能源轉型。然鑒於電力交易平台之設置於我國係屬首創，為了確保平台機制設計及運作之可行性及穩定性，先行推動「日前輔助服務」及「備用容量」兩個市場，循序漸進地確立電力市場交易模式，待運作無虞後，再配合廠網分工之進程正式運作。本章將針對電力交易平台推出的日前輔助服務市場進行介紹，並於第一小節先對整個日前輔助服務市場進行概述說明，內容包括其市場參與方式、市場交易商品與市場運作程序，再於第二小節說明市場發展現況及儲能未來商機。

(一) 日前輔助服務市場概述

台電公司於2021年7月1日揭牌成立電力交易中心，並於同年11月正式啟用電力交易平台，劃下我國電力轉型的里程碑。電力交易平台以日前輔助服務市場為主軸，開放「調頻備轉容量」、「即時備轉容量」，及「補充備轉容量」三項交易商品，民間分散式電力資源可以透過平台參與競價，成為隨時可調度的虛擬機組，共同維持我國電網穩定。

「日前」是指於調度日的前一天針對當天的電力需求量進行競價買賣，而「輔助服務」則是為了維持電力系統安全穩定運行，或在遭遇事故後協助電力系統恢復正常狀態所需的服務，每天交易平台上會公告輔助服務之需求量供交易買賣，即為日前輔助服務市場。過往，台電主要透過調度大型機組穩定供電，現在只要可提供大於1MW的調度電力容量，即可透過交易平台參與市場。

1. 市場參與方式

然而台電公司考量電力交易平台之專業性，為降低分散式資源進入市場之門檻及提高市場運作效率。有志進入日前輔助服務市場的業者，必須要向台電公司申請註冊登記成為合格交易者，始得參與交易平台交易。合格交易者依據參與模式的不同，分為自有資源或代理資源兩種模式。採自有資源模式者，於日前輔助服務市場交易的所有資源，都必須由該合格交易者自行擁有；採代理資源模式者，可於日前輔助服務市場，代理交易不屬於其擁有之資源，但必須取得資源供給者之代理同意書。

日前輔助服務市場之註冊登記程序總共包括了5個步驟，各步驟之說明如下：

(1) 取得「電力交易平台專業人員資格證明」

台電公司考量輔助服務市場之交易需具備與電力市場與電力系統相關之專業知識，為確保參與者熟悉日前輔助服務市場的規則，申請成為合格交易者前，必須參加台電公司舉辦的「電力交易平台專業人員資格測驗」，取得「電力交易平台專業人員資格證明」後，方得進入市場進行交易。

註冊登記完成並成為合格交易者後，台電公司將可能視電力交易平台推動及發展需求，辦理合格交易者之培訓課程；屆時應指派具專業人員資格之從業人員出席培訓。

(2) 書面申請與審查

取得專業人員資格證明並備妥相關書面文件後，即可向台電公司進行書面申請，書面申請應填寫註冊申請書及相關文件，備齊後再向台電公司電

力調度處提出申請，其中，若申請資源之態樣為併網型儲能設備者，應先向併網點所轄之區營業處進行併網申請程序，詳細併網申請程序可參考電力交易平台公告事項2-2：併網型儲能設備併網申請作業程序。

(3) 通訊能力測試

經台電公司書面審核通過後，台電公司調度處會提供通訊介接所需資訊，申請者應進行與台電公司間的通訊能力測試，通訊能力測試的目的在確保未來於交易過程中，合格交易者與台電公司之間通訊的穩定性，內容包括了通訊安全通道(Virtual Private Network, VPN)測試以及通訊內容測試，詳細規範可參考電力交易平台公告事項3-1：通訊能力測試說明文件。

(4) 輔助服務執行能力測試

與台電公司間的通訊能力測試通過後，合格交易者須針對其資源之特性，選擇未來於日前輔助服務市場要參加的商品項目，並據此進行相對應的輔助服務執行能力測試。輔助服務執行能力測試目的在確認此資源是否與預計參與之商品項目規格相符合。台電公司調度處會協商安排進行其各交易資源的執行能力測試，不同類型的交易商品其所應通過的能力測試規範均不同，於此階段，台電公司開放同一交易資源可一次申請數項輔助服務商品項目之能力測試，但於參與日前輔助服務市場時，仍僅能參與一種商品項目，未來如果希望變更商品項目，雖不須進行能力測試但仍須向台電公司進行書面申請。詳細規範可參考電力交易平台公告事項3-2：輔助服務執行能力測試說明文件。

(5) 繳交保證金

執行能力測試通過後，在台電公司正式核發市場管理系統之帳號密碼前，合格交易者須要依照通過能力測試的合格交易容量，向台電公司繳交保證金，繳交後台電公司調度處會將此申請者正式加入資訊系統，並提供合格交易者之正式帳號與密碼，取得後即可正式成為合格交易者。另外，合格交易者正式進入市場後，台電公司會根據其註冊登記之總交易容量以及所設定的報價代碼數量，收取參與費用。台電公司將每月計算合格交易者之參與費用，於年底時一併向業者收取，即逐月結算，逐年收取。

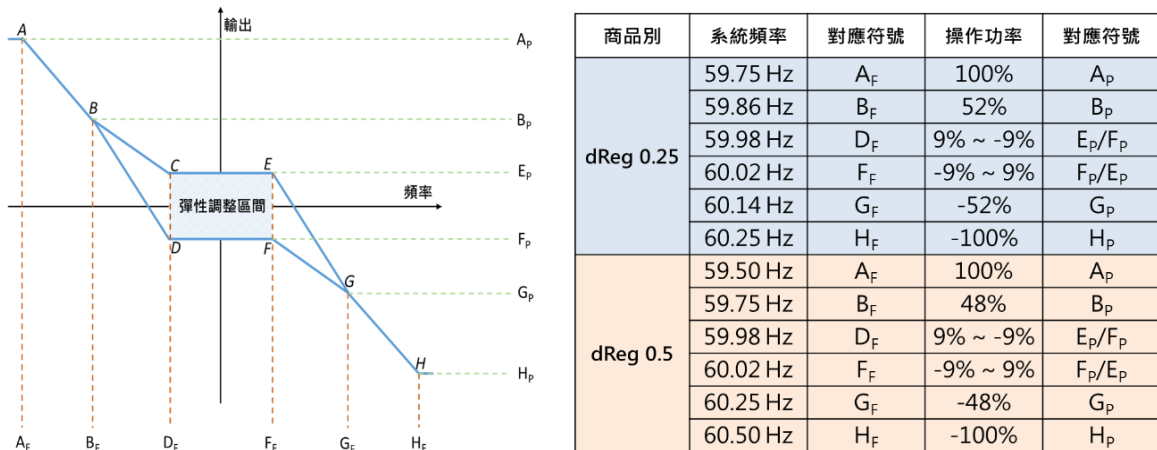
2. 市場交易商品

日前輔助服務市場目前開放「調頻備轉容量」、「即時備轉容量」，以及「補充備轉容量」三項交易商品，各商品之介紹如下：

(1) 調頻備轉容量

調頻備轉容量可在分為dReg、sReg以及後來新增的E-dReg，這三類商品

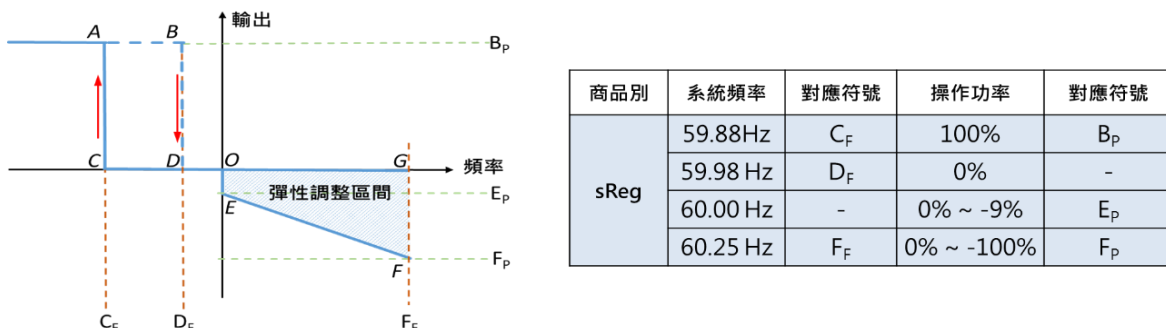
適合儲能資源參與。提供dReg之交易資源，應具備主動偵測電力系統頻率並據以反應之能力，不須接受調度中心調度指令。當系統頻率升(降)至指定頻率時，dReg應於1秒鐘內達100%約定容量開始輸入(輸出)，以維持電力系統頻率穩定，其輸出/輸入之技術規格如圖 13所示。根據指定頻率的差異，又可細分為兩種規格，dReg_{0.5}及dReg_{0.25}，參與dReg_{0.5}者，須於電力系統頻率達59.50Hz(或60.50Hz)時進行100%的電能輸出(或輸入)；參與dReg_{0.25}者，須於電力系統頻率達59.75Hz(或60.25Hz)時進行100%的電能輸出(或輸入)。不過目前由於dReg的併網申請容量已超過2025年系統需求，台電公司近期已暫停dReg的併網申請。



資料來源：台電公司(2020.11.11)，電力交易平台第二次公開說明會簡報。

圖 13 dReg 追隨系統頻率變動輸出/輸入之功率曲線圖

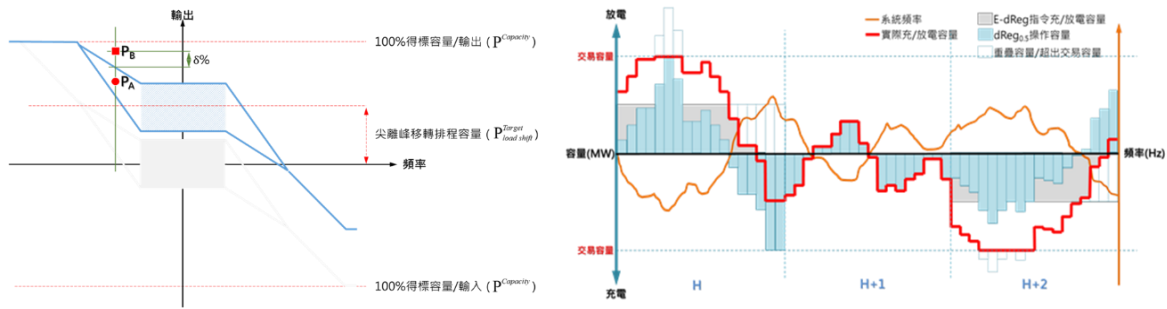
提供sReg之交易資源，同樣應具備主動偵測電力系統頻率並據以反應之能力，不須接受調度中心調度指令。當系統頻率升(降)至指定頻率(即59.88Hz)時，sReg應於10秒鐘內以100%約定容量開始輸入，協助系統頻率快速回復至正常範圍內，避免系統頻率持續向下降，其輸出/輸入之技術規格如圖 14所示。提供sReg之交易資源，須持續輸出直到系統恢復至59.98Hz，並待系統頻率恢復至60Hz以上後，始得開始進行充電。



資料來源：台電公司(2020.11.11)，電力交易平台第二次公開說明會簡報。

圖 14 sReg 追隨系統頻率變動輸出/輸入之功率曲線圖

而提供E-dReg之交易資源，是電力交易平台為利用併網型儲能設備快速反應與可大量儲存電能之特性，所新增之交易商品項目，其除了應該符合dReg_{0.5}規格要求執行頻率調整服務外，另需依日前最佳化排程結果及電力調度單位指令，協助執行尖離峰電能移轉之電力系統需求，其運作概念如圖15所示。E-dReg其儲能電能量數額至少應為交易容量之2.5倍，且其交易容量及儲能電能量應分別不低於5MW與12.5MWh。且若系統頻率達59.50Hz以下或60.50Hz以上時，應暫停E-dReg模式，逕採dReg_{0.5}模式執行900秒，其後再恢復原E-dReg排程。

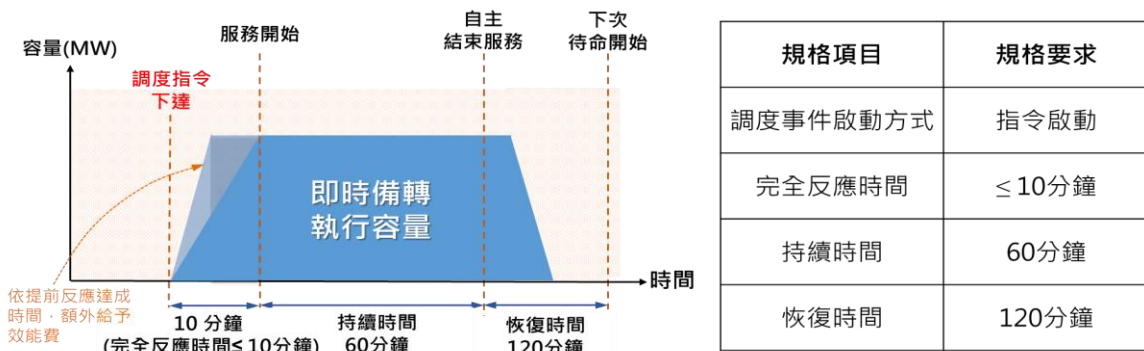


資料來源：台電公司(2021.09.24)，電力交易平台第四次公開說明會簡報。

圖 15 E-dReg 頻率-功率運轉點與運作概念示意圖

(2) 即時備轉

即時備轉容量主要用途在於能在第一時間內應付機組跳機、系統供需嚴重失衡等緊急事件，並使系統頻率迅速回復至正常頻率運轉範圍內。即時備轉容量平常以安全性容量待命為主，而當事件發生時，資源應於調度指令下達後10分鐘以內達100%約定容量，並自調度指令下達後10分鐘起持續服務達60分鐘，60分鐘後即可結束服務。即時備轉的時間-執行率曲線及技術規格，如圖16所示。提供即時備轉之資源，若其完全反應時間為5分鐘內，台電公司將於結算時額外提供效能費。

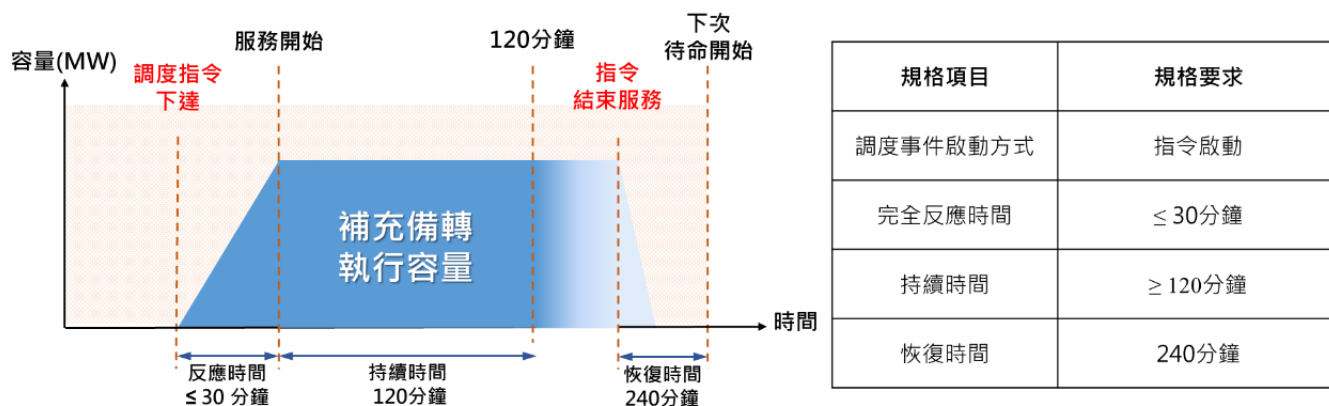


資料來源：台電公司(2021.04.19)，電力交易平台第三次公開說明會簡報。

圖 16 即時備轉時間-執行率曲線圖

(3) 補充備轉

補充備轉容量則主要用以因應電力系統負載突增、供需預測誤差而衍生之系統供電容量差異。在實際調度上將以經濟調度為考量，依參與者之電能報價排序決定補充系統所需之額外電能需求，並應於調度日當天接獲調度指令後，30分鐘以內達100%約定容量，並開始提供至少持續120分鐘之服務。持續服務120分鐘後，即可結束服務。目前暫不開放併網型儲能參與此項輔助服務。補充備轉的時間-執行率曲線及技術規格，如圖 17所示。



資料來源：台電公司(2021.04.19)，電力交易平台第三次公開說明會簡報。

圖 17 補充備轉時間-執行率曲線圖

透過日前輔助服務市場，民間分散式的資源可根據其發電條件與特性，選擇最適合的交易項目參與。台電因而能與民間攜手建立電網安全的防護網，共同為電網穩定貢獻心力。

3. 市場運作程序

日前輔助服務市場在除遇到不可抗力重大緊急事件外，基本上以每日營運為原則，其具體運作時程如圖 18所示，以下依市場運作時間序分為幾點說明。



資料來源：台電公司(2021.04.19)，電力交易平台第三次公開說明會簡報。

圖 18 日前輔助服務市場之具體運作時程

(1) 需求量公告

台電公司將依調頻備轉容量、即時備轉容量及補充備轉容量分別計算各自的需求量並公告之，提供市場參與者做為市場報價之參考。考量合格交易者報價決策所需時間，台電公司將於調度日前7日的早上10:00就進行首次的輔助服務需求量公告，並每日依最新負載預測及電力系統需求變動進行滾動修正直到調度前一日早上10:00。

(2) 報價

合格交易者可將同一資源態樣且通過相同能力測試的交易資源設定於同一報價代碼。台電公司後續將以報價代碼為單位進行投標、結清、結算及調度等作業。合格交易者最早可於調度日前30日起就於市場管理系統針對調度日進行報價，系統將於調度前一日早上11:00截止報價。

(3) 最佳化排程作業及公布競價結果

台電公司將於報價截止後，依據市場需求量、合格交易者所提出之報價以及運轉特性資料執行最佳化排程作業，其結清方式以電力系統總成本極小化為原則，並於調度前一日下午16:00公布各項輔助服務商品之得標容量及市場結清價格。

(4) 服務執行程序

合格交易者於調度日當日，須依據其得標的交易資源結果，提供相對應的服務，若事前無法履行其得標服務，則須事先提出中止待命請求，若不遵守台電公司也有相對應之罰則。

(5) 費用結算

調度日後七日內，台電公司將依據合格交易者競價、待命與調度指令執行結果，以日為單位進行輔助服務價金結算，並於對比交易表計、AMI電度表資料後，將每月價金結果彙總，公告輔助服務價金月結算結果，以供合格交易者進行金額確認。若雙方確認金額無誤後，將於次月底前進行該月份輔助服務價金支付之程序。

(二) 市場發展現況及儲能未來商機

電力交易平台自2021年11月開始正式營運，引導民間電力資源加入交易平台，包括引進儲能、需量反應、自用發電設備等分散式電力資源提供輔助服務。目前截至2022年10月止已有30家民間業者取得合格交易者身份，參與容量合計達249.2MW，其中包含76.2MW調頻備轉容量、41.4MW即時備轉容量及131.6MW補充備轉容量。而調頻備轉容量當中，由於dReg的併網申請容量已超過2025年系統需求，目前台電公司已暫停dReg的併網申請，且隨著未來我國再生能源發電占比增加，具電能轉移功能之儲能設備將更具市場競爭

優勢，建議欲參與調頻備轉容量的儲能業者以參與E-dReg為主。

電力交易平台的成立除了帶動民間投入能源領域，更刺激相關產業的市場與技術發展。對儲能產業而言，是否參與電力交易平台將成為判定業者能力的試金石，因而帶動業者進一步檢修、升級、甚至新設儲能設備，催化儲能產業的發展。對民間業者而言，過去缺乏誘因投入資源開發新的發電設備，而在電力交易平台設立後，建設高效率的發電設備並參與市場將有利可圖，開發新發電技術的成本也可透過市場反映在業者的利潤，進而吸引業者投資高效率之發電資源。除此之外，無電力設備的聚合商亦能透過電力交易平台參與交易，串接小型發電資源，進一步鼓勵小型發電設備發展，亦有助於引進外資投入臺灣能源產業。藉由活絡能源產業市場，金融機構亦將投入更多資金於能源產業中，進一步帶動民間能源生態系成長茁壯。

由於儲能系統快速反應及可大量儲能電能之特性，相當適合作為大量再生能源併網之重要因應措施，台電公司已規劃於2025年儲能設備發展目標為1,000MW，含160MW台電自建容量及840MW透過電力交易平台取得。目前申請中之案件達280件，容量合計為4,860MW，故預期民間業者可於2025年前完成840MW之建置目標。參照目前我國輔助服務費率為一度電0.05元，而目前我國一年的總售電度數已達2,000億度以上，由此可看出電力交易平台的商機未來將達百億規模。

目前歐盟及北美等先進國家已發展電力市場超過20年，在亞洲則有新加坡及日本等國發展電力市場，這些地區透過集中式的交易平台開放自由競爭的電能批發市場，其相關的配套措施以及更進一步的電力金融商品制度也相當成熟。而我國未來也將參考國外先進電業之電力市場設計，邁向更全面的電力市場開放方向。目前僅開放日前輔助服務市場及備用容量市場，未來可望開啟日前電能交易、即時電能交易及電能不平衡交易等不同市場。透過不同市場機制的開啟，可有效增加電網韌性與調度彈性，並納入更多儲能等民間資源參與電力交易平台，提供電力系統快速、彈性且可靠的分散式資源，共同協助穩定電力系統即時供需平衡，並透過交易提高民間電力資源的附加價值，不僅創造市場機會，也激發能源產業的創新發展，持續拓展電力共享經濟商機。

三、廠商投資儲能之收益試算案例

以資源投資者的角度來看，參與電力交易平台所能獲得的收益潛力是關注的重點之一。投資期間的收益計算須考量儲能設備規模、交易商品項目、未來市場價格變化、設備資源得標及參與情形等。

併網型儲能資源只要符合輔助服務商品規格，則可參與調頻備轉容量、即時備轉容量；惟電力交易平台規則中，暫不開放併網型儲能參與補充備轉容量。故本研究將以日前輔助服務市場「調頻備轉容量」及「即時備轉容量」為例，進行併網型儲能資源參與市場之情境設定，並根據市場價格訊號及結算公式進行各項商品的收益試算，提供有興趣參與電力交易市場之業者參考。以下將就各項商品之價格訊號、結算公式，以及收益試算結果進行分項說明。

表 21 輔助服務項目簡介

項目	調頻備轉容量			即時備轉容量	補充備轉容量
	動態調頻備轉 (dReg)	靜態調頻備轉 (sReg)	增強型動態調頻備轉 (E-dReg)		
目的	即時增減操作功率，修正系統頻率偏差，或減緩頻變動幅度。		除調頻外，協助執行尖離峰電能移轉之電力系統需求。	因應機組跳機、系統供需嚴重失衡等偶發事件，其功能以安全性容量待命為主	因應系統負載突增、供需預測誤差，補充，以提供系統所需之額外電能需求
反應時間	≤ 1秒(AFC) 每4秒(AGC)	10秒	≤ 1秒(AFC)	10分鐘	30分鐘
持續時間	追隨頻率 上下調頻	追隨頻率 向上調頻	依日前最佳化排程 結果進行充放電	1小時以上	2小時以上
適合資源	發電機組 儲能設備		儲能設備	發電機組 自用發電設備 需量反應 儲能設備	發電機組 自用發電設備 需量反應

資料來源：《日前輔助服務市場之交易商品規格》(電力交易平台, 2022)。

(一)價格訊號

電力交易平台各項交易商品之價格訊號如表 22所示，主要可分為容量價格、效能價格、電能價格及電能服務價格等四個項目。容量價格上限分別為調頻備轉容量600元/MW-h、即時備轉容量400元/MW-h、補充備轉容量350元/MW-h。參與的資源每日必須透過合格交易者進入電力交易平台投標容量報價。

調頻備轉容量中共分為5種效能等級，註冊提供調頻備轉容量服務的資源，將透過T30效能測試判定其效能等級，該測試係透過資源升載速度進行效能分級。參與調頻服務的資源，結算時無電能價格。

其中，增強型動態調頻備轉容量輔助服務（Enhanced Dynamic Regulation Reserve，以下簡稱E-dReg)為台電為了增進電力調度彈性，利用併網型儲能設備快速反應與可大量儲存電能之特性，所新增之交易商品項目。E-dReg資源具備dReg調頻服務能力與協助尖離峰電能移轉之功能，執行率依兩者之疊加功率計算，故除了原先的容量費、dReg0.5效能費，會再給予增強型效能費200元/MW-h及電能服務費2,500元/MW-h。

即時備轉容量中共分3種效能等級，該資源註冊時將進行反應時間的能力測試，判定效能等級。得標即時備轉服務的資源，當實際調度發生後，將依日前電能邊際價格給予電能費。得標的資源，可獲得待命時的容量費加上效能費，再加上調度時的電能費。特別需要注意的是，以併網型儲能參與即時備轉，則不計算其電能費，每月結算尚須扣除電能損失費，採淨計量計算。

補充備轉容量中並無效能等級的區分，在每日報價作業時，必須上傳電能報價，報價上限為10,000元/MWh。電力交易平台將依報價價格的高低排序，決定調度時的順序。得標的資源，可獲得待命時的容量費加上調度時的電能費。

表 22 電力交易平台各項交易商品之價格訊號

商品項目	容量價格上限 (元/MW·h)	效能價格(元/MW·h)				電能價格 (元/MWh)	電能服務價格 (元/MW·h)
		效能級數	效能價格	增強型 效能價格	T ₃₀ 效能測試/ 反應時間測試		
調頻備轉容量	600	1	350	0	26 ≤ T ₃₀ < 30 (dReg _{0.25})	無	無
		2	275	200 (E-dReg)	19 ≤ T ₃₀ < 26 (dReg _{0.5} , sReg, E-dReg)		2,500 (E-dReg)
		3	200	0	13 ≤ T ₃₀ < 19		無
		4	125	0	7 ≤ T ₃₀ < 13		
		5	50	0	2 ≤ T ₃₀ < 7		
即時備轉容量	400	1	100	不適用	≤ 1分鐘	依日前電能 邊際價格結 算	不適用
		2	60		≤ 3分鐘		
		3	40		≤ 5分鐘		
補充備轉容量	350	不適用				依實際報價 結算，上限 為10,000	不適用

資料來源：電力交易平台第四次、第五次公開說明會會議簡報。

(二)結算公式

各項商品之結算公式及費用說明如表 23所示，收益結算上可分為五個部分：容量費、效能費、電能費、電能服務費及服務品質指標。其中，容量費取決於每日日前輔助服務市場之結清價格，台電公司於各項輔助服務商品均設有價格上限；效能費目的為鼓勵反應較為快速的資源加入市場所給予的獎勵費用；電能費是針對提供即時備轉或補充之資源，進行之電能費用補償，原則上以實發實付的概念，依據該資源接受調度指令後，實際提供的電能量

進行結算；電能服務費為執行調度日電能移轉所給定之費用；服務品質指標則依據不同商品特性，各有其對應之定義，如表 24所示，意義上為反映資源提供該項交易商品時之服務表現，若認定為服務品質不佳，則會於容量費及效能費的部分據此進行扣減。

表 23 各項商品之日價金結算公式及費用說明

交易商品	結算公式
調頻備轉容量	日結算價金 = $\sum_h(\text{容量費}_h + \text{效能費}_h) * \text{服務品質指標}_h$
調頻備轉容量(E-dReg)	日結算價金 = $\sum_h(\text{容量費}_h + \text{效能費}_h + \text{增強型效能費}_h) * \text{服務品質指標}_h + \text{電能服務費}_h$
即時備轉容量	日結算價金 = $\sum_h(\text{容量費}_h + \text{效能費}_h) * \text{服務品質指標}_h + \text{電能費}_h$
補充備轉容量	日結算價金 = $\sum_h \text{容量費}_h * \text{服務品質指標}_h + \text{電能費}_h$
項目	說明
容量費	每小時得標容量與結清價格之乘積。
效能費	按能力測試結果之效能級數所核予費用。
增強型效能費	通過E-dReg能力測試且參與E-dReg服務所核予之增強型固定費用。
電能服務費	當日執行尖離峰移轉之電度數與電能服務費報價之乘積，以當日實際放電電能量計。
電能費	執行調度指令時所產生之實際電度數與電能價格之乘積。
服務品質指標	每小時執行實績對應之績效係數。

資料來源：台電公司(2021.04.19)，電力交易平台第三次公開說明會簡報。

表 24 服務品質指標

動態調頻備轉容量dReg		靜態調頻備轉容量sReg	
每小時執行率	dReg服務品質指標	每小時執行率	sReg服務品質指標
小時平均執行率 ≥ 95%	1	未達執行條件	1
95% > 小時平均執行率 ≥ 85%	0.85	小時平均執行率 ≥ 95%	1
85% > 小時平均執行率 ≥ 75%	0.75	95% > 小時平均執行率 ≥ 85%	0.85
75% > 小時平均執行率 ≥ 70%	0	85% > 小時平均執行率 ≥ 75%	0.75
小時平均執行率 < 70%	-1	75% > 小時平均執行率 ≥ 70%	0
		小時平均執行率 < 70%	-1

即時備轉容量		補充備轉容量	
每小時執行率	服務品質指標	每小時執行率	服務品質指標
未達執行條件	1	未達執行條件	1
小時平均執行率 ≥ 95%	1	小時平均執行率 ≥ 95%	1
95% > 小時平均執行率 ≥ 85%	0.7	95% > 小時平均執行率 ≥ 85%	0.7
85% > 小時平均執行率 ≥ 70%	0	85% > 小時平均執行率 ≥ 70%	0
小時平均執行率 < 70%	-240	小時平均執行率 < 70%	-24

資料來源：電力交易平台第三次、第四次公開說明會會議簡報。

(三)收益試算

1. 情境說明

目前市場上的儲能設備採用鋰電池為技術主流，故本研究將以1MW之鋰電池儲能設備規模試算參與sReg、dReg0.25、E-dReg調頻備轉容量、即時備轉容量之收益。計畫投資年限方面，鋰鐵電池循環壽命約為2,000~5,000次，且系統供應商通常可提供8年至12年的保固期間以確保電池充放電效率水準，故本研究假設計畫投資年限為10年。

收益參數假設如表 25。容量費結算價格取決於每日日前輔助服務市場之結清結果，調頻備轉容量現行容量費設有上限為600元/MW·h，參考台電歷史平均結算價格並考量未來市場供需狀況，本研究假設期初容量費為400元/MW·h，且隨著越來越多的業者陸續投入電力交易市場，市場將趨於飽和而逐年降至250元/MW·h，故投資期間平均結清價格為310元/MW·h。全年可參與時數在扣除停檢修天數後為350天，相當於8,400小時，並假設參與電力交易平台競價得標率為100%。此外，服務品質指標為檢視交易資源執行實績是否符合商品要求之指標，若執行率未達到規格要求，則所得價金將予以打折或倒扣，本研究假設交易者皆符合規格要求，服務品質指標為1。

另外，即時備轉容量現行容量費上限為400元/MW·h，參考台電歷史平均結算價格並考量未來市場供需狀況，本研究假設期初容量費為350元/MW·h，且隨著越來越多的業者陸續投入電力交易市場，市場將趨於飽和而逐年降至250元/MW·h，故投資期間平均結清價格為290元/MW·h。。

表 25 參與電力交易市場之收益參數假設

	sReg	dReg _{0.25}	E-dReg	即時備轉容量
平均容量費(元/MW·h)	310	310	310	290
效能費(元/MW·h)	275	350	275	100
電能費(元/MW·h)	無	無	無	無 ¹
增強型效能費(元/MW·h)	無	無	200	無
電能服務費(元/MW·h)	無	無	2,500	無
服務品質指標	1	1	1	1
全年可參與時數	8,400小時	8,400小時	8,400小時	8,400小時
得標率	100%	100%	100%	100%

資料來源：本團隊推估。

¹ 以併網型儲能參與即時備轉，不計算其電能費，每月結算尚須扣除電能損失費，採淨計量計算。

2. 試算結果

根據上述假設，計算出1MW儲能規模參與sReg、dReg0.25、E-dReg調頻備轉容量之平均年收益分別為491.4萬元、554.4萬元、834.4萬元。E-dReg資源自備dReg調頻服務能力與協助尖離峰電能移轉之功能，多了增強型效能費及電能服務費等項目收益，故其收益分別為前兩者的1.7倍、1.5倍。而即時備轉服務其容量費及效能費皆較調頻備轉服務低，且以併網型儲能參與即時備轉，不計算電能費，故1MW儲能規模平均年收益約為327.6萬元。

由於儲能設備之建置成本、保固服務內容、電池充放電效率等項目，會因業者與設備商所簽訂的採購規模、電池材料、設備性能等不同而有所差異，且儲能案場內其他設備的電能消耗亦會影響每年的變動成本。故本研究試算結果僅考慮參與電力交易平台之收益，尚未考慮實際營運面之成本支出，有興趣之業者可依此收益數據做進一步的計算。

(四)小結

隨著再生能源大量併網，台電公司儲能需求量勢必增加，以提高電網運作的彈性與穩定，已吸引部分業者與投資商先行投入市場，截至2022年11月，參與電力交易平台的民間合格交易者已達30家，共有249.2 MW參與量，其中，有76.2MW參與調頻備轉服務市場。台電公司目前已停止dReg饋線申請，並鼓勵企業往E-dReg發展，以投資面而言，現階段參與E-dReg具有較高的收益，估計1MW每年可創造約新台幣835萬的收益；以實務面而言，設備價格、案場穩定性、運維品質、得標率、結清價格等皆會影響整體收益的表現，未來當有越來越多儲能機組參與電力交易市場，預期競價效果會更加明顯，故企業越早投入市場累積案場實績經驗則能取得相對優勢。

表 26 業者以併網型儲能參與電力交易之 SWOT 分析

優勢(S)	除了投資與本業相關的儲能案場關鍵元件，短期亦可以投資方身份投資儲能案場，先行切入電力交易市場，作為企業多角化的佈局策略。	劣勢(W)	1.電力交易市場屬於高度監管及相對專業的產業，欲自營自有資源的業者，須先取得合格交易者身份始能參與。 2.對於安規及電力市場相關法規不夠熟稔。
機會(O)	台電目前規劃調頻輔助服務於2025年須達1GW儲能系統目標，配合大量再生能源併網，未來需求可望再增加。	威脅(T)	1.電力交易平台預期會有更多儲能機組投入，競價效果將使結清價格、得標率下降，影響業者收益。 2.儲能設備價格易受國際原物料、供應鏈及市場需求影響而上升，使投資報酬下降。

資料來源：本團隊整理。

第五章 臺商投資儲能之機會與挑戰

一、儲能投資獎勵優惠措施

2016年10月27日，行政院第3520次會議報告中，「綠能科技產業創新推動方案」浮上檯面，包含節能、創能、儲能及智慧系統整合之能源轉型，以綠能推動、產業發展、科技創新三大願景，聚焦節能、創能、儲能及系統整合等四大主軸。2021年起，為落實能源轉型目標，「綠能科技產業創新推動方案2.0」除原先之三大願景持續如火如荼升溫中之外，增加「綠色金融」成為四大願景，配合政策方針，持續在節能、創能、儲能、系統整合等四大主軸下，以積極節能、多元創能、智慧儲能、靈活調度及健全市場為推動策略。

在大規模的再生能源發電系統建置環節中，對於儲能系統的需求必定呈正相關的成長，其中主要包含2個重要考量因素，一是基於再生能源的發電不穩定特性，若透過儲能系統可調節用電高峰及發電高峰時段不匹配情形，使得再生能源發電的利用率有效提高，並可避免棄電情形或降低傳統高峰負載，二是考量再生能源發電併入現有電網時對電網的衝擊，可透過儲能系統的建置配合再生能源發電系統，作為再生能源發電併入現有電力輸配系統網路之前作為緩衝，避免再生能源的發電特性對現有輸配電網造成衝擊而危害電網。在儲能量能方面，透過台電自建及民間採購，藉由建立儲能電力輔助服務市場，推動我國儲能產業。

2021年5月起的多起全台跳電事故，更顯示出台電「集中型電網」，面對大型燃煤發電機組故障，常常無法負荷，為了讓大型燃煤機組故障後，能夠很快地找到備援用電，行政院在2020年9月通過了「智慧電網總體規畫方案」，將透過「前瞻基礎建設特別預算」，協助台電建置大型儲能設備。而在經歷今(2022)年303大停電後，儲能重要性更被放大，儲能規劃再次上修，2025年儲能建置容量由590MW躍升為1GW，台電負責蓋160MW、民間為840MW，再配合經濟部500MW結合太陽案場之儲能建置規劃，屆時2025年儲能總量上修至1.5GW。

此外，經濟部於今(2022)年9月16號宣布，由於再生能源易受天氣影響造成間歇性發電，並造成穩定供電及維持電力品質的挑戰，因此，台電設置電力交易平台推動輔助服務交易，並開放民間企業投資建置儲能系統提供輔助服務。同時，為提升儲能系統安全，經濟部已參考國際電工法規標桿(NESC)於《用戶用電裝置規則》訂定儲能系統專節(第七節)。其中第396-63條規定：「連接至太陽光電發電系統之儲能系統，應符合第七節規定。」，以利設置儲能系統、設計施工及供電檢驗有所遵循。

鑒此，以下將彙整相關法令與規則提供借鏡與參考：

(一)中央及能源局相關法令規章

1. 5+2產業創新計畫

為加速臺灣產業轉型升級，政府打造以「創新、就業、分配」為核心價值，追求永續發展的經濟新模式，並透過「連結未來、連結全球、連結在地」三大策略，激發產業創新風氣與能量。政府提出「智慧機械」、「亞洲·矽谷」、「綠能科技」、「生醫產業」、「國防產業」、「新農業」及「循環經濟」等5+2產業創新計畫，作為驅動臺灣下世代產業成長的核心，為經濟成長注入新動能。

藉由布局關鍵前瞻技術及引進高階人才，形成產業創新聚落，強化臺灣系統整合能力，吸引國內外投資，進而連結全球創新能量，提升臺灣產業國際競爭力與人民生活品質，期能實現綠能矽島及智慧國家，並平衡區域發展及創造就業機會的目標。

其中綠能科技推動進展包括：推動智慧電網—確保電力穩定供應；全力衝刺太陽光電；盼中央與地方合作 能源安全自給 帶動產業發展；推動風力發電4年計畫—潔淨能源 乘風而起；全力推動離岸風電—打造臺灣成為亞洲離岸風電技術產業聚落；離岸風電推動現況與展望；積極推動太陽光電；太陽光電計畫推動辦理情形；「綠能屋頂全民參與」推動方案；全力推動離岸風電—讓臺灣成為全球離岸風電示範市場；推動風力發電4年計畫—潔淨能源 乘風而起；能源轉型，打造綠能科技島—綠能科技產業創新推動方案；積極協助離岸風電申設程序 如期達成設置目標；積極推動綠能科技產業 達成能源轉型目標

2. 6大核心戰略產業推動方案

政府於2016年推動「5+2」產業創新計畫後，作為驅動臺灣下個世代產業成長的核心，至今已有初步成果，如促使臺灣物聯網、機械產值自107年起連兩年破兆；吸引Google、亞馬遜AWS、微軟、思科等國際大廠來臺設立研發或創新中心；邀集CIP1、西門子歌美颯等風電國際開發及系統商來臺與國內廠商合作開發風場；完成首架自研自製高教機—勇鷹號，提升臺灣國防自主能力等。

為因應美中貿易衝突及嚴重特殊傳染性肺炎疫情導致的全球經濟劇烈變動與供應鏈加速重組，總統蔡英文於2020年5月20日就職演說宣示，推動資訊及數位、資安卓越、臺灣精準健康、綠電及再生能源、國防及戰略、民生及戰備等「6大核心戰略產業」，行政院並已於2020年12月10日准予備查

「6大核心戰略產業推動方案」，將在「5+2」產業創新的既有基礎上，透過產業超前部署，期使臺灣在後疫情時代，掌握全球供應鏈重組先機，成為未來全球經濟的關鍵力量。方案推動重點如下：

(1)資訊及數位產業

A. 願景：推動臺灣成為貢獻全球繁榮與安全的數位基地。

B. 策略：透過研發新世代半導體技術、擴大人工智慧暨物聯網（AIoT）應用場域，與整合國產5G ORAN（開放網路架構）方案，以維持臺灣資通訊（ICT）技術領先，並輸出AIoT解決方案及打入國際電信設備及系統供應商。

(2)資安卓越產業

A. 願景：打造能被世界信賴的資安系統及產業鏈。

B. 策略：研發5G、半導體等防護技術、開發AIoT及醫療等領域解決方案，並成立資安攻防及跨國合作機構，強化新興領域防護及打造高階實戰場域。

(3)臺灣精準健康產業

A. 願景：建構臺灣為全球精準健康及科技防疫標竿國家。

B. 策略：建置基因及健保巨量資料庫，開發精準預防、診斷與治療照護系統，發展精準防疫產品與拓展國際生醫商機，將防疫成功模式以臺灣品牌推向全球。

(4)國防及戰略產業

A. 願景：推動國防自主，讓臺灣成為全球航太船艦及太空產業重要供應鏈。

B. 策略：推動成立F16維修中心，建立軍機自主維修能量，並研發航太及船艦核心關鍵技術，完備國防產業供應鏈。太空產業將發展低軌道衛星及地面設備，行銷太空國家品牌。

(5)綠能及再生能源產業

A. 願景：打造臺灣成為亞太綠能典範。

B. 策略：建構再生能源產業專區及研發基地、健全綠電參與制度，以及打造離岸風電國家隊，切入亞太風電產業鏈，讓臺灣風電產業輸出國際。

(6)民生及戰備產業

A. 願景：建構足以確保關鍵物資供應的民生及戰備產業。

B. 策略：穩固5大供應鏈（能源自主、糧食安全、民生物資、醫療物資、救災及砂石水泥調度），並掌握半導體材料與設備、車用電池、原料藥及15項重要工業物資等關鍵原材料，確保關鍵物資自主供應無虞。

3. 投資臺灣3大方案

為協助廠商加速回臺轉移生產基地，政府自2019年1月起陸續推動「歡迎臺商回臺投資行動方案」、「根留臺灣企業加速投資行動方案」及「中小企業加速投資行動方案」，合稱「投資臺灣3大方案」，至2021年12月底止，計吸引1,144家企業投資逾新臺幣（下同）1.6兆元，占國內生產毛額（GDP）比例26.8%，創21年來最高，同年經濟成長率可望超過6%，創11年來新高，創造超過12.8萬個工作機會，除成功引導臺商及境外資金回臺投資，並導引國內中小企業提升競爭力及永續發展轉型，更使臺灣在美中貿易衝突與新冠疫情肆虐下，成為全球少數維持經濟正成長的國家。

「投資臺灣3大方案」原定推動至2021年底止，然全球市場及投資環境仍持續變動（如全球供應鏈轉移、國際情勢轉變、疫情穩定訂單增加等），為維持民間投資力道，同時鼓勵廠商智慧升級轉型，3大方案將延續至113年，另為符合2050年淨零碳排目標，增列廠商必須提出減碳方案。總計新增貸款額度4,300億元，未來3年將帶動9,000億元投資及創造約4萬個國內就業機會。



資料來源：行政院新聞傳播處。

圖 19 投資臺灣 3 大方案延長內容示意圖

廠商須提出具體減碳計畫，見表 27；另3大方案補助期限從5年調整為3年。

表 27 具體減碳計畫範例

減碳措施	具體示例
使用綠電或設置再生能源設備	如設置太陽光電、風力發電、儲能設備等。
採用節能或低碳排設備	如鍋爐及熱能設備採用電力或天然氣、生質燃料等低碳或無碳燃料、電子業安裝含氟氣體破壞去除設備去除高溫室氣體潛勢氣體(如HFCs、PFCs、SF6、NF3)。
熱能回收或循環回收	如餘熱回收發電、再利用廢棄物為原料或燃料、碳捕獲及再利用(CCU)。
規劃綠建築	工廠廠房規劃取得內政部綠建築標章。
其他有助於2050淨零碳排事項	如進行碳盤查、建置能源管理系統、導入清潔生產製程、植樹減碳，或承諾100%使用再生能源(RE100)等國際倡議。

資料來源：投資臺灣事務所。

投資臺灣成功案例，可區分為「臺商投資」、「外商來臺投資」、「在臺設立營業總部」及「跨國企業在臺設立研發中心」四類。以下就「臺商投資」一類簡要整理出相關公司，見表 28，並接續敘明核心三大方案。

表 28 「臺商投資」類別簡整案例

公司名稱	主要從事業務
耀証企業有限公司	醫療虛擬實境技術研發、虛擬實境相關服務與客製化技術支援。
台灣醇順股份有限公司	從事智慧萬能鍋、智慧烤箱、智慧果汁機之製造及銷售，其所生產之產品均具備智慧聯網功能。
雲程在線股份有限公司	自動販賣機、電子遊戲機等機臺雲端運算、支付、管理及第三方支付之軟體開發及增值服務研發。
紀暘工業有限公司分公司	生產增程插電式電動中、大型客車及雙模組插電式電動中、大型客車。該公司規劃投資興建「整車含底盤製造」生產廠。
怡台企業股份有限公司	節能、減碳、綠能、環保產品研發，其研發之可循環再利用環保鏈條及支援汽車發動機鏈條傳動系統。
建傑企業有限公司	電子線路板AI自動插件(Automatic Insertion)製程，及SMT (Surface Mounting Technology)表面黏著自動化加工及後段組立測試。
聯曜企業管理顧問有限公司	承襲自日本豐田生產系統的精實生產(Lean Manufacturing)是近年來逐漸為歐美各大企業競相採用的生產管理技術，提供各行各業專業優質的顧問服務。
期暉實業有限公司	專業設備、技術、致力於冷凍、冷藏庫體之改良和製造。
巨匠材料科學股份有限公司	研發塑膠模具，專研製模設備及導入服務軟體外，將致力於塑膠新材料應用之開發。
堡捷科技有限公司高雄分公司	世界知名消防系統製造商火警系統公司在臺之合作夥伴，並取得其消防工程系統專業經銷商(ESD)之資格。
東澤科技股份有限公司	製造導光板、壓克力板為主，輔以製造耐衝擊板及擴散板等壓克力產品。
卓越文化事業有限公司	圖書出版、翻譯、藝文諮詢顧問。
恆昌精密科技股份有限公司	機掩膜板清洗機、面板缺陷檢查機、拆包機、分流機、微顆粒過濾機以及自動化儲運系統等客製化自動化設備設計生產。

資料來源：本團隊整理自投資臺灣事務所。

(1) 歡迎臺商回臺投資行動方案3.0

A、對象：赴中國大陸投資2年以上的臺商，且製造業的產線需具備智慧元素、配合政府2050淨零碳排政策目標，逐步落實減碳排之業者。

B、條件：屬符合5+2產業創新領域、高附加價值產品及關鍵零組件產業、國際供應鏈關鍵地位、自有品牌國際行銷、國家重要產業政策等條件之一者。

C、貸款額度：由國發基金匡列2,100億元。

D、政府支付銀行手續費：對中小企業0.7%；對大型企業採階梯式補助，20億元以內0.5%、20至100億元0.3%、逾100億元0.1%。

E、目標：創造5,000億元投資、2萬個工作機會。

(2) 根留臺灣企業加速投資行動方案3.0

A、對象：非屬中小企業，且未取得「歡迎臺商回臺投資行動方案」資格之企業、配合政府2050淨零碳排政策目標，逐步落實減碳排之業者。

B、條件：製造業方面與「歡迎臺商回臺投資行動方案」相同，產線需具備智慧元素，且屬符合5+2產業創新領域、高附加價值產品及關鍵零組件產業、國際供應鏈關鍵地位、自有品牌國際行銷、國家重要產業政策等條件之一者；另服務業方面服務能量需具備智慧元素，且投資項目與國家重要產業政策相關。

C、貸款額度：由國發基金匡列1,200億元。

D、政府支付銀行手續費：對大型企業採階梯式補助，20億元以內0.5%、20至100億元0.3%、逾100億元0.1%。

E、目標：創造2,000億元投資、1萬個工作機會。

(3) 中小企業加速投資行動方案3.0

A、對象：「歡迎臺商回臺投資行動方案」以外的中小企業、配合政府2050淨零碳排政策目標，逐步落實減碳排之業者。

B、條件：製造業方面與「歡迎臺商回臺投資行動方案」相同，產線需具備智慧元素，且屬符合5+2產業創新領域、高附加價值產品及關鍵零組件產業、國際供應鏈關鍵地位、自有品牌國際行銷、國家重要產業政策等條件之一者；另服務業方面服務能量需具備智慧元素，且投資項目與國家重要產業政策相關、其投資項目與導入創新營運服務、科技整合應用或國家重點產業政策相關。

C、貸款額度：由國發基金匡列1,000億元。

D、政府支付銀行手續費：對中小企業補助0.7%。

E、目標：創造2,000億元投資、1萬個工作機會。

4. 《再生能源發展條例》

本法第3條第一項第14款中有規定：「儲能設備：指儲存電能並穩定電力系統之設備，包含儲能組件、電力轉換及電能管理系統等。」

5. 《一定契約容量以上之電力用戶應設置再生能源發電設備管理辦法》

2021年正式上路，母法為《再生能源發展條例》，俗稱「用電大戶條款」，規範契約容量5000瓩以上的用戶需於5年內使用10%的綠電

本辦法第三條針對定義敘明，儲能設備是指儲存電能並穩定電力系統之設備，包含儲能組件、電力轉換系統及電能管理系統等，其設備規格須經中央主管機關同意。

6. 《經濟部補助直轄市及縣市政府辦理再生能源發電設備認定與查核作業要點》

經濟部以能源局為執行機關，補助直轄市及縣（市）政府辦理再生能源發電設備認定、撤銷、廢止、查核及其他相關業務，以推廣設置再生能源發電設備。

直轄市、縣（市）政府得依本要點向能源局申請補助經費，申請補助機關得將全部或一部再生能源管理業務，委託專業機構辦理。每一直轄市、縣（市）政府每一年度的經費總額以新臺幣八百萬元為上限，補助經費用途及支用範圍得包含人事費及業務費。

除能源局另行指定期限外，申請補助機關得於每年六月三十日前，檢具經濟部補助直轄市、縣（市）政府辦理再生能源發電設備認定與查核申請書及其他經能源局指定之文件，向能源局申請次一年度補助經費。

7. 《儲能系統結合太陽光電發電設備中華民國 111 年度競標及容量分配作業要點》

為鼓勵太陽能案場設置儲能系統，經濟部今（2022）年6月24日公告《儲能系統結合太陽光電發電設備中華民國 111 年度競標及容量分配作業要點》，透過再生能源電能躉購費率機制保障業者合理利潤，並以競標方式決定儲能系統輸出電能的躉購費率，儲能系統需於得標後一年內完成建置。此政策讓太陽能白天生產的電能存入儲能系統後，於台電公司公告的夜間指定時段內利用，不僅增加夜間供電能力，還能適度釋放已趨近飽和的饋線容量，以建置更多太陽能發電設備。透過上述作業要點可協助建立國內市場機制，並帶動國內產業發展，同時可預期的是，再生能源發電在政策主導下逐漸普及，儲能系統與設施的完備尤其重要，當再生能源發電比例越來越高時，越需要搭配儲能系統讓尖峰時刻所發之多餘電力能夠儲存下來在台電第二用電尖峰時可釋放使用。

該要點所指之儲能設備為僅儲存太陽光電發電設備所發電能之設備系統，屬太陽光電發電設備之附屬設備，其包括但不限於儲能組件、電力轉換系統及電能管理系統。且完成儲能系統設置後可併網提供電能。

目前競標資格須同時滿足兩項要求，分別為：（一）結合標的限於設置容量達一千瓩以上之第一型太陽光電案場內之太陽光電發電設備；（二）申請人限於經營前述太陽光電案場之太陽光電發電業。

(二)地方各縣市之補助條款和計畫

本小節將以近年較具標的性及關連性之縣市計畫進行重點整理說明，由於各縣市近年來每年度皆有提出相關補助計畫，為避免落入長篇大論，僅挑選部分縣市與計畫整理。

1. 桃園市 111 年度儲能設備暨電力交易示範案場補助計畫

桃園市政府為推廣台灣電力公司輔助服務及需量反應管理措施，遴選示範場域，補助儲能設備，建立虛擬電廠之商業模式，加速廠商投資，促進電力交易市場發展，特訂定本計畫。

桃園市政府經濟發展局為執行機關，主責辦理補助計畫申請受理、經費核定核銷、查核暨督導考核等事宜。

補助標準包括有：設置者（申請人）須建置儲能設備，並規劃參與下列電力交易方案(至少 1 項)：台電輔助服務、台電需量反應管理措施、其他具示範意義或創新之商業模式，且須經桃園市政府經濟發展局審查通過；前述儲能設備須於 2021 年 11 月 1 日以後購置，補助總建置費用不得逾 50%，

每案最高補助 300 萬元；如儲能設備設置容量大於 2,000kWh，每案最高補助得提高至 500 萬元。

整段申請期間為設置者（申請人）自本計畫公布至桃園市政府經濟發展局網站之日起 45 個日曆天截止，且同一案件如向 2 個以上機關或計畫提出申請補助者，應明列全部經費內容及向各機關或相關補助計畫申請補助之項目及金額，如有隱匿不實或造假情事，應撤銷該補助案件，並命返還已撥付款項。

依政府採購法第 4 條規定，桃園市政府得審查儲能設備系統設置情形，派員至現場查驗，設置者（申請人）不得規避、妨礙或拒絕。受補助之設置者（申請人）應自補助款核撥通知年度之當年度或次年度起 3 年內，須配合桃園市政府進行成果效益追蹤進行報告（每年 1 次為原則）。如經審核有不符規定或不符合核定目的及用途者，經通知須限期補正，設置者（申請人）應於期限內提出書面說明，未依限提出或說明未獲桃園市政府同意者，該支付項目不予核銷。

設置者（申請人）申請支付款項時，應本誠信原則對所提出支出憑證之支付事實及真實性負責，如有不實，應負相關責任。

2. 111年度新北市企業淨零碳示範場域推廣補助計畫

壹、計畫目的

為提升轄內服務業及工業對於淨零碳的瞭解，以發展淨零碳建物為重要核心，帶動企業參與，以「淨零碳建物」為主軸，透過補助企業導入「創能、儲能、節能」智慧微電網系統加上節能輔導，建立淨零碳建築示範場域，發揮教育推廣功能，以盡可能使全年用電量下降甚至趨近於零為目標，達成淨零碳建築示範之效果。

貳、補助對象及資格

依法登記成立之獨資、合夥、有限合夥事業或公司，且其登記所在地設於新北市之服務業或登記於新北市之合法工廠，同時不得為政府採購網所列之拒絕往來廠商。

參、申請補助期間

自公告日起 45 個日曆天，並採統一收審方式審查申請案，預算額度用罄即不再核予補助。

肆、補助項目（下列須同時設置）：

一、太陽光電發電系統：需符合經濟部標準檢驗局公告「臺灣高效能

太陽光電模組技術規範」之太陽光電模組。

二、儲能系統：須具安全標準認證之證明。

三、能源管理系統：導入之系統功能應包括用電資訊設置場域之電流、電壓及用電計度數可視化、需量管理及自動化節能管理，且上述資料均含資料讀取、儲存與呈現。

伍、補助原則

一、本計畫預算金額新臺幣300萬元整。

二、補助總建置費用(未稅價)15%為上限(含設備及施工費用)，且不逾本計畫預算金額，本府經濟發展局得視其經費編列合理性調整補助費用。

三、申請人申請案件以1件為限，且每件以1案場為原則。

四、示範場域須為本市轄內契約容量51kW以上800kW以下之電力用戶且具備太陽光電發電系統、儲能系統及能源管理系統設置能力。

五、補助項目設置規格條件：

(一)太陽光電發電系統：由申請人出資建置，且示範場域裝置容量達100kWp以上。

(二)儲能系統：示範場域裝置容量達50峰瓦時(kWh)以上。

(三)能源管理系統：至少1套。

3. 台南市政府經濟發展局一百十一年度補助設置太陽光電系統實施計畫

臺南市合法私有建築物及合法私有建築物屋頂違章安裝太陽光電系統之設置費用(含自用型及儲能型)，或須向台電公司繳納之台電相關線路費用。

一、補助資格：

於本市轄內合法私有建築物及合法私有建築物屋頂違章設置太陽光電系統，並於2022年1月1日至2022年11月30日期間取得經濟部能源局(或本局)同意備案或設備登記之太陽光電系統所有權人，且滿足以下條件者：

(一)太陽光電系統所有權人為自然人或公司法定義之法人或非法人團體且屬建築物所有權人者(參與綠能屋頂全民參與計畫者或陽光社區申請案或申請台電相關線路費用補助案，不在此限)。

(二)太陽光電系統所有權人為自然人且非屬建築物所有權人者，兩造關

係以配偶或二親等以內親屬為限。

(三)太陽光電系統所有權人為依商業登記法取得商業登記者且非屬建築物所有權人者，兩造關係以獨資且該獨資之負責人為建築物所有權人。

二、補助標準：

於2022年1月1日至2022年11月30日期間取得經濟部能源局（或本局）同意備案或設備登記之太陽光電系統所有權人可選擇之補助方式如下：

- (一) 依台電公司向太陽光電系統設置者所收取之併網工程費、加強電力網工程費及併聯審查作業費或其他線路費用給予補助，原則上全額補助，但合計之補助金額以新臺幣五萬元為限。
- (二) 裝置容量未滿一百峰瓩者，依經濟部能源局（或本局）及台電公司核發該太陽光電系統證明文件之裝置容量給予補助，每峰瓩補助新臺幣二千五百元，不足一峰瓩部分不予補助，最高補助金額以新臺幣七萬五千元為限；另自用型太陽光電系統，每峰瓩補助新臺幣五千元，不足一峰瓩部分不予補助，最高補助金額以新臺幣十五萬元為限。
- (三) 裝置容量達一百峰瓩（含）以上且未滿五百峰瓩者，每案補助金額為新臺幣十萬元；另自用型太陽光電系統，每案補助金額為新臺幣二十萬元。
- (四) 裝置容量達五百峰瓩（含）以上者，每案補助金額為新臺幣二十五萬元；另自用型太陽光電系統，每案補助金額為新臺幣五十萬元。
- (五) 儲能型太陽光電系統：裝置容量一峰瓩以上者，每峰瓩補助新臺幣一萬五千元，不足一峰瓩部分不予補助，每峰瓩裝設之儲能設備容量應為 1.5 度以上，每案最高補助金額以新臺幣三十萬元為限。
- (六) 追日型太陽光電系統：如屬全額躉售者，裝置容量一峰瓩以上者，每峰瓩補助新臺幣三千五百元，不足一峰瓩部分不予補助，每案最高補助金額以新臺幣三十萬元為限；如屬自用者，裝置容量一峰瓩以上者，每峰瓩補助新臺幣七千五百元，不足一峰瓩部分不予補助，每案最高補助金額以新臺幣三十萬元為限；如屬儲能者，裝置容量一峰瓩以上者，每峰瓩補助新臺幣一萬五千元，不足一峰瓩部分不予補助，每案最高補助金額以新臺

幣三十萬元為限。

4. 嘉義市108-109年度補助設置太陽光電系統實施計畫

一、補助對象及條件：

於嘉義市轄內合法私有建築物安裝太陽光電系統且取得經濟部能源局（或本府）同意備案或設備登記之太陽光電系統申請人。

二、補助標準：

（一）於2019年1月1日至2020年11月30日期間取得經濟部能源局（或本府）同意備案函或設備登記函之太陽光電系統申請人，就以下方案擇一申請補助：

（1）儲能型太陽光電系統：裝置容量1峰瓩以上，並裝設每峰瓩1.5度以上之儲能設備容量者，每峰瓩補助新臺幣3萬元，不足1峰瓩部分不予補助，每一申請案之最高補助金額以新臺幣60萬元為限。

（2）併聯型太陽光電系統：裝置容量1峰瓩以上者，每峰瓩補助新臺幣3千元，不足1峰瓩部分不予補助，每一申請案之最高補助金額以新臺幣3萬元為限。本項目補助金額以400萬元為限，本府得視需要調整。

（二）陽光社區：

（1）第一型：倘屬於陽光社區第一型，並同時申請補助時，除前述補助外，依經濟部能源局（或本府）核發各別案件設置場址之太陽光電系統證明文件之裝置容量每峰瓩再額外補助新臺幣9千元。

（2）第二型：倘屬於陽光社區第二型，並同時申請補助時，除前述補助外，依經濟部能源局（或本府）核發各別案件設置場址之太陽光電系統證明文件之裝置容量每峰瓩再額外補助新臺幣1萬2千元。

（三）儲能設備：已設置太陽光電系統並取得經濟部能源局（或本府）核發之太陽光電系統同意備案函或設備登記函，設置儲能設備容量每度補助新臺幣5千元，不足1度部分不予補助，每一申請案之最高補助金額以新臺幣5萬元為限。

5. 屏東縣109年度補助設置儲能型太陽光電系統實施計畫

為鼓勵民眾及企業於屏東縣合法私有建築物設置儲能型太陽光電系統，打造低碳城市之優質居住型態，並帶動太陽光電發展與系統設置技術，特訂定本計畫。

一、補助對象:

- (一) 於屏東縣轄內合法私有建築物安裝儲能型太陽光電系統。
- (二) 於2020年1月1日至2020年12月31日期間取得本府同意備案之太陽光電系統所有權人。

二、補助方式及項目:

- (一) 本計畫補助總金額為新台幣100萬元整。
- (二) 儲能型太陽光電系統：裝置容量1峰瓩以上者，每峰瓩補助新臺幣1萬5,000元整，不足1峰瓩部分不予補助，每峰瓩裝設之儲能設備容量應為1.5度以上，每案最高補助金額以新臺幣30萬元為限。

(三)小結

過去幾年由於《再生能源發展條例》修法後，為配合再生能源於2025年佔比目標，包括太陽光電20GW等，加上該法第9條提及逐步導向自由市場，對於現行政府綠電保證收購(躉購)制度，修法後允許躉購、直轉供雙軌可以互換，且保障去自由市場的綠電還可以轉回躉購，躉購費率追溯回設備首次提供電能時的公告費率，擴大民間太陽能光電發展意願。而同時儲能設備項目亦修法被列入再生能源使用佔比中，也鼓勵研發儲能設施。

從台電購入電力數據顯示，今(2022)年7月的太陽光電總設置量高達8.3GW，較2016年成長9倍。且今年7月1日起，高壓及特高壓的產業用電戶電價調漲15%，未來仍呈上漲趨勢，而躉售價格則逐年下跌，以致綠電憑證及電能價值將提升，太陽光電自發自用將取代躉售，成為未來綠能新趨勢。

截至今年7月全台太陽光電設置量已達8.3GW，可用於夏季尖峰時段供電約5GW，發電占比超過10%。但傍晚太陽下山後，太陽光電發電量迅速歸零，而夏季夜間的尖峰用電需求相較日間用電卻增加，對台電的電力調度及穩定供電能力形成重大考驗，儲能設備構築之重要性已不能同日而語。

經濟部今年公告《儲能系統結合太陽光電發電設備中華民國111年度競標及容量分配作業要點》，此政策讓太陽能白天生產的電能存入儲能系統後，於台電公司公告的夜間指定時段內利用，不僅增加夜間供電能力，還能適度釋放已趨近飽和的饋線容量，以建置更多太陽能發電設備，具有多重效益。再生能源發電比例愈高，越需要搭配儲能系統讓所發之多餘電力能夠儲存下

來在台電第二用電尖峰時可釋放使用。近日10月4日舉行競標及容量分配開標作業，開標結果，計7家業者獲分配儲能系統容量合計達70.6MW，且7家業者中有6家規劃增設太陽光電發電設備合計達110.95MW，另有1家規劃釋出饋線容量1.5MW。

地方層級以桃園市政府為例，最早於2019年就領先全國辦理儲能設備補助，鼓勵用電戶投資建置儲能設備，補助設置量達59.3MWh。2022年儲能設備補助著重於電力交易，由申請者提報參與電力交易計畫書，並經評審通過後始得補助，每案最高補助額度為三百萬元，如儲能設備設置容量大於2MWh，補助額度甚至能再提高至五百萬元。

惟需注意的是，目前針對專項儲能設備補助之地方縣市計畫除前述桃園市之外，剩餘縣市基本上皆以太陽能光電系統綁定儲能設備，除體現太陽能發電普及率較其他再生能源高以外，比起其他再生能源更是行之有年，且在今年6月《儲能系統結合太陽光電發電設備中華民國 111 年度競標及容量分配作業要點》公告後，政策鼓勵下儲能設備綁定太陽能發電設備會逐漸成短期顯學。

從整理的縣市來看亦可推演出過去幾年針對儲能設備較有規劃及動作的地區，有利廠商在評估時得以第一時間清楚哪些縣市較有經驗或有基本的腹地及設備，並藉由大型儲能案場併網點除與台電主要變電站會較靠近，以降低線補費的經驗，綜合各項因素可以及早發現利基，對於市場變化沿革及未來趨勢可望佔到先制之位。

二、臺商回臺投資的機會與挑戰

(一)我國面臨的國內外減碳壓力

我國在面對國際減碳協議與綠能策略，劃分五議題探討，個別為減碳壓力、淨零目標、再生能源發展、國內氣候法規以及綠色科技發展，隨後以優勢、劣勢、機會以及威脅四大面向切入，藉此發現現階段在面對國內外減碳壓力的關鍵因子，最後列出減碳對於臺灣的經濟、產業、環境與技術等發展比較，詳細SWOT分析內容如表 29。

表 29 面臨國內外減碳壓力之分析

項目	優勢 (Strength)	劣勢 (Weakness)	機會 (Opportunity)	威脅 (Threat)
1.減碳壓力	非聯合國會員，目前未被明確規範	面臨國外產業鏈要求	產業轉型	出口產品價格競爭力下降
2.淨零目標	與國際接軌	缺乏有效碳定價	推動綠能技術發展	物價通膨
3.再生能源發展	良好風場、地熱	多颱風、地震	發展地區分散式電源，平衡南北供電	間歇性
4.國內氣候法規	國內相關法規，如溫管法、氣候法	立法程序無法即時調整	推廣落實相關法規教育	國際碳邊境調整機制
5.綠色科技	臺灣有完整產業鏈，環保技術開發相較鄰近國家成熟	綠色經濟定義未明確，政策規劃模糊	綠色金融發展、新產業發展	面對競爭市場需求的快速更迭演變與專業領域知識的推陳布新

資料來源：本團隊整理。

(二)我國淨零目標下的再生能源發展

根據國發會2050淨零目標，關於太陽光電目標裝置量致力達成 2025 年累計設置 20GW，2026 至 2030 年每年增加 2GW，至 2030 年達成 30GW，2050 年設置量達 40~80GW。離岸風電 2025 年累計 5.6GW，2026~2035 年年增 1.5GW，2050 年累計達 40~55GW。預期未來在2050年時，再生能源發電占比將超過60%。由於風能及太陽能裝機量增加，進而加重發電量的間接性和波動性，儲能遂成為解決未被利用的風能及太陽能和調峰調頻需求的有效途徑。而表 30為針對臺灣主要幾種再生能源發展進行SWOT分析，檢視我國未來在再生能源發展之可能影響。

表 30 臺灣淨零目標下的再生能源發展之分析

項目	優勢 (Strength)	劣勢 (Weakness)	機會 (Opportunity)	威脅 (Threat)
1.離岸風力	良好的風場	缺乏完整離岸風機供應鏈	發展相關國內供應鏈本土廠商	國外經驗豐富廠商競爭
2.太陽能	完整產業鏈(垂直分工)	缺乏足夠土地	提高國內廠商發展與勞動需求	國外廠商競爭(中國)、FIT補貼減少

項目	優勢 (Strength)	劣勢 (Weakness)	機會 (Opportunity)	威脅 (Threat)
			(RE100)	
3.儲能	因應未來再生能源發展下，對於儲能需求高	目前以中國、日本、韓國主要掌握鋰電池供應鏈	儲能產業鏈發展	低石化及煤碳燃料價格；產品安全規範
4.地熱	臺灣全島共有百餘處溫泉地熱徵兆，分布廣泛	環境影響評估的考驗、地熱發電電網併聯的成本高	地熱發電經濟可行的首要關鍵在於地熱蘊藏可開採規模是否足夠	地熱發電的產業形成，需要有完整的技術支援產業來協助，才有可能永續發展。

資料來源：本團隊整理。

(三)用電大戶義務容量下四方法評析

我國《再生能源發展條例》於2019年完成修正，增訂第12條「用電大戶條款」，後能源局於2020年底進一步公告子法《一定契約容量以上之電力用戶應設置再生能源發電設備管理辦法》。被認定為用電大戶之用電戶，必需於5年內設置其契約容量10%的再生能源裝置容量。

為協助用電大戶能履行其義務容量，目前「用電大戶條款」中提供四種方法供用電大戶選擇，皆以協助用電大戶能彈性達成其義務容量目標，四種履行義務容量之方法優、缺點整理如下：

表 31 滿足用電達戶義務容量之各種方法優劣比較

選項	優點	缺點
設置再生能源發電設備	<ol style="list-style-type: none"> 1. 綠電自用，減少直接電費支出。 2. 自產綠電可獲得再生能源憑證(REC)。 3. 假設該設備能使用20年，則認定核備日起20年內該設置量皆可用於義務容量扣減。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 設置綠電需要土地面積。 2. 用電大戶再生能源發電設備生產之綠電不能參加躉購費率賣給公用售電業。
購買綠電及憑證	<ol style="list-style-type: none"> 1. 無設置設備成本，也無後期營運、維修成本。 2. 直接快速滿足國際產業鏈減碳需求(例如RE100)，無需等待再生能源發電設備建置完成。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 每年須到市場上尋找綠電與再生能源憑證進行交易，未必能穩定確保達到義務容量。 2. 須承受市場價格波動風險。 3. 直接購買綠電並不具移轉負載之功能。
設置儲能設備	<ol style="list-style-type: none"> 1. 設置儲能所需之土地面積較小。 2. 用電大戶能讓儲能設備能於尖峰時段放電，減少其電費支出。 3. 儲能設備能降低停電時對用電大戶生產之影響。 4. 假設該設備能使用10年，則認定核備日起算10年內，該設置量皆可用於義務容量扣減。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 初期建置儲能之支出為所有項目中最高。 2. 目前用電大戶條款下設置之儲能設施，不能參與輔助服務。

選項	優點	缺點
繳納代金	<ol style="list-style-type: none"> 1. 相對設置設備，無設置設備成本，也無後期營運、維修成本。 2. 計算方式簡單。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 繳納代金為四種方式中最不具效益的方式。 2. 繳納代金不具減碳效益，無法列入CSR中。 3. 繳納代金不具減碳效益，未來若實施碳定價，企業需額外繳納排碳成本。

資料來源：綠學院(2021)。

就現況而言，用電大戶至市場購買綠電或憑證將會是所有四種方法中，須負擔最高成本之方式，整體綠電市場供給問題浮現，交易價格偏高，對於用電大戶在購買或自建的選擇上，無非以自建之方式更為划算；另外，繳納代金成本目前低於綠電市場之交易價格，說明若用電大戶沒有受到供應鏈之要求，則不會積極於短期內進入綠電市場購買綠電，可能選用代金或其他方式滿足義務容量要求，亦即代金價格若長期不足將不利綠電市場發展。就儲能選項而言，在考量減碳效益、節省電費、停電損失成本後，從設置儲能設備選項之成本可看出，並不如一開始帳面評估其成本可能為所有選項中最高，反之若儲能規模夠大，長遠下來反而相較其他項目需繳納的成本來的低，成本效益整理如表 32。

表 32 各項用電大戶選擇之成本效益分析

選項	成本(元/度)	減碳效益(元/度)	節省電費效益(元/度)	避免停電損失(元/度)	每度淨成本
設置再生能源發電設備	3.08	0.153	0	0	2.927
買綠電及憑證	5.5~7	0.153	0	0	5.347~6.847
設置儲能設備	7.17~8.87	0	1.4	0.0014	5.767~7.467
繳納代金	4.06	0	0	0	4.06

資料來源：本團隊估算。

(四)我國儲能產業鏈機會與挑戰

我國儲能市場的現況看好，例如為配合2025年能源轉型目標，政府已規劃建立我國儲能市場機制與自主能量。目前國內儲能產業主要是發展鋰電池，產業鏈主要分成上中下游，包括上游的鋰電池材料、中游的鋰電池製造及主要子系統生產，以及下游儲能系統整合部分，下表 33統整出企業在產業鏈上、中、下游現階段擁有的優勢與面臨的挑戰。

表 33 我國儲能產業鏈優劣勢比較表

	上游	中游	下游
優勢	傳統石化業面臨舊廠更新，以及產業轉型等壓力，陸續投入儲能電池等高價值產品的開發，並利用其化學工程經驗加速電池材料研究	<ol style="list-style-type: none"> 我國在機械方面(農業機械、營建機械、工具機)有許多間具有國際競爭力的中小企業，儲能廠商可以與其合作發揮綜效 電池模組(Module)與電池管理系統(BMS)國內廠商具有多年經驗，與國外差距不大 我國廠商開發的功率調節系統(PCS)具備國際水準 多項關鍵組件已外銷國際市場，供應美歐系統整合商 	<ol style="list-style-type: none"> 可再生能源發電對電力系統穩定性的衝擊使儲能系統需求增加 不具備可靠的供電網路的國家(如東南亞)需要儲能系統緩解供電不穩的影響 作為工商業備用電源，應用場景如取代供應臨時用電的燃油發電機 適逢政府制定電力輔助服務措施規劃，吸引國外先進廠家投入，國內儲能廠商可以稱此機會與之學習、合作，甚至未來開拓國外市場
劣勢	<ol style="list-style-type: none"> 國際廠商掌握原料優勢，且具備規模經濟、巨量產能等優勢 部分國家環保法規較為寬鬆，使電池材料製造成本進一步降低 國際廠商已展開鈉電池研發工作(鈉電池相比於鋰電池具有低成本優勢) 	<ol style="list-style-type: none"> 國際廠商電池芯產品在市佔率、生產規模、良率與性價比上優於國內廠商 我國廠商在電網用儲能產品的開發經驗較為不足 	<ol style="list-style-type: none"> 國際廠商(如日韓、歐洲開發商)藉其規模與資源優勢垂直整合各項儲能零組件生產，並投入系統整合的業務經營 目前我國廠商在國際市場開拓經驗上與國際大廠有較大差距

資料來源：本團隊整理。

(五)企業以併網型儲能參與電力交易之分析

台電公司已規劃於2025年儲能設備發展目標160MW台電自建容量及840MW透過電力交易平台取得。目前申請中之案件達280件，預期民間業者可於2025年前完成840MW之建置目標。參照我國現階段輔助服務費率為一度電0.05元，且年度總售電度數達2000億度以上，平台商機將達百億規模。

緊隨著再生能源大量併網，為了提高電網運作的彈性與穩定，台電公司儲能需求量務必增量，同一時間可吸引部分業者與投資商先行投入市場，截至2022年11月，已有249.2 MW參與量，其中，有76.2MW參與調頻備轉服務市場。實務面上，設備價格、案場穩定性、運維品質、得標率、結清價格等皆會影響整體收益的表現，當有越來越多儲能機組參與電力交易市場，預期競價效果會更加明顯，故企業越早投入市場累積案場實績經驗則能取得相對優勢，詳細SWOT分析內容如表 34。

表 34 業者以併網型儲能參與電力交易之分析

優勢 (S)	除投資與本業相關的儲能案場關鍵元件，短期亦可以投資方身份投資儲能案場，先行切入電力交易市場，作為企業多角化的佈局策略。	劣勢 (W)	1.電力交易市場屬於高度監管及相對專業的產業，欲自營自有資源的業者，須先取得合格交易者身份始能參與。 2.對於安規及電力市場相關法規不夠熟稔。
機會 (O)	台電目前規劃調頻輔助服務於2025年須達1GW儲能系統目標，配合大量再生能源併網，未來需求可望再增加。	威脅 (T)	1.電力交易平台預期會有更多儲能機組投入，競價效果將使結清價格、得標率下降，影響業者收益。 2.儲能設備價格易受國際原物料、供應鏈及市場需求影響而上升，使投資報酬下降。

資料來源：本團隊整理。

(六)各縣市儲能設備補助機會

藉由整理之縣市來看可推演出過去幾年針對儲能設備或儲能型太陽光電系統較有規劃及實質動作的地區，有利廠商在評估時得以第一時間專注在該等較有經驗的縣市或有基本的腹地及設備，並觀察大型儲能案場併網點為了降低線補費，會與台電主要變電站會較靠近的特點，綜合各項因素和經驗可以及早發現利基，保持對市場變化及未來趨勢的敏銳度。

較不足的是，目前針對專項儲能設備補助之地方縣市計畫除前述桃園市之外，剩餘縣市基本上皆以太陽能光電系統綁定儲能設備，且補助金額與量能高低更是參差不齊，此現象除體現太陽能發電普及率較其他再生能源高以外，亦可嗅出地方重視程度不同。在今年6月《儲能系統結合太陽光電發電設備中華民國 111 年度競標及容量分配作業要點》公告後，可望在政策鼓勵下，儲能設備綁定太陽能發電設備會逐漸成短期顯學。

由於各縣市近年來每年度皆有提出相關補助計畫，整理出近年較具標的性及關連性之縣市計畫如表 35。

表 35 縣市儲能設備計畫標的性整理

縣市別	計畫名稱	補助相關條件
桃園市	桃園市 111 年度儲能設備暨電力交易示範案場補助計畫	<p>1.目的: 桃園市政府（以下簡稱本府）為推廣台灣電力公司(以下稱台電)輔助服務及需量反應管理措施，遴選示範場域，補助儲能設備，建立虛擬電廠之商業模式，加速廠商投資，促進電力交易市場發展，特訂定本計畫。</p> <p>2. 補助標準：設置者（申請人）須建置儲能設備，並規劃參與以下電力交易方案(至少 1 項)，且須經本府經濟發展局審查通過：</p> <p>(1)台電輔助服務。 (2)台電需量反應管理措施。 (3)其他具示範意義或創新之商業模式。</p> <p>前項儲能設備須於 110 年 11 月 1 日以後購置，補助總建置費用不得逾 50%，每案最高補助 300 萬元；如儲能設備設置容量大於 2,000kWh，每案最高補助得提高至 500 萬元。</p>
新北市	111 年度新北市企業淨零碳示範場域推廣補助計畫	<p>1.目的:為提升轄內服務業及工業對於淨零碳的瞭解，以發展淨零碳建物為重要核心，帶動企業參與，以「淨零碳建物」為主軸，透過補助企業導入「創能、儲能、節能」智慧微電網系統加上節能輔導，建立淨零碳建築示範場域，發揮教育推廣功能，以盡可能使全年用電量下降甚至趨近於零為目標，達成淨零碳建築示範之效果。</p> <p>2. 補助原則:(1)本計畫預算金額新臺幣300萬元整。(2)補助總建置費用(未稅價)15%為上限（含設備及施工費用），且不逾本計畫預算金額，本府經濟發展局得視其經費編列合理性調整補助費用。(3)申請人申請案件以 1 件為限，且每件以 1 案場為原則。(4)示範場域須為本市轄內契約容量 51kW 以上 800kW 以下之電力用戶且具備太陽光電發電系統、儲能系統及能源管理系統設置能力。(5)補助項目設置規格條件：太陽光電發電系統：由申請人出資建置，且示範場域裝置容量達 100kWp 以上；儲能系統：示範場域裝置容量達 50 峰瓦時(kWh)以上；能源管理系統：至少 1 套。</p>
台南市	台南市政府經濟發展局一百一十一年度補助設置太陽光電系統實施計畫	<p>1.目的: 臺南市政府經濟發展局（以下簡稱本局）為鼓勵民眾及企業於本市合法私有建築物及合法私有建築物屋頂違章設置太陽光電系統，打造低碳城市之優質居住型態，並帶動太陽光電發展與系統設置技術，特訂定本計畫。</p> <p>2. 補助標準 本計畫補助方式及適用對象，說明如下： 於一百一十一年一月一日至一百一十一年十一月三十日期間取得經濟部能源局（或本局）同意備案或設備登記之太陽光電系統所有權人可選擇之補助方式如下（十擇一）：</p> <p>（1）依台電公司向太陽光電系統設置者所收取之併網工程費、加強電力網工程費及併聯審查作業費或其他線路費用給予補助，原則上全額補助，但合計之補助金額以新臺幣五萬元為限。</p> <p>（2）裝置容量未滿一百峰瓦者，依經濟部能源局（或本局）及台電公司核發該太陽光電系統證明文件之裝置容量給予補助，每峰瓦補助新臺幣二千五百元，不足一峰瓦部分不予補助，最高補助金額以新臺幣七萬</p>

縣市別	計畫名稱	補助相關條件
		<p>五千元為限；另自用型太陽光電系統，每峰瓩補助新臺幣五千元，不足一峰瓩部分不予補助，最高補助金額以新臺幣十五萬元為限。</p> <p>(3) 裝置容量達一百峰瓩(含)以上且未滿五百峰瓩者，每案補助金額為新臺幣十萬元；另自用型太陽光電系統，每案補助金額為新臺幣二十萬元。</p> <p>(4) 裝置容量達五百峰瓩(含)以上者，每案補助金額為新臺幣二十五萬元；另自用型太陽光電系統，每案補助金額為新臺幣五十萬元。</p> <p>(5) 儲能型太陽光電系統：裝置容量一峰瓩以上者，每峰瓩補助新臺幣一萬五千元，不足一峰瓩部分不予補助，每峰瓩裝設之儲能設備容量應為1.5度以上，每案最高補助金額以新臺幣三十萬元為限。</p> <p>(6) 追日型太陽光電系統：如屬全額躉售者，裝置容量一峰瓩以上者，每峰瓩補助新臺幣三千五百元，不足一峰瓩部分不予補助，每案最高補助金額以新臺幣三十萬元為限；如屬自用者，裝置容量一峰瓩以上者，每峰瓩補助新臺幣七千五百元，不足一峰瓩部分不予補助，每案最高補助金額以新臺幣三十萬元為限；如屬儲能者，裝置容量一峰瓩以上者，每峰瓩補助新臺幣一萬五千元，不足一峰瓩部分不予補助，每案最高補助金額以新臺幣三十萬元為限。</p> <p>(7) 參與「綠能屋頂全民參與」計畫者，裝置容量一峰瓩以上者，每峰瓩補助新臺幣二千五百元，不足一峰瓩部分不予補助，每案最高補助金額以新臺幣十五萬元為限。</p> <p>(8) 太陽光電系統依附之建築物為陽光社區第一型，並同時提出補助申請時，依經濟部能源局(或本局)及台電公司核發各別案件設置場址之太陽光電系統證明文件之裝置容量給予補助，每峰瓩補助新臺幣六千元，不足一峰瓩部分不予補助，各別案件設置場址之最高補助金額以新臺幣十五萬元為限</p> <p>(9) 太陽光電系統依附之建築物為陽光社區第二型，並同時提出補助申請時，依經濟部能源局(或本局)及台電公司核發各別案件設置場址之太陽光電系統證明文件之裝置容量給予補助，每峰瓩補助新臺幣五千元，不足一峰瓩部分不予補助，各別案件設置場址之最高補助金額以新臺幣二十五萬元為限。</p> <p>(10) 太陽光電系統依附之建築物為陽光社區第三型，並同時提出補助申請時，依經濟部能源局(或本局)及台電公司核發各別案件設置場址之太陽光電系統證明文件之裝置容量給予補助，每峰瓩補助新臺幣一萬元，不足一峰瓩部分不予補助，各別案件設置場址之最高補助金額以新臺幣五十萬元為限。</p>
嘉義縣	嘉義市108-109年度補助設置太陽光電系統實施計畫	<p>1.目的：為鼓勵嘉義市合法私有建築物設置太陽光電系統，打造「綠能城市、低碳嘉園」之優質居住環境，特訂定本計畫。</p> <p>2.補助標準：本計畫總補助經費新臺幣(下同)800萬元整。於108年1月1日至109年11月30日期間取得經濟部能源局(或本府)同意備案函或設備登記函之太陽光電系統申請人，就以下方案擇一申請補助：</p> <p>1、儲能型太陽光電系統：裝置容量1峰瓩以上，並裝設每峰瓩1.5度以</p>

縣市別	計畫名稱	補助相關條件
		<p>上之儲能設備容量者，每峰瓩補助新臺幣 3 萬元，不足 1 峰瓩部分不予補助，每一申請案之最高補助金額以新臺幣 60 萬元為限。</p> <p>2、併聯型太陽光電系統：裝置容量 1 峰瓩以上者，每峰瓩補助新臺幣 3 仟元，不足 1 峰瓩部分不予補助，每一申請案之最高補助金額以新臺幣 3 萬元為限。本項目補助金額以 400 萬元為限，本府得視需要調整。</p> <p>(1) 陽光社區：</p> <p>a. 第一型：倘屬於陽光社區第一型，並同時申請補助時，除前述補助外，依經濟部能源局（或本府）核發各別案件設置場址之太陽光電系統證明文件之裝置容量每峰瓩再額外補助新臺幣 9 仟元。</p> <p>b. 第二型：倘屬於陽光社區第二型，並同時申請補助時，除前述補助外，依經濟部能源局（或本府）核發各別案件設置場址之太陽光電系統證明文件之裝置容量每峰瓩再額外補助新臺幣 1 萬 2 仟元。</p> <p>(2) 儲能設備：已設置太陽光電系統並取得經濟部能源局（或本府）核發之太陽光電系統同意備案函或設備登記函，設置儲能設備容量每度補助新臺幣 5 仟元，不足 1 度部分不予補助，每一申請案之最高補助金額以新臺幣 5 萬元為限</p>
屏東縣	屏東縣 109 年度補助設置儲能型太陽光電系統實施計畫	<p>1.目的:為鼓勵民眾及企業於屏東縣合法私有建築物設置儲能型太陽光電系統，打造低碳城市之優質居住型態，並帶動太陽光電發展與系統設置技術，特訂定本計畫。</p> <p>2.補助方式及項目:</p> <p>(一) 本計畫補助總金額為新台幣 100 萬元整。</p> <p>(二) 儲能型太陽光電系統：裝置容量 1 峰瓩以上者，每峰瓩補助新臺幣 1 萬 5,000 元整，不足 1 峰瓩部分不予補助，每峰瓩裝設之儲能設備容量應為 1.5 度以上，每案最高補助金額以新臺幣 30 萬元為限。</p>

資料來源：本團隊整理。

(七)臺商投資臺灣與中國大陸儲能市場潛在優劣勢

雖然在國際節能減碳、能源轉型的趨勢下，兩岸皆大力投入再生能源，並鼓勵儲能系統等配套措施，但我國在法令與市場機制設計上皆更為積極，原因之一是我國的淨零年度較中國大陸提早 10 年(分別是 2050 年與 2060 年)，因此面臨的壓力更大。

且隨著疫情逐漸趨緩，我國的社會、經濟皆逐步走向正軌，但中國大陸仍堅持實施動態清零政策，使其經濟的表現疲軟，並影響到工商業的投資。除經濟前景的不確定外，考量中國大陸儲能市場中已有多間巨型企業，因此市場的新入者將遭遇更強的阻礙，臺商投資臺灣與中國大陸儲能市場潛在之優劣勢整理如下表 36：

表 36 臺商投資臺灣或中國大陸優劣比較表

考量面向	臺灣	中國大陸
優勢	<ol style="list-style-type: none"> 1. 政策涵蓋電力系統發電、電網、用戶端、安全管理、併網管理、輔助服務等各個環節。 2. 大力發展再生能源，目標2025年20GW太陽能與5.7GW離岸風力 3. 對契約容量達5000kW以上者，需要建置至少契約容量10%的綠能(包括設置儲能設備)或繳納代金。 4. 2050年達成淨零碳排，符合世界趨勢，且較中國大陸提早10年 5. 隨著疫情趨緩，於2022年逐步減輕管控，使經濟回溫。 6. 商業模式與市場機制(電力交易平台)健全，較能預期儲能成本效益比。 7. 國際政治局勢快速變化，隨著中美對抗的影響，臺灣可望添補美歐等國陸商遺留的市場空缺。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 儲能行業支持政策主要以省為單位展開，且大多集中於再生能源併網、儲能參與輔助服務市場等層面。 2. 於2021年啟動全國碳交易機制，管制全國超過2千家碳排放量超過2.6萬噸的電業。 3. 中國大陸為世界最大稀土產地，在電池原料及成本上擁有優勢。 4. 中國廠商在負極材料、電解液與隔離膜等領域擁有全球市佔率最大的產業鏈。 5. 建置儲能系統時，可向銀行貸款的金額較多，減輕自有資金的負擔。 6. 市場規模較臺灣大，預測2025年中國大陸儲能市場規模將達55.90 GW。
劣勢	<ol style="list-style-type: none"> 1. 市場規模較小，預測至2025年累積將超過1.5 GW。 2. 僅有台電負責電力交易市場，商業環境單純，鉅額投資獲利機會上限較低。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 中國大陸目標於2030年二氧化碳排放量達到峰值，且直到2060年才實現碳中和。 2. 維持動態清零政策，影響經濟發展。 3. 長期忽視水土保持，更易遭受極端氣候影響，例如2022年8月四川出現嚴重電力供給不足的情況。 4. 競爭對手已形成規模經濟，例如儲能電池供應商寧德時代、PCS廠商上能電氣及陽光電源，或SI廠商海博思創及電工時代。儲能市場新入者難以競爭。

資料來源：本團隊整理。

第六章 臺商投資儲能布局策略建議

一、研究發現

(一)再生能源發展政策連動儲能設備前景

1.國際協定

1997年《京都議定書》於COP3會議後公布，為第一個具法律約束力以達到減少溫室氣體排放目的的協議。惟協議中僅主張約束已開發國家但卻未對同屬碳排大國的中、印等發展中國家控管，該情形至2012年協議第二階段仍存在，導致部分國家抵制不願加入。2015年公布之《巴黎協定》則首次同時約束已開發與開發中國家，並以升溫上限替代過去以GHG減量標準，設定升幅小於攝氏2度的標準，致力將升幅控制於攝氏1.5度內。

2021年舉辦的COP26為《巴黎協定》後最重要的首次評量，會議中達多項具體共識，此外獲得多數國家同意在2022年底前停止新投資給仍倚重使用化石燃料的能源部門，並全面支持潔淨能源轉型。雖在COP26會議中針對儲能裝置的發展與建置相關議題未有提及，但考量能源轉型多半仰賴再生能源，可預見利用儲能產業以達成能源轉型的倡議應為高可行性之規劃路徑。

2.我國淨零沿革

我國2050淨零路徑主要參考國際經驗，分為：初期階段為2030年之前達成低碳社會；長遠目標為2050年朝向零碳發展，極大化布建再生能源、推廣產業以及民生用具電動化以及投入各種技術開發。非電力能源則加速電動化進程，積極投入創新清潔能源，如：氫能或者生質能源。並針對難以減少的碳排，以森林碳匯來達成淨零目標。

我國自短期不興建新燃煤電廠開始、陸續擴增再生能源裝置容量、達成100%智慧電網布建、燃煤/燃氣電廠依CCUS發展進程導入運用、最終布建超過60%發電占比之再生能源此外亦須搭配產業住商運輸等需求端之各階段管理措施，藉以達成2050淨零排放之長期目標。

3.用電大戶條款與儲能

《再生能源發展條例》2019年增訂§12「用電大戶條款」，2020年底公告子法《一定契約容量以上之電力用戶應設置再生能源發電設備管理辦法》，依法被認定為用電大戶者，5年內設置其契約容量10%的再生能源裝置義務容量，條款中提供再生能源發電設備、購買綠電及憑證、設置儲能設備，以及繳納代金，四種方法供用電大戶選擇或混合利用。

研究發現對說明對用電大戶而言，儲能之設置成本確實不比直接設置太陽能發電有競爭力，然而若考量尖離峰電能調節、停電損失隱形效益、土地使用成本、儲能技術持續進步等關鍵議題，選擇儲能設置來滿足義務容量應為更全面之作法。

(二)產業鏈分工以逐步切入電網級儲能系統

政策法規作為上，為使再生能源可以成為穩定可靠的電力來源，政府於2019年修正電業法，期望透過獎勵與研發示範的方式來促進儲能設施的建置。另為配合2025年能源轉型目標，政府已規劃於2025年建置1,500MW電網級儲能系統，建立我國儲能市場機制與自主能量。其他的推動力道包括儲能教育、產業轉型輔導，再生能源穿透率提高，以及強化電網韌性與彈性的需求等。

具體來說，我國儲能市場由表前市場(包括台電輔助服務、結合風光發電案場)與表後工商市場(RE100、ESG、用電大戶擴增)組成。從儲能市場分析報告中亦可推測出市場趨勢，在2023年時儲能市場有望超過100億臺幣，至2025年則超過200億臺幣，維持該增長速度下，至2030年的儲能市場總規模將達到2,000億臺幣，而雖然我國2025年至2030年儲能規模將上漲快速，但也因為儲能價格下降後，相對應的經濟規模成長會趨緩。

藉上述可見之成長速度，綜觀我國現階段儲能產業鏈，在上游，傳統石化業面臨舊廠更新、轉型壓力，持續投入儲能電池等高價值產品的開發，加速電池材料發展，但原料劣勢仍無法忽視；在中游，我國機械業具國際競爭力，儲能廠商可以與其合作發揮綜效，電池模組與管理系統具多年經驗、功率調節系統(PCS)具備國際水準，但國際電池芯廠商在市佔率、生產規模、良率與性價比已在領先地位，國內企業應找尋突破點增加韌性；在下游，適逢政府制定電力輔助服務措施規劃，吸引國外先進廠家投入，臺商回流可以與之學習、合作，補足目前我國廠商在國際市場開拓經驗與國際大廠之間的差距。

(三)我國未來儲能之潛在優勢

電力產業在2017年修正電業法通過後，打破壟斷的垂直整合商業型態，重新定位了電力產業，將市場上下游的發電、輸電配電業、及售電業強制分離，開放綠能售電業申設，同時建置電力市場。

電力交易平台以日前輔助服務市場為主軸，「日前」是指於調度日的前一天針對當天的電力需求量進行競價買賣，而「輔助服務」則是為了維持電力系統安全穩定運行，或在遭遇事故後協助電力系統恢復正常狀態所需的服務。民間分散式電力資源可以透過平台參與競價，只要可提供大於1MW

的調度電力容量，可透過交易平台參與，成為隨時可調度的虛擬機組。

企業是否參與電力交易平台將成為體現業者能力的判斷標準，因而帶動業者進一步檢修、升級、甚至新設儲能設備，催化儲能產業的發展。對民間業者而言，過去缺乏誘因投入資源開發新的發電設備，而在電力交易平台設立後，建設高效率的發電設備並參與市場將有利可圖，開發新發電技術的成本也可透過市場反映在業者的利潤，進而吸引業者投資高效率之發電資源。除此之外，無電力設備的聚合商亦能透過電力交易平台參與交易，串接小型發電資源，進一步鼓勵小型發電設備發展，亦有助於引進更多資金投入我國能源產業。

以投資者的角度來看，參與電力交易平台所能獲得的收益潛力是關注重點。本研究發現，就投資而言，現階段參與E-dReg具有較高的收益，估計1MW可創造約新台幣835萬/年的收益；就實務而言，設備價格、案場穩定性、運維品質、得標率、結清價格等皆會影響整體收益，建議企業及早投入，防止儲能機組在市場的預期競價動盪，較能取得相對優勢。

二、返臺布局之策略與建議

(一)短期目標

1. 上位政策法規為儲能產業增加原動力

2016年10月27日，行政院第3520次會議報告中，「綠能科技產業創新推動方案」浮上檯面，包含節能、創能、儲能及智慧系統整合等能源轉型被拋出。

2017年修正電業法通過後，重新定位了電力產業的型態，打破垂直整合商業型態，重新定位了電力產業，開放綠能售電業申設。根據《電業法》第11條規定，輸配電業在廠網分工後，應成立公開透明之電力交易平台，意即開啟臺灣電力市場設置的大門

緊接著我國《再生能源發展條例》於2019年完成修正，增訂第12條「用電大戶條款」，後能源局於2020年底進一步公告子法《一定契約容量以上之電力用戶應設置再生能源發電設備管理辦法》，用電大戶需於5年內設置其契約容量10%的再生能源裝置容量，其中一種滿足方式即為儲能。

而溫管法修正草案更將2050淨零排放目標入法，明定國家溫室氣體長期減量目標為2040年溫室氣體排放量降為2005年溫室氣體排放量50%以下，此次將修正為2040年溫室氣體淨零排放。為達成此目標，發展再生能源更是刻不容緩，同時帶來了穩定供電及維持電力品質的挑戰，故儲能產業發展成為此挑戰的良藥。

2. 「用電大戶條款」中提供四種方法供用電大戶彈性選擇來履行其義務容量，其中儲能設備設置具長遠利基。

用電大戶至市場購買綠電或憑證，須負擔最高成本，交易價格偏高，對於用電大戶，自建之方式更為划算；另外，繳納代金成本目前低於綠電市場之交易價格，說明若未受到供應鏈要求，則不會積極於短期內進入綠電市場購買綠電，可能選用代金或其他方式滿足義務容量要求。就儲能選項而言，在考量減碳效益、節省電費、停電損失成本後，從設置儲能設備選項之成本觀之，並不以單論成本評估數字令人卻步，若儲能規模夠大，反而相較其他項目成本的付出更低。

3. 我國儲能產業在產業面、供需面之優勢及競爭

在產業鏈上游，傳統石化業面臨舊廠更新、轉型壓力，持續投入儲能電池等高價值產品的開發，加速電池材料發展，但原料劣勢仍無法忽視；在中游，我國機械業具國際競爭力，儲能廠商可以與其合作發揮綜效，電池模組與管理系統具多年經驗、功率調節系統(PCS)具備國際水準，但國際電池

芯廠商在市佔率、生產規模、良率與性價比已在領先地位，國內企業應找尋突破點增加韌性；而在下游，適逢政府制定電力輔助服務措施規劃，吸引國外先進廠家投入，臺商回流可以與之學習、合作，補足目前我國廠商在國際市場開拓經驗與國際大廠之間的差距。

4. 隨著中央政策延長和法規增修，地方儲能規範與計畫持續重視儲能產業，將上下整合吸引更多業者投入於儲能產業建置。

隨著疫情衝擊與國際政經情勢震盪，「投資臺灣3大方案」政策滾動式調整延至2024年底，支持企業投資同時，在3個方案中將對象條件新增配合政府2050淨零碳排政策目標，逐步落實減碳排之業者，並須提出節能減碳具體做法，具體作法其一為使用綠電或設置再生能源設備，該作法內涵中即包含儲能設備設置。

2019年公布《經濟部補助直轄市及縣市政府辦理再生能源發電設備認定與查核作業要點》，補助直轄市及縣（市）政府辦理再生能源發電設備認定、撤銷、廢止、查核及其他相關業務，並推廣設置再生能源發電設備。

今年公布之《儲能系統結合太陽光電發電設備中華民國 111 年度競標及容量分配作業要點》，更鎖定儲能設備為儲存太陽光電發電設備所發電能之設備系統，屬太陽光電發電設備之附屬設備，且可併網提供電能。

地方縣市如新北市、桃園市、嘉義縣、台南市、屏東縣等，皆陸續在各地區發展儲能案場，藉此發現，臺商宜乘著此變革，適度搭配地方政府計畫協助及尋求各縣市裡除補助以降低成本之顯性要件外，該地區重點發展的再生能源搭配儲能案場之專業資源挹注。

儲能產業除了可滿足「投資臺灣3大方案」補助方案外，並可配合地方補助設置，自身企業轉型之外，將樂見儲能設備對於臺商回臺帶來多角性之實質效益。

5. 疫後政策連動經濟，我國與世界接軌逐步開放，惟中國大陸仍堅持實施動態清零，影響到工商業之投資。

維持動態清零政策，影響經濟發展，即使中國大陸在電池原料及產業鏈上擁有先天優勢，無法在市場順暢發展亦無用武之地。除經濟前景的不確定外，考量中國大陸儲能市場中已有多間巨型企業，競爭對手已具一定規模經濟，因此市場的新入者將遭遇更強的阻礙。

我國雖在市場規模受限人口數不若中國大陸龐大，但開放程度和在臺儲能容量對於回國臺商具穩定作用，可望以國內市場作為第一步紮根策略，建立面對各類危機時的供應鏈韌性，進而切入國際級產業供應鏈體系。

(二)長期展望

1. 全球減碳協議下我國之應持續推動儲能相關政策並落實，以利在儲能設備基礎上，與世界接軌，保持我國既有優勢

我國淨零目標與國際接軌，且擁有一定再生能源發展量能，搭配國內相關法規修法，如氣候變遷因應法等，加上國內完整產業鏈，環保技術開發相較鄰近國家成熟等背景，未來可預見產業轉型加速，推動綠能技術、綠色金融發展，儲能設備亦可平衡調整南北供電，同時落實相關法規教育，整合我國既有優勢持續進展。

2. 配合我國主要再生能源發展，檢視未來在再生能源發展之可能影響，波動影響儲能設備需求之上升

我國具有良好的風場，發展太陽能亦有垂直分工的完整產業鏈，全島更是有分布廣延的百餘處溫泉地熱徵兆，因應未來再生能源發展下，對於儲能設備需求將會有一定量能之上升。

3. 自電力交易平台開始正式營運，引導民間電力資源加入，交易平台市場發展促進儲能未來商機

電力交易平台2021年開始正式營運，由於儲能系統快速反應及可大量儲存電能之特性，可做為大量再生能源併網下之重要因應措施，因而帶動儲能產業業者進一步檢修、升級、甚至新設儲能設備，催化儲能產業的發展。電力交易商機逐將步成長達百億規模。

我國未來可參考亞洲國家如新加坡、日本等國之電力市場制度，邁向更全面的電力市場開放方向。透過不同市場機制的開啟，可納入更多儲能等民間資源參與平台，透過交易提高民間電力資源的附加價值。

4. 隨著再生能源併網，台電公司儲能需求量勢必增加，業者以併網型儲能參與電力交易之優勢與機會

臺商除投資與本業相關的儲能案場關鍵元件，短期亦可以投資方身份投資儲能案場，先行切入電力交易市場，作為企業多角化的佈局策略。乘著經濟部目前規劃於2025年建置1.5GW儲能系統目標的機會，配合大量再生能源併網，未來需求可望再增加。

5. 業者以併網型儲能參與電力交易之未來動態調整重點

由於電力交易市場屬於高度監管及相對專業的產業，欲自營自有資源的業者，須先取得合格交易者身份始能參與。廠商對於儲能安規及電力市場相關法規變化仍須保持關注。

電力交易平台預期會有更多儲能業者投入，競價效果或許使結清價格、得標率下降，可能對業者造成收益波動。儲能設備價格易受國際原物料、供應鏈及市場需求影響而上升，為避免投資報酬被間接影響，宜預先執行電力市場價格和硬體成本競合估算，亦可委任專業團隊進行第三方協助，使企業在設備購置和電力市場收益間能妥善風險控管，優先做好準備。

6. 臺商投資臺灣，比起中國大陸儲能市場的浮動現況與目標年限，整體環境所釋放之潛在優勢。

臺灣的淨零年度（2050）較中國大陸(2060)提早10年，法令與市場機制設計上皆更為積極，政策涵蓋電力系統發電、電網、用戶端、安全管理、併網管理、輔助服務等各個環節。同時大力發展再生能源，目標2025年20GW太陽能與5.7GW離岸風力，且商業模式與市場機制(電力交易平台)健全，較能預期儲能成本效益比。國際政治局勢瞬息萬變，隨著中美貿易衝突的影響，我國可望添補美歐等國遺留的市場空缺，獲取更多商機。

參考文獻

- [1] 國家發展委員會(2022)，「臺灣2050淨零排放路徑及策略總說明」，2022年3月30日。
- [2] 綠學院(2021)，「用電大戶條款四選一怎麼選？優缺點比較全公開」。
- [3] Energy & Climate Intelligence Unit (2022), “GLOBAL NET ZERO COVERAGE”, <https://zerotracker.net/>.
- [4] IEA (2022), “Explore energy data by category, indicator, country or region“, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser?country=WORLD&fuel=Energy%20transition%20indicators&indicator=ETISharesInPowerGen>.
- [5] NREL (2021), “Cost projections for utility-scale battery storage: 2021 update”, <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79236.pdf>.
- [6] 《臺灣電力公司營業規則》
- [7] 關鍵字：儲能，中國大陸國家發展和改革委員會，<https://www.ndrc.gov.cn/?code=&state=123>
- [8] 關鍵字：儲能，中國大陸國家能源局，<http://www.nea.gov.cn/>
- [9] 中國能源研究會儲能專委會，儲能產業研究白皮書，2022
- [10] InfoLink (2022) 2022Q2臺灣儲能市場分析報告
- [11] 台電公司，2022。台電公司與儲能業者座談會 會議簡報
- [12] 經濟部國際貿易局台灣儲能產業地圖，
https://www.greentrade.org.tw/zh-hant/energy_storage
- [13] IRENA, 2022. Renewable Capacity Statistics 2022
- [14] IRENA, 2019. UTILITY-SCALE BATTERIES INNOVATION LANDSCAPE BRIEF
- [15] 工業技術研究院，2018，儲能電池產品技術趨勢與臺灣產業機會
- [16] Bloomberg, 2022. 2022 Energy Storage Market Outlook
- [17] Bloomberg, 2021. Energy Storage System Costs Survey 2021
- [18] Bloomberg, 2021. Energy Storage System Providers 2021
- [19] EIA, 2021. Battery Storage in the United States: An Update on Market Trends
- [20] Sandia National Laboratories, 2021. Energy Storage Technologies and Grid Services.
- [21] 《電力交易平台管理規範及作業程序》
- [22] 《電力交易平台增強型動態調頻備轉容量輔助服務實施要點》
- [23] 電力交易平台第三次公開說明會會議簡報
- [24] 電力交易平台第四次公開說明會會議簡報
- [25] 電力交易平台第五次公開說明會會議簡報
- [26] 國家發展委員會，5+2產業創新計畫，
https://www.ndc.gov.tw/Content_List.aspx?n=9D024A4424DC36B9
- [27] 行政院重要政策，推動「6大核心戰略產業」—讓臺灣成為未來全球

- 經濟的關鍵力量，新聞傳播處，111/01/18
- [28] 行政院重要政策，投資臺灣3大方案—延長3年，新聞傳播處，111/01/10
- [29] 行政院，第3585次院會簡報-綠能科技產業創新推動方案執行進度與成果，107/01/18
- [30] 經濟部新聞，經濟部整合併網型儲能相關規範，於安全前提下發展儲能，協助穩定供電並確保電力品質，能源局，陳景生，111/09/16
- [31] 《再生能源發展條例》，全國法規資料庫能源管理目
- [32] 《一定契約容量以上之電力用戶應設置再生能源發電設備管理辦法》，全國法規資料庫能源管理目
- [33] 《經濟部補助直轄市及縣市政府辦理再生能源發電設備認定與查核作業要點》，全國法規資料庫能源管理目
- [34] 《儲能系統結合太陽光電發電設備中華民國 111 年度競標及容量分配作業要點》，全國法規資料庫能源管理目
- [35] 桃園市 111 年度儲能設備暨電力交易示範案場補助計畫，桃園市政府綠能專案推動辦公室
- [36] 111年度新北市企業淨零碳示範場域推廣補助計畫，新北市政府經濟發展局
- [37] 台南市政府經濟發展局一百十一年度補助設置太陽光電系統實施計畫，台南市政府經濟發展局
- [38] 太陽光電單一服務窗口，<https://www.mrpv.org.tw/index.aspx>