

臺灣 2050 淨零轉型
「電力系統與儲能」
關鍵戰略行動計畫
(草案)

經濟部

111 年 12 月

目錄

壹、現況分析.....	1
貳、計畫目標及路徑	7
參、推動期程.....	9
肆、機關權責分工	16
伍、推動策略及措施	19
陸、預期效益.....	35
柒、管考機制.....	38
捌、結語.....	39

臺灣 2050 淨零轉型

「電力系統與儲能」關鍵戰略行動計畫(草案)

壹、現況分析

一、背景說明

隨節能減碳意識的高漲，我國也積極發展再生能源，推動節能減碳及提高再生能源占比是我國能源政策之重要發展項目，而我國能源轉型以減煤、增氣、展綠、非核之潔淨能源發展方向為規劃原則，確保電力供應穩定，兼顧降低空污及減碳。因應國際淨零碳排趨勢，目前我國政府定調於 2050 年時將再生能源極大化，根據國家發展委員會於 2022 年 3 月份公布之「臺灣 2050 淨零排放路徑」，2050 年時，再生能源的占比為 60~70 %、氫氣 9~12 %、火力加上碳捕捉為 20~27 %。然而間歇性再生能源大幅增加時可能衝擊傳統電力系統，除了雙向電力潮流影響電力品質與系統保護之外，再生能源出力的快速變化亦將影響整體供需平衡，構成系統調度的挑戰，傳統電力系統顯然難以滿足再生能源發電發展需求，於是各先進國家紛紛進行現行電網之升級計畫，以推動智慧電網的各項技術進行研究討論，以利電力系統更新。面對新挑戰，電力系統運轉除機組排程、調度運轉有異於傳統作法外，亦需要額外的設備及花費來維持電力系統的可靠度及電力品質。此外，瞭解不同再生能源發電的特性和對電網運轉的衝擊，亦將有助於制訂再生能源

發展政策所需的法規及配套，降低系統衝擊成本，才可能裝置更大量的再生能源。為落實再生能源發展目標，並兼顧電網運轉穩定及安全性，提升電網彈性已成為各國電力系統轉型重點。隨著再生能源擴大利用與推廣，以及電網度對可靠度與彈性提升之需求越來越高，有越來越多電力公司，已導入或計畫導入先進配電自動化功能。

電網現代化可支援高度自動化、有效率及可靠的供電系統運作，大區域範圍的先進系統監控技術，可則提升供電可靠度及安全性，電網管理與現代化技術亦有助於解決國內電力系統的困境。推動節能減碳及提高再生能源占比是我國能源政策之重要發展項目，為推動節能減碳政策，發展具備儲能與智慧電網的電力系統是重要的步驟之一。

儲能系統為穩定國內再生能源發電方法之一，係促進再生能源導入，協助電網強韌及供電穩定，並逐步導入用戶側能源管理。國內導入儲能技術包含機械式儲能，如既有抽蓄水力儲能電廠二座，合計 2,602 MW，並採用穩健推動作法，推動電化學儲能(如儲能電池)落實：

(一) 示範先行：利用前瞻基礎建設計畫，完成 5 座區域性儲能設備示範案例，累計裝置達 7MW/7MWh，業已完成階段性成果；持續長期測試，提升廠商系統能量。

(二) 明確政策目標，擴大市場誘因：短期明確 2025

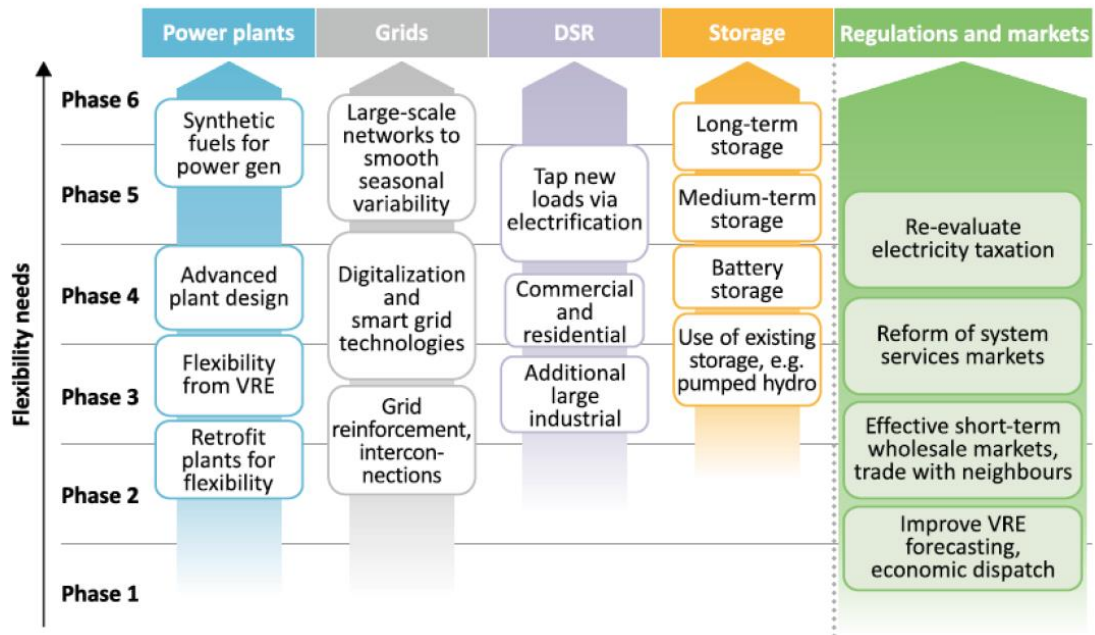
年政策目標 1,500 MW，發展電網端儲能及發電端儲能，迄今新增電池儲能系統，包含台電 AFC 雙邊合約及採購輔助服務等，共計 38.3 MW 已併聯運轉。

二、 問題檢討與評析

(一) 國際電力系統發展趨勢

國際能源署(International Energy Agency, IEA)指出世界各國電網朝向分散化及智慧化發展，依據不同再生能源占比，針對電力系統大面向提出對應發展的方針：發電、輸配電網、需求面資源、儲能以及法規與市場等五大面向，如圖 1 所示，國際能源署依再生能源占比區分，將電力系統發展可分為六個階段，六個階段對照了不同的再生能源占比情形，每個階段都有相對應的轉變以及需要發展的技術。在第二階段時，再生能源占比 5~10%，對系統調度有微小至中度的影響，不過既有的電網設備還可以應付再生能源的變動。在第三階段時，再生能源占比 10~20%，對系統供需平衡有明顯影響，在第四階段時，再生能源占比 20~50%，再生能源已是供電主力，因此要有電力系統升級才能維持電網穩定，例如：增加儲能裝置或需量反應的容量。在第五階段時，再生能源占比 50~80%，已會發生再生能源供給剩餘。在第六階段時，再生能源占比 80% 以上，需要季節性長期儲能因應低風力與太陽光電變動性，來提供一年中不同季節的

能源供應調度。



※資料來源：國際能源署（IEA）

圖 1、IEA 六階段電力系統彈性需求

（二）國際儲能發展趨勢

隨著再生能源併網及滲透率提升，再生能源的間歇性影響電網穩定，使得電力公司需要更彈性的調度及相對應的電網建設升級，儲能被視為解決方案之一。預估至 2050 年全球累積儲能裝置量將成長至 1,676 GW/5,827 GWh，在 2020~2050 年期間，國際總共投入 9,640 億美元的儲能投資。從全球儲能發展情況觀察，未來發展趨勢為：

1. 再生能源與儲能整合運用逐漸普及：由於「風、光」再生能源發電具有間歇性，隨著兩者滲透率的提升，對於電力系統的運作將帶來影響與困難。除了提升再生能源的預測技術、衝擊模擬分析、

強化電力調度能力等，思考新增更具靈活性的發電機組及資源以增加電力系統彈性，而儲能技術即是其中之一。

2. 導入長時間儲能(Long Duration Storage)技術：目前電網儲能多用於短時間的調頻與電壓調節調度運用。為了達成淨零碳目標，歐美各國更加重視「長時間儲能」技術發展，長時間儲能可用於移轉再生能源電力，至負載需求尖峰時段或再生能源無法發電時刻加以使用。

(三) 電力系統關鍵議題研析

國內的再生能源發展情形，因中南部地區並具備良好的日照條件之故，促使我國太陽光電大多集中於中南部區域，而離岸風力亦集中於中部縣市外海，因此無論是太陽光電或是離岸風電受到地理環境及氣候條件影響下，其建置分布皆有集中化的趨勢。由於案場集中容易造成當地找不到適合併接點或是可併接容量不足，導致再生能源無法併網。使得併網熱區併接容量不足；另外，由於案場集中，因此再生能源集中區域之供電需要往其他區域輸送，受限既有輸電線路區域傳輸能力有限，再生能源無法發電而導致區域與區域傳送壅塞。

此外由於再生能源發電的間歇性及不確定性，大量再生能源併網將增加電網調度的困難，未來在大幅增加太陽光電設置，正午充分利用太陽光電使得傳統火力電廠維持低載輸出，而當傍晚日落時對火力電廠的需求急

遽提高若再生能源發電量瞬間減少太多，則可能導致系統頻率驟降，影響供電可靠度，凸顯對於電調的運轉操作、保護協調以及穩定度來說造成很大的挑戰。此外風力發電出力情形隨著氣候、時間、季節變化差異甚大，為補足風力發電沒有運作時的發電缺口，亦需要電力公司提供更具彈性的調度方式及相對應的備載容量，不僅影響電力品質以及增加額外經濟成本，嚴重時更可能引發分區輪流限電事件。

(四) 儲能關鍵議題研析

國內推動儲能設備建置，係以政策導引市場發展，須滾動檢討相關推動誘因機制。當前台電公司針對功率型儲能輔助服務應用之採購，亦規劃於電力交易平台新增「增強型動態調頻備轉容量(Enhanced dReg, E-dReg)方案」，未來將擴展至功率與電能轉移複合性應用功能，預計 E-dReg 規格為具備可持續 50 % 功率執行充/放電，達 4 小時(含)以上，相較現行功率型應用要求更長時間的儲能容量，將大幅度增加儲能設備成本、用地空間及完工時程，須審慎規畫儲能併網容量及興建時程，以利政策目標達成。

另外國際儲能設備火災事故頻傳，包括韓國、美國、英國、中國大陸與澳洲等地均傳出電網級儲能系統運作時火災爆炸意外，凸顯標準安全規範之重要性，國內須參考國際最新儲能產品與系統規範，完善制定安全標準及消防規範，以利國內儲能永續發展、安全無虞。

貳、計畫目標及路徑

關於電力系統與儲能的關鍵戰略行動計畫其主要目標是朝向導入高占比再生能源，並同時確保供電平衡及提升系統韌性，而主要發展三大核心策略分別為：(1) 強化電網基礎設施以提升電網韌性；(2) 提升系統各項資源調控能力以增加系統供電彈性；(3) 推動電網數位化以促成電網最佳運轉。當大量分散式再生能源併網後，系統潮流變化快速，因此需要發展對應的電網調控與管理技術，強化電網韌性並提升電網容納新增分散式再生能源的能力、才能提升電網的穩定度與可靠度。在儲能設備部分，配合再生能源發展，強化電網韌性，其用途分為兩大應用：(1) 電網端儲能設備，用於強化電網韌性與彈性，用於調頻及備轉容量；(2) 發電端儲能設備，係結合再生能源，供應夜尖峰及電網穩定。相關規劃目標及路徑設定如表 1 所示：

表 1、計畫推動目標及路徑

核心策略	推動措施	時程	
		短期 (~2030 年)	中/長期 (2031~2050 年)
強化電網基礎設施以提升電網韌性	再生能源加強電網工程	<ul style="list-style-type: none"> 離岸風力發電加強電力網計畫完成 7 站 7 線強化工程，以增加離岸風力 11 GW 併網容量 太陽光電併網工程完成 9 站 10 線強化工程，以增加太陽光電 6.5 GW 併網容量 	因應電源之開發地點及量體動態啟動再生能源電網工程
	減少區域電網間傳輸	<ul style="list-style-type: none"> 提升電力傳輸能力：擴充超一路之龍潭~中寮段及 345kV 龍崎(南)~仁武線容量(由原 1,000 MW 提升 	<ul style="list-style-type: none"> 評估布建高壓直流輸電可行性

	問題	至 3,000 MW)；擴充超二路之龍潭~峨眉線、義和~中寮線及超三路之竹園~中寮段容量(由原 2,000 MW 提升至 3,000 MW) ● 直送用電中心：吸納雲嘉南光電熱區電源直供南科(七股~南科)		
	導入電力品質調控設備強化電力系統穩定	● 於彰工升壓站、永興開閉所、南科變電所及竹園變電所各增加±200 MVAR 之靜態型同步補償器		● 持續檢討導入電力品質調控設備強化電力系統穩定需求
提升系統各項資源調控能力以增強系統電彈性	更新/提升傳統電廠反應能力	● 強化燃氣複循環機組反應能力(如大潭七、八、九號機、興達、台中、協和、通霄二期及大林燃氣複循環機組)		● 燃氣複循環機組改採 1on1 機組型式 ● 燃氣複循環機組升降載率由原 5 %/min 調整至 7 %/min
	掌握再生能源	● 提升再生能源發電預測精準度，風力發電之日前預測誤差 8 % 以及小時前預測誤差 4 % 以內；太陽光電發電之日前預測誤差 10 % 以及小時前預測誤差 5 % 以內 ● 修訂「再生能源發電系統併聯技術要點」，對於再生能源出力變化及提供系統頻率/電壓之支持進行規範，要求再生能源負起協助系統穩定責任 ● 再生能源資料即時監測量達到 28 GW，掌握一半以上再生能源狀態		● 持續提升再生能源即時資訊掌握及預測精準度 ● 檢討與訂定再生能源及各類新興資源併網規範
	應用儲能系統	年度分類	2025 年目標	2030 年目標
	電網端	1,000 MW	3,000 MW	
	發電端	500 MW	2,500 MW	
		用戶端	依防災避難中心、用電大戶(工廠...)、公共設施(交通號誌、電信基地)	

		台...)盤點估算	力機組協助穩定供電
	合計	1,500 MW	5,500 MW
	精進需 量反應 管理措 施	<ul style="list-style-type: none"> ● 需量反應方案參與量達 3,000 MW ● 時間電價時間帶調整 ● 推動電動車時間電價 ● 擴大高壓用戶夏月電價期間 	<ul style="list-style-type: none"> ● 推動多元化時間電價 ● 持續檢討時間電價時間帶 ● 需量反應擴大至低壓用戶，並結用戶群代表推廣
擴大電 力市場	<ul style="list-style-type: none"> ● 持續推動電力市場交易平台，健全電力交易市場。 ● 促進新興資源(如儲能/電動車)投入電力市場 		
推動電 網數位 化以促 成電網 最佳運 轉	推動電 網資通 訊整合	<ul style="list-style-type: none"> ● 低壓 AMI 智慧型電表布建達 600 萬用戶 ● 完成智慧變電所 185 所布建(含二次變電所導入 IEC-61850 及變電所 IEC 61850 自動化設備汰換或輸電級數位保護電驛汰換) 	<ul style="list-style-type: none"> ● 持續低壓 AMI 智慧型電表布建 ● 持續智慧變電所布建 ● 持續發展大數據/人工智慧/本土化之電網管理應用技術
	精進區 域調度	<ul style="list-style-type: none"> ● 自動化饋線下游 5 分鐘內復電事故數占比達 90 % ● 完成全國 7 處區域調度中心電能管理系統(EMS)之增設 ● 完成全國 21 處配電調度中心先進配電管理系統(ADMS)之建置 	持續發展區域調度及微電網運作模式
	制訂/修 訂智慧 電網國 家標準	進行電力自動化、配電管理系統、智慧電表、電網資訊安全、智慧家庭裝置等國家標準研擬與相關檢測能量建置	

參、推動期程

本關鍵戰略行動計畫係依據臺灣 2050 淨零轉型之政策目標延伸開展之計畫，整體目標為 2050 年達到淨零排放，短期程為 2023~2030 年，共 8 年，中長期為 2031

~2050 年，共 20 年，合計 28 年。各期程推動工作如下：

表 2、短中長期推動工作

策略	短期計畫名稱/推動工作重點	中長期計畫名稱/推動工作重點
再生能源加強電網工程	<ol style="list-style-type: none"> 離岸風力加強電力網第一期計畫(2018~2025 年) <ul style="list-style-type: none"> ● 桃園離岸風力加強電力網工程 ● 彰工併網點加強電力網工程(彰一開閉所、彰工升壓站、161kV 彰一(甲)~彰光線、161kV 彰一(乙)~中港線、345kV 彰工~彰濱線) ● 永興併網點加強電力網工程(永興開閉所、彰埤開閉所、161kV 永興~彰林線、161kV 彰埤~彰林線) 離岸風力發電加強電力網計畫(第一階段區塊開發)(2023~2031 年) <ul style="list-style-type: none"> ● 大潭新開關場及相關併網點加強電力網工程(大潭(新)開關場) ● 新竹、苗栗區域相關併網點加強電力網工程 ● 臺中、彰化區域相關併網點加強電力網工程(安風開閉所、港風開閉所 161kV 后里~中庄二進二出安風線、345kV 港風~中科線) 一般建築及設備計畫(太陽光電併網工程)(2017~2026 年) <ul style="list-style-type: none"> ● 九所新設併網點工程(R/S)供太陽光電併網 <ul style="list-style-type: none"> ■ 芳興 R/S 含引接線路 ■ 台區 R/S 含引接線路 ■ 宜梧 R/S 含引接線路 ■ 貴舍 R/S 含引接線路 ■ 布袋 R/S 含引接線路 ■ 北門 R/S 含引接線路 ■ 麻工 D/S 含引接線路 ■ 保寧 R/S 含引接線路 ■ 佳源 R/S 含引接線路 ■ 161kV 南科~七股二回線 	<ol style="list-style-type: none"> 因應再生能源電源之開發地點及量體等不確定因素，電網工程之規劃方式變通採取滾動檢討，隨時依電業主管機關「盤點太陽光電潛力案場土地開發情形」及統計「民間再生能源業者申設情況」，提出所需併網工程、調整執行工程規模及辦理方式，較能滿足政府所設定再生能源併網目標期程及量體。
減少區域電網間傳輸問題	<ol style="list-style-type: none"> 定期滾動檢討離岸風力發電加強電力網第一期計畫(2018~2025 年) <ul style="list-style-type: none"> ● 主幹線加強電力網工程 一般建築及設備計畫(太陽光電併網工 	<ol style="list-style-type: none"> 持續強化與檢討主幹線加強及直送用電中心計畫。 評估布建高壓直流輸電可行性(2031~2050 年)。

	<p>程)(2017~2026年)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 七股~南科二回線新建工程 <p>3. 研商超高壓直流輸電工程及系統可行性(2025~2030年)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 提升電網融通能力 <p>4. 淨零排放-電網韌性分析計畫(2023~2025年)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 電網脆弱度及重要度評估之分析模式 ● 完成先導電廠能源設施量化風險評估案例之故障樹分析與系統分析 	
導入電力品質調控設備強化電力系統穩定	<p>1. 離岸風力加強電力網第一期計畫(僅STATCOM)(2018~2025年)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 永興 S/Y 161kV 靜態同步補償器新建工程 ● 彰工 E/S 161kV 靜態同步補償器新建工程 <p>2. 南科超高壓變電所擴建計畫(僅STATCOM)(2019~2025年)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 南科 E/S 161kV 靜態同步補償器新建工程 <p>3. 一般建築及設備計畫(僅STATCOM)(2020~2025年)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 竹園 E/S 161kV 靜態同步補償器新建工程 <p>4. 智慧電網推動與關鍵應用技術發展計畫(2020~2030年)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 完成開發配電饋線品質調控設備，具備饋線電壓自動補償與調節能力 	<p>1. 持續檢討導入電力品質調控設備強化電力系統穩定需求。</p> <p>2. 發展配電級變電所智慧變壓器電力品質調控技術開發及應用示範。</p>
更新/提升傳統電廠反應能力	<p>1. 大潭七、八、九號機燃氣複循環機組</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 熱機起動時間不超過70分鐘；可控制之出力範圍至少需達20%額定出力以上，升降載率至少需達4%/min以上。 <p>2. 興達燃氣及台中燃氣複循環機組</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 熱機起動時間不超過70分鐘；可控制之出力範圍至少需達20%額定出力以上，升降載率至少需達5%/min以上。 <p>3. 協和燃氣、通霄二期燃氣及大林燃氣複循環機組</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 熱機起動時間不超過70分鐘；可控制之出力範圍至少需達20%額定出力以上，升降載率至少需達7% 	<p>1. 燃氣複循環機組改採1on1機組型式：相較於2on1(2GT+1ST)機組，1on1(1GT+1ST)機組調度靈活性較佳且低負載效率高，爰未來發電計畫可行性研究將改採1on1機組型式。</p> <p>2. 機組升降載率由原5%/min調整至7%/min以上：為提升電廠反應能力，未來發電計畫可行性研究之機組升降載率將由原5%/min調整至7%/min以上，以因應再生能源變動性。</p>

	/min 以上。	
掌握再生能源發電	<ol style="list-style-type: none"> 提升再生能源預測精準度 <ul style="list-style-type: none"> 使用中央氣象局提供(溫度、濕度、日照、風速、風向、衛星雲圖…等氣象資訊)氣象預報以及引入智慧型電表資訊(裝設於再生能源案場) 滾動檢討再生能源發電系統併聯技術要點 <ul style="list-style-type: none"> 修訂「再生能源發電系統併聯技術要點」裝置容量大於 100 kW 以上案場回傳即時發電資訊 	<ol style="list-style-type: none"> 持續提升再生能源即時資訊掌握及預測精準度。 檢討與訂定再生能源及各類新興資源併網規範。
應用儲能系統	<ol style="list-style-type: none"> 短期(2030 年之前)儲能電池設備裝置量目標：2025 年目標量 1,500 MW，包含電網端儲能 1,000 MW、發電端儲能 500 MW；2030 年目標量擴大至 5,500 MW。 強化電網運轉彈性公共建設計畫(2022~2025 年) <ul style="list-style-type: none"> 建構熱點地區併網環境(建構儲能設置所需公共建設) 建構一般地區併網環境(建構儲能設置所需公共建設) 偏鄉部落及離島地區儲能系統 彰濱儲能系統財務採購帶安裝(2024 年) <ul style="list-style-type: none"> 預定電能轉移為主，可增加太陽光電夜間供電能力。 路園 D/S 變壓器及儲能設備裝設工程(2021~2023 年) <ul style="list-style-type: none"> 電池儲能 20 MW，協助系統穩定。 龍潭 E/S 裝設工程(儲能設備)(2022~2023 年) <ul style="list-style-type: none"> 電池儲能 60 MW，協助系統穩定。 冬山 E/S 裝設工程(儲能設備)(2022-2024 年) <ul style="list-style-type: none"> 電池儲能 20 MW，協助系統穩定。 太陽光電機組設備更換計畫-台南鹽田光電儲能案(2021~2023 年) <ul style="list-style-type: none"> 電池儲能 20 MW，協助系統穩定。 配電設備零星擴充及改善工程預算(2021~2024 年) <ul style="list-style-type: none"> 因應偏鄉離島用電需求，進行儲能系統之建置。 	<ol style="list-style-type: none"> 中長期 2031~2050 年目標量，須因應再生能源及電網發展，綜合評估電力能源結構及電力系統整合強化作法，滾動檢討以設定目標。 規劃新建抽蓄水力機組協助穩定供電。 <ul style="list-style-type: none"> 大甲溪光明抽蓄發電計畫 石門抽蓄發電計畫

	<p>9. 儲能系統安全暨智慧電網標準檢測驗證計畫(2023~2026年)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 建置 1 MW 電力調節系統(PCS)檢測能量 <p>10. 國家綠能標準檢測驗證計畫(2021~2025年)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 新建 360 kWh 儲能電池安全檢測試驗室 <p>11. 儲能系統與設備產業輔導計畫(2023-2024年)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 提供場域供國內業者進行系統整合/電池練兵與驗證，提高國內儲能系統與設備產業競爭力以爭取國際市場。 <p>12. 淨零排放-液流電池儲能系統技術驗證計畫(2023~2024年)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 建立 MWh 級鈦液流電池驗證平台，完成國內鈦液流電池系統驗證。 <p>13. 淨零排放-MW 等級儲能電池健康檢測及評估技術計畫(2023~2024年)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 投入電池系統安全設計研究，持續提升國內儲能技術能量及維運能力 <p>14. 新及再生能源技術研發(綠能電網儲能系統暨運維技術計畫、儲能技術應用與驗證計畫)(2023~2024年)</p>	
精進需 量反應 管理措 施	<p>1. 精進需量反應管理措施</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 時間電價時間帶調整(2021~2023年) ● 推動電動車時間電價(2022年) ● 擴大高壓用戶夏月電價期間(2023年) ● 推動儲能專用需量反應(2023~2030年) ● 持續精進自動需量反應(2022~2030年) 	<p>1. 推動多元化時間電價。</p> <p>2. 持續檢討時間電價時間帶。</p> <p>3. 需量反應擴大至低壓用戶，並結合用戶群代表推廣。</p>
擴大電 力市場	<p>1. 電力市場與系統運作制度研析計畫(2020~2030年)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 長期電力交易平台規劃 ● 研析我國之新興資源應用市場機制 	<p>1. 持續檢視新興電力資源參與市場機制，並修訂或調整相關規範。</p> <p>2. 發展區域電網導入系統之運作機制及商業模式，如微電網。</p>
推動電 網資通 訊整合	<p>1. 智慧型電表基礎建設 AMI 推動方案(2018~2030年)</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 2024 年低壓 AMI 布建達 300 萬戶 	<p>1. 所有低壓用戶智慧電表布建。</p> <p>2. 二次變電所導入 IEC-61850</p>

	<ul style="list-style-type: none"> ● 2030 年低壓 AMI 布建達 600 萬戶 2. 二次變電所導入 IEC-61850 (2020~2030 年) ● 2030 年二次變電所導入 IEC-61850 達 60 所 3. 變電所 IEC 61850 自動化設備汰換或輸電級數位保護電驛汰換 (2020~2030 年) ● 2030 年變電所 IEC 61850 自動化設備汰換或輸電級數位保護電驛汰換達 125 所 4. 智慧電網推動與關鍵應用技術發展計畫 (2022~2030 年) ● 完成配電管理設備共通通訊技術 	<p>達 180 所。</p> <ul style="list-style-type: none"> 3. 變電所 IEC 61850 自動化設備汰換或輸電級數位保護電驛汰換達 345 所。 4. 輸配電網設備跨系統資訊整合框架整合應用示範。
精進區域調度	<ul style="list-style-type: none"> 1. 饋線自動化布建(2012~2030 年) ● 自動化饋線下游 5 分鐘內復電事故數占比達 90 % 2. 區域調度中心電能管理系統(EMS) ● 導入即時電力潮流計算、輸電網狀態估計等功能對區域電網進行分析 3. 配電調度中心先進配電管理系統 (ADMS) (2022~2030 年) ● 掌握配電系統負載、再生能源及儲能等資料 ● 完成整合多元監控資訊及開發智慧型 FDIR 功能，提升調度效率，掌握運轉現況 ● 導入智網技術，優化電網運轉 4. 區域電網儲能計畫(2023~2024 年) ● 4 所變電所設置 1MW/1MWh 儲能系統、 500 kW 柴油發電機組及電能管理系統等區域微電網相關設備。 5. 智慧電網推動與關鍵應用技術發展計畫(2022~2030 年) ● 完成配電系統拓樸校正及資訊整合技術，發展主動式配電決策管理系統 ● 完成發展分散式資源聚合與多元資源排程控制技術，廠商參與電力交易市場達百 MW ● 完成電網形成控制之電力調節器應用示範 6. 綠能發配電智慧管理與效能提升技術發展計畫(2021~2025 年) 	<ul style="list-style-type: none"> 1. 持續強化各級調度中心能力，優化系統操作及提升韌性。 2. 電網形成控制導入配電變電所級應用情境評估與試驗場域建置。

	<ul style="list-style-type: none"> ● 開發本土化配電網路管理系統，結合現場設備地理空間資訊，提升配電管理能力 ● 建立 MW 級微電網電力輔助系統，成為微電網參與電力輔助服務之先驅 ● 開發輸/變電設備在線損傷診斷與狀態評估系統，提升運維效率 	
制訂 / 修訂智慧電網國家標準	<ol style="list-style-type: none"> 1. 儲能系統安全暨智慧電網標準檢測驗證計畫(2023~2026 年) <ul style="list-style-type: none"> ● 辦理儲能系統消防試驗與相關驗證法規調和 ● 行動儲能充電設施(含 BMS)檢測能量規劃 ● 智慧電網與儲能系統間之資安技術規範示範及電動車充電系統(EVSE)間之互聯互通性檢測能量擴充 ● 辦理智慧家庭 Route B 應用層互通性檢測認證並建立智慧家庭電動車充電系統(EVSE)互通性檢測能量 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 持續進行電力自動化、配電管理系統、智慧電表、電網資訊安全、智慧家庭裝置等國家標準研擬與相關檢測能量建置。

肆、機關權責分工

政府部會間已有明確分工，在電力系統部分，主要由經濟部來進行電網相關擴建與更新項目，同時也包含推動完善各項制度，標準檢驗局協助制訂各項智慧電網國家標準，在儲能部分，由經濟部負責儲能政策目標設定、推動誘因機制；內政部消防署制定儲能消防規範、儲能設備用地規範等。各部門其作業分工架構如表 3 所示，以期各部會間共同努力以促進零碳目標的達成。

表 3、計畫推動之分工架構

推動措施	行動方案	相關執行單位
再生能源加強電網工程	離岸風力加強電力網第一期計畫	台電公司
	離岸風力發電加強電力網計畫(第一階段區塊開發)	台電公司
	一般建築及設備計畫(太陽光電併網工程)	台電公司
減少區域電網間傳輸問題	離岸風力加強電力網第一期計畫	台電公司
	一般建築及設備計畫(太陽光電併網工程)	台電公司
	研商超高壓直流輸電工程及系統可行性	台電公司
	淨零排放-電網韌性分析計畫	核能研究所
導入電力品質調控設備強化電力系統穩定	離岸風力加強電力網第一期計畫(STATCOM)	台電公司
	南科超高壓變電所擴建計畫(僅STATCOM)	台電公司
	一般建築及設備計畫(僅STATCOM)	台電公司
	智慧電網推動與關鍵應用技術發展計畫	能源局
更新/提升傳統電廠反應能力	大潭七、八、九號機燃氣複循環機組	台電公司
	興達燃氣及台中燃氣複循環機組	台電公司

	協和燃氣、通霄二期燃氣及大林燃氣複循環機組	台電公司
掌握再生能源發電	提升再生能源預測精準度	台電公司
	滾動檢討再生能源發電系統併聯技術要點	台電公司
應用儲能系統	彰濱儲能系統財務採購帶安裝	台電公司
	路園 D/S 變壓器及儲能設備裝設工程	台電公司
	龍潭 E/S 裝設工程(儲能設備)	台電公司
	冬山 E/S 裝設工程(儲能設備)	台電公司
	太陽光電機組設備更換計畫-台南鹽田光電儲能案	台電公司
	配電設備零星擴充及改善工程預算	台電公司
	大甲溪光明抽蓄發電計畫	台電公司
	石門抽蓄水力發電計畫	台電公司
	強化電網運轉彈性公共建設計畫	能源局、台電公司
	儲能系統安全暨智慧電網標準檢測驗證計畫	標準檢驗局
	國家綠能標準檢測驗證計畫	標準檢驗局
	儲能系統與設備產業輔導計畫	工業局
	淨零排放-液流電池儲能系統技術驗證計畫	能源局
	淨零排放-MW 等級儲能電池健康檢測及評估技術計畫	能源局
新及再生能源技術研發(綠能電網儲能系統暨運維技術計畫、儲能技術應用與驗證計畫)	能源局	
精進需量反應管理措施	精進需量反應管理措施	台電公司
擴大電力市場	電力市場與系統運作制度研析計畫	能源局
推動電網資通整合	智慧型電表基礎建設 AMI 推動方案	台電公司
	二次變電所導入 IEC-61850	台電公司
	變電所 IEC 61850 自動化設備汰換或輸電級數位保護電驛汰換	台電公司
	智慧電網推動與關鍵應用技術發展計畫	能源局
精進區域調度	饋線自動化布建	台電公司

	區域調度中心電能管理系統(EMS)之增設	台電公司
	配電調度中心先進配電管理系統(ADMS)之建置	台電公司
	區域電網儲能計畫	能源局、台電公司
	智慧電網推動與關鍵應用技術發展計畫	能源局
	綠能發配電智慧管理與效能提升技術發展計畫	核能研究所
制訂/修訂智慧電網國家標準	儲能系統安全暨智慧電網標準檢測驗證計畫	標準檢驗局

伍、推動策略及措施

一、推動重點策略

國家發展委員會於 2022 年 3 月發布「臺灣 2050 淨零排放路徑及策略總說明」，規劃淨零轉型之十二項關鍵戰略來整合跨部會資源，藉以支持所有投入的個人、企業及相關非政府組織。將就能源、產業、生活轉型政策預期增長的十二個重要領域制定行動計畫，藉以因應未來國際協議與我國全球定位所設定之淨零目標，本計畫主要關注之項目為「電力系統與儲能」，其主要目標乃是朝向導入高占比再生能源，同時確保供電平衡及提升系統韌性，共包含三大核心策略分別為：(1) 強化電網基礎設施以提升電網韌性；(2) 提升系統各項資源調控能力以增加系統供電彈性；(3) 推動電網數位化以促成電網最佳運轉。

二、推動措施及具體行動

因應 2050 淨零碳排的情境，再生能源占比逐步提高，而相對的傳統能源占比則逐步降低，同時，儲能及電動車等分散式創新資源與需求面管理等，亦將成為未來電力市場的主要參與者。面對能源轉型帶來的影響與挑戰，除了仔細規劃目標期程與制定因應策略之外，如何執行與落實也是重要環節之一，如此才能確保供電穩定可靠及品質安全無虞，以下將說明達成各種推動策略及措施

的相關作法。

(一) 再生能源加強電網工程

再生能源發展因地域及氣候之故，通常比較集中在某些區域，例如，離岸風力集中於桃園以南至中部的外海，而太陽光電則較為集中於雲嘉南區域，導致併網熱區併接容量不足，容易造成當地找不到適合併接點或是可併接容量不足，導致再生能源無法併網，因此需要針加強電網輸變電能力。具體方式為分別針對風力發電與太陽光電進行併網點及相關電網之加強電力網工程，針對離岸風力需求已規劃桃園、彰工併網點、永興併網點、大潭新開關場及相關併網點、新竹、苗栗區域相關併網點、臺中、彰化區域相關併網點、以及主幹線等風力發電加強電力網，規劃 7 站 7 線強化工程，增加離岸風力 11 GW 裝置容量；對於太陽光電發電併網需求，亦於彰化、雲林、嘉義、臺南、高雄及屏東等沿海一帶再生能源熱點區位規劃 9 站 10 線強化工程，增加太陽光電 6.5 GW 裝置容量。

(二) 減少區域電網間傳輸問題

發電廠往往距離用戶使用很遠，因此需要透過輸配電線路進行電力輸送，根據台電公司資訊揭露電網供電資訊中，2022 年可傳輸能力關於南中融通預估還有 1,608 MW，但中北融通預估僅剩下為 104 MW，前述提及我國再生能源多集中在中南部地區或是中部外海，顯示未來

對於電力北中南區域傳輸問題將更加嚴峻，再生能源集中區域之供電需要往其他區域輸送，因此需要將集中式的電網改造為分散式，以利降低電網負擔，同時力求綠能就近供電，直供給科學園區可為輸電主幹線騰出輸電餘裕減少電網負擔、降低電力耗損，將既有電力幹線留給民生需求，提升大眾民生用電品質，具體方式為吸納雲嘉南光電熱區電源直供南科(七股~南科)。

(三) 導入電力品質調控設備強化電力系統穩定

隨著再生能源的發展，相應的電力品質需求不斷增加，由於再生能源如風機和太陽光電的慣量要比傳統機組的慣量小很多，在正常出力變動的時候，易使頻率偏離目標值，系統發生偶發(跳機)事故時，因系統慣量減少導致頻率響應變差，而造成系統穩定度問題。此外當再生能源的占比提高時還會造成主動式無效電力來源不足的影響，當電網發生接地故障時，將造成系統電壓偏低，可能導致系統電壓不穩定，因此需要藉由電力品質調控設備的導入來強化電力系統穩定度。具體方式為彰工升壓站、永興開閉所、南科變電所及竹園變電所各增加±200 MVAR 之靜態型同步補償器(STATCOM)，以利有效提高電壓穩定度，保持供電品質。

(四) 更新/提升傳統電廠反應能力

傳統電廠發電機組反應能力之快慢，攸關發電機組電力調度之表現，直接影響全台電力系統之穩定及安全。

尤其是隨著全球能源之發展趨勢，我國極力發展再生能源，風力及太陽能占比越來越高，為避免因再生能源常在短時間大量消滅，造成電網之頻率驟降，甚而引發系統卸載停電，除建置儲能系統因應外，提昇傳統電廠發電機組之反應能力，始能在瞬間快速接替供給短缺電力，就愈趨重要且緊迫。新建燃氣複循環發電計畫依據國際發電機組最新技術發展，在不影響機組熱元件壽命、維修週期及空污排放標準等條件下，特別規範以下要求，以提昇新購發電機組之反應能力：縮短機組由點火、併聯到滿載之隔夜熱機起動時間；提高機組可控制之出力範圍及機組升/降載率。具體方式為 2030 年前新增之機組其熱機起動時間不超過 70 分鐘；可控制之出力範圍至少需達 20 % 額定出力以上，而大潭七、八、九號機燃氣複循環機組之升降載率至少需達 4 %/min 以上、興達燃氣及台中燃氣複循環機組之升降載率至少需達 5 %/min 以上、協和燃氣、通霄二期燃氣及大林燃氣複循環機組之升降載率至少需達 7 %/min 以上；後續中長期為因應再生能源變動性需提升電廠反應能力，未來發電計畫可行性研究之機組升降載率將由原 5 %/min 調整至 7 %/min 以上，且燃氣複循環機組改採 1on1 機組型式，相較於 2on1(2GT+1ST)機組，1on1(1GT+1ST)機組調度靈活性較佳且低負載效率高。

(五) 掌握再生能源發電

由於再生能源的間歇特性，造成發電量不斷的變化，

並且增加電網調度的困難性，以美國加州為例，在大幅增加未來太陽光電利用目標下，正午充分利用太陽光電，反而使得傳統火力電廠維持低載輸出，當傍晚日落時分，對火力電廠需求急遽提高，稱為鴨子曲線(Duck Curve)，凸顯因為太陽能發電大幅增加，導致電力供需急遽變化，另外風力發電出力情形隨著氣候、時間、季節變化差異甚大，由此可知太陽光電與風力發電的不確定性將促使備轉容量因而提高，造成電網調控極大的技術挑戰，所以調度人員需掌握更多再生能源即時監視資訊才能更有利推估完整的發電資訊。隨著再生能源於系統比例越來越高，其在系統上扮演的角色也應該逐漸由過去追隨系統控制方式，逐漸朝向系統支持，因此在台電公司「再生能源發電系統併聯技術要點」目前除了要求風力發電設備併接於特高壓系統以上者應具備低電壓持續運轉能力(LVRT)及高電壓持續運轉能力(HVRT)，當電力系統故障造成責任分界點電壓驟降或驟升時，風力發電設備必須能夠持續運轉協助系統穩定，為要求再生能源能負起協助系統穩定責任：再生能源併聯技術要點需要持續檢討精進，對於再生能源出力變化及提供系統頻率/電壓之支持進行規範。具體方式為建立再生能源預測相關資料取得之管道並使用中央氣象局提供氣象預報，包括溫度、濕度、日照、風速、風向、衛星雲圖，整合國家級氣象資源於再生能源預測，以利精進日前預測誤差以及小時前預測誤差結果，針對風力發電之日前預測誤差小於8%、

小時前預測誤差小於 4 % 以內；針對太陽光電發電之日前預測誤差小於 10 %、以及小時前預測誤差小於 5 % 以內。引入智慧型電表資訊裝設於再生能源案場，滾動檢討再生能源即時監測量回傳容量規範，提升再生能源即時資訊回傳案場數量以及正確率。檢討再生能源併聯技術要點，對於再生能源出力變化及提供系統頻率/電壓之支持進行規範，對於裝置容量大於 100 kW 以上之案場要求回傳即時發電資訊，同時持續檢討與訂定再生能源及各類新興資源併網規範。

(六) 應用儲能系統

為降低再生能源間歇發電對電力品質之影響，目前電力公司主要以傳統機組之資源進行因應，而隨著再生能源建置規模逐年成長，電網系統所需求之資源規模亦須持續滾動檢討，而儲能系統扮演極為重要之角色，儲能規劃推動如下

1. 電網端儲能設備推動：透過電力交易平台採購輔助服務機制，提供電網頻率調整、快速反應及削峰填谷等功能。短期於 2025 年達到 1,000 MW，採取台電自建設備 160 MW 及採購輔助服務 840 MW 作法；2030 年擴大目標至 3,000 MW，後續持續滾動檢討。
2. 發電端儲能設備推動：光電結合儲能，促進饋線有效運用，擴大光電設置，並提供夜間尖峰部分用電。短期於 2025 年達到 500 MW，2030

年擴大目標至 2,500 MW，後續持續滾動檢討。

(七) 精進需量反應管理措施

台電公司自 1979 年起推動需量反應措施引導用戶管理用電，以提供價格或電費扣減為誘因，促使用戶改變原本用電習慣，減少尖峰用電或將尖峰用電轉移至離峰時間，達到避免電力系統超載、維持供電可靠之目的。需量反應依據經濟誘因不同可分為價格型(Price-based)與誘因型(Incentive-based)兩類，前者係提供時間帶差異化之費率，用戶可根據不同時段價格訊號，決定是否在某些特定時段減少用電，以避免按較高電價支付電費，如季節電價及時間電價；後者係提供電費扣減誘因，在供電吃緊時段，配合抑低約定之負載用量，如各類計畫性減少用電措施、臨時性減少用電措施及需量競價措施。用戶參與各類措施後，只要在供電緊澀時段確實抑低或移轉其用電負載，即可以較低電價支付電費或得到電費扣減。具體方式為精進需量反應管理措施，包括緊急調度機制、收購模式檢討、學校及住商用戶自動需量反應方案、電動車需量反應方案，並針對時間電價時間帶進行調整，另外擴大高壓用戶夏月電價期間，並將需量反應擴大至低壓用戶，持續精進自動需量反應並推動儲能專用需量反應，提升需量反應各方案總參與量達到 3,000 MW。

(八) 擴大電力市場

依據修正後電業法第 11 條之規定，輸配電業為電力市場發展之需要，經電業管制機關許可，應於廠網分工後設立公開透明之電力交易平台；因此從 2021 年開始，國內電力交易平台已正式啟用，並透過開設日前輔助服務市場與備用容量市場，提供輸配電業累積平台操作以及外界熟悉輔助服務運作、容量市場參與模式。

為擴大國內電力市場發展與促進新興電力資源的投入，在電力市場端將逐步開放市場商品，如增設電能市場與不平衡市場，協助公用售電業採購外部之電能資源(含需量競價)，以舒緩供電緊澀與缺口。其次就新興電力資源的推動上，當前述市場運行機制成熟後，將開放所有電力資源參與電能、輔助服務以及不平衡市場，可望吸引儲能、電動車及需量反應等新興電力資源加入並參與電力市場之運作，藉此帶動國內未來新興電力資源產業發展。

(九) 推動電網資通訊整合

為使智慧電網安全有效運轉，互通性標準、資訊的整合及運用是不可或缺的要素。智慧電網的互通能力(System Interoperability)為其整合的關鍵，包括停電管理系統與其他資訊系統整合的系統互通性需求、與大規模分散式資源和需求面資源的系統互通性需求，以及資產管理的系統互通性需求。因此需要在各種設備上整合通訊技術，以便提供跨區域的整合性功能與服務。具體方式為完成低壓用戶智慧電表 600 萬戶以及 185 所的智慧

變電所布建，包含二次變電所導入 IEC-61850 及變電所 IEC 61850 自動化設備汰換或輸電級數位保護電驛汰換。

(十) 精進區域調度

再生能源的間歇性對於電力系統供需平衡與電網運轉產生影響，如果再生能源發電量瞬間減少太多，可能導致系統頻率驟降，觸發低頻電驛作動卸載，影響供電可靠度。大量再生能源併網所引發的各種可能風險包括：最大可能預測誤差、淨負載變動、系統慣量(inertia)偏低、輔助服務需求動態調整等等。而隨著再生能源政策的推動及其占比逐漸提高，未來對於區域電網而言將新增許多再生能源以及分散式電源，除了電源結構的複雜程度提升之外，亦將衍生區域電網湧浪電流、不平衡之併聯、通訊控制複雜、及饋線容量不足等等問題，對於既有區域電網系統將構成衝擊。因此區域電網之彈性管理與調度能力日趨重要。具體方式為電源調度由中央調度中心負責逐步朝向區域調度中心(ADCC)協助處理，並加強配電調度中心(DDCC)能力，提升轉供能力、加速復電時效及提升系統穩定。除完成全國 7 處區域調度中心之電能管理系統(EMS)增設，加強對轄區電廠及大量再生能源監控能力以因應未來電網分散化、區域化之外，還有推動全國 21 處配電調度中心先進配電管理系統(ADMS)之建置及功能驗證，掌握配電系統負載、再生能源及儲能等資料，並將自動化線路開關納入調度系統監控，供調度

員遠端操作使用；發展配電饋線品質調控技術研究，掌握配電系統負載、再生能源及儲能等資料，促成區域內所有資源整合利用提升。

(十一) 制訂/修訂智慧電網國家標準

與傳統電網相比，智慧電網是資訊技術、感應技術、自動控制技術等技術共同結合的大型電網基礎設施，智慧電網國家標準將配合等政策目標，進行電力自動化、配電管理系統、智慧電表、電網資訊安全、智慧家庭裝置等國家標準研擬與修訂。具體方式為制訂與修訂智慧電網(配電管理系統、智慧電表、資訊安全等)相關國家標準，以協助設備與系統間可以互通及互相操作，同時促進相關產業發展。

三、相關法規盤點及誘因機制

(一) 法規盤點

1. 為推動電力市場開放、建立新興資源市場參與機制及精進電力調度運轉操作，需針對相關規範如「電力交易平台設置規則」、「備用供電容量管理辦法」及「電力調度原則綱要」行檢討修訂。
2. 監視案場數量不足將導致再生能源推估即時發電量無法有效掌握，除影響即時運轉調度，亦造成再生能源發電預測失準，考量法律不溯及

既往，已於 2021 年 8 月完成修訂「再生能源發電系統併聯技術要點」即時運轉資料回傳對象(由原 1,000 kW 下修至 500 kW)，並於今(2022)年持續下修即時運轉資料回傳對象(100 kW)事宜。此外「再生能源發電系統併聯技術要點」可參考歐美電網法規，如慣性、通訊監控、電壓變動、實功調節以及諧波電壓之規範，提升對於系統對頻率與電壓控制支持協助。

3. 「電度表檢定檢查技術規範」，電子式電度表檢定合格有效期間為 10 年，惟過去進行電子式電表耐候性需求及使用壽命之研究及老化試驗結果，顯示應可檢討電子式電度表檢定合格有效期間，減少因電度表汰換致用戶停電造成不便、避免檢定資源排擠及降低電度表汰換頻率以減少環境負擔。
4. 設備設置及用地規範，係依「電業法」、「電器承裝業管理規則」、「用戶用電設備裝置規則」之「儲能系統」，由電器承裝業完成儲能系統之隔離設備、電源電路及相關標示等，確保用電安全。優先導引於編定工業區、都市計畫工業區及科技產業園區申請進駐。
5. 安全標準已陸續公告國家標準(CNS)及專案驗證技術規範，業者可進行案場專案驗證，並提交測試驗證報告或驗證證書作為審查依據。

6. 消防法規已發布「提升儲能系統消防安全管理指引」，指導國內儲能設備須符合指引，考量消防措施、安全距離及緊急應變計畫等，並提供技師簽證文件。

(二) 誘因機制

1. 業者及用戶建置儲能部分可搭配電力交易平台、再生能源併網法規、大型用電戶管理辦法及用戶需量反應、電力價格等市場、法規面機制，促進參與建置及應用。
2. 為加速 AMI 布建速度及維持智慧電表品質，現行智慧電表採購為一年一次將改為 2~3 年一次，單次採購數量增加，提升電表廠商投標意願，得標廠商亦能提早進行零件採購規劃與人力安排。
3. 自動化開關於 2004 年正式納入國產化政策保護，台電公司亦自 2004 年起大量布建饋線自動化，吸引國內業者積極投入研發，陸續經評鑑合格取得承製資格，投標製交自動化開關。而搭配之監控設備如 FRTU(Feeder Remote Terminal Unit)饋線用變電所資訊末端設備及 FTU (Feeder Terminal Unit)饋線資訊末端設備等，亦自 2004 年起主要由國內業者產製。統計至 2021 年底，累計納入監控自動化開關 27,746 具，2022 年至 2030 年每年至少新增 1,500 具，

另有大量老舊設備汰換需求，帶動國內整體饋線自動化產業鏈。

4. 強化輸電設備維護管理系統：建立完備之輸電線路 GIS 圖資平台，多元呈現輸電線路資訊，提供數位化即時查詢功能，線路事故發生時可大幅縮短查修時間，提升作業效率。
5. 目前建置中的先進配電管系統(ADMS)於招標時規定投標團隊須建立本土維護團隊，以提升建置配合度與維運時效性，增加國內業者投入誘因。

四、經費編列

經費投入與整體目標：部分先期或研擬計畫尚無編列經費，例如計畫精進需量反應管理措施相關支出係透過電費扣減方式提供，無須編列計畫經費；滾動檢討再生能源發電系統併聯技術要點屬法規修正面，無編列經費等，其餘計畫項目已規劃自有預算來源如表 4 所示，預計於 2023~2024 年投入經費 760.777 億元，以期導入高占比再生能源，同時確保供電平衡及提升系統韌性。

表 4、經費規劃

執行部會	經費預算 (億元)	資源投入
台電公司	683.03	<ul style="list-style-type: none">離岸風力發電加強電力網第一期計畫離岸風力發電加強電力網計畫(第一階段區塊開發)

		<ul style="list-style-type: none"> • 太陽光電併網工程 • 南科超高壓變電所擴建計畫（僅STATCOM） • 竹園 E/S 161 kV 靜態同步補償器新建工程 • 智慧型電表基礎建設 AMI 推動方案 • 饋線自動化布建 • 二次變電所導入 IEC-61850 • 變電所 IEC 61850 自動化設備汰換或輸電級數位保護電驛汰換 • 太陽光電機組設備更換計畫-台南鹽田光電儲能案 • 彰濱儲能系統財務採購帶安裝 • 路園 D/S 變壓器及儲能設備裝設工程 • 龍潭 E/S 裝設工程(儲能設備) • 冬山 E/S 裝設工程(儲能設備) • 配電設備零星擴充及改善工程預算 • 大甲溪光明抽蓄發電計畫 • 石門抽蓄水力發電計畫 • 提升主幹線電力傳輸能力 • 配電調度中心先進配電管理系統 (ADMS)
經濟部能源局	7.26	<ul style="list-style-type: none"> • 智慧電網推動與關鍵應用技術發展計畫 • 電力市場與系統運作制度研析計畫 • 淨零排放-液流電池儲能系統技術驗證計畫 • 淨零排放-MW 等級儲能電池健康檢測及評估技術計畫 • 新及再生能源技術研發（綠能電網儲能系統暨運維技術計畫、儲能技術應用與驗證計畫）
能源局/台電公司	60.617	<ul style="list-style-type: none"> • 強化電網運轉彈性公共建設計畫 • 區域電網儲能計畫
經濟部標準檢驗局	5.37	<ul style="list-style-type: none"> • 儲能系統安全暨智慧電網標準檢測驗證計畫 • 國家綠能標準檢測驗證計畫
核能研究所	3.8	<ul style="list-style-type: none"> • 綠能發配電智慧管理與效能提升技術發展計畫

		<ul style="list-style-type: none"> • 淨零排放-電網韌性分析計畫
經濟部工業局	0.7	<ul style="list-style-type: none"> • 儲能系統與設備產業輔導計畫
總計	760.777	

五、2025 年及 2030 年之相關 KPI

電力系統與儲能的關鍵戰略行動計畫主要目標是朝向導入高占比再生能源，並同時確保供電平衡及提升系統韌性。重點 KPI 規劃情形說明如表 5。

表 5、電力系統與儲能關鍵戰略行動計畫之 KPI 情形

檢核項目	KPI	
	2025 年	2030 年
再生能源預測精準度 (日前/小時前誤差率%)	風力：10 % / 5 % 太陽光電：10 % / 5 %	風力：8 % / 4 % 太陽光電：10 % / 5 %
儲能系統應用	<ul style="list-style-type: none"> ● 電網端：1,000 MW ● 發電端：500 MW ● 用戶端：依防災避難中心、用電大戶(工廠...)、公共設施(交通號誌、電信基地台...)盤點估算 合計：1,500 MW	<ul style="list-style-type: none"> ● 電網端：3,000 MW ● 發電端：2,500 MW ● 用戶端：依防災避難中心、用電大戶(工廠...)、公共設施(交通號誌、電信基地台...)盤點估算 合計：5,500 MW
需量反應方案參與量(GW)	2.8 GW	3.0 GW
AMI智慧電表基礎建設 (累計戶數)	300 萬戶 (2024 年)	累計 600 萬戶
自動化饋線下游5分鐘內復電事故數占比 (%)	70 %	90 %

陸、預期效益

一、 效益說明

因計畫投入可產生之效益共計有 5 項，分別為增加再生能源併網量、擴大電力資源來源與能力、減少輔助服務需求、降低運維費用及減少停電損失，各項說明如下：

(一) 增加再生能源併網量

1. 離岸風力併網需求已規劃 7 站 7 線強化工程，增加離岸風力 11 GW 裝置容量。
2. 太陽光電發電併網需求已規劃 9 站 10 線強化工程，增加太陽光電 6.5 GW 裝置容量。
3. 擴充超一路之龍潭~中寮段及 345 kV 龍崎(南)~仁武線容量，由原 1,000 MW 提升至 3,000 MW；另外擴充超二路之龍潭~峨眉線、義和~中寮線及超三路之竹園~中寮段容量，由原 2,000 MW 提升至 3,000 MW。
4. 吸納雲嘉南光電熱區電源直供南科(七股~南科)。

(二) 擴大電力資源

透過強化燃氣複循環機組反應能力、持續提升儲能系統裝置容量及需量反應方案參與量，並且推動電力市場開放，擴大新興資源（如儲能/電動車）投入，將有助於擴大整體電力資源來源類型及反應能力。儲能短期除

既有兩座抽蓄電廠 2.6 GW 外，規劃 2025 年 1,500 MW 儲能電池目標，藉以帶動國內電網端及發電端儲能市場，透過電力交易平台與光儲競標機制，培養國內供應能量，擴大於 2030 年完成 5,500 MW 儲能電池目標，持續提升國內儲能產業競爭力，並進軍國際市場。另外針對需量反應管理措施內容持續精進，各方案總參與量於 2030 年達到 3,000 MW。

(三) 減少輔助服務需求

提升再生能源發電預測，針對風力發電之日前預測誤差小於 8 %、小時前預測誤差小於 4 % 以內；針對太陽光電發電之日前預測誤差小於 10 %、以及小時前預測誤差小於 5 % 以內，此將有助於減少輔助服務容量費用及啟動之能量費用。

(四) 降低運維費用

智慧電表基礎建設投入後，每年可減少台電公司派員抄表之成本，以及透過大數據分析提高台電公司對於供電線路損失之偵測能力，此外投入資通訊基礎建設之骨幹/區域光纖通信能力，並提升智慧電網資訊安全，將加速故障維護時效性與通訊租用成本等。

(五) 減少停電損失

透過布建自動化饋線，台電公司可以縮短故障定位時間，而減少復電時間，導入自動化饋線復電(FDIR)功能可使事故復電時間由過去平均 50 分鐘縮短為 5 分鐘內復

電，預估 2030 年時自動化饋線下游 5 分鐘內復電事故數占比將可達 90 %；另外進行微電網及電網形成控制相關研究，未來當系統發生分裂時，區域電網或微電網可以獨立運轉，減少用戶停電時間。

二、 創造民間投資、產值、就業機會之說明

推動電力系統與儲能戰略計畫之經濟效益主要來自於電網設備加強與提升工程、抽蓄水力發電建置、變電所擴建工程、智慧電表與配電管理系統之布建、IEC-61850 規格技術導入變電所、綠能與電網之標準檢測驗證、綠電智慧管理技術發展、智慧電網關鍵技術、儲能電池芯、模組及機櫃產業、電力電子及電力轉換器產業、儲能系統整合與技術顧問業、電池管理與電能管理產業等，因此可促進產業發展並提升就業機會。有關執行本計畫預估可創造民間投資達 3 百多億元、創造產值達 9 百多億元、創造就業機會超過 450 人。

柒、管考機制

本計畫目標為導入高占比再生能源，並同時確保供電平衡及提升系統韌性，需搭配其他關鍵戰略行動計畫推動進程，予以滾動式調整，電力系統部分原則上透過「智慧電網推動小組」進行監督管考，包含定期管考進度追蹤及滾動式檢討機制等，以有效整合智慧電網相關資源及整體一貫性，確保我國智慧電網總體規劃方案務實發展。另儲能部分，經濟部針對國內台電公司自建設備、電力交易平台採購輔助服務等電網端儲能設備，以及搭配再生能源之發電端儲能設備，係依採購及契約進行相關履約管考作業及進度追蹤，以確實掌握儲能設備併聯時程，確保達成原訂政策目標。

捌、結語

一、未來展望

目前我國政府定調於 2050 年時將再生能源極大化，然而間歇性再生能源大幅增加時可能衝擊傳統電力系統，除了雙向電力潮流影響電力品質與系統保護之外，再生能源出力的快速變化亦將影響整體供需平衡，構成系統調度的挑戰，電力系統運轉除機組排程、調度運轉有異於傳統作法外，亦需要額外的設備及花費來維持電力系統的可靠度及電力品質。此外，瞭解不同再生能源發電的特性和對電網運轉的衝擊，亦將有助於制訂再生能源發展政策所需的法規及配套，降低系統衝擊成本，才可能裝置更大量的再生能源，並兼顧電網運轉穩定及安全性。關於電力系統與儲能的戰略計畫其主要目標是朝向導入高占比再生能源，並同時確保供電平衡及提升系統韌性，而主要的發展策略包括：建構分散式電網以提升電網韌性、推動電網數位化以促成系統整合、擴大因應再生能源變動所需儲能等彈性資源規劃。本計畫持續彙整各方意見打造適合我國發展電力系統與儲能的推動方法並持續精進以便落實能源轉型的政策目標。

二、公正轉型之評估

本關鍵戰略主要透過強化電網基礎設施與推動儲能系統建置，來達到提升電網韌性之目的，惟前述建設項目

係屬大型工程，且多涉及土地開發行為，致使土地所有權人以及鄰近住戶等利害關係人可能因各種開發工程造成區域發展、民生消費、產業轉型以及勞工就業等不同層面的影響，如就區域發展與民生消費為例，利害關係人具體影響範疇將涉及經濟面(鄰近住戶圍於鄰避效應，擔心影響其住宅經濟價值)、生活面(早期電網設施大多以屋外式設置，且圍牆高聳，影響生活觀瞻)、心理面(擔心電磁波影響身體健康)；而在產業與勞工部分，未來電源結構改變將使得傳統電廠業者營運面臨挑戰，進而影響到勞工工作權益。有鑒於此，為降低利害關係人之影響，本項關鍵戰略將持續與相關利害關係人溝通，並研提相關因應對策，以實現公正轉型之目標，具體作為包括：

(一) 區域發展與民生消費

1. 經濟面-運用電力開發協助金機制，增進利害關係人福祉：

- (1) 電力開發協助金運用與監督管理辦法：經濟部依據「電業法」第六十五條第二項規定訂有「電力開發協助金運用與監督管理辦法」，透過補助型電力開發協助金以及專案型電力開發協助金，提升利害關係人於身心健康、文化活動、社會福利、基礎設施、教育學習、地方發展與就業等各項事宜之福祉增進。
- (2) 「促進電力發展營運協助金執行要點」及「睦鄰工作管理規章」：台電公司依據「經濟部所

屬事業機構睦鄰工作要點」規定訂有「促進電力發展營運協助金執行要點」以及「睦鄰工作管理規章」等規定，將透過協助金運用，提供生活福利與生活扶助等社福事項協助，以提升電網設施之周邊地區居民福祉。

2. 生活面-傾聽各界意見，創造共榮共存的雙贏面:

- (1) 舉辦說明會議：為更加了解各利害關係人訴求，除於「地區說明會」邀請中央、地方縣市政府相關主管機關、民意代表(立法委員、議員等)與地方意見領袖等出席外，亦會採取「小眾溝通」溝通模式，一一洽訪地方里長、意見領袖、利害關係人…等，以面對面誠摯傾聽與即時回應，及早發現問題並加以回應處理，釐清疑慮。
- (2) 電網設施建置完善評估：電網設施設置將符合相關土地使用及環境保護法規，並在地民眾充分溝通，確保土地合理使用，以兼顧環境及生態。此外將尊重當地民情風俗與未來發展理念，避開各種敏感性區位(如宗教、環境生態區)，達到與當地共榮共存之雙贏局面。

3. 心理面-擴大宣導機制，提升利害關係人信心:

- (1) 製作設施預視影片並邀請大眾參訪：製作精美外觀預視影片，宣導電網設施之相關附加價值(如公共藝術設置、綠化廊道與睦鄰空間)，並

且以社區群體為基礎，邀請利害關係人參訪現代化之電網相關設施(如屋內化或多目標使用之變電所)，美化電網設施生活觀感，提升大眾對於電網設施信心。

- (2) 擴大電磁波資訊科普與宣導：提供國際組織資料佐證並說明電網設施之電磁波的低風險，並於電網設施鄰近處設置電磁波說明看板，透過資訊科普與宣導，消除利害關係人對於電磁波影響的疑慮心理。

(二) 產業轉型與勞工就業

1. 產業面-輔導業者轉型，促進新興產業發展：輔導業者將傳統機組轉做輔助服務使用：目前已簽訂購售電合約的 IPP，因受限於合約的規定，尚無法參與輔助服務市場，未來購售電合約期滿後，可輔導業者轉型至輔助服務市場，以避免被迫關廠或提早除役，確保電廠營運與勞工權益。
2. 勞工面-工程推動與產業轉型，擴大就業市場：輔導業者於傳統電廠退役後，透過閒置廠房用地投入再生能源與儲能系統建置，除可活絡相關產業發展外，原電廠員工亦可輔導投入再生能源與儲能產業，避免勞工權益受損。

三、 後續規劃

- (一) 將持續依國家發展委員會淨零排放路徑規劃，滾

動檢討電力系統與儲能面向之執行策略，中長期計畫並著重容納再生能源、強化系統韌性、達成展綠減碳排，以期能達成 2050 淨零碳排目標。

- (二) 儲能設備須配合再生能源充分發展，務使儲能設備設置安全無虞，必須考量對於鄰近民生設施之影響，保持安全距離，並參考國內外最新規範，持續滾動修訂國內安全標準及消防措施。
- (三) 推動儲能設備永續發展不受資源限制，須積極發展電池新技術多元發展，突破國外原礦限制，協助推動國內再生能源發展、臺灣能源轉型及邁向 2050 淨零排放情境。
- (四) 政府已有短期明確政策目標，持續依既有政策目標與滾動檢討市場誘因機制，逐步推動達成 2030 年(以前)目標，並推動用戶端儲能規劃，提升民間部門儲能設置量，強化因應緊急需求能力。