



全國電力資源 供需報告

110年度



目 錄

壹、前 言	1
貳、電力供需現況	2
一、電力消費	2
二、電力供給	3
參、未來電力供需規劃	7
一、需求面規劃	7
二、供給面規劃	9
三、111-117 年電力供需規劃	16
肆、結 語	19

圖表目錄

圖 2-1 民國 110 年部門別電力消費量及占比	2
圖 2-2 民國 110 年全國發電總裝置容量及占比(燃料別).....	3
圖 2-3 民國 110 年全國發電量及占比(燃料別)	4
圖 3-1 民國 111~117 年尖峰負載預測結果	7
圖 3-2 民國 111~117 年全國用電量預測結果	8
圖 3-3 民國 111~117 年未來電力供給規劃	16
表 2-1 民國 110 年備轉容量率統計	6
表 3-1 民國 111~117 年夜間備用容量率	17

壹、前言

本報告係依電業法第 91 條：「中央主管機關應就國家整體電力資源供需狀況、電力建設進度及節能減碳期程，提出年度報告並公開。」規定辦理。以下將分別說明未來電力需求及電源供給規劃。

在電力需求部分，影響因素包括經濟情勢、產業發展、人口變動、氣溫變化、電價及需求面管理等。回顧 110 年用電需求成長情形，因 COVID-19 疫情影響，加上氣候炎熱等因素導致上半年用電需求攀升，電力消費成長較 109 年增加 5.4%，下半年在疫情影響逐步減緩情況下成長幅度約 3.7%，全年整體電力消費在全球經濟復甦、景氣回升等影響下成長約 4.5%。

在 111 年經濟情勢展望部分，行政院主計總處於 111 年 5 月公布 110 年全年經濟成長率修正為 6.57%，111 年考量俄烏戰爭、燃料價格高漲、國際經貿情勢變化及各國疫情管控措施等變動因素影響，預測經濟成長 3.91%。本報告參考前述經濟成長變化，並在 110 年高用電成長基期下，納入車輛電動化政策、國內半導體產業未來擴產計畫及美中貿易衝突後帶動臺商回臺投資擴產等相關用電需求，預估國內 111~117 年用電需求年均成長率可達 2.3%，仍明顯高於過去 10 年(101~110 年)年均成長率的 1.6%。

在電源供給規劃部分，配合國家能源轉型政策及淨零排放路徑，加強擴大再生能源設置及監督各項能源供給設施推動進度，截至 111 年 5 月統計資料，再生能源設置容量已近 1,227 萬瓩，其中，以太陽光電設置容量達 838.1 萬瓩最多，風力發電設置容量達 106.2 萬瓩。另一方面，因應再生能源發電特性，將積極設置電池儲能及抽蓄水力等儲能設施，並搭配台電公司及民營電廠推動各項燃氣發電計畫，逐步建構低污染及低碳排的能源供應體系。

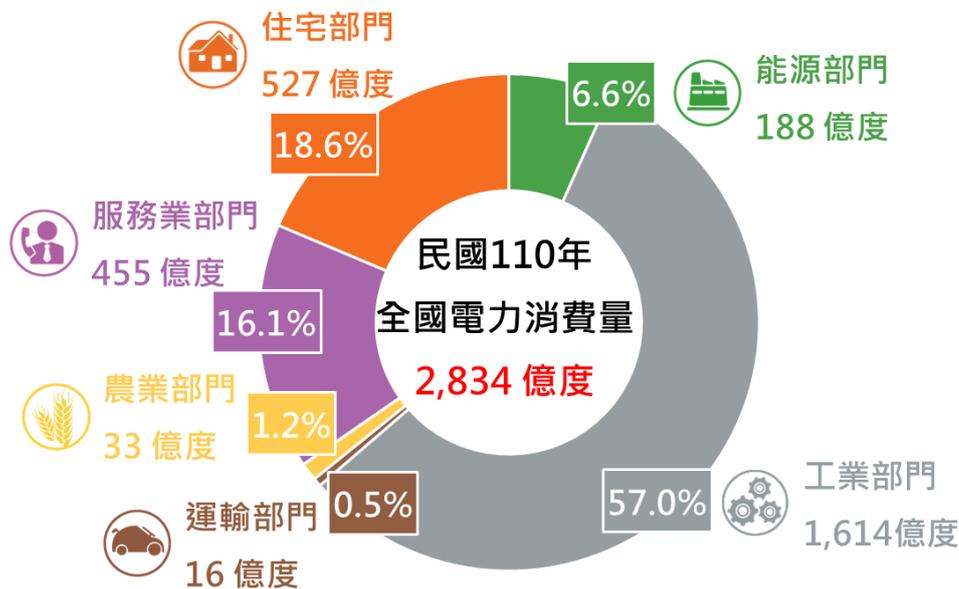
鑑於近期國內外能源及經濟情勢變化劇烈，未來將滾動檢討每年產業發展及民生需求之用電成長，並配合國家能源政策及淨零排放路徑，推動各項電源開發計畫，維持適當備用容量，力求供電穩定。

貳、電力供需現況

一、電力消費

110 年受世界主要經濟體消費需求轉強，國內廠商持續增產，產業用電增加。另外國內 COVID-19 疫情於 5 至 8 月升溫，政府施行三級警戒，民眾採取分流居家辦公、學生居家上課等措施，加上氣候炎熱影響，住宅用電需求攀升，據統計，110 年全國電力消費量約 2,834 億度，較 109 年大幅成長約 4.5%，高於 101~110 年年均成長率的 1.6%。

在各部門用電情形上，由於疫情管控良好，工業部門受國內疫情影響較少，配合國際供應鏈需求增加產能，帶動用電量大幅成長，較 109 年增加約 107 億度，增幅達 7.1%。住宅部門及服務業部門則受到疫情影響較深，民眾自主維持分流上班、遠距溝通及減少外出等生活型態調整，進而影響用電行為，住宅部門用電量較 109 年增加約 26 億度，增幅達 5.1%，服務業部門較 109 年減少 6 億度，降幅達 1.3%。詳見圖 2-1。



註1：全國電力消費量包括台電系統總售電量、能源部門及自用發電設備之自用電量。

註2：百分比加總存在小數進位誤差。

資料來源：經濟部能源局，能源統計月報，民國111年5月版。

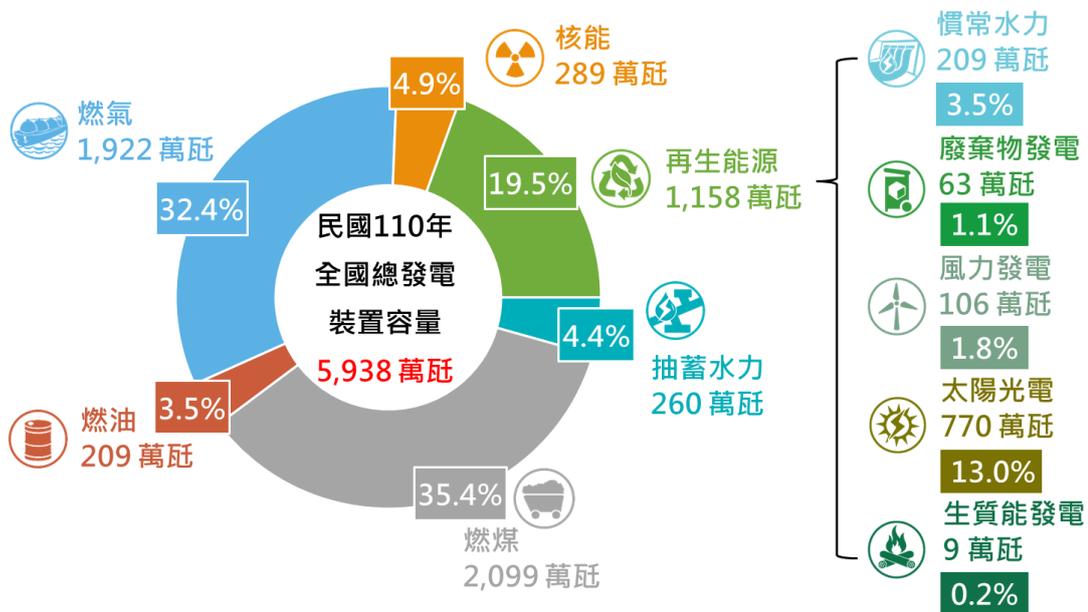
圖 2-1 民國110年部門別電力消費量及占比

二、電力供給

(一) 裝置容量

110年全國總發電裝置容量約為5,938萬瓩，淨增加156萬瓩，主要係積極推動太陽光電及風力發電設置，設置量較109年分別增加188萬瓩及13萬瓩。在傳統火力發電部分，燃氣機組在民營嘉惠電力2號燃氣複循環機組完工商轉下，增加約54萬瓩；而核二廠1號機7月停機除役，裝置容量減少98.5萬瓩。整體配置如圖2-2。

註：全國裝置容量包含台電自有、民營電廠、自用發電設備等發電機組設備額定值，用於估算電力系統供電能力時，須扣除發電時輔助機組使用電量(即廠內用電)、自用發電設備之自發自用部分，以及再生能源因氣候變化產生之發電差異，詳細說明請參考備用容量率章節。



註1：全國總發電裝置容量包括台電系統及自用發電設備。

註2：百分比加總存在小數進位誤差。

資料來源：經濟部能源局，統計月報，民國111年5月版。

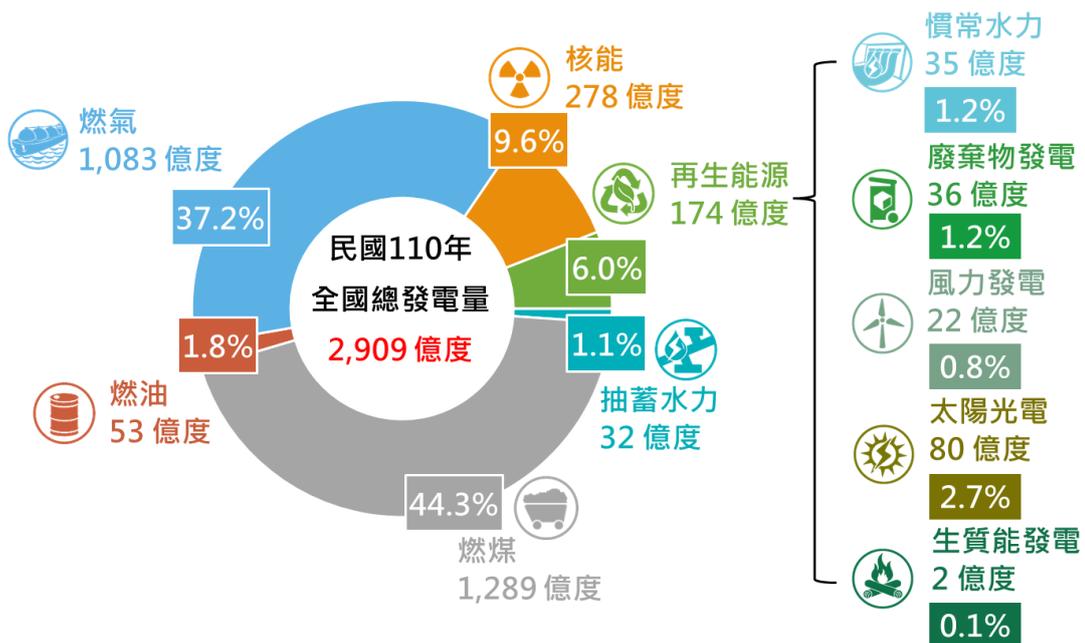
圖 2-2 民國110年全國發電總裝置容量及占比(燃料別)

(二) 發電量

110年全國總發電量2,909億度，較109年約增加110億度，成長幅度約3.9%。在傳統火力方面，包括燃氣、燃煤及燃油發電，因應國內用電大幅成長，需增加調度火力發電機組，其中燃氣發電量1,083億度(增加84億度)，燃煤發電量1,289億度(增加30億度)，燃油發電量53億

度(增加 9 億度)；而核能部分因核二廠 1 號機於 110 年 7 月 1 日因用過燃料池滿停機，發電量為 278 億度 (減少 37 億度)。

再生能源發電方面，包括太陽光電發電量 80 億度(增加 19 億度)，慣常水力發電量 35 億度(增加 4 億度)、風力發電量 22 億度、生質能與廢棄物發電量 38 億度，總計發電量 174 億度(增加 23 億度)，整體發電量略有提升。其中，水力發電部分受到 110 年 5 至 6 月高溫、少雨的氣候衝擊，造成多個水庫蓄水量亮起紅燈，在民生及產業用水優先之原則下，水力機組發電量下降，至下半年水情好轉而發電量回升。此外，太陽光電及離岸風電設置受 COVID-19 疫情影響，部分案場工程進度延誤，在加強工進及疫情逐緩解封下，將陸續完工併網。詳見圖 2-3。



註1：全國總發電量係為毛發電量，包括台電系統及自用發電設備的自用電量。

註2：百分比加總存在小數進位誤差。

註3：發電量成長幅度約3.9%，低於電力消費成長的4.5%，主要係發電量在扣除發電端的廠用電量及電能輸送損失後即為用電需求，在分母減小下計算成長增幅即較發電量增幅為高。

資料來源：經濟部能源局，統計月報，民國 111 年 5 月版。

圖 2-3 民國110年全國發電量及占比(燃料別)

(三) 備用容量率

備用容量率係用來評估電力系統長期規劃是否穩定的要件，係以發電機組淨尖峰供電能力與尖峰負載計算而來，並以年為評估期間。在傳統發電機組淨尖峰供電能力上，係為裝置容量扣除廠內用電後計算，而再生能源則需依天候及其發電特性進行估算¹。

110 年尖峰時段電力系統供電能力，在嘉惠電力 2 號機加入系統接受調度、舊機組更新組件提升出力、增購民營電廠電能及再生能源挹注下，供電能力提升約 140 萬瓩。惟 110 年亦有核二廠 1 號機於 7 月 1 日因用過燃料池滿，在執照到期前(110 年 12 月 27 日)提前停機導致供電能力減少狀況，加上民營星元電力的燃氣機組故障及老舊機組除役等影響下，供電能力減少約 137 萬瓩，整體電力系統淨尖峰供電能力為 4,395 萬瓩，與 109 年供電能力 4,392 萬瓩相較僅微幅增加 3 萬瓩；同時在經濟情勢大幅成長、氣候炎熱等影響下，尖峰負載需求達到 3,870 萬瓩，較 109 年尖峰負載大幅增加約 100 萬瓩，因此，在用電需求大幅攀升、供電能力未有顯著增加下，備用容量率實績值為 13.5%。

為配合國家淨零排放政策，在積極推動再生能源設置的同時，需要務實考量夜晚尖峰時段太陽光電無法提供電能之系統狀況，故未來電力供需規劃將以夜間供電情勢為主要標的，並將滾動檢討離岸風電夜間供電能力估計值及推動儲能、需量反應等因應配套措施，以確保電力供應穩定。

(四) 備轉容量率

評估電力系統供需是否穩定的另一指標是備轉容量率，主要是檢視每日尖峰負載當下的供電情況，目前已可由台電網站中近期電力資訊(<https://www.taipower.com.tw/tc/page.aspx?mid=209>)，獲得每日備轉資訊。

110 年因經濟持續成長與極端高溫氣候等多重因素影響，導致用電需求大幅提升，5 月 27 日起尖峰負載即多次打破歷史紀錄，7 月 27 日更創下 3,884.4 萬瓩新高紀錄，較 109 年成長約 2.2%。面對用電需求屢攀

¹ 日間供電能力：太陽光電以裝置容量 25%、風力以裝置容量 6% 計算。
夜間供電能力：太陽光電以裝置容量 0%、離岸風力以裝置容量 11% 計算。

高峰，台電公司盤點相關措施建立調度機制，持續追蹤整體供電情勢，妥適安排機組歲修排程等作為下，雖部分時段供電較為吃緊，統計備轉容量率 10% 以上天數仍達 320 天，整體供電情勢穩定，詳見表 2-1。

未來在太陽光電設置併網量陸續增加下，其發電量會隨氣候及日夜變化而變動，故每日尖峰負載發生時，電力系統備轉容量率可能並非最低。面對未來供電情勢變化的挑戰，台電公司已就供給及需求面規劃相關措施，以確保供電穩定。經濟部亦將督導台電公司持續依據能源結構的變化檢討供電裕度之指標。

表 2-1 民國 110 年備轉容量率統計

	10% 以上	10%~6%	6% 以下	90 萬瓩以下
備轉容量率 (天數)	320	42	3	0
備轉容量率占比 (天數)	87.7%	11.5%	0.8%	0.0%

註 1：110 年 5 月 17 日尖峰負載發生於下午 2 時，當日備轉容量率 3.84% (橘燈)。晚間因抽蓄機組受水情不佳影響陸續停止發電，實施一輪緊急分區輪流停電。

註 2：考量再生能源發電之變動性，未來將評估統計小時備轉容量率占比之可行性。

資料來源：台電公司。

參、未來電力供需規劃

推展再生能源將成為重要的淨零排放工作，在依循能源轉型發展的項目上，除了現有發展較為快速的太陽光電和風力發電外，未來將積極推動地熱及生質能等多元再生能源發展，且為因應再生能源發電特性，未來應積極發展儲能電池及抽蓄水力等相關儲能設施，以確保電力系統供電穩定。

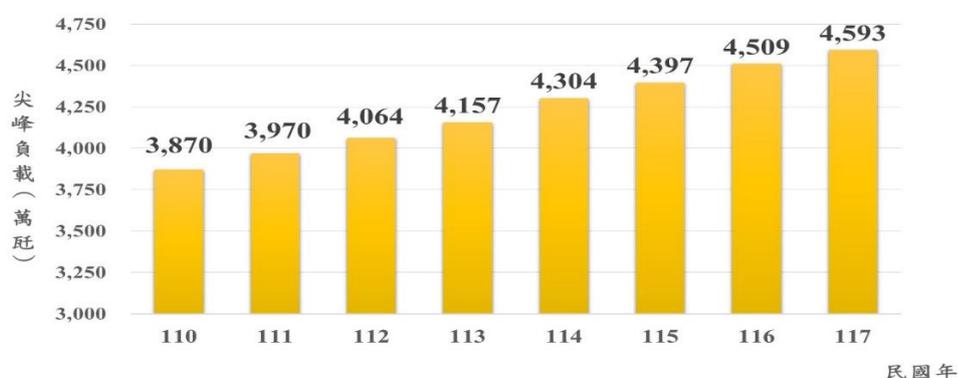
近半年來受到俄烏戰爭、燃料價格高漲、國際經貿情勢變化及各國疫情管控措施等變動因素影響，行政院主計總處已於111年5月公布111年經濟成長率預測下修為3.91%。針對現行社經變化情勢，未來經濟成長變化仍須密切觀察、滾動檢討。

一、需求面規劃

(一) 用電需求評估

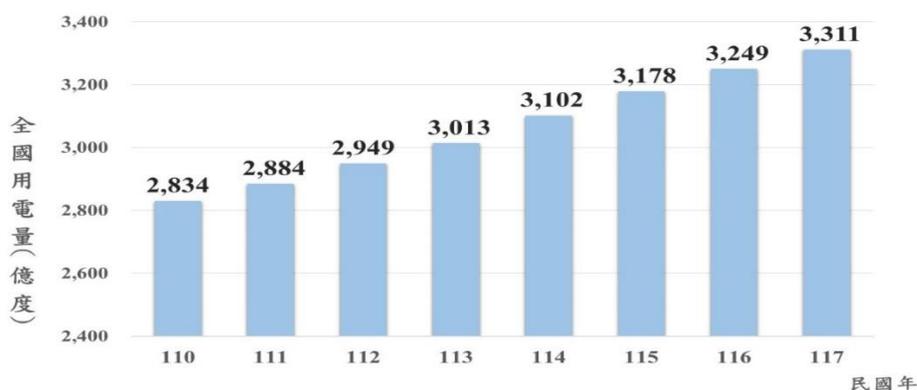
本次用電需求評估已掌握截至111年5月底國內外經濟、政策及環境等相關影響變數，包括臺商回流投資、半導體產業投產擴廠及電動車發展等用電需求，預估111至117年尖峰負載年均成長率約2.5%，全國用電量年均成長率為2.3%，如圖3-1及圖3-2所示。

經分析，110年用電量成長率4.5%，高於過去10年(101~110年)之用電年均成長率的1.6%，未來用電需求成長率2.3%，已將去年基期較高問題納入考慮，並就未來用電需求持續成長趨勢，規劃在節流與開源面挹注各項資源推動相關措施，以維持供電穩定。



註：110年為實績值。

圖 3-1 民國111~117年尖峰負載預測結果



註：110 年為實績值。

圖 3-2 民國111~117年全國用電量預測結果

(二) 節能規劃

節能推動主要係以用電效率(每單位 GDP 用電量)作為評估標準，過去 10 年(101 至 110 年)全國用電效率改善約 12.3%，相當於用電量累計減少 396.38 億度；我國節能以 106 至 114 年用電效率年均改善 2%為目標，未來規劃加強節能知識傳遞，促進社會節能行動，持續提升設備能源效率要求(如 113 年淘汰市售低效率螢光燈具、119 年馬達效率達 IE4 等)，依用電規模調整能源大用戶年均節電 1%目標，擴散節能成功經驗(如冷氣適溫行動)，另爭取經費推動設備汰舊換新，積極推動整體用電效率提升。

(三) 需量反應措施

過去電業主要透過興建大型電廠滿足用電需求，隨著環保意識抬頭，電源開發日趨困難，為提升能源使用效率，各國電業均加強需求端之用電管理，推動需量反應以協助負載管理措施，台電公司已參考國外電業作法，積極鼓勵用戶只要配合減少尖峰用電，或將尖峰用電轉移至離峰時間，即可獲得電費扣減，現行措施包含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等。

配合近年再生能源發電量逐漸提升，為確保日落後電力系統的供需平衡，須提高夜間尖峰供電裕度及抑低用電，台電公司已新增既有方案抑低用電時段至傍晚日落後，同時規劃多元新方案鼓勵用

戶選用，俾於關鍵時段抑低用電量。精進後之需量反應措施估計約可於夜間貢獻 150 萬瓩抑低量，方案內容概述如下：

1. 計畫性減少用電措施：事先與用戶約定於指定時段抑低用電，包含月減 8 日型、日減 6 時型及日減 2 時型等，並於 111 年新推出「彈性夜減型」措施，在 18~22 時的夜間時段，提供 2、3、4 小時的夜間時段減少用電選項，供用戶依自身用電型態選用。
2. 臨時性減少用電措施：為強化突發狀況應變能力，台電公司於供電較為緊澀時實施「緊急應變措施」，通知備有發電機或能快速調整產程之用戶於臨時需要時配合減少用電(執行時段多為 16~20 時)。另外，用戶若能承諾可靠抑低容量，亦可選用「約定保證型」措施，除緊急執行時之電費扣減外，平時待命可再獲得固定之電費扣減。
3. 需量競價措施：為鼓勵用戶參與需量反應，由用戶依自身用電狀況，向台電公司投標抑低用電之回饋價格，若用戶得標並配合減少用電後(執行時段多為 16~20 時)，即可獲得電費扣減，目前有經濟型(無罰則)、可靠型(有罰則)、聯合型(共同參與)等方案供用戶選擇。

二、供給面規劃

(一) 再生能源

近年來，政府依能源轉型政策積極推動再生能源設置，並以 114 年太陽光電 2,000 萬瓩(20GW)及離岸風電 561.7 萬瓩(5.6GW)為推動重點，為有效達成再生能源設置目標，各項再生能源發展策略及儲能配套規劃，詳細說明如下：

1. 太陽光電

- (1) 110 年受 COVID-19 疫情衝擊，太陽光電設備零組件、設置人力等資源供應均受影響，截至年底累計併網量約 7.7GW，未來將以屋頂型優先且擴大推動，規劃 111 年累計設置量達 11.25GW

目標。

- (2) 114 年政府以達 20GW 為推動目標(地面型 12GW 及屋頂型 8GW)，後續為呼應 2050 淨零排放，後續 115 年起以每年增設 2GW 以上為規劃目標。
- (3) 為使國土及空間有效利用，未來太陽光電將在優於原來使用的思維，朝向土地複合利用(如漁電共生、光電球場及停車場)、屋頂充分利用(如工廠、畜禽舍及公有屋頂)、低度利用土地活化(如低地力土地及不利農業經營土地)推動。
- (4) 為有效且迅速達成設置目標，政府除持續檢討簡化申辦流程外，行政院已成立專案推動小組；經濟部、農委會及內政部成立次長級法規協調平台；經濟部能源局、台電公司及光電公(協)會成立三方溝通平台；經濟部能源局與地方政府組成工作小組及聯合審查平台等方式，於各層面進行跨機關的整合與協調，以排除光電設置障礙。

2.風力發電

- (1) 110 年台電離岸風電一期 109.2MW 併聯商轉，截至 110 年底累積設置量達 237MW。然而，全球離岸風電興建進度受 COVID-19 疫情影響皆有所延遲，臺灣離岸風場專用船舶、機具設備及人員(船員及技師)等接洽來臺進度受阻，致使工程進度延宕，未來在沃旭(900MW)、CIP(100MW)、允能一、二期(640MW)、海能(376MW)等各風場積極加強工程進度下，將逐步穩健達成 111 年完工商轉目標。
- (2) 114 年風力發電規劃陸域 886MW，離岸風電 5.6GW，整體風力發電累計目標則為 6.5 GW。115 年起將朝經濟規模區塊開發持續發展，規劃每年釋出 1.5GW 新增容量(規劃提前於當年 9 月併網)，以長期穩定持續之離岸風電本土內需市場，帶動在地產業投資發展本土供應鏈，並在既有產業基礎之上，於選商機制持續納入產業關聯及競價制度，兼顧降低購電成本及帶動本土產

業之永續發展。

- (3) 因應國際浮動式技術發展與國內產業需求，刻規劃浮動式離岸風力示範計畫，以驗證我國推動浮動式離岸風場之法規、技術、基礎建設之可行性。

3. 其它再生能源

(1) 地熱發電：

- A. 現階段以推動淺層地熱(傳統型地熱)為首要目標，採集中式與分散式開發併行，積極推動以達政策目標。
- B. 宜蘭清水地熱電廠於 110 年 10 月 27 日正式完工加入系統，110 年地熱發電量達 9.07 百萬度，較 109 年發電量 1.91 百萬度大幅成長近五倍，為地熱開發之重要里程碑。
- C. 為給予合理設置誘因，111 年度躉購費率已區分裝置容量級距，並延續階梯式費率，裝置容量者未達 2MW 者，前 10 年躉購費率可達每度 7.0731 元；另透過推動「地熱能發電系統示範獎勵辦法」，分攤業者地熱發電開發之前期探勘風險，且積極輔導開發案場，目前納入追蹤地熱案場共 9 處 24 案，且截至 111 年 4 月底地熱發電累積併聯量達約 5MW。
- D. 考量地熱探勘尚無一致申請程序，且地熱發電尾水多回注於地層，為取熱不取水的資源永續利用模式，與溫泉利用不同，為建立友善法制環境，排除法規限制，已修正「再生能源發展條例」草案增訂地熱專章。

(2) 生質能發電：

- A. 以國內料源優先利用為原則，藉由推廣高效率生質燃料轉換技術與應用，提升生質物利用量(農林資材及廢棄物利用)與能源利用效率，降低生質燃料成本及降低對環境影響，截至 111 年 4 月底生質能發電累積併聯量達 724MW。
- B. 短期內持續透過示範獎勵穩健推廣沼氣發電設置(已有 9 案通過補助者合計 2 MW)及推動國內廢棄物能源化，利用一

般廢棄物或一般事業廢棄物，處理轉換為均質燃料後進行發電，目前已有專燒及混燒 SRF 生質能案例，後續尚有桃園市、新竹縣、彰化縣等縣市業者提出申請設置，申請量約達 184MW，可兼顧發展再生能源及去化廢棄物，達循環經濟之多重效益。

C. 台電公司配合再生能源推動目標，規劃設置生質能發電機組，裝置容量 500MW，預計於 115 年併網商轉。

(3) **水力發電**：為提高電力系統穩定性且充分利用天然資源，台電公司將評估自建或與民間業者合作等方式，加速小水力發電計畫(小於 20MW)開發。

4. 儲能設施

過去我國電力系統以傳統火力機組為主要供電來源，未來將配合國家淨零排放政策，全力推動再生能源設置。然而，我國目前主要推動的再生能源，如太陽光電、離岸風電等，其發電能力容易受天候影響，併網後容易造成電網波動，從電力系統規劃的角度上，未來再生能源規模持續擴大，白天在太陽光電貢獻下可維持供電充裕，夜間則需要因應太陽光電無法發電的系統現象，須搭配儲能設備或抽蓄水力，以維持系統穩定。

儲能電池設置部分，政府規劃 114 年設置目標 150 萬瓩，包括由台電公司自建或採購服務共 100 萬瓩，並從 111 年起推動太陽光電案場搭配儲能設備 50 萬瓩，以降低再生能源發電特性對電力系統之影響。

抽蓄水力設置部分，除既有大觀及明潭兩座抽蓄水力電廠共 260 萬瓩已搭配系統調度運用外，未來台電公司規劃於石門水庫及大甲溪流域興建抽蓄水力機組，增加電力系統儲能調度量能。

5. 再生能源占比推估

我國再生能源發電占比持續提升，從 104 年的 4.1% 增加至 110 年的 6.0%，預估 111 年發電占比可提升至約 8%，114 年再提

升至 15.1%。

其中，114 年再生能源發電占比未達原訂目標 20%，主要因素在於未來用電需求成長在高成長基期下仍持續成長，須提高全國總發電量以茲因應；另考量再生能源設置量雖然如期達標，惟多於當年底併網(特別是離岸風電)，發電量需於隔年才會完整貢獻，致使 114 年再生能源占比調整為 15.1%。

為有效達成再生能源設置目標，政府規劃 115 年起太陽光電新增 2GW 以上、離岸風電加速於 9 月底併網，以及台電公司增加設置 500MW 生質能發電機組，預計從 115 年 10 月起逐步達成再生能源占比 20%之目標，後續在太陽光電每年增加 2GW、離岸風電增加 1.5GW 等設置規劃下，預估 116 年再生能源占比達 21%，並持續擴大至 117 年的 23%。

(二) 燃氣發電

燃氣機組具備快速起停、彈性調度、低空污排放等優點，可搭配再生能源發電特性，故政府加速興建燃氣機組及完善天然氣基礎設施。

1. 新增燃氣機組

- (1) 目前已規劃陸續增加大潭、興達、森霸、台中、協和、通霄等燃氣機組，預計 111~117 年間新增裝置容量 1,884 萬瓩。
- (2) 扣除既有燃氣機組屆齡除役規劃，預估 111~117 年間燃氣機組約淨增加 1,697 萬瓩。

2. 新擴/建天然氣接收站

為確保供氣安全及穩定，並降低現有各接收站負載率，政府規劃新建或擴建天然氣接收站，包括中油公司台中接收站、永安接收站及觀塘(第三)接收站，台電公司協和接收站、台中港接收站等，可就近提供通霄、興達、大潭、協和及台中等新燃氣機組發電用氣。

其中，中油公司第三天然氣接收站，已依外推方案進行工程施作，目前評估所需工期將使供氣期程延後 2.5 年，中油公司將儘速完成三接興建，於 114 年 6 月營運供氣，提供台電大潭電廠、北部工業及民生用戶使用。

3. 提升安全存量天數，並分散購氣來源，以確保供氣安全

為確保天然氣穩定供應，政府已明訂安全存量規定，逐步提高安全存量天數，並多元分散購氣來源。

- (1) 安全存量天數：現行至少 8 天，逐步提升至 114 年至少 11 天，116 年至少 14 天。
- (2) 分散購氣來源：採取中長約布局為主，短約及現貨為輔的採購策略，購氣來源多元分散，110 年進口來源國多達 14 國，主要包含澳洲、卡達、美國等國。

(三) 燃煤發電

為回應外界對於空氣品質改善之高度期盼，政府透過「短期降載、中期環保改善」措施推動，以兼顧穩定供電與環境保護，如台電公司亞臨界燃煤機組自 106 年起陸續進行「配合空品預警降載」、「告別全廠火力全開」、「環保停機」到現行的「擴大自主減煤」。

以台中電廠為例，自 106 年起，陸續投入 413 億元針對所有機組執行環保改善工程，以及興建 2 座室內煤倉，其中已投入 93 億元完成 4 部燃煤機組改善，110 年空污排放量較 105 年減幅約 6 成，削減量逾 2 萬公噸。目前正進行 6 部機組的空污改善工作總經費約 146 億元，於 113 年完成後，全廠 10 部機組皆完成空污改善工作，空污量將進一步降低；另外，興達電廠亦已投入逾 300 億進行空污防制設備改善，興達燃煤機組 110 年空污排放量與 105 年相比，減幅達 7 成。台電公司 110 年整體空污排放量 4.69 萬公噸，較 105 年削減近 6 成，削減量約 6 萬公噸，顯見政府空品改善之努力與決心。

未來既有燃煤機組將持續積極進行空污改善，並配合空氣品質

狀況，執行自我管理之降載措施，以逐步降低燃煤發電占比，達成能源轉型目標。

(四) 核能發電

在既有機組部分，核一廠 2 部機組已於 107~108 年間陸續停機進行除役程序。核二廠用過核燃料乾貯設施，因地方政府 12 次檢還或駁回營建工地逕流廢水污染削減計畫，以致乾貯設施無法施工，造成用過核燃料無法移出反應爐，以致 1 號機於 110 年 7 月 1 日起停止運轉，而其電業執照至 110 年 12 月 27 日到期後進入除役期間；2 號機現行規劃運轉至 112 年 3 月 14 日役期屆滿後進入除役程序。

核能電廠申請延役須依「核子反應器設施運轉執照申請審核辦法」第 16 條規定進行延役申請，最遲須在運轉執照屆滿之 5 年前提出，故核三廠運轉執照期程已超出延役申請之期限，而核四議題則經 110 年 12 月 18 日核四重啟公投未獲民眾支持，爰此，核能機組將維持現行能源轉型政策如期除役，核四不啟封。

(二) 夜間備用容量率評估

未來政府全力擴大再生能源設置，白天在太陽光電貢獻下，供電狀況可維持充裕，日落後太陽光電減少之發電量將對電力系統帶來挑戰，未來電力供需規劃課題須著重於因應太陽光電夜間不發電對系統影響，依據上述電源開發期程規劃，預估 111~117 年各年度夜間備用容量率詳如表 3-1 所示。

表 3-1 民國 111~117 年夜間備用容量率

年度	111 年	112 年	113 年	114 年	115 年	116 年	117 年
夜間尖峰負載(萬瓩)	3,723	3,781	3,870	4,010	4,089	4,186	4,256
夜間淨尖峰能力(萬瓩)	4,240	4,308	4,529	4,678	4,866	4,961	5,228
夜間備用容量率(%)	13.9	14.0	17.0	16.7	19.0	18.5	22.8
天然氣供應限制影響之備用容量率(%)	-	11.3	12.2				
		透過調度措施，可維持供電穩定			未來電源開發變數仍多，此預估數值可能寬估		

註1.尖峰負載為夜間尖峰負載，計算方式：日間尖峰負載值×95.5%-夜間需量管理措施。

2.民營新桃電廠於111年3月發生火災，1部氣渦輪機損壞，供電能力減小18萬瓩。

在夜間備用容量率預估方面，112、113 年間因中油公司第三天然氣接收站執行外推計畫，原規劃大潭燃氣 7、9 號機組完工商轉之用氣將延至 114 年 6 月才能供氣營運，此期間將影響機組供電能力減少約 102~186 萬瓩，電力系統供電較為吃緊。為降低供氣延後之影響，經濟部積極評估、採取靈活調度措施以穩定電力供應，措施說明如下：

1. 新增民營 IPP 燃氣機組：113 年規劃新增森霸二期 110 萬瓩，以提供系統供電能力。
2. 彈性調度氣源/機組：
 - (1) 在三接外推工程執行期間，中油公司將調配船期、新增碼頭及氣化設備等方式，努力最大化供氣以滿足用氣需求。
 - (2) 台電公司將優先調度大潭電廠已完工之高效率燃氣 7~9 號機

組發電，以提高整廠發電量。

3. **減少機組故障機率、提高機組運轉可靠度**：透過改變燃氣機組大修工法、精進運轉維護及歲修排程以縮短歲修工期等作法，提高機組可靠度、降低故障率。
4. **擴大需量反應機制，增加需量反應成效**：
 - (1) 推動彈性抑低時段方案：依產業特性，推動適合產業參與之多時段需量反應措施，以提高用電抑低量。
 - (2) 因應夜尖峰用電需求，規劃推動調整抑低時段措施，預估需量反應抑低成效約達 100 萬瓩。

至於較長期 115~117 年夜間備用容量率預估約達 18.5%~22.8%，主要係考慮未來電源開發變數仍多，面臨課題包含電廠建設須通過嚴格的環評審查並研擬相關環境及生態保護對策，且須透過溝通爭取在地及全國民意支持等，可能因外在因素影響推動進展；而在電力調度實務上，地方政府空污減排政策、極端氣候導致再生能源發電量下降(如：109、110 年乾旱造成水力發電量大減)等課題，故須採取保守寬估的觀點進行規劃。

肆、結 語

我國係出口導向經濟體，隨著國際淨零排放及碳邊境稅趨勢，國際大廠紛紛加入 RE100 倡議，宣示企業淨零排放目標期程，並要求供應鏈廠商配合使用綠電與加強減碳。因應國際碳管制挑戰，政府規劃在能源轉型基礎上逐步朝向淨零轉型邁進，短期優先推動已成熟的風電和光電，並增加天然氣發電以減少燃煤的使用，增加綠能及低碳能源供給，提供充足且低碳的電力供應來源。

再生能源推動方面，政府持續擴大推廣離岸風電及太陽能發電設置，以 114 年太陽光電 20GW 及離岸風電 5.6GW 為目標重點，並推動儲能系統設置，規劃 114 年設置目標 150 萬瓩(台電自建或採購 100 萬瓩、光電案場搭配儲能 50 萬瓩)，並規劃於石門水庫及大甲溪流域興建抽蓄水力機組，降低再生能源發電特性對電力系統之影響；此外，政府為提高地熱及生質能發展，規劃透過費率訂定及法規專章等措施，增加業者投資地熱能源誘因，及擴大生質能設置推動國內廢棄物能源化，以達成循環經濟之多重效益。

發電機組設置規劃方面，政府積極規劃新增燃氣機組及完善天然氣基礎設施，並加強工期進度管控與各界溝通，確保機組如期如質完工、供氣穩定；在既有燃煤機組方面，將針對既有燃煤機組加速進行空污設備改善工程，並於平時安排配合空氣品質情況執行自我降載管制措施，以 110 年為例，台電公司整體空污排放量較 105 年削減近 6 成，削減量約 6 萬公噸，顯見政府空品改善之努力與決心。

鑑於近期俄烏戰爭、燃料價格高漲、國際經貿情勢變化及各國疫情管控措施等能經情勢變動頻繁，對我國經濟情勢及電力需求皆造成影響，未來將滾動檢討每年產業發展及民生需求之用電成長，並配合國家能源政策及淨零排放路徑，在以能源供應安全穩定為優先下，積極推動各項電源開發計畫，打造潔淨能源體系與健康生活環境。



經濟部能源局
Bureau of Energy ,
Ministry of Economic Affairs

