

全國電力資源 供需報告

113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	6
一、需求面規劃	7
二、供給面規劃	11
三、114~123 年電力供需規劃	18
肆、結 語	22

圖表目錄

圖 2-1 民國 113 年電力消費量及占比（部門別）	2
圖 2-2 民國 113 年全國發電總裝置容量及占比（燃料別） .	3
圖 2-3 民國 113 年全國發電量及占比（燃料別）	4
圖 3-1 民國 114~123 年夜尖峰負載預測結果.....	7
圖 3-2 民國 114~123 年全國用電量預測結果.....	8
圖 3-3 民國 114~123 年未來火力機組電源規劃	18
表 2-1 民國 113 年備轉容量率統計.....	5
表 3-1 再生能源未來目標.....	19
表 3-2 民國 114~123 年夜間備用容量率.....	20

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。

113 年全球經濟溫和復甦，持續受惠於人工智慧(AI)、高效能運算等新興科技需求熱絡，加上半導體產業持續擴充先進製程及高階封測產能，挹注投資成長與生產動能蓬勃發展，帶動用電量成長，全年電力消費量較前一年增加約 2.92%。

行政院主計總處已公布 113 年全年經濟成長率為 4.84%，並於今(114)年 8 月 15 日發布 114 年最新 GDP 成長預測為 4.45%。而從各產業用電狀況觀察，今年上半年半導體相關產業在 AI 科技發展態勢下維持成長動能，傳統製造業用電則呈現負成長走勢，在此增減情勢下，預估今年整體用電與去年相比僅略微成長。至於用電需求推估部分，本報告在考量主計總處評估及未來 AI 科技潮帶動的半導體產業擴廠、電動車推動政策，以及深度節能推動成效等因素，並納入美國對等關稅政策、地緣政治等影響，預估 114~123 年電力需求年均成長率約為 1.7%，高於過去 10 年(104~113 年)用電需求年均成長率 1.23%，亦與鄰近國家日本(0.6%)及韓國(1.8%)等產業競爭國相當。

隨著我國企業對再生能源的需求增加，我國自 113 年啟動第二次能源轉型，以發展多元綠能為主軸，積極布建技術成熟的光電及風電、加速發展地熱及小水力等，將綠能運用極大化，根據最新統計資料顯示，113 年整體再生能源裝置容量累計達 21,067MW；另為因應再生能源間歇性，規劃新增可快速起停之燃氣機組，搭配電池儲能及抽蓄水力進行調節，並結合需求管理措施、擴大輔助服務、電網建設及智慧化管理等作法，促進再生能源的整合與有效利用，兼顧穩定供電及淨零減碳之目標。

政府持續觀察國內外能源與經濟情勢變化，並推動國家能源政策與淨零排放路徑，因此每年滾動檢討長期用電需求，持續規劃監督各項電源開發計畫進度、提出相關因應措施及方案，確保維持供電穩定。

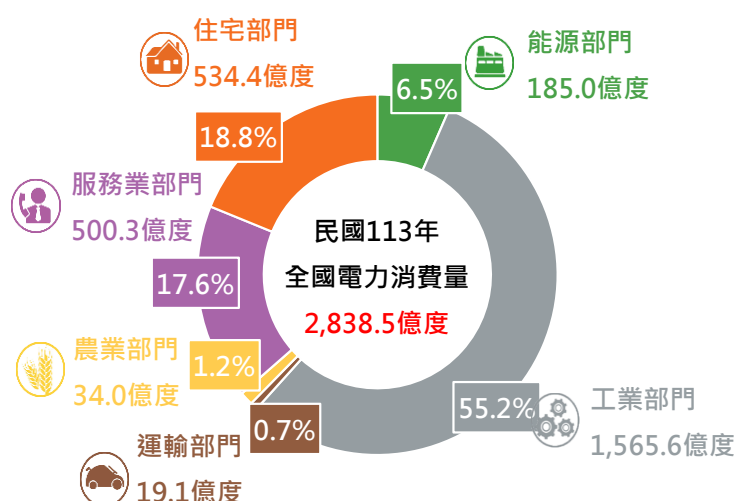
貳、電力供需現況

一、電力消費

113 年上半年景氣回溫，廠商需求提升、投資意願增加，電力消費量較 112 年同期成長 3.46%；下半年隨出口及投資衍生需求續強，促進廠商備料及資本設備購置擴增，惟部分傳統產業需求下降，抵銷部分成長增幅，電力消費量較 112 年同期增加 2.45%；依統計，113 年因 AI、高速運算與雲端資料服務等需求強勁，帶動相關電子產品及半導體產業生產動能提升，全年電力消費量達 2,838.5 億度，增幅約 2.92%。

在工業部門用電情形上，雖然地緣政治衝突等因素可能制約全球經濟成長力道，惟受惠 AI 及高效能運算等新興科技應用需求攀升，半導體產業持續發展，引領相關產業生產動能提升，全年電力消費量較 112 年增加約 41 億度，增幅達 2.71%。

在服務業部門方面，批發業受惠新興科技應用需求擴展備貨需求增加、運輸及倉儲業隨國內製造生產活動活絡，以及出遊人潮持續增加讓貨運量及客運量均呈現成長，整體服務業部門（包含運輸）的電力消費量較 112 年增加約 17.8 億度，增幅達 3.55%，此外，住宅部門依統計資料顯示，在高溫影響冷氣開機日數增加下，電力消費量增加約 19.5 億度，增幅達 3.80%。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2：百分比及電力消費量加總存在小數進位誤差。

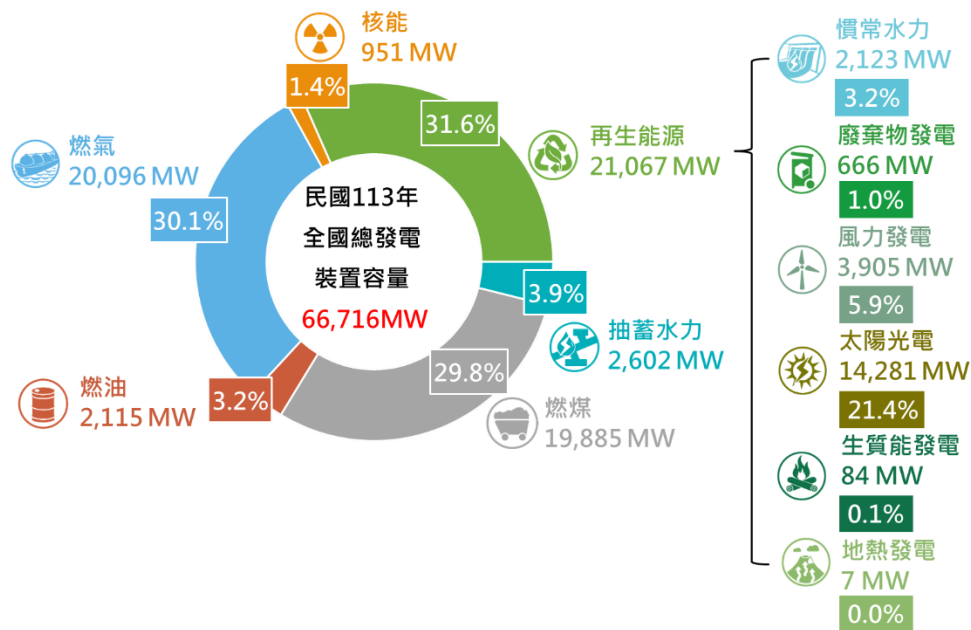
資料來源：經濟部能源署，能源統計月報，11409版。

圖 2-1 民國113年電力消費量及占比（部門別）

二、電力供給

(一) 裝置容量

截至 113 年底全國發電總裝置容量約 66,716MW，較 112 年增加 2,672MW，其中離岸風電裝置容量達 2,987MW，較 112 年增加 1,224MW；太陽光電裝置容量達 14,281MW，較 112 年增加 1,863MW，詳見圖 2-2。



註1：全國總發電裝置容量包括台電系統（台電自有、民營電廠）及自用發電設備。

註2：百分比及裝置容量加總存在小數進位誤差。

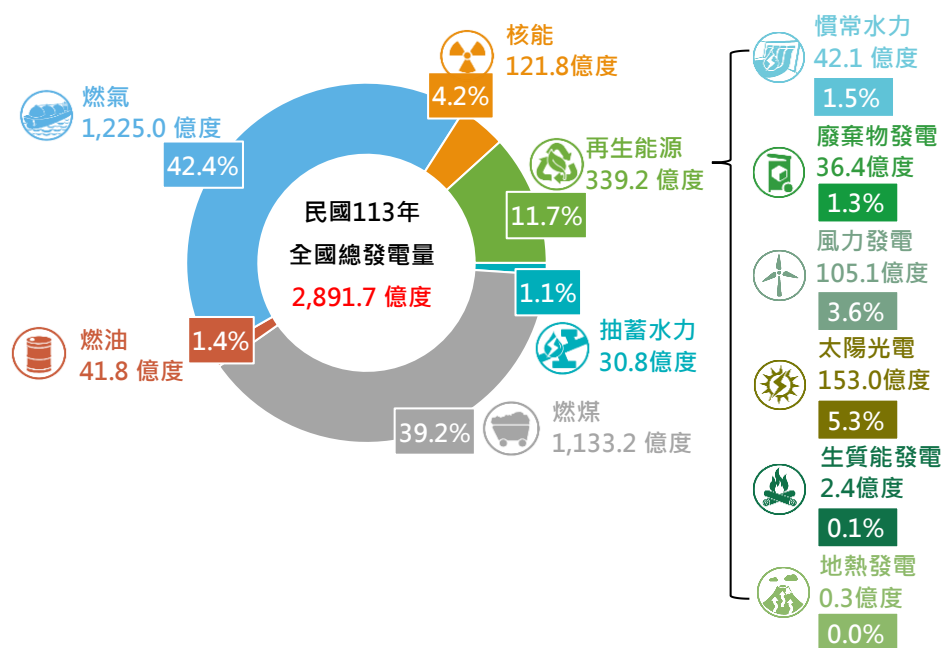
資料來源：經濟部能源署，能源統計月報，11409版。

圖 2-2 民國113年全國發電總裝置容量及占比（燃料別）

(二) 發電量

113 年全國總發電量 2,891.7 億度，增幅約 2.39%。其中，再生能源發電量達 339.2 億度，較 112 年增加 69.2 億度；燃氣機組發電量 1,225.0 億度，較 112 年增加 108.7 億度；燃煤機組發電量 1,133.2 億度，較 112 年減少 58.6 億度。

再生能源部分，113 年太陽光電發電量 153.0 億度，較 112 年增加 23.9 億度；風力發電量 105.1 億度，較 112 年增加 42.7 億度，對電力系統整體發電量貢獻顯著。另因受惠於午後雷陣雨以及 7 月份凱米颱風與 10 月份山陀兒颱風帶來的充沛降雨，加上水庫集水區降雨正常，使下半年水庫蓄水情況良好，水力發電儲備餘裕充足，在配合用電需求及夜間供電調度情勢下，全年水力發電量約 42.1 億度，較 112 年增加 2.5 億度，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2：百分比及發電量加總存在小數進位誤差。

資料來源：經濟部能源署，能源統計月報，11409版。

圖 2-3 民國113年全國發電量及占比（燃料別）

(三) 備用容量率

備用容量率是衡量長期供電規劃是否充足的重要指標，評估期間為「年」，以發電機組淨尖峰供電能力與尖峰負載計算而來，其中傳統發電機組的淨尖峰供電能力，係以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。

在日尖峰負載部分，113 年實績達到 40,882MW，較 112 年成長 1,393MW。在夜尖峰負載部分，113 年實績約 37,301MW，較 112 年成長 1,155MW，主要係因 AI、高速運算等新興科技帶動半導體產能提高，推升產業用電成長，加以夏季氣溫炎熱，降雨日數少，致尖峰負載突破歷史新高，而 113 年夜間供電能力約 41,396MW，經計算夜間備用容量率為 11.0%。

(四) 備轉容量率

備轉容量率是衡量短期可調度資源是否充裕的重要指標，主要是檢視每日瞬時尖峰當下的供電情況，現由台電公司於網站持續更新，供國人隨時查詢。

在太陽光電裝置容量持續增加之下，其發電貢獻足以因應日間尖峰負載，因此調度重點已由日間移轉至夜間。為提高夜間備轉容量率，台電公司善用需求面管理措施與輔助服務、彈性調度抽蓄機組等作為，並配合水利署用水規劃精確調度水力機組，讓夜間供電情勢穩定。台電公司透過相關因應措施以及妥適調整機組歲修排程等作為，113 年度讓備轉容量率 10%以上的天數達 347 天，詳見表 2-1。

表 2-1 民國 113 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）	347	19	0	0
備轉容量率占比 （天數）	94.8%	5.2%	0.0%	0.0%

資料來源：台電公司。

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。

參、未來電力供需規劃

推動再生能源是實現 2050 年淨零排放目標的關鍵工作之一，除了太陽光電和風力發電之外，政府於 113 年啟動第二次能源轉型，加速發展地熱、小水力等多元綠能，將綠能運用極大化，此外，隨著再生能源裝置量增加，儲能需求也隨之提高，未來將透過提高設置誘因、完善消防法規與擴大設置空間，並推動用戶端儲能系統及推廣燃料電池等作法，整合多元再生能源和儲能技術，確保電力系統運作穩定。

行政院主計總處於 114 年 8 月公布，因美國對等關稅帶動產業提前拉貨、AI 商機與新興科技應用需求強勁，使臺灣科技產品外銷增長，但部分傳產受到美國對等關稅政策影響產業活動減緩，在此增減相抑下，114 年上半年經濟成長率呈現正成長 6.75%，而電力消費較去年同期呈現負成長 1.1%，顯示半導體及伺服器相關產業活動熱絡提高產值及用電。因此，評估未來用電需求時除了納入半導體產業擴廠期程調整、AI 產業投資發展、深度節能推動目標等因素，亦考量美國對等關稅政策影響，預估今年整體用電將略為成長，114~123 年電力需求年均成長率約為 1.7%，高於過去 10 年(104~113 年)年均成長率 1.23%，也與鄰近日本²及韓國³等產業競爭國之用電需求評估相近，惟後續仍須密切觀察國際經濟情勢變化，以掌握未來用電需求趨勢。

² 日本「未來電力需求展望」報告中，評估 2025~2034 年年均成長率為 0.6%。

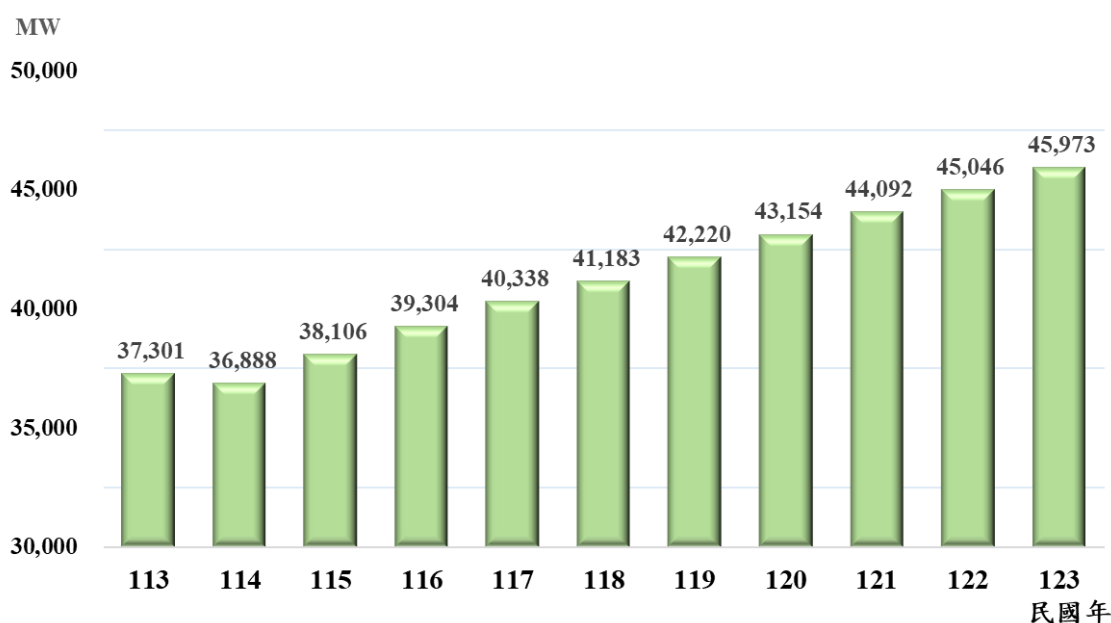
³ 參酌韓國第十次及第十一次「長期電力供需基本計畫」，評估 2024~2038 年用電需求年均成長率約 1.8%。

一、需求面規劃

(一) 用電需求評估

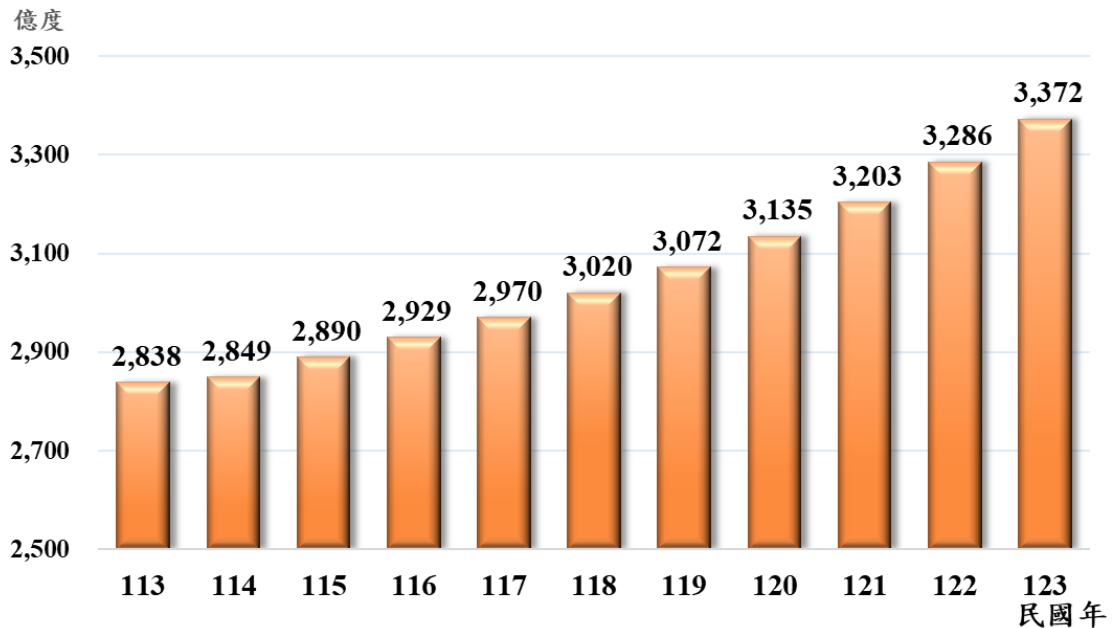
隨新興AI科技發展與雲端資料服務等需求攀升，帶動相關電子資通訊產品銷售及產值持續增加，使工業用電需求成長，預估 114 年用電需求也將微幅成長；另外，113 年夜尖峰負載實績達到 37,301MW，而 114 年雖延續半導體產能推升情勢，惟部分傳產生產活動減緩及連續颱風襲臺等影響，114 年夜尖峰負載為 36,888MW，較 113 年減少 413MW。但長期而言仍維持增長趨勢，預估 114~123 年夜間尖峰年均成長率為 2.1%，各年預測結果詳見圖 3-1。

另有關用電量預測部分，考量新興科技發展將帶動半導體相關 AI 產業等用電需求，加上深度節能、需求面管理等措施成效，並納入美國對等關稅政策衝擊產業活動等影響，預估 114~123 年電力需求年均成長率約為 1.7%。未來全國用電量預測詳見圖 3-2。



註：113、114 年為實績值。

圖 3-1 民國114~123年夜尖峰負載預測結果



註：113 年為實績值。

圖 3-2 民國114~123年全國用電量預測結果

(二) 節能措施

為回應國際上能源效率優先之倡議，政府未來將持續透過公私協力，積極推動深度節能，提高能源使用效率。深度節能重點在擴大推動節能服務產業(ESCO)，使其協助產業節能，相關措施包括公民營企業節能改善、家電汰舊換新補助、設備效率基準管理，以及建築與地方節能治理。

1. 公民營企業節能改善

(1) 推動產業導入 ESCO

- A. 企業導入 ESCO：提供節能診斷服務（每年 2,600 家）、辦理媒合會議（每年 15 場），促使企業採行 ESCO 節能服務。
- B. 節能示範觀摩：依據各產業能源使用性，選拔並表揚節能績優廠商，每年至少辦理 28 場次示範觀摩及技術交流活動，節能標竿案例累計超過 6,000 例，促進節能經驗分享與相關技術擴散。

- C. 提供節能補助：提供公用動力設備補助、商業節能補助及節能績效保證專案等，促使用戶落實能源管理與導入高效率設備。

(2) 法規誘因創造市場

- A. 提高節能目標：訂定用電大戶節電目標（114~117 年），超過 1 萬瓩用戶從 1%提高至 1.5%。
- B. 擴大投資抵減：修正「產業創新條例」10-1 條，納入節能減碳項目，加速淨零與數位雙軸轉型，如建置能源管理資訊系統(EMIS)。
- C. 促進保險業資金投入 ESCO：函釋保險業投資 ESCO 適用「保險法」146-5 條專案運用範疇，推動保險業投資非公開發行之 ESCO 公司。

2. 家電汰舊換新補助

- (1) 補助老舊冷氣、冰箱汰換為一級能效產品（效率提升約 50%），115 年底前舊機換新機，每台補助 3,000 元；貨物稅核退一、二級冷氣、冰箱與除濕機，每台最高退還 2,000 元。
- (2) 114 年家電補助續編 68 億元，累計 112 年至 114 年 8 月共計汰換 433 萬台；114 年 1 月至 8 月底已補助共計 110.3 萬台。

3. 設備效率基準管理

114 年實施能效新基準，如冷氣機效率基準提升 5.0%、電熱水瓶效率基準提升 12.5%、儲備型電熱水器效率基準提升 10.5%，以及馬達效率由 IE3（Premium Efficiency，超高效率）提升至 IE4（Super Premium Efficiency，超優級效率）等。

4. 建築與地方節能治理

- (1) 內政部強制公有建築進行建築能效標示，現已納入下列各類建築：辦公、服務、公共集會、商業、休閒、文教、衛生、福利、更生、住宿類組，並預計於 115 年將所有建築都納入辦理（將新增其他建築類組）。

- (2) 中央結合 22 縣市就所轄區域，因地制宜推動民生部門節電措施，如節電輔導、節能志工培訓、農業節電及能源弱勢關懷等措施，112 年至 114 年 8 月累計 596 項。

(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，且為提升能源使用效率，各國電業均加強需求端之用電管理。以美國加州推動多年的「承載順序」(Loading Order)為例，即要求電源開發時須以需量反應及再生能源優先，其次才是蓋電廠。透過需量反應措施，鼓勵用戶減少或移轉尖峰用電，不僅可降低線損，也可減少設置電廠，是重要的能源管理工具之一。

近年電力調度重點移至夜尖峰，因此台電公司調整需量反應方案，鼓勵用戶配合於下午至夜間時段降低用電，再以電費扣減方式作為獎勵，引導產業用戶移轉用電至白天，善用太陽光電之電能。現行措施包括事先與用戶約定時段抑低用電之「計畫性調整用電措施」、強化突發狀況應變能力之「即時性調整用電措施」、用戶自報抑低用電回饋價格之「需量競價措施」等。

台電公司實施之需量反應措施成效，資料指出電力系統夜尖峰(113/7/22)時抑低用電 1,314MW，換算最高抑低用電時刻之備轉容量率貢獻約 3.6%，顯示對穩定系統供電效益顯著。

二、供給面規劃

(一) 整體再生能源規劃

為因應國際淨零排放之願景，我國已公布 2050 淨零排放目標並推動「淨零 12 項關鍵戰略」，後續「二次能源轉型」以多元綠能為核心，優先發展技術成熟之離岸風電與太陽光電，且積極布局地熱、生質能、小水力及海洋能等多元再生能源。政府亦透過簡化行政程序、檢討躉購費率及修訂相關法規等措施，提高業者投資誘因，同時滾動檢討各項再生能源發展策略，以促進永續能源發展，預計 115 年 11 月達成再生能源占比 20%，並於 119 年達成 30% 的階段性目標。

1. 太陽光電

截至 114 年 7 月累計裝置容量已達 14.94GW，較 105 年 (1.245GW) 成長 11 倍，預計至 119 年達成 31.2GW。

屋頂型光電透過修訂「再生能源發展條例」第 12-1 條，規範一定規模的新建建築屋頂須設置光電，並擴大盤點，優先利用公有建物屋頂設置太陽光電，發揮政策示範效益，帶動民間投入。此外，行政院核定「家戶屋頂設置太陽光電加速計畫」獎勵 1,000 平方公尺以下之私有建物每 kW 3,000 元，以鼓勵民眾設置光電。

地面型光電以複合使用為原則，且為確保推動光電時兼顧環境保護與社會支持，經濟部與農業部已共同制定明確規範嚴格把關，包含公告經營計畫「顯不合理」、設施與農業經營必要性「顯不相當」樣態，以及「農業用地變更設置太陽光電土地適宜性快篩表」，讓光電申設審查權責機關及業者可排除不適宜發展區位。

為有效且迅速達成設置目標，政府透過跨部會與地方政府定期研商通案性議題，訂定明確申辦規範，並加強辦理社會溝通，凝聚各界共識，以建立具體可行政策推動策略。

2. 風力發電

離岸風電部分，截至 114 年 7 月累計裝置容量 3.13GW，預計至 119 年達成 10.9GW。

在離岸風電的推動上，依「先示範、次潛力、後區塊」3 階段策略推動，現已完成區塊開發第 1 期及第 2 期選商作業，將於 119 年前陸續完工。

經濟部為確實掌握離岸風電開發中案場之施工狀況及進度，依行政契約定期召開各離岸風場進度追蹤會議，並根據遭遇之困難主動協助排除，提供必要行政協助，以利各風場如期完工併網。

陸域風電部分，截至 114 年 7 月累計裝置容量 935MW。我國已掌握陸域風電相關技術，惟目前陸域風電可開發之優良場域已近飽和。未來經濟部將持續輔導陸域風電開發業者需以無環境影響疑慮，及地方態度支持之場域空間進行開發。

3. 其它再生能源

(1) 地熱發電

截至 114 年 7 月累計裝置容量 7.49MW，預計至 119 年達成 1.2GW。

政府為擴大地熱資源的使用，提供友善地熱之法制環境，建立地熱發電申設標準作業程序及應備文件，並依據「再生能源發展條例」地熱專章授權，訂定「地熱能探勘與開發許可及管理辦法」，使開發業者有法源依循，加速地熱發電推動。

我國地熱探勘由經濟部地質調查及礦業管理中心主導，以加速蒐集地熱潛能資訊，同時經濟部能源署透過「地熱能發電示範獎勵辦法」推動地方政府招商以及分攤業者探勘風險，鼓勵民間業者投入地熱開發。

目前國際間先進（深層）地熱技術皆屬尚在研發與發展階段，未來將持續蒐集增強型技術(EGS)、封閉式迴路取熱(AGS)技術及超臨界地熱技術(SGS)等資訊，並規劃透過國營事業（中油公司、台電公司）辦理國際合作導入深層地熱技術，帶頭投入深層地熱開發。現階段中油公司已於宜蘭員山、宜蘭冬山、花蓮瑞穗等地規劃進行 4 千公尺深層地熱探測深井，台電公司亦於 113 年 10 月宣布與國際廠商合作於大屯山外圍探明地熱潛能。

(2) 生質能發電

截至 114 年 7 月累計裝置容量 750MW，預計至 119 年達成 810MW。

因應國內推動前瞻能源關鍵戰略相關工作，政府透過部署分工與合作，進行生質料源能源化工作推動，並以綠能加值方式，促進生質料源循環利用，鼓勵業者投入生質能發電。

未來經濟部將持續建構與優化生質能應用環境，透過提供合理誘因（滾動檢討躉購費率及沼氣設備補助示範帶動市場）、優化技術擴大量能（如沼氣、氣化）等策略，合理開發國內料源，推動國內生質能成長。

(3) 小水力發電

未來水力發電推動將以小水力為主，為提升民間投資誘因，114 年度因應小水力發電規模已調整躉購費率，新增 1 至 100kW 級距，每度 4.9548 元；未來持續蒐集相關開發成本資料，滾動調整躉售費率，將訂定「小水力發電示範獎勵辦法」。

經濟部持續與農業部等場域主管機關合作，擴大盤點潛力場域，利用現有或規劃中的水利設施與農圳，積極推動「公對公」模式，避免二次施工造成環境破壞，另導引業者依據「小水力發電設備設置指引」進行開發，確保於規劃設計階段納入環境生態影響評估，以降低環境影響及開發阻力，兼顧能源需

求與生態保護。

政府藉由小水力發電單一窗口，建立與外界之溝通管道，統一蒐集外界意見，優化小水力申設之行政程序，且持續滾動調整推動策略，並結合政策及實務推動需求，以增加業者開發意願。

(4) 海洋能發電

自 111 年度公告海洋能躉購費率為 7.32 元/度以來，政府每年舉辦再生能源電能躉購費率審定會，滾動檢討躉購費率（114 年維持原費率）。此外，為持續協助業者解決設置問題，已於 114 年 3 月修正「再生能源發電設備設置管理辦法」新增海洋能設置相關文件規定，提升效率與優化申設流程，以提高業界廠商投資意願。

有關海洋能發電類型，國際上除潮汐發電已有商轉案例外，其餘波浪能、洋流能及溫差能等皆處於發展階段。國內研發方向為波浪能及洋流能，並有數家業者投入前期可行性評估。

(二) 燃氣發電

因燃氣機組具備快速起停、靈活調整、低排放等優勢，可因應再生能源間歇性，因此國際間廣泛使用燃氣發電作為重要的橋接能源。政府在北、中、南各地積極推動「以氣換油」、「以氣換煤」等發電設施的改建計畫，不僅有助區域能源自給自足，也能減少空氣污染和碳排放，以兼顧環保及穩定供電。

1. 新增燃氣機組

未來新增機組規劃除了再生能源外，台電公司將於興達、台中、大林、通霄、協和等電廠新增高效率燃氣機組，預估至 123 年機組可累計淨增加約 12,222MW，機組新增量大於除役量。

2. 供氣安全

(1) 分散購氣來源

我國天然氣採購以「分散氣源、多元布局、穩定供應」為目標，113 年液化天然氣進口來源共 14 國，包括澳洲(38%)、卡達(25%)及美國(10%)等，並以中長約布局為主，短約及現貨為輔之採購策略，如 113 年液化天然氣進口量之中長約占比為 78%，短約及現貨占比為 22%。

(2) 提升安全存量天數

為確保天然氣穩定供應，政府已明訂安全存量規定，並逐步提高安全存量天數（至 116 年達 14 天），中油公司 113 年天然氣存量天數高於法定至少 8 天。

(3) 新/擴建天然氣接收站

為降低現有各接收站負載率，並提升事業存量天數，中油公司已規劃擴建永安、台中接收站及新建觀塘（第三）接收站、洲際接收站，台電公司則規劃新建協和及台中港接收站，其中，觀塘（第三）接收站已於 114 年 4 月進行測試運轉，目前全國北、中、南皆有接收站可分區供氣，並藉由既有 8 字型海陸輸氣管網相互輸轉、備援，確保供氣穩定。

(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」措施推動減煤，兼顧穩定供電與環境保護，如台電公司自 106 年起針對亞臨界燃煤機組陸續進行「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」等作為，並規劃於 106 至 114 年投入 692.29 億元經費，推動火力發電廠 9 項空污改善計畫。

台中電廠部分，自 106 年起推動減煤減排，並陸續投入 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。經過多年努力，用煤量由 106

年 1,773 萬噸降至 113 年 1,208 萬噸，減少 565 萬噸；空污排放量由 106 年 3.47 萬噸降至 113 年 0.92 萬噸，減幅逾 7 成。目前正進行 6 部機組的空污改善工作，預計 114 年後全廠 10 部機組皆改善完成，空污排放量將可進一步降低。

興達電廠部分，自 80 年起已投入逾 308 億元進行空污防制設備改善，用煤量由 106 年 550 萬噸降至 113 年 112 萬噸，減少 438 萬噸；空污排放量由 106 年 1.51 萬噸降至 113 年 0.11 萬噸，減幅逾 9 成。

台電公司整體空污排放量從 105 年 10.7 萬噸減少至 113 年 3.4 萬噸，減幅超過 6 成，提前達成原定 114 年降至 6.5 萬噸之目標，成效卓著，顯見政府改善空氣品質之努力與決心。未來既有燃煤機組亦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，逐步降低燃煤發電占比，以達成能源轉型目標。

(四) 核能發電

目前臺灣三座核能電廠皆因運轉執照屆期，機組已停機並陸續進入除役程序。立法院於 114 年 5 月 13 日通過「核子反應器設施管制法第 6 條」修正案，賦予核電廠運轉執照屆期後，得向主管機關申請換發執照繼續運轉（最長 20 年）的法律依據，目前核安會已於 114 年 8 月 1 日預告「核子反應器設施運轉執照申請審核辦法」修正條文。

臺灣要繼續使用核電，政府都將在「三個原則」與「二個必須」下審慎以對，須滿足「核安要確保」、「核廢料可處理」及「社會有共識」三個原則；而二個必須部分，核安會已預告「安全審查程序辦法」，待核安會正式公告後，台電公司將依法進行自主安全檢查並會同國際同儕進行審視，針對安全、時程、成本及經濟效益等各面向綜合評估，並以確保核能安全為最大前提。

未來政府將持續關注國際各項新能源發展情勢，也會對新核能技術抱持開放態度，只要能更安全、更少核廢料、民眾可接受，政

府都會視後續技術進展、運轉安全性實績等再進行評估。

(五) 儲能設施

1. 併網型儲能

政府規劃 114 年設置目標 1GW，包括由台電公司自建及採購輔助服務。台電公司自建部分已於台南鹽田光電站及路園、龍潭、冬山變電所等自有場地完成共 0.16GW。截至 113 年底，台電公司透過電力交易平台向民間採購之儲能輔助服務累計容量約 1.26GW，併網型儲能已提前達標。

2. 太陽光電結合儲能系統

由於建置儲能系統能改善太陽光電間歇性供電問題，因此政府自 111 年起推動太陽光電案場搭配儲能設備，透過競標作法，截至 114 年 8 月底已累計分配容量約 149.619MW。

考量儲能系統成本近年來降幅較大，將待成本穩定後研議躉購費率之可行性。而目前短期內將先維持現行太陽光電發電設備結合儲能系統競標及容量分配作業機制，鼓勵業者建置，並以其投標價格作為研議躉購費率之參據。長期目標將規範一定規模之太陽光電案場設置儲能系統，可有效加速擴大光儲規模，提升整體建置效率。

3. 抽蓄水力

我國最大的儲能系統係日月潭抽蓄水力 2.6GW，包含大觀及明潭兩座抽蓄水力電廠，白天利用太陽光電貢獻，或為提升負載以維持電力系統穩定時，進行抽水蓄電，將水抽至上池儲存，晚上再配合太陽光電減少供電，便開始放水發電，將水流放至下池儲存。除既有抽蓄水力外，台電公司已規劃於大甲溪流域興建抽蓄水力機組（目前處於環評階段），以增加電力系統儲能調度量能。

三、114~123 年電力供需規劃

(一) 火力機組開發規劃

依前述經濟情勢及新興科技發展帶動的用電需求，預估 114~123 年夜尖峰負載年均成長率約為 2.1%，並在考量能源轉型及淨零排放政策下，將持續新增燃氣機組及再生能源，以減少空污排放並兼顧供電穩定。114~123 年整體電力供給規劃期程詳見圖 3-3，未來燃氣機組新增量約 25,163MW，扣除除役機組包括燃煤、燃油、燃氣等約 12,941MW，預估累計淨增量約 12,222MW。

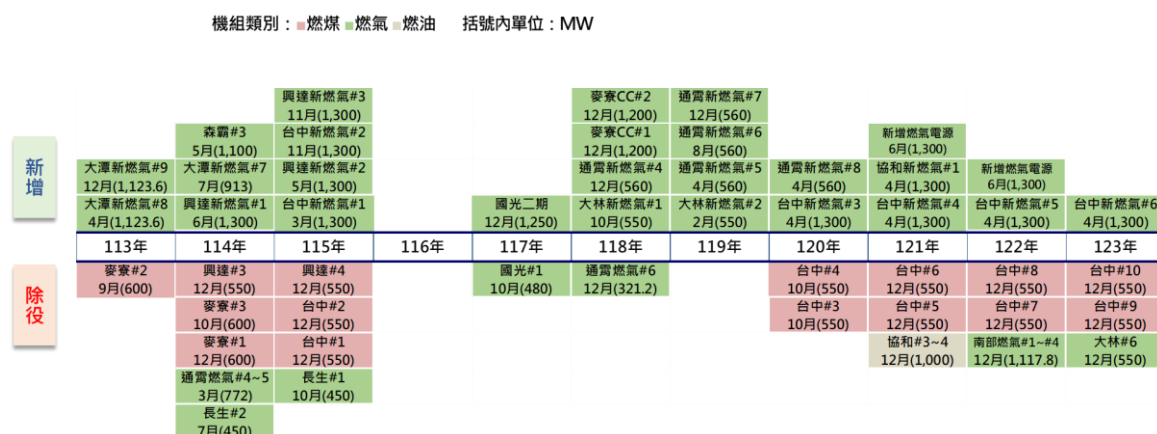


圖 3-3 民國114~123年未來火力機組電源規劃

註：116年無新增/除役機組。

(二) 再生能源開發規劃

我國自 113 年起推動「二次能源轉型」，除持續擴大推動離岸風電與太陽光電外，亦積極布局地熱、生質能、小水力及海洋能等「多元綠能」，並滾動檢討各項再生能源發展策略，逐步朝向 119 年再生能源占比三成邁進，詳見表 3-1。

表 3-1 再生能源未來目標

能源別(GW)	113 年	119 年	121 年
太陽光電	14.3	31.2	32.7
離岸風電	3.0	10.9 ^註	13.9
陸域風電	0.918	0.979	0.979
地熱	0.007	1.2	1.4
生質能及廢棄物	0.751	0.810	0.840
水力	2.123	2.140	2.180
合計	21.099	47.229	51.999

資料來源：113 年實績值，能源統計月報，11409 版。

註：離岸風力裝置容量目標將視 R3.3 招標內容滾動檢討。

(三) 夜間備用容量率

在政府全力擴大再生能源設置下，白天在太陽光電挹注出力貢獻最大可達約 9,000MW 以上，供電狀況可維持充裕，因此後續相關規劃將著重於夜尖峰供需平衡。台電公司逐步調整電力調度模式，透過抽蓄與慣常水力調節，以及快速反應的燃氣機組靈活搭配，同時結合新時間電價、需量反應等需求面管理措施，提高夜間供電穩定性。

在考量工程實際進度，務實盤點各項電源開發期程後，預估在 AI 科技潮爆發的 114~118 年間，夜間備用容量率約在 11.3%~14.2%，至 119 年起可達 15% 以上。惟未來新設機組之變數仍多，包括環評進度及地方意見等，是以在盤點未來機組上線期程及潛在電源後，仍須寬列備用容量率，預估 114~123 年各年度夜間備用容量率詳見表 3-2。

表 3-2 民國 114~123 年夜間備用容量率

年度	114 年	115 年	116 年	117 年	118 年	119 年	120 年	121 年	122 年	123 年
夜尖峰負載 (MW)	36,888	38,106	39,304	40,338	41,183	42,220	43,154	44,092	45,046	45,973
夜間淨尖峰能力 (MW)	42,139	43,347	44,338	44,887	45,951	50,479	53,966	56,825	57,503	56,923
夜間備用容量率 (%)	14.2	13.8	12.8	11.3	11.6	19.6	25.1	28.9	27.7	23.8

註：短期備用容量率低於 15%與用電成長及開發電源進度有關，台電將透過各項穩定供電策略因應。

(四) 穩定供電精進作為

1. 精進歲修機組排程

為因應夏月用電尖峰，台電公司儘可能安排各發電機組於夏季外進行年度歲修，並於夏月尖峰前陸續回歸供電系統。另外，對於天災（如地震、颱風）影響，台電公司考量搶修進度，已規劃各項緊急調度機制，以確保供電穩定。

2. 靈活調度發電機組

隨著再生能源供電量大幅增加，電力調度模式也隨之調整。日間尖峰用電時段太陽光電最大貢獻已達 9,000MW，不僅可供應日尖峰用電需求，還有助於啟動抽蓄機組進行抽水儲能。未來除善用儲能系統、抽蓄和慣常水力等調節手段外，亦透過快速起停的燃氣機組協助排程出力。

3. 強化需求面管理措施

為因應夜間尖峰用電問題，台電公司透過調整時間電價尖離峰時段，以及推出新需量反應方案等措施，引導用戶調整用電習慣，降低夜間尖峰供電的壓力，使台電公司能夠更有效地掌握夜間尖峰用電情況，確保供電的穩定性。

(1) 調整時間電價尖離峰時段

台電公司自 112 年起實施調整時間電價尖離峰時段的新時間帶措施，引導用戶減少夜間尖峰時段用電，轉而在日間再生能源發電貢獻多的時段使用。依台電統計資料評估，113 年夏季夜尖峰最高移轉量超過 1,200MW，相當 2.5 部中火機組；非夏季平均最高移轉量約 1,000MW。

(2) 需量反應精進方案

台電公司逐年檢視各項需量反應負載管理措施推動成效，並持續推陳出新，以提供用戶多元選擇。113 年需量反應負載管理措施申請抑低容量單月最高達 3,006MW，全年共抑低用電 9.1 億度。

(3) 增加表後儲能可強化需求面管措施

儲能系統是提升電網穩定性的重要援手，亦可在尖峰時段減少供電壓力（削峰），於離峰時段儲存電力（填谷），提升電力調度彈性。儲能設備直接併接至電網稱為表前儲能，而表後儲能是將儲能裝置安裝在用戶電表之後，由用戶自行設置及管理，或與能源服務公司合作，透過智慧控制系統，可抑低用戶尖峰時段負載量，也能幫助用戶降低電費。

肆、結 語

我國係出口導向經濟體，113 年受全球經濟溫和復甦與國際終端需求回溫，半導體產業持續蓬勃發展，推升相關產業用電增長，電力消費量較前一年顯著增加。隨著 AI 發展帶動半導體業持續擴充產能，加上 AI 應用衍生對算力的強勁需求，用電量將持續成長，但受美國對等關稅政策及各國產業供應鏈變化等影響，可能會抑制用電需求成長，故進行用電需求評估時，考量相關產業動態與國際情勢並納入深度節能目標後，預估 114~123 年電力需求年均成長率約為 1.7%。

在電力供給規劃方面，為因應全球淨零排放趨勢、供應鏈減碳壓力，以及我國企業大廠對綠電需求的增長，政府規劃自 113 年啟動第二次能源轉型，以發展多元綠能為主軸，積極布建技術成熟的光電及風電、加速發展地熱、小水力等，將綠能運用極大化，以提供市場所需綠電，並在需求端透過各部門執行深度節能、提高能源效率等措施，降低能源需求。

整體來看，再生能源的發電量從 105 年 127.3 億度提高至 113 年 339.2 億度，其中風力與太陽光電全年發電量從 25.7 億度成長至 258.1 億度，已經是過去的 10 倍以上。考量太陽光電和風力皆為間歇性發電，政府規劃建置具快速起停特性之新型燃氣機組作為橋接能源，並運用電池儲能及抽蓄水力進行調節，結合需求管理措施及擴大輔助服務等作法，以因應再生能源大量併網。

鑑於近年國際經貿情勢變化迅速，政府已將各項用電需求納入考量，持續滾動檢討 AI 新興技術帶動相關半導體產業及民生所需等用電需求，並配合能源轉型政策及淨零路徑，積極推動各項電源方案，打造低碳與供電穩定的環境。



經濟部能源署

Energy Administration,
Ministry of Economic Affairs