

# 台灣電力股份有限公司 114 年度營業預算評估報告目錄

頁次

壹、綜合部分	1
一、114 年度預計淨利 77 億餘元，惟累積虧損仍近 4 千億餘元，顯示其財務壓力未減，允宜依國營事業管理法規定之企業經營原則，強化對經營績效之控管，以減少虧損及維持財務健全	1
二、重大資本支出多仰賴融資因應，惟計畫修正頻仍，且部分計畫修正後之財務效益低於原編計畫，營運負擔日漸加重，允宜研謀提升效益配套方案，以利財務健全	6
三、公司轉型期程雖獲核准延至 115 年 1 月，惟經濟部已研擬修正電業法刪除轉型控股母子公司相關條文，允宜持續關注修法進度，妥適辦理相關作業，以利公司營運	11
四、長年閒置或未依原定用途使用之土地面積頗巨，允宜周詳規劃利用，以提升資產運用效能	13
五、部分物料購入時間久遠且未積極防護及去化，致品質劣化或不堪使用，允宜強化物料控管及採購機制，確保物料品質安全與可靠度	15
貳、營業收支	17
六、近年各項輔助服務購入數量急遽增加，除因應再生能源滲透率增加外，亦有因應供電緊澀之虞，允宜滾動檢討評估成本效益，並研擬長期配套方案，俾合理控管供電成本	17
七、自 104 年 5 月起推動需量競價措施，惟近年平均每度扣減金額高出高壓及特高壓售價 2 至 3 倍，允宜檢討相關競價規則之妥適性，以維扣減金額之合理性	20
八、預計 114 年度發電燃料費用雖較 113 年度下降，惟部分燃料市場價格已高於原預估值，允宜加強成本控管機制，俾穩定供電成本	23
九、114 年度電源配比仍以火力發電為主，惟近年再生能源平均購電費率持續	

上升，允宜審酌我國能源政策滾動檢討妥適電源配比，並加強成本控管	26
一〇、依能源管理法規定繳交能源研究發展基金費用連年成長，允宜審酌財務狀況，協商主管機關檢討應提撥金額，以減輕營運負擔	29
<b>參、固定資產建設改良擴充計畫</b>	<b>31</b>
一一、購建固定資產經費逐年增加，營運資金短缺情形加劇，允宜加強控管固定資產購建計畫之成本效益規劃及評估作業，以維持經營之健全性	31
一二、新增「台中電廠第二期新建燃氣機組計畫」，允宜以台中電廠新建燃氣機組計畫辦理經驗為鑑，預為綢繆因應，俾利計畫執行	34
一三、「離岸風力發電第二期計畫」受疫情及颱風影響，施工進度未如預期，2次辦理計畫修正，允宜控管期程與積極趲趕工進，俾如期如質達成計畫目標	35
一四、「大潭電廠增建燃氣複循環機組發電計畫」因前期人力不足、缺料或材料規格不符及設計變更等因素，延後機組商轉時程，允宜加強控管後續執行進度，俾利及早商轉	37
一五、「萬里水力發電計畫」自 108 年度推動至今已逾 5 年，仍未取得地方同意致未能辦理後續作業，允宜強化溝通及說明內容，俾順利計畫之推動	39
一六、「綠能第一期計畫」因外部環境及潛力場址開發受限等因素，機組裝置容量由 160 千瓩調降至 115 千瓩，減幅逾 2 成，允宜妥適規劃配套因應方案，俾利計畫之推動	40
<b>肆、財務與資金運用</b>	<b>42</b>
一七、114 年度預計由經濟部公務預算賡續撥補 1 千億元，惟財務負擔仍屬沉重，允宜妥善規劃資本支出計畫之資金來源，以改善財務狀況	42
一八、轉投資「澎湖綠電股份有限公司」因 111 及 112 年度持續建置風力機組，無營業收入，已連續 2 年認列投資損失，允宜落實監理機制，俾利早日轉虧為盈，以提升轉投資績效	44

# 台灣電力股份有限公司 114 年度營業預算評估報告

台灣電力股份有限公司(以下稱台電公司)主要任務係穩定供應我國經濟發展及全民生活所需之電力，以促進工商業繁榮，並提高人民生活水準。台電公司 114 年度預算案編列營業收入 9,895 億 3,648 萬 9 千元，營業成本 9,393 億 3,440 萬 6 千元，營業費用 173 億 7,111 萬 8 千元，營業外收入 152 億 4,880 萬 4 千元，營業外費用 403 億 4,303 萬 6 千元，收支相抵後本期淨利 77 億 3,673 萬 3 千元，較 113 年度預算淨損 1,887 億 453 萬 8 千元，由虧轉盈。謹就台電公司 114 年度營業預算案評估如下：

## 壹、綜合部分

一、114 年度預計淨利 77 億餘元，惟累積虧損仍近 4 千億餘元，顯示其財務壓力未減，允宜依國營事業管理法規定之企業經營原則，強化對經營績效之控管，以減少虧損及維持財務健全

台電公司 114 年度預計淨利 77 億 3,673 萬 3 千元，較 113 年度預算淨損 1,887 億 453 萬 8 千元，由虧轉盈，惟 114 年底預計累積虧損仍高達 3,725 億 9,527 萬 3 千元。經查：

(一)國營事業應以追求盈餘成長或虧損改善為營運目標，114 年度政府補助收入逾千億元，經營績效仍待檢討改善

1. 依國營事業管理法第 4 條規定：「國營事業應依照企業方式經營，以事業養事業，以事業發展事業，並力求有盈無虧，增加國庫收入。……。」
2. 114 年度中央政府總預算附屬單位預算編製辦法第 3 條第 1 項規定：「營業基金預算之編製，應本企業化經營原則，設法提高產銷營運量，增加收入，抑減成本費用，並積極研究發展及落實責任中心制度，改進產銷及管理技術，提高產品及服務品質，以提升經營績效，除負有政策任務者外，應以追

求最佳盈餘為目標。」

3. 中央政府總預算附屬單位預算共同項目編列作業規範有關營業基金營業收支及盈餘之規定：「…盈餘（或虧損改善）目標訂定之原則如下：…(二)…1、獨占性質事業因無國內同業可供比較，其盈餘（或虧損改善）目標之訂定，如有國際同業者，則參酌國際間同業及事業本身最近年度之投資報酬率及經營成果比率，妥訂適當盈餘（或虧損改善）目標。…3、上開比率核算之盈餘應以事業本身盈餘逐年成長（虧損應檢討改善）為目標。」揆諸上開規定意旨，國營事業縱使因肩負社會責任致盈餘降低或虧損者，仍應以追求盈餘成長或虧損改善為營運目標。台電公司 114 年度雖預計轉虧為盈，本期淨利達 77 億 3,673 萬 3 千元，惟 114 年度預計政府補助收入即達 1,000 億 3,048 萬 1 千元<sup>1</sup>，經營績效仍待檢討改善。

**(二)114 年底預計累積虧損達 3,726 億元，應審酌國際市場燃料價格變化趨勢，妥適進行開源節流檢討，以維持財務健全性**

1. 據台電公司表示，自俄烏戰爭爆發後，購煤均價由 2020 年每噸 64 美元漲至 2022 年 276 美元，上漲 3.31 倍，同期間中油統約氣價亦由每立方公尺 8 元漲至 16 元，上漲 1 倍。復因我國天然資源匱乏，發電燃料全數仰賴進口，且火力發電占比近 8 成<sup>2</sup>，致發電成本受國際燃料價格波動影響甚巨。
2. 分析台電公司 103 至 112 年度電力成本與售價結構，自 111 年烏俄戰爭爆發後，每度售電成本由 110 年度 2.4646 元增至 112 年度 4.1652 元，漲幅達 69%，惟考慮對於國內經濟民生之影響，108 至 110 年度皆未調整電價，直至 111 年 6 月起決

<sup>1</sup> 114 年度台電公司預算案由經濟部公務預算挹注，因國際燃料成本上漲，為穩定物價及照顧民生、弱勢吸收用電成本等所需經費 1,000 億元。

<sup>2</sup> 台電公司 113 年 8 月份系統發購電量(含民營購電)之火力電源占比為 81.47%。

議調整部分售電價格，並於 112 及 113 年再度調整(詳表 1)。由於前開售電價格並未依燃料價格足額調漲<sup>3</sup>，台電公司 111 年度至 113 年 1-7 月每度售電分別虧損 1.1837 元、1.0952 元及 0.1962 元(詳表 2)，114 年度預計平均每度售電虧損雖略減至 0.4094 元<sup>4</sup>，仍持續虧損。

3. 復因台電公司電價並未依燃料價格足額調漲，該公司 111 年度甚已用罄歷年提撥之電價穩定準備金後，仍呈鉅額營運虧損(詳表 3)，114 年度預計累積虧損 3,726 億餘元待彌補，仍應審酌國際市場燃料價格變化趨勢，妥適進行開源節流檢討，以維護財務健全性。

綜上，台電公司 114 年度預計淨利為 77 億元，惟其中政府補助收入即高達 1,000.30 億元，截至 114 年底止預計仍有 3,725.95 億元之累積虧損待彌補，允宜依國營事業管理法規定之企業經營方式，積極改善經營績效並健全財務結構，以利永續營運。

表 1 108 年至 113 年 9 月底歷次電價費率審議會結論摘要表

審議會召開日期	公用售電業電價費率檢討方案決議摘要
108 年 3 月 18 日 (第 1 次)	考量目前燃料成本較去年為低且長期為下跌趨勢，108 年上半年度電價不調整，維持平均電價 2.6253 元/度。
108 年 9 月 18 日 (第 2 次)	考量國際燃料價格呈現下跌趨勢，雖發生沙烏地阿拉伯油田遭受空襲之突發事件…將不影響走跌趨勢。故 108 年下半年度電價不調整，維持平均電價 2.6253 元/度。
109 年 3 月 18 日 (第 1 次)	考量近期國際油價受到新冠肺炎、產油國協議破局等不確定因素影響，價格變動劇烈，其影響仍須觀察，決議 109 年上半年度電價不調整，維持平均電價 2.6253 元/度。
109 年 9 月 14 日	雖然國際油價大跌，但未來有緩慢上升趨勢，且台電公司配

<sup>3</sup> 現行公告電價費率計算公式係經濟部依電業法第 49 條規定於 106 年 11 月 6 日公告實施，按該電價費率公式有關電價費率檢討調整機制規定略以：電價調整頻率，1 年檢討 2 次(依例為 3 月及 9 月)，電價漲幅及跌幅，原則每次調幅不超過 3%。但於供電成本持續大幅上漲或下跌時，電價費率審議會得視電價穩定基金運作情形，就調幅進行適度調整。

<sup>4</sup> 據台電公司表示，114 年度平均每度售電成本 3.9709 元，平均每度售電單價 3.5615 元，平均每度售電虧損 0.4094 元；其中售電成本未含 114 年度預算案國庫撥補 1,000 億元。

審議會召開日期	公用售電業電價費率檢討方案決議摘要
(第 2 次)	合核能後端營運總費用重估後逐年足額提撥，使售電成本增加，考量穩定物價政策及台電公司穩定經營，宜維持電價穩定，決議 109 年下半年電價不調整，維持平均電價 2.6253 元/度。
110 年 3 月 26 日 (第 1 次)	1. 本次電價不調整，維持 2.6253 元/度。 2. 考量電價調整作業成本，將設定電價調整之啟動基準點為 0.5%，未來倘電價調整幅度達 0.5%，則可啟動電價調整。 3. 下次(9 月)審議會再視燃料成本進行檢討，並一併考量發電結構轉變對電價之影響。
110 年 9 月 23 日 (第 2 次)	本次電價不調整，維持 2.6253 元/度。
111 年 3 月 29 日 (第 1 次)	考量俄烏之特殊事件影響，造成燃料價格短期劇烈變動，又電價調整與物價存在連動關係，因此將密切觀察後擇日再議電價是否調整，併暫定以 2-3 個月為臨時會召開期限，若戰爭局勢明朗則可提早開會。
111 年 6 月 27 日 (臨時會)	1. 照顧民生：住宅每月用電 1,000 度以下不調整。 2. 穩定物價：小商店、低壓用電不調整。 3. 節能減碳：住宅用電每月 1,001 度以上部分調整 9%；高壓以上用戶調整 15%(排除農漁、食品、百貨、餐飲、電影院、健身房 6 行業及高中以下學校)。 4. 抑低尖峰：加大高壓及特高壓用電之尖峰價差。
111 年 9 月 19 日 (第 2 次)	考量 7 月剛調漲電價、且國內通膨壓力具不確定性，政府規劃編列 1,500 億元增資台電，建議台電應研提財務改善方案(如資產重估等)，因此決議本次電價不調整，維持平均電價每度 2.8458 元。
112 年 3 月 22 日 (第 1 次)	1. 本次平均電價調幅為 11%，並建議各類用戶調整及配套方案如下： (1)照顧民生：住宅用電 700 度以下不調整。 (2)穩定物價：小商店用電 1,500 度以下不調整。 (3)全民用電並兼顧促使用戶節約能源： ①住宅用電 701~1,000 度微調 3%、1,001 度以上調漲 10%。 ②小商店 1,501~3,000 度微調 3%、3,000 度以上調漲 5%。 ③低壓用戶調漲 10%、高壓以上用戶調漲 17%。 (4)緩衝配套： ①為減緩用電衰退產業衝擊及照顧產業弱勢，產業 111 年下半年用電衰退 10%以上者，調幅減半。 ②農漁業及學校(幼兒園至大專院校)不調整。 2. 有關緩衝配套措施，將提報下半年電價審議會檢討。
112 年 9 月 19 日 (第 2 次)	考量國際預期燃料價格有緩跌趨勢，政府在今年已財務支持台電且明年已編列預算增資台電，為利物價穩定，因此議決本次電價不調整，維持平均電價 3.1154 元/度。
113 年 3 月 22 日 (第 1 次)	鑒於台電公司吸收燃料價格漲勢，111、112 年每度售電分別虧損 1.2 元、0.9 元，112 年累積虧損已達 3,826 億元，為避免台電公司持續虧損，且政府補助 1,000 億元前提下，決議調整後之整體平均電價為 3.4518 元/度，於 4 月 1 日開始實施。

審議會召開日期	公用售電業電價費率檢討方案決議摘要
	<p>1. 本次平均電價調幅為 11%，民生用電採較低調幅、產業用電依經營狀況及用電量分群調整如下：</p> <p>(1) 反映成本及節約用電：住宅 330 度以下、小商店 700 度以下電價調幅 3%；住宅 331~700 度、小商店 701~1,500 度電價調幅 5%；住宅 701~1,000 度、小商店 1,501~3,000 度調漲 7%；住宅用電 1,001 度以上、小商店 3,001 度以上調漲 10%。</p> <p>(2) 產業用電：</p> <p>① 112 年下半年用電量正成長產業調幅為 14%；用電量持平或衰退未達 10% 產業調幅為 12%；衰退 10% 以上產業調幅為 7%。</p> <p>② 產業用電大用戶及網路資料中心(Internet Data Center)高用電者：用電量 5 億度以上且兩年用電平均正成長公司者，及用電量 0.5 億度以上之網路資料中心，依用電量規模調漲 15%~25%。</p> <p>(3) 緩衝配套：農漁、學校(幼兒園到大專院校)、社福團體本次維持電價凍漲。</p> <p>2. 有關本次調幅減半及凍漲產業，將提報下半年電價審議會檢討。</p> <p>3. 本次電價附帶決議共 3 項：</p> <p>(1) 本次電價調整幅度與政府補助額度相關，必要時得於本年度第 2 次電價審議會前召開臨時會檢視台電公司財務狀況。</p> <p>(2) 請台電公司檢視用戶分戶規定之合理性。</p> <p>(3) 有關農漁、學校及社福團體電價凍漲，明年起建請各主管機關編列預算支應。</p>
113 年 9 月 30 日 (第 2 次)	<p>因台電公司目前電價仍未足額反映成本，審議會綜合考量照顧民生及穩定物價，決議如下；另調整後電價將從夏月電價結束後(10月16日)開始實施：</p> <p>1. 住宅、小商店(約 1,452 萬戶，占 95.2%)累進電價各級距不調整，未調足部分由政府編列預算撥補；民生內需產業，食品(含加工及零售)、攤販集中市場、量販店、超商及超市凍漲；農漁、學校(幼兒園至大學)及社福團體漲幅部分由目的事業主管機關循年度預算程序編列支應。</p> <p>2. 為合理反映成本並兼顧產業競爭力，產業用電調漲為 12.5%，調價後產業用電均價為 4.29 元/度，仍低於日韓工業電價，同時針對用電或產值衰退的產業，採凍漲或減半調漲：</p> <p>(1) 產業以用電衰退 5% 以上且產值/銷售額衰退 15% 以上者凍漲。</p> <p>(2) 用電衰退 5% 以上且產值/銷售額衰退未達 15% 者，及用電衰退未達 5% 且產值/銷售額衰退 15% 以上者，減半調幅為 7%，以緩和電價調整對產業影響。</p>

資料來源：電價及費率審議資訊揭露專區，本中心整理。

表 2 108 年度至 113 年 9 月每度售電成本與售價比較表

單位：新臺幣元/每度

項目	108 年度	109 年度	110 年度	111 年度	112 年度	113 年 1-9 月
平均燃料成本	1.5185	1.1509	1.2423	2.6042	2.6163	2.1082
平均售電成本	2.7201	2.4653	2.4646	3.9083	4.1652	3.6378
平均售電單價	2.6190	2.5986	2.5885	2.7246	3.0727	3.4416
平均售電損益	-0.1011	0.1333	0.1239	-1.1837	-1.0925	-0.1962

說明：1. 本表 112 年度以前為審定決算數、113 年 1-9 月為實支數。  
 2. 表列燃料成本包含台電公司自發電燃料支出及民營購電中燃料支出。  
 3. 為反映真實售電成本，112 及 113 年 1-7 月平均每度售電成本未計入「疫後強化經濟與社會韌性及全民共享經濟成果特別預算」政府捐助收入 500 億元及 113 年度中央政府總預算追加預算 1,000 億元。

資料來源：台電公司提供。

表 3 台電公司 106 至 111 年度損益暨收回(提存)電價穩定準備一覽表

單位：新臺幣億元

項目	106 年度	107 年度	108 年度	109 年度	110 年度	111 年度
未計入電價穩定準備前損益	159.55	-67.53	-148.48	377.49	384.15	-2,668.42
收回(提存)電價穩定準備	38.83	372.99	309.43	-136.53	-159.11	403.14
本期淨利(損)	198.38	305.46	160.95	240.96	225.04	-2,265.28

說明：表列各年度數據為審定決算數。

資料來源：台電公司各年度決算書。

## 二、重大資本支出多仰賴融資因應，惟計畫修正頻仍，且部分計畫修正後之財務效益低於原編計畫，營運負擔日漸加重，允宜研謀提升效益配套方案，以利財務健全

台電公司 114 年度預算案固定資產建設改良擴充計畫項下編列 29 項專案計畫(其中 28 項為延續辦理之繼續計畫、1 項為 114 年度新興計畫)，合共 1,456 億 4,577 萬 6 千元。該公司因自有資金裕度不足，重大資本支出多仰賴融資因應，且多數資本支出計畫修正後財務效益低於原編計畫，致營運負擔日漸加重，允宜研謀提升效益等配套方案，以利公司財務穩健。謹說明如下：

(一)統計 103 年度至 113 年 6 月底共有 32 項專案計畫曾辦理修正，其中近 3 成計畫係因民眾陳抗或環評因素而修正，且逾 7 成修正後計畫之財務效益低於原編計畫

台電公司統計 103 年度至 113 年 6 月底專案計畫辦理修正者共計 32 項，原編計畫投資總額 1 兆 2,591.02 億元，修正後投資總額增至 1 兆 4,394.66 億元(詳表 1)，增幅 14.32%，謹依主要類型說明如下<sup>5</sup>：

1. 因民眾陳抗或環評因素修正 10 項：包含「林口電廠更新擴建計畫」、「大林電廠更新改建計畫」、「風力第四期計畫」、「澎湖低碳島風力發電計畫」、「太陽光電第二期計畫」、「風力第五期計畫」、「小型再生能源發電第一期計畫」、「太陽光電第四期計畫」、「興達電廠燃氣機組更新改建計畫」及「台中電廠新建燃氣機組計畫」等。
2. 因物價上漲或原編計畫投資總額不足，調增經費 6 項：包含「核能四廠第一、二號發電機發電工程計畫」、「北區一期電網專案計畫」、「台中發電廠 1~10 號機供煤系統改善計畫」、「綠能第一期計畫」、「大林電廠燃氣機組更新改建計畫」及「南區一期輸變電專案計畫」等 6 項計畫因物價上漲增辦工程，調增所需經費。
3. 屬「強化電網韌性建設計畫」<sup>6</sup>3 項：包含「第七輸變電計畫」、「北區一期電網專案計畫」及「南區一期輸變電專案計畫」。

<sup>5</sup> 部分計畫修正原因包含 2 種以上類型，爰合計數大於 32 項。

<sup>6</sup> 台電公司為配合分散式能源結構之發展及降低停電事故發生機率，持續辦理強化電網工程，嗣 111 年發生 303 事故造成大規模停電，經檢討提出「強化電網韌性建設計畫」，相關計畫包含「第七輸變電計畫」、「北區一期電網專案計畫」、「北區二期輸變電專案計畫」、「中區一期輸變電專案計畫」、「變電所整所改建一期專案計畫」、「南區一期輸變電專案計畫」、「寶山超高壓變電所新建計畫」、「南科超高壓變電所擴建計畫」、「離岸風力發電加強電力網第一期計畫」、「離岸風電加強電力網計畫(第一階段區塊開發)」、「變電所改建二期專案計畫」、「強化電網第一期專案計畫」、「一般建築及設備-輸電線路線路設備新建改善」及「一般建築及設備-配電設備擴充改善工程」

前述 32 項修正計畫中，除「太陽光電第一期計畫」、「第七輸變電計畫」、「台中發電廠既有機組空污改善工程計畫」、「板橋一次變電所改建計畫」、「金門塔山電廠新設第九、十號機發電計畫」、「太陽光電第五期計畫」、「萬里水力發電計畫」、「離岸風力發電第二期計畫」及「霧社水庫防淤工程計畫」(詳表 1 綠底標示)等 9 項計畫修正後財務效益高於(或相當於)原編計畫外，其餘 23 項計畫皆低於原編計畫。

**(二)部分專案計畫屢因當地政府及民眾陳抗影響施工進度，亦有專案計畫因前置作業未臻嚴謹，送件時程延誤而修正，允宜研謀改進**

1. 部分專案計畫因當地政府及民眾陳抗，須另覓替代場址或改以其他替代方案，致辦理期間計畫修正頻仍：台電公司為配合政府能源政策，再生能源發電占比提高至 20%，以及提供穩定電力供應之目標，推動多項再生能源開發及燃氣機組更新改建計畫，惟辦理過程因當地政府及民眾陳抗，另覓替代場址或改以其他替代方案，致部分專案計畫修正頻仍，如「澎湖低碳島風力發電計畫」(修正 4 次)、「太陽光電第四期計畫」(修正 3 次)、「小型再生能源發電第一期計畫」(修正 2 次)等，台電公司允宜審慎檢討推動過程所遇問題，加強先期規劃及各項環境調查作業，詳加對外說明溝通，以利後續推動。
2. 部分專案計畫因前置作業未臻嚴謹，致送件時程延誤而修正計畫，允宜研謀改進：如「風力發電第五期計畫」預計於彰工(Ⅲ)、彰化永興、雲林台西各設置 4 部及嘉義布袋廠 6 部，共計 18 部單機容量 2 千瓩機組，共計 36 千瓩(後再併入原澎湖低碳島風力發電計畫 8 部機組後修正為 20 部，50.4 至 51.6 千瓩)，辦理期程 106 年 1 月至 109 年 12 月，總經費 25.27

億元。本計畫因彰工(IV)、台中港(II)、雲林台西等因風機設置場場審查時間較長等<sup>7</sup>，於111年4月辦理計畫展延，投資總額不變，完工日期展延至113年6月，顯示本計畫前置作業未臻嚴謹，允宜研謀改進。

**(三)台電公司重大資本支出多仰賴融資，因近年負債總額累增，114年底期末長期負債餘額為近10年度以來最高**

台電公司114年度預計新增舉借金額3,291.85億元(含國內金融機構借款1,656.87億元、國內發行公司債1,500億元、核能後端基金借款103億元及國外金融借款31.98億元)；又舉借用於支應購建固定資產2,106.99億元(占比64.01%)及支應長期借款還本1,184.86億元(占比35.99%)；舉借金額大於預計償還金額，致預計期末長期負債餘額1兆2,822.97億元，為近10年度以來最高。

綜上，台電公司長期以融資方式籌措重大資本計畫經費，財務負擔日漸沉重，惟計畫修正頻仍，且部分計畫修正後之財務效益低於原編計畫，使財務狀況逐年惡化，負債總額累增，允宜定期盤整各項財務改善措施之有效性，並滾動檢討各項資本投資計畫效益評估之合理性，妥擬配套因應方案，以維財務健全。

**表1 台電公司103至113年6月底專案計畫修正對照表**

單位：新臺幣百萬元；%

項次	計畫名稱	修正次數	原編計畫				最新修正計畫			
			辦理期程	投資總額	預計現值報酬率	投資回收年限	辦理期程	投資總額	預計現值報酬率	投資回收年限
1	核能四廠第一、二號機發電工程計畫	6	81.7-92.7	169,731	11.72%	16.71年	81.7-103.12	283,879	4.21%	21.33年
2	林口電廠更新擴建計畫	4	95.1-108.12	83,044	10.10%	12.18年	95.1-111.12	152,494	1.77%	25.35年

<sup>7</sup> 雲林台西場址原規劃於111年9月30日取得施工許可，112年度完成併網，惟因該場址基地位於雲林離島式基礎工業區，須符合相關管制規定，惟台電公司於112年1月12日向經濟部能源署申請工作許可，未檢附風機設置是否符合規定之證明，復因補正證明公文往返耗時，遲至113年1月11日始取得工作許可證，較預定取得施工許可延遲1年有餘。

項次	計畫名稱	修正次數	原編計畫				最新修正計畫			
			辦理期程	投資總額	預計現值報酬率	投資回收年限	辦理期程	投資總額	預計現值報酬率	投資回收年限
3	大林電廠更新改建計畫	3	97.1-111.12	119,393	8.26%	14.69年	97.1-109.12	104,066	1.94%	24.54年
4	太陽光電第一期計畫	1	97.1-100.12	3,571	負值	無法收回	97.1-103.12	3,571	1.71%	無法收回
5	第七輪變電計畫	2	99.1-104.12	238,897	負值	無法收回	99.1-114.12	236,871	1.87%	32.38年
6	通霄電廠更新擴建計畫	4	100.1-108.12	91,557	3.65%	18.7年	100.1-114.12	79,557	1.68%	20.1年
7	風力第四期計畫	1	101.1-104.6	1,277	2.78%	19.81年	101.1-104.6	592	1.80%	無法收回
8	澎湖低碳島風力發電計畫	4	102.1-105.6	2,820	4.03%	16.51年	102.1-111.6	1,446	0.58%	22.7年
9	台中發電廠既有機組空污改善工程計畫	1	103.1-109.12	9,269	負值	無法收回	103.1-109.12	9,269	負值	無法收回
10	板橋一次變電所改建計畫	1	103.1-109.12	2,771	10.36%	1年	103.1-111.12	2,771	14.66%	1年
11	離岸風力發電第一期計畫	2	104.1-109.6	19,536	2.72%	無法收回	104.3-111.6	25,952	1.75%	18.52年
12	北區一期電網專案計畫	2	105.1-112.12	4,899	4.25%	33年	105.1-119.12	7,465	2.52%	25年
13	太陽光電第二期計畫	2	106.1-109.6	803	2.11%	19.24年	106.1-109.6	585	1.83%	18.61年
14	金門塔山電廠新設第九、十號機發電計畫	1	105.7-109.12	2,536	負值	無法收回	105.7-109.12	2,536	負值	無法收回
15	鯉魚潭水庫景山水力發電計畫	2	106.7-109.12	288	3.42%	34.49年	106.7-111.12	317	3.85%	22.89年
16	風力發電第五期計畫	1	106.1-109.6	2,527	3.27%	16.5年	106.1-113.6	3,470	2.41%	16.7年
17	小型再生能源發電第一期計畫	2	106.1-109.6	439	11.15%	6.8年	106.1-109.6	165	1.60%	19.9年
18	大潭電廠增建燃氣複循環機組發電計畫	1	106.1-115.12	110,460	2.13%	22.4年	106.1-115.12	110,460	1.86%	20.3年
19	台中發電廠1~10號機供煤系統改善計畫	1	106.1-114.12	14,037	21.70%	3.9年	106.1-114.12	16,101	10.38%	8.58年
20	太陽光電第四期計畫	3	107.1-109.6	738	3.24%	16.6年	107.1-110.6	318	2.04%	17.89年
21	湖山水庫小水力發電計畫	1	107.7-110.6	176	2.94%	42.8年	107.7-111.12	169	2.16%	34.82年
22	集集攔河堰南岸聯絡渠道南岸二小水力發電計畫	2	107.7-110.6	711	3.11%	43.03年	107.7-112.12	711	2.33%	36.32年
23	興達電廠燃氣機組更新改建計畫	1	107.2-117.12	116,873	2.14%	22.2年	107.2-117.12	116,873	1.81%	20.2年
24	台中電廠新建燃氣	1	107.3-116	118,062	2.07%	19.8年	107.3-121	118,062	1.93%	20.6年

項次	計畫名稱	修正次數	原編計畫				最新修正計畫			
			辦理期程	投資總額	預計現值報酬率	投資回收年限	辦理期程	投資總額	預計現值報酬率	投資回收年限
	機組計畫		.12				.6			
25	太陽光電第五期計畫	1	107.1-109.12	9,556	2.16%	18.8年	107.1-109.12	9,556	2.16%	18.8年
26	萬里水力發電計畫	1	107.7-117.12	9,596	1.95%	49.43年	107.7-122.12	9,596	1.97%	42.82年
27	離岸風力發電第二期計畫	2	108.4-114.12	57,324	4.32%	14.39年	108.4-114.12	57,324	4.32%	14.39年
28	宜蘭仁澤地熱發電計畫	1	109.1-111.2	239	2.69%	18.8年	109.1-112.9	221	1.75%	20.52年
29	霧社水庫防淤工程計畫	1	110.1-116.12	5,024	原規劃申請前瞻預算	原規劃申請前瞻預算	111.1-116.12	5,024	負值	無法收回
30	綠能第一期計畫	1	110.7-113.12	9,162	2.01%	18.6年	110.7-116.12	9,162	2.04%	23.4年
31	大林電廠燃氣機組更新改建計畫	1	111.6-117.12	45,585	1.86%	19.47年	111.6-117.12	61,213	2.29%	19.81年
32	南區一期輸變電專案計畫	1	110.1-119.12	8,201	2.58%	27.1年	110.1-119.12	9,670	1.97%	27.76年
合計			1,259,102		-	-	1,439,466		-	-

說明：本表數據因4捨5入致有尾差。  
資料來源：台電公司提供，本中心整理製表。

### 三、公司轉型期程雖獲核准延至115年1月，惟經濟部已研擬修正電業法刪除轉型控股母子公司相關條文，允宜持續關注修法進度，妥適辦理相關作業，以利公司營運

電業法第6條第1項規定：「輸配電業不得兼營發電業或售電業，且與發電業及售電業不得交叉持股。但經電業管制機關核准者，輸配電業得兼營公用售電業。」同條第5項及第6項規定：「為達成穩定供電目標，台灣電力股份有限公司之發電業及輸配電業專業分工後，轉型為控股母公司，其下成立發電及輸配售電公司。」、「第一項規定，自本法中華民國一百零六年一月十一日修正之條文公布後六年施行。但經電業管制機關審酌電力市場發展狀況，得報由行政院延後定其施行日期，延後以二次為限，第一次以二年為限；第二次以一年為限。」經查：

**(一)公司轉型期限已展延至 115 年 1 月，113 年尚無召開董事會及股東會通過相關轉型決議及陳報主管機關之規劃**

依據電業法第 6 條規定，台電公司應於 106 年修法後 6 至 9 年轉型控股母子公司，由於該公司組織龐大，且公司轉型過程涉及事務龐雜，無法依電業法第 6 條規定於 112 年 1 月完成轉型，爰經行政院同意第 1 次延後 2 年至 114 年 1 月；後因該公司財務體質不佳、國際能源情勢尚不穩定，肩負開發重大電源開發計畫及 2050 淨零碳排等任務，行政院同意該公司第 2 次(最後 1 次)延後 1 年至 115 年 1 月，並請經濟部研議可強化供電韌性之組織方案。

參據台電公司說明，有關公司轉型規劃作業，組織面已完成 3 家母子公司處級組織框架及集團權責劃分草案；財務面已建構分離會計制度及資產負債歸屬草案，並就公司債移轉、金流銜接等進行研議；營運面已盤點轉型後 3 家母子公司營運方向及相關規劃。該公司考量轉型期程已展延至 115 年 1 月，113 年尚無召開董事會及股東會通過相關轉型決議及陳報主管機關之規劃，各細節事項待公司營運現況持續滾動檢討。

**(二)經濟部已研修電業法修正草案，刪除公司轉型控股母子公司相關條文，允宜配合公司營運及法規修正方向，妥慎辦理相關作業**

經濟部評估國內外情勢，於 113 年 5 月函請行政院同意台電公司維持綜合電業，行政院函復原則支持，並請經濟部儘速研修電業法報院；經濟部業於 113 年 7 月 19 日預告電業法部分條文修正草案，刪除公司轉型控股母子公司相關條文<sup>8</sup>，刻正辦法辦理法制作業中，嗣後續陳報行政院核定後送本院審議。準

<sup>8</sup> 參電業法修正草案，經濟部 113 年 7 月 19 日經能字第 11358002780 號公告。

此，台電公司允宜持續關注修法進度，妥適辦理相關作業，並賡續檢討最適組織架構，以利未來營運。

綜上，依電業法第 6 條規定，台電公司應於 106 年修法後 6 至 9 年轉型控股母子公司，並經行政院同意轉型期限已延至 115 年 1 月。又經濟部考量國內外情勢，113 年 5 月同意該公司維持綜合電業，並於同年 7 月預告電業法修正草案，刪除公司轉型控股母子公司等相關條文，刻正辦理法制作業中，允宜持續關注修法進度，妥適辦理相關作業，並賡續檢討最適組織架構，以利未來經營。

#### **四、長年閒置或未依原定用途使用之土地面積頗巨，允宜周詳規劃利用，以提升資產運用效能**

依台電公司 114 年度預算案預計資產負債表列示，114 年底土地資產為 3,422 億 1,058 萬 9 千元(含投資性不動產-土地，不含土地改良物，以下同)，較 113 年度預計數 3,428 億 2,184 萬 3 千元減少 6 億 1,125 萬 4 千元(減幅 0.18%)，經查截至 113 年 7 月底該公司閒置或未依原定用途使用之土地頗為龐巨。謹說明如下：

##### **(一)依預算編製作業規範，專案計畫之購建固定資產相關土地之取得，應先有周詳規劃，並應積極謀求有效應用**

依附屬單位預算共同項目編列作業規範第壹、乙、固定資產建設改良擴充之第 3 點規定：「專案計畫之購建固定資產，應先行檢討計畫目的是否符合事業營運及發展需求，並應對技術、市場、法律、土地、經濟、財務、環境、管理、人力需求、原料供應及過去投資之實績，先有周詳之考慮，建立風險管理機制，且衡酌最新經濟情勢、市場狀況及產業發展前景等因素…。」另依經濟部所屬事業固定資產管理要點第 4 點規定：「各

事業對於固定資產之管理，除為消極之良善保管及登記報告外，並應積極謀求有效之應用。」

(二)截至 113 年 7 月底止，台電公司已徵收或取得之用地尚未依預定用途使用或未使用面積達 27.76 萬平方公尺，其中逾原定最後使用期限 20 年以上之土地面積占比逾 15%，比率不低

據台電公司統計，該公司已徵收(或取得)之用地，截至 113 年 7 月底止，未使用或未依原定用途使用之土地計 166 件、301 筆、面積 27 萬 7,596 平方公尺，取得成本合計 84.4 億元<sup>9</sup>，其中逾原定最後使用期限 20 年以上之土地計 47 件、90 筆、面積 4 萬 2,333.25 平方公尺，取得成本合計 35.66 億元，土地面積占比為 15.25%，高於 111 年底 10.27%及 112 年底 13.13%<sup>10</sup>。又無論就土地筆數、面積及取得成本等面向，其未使用或未依預定用途使用之土地為數頗為龐巨；此外，該公司被占用之土地面積由 111 年底 119.22 平方公尺增至 112 年底 3,497.88 平方公尺，截至 113 年 7 月底仍有 3,225.76 平方公尺之土地被占用，顯示該公司清理被占用土地仍有強化空間，允宜儘速研謀改善，以增進資產運用效益。

(三)台電公司長期閒置土地多因輸配電相關計畫執行未如預期，或因計畫修正，目前暫未列入興建計畫所致

據該公司說明，其取得土地資產均屬發電廠、變電所、業務大樓、配電中心及輸電線路鐵塔等基於電力發展需要之用地。惟據該公司提供之資料顯示，部分土地因相關環評作業遲遲未獲通過、或因地方抗爭撤銷徵收計畫、或已辦理廢止徵收，

<sup>9</sup> 取得成本含土地補償費、地上物補償費。

<sup>10</sup> 111 年底及 112 年底台電公司已徵收(或取得)之用地土地面積分別為 30.9535 萬平方公尺及 30.8502 萬平方公尺，其中逾原定最後使用期限 20 年以上之土地面積分別為 3.1798 萬平方公尺及 4.0514 平方公尺，占比分別為 10.27%及 13.13%。

惟原地主未購回、或因遭遇抗爭而暫停或修正計畫、或因修正計畫而取消線路，需先辦理廢徵並回復原編定後始得變賣、地區用電成長趨緩，配合輸變電計畫修正而移出等原因，致取得之土地久未使用或未依原定用途使用。

綜上，台電公司未使用或未依原定用途使用之土地面積頗為龐巨，且逾原定最後使用期限 20 年以上之土地面積占比逾 15%，允宜積極解決土地使用計畫之窒難，儘速研謀活化利用方案，列管追蹤並定期檢討活化辦理情形，以提升土地資產運用效益。

#### **五、部分物料購入時間久遠且未積極防護及去化，致品質劣化或不堪使用，允宜強化物料控管及採購機制，確保物料品質安全與可靠度**

台電公司預計 114 年底物料存貨為 292 億 3,878 萬 2 千元，同 113 年底預計數及 112 年底決算數，主要係輸、配電及發電系統建置、維護用料、跨單位共用機組運轉之安全備品等。惟該公司物料存貨金額頗巨，恐積壓資金而徒增營運負擔，允宜研謀改善。謹說明如下：

##### **(一)物料存貨居高不下，恐造成資金積壓，增加營運負擔，允宜強化物料控管與採購機制**

台電公司為改善經營績效，曾擬定「101 年度至 105 年度減少材料庫存 17.5 億元」之改善目標，惟該公司 105 年度決算物料存貨 206.09 億元卻較 101 年底物料存貨 111.37 億元遽增 94.72 億元，增幅高達 85.05%，截至 113 年 7 月底止物料存貨已達 297.98 億元，自 101 年底至 113 年 7 月底止物料存貨增加 186.61 億元，增幅 167.56%(詳表 1)，物料存貨呈增加趨勢。

按大量物料存貨不僅需儲存空間，亦耗費人力管理，且須

承擔損耗之風險，增加營運管理負擔。再者，台電公司營運資金嚴重不足，積存巨額物料存貨，恐造成資金積壓，增加財務負擔，允宜分項檢討物料庫存之合理性，並強化物料控管與採購機制。

**表 1 台電公司近年物料存貨一覽表**

單位：新臺幣百萬元；%

項目	101年度	105年度	109年度	110年度	111年度	112年度	113年度	114年度
物料	11,137	20,609	25,436	25,091	27,267	29,239	29,798	29,239
與101年度比較	-	+9,472	+14,299	+13,954	+16,130	+18,102	+18,661	+18,102
增加幅度(%)	-	+85.05	+128.39	+125.29	+144.83	+162.54	+167.56	+162.54

說明：表列資料112年度以前為審定決算數，113年度資料為截至7月底實際數，114年度為預算案數。

資料來源：台電公司提供。

**(二)部分物料購入時間久遠，欠缺完善管理及防護措施，亦未積極去化，允宜通盤檢討現行管理作業，俾確保物料品質安全與可靠度**

參據審計部<sup>11</sup>指出，台電公司久未動用物料及安全庫存核有多項缺失，如久未動用物料之金額龐鉅，且逐年遞增，另部分物料採購多年仍有鉅額庫存，增加資金積壓風險；訂定材料管理要點管控存貨作業，惟間有未落實暫存收料與寄放物料機制，及部分倉庫未設置適當防護措施或消防安檢未符規定等情事，該公司允宜通盤檢討現有物料管理作業，俾確保物料品質安全與可靠度。

綜上，台電公司物料存貨頗為龐鉅，不僅積壓資金，亦增加管理及財務負擔，且部分購入時間久遠，控管及去化成效欠佳，致物料管理效率低落，允宜通盤檢討現有物料管理作業，並落實定期清查與鑑定作業，俾確保物料品質安全與可靠度。

<sup>11</sup> 審計部112年度中央政府總決算附屬單位決算及綜計表審核報告，第乙-127頁。

## 貳、營業收支

六、近年各項輔助服務購入數量急遽增加，除因應再生能源滲透率增加外，亦有因應供電緊澀之虞，允宜滾動檢討評估成本效益，並研擬長期配套方案，俾合理控管供電成本

台電公司 114 年度預算案於「輸電費用-其他」項下編列購入輔助服務支出 84 億 7,686 萬 7 千元<sup>12</sup>，較 113 年度預算數增加 12 億 917 萬 2 千元(增幅 16.64%)。經查：

(一)近年各項輔助服務購入數量急遽增加，除因應再生能源滲透率大量增加外，亦有為填補電力供應緊澀之情形

台電公司於 110 年 6 月發布「電力交易平台設置規則」，同年 7 月電力交易平台上線(首先開設「日前輔助服務市場<sup>13</sup>」)，讓民間分散式電力資源可至平台參與競價，成為台電公司隨時可調度電力之虛擬機組，以維持電網穩定。

據台電公司說明，購入輔助服務係為維持電力供應安全與可靠、確保電力系統穩定、維持電力品質及因應偶發事故。目前購入輔助服務項目共有「調頻備轉」、「即時備轉」、「補充備轉」及「電能移轉複合動態調節備轉」等 4 項，謹擇要說明如下：

1. 調頻備轉：參與模式分為「動態調頻備轉(Dynamic Regulation Reserve, dReg)」及「靜態調頻備轉(Static Regulation Reserve, sReg)」，係由交易資源自動追隨頻率進行向上或雙向之頻率調節，無須人工指令啟動，依排程或調度指令執行充放電，以調整尖離峰時段全系統負載需求差異，114 年度需

<sup>12</sup> 台電公司 114 年度預算案對外購入輔助服務 84.77 億元，包含調頻備轉 23.53 億元、即時備轉 6.44 億元、補充備轉 6.09 億元及電能移轉複合動態調節備轉 48.71 億元。

<sup>13</sup> 日前輔助服務市場指於電力系統運轉前一日，以提供調頻備轉、即時備轉、補充備轉及其他必要之輔助服務作為交易標的之競價市場。

求量為每小時 500MW<sup>14</sup>。

2. **即時備轉**：係考慮系統單一最大機組容量(目前為 1,000MW)準備，用以因應機組跳機或負載突增等偶發事件，114 年度需求量为每小時 500MW。
3. **補充備轉**：需求評估時考量「預測偏差量」與「其他運轉風險」，其啟動時機係因應系統負載突增或供需預測誤差等長時間電源供需不平衡事件，114 年度需求量为每小時 1,000MW。
4. **電能移轉複合動態調節備轉容量(Energy-shifting with Dynamic Regulating function reserve，以下簡稱 E-dReg)**：因電力系統再生能源滲透率漸增，需增加輔助服務，利用儲能系統提供電能轉移服務，以因應夜尖峰供電需求。114 年度需求量为每小時 500MW。

據台電公司統計，自 110 年 10 月電力交易平台正式上線日至 113 年 7 月底止，「調頻備轉」、「即時備轉」、「補充備轉」及「E-dReg」等 4 項輔助服務之購入數量及金額急速增加(詳表 1)，預計 114 年度將持續成長，其中又以 E-dReg 金額由 112 年度 1.28 億元增至 114 年度預算數 48.71 億元為最多，顯示購入輔助服務除為因應再生能源滲入率大量增加外，亦有為填補電力供應緊澀之情形。

**(二)部分輔助服務價格上限高於各種電源發購電成本，允宜滾動檢討並審慎評估輔助服務之成本效益，研擬長期配套方案，俾有效控管成本**

據台電公司說明，日前輔助服務市場之價格可概分為容量費、效能費及電能相關費用。依下列原則決定價格：

1. 容量費：係由合格交易者自由報價，台電公司以系統總成本

---

<sup>14</sup> 依台電公司電力交易平台公告 114 年度需求數。

最小化為目標決定得標者後，得標者之最高報價決定。

2. 效能費：係由合格交易者之交易資源規格決定，係固定價格。
3. 電能相關費用中 E-dReg 之充放電服務費係固定價格，即時備轉之電能價格係由日前電能邊際價格決定，補充備轉之電能價格係依合格交易者之報價決定。

依台電公司提供 110 年至 113 年 7 月底容量費平均價格，包含「調頻備轉」、「即時備轉」、「補充備轉」及「E-dReg」等 4 項輔助服務多呈下降趨勢(詳表 2)，顯示容量費之平均得標價格隨著合格交易者增加而持續下降；惟日前輔助服務市場各項輔助服務價格上限，其中補充備轉電能費價格上限為每度 10 元(詳表 3)，遠高於該公司自發(購)電成本<sup>15</sup>，允宜滾動檢討並審慎評估輔助服務之成本效益，並研擬長期配套方案，俾有效控管供電成本。

綜上，台電公司近年購入輔助服務數量持續增加，致輔助服務支出金額遽增，惟部分輔助服務價格上限遠高於各種電源發購電成本，允宜滾動檢討並審慎評估輔助服務之成本效益，研擬長期配套方案，俾妥適控管供電成本。

表 1 台電公司 110 至 113 年 7 月底購入輔助服務一覽表

單位：MW；新臺幣千元

年 度	依購入輔助服務種類分析			
	調頻備轉		即時備轉	
	數量	金額	數量	金額
110	15,035	14,151	1,436	574
111	360,079	315,670	184,442	77,030
112	2,262,623	1,690,889	554,866	187,394
113 年 1-7 月	2,527,286	952,580	457,986	128,240

<sup>15</sup> 據台電公司統計，113 年 1 至 8 月平均每度自發電力成本單價(以下同)為 2.73 元、購入電力為 3.9 元，平均為 3.06 元。

年 度	補充備轉		E-dReg	
	數量	金額	數量	金額
110	0	0	-	-
111	500,370	201,010	-	-
112	931,122	249,197	116,709	128,487
113年1-7月	824,599	201,620	855,644	1,101,020

說明：1. 本表 112 年度以前為決算數，113 年 1 至 7 月為實際數。

2. 補充備轉 110 年尚無參與者。

資料來源：台電公司提供。

表 2 台電公司 110 至 113 年 7 月底購入輔助服務容量費平均價格表

單位：新臺幣元/每度

年度	調頻備轉	即時備轉	補充備轉	E-dReg
110 年度	0.5760	0.3990	0.3500	-
111 年度	0.5970	0.3860	0.3100	-
112 年度	0.4770	0.2960	0.2610	0.6000
113 年1-7月	0.0320	0.2330	0.2240	0.5900

資料來源：台電公司提供。

表 3 台電公司電力交易平台日前輔助服務市場價格上限一覽表

單位：新臺幣元/每度

年度	容量費價格上限				電能費價格上限
	調頻備轉	電能移轉複合 動態調節備轉	即時備轉	補充備轉	補充備轉
113 年 1~12 月	0.6	0.6	0.4	0.35	10

資料來源：台灣電力公司電力交易平台/日前輔助服務市場/價格上限。

七、自 104 年 5 月起推動需量競價措施，惟近年平均每度扣減金額高出高壓及特高壓售價 2 至 3 倍，允宜檢討相關競價規則之妥適性，以維扣減金額之合理性

台電公司 114 年度預算案預計供電量 2,606.57 億度，較 113 年度預算供電量增加 19.77 億度(增幅 0.76%)，並編列「銷售收入-電費收入」8,726 億 3,900 萬 9 千元，較 113 年度預算案數增加 849 億 3,266 萬 4 千元(增幅 10.78%)。經查：

(一)為紓緩尖峰供電壓力，自 104 年 5 月起推動需量競價措施，並於 106 年起全年實施

台電公司為鼓勵用電大戶在尖峰時刻節省用電，以抑低尖峰時段用電量與確保供電穩定性，於 104 年 4 月 29 日獲經濟部同意推動「需量競價」計畫，於 104 年 5 至 10 月及 105 年 5 至 12 月試行，自 106 年起全年實施。另為擴大需量反應實施效益，105 年度推動住商型簡易時間電價，擴大小用戶參與時間電價，107 年度則推動用戶群代表需量反應，透過第三方業者招募用戶抑低負載。

(二)自 110 年起由經濟調度改為安全調度，惟其平均每度扣減金額高於高壓及特高壓售價 2 至 3 倍，恐有高價回饋用電大戶之虞，允宜檢討相關競價規則之妥適性，以維扣減金額之合理性

需量競價措施辦理方式係於電力系統高載時期(如於負載預估或再生能源發電預估值與實績值差異太大，或遇發電機組臨時故障之狀況)，開放用戶將節省之用電回賣給台電公司，並由用戶出價競標，台電公司則依電力系統需要，採愈低報價者先得標方式決定得標者，倘得標者於抑低用電期間確實減少用電，則可獲得電費扣減，惟需量競價措施係針對用戶配合抑低負載所設計之誘因激勵機制，屬用戶自行抑低負載，加以我國電價低，且需量競價多數無訂定罰則，用戶參與時除考量誘因是否高於其配合抑低成本外，亦須考量其配合抑低能力，如生產製程調整彈性及有無備用電源，爰參與用戶數及抑低容量須視實際狀況而定。

據台電公司統計，實施需量競價實際抑低容量由 109 年度之 1 萬 5,928 千瓩逐年降至 112 年度之 1,544 千瓩，減幅高達 90.31%，同期間平均扣減金額由每度 3.23 元增至 8.71 元(詳表 1，報價上限為每度 10 元)。參據台電公司表示，依該公司規劃

106 至 109 年度以節省發電成本為考量，採經濟調度為主<sup>16</sup>，故該期間平均扣減金額較低；自 110 年起因應再生能源發電量增加，為達成整體用電供需平衡及解決系統調度困難之目標，以安全調度為主，平均扣減金額較高，惟依台電公司 110 至 112 年度電業年報統計，高壓電力平均每度售價(以下同)介於 2.6624 元至 3.4479 元間，特高壓則介於 2.2424 元至 2.8783 元間<sup>17</sup>，顯示該期間需量競價平均每度售價扣減金額高於高壓及特高壓 2 至 3 倍，恐有高價回饋用電大戶之虞<sup>18</sup>，允宜檢討相關競價規則之妥適性，以維扣減金額合理性。

綜上，台電公司推動需量競價之目的，係為紓緩國內尖峰時段供電吃緊之壓力，避免缺(限)電危機，及達成穩定供電之目標，惟 110 至 112 年度需量競價每度平均扣減金額高出高壓及特高壓售價甚多，恐有高價回饋用電大戶之虞，允宜檢討相關競價規則之妥適性，以維扣減金額合理性。

表 1 台電公司 109 至 113 年 7 月底實施需量競價措施統計表

年 度	累計執行 次數(天)	參與用 戶數 (家)	累計實際抑 低容量 (千瓩)	實際平均扣減金額 (新臺幣元/每度)	電費扣減金額 (新臺幣千元)
109 年度	210	998	15,928	3.23	201,360

<sup>16</sup> 據台電公司表示，「經濟調度」係指倘用戶少用 1 度電比台電公司自行發電成本還低，整體就有效益；惟除節省成本外，由於該公司肩負穩定供電責任，故當負載過高時須進行「安全調度」以穩定供電，包含執行單價較高之需量競價或其他即時性措施，功能類似台電公司自有緊急發電機組。

<sup>17</sup> 110 至 112 年度高壓電力平均每度售價分別為 2.6624 元、2.8802 元及 3.4479 元；同期間特高壓電力平均每度售價分別為 2.2424 元、2.4247 元及 2.8783 元。

<sup>18</sup> 監察院 112 財調 0024 調查報告略以，惟查台電公司執行約定保證型臨時性減少用電措施、需量競價措施及緊急應變措施係以供電穩定安全為優先考量，並非以經濟調度為原則，如 111 年度各措施平均扣減金額分別約為 21.28、9.71、10.19 元/度，明顯高於高壓、特高壓用戶電費各為 3.1039 元/度及 2.5707 元/度，甚至亦高於再生能源、汽電共生之購價約為 2.26 至 4.69 元/度，等同於有高價回饋用電大戶之情事，反觀參與計畫性減少用措施之用戶，對於穩定供電安全之貢獻優於其他措施，109 至 111 年度抑低用電度數逾 5 億度，但平均扣減金額低於 2 元/度。

年 度	累計執行 次數(天)	參與用 戶數 (家)	累計實際抑 低容量 (千瓩)	實際平均扣減金額 (新臺幣元/每度)	電費扣減金額 (新臺幣千元)
110 年度	51	1,014	14,494	9.77	519,859
111 年度	43	1,382	13,857	9.71	488,866
112 年度	18	1,600	1,544	8.71	46,964
113 年 1-7 月	21	1,561	1,020	10.13 (詳說明 2)	35,218

說 明：1. 本表參與用戶數為該年度抑低容量最高月份之家數。  
2. 抑低用電每度報價不得高於 10 元，惟抑低用電前 2 小時通知者，抑低用電每度報價×120%；實際扣減平均金額係採總電費扣減金額/總抑低用電度數計算；113 年 4 月因發生花蓮地震，為因應緊急用電所需，實際平均扣減金額超逾上限。

資料來源：台電公司提供。

#### 八、預計 114 年度發電燃料費用雖較 113 年度下降，惟部分燃料市場價格已高於原預估值，允宜加強成本控管機制，俾穩定供電成本

台電公司 114 年度預算案「火力發電費用」及「核能發電費用」之材料及用品費用項下各編列發電用燃料費用 4,052 億 8,420 萬 2 千元及 10 億 819 萬 7 千元，合共 4,062 億 9,239 萬 9 千元，較 113 年度預算減少 351 億 4,587 萬 9 千元(減幅 7.96%)。經查：

##### (一)114 年度燃料費用估計基礎

1. 燃煤：114 年度預計燃煤用量 2,265 萬 4,885 公噸，以長約與現貨數量比例 80：20 估列。依國際平均煤價 141.97 美元/公噸(國際標準熱值 6,322 Kcal/Kg)為基準，按匯率新臺幣 31.979 元兌 1 美元，加計海運費、稅什費及煤場營運費後，估列燃煤用料價格為 4,640 元/公噸。

##### 2. 燃料油與超級柴油：

(1)燃料油：114 年度預估共需預估共需 23 萬 849 公秉，按中油公司預估自煉單價 1 萬 9,462 元/公秉估算。

(2)超級柴油：114 年度預估共需 12 萬 942 公秉，按中油公司預估國內售價 2 萬 4,396 元/公秉計價。

3. 天然氣：預計 114 年度共需 1,460 萬公噸(197.87 億立方公尺)，按中油公司預估國內售價 14.7936 元/立方公尺估算，其中統約供應 1,283.6 萬公噸(173.44 億立方公尺)，依中油公司預估國內售價 15.2583 元/立方公尺估算；另大潭電廠 176.4 萬公噸(24.43 億立方公尺)，中油公司依合約特性及國際天然氣市場行情推估價格 11.495 元/立方公尺估算。

## (二)允宜加強發電成本之控管與抑減措施，俾穩定供電成本與售電價格

依台電公司 113 年 8 月依市場燃料價格重新估算結果，在不考慮匯率因素之情況下，發電燃料成本依行政院原核定設算匯率(新臺幣 31.979 元兌 1 美元)計算，其中除天然氣之市場價格低於 114 年度預算案預估價格外，其餘各項燃料成本皆高於預估值，增減核算後，重估成本較 114 年度預算案原預估成本減少 32.41 億元(詳表 1)，惟考量近期新臺幣兌美元匯率較原設算匯率趨貶<sup>19</sup>，恐促使燃料成本增加。謹說明如下：

1. 燃煤：台電公司表示 113 年 7 月底國際煤價為 150.03 美元/公噸，實際購買價格為 132.43 美元/公噸(國際標準熱值 6,322 Kcal/Kg)。依 global COAL 最新預測(113 年 8 月 19 日)，114 年平均價格約為 160 美元/公噸(國際標準熱值 6,322 Kcal/Kg GAR<sup>20</sup>)，該公司將持續關注燃煤市場價格走勢，掌握進場採購之時機。

2. 油品：台電公司表示該公司所使用發電用燃料油與超級柴油其價格走勢皆隨國際油價浮動。近期以哈衝突及紅海危機等地緣政治衝擊影響油價市場，惟伊朗及以色列雙方克制避免衝突規模擴大，油價所受衝擊或將減緩，惟油品需求仍視全

<sup>19</sup> 臺灣銀行 113 年 10 月 10 日公告即期賣出匯率為新臺幣 32.255 元兌 1 美元。

<sup>20</sup> (Kcal/Kg, GAR)係濕基毛熱值。

球經濟基本面而定。另依美國能源署 113 年 8 月最新預測，113 年 8 至 12 月 Brent 平均油價預估為 83 至 87 美元/桶，114 年 Brent 平均油價為 85.75 美元/桶。

3. 天然氣：中油公司天然氣採購成本受到國際油價走勢影響甚大，台電公司每月收集國際油市資訊逐月對價格進行檢討；參據中油公司 113 年 8 月 1 日公告天然氣參考牌價為 14.0225 元/立方公尺，較台電公司 114 年度預算案預估價格 14.7936 元/立方公尺減少 0.7711 元/立方公尺，略呈下降趨勢。

綜上，台電公司預計 114 年度發電燃料費用較 113 年度減少 351.46 億元(減幅 7.96%)，復據 113 年 8 月重估結果，發電燃料成本亦較 114 年度預算案原預估成本減少 32.41 億元，惟各項燃料中除天然氣之市場價格低於原預估值外，其餘各項燃料成本皆高於原預估值。鑒於近期新臺幣兌美元匯率走勢已較原設算匯率趨貶，恐促使燃料成本上升，台電公司允宜預為研謀因應對策，並加強成本抑減與控管措施，俾穩定供電成本與售電價格。

表 1 台電公司 114 年度發電燃料成本核算表 單位：新臺幣千元

項 目		預估用量 (1)	114 年度預算 案估計基礎 (2)	113 年 8 月 重估單價(3)	差異金額 [(3)-(2)] × (1)
低硫燃料油	金額	230,849	19,462	20,102	147,743
	單位	公秉	元/公秉	元/公秉 (中油公司 113/8/6 牌告 未稅價格加計 品質價差)	
超級柴油	金額	120,942	24,396	27,000	314,933
	單位	公秉	元/公秉	元/公秉 (中油公司 113/8/12 牌 告未稅價格)	
燃 煤	金額	22,654,885	4,640	5,150	11,553,991
	單位	公噸	元/公噸	元/公噸	
		依行政院核定設算匯率+海運費、稅什費及煤場 營運費核算			

項 目		預估用量 (1)	114 年度預算 案估計基礎 (2)	113 年 8 月 重估單價(3)	差異金額 [(3)-(2)] × (1)
天然氣	金額	19,787,035	14.7936	14.0225	-15,257,783
	單位	千立方公尺	元/立方公尺	元/立方公尺 (中油公司 113/8/1 牌告 未稅價格)	
核燃料	金額	2,902,956	0.3473		
	單位	千度	元/度		
差異金額合計					-3,241,116

資料來源：台電公司提供。

### 九、114 年度電源配比仍以火力發電為主，惟近年再生能源平均購電費率持續上升，允宜審酌我國能源政策滾動檢討妥適電源配比，並加強成本控管

台電公司 114 年度預算案「火力發電費用」科目編列 4,653 億 3,553 萬 9 千元，預計火力發電量 1,647.41 億度(僅台電公司自發電部分，未含民營購電，以下同)，占 114 年度預計發電量 1,731.28 億度之比率 95.16%。謹說明如下：

#### (一)114 年度電源配比仍以火力發電為主，預計平均發購電單位成本略低於 111 至 113 年度，惟仍高於 103 至 110 年度

依台電公司 114 年度預算案預估 114 年度自發電及購電配比，仍以火力發電量占總發(購)電量比率 82.25%為最高，再生能源 13.74%次之(含太陽能、風力及其他 12.17%，一般水力 1.57%)，其餘依序為汽電共生 2.88%及核能 1.13%。

彙整台電公司 103 至 114 年度各項發購電單位成本(詳表 1)，其中自發電力部分，111 及 112 年度火力發電因國際燃料成本調漲上升為每度 3.50 元及 3.52 元，較 110 年度每度 1.85 元漲幅約 9 成，致平均每度自發電力單位成本升高為 3.21 元及 3.30 元，較 110 年度每度 1.81 元上升約 8 成左右，預計 114

年度平均每度火力發購電單位成本雖微幅下降，惟仍達 2.86 元；又比較各類發購電成本，以燃油火力平均每度發電單位成本 9.4 元為最高<sup>21</sup>，慣常水力及核能發電平均每度發電單位成本 1.78 元及 1.94 元較低。惟 114 年度預計平均發購電單位成本為 3.29 元，雖略低於 111 至 113 年度(介於 3.37 元至 3.59 元間)，仍高於 103 至 110 年度(介於 2 元至 2.47 元間)。

表 1 台電公司 103 至 114 年度各項發購電單位成本統計表

單位：新臺幣元/每度

項目	103年	106年	107年	108年	109年	110年	111年	112年	113年	114年
<b>自發電力</b>	2.31	1.90	2.02	2.02	1.78	1.81	3.21	3.30	2.99	2.86
火力發電	2.74	1.89	2.14	2.22	1.71	1.85	3.50	3.52	3.08	2.88
燃油	6.63	3.67	4.87	5.66	5.26	5.12	7.28	7.50	6.89	9.40
燃煤	1.30	1.35	1.63	1.62	1.32	1.57	3.57	3.43	2.64	2.56
燃氣	3.93	2.15	2.39	2.57	1.91	1.92	3.29	3.44	3.15	2.97
核能發電	0.96	1.86	1.28	1.14	1.95	1.38	1.49	1.38	1.57	1.94
抽蓄發電	4.81	3.35	3.48	3.34	2.77	2.65	4.44	5.35	4.83	4.73
再生能源	1.90	1.57	1.85	1.51	2.33	2.21	1.72	2.53	2.33	2.01
慣常水力	1.54	1.48	1.80	1.36	2.54	2.16	1.20	1.83	1.79	1.78
風力發電	3.48	1.91	1.88	2.00	1.43	2.00	3.42	4.48		
太陽光電	10.14	8.52	6.30	3.82	3.03	2.89	3.36	4.13	3.34	2.36
地熱	-	-	-	-	-	-	-	4.94		
<b>購入電力</b>	3.03	2.36	2.69	2.92	2.79	2.65	3.96	4.29	4.24	4.15
汽電共生	2.23	1.91	2.15	2.06	2.04	2.39	3.55	3.07	3.55	3.01
民營電廠	3.21	2.32	2.64	2.88	2.57	2.25	3.79	4.17	3.76	3.61
燃煤	2.13	1.84	2.17	2.47	2.46	2.01	3.69	4.13	3.51	3.36
燃氣	4.56	2.84	3.12	3.26	2.68	2.45	3.87	4.19	3.92	3.69
再生能源	3.32	3.69	3.99	4.26	4.65	4.69	4.75	5.20	5.34	5.30
慣常水力	1.83	1.51	1.58	1.59	1.75	1.62	1.57	1.83	1.74	1.84
風力發電	2.25	2.39	2.46	3.14	4.31	5.10	5.92	6.70	6.64	6.60
太陽光電	7.21	5.74	5.36	5.20	5.04	4.94	4.86	4.88	4.68	4.67
地熱	-	-	4.94	6.17	5.67	6.17	6.15	6.32	6.19	6.25
其他再生能源(生質能)	-	3.47	3.58	3.91	4.75	4.81	4.90	4.21	4.05	4.09
<b>平均發購電單位成本</b>	2.47	2.00	2.16	2.23	2.02	2.01	3.39	3.59	3.37	3.29

說明：1. 表列資料，112 年度以前為審定決算數、113 及 114 年度為預算案數。  
2. 109 年因經濟部核定核能後端營運總費用重估案，認列核能發電後端

<sup>21</sup> 依現行能源政策，燃油火力機組將逐步汰除，不再建置新機組。

處置費用估計變動數約 241 億元，致單位發電成本較高。

3. 107 年起太陽能發電成本逐漸降低，主要係因發電效益較高之大型案場彰濱光電站自 107 年 12 月起併聯發電及南鹽光電站自 109 年 4 月起併聯發電，光電發電量大幅增加，致平均每度發電成本大幅下降。
4. 108 年起風力購電單位成本逐漸上升，主要係因躉購費率較高之離岸風力併聯量陸續增加，致平均每度購電成本上升。
5. 台電公司表示本表排除營業外費用，並將其他營業收入作為減項。

資料來源：台電公司提供。

## **(二)躉購費率較高之離岸風力陸續完工，加入併聯發電數量逐年增加，再生能源平均購電費率隨之逐年上升，允宜審酌我國能源政策，滾動檢討妥適電源配比，並加強成本控管**

為增進能源多元化，改善能源結構，降低溫室氣體排放，改善環境品質等，能源署依據再生能源發展條例第 6 條規定，考量國內再生能源發展潛力，訂定 114 年再生能源裝置容量 29GW 之政策目標，其中以太陽光電 20GW、離岸風電 5.6GW 為推動重點，並輔以地熱、生質能、小水力發電等其他再生能源共同推動。據台電公司提供各種電源發購電成本資料顯示，103 至 114 年度民營購電之太陽光電成本由平均每度 7.21 元降至 4.67 元(減幅 35.23%)，惟同期間民營風力購電卻由每度 2.25 元增至 6.6 元(增幅 1.93 倍)，再生能源平均購電成本概呈逐年攀升趨勢。據台電公司表示，民營風力購電單位成本自 108 年度起逐年上升，主要係躉購費率較高之離岸風力陸續完工，加入併聯發電數量逐年增加，再生能源平均購電費率隨之逐年上升<sup>22</sup>。為因應未來電源結構轉型趨勢，允宜審慎檢討電源配比妥適性，並加強燃料成本之控管，以減輕財務負擔。

綜上，台電公司 114 年度預計火力發電量占比逾 8 成，預計平均發購電單位成本略低於 111 至 113 年度，惟該期間再生能源平均購電費率持續上升，為因應未來電源結構轉型趨勢，允宜審慎檢討電源配比妥適性，並加強燃料成本抑減與控管措施，俾提

<sup>22</sup> 台電公司購入風力發電(含離岸及陸域風力)單位成本由 108 年度每度 3.14 元增至 112 年度 6.70 元，增幅 1.1 倍；同期間購入風力發電量由 11 億度增至 95.66 億度，增幅 7.7 倍。

升該公司經營效率。

**一〇、依能源管理法規定繳交能源研究發展基金費用連年成長，允宜審酌財務狀況，協商主管機關檢討應提撥金額，以減輕營運負擔**

台電公司 114 年度預算案「研究發展費用-稅捐與規費-規費」科目編列依能源管理法規定繳交能源研究發展基金費用 33 億 8,124 萬 2 千元，較 113 年度預算案數 32 億 8,714 萬 2 千元增加 9,410 萬元，增幅 2.86%。經查：

**(一)本項費用係依能源管理法規定，於售電收入 5%範圍內提列**

依據能源管理法第 5 條第 1 項規定：「中央主管機關得依預算法之規定，設置能源研究發展特種基金，訂定計畫，加強能源之研究發展工作。」同法第 5 條之 1 第 2 項規定：「前項第一款之提撥，由中央主管機關就綜合電業、石油煉製業及石油輸入業每年經營能源業務收入之千分之五範圍內收取。」台電公司爰依前開規定編列本項費用。

**(二)自 110 年起繳交能源研究發展基金之金額連年增加，允宜審酌財務狀況，加強與主管機關協商合理提撥數**

台電公司 109 年度該項支出提撥率約為 3%，繳交金額僅 17.53 億元，110 至 113 年度提撥率分別提高至 4.96%、4.79%、4.41%、4.17%，114 年度提撥率雖降至 3.87%，惟仍高於 109 年度。又該公司自 110 年起每年繳交能源研究發展基金金額皆逾 30 億元(詳表 1)，且逐年增加，114 年度更高達 33.81 億元。按台電公司自 111 年度受烏俄戰爭影響，國際燃料價格持續攀升，111 及 112 年度稅前損失分別為 2,272 億元及 1,977 億元，113 及 114 年度雖預計轉虧為盈，淨利可達 15 億元及 77 億元，惟 114 年底累積虧損仍高達 3,726 億元(詳表 2)，財務負擔相當沉

重，允宜審酌公司財務狀況，加強與主管機關協商對於能源研究發展基金規費之合宜提撥率。

綜上，台電公司近年因受烏俄戰爭影響，國際燃料價格持續攀升，111 及 112 年度持續虧損，114 年度雖預計轉虧為盈，惟同年底累積虧損近 4 千億元，財務狀況相當嚴峻，允宜審酌財務狀況，加強與主管機關協商檢討能源研究發展基金規費提撥數，俾減輕營運負擔與供電成本。

表 1 台電公司 109 至 114 年度繳交能源研究發展基金表

單位：新臺幣千元；%

項目	109 年度	110 年度	111 年度	112 年度	113 年度	114 年度
電費收入	584,187,991	609,190,352	645,087,239	716,068,004	787,706,345	872,639,009
繳交金額	1,752,564	3,022,347	3,092,076	3,156,884	3,287,142	3,381,242
提撥率	0.300	0.496	0.479	0.441	0.417	0.387

說明：1. 提撥率=繳交基金數/電費收入。

2. 112 年度以前為審定決算數，113 及 114 年度為預算案數。

資料來源：台電公司提供。

表 2 台電公司 109 至 114 年度各期損益表

單位：新臺幣億元

項目	109 年度	110 年度	111 年度	112 年度	113 年度	114 年度
營業收入	6,046	6,210	6,619	7,810	9,194	9,895
營業利益(損失-)	499	483	-2,585	-1,756	247	328
營業外收入	123	157	668	205	165	152
營業外利益(損失-)	-260	-260	313	-221	-232	-251
稅前盈餘(損失-)	239	223	-2,272	-1,977	15	77
累積盈餘(虧損-)	-642	-417	-2,063	-3,818	-3,803	-3,726

說明：表列資料 112 年度以前為審定決算數，113 年度預算案編列本期淨損 1,887.05 億元，表列收支盈餘數為台電公司納入電價調漲等預估數，由台電公司 113 年 8 月 19 日提供；累積盈餘(虧損)數為 114 年度預計資產負債表之預計數，114 年度為預算案數。

資料來源：台電公司提供。

### 參、固定資產建設改良擴充計畫

#### 一一、購建固定資產經費逐年增加，營運資金短缺情形加劇，允宜加強控管固定資產購建計畫之成本效益規劃及評估作業，以維持經營之健全性

台電公司 114 年度預算案固定資產建設改良擴充計畫編列 2,689 億 8,819 萬 8 千元，另新增舉借長期債務 3,291 億 8,500 萬元，包括支應購建固定資產 2,106 億 9,900 萬元及支應長期借款還本 1,184 億 8,600 萬元。經查：

#### (一)投入購建固定資產經費逐年提高，且專案計畫資金來源主要來自政府投資及外借資金

按台電公司為我國唯一輸配電業者，肩負穩定提供我國經濟開發及全民生活所需電力之任務，爰依電業法之規定<sup>23</sup>，持續辦理加強電網韌性及再生能源開發計畫。參據台電公司近年度預決算書所示，110 至 112 年度購建固定資產建設計畫經費平均每年約 1,633 億元，113 年起預算編列數據增至 2,553 億元，114 年度再提高至 2,690 億元，其中專案計畫經費占比仍維持在 4 成至 5 成間。惟該公司因持續虧損，自有資金裕度不足，專案計畫之資金來源主要依賴政府投資及外借資金，其自有營運資金占專案資金來源最高未逾 3 成，甚 111 年度之資金來源全數為外借資金(詳表 1)。

表 1 台電公司 110 至 114 年度購建固定資產建設經費概況表

單位：新臺幣億元；%

項目	110 年度	111 年度	112 年度	113 年度	114 年度
購建固定資產(A)	1,494	1,628	1,777	2,553	2,690
專案計畫(B)	747	761	792	1,206	1,456
專案計畫占比(B/A)	50.00	46.74	44.57	47.24	54.13

<sup>23</sup> 電業法第 8 條第 1 項規定：「輸配電業應負責執行電力調度業務，於確保電力系統安全穩定下，應優先併網、調度再生能源。」

項目		110 年度	111 年度	112 年度	113 年度	114 年度
專案計畫 資金來源 占比	政府投資	-	-	87.00	40.95	-
	自有營運資 金及其他	21.28	-	-	0.51	26.56
	外借資金	78.72	100.00	13.00	58.54	73.45

說明：表列資料 112 年度以前為審定決算數，113 及 114 年度為預算案數。  
資料來源：台電各年度預決算書及該公司提供。

## (二)近年營運資金短缺且負債對權益比率過高，允宜加強控管固定資產購建計畫之成本效益規劃及評估作業，以維護財務健全性

為強化國營事業固定資產購建計畫之資金規劃，行政院「附屬單位預算共同項目編列作業規範」壹營業基金乙固定資產建設改良擴充規範之第 5 點規定：「各事業除有效運用自有資金外，得設法運用舉債經營方式，以發揮財務槓桿原理，增加股東之投資報酬。惟營運資金餘額已呈負數，或負債對權益比率高於 2 倍之事業，如未獲准增資或有盈餘可供保留，以改善財務結構者，為避免繼續增加投資，而動搖事業之根本，除因政策需要辦理或業務性質特殊者外，不得再行辦理新興投資計畫。」另第 6 點規定：「各事業擴建及營運資金之籌措，應有效運用自有資金，必要時得以舉借方式辦理，並應考量資金成本，避免公庫增資。」

參據台電公司近 5 年度(110 至 114 年度)之營運資金及負債對權益比率情形(詳表 2)，該公司近 5 年度流動負債均高於流動資產，營運資金短缺均呈負值，未見改善趨勢；另該公司負債對權益比率，皆高於所訂「2 倍」避免繼續增加投資之警戒值，甚 111 及 112 年度已達 17.26 及 18.05 倍，113 及 114 年度仍高達 8.58 倍及 9.02 倍，顯與政府對於國營事業購建固定資產建設計畫之控管機制未盡相符。另台電公司 111 至 113 年度總資產報酬率均呈負值，114 年度雖預計改善，亦僅 0.27% 仍偏低，

與國際電力公司相較，112 年度台電公司決算總資產報酬率遠低於南非電力(ESKOM)-3.8%及韓國電力(KEPCO)-3.2%<sup>24</sup>，顯示整體資產運用效益欠佳，允宜審酌營運資金情形，加強控管各項固定資產購建計畫之成本效益及資金籌措方式，以減輕政府財政負擔，俾維護財務健全性。

綜上，台電公司 114 年度編列固定資產之建設改良及擴充計畫 2,689 億 8,819 萬 8 千元，其中專案計畫資金來源，預計 7 成以外借資金辦理，惟該公司近 5 年營運資金均短缺呈負值，負債對權益比率遠高於所訂「2 倍」避免繼續增加投資之警戒值，總資產報酬率亦低於其他國家電力公司，允宜持續檢討及改善財務結構，妥為規劃各項固定資產購建計畫，並落實成本效益評估，以維護經營之健全性。

表 2 台電公司 110 至 114 年度營運資金餘額及重要財務指標概況表

單位：新臺幣億元；%

項目	110 年度	111 年度	112 年度	113 年度	114 年度
流動資產(A)	987	1,486	1,470	1,519	1,559
流動負債(B)	4,688	6,891	6,996	6,386	6,388
營運資金餘額(A-B)	-3,701	-5,405	-5,526	-4,867	-4,829
負債總額(C)	18,549	21,983	24,309	24,665	26,678
權益(D)	3,509	1,274	1,347	2,876	2,957
比率(C/D)	528.61	1,725.51	1,804.68	857.61	902.20
總資產報酬率	1.03	-10.00	-8.14	-7.27	0.27

說明：表列資料 112 年度以前為審定決算數，113 年度金額係 114 年度預算案「資產負債預計表」所列調整後 113 年底預計數，114 年度為預算案數。  
資料來源：台電各年度預決算書。

<sup>24</sup> 依台電公司提供重要電業經營績效，10 家國外電力公司資產報酬率僅有 4 家呈負值，分別為南非電力(ESKOM)-3.8%、韓國電力(KEPCO)-3.2%、日本東京電力-0.84%及日本關西電力-0.07%，其中除韓國電力為 2023 年統計數據外，餘皆為 2022 年統計數據。

## 一二、新增「台中電廠第二期新建燃氣機組計畫」，允宜以台中電廠新建燃氣機組計畫辦理經驗為鑑，預為綢繆因應，俾利計畫執行

台電公司114年度預算案固定資產建設改良擴充計畫編列「台中電廠第二期新建燃氣機組計畫」3億1,072萬1千元，係114年度新興專案計畫。經查：

### (一)計畫概述

台中電廠全廠面積約276.2公頃，廠區現已設置10部55萬瓩級次臨界壓力燃煤火力機組及4部7萬瓩級燃油氣渦輪發電機組，以及興建中2部總裝置容量約260至260萬瓩級燃氣複循環第1號及第2號機組(即「台中電廠新建燃氣機組計畫」，以下稱台中電廠新建機組計畫)。

為配合政府推動淨零排碳政策，台電公司利用台中電廠露天煤場改建為室內煤倉後之剩餘空地及燃煤1、2號機拆除後之原址做為規劃用地，加計抽水機房區與開關場區等相關設施用地，推動「台中電廠第二期新建燃氣機組計畫」，以設置4部燃氣複循環機組，總裝置容量以480至550萬瓩為目標；並於台中港接收站站區規劃增建4座16萬公秉液化天然氣儲槽及相關氣化設施作為燃料供應系統，辦理期程113年至124年12月完工，總經費2,395.4億元。

### (二)台中電廠新建機組計畫因辦理環評及都審期程延宕，完工時程展延4.5年，允宜以此為鑑，預為綢繆因應，以利後續計畫推動

參據台電公司提供資料，台中電廠新建機組計畫因電廠及天然氣(LNG)站區環境影響評估(以下稱陸域環評)通過時程，較原規劃延後8.5個月；台中港外港區擴建計畫環境影響評估(以下稱海域環評)則因部分議題尚待解決，預估將較規劃期程延後

46 個月；另特種建築物及都市設計審議(以下稱都審)費時 15 個月，以及現場延後開工等因素影響，滯延計畫執行進度，已報經主管機關 111 年 10 月同意修正計畫，展延完工日期 4.5 年(由原定 116 年 12 月完工延後至 121 年 6 月)，投資總額不變。

復據台電公司表示，台中電廠新建機組計畫預計通過海域環評之日期將延至 115 年 4 月，第 1 號及第 2 號機組取得電業執照及商轉時程，則分別較原規劃延後 8 個月及 14 個月<sup>25</sup>。鑒於 114 年度新增二期計畫亦須比照辦理陸域及海域環評與都審申請<sup>26</sup>，允宜預為因應，以避免期程延宕。

綜上，台電公司為配合政府推動淨零排碳政策，114 年度新增「台中電廠第二期新建燃氣機組計畫」，預計設置 4 部燃氣複循環機組取代老舊燃煤機組。鑒於台中電廠新建燃氣機組計畫因辦理環評及都審期程延宕，完工時程展延 4.5 年，而本計畫須比照上述計畫辦理陸域及海域環評與都審之申請，允宜妥謀預為因應，以利計畫執行。

### 一三、「離岸風力發電第二期計畫」受疫情及颱風影響，施工進度未如預期，2 次辦理計畫修正，允宜控管期程與積極趕工進，俾如期如質達成計畫目標

台電公司 114 年度預算案固定資產建設改良擴充計畫賡續編列「離岸風力發電第二期計畫」293 億 2,305 萬 3 千元。經查：

#### (一)計畫概述

為配合政府開發離岸風場發電，替代燃油或燃煤之政策目

<sup>25</sup> 截至 113 年 7 月底台中電廠新建機組計畫累計編列預算 424 億 6,260 萬 2 千元，累計支付實現數 430 億 3,725 萬 8 千元，累計預算執行率 101.35%，實際工程進度 46.93%，較預定工程進度落後 0.51 個百分點。

<sup>26</sup> 依可行性研究報告，規劃環評影響評估核准日期為 114 年 10 月 31 日。

標及「風力發電4年推動計畫」，本計畫依經濟部能源局104年7月2日所公告之「離岸風力發電規劃場址申請作業要點」，規劃於彰化縣外海第26號潛力場址設置總裝置容量約294.5千瓩之海上風力發電站，鋪設海底電纜、陸上電纜；另為匯集離岸風機產生電力，升壓至合適之電壓併入電網，興建海上變電站，辦理期程108年4月至114年12月，總經費573.24億元。

**(二)本計畫受 COVID-19 疫情及颱風等因素影響工程進度，於 110 及 112 年度 2 次辦理計畫修正，允宜加強執行**

本計畫辦理期間受 COVID-19 疫情及颱風等因素，離岸風場建置所須船舶及人員須配合檢疫調度與防颱，無法施工，海域工程安裝進度嚴重落後，台電公司分別於110年9月及112年10月間辦理2次計畫修正，調整里程碑及分年進度，投資總額及計畫期程均不變。

依台電公司規劃，本計畫海域工程訂於113年3月動工，同年5月底完成第1部風機基樁安裝，9月完成水下基礎安裝<sup>27</sup>，惟台電公司於動工前辦理緊急應變計畫申請，因相關程序未完備，遭主管機關海洋委員會多次要求補正<sup>28</sup>，直至113年5月始獲許可，影響後續施工進度。另據台電表示，截至113年8月18日已完成第4部風機基樁安裝作業，並持續安裝中，預計待另1艘自升式平台船抵達後，由2艘主要工作船協同作業，以加速施工進度。爰此，允宜加強控管期程並趲趕工進，俾順利計畫之推動。

<sup>27</sup> 參據台電公司再生能源處113年1月專案計畫執行進度及預警管控會議紀錄。

<sup>28</sup> 依海洋污染防治法第15條第1項規定：「從事油輸送、海域工程、海洋棄置或其他可能造成海洋污染之行為達中央主管機關公告之規模者，應先提出足以預防及處理海洋污染之緊急應變計畫及賠償污染損害之財務保證書或責任保險單，經中央主管機關許可後，始得為之。」台電公司依法應提出緊急應變計畫等相關文件向海洋委員會申請，並獲許可後始得進行後續工程。

綜上，台電公司 114 年度賡續辦理「離岸風力發電第二期計畫」，因 COVID-19 疫情及颱風等因素影響施工進度，爰分別於 110 及 112 年度辦理 2 次計畫修正調整里程碑及分年進度，允宜控管期程並積極執行，以如期如質達成計畫目標。

**一四、「大潭電廠增建燃氣複循環機組發電計畫」因前期人力不足、缺料或材料規格不符及設計變更等因素，延後機組商轉時程，允宜加強控管後續執行進度，俾利及早商轉**

台電公司 114 年度預算案固定資產建設改良擴充計畫賡續編列「大潭電廠增建燃氣複循環機組發電計畫」85 億 3,154 萬 6 千元。  
經查：

**(一)計畫概述**

本計畫為配合政府能源政策，因應既有機組除役及長期電力負載成長需求，預計於桃園市觀音區大潭電廠第 6 號機南邊廠址用地，增建總裝置容量 288 至 316.8 萬瓩之複循環機組(以單機容量 79.2 萬瓩級機組估算，共設置 4 部機)，計畫期程 106 年至 115 年 12 月，總經費 1,104.6 億元。

**(二)因前期人力不足、缺料或材料規格不符及設計變更等因素，延後機組商轉時程，允宜配合中油公司第三座液化天然氣接收站投資計畫之供氣時程積極趕辦，以利如期商轉**

本計畫因前期人力不足、缺料或材料規格不符、設計變更等因素，工程進度落後，有調整商轉時程之必要，台電公司爰於 113 年 1 月辦理計畫修正，機組商轉日期由 111 年 7 月至 114 年 1 月，分別延至 113 年 5 月 1 日(8 號機)、114 年 3 月 1 日(9 號機)及 114 年 5 月 1 日(7 號機)(詳表 1)，投資總額及計畫完工日維持不變。

截至 113 年 7 月底止，本計畫累計編列預算 740 億 2,498 萬元，累計支付實現數 742 億 6,769 萬元，累計預算執行率 100.33%，實際工程進度 98.63%，與預定工程進度相同。另據台電公司表示 8 號機(裝置容量 112.36 萬瓩，以下同)已於 113 年 7 月底商轉，9 號機(112.36 萬瓩)及 7 號機(91.3 萬瓩)仍持續趕辦中，惟依經濟部能源署「112 年度全國電力資源供需報告」所示，113 及 114 年度除役機組裝置容量分別為 332.3 萬瓩及 315.1 萬瓩<sup>29</sup>，屆時大潭電廠 9 號機及 7 號機(合共 203.66 萬瓩)能否如期商轉將影響後續供電備轉容量。此外，本計畫機組燃料供應來源為中油公司，中油公司刻正辦理第三座液化天然氣接收站投資計畫<sup>30</sup>，預計於 114 年初期供應機組所需天然氣，台電公司允宜配合中油公司供氣期程積極趕辦，俾利後續機組測試及商轉。

綜上，台電公司 114 年度賡續辦理「大潭電廠增建燃氣複循環機組發電計畫」，惟因前期人力不足、缺料或材料規格不符、設計變更等因素，致工程進度延宕，截至 113 年 7 月底，僅 8 號機組商轉，其餘機組仍持續施工中，允宜配合中油公司第三座液化天然氣接收站投資計畫供氣時程積極趕辦，以利後續機組測試及商轉。

---

<sup>29</sup> 113 年度除役機組包含協和#3、#4(各為 50 萬瓩)、通霄 CC#4、#5(各為 38.6 萬瓩)、麥寮#2(60 萬瓩)、核 3#1(95.1 萬瓩)，合共 332.3 萬瓩；114 年度除役機組包含長生 CC#2(45 萬瓩)、麥寮#1、#3(各為 60 萬瓩)、興達#3(55 萬瓩)及核 3#2(95.1 萬瓩)，合共 315.1 萬瓩，以上 CC 代表燃氣複循環機。資料來源：全國電力資源供需報告(112 年度)，第 18 頁，經濟部能源署。

<sup>30</sup> 中油公司第三座液化天然氣接收站投資計畫預計於觀塘工業區及專用港站址新建外廓防波堤及港埠設施、使用既有填區 13 公頃興建 2 座 16 萬公秉地上型液化天然氣儲槽及 900 噸/時氣化設施，既有填區與外海 LNG 碼頭以棧橋連接，並自廠界興建 36 吋陸上輸氣管線至大潭隔離站與現有之陸上輸氣管線銜接，投資總額 965.62 億元，計畫期程 105 年 7 月至 118 年 12 月。

表 1 「大潭電廠增建燃氣複循環機組發電計畫」計畫修正對照表

項目	105 年 11 月 28 日核定 可行性研究報告	113 年 1 月 26 日核定 修正內容
機組數量	4 部	3 部
總裝容量	288~316.8 萬瓩	316 萬瓩
商轉時程	第 1 部機：111 年 7 月 第 2 部機：112 年 1 月 第 3 部機：113 年 7 月 第 4 部機：114 年 1 月	8 號機：113 年 5 月 1 日 9 號機：114 年 3 月 1 日 7 號機：114 年 5 月 1 日

資料來源：台電公司提供。

一五、「萬里水力發電計畫」自 108 年度推動至今已逾 5 年，仍未取得地方同意致未能辦理後續作業，允宜強化溝通及說明內容，俾順利計畫之推動

台電公司 114 年度預算案固定資產建設改良擴充計畫賡續編列「萬里水力發電計畫」2,000 萬 5 千元，係辦理地方溝通及二階環境影響評估報告等前置作業所需相關經費。經查：

(一)計畫概述

本計畫係為就近提供花蓮地區電源，減少轉供輸電之線路損失，加強花蓮地區供電可靠度，並配合政府開發綠能政策，規劃於花蓮縣萬榮鄉萬里溪中上游河床標高約 398 公尺處，設置約 6~13 公尺之攔河堰，設閘門蓄水，有效容積 83 萬立方公尺，經長約 6 公里之地下頭水隧道，引水至萬里溪下游左岸半地下電廠發電，廠內裝設豎軸法蘭西斯式水輪發電機組 2 台，總裝置容量 49 千瓩，預定辦理期程自 108 年至 122 年 12 月完工，總經費 95.96 億元。

(二)本計畫自 108 年度推動至今已逾 5 年，仍處於地方溝通階段，允宜持續加強說明，俾利計畫之後續推動

據台電公司統計，本計畫截至 113 年 7 月底累計編列預算 1 億 611 萬 1 千元，累計支付實現數 1 億 753 萬元，累計預算執

行率 101.34%，實際計畫進度 5.11%，較預定進度 10.46%落後 5.35 個百分點。落後原因係本計畫依規定辦理二階環境影響評估及舉行部落會議，惟參加 3 個部落中有 1 部落主張部落會議無效，並對原住民族委員會、萬榮鄉公所及其餘 2 個部落會議之主席提出行政訟訴。據台電公司表示截至 113 年 7 月底辦理進度：「現階段關係部落認定機關案已進入最高行政法院，推估 114 年初應有判決結果，本計畫後續推動須辦理計畫修正以符合實需。另考量計畫奉核至今已逾 5 年，為瞭解近年物價上漲及 0403 地震對本計畫造成之影響，刻正辦理『萬里水力發電計畫崩坍地補充調查及效益再評估技術服務工作』，重新評估工程技術及效益可行性，上述工作係為二階環評及計畫修正之前置作業，預計 114 年 3 月可完成。」

按本計畫自 108 年開始辦理，原定完工期程為 117 年 12 月，惟因部落會議召集時程較晚及環評提送時程延後等因素，於 110 年 6 月間經主管機關同意展延完工期程至 122 年 12 月，惟迄今環評相關作業之部落會議效力疑義尚待訴訟判決確定，計畫仍尚處環評溝通之前置及評估作業階段，允宜研謀強化溝通，俾利計畫之推動。

綜上，台電公司 114 年度賡續辦理「萬里水力發電計畫」，惟本計畫自 108 年推動辦理，迄今已逾 5 年仍處地方溝通之初期作業階段，允宜持續強化溝通，俾利計畫後續推動。

**一六、「綠能第一期計畫」因外部環境及潛力場址開發受限等因素，機組裝置容量由 160 千瓩調降至 115 千瓩，減幅逾 2 成，允宜妥適規劃配套因應方案，俾利計畫之推動**

台電公司 114 年度預算案固定資產建設改良擴充計畫賡續編

列「綠能第一期計畫」7億4,227萬8千元。經查：

### (一)計畫概述

本計畫係配合政府能源政策再生能源發電占比提高至20%，於全台再生能源適合場域建立風力、太陽光電及地熱發電設施，預計興建矽晶型產光電為主之太陽光電系統110千瓩、陸域風機48千瓩及地熱發電2千瓩，共計160千瓩，辦理期程110年7月至113年12月，總經費91.62億元。

### (二)因外部環境及潛力場址開發受限等因素，機組裝置容量由160千瓩調降至115千瓩，減幅28.13%，允宜妥擬配套因應方案

本計畫原規劃於蘆竹風力II、核三風力、台中港區III、中屯風力更新<sup>31</sup>及布袋港等計畫場址建置裝置容量59千瓩之陸域風機，惟多數案場於前置作業時期，因地方政府及民眾反對等，場址不確定性提高，暫緩推動，另112年度環評法規修正風機與最近建築物距離由250公尺提高至500公尺<sup>32</sup>，亦加劇設置難度。

另本計畫原規劃於核三廠建置100千瓩地面型太陽光電，惟扣除部分不利施作區域，裝置面積下修至46千瓩。漁電共生則因漁塭業者未於合作期限交付建物施工，以及法規與再生能源型態演進(如光儲合一)，增加建置成本，致計畫推動不易，台電公司爰於112年8月修正計畫，裝置容量調降至115千瓩，減幅28.13%，投資總額不變，完工日期展延至116年12月。

<sup>31</sup> 中屯風力發電站更新計畫場址位於澎湖縣白沙鄉中屯新段非都市土地，預計更新8部風力機組，每部高度約74至83公尺，各機組占地面積約400平方公尺，每部裝置容量約0.8至1千瓩，最大總裝置容量約8千瓩，輸電線路沿既設地下電纜管排至尖山電廠。

<sup>32</sup> 開發行為應實施環境影響評估細目及範圍認定標準第29條第1項第6款規定：「設置風力發電機組，符合下列規定之一者：…(四)任一風機基座中心與最近建築物(指於風力發電開發計畫向目的事業主管機關申請許可時，領有使用執照或門牌號碼之他人建築物)邊界之直線距離500公尺以下。但建築物屬抽水站或發電設備之電氣室等設施，不在此限。」

以上顯示，再生能源建置之規劃與推動，易受各項外在環境因素包含法規、民意及潛力場址開發量能等影響，加深再生能源開發難度，台電公司允宜審酌再生能源開發情形並妥擬配套因應方案，俾利計畫目標之達成。

綜上，台電公司 114 年度賡續辦理「綠能第一期計畫」，因外部環境及潛力場址開發受限等，裝置容量由 160 千瓩調降至 115 千瓩，減幅逾 2 成，允宜妥適規劃配套因應方案，俾利計畫之推動。

#### 肆、財務與資金運用

##### 一七、114 年度預計由經濟部公務預算賡續撥補 1 千億元，惟財務負擔仍屬沉重，允宜妥善規劃資本支出計畫之資金來源，以改善財務狀況

台電公司近年因承擔減緩通膨之政策任務，吸收燃料成本漲勢致產生鉅額虧損，國庫持續挹注台電公司，主要包含 112 年度中央政府疫後強化經濟與社會韌性及全民共享經濟成果特別預算補助 500 億元，112 及 113 年度投資辦理「穩定供電建設方案」2,500 億元，113 年度中央政府總預算追加預算補助 1,000 億元及 114 年度經濟部公務預算賡續編列補助 1,000 億元<sup>33</sup>，近 3 年由政府增資或補助金額已達 5,000 億元。經查：

##### (一)資產購建及營運資金需求高度仰賴舉債支應，負債總額及負債比率逐年攀升，允宜積極改善財務結構

觀察台電公司資產負債表結構，資產總額由 110 年底 2 兆 2,058 億元增至 114 年 2 兆 9,635 億元(增幅 34.35%)，同期間負債總額由 1 兆 8,549 億元增至 2 兆 6,678 億元(增幅 43.82%)，

<sup>33</sup> 另經濟部能源署 114 年度前瞻基礎建設計畫特別預算投資台電公司辦理「強化電網運轉彈性公共建設計畫」3.58 億元。

負債成長幅度高於資產，負債比率由 84.09% 攀升至 90.02% (詳表 1)，主要為該公司自有資金不足，資產購建及營運資金需求高度仰賴舉債支應<sup>34</sup>，致該期間該公司負債總額攀升，財務狀況日趨嚴峻。

**表 1 台電公司 110 至 114 年底財務狀況摘要表** 單位：新臺幣億元；%

項目	110 年底	111 年底	112 年底	113 年底	114 年底
資產(A)	22,058	23,256	25,656	27,541	29,635
負債(B)	18,549	21,983	24,309	24,665	26,678
流動負債	4,688	6,891	6,996	6,386	6,388
長期負債	7,446	9,016	10,107	10,917	12,823
其他負債	6,415	6,076	7,206	7,362	7,467
權益	3,509	1,273	1,347	2,876	2,957
負債比率(B)/(A)×100%	84.09	94.52	94.75	89.56	90.02
累積虧損	417	2,063	3,818	3,803	3,726
利息費用	182	206	279	308	321

說明：表列資料 112 年度以前為審定決算數，113 年底為 114 年度預算案資產負債預計表所列 113 年底預計數，114 年度為預算案數。

資料來源：台電公司提供。

**(二)長期以融資方式籌措資本支出資金需求，致利息資本化金額逐年增加，將增加未來營運及供電成本，允宜妥善規劃資本支出計畫之資金來源，以維永續經營**

據台電公司統計，近年利息資本化金額由 105 年度 22.75 億元降至 108 年度 11.74 億元，惟自 109 年度起逐年增加，113 及 114 年度分別達 43.81 億元及 40.63 億元(詳表 2)。按資本支出計畫相關債務利息支出，係以利息資本化方式攤入各項資本支出計畫之建置成本，再經由提列折舊攤銷等作業，轉化為後續營運年度之供電成本，以融資方式籌措資本支出資金需求，將增加未來營運及供電成本，允宜審酌該公司營運資金情形，妥善規劃資本計畫之優先順序及資金來源，以維永續經營。

綜上，台電公司近年因承擔減緩通膨之政策任務，吸收燃料成

<sup>34</sup> 如 114 年度預算案固定資產建設改良擴充計畫 2,689.88 億元，其中預計舉債籌措金額 2,106.99 億元(占比 78.33%)。

本漲勢致產生鉅額虧損，114 年度預計由經濟部公務預算賡續撥補 1 千億元。鑒於該公司長期以融資方式籌措資本支出資金需求，致利息資本化金額逐年增加，允宜妥善規劃資本計畫之優先順序及資金來源，並研謀有效開源節流方案，俾利財務健全與永續營運。

**表 2 台電公司 105 至 114 年度財務支出統計表** 單位：新臺幣千元

年度	利息總支出 (1)	資本化利息 (2)	除役負債利息 (3)	租賃負債利息 (4)	利息費用(5) (5)=(1)-(2)+(3+4)
105	13,085,473	2,274,672	8,025,174	-	18,835,975
106	12,366,905	2,201,088	8,905,706	-	19,071,523
107	12,295,802	1,501,797	8,610,886	-	19,404,891
108	12,563,389	1,173,884	8,796,966	25,970	20,212,441
109	11,284,079	1,240,268	9,067,910	48,396	19,160,117
110	9,712,921	1,550,839	9,950,435	63,407	18,175,924
111	12,375,413	1,977,503	10,116,190	63,723	20,577,823
112	20,939,268	3,440,163	10,320,328	80,197	27,899,630
113	24,581,341	4,380,847	10,513,355	62,625	30,776,474
114	25,336,553	4,063,059	10,745,693	64,988	32,084,175

說明：表列資料 112 年度以前為審定決算數，113 年度為預估數(含 113 年 4 月電價調整 11%及政府追加預算補助 1,000 億元)，114 年度為預算案數。  
資料來源：台電公司提供。

### 一八、轉投資「澎湖綠電股份有限公司」因 111 及 112 年度持續建置風力機組，無營業收入，已連續 2 年認列投資損失，允宜落實監理機制，俾利早日轉虧為盈，以提升轉投資績效

台電公司 114 年度預算案編列轉投資澎湖綠電股份有限公司(以下稱澎綠公司)之投資收益 468 萬 8 千元，以澎綠公司預估 114 年度稅後盈餘 1,041 萬 7 千元，採權益法依 114 年度約當持股比例 45%認列投資收益；114 年度預計不分配現金及股票股利。經查：

#### (一)計畫概述

台澎海纜於 110 年 10 月完工啟用，為充分利用該海纜效能，台電公司於 110 年 11 月與天方科技股份有限公司(以下稱天方公司)、天力新能股份有限公司(以下稱天力公司)簽署合資協議書，由天方公司及天力公司於 111 年 2 月 7 日共同發起設

立「澎湖綠電(股)公司」，以「公民電廠、與地方共享方式開發經營澎湖地區風力及太陽光電等再生能源」為營運項目。

台電公司依行政程序於投資計畫獲核定後，配合該轉投資公司 111 年辦理增資時依股權比例 45%<sup>35</sup>，繳納投資股款 4,500 萬元。據台電公司提供資料，本計畫以澎湖地區 3 個風力發電案場(包含龍門、講美及大赤崁)年滿發電時數 2,900 小時之情境，財務效益評估結果之計畫內部報酬率 5.60%、淨現值 301 萬 6 千元、預計股東投資報酬率約可達 11.2%，尚具投資可行性。

**(二)澎綠公司自成立迄至 113 年 7 月底，仍持續建置風力發電機組，無營業收入，台電公司已連續 2 年認列投資損失，允宜落實監理機制，俾提升投資績效**

澎綠公司於 111 年 2 月 7 日正式登記設立後立即投入龍門、講美及大赤崁等 3 架風機建置，迄至 113 年 7 月底尚未完工，爰 111 及 112 年度無營業收入，台電公司依約當持股比率於 111 年度認列轉投資損失 306 萬 7 千元<sup>36</sup>，112 年度轉投資損失擴增至 516 萬 7 千元。

據台電公司表示，澎綠公司 113 年 1 至 7 月自結營業收支為虧損 515 萬 6 千元，加計營業外收入後虧損縮減至 460 萬 6 千元，淨值為 7,435 萬 6 千元<sup>37</sup>。另建置中之 3 部風力機組竣工查驗幾近完成，預估於 113 年第 3 季取得電業執照後，即可營業售電，貢獻營收後轉虧為盈；另澎綠公司刻正辦理籌設新風力機組相關業務，待取得相關管理單位同意函後，將展開後續機組建置作業，台電公司允宜促請澎綠公司積極趕工進以利商轉，俾利早日轉虧為盈。

<sup>35</sup> 澎綠公司合資規劃為台電公司 45%、天方公司 27.5%及天力公司 27.5%。

<sup>36</sup> 依國際會計準則第 28 號「投資關聯企業及合資」辦理。

<sup>37</sup> 依澎綠公司實收股本 1 億元減累積虧損 2,103 萬 8 千元及 113 年 1 至 7 月虧損 460 萬 6 千元後，淨值為 7,435 萬 6 千元。

綜上，台電公司轉投資澎綠公司計畫，雖經財務效益評估結果，尚具投資可行性，惟該公司自 111 年成立至 113 年 7 月底，因持續建置風力機組，無營業收入，台電公司已連續認列 111 及 112 年度投資損失，為維護公股權益，允宜落實監理機制，俾提升投資績效。

(分機：1931 何殷如)