

三、台灣電力股份有限公司

台灣電力公司成立於 35 年 5 月 1 日，資本額 3,300 億元，政府持股 96.93%，經營涵蓋發電業、輸配電業及公用售電業，並依據電業法規定，負有供給電力之責。105 年 1 月為強化企業使命與推動組織轉型，成立水火力發電、核能發電、輸供電、配售電等 4 大事業部，期提升公司經營效率與永續發展。截至 111 年底止，電力系統（含民營電廠）裝置容量 5,374 萬瓩，以火力發電為主，另在輸配電方面，共有各級變電所 621 所，輸電線路 1 萬 8,032 回線公里及配電線路 41 萬 71 回線公里。

台灣電力公司 111 年度決算，經本部參據會計師查核簽證財務報告，予以書面審核，並派員抽查。茲將查核結果說明如次：

(一) 業務計畫實施情形之查核

1. 產銷計畫 111 年度生產及銷售計畫，主要有電力產銷 2 項，均達預計目標，其原因列表分析如次：

計畫名稱	單位	預計數	實際數	比較增減		增減原因說明
				增減數	%	
(1) 生產計畫						
電力	百萬度	241,973	247,077	5,103	2.11	用電需求較預計增加，供電量隨售電量增加。
(2) 銷售計畫						
電力	百萬度	230,683	236,762	6,079	2.64	經濟成長，用電需求較預計增加。

2. 固定資產之建設改良擴充計畫 111 年度固定資產建設改良擴充預算數 1,748 億 2,592 萬餘元（含以後年度補辦預算，報准先行辦理 109 億 8,602 萬餘元），連同 110 年度轉入數 8 億 2,019 萬餘元，合計可用預算數 1,756 億 4,612 萬餘元（含專案計畫 883 億 1,656 萬餘元、一般建築及設備 873 億 2,955 萬餘元）。決算支用數 1,627 億 7,630 萬餘元（含專案計畫 761 億 3,736 萬餘元、一般建築及設備 866 億 3,893 萬餘元），較可用預算數減少 128 億 6,981 萬餘元，約 7.33%，主要係臺中電廠新建燃氣機組計畫及臺中發電廠一～十號機供煤系統改善計畫，因海域環境影響評估尚未通過審查或受新型冠狀病毒肺炎（COVID-19）疫情影響，工程進度落後所致。未支用數中 4 億 2,449 萬餘元（含專案計畫 2 億 708 萬餘元、一般建築及設備 2 億 1,741 萬餘元），業經報准保留轉入以後年度繼續執行。

(二) 預算執行情形之審核

111 年度決算審核結果，營業損失 2,584 億 9,313 萬餘元，營業外利益 312 億 7,638 萬餘元，稅前淨損 2,272 億 1,675 萬餘元，經加計所得稅利益 6 億 8,915 萬餘元後，審定本期淨損為 2,265 億 2,759 萬餘元。

上述營業損失與預算營業利益相距 2,799 億 6,041 萬餘元，稅前淨損亦與預算稅前淨利相距 2,340 億 6,221 萬餘元，主要係受俄烏戰爭影響，國際燃料價格飆升，火力發電與購入電力等費用隨增所致。

(三) 盈虧撥補之審定

1. **盈虧之審定** 111 年度原編決算稅前淨損 2,271 億 4,168 萬 9,681 元，行政院彙編決算核定稅前淨損 2,272 億 7,381 萬 7,123 元，經本部審核分別修正減列收入 729 萬 7,715 元及支出 6,436 萬 2,287 元，綜計減列稅前淨損 5,706 萬 4,572 元，審定 111 年度決算稅前淨損 2,272 億 1,675 萬 2,551 元，加計所得稅利益 6 億 8,915 萬 9,404 元，本期淨損 2,265 億 2,759 萬 3,147 元。

2. **課稅所得之審定** 上列稅前淨損，依行政院核定及本部審核結果，照稅法規定，無課稅所得及應繳納所得稅。

3. **盈虧撥補** 111 年度審定本期淨損 2,265 億 2,759 萬 3,147 元，連同以前年度累積虧損 416 億 8,574 萬 6,209 元，合計 2,682 億 1,333 萬 9,356 元，撥用盈餘 619 億 426 萬 9,565 元（其他綜合損益轉入數 40 億 1,703 萬 6,887 元及首次採用國際財務報導準則調整數轉列數 578 億 8,723 萬 2,678 元）全數填補以前年度累積虧損後，尚有待填補之虧損 2,063 億 906 萬 9,791 元，留待以後年度填補。

(四) 現金流量之查核

111 年度期初現金及約當現金 18 億 4,959 萬餘元，經營業、投資及籌資活動結果，現金及約當現金淨增 4 億 6,523 萬餘元，期末現金及約當現金為 23 億 1,483 萬餘元。其現金及約當現金淨增數較預算淨增數 1 億 2,097 萬餘元，增加 3 億 4,425 萬餘元，主要係配合資金調度，增加短期債務舉借，現金流入數隨增所致。又營業活動之淨現金流出 1,614 億 9,102 萬餘元，主要係經營虧損；投資活動之淨現金流出 1,655 億 1,914 萬餘元，主要係購建不動產、廠房及設備；籌資活動之淨現金流入 3,274 億 7,541 萬餘元，主要係舉借短期與長期債務。

另長期借款及應付公司債期初餘額 8,432 億 8,214 萬餘元（包含 1 年內到期長期借款及應付公司債 1,132 億 560 萬餘元，及 95 年度以後發行公司債尚未攤銷之債券發行費用 2 億 2,763 萬餘元），111 年度舉借 2,252 億 7,000 萬元，較可用預算數 2,932 億 4,919 萬餘元（含以前年度保留數 308 億 2,019 萬餘元），減少 679 億 7,919 萬餘元，約 23.18%，主要係配合業務及資金調度，減少長期債務舉借所致，償還 1,132 億 555 萬餘元，較可用預算數 1,132 億 584 萬餘元，減少 29 萬餘元，期末餘額為 9,553 億 4,659 萬餘元（包含 1 年內到期長期借款及應付公司債 751 億 3,359 萬餘元，及 95 年度以後發行公司債尚未攤銷之債券發行費用 2 億 6,750 萬餘元）。

（五）重要審核意見

1. 配合政府能源轉型政策，辦理再生能源及儲能系統併網業務，惟輸、配電併聯機制尚有強化空間，且可併網容量不足，影響業者併網運轉期程，亟待研謀妥處，推動多元併網措施，俾利綠電之推展。

台灣電力公司為管理再生能源及儲能系統併入輸、配電電力系統業務，訂定輸、配電併聯作業規範，並建置系統管理案件辦理情形，另於公司網站設立再生能源併網專區，提供再生能源可併網容量查詢、申設案件進度查詢、併網容量已滿排隊查詢等資訊。經查可併網容量管理情形，核有下列事項：

（1）訂定再生能源、儲能系統併入電網等規範，有助防範業者虛占線路容量，惟相關機制尚有強化空間，亟待檢討妥處：台灣電力公司為管理再生能源及儲能系統併網業務，分別依設施與電壓等級訂定第一型及第二型再生能源發電設備併聯作業須知（下稱再生能源輸電併聯作業須知）、配電手冊（八）再生能源篇、輸電級併網型儲能系統併聯審查作業須知、配電級併網型暨用戶內線型儲能系統併聯審查作業須知（下稱儲能配電併聯審查作業須知）等規定。經查相關規範執行情形，核有：A. 再生能源輸電併聯作業須知，規範申請人名稱變更可向該公司申請更正意見書，與其他併聯審查規範要求設置者名稱變更時，應以新案方式重新辦理等規定，未盡一致，且允許申請人變更名稱，存有業者虛占輸電容量再轉賣之空間；B. 配電手冊（八）再生能源篇針對同地段已獲意見書者，無業者再申請併網排隊之限制，且未規範業者須定期回報進度，不利後續審查意見書展延之合理性；C. 儲能配電併聯審查作業須知，規範設置者應定期回報案場建置情形，並適時提供實際工程進度，相關紀錄作為後續意見書展延效期之參考依據，惟

未明確規範定期回報案場進度之期間，亦未訂定意見書應提出展延時間；D. 該公司訂定之輸、配電併網審查相關規定，要求業者申請意見書展延時，須檢附實質開發行為佐證資料，俾供審查展延之合理性，惟相關機制未考量業者取得意見書後，倘遲未動工建置，俟該公司審查發現業者無實質開發行為，始不予展延，業者已虛占線路容量 1 年，影響有意願開發業者取得線路容量，不利再生能源與儲能系統之推展等情事，經函請台灣電力公司通盤檢討修正或增訂相關規範之可行性，俾強化防範業者虛占線路容量機制。據復：將配合實務操作可行性修正相關規定，並持續關注案場申設過程之合理性，適時嚴格管控申設流程。另為避免業者虛占饋線容量，將與經濟部能源局及太陽光電系統公會持續檢討精進再生能源案件之防範機制，111 年間會同太陽光電系統公會至南部縣市探訪，防範機制已見成效；儲能案件已於 112 年 6 月新增容量保留費機制，提高設置者投資成本，降低虛占饋線風險。

(2) 再生能源及儲能案場業者對饋線容量需求甚殷，惟可併網容量不足，部分業者甚等候逾 2 年，迭遭外界質疑有虛占饋線容量等情，亟待檢討妥處：再生能源與儲能系統業者設置相關設備前，須向台灣電力公司申請取得意見書，確保設置區域有足夠併網容量，惟配電系統受可承載電流等物理因素限制，相對輸電系統可併網容量較少，容易發生可併網容量不足之情事，若併網容量不足區域，業者仍有申設意願，則可向該公司申請案件等候。台灣電力公司為使饋線有效運用，訂定配電級防範太陽光電設置者虛占饋線容量審查機制、配電級併網型儲能設備併聯審查作業說明等規定，規範審查裝置容量、意見書展延合理性等內容，該公司 109 至 111 年度受理再生能源申請併網案件計 30,990 件，取消饋線容量案件計 6,041 件，取消案件主要位於苗栗縣、彰化縣、雲林縣、嘉義縣及臺南市等 5 市縣，惟截至 111 年底止，再生能源裝置申請等候併網之案件尚有 954 件，合計裝置容量 417.62MW (百萬瓦)，其中等候逾 2 年者計 126 件 (裝置容量 55.42MW)、等候逾 1 年至 2 年者計 299 件 (裝置容量 129.52MW)，上述等候逾 1 年案件中，等候併網容量前 3 市縣為屏東縣、雲林縣及臺南市 (表 1)；另儲能系統申請等候併網之案件尚有 18 件 (合計裝置容量 205.10MW)，主要集中於東部縣市，其中花蓮縣 154.56MW (10 件)、臺東縣 20.90MW (4 件)，可併網容量不足，迭遭外界質疑有虛占饋線容量情事，經函請台灣電力公司檢討妥處。據復：為因應逐年擴大併網量，已於併網熱區規劃新 (擴) 建變電所或新設饋線等加強電網工程，並將積極執行相關工程，尋求相關單位協助及溝通，以利案場儘速併網，陸續減少等候併網案件。

表1 111年底再生能源裝置等候併網件數及裝置容量情形

單位：件、MW

等候 期間 市縣	合計		半年以下		逾半年 至1年		逾1年 至2年		逾2年	
	件數	裝置容量	件數	裝置容量	件數	裝置容量	件數	裝置容量	件數	裝置容量
合計	954	417.62	300	130.08	229	102.60	299	129.52	126	55.42
屏東縣	263	129.81	81	41.98	58	30.27	83	38.53	41	19.03
雲林縣	309	99.95	88	24.45	72	25.33	107	34.69	42	15.48
臺南市	214	92.43	64	29.16	50	20.66	64	25.56	36	17.05
嘉義縣	54	37.22	34	18.72	12	7.34	8	11.16	—	—
彰化縣	59	25.24	6	4.52	21	10.88	26	7.51	6	2.33
高雄市	34	16.74	16	5.06	12	6.70	6	4.98	—	—
苗栗縣	13	11.96	6	4.69	2	1.15	4	4.59	1	1.53
基隆市	1	2.50	—	—	—	—	1	2.50	—	—
臺東縣	4	0.97	2	0.70	2	0.27	—	—	—	—
南投縣	2	0.53	2	0.53	—	—	—	—	—	—
桃園市	1	0.26	1	0.26	—	—	—	—	—	—

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

2. 推動智慧電網總體規劃方案，有助強化供電可靠度及電網韌性，惟仍有再生能源發電監測系統建置未達目標、民間業者提供輔助服務容量及參與需量反應用戶比率偏低情事，亟待檢討研謀改善，以提升供電品質。

行政院為確保再生能源併網穩定供電、強化供電可靠度及電網韌性、提升電力系統運轉效率，於109年3月27日核定修正「智慧電網總體規劃方案」(下稱規劃方案)，將智慧電網歸納為智慧調度與發電、電網管理等構面。台灣電力公司配合規劃方案辦理整體計畫硬體設施、系統整合及推廣應用等項目，計畫經費合計774億元，辦理期程為108至119年，111年度預算經費為187億餘元，實際執行160億餘元。經查執行情形，核有下列事項：

(1) 已建置再生能源發電監測系統，惟110及111年度均未達成計畫監測目標，影響系統規劃及運轉，增加停限電之風險，亟待研謀改善：依據規劃方案載列，為提升再生能源併網容量及確保電力系統穩定運轉，將再生能源即時監測量由108年之1.09GW(十億瓦)增加至119年之16.5GW，並設定110及111年度目標值分別為5GW及7GW，俾降低再生能源日前預測及小時前預測之誤差率。台灣電力公司自109年起陸續建置再生能源發電監測系統，以利用再生能源案場監測量，推估系統整體發電量。截至110年底止，再生能源即時可監測量實績約為3GW，未達成5GW之目標值，經檢討主要係該公司再生能源發電系統併聯技術要點僅要求同一場址總裝置容量500kW(千瓦)以上，應裝設遙控監視設備並接受該公司安全調度，監視案場量不足所致。另經統計截至111年底之應受監視之案場計1,529處，僅占總案場數53,196處之2.87%，遠低於德國研究報告建議取樣案場比率至少14%，恐造成推估及預測誤差，影響系統

運轉及增加停限電風險。該公司為擴大再生能源案場資訊取得及控制，規劃修正即時運轉資料回傳對象之裝置容量規模，惟依據信賴保護原則，無法溯及既往要求已建置之再生能源案場裝置遙控監視設備，針對監視量不足問題，該公司仍未能提出具體有效方案，截至 111 年底再生能源即時可監測量為 4.26GW，亦未達成規劃方案設定之 111 年目標量 7GW，經函請台灣電力公司檢討改善，積極解決再生能源案場監測不足問題。據復：後續將以現有資料精進推估模組，減少再生能源發電不確定性，增加系統可靠度，並持續檢視是否有擴大監視需求。

(2) 設立電力交易平台已逾 1 年，惟民間業者提供輔助服務容量占需求量比率偏低，亟待研謀善策妥處：再生能源發電有間歇性及不易預測之特性，為避免影響供電穩定及系統調度之資源安排，須加強輔助服務準備量，透過市場機制擴大可用資源之規模，以因應再生能源變動性及電力機組異常所需。台灣電力公司已於 110 年 7 月 1 日成立電力交易平台，並依據電力交易平台管理規範及作業程序第 17 條第 2 項規定，公告日前輔助服務需求量經扣除抽蓄、水力容量等之每小時需求量，其中調頻備轉為 500MW、即時備轉為 500MW、補充備轉為 1,000MW。惟查截至 111 年底止，參與電力交易平台之民間業者有 37 家，合計可提供調頻備轉容量 95.8MW，即時備轉容量 66.3MW，補充備轉容量 157.1MW，據該公司提供 111 年度電力交易平台日前輔助服務市場營運情形資料，上述 3 類輔助服務平均每小時交易量分別為 240.2MW、268.2MW、839.9MW，其中由民間業者提供之占比僅為 17.11%、7.87%、6.80%（表 2），輔助服務有 8 成或 9 成以上仍由該公司發電剩餘容量因應。又該公司 110 及 111 年度備用容量率為 13.5%及 12.2%，尚低於經濟部訂定合理目標值之 15%，且據經濟部能源局預估 111 至 117 年用電需求年均成長約 2.3%，屆時供電將更加嚴峻，經函請台灣電力公司研謀善策妥處，積極輔導民間業者參與電力交易平台。據復：截至 112 年 3 月底止，參與電力交易平台之民間業者增加至 42 家，合計可提供調頻備轉、即時備轉及補充備轉容量分別為 150.1MW、80.1MW 及 140.8MW，另配合未來用電成長需求，該平台已開放「低於 0.1MW 聚合資源」樣態，並新增兼具電能轉移與調頻服務之增強型動態調頻備轉服務，持續擴大可用資源之規模，確保供電穩定。

表 2 電力交易平台輔助服務概況

單位：MW、%

項目	公告每小時 需求量	111 年度平均每小時交易量				
		合計	台灣電力公司	占比	業者	占比
調頻備轉	500	240.2	199.1	82.89	41.1	17.11
即時備轉	500	268.2	247.1	92.13	21.1	7.87
補充備轉	1,000	839.9	782.8	93.20	57.1	6.80

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

3. 智慧電表基礎建設有助推動節電措施，惟建置多年仍有用戶未能自動回傳資訊、AMI 低壓用戶參與時間電價及加入台灣電力 APP 認證之比率偏低等情，亟待研謀妥處，以完善智慧電網系統功能。

台灣電力公司依行政院核定之「智慧電網總體規劃方案」，計畫投入經費 464 億餘元，自 109 年起推動智慧電表基礎建設 (Advanced metering infrastructure, AMI)，預計至 113 年完成 300 萬戶智慧電表低壓用戶 (下稱 AMI 低壓用戶) 布建，截至 111 年底止，累計執行 142 億餘元，完成布建 210 萬餘戶。經查執行情形，核有下列事項：

(1) 已完成 210 萬餘戶 AMI 低壓用戶布建，惟有 17 萬餘戶未能自動回傳資訊，又 110 年度優先布建用戶資訊回傳率尚待強化，亟待儘速研謀提高裝置效率：依據「智慧電網總體規劃方案」載列，建置智慧電表基礎建設主要功能包含遠端斷電/復電、資料竄改檢測、停電監測與電壓監測等，並設定 AMI 低壓用戶 109、111 年布建目標值分別為 100 萬戶及 200 萬戶。經查台灣電力公司於 109 年建置智慧型電表資料管理系統，可收納智慧電表資料，透過資料交換及串流分析平台內部演算處理，將有用資訊於第一時間分享至電費開票系統及饋線自動化調度系統使用。據該公司提供 AMI 低壓用戶布建情形資料，截至 111 年底止已建置 210 萬餘戶，該公司於上線前與人工抄表資料進行比對，確認資料無誤始納入電費開票系統及饋線自動化調度系統使用，惟系統實際可自動回傳資訊計 193 萬餘戶，仍有 17 萬餘戶未回傳資訊，主要係受新型冠狀病毒肺炎 (COVID-19) 疫情影響，用戶拒絕通訊廠商進入改善設備所致。另近來養殖漁業竊電及太陽光電案場火警頻傳，台灣電力公司已將該等用戶列入 110 至 113 年度優先布建智慧電表對象，俾監測用電情形有無異常，惟截至 111 年底止，養殖漁業用戶 26 萬餘戶中，已安裝智慧電表計 14 萬餘戶，實際可自動回傳資訊為 9 萬餘戶 (表 3)，約 63.47%；又再生能源用戶計 4 萬餘戶，已全部安裝智慧電表，可自動回傳資訊為 3 萬餘戶，約 76.71%，上開優先布建智慧電表用戶自動回傳用電資訊比率未及 8 成，不利發揮掌握用電資料及智慧電表遠端監控斷電/復電功能，經函請台灣電力公司儘速研謀改善通訊品質，提高裝置效率。據復：已採取通訊模組與智慧電表同時安裝方式，直接調校通訊品質，加速提升資訊回傳率，並新增系統程式比對邏輯，強化人工抄表與自動抄表指數比對作業效率等改善措施。

表3 111年底養殖漁業及再生能源戶低壓智慧電表布建及自動回傳用電情形

單位：戶、%

類別	用電戶數	安裝數	自動回傳數	可自動回傳率
養殖漁業	268,434	142,627	90,521	63.47
再生能源	41,918	42,836	32,860	76.71

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

(2) **AMI 低壓用戶參與時間電價，及加入台灣電力 APP 認證之比率均未及 2 成，亟待檢討改善：**依智慧電網總體規劃方案載列，建置智慧電表預期效益之一為民眾應用智慧電表資訊，瞭解自身用電情形，促使用戶參與節能，未來 AMI 低壓用戶可即時查詢前 2 小時用電資料（時間電價用戶，可查詢前 1 小時用電資料），提高用戶節電意識及參與節電措施。台灣電力公司為因應太陽光電再生能源供電差異，解決夜間尖峰問題，於 110 年 10 月公告時間電價時間帶調整之電價方案，主要調整尖峰時間，依標準型時間電價（三段式）夏月離峰及尖峰時間電價每度分別為 1.44 元及 3.22 元，用戶可藉由調整用電時間，將尖峰用電轉移至離峰時間使用，以充分利用離峰電力與節省電費支出。經統計截至 111 年底止，參與選用時間電價用戶為 22 萬餘戶，僅占 AMI 低壓用戶 210 萬餘戶之 10.86%，又該公司於 109 年 8 月 12 日改版台灣電力 APP，擴增智慧電表服務應用，導入電號認證功能，若為通訊良好之智慧電表，認證後即可查詢前 6 小時內每 15 分鐘之用電量及用電比較等相關功能，以促進用戶自主優化用電行為，節省電費支出，惟截至 111 年底止，加入台灣電力 APP 認證之 AMI 低壓用戶數亦僅 18 萬餘戶，占 8.54%，參與時間電價及台灣電力 APP 之 AMI 低壓用戶均未及 2 成，民眾參與比率偏低，經函請台灣電力公司研謀提高用戶參與率，並加強宣導強化民眾節電意識。據復：為鼓勵用戶選用時間電價，針對已註冊台灣電力 APP 且裝置智慧電表之低壓用戶，提供各種試算電價方案供用戶參考；未註冊 APP 之用戶，將透過地區與民俗活動及網路媒體向民眾宣導，並篩選用電量大且具移轉彈性之潛力用戶，由各營業區處人員進行洽訪及輔導。

4. 推動饋線自動化有助強化供電品質，惟與 114 年全面饋線自動化的目標尚有落差，且部分自動線路開關裝設後尚未納入監控，亟待檢討妥處，俾利穩定供電。

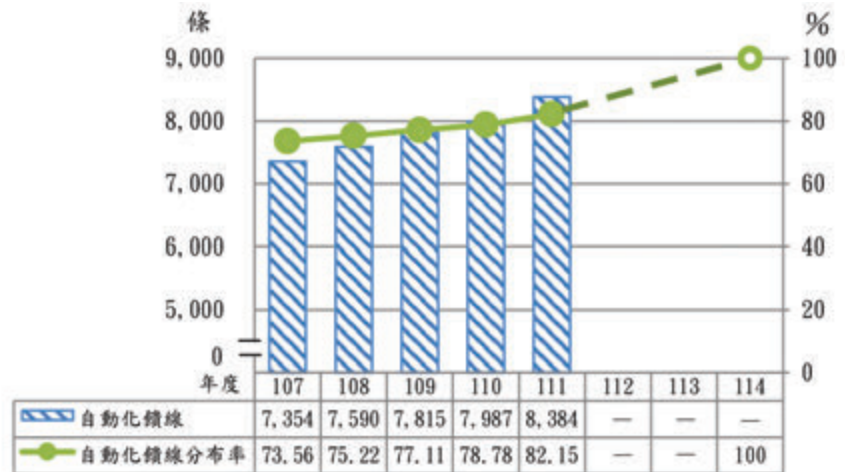
台灣電力公司為縮短配電系統饋線事故停電時間，推動饋線自動化，於 86 年由臺北南區營業處建置完成首個饋線自動化系統，後因民眾對供電穩定議題愈發重視，爰積極於全臺推廣運用。該公司於 107 至 111 年編列預算 162 億餘元推動「配電系統強韌計畫」，其中饋線自動化經費為 40 億元。經查饋線自動化執行情形，核有下列事項：

(1) **饋線自動化逐年增長，惟每年增幅僅 1 至 2 個百分點，距 114 年全面饋線自動化的目標尚有相當落差，且現有自動化饋線亦待持續優化，亟待研謀善策妥處：**台灣電力公司為加速饋線自動化之進程，設定 114 年達成全面饋線自動化的目標，另為達成 114 年自動化饋線事故下游 5 分鐘內復電事故數占比達 70% 之目標，亦將自動線路開關裝設目標數由每條饋

線裝設 1.5 具提升至每條饋線裝設 2.5 具，並將於 114 年全面自動化後，規劃 115 至 120 年再提升自動線路開關裝設目標至每條饋線 4.5 具，以持續提升復電效能。經查截至 111 年底止，該公司配電系統總饋線數 10,206 條，自動化饋線數 8,384 條，自動化饋線分布率 82.15%，較 110 年底之 78.78%，增加 3.37 個百分點，自 107 年度起自動化饋線分布率雖呈逐年上升趨勢，惟每年約以 1 至 2 個百分點

之幅度增加（圖 1），距 114 年達成全面饋線自動化目標，僅餘 3 年，尚有 17.85% 落差。另該公司未設定饋線自動化分布率之分年目標，僅管控自動化開關裝設後每年納入監控之具數，不利 114 年饋線全面自動化目標之達成，且截至 111 年底止，8,384

圖1 自動化饋線數及分布率情形



註：1. 114年為目標數。

2. 資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

條自動化饋線數中，符合 114 年裝設 2.5 具自動線路開關之饋線計 5,415 條，符合 115 至 120 年裝設 4.5 具自動線路開關之饋線計 1,396 條，分別尚有 2,969 條及 6,988 條自動化饋線待增設自動線路開關，經函請台灣電力公司研訂具體改善措施，加速提升饋線自動化分布率，並完備相關進度管控機制。據復：已管控自動化開關裝設後每年納入監控之具數，並請各區營業處增訂 112 至 114 年自動化饋線占比目標，輔助原追蹤管控機制，以達饋線全面自動化目標。

(2) 部分自動線路開關裝設後尚未納入監控，甚有 99 年以前裝設之開關，預計於 115 年後始納入監控，期程規劃有欠合宜，亟待研謀改善：台灣電力公司為辦理配電系統饋線自動化，積極裝設自動線路開關，相關裝設工程須於停電時進行，裝設後尚須加裝饋線資訊末端設備 (FTU)，並於控制中心進行點對點測試，完成後始能納入系統，發揮監控功能。經查台灣電力公司截至 111 年底自動線路開關計 32,544 具，其中 109 年度以前裝設之自動線路開關尚有 424 具待納入監控系統，包含預計納入監控系統年度與裝設年度相距 5 年以上未達 10 年者計 84 具、超過 10 年以上者計 168 具，並有 67 具早於 99 年或 100 年即裝設，卻預計至 114 年或 115 年以後納入監控，距裝設日已逾 15 年，參照該公司財產使用年限表，自動線路開關使用年限為 15 年，屆時設備恐已毀損或不堪使用。另台灣電力公司 110 至 111 年度，共計裝設 6,642 具自

動線路開關，其中尚有 1,879 具未納入監控系統，759 具預計於 115 年以後納入監控系統（187 具為 110 年度裝設、572 具為 111 年度裝設），惟自動線路開關廠商保固年限多為 5 年，前述 759 具自動線路預計納入監控之期程有欠合宜，經函請台灣電力公司檢討妥處。據復：已派員現場檢視及檢討，如開關位置適當及開關設備功能正常者，將儘速規劃納入監控系統，後續將請各區營業處於規劃納入監控點位時，評估將已裝設之自動線路開關納入監控。

5. 配合政府開發海域風能，規劃離岸風力發電機組建置，惟已運轉風場之發電效益未如預期，執行中案場之部分國產化項目尚未符合政府產業政策，亟待研謀善策妥處，以達成電源開發與產業發展目標。

臺灣西部海域被國際工程顧問公司評定為全世界最優良海上風場，政府為因應能源轉型趨勢，規劃離岸風力發電，並採取「先示範、次潛力、後區塊」3 階段策略，設定 114 年底離岸風電累積裝置容量達 5,738MW 之長期目標。經查台灣電力公司配合推動離岸風電建置情形，核有下列事項：

(1) 離岸風力發電第一期計畫已開始商轉，惟風場運轉與發電成效未如預期，

亟待檢討妥處：台灣電力公司為有效利用海域豐沛之風能，推動「離岸風力發電第一期計畫」，投資金額 195 億 3,618 萬餘元，計畫期程自 104 年 3 月至 109 年 6 月，規劃於彰化縣芳苑鄉西側海域離岸約 7 至 9 公里處，建置 21 部 5.2MW 離岸風力發電機（總裝置容量為 109.2MW）。嗣因招標作業未如預期、新型冠狀病毒肺炎（COVID-19）疫情影響施工進度等，分別於 106 年 11 月、110 年 6 月申請 2 次計畫展延，修正計畫金額為 259 億 5,152 萬餘元，計畫完工日延至 111 年 6 月底。經查該計畫風機已於 110 年 8 月 27 日全數併聯發電、110 年 12 月 30 日商轉，111 年度累計發電量為 2 億 9,780 萬餘度（表 4），相較該計畫可行性研究報告預估年發電量為 4 億 4,378 萬餘度，尚短缺 1 億 4,598 萬餘度，約 32.89%。另機組可用率（風力機組可運轉發電時間/統計時間×100%）為 73.24%，未達契約保證最低可用率 89.00%，且相較計畫可行性研究報告預估之 87.62%，

表 4 111 年度離岸風力發電第一期計畫風機運轉情形

單位：千度、%

風機代碼	發電量	可用率	容量因數
合計	297,806	73.24	31.13
D2	17,725	90.01	38.91
C5	16,850	88.69	36.99
D5	17,188	88.02	37.73
B2	17,143	87.18	37.63
B3	17,234	86.41	37.84
A6	19,084	85.61	41.90
A5	17,272	85.55	37.92
B5	16,433	83.53	36.08
C1	16,717	82.10	36.70
D4	15,084	81.92	33.12
B6	14,187	75.16	31.15
A3	15,490	74.31	34.01
A2	15,404	73.24	33.82
B4	13,791	70.58	30.28
D3	14,837	65.43	32.57
D6	10,523	61.61	23.10
D1	10,510	60.09	23.07
C6	10,039	59.85	22.04
C4	10,135	57.08	22.25
A4	7,385	51.56	16.21
C3	4,764	30.12	10.46

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

減少 14.38 個百分點，甚低於預估最小可用率之 78.00%；容量因數〔風機年總發電量/（風機額定容量×8,760 小時）×100%〕為 31.13%，亦較目標值 37.00%減少 5.87 個百分點，又 C3 及 A4 風機 111 年度累計發電量僅 476 萬餘度及 738 萬餘度，占最佳風機之發電量 1,772 萬餘度之 26.88%及 41.66%，顯示計畫整體發電效率未達預期目標，經函請台灣電力公司儘速完成風機調整校正作業，並強化設備管理維護機制。據復：已責請施工單位針對問題癥結檢討研謀改善對策，並將督促承攬商利用風場大數據進行風機健康狀態追蹤、完備備品資源、落實定檢與巡檢等改善措施，以提升風場運轉及發電成效。

（2） 離岸風力發電第二期計畫配合政策提出產業關聯執行方案，惟部分國產化項目尚未符合政府產業政策，亟待檢討妥處：台灣電力公司依經濟部離岸風力發電規劃場址容量分配作業要點規定參與遴選及獲配離岸風電案場，爰推動「離岸風力發電第二期計畫」，投資金額 573 億 2,396 萬元，計畫期程自 108 年 4 月至 114 年 12 月，總裝置容量為 294.5MW，截至 111 年底止，累計可用預算數 39 億 8,641 萬餘元，累計支用數 39 億 5,984 萬餘元，執行率為 99.33%。經查台灣電力公司依上述要點規定及契約約定，開發商負有高度產業關聯在地化之承諾與義務，於 110 年 12 月提送產業關聯執行方案相關合約資料，經經濟部工業局於 111 年 4 月召開離岸風電產業關聯執行方案審查會進行審議，會議結論針對發電機、功率轉換系統、機艙組裝（上部）、塔架扣件、海事工程等國產化項目尚存有疑義。經追蹤該公司截至 111 年底止辦理情形，除鋪纜（輸出海纜）項目已依會議結論辦理國產化外，其餘項目核有：A. 發電機仍待評估試製成果、製造與量產可行性等，配合「離岸風力發電第二期計畫」期程，適時依行政契約所訂相關機制辦理；B. 功率轉換系統仍待持續追蹤分包商廠區產線建置情形，確保計畫順利執行；C. 機艙組裝（上部）租用廠房或自建方案仍未決定，尚待綜整評估各方案推動可行性、潛在風險、廠房可用時程等因素，儘速確定方案並積極推動；D. 塔架扣件計畫採用塔架免維修扣件，惟國內廠商未具產製能力，且受限專利權及保密協定，未能將技術資料提供予相關公會出具無產製證明，仍待持續與經濟部工業局溝通協議可行方案；E. 海事工程〔鋪纜（陣列海纜）、水下基礎安裝、塔架安裝、風力機安裝〕迄 111 年 11 月 28 日始與新加坡海事工程公司（SHINFOX FAR EAST COMPANY PTE. LTD.）簽署契約，較會議結論所訂期程延後近 2 個月，又新加坡海事工程公司係由離岸風電案場承攬商之關聯公司新籌組成立，亦待持續檢視評估該公司之海事工程能量，以確保海事工程如期進場施工等情事，經函請台灣電力公司檢討研謀善策。據復：該計畫發電機、功率轉換系統、機艙組裝等項目已獲經濟部備查，該公司已積極辦理國產化作業，另將持續與經濟部工業局就技術困難項目，積極協調解決方案，以務實執行之作法落實產業關聯政策。

6. 近期國際燃料價格飆漲，公司經營發生鉅額虧損，且機組除役迭遭外界質疑恐影響供電穩定，亟待檢討妥處，以達永續經營目標。

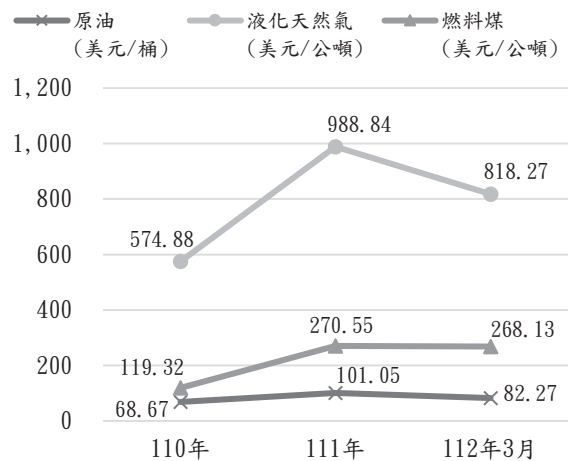
台灣電力公司經營涵蓋發電、輸電、配電及售電業務，且為配合國家經濟發展，肩負穩定供電及落實能源轉型政策等任務，持續開發新電源與健全電力系統，截至111年底止，該公司電力系統（含民營電廠）裝置容量為5,374萬瓩，另透過公司治理機制及財務資本運用，提升營運績效，以達企業永續經營目標。經查經營管理情形，核有下列事項：

(1) 公司經營發生鉅額虧損，外界質疑侵害民股股東權益及營運效能欠佳等情，

亟待檢討妥處：111年度國際燃料受俄烏戰爭影響，價格飆升，據經濟部能源局能源統計月報顯示，原油、進口液化天然氣、燃料煤 110 年度價格分別為每桶 68.67 美元、每公噸 574.88 美元及 119.32 美元，至 111 年度上升至每桶 101.05 美元、每公噸 988.84 美元及 270.55 美元（圖 2），漲幅分別為 47.15%、72.01%、126.74%，台灣電力公司燃料成本大幅增加，每度燃料成本由 110 年度之 1.2423 元，上升至 111 年度之 2.6032 元，漲幅為 109.55%，每度售電虧損 1.17 元（表 5），致 111 年度營運發生本期淨損 2,265 億 2,759 萬餘元（含收回電價穩定準備 404 億 3,326 萬餘元），與預算本期淨利 68 億 4,546 萬餘元，相距 2,333 億 7,305 萬餘元，且截至 111 年底止帳列累積虧損達 2,063 億 906 萬餘元（含全數填補虧損之「首次採用國際財務報導準則調整數」578 億 6,480 萬餘元），已逾實收資本額

3,300 億元之二分之一，遭民股股東抨擊權利遭受侵害，且外界亦質疑公司經營效能欠佳，斷傷政府與公司形象。鑑於 112 年國際燃料價格仍維持相對高檔，該公司雖透過電價調整機制於 112 年 4 月調漲電價，平均漲幅為 11%，惟經濟部估計該公司 112 年度仍有營運虧損約 2 千億元，

圖 2 進口能源價格趨勢



資料來源：整理自經濟部能源局能源統計月報。

表 5 電價及成本結構比較情形

單位：新臺幣元

項目	110 年度	111 年度	112 年 3 月
每度平均電價	2.5885	2.7246	2.5844
每度售電成本	2.4646	3.8985	4.4151
燃料成本	1.2423	2.6032	2.8958
其他成本	1.2223	1.2953	1.5193
每度售電盈虧	0.1239	- 1.1739	- 1.8307

註：1. 110 年度為審定數；111 年度、112 年 3 月為自編數。
2. 資料來源：整理自台灣電力公司全球資訊網公開資料。

嚴重影響財務健全，經函請經濟部督促台灣電力公司檢討妥處。據復：台灣電力公司規劃辦理資產重估，提高淨值以增加因應未來風險能力，並將掌握國際燃料價格下行趨勢及善用燃煤採購策略，以降低燃料成本，未來持續依電價調整機制，提報電價費率審議會爭取電價適度反映電業經營成本，戮力減少虧損。

(2) 電力系統近3年新增具穩定供電能力之發電機組裝置容量低於除役機組裝置容量，外界質疑恐影響供電穩定，亟待檢討妥處：台灣電力公司為達穩定供電之經營使命，持續擴建發電機組，109年1月至112年3月底止，該公司新增火力、再生能源等發電機組之裝置容量為2,763.64MW，相較同期間辦理除役機組裝置容量2,470MW（表6），增加293.64MW，惟新增機組排除易受天候影響之水力、太陽能及風力等發電機組之裝置容量1,176.34MW（占新增機組裝置容量之42.56%）後，具穩定供電基載之火力、地熱等發電機組之裝置容量為1,587.30MW，反較除役機組容量減少882.7MW，增加電力調度風險。另核能二廠2號機（裝置容量985MW）運轉執照於112年3月14日屆期後，進入除役階段，迭遭外界質疑將影響整體供電之穩定度，據該公司說明112年度將新增通霄電廠小型機組（裝置容量180MW）及大潭電廠8號機（裝置容量1,123MW）等發電機組，裝置容量合計1,303MW，高於停機之核能二廠2號機裝置容量985MW，惟依經濟部能源局公告之107至110年度之全國電力資源供需報告載述，大潭電廠8號機預計商轉時程由111年6月延後至9月，後續因工安事故、承攬商介面整合程序複雜等，經該公司預估再延後至112年7月併聯、12月商轉，顯示計畫時程未能有效掌控，仍存有未能於112年夏季用電尖峰，及時挹注穩定供電能力之虞。又該公司於109年5月新增之通霄電廠3號機，甫運轉即因保護電驛故障，於3個月內發生2次非計畫性停機事故，停機時間逾32個小時等情，顯示新運轉機組可能發生非預期之設備問題，有待強化大潭電廠8號機併聯運轉初期之風險評估，以即時排除事故，確保機組穩定運轉，經函請經濟部督促台灣電力公司研謀善策妥處。據復：台灣電力公司為因應大量再生能源加入

表6 109年1月至112年3月電力系統新增與除役發電機組情形

單位：MW

類別		裝置容量
新增機組	合計	2,763.64
	火力	1,582.60
	再生能源	1,181.04
	水力（註1）	5.95
	太陽能（註1）	272.54
	離岸風力（註1）	736.80
	陸域風力（註1）	161.05
	地熱	4.70
除役機組	合計	2,470.00
	火力	500.00
	核能	1,970.00

註：1. 易受水情、天候影響之發電機組。
2. 資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

系統，將精進需求面管理措施，並搭配儲能、慣常水力操作、抽蓄水力調節等調度作為，以確保供電穩定。至通霄電廠 9 號機機組已於 112 年 5 月商轉，大潭電廠 8 號機已進入測試階段，預計於 112 年夏季用電尖峰及時挹注穩定供電能力。

7. 核四轉型方案迄未核定，且核四計畫燃料束遲未完成處理作業，衍生額外貯存費用，另核四計畫庫存材料去化緩慢，甚有調撥材料 2 年仍未使用等情，亟待檢討妥處。

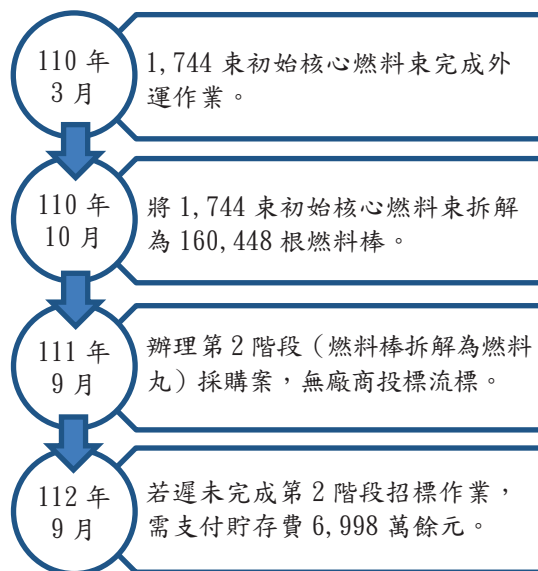
台灣電力公司為配合政府長期經濟發展需要，辦理「核能四廠第一、二號機發電工程計畫」（下稱核四計畫），嗣因 100 年 3 月 11 日發生日本福島第一核電廠事故，致各界對核能發電之安全性產生疑慮，行政院於 103 年 4 月宣布核四計畫停工封存，經該公司擬具停工及封存計畫，並層報行政院核定，另經立法院於 105 年決議，核四計畫自 106 年度起僅以最少經費與人力保管廠區及相關設備，直至核四廢止。該公司依上述決議將原封存計畫配合修改為「龍門（核四）電廠資產維護管理計畫」，截至 111 年底止，核四計畫累計執行數為 2,812 億 7,646 萬餘元。經查執行情形，核有下列事項：

(1) 核四轉型方案迄未核定，且核四難以轉用資產之金額龐鉅，迭遭外界關注，亟待研謀妥處：台灣電力公司為配合政府能源政策，規劃核四計畫後續轉型、設備處置及資產減損因應策略，其中有關資產後續相關處置方案，屢遭外界質疑，經濟部於 111 年 9 月召開聽取台灣電力公司報告核四相關議題之會議決議，核四土地利用尚待該公司提出整體轉型規劃方案，包括核四廠址部分土地係徵收取得，依據土地徵收條例第 49 條第 2 項第 3 款規定，有關已依徵收計畫開始使用，尚未依徵收計畫完成使用之土地，因情事變更，致原徵收土地之全部或一部已無徵收之必要，應廢止徵收等，推動轉型方案之土地尚有適法性疑義待解，及配合 2050 年淨零排放趨勢，再生能源需求極大，充分運用既有設備轉型，並評估建置新型再生能源之可行性等事項。惟截至 112 年 4 月底止，該公司尚未提出核四整體轉型規劃方案，鑑於核四計畫及後續資產之處理為各界高度關注議題，政府前於 110 年 12 月辦理「核四啟封商轉發電」全國性公民投票結果，雖未獲通過，然據公民投票法第 32 條規定，有關公民投票之結果，2 年後得再重行提案，倘核四轉型方案規劃作業或執行情形未有實質進展，恐再面臨重啟核四公投提案與社會輿論等不確定事項，增加核四計畫之成本與風險，並影響政府與企業形象。另據該公司 112 年 3 月「核四資產評估方式及公司金流評估」書面報告，核四轉型將儘量利用既有建物與設備，朝資產價值最大化、損失最小化原則處理相關資產，惟核四主要高價值設備為核島區及汽機區之設備，

多屬核能電廠專用設施，難以轉作其他電力設施使用，據統計核四資產價值前 10 大項目，其中有 6 項資產難以轉作他用，帳列金額逾 1,500 億元，仍待參考國際相關案例，儘速研擬核四資產處理之因應方案，並於核四轉型方案核定後，適時依國際財務報導準則等規範辦理資產評價作業，經函請台灣電力公司研謀妥處。據復：已委託專業顧問公司進行「核四廠址土地利用轉型規劃開發方案」，辦理後續規劃作業，另核四廠資產未能轉用部分，已參考國際案例研擬財務因應方案，俟評估或因應方案確認後，將循預算程序，併同轉型方案報請主管機關核定。

(2) 核四計畫燃料束已拆解成燃料棒，惟後續再拆解成燃料丸之採購作業遲未決標，致須支付額外貯存費用，亟待檢討妥處：台灣電力公司考量核四計畫之 1,744 束初始核心燃料束（帳面價值 81.58 億元）閒置無法移作他用，且屬特製規格，國外電廠亦無法直接利用，爰規劃 2 階段處理作業，其中第 1 階段係將燃料束運至國外燃料廠商拆成燃料棒，尋求轉售機會；若未尋得買主，則進行第 2 階段，將燃料棒進一步拆解成燃料丸，回收鈾料，並視市場行情出售。經查核四核燃料束於 110 年 3 月完成外運作業（圖 3），第 1 階段處置之得標廠商（GNF-A，為燃料束原製造廠商）已於 110 年 10 月將 1,744 燃料束拆解為燃料棒（160,448 根），並存放 GNF-A 廠內管制區，嗣該公司評估燃料棒直接轉賣可能性低，於 111 年 9 月辦理龍門（核四）核能發電廠初始核心之燃料棒拆解為燃料丸及回收核物料技術服務採購案，採購金額為 23.58 億元，包括燃料棒拆解為燃料丸及回收核物料等服務，惟該公司未妥適調查業者拆解燃料棒及回收作業所需時程，招標資料所訂定之作業時程業者難以達成，致 111 年 10 月開標時，因無廠商投標而流標，相關採購之規劃作業有欠周延。另依該公司與 GNF-A 簽訂之第 1 階段處理合約規定，燃料棒貯存期限至 111 年底止，經該公司與 GNF-A 協商同意免費延長貯存期限至 112 年 3 月底，後續該公司考量燃料棒設計涉及 GNF-A 智慧財產權，於第 2 階段招標作業完成前仍需廠商提供貯存服務，依政府採購法第 22 條第 1 項第 4 款規定，向 GNF-A 辦理燃料棒 6 個月貯存服務之限制性招標議價，並採以天計費、實作實算方式辦理，據 112 年 3 月決標結果，每日費率於 4 月 1 日至 6 月 30 日間為 12,500 美元、7 月 1 日至 9

圖 3 核四計畫燃料束處理情形

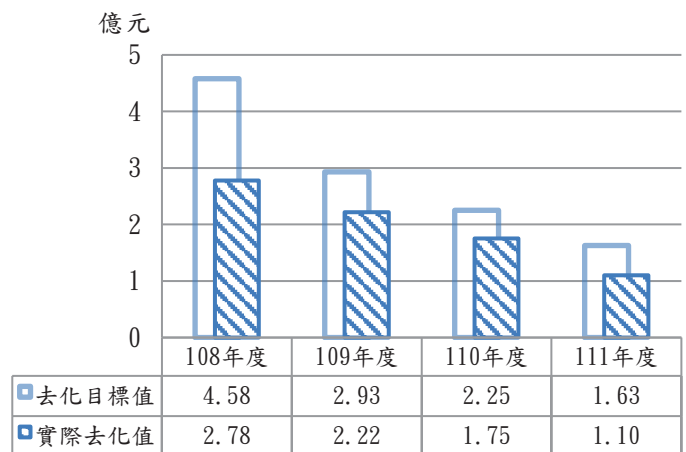


資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

月 30 日間為 12,625 美元，該公司每日須支付貯存費約 38 萬餘元（以臺灣銀行 112 年 3 月之美元結帳匯率 30.44 元計算），倘遲未完成第 2 階段招標作業，經估算至 112 年 9 月底將支付貯存費 229 萬餘美元（折合新臺幣約 6,998 萬餘元），增加該公司額外財務負擔，經函請台灣電力公司檢討妥處。據復：因核四燃料棒濃縮度低且數量龐大，致廠商需再進一步評估處理方式，該公司已持續與潛在廠商溝通，討論作業時程、運輸介面及產線調整等技術層面因應方法，期提高廠商投標意願，俾儘速辦理第 2 階段採購案。

(3) 核四計畫庫存材料去化緩慢，部分單位撥用實績欠佳，甚有調撥材料 2 年仍未使用情形，亟待檢討妥處：核四計畫配合政府封存政策，相關庫存材料金額龐鉅，經台灣電力公司於 106 年 3 月成立「龍門庫存去化工作小組」（下稱去化小組）積極去化材料。經查 109 年底核四計畫帳列材料成本為 132.53 億元，經去化小組訂定 110 及 111 年度去化材料目標分別為 2.25 億元及 1.63 億元，執行結果，該 2 年度去化材料 1.75 億元及 1.10 億元（圖 4），達成率為 77.74% 及 67.51%，材料去化緩慢且未達預計目標，主要係通用性較高之材料隨各單位撥用遞減，後續去化難度提高所致。另分析 109 至 111 年度發電處等 9 個單位撥用核四計畫庫存材料情形，僅配電處連續 3 年達成目標（表 7），其餘 8 個單位撥用實績未如預期，其中電力修護處

圖 4 核四計畫庫存材料去化情形



資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

表 7 台灣電力公司各單位撥用核四材料情形

單位：新臺幣千元、%

單位	年度	109			110			111		
		目標值	實績值	達成率	目標值	實績值	達成率	目標值	實績值	達成率
合計		293,087	222,408	75.88	225,334	175,168	77.74	163,274	110,227	67.51
配電處		17,351	19,044	109.76	15,616	17,860	114.37	14,054	18,564	132.09
輸變電工程處		24,974	26,795	107.29	22,477	22,592	100.51	20,229	15,784	78.03
供電處		35,647	36,780	103.18	32,082	17,074	53.22	18,781	8,822	46.97
發電處		58,861	40,791	69.30	51,930	27,201	52.38	29,921	27,272	91.15
再生能源處		963	—	—	883	—	—	971	73	7.52
核能火力發電工程處		49,653	46,092	92.83	50,000	59,244	118.49	45,001	30,159	67.02
電力修護處		655	101	15.42	304	230	75.66	253	135	53.36
核能發電處		101,608	52,753	51.92	50,220	30,945	61.62	34,040	9,393	27.59
營建處		3,375	52	1.54	1,822	22	1.21	24	25	104.17

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

等 4 個單位連續 3 年未達標，且再生能源處 109 及 110 年連續 2 年度未有撥用實績。復據該公司材料庫存查詢資訊平台資料，截至 111 年底止，各單位撥用核四庫存材料，2 年以上未領用者計有 174 項，金額 1 億 1,513 萬餘元，其中以核能發電處 4,619 萬餘元居冠、輸變電工程處 3,679 萬餘元次之，係因新型冠狀病毒肺炎（COVID-19）疫情影響及配合工程與維護需求延後領用所致，顯示部分單位撥用材料未依預定計畫使用，造成材料庫存積壓，增加調撥單位倉儲成本，亦影響實際需求單位無法撥用，經函請台灣電力公司重新評估材料可使用性及單位需求量，規劃可行之材料處理計畫，並加速領用已調撥材料。據復：將持續透過去化小組定期召集相關單位，訂定目標與追蹤執行情形，並清查及檢討未撥用材料原因，共同研議去化精進作為。同時向相關單位加強宣導，於計畫設計規劃階段，優先選用核四計畫之庫存材料。

8. 因應國際永續發展潮流，持續建置水力與陸域風力發電機組，惟部分設置場址因未妥適考量水土保持法令對施工順序與範圍之限制、招標作業未如預期等情，影響執行進度，亟待檢討妥處，俾達再生能源發電目標。

台灣電力公司配合能源轉型政策，引領市場開發各類型再生能源，包括水力發電、陸域與離岸風電及太陽光電等，截至 111 年底止，該公司再生能源裝置容量為 2,757MW，其中以慣常水力 2,054MW，占 74.50%居冠，陸域風電 306MW，占 11.10%居次。經查慣常水力及風力發電專案計畫辦理情形，核有下列事項：

(1) 全臺小水力發電第一期計畫因新型冠狀病毒肺炎（COVID-19）疫情、缺工及工程規劃欠周等情，修正延後商轉期程，亟待檢討妥處，俾有效利用潔淨自產水力資源：台灣電力公司為利用水庫堰壩、灌溉渠道等既有水利設施設置對環境友善、工程簡易之川流式小水力發電機組，規劃推動全臺小水力發電第一期計畫，投資金額 26 億 1,262 萬餘元，計畫期程自 108 年 1 月至 112 年 6 月，計畫內容包括石圳聯通管、集集南岸沉砂池跌水、集集南岸新建段九號跌水、集集南岸新建段十號跌水、集集南岸新建段十一號跌水、集集南岸三、集集南岸四等 7 個小水力計畫。經查該計畫除受新型冠狀病毒肺炎（COVID-19）疫情及缺工影響外，石圳聯通管廠址，因未妥適考量水土保持法令對施工順序、範圍之限制；集集南岸沉砂池跌水廠址、集集南岸新建段（九號、十號、十一號跌水）、集集南岸（三、四）等 6 廠址，因既有渠道增設封堵牆、新設水閘門等工項，須配合經濟部水利署中區水資源局歲修全面停水方可施作，暨集集南岸三廠址須配合雲林縣林內鄉公所每年 3、4 月份辦理紫斑蝶季活動暫停土建設施施作，將各廠址商轉日期展延 3 至 15 個月，並於 111 年 6 月辦理計畫修正，展延完工日期至 113 年 10 月，投

資金額增加至 27 億 3,006 萬餘元，顯示工程規劃尚有不足，影響工程進度，經函請台灣電力公司檢討改善。據復：已積極趕辦計畫，每月與相關單位召開 2 次工進檢討會，並每日至各廠址現場檢討進度，俾後續工程推動順遂，如期達成各項工程里程碑。

(2) 風力發電第五期計畫部分設置場址因招標未如預期、土地租用範圍與都市設計審議辦理爭議等情，影響執行進度，亟待檢討妥處，以達成潔淨能源開發目標：台灣電力公司為有效利用濱海地區優良風力廠址，規劃風力發電第五期計畫，預計於彰工(III)、彰化永興、雲林台西及嘉義布袋港，設置總裝置容量 36MW 風力發電機組，投資金額 25 億 2,700 萬元，計畫期程自 106 年 1 月至 109 年 6 月。嗣因雲林台西場址招標未如預期而須延長期程、嘉義布袋港場址環境影響評估尚未明確而取消設置，另將「澎湖低碳島風力發電計畫」無法施作之 8 部機組納入整體考量，選定彰化崙尾西區、臺中港(II)各設置 5 部、3 部機組等情，於 109 年 4 月辦理第 1 次計畫修正，總裝置容量調整為 50.4 至 51.6MW，投資金額增加為 34 億 7,000 萬元，完工日延至 113 年 6 月 30 日，後續雲林台西、彰化崙尾西區、臺中港(II)等場址因未妥適規劃招標條件、與經濟部工業局之土地租用範圍協商未如預期及辦理都市設計審議存有爭議等，耽延期程 2 至 8 個月，截至 111 年 3 月底計畫工程累計進度已落後 23.73 個百分點，爰該公司於同年 5 月辦理第 2 次計畫修正，將 111 年度預定進度由 88.78% 下修至 81.38%，迄 111 年底止之累計工程實際進度為 79.51%，仍較修正後預定進度落後 1.87 個百分點，顯示風力發電第五期計畫規劃及執行未盡妥適，致計畫訂定後屢因未能達成工程進度一再修正計畫期程，經函請台灣電力公司針對問題研謀因應對策。據復：已持續與各權責單位及機關密切溝通，召開說明會瞭解廠商疑慮，並檢討工程發包處理程序，後續將依規劃期程督導承攬商積極推動建置工作。

9. 推動臺中電廠新建燃氣機組計畫，有助能源轉型及改善空污，惟海域環評進度未如預期，且未適時尋求協助釐清都市設計審議事宜，致計畫期程嚴重延宕，亟待研謀改善。

台灣電力公司為配合政府 2025 年天然氣 50% 能源配比目標及未來用電成長需求，並因應臺中市政府對於空氣品質改善之期待，規劃辦理「臺中電廠新建燃氣機組計畫」(下稱臺中燃氣機組計畫)，計畫期程自 107 年 3 月至 121 年 6 月，投資金額 1,180 億 6,169 萬餘元，規劃建置 2 部 1,000MW 至 1,300MW 燃氣複循環機組，預計分別於 114 年 8 月及 115 年 8 月商轉，截至 111 年底止，累計支用經費 206 億 1,283 萬餘元，累計實際工程進度為 23.27%，與預定進度相同。

經查執行情形，核有下列事項：

(1) **規劃興建 LNG 接收站及港灣設施等，以確保新機組供氣穩定，惟海域環評迄未通過，耽延原定建置期程，亟待檢討妥處：**台灣電力公司為供應新機組所需之天然氣，確保供氣穩定，辦理「臺中燃氣機組計畫」，並規劃於臺中港工業專業區北側之既有土地興建液化天然氣接收站（下稱 LNG 接收站），於相鄰之臺中港外港區水域興建 LNG 船進出及卸收碼頭等所需港灣設施，為滿足 LNG 船進出港及靠泊水域所需之靜穩度，另委由臺灣港務公司臺中分公司協助興建外廓防波堤。據臺中電廠新建燃氣機組計畫可行性研究報告列載各階段主要里程碑（表 8），其中電廠與液化天然氣（LNG）站區環境影響評估（下稱環評）、LNG 接收站決標作業等 2 項，實際完成日期較目標落後 6 個月及 8

表 8 臺中燃氣機組計畫主要設備里程碑

主要里程碑	計畫完成日期	實際完成日期/現況
環境影響評估核准（電廠及 LNG 站區）	108.7.1	109.3.16
天然氣接收站決標	109.3.1	109.9.7
天然氣儲槽決標	109.3.1	109.2.25
環境影響評估核准（外廓防波堤）	109.7.1	第 2 次審查會經 4 次申請環評展延至 111 年底

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

個月，又外廓防波堤環評原訂應於 109 年 7 月 1 日通過，惟因相關環評標案重新招標與併案，及環評作業辦理溝通過程迭遭民眾抗爭等，致第 1 次專案小組審查於 110 年 3 月 31 日始完

成，第 2 次專案小組審查原預定 110 年 7 月 23 日舉行，因外廓防波堤興建堤型尚未決議定案，及填海造陸之生態與白海豚保育議題，備受外界關注等因素，該公司自 110 年 7 月起向行政院環境保護署申請環評展延 4 次（110 年 7 月 13 日、10 月 14 日、111 年 1 月 17 日、4 月 18 日），將期限展延至 111 年底，較原訂海域環評審核通過期程已延後逾 2 年，且據台灣電力公司參考該計畫陸域環評經驗推估，海域環評恐須經 4 次專案小組初審後始進入環評大會通過，辦理期程將較原定計畫大幅落後，經函請台灣電力公司研謀善策，妥適處理。據復：將持續與臺灣港務公司協商研議可行因應措施與方案，以順遂海域環評，另檢討環評審議影響，重新規劃機組商轉要徑工程及主要設備完工時程，並規劃 LNG 接收站完工通氣前，先由台灣中油公司協助供氣，以達機組如期商轉之目標。

(2) **增建燃氣機組未適時尋求協助釐清都市設計審議疑義，或參考其他電廠增建燃氣機組經驗，肇致計畫期程嚴重延宕，亟待檢討改善：**台灣電力公司辦理臺中燃氣機組增建計畫，於計畫前期函詢臺中市政府並獲函復無須辦理都市設計審議，嗣該府考量興建火力發電設施均為重大建設，且攸關空污減量及工程開發等議題，已屬應納入都市設計審議範疇，於 108 年 6 月函知該公司臺中港區火力發電設施須辦理都市設計審議，該公司於 109 年 3 月函送都市

設計審議報告書，截至 110 年 5 月歷經臺中市政府 7 次要求補件，惟補件內容係針對環評、空氣及水污染防治、土壤、地下水及廢棄物清除處理等，說明確認機組建置前後排放量，及增建新機同時拆除 4 部燃煤機組等，非屬市政府職權，該公司遲至 110 年 3 月始函請內政部營建署澄清都市設計審議法規適法性，於獲復本計畫可免辦理都市設計審議後，並於 110 年 7 月向臺中市政府申請都市設計審議撤案，惟自首次送件（109 年 3 月）至申請撤案已歷時 1 年 3 個月，且該公司同期增建之大潭電廠燃氣機組因位於非都市計畫區內，無須辦理都審，該公司卻未參考相關案例，對都市設計審議疑義未及時尋求相關單位協助釐清，肇致計畫期程延宕，經函請台灣電力公司研謀妥處。據復：該公司基於尊重臺中市政府意見配合辦理都市設計審查，致計畫延宕，未來開發計畫將納入多方因素評估相關行政辦理期程，俾利計畫順遂進行。

10. 辦理大潭電廠循環水進水口清淤作業，未妥善處置清理產出淤泥，且怠於採行長期有效清淤方案，屢因冷卻水量不足引發機組停機或降載運作，另清淤採購前置作業未臻確實，致多次流標，耽延期程，又決標後承攬廠商財務困難終止合約，緊急採購增加鉅額工程經費，加重公司營運負擔，亟待檢討妥處。

台灣電力公司大潭電廠位處桃園觀音區沿海地區，為冷卻複循環機組中汽輪機末端所排出蒸汽，建置海水取水圍堰就近抽取發電廠周邊海水作為冷卻循環水，惟循環冷卻水進水口因長期淤積，間有冷卻水量不足致機組降載甚或停機檢修等情事。經查大潭電廠清淤情形，核有下列事項，經函請經濟部督促研謀妥處。

(1) 連年委外辦理大潭電廠進水口清淤作業，卻未妥善處置清理產出淤泥，且怠於採行長期有效清淤方案，屢因冷卻水量不足引發機組停機或降載運作，須以其他高發電成本機組彌補電力缺口，亦影響整體供電穩定，亟待督促檢討改善：台灣電力公司 104 至 110 年間計支用 9,679 萬餘元，7 度委外辦理循環水進水口清淤工程，計清理淤泥 81.68 萬立方公尺，尚符合清淤目標 82 萬立方公尺，惟因未妥善處置清理產出淤泥，採用就近排填至電廠北防波堤外側方式辦理，致淤泥每年再回流至進水灣內，造成該電廠既有 6 部複循環機組於 105 至 110 年度屢因海水低潮位，引發機組跳機、降載運作或解聯等事件，減少發電量計 2 億 2,513 萬餘度，尤以 109 及 110 年度因進水口區淤積減少發電量 2 億 1,488 萬餘度，影響最為嚴重，且有加劇趨勢。又台灣電力公司為澈底解決進水口淤積問題，防範清淤規劃不當情事發生，於 102 年 11 月委託財團法人成大研究發展基金會研究與調查大潭電廠進水口淤積原因，及研擬減緩淤積可能方案與進水口減淤實施計畫，據該公司 104 年 8 月審查通過之研究報告載列：「本電廠進水口

後續無論進行維護浚挖或改自港內取水，皆需要台灣中油公司目前辦理之觀塘工業區（港）計畫充分配合。」另行政院於 105 年 11 月 28 日核定之大潭電廠增建燃氣複循環機組發電計畫，係以台灣中油公司第三接收站完成後為評估情境，預估大潭電廠受其外廓防波堤遮蔽效應，可大幅降低北側沿岸漂沙，配合接收站南堤佈設及電廠改由港內取水方式，進水口淤積將可獲解決。惟台灣中油公司第三座天然氣接收站興建計畫業於 110 年間修正，接收站將外推至離岸 1.2 公里，防波堤已修改為鏤空棧橋，原預估第三接收站外廓防波堤之遮蔽效應已不復存在，台灣電力公司雖已取消上開研究報告建議於觀塘工業港完工後，將進水口改成向北及納入工業港內取水之終期減淤方案，卻遲未研議長期有效清淤方案，仍採行定期進行浚挖與排填工程之減淤作法，致屢因冷卻水量不足，引發機組停機或降載運作，影響整體供電穩定。

(2) 委外清淤採購前置作業未臻確實，致標案多次無廠商投標而流標，耽延採購期程，復因決標後承攬廠商財務困難嚴重耽延清淤作業，終止合約，且採取緊急採購與接續工程增加鉅額工程經費，加重公司營運負擔，亟待督促檢討改善，審慎辦理後續清淤作業：台灣電力公司為利大潭電廠既有 6 部複循環機組及未來增建機組運轉，規劃委外辦理「大潭電廠既有進水灣養護清淤工程」，惟 108 及 109 年底辦理 2 次招標作業，均因無廠商投標而流標，案經行政院公共工程委員會於 109 年 5 月召開巨額工程流標專案檢討，依會議紀錄載述：「設計單位本應提供最經濟可行之方案供主辦機關據以辦理採購，例如棄土運輸路線調查規劃，及施工期間船隻避險措施等，切勿未經調查即毫無根據編列預算；請台灣電力公司負責與港務公司接洽協商，透過機關間之協商，確定本案施作業中若遇颱風時，廠商船隻可避港港口、條件及費用，並依據協商結果，計算所需經費，據以編列預算；請台灣電力公司負責與海巡署、漁會接洽協調，規劃避開漁民作業所需之航道方案，勿將漁民陳抗之風險全部轉嫁給廠商。」顯示該公司採購規劃作業存有諸多缺漏情事。嗣台灣電力公司於 109 年 5 月間辦理第 3 次招標，並於 109 年 8 月決標，惟承攬廠商於 110 年初發生財務危機、工作船隻遲未進場執行清淤工作，截至 110 年 5 月底止清淤進度已較預定進度落後 18%，嚴重影響既有機組供電穩定及新增機組通水發電期程，台灣電力公司爰於 110 年 5 月通知承攬廠商終止全部契約。又台灣電力公司考量大潭電廠進水灣淤積嚴重，新建機組發電及既有機組運轉產生危機，後續雖採取辦理緊急採購與接續工程，惟耗資 17.86 億元，較原合約 15.98 億元增加 1.88 億元，加重公司發電成本及營運負擔。

11. 辦理加強電網韌性建設計畫有助提升電網安全，惟尚未成立風險管控專責單位，又專業人員訓練尚待強化，且有人力技術斷層風險，亟待研謀改善，以確保電力系統之穩定。

經濟部 111 年 3 月公布「303 停電事故檢討報告」(下稱檢討報告)指出，停電事故係因台灣電力公司人員錯誤操作，機組跳脫後造成南部電力供需失衡，致引發大規模停電，經外部專家及經濟部能源局等相關單位研提設置風險管控專責單位及提高電網管理層級；強化電網韌性設計；強化人員訓練與風險意識等改善對策。台灣電力公司依據上述檢討報告，規劃於輸供電事業部下新設「電驛室」，統籌發、輸、配電之電驛設定，並減少電驛管理介面，嚴格管控設備檢修、測試、復電等操作程序，避免因操作失誤導致保護失效。截至 112 年 4 月底止，該公司尚未完成籌設電驛室相關前置作業陳報經濟部核定，不利推動分散式電網規劃、建設與運維工作。另檢討報告建議該公司開設「開關場運維專班」，納入值班保養聯繫機制、停電工作連絡書、維護測試程序書等課程。惟該公司僅先要求各電廠自辦演練及案例宣導等，遲至於 112 年 3 月始開設「開關場檢修維護人員必要訓練班」，距 303 事故已 1 年，辦理相關教育訓練有欠積極。又依該公司 111 年 12 月提報電力人才延攬之精進作為指出，配合政府能源政策及推動再生能源工程、智慧電網等工作，職員需求有 1,356 人，然該公司 111 年度正式職員預算員額計 14,447 人，實際進用 13,635 人，缺額達 812 人，且 107 至 111 年度錄取職員計 3,952 人，退休及離職人員計 3,393 人，淨增加人數為 559 人(表 9)，顯示新進人力未能支應所需，恐產生人力技術斷層及經驗傳承不足情事，經函請台灣電力公司研謀改善。據復：已向主管機關進行電驛組織案之溝通說明，刻辦理電驛室組織申請程序，將提報 112 年 7 月公司經營會議討論。另因應業務成長，持續檢討調配人力，依增員指標試算結果，通盤考量公司整體人力需求，將所需人力納入預算員額編報，並持續強化人員各項培訓制度，致力推動核心技術與經驗傳承。

表 9 退休離職及錄取人員情形

單位：人

年度	退休及離職人數			錄取人數	淨增加
	合計	退休	離職		
合計	3,393	2,808	585	3,952	559
107	621	532	89	771	150
108	667	590	77	776	109
109	776	679	97	800	24
110	690	571	119	753	63
111	639	436	203	852	213

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

12. 辦理「變頻電纜耐壓試驗設備兩套」採購案，間有延宕採購作業期程，復於決標後，未審慎評估撤銷決標之適法性及影響性，即兩度變更決標對象，且履約階段未適時督促及追蹤廠商執行進度，亦未審酌廠商展延履約期限不可抗力事證之合規性與關聯性等，致延後採購設備之啟用期程，亟待檢討改善。

台灣電力公司既設高壓電纜(包括超高壓線路及一、二次輸電線路)，截至 111 年底止，長度合計約 18,032 公里，而未來須新設電纜包含離岸風力電源線、太陽光電及風力發電之加強輸電電力網、天然氣發電廠電源線等。為確保既設電纜維護或新設電纜能正常順利加入系統，須透

過變頻電纜耐壓試驗設備進行耐壓測試，以避免直接由輸電系統加壓電纜，造成電纜弱點擴大損壞及造成電壓驟降，影響供電品質，台灣電力公司（輸變電工程處）於 107 年 7 月 27 日簽准，由該公司綜合研究所（下稱綜研所）協助評估建置該設備之可行性，嗣後亦由該所辦理「變頻電纜耐壓試驗設備兩套」採購案，預算金額 1 億 2,000 萬元。經查執行情形，核有：(1) 綜研所於招標階段，未積極辦理採購作業，逾輸變電工程處原訂完成建置日（109 年 1 月）7 個月餘，始重新簽辦採購作業，除延宕採購作業期程外，且因缺少該項設備，僅能使用舊有定頻式設備，嚴重影響長距離電纜耐壓試驗之進行（表 10）；決標過程，因台灣電力公司會計處監辦意見存有違誤，及綜研所決策過程草率，以致兩度變更決標對象，衍生諸多採購糾紛，須耗費相關行政作業成本及人力資源處理，仍未妥適解決，斲傷政府採購之公平性及合理性；(2) 於採購契約執行階段，未適時有效督促及追蹤廠商執行進度，致決標後逾 6 個月，廠商始獲海外原廠確認訂單，且逾 11 個月，該所始召開第 1 次交貨進度追蹤管控會議，就重要事項進行討論及進度管控；復於廠商申請延長履約期限時，未能妥適審酌廠商檢附不可抗力事證之合規性與關聯性，及是否均屬不可歸責於廠商之因素，即准予展延 138 日曆天，延宕採購設備之啟用期程；(3) 台灣電力公司會計處分層負責明細表就監標及監驗結果報告之核定（備查）訂有分層負責人員，惟對於須陳總監查備查之特殊情況並未明確定義適用範疇，不利監查人員遵循；又監辦意見足以影響決標結果，卻僅單由監辦人員核定等情事，經函請經濟部督促檢討改善。據復：(1) 已就未善盡監督職責相關人員，進行懲處，並提出「開標當下有疑義，即暫停開標」、「爭議處理過程有疑義，應多方研議」等改善措施，且已發函通知各單位未來辦理招標、開標、審標、決標等採購業務時，如發生政府採購法之疑義，可逕洽該公司政府採購法窗口材料處諮詢；(2) 已研提履約期限超過 1 年以上或巨額之財物採購案，須定期追蹤掌握承攬商履約情形，並辦理政府採購法規宣導會議

表 10 電纜線路使用舊有定頻式耐壓試驗設備採分段加壓試驗之缺點

項次	缺點態樣	說明
1	降低線路試驗品質	分段試驗後，分段點之電纜接續匣須重新施作，且無法再實施耐電壓試驗，增加供電風險。
2	增加工程成本	分段點須預先規劃試驗用電纜終端匣施工及試驗空間，電纜須格外預留試驗用長度，以「大林～新高港線」345kV 一個分段點為例，每回線路約增加 1,800 萬元。
3	增加線路設計難度	因分段點加壓須於線路途中規劃一處作為試驗點，且人孔須加大，路權難取得情況下，將增加工程難度。
4	增加工安風險	電纜線路分段加壓試驗後，須切除電纜多餘長度重新接續，若接地不確實或放電時間不足，易發生施工人員感電事故。

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

等改善措施；(3) 已修正「會計處分層負責明細表」，明訂書面監辦案件監辦意見可能影響決標結果者，須陳總監查核定；會計處監查部門將每季召開監辦業務檢討會，增加監查人員辦理監辦業務及實例之討論、交流及訓練等。

13. 辦理煤灰去化及再利用，有助達到廢棄物資源永續循環目標，惟間有煤灰固定價格申購處理要點規定未臻周延、煤灰再利用用途未盡多元及尚無運用煤灰於海事工程之實績等情事，亟待檢討改善。

台灣電力公司林口、臺中、大林及興達等 4 座發電廠，於 109 至 111 年度之煤灰（飛灰及底灰）總產量介於 217 萬餘公噸至 234 萬餘公噸之間，該等發電廠多採公開標售再利用，去化量介於 186 萬餘公噸至 195 萬餘公噸之間，其餘採灰塘填置、灰倉儲存、自辦工程再利用及勞務清運等方式去化（表 11）。經查執行情形，核有：(1) 台灣電力公司所訂煤灰固定價格申購處理要點未明確規定各發電廠主辦單位於簽辦時須敘明固定價格計算依據，及未提供計算公式以供遵循，致 110 及 111 年度各發電廠辦理煤灰固定價格標售案，於簽辦時均僅載列每公噸單價，並未具體說明訂價之計算方式及依據，無從得知所訂價格是否合理允當；復有同一標售案，主辦單位於短暫期間內，在未簽辦變更理由之下，即大幅調降固定標售單價，且金額差距頗大，估價作業未盡詳實；另有於簽辦時未考慮區域性因素，即比照其他發電廠固定售價訂價，未能貼近市場行情；(2) 各發電廠處置煤灰方式主要採公開標售辦理，其多數應用於預拌混凝土，再利用用途未盡多元，有待借鏡國際經驗，加強推廣應用至不同用途，擴大使用範圍；(3) 於編訂煤灰海事工程使用手冊後，尚無運用煤灰於海事相關公共工程之實績，且須再研訂施工規範，及進行物化性質試驗等程序，始能將煤灰應用於港區填海造陸相關工程等情事，經函請台灣電力公司檢討改善。據復：(1) 已請綜合研究所依各發電廠過去之煤灰售價、物價指數年增率、機組特性、

表 11 台灣電力公司煤灰去化方式情形

單位：公噸、%

年度 產量及去化方式	109		110		111	
	數量	%	數量	%	數量	%
合計	2,208,909	100.00	2,340,192	100.00	2,178,099	100.00
公開標售再利用	1,912,541	86.58	1,952,940	83.45	1,861,296	85.46
自辦工程再利用	23,657	1.07	28,601	1.22	13,800	0.63
勞務清運	46,186	2.09	36,599	1.56	175,723	8.07
灰塘填置	201,108	9.10	307,458	13.14	135,502	6.22
灰倉儲存	25,417	1.15	14,594	0.62	- 8,222	- 0.38

註：1. 灰倉儲存為負數係表示自灰倉提領庫存供公開標售再利用。

2. 資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

景氣指數等因素，研擬訂定合理公式，供各發電廠後續辦理煤灰標售案時遵循；(2) 已請綜合研究所評估將煤灰製成高壓磚及植草磚等建材應用於外部工程之可行方案，以增加煤灰多元化再利用途徑；(3) 日後內部如有新建工程可運用煤灰至海事公共工程，將請相關單位協助使用，另研議將煤灰製成再生粒料填築於港區，並啟動施工規範及手冊修訂，以及辦理實驗室模擬試驗等程序，以達成填築港區之目標。

14. 建構採購內部控制制度有助管控採購風險，惟小額採購之查核機制尚未臻周延，且具專業及特殊性業務潛存廉政風險之久任人員未納入風險評估項目，另辦理採購案件未妥適訂定招標資格文件等，均亟待檢討改善，以避免舞弊事件發生。

台灣電力公司為促進公司健全經營，確保相關法令規章之遵循，依公開發行公司建立內部控制制度處理準則及經濟部所屬事業機構內部檢核實施要點，訂定「台灣電力股份有限公司內部控制制度」，其中包含「採購及付款循環內部控制制度」。惟近年該公司仍時有採購弊案發生，根據 109 至 111 年度相關弊案資料分析結果，其發生缺失之主要癥結除因個人品德操守不良外，另有涉案人員利用採購作業內部控制漏洞所致。經查台灣電力公司辦理採購相關內部控制制度執行情形，核有：(1) 該公司訂定小額採購注意事項規定，各單位須自行辦理 2 萬元以上至 10 萬元以下小額採購查核作業（112 年 3 月 31 日修正為 3 萬元以上至 15 萬元以下），惟該金額級距以下之小額採購則未建立相關查核機制，有待強化小額採購監管密度；(2) 該公司近年採購弊案之部分涉案人員，因非屬列管輪調人員，或各級主管及經管財物採購列管人員但久未輪調，致有舞弊事件發生；惟於 109 至 112 年度所列重要風險評估項目，並未將非屬列管人員，或屬列管人員但久未輪調者納入，無法藉由風險管理持續監督；(3) 所屬單位辦理採購案件，其訂定投標文件應檢附現場檢視證明單，致提前得知投標廠商家數而洩漏開標前應保密投標廠商家數資訊，或廠商親赴現場而有勾結串通機會等情事，經函請台灣電力公司檢討改善。據復：(1) 將修正該公司辦理小額採購注意事項，並持續於採購查核暨輔導作業座談會、自辦教育訓練及採購人員大會等集會，加強宣導及訓練各單位運用系統功能管理小額採購作業；(2) 將由主管廉政業務單位政風處按季提列各單位違常員工名單，並由人力資源處針對久任人員送請所屬單位主管適度考量納入單位輪調規劃，以提升整體廉潔風氣，減少舞弊情事發生；(3) 將持續加強查核採購案件所訂資格文件，是否不當增列法規所無規定，並函知所屬各單位，避免相同情形發生。

(六) 110 年度重要審核意見追蹤查核情形

本部於 110 年度審核報告營業部分內列重要審核意見 13 項，經賡續追蹤查核實際辦理結果，仍待繼續改善者 6 項、已研謀改善或依改善措施持續辦理者 7 項（表 12），其中仍待繼續改善者，經再研提審核意見 6 項通知檢討改善。

表 12 110 年度審核報告營業部分所列台灣電力公司重要審核意見覆核辦理情形

重要審核意見標題	說明
仍待繼續改善	
1. 辦理大潭燃氣複循環機組發電計畫可減少碳排放量，惟計畫可行性研究報告與環評說明書規劃進度不一，且執行進度未如預期，或機組併聯發電後，將面臨天然氣用量缺口疑慮，或機組空污環保設施均未能依承諾期限如期完成安裝作業等情，亟待研謀妥處。	大潭電廠 8 號機預計商轉時程由 111 年 6 月延後至 9 月，後續因工安事故、承攬商介面整合程序複雜等，經該公司預估大潭電廠 8 號機再延後至 112 年 7 月併聯、12 月商轉，顯示計畫時程未能有效掌控，業再研提審核意見詳「(五)重要審核意見 6. (2)」。
2. 配合政府綠能政策，辦理離岸風力發電計畫，惟計畫預算匡列不足致流標多次，或原生產機組廠商宣布停產，不利後續維運管理；又分包廠商海事工程船舶出售，影響計畫執行進度及未來履約能力，另部分國產化項目進度未如預期等，亟待研謀善策妥處。	配合政府開發海域風能，規劃離岸風力發電機組建置，惟已運轉風場之發電效益未如預期，執行中案場之部分國產化項目尚未符合政府產業政策，業再研提審核意見詳「(五)重要審核意見 5. 」。
3. 重啟核四公民投票結果公告已近半年，惟規劃之核四資產後續處置方案與燃料束招標作業均未定案，且久滯存貨去化成效亦待強化，亟待檢討妥處。	核四轉型方案迄未核定，且核四計畫燃料束遲未完成處理作業，衍生額外貯存費用，另核四計畫庫存材料去化緩慢，甚有調撥材料 2 年仍未使用等情，業再研提審核意見詳「(五)重要審核意見 7. 」。
4. 供電系統發生重大停電事故，雖已檢討並陸續辦理相關改善作業，惟部分改善事項仍未完成，111 年度復因電廠開關人為操作失誤，再次引發全臺大規模停電，亟待研謀妥處，以達成穩定供電之政策任務。	303 停電事故經檢討係因人員錯誤操作引起，電網管理及人員訓練等均待強化，業再研提審核意見詳「(五)重要審核意見 11. 」。
5. 近年營業均產生利益，惟長期發購電成本預期走升，不利整體營運；又營運資金長期仰賴舉債支應，財務結構脆弱；另 110 年度供電吃緊天數逾 1 成，且發生停限電情事，致每戶停電時間大幅攀升，均待檢討改善。	近期國際燃料價格大幅上漲，致公司經營發生鉅額虧損，遭外界質疑侵害民股股東權益及營運效能欠佳，業再研提審核意見詳「(五)重要審核意見 6. (1)」。
6. 為強化供電系統穩定，持續推動智慧電網，布建智慧電表，已達預計目標，惟逾半數安裝完成未辦理可用性查驗，或通過查驗者之資料錯誤、用戶使用台灣電力 APP 與選用時間電價比率偏低等情，亟待檢討妥處，以提升布建效益。	規劃推動智慧電表基礎建設，111 年底已完成布建 210 萬餘戶智慧電表(AMI)低壓用戶，惟仍有用戶未能自動回傳資訊、AMI 低壓用戶參與時間電價及加入台灣電力 APP 認證之比率偏低等情，業再研提審核意見詳「(五)重要審核意見 3. 」。
已研謀改善或依改善措施持續辦理	
1. 辦理高壓鐵塔汰換及管理作業，有助穩定電網供電，惟部分鐵塔位置坐落於地質敏感區域，尚未完成安全性評估，或鐵塔構件鏽蝕情形較為嚴重，亟待研謀改善，俾確保線路設備安全及電網穩定供電。	

表 12 110 年度審核報告營業部分所列台灣電力公司重要審核意見覆核辦理情形 (續)

重要審核意見標題	說明
已研謀改善或依改善措施持續辦理	
2. 導入分離會計制度有助衡量各部門別營運績效，惟部分重要事項未按肇因分析或合理分攤方式歸屬於責任部門，或報表揭露方式未以專區列示，亟待檢討改善，以提升資訊透明度。	/
3. 肩負穩定供電之政策目標，惟 110 年度備用容量率未達法定要求，備轉容量率亦逐年趨劣，又系統平均停電時間及平均停電次數均遠高於目標值，亟待研謀改善，俾確保穩定供電。	
4. 辦理承攬商工商安稽核次數逐年增加，惟工商安事件仍一再發生，復雖陸續導入工商安科技輔助項目，部分項目仍未整合或完成，又工商安教育訓練課程受疫情影響，無法開課等情，亟待研謀改善。	
5. 為穩定供電，每年委託協力廠商協助辦理電廠機組大修或檢修工作，惟協力廠商人員未實際赴工作場所或遲到、早退，卻報支出勤費及加班費等出勤異常案件眾多，且台灣電力公司相關管理人員未能及時查察釐清依約妥處，未善盡督導管理之責，亟待檢討妥處，以落實維修作業及維護公司權益。	
6. 辦理西寶及萬里水力發電計畫，有助花蓮地區供電穩定及提高自產水力發電比率，惟執行進度不如預期，又耗費鉅資完成設施及技術服務成果棄置未用等情，亟待檢討改善。	/
7. 辦理新增設用戶用電設備檢驗作業，間有未詳實檢討承裝業所送竣工報告，確認相關檢查重點已完成及應檢附公會會員證明單無誤，即予檢驗送電等情，亟待檢討改善，以利維護承裝品質及用電安全。	

(七) 其他事項

1. 台灣電力公司計畫及預算之執行結果，前經本部查核後於審核報告揭露，或依法陳報監察院，嗣監察院於 111 年 7 月 1 日至 112 年 6 月 30 日提案糾正或同意備查者，摘述如次：

(1) 辦理「西寶水力發電計畫」執行情形，核有：對於越域引水影響馬鞍溪下游用水及電廠設施位於溫泉區等爭議問題，未有效協處解決或修正計畫等積極作為，引發民眾陳抗事件頻傳，迨至立法院決議刪除計畫年度預算後，始檢討取消越域引水施作及變更電廠布置，肇致耗費 5 億餘元完成設施及技術服務成果棄置未用，未獲應有效益；研擬萬里計畫可行性研究報告，未審慎評估投資效益及影響國土環境程度，並事先取得花蓮縣政府支持，致須費時檢討

修正，延誤計畫核定定期程，復於辦理環評作業期間，未依修正後之原住民族基本法儘速重行辦理諮商同意程序，延誤環評進程，因考量推動優先順序需求，決議將萬里計畫暫緩提送環保署審查，展延計畫完成期限長達 5 年，影響計畫提升花蓮地區供電可靠度目標之達成等情事，經依審計法第 69 條第 1 項前段規定，函請經濟部查明妥處，並報告監察院。嗣經經濟部督促台灣電力公司檢討處理結果，爾後將於規劃階段邀請各界專家審查，周延可行性研究報告，及加強地形地質勘測，減少設計變更，並成立公關溝通小組及時有效協處執行窒礙，以利遂行開發計畫；推動電力開發計畫，將先行盤點可能涉及之問題癥結，並通盤檢討各項電力建設推動優先順序及研擬具體因應措施，另於計畫全生命週期加強與利害關係人之溝通協處，避免類此延誤時程之情事再度發生，以利建構優質供電環境及促進經濟發展等。案經本部陳報監察院，於 111 年 7 月 13 日獲同意備查。

(2) 辦理電廠機組大修或檢修工作，核有：協力廠商人員派赴電廠大修或檢修機組工作，當日加班遲到、早退，或出勤未滿 8 小時，卻報支加班費；當日各電廠門禁資料並無出入紀錄，卻報支加班費等情事。經依審計法第 17 條前段規定報請監察院依法處理，經監察院糾正。(112.1.25 監察院公報第 3304 期)

(3) 辦理配電系統供電業務，核有：部分區營業處配電饋線中性線電流值異常次數較高，容易存有三相不平衡現象；配電圖資系統登載相別資料正確性有待加強，另換相作業須配合用戶停電時間等情事，經監察院糾正。(112.3.29 監察院公報第 3313 期)

2. 台灣電力公司為因應夜間尖峰備轉容量需求、間歇性再生能源併網及穩定電力供應等，辦理「通霄電廠更新擴建計畫」、「鯉魚潭水庫景山水力發電計畫」、「大林電廠燃氣機組更新改建計畫」等 3 案，未及編列預算或預算編列不足，報准提前動支，分別補辦 112 年度預算 23 億 3,489 萬餘元、2,998 萬餘元及 2 億 9,114 萬餘元。

3. 台灣電力公司增加投資澎湖綠電股份有限公司 4,500 萬元，未及編列預算，並補辦 112 年度預算。

4. 台灣電力公司為加速辦理「屏鵝公路桿線下地工程」及「配電強韌 2.0 計畫及擴大再生能源併網工程」，「一般建築及設備計畫」預算編列不足，報准提前動支 112 年度預算 83 億 3,000 萬元。

茲將台灣電力公司 111 年度損益計算、盈虧撥補審定數額、盈虧審定後現金流量與資產負債情形，分別列表如次：

台灣電力股份有限公司損益計算審定表

中華民國 111 年度

單位：新臺幣元

科 目	預 算 數	決 算 數	審 定 數	審定數與預算數比較增減	
				金 額	%
營 業 收 入	650,374,006,000	661,878,332,276	661,878,332,276	11,504,326,276	1.77
銷售收入	639,807,421,000	645,087,239,376	645,087,239,376	5,279,818,376	0.83
勞務收入	109,464,000	46,437,890	46,437,890	- 63,026,110	- 57.58
其他營業收入	10,457,121,000	16,744,655,010	16,744,655,010	6,287,534,010	60.13
營 業 成 本	613,011,585,000	906,278,153,063	906,219,619,716	293,208,034,716	47.83
銷售成本	612,009,649,000	905,222,080,232	905,163,546,885	293,153,897,885	47.90
其他營業成本	1,001,936,000	1,056,072,831	1,056,072,831	54,136,831	5.40
營業毛利（毛損）	37,362,421,000	- 244,399,820,787	- 244,341,287,440	- 281,703,708,440	--
營 業 費 用	15,895,140,000	14,155,890,429	14,151,850,432	- 1,743,289,568	- 10.97
行銷費用	7,679,702,000	6,749,431,925	6,749,431,925	- 930,270,075	- 12.11
管理費用	2,081,707,000	1,927,142,201	1,923,102,204	- 158,604,796	- 7.62
其他營業費用	6,133,731,000	5,479,316,303	5,479,316,303	- 654,414,697	- 10.67
營業利益（損失）	21,467,281,000	- 258,555,711,216	- 258,493,137,872	- 279,960,418,872	--
營 業 外 收 入	11,176,157,000	66,759,814,961	66,752,517,246	55,576,360,246	497.28
財務收入	—	779,000	779,000	779,000	--
採用權益法認列之關聯企業及合資利益之份額	288,532,000	361,117,376	353,819,661	65,287,661	22.63
其他營業外收入	10,887,625,000	66,397,918,585	66,397,918,585	55,510,293,585	509.85
營 業 外 費 用	25,797,976,000	35,477,920,868	35,476,131,925	9,678,155,925	37.52
財務成本	20,266,444,000	20,577,822,802	20,577,822,802	311,378,802	1.54
其他營業外費用	5,531,532,000	14,900,098,066	14,898,309,123	9,366,777,123	169.33
營業外利益（損失）	- 14,621,819,000	31,281,894,093	31,276,385,321	45,898,204,321	--
稅前淨利（淨損）	6,845,462,000	- 227,273,817,123	- 227,216,752,551	- 234,062,214,551	--
所得稅費用（利益）	—	- 689,159,404	- 689,159,404	- 689,159,404	--
本期淨利（淨損）	6,845,462,000	- 226,584,657,719	- 226,527,593,147	- 233,373,055,147	--

- 註：1. 本期其他綜合損益 2,754,123,798 元，包括確定福利計畫之再衡量數 5,008,635,202 元、採用權益法認列之關聯企業及合資之其他綜合損益之份額—不重分類至損益之項目-496,226 元、透過其他綜合損益按公允價值衡量之權益工具投資損益-1,421,429,000 元、與不重分類之項目相關之所得稅-830,051,758 元、採用權益法認列之關聯企業及合資之其他綜合損益之份額—可能重分類至損益之項目-2,880,022 元、與可能重分類之項目相關之所得稅 345,602 元。
2. 台灣電力公司 111 年度經營績效獎金預算依行政院核定國營事業經營績效獎金核算制度檢討報告編列，行政院彙編 111 年度中央政府總決算附屬單位決算及綜計表（營業部分）按前開檢討報告及經濟部所屬事業機構用人費薪給管理要點，暨經濟部所屬事業經營績效獎金實施要點等規定暫列經營績效獎金 8,105,729,482 元，循例暫照列，俟主管機關專案審核定案後，依案辦理。
3. 台灣電力公司本期淨損 226,527,593,147 元，除以加權平均流通在外普通股股數 33,000,000,000 股後，基本每股虧損 6.86 元。
4. 其他營業外費用含認列資產減損損失 15,109,005 元。
5. 稅前淨損 227,216,752,551 元，扣除稅法規定不予認列之費用等項目 50,077,682,033 元，及加計折舊與公保超額年金等項目所產生之差異數 3,408,815,430 元，無課稅所得及應繳納所得稅。遞延所得稅資產（負債）淨變動等項目 681,763,086 元，加計沖轉溢列土地增值稅所認列之所得稅利益 7,396,318 元，所得稅利益為 689,159,404 元。

台灣電力股份有限公司盈虧撥補審定表

中華民國 111 年度

單位：新臺幣元

項 目	預 算 數	決 算 數	審 定 數	審定數與預算數比較增減	
				金 額	%
盈 餘 之 部	6,852,491,000	61,904,269,565	61,904,269,565	55,051,778,565	803.38
本 期 淨 利	6,845,462,000	—	—	- 6,845,462,000	- 100.00
其他綜合損益轉入數	—	4,017,036,887	4,017,036,887	4,017,036,887	--
首次採用國際財務報導 準則調整數轉列數	7,029,000	57,887,232,678	57,887,232,678	57,880,203,678	823,448.62
分 配 之 部	6,852,491,000	61,904,269,565	61,904,269,565	55,051,778,565	803.38
留 存 事 業 機 關 者	6,852,491,000	61,904,269,565	61,904,269,565	55,051,778,565	803.38
填 補 虧 損	6,852,491,000	61,904,269,565	61,904,269,565	55,051,778,565	803.38
虧 損 之 部	45,603,051,000	268,270,403,928	268,213,339,356	222,610,288,356	488.15
本 期 淨 損	—	226,584,657,719	226,527,593,147	226,527,593,147	--
累 積 虧 損	45,603,051,000	41,685,746,209	41,685,746,209	- 3,917,304,791	- 8.59
填 補 之 部	45,603,051,000	268,270,403,928	268,213,339,356	222,610,288,356	488.15
事 業 機 關 負 擔 者	45,603,051,000	268,270,403,928	268,213,339,356	222,610,288,356	488.15
撥 用 盈 餘	6,852,491,000	61,904,269,565	61,904,269,565	55,051,778,565	803.38
待 填 補 之 虧 損	38,750,560,000	206,366,134,363	206,309,069,791	167,558,509,791	432.40

台灣電力股份有限公司盈虧審定後現金流量表

中華民國 111 年度

單位：新臺幣元

項 目	預 算 數	決 算 數	比 較 增 減	
			金 額	%
營業活動之現金流量				
稅前淨利（淨損）	6,845,462,000	- 227,216,752,551	- 234,062,214,551	--
利息股利之調整	15,612,364,000	20,443,172,379	4,830,808,379	30.94
未計利息股利之稅前淨利（淨損）	22,457,826,000	- 206,773,580,172	- 229,231,406,172	--
調整項目	104,148,945,000	54,813,513,919	- 49,335,431,081	- 47.37
未計利息股利之現金流入（流出）	126,606,771,000	- 151,960,066,253	- 278,566,837,253	--
收取利息	30,509,000	28,255,054	- 2,253,946	- 7.39
收取股利	32,300,000	105,900,023	73,600,023	227.86
支付利息	- 9,383,298,000	- 9,658,040,976	- 274,742,976	2.93
退還（支付）所得稅	-	- 7,074,442	- 7,074,442	--
營業活動之淨現金流入（流出）	117,286,282,000	- 161,491,026,594	- 278,777,308,594	--
投資活動之現金流量				
減少基金及長期應收款	922,000	3,291,069	2,369,069	256.95
減少不動產、廠房及設備	246,763,000	339,744,077	92,981,077	37.68
減少投資性不動產	78,395,000	56,124,455	- 22,270,545	- 28.41
無形資產及其他資產淨減（淨增）	- 1,146,167,000	- 839,305,473	306,861,527	- 26.77
增加投資	- 310,000,000	- 45,000,000	265,000,000	- 85.48
增加不動產、廠房及設備	- 162,844,420,000	- 143,235,762,043	19,608,657,957	- 12.04
增加使用權資產	-	- 25,857,588	- 25,857,588	--
增加投資性不動產	-	- 103,184,074	- 103,184,074	--
其他投資活動之現金流出	- 21,669,200,000	- 21,669,200,000	-	-
投資活動之淨現金流入（流出）	- 185,643,707,000	- 165,519,149,577	20,124,557,423	- 10.84
籌資活動之現金流量				
短期債務淨增（淨減）	- 9,025,518,000	215,532,056,672	224,557,574,672	--
增加長期債務	192,305,756,000	225,170,402,020	32,864,646,020	17.09
其他負債淨增（淨減）	-	1,609,868,903	1,609,868,903	--
增加資本、公積及填補虧損	192,600,000	192,600,000	-	-
減少長期債務	- 113,205,848,000	- 113,205,555,876	292,124	- 0.00
其他籌資活動之現金流出	- 1,788,587,000	- 1,823,958,575	- 35,371,575	1.98
籌資活動之淨現金流入（流出）	68,478,403,000	327,475,413,144	258,997,010,144	378.22
現金及約當現金之淨增（淨減）	120,978,000	465,236,973	344,258,973	284.56
期初現金及約當現金	1,720,453,000	1,849,593,196	129,140,196	7.51
期末現金及約當現金	1,841,431,000	2,314,830,169	473,399,169	25.71

註：1. 本表係採現金及約當現金基礎，包括現金及自投資日起3個月內到期或清償之債權證券。

2. 本表「調整項目」欄所列，包括提列預期信用損益及評價損益、提存各項準備、折舊及減損、攤銷、沖轉遞延負債、外幣兌換損失（利益）、處理資產損失（利益）、債務整理損失（利益）、其他、流動金融資產淨減（淨增）、流動資產淨減（淨增）、流動金融負債淨增（淨減）及流動負債淨增（淨減）。

3. 本表「增加長期債務」欄所列，包括增加長期借款及應付公司債券等項目，其決算數係長期債務舉借數 2,252 億 7,000 萬元，減除發行公司債之待攤銷債券發行成本 9,959 萬餘元後之淨額。

台灣電力股份有限公司盈虧審定後資產負債表

中華民國 111 年 12 月 31 日

單位：新臺幣元

科 目	111 年 12 月 31 日		110 年 12 月 31 日		比 較 增 減	
	金 額	%	金 額	%	金 額	%
資 產	2,325,603,167,254	100.00	2,205,847,258,272	100.00	119,755,908,982	5.43
流 動 資 產	148,632,866,665	6.39	98,698,653,729	4.47	49,934,212,936	50.59
現 金	2,314,830,169	0.10	1,849,593,196	0.08	465,236,973	25.15
應 收 款 項	51,957,775,302	2.23	47,399,016,734	2.15	4,558,758,568	9.62
本 期 所 得 稅 資 產	—	—	2,389	0.00	- 2,389	- 100.00
存 貨	81,029,739,716	3.48	45,417,983,188	2.06	35,611,756,528	78.41
預 付 款 項	13,106,533,389	0.56	3,758,388,025	0.17	9,348,145,364	248.73
短 期 墊 款	223,988,089	0.01	273,670,197	0.01	- 49,682,108	- 18.15
基金、投資及長期應收款	7,388,305,608	0.32	8,702,752,252	0.39	- 1,314,446,644	- 15.10
基 金	1,000,000,000	0.04	1,000,000,000	0.05	—	—
非 流 動 金 融 資 產	3,801,410,144	0.16	5,222,839,144	0.24	- 1,421,429,000	- 27.22
採 用 權 益 法 之 投 資	2,580,586,494	0.11	2,470,313,069	0.11	110,273,425	4.46
長 期 應 收 款 項	6,308,970	0.00	9,600,039	0.00	- 3,291,069	- 34.28
不 動 產、廠 房 及 設 備	1,709,943,595,792	73.53	1,668,790,797,535	75.65	41,152,798,257	2.47
土 地	270,468,831,307	11.63	273,779,313,966	12.41	- 3,310,482,659	- 1.21
土 地 改 良 物	15,553,066,556	0.67	16,243,709,494	0.74	- 690,642,938	- 4.25
房 屋 及 建 築	78,206,263,075	3.36	80,674,702,575	3.66	- 2,468,439,500	- 3.06
機 械 及 設 備	712,814,404,319	30.65	712,959,001,694	32.32	- 144,597,375	- 0.02
交 通 及 運 輸 設 備	8,406,924,370	0.36	8,200,422,195	0.37	206,502,175	2.52
什 項 設 備	1,531,085,232	0.07	1,619,401,365	0.07	- 88,316,133	- 5.45
租 賃 權 益 改 良	346,789,184	0.01	460,974,714	0.02	- 114,185,530	- 24.77
購 建 中 固 定 資 產	613,660,107,310	26.39	563,728,126,696	25.56	49,931,980,614	8.86
核 能 燃 料	8,956,124,439	0.39	11,125,144,836	0.50	- 2,169,020,397	- 19.50
使 用 權 資 產	16,380,853,693	0.70	15,896,925,604	0.72	483,928,089	3.04
使 用 權 資 產	16,380,853,693	0.70	15,896,925,604	0.72	483,928,089	3.04
投 資 性 不 動 產	12,674,261,191	0.54	8,457,866,124	0.38	4,216,395,067	49.85
投 資 性 不 動 產 — 土 地	11,887,262,019	0.51	7,420,570,014	0.34	4,466,692,005	60.19
投 資 性 不 動 產 — 房 屋 及 建 築	254,898,490	0.01	411,896,005	0.02	- 156,997,515	- 38.12
建 造 中 之 投 資 性 不 動 產	532,100,682	0.02	625,400,105	0.03	- 93,299,423	- 14.92
無 形 資 產	1,092,650,878	0.05	715,926,110	0.03	376,724,768	52.62
無 形 資 產	1,092,650,878	0.05	715,926,110	0.03	376,724,768	52.62
其 他 資 產	429,490,633,427	18.47	404,584,336,918	18.34	24,906,296,509	6.16
遞 延 資 產	8,645,608,488	0.37	6,690,718,346	0.30	1,954,890,142	29.22
遞 延 所 得 稅 資 產	6,559,565,946	0.28	6,862,073,772	0.31	- 302,507,826	- 4.41
待 整 理 資 產	49,546,966	0.00	53,631,223	0.00	- 4,084,257	- 7.62
什 項 資 產	414,235,912,027	17.81	390,977,913,577	17.72	23,257,998,450	5.95
資 產 總 額	2,325,603,167,254	100.00	2,205,847,258,272	100.00	119,755,908,982	5.43

註：1. 信託代理與保證之或有資產與或有負債，111 年底及 110 年底各有 438,756,738,574 元及 371,743,566,290 元。

2. 外幣資產負債已按期末匯率辦理評價。

3. 存貨成本係採移動平均法計算，期末以成本與淨變現價值孰低衡量。

4. 不動產、廠房及設備、投資性不動產之折舊，除核能燃料及租賃權益改良係依生產數量法攤銷或依租賃期間平均攤銷外，其餘採平均法計算。

5. 投資性不動產，依其相關可回收金額衡量帳面價值，認列資產減損及迴轉減損。

台灣電力股份有限公司盈虧審定後資產負債表 (續)

中華民國 111 年 12 月 31 日

單位：新臺幣元

科目	111 年 12 月 31 日		110 年 12 月 31 日		比較增減	
	金額	%	金額	%	金額	%
負債	2,198,251,944,641	94.52	1,854,915,166,310	84.09	343,336,778,331	18.51
流動負債	689,133,527,496	29.63	468,820,874,319	21.25	220,312,653,177	46.99
短期債務	529,458,648,504	22.77	351,939,940,235	15.95	177,518,708,269	50.44
應付款項	156,404,610,656	6.73	112,518,380,692	5.10	43,886,229,964	39.00
預收款項	3,270,268,336	0.14	4,362,553,392	0.20	- 1,092,285,056	- 25.04
長期負債	901,544,377,057	38.77	744,604,039,234	33.76	156,940,337,823	21.08
長期債務	887,295,235,257	38.15	730,613,171,494	33.12	156,682,063,763	21.45
租賃負債	14,249,141,800	0.61	13,990,867,740	0.63	258,274,060	1.85
其他負債	607,574,040,088	26.13	641,490,252,757	29.08	- 33,916,212,669	- 5.29
負債準備	534,683,617,620	22.99	569,622,354,903	25.82	- 34,938,737,283	- 6.13
遞延負債	7,012,972,668	0.30	7,403,008,441	0.34	- 390,035,773	- 5.27
遞延所得稅負債	56,574,909,763	2.43	56,743,945,279	2.57	- 169,035,516	- 0.30
什項負債	9,302,540,037	0.40	7,720,944,134	0.35	1,581,595,903	20.48
權益	127,351,222,613	5.48	350,932,091,962	15.91	- 223,580,869,349	- 63.71
資本	330,380,000,000	14.21	330,187,400,000	14.97	192,600,000	0.06
資本	330,000,000,000	14.19	330,000,000,000	14.96	—	—
預收資本	380,000,000	0.02	187,400,000	0.01	192,600,000	102.77
保留盈餘(或累積虧損)	- 206,309,069,791	- 8.87	- 41,685,746,209	- 1.89	- 164,623,323,582	394.92
累積虧損	- 206,309,069,791	- 8.87	- 41,685,746,209	- 1.89	- 164,623,323,582	394.92
累積其他綜合損益	3,280,292,404	0.14	4,543,205,493	0.21	- 1,262,913,089	- 27.80
透過其他綜合損益按公允價值衡量之金融資產損益	3,275,537,760	0.14	4,526,395,280	0.21	- 1,250,857,520	- 27.63
其他權益—其他	4,754,644	0.00	16,810,213	0.00	- 12,055,569	- 71.72
首次採用國際財務報導準則調整數	—	—	57,887,232,678	2.62	- 57,887,232,678	- 100.00
首次採用國際財務報導準則調整數	—	—	57,887,232,678	2.62	- 57,887,232,678	- 100.00
負債及權益總額	2,325,603,167,254	100.00	2,205,847,258,272	100.00	119,755,908,982	5.43

6. 土地曾按 86 年 7 月之公告現值辦理重估，估計應付土地增值稅依行政院主計總處規定，列於其他負債科目。

7. 期末已提撥退休金資產 274 億 9,885 萬餘元，及提列員工福利負債準備（屬退休金部分）279 億 2,147 萬餘元。

8. 111 年底「首次採用國際財務報導準則調整數」科目為零，係依行政院主計總處 111 年 8 月 29 日主會金字第 1110500879 號函示辦理。