

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%，員工人數 2 萬 7 千餘人，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 109 年底止，電力系統（含民營電廠）裝置容量 4,977 萬瓩，以火力及核能發電為主，另在輸配電方面，共有各級變電所 618 所，輸電線路 1 萬 7,790 回線公里及配電線路 38 萬 9,119 回線公里。

台灣電力公司 109 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。茲將審核結果說明如次：

(一)財務概況

109 年度審定淨利 240 億 9,634 萬餘元，較 108 年度審定淨利 160 億 9,472 萬餘元，增加 80 億 161 萬餘元，約 49.72%，其 108 及 109 年度財務概況比較列表如次：

單位：新臺幣千元

項 目	109 年度	108 年度	比較增減	
			金額	%
收支概況				
總收入	616,944,572	637,344,879	-20,400,306	-3.20
總支出	592,848,232	621,250,151	-28,401,918	-4.57
淨利(損)	24,096,340	16,094,727	8,001,612	49.72
盈虧撥補				
公庫分得股(官)息紅利	—	—	—	—
留存事業機關盈餘	24,111,649	16,115,297	7,996,351	49.62
事業機關負擔虧損	88,305,905	101,069,677	-12,763,772	-12.63
現金流量				
增加不動產、廠房及設備	125,507,264	120,727,864	4,779,399	3.96
增加長期債務	143,914,666	146,245,450	-2,330,783	-1.59
現金及約當現金淨增(淨減)	-832,546	-631,323	-201,222	31.87
財務概況				
營運資金餘額	-352,961,837	-387,311,568	34,349,731	-8.87
不動產、廠房及設備餘額	1,630,075,888	1,583,500,086	46,575,801	2.94
長期負債餘額	752,947,734	726,212,526	26,735,207	3.68
權益	326,296,480	304,614,460	21,682,020	7.12

註：1. 現金流量係採現金及約當現金基礎，包括現金、自存款日起 3 個月內到期之存放銀行同業、可自由動用並自存款日起 3 個月內到期之存放央行及自投資日起 3 個月內到期或清償之債權證券。

2. 營運資金餘額係採流動資產扣除流動負債計算。

3. 本表收支概況、盈虧撥補等財務資訊為審定數；現金流量、財務概況等財務資訊為決算數。

(二)業務計畫實施情形之查核

1.產銷計畫 109 年度生產及銷售計畫，主要有電力產銷 2 項，均未達預計目標，其原因列表分析如次：

單位：百萬度

計畫名稱	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	237,221	234,985	-2,236	-0.94	用電需求未如預期，供電量隨售電量減少。
(2) 銷售計畫 電力	226,029	224,812	-1,216	-0.54	部分產業受新型冠狀病毒肺炎 (COVID-19) 疫情影響，用電量較預計減少。

2. 固定資產之建設改良擴充計畫 109 年度固定資產建設改良擴充預算數 1,595 億 6,025 萬餘元 (含以後年度補辦預算，報准先行辦理 27 億 6,395 萬餘元)，連同 108 年度轉入數 19 億 7,345 萬餘元，合計可用預算數 1,615 億 3,371 萬餘元 (含專案計畫 946 億 4,951 萬餘元、一般建築及設備 668 億 8,420 萬餘元)。決算支用數 1,509 億 2,816 萬餘元 (含專案計畫 845 億 8,527 萬餘元、一般建築及設備 663 億 4,289 萬餘元)，較可用預算數減少 106 億 554 萬餘元，約 6.57%，主要係離岸風力發電第二期及臺中發電廠第 2 階段煤灰填海工程等計畫，因部分工程財物採購帶安裝案延遲決標，或環境影響差異分析報告未如期審查通過等，影響執行進度或未能執行所致。未支用數中 9 億 7,383 萬餘元 (含專案計畫 8 億 3,964 萬餘元、一般建築及設備 1 億 3,418 萬餘元)，業經報准保留轉入以後年度繼續執行。

(三)預算執行情形之審核

109 年度決算審核結果，營業利益 498 億 3,382 萬餘元，營業外損失 259 億 7,835 萬餘元，稅前淨利 238 億 5,547 萬餘元，經加計所得稅利益 2 億 4,086 萬餘元後，審定本期淨利為 240 億 9,634 萬餘元。

上述營業利益較預算數增加 327 億 8,033 萬餘元，稅前淨利亦較預算數增加 217 億 9,222 萬餘元，主要係化石燃料價格及民營電廠購電價格較預算為低，火力發電與購入電力等費用隨減所致。

(四) 盈虧撥補之審定

1. **盈虧之審定** 109 年度原編決算稅前淨利 356 億 799 萬 227 元，行政院彙編決算核定稅前淨利 237 億 7,467 萬 2,863 元，經本部審核分別修正減列收入 3,000 萬元、減列支出 1 億 1,079 萬 8,569 元，綜計增列稅前淨利 8,079 萬 8,569 元，審定 109 年度決算稅前淨利 238 億 5,547 萬 1,432 元，加計所得稅利益 2 億 4,086 萬 8,883 元，本期淨利 240 億 9,634 萬 315 元。

2. **課稅所得之審定** 上列稅前淨利，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** 109 年度審定本期淨利 240 億 9,634 萬 315 元，連同首次採用國際財務報導準則調整數轉列數 1,530 萬 8,944 元，合計 241 億 1,164 萬 9,259 元，填補以前年度累積虧損 207 億 6,012 萬 4,287 元及其他綜合損益轉入數 33 億 5,152 萬 4,972 元，尚有待填補之虧損 641 億 9,425 萬 6,102 元，留待以後年度填補。

(五) 現金流量之查核

109 年度期初現金及約當現金 26 億 3,159 萬餘元，經營業、投資及籌資活動結果，現金及約當現金淨減 8 億 3,254 萬餘元，期末現金及約當現金為 17 億 9,905 萬餘元。其現金及約當現金淨減數較預算淨減數 6,200 萬餘元，增加 7 億 7,054 萬餘元，主要係配合經營資金需求，減少長期債務舉借所致。又營業活動之淨現金流入 1,704 億 474 萬餘元，主要係經營獲利；投資活動之淨現金流出 1,596 億 7,044 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出 115 億 6,684 萬餘元，主要係償還長期債務。

另長期借款及應付公司債期初餘額 8,420 億 6,074 萬餘元（含 1 年內到期長期借款及應付公司債 1,282 億 4,368 萬餘元），109 年度舉借 1,440 億元，較可用預算數 2,693 億 9,376 萬餘元（含以前年度保留數 422 億 2,376 萬餘元），減少 1,253 億 9,376 萬餘元，約 46.55%，主要係配合業務需求，減少長期債務舉借所致，償還 1,282 億 5,086 萬餘元，較可用預算數 1,282 億 5,152 萬餘元，減少 66 萬餘元，期末餘額為 8,575 億 8,895 萬餘元（含 1 年內到期長期借款及應付公司債 1,186 億 1,689 萬餘元；另扣除 95 年度以後發行公司債尚未攤銷之債券發行費用 2 億 2,091 萬餘元）。

(六)重要經營政策執行之查核

台灣電力公司經營政策係參照行政院訂頒之施政方針及事業計畫總綱，並盱衡國內外經濟及市場發展趨勢等擬定，以協同國家整體經濟發展。109 年度主要推動配合政府能源政策目標及長期電源開發方案，積極辦理再生能源開發及燃氣發電計畫，並加強工程督導管控；穩定供電，強化發電設備運維措施與管理配套，並定期進行設備點檢維護及汰舊換新；推動電網建設，並建置智慧電網，提升電網強韌與友善併網環境，以提高再生能源併網占比；持續辦理電力需求面管理，推廣需量反應負載管理措施，抑低尖峰負載等。茲將重要經營政策執行情形，審核如次：

1. 執行政府政策者

(1)推動核四停工封存之後續資產處置與管理，化解外界疑慮

A. 執行情形：台灣電力公司辦理「核能四廠第一、二號機發電工程計畫」（下稱核四計畫），因 100 年 3 月 11 日發生日本福島第一核電廠事故，致各界對核能發電安全性產生疑慮，行政院為化解國人對核四計畫之疑慮，於 103 年 4 月宣布核四計畫停工封存，經台灣電力公司擬具停工及封存計畫，並層報行政院於 103 年 8 月核定。封存計畫自 104 年 7 月 1 日起實施，封存期間立法院於 105 年決議，核四計畫 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，台灣電力公司爰將原封存計畫名稱修改為「龍門（核四）電廠資產維護管理計畫」（下稱核四資產維護計畫）。另經濟部為督促台灣電力公司完成核四資產處理，於 106 年設置核四資產處理督導小組，督導台灣電力公司辦理核四計畫相關資產處理之規劃與執行，截至 109 年底止，已召開 4 次會議；又台灣電力公司為降低核四計畫庫存材料金額，於 106 年 3 月成立「龍門庫存去化小組」，截至 109 年底止，已去化庫存材料 32.67 億元，核四計畫帳列資產金額 2,813.62 億元，其中 1,744 束核燃料於 110 年 3 月 28 日完成最後一批外送作業。

B. 重要審核意見

(A)核四計畫資產減損認列方式與時機遲未定案，又其資產持續帳列「未完工程」，妥適性有待商榷：據行政院於 108 年 3 月召集相關單位研商「台電公司資產減損財務報告處理方式」會議結論，未來核四資產減損於台灣電力公司財務報告採一次或分年認列損

益，金融監督管理委員會已表示，可依國際會計準則規定採一次認列，或由經濟部自行規定採分年認列方式處理，適法性並無問題；採一次認列、分年認列之利弊及其辦理適當時機，請經濟部妥善研議，至於認列方式，應符合會計準則及相關法令規定。惟截至 109 年底止，核四計畫資產應否按國際會計準則規定認列一次性資產減損或採分年認列資產減損，及其認列時機，經濟部仍未定案，引起各界關注。另台灣電力公司早年購置燃料束共計 1,744 束，截至 109 年底止，帳面價值 81.58 億元，已超過保固期，該公司雖自 107 年起陸續外運至國外原料廠家保管，惟仍帳列於「未完工程」科目項下，是否符合在建工程、在建不動產之定義，或須轉入「其他資產—待整理資產」科目，相關會計帳務處理方式，經函請經濟部檢討妥處，以符合財務報表之適正表達。據復：台灣電力公司已持續就核四資產採一次認列或分年認列對財務之衝擊等進行研析，將俟核四公民投票之結果，再依政策指示與國際會計準則規定辦理；又因核四計畫仍在資產維護管理階段，尚未達可供使用狀態，符合「未完工程」定義，後續將俟公投結果，再依證券發行人財務報告編製準則與國際會計準則等評估處理，並經行政院主計總處認其處理方式尚符合規定。

(B)燃料束之拆除進度控管機制尚未建立，後續處理作業及轉售過程仍具高度不確定性：經查台灣電力公司 106 至 109 年度辦理核四資產維護計畫主要項目包括「維護保養費」、「廠區管理費」及「燃料處置費」等 3 項，投入經費介於 5.93 億元至 7.17 億元之間，其中燃料處置費介於 1.91 億元至 2.50 億元之間(表 1)。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)閒置且無法移作他用，並因該燃料係屬特製規格，無法由國外電廠直接利用，須先運至國外燃料廠家拆成燃料棒，方有可能將之組裝成適用之燃料束，爰規劃採 2 階段執行，其中第 1 階段係將該批燃料束拆成燃料棒，尋求轉售機會；若未尋得買主，進行第 2 階段，將燃料棒進一步拆解，回收鈾料並視市場行情出售。惟台灣電力公司與廠商合約僅規定 110 年底前完成第 1 階段之燃料束拆解工作，及以燃料棒形式貯存至 111 年

表1 核四資產維護計畫投入經費情形

單位：新臺幣億元

年度	106	107	108	109
項目				
合計	7.17	7.03	6.96	5.93
維護保養費	3.33	2.21	2.48	1.27
廠區管理費	3.84	2.31	2.56	2.48
燃料處置費	—	2.50	1.91	2.17

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

底，並未就燃料束拆解進度於合約規範相關控管機制，無法適時掌握拆解進度。另按第 2 階段規劃處置方案，係將燃料棒進一步拆解並回收鈾料，並視市場行情出售，惟據 108 年 11 月 18 日媒體報導，因核四計畫機組為先進沸水式反應爐，係屬「量身訂做」，現行僅有日本及英國籌建中之機組採同型反應爐，潛在買主短期難尋。又依第 2 階段規劃處置方案內容，須將未售燃料棒再進一步回收為鈾料，預估須再支付處置費用約 19.67 億元，台灣電力公司預估鈾料可回收市價（110 年 3 月）約 41.80 億元。鑑於燃料束均已過保固期，且僅適用少數國家，潛在買主有限，及第 2 階段鈾料處置費用未來可否順利回收等，均具高度不確定性，經函請台灣電力公司檢討因應對策妥處，俾降低損失。據復：燃料束外運工作於 110 年 3 月執行完畢，後續燃料束之拆除進度，廠商將每季末提供執行報告，俾掌握燃料束拆解情形及控管實際進度；另第 2 階段鈾料回收工作，因已無涉及原廠商核能智慧財產權問題，回收後因鈾料具流通性，有公開交易之市場行情可參考出售，將採競標方式辦理，並建立燃料拆解及鈾料回收之控管機制，積極觀察鈾料市場行情，伺機出售。

(C)各事業部與系統執行去化核四計畫庫存材料未達目標值，且去化成效逐年下降，久滯存貨金額仍龐鉅：經查台灣電力公司為降低核四計畫庫存材料金額，於 104 年針對庫存材料進行盤點，其中專案材料 62.76 億元及一般性材料 97.08 億元，共 159.85 億元，並針對屬性通用較高之庫存材料，規劃由火力發電、輸供電、核能發電等各事業部與系統，暨各新興計畫之「主發電設備帶安裝（EPC）」標案（如大潭電廠增建燃氣複循環機組發電等計畫）予以去化，截至 109 年底止，相關單位共計去化核四計畫庫存材料金額達 32.67 億元，較規劃去化目標 30.80 億元（表 2），增加 1.87 億元，約 6.08%。惟由 EPC 標案

表 2 核四計畫庫存材料去化情形

單位：新臺幣億元

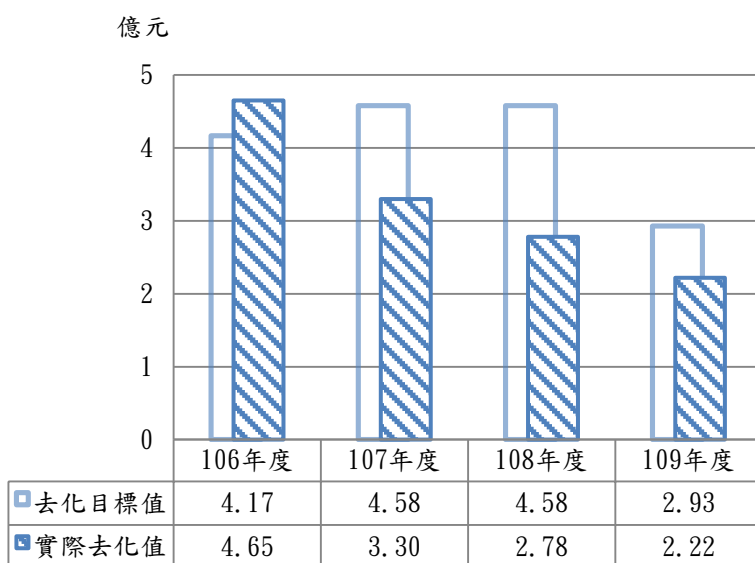
項目	年度	截至 109 年底止目標值	實際去化情形					
			合計	103-105	106	107	108	109
合計		30.80	32.67	5.45	4.65	3.30	2.78	16.48
專案材料		20.00	21.53	2.07	2.55	1.73	1.00	14.17
一般性材料		10.80	11.13	3.38	2.09	1.57	1.77	2.30

註：1. 截至 109 年底止目標值，尚無訂定分年度目標值。

2. 資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

去化部分為 14.26 億元，因配合專案執行期程，均集中於 109 年度辦理去化，約占整體去化金額 32.67 億元之 43.65%，且據台灣電力公司說明，近期已無類此 EPC 標案可供去化核四計畫庫存材料；又各事業部及系統 106 至 109 年度設定去化目標值，分別為 4.17 億元、4.58 億元、4.58 億元及 2.93 億元，實際去化值為 4.65 億元、3.30 億元、2.78 億元、2.22 億元（圖 1），除 106 年度達目標值外，其餘 3 年度均未達目標，去化金額並呈逐年下降，另截至 109 年底止，核四計畫待去化庫存材料仍高達 132.53 億元，經函請台灣電力公司研謀精進策略妥處。據復：各事業部及系統分年去化未達目標及實績逐年下降，主要係各年度去化目標，皆採較高標準設定，且通用性較高材料，隨單位撥用而遞減，致不易達成目標；未來將持續透過

圖 1 各事業部及系統去化核四計畫庫存材料情形



資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

去化工作小組共同研議精進作為，並追蹤單位執行情形、檢討及落實材料比對，暨管控單位材料請購需求，並加強內部宣導，如有相同料號，將優先徵用核四庫存材料；另部分久滯存貨屬無法按期程裝配之重要設備，且涉及核四資產處置，將俟公民投票案之結果及政策方向滾動檢討。

(D)核四廠址轉型方案有待積極處理土地徵收適法性疑義及妥善規劃前置作業，以降低不確定性因素：據經濟部於 109 年 3 月召開第 4 次「核四資產處理督導小組會議」資料載述，台灣電力公司為積極使核四資產發揮功能，增加國家電源開發之助力，已規劃核四資產轉型為以潔淨火力發電搭配再生能源之複合式電能基地，俾核四土地及設備維持既有價值，提供穩定電力來源。經查台灣電力公司考量核四計畫已興建完善基礎設施，可作為其他發電設施廠址良好基礎，規劃將核四廠轉作「綜合電力設施園區」，預估可將核四計

畫部分項目（如土地、行政大樓、345/161KV 開關場等）轉作可用設備或資產，估計可降低核四計畫損失 311 億餘元。惟該轉型方案面臨核四廠之土地都市計畫已指明「供興建核能發電設施及其附屬設施為主」，如改為其他發電型式之電廠，勢須向內政部重新申請變更都市計畫，及部分地主可能主張按土地徵收條例第 49 條規定請求廢止徵收等問題；又據台灣電力公司提供「核四轉型再利用及資產減損處理方案」資料說明，核四廠改按潔淨火力發電方式轉型，相關計畫完成約需 10 年，其中僅可行性研究及環境影響評估等前置作業，至少須耗費 4 至 5 年，顯示核四廠址轉型具高度不確定性，除面臨土地徵收條例適法性疑義外，尚須強化主管機關、民眾間溝通協調，方能達到預期目標，經函請台灣電力公司研謀善策並妥善規劃辦理。據復：未來如政策確定須辦理核四廠轉型規劃，將儘速展開可行性研究作業，及併行辦理環境影響評估工作，以縮短前置作業時間，並將依據先期規劃內容及土地徵收條例適法性之疑義，就涉及社會、環境、法規等面向，強化與地方民眾、政府及有關機關團體之溝通，期減少核四轉型及環境影響評估過程之阻力及不確定性。

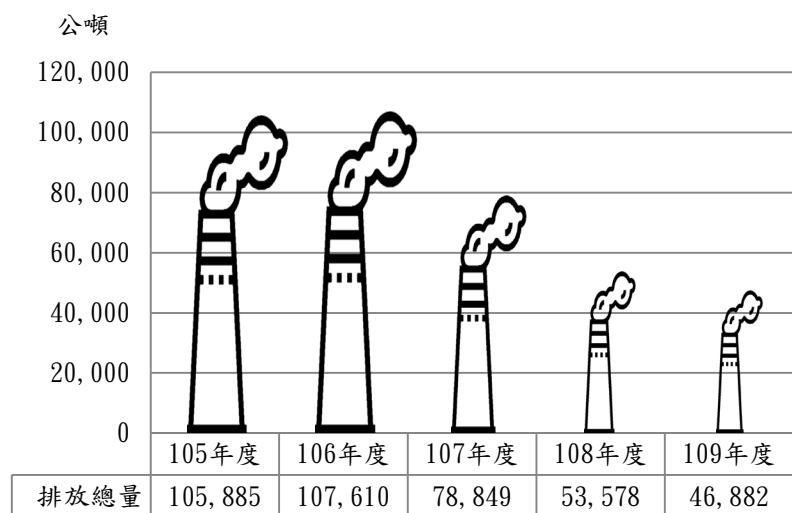
(2) 推動溫室氣體自願減量及發電用水庫清淤，友善環境永續

A. 執行情形：台灣電力公司為落實空氣、噪音、廢水管制及資源回收利用，並加強水資源多元化經營與保育，提升水資源利用效率等，於 105 至 109 年度投入相關環境保護經費，計 140 億 74 萬餘元，相關火力發電廠發電產生之空氣污染物排放總量【含懸浮微粒（PM）、硫氧化物（SO_x）及氮氧化物（NO_x）】由 105 年度之 10 萬 5,885 公噸，逐年下降至 109 年度之 4 萬 6,882

公噸（圖 2），降幅約 55.72%。

另臺中市政府為改善當地空氣品質，於 105 年 1 月公告發布臺中市公私場所管制生煤及禁用石油焦自治條例（下稱臺中市生煤自治條例），按該條例第 6 條規定，臺中市轄內之生煤堆置場所，自 107 年 12 月 31 日起應以

圖 2 火力發電廠空污排放情形



資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

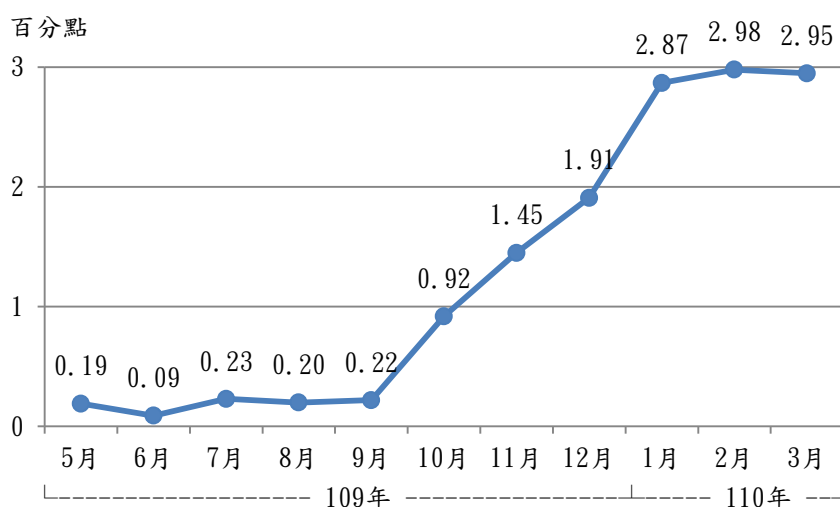
封閉式建築物為限，倘屆期後未依法規期限辦理，將按空氣污染防治法相關規定處罰，台灣電力公司爰辦理「臺中發電廠1~10號機供煤系統改善計畫」(下稱臺中發電廠供煤改善計畫)，執行期程為106年1月至114年12月，計畫經費為140億3,723萬餘元，截至109年底止，累計執行數為42億2,119萬餘元。另台灣電力公司為延長轄管21座發電用水壩水庫使用壽命，並增加發電效能，每年於環境保護經費編列水庫相關清淤預算，105至109年度執行數共計5億5,100萬餘元，陸挖清淤量及水力排砂量分別為367.67萬立方公尺及272.40萬立方公尺。

B.重要審核意見

(A)臺中發電廠供煤改善計畫已無法於規定期限完工，又承包廠商履約能力欠佳，工程落後幅度加劇，亟待研謀妥處：經查台灣電力公司為因應臺中市政府法規規範，於105年11月層報行政院核定辦理臺中發電廠供煤改善計畫，預計於該廠現有儲煤場西北側興建55萬公噸、60萬公噸密閉式棚式煤倉各1座，及相關自動化機械設備等，計畫環境影響差異分析報告於106年2月完成，惟因預算編列不足，工程招標作業自106年11月起歷經3次流、廢標，經調整預算及工程項目後，遲至107年6月28日始完成招標作業，並於107年7月9日開工，契約規定工期為1,621日曆天，預計於111年12月15日完工，顯已無法符合臺中市生煤自治條例規定期限(107年12月31日)，將面臨臺中市政府處以罰鍰風險。另查該計畫施

工期間，因承包廠商履約能力欠佳，及土木機電工項分標項目過多，欠缺整合及溝通人力等，工程進度自109年5月起已有落後現象，截至110年3月底止，已落後2.95個百分點(圖3)，將無法符合契

圖3 臺中發電廠供煤改善計畫進度落後情形



資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

約之要求，於 110 年 6 月 7 日完成第 1 期煤倉效能測試。鑑於臺中市政府環境保護局 108 年 2 月 20 日派員至臺中發電廠內設置之貯煤場執行稽查作業，查獲現場因未完成封閉式建築物，仍有數萬公噸生煤露天堆置，經裁罰新臺幣 30 萬元，並要求於 108 年 6 月 2 日前完成改善（按空氣污染防治法第 82 條規定，各級主管機關應依實際狀況核定改善期限，最長以 1 年為限，必要時得再延長 1 年），期間台灣電力公司共申請展延 2 年至 110 年 6 月 2 日止，不得再申請展延，經函請台灣電力公司檢討妥處。據復：已責成承包廠商儘速加派技術人員，增加施工人數、延長作業時間，及每週邀集承包廠商暨其分包廠商召開會議滾動檢討等，並以趕辦完成 110 年度重要工作項目「第 1 期煤倉效能測試」為目標，截至 110 年 5 月底止，落後幅度已縮減至 2.92 個百分點，預計 110 年 11 月底前可追回落後進度。

(B)部分發電用水庫淤積率仍偏高，或清淤數量未達目標：經查截至 109 年底止，台

灣電力公司轄管之 21 座水

表 3 截至 109 年底止發電用水庫淤積情形

單位：千立方公尺、%

庫設計總容量為 6 億 1,315

萬餘立方公尺，水庫淤積容

量(按各該水庫最近施測年

度估算)約為 2 億 1,884 萬

餘立方公尺，平均淤積率

35.69% (表 3)，其中淤

積率超過 5 成以上者，計有

武界壩 93.17%、木瓜壩 76

%、霧社水庫 74.79%、谷

關水庫 73.14%、天輪壩

69.90%及阿玉壩 62.86%

等 6 座；又桂山壩、羅好

壩、馬鞍壩等 3 座，最近 2

次水庫測量紀錄，其中桂山

水庫名稱	完工時總容量	施測年度	淤積量	淤積率
合計	613,154		218,843	35.69
桂山壩	423	106	140	33.10
羅好壩	308	106	132	42.86
阿玉壩	105	106	66	62.86
粗坑壩	240	106	67	27.92
士林攔河堰	1,050	108	185	17.62
德基水庫	232,000	108	44,360	19.12
青山壩	690	107	13	1.88
谷關水庫	17,100	107	12,507	73.14
天輪壩	824	106	576	69.90
馬鞍壩	575	107	252	43.83
日月潭水庫	171,621	108	32,328	18.84
武界壩	14,000	105	13,044	93.17
明湖下池水庫	9,756	105	1,753	17.97
明潭下池水庫	14,400	105	1,877	13.03
銃櫃壩	129	107	31	24.50
霧社水庫	148,600	108	111,141	74.79
龍溪壩	236	105	71	30.08
溪畔壩	340	105	114	33.53
木瓜壩	5	105	3	76.00
水簾壩	22	105	-7	--
南溪壩	730	105	188	25.75

註：1. 本表水庫淤積率之計算係依該水庫最近施測年度進行後續年度推估。
2. 水簾壩庫容極小，施測單位於 105 年度測量時，庫容測量值大於水庫完工時總容量所致。
3. 整理自台灣電力公司提供資料。

壩及羅好壩 101 年度施測淤積率均為零，106 年度施測時淤積率分別上升至 33.10%及 42.86%；馬鞍壩 101 年度施測時淤積率為 13.10%，107 年度施測時淤積率已達 43.83%，水庫淤積率至少增加 3 成以上，主要係近 3 年度（107 至 109 年度）均未辦理陸挖清淤；另武界壩於 101 年度淤積率即達 9 成以上，迄至 109 年底止仍未見有效改善。復按水庫清淤數量分析，105 至 109 年度陸挖清淤目標量為 280 萬餘立方公尺，實際清淤量為 367 萬餘立方公尺，已達預計目標，惟德基水庫同期間另訂有水力排砂清淤量目標為 127 萬立方公尺，實際水力排砂量為 24 萬餘立方公尺，約 19.30%，且自 106 年度起已連續 4 年未達預計目標，經函請台灣電力公司檢討妥處，俾利提升水庫發電效能。據復：將依各水庫條件積極辦理清淤，並持續運用既有設施水力排砂，確保取水發電功能，另將持續投入資源，及依主管機關管控機制，辦理水庫清淤、防淤及減淤等工作，以永續經營水庫為目標。

(3)配合政府紓困振興措施，辦理營運困難事業電費減免

A. 執行情形：經濟部為協助受新型冠狀病毒肺炎（COVID-19）疫情影響而發生營運困難之產業、事業或機構減輕電費負擔，給予電費減免或延緩繳款期限，於中央政府嚴重特殊傳染性肺炎防治及紓困振興特別預算編列經費 199 億 5,000 萬元，補助台灣電力公司執行。依經濟部對嚴重特殊傳染性肺炎影響發生營運困難事業紓困振興辦法第 16 條規定，電費減免適用期間為 109 年 3 月 1 日至 109 年 9 月 30 日止；適用條件為 109 年 1 月起營業額任連續 2 個月平均或任 1 個月營業額，較前 1 個月、108 年下半年月平均、108 年或 107 年同期減少營業額達 15%以上之用戶等；減免基準為低壓用戶減免 10%至 30%（每月上限減免 10 萬元至 30 萬元不等），高壓用戶暫停部分契約容量減收基本電費或減免電費 10%至 30%（每月上限減免 50 萬元至 300 萬元不等）等。截至 109 年底止，受惠用戶 161 萬餘戶，減免電費 264 億 2,010 萬餘元，其中特別預算補助支應 199 億 5,000 萬元，台灣電力公司自行吸收 64 億 7,010 萬餘元。

B.重要審核意見

因應新型冠狀病毒肺炎（COVID-19）疫情影響，辦理電費減免紓困措施，部分公司負責人住高級住宅卻享有電價減免紓困，顯欠合理：經查台灣電力公司辦理因應疫情電費

減免紓困措施作業，基於政府從寬、從簡、從速原則，根據財政部國稅局提供符合營業額減少條件之企業統一編號後，經由台灣電力公司比對符合統一編號用戶，主動給予電費減免，用戶無需申請，惟外界質疑帝寶豪宅之公司用戶亦能符合電費減免，未符合社會公平正義，經函請台灣電力公司查明妥處。據復：已就臺北市稅捐稽徵處提供之「高級住宅加價課徵房屋稅（豪宅）」清單，據以辦理清查作業，並徵得用戶同意後，已全數收回臺北市豪宅電費減免共 1,887 戶，收回金額 1,244 萬餘元。

2. 關於經營管理者

(1) 提升事業整體經營績效，健全事業體質及永續營運

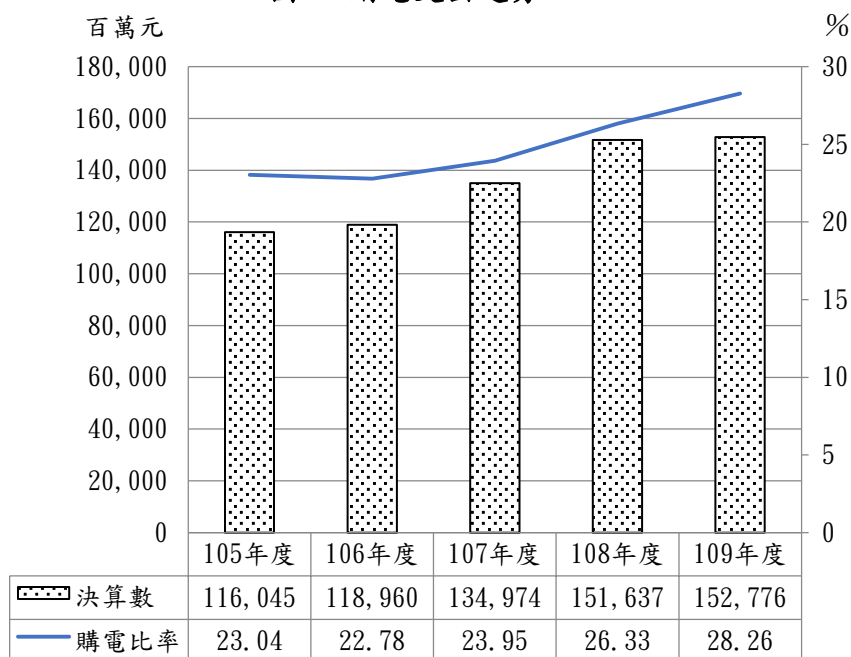
A. 執行情形：台灣電力公司職司全國電力之開發、生產、輸配及銷售業務，並以維持安全、穩定、可靠及高品質供電，作為經營目標，除積極開發新電源及健全電力系統外，並因應電業法修正與電業經營環境變化，以「組織安定、財務健全、營運有序及期程合理」為目標，穩健推動公司轉型，另亦持續透過公司治理機制、財務資本運用、合理管控資本支出、加強財務管理、強化資產活化利用，以及爭取電價合理反映經營成本等措施，強化事業經營體質；又為強化各部門自主管理及營運績效，以平衡計分卡財務、顧客、內部流程及學習成長等 4 構面，建構公司關鍵績效指標，期提升事業經營效率，達事業永續經營之目標。109 年度計訂定 25 項、94 個子項之關鍵績效指標，經營結果並獲有盈餘 240 億餘元，較 108 年度盈餘 160 億餘元，增加 80 億餘元，約 49.72%。

B. 重要審核意見

(A) 購電支出逐年上升，又負債比率偏高，財務體質尚待強化：經查台灣電力公司 109 年度經營結果，計獲本期淨利 240 億 9,634 萬餘元，較預算 20 億 6,324 萬餘元增加 220 億 3,309 萬餘元，主要係化石燃料價格較預算為低，火力發電等費用隨減所致，台灣電力公司並因受惠化石燃料價格下跌，火力發電費用 2,495 億 3,836 萬餘元，較 108 年度之 3,089 億 1,964 萬餘元，減少 593 億 8,128 萬餘元，約 19.22%，惟台灣電力公司 105 至 109 年度收購民營電廠及民間業者生產之汽電共生、燃氣及再生能源等電力支出，已由 105 年度之 1,160 億 4,561 萬餘元，逐年增加至 109 年度之 1,527 億 7,674 萬餘元，購電支出占營業成本之比率亦由 105 年度之 23.04%，增加至 109 年度之 28.26%

(圖 4)，顯示購電支出並未隨國際燃料價格下跌而減少，其中 109 年度燃煤購電金額 506 億 155 萬餘元，占 109 年度購電總金額之 33.13%，較 108 年度之 472 億 4,607 萬餘元，增加 33 億 5,547 萬餘元，約 7.10%，且 109 年度每度平均購電成本 2.4592 元，亦較每度平均

圖4 購電支出趨勢



註：1. 購電比率=購電支出/營業成本×100。

2. 資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

自發成本 1.3248 元，增加 85.63%，有待兼顧穩定供電原則下，評估最適發購電占比，以提升經營績效。另 109 年底負債金額 1 兆 8,190 億 1,990 萬餘元，占總資產之 84.79%，自有資本比率僅 15.21%，其中計息負債高達 1 兆 1,030 億 1,882 萬餘元，109 年度支付利息費用 191 億 6,011 萬餘元，債息負擔相當沉重，且待填補虧損仍有 641 億 9,425 萬餘元，財務狀況尚待改善，經函請經濟部督促檢討妥處。據復：經濟部已訂定 114 年再生能源民營電廠及汽電共生可替代高成本機組發電，除可補足電源不足缺口外，更可降低營運成本，台灣電力公司未來仍持續開發穩定可靠電源，以因應未來再生能源大量併聯衝擊，及降低購電占比，另外亦將持續於電價費率審議會中，積極爭取調整電價，以反映成本及合理利潤，暨持續進行經營改善，提高成本意識，並將燃料採購績效、運維費控管、電能營運績效、提升機組運轉效率等納入公司總目標管控項目。

(B)部分經營關鍵績效指標未達目標：經查台灣電力公司於 109 年度訂定強化成本意識、推動電源開發計畫與提供用戶加值服務應用等 25 項（94 個子項）關鍵績效指標，其中未達設定目標者，計有燃材料供應及營運績效提升、工安績效、推動電源開發計畫、確保機組穩定運轉、關鍵技術研究與應用、提升電網強韌度及供電能力、新事業推動及轉投

資管理暨遵循友善環境使命等 8 項 (表 4)，主要係相關計畫未獲核定，或水情不佳未如期進行運轉試驗，或因配合道路施工許可取得及停電施工排程延後施工等所致，又 109 年度未達成目標比率高達 32%，較 107 及 108 年度之 10%、22.22% 為高，經函請經濟部督促台灣電力公司針對問題癥結檢討妥處。據復：經審視各關鍵績效指標落後原因，如屬於可控因素之指標項目均已戮力追趕工期，另將採按季追蹤管控，每半年召開目標執行成果檢討會，滾動檢討落後原因及提出改善方案，俾精進營運，提升整體經營績效。

表 4 109 年度關鍵績效指標未達成情形

項 目	目 標 值	實 績 值
燃材料供應及營運績效提升	塔山電廠夏季燃油庫存量 10,000±2,500 公秉	塔山電廠夏季燃油庫存量 6,764 公秉
新事業推動及轉投資管理	與民間企業合作成立船運公司	計畫審查中，尚未成立船運公司
工安績效	無發生勞安事故	發生 24 件勞安事故
推動電源開發計畫	鯉魚潭水庫景山水力發電計畫商轉	尚待連續運轉試驗，未如期商轉
確保機組穩定運轉	太陽能年發電量達 2.68 億度以上	太陽能實際年發電量 2.54 億度
遵循友善環境使命	完成興達電廠 FGD 廢水零排放	僅完成零排放設備運轉測試，尚未完成廢水零排放
關鍵技術研究與應用	完成金門 10 萬瓦以上公民電廠工程查驗	僅完成案場簽約，尚未完成工程查驗
	投入節能減碳及綠能研究經費達 32 億餘元以上	投入節能減碳及綠能研究經費僅 23 億餘元
提升電網強韌度及供電能力	161KV 南濱至七股 2 回線擴複導體工程竣工	僅完成決標作業，尚未竣工

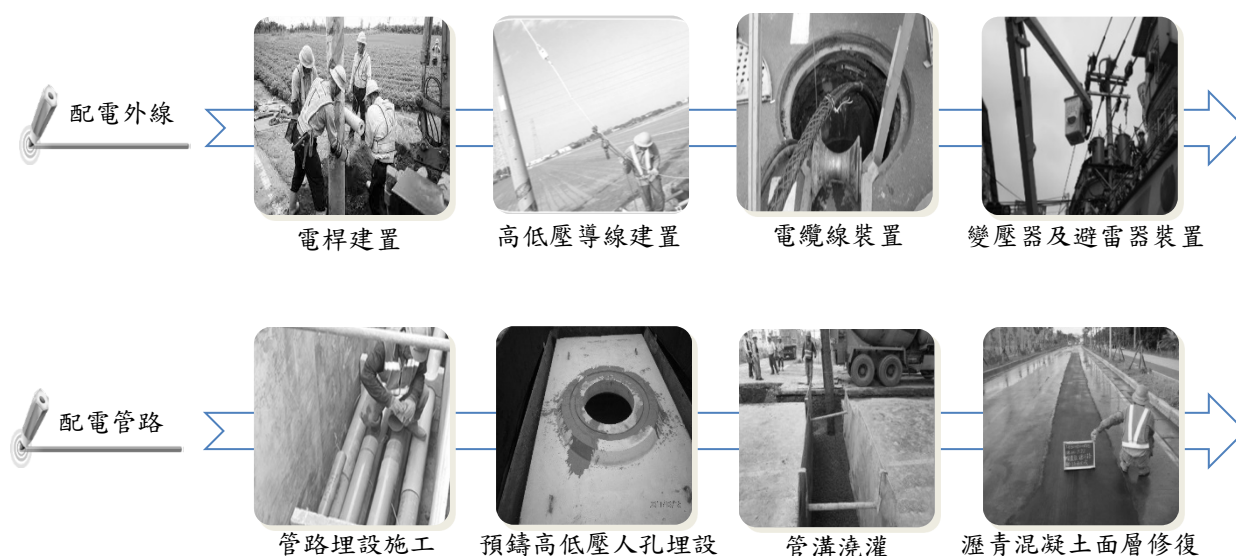
資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

(2) 因應民眾用電需求及供電穩定，辦理配電外線 (管路) 工程

A. 執行情形：台灣電力公司配電工程分為配電外線及管路兩種，由所屬 24 個區營業處規劃辦理發包委由承攬商施作，主要係協助用戶從 10KV 高壓線中接入電能，並轉化為可以使用 220V/380V 電能之工程，其覆蓋範圍廣，並對技術要求高，須接受專業訓練之人員，始可進行施工。其中配電外線工程係將電力由配電變電所或二次變電所送至配電變壓器之供電線路，配電線路若經由電桿架設者稱為架空配電線路，若經由地下管路穿設者稱地下配電線路，工程施作項目包括電桿、高低壓導線建置，及電纜線、變壓器與避雷器裝置等；配電管路工程係地下配電線路電纜穿設於地下配電管路之工程，工程施作項目包括

管路埋設施工、預鑄高低壓人孔埋設、瀝青混凝土面層修復等(圖 5)。上述各項作業項目，依電業法、供電線路屬性(架空或地下)、用電需求及用電地址環境，因地制宜規劃配置設計施工，以符實際用電需求及供電穩定。又配電工程採購分為配電外線、配電管路、配電外線及零星管路綜合、配電管路及零星外線綜合等 4 類工程，每年採購標案近 90 件，發包金額約 125 億餘元，每標案平均採購金額約 1 億 4,000 萬元，每年交辦施作分項工程約 7 萬餘件，平均 1 個標案交辦約 800 件；又為掌握配電工程契約承攬商施工進度及民眾用電權益，於承攬契約明訂承攬商履約能力、施工管理、品質管理及工安管理之相關規範，以確保承攬商能依約如期如質完成交付之工作。另台灣電力公司為傳承與延續配電工程施工核心技術，強化各區營業處能機動支援事故搶修工程，以及因應年度配電外線(管路)帶料工程契約招標或執行不順，自 102 年 5 月起陸續於所屬區營業處成立施工班，截至 109 年底止，施工班工量計 422 萬餘積點、出工人數 1 萬 7 千餘人次，截至 110 年 5 月底止已有 15 個區營業處成立，施工人力共 60 班，計 372 人，後續將視人力增補情形，逐步於其他區營業處推動成立施工班。

圖 5 配電外線(管路)工程主要施工項目



資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

B.重要審核意見

(A)承攬商工地負責人、安全衛生管理人員、品質管理人員、領班及班員，參加職業安全衛生訓練機構在職教育訓練，當日亦報在工地現場施工，承攬商提報工程作業人員之

職安教育訓練證書(紀錄)，顯有不實：經查台灣電力公司為落實配電工程施工安全及工程品質之要求，於雙方簽訂承攬契約已規範，承攬商現場施工人員依職業安全衛生法令、公共工程品質管理制度及契約規定應接受在職教育訓練或回訓者，應依規定辦理；承攬商於工程開工前，應向台灣電力公司報備工作場所人員名單(含分包廠商員工)，並提報依職業安全衛生法規完成安全教育訓練紀錄送台灣電力公司備查，方可使勞工進場施工等。惟台灣電力公司 24 個區營業處清查 107 至 110 年度發包辦理配電外線(管路)帶料發包工程 275 件結果，承攬商提報工地負責人、安全衛生管理人員、品質管理人員、領班及班員等，參加職業安全衛生訓練機構在職教育訓練，當日亦在工地現場施工，計有 1,939 人、4,056 筆(表 5)，據各區營業處向承攬商查詢瞭解原因，並

表 5 配電外線(管路)帶料發包工程承攬商人員參加職業安全衛生教育訓練同日又在現場施工情形

單位：件、人、筆

執行年度	標案件數	合計		施工人員		專職人員	
		人數	筆數	人數	筆數	人數	筆數
合計	275	1,939	4,056	1,864	3,861	75	195
107	75	374	726	353	673	21	53
108	95	802	1,706	772	1,636	30	70
109	96	701	1,499	677	1,427	24	72
110	9	62	125	62	125	—	—

請承攬商提供相關佐證資料，部分承攬商承認員工未確實回訓，或因臨時被通知須回訓上課，現場施工由他人代替；部分承攬商則未回復，或未提供佐證資料等，顯示承攬商提報工程作業人員之職業安全教育

註：1. 本表施工人員包含領班、班員；專職人員包含工地負責人、安全衛生管理人員及品質管理人員。

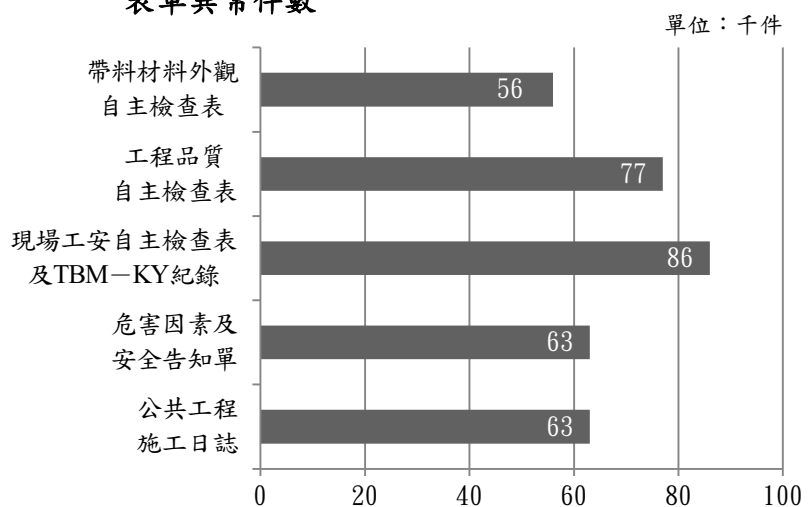
2. 資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

訓練取得結業證書或訓練紀錄不實，或出工有由他人冒名頂替代簽名等情事，經函請台灣電力公司查明確依契約規定妥處，並檢討相關人員有無善盡審核之責。據復：將檢討修訂回訓通報與違約處置措施等納入契約條款確實執行，並新增「新配電工程資訊系統(NDCIS)」功能，針對承攬商作業人員完成回訓報名後，須於 NDCIS 系統輸入回訓日期及時段，以勾稽是否回訓當日亦報在工地現場施工。另經各區營業處查證結果，未經法定訓練合格者計有 482 人次、未具領班資格人員擔任領班工作者計有 23 人次，並扣收罰款金額 3,865 萬餘元，及議處相關違失人員 38 人次。

(B)承攬商工作人員施工期間未依規定簽到，或未填報公共工程施工日誌及相關自主檢查表單，或由他人冒名頂替代簽名，或以蓋章取代簽名，或漏未簽名：經查台灣電力公

司為確保承攬商能落實施工與工地管理，於承攬契約規定，承攬商於施工期間，須填寫公共工程施工日誌、危害因素及安全告知單、工安自主檢查及 TBM（工具箱會議）-KY（預知危險活動）紀錄、工程品質自主檢查表、帶料材料外觀自主檢查表等，均應由領班於現場檢查施工結果後親自簽名，並經工地負責人（工地主任）簽名，供各主辦工程區營業處赴工作場所執行抽驗時核對，並於工程竣工後將資料整理送各區營業處初驗及核對，若未依契約規定辦理則處以 300 元至 1 萬元罰款。惟經本部抽查及台灣電力公司清查 108 及 109 年度已結算 92 件工程（契約金額 123 億 7,821 萬餘元）結果，存有：承攬商之工地負責人（工地主任）、品質管理人員及安全衛生人員，未依承攬契約規定於施工期間每日至工作場所或台灣電力公司指定之地點上、下午各簽到一次，台灣電力公司並未依契約規定向承攬商處以罰款；承攬商提送各項表單，存有漏未檢附，或填報各該表單之簽名與開工前說明會簽名不一，或以蓋章取代簽名，或漏未簽名，或由他人代簽名，或領班及工地負責人填寫日期由同一人填寫等情事，其中公共工程施工日誌計有 6 萬 3 千餘件、危害因素及安全告知單計有 6 萬 3 千餘件、現場工安自主檢查及 TBM-KY 紀錄計有 8 萬 6 千餘件、工程品質自主檢查表計有 7 萬 7 千餘件、帶料材料外觀自主檢查表計有 5 萬 6 千餘件，共計 34 萬 6 千餘件（圖 6）。據台灣電力公司各區營業處向承攬商查詢結果，主要係現場領班未親至簽名，交由行政人員代為簽名加註日期；工地負責人、行政人員等複核表單或整理竣工資料時，發現漏簽名逕代為簽名或補押日期；施工人員臨時請假，由他人代為簽名，以符合提報領班及班員名單；相關人員一次簽妥多張空白表單，交由派駐行政人員補簽日期等，顯示承攬商未依契約規定於施工現場填報各表單，各區營業處工程監造單位

圖6 配電外線（管路）帶料發包工程承攬商提報各項表單異常件數



資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

人員赴施工現場抽驗時未確實核對相關表單，事後亦未審核承攬商提報之工作單內容，經函請台灣電力公司查明確依契約規定妥處，並檢討相關人員疏失責任。據復：已責成各區營業處加強抽查表單簽名之真實性，採「勤查重罰」方式，導正承攬商錯誤行為，暨於「新配電工程資訊系統（NDCIS）」新增承攬商開工說明會簽名檔上傳及下載功能，提供各區營業處現場檢驗員下載使用，以供核對簽名之真實性，避免相同缺失再度發生。另經各區營業處查證結果，承攬商未填報，或由他人冒名頂替代簽名，或以蓋章取代簽名，或漏未簽名等表單，計有 32 萬 4 千餘件，並視承攬商違約情形，扣收罰款金額 8,403 萬餘元，及議處相關違失人員 272 人次。

(C)承攬商採購帶料主要材料，涉有偽（變）造製造廠商出廠證明或紀錄，虛報材料進庫，暨填報之主要材料進出倉庫料帳表之數量不確實，結算驗收使用量大於契約累積用量：經查台灣電力公司為加強配電工程帶料發包材料管理，確保配電線路材料品質，訂定配電工程帶料發包施行要點及配電工程帶料發包材料品管要點，要求承攬商須依契約相關規定提供主要材料進出料帳有關資料（出廠檢驗文件、配電工程帶料主要材料進出倉庫料帳表等），供各區營業處核對帶料材料之庫存情形。惟經本部抽查及台灣電力公司清查 108 至 110 年度 62 件標案結果，發現承攬商提報製造廠商購買材料之出廠證明文件，或以剪貼及複製方式增加採購數量，或以同一張製造廠商出廠證明書或紀錄等，多次向區營業處提報購料進庫情形（僅日期不同，其餘公司及負責人蓋章位置、材料品名及數量等均相同，或採購之數量係剪貼變造，自行填寫出廠日期），計有 17 個區營業處 32 家承攬商，提報 405 筆、1,162 項材料（依契約金額計算，共 1 億 7,259 萬餘元），顯示承攬商提報材料製造廠商出廠證明書或紀錄，涉有偽（變）造情事。另查 24 個區營業處辦理配電外線（管路）工程，承攬商採購帶料之主要材料，大部分區營業處未至承攬商倉庫辦理材料外觀抽驗，又據 24 個區營業處清查 108 及 109 年度 73 件工程結果，承攬商提報之部分「配電工程帶料主要材料進出倉庫料帳表」及「配電工程帶料主要材料料帳管理月報表」之庫存量與結算驗收使用數量不符，共有 34 件工程，228 項材料結算使用量大於庫存總量（含購料進庫、材料移撥），金額計 2,528 萬餘元（按各契約材料單價計算），據說明主要係承攬商先行使用其他契約材料，未落實辦理移撥程序；或未確實清算材料，致原提報表單數量有

誤；或區營業處未確實核對承攬商提報之帶料主要材料進出料帳有關資料及抽查核對材料進出倉庫情形；或承攬商拆除拆料未確實退庫，區營業處未落實退庫材料清點等所致，顯示「新配電工程資訊系統（NDCIS）」建置帶料主要材料相關料帳管理報表之進庫數量、撥入數量、撥出數量及庫存總量均有不實情形，經函請台灣電力公司查明妥處。據復：將檢討修訂配電工程帶料發包材料品管要點，要求承攬商另須檢附「出（銷）貨單」正本佐證，及工程主辦部門每月應赴現場及承攬商倉庫辦理帶料材料外觀抽查各1次，並擴充「新配電工程資訊系統（NDCIS）」功能，新增跨區營業處查詢、異常標案燈號警示等，暨將利用配電技術檢討會逐案討論缺失樣態及改善防範對策，避免類似缺失再度發生。另經各區營業處清查結果，計有483筆出廠證明或紀錄、1,570項材料，金額2億4,702萬餘元，涉有偽(變)造情事，並視承攬商違約情形，扣收罰款2,369萬餘元，及議處相關違失人員47人次。

(D)承攬商實際施工領班或作業已有調整或異動，未依規定修正資訊系統登錄資料，另部分領班未全程於施工現場：經查台灣電力公司為掌握配電外線（管路）工程承攬商之施工進度及管理作業等，建置「新配電工程資訊系統（NDCIS）」，並於承攬契約要求承攬商填送「預定工作日誌報告表」，應同時至NDCIS登錄，若有修正或變更部分，亦應於施工當日或施工後次日上午9時前至NDCIS修正等，俾利台灣電力公司執行走動管理與工安查核任務，及維護NDCIS登錄資料正確。惟經下載109年度辦理51件工程之領班報工資料計8萬6千餘筆，勾稽比對結果，同位領班於同日報工時段存有重疊情事者，計有9,132筆，經台灣電力公司釐清並歸納原因，其中承攬商實際施工時已調整相關作業或人員，未依規定修正NDCIS登錄資料者，計有8,212筆（包括實際施工時間已調整或施工時間誤植、取消施工、因地點相近等併案施工或新增施工案件、未註明預備案件或工作量少彈性報工、實際施工時領班已異動、前件提前完工等）；承攬商報工錯誤、重疊或未派工者，計有701筆；同位領班跨區營業處報工，各區營業處無法掌握（係因NDCIS系統僅就單一區營業處之領班及班員控管不得於相同時段報工）者，計有211筆；施工領班未全程在現場者，計有8筆，經函請台灣電力公司督促承攬商確實依合約規定登錄資料，並就跨區營業處報工、報工重疊者於NDCIS系統建立控管機制，以維登錄資料合理性及正確性，並有效管控施工

過程系統性風險，另就領班未全程在場者查明妥處。據復：將檢討承攬契約計罰規定，並擴充NDCIS「報工管控功能」，俾全面防範跨區營業處同一人於同一時段報工情形發生，及利用電務工作抽查、工程品質督導等機制，加強抽查承攬商履約情形，避免類似缺失再度發生。另經各區營業處清查結果，已視承攬商違約情形，扣收罰款69萬餘元，並議處相關違失人員37人次。

(E)綜上，本案承攬商辦理配電工程違反契約規定，及台灣電力公司各區營業處相關人員顯有監造及審核之違失行為，經台灣電力公司查復，24個區營業處清查並向承攬商查證，承攬商未依契約規定填報公共工程施工日誌等表單及於NDCIS修正施工人員報工資料共計32萬餘件，向承攬商扣收罰款1億4,707萬餘元；另承攬商提報材料製造廠商出廠證明或紀錄偽(變)造者共有483筆、1,570項材料、金額2億4,702萬餘元，並已就各區營業處相關主管及檢驗員議處違失人員計394人次。鑑於本案違失情節重大，經本部依審計法第17條前段及同法施行細則第16條之規定，於110年6月21日報請監察院依法處理。

(3)改善配電系統三相不平衡，提升系統運轉效能

A. 執行情形：台灣電力公司配電系統主要由高、低壓配電線、配電變壓器及開關等設備組成，其位於電力系統末端直接供電用戶，早期因國內電力負載密度較低，台灣電力公司為節省變壓器投資，大量使用燈力併變壓器（即採V—V接線）方式，並因用戶屬性及其用電量差異，容易造成對配電系統架構不平衡，影響系統安全性及增加饋線損失。截至109年底止，台灣電力公司總饋線數量超過1萬條，饋線長度超過38萬公里，配電變壓器超過140萬具，用戶數更高達1,400萬戶以上，配電運轉系統涵蓋範圍廣泛。台灣電力公司為瞭解及釐清饋線電壓與電流三相不平衡程度，於106年2月成立「電力系統不平衡改善小組」，邀集外界專家學者提出診斷及精進建議，截至109年底止，共計召開10次會議，另已採購12臺配電設備相別量測裝置，計164萬餘元，及於107年度委外辦理「配電系統三相不平衡分析及諧波影響」（經費441萬元，執行期間為107年11月2日至109年11月1日），及「燈力併供變壓器對配電系統及用戶影響」（經費254萬餘元，執行期間為107年12月1日至109年5月31日）等研究案。據研究團體於109年10月出具

之「配電系統三相不平衡分析及諧波影響」研究報告，提出短、中、長期作法，其中短期針對三相不平衡較為嚴重之配電饋線中性線電流大於 100 安培 ($I_n > 100A$)，列為必須限期完成改善之對象；中期作法建議推動導線及變壓器相別普查量測與標示，並修正圖資系統變壓器相別屬性；長期作法建置智慧電網設備管理系統，蒐集線路運轉電流，應用大數據分析，支援三相不平衡改善等。

B.重要審核意見

(A)部分區營業處配電饋線中性線電流值異常次數較高，易存三相不平衡現象：經蒐集各方對配電系統三相不平衡造成影響，包括對配電變壓器、高壓線路、供電企業、配電盤和低壓線路及用戶等 5 項影響，據台灣電力公司說明，對配電變壓器影響為增加其損耗；對高壓線路與供電企業影響為增加高壓線線路損失及供電至用戶之損失等（表 6）。惟統計至 109 年底止，台灣電力公

表 6 配電系統三相不平衡造成影響情形

司所屬 24 個區營業處共計 10,143 條饋線，其中 109 年度饋線三相電流發生 $I_n > 100A$ 者，計有基隆等 20 個區營業處之 1,575 條，比率約 15.53%，甚至有桃園等 12 個區營業處之 89 條超過 300 次（表 7），顯示饋線中性線電流較高情形普遍存在，影響配電系統三相平衡。又據 109 年 10 月出具委

影響項目	台灣電力公司回覆說明
配電變壓器	變壓器損失分為銅損及鐵損，三相不平衡時因三相電流其中一相會較高，故銅損將比平衡高，增加變壓器損耗。
高壓線路	三相不平衡時，有一相電流較大，一相電流變小情形，因損失與電流平方成正比，整體高壓線線路損失將增加，或供電企業供電至用戶，三相不平衡增加線路損失，若整體配電線路不平衡改善，以台灣電力公司 109 年度為例，其配電損失率將由 2.03% 降至 2.01%，減少 0.02 個百分點。
供電企業	
配電盤及低壓線路	低壓線損線路損失原理同高壓線路，惟對配電盤影響不大。
用戶	依據「配電系統三相不平衡分析及諧波影響研究」研究案結論，三相電壓不平衡率 1%—2%，對用戶之三相感應電動機（馬達）損失約增加 0.7% 至 0.86%。

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

託研究結論建議，台灣電力公司須於短期儘速規劃改善饋線 $I_n > 100A$ 情形，又 110 年 2 月 3 日召開「電力系統不平衡改善專家學者諮詢會議」，與會專家學者亦建議未來先從工業區負載較重電力用戶且空間足夠之場所逐步改接，以力求三相平衡，降低電壓不平衡之影響，有待儘速參考學者專家之建議意見審慎評估規劃處理三相不平衡之原則、辦理期程

等。另查台灣電力公司統計線路損失量，僅來自其輸電系統及配電系統，並未包括用戶端，經據台灣電力公司提供107至109年度配電系統線路損失量，分別為45億8,513萬餘度、46億6,118萬餘度及48億5,619萬餘度，線路損失率（配電損失量/淨發購電量）分別為1.97%、2.01%及2.03%，以109年度平均每度發購電成本1.9778元估算，近3年度(107至109年度)配電系統每年平均線路損失約為92.97億元，顯示配電系統三相不平衡將造成台灣電力公司與用戶端變壓器、馬達等設備損耗及配電高低壓線路損失增加，並進而流失輸送之電力，經函請台灣電力公司儘速研謀有效改善對策並妥處。據復：已參酌專家學者及研究計畫建議，針對常態性 $In>100A$ 之饋線，作為優先改善對象，並調整至 $In<60A$ 為目標，

表7 截至109年底止各區營業處管理配電系統饋線中性線電流情形

單位：條

區營業處	饋線數量	$In>100A$	
		全部	300次以上
合計	10,143	1,575	89
基隆	282	81	—
臺北市	460	16	2
桃園	1,084	251	28
新竹	697	86	16
臺中	1,157	245	5
彰化	632	133	2
嘉義	312	21	—
臺南	659	114	—
高雄	723	51	13
屏東	377	45	—
臺東	98	—	—
花蓮	171	18	1
宜蘭	190	7	—
澎湖	48	—	—
臺北南	496	83	1
臺北北	423	71	2
臺北西	616	11	—
南投	298	67	1
鳳山	493	100	13
雲林	341	131	5
新營	177	2	—
苗栗	350	42	—
金門	39	—	—
馬祖	20	—	—

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

預計自111年起進行改善，並以6年作為目標。另為降低變壓器V—V接線方式造成三相不平衡影響，業依專家學者建議，規劃將工業區負載較重電力用戶且空間足夠場所進行改接，預計於110年7月完成初步統計後，即辦理採購三相變壓器並撥配區營業處，並逐步聯繫用戶安排停電工程改接，提升配電系統運轉效能。

(B)配電圖資系統登載變壓器相別資料正確性尚待強化：經查台灣電力公司為將所屬各區營業處變電所之主變壓器、饋線主幹線及分歧線、用戶、配電變壓器等設備納入電腦化管理，建置配電圖資管理系統(DMMS)；另為便於各區營業處於停限電期間調度饋線負載，於DMMS系統項下建置「停限電運轉圖資系統(OMS)」記錄所有變壓器相別、導線、供電用戶等資料，OMS資料庫資料係依數位化建檔時以人工繪製膠片圖資標示內容

建檔。惟據 109 年 10 月出具之「配電系統三相不平衡分析及諧波影響」研究報告指出，利用配電設備相別量測系統，執行變壓器及四路分歧線導線相別之現場量測及比對，發現 OMS 變壓器相別屬性資料與現場設備實際相別資料並不一致，以測試高雄區營業處饋線 LC34 之 18 座配電室為例，OMS 變壓器屬性資料不一致率偏高（66%）；另執行測試同區營業處饋線 LY37 及 MK33 分歧線，亦發現其主幹線之導線相別與台灣電力公司採行之標示規則並不一致，OMS 系統登錄之分歧線相別屬性與現場量測結果不同；又本部於 110 年 4 月 8 日諮詢專家學者指出，台灣電力公司曾針對 $I_n > 100A$ 之饋線進行調整，惟效果欠佳，主要原因係圖資資料不足，顯示台灣電力公司配電圖資系統登載配電變壓器（地下）

及分歧線（架空）之相別資料正確性有待加強。另查台灣電力公司為提升配電設備現場相別準確度，截至 109 年底止，已採購配電相別量測設備 12 臺，仍有 14 個區營業處未配置相別量測設備（表 8），其中臺中區營業處饋線高達 1,157 條，為各區營業處最多，並未配置，無法及時辨識配電相關相別正確性，影響 DMMS 圖資登載相別正確性，顯示配電相別量測設備配置有待強化；又依台灣電力公司配電線路工作停電處理要點規定，計畫辦理工作停電時，同一區域同一月份以 1 次工作停電為原則，並儘量配合用戶時間辦理，顯示辦理配電設備之換相作業，須依規定配合用戶停電時間執行，整體執行期程較長，且較難以確實掌握換相作業，有待強化溝通及妥善規劃停電換相作業，經函請台灣電力公司檢討妥處，俾提升圖資系統正確性。據復：因應現場量測需

表 8 截至 109 年底止各區營業處管理配電系統饋線及量測設備配置情形

單位：條、臺

區營業處	饋線數量	量測設備數量
合計	10,143	12
基隆	282	—
臺北市	460	—
桃園	1,084	2
新竹	697	—
臺中	1,157	—
彰化	632	1
嘉義	312	1
臺南	659	—
高雄	723	1
屏東	377	—
臺東	98	—
花蓮	171	1
宜蘭	190	—
澎湖	48	—
臺北南	496	—
臺北北	423	1
臺北西	616	1
南投	298	—
鳳山	493	—
雲林	341	2
新營	177	1
苗栗	350	—
金門	39	1
馬祖	20	—

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

要，已要求各區營業處視需求採購至少 1 臺（預計共 25 臺），將持續追蹤其採購情形，未來視其改善情形及設備使用需求，逐年編列相別量測設備預算。另三相不平衡換相作業，須配合用戶停電時間執行，除要求各區營業處優先配合用戶歲修或停電保養時間外，將於既設維護工作或其他工程停電一併施作，另就新(增)設及遷移改善工程，由承攬商先進行相別量測，待既設饋線相別量測調整執行時滾動檢討，俾逐步提升圖資相別正確性。

(4)辦理用戶用電設備定期檢驗，確保用戶用電安全

A. 執行情形：按電業法第 32 條規定：「……輸配電業或再生能源發電業對用戶已裝置之用電設備，應定期檢驗，並記載其結果，如不合規定，應通知用戶限期改善……，用戶用電設備之範圍、項目、要件、配置及其他安全事項之規則，及前項檢驗之範圍、基準、週期及程序之辦法，由中央主管機關定之。」又經濟部依電業法第 32 條規定於 107 年 8 月 15 日訂定用戶用電設備檢驗辦法第 16 條規定：「用戶用電設備自新設現場檢驗接電起 5 年內應至少檢驗 1 次；超過 5 年者，每 3 年應至少檢驗 1 次……。」同辦法第 19 條規定：「定期檢驗若發現用戶用電設備有未達檢驗基準或其他不良情形需改修者，輸配電業或再生能源發電業……通知用戶限期 2 個月內改善，並將副本抄送直轄市或縣（市）主管機關備查。」因此，台灣電力公司對用戶用電設備負有檢驗之權責，並訂定用電裝置定期檢驗辦法實施要點據以執行。另台灣電力公司辦理用戶設備定期檢驗，係由各區營業處每年於年度結束前 1 個月內編妥次年度檢驗工作清單，負責規劃用戶定期檢驗計畫及排定用戶定期檢驗期程，並組成檢驗小組，依工作清單排定之地區及電號，執行定檢業務，107 至 109 年度完成檢驗戶數分別為 461 萬 6,859 戶、463 萬 1,344 戶及 469 萬 7,462 戶。

B.重要審核意見

(A)部分區營業處用戶逾期待檢驗用戶數量偏高：經查台灣電力公司 107 至 109 年度須辦理定期檢驗用戶數，分別為 469 萬 2,301 戶、471 萬 9,182 戶及 477 萬 6,656 戶，逾期仍未完成用戶分別為 7 萬 5,442 戶、8 萬 7,838 戶及 7 萬 9,194 戶，逾期檢驗比率 1.61%、1.86%及 1.66%（表 9），均為低壓用戶設備。復按區營業處分析，各該逾期檢驗戶數多集中於臺中、嘉義區營業處，其中臺中區營業處逾期待檢驗用戶數連年居

高不下（分別為 6 萬 3,352 戶、4 萬 7,354 戶及 5 萬 6,146 戶），約占各該年度逾期未完成檢驗總戶數之 83.97%、53.91%及 70.90%；又嘉義區營業處 108 年度定期檢驗戶數 18 萬 8,177 戶，逾期未檢驗戶數為 2 萬 2,126 戶，逾期檢驗比率 11.76%，約為當年度各區營業處逾期平均值 1.86%之 5.32 倍。另查各區營業處逾 2 次定期檢驗期間（6 年）仍未完成檢驗，108 至 109 年度分別 1,550 戶及 822 戶，共 2,372 戶，以桃園（1,153 戶）、花蓮（914 戶）、臺北南區（300 戶）營業處最多，據說明主要係地處偏僻或長期無人居住等所致，經函請台灣電力公司針對轄區用戶屬性研議規劃妥適人力，俾於規定期限內完成檢驗，以維護民眾用電及生命財產安全。據復：為降低未完成檢驗數，已因應部分用戶未能於上班時段配合檢驗，將請各區營業處妥為聯繫，並配合用戶時間，必要時於假日出勤辦理定檢作業，另請各區營業處提前辦理次年度定檢招標作業，並適時增加發包量，及加派人力與督促承攬商嚴格執行定檢作業，確實管控。

表 9 用戶用電設備定期檢驗辦理情形

單位：戶、%

年度	項 目	合 計	特高壓	高壓	低壓
107	檢驗戶數	4,692,301	239	9,135	4,682,927
	未完成檢驗數	75,442	—	—	75,442
	逾期檢驗比率	1.61	—	—	1.61
108	檢驗戶數	4,719,182	246	9,282	4,709,654
	未完成檢驗數	87,838	—	—	87,838
	逾期檢驗比率	1.86	—	—	1.87
109	檢驗戶數	4,776,656	262	9,434	4,766,960
	未完成檢驗數	79,194	—	—	79,194
	逾期檢驗比率	1.66	—	—	1.66

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

(B)高壓以上用戶之定期檢驗，部分區營業處之用戶裝置檢驗結果不良或改善率偏低：經查台灣電力公司依用戶裝置契約容量多寡，區分為特高壓、高壓及低壓用戶，並針對高壓以上用戶於台灣電力公司用電裝置定期檢驗辦法實施要點第 8 點規定，若檢驗評判結果有劣化、待修檢查或不良情形，立即通知用戶改善，並副知直轄市或縣（市）主管機關督促用戶改善，及追蹤管控至改善為止。台灣電力公司 107 至 109 年度辦理高壓以上用戶定期檢驗用戶數量分別為 9,374 戶、9,528 戶及 9,696 戶，其中檢驗用戶用電裝置不良戶數

各為 476 戶、605 戶及 772 戶，惟未依限改修並複驗完成者，仍有 231 戶、324 戶及 415 戶（表 10），顯示未於改修期限完竣用戶數量逐年增加；又臺北、臺北西區及鳳山等 3 區營業處，已連續 3 年高壓用戶設備改修率未達 30%，甚至臺北西區營業處 107 至 108 年度轄區高壓用戶用電裝置不良戶數之改修率均為零，顯示部分區營業處未積極落實追蹤高壓用戶裝置不良後續改善辦理情形，經函請台灣電力公司就高壓用戶研議加強巡檢頻率之對策，並落實用電裝置不良用戶後續追蹤及通報機制，避免用電事故發生。據復：高壓以上用戶定期檢驗作業，如發現用戶裝置不良，均已依規定函請用戶限期改善（副知縣市政府）；另為提升用電裝置不良之改善率，將透過各區營業處積極宣導高壓用戶於設備更換或新設，必須委請電機技師或電器承裝業者設計及施工，並至用戶端辦理設計資料審查及報竣工檢驗事宜。

表 10 高壓以上用戶用電設備定期檢驗裝置不良情形

單位：戶

年度	項 目	合 計	特高壓	高壓
107	檢驗戶數	9,374	239	9,135
	用戶裝置不良數	476	2	474
	尚待改善數	231	—	231
108	檢驗戶數	9,528	246	9,282
	用戶裝置不良數	605	—	605
	尚待改善數	324	—	324
109	檢驗戶數	9,696	262	9,434
	用戶裝置不良數	772	1	771
	尚待改善數	415	—	415

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

3. 關於供需配合者

(1) 推動智慧電表布建，提升電網強韌度

A. 執行情形：台灣電力公司因應我國電力需求不斷成長，為確保電力穩定供應，自 99 年度起辦理智慧型電表基礎建設（Automated Metering Infrastructure, AMI）布建相關工作，期透過資訊、通信與自動化科技，建置具智慧化之整合性電力網路，以提升電力系統運轉效率、供電品質及電網強韌度，並搭配時間電價及加強需求面管理等措施，達到節能減碳之政策目標。截至 109 年底止，高低壓 AMI 用戶已分別完成 2 萬 9,516 具及 109

萬 7,235 具，其中金門地區因配合規劃智慧電網示範島，試行各項技術以累積經驗，作為本島智慧電網規劃與建置之參考，大金門全島用戶 3 萬 2,249 具，已於 109 年底布建完成。另為提升高壓以上用戶智慧電表用戶管理，於 102 年 6 月建置完成「高壓 AMI 系統(TMAP)」資訊平臺，供內部人員分析與掌握，並於 105 年 7 月設置「高壓用戶服務」入口網站，供用戶查詢用電資料及辦理時間電價，截至 109 年底止，相關通訊模組安裝及資訊系統建置等經費累計執行 94.03 億元。

B.重要審核意見

(A)低壓 AMI 布建多年，仍有部分區營業處數量未達目標，且部分 AMI 安裝後易生故障：按行政院核定修正之 109 年 3 月「智慧電網總體規劃方案」檢核點內容說明，AMI 智慧電表基礎建設（累計戶數）目標，109 及 113 年度須各達 100 萬戶及 300 萬戶。經查台灣電力公司 24 個區營業處 107 至 109 年度，實際累計布建 AMI 數量為 109 萬 7,235 具，已達預計目標，惟仍有高雄、花蓮、澎湖、南投及馬祖等 5 個區營業處（表 11），因廠商製交電表品質未符標準及受新型冠狀病毒肺炎（COVID-19）疫情影響等，致無法達到預計安裝目標。另查台灣電力公司 107 至 109 年度向華城電機股份有限公司（下稱華城公司）等 6 家採購低壓 AMI 智慧電表數量共計 116 萬 5,000 具，其中華城公司產製數量計 7 萬 100 具，因其對離尖峰之時間電價計費偏差或用電資料無法正確記錄等問題遲無法獲得解決，截至 109 年底止，僅臺南及鳳山等 2 個區營業處先行完成 1 萬 459 具安裝（經雙方協議後仍須由廠商完成改正），並經台灣電力公司要求華城公司依契約規定將剩餘數 6 萬 9,349 具（扣除驗收時不合格數 751 具）於 109 年 9 月底及 110 年 1 月底前完成改正，惟

表 11 截至 109 年底止區營業處低壓用戶智慧電表布建進度未如預期情形

單位：具、%

區營業處	預計累計布建數	實際累計布建數	比較增減	
			數量	比率
高雄	60,000	40,940	- 19,060	- 31.77
花蓮	15,000	14,894	- 106	- 0.71
澎湖	5,000	1,001	- 3,999	- 79.98
南投	40,000	31,182	- 8,818	- 22.05
馬祖	200	190	- 10	- 5.00

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

截至 110 年 4 月底止，華城公司仍未完成改正，致除馬祖區營業處外，23 個區營業處仍有 2 萬 6,747 具先前已驗收入庫暫置於各該區營業處倉庫長達 1 至 2 年餘無法安裝，徒增倉儲保管費用；又向其餘 5 家廠商採購低壓 AMI，各區營業處自 107 年度進行安裝，經統計 107 至 109 年度電表發生故障之數量，其中 108 及 109 年度電表故障數分別為 77 具及 2,110 具，故障原因主要係螢幕無法顯示或電表韌體錯誤，造成指針倒轉等，且故障電表集中於製造廠商大同股份有限公司（1,037 具）及康舒科技股份有限公司（960 具），顯示電表品質穩定度仍待提升。鑑於台灣電力公司於 113 年度須完成累計 300 萬具低壓 AMI 建置，經函請台灣電力公司檢討強化 AMI 驗收及巡查作業，俾達規劃目標。據復：有關華城公司不良電表已完成第 1 批電表改正，俟新型冠狀病毒肺炎（COVID-19）疫情趨緩，將趕上預定布建數量；另部分 AMI 安裝後易生故障，已要求廠商更新電表軟體併同硬體強化方式，增加電表抗干擾能力；又為加強電表驗收品質，已於 110 年度 AMI 採購及安裝案，要求增加 1 個月整合測試，確認電表功能無異常後始能進行交貨，並強化巡查作業機制，及建立合格廠商名單，俾電表於安裝前事先發現不良電表，以降低電表故障發生機率。

(B)多數低壓 AMI 智慧電表通訊模組處於驗收階段，且部分區營業處通訊回傳率待強化：經查我國推動低壓 AMI 建置，係由智慧型電表、通訊系統、電表資訊管理系統組成，為實現智慧電網目標最重要之建設，智慧電表與傳統電表最大不同，在於前者具有通訊功能，可讓用戶與供電方資料雙向溝通，透過用電量預測與分析，適時滿足用戶需求，並藉由數據監控分析，可達到能源最適使用效率等諸多效益。台灣電力公司於 109 年底完成累計 109 萬具低壓 AMI 布建外，並配合低壓 AMI 安裝期程，辦理 20 萬戶（具）及 100 萬戶（具）等 2 件通訊模組採購案，俾作為用戶電表相關資訊之傳輸與分析，其中 20 萬戶通訊模組標案（經費 8 億 1,833 萬餘元），截至 110 年 3 月底止，均已完成相關通訊驗收程序，並完成安裝通訊模組計 24 萬 110 具，其讀表成功率為 96.90%，已達契約規定整體通訊完成率 95%之要求，惟 100 萬戶通訊模組標案（經費 17 億 104 萬餘元），截至 110 年 3 月底止，完成安裝之通訊模組計 76 萬 704 具，均未完成驗收作業程序，整體讀表率為 92.75%，尚未達契約要求整體通訊完成率 96%之要求，並有基隆等 8 個區營

業處整體通訊率未達 9 成(表 12)，甚至彰化區營業處通訊模組讀表成功率僅為 78.98%，據說明主要係建築環境特性或建築環境改變，導致產生通訊死角或資料集中器最佳位置尋找不易等所致，顯示整體通訊回傳率仍待強化，經函請台灣電力公司檢討妥處。據復：100 萬戶標案各家廠商均已逐步進入驗收程序，並持續進行現場訊號改善作業，俾符合契約要求整體通訊完成率 96%，另將持續依契約規定督促各得標廠商確實如期如質完成，預計於 110 年第 4 季完成總驗收。

表 12 截至 110 年 3 月底止低壓 AMI 智慧電表 100 萬戶通訊模組整體通訊讀表率未達 9 成情形

區營業處	完成通訊模組安裝數量(具)	讀表成功量(具)	讀表成功率(%)
合計	274,056	234,371	85.52
基隆	48,382	42,092	87.00
桃園	46,726	38,020	81.37
臺中	62,212	55,830	89.74
彰化	32,340	25,543	78.98
高雄	30,438	26,463	86.94
屏東	12,894	11,593	89.91
雲林	33,857	28,876	85.29
鳳山	7,207	5,954	82.61

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

(2)執行穩定供電之經營目標，確保電力供應無虞

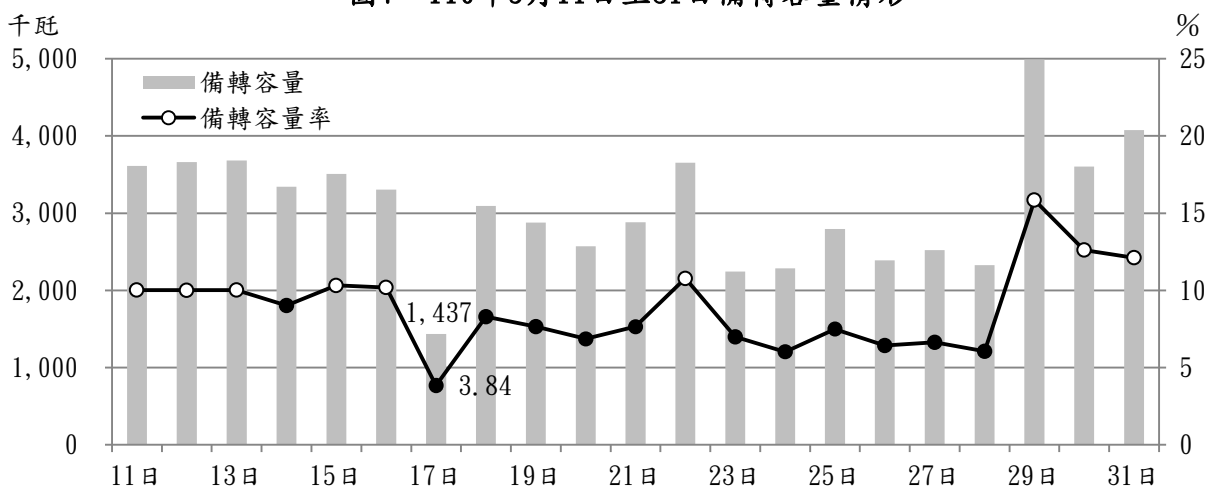
A. 執行情形：依據經濟部推動穩定電力方案說明，台灣電力公司自 108 年度起備用容量率維持在 15% 以上，備轉容量率 10%，穩定安全提供電力。另經濟部能源局為提升產業及民生用電品質，推動供電可靠度 999 方案，台灣電力公司須定期將電力系統停電時間及次數陳報經濟部能源局。台灣電力公司為達成穩定供電，強化發電設備運維措施與管理配套，穩健布署相關監測與環境預警系統，並定期進行設備點檢維護及汰舊換新等，期降低事故發生率，因此，除將供電可靠度列為經營績效指標外，並推動「結合人力資源共同完成電廠維修作業」方案，彈性運用北、中、南 3 處修護人力，結合電廠與協力廠商人力資源共同完成電廠大修，109 年度計完成 64 部（火力 45 部、水力 19 部）機組大修，並投入 282 億 4,800 萬餘元經費，持續辦理燃煤及燃油發電廠鍋爐換管作業、推動電網建設、饋線自動化工程，與定期巡檢線路設備，以降低機組故障率及縮短停電時間及次數。另 109

年度備用容量率為 16.40%，每日備轉容量率均逾 10%；又發電、輸電及配電系統停電次數共計 9,859 次，較 108 年度之 1 萬 3,043 次，減少 3,184 次，約 24.41%。

B.重要審核意見

(A)電力調度與機組大修安排未臻周妥，致連續發生兩次大規模分區輪流供電，斷傷政府及公司形象，並增加公司損失：台灣電力公司於 110 年 5 月 13 日下午 3 時執行緊急分區輪流供電，約影響 400 萬用戶，主要係台灣電力公司工作人員進行工程施作過程誤觸開關，造成高雄市路竹區路北超高壓變電所匯流排故障，導致興達電廠 4 部機組跳機，損失供電 220 萬瓩所致，惟當日台灣電力公司於網站公告備轉容量率 10.03%，備轉容量約 368 萬瓩，而跳機之興達電廠 4 部機組供電量僅約 220 萬瓩，未能啟動備轉容量機組供電，引起各界質疑，據說明係太陽光電、風力發電量未如預期，以及可迅速升載之水力機組亦因水情欠佳無法支援，減少供電能力 180 萬瓩，爰緊急執行分區輪流供電所致。經查台灣電力公司曾於 106 年 8 月 15 日，因台灣中油公司人員施工不慎切斷天然氣供應，導致大潭發電廠 6 部機組跳脫，損失 438 萬瓩電力，並緊急分區輪流供電，據行政院網站公開之 106 年 9 月 7 日「815 停電事故行政調查專案報告」，建議台灣電力公司研究建置一定比例可快速升載之電力設施，以因應電廠機組瞬間跳機之電力負載緊急需求，顯示台灣電力公司現有電力之備轉容量，仍無法及時且迅速支援突發事件所需電力負載；又 110 年 5 月 11 日至 31 日止，計有 12 天備轉容量率低於 10%（圖 7），主要係用電量不斷創歷年同月

圖7 110年5月11日至31日備轉容量情形



資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

新高，其中 110 年 5 月 17 日瞬時尖峰負載高達 3,744 萬瓩，備轉容量率僅 3.84%，台灣電力公司雖安排民營電廠提前發電，以及促使大用戶抑低負載等措施，惟迄至晚間用電量仍超乎預期，為維持電網穩定，實施緊急分區輪流供電，約影響 100 萬用戶。上開兩次緊急分區輪流供電受影響用戶，台灣電力公司將給予電費減免估計約 5.8 億元；另據台灣電力公司於 110 年 5 月 18 日發布新聞稿指出，於 110 年 5 月 17 日尚在大修機組，包括核能三廠 1 號、林口電廠 3 號、大潭電廠複循環 6 號、興達電廠複循環 2 號、大林電廠燃氣 6 號、協和電廠 4 號，以及民營電廠麥寮 3 號等機組，各該大修機組裝置容量計約 457 萬瓩，占當日淨尖峰供電能力 3,887 萬瓩之 11.75%，顯示大修機組裝置容量已逾應維持備轉容量，未來安排發電機組大修時程時，有待衡酌納入氣候變遷因素並妥善評估規劃，以因應瞬間電力負載。鑑於台灣電力公司預估 110 年 6 月中旬及下旬備轉容量率均低於 10%，呈現供電吃緊狀態，又核能二廠 1 號機（裝置容量 98 萬瓩）預計於 110 年 6 月底提前除役，經函請台灣電力公司檢討妥處。據復：為避免類此情事再度發生造成社會衝擊及經濟損失，將就電源開發、儲能系統推動、機組歲修時程精進等方面擬訂對策，包括規劃擴大燃氣計畫如通霄更新、大潭增建等，及推動臺中港及協和自建天然氣接收站；114 年已規劃建置 89 萬瓩儲能系統，執行自動頻率控制調頻及快速反應輔助服務，協助再生能源間歇性；機組歲修規劃期程將配合臨時性人力需求、機組狀況機動性調整，滾動檢討系統供電情形；另未來於供電無虞且運轉機組餘裕情形下，並因應氣候變遷，儘可能將機組大修提前於 5 月中旬前完成，確保歲修作業如質如期，以提升供電安全。

(B)配電系統停電次數偏高，又顧客滿意度調查仍有供電穩定情形尚待改善：經查台灣電力公司電力系統區分為發電、輸電及配電系統，109 年度各該系統停電次數共計 9,859 次，以配電系統停電次數 9,781 次為最多，占電力系統停電次數約 99.21%，其中配電系統可歸責台灣電力公司原因之停電次數計 4,431 次，約占該系統停電次數之 45.30%，較 107 及 108 年度之 41.08%、39.51%，分別增加 4.22 個百分點、5.79 個百分點；復按各區營業處分析，其中基隆、臺北市、臺東、花蓮、臺北南、臺北北、南投、鳳山及雲林等

9 個區營業處，109 年度停電次數介於 48 次至 448 次之間，均較 108 年度停電次數為多（表 13），尤以臺北北區營業處增加停電次數最高，由 108 年度之 186 次增加至 109 年度之 305 次，約 63.98%，主要係設備年久自然劣化，及負荷超載未能即時辦理負載調整所致；另以配電系統停電時間分析，以停電 30 分鐘至 1 小時之

表 13 部分區營業處停電次數

單位：次

區營業處	107 年度	108 年度	109 年度
基隆	127	68	78
臺北市	119	131	167
臺東	66	47	48
花蓮	87	86	104
臺北南	128	147	165
臺北北	269	186	305
南投	167	121	128
鳳山	441	395	448
雲林	206	212	227

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

5,304 次為多，又停電時間達 2 個小時以上亦多達 855 次，供電品質尚待改善。另經濟部為提高所屬國營事業顧客服務品質，定期委外辦理顧客滿意度調查，據 109 年度顧客滿意度調查期末報告指出，台灣電力公司滿意度調查分為有形性、可靠性、回應性、專業性、關懷性、企業形象評估及顧客反映意見與整體滿意度等 7 個構面（17 個項目），調查結果顯示，用戶對於可靠性之工作停電訊息通知、工作停電於預定時間內恢復供電，及供電穩定情形等項目服務滿意度較低，主要係用戶認為供電電壓不穩、無預警停電，或恢復供電時間過長所致，經函請台灣電力公司檢討妥處。據復：已責成停電次數較高之區營業處除落實辦理紅外線攝錄影像熱分析儀檢測等工作外，並依服務區域特性、近年事故情形等，擬訂線路設備改善優先順序，另於「台灣電力 APP」加入工作停電通知功能，及落實工作停電處理要點規定，縮短預定與實際之工作時間差異，並將持續啟動「配電系統強韌計畫」，精進供電可靠度，降低無預警停電發生機率。

(3)辦理再生能源相關開發計畫，提升能源自主性

A. 執行情形：政府為提升能源自主性及兼顧國際減碳承諾，擴大建置再生能源，規劃 114 年再生能源發電占比達 20%，並考量自然環境及技術成熟度，擇定太陽光電及風力發電為再生能源主要發展項目。台灣電力公司 109 年度推動太陽光電、風力發電開發計畫，計有太陽光電第二、四、五期、風力發電第五期、澎湖低碳島風力發電、小型再生能源第一期發電及離岸風電第一、二期等 8 項計畫，截至 109 年底止，累計執行數 311 億 2,937 萬餘元，已建置完成之風力發電及太陽光電裝置容量分別為 312MW（百萬瓦，下同）及 277MW，

109 年度風力及太陽光電產生之發電量，分別為 775.22 百萬度及 254.24 百萬度，又太陽光電計畫第五期計畫已於 109 年 9 月底完成臺南將軍及七股區 214 公頃廢棄鹽灘地太陽光電場（圖 8），裝置容量為 150MW，為全臺最大太陽光電發電場；另太陽光電第二期計畫已於 109 年度執行完竣；太陽光電第四期計畫已於 110 年 1 月獲得經濟部同意修正計畫，興建 1 座水庫場域(鳳山水庫)，其餘均為淨水場屋頂型光電，計畫總裝置容量由 7.397MW 調整為 5.7MW，經費由 4.74 億元調整至 3.18 億元，預計於 110 年 6 月完工。

圖 8 臺南將軍及七股區廢棄鹽灘地太陽光電場



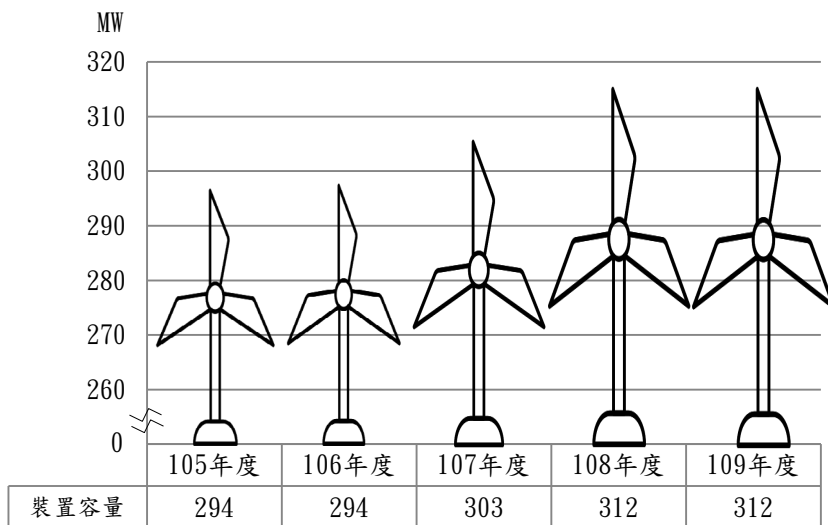
資料來源：台灣電力公司提供。

B.重要審核意見

(A)陸域風電整體裝置容量未達預期目標，且風力發電計畫有展延工期或取消設置場址等情：經查台灣電力公司 105 至 109 年度，陸域風電裝置容量由 294MW 提升至 312MW（圖 9），新增之裝置容量僅

18MW，遠低於經濟部於 108 年 1 月 21 日函送立法院之「台灣電力公司適度提升再生能源發電配比之可行性方案」，109 年底須新增 70MW 目標，達成率僅 25.71%；又預計於 109 年 6 月完工之「風力發電第五期

圖 9 陸域風電裝置容量情形



資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

計畫」，原規劃於彰工（Ⅲ）、彰化永興、嘉義布袋港及雲林臺西等 4 處建置風力機組（裝置容量 36MW），截至 109 年底止，除彰工（Ⅲ）及彰化永興（裝置容量 18.4MW）已如期完工外，其餘嘉義布袋港場址因環境保護署（下稱環保署）於 108 年 10 月召開環境影響評估初審大會，基於保護濕地鳥類生態等由予以退回，經台灣電力公司考量環境影響評估通過期程不確定，取消設置場址；雲林臺西場址因雲林縣政府終止綠能專區，土地使用以 80 年原核定工業區規劃管制，其中電氣室所在地已於 88 年解編劃出工業區範圍，須向雲林縣政府重新申辦土地容許使用範圍，或辦理開發變更未定，且行政程序曠日費時，完工日期已由 109 年 6 月調整至 113 年 6 月，共計展延工期 48 個月。另查台灣電力公司為加強開發離島地區小型再生能源發電設備，辦理「小型再生能源發電第一期計畫」，規劃於金門、馬祖、綠島及蘭嶼等地區設置裝置容量 4.2MW 風力機組及 0.63MW 太陽光電系統，計畫期程自 106 年 1 月至 109 年 6 月，惟自計畫推動以來，迭因生態保護、風力機組高度影響飛航安全、低頻噪音等疑慮，多次遭地方政府及當地民眾反對，台灣電力公司已於 108 年 7 月取消全部設置場址，伺機另案規劃辦理，經函請台灣電力公司針對遭遇困難場址研謀對策妥處。據復：為積極達成綠能目標，已強化計畫規劃及執行能力，即儘可能完善與利害關係人之溝通，並俟相關條件確定性較高後，再納入場址推動；另匡列固定預算時程，快速更替受阻場址，針對開發受阻場址，滾動檢討，並納入新候選場址，加強計畫執行效能；各項推動策略並已納入「綠能第一期計畫」，於 109 年 12 月陳報經濟部審查。

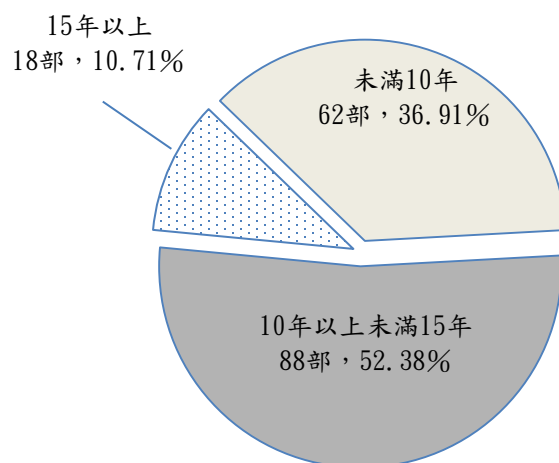
(B)澎湖低碳島風力發電計畫風力機組已運抵多年迄未安裝：經查台灣電力公司規劃辦理澎湖低碳島風力發電計畫，預計於澎湖之龍門、講美及大赤崁等 3 處場址設置 11 部總裝置容量 33MW 之風力機組。其中「澎湖龍門講美大赤崁風力機組新建工程」於 104 年 7 月決標，並由承攬商（中興電工機械股份有限公司）於 105 年 8 月至 106 年 8 月間將風機設備分批運抵至臺中港北堤碼頭區儲放，惟自 106 年 3 月新建工程動工以來，因多次受當地居民反對設置、地方政府要求辦理風力機組移位作業，歷經 3 次修正計畫，完工日期由原 105 年 6 月展延至 109 年 6 月，僅於 107 年 7 月完成安裝龍門場址 3 部機組（裝置容

量 9MW)，其餘 8 部機組自 108 年 7 月起停止施作，又承攬商考量前開新建工程遭遇困難無法突破，且臺中港北堤碼頭區為協力廠商承租，將移作他用，於 108 年 9 月要求將未施作風力機組搬離臺中港北堤碼頭區，台灣電力公司爰於 108 年 12 月將風力機組之發電機及塔架、葉片等設備分別搬遷至臺中港工業區室內倉庫、彰濱工業區線西西三區西側室外灰塘地，支付搬遷費用 607 萬餘元、室內倉儲費用 1,290 萬餘元（期間 109 年 1 月至 110 年 11 月底），並於 109 年 2 月陳報經濟部下修裝置容量至 9MW，將未施作之 8 部風力機組，規劃併入風力發電第五期計畫，預計於臺中港區及彰濱工業區安裝，已無法於澎湖低碳島風力發電計畫完成建置，且截至 109 年底止，仍未安裝，增加公司營運負擔，經函請台灣電力公司研謀加速風力機組設置對策，俾發揮資產效益。據復：未安裝風力機組已依原廠之技術手冊妥善保養維護，另規劃於風力發電第五期計畫興建，均已取得籌設許可，預計 110 年度完成臺中港區風力發電機組試運轉，及彰濱工業區 5 部風機吊裝之目標。

(C)商轉發電之部分風力機組故障頻仍，且修復待料時間過長：經查截至 109 年底止，台灣電力公司完成商轉發電機組計有石門風力等 20 場址 168 部機組運轉，裝置容量 297MW，風力機組之經濟使用年限為 20 年，其中使用年限 10 年以上未滿 15 年，及 15 年以上者，各有 88 部及 18 部，占比分別為 52.38% 及 10.71%（圖 10），顯示逾 6 成機組使用年限，已超過經濟使用年限之半數。

圖 10 截至 109 年底止風力機組已使用年限分布

另據台灣電力公司提供 107 至 109 年度風力機組停用資料，按其停機原因類別可分為故障、重要零件檢修（如風機葉片）、定期檢驗及計畫停機等項目（前 2 類案件多寡屬可控制因素，影響機組可用率高低），其中屬故障及重要零件檢修案件且停機超過 100 天者，計有 27 件，超過 3 件以上者，計有香山風力場址 7 件、麥寮風力場址 5 件、中



資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

港風力場址 4 件及石門風力場址 3 件等 4 座，而石門風力場址第 1 號機即發生 3 次重要零件檢修，中港風力場址第 12 號機停機期程甚至超過 3 年（自 104 年 8 月 8 日至 107 年 8 月 13 日），且修復未久（於 107 年 12 月 28 日）因相同原因再度停機超過 100 天以上，據說明主要係早期機組零件取得困難，待料時間冗長、廠商技術人力流失或廠商倒閉等所致。另就場址機組可用率分析，107 至 109 年度風力機組平均可用率為 93.01%，同期間機組平均可用率未達 85% 者，計有石門、香山等 2 座風力場址，甚至後者場址可用率未達 7 成（僅為 69.59%），其中蘆竹風力場址 109 年度尚虧損 2,133 萬餘元，經函請台灣電力公司檢討提升機組可用率有效對策並妥處。據復：因風場分散，為有效運用有限資源，將以整體風場營運績效達成為首要目標，未來將建構技術管理與強化重件維護管理能力，實施老舊風場安全運轉規則及建置風場大數據分析系統，進行風機健康狀態追蹤、故障預兆診斷及優化維修排程等改善措施，以縮短機組長停檢修時間，提升風機運轉效能及風場營運績效。

(4)推動電網相關建置計畫，建構友善併網環境

A. 執行情形：台灣電力公司為提升電網強韌度與友善併網環境，提高再生能源併網占比，同時推動智慧電網建置，加速低壓基礎建設，並調整策略及增設相關設備，持續推動電網規劃建設計畫，109 年辦理之計畫，包括第七輸變電、北區一期電網專案、北區二期輸變電專案、中區一期變電專案及離岸風力加強電力網第一期（下稱離岸風電第一期）等 5 項計畫，累計執行數 2,079 億 9,586 萬餘元，已加入系統線路計 284.56 回線公里，納入系統總裝置容量 1,180 千仟伏安。其中離岸風電第一期計畫，執行期程為 107 年 1 月至 114 年 12 月止，計畫經費為 606 億 7,914 萬餘元，主要係為配合政府再生能源政策推動，紓緩部分地區既有電網壅塞情形，規劃提高再生能源併網傳輸與系統電壓穩定，以滿足 114 年全臺離岸風力併網之需求，辦理項目涵括變電及線路工程 2 部分，預計完成後，可供桃園及彰化離岸風力發電 7.65GW（10 億瓦）。截至 109 年底止，累計執行數 57 億 2,625 萬餘元。

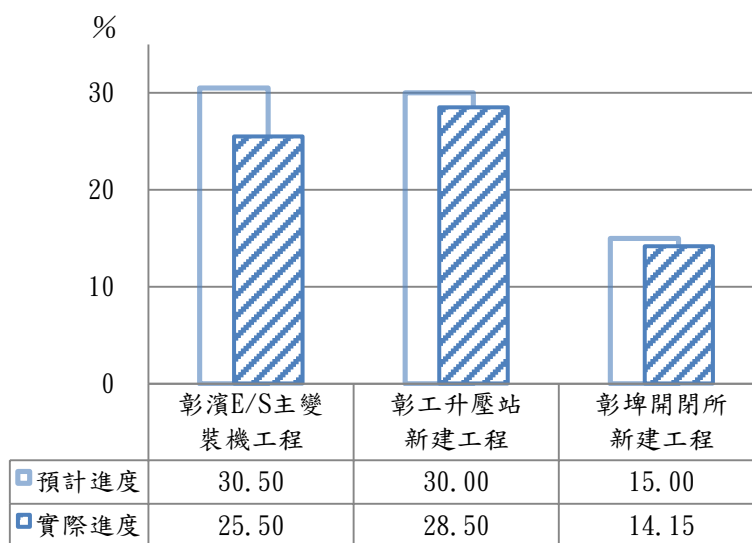
B.重要審核意見

(A)離岸風電第一期計畫部分電網設備建置未因應再生能源業者實際進度滾動調整，亟待檢討改善：經查台灣電力公司於離岸風電第一期計畫可行性報告說明，因應麗威、臺海第一風力及築能等 3 座風場（裝置容量 1.15GW），多數預計於 109 年前運轉，爰規劃執行離岸風電第一期計畫，惟麗威風場（107 年 4 月遴選結果開發容量為 0.35GW）因其場址涉及桃園機場飛航安全等問題遲未獲得解決，截至 109 年底止，麗威風場仍未取得經濟部能源局籌設許可（廠商不服提出行政救濟中），無法施工；臺海第一及築能等 2 座風場因相關環評作業審議未能通過或自行撤案，無法參加離岸風場開發遴選申請，導致離岸風電第一期計畫原預估納入併網之風場均無法進行開發，其中「161KV 大潭（甲）～梅湖線新建工程（下稱大潭梅湖線工程，經費 81 億 4,445 萬餘元）」新建之目的，係配合前開 3 座風場開發供併網傳輸電力所需，預計於 114 年 12 月完工，截至 109 年底止，已完成路徑用地狀況調查及測量等前置作業。鑑於上開 3 座風場，截至 109 年底止仍未進行實質開發，且尚有開發業者與政府存有諸多履約爭議等問題待處理，顯示大潭梅湖線工程若按原預定時程完成，屆時完工後將無離岸風電併網，經函請台灣電力公司積極溝通協調並檢討妥處。據復：已配合政策指示納入「離岸風電區塊開發併網規劃」及「大潭電廠增建計畫之電源線解決方案」，後續工程將依新興輸變電計畫之規劃設計施工及營運作業要點相關規定於計畫期間執行；另為因應外界情勢變化或負載需求未如預期，執行單位須於各階段時間點(如用地買賣或申請徵收前)利用工程執行回饋機制，針對變電所、地下電纜、架空線路等工程，會同權責審查單位檢討或取消興建。

(B)離岸風電第一期計畫部分工程項目因建照申請或地目變更程序遲未獲得審議通過，廠商提出終止契約，連帶影響工程施作：經查台灣電力公司為滿足彰化離岸風力開發業者共 6.5GW 陸續開發之併網需求，於離岸風電第一期計畫之南北海纜規劃興建 3 個併網點，其中北岸設施包括興建彰濱工業區彰一開閉所及彰工升壓站（併網容量分別為 2.5GW 及 2GW）、擴建彰濱超高壓變電所及輸電線路工程等；南岸設施包括興建永興開閉所（併網容量為 2GW）、彰埤開閉所及相關輸電線路等。截至 109 年底止，離岸風電第一

期計畫之變電工程項下，計有「彰濱 E/S 主變裝機工程」(經費 12 億 7,572 萬餘元)、「彰工升壓站新建工程」(經費 99 億 5,903 萬餘元)及「彰埤開閉所新建工程」(經費 20 億 1,539 萬餘元)等項，預計進度分別為 30.50%、30%及 15%，實際進度分別為 25.50%、28.50%及 14.15% (圖 11)，進度落後介於 0.85 個百分點至 5 個百分點之間，主要係因建造執照申請或土地地目變更行政審議費時，尚未取得建照及土地地目變更同意所致。又查「彰濱 E/S 主變裝機工程」為統包工程案，自 108 年 2 月開工，原預計於 110 年底完成，惟廠商自 108 年 7 月起申請建造執照，歷經近 1 年審議，彰化縣政府仍予退件，廠商因建照申請受阻，認其短期內仍無法獲得解決，經依契約規定於 109 年 9 月提出終止契約，並於同年 11 月獲台灣電力公司同意，致前開土建設計及施工統包案須重新辦理招標，據台灣電力公司說明，相關工程須延展至 113 年 6 月始能完成，較預計期程落後約 2 年；另「彰埤開閉所新建工程」之土地變更編定案自 109 年 1 月即提出申請，截至 109 年底止，仍未完成地目變更，連帶影響後續建照申請及進場施工，經函請台灣電力公司針對工程落後癥結檢討並強化溝通協調，以順遂工程執行。據復：「彰濱 E/S 主變裝機工程」、「彰工升壓站新建工程」及「彰埤開閉所新建工程」已於 110 年 3 月獲得彰化縣政府核發工程建照，及土地變更編定同意函，各工程均已設定相關作業管控點，預計於 113 年及 114 年 6 月完工加入系統；另未來將透過工序調整及定時召開進度管控會議，消弭工程介面及縮短工時，以加速工進，達成能源轉型政策里程碑。

圖 11 截至 109 年底止離岸風電第一期計畫變電工程進度落後情形



資料來源：整理自台灣電力公司提供資料

定於 109 年 9 月提出終止契約，並於同年 11 月獲台灣電力公司同意，致前開土建設計及施工統包案須重新辦理招標，據台灣電力公司說明，相關工程須延展至 113 年 6 月始能完成，較預計期程落後約 2 年；另「彰埤開閉所新建工程」之土地變更編定案自 109 年 1 月即提出申請，截至 109 年底止，仍未完成地目變更，連帶影響後續建照申請及進場施工，經函請台灣電力公司針對工程落後癥結檢討並強化溝通協調，以順遂工程執行。據復：「彰濱 E/S 主變裝機工程」、「彰工升壓站新建工程」及「彰埤開閉所新建工程」已於 110 年 3 月獲得彰化縣政府核發工程建照，及土地變更編定同意函，各工程均已設定相關作業管控點，預計於 113 年及 114 年 6 月完工加入系統；另未來將透過工序調整及定時召開進度管控會議，消弭工程介面及縮短工時，以加速工進，達成能源轉型政策里程碑。

(5) 辦理水力及燃氣火力發電電源開發與管理，提升潔淨自產能源占比

A. 執行情形：台灣電力公司為配合長期電源開發方案，勘選新興水力發電廠址，積

極開發潔淨自產能源及持續規劃推動對環境友善之中小型水力發電計畫，以充裕國內電源，另為配合國內穩定基載或開發中載電源之需要，近年亦致力建置複循環燃氣機組及灰塘。截至 109 年底止，水力發電裝置容量共計 1,800MW，火力發電裝置容量共計為 2 萬 6,341MW，慣常水力年發電量（不含民間外購）為 23.88 億度，火力發電量為 1,469.65 億度，各約占整體自發電量 1,838.72 億度之 1.30%及 79.93%。其中為有效提高鯉魚潭水庫整體營運效益，報經經濟部於 105 年 4 月同意辦理「鯉魚潭水庫景山水力發電計畫」（下稱景山水力計畫），執行期間為 106 年 7 月至 111 年 6 月底止，計畫經費為 2 億 8,739 萬餘元，預估年發電量為 1,388 萬度，截至 109 年底止，累計執行經費為 2 億 5,199 萬餘元；另為增加電力系統供電能力及穩定供電，並配合政府能源政策，層報行政院 107 年 3 月同意辦理「臺中電廠新建燃氣機組計畫」（下稱臺中電廠燃氣機組計畫），執行期間為 107 年 3 月至 116 年 12 月，計畫經費為 1,180 億 6,169 萬餘元，截至 109 年底止，累計執行經費為 69 億 1,873 萬餘元。另考量臺中發電廠早年興建灰塘已無空間填築，為使燃煤機組正常運作，陳報經濟部於 98 年 5 月同意辦理「臺中發電廠第 2 階段煤灰填海工程計畫」（下稱第 2 階段煤灰填海計畫），計畫期程為 99 年 7 月至 111 年 12 月，計畫經費為 95 億 9,187 萬餘元，截至 109 年底止，累計執行經費為 1 億 8,732 萬餘元。

B.重要審核意見

(A)景山水力計畫工程進度已落後近 2 年，連帶影響使用前安全性評估審議：經查景山水力計畫主要內容包括增建地面廠房、水輪發電機組及儀電工程等項目，係委由廠商以統包方式辦理，並預計於 108 年底完成裝機，109 年 7 月 1 日完成機組商轉。惟工程施工過程，因廠商規劃設計裝備容量與籌設許可容量不符，及廠址辦理土地變更等，經多次退件申請，工程施工許可遲至 109 年 1 月始獲得經濟部核可，致計畫同期間僅能辦理土建及水土保持等工程；又因工區腹地狹小，規劃動線不良及協力廠商財務、缺工等問題，致壓力鋼管安裝及起重機安裝等主要工程項目，實際完成期程均較預計落後 5 至 15 個月（表 14）；另因 109 年度受新型冠狀病毒肺炎（COVID-19）疫情影響，造成國外發電機組製造、機組安裝及測試等均受到影響，截至 109 年底止，通信監測及遙控設備建置作業及機

組併聯測試等仍未完成，其中主體工程已落後達 23 個月，且因國內水情普遍欠佳，預估 110 年 7 月方能進行相關測試，於 110 年底始完成商轉，較原預定商轉日期 109 年 7 月 1 日將延宕 18 個月，據台灣電力公司提供資料，將增加計畫成本約 150 萬元(如借款利息及租金

表 14 景山水力計畫主要施工項目執行概況

施工項目	預計完成時間	實際完成時間	落後時間
壓力鋼管安裝	108.03.01	109.05.30	約 15 個月
起重機安裝	108.12.31	109.06.05	約 5 個月
廠房建築工程	109.03.01	109.07.31	約 5 個月
控制及保護系統	109.02.29	109.08.16	約 5.5 個月
水輪發電機及電氣安裝	109.02.29	109.10.30	約 8 個月
尾水路	109.03.01	109.07.21	約 5 個月

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

等)，影響發電效益約 5,713 萬餘元。另查台灣電力公司於鯉魚潭水庫設置小水力發電廠，因涉及水庫營運管理，依水利建造物檢查要點及安全評估辦法相關規定，須辦理使用前安全複核作業，經濟部水利署爰於 108 年 8 月同意由台灣電力公司辦理景山發電廠使用前安全複核作業，並納入「鯉魚潭水庫第三次定期安全評估」項目，台灣電力公司自 108 年 8 月即開始提送使用前安全性複核相關資料，惟囿於工程進度持續落後，部分電廠之施工、檢驗及試運轉等資料遲未能補齊送審，暨發電機組試運轉因水情不佳無法辦理，致截至 109 年底止，景山水力發電廠使用前安全性複核作業仍未完成，經函請台灣電力公司檢討督促廠商研議對策加速趕辦，並儘速補齊使用前安全複核作業資料，俾計畫儘早商轉發電。據復：有關計畫工程進度落後，經持續督促廠商克服物料供給與加派人力趕工，發電設備已安裝完竣，待水情轉佳，將進行有水試驗併聯發電；修正計畫已於 110 年 1 月 14 日取得經濟部同意，商轉日期調整為 110 年底；另使用前安全性複核報告，待水情轉佳，將進行機組有水試驗，完成後儘速補齊使用前安全複核資料，依審議程序提送經濟部水利署。

(B)臺中電廠燃氣機組計畫環評及都市設計審議進度未如預期，連帶影響主要機組設施開工時程：經查臺中電廠燃氣機組計畫主要內容為增建 2 部容量約 1,300MW 以下燃氣複循環機組、液化天然氣(LNG)儲槽、輸氣管線工程、345KV 開關場、循環水抽水機房等，相關環評作業於 109 年 1 月 20 日經環保署審議通過，較可行性報告於 108 年 7 月 1 日完

成落後近 7 個月；又臺中市政府於 108 年 6 月要求台灣電力公司須將規劃興建之火力發電設施送由都市設計審議（下稱都審）委員會審議，台灣電力公司並於 109 年 3 月開始掛件申請都審審議，惟審議期間因多次補充新建主發電設施設置前後污染相關數據、環境保護配套措施暨市府要求「先拆後建」等項，遲未獲得共識等，截至 110 年 4 月底止，送件次數已達 7 次仍未獲得通過，並囿於都審審議程序遲未通過，原預計編列於 109 年度執行預算 154 億 9,982 萬元，因廠商均無法進場施作，經立法院提案刪減 87 億元，約 56.13%。又據台灣電力公司 110 年 4 月提供主要施工項日期程資料載述，其中 1、2 號燃氣機組，原規劃於 109 年 6 月 1 日開工，預計於 113 年 3 月 1 日及 114 年 1 月 1 日完成商轉，惟因都審及環評等因素影響，相關機組商轉展延至 114 年 8 月 31 日及 115 年 8 月 31 日始能完成，落後原規劃期程至少 18 個月以上。另據台灣電力公司與各委外廠商簽訂合約均規定，若為甲方（台灣電力公司）之原因，致訂約日起逾 6 個月未能使乙方開工者，乙方得以書面通知甲方終止契約，並請求補償，惟截至 110 年 3 月底止，除循環抽水機房已於 110 年 3 月開工外，多數如複循環燃氣機組、LNG 儲槽及 LNG 站區興建統包案，均因都審審議影響，尚無法進場施工，舉如 LNG 儲槽及 LNG 站區興建統包案之廠商，原預計 109 年 5 月 26 日及 9 月 8 日已各展延 4 次及 3 次開工時間（表 15），延遲期間已逾 6 個月，將面臨廠商依約提出終止契約及請求補償之風險，經函請台灣電力公司檢討妥處，並對未能開工工程預為因應，俾順遂計畫之執行。據復：已成立計畫聯合溝通小組，於規劃階段起持續與地方政府、民意代表及環保團體溝通，加速燃氣機組新建或更新改建計畫推動進度；

表 15 臺中電廠燃氣機組計畫受都審影響展延開工情形

單位：新臺幣百萬元

發包工程	契約金額	開工日展延次數				
		原預計開工日	第 1 次展延	第 2 次展延	第 3 次展延	第 4 次展延
臺中電廠新建燃氣機組計畫液化天然氣儲槽興建統包工程	16,400	109.05.26	109.08.01	109.11.01	110.02.01	110.05.01
臺中電廠新建燃氣機組計畫液化天然氣接收站站區興建統包工程	19,028	109.09.08	109.12.08	110.03.09	110.06.10	—

註：1. 本表開工展延次數統計時點至 110 年 4 月 30 日止。

2. 資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

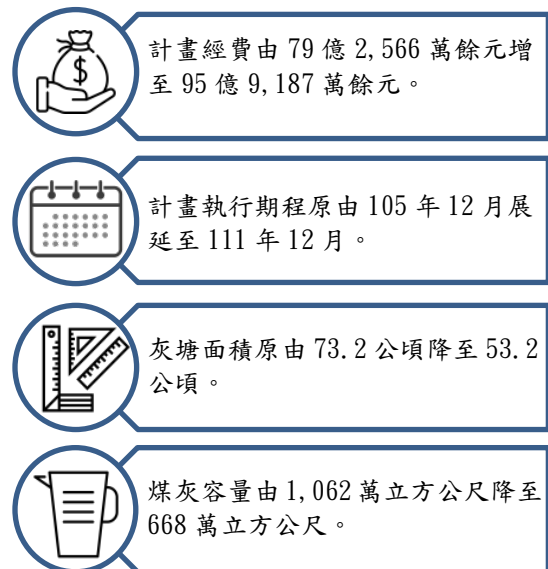
另臺中市政府已於 110 年 5 月 27 日提出相關審查意見，刻依審查意見辦理中，其中主設備統包案已於 110 年 5 月 3 日通知承包廠商，先進行無涉建築法及都審之工作（如地質鑽探、測量、細部設計等），以縮短現場動工前準備工作時間。至於接收站區 LNG 儲槽及氣化站統包案，將依都審及海域環境影響評估辦理情形，視其對工期之衝擊，核實展延工程及通知復工。

(C)臺中發電廠原灰塘堆置容量已飽和，第 2 階段煤灰填海計畫因環境影響差異分析報告審議歷經 2 年餘，仍遲未獲通過，無法施作：經查臺中發電廠第 1 階段煤灰填海工程計畫（下稱第 1 階段灰塘）於 95 年堤築容量已近飽和，台灣電力公司為銜接第 1 階段灰塘，並確保機組可正常運轉發電，於 98 年 5 月陳報經濟部核定辦理第 2 階段煤灰填海計畫（下稱第 2 階段灰塘計畫），惟因原規劃地點經地質鑽探結果，須辦理計畫變更，以及協商替選位址過程冗長等，計畫歷經 3 次緩辦（緩辦至 107 年 10 月底止），修正計畫經費增至 95 億 9,187 萬餘元，執行期程展延至 111 年 12 月止，灰塘面積及容量分別降至 53.2 公頃、668 萬立方公尺等（圖 12），並報經經濟部

於 108 年 5 月同意辦理。據台灣電力公司專案計畫關鍵里程碑執行進度與預警管控表載述，第 2 階段灰塘計畫之環境影響差異分析報告預計於 109 年 5 月通過，圍堤工程及輸灰管線於同年 7 月底開工及 9 月底決標，預計於 110 年底完成圍堤工程。惟第 2 階灰塘計畫之環境影響差異分析報告自 107 年 9 月提送至臺中市政府環境保護局（下稱臺中市環保局）審議，審議過程因環境影響評估適法性疑義及臺中市環保局要求提升灰塘

之不透水層之係數等，迄至 109 年底止，仍未完成審議，連帶影響圍堤、排灰工程之決標及開工等作業，導致計畫實際進度僅為 7.64%，較預計進度 25%，落後 17.36 個百分點。又台灣電力公司為減緩第 1 階段灰塘之填築壓力，自 103 年 6 月起陸續將去化後剩餘煤灰

圖 12 第二階段灰塘計畫修正情形



資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

運至線西三區之灰塘填築（容量 178 萬公噸），截至 109 年底止，線西灰塘容量亦僅餘 35.5 萬公噸，經函請台灣電力公司研謀有效對策並加速趕辦，俾電廠未來運轉順遂。據復：已於 109 年 11 月召集專家學者研討不透水層之可行性，經檢討各工法均無法達到臺中市政府要求，台灣電力公司除辦理環差報告外，刻正同步辦理評估臺中發電廠煤灰零廢棄作為替代方案，以延長線西灰塘使用時間並作為緊急排灰之用，以取代興建 2 期灰塘。

(6) 推動需量競價措施，抑低尖峰負載

A. 執行情形：台灣電力公司為紓緩尖峰時段供電吃緊之壓力，避免缺（限）電危機，於 104 年 4 月陳報經濟部同意推動「需量競價」措施，開放經常契約容量 100 瓩以上（特）高壓用戶將節省用電回賣，並由用戶出價競標，台灣電力公司則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省用電，則可獲得電費扣減，藉此鼓勵用電大戶在尖峰時段節省用電，以抑低尖峰時段之用電量，確保供電穩定性。109 年度執行情形，（特）高壓用戶抑低容量 1,592 萬餘瓩，節電 6,232 萬餘度，電費扣減金額 2 億 135 萬餘元，有助紓緩供電壓力。

B. 重要審核意見

(A) 需量競價措施可靠型方案相關計費機制未臻周妥，抑低用電相對成本逐年攀升：需量競價措施主要分為經濟型及可靠型方案等 2 類，經濟型方案得標用戶依實際抑減容量計算流動電費扣減金額（無罰則）；可靠型方案得標用戶倘實際抑減容量達抑低契約容量者，給予基本電費及流動電費扣減，未達標者則依約處罰。惟查可靠型方案基本電費之計費機制，僅考量用戶達成抑減比率，**表 16 需量競價措施可靠型與經濟型方案抑低用電單位成本比較**並未納入實際抑低次數因子，以致相較

於經濟型方案，可靠型之於經濟型相對成本比值（可靠型單位抑低成本/經濟型單位抑低成本），由 107 年度之 1.00 倍、108 年度之 1.61 倍，增加至 109 年（截至 7 月份）之 3.65 倍（表 16），

單位：新臺幣元/度

單位抑低成本	107 年	108 年	109 年 (截至 7 月份)
可靠型	5.99	3.62	4.83
經濟型	6.00	2.25	1.32
比值 (可靠型/經濟型)	1.00	1.61	3.65

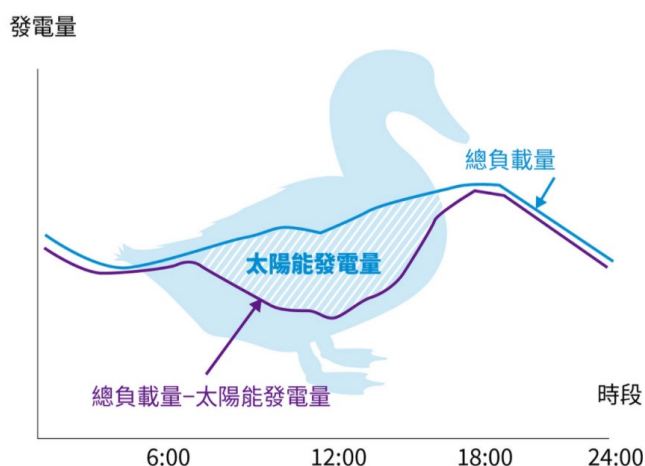
註：1. 抑低成本 = 電費扣減金額 / 抑低度數。
2. 資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

呈逐年攀升趨勢，經函請台灣電力公司強化成本效益分析模式，及滾動檢討實施費率之合理性，以增進抑低效益。據復：將持續滾動檢討可靠型方案基本電費扣減費率之合理性，包括當月執行時數未滿 18 小時之用戶，基本電費扣減金額酌減 50%，滿 36 小時之用戶電費扣減金額加碼 20%，以鼓勵用戶報低價參與執行抑低。

(B)太陽光電占比逐年增加，需量競價時段逐漸移轉至夜間實施，惟相關配套措施仍欠完備：政府積極推動能源轉型，太陽光電占比逐年增加，因入夜後民生用電遽增，卻無太陽光可供發電，以致傳統電廠傍晚發電量需隨之激增，形成鴨子曲線 (Duck Curve)

(圖 13)。台灣電力公司為確保供電穩定性，已將需量競價措施主要時段由下午時段，逐漸往後移轉至夜間實施 (抑低時數以 4 小時為主)，惟查夜間時段實施需量競價，以抑低時段下午 4 至 8 時為例，對於朝九晚五傳統產業而言，下午 4 至 5 時屬正常上班時間，於該時段具抑低效果，至下午 5 至 8 時本非屬主要用電時間，無法對抑低用電產生貢獻 (抑低容量接近於

圖 13 鴨子曲線 (Duck Curve)



資料來源：節錄自「再生能源發電預測，解讀風與光」，台電月刊 691 期，109 年 7 月，6-10 頁。

零)，與調度單位認為用戶於抑低時段內均有貢獻之預期未盡相符，影響經濟調度之達成，經函請台灣電力公司研議建立不同時段可配合抑低之目標用戶清單，並依用電特性訂定抑低契約容量，妥為因應再生能源占比逐年提高，強化需量競價措施執行彈性及遂行電力調度作業。據復：考量下午時段供電較為吃緊，暫有維持較長執行時數選項之需求，爾後將研議抑低時數 4 小時選項改為 1 小時、與調度單位研商將調度時段切分為日間及夜間、提供日間及夜間時段選項供用戶自行選擇，以因應夜間實施需量競價措施。

(C)為策進需量競價措施，亟待研議善用相關大數據分析及資料探勘技術，以型塑良善需量競價環境：台灣電力公司為達節能目的，促進低碳能源轉型，已針對國內 2 萬餘 (特) 高壓用戶全面換裝智慧電表，逐步完成構建智慧電網。惟查推動執行需量競價措施，在應

用智慧電表資料層面，主要係用於統計實際抑低用電容量，進行電費扣減金額之計算，尚未積極善用智慧電網、相關大數據分析及資料探勘技術，針對參加需量競價措施之高壓用戶，詳予分析智慧電表之用電資料，探究用戶之實際抑低效益，並就用電異常或抑低成本偏高用戶，瞭解其偏高原因、用電行為及參與需量競價之操作模式，從而確認現行需量競價措施潛藏之問題與風險，據以檢討策進實施方案，經函請台灣電力公司研議善用相關大數據分析及資料探勘技術，加強偵測用電異常、刻意操控基準線或抑低成本偏高用戶，以型塑良善需量競價環境。據復：刻正進行導入北美需量反應5大檢測項目之研究計畫，並將參照國外電業作法，透過用戶之模擬基準線與實際負載之誤差計算相對均方根誤差（RRMSE），並排除RRMSE過大之用戶參與，防杜變動性負載用戶投機取巧或操弄基準線。

（七）其他事項

1. 台灣電力公司推動各面向經營政策之執行結果，前經本部查核後於審核報告揭露，或依法陳報監察院，嗣經監察院於109年7月1日至110年6月30日間同意備查者，摘述如次：

（1）辦理福和 D/S 新建工程，核有：未積極有效處理用地問題，復未依規定儘速將多目標使用規劃送土地開發審議小組審議，又因多目標使用之樓高、進駐單位及用途一再調整變更，致完成期限展延10年至103年，無法如期達成改善臺灣大學校區饋線負載過重情形等預期目標；未依規定妥適檢討評估工程發包模式，致多次反覆變更，復於辦理規劃設計案前置作業，未儘早納入進駐單位需求及有效管控辦理時程，致決標時程延宕近2年，完成期限再由103年展延至106年7月，無法紓解鄰近變電所主變壓器利用率偏高情形；規劃設計案資料審查過程，未能有效督促廠商確實修正、儘早確定招標模式及加速審查，復未妥為因應建造執照注意事項附表要求，致耽延計畫執行進度，完成期限展延至109年，未能儘早汰除老舊變電所等3項效能過低情事，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。嗣經經濟部責請台灣電力公司檢討處理結果，已於房地產管理手冊增訂「申請預留變電所用地作業流程」及「變電所多目標使用建物管理」等相關規定，明定多目標使用建物相關辦理與審議原則等，以減少需求確認爭議及延宕情事

發生，並於各技術服務契約內明定廠商於圖面送審前須辦理自主檢查，以提高圖資正確性與縮短文件審查期程等。案經本部陳報監察院，於109年7月31日獲同意備查。

(2)辦理高港(甲)(乙)超高壓變電所(E/S)新建工程，核有：辦理工程招標前，未審慎考量工址潛存遭填埋廢棄物之高度風險，詳實調查其分布範圍，並揭露於統包工程招標文件，致產生履約爭議而停工，復無法迅速有效處理履約爭議，且未依行政院公共工程委員會調解建議另案積極發包處理填埋之廢棄物及清運，耽延工程執行期程3年1個月餘；未妥適訂定投標廠商資格條件，致未能覓得具有承作能力之廠商覈實履約，復對於工程履約進度持續落後，未能妥慎評估廠商延誤履約期限之風險，善用契約相關規定謀求改善，又未積極有效協調處理連帶保證廠商對工期之異議，以督促儘速進場接辦，再延宕工程執行期程1年餘，致變電所遲未完成更新改建，徒增供電不穩定風險等2項效能過低情事，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。嗣經經濟部責請台灣電力公司檢討處理結果，已分別於109年7月7日訂定工程業務移交作業要點、109年9月15日修正工程履約爭議處理小組設置及作業要點，明確提醒接辦單位知悉未辦或未結之重要案件，及加強管控所轄各單位履約爭議案件，並將本案列入公司年度教育訓練題材，以提升施工進度落後案件之處理能力等。案經本部陳報監察院，於109年11月10日獲同意備查。

2.台灣電力公司為配合政府推動再生能源政策發展，及因應空氣污染排放量加嚴要求，辦理「風力發電第五期計畫」(期間106年1月至113年6月，投資金額34億7,000萬元)，及「大林電廠更新改建計畫(期間97年1月至109年12月，投資金額1,040億6,627萬餘元)」，分年編列預算，109年度編列預算各5億176萬元、39億8,119萬餘元，惟因預算編列不足，及需購置環保升級設備，報准提前動支，補辦以後年度預算2億6,395萬餘元、25億元，109年度決算支用數分別為7億1,952萬餘元、63億5,034萬餘元，主要係支付風機機組設備領料款，及主設備(含環保設備升級)、筒式煤倉等統包工程進度款等。

茲將台灣電力公司109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 109 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	633,971,495,000	604,648,105,243	604,648,105,243	- 29,323,389,757	- 4.63
銷售收入	612,411,036,000	584,187,991,182	584,187,991,182	- 28,223,044,818	- 4.61
勞務收入	109,263,000	9,361,489	9,361,489	- 99,901,511	- 91.43
其他營業收入	21,451,196,000	20,450,752,572	20,450,752,572	- 1,000,443,428	- 4.66
營 業 成 本	599,883,055,000	540,741,265,858	540,646,486,481	- 59,236,568,519	- 9.87
銷售成本	598,862,908,000	539,713,169,416	539,618,390,039	- 59,244,517,961	- 9.89
其他營業成本	1,020,147,000	1,028,096,442	1,028,096,442	7,949,442	0.78
營業毛利（毛損）	34,088,440,000	63,906,839,385	64,001,618,762	29,913,178,762	87.75
營 業 費 用	17,034,951,000	14,167,790,009	14,167,790,009	- 2,867,160,991	- 16.83
行銷費用	10,509,322,000	7,871,725,319	7,871,725,319	- 2,637,596,681	- 25.10
管理費用	2,109,998,000	2,140,810,682	2,140,810,682	30,812,682	1.46
其他營業費用	4,415,631,000	4,155,254,008	4,155,254,008	- 260,376,992	- 5.90
營業利益（損失）	17,053,489,000	49,739,049,376	49,833,828,753	32,780,339,753	192.22
營 業 外 收 入	12,735,203,000	12,326,467,718	12,296,467,718	- 438,735,282	- 3.45
採用權益法認列之關聯企業及合資利益之份額	265,415,000	348,873,752	348,873,752	83,458,752	31.44
其他營業外收入	12,469,788,000	11,977,593,966	11,947,593,966	- 522,194,034	- 4.19
營 業 外 費 用	27,725,446,000	38,290,844,231	38,274,825,039	10,549,379,039	38.05
財務成本	21,180,941,000	19,160,125,385	19,160,125,385	- 2,020,815,615	- 9.54
其他營業外費用	6,544,505,000	19,130,718,846	19,114,699,654	12,570,194,654	192.07
營業外利益（損失）	- 14,990,243,000	- 25,964,376,513	- 25,978,357,321	- 10,988,114,321	73.30
稅前淨利（淨損）	2,063,246,000	23,774,672,863	23,855,471,432	21,792,225,432	1,056.21
所得稅費用（利益）	-	- 240,868,883	- 240,868,883	- 240,868,883	--
本期淨利（淨損）	2,063,246,000	24,015,541,746	24,096,340,315	22,033,094,315	1,067.88

註：1. 本期其他綜合損益-2,414,319,798元，包括確定福利計畫之再衡量數-4,188,618,782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一不重分類至損益之項目-715,849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1,069,804,000元、與不重分類之項目相關之所得稅709,433,179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一可能重分類至損益之項目-4,798,121元、與可能重分類之項目相關之所得稅575,775元。

2. 台灣電力公司109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109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8,057,810,763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利24,096,340,315元，除以加權平均流通在外普通股股數33,000,000,000股後，基本每股盈餘0.73元。

4. 其他營業外費用含認列資產減損損失6,726,623元。

5. 稅前淨利23,855,471,432元，加計稅法規定不予認列之費用等項目2,257,846,530元，及折舊與公保超額年金等項目所產生之差異數1,187,882,748元，課稅所得為27,301,200,710元，全數抵減以前年度虧損後，無課稅所得及應繳納所得稅。經依國際會計準則第12號「所得稅」等規定，認列遞延所得稅項目之淨變動數237,576,552元，加計繳納土地增值稅後所認列之所得稅利益3,292,331元，所得稅利益240,868,883元。

台灣電力股份有限公司盈虧撥補審定表

中華民國 109 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	2,122,402,000	24,030,850,690	24,111,649,259	21,989,247,259	1,036.05
本 期 淨 利	2,063,246,000	24,015,541,746	24,096,340,315	22,033,094,315	1,067.88
首次採用國際財務報導 準則調整數轉列數	59,156,000	15,308,944	15,308,944	- 43,847,056	- 74.12
分 配 之 部	2,122,402,000	24,030,850,690	24,111,649,259	21,989,247,259	1,036.05
留存事業機關者	2,122,402,000	24,030,850,690	24,111,649,259	21,989,247,259	1,036.05
填 補 虧 損	2,122,402,000	24,030,850,690	24,111,649,259	21,989,247,259	1,036.05
虧 損 之 部	130,800,346,000	88,305,905,361	88,305,905,361	- 42,494,440,639	- 32.49
累 積 虧 損	130,800,346,000	84,954,380,389	84,954,380,389	- 45,845,965,611	- 35.05
其他綜合損益轉入數	—	3,351,524,972	3,351,524,972	3,351,524,972	--
填 補 之 部	130,800,346,000	88,305,905,361	88,305,905,361	- 42,494,440,639	- 32.49
事業機關負擔者	130,800,346,000	88,305,905,361	88,305,905,361	- 42,494,440,639	- 32.49
撥 用 盈 餘	2,122,402,000	24,030,850,690	24,111,649,259	21,989,247,259	1,036.05
待填補之虧損	128,677,944,000	64,275,054,671	64,194,256,102	- 64,483,687,898	- 50.11

台灣電力股份有限公司盈虧審定後現金流量表

中華民國 109 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）	2,063,246,000	23,855,471,432	21,792,225,432	1,056.21
利息股利之調整	16,174,377,000	14,495,066,731	- 1,679,310,269	- 10.38
未計利息股利之稅前淨利（淨損）	18,237,623,000	38,350,538,163	20,112,915,163	110.28
調整項目	107,805,254,000	142,565,689,011	34,760,435,011	32.24
未計利息股利之現金流入（流出）	126,042,877,000	180,916,227,174	54,873,350,174	43.54
收取利息	102,282,000	24,200,627	- 78,081,373	- 76.34
收取股利	29,866,000	52,472,998	22,606,998	75.69
支付利息	- 11,835,668,000	- 10,581,203,918	1,254,464,082	- 10.60
退還（支付）所得稅	-	- 6,953,870	- 6,953,870	--
營業活動之淨現金流入（流出）	114,339,357,000	170,404,743,011	56,065,386,011	49.03
投資活動之現金流量				
減少基金及長期應收款	922,000	296,637	- 625,363	- 67.83
減少不動產、廠房及設備	711,041,000	608,137,479	- 102,903,521	- 14.47
減少投資性不動產	104,907,000	94,200,993	- 10,706,007	- 10.21
無形資產及其他資產淨減（淨增）	- 572,663,000	- 957,546,163	- 384,883,163	67.21
增加不動產、廠房及設備	- 154,237,976,000	- 125,507,264,271	28,730,711,729	- 18.63
增加使用權資產	-	- 15,612,053	- 15,612,053	--
增加投資性不動產	- 212,000,000	- 102,381,176	109,618,824	- 51.71
其他投資活動之現金流出	- 21,669,200,000	- 33,790,273,539	- 12,121,073,539	55.94
投資活動之淨現金流入（流出）	- 175,874,969,000	- 159,670,442,093	16,204,526,907	- 9.21
籌資活動之現金流量				
短期債務淨增（淨減）	- 36,700,000,000	- 29,625,902,186	7,074,097,814	- 19.28
增加長期債務	227,066,760,000	143,914,666,800	- 83,152,093,200	- 36.62
其他負債淨增（淨減）	-	3,897,896,379	3,897,896,379	--
減少長期債務	- 128,251,528,000	- 129,753,508,386	- 1,501,980,386	1.17
其他籌資活動之現金流出	- 641,625,000	-	641,625,000	- 100.00
籌資活動之淨現金流入（流出）	61,473,607,000	- 11,566,847,393	- 73,040,454,393	--
現金及約當現金之淨增（淨減）	- 62,005,000	- 832,546,475	- 770,541,475	1,242.71
期初現金及約當現金	3,246,902,000	2,631,598,480	- 615,303,520	- 18.95
期末現金及約當現金	3,184,897,000	1,799,052,005	- 1,385,844,995	- 43.51

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 1,440 億元，減除發行公司債之待攤銷債券發行成本 8,533 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 109 年 12 月 31 日

單位：新臺幣元

科 目	109 年 12 月 31 日		108 年 12 月 31 日		比 較 增 減	
	金 額	%	金 額	%	金 額	%
資 產	2,145,316,389,134	100.00	2,072,525,163,493	100.00	72,791,225,641	3.51
流 動 資 產	100,763,795,866	4.70	105,719,365,352	5.10	- 4,955,569,486	- 4.69
現 金	1,799,052,005	0.08	2,631,598,480	0.13	- 832,546,475	- 31.64
應 收 款 項	59,807,384,756	2.79	59,075,881,452	2.85	731,503,304	1.24
存 貨	35,250,552,404	1.64	41,668,655,048	2.01	- 6,418,102,644	- 15.40
預 付 款 項	3,691,277,099	0.17	2,140,072,057	0.10	1,551,205,042	72.48
短 期 墊 款	215,529,602	0.01	203,158,315	0.01	12,371,287	6.09
基金、投資及長期應收款	6,518,371,565	0.30	5,382,526,694	0.26	1,135,844,871	21.10
基 金	1,000,000,000	0.05	1,000,000,000	0.05	—	—
非流動金融資產	3,011,479,144	0.14	1,941,675,144	0.09	1,069,804,000	55.10
採用權益法之投資	2,495,344,329	0.12	2,429,006,821	0.12	66,337,508	2.73
長期應收款項	11,548,092	0.00	11,844,729	0.00	- 296,637	- 2.50
不動產、廠房及設備	1,630,075,888,635	75.98	1,583,500,086,833	76.40	46,575,801,802	2.94
土 地	273,544,171,438	12.75	273,465,455,777	13.19	78,715,661	0.03
土地改良物	16,541,036,135	0.77	16,067,931,941	0.78	473,104,194	2.94
房屋及建築	80,592,427,724	3.76	81,207,630,475	3.92	- 615,202,751	- 0.76
機械及設備	712,948,575,539	33.23	711,823,476,572	34.35	1,125,098,967	0.16
交通及運輸設備	7,589,268,899	0.35	7,501,539,620	0.36	87,729,279	1.17
什 項 設 備	1,576,214,714	0.07	1,537,088,817	0.07	39,125,897	2.55
租賃權益改良	572,587,829	0.03	662,196,810	0.03	- 89,608,981	- 13.53
購建中固定資產	522,319,535,986	24.35	470,949,908,236	22.72	51,369,627,750	10.91
核能燃料	14,392,070,371	0.67	20,284,858,585	0.98	- 5,892,788,214	- 29.05
使用權資產	15,310,883,152	0.71	10,464,159,180	0.50	4,846,723,972	46.32
使用權資產	15,310,883,152	0.71	10,464,159,180	0.50	4,846,723,972	46.32
投資性不動產	8,028,654,066	0.37	7,796,368,982	0.38	232,285,084	2.98
投資性不動產—土地	7,223,371,076	0.34	7,140,143,300	0.34	83,227,776	1.17
投資性不動產—房屋及建築	421,936,565	0.02	432,438,151	0.02	- 10,501,586	- 2.43
建造中之投資性不動產	383,346,425	0.02	223,787,531	0.01	159,558,894	71.30
無 形 資 產	493,489,138	0.02	374,101,572	0.02	119,387,566	31.91
無 形 資 產	493,489,138	0.02	374,101,572	0.02	119,387,566	31.91
其 他 資 產	384,125,306,712	17.91	359,288,554,880	17.34	24,836,751,832	6.91
遞 延 資 產	7,321,136,722	0.34	7,233,505,086	0.35	87,631,636	1.21
遞延所得稅資產	6,699,145,507	0.31	5,621,675,534	0.27	1,077,469,973	19.17
待 整 理 資 產	137,268,013	0.01	135,692,299	0.01	1,575,714	1.16
什 項 資 產	369,967,756,470	17.25	346,297,681,961	16.71	23,670,074,509	6.84
資 產 總 額	2,145,316,389,134	100.00	2,072,525,163,493	100.00	72,791,225,641	3.51

註：1. 信託代理與保證之或有資產與或有負債，109 年底及 108 年底各有 347,500,239,221 元及 320,497,677,193 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 109 年 12 月 31 日

單位：新臺幣元

科 目	109 年 12 月 31 日		108 年 12 月 31 日		比 較 增 減	
	金 額	%	金 額	%	金 額	%
負 債	1,819,019,908,483	84.79	1,767,910,703,359	85.30	51,109,205,124	2.89
流動負債	453,725,633,328	21.15	493,030,934,275	23.79	- 39,305,300,947	- 7.97
短期債務	350,656,120,627	16.35	390,075,185,905	18.82	- 39,419,065,278	- 10.11
應付款項	98,827,171,413	4.61	97,667,693,802	4.71	1,159,477,611	1.19
預收款項	4,242,341,288	0.20	5,288,054,568	0.26	- 1,045,713,280	- 19.78
長期負債	752,947,734,064	35.10	726,212,526,269	35.04	26,735,207,795	3.68
長期債務	739,557,090,092	34.47	717,632,210,459	34.63	21,924,879,633	3.06
租賃負債	13,390,643,972	0.62	8,580,315,810	0.41	4,810,328,162	56.06
其他負債	612,346,541,091	28.54	548,667,242,815	26.47	63,679,298,276	11.61
負債準備	545,446,681,507	25.42	485,694,241,713	23.43	59,752,439,794	12.30
遞延負債	3,213,043,583	0.15	421,523,463	0.02	2,791,520,120	662.25
遞延所得稅負債	56,487,147,723	2.63	56,367,509,457	2.72	119,638,266	0.21
什項負債	7,199,668,278	0.34	6,183,968,182	0.30	1,015,700,096	16.42
權 益	326,296,480,651	15.21	304,614,460,134	14.70	21,682,020,517	7.12
資本	330,000,000,000	15.38	330,000,000,000	15.92	—	—
資本	330,000,000,000	15.38	330,000,000,000	15.92	—	—
保留盈餘(或累積虧損)	- 64,194,256,102	- 2.99	- 84,954,380,389	- 4.10	20,760,124,287	- 24.44
累積虧損	- 64,194,256,102	- 2.99	- 84,954,380,389	- 4.10	20,760,124,287	- 24.44
累積其他綜合損益	2,591,394,131	0.12	1,654,188,957	0.08	937,205,174	56.66
透過其他綜合損益按公允價值衡量之金融資產損益	2,580,398,480	0.12	1,638,970,960	0.08	941,427,520	57.44
其他權益—其他	10,995,651	0.00	15,217,997	0.00	- 4,222,346	- 27.75
首次採用國際財務報導準則調整數	57,899,342,622	2.70	57,914,651,566	2.79	- 15,308,944	- 0.03
首次採用國際財務報導準則調整數	57,899,342,622	2.70	57,914,651,566	2.79	- 15,308,944	- 0.03
負債及權益總額	2,145,316,389,134	100.00	2,072,525,163,493	100.00	72,791,225,641	3.51

6. 「不動產、廠房及設備」科目帳列核四計畫停工封存前所投入金額 2,813 億 6,244 萬餘元。據行政院於 108 年 3 月召集相關單位研商「台電公司資產減損財務報告處理方式」會議結論，未來核四資產減損採一次認列、分年認列之利弊及其辦理適當時機，請經濟部妥善研議。案經台灣電力公司研析，因核四計畫仍在資產維護管理階段，尚符合「未完工程」定義，後續將俟公民投票結果及主管機關明確指示，再依證券發行人財務報告編製準則與國際會計準則等評估處理，並由查核台灣電力公司財務報表之會計師簽證在案。
7. 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。
8. 期末已提撥退休金資產 312 億 1,577 萬餘元，及提列員工福利負債準備(屬退休金部分)324 億 5,161 萬餘元。
9. 台灣電力公司依 106 年 1 月 26 日公布之電業法第 6 條規定，將自 106 年 1 月 11 日修正之條文公布後 6 至 9 年完成發電與輸配電分離。又台灣電力公司以 112 年 12 月為基準，估計須負擔民營化相關支出 366 億 9,596 萬餘元，是項支出將視台灣電力公司財務狀況，分由台灣電力公司及行政院公營事業民營化基金負擔。
10. 「不動產、廠房及設備」、「使用權資產」、「長期債務」及「租賃負債」上年度決算數配合科目調整重分類。