

### 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27,860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110年底止，電力系統（含民營電廠）裝置容量5,115萬瓩，以火力及核能發電為主，另在輸配電方面，共有各級變電所619所，輸電線路1萬7,995回線公里及配電線路39萬9,813回線公里。

台灣電力公司110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 110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	235,694	244,833	9,139	3.88	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	224,775	235,340	10,565	4.70	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 110年度固定資產建設改良擴充預算數1,567億8,822萬餘元（含以後年度補辦預算，報准先行辦理39億5,000萬元），連同109年度轉入數9億7,383萬餘元，合計可用預算數1,577億6,206萬餘元（含專案計畫821億1,781萬餘元、一般建築及設備756億4,424萬餘元）。決算支用數1,493億6,058萬餘元（含專案計畫747億4,638萬餘元、一般建築及設備746億1,419萬餘元），較可用預算數減少84億148萬餘元，約5.33%，主要係臺中電廠新建燃氣機組計畫及離岸風力發電第一期等計畫，因廠商尚未請領款項，或配合計畫修正，展延工期所致。未支用數中8億2,019萬餘元（含專案計畫4億7,822萬餘元、一般建築及設備3億4,197萬餘元），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

110年度決算審核結果，營業利益483億6,561萬餘元，營業外損失260億1,728萬餘元，

稅前淨利 223 億 4,833 萬餘元，經加計所得稅利益 1 億 5,579 萬餘元後，審定本期淨利為 225 億 412 萬餘元。

上述營業利益較預算數增加 290 億 9,097 萬餘元，稅前淨利亦較預算數增加 179 億 3,323 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。

### (三) 盈虧撥補之審定

1. **盈虧之審定** 110 年度原編決算稅前淨利 255 億 8,645 萬 5,651 元，行政院彙編決算核定稅前淨利 223 億 3,594 萬 595 元，經本部審核分別修正減列收入 5,445 萬 1,932 元、減列支出 6,684 萬 3,210 元，綜計增列稅前淨利 1,239 萬 1,278 元，審定 110 年度決算稅前淨利 223 億 4,833 萬 1,873 元，加計所得稅利益 1 億 5,579 萬 4,405 元，本期淨利 225 億 412 萬 6,278 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** 110 年度審定本期淨利 225 億 412 萬 6,278 元，連同首次採用國際財務報導準則調整數轉列數 1,210 萬 9,944 元，合計 225 億 1,623 萬 6,222 元，填補以前年度累積虧損 225 億 850 萬 9,893 元及其他綜合損益轉入數 772 萬 6,329 元，尚有待填補之虧損 416 億 8,574 萬 6,209 元，留待以後年度填補。

### (四) 現金流量之查核

110 年度期初現金及約當現金 17 億 9,905 萬餘元，經營業、投資及籌資活動結果，現金及約當現金淨增 5,054 萬餘元，期末現金及約當現金為 18 億 4,959 萬餘元。其現金及約當現金淨增數較預算淨增數 3,285 萬餘元，增加 1,768 萬餘元，主要係配合資金調度，增加短期債務舉借及經營獲利較預計增加，現金流入數隨增所致。又營業活動之淨現金流入 1,686 億 6,982 萬餘元，主要係經營獲利；投資活動之淨現金流出 1,643 億 1,362 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 43 億 565 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 8,578 億 987 萬餘元（包含 1 年內到期長期借款及應付公司債 1,186 億 2,772 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 2,091 萬餘元），經舉借 1,041 億元，較可用預算數 2,369 億 7,583 萬餘元（含以前年度保留數 409 億 7,383 萬餘元），減少 1,328 億 7,583 萬餘元，約 56.07%，主要係配合業務及資金調度，減少

長期債務舉借所致，償還 1,186 億 2,772 萬餘元，較可用預算數 1,186 億 2,816 萬餘元，減少 44 萬餘元，期末餘額為 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）。

## （五）重要審核意見

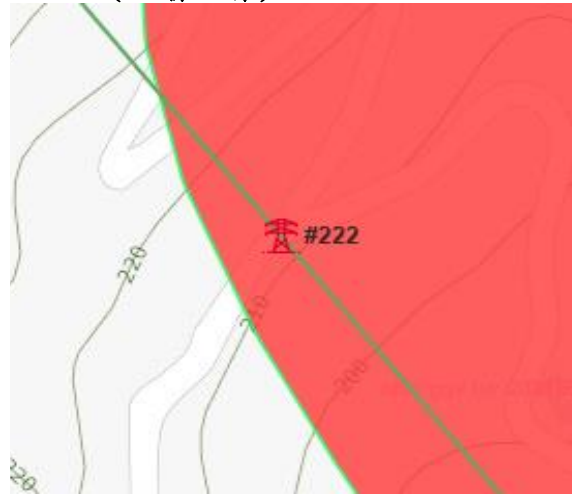
1. **辦理高壓鐵塔汰換及管理作業，有助穩定電網供電，惟部分鐵塔位置坐落於地質敏感區域，尚未完成安全性評估，或鐵塔構件鏽蝕情形較為嚴重，亟待研謀改善，俾確保線路設備安全及電網穩定供電。**

台灣電力公司輸電線路遍及全國，為利輸電線路及高壓鐵塔維護與管理，訂有輸電線路與鐵塔管理及巡視維護準則，供各級維護人員辦理巡視、點檢、油漆、塔基檢查及監測等維護工作，以確保輸電線路與高壓鐵塔之安全無虞，截至 110 年底止，輸供電轄區計有 19,263 座高壓鐵塔，108 至 110 年度高壓鐵塔辦理汰換計 502 座，相關支出 33 億 3,522 萬餘元，另營運維修支出計 16 億 8,203 萬餘元。經查高壓鐵塔維護管理情形，核有下列事項：

（1）**部分高壓鐵塔坐落於山崩地質敏感活動斷層區域，存有安全性疑慮，且逾公告敏感地區1年以上，惟尚未完成安全性評估招標作業，亟待加速辦理：**按地質法第5條第1項規定，中央主管機關應將具有特殊地質景觀、地質環境或有發生地質災害之虞之地區，公告為地質敏感區。另據立法院公報第99卷第66期院會紀錄針對地質法（三讀）所列之附帶決議第4項：經中央主管機關公告，位於地質敏感區之各級學校、公立醫療院所、公路、橋梁及電廠等具有維生需求之重要建築或設施，應於公告日起3年內，由各該主管機關編列預算，進行相關評估，並完成補強或其他必要措施。經濟部中央地質調查所（下稱地調所）自103年3月開始陸續公告國內地質敏感地區，台灣電力公司為配合立法院前項決議內容，就各供電區營運處轄管之高壓鐵塔坐落位置與地調所歷次公告之敏感地區，運用圖資軟體（QGIS）進行高壓鐵塔位置套疊比對，發現部分位處「活動斷層地質敏感區」、「山崩與地滑地質敏感區」，經陸續列管172座及867座，為進一步確認相關高壓鐵塔坐落位置是否存有安全疑慮，於104年12月委託工程顧問公司及地質技師事務所等單位辦理敏感區內高壓鐵塔整體性安全性評估（契約金額1億3,527萬餘元），由顧問公司按相關規定辦理區域、細部調查作業，並於105至109年間出具安全評估報告，嗣由土木結構技師評估相關地形、地層分布、地質構造等參數，截至110年底止，其中165座、860座經判定屬安全區域，惟據地調所109年12月31日及110年7月6日公告之地質「活動斷層地質敏感

區（梅山斷層）」、「山崩與地滑地質敏感區（臺南市）」資料套疊結果，增加列管嘉南供電區營運處轄管之高壓鐵塔編號「345kV天輪～龍崎山海線#216」等14座（圖1），分別坐落於嘉義縣梅山鄉與臺南市楠西區等地（表1），係屬活動斷層、山崩與地滑地質敏感區，截至111年5月底止，部分高壓鐵塔坐落地點已逾地調所公告地質敏感區地點1年以上，相關高壓鐵塔仍未完成安全性評估招標作業，經函請台灣電力公司加速辦理，俾確保供電穩定。據復：為確保設備安全及供電穩定，均依供電單位輸電線路維護準則進行現場巡視查檢，另已訂於111年底前完成委外專業顧問公司發包作業，並預計112年底前完成安全評估。

圖 1 345kV 中寮～瀾力線#222 高壓鐵塔（山崩地滑）



資料來源：台灣電力公司提供。

表 1 110 年底轄管坐落於地質敏感地區且尚未完成安全性評估之高壓鐵塔

地質敏感類型及線路塔號名稱	
活動斷層	山崩地滑
345kV 天輪～龍崎山海線#216	345kV 中寮～瀾力線#214
345kV 中寮嘉民一二路#122	345kV 中寮～瀾力線#222
161kV 嘉民～北港南北線#8	345kV 中寮～瀾力線#278
161kV 嘉民～北港南北線#9	345kV 中寮～瀾力線#335
161kV 嘉民～雲林山海線#16	161kV 龍崎～聯銜線#8
161kV 嘉民～斗工紅白線#46	161kV 龍崎～聯銜線#9
69kV 嘉義～民雄山海線#30	161kV 龍崎～聯銜線#14

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

(2) 部分高壓鐵塔構件鏽蝕情形較為嚴重，且坐落位置於高污染地區，亟待加速辦理汰換或更新：台灣電力公司為加強各供電區營運處轄區輸電線路（下稱線路）設備之維護管理與降低事故率，並能及時掌握線路設備老化狀況，訂有相關輸電線路維護準則、線路健康檢查評鑑標準等，針對設備所屬污染等級區分（按污染程度可區分為A至E級，其中A級為污染最輕微），供相關維護人員按前揭準則辦理線路設備巡視、點檢、油漆、塔基檢查及監測等維護工作，以預先診斷潛在危險因子，並提高線路設備之維護管理、運轉維護水準與整體設備可靠度，俾確保線路設備安全及電網穩定供電。截至110年底止，按供電單位安全作業標準暨工作指導書之架空點檢有關鐵器腐蝕劣化診斷手法（器材更換基準），判斷更換基線為鏽蝕程度為等級C（等級D以上鏽蝕情形較嚴重，須考量辦理更新或汰換），台電供電管轄區域共劃分為臺北、新

桃、臺中、嘉南、高屏及花東等6個供電區營運處，同期間高壓鐵塔構材鏽蝕等級C以上者計282座，其中構材鏽蝕等級D者計有新桃供電區營運處84座（表2），經評估後，須辦理汰換或更新部分設備，預估111至114年間完成，相關經費約3億3,419萬餘元，亟待加速辦理，俾確保高壓鐵塔結構安全。次查，前揭84座鏽蝕等級D者，且坐落於污染等級D、E級地區（即屬高鹽分或鄰近海岸地區）各有19座及2座，又該等高壓鐵塔建置時間均逾15年，甚有逾30年及40年以上者計7座，且所有鐵塔中使用年限達

表2 110年底鏽蝕等級D高壓鐵塔

供電區營運處名稱	線路名稱	鐵塔編號
新桃	161kV 松樹～武陵線山海線	1
	161kV 林口～蘆竹一二路	2、3
	161kV 梅湖～觀音～楊梅線	4
	161kV 通霄～苗栗一二路	6
	161kV 聖亭～東社線紅白線	13、14、15、16、17
	161kV 龍潭～六家紅白線	17、18、48、51
	161kV 龍潭～梅湖一二路	17、18、19
	161kV 觀音～白玉一二路	4、7、8
	345kV 頂湖～龍潭紅白線	60、61、62、63、64
	69kV 松樹～普仁線	24、25、26、27、28、29
	69kV 梅湖～平鎮線	2
	69kV 梅湖～湖工一二路	9、12、24
	69kV 通霄～霄南紅白線	1、2、3、4
69kV 新屋～笨港線	64、65、66、67、68、69	
臺中	345kV 中火～中港南北線	6、7、9、10
嘉南	北港～台西線	19、20、21、22、25、26、27
	北港～朴子線	13、29、31、32、33
	東北～橋村線	19、23、24、25、26、55
	崙背～土庫線	20、21、23、26
	橋村～崙背線	9、40、43、45、46
花東	立霧～花蓮線	13、16、18、28、30、31、41、42

註：1. 高壓鐵塔鏽蝕等級D級者：鏽蝕程度為黑褐色並有小蝕孔產生。

2. 資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

30年以上者達8,089座，占高壓鐵塔總數41.99%，顯示鐵塔老舊情形相當普遍，經函請台灣電力公司研謀改善，並加強人員巡視及檢點工作，確保線路設備安全。據復：有關構材鏽蝕等級已達D級之高壓鐵塔，已規劃於111至113年間辦理改善，未改善前將採行縮短巡視週期，另考量鐵塔汰換工程執行能量，已訂定未來10年汰舊換新計畫，採均化概念，每年辦理鐵塔汰換，以確保設備安全。

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。

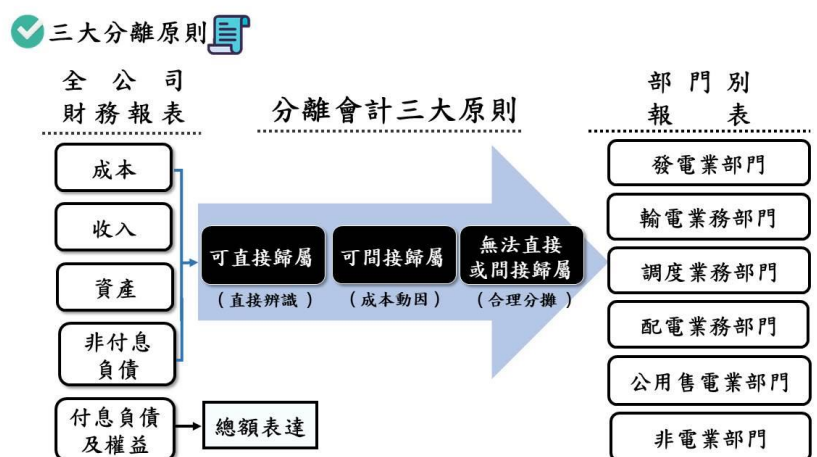
電業法於106年1月修正公布後，將電業劃分為發電業、輸配電業及售電業等3大類型，其中輸配電業將以國營方式統籌電力調度，政府為免各事業體經營及管理混淆，於電業法修法中納入廠網分離作業，要求台灣電力公司於6至9年內進行發電業與輸配電業之專業分工，並

轉型為控股母公司，其下成立發電及輸配售電子公司。按台灣電力公司現行整體財務報表及成本分離資訊，輸配電業與發電業、售電業之間存在共用設備或共同成本，總管理處成本分攤至各業別成本已有分攤方式，輸配電費率受獨立管制，須透過完善分離會計制度明確界定各業別權責歸屬，使個別營運成本、收入、資產及負債資訊更趨透明。經查分離會計制度辦理情形，核有下列事項：

(1) 已按相關規定編製部門別分離會計報告，有助衡量各業別營運績效，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，亟待研謀妥處：依電業法第6條第3項及第4項規定，輸配電業應建立依經營類別分別計算盈虧之會計制度，不得交叉補貼。輸配電業會計分離制度、會計處理之方法、程序與原則等，由電業管制機關定之。經濟部爰於107年4月17日訂定發布「輸配電業分離會計處理準則」(下稱處理準則)，係規範輸配電業經營者進行會計分離之原則、分離會計報告及電業管制機關查核監督等，依處理準則第27條規定，輸配電業經營者應訂定分離會計作業程序手冊，記載執行分離會計之成本分攤基礎、收入、資產及負債分離程序、內部交易之轉撥計價程序等，以作為編製分離會計報告之依循，台灣電力公司嗣於107年10月提報「輸配電業分離會計作業程序手冊」陳報能源局於108年5月23日同意備查。另依處理準則第8條及第9條規定，輸配電業經營者應將各項成本、收入、資產及負債，依其與各業務部門間之關聯性，區分為可直接歸屬者、可間接歸屬者及無法直接或間接歸屬者等3類。其中可直接歸屬者，應直接歸屬至發電業部門、輸配電業部門、公用售電業部門及非電業部門；已歸屬至輸配電業部門者，應再歸屬至輸電業務部門、配電業務部門或調度業務部門；可間接歸屬者，應按其動因合理歸屬至各業務部門；無法直接或間接歸屬者，應選用合理之分攤方式歸屬各業務部門(圖2)。經查

圖 2 分離會計歸屬分類原則

台灣電力公司110年度編製之部門別綜合損益表，包含發電業部門、輸配電業部門(再區分為輸電業務、配電業務及調度業務等部門)、公用售電業部門、非電業部門、內部轉撥及全公司等六大部分，據統計分析資料載述，前揭各業別部門



資料來源：台灣電力公司提供。

相關收入及支出，可按直接歸屬予以彙編，約占整體收入及支出99%，顯示多數收入、成本均按直接歸屬至特定業務部門，惟台灣電力公司針對停電事故衍生之電費補償處理，主要係依營業規章第39條規定或專案電費（大型停電事件）扣減方式進行用戶電費折減，並將全數補償金額列於「公用售電業部門」項下表達，未就相關停電事件肇因分析結果歸屬至責任單位，如110年度5月接連發生2次全國性大停電事故，各造成約449萬及99萬用戶停電，其中513停電事故係高雄路北超高壓變電所辦理容量擴充工程時，人員測試操作錯誤所致；517停電事故為氣候異常、水情不佳及大修機組未歸隊等因素，該等停電事件事後分別補償用戶扣減電費約5.01億元及1.13億元，相關損失全數歸屬至「公用售電部門」，易造成報表使用者對部門別會計報表會計資訊解讀發生錯誤，且不利反映各業別部門真實營運績效與課責效果，經函請台灣電力公司研謀妥處，俾利真實衡量各事業部門營運績效及後續轉型母子公司作業之順遂。據復：經評估近年大型停電事件多為發、輸電層級事故，另一般停電事件係以工作預排停電或小型設備故障之事故停電為主，未來將按相關停電事件肇因分析結果歸屬至責任部門，預計納入111年度部門別報表揭露。

(2) 全球資訊網已自主揭露部門別損益，惟未以專區列示表達，揭露內容亦未含部門別資產負債狀況，不利外部利害關係人查詢與運用，亟待檢討改善，俾提升各業別資訊透明度：依處理準則第23條及第25條規定，輸配電業經營者應編製分離會計報告，並經會計師查核簽證，於會計年度結束後6個月內，提報電業管制機關備查；輸配電業經營者分離會計報告之部門別綜合損益表及部門別資產負債表，除新成立之業務部門外，應採前後兩期對照方式編製。經查台灣電力公司自108年6月起已按前開處理準則規定期限提報「輸配電業分離會計財務報表」及會計師查核報告等相關資料送能源局備查，又自110年度將部門別財務資訊置於台灣電力公司全球資訊網「業務公告/資訊公開/電價費率揭露專區/111年上半年/電價審議相關資訊/110年會計決算結果」供外界參閱，惟查揭露方式僅將部門別之損益資訊併入當次電價費率審議會簡報資訊之附錄表達，未將部門別之綜合損益表及資產負債報表以獨立專區列示表達，除多數報表使用者不易搜尋外，亦難瞭解各部門之經營績效及相關財務狀況全貌。鑑於電業分離會計報告主要目的係提供電業管制機關制訂電價及各種收費費率所須參考之重要會計資訊，及供外界利害關係人瞭解不同營運部門間之相對價值及可能發生之營業風險，有助評估公司營運策略，經函請台灣電力公司檢討改善，俾提升各業別資訊透明度。據復：考量部門別財務資訊

係提供電業管制機關制訂電價及收費費率之重要資訊，爰自111年度起於電價費率審議會簡報資訊之附錄揭露110年度部門別財務資訊，預計112年度起設置專區揭露部門別財務資訊、損益及資產負債，提升各業別資訊透明度，以利外部利害關係人查詢與運用。

**3. 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。**

台灣電力公司配合政府新能源政策，並因應長期電力負載成長及維持區域供電穩定，規劃推動「大潭電廠增建燃氣複循環機組發電計畫」(下稱大潭燃氣機組計畫)，計畫經費1,104億6,014萬餘元，執行期間為106年1月至115年12月，計畫內容包括增建4部總裝置容量3,168MW(百萬瓦，下同)燃氣複循環機組、161kV(千伏特，下同)開關場及相關輸電線路等，以充裕電力系統之供電能力。經查執行情形，核有下列事項：

(1) 可行性研究報告與環評說明書規劃進度不一，計畫執行進度亦未如預期，亟待檢討改善：大潭電廠原已設置1至6號複循環燃氣機組(裝置容量為4,384.2MW)，自95年8月至98年1月陸續商轉發電。台灣電力公司為配合政府能源政策，於101年間規劃於既有廠區增建4部複循環機組，據行政院105年11月核定之大潭燃氣機組計畫可行性研究報告核定本之結論(下稱可研報告)略以，計畫核定至第一部機組完成取得電業執照所需工程共需72個月，預定於111年7月第一部複循環機組取得電業執照，且亦提及該可研報告係配合103年7月核准環境影響評估報告內容編製。惟據行政院環境保護署(下稱環保署)103年7月核定之大潭燃氣機組計畫「環境影響說明書」(下稱環評報告)內容載述，計畫預計自108年陸續完成取得電業執照及商轉，環評報告與可研報告針對第一部複循環機組取得電業執照規劃時程，明顯不一，據說明主要係105年1月提出之可研報告，係考量台灣中油公司第三座液化天然氣接收站燃料供應規劃及商轉時程，複循環機組配合延後商轉日期所致，同一機組於可研報告與環評報告規劃商轉日期不同，易使外界產生混淆。次查，大潭燃氣機組計畫因配合廠商實際提報機組發電配置組合，複循環機組數量由4部改為3部(總裝置容量不變)，其中7號機組另為因應106年度國內可能出現供電缺口，先行辦理單循環機組採購，並於107年3月28日商轉，嗣再按原計畫規劃內容調整為複循環機組。按大潭燃氣機組計畫係採主發電設備帶安裝

(EPC) 標案進行，其中8號及9號機組EPC案，係由奇異公司 (GE) 及丸紅公司 (MARUBENI) 得標，得標金額375億605萬餘元，截至111年5月底止，預定進度76.85%，實際進度74.47%，落後2.38個百分點，主要係受營建業缺工及新型冠狀病毒肺炎 (COVID-19) 疫情影響，致土建工程進度落後，連帶影響後續機械、電氣及儀控設備進場安裝、測試、運轉時間所致 (圖3)。另依該計畫各機組重要里程碑載述，8號機組需於110年底前完

圖3 大潭燃氣機組計畫8號機組施工情形



資料來源：台灣電力公司提供。

成通水及點火等項目 (表3)，惟8號機組廠區內主要管架及管路配管焊接點高達15.10萬處管路焊接當量 (DB)，截至111年5月底止僅完成8.76萬DB，約58.01%，無法達到計畫原設定里程碑目標，影響機組後續商轉期程，經函請台灣電力公司督促廠商趕辦計畫進度。據復：未來辦理計畫可行性研究報告與環評說明書，將更審慎評估計畫期程，避免不一致，另針對計畫進度落後，已督促廠商向國內或其他國家採購零組件，並招募國內具建廠經驗人力加速趕工及調整工序，以縮短後續時間。

表3 大潭電廠燃氣機組計畫7號至9號機組重要里程碑

項目 機組別	通水	點火	併聯	接受調度	商轉
8號機	110.11.01	110.12.01	111.03.01	111.05.01	111.06.30
9號機	111.11.01	111.12.01	112.03.01	112.05.01	112.06.30
7號機	112.11.01	112.12.01	113.03.01	113.05.01	113.06.30

註：1. 7號機組因應106年度國內用電缺口，先行建置單循環機組，原預計108年底停轉，嗣配合政府「增氣減煤」發電配比及臺商返臺用電需求增加等，再申請展延至111年底，爰7號機組之各項重要里程碑均自112年度起算。

2. 資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

(2) 大潭新增燃氣機組預計於111年6月併聯發電，並因應部分大型老舊機組陸續除役或停機，增加燃氣機組供電能力，將面臨天然氣用量缺口疑慮，亟待研謀妥處：大潭電廠設置主要係配合國家長期經濟發展與電力負載逐年增長之需求，及解決臺灣北部地區長期缺電問題。經查截至110年底止，大潭電廠商轉供應燃氣機組計有7部 (裝置容量為4,984.2MW)，於92年7月與台灣中油公司簽訂25年長期供氣契約負責供應全部用氣。據台灣電力公司提供資料顯示，111年底前及112年至114年6月 (不考慮第三座液化天然氣接收站) 台灣中油公司可提供大潭電廠機組使用之天然氣每年最大值約為668萬公噸及700萬公噸，尚符7部機組發電用氣

量之需求（107至109年平均約為390萬公噸）。惟依大潭燃氣機組計畫規劃新興機組商轉日期，8號機組為111年6月、9號機組為112年6月及7號機組為113年6月，若按8號、9號機組每小時需氣量為137公噸，及7號機組每小時需氣量為108公噸，與機組容量因數為70%等參數估算，大潭電廠自111年6月至114年6月止，除112年1至6月間因台灣中油公司可供氣量略有提升，尚可滿足1號至6號及8號共7部機組發電需求外，其餘年度因新增燃氣機組陸續商轉發電，將面臨約8萬8,914公噸至115萬2,816公噸之天然氣用量缺口（表4）。另據經濟部110年5月「108/109年度全國電力資源供需報告」載述，自108至116年間陸續除役或停機機組計有核能5部，及燃煤、燃氣與燃油等機組各4部，共計17部，裝置容量1,048MW，同期間台灣電力公司新增機組計有108年度燃煤機組2部（裝置容量160MW）及11部燃氣機組（裝置容量1,274.6MW），新增之機組仍以燃氣機組為大宗，占比近9成（88.85%），顯示未來對於天然氣用量需求居高不下，各火力電廠亦將無過多天然氣餘裕數量支援大潭電廠，經函請台灣電力公司研謀妥處。據復：將規劃優先調度大潭電廠效率較高之機組發電，並視全系統機組大修排程，以提高天然氣使用效率，另與台灣中油公司建立天然氣供需聯繫機制及預警制度，並配合政府擴大使用天然氣政策，已規劃自建天然氣接收站因應，提升自主供氣能力，俾滿足各燃氣機組用氣需求。

表 4 大潭電廠新建燃氣機組併聯發電後預估天然氣用氣缺口

機組 供電情境	單位：公噸					
	111 年度	112 年度		113 年度		114 年度
	7 至 12 月	1 至 6 月	7 至 12 月	1 至 6 月	7 至 12 月	1 至 6 月
<b>合 計</b>	<b>88,914</b>	<b>410,844</b>		<b>1,152,816</b>		<b>741,972</b>
7 號機停機 8 號機供電 9 號機施工	88,914	—	—	—	—	—
7 號機停機 8 號機供電 9 號機供電	—	—	410,844	410,844	—	—
7 號機供電 8 號機供電 9 號機供電	—	—	—	—	741,972	741,972

註：1. 本表係假設 8 號機組於 111 年 6 月商轉、7 號機組配合提前停機更新為複循環機組；另 9 號、7 號機組分別於 112 年 6 月及 113 年 6 月商轉，且 114 年 6 月預估第三座液化天然氣接收站已完工，可完全供應大潭發電廠 9 部機組發電所需。

2. 資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

### (3) 部分複循環機組空污環保設施均未能依承諾期限如期完成安裝作業，亟待

檢討妥處：台灣電力公司為因應7號單循環發電機組於運轉期間係以設置氣渦輪機方式先行供電，因無廢熱回收鍋爐（HRSG）設備，致溫度太高無法裝設選擇性觸媒還原系統（SCR），估計

氮氧化物 (NO<sub>x</sub>) 排放濃度將自8ppm (濃度單位, 百萬分之一, 下同) 調升為25ppm, 除增加單循環機組運轉期間如遇空氣品質不良日或廠區溫度超過40度時, 將配合機組降載等環境保護措施外, 另亦承諾積極進行既有1號至6號機組空污排放減量規劃, 於104至111年度按機組屬性訂定低氮氧化物燃燒器 (LNB) 或SCR改善防污設備完成年度。據各機組空污改善設備完成期程資料 (表5), 大潭電廠1號至6號機組, 除1號、2號機組依環評承諾僅需完成LNB外, 餘3號至6號機組均須完成LNB及SCR之空污設備 (3號機之LNB屬自主改善, 業於104年6月完成), 其中1號、2號, 及4號至6號機組之LNB完成時間, 均逾環評承諾期間, 另5號與6號機組之SCR亦有進度落後情形, 據說明主要係配合機組大修期程所致; 另查截至110年底止, 4號機組雖於108年2月已完成LNB設備, 惟SCR仍未完成安裝, 致該機組排放NO<sub>x</sub>濃度為14.81ppm, 仍較LNB與SCR均設置完成之3號、5號及6號機組所排放NO<sub>x</sub>濃度 (約6.09至7.63ppm間) 高出逾1倍。次查, 依108年11月「大潭電廠增建燃氣複循環機組發電計畫環境影響說明書第三次環境影響差異分析報告暨變更審查結論」載述略以, 大潭電廠8號複循環機組於製造階段裝設置最新型LNB設備預定於110年初運抵現場安裝, 後續完成複循環機組後, 大潭電廠8號機組之SCR配合試運轉期程, 預定裝設完成時程為110年11月1日, 預定完工商轉時程為111年6月30日, 未來NO<sub>x</sub>排放濃度將由8ppm下降至5ppm。惟依計畫里程碑執行進度與預警管控資料載述, 8號機組因受營建業缺工及新型冠狀病毒肺炎 (COVID-19) 疫情影響等, 截至111年5月底止, 8號機組SCR雖已安裝完成, 惟仍須俟機組完工運轉時使用, 經函請台灣電力公司檢討改善。據復: 為穩定供電及降低空氣污染物排放, 先啟用單循環機組 (7號機), 並推動既有機組 (1至6號) 空氣污染改善併同歲修期程執行, 既有機組已於111年3月全數完成改善, 改善成果符合預期, 另8號機組因受營建業缺工及疫情影響工程進度, 已督促廠商趕趕工程進度, 屆時機組完工後SCR將併同運作使用, 以提升空氣品質。

表 5 大潭電廠既有機組裝置空氣污染防制設備情形

機組別	商轉日期	LNB 設備		SCR 設備		說明
		環評承諾完成日期	實際完成日期	環評承諾完成日期	實際完成日期	
1 號機	95.08	108.01	108.02	無	—	1 號、2 號機組未有 SCR 設備建置環評承諾。
2 號機	95.12	108.05	108.06	無	—	
3 號機	96.11	無	104.06	110.05	110.03	3 號機組 LNB 設備設置係屬自主改善。
4 號機	96.11	108.01	108.02	111.02	111.03	
5 號機	97.07	109.01	109.02	109.01	109.02	
6 號機	98.01	109.05	109.06	109.05	109.06	

資料來源: 整理自台灣電力公司提供資料。

4. 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。

台灣電力公司配合政府新能源政策，開發離岸風力再生能源，陸續辦理「離岸風力發電第一期計畫」（下稱離岸一期計畫）及「離岸風力發電第二期計畫」（下稱離岸二期計畫），計畫總經費分別為 259 億 5,152 萬餘元及 573 億 2,396 萬元，計畫期程為 104 年 3 月至 111 年 6 月及 108 年 4 月至 114 年 12 月，建置總裝置容量分別為 109.2MW 及 294.5MW，各該計畫以鋪設海底電纜及增設相關變電設備等，以減少空氣污染及二氧化碳排放。經查執行情形，核有下列事項：

(1) 離岸一期計畫前置招標作業未能順遂，復受新型冠狀病毒肺炎 (COVID-19) 疫情及海象氣候影響，致計畫 2 次申請展延，亟待加速趕辦，俾利政府綠能政策達成：依經濟部所屬事業固定資產投資專案計畫編審要點第 4 點規定，專案計畫應對投資環境等各階段潛在風險因子，作周延審慎之考量；對成本效益應作精密之評估，包括風險及不定性分析。按行政院 104 年 3 月 31 日核定之離岸一期計畫重要里程碑載述，風場工程決標為 106 年 3 月、基樁打設與水下基礎安裝為 107 年 4 月、塔架與風機安裝為 108 年 4 月、全部機組接受安全調度為 108 年 12 月、計畫完工日為 109 年 6 月。經查離岸一期計畫係屬示範風場新建工程，於 106 年 4 月辦理相關招標作業，期間廠商已多次反映工程金額不足及工期過於緊縮，至 106 年 9 月底止，已歷經 3 次流、廢標，仍無法順利決標，招標金額爰自 178 億 8,500 萬元修正為 250 億元，並於 106 年 12 月重新辦理招標，惟投標廠商仍未達 3 家，再次流標，迨至 107 年 2 月 13 日方由比利時廠商揚德諾有限公司及日商日立製作所股份有限公司再生能源系統台灣分公司（下稱日立公司）共同承攬得標，已較原預計 106 年 3 月完成決標時程落後近 1 年。台灣電力公司因前項招標作業未如預期，爰於 106 年 11 月提報第 1 次修正計畫，並考量國內尚無離岸風機下部結構（基礎）之製造廠、大型海事工程船隻及國內重件及施工碼頭不足等，原核定計畫經費由 195 億 3,618 萬餘元提高至 251 億 8,039 萬餘元，增加 56 億 4,421 萬餘元，約 28.89%，同時計畫完工期限亦由 109 年 6 月展延至 110 年 12 月，顯示離岸風力發電相關成本及工期估算未盡覈實，致前置招標作業未能順遂，連帶影響計畫其他主要里程碑 11 個月至 23.5 個月不等（表 6）。次查，行政院於 107 年 2 月核定離岸一期修正計畫，惟計畫於施工過程除因前述招標作業未如預期外，並因 109 年度起受新型冠狀病毒肺炎 (COVID-19) 疫情影響，導致工程設備之製造運輸期程、風機安裝船延後抵臺，及受缺工與東北季風海上施工條件欠佳

等因素，遲至110年3月始進行風機安裝，影響下部結構安裝、海纜鋪設及風機併聯發電等，復於110年6月再次申請修正計畫，並依契約相關規定，須再補償廠商風機下部結構及增設靜態虛功率補償設備等，將計畫金額修正調高為259億5,152萬餘元，期程由110年12月調整為111年6月，並於110年9月獲得行政院同意，截至110年底止，計畫修正後預計進度為92.60%，實際進度為92.59%，仍有落後現象，經函請台灣電力公司督促廠商積極趕辦。據復：因疫情及海象氣候影響計畫進度，已辦理外籍工作人員出、入境專案申請，並督促廠商加速趕辦，相關機組已於110年12月完成96小時連續試運轉測試，並於同年12月30日換發電業執照開始商業運轉。

**表6 離岸一期計畫修正情形**

主要項目	原計畫完成日期	第1次修正計畫完成日期	說明
風場工程標決標	106年3月	107年1月	107年2月13日決標，較原計畫落後近11個月。
基樁打設、基礎安裝	107年9月	109年6月	109年9月18日完成，較原計畫落後23.5個月。
塔架及風機安裝	108年9月	109年9月	110年6月12日完成，較原計畫落後20.5個月。
全部機組接受安全調度	108年12月	109年12月	第2次修正計畫展延至110年8月。
竣工、結算驗收及移交	109年6月	110年12月	1. 第1次修正計畫展延18個月。 2. 第2次修正計畫展延至111年6月。

註：1. 台灣電力公司離岸一期計畫共提出2次修正，第1次修正計畫於106年11月提出申請，由109年6月展延110年12月；第2次於110年6月提出申請，由110年12月再展延至111年6月。  
2. 資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

(2) 離岸一期計畫採用之風力發電機組，原日本生產廠商日立公司已停產，後續備品之取得及維修之難度將增加，亟待及早預謀因應，以維機組運轉妥善率：離岸一期計畫風力機組總裝置容量為109.2MW，由日商日立公司負責設計並製造風力機組共計21部（每部裝置容量5.2MW，圖4），預估每年可發電量為3.62億度，相關機組於106年度已通過經濟部標準檢驗局提高之風力機組抗颱風等級Class T之標準。經查統包工程於107年2月13日決標，並於同年3月正式開工，其中日商日立公司得標金額為87億8,398萬餘元，負責提供台灣電力公司21部裝置容量為5.2MW風機及建置後5年之運轉維護作業，惟日商日立公司於108年1月25日發布之新聞稿指出，該公司已不再接受新風力發電機組生產訂單，先前接單產品陸續交貨

**圖4 日商日立公司生產之離岸風力發電機組**



資料來源：台灣電力公司提供。

後，即停止日本工廠生產，在追求更高收益之前題下，未來將擴大與德國ENERCON公司（為全球性風力發電機大廠之一）合作，整合雙方之風力發電機資源，由ENERCON公司生產風力發電機組，日商日立公司提供數位技術服務，以擴大風力發電事業規模。鑑於台灣電力公司風力機組（包括離岸及陸域）一部壽齡為20年，截至110年底止，已商轉陸域風機，囿於機組使用已近經濟使用年限，或因部分機組廠商經營不善倒閉、或部分廠商機組屬早期機型已不再生產，相關重要零組件產製或購置取得不易等，致部分機組維護期間長達數千小時以上，如中港風場11號機組於96年4月商轉，因原廠ZEPHYROS公司倒閉，風機葉片自108年12月6日遭強風吹斷至109年12月31日止始完成修復，共計停機9,398小時，石門風場1號機組於94年1月商轉，因風機轉向系統自110年2月9日損壞至同年6月26日始完成修復，共計停機3,280小時，嚴重影響風機運轉效能。另按離岸一期計畫可行性報告載述，經彙整中央氣象局梧棲氣象站記錄本區年平均風速約5.2公尺/秒，顯示離岸風機維修過程及程序遠較陸域風機困難與專業。離岸一期計畫原風機生產廠商退出離岸風力機組生產，未來機組將面臨主要備品料件取得不易或維修困難等，經函請台灣電力公司妥謀因應，俾提高機組運轉妥善率。據復：機組生產廠商已簽署「運轉及維護長期配件供應協議承諾書」，承諾提供保固期後所需備品、配件及勞務服務，降低營運風險，俾提升發電績效與安全性。

**(3) 離岸二期計畫規劃採統包方式辦理，惟因歷經9次流標，延宕後續地質鑽探期程近1年，另分包廠商海事工程船舶出售，將影響未來履約能力，亟待研謀妥處：**台灣電力公司於107年4月及6月參與經濟部能源局（下稱能源局）之遴選及競價作業後，獲得遴選辦理離岸二期計畫，核配總裝置容量300MW。經考量離岸二期計畫各分項標案介面整合困難，爰以統包方式進行招標，並以財物採購帶安裝案合併採購，分約執行辦理（分為設備採購與安裝合約、5年運轉維護合約），並自108年4月8日公開閱覽，共歷經9次公告，期間針對標案預算不足、地質條件、天候影響、廠商資格等提出釋疑，致相關招標作業經多次調整預算、釐清技術規範等，遲至109年6月始完成決標（金額為628.88億元），較原預計目標108年8月完成決標落後10個月。另依離岸二期計畫可行性研究報告計畫要項作業預定時程表執行期程載述，地質鑽探與海域相關調查預計於109年底完成，惟因招標作業未如預期，相關鑽探作業遲至110年3月始進行，復因工作船設備故障及天候不佳等因素，地質取樣工作落後，至110年底始能完成地質調查結果，下部結構細部設計須仰賴地質調查結果方能確定，勢必影響下部結構後續製程。次查，據110年7

月份離岸風電雜誌 (WindTAIWAN) 報導，離岸二期計畫由富歲公司於109年6月以628.88億元決標，並委託具海事工程實績證明 (擁有可執行離岸風電工程之自升式平臺船舶) 之新加坡廠商 Teras Offshore 公司擔任其分包商，以補足海事工程實績不足，惟查 Teras Offshore 公司基於財務考量於110年7月已將旗下可承攬離岸風電工程之相關船舶出售予港資公司，等同富歲公司已喪失具從事海事工程能力。另據「離岸風力發電規劃場址遴選契約書」規定，台灣電力公司主要義務須於113年底前完成「全部遴選獲配容量50%完工併聯 (150MW)」或「所有風力機組水下基礎設置」，若無法於期限內完成，經濟部得按逾期月數，每月計收履約保證金總額 (6億元) 5% 違約金，並自履約保證金加以扣減或執行，經函請台灣電力公司加速趕辦，並督促廠商研謀妥處。據復：經滾動檢討，並與承攬商重新訂定相關作業策略，可按行政契約重要里程碑進度逐步完成，另為補足海事之工程能力，承攬商已同步與多家具備海事工程實績之國際廠商洽談，將持續督促承攬商，確保不影響工作期程，俾達成離岸風電發展政策目標。

(4) 部分風力發電開發商承諾國產化項目，已屆承諾日期，仍尚未完成訂約並送主管機關備查，影響國內風力發電產業國產化推動期程；又部分屬技術落地困難項目，無法配合機組併網期程達到國產化之目標，亟待研謀妥處：經濟部採「先淺海、後深海」開發模式，以「先示範、次潛力、後區塊」3階段策略推動離岸風電，其中第2階段「次潛力」部分，主要係透過評選項目審查風力發電開發商申請案並完成離岸風電之遴選作業，獲得遴選之各風力發電開發商，須按核配併網容量及時程，規劃相關併網作業，另為建構國內離岸風力發電產業供應鏈，各開發商須依離岸風力發電產業關聯執行方案 (下稱產業關聯執行方案) 相關規定辦理離岸風力發電產業項目之國產化。產業關聯執行方案配合離岸風力發電潛力場址併網期間分為「前置期」、「第一階段」及「第二階段」等3個導入期程，各風力開發廠商須依併網時程達成不同程度產業關聯項目。另按離岸風力發電規劃場址容量分配作業要點第9點規定，申請人規劃於110至114年完成併聯者，應於107年底前 (110及111年完工併聯者適用) 或108年底前 (112至114年完工併聯者適用) 提出具體產業關聯執行方案、佐證資料及經濟部工業局 (下稱工業局) 意見函。又為落實離岸風力發電產業項目國產化目標，相關開發商須由工業局依工業局離岸風力發電產業關聯執行方案審查作業要點所訂定之項目與範圍進行審查。經查經濟部於109年12月召開之「離岸風電產業關聯執行方案審查會」會議結論載述，台灣電力公司須於110年底前補充所有國產化項目 (27項，表7) 之正式合約予工業局備查，惟截至110年底止，台灣電力公司除

海纜、風機發電機組零組件之齒輪箱、變壓器等5項，因國內廠商尚無產製能力或規劃海上變電站無建置需求無須配合國產化外，其餘須國產化22項，仍有海事工程2項（水下基礎安裝及海纜鋪設），尚未與廠商正式簽訂合約，亟待加速辦理。又風機發電機組零組件項下，計有15項重要零組件須國產化，其中發電機及功率轉換系統等2項，因國內廠商暫無產製技術能力，經產業評估為技術落地困難項目，較難於114年度達到國產化之項目，經函請台灣電力公司研謀妥處，以達離岸風電國產化目標。據復：已趕辦相關產業關聯項目之合約商議工作，並督促承攬商儘速完成簽約事宜，至國產化困難項目，業完成發電機硬體設備製造採購訂單簽署，預計112年8月將完成首件試製工作，另將俟訂單製造期程啟動功率轉換系統生產，以利落實產業關聯政策。

表7 110年底台灣電力公司離岸二期計畫國產化項目辦理情形

單位：項

項目	辦理情形	合計	已與廠商議約	無須配合國產化	尚待與廠商議約
合計		27	20	5	2
陸上電力設施		3	2	1	—
海纜		1	—	1	—
水下基礎		1	1	—	—
海事工程		6	2	2	2
風機發電機組零組件		16	15	1	—

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

## 5. 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。

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於核四計畫之疑慮，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，並層報行政院核定，封存期間立法院於105年決議略以：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，爰將原封存計畫名稱配合修改為「龍門（核四）電廠資產維護管理計畫（下稱資產管理計畫）」。截至110年底止，核四計畫實際執行數為2,813億90萬餘元。經查執行情形，核有下列事項：

(1) 截至111年5月底重啟核四公民投票結果公告已近半年，資產後續相關處置方案迄未陳報主管機關，亟待研謀妥處：經濟部於106年12月設置核四資產處理督導小組（下稱督導小組），負責督導台灣電力公司辦理核四廠相關資產處理事項之規劃及進度。截至110年底止，該督導小組共計召開4次會議研商核四計畫後續轉型、設備處置規劃及資產減損因應策略，其中有關

核四資產減損認列方式，屢遭外界質疑，本部前於109年12月函請經濟部妥適處理，據復將視110年12月公民投票結果，屆時再依政策指示與國際會計準則規定辦理。按全國性公民投票案第17案已於110年12月18日舉行，因不同意票數大於同意票數，且有效同意票未達投票權人總額四分之一（495萬餘人），前項公投案投票結果業經中央選舉委員會公告為不通過，嗣經濟部於110年12月29日召開公投後續事項討論會議，並就核四資產土地、轉型方案及資產減損等議題討論，另據111年度中華民國中央政府總預算案審查總報告（修正本）（第三冊）第13款經濟部主管第120項決議事項略以，為配合前開公投結果，要求經濟部於111年度開始進行核四報廢或其他相關作業，且研議對財務報表核四資產2,800億餘元之處理。鑑於核四資產涉及公司財務結構、廠址資產活化、能源配置及轉型等議題，後續處理及相關資產減損認列，攸關公司未來經營方針與永續經營甚巨，雖據說明初步將朝3個原則規劃，包括與在地民眾充分溝通、保持多元選項及因應再生能源發展需求等，惟截至111年5月底止，前項相關議題處理方式，均仍未有進一步方案，經函請台灣電力公司加強溝通並檢討妥處。據復：刻正積極處理核四轉型，將保持多元開放選項，並因應再生能源發展需求，及強化與地方民意溝通，爭取社會認同與支持，未來將向主管機關報告，並視情形跨部會協商，再依政府指示推動辦理，俟處理方案明朗後，按國際會計準則規定做合適之會計處理。

(2) 燃料束已無再製使用之可能性大增，惟相關後續招標作業仍未定案，屆時恐將負擔額外倉儲費用，亟待儘速辦理：台灣電力公司依立法院105年7月決議內容停止原封存計畫，自106年1月起改辦理資產管理計畫，以核四廠資產保存未來最大價值為原則。另配合107年1月立法院第9屆第4會期第1次臨時會「109年底前全數移出核四燃料棒」之決議，辦理核四燃料束外運，申請維護計畫展延至109年底止，並配合核四計畫建廠執照於109年底到期後，本於權責回歸自行管理，於110年度以後仍接續編列相關維護計畫經費（表8，包括「維護保養費」、「廠區管理費」及「燃料處置費」）。台灣電力公司考量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，無法由國外電廠直接利用，爰規劃採2階段執行，第1階段

表 8 核四資產維護計畫經費

單位：新臺幣億元

項目 \ 年度	106	107	108	109	110
合計	7.17	7.03	6.96	5.93	3.69
維護保養費	3.33	2.21	2.48	1.27	1.28
廠區管理費	3.84	2.31	2.56	2.48	1.36
燃料處置費	—	2.50	1.91	2.17	1.04

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

係將該批燃料束運至國外廠家拆成燃料棒，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。經查第1階段處置之得標廠商，已於110年10月將1,744燃料束拆解成燃料棒型式（160,448根），並存放廠內管制區，依合約規定前項燃料棒僅能貯存至111年底止，屆時若未提取，另須支付相關儲存費用，惟國內核四啟封商轉發電之公投結果為不同意重啟，復因英國同類型機組新建計畫已宣告終止，經評估燃料棒已無直接轉賣之可能，須依前述第2階段辦理，預估須再支付處置費用約19.67億元（包括處置費用、鈾料儲存費用、保安措施等），惟查第2階段處置之廠商招標作業，囿於原燃料束製造商（GNF-A）對於燃料束之設計、材料之組成等仍具有相關智慧財產權，第2階段得標廠商須先完成與GNF-A簽署保密協定，始能進行拆解燃料丸及回收鈾料等工作，迄至111年4月底止，第2階段招標合約仍處於前置作業階段，屆時恐須負擔燃料束額外儲存成本，經函請台灣電力公司檢討妥處。據復：將採公開徵求洽詢具拆解燃料棒能力之主要廠家，並辦理公開閱覽，確保招標規範符合實務所需，現已洽廠商提出提案書規劃辦理中，全案預計於111年底前完成招標作業。

**（3） 久滯存貨之去化，多數內部單位去化未達目標值，且部分調撥存貨已逾2年仍未完成去化，另久滯存貨金額仍屬龐鉅，亟待強化精進策略，俾提升整體存貨去化成效：**台灣電力公司因配合政府封存政策，原預計於核四建廠及營運與維護、管理期間使用之重要器材，已無法按原訂期程裝配使用，爰於104年間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，另於106年3月成立「龍門庫存去化工作小組」（下稱去化小組），針對通用性較高之庫存材料，設定109年底去化達30.80億元之階段性目標。截至109年底止，相關單位共計去化核四計畫庫存材料金額32.67億元，已達預期去化目標值，惟帳列久滯存貨仍高達132.53億元，為繼續降低久滯存貨金額，去化小組再訂定110年度去化目標為2.25億元，惟因通用性較高之材料先前隨各單位撥用遞減，110年度實際去化值為1.75億元，達成率為77.73%。次查，存貨去化之途徑分為內部單位調撥、計畫維運及配合主發電設備帶安裝（EPC）使用等3種，自103年度開始迄110年底止，累計去化金額為34.42億元，其中內部單位調撥、計畫維運使用及配合EPC標案使用，去化金額分別為14.50億元、5.65億元及14.26億元，比率分別為42.15%、16.42%及41.43%，惟配合EPC標案之去化方式僅限於109年度，其他存貨去化途徑亦已呈鈍化現象，去化難度日增。又去化小組為免內部單位撥用核四

計畫庫存材料，事後未依預定工程如期用料，造成撥用單位材料庫存積壓，經定期考核各單位倉庫調撥後使用情形，截至110年底止，計有材料140項（表9），金額6,594萬餘元，因部分材料須配合工程需求或工程進度，或受新型冠狀病毒肺炎（COVID-19）疫情

表9 110年底核四庫存材料撥用逾2年未使用情形

單位：項、新臺幣千元

事業別	材料項數	金額
合計	140	65,942
輸供電事業部—供電單位	7	4,374
輸供電事業部—輸工單位	39	32,730
核能發電事業部	44	22,247
核火系統	30	4,395
水火力發電事業部—發電處	19	2,100
其他（電力通信處）	1	94

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

等影響，調撥已逾2年仍未使用，恐增加調撥單位倉儲成本，經函請台灣電力公司研謀提升去化成效。據復：將持續透過去化小組定期召開相關會議，訂定年度目標及共同研議去化精進作為，並加強宣導工作，另針對尚未去化之大宗材料，進行照相並註記規格供單位選用，以提升存貨去化效果。

**6. 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。**

台灣電力公司供電系統中大型核能、水力、火力發電廠產生電力後，需由變壓器升壓至345kV超高壓，再利用輸電線路輸送電力，並透過超高壓、一次及二次等變電所降壓後，分別提供大型或一般用戶用電。發電廠、輸電線或變電所所提供之供、輸電能力不足，均會影響穩定供電。110年迄至111年3月供電系統發生之重大事故，相關執行缺失及後續改善情形，核有下列事項：

(1) 「513及517停電事故檢討報告」所列改善事項，仍有部分項目未完成：台灣電力公司於110年5月13日、17日發生2次重大停電事故，分別影響約449萬用戶、99萬用戶，經濟部嗣於110年5月完成「513及517停電事故檢討報告」（下稱5月檢討報告），將改善對策分為電廠運轉、電網輸送、歲修排程、電力調度、需求面管理及分區輪流停電機制等6大面向計22項應改善事項，另行政院亦於110年8月提出36項核示事項。經查台灣電力公司提送111年3月改善事項列管紀錄，其中尚未完成改善者，計有5項，包括22項改善事項之電廠運轉第4項—擴大布建長效型儲能設備（如抽蓄水力及能量型電池）等3項（表10），暨36項核示事項之第7項—強化再生能源發電量即時監控及預測之能力等2項；另台灣電力公司自評已完成，惟

經濟部國營事業委員會管考建議為部分完成並持續列管者，計有6項，包括22項改善事項之電力調度第1項－備轉容量之計算方式納入夜尖峰因應等2項，暨36項核示事項之第2項－重新檢討長短期（日夜尖峰）負載預測準確度，並改變現僅公布日尖峰備轉容量（率）之作法等4項，主要係抽蓄電廠工程難度高且涉有環境保護議題、增強型動態調頻備轉容量輔助服務尚未有實際成效、研究（試辦）案之具體成效尚待驗證、再生能源即時運轉資料回傳對象與備轉容量計算方式尚未定案、部分燃氣機組增建計畫進度落後等所致，經函請台灣電力公司研謀妥適處理，並強化再生能源即時監控與預測能力。據復：為擴大布建長效型儲能設備，已於電力交易平臺公布增強型動態調頻備轉容量商品技術規範，預計111年底開放交易，光明水力抽蓄計畫已於111年3月陳報行政院，並將透過大數據分析疫情與極端天氣對用電之影響，強化用電預測；另將引入再生能源案場智慧電表資訊，推估相關參數，並增加監視案場數量，作為再生能源預測校正及參考，暨積極推動大潭電廠新增燃氣等重大電力能源開發計畫，以維持供電穩定。

表 10 111 年 3 月底「513 及 517 停電事故檢討報告」所列改善事項辦理情形

缺失態樣	類別	項次	改善對策與建議辦理事項
尚未完成改善者	台灣電力公司研提改善事項（22 項）	1	電廠運轉第 4 項－擴大布建長效型儲能設備（如抽蓄水力及能量型電池）
		2	電力調度第 3 項－用電預測須進一步檢討強化
		3	需求面管理第 4 項－時間電價分短、中長期推動
	行政院核示事項（36 項）	4	第 7 項－強化再生能源發電量即時監控及預測之能力
		5	第 17 項－重大電力能源開發計畫務必如期如質完成
自評已完成，惟建議持續列管者	台灣電力公司研提改善事項（22 項）	1	電力調度第 1 項－備轉容量之計算方式納入夜尖峰因應
		2	電力調度第 2 項－因水情嚴峻檢討備轉容量之計算
	行政院核示事項（36 項）	3	第 2 項－重新檢討長短期（日夜尖峰）負載預測準確度，並改變現僅公布日尖峰備轉容量（率）之作法
		4	第 13 項－擴大儲能電池布設及加速新抽蓄電廠建置，與現行備轉容量燈號無法反映再生能源與抽蓄發電實際出力等
		5	第 22 項－儘速擬定提高再生能源即時監控量之法規要求，並提高再生能源之預測調度能力等
		6	第 29 項－重新檢討備轉容量計算方式，並公開日夜尖峰之備轉容量率

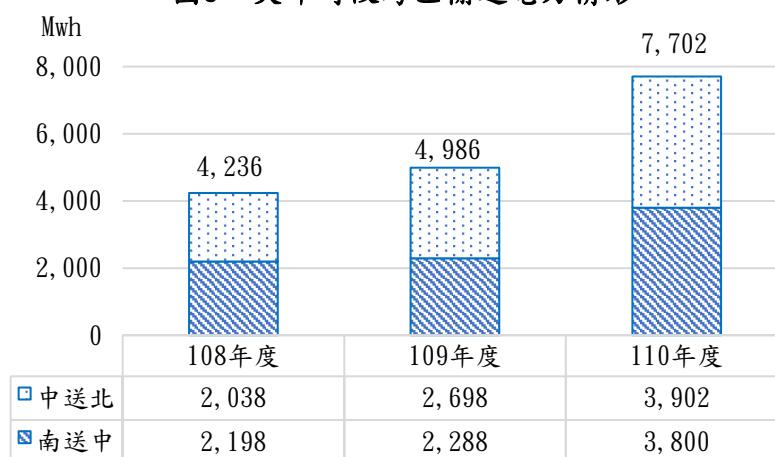
資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

(2) 興達電廠開關場因人為操作失誤，導致全臺大規模停電，嚴重斲傷政府及企業形象：台灣電力公司興達電廠開關場因人為操作失誤，於111年3月3日發生全臺大規模停電，影響停電戶數約549萬戶，遭外界質疑國家電力系統之穩定性，嚴重斲傷政府及企業形象。又事故發生

之系統負載為2,850萬瓩、系統供電能力為3,551萬瓩，備轉容量701.5萬瓩（19.75%），惟未能啟動備轉容量機組供電，亦引起各界質疑備轉容量率計算基準及供電充足性。另比較經濟部於111年3月公布「303停電事故檢討報告」、5月檢討報告，均存有：單一操作失誤、溝通協調與經驗不足等人為因素，引起重大停電事故，顯示改善措施仍存有闕漏，亟待持續強化人員操作經驗與技術，並深化風險意識；又原規劃第三路345kV超高壓幹線由中寮開閉所引接至瀾力超高壓變電所，因遭受民眾抗爭，改接至龍崎超高壓變電所，造成南部電網集中於龍崎超高壓變電所，未能達成分散電網風險之目標，顯示電網韌性仍有不足，增加系統運轉風險，亟待通盤檢討關鍵電力設施之風險程度，並妥適訂定因應措施；近3年度（108至110年度）之區域電力供需情形逐年趨劣，尖峰時段跨區輸送電力由108年度之4,236Mwh（百萬瓦小時，下同），增加至110年度之7,702Mwh，增幅約81.82%（圖5），顯示區域內之電源及負載短期內尚無法達到供需平衡，仍存有潛在供電風險，經函請台灣電力公司研謀妥處。據復：為強化電網分散，已規劃重啟345kV超三路往南延伸至瀾力超高壓變電所，另成立風險管控中心，落實風險控管，至於北部電源較為短缺情形，將配合政府能源政策及

兼顧區域供需平衡，於北、中、南部地區規劃新機組設置，以達區域供需平衡之情形。

圖5 尖峰時段跨區輸送電力情形



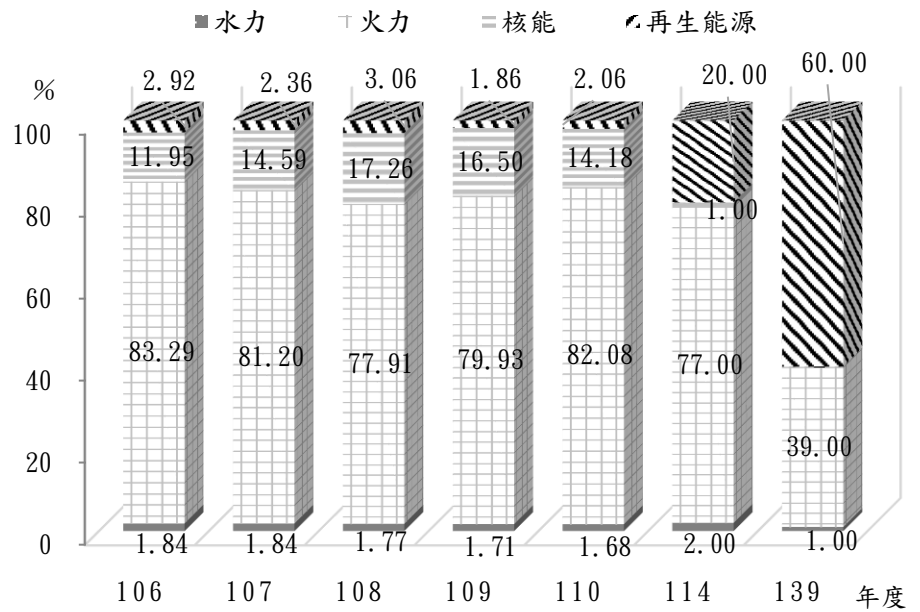
資料來源：整理自台灣電力公司108年至110年度電業年報。

**7. 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。**

台灣電力公司110年營運結果，獲有盈餘225億412萬餘元，其中營業利益483億6,561萬餘元（營業利益率7.79%），較預算數增加290億9,097萬餘元，主要係天然氣燃料價格及民營電廠購電價格較預算低所致。台灣電力公司110年度平均發購電成本2.01元，然為配合國家能源政策（增氣、減煤、廢核、展綠），將逐步提高發電成本較高之燃氣及再生能源發電

比重(圖6),又近4年再生能源外購占比由50.09%增加至69.97%,每度購入成本由3.69元逐年增加至4.69元,高於售電價2.5885元等,長期均不利整體營運。又台灣電力公司近年舉債投入各項電力設施興建,負債總額自106年底之1兆7,323億餘元逐年累增至110年底止之1兆8,549億

圖6 台灣電力公司未來能源政策發電方式配比



資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

餘元,110年底負債占總資產比率高達84.09%,其中長短期借款金額高達1兆817億餘元,且國際利率走升機率高,利息負擔沉重,財務結構脆弱。另台灣電力公司110年度尖峰備載容量低於6%(供電警戒)天數計3天,6%至10%(供電吃緊)天數計42天,合計天數45天,約占全年天數12.33%,相較於109全年度均高於法定備轉容量10%(供電充裕),供電較為吃緊。110年度5月間復因人為事故及瞬時尖峰負載增加,造成停限電,致110年度每戶停電時間(不含重大天災)為59.892分鐘,較109年度之15.931分鐘大幅攀升等情,均增加營運風險,經函請台灣電力公司檢討改善,以維永續經營及達成穩定供電之任務。據復:公司依再生能源發展條例規定,辦理相關再生能源躉購,再生能源購電占比增加係執行法定義務所致,將透過電價調整機制,合理反映電業經營成本,暨配合資金市場情勢,及利用長短期資金利差調度,降低資金成本。另將加強電廠機組維護、精進歲修技術,持續推動需量反應措施,抑低用電尖峰,暨未來將持續配合業者申設進度,並加速辦理燃氣機組電力採購,俾維持穩定供電。

8. 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。

行政院為使供電系統強化與維新,自101年度推動辦理智慧電網總體規劃方案,依據109

年最新核定之內容（下稱 109 年核定方案），將智慧電網歸納為智慧調度與發電、電網管理、儲能系統、需求面管理、資通訊基礎建設、產業發展及法規制度等 7 項構面，其中需求面管理中之 AMI 智慧電表基礎建設由台灣電力公司負責規劃及建置（估計投入經費 594 億元，運作模式如圖 7），預計於 113 年底完成 300 萬戶低壓智慧電表（下稱 AMI）布建，希藉由建置準即時數位計量工具，協助時間電價、需量反應等需求面管理制度推動，達成強化電網韌性，及促使用戶參與節能等目標。截至 110 年底止，高壓用戶共 25,347 戶，已全面布建 AMI 並選用時間電價，低壓 AMI 累計布建 150 萬 1,573 具。經查辦理情形，核有下列事項：

圖 7 AMI 智慧電表基礎建設運作模式



資料來源：擷取自台灣電力公司全球資訊網。

(1) 建置智慧電表雖已依預定期程布建完成，惟安裝完成之可用性查驗數量未及 5 成：台灣電力公司於 107 至 109 年度均辦理低壓 AMI 通訊介面單元採購案（契約金額 45 億 7,686 萬餘元，下稱 AMI 通訊系統採購案），並辦理智慧型電表資料管理系統建置暨系統整合案（契約價金 9 億 9,990 萬餘元）。依據 AMI 通訊系統採購案採購規範，通訊系統包括 FAN 通訊模組、頭端管理控制系統（HES）及其他通訊設備與電信網路服務等所組成，FAN 通訊模組與其連線相關之通信設施應達成由智慧電表到台灣電力公司資訊機房 HES 之完整雙向通信。採購案分 4 階段依序辦理想器材驗收及安裝查驗作業，第 1 階段器材驗收合格後，進行第 2 階段安裝及讀表測試查驗，驗證電表端計量值與 HES 資料庫之合理性及正確性，以確保將來計算電費之可靠安全性。第 3 階段安裝可用性查驗，係自完成可用性測試起連續累計 15 日達成電表負載資料要求、電表午夜資料要求、定時供電品質資料要求等成功率指標，即為可用性測試合格。經查台灣電力公司自 107 年起陸續布建低壓智慧電表，截至 110 年底止，預計布建數 150 萬具，實際布建數 150 萬 1,573 具，已達預計目標，又其中已安裝通訊模組者計有 146 萬 4,036 具，惟

完成第 3 階段可用性查驗者僅 71 萬 5,037 具 (表 11)，占通訊模組安裝數之 48.84%，占智慧電表布建數之 47.62%，比率未及 5 成，影響智慧電表資料後續應用之效益，經函請台灣電力公司檢討妥處，以達成智慧電表布建效益。據復：經檢視現行 AMI 通訊模

表 11 110 年底智慧電表布建情形

單位：戶、具

項目	數量
全部用電戶數	14,725,191
預計布建數	1,500,000
實際布建數	1,501,573
通訊模組安裝數	1,464,036
安裝可用性查驗完成數	715,037
可自動抄表數	217,660

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

組採購規範，已提出現場安裝抽查作業與廠商讀表查對作業採併行方式執行之優化作法，以縮短查驗作業天數，預計於 111 年底完成 150 萬具通訊模組可用性查驗，提升整體布建效益。

(2) 智慧電表通過安裝及讀表測試與可用性查驗後，傳輸至電表管理系統之資料，仍有電表基本資料、現場裝表資料錯誤及指數異常等情：據 109 年核定方案載列投入資源及預期效益，101 至 108 年度台灣電力公司已投入約 130 億元，預計將持續投入 464 億元進行低壓 AMI 建置及後續資料應用、電價結構檢討及試辦動態電價、檢討及試辦多種需量反應方案等，估計可獲致減少派員抄表成本及低壓用戶提升節電等效益。截至 110 年底止，完成第 2 階段安裝及讀表測試查驗及第 3 階段可用性查驗之智慧電表計 71 萬 5,037 具，允應將電表資料透過 AMI 通訊系統傳輸至電表資料管理系統 (MDMS)，並介接電費帳務管理系統 (NBS) 自動抄表，以取代人工抄表，惟查自動抄表取代人工抄表功能之電表數僅 21 萬 7,660 具，占完成可用性查驗數之 30.44%。據說明係為確保帳務資料正確性，爰就已完成之智慧電表，其讀表值傳至電表管理系統後，仍須再進行 NBS 系統自動抄表指數與人工抄表指數進行比對，據其 111 年 1 至 4 月比對 105 萬 569 具次結果，電表指數異常比率，除 111 年 2 月為 8.89% 外，其餘月份介於 13.86% 至 27.44% 之間，經評估為抄表時間落差、現場裝表錯誤、電表相關資料登打錯誤等，如加計電表故障、當期無法抄表等無法比對數，比率介於 17.13% 至 39.33% 之間，須配合次期抄表週期始能再比對。另據台灣電力公司 110 年 2 至 3 月清查約 49 萬具電表基本資料結果，計 1,611 具出現電表資料錯誤或無法確認等情事，顯示智慧電表於通過安裝及讀表測試，暨可用性測試等查驗程序後，傳輸至電表管理系統供各項運用之資料仍存異常或錯誤，電表管理系統資料之合理性及正確性皆有疑慮，影響自動抄表功能上線時程，經函請台灣電力公司檢討改善，確保 MDMS 資料之正確性。據復：AMI 及通訊模組於現場安裝完成後，MDMS 將就用戶基本資料進行基本電號、表號資料匹配作業，即時發現異常情形，俾提早改善，另針對電表指數比對作業之資料異

常或讀值缺漏等情形，已新增補系統程式比對邏輯判讀異常，截至 111 年 5 月底止，自動讀表上線戶已上升至 83 萬餘戶，有效增進 AMI 取代人工抄表之效益。

(3) 低壓智慧電表用戶認證使用台灣電力 APP 者僅 2.38%，選用時間電價用戶僅 9.76%，推動情形欠佳：台灣電力 APP 於 109 年 8 月改版，擴增智慧電表服務應用，導入電號認證功能，用戶經綁定電號及認證機制，如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資料，以促進用戶自主優化用電，節省電費支出。經查截至 110 年底止，經台灣電力 APP 認證之智慧電表用戶數 3 萬 5,783 戶，僅占全部認證戶數 38 萬 3,302 戶之 9.34%，占布建數 150 萬 1,573 具之 2.38%，使用比率仍微。另據行政院 105 年推動低壓智慧電表建置之政策，智慧電表推動預期效益之一係結合時間電價，讓用戶依其用電習慣，參與適合時間電價方案，響應節能，紓緩尖峰負載，擴大智慧電表效益，預估至 110 年選用時間電價低壓用戶達 100 萬戶。又據智慧電網總體規劃方案需求面管理，其電價結構檢討及試辦動態電價之具體措施包括配合尖峰與次尖峰變動狀態，持續調整時間電價時間帶，經濟部已於 110 年 10 月 5 日核定台灣電力公司時間電價時間帶調整之試辦電價方案。經查低壓智慧電表 107 至 110 年間累計布建 150 萬餘具，惟選用時間電價之用戶僅由 106 年之 0.97% 上升至 110 年之 1.37%，僅微幅增加 0.4 個百分點。另截至 110 年底止，低壓用戶選用時間電價戶數僅 20 萬 2,165 戶，占預估數 100 萬戶之 20.22%；又選用時間電價低壓用戶已優化用電行為之智慧電表用戶數 14 萬 6,582 戶，僅占智慧電表布建數 150 萬 1,573 戶之 9.76%，經函請台灣電力公司檢討改善，提高用戶節電意識及參與時間電價節電效益。據復：為提升 AMI 開通戶於 APP 之認證戶數及占比，已利用社區活動宣導，並結合整合性行銷活動，利用網路媒體等多元傳播活動吸引用戶參與，截至 111 年 6 月 15 日止，APP 認證戶 5 萬餘戶，較 110 年底增加 1.47 萬戶，成果已有提升，另將持續透過視覺化用電圖表，協助用戶掌握用電分布情形，作為評估選用時間電價之參考，以促使民眾自主用電管理，適時調整用電行為。

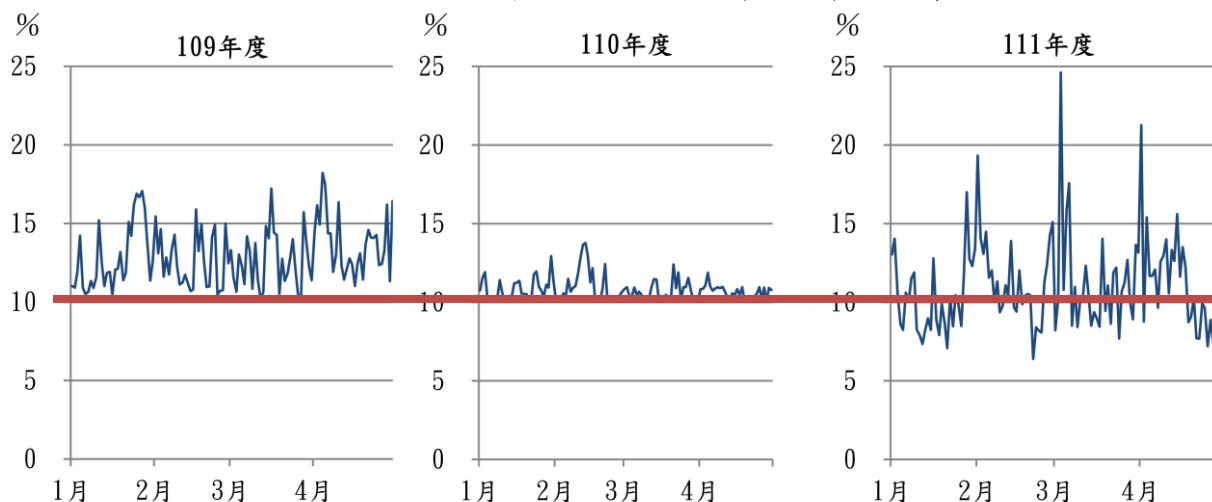
**9. 肩負穩定供電之政策目標，惟 110 年度備用容量率未達法定要求，備轉容量率亦逐年趨劣，又系統平均停電時間及平均停電次數均遠高於目標值，亟待研謀改善，俾確保穩定供電。**

台灣電力公司經營範疇涵蓋發電、輸配電及售電業務，近年積極配合政府能源政策進行能源結構調整，能源系統規劃逐步由傳統集中整合模式轉型為分散彈性模式，以提升整體電網之

韌性，其轄管相關輸配電網路分布於臺灣各地區，提供民生及經濟發展所需充足電力，另依電業法規定，同時須肩負穩定供電之責任。經查電力供應管理情形，核有下項事項：

(1) 備用供電容量(率)及備轉容量(率)係衡量發電端供電可靠度之重要指標，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，供電吃緊及警戒天數為近3年新高：依備用供電容量管理辦法第4條規定，備用供電容量率為15%。另同辦法第11條規定，全國電力系統備轉容量不足而發布警戒之標準值由輸配電業訂定。經台灣電力公司將電力供應燈號分為綠燈(供電充裕，備轉容量率大於等於10%)、黃燈(供電吃緊，備轉容量率介於6%至10%間)、橘燈(供電警戒，備轉容量率小於等於6%)、紅燈(限電警戒，備轉容量90萬瓩以下)、黑色燈號(限電準備，備轉容量50萬瓩以下)，並每日公布。經查台灣電力公司提報之「供電容量準備計畫」，於110年準備之供電容量為4,398.9萬瓩，符合能源局公告之應備總供電容量數額，惟因尖峰負載超過預期及民營電廠事故，110年備用供電容量率實績值為13.5%，未達15%之法定要求，電力系統發電端供電可靠度尚待強化。復查109年度之電力供應燈號均為綠燈，維持供電充裕狀態，惟110年度之電力供應燈號屬供電吃緊之黃燈者計有42天、供電警戒之橘燈計有3天，據說明主要係氣候異常、防疫居家辦公、經濟成長等，導致用電需求較預計增加所致。又111年度截至4月底止，電力供應燈號為供電吃緊之黃燈者計有49天，占該期間約40.83%，相較109、110年度同期間均維持供電充裕之綠燈(圖8)，顯示每日供電可靠度呈趨劣之勢，經函請台灣電力公司檢討妥處，並持續配合能源局滾動檢討電力供需，及納入氣候變遷對用電需求之影響，俾確保供電穩定及安全。據復：配合未來產業發展用電需求大幅成長，將持續滾動檢討電力供需，由能源局與台灣電力公司與重點產業保持溝通聯繫，視未來

圖8 109至111年度1至4月備轉容量率比較情形



資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

用電需求成長、既有機組除役等情形，規劃新增機組，並研擬緊急型需求面管理措施，及加強機組相關運轉維護策略，俾確保穩定供電。

(2) 擬具符合國際標準之供電可靠度指標，惟 110 年度系統平均停電時間及平均停電次數均遠高於目標值，且呈增長之勢，停電時間及影響戶數為歷年之冠，亟待檢討妥處：依台灣電力公司電力調度要點第 7 點規定，電力系統可靠度指標包含系統平均停電時間及系統平均停電次數。經查 110 年度之平均每戶停電時間 (SAIDI) 為 59.892 分鐘、平均每戶停電次數 (SAIFI) 為 1.097 次，較各指標之目標值增加 43.192 分鐘、0.837 次，主要係 110 年度發生 513 及 517 停電事故所致，復查電力系統事故停電情形，110 年度平均每戶事故停電時間、事故停電影響戶數分別為 4.644 分鐘、277 萬餘戶，均係近 3 年度最高值 (表 12)，主要係設備製造不良或自然劣化、施工或設計不良，及遭車輛撞擊、外界施工碰觸或鳥獸接觸，引起饋線跳脫所致，均顯示供電品質尚待改善，經函請台灣電力公司

表 12 電力系統事故停電情形

單位：分鐘、萬戶

項目	108 年度	109 年度	110 年度
平均每戶事故停電時間	4.196	4.194	4.644
事故停電影響戶數	247.05	265.17	277.70

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

檢討妥處，積極推動電網強韌計畫，汰

換老舊設備或線路，俾確保民眾擁有便利用電之權益。據復：已研議多項精進電力供應可靠度改善作為，包含更新汰換線路及設備、擴建饋線自動化及建置智慧變電所等，以避免配供電設備暴露在外或災害破壞，另透過供電可靠度管理機制，定期檢討停電事故，針對重大停電事故原因專案檢討及擬訂改善對策，並對影響供電穩定及可靠度可能風險因素，每年定期檢視，降低平均停電時間，俾持續提供穩定供電環境。

10. 辦理承攬商工安稽核次數逐年增加，惟工安事件仍一再發生，復雖陸續導入工安科技輔助項目，部分項目仍未整合或完成，又工安教育訓練課程受疫情影響，無法開課等情，亟待研謀改善。

台灣電力公司為降低承攬商工作傷害，由工業安全衛生處 (下稱工安處) 定期召集相關部門與工安部門執行風險評估與危害鑑別，另透過勤查重罰及執行走動管理，並導入科技輔助工具等，確保承攬商人員及公司內部員工作業安全。近 3 年度 (108 至 110 年度) 投入工業安全衛生相關業務金額合計 10 億 7,621 萬餘元，主要辦理職業安全教育訓練、宣導、防護具購置、危險性機械設備檢查及工安查核等項目。經查工安防制業務辦理情形，核有下列事項：

(1) 稽核次數配合承攬商工作時數逐年增加，惟工安事件仍一再發生，未能經由稽查及早查察並發揮嚇阻效果，另假日工安事故比率偏高，部分單位查核次數未增反減：台灣電力公司為提升安全衛生管理效能，每年均制訂年度工安查核工作計畫並執行相關工作。據 108 至 110 年度工安績效指標表載述，針對承攬商查核可區分為「一般查核（正常上班時間）」及「特殊查核時間（非正常上班時間，如例假日）」，其中承攬商於正常上班時間工作時數由 108 年度之 3,476.56 萬小時逐年上升至 110 年度之 3,807.91 萬小時，增加約 331.34 萬小時，約 9.53%，同期間查核次數亦由 30 萬 9,897 次增加至 35 萬 6,844 次，增加 4 萬 6,947 次，約 15.15%，惟發現承攬商違規項次卻由 108 年度之 2 萬 8,767 項次逐年下降至 110 年度之 2 萬 5,197 項次（表 13），減少 3,570 項次，約 12.41%，查核承攬商違規成效呈衰退情形，惟同期間承攬商勞安事故案件數為 17 件、15 件及 14 件，卻未見顯著減少。另經依部門別分析，發電處 108 至 110 年度，查核次數分別為 7 萬 480 次、6 萬 5,099 次及 9 萬 4,806 次，占各該年度查核次數比率約 20%至 27%間，惟各該年度查核發現承攬商違規項次僅有 397、380 及 420 項次，平均查核違失率 0.51%，較全公司 8.24%，明顯偏低，且較業務處同期間查核違失率（13.05%）差異將近 26 倍，發電處轄管之臺中、通霄及大觀電廠於 110 年 9 至 10 月間卻連續發生 3 件承攬商勞安事故；又營建處 109 及 110 年度承攬商正常工作時數由 324

表 13 台灣電力公司各部門查核承攬商違規情形

單位：千小時、千次、項次

年度及 項目 查核 單位	108			109			110		
	承攬商			承攬商			承攬商		
	工作時數	受查次數	違規項次	工作時數	受查次數	違規項次	工作時數	受查次數	違規項次
合計	34,765	309	28,767	35,785	320	27,336	38,079	356	25,197
業務處	9,133	134	19,582	9,568	151	19,319	9,433	156	18,830
發電處	7,630	70	397	7,085	65	380	7,862	94	420
供電處	2,056	29	458	2,150	31	410	2,146	36	478
營建處	1,228	20	5,269	3,244	22	4,611	2,478	24	3,567
輸工處	3,295	9	762	3,157	9	813	3,793	8	698
核火處	3,966	26	2,062	3,225	18	1,464	5,284	16	978
核發處	4,460	10	118	4,443	12	160	4,045	11	120
其他	2,995	9	119	2,909	8	179	3,035	7	106

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

萬小時降至 247 萬小時，該處之查核次數雖由 2.2 萬次增加至 2.4 萬次，查核承攬商違規項次卻由 4,611 項次減至 3,567 項次，減少 1,044 項次，約 22.64%，惟同期間營建處臺中煤倉工務所已連續發生 3 起工安事件，造成 2 死（屬重大職業災害案件）及 1 傷之意外，顯示部分承攬商仍未落實工安管理，致工安事件一再發生，相關單位雖已增加查核次數，惟仍未及早查察潛存之勞安風險並予以導正。另據台灣電力公司提供 108 至 110 年度勞安事故統計資料分析，該期間承攬商發生 46 件勞安事故，共計造成 9 死及 39 傷，其中事故發生於例假日（含補假日）期間計 10 筆，約占 21.74%。經查台灣電力公司已研訂假日施工應先報備甲方（台灣電力公司）核准並設置工地即時影像管理系統（CCTV），且甲方應派員抽查，乙方作業場所負責人、作業主管及職安人員須至工作結束方可離開現場等管理措施，強化假日施工管理，並配合 108 至 110 年度承攬商於假日期間工作時數自 400.97 萬小時增加至 424.51 萬小時，同期間查核次數及發現承攬商違規項次均呈上升趨勢（表 14），均有助落實督導承攬

商假日出工管理。然發電處近 3 年度（108 至 110 年度）假日總查核次數為 4 萬 2,455 次，約占 3 年全部查核次數 11 萬 3,593 次之

表 14 查核承攬商假日出工情形

單位：萬小時、次、項、項/百次

項目	年度			
	合計	108	109	110
承攬商假日工作時數	1,234.95	400.97	409.47	424.51
查核次數	113,593	33,345	30,623	49,625
發現違規項次	7,228	2,117	2,423	2,688
平均每百次查核發現違規項次	6.36	6.35	7.91	5.42

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

37.37%，為所有單位查核次數次高者，惟同期間發現承攬商違規項次僅 77 項次，約占承攬商總違規 7,228 項次之 1.07%，平均查核違失率為 0.18%，較整體平均值 6.36%，顯有偏低情形；又輸變電工程處 108 至 110 年度假日查核次數分別為 2,415 次、2,276 次及 2,081 次，發現承攬商違規項次分別為 20、16 及 5 項次亦有同步減少現象，前 2 項指標已連續 2 年度呈下降趨勢，不利承攬商假日出工管理，經函請台灣電力公司研謀改善。據復：各系統工作形態、環境、危害因素等皆不同，查核次數、違規項次、違規率等亦會因系統特性有所差別，為強化工安管理，於 111 年 4 月新設風險管控中心專責單位，由該單位建立三層機制、五級風險管理及每日風險監控與召開會議，另訂定查核計畫，每月抽查高風險及重點查核單位，提升員工安全保護及工安績效。

(2) 善用職災事故燈號有效管控作業單位工安風險，惟部分單位發生職災案件數量仍居高不下，或雖已陸續導入科技輔助項目減少工安事故，惟部分項目仍未整合或完成，

亟待加速辦理：台灣電力公司為確保所屬員工及承攬商人員安全執行相關工作，自 106 年 4 月要求各單位導入相關工安預警機制（以 4 燈號警示，如紅色燈號代表高風險性質，須加強查核），以加強工安管理作為，嗣並運用前項警示燈號管理相關工安績效。據工安處提供 108 至 110 年度各事業部及系統之職災發生率、勞安事故之工安績效警示燈號（表 15），其中「輸供電事業部」及「配售電事業部」109 及 110 年度職災發生率年度控制值均為 0.22 及 0.15，各該事業部各年度實際值分別為 0.42、0.14，及 0.21 及 0.12，其燈色呈紅色（實際值超過或等於控制值）或黃色（實際值接近控制值）。又 108 至 110 年度勞安事故之控制值均設定為零，其中「水火力發電事業部」、「輸供電事業部」、「配售電事業部」及「營建工程系統」等 4 單位已連續 3 年呈現紅色警示燈號，且全公司勞安事故件數

（62 件）分析，居全公司最多之「配售電事業部」、「輸供電事業部」等 2 單位各發生 31 件（50%）及 18 件（29.03%），約占全公司之 8 成，勞安事故高度集中於該二事業部，顯示該等事業部相關所屬員工屢次發生意外，工安績效仍待提升。復查台灣電力公司為減少工安事故發生，自 106 年度已陸續引進承攬商移動式 CCTV 等多項創新應用科技輔助工具，並於 109 年 11 月開發完成「智慧工安管理 APP」（下稱工安 APP）提供工地負責人於開（收）工或施工期間進行相關訊息通報、人員定位及打卡等功能，惟截至 110 年底止，因前項工安 APP 部分功能，仍無法滿足全公司各事業部或系統之需求，目前僅輸供電系統

表 15 台灣電力公司各事業部及系統工安績效警示燈號情形

年度	單位名稱	職災發生率			勞安事故		
		年度控制值	發生率	警告燈號	年度控制值	實績值	警告燈號
108	全公司	≤0.26	0.05	○	—	20	●
	水火力發電事業部	≤0.26	0.07	○	—	1	●
	核能發電事業部	≤0.26	—	○	—	—	○
	輸供電事業部	≤0.26	—	○	—	7	●
	配售電事業部	≤0.26	0.08	○	—	10	●
	營建工程系統	≤0.26	—	○	—	2	●
	財會資源系統	≤0.26	—	○	—	—	○
	綜合研究所	≤0.26	—	○	—	—	○
109	全公司	≤0.22	0.17	◎	—	24	●
	水火力發電事業部	≤0.22	0.14	◎	—	1	●
	核能發電事業部	≤0.22	—	○	—	—	○
	輸供電事業部	≤0.22	0.42	●	—	7	●
	配售電事業部	≤0.22	0.21	◎	—	14	●
	營建工程系統	≤0.22	—	○	—	1	●
	財會資源系統	≤0.22	—	○	—	—	○
	綜合研究所	≤0.22	—	○	—	1	●
110	全公司	≤0.15	0.06	○	—	18	●
	水火力發電事業部	≤0.15	—	○	—	3	●
	核能發電事業部	≤0.15	—	○	—	—	○
	輸供電事業部	≤0.15	0.14	◎	—	4	●
	配售電事業部	≤0.15	0.12	◎	—	7	●
	營建工程系統	≤0.15	—	○	—	4	●
	財會資源系統	≤0.15	—	○	—	—	○
	綜合研究所	≤0.15	—	○	—	—	○

註：1. ○綠燈代表實際值未超過控制值；◎黃燈代表實際值接近控制值；●紅燈代表實際值超過或等於控制值。  
 2. 職災發生率=員工工作傷害事故傷亡人數/員工總經歷百萬工程時。  
 3. 勞安事故=員工工作傷害事故件數+承攬商工作傷害事故件數。  
 4. 資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

使用，又為進一步提升即時監督功能，工安處規劃將 CCTV 結合人工智慧（AI）影像辨識系統，取代人工查驗與現場監控，前項 AI 系統（金額 4,722 萬餘元）已於 110 年底進行開發，預計於 112 年 6 月下旬方可完成「複合式 AI 影像辨識」，經函請台灣電力公司研謀改善，並督促廠商加速辦理，精進工安執行成效。據復：已函請職災案件數量較多單位加強內部查核，並要求廠商履行契約有關安全衛生事項規範。另已擴展 CCTV 運用量能，由 110 年 6 月之 462 路提升至 111 年 5 月之 587 路，CCTV 人工影像辨識系統，預計 111 年底可達 AI 影像辨識技術於現場即時偵測特定安全裝束等配備，並可於平臺網路操作介面即時觀看及事後違規事件分析紀錄暨回報，未來並將督促各系統積極完成導入資訊科技，以科技輔助提升工安管理效能。

(3) 勞安事件數已逐年減少，惟與工安零災害目標尚有差距，未因應新型冠狀病毒肺炎（COVID-19）疫情，規劃線上工安訓練課程，不利提升人員預知危害能力：台灣電力公司除落實標準作業程序及承攬商管理，並加強工安查核與精進災防應變作為外，亦於年度工作考成項目設置相關工安績效衡量指標，「工安績效」指標項下列有「職災發生率」及「勞安事故」等 2 項細部指標，其中職災發生率 108 至 110 年度之目標值分別為  $\leq 0.26$ 、 $0.22$  及  $0.15$ ，實際值分別為  $0.05$ 、 $0.17$  及  $0.06$ ，均已達標，惟近 2 年度職災發生率均較 108 年度增加。另「勞安事故」1 項，因配合公司工安零災害之目標，108 至 110 年度目標均設定為零，惟查各該年度勞安事故分別發生 20、24 及 18 件（表 16），連續 3 年均未達標，且 109 年度勞安事故反較 108 年度增加，110 年度勞安事故案件

表 16 台灣電力公司勞安事故情形

單位：件、人

年度	件數 合計	員工			承攬商工作傷害		
		件數	人數		件數	人數	
			失能 傷害	死亡		失能 傷害	死亡
合計	62	16	16	1	46	39	9
108	20	3	2	1	17	12	5
109	24	9	10	—	15	15	2
110	18	4	4	—	14	12	2

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

數，雖較 109 年度減少 6 件，惟與工安零災害目標值仍有相當差距。另據行政院 110 年 7 月「國營事業 109 年度工作考成總報告」針對台灣電力公司亦提出員工（含承攬商勞工）失能傷害 25 人，宜再加強工作人員勞安意識及工安管理機制之待改進事項，顯示台灣電力公司預防勞安事故作為仍有精進空間。次查，台灣電力公司為落實職業安全及工安零災害運動，自 109 年起列入年度績效考核指標評核，並訂定各單位互動式危害辨識訓練評分標準，又 110 年度工安指標設置有「提升危害辨識知能」、「推廣工安虛擬實境訓練」、「強化承攬商作業安全」、「推動職場安全、健康促進」等項目，其中「提升危害辨識知能」、「推廣工安虛擬實境訓練」，主要係透過開設零災害運動班（4 班）或辦理工安數位科技互動體驗課程（8 班），利用虛擬實境（VR）實境建模，體驗與實際情境相近之視、聽感受，喚起學員工安危機意識，以提升

人員預知危險能力，惟受新型冠狀病毒肺炎（COVID-19）疫情影響，前述課程僅開設2班或全數取消，不利提升內部員工及承攬勞工預知與即時辨別工作危害能力，經函請台灣電力公司研謀改善並妥擬配套措施。據復：每月將上月工安績效指標實績值等資料平行展開函知各單位，並利用 CCTV 加強查核頻率，以提高各單位工安意識、危害辨識及風險評估，111年1至5月勞安事故5件，較去年同期8件，有減少趨勢，另111年度疫情警戒標準調降至第二級，已針對「零災害運動班」及「工安數位科技互動體驗」等課程開班並運用線上課程訓練，以提升員工預知危險能力，期減少勞工事故發生。

**11. 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。**

台灣電力公司為維持穩定供電，每年均規劃辦理電廠機組之大修或檢修工作，並由該公司電力修護處（下稱修護處）負責承辦主要核心工作，另以公開招標方式委由協力廠商配合提供需求人力共同辦理。本部前於96年查核發現修護處及協力廠商派赴民營電廠執行大修之人員，係以打卡鐘記錄加班時間，作為核算加班費依據，惟部分人員考勤表之加班時間係託人代打或隔日調整打卡鐘時間補打卡，相關人員涉有虛報加班情事，經函請經濟部查明妥處，據復該公司議處疏失人員，並擬具加強考勤查核及宣導作業，及將各單位執行考勤控管情形列為檢核查察項目等改善措施。本部經賡續追蹤後續辦理情形，修護處107年1月至110年6月底止，共計辦理232項電廠機組大修或檢修工作，支付協力廠商勞務工作費用10億4,580萬餘元。依據修護處與協力廠商簽訂之發電機組修護技術性勞務工作承攬契約規定，協力廠商所派工作人員以實際出勤天數按日或半日計價（滿4小時未滿8小時以半日計價，未滿4小時不計價），若有延長工作時間者或於休息日出工者，得要求修護處支付超時工作費用（以1小時計價，未滿1小時不計價）；協力廠商所派工作人員上、下班須簽到（退），加班須打卡，進出工作場所，應嚴格遵守修護處之門禁管理。另依發電機組修護技術勞務工作之申請及管理作業程序規定，協力廠商人員於出工期間，應每日於出工紀錄表簽到（退），加班並應事先申請，並由工地負責人及修護處現場負責人核對出工無誤後會章作為計價依據。經以協力廠商107年8月至110年6月申請出勤費及加班費資料，與台灣電力公司大潭、林口及通霄等10個電廠門禁出入紀錄比對結果，核有：（1）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（含當日出勤）者計有225位、651筆，報支出勤費者計有368位、1,020筆；（2）當日各電

廠門禁資料並無出入紀錄，卻報支加班費（含當日出勤）者計有69位、175筆，報支出勤費者計有138位、324筆。上述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共計504位（扣除重覆人數）、2,170筆，出勤異常件數眾多，顯示承攬商對於員工出工作業管理鬆散，惟修護處各層級主管單位人員未能及時查察釐清依約妥處，確保維修作業落實辦理及維護公司權益，顯未善盡監督管理及審核之責，經函請台灣電力公司查明妥處，並檢討相關人員疏失責任。據復：已議處相關違失人員19人次，並與承攬商就加班費及出勤費溢報及違約扣罰金額釐清中。

**12. 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。**

台灣電力公司為應東部地區供電需要，及配合政府開發自產能源政策，提高水力發電比率，並維持系統供電穩定，規劃辦理「西寶水力發電計畫」（下稱西寶計畫），經層報行政院於90年6月29日核定實施，投資金額113億元，計畫期程自91年1月至98年12月止，因未於計畫屆期前完成西寶計畫及環境影響評估報告書之修正作業，經行政院於99年3月29日核准停辦；嗣為持續開發花蓮地區電力，另案研提萬里水力發電計畫（下稱萬里計畫）可行性研究報告，報經經濟部於107年1月24日核復原則同意，投資金額95億9,600萬元，計畫期程自107年7月至117年12月止，發電機組總裝置容量4.9萬瓩，以提升花蓮地區供電需求及可靠度。經查執行情形，核有：(1) 辦理西寶計畫執行期間，對於越域引水影響馬鞍山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，始層報行政院同意緩辦計畫，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（表17）完成設施及技術服務成果棄置未用，未獲應有效益；(2) 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

**表 17 西寶計畫認列停建損失金額**

單位：新臺幣千元

認列項目		金額
<b>合計</b>		<b>537,904</b>
機械及設備費	<b>小計</b>	<b>94,242</b>
	1. 壩（西寶計畫壩、堰區人行步道、棧道新建工程）	5,474
	2. 尾水道（西寶計畫先期工程土資場A、B、C、G地質鑽探及大地力學試驗工程）	8,597
	3. 地下電力廠結構（地下廠房試坑）	29,401
	4. 開關廠通達道路	37,373
	5. 橋梁（2座橋臺及1座橋墩柱）	13,395
工程間接費	<b>小計</b>	<b>439,893</b>
	1. 工程顧問費	125,971
	2. 建設利息	10,692
	3. 其他（含用人費用、外包人力及其他費用）	303,229
礦業權者禁限採損失補償費		<b>3,768</b>

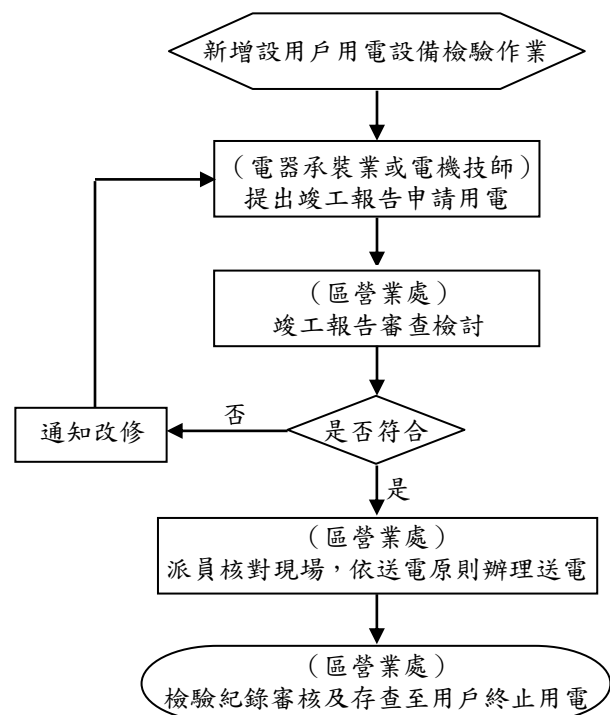
資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

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，肇致環境影響評估報告書初稿及相關前置程序完成後，因時值公司仍有他項重大發電建設待環評審查之際，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，經函請經濟部督促檢討改善。據復：(1) 爾後辦理重大電力開發計畫，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；(2) 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。

**13. 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。**

政府為確保用戶用電設備承裝品質及維護用電安全，於電業法第 32 條第 1 項規定：「輸配電業……對用戶用電設備，應依規定進行檢驗，經檢驗合格時，方得接電。」次依經濟部訂定用戶用電設備檢驗辦法第 8 條第 1 項及第 2 項規定：「用戶用電設備裝設完竣，負責工程施工作之電器承裝業或監造之電機技師應依用戶用電設備裝置規則有關規定先自行檢查確認，並於相關竣工報告資料簽章後，將竣工報告資料送輸配電業或再生能源發電業審查。前項竣工報告審查資料應包括竣工報告單、竣工試驗報告、完整竣工圖面、簽證人員之公會會員證明單及其他相關資料。」台灣電力公司另為因應新增設用電設備或既有設備變更、改修之檢驗送電等作業需要，訂定「台灣電力公司新增設用戶用電設備檢驗要點」，規範設計審查、報竣工、檢驗送電等事項(圖 9)，以利所屬各區營業處遵循運用；並建置「新營業櫃檯作業電腦化系統 (NCPS)」，管

圖 9 新增設用戶用電設備檢驗流程圖



資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

控案件受理至檢驗送電之執行與歸檔進度。據前開系統登錄 109 及 110 年度受理新增設(變更)用電設備案件 16 萬 9,913 件，經查執行情形，核有：(1) 部分電器承裝業於所送竣工報告單「一般檢查欄位」所列各項檢查重點，均未勾選自行檢查情形，惟相關營業處未予詳實檢討，仍派員現場檢驗送電，並於竣工報告單「檢驗紀錄欄位」勾選「一般檢查及依單線系統圖之配線裝置，經核對符合規定，已送電。」不利維護承裝品質及用電安全；(2) 部分用戶尚未終止用電，惟相關營業處已遺失留存之竣工報告單，不利遂行定期檢驗工作；(3) 部分電器承裝業所送申報竣工會員證明單已逾有效期限、以他家承裝業會員證明單報竣、非以供電地區當地公會辦事處開具之會員證明單申報竣工等，惟相關營業處未確實查明仍允許接電等情事，經函請台灣電力公司查明妥適處理。據復：(1) 將向檢驗部門(檢驗課、新供課、服務中心及各服務所)重申用戶申請用電所需相關資料(承裝業會員證明單、證照級別等)、竣工資料審查(竣工報告單及單線圖審查等)、檢驗送電後作業程序等規定，並加強抽查，避免類似缺失再發生；(2) 竣工資料遺失部分，除洽請原承裝業補送相關資料，並將申報竣工資料紙本掃描為電子檔，以利保存及查閱；(3) 將向各區營業處宣導，受理案件時即核對登記單申請用電種類及承裝業資格，以為源頭管制，另加強審核承裝業會員證明單級別之正確性等。

#### (六) 109 年度重要審核意見追蹤查核情形

本部於 109 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 18)，其中仍待繼續改善者，經再研提審核意見 8 項通知檢討改善。

表 18 109 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
<b>仍待繼續改善</b>	
1. 核四計畫資產減損認列遲未定案，燃料束後續處理具不確定性，又部分單位去化庫存材料未達目標，暨廠址轉型方案有待妥善規劃，亟待檢討妥處。	因核四資產計畫後續處理仍未定案，燃料束尚未完成招標作業，及存貨去化成果未如預期等，業再研提審核意見詳「(五)重要審核意見 5.」。
2. 購電支出逐年上升，負債比率偏高，財務體質尚待強化，又部分經營關鍵績效指標未達目標，亟待檢討改善。	因整體經營獲利較 109 年度衰退，且該公司經營管理尚有待改善之處，業再研提審核意見詳「(五)重要審核意見 7.」。
3. 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，或通訊回傳率待強化，亟待檢討改善。	因完成可用性查驗者未及 5 成，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，業再研提審核意見詳「(五)重要審核意見 8.」。

表 18 109 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
<b>仍待繼續改善</b>	
4. 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，又供電穩定顧客滿意度較低，亟待研謀因應妥處。	因 110 及 111 年度均發生人為操作疏失，造成全臺大停電事故，後續改善成效未如預期或未能依改善措施辦理，業再研提審核意見詳「(五)重要審核意見 6. 及 9.」。
5. 離岸風電第一期計畫部分電網設備建置未因應業者實際進度滾動調整，並因部分工程項目建照申請或地目變更程序遲未通過，連帶影響工程施工，亟待檢討妥處。	因離岸風力發電一、二期計畫預算匡列不足，或原廠商宣布停產，不利後續維運管理；又分包廠商海事工程船舶出售，影響未來履約能力，另部分國產化項目進度未如預期等，業再研提審核意見詳「(五)重要審核意見 4.」。
6. 部分水力、火力燃氣開發暨煤灰填海等計畫執行進度落後，亟待檢討妥處。	因大潭燃氣機組計畫執行進度未如預期，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；西寶計畫執行進度不如預期，耗費鉅資完成設施及技術服務成果棄置未用等情，業再研提審核意見詳「(五)重要審核意見 3. 及 12.」。
<b>已研謀改善或依改善措施持續辦理</b>	
1. 臺中發電廠供煤改善計畫已無法於規定期限完工，又部分發電用水庫淤積率仍偏高，亟待研謀善策妥處。	/
2. 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，亟待檢討妥處。	
3. 配電外線 (管路) 帶料發包工程承攬商提報工程作業人員之職業安全教育訓練證明文件不實，暨施工自主檢查表單由他人代簽名，採購帶料主要材料涉有偽 (變) 造製造廠商出廠證明等情事，亟待查明妥處。	前經依法陳報監察院，該院業提案糾正，詳「(七)其他事項 1.」。
4. 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，又無法及時辨識圖資系統登載變壓器相別資料正確性，亟待研謀善策妥處。	/
5. 部分區營業處辦理用戶用電設備定期檢驗，逾期待檢驗用戶數量偏高，又檢驗結果不良或改善率偏低，亟待檢討妥處。	
6. 陸域風電整體裝置容量未達預期目標，又風力機組運抵多年迄未安裝，且商轉發電之部分風力機組故障頻仍，亟待檢討妥處。	
7. 需量競價措施計費機制未臻周妥，競價時段夜間配套措施仍欠完備，亟待檢討並研議善用相關數據分析及資料探勘技術。	

## (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110年7月1日至111年6月30日提案糾正或同意備查者，摘述如次：

(1) 辦理重大配電外線(管線)帶料發包工程，核有：配電外線(管路)帶料發包工程承攬商違反契約所訂履約能力、施工管理等規定之異常件數眾多，惟裁罰案件數較少，顯示該公司實際怠於執行相關規定；該公司為有效規範配電工程承攬商承攬契約安全衛生事項，特訂「配電工程承攬商違反契約安全衛生規定罰款及運用要點」，共92個工安罰款項目，其中違反「領班或工作場所負責人於作業前未對施工人員危害告知或預知危險，並拍照及留存紀錄」、「安衛人員未依規定簽到」及「未具領班資格人員擔任領班」等項件數多，惟實際裁罰案件卻較抽查發現異常件數低，顯示該公司執行工安不力，流於形式等。案經本部依審計法第17條前段規定報請監察院依法處理，並於審核報告揭露，經監察院提案糾正台灣電力公司。(111.3.23 監察院公報第3260期)

(2) 辦理109年甲工區配電管路工程採購案金額1億9,512萬餘元，核有：承攬商疑涉不實指派工地負責人或未履行專職常駐工地執行職務等情，相關人員未依規定落實履約管理及文件審查。案經本部陳報監察院，於111年5月3日獲同意備查。

2. 台灣電力公司為配合政府能源政策並達成低碳家園等目標，辦理「綠能第一期計畫」(期間為110年7月至113年12月，投資金額91億6,220萬元)，及「一般建築及設備計畫」，其中110年度「綠能第一期計畫」屬新興計畫，未及編列預算；「一般建築及設備計畫」編列預算717億2,006萬餘元，因配合行政院政策辦理公立高級中等以下學校電力系統改善等，預算編列不足，報准提前動支，補辦以後年度預算1億6,000萬餘元、37億9,000萬元，110年度決算支用數分別為8,195萬餘元、746億1,419萬餘元，主要係支付太陽光電新建工程設備款，及配電系統之主設備汰換款及專用配件等。

茲將台灣電力公司110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 110 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	%
<b>營 業 收 入</b>	<b>620,044,434,000</b>	<b>621,024,114,535</b>	<b>620,969,662,603</b>	<b>925,228,603</b>	<b>0.15</b>
銷售收入	610,841,280,000	609,190,351,793	609,190,351,793	- 1,650,928,207	- 0.27
勞務收入	190,255,000	32,428,537	32,428,537	- 157,826,463	- 82.96
其他營業收入	9,012,899,000	11,801,334,205	11,746,882,273	2,733,983,273	30.33
<b>營 業 成 本</b>	<b>585,876,216,000</b>	<b>558,910,174,874</b>	<b>558,843,331,664</b>	<b>- 27,032,884,336</b>	<b>- 4.61</b>
銷售成本	584,895,290,000	557,907,382,824	557,840,539,614	- 27,054,750,386	- 4.63
其他營業成本	980,926,000	1,002,792,050	1,002,792,050	21,866,050	2.23
<b>營業毛利（毛損）</b>	<b>34,168,218,000</b>	<b>62,113,939,661</b>	<b>62,126,330,939</b>	<b>27,958,112,939</b>	<b>81.82</b>
<b>營 業 費 用</b>	<b>14,893,570,000</b>	<b>13,760,711,182</b>	<b>13,760,711,182</b>	<b>- 1,132,858,818</b>	<b>- 7.61</b>
行銷費用	7,099,704,000	6,502,715,541	6,502,715,541	- 596,988,459	- 8.41
管理費用	2,008,226,000	1,820,949,707	1,820,949,707	- 187,276,293	- 9.33
其他營業費用	5,785,640,000	5,437,045,934	5,437,045,934	- 348,594,066	- 6.03
<b>營業利益（損失）</b>	<b>19,274,648,000</b>	<b>48,353,228,479</b>	<b>48,365,619,757</b>	<b>29,090,971,757</b>	<b>150.93</b>
<b>營 業 外 收 入</b>	<b>11,318,478,000</b>	<b>15,729,173,422</b>	<b>15,729,173,422</b>	<b>4,410,695,422</b>	<b>38.97</b>
採用權益法認列之關聯企業及合資利益之份額	298,148,000	277,836,681	277,836,681	- 20,311,319	- 6.81
其他營業外收入	11,020,330,000	15,451,336,741	15,451,336,741	4,431,006,741	40.21
<b>營 業 外 費 用</b>	<b>26,178,027,000</b>	<b>41,746,461,306</b>	<b>41,746,461,306</b>	<b>15,568,434,306</b>	<b>59.47</b>
財務成本	20,381,293,000	18,176,738,260	18,176,738,260	- 2,204,554,740	- 10.82
其他營業外費用	5,796,734,000	23,569,723,046	23,569,723,046	17,772,989,046	306.60
<b>營業外利益（損失）</b>	<b>- 14,859,549,000</b>	<b>- 26,017,287,884</b>	<b>- 26,017,287,884</b>	<b>- 11,157,738,884</b>	<b>75.09</b>
<b>稅前淨利（淨損）</b>	<b>4,415,099,000</b>	<b>22,335,940,595</b>	<b>22,348,331,873</b>	<b>17,933,232,873</b>	<b>406.18</b>
<b>所得稅費用（利益）</b>	<b>-</b>	<b>- 155,794,405</b>	<b>- 155,794,405</b>	<b>- 155,794,405</b>	<b>-</b>
<b>本期淨利（淨損）</b>	<b>4,415,099,000</b>	<b>22,491,735,000</b>	<b>22,504,126,278</b>	<b>18,089,027,278</b>	<b>409.71</b>

註：1. 本期其他綜合損益 1,944,085,033 元，包括確定福利計畫之再衡量數-9,809,416 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 11,043,556 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 2,211,360,000 元、與不重分類之項目相關之所得稅-264,726,544 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-4,298,367 元、與可能重分類之項目相關之所得稅 515,804 元。

2. 台灣電力公司 110 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 110 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 7,910,779,919 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 22,504,126,278 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 0.68 元。

4. 其他營業外費用含認列資產減損損失 48,363,260 元。

5. 稅前淨利 22,348,331,873 元，加計稅法規定不予認列之費用等項目 8,638,635,991 元，及折舊與公保超額年金等項目所產生之差異數 809,203,505 元，課稅所得為 31,796,171,369 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 161,840,701 元，扣除繳納土地增值稅後所認列之所得稅費用 6,046,296 元，所得稅利益 155,794,405 元。

# 台灣電力股份有限公司盈虧撥補審定表

中華民國 110 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	%
<b>盈 餘 之 部</b>	4,420,145,000	22,503,844,944	22,516,236,222	18,096,091,222	409.40
本 期 淨 利	4,415,099,000	22,491,735,000	22,504,126,278	18,089,027,278	409.71
首次採用國際財務報導準則調整數轉列數	5,046,000	12,109,944	12,109,944	7,063,944	139.99
<b>分 配 之 部</b>	4,420,145,000	22,503,844,944	22,516,236,222	18,096,091,222	409.40
留存事業機關者	4,420,145,000	22,503,844,944	22,516,236,222	18,096,091,222	409.40
填 補 虧 損	4,420,145,000	22,503,844,944	22,516,236,222	18,096,091,222	409.40
<b>虧 損 之 部</b>	65,989,850,000	64,201,982,431	64,201,982,431	- 1,787,867,569	- 2.71
累 積 虧 損	65,989,850,000	64,194,256,102	64,194,256,102	- 1,795,593,898	- 2.72
其他綜合損益轉入數	—	7,726,329	7,726,329	7,726,329	--
<b>填 補 之 部</b>	65,989,850,000	64,201,982,431	64,201,982,431	- 1,787,867,569	- 2.71
事業機關負擔者	65,989,850,000	64,201,982,431	64,201,982,431	- 1,787,867,569	- 2.71
撥 用 盈 餘	4,420,145,000	22,503,844,944	22,516,236,222	18,096,091,222	409.40
待 填 補 之 虧 損	61,569,705,000	41,698,137,487	41,685,746,209	- 19,883,958,791	- 32.30

# 台灣電力股份有限公司盈虧審定後現金流量表

中華民國 110 年度

單位：新臺幣元

項 目	預 算 數	決 算 數	比 較 增 減	
			金 額	%
<b>營業活動之現金流量</b>				
稅前淨利（淨損）	4,415,099,000	22,348,331,873	17,933,232,873	406.18
利息股利之調整	15,595,740,000	13,462,546,589	- 2,133,193,411	- 13.68
未計利息股利之稅前淨利（淨損）	20,010,839,000	35,810,878,462	15,800,039,462	78.96
調整項目	112,878,483,000	141,319,477,554	28,440,994,554	25.20
未計利息股利之現金流入（流出）	132,889,322,000	177,130,356,016	44,241,034,016	33.29
收取利息	35,137,000	13,713,040	- 21,423,960	- 60.97
收取股利	31,360,000	76,548,064	45,188,064	144.09
支付利息	- 10,248,175,000	- 8,536,246,893	1,711,928,107	- 16.70
退還（支付）所得稅	-	- 14,547,044	- 14,547,044	--
<b>營業活動之淨現金流入（流出）</b>	<b>122,707,644,000</b>	<b>168,669,823,183</b>	<b>45,962,179,183</b>	<b>37.46</b>
<b>投資活動之現金流量</b>				
減少基金及長期應收款	922,000	1,948,053	1,026,053	111.29
減少不動產、廠房及設備	612,196,000	62,700,547	- 549,495,453	- 89.76
減少投資性不動產	28,292,000	90,772,911	62,480,911	220.84
無形資產及其他資產淨減（淨增）	- 752,903,000	- 616,494,162	136,408,838	- 18.12
增加不動產、廠房及設備	- 150,190,395,000	- 141,846,563,193	8,343,831,807	- 5.56
增加使用權資產	-	- 85,164,651	- 85,164,651	--
增加投資性不動產	- 266,617,000	- 251,627,578	14,989,422	- 5.62
其他投資活動之現金流出	- 21,669,200,000	- 21,669,200,000	-	-
<b>投資活動之淨現金流入（流出）</b>	<b>- 172,237,705,000</b>	<b>- 164,313,628,073</b>	<b>7,924,076,927</b>	<b>- 4.60</b>
<b>籌資活動之現金流量</b>				
短期債務淨增（淨減）	- 26,300,000,000	6,792,458,553	33,092,458,553	--
增加長期債務	195,878,760,000	104,036,917,440	- 91,841,842,560	- 46.89
其他負債淨增（淨減）	-	4,844,490,022	4,844,490,022	--
增加資本、公積及填補虧損	187,400,000	187,400,000	-	-
減少長期債務	- 118,628,169,000	- 118,627,728,319	440,681	- 0.00
其他籌資活動之現金流出	- 1,575,078,000	- 1,539,191,615	35,886,385	- 2.28
<b>籌資活動之淨現金流入（流出）</b>	<b>49,562,913,000</b>	<b>- 4,305,653,919</b>	<b>- 53,868,566,919</b>	<b>--</b>
<b>現金及約當現金之淨增（淨減）</b>	<b>32,852,000</b>	<b>50,541,191</b>	<b>17,689,191</b>	<b>53.85</b>
<b>期初現金及約當現金</b>	<b>2,559,506,000</b>	<b>1,799,052,005</b>	<b>- 760,453,995</b>	<b>- 29.71</b>
<b>期末現金及約當現金</b>	<b>2,592,358,000</b>	<b>1,849,593,196</b>	<b>- 742,764,804</b>	<b>- 28.65</b>

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 1,041 億元，減除發行公司債之待攤銷債券發行成本 6,308 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 110 年 12 月 31 日

單位：新臺幣元

科 目	110 年 12 月 31 日		109 年 12 月 31 日		比 較 增 減	
	金 額	%	金 額	%	金 額	%
<b>資 產 總 額</b>	<b>2,205,847,258,272</b>	<b>100.00</b>	<b>2,145,316,389,134</b>	<b>100.00</b>	<b>60,530,869,138</b>	<b>2.82</b>
<b>流 動 資 產</b>	98,698,653,729	4.47	100,763,795,866	4.70	- 2,065,142,137	- 2.05
現 金	1,849,593,196	0.08	1,799,052,005	0.08	50,541,191	2.81
應 收 款 項	47,399,016,734	2.15	59,807,384,756	2.79	- 12,408,368,022	- 20.75
本 期 所 得 稅 資 產	2,389	0.00	—	—	2,389	--
存 貨	45,417,983,188	2.06	35,250,552,404	1.64	10,167,430,784	28.84
預 付 款 項	3,758,388,025	0.17	3,691,277,099	0.17	67,110,926	1.82
短 期 墊 款	273,670,197	0.01	215,529,602	0.01	58,140,595	26.98
基金、投資及長期應收款	8,702,752,252	0.39	6,518,371,565	0.30	2,184,380,687	33.51
基 金	1,000,000,000	0.05	1,000,000,000	0.05	—	—
非 流 動 金 融 資 產	5,222,839,144	0.24	3,011,479,144	0.14	2,211,360,000	73.43
採 用 權 益 法 之 投 資	2,470,313,069	0.11	2,495,344,329	0.12	- 25,031,260	- 1.00
長 期 應 收 款 項	9,600,039	0.00	11,548,092	0.00	- 1,948,053	- 16.87
<b>不 動 產 、 廠 房 及 設 備</b>	1,668,790,797,535	75.65	1,630,075,888,635	75.98	38,714,908,900	2.38
土 地	273,779,313,966	12.41	273,544,171,438	12.75	235,142,528	0.09
土 地 改 良 物	16,243,709,494	0.74	16,541,036,135	0.77	- 297,326,641	- 1.80
房 屋 及 建 築	80,674,702,575	3.66	80,592,427,724	3.76	82,274,851	0.10
機 械 及 設 備	712,959,001,694	32.32	712,948,575,539	33.23	10,426,155	0.00
交 通 及 運 輸 設 備	8,200,422,195	0.37	7,589,268,899	0.35	611,153,296	8.05
什 項 設 備	1,619,401,365	0.07	1,576,214,714	0.07	43,186,651	2.74
租 賃 權 益 改 良	460,974,714	0.02	572,587,829	0.03	- 111,613,115	- 19.49
購 建 中 固 定 資 產	563,728,126,696	25.56	522,319,535,986	24.35	41,408,590,710	7.93
核 能 燃 料	11,125,144,836	0.50	14,392,070,371	0.67	- 3,266,925,535	- 22.70
使用權資產	15,896,925,604	0.72	15,310,883,152	0.71	586,042,452	3.83
使用權資產	15,896,925,604	0.72	15,310,883,152	0.71	586,042,452	3.83
<b>投 資 性 不 動 產</b>	8,457,866,124	0.38	8,028,654,066	0.37	429,212,058	5.35
投 資 性 不 動 產 — 土 地	7,420,570,014	0.34	7,223,371,076	0.34	197,198,938	2.73
投 資 性 不 動 產 — 房 屋 及 建 築	411,896,005	0.02	421,936,565	0.02	- 10,040,560	- 2.38
建 造 中 之 投 資 性 不 動 產	625,400,105	0.03	383,346,425	0.02	242,053,680	63.14
無 形 資 產	715,926,110	0.03	493,489,138	0.02	222,436,972	45.07
無 形 資 產	715,926,110	0.03	493,489,138	0.02	222,436,972	45.07
其 他 資 產	404,584,336,918	18.34	384,125,306,712	17.91	20,459,030,206	5.33
遞 延 資 產	6,690,718,346	0.30	7,321,136,722	0.34	- 630,418,376	- 8.61
遞 延 所 得 稅 資 產	6,862,073,772	0.31	6,699,145,507	0.31	162,928,265	2.43
待 整 理 資 產	53,631,223	0.00	137,268,013	0.01	- 83,636,790	- 60.93
什 項 資 產	390,977,913,577	17.72	369,967,756,470	17.25	21,010,157,107	5.68

註：1. 信託代理與保證之或有資產與或有負債，110 年底及 109 年底各有 371,743,566,290 元及 347,500,239,221 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 110 年 12 月 31 日

單位：新臺幣元

科 目	110 年 12 月 31 日		109 年 12 月 31 日		比 較 增 減	
	金 額	%	金 額	%	金 額	%
<b>負 債</b>	<b>1,854,915,166,310</b>	<b>84.09</b>	<b>1,819,019,908,483</b>	<b>84.79</b>	<b>35,895,257,827</b>	<b>1.97</b>
流動負債	468,820,874,319	21.25	453,725,633,328	21.15	15,095,240,991	3.33
短期債務	351,939,940,235	15.95	350,656,120,627	16.35	1,283,819,608	0.37
應付款項	112,518,380,692	5.10	98,827,171,413	4.61	13,691,209,279	13.85
預收款項	4,362,553,392	0.20	4,242,341,288	0.20	120,212,104	2.83
長期負債	744,604,039,234	33.76	752,947,734,064	35.10	- 8,343,694,830	- 1.11
長期債務	730,613,171,494	33.12	739,557,090,092	34.47	- 8,943,918,598	- 1.21
租賃負債	13,990,867,740	0.63	13,390,643,972	0.62	600,223,768	4.48
其他負債	641,490,252,757	29.08	612,346,541,091	28.54	29,143,711,666	4.76
負債準備	569,622,354,903	25.82	545,446,681,507	25.42	24,175,673,396	4.43
遞延負債	7,403,008,441	0.34	3,213,043,583	0.15	4,189,964,858	130.40
遞延所得稅負債	56,743,945,279	2.57	56,487,147,723	2.63	256,797,556	0.45
什項負債	7,720,944,134	0.35	7,199,668,278	0.34	521,275,856	7.24
<b>權 益</b>	<b>350,932,091,962</b>	<b>15.91</b>	<b>326,296,480,651</b>	<b>15.21</b>	<b>24,635,611,311</b>	<b>7.55</b>
資本	330,187,400,000	14.97	330,000,000,000	15.38	187,400,000	0.06
資本	330,000,000,000	14.96	330,000,000,000	15.38	—	—
預收資本	187,400,000	0.01	—	—	187,400,000	--
保留盈餘(或累積虧損)	- 41,685,746,209	- 1.89	- 64,194,256,102	- 2.99	22,508,509,893	- 35.06
累積虧損	- 41,685,746,209	- 1.89	- 64,194,256,102	- 2.99	22,508,509,893	- 35.06
累積其他綜合損益	4,543,205,493	0.21	2,591,394,131	0.12	1,951,811,362	75.32
透過其他綜合損益按公允價值衡量之金融資產損益	4,526,395,280	0.21	2,580,398,480	0.12	1,945,996,800	75.41
其他權益—其他	16,810,213	0.00	10,995,651	0.00	5,814,562	52.88
首次採用國際財務報導準則調整數	57,887,232,678	2.62	57,899,342,622	2.70	- 12,109,944	- 0.02
首次採用國際財務報導準則調整數	57,887,232,678	2.62	57,899,342,622	2.70	- 12,109,944	- 0.02
<b>負債及權益總額</b>	<b>2,205,847,258,272</b>	<b>100.00</b>	<b>2,145,316,389,134</b>	<b>100.00</b>	<b>60,530,869,138</b>	<b>2.82</b>

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 283 億 6,001 萬餘元，及提列員工福利負債準備(屬退休金部分) 326 億 5,597 萬餘元。

8. 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 113 年 12 月為基準，估計須負擔民營化相關支出 362 億 9,274 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。