

「114年第1次電價費率審議會」

113年會計決算結果

台電公司

(114年4月11日公告版本)



- 一 113年政府協助及台電努力作為
- 二 113、112年各項目之差異說明
- 三 合理利潤計算方式
- 四 113年度調整後盈餘未達合理利潤數

一、113年政府協助及台電努力作為

113年在國際燃料稍有回落，及電價逐步反映燃料成本，加上台電努力開源節流、降低營運成本下，全年虧損從過去約2千億元縮小至411億元，但累積虧損仍高達4,229億元。

政府協助

電價調整(調整前後收入+867億元)：113年4月及10月分別調整11%及8.8%

政府增資(淨值+1,000億元)：經濟部增資1,000億元用於「穩定供電建設方案」，增資後台電股本為5,800億元。

台電努力

燃料成本-431億元：觀察國際燃料價格並精進採購策略，較市價節省燃料成本

材料成本-233億元：精進材料採購策略，抑低採購金額，較市價節省材料成本

利息成本 -7億元：積極拜會銀行，洽降未動撥長借及短借專案利率

資產活化：近3年投資性不動產完成招商簽約13案，開發完成後預估未來可增值

降低成本
共671億元

二、113、112年各項目之差異說明

單位：億元

項目	113年實績數 (A)	112年實績數 (B)	差異數 (A)-(B)
電費收入	8,325.93	7,160.68	1,165.25
支出	8,872.50	9,706.42	-333.92
燃料	3,814.75	4,688.38	-873.63
外部購電費用	3,094.64	3,036.58	58.06
稅捐及規費	69.31	68.56	0.75
折舊	953.11	997.01	-43.90
利息	299.71	278.39	21.32
用人費用	365.98	347.60	18.37
維護費	289.46	273.77	15.69
其他營業費用	119.94	132.46	-12.52
其他電業經營相關費用	13.82	13.14	0.68
-其他營業收入	-148.21	-129.48	-18.73
盈虧(一)(按電價公式)	-546.57	-2,545.74	1,999.17
政府補助	-	500	-500
含政府補助盈虧(一)	-546.57	-2,045.74	1,499.17

113.4 及 113.10 電價
分別調漲11%及8.8%

化石燃料價格降低

1.綠電購電量增加+288億元
2.IPP購電支出減少-224億元

興達電廠#1.#2機除役

長短借本金及利率增加

112年政府補貼500億元

註 1：本表實績按106年11月主管機關公告之電價費率計算公式計算。

2：細項不等於合計係因四捨五入之故，不調整尾差。

3：其他電業經營相關費用依107年第3次電價費率審議會審議結果，包含災害損失及輸、調、配電部門之報廢固定資產虧損。

(一) 發購電結構分析

113年售電量受景氣回溫及氣候均溫上升影響增加60億度，核三#1機與麥寮#2機除役及興達燃煤#3、#4機於空污季不發電等因素影響，所減少之發購電量，由外購綠電及新燃氣機組支應。

單位：億度

項目	113年實績數 (A)	112年實績數 (B)	差異 (A)-(B)
售電量	2,390.61	2,330.38	60.23
自發電量(1)	1,720.95	1,744.54	-23.60
天然氣	892.05	826.41	↑ 65.64
燃煤	597.68	639.59	↓ -41.91
核能	117.27	171.54	↓ -54.27
燃料油	32.68	28.71	3.97
柴油	1.77	1.86	-0.09
再生能源	13.48	12.67	0.81
水力	35.36	33.34	2.01
儲能(抽蓄、電池)	30.66	30.42	0.25
購電量(2)	793.50	710.05	83.46
IPP燃氣	295.43	256.87	↑ 38.56
IPP燃煤	184.61	196.46	↓ -11.84
汽電共生-火力	59.19	59.40	-0.21
汽電共生-再生	24.43	23.73	0.70
再生能源	221.52	168.10	↑ 53.41
水力	5.38	5.49	-0.11
儲能(電池)	2.94	0.00	2.94
轉直供電量(3)	29.99	17.33	12.66
全系統發電量(1)+(2)+(3)	2,544.44	2,471.92	72.52
自發儲能用電(4)	36.94	37.32	-0.38
外購儲能用電(5)	3.72	0.00	3.72
供電量(1)+(2)+(3)-(4)-(5)	2,503.78	2,434.60	69.18

售電量受景氣回溫及均溫上升影響增加。

因應負載成長新增大潭#8、#9機。

興達#1、#2機除役，及#3、#4機空污季不發電，減少燃煤發電量。

核二#2機112/3/14除役及核三#1機113/7/27除役，致發電量減少。

森霸二期併聯，及因應負載成長，增加調度燃氣IPP。

檢修天數增加、麥寮#2機113/9/8除役，及配合增氣減煤政策減少燃煤發電。

風力及太陽能機組陸續併網，購電量增加。

註1：細項不等於合計係因四捨五入之故，不調整尾差。

註2：影響因子甚多，所列為其主要影響因子。

(二)電費收入

單位：億元

113年實績數	112年實績數	差異
8,325.93	7,160.68	1,165.25 

價差

+982.34億元

平均單價增加(3.0727→3.4827元/度)

- 1.113年4月及10月平均電價分別調漲11%及8.8%。
- 2.112年4月平均電價調漲11%。

量差

+182.91億元

售電量增加(60億度)

1.電燈用電增加25億度：

主係113年4月均溫為歷年同期最高，且6~10月均溫亦較去年同期為高，空調用電需求增加所致。

2.電力用電增加35億度：

主係113年景氣穩定回溫，受惠高效能運算、人工智慧及雲端產業等需求持續擴增，帶動半導體等用電增加。

總計

+1,165.25億元

(三) 燃料-自發電燃料

單位：億元

113年實績數	112年實績數	差異
3,814.75	4,688.38	-873.63 

價差分析(氣價、煤價回跌)

1. 中油天然氣年均牌價(未稅)由17.40元/m³回跌至14.51元/m³ 燃氣成本減少394億元。
2. 113年高熱值煤及低灰煤價格分別為137.44及135美元/公噸，較112年日澳長約價格200美元/公噸回跌 燃煤成本減少490億元。
3. 其他項目減少約12億元。

量差分析(因售電量增加，增加燃氣發電)

1. 燃氣+178億元：天然氣用量增加1,079百萬立方公尺。
2. 燃煤-156億元：燃煤用量減少226萬公噸。
3. 燃油+24億元：燃料油用量增加106千公秉。
4. 核燃料-23億元：主係核三廠#1於113年7月底停機。

價差

-896.37億元

量差

+22.74億元

總計

-873.63億元

(四)外部購電費用

單位：億元

113年實績數	112年實績數	差異
3,094.64	3,036.58	58.06 

1.外購綠電+288.23億元

主係113年**離岸風力購電量增加37億度**、**太陽光電購電量增加11億度**所致。
(費率6~7元/度) (費率4~5元/度)

2.IPP購電-224.14億元

IPP燃煤機組配合**增氣減煤**政策減少燃煤發電及**煤價回跌**，減少購電費用189.34億元；**IPP燃氣**機組**森霸二期**於113年4月**併網**及**中油天然氣牌價調降**，增減互抵，減少購電費用34.79億元。

3.汽電共生購電-6.04億元

主係112年國際燃煤價格較高，參加收購措施之9家燃煤業者**112年收購費率較高**所致。

(五)稅捐及規費

單位：億元

113年實績數	112年實績數	差異
69.31	68.56	0.75



(六)折舊

單位：億元

113年實績數	112年實績數	差異
953.11	997.01	-43.90



差異說明:

主係興達電廠#1、#2號機於112年底除役致發電設備折舊減少。

(七)利息

單位：億元

113年實績數	112年實績數	差異
299.71	278.39	21.32
<ul style="list-style-type: none"> 長借本金11,084億元 利率1.52% 短借本金4,722億元 利率1.64% 	<ul style="list-style-type: none"> 長借本金10,222億元 利率1.42% 短借本金4,288億元 利率1.51% 	



差異說明：

主係為支應**資本支出**及**營運所需支出**，**向外舉借**債務致本金**增加**，113年3月**升息**半碼及6月、9月調升存款準備率，致利率持續上揚，使113年度長、短期借款利率較112年度提高。

(八)用人費用

單位：億元

113年實績數	112年實績數	差異
365.98	347.60	18.37

差異說明：

主係113年**調薪4.3%**及員額增加所致。



(九) 維護費

單位：億元



113年實績數	112年實績數	差異
289.46	273.77	15.69

差異說明:

主係113年大潭電廠大修機組數量增加、增加7號機大修工作用料，並增加發電機定子更換等維修工作所致。

(十) 其他營業費用

單位：億元

113年實績數	112年實績數	差異
119.94	132.46	-12.52

差異說明:

1. 參與電力交易平台容量增加致113年度購入輔助服務支出增加21億元。
2. 112年認列燃煤存貨跌價損失16.8億元，113年燃煤價格回檔趨穩，認列燃煤存貨回升利益16.8億元，致兩年度產生差異。
3. 汰換電力電纜及銅價上漲等，致出售非固定資產收入增加約4億元。

(十一)其他電業經營相關費用

單位：億元

113年實績數	112年實績數	差異
13.82	13.14	0.68



(十二)其他營業收入

單位：億元

113年實績數	112年實績數	差異
-148.21	-129.48	-18.73

差異說明:

- 1.主係屏鵝公路纜線地下化及半導體業者增設高壓、特高壓線路工程，致線路設置費收入增加15億元。
- 2.因綠電交易市場漸活絡，轉供量增加17億度，致轉供輸配電收入增加2億元。

三、合理利潤計算方式



合理利潤 = 費率基礎 × 投資報酬率(3%~5%)

費率基礎 = (有效使用中之固定資產重置現值 + 在建中固定資產 + 營運資金) × 最適自有資金率(30%)

單位：億元

項目		金額	
A.固定資產重置現值		17,402.97	
A1	有效使用中之固定資產重置現值		12,451.29
A2	在建中固定資產(不含核四)		4,951.68
B.營運資金		459	
C.費率基礎=(A+B) × 30%		5,358.59	
D.合理利潤=C × 5% ← 自評電業經營績效為甲等		267.93	

- 註：1.細項不等於合計係因四捨五入之故，不調整尾差。
 2.在建中固定資產不含核四。
 3.營運資金採113年實績459億元計算。

✓ 營運資金459億元：現金轉換循環天數22.01天 × 每天營運現金支出20.84億元。

四、113年度調整後盈餘未達合理利潤數

單位：億元

項目	113年實績數			
電費收入(A)	8,325.93			
-支出(B)	8,872.50			
電業盈餘(按電價公式) (C)=(A)-(B)	-546.57			
業別	發電業	輸配電業	公用售電業	說明
各業別電業盈餘(D)	-	211.34	-757.91	電業盈餘合計-546.57億元。
-輸配電業費率收回111年未達 合理利潤數(E)	-	96.41	-	113年輸配電業盈餘因包含其透過費率收回111年未 達合理利潤數，故需調整以還原為真實盈餘。
各業別調整後盈虧(F)=(D)-(E)	-	114.93	-757.91	
-各業別合理利潤(G)	115.39	133.13	19.41	全公司合理利潤為267.93億元。
各業別盈餘超過(未達-)合理利 潤數(H)=(F)-(G)	-115.39	-18.20	-777.32	
+三項非電業淨收入(I)	-	-	2.74	三項非電業淨收支依108年第1次電價費率審議會決 議納入計算。
各業別調整後盈餘超過(未達-) 合理利潤數(J)=(H)+(I)	-115.39	-18.20	-774.58	1.發電業及公用售電業未達合理利潤數889.97億元， 建議待未來有超額盈餘時優先回補。 2.輸配電業未達合理利潤數18.20億元，將透過115 年輸配電業各項費率回收。

註：本表113年實績按106年11月主管機關公告之電價費率計算公式計算，並依107年4月主管機關公告之輸配電業分離會計處理準則及台電公司輸配電業分離會計作業程序手冊作為拆分依據。



報告完畢
謹請指教

感謝您的聆聽