

「111年第1次電價費率審議會」

110年會計決算結果

台電公司
(111年4月8日公告版本)



- 一 110年度調整後盈餘超過合理利潤數
- 二 110、109年各項目之差異說明
- 三 合理利潤計算方式

前言 - 電價穩定準備

電價穩定準備

- ✓ 電業盈餘超過合理利潤時提存至電價穩定準備。
- ✓ 未達合理利潤時，由電價穩定準備額度內回補給台電公司。
- ✓ 電價穩定準備提存與回補均由電價費率審議會決議調整之，以達到平穩電價之功能。



電業盈餘除公用售電業以外，亦包含輸配電業超額盈餘。

計算方式

調整後盈虧

— 合理利潤

超過(未達)合理利潤數

一、110年度調整後盈餘超過合理利潤數

1111F1D1-01 單位：億元

項目	110年實績數				
電費收入(A)	6,091.90				
-支出(B)	5,802.74				
電業盈餘(按電價公式) (C)=(A)-(B)	289.16				
業別	發電業	輸配電業	公用售電業	三項非電業	合計
各業別電業盈餘(D)	96.21	247.94	-54.99		289.16
-輸配電業費率收回108年 未達合理利潤數(E)		6.07			6.07
+三項非電業淨收入(F)				3.02	3.02
各業別調整後盈餘 (G)=(D)-(E)+(F)	96.21	241.87	-54.99	3.02	286.11
-各業別合理利潤(H)	96.21	106.68	16.14	0	219.03
各業別調整後盈餘超過合理 利潤數(I)=(G)-(H)	0	135.19	-71.13	3.02	67.08

業別情形

- 註 1、本表110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。
 2、所得稅依107年第1次電價費率審議會決議不納入計算。
 3、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。
 4、110年輸配電業盈餘因包含其透過費率收回108年未達合理利潤數，故需調整以還原為真實盈餘。
 5、細項不等於合計係因四捨五入之故，不調整尾差。

二、110、109年各項目之差異說明

1111F1D1-02 單位：億元

項目	110年實績數 (A)	109年實績數 (B)	差異數 (A)-(B)
電費收入	6,091.90	5,841.88	250.02
支出	5,802.74	5,544.59	258.15
燃料	2,393.46	2,040.26	353.20
外部購電費用	1,569.76	1,527.24	42.52
稅捐及規費	68.85	119.00	-50.15
折舊	990.91	937.62	53.29
利息	181.21	191.13	-9.93
用人費用	345.86	332.41	13.45
維護費	250.85	234.57	16.28
其他營業費用	93.02	342.68	-249.66
其他電業經營相關費用	13.23	11.22	2.01
-其他營業收入	-104.40	-191.53	87.13
盈虧(一)(按電價公式)	289.16	297.29	-8.13

售電量+105億度

價差+241億元

Brent油: 41.76→70.68美元/桶

長約煤: 68.75→109.97美元/噸

量差+112億元

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。

註2：細項不等於合計係因四捨五入之故，不調整尾差。

註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

1111F1D1-03 單位：億度

項目	110年實績數 (A)	109年實績數 (B)	差異 (A)-(B)	
售電量	2,353.41	2,248.13	105.28	
自發電量(1)	1,891.36	1,838.73	52.64	
核能	268.18	303.42	↓ -35.23	
燃煤	692.81	662.69	↑ 30.12	
油	39.50	30.64	8.86	
天然氣	820.17	776.32	↑ 43.85	
水力	27.13	23.89	3.24	
再生能源	11.83	10.29	1.54	
抽蓄水力	31.73	31.47	0.26	
購電量(2)	596.71	550.56	46.16	
汽電共生	78.38	67.94	↑ 10.44	
IPP	燃煤	189.25	207.84	↓ -18.60
	燃氣	237.35	198.07	↑ 39.28
水力	7.35	6.08	1.27	
再生能源	84.39	70.62	↑ 13.77	
發購電量(1)+(2)	2,488.08	2,389.28	98.79	
抽蓄用電(3)	39.74	39.43	0.31	
供電量(1)+(2)-(3)	2,448.34	2,349.85	98.49	

核二#1機於110年7月停機待除役。

大林電廠大修天數較少，增加發電量。

因應負載增加發電量。

因應負載增加購電量。

110年排定大修天數較多，且麥寮#1、#2機1-4月因空品不良降載所致。

因應負載增加及嘉惠二期於110年商轉發電，增加購電量。

再生能源陸續併網，購電量增加。

(二)電費收入

1111F1D1-04 單位：億元

110年實績數	109年實績數	差異
6,091.90	5,841.88	250.02 

價差

-23.56億元

平均單價減少(2.5986→2.5885元/度)

110年因應民生住宅6、7月不實施夏季電價，減收電費所致。

量差

+273.58億元

售電量增加(105億度)

1.電燈用電增加26.23億度：

主係110年空調用電需求較高，及受疫情影響，民眾居家減少外出增加用電所致。

2.電力用電增加79.05億度：

主係受惠全球景氣穩健復甦，電子(半導體、電腦)及原物料(化學原料、鋼鐵業)相關產業需求暢旺，增加用電量所致。

總計

+250.02億元

(三)燃料-自發電燃料

1111F1D1-05 單位：億元

110年實績數	109年實績數	差異
2,393.46	2,040.26	353.20 

價差分析(油、煤價格上漲)

1. Brent油價由41.76美元/桶上漲至70.68美元/桶

(1) 燃氣+39億元：天然氣均價8.0744→8.3199元/m³。

(2) 燃油+8億元：燃料油均價14,111→14,921元/公秉。

柴油均價19,931→20,605元/公秉。

2. 長約煤價由68.75美元/公噸上漲至109.97美元/公噸

燃煤+207億元：燃煤均價2,170→2,901元/公噸。

3. 核燃料-13億元：主係核能機組分攤率下降所致。

價差

+241.09億元

量差

+112.11億元

總計

+353.20億元

量差分析(因負載成長，增加氣、煤、油發電)

1. 燃氣+62億元：增加44億度。

2. 燃煤+29億元：增加30億度。

3. 燃油+35億元：增加9億度。

4. 核燃料-14億元：主係核二廠#1於110年7月停機。

(四)外部購電費用

1111F1D1-06 單位：億元

110年實績數	109年實績數	差異
1,569.76	1,527.24	42.52 

1.外購綠電+72.71億元

主係110年太陽光電購電量增加18億度所致。

2.IPP購電-79.12億元

(1)購電燃料-16.25億元：

108 109

主係IPP燃煤機組採用前一年度熱值成本降低所致。(0.4669 → 0.3312 元/百萬卡)

(2)購電非屬燃料-62.87億元：

主係IPP燃煤購電量因大修天數較多及麥寮降載影響，110年減少購電度數所致。

3.汽電共生購電+48.93億元

主係因應負載成長，於110年5月12日起實施緊急增購，使度數增加所致。

(五)稅捐及規費

1111F1D1-07

單位：億元

110年實績數	109年實績數	差異
68.85	119.00	-50.15



差異說明:

1. 配合再生能源發展條例修法，使繳交之**再生能源發展基金費用減少約60億元**。
2. **能源研究發展基金**提撥比例由3%上升至5%，使支出增加約**13億元**。
3. 因免稅銷售額占比未達1%，進項稅額得全數扣抵銷項稅額，**使營業稅費用減少約3億元**。

(六)折舊

1111F1D1-08

單位：億元

110年實績數	109年實績數	差異
990.91	937.62	53.29



差異說明:

主係經濟部核定之**核能後端營運總費用重估案**，使110年發電設備折舊增加，及**興達電廠**複循環發電設備專用配件等**陸續轉資加入營運增加折舊**所致。

(七)利息

1111F1D1-09
單位：億元

110年實績數	109年實績數	差異
181.21	191.13	-9.93

- 長借利率1.07% ↓
- 短借利率0.27% ↓
- 長借利率1.20%
- 短借利率0.49%



差異說明：

主係110年國內經濟穩定且通膨溫和，**市場利率維持低檔**，爰使110年度長、短期借款利率皆較109年度降低。

(八)用人費用

1111F1D1-10
單位：億元

110年實績數	109年實績數	差異
345.86	332.41	13.45

差異說明：

109年用人費用較低，主係因辦理**勞工退休金舊制年資結清**，產生**清償利益約15億元**所致。



(九)維護費

1111F1D1-11 單位：億元



110年實績數	109年實績數	差異
250.85	234.57	16.28

差異說明:

主係興達複循環機組3部機大修及大林機組增加發電附屬設備、變壓器及維護大修工作所需配件等支出所致。

(十)其他營業費用

1111F1D1-12 單位：億元

110年實績數	109年實績數	差異
93.02	342.68	-249.66

差異說明:

- 主係109年較110年增加以下費用：
 - 依經濟部核定之核能後端營運總費用重估案，認列核能發電後端處置費用估計變動數241億元。
 - 繳納縣市共推住商節電行動分攤費用約10億元。
- 其他項目增減互抵，增加約1億元。

(十一)其他電業經營相關費用

1111F1D1-13 單位：億元



110年實績數	109年實績數	差異
13.23	11.22	2.01

災害損失 +0.15億元
報廢固定資產虧損 +1.86億元

(十二)其他營業收入

1111F1D1-14 單位：億元

110年實績數	109年實績數	差異
104.40	191.53	-87.13

差異說明:

- 1.配合再生能源發展條例修正，新制施行後不再有再生能源電能補貼，使**110年再生能源電能補貼收入**較109年**減少約102億元**。
- 2.**線路設置費**收入**增加10億元**。
- 3.其他項目增減互抵，**增加約5億元**。

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%)

1111F1D1-15 單位：億元

項目		金額	
A.固定資產重置現值		14,298.82	
A1	有效使用中之固定資產重置現值		11,474.55
A2	在建中固定資產(不含核四)		2,824.27
B.營運資金		303	
C.費率基礎=(A+B)×30%		4,380.55	
D.合理利潤=C×5% ← 自評電業經營績效為甲等		219.03	

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.營運資金係採106年研討電價公式時提報之數值303億元，另110年實際計算結果為373億元供參。

✓ 營運資金303億元：現金轉換循環天數28.07天 × 每天營運現金支出10.79億元。

電價穩定準備餘額

104、105年提存



1111F1D1-16 單位：億元

年度	進帳金額	出帳金額	餘額
104	336	-	-
105	493	-	-
106	-	48	781
107	-	346	435
108	-	328	107
109	141	-	248
110(待審議)	67	-	315

報告完畢
謹請指教

感謝您的聆聽

附錄

單位：億元

110
年
各
業
別
收
支

項目	發電 (1)	輸配電 (2)	公用售電 (3)	調整數 (4)	全公司 (5)=(1)+(2)+(3)+(4)
收入(A)	3,615.37	1,392.34	6,337.30	(5,148.71)	6,196.30
電費收入			6,091.90		6,091.90
內部售電收入	3,464.58			(3,464.58)	0
輸配電費率收入		1,290.87		(1,290.87)	0
提供輔助服務收入	91.62		0.70	(92.32)	0
提供傳輸損失收入			174.97	(174.97)	0
其他收入	59.17	101.47	69.73	(125.97)	104.40
支出(B)	3,519.16	1,144.40	6,392.29	(5,148.71)	5,907.14
外部購電費用			1,569.76		1,569.76
燃料成本	2,393.46				2,393.46
內部購電支出			3,464.58	(3,464.58)	0
輸配電費率支出			1,290.87	(1,290.87)	0
購入輔助服務支出		92.32		(92.32)	0
購入傳輸損失支出		174.97		(174.97)	0
折舊	433.24	555.11	2.56		990.91
利息	137.34	43.25	0.62		181.21
其他電業經營相關費用	0.28	12.95			13.23
其他支出	554.84	265.81	63.90	(125.97)	758.58
各業別盈虧(C=A-B)	96.21	247.94	(54.99)		289.16

註：細項不等於合計，係四捨五入所致。