

「112年第1次電價費率審議會」  
審議112年上半年公用售電業電價費率 第2次工作會議

## 報告及討論事項三

# (一)台電公司112年上半年 電價費率檢討方案自發及購入電力 燃料成本(含核燃料)

台電公司

中華民國 112年3月2日

# 簡報大綱



目錄

壹.發購電結構說明

---

貳.燃料用量及燃料成本

---

參.化石燃料採購情形

---

肆.核燃料採購情形

---

伍.外購電力燃料成本說明

---

# 壹. 發購電結構說明

- 一、預估112年全系統發購電量
- 二、台電公司電力調度原則
- 三、發購電結構比較

# 一、預估112年全系統發購電量

系統發購電量2,569.0億度

自發電量  
1,835.1億度(71.4%)

購電量  
733.9億度(28.6%)

核能

燃煤

燃料油

柴油

天然氣

再生&水力

抽蓄水力

IPP燃煤

IPP燃氣

再生&水力

汽電共生

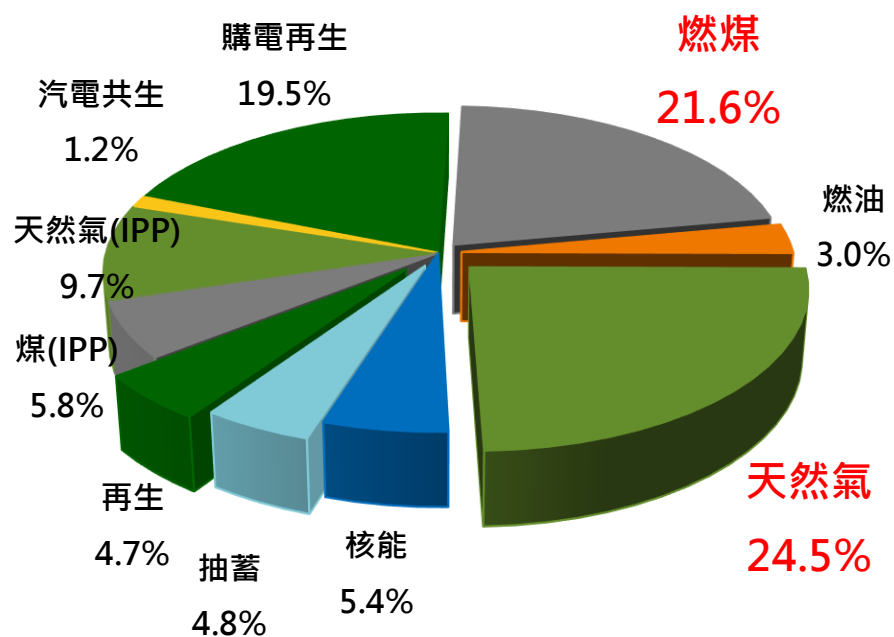
## 二、台電公司電力調度原則

在電力系統供電安全之前提下，配合政府增氣、減煤、展綠之能源政策，採再生能源全數發電，且天然氣優先於燃煤發電。



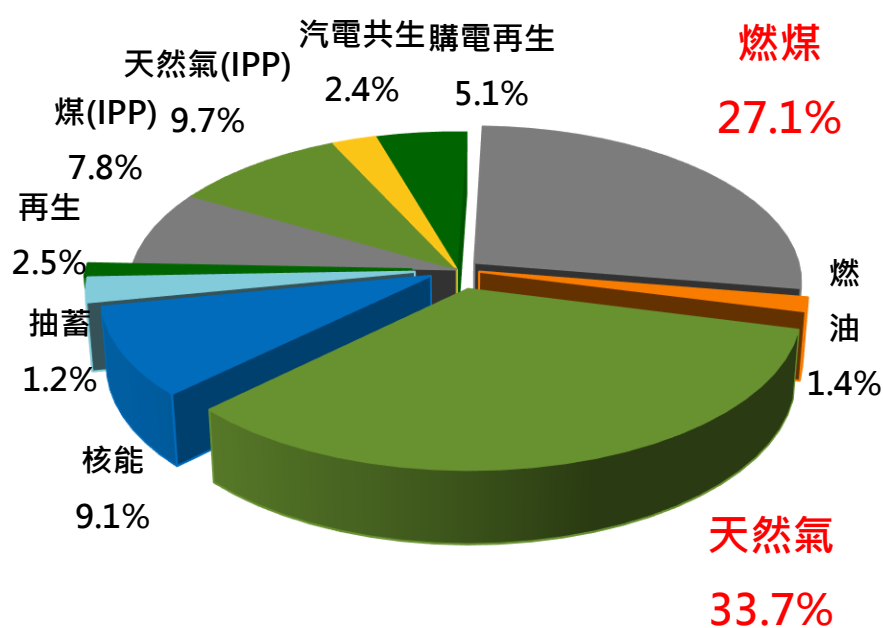
# (一) 111年全系統裝置容量及發購電量占比

## 裝置容量



合計：5,373.6萬瓩

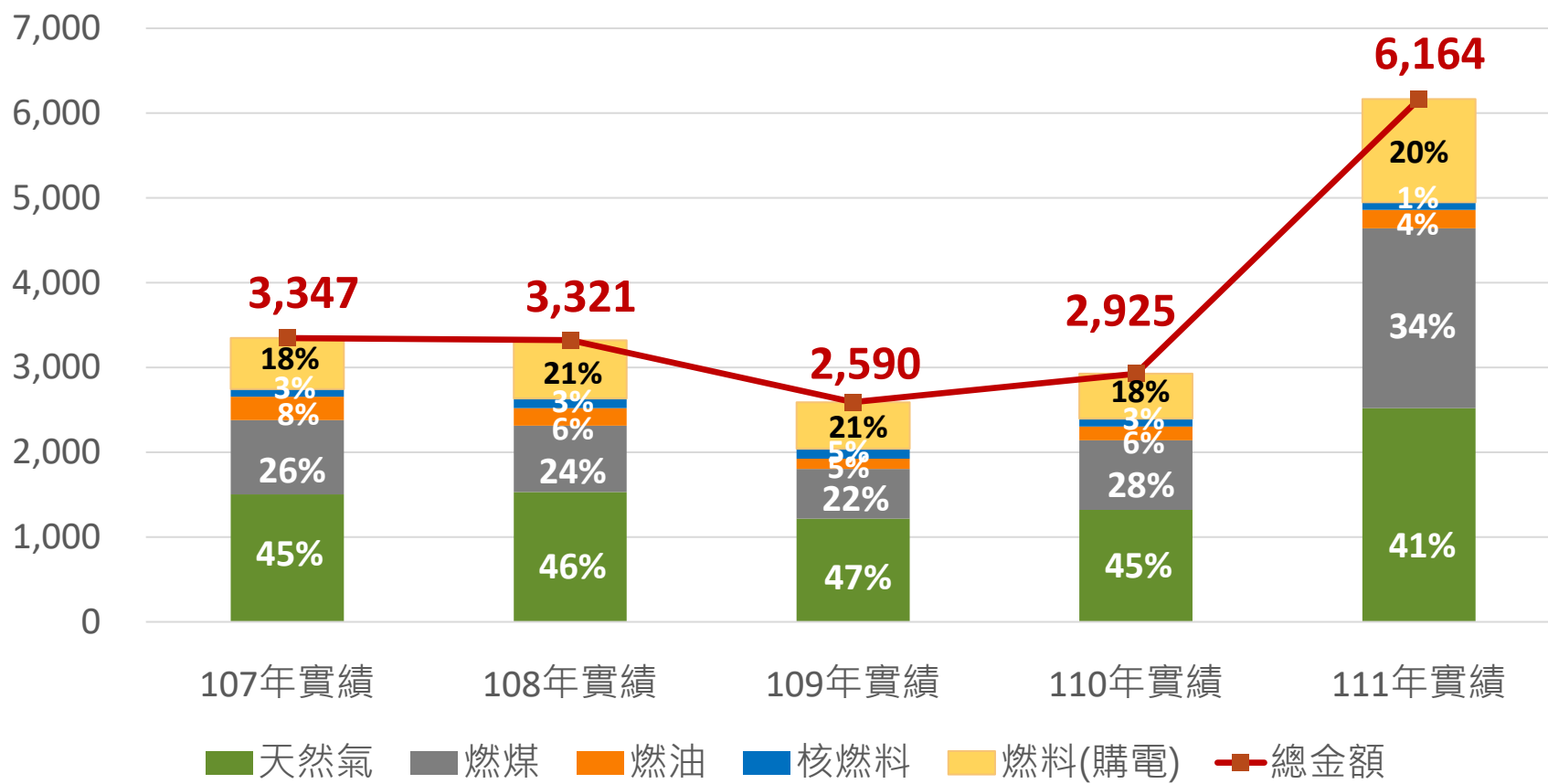
## 發購電量



合計：2,507.5億度

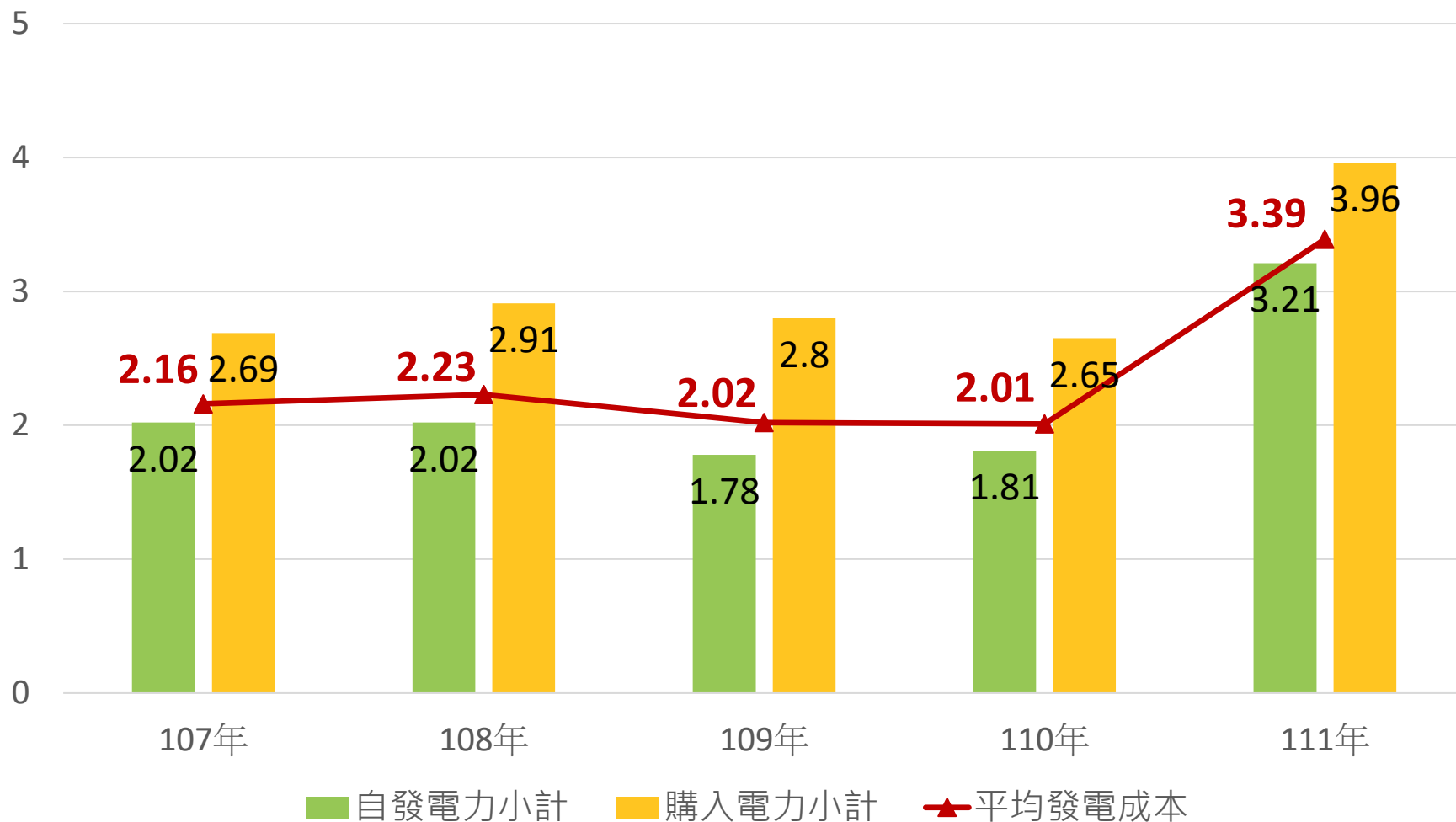
## (二) 近5年全系統(發購電)燃料支出及占比(%)

燃料支出(億元)



### (三) 近5年全系統(發購電)每度發電成本比較

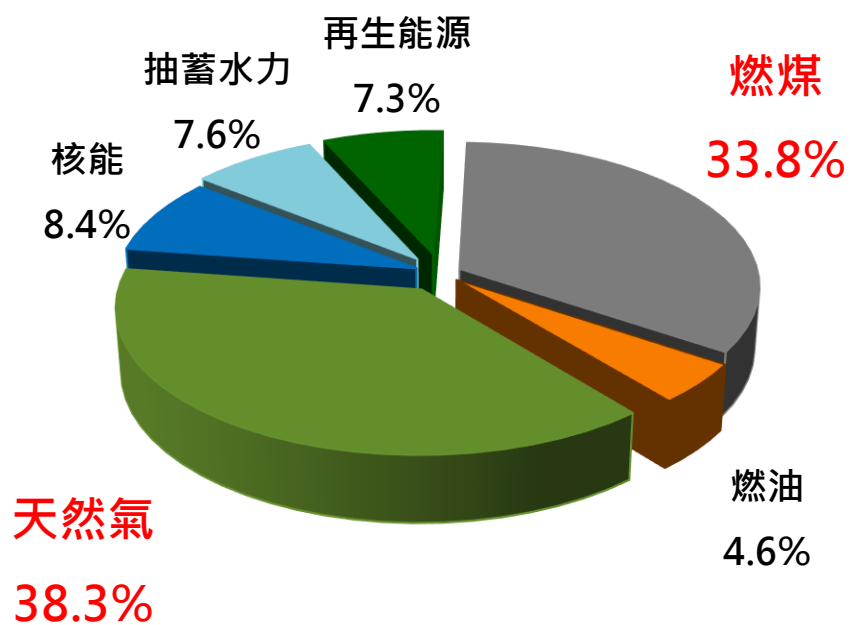
單位：元/度





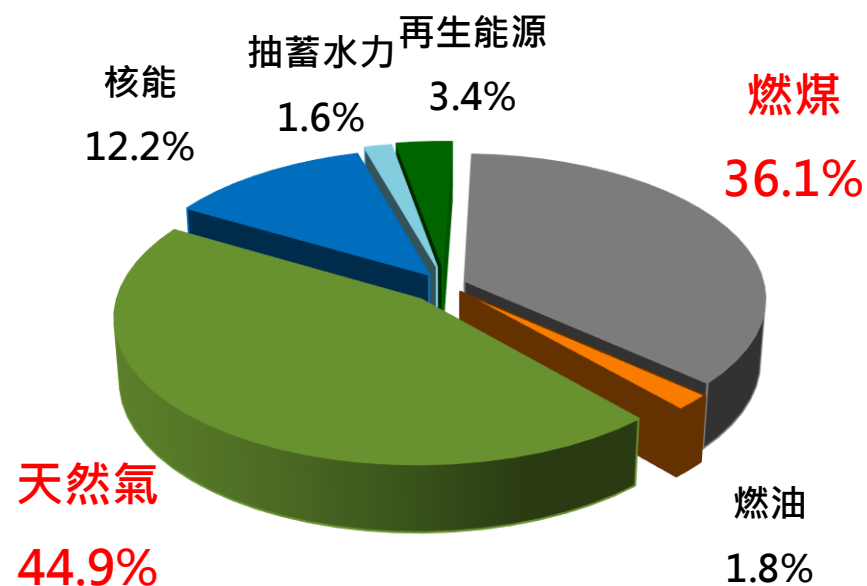
## (四) 111年自發電裝置容量及發電量占比

### 裝置容量



合計：3,433.7萬瓩

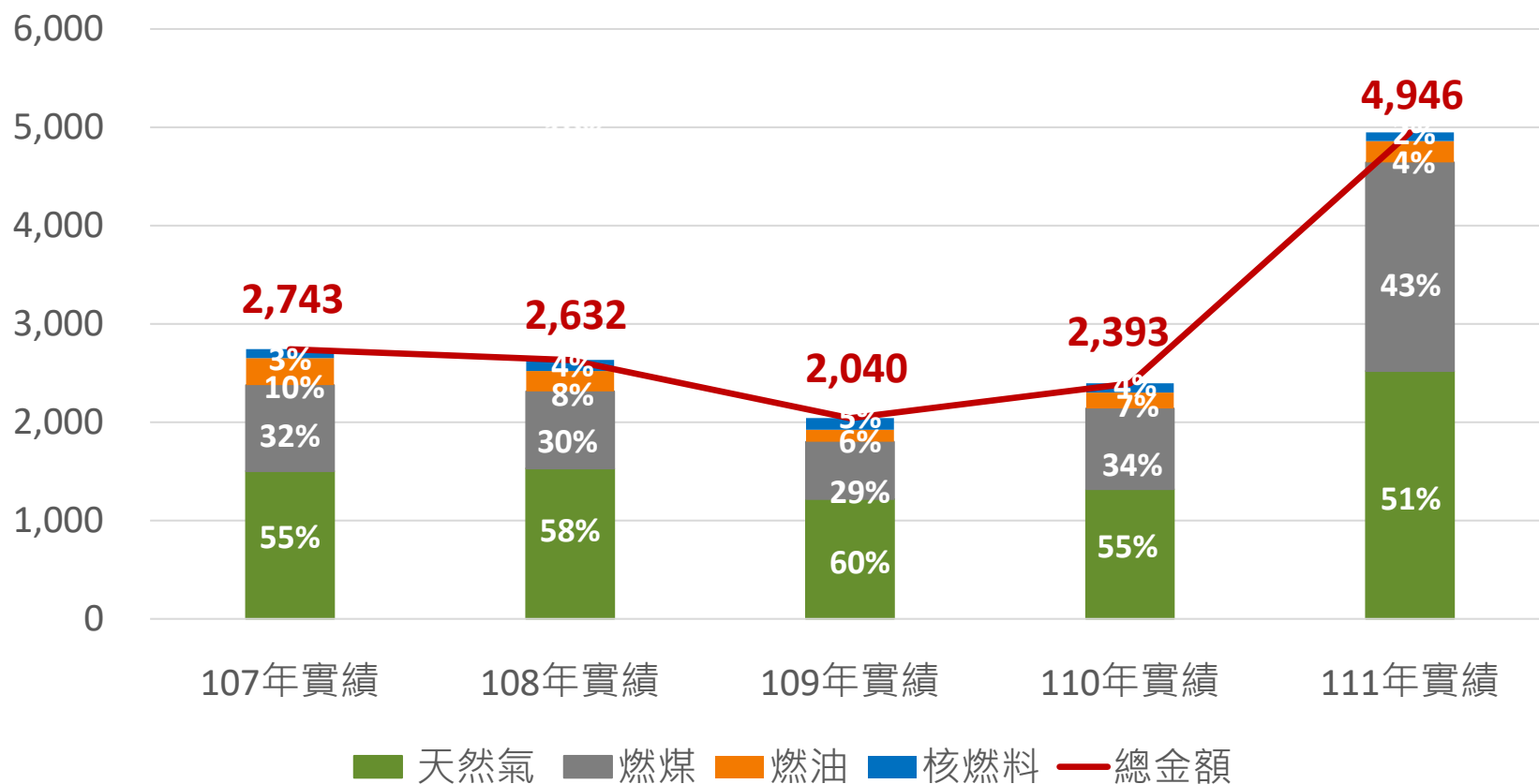
### 發電量



合計：1,882.6億度

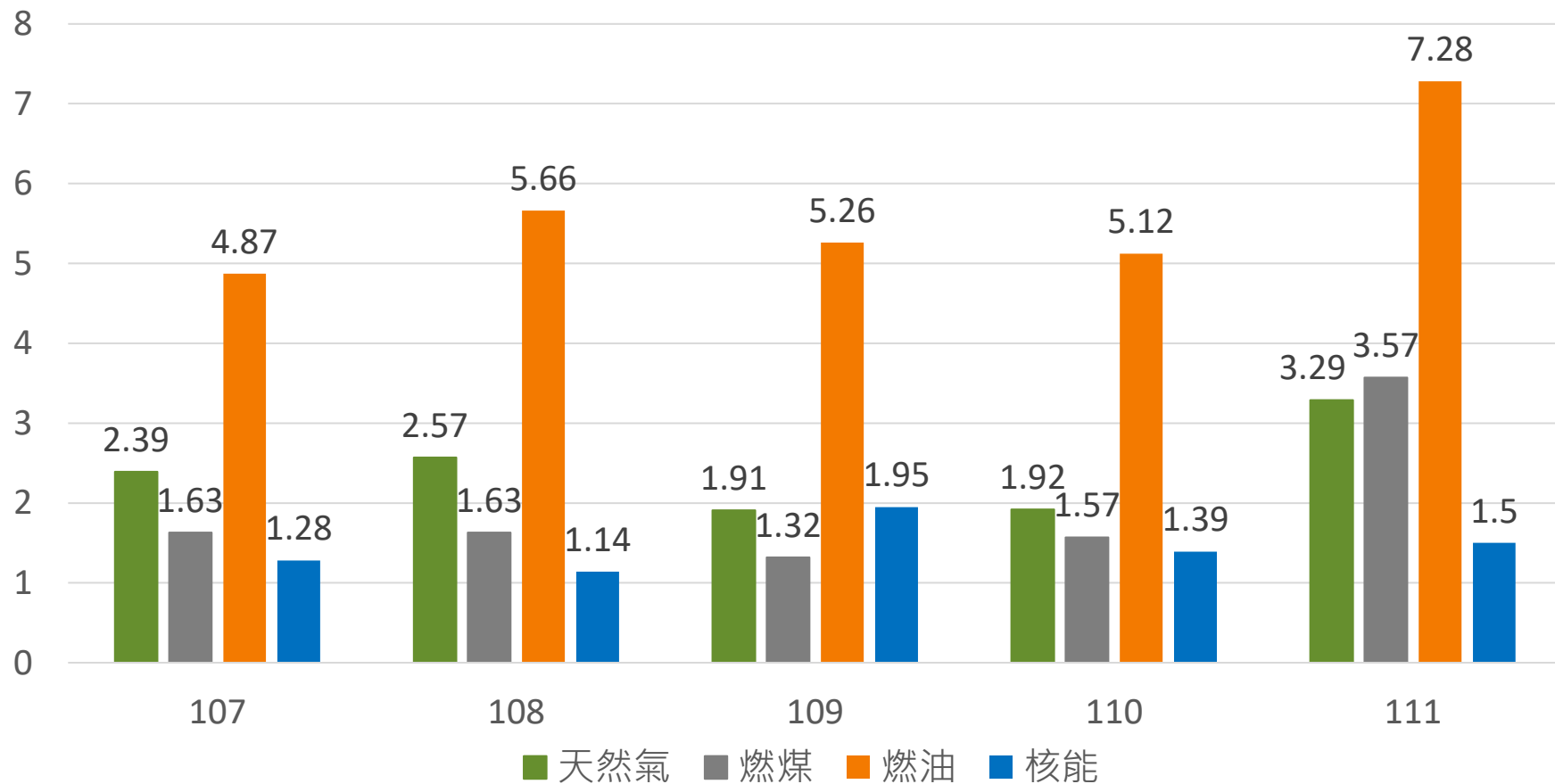
# (五) 近5年自發電燃料支出及占比(%)

燃料支出(億元)



## (六) 近5年自發電每度發電成本比較

單位：元/度



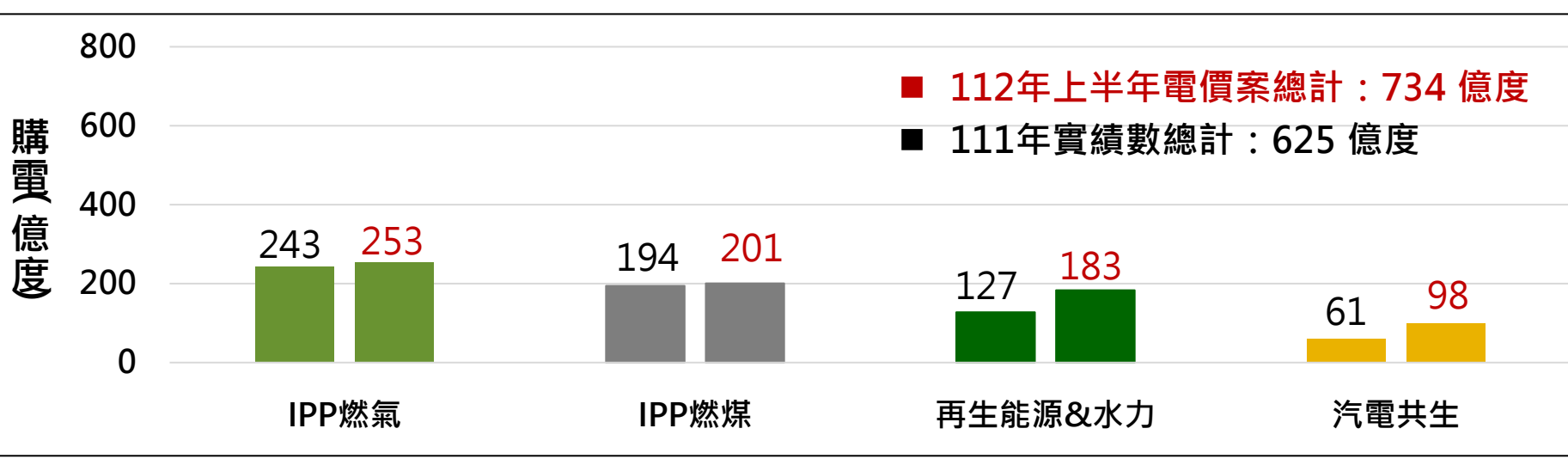
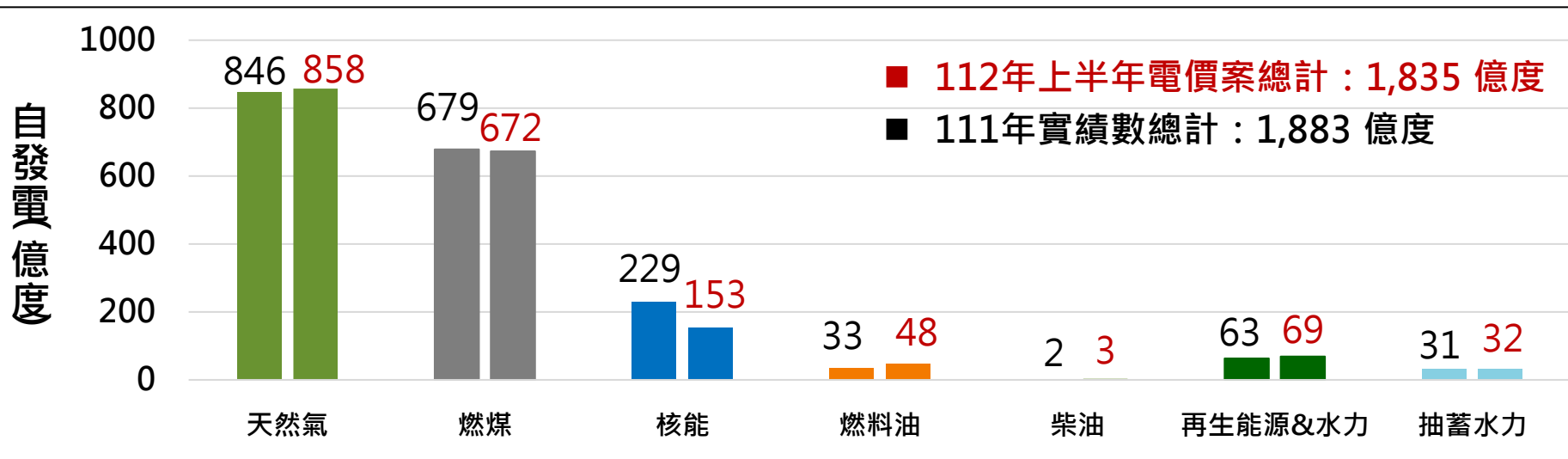
### 三、發購電結構比較

單位：億度

項目	112年上半年電價 費率檢討方案	111年 實績數	差異(A)-(B)
	(A)	(B)	
自發電	1,835.1	1,882.6	-47.5
天然氣	857.5	846.1	11.5
燃煤	672.3	678.5	-6.2
核能	153.4	229.2	-75.7
燃料油	47.7	33.0	14.8
柴油	3.4	2.1	1.3
再生能源	16.4	14.7	1.6
水力	52.6	48.5	4.1
抽蓄水力	31.7	30.5	1.2
購電	733.9	624.9	109.0
IPP燃氣	252.5	243.0	9.5
IPP燃煤	200.5	194.4	6.1
再生能源	173.9	117.6	56.2
水力	9.2	9.3	-0.1
汽電共生	97.8	60.5	37.2
合計	2,569.0	2,507.5	61.5

註：細項加總不等於總計，係因四捨五入之故。

# (一) 發購電結構比較



註：細項加總不等於總計，係因四捨五入之故。

## (二) 112年上半年電價案與 111年實績數(A-B)差異說明

### 核能

- 較111年實績數減少75.7億度，係因112年核二#2機3月起停轉。

### 燃料油

- 較111年實績數增加14.8億度，係因應核二#2機停轉及夏季尖峰用電成長，故增加燃油發電量。

### 燃氣

- 較111年實績數增加11.5億度，係因112年大潭#8、9機試運轉與商轉，及因應112年負載成長。

### 汽電共生

- 較111年實績數增加37.2億度，係因111年下半年修訂汽電共生收購辦法後，業者調整產程所致。

### IPP燃氣

- 較111年實績數增加9.5億度，係為因應112年負載成長，增加IPP燃氣發電量。

### 購電再生能源

- 較111年實績數增加56.2億度，係配合政府推動再生能源政策，及疫情影響111年相關工程延後所致。

## 貳. 燃料用量及燃料成本

- 一、發購電燃料預估用量與金額
- 二、自發電化石燃料單價編製基礎
- 三、核燃料成本分攤方式
- 四、112年度核燃料成本估計說明
- 五、112年上半年電價費率檢討方案與過去3年實績數比較

# 一、發購電燃料預估用量與金額

來源別	燃料別	發購電量 (億度)	燃料用量(1)			估計燃料 單價(2)	金額 (億元)
			發電	生火	合計		
自發電	天然氣	857.5	16,503	5.7	16,508.7	19.1837	3,167.0
	燃煤	672.3	27,382.2	1.6	27,383.8	7,548	2,066.9
	燃料油	47.7	1,201.1	0.9	1,202.0	22,587	271.5
	柴油	3.4	126.0	12.7	138.7	23,450	32.5
	化石燃料小計	1,580.9					5,537.9
	核燃料	153.4					51.0
	合計	1,734.3					5,589.0
IPP	天然氣	252.5					993.8
	燃煤	200.5					664.8
	合計	453.0					1,658.7
總計		2,187.3					7,247.7

(1) 天然氣-百萬立方公尺；燃煤-千公噸；油-千公秉

(2) 天然氣-元/立方公尺；燃煤-元/公噸；油-元/公秉

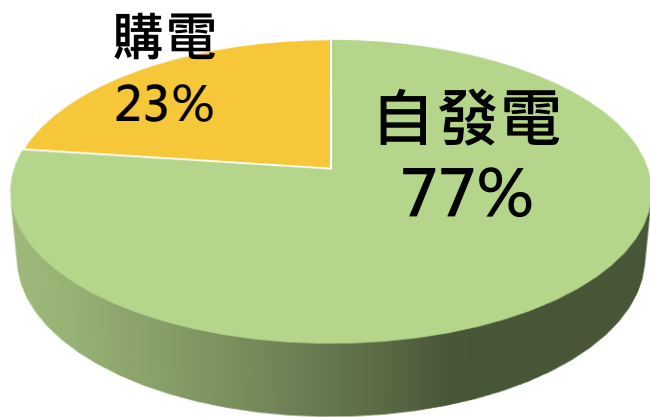
※ 發電用燃料：指機組運轉供電期間使用的燃料量。

※ 生火用燃料：指機組起動(點火至併聯前)但未供電至系統期間使用的燃料量。

※ 本表細項加總不等於合計，係因四捨五入之故。

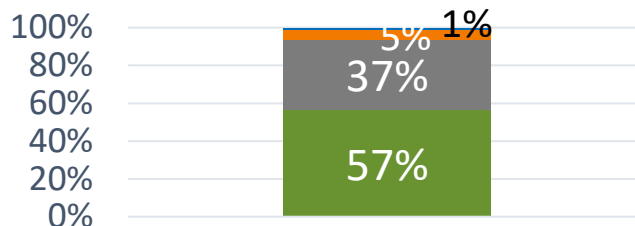


# (一) 自發電與購電預估燃料支出占比



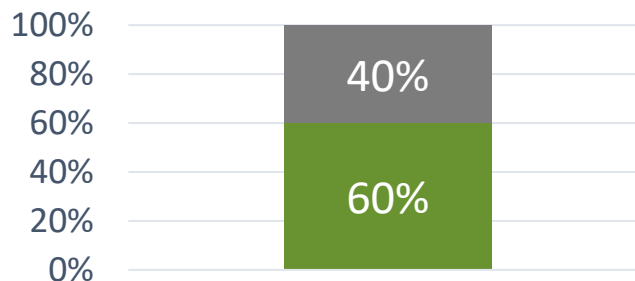
預估燃料總支出  
**7,247.7** (億元)

自發電 5,589.0(億元)



■ 天然氣 ■ 燃煤 ■ 燃料油  
■ 柴油 ■ 核能

購電 1,658.7(億元)



■ 天然氣(IPP) ■ 燃煤(IPP)

## (二) 自發電燃料燃耗率比較

1. 燃耗率：每發一度電所須耗用的燃料數量
2. 112年上半年電價案之燃耗率較111年實績為佳

	112年上半年 電價案	111年實績
天然氣	0.1924	0.1938
燃煤	0.4073	0.4141
燃料油	0.2517	0.2607
柴油	0.3708	0.3872

單位：天然氣-立方公尺/度；燃煤-公斤/度；油-公升/度

### (三)發購電每度燃料成本比較

來源別	燃料別	112年上半年電價費率檢討方案			111年實績數		
		金額 (億元)	發電量 (億度)	燃料成本 (元/度)	金額 (億元)	發電量 (億度)	燃料成本 (元/度)
自發電	天然氣	3,166.97	857.50	3.6933	2,521.11	846.07	2.9798
	燃煤	2,066.93	672.30	3.0744	2,119.99	678.54	3.1243
	燃料油	271.49	47.70	5.6916	199.69	32.95	6.0604
	柴油	32.52	3.40	9.5647	16.77	2.10	7.9857
	核燃料	51.05	153.45	0.3327	88.11	229.17	0.3845
IPP	天然氣	993.84	252.54	3.9353	739.95	242.06	3.0569
	燃煤	664.81	200.48	3.3162	477.67	192.26	2.4845

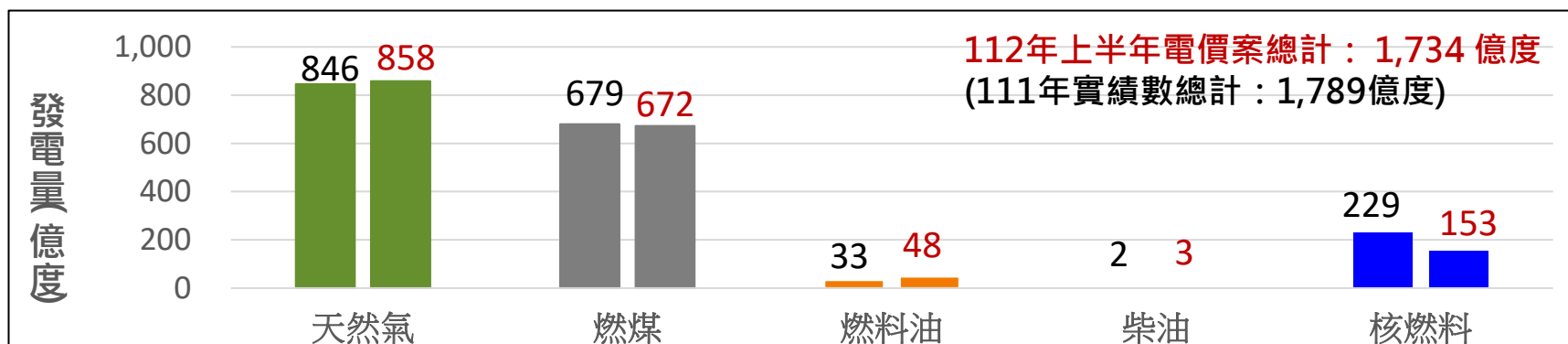
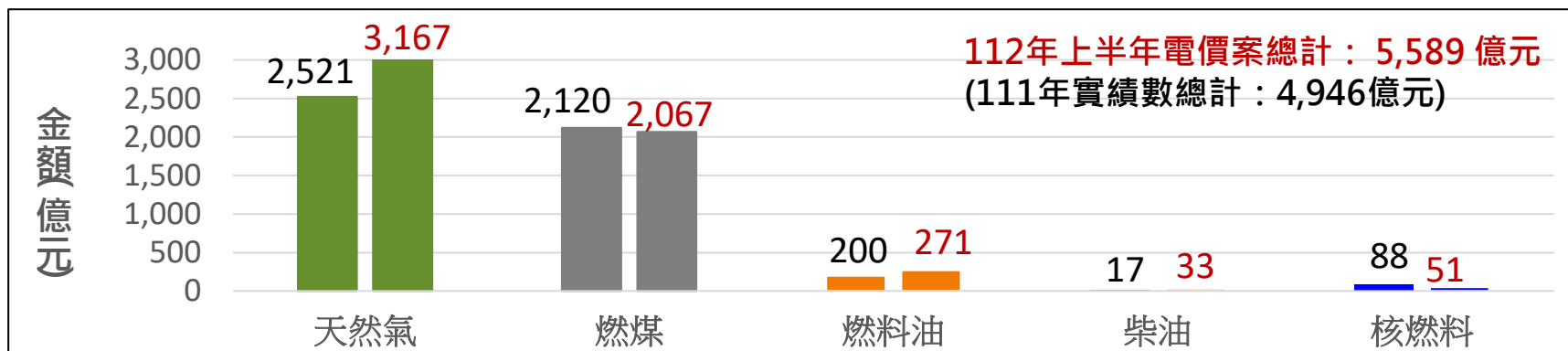
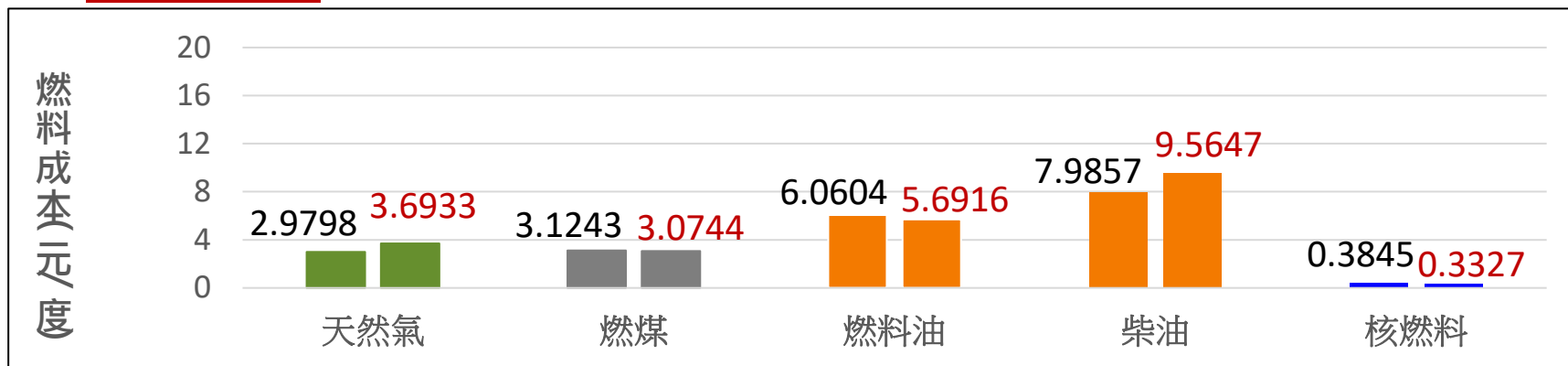
#### [說明]

1. 燃氣: 112年預估台電每度燃料成本**3.6933**元較民營電廠每度燃料成本**3.9353**元為低，主因大潭電廠新建複循環機組(#8、#9機)預計加入運轉，故每度燃氣成本略低。
2. 燃煤: 112年預估台電每度燃料成本**3.0744**元較民營電廠每度燃料成本**3.3162**元為低，係因台電林口、大林電廠燃煤機組效率較佳，故每度燃煤成本略低。

# 1. 自發電每度燃料成本比較

■ 111年實績數

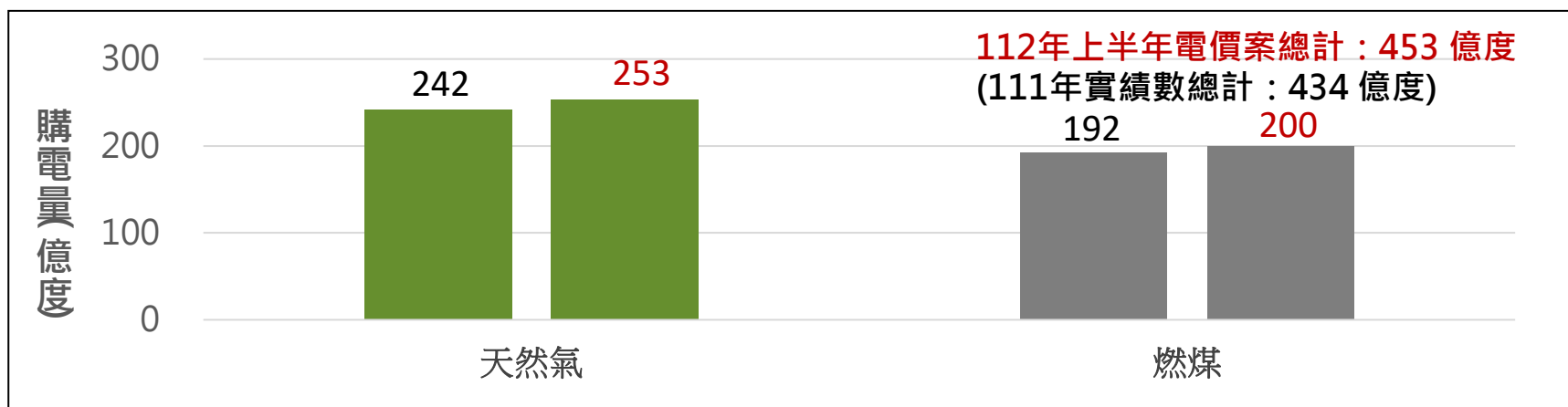
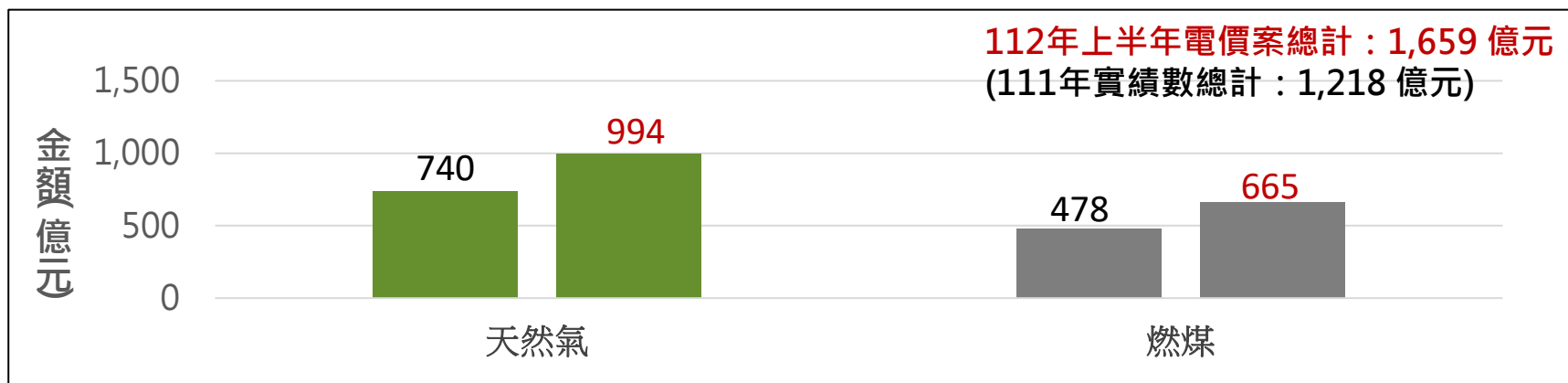
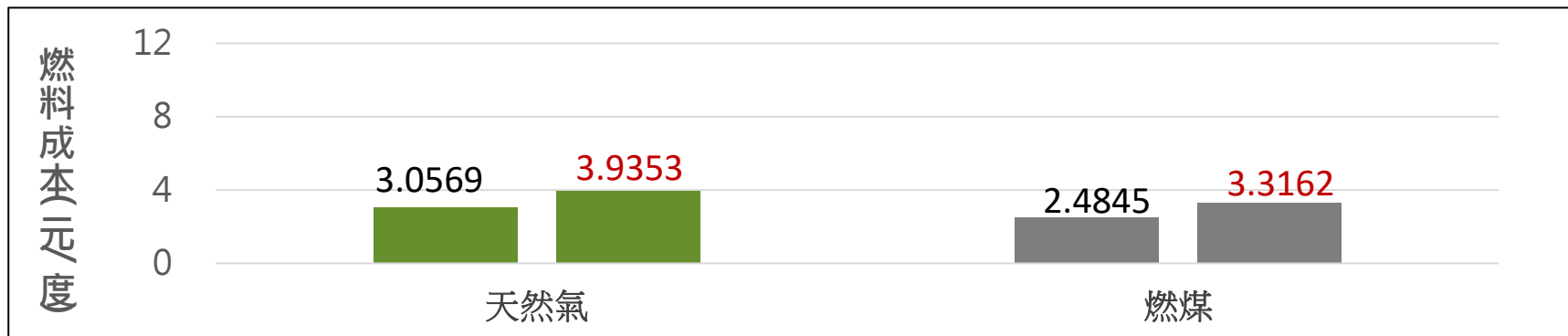
■ 112年上半年電價案



細項加總不等於總計，係因四捨五入之故。

## 2. 購電每度燃料成本比較

■ 111年實績數 ■ 112年上半年電價案



細項加總不等於總計，係因四捨五入之故。

## 二、自發電化石燃料單價編製基礎

## 燃料成本估計參數設定依據

	匯率	Brent國際油價	連動率	煤價
上半年 (每年1月)	中央銀行 12月平均 匯率	美國能源部(DOE) 1月預測資料	委託之研究機構 提供之過去 5年連動率資料	預估日澳長 約年度價格 (每年4月初才 會確定)
下半年 (每年7月)	中央銀行 6月平均 匯率	美國能源部(DOE) 7月預測資料	委託之研究機構 提供之過去 5年連動率資料	日澳長約年 度價格 (每年4月初會 確定)

註1：於108年下半年電價調整案工作會議後，依委員意見統一使用此參數依據。

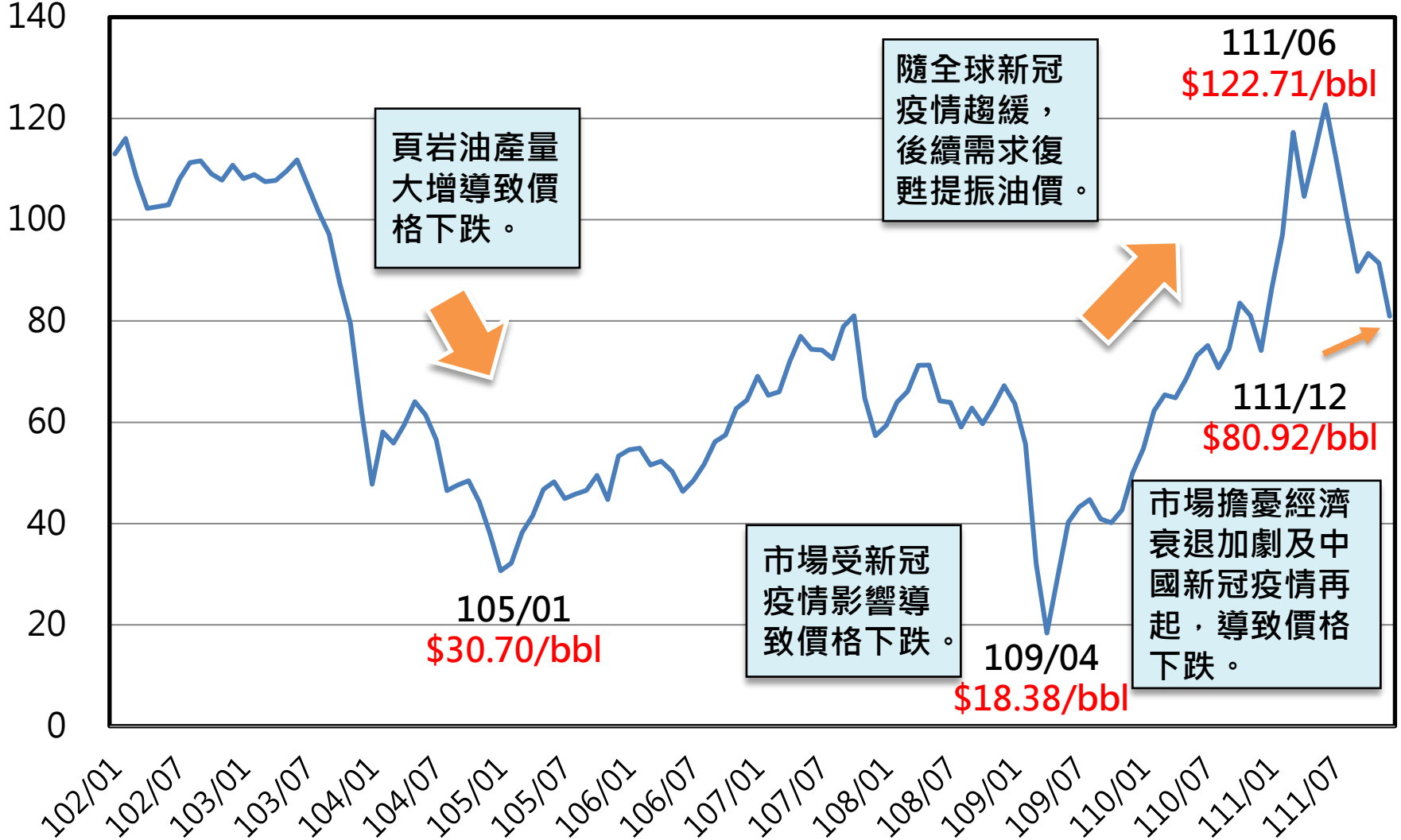
註2：若因匯率、國際燃料價格波動較大，未依上表原則設定，將提供引用依據說明。

# (一) 天然氣與燃油成本估計說明



# 1. 102/1~111/12 國際原油Brent價格走勢圖

US\$/bbl

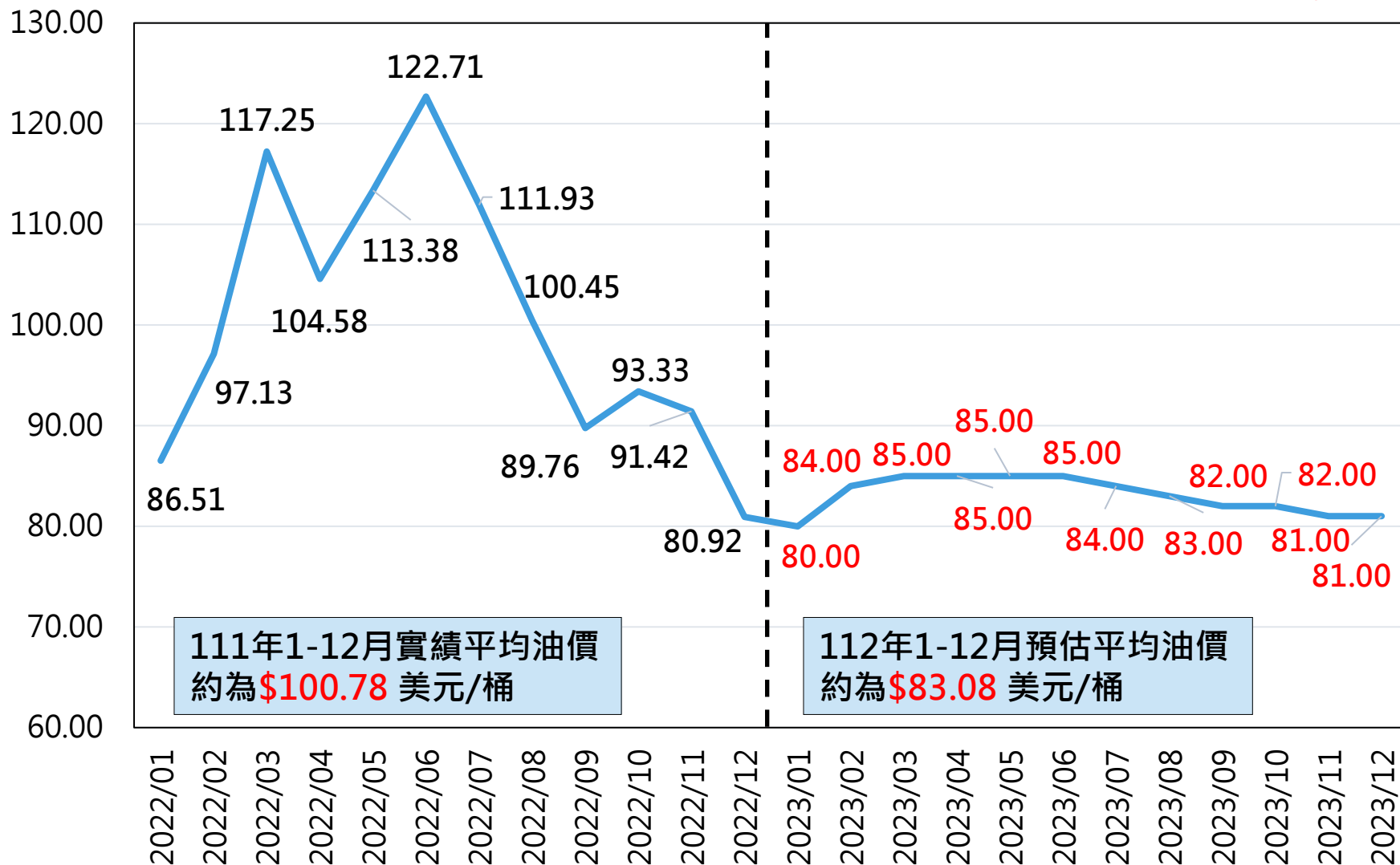


資料來源：美國能源部  
(112.1.10)

## 2. Brent油價趨勢圖(DOE 112/1/10預估)

US\$/bbl

\$實績值  
\$預估值



### 3.天然氣與燃油單價編製基礎

燃料別	參考價格	編製說明	全年估計單價
天然氣	1. 美國能源部(DOE)於 <b>112年1月10日</b> 發布之短期能源展望(STEO)，預測112年Brent平均油價為 <b>83.08美元/桶</b> 。 2. 匯率 <b>30.671</b> 。	1. 天然氣統約以中油1月牌價估算。 2. 大潭合約依計價公式計算。	<b>19.1837</b> 元/立方公尺
燃料油		1. 燃料油牌價與BRENT油價之相關性約 <b>59%</b> 2. 燃料油委託進口與BRENT油價之相關性約 <b>82%</b>	<b>22,587</b> 元/公秉
柴油		柴油浮動油價機制以 <b>80%</b> 連動	<b>23,450</b> 元/公秉

## 4. 天然氣與燃油單價估計說明(112年全年平均)

項目		加權平均單價 (未稅)	估計說明
天然氣	統約	<b>20.3636</b> 元/立方公尺	按中油公告牌價 <b>20.3636</b> 元/立方公尺(未稅)估算(註)
	大潭 合約	<b>12.356</b> 元/立方公尺	1. 依大潭合約計價公式計算 2. 大潭合約計算公式有保密義務
燃料油	中油 代進口	<b>22,912</b> 元/公秉	1. 單價以111年1-12月進口實績24,836元/公秉為估計基礎，與Brent油價 <b>82%</b> 連動估計 2. 加計不隨油價變動之固定稅費258元/公秉及服務費1,038元/公秉
	中油 自煉	<b>20,448</b> 元/公秉	1. 單價以111年1-12月稅前平均牌價21,198元為估計基礎，與Brent油價 <b>59%</b> 連動估計 2. 加計不隨油價變動之固定稅費258元/公秉及品質價差343元/公秉
柴油		<b>23,450</b> 元/公秉	1. 單價以111年1-12月稅前平均牌價26,057元/公秉為估計基礎，與Brent油價 <b>80%</b> 連動估計 2. 加計固定稅費4,573元/公秉

註：第三方驗證作業於2月辦理，當時中油發電用天然氣未稅牌價為20.3636元/立方公尺

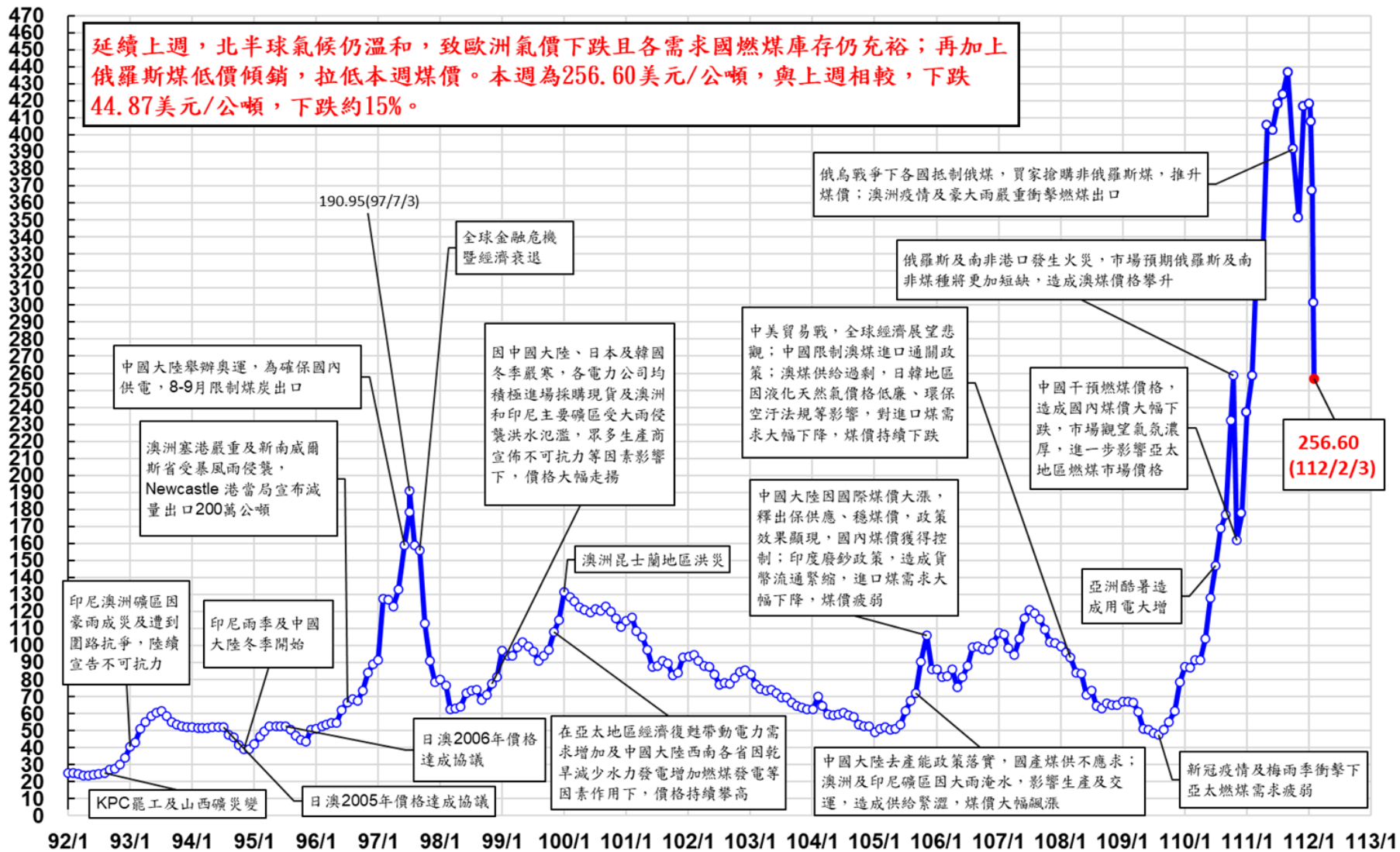
## (二) 燃煤成本估計說明

# 1.亞太地區澳洲煤現貨(NEX)離岸(FOB)價格

USD/MT(6,322kcal/kg, GAR)

亞太地區澳洲煤現貨(NEX)離岸(FOB)價格

112年2月3日  
1月27日價格USD301.47/MT



民國

## 2.波羅的海乾散貨BDI運價指數趨勢圖



### 3. 燃煤單價編製說明

項目	參考價格	編製說明	全年 估計單價
離岸 (FOB) 價格	依112年2月6日globalCOAL市場報告預估112年平均價格為259.52美元/公噸(6,000千卡/公斤, NAR) , 保守估計以250美元/公噸(6,062千卡/公斤, NAR , 即6,322千卡/公斤, GAR) , 作為澳洲長約之估算基礎。	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 19%以確定價格294美元/公噸估81%未確定價格部分以250美元/公噸為估計基礎。</li> <li>2. 估算平均燃煤FOB價格為254.23美元/公噸(6,322千卡/公斤, GAR) , 換算預算熱值(5,700千卡/公斤, GAR)為229.22美元/公噸 , 匯率1:30.671。</li> </ol>	7,030
海運費	估計基準： <ol style="list-style-type: none"> <li>1. 日租金以15,500美元估計 , 係參考112年1月6日Clarkson報導。</li> <li>2. 海運燃油664美元/公噸係以BRENT油價每桶83.08美元推估。</li> </ol>	自有輪+外租輪平均海運價格為11.82美元/公噸(折合台幣363元/公噸) , 匯率1:30.671。	363
雜費及 間接費	雜費：保險費、港口相關費用及仲裁化驗與監督費 間接費：卸煤碼頭及儲煤場營運與維護相關費用		155
合計			7,548



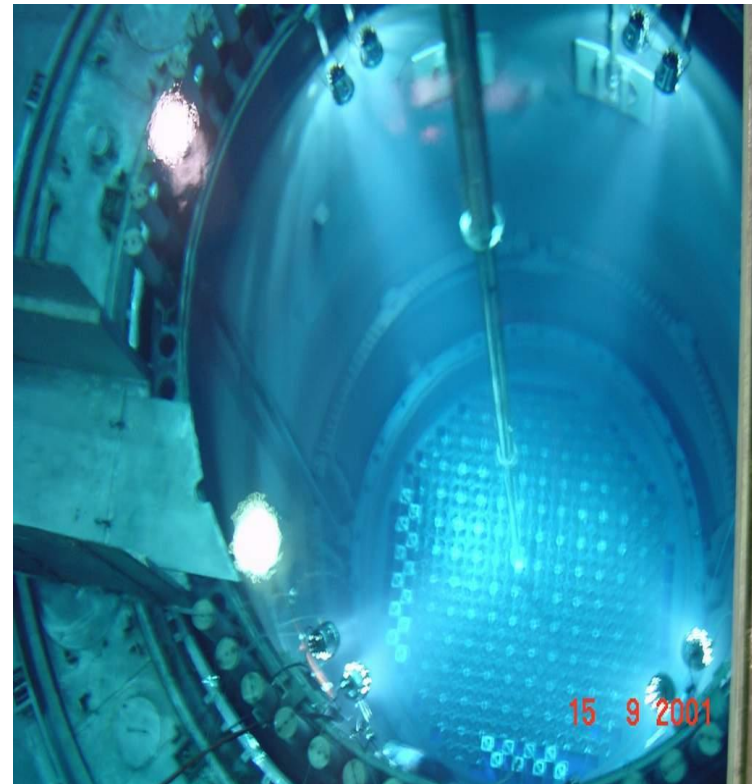
## 4. 燃煤FOB單價編製說明

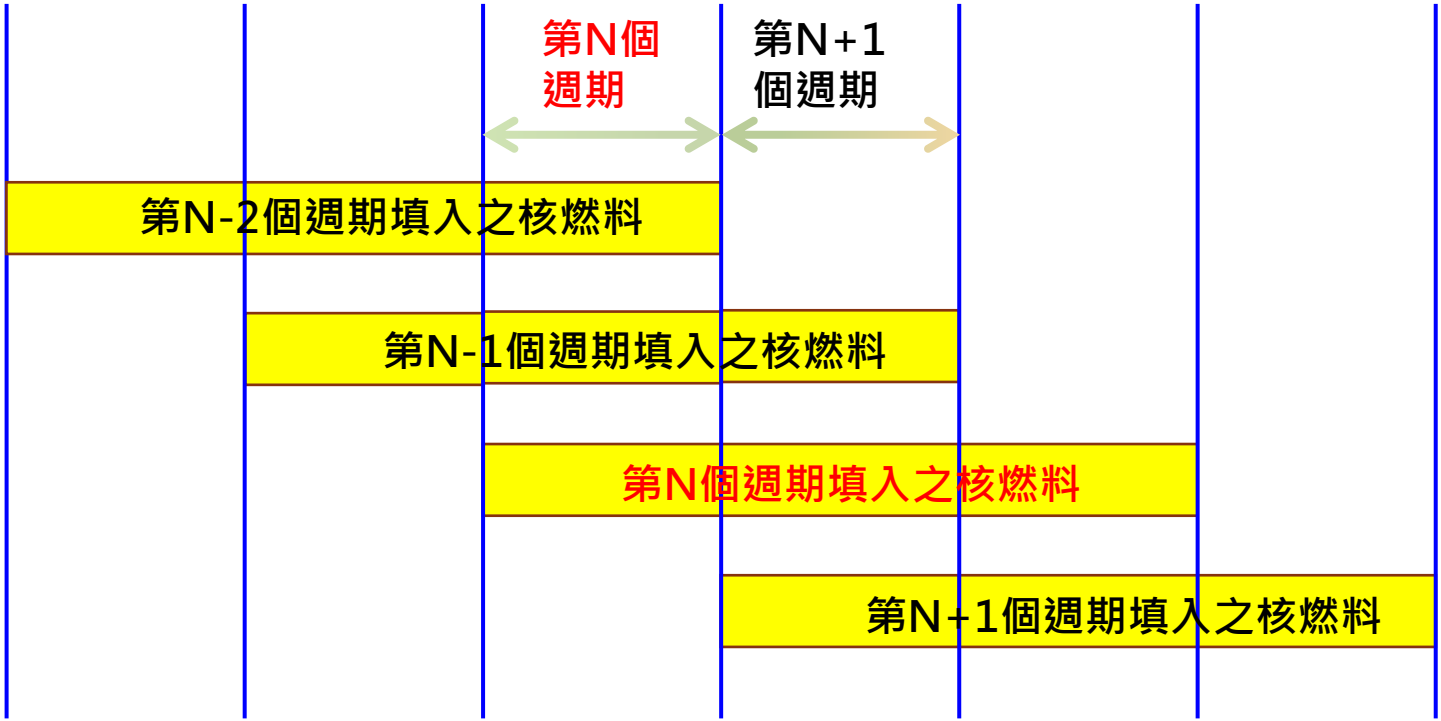
契約別		單價 (美元/公噸)	占比	備註	
長約	已確定價格	294	19%		
	未確定價格	澳洲	250	36%	1. 議價型長約第2年起之契約價格係買賣雙方逐年洽議。其中，澳洲及印尼未確定價格長約，分別占36%及30%。 2. 依112年2月6日globalCOAL市場報告，預估112年煤價約259.52美元/公噸(6,000 Kcal/kg NAR)，保守估計以 <b>250</b> 美元/公噸(6,062 Kcal/kg NAR，即6,322 Kcal/kg GAR)作為澳洲長約之估算基礎。
		印尼	242.5	30%	
現貨		237.5	15%		
長約+現貨加權平均		254.23	100%	以上價格熱值基礎6,322千卡/公斤,GAR	
預算熱值之單價		229.22		預算熱值基礎5,700千卡/公斤,GAR	
折算新台幣(元/公噸)		7,030		美元兌新台幣匯率：1:30.671	

## 三、核燃料成本分攤方式

# (一)核燃料成本之分攤原則

1. 核燃料置於反應器內產生能量時間長，一批次置於爐心以3~4個週期為原則，每次僅需更換1/3~1/4之燃料。因此，在爐心內之核燃料，將包括3~4個不同時期填入之核燃料。
2. 由於投入燃料成本產生能量時間超過1年。因此，核燃料成本須以攤銷之方式逐年攤提。
3. 除了前述之前端循環相關成本之外，核燃料成本自製成核燃料元件填入反應爐起即須攤銷後端除役成本。





## (二)核燃料之成本分攤率之計算方式

1. 同一週期內各批次預計於該週期攤提總成本與該週期產生能量之比值，即為該機組於該週期之分攤率。
2. 先依已投入之核燃料成本與預計產出之能量計算出分攤率，再於週期結束進行大修填換燃料時，依該週期已實際產生之能量，計算該週期應攤提之金額。
3. 扣除實際攤提金額後可依剩餘未攤成本(包括前端與後端)與預計尚可產生能量等相關資料更新預計成本分攤率，並據以計算下一週期適用之分攤率。

$$\text{預計成本分攤率(元/百萬卡)} = \frac{\text{爐心內各批次之待攤剩餘成本}}{\text{爐心內各批次之預計可產生能量}}$$

$$\text{分攤率(元/度)} = \text{耗熱量(卡/度)} \times \text{預計成本分攤率(元/百萬卡)}$$

$$\text{核能發電核燃料成本(元)} = \text{發電量(度)} \times \text{分攤率(元/度)}$$

4. **每週期適用一個分攤率，惟如遇大修，因有舊燃料退出及新燃料填入爐心，在爐心中之核燃料成本即產生變動，故須更新分攤率。**

## 四、112年度核燃料成本估計說明

# 112年度核燃料成本

112年預估攤銷金額與預估核燃料總成本51.05億元  
(含：前端成本及後端處置成本中之用過核燃料部分)

機組別	112年預估分攤率 (元/度) (A)	112年預估發電量 (億度) (B)	112年預估攤銷金額 (億元) (C)=(A)×(B)
核二廠#2機	0.5333	15.66	8.35
核三廠#1機	0.3156	73.50	23.20
核三廠#2機	0.3033	64.29	19.50
合計		153.45	51.05
預估112年度核燃料成本(元/度) (=C/B)			0.3327

註1：核能機組因近三年製造廠家並未變更，燃料設計型式亦相同，致核燃料之燃耗率變化不大。

註2：合計部分採四捨五入取至小數點後第2位。

註3：核一廠#1機、核一廠#2機、核二廠#1機已分別於107年12月、108年7月、110年12月進入除役階段。核二廠2號機預定於112年3月進入除役階段。

# 五、112年上半年電價費率檢討方案與 過去3年實績數比較



# (一) 112年上半年電價案與111年實績數 差異說明

## 1.天然氣：

天然氣預估單價較111年實績數增加**3.8061**元/立方公尺，預估用量較111年實績數增加**113.97**百萬立方公尺，支出金額增加**645.86**億元。

## 2.燃煤：

燃煤預估單價較111年實績數增加**8**元/公噸，預估用量較111年實績數減少**731.61**千公噸，支出金額減少**53.06**億元。

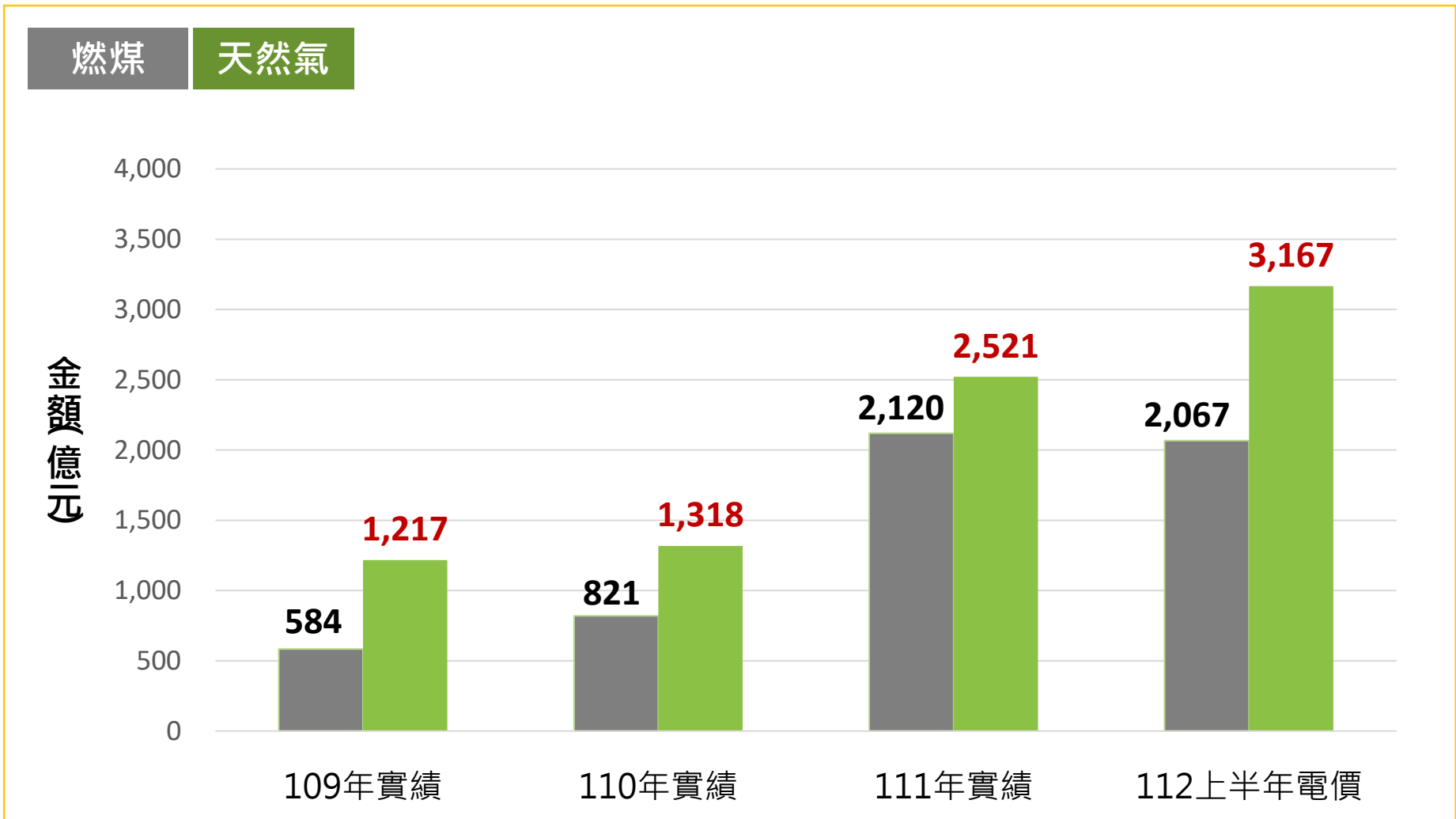
## 3.燃料油及柴油：

燃料油預估單價較111年實績數減少**601**元/公秉，柴油預估單價較111年實績數減少**46**元/公秉，燃料油和柴油預估用量較111年實績數共增加**408.15**千公秉，支出金額增加**87.55**億元。

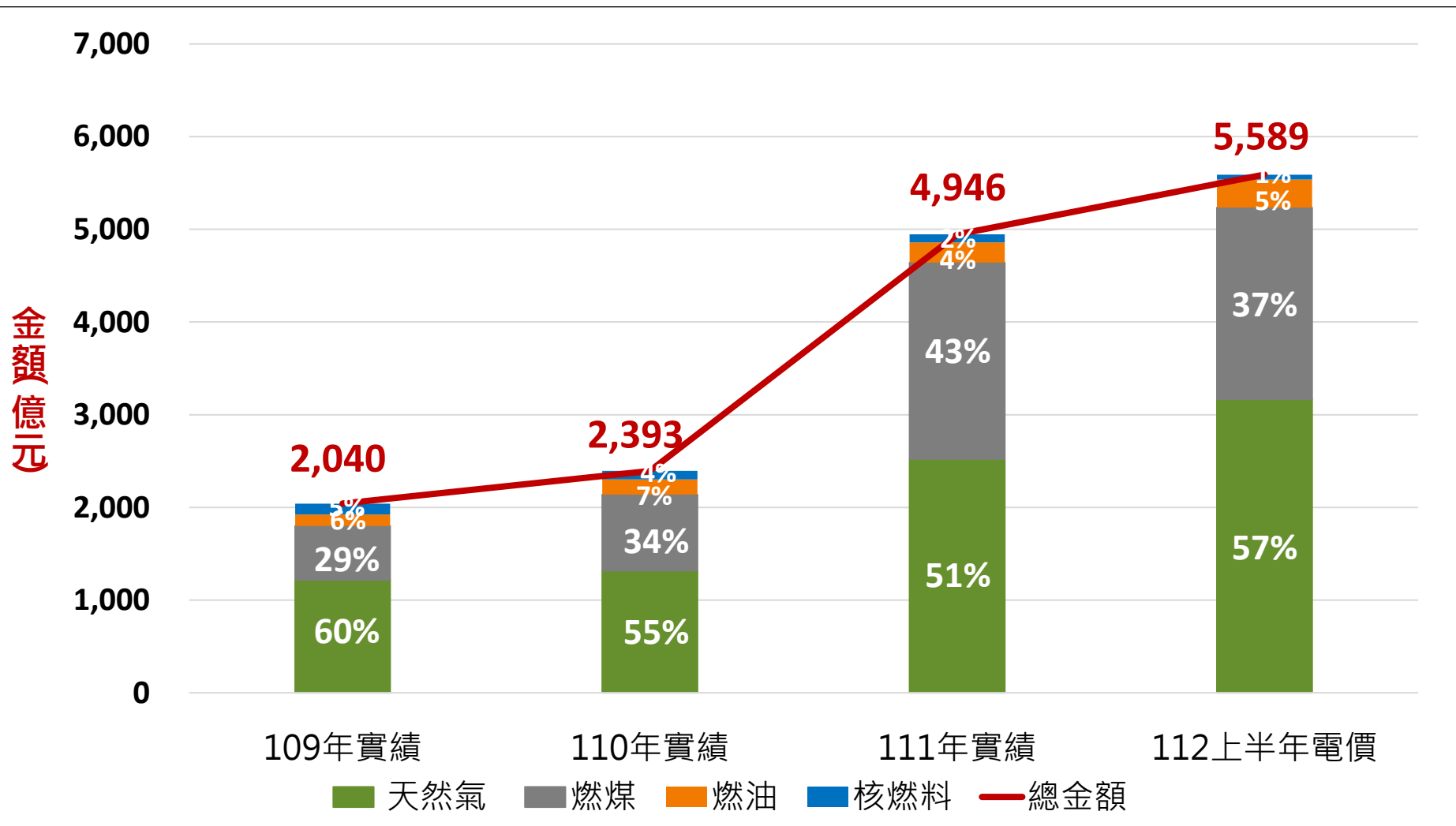
## 4.核能：

112年上半年電價費率檢討方案之分攤率**0.3327**(元/度)較111年實績數之分攤率**0.3845**(元/度)為低，而112年上半年電價費率檢討方案之預估發電量(**153.45**億度)亦較111年實績數之發電量(**229.17**億度)為低，支出金額減少**37.06**億元。

## (二)112年上半年電價檢討方案與過去3年實績數燃料支出比較(1/2)



## (二)112年上半年電價檢討方案與過去3年實績數燃料支出比較(2/2)



# 參.化石燃料採購情形

一、天然氣與燃油

二、燃煤

# 一、天然氣與燃油

## (一)天然氣

### 1.大潭合約：

與台灣中油公司簽訂25年長期合約供應，年合約量為 $168 \pm 5\%$ 萬公噸。

### 2.統約：

大潭合約以外所需之天然氣，由台灣中油公司以統約供應。

## (二)燃油

### 1.燃料油

均由台灣中油公司供應。

### 2.柴油

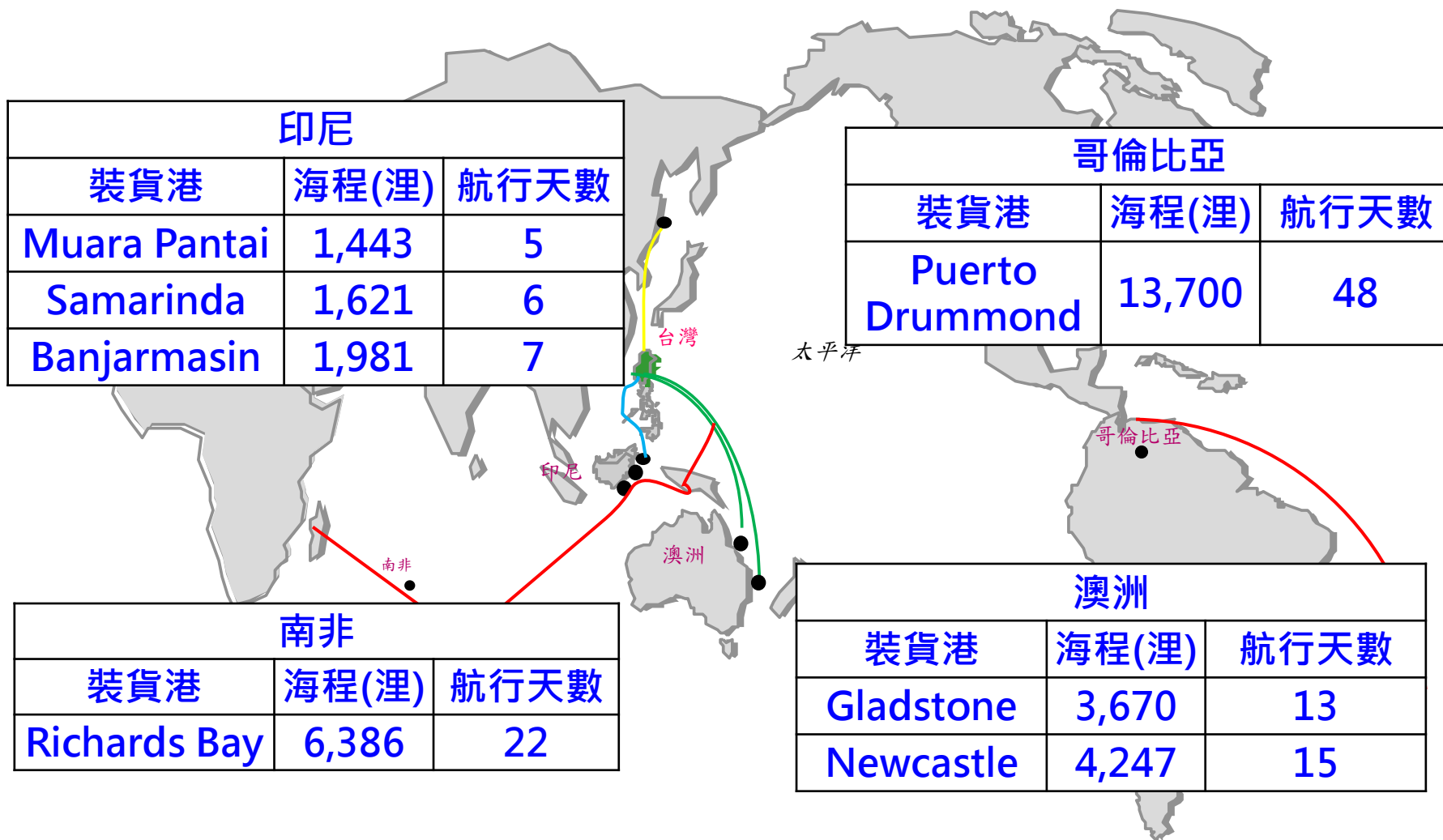
由台灣中油及台塑石化兩家公司競標供應。

## 二、燃煤

### (一)前言

- 燃煤發電屬低成本之基載電源
- 台電公司燃煤電廠營運目標：
  - 可符合**環保排放**下**滿載運轉**，並兼顧飛灰去化為滿足前述目標並考量發電成本
  - 係採用高熱值煤(**澳洲煤**)與低灰煤(**印尼煤**) 混拌燃用
- 台電公司主要煤源煤質特性：
  - 高熱值煤(澳洲煤為主)
    - 熱值5,900~6,600千卡/公斤
  - 低灰煤(印尼煤)
    - 平均灰份約5%
    - 低灰特低硫亞煙煤僅約2%

## (二)台電公司進口煤源海程示意圖



## (三)台電公司燃煤採購策略

### 1.確保供應安全

- ✓長約為主、現貨為輔
- ✓煤源國及供應商多元化
- ✓維持妥適庫存

### 2.滿足發電需求

- ✓符合環保要求下滿載發電
- ✓兼顧飛灰去化

### 3.重視環境友善

- ✓抑低排放
- ✓精進燃煤採購品質規範

### 4.降低採購成本

- ✓增加競爭
- ✓適時檢討長約/現貨供應比例
- ✓靈活運用長約買方數量選擇(±20%)

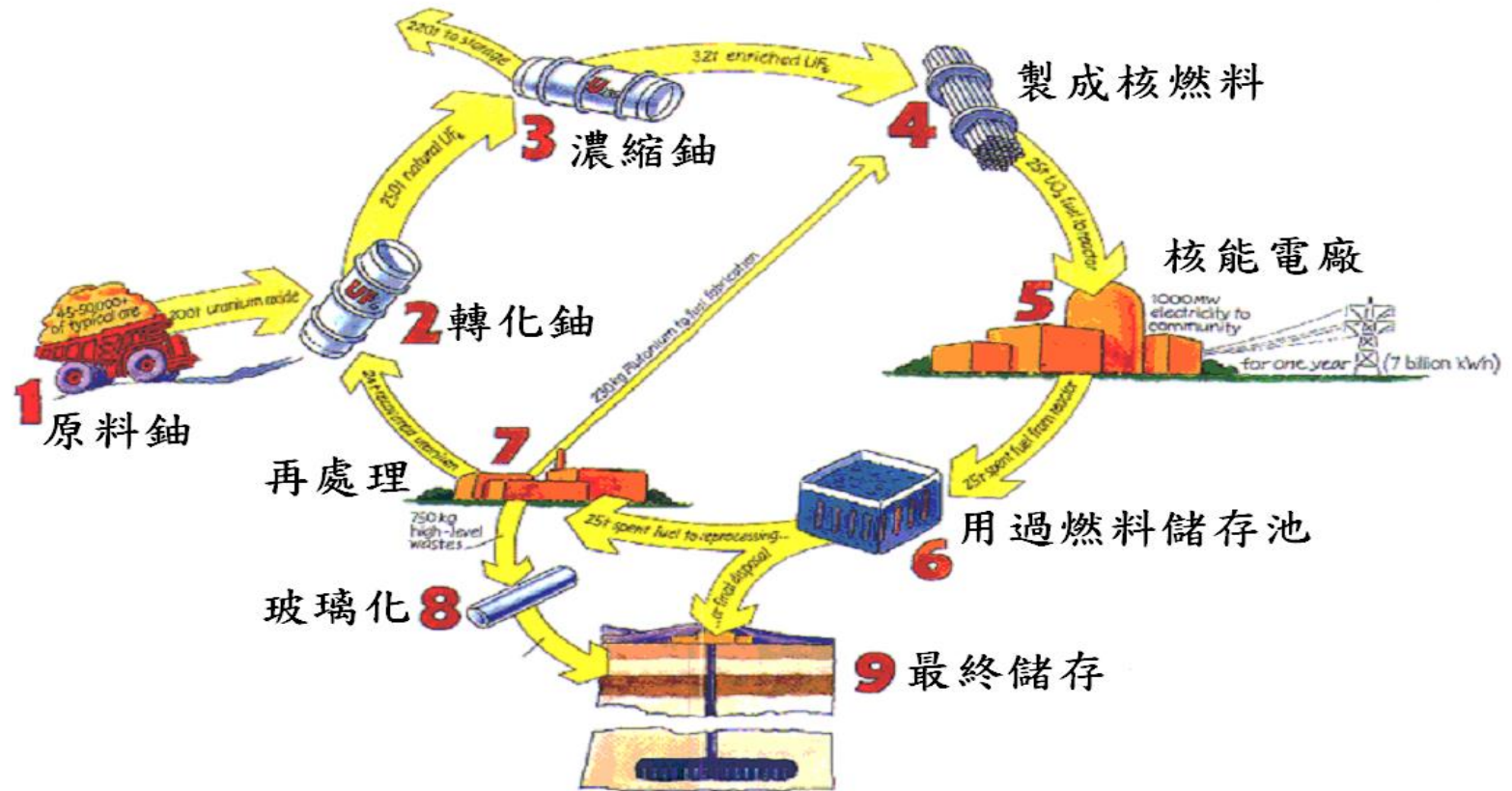


# 肆.核燃料採購情形

- 一、核燃料循環及核能發電成本結構
- 二、核燃料採購策略

# 一、核燃料循環及核能發電成本結構

## 核燃料循環圖



## (一) 核燃料前端成本

核燃料前端採購包括鈾料以及後續之轉化、濃縮與製造等三階段加工服務。**各階段個別採購，故供應商均不同。**核燃料製成後，即送回國內供核能電廠發電使用。

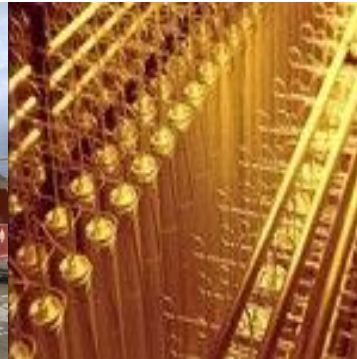
原料鈾



轉化鈾



濃縮鈾



製成核燃料



## (二)核燃料後端成本

後端營運總費用為處理核能電廠運轉40年產生之所有廢棄物費用及核能電廠復原所需之一切必要費用，分為：

1. 核能電廠除役有關必要費用-資本化後再依使用年限，逐年攤銷，列為核能發電之折舊費用。
2. **高放處置有關必要費用**-填入反應器時資本化後依據熱值估算其可發電量，再依據實際發電量逐年攤銷，認列為**核能發電之燃料費用**。
3. 低放處置有關必要費用-依據實際產生之低放廢棄物桶數，逐年認列為核能發電之其他營業費用。

廢棄物運輸、貯存/處置回饋金、其它行政費用視實際情形分列。

## 二、核燃料採購策略(1/2)

考量：

- 我國國內並無核燃料相關工業，皆須購自國外。
- 核燃料前端成本僅占核能發電成本約**20%**，故核能發電成本不易受國際燃料市場價格波動之影響。
- 台電公司111年所有燃料支出共約**4,945.65**億元，核燃料成本(含前端與後端)部份約**88.11**億元，僅占約**2%**，占台電公司燃料支出比例相較其他發電燃料為低。
- 核燃料體積小，易於運輸與儲存，核能發電可視為我國之準自產能源。

## 二、核燃料採購策略(2/2)

- 綜上，核燃料之供應無虞對核能發電之穩定供電至為重要，故核燃料採購策略**首重供應安全**。
- 台電公司之核燃料採購策略，除以**長約為主**外，並**採行分散政策與庫存政策**，以確保核燃料之供應安全。

## (一) 鈾料

因現有已簽訂之原料鈾長約加上庫存量已足供所有機組至現行規範運轉年限(40年)除役之需求，本公司已停止辦理鈾料採購。

## (二) 轉化服務

1. 114年核能機組除役前，仍有轉化服務需求。
2. 轉化服務成本佔比雖小，惟轉化廠係原料鈾及轉化鈾重要庫存場所，故為確保鈾料之儲存安全，轉化服務廠家如何慎選至為重要。
3. 為確保供應安全，以長期契約供應為主。
4. 與美國ConverDyn簽訂1個供應長約，至除役前供應無虞。



### (三) 濃縮服務

1. 114年核能機組除役前，仍有濃縮服務需求。
2. 濃縮服務因屬資本及技術密集產業，為確保供應安全，以長期契約供應為主。
3. 與英國Urenco Enrichment Company簽有 1個長約，至除役前供應無虞。

## (四) 製造服務

1. 114年核能機組除役前，仍有製造服務需求。
2. 製造服務供應廠商技術門檻高且需滿足客戶核心設計及相關安全法規之需求，故需客製化之服務。
3. 台電公司為確保供應安全，製造服務以長期契約供應為主。
4. 現有核二廠之製造服務供應商為美國之Framatome Inc.；核三廠之製造服務供應商為美國之Westinghouse。

# 伍. 外購電力燃料成本說明

- 一、外購電力燃料成本編製說明
- 二、112年上半年電價費率檢討方案與過去3年實績數比較

# 一、外購電力燃料成本編製說明

(一)外購電力對象包含民營電廠(IPP)、汽電共生及再生能源三種，購電支出則拆分為「購入電力燃料款」及「購入電力非屬燃料款」，如下：

- 1.購入電力燃料款：為IPP燃料成本。
- 2.購入電力非屬燃料款：為IPP燃料以外成本(含資本費、運維費、促協金、空污費)、汽電共生、及再生能源購電成本。

(二)IPP燃料成本=預估購電量×燃料費率

(三)IPP燃料費率調整說明

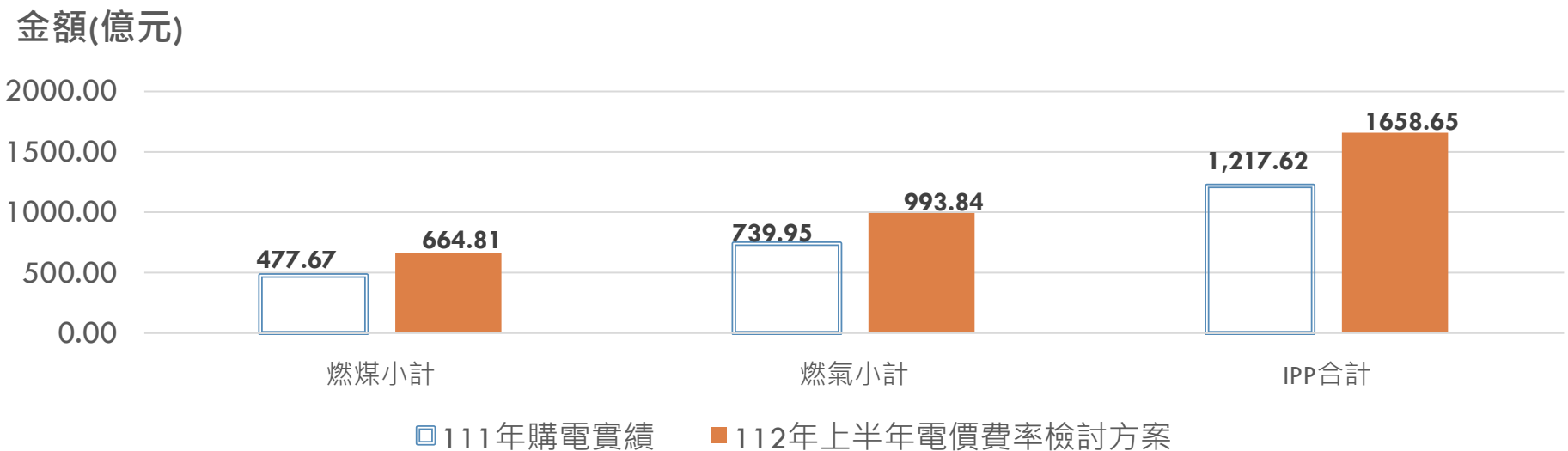
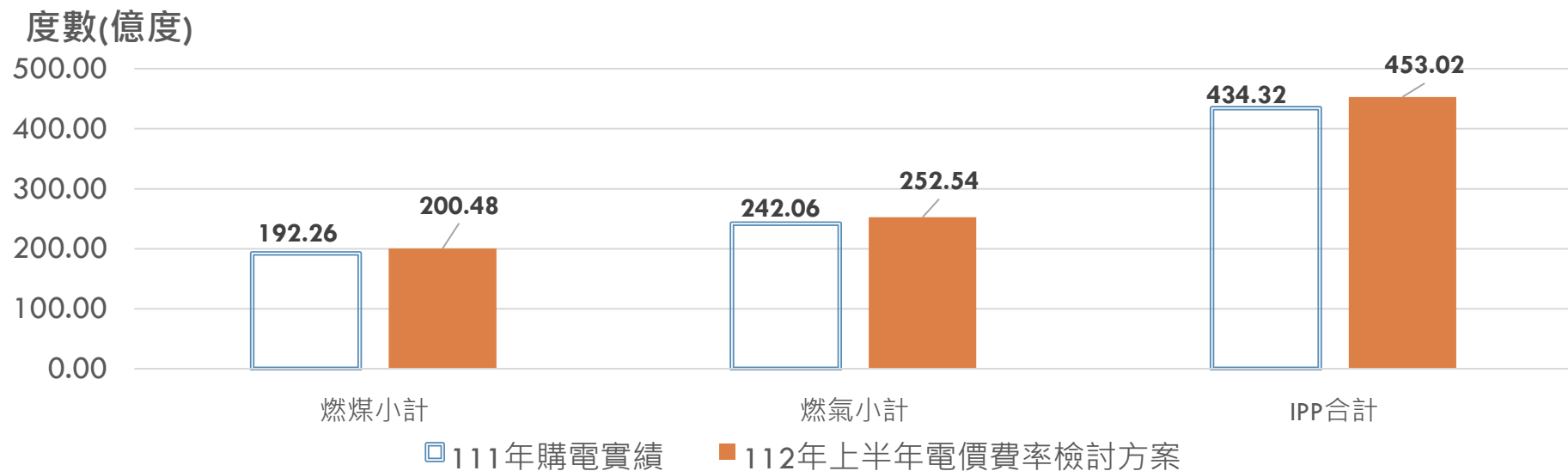
- 1.燃煤：按**預估112年**台電公司燃煤機組平均熱值成本(每年調整)。
- 2.天然氣：按中油即時公告天然氣牌價計得熱值成本即時調整，預算編列時，儘量以貼近實績燃料價格預估。

## 二、112年上半年電價費率檢討方案 與過去3年實績數比較

# (一) 112年上半年電價費率檢討方案編製基礎

燃料別	參考價格	編製說明	單價
IPP-天然氣	按中油公告之天然氣牌價20.3636元/立方公尺(未稅)預估	依購售電合約規定之調整機制按預估112年中油公告之天然氣牌價：20.3636元/立方公尺(未稅)計得之熱值成本相對於IPP基期年(公告或報價年度)之變動幅度調整。	各業者不同， 平均單價 3.9353 (元/度)
IPP-燃煤	按台電公司預估112年度平均採購價格	依購售電合約規定之調整機制按預估112年台電燃煤機組平均熱值成本相對於IPP基期年(報價年度)之變動幅度調整。	各業者不同， 平均單價 3.3162 (元/度)

## (二)與111年購電實績比較



### (三) 與111年實績數差異說明

#### 1. 燃煤：

因購電量增加8.22億度(+4.28%)，且112年上半年電價案之燃煤熱值參數採112年預估熱值成本(1.2970元/百萬卡)計算，較111年實績之熱值成本(0.9407元/百萬卡)增加，致燃料成本較111年實績數增加約187.14億元(+39.18%)。

#### 2. 天然氣：

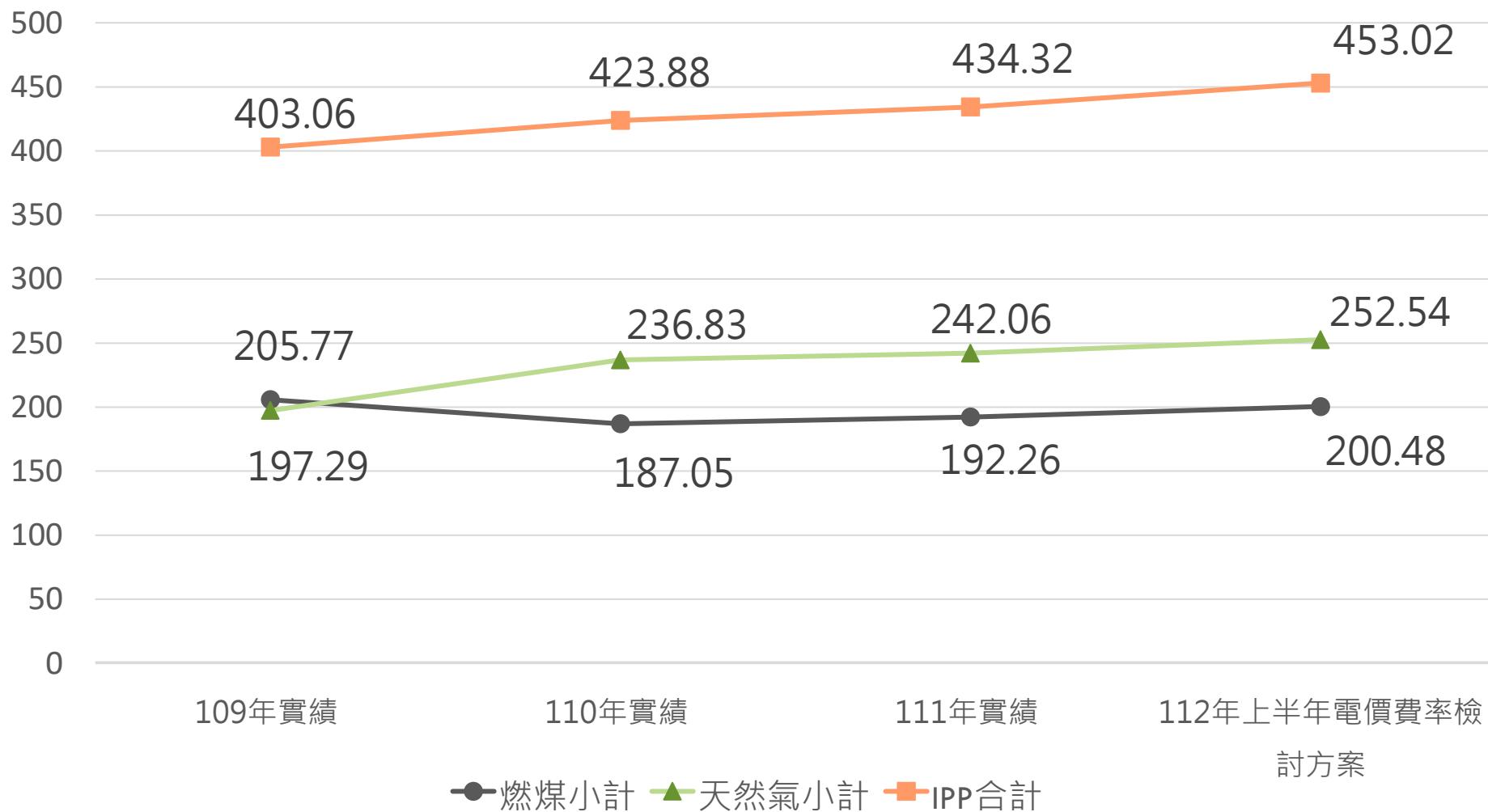
因購電量增加10.48億度(+4.33%)，且112年上半年電價案預估天然氣熱值成本(2.0993元/百萬卡)，較111年實績之熱值成本(1.6498元/百萬卡)增加，致112年上半年電價案燃料成本較111年實績數增加約253.89億元(+34.31%)。

#### 3. 112年上半年電價案合計較111年實績數增加441.03億元(+36.22%)。



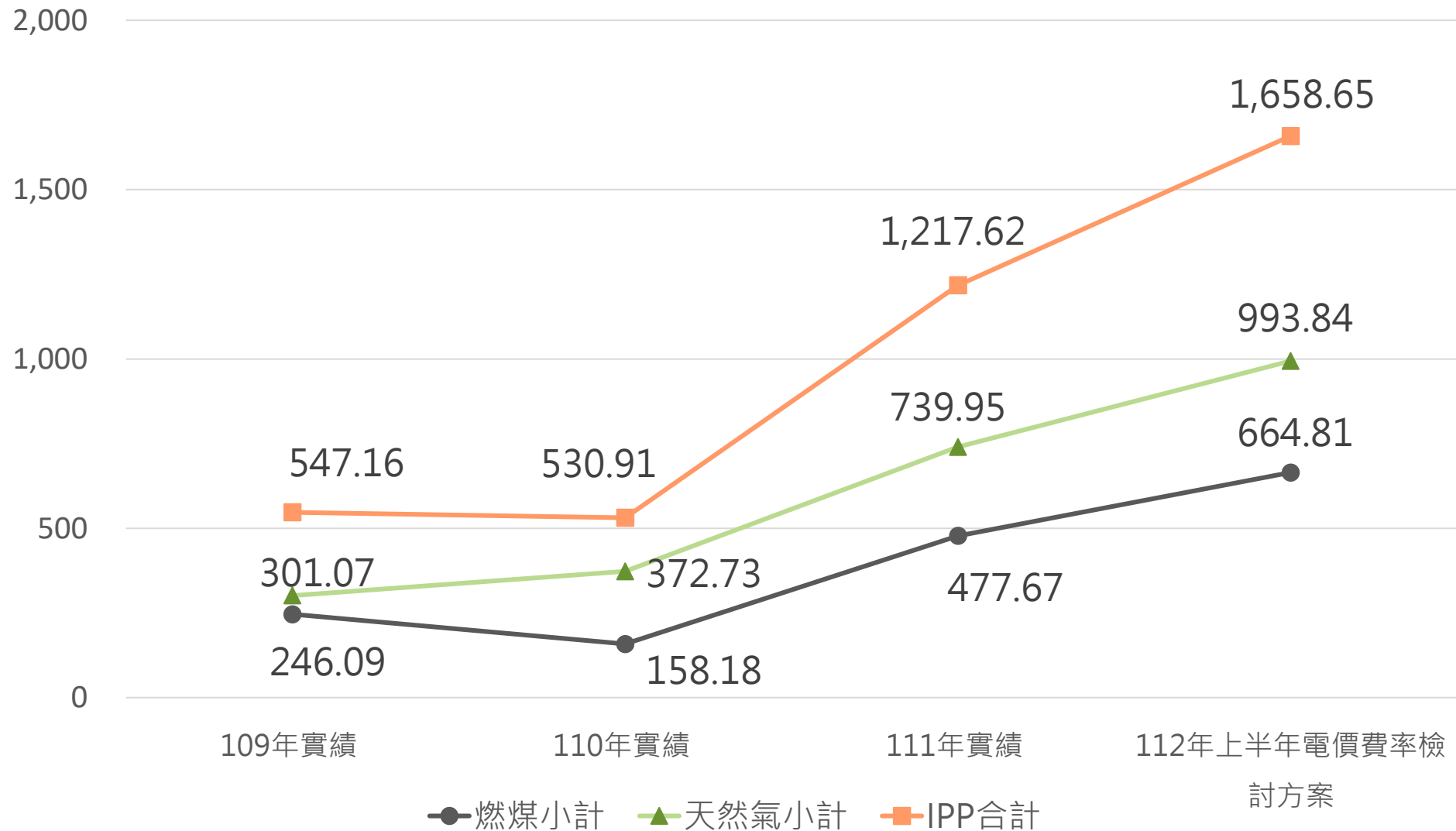
# (四)112年上半年電價費率檢討方案 與過去3年購電度數實績數比較

度數(億度)



# (五) 112年上半年電價費率檢討方案 與過去3年購電燃料成本實績比較

金額(億元)



報告完畢  
敬請指教