

出國報告(出國類別：其他)

## 參加第 19 屆亞洲煤炭運輸暨貿易會議 (Coaltrans Asia)

服務機關：台灣電力股份有限公司

姓名職稱：徐振湖/燃料處處長

派赴國家：印尼

出國期間：102 年 6 月 2 日至 102 年 6 月 6 日

報告日期：102 年 8 月 6 日

# 報告內容

## 目錄

壹、出國緣起與任務：

貳、出國行程：

參、工作內容

第 19 屆亞洲煤炭運輸暨貿易會議 (Coaltrans Asia) 重要議題摘要

肆、結論與建議：

## 壹、出國緣起與任務

一、第 19 屆亞洲煤炭運輸暨貿易會議（Coaltrans Asia）於 2013 年 6 月 2 日至 6 月 5 日在印尼巴里島召開，會中針對亞洲太平洋地區煤炭供需情勢作深入之探討分析，亞太地區主要煤炭供應商、貿易商、運輸商以及日本、韓國、印度、菲律賓、澳洲、印尼與中國大陸等國主要燃煤用戶，均派員出席會議。本次會議主要議題如下：

- (一) 印尼能源與礦業政策最新發展
- (二) 印尼地區低熱值煤炭之市場展望
- (三) 亞洲地區煤炭供需情勢
- (四) 亞太地區煤炭市場之最新發展
- (五) 印尼煤炭訂價策略

二、亞太地區燃煤市場，101 年迄今發生許多影響供煤之事件，如歐債風暴影響，全球景氣成長減緩，致燃煤需求不振；印尼與澳洲產煤區豪雨不斷，造成許多煤商生產不順影響供貨；中國大陸煤炭供給嚴重過剩；國際航運市場低迷，致美加煤炭積極流入亞洲市場等因素，101 年亞太地區現貨價格由最高達每公噸 116.75 美元下跌至每公噸 82.67 美元。但在 2013 年日澳燃煤年度價格議定為每公噸 95.0 美元後，帶動現貨價格回穩，目前約每公噸 78 美元。此外，中國大陸與印度對燃煤需

求仍然殷切，預估 102 年分別較 101 年增加 1,500 萬公噸；然，印尼與澳洲煤商因市價已接近甚至低於生產成本，紛紛採裁員與減產措施因應，煤炭供應成長或將受限。因此，102 年亞太地區燃煤市場供應及交運情勢仍將面臨許多挑戰。

三、本次會議針對亞太燃煤供需現況與展望及燃煤基礎設施等作整體介紹，所獲資訊對本公司燃煤採購及營運有相當助益，因此本公司派員出席，蒐集國際燃煤供需及價格資訊，以為擬訂本公司燃煤採購策略之參考，確有其必要。

## 貳、出國行程

日期	工作地點	工作內容
6月2日	台北→巴里島	往程
6月2日~ 6月5日	巴里島	第19屆亞洲煤炭運輸暨貿易 會議
6月6日	巴里島→台北	返程

## 參、工作內容

2013 年第 19 屆煤炭運輸暨貿易會議(Coaltrans Asia)於今年 6 月 2 日至 6 月 5 日在印尼巴里島召開，計有煤炭、貿易、運輸、政府部門、公用事業、煤炭用戶計 1,400 餘人出席。由於本次會議係在印尼召開，因此會議重點集中於亞太地區煤炭供需相關議題。本公司現有燃煤供應來源有約 65%來自印尼，上述議題與本公司燃煤採購業務十分密切相關，參加本次會議對印尼煤的未來供應趨勢與發展有所瞭解與掌握，有助於本公司日後的用煤規劃。出席本次會議除瞭解亞太燃煤供需情勢等資訊外，亦同時與煤商、電力相關業者洽談，彼此交換商情資訊，為出席本項會議的另一個功能。值此國際煤價大幅變動之際，藉與相關業者交換資訊，以利掌握較佳之採購時機。

以下謹將會議重點內容摘述如下，供本公司燃煤採購營運之參考。

### 一、印尼煤炭政策最新發展

#### (一) 目前印尼煤炭資源管制措施：

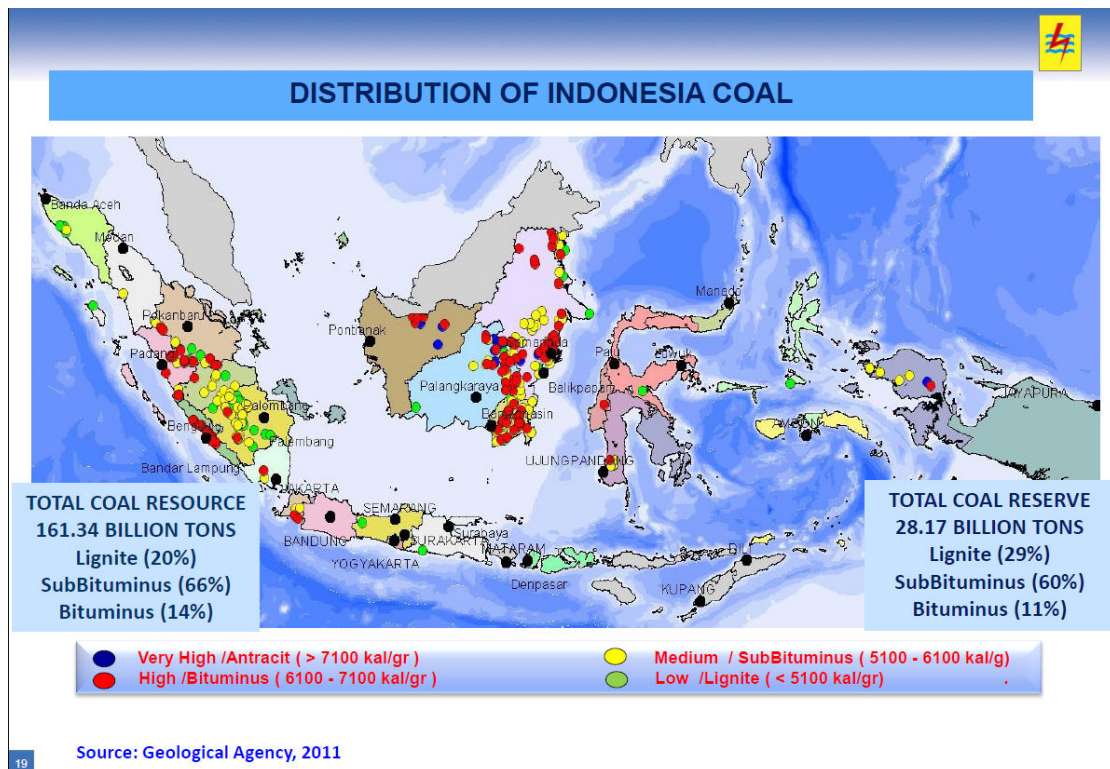
印尼自 1980 年起，積極引進外資開發該國豐富之煤炭資源，每年煤炭產量與出口量快速增加。2012 年印尼煤炭生產量為 3.86 億公噸，2013 年預估達 4 億公噸，其中，約 80%出口，且已成為印尼政府稅收主要來源。

近年來，印尼政府為有效利用該國煤炭資源，採取下列措施：

1. 制定煤炭銷售基準價格(HBA)，以確保稅收。
2. 積極開發低級煤(Low Rank Coal)供國內使用。
3. 提高低級煤利用價值，如提高煤炭熱值、煤炭汽化、煤炭液化等。
4. 與現有外資煤商重議如減免稅期限、稅率與撤資期限等投資條

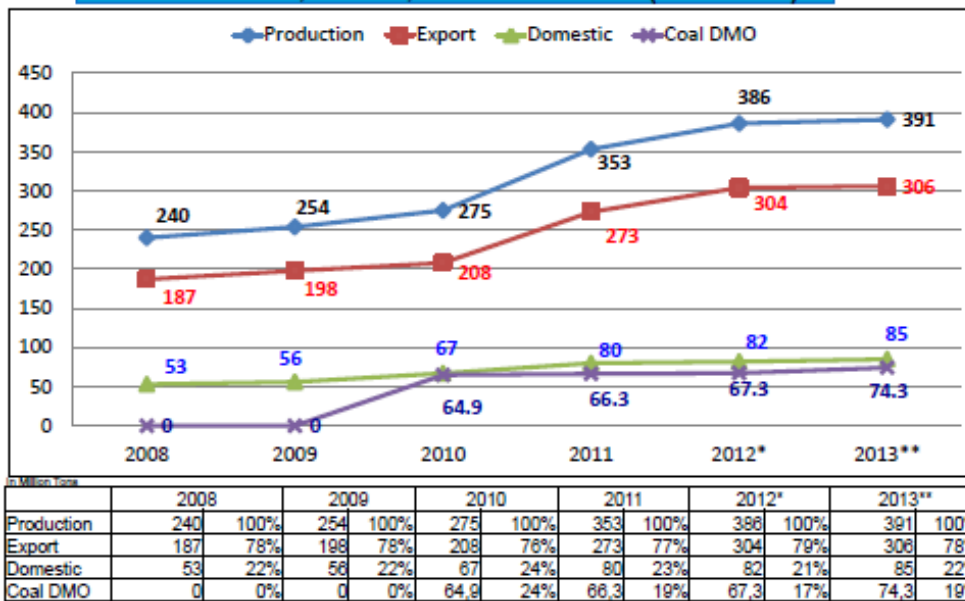
件。

印尼煤炭資源相當豐富，依該國地質署資料，至 2011 年底之煤炭資源量(Resources)達 1,610 億公噸，可採蘊藏量(Reserves)達 280 億公噸，約占全球 3%，其中，煙煤占 11%，亞煙煤占 60%，褐煤占 29%，如下圖。



印尼煤炭產量增加快速，由 2008 年 2.4 億公噸成長至 2013 年之 3.91 億公噸，幅度達 63%；同時期年出口量則由 1.87 億公噸提高至 3.06 億公噸，幅度達 64%；國內需求則由 5,300 萬公噸增為 8,500 萬公噸，幅度達 60%。由於國內需求(主要用於發電)殷切，自 2010 年起，印尼政府實施「煤炭內銷義務」(Domestic Market Obligation, DMO)政策，規定所有煤商須將一定比例產量以煤炭銷售基準價格內銷，每年內銷比例由能礦業部逐年公佈，2010~2013 年各年 DMO 比例分別為 24.74%、24.17%、24.72%及 20.03%。2008~2013 年各年煤炭生產量、出口量、內銷量與 DMO 數量如下圖：

## PRODUCTION, SALES, AND COAL DMO (2008-2013)



Coal DMO: \*) realisation on 2012 \*\*\*) plan on 2013 \*\*\* DMO started on 2010



### (二) 未來印尼煤炭政策方向：

1. 煤炭生產須優先國內需求。
2. 提供確定與透明之煤炭政策。
3. 改善對煤礦開發之監督措施。
4. 增加對礦業投資並提高來自礦業之稅收。
5. 提高煤炭加值產業投資之誘因。
6. 經由監督與管理措施，以永續保護環境。

印尼政府為環保要求、國內煤炭需求與國家稅收等考量，於2010年公佈第23號公報，實施「煤炭生產與銷售控制」政策，其主要目的為：

1. 僅符合環保法規時，才可開發煤炭資源。
2. 有效利用該國煤炭資源。

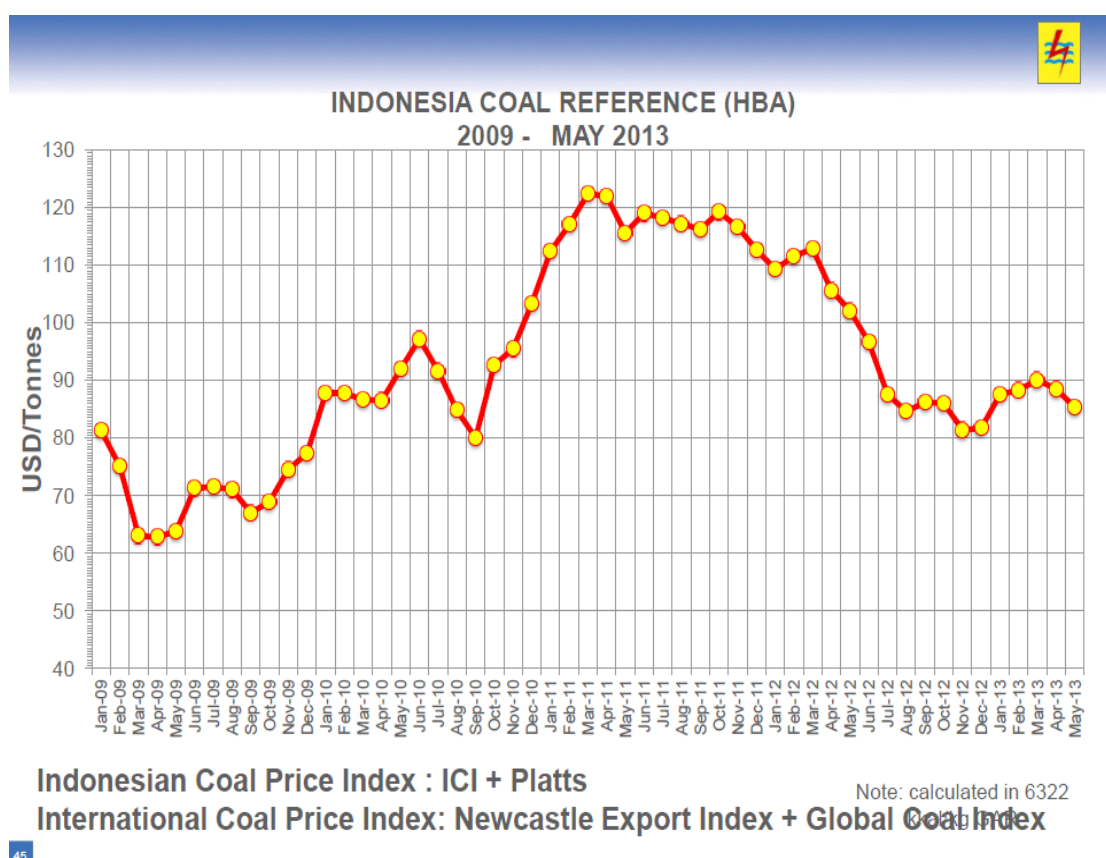


3. 控制銷售數量，解決供過於求現象，以穩定煤價。
4. 充份供應國內煤炭需求。

「煤炭生產與銷售控制」政策實施方式將由能礦部訂定。

### (三) 礦物銷售基準價格(HBA)及相關配套措施

由於印尼已成為全球燃煤最大出口國，且來自煤炭與其他礦物之稅收占全部稅收之 35.8%，煤炭等礦物價格之高低已嚴重影響稅收來源，故印尼政府希望主導包括煤炭在內之礦物市場價格(Price Setter)，不再是市場價格接受者(Price Taker)，於 2009 年 9 月 23 日頒布第 17 號公報，訂定包含煤炭之礦物銷售基準價格(HBA)及相關配套措施，煤炭銷售基準價格每月公佈一次，2009 年 1 月至 2013 年 5 月之煤炭銷售基準價格如下圖。



HBA 政策之實施，已對亞太燃煤市場產生衝擊。由於賣方不得低於 HBA 價格出售煤炭，但因 HBA 落後市場價格指標一個月，在煤價處於下跌趨勢時，賣方將無法依當時市場價格報價(因較 HBA 低)，可能造成買賣雙方無法成交。

#### (四) 印尼生產煤炭熱值有逐年下降之趨勢

依 McCloskey 之預測，印尼生產煤炭熱值有逐年下降之趨勢，如下圖。2011 年平均熱值在 5,720 Kcal/Kg GAD，預測至 2020 年將降至約 5,130 Kcal/Kg GAD。本公司每年進口印尼煤炭數量約 1,800 萬公噸，未來之採購規範與採購策略須小心因應此種趨勢，以確保燃煤機組在符合環保與運轉需求下，降低購煤成本。



## 二、中國大陸煤炭現況

### (一) 近期影響中國大陸煤炭市場需求之政策：

能源發展「十二五」規劃目標：

1. 新建燃煤電廠將以可燃用不同煤種混拌之煤炭設計鍋爐。
2. 加強對環境保護。
3. 提昇能源效率。
4. 減少煤炭在能源結構之比例

擬訂「禁止低熱值、高硫與高灰煤炭進口」措施：

禁止進口煤炭之品質：

熱值：4,544 Kcal/Kg NAR 以下

硫份：2% GAD 以上

灰份：25% GAD 以上

未來中國大陸煤炭進口將以對環境影響較輕之高熱值、低硫與低灰之煤炭為對象。

### (二) 能源發展「十一五」與「十二五」規劃之比較：

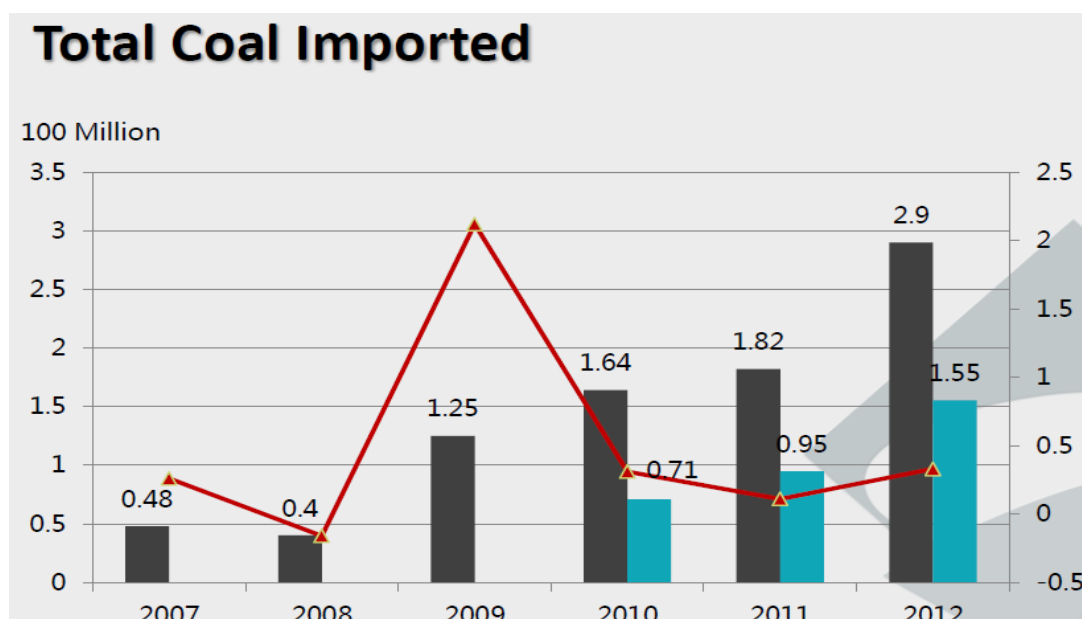
2005~2010 年之能源發展「十一五」規畫，火力發電容量由 390 GW 劇增至 660 GW，年成長率高達 12.7%，同時期煤炭需求由 23.5 億公噸增加至 32.4 億公噸，年成長率達 6.6%。然，2010~2015 年之能源發展「十二五」規畫，火力發電容量由 660 GW 增至 960 GW，年成長率 7.8%，同時期煤炭需求由 32.4 億公噸增加至 41 億公噸，年成長率僅達 4.8%，如下表。

		「十一五」規畫			「十二五」規畫		
項目	單位	2005	2010	年成長率 (%)	2010	2015	年成長率 (%)
初級能源產量	百萬噸	2160	2970	6.6	2970	3660	4.3
煤炭需求		2350	3240	6.6	3240	4100	4.8
電力裝置容量	GW	520	970	13.3	970	1490	9
水力	GW	120	220	12.9	220	290	5.7
火力	GW	390	660	12.7	660	960	7.8
核能	GW	6.85	10.82	9.6	10.82	40	29.9
風力	GW	1.26	31	89.8	31	100	26.4

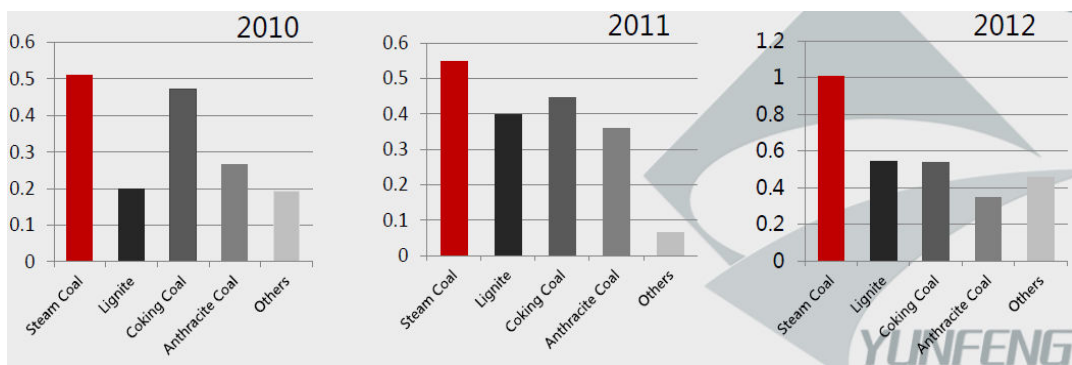
### (三) 中國大陸煤炭進口：

雖然中國大陸為全球第一大產煤國，然因主要產煤區位於北部與西北部各省，而主要用煤區則位於西部沿海各省，加上內陸運輸距離長且基礎設施不足，國內煤到電廠成本較高，故使進口煤有可乘之機。近年來，中國大陸經濟成本快速，用煤需求劇增，進口煤數量亦大幅成長，由 2007 年之 4,800 萬公噸增至 2012 年之 2.9 億公噸，預估 2013 年將再擴張至 3.8 億公噸。各年進口量與種類如下兩圖。

#### 2007~2012 各年煤炭進口量



## 2010~2012 進口煤炭種類分布



### (四) 中國大陸進口煤之有利與不利因素

有利因素：

1. 人民幣持續升值，有利進口商。
2. 鐵路運能不足，須以進口煤補足。
3. 政府政策仍偏向鼓勵煤炭進口。
4. 未來燃煤發電仍穩定成長。
5. 低廉進口煤可抑低發電成本。

不利因素：

1. 各耗能產業之產能過剩，未來用電成長恐不如預期，限制燃煤需求增長幅度。
2. 未來環保法規趨嚴。

### (五) 未來進口煤之展望：

1. 高熱值、低硫與低灰之燃煤將成為市場主流。
2. 「禁止低熱值、高硫與高灰煤炭進口」措施是否實施。
3. 中國大陸煤炭市場將與國際煤炭市場連動。

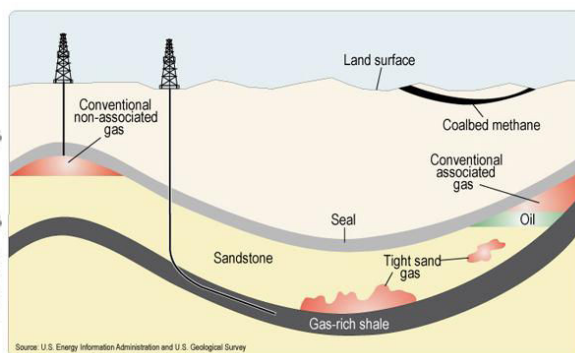
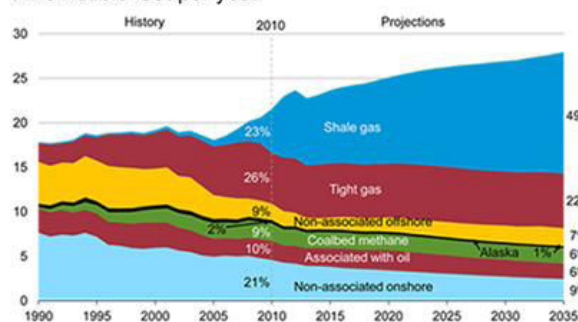
### 三、美國煤炭出口現況

#### (一) 美國煤增加出口之因素如下：

由於美國蘊藏豐富且生產成本低廉之頁岩氣(Shale Gas, 如下圖)大量開發, 預估頁岩氣產量占全美天然氣產量將由 2010 年之 23% 劇增 2035 年之 49%。

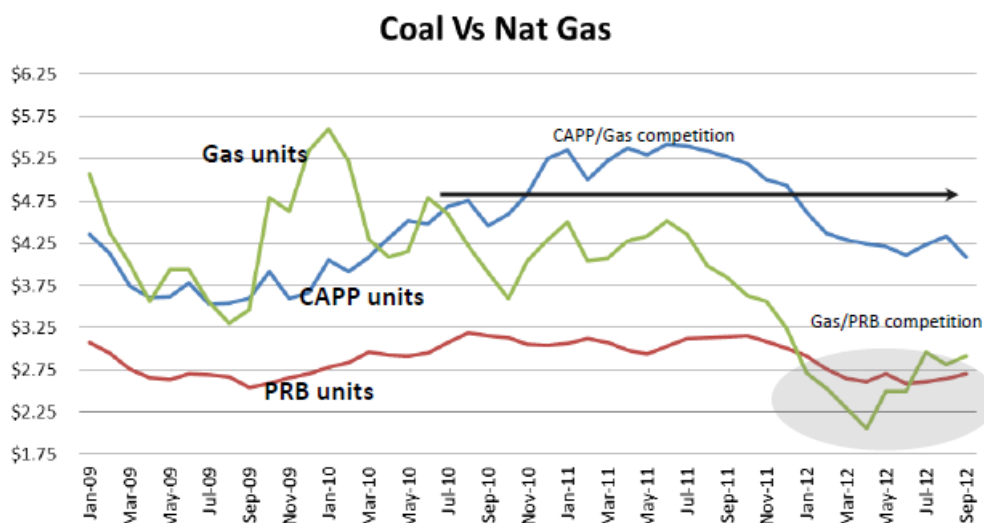
#### U.S. Natural Gas Production 1990-2035

trillion cubic feet per year

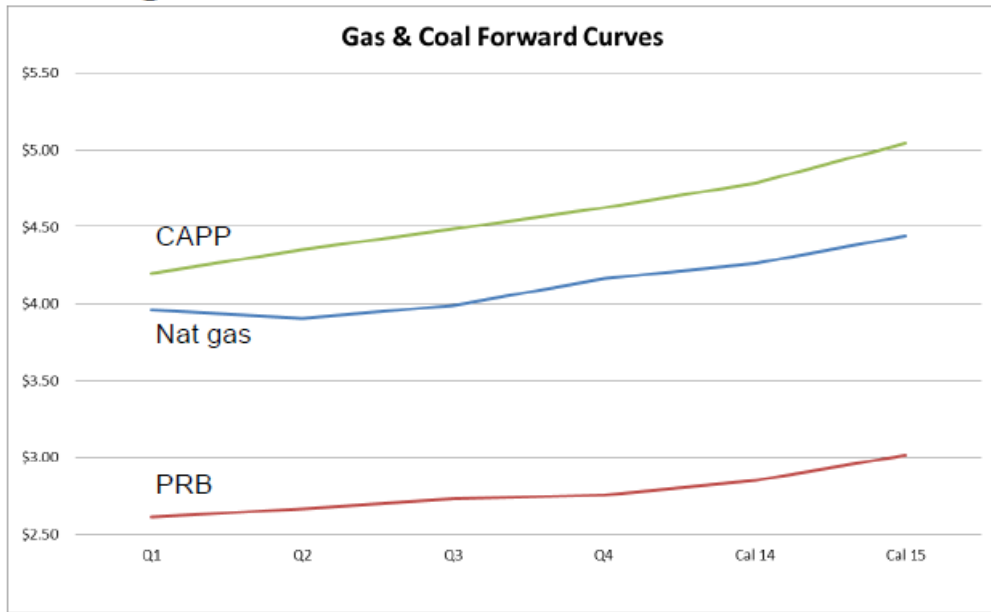


Source: U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2012* (June 2012).

2009 年起, 頁岩氣之大量增產, 致美國紐約商品交易所 (NYMEX) 氣價逐步走低, 且低於主要供給美國國內電廠所需燃煤之阿帕拉契地區煤價, 如下圖。



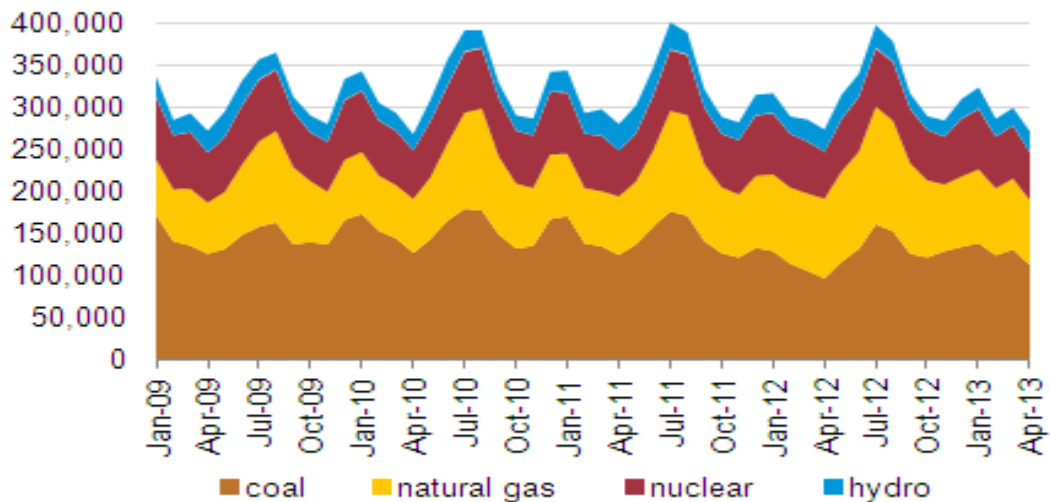
且預估這種趨勢至 2015 年皆不會改變, 如下圖。



\*coal curves adjusted for heat rate differentials

2010 年美國多項新環保法規上路，尤其在空氣污染排放之要求愈來愈嚴，燃煤電廠除面臨新環保法規外，燃煤價格高漲，亦墊高其發電成本，而逐漸無法與燃氣電廠競爭，各種燃料發電占比如下圖。

Net generation by select fuel sources  
thousand megawatthours

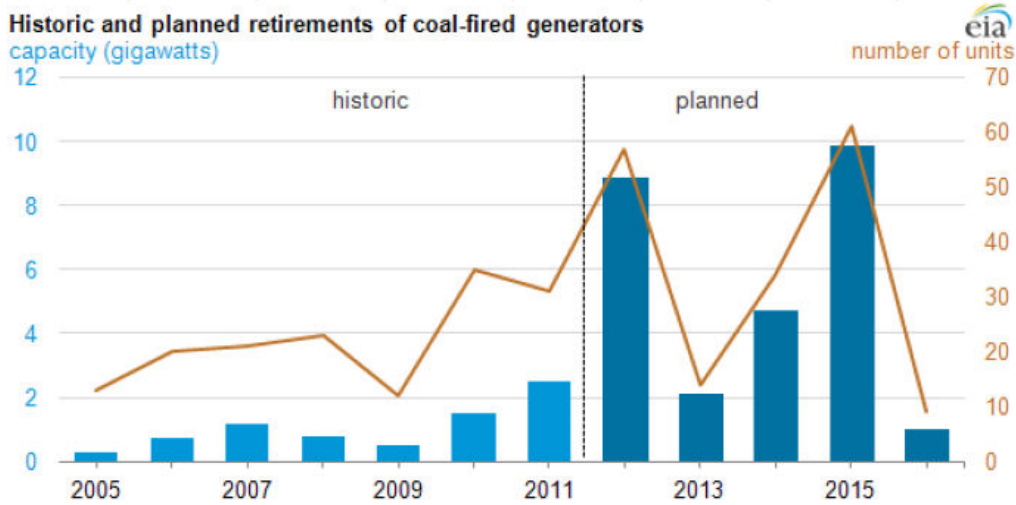


Source: U.S. Energy Information Administration



上述因素亦使高燃煤發電成本之燃煤電廠，在高競爭性紅海中敗陣下來，面臨被淘汰之命運。於 2015 年，約 59GW 裝置容量之燃煤電廠，被迫退休，如下圖。供給過剩之燃煤只

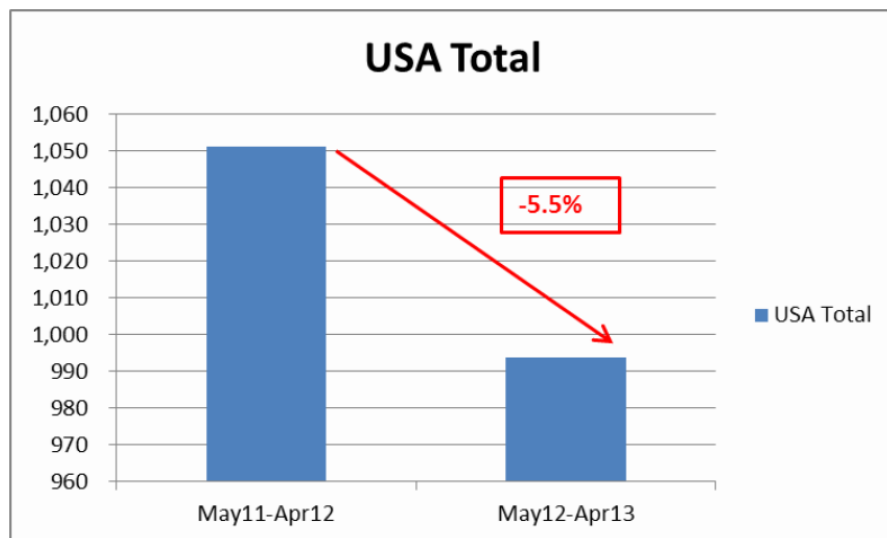
能尋求出口一途。



受到國際鋼鐵業蕭條致美國焦煤出口受阻，及美國高成本燃煤機組(使用高成本之阿帕拉契燃煤與須加裝昂貴之環保設備)除役致國內燃煤需求不振等因素影響，美國煤產量下滑，如下圖。



## USA Total Coal Production (Metric tons-millions)

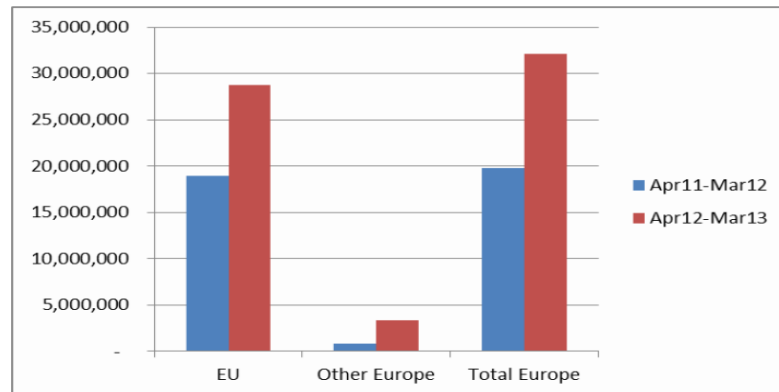




受全球海運市場萎靡、歐洲燃氣價格仍高於燃煤、及中國大陸對美國高硫高熱值煤與印度對亞煙煤需求殷切等因素，美國燃煤對歐洲與亞洲出口大幅成長，如下兩圖。



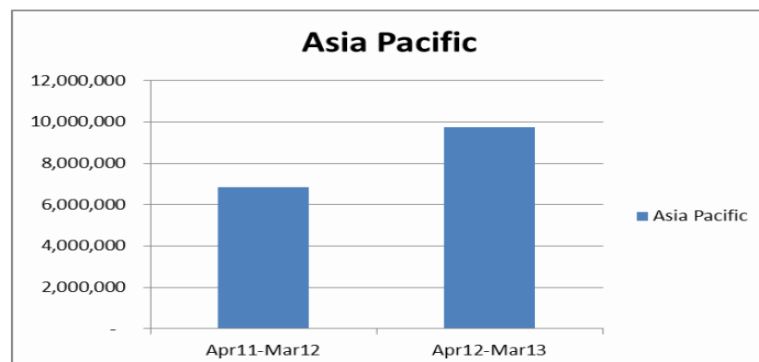
### US Thermal Coal – Exports to Europe LTM April 11-March 12 vs. April 12-March 13(MT)



Increase of 62.0%

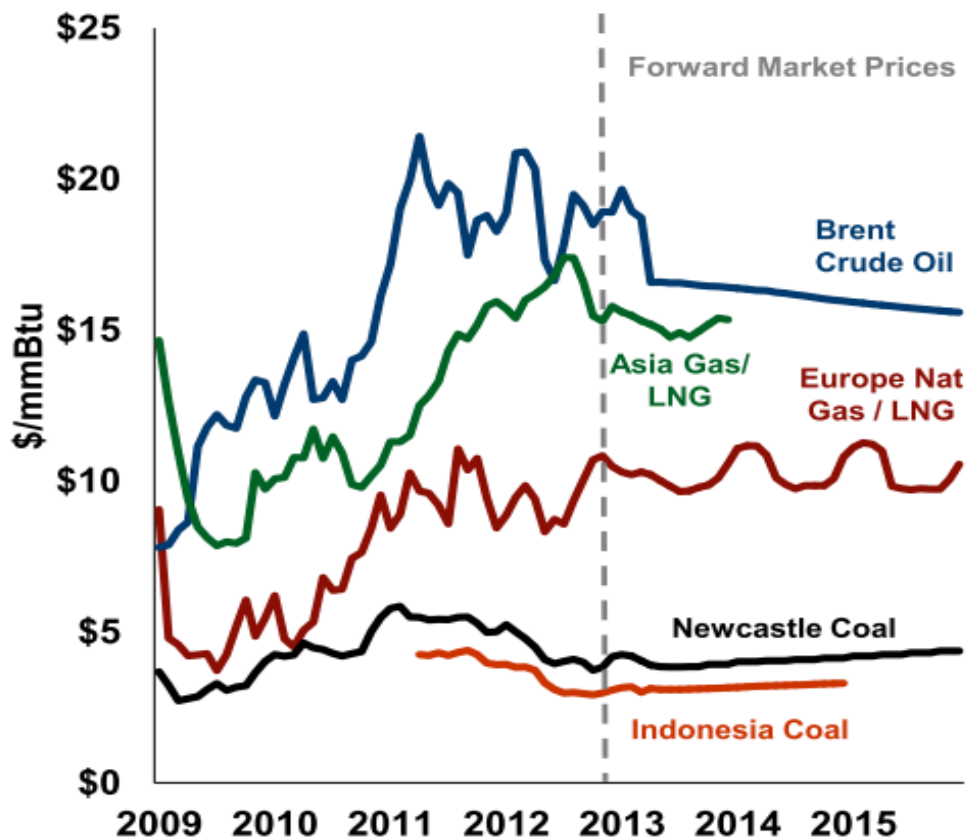


### US Thermal Coal – Exports to Asia Pacific LTM April 11-March 12 vs. April 12-March 13



Increase of 42.1%

由下圖顯示，相對於國際原油與天然氣價格而言，短期內燃煤發電之成本仍最具競爭力。



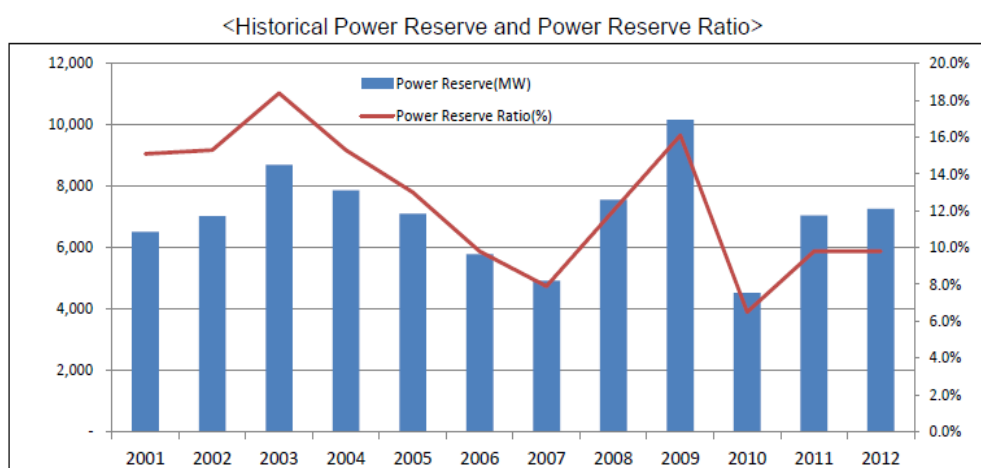
## (二) 美國煤出口展望：

1. 未來 3-5 年，美國老舊且不符環保要求之燃煤機組將被淘汰。
2. 預估美國國內天然氣價格將維持在 US\$3.5~4.5/MM Btu，而煤炭產量將依市場需求產。
3. 2013 年來，低迷之國際煤價已衝擊美國煤之出口。除非國際煤價回到每公噸 100 美元以上，否則 2013 年美國煤炭出口量將不如 2012 年。

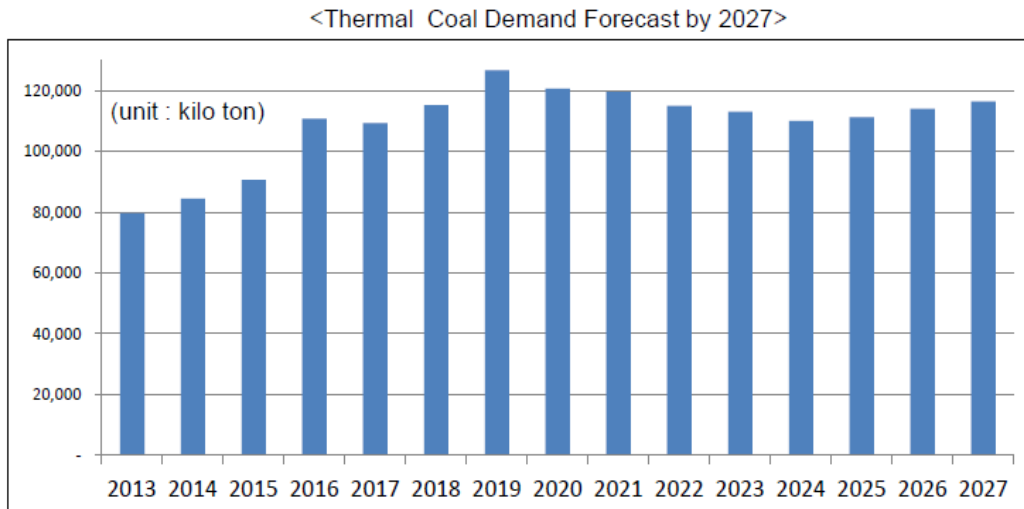
#### 四、韓國電力與燃煤需求及燃煤採購策略

##### (一) 電力與燃煤需求：

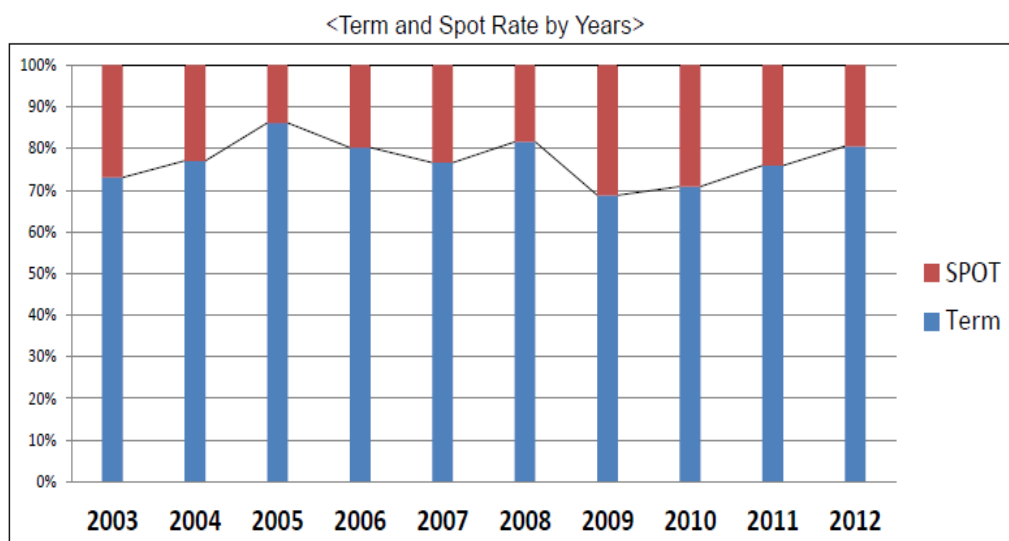
1. 2012 年電力裝置容量以燃煤最高(31%)、其次為燃氣(27%)、第三為核能(25%)；以發電量而言，以燃煤最高(39%)、其次為核能(30%)、第三為燃氣(25%)，其中，燃煤與核能為基載。
2. 2008 年之備轉容量達 17%，後因電力需求超過預期與極端氣候等因素，2012 年已降至 10%，如下圖。



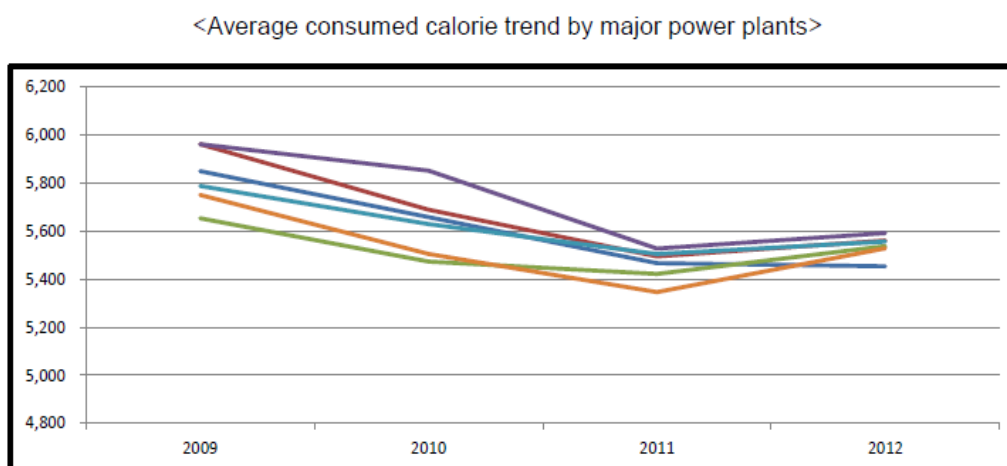
3. 為穩定供電，2016 年以後之備轉容量將提高至 22%，並維持在這個水準。
4. 燃煤裝置容量將由 2012 年之 23.41GW 倍增至 2027 年 46.67GW，但因擴增核能機組且提高核能發電容量因素至約 80~85%，燃煤發電容量因素則將由目前約 95%，降至約 70%。
5. 燃煤需求因裝置容量提升而增加，年需求量由 2013 年之 80 百萬公噸擴張至 2019 年之 126 百萬公噸，之後，2027 年因燃煤發電容量因素下降而縮減至約 110 百萬公噸，至 2027 年之燃煤年需求量如下圖。



6. 2000 年，國營韓國電力公司將旗下發電廠拆分為 6 家電力公司，其中，5 家電力公司擁有燃煤發電廠，而東南電力公司(KOSEP)之年燃煤需求最高，約 25 百萬公噸，占全部發電需求量約 31%，東西電力公司(EWP)約 20%，其餘 3 家則分別約占 16%。
7. 2012 年，韓國進口煤源分布為：印尼 45%、澳洲 34%、美國 8%、南非與哥倫比亞合計 13%。中國大陸因價格較高，自 2010 年起不再進口。
8. 長約占比為 70~85%，現貨占比約 15~30%，過去十年之長約現貨占比如下圖。



9. 2009 年起，因積極使用低熱值進口煤，6 家主要燃煤電廠平均熱值由約 5,800 Kcal/Kg NAR 降至約 5,450 Kcal/Kg NAR。然因，2010 年 9 月 15 日發生全國大停電，可能係所購亞煙煤熱值較預期低很多，電廠總出力大幅低於總負載所致。為避免類似事件再次發生，所購燃煤平均熱值則提升至約 5,500 Kcal/Kg NAR，如下圖。



## (二) 燃煤採購策略：

### 1. 增進供應穩定：

- 以長約為主，占比 70% 以上。
- 高熱值煤由澳洲分散至南非與俄羅斯，低熱值煤則由印尼分散至美西煤。
- 為避免煤源供應短缺，5 家擁有燃煤機組之電力公司加強「相互支援燃煤(SWAP)」措施。
- 積極進行海外煤礦投資，增加投資礦源 Off-Take 之數量，長期以年需求量 40~50% 為目標。

### 2. 採購經濟性：

- 加強 5 家擁有燃煤機組之電力公司之燃煤聯合採購。

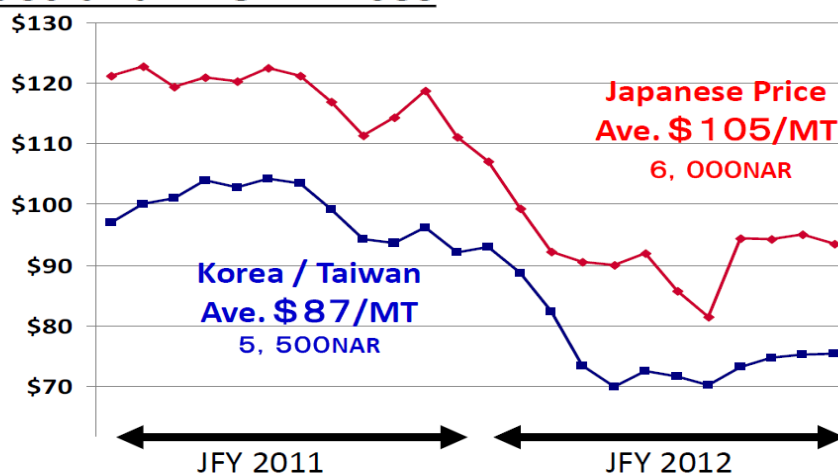
- 加強長約年度價格之聯合議價。
- 適時進場採購現貨。
- 增加與指數連動定價、買方數量彈性選擇權之採購。

## 五、轉變中之日本燃煤市場與中部電力公司採購策略

### (一) 轉變中之日本燃煤市場

1. 2010 年以前，日本是全球最大燃煤進口國，但受到政府不支持燃煤發電政策影響，燃煤需求達到飽和。
2. 2011 年大地震引起海嘯致核能機組停機迄今，須由燃煤與燃氣火力發電補足用電缺口。2013 年起，將有新燃煤機組商轉。
3. 日本政府放寬「環境影響評估審查作業準則」，包含訂定透明之環境影響評估審查準則、縮短環境影響評估審查期限(由 3 年減為 1 年)。東京電力公司 2,600 MW 新燃煤電廠適用新準則。
4. 因應使用大量燃氣發電取代核能發電，然各電力公司因政府不輕易同意調高電價，致虧損十分嚴重。
5. 傳統上，日本電力公司仰賴澳洲高熱質「品牌煤」，由於熱值較高，故燃煤成本較使用低熱值煤之台灣與韓國電力公司昂貴，2011 與 2012 年日本、南韓與台灣平均煤價如下圖。

#### Australian FOB Prices



Larger price differential compared to CV differential

## 6. 日本電力公司須改變傳統燃煤機組營運模式

(1) 將使用更多低熱值煤，以降低購煤成本。

(2) 澳洲煤商無法再依靠日本給予之高煤價，而須進一步削減成本。

### (二) 中部電力公司燃煤採購策略

1. 放寬煤炭品質，積極試燒新煤質煤炭。

2. 強化煤場混拌設施並裝設熱值監視器監控亞煙煤熱值。

3. 彈性之契約定價機制：

(1) 透過其 100% 子公司 Chubu Energy Trading Singapore (CETS) 與煤商簽訂與指數連動價格之採購契約。

(2) 與 CETS 合作夥伴--法國電力公司子公司 EDF Trading Limited (EDFT) 簽訂轉換合約(SWAP)，將與指數連動價格之採購契約轉換為固定價合約。

(3) 由中部電力公司與 CETS 簽訂固定價合約。

(4) 經由上述安排，中部電力公司無須與煤商議價。

(5) 透過子公司 CETS 採購中部電力公司所需煤炭外，亦仲介煤炭給日本之其他電力公司與私人企業及韓國電力公司。

### (三) 結論

1. 未來日本將有更多燃用低熱值煤之電廠商轉，以降低成本。

2. 在電價不易調漲下，日本電力公司須戮力降低燃料成



本，燃料供應商亦須致力縮減成本。

3. 中部電力公司藉由子公司 CETS 之行銷模式來降低燃料成本。

## 肆、結論與建議

- 一、印尼的煤炭生產，在國家相關政策支持下，預估近期產量仍將持續增加，連帶燃煤出口也將維持穩定成長，在國際燃煤市場的影響力已不容忽視，而對本公司而言，印尼煤已是最重要的燃煤來源，未來數年預期重要性仍將日增，因此培養熟悉印尼煤炭生產與出口政策、法規及貿易運作方式的人才應是公司現階段應積極進行的工作項目。而在近期以印尼煤作為商品市場交易標的市場指數陸續出現，隨著這些指數交易量增加並日趨成熟後，勢必將對公司的燃煤採購方式產生衝擊，為了提早規劃以因應未來的變化，對於這些指數的發展及其他新指數的建立應更為注意及瞭解；同時亦可考慮引進新指數作為本公司燃煤採購績效評估之用。
- 二、近年來，中國大陸與印度對印尼煤需求大幅成長，除了刺激了印尼的煤炭產業快速成長之外，也是使印尼煤的價格獲得支撐的重要因素，然而隨著中國大陸自去年中經濟成長開始放緩，加上國內燃煤生產過剩造成內銷價格下跌，使中國大陸燃煤進口成長幅度開始縮小，加上環境保護的意識抬頭，中國大陸政府有意實施禁止低品質煤炭進口之法令，預期中國大陸對印尼煤進口需求將趨於穩定甚至有可能呈現萎縮，但與此相對的，則是印度需求的持續成長，由於印度經濟快速成長，連帶使電力需求呈現巨幅增加，讓不論是政府及企業均積極投入電力建設，其中價格較低廉且技術難度不高的燃煤發電自然成為其優先選項，但在國內燃煤生產無法滿足需求的情況下，自然帶動燃煤進口的成長，預期 5~10 年內，印度將會成為全球最大的燃煤進口國，而印度也將取代中國大陸成為印尼煤市場的最大影響因素，因此，關注印度的需求變化將是未來制訂本公司燃煤採購策略不可或缺的一部分，而如何加強瞭解印度燃煤市場的變化則為燃煤營運重要的一環。

- 三、東北亞的日韓等國與台灣相同，進口燃煤的數量龐大且維持微幅的成長，但最近開始有一個值得注意的趨勢是日本的電力公司在燃煤採購策略上的改變，過去日本為取得品質穩定的燃煤供應，燃煤供應完全以長約為主，價格的彈性亦較小，但隨著2011年震災後，絕大部份核能機組暫停運轉，電力公司僅能以火力發電補足電力之缺口，惟高昂的燃料價格也使各電力公司面臨嚴重的虧損，如何取得價格較低廉的燃料成為其必須解決的要務，也因此日本的電力公司開始嘗試進入價格彈性較大的燃煤現貨市場進行採購，日本電力公司的策略轉變也略為彌補燃煤現貨市場因中國大陸買家未積極進場所減少的需求。
- 四、近一年來，在歐債風暴帶來全球經濟不景氣與美國頁岩氣開採熱潮的影響，加上海運市場不振運費低迷，過去銷往歐美市場的美國煤，特別是美西煤，開始明顯轉向亞太地區，目前大部份的銷往亞太市場的美西煤仍由中國大陸與印度等國吸收，在國際燃煤市場狀況沒有特別變化的情形下，未來美西煤出口至亞太地區的數量仍將持續成長，但成長速度與幅度則由海運市場狀況與美國西岸出口設施擴張進度決定，而本公司亦將持續鼓勵美西煤生產廠商踴躍參與標案，擴大並分散本公司的供應來源，達成供應安全的目標。
- 五、盱衡亞太地區的供給情勢，澳洲煤及印尼煤出口持續成長，仍是主導亞太地區市場的最主要力量，對本公司來說，在兼顧供應安全與採購經濟性的前提之下，印尼煤對本公司來說仍然是最主要的來源，但考量印尼煤熱值雖低，灰份與硫份亦低的特性，澳洲煤普遍則具有高熱值，灰份與硫份亦偏高的特質，兩者間具有良好的互補性，故本公司高熱值的供應來源仍將以澳洲煤為主，與印尼煤混伴燃用，這種模式對本公司而言仍然是最佳的燃煤使用策略。

