

出國報告(出國類別：其他)

2012 年亞太燃煤市場供需展望會議(IHS McCloskey Asia Pacific Coal Outlook Conference 2012)

服務機關：台灣電力股份有限公司

姓名職稱：任曾平(燃料處副處長)

派赴國家：印尼

出國期間：101 年 12 月 4 日至 101 年 12 月 7 日

報告日期：102 年 1 月 14 日

## 報告內容

### 目錄

一、出國緣起與任務

二、出國行程

三、工作內容

四、結論與建議

## 壹、出國緣起與任務

- 一、2012年亞太煤炭展望會議於101年12月5日至6日在印尼巴里島召開，會中針對今年以來亞洲太平洋地區燃煤市場發展情勢進行分析與研討，亞太地區主要燃煤生產者及消費者與煤炭產業專家均出席會議，進行相關資訊之交流，本次會議主要議題包括：
  1. 印尼燃煤生產的未來發展趨勢；
  2. 印尼礦業法規對燃煤業界所造成影響；
  3. 印尼低熱值煤資源現況與展望；
  4. 印尼低熱值煤在國內及國際市場供需現況與展望；
  5. 煤炭品質提升技術對印尼低熱值煤可能帶來的機會；
  6. 中國大陸及印度燃煤需求現況與展望；
  7. 全球燃煤市場供需研析等。
- 二、由於本次會議所獲資訊對本公司燃煤採購及營運策略之研擬，頗具參考價值，建議本公司派員參加，以蒐集燃煤採購及營運資訊，供本公司營運參考。另，本次會議中亦將舉辦座談會，由與會燃煤業界人士對市場的供需情勢進行討論，職獲主辦單位邀請擔任買方座談會(Buyer's Panel)與談人之一，在會中報告本公司燃煤使用情形及未來的需求並接受提問，除可增進燃煤業界人士對本公司燃煤發電與需求之了解，並將有助於鼓勵燃煤生產商及貿易商參與本公司燃煤採購標案，進而抑低購煤成本。

## 貳、出國行程

| 日期              | 工作地點   | 工作內容                    |
|-----------------|--------|-------------------------|
| 12月4日           | 台北→巴里島 | 往程                      |
| 12月5日~<br>12月6日 | 巴里島    | 參加2012年亞太燃煤<br>市場供需展望會議 |
| 12月7日           | 巴里島→台北 | 返程                      |

### 參、工作內容

謹摘要本次會議中對本公司未來燃煤採購業務具參考價值之報告如下：

- 一、 2012 年市場供需演變與展望(第 5 頁)
- 二、 印尼煤炭蘊藏量之熱值分佈情形(第 8 頁)
- 三、 澳洲新煙煤煤礦計畫與印尼低熱值煤之價格競爭性比較(第 10 頁)
- 四、 印尼煤炭採礦成本分析(第 12 頁)
- 五、 澳洲燃煤出口成長展望(第 16 頁)
- 六、 中國大陸煤炭市場現況與進口展望(第 19 頁)
- 七、 印度電力市場及燃煤進口需求展望(第 24 頁)
- 八、 韓國燃煤需求現況與展望(第 28 頁)

## 一、2012 年市場供需演變與展望

### (一) 自 2012 年年初以來供過於求的市場演變

#### 1. 需求：

- (1) 2012 年全球燃煤海運貿易需求量為 8.21 億公噸，較 2011 年增加 6.4 億公噸，成長率約 8%，但需求成長的速度較供給慢。(註：不包含中國進口的無煙煤和褐煤。)
- (2) 需求成長最多的是中國、印度和歐洲大陸。中國大陸及印度 2012 年的需求量分別較 2011 年增加了 3,600 萬公噸和 1,200 萬公噸；歐洲市場對燃煤的需求亦有成長，2012 年較 2011 年增加了 1,200 萬公噸。

#### 2. 供給：

- (1) 2012 年全球燃煤海運貿易供給量較 2011 年增加了 8,100 萬公噸，達到 8.22 億公噸，約成長 10%。印尼和澳洲的出口量持續成長，2012 年分別較 2011 年增加了 2,900 萬公噸和 1,500 萬公噸。
- (2) 美國可出口燃煤的數量以前所未見幅度的大幅增加了 1,900 萬公噸，使燃煤市場的供需情勢發生了變化。

#### 3. 市場終將達到供需平衡的狀態，但尚需一段時日。

### (二) 供給過剩衝擊了市場心理

1. 市場疲弱迫使煤商減少庫存，縮減產量，甚至關閉煤礦，停止生產。
2. 印尼 2012 年的出口量較前一年增加 2,900 萬公噸，且尚可再增加 4,000 萬公噸，惟其閒置產能與庫存均為較低熱值燃煤。

3. 美國出口量較 2011 年增加 1,900 萬公噸，尚可再增加 5,000 萬公噸，大量庫存意味著供給過剩，但是大部分庫存實際上無法以當前低現貨價格出口或銷售。
4. 澳洲和哥倫比亞 2012 年出口量分別成長了 1,500 萬公噸和 700 萬公噸，尚可分別再增加 1,000 萬公噸和 500 萬公噸。澳、哥兩國均以接近邊際成本之價格銷售燃煤，短期內可再增加出口量。
5. 南非的出口量則因港口與工會抗爭等問題而受到限制。

(三) 約 20%供給量之現金成本(Cash Cost)高於 85 美元/公噸

1. 全世界海運燃煤供給量 8.22 億公噸中，在市場價格 85 美元/公噸時，有將近五分之一是虧本銷售；在市場價格為 95 美元/公噸時，有約 10~15% 是處於虧本銷售。以印尼為例，FOB 離岸現金成本介於 38~102 美元/公噸間，平均成本為 62 美元/公噸。澳洲離岸現金成本介於 54~170 美元/公噸間，平均成本為 75 美元/公噸。南非離岸現金成本介於 44~95 美元/公噸間，平均成本為 61 美元/公噸。美國阿帕拉契燃煤離岸現金成本介於 73~126 美元/公噸間，平均成本為 92 美元/公噸。俄羅斯燃煤離岸現金成本介於 79~100 美元/公噸間，平均成本為 95 美元/公噸。美國高硫份燃煤離岸現金成本介於 55~75 美元/公噸間，平均成本為 73 美元/公噸。
2. 全球各主要燃煤出口國均已進行減產以為因應之道，減產數量如下：印尼 3,000~6,000 萬公噸，澳洲 1,000~1,500 萬公噸，中國大陸約 1 億公噸，美國約 1 億公噸。

(四) 非標準規範煤(灰份大於 20%，熱值 5,500kcal/kg, NAR，約相當於 5,750kcal/kg, GAR)之過去與展望

1. 依過去經驗顯示，煤價下跌至接近或低於全部產量之所有成本(FOB 離岸價格)，由最低開始算至約 90%生產量時，即是價格將要大幅上揚的徵兆，例如 2002 下半年至 2004 年初，2005 下半年至 2007 上半年，2008 下半年至 2009 下半年。價格開始大幅上漲的時間點分別為 2004 年初，2007 上半年和 2009 下半年。
2. 從歷史的角度來看，價格大幅上揚是因為需求復甦和供給減少同時發生所產生的結果。
3. 當前的情勢比過去更加複雜，因為需求何時復甦仍不明確，且有更高比例的燃煤是以偏低的價格出售。
4. 較高品質燃煤的數量更加稀少。
5. 自 2010 年以來，非標準規範燃煤在全球海運供給裡所佔的比例已增加。2000-2004 年之間，非標準規範燃煤僅佔了 8%；2004-2008，成長至 21%；從 2012 年起，已佔了 35%。

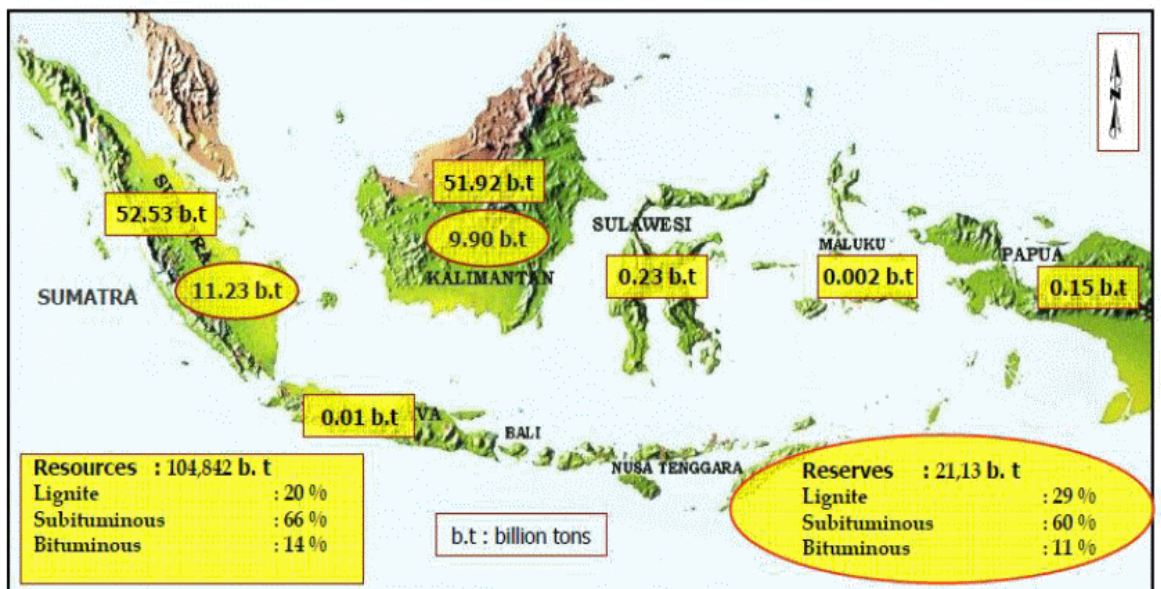


## 二、印尼煤炭蘊藏量之熱值分佈情形

(一) 印尼為世界主要煤炭生產國及最大出口國，其煤炭蘊藏主要分布於蘇門答臘(Sumatra)及加里曼丹(Kalimantan)，以下謹依產地及熱值分述如下：

### 1. 煤炭產地：

依Badan Geology/Geological Agency 2009年統計資料顯示(如下圖一)，截至2009年為止，印尼全國之煤炭資源量(Resources)為1,048.4億公噸，煤炭蘊藏量(Reserves)為211.3億公噸，其中蘇門答臘(Sumatra)地區之煤炭資源量為525.3億公噸，約占50%，蘊藏量為112.3億公噸，約占53%；加里曼丹地區之煤炭資源量為519.2億公噸，約占49.5%，蘊藏量99億公噸，約占47%；其它地區煤炭資源量合計僅3.92億公噸，僅占0.5%。另前述之煤炭資源量當中，熱值較高之煙煤(Bituminous)部份僅約占14%，熱值較低之亞煙煤(Sub-bituminous)約占66%，熱值更低的褐煤(Lignite)約為20%，亞煙煤及褐煤合占高達86%。蘊藏量部份，煤煙約占11%，亞煙煤約占60%，褐煤則約占29%，亞煙煤及褐煤合占更高達89%。

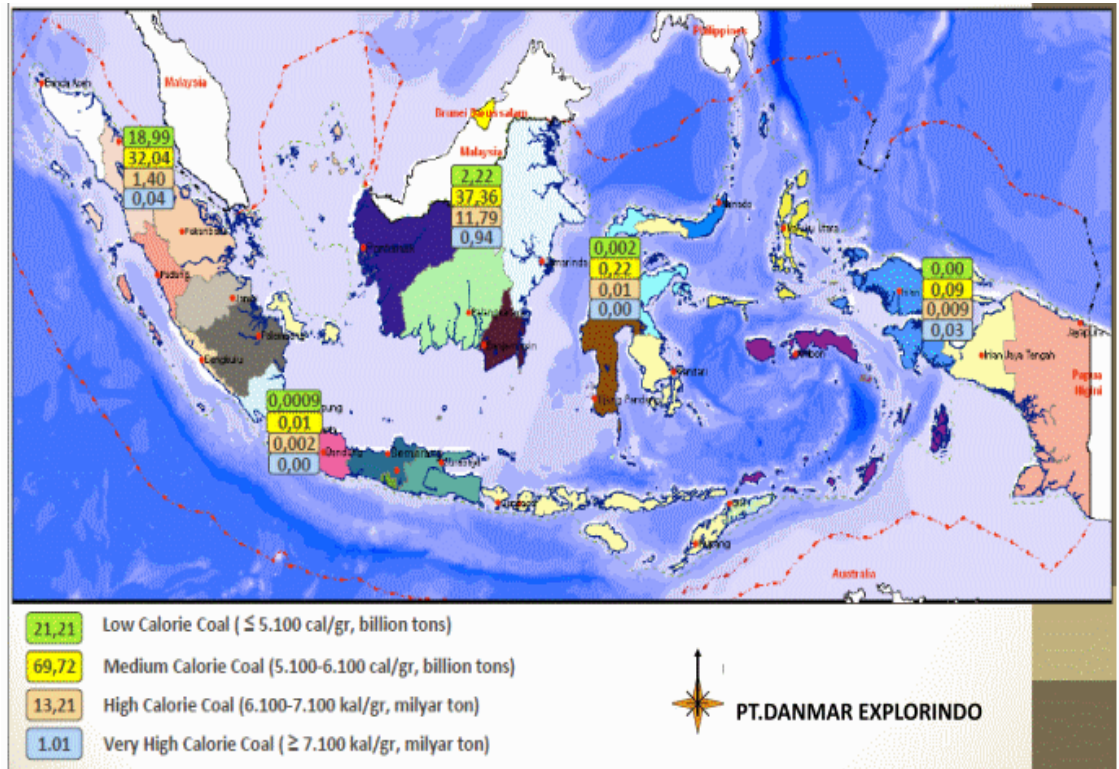


Source: Badan Geology/Geological Agency, 2009

(圖一、印尼煤炭蘊藏分布-依地區)

## 2. 煤炭熱值:

依印尼能礦部 (Ministry of Energy and Mineral Resources) 2011 年所公布之印尼煤炭資源量(依熱值區分) 資料顯示(如圖二), 熱值約在 6,500 (kcal/kg GAR) 以上之煤炭資源量約僅有 101 萬公噸; 熱值介於 5,500 ~ 6,500 (kcal/kg GAR) 之資源量約 1,321 萬公噸; 熱值介於 4,500 ~ 5,500 (kcal/kg GAR) 之資源量約 697.2 億公噸, 占比高達 67%; 而熱值低於 4,500 (kcal/kg GAR) 之資源量約 212.1 億公噸, 占比為 20%, 其中較高熱值(熱值在 5,500 kcal/kg GAR 以上)煤主要分布於加里曼丹地區總計約 1,273 萬公噸, 另熱值介於 4,500 ~ 5,500 (kcal/kg GAR) 煤則分布於蘇門答臘(約 320.4 億公噸)及加里曼丹(約 373.6 億公噸)。



(圖二、印尼煤炭資源分布-依熱值)

### 三、澳洲新煙煤煤礦計畫與印尼低熱值煤之價格競爭性比較

#### (一) 印尼：

##### 1. 出口量

印尼出口量已成為以低熱值煤為主之結構，印尼燃煤自 1990 年開始出口，那年出口量僅有 500 萬公噸，惟之後即呈現大幅成長，至 2005 年出口量已達 1.12 億公噸，2011 年更大幅增加至 3.14 億公噸；反觀澳洲在 2011 年出口量僅有 1.48 億公噸。在 2011 年，印尼煤主要供應中國大陸及印度。其中，中熱值煤出口量 1.48 億公噸及低熱值煤出口量 1.26 億公噸，占總出口量 3.14 億公噸之 87%。根據 Peabody 分析預測，至 2016 年，印尼總出口量約達 4.74~5.04 億公噸。供應中國大陸及印度之低熱值煤(小於 4,700kcal/kg, NAR, 約相當於 5,000kcal/kg, GAR)出口量，將自 2011 年之 1.26 億公噸，至 2016 年將增加至 2.66 億公噸。

##### 2. 煤質

印尼熱值較高之煙煤(熱值高於 5,500kcal/kg, GAR)蘊藏量正快速減少，約僅占現有總蘊藏量之 11%，即約 22 億公噸。各類煤及蘊藏量如下表：

|       | 熱值<br>(Kcal/kg, GAD)            | 蘊藏量<br>(億公噸) | 占比   |
|-------|---------------------------------|--------------|------|
| 褐煤    | <5100<br>(約 4000, GAR)          | 54           | 29%  |
| 一般亞煙煤 | 5100~6100<br>(約 4000~5500, GAR) | 112          | 60%  |
| 一般煙煤  | >6100(約 5500, GAR)              | 22           | 11%  |
| 合計    |                                 | 188          | 100% |

資料來源：MEMR Reserves 2007

### 3. 未來趨勢

印尼尚有 200 億公噸之低熱值煤蘊藏量，其中 100 億公噸位於南蘇門答臘(Southern Sumatra)，另 100 億公噸位於東加里曼丹(Eastern Kalimantan)。未來印尼低熱值煤產品將成為主流，然而尚須發展燃用低熱值煤乾燥技術(俾減少總水分含量以抑低運輸成本)及新一代之發電機組(俾燃用低熱值煤)。

Wood Mackenzie 預測印尼低熱值煤生產成本約 100 美元/公噸，屬高成本，而其發電成本約 1.91 美元/焦耳。

## (二) 澳洲：

### 1. 出口量

澳洲 2011 年出口量 1.48 億公噸。根據 Peabody 分析預測，澳洲高熱值煤(高於 5,500kcal/kg, NAR，約相當於 5,750 kcal/kg, GAR)出口量將於 2016 年增加至 2.08~2.38 億公噸間。

### 2. 煤質

澳洲在新南威爾斯及昆士蘭擁有超過 100 億公噸之可銷售之燃煤蘊藏量。

### 3. 未來趨勢

GVK 副總裁預測 Galilee Alpha Coal Project 之 FOB 成本僅約 55 澳元/公噸，其發電成本約 3.48 美元/焦耳，尚高於印尼一般亞煙煤(總水分為 24%)之發電成本 1.91 美元/焦耳。

## (三) 結語

燃煤市場供需情勢多變，未來印尼低熱值煤市場佔有率將取決於以下二因素之未來發展而定：

1. 印尼低熱值煤降低水分(由 35~40%降為 20~28%)之乾燥技術成本，將影響出口 FOB 價格。
2. 澳洲位於 Galilee Basin(如產量達 3,200 萬公噸之 Alpha 礦)及 Surat Basin(如產量達 2,200 萬公噸之 Wandoan 礦)新興礦區之鐵路及港口設備建設何時可完成。

#### 四、印尼煤炭採礦成本分析

##### (一) 印尼煤炭品質範圍

1. 高品級煤炭(熱值品質範圍 6,000~7,000kcal/kg, GAR)：印尼許多早期煤礦生產合約礦(CCOW's)均屬於此熱值品質範圍，惟此類礦源已逐漸枯竭。
2. 中品級煤炭(熱值品質範圍 5,000~6,000kcal/kg, GAR)：以往這類型的煤炭係用以作為電廠標準燃煤的設計基礎，目前仍是印尼煤炭生產的大宗。
3. 低品級煤炭(熱值品質範圍 3,400~5,000kcal/kg, GAR)：此類煤炭為市場新增之煤源，主要特點為低熱值及低價位。

##### (二) 印尼煤礦開採的難易度及煤質

| 地區                            | 開採難度 | 熱值範圍<br>(氣乾基) | 水分<br>含量 | 後勤供應<br>難度 |
|-------------------------------|------|---------------|----------|------------|
| Central Kalimantan<br>(中加里曼丹) | 困難   | >5100~+7100   | 普通       | 非常困難       |
| East Kalimantan<br>(東加里曼丹)    | 普通   | >5100~+7100   | <30%     | 日漸困難       |
| South Kalimantan<br>(南加里曼丹)   | 普通   | >5100~+7100   | <30%     | 較不困難       |
| South Sumatera<br>(南蘇門答臘)     | 容易   | >5100~+6100   | <40%     | 非常困難       |

上表顯示在印尼經營煤炭開採事業面臨的挑戰。如表中所示在中加里曼丹、南蘇門達臘均面臨要讓煤炭順利運上船之挑戰日增。

##### (三) 預估生產成本及熱值趨勢

1. 高熱值煤炭之產量逐年遞減；低熱值煤炭之產量則逐年增加。
2. 預估煤炭平均熱值將由現今 5,700kcal/kg, GAD(約相當於 5,000kcal/kg, GAR)逐漸降至 2020 年 5,150 kcal/kg, GAD(約相當於 4,000kcal/kg, GAR)。

#### (四) 熱值降低對成本上的衝擊

1. 由於剩餘的儲煤量均係較低熱值，目前約佔印尼煤炭生產約70%之7個主要礦商為了將這些蘊藏量經濟地出售，必須維持中長期較低的現金成本，俾可將這些低熱值蘊藏量以較低成本銷售。
2. 若固定成本佔總成本較小時，礦商將有較大的營運彈性，進而有較低的生產成本；反之，則營運彈性少，生產成本將大增。
3. 若礦商不能滿足現有顧客的品質要求，傳統市場將會隨時間而流失。

#### (五) 煤礦開採的主要成本因素

1. 營運成本(取決於市場價格)
2. 開採難易度
3. 至駁船/裝貨港的陸運距離
4. 碼頭及駁船之出口容量
5. 駁運距離
6. 開採剝土比(Stripping Ratio，剝除的廢石與礦量之比)
7. 煤礦開採設備及相關的營運成本
8. 燃料成本
9. 人力成本
10. 日漸上升的土地取得及執照取得成本
11. 政府可能會課徵出口稅

#### (六) 維護費用

1. 設備營運成本持續成為重要因素，然而建立地區性的批發代理權有助於紓緩營運成本之增加。
2. 簽訂設備管理契約(FMC, Facilities Management Contract)，

可顯著延長重要的採礦設備壽命，進而減少成本。

3. 較佳之營運條件可增加設備零件的壽齡，進而減少營運成本。
4. 更多較佳的技術人力將能顯著的減少營運成本。

#### (七) 燃料及人力成本

1. 燃料成本約佔營運成本之 35~40%。
2. 偏遠地區可預期將支付較多的燃料運送費用，對在乾季必須以河流運送燃煤者，更是一項項挑戰。
3. 為引進更多有技術的人力，將導致人力營運成本持續增加。
4. 目前印尼的技工薪資仍低於澳洲。印尼的藍領工人成本僅約澳洲的 8%，但在印尼的僱用勞工數量約為生產規模相當的澳洲礦商之 4.5 倍。

#### (八) 現有礦商的成本障礙

1. 大部分煤礦已遠離裝貨港，陸路的運輸距離越來越遠，且固定成本逐漸佔總成本很大比例。
2. 開採深度愈來愈深而須增加開採設備。
3. 土地取得成本愈來愈高，已成為開採成本之重要項目。

#### (九) 未來新礦的成本障礙

1. 新礦一般較既有 90 年代即建立之煤礦更為內陸，陸運成本更高，特別是在蘇門答臘、加里曼丹中部及馬哈坎河(Mahakam River)上游。
2. 現今陸運成本大約每公里 50 萬美元以上。
3. 深入馬哈坎及巴利多河(Mahakam and Barito River)上游之煤礦，運輸距離更遠，而須增加更多的駁運營運成本。
4. 在該二河流域上流營運的礦商，必須先使用較小的駁船再換較大的駁船，均會增加駁運成本。

## (十) 礦商面臨的挑戰

1. 許多現有煤礦之高熱值煤炭蘊藏量已逐漸枯竭，而代之以低熱值煤炭。
2. 對這些礦商而言，需由東北亞的傳統市場中淡出並轉進中國大陸及印度的新市場(或改變現有顧客對熱值的要求)

## (十一) 結語

1. 單位採礦成本將持續受機器營運、燃料及人力成本持續上升的影響。
2. 現有及未來生產煤礦的總營運現金成本將因煤礦愈來愈難開採且需要增加土地取得及水陸運輸費用而增加。
3. 固定成本將佔總營運現金成本相當大的比例，進而限制營運彈性及獲利能力。
4. 較長期之現金營運成本須予抑低，方有助於銷售熱值較低之煤炭。



## 五、澳洲燃煤出口成長展望

### (一)至 2020 年澳煤出口潛力:

1. 2010 年澳煤共出口 3.02 億公噸(1.59 億公噸之冶金煤及 1.43 億公噸之燃煤)
2. 2015 年澳煤預計出口 4.5 億公噸(2 億公噸之冶金煤及 2.5 億公噸之燃煤)
3. 2020 年澳煤預計出口 6 億公噸(2.5 億公噸之冶金煤及 3.5 億公噸之燃煤)

### (二)出口量擴充對澳洲經濟之影響

1. 新南威爾斯及昆士蘭成熟之開採礦區數量減少。
2. 隨著需求上升，地下煤礦的開採有其必要，惟其相關開採困難度將遠比露天煤礦複雜。
3. 不使用仍須付費(TAKE-OR-PAY)之制度將因出口擴充所需之基礎建設興建成本及後續營運成本增加而增加生產成本。
4. 現有煤炭產業鏈並不具效率。
5. 對都市開發、農業和畜牧業發展造成衝突，將導致擴充計畫必須延期。

### (三)亞太地區燃煤需求增加，推升出口量擴充

1. 煉鋼需求帶動高品質之焦煤需求
2. 燃煤發電之需求：10,000MW 之新增電力需求，推估每年需 3,000 萬公噸之高熱值煙煤及 4,200 萬公噸之低熱值亞煙煤
3. 印尼因高熱值煤蘊藏量下降，降低競爭優勢(印尼 210 億噸蘊藏量中高熱值煤為 40 億公噸、中熱值煤為 130 億公噸、低熱值煤為 40 億公噸)，預計自 2015 年開始，澳洲 5800~6300 kcal/kg 之燃煤將因印尼煤漸失去其海運費優勢而比印尼煤更具競爭力
4. 露天開採礦源減少必須開採地下礦之高品質焦煤

5. 大規模之露天開採具規模經濟
6. 出口基礎建設擴建計畫將可因西澳地區鐵礦砂及燃煤鐵路運輸上之垂直整合帶來成本優勢

(四)未來具潛力的開採區域:

1. 昆士蘭 Galilee 盆地(燃煤)-澳洲最大之未開採區，概估開採資源量達 230 億噸，未來年出口量可達 2.15 億公噸。
2. 新南威爾斯 Ulan 區域(燃煤)

|           |                            |                    |                               |
|-----------|----------------------------|--------------------|-------------------------------|
| 現有礦商及開採礦名 | Yanzhou Coal 之 Moolarben 礦 | Xstrata 集團之 Ulan 礦 | Peabody Energy 之 Wilpinjong 礦 |
| 年產量       | 10-13Mt 燃煤                 | 20 Mt 燃煤           | 10-12Mt 燃煤                    |

|        |                       |                  |                |
|--------|-----------------------|------------------|----------------|
| 計劃開採礦名 | Cobbora Coal          | Cascade Coal     | Cockatoo Coal  |
| 預估年產量  | 12Mt 燃煤，其中 2.5Mt 可供出口 | 3.5 Mt 燃煤可供內需及出口 | Bylong 地下礦探勘計畫 |

3. 新南威爾斯 Gunnedah 盆地(焦煤與燃煤)

(1) 現有礦:

|        |                                                                                                            |                        |
|--------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------|
| 礦商     | Whitehaven Coal                                                                                            | Idemitsu Boggabri Coal |
| 礦名及年產量 | 1.Narrabri-8.0Mt<br>2.Werris Creek-2.0 Mt<br>3.Tarrawonga-2.8 Mt<br>4.Rocglen-1.3 Mt<br>5.Sunnyside-0.4 Mt | Boggabri -7 Mt         |

(2) 計劃開採礦:

|          |                                                                          |                |               |
|----------|--------------------------------------------------------------------------|----------------|---------------|
| 礦商       | Whitehaven-Aston                                                         | BHP Billiton   | Shenhua       |
| 礦名及預估年產量 | 1.Maules Creek-11.7Mt<br>2.Vickery-4 Mt (尚在可行性階段)<br>3.Vickery South-探勘中 | Caroona 地下礦探勘中 | Watermark 探勘中 |

### (五) 港口擴建計畫

| 生產礦區               | 港口                 | 2010 年<br>(Mtpa) | 2015 年<br>(Mtpa) | 2017 年<br>(Mtpa) | 2020 年<br>(Mtpa) |
|--------------------|--------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| New South<br>Wales | Newcastle-<br>PWCS | 106              | 145              | 265              | 265              |
|                    | Newcastle-<br>NCIG | 30               | 66               | 66               | 66               |
|                    | Newcastle<br>合計    | 136              | 211              | 331              | 331              |
| Queensland         | Abbot Point        | 25               | 50               | 50               | 195              |
|                    | Dudgeon<br>Point   |                  |                  |                  | 180              |
|                    | Hay Point          | 129              | 140              | 140              | 140              |

## 六、中國煤炭市場現況與進口展望

### (一) 前言：

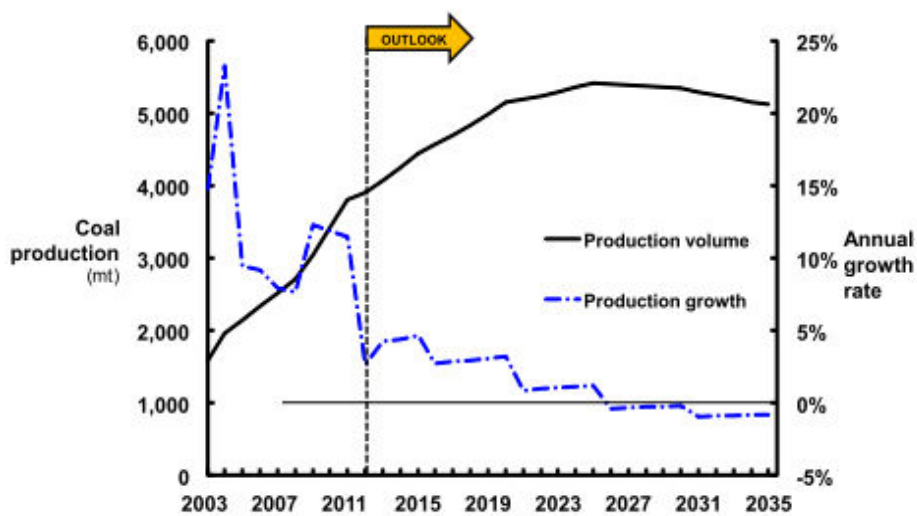
近年來，受到金融危機、歐債危機及美國採取貨幣寬鬆政策的影響，中國國內經濟成長速率趨緩，進而影響中國國內的煤炭需求。而在在中國煤炭市場上，則呈現煤炭生產量、消費量之增幅下降。惟因國際經濟持續低迷，煤炭進口價格降低，因此中國沿海煤炭進口量持續增長，造成中國煤炭庫存量激增，又進一步影響了煤炭價格。

中國煤炭資源豐富，北多南少，西多東少。又中國煤炭資源的分布區與消費區極不協調，因此國內煤炭運輸成本居高不下，成為國內煤炭價格不具競爭力原因之一。另，從煤炭投資與產能建設分析，中國將出現煤礦總產能過剩的情形。

雖然國際經濟形勢複雜且不確定，基本上中國整體經濟呈現趨緩態勢。惟 GDP 將持續維持 7% 以上成長，人民幣也維持升值趨勢。而 GDP 持續成長及人民幣維持升值等因素，都有利於中國煤炭的進口。惟國家的政策、氣候因素也將影響中國煤炭的生產量、消費量及進口量。

### (二) 中國煤炭市場現況：

#### 1. 2012 年原煤生產量增長率達近 10 年來最低點：



Sources: IHS CERA, Tieguan Fangshan, and China Coal Transport and Distribution Association (CCTDA).  
Note: ml = million metric tons. This reflects the planning case in the IHS scenarios and results from the Coal Rush multiclient study.

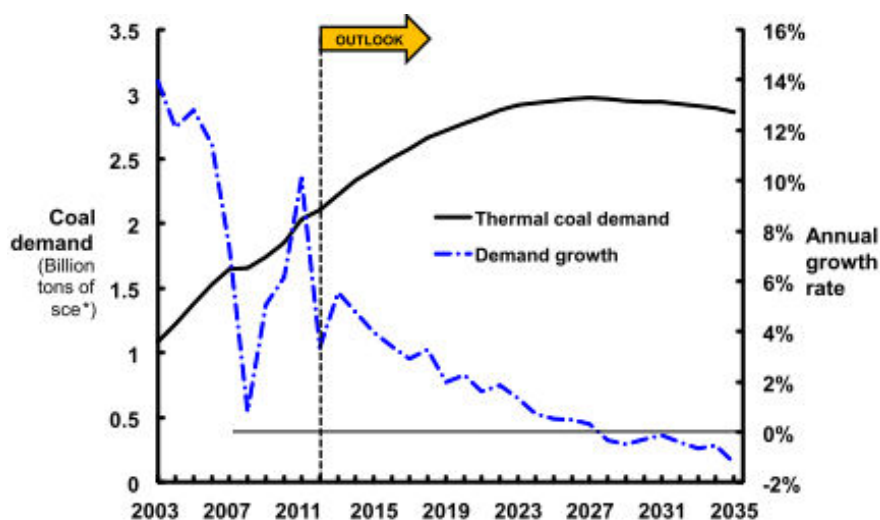
© 2012 IHS

No portion of this presentation may be reproduced, reused, or otherwise distributed in any form without prior written consent.

2

根據中國國家統計局數據，2011 年全國原煤生產總量達 35.2 億公噸，增長 8.7%。2012 年 1~6 月，全國煤炭產量為 19.5 億公噸，較前年同期增長 7.7%。其中，國有重點煤礦產量 9.3 億公噸，減幅 1.46%，2012 年原煤生產量增長率是近 10 年來最低點。預計到 2015 年，中國煤炭總產量將達到 39 億公噸。

## 2. 煤炭需求量長期呈現緩和和增加趨勢：



Sources: IHS CERA, National Bureau of Statistics and China Electricity Council  
 Note: sce = standard coal equivalent. This reflects the planning case in the IHS scenarios and results from the Coal Rush multiclient study.

© 2012 IHS

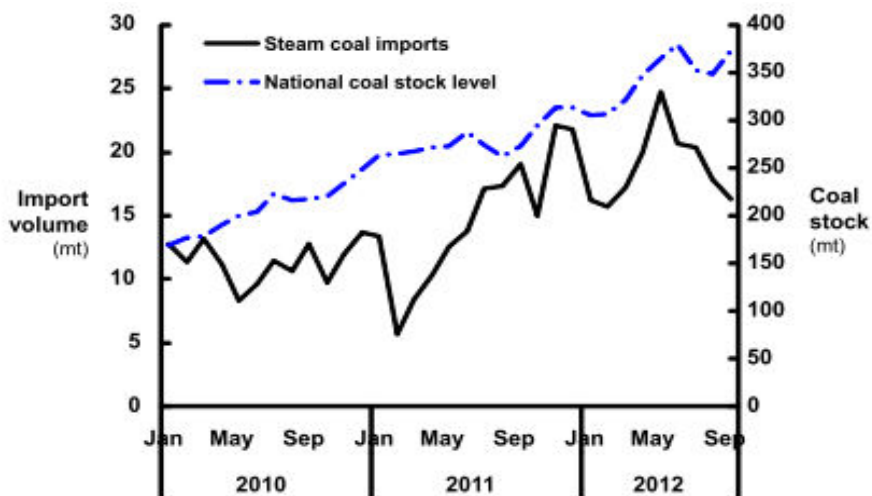
No portion of this presentation may be reproduced, reused, or otherwise distributed in any form without prior written consent.

3

2011 年以來，隨著經濟逐步回升，中國煤炭消費量呈現增長態勢，燃煤消費量較前一年同期增長 10.8%。2012 年，受全球金融危機、歐債危機等多重因素影響，中國經濟下滑明顯，電力產業增幅明顯下降，使煤炭需求增幅回落。

預測到 2020 年，煤炭在中國一次能源消費結構中的比重占 55% 左右，消費總量將達到 38 億公噸左右；到 2050 年，煤炭消費比重仍將占 50%。因此，煤炭長期需求總量仍將保持適度的增長。

### 3. 煤炭市場呈現超額供給現象：



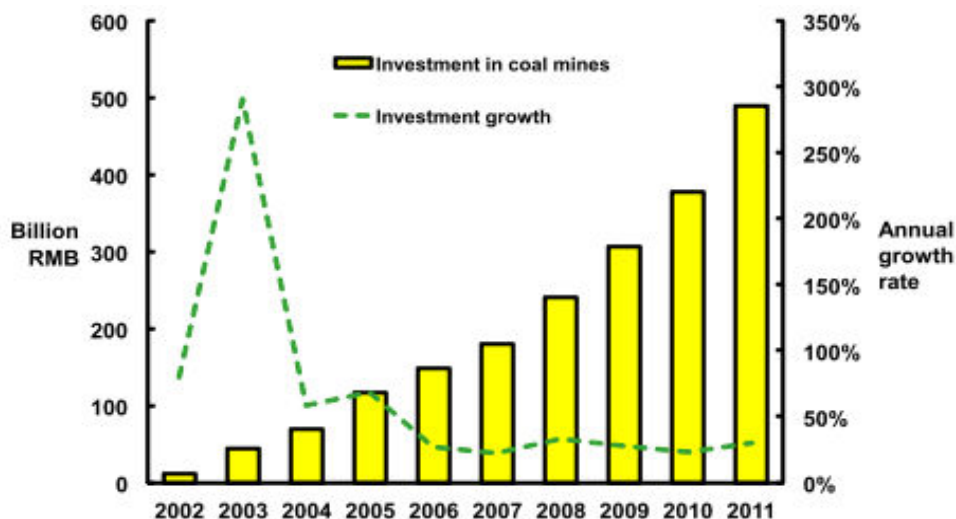
Source: IHS CERA, CCTD.

© 2012 IHS No portion of this presentation may be reproduced, reused, or otherwise distributed in any form without prior written consent.

4

由於全球經濟持續低迷和國內經濟困難增多，2012年5月以來，中國煤炭需求大幅下滑，加上中國國內煤炭產能超過預期，導致煤炭庫存增加。預期煤炭供大於求的超額供給現象將持續。

### 4. 過度投資造成進一步產能擴張：



Source: IHS CERA, National Bureau of Statistics.

© 2012 IHS No portion of this presentation may be reproduced, reused, or otherwise distributed in any form without prior written consent.

5

2010年以來，一方面，煤炭資源整合正在逐步深化，其中的技術改造升級，需要大量的資金投入；另一方面，煤炭市場

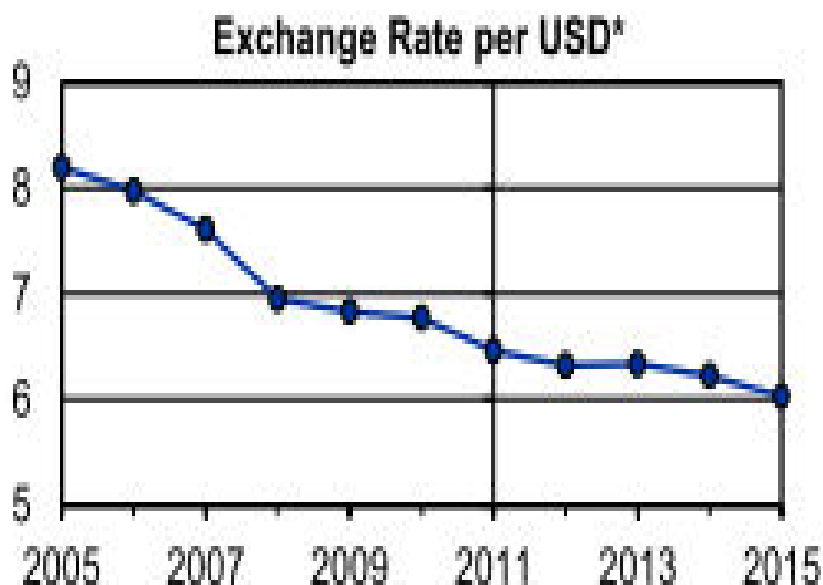
仍處在供不應求階段，煤炭工業固定資產投資繼續保持增長，2011 年煤炭工業累計完成固定資產投資人民幣 4,896.86 億元，增幅比去年同期回升 3.6%。2012 年 1~6 月全國煤炭固定資產投資為人民幣 2,102.63 億元，較上年同期增幅擴大 4.01%，成為當前採礦業重點投資方向。

隨著中國國內煤炭產業投資規模不斷加大，產能迅速擴張，未來幾年煤炭市場將面臨供大於求的壓力，產能過剩將會引起煤價下跌，擠壓煤炭企業的營利空間。

#### 5. 自 2011 年底，煤炭價格開始下跌：

2011 年中國煤炭價格呈現波動態勢，雖然煤炭產量保持增長形勢，但受需求旺盛影響，2011 年上半年煤價呈現上揚。但 2011 年下半年以來，受經濟下滑以及進口煤影響，煤炭價格出現下跌。2011 年秦皇島港 5,500kcal/kg 燃煤平均最低價為 814 人民幣元/公噸。2012 年 8 月底，秦皇島港 5,500kcal/kg 燃煤價格介於 620~630 人民幣元/公噸之間，比去年同期下降 200 人民幣元/公噸。

#### 6、人民幣升值趨勢穩定：



預期人民幣到 2014 年將升值 4%，如此有助於進口及經濟成長。

人民幣升值對沿海煤炭市場影響較大。由於人民幣升值使國際煤炭價格具有競爭力，使得煤炭進口價格相對比較便宜，煤炭用戶

將以進口煤炭替代國內生產的煤炭。另外，人民幣升值趨勢將會降低煤炭的進口成本，使煤炭替代其他能源，而燃煤機組的增加，都有利於煤炭需求增加。再加上國際整體經濟不景氣，需求不旺，美國頁岩氣代替煤炭消耗，都會促使國際煤炭價格低於中國境內煤炭價格並有利於進口。

### (三) 結論

綜合以上的分析，就中國煤炭市場來說，一個轉捩點即將來臨，但這個轉捩點的來臨仍需花些時間。

1. 短期：有更多的國內因素支撐煤炭的價格和增加進口量。

(1) 經濟復甦，將使得沿海煤炭的需求持續增加。

(2) 國內煤炭運輸瓶頸在短期內還是無法解決。

2. 中、長期：煤炭超額供給的跡象非常明顯，煤炭價格將面臨下跌壓力。

(1) 較低的經濟成長和燃料的多樣化，煤炭的需求成長預期將會趨緩。

(2) 隨著近幾年大量的投資煤礦產能和基礎建設，使得煤炭的供給量更多，進而使煤炭價格下跌。



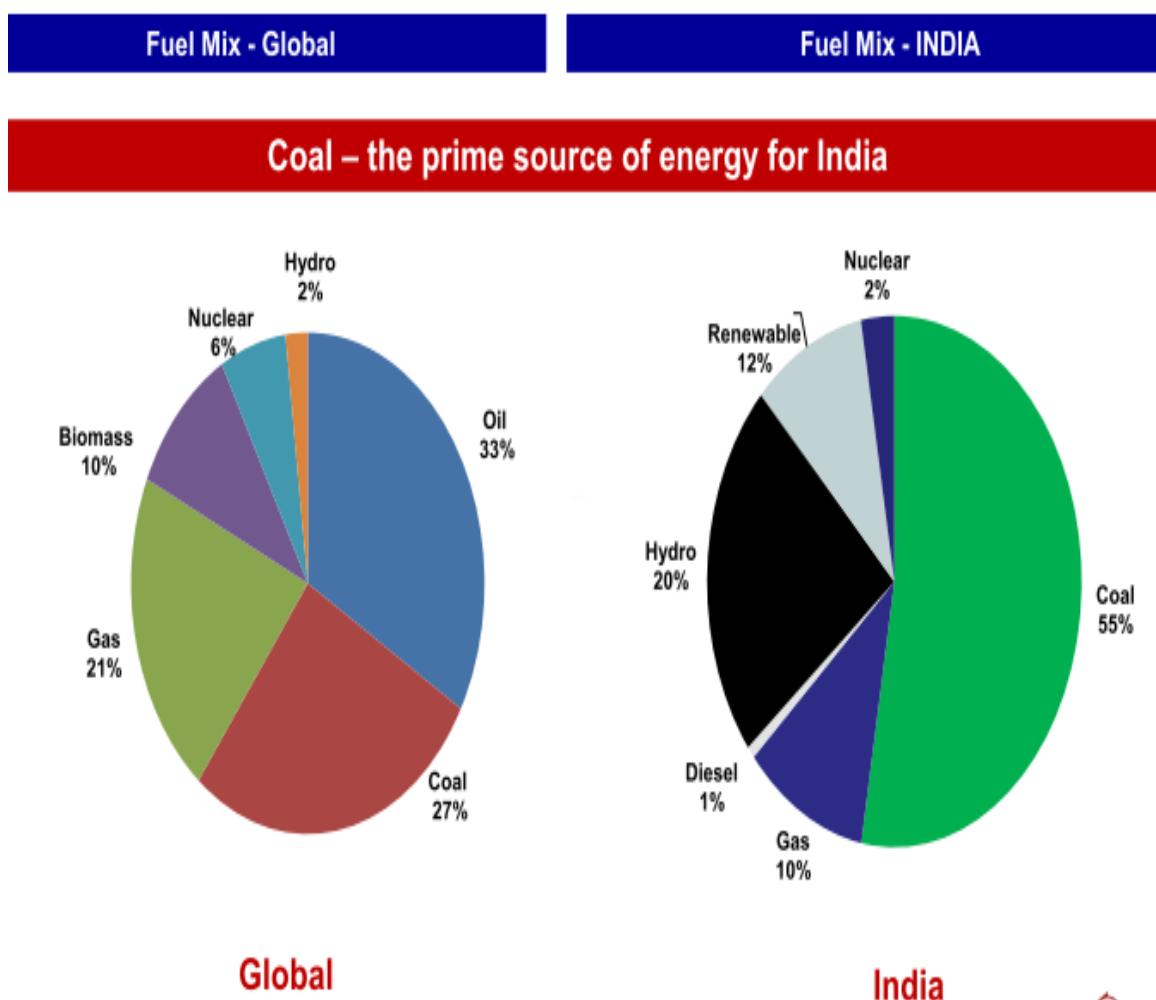
## 七、印度電力市場及燃煤進口需求展望

### (一) 電力供應無法滿足尖峰負載：

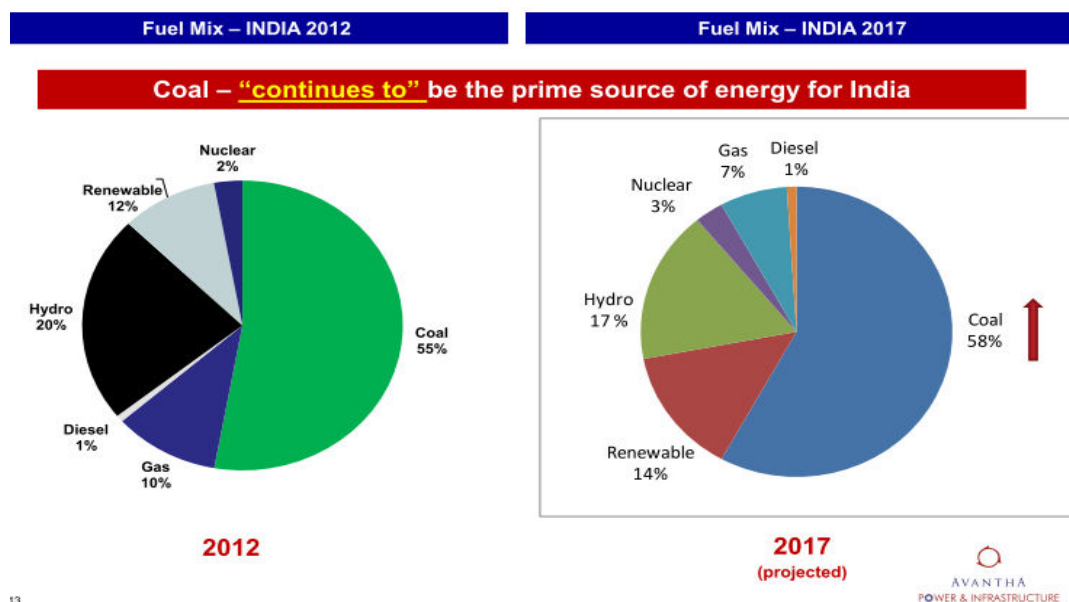
正常的電力供應對任何經濟體來說都至關重要，對印度這個渴望增長的國家來說更是如此，但印度電力供應卻無法滿足尖峰負載，印度 2011 年尖峰時段發電能力為 116,191MW，但尖峰時段的用電需求為 130,006MW，供電缺口高達 13,815MW，為尖峰用電需求的 10.6%；在印度停電已經成為很多都市的生活常態。

### (二) 發電能源高度倚賴燃煤：

依據 Avantha Power & Infrastructure 資料顯示，印度燃煤發電占比高達 55%，為全球平均燃煤發電占比(27%)的 2 倍。印度其他發電能源包含水力 20%，再生能源 12%，天然氣 10%，核能 2%及柴油 1%(如下圖所示)：



報告中亦預估未來 5 年印度燃煤發電占比仍持續提高，2017 年將達到 57%，如下圖所示：



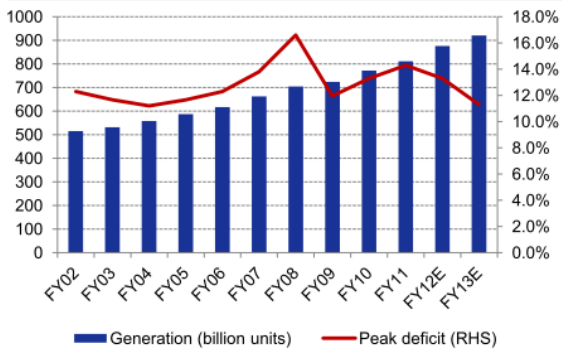
### (三) 電力公司嚴重虧損：

由於印度輸配電設施老舊，輸配電損失(T&D losses)為14%~60%，遠高於其他國家，且印度政府對農民用電推行補貼政策 (Rajasthan 省的農民用電補貼金為總電費收入的18%)，再加上近年燃煤仰賴進口比例提高，而進口燃煤成本較國內燃煤昂貴，造成印度電力公司嚴重虧損，印度政府如不正視這些問題，電力公司的虧損將持續擴大。

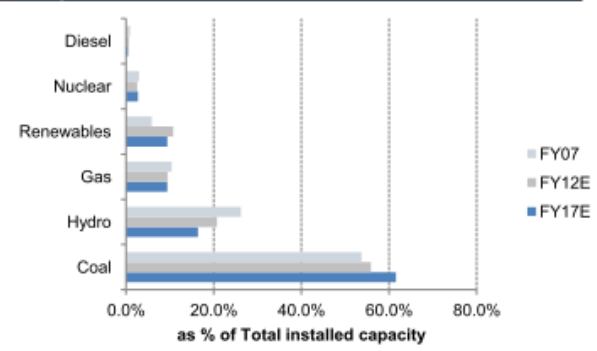
### (四) 燃煤倚賴進口比例逐年增加：

1. 印度一直以來都存在著電力短缺的問題，縱使每年發電量持續成長仍供不應求；預估在未來 10 年，隨著家戶用電成長及電網架設普及至鄉村，印度的電力需求將呈倍數成長。為因應電力長期不足的情況，印度政府在十一五計畫期間(2007-2012 年)已提升約 52GW 之發電裝置容量，並預計於接下來推行的十二五計畫(2012-2017 年)及十三五計畫(2017-2022 年)分別再增設 88GW 及 100GW 發電裝置容量。在持續增加的發電裝置容量當中，又以煤為占比最重之發電燃料。以十一五為例，煤的占比約為 2/3，且預估接下來 5 年此一趨勢仍將持續。

**Peak power deficit remains high despite healthy generation growth, highlighting demand potential**

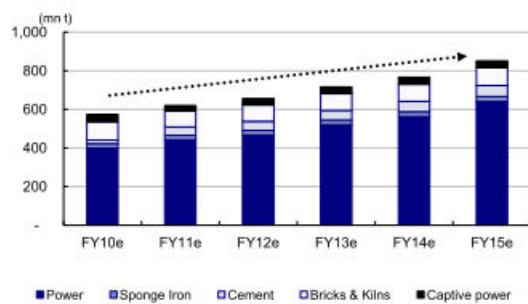


**Coal is the fuel of choice for power generation and likely to remain so over the next decade**

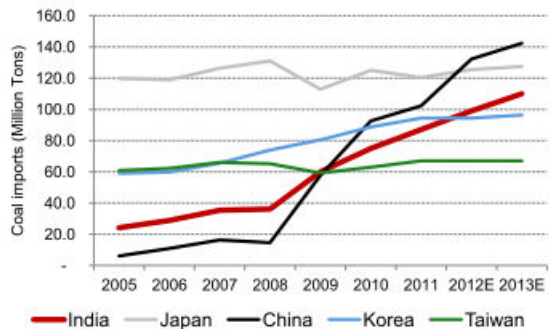


2. 隨著用煤需求的提升，印度的燃煤進口量亦不斷成長。預計今年印度將超越南韓，成為全球第3大燃煤進口國(第1、2名分別為中國大陸及日本)。有些市場人士甚至認為在未來10年，印度燃煤進口量可能成為全球第一。此外，印度進口煤需求亦帶動印尼及南非的出口；目前印度為南非煤的最大進口國，這也是讓南非將出口重心由大西洋地區轉移至太平洋地區的最主要原因。

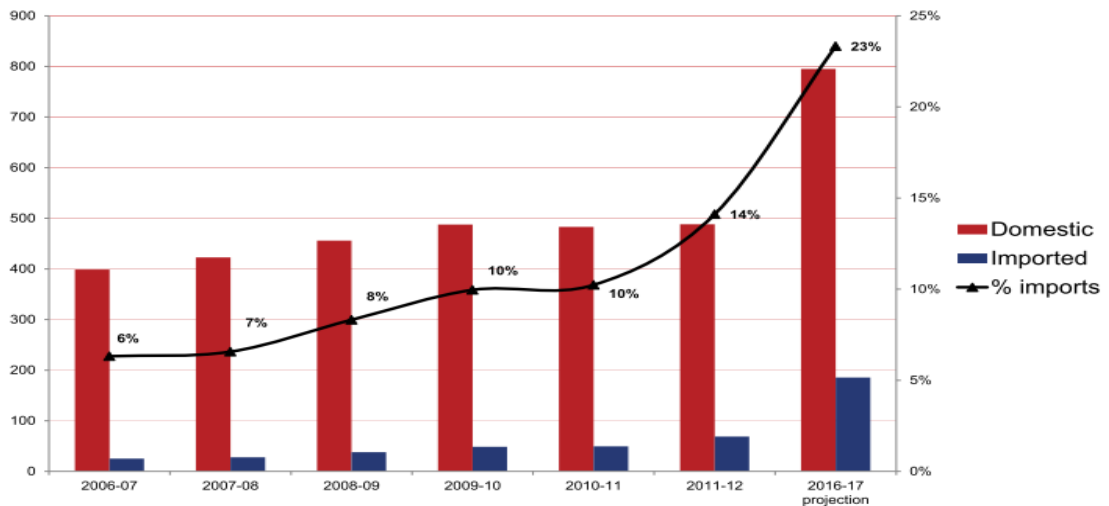
**India coal requirement (i.e. "derived demand" based on end-use) growth is broad-based**



**India expected to be among top #3 largest coal importers in Asia (& world)**



3. 雖然印度高度倚賴燃煤發電，但印度國內燃煤產量無法滿足用電需求，故印度燃煤進口量逐年增加；2006年進口燃煤為2400萬公噸，為國內燃煤產量4億公噸的6%，2011年進口燃煤已增加至7000萬公噸，為國內燃煤產量4億9000萬公噸的14%；Avantha Power & Infrastructure 並推估2016年進口燃煤將高達1億8000萬公噸，與2006年相比，10年內燃煤進口量將成長7.5倍。

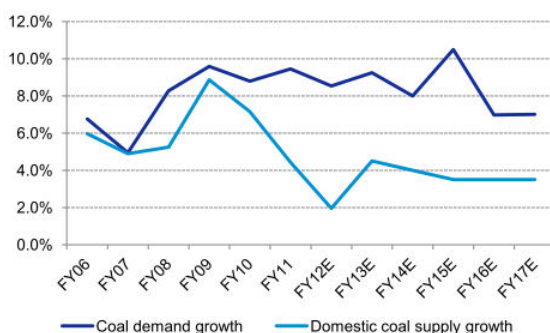


由於進口燃煤大幅提升，燃煤運輸對印度的基礎建設造成極大負擔，依據 Avantha Power & Infrastructure 資料顯示印度各主要港口使用率已達 83%，且燃煤內陸運輸主要依賴鐵路和道路運輸，但道路運輸因環境汙染議題已逐漸減少，未來鐵路運輸取得率將成為印度燃煤供應的瓶頸。

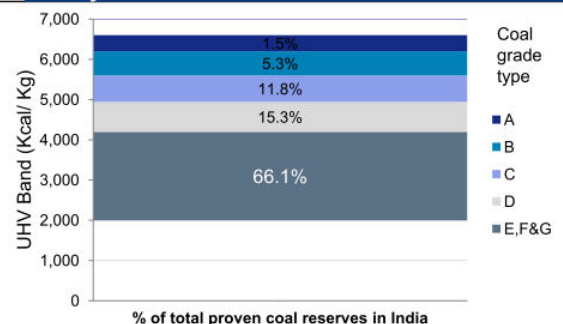
### (五) 仍待克服的困境僵局

印度對進口煤的仰賴，有部分原因來自於國內煤源供給受限。印度本土雖有可觀的煤蘊藏量，然因多為較低熱值煤，燃用時仍需與進口較高熱值煤混拌，以降低發電成本。此外，禁止森林保護區煤礦開採、土地取得不易及鐵路運量不足等限制，亦使印度國內生產量提升之進程緩慢。

Domestic coal supply lagging behind the growth in demand



A large proportion of domestic coal reserves are of very low calorific value



## 八、韓國燃煤需求現況與展望

### (一) 韓國燃煤需求

#### 1. 韓國發電業現況

KEPCO 為韓國國營(政府持有 51%的股份)且為最大之電力公司，經營範疇橫跨發、輸、配電等電力相關事業，在上游發電部分，主要仰賴其投資(均持有 100%股權)設立之 6 家發電公司(5 家火力及 1 家核能水力發電公司)。

KNHP(核能及水力公司)之裝置容量占全國總置容量的 31.9%，其餘 5 家火力發電公司每家約占 10%，大約是 KNHP 的 3 分之 1。

韓國 5 家燃煤發電公司燃煤機組裝置容量(合計 24,200MW)，如下表：

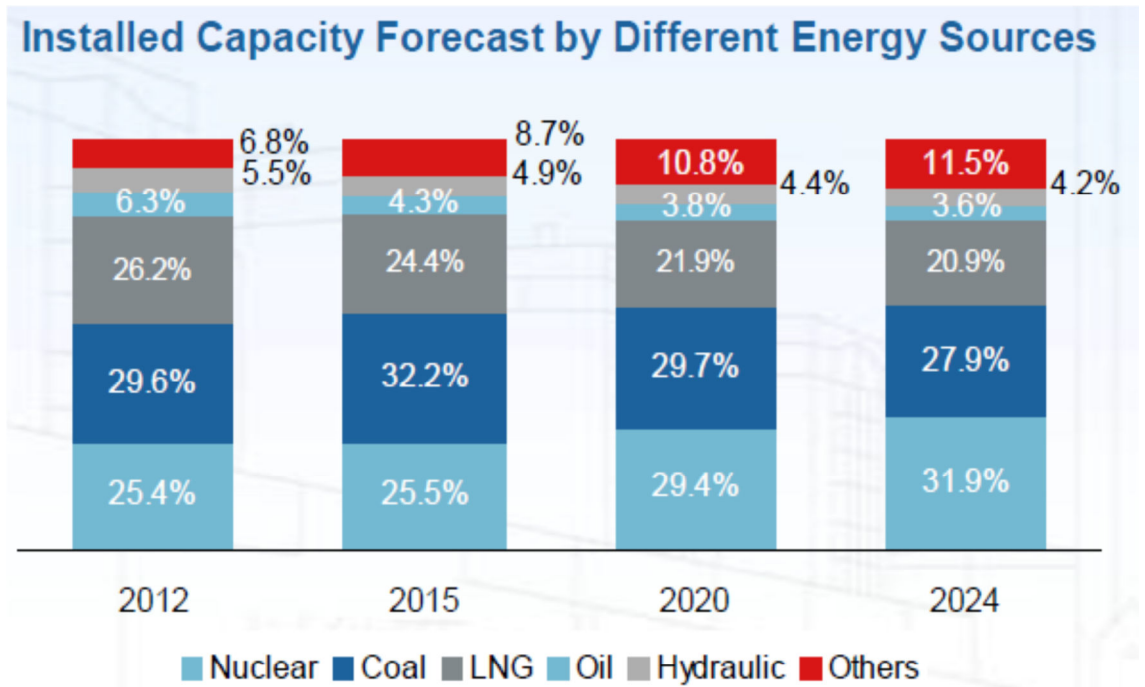
| 發電公司(Genco) | 電廠         | 裝置容量      | 合計      |
|-------------|------------|-----------|---------|
| EWP         | DANGJIN    | 500MW X 8 | 4,500MW |
|             | HONAM      | 250MW X 2 |         |
| KOMPIO      | BORYEONG   | 500MW X 8 | 4,000MW |
| KOWEPO      | TAEAN      | 500MW X 8 | 4,000MW |
| KOSEP       | YEONGHEUNG | 800MW X 2 | 3,340MW |
|             |            | 870MW X 2 |         |
|             | SAMCHEONPO | 560MW X 6 | 4,360MW |
|             |            | 500MW X 2 |         |
| KOSPO       | HADONG     | 500MW X 8 | 4,000MW |
| 合計          |            | 24,200MW  |         |

#### 2. 發電配比之未來展望

韓國政府之中長期能源供應大綱：

- (1) 配合政府綠色成長計畫，除了提倡推行環保的能源(例如：再生能源)外，亦擴展具成本效益的基載相關之基礎建設。
- (2) 到 2024 年，裝置容量發展如下：

- 核能：25.4%(2012)增加至 31.9%(2024)
- 燃煤：29.6%(2012)增加至 27.9%(2024)
- 液化天然氣(LNG)：26.2%(2012)增加至 20.9%(2024)

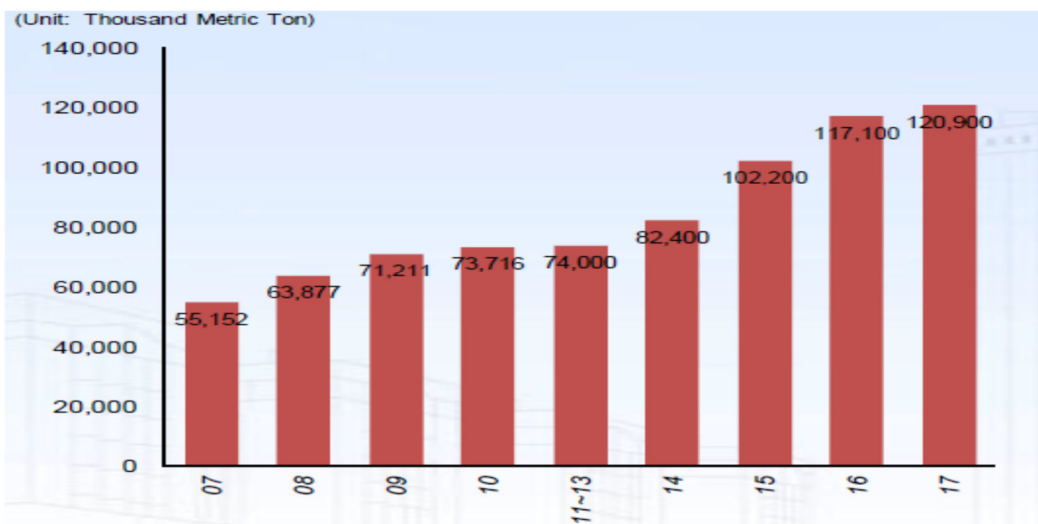


"Electricity Supply and Demand Basic Plan #5", MKE (December 2010)

### 3. 燃煤需求預測

自 2011 年起，韓國發電公司的燃煤需求預期到 2017 年將成長 63%。

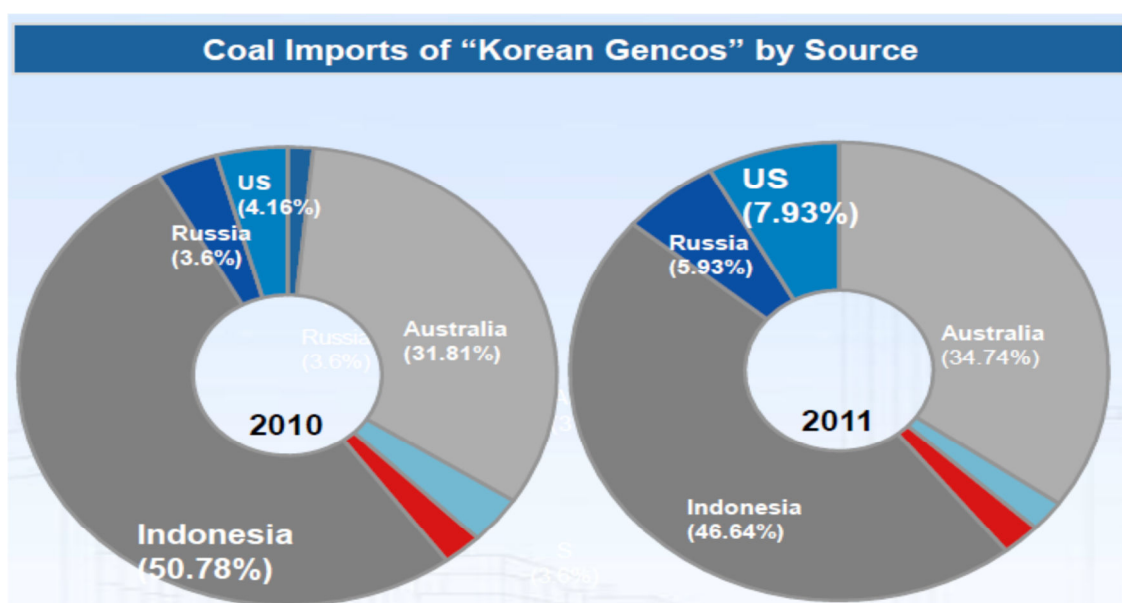
#### 2011~2017 年韓國發電公司燃煤進口量



- (1) 2013 年以前燃煤發電公司之進口量將維持在 7,000~7,500 萬公噸。
- (2) 自 2014 年起，隨著新電廠啟動加入營運，燃煤需求量將達到約 1.2 億公噸。
- (3) 從 2017 到 2024 年，所有新建電廠均為核能發電廠，故該期間之燃煤用量將維持相同水準(即約 1.2 億公噸)。

#### 4. 燃煤進口煤源分析

韓國燃煤發電公司燃煤進口量-依煤源別(如下圖)



(1) 韓國燃煤發電公司持續追求煤源多元化-

別把雞蛋放在同一個籃子。

(2) 從穩定供應與品質管理的觀點，亞煙煤的問題自從 2011.9.15 發生分區輪流供電(Rolling Black-out)後變得極為重要，因而導致印尼煤進口減少，美國煤進口增加。

#### 5. 燃煤採購策略-兼顧供應安全與經濟性

(1) 供應安全

A. 煤源多元化

-較少對單一源煤國的依賴(例如:印尼與澳洲)

-與投資之煤礦均有簽訂長期購煤合約。

#### B. 自 2011.9.15 後採購作業的改變

-減少購買非標準規範煤炭(高灰分、特低熱值、高硫分)

-用電尖峰期間不燃用非標準規範煤炭。

#### C. 發電公司採行聯合採購與交換煤貨

燃煤發電公司間交換煤貨以因應緊急狀況。

### (2) 經濟性

#### A. 替代煤源的發展

-美國 PRB 煤較印尼亞煙煤較具價格優勢。

-俄羅斯 Sakhalin 亞煙煤具有靠近韓國的地理優勢。

#### B. 改善混拌不同品質規範的燃燒技術

#### C. 訂定妥適之長約與現貨佔比

### (3) 緊急應變計畫

#### A. 標準規範煤部分

-增加採購高熱值煤

-煙煤:熱值超過 5,700kcal/kg, NAR, 相當於 5,950 kcal/kg,  
GAR

-與亞煙煤混拌比例從 60%降至小於 50%。

#### B. 減少採購特低熱值煤(4,200 kcal/kg, GAR)

-用電尖峰期間(如冬季及夏季), 不燃用特低熱值煤。

#### C. 減少採購非標準規範燃煤(高硫, 高灰分)

#### D. 用電尖峰期間, 採購短航程之煤源(如俄羅斯)



#### E. 注重燃煤品質

- a. 均質的煤質(熱值與硫分)可確保營運的穩定。
- b. 分散煤源至美國與俄羅斯，以確保亞煙煤的穩定供應。

#### F. 高庫存

- a. 用電尖峰期間，高熱值煤之存量天數超過 20 天。
- b. 活化備用煤堆以改善儲煤效率，將煤質相近之燃煤堆存在一起。
- c. 煤輪作為另類儲煤場；於用電尖峰期間刻意安排多艘煤輪抵港，顯然會增加滯延費。

#### G. 增加發電公司間的合作

- a. 發電公司間交換煤貨以因應突發狀況。
- b. 發電公司聯合採購用電尖峰期間所需之高熱值煤。
- c. 發電公司聯合辦理傭船招標。

## 肆、結論與建議

- 一、自 2012 年年初以來亞太地區市場呈現供過於求的變化，首先在需求部分：2012 年全球燃煤海運貿易需求量為 8.21 億公噸，較 2011 年增加 6.4 億公噸，成長率約 8%，但需求成長的速度較供給慢(註：不包含中國進口的無煙煤和褐煤)。而需求成長最多的是中國、印度和歐洲大陸。中國大陸及印度 2012 年的需求量分別較 2011 年增加了 3,600 萬公噸和 1,200 萬公噸；歐洲市場對燃煤的需求亦有成長，2012 年較 2011 年增加了 1,200 萬公噸。在供給部分：2012 年全球燃煤海運貿易供給量較 2011 年增加了 8,100 萬公噸，達到 8.22 億公噸，約成長 10%。印尼和澳洲的出口量持續成長，2012 年分別較 2011 年增加了 2,900 萬公噸和 1,500 萬公噸。而美國可出口燃煤的數量以前所未見幅度的大幅增加了 1,900 萬公噸，使燃煤市場的供需情勢發生了變化。預測市場終將達到供需平衡的狀態，但尚需一段時日。
- 二、全世界海運燃煤供給量 8.22 億公噸中，在市場價格 85 美元/公噸時，有將近五分之一是虧本銷售；在市場價格為 95 美元/公噸時，有約 10~15% 是處於虧本銷售。在全球各主要燃煤出口國均已進行減產以為因應之道，減產數量如下：印尼 3,000~6,000 萬公噸，澳洲 1,000~1,500 萬公噸，中國大陸約 1 億公噸，美國約 1 億公噸。
- 三、依過去經驗顯示，煤價下跌至接近或低於全部產量之所有成本 (FOB 離岸價格)，由最低開始算至約 90% 生產量時，即是價格將要大幅上揚的徵兆，例如 2002 下半年至 2004 年初，2005 下半年至 2007 上半年，2008 下半年至 2009 下半年。價格開始大幅上漲的時間點分別為 2004 年初，2007 上半年和 2009

下半年。從歷史的角度來看，價格大幅上揚是因為需求復甦和供給減少同時發生所產生的結果。當前的情勢比過去更加複雜，因為需求何時復甦仍不明確，且有更高比例的燃煤是以偏低的價格出售。

四、截至 2009 年為止，印尼全國之煤炭資源量(Resources)為 1,048.4 億公噸，煤炭蘊藏量(Reserves)為 211.3 億公噸，其中蘇門答臘(Sumatra)地區之煤炭資源量為 525.3 億公噸，約占 50%，蘊藏量為 112.3 億公噸，約占 53%；加里曼丹地區之煤炭資源量為 519.2 億公噸，約占 49.5%，蘊藏量 99 億公噸，約占 47%；其它地區煤炭資源量合計僅 3.92 億公噸，僅占 0.5%。另前述之煤炭資源量當中，熱值較高之煙煤(Bituminous)部份僅約占 14%，熱值較低之亞煙煤(Sub-bituminous)約占 66%，熱值更低的褐煤(Lignite)約為 20%，亞煙煤及褐煤合計高達 86%。蘊藏量部份，煤煙約占 11%，亞煙煤約占 60%，褐煤則約占 29%，亞煙煤及褐煤合計更高達 89%。

五、依印尼能礦部 (Ministry of Energy and Mineral Resources)2011 年所公布之印尼煤炭資源量(依熱值區分)，熱值約在 6,500 (kcal/kg GAR)以上之煤炭資源量約僅有 101 萬公噸；熱值介於 5,500 ~ 6,500 (kcal/kg GAR)之資源量約 1,321 萬公噸；熱值介於 4,500 ~ 5,500 (kcal/kg GAR)之資源量約 697.2 億公噸，占比高達 67%；而熱值低於 4,500 (kcal/kg GAR)之資源量約 212.1 億公噸，占比為 20%，其中較高熱值(熱值在 5,500 kcal/kg GAR 以上)煤主要分布於加里曼丹地區總計約 1,273 萬公噸，另熱值介於 4,500 ~ 5,500 (kcal/kg GAR)煤則分布於蘇門答臘(約 320.4 億公噸)及加里曼丹(約 373.6 億公噸)。

- 六、印尼出口量已成為以低熱值煤為主之結構，印尼燃煤自 1990 年開始出口，那年出口量僅有 500 萬公噸，惟之後即呈現大幅成長，至 2005 年出口量已達 1.12 億公噸，2011 年更大幅增加至 3.14 億公噸，反觀澳洲在 2011 年出口量僅有 1.48 億公噸。在 2011 年，印尼煤主要供應中國大陸及印度。其中，中熱值煤出口量 1.48 億公噸及低熱值煤出口量 1.26 億公噸，占總出口量 3.14 億公噸之 87%。根據 Peabody 分析預測，至 2016 年，印尼總出口量約達 4.74~5.04 億公噸。供應中國大陸及印度之低熱值煤(小於 4,700kcal/kg, NAR, 約相當於 5,000kcal/kg, GAR)出口量，將自 2011 年之 1.26 億公噸，至 2016 年將增加至 2.66 億公噸。
- 七、燃煤市場供需情勢多變，未來印尼低熱值煤市場佔有率將取決於以下二因素之未來發展而定：印尼低熱值煤降低水分(由 35~40%降為 20~28%)之乾燥技術成本，將影響出口 FOB 價格。澳洲位於 Galilee Basin(如產量達 3,200 萬公噸之 Alpha 礦)及 Surat Basin(如產量達 2,200 萬公噸之 Wandoan 礦)新興礦區之鐵路及港口設備建設何時可完成。
- 八、中國大陸部分，人民幣升值對沿海煤炭市場影響較大。由於人民幣升值使國際煤炭價格具有競爭力，使得煤炭進口價格相對比較便宜，煤炭用戶將以進口煤炭替代國內生產的煤炭。另外，人民幣升值趨勢將會降低煤炭的進口成本，使煤炭替代其他能源，而燃煤機組的增加，都有利於煤炭需求增加。再加上國際整體經濟不景氣，需求不旺，美國頁岩氣代替煤炭消耗，都會促使國際煤炭價格低於中國境內煤炭價格並有利於進口。
- 九、印度部分，隨著用煤需求的提升，印度的燃煤進口量亦不斷成長。預計今年印度將超越南韓，成為全球第 3 大燃煤進口國(第

1、2 名分別為中國大陸及日本)。有些市場人士甚至認為在未來 10 年，印度燃煤進口量可能成為全球第一。此外，印度進口煤需求亦帶動印尼及南非的出口；目前印度為南非煤的最大進口國，這也是讓南非將出口重心由大西洋地區轉移至太平洋地區的最主要原因。雖然印度高度倚賴燃煤發電，但印度國內燃煤產量無法滿足用電需求，故印度燃煤進口量逐年增加；2006 年進口燃煤為 2400 萬公噸，為國內燃煤產量 4 億公噸的 6%，2011 年進口燃煤已增加至 7000 萬公噸，為國內燃煤產量 4 億 9000 萬公噸的 14%，預估 2016 年進口燃煤將高達 1 億 8000 萬公噸，與 2006 年相比，10 年內燃煤進口量將成長 7.5 倍。

- 十、韓國燃煤採購策略為兼顧供應安全與經濟性，供應安全方面，由 2011.9.15 發生全國限電情況後採購作業的改變可看出，如減少購買非標準規範煤炭(高灰分、特低熱值、高硫分)，用電尖峰期間不燃用非標準規範煤炭，並增加採購短航程之煤源(如俄羅斯)，另發電公司並採行聯合採購與交換煤貨，以因應緊急狀況等。在經濟性部分，則強調替代煤源的發展，如採購較印尼亞煙煤較具價格優勢的美國 PRB 煤以及選擇具有靠近韓國的地理優勢的俄羅斯 Sakhalin 亞煙煤；此外，並改善混拌不同品質規範的燃燒技術及訂定妥適之長約與現貨占比等。