

行政院及所屬各機關出國報告

(出國類別：開會)

參加第 16 屆亞洲煤炭運輸暨貿易會議
(Coaltrans Asia)並赴印尼燃煤定期契約
Jembayan 礦訪查

服務機關：台灣電力公司

出國人職稱：燃料處副處長

姓名：任曾平 (808547)

出國地區：印尼

出國期間：99 年 5 月 30 日至 99 年 6 月 5 日

報告日期：99 年 7 月 15 日

行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：參加第 16 屆亞洲煤炭運輸暨貿易會議(Coaltrans Asia)並赴印尼燃煤定期契約 Jembayan 礦訪查

頁數 27 含附件：是 否

出國計畫主辦機關/聯絡人/電話

台灣電力公司/陳德隆/23667685

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話

任曾平/台灣電力公司/燃料處/副處長/23666722

出國類別：1 考察2 進修3 研究4 實習5 其他：開會

出國期間：99 年 5 月 30 日至 99 年 6 月 5 日 出國地區：印尼

報告日期：99 年 7 月 15 日

分類號/目

關鍵詞：煤炭、印尼、巴里、Coaltrans、Jembayan

內容摘要：(二百至三百字)

- 一、亞太地區焦煤已改以「季」訂價。2010 年第 2 季(4 - 6 月)價格為 USD200/MT，2010 年第 3 季(7 - 9 月)價格為 USD225/MT，由於焦煤價格居高不下，比價效應將支撐燃煤現貨價格下跌不易。近年印尼高熱值煤之蘊藏量枯竭速度超乎預期，產量銳減，取而代之為低熱值之燃煤，2010 年印尼煤炭產量約 2.7 億公噸，低熱值煤產量占比約 60%，未來 5 年將大幅增加為 80%，將影響各電力公司之用煤方式。為降低購煤成本，中國大陸與韓國採購之印尼煤均以低熱值煤為主。中國大陸、印度與韓國因經濟持續復甦，燃煤需求強勁；但澳洲煤炭出口基礎設施仍有不足，影響出口；印尼國內新燃煤機組陸續商轉及新頒布法令強制訂定內銷比例限縮外銷等因素，預估亞太地區燃煤供給將持續緊澀。
- 二、依據最新的統計資料顯示，目前印尼煤炭的資源量(Resources)為 1047.6 億公噸，而儲量(Reserves)則為 209.9 億公噸，其中以蘇門答臘(Sumatra)島的蘊藏量最高，計有資源量為 524.4 億公噸，儲量 115.4 億公噸；加里曼丹(Kalimantan)島次之，計有資源量為 519.2 億公噸，儲量 71.7 億公噸，此兩島合計已占全印尼資源量及蘊藏量的 99%以上，根據印尼政府的統計，煤炭儲量最高的三個省分別為南蘇門答臘(39%)、東加里曼丹(34%)及南加里曼丹(16%)。以熱值來看，在 2005 年時總資源量 605 億公噸中，亞煙煤及褐煤資源量合計為 508 億公噸，占總資源量 84%，熱值較高的煙煤資源量則僅有 97 億公噸，僅占 16%。至 2009 年時，總資源量 1,048 億公噸中，亞煙煤及褐煤資源量合計為 908 億公噸，占總資源量 87%，熱值較高的煙煤資源量則為 140 億公噸，僅占 13%。
- 三、中國大陸主要進口煤源來自澳洲、印尼及俄羅斯。由於中國大陸內陸運輸成本高，使得進口煤價相對具競爭力，其中以印尼最具經濟性。當國際煤價相較於國內煤價低廉時，便會積極向國外採購燃煤，在 2009 年時已達 6 千萬公噸，2010 年更有可能達到 1 億公噸。中國大陸煤炭市場已完全自由化，但政府為維持市場穩定及抑制通貨膨脹，對電價訂定上限，中國大陸政府並對國內煤價訂定上限，短期看來，採購進口煤是有利的，惟長期來說，為降低發電成本，國內煤價將受到壓抑，因此將不利進口。為降低發電成本，中國大陸政府採行之策略有三：a、壓制國內煤價；b、降低獨占下過高的鐵路運費；c、調高電價。其中，以 a 項策略為最可能之執行方案。
- 四、目前印度的燃煤市場需求量規模超過 5 億公噸，預估到了 2014 年將會超過 7 億公噸，目前市場供給約 90%是印度國產燃煤，其餘則由進口燃煤補足，2009 年之燃煤進口量為 4 千萬公噸，到了 2011 年進口量將達到 7 千 2 百萬公噸，燃煤需求量以每年 9%的速度成長，而進口量則以 14%的速度成長，預期在 2013 年，短缺量將超過 1 億公噸，意即需要 1 億公噸之進口燃煤，在電力產業中，進口燃煤的數量約有 80%來自於印尼。在未來，預期印度與中國大陸將會取代日本與韓國成為亞洲地區主要的燃煤進口國。

報告內容

目 錄

壹、出國緣起與任務	1
貳、出國行程	2
參、工作內容	3
肆、結論與建議	25

壹、出國緣起與任務

- 一、第 16 屆 Coaltrans 亞洲煤炭運輸暨貿易會議 (Coaltrans Asia) 於 5 月 31 日至 6 月 2 日在印尼巴厘島(Bali)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、印尼等國主要燃煤用戶，均派員出席會議。此次出席代表約 1,700 人，是歷年來參加人數最多的一次，尤其是中國大陸現已是印尼煤的重要買主，出席人數更是創下歷年之紀錄。本次會議主要議題如下：(一)印尼能源政策暨煤業之最新展望。(二)亞太地區燃煤供需情勢研析。(三)亞太地區燃煤市場現況與最新發展趨勢。(四)印尼國內燃煤供需現況與展望。(五)中國大陸燃煤進口及出口之現況與展望。(六)印尼礦業法之施行及影響。(七)燃煤海運市場展望。

本次會議針對燃煤供需現況與展望、航運市場趨勢以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策略之擬訂，頗具參考價值。

- 二、本公司發電用所需燃煤年需求量約為 26 百萬公噸，全數仰賴進口。印尼煤具低灰、低硫及距台海程近之特性，向為本公司主要煤源之一。以 98 年為例，本公司進口印尼煤為 1,443 萬公噸，佔年度總進口煤量 2,488 萬公噸之約 58%，其中定期契約供應量為 1,137 萬公噸，現貨採購則為 306 萬公噸。面對如此龐大用煤需求，燃煤供應是否穩定，合約能否順利執行、供應商是否如期交貨，對本公司燃煤電廠發電安全至為重要，實有必要派員訪查燃煤供應商、礦區及裝貨港，了解生產、運輸及交貨狀況，以確保燃煤供應安全。

目前本公司與印尼燃煤供應商 PT. Jemberan Muarabara 簽訂有 2 個定期契約，99 年定期契約名目供應各約 100 萬公噸，渠為本公司印尼煤之主要供應商，供應穩定攸關本公司燃煤供應安全甚鉅。參加第 16 屆亞洲煤炭運輸暨貿易會議後，並赴 Jemberan 礦區及裝貨港，瞭解渠產銷營運及交貨狀況，並就未來燃煤市場展望交換意見，以為擬訂本公司燃煤採購策略之參考。

貳、出國行程

日期	工作地點	工作內容
5月30日	台北-巴里	往程
5月31- 6月2日	巴里	參加第 16 屆亞洲煤炭運輸暨貿易會議(Coaltrans Asia)
6月3日- 6月4日	巴厘巴板	赴 Jembayan 礦區及裝貨港瞭解其產銷營運及交貨狀況後返回雅加達
6月5日	雅加達-台北	返程

參、工作內容

一、亞洲煤炭運輸暨貿易會議之會議重要內容摘要

(一)印尼煤炭工業之現況與展望：

1、印尼煤炭的生產概況：

印尼的煤炭生產自 1995 年開始有了長足的成長，2009 年的生產量為約 2.54 億公噸，較 1995 年的 5 千萬公噸成長了約 5 倍之多，估計 2010 年還會成長近 2 千萬公噸，達到約 2.7 億公噸之譜；在出口方面，2008 年受全球經濟危機的影響，致出口成長趨緩，維持與 2007 年相同約 1.91 億公噸之水準，而去年 2009 年，全球景氣轉好，出口量成長約 7 百萬公噸，達約 1.98 億公噸。國內用煤部分，近年在印尼政府電力倍增計畫的推動下，燃煤用量持續成長，2009 年為約 56 百萬公噸，預估 2010 年將增加約 10 百萬公噸，達 66 百萬公噸。

2、印尼煤炭蘊藏量：

依據最新的統計資料顯示，目前印尼煤炭的資源量(Resources)為 1047.6 億公噸，而儲量(Reserves)則為 209.9 億公噸，其中以蘇門答臘(Sumatra)島的蘊藏量最高，計有資源量為 524.4 億公噸，儲量 115.4 億公噸；加里曼丹(Kalimantan)島次之，計有資源量為 519.2 億公噸，儲量 71.7 億公噸，此兩島合計已占全印尼資源量及蘊藏量的 99% 以上，根據印尼政府的統計，煤炭儲量最高的三個省分別為南蘇門答臘(39%)、東加里曼丹(34%)及南加里曼丹(16%)。以熱值來看，在 2005 年時，總資源量 605 億公噸中，亞煙煤及褐煤資源量合計為 508 億公噸，占總資源量 84%，熱值較高的煙煤資源量則僅有 97 億公噸，僅占 16%。至 2009 年時，總資源量 1,048 億公噸中，亞煙煤及褐煤資源量合計為 908 億公噸，占總資源量 87%，熱值較高的煙煤資源量則為 140 億公噸，僅占 13%。

3、印尼國內煤炭要求分析及展望

2008年印尼國內煤炭用量約55百萬公噸，其中電力業者用煤量占了近55%(約3千萬公噸)，電力業的用煤量每年將持續的成長，至2012年煤炭用量可望較2008年倍增，成為6千萬公噸，其他的產業之煤炭用量亦都有成長，至2015年，預估印尼國內煤炭消耗量為1.31億公噸，出口量成長為2.67億公噸，總生產量可達3.98億公噸。

4、印尼煤炭出口國分析

2009年印尼總出口量為1.98億公噸，較2008年之1.91億公噸，增加約7百萬公噸。印尼煤炭出口仍然以亞太地區為主，就單一國家而言，中國已取代日本成為最大進口國，其2009年占比為18%，其次分別為印度15%、日本13%及台灣與韓國的各11%。各國進口量約21.8~35.6百萬公噸，其中中國及印度近年來的大幅成長，已成為印尼主要的煤炭出口國。另外尚有約18%係出口至其它亞洲國家及14%至歐洲及美洲各國。

5、印尼主要煤炭生產商

印尼的煤炭生產商主要分為3大類，分別為國營公司(即PTBA)，與中央政府簽訂煤炭生產合約(Coal Contract of Work)之公司及與地方政府簽訂煤炭生產合約(Mining Authorization)之公司。在生產量的貢獻上，PTBA占了約4%，與中央政府簽訂煤炭生產合約之公司約占80%，而與地方政府簽訂煤炭生產合約之公司則占16%。就單一煤商來看，排名依序為Adaro(約3.85千萬公噸)、KPC(約3.63千萬公噸)、Kideco(約2.19千萬公噸)、Arutmin(約1.57千萬公噸)及Berau(約1.29千萬公噸)等，2008年前5大廠商之生產量合計1.253億公噸，約占全國生產量(2.4億公噸)的一半。

6、印尼國家能源政策：

(1)政策目標：

在未來能源開發中，煤炭將具相當重要之地位，印尼也將以主要供應商的身份，供應國內外的煤炭需求，而在總產量上除中高熱值品質煤炭外，低品質煤炭也將持續成長。此外，如何增加煤炭在國內能源發展架構上的地位及維持印尼的長期供應需求安全和開發各類型煤炭，亦為當前之重點政策。

(2)政策內容：

- a、在增加煤炭在國內能源發展架構的地位上，根據 2006 年第 5 版國家能源政策資料，2025 年時煤炭將從目前國內能源使用占比的 18% 上升至 35%，石油則將從目前的 50% 下降至 20%。
- b、在維持印尼國內長期煤炭使用需求安全方面，在 2009 年與 2010 年相繼頒布了「國內煤炭供應義務」(Domestic Market Obligation Regulation)及尚待通過的「煤炭參考價格」(Coal Reference Price Regulation)，促使印尼煤商在出口煤炭時必需先滿足印尼能礦部所規定之國內煤炭需求量後才可出口煤炭；未符合規定者，其年產量最高將被減縮約 50%。同時印尼政府亦訂一套主要針對國內煤炭使用者之煤價參考公式 (ICPR:Indonesian Coal Price Reference)，使國內煤價依品質不同而有不同之參考價格。

7、ICPR (Indonesian Coal Price Reference)現況：

ICPR 是由下列機制所決定：

- a、由 NEX、GCNC、ICI-1、Platts-1 之平均值獲得 CPR。

(NEX、GCNC 為澳洲煤價參考指；ICI-1、Platts-1 為印尼

煤價參考指數)

b、經一特定公式並以 CPR 為基礎計算產生煤價。

c、利用 b 所得之結果，計算其它種類煤之價格。

8、結論：

印尼目前為世界主要煤炭生產國及最大出口國，尤其是 Kalimantan 島的煤炭工業已展現驚人的成長，但其高熱值煤儲量亦因此快速減少殆盡。此外，由於國內需求量日增，國內消費必將影響到未來出口成長。因此，若生產要進一步提昇，基礎設施的更新改善是不可或缺的。而對印尼國內的發電業者來說，低熱值的煤炭將是一個必要的選擇，政府的政策對低熱值煤炭的開採將扮演一推動性的角色。

(二)影響中國大陸煤炭進口之長短期因素

中國大陸於 2009 年共進口了 1.26 億公噸的煤炭，其中燃煤的部分有 6 千萬公噸，占了全世界海運貿易的 15%。

中國大陸煤炭資源北多南少，西多東少，煤炭資源的分佈與消費區分佈極不協調。對於位於華南地區的重工業區而言(廣東是最大進口煤省份)，這一特點決定了中國大陸"北煤南運、西煤東調"的能源格局，且運距長、運量大，運輸條件相對較差。中國大陸主要進口煤源來自澳洲、印尼及俄羅斯。由於中國大陸內陸運輸成本高，使得進口煤煤價相對具競爭力，其中以印尼最具經濟性。當國際煤價相較於國內煤價低廉時，便會積極向國外採購燃煤，在 2009 年時已達 6 千萬公噸，2010 年更有可能達到 1 億公噸。

1、中國大陸內銷價格高於國際煤價之原因：

(1)在 2008 年金融風暴過後，中國大陸沿岸海運價格下跌幅度小於國際運費，使得秦皇島離岸價格相對於進口煤價，處於不利的情勢。

(2)國內需求強勁。

(3)短期國內政策：為了強化煤礦區採礦安全，關閉小型礦，降低供給，導致國內價格居高不下。

(4)煤電矛盾(Coal-Power Conflict):2008/12 之年度煤電契約協商談判破裂，迫使國內買家向國外進口。

(5)其他短期因素：如 a、天候因素：天氣嚴寒，高電力需求加上水力發電利用率低等。b、天候不佳導致交通中斷。

2、長期相關產業改革政策：

(1)煤電政策：

中國大陸煤炭市場已完全自由化，但政府為維持市場穩定及抑制通貨膨脹，對電價訂定上限，以致電力業者虧損嚴重。而為降低電力業者損失，中國大陸政府並對國內煤價訂定上限，短期看來，採購進口煤是有利的，惟長期來說，為降低發電成本，國內煤價將受到壓抑，因此將不利進口。為降低發電成本，中國大陸政府採行之策略有三：a、壓制國內煤價；b、降低獨占下過高的鐵路運費；c、調高電價。其中，以 a 項策略為最可能之執行方案。

(2)煤業垂直整合，以降低產銷成本：

中國大陸政府鼓勵電力公司取得煤礦資源及煤炭業者取得電力資產以化解煤業及電業間之衝突。此一策略有助於增加電力業者之供煤安全。

(3)建立煤電基地：

第 11 個 5 年煤礦工業發展計畫將建立 13 個完成整併且高效率之煤電基地，每個煤電基地每年產能可達 1 億公噸。長期而言，政策目標是每年有將近 70-80% 的國內煤炭供給來自於這些煤電基地，此一政策目標有助於建立高效率之煤炭生產，降低運輸瓶頸及成本，政府並能更高程度地掌握國內之煤炭生產。

(4)煤礦整併

為增進煤礦開採安全及效率，政府政策鼓勵小礦之關閉及整併。以山西省為例，2010 年計劃整併 1,000 個煤礦，這些礦的平均產能一年僅有 90 萬公噸。

(三)印度的電力發展及煤炭需求

1、印度基本資料：

印度現有約 11 億 5 千萬人口，2009 年國內生產毛額(GDP)為美金 3.548 兆元，目前 GDP 每年均以 7-8%的速度成長，預估未來 5 年仍將維持此一成長幅度。

2、印度電力產業

目前全印度的裝置容量為 157,229MW，其中以火力發電機組占比最大達 64%，其次分別為水力(23%)、核能(10%)及其他等。2009 年，印度的發電量為約 7 千億度，其中火力發電的部分約占 77%。由於在印度目前仍有約 40%的人口無電可用，依據印度政府規劃，在 2011-2012 年間將增建 79,000MW 的發電機組，其中 72%為燃煤機組，預計到了 2017 年，其裝置容量將較現在倍增至 350,000MW。

3、印度燃煤使用分析：

目前印度的燃煤市場需求量規模超過 5 億公噸，預估到了 2014 年將會超過 7 億公噸，目前市場供給約 90%是印度國產燃煤，其餘則由進口燃煤補足，2009 年之燃煤進口量為 4 千萬公噸，到了 2011 年進口量將達到 7 千 2 百萬公噸，燃煤需求量以每年 9%的速度成長，而進口量則以 14%的速度成長，其中電力產業是燃煤最主要的消費者，占了需求量的 70%，預期未來的 20 年也將會維持此一情勢，惟印度國內燃煤的品質並非十分優良，其熱值僅在 4,000kcal/kg 左右，甚至更低，而灰分則高達 30-40%，且主要燃煤產地遠離消費者所在地，也因此，在過去的 3-5 年，在印度政府的鼓勵下，越來越多位處印度中北部內陸，原本因運輸成本考量未使用進口燃煤的消費者開始使用進口燃煤。除了前述燃煤品質及運輸成本等因素外，影響進口燃煤數量的因素還包含了環保及燃煤短缺等因素。在燃煤短缺的部分，預期在 2013 年，短缺量將超過 1 億公噸，意即需要 1 億公噸之進口燃煤，在電力產業中，進口燃煤的數量約有 80%

來自於印尼。在未來，預期印度與中國大陸將會取代日本與韓國成為亞洲地區主要的燃煤進口國，也因此開拓新的燃煤進口來源如莫三比克、波扎那、南非，甚至是澳洲、俄羅斯、蒙古等都是考慮的目標。

4、印度燃煤運輸所面臨的問題：

由於運輸基礎設施的欠缺，現階段不論是印度國內燃煤或進口燃煤均面臨很大的使用限制，如鐵路運輸缺乏足夠的機車頭及車廂，卸貨港水深不足、無機械化卸煤設備及易受季風影響卸貨作業等，為解決此一問題，已有數個新的港口正在建設中，這些新港口將可靠卸海岬型(Cape Size)煤輪，將可望改變此一情況。

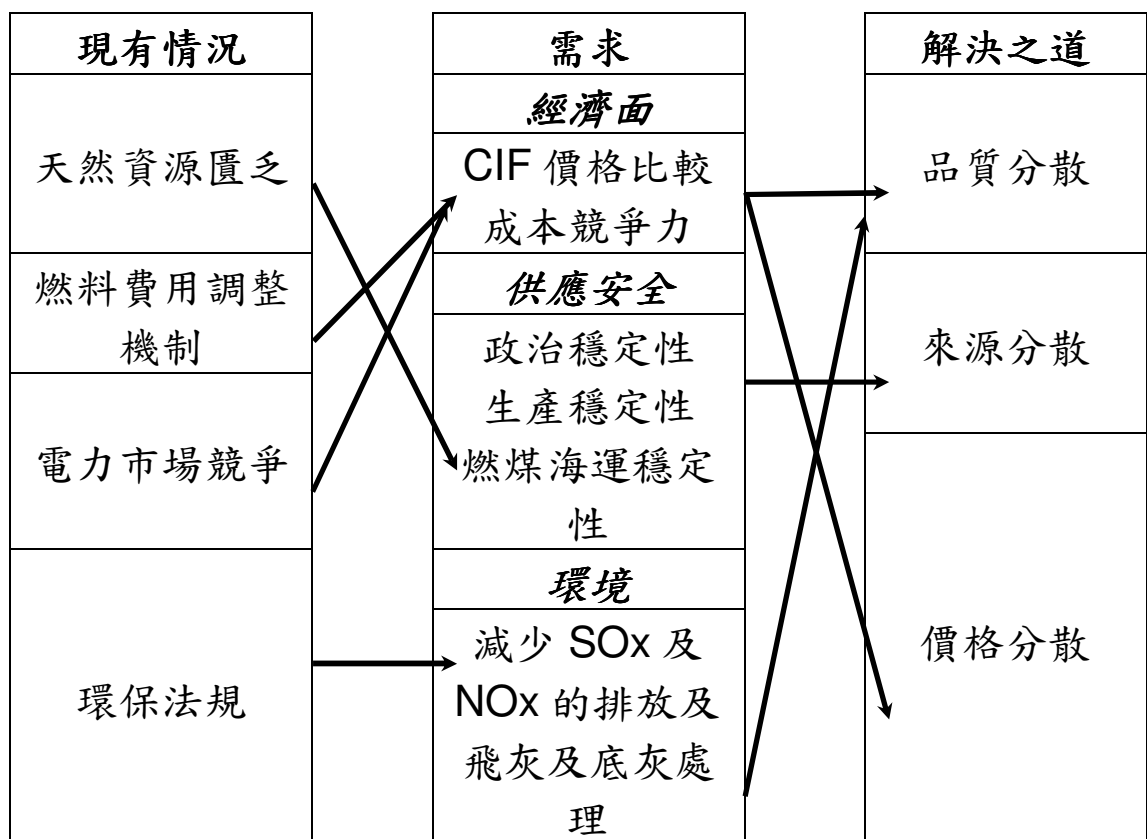
(四)日本燃煤市場介紹

1、日本燃煤發展

在 1950 年之前，日本國內自有煤礦是供應燃煤需求的主要來源；1951 年，日本自美國進口第一批煤炭。到 1960 年代初期，成本較低廉的石油取代燃煤成為能源主流，直至第一次石油危機（1973 年）後，日本始開放燃煤進口自由化以促進能源分散，燃煤進口量並在第二次石油危機（1979 年）爆發後加速成長。至 2008 年，日本燃煤年進口量已達 1.28 億公噸，約占全球燃煤海運量的 19%。

日本是天然資源匱乏的國家，因此將能源配置效率最大化向來是確保供應安全的首要之務；近年來即使核能發電呈現成長趨勢，燃煤需求仍然穩定且龐大，並將維持其主要能源的地位。

2、日本市場概況



3、品質分散

分散類別	現有情況
A	只使用高品質的煙煤→採用其它分散方式
B	混用煙煤及亞煙煤→以環保導向為考量，非價格導向
C	使用亞煙煤→環保與價格雙重導向，具價格競爭力

4、來源分散

近年來澳洲 Newcastle 船隻等港情況嚴重，分散燃煤來源確有其必要性；來源分散的種類有煤源國（地理）分散、礦區及品牌（生產）分散，及出口港（物流）分散等，其主要目的為降低對澳煤之依賴。

5、價格分散

過去日電的購煤契約價格為年度議價，並自每年 4 月 1 日起開始適用，再配合燃煤費用調整機制，將 CIF 價格波動反映在終端民眾的用電電價上；目前除不同月份開始之年度議價的契約價格外，亦有浮動契約價格，整年度電價之計算採固定與浮動價格之平均值；未來可運用衍生性商品如 SWAP 或選擇權等，作為因應市場價格波動之價格分散風險管理。

6、結語

燃煤在日本仍將持續成為重要的能源，且將維持大量的進口數量。與此同時，多樣型態的風險管理的多元化如品質分散、來源分散、價格分散日益重要，亦即日本電力公司的採購策略將不只穩健，而會趨向動態調整的採購模式。

(五)韓國燃煤市場介紹

1、燃煤在韓國能源配置之地位

(1)各階段燃料占比-依裝置容量

燃料別	裝置容量 (MW)			占比 (%)		
	2010	2015	2022	2010	2015	2022
煙煤	23,080	28,820	28,820	30.3	30.8	28.6
無煙煤	1,125	600	600	1.5	0.6	0.6
油	5,383	4,291	3,591	7.1	4.6	3.6
天然氣	19,899	23,062	23,062	26.1	24.6	22.9
水力	3,900	4,700	4,700	5.1	5.0	3.6
核能	18,716	25,916	32,916	24.6	27.7	32.6
再生能源	2,365	3,383	4,060	3.1	3.6	4.0
生質燃料	1,668	2,795	3,142	2.2	3.0	3.1
總計	76,136	93,568	100,891	100	100	100

(2)各階段燃料占比-依發電容量

燃料別	發電容量 (GWh)			占比 (%)		
	2010	2015	2022	2010	2015	2022
煙煤	184,478	203,317	195,646	39.8	39.3	35.4
無煙煤	5,610	3,165	3,176	1.2	0.6	0.6
油	10,465	934	887	2.3	0.2	0.2
天然氣	91,192	66,577	34,132	19.7	12.9	6.2
水力	1,685	3,167	7,112	0.4	0.6	1.3
核能	145,070	199,726	265,180	31.3	38.6	47.9
再生能源	11,943	20,942	25,844	2.6	4.0	4.7
生質燃料	13,448	20,039	21,320	2.9	3.9	3.9
總計	463,891	517,867	553,297	100	100	100

(3) 燃煤用量

(單位：百萬公噸)

電力公司	2008	2009	增量/減量	至 2010 年 5 月 (預估)
南東電力 KOSEP	17.3	20.7	+2.7	8.6
內陸電力 KOMIPO	11.3	11.3	+0.3	6.6
西方電力 KOWEPO	11.9	12.1	+0.6	5.5
南方電力 KOSPO	9.5	12.5	+2.4	5.3
東西電力 EWP	13.5	14.3	-	6.1
總計	63.5	71.2	+6.0	32.0

(4) 燃煤需求預測

	單位	2009	2010	2015	2020	2022
裝置容量	MW	23,080	23,080	28,820	28,820	28,820
煙煤需求	百萬公噸	71.2	71.4	84.0	84.0	84.0

(5) 進行中的電廠擴展計畫

電力公司	計畫名稱	期間	裝置容量 (MWx 單位)	備註
南東電力	Yeosu #2	2009.05-2011.12	340x2	低熱值
東南電力	Yeongheung#5,6	2010.05-2014.12	870x2	低熱值
東西電力	Dangjin #9,10	2010.05-2015.12	1,000x2	
南方電力	Samcheok #1,2	2011.07-2014.12	1,000x2	低熱值

2、韓國燃煤採購概況

(1) 燃煤進口

(單位：百萬公噸)

地區	2000	2005	2008	2009	2010
澳洲	9.6	19.3	22.0	29.6	↓
中國大陸	13.3	10.3	6.9	3.4	↓
印尼	4.6	15.0	26.1	32.0	↑
俄羅斯	2.0	2.3	6.0	1.8	-
加拿大	1.8	0.4	1.5	2.4	↑
其它(南非、哥倫比亞、美國)	3.1	0.4	1.0	1.9	↑
總計	34.4	47.7	63.5	71.2	

(2) 電力公司自各國進口量之變化

隨著從澳洲進口燃煤量減少，自印尼及其它國家數量漸增

(單位：百萬公噸，%)

地區 \ 期間	2009 年		至 2010 年 5 月 (預估)		增量/ 減量
	進口量	占比	進口量	占比	占比
澳洲	29.6	42	10.0	31	-11
印尼	32.0	45	16.8	53	+8

中國大陸	3.4	5	1.7	5	-
俄羅斯	1.8	2	1.0	3	+1
加拿大	2.4	3	0.7	2	-1
其它（南非、哥倫比亞、美國）	1.9	3	1.8	6	+3
總計	71.2	100	32.0	100	

(3) 契約數量之變化-以南東電力公司為例

預估 2010 年長約及現貨採購契約數量比各為 80% 及 20%

（單位：百萬公噸，%）

期間 契約	2008 年		2009 年		增/減		2010 年（預估）
	數量	%	數量	%	數量	%	%
長約	12.1	70	14.4	70	2.3	0	80
現貨	5.2	30	6.3	30	1.1	0	20
總計	17.3	100	20.7	100	3.4	0	100

(4) 現階段韓國燃煤採購策略總結如下：

a、分散來源，增加採購低熱值煤

(i) 轉移部分澳洲煤為南非煤及哥倫比亞煤

(ii) 增加低熱值煤使用，以降低採購成本

b、簽訂長約以增進供應安全

考量市場供需狀況，維持一定比例之長約數量

c、加強韓國各電力公司之間的合作

增加聯合採購量，以增加議價能力

d、煤礦投資

投資國外煤礦，以確保穩定之燃煤供應

(六)Bumi 集團(PT. Bumi Resources Tbk.)介紹

1、Bumi 集團簡介：

Bumi 集團係印尼最大的礦業集團，旗下擁有 PT. Kaltim Prima Coal(KPC)、PT. Arutmin Indonesia(Arutmin) 及 IndoCoal Resources 三家煤炭公司(註：此三家公司均由 Bumi 集團持有 70%股份，另 30%則由印度 Tata Power Company 所擁有)，除了煤炭以外，Bumi 集團之營業範圍亦橫跨石油、黃金、鐵礦、鋅礦等礦業，最近亦新取得了 Fajar Bumi Sakti(FBS)及 Pendopo Energi Batubara(PEB)等兩家煤炭公司。

2、Bumi 集團所屬煤田之煤炭儲量：

依據最新資料，目前 Bumi 集團所屬煤田之煤炭儲量為 29 億公噸，其中包含 KPC 儲量為 15 億公噸，Arutmin 儲量為 5.5 億公噸、FBS 儲量為 1 億公噸及 PEB 儲量為 6.8 億公噸。

3、Bumi 集團所屬煤炭公司 2009 年產銷概況：

在 2009 年 Bumi 集團的煤炭生產較 2008 年的 53 百萬公噸成長了 19.5%，達到了 63 百萬公噸，也是該公司歷年來最高的生產量。至 2012 年，其煤炭的年產量將達到 1 億 1 千萬公噸，在煤炭銷售部分，2009 年亦較 2008 年成長 13.4%，由 52 百萬公噸成長至 58 百萬公噸，其中 20 百萬公噸由 Arutmin 產出，而 38 百萬公噸由 KPC 產出，由銷售目的地來看，中國及日本占比最大，分別均占有 21%，其次為台灣及印度亦分別均占有 10%，另印尼國內銷售量亦占 10%，值得注意的是出口至中國大陸船數在 2009 年較 2008 年成長了 6 倍。

4、Buni 集團擴展銷售量策略：

在外銷部分，為配合未來生產量的成長，Bumi 集團將持續拓展出口，如馬來西亞、菲律賓及泰國等都是其目標，在現有的市場部分，如印度，將會與其商業伙伴 Tata Power Company 合作，擴增其煤炭在現有及未來電廠的使用量。此外，因印度的煤炭進口量持續成長，2010 年將達到 68 百萬公噸，甚至在 2013

年將較 2010 年成倍成長，對 Bumi 集團亦將是相當大的機會。至於中國，則將加強與各電業集團及主要的貿易公司的關係以獲取更多的進口機會。

另外在國內市場方面，Bumi 集團亦做好準備將以其大規模的低熱值煤炭蘊藏，來因應國內市場的成長需求。

二、赴Jembayan礦區及裝貨港瞭解其產銷營運及交貨狀況

目前本公司與印尼燃煤供應商PT. Jembayan Muarabara簽訂有2個定期契約，99年定期契約名目供應各約100萬公噸，渠為本公司印尼煤之主要供應商，供應穩定攸關本公司燃煤供應安全甚鉅，故於參加第16屆亞洲煤炭運輸暨貿易會議後，赴 Jembayan 礦區及裝貨港，瞭解渠產銷營運及交貨狀況，並就未來燃煤市場展望交換意見，謹就參訪結果簡述如下：

(一)煤礦名稱及煤炭種類：

1、煤礦名稱：Separi煤礦

2、煤炭種類：屬本公司煤質之規範B1之「一般煙煤」及規範D之「一般亞煙煤」。

(二)煤礦位置及交通：

煤礦位於印尼東加里曼丹省會Sumarinda西北方65公里，離東加里曼丹省第1大城Balikpapan車程約3小時。礦區總面積3,409公頃。

(四)煤礦所有人：

本礦區係PT. Jembayan Muarabara所擁有，該公司之股權係由Straits Asia Resources集團100%持有。

(五)採礦權：

在印尼採礦權計分3類：

1、由中央政府核發之 Contract of Work (CoW)。

2、由省政府核發之 KP。

3、由縣政府核發之 KUD。

Separi 煤礦(之採礦權租約(Coal Exploitation Right)則由印尼東加里曼丹省政府核發，屬前述所提之第 2 類，效期至 2022 年 9 月。

(六)商業生產年月：

係自 2005 年 4 月開始商業生產。

(七)地質條件：

依礦方提供資料顯示，該礦屬向斜層(Syncline)結構，全區計有 30 個主要煤層，平均煤層傾斜度約 20 度，可供經濟開採之煤層計 21 層，採礦區壽命(Life of Mine)平均剝土比為 9.24:1。

(八)剩餘蘊藏量：

依礦方提供之資料，目前採礦區剩餘蘊藏量符合本公司「一般煙煤」規範 B 者約有 8 千萬公噸；符合本公司「一般煙煤」規範 D 者約有 2 千 7 百萬公噸。

(九)煤礦類型與開採方式：

屬露天煤礦，以 Truck & Shovel 方式開採。目前以數個開採區(Multi Pits)、多煤層(Multi Seams)方式開採，開採煤層以第 15 至 19 煤層之煤炭為主。覆土經爆破後，以挖土機與卡車運移至已開採礦區回填，煤炭則以挖土機與卡車運至原煤儲煤場。

(十)原煤處理與內陸運輸：

該礦所產煤炭無須經洗選，採礦區所產原煤以卡車運至約 23 公里外之容量 20 萬公噸之原煤儲煤場，經原煤進料斗(ROM

Coal Dump Hopper)及碎煤機碎煤至粒度小於 50 公厘，碎煤機計有 2 部，每部每小時可處理 500 公噸原煤，再經容量每小時 1,000 公噸之皮帶機與移動式分煤機，依其煤質不同分堆於容量 18 萬公噸之產品煤儲煤場分堆儲存。該公司正進行產品煤儲存煤擴建工程，未來產品煤儲煤場容量將再增加 14 萬公噸。各產品煤煤堆底部設有錐形煤倉(Hopper)，以控制各煤倉開口之大小，調節不同品質煤之通過量而達成混拌之目的。依客戶需求而混拌後之煤炭由容量每小時 1,000 公噸之皮帶機運至駁船裝煤機裝上駁船。駁船則經 Mahakam 河至該公司自有之外海船舶停泊點裝上煤輪出口。目前該公司擁有 19 艘容量 8,000 公噸之駁船，並視需要，將再增加駁船船隊。

(十一)煤質管控制度：

- 1、採礦前探勘：開採前針對礦區取煤樣，作煤質分析，以瞭解不同煤層之煤質成份及分佈情形，作為擬訂長期開採計畫之依據。
- 2、採礦：商品煤以皮帶機送至駁船碼頭裝船。皮帶機投有金屬探測器及自動取樣系統，該公司有煤炭試驗室，於 2006 年第 3 季啟用。。

(十二)裝貨港設施：

為因應不同海象，該公司有 2 處外海船舶停泊點，每年 1 至 6 月使用 Samarinda 三角洲南側，離岸 24 公里之 Muara Jawa，7 至 12 月則使用 Samarinda 三角洲北側，離岸 36 公里之 Muara Berau。停泊點淨水深 17 公尺。海上裝煤業務外包給 Ratu Arang LTD，停泊點具一部裝煤機，裝煤率每小時 2,800 公噸，約 1.5 日即可完成一條巴拿馬極限型煤輪之裝煤作業，每年可裝煤 900 萬公噸。

(十三)探勘計畫

該礦自 2008 年開始正進行新的探勘計畫，至今已完成進度 75%，預計將於今年第 3 季全部完成，探勘區域總計有 12,574 公頃，該區域中符合 JORC 準則的資源量(resources)為 5 億公噸，儲量(reserves)則有約 1 億公噸，目前主要工作係分析其煤質作為未來開採之準備

(十四)結語：

Separi 礦 2009 年生產量為 700 萬公噸，2010 年生產量預計將達到 850 萬公噸，未來每年仍將穩定以約 100 萬公噸的速度成長，預期到了 2012 年將可突破 1,000 萬公噸，達到 1,050 萬公噸。因此，除了現有兩個定期契約外，Jembayan 希望能在未來與本公司簽訂更多之定期契約及現貨契約，我方對此亦向該公司人員表達歡迎其參與本公司未來標案，更加增進雙方長遠合作關係。

肆、結論與建議

- 一、第 16 屆 Coaltrans 亞洲煤炭運輸暨貿易會議(Coaltrans Asia)於 5 月 31 日至 6 月 2 日在印尼巴厘島(Bali)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、印尼等國主要燃煤用戶，均派員出席會議。此次出席代表約 1,700 人，是歷年來參加人數最多的一次，尤其是中國大陸現已是印尼煤的重要買主，出席人數更是創下歷年之紀錄。本次會議主要議題如下：(一)印尼能源政策暨煤業之最新展望。(二)亞太地區燃煤供需情勢研析。(三)亞太地區燃煤市場現況與最新發展趨勢。(四)印尼國內燃煤供需現況與展望。(五)中國大陸燃煤進口及出口之現況與展望。(六)印尼礦業法之施行及影響。(七)燃煤海運市場展望。

Coaltrans 亞洲煤炭運輸暨貿易會議(Coaltrans Asia)每年均針對燃煤供需現況與展望、航運市場趨勢以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策略之擬訂，頗具參考價值，建議本公司每年均應派員出席。

- 二、亞太地區焦煤已改以「季」訂價。2010 年第 2 季(4 - 6 月)價格為 USD200/MT，2010 年第 3 季(7 - 9 月)價格為 USD225/MT，由於焦煤價格居高不下，比價效應將支撐燃煤現貨價格下跌不易。近年印尼高熱值煤之蘊藏量枯竭速度超乎預期，產量銳減，取而代之為低熱值之燃煤，2010 年印尼煤炭產量約 2.7 億公噸，低熱值煤產量占比約 60%，未來 5 年將大幅增加為 80%，將影響各電力公司之用煤方式。為降低購煤成本，中國大陸與韓國採購之印尼煤均以低熱值煤為主。中國大陸、印度與韓國因經濟持續復甦，燃煤需求強勁；但澳洲煤炭出口基礎設施仍有不足，影響出口；印尼國內新燃煤機組陸續商轉及新頒布法令強制訂定內銷比例限縮外銷等因素，預估亞太地區燃煤供給將持續緊澀。
- 三、依據最新的統計資料顯示，目前印尼煤炭的資源量 (Resources) 為 1047.6 億公噸，而儲量(Reserves)則為 209.9 億公噸，其中以蘇門答臘(Sumatra)島的蘊藏量最高，計有資源量為 524.4 億

公噸，儲量 115.4 億公噸；加里曼丹(Kalimantan)島次之，計有資源量為 519.2 億公噸，儲量 71.7 億公噸，此兩島合計已占全印尼資源量及蘊藏量的 99%以上，根據印尼政府的統計，煤炭儲量最高的三個省分別為南蘇門答臘(39%)、東加里曼丹(34%)及南加里曼丹(16%)。以熱值來看，在 2005 年時總資源量 605 億公噸中，亞煙煤及褐煤資源量合計為 508 億公噸，占總資源量 84%，熱值較高的煙煤資源量則僅有 97 億公噸，僅占 16%。至 2009 年時，總資源量 1,048 億公噸中，亞煙煤及褐煤資源量合計為 908 億公噸，占總資源量 87%，熱值較高的煙煤資源量則為 140 億公噸，僅占 13%。

四、印尼目前為世界主要煤炭生產國及最大出口國，尤其是 Kalimantan 島的煤炭工業已展現驚人的成長，但其高熱值煤儲量亦因此快速減少殆盡。此外，由於國內需求量日增，國內消費必將影響到未來出口成長。因此，若生產要進一步提昇，基礎設施的更新改善是不可或缺的。而對印尼國內的發電業者來說，低熱值的煤炭將是一個必要的選擇，政府的政策對低熱值煤炭的開採將扮演一推動性的角色。

五、中國大陸煤炭資源北多南少，西多東少，煤炭資源的分佈與消費區分佈極不協調。對於位於華南地區的重工業區而言(廣東是最大進口煤省份)，這一特點決定了中國大陸"北煤南運、西煤東調"的能源格局，且運距長、運量大，運輸條件相對較差。中國大陸主要進口煤源來自澳洲、印尼及俄羅斯。由於中國大陸內陸運輸成本高，使得進口煤煤價相對具競爭力，其中以印尼最具經濟性。當國際煤價相較於國內煤價低廉時，便會積極向國外採購燃煤，在 2009 年時已達 6 千萬公噸，2010 年更有可能達到 1 億公噸。

六、中國大陸煤炭市場已完全自由化，但政府為維持市場穩定及抑制通貨膨脹，對電價訂定上限，以致電力業者虧損嚴重。而為降低電力業者損失，中國大陸政府並對國內煤價訂定上限，短期看來，採購進口煤是有利的，惟長期來說，為降低發電成本，國內煤價將受到壓抑，因此將不利進口。為降低發電成本，中國大陸政府採行之策略有三：a、壓制國內煤價；b、降低獨占下過高的鐵路運費；c、調高電價。其中，以 a 項策略為最可能之執行方案。

- 七、目前印度的燃煤市場需求量規模超過 5 億公噸，預估到了 2014 年將會超過 7 億公噸，目前市場供給約 90% 是印度國產燃煤，其餘則由進口燃煤補足，2009 年之燃煤進口量為 4 千萬公噸，到了 2011 年進口量將達到 7 千 2 百萬公噸，燃煤需求量以每年 9% 的速度成長，而進口量則以 14% 的速度成長，其中電力產業是燃煤最主要的消費者，占了需求量的 70%，預期未來的 20 年也將會維持此一情勢，惟印度國內燃煤的品質並非十分優良，其熱值僅在 4,000kcal/kg 左右，甚至更低，而灰分則高達 30-40%，且主要燃煤產地遠離消費者所在地，也因此，在過去的 3-5 年，在印度政府的鼓勵下，越來越多位處印度中北部內陸，原本因運輸成本考量未使用進口燃煤的消費者開始使用進口燃煤。除了前述燃煤品質及運輸成本等因素外，影響進口燃煤數量的因素還包含了環保及燃煤短缺等因素。在燃煤短缺的部分，預期在 2013 年，短缺量將超過 1 億公噸，意即需要 1 億公噸之進口燃煤，在電力產業中，進口燃煤的數量約有 80% 來自於印尼。在未來，預期印度與中國大陸將會取代日本與韓國成為亞洲地區主要的燃煤進口國，也因此開拓新的燃煤進口來源如莫三比克、波扎那、南非，甚至是澳洲、俄羅斯、蒙古等都是考慮的目標。
- 八、過去日電的購煤契約價格為年度議價，並自每年 4 月 1 日起開始適用，再配合燃煤費用調整機制，將 CIF 價格波動反映在終端民眾的用電電價上；目前除不同月份開始之年度議價的契約價格外，亦有浮動契約價格，整年度電價之計算採固定與浮動價格之平均值；未來可運用衍生性商品如 SWAP 或選擇權等，作為因應市場價格波動之價格分散風險管理。近年來澳洲 Newcastle 船隻等港情況嚴重，分散燃煤來源確有其必要性；來源分散的種類有煤源國（地理）分散、礦區及品牌（生產）分散，及出口港（物流）分散等，其主要目的為降低對澳煤之依賴。