

出國報告(出國類別：其他)

參加第 10 屆中國國際煤炭貿易暨運輸會議
(Coaltrans China)及拜訪本公司中國大陸
燃煤定期契約供應商

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：中國大陸

出國期間：101 年 4 月 15 日至 101 年 4 月 20 日

報告日期：101 年 5 月 15 日

報告內容

目錄

壹、出國緣起與任務：第 2 頁

貳、出國行程：第 3 頁

參、工作內容

一、中國大陸電力產業發展概況：第 4 頁

二、本次會議重要議題摘要：第 8 頁

三、拜會神華集團公司：第 22 頁

四、拜會中煤能源集團公司：第 24 頁

肆、結論與建議：第 25 頁

壹、出國緣起與任務

第 10 屆中國國際煤炭貿易暨運輸會議於今年 4 月 17~18 日在中國大陸北京召開，會中針對中國大陸煤炭產業與亞洲太平洋地區燃煤供需情勢進行分析與研討，中國大陸、澳洲、印尼、印度、日本、韓國、馬來西亞等國主要燃煤生產者及消費者均出席會議，進行燃煤產業相關資訊之交流，本次會議主要議題包括：中國大陸燃煤供需之現況與展望、燃煤價格展望及燃煤海運市場未來發展等。

中國大陸燃煤蘊藏豐富且品質優良，與澳洲煤同屬高熱值煙煤，為亞太地區主要燃煤供應國之一。此外，對本公司而言，由於中國大陸距台海程近，抵台僅需 3~4 天，遠低於澳洲之平均約 15 天，若遇澳洲煤供應吃緊時，則中國大陸煤更可作為緊急調度之用，有助於增進燃煤供應安全。

根據海關統計資料，97 年時中國大陸全年燃煤進口量為 1,453 萬公噸，至 100 年全年燃煤進口量已成長至 1 億 160 萬公噸，增加近 1 億公噸，目前已與日本進口量相當。中國大陸進口量大幅成長是近年來亞太地區燃煤價格大幅上揚之主要原因。本次會議所獲資訊將對本公司燃煤採購及營運策略之研擬，具相當參考價值。

本公司目前與中國大陸神華集團所屬之神華香港國際貿易有限公司簽訂有 2 個定期契約；另與中煤能源集團所屬之中煤能源香港公司亦簽訂有 2 個定期契約，總計 4 個定期契約，總名目契約量為 200 萬公噸。趁此次參與會議之便，一併拜訪神華集團公司、中煤能源集團公司，對契約項下之煤炭交運、船期安排、年度價格等議題交換意見，以為本公司擬訂燃煤採購策略之參考。

貳、出國行程

日期	工作地點	工作內容
4月15日	台北→北京	往程
4月16日	北京	與神華集團公司洽談契約價格、燃煤交運、船期安排等議題
4月17日~ 4月18日	北京	參加第10屆中國國際煤炭貿易暨運輸會議
4月19日	北京	與中煤能源集團公司洽談契約價格、燃煤交運、船期安排等議題
4月20日	北京→台北	返程

參、工作內容

一、中國大陸電力產業發展概況

(一)中國大陸 2010~2011 年電力產業發展概況

2010 年，中國大陸新增發電裝置容量持續成長，發電量不斷增加，特別是水力發電開發速度加快；其次，火力發電繼續向著大容量、環保的方向發展，全年共有上海漕涇電廠、寧夏靈武電廠 2 期等共計 12 部百萬瓩之超臨界火力發電機組商轉，2010 年底百萬瓩超超臨界火力發電機組已達到 33 部；另外，新增風力發電機組裝置容量亦取得新突破，2010 年，新增發電機組之總裝置容量為 9,127 萬瓩。

截至 2010 年 12 月底止，中國大陸 6,000 瓩以上之機組容量共 9 億 6,219 萬瓩。其中，火力發電 7 億 663 萬瓩，占總裝置容量的比重為 73.44%；水力發電 2 億 1,340 萬瓩，占總裝置容量的比重為 22.18%；風力發電 3,107 萬瓩，占總裝置容量的比重為 3.23%；核能發電 1,082 萬瓩，占總裝置容量的比重僅 1.12%。

發電量部份，水力發電發電量出現負成長，火力發電總發電量成長速度減緩。2011 年 1~11 月份，中國大陸發電量為 4 兆 1,939 億度。其中，火力電廠發電量 3 兆 4,612 億度，占 82.5%，比 2010 年同期成長 13.9%。水力電廠發電量 5,676 億度，占發電總量的 13.5%，比 2010 年同期降低 1.8%。

電力消費情況，2011 年用電量需求超出預期，導致持續性電荒。2011 年 1~11 月份，用電量為 4 兆 2,835 億度，成長幅度達 11.85%。

電力建設情況，2011 年以來，電源開發建設成長速度逐步下降，電網工程建設完成投資成長速度穩建提升。在電源開發

完成投資中，水力發電、核能發電、風力發電合計完成投資占全部電源投資的比重為 67.3%，火力發電投資比重僅佔 29.59%。

(二) 中國大陸電力產業發展回顧

中國大陸總發電裝置容量從 2005 年底的 5.17 億瓩增加到 2010 年底約 9.5 億瓩，年平均增加 8,000 多萬瓩。中國大陸電力產業正從大機組、超高壓、西電東送、全國聯網的發展階段，向綠色發電、特高壓、智慧電網的發展新階段轉變。

中國大陸電源結構和佈局亦進一步改善。中國大陸自“十一五”(即 2005~2010 年)以來，風力發電等可再生能源得到快速發展，大力發展核電也得到共識，關閉小型火力發電機組的速度空前，使電源結構和佈局得到進一步改善。在 2009 年底發電裝置容量 8.74 億瓩中，燃煤發電占總裝置容量的比重由 2005 年的 72.8%，下降到 2009 年的 68.5%；風力發電裝置容量連年高速成長，水力發電裝置容量、核電建設規模均居世界第一位，包括水電、核電以及風電、太陽能發電等新能源在內的綠色發電裝置容量所占比重由 2005 年的 24.2%，上升到 2009 年的 25.6%。2009 年底，30 萬瓩及以上火力發電機組比重達到 65.2%，100 萬瓩級超超臨界機組計有 21 部，成為世界擁有超超臨界機組最多的國家，火電平均單機容量由 2005 年的 5.68 萬瓩提高到 2009 年的 10.31 萬瓩。西部和北部能源基地建設進一步加快，東部沿海地區發電新建機組速度減緩。2005~2009 年間，能源資源豐富的西北、華中、華北地區的裝置容量分別增長了 63%、45%、42%，華東地區增長 24%，電源地區分佈更加合理。

(三) 中國大陸電力事業未來規劃發展目標

在 2011~2015 年期間(即十二五期間)，中國大陸電力產業的

規劃目標為全國發電裝置容量達到 14.63 億瓩左右。其中，燃煤發電 9.28 億瓩，比例為 63%，慣常水力發電 3.01 億瓩，風力發電 1 億瓩，抽蓄水力發電 4,100 萬瓩，核能發電 4,300 萬瓩，天然氣發電 4,000 萬瓩，太陽能發電 500 萬瓩，生質能發電及其他 500 萬瓩。

2015 年非化石能源發電裝置總規模將達到 4.95 億瓩，占比為 33.8%，將比 2010 年提高 6.9 個百分點。非化石能源發電量 1.59 萬億度（kwh）左右，占總發電量的比重為 24.9%，比 2010 年提高 5%。非化石能源發電量約可替代 5.2 億公噸燃煤發電量。

至 2020 年規劃目標則為：全國發電裝置容量達到 19.35 億瓩左右。其中，燃煤發電 11.7 億瓩，佔比降為 60%，慣常水力發電 3.6 億瓩，風力發電 1.8 億瓩，核能發電 8,000 萬瓩，抽蓄水力發電 6,000 萬瓩，天然氣發電 5,000 萬瓩，太陽能發電 2,500 萬瓩，生質能發電及其他 1,000 萬瓩，。

2020 年非化石能源發電裝置容量將達到 7.15 億瓩，占比為 37%，比 2015 年提高 3.1%。非化石能源發電量 2.3 萬億度左右，占總發電量的比重為 27.3%，比 2015 年提高 2.4%。非化石能源發電量可替代 7.3 億公噸燃煤發電量。

(四) 中國大陸電力產業發展面臨的困境

1. 首先在全國電網分離以後，電力統一規劃工作有所削弱，其次是全國電網缺乏發展協調的有效工作機制和溝通協調的管道，沒有做到有效銜接。
2. 電力結構調整非常困難：中國大陸目前的發電裝置容量當中，由於近年來火力發電項目大規模建設，所占比重進一步提高，水力發電開發相對較低，現在水力發電裝置容量

僅占總容量 24%。如何調整電源、電網結構的任務非常困難。

3. 電網建設仍然落後：經過 1998 年以來大規模的電網建設，中國電網發展改善許多，但是電源和電網仍然不能協調發展。電網尚未建立科學合理的投資收益機制與監控體系，也沒有獨立的輸配電價。電網的負債率高，目前大部分在 70 到 80%，發展資本嚴重不足。
4. 提高能源效率問題：中國能源發展存在高投入、高消耗、高排放、低效率的問題，電能使用效率也遠遠低於世界發達國家的水準，甚至低於發展中國家的水準。
5. 燃煤供應問題：今年 5 月 1 日，中國大陸政府正式實施煤電價格聯動方案，新政策對於解決發電企業的經營困難，抑制不合理需求會起到一定作用，但很難解決電煤價格和運輸價格繼續上漲的問題。
6. 加強電力需求側管理，努力提高電力利用效率，同時在電力價格上，要執行差別電價，引導客戶合理用電，提高終端的利用效率。近 2 年來，中國大陸透過轉移高峰負荷，每年約節省電力 1,000 萬~3,000 萬瓩。
7. 加強再生能源的規劃和政策支持。

二、第 10 屆中國國際煤炭貿易暨運輸會議於今年 4 月 17~18 日在中國大陸北京召開，會中針對中國大陸煤炭產業與亞洲太平洋地區燃煤供需情勢進行分析與研討，中國大陸、澳洲、印尼、印度、日本、韓國、馬來西亞等國主要燃煤生產者及消費者均出席會議，進行燃煤產業相關資訊之交流，本次會議主要議題包括：中國大陸燃煤供需之現況與展望、燃煤價格展望及燃煤海運市場未來發展等，謹擇其中二篇與中國大陸之燃煤生產及進出口貿易相關之論文，摘要如下：

(一) 中國大陸燃煤貿易之分析

1. 燃煤內陸運輸後勤是中國大陸燃煤貿易之關鍵

- (1) 由於國際燃煤價格相較於國內煤價仍屬低廉，國內燃煤生產不足以滿足需求，中國大陸自 2009 年起已成為燃煤淨進口國。
- (2) 中國大陸國內燃煤價格取決於運輸等後勤成本。
- (3) 中國大陸買主是對燃煤價格相當敏銳的買家，且國內需求龐大，中國大陸所需燃煤須仰賴進口之趨勢將持續。
- (4) 中國大陸買主對進口燃煤價格設定一上限，而此一上限將取決於國內燃煤生產成本及人民幣升值幅度。

表 1-中國大陸近年燃煤貿易進出口量(資料來源:2012 CLSA Asia-Pacific Markets)

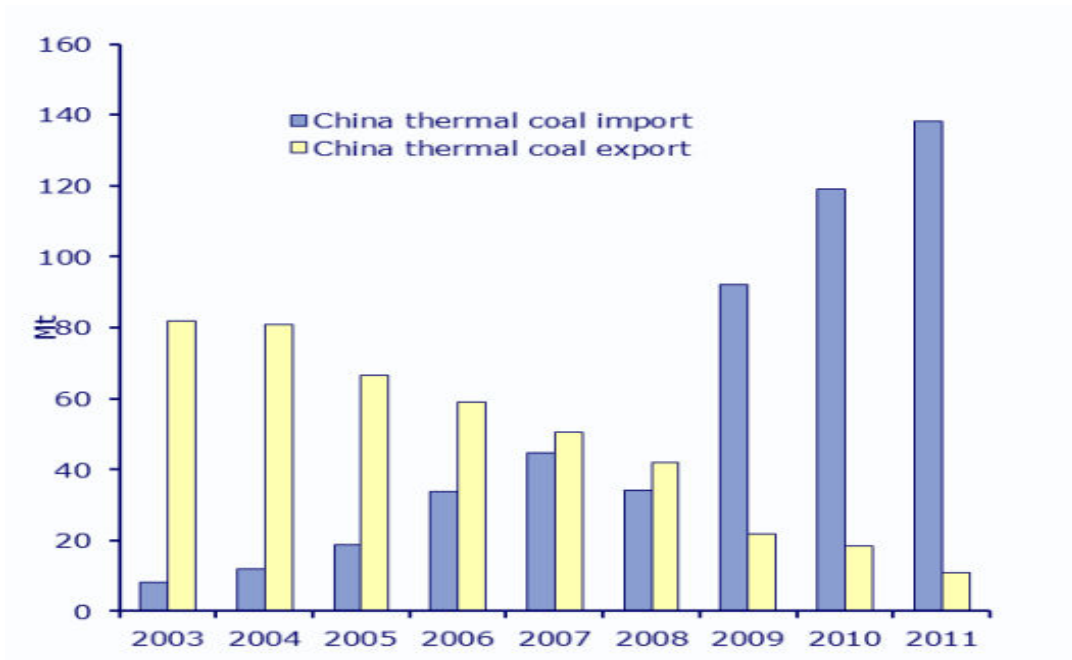
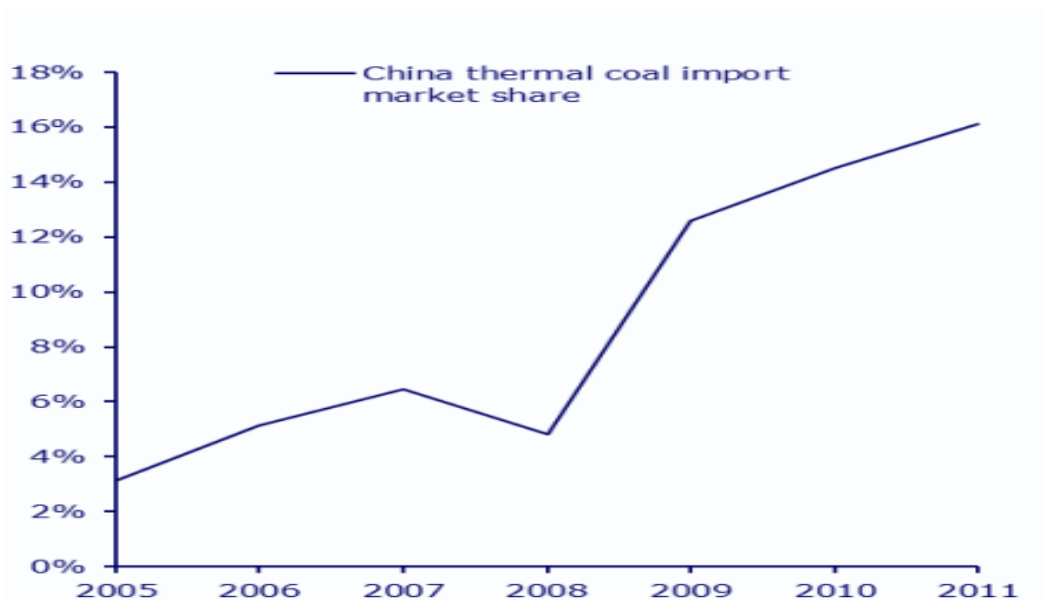


表 2-中國大陸近年燃煤進口量之全球市佔率(資料來源:2012 CLSA Asia-Pacific Markets)



2. 中國大陸國內燃煤運輸壓力將逐步緩和

- (1) 中國大陸內銷煤運輸網仍持續成長，其中 2011 年卡車運煤量達到最高記錄，卸煤碼頭的滯港煤輪於 2012 年年初達創紀錄的高峰。
- (2) 中國大陸的運煤鐵路擴建投資將使長距離之卡車運輸量自 2013 年起開始下降。
- (3) 中國港口雖然擴建快速，但是因為進口量高，擴建工作將持續進展至 2015 年。目前鐵礦砂年進口超過 10 億公噸，燃煤年進口量超過 2.5 億公噸，焦煤年進口量超過 1 億公噸。

表 3- 中國大陸卸煤暨滯港船數 (資料來源:2012 CLSA Asia-Pacific Markets)



表 4- 中國大陸煤炭及鐵礦砂進口量(資料來源:2012 CLSA Asia-Pacific Markets)

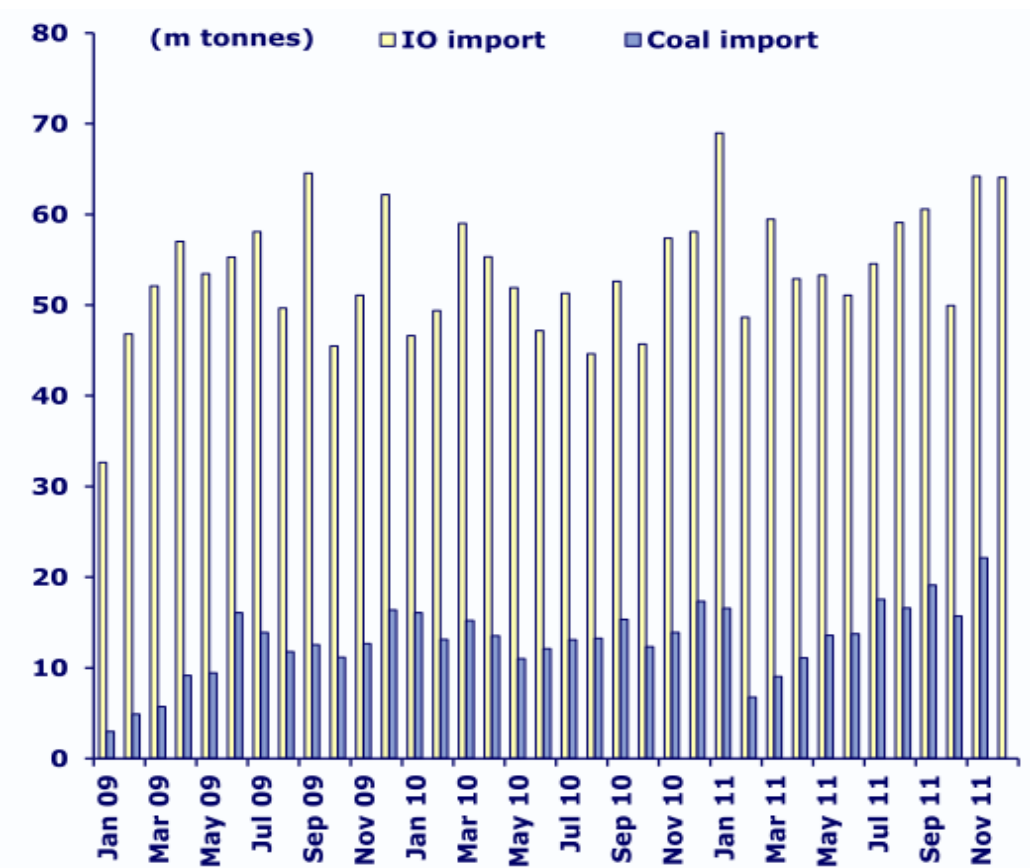
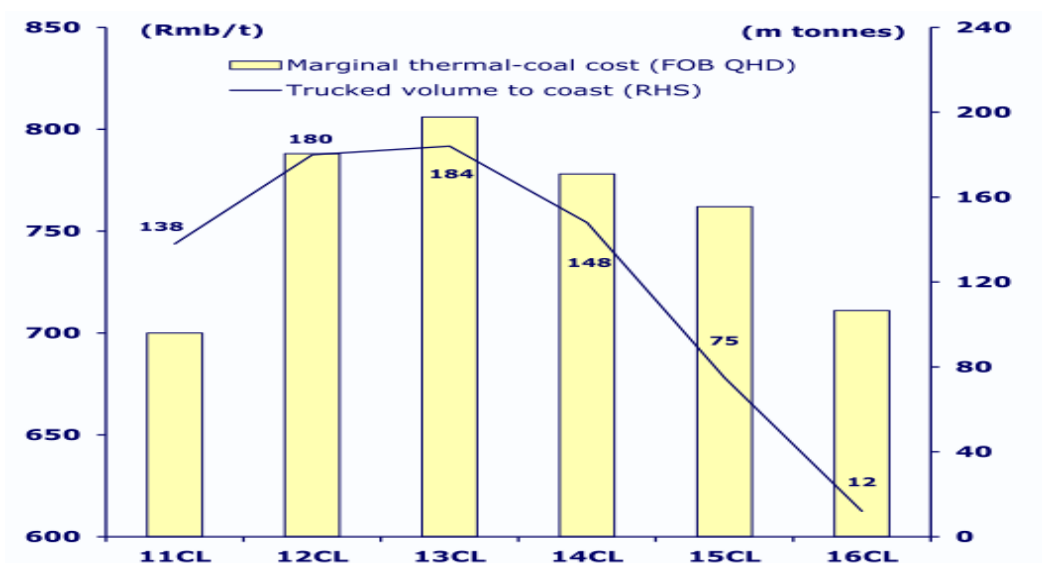


表 5- 中國大陸燃煤出口邊際成本(資料來源:2012 CLSA Asia-Pacific Markets)



3.具競爭力之進口燃煤佔有率將逐步提升

由於進口煤比內銷煤更具競爭力，基於以下因素，預估燃煤進口量將持續提升：

- (1) 中國大陸燃煤採礦成本增加
- (2) 中國大陸內銷煤之品質逐漸下降
- (3) 燃煤生產重心逐步轉移至西部
- (4) 美國燃煤出口增加
- (5) 澳洲燃煤出口港口基礎設施開始營運
- (6) 印尼燃煤出口成長

表 6- 中國大陸進口燃煤佔比 (資料來源:2012 CLSA Asia-Pacific Markets)

(m tonnes)	2009	2010	11CL	12CL	13CL	14CL	15CL	16CL
Coal consumption in generation	1,416	1,579	1,736	1,873	1,983	2,061	2,147	2,219
Other non-coking coal consumption	1,149	1,229	1,295	1,356	1,410	1,459	1,502	1,535
South/East coast consumption	615	674	727	759	797	827	839	863
Domestic coal production	2,609	2,805	2,994	3,169	3,302	3,406	3,491	3,542
Coal imports	92	119	130	150	180	220	250	280
Coal exports	22	19	11	5	5	5	5	5
Import penetration nationally (%)	3.6	4.2	4.3	4.6	5.3	6.3	6.9	7.5
Import penetration (South/East coast) (%)	15	18	18	20	23	27	30	32

結語

中國大陸近年的快速發展，使國內煤炭生產量已完全不足以應付其需求，並自 2009 年起由燃煤淨出口國轉變成為淨進口國。但因中國大陸保有龐大之煤炭產量(2009 年至 2011 年每年淨額

進口量(進口-出口)佔國內總產量皆低於 5%，詳如表 6)，致使大陸買主成為對國際煤價極為敏銳的買家，可伺機選擇於國際煤價相對低廉時才採購進口煤。

惟受限於燃煤運輸基礎設施之限制，致使目前中國大陸之國內煤價主要取決於運輸成本，2011 年卡車運煤量更達到最高記錄。因此，目前中國大陸已積極進行鐵路擴建工作，預計長距離之卡車運輸量將自 2013 年起下降，而從表 5 亦可看出中國大陸燃煤出口邊際成本將於 2013 開始下降。雖然運輸成本對中國大陸內銷煤價格之影響將自 2013 年起逐步緩和，但伴隨著燃煤採礦成本增加、人民幣升值、燃煤品質逐漸下降、燃煤生產逐步轉移至西部、美國燃煤出口增加、澳洲燃煤出口港口設施開始營運、印尼燃煤出口成長等因素，整體綜合評估，中國大陸未來 10 年內的該國的燃煤淨進口量仍將持續增加。惟就長遠來看，碳稅、核能及再生能源投資等議題仍將使中國大陸未來的燃煤需求存有變數。

(二) 中國大陸燃煤產業分析

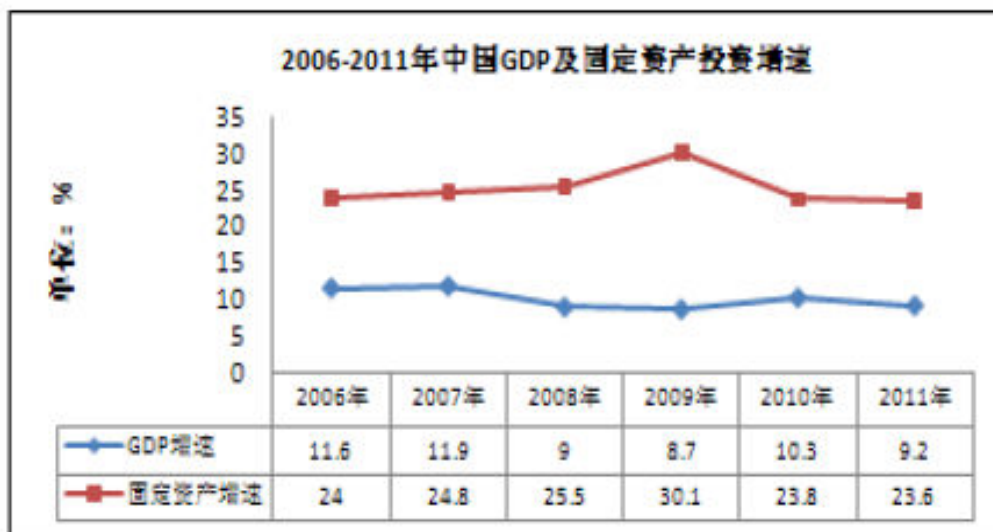
近年來，中國大陸經濟快速成長，已取代德國，成為僅次於美國與日本為世界第三大國。而投資擴張是中國大陸經濟成長的主要來源，中國大陸燃煤的消費領域主要有電力、建材、化工化肥及其他行業。近年來，電力行業是燃煤消費中最主要的部份，建材和化工化肥行業之燃煤需求量保持平穩態勢(如圖一)。

【圖一】

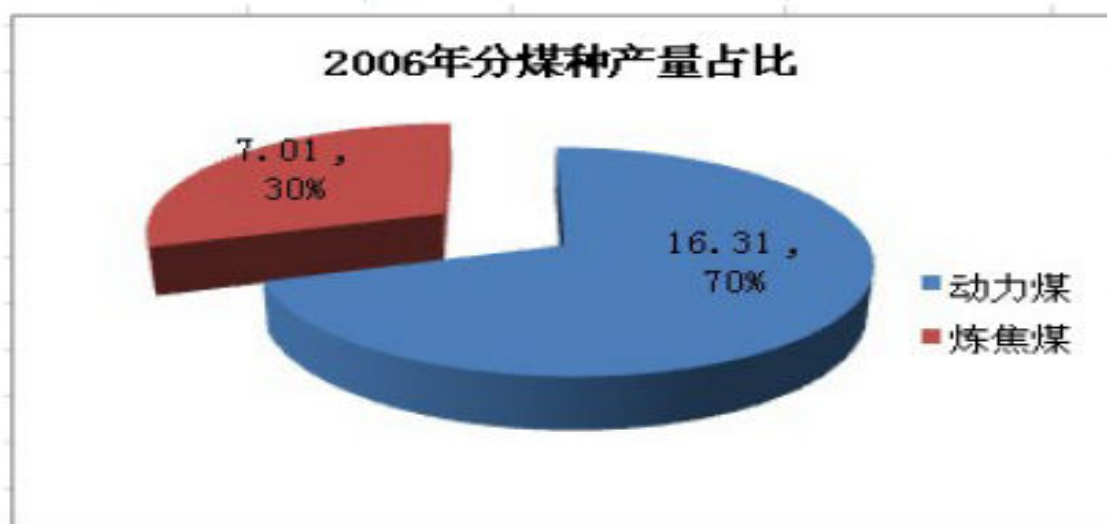
中国煤炭需求旺盛促进供应快速增加



【圖二】



【圖三】

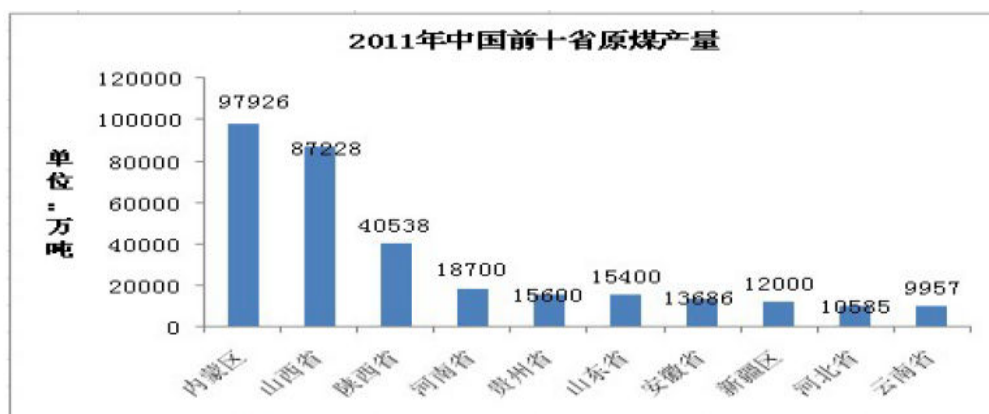


【圖四】

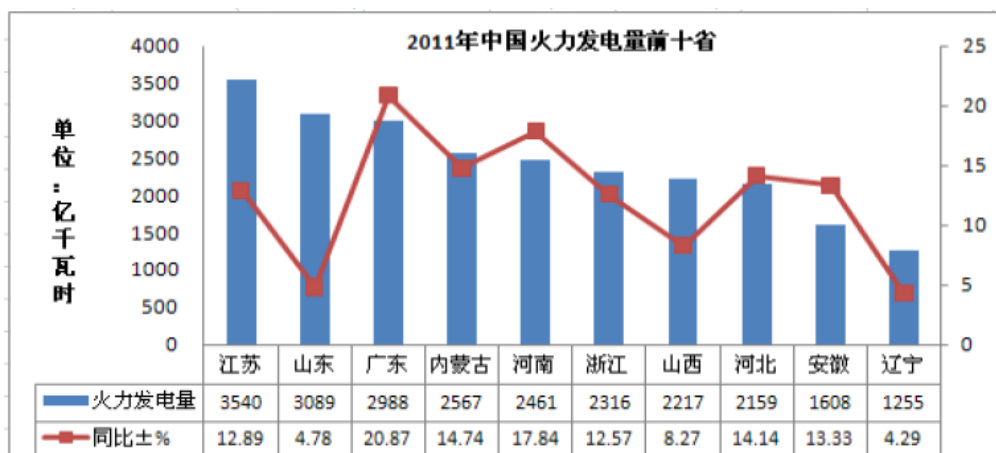


2006年-2011年GDP增速维持在8%(如图二);固定資產增速維持23%以上。總發電量及火力發電均快速增加。水泥產量也穩定上升。而電力、固定資產及水泥的需求增加，都直接影響著中國對燃煤需求的急遽增加。產量方面，燃煤在2006年占全部煤種23.32億噸的70%，產量為16.31億噸(如图三);2011年燃煤占全部煤種共35.2億噸之75%，產量為26.5億噸(如图四)。

【圖五】



【圖六】



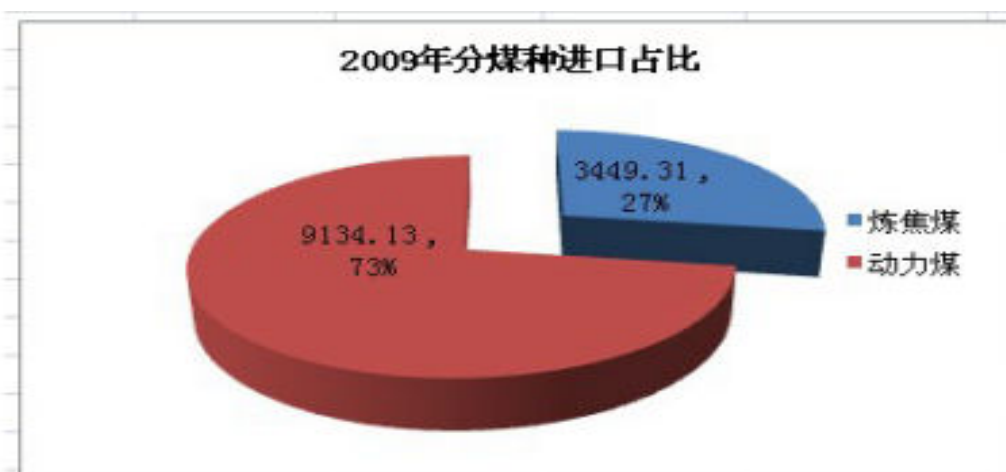
2011 年中國大陸前十省原煤產量省份分別為：內蒙區、山西省、陝西省、河南省、貴州省、山東省、安徽省、新疆區、河北省及雲南省，而內蒙區、山西省及陝西省原煤產量，占上述十省產量的 70%(如圖五)。就 2011 年中國大陸火力發電量而言，前十省分別為：江蘇省、山東省、廣東省、內蒙古、河南省、浙江省、山西省、河北省、安徽省及遼寧省。而江蘇省、山東省及廣東省火力發電占上述十省火力發電量約 40%(如圖六)

【圖七】

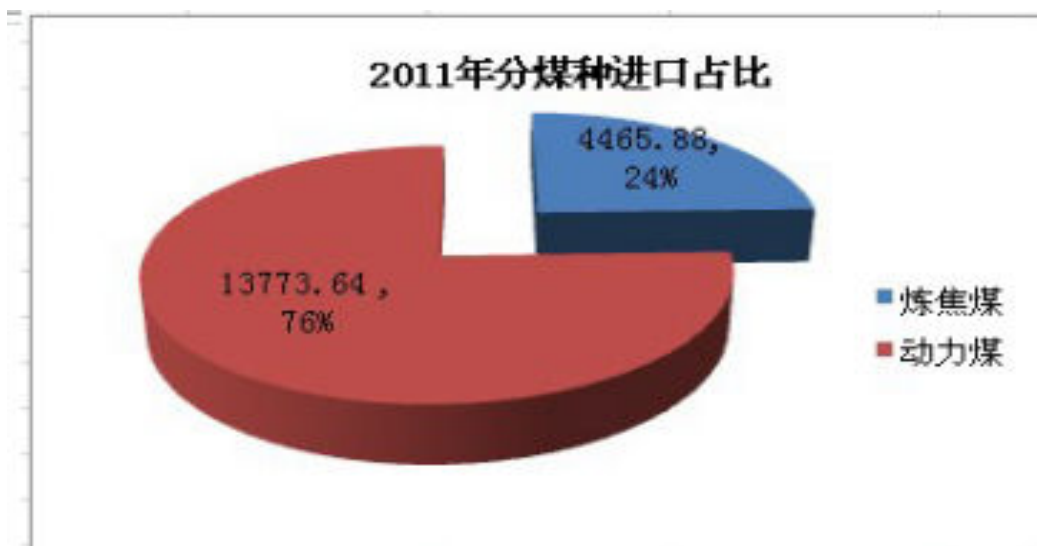


中國大陸的煤炭資源北多南少，西富東貧，煤炭消費基地主要在東部地區，而煤炭的生產與供應集中在中國大陸的中、西部地區（如圖七）。在這種分佈下，導致中國大陸煤炭運輸基本上形成了北煤南運、西煤東運的格局。中國大陸煤炭運輸主要靠鐵路、公路、沿海和內河水運。中國大陸鐵路煤運量占煤運總量的60%，煤炭運輸量占鐵路貨運總量的40%，然而其運輸能力仍然有限；公路運輸及水路運輸則因影響因素多、距離長，使得運輸成本高。以2011年11月，秦皇島煤炭價格比鄂爾多斯煤炭價格高出380元/噸，廣州港煤炭價格高於秦皇島煤炭價格120元/公噸。2012年3月，秦皇島煤炭價格比鄂爾多斯煤炭價格高出375元/公噸，廣州港煤炭價格比秦皇島煤炭價格高出85元/公噸。

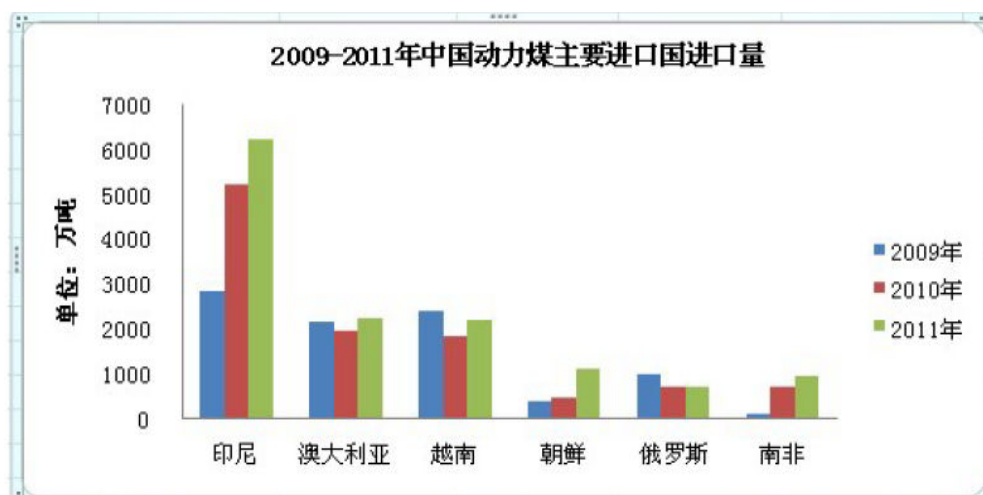
【圖八】



【圖九】



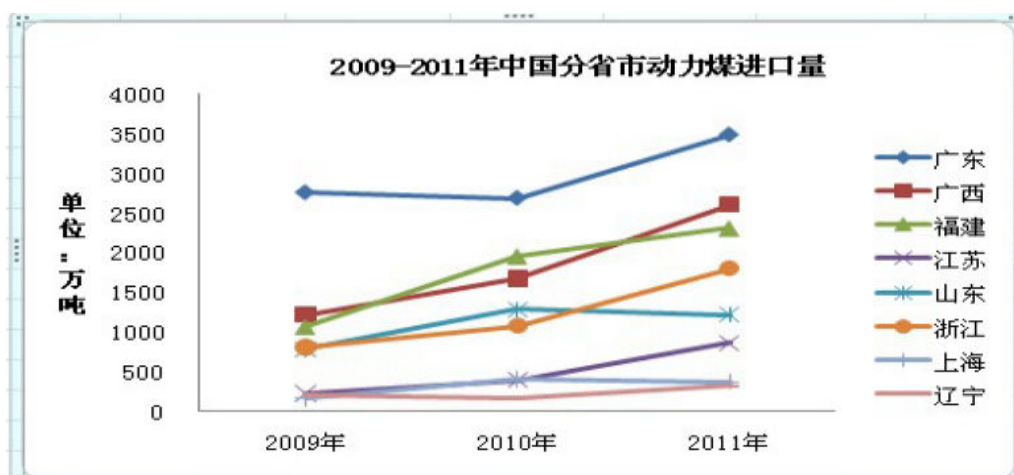
【圖十】



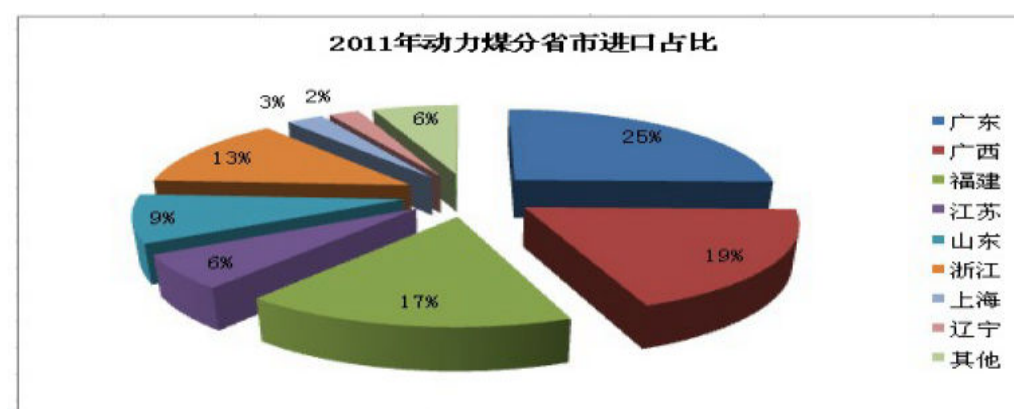
由於煤炭內陸運輸的成本高昂，促使中國大陸近幾年來進口燃煤急遽增加，2009年進口燃煤9,134萬公噸，占煤炭總進口的73%(如圖八)；2011年進口燃煤1億3,773萬公噸，占煤炭總進口量的76%(如圖九)。中國大陸燃煤主要進口國分別為：印尼、澳洲、越南、朝鮮、俄羅斯及南非。2009年中國大陸從印尼、澳洲及越南進口燃煤分別占進口燃煤總量的31%、23%及26%；2011年中國大陸從印尼、澳洲及越南進口燃煤分別占進口燃煤總量45%、16%及

16%。印尼燃煤因價格優勢，成為中國大陸燃煤最主要的進口來源(如圖十)。

【圖十一】



【圖十二】



中國大陸主要進口燃煤的省份為廣東省、廣西省、福建省、江蘇省、山東省及浙江省(如圖十一)。從 2011 年中國大陸進口燃煤總量來看，廣東省占 25%，廣西省占 19%，福建省 17%，江蘇省占 6%，山東省占 9%及浙江省占 13%。近 2 年江蘇省火力發電量甚而超過山東省，成為中國大陸最大的火力發電省份(如圖十二)。上述 6 省成為中國大陸主要進口燃煤省份，主要原因在於位置優勢及當地電廠按照特定進口煤質量設計鍋爐，如廣西選擇越南無煙煤；而廣東和福建多選擇印尼的高揮發份煤。預估將來廣東省、福建省、山東省及廣西省新建電廠全部正式運作，將增加 6,230 萬公噸燃煤的需求量；並預估 2012 年起至 2015 年，燃煤淨進口量仍

維持穩定增加，且預測 2015 年燃煤淨進口量將達 1 億 8,000 萬公噸。

綜觀，影響中國大陸未來進口燃煤的因素有國內影響的因素及國際影響因素。

- (1) 國內影響的因素方面，首先隨著全國煤炭工作會議及各個省份煤炭工作會議的陸續召開，實施煤炭消費總量和總產量雙控產業政策，成為中國大陸和各省煤炭會議重點，中國大陸兩大產煤省內蒙古、山西省率先控制煤炭生產規模和總產量控制；自 2011 年 11 月以來，一方面受國家限價政策影響，另一方面受大量進口煤炭的影響，再加上國內外煤炭需求低迷，山西和內蒙部份坑口煤價下跌，並且出現滯銷現象；另外，國家控制化石能源消費量及低碳等政策、中國大陸煤炭物流運輸能力提升及運輸成本降低、中國大陸「西電東輸」緩解東部和南部地區電力短缺及中國大陸宏觀經濟放緩，使得國內煤炭需求趨於緩和。
- (2) 國際影響的因素方面則有：日本、韓國、台灣等市場需求的變化及印度等新興市場煤炭需求的增長幅度；國際煤炭供應增長的幅度，例如澳洲、印尼、越南等傳統出口國以及北韓、俄羅斯等新興國家煤炭產量的增長；國際燃煤價格與國內燃煤價格的競爭；歐盟金融危機的進展及人民幣與美元匯率的變化等，都將影響著未來中國大陸進口燃煤的因素。

三、拜會神華集團公司

(一)神華集團公司簡介

神華集團有限責任公司（簡稱神華集團）是於 1995 年 10 月經中國大陸國務院批准設立的國有獨資公司，以煤為基礎，電力、鐵路、港口、航運、煤製油化工為一體，產運銷一條鞭經營的特大型能源企業，是中國大陸規模最大、現代化程度最高的煤炭企業和世界上最大的煤炭經銷商，名列世界 500 大企業。由神華集團獨家發起成立的中國神華能源股份有限公司分別在香港、上海上市。

截至 2011 年底，神華集團共有全屬和控股子公司 20 家，生產煤礦 53 個，電廠總裝置容量 4,283 萬瓩，擁有營業里程 1,369 公里的鐵路、1 億公噸吞吐能力的黃驊港、4,500 萬公噸吞吐能力的天津煤碼頭和現有船舶 12 艘的航運公司，總資產人民幣 6,350 億元，員工約 17.65 萬人。

2011 年，神華集團煤炭產量突破 4 億公噸，商品煤銷售量突破 5 億公噸，自營鐵路運量完成 3.2 億公噸，發電 2,099 億度，港口吞吐量完成 1.26 億公噸，航運貨運量完成 8,062 萬公噸。全年營業收入達人民幣 2,820 億元，世界 500 大企業排名提升至 293 位。

展望未來，到了 2015 年，神華集團預計營業收入將超過人民幣 4,400 億元，利潤超過人民幣千億元，進入世界 500 大企業前 100 名。

(二)與本公司簽訂契約現況

神華公司透過位於香港之神華香港公司與本公司簽訂有 2 個定期契約，每一契約年名目供應量為 50 萬公噸，名目供應總量為 100 萬公噸，煤源為大柳塔礦。

(三)討論事項

2012 年供應量及價格

本公司大林電廠受廠區空間限制無法裝置脫排煙硫設備 (FGD)，一直以來均以神華高熱值低硫煤混拌印尼低灰特低硫亞煙煤，以達到機組滿載運轉與符合當地環保排放要求。然而大林電廠預計於今年 8 月底除役，故神華煤需求將大幅減少。考量今年神華煤之到岸價格高於澳洲煤之機率仍高，且澳洲煤質可替代神華煤，故本公司已與神華研議 2012 年度交運最少量的可能性。惟神華表示該公司與台電有多年之良好合作關係，希望比照往年，每個合約依約仍交運 40 萬公噸，但將研究本公司提出之要求。

價格部份，該公司建議俟日本與中國大陸之長約價格議定後再與本公司洽議年度價格。

四、拜會中煤能源集團公司

(一)中煤能源集團公司簡介

中煤能源集團公司成立於 1982 年，主要經營業務包括煤炭生產及貿易、煤化工、煤層氣開發、坑口發電、煤礦建設、採煤機械製造及相關工程技術服務等。為中國大陸第 2 個產銷上億公噸之煤炭集團。2011 年原煤產量為 12,916 萬噸，與前年同期相較成長 5.4%；完成商品煤產量 10,279 萬噸，來自 7 個礦區，與前年同期相較增加 841 萬噸，增長 8.9%。

(二)與本公司簽訂契約現況

中煤公司透過香港之中煤香港公司目前與本公司簽訂 2 個定期契約，每一契約年名目供應量均為 50 萬公噸，名目供應總量為 100 萬公噸，煤源為安太堡礦。

由於中國大陸經濟成長快速，內銷煤價居高不下，遠高於國際價格，且中煤煤質與澳洲煤同屬高熱質燃煤，而本公司可以到岸價格較低廉之澳洲煤替代，有助於降低購煤成本。因此，自 2009 年起至 2011 年，本公司即與中煤公司力洽契約供應量維持在 2 個契約每年 1 船次 7 萬公噸。

(三)討論事項

2012 年供應量及價格

至於 2012 年供應量及價格，因中國大陸到岸價格高於澳洲煤之機率仍高，本公司將向中煤公司力洽仍交運最少供應量。價格部份，該公司建議俟日本與中國大陸之長約價格議定後再與本公司洽議年度價格。

肆、結論與建議

- 一、第 10 屆中國國際煤炭貿易暨運輸會議於今年 4 月 17~18 日在中國大陸北京召開，會中針對中國大陸煤炭產業與亞洲太平洋地區燃煤供需情勢進行分析與研討，中國大陸、澳洲、印尼、印度、日本、韓國、馬來西亞等國主要燃煤生產者及消費者均出席會議，進行燃煤產業相關資訊之交流，本次會議主要議題包括：中國大陸燃煤供需之現況與展望、燃煤價格展望及燃煤海運市場未來發展等。
- 二、中國大陸燃煤蘊藏豐富且品質優良，與澳洲煤同屬高熱值煙煤，為亞太地區主要燃煤供應國之一。此外，對本公司而言，由於中國大陸距台海程近，抵台僅需 3~4 天，遠低於澳洲之平均約 15 天，若遇澳洲煤供應吃緊時，則中國大陸煤更可作為緊急調度之用，有助於增進燃煤供應安全。
- 三、根據海關統計資料，97 年時中國大陸全年燃煤進口量為 1,453 萬公噸，至 100 年全年燃煤進口量已成長至 1 億 160 萬公噸，增加近 1 億公噸，目前已與日本進口量相當。中國大陸進口量大幅成長是近年來亞太地區燃煤價格大幅上揚之主要原因。
- 四、截至 2010 年 12 月底止，中國大陸 6,000 瓩以上之機組容量共 9 億 6,219 萬瓩。其中，火力發電 7 億 663 萬瓩，占總裝置容量的比重為 73.44%；水力發電 2 億 1,340 萬瓩，占總裝置容量的比重為 22.18%；風力發電 3,107 萬瓩，占總裝置容量的比重為 3.23%；核能發電 1,082 萬瓩，占總裝置容量的比重僅 1.12%。

發電量部份，水力發電發電量出現負成長，火力發電總發電量成長速度減緩。2011 年 1~11 月份，中國大陸發電量為 4 兆 1,939 億度。分類型來看，火力電廠發電量 3 兆 4,612 億

度，占 82.5%，比 2010 年同期成長 13.9%。水力電廠發電量 5,676 億度，占發電總量的 13.5%，比 2010 年同期降低 1.8%。

五、燃煤內陸運輸後勤是中國大陸燃煤貿易之關鍵

- (1) 由於國際燃煤價格相較於國內煤價仍屬低廉，國內燃煤生產不足以滿足需求，中國大陸自 2009 年起已成為燃煤淨進口國。
- (2) 中國大陸國內燃煤價格取決於運輸等後勤成本。
- (3) 中國大陸買主是對燃煤價格相當敏銳的買家，且國內需求龐大，中國大陸所需燃煤須仰賴進口之趨勢將持續。
- (4) 中國大陸買主對進口燃煤價格設定一上限，而此一上限將取決於國內燃煤生產成本及人民幣升值幅度。

六、中國大陸近年的快速發展，使國內煤炭生產量已完全不足以應付其需求，並自 2009 年起由燃煤淨出口國轉變成為淨進口國。但因中國大陸保有龐大之煤炭產量(2009 年至 2011 年每年淨額進口量(進口-出口)佔國內總產量皆低於 5%，致使大陸買主成為對國際煤價極為敏銳的買家，可伺機選擇於國際煤價相對低廉時才採購進口煤。

七、惟受限於燃煤運輸基礎設施之限制，致使目前中國大陸之國內煤價主要取決於運輸成本，2011 年卡車運煤量更達到最高記錄。因此，目前中國大陸已積極進行鐵路擴建工作，預計長距離之卡車運輸量將自 2013 年起下降。雖然運輸成本對中國大陸內銷煤價格之影響將自 2013 年起逐步緩和，但伴隨著燃煤採礦成本增加、人民幣升值、燃煤品質逐漸下降、燃煤生產逐步轉移至西部、美國燃煤出口增加、澳洲燃煤出口港口設施開始營運、印尼燃煤出口成長等因素，整體綜合評估，中國大陸未來 10 年內的該國的燃煤淨進口量仍將持續增

加。惟就長遠來看，碳稅、核能及再生能源投資等議題仍將使中國大陸未來的燃煤需求存有變數。

八、由於煤炭內陸運輸的成本高昂，促使中國大陸近幾年來進口燃煤急遽增加，2009年進口燃煤9,134萬公噸，占煤炭總進口的73%；2011年進口燃煤1億3,773萬公噸，占煤炭總進口量的76%。中國大陸燃煤主要進口國分別為：印尼、澳洲、越南、朝鮮、俄羅斯及南非。2009年中國大陸從印尼、澳洲及越南進口燃煤分別占進口燃煤總量的31%、23%及26%；2011年中國大陸從印尼、澳洲及越南進口燃煤分別占進口燃煤總量45%、16%及16%。印尼燃煤因價格優勢，成為中國大陸燃煤最主要的進口來源。

九、由於中國大陸經濟成長快速，內銷煤價居高不下，遠高於國際價格，且中煤煤質與澳洲煤同屬高熱質燃煤，而本公司可以到岸價格較低廉之澳洲煤替代，有助於降低購煤成本。因此，自2009年起至2011年，本公司即與中煤公司力洽契約供應量維持在2個契約每年1船次7萬公噸。

至於2012年供應量及價格，因中國大陸到岸價格高於澳洲煤之機率仍高，本公司將向中煤公司力洽仍交運最少供應量。價格部份，該公司建議俟日本與中國大陸之長約價格議定後再與本公司洽議年度價格。

十、本公司大林電廠受廠區空間限制無法裝置脫排煙硫設備(FGD)，一直以來均以神華高熱值低硫煤混拌印尼低灰特低硫亞煙煤，以達到機組滿載運轉與符合當地環保排放要求。然而大林電廠預計於今年8月底除役，故神華煤需求將大幅減少。考量今年神華煤之到岸價格高於澳洲煤之機率仍高，且澳洲煤質可替代神華煤，故本公司已與神華研議2012年度交運最少量的可能性。惟神華表示該公司與台電有多年之良好

合作關係，希望比照往年，每個合約依約仍交運 40 萬公噸，但將研究本公司提出之要求。

價格部份，該公司建議俟日本與中國大陸之長約價格議定後再與本公司洽議年度價格。