

行政院及所屬各機關出國報告

(出國類別：其他)

參加第 21 屆亞洲煤炭運輸暨貿易會議並赴印尼
定期契約供應商 PT Berau Coal 礦區瞭解其產銷
營運及交貨狀況

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

張哲銘 燃料處燃煤組主管(煤源調查)

派赴國家：印尼

出國期間：104 年 6 月 7 日至 104 年 6 月 12 日

報告日期：104 年 7 月 20 日

目錄

壹、出國緣起與任務	3
貳、出國行程.....	5
參、工作內容.....	6
一、 第 21 屆亞洲煤炭運輸暨貿易會議重要議題摘要.....	6
(一) 燃煤市場的何時可以出現復甦.....	6
(二) 燃煤市場展望	14
(三) 印尼與澳洲燃煤供給情勢.....	16
(四) 中國大陸與印度燃煤需求情勢.....	18
(五) 印尼燃煤產業展望	21
二、 赴 Berau 礦區瞭解其產銷營運及交貨狀況	27
(一) Berau 礦簡介：	27
(二) 查訪紀要.....	30
(三) 與 PT Berau Coal 人員討論紀要	34
肆、結論與建議.....	36

壹、出國緣起與任務

- 一、第 21 屆亞洲煤炭運輸暨貿易會議(Coaltrans Asia)於今(104)年 6 月 7 日至 6 月 9 日在印尼巴里島召開，會中將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，均將派員出席會議。本次會議主要議題如下：(一)亞太地區燃煤市場供需現況與展望；(二)印尼政府相關出口管制措施對國際燃煤市場的影響；(三)印尼煤炭生產之最新趨勢；(四)中國大陸與印度燃煤進口需求情勢變化等。印尼為全球最大燃煤出口國，今年出口量預估將超過 4 億公噸，由於距離亞太地區主要燃煤消費國海程近，使包括中國大陸、印度、韓國與東南亞各國對印尼煤需求持續成長，也使其與澳洲煤的價差逐漸縮小。近期，由於印尼政府為確保稅收及國內需要，提出一連串管制出口政策，已使煤炭供應成長趨緩。展望未來，印尼煤供應情勢仍面臨許多不確定因素存在。本次會議將針對亞太地區燃煤供需現況與展望、印尼燃煤生產趨勢及政府相關措施等進行報告及討論，所獲資訊對本公司燃煤採購及營運有相當助益。
- 二、對本公司而言，印尼煤由於距台海程近，加上其低灰及低氮含量的特性，透過與澳州煤混拌燃用，可以滿足電廠在負載、環保及飛灰銷售的需求，因此成為本公司最主要燃煤來源，近年來供應比例均超過六成。隨著林口與大林電廠新機組在 105 年起陸續商轉，本公司燃煤需求量將進一步成長，預估明年將達約 3,100 萬公噸，採購數量相當龐大，故藉出席會議機會向與會人員介紹本公司燃煤使用與採購情形，以吸引更多廠商參與本公司採購標案。
- 三、本公司印尼煤定期契約供應商 PT Berau Coal 目前與本公司共簽訂 4 個一般亞煙煤定期契約，年供應量為 200 萬公噸，為目前本公司最大單一

燃煤供應商，此外亦是現貨一般亞煙煤主要供應來源。故擬趁此次參與會議之便，一併前往其總公司與有關人員進行會晤，對契約項下之燃煤交運、船期安排、市場展望等議題交換意見，此外並至礦區進行查訪，瞭解渠產銷營運及交貨狀況換意見，以供本公司營運參考。

貳、出國行程

日期	工作地點	工作內容
104/06/07	台北→巴里島	往程
104/06/08~104/06/09	巴里島	參加第 21 屆亞洲煤炭 運輸暨貿易會議
104/06/10~104/06/11	比勞、雅加達	赴 Berau 礦區瞭解其產 銷營運及交貨狀況
104/06/12	雅加達→台北	返程

參、工作內容

一、第 21 屆亞洲煤炭運輸暨貿易會議重要議題摘要

針對本次會議中與燃煤市場現況與展望有密切關係的主題中選擇以下五個面向進行摘述，謹分列如下：

- (一) 燃煤市場的何時可以出現復甦
- (二) 燃煤市場展望
- (三) 印尼與澳洲燃煤供給情勢
- (四) 中國大陸與印度燃煤需求情勢
- (五) 印尼燃煤產業展望

(一) 燃煤市場的何時可以出現復甦

1、近年來市場情勢的變化

在 2008 年下半年發生雷曼兄弟事件引發全球金融危機導致燃煤價格由歷史高點每公噸 190 美元的水準崩跌後，如下圖 1 所顯示在 2010~2014 年間燃煤進口需求的變化可看出，由於亞太地區急遽成長的燃煤需求帶動下，市場得以回復生機。



圖 1

但與此同時，燃煤市場供給的成長也令人印象深刻，從圖 2 之 2010~2014 年間燃煤出口趨勢可知，相較於其他燃煤出口國之出口成長低迷不振甚至減少，印尼與澳洲則是連續出現相當大幅度的成長。

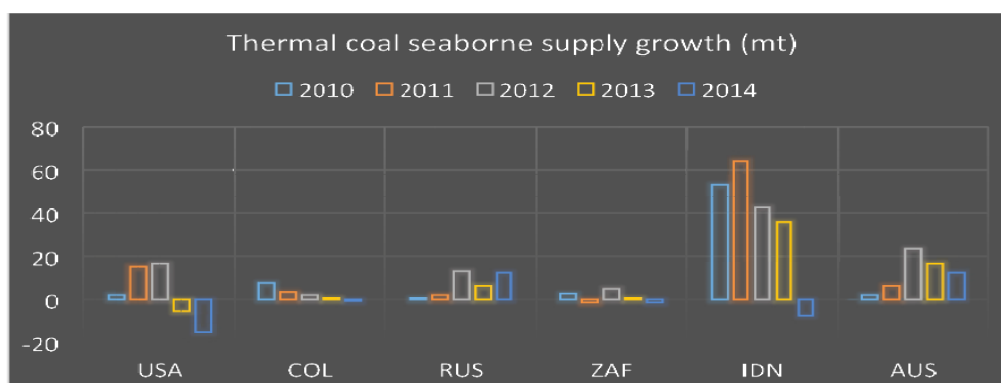


圖 2

下圖 3 雖然是歐洲燃煤到岸價格 2008 年迄今的走勢圖，其走勢其實已與亞太地區燃煤價格走勢十分接近，在 2009 年起受到中國大陸與印度燃煤需求帶動下，價格開始攀升，至 2010 年底到 2011 年初，更因為澳洲昆士蘭世紀洪災的影響下，造成價格來到每公噸 130 美元的高點，並在 2011 年 3 月日本福島事件發生後，因為核能機組停止運轉增加對其他替代石燃料的需求而獲得支撐，但從 2011 年第 4 季開始，隨著歐洲債信問題、美國頁岩氣的開採熱潮、新的煤礦開發計畫陸續開始商轉及澳洲 take or pay 制度等對於燃煤供需兩面的影響下，造成市場出現供過於求的狀況，價格開始走跌，從 2014 年開始，更由於中國大陸對空汙問題的重視及經濟成長走緩，造成燃煤進口需求開始出現衰退，價格更加低迷。



圖 3

自今(2015)年開始由於中國大陸環保法規加嚴，另由於其在非燃煤發電方式(如核能、水力)發電量的顯著增加，加上經濟成長放緩，都使得燃煤耗用減少，從下圖 4 之近 3 年中國大陸主要燃煤電廠每日耗煤量資料中即可得知，也使得燃煤淨進口(進口-出口)出現如圖

5 所顯示的衰退趨勢。除此之外，國內燃煤生產也已受到衝擊，在圖 6 中國大陸煤炭鐵路運輸數量趨勢圖中可看出輸送量在今年均低於過去兩年的水準，顯示國內燃煤已出現減產的情形。

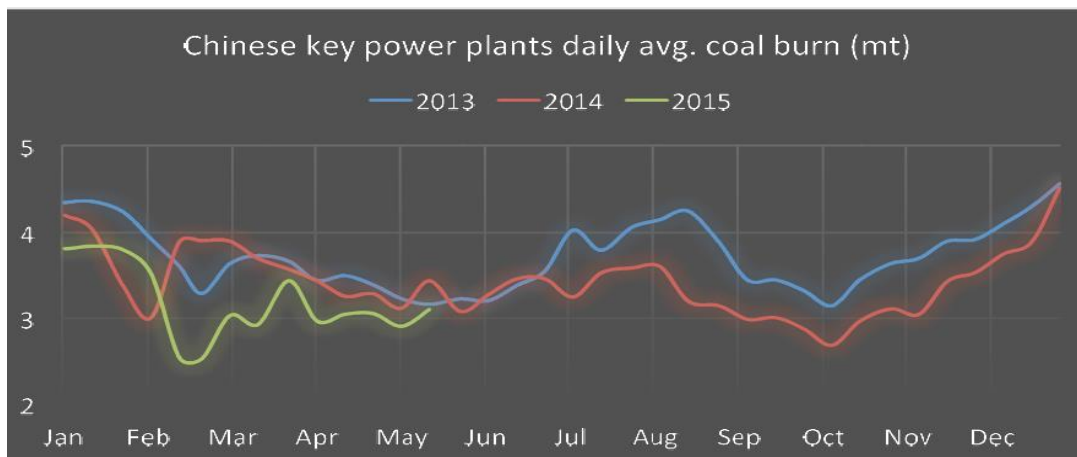


圖 4

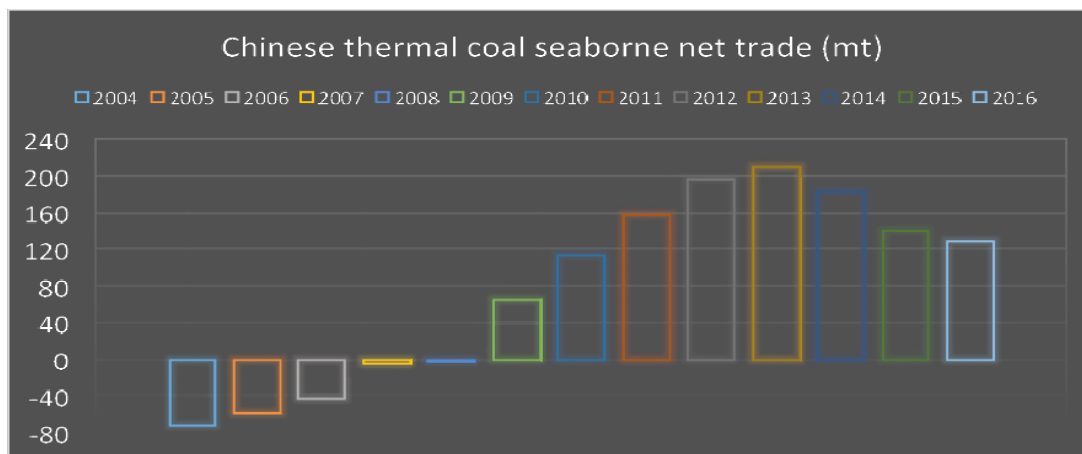


圖 5



圖 6

2、在目前這種供過於求的情況下，燃煤生產商還可維持生產多久

燃煤市場自 2012 年迄今處在一個供過於求，價格持續低迷的狀態下，多數的生產商仍然維持正常的生產，主要原因大致有以下幾點：

(1) 匯率因素

首先，從下圖 7 主要燃煤生產國自 2013 年以來的匯率走勢可看出，這些國家貨幣兌美元的匯率在美元走強的情況下，平均已貶值約 30%，在燃煤生產商售煤均以美元計價，而多數生產成本以本國貨幣支出的型態下，即使燃煤價格低迷，尚可讓燃煤生產商在獲利空間雖已大幅壓縮，仍能勉強維持損益兩平，一些成本較低的煤礦甚至仍可保有微幅利潤。

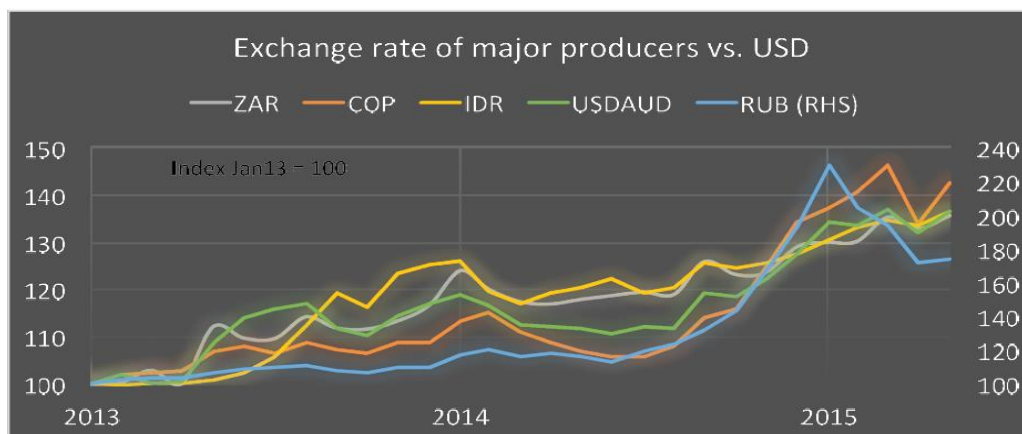


圖 7

(2) 海運費價格

近 3 年海運市場因船噸供給大於船噸需求而處於疲軟狀態，運費價格低迷，讓生產商得以在一定的到岸 (CFR) 價格下，提高 FOB 煤價，維持部分的利潤空間。

(3) 油價

國際原油價格在這一年中呈現了令人驚訝的跌勢，連帶使得各類油料的價格出現明顯的跌幅，讓燃料價格占成本大半的燃煤生產商得以獲得進一步喘息的機會。

以上有關海運費及油價的走勢如下圖 8 所示。

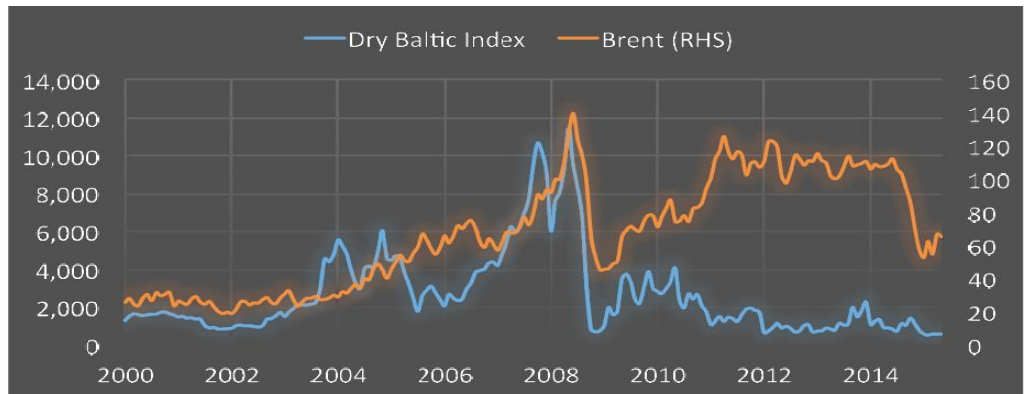


圖 8

在以上幾項因素及生產商提升生產力的綜合作用下，使得燃煤生產商的單位生產成本得以大幅的降低(如圖 9)。以澳洲供應商來說，目前的單位生產成本與 2012 年時相較，已減少了 40%，目前的生產成本平均約在每公噸 55 美元的水準(如圖 10)，若以目前燃煤市價在約每公噸 60 美元左右來看，至少一半的燃煤生產商仍可以有獲利，這也是多數燃煤生產商仍得以勉強維持正常生產的主要原因。

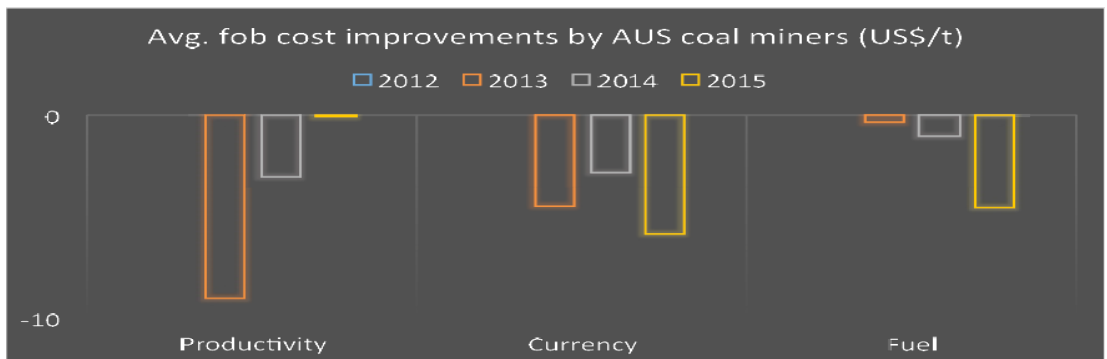


圖 9

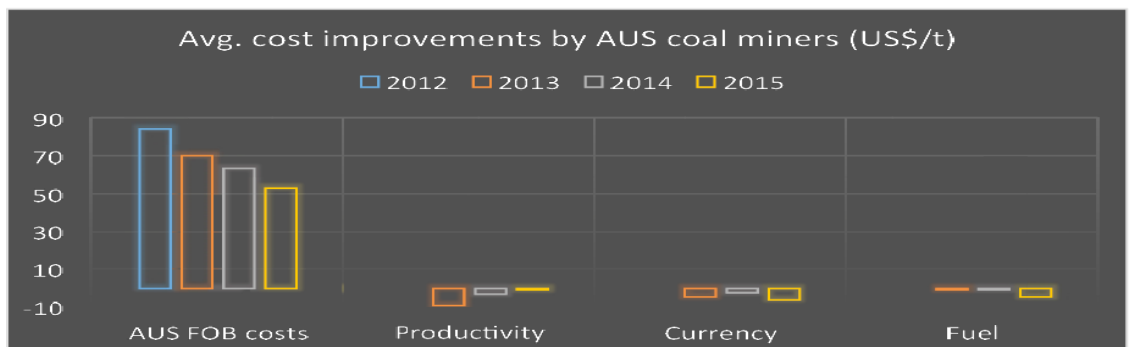


圖 10

3、印尼的供給情勢

印尼相對於其他國家來說，出口預期將會出現較明顯的衰退，這也反映在圖 11 的印尼燃煤生產情形，燃煤生產量在 2013 年達到高峰後，開始出現了產量減少的情形，而今年減少的狀況將會更為顯著，若由燃煤種類來看，可以發現煙煤生產衰退的情形較亞煙煤與褐煤來得明顯(如圖 12)，這或許也顯示了印尼煙煤在與其他國家煙煤競爭下的劣勢，預期到今年年底印尼煙煤產量與 2012 年相較將會減少約 3,000 萬公噸。



圖 11

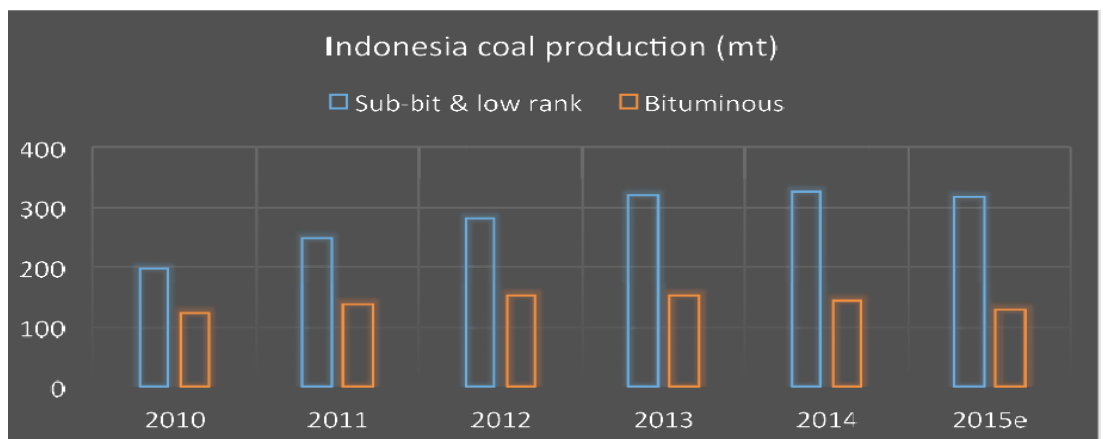


圖 12

4、2015~2016 燃煤市場展望

若從供需情勢的現況與展望來看，或許可以說燃煤市場已經處在一個循環結束的時點，由下圖 13 燃煤消費國進口需求成長變化的可以看出，雖然中國大陸燃煤進口需求仍處於衰退，但包括印度在內其他的亞太市場與歐洲市場在 2016 年都可出現明顯的需求成長，而圖 14 主要燃煤供給國的情勢可以看出，在近幾年煤價低迷的情況下，生產商多已暫停新的煤礦開發或是擴產計畫，使得供給成長速度持續減緩，透過這樣供給與需求的調整後，預期市場供過於求局勢將可望獲得紓緩。

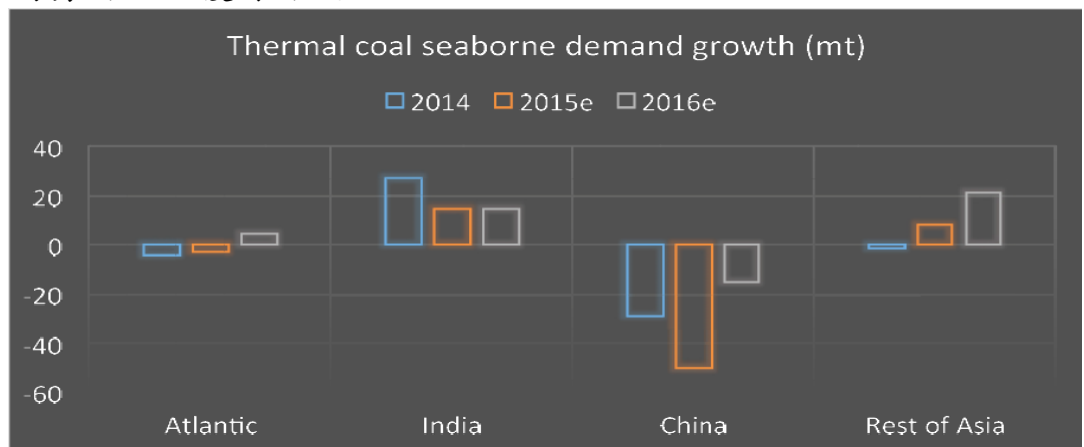


圖 13

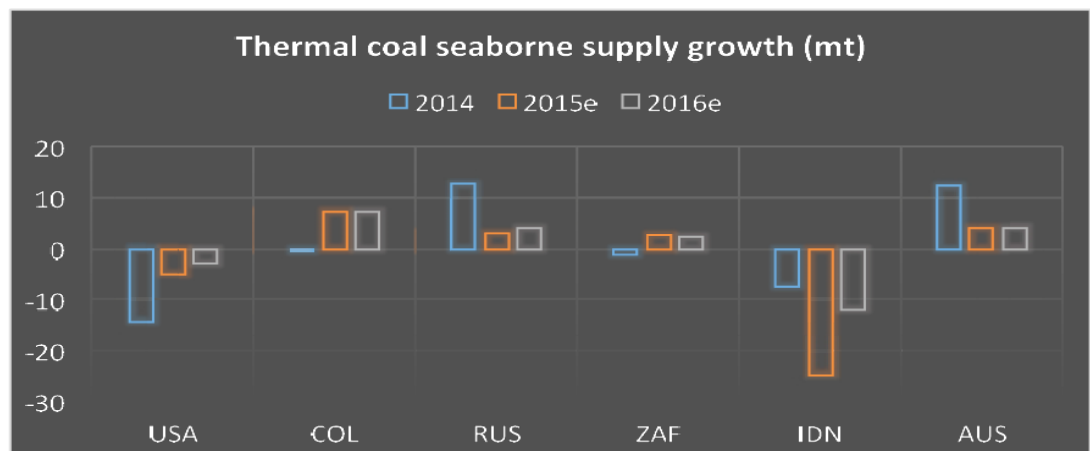


圖 14

(二) 燃煤市場展望

1、中國大陸市場概況

在 2014 年，中國大陸燃煤需求及進口量驟減，為自 2008 年由燃煤淨出口國轉為淨進口國以來首見。相較於 2008~13 年燃煤發電量平均成長率 7.8%，去年之燃煤發電量較 2013 年減少 2.2%，燃煤需求量亦較 2013 年下滑 1.04 億公噸；此外，中國大陸國內煤產量也同步衰退，較 2013 年減少 2.8%，進口量與 2013 年之 2.44 億公噸相比，則減少 2,210 萬公噸。在國內發電配比上，2014 年總發電量成長趨緩，相較於 2010-13 年平均成長率 9.2%，2014 年則僅有 5.1%；然同一年度的水力發電量成長卻相當可觀，較 2013 年成長達 25%。

綜觀 2015 年，自年初以來煤價一路走跌，多數國內煤商已出現虧損，雖然今年 1~4 月之整體發電量成長了 1.9%，但今年 1-4 月的煤炭產量反而較去年減少 7,700 萬公噸；另一方面，燃煤發電量自去年中以來逐步下降的占比已趨於平穩，總體燃煤庫存量在今年 1~4 月下跌，約減少 2,420 萬公噸。倫敦能源交易公司 Perret Associates 預測，中國大陸 2015 年燃煤進口量將降至 1.265 億公噸，2016~19 年之間雖有復甦機會，卻難回復到 2013 年的水準。未來中國大陸的發電配比，將在燃煤、水力、核能及再生能源之間互相競爭，燃煤發電雖為主力，占比卻將逐步下降。

2、印度市場概況

印度目前已成為全球第一大燃煤進口國，2014 年燃煤進口量達 1.531 億公噸，預估 2015 年進口量將上看 1.63 億公噸；燃煤裝置容量持續成長，2014 年已較 2013 年增加 17.7GW，預估今年將再增加 17GW。在水力發電方面，自 2014 年 7 月以來，受到聖嬰現象影響，降雨量低於往年平均，預期今年夏天將維持相同氣候型態，

水力發電量難以提升，有助於加速消耗電廠燃煤庫存量；由於 6~9 月為印度季風季，燃煤進口量預期將在 9~10 月後才會有較顯著的增加。

3、全球供給趨勢

國際煤價已經歷約 4 年空頭，Perret 認為目前正值市場轉捩點，除了需求趨於和緩之外，主要產煤地區也開始有所轉變：

- (1) 中國大陸：煤炭產量逐步下降
- (2) 印尼：煤炭產量受管控，成長趨緩，另有國內新建燃煤發電機組加入運轉，再加上全球煤炭需求的結構性改變，上述因素影響下，煤炭出口量難再創高峰。
- (3) 南非：國內需求增加，加上基礎設備及運量限制，煤炭出口成長有限。
- (4) 哥倫比亞：出口配合市場需求，據以調整煤炭產量。
- (5) 澳洲：今年 4 月份出口量出現大幅下滑，後續較大規模礦區擴產及投資計畫恐將暫停。
- (6) 美國：過去 3 年來煤炭產量持續下降，預測 2015 年出口量將降至 2,250 萬公噸。

4、短中期市場展望

中國大陸煤炭市場利空應已出盡，並已反映在今年初以來的價格走勢上，預期在接下來數月，煤炭進口量有成長空間；印度與歐洲地區，市場在 10 月之後將較為活絡。目前市場已出現循環性及結構性的調整，將煤炭產量及出口量均會趨於均衡。

Perret 預測今年全球煤炭交易市場仍會出現供過於求的現象，然在現有價格水準下，因礦商減產，2016 年有可能會產量不足予應付需求。

(三) 印尼與澳洲燃煤供給情勢

印尼是全世界最大燃煤出口國，煤炭的產量在 2015 年第一季減少了 21%，產量降至 9,700 萬公噸。預估印尼 2015 年總產量約 3.88 億公噸，這個數字接近印尼煤礦協會主席 Pandu Sjahrir 所預測的 3.5~4 億公噸的中間值。Sjahrir 所預估的最低值(3.5 億公噸)代表印尼 2015 年煤炭產出從 2014 年起下跌了 24%，這比政府預估的 4.25 億公噸減少了 7,500 萬公噸。

相較於印尼，澳洲政府預期 2014~15 會計年度燃煤總產量將維持穩定。澳洲工業科學部在今年三月季報告中提到：本年度發電用煤炭的產量預估為 2.435 億公噸，相較於前一個會計年度(2013~14)之總產量(2.452 億公噸)略微下降。然而，報告中還指出 2014~15 年的出口應該會達到 2.01 億公噸，比上一個年度上升 3.2%。報告還指出，在從七月份起算的 2015~16 會計年度中，預計出口會略為上升到 2.029 億公噸。澳洲最大出口港 Newcastle 在今年前四個月出口了 3.450 萬公噸，相較於去年同期下降了 7%。然而，四月份因為暴風雨的關係，貨運量大幅下降，這場暴風使港口關閉兩天並使得部份通往 Newcastle 的鐵路設施關閉。若不看四月份的數字，第一季的資料顯示出 PWCS 事實上在今年三月的貨運量比 2014 年同期仍較高一些。

中國大陸是世界最大的煤炭生產、消費和進口國。來自中國海關的資料顯示，今年的前四個月，中國煤炭進口下降了 37.7%，僅進口 6,902 萬公噸。由澳洲進口的數量下降了 24.8%，由印尼進口的數量更大幅下降了 48.9%。假設印尼國內的煤炭消費在 2015 年仍保持在 9,000~9,500 萬公噸，就代表了印尼的出口可能會減少 1 億公噸。

亞洲燃煤的指標價格，Newcastle Index GCLWCWIDX，5 月 29 當周價格為每公噸 57.39 美元，到今年目前為止下降了 11%，還不到 2008 年後期最高點的價格每公噸 136.3 美元(2011 年 1 月達最高)的一半。

煤炭價格仍在下降中，為何印尼減少生產，而澳洲則大致維持平盤？

就需求面而言，因為印尼煤比較低階，北京為降低汙染，減少自印尼煤炭的進口。此外，印尼稅賦及礦區權利金的調整也可能對一些生產商提高了成本。雖然澳洲主要的煤商，包括了 **Glencore GLEN.L** 和 **Peabody BTU.N**，都發表了減產的聲明，但較小的煤商願意持續生產來彌補大礦商減少的產量，因此澳洲整體的產量較為穩定。此外，澳洲煤商由於 **take-or-pay** 的制度（即使不出口，仍要支付港口費用）而仍須持續開採出口。

雖然這些合約的資料並非可公開獲得，但相信還有很多合約都還有好幾年的義務須履行，這些契約多半是在 2011~12 年煤炭價格在高檔的時候所簽訂的。此外，澳幣的下跌及燃油價格的下跌也是澳洲礦商仍能持續生產的原因之一。

(四) 中國大陸與印度燃煤需求情勢

1、中國大陸

中國大陸的煤炭供給地區與煤炭需求地區不相同。東南沿海地區為燃煤主要輸入省份，因該地區用電量達全中國用電量之 40%，但燃煤產量僅占全中國之 4%，燃煤不足之部分需自中國東北地區或由海外進口補足。中國大陸主要產煤省份為北部的山西、陝西及內蒙古。2014 年該三省的燃煤年產量皆超過 3.5 億公噸，惟該地區距離東南沿海地區甚遠，受到近年鐵路運輸成本持續上揚，燃煤運輸成本節節高升，運輸費用已自 1997 年的每公噸 6 元人民幣，成長至 2013 年的每公噸 13 元人民幣，成長幅度超過 100%。

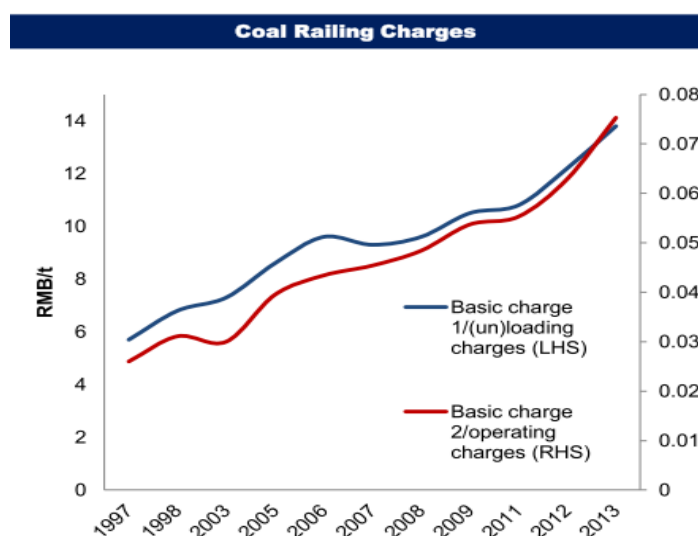
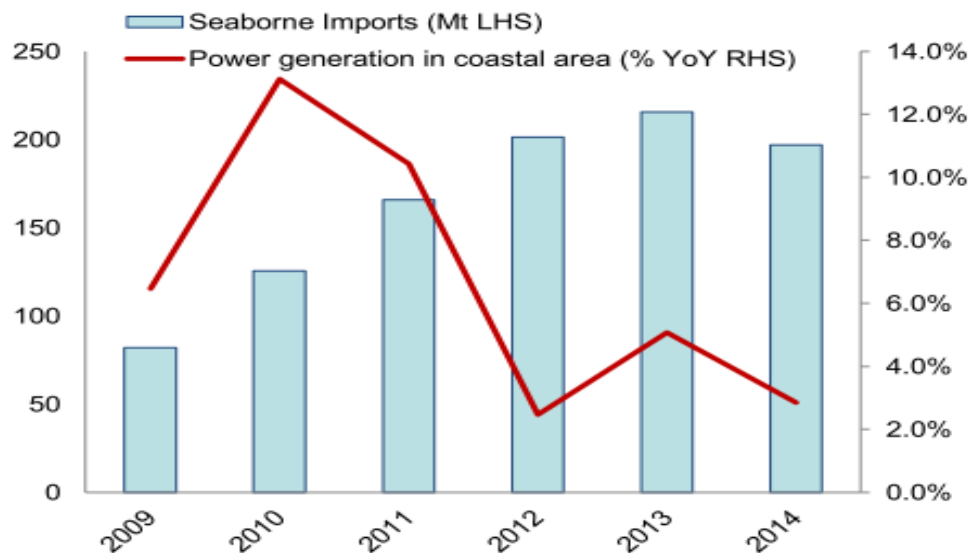


圖 1：中國大陸近年燃煤運輸成本

● 能源政策對中國大陸燃煤耗用量之影響

2015 年中國大陸為了打擊霾害，積極進行能源轉型，並在第 13 個五年政策中明訂積極發展水力、太陽能及風力等再生能源的目標。中國大陸預計 2015 至 2020 年風力發電量每年將成長率 15% 以上，太陽能每年將成長率 27% 以上。

在能源轉型的影響下，中國大陸煤炭使用量勢必大為減少，且中國大陸的主要燃煤輸入省份(東南沿海地區)因燃煤發電成長率持續減緩，2014年已跌至3%以下，造成該國2014年的燃煤進口量減少為1.9億公噸，較前(2013)年之2.2億公噸，減少0.3億公噸。



Data: CRU Analysis.

圖 2：中國燃煤年進口量與東南沿海地區燃煤發電年成長率

2、印度

印度將取代中國大陸成為亞太地區第一大煤炭進口國，該國國內之煤炭生產量雖然每年皆維持小幅成長，年產量雖從2010年的5.2億公噸成長到2019年約7.2億公噸，但受到煤炭需求量的急速增加，仍需仰賴進口補足。印度的煤炭進口量從2010年的0.7億公噸，增長到2014年的1.5億公噸，預估至2019年將倍數成長為3.2億公噸。預估今(2015)年中國大陸燃煤總進口量預估將減少至1.2億公噸，而印度進口量將增加為2億公噸。因此，印度將取代中國大陸成為全球第一大燃煤進口國。

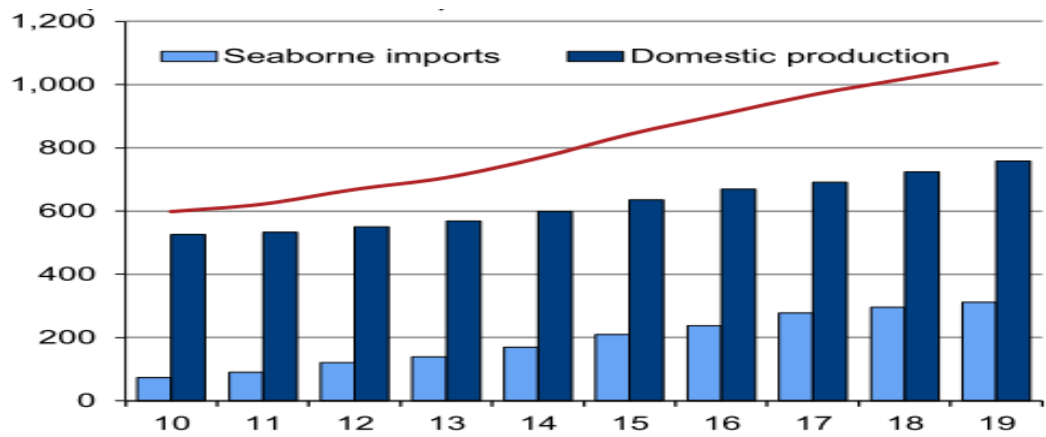


圖 3：2010-2019 印度煤炭生產與進口量

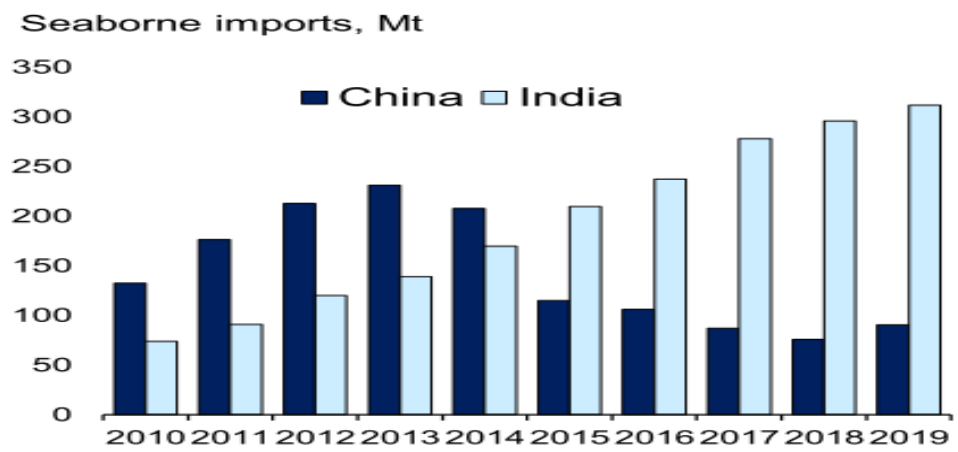


圖 4：2010-2019 中國及印度煤炭進口量

(五) 印尼燃煤產業展望

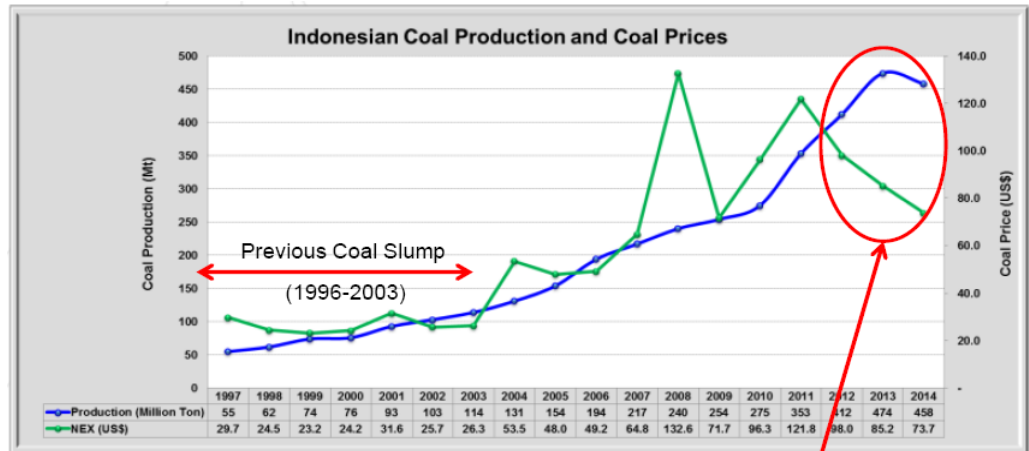
1、印尼礦業發展簡史

年份	紀要
1919	PT Bukit Asam 第一個露天礦開採 (Dutch)
1930-40's	小規模地下礦開採(Dutch & Japanese)
1974-80	殼牌(Shell)公司在南蘇門答臘省大規模開採
1980's	第一代含括加里曼丹東部及南部等地區的煤炭工作契約頒布
1990's	第一代主要礦區的開發(超過 70% 目前的產量) 針對被撤回地區發佈第二、三代煤炭工作契約 2000 年：地方自治開始，導致數百個 KPs 產生，市場混亂且貪污普遍。
2009-14	發佈新的礦業法 企圖對 KP 制度取得控制，包括“乾淨、清潔資格”的採礦業務許可證(IUPs) 煤價來到高峰；過度投資、供給需求來到勝敗關鍵點
2015	第 3 年的市場修正，中國大陸需求下滑及印度市場需求增加 第 1 季生產統計數據顯示有 20%的產量衰減
未來發展	低熱值煤、高熱值煤、冶金煤、替代能源？

開採數量於 1940's 為 1~200 萬公噸，1974、1975 年產量為 0，到了 2014 年產量大於 4.5 億公噸。

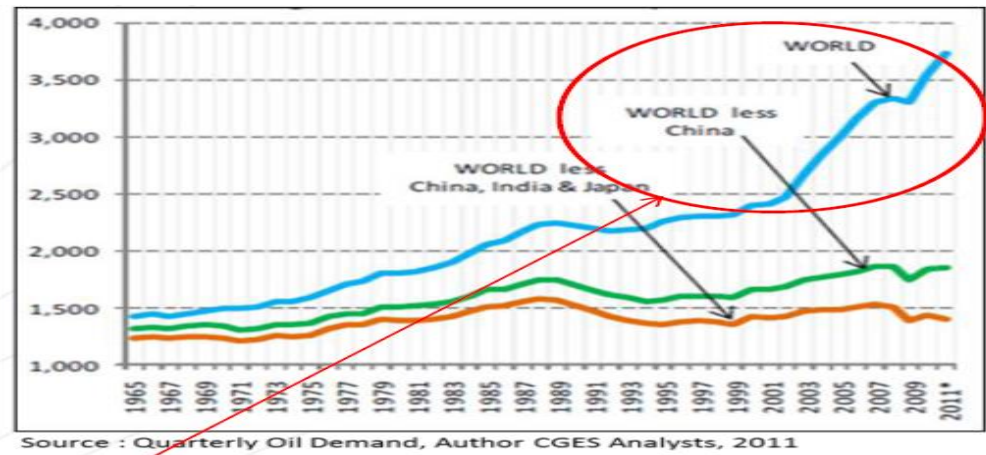
2、印尼煤炭生產之主要驅力

(1) 煤價



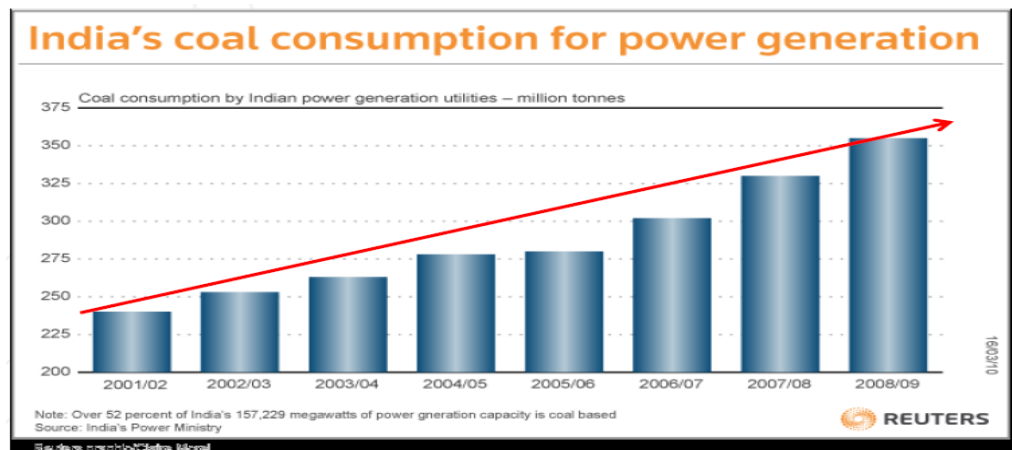
- A. 過去印尼煤之產量與煤價呈現同步成長走勢
- B. 在過去幾年煤價高檔時過度的投資，導致過度生產
- C. 目前煤價仍受壓抑，端視後續市場供需是否恢復平衡

(2) 中國大陸



- A. 因中國大陸泡沫所導致過度擴張已爆發、幻滅
- B. 中國大陸國內煤炭生產體系大幅改良後，已使供給大幅增加

(3) 印度



- A. 印度正取代中國大陸成為印尼煤主要出口國
- B. 預估低熱值燃煤之需求成長穩定
- C. 目前市場的低煤價及基礎建設不足是印尼要面對的二十大關鍵議題

(4) 政府法令

- A. 2010 年頒布之新礦業法
 - a. 對投資者而言，其投資風險之不確定性是否已降低？
 - b. 採礦業務許可證持有公司之身分必須是乾淨且明確(即無欠繳稅款，Clean & Clear)，此可要求礦業公司擁有的礦區和其他公司的礦區不會重疊且不會不開採
 - c. 對低熱值煤之出口設限
 - d. CCOW 的轉換(對於規模以及效期設限)
- B. Forestry Permitting
 - a. 要求森林之重要性高於採礦
 - b. 許可的繁複申請程序

- c. 限制煤炭產業之成長(土地取得受限)
- d. 不可預期的後果(資源的利用率、復原)

C. 政府機關間的競爭(省層級)

(5) 內需電力之消耗



Source : Jakarta Post, April 16, 2015.

- A. 印尼政府積極計劃在 2019 年裝置容量達 35,000MW。其中，20,000MW 為燃煤機組(分屬國營 PLN 及 IPP)
- B. 這將給印尼煤炭產業帶來一道曙光，然而，這個計劃是否能在其表定時間內實現呢？

(6) 低品級煤之生產

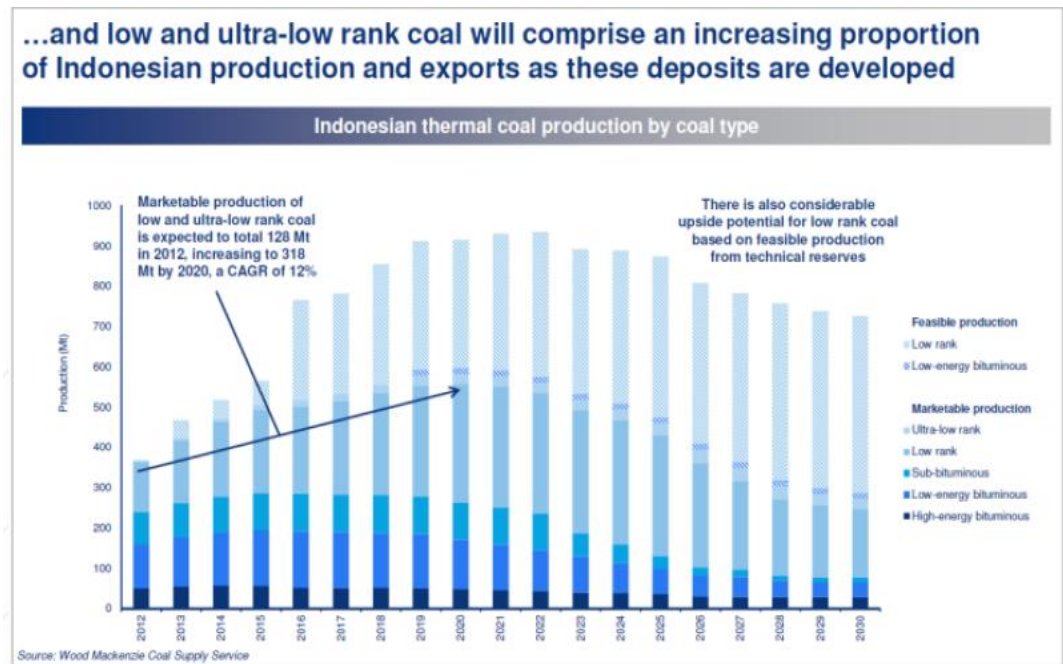
- A. 印尼此類煤蘊藏量達數十億噸，主要分布在南蘇門答臘及東加里曼丹地區
- B. 未來是否有可能大規模出口至印度及中國大陸市場？
- C. 值得關注之議題：
 - a. 運輸成本
 - b. 缺乏基礎建設
 - c. 當前煤價低廉

d. 印尼 2010 年新礦業法之限制

e. 煤炭品質提升技術是否可行

D. 中期及長期之發展趨勢

3、印尼煤炭產量預估(依煤炭等級區分)



- (1) 因為過去過度開發，使較高等級之煙煤蘊藏量快速消耗
- (2) 亞太地區的低品級及極低品級煤之利用率及可供應數都已大幅提高
- (3) 隨著此類煤之開採增加，這類煤占印尼煤之總產量及出口之占比將會提高
- (4) 此類煤可供銷售量將從 2012 年 1.28 億公噸，預估到 2020 年可提高至 3.18 億公噸，年複合成長率約 12%

4、印尼煤業選擇發展快速或發展遲緩

(1) 發展快速

- A. 簡化許可證發行流程
- B. 權利金收取制度合理化-依據開採規模或等級予以分類
- C. 終止非法採礦以免破壞市場機制、影響政府稅收等，擬訂環境及最適資源開發計畫
- D. 政府對於重要基礎建設專案(鐵路、公路及港口)給予支持
- E. 國營電力公司 PLN 之電力招標案應更透明，以鼓勵海外投資者對電力產業之投資
- F. 對開發乾淨煤炭技術及對投資煤炭品質提升技術給予獎勵

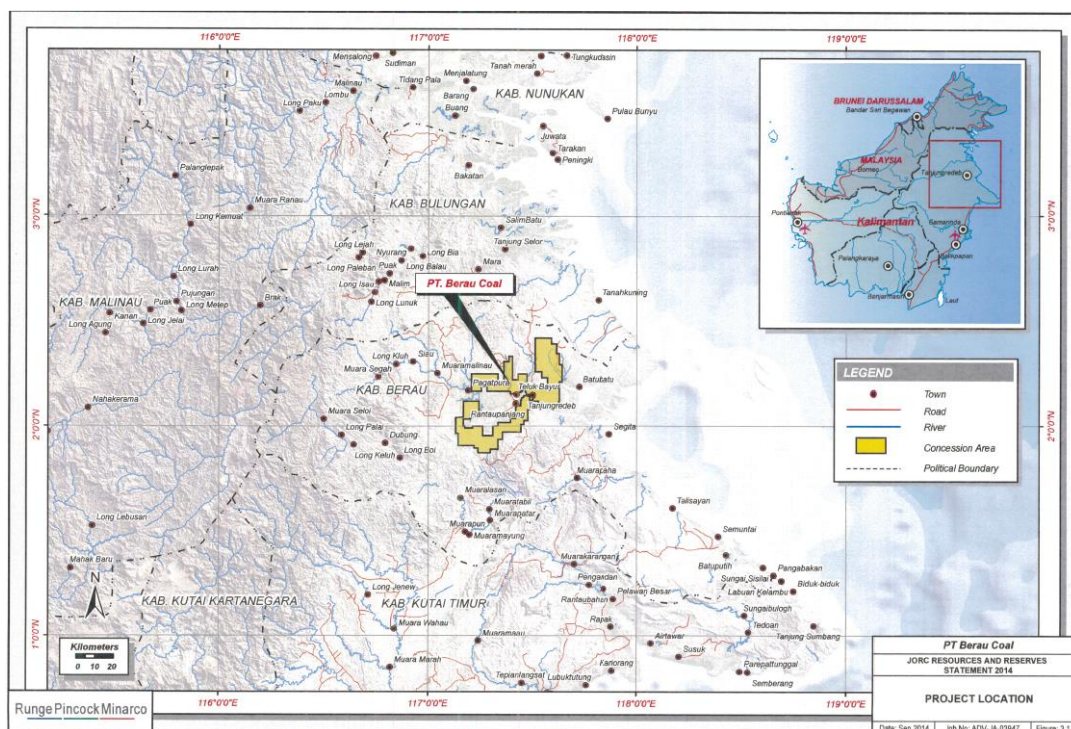
(2) 發展遲緩

- A. 持續以繁複的許可證發行方式讓貪腐發生
- B. 目前政策的不確定性影響投資意願
- C. 非法採礦數量高達 5~6,000 萬公噸，彷彿回到 2000 年時之無政府狀態，變成貪腐的溫床。
- D. 主要的基礎建設計畫因土地取得困難加上政府各部門間欠缺合作而受阻
- E. 透明度不足、貪汙情況等均是投資受阻的障礙

二、赴 Berau 礦區瞭解其產銷營運及交貨狀況

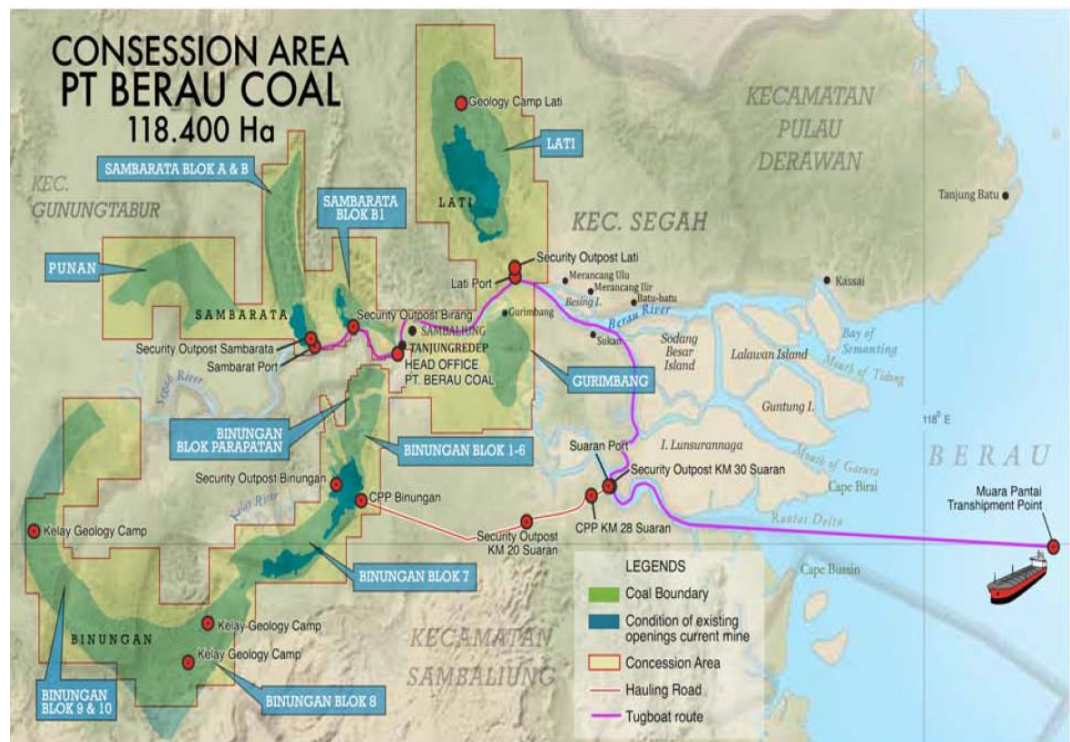
(一) Berau 礦簡介：

Berau 礦位於印尼東加里曼丹省(East Kalimantan)比勞地區(Berau Regency)，比勞地區之首府為 Tanjung Redep，人口約 6 萬人，該地亦是 PT Berau Coal 的總公司所在，其地理位置概如下圖所示。



該礦主要有三個開採區域，分別為 Lati、Binungan 及 Sambarata，開採區域均沿著比勞地區主要河川 Segan River 分佈，裝礦區總面積為 118,400 公頃，均為露天開採(Open Cut)。PT Berau Coal 所持有的採礦許可證種類為印尼中央政府所核發的第一代採礦許可 Coal Contract of Work (CCoW)，許可證的有效期至 2024 年，目前該礦符合 JORC 標準的蘊藏量為 213.8 億公噸，在 2014 年時的原煤產量為 2,475 萬公噸，原煤需要經由破碎(Crush)處理，但無須洗煤，2014 年時的可售煤產量為 2,460 萬公噸，所生產燃煤係經由前述三個開採區域分布在 Segan River 旁的駁船碼頭(Jetty)裝運至駁船後，以河運方式運送至外海之 Muara Pantai 錨地，再以浮

動裝煤機(Floating Crane)將燃煤裝載至煤輪上，礦區與運輸路線示意如下圖。

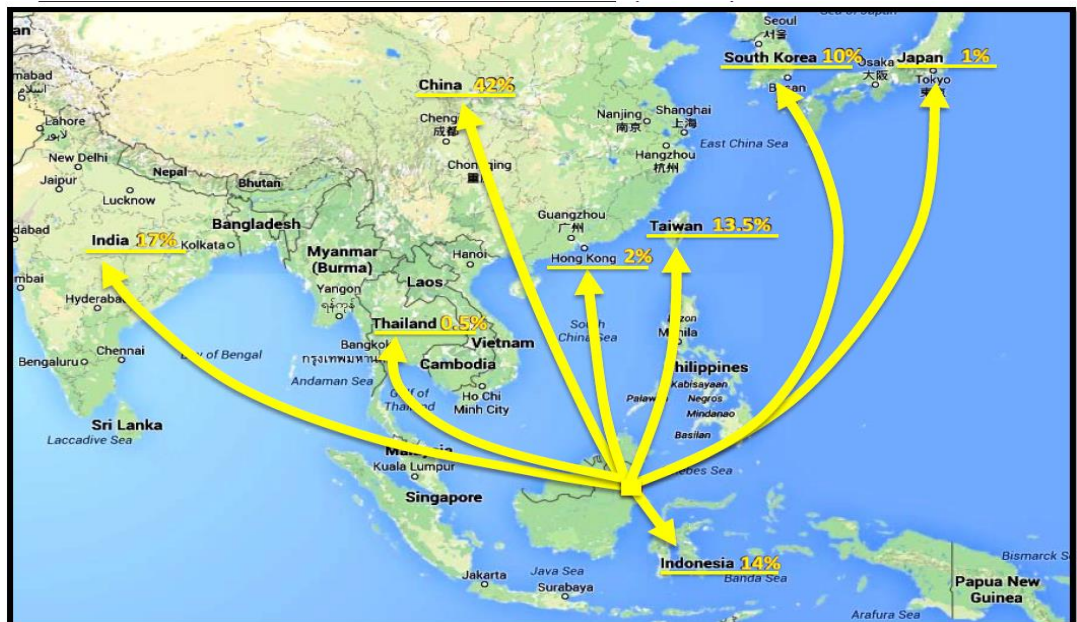


由於開採區域的不同，其所生產的燃煤品質上亦有所差異，目前 PT Berau Coal 將該礦燃煤區分為 4 個品牌進行銷售，品牌名稱及主要煤質資料如下表所示。

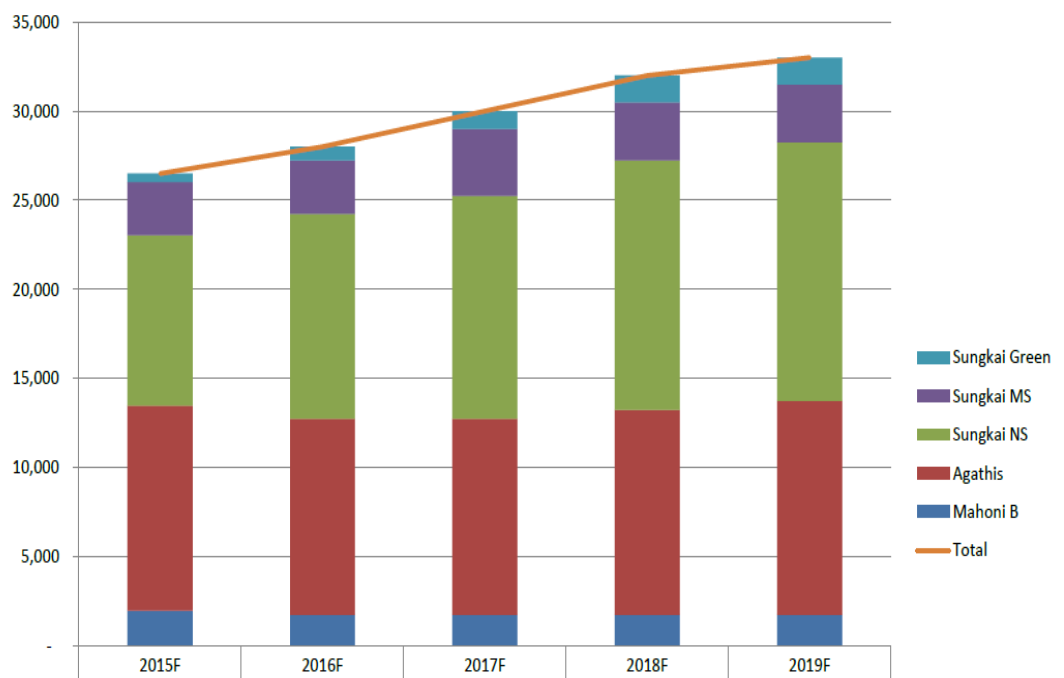
PARAMETER	UNITS	MAHONI	MAHONI-B	AGATHIS	SUNGKAI
Calorific Value (ARB)	Kcal/Kg	5,500	5,300	5,100	5,000
Calorific Value (ADB)	Kcal/Kg	5,800	5,750	5,650	5,500
Total Moisture (ARB)	%	20.0	22.5	25.0	26.0
Inherent Moisture (ADB)	%	13.5	16.0	17.0	18.0
Ash Content (ADB)	%	5.5	5.5	5.0	5.0
Total Sulphur (ADB)	%	0.8	0.9	0.9	1.0*

PT Berau Coal 的客戶均集中於亞太市場，其中以銷售至中國大陸及印度為主，2 個國家在 2014 年占其銷售比例約 60%，而台灣則為其第三大的外銷市場，占比為 13.5%，本公司為該商目前在台灣的唯一客戶。現在其供應予本公司的燃煤主要以 Agathis 及

Mahoni-B 等 2 種品牌為主，下圖為該商目前的銷售市場及比例的示意圖。



根據 PT Berau Coal 的生產規劃，今年的可售煤產量預計將為 2,650 萬公噸，並將逐年成長，預估到了 2019 年時，將可達到每年 3,300 萬公噸的水準。由於熱值較高的燃煤蘊藏大多已開採完畢，故以熱值較低的 Agathis 及 Sungkai 種品牌燃煤為主，其比例高達 9 成以上，下圖為該商的 2015~2019 年的可售煤生產規劃。



(二) 查訪紀要

本次查訪地點 Berau 礦的 Bingungan 開採區域，及其駁船裝貨碼頭 Suaran Port 等兩處。由於礦區周遭均為原始叢林，陸運並不發達，礦區的各项機具設備及工作人員均是以透過 Segan River 運輸。在 Bingungan 開採區域中，因煤層傾斜度約在 40~45 度的水準，故開採方式雖大致與一般露天開採類似，即移除植被及表土，並以炸藥炸鬆覆土，惟覆土將會以碗狀方式移除以便於挖掘煤炭，開採方式概如下圖所示意。而工作區域概況則如照片 1



煤炭在採掘出後，即以原煤卡車(後傾式車斗，裝載量 42 公噸，照片 3)載運至破碎場(照片 2)進行破碎及暫存，Bingungan 區域現有 2 部破碎機的工作能量為每小時 450 及 600 公噸，目前亦有 1 部新的破碎機在組裝中，其工作能量為每小時 1,500 公噸，經破碎後的煤炭若無暫存需要，則將由卡車裝煤機裝載至成品煤卡車(側傾式車斗，雙節，每節容量為 60 公噸，照片 4)，因該區域河川水深及 Tanjung Redep 橋樑桁下高度的限制，駁船裝載量僅可達 3,400 公噸，故 PT Berau Coal 將 Suaran 駁船裝貨碼頭建於 Segan River 下游處，以使裝載量可提升至 9,000 公噸，當中以 25 公里的公路 (Hauling Road) 連接，裝貨碼頭處另設有儲煤場 (Stock Yard，照片 5)，成品煤卡車會將煤炭透過落料斗 (Hopper) 卸至儲煤場暫存，於駁船抵達後再透過長約 2 公里的皮帶機將煤炭送至駁船裝煤機裝載於駁船中(照片 6)，自此碼頭至外海的 Muara Pantai 錨地約 55 公里，駁船行駛時間約為 8~10 小時，Suaran 駁船裝貨碼頭亦有公證公司 Geoservices 及 Sucofindo 的實驗室。



照片 1



照片 2



照片 3



照片 4



照片 5



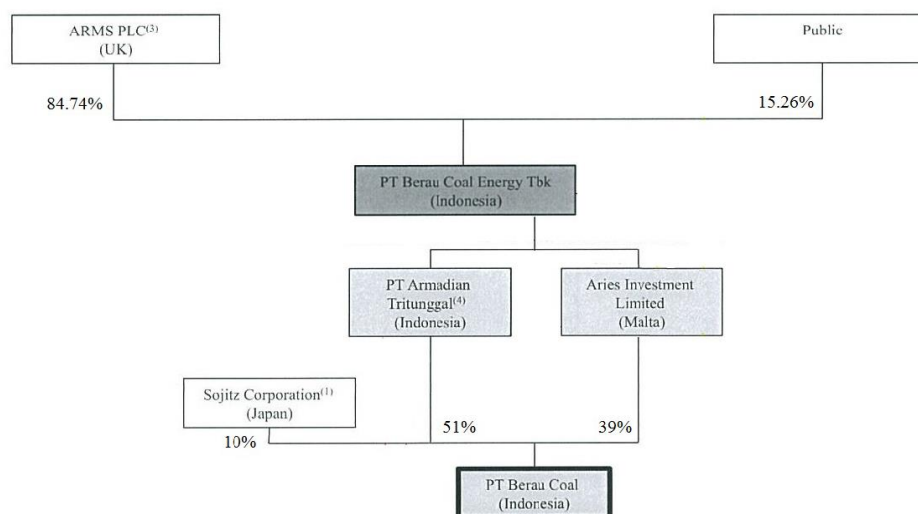
照片 6

(三)與 PT Berau Coal 人員討論紀要

訪查人員亦趁此次機會與 PT Berau Coal 人員對燃煤交運及採購等有關議題進行討論，摘要如下：

(1) 公司股東構成說明：

由於近來常有關於 PT Berau Coal 經營權轉移問題於煤業刊物上報導，經向 PT Berau Coal 進行澄清結果，其表示相關股權轉移僅限於其上兩層的控股公司 PT Berau Coal Energy Tbk，至於 PT Berau Coal 的股東構成仍與過去相同，且亦符合印尼政府要求當地公司持股 50% 以上的規定，下圖即為該公司相關股權架構圖。



(2) 燃煤取樣問題

PT Berau Coal 人員向本公司表示目前取樣係在外海裝貨點進行，由於成本及危險性較高，渠希望能將取樣點改在駁船裝貨碼頭，本公司表示若 PT Berau Coal 取得所有其他客戶同意後，本公司亦可考慮比照辦理。

(3) 105 年燃煤採購規劃及煤質

本公司向 PT Berau Coal 表示，由於林口及大林等新燃煤機組加入運轉，明年計劃採購量將達 3,100 萬公噸，其中印尼煤部分將新簽 4 個「一般亞煙煤」定期契約，該公司已表達參標意願。此外，亦向該公司說明因環保因素，本公司已在考慮調整灰份及硫份等項目之規範值，其中硫份規範計劃由現行 1.1% max 調整為 0.9% max，由於該公司交運予本公司燃煤硫份大約在 0.9% 上下，故可能對其產生影響，惟 PT Berau Coal 人員向本公司表示，透過開採煤層比例調整，該公司交運燃煤應仍可符合本公司調整後之硫份規範。

肆、結論與建議

- 一、國際燃煤市場在 2008 年下半年發生雷曼兄弟事件引發全球金融危機導致燃煤價格由歷史高點每公噸 190 美元的水準崩跌後，在 2009 年起受到中國大陸與印度燃煤需求帶動下，價格開始攀升，至 2010 年底到 2011 年初，更因為澳洲昆士蘭世紀洪災的影響下，造成價格來到每公噸 130 美元的高點，並在 2011 年 3 月日本福島事件發生後，因為核能機組停止運轉增加對其他替代石燃料的需求而獲得支撐，但從 2011 年第 4 季開始，隨著歐洲債信問題、美國頁岩氣的開採熱潮、新的煤礦開發計畫陸續開始商轉及澳洲 take or pay 制度等對於燃煤供需兩面的影響下，造成市場出現供過於求的狀況，價格開始走跌，從 2014 年開始，更由於中國大陸對空汙問題的重視及經濟成長走緩，造成燃煤進口需求開始出現衰退，價格更加低迷。
- 二、雖然燃煤價格持續低迷，但受到生產國兌美元匯率走跌，海運費及油價亦疲軟及生產商提升生產力等因素的綜合作用下，使得燃煤生產商的單位生產成本得以大幅的降低。以澳洲供應商來說，目前的單位生產成本與 2012 年時相較，已減少了 40%，目前的生產成本平均約在每公噸 55 美元的水準，若以目前燃煤市價在約每公噸 60 美元左右來看，至少一半的燃煤生產商仍可以有獲利，這也是多數燃煤生產商仍得以勉強維持正常生產的主要原因。
- 三、若從供需情勢的現況與展望來看，或許可以說燃煤市場已經處在一個循環結束的時點，由燃煤消費國進口需求成長變化的可以看出，雖然中國大陸燃煤進口需求仍處於衰退，但包括印度在內其他的亞太市場與歐洲市場在 2016 年都可出現明顯的需求成長，而從主要燃煤供給國的情勢演變可以看出，在近幾年煤價低迷的情況下，生產商多已暫停新的煤礦開發或是擴產計畫，使得供給成長速度持續減緩，透過這樣供給與需求的調整後，預期市場供過於求局勢將可望獲得紓緩。

- 四、印尼燃煤生產量在 2013 年達到高峰後，開始出現了產量減少的情形，而今年減少的狀況將會更為顯著，煤炭的產量在今年第一季減少了 21%，產量降至 9,700 萬公噸。預估印尼 2015 年總產量約 3.88 億公噸，這比政府預估的 4.25 億公噸減少了 3,700 萬公噸，連帶使出口亦將會出現較明顯的衰退，若由燃煤種類來看，可以發現煙煤生產衰退的情形較亞煙煤與褐煤來得明顯，這或許也顯示了印尼煙煤在與其他國家煙煤競爭下的劣勢。相對於此，因亞太地區的低品級及極低品級煤之利用率已大幅提高，隨著亞煙煤與褐煤之開採增加，這類煤占印尼煤之總產量及出口之占比將會提高，亞煙煤與褐煤可供銷售量將從 2012 年 1.28 億公噸，預估到 2020 年可提高至 3.18 億公噸，年複合成長率約 12%。未來印尼燃煤產業的發展仍將視政府在相關政策包括採礦許可核發、權利金收取及抑制非法礦生產等項目上的作為而定。
- 五、澳洲政府預期 2014~15 會計年度燃煤總產量將維持穩定，雖然澳洲主要的生產商，包括了 Glencore 和 Peabody 都發表了減產的聲明，但較小的生產商願意持續生產來彌補主要生產商減少的產量，因此澳洲整體的生產量較為穩定。本年度燃煤產量預估為 2.435 億公噸，相較於前一個會計年度(2013~14)之總產量(2.452 億公噸)略微下降。此外，澳洲生產商由於 take-or-pay 的制度(即使不出口，仍要支付港口費用)而仍須持續出口，故出口仍可維持穩定成長，在 2014~15 會計年度的出口應該會達到 2.01 億公噸，比上一個年度上升 3.2%。2015~16 會計年度中，預計出口會略為上升到 2.029 億公噸。
- 六、受到經濟成長趨緩及政府政策因素影響下，2014 年，中國大陸燃煤需求及進口量驟減，為自 2008 年由燃煤淨出口國轉為淨進口國以來首見，此外，中國大陸國內煤產量也同步衰退。2015 年起中國大陸為了打擊霾害，積極進行能源轉型，並在第 13 個五年政策中明訂積極發展水力、太陽能及風力等再生能源的目標。中國大陸預計 2015~2020 年風力發電量每年將成長率 15% 以上，太陽能每年將成長率 27% 以上。綜觀 2015

年，倫敦能源交易公司 Perret Associates 預測，中國大陸燃煤進口量將降至 1.265 億公噸，2016~19 年之間雖有復甦機會，卻難回復到 2013 年的水準。未來中國大陸的發電配比，將在燃煤、水力、核能及再生能源之間互相競爭，燃煤發電雖為主力，占比卻將逐步下降。

- 七、印度由於經濟成長帶動電力需求成長，預期燃煤發電裝置容量將持續成長，2014 年已較 2013 年增加 17.7GW，預估今(2015)年將再增加 17GW。該國國內之煤炭生產量雖然每年皆維持小幅成長，年產量雖從 2010 年的 5.2 億公噸成長到 2019 年約 7.2 億公噸，但受到煤炭需求量的急速增加，仍需仰賴進口補足，印度的燃煤進口量從 2010 年的 0.7 億公噸，增長到 2014 年的 1.5 億公噸，預估今年進口量將上看 1.63 億公噸，到了 2019 年更將倍數成長為 3.2 億公噸。由於預估中國大陸今年燃煤總進口量將減少至 1.2 億公噸，故印度將取代中國大陸成為全球第一大燃煤進口國。
- 八、對本公司而言，印尼煤由於距台海程近，加上其低灰及低氮含量的特性，透過與非印尼煤(包括澳洲煤、俄羅斯煤及中國大陸煤等)混拌燃用，可以滿足電廠在負載、環保及飛灰銷售的需求，因此成為本公司最主要燃煤來源，近年來供應比例均超過六成。隨著林口與大林電廠新機組在 105 年起陸續商轉，本公司燃煤需求量將進一步成長，預估明年將達約 3,100 萬公噸，採購數量相當龐大，如何增進供應安全並抑低採購成本是一項重要的課題，而透過增加廠商參與，以提高標案競爭性可說是極為有效的方法。故藉由此次出席會議，除在與現有供應商代表訪談過程中，向渠等說明本公司的採購規劃外。任副處長亦在會中發表演說，向與會人員介紹本公司燃煤採購制度與使用情形，並獲得與會代表正面回應。
- 九、隨著公民意識逐漸抬頭，社會對於企業所應擔負包括人權與環境永續發展的責任日趨重視，本公司自然無法自外於此潮流，特別是在企業永續

報告書中，在供應商關係管理中的有關供應商社會責任更是其極為強調的重點。透過此次參訪，除了對於 PT Berau Coal 礦區燃煤之生產與運輸狀況有了更進一步認識，另對於其在員工作業安全、環境整復及周邊社區公共關係上所作的努力更是印象深刻，更有助於未來在評估供應商在社會責任的表現上作為參考之依據。