

出國報告（出國類別：其他）

潔淨煤炭技術與潔淨能源政策 交流與培訓出國報告

服務機關：經濟部能源局

姓名職稱：黃科員 裕勛

出國地區：中國大陸寧波

出國期間：108年5月5日至5月11日

行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：

潔淨煤炭技術與潔淨能源政策交流與培訓出國報告

頁數 54 含附件：是否

出國人員姓名 / 服務機關 / 單位 / 職稱 / 電話

經濟部能源局/黃裕勛/科員/02-27757776

出國類別：1 考察 2 進修 3 研究 4 實習5 其他

出國期間：108 年 5 月 5 日至 5 月 11 日

出國地區：中國大陸寧波

分類號/關鍵詞：潔淨煤炭技術、潔淨能源 (Clean Coal Technology 、
Clean Energy)

內容摘要：

在國際綠色能源發展的趨勢下，發展潔淨煤炭技術對於用煤國家提高能效、降低污染、減少 CO₂相當有幫助。

為了推動潔淨煤炭能源技術、高效、低碳開發利用，並加強國際合作和協同創新，APEC 淨煤技術聯合運營中心針對 APEC 21 個經濟體於 2019 年 5 月 6 至 10 日舉辦“潔淨煤炭技術和清潔能源政策交流與培訓”(EWG 14 2018S)。

活動期間，中國大陸國家能源局國際合作司副調研員朱軒彤和國家能源集團總經理助理、火電產業中心主任肖創英分別為培訓活動致開幕詞。並邀請國際能源署（IEA）淨煤中心主任 Andrew Minchener 分享了國際能源環境及淨煤的最新發展動態，來自中國大陸的煤炭信息研究院、國家能源投資集團火電產業中心、華東電力設計院、國華電力公司和清華大學的多位專家亦分享中國大陸清潔高效燃煤發電先進技術和能源高效清潔低碳發展經驗，香港、印尼、日本、馬來西亞、菲律賓、俄羅斯、泰國和越南也分別介紹了其電力以及清潔燃煤發電情況。並透過大會安排參觀潔淨煤炭發電技術的寧海電廠和舟山電廠。

目 錄

壹、會議目的.....	5
貳、會議過程及參訪情形.....	7
參、心得及建議.....	47
附件 1：會議議程.....	49
附件 2：會議照片.....	51

壹、會議目的

一、目的

- 1、經濟部能源局黃科員裕勛奉派參加中國大陸 APEC 永續能源中心(APEC Sustainable Energy Center, APSEC)舉辦之「潔淨煤炭技術與潔淨能源政策交流與培訓」(Exchange and Training on Clean Coal Technology and Clean Energy Policy)。該交流培訓於本(108)年 5 月 6 日至 10 日於中國大陸浙江省寧波市舉行。主題包含先進潔淨煤炭技術(Clean Coal Technology, CCT)應用、政策及市場趨勢等。有助於我國與 APEC 經濟體會員交流再生能源發展及潔淨煤炭技術推動相關資訊，提升我國於國際間影響力。
- 2、我方參加目的係應 APSEC 培訓通告，出席為期一周之交流和培訓計畫。實際瞭解 APEC 區域之能源情勢挑戰及先進潔淨煤炭技術應用與發展議題，以及該領域政策規劃、實施及其在 APEC 經濟體之影響。

二、行程紀要

本次行程於 5 月 5 日(星期日)抵達中國寧波，5 月 6 日至 10 日參加為期一周之交流和培訓計畫，5 月 11 日(星期六)返臺。本次出國行程規劃如表 1 所示。

表 1 潔淨煤炭技術與潔淨能源政策交流與培訓之行程

日期	活動主題
108.05.05(日)	啟程並抵達中國大陸浙江省寧波市
108.05.06(一)	開幕典禮 主題演講一：國際能源的展望及亞太潔淨煤炭技術之發展(CCT) 主題演講二：亞太地區所需發展之潔淨煤炭技術 主題演講三：國家能源集團於潔淨煤炭技術之電力產業發展 主題演講四：中國大陸潔淨能源與CCT政策
108.05.07(二)	主題演講五：SC及USC於中國大陸之燃煤發電技術 主題演講六：中國大陸空汙控制及CCS/CCUS 之技術 主題演講七：中國大陸之循環流化床發電技術
108.05.08(三)	參訪寧海電廠
108.05.09(四)	主題演講八：中國大陸之熱電共生技術 亞太經濟合作組織經驗交流(日本) 亞太經濟合作組織經驗交流(越南,泰國,印尼等) 閉幕典禮
108.05.10(五)	1.參訪舟山電廠 2.參訪金塘風電場
108.05.11(六)	返程

註：本次交流培訓時程詳如附件 1。

貳、會議過程及參訪情形

一、主題演講一：國際能源的展望及亞太潔淨煤炭技術 (CCT) 發展

(一)時間：5月6日(星期一)

(二)會議紀要：

- 1.由國際能源署 (IEA) Andrew Minchener 分享了國際能源環境及潔淨煤炭技術之最新發展動態。
- 2.目前在能源的使用上，燃煤發電仍舊是可靠的能源技術，對於國家之電力供給、工業、燃料製造等應用具有相當大的幫助。為了同時達到環境保護、能源成本、能源供給安全性之平衡(The energy trilemma)，為各國所努力的目標。為了減少發展中的國家因為能源需求不斷增加導致的二氧化碳排放量，推動高效率低排放(High efficiency Low emission, HELE)的潔淨煤炭技術 (clean coal technology, CCT) 有其必要。
- 3.HELE 潔淨煤炭技術，可將煤炭在生命週期所造成的污染降到最低，此技術可以改善煤炭約 50%的使用效率，主

要可以分成三個技術方向，分別是提高機組發電效率、降低煤炭使用量、CCUS 捕獲空氣汙染物，如圖一所示。潔淨煤炭技術已經商業化，尤其是中國、德國、日本、韓國等國家，潔淨煤炭技術之發展已經穩定成熟。

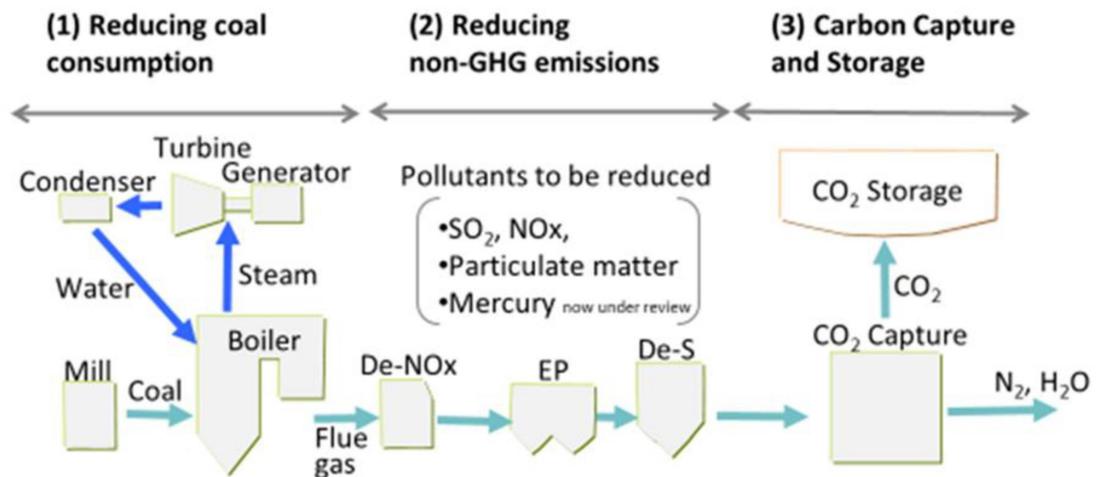


圖 1. 潔淨煤炭技術示意圖

Programme	Steam temperature	Target efficiency (% ,lhv, net)	Programme start date	Demonstration plant date and size
EU	700°C	50	1998	2021 (500 MWe)
USA	760°C	45-47 (hhv)	2000	2021 (600 MWe)
Japan	700°C	>50	2008	2021 (600 MWe)
China	700°C	46-50	2011	2021 (660 MWe)
India	700°C	>50	2011	2025 (800 MWe)

圖(表)2.各國潔淨煤炭技術之發展

4. 目前潔淨煤炭技術大致可以分成五項：

- (1) 超臨界(Super Critical, SC)及超超臨界(Ultra-Super Critical, USC)發電技術；

(2)循環式流體化床 (Circulating Fluidized-Bed, CFB)技術；

(3)熱電共生發電 (Cogeneration, combined heat and power, CHP)技術；

(4)燃煤發電場污染物排放控制；

(5)煤炭氣化複循環(Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC)發電技術。

5.超臨界發電技術相較於傳統燃煤技術為利用燃料將水加熱後，利用其水蒸氣推動氣渦輪發電機，機組設定皆在水的臨界點下。超臨界發電技術將蒸氣壓及溫度提高到臨界點後再進行發電，在高溫高壓的狀態下以提升效率，便可以節省所耗之煤炭進而提升效率，並且減少發電所伴隨之二氧化碳排放。而若是反應條件在臨界點以上，就稱為超超臨界(Ultra-super Critical)發電技術，其中 660 MW 至 1,100 MW 之發電廠在 330 bar / 650°C 的條件下，燃煤電廠的效率可以達到 49.1%，而目前煤電廠之平均效率大約只有 35%，差異顯著。

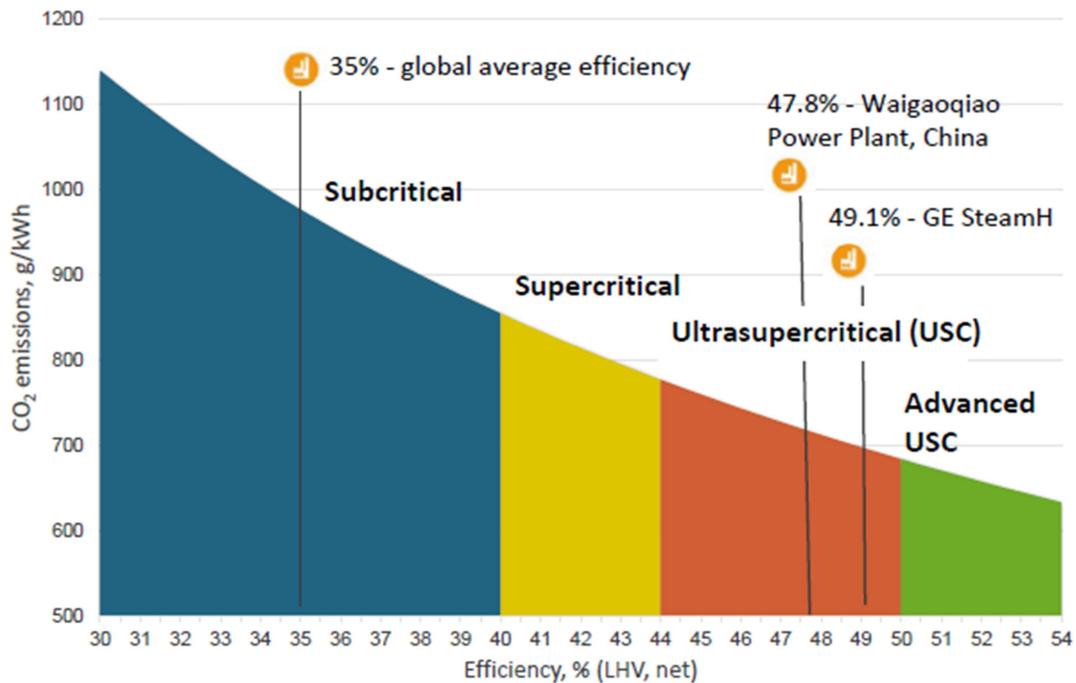


圖 3. 煤電廠之效率與二氧化碳排放量之關係圖

二、主題演講二：亞太地區所需發展之潔淨煤炭技術

(一)時間：5月6日(星期一)

(二)會議紀要：

1. 由國家能源集團總經理助理、火電產業中心主任肖創英簡報亞太地區所需發展之潔淨煤炭技術。
2. 亞太地區能源消耗增長率大約 3.3%，高於全球平均增長率 3%，其中煤炭，石油，天然氣所占比例分別為 35.4%，29.5%，21.7%，其中煤炭所佔的比例最高。
3. 因煤炭具有便宜及高穩定之優點，若優先考量發電成本，

無法以其他能源如再生能源，核能，水力發電取代，並且足以供應亞太地區之能源需求。

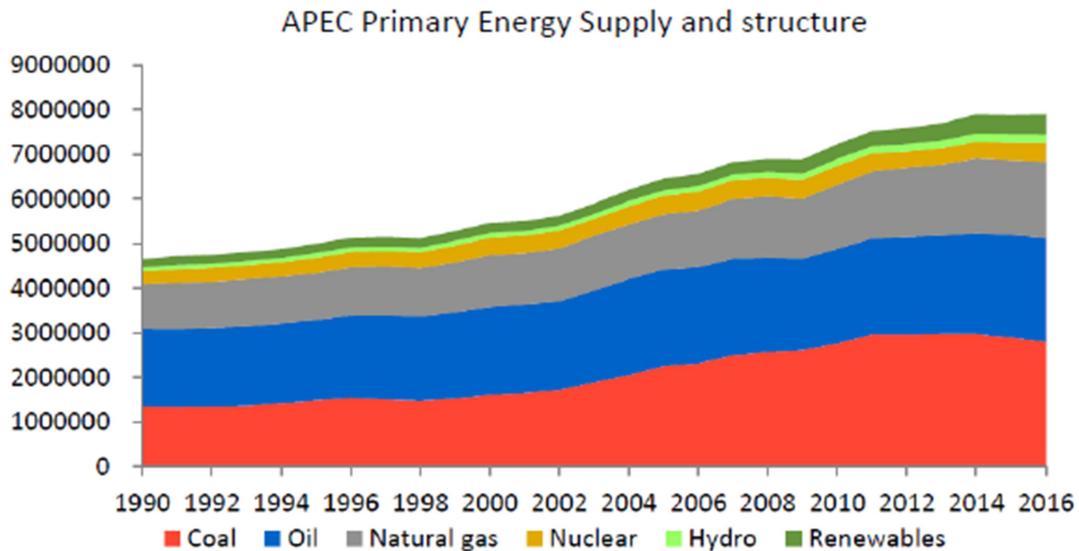


圖 4. APEC 主要能源消耗結構

4. 若是持續以煤電當作主要能源供應來使用，將會因為污染物及二氧化碳的排放，面臨越來越嚴格的環保政策，以及氣候變遷等考驗，須提出對應的解決方案：

(1)降低廢氣排放量(NO_x, SO_2)；

(2)改善燃煤發電廠之效率，諸如使用淨煤技術中的循環式，流體化床發電技術(CFB)，熱電共生發電技術(CHP)以提升發電效率；

(3)溫室氣體的減量排放：使用碳捕獲與封存技術(CCS)

5. 故為了能夠持續使用燃煤發電，潔淨煤炭技術可以兼顧環境與經濟之需求，對於亞太地區之發展是必須的。目前潔淨煤炭技術主要的開發方向為減少或是消除污染物之排放，如 SO₂ 及 NO_x，汞，或是其他副產物。從歷史上來看，SO₂ 及 NO_x 為酸雨、空氣汙染、造成對人有危害之微粒之主要原因。潔淨煤炭技術最初的定義在於降低燃燒煤炭的污染物，近期則納入提高發電效率及碳捕存技術。

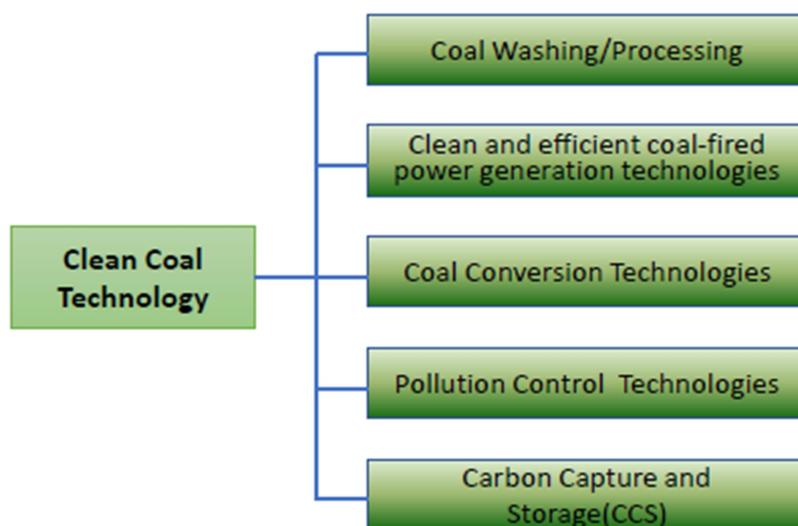


圖 5. 潔淨煤炭技術

三、主題演講三：國家能源集團於潔淨煤炭技術之電力產業發展

(一)時間：5 月 6 日(星期一)

(二)會議紀要：

- 1.本演講旨在介紹中國國電集團及其成就。於 2017 年中國國電集團公司與神華集團有限責任公司合併重組為國家能源投資集團有限責任公司(簡稱國家能源集團)。重組之後，國家能源集團於煤炭產、運、銷、用全產業鏈更加平衡，走上煤炭開發與利用協調發展之路。
- 2.中國大陸目前煤炭地質存量大約 1.6 兆噸，佔中國化石能源儲存量的 96%，並且提供 60.5%的發電量，為鋼鐵、建材、化工等產業的重要燃料及原料。到 2030 年前，煤炭的年均消費仍將維持在 35 億噸左右，2030-2050 年均 30 億噸左右。由於使用傳統煤炭開發利用會引發大氣污染、水資源和地表生態破壞、及碳排放政策等問題，為了克服這些問題，國家能源集團投入大量的人力與資源於潔淨煤炭技術，以下解釋其作為。
- 3.潔淨煤炭技術可以分成四個項目：

(A)煤炭綠色開採：

煤炭開採通常會伴隨大量的礦井水，其中大部分的礦井水都是直接外排並且蒸發，對於礦產量蘊含豐富但水資源貧乏的西部城市，其蒸發量大約是降雨量的 6 倍。統

計顯示中國大陸目前煤炭開產量每年生產的礦井水約 80 噸，然而利用率只有 25%。為了促進礦井水的使用率，將礦井水儲存於井下，並且給礦區工業產地與居住區供應其水資源。

煤礦開採後，於自然條件下需要長時間自然復原才能夠回復生態環境。故透過人工方式可以有效減少生態復原的時間。目前礦山修復的方式可以分成穩定化處理法及微生物促進技術兩大類。其中穩定化處理法為岩層的穩定化，採礦場的填埋等，微生物促進技術為後期的植被恢復，使礦區生態環境甚至更勝於開發前。國家能源集團已於神東礦區(年產煤近 2 億噸)針對煤炭綠色開發做改善，已建成 35 座地下水庫（儲水量 2,700 餘萬方），年供水量近 7,000 萬方，並給周邊企業供水。並成立“煤炭開採水資源保護與利用”國家重點實驗室，針對高礦化度礦井水處理以及東部草原區露天煤礦生態修復等方面展開深入研究。

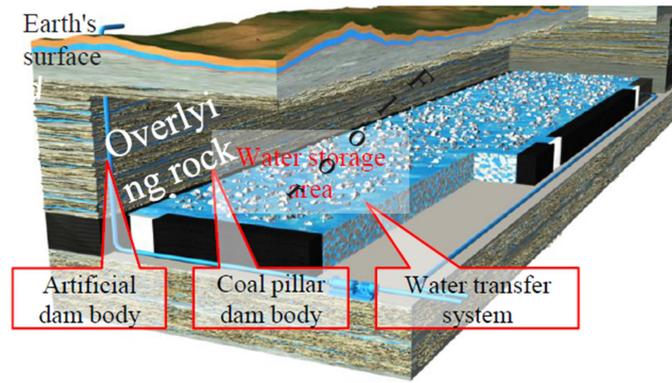


圖 6. 中國煤礦地下水庫技術原理

(B)清潔高效發電：

為了提高發電效率，使用煤電二次再熱技術，透過蒸汽在超高壓缸、高壓缸做功後分別返回鍋爐的一次再熱器、二次再熱器中再次加熱，提高蒸氣膨脹過程的熱焓 (enthalpy)，以提高蒸氣的作功能力。並且透過成熟的碳排放系統，達成零排放的機電組。

目前國家能源集團透過潔淨電力技術創新與改造後，煤電機組已可百分之百實驗脫硫脫硝，98%的常規煤電機組也達成了超低排放。截至 2018 年上半年底，國家能源集團火電裝置容量 177.73GW，其中超低排放機組佔比達到 80.7%，亦開發高效低成本飛灰吸附劑、一體化脫汞技術等（300MW 工程示範：汞排放濃度 $0.29 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 時，綜合脫除效率高於 94%，1,000MW 工程示範：汞，砷，硒，鉛，鎘等重金屬綜合脫除效率高於 90%）。

泰州電廠已建立世界首座 GW 級超超臨界二次再熱煤電機組，供電煤耗 265.8 g / kWh，熱效率 47.82%。與一般 GW 級機組平均相比，煤耗每度電降低 18.7 克，按年利用小時 5,500 小時計算，兩座機組年節約煤炭量達 21 萬噸，CO₂ 減排達 58 萬噸。2013 年 4 月，四川白馬亦建立世界首座 600MW 超臨界循環流化床機組，鍋爐效率 91.64%，供電煤耗 301.6 克/度，廠用電率 5.57%，熱效率 43.22%。



	1000MW single reheat unit	1000MW double reheat unit
Main steam pressure	25-27MPa	31MPa
Main steam temperature	600°C	600°C
Heat efficiency	45.8%	47.7%
Coal consumption	270g/kW·h	258g/kW·h

圖 7. 煤電二次再熱技術

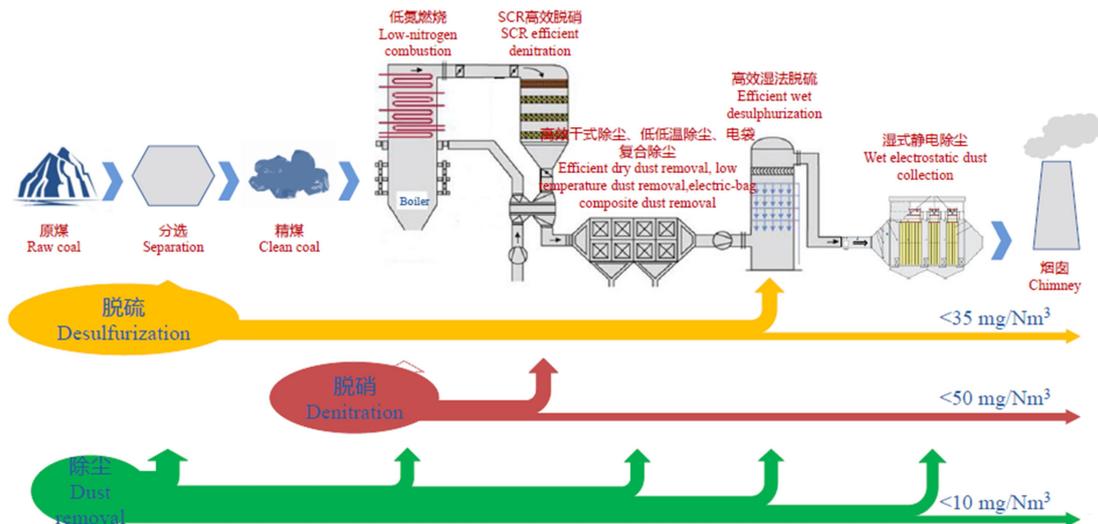


圖 8. 成熟之超低碳排放解決方案

(C) 清潔高效轉化

煤轉化技術主要是利用化學方法將煤炭變成氣體、液體、固體，再進一步加工成能源和化工產品，方式可以分為熱解、氣化、液化等。其中煤氣化為在高溫下通入氣化劑(如水蒸氣)，將煤炭分解成一氧化碳以及氫氣，即可以作為後續的有機溶液的製造、燃料的運用等。

煤液化則是將煤隔絕空氣加熱進行直接液化，或是加入氫氣於高溫高壓的環境下形成碳氫燃料。目前國家能源集團已在寧夏建立世界單體規模最大的 400 萬噸級煤間接液化工業裝置，2017 年底已全載運行。可生產柴油 274 萬噸、石腦油 98 萬噸、液化氣 34 萬噸、副產硫磺 20 萬噸、混醇 7.5 萬噸、硫酸銨 10.7 萬噸。

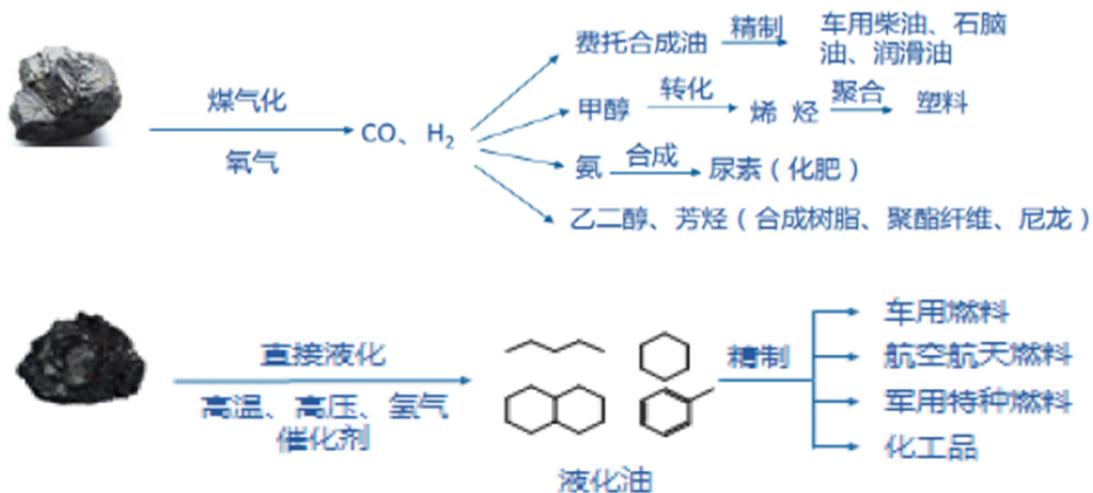


圖 9. 煤氣化與液化之應用

(D) 二氧化碳捕獲封存及再利用(CO₂ Capture Utilization

Storage, CCSU) 技術：

CCUS 技術為減緩全球氣候變遷的關鍵技術之一。其中又可以分成燃燒前、富氧燃燒、燃燒後捕獲。燃燒前捕獲技術是利用整合性氣化復循環發電(IGCC)技術，將煤氣化的一氧化碳進一步轉化成二氧化碳與氫氣，氫氣進入燃料機發電，二氧化碳即可被捕獲。

富氧燃燒技術則是使用高純度的氧氣代替空氣與燃料反應，氧氣與燃料直接反應便直接形成二氧化碳，不會有 NO_x 等廢氣產生，並可以將 CO₂ 的濃度從 10% 提高到 80%。

燃燒後捕獲技術則可使用化學吸收法等技術，將燃燒後所產生的二氧化碳捕捉下來，為相對成熟的技術。國家

能源集團針對煤製油化工 CCS 技術，已發展 10 萬噸/年 CCS 工程示範，並掌握掌握了 CO₂ 鹽水層地質封存技術，完成封存 30.26 萬噸。於錦界電廠建設 15 萬噸/年燃燒後捕獲以及地質封存全流程示範項目。

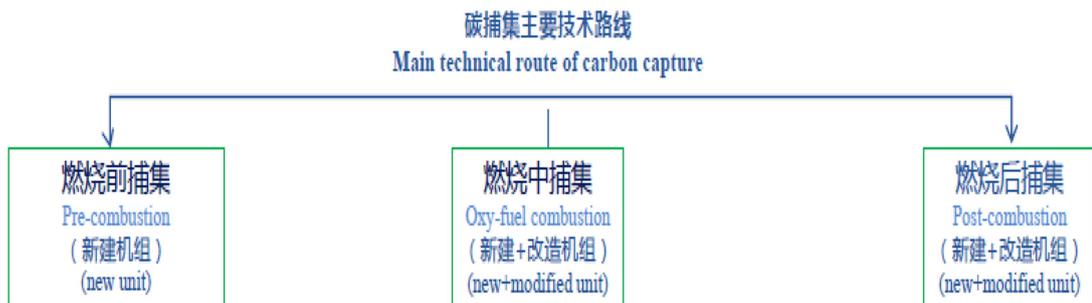


圖 10. CCUS 主要技術路線

四、主題演講四：中國大陸潔淨能源與 CCT 政策

(一)時間：5 月 6 日(星期一)

(二)會議紀要：

- 1.本演講旨在介紹中國大陸能源政策的演進。廉價的煤炭是中國大陸主要取暖與供電的原料，導致嚴重的空氣污染與有毒霧霾，所以中國大陸積極採用 CCT(clean coal technology)，於 2017 年發布能源規劃，發展天然氣發電、加快燃煤發電廠的升級，以及發展潔淨能源科技，預計於 2020 年控制煤炭發電量小於 1,100GW，天然氣發電量

提升至 110GW，非化石能源可以增加至總供給的 15%，
水力發電可以提升至 19%。

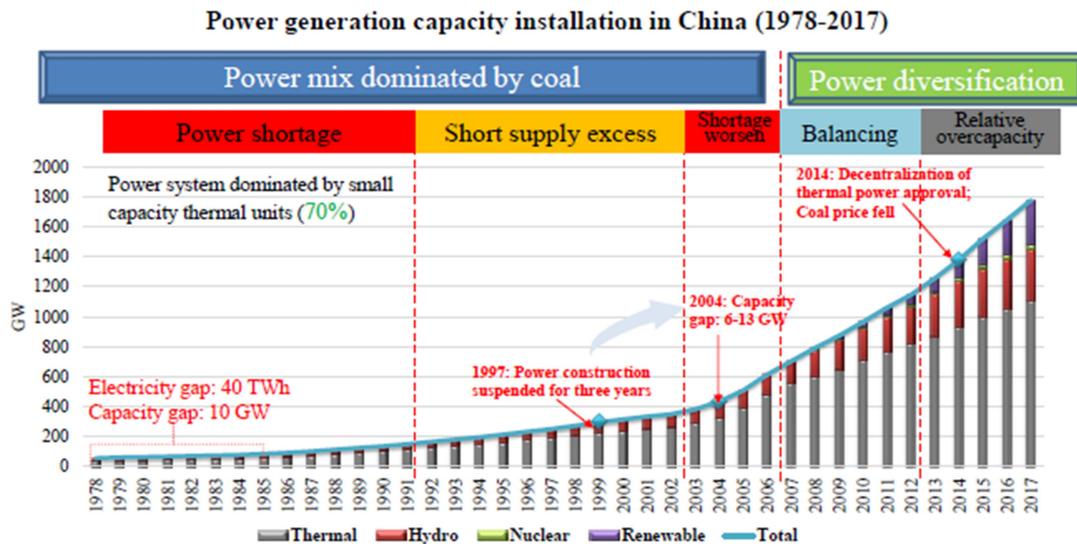


圖 11. 1978-2017 中國能源結構與電容量之關係圖

2. 中國大陸潔淨能源法規，針對大氣污染物部分，也提出嚴格排放控制標準。至 2014 年後，中國大陸各地推動超低排放(ultra-low emission)，目前為全世界最嚴格標準，煙塵(dust)為 10 mg/m^3 ； SO_2 為 35 mg/m^3 ； NO_x 為 50 mg/m^3 。
3. 以上引導 CCT 發展之法規，係由中國大陸政府部門、研究機構、大學與企業共同組成 CCT 開發與系統示範，促進電力產業的 CCT 技術進步，在 20 年內快速進步。在 2011 年至 2017 年，中國大陸共投入巨資，4,587 億人民

幣於 CCT 技術。

CCT 改善燃煤發電機之安全、效率及排放。為了提高燃煤發電機的效率，透過更新機組，並使用熱電共生(CHP)去改善發電機組，2018 年的供電煤耗量與 1978 年相比下降了 163 g/kWh，約下降了 34%。由發電效率來觀察，1990 年煤炭發電效率為 32%，透過 CCT 技術於 2015 年煤炭發電效率則是提升到了 42%。。

為了解決嚴重的空氣汙染、霧霾問題，平衡環境保護與經濟發展，透過大規模建造大型潔淨煤炭發電供應系統，中國大陸之碳排放正逐年控制，於 2016 年碳強度為 822 g/kWh。從 1979 年到 2016 年，火力發電增加了 17.5 倍，煙塵排放量由峰值 1,350 萬噸下降了 87%，NO_x 排放量由峰值 10 萬噸下降了 85%。2011 年至 2015 年，SO₂ 和 NO_x 排放量分別減少了 730 萬噸和 770 萬噸，分別降總排放量的 178%和 182%。

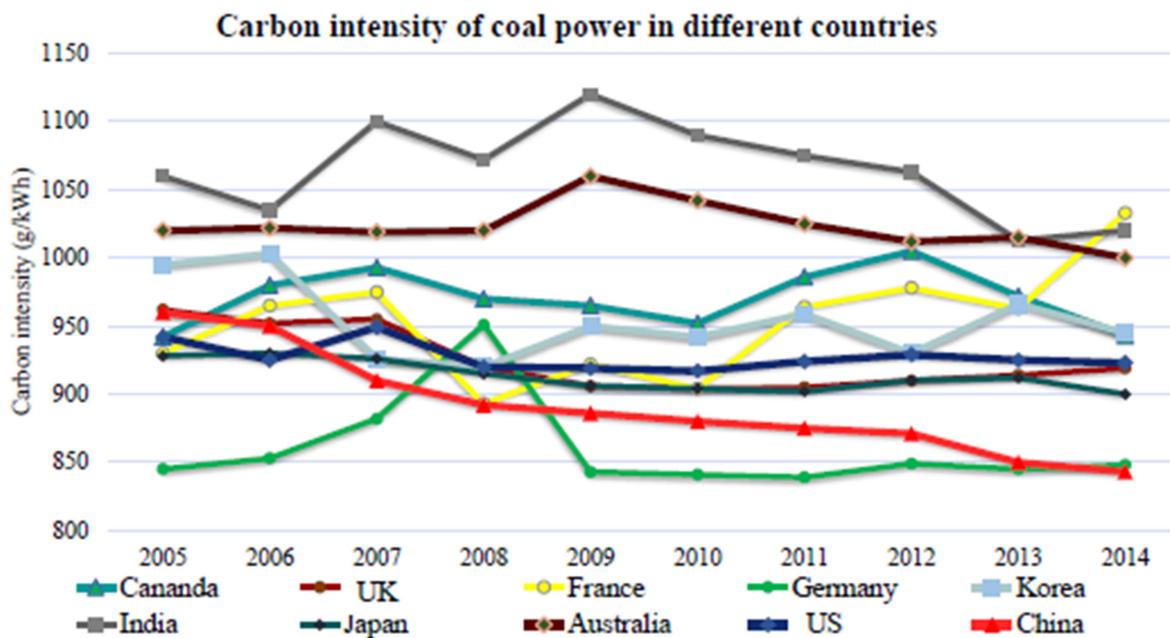


圖 12. 不同國家之碳強度比較

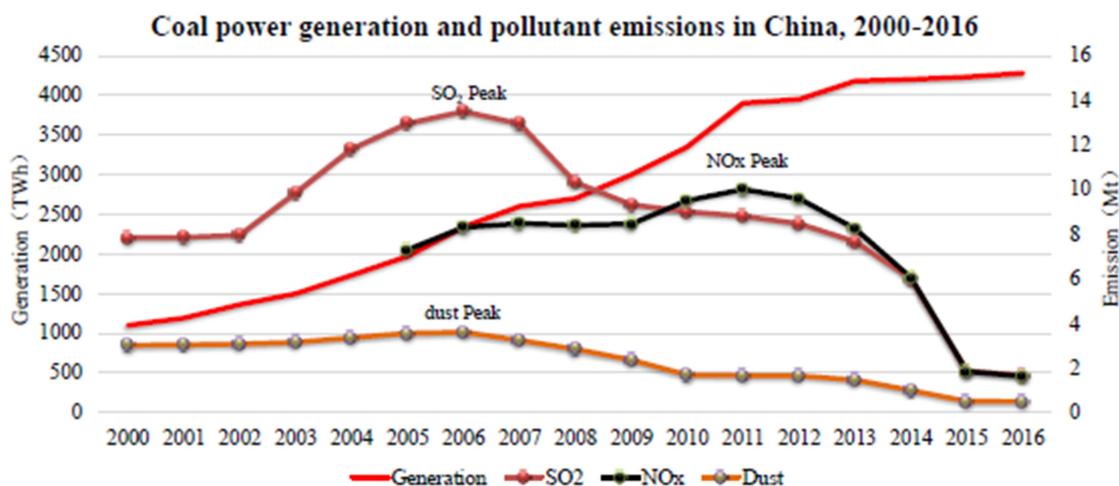


圖 13. 中國煤炭發電之污染排放量

五、主題演講五：SC 及 USC 於中國大陸之燃煤發電技術

(一)時間：5 月 7 日(星期二)

(二)會議紀要

- 1.本演講旨在介紹中國大陸大型燃煤發電廠之發展。超(超)臨界 (Ultra/Super Critical, SC/USC) 機組技術，透過將操作溫度與壓力提升到水的臨界點(22.129 MPa、374.15 °C)甚至是臨界點以上再進行發電，提升發電效率並且減少燃料的使用，降低二氧化碳的排放量。超臨界燃煤發電是指容量為 600 MW 以上，蒸汽壓力達到 25 Mpa 以上，溫度達到攝氏 593°C 以上，機組熱效率能夠達到 45%。中國大陸第一台 GW 等級的超超臨界機組於 2006 年在華能玉環電廠開始商業運轉，規劃 1,000MWx4 的超超臨界燃煤機組，機組溫度為 605°C/603°C，2016 年華能玉環電廠 4 號機組超低排放完成改造，達成四座 GW 級超超臨界超低排放機組之運轉。目前中國大陸上海外高橋第三發電廠為全球最低煤耗的燃煤電廠，使用超超臨界機組技術(USC)，一度電只需燃燒 274g 煤炭，機組溫度為 600°C，發電效率則是 45.4%。而目前中國大陸已經將 700°C 超超臨界燃煤發電技術試驗平台投入運行，商業運轉後，其發電效率有可能提升到 50%。



圖 14. 上海外高橋第三發電廠

六、主題演講六：中國大陸空汙控制及 CCS/CCUS 之技術

(一)時間：5 月 7 日(星期二)

(二)會議紀要：

1. 燃煤發電廠提供了經濟發展所需的能源需求，然而伴隨而來就是嚴重的空氣汙染。如 SO_2 ， NO_x ， CO_2 ，煙塵等空氣汙染物。在 2014 年，中國大陸提出煤電節能減排與改造行動計劃(2014-2020)，要求東部地區新建燃煤機組排放基本達到燃氣輪機汙染物的排放限值。即煙塵， SO_2 ， NO_x 之排放濃度不高於 10 mg/m^3 ， 35 mg/m^3 ， 50 mg/m^3 。對中部西部之原有燃煤機組也提出要求。為了達成燃煤發電煙氣超低排放，可以採用“以低低溫電除塵技術為

核心的煙氣協同治理路線”或“濕式電除塵技術路線”。以低低溫電除塵技術為核心的煙氣協同治理路線充分考慮了燃煤電廠現有煙氣去除設備性能，其技術路線為脫硝裝置(SCR)=>熱回收器(WHR)=>低低溫電除塵器(低低溫 ESP)=>濕法煙氣脫硫裝置=>再加熱器(FGR)。此技術路線濕法脫硫系統的協同除塵效率 $\geq 70\%$ ，顆粒物排放可達到 10 mg/m^3 甚至 5 mg/m^3 以下， SO_2 排放 $\leq 35 \text{ mg/m}^3$ ， NO_x 排放 $\leq 50 \text{ mg/m}^3$ ， SO_3 的脫除率 $\geq 80\%$ ，最高可達 95% 以上。

目前低低溫電除塵技術已實際運用在華能長興電廠 1 號，2 號機（ $2 \times 660 \text{ MW}$ ）新建工程，為中國大陸首次採用以低低溫電除塵技術為核心的煙氣協同治理技術路線。針對 2015 年 10 月至 2015 年 12 月三個月穩定運轉 CEMS 數據進行煙塵超低排放穩定性分析之結果指出，低低溫電除塵器出口煙塵排放濃度平均值為 12.8 mg/m^3 ，低於 15 mg/m^3 的小時排放濃度保證率為 85.6%，低於 30 mg/m^3 的小時排放濃度保證率為 100%， SO_2 ， NO_x 排放濃度也滿足超低排放要求。

濕式電除塵技術路線指在脫硝系統，除塵系統和脫硫裝

置中，設置濕式靜電除塵技術（Wet ElectroStatic Precipitator, WESP）。其中 WESP 可以有效去除粉塵，PM2.5 等，可以達到超低排放的要求同時兼備汞，SO₃ 協同脫除的作用。其技術路線可以達到的指標為顆粒物排放濃度可達 5 mg /m³ 以下，顆粒物去除效率為 70%~ 85 %，SO₂ 排放≤35 mg/m³，NO_x 排放≤50 mg/m³，SO₃ 的脫除率≥70%，最高可達 95% 以上。

目前濕式電除塵技術路線實際運用在神華國華舟山電廠 4 號 350 MW 超臨界機組，為中國大陸首座採用濕式電除塵技術達成超低排放的應用項目。2014 年 7 月~2014 年 9 月三個月穩定運轉 CEMS 數據分析顯示，NO_x 的排放濃度達到超低排放水平的小時數佔統計時數 的出口 SO₂ 濃度 0.71 ~27.74 mg/m³（平均值為 2.19 mg/m³），小時濃度達標率為 100%，機組總排口顆粒物排放濃度為 0.18 ~3.62 mg/m³，平均值為 2.12 mg/m³，顆粒物排放濃度達到超低排放水平的小時數佔統計時數的 100%。

前述兩技術均有各自優勢及缺點，須根據電廠狀況選擇適用之技術。煤質好且穩定時，可優先選用以低溫電除塵技術為核心的煙氣協同治理技術路線，對於除塵設

備及濕法脫硫設備改造難度大或費用很高的超低排放改造工程，濕式電除塵技術路線則有最佳的適用性。



圖 15. 低低溫電除塵技術為核心的煙氣協同治理路線

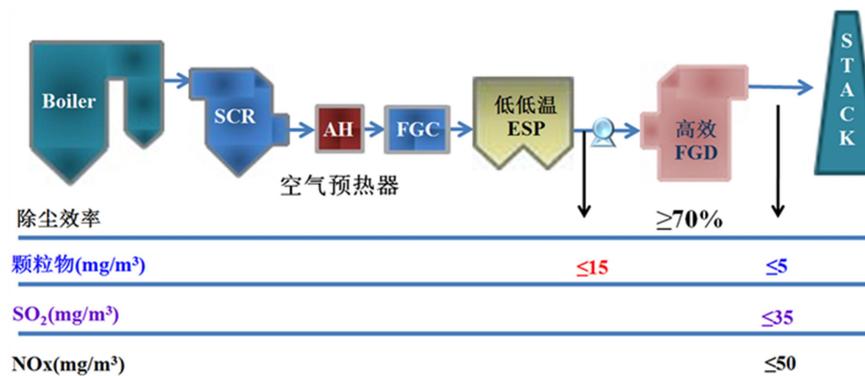


圖 16. 濕式電除塵技術路線

2. 二氧化碳捕獲再利用封存技術，可以分成燃燒後捕獲技術，燃燒前捕獲技術及富氧燃燒技術。燃燒後捕獲技術指的是在燃料燃燒後用化學吸收法的方式將二氧化碳捕獲，其二氧化碳濃度可以達到 90% 以上，目前在各地如美國加拿大皆已經有示範廠，是相對成熟的技術。燃燒

前捕獲技術則是在燃料進行燃燒前，轉化成氣體，如 CO，H₂，在將其內的二氧化碳分離，已達到在燃料利用前分離二氧化碳的效果，最典型的代表技術為整合性氣化複循環發電技術(Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC)。

富氧燃燒技術則是使用純氧與燃料反應，可以避免產生 NO_x，並且所造成的煙氣以二氧化碳及水為主，可以經由冷卻及可以捕獲到高濃度的二氧化碳，然而因為製備氧氣的成本偏高，故富氧燃燒技術並無大規模的商業運轉。二氧化碳封存在利用的部分，目前最常使用的方式為將二氧化碳轉換為化學品中使其形成穩定的化合物，如氧化鈣吸收二氧化碳形成碳酸鈣。

七、主題演講七：中國大陸之循環流化床發電技術

(一)時間：5月7日(星期二)

(二)會議紀要：

- 1.循環流體化床技術 (Circulating Fluidized Bed, CFB) 是國際公認的經濟有效的低污染燃煤技術，該技術之特點為燃燒效率高，並且可以在燃燒過程中直接脫硫，對於煤炭資源的利用，以及減輕環境汙染的作用相當大。

與一般燃煤爐的差異，循環流化床鍋爐會處於流化態的方式燃燒，使其氣固混合良好燃燒速率高，並且可以與不可燃之脫硫劑一起於鍋爐燃燒，使其在燃燒的過程中脫硫率可以達到 85-90%，不需採用尾部脫硫脫硝裝置，並且因為屬於低溫燃燒，可以降低 NO_x 排放量。

2. 中國大陸於 2010 年在四川白馬建立世界容量最大的 600MW 超臨界循環流體化床鍋爐發電技術，並於 2013 年完成 168 小時之滿載測試，其床體溫度大約是 890°C，氣體流量為 1819.1 t/h，脫硫效率可以達到 96.7%，NO_x 之排放量小於 160mg/m³。徐州華美則於 2014 年興建 2 座 350MW 超臨界循環流化床機組，於 2016 年完成 168 小時之滿載測試。氣體流量為 1,110 t/h，不需外加選擇性無觸媒還原法(Selective Non-Catalytic Reduction, SNCR)，即可以使 NO_x 排放量下降到 50 mg/m³。



圖 17. 四川白馬 600MW 超極限循環流體化床發電機組



圖 18. 徐州華美兩座 350MW 超極限循環流體化床發電機組

八、參訪寧海電廠

(一)時間：5月8日(星期三)

(二)參訪紀要：

1.寧海發電廠位於浙江象山灣，採用了封閉式煤罐存儲，高效除塵，煙氣脫硫，低氮燃燒，中水回用和生態邊坡等環保技術，環保投入達 20 億元人民幣，佔工程總投資的 20%。而其中的脫硝項目，每年可減少氮氧化物排放 6,000 餘噸。

寧海電廠一期工程建立 4 座 600MW 之亞臨界燃煤機組，二期工程則建造 2 座 1,000MW 超超臨界燃煤機組。其中一期四部機組同步建設煙氣脫硫裝置，採用石灰石濕法煙氣脫硫工藝，其脫硫系統(FGD)處理後脫硫效率可達 95%。並且同步建設 SCR 煙氣脫硝裝置，脫硝效率達 80%，煙囪出口 NO_x 排放濃度<70mg/Nm³。二期在中國大陸首次採用海水二次循環冷卻裝置，生產過程中所產生的衍生物可以供周邊工廠作為生產原料。

2.三期工程規劃中，預計建造 2 座 1,000MW 超超臨界燃煤機組。



圖 19. 寧海發電廠

九、主題演講八：中國大陸之熱電共生技術

(一)時間：5 月 9 日(星期四)

(二)會議紀要：

1.熱電共生(Cogeneration, combined heat and power , CHP)技

術係指在發電廠或熱機同時產生電力和有用的熱量，中國大陸慣稱為熱電聯產，即將電力生產中所產生的廢熱進行有效的運用已達到能量最大化的利用率。

熱電共生由於採用了大容量，蒸氣壓力與溫度較高的鍋

爐，因此熱效率較高，鍋爐熱效率可達 85%-90%（一般工業小鍋爐熱效率只有 50-60%），供熱煤耗低 13-22kgce/106kJ。且熱電共生選用容量較大的鍋爐，熱效率較高的情況下，據中國大陸環保部門測算，節約 1 噸標準煤可減少排放 CO₂ 440kg，SO₂ 20kg，煙塵 15 公斤，灰渣 260 公斤。同樣的發電量，熱電共生電廠 CO₂ 排放量只有一般電廠的 50%，熱電共生由於低排放高效率發電模式，可大幅降低環境污染。

2.對於中國大陸北部地區供熱為生活必需品，熱電共生的對於中國大陸之定位可滿足居民的基本用熱需求，又可滿足工商業熱需求。中國大陸在 2016 年底達到了 2.5 億千瓦，佔火力發電之裝置容量 32~35%。

北方大型城市中之熱能需求，熱電共生提供了約 50%的供熱比率，全中國大陸之工業用熱 70%則是由熱電共生提供。在大中型城市，適度建設大型熱電機組，並鼓勵建設背壓式熱電機組。在中小型城市或是熱負荷集中之工業園區，優先建設背壓式熱電機組。

2020 年之目標，中國大陸熱電共生裝置容量將達到 2 億千瓦，城市集中供熱和工業生產用熱的熱電共生裝機容

量可以達到約 1 億千瓦，熱電共生將會佔全國發電總裝機量的 22%，火電機組中的 37%左右。

3.舉例而言，2019 年 3 月 8 日，中國大陸湖北京能十堰 2 座 35 萬千瓦熱電共生工程已經通過 168 小時滿載運轉。該工程規劃 35 萬千瓦供熱機組，並同步建設脫硫，脫硝，除塵，廢水處理，灰渣處理等設施。京能十堰熱電共生項目將汙水處理廠所生產之再生水轉為工業用水的主要水源，可以減少廢水排入漢江。



圖 20. 京能十堰熱電共生項目

十、亞太經濟合作組織經驗交流(日本)

(一)時間：5 月 9 日(星期四)

(二)會議紀要：

1.日本十分重視再生能源的發展，2017 日本能源組成中再生能源能佔 24%左右，天然氣則是佔有 42%，燃煤發電廠占有 32.3%。目前日本政府規劃以 2030 年溫室氣體排放量要較 2013 年減量 26%作為長期目標，並逐年降低煤炭發電的使用量，預計 2030 年可以降到發電百分比 30%。然而目前燃煤發電在日本仍舊是佔了相當高的比例，日本煤炭能源中心(JCOAL)為了提高發電效率以及大幅降低溫室氣體排放量，持續在推廣潔淨煤炭能源如 IGCC，煤炭氣化燃料電池複循環系統(Integrated Gasification Fuel Cell, IGFC)，A-USC，USC，CCUS 等技術。

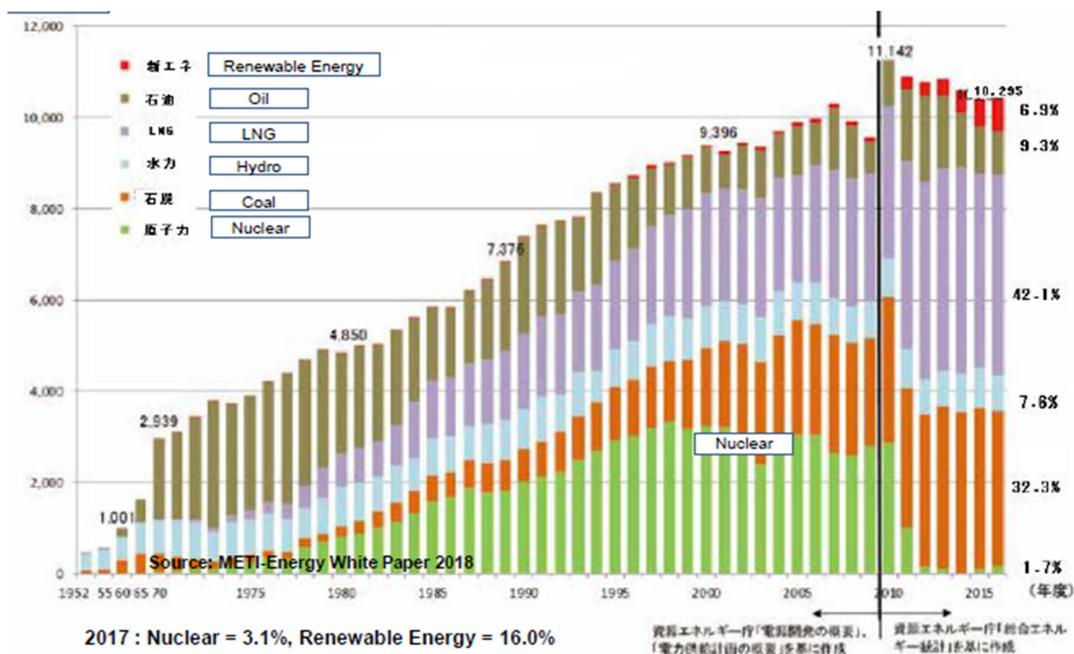


圖 21. 日本能源比例

2.而目前於日本的最大型之超超臨界(USC)為竹原燃煤發電廠，蒸氣溫度為 603°C/632°C，並且 SO₂ 排放量為 18 ppm，NO_x 排放量為 22 ppm，達成超低排放，並且開發先進超超臨界技術(A-USC)，可以將溫度提升到 700°C。



圖 22. 竹原火力發電廠

3.IGCC 燃煤發電廠於 2013 年於大崎發電廠(166MW)及 2017 年於勿來發電廠(256MW)皆已建設完畢，並規劃於 2020 年建設日本目前最大 IGCC 燃煤發電廠(540MW*2)。若是該技術能夠與 CCUS 做結合，將可達到低排放高效率之發電技術。

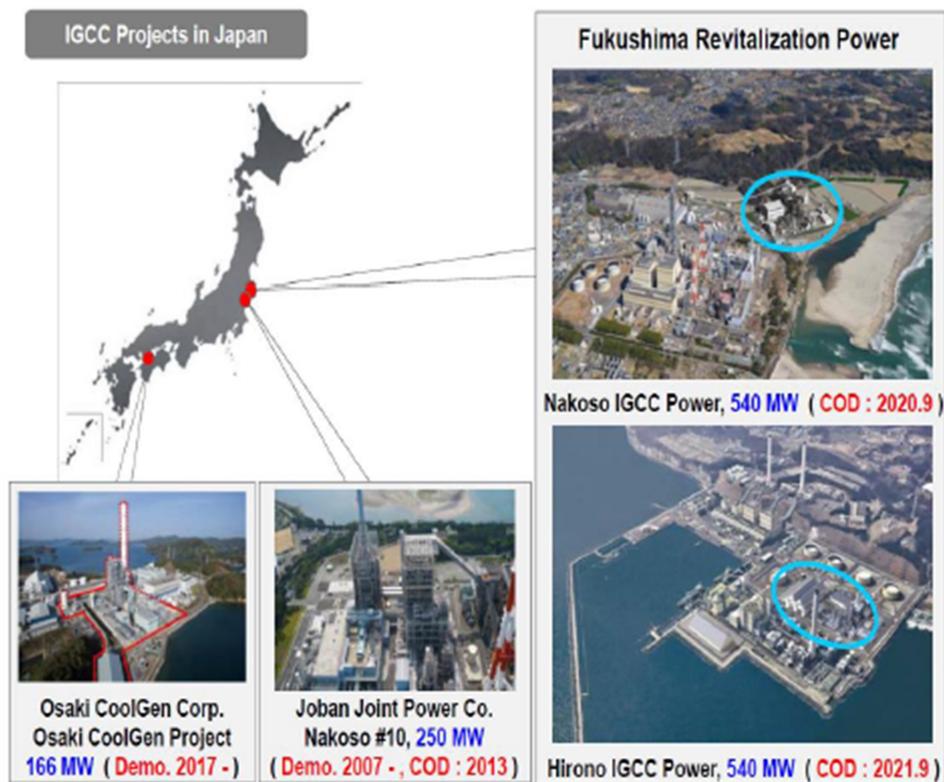


圖 23. IGCC 火力發電廠於日本分布圖

4.為了達成超低/近零之粉塵排放，JCOAL 使用空氣品質控制系統 Air Quality Control System ，AQCS) 搭配廢水噴霧乾燥器 (Waste Water Spray Dryer ，WSD)，此方法可以使粉塵排放小於 5 mg/Nm^3 ， SO_2 排放小於 35 mg/Nm^3 ， NO_x 排放小於 50 mg/Nm^3 。而為了盡可能的達到粉塵零排放，以及 SO_3 的去除，再搭配低低溫靜電除塵技術(Low-low temp Electrostatic Precipitator ，LL-ESP)，粉塵去除效率以及 SO_3 之減少量比原本一般之靜電除塵技術效果還要好。

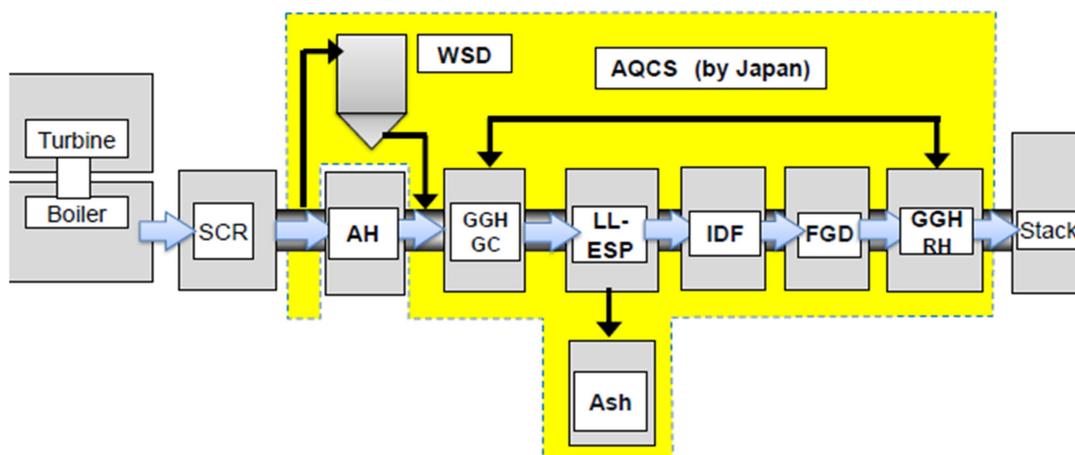


圖 24. AQCS 技術搭配 WSD 之流程圖

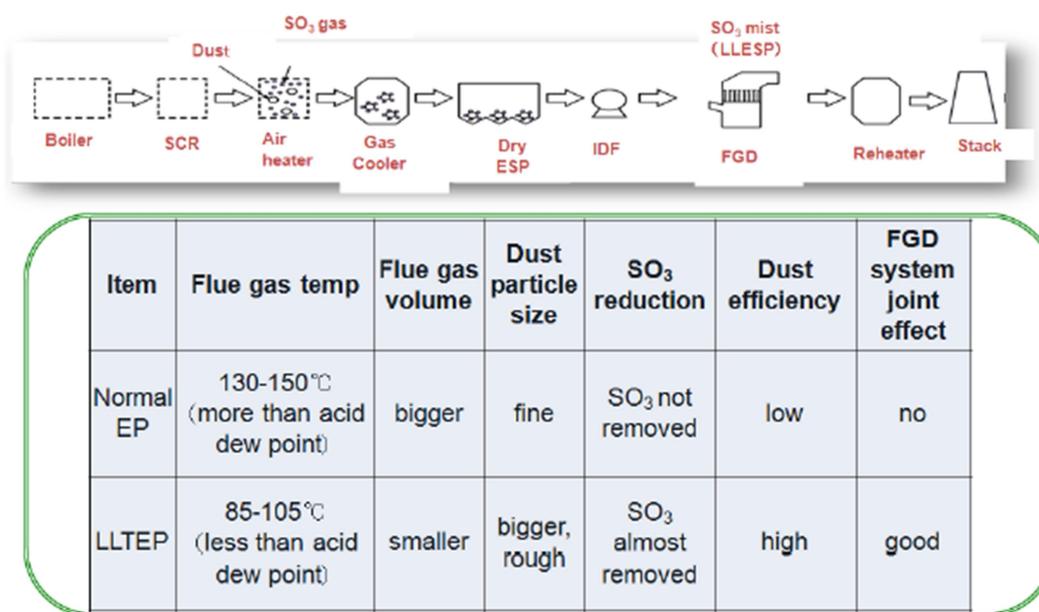


圖 25. 低溫靜電除塵技術搭配 AQCS 技術

5.此外，為了促進二氧化碳捕獲再利用封存之技術創新，由國家資源與能源局(Agency for National Resources and Energy，ANRE)成立碳循環促進辦公室，利用捕獲之二氧

化碳轉換成碳氫化合物作為燃料或與氧化鈣結合形成碳酸鈣作為建築材料，甚至是做為肥料幫助種植蔬菜，以達到碳循環經濟。

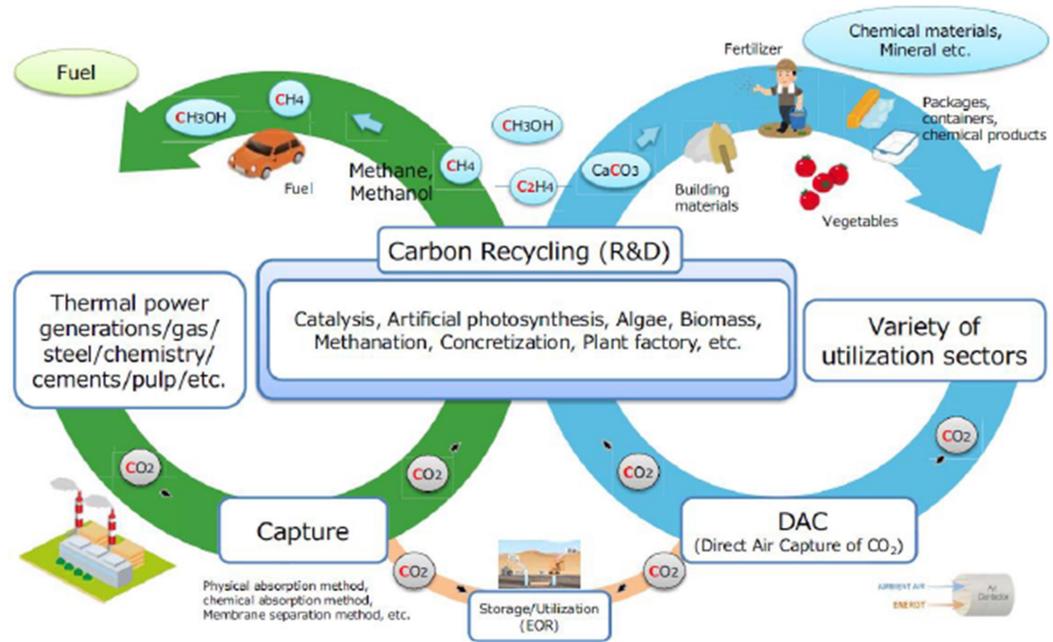


圖 26. 碳循環示意圖

十一、亞太經濟合作組織經驗交流(越南,泰國,印尼等)

(一)時間：5月9日(星期四)

(二)會議紀要：

- 1.越南目前有 26 個燃煤發電廠，有將近一半為舊技術，需進行改造，提升燃煤效率及降低廢氣排放。越南規劃在 2030 年前，興建 25 個燃煤發電廠，增加總供應電量，並且由於環境監測排放量逐漸變嚴格，越南會投資研發技

術與 CCS 技術以促進燃煤發電廠高效率低排放。

2. 泰國目前的電力生產結構可以分為泰國自營發電廠 (The Electricity Generating Authority of Thailand, EGAT)，獨立發電廠 (Independent Power Producers, IPP) 小型發電廠 (Small Power Producers, SPPs) 以及自鄰國購入，2019 年一月統計之總供應量為 42,350MW，燃料則是以天然氣為大宗，佔總燃料使用率的 57%，煤炭則是佔了約 17%。然而為了確保泰國電力的供應，成本較低且穩定性高的煤炭可以最為電力供應的可靠燃料，且泰國的煤炭不允許出口。但因為目前泰國國內對於燃煤發電廠有不好的印象，公眾接納度低(NGO)，再加上全球趨勢正再轉向再生能源以及低碳排放技術，故目前泰國未來的電力規劃仍舊是以天然氣以及再生能源為主，燃煤發電廠搭配潔淨煤炭技術的開發暫時先延遲，並做潔淨煤炭技術的宣導，使大眾接受度增加。預計於 2019 年 5 月以後才會推出新的電力發展計畫。

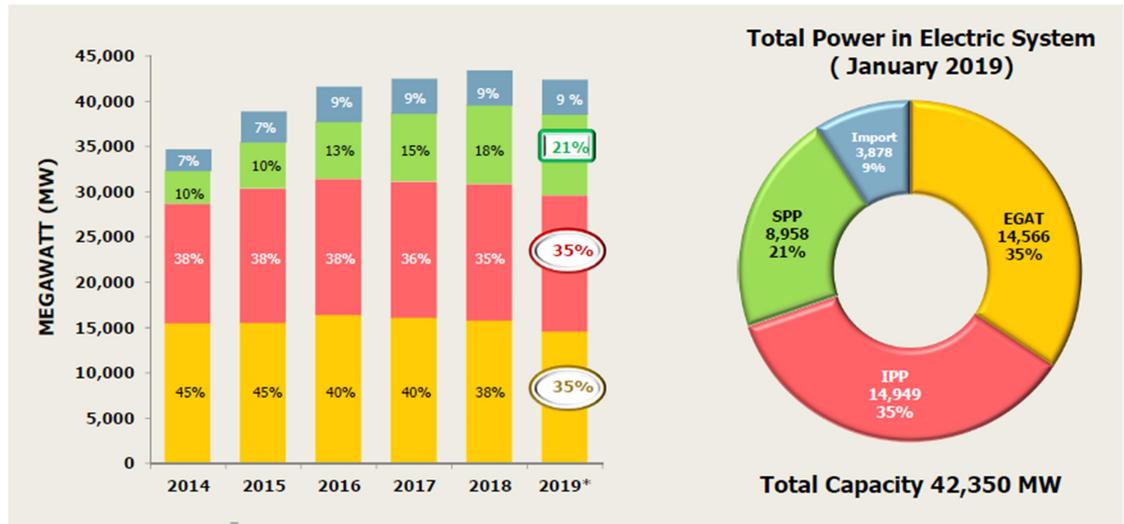


圖 27. 泰國之能源結構

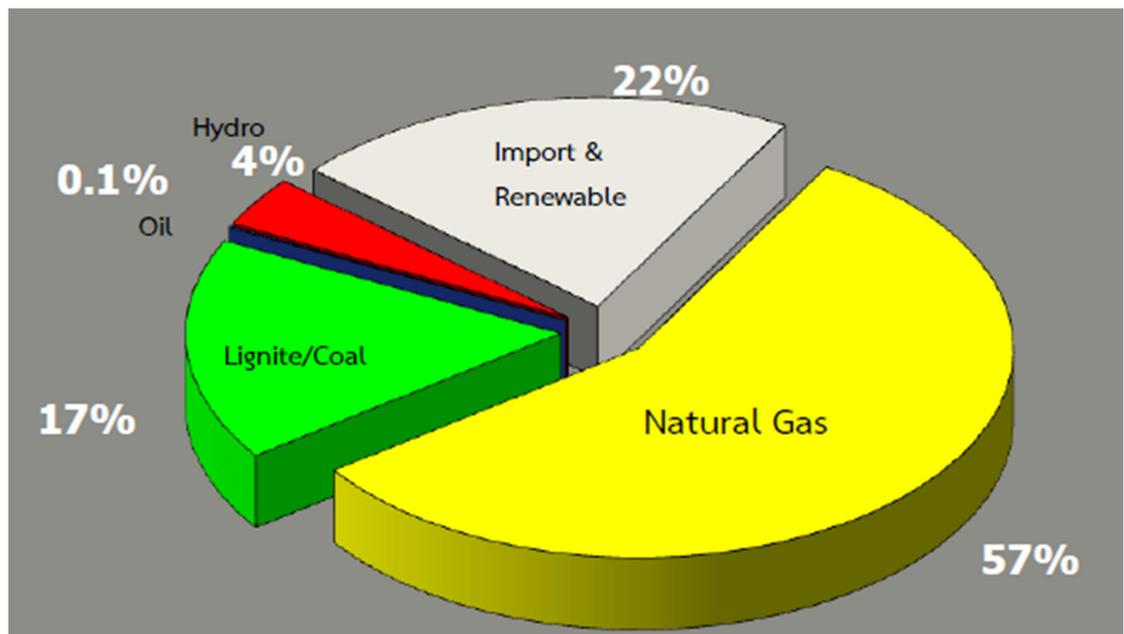
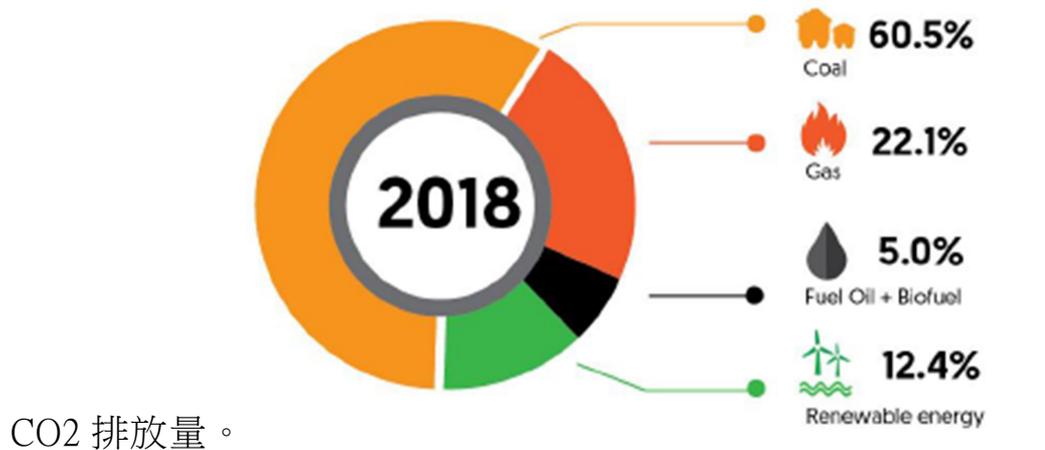


圖 28. 泰國之燃料結構

3. 印尼具備豐富的化石燃料、地熱及生質能等天然資源。隨著其經濟發展，印尼對能源與電力的需求逐步增加，亦加深對電廠建設及相關基礎建設之需求。2018 年印尼之能源結構，煤占 60.5%、石油占 5%、天然氣占 22.1%、再生能源發電占

12.4%。

印尼煤炭資源大約有 1,660 億噸，目前印尼國內煤炭使用量於 2018 年只有 115 百萬噸，使用率偏低，為了促進經濟發展，除了外銷以外，也需要提升印尼的煤炭使用率。因此印尼礦產與煤炭技術中心於印尼萬隆針對潔淨煤炭技術進行研究。將煤炭轉為氣體燃料供給雙用燃料柴油電廠發電，可以降低發電廠所需之成本，而目前燃氣發動機已經進行了 400 千瓦的電力生產。此外為了使煤炭熱值以及能源效率提升，使用 UBC 技術(Upgraded Brown Coal) 將煤炭中的水分去除，並且製成小煤塊，與低熱值煤相比，燃燒效果佳，且可以減低



CO2 排放量。

圖 29. 印尼能源結構

COAL DOMESTIC USE

Unit: Million Ton

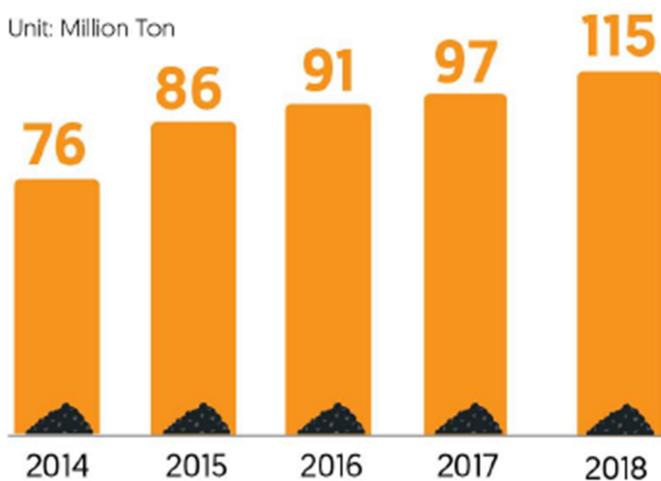


圖 30. 印尼煤炭使用率

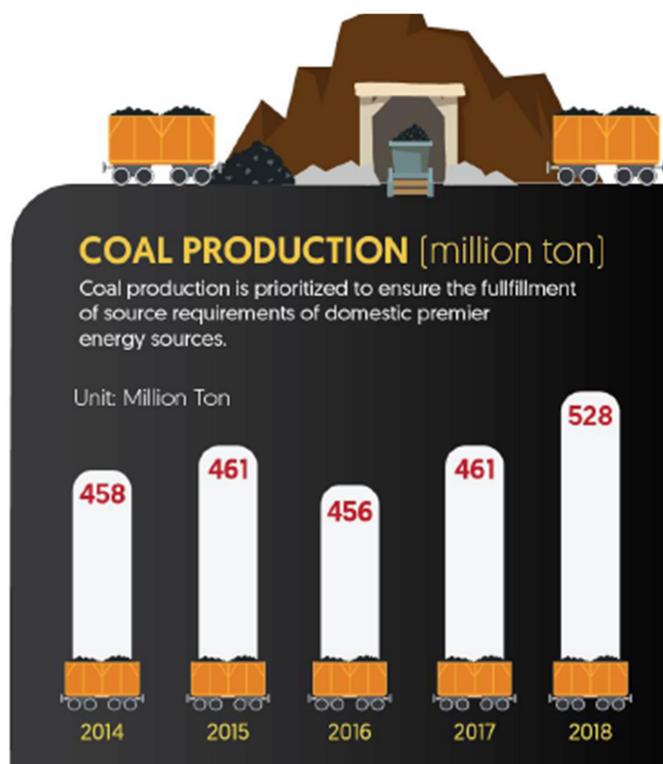


圖 31. 印尼煤炭使用率及產率



圖 32. 印尼 UBC 技術工廠

十二、參訪舟山電廠

(一)時間：5 月 10 日(星期五)

(二) 參訪紀要：

1. 中國舟山電廠 4 號機組為世界首座超低排放燃煤電廠機組，亦為中國大陸第一座利用海水脫硫技術之燃煤電廠，脫硫效率達到 98%。海水脫硫技術之主要優點為利用海水，無須浪費淡水資源，且舟山電廠位於海邊，海水取用方便。而脫硫之後的氣體再經由濕式靜電除塵器去除大部分的煙塵即可排放至大氣。
2. 目前該機組的煙塵、SO₂、NO_x 排放約為 2.7 mg/m³、2 mg/m³、19 mg/m³，優於天然氣電廠 5 mg/m³、35 mg/m³、50 mg/m³ 的排放限值。但超低排放增加的成本不到 0.02

人民幣/千瓦時，按照燃煤發電 0.3 至 0.4 人民幣/千瓦時的上網電價，算上增加的成本，仍低於燃氣發電 0.7 至 0.8 人民幣/千瓦時的上網電價。



圖 33. 參觀舟山電廠

十三、參訪金塘風電場

(一)時間：05 月 10 日(星期五)

(二) 參訪紀要：

- 1.金塘島為舟山群島西部主要的島嶼，位於舟山群島與寧波是中間，金塘風電廠則是位於金塘島南面沿海的南山

一代山脈。金塘風電廠建於 2013 年 11 月 3 日，併聯於 2014 年 10 月 21 日，風電機組投運於 2014 年 11 月 27 日。該風電廠年發電量大約 60,000MW，相當於金塘島全年工業區之用電量的一半。舟山定海區金塘風電廠共有 17 台機組，單機容量 1,500kW，風輪直徑 82m，高度為 66.5m，總裝機規模為 25.5MW。而在風電廠開發建設過程中始終重視生態環境的保護，已達到經濟與環境保護的和諧發展的要求。



圖 34. 金塘風電廠

參、心得及建議

一、為了供應經濟發展所需要的大規模電力供應，燃煤發電因為價格低、穩定性高，仍為許多國家主要電力來源。

二、潔淨煤炭技術(CCT)依技術方向可分成提高機組發電效率、降低煤炭使用量、二氧化碳捕獲再利用封存(CCUS)技術及空氣汙染物捕獲等。依據本次培訓課程之內容，淨煤技術可改善燃煤發電效率，自 35%提高至接近 50%。

三、潔淨煤炭技術(CCT)技術可以分成：

(1) 超臨界(SC)及超超臨界(USC)發電技術：

將蒸氣壓力及溫度提高到臨界點後再進行發電，在高溫高壓的狀態下以提升效率，便可以節省所耗之煤炭進而提升效率。

(2) 循環式流體化床發電技術(CFB)：

燃料以流體化方式燃燒，使其氣固混合良好燃燒速率高，並且可與不可燃之脫硫劑一起於鍋爐燃燒，使其在燃燒的過程中脫硫率可達到 85-90%。

(3) 熱電共生發電技術(CHP)：

發電廠或熱機同時產生電力和有用的熱量，將電力生產中所產生的廢熱進行有效的運用已達到能量最大化的利用率。

(4) 燃煤發電場汙染物排放控制：

較常見的技術為靜電除塵技術(ESP)以及空氣品質控制系統(AQCS) 搭配廢水噴霧乾燥器(WSD)。

(5) 煤炭氣化複循環發電技術(IGCC)：

將煤炭在進行燃燒前，透過氣化技術轉為 CO 及 H₂，再進行發電及燃燒，有利於提高發電效率與進行二氧化碳捕獲。

四、針對大型發電廠，中國大陸訂定嚴格的超低排放(ultra-low emission)標準，煙塵(dust)為 10 mg/m³；SO₂ 為 35 mg/m³；NO_x 為 50 mg/m³，已付出可觀的資源(資金)，以建造並應用潔淨煤炭技術，建立舊燃油、燃煤發電機組之改善技術，以及新建高效率低排放機組之技術。惟是否改善燃燒所造成之空氣汙染、霧霾，尚待環境保護部門之檢驗。

附件 1：會議議程

Date	Time	Schedule	Venue/Room	
Day 1 Monday May 6	Opening Ceremony			Meeting Room 3+4
	08:30-08:40	Opening Remark <i>Zhu Xuantong, Deputy Director, Department of International Cooperation, China National Energy Administration</i>		
	08:40-08:45	Welcome Speech <i>Xiao Chuangying, Director (Assistant President), Thermal Power Industry Management and Operation Center, China Energy Investment Corporation Limited</i>		
	08:45-08:50	Welcome Speech <i>Zhu Li, President, APEC Sustainable Energy Center (APSEC)</i>		
	08:50-10:30	International Energy Landscape and CCT Development <i>Andrew Minchener OBE, General Manager, IEA Clean Coal Center</i>		
	10:30- 10:50	Tea Break		
	10:50-12:00	APEC Regions Need to Develop CCT <i>Liu Wen'ge, Vice President, China Coal Information Institute (Information Institute of Ministry of Emergency Management of the PRC)</i>		
	12:00-13:00	Lunch	River Café, First Floor	
	13:30-14:30	Clean Coal-Fired Power Industry Development in CHN Energy <i>Xiao Chuangying, Director (Assistant President), Thermal Power Industry Management and Operation Center, China Energy Investment Corporation Limited</i>	Meeting Room 3+4	
	14:30-16:30	Clean Energy and CCT Policy in China <i>Yuan Jiahai, Professor, North China Electric Power University</i>		
15:00-15:20 (Tea Break)				
18:00-20:00	Welcome Banquet	Studio1-3		
Day 2 Tuesday	08:30-10:00	SC and USC Coal-Fired Power Generation Technology in China <i>Ye Yongjian, Vice President, East China Electric Power Design Institute Ltd. (ECEPDI)</i>	Meeting Room 3+4	
	10:00-10:20	Tea Break		

Date	Time	Schedule	Venue/Room
	12:00-13:00	Lunch	River Café
	13:30-16:30	Power Generation Technology of Circulating Fluidized Bed in China <i>Yang Hairui, Professor, Tsinghua University</i>	Meeting Room 3+4
	15:00-15:20 (Tea Break)		
	17:00-18:00	Dinner	River Café, First Floor
Day 3 Wednesday May 8	08:30-17:00	Site Visit	Ninghai Power Plant
	12:00-13:00 (Lunch)	Visit Ninghai Power Plant – With Ultra-Super Critical and Ultra-Low Emission Technology	
	17:00-18:00	Dinner	River Café, First Floor
Day 4 Thursday May 9	08:30-11:30	CHP Technology in China <i>Du Xiaoze, Professor, North China Electric Power University</i>	Meeting Room 3+4
	10:00-10:20 (Tea Break)		
	11:30-12:00	Experience Exchange among APEC Economies (Japan)	
	12:00-13:00	Lunch	River Café, First Floor
	13:30-16:00	Experience Exchange among APEC Economies (Vietnam, Thailand, Indonesia, etc.)	Meeting Room 3+4
	15:00-15:20 (Tea Break)		
	16:00-16:30	Award the Certificate	
17:00-18:00	Dinner	River Café, First Floor	
Day 5 Friday May 10	08:00-12:00	Site Visit Visit Zhoushan Power Plant	Zhoushan Power Plant
	12:00-13:00	Lunch	Zhoushan Power Plant
	13:00-17:00	Visit Jintang Wind Farm	Jintang Wind Farm
	17:00-18:00	Dinner	River Café, First Floor

附件 2：會議照片



國際能源署（IEA）Andrew Minchener