

技術評估報告

2011年12月
華電福新能源股份有限公司



出具及修訂記錄

版本	日期	撰寫人	校核人	審查人	描述
01	2011-11-2	郭和財 陳曦 苗炎軍 Jens Kahler 袁婧薇 李復生 歐陽珣	吳飛 曹新偉 朱耀泉 Jeff Kerr	Paul Jenkins	此初版報告草稿僅供公司審閱，報告中仍需要公司提供一些資料來完成。
02	2011-11-14	郭和財 陳曦 苗炎軍 Jens Kahler 袁婧薇 李復生 歐陽珣	吳飛 曹新偉 朱耀泉 Jeff Kerr	Paul Jenkins	此第2版報告草稿僅供公司審閱，報告中仍需要公司提供一些資料來完成。
03	2011-12-5	郭和財 陳曦 苗炎軍 Jens Kahler 袁婧薇 李復生 歐陽珣	吳飛 曹新偉 朱耀泉 Jeff Kerr	Paul Jenkins	此第3版報告草稿僅供公司審閱，報告中仍需要公司提供一些資料來完成。
04	2011-12-16	郭和財 陳曦 苗炎軍 Jens Kahler 袁婧薇 李復生 歐陽珣	吳飛 曹新偉 朱耀泉 Jeff Kerr	Paul Jenkins	此第4版報告草稿僅供公司審閱，報告的中文為終版，英文部分為第一版，仍需要與公司共同討論來完成。
05	2011-12-31	郭和財 陳曦 苗炎軍 Jens Kahler 袁婧薇 李復生 歐陽珣	吳飛 曹新偉 朱耀泉 Jeff Kerr	Paul Jenkins	此第5版報告為最終版。

本報告為委聘人士出具，並作與上述項目相關的特定用途。任何其他人士不得依賴或用作其他用途。

我們對任何其他人士依賴本文件或用作其他用途、或當中所載任何錯誤或其他人士遺漏向我們提供數據概不承擔任何責任。

本文件載有機密資料及專屬知識產權。未經吾等及委聘人士同意，不得向其他人士出示。

地址：北京市東城區北三環東路36號環球貿易中心E座1005，郵編：100013
電話 +86 (0)10 5825 7575 傳真 +86 (0)10 5957 5169，網址 www.mottmac.com

目錄

章節 標題	頁碼
1. 引言	V-17
1.1 項目概述	V-17
1.2 資產概述	V-18
1.2.1 簡介	V-18
1.2.2 代表性項目的選擇	V-18
1.3 報告結構	V-22
1.4 報告狀態	V-22
2. 項目參與方	V-22
2.1 介紹	V-22
2.2 主設備製造商	V-23
2.2.1 風機製造商	V-23
2.2.2 水輪機製造商	V-26
2.2.3 鍋爐和汽輪機供應商	V-27
2.3 電網經營機構	V-28
2.3.1 代表性項目的電網經營機構	V-28
2.3.2 中國國家電網公司	V-29
2.3.3 內蒙古電力公司	V-30
2.4 結論	V-30
3. 風電場技術評估	V-30
3.1 引言	V-30
3.1.1 風資源評估	V-30
3.1.2 接入電網評估	V-35
3.1.3 風電場的運行維護	V-39
3.2 庫倫風電場一期	V-44
3.2.1 風機	V-44
3.2.2 電網接入評估	V-45
3.2.3 風電場性能	V-46
3.2.4 結論	V-49

	<u>頁碼</u>
3.3 小草湖風電場一場一期	V-50
3.3.1 風機	V-50
3.3.2 接入電網評估	V-51
3.3.3 風電場性能	V-52
3.3.4 結論	V-55
3.4 布爾津風電場一期	V-55
3.4.1 風機	V-55
3.4.2 接入電網評估	V-56
3.4.3 風電場性能表現	V-57
3.4.4 結論	V-59
3.5 瓜州風電場一期	V-60
3.5.1 風機	V-60
3.5.2 接入電網評估	V-60
3.5.3 風電場性能表現	V-62
3.5.4 結論	V-64
3.6 穆稜風電場一期	V-64
3.6.1 風機	V-64
3.6.2 接入電網評估	V-65
3.6.3 風電場性能表現	V-66
3.6.4 結論	V-69
3.7 依蘭雞冠山風電場一期	V-70
3.7.1 風機	V-70
3.7.2 接入電網評估	V-71
3.7.3 風電場性能表現	V-72
3.7.4 結論	V-74
3.8 連雲港灌雲風電場一期	V-75
3.8.1 風機	V-75
3.8.2 接入電網評估	V-76
3.8.3 風電場性能表現	V-77
3.8.4 結論	V-79
3.9 風電場技術評估總結	V-80

	<u>頁碼</u>
4. 水電站技術評估	V-82
4.1 引言	V-82
4.1.1 概述	V-82
4.1.2 大壩定期安全檢查	V-83
4.1.3 機電檢修時間表	V-84
4.2 白沙水電站	V-85
4.2.1 工程概況	V-85
4.2.2 工程技術方案審查	V-85
4.2.3 電站運行和維護	V-89
4.2.4 組織機構和員工	V-93
4.2.5 質量及環境	V-93
4.2.6 行政許可	V-94
4.2.7 併網協議	V-94
4.2.8 結論	V-94
4.3 棉花灘水電站	V-94
4.3.1 工程概況	V-94
4.3.2 工程技術方案審查	V-95
4.3.3 電站運行和維護	V-99
4.3.4 組織機構和員工	V-104
4.3.5 環境	V-104
4.3.6 行政許可	V-104
4.3.7 併網協議	V-104
4.3.8 結論	V-104

	<u>頁碼</u>
4.4 安砂水電站	V-105
4.4.1 工程概況.....	V-105
4.4.2 工程技術方案審查	V-105
4.4.3 電站運行和維護.....	V-108
4.4.4 組織機構和員工.....	V-113
4.4.5 環境	V-114
4.4.6 行政許可.....	V-114
4.4.7 併網協議.....	V-114
4.4.8 結論	V-114
4.5 豐海水電站	V-115
4.5.1 工程概況.....	V-115
4.5.2 工程技術方案評價	V-115
4.5.3 電站運行和維護.....	V-118
4.5.4 組織機構和員工.....	V-122
4.5.5 環境	V-122
4.5.6 行政許可.....	V-122
4.5.7 併網協議.....	V-122
4.5.8 結論	V-122
4.6 芹山水電站	V-123
4.6.1 工程概況.....	V-123
4.6.2 工程技術方案評價	V-123
4.6.3 電站運行和維護.....	V-126
4.6.4 組織和人員.....	V-129
4.6.5 環境	V-129
4.6.6 行政許可.....	V-129
4.6.7 併網協議.....	V-129
4.6.8 結論	V-129

	<u>頁碼</u>
4.7 古田溪二級水電站.....	V-130
4.7.1 工程概況.....	V-130
4.7.2 工程技術方案評價.....	V-130
4.7.3 電站運行和維護.....	V-135
4.7.4 環境.....	V-138
4.7.5 組織機構和人員與企業管理.....	V-138
4.7.6 行政許可.....	V-138
4.7.7 併網協議.....	V-138
4.7.8 結論.....	V-138
4.8 池潭水電站.....	V-139
4.8.1 工程概況.....	V-139
4.8.2 工程技術方案評價.....	V-139
4.8.3 樞紐布置與主要建築物.....	V-140
4.8.4 電站運行和維護.....	V-143
4.8.5 組織機構和人員與企業管理.....	V-147
4.8.6 環境.....	V-147
4.8.7 行政許可.....	V-147
4.8.8 併網協議.....	V-147
4.8.9 結論.....	V-147
4.9 水電站技術評估總結.....	V-148
5. 火電廠技術評估.....	V-149
5.1 簡介.....	V-149
5.2 電廠主要設備供應商.....	V-149
5.2.1 電廠設計.....	V-149
5.2.2 主體設備供應商.....	V-150

	<u>頁碼</u>
5.3 電廠建設和配置.....	V-150
5.3.1 電廠建設.....	V-150
5.3.2 電廠配置.....	V-150
5.3.3 小結	V-155
5.4 運行歷史	V-155
5.4.1 容量和可用率.....	V-155
5.4.2 停機	V-155
5.4.3 電廠煤耗.....	V-157
5.4.4 全廠效率.....	V-157
5.5 運行與維護	V-158
5.6 資產狀況	V-159
5.7 備品備件	V-159
5.8 環境、健康和安全.....	V-159
5.9 火電廠評估總結.....	V-160
附件A. 技術評估審查過的文件	V-162
術語表	V-166

綜述

引言

莫特麥克唐納有限公司（下文「莫特麥克唐納」）被華電福新能源股份有限公司（「華電福新」）聘請為 貴公司全球首次公開發售項目的技術顧問。

莫特麥克唐納將就所提供的服務及技術建議收取專業費用。負責編製本報告的莫特麥克唐納董事或僱員概無於以下各項擁有任何權益：

- 華電福新能源股份有限公司；
- 技術評估範圍內的資產組合；或
- 全球發售的結果。

在提交最終報告之前，本報告的草稿已提供予 貴公司及其顧問，僅用於確認本報告所使用數據及事實材料的準確性。

莫特麥克唐納是一家完全獨立的國際性公司，總部設在英國，擁有超過14000名員工，業務遍布140個國家，年營業額超過10億英鎊。莫特麥克唐納憑藉雄厚的技術實力、涵蓋眾多學科的專業優勢、全面的服務範圍和遍布全球的資源，成為世界頂尖的諮詢公司之一，為眾多政府部門和私營客戶提供管理、工程和開發解決方案。我們在北京、香港和上海開展業務已有50多年，完成數百個諮詢項目，服務內容涉及能源、交通、建築、水利、環境、衛生、教育、工業和通訊等眾多領域。在英國《星期日泰晤士報》舉辦的最適合員工工作的25家大公司年度調查中，莫特麥克唐納連續三年躋身前10名，在2010年排名第八。

莫特麥克唐納已在中國參與超過74個總裝機容量超過3.5萬兆瓦的電力項目，包括風電、水電、生物質能發電、廢物再生能源發電、燃氣和燃煤電廠，以及輸電及配電項目。

莫特麥克唐納對華電福新的風電場、水電站及火力發電廠資產進行了獨立技術評估。風電場評估的內容包括風力風能資源評估、發電量、可用性、運行維護安排、風機技術、併網安排以及是否遵循電網運行規程諸方面的評估。水電站評估包括設計方案、機電設備、水工結構、水文結構、地質、可用性、發電量、併網情況和環境影響等方面的評估。火電廠評估內容包括燃煤供應、發電量、可用性、運行維護、超臨界鍋爐和蒸汽輪機技術、有壽問題和主要的計劃外停機以及環境限制因素等。

本報告編製的大部分信息源於華電福新提供的文件，以及與華電福新相關工作人員討論及會晤的內容。莫特麥克唐納對從外部來源收集到的所有信息的有效性及使用進行了專業判斷，並將其對中國電力行業的豐富知識運用於整個獨立技術評估過程中。

莫特麥克唐納精心組織了技術顧問核心團隊，以完成為華電福新資產評估所需服務。核心團隊成員的資質和他們的職責表述如下。

金保羅，自從2011年起被任命為中國和台灣董事總經理，負責該地區業務。在英國和海外擁有超過30年的土木工程、鐵路和地鐵項目的管理、設計及建設經驗，超過25年從工程研究到大型項目建設、運營到轉讓全流程（「BOT」）的成功管理項目經驗。過去10年他管理了累計資本值超過300億美元的項目。他擁有高級管理層經驗，領導跨學科的大型國際團隊，在英國和亞太地區從事鐵路和城市軌道交通項目。

吳飛，武漢大學理學學士，清華大學工程碩士，該項目的項目經理，在中國電力行業有八年的工作經驗，在國內外逾十五個電廠建設項目中出任設計師和技術顧問，包括燃煤電廠、燃油電廠和風電場。彼亦具備若干水電廠資產收購技術評估項目經驗，以及龍源等若干首次公開發售的技術盡職調查項目。該等項目涉及境內及境外項目。

曹新偉，電力系統及自動物理學士和電力工程碩士，在電力行業擁有超過15年的工作經驗，特別是在電力系統分析，可再生能源方面以及電力企業發展戰略方面有國內外的工商以及研究經驗。曾經在不同能源項目中擔任項目工程師角色，如一次電力系統設計，電網可持續發展設計，輸電線路經濟運行，智能電網與配電網改造，電力項目盡職調查以及電力企業投資分析等。

郭和財，在項目管理、商務管理和施工管理方面擁有20年以上的經驗，項目涉及鋼結構建築和風電場建設。專注於質量保證、質量控制系統和工程管理流程。對環境保護和現場工程非常熟悉。

歐陽珣，機械工程師，持有華中科技大學工學學士，英國Keele大學科學碩士，英國Derby大學哲學博士，在電力行業有十年以上工作經驗，尤其在燃煤火電廠鍋爐系統設計、設備安裝、機組安裝調試、二氧化碳捕捉和儲存方面經驗豐富。近期他曾

為六個火電項目提供過技術諮詢。所參與項目包括300兆瓦到800兆瓦的亞臨界和超臨界燃煤發電機組建設、140兆瓦燃氣聯合循環發電機組建設、二氧化碳捕捉和儲存項目等。這些項目位於中國、英國、美國、意大利、土耳其、巴基斯坦、伊朗、科威特等國家。

Jeff Kerr，工學學士和工商管理碩士。在水電工程項目方面，Jeff擁有22年的土木結構、土方工程、廠房及隧洞初步設計經驗，作為貸款方工程師或業主工程師評估項目的生存能力和可行性。

Jens Kahler，水信息學哲學博士，註冊工程師及工程和技術學會會員，德國工程師協會會員。Jens在水電廠房機電設計以及瞬態分析、電力和能源計算領域經驗豐富，參與過全球各地多項水電站項目的技術審查、可行性研究和機電設計及電廠設計。

袁婧薇，環境科學學士和碩士，曾參與水資源綜合管理大型綜合項目和水行業技術評估項目調查，評估技術的適用性和操作表現，為潛在的購買者和投資者識別風險。

陳曦，澳大利亞墨爾本大學環境工程碩士、能源研究碩士。對可再生能源領域有深入理解，熟悉有關太陽能系統設計和審查。曾負責能效照明認證項目，自加入莫特麥克唐納以來曾參與中海油大規模儲能電站及其應用方案項目，積累豐富項目調研及報告編寫經驗。

項目參與方

華電福新能源有限公司於2011年8月19日根據公司法成立為股份有限公司。前身華電福建為華電集團下屬的獨資有限責任公司，主營水電業務、火電業務和核電業務。目前，華電福新的主營業務為所有清潔能源項目的投資、建設和運營，以及水電、風電、火電、生物質能發電、分佈式能源、太陽能光伏發電及其他清潔能源的發展和利用。

截至2011年12月31日，華電福新運營中的水電、風電、火電及其他電力項目分別佔總裝機容量分別約26.1%，24.6%，29.1%和20.2%。截至2011年12月31日，華電福新擁有36個運營中的風電場，裝機容量總計2,171.3兆瓦，華電福新擁有36個運營中的水電站，裝機容量總計2,223.4兆瓦。華電福新擁有4個運營中的燃煤電廠，裝機容量總計2,050兆瓦，均由華電福新各控股公司經營。

此外，華電福新為1個建設中的2,000兆瓦核電站及2項已投運的78兆瓦分佈式能源項目的股東。同時，擁有3個運營中的太陽能項目，裝機容量總計21.4兆瓦，華電福新亦擁有2個營運中的生物質電廠，裝機容量總計25.3兆瓦。

根據對代表性項目的審查，我們認為華電福新具備擁有及經營風電場、水電站和燃煤電廠的能力。

華電福新在其風電場所選用風機供貨商大部分都是風電行業知名供應商。儘管重慶海裝風電設備有限公司（於本文及其後稱為海裝）的成立時間不及其他風機供應商，但是其發展迅速，而且其母公司中船重工集團也具備強大的設備製造能力。因此，我們認為海裝作為風機供貨商是可接受的。我們認為這些風機製造商在所審查項目中具有履行職務的能力。

風電場技術評估

在審查的七個代表性風電場中，瓜州風電場和連雲港灌雲風電場投運時間較晚，截止2011年10月，其發電量的數據不滿一年，沒有足夠的運行數據（至少需要12個月正常運行數據），因此我們無法將這兩個風電場的實際發電量與可行性研究報告中發電量預測值進行對比。剩餘的五個風電場中，庫倫、小草湖、穆稜的年發電量低於可行性研究報告中預測的發電量，依蘭雞冠山的年發電量符合可行性研究報告預期，布爾津的年發電量高於可行性研究報告中預測的發電量。

7個代表性風電場所處區域具備良好的風況，若未出於任何原因出現電網限電，其中的6個會有具備更好的發電性能。我們期望限電問題能隨未來電網的升級改造和負荷需求的持續增長，以及電網運營商嚴格執行低電壓穿越和電壓控制規定而得以緩解。

該七個代表性風電場中，庫倫風電場經改造升級後滿足了風電場無功調節的技術要求。小草湖風電場、布爾津風電場和穆稜風電場的無功補償裝置容量不能滿足風電場對於無功補償的技術要求，已經將改造計劃上報至華電福新總部等待批覆。依蘭雞冠山風電場將於2011年底完成靜態無功發生器改造。瓜州風電場無功補償裝置容量大於可行性研究報告中推薦的容量，滿足風電場對於無功補償的技術要求。連雲港灌雲風電場正在調試靜態無功發生器，容量滿足技術要求。

我們獲悉，國家電網及內蒙古電力公司要求所有的風機應具備低電壓穿越 (LVRT) 的能力。據我們了解，庫倫、小草湖、穆稜和依蘭雞冠山風電場不具備低電壓穿越能力，已經將改造計劃上報華電福新總部，並獲得批准。庫倫安裝的風機廠家華銳已經提出改造方案，承諾有計劃有步驟的進行改造。小草湖採用的6台華銳風機的改造已於2011年12月完成，54台金風風機將考慮採用整體穿越技術改造。穆稜因其建設時間早，項目規模小，正與當地電網公司協商場內風機低電壓穿越改造的必要性。依蘭雞冠山將於2012年底完成低電壓穿越的改造。布爾津安裝的金風風機具備低電壓穿越能力，廠家承諾若經檢測認證不能滿足要求將負責改造升級。瓜州安裝的華銳風機低電壓穿越改造，已由風機廠家負責實施並與2011年11月全部完成。連雲港灌雲安裝的風機機型已被認證具備低電壓穿越的能力。

考察的7個風電場存在一個共同的問題，即用於檢測塔架連接螺栓力矩是否符合製造商要求的力矩扳手均未做定期檢測和校准，這會造成風機安全運行隱患。華電福新應確保對所有力矩扳手定期進行檢測和校准。

地面沉降觀測的方法和進度需盡快完善，以滿足行業規範《風電機組地基基礎設計規定》(FD003-2007)的地面沉降檢測要求。

庫倫風電場運行狀況良好。我們認為，若不發生電網限電問題，該風電場的實際發電量會更為可觀。該風電場正在開展一個試行項目，通過投資電鍋爐廠為區域提供冬季供暖，以克服電網限電問題。這對於降低電網限電至關重要。

小草湖風電場實際運行狀況良好，發電量略低於可行性研究報告預測值。考慮到與可行性研究報告相比略低的容量系數，我們認為發電量處於正常水平。

布爾津風電場的實際年發電量高於可行性研究的預測值，這源於當地的年均風速更高及容量系數更為理想。

由於2011年甘肅地區發生三起大規模電網脫網事故，瓜州風電場迄今面臨的電網限電量為7%。

穆棱和依蘭雞冠山風電場運行時間較長，根據2009年度和2010年度發電量與可行性研究預測發電量比較，我們認為穆棱風電場2011年較低的發電量是由於較低的容量系數造成的。從穆棱可用的運行數據中，我們得知此風電場運行良好。依蘭雞冠山風電場完整運行年度2009-2010年發電量高於可行性研究預測發電量，2010-2011年發電量略低於可行性研究預測發電量，我們認為風電場運行良好。

穆棱和依蘭雞冠山風電場處在茂盛植被地區，我們認為該風電場的潛在森林火災威脅較大，特別是在乾燥的秋冬季。每年的秋冬季都應特別注意，華電福新員工此時也應保持時刻警覺。

依蘭雞冠山風電場建有一套太陽能光伏發電示範設備，發電量用於變電站並作為風機上網電量的補充。

連雲港灌雲風電場的發電量比預期要低，我們得知主要是由於其中3個大風月運行數據的缺失。需要定期觀測主要設備的地質沉降，改造工作需要盡快完成。

值得注意的是江蘇省的連雲港沒有過任何限電的問題。

總體來說，我們考察的七個風電場設備和設施維護良好，符合較高標準。風電場設計、建設和安裝與我們期望相符。

水電站技術評估

通過查閱有關資料和現場調查，本次審查的七個水電站設計符合規範，項目所在區域均不在地震活躍帶且未發生過大的洪水和山體滑坡等影響到大壩和電站的不利活動，可以認為是低風險的。

白沙電站2007年投產，僅運行約4年半，年平均發電量是設計發電量的88%，可以確認電站按預期運行，維護和運行狀況良好。

棉花灘電站已運行十幾年，運行記錄表明電站基本按預期運行。

安砂水電站已運行36年，採用的一些技術（如蓄電池）比較老舊，有可能需要更換，但整體而言電站所有設備是適宜的。36年的年平均發電量比設計發電量高1%，表明電站按照預期運行。

豐海電站為小型引水式電站，已經運行5年。電站採用的技術合理，負荷現行設計規範，風險較低。

古田溪二級電站已經運行40多年，2003-2005年期間進行了一次大規模補強加固後大壩設計標準符合現行規範。2003年以來大部分機電設備進行了更新改造和換代，目前狀態良好，運行正常。

由於下游周寧電站的建設，芹山電站2004年幾乎處於停產狀態。不考慮2004年，電站2000-2010年年平均發電量為132.88吉瓦時，達到設計多年平均發電量的91%，符合該類電站的預期。

池潭電站投運30多年來運行正常，大壩安全性能正常。2001年以來陸續更換了部分設備，目前1號發電機及2號機組的水輪機和發電機存在設備老化的現象，但電站已在研究技術改造方案，逐步改造。

火電廠技術評估

通過現場調研和文件審核，我們對福州可門電廠1、2號機組的結論和建議如下：

- 我們認為電廠的設計方案和設備都是採用成熟和經過驗證的技術；
- 通過對電廠技術資料的審核，我們認為電廠在運行發電方面的狀況和我們預期相符；
- 電廠可用率在某些年份有突出表現，總體上與我們的期望值相符；
- 電廠煤耗減幅效果顯著，高於全國平均水平，與我們預期值相符；
- 電廠容量系數相對於國內同類電廠處於較高水平。儘管相對於西方同類電廠來說略低，但這是由於電廠的年發電量在每年年初由政府機構制定的生產計劃確定；
- 由於高溫過熱器爆管問題和出於對安全方面的考慮，全廠實際運行熱效率略低於設計值；

- 除對電廠循環冷卻水泵僅配置20%冗餘稍有顧慮外，我們認為其他主要設備冗餘設計是充分的；
- 鍋爐高溫過熱器爆管問題由於廠家的小管道設計缺陷所致，計劃於2012年完成升級改造；
- 我們審核了電廠1，2號機組的機務維護外包合同以及輸電線路維護合同。這樣相對長期的服務合同和安排具有合理的經濟性和質量保證；
- 我們審核了電廠現有的《燃煤買賣合同》，《併網調度協議》；《購售電合同》，認為這些合同對電廠目前和未來幾年的生產和銷售狀況起到了保障作用，可以保證電站的上網電量與企業的發電收益；
- 參照火電廠大氣污染排放表准，我們審核了電廠現有的污染物排放指數和《排放污染物許可證》，認為電廠目前排放達到現有標準。同時我們希望1、2號機組在安裝了SCR系統之後能夠符合2011年最新大氣污染排放標準；
- 我們審核了電廠備品備料清單，認為清單顯示的主要設備種類齊全，數量充足，型號配備合理，足以滿足日常檢修和計劃維護的需要。

1. 引言

1.1 項目概述

莫特麥克唐納有限公司（以下簡稱「莫特麥克唐納」）被華電福新清潔能源電力股份有限公司（以下稱「華電福新」）聘請為華電福新全球首次公開發行(IPO)項目的技術顧問。

莫特麥克唐納就提供本服務將收取專業服務費用。但是，莫特麥克唐納負責編制本報告的主管或參與該項目的員工於以下各項不擁有任何權益：

- 華電福新能源股份有限公司；
- 技術評估範圍內的資產；或
- 全球發行股票的結果。

在提交最終報告之前，本報告的草稿已提供予業主公司及其顧問，但其目的僅用於確認本報告中材料和數據的準確性。

莫特麥克唐納是一個完全獨立的國際性公司，總部設在英國，擁有14,000多名員工，業務遍佈140多個國家，年營業額超過10億英鎊。雄厚的技術實力、跨學科的專業優勢、廣闊的服務領域和遍佈全球的資源，使我們成為世界頂尖的諮詢公司之一，為眾多政府部門和私營客戶提供管理、工程和發展方面的解決方案。我們在北京、香港和上海開展業務五十多年，完成了數百個諮詢項目，服務內容涉及交通、能源、建築、水、環境、衛生、教育、工業和通訊等眾多領域。在英國星期日泰晤士報年度25個最適合員工工作的大型企業評選中，莫特麥克唐納有限公司已連續三年名列前10名，在2010年評選中排名第8。

莫特麥克唐納有限公司在中國已經參與了超過74個電力項目，總容量超過3.5萬兆瓦，包括風電、水電、生物發電、垃圾發電、燃氣和燃煤電廠，以及輸變電項目。

莫特麥克唐納有限公司對華電福新資產狀況進行了獨立技術評估，包括風電場、水電站和燃煤電廠。風電場評估內容包括風資源、發電量、可用率、運行維護、風機技術、電網接入系統方案以及是否遵循電網運行規程諸方面的評估。水電站評估包括設計方案、機電設備、水工結構、水文、地質、可靠性、發電量、併網情況和環境影響等方面的評估。火電廠評估內容包括燃煤供應、發電產能、可用率、運行維護、超臨界鍋爐和汽機技術、機組壽命限制因素和主要的非故障停運以及環境影響等。

本報告編制的大部分信息源於華電福新提供的資料，以及與華電福新相關工作人員會晤討論中所獲取的信息。我們對所有收集到的資料信息的合理性和有效性進行了專業判斷和確認，並將我們的專業知識和對中國電力行業的深入瞭解運用於整個獨立技術評估過程中。

1.2 資產概述

1.2.1 簡介

截至2010年12月31日，華電福新運營中的水電、風電、火電及其他電力項目分別佔總裝機容量分別約26.1%、24.6%、29.1%和20.2%。截至2011年12月31日，華電福新擁有36個運營中的風電場，裝機容量總計2,171.3兆瓦，華電福新擁有36個運營中的水電站，裝機容量總計2,223.4兆瓦。華電福新擁有4個運營中的燃煤電廠，裝機容量總計2,050兆瓦，均由華電福新各控股公司經營。

華電福新的風電項目中，採用的風力發電機組大多來自中國著名風機製造商，如金風、華銳、海裝、東汽等，以及國際知名風機供應商，如恩德。單機容量從750千瓦到2兆瓦不等。

華電福新的水電項目中，採用的水輪發電機組主要來自中國的著名的歷史悠久的水輪發電機組製造商，如哈電集團、東方電氣、杭州杭發等。

華電福新的火電項目中，採用的大型燃煤發電機組均產自中國上海電氣集團下屬的上海鍋爐廠、上海汽輪機廠和上海發電機廠。

1.2.2 代表性項目的選擇

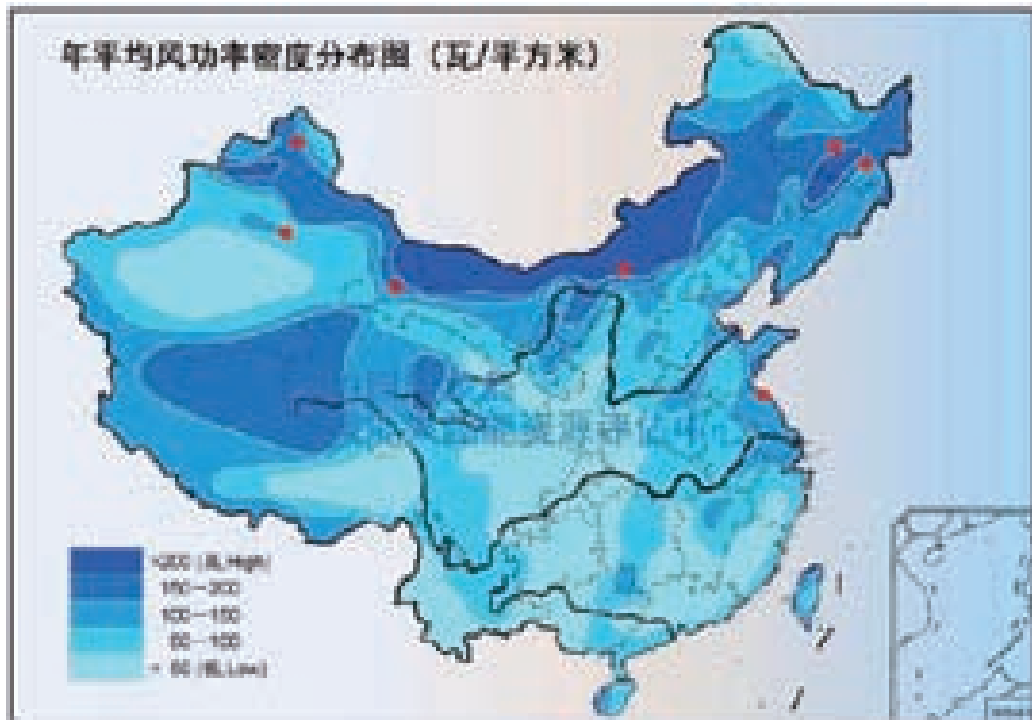
華電福新資產中包括數量眾多且遍佈全國各地的風電場，以及分佈於福建省各地的水電站和燃煤電廠。這些風電場由若干不同的地方設計院依據相同的中國標準設計而成，風力發電機組、水輪發電機組和火力發電機組是由多個國內外廠商提供。鑒於

此，本報告僅對具有代表性的項目進行評估。所選的項目能夠最好地涵蓋和體現華電福新所有並運行的各種項目的特性。在代表性項目的選擇中，主要考慮的因素為：

風機類型－代表性風電場採用的風機包括了由國內和國外廠家生產的風機，詳見2.2.1節。

風資源和地理分佈－所選的代表性風電場位於風資源豐富的內蒙古、新疆、甘肅、黑龍江和江蘇，如圖1.1中紅點位置。中國的風資源極為豐富，全球風能理事會(GWEC)在其「2009年全球風資源報告」中評估的中國陸上可開發陸上風資源約為2,380吉瓦。根據由中國可再生能源協會(CREIA)和可持續能源商會(BCSE)所做的調查，風資源分佈如圖1.1所示。風資源較好的地區位於中國北部的內蒙古、新疆、甘肅河西走廊、東北和青藏高原的部分地區，以及從中國東北、河北、山東至福建的東部沿海。圖1.1中顏色的深淺代表了不同的風功率密度。

圖1.1：代表性風電場的風能密度分佈情況



資料來源：中國氣象局風能太陽能資源評估中心

- 風電場的運行年份－所選的代表性風電場投運時間各不相同，但大多超過1年，詳見表1.1。

表1.1：代表性風電場的投產時間

序號	項目名稱	裝機容量 (兆瓦)	投產時間
1	庫倫風電場一期	201兆瓦	2009年8月
2	小草湖風電場一場一期	49.5兆瓦	2007年10月
3	布爾津風電場一期	49.5兆瓦	2010年3月
4	瓜州風電場一期	201兆瓦	2011年3月
5	穆稜風電場一期	31.2兆瓦	2006年9月
6	依蘭雞冠山風電場一期	49.5兆瓦	2009年9月
7	連雲港灌雲風電場一期	100兆瓦	2011年4月

資料來源：華電福新提供

- 水電站流域 — 所選的水電站位於九龍江、汀江、閩江沙溪水系、閩江富屯溪水系、閩江中下游水系和交溪水系等不同流域，詳見圖1.2中的綠點位置。所選水電站分佈於福建各水系，充分反映了各流域的水電站的發電性能，十分具有代表性。

圖1.2：所選水電站在福建水系分佈圖



資料來源：福建省農業區劃研究所，2006年12月

- 燃煤電站－所選的可門電廠的裝機容量佔火電的絕大部分比例，詳見表1.2。

表1.2投產火電項目列表

序號	項目名稱	裝機容量 (兆瓦)	實際投產時間
1	福建華電可門電廠	一期2台600兆瓦，二期2台600兆瓦	一期2台分別在2006年8月和12月

資料來源：華電福新提供

技術評估過程是在中國完成的，主要步驟包括但不限於：現場考察、數據收集、討論、分析和報告編寫。

1.3 報告結構

本報告對代表性風電場有關項目建設和運行的關鍵信息和數據進行了詳細審查。報告結構如下所示：

- 項目各參與方
- 風電場評估
- 水電站評估
- 燃煤電廠評估
- 附件
- 術語表

1.4 報告狀態

本報告是基於現有資料和信息的評估而完成的。莫特麥克唐納已從華電福新處搜集到所有可用的資料和信息，並實地考察了所有項目現場，考慮到了所有的主要技術問題，進行了全面技術分析和評估，與各相關方進行了充分的溝通，莫特麥克唐納出具了此報告的終版。

2. 項目參與方

2.1 介紹

本章將評估風電場建設項目中各參與方的資質和能力，主要包括華電福新和各主要風機供貨商以及燃氣輪機供貨商。報告所採用的信息源於我們研究分析中所收集的信息，與各方相關人員會晤討論，以及從公共信息網所獲取的信息。本報告中不涉及對各參與方財務狀況與財務能力的分析。

華電福新的前身華電福建於2004年11月30日成立，為華電集團下屬的獨資有限責任公司，主要專注經營水電業務、火電業務和核電業務。2010年10月20日，經國家工商總局批准，華電福建易名為華電福新能源有限公司。2010年10月29日，華電集團、華電能源、烏江水電、華電國際及華電工程（均為華電集團附屬公司）統稱「五名股

東」)，向華電福新能源有限公司轉讓彼等於華電新能源的股權（華電新能源為華電集團控制的附屬公司，主要專注經營風電業務、分佈式能源業務及太陽業務能等清潔能源業務）。在股權轉讓後，華電新能源成為華電福新能源有限公司的全資附屬公司。華電福新能源於2011年8月19日根據公司法轉制為股份有限公司。

截至2010年12月31日，華電福新運營中的水電、風電、火電及其他電力項目分別佔總裝機容量分別約26.1%、24.6%、29.1%和20.2%。截至2011年12月31日，華電福新擁有36個運營中的風電場，裝機容量總計2,171.3兆瓦，華電福新擁有36個運營中的水電站，裝機容量總計2,223.4兆瓦。華電福新擁有4個運營中的燃煤電廠，裝機容量總計2,050兆瓦，均由華電福新各控股公司經營。

此外，華電福新參股了1個建設中的總裝機容量2,000兆瓦核電站，參股的2台78兆瓦分佈式能源項目已投運，擁有3個運營中的太陽能項目，裝機容量總計21.4兆瓦，擁有2個在建的生物質能項目，在建容量總計25.3兆瓦。

通過對代表性項目的審查，我們認為華電福新具備作為風電場、水電站和燃煤電廠業主的資質和能力。

2.2 主設備製造商

2.2.1 風機製造商

華電福新在其風電項目建設中採用了多種中外風機製造商所提供的風機。風機的選型對確保風電場在電能質量、可用率、風場併入電網的安全穩定運行、發電量最大化等方面良好的性能至關重要。華電福新集中管理著所有風機的集中採購和施工安裝等，由各區域分子公司負責運營。下面對代表性風電場中採用風機的製造商進行評估。

2.2.1.1 華銳風電科技(集團)股份有限公司

華銳風電科技(集團)股份有限公司(以下簡稱「華銳」)是中國主要風力發電設備製造商之一，總部設在北京，在天津、遼寧省大連、內蒙古包頭、興安盟和巴彥淖

爾、山東省東營、江蘇省鹽城和甘肅省酒泉均設有分公司或生產基地。主要從事陸上和海上風力發電機的開發、設計、製造、市場開拓、銷售和售後服務。華銳風機的傳動系統以齒輪傳動為主，主要機型包括1.5兆瓦、3兆瓦、5兆瓦和6兆瓦等。

2010年2月27日，上海東海大橋100兆瓦海上風電示範項目所選用的34台華銳3兆瓦海上風電機組全部整體安裝成功，6月8日全部機組併網發電。

根據2011年3月中國可再生能源學會風能專業委員會發佈的《2010年中國風電裝機容量統計》，截至2010年12月31日，華銳風電所產風機新增裝機容量達4,386兆瓦，累計裝機容量已達10,038兆瓦。按照中外各大風機製造廠商在中國新增和累計裝機容量排名，華銳均位列第一。

2.2.1.2 新疆金風科技股份有限公司

新疆金風科技股份有限公司（以下簡稱「金風」）的歷史可追溯至1998年，其為領先的風力機製造商和整體技術方案供應商之一。金風的核心業務為風機的研發、製造及銷售。金風也涉及風電項目的設計和建設、風電場規劃和諮詢服務。

2008年，金風成功收購了德國Vensys能源有限公司。截至2009年底，金風已擁有新疆、北京兩大生產基地和內蒙古包頭、甘肅酒泉、陝西西安、河北承德和寧夏等總裝廠，另在德國建有製造基地。

2008年，金風建立以北京為中心的備件庫，並先後分別在新疆、內蒙古、遼寧、廣東、寧夏、江蘇等地建立了11個備件中心，形成了輻射全國的服務及備件供應網絡，加強了售後服務響應機制，為機組提供20年可持續運行保障。

2010年12月20日，金風在美國伊利諾伊州全資擁有Shady Oaks風電場，其中70餘台發電設備全部選用金風兆瓦級的直驅永磁風力發電機組，並與當地的電力運營商取得了電力供應協議。2010年11月23日，金風與英飛凌(Infineon Technologies AG)簽署核心模塊技術的引進協議。

金風科技的永磁直驅風機是目前中國市場上兆瓦級直驅機組的代表機型。

根據2011年3月中國可再生能源學會風能專業委員會發佈的《2010年中國風電裝機容量統計》，截至2010年12月31日，金風的風機累計裝機容量達9,078.85兆瓦，2010年新增裝機容量3,735兆瓦。按照中外各大風機製造廠商在中國新增和累計裝機容量排名，金風均位列第二。

2.2.1.3 東方電氣集團

東方電氣集團（以下簡稱「東汽」）其前身是東方電機廠，始建於1958年。經過五十年的發展，公司已發展成為中國研製大型發電設備的重要骨幹企業，主要從事水輪機、特種電機以及相關控制設備和輔助設備的設計、製造和銷售，所屬子企業主要分佈在四川、廣東、浙江、河南、湖北、江蘇、甘肅、內蒙、天津等八省一市，總部位於四川省德陽市。東汽風機的傳動系統以齒輪傳動為主，機型包括從1兆瓦到2.5兆瓦等。

根據2011年3月中國可再生能源學會風能專業委員會發佈的《2010年中國風電裝機容量統計》，截至2010年12月31日，東方電氣所產風機新增裝機容量達2,623.5兆瓦，累計裝機容量已達5,952兆瓦。按照中外各大風機製造廠商在中國新增和累計裝機容量排名，東方電氣均位列第三。

2.2.1.4 重慶海裝風電設備有限公司

中船重工（重慶）海裝風電設備有限公司（以下簡稱「海裝」）成立於2004年。它是一家大型風機及其重要部件開發製造商。公司由船舶重工集團公司的下屬公司與研究機構組建而成。這種組建使中船重工在系統集成、變速箱、發電機、計算機控制、鋼結構和液壓系統等領域技術領先。目前，中船重工有3個製造廠，分別設在重慶、山東和內蒙古。

根據2011年3月中國可再生能源學會風能專業委員會發佈的《2010年中國風電裝機容量統計》，截至2010年12月31日，海裝所產風機新增裝機容量達383.15兆瓦，累計裝機容量已達479.25兆瓦。按照中外各大風機製造廠商在中國新增裝機容量排名位列十一位，累計裝機容量位列第十五位。

2.2.1.5 Nordex

自1985年成立以來，恩德一直致力於研製大功率、經濟型的風機。1995年生產了世界上第一台Nordex N54/1000的兆瓦級風機，2000年生產了當時世界上功率最強的風機N80/2500系列。

目前，在全球34個國家，恩德已經安裝了超過4,600颱風機，總裝機容量達到7,111.45兆瓦。恩德在18個國家設立了分支機構。恩德公司自1995年開始在中國的業務。作為最早進入中國的國外風機製造商之一，恩德首先於1998年在西安建立了合資企業進行風機的組裝。到目前為止，恩德已經在中國安裝超過550颱風機。2006年底在銀川成立了機艙組裝線，2007年1月在東營市成立葉片製造廠，生產1.5兆瓦風機的葉片。

根據2011年3月中國可再生能源學會風能專業委員會發佈的《2010年中國風電裝機容量統計》，截至2010年12月31日，恩德所產風機累計裝機容量已達524.7兆瓦。按照中外各大風機製造廠商在中國累計裝機容量排名，恩德位列第十四位。

2.2.2 水輪機製造商

2.2.2.1 東方電氣集團

東方電氣集團前身是東方電機廠，始建於1958年。經過五十年的發展，公司已發展成為中國研製大型發電設備的重要骨幹企業，主要從事水輪機、特種電機以及相關控制設備和輔助設備的設計、製造和銷售，所屬子企業主要分佈在四川、廣東、浙江、河南、湖北、江蘇、甘肅、內蒙、天津等，總部位於四川省德陽市。

目前，東方電氣集團可批量生產400兆瓦、550兆瓦、800兆瓦等級水輪發電機組。五十年來，東方電機向國內三十一個省、市、自治區的近300座大中型電站提供了大量優質的發電設備。到2007年底，已累計提供發電設備164,250.3兆瓦，約佔目前全國總裝機容量的1/5。其中水輪發電機組505套／33,130.5兆瓦，汽輪發電機644台／131,109.2兆瓦。

2.2.2.2 哈爾濱電氣集團

哈爾濱電氣集團（以下簡稱「哈電」）始建於1951年。目前，水電年生產能力4,000兆瓦，產品佔國內市場份額50%。哈電是我國生產水電設備的主要基地，水電產品佔國產水電裝機容量的二分之一。先後為國家重點工程生產的混流式機組最大單機容量800兆瓦機組、抽水蓄能機組最大為300兆瓦機組、軸流式機組最大容量為200兆瓦機組、貫流式機組最大單機容量45兆瓦機組，哈電已為國內近200多座電站提供了300多台機組，並為國外26座電站提供了近80台水電機組。

2.2.2.3 杭州杭發發電設備有限公司

杭州杭發發電設備有限公司（以下簡稱「杭發」）創建於1956年，公司主導產品為水輪發電機組、汽輪發電機、電動機等，已形成了0.75兆瓦至60兆瓦多種規格的汽輪發電機和0.32兆瓦至50兆瓦的水輪發電機組的生產能力。所生產的水力發電設備系列中，以成熟的混流式高水頭、高轉速機組生產技術處於領先地位。自二十世紀七十年代以來，產品已應用於三十多個國家和地區。

2.2.3 鍋爐和汽輪機供應商

上海電氣集團股份有限公司

上海電氣集團股份有限公司（以下簡稱「上海電氣」）是中國裝備製造業最大的企業集團之一。自上世紀九十年代以來，銷售收入始終位居全國裝備製造業第一位。高效清潔能源、新能源裝備是上海電氣集團的核心業務，能源裝備佔銷售收入70%左右。主導產品主要有1,000兆瓦級超超臨界火力發電機組、1,000兆瓦級核電機組、重型裝備、輸配電、電梯、印刷機械等。

2000年，上海電氣成功製造出中國第一套600兆瓦超臨界火電機組。2006年，製造成功中國第一套1,000兆瓦級超超臨界機組；2009年，上海電氣承建外高橋第三發電廠兩台1,000兆瓦超超臨界機組。

上海電氣積極發展整體煤氣化聯合循環(IGCC)發電技術，成為中國首個IGCC項目－華能IGCC發電站的主設備供應商。

2.3 電網經營機構

2.3.1 代表性項目的電網經營機構

表2.1：代表性發電站的電網經營機構

序號	能源 類型	項目名稱	裝機容量 (兆瓦)	地級電網 運行員	省級電網 運行員	地區級 電網運行員	國家級 電網運行員	併網點 電壓等級
1	風電	庫倫風電場一期	201	烏蘭察布 供電公司	內蒙古 電力公司	內蒙古 電力公司	內蒙古 電力公司	220千伏
2	風電	小草湖風電場 一場一期	49.5	吐魯蕃 供電公司	新疆省 電力公司	西北電網	國家電網公司	110千伏
3	風電	布爾津風電場一期	49.5	阿勒泰 供電公司	新疆省 電力公司	西北電網	國家電網公司	110千伏
4	風電	瓜州風電場一期	201	酒泉 供電公司	甘肅省 電力公司	西北電網	國家電網公司	330千伏
5	風電	穆稜風電場一期	31.2	牡丹江 供電公司	黑龍江省 電力公司	東北電網	國家電網公司	66千伏
6	風電	依蘭雞冠山 風電場一期	49.5	佳木斯 供電公司	黑龍江省 供電公司	東北電網	國家電網公司	110千伏
7	風電	連雲港灌 雲風電場	100	連雲港 供電公司	江蘇省 供電公司	華東電網	國家電網公司	110千伏
8	水電	白沙水電站	70	龍岩供電公司	福建省 供電公司	華東電網	國家電網公司	110千伏
9	水電	棉花灘水電站	600	龍岩供電公司	福建省 供電公司	華東電網	國家電網公司	220千伏

序號	能源 類型	項目名稱	裝機容量 (兆瓦)	地級電網 運行員	省級電網 運行員	地區級 電網運行員	國家級 電網運行員	併網點 電壓等級
10	水電	安砂水電站	115	三明供電公司	福建省 供電公司	華東電網	國家電網公司	110千伏
11	水電	豐海水電站	30	三明供電公司	福建省 供電公司	華東電網	國家電網公司	110千伏
12	水電	芹山水電站	70	寧德供電公司	福建省 供電公司	華東電網	國家電網公司	220千伏
13	水電	古田溪二級水電站	130	寧德供電公司	福建省 供電公司	華東電網	國家電網公司	220千伏 110千伏
14	水電	池潭水電站	100	三明供電公司	福建省 供電公司	華東電網	國家電網公司	220千伏
15	火電	可門電廠一期	1,200	福州供電公司	福建省 供電公司	華東電網	國家電網公司	500千伏

資料來源：華電福新提供

2.3.2 中國國家電網公司

國家電網公司成立於2002年12月29日，公司以建設和運營電網為核心業務，承擔著為經濟社會發展保障安全、經濟、清潔、可持續的電力供應的基本使命。國家電網公司經營區域覆蓋26個省（自治區、直轄市），佔國土面積的88%，供電服務人口超過10億。截至2010年底，國家電網公司擁有和管理5家區域電網公司和26家省級電網公司，同時運營菲律賓國家輸電網和巴西7家輸電特許權公司。2010年，公司名列《財富》世界企業500強第8位，是全球最大的公用事業企業。110千伏及以上輸電線路長度為618,837公里。2010年國家電網公司總銷售電量達26,891億千瓦時，營業收入為15,427億元。因而，我們認為國家電網公司具有作為電網運行員的能力和經驗。

2.3.3 內蒙古電力公司

內蒙古電力公司是全國唯一獨立的省級管理電網企業，負責除赤峰、通遼之外自治區其餘10個盟市供電營業區的電網建設、經營、管理和農電工作，公司是內蒙古自治區政府所屬的唯一國有獨資特大型電網管理企業。蒙東電網由隸屬於國家電網公司的東北電網公司負責調度運行。截至2010年底，內蒙古電力公司擁有110千伏及以上輸電線路長度超過20,000公里。2010年內蒙古電力公司總銷售電量超過1,100億千瓦時，營業收入超過320億元。因而，我們不擔心內蒙古電力公司作為電網運行員的能力和經驗。

2.4 結論

在所評估的風電場項目中，華電福新選用的大部分風機供應商是全球著名的風機製造商，我們認為這些風機製造商具有風機製造和交付使用的能力。儘管海裝進入風機製造行業較短，但是發展迅速，而且其母公司之一重慶海裝集團也具備強大的設備製造能力。因此我們認為海裝作為風機供貨商是可接受的。鑒於華電福新的風電場採用的其他類型的風機都有大量業績證明，因此，我們認為這些風機在合理運行和維護的情況下技術是成熟的，機型是可靠的。

華電福新的水電和燃煤發電項目中，所採用的水輪機組和火電機組均採用的是擁有悠久歷史和眾多業績的著名製造商（哈電、東方電氣、上海電氣）的設備，有許多的業績證明，因此我們認為這些水輪機組和火電機組在合理運行和維護的情況下是成熟可靠的。

華電福新所擁有的這些發電廠所處地區的電網均由中國國有的大型電網公司建設、擁有和維護（國家電網、內蒙古電力公司）。這些電網公司擁有悠久歷史和雄厚實力，已成為國際著名的電網投資和運營商。因此，我們對電網運行員沒有顧慮。

3. 風電場技術評估

3.1 引言

3.1.1 風資源評估

下文對我們考察的華電福新位於內蒙古、新疆、甘肅、黑龍江和江蘇的七個風電場進行了技術評估，評估的目的是通過查閱現有的文件資料，以及從現場考察中獲得的瞭解幫助購買者識別潛在的風險和問題。

莫特麥克唐納查閱了以下7個風電場的相關資料並進行了現場考察。

- 庫倫風電場一期（裝機容量201兆瓦）
- 小草湖風電場一場一期（裝機容量49.5兆瓦）
- 布爾津風電場一期（裝機容量49.5兆瓦）
- 瓜州風電場一期（裝機容量201兆瓦）
- 穆稜風電場一期（裝機容量31.2兆瓦）
- 依蘭雞冠山風電場一期（裝機容量49.5兆瓦）
- 連雲港灌雲風電場（裝機容量100兆瓦）

所審查的每個風電場都有相應的可行性研究報告，報告中均有關於風資源評估和發電量評估的章節。

我們審查了在本次調查範圍內的七個風電場項目可行性研究報告中的風資源和發電量評估情況。我們的審查著重於風資源評估方法和所採用的假設，但不涉及量化和細節分析，也不包括對發電量的重新建模或重新計算。我們也查閱了相應的中國標準以及行業規範，並與國際慣例進行廣泛對比分析以評估所採用的方法。

在項目開發階段編寫的可行性研究報告中，風資源評估是非常重要的一部分，它為風電場發電量的預測提供了重要依據，特別是當實際風電場運行數據較少的時候。由於風電場設計或風機的選型常在風資源評估後有一些變化，故一旦有了足夠的風電場運行數據（至少為期一年的正常運行），我們用此數據作為該風電場未來發電量預測的一個指標。

3.1.1.1 風資源評估的中國標準

中國現有兩個主要的風資源評估標準：

《風電場風能資源測量方法》(GB/T 18709-2002)

《風電場風能資源評估方法》(GB/T 18710-2002)

前者包含了風資源數據採集和報告的格式，而後者概括了長期風資源數據校正、數據篩查、數據處理和報告的程序。雖然本次調查範圍內的風電場的風資源評估由不同的中國設計院完成並編寫報告，但他們所採用的評估和報告的方法是一致的，都是基於上述列舉的中國標準。

3.1.1.2 GB/T 18709-2002方法

中國國家標準《風電場風能資源測量方法》(GB/T 18709-2002) 對測風塔選址、安裝，測量儀器的選擇、配置、傳感器布置和排列以及對測量數據的採集和處理做出明確的要求。我們在華電福新七個風電場的現場調查中發現，大多數風電場在可行性研究階段時設立的測風塔不止一座，這與我們在以往承擔的相同性質的調查中，測風塔設立的數量不同，因此為風電場的可行性報告中對風資源的預測、分析，風機的選型提供了可靠的依據。

3.1.1.3 GB/T 18710-2002方法

GB/T 18710-2002 是關於風資源評估的中國國家標準，它概述了測風數據的處理和如何編製風資源評估報告的方法。該標準包括了對相關數據的要求、長期數據修正、數據篩選和相關參數(風切變、湍流強度)的計算公式和結果報告的規則。GB/T 18710-2002參考了《風資源評估手冊》(NREL/SR-440-22223)。該手冊由美國能源部所屬國家可再生能源實驗室編製，全面闡述了以測量方法為主的風資源評估方法論。GB/T 18710-2002標準主要參考了這部手冊，因此，中國的風資源評估方法與國際慣例是基本一致的。

在本次調查範圍內的風電場可行性研究報告所採用的測試相關預測(MCP)方法是利用長時間序列的氣象觀測數據和有關年風速的歷史數據進行相關性分析。現場長期數據的相關性分析是基於對年風速的歷史數據的對比分析，儘管在所評估的一些項目中採用了比較複雜的技術。發電量的預測取決於相關數據的記錄質量和一致性這些因素。在我們審查的幾個可行性研究報告中，當華電福新無法獲得其滿意的相關數據時，是採用現場收集到的數據(至少一個完整年的測風數據)作為發電量預測的基礎數據。可見，這種發電量預測方法是嚴謹的。

在GB/T 18710-2002中就發電量評估來說，最主要的是獲取年平均風速、風向和風功率密度(W/m^2)、日風況和季風況。為了計算風電場的發電量，應在每個風機位置計算風速分佈，並綜合考慮所選機型的功率曲線，尾流損耗和其他損耗，例如電氣設備效率和可用率都必須考慮在內，以計算出風電場的淨發電量。

3.1.1.4 代表性風電場的可行性研究

2011年9月22日至2011年10月15日，我們對七個經選擇的代表性風電場進行了現場訪問。在我們訪問期間或之後，華電福新給我們提供了各風電場的可行性研究報告。我們還要求提供各風電場的發電量和可用率數據、功率曲線和運行的一些詳細信息，包括重大停機、主要部件故障和電網限負荷等情況。

我們審查了每個風電場可行性研究中對風資源和發電量評估的情況，通過對研究方法、竣工後風機機型和排布等相比是否一致的判定，對其合理性進行了總體評價。然而，對於有至少一年以上正式運行發電量數據的風電場，我們則專注於利用這些正式運行數據進行未來發電量的預測。

3.1.1.5 風能資源

在審查的可行性研究報告中，現場的年平均風速和風向是由位於現場或現場附近的一個或多個測風塔測得。大部分風電場的測風塔都在可行性研究階段以後拆除。總體來說，風電場的測風塔根據現場的風況配置良好，並且所測數據的質量較高。通常，可行性研究中採用的方法是在風電場或風電場附近安裝多個測風塔，並選擇測風數據質量最佳的測風塔作為風電場短期風資源數據的來源。在部分可行性研究報告中，還對不同測風塔的測風數據作了相關性分析以確保結果的一致性。我們對這種方法感到滿意。

在所有可行性研究中測風塔測風高度滿足要求，等同或者接近風機實際輪轂高度。

在審查的可行性研究報告中，風速分佈由WasP軟件建模。該軟件是由丹麥Riso國家實驗室研製。它是行業標準的評估軟件，計算非複雜環境中地形和地面狀況引起的風況變化情況。

風機機型、數量、布置的變化是由於項目核准後經招標選定的風機廠家與可行性報告中的推薦風機廠家不同所導致的，這也是項目實施中正常情況。這樣就產生了實際的風機型號、數量、布置與可行性研究報告的不同，這些變化對風電場的運行和管理並沒有造成任何影響。

3.1.1.6 能源產出

可行性研究中用到的功率曲線應是風機廠家提供的標準功率曲線，我們認為這是可行性研究中對發電量進行合理預測的基礎。對於七個代表性風電場而言，在一些可

行性研究中的功率曲線通常沒有標明具體數據以及來源出處，我們從華電福新獲悉這是由於在對風機公開招標時維持公平性的考慮。要得知發電量預測的準確性，很重要的一點是要知道功率曲線是由理論推算所得還是由實際測量所得，以及它是否是製造商承諾的功率曲線。按保守的方式，在華電福新風電場項目可行性研究中通常將發電量預測值減少5%以適應中國的實際情況。我們認為這種方式對功率曲線推算中由於一些詳細信息缺乏而引起的不確定性是非常好的補充。

我們訪問的風電場地理位置不同，海拔也不同。因為空氣密度隨著海拔不同而改變，所以每颱風機的功率曲線也隨之改變，在對發電量進行分析時需要對功率曲線進行修正。我們審查的很多可行性研究中對密度修正採用的方法不精確，通過比較現場的空氣密度和標準空氣密度而得出簡單的比例因子，然後用該比例因子和標準功率曲線來計算發電量。我們認為這種方法在計算空氣密度對風機功率曲線的影響時不夠精確，由此導致由於在高海拔風電場更小的空氣密度對發電量造成損失的過度估計，從而使得發電量預測偏保守。

在發電量估算時，通常使用WasP軟件的尾流模型，這是一種行業標準方法。在我們現場訪問期間，我們調查了在鄰近是否有其他風電場，在大多數情況下，附近有風電場後期或者有其他風電場，但是沒有可行性研究考慮了鄰近風電場的存在。這可能導致對尾流損耗程度的估計不足。

每個風電場的整體發電量損失估算根據現場情況不同而不同。很多可行性研究考慮了尾流損耗、控制（偏航誤差）和湍流、葉片污染、場用電和線損、氣候影響的停機及可用率。

然而，我們注意到位於內蒙的風電場和新疆、黑龍江及甘肅的風電場的可行性研究報告中沒有考慮電網限負荷導致的發電量損失。我們了解到主要是因為其可行性研究報告在編製時電網還沒有出現限電問題。中國風電行業自2007年起快速發展，至2009年冬季，蒙西及其他部分北方地區電網限電問題開始凸顯。然而，自2010年以來相關地區的電網開始大規模升級改造，限電瓶頸有望逐步緩解。我們認為，在今後的可行性研究報告編製過程中，需充分考慮當地電網的限電影響。如果可能的話，我們傾向於將至少一年的運行數據作為未來發電量預測的依據。在可行性研究報告中，典型的發電量損失大約佔總發電量的28%，我們認為偏保守。但是，在存在電網限負荷的情況時，應更多參考各風電場實際發電量的數據。

不確定性分析對於評估風電場性能，做出商業決策來說是非常重要的，特別是當尋求外部融資時，因為它給出了概率分析，因此其風險程度與預測值相關。因為分析的過程中所產生的錯誤各有不同，因地而異，遵循已出版的行業標準來進行發電量預測，並不能夠絕對避免預測的不確定性。對於融資方面而言，由於不是採用項目收入的方式獲益，他們主要是依據發電量預測值的高低來進行投資決策的。反過來，像華電福新這樣具有諸多風電資產的大型電力企業，或類似的投資商而言，他們則是基於總體估算（P50）的發電量預測值來進行項目收入預算的。中國標準對不確定性分析沒有具體要求，在可行性研究中僅提供總體估算（P50）。然而，我們注意到，在所評估的華電福新風電場項目中，發電量預測值趨於保守估算，而且一些可行性研究中沒有考慮電網限負荷的情況，故當具有足夠的運行數據以後（通常為一年的正常運行數據），我們傾向於採用實際發電量數據作為未來發電量預測的一個指標。至於各個風電場發電量的具體情況，在本章下文中有詳細地描述。

3.1.1.7 結論

通過審查七個代表性風電場的可行性研究，我們認為在風資源評估方面採用的方法是一致的。總體而言，其方法和國際標準慣例基本相符，只在某些方面略有不同。中國標準源於國際標準，但是由於中國的需求不同而略有不同。例如，與國際慣例相比，中國風資源評估方法中對發電量預測中的不確定性分析沒有作特別強調，功率曲線的空氣密度修正方法有時在我們看來也不是最佳方法。因此，每個風電場實際發電量與可行性研究報告中發電量預測值之間至少會有因電網限電引起的估算誤差。

儘管有這些不同之處，但是總體來說在我們審查的可行性研究中所採用的方法和假設都明顯採用了保守估計，尤其是用於計算淨發電量的損耗估算，相對於我們評估的其他國家典型的發電量損耗值偏高。但是我們認為應該盡可能基於試運行後的實際發電量數據來進行未來發電量的預測。

3.1.2 接入電網評估

本章旨在分析評估影響風電場接入電網的主要因素並指出影響風電場正常運行的潛在風險。評估的主要內容包括以下三個方面：

- 風電場所有設備外送容量的限制。包括風電場升壓站主變壓器的額定容量，電力外送線路/高架線的額定容量等。分析評估其是否滿足風電場電力外送的要求；

- 風電場是否遵守電網運行規程並滿足基本要求。包括檢驗風電場是否擁有足夠的無功補償能力，從而使風電場能夠在給定的電壓及有功輸出的範圍內，維持併網點所需的功率因數、電壓控制能力、接入國家電網風電場的低電壓穿越(LVRT)能力以及風電場電能質量指標是否滿足要求等；
- 併網點當地電網接納風電場的能力。包括風電場接入後當地電網的電壓／頻率調節能力，系統過載的情況和是否會引發其他潛在的運行問題等。

本評估僅限於所調查的七個具有代表性的風電場。主要的評估依據如下所列：

- 華電福新提供的所有資料；
- 與華電福新相關人員會晤和討論所獲取的信息；
- 對七個具有代表性的風電場調研訪問的情況；及
- 從公開發行渠道所獲取的信息並結合我們的專業領域知識和對中國電力行業的深入瞭解。

評估中主要參考和應用的信息資料包括：

我們在評估過程中使用了以下數據：

- 可行性研究報告；
- 接入系統報告；
- 風電場電氣一次主接線圖；
- 風電場併網協議；
- 風電場併網協議；
- 關於風電場接入電網的技術規定；
- 政府頒佈的有關可再生能源的相關政策性文件；
- 華電福新對我們調查問卷的回覆；及
- 現場訪問記錄。

所有現場調查所收集的信息均認為是最新的。本評估過程中，我們沒有進行任何獨立的仿真或計算，以驗證中國國內各設計院作為獨立於華電福新的第三方所完成的輸入與輸出結果的正確性。

3.1.2.1 電網接入的關鍵問題

通過對所收集資料的研究分析，我們注意到七個具有代表性的風電場均能夠接入到330千伏、220千伏、110千伏等輸配電網中。

本節將接入電網的相關關鍵問題概述如下：

3.1.2.2 風電場升壓變電站的設備容量

- 主變壓器容量

風電場升壓站中主變壓器的容量應能夠滿足風電場出力滿發時的輸出要求，並提供靈活的電壓調節。

風電場變電站主變壓器的容量，除庫倫風電場主變的實際容量與可行性研究報告不符，其他風電場均與可行性研究報告一致，並配置有載調壓分接開關，可提供靈活的電壓調節，將風電場變電站的母線電壓維持在穩定的水平。

- 風電場外送架空線的額定容量

一旦選擇了併網點，就要確定連接線路導體的類型和容量。風電場與電網連接線路的導體載流能力應能承擔所連接風電場滿發時電能輸出的需求。

考察的所有風電場用單回線接入電網，所有風電場升壓站與電網間連接導線的容量均能夠在正常情況下傳輸風電場滿發時的電能。儘管這樣的設計無法滿足西方國家風電場「N-1」安全準則，但我們注意到，在西方國家，風電場的送出線路是屬風電場所有，「N-1」的原則是風電場自己選用的，並無強制性規範要求。而在中國，風電場的送出線路是屬電網公司所有，幾乎所有中國的風電場送出線路都採用單回線接入電網。在2009年12月頒佈的《國家電網公司風電場接入電網技術規定（修訂版）》中，也沒有關於風電場到系統第一落點送出線路必須滿足「N-1」要求的規定。

「N-1」安全準則是屬靜態安全分析範疇中的一種預想故障分析。預想故障分析是指針對預先設定的電力系統元件故障，即分別斷開系統的每個網絡元件，如線路、變壓器和發電機等，確定其後的電網狀態能否在緊急限值範圍內，或經過調整恢復到正常限值範圍內。

- 其他設備容量

採用故障分析和計算結果來合理選擇和配置開關設備如斷路器的容量，以確保風電場中所有開關設備具有足夠的斷流能力。

3.1.2.3 風電場無功配置和電壓控制

風電場無功配置是其接入電網的重要技術要求。各風電場應提供足夠的無功補償，以滿足併網點電壓調節和功率因數調節。無功容量分析的目的是檢驗風電場是否擁有足夠的無功補償容量，從而風電場能夠在給定的電壓及有功輸出的範圍內，維持併網點所需的功率因數。如果分析的結果顯示容量不足，在風電場接入系統設計的時候必須考慮無功容量補償的方案。儘管中國大部分風電場沒有像世界上其他風電場那樣進行詳細的無功研究，但是在其接入系統設計中，通常都提供了典型方式下所需要的無功補償配置方案。

風電場大量風機的接入可能引起當地電網的電壓偏差、電壓波動、閃變、諧波等問題，從而影響當地電網的供電質量。2009年國家電網公司《風電場接入電網技術規定（修訂版）》對風電場的電能質量指標和低電壓穿越能力提出了技術要求，2011年10月國家電力監管委員會下發通知要求各單位依據《風力發電廠併網安全條件及評價規範》全面開展風電場併網安全性評價工作，對併網安全性評價中有關風機低電壓穿越能力提出具體要求和處理意見。根據國家電網技術規定中關於低電壓穿越的要求，我們考察的華電福新的部分風電場需要進行改造以具備低電壓穿越能力。華電福新承諾將對風電場進行有序改造。

3.1.2.4 當地電網的運行狀況

可行性研究報告表明已採用電力系統安全分析軟件包，包括「N-1」安全準則對風電場接入後的當地電網進行了電力系統靜態和動態安全分析。

風電場接入電網會對當地電網的電壓水平和無功潮流產生影響。然而，電力系統運行的主要目的是安全經濟地將有功電力從發電源輸送給電力用戶。顯然，具有分佈和變化特性的風電場的接入對保障傳統電力系統正常運行的發電備用容量產生直接的影響，進而影響到當地電網對風電場的接納水平。

根據我們的考察，除小草湖風電場和連雲港灌雲風電場所屬的電網以外，大部分當地電網對風電場沒有足夠的接納能力，不足以保證風電場的正常運行和電力輸出。我們注意到冬季在內蒙古地區和新疆、黑龍江和甘肅的部分風電場受到上網限制。我們認為系統電壓穩定和冬季電力平衡問題是風電場上網受限的主要原因。

在冬季供暖期間，特別是在夜晚，大批熱電聯產機組必須持續運行以保證地區供熱，此時由於系統調峰電源容量不足，風電場的出力會受到一定限制，不能完全滿發。另外，風電機組大規模投產併網，使得電壓穩定問題成為風電集中地區的電網的一個主要問題。我們認為當地電網對華電福新風電場應具有足夠的接納能力並期待這樣的問題在未來電網的配套建設中得到妥善解決。據悉，一種可能的方案是進一步加強內蒙和華北電網間聯絡線的建設，即國家電網公司聯合內蒙古電網公司將建設兩條聯絡蒙西電網至華北的高壓輸電線路，我們認為由於上網受限而導致的發電量損失將在未來兩到三年內有一定程度的緩解。

3.1.3 風電場的運行維護

華電福新針對風電場運行維護的主要策略是，在質保期內主要依靠風機廠商，現場維護人員積極參與工作，在質保期後主要考慮以自有檢修隊伍為主（庫倫風電場，小草湖風電場，布爾津風電場），或在經濟合理的前提下與廠商延長質保期（依蘭雞冠山風電場），或將與專業維護公司簽署外包合同（瓜州風電場，穆稜風電場，連雲港灌雲風電場）。

我們所考察的這七家風電場中，廠家提供的質保期通常為兩年，與目前行業標準及其他國家一致。我們認為，該質保期相對於擁有可靠業績證明的風機技術來說，通常是能夠接受的。

風電場從事運行維護工作的技術人員在開始工作之前，均由風機廠商在其培訓中心和其他運行中的風電場中培訓過。另外，根據華電福新總部的規定要求，日常的培訓也一貫堅持。考慮到技術人員豐富的經驗和對廠家所制定相關程序的嚴格遵守情況，我們認為運營的安全及性能目標是能夠達到的。

各風電場的場內道路由各自管理。道路維護工作每年會產生一定的維護費用，一般外包給具備專業資質的道路維護隊伍。

連接到電網的送出線路由當地電網公司來管理和維護，這是由行業規程規定的。

3.1.3.1 運行維護的組織

我們認為各風電場員工的工作能力足以勝任其工作。各風電場駐現場的員工數量由華電福新總部依其內部原則（見表3.1）制訂，也考慮了風電場後續開發建設時期人

員的儲備。員工由華電福新統一招聘和培訓，這樣可以確保錄用的風電場工作人員的資質和能力。各風電場的組織結構由各項目公司編製，報華電總部批准。總部指派總經理和其他高級經理，其餘的運行維護人員由各項目公司任命。

表3.1風電場的人力資源配置情況

風電場類型	小型 (<50兆瓦)	中型 (40*1.5兆瓦)	大型 (100*1.5兆瓦)	備註
1. 生產人員	22	24	31	包括10%的備員
1.1 機組運行	11	11	11	
1.2 機組維護	10	12	19	
1.3 其他	1	1	1	
1.3.1 倉庫	1	1	1	
1.3.2 其他必備人員				定員由集團公司審批
2. 管理人員	10	12	15	包括行政、生產、經營、黨群、後勤管理人員

資料來源：華電福新提供

項目公司通常針對生產、維護和綜合設置三個部門。運行維護隊伍通常有兩值或三值。這種安排滿足日常需要，如易耗件的更換。但是，在大修期間也有廠家的支持。這種組織設置使得風機小型維護任務的反應時間最小化，也因此而提高了風機的可用率、發電量和收入。我們訪問的庫倫風電場，小草湖風電場，布爾津風電場，瓜州風電場，依蘭雞冠山風電場，連雲港灌雲風電場仍在質保期內，這就意味著廠家維護服務包含在質保費用中。

3.1.3.2 運行維護的組織

對一個風電場來說，高可用率是至關重要的。許多因素都能影響可用率，其中運行維護的安排可能是最有影響力的因素。規定違約金是對低可用率的關鍵保護措施。在風機供貨合同談判過程中，有關可用率的定義需要特別注意。風機廠家通常會對所訂合同的可用率計算中排除一些情況，以限制其在不可控情況（如電網停運）發生時所應承擔的責任。在現場考察過程中，我們發現這一情況，並要求提供相關文件作為依據。儘管與西方慣例並不一致，中國多數風電場都在風機供貨合同中採用此類定義。

華電福新在呼和浩特建立了其第一個區域集控中心，將多個風電場的風電機組在控制中心的後台控制系統，變電站的遠動系統，通過信息復制將操作平台集中到管理公司的本部，實現了相對集中控制各個風電場風機和變電站的監視的目的。利用遠程控制軟件，華電福新的管理公司本部可以實現一台主控計算機控制遠程多地域的多台被控計算機，這使得控制中心利用信息網絡的優勢就可以輕鬆實現遠程多點控制。在進行一台電腦對多台遠端電腦進行控制時，遠程控制軟件更像一個局域網的網絡管理員，而提供遠程控制的遠程終端服務就為風電場的控制台向遠程的延伸。這種專網的方式，使得網絡的接入更加安全和可靠，網絡管理員也更易於管理網上的每台被控設備。集控中心的控制台與各個風電場的控制台一致，通過視頻和語音系統的通訊保持主控與被控的溝通協調。華電福新未來將在其他區域設置相似的集控中心。

我們審查過的所有運行維護協議包括由廠家組織的培訓計劃，培訓內容廣泛，包括在廠家和現場為期二至四周的培訓，內容涵蓋各種專題和許多現場可能出現的問題。培訓內容包括如何使用檢修手冊、保留故障記錄、操作和控制風機、更換時的架設方法、維護流程、故障診斷和備件管理。我們了解在標準培訓之外，華電福新員工還參與了風機廠家隊伍在計劃內和計劃外的檢修，進行現場學習。我們對這種培訓運行維護人員的方式感到滿意。

每個風電場採用的檢修制度都是由華電福新總部制訂頒佈的，並按維護需求劃分等級。檢修方式分為定期檢修、狀態檢修、改進性檢修和故障檢修四類，檢修等級是以發電設備檢修規模和停用時間為原則制訂，公司將風力發電設備的檢修分為A級、B級、C級、D級、大修、臨修六個等級。A級、B級、C級、D級檢修分別是指風電機組的五年期定檢、三年期定檢、一年期定檢、半年期定檢。各級計劃檢修的停運時間（日數）規定如表3.2。運行維護的關鍵規章制度都印制在通告板上並懸掛在各風電場現場相關設施的牆上。規範包括了所有的主要運行方面，例如：風電機組、公用系統、生產建築物及生產生活設施等，該規範是根據國家和行業相關標準和規範、華電福新風電管理經驗總結及風機廠家檢修的要求編製的。檢修制度是現場運行維護工作的重要基礎，我們對華電各風電場採用的相關制度感到滿意。

表3.2：不同機型檢修的停用時間

檢修等級	檢修等級			
	D級	C級	B級	A級
1.5兆瓦雙饋異步風機	1	1.5	2	2
1.5兆瓦直驅同步風機	0.75	1	1.5	1.5
850千瓦雙饋異步風機	0.5	0.5	1.5	1.5
750千瓦定槳距風機	0.5	0.5	1.5	1.5

註：檢修停用時間(日數)已包括帶負荷試驗所需的時間(日數)。

資料來源：華電福新提供

如前所述，所考察的大部分風電場是在近兩年投入試運行的，目前仍處於質保期內，由風機廠家負責檢修。根據現場的檢修記錄和與廠家在現場員工的面談，計劃檢修是按照協議中規定執行的。我們注意到風機的檢修表格詳細描述了由廠家檢修人員定期核對的檢查項目。這些表格內容全面，包含所有的項目。一旦質保期結束，風機日常的檢修工作就將由華電福新風電場現場維護人員、風機廠家或專業檢修公司承擔，由於多數風機廠家在風電場集中的地區有區域性服務中心，所以廠家的服務還是容易到位的。由於華電福新是中國主要的風力發電開發公司，與多數主要的風機供應商都有正在合作的關係，因此，我們認為風機廠家對華電福新的要求的反應會較為迅速。華電福新計劃建立區域性的專業檢修隊伍，負責區域內風電場大型、難度大和人力物力消耗大的檢修工作。

我們認為由外部的專業公司做檢修工作在服務質量方面更可信，並且這也與西方國家風電場的行業慣例一致。除了風機廠商外，若華電福新能夠在將來有合格的運維分包商可用時，對自主運維和分包運維進行對比，將有利於其與國際慣例接軌。

為了有效地節約成本，華電福新的部分風電場由現場員工來承擔檢修任務，其他風電場由風機廠商提供質保延期服務或外包給專業維護公司。這種做法有助於鞏固華電福新近年來風電項目群的快速擴張，為未來發展的宏偉計劃做出貢獻。但是，兩者

的平衡需要認真對待。目前，華電福新風電場的運行維護流程和工作主要依據一些運行維護的規程標準，如《發電廠檢修導則》(DL/T838-2003)和《質量管理體系》(GB/T 19001-2008)等。

所調查過的風電場的備件儲存登記、管理和記錄良好。消耗性備件如傳感器、工具、剎車片和密封等由現場公司購買。依照華電福新總部的計劃，備件的採購是年度運維預算中的一個關鍵部分。常規備件的採購策略是，按照《華電福新風力發電機組檢修管理辦法(A版)》中的要求，各個風電場每年結合本單位「檢修等級組合規劃」、「五年定期滾動檢修計劃」及實際情況，提出下一年度的檢修工程計劃包含備品備件，上報至華電福新總部。在華電福新審查批覆各個風電場的檢修計劃後，對備品備件的採購方式進行確認，按照物資招投標管理辦法由公司統一採購，或由各個風電場單獨採購。

我們認為所調查風電場的高產量和高可用率證明了華電福新的質量控制是適宜的。採購、施工、招聘和培訓主要是由華電福新總部控制的，顯示出其出色的管理能力。在各風電場，安全、衛生和環境體系的建立和執行情況較好。現場的個人保護裝備充足，現場員工在開始現場工作前後均需要遵守程序。

在我們現場考察過程中，我們注意到在建設完成後或運行期間，沒有大的影響環境的記錄。有關質量、安全、健康和環境(QHSE)手冊及其他相關系統文件，在《中國華電集團新能源發展有限公司電力生產安全工作規定》和《中國華電集團新能源發展有限公司風力發電機組檢修管理辦法(試行)》中規定了安全、健康和質量的要求。

3.1.3.3 結論

我們認為這種運行維護方式是適合華電福新各風電場的，因為其運行維護模式是基於目前公認的最優實施模式，同時也進行特定化發展。儘管中國運行維護的通用慣例在少數方面與國際標準不同，但華電福新風電場的運行維護狀況符合我們對國內風電場的期望。

呼和浩特的集控中心是華電福新首家區域性監控中心，其將多個風電場的風電機組在控制中心的後臺控制系統和變電站的遠動系統的操作平臺集中到管理公司的本部，實現了相對集中控制各個風電場風機和變電站的監視的目的。華電未來將在其他區域設置相似的集控中心。

華電福新已有專門的內部規章制度，對檢修計劃和備品備件的採購策略做出了規定。總體而言，運行維護的組織結構、檢修安排、備品備件的採購和儲存以及華電福新風電場的質量、安全、健康體系組織良好，環境污染控制制度尚需完善。

保修期後繼續由廠家提供維護服務是一種成熟的策略，因為它符合成本效益且由於製造商最熟悉他們的風力發電機組，能加大風力發電機組的可靠性。

3.2 庫倫風電場一期

庫倫風電場一期位於內蒙古烏蘭察布，選用134台華銳SL1500/70型1.5兆瓦風機，總裝機容量為201兆瓦，於2009年8月投運。

我們的盡職調查範圍僅包括庫倫風電場一期。

3.2.1 風機

2010年，華銳風機在全國的新增裝機容量為4,386兆瓦，且主力機型為SL1500系列及SL3000WTG系列。華銳從歷史悠久的德國製造商Fuhrländer引進1.5兆瓦風電機組技術，並在此基礎上研發出擁有自主知識產權的3兆瓦、5兆瓦風機技術。SL1500系列風機是三葉片、水平軸的風力發電機，配有雙饋電機、主動變槳和偏航系統，可進行變速操作。該機型有常溫型和低溫型。

整體而言，我們認為華銳SL1500機型的設計符合行業標準。主要技術參數參見表3.3。

表3.3：華銳SL1500機型的技術參數表

	SL1500
輪轂高度	70米
葉輪直徑	77米
額定功率	1,500千瓦
IEC等級	IEC III
認證	勞氏船級社
切入風速	3米／秒
額定風速	11米／秒
切出風速	20米／秒
發電機	雙饋異步電機
齒輪箱	兩級行星齒輪 + 一級直齒輪
齒輪箱傳動比	1:104
功率補償和控制	槳距控制
運行溫度	-30°C~+45°C
生存溫度	-45°C~+45°C

資料來源：華電福新提供

3.2.2 電網接入評估

3.2.2.1 設備容量

庫倫風電場一期工程裝有134台華銳SL1500型1.5兆瓦風機，總裝機容量為201兆瓦。風力發電機組出口接線採取一機一變的單元接線方式，連接風電機組與箱式變壓器之間電纜的容量能夠承載每颱風機滿發時的電能輸出。箱變高壓側採用16回35千伏架空集電線路，以幹線匯流方式接引至風電場220千伏開關站的2台主變壓器，每回線路的載流能力均能滿足所連風機滿發時的電能輸出需求。

風電場建有一座220千伏升壓站。一期工程裝有2台100兆伏安，220/35千伏有載調壓變壓器，儘管主變的實際容量與可行性研究報告不符，但基本滿足行業規範《風力發電場設計技術規範》(DL/T2383-2007)中關於主變容量設置的要求。

庫倫風電場一期以一回220千伏送電線路接入220千伏汗海電變電站，線路全長84千米，線路設計及載流容量滿足蒙西電網公司要求，不會造成系統瓶頸。

風電場內開關設備的遮斷故障的能力滿足要求。各母線短路容量均在斷路器承受範圍以內，具有足夠的分斷能力。風電場採用了多種繼電保護系統，與中國大多數風力發電場所採用的繼電保護模式類似。風電場配置有避雷保護裝置用於保護設備免受雷電影響。風電場設備狀況良好，無明顯問題。

3.2.2.2 無功配置和電壓控制

風電場安裝有容量為35兆乏感性+25兆乏容性的靜態無功補償器，其容量優於可行性研究報告的設計。升壓變壓器配置有載調壓分接頭，能夠在90%至110%的範圍內調節變壓器高壓側繞組電壓。我們認為風電場具有無功容量和電壓控制能力，從而能夠滿足電網運行規程所規定的無功需求和電壓調節的要求。

有關低電壓穿越的改造問題，根據國家電力監管委員會華北監管局文件《關於發佈蒙西電網併網風電場低電壓穿越能力整改計劃的通知》，要求華電福新庫倫風電場於2012年12月完成低電壓穿越改造工作，並在6個月內完成檢測認證工作。我們由華電福新獲知風機廠家華銳已經提出改造方案，並承諾有步驟有計劃的進行場內風機改造。

3.2.2.3 當地電網的運行狀況

庫倫風電場一期位於內蒙古自治區烏蘭察布境內。併網後通過220千伏線路接入當地電網，並由內蒙古電力公司負責調度。

與內蒙古許多連接至蒙西電網的風電場一樣，在冬季供暖期間，為保證供熱，熱電聯產機組必須持續運行，此時由於系統調峰電源容量不足，庫倫風電場的出力會受到一定限制，不能完全滿發。另外，風電機組大規模投產併網，使得電壓穩定問題成為當地電網的一個主要問題。我們認為當地電網對華電福新風電場應具有足夠的接納能力並期待這樣的問題在近期電網的配套建設中得到妥善解決。

我們注意到華電福新庫倫風電場正在進行一實驗項目以克服限電問題。該項目建設一個電鍋爐供熱站，利用電鍋爐為附近城鎮提供冬季供暖，內蒙電力公司將為供熱站提供電力用於支持電鍋爐運行，並減少風電場的限電。根據報告顯示，採用這一方法後風電場的限電情況將有所好轉。

3.2.3 風電場性能

3.2.3.1 風電場環境

庫倫風電場一期位於平坦且簡單的地形上，現場為荒漠草原，海拔為1430米。根據我們現場訪問時的觀察，沒有會改變風況（如風切變、內流角或渦流）因素的顧慮，例如遮蔽、溝壑或較大的斜坡。

現場的冬天氣溫很低，華銳SL1500風機的運行溫度在-30℃和+45℃之間，生存溫度在-45℃和+45℃之間，其運行溫度和生存溫度和其他機型的低溫型相似。

3.2.3.2 現場設施及維護

在現場有一個綜合辦公廠區，包括變電站、主控室、備品備件庫、辦公室及其他現場設施。風電場的運行維護公司是華電福新的子公司，現有1名風電場場長，5名運行人員，22名維護工程師／技術員，兩值運行。風電場建築設施很好，適宜工作人員居住和工作，並且生活設施管理維護情況良好。

儘管通往風電場其他設備的道路不如辦公廠區入口處的道路狀況好，但是在我們現場訪問期間，能夠參觀風機和變電站，未見道路不暢問題。華電福新已向我們確認現場道路允許起重機進入並且進行吊裝作業。

華銳是中國領先的風機製造商，有著良好的運行業績，在中國裝機數量也很可觀。在我們現場訪問期間獲悉，部分風機的發電機在試運行期間出現過問題，但由於仍在保修期內，廠家已經為華電福新進行了免費更換。由華電福新獲悉由於廠家的中心配件倉庫就位於風電場附近，並且備件充足，因此一旦發生故障，對風機的正常運行影響較小。

通常我們希望看到來自風機製造商或者風電場的月度生產報告，其中包含當月所發生事件的詳細信息，如重大停機或部件故障及處理措施。華電福新已提供數月月度生產報告。

我們在現場訪問期間檢查了風機的功率曲線，並瞭解了風機運行性能正常。功率曲線達到廠家承諾的功率曲線的要求。我們從華電福新獲悉若風機性能不滿足運行要求，其將要求風機廠家給予一定的賠償。

在現場訪問期間，我們發現在風機基礎處有建造基礎散水結構用於排水。

關於風機基礎沉降觀測，我們被告知風電場對風機基礎沉降進行隨機檢查，但是未看到任何地基沉降觀測點及沉降觀測記錄。華電福新為我們提供了第三方出具的《質量和安全檢查報告》，該報告結果顯示該風電場已獲得驗收許可。儘管到目前為止還沒有出現問題，考慮到風機的結構安全和長期安全運行，我們建議應針對特定風機基礎（持力層不穩定，有沉降可能）進行定期沉降觀測。

現場內曾立有三座測風塔用於收集天氣數據，目前採用風機收集的氣象數據用於風電場運行和功率預測以傳至區域調度中心。

在我們訪問期間，庫倫風電場一期的風機仍在風機製造商的兩年質保期內。我們了解到計劃檢修和電網限負荷停機都被視為可用。該可用率反映了整個風電場的風機可用率，和風機供貨合同裏對可用率所定義的一樣。在我們訪問期間，華電福新提供了來自SCADA（數據採集與建設控制系統）系統的功率曲線，基本上和廠家提供的標準功率曲線一致。

3.2.3.3 發電性能

由於風速數據來自風機尾部的測速儀，風速測量結果在一定程度上低於實際風速，2010年度風機輪轂高度的平均風速是6.81米／秒，低於可行性研究報告中的預測；淨容量系數為0.25，是典型的陸上風電場的淨容量系數。華電福新提供的風速、可用率和發電量數據表明2010年度的平均風機可用率為97.29%（如表3.4所示），比承諾可用率95%高。

表3.4：庫倫風電場一期運行數據

日期	平均風機	總發電量 (兆瓦時)	上網電量 (兆瓦時)	等效滿負荷	容量系數	平均風速 (米／秒)
	可用率 (%)			小時數 (小時)		
2010-12	98.06	44,079.38	43,130.35	215	0.29	10.2
2010-11	96.95	48,259.93	47,221.07	235	0.33	7.5
2010-10	98.34	40,633.98	39,759.25	198	0.27	5.8
2010-09	97.82	20,590.01	20,146.79	100	0.14	5.0
2010-08	95.69	21,210.03	20,753.48	103	0.14	5.3
2010-07	96.21	21,128.52	20,673.58	103	0.14	4.6
2010-06	97.23	19,731.25	19,306.59	96	0.13	4.5
2010-05	98.07	56,158.17	54,954.26	273	0.37	7.7
2010-04	97.28	60,837.60	59,554.84	296	0.41	7.3
2010-03	98.43	47,851.90	46,913.64	233	0.31	8.5
2010-02	98.26	17,738.85	17,390.69	87	0.13	6.8
2010-01	95.17	46,235.35	45,240.07	225	0.30	8.5
總計／平均	97.29	<u>444,454.97</u>	<u>435,044.61</u>	<u>2,164</u>	0.25	6.81

資料來源：華電福新提供

從華電福新得知，內蒙風電場限電情況很普遍。在冬季供熱期間，尤其是在晚上當熱力需求達到峰值時，為保障供熱，熱電聯供機組必須持續運行供熱和發電，因此當地電網會對風電場出力進行限制。根據內蒙古電力公司於2009年10月20日和2010年3月15日發佈的電網限負荷的細節措施，風電場出力限制時間是從晚11點至第二日早7點，出力限制多少取決於當時的電力負荷的需求。

電力公司所要求的電網限負荷產生的影響主要發生在冬季，風電場損失部分潛在發電量。其2009和2010年度限電量均不高於8.6%。2010年度最大的損失發生在2月份，當時正值中國農曆新年假期，大部分工廠因放假停止生產，電力負荷比通常情況下更低。

風電場可行性研究報告預測年發電量為496,530兆瓦時，2010年總發電量為444,454.97兆瓦時，低於可行性研究報告中的預測。如果沒有比較嚴重的冬季電網限電問題，我們認為風電場的發電量會更為可觀。

需要注意到華電福新庫倫風電場正在進行一示範項目，通過投資電鍋爐供熱站為區域提供冬季供暖以克服電網限電問題。設計向該電鍋爐供熱站提供電力保障運行由此降低該風電場的限電量。根據報告顯示，採用這一方法後風電場的限電情況將有所好轉。

3.2.4 結論

庫倫風電場一期的風機由著名的中國風機製造商提供，所用的技術也已經過驗證。運行和維護管理狀況良好，現場的設施狀況很好。考慮到風電場的安全和長期使用，我們還是建議定期對這些風機基礎進行沉降觀測。

我們認為風電場的建設標準較高。2010年度風電場的容量系數約為0.25，是典型的陸上風電場容量系數，平均風機可用率達到97.29%，高於承諾可用率95%，輪轂高度平均風速為6.81米／秒，低於可行性研究報告預測風速，顯示了較好的風況。儘管由電網公司造成的電網限電主要發生在冬季，風電場因此損失部分發電量，然而這在內蒙是非常普遍的現象。我們希望這個問題在未來電網的配套建設及示範項目的推廣中得到妥善解決。如果沒有電網限電問題，我們認為風電場的發電量會更為可觀。

主變壓器容量與可行性研究報告中推薦的容量有一定的負差，但基本滿足行業規範《風力發電場設計技術規範》(DL/T 2383-2007)中關於主變容量設置的要求。可以滿足風電場一定時間滿發時的全功率輸出。

經過改造後，靜態無功補償器容量為35兆乏感性+25兆乏容性，優於可行性研究報告中的容量，滿足風電場對無功容量的調節要求。

有關風電場低電壓穿越改造計劃，華銳已經提出改造方案，並承諾有步驟有計劃的進行場內風機改造。華電福新總部已經批准了此項改造計劃。

電鍋爐供熱站區域供暖項目的應用，將在一定程度上降低風電場年限電量。

3.3 小草湖風電場一場一期

小草湖風電場一期位於新疆小草湖地區，採用54台金風S48/750型750千瓦風機，裝機容量為40.5兆瓦，6台華銳FL1500/70型1.5兆瓦風機，裝機容量為9兆瓦，於2007年12月投運。

我們的盡職調查範圍僅包括小草湖風電場一期。

3.3.1 風機

金風在2002年首次從德國瑞能(Repower Electric)獲得了48千瓦到750千瓦風機技術的生產許可。金風750千瓦風力發電機組採用水平軸、三葉片、定槳距失速調節、異步發電機併網的總體設計方案，也是當今世界上技術成熟、結構簡單、性能可靠的設計方案之一，各項性能指標完全滿足德國勞埃德標準認證，按照IEC I類風區設計。

華銳FL1500風電機組為三葉片，主動變槳，主動偏航系統，變速系統，額定功率為1.5兆瓦。它可以通過變速運行保證低載荷，優化效率，輸出端調整載荷高峰，可實現高效運作且工作壽命長。

整體而言，我們認為金風S48和華銳FL1500/70機型的設計符合行業標準。主要技術參數參見表3.5。

表3.5：金風S48和華銳FL1500/70技術概要

	S48/750	FL1500/70
輪轂高度	50米	65米
葉輪直徑	49米	77.4米
額定功率	750千瓦	1500千瓦
IEC等級	IEC I	IEC IIIc
認證	勞氏船級社	勞氏船級社
切入風速	4米／秒	3米／秒
額定風速	14-15米／秒	12米／秒
切出風速	25米／秒	25米／秒
發電機	雙繞組異步發電機	雙饋感應發電機
齒輪箱	三階螺旋行星正齒輪傳動	一級平行軸+ 兩級斜齒傳動
齒輪箱傳動比	1:67.4	1:90
功率調節和控制	定槳失速	變槳變速控制
運行溫度	-30°C~+55°C	-30°C~+50°C
生存環境溫度	-45°C~+55°C	-45°C~+60°C

資料來源：華電福新提供

3.3.2 接入電網評估

3.3.2.1 設備容量

小草湖風電場一期工程裝有54台金風S48/750型750千瓦風機，6台華銳FL1500/70型1.5兆瓦風機，總裝機容量為49.5兆瓦。風力發電機組出口接線採取一機一變的單元接線方式，連接風電機組與箱式變壓器之間的電纜的容量能夠承載每颱風機滿發時的電能輸出。箱變高壓側採用8回10千伏集電線路接引至風電場110千伏開關站主變壓器低壓側10千伏母線。10千伏集電線路採用地埋電纜，每回線路的載流能力均能滿足所連風機滿發時的電能輸出需求。

風電場建有一座110千伏變電站。升壓站安裝一台50兆伏安，110/10千伏有載調壓變壓器。主變壓器容量與可行性研究報告相符，滿足行業規範《風力發電場設計技術規範》(DL/T 2383-2007)中關於主變容量設置的要求。

小草湖風電場一期以一回110千伏線路接入110千伏小草湖變電站，線路全長為18千米，線路載流容量滿足要求，大於風電場滿發時出力。

風電場內開關設備遮斷故障的能力滿足要求。各母線短路容量均在斷路器承受範圍以內，具有足夠的分斷能力。風電場採用了多種繼電保護系統，與中國大多數風力發電場所採用的繼電保護模式類似。風電場配置有避雷保護裝置用於保護設備免受雷電影響。風電場設備狀況良好，無明顯問題。

3.3.2.2 無功配置和電壓控制

風電場採用電容器組進行無功補償，容量為8兆乏。主升壓變壓器配置有載調壓分接頭，能夠在90%至110%的範圍內調節變壓器高壓側繞組電壓。因此，我們認為風電場擁有一定的無功容量，並具有電壓控制能力，但尚不能滿足電網對風電場無功補償的技術要求。風電場已經上報改造計劃至華電福新總部等待批覆。

有關低電壓穿越能力改造問題，我們獲知風電場已經將本場風機的改造計劃報至華電福新總部，我們從華電福新獲知，金風54台機組將考慮採用整體穿越技術進行改造，6台華銳機組的改造工作已於2011年12月完成。

3.3.2.3 當地電網運行情況

小草湖風電場一期位於烏魯木齊南部，併網後通過110千伏線路接入吐魯番電網，並由新疆電力公司負責調度。

小草湖地區是風力資源豐富的地區。風電場的電能通過托克遜變電站併入電網。我們認為小草湖一期風電場在正常情況下不會受到當地電網的出力限制。

3.3.3 風電場性能

3.3.3.1 現場環境

小草湖風電場一期位於平坦且簡單的地形上，現場為荒漠草原，鮮有植物，海拔約為400米。根據我們現場訪問時的觀察，沒有會改變風況（如風切變、內流角或渦流）因素的顧慮：例如遮蔽、溝壑或較大的斜坡。

現場的冬天氣溫很低，所有的風機均為低溫型風機。我們從華電福新獲悉，到目前為止沒有因為極端低溫而導致的停機現象。

3.3.3.2 現場設施及其維護

在現場有一個綜合辦公廠區，包括變電站、主控室、備品備件庫、辦公室及其他現場設施。風電場的運行維護公司是華電福新的子公司，現有38名員工，3人負責安全生產，3人負責運行維護管理，另有32人負責運行維護，其中12人為本年新進員工，10人具有1年以上經驗。兩值運行維護團隊輪流值班，10天一班。風電場建築設施很好，適宜工作人員居住和工作，並且各種設施管理維護良好。

通往風電場其他設備的道路不如辦公廠區入口處的道路狀況好，在我們現場訪問期間，能夠參觀風機和變電站，未見道路不暢問題。華電福新已向我們確認現場道路允許起重機進入並且進行吊裝作業。

華銳和金風是中國領先的風機製造商，有著良好的運行業績，在中國裝機數量也很可觀。在我們現場訪問期間獲悉，部分風機在試運行期間出現過問題，由於仍處於保修期內，廠家已經免費解決了問題。據悉由於廠家的中心倉庫就位於風電場附近，備件充足，因此發生故障時，對風機的正常運行影響較小。

通常我們希望看到來自風機製造商或者風電場的月度生產報告，其中包含當月所發生事件的詳細信息，如重大停機或部件故障及處理措施。華電福新已提供數月月度生產報告。

在現場訪問期間，我們發現有一些風機塔筒上有漏油痕跡，我們詢問了華電福新現場人員，獲悉漏油是由於檢修人員在機艙內操作時不慎將油桶撞倒造成，風電場已經要求製造商盡快完成清潔工作。我們於現場考察期間發現該地區多家風電場均有此類現象，鑑於此地區冬夏環境溫差大，因此對風機油系統零部件要求較高。我們建議風電場加強油系統的監測、維護和檢修，必要時協同風機廠家進行改造，以保證風機的安全運行。

我們同時注意到，位於風機塔筒迎風側4米高度內的外表面出現銹蝕跡象。華電福新現場人員告知該鏽跡是由強風帶起的細小沙粒擊打在鋼制塔筒導致保護塗層破損。若長期未進行處理，可能降低風機塔筒的結構強度。我們建議風電場在日常維護時應盡快重新噴塗塔筒保護層。

現場測風塔數據被用來做風資源分析，在可行性研究完成後被拆除。現風電場運行的氣象數據來自風機的傳感器。

在我們訪問期間，風電場的風機仍在製造商的兩年質保期內，其承諾的可用率為95%，計劃檢修和風機電網限負荷停機都被視為可用。華電福新提供給我們來源於SCADA系統的一幅風機功率曲線圖，基本上與廠家提供的標準功率曲線一致。

3.3.3.3 發電性能

2010年3月至2011年2月期間，風機輪轂高度平均風速為9.87米／秒，淨容量系數為0.23，是典型的陸上風電場淨容量系數。華電福新提供的風速、可用率和發電量數據表明自投運開始的平均風機可用率為98.51%（如表3.6所示），比承諾可用率96%高。

表3.6：小草湖風電場一場一期運行數據

日期	平均風機 可用率 (%)	總發電量 (兆瓦時)	上網電量 (兆瓦時)	等效滿負荷 小時數 (小時)	容量系數	平均風速 (米／秒)
2011-02	98.83	5,584.89	5,381.586	109	0.16	8.8
2011-01	97.96	2,713.75	2,649.9	54	0.07	3.79
2010-12	97.88	822.777	782.1	16	0.02	3.03
2010-11	97.97	2,268.003	2,182.29	44	0.06	4.23
2010-10	98.79	4,798.457	4,815.03	97	0.13	7.48
2010-09	99.14	10,198.62	9,875.91	200	0.28	11.33
2010-08	99.03	13,944.16	13,529.67	273	0.37	14.07
2010-07	99.22	15,748.36	15,246	308	0.41	14.75
2010-06	98.64	14,308.43	13,883.1	280	0.39	15.47
2010-05	99.54	14,026.67	13,533.3	273	0.37	13.42
2010-04	98.2	10,930.56	10,645.8	215	0.30	10.95
2010-03	96.88	7,064.711	6,860.7	139	0.19	11.11
總計／平均	98.51	<u>102,409.39</u>	<u>99,385.39</u>	<u>2,008</u>	0.23	9.87

資料來源：華電福新提供

關於電網限出力問題，從華電福新得知除電網和變電站定期維護和檢修，風電場出力受限的幅度很小，其2009年至今平均限電量低於4%。

風電場2010年3月至2011年2月上一年度發電量為102,409.39兆瓦時，可行性研究報告預測發電量為116,225兆瓦時，考慮到與可行性研究報告相比稍低的容量系數，該風電場的年發電量處於正常水平。

3.3.4 結論

小草湖風電場一期的風機由著名的中國風機製造商金風和華銳提供，所用的技術也已經過驗證。我們認為這些風機的技術和國際標準相符，現場設施和運行維護安排符合較高標準。評估華電福新提供的運行數據表明到目前為止風電場表現正常、合理。

我們認為風電場建設標準較高。2010年3月至2011年2月風電場的容量系數為0.23，平均可用率達到98.51%，高於承諾可用率96%，輪轂高度處平均風速為9.87米／秒，低於可行性研究報告估值。考慮到與可行性研究報告接近的容量系數，該風電場的發電量處於正常水平。

在現場訪問期間，我們發現有一些風機機艙有漏油現象，不利於風機的安全運行，我們建議立即清理並加強風機油系統的監測、維護和檢修。我們也注意到這一現象在該區域的其他風電場中也較為普遍，據悉是由於當地自然氣候條件較為嚴苛，環境溫差大造成風機油系統零部件故障率較高。鋼制塔筒有鏽跡，我們認為應該盡快除鏽並噴塗保護層以避免塔筒結構強度降低。

風電場無功補償尚不能滿足電網對風電場無功補償的技術要求。金風54台機組將考慮採用整體穿越技術進行改造，6台華銳機組的改造工作已於2011年12月完成。

關於低電壓穿越能力，風電場已經將本場風機的改造計劃報至華電福新總部並獲得批准，小草湖風電場一期將對金風和華銳的風機機組進行逐台改造。

3.4 布爾津風電場一期

布爾津風電場一期位於新疆阿勒泰地區，採用33台金風GW82/1500型1.5兆瓦風機，總裝機容量為49.5兆瓦，於2010年3月投運。

按照本評估範圍，我們對布爾津風電場一期進行風電場性能評估。

3.4.1 風機

金風GW82型1,500千瓦風力發電機組為水平軸、三葉片、變速變槳調節、直接驅動、外轉子永磁同步發電機。風機的電機轉速低，全功率變流，功率柔性控制，多重策略抑制諧波，具備低電壓穿越能力。

整體而言，我們認為金風GW82-1500機型的設計符合行業標準。主要技術參數參見表3.7。

表3.7：金風GW82-1500機型技術參數

	GW82-1500
輪轂高度	70米
葉輪直徑	82米
額定功率	1,500千瓦
IEC等級	ICE III A
認證	勞氏船級社
切入風速	3米／秒
額定風速	10.3米／秒
切出風速	22米／秒
發電機	直驅永磁同步電機
功率調節和控制	變速變槳距
運行溫度	-30°C~+40°C
生存溫度	-40°C~+50°C

資料來源：華電福新提供

3.4.2 接入電網評估

3.4.2.1 設備容量

布爾津風電場一期工程裝有33台金風GW82/1500型1.5兆瓦風機，總裝機容量為49.5兆瓦。風力發電機組出口接線採取一機一變的單元接線方式，連接風電機組與箱式變壓器之間的電纜的容量能夠承載每颱風機滿發時的電能輸出。箱變高壓側採用3回35千伏架空導線集電線路，以幹線匯流方式引至風電場110千伏開關站主變壓器，每回線路的載流能力均能滿足所連風機滿發時的電能輸出需求。

風電場建有一座110千伏升壓站，一期工程安裝一台50兆伏安—110/35千伏有載調壓變壓器，主變壓器容量與可行性研究報告相符，滿足行業規範《風力發電場設計技術規範》(DL/T 2383-2007)中關於主變容量設置的要求。

風電場的110千伏升壓站以2回高架線分別連接至110千伏的布爾津變電站和110千伏的額爾齊斯變電站，線路長度分別為7千米和85千米，線路最大載流容量滿足要求，大於風電場滿發時出力。

風電場內開關設備遮斷故障的能力滿足要求。各母線短路容量均在斷路器承受範圍以內，具有足夠的分斷能力。風電場採用了多種繼電保護系統，與中國大多數風力發電場所採用的繼電保護模式類似。風電場配置有避雷保護裝置用於保護設備免受雷電影響。風電場設備狀況良好，無明顯問題。

3.4.2.2 無功配置和電壓控制

風電場採用電容器組進行無功補償，容量為10兆乏，主升壓變壓器配置有載調壓分接頭，能夠在90%至110%的範圍內調節變壓器高壓側繞組電壓。因此，我們認為風電場擁有一定的無功容量，並具有電壓控制能力，但尚不能滿足電網對風電場最新的無功補償的技術要求。風電場已經上報改造計劃至華電福新總部等待批覆。

有關風電場低電壓穿越能力，布爾津風電場風機採購合同中有明確描述，要求風機具備低電壓穿越能力，因此我們認為該風電場具備低電壓穿越能力。金風承諾若檢驗認證不滿足要求，將提供改造升級服務。

3.4.2.3 當地電網的運行狀況

布爾津風電場一期位於新疆北部的布爾津縣，併網後通過110千伏線路接入阿勒泰電網，並由新疆電力公司負責調度。

布爾津是風力資源豐富的地區。目前風電場的電力通過布爾津變電站和北城變電站外送以供應本地或其他地區的電力負荷。我們認為當地其他風電場項目的開工和併網將使布爾津風電場一期受到新疆電力調度更多出力限制。因此由於當地電網承載能力限制，布爾津風電場的出力會受到一定限制，不能完全滿發。另外，風電機組大規模投產併網，使得電壓穩定問題成為當地電網的一個主要問題。

3.4.3 風電場性能表現

3.4.3.1 現場環境

布爾津風電場一期建造在荒漠化草原上，海拔高度近580米。地形較為簡單，因此沒有會改變風況（如風切變、內流角或渦流）因素的顧慮，例如遮蔽、溝壑或較大的斜坡。

由於新疆冷高壓的影響，該地區氣候寒冷，零下氣溫時期較長。我們從華電福新獲悉，所有風機均為低溫型，到目前為止無因極端低溫而導致的停機。

3.4.3.2 風電場設施及維護

風電場的運行控制中心辦公樓位於風電場變電站附近。控制中心辦公樓包括控制中心、辦公室、備件倉庫、開關室和其他現場設施。該風電場現有26名員工，分兩值，每值7人，工作30天後休息10天，負責風電場的運行和維護工作。風電場建築和各項設施符合標準規範，管理維護狀況良好。

現場道路情況良好。我們得知在雪季需要用推土機清理通往風機的道路。我們於2011年9月份訪問現場時，能夠參觀控制中心辦公樓、現場設施及風機。

現場安裝一測風塔，收集氣象數據，用於風電場運行和地方電網公司要求的功率預測。

通常我們希望看到來自風機製造商或者風電場的月度生產報告，其中包含當月所發生事件的詳細信息，如重大停機或部件故障及處理措施。華電福新已提供其月度生產報告。

3.4.3.3 發電性能

關於電網限電問題，從華電福新得知由於當地另有三家風電場於今年併網，當地電網容量不能容納新增風電場，預計今年風電場出力受限將增長6%-7%。當務之急是地方電網增加輸電線路容量以優化風電場運行。

目前，風機仍處於質保期中，廠家保證風機的可用率為95%，質保期為兩年。2010年6月至2011年8月期間輪轂高度平均風速為7.22米／秒；淨容量系數計算為0.34，是較好的陸上風電場淨容量系數。根據華電福新提供的發電量、風速和可用率數據（見表3.8），布爾津風電場一期的平均可用率為97.63%，月可用率均高於廠家承諾的可用率95%。

表3.8：布爾津風電場一期運行數據

日期	平均風機 可用率 (%)	總發電量 (兆瓦時)	上網電量 (兆瓦時)	等效滿負荷 小時數 (小時)	容量系數	平均風速 (米/秒)
2011-08	/	11,040	10,860	219	0.29	/
2011-07	98.1	13,140.9	12,940.62	261	0.35	7.66
2011-06	97	10,945.013	10,765.03	217	0.30	6.5
2011-05	97.5	14,364	14,156	286	0.38	6.85
2011-04	97.1	7,422.819	7,291.34	147	0.20	5.79
2011-03	97.8	13,725.4	13,559	274	0.37	7.8
2011-02	91.4	7,639.1	7,535.9	152	0.23	5.78
2011-01	96.8	13,785.8	13,588.7	275	0.37	6.98
2010-12	99.2	14,251.1	14,062.6	284	0.38	7.53
2010-11	98.8	12,499.6	12,346.9	249	0.35	7.42
2010-10	98.4	11,912.3	11,789.2	238	0.32	7.01
2010-09	98.5	12,192.5	12,021.2	243	0.34	8.19
2010-08	98.8	15,264.9	15,036.4	304	0.41	8.31
2010-07	98.4	12,828.7	12,632.1	255	0.34	7.12
2010-06	97.8	17,271.2	17,051.7	344	0.48	8.98
總計/平均	97.63	<u>188,283.33</u>	<u>185,636.69</u>	<u>3,750</u>	0.34	7.22

資料來源：華電福新提供

作為一個典型陸上風電場，布爾津風電場上一年度實際發電量為161,836.07兆瓦時，高於可行性研究報告預測的年發電量120,469兆瓦時，發電性能優異。其2011年1月至9月平均限電量約為3%。

3.4.4 結論

布爾津風電場一期採用知名製造商的成熟產品，風機的設計和製造採用了成熟的技術，同時在市場有良好的業績記錄。我們認為風機技術與目前行業標準相符，現場建設符合規範，其運行維護良好。需要注意的是電網容量問題將會限制風電場正常運行。

我們認為風電場的建設標準較高。2010年6月至2011年8月期間風電場的容量系數約為0.34，是典型的陸上風電場容量系數，平均風機可用率達到97.63%，高採承諾可用率95%，輪轂高度平均風速為7.22米/秒，顯示了較好的風況。作為一個陸上風電場，其實際發電能力優異。

風電場無功補償尚不能滿足電網對風電場最新的無功補償的技術要求。風電場已經上報改造計劃至華電福新總部等待批覆。

根據風機採購合同，金風風機應具備低電壓穿越能力，若不滿足要求，廠家將負責改造升級。

3.5 瓜州風電場一期

瓜州風電場位於甘肅省瓜州，採用134台華銳SL1500/82型1.5兆瓦風機，總裝機容量為201兆瓦，於2010年12月投運。

我們的盡職調查範圍僅包括瓜州風電場一期。

3.5.1 風機

SL1500型風機是三葉片、水平軸的風力發電機，配有雙饋電機、主動變槳和偏航系統。該機型有常溫型和低溫型。

整體而言，我們認為SL1500機型的設計符合行業標準。主要技術參數參見表3.9。

表3.9華銳SL1500/82機型技術概要

	SL1500/82
輪轂高度	70米
葉輪直徑	82.9米
額定功率	1,500千瓦
IEC等級	IEC III
認證	勞氏船級社
切入風速	3米／秒
額定風速	10.5米／秒
切出風速	20米／秒
發電機	雙饋式異步電機
齒輪箱	兩級行星齒輪+ 一級直齒輪
齒輪箱傳動比	1:104
功率調節和控制	變槳距控制
運行溫度	-30°C~+45°C
生存溫度	-45°C~+45°C

資料來源：華電福新提供

3.5.2 接入電網評估

3.5.2.1 設備容量

瓜州風電場一期工程裝有134台華銳SL1500/82型1.5兆瓦風機，總裝機容量為201兆瓦。風力發電機組出口接線採取一機一變的單元接線方式，連接風電機組與箱式變

壓器之間的電纜的容量能夠承載每颱風機滿發時的電能輸出。箱變高壓側採用12回35千伏架空導線集電線路，送至風電場330千伏變電站35千伏母線側，每回線路的載流能力均能滿足所連風機滿發時的電能輸出需求。

所有風機均通過集電線路連至一台240兆伏安，330/35千伏有載調壓式主變壓器。這台主變壓器位於風電場外，與附近其他兩家風電場的四台類似變壓器安裝在同一升壓站（幹河口西330千伏變電站）內，嘉峪關酒泉電力局運維中心負責該升壓站的日常運行維護工作。該升壓站架設一回330千伏線路接入750千伏安西變電所，併入西北電網。主變壓器容量與可行性研究報告相符，滿足行業規範《風力發電場設計技術規範》(DL/T 2383-2007)中關於主變容量設置的要求。

幹河口西330kV變電站旁建設風電場的監控中心，監控中心源取自變電站的35千伏母線。

在風電場場用變壓器高壓側配置關口計量表，因此不考慮變電站送出線路的損耗。

風電場內開關設備的故障遮斷能力滿足要求。各母線短路容量均在斷路器承受範圍以內，具有足夠的分斷能力。風電場採用了多種繼電保護系統，與中國大多數風力發電場所採用的繼電保護模式類似。風電場配置有避雷保護裝置用於保護設備免受雷電影響。風電場設備狀況良好，無明顯問題。

3.5.2.2 無功配置和電壓控制

風電場在330千伏變電站所屬間隔安裝有一組35兆乏的無功補償裝置，大於可行性研究報告所推薦。升壓變壓器配置有載調壓分接頭，能夠在90%至110%的範圍內調節變壓器高壓側繞組電壓。因此，我們認為風電場擁有足夠的無功容量，並具有電壓控制能力，從而能夠滿足電網運行規程所規定的無功需求和電壓調節的要求。

有關風電場低電壓穿越能力，所有風機的低電壓穿越改造，已由供貨廠家華銳負責實施並於2011年11月全部完成。

3.5.2.3 當地電網的運行狀況

瓜州風電場一期位於甘肅省瓜州市境內，併網後通過330千伏輸電線接入酒泉電網，並由甘肅電力公司負責調度。

瓜州市是風力資源豐富的地區。風電場的電力將通過幹河口西變電站升壓至330千伏後，外送以供應地區電力負荷。風電場當地存在限電問題，2011年以來分別在甘肅橋西第一風電場，甘肅橋東第二風電場，以及甘肅幹西第二風電場發生了3次由於風電場電纜頭故障、風機不具備低電壓穿越能力以穩定電網電壓、以及無功補償裝置不能按要求自動調整而造成風機大規模脫網的事故。因此，電網公司要求該地區風電場需具備低電壓穿越能力以避免類似事故的重複發生，並有利於當地電網的電壓穩定。

3.5.3 風電場性能表現

3.5.3.1 現場環境

瓜州風電場一期建在平坦的荒漠草原地形上，海拔為1,200米。根據我們現場訪問時的觀察，沒有會改變風況（如風切變、內流角或渦流）因素的顧慮，例如遮蔽、溝壑或較大的斜坡。

現場的冬天氣溫很低，我們獲悉所有的風機均為低溫型風機。到目前為止沒有因為極端低溫而導致的停機現象。

3.5.3.2 現場設施及其維護

在現場有一個綜合辦公廠區，包括主控室、備品備件庫、宿舍、辦公室及其他現場設施。風電場建築設施很好，適宜工作人員居住和工作，並且管理維護良好。風電場的運行維護公司是華電福新的子公司，現有27名員工，10人負責運行，其他負責維護。兩值運行團隊輪流值班，5人一班。共6個維護團隊，每隊2-3名員工。蘭州地區辦公室負責管理運行員工，維護員工由嘉峪關維護公司負責。

需注意到該風電場330千伏變壓器和送出單元運行外包，運營公司同時負責管理當地另外兩家風電場330千伏主變壓器。我們認為這種發展方向在未來將被更多風電場運營商採用以降低成本和費用。

通往風電場其他設備的道路狀況良好，在我們現場訪問期間，能夠參觀風機和變電站，未見道路不暢問題。華電福新已向我們確認現場道路允許起重機進入並且進行吊裝作業。

華銳是中國領先的風機製造商，有很好的運行業績，在多地安裝了數量眾多的風機。在現場訪問期間，華電福新告知在質保期內曾更換過一颱風機的發電機。

通常我們希望看到來自風機製造商或者風電場的月度生產報告，其中包含當月所發生事件的詳細信息，如重大停機或部件故障及處理措施。華電福新已提供所有的月度生產報告。

瓜州風電場場內有一座屬於氣象局的測風塔，收集數據用於風電場運行。

在我們訪問期間，瓜州風電場一期的風機仍在製造商的兩年質保期內。華銳承諾的可用率為95%，據悉計劃檢修和風機電網限負荷停機都被視為可用。華電福新提供給我們來源於SCADA系統的功率曲線圖，基本上和廠家提供的標準功率曲線一致。

3.5.3.3 發電性能

由於風速數據來自風機尾部的測速儀，風速測量結果一定程度低於實際風速。2010年1月至8月，風機輪轂高度平均風速為5.57米／秒，淨容量系數為0.22，是較好的陸上風電場淨容量系數。華電福新提供的風速、可用率和發電量數據表明自投運開始的平均風機可用率為97.11%（如表3.10所示）。瓜州風電場於2011年1月正式投運，我們無法獲得充足數據以審查風電場的全年運行。

由於建成後風電場的機型和數量以及排布與可行性研究中的一致，所以可以將實際發電量和可行性研究報告中的發電量預測值相比較。從2011年1月至8月，實際上網電量為252,262.56兆瓦時。

表3.10瓜州風電場一期運行數據

日期	平均風機 可用率 (%)	總發電量 (兆瓦時)	上網電量 (兆瓦時)	等效滿負 荷小時數 (小時)	容量系數	平均風速 (米／秒)
2011-08	97.41	40,566.008	40,001.28	199	0.27	6.7
2011-07	99.2	20,374.367	20,151.12	100	0.13	4.98
2011-06	98.56	20,341.915	20,111.52	100	0.14	4.9
2011-05	99.2	22,692.724	22,302.72	111	0.15	5.09
2011-04	98.87	57,150.768	56,403.6	281	0.39	6.65
2011-03	98.96	38,887.665	37,942.08	189	0.25	5.01
2011-02	92.53	37,535.237	36,611.52	182	0.27	6.2
2011-01	92.13	19,228.86	18,738.72	93	0.13	5
總計／平均	97.11	<u>256,777.54</u>	<u>252,262.56</u>	<u>1,255</u>	0.22	5.57

資料來源：華電福新提供

關於電網限電問題，距今為止該風電場7%出力受到電網限電，這主要由於系統調峰電源容量不足、電壓穩定問題嚴重造成的。2011年度當地發生了3次大規模風機脫網事故，上述電網問題也是主要原因。

3.5.4 結論

瓜州風電場一期所安裝的風機由中國著名的風機製造商提供，有很好的運行業績，裝機數量眾多。我們認為一期安裝的風機的技術符合國際標準，現場設施和運行維護安排符合較高標準。

我們認為風電場建設標準較高，自從2011年1月份投運以來，風電場的容量系數為0.22，是典型的陸上風電場的容量系數。其平均可用率為97.11%，高於承諾可用率95%。風機輪轂高度的平均風速為5.57米／秒，比可行性研究報告預測稍低。由於風電場投運時間不滿一年，我們沒有獲得充足的數據以審查風電場全年運行情況。儘管由於2011年3個主要電網事故受到電力公司電網限負荷的重大影響，我們希望這個問題在將來能通過對電網的改造和所有風電場風機安裝低電壓穿越設備予以解決。

風電場無功補償容量大於可行性研究報告中數據，能滿足電網對風電場最新的無功補償的技術要求。

瓜州風電場所有風機的低電壓穿越改造，已由供貨廠家華銳負責實施並於2011年11月全部完成。

3.6 穆稜風電場一期

穆稜風電場位於黑龍江省牡丹江區域，裝有24台恩德1.3兆瓦的風機，總裝機容量為31.2兆瓦，於2006年1月正式投運。

我們的盡職調查範圍僅包括穆稜風電場一期。

3.6.1 風機

恩德N60/1300型風機為三葉片、主軸傳動（雙主軸），配有三相異步電動機、主動偏航、定槳距、失速調節系統，採用空氣制動和ABS機械制動。

表3.11 恩德N60/1300機型技術參數

	N60/1300
輪轂高度	60米
葉輪直徑	60米
額定功率	1,300千瓦
IEC等級	IEC I
認證	勞氏船級社
切入風速	2.5米／秒
額定風速	13.5米／秒
切出風速	25米／秒
發電機	三相異步發電機
齒輪箱	3級，一級行星齒輪／二級斜齒輪
齒輪箱傳動比	1:78.896
功率調節和控制	定槳失速調節
運行溫度	-35°C~+40°C
生存溫度	-45°C~+50°C

資料來源：華電福新提供

3.6.2 接入電網評估

3.6.2.1 設備容量

穆稜風電場裝有24台恩德1.3兆瓦風機，總裝機容量為31.2兆瓦。風力發電機組出口接線採取一機一變的單元接線方式，連接風電機組與箱式變壓器之間電纜的容量能夠承載每颱風機滿發時的電能輸出。箱變高壓側採用5回10千伏集電線路，採用地埋電纜接引至風電場66千伏變電站主變壓器低壓側母線，每回地埋線路的載流能力均能滿足所連風機滿發時的電能輸出需求。

風電場建有一座66千伏變電站。一期工程安裝1台31.5兆伏安－66/10千伏有載調壓變壓器，主變壓器容量與可行性研究報告相符，配置滿足風電場滿發出力輸送的要求。

穆稜風電場以一回66千伏送電線路接入220千伏梨樹變電站，線路採用高架線，全長為51.36千米，線路載流容量滿足要求，大於風電場滿發時出力。

風電場內開關設備故障遮斷能力滿足要求。各母線短路容量均在斷路器承受範圍以內，具有足夠的分斷能力。風電場採用了多種繼電保護系統，與中國大多數風力發電場所採用的繼電保護模式類似。風電場配置有避雷保護裝置用於保護設備免受雷電影響。風電場設備狀況良好，無明顯問題。

3.6.2.2 無功配置和電壓控制

風電場安裝的無功補償裝置採用電容器組，容量為6兆乏。另外，升壓變壓器配置有載調壓分接頭，能夠在90%至110%的範圍內調節變壓器高壓側繞組電壓。因此，我們認為風電場擁有一定的無功容量，並具有電壓控制能力，但不能夠滿足電網運行規程所規定的無功需求和電壓調節的要求。風電場已將靜態無功補償器改造計劃上報華電福新總部，並等待批准。

我們瞭解到國家電網公司要求其所屬範圍內的併網風電場的風機應具備低電壓穿越的能力，因其建成時間早，項目規模較小，風電場現階段正與當地電網公司協商低電壓穿越改造的必要性，同時風機廠家已完成相關專題調研，可以提供改造計劃。

3.6.2.3 當地電網的運行狀況

穆稜是風能資源豐富的地區。目前，穆稜市電力供應高於電力負荷，風電場的富裕電力將通過主幹電網外送以供其他地區的電力負荷。我們認為穆稜風電場在正常情況下不會受到當地電力公司的出力限制。然而，穆稜風電場所在的區域冬季供暖期間，為了保證供熱，須持續運行熱電聯供機組，此時由於系統調峰電源容量不足，風電場的出力會受到一定限制，不能完全滿發。另外，風電機組大規模投產併網，使得電壓穩定成為當地電網的一個主要問題。我們認為當地電網對華電福新風電場應具有足夠的接納能力並期待這樣的問題在近期電網的配套建設中得到妥善解決。

3.6.3 風電場性能表現

3.6.3.1 現場環境

穆稜風電場位於植被茂密的山地上，海拔為1,050米。根據我們現場訪問時的觀察，潛在森林火災的威脅較大，特別是在乾燥的秋冬季。我們發現現場設有多個觀測點併配備消防設施，可及時報告潛在火情。

現場的冬天氣溫很低，恩德風機的運行溫度在-35℃和+40℃之間，生存溫度在-45℃和+50℃之間，其運行溫度和生存溫度和其他機型的低溫型相似。我們從華電福新獲悉，到目前為止沒有因為極端低溫而導致的停機現象。

3.6.3.2 現場設施及其維護

風電場現場有一個綜合辦公廠區，包括變電站、主控室、備品備件庫、辦公室及其他現場設施。風電場的運行維護公司是華電福新的子公司，現有20名運行維護員工，兩值運行維護團隊輪流值班，每值工作10天。風電場建築設施很好，適宜工作人員居住和工作，並且各種設施維護良好。

儘管通往風電場其他設備的道路不如辦公廠區入口處的道路狀況好，但在我們現場訪問期間，能夠參觀風機和變電站，未見道路不暢問題。

恩德是國際知名的風機製造商，有很好的運行業績，裝機數量眾多。在現場訪問期間針對我們的問題，華電福新告知有一台風機更換過齒輪箱，現已正常運行。通常我們希望看到來自風機製造商或者風電場的月度生產報告，其中包含當月所發生事件的詳細信息，如重大停機或部件故障及處理措施。華電福新已提供其月度生產報告。

現場曾有兩座測風塔用於風資源分析，已被拆除。目前現場又安裝了兩座新測風塔用於滿足黑龍江電力公司有關負荷預測的要求，並負責記錄風電場的氣象數據。

在我們訪問期間，風機已不在質保期。恩德承諾的可用率為95%。華電福新提供給我們來源於SCADA系統的一恩德1300機型功率曲線圖，基本上和廠家提供的標準功率曲線一致。

3.6.3.3 發電性能

華電福新提供的風速、可用率和發電量數據表明2011年1月至9月平均風機可用率為96.59%（如表3.12所示）。輪轂高度的年平均風速為5.3米／秒，這是由於風速數據來自風機尾部的測速儀，風速測量結果在一定程度上低於實際風速；同時風電場缺失2011年10月至12月大風月的運行數據。2011年前9個月其淨容量系數為0.14，為較低陸上風電場容量系數。根據歷史數據可知2009年平均容量系數為0.19，2010年平均容量系數為0.18，為正常陸上風電場容量系數。

表3.12穆稜風電場一期運行數據

日期	平均風機 可用率 (%)	總發電量 (兆瓦時)	上網電量 (兆瓦時)	等效滿負 荷小時數 (小時)	容量系數	平均風速 (米/秒)
2011-09	96.32	2,862.1	2,740	88	0.12	4.8
2011-08	98.4	1,957.3	1,851.4	59	0.08	4.7
2011-07	97	1,532.9	1,480	47	0.06	3.8
2011-06	93.21	2,487	2,440	78	0.11	4.6
2011-05	96.57	2,950.56	2,801.1	90	0.12	4.7
2011-04	96.44	4,152.9	4,034.6	129	0.18	6.1
2011-03	94.81	4,390	4,210	135	0.18	6.2
2011-02	97.27	3,880	3,580	115	0.17	5.9
2011-01	99.29	5,690	5,320	171	0.23	7.2
總計/平均	96.59	<u>29,902.76</u>	<u>28,457.1</u>	<u>912</u>	0.14	5.3

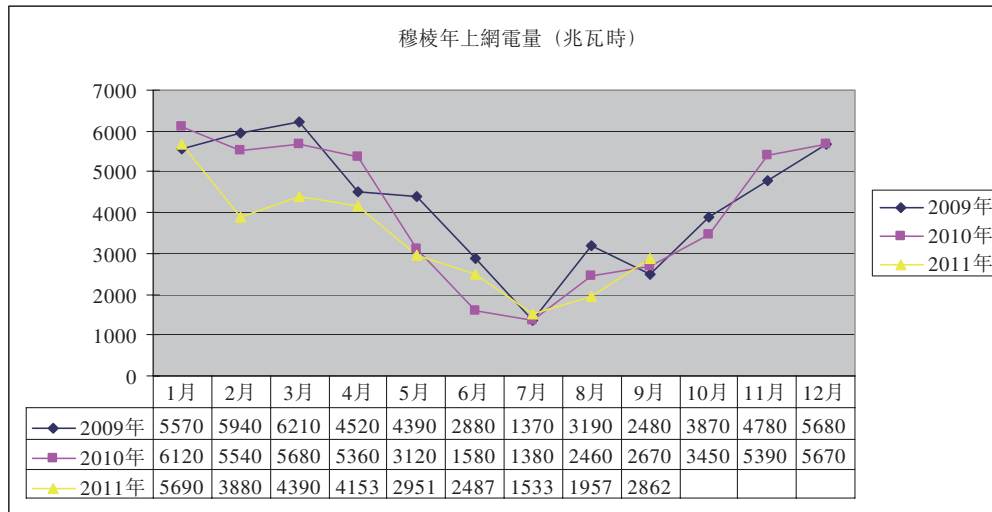
資料來源：華電福新提供

關於電網限電問題，從華電福新得知該區域風電場的限電情況很普遍。據我們了解電網限電通常發生在冬季。當區域供熱需求達到峰值時，為了保證地區供熱，須持續運行熱電聯供機組。因此風電場出力會受到一定的限制。

建成後風電場的機型和數量以及排布與可行性研究中的一致，但鑑於可行性研究中不考慮電網限負荷導致的電量損失，我們建議將來的發電量預測應以實際發電量為基礎。

在華電福新每个月的月度生產報告中，有數據顯示當月由於電網限負荷而損失的電量，如表3.12所示。我們從華電福新獲悉計算發電量損失所用的方法較為普遍。對比實際年平均發電量和預測年平均發電量，穆稜風電場2009年1月至2011年9月發電量如圖3.1所示，2009年度實際發電量為50,880兆瓦時，2010年度實際年發電量為48,420兆瓦時，與可行性研究預測發電量55,767兆瓦時相比較低。

圖3.1穆稜風電場年發電量



資料來源：華電福新提供

3.6.4 結論

穆稜風電場安裝的風機由著名的風機製造商提供，其技術經證明是可靠的。現場運行維護安排管理得當，建築設施很好。我們認為該風電場的潛在森林火災威脅較大，特別是在乾燥的秋冬季。我們發現現場設有多個觀測點併配備消防設施，可及時報告潛在火情。除此之外，我們認為風電場的建設符合較高標準。

華電福新提供的運行數據表明到目前為止風電場的性能表現正常，主要是受電網限負荷的影響，但這在該地區冬季是較為普遍的現象，我們希望這個問題在將來能通過對電網的改造予以解決。

我們認為風電場的建設標準較高。根據2011年運行數據可知，平均風機可用率為96.59%，輪轂高度平均風速為5.3米／秒，低於可行性研究報告預測風速，容量系數約為0.14，是較低的陸上風電場容量系數。根據歷史數據，2009及2010年度平局容量系數分別為0.19和0.18，是正常的陸上風電場容量系數。由於黑龍江省在該地區限電問題的存在，以及夏季較低的風速，造成穆稜風電場實際發電量與可行性研究預測量相比稍低。

風電場無功補償裝置尚不能滿足電網對風電場無功補償及電壓調節的技術要求。風電場已經上報改造計劃至華電福新總部等待批覆。

有關低電壓穿越能力，因其建成時間早，項目規模較小，風電場現階段正與當地電網公司協商低電壓穿越改造的必要性。

3.7 依蘭雞冠山風電場一期

依蘭雞冠山風電場一期位於黑龍江省佳木斯附近，裝有33台東方電氣FD70型1.5兆瓦風機，總裝機容量為49.5兆瓦，於2009年9月投運。

我們的盡職調查範圍僅包括依蘭雞冠山風電場一期。

3.7.1 風機

FD70型風力發電機組為東方汽輪機廠向德國Repower公司引進的MD70型1.5兆瓦風力發電機組。FD70風力發電機組的設計理念是基於600~750千瓦風機的成功經驗並根據兆瓦級風機的特殊要求設計研製的。FD70型風機建立了第二代兆瓦級風力發電機組的新標準，經濟性和可靠性方面都是這種等級機組的典型。

整體而言，我們認為東氣FD70機型的設計符合行業標準。主要技術參數見表3.13。

表3.13東氣FD70-1500機型技術參數

	FD-70
輪轂高度	65米
葉輪直徑	70米
額定功率	1,500千瓦
IEC等級	IEC IA
認證	勞氏船級社
切入風速	3.5米／秒
額定風速	13.0米／秒
切出風速	25.0米／秒
發電機	異步雙饋發電機
齒輪箱	3級，一級行星齒輪／兩級正齒輪系統
齒輪箱傳動比	1：95
功率調節和控制	變槳控制
運行溫度	-35°C~+40°C
生存溫度	-45°C~+55°C

資料來源：華電福新提供

3.7.2 接入電網評估

3.7.2.1 設備容量

依蘭鷄冠山風電場裝有33台東汽FD70型1500風機，總裝機容量為49.5兆瓦。風力發電機組出口接線採取一機一變的單元接線方式，連接風電機組與箱式變壓器之間的該電纜的容量能夠承載每颱風機滿發時的電能輸出。箱變高壓側採用4回35千伏集電線路，採用地埋電纜接引至風電場110千伏變電站每回地埋線路的載流能力均能滿足所連風機滿發時的電能輸出需求。

風電場建有一座110千伏變電站，一期工程安裝一台63兆伏安—110/35千伏有載調壓變壓器，主變壓器容量與可行性研究報告相符，配置滿足風電場滿發出力輸送的要求。

風電場以一回110千伏昌太線接入220千伏達連河變電站的110千伏側，線路全長為35.6千米，線路載流容量滿足要求。我們認為目前情況允許風電場發電外送。根據現行國家電網公司要求，風電場變電站與電網接入點間輸電線路無需滿足「N-1」安全規則。

風電場內開關設備的故障遮斷能力滿足要求。各母線短路容量均在斷路器承受範圍以內，具有足夠的分斷能力。風電場採用了多種繼電保護系統，與中國大多數風力發電場所採用的繼電保護模式類似。風電場配置有避雷保護裝置用於保護設備免受雷電影響。風電場設備狀況良好，無明顯問題。

3.7.2.2 無功配置和電壓控制

風電場安裝的無功補償裝置為電容器，容量為5兆乏，正在改造為靜態無功發生器(SVG)，容量為±8兆乏，將於2011年年底完成，用於風電場兩期共同使用。另外，升壓變壓器配置有載調壓分接頭，能夠在90%至110%的範圍內調節變壓器高壓側繞組電壓。因此，我們認為風電場擁有一定的無功容量，未來改造完成後將充分滿足要求，並具有電壓控制能力，從而能夠滿足電網運行規程所規定的無功需求和電壓調節的要求。

我們獲悉，按照國家電網技術規定所有風機必須具有低電壓穿越能力。我們了解到依蘭雞冠山風電場已經向華電總部提交了其低電壓穿越計劃書，總部批准該改造計劃，將於2012年底完成風機的低電壓穿越設備改造，以滿足國家電網技術規定的相關要求。

3.7.2.3 當地電網的運行狀況

依蘭鷄冠山風電場位於黑龍江省東北部佳木斯市境內。併網後通過110千伏架空線接入黑龍江電網，並由黑龍江電力公司進行調度管理。

目前，該地區電力供應高於電力負荷。除了滿足本地負荷的需要，風電場電力將通過黑龍江主幹電網外送以供應其他地區的電力負荷。我們認為依蘭鷄冠山風電場在正常情況下不會受到黑龍江電力調度的出力限制。然而，在冬季供暖期間，當區域供熱需求達到峰值時，為了保證地區供熱，須持續運行熱電聯產機組。由於系統調峰電源容量不足，依蘭鷄冠山風電場的出力會受到一定限制，不能完全滿發。另外，風電機組大規模投產併網，使得電壓穩定問題成為當地電網的一個主要問題。我們認為當地電網對華電福新風電場應具有足夠的接納能力並期待這樣的問題在近期電網的配套建設中得到妥善解決。

3.7.3 風電場性能表現

3.7.3.1 現場環境

依蘭鷄冠山風電場建造在山地上，毗鄰農耕區域，海拔高度約為300米。根據我們現場訪問時的觀察，沒有會改變風況（如風切變、內流角或渦流）因素的顧慮：例如遮蔽、溝壑或較大的斜坡。

依蘭鷄冠山風電場地處黑龍江，風力資源非常豐富。風電場所在區域冬季氣候寒冷，從華電福新得知所採用的風機都是低溫機型，到目前為止沒有因為極端低溫而導致的停機現象。

3.7.3.2 現場設施及維護

風電場控制中心辦公樓包括控制中心、辦公室、備件倉庫、開關室和其他現場設施。華電福新在現場辦公室共有15名運行和維護人員，分兩值，每值4人，工作7天，休息7天。另有12名後勤人員。風電場建築和各項設施符合標準規範，管理維護狀況良好。

風電場道路較為粗糙，可能需要做一些修補工作以確保進入現場道路暢通。特別是在雪季道路路標被大雪覆蓋時，需要用推土機清理通往風機的道路。我們於2011年10月份訪問現場時，可順利參觀控制中心辦公樓、現場設施及風機。

現場風資源的數據來源於風電場的一個測風塔。這些測風塔獲得的數據用於風電場運行並滿足省電力公司中心有關功率預測變化的要求。

關於電網限負荷問題，從華電福新得知風電場出力受限的情況很普遍。據我們瞭解電網限出力通常發生在冬季當地區域供熱需求達到峰值時。要保證熱電聯產機組的供熱，因此風電場出力會受到一定的限制。我們還瞭解到當地電網無法外送電能也是限電的另一原因。2010年及2011年限電量分別為6.58%和7.53%。

華電福新提供了從SCADA系統中得出的風機功率曲線。基本上和廠家提供的標準功率曲線一致。目前，風機仍處於質保期中，廠家保證風機的可用率為95%。質保期為兩年。

3.7.3.3 發電性能

這是由於風速數據來自風機尾部的測速儀，風速測量結果在一定程度上低於實際風速；同時風電場缺失10月至12月大風月的運行數據。自2011年以來，從表3.14我們注意到運行期間輪轂高度的平均風速計算為6.9米／秒，淨容量系數計算為0.25，是合理的陸上風電場淨容量系數。根據華電福新從SCADA系統中提供的發電量、風速和可用率數據（見表3.14），自2011年2月運行以來，依蘭雞冠山風電場的平均可用率為91.28%，這是因為2011年1月和2月的可用率過低。大部分月的可用率高於廠家的保證可用率95%。

表3.14 依蘭雞冠山風電場一期運行數據

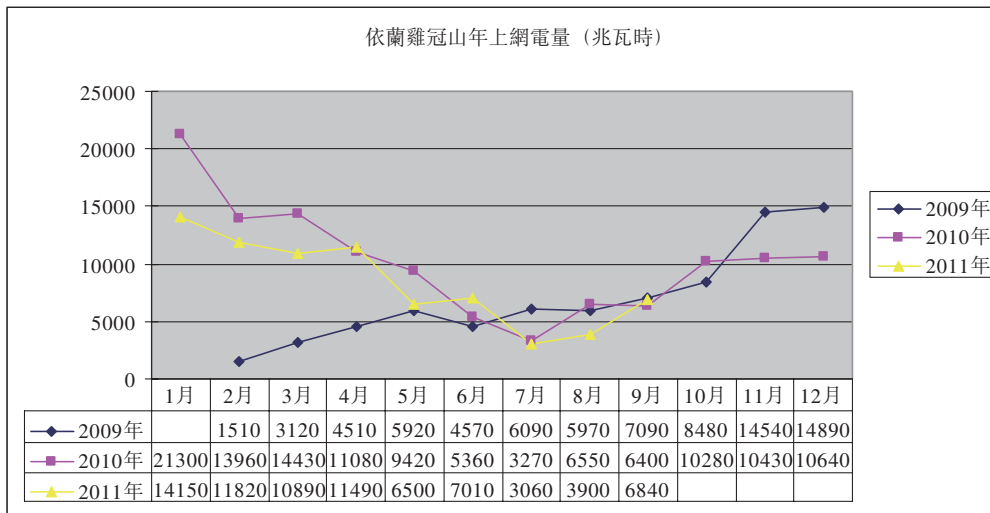
日期	平均風機 可用率 (%)	總發電量 (兆瓦時)	上網電量 (兆瓦時)	等效 滿負荷 小時數 (小時)	容量系數	平均風速 (米／秒)
2011-09	94	6,841.2	6,817.4	138	0.19	5.9
2011-08	98	3,904.9	3,884.8	78	0.11	4.8
2011-07	93	3,061.8	3,037.6	61	0.08	4.7
2011-06	93.5	7,007	6,997	141	0.20	5.9
2011-05	98	11,500	11,450	231	0.31	5.8
2011-04	98	11,500	11,450	231	0.32	7.7
2011-03	97	10,890	10,830	219	0.29	7.7
2011-02	75	11,803	11,750	237	0.35	9.2
2011-01	75	14,160	14,070	284	0.38	10.2
總計／平均	91.28	<u>80,667.9</u>	<u>80,286.8</u>	<u>1,622</u>	0.25	6.9

資料來源：華電福新提供

建成後風電場的機型和數量以及排布與可行性研究中的一致，但鑑於可行性研究中不考慮電網限負荷導致的電量損失，我們建議將來的發電量預測應以實際發電量為基礎。

對比實際年平均發電量和預測年平均發電量，依蘭雞冠山風電場可行性研究預測發電量為111,870兆瓦時，其 2009年2月至2011年9月實際發電量如圖3.2所示，2009年度10月至2010年9月共12個月的實際發電量為129,680兆瓦時，高於可行性研究預測；2010年10月至2011年9月共12個月的實際發電量為107,010兆瓦時，略低於可行性研究預測。基本符合可行性研究預期。

圖3.2依蘭雞冠山風電場一期年發電量



資料來源：華電福新提供

3.7.4 結論

依蘭雞冠山風電場採用知名製造商產品，技術成熟，同時在市場有良好的業績記錄。我們認為風機技術與目前行業標準相符，現場建設符合規範，其運行維護良好。我們注意到該風電場的潛在火災威脅，特別是當附近在乾燥季節燃燒玉米秸稈威脅較大，華電福新現場人員需要對此提高注意力。除此之外，我們認為風電場的建設符合較高標準。

根據2011年度運行數據可知，平均風機可用率為91.28%，輪轂高度平均風速為6.9米／秒，低於可行性研究報告預測風速，容量系數約為0.25，是合理的陸上風電場容量系數。由於黑龍江省在該地區限電問題的存在，和近一年風電場平均風速低於長期平均風速，造成依蘭雞冠山風電場近一年實際發電量低於可行性研究報告中預測的年平均發電量目標。風電場年發電量基本符合可行性研究預期。

華電福新提供的運行數據表明到目前為止風電場的性能表現正常，主要是受電網限負荷的影響，約為潛在風電場發電量的7%。這在黑龍江地區冬季是較為普遍的現象，我們希望這個問題在將來能通過對電網的改造予以解決。

風電場計劃改造電容器組為靜止無功發生器，容量為±8兆乏，已經將改造計劃報至華電福新總部並獲得批准，將於2011年年底完成。

有關低電壓穿越能力的改造，風電場已經將本場風機的改造計劃報至華電福新總部並獲得批准，將於2012年底完成。

需要注意的是風電場還建有一套太陽能光伏發電設備，可能將發電量用於變電站並作為風機上網電量的補充。

3.8 連雲港灌雲風電場一期

連雲港灌雲風電場位於江蘇省北部連雲港地區沿海一帶，裝有50台海裝H93-2000型2兆瓦風機，總裝機容量為100兆瓦，2010年12月正式投運。

3.8.1 風機

海裝H93-2000型2.0兆瓦雙饋式風電機組是海裝公司與德國Aerodyn公司根據中國市場需求與配套能力合作開發的，為三葉片、水平軸、電氣變槳、變速恒頻、主動對風、傳動鏈採用兩點支撐原理的風力發電機組。H93-2000型風機按照標準化、系列化和通用化進行設計和製造，適應積雪、結冰、沙塵和低濃度鹽霧等惡劣環境，具備功率控制、功率預測、低電壓穿越能力，滿足電網友好型要求。

整體而言，我們認為海裝H93-2000機型的設計符合行業標準。主要技術參數參見表3.15。

表3.15：海裝H93-2000機型技術參數

	H93-2000
輪轂高度	80米
葉輪直徑	93米
額定功率	2兆瓦
IEC等級	IEC IIIc
認證	勞氏船級社
切入風速	3米／秒
額定風速	10.8米／秒
切出風速	25米／秒
發電機	異步雙饋發電機
齒輪箱	一級行星齒輪／兩級正齒輪系統
齒輪箱傳動比	1:118
功率調節和控制	變槳距控制
運行溫度	-10°C~+40°C
生存溫度	-20°C~+50°C

資料來源：華電福新提供

3.8.2 接入電網評估

3.8.2.1 設備容量

風電場裝有50台海裝風機，總裝機容量為100兆瓦。風力發電機組出口接線採取一機一變的單元接線方式，連接風電機組與箱式變壓器之間的該電纜的容量能夠承載每颱風機滿發時的電能輸出。箱變高壓側採用4回35千伏架空導線，以幹線匯流方式接引至風電場110千伏變電站，每回線路的載流能力均能滿足所連風機滿發時的電能輸出需求。

風電場建有一座110千伏變電站。變電站安裝兩台額定容量各為50兆伏安 - 110/35千伏有載調壓變壓器。與我們考察的其他家風電場不同，風電場變電站採用室內GIS封閉式組合電器。

風電場以110千伏高架送電線路接入110千伏灌河變電站，架空線路產權為電網公司所有，全長為18千米，線路載流容量滿足要求。我們認為風電場滿發時出力可外送。

風電場內開關設備故障遮斷能力滿足要求。各母線短路容量均在斷路器承受範圍以內，具有足夠的分斷能力。風電場於用了多種繼電保護系統，與中國大多數風力發電場所於用的繼電保護模式類似。風電場配置有避雷保護裝置用於保護設備免受雷電影響。風電場設備狀況良好，無明顯問題。

3.8.2.2 無功配置和電壓控制

風電場安裝有17.4兆乏的靜態無功發生器，我們考察風電場期間正在進行調試。另外，升壓變壓器配置有載調壓分接頭，能夠在90%至110%的範圍內調節變壓器高壓側繞組電壓。因此，我們認為風電場擁有足夠的無功容量，並具有電壓控制能力，從而能夠滿足電網運行規程所規定的無功需求和電壓調節的要求。

我們獲悉國家電網技術規定要求所有的風機應具備低電壓穿越的能力。據我們瞭解，風電場安裝的風機機型在其他風電場已具備低電壓穿越的能力，並通過專業的檢測認證。

3.8.2.3 當地電網的運行狀況

風電場位於江蘇省北部沿海地帶，併網後通過110千伏架空線接入江蘇電網，並由江蘇省電力公司負責調度。

風電場地處風能資源豐富地區，當地電網的風電消納能力較強。在正常情況下風電場不會面受到當地或區域電力調度的出力限制。

3.8.3 風電場性能

3.8.3.1 現場環境

風機建在沿海岸線平坦的地形上。根據我們現場訪問時的觀察，沒有會改變風況（如風切變、內流角或渦流）因素的顧慮：例如遮蔽、溝壑或較大的斜坡。由於該風電場位於沿海地帶，我們要求獲知颱風的影響，現場工作人員告知根據可行性研究報告，較少出現颱風天氣，同時風電場在建設過程中考慮了颱風的影響。

不像我們考察的其他風電場，這裏冬天沒有極低的溫度，因此不需要低溫機型的風機，但由於此處位於沿海地帶，可能會發生鹽霧腐蝕，風電場在日常運維中應加強防腐措施。

3.8.3.2 現場設施及其維護

風電場現場有一個綜合辦公廠區，包括變電站、主控室、備品備件庫、辦公室及其他現場設施。風電場的運行維護公司是華電福新的子公司，現運行維護團隊有30名員工，兩值運行團隊，每個團隊包括7至8名員工，7天一值。維護團隊包括15人。風電場建築設施很好，適宜工作人員居住和工作，並且管理維護良好。

在我們現場訪問期間能夠順利參觀風機，但同時注意到綜合辦公廠區建築物及部分高壓電氣設備基礎周圍的地質沉降現象非常嚴重。華電福新告知當地水位較高，地質松軟。我們注意到受地質沉降影響的區域正在進行一些整改施工，我們建議應盡快採取措施解決沉降問題。鑑於風電場所處地理位置為沿海灘塗區域，建議嚴格執行對風機基礎及場內輸電線路基礎長期沉降觀測，以保障風電場的安全運行。

海裝風電是中國領先的風機製造商，有著良好的運行業績，在中國裝機數量也很可觀。根據風電場的運行報告，2011年前9個月的平均風機可用率僅為95.4%。我們獲悉風電場2011年更換過3台發電機和2個軸承，由於業主還未接收風電場，廠家承擔了該置換成本。至今為止發電機和軸承未再出現問題。我們注意到該風電場略微降低了風機轉子的轉速，以使葉片變槳控制獲得更多的反應時間。我們獲知風電場如此設置轉子轉速是因為變槳控制系統較不敏感而採用的安全措施。

我們訪問風電場期間，現場內的3座80米高測風塔工作正常，氣象數據用於風電場運行及江蘇電力公司要求的功率預測。

在我們現場訪問期間，風電場的風機還未進入質保期，因此有關風機的所有服務和維護仍由製造商負責，風電場運行團隊也同時關注所有風機的情況。華電福新提供了一張記錄了海裝2兆瓦機型的功率曲線圖，基本上和廠家提供的標準功率曲線一致。

3.8.3.3 發電性能

海裝承諾風機可用率為95%，現平均風機可用率約為95.4%（如表3.16所示）。據悉計劃檢修和風機電網限負荷停機都被視為可用。2010年11月至2011年9月期間，輪轂高度年平均風速為5.80米／秒。容量系數為0.19，是典型的陸上風電場容量系數。

表3.16連雲港灌雲風電場一期運行數據

日期	平均風機 可用率	總發電量	上網電量	等效滿負 小時數	容量系數	平均風速
	(%)	(兆瓦時)	(兆瓦時)	(小時)		(米/秒)
2011-09	95.09	15,150.8	14,837.5	148	0.21	6.0
2011-08	94.82	9,056	9,340	93	0.13	5.05
2011-07	94.56	7,320	7,150	72	0.10	4.63
2011-06	92.70	11,880	11,630	116	0.16	5.67
2011-05	97.23	16,430	16,100	161	0.22	6.4
2011-04	95.73	19,317	18,915.8	189	0.26	6.33
2011-03	95.23	18,549.5	18,162.6	182	0.24	6.23
2011-02	94.35	16,610	16,250	163	0.24	5.33
2011-01	97.36	13,160	13,000	130	0.17	4.78
2010-12	97.36	17,786.5	17,662	177	0.24	4.78
2010-11	96.17	6,188.7	6,140.6	61	0.09	7.01
總計/平均	95.40	<u>151,448.5</u>	<u>149,188.5</u>	<u>1,492</u>	0.19	5.80

資料來源：華電福新提供

由於送出線路屬於電網公司，計量表位於變電站內，因此除了風電場電能損失，不需要計量傳輸中的線損。2010年11月至2011年9月間基於上網電量的淨容量系數約為0.19，可能是由於發電數據缺少10月至12月三個大風月的發電數據。由於風電場投運時間不滿一年，我們無法就發電量與可行性研究報告預測進行比較。

關於電網限負荷，我們從華電福新得知該風電場沒有電網限負荷的問題。

3.8.4 結論

連雲港灌雲風電場安裝的風機由中國著名的風機製造商提供，其技術經驗證可靠。運行維護管理良好，現場的建築設施很好。上網電量計量表位於風電場變電站，因此線損由電網公司承擔，不存在限電問題。

變電站坐落在海岸線鬆軟土地上，地質沉降為主要問題。但是我們注意到華電福新已經辨別出受影響的區域並採取了相應的措施。華電福新提供的運行數據表明到目前為止風電場的表現正常、合理。

根據2010年11月至2011年9月運行數據可知，風電場平均風機可用率為95.4%，輪轂高度平均風速為5.8米/秒，低於可行性研究報告預測風速，容量系數約為0.19，是典

型的陸上風電場容量系數。由於風電場投運時間不滿一年，沒有足夠的運行數據，我們無法對風電場的實際發電量與可行性研究報告中預測的年平均發電量進行比較。

風電場在我們考場期間正在調試靜態無功發生器，其技術與靜態無功補償器相比更為先進，滿足風電場對於無功補償的技術要求。

連雲港灌雲風電場安裝的風機機型在其風電場已具備低電壓穿越的能力，並通過專業的檢測認證。

3.9 風電場技術評估總結

在審查的七個代表性風電場中，瓜州風電場和連雲港灌雲風電場投運時間較晚，其發電量的數據不滿一年，沒有足夠的運行數據（至少需要12個月正常運行數據），因此我們無法將這兩個風電場的實際發電量與可行性研究報告中發電量預測值進行對比。剩餘的五個風電場中，庫倫、小草湖、穆稜的年發電量低於可行性研究報告中預測的發電量，依蘭雞冠山的年發電量符合可行性研究報告預期，布爾津的年發電量高於可行性研究報告中預測的發電量。

7個代表風電場位於風資源豐富的地區，如果沒有較嚴重的限電原因，其中的6個風電場會有更好的發電性能。我們期望隨著未來電網的升級改造和負荷需求的持續增長，以及風電場運營商嚴格執行無功補償和電壓控制的技術要求，限電問題可以得到逐步緩解。

有關七個代表性風電場的無功補償裝置，庫倫風電場經改造升級後滿足了風電場無功調節的技術要求。小草湖風電場、布爾津風電場和穆稜風電場的無功補償裝置容量不能滿足風電場對於無功補償的技術要求，已經將改造計劃上報至華電福新總部等待批覆。依蘭雞冠山風電場將於2011年底完成靜態無功發生器改造。瓜州風電場無功補償裝置容量大於可行性研究報告中推薦的容量，滿足風電場對於無功補償的技術要求。連雲港灌雲風電場正在調試靜態無功發生器，容量滿足技術要求。

我們獲悉，國家電網及內蒙古電力公司要求所有的風機應具備低電壓穿越（LVRT）的能力。據我們了解，庫倫、小草湖、穆稜和依蘭雞冠山風電場不具備低電壓穿越能力，已經將改造計劃上報華電福新總部，並獲得批准。庫倫安裝的風機廠家

華銳已經提出改造方案，承諾有計劃有步驟的進行改造。小草湖採用的6台華銳風機的改造已於2011年12月完成，54台金風風機將考慮採用整體穿越技術改造。穆稜因其建設時間早，項目規模小，正與當地電網公司協商場內風機低電壓穿越改造的必要性。依蘭雞冠山將於2012年底完成低電壓穿越的改造。布爾津安裝的金風風機具備低電壓穿越能力，廠家承諾若經檢測認證不能滿足要求將負責改造升級。瓜州安裝的華銳風機低電壓穿越改造，已由風機廠家負責實施並與2011年11月全部完成。連雲港灌雲安裝的風機機型已被認證具備低電壓穿越的能力。

考察的這7個風電場存在一個共性的問題，用於檢驗塔架連接螺栓力矩是否符合廠家要求的力矩扳手均未做定期檢定和校正，這對風機的安全運行是個隱患。華電福新應確保所有的力矩扳手定期檢定和校正。

沉降觀測的方法和方式需要盡快改進以滿足行業規範《風電機組地基基礎設計》(FD003-2007)中有關沉降問題的要求。

庫倫風電場運行情況良好，如果沒有電網限電問題，我們認為風電場的發電量會更為可觀。同時風電場正在開展一個示範項目，通過投資電鍋爐廠為區域提供冬季供暖以克服電網限電的問題。這對於降低電網限電顯得至關重要。

小草湖風電場實際運行狀況良好，發電量略低於可行性研究報告預測值。考慮到與可行性研究報告相比略低的容量系數，我們認為發電量處於正常水平。

布爾津風電場的年發電量高於可行性研究中的預測量，這得益於其較高的年平均風速及風電場較高的容量系數。

瓜州風電場由於2011年甘肅地區其他3個風電場的電網事故受到電力公司電網限電的重大影響，距今為止風電場7%出力受到電網限電。

穆稜和依蘭雞冠山風電場運行時間較長，根據2009年度和2010年度發電量與可行性研究預測發電量比較，我們認為穆稜風電場2011年較低的發電量是由於較低的容量系數造成的。從穆稜可用的運行數據中，我們得知此風電場運行良好。依蘭雞冠山風電場完整運行年度2009-2010年發電量高於可行性研究預測發電量，2010-2011年發電量略低於可行性研究預測發電量，我們認為風電場運行良好。

穆梭和依蘭雞冠山風電場處在茂盛植被地區，我們認為該風電場的潛在森林火災威脅較大，特別是在乾燥的秋冬季。每年的秋冬季都應特別注意，華電福新員工此時也應保持時刻警覺。

依蘭雞冠山風電場建有一套太陽能光伏發電示範設備，發電量用於變電站並作為風機上網電量的補充。

連雲港灌雲風電場的發電量比預期要低，我們得知主要是由於其中3個大風月運行數據的缺失。本集團並無就缺失三個大風月的運作數據而有內部監控失效。由於連雲港灌雲風電場於該三個月內正在調試，發電數據無法由監控系統準確記錄。需要定期觀測主要設備的地質沉降，改造工作需要盡快完成。

值得注意的是江蘇省的連雲港灌雲風電場沒有過任何限電的問題。

總體來說，我們考察的七個風電場的設備和設施維護良好，符合較高標準。風電場設計、建設和安裝與我們預期相符。

4. 水電站技術評估

4.1 引言

4.1.1 概述

下文對華電福新能源股份有限公司所屬的中國福建省的7個水電站進行了技術評估，評估的目的是通過查閱現有的文件資料，以及從現場考察中獲得的了解幫助購買者識別潛在的風險和問題。

莫特麥克唐納查閱了以下7個水電站的相關資料並進行了現場考察。

- 白沙（裝機容量70.0兆瓦）
- 棉花灘（裝機容量600.0兆瓦）
- 安砂（裝機容量115.0兆瓦）
- 豐海（裝機容量30.0兆瓦）
- 芹山（裝機容量70.0兆瓦）
- 古田溪二級（裝機容量130.0兆瓦）
- 池潭（裝機容量100.0兆瓦）

審查的文件包括月運行記錄、設備技術規範、電站運行狀況以及大壩和取水建築物、施工圖紙和報告。

4.1.2 大壩定期安全檢查

為了保證水電站大壩安全可靠運行，根據《水電站大壩運行安全管理規定》、《水電站大壩安全定期檢查辦法》，國家電力監管委員會大壩安全監察中心將組織大壩安全定期檢查工作，定檢的主要工作內容有：

- 對工程設計和施工質量復查；
- 工程防洪安全評估；
- 現場檢查；
- 上次定檢（或安全鑑定）以來的運行總結；
- 上次定檢（或安全鑑定）以後消除缺陷項目或者補強加固工程的評價；
- 大壩安全檢測系統的檢查鑑定及評價；
- 大壩安全監測資料分析；
- 大壩險情評估；
- 大壩老化檢測和評估；
- 大壩安全等級評定，指出需要消除的工程缺陷與隱患，運行中應重點關注的部位和問題。

根據大壩安全評價結果，大壩分為正常壩、病壩、險壩3級。

- 正常壩為正常運行的大壩，符合現行規範要求；
- 病壩為帶病運行的大壩，需要進行加固和處理；
- 險壩為危險的壩，必須經過加固補修或改變運行方式，才能保證其安全。

水電站大壩定檢頻次一般為每五年一次。

4.1.3 機電檢修時間表

華電福新按照中國標準《發電企業設備檢修導則》(DL/T838-2003)運行水電站，導則中建議了有關檢修工程的細節和水輪機檢修的時間間隔。

該導則以機組檢修規模和停用時間為原則，定義了四個檢修等級：

- A級檢修－對發電機組進行全面的解體檢查，以保持、恢復或提高設備性能；
- B級檢修－針對機組某些設備存在的問題，對機組部份設備進行解體檢查和修理；
- C級檢修－根據設備的磨損、老化規律，有重點地對機組進行檢查、評估、修理、清掃；
- D級檢修－當機組總體運行狀況良好，而對主要設備的附屬系統和設備進行消缺。

不同機組檢修過程的詳盡描述在這次考察中沒有提供，但是4類檢修等級可作為機組檢修工程的標準方法。

表4.1中列出了DL/T 838-2003中建議的檢修時間間隔作為參考。

表4.1：水輪發電機組檢修間隔

機組類型	A級檢修	B級檢修	C級檢修
多泥沙水電站水輪發電機組	4-6年	在兩次A級檢修之間	每年安排一次
非泥沙水電站水輪發電機組	8-10年	在兩次A級檢修之間	每年安排一次
主變壓器	根據運行情況和試驗結果確定，一般10年		每年安排一次

資料來源：發電企業設備檢修導則(DL/T 838-2003)

導則中按照轉輪直徑建議了不同檢修級別的預計停用時間，如表4.2所示。

表4.2 混流式水輪發電機組檢修停用時間估計

轉輪直徑 (米)	A級 (天)	B級 (天)	C級 (天)
<1.2	30-40	20-25	3-5
1.2 – 2.5	35-45	25-30	3-5
2.5 – 3.3	40-50	30-35	5-7
3.3 – 4.1	45-55	35-40	7-9
4.1 – 5.5	50-60	40-45	7-9
5.5 – 6.0	55-65	45-50	8-10
6.0 – 8.0	60-70	50-55	10-12
8.0 – 10.0	65-75	55-60	10-12
>10.0	75-85	60-65	12-14

資料來源：發電企業設備檢修導則(DL/T 838-2003)

4.2 白沙水電站

4.2.1 工程概況

白沙水電站位於福建省龍岩市，是萬安溪梯級開發的第二級，距離市區約45公里。白沙大壩位於水電站上游約2公里處的河灣上游。

水電站於2006年11月開始商業運行，設計為調峰電站，裝機容量70兆瓦，設計流量142.2立方米/秒，額定水頭為55米。

年設計發電量為1,865億千瓦時，電站負載系數30.4%（或年利用小時數2,664）。

4.2.2 工程技術方案審查

4.2.2.1 水文

白沙大壩上游已於1994年8月建成萬安溪一級電站，其流域面積667平方千米，佔白沙水電站壩址控制流域面積的51%。

白沙水電站依據的主要水文資料如下表所示。儘管沒有查閱原始的水文數據，可以認為設計採用的假設和方法上是合理的。

表4.3白沙電站水文基本情況

序號	項目	單位	數量	備註
1	流域			
	全流域	平方千米	1470	
	壩址以上		1307	
2	利用水文系列年限		41年	1957-1997
3	多年平均年徑流	10 ⁸ 立方千米	13.72	
4	多年平均流量	立方米／秒	43.8	
	大壩設計洪水標準及流量	立方米／秒	3470	P=1%
	大壩校核洪水標準及流量	立方米／秒	4550	P=0.1%
	廠房校核洪水及標準流量	立方米／秒	4260	P=0.2%
5	洪量			
	大壩設計洪水流量 (24小時)	10 ⁸ 立方米	1.569	P=1%
	大壩校核洪水流量 (24小時)	10 ⁸ 立方米	2.223	P=0.1%
	廠房校核洪水流量 (24小時)	10 ⁸ 立方米	2.026	P=0.2%
6	泥沙			
	多年平均懸移質輸沙量	萬噸	9.95	
	多年平均含沙量	千克／立方米	0.142	
	多年平均推移質輸沙量	萬噸	2.74	

4.2.2.2 地質

現場考察期間沒有對區域地質進行深入研究。從可行性研究報告得知該區域不屬於地震活躍地帶。現場觀察的情況表明構築物沒有遭受過不利的地層移動。鑑於水電工程構築物的規模和特性，任何不利的地層移動往往會導致構築物的窗戶和磚砌體產生裂痕，這些在此次考察中都不明顯。

鑑於水庫的規模，不可能觀察到水庫邊坡是否發生過滑坡，從對壩體和廠房的現場觀察情況來看，電站周圍邊坡沒有發生過滑坡的跡象。

4.2.2.3 設計標準

根據庫容大小和裝機容量，按照《防洪標準》(GB50201-94)和《水電樞紐工程等級劃分及設計安全標準》(DL5180-2003)規定，工程等級為II等，大壩設計洪水重現期為100年(P=1%)，校核洪水重現期為1,000年(P=0.1%)；廠房設計洪水重現期為100年(P=1%)，校核洪水重現期為200年(P=0.5%)。

根據《水工建築物抗震設計規範》(DL5073-2000)規定，本工程設設防烈度為VI度。

可以認為電站的和設計符合標準和現行有關規範。

4.2.2.4 樞紐站布置和主要建築物

工程樞紐主要由混凝土攔河壩、引水系統、發電廠房及升壓開關站等建築物組成。引水系統布置在右側壩肩，由進水口、引水隧洞、壓力支管段引水至廠房。升壓開關站布置在廠房下游。

白沙大壩除了為調峰發電蓄水外，還兼具防洪目的，大壩的技術參數如下表4.4所示。

表4.4白沙大壩的主要特徵

	水庫
大壩類型	碾壓混凝土壩
壩高(米)	75
壩頂長(米)	171.8
壩頂寬(米)	6
有效庫容(立方米)	100
總庫容(立方米)	199.26
流域面積(平方千米)	1307
蓄水	萬安溪

資料來源：白沙水電站可行性研究

4.2.2.5 機電設備

發電廠房包括發電機組，升壓變壓器，氣體絕緣開關(SF₆)及其他機電設備。

廠房裝有2台立式混流水輪機，每台額定出力為36兆瓦。由於發電機額定功率限制在35兆瓦。因此，水輪發電機組的總裝機容量為70兆瓦。機組的中心線在200.8米，根據設計布置圖，由於在額定運行狀況下尾流水位是200.8米，2個機組都不會完全浸沒其中。

水輪機的主要技術參數在表4.5列出。

表4.5白沙水輪機技術參數

	1號水輪機	2號水輪機
類別	立式混流	立式混流
型號	HLX75E-LJ-285	HLX75E-LJ-285
額定輸出 (兆瓦)	36	36
額定水頭 (米)	55	55
額定流量 (立方米/秒)	71.1	71.1
額定速度 (轉/分)	214.3	214.3
最小運行水頭 (米)	47.99	47.99
最大運行水頭 (米)	65.58	65.58
吸出高度 (米)	0	0
水輪機中心線 (米)	200.8	200.8
安裝日期	2006年12月	2006年12月

資料來源：白沙現場調查－水輪機銘牌

每台立式混流型水輪機耦合到一個同步垂直軸凸極發電機，發電機層位於水輪機層之，額定電壓為10.5千伏，發電機的主要技術參數如表4.6所示。

表4.6白沙發電站部發電機主要技術參數

	1號和2號發電機
型號	東方電氣SF35-28/5500
額定容量 (兆伏安)	40
額定電壓 (千伏)	10.5
額定電流 (安)	2,199.4
功率因數(-)	0.875
額定功率 (兆瓦)	35.0
額定速度 (轉/分)	214.3
頻率 (赫茲)	50
極對數數量	14
生產日期	2006年8月

資料來源：白沙現場調查－發電機銘牌

每台發電機出線連在10.5千伏共用母線上，並通過主變壓器升壓後連接至110千伏母線，由一回出線接入電網。變壓器和高壓開關位於廠房附近的建築裡。主變的主要技術參數表4.7所示。

表4.7：白沙升壓變壓器技術參數

	1號和2號升壓變壓器
型號	山東魯能電氣設備SF10-40000/110
額定容量 (兆伏安)	40.0
額定電壓 (千伏)	121 ± 2 x 2.5%/10.5
冷卻方式	油浸風冷 / 油浸自冷
連接方式	YNd11
生產日期	2006年3月

資料來源：白沙現場調查-主變銘牌

4.2.2.6 其他設施

電站內有單獨的員工宿舍樓。

4.2.3 電站運行和維護

4.2.3.1 主要水工建築物運行及維護

白沙電站已於2009年進行了大壩安全初始註冊，大壩安全監察中心評定白沙大壩安全註冊等級為甲級。

從《白沙水電站竣工驗收報告》中記錄的情況來看，2010年6月15日白沙水電站遇5年一遇洪水，水庫蓄水以來的最大入庫流量為1380立方米／秒，最大洩洪流量為670立方米／秒，水庫最高水位到265.04米，廠房最高尾水水位為204.04米。通過觀察記錄表面，大壩位移、滲漏、滲透壓力、應力應變等觀測值均在正常範圍內。大壩兩岸及近岸岸邊邊坡穩定，大壩運行安全。

4.2.3.2 主要機電設備運行與維護

從現場考對機組和配套設施來看，我們可以確認，發電設備的運行狀況良好。

電站通過一層的中控室操作，中控室與繼電器室相鄰。該樓層還設有現代的無洩漏電池和充電器，用於電站直流供電，而不是過時且有害的鉛酸蓄電池。

一些行政辦公室與廠房合建，但現場沒有檢修車間，必要的檢修工作可在附近的城鎮進行。

電站的操作室寬敞明亮，裝載/裝配區包括轉子軸加工托架和轉子檢修的常用設施。操作層還有用於機組HPU（高壓設備）的儲油罐和泵。

2台升壓變壓器位於廠房附近建築物一層，空氣絕緣開關布置在二層。

應該指出的是主變沒有如噴淋系統這樣的自動滅火裝置。如果變壓器發生爆炸（儘管發生的概率極小），必須要有手動滅火器。此外沒有辦法移動變壓器如卷閘門，更換變壓器時至少需要拆除一面混凝土牆。

儘管沒有明顯的原因，高壓開關設備也是全封閉的。

雖然有變壓器爆炸或着火，損壞鄰近的建築或開關站的風險，但是這種設計並沒有致命的缺陷且在中國也用於其他電站。

電站到目前為止運行時間較短，現場檢查表明水工建築物和主要機電設備總體上運行良好。

電站提供了兩台機組2006年以來的完整檢修記錄。在現場考察期間2台機組都是可運行的，但只有一個機組在運行，因為需求量低。

白沙水電站按照檢修導則，每4年至6年進行一次A級檢修，檢修記錄見表4.8所示。現場查看的設備和電站整體情況表明，兩台機組都有定期的停機檢查和維護。

表4.8 白沙電站檢修記錄和檢修計劃

年份	1號機組	2號機組
2006年		
2007年		A級檢修 (62天)
2008年	A級檢修 (46天)	
2009年	B級檢修 (55天，定子線棒)	
2010年		B級檢修 (40天，轉子)
2011年	B級檢修 (45天，電制動)	
2012年 (計劃)	A (50天) 級檢修	
2013年 (計劃)		A級檢修

此外電站每年還有一些小修 (C級和D級檢修)，對設備進行消缺和修理，小修的時間間隔和歷時與檢修導則中建議的這類規模的水輪機的檢修頻率和停用時間相符。

根據檢修計劃，一號機組將在2012年進行一次A級檢修，2號機組A級檢修計劃在2013年進行。

總之，所提供的檢修記錄是令人滿意的，自投產以來沒有出現大的問題。

4.2.3.3 發電量

電站的調試於2006年12月完成，2007年1月至2011年9月的發電量如表4.9所示。

表4.9 白沙發電量

年份	年發電量 (吉瓦時)	負荷系數	與設計發電量 之比
2007年	186.6	30%	100%
2008年	155.4	25%	83%
2009年	109.4	18%	59%
2010年	223.9	37%	120%
2011年 ⁽¹⁾	87.6	不適用	不適用
平均 (2007年 – 2010年)	168.8	28%	88%

註釋1： 2011年只有1月至9月的發電量數據，因此負荷系數和與設計電量的比例沒有計算。

從上表可以看出，電站的負荷系數（實際發電量佔理論發電量的百分比）為20%-40%之間，與這類調峰電廠預期一致。記錄也顯示除2009年外，電站幾乎都已達到設計發電量。

2009年發電量明顯低於有完整運行記錄的其餘3年，這可能與當時福建省河流來水量少有關，因為該省的其他電廠的發電量也較低。

表4.10：白沙水電站月平均發電量

月份	月均發電量 (吉瓦時)	負荷系數	備註
1月	8.9	17%	低發電量
2月	13.8	29%	
3月	10.8	21%	
4月	18.3	36%	
5月	13.7	26%	
6月	25.5	51%	發電高峰期
7月	25.4	49%	發電高峰期
8月	16.1	31%	
9月	15.8	31%	
10月	6.4	12%	低發電量
11月	7.1	14%	低發電量
12月	7.0	13%	低發電量
總計	168.8	28%	低發電量

白沙電站運行時間較短，2007年至2010年的平均發電量相當於設計發電量的88%，表明在此類型電站中白沙電站的發電量是令人滿意的。

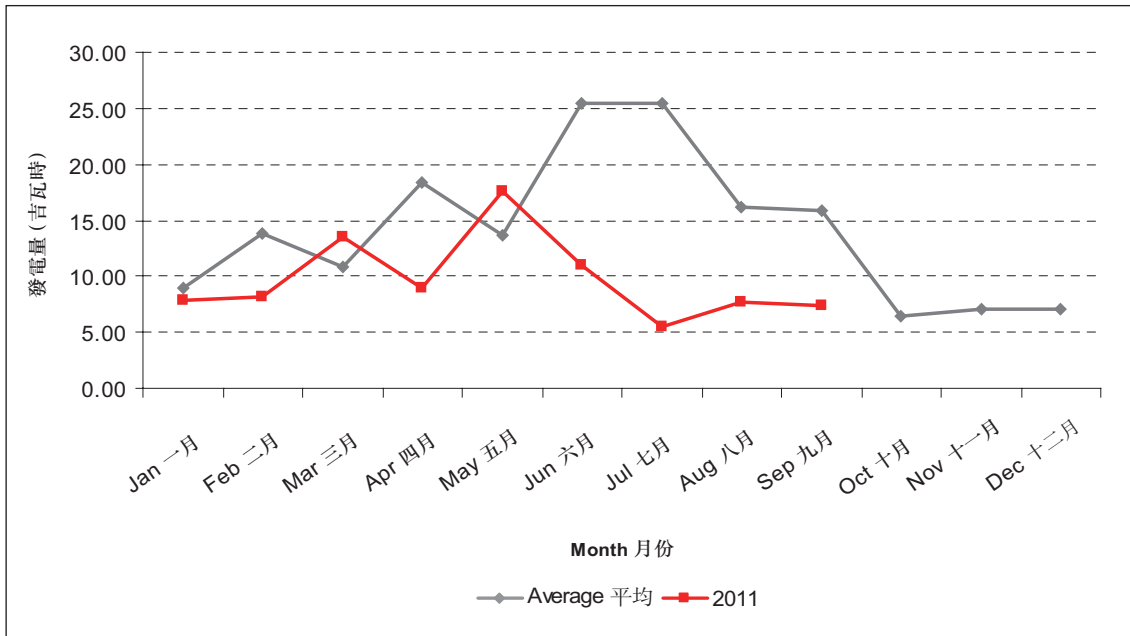
上表顯示了月平均發電量，表明白沙發電站一般的發電量高峰期是在6月和7月，10月至來年1月是低負荷需求期。

根據月平均發電量可以估計白沙水電站2011年的年發電量。表4.11顯示了1月至9月的月發電量並在圖4.1中與月平均發電量相比。

表4.11：白沙2011年發電量（1月至9月）

月份	平均發電量 (吉瓦時)	負荷系數	備註
1月	7.8	15%	
2月	8.1	17%	
3月	13.5	26%	
4月	9.0	18%	
5月	17.6	34%	
6月	11.0	22%	
7月	5.5	10%	
8月	7.7	15%	
9月	7.4	15%	
總計（1月至9月）	95		

圖4.1：2011月發電量與各月平均發電量比較



資料來源：白沙現場調查 – 發電量

從圖中可以看出，在2011年前5個月，白沙發電量與往年一致，每月發電量與往年的前一個月相差無幾。但是發電站在6月和7月這兩個發電高峰期均明顯低於均值，如果在餘下的月份裏發電量沒有增加，很有可能白沙發電站今年達不到設計發電量，預計和2009年的總發電量類似。

在我們實地考察期間我們證實低發電量一定程度上可能是由於2011年來水量與往年相比較少和電網低負荷需求。

4.2.4 組織機構和員工

據華電福新提供的人員編制方案，共聘用31個長期工作人員負責生產，這包括6名管理人員，12名維修人員和10名運行人員，3名安監人員及後勤。運行人員每天2班作業，這種做法比較常見。沒有提供在機組大修或維護期間是否有臨時工的信息。

4.2.5 質量及環境

大壩和廠房周圍植被覆蓋良好，現場考察期間未發現需要特別關注的環境問題。電站應按照環保部門的要求，確保日平均最小下泄流量16.3立方米／秒的泄水，滿足下游河道環境和生產生活用水需要。

4.2.6 行政許可

白沙電站用水得到了當地主管部門的批准，按規定辦理了取水許可證（編號：水（閩）字[2007]第000002號），有效期至2012年12月31日。

4.2.7 併網協議

我們查閱了福建省電力有限公司、福建省龍岩電力局和福建棉花灘水電開發有限公司2006年11月簽訂的併網調度協議，有效期自2006年11月10日至2008年12月31日。在該協議有效期滿前3個月，三方均認為無需再商談修訂，因此該協議期自動延長3年，即至2011年12月31日止。

4.2.8 結論

白沙水電站是一個調峰電站，已運行了約4年半。電站採用的設備（機組型號，開關，電池等）合理，符合目前的設計，可以認為風險較低。

除現場考察外，我們也查看了總體布置圖和廠區布置圖，沒有需要關注的問題。

廠房所在位置不在地震活躍地帶，也沒有發生過影響到大壩和電站安全的大洪水和山體滑坡。廠房和大壩維護和運行狀況良好。

運行數據分析表明電站平均發電量為設計發電量的88%，只有2009年明顯低於設計發電量，可以確認目前電站的運行和發電與預期一致。2011年一定程度上由於發電高峰期來水量較少和低電網負荷需求導致電站達不到設計發電量。總體而言該電站是精心設計的，運行滿足預期要求。另外，運行和維護人員表現得訓練有素，能勝任此工作。

建議針對電站的任何商業分析，這些因素都需要考慮到。

4.3 棉花灘水電站

4.3.1 工程概況

棉花灘水電站位於福建省永定縣，離永定縣城25公里，是以發電為主，兼有防洪等綜合效益的水電樞紐工程。

棉花灘水電站於2001年4月開始投入商業運營，電站裝機4台，總裝機容量600兆瓦，額定流量為774.7立方米／秒（每台水輪機的額定流量為196.3立方米／秒），額定水頭87.6米的調峰電站。

電站的設計多年平均發電量為15.32億千瓦時，負荷因子29.1%（或年利用小時2,533）。

4.3.2 工程技術方案審查

4.3.2.1 地質

據福建省地震局(97)閩震業字第[035]號文《關於永定縣棉花灘水電站地區地震基本烈度鑒定意見》，認為項目所在區域100年內不具備發生大於6度地震的危險性。經核查1992年經國務院批准由國家地震局和建設部發布的《中國地震烈度區劃圖(1990)》，棉花灘位於該圖6度區範圍。

現場考察期間沒有對項目所在區地質進行深入研究。現場觀察的情況表明構築物沒有遭受過不利的地質活動。鑑於水電工程構築物的規模和特性，任何不利的地層移動往往會導致構築物的窗戶和磚砌體產生裂痕，這些在此次考察中都不明顯。

鑒於水庫的規模，不可能觀察到水庫邊坡是否發生過滑坡，從對壩體和廠房的現場觀察情況來看，邊坡沒有發生過滑坡的跡象。

4.3.2.2 水文

電站壩址控制流域面積7,907平方公里。自1951年以來，均有可靠的水文系列。根據設計資料，棉花灘電站主要水文特徵如下表4.12所示。

表4.12：棉花灘電站主要水文特徵

編號	項目	單位	數量或特性	備註
1	流域面積			
	全流域	平方千米	11,802	
	壩址以上	平方千米	7,907	
2	水文序系列		1951-1978	28年
3	多年平均徑流總量	10 ⁸ 立方米	73.2	
4	多年平均降雨	毫米	1657.1	
5	代表性洪峰流量			
	20年一遇	立方米／秒	6,950	P=5%
	100年一遇	立方米／秒	9,440	P=1%
	設計洪水流量	立方米／秒	12,000	P=0.2%
	校核洪水流量	立方米／秒	15,500	P=0.02%
6	洪量			
	設計洪量 (3天P=0.2%)	立方米／秒	19.8	
	校核洪量 (3天P=0.02%)	立方米／秒	26	

資料來源：棉花灘水電站可行性研究報告

4.3.2.3 建築物等級與設計標準

棉花灘水電站總庫容為20.35億立方米，為一等樞紐工程，大壩為1級建築物。洪水設計標準為500年一遇洪水設計，5,000年一遇洪水校核。

輸水建築物為2級建築物，50年一遇洪水設計，500年一遇洪水校核，但進水口的擋水標準與大壩相同。

壩址區地震基本烈度為6度，設計烈度為6度，但為了安全，大壩穩定與應力按7度進行了覆核，輸水發電系統中主要建築結構設計按7度設防。

4.3.2.4 樞紐布置與主要建築物

樞紐建築物由111米高的碾壓砂重力壩、地下廠房及引水、尾水系統、控制樓及開關站、輸水建築物、溢洪道閘門、沖洩閘門和起重裝置組成。正常蓄水位173米，死水位146米，消落深度為27米，可用庫容11.22億立方米。

除調峰發電外，大壩也用於防洪的目的，即大壩也可用來調節下游水量，大壩的主要特徵如下表4.13所列。

表4.13：棉花灘大壩主要特徵

	大壩和水庫
大壩類型	碾壓砗重力壩
大壩高度(米)	111
壩頂長(米)	308.5
壩頂寬(米)	7
可用庫容(百萬立方米)	1,122
總庫容(百萬立方米)	1,698
流域面積(平方千米)	7,907
蓄水	汀江河

資料來源：棉花灘水電站可行性研究報告

引水建築物位於左側壩肩。

地下廠房系統位於左岸，包括進水口、引水隧洞、壓力鋼管、地下廠房、主變室、尾水調壓室及母綫洞、交通洞、通風洞、GIS配電室等地下建築物。

4.3.2.5 機電系統

發電廠房包括發電機組，升壓變壓器組合電器等及其配套設備。

電站裝有4組立式混流式水輪發電機組，單台水輪機的額定容量為150兆瓦，4台總容量為600兆瓦。為了避免機組甩負荷時的空化和低壓現象，基於尾水85米的水位，將轉輪的吸出高度定為-6.5米。水輪機的主要技術參數如下表4.14所示。

表4.14：棉花灘水輪機主要特徵

	1-4#水輪機
型號	希科－HLD41-LJ-440
額定出力(兆瓦)	153
額定水頭(米)	87.6
額定流量(立方米/秒)	193.6
額定轉速(轉/分)	166.7
最小運行水頭(米)	68.0
最大運行水頭(米)	104.0
最大出力(兆瓦)	175.0
吸出高度(米)	-6.5
入口直徑(米)	4.4
安裝時間	2001

資料來源：棉花灘實地考察-水輪機銘牌

混流式水輪機耦合到發電機層的凸極式同步發電機上，發電電壓為15.75千伏，發電機的主要技術參數如下表4.15所示。

表4.15：棉花灘水電站發電機主要技術參數

	1-4號發電機機
型號	東方電機廠
額定容量 (兆伏安)	171.43
額定電壓 (千伏)	15.75
額定電流 (安)	6,248
額定功率 (兆瓦)	150
額定轉速 (轉／分)	166.7
頻率 (赫茲)	50
轉子磁極對數	18
轉動慣量 (平方太米)	1,600

資料來源：棉花灘實地考察-發電機銘牌

兩台發電機連接到共用的母綫和主變上，主變布置在電站運行樓層，電能升壓後並至220千伏電網，變壓器與220千伏的SF₆組合電器相連，主變壓器和SF₆組合電器的主要技術特徵見下表4.16和4.17。

表4.16：棉花灘升壓變壓器技術參數

	1-2#主變
型號	保定天威電氣－SSP-360000/220
額定容量 (兆伏安)	360
額定電壓 (千伏)	242 ± 2 x 2.5%/15.75
冷卻方式	ODAF
連接方式	YNd11

資料來源：棉花灘實地考察-主變銘牌

表4.17：棉花灘氣體絕緣開關技術參數

	220千伏GIS
開關類型	ZF9-252
絕緣氣體	SF ₆
額定電壓 (千伏)	252
額定頻率 (赫茲)	50
額定電流 (安)	2,000

資料來源：棉花灘實地考察-GIS銘牌

電能由4回220千伏的輸送綫路送出，送出綫路與廠房外的SF₆組合電器相連。

電站也設有廠用變，降壓至400V供應電站交流電、機組電動機控制中心、輔助服務及電站所需的輔助系統用電，如冷卻水系統、排水系統，水輪機液壓系統。

4.3.2.6 其他設施

地面設施包括行政大樓房屋，控制室、通風調節設施、鉛酸蓄電池組及充電設備、控制和計量設備均設置在行政樓中。水電站還為現場員工提供了宿舍。

4.3.3 電站運行和維護

4.3.3.1 主要水工建築物運行與維護

棉花灘電站大壩已在大壩安全監察中心註冊，註冊等級為甲級並於2009年通過了國家電力監管委員會大壩安全監察中心組織的安全定期檢查鑑定，棉花灘大壩被評為正常壩，符合現行規範要求。

4.3.3.2 主要機電設備運行與維護

從現場對機組和配套設施的檢查情況來看，我們可以確認，發電設備運行狀況良好，只有一些輕微的磨損跡象可見。

棉花灘水電廠提供了完整的運行記錄用於審查評估。該電站已運行10年，現場檢查表明水電站主要機電設備總體上運行良好。

根據電站提供的檢修記錄和計劃，機組每4-5年都會進行A級檢修。電站自2011年以來的檢修統計結果見表4.18所示。

表4.18：1至4號機組檢修記錄樣本

年份	1號機組	2號機組	3號機組	4號機組
2001年	–	–	–	C(5)
2002年	B (27)	B (30)	B (23)	–
2003年	B (21)	B (14)	–	B (13)
2004年	B (15)	A (60)	B (21)	B (11)
2005年	A (82)	B (15)	B (19)	B (14)
2006年	B (18)	B (16)	B (21)	A (79)

年份	1號機組	2號機組	3號機組	4號機組
2007年	B (19)	A (94)	B (18)	B (19)
2008年	B (14)	B (17)	A (96)	B (20)
2009年	A (83)	B (23)	B (15)	B (20)
2010年	B (25)	B (19)	B (25)	B (30)
2011年	B (20)	B (20)	B (20)	A (120)

資料來源：棉花灘檢修記錄

除按照導則有計劃地進行A級檢修外，電站還每年在汛後進行B級檢修，檢查機組是否有任何損壞。

檢修記錄表明棉花灘電站檢修井然有序的進行，現場考察也證實工作環境良好。

現場調查期間我們發現管理人員懸掛了健康和注意安全警示提醒操作和檢修人員注意，並備有防護用具（安全帽、耳塞、安全鞋、危險警告標識以及垃圾分離和回收）。

在實地考察期間4號機組由於A級檢修停運，工作區和裝配區十分整潔，照明和工作條件良好。

其他3個發電機組也顯現出良好的運行條件，操作人員表示棉花灘水電站沒有重大問題。

設備大廳，發電機和水輪機層，以及所有其他的地下層（通道和變壓器廳）以及地上的氣體絕緣開關均十分整潔，狀況良好。

變壓器裝有消防用的自動噴淋系統，通過現場調查可以認為自動噴淋系統可以滿足消防要求。

電站通過位於地面行政大樓的控制室裏操作，從行政樓可以俯瞰大壩和輸送綫路。

GIS進出綫和220千伏氣體絕緣開關設備（CCVT，CT）都設有圍欄和警示標志嚴禁進入。

4.3.3.3 發電量

2002年1月至2011年9月期間的發電量如下表4.19所示。

表4.19：年平均發電量－棉花灘

年份	年發電量 (吉瓦時)	負載系數	與設計發電量之比
2002年	1,124.4	21%	73%
2003年	1,314.7	25%	86%
2004年	654.0	12%	43%
2005年	1,651.0	31%	108%
2006年	1,897.4	36%	124%
2007年	1,581.5	30%	103%
2008年	1,601.1	30%	105%
2009年	1,027.3	20%	67%
2010年	1,933.8	37%	126%
2011年 ⁽¹⁾	499.4	不適用	不適用
平均(2002年-2010年)	1,420.6	27%	93%

附註1: 2011年只有1月至9月的發電數據，因此負載系數和與設計電量的比例沒有計算。

從上表中可以看出，電站的負荷系數（實際發電量佔理論發電量的百分比）為20%-40%之間，與這種大容量的調峰電廠預期一致。記錄也顯示從2005年起（2009年除外），電站每年發電量都已超過設計發電量。

2004年和2009年發電量相對其餘8年水平較低，這可能與近年來福建省汀江流域現有來水量減少有關，因為該區域其他電廠的發電量也較低。

總體而言電站的管理運行能夠滿足設計發電量要求，2002年至2010年的平均發電量達到設計發電量的93%，表明該電站按預期運行。

下表4.20顯示月平均發電量，表4.21提供了豐水年和枯水年每月的發電數據。這些表清楚地表明棉花灘的發電高峰期是4月至8月，電站的負荷係數達到了30%，4個機組中至少有2個機組在運行。

表4.20：棉花灘電站月平均發電量(2002-2010)

年份	月發電量 (吉瓦時)	負載系數	備註
1月	57.1	13%	
2月	74.8	18%	
3月	96.5	22%	
4月	157.3	36%	發電高峰期
5月	162.3	36%	發電高峰期
6月	247.6	57%	發電高峰期
7月	172.4	39%	發電高峰期
8月	136.3	31%	發電高峰期
9月	104.4	24%	
10月	60.3	14%	
11月	60.4	14%	
12月	85.8	19%	
總計	1,415.2	27%	

表4.21：棉花灘電站低發電量(2004)年和高發電量(2006)年各月發電量

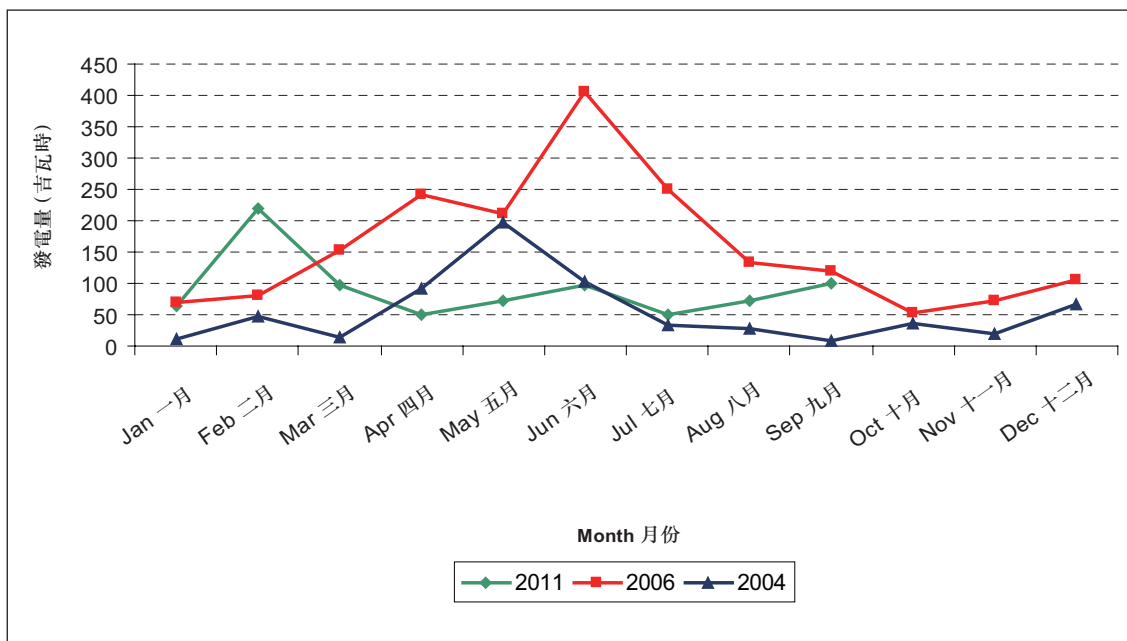
月份	2004年		2006年	
	實際發電量 (吉瓦時)	負載系數	實際發電量 (吉瓦時)	負載系數
1月	9.91	2%	70.6	16%
2月	46.8	12%	81.2	20%
3月	13.4	3%	152.0	34%
4月	91.7	21%	241.7	56%
5月	196.3	44%	211.9	47%
6月	103.9	24%	406.5	94%
7月	34.5	8%	249.7	56%
8月	28.7	6%	134.5	30%
9月	7.2	2%	120.4	28%
10月	34.9	8%	53.2	12%
11月	20.5	5%	70.9	16%
12月	66.2	15%	104.8	23%
總計	654.0	12%	1,897.4	36%

根據2011年1月至9月的發電量及表4.20和表4.21中的數據可以估計2011年的整體發電量。2011年前9個月的平均發電量如下表4.22所示，並與平均情況、豐水年和枯水年的發電量比較（見圖4.2）。

表4.22：棉花灘電站2011年（1月至9月）的發電量

月份	實際發電量 (吉瓦時)	負荷系數	備註
1月	62.8	14%	
2月	219.5	54%	
3月	96.6	22%	
4月	48.7	11%	
5月	71.9	16%	
6月	96.6	22%	
7月	48.67	11%	
8月	71.89	16%	
9月	99.87	23%	
總計（1月到9月）	816.53	21%	

圖4.2：棉花灘電站2011年月發電量（與枯水年、平均及豐水年相比）



資料來源：棉花灘現場調查—發電量

從上圖可以看出，棉花灘2011年1月至3月的發電量和年平均量持平或更高，然而，從4月開始，發電量比以前最乾旱的一年即2004年還低，發電量在用電高峰期並沒有增長，很可能棉花灘今年達不到設計發電量。

在我們實地考察期間我們證實低發電量一定程度上可能是由於來水量與往年相比較少和低電網負荷需求。

4.3.4 組織機構和員工

據華電福新提供的人員編制方案，共聘用49個長期工作人員直接參與電站生產，這包括5名管理人員，19名維修人員和21名運行人員，運行人員每天2值。沒有提供在機組大修或維護期間是否有臨時工。

4.3.5 環境

國家環境保護局（環監[1995]436號）關於福建棉花灘水電站環境影響報告書（重編本）審批意見的復函，該復函認為棉花灘水電站工程為汀江流域規劃所擬五個梯級電站的第四梯級電站，該工程不存在制約工程建設的重大環境因素，且可能產生不利影響均可採取措施使之減免和補救。

4.3.6 行政許可

我們查閱了國家電力監管委員會發放給福建棉花灘水電開發有限公司的電力業務許可證（許可證編號：1341907-00203），有效期2007年2月6日至2027年2月5日。

棉花灘電站按要求辦理了取水許可證（編號：水（閩）字[2007]第000027號），有效期至2012年12月31日。

4.3.7 併網協議

我們查閱了福建省電力有限公司和福建棉花灘水電開發有限公司2009年簽訂的併網調度協議，有效期自2009年6月1日至2015年12月31日。

4.3.8 結論

棉花灘水電站是一個大型調峰電站，已運行將近10年。電站採用的設備（機組類型、開關、電池等）合理，符合當前設計，可以認為風險較低。

在現場考察期間我們也查看了電站的總體布置圖和廠區布置圖，沒有需要關注的問題。

項目區域不在地震活躍地帶，也沒有大的洪水事件或山體滑坡發生會影響到大壩和電站。總體來說電站運行穩定、可靠。

運行記錄的分析表明電站自從2005年只有一次未達到年設計的發電量，平均發電量為設計發電量的93%，這表明電站運行正常並按預期發電。由於2011年降水量較多年平均降水量少和低電網負荷需求，一定程度上可能導致2011年電站達不到設計發電量。

整體而言棉花灘電站設計合理，按預期運行，員工訓練有素。

建議針對電站的任何商業分析，這些因素都要考慮到。

4.4 安砂水電站

4.4.1 工程概況

安砂水電站位於福建省三明市，離永安鎮約50公里。

安砂水電站於1970年12月正式動工興建，水庫於1975年9月開始蓄水，同年10月第一台機組投產發電，為當地和區域電網連續輸電。電站設計額定流量221.2立方米／秒，總裝機容量為115兆瓦，額定水頭為60米，負荷系數為51.3%（或年利用小時數4,500），年發電量5.468億千瓦時。

4.4.2 工程技術方案審查

4.4.2.1 地質

根據安砂電站初步設計，水工建築物的基礎岩石為石英礫岩、砂岩，岩性堅硬，地震烈度為6度。

現場考察期間沒有對區域地質進行深入研究。該區域認為不屬於地震活躍地帶，現場觀察的情況表明構築物沒有遭受過不利的地質活動。鑒於水電工程構築物的規模和特性，任何不利的地層移動往往會導致構築物的窗戶和磚砌體產生裂痕，這些在此次考察中都不明顯。這個水電站已於1975年運營，如果以往有發生任何地層移動都應能明顯觀察到。

鑒於水庫的規模，不可能觀察到水庫邊坡是否發生過滑坡，從對壩體和廠房的現場觀察情況來看，邊坡沒有發生過滑坡的跡象。

4.4.2.2 水文

電站壩址以上集水面積5,184平方公里，多年平均流量160立方米／秒，年徑流總量50.4億立方米，壩址實測最小流量20.7立方米／秒，調查歷史洪水7,300立方米／秒，年平均輸沙量約65.5萬噸。

4.4.2.3 設計標準

大壩為2級建築物，採用碾壓混凝土重力壩，按百年一遇洪水設計，千年一遇頻率洪水校核。

4.4.2.4 樞紐布置與主要建築物

樞紐工程由攔河壩及泄水孔、引水隧洞及調壓井、廠房、開關站、竹木過壩設施、灌溉取水管道路以及電站永久建築物等組成。安砂水庫通過碾壓混凝土壩攔截蓄水。河床中間設置3條溢洪道，淨寬56.0米，用4扇高13.5米，寬14.0米的鋼制弧形閘門控制。水庫泄水孔及灌溉取水孔設置在擋水壩段內。大壩底部還有一個小型水電站，但這個電站不在此次考察範圍中。

引水道布置在左岸，總長約300米。廠房位於大壩下游約130米左岸，為地上式。除了發電，大壩還有防洪功能，並調節下游供水，其顯著特徵在下表4.23中提供。

表4.23：安砂大壩主要特徵

	大壩和水庫
大壩類型	碾壓混凝土重力壩
最大壩高（米）	92
壩頂長度（米）	170
可用庫容（百萬平方米）	527
總庫容（百萬平方米）	740
流域面積（平方公里）	5,184
蓄水	沙溪

水庫正常蓄水位為265米，死水位244米，水庫消落深度為21米。

4.4.2.5 機電系統

廠房包含了發電機組、電廠配套系統、鉛酸蓄電池直流電源、交流電站降壓用的乾式廠用變壓器、繼電器室、控制和計量設備。

電站共有3台立式混流式水輪機，這三台機組額定出力不同，2號機組額定出力為20.8兆瓦，1號機組額定出力最小，為23.0兆瓦，3號機組額定出力最大，為77.3兆瓦，總額定出力達121.5兆瓦。3台機組安裝的吸出高度為-2米以避免甩負荷時機組空化和低壓，各水輪機的主要技術參數如下表4.24所示。

由於服役時間過長，1號機組已於2007年更新。據我們瞭解，3號機組將在2012年內更換。2號機組具體更換時間尚未確定。

表4.24：安砂水輪機技術參數

	1號水輪機	2號水輪機	3號水輪機
型號	HLA835a-LJ-203.4	HL220-LJ-200	HL702-LJ-410
額定出力 (兆瓦)	23.4	20.8	77.3
額定水頭 (米)	68.0	64.5	60
額定流量 (立方米/秒)	38.2	37.0	146
額定轉速 (轉/分)	300	300	136.4
最小運行水頭 (米)	49.3	49.3	49.3
最大運行水頭 (米)	73.3	73.3	73.3
吸出高度 (米)	-2.4	-2.0	-2.2
水輪機中心線 (米)	188.8	188.8	189
安裝時間	2007	1975	1975

資料來源：安砂現場調查－水輪機銘牌

每台混流式水輪機耦合到一個垂直軸凸極同步發電機上，發電機層位於水輪機上層。1號機組和2號機組發電電壓均為10.5千伏，連接到共用的母線。由於3號機組輸出容量高，發電機額定電壓為13.8千伏，因此連接到單獨的母線，1-3號機組主要技術參數如下表4.25所示。

表4.25：安砂發電機技術參數

	1號發電機	2號發電機	3號發電機
型號	SF23.3-20/4250	SF425/120-20TH	TS-854/190-44
額定容量 (兆伏安)	26.94	23.13	88.24
額定電壓 (千伏)	10.5	10.5	13.8
額定電流 (安)	1,482	1,270	3,690
功率因數(-)	0.865	0.865	0.85
額定功率 (兆瓦)	23.3	20.0	75.0
額定速度 (轉/分)	300	300	136.4
頻率 (赫茲)	50	50	50
極對數數量	10	10	22
生產日期	2006年1月	1978年3月	1972年12月

資料來源：安砂現場調查－發電機銘牌

2組獨立的油浸式變壓器位於廠房附近的地面上，將電壓升壓並連至110千伏電網。10.5千伏發電機總線連接至63兆伏安的變壓器，13.8千伏母線連接至120兆伏安的變壓器。2組變壓器的主要技術參數如表4.26所示。

表4.26：安砂升壓變壓器技術參數

	1號主變	2號主變
型號	SFPS10-J-63000/110	SFPQ10-120000/110
額定容量 (兆伏安)	63	120
額定電壓 (千伏)	121 ± 2x2.5%/10.5	121 ± 2x2.5%/10.5
冷卻方式	ODAF	ODAF
連接方式	YNd11	YNd11

資料來源：安砂現場調查-主變銘牌

4.4.2.6 其他設備

兩組升壓變壓器以及110千伏環形母線位於戶外，獨立於廠房，通過3回路線路外送。

貯油室和車間也布置在變壓器附近的地面。

水電站還包括為駐地工作人員提供的住宅以及一些車間設施。

4.4.3 電站運行和維護

4.4.3.1 主要水工建築物運行與維護

從第三輪大壩定檢大壩定檢報告發現3號機尾水護坦有一定沖刷，現場人員稱已於2009年12月進行了修補，修補後表面平整，與老基岩接觸地方縫隙緊密。安砂大壩1975年建成，安全運行至今，雖然存在局部缺陷，但不影響整體安全，評定為正常壩，符合現行規範。

4.4.3.2 主要機電設備運行與維護

從1975年開始運營的安砂水電廠的完整的運行記錄可用於審查，從現場獲得了近4年以來的檢修記錄，如下表4.27所示。

表4.27：安砂計劃性和非計劃性檢修記錄

年份	1號機組	2號機組	3號機組	計劃外
2008年	—	A	—	
2009年	—	—	A	停水
2010年	B	—	—	
2011年	—	B	—	

由於1號機組已在2007年完全更換，只進行過一次B級檢修。2號機組和3都經歷了至少一次A級檢修，這與表4.1中建議的檢修間隔相符。考慮到3號機組將於2012年更換，很有可能在2013年前不會進行A級檢修。如果2號機組更換申請沒有得到批准，最有可能的是1號機組在2013年前（安裝以來第6年）進行A級檢修。

在考察期間2號機組正在停機進行B級檢修。一般工作區和裝配區十分整潔，照明良好，工作條件是適合的。由於2號機組運行35年，在軸上、水輪機頂蓋和其他機組部分磨損現象明顯，這也屬於正常現象。轉輪和導葉裝置沒有因泥沙、高壓裝置漏油或油霧落在發電機組件暴露部分而引起嚴重損壞的跡象。

考慮到該站的運行時間很長並且考察時正在進行檢修，我們認為設備大廳，發電機層和水輪機層是整潔的，工作狀態良好。

由於電站建設時間早，採用的是鉛酸電池提供直流電。鉛酸電池設置在廠房內獨立的通風房間。鑒於電池的性質，充電器布置在電池存放室的隔壁。

2台油浸式升壓變壓器為戶外式，位於廠房和氣體絕緣開關站之間，由混凝土防爆牆隔開。現場備有自動噴淋消防系統。

3組退役的變壓器（2台是1975年開始運行的第一批設備，另一台由於性能不佳而在2001年被更換）放置在開關站對面的路上。目前尚不清楚這些變壓器沒有運離現場的原因以及變壓器中的油是否已經抽幹，但是在停用的變壓器周圍沒有發現溢油。

貯油室和備件庫位於第二台變壓器的後面，現場訪問期間沒有查看。

110千伏高壓開關設備(CCVT, CT)沒有設置圍欄，高壓區未發現警示標志，但設備似乎是運行正常（目測）。

除了未妥善處理停用的變壓器及開關站未設立限制通行標識，業主和作業人員已經採取了必要的健康和 safety 注意事項（安全帽、耳塞、安全鞋、危險警告標識以及垃圾分離和回收）。

4.4.3.3 發電量

1975年10月至2011年8月的發電記錄如下表4.28所示。安砂電站1975年10月開始商業運行，但是其他機組調試對發電量的影響很有可能會持續3個月。

表4.28：平均發電量－安砂

年份	年均		與設計		年均		與設計	
	發電量	功率系數	發電量	比例	發電量	功率系數	發電量	比例
	(吉瓦時)				(吉瓦時)			
1975年 ⁽¹⁾	15.23	不適用	不適用		1993年	551.8	52%	101%
1976年	412.6	39%	75%		1994年	599.7	56%	110%
1977年	466.7	44%	85%		1995年	715.0	67%	131%
1978年	516.7	49%	94%		1996年	562.4	53%	103%
1979年	522.5	49%	96%		1997年	778.5	73%	142%
1980年	525.9	49%	96%		1998年	681.8	64%	125%
1981年	555.8	52%	102%		1999年	586.6	55%	107%
1982年	626.8	59%	115%		2000年	563.3	53%	103%
1983年	609.8	57%	112%		2001年	618.6	58%	113%
1984年	540.6	51%	99%		2002年	560.4	53%	102%
1985年	669.5	63%	122%		2003年	422.4	40%	77%
1986年	549.8	52%	101%		2004年	243.5	23%	45%
1987年	540.8	51%	99%		2005年	505.7	48%	92%
1988年	608.3	57%	111%		2006年	565.7	53%	103%
1989年	467.2	44%	85%		2007年	534.0	50%	98%
1990年	656.1	62%	120%		2008年	486.4	46%	89%
1991年	402.9	38%	74%		2009年	357.3	34%	65%
1992年	693.1	65%	127%		2010年	640.2	60%	117%
					2011年 ⁽²⁾	21.2	不適用	不適用
平均								
(1976年－2010年)	552.5	51.9%	101%					

註釋1：1975年的調試可能會影響發電量。

註釋2：2011年只有1-9月的發電數據，因此負載系數和與設計發電量比例沒有計算。

從表4.28中可以看出，電站的負荷系數（實際發電量佔理論發電量的百分比）為40%-60%之間，與該類電廠預期一致。記錄也顯示自2000年以來電站僅有3次（2003、2004和2009年）沒有達到至少90%的設計發電量。

特別在2004年至2009年發電量相對其餘8年水平較低，這可能與近年來沙溪流域和福建省水量減少有關，因為此區域其他電廠的發電量也較低。

從1976年至2010年，電廠這35年的發電量比設計發電量多1%，平均年發電量和設計發電量分別為5.525億千瓦時和5.468億千瓦時，表明電站運行如預期。

下表4.29顯示了平均月發電量，表4.30顯示豐枯年的月發電量數據，這些表清楚地表明安砂的發電高峰期是4月至8月，功率系數超過了50%，也就是說這期間電站輸出容量超過了60兆瓦。由於1,2號機組的總容量為43兆瓦，很明顯3號機組的大修會對發電量和電站利益產生不利影響，如果3號機組在2012年枯水季按計劃更換則不會有明顯影響。

表4.29：安砂月發電量(1976-2010)

月	均發電量 (吉瓦時)	負載系數	備註
1月	23.4	26%	
2月	27.9	34%	
3月	44.7	49%	
4月	66.3	76%	發電高峰期
5月	73.4	81%	發電高峰期
6月	74.5	85%	發電高峰期
7月	66.9	74%	發電高峰期
8月	52.7	58%	發電高峰期
9月	41.5	47%	
10月	30.1	33%	
11月	27.1	31%	
12月	24.1	27%	
總計	552.5	52%	

表4.30：安砂低發電量(2004)年份和高發電量(2006)年份各月發電量

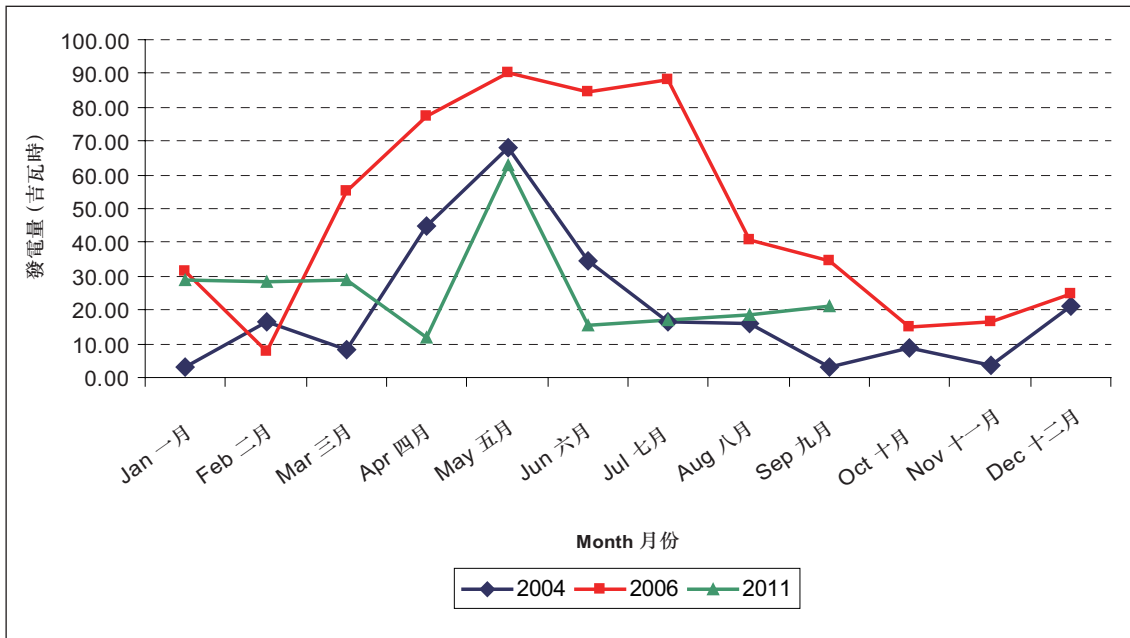
月	2004年		2006年	
	2004年 實際發電量	負載系數	實際發電量	負載系數
	(吉瓦時)		(吉瓦時)	
1月	3.1	3%	31.2	35%
2月	16.4	20%	7.9	10%
3月	8.1	9%	55.2	61%
4月	44.7	51%	77.2	88%
5月	68.0	75%	90.2	100%
6月	34.3	39%	84.6	97%
17月	16.4	18%	88.1	97%
8月	15.9	18%	40.6	45%
9月	3.3	4%	34.5	39%
10月	8.9	10%	14.9	16%
11月	3.4	4%	16.3	19%
12月	21.1	23%	25.0	28%

表4.29和4.30中安砂的月發電量可以用來估計2011年的年發電量。安砂電站2011年前9個月的月(1月至9月)發電量如下表4.31所示，並在圖4.3中與豐枯年的月發電量及平均發電量比較。

表4.31：安砂電站2011年(1月至9月)月發電量

月份	實際發電量	負載系數	備註
	(吉瓦時)		
1月	28.8	32%	
2月	28.6	35%	
3月	28.9	32%	
4月	11.7	13%	
5月	63.0	70%	
6月	15.4	18%	
7月	17.2	19%	
8月	18.4	20%	
9月	21.03	23%	
10月	233.03	29%	
11月			
12月			

圖4.3：安砂2011年月發電量與豐枯年及各月平均發電量比較



資料來源：安砂現場調查－發電量

圖4.3中數據顯示安砂水電站的發電量最低記錄出現在2004年，預計2011年是另一個低峰，與2004年水平相近。因此，由於入庫流量明顯低於多年平均，安砂水電站很有可能在2011年達不到設計發電量。

4.4.3.4 未來工作

安砂水電站在未來幾年內計劃實施以下工程：

- 更換3號機組—計劃實施於2012年提高容量至85兆瓦；
- 更換2號機組—電站已申請更換，但考察期間，此申請有待批准；
- 大壩加高—正在進行大壩加高10米-15米的可行性研究，從原有壩高提升至102米-107米的效益。

增加的水頭可以帶來更大的裝機容量，但這可能會導致需要升級現有的機組和發電機來適應機組的額定水頭。

4.4.4 組織機構和員工

據華電福新提供的人員編製方案，共聘用22個員工負責水庫調度，80名維修人員，24名運行人員和4名安監人員，運行人員每天2班。沒有提供在機組大修或維護期間是否有臨時工。

4.4.5 環境

由於安砂電站建成於上世紀70年代，當時國家尚未規定項目建設前應進行環境影響評價和竣工後的環保驗收制度。現場考察期間沒有發現需要特別注意的環境不利影響。

4.4.6 行政許可

安砂電站按規定辦理了取水許可證，取水許可編號為水（閩）[2007]000012，有效期至2012年12月31日。

4.4.7 併網協議

我們查閱了福建省電力有限公司、福建省電力有限公司三明電業局和安砂水力發電廠於2011年6月30日簽訂的併網協議，有效期自2011年7月1日至2016年4月30日。

4.4.8 結論

安砂水電站是一個大型的壩後式電站，是福建少有的具有季調節以上調節能力的水電站，已運行了約36年。電站採用的一些設備（蓄電池）陳舊，即使不影響電站的發電也有可能需要更換。大多數其他的設備（其中一些可能已經更換）仍能滿足現行設計標準（變壓器、開關櫃）。整體而言電站所有的設備是合適的，可以認為風險較低。

在現場考察期間我們也查看了總體布置圖和廠區布置圖，沒有需要關注的問題。

運行數據表明電站從2000年只有三次沒有達到設計年電量，整個36年運行期間多年平均發電量比設計電量還要多1%，表明電站運行和供電如預期。預測2011年安砂電站可能由於水量少而達不到設計電量，同區域的其他電站也有這樣的現象。

此外，發電站主要依靠3號機組，60%的發電能力來自3號機組，該機組耗時的計劃停運或非計劃停運都會對電站的發電潛力造成明顯影響。

考慮到電站的運行時間，總體而言電站運行穩定，工況良好。運行和檢修人員也是訓練有素的。

建議針對電站的任何商業分析，這些因素都考慮到。

4.5 豐海水電站

4.5.1 工程概況

豐海水電站位於福建省三明市，離永安鎮大約30公里。

豐海水電站系低水頭徑流式電站，於2005年6月開始商業運營，兩台水輪機總額定流量為273.9立方米/秒，總裝機容量30兆瓦，額定水頭為9.9米。廠房位於大壩和入水口旁。豐海水電站離安砂水電站下游大約15千米。

電站每年設計發電量為1.358億千吉瓦時，基於負荷系數為51.7%（或年利用小時數4,525）。

4.5.2 工程技術方案評價

4.5.2.1 地質

根據建設前的勘察結果，電站所在區域地質構造簡單，屬相對穩定區。電站壩高、庫容均不大，水庫蓄水後無水庫誘發的地震之慮。

現場考察期間沒有對區域地質進行深入研究。該區域認為不屬於地震活躍地帶，現場觀察的情況表明構築物沒有遭受過不利的地質活動。鑒於水電工程構築物的規模和特性，任何不利的地層移動往往會導致構築物的窗戶和磚砌體產生裂痕，這些在此次考察中都不明顯。

4.5.2.2 水文

豐海水電站控制流域面積5,518平方千米，每年平均徑流量53.9億立方米，多年平均流量171立方米/秒。

4.5.2.3 設計標準

根據豐海電站的工程規模，由國家《防洪標準》(GB50201-94)和《水電樞紐工程等級劃分及設計安全標準》(DL5180-2003)，該工程等級為三等，主要建築物為按3級建築物設計，主要建築物的洪水標準按50年一遇洪水設計，500年一遇洪水校核；廠房下游擋水部分及進場公路按100年一遇洪水設計、200年一遇洪水校核。

可以認為電站的設計符合現行標準和規範。

4.5.2.4 樞紐布置及主要建築物

工程樞紐建築物由擋水壩、溢洪道、取水建築物、攔污柵、發電廠房及戶外升壓開關站組成。發電廠房布置在河床左岸，戶外開關站布置在廠房下游。豐海水電項目的主要目的是為當地電網和工業連續供電，不承擔防洪、供水等綜合利用任務。

4.5.2.5 機電設備

發電廠房裝有2台燈泡貫流式水輪機，單台額定出力為15兆瓦，各水輪機的中心線設置在166.5米處，約較最高尾水水位低7.5米。機組的主要技術參數如表4.32所示。

表4.32：豐海水輪機－主要技術參數

類別	1號和2號水輪機
	燈泡貫流式
型號	GZA684-WP-440
額定輸出(兆瓦)	15.0
額定水頭(米)	9.9
額定流量(立方米/秒)	136.95
額定速度(轉/分)	136.4
最小運行水頭(米)	3.23
最大運行水頭(米)	14.3
吸出高度(米)	-7.5
水輪機中心線(米)	166.5
轉輪直徑	4.4米
安裝日期	2005

資料來源：豐海現場調查-水輪機銘牌

每台燈泡貫流式水輪機耦合到一個凸極同步發電機上，發電機安裝在完全封閉的燈泡體內，發電機額定電壓為6.3千伏。發電機主要技術參數參見下表4.33。

表4.33：豐海發電機技術參數

	1號和2號發電機
型號	SFG15-44/4590
額定容量 (兆伏安)	16.7
額定電壓 (千伏)	6.3
額定電流 (安)	1,527.4
功率因素(-)	0.9 (滯後)
額定功率 (兆瓦)	15.0
額定速度 (轉／分)	136.4
頻率 (赫茲)	50
極對數數量	22
額定效率(%)	97.3

資料來源：豐海現場調查－發電機銘牌

2台發電機連接至共用母線上，升壓站位於尾水平台上。電能經變壓器升壓後通過一回出線送到110千伏變電站。部分電能經變壓器第三繞組升壓至38千伏後供廠用。三相繞組變壓器的主要技術參數如下表4.34所示。

表4.34：豐海升壓變壓器技術參數

	升壓變壓器
型號	SS9-40000/110
額定容量 (兆伏安)	40.0
額定電壓 (千伏)	121 ± 2x2.5%38.5//6.3
冷卻方式	ONAN
連接方式	YNyn0d11
生產日期	2004年10月

資料來源：豐海現場調查－主變銘牌

4.5.2.6 其他設施

高電壓開關設備位於廠房外開關站。另外部分行政辦公室也設在廠房。

4.5.3 電站運行和維護

4.5.3.1 主要水工建築物的維護及運行

從現場查看的情況來看，主要水工建築物狀況良好。取水建築物是比較傳統的設計，為了防止雜物進入壓力鋼管，設有攔污柵清潔系統用來攔截各種雜物。

從運行記錄來看，工程投入運行至2008年以來經歷了二個汛期考驗。從現場查看的情況來看，大壩及兩岸上、下游擋牆、廠房等水工建築物運行正常；廠房進水、尾水門、溢流壩段工作弧門、檢修門及其啓閉設施運行正常；溢洪道由3個弧形門和制動設備組成，弧形閘門狀況良好。

4.5.3.2 主要機電設備的維護和運行

豐海電站提供了完整的運行記錄用於評估。電站運行時間較短，從現場查看的情況來看，可以確認水電站主要的機電設備運行良好。

提供的運行和維護記錄見表4.41所示，沒有非計劃性的停運發生。2010年1號機組按計劃停運進行A級檢修，歷時95天。對比表4.2，相對於混流水輪機檢修建議的60天左右而言歷時較長。

對於一個新機組第一次停機維護時間較長是可以接受的，今後停機檢修的時間應短於95天。另外2個機組在2011年都有小的檢修。

在考察期間2號機組正在停運檢修，現場人員稱僅停運一天進行消缺處理。1號機組和2號機組最近的一次A級檢修分別在2010年和2008年。

表4.35：豐海電站計劃性和非計劃性檢修記錄

年	1號機組	2號機組
2006年	A	—
2007年	—	—
2008年	—	A
2009年	—	—
2010年	A (95天)	—
2011年*	—	—

資料來源：豐海電站檢修計劃

電站通過位於行政樓一層的中控室操作，與中控室相鄰的是繼電器室和電機控制中心。一樓還有為電站直流電源供電的VRLA電池和充電器。

電站的運行層寬敞、整潔，負載／裝配區有葉輪安裝托架和發電機支架，用於各類軸加工和檢修工作。

通往燈泡貫流式水輪機的路上有一些樓梯，通往機組的路上還有一個人孔。導葉機制和HPU位於水輪機周圍的操作區，運行良好。

升壓變壓器為戶外式，設有簡單的圍欄和消防沙池。

和調查的其他水電站一樣，電站管理單位和作業人員已經採取了必要的健康和安全措施（安全帽、耳塞、安全鞋、危險警示），存放區乾淨整潔。

4.5.3.3 發電量

下表4.36顯示2005年6月至2011年9月的發電量。1號機組於2005年6月投產，2號機組於2005年11月投產，因此2005年發電量低。2011年只提供了1月至9月的發電數據，因此負載系數和與設計電量的比例沒有計算。

表4.36：年發電量－豐海

年份	年發電量 (吉瓦時)	負載系數	與設計發電量比例
2005年 ⁽¹⁾	23.1	9%	17%
2006年	111.4	42%	82%
2007年	140.6	53%	104%
2008年	130.1	50%	96%
2009年	101.4	39%	75%
2010年	146.4	56%	108%
2011年	67.66	不適用	不適用
(2006年－2010年) 平均	126.0	48%	93%

註1：電站2005年年底調試，因而影響了發電量。

從上表可以看出，電站的負荷系數（實際發電量佔理論發電量的百分比）超過了40%（除了調試那年），與這類引水式電廠預期一致。調試後完整運行的5年（2006年-2010年）電站平均發電量達到了設計發電量的93%，表明電站按預期運行。

最低發電量的記錄發生在枯水年2009年，調查的其他3個電站也證實了這一點。

下表4.37顯示月平均發電量，豐海發電站的負載系數在當年三分之二的時間內都至少達到了50%，比一台機組運行發電量高。因此，這個時期任何機組的停運（計劃內外）會導致電量和收益的損失。

表4.37：月均發電量－豐海

月份	平均發電量 (吉瓦時)	負載系數	備註
1月	7.1	32%	
2月	10.4	51%	高於一台機組
3月	9.9	44%	
4月	15.0	70%	高於一台機組
5月	11.1	50%	高於一台機組
6月	16.5	76%	高於一台機組
7月	17.2	77%	高於一台機組
8月	14.2	64%	高於一台機組
9月	10.6	49%	
10月	5.9	26%	低發電量 僅一台機組運行
11月	6.7	31%	低發電量 僅一台機組運行
12月	5.1	23%	低發電量 僅一台機組運行
總計	129.6	52%	低發電量 僅一台機組運行

資料來源：豐海電站現場提供的發電量數據

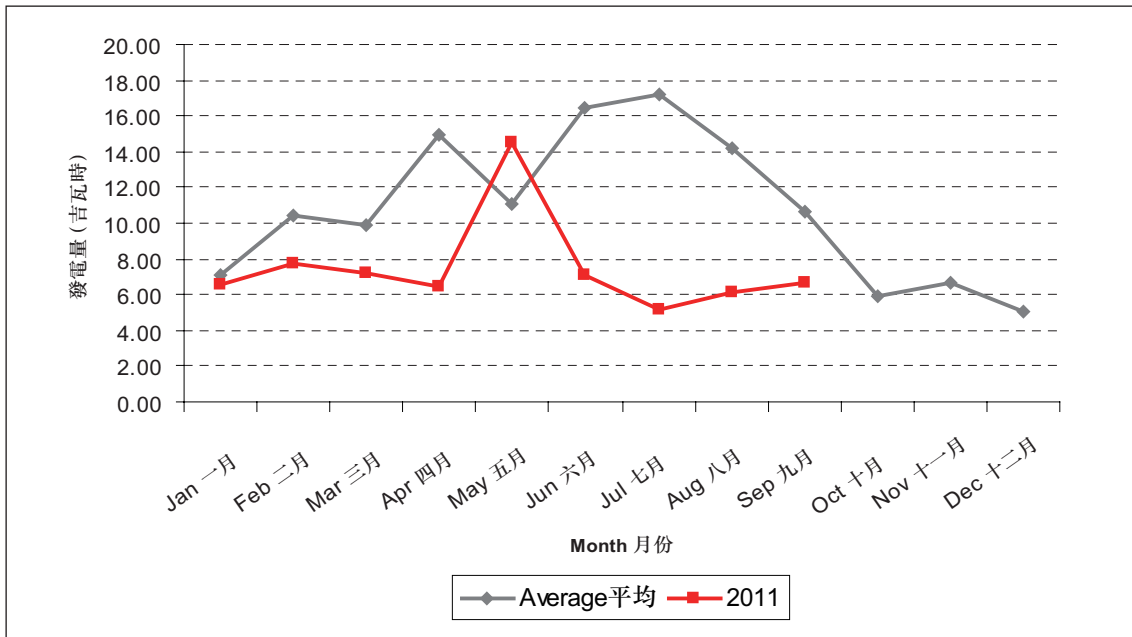
近5年內豐海的平均發電量也可用來估計2011年的總發電量，如表4.38所示。圖4.4比較了2011年發電量和豐海電站平均發電量。

表4.38：2011年發電量（1月至9月）－豐海

月份	實際發電量 (吉瓦時)	負荷系數	備註
1月	6.6	30%	
2月	7.7	38%	
3月	7.2	32%	
4月	6.5	30%	
5月	14.5	65%	
6月	7.1	33%	
7月	5.2	23%	
8月	6.15	27%	
9月	6.71	30%	
總計（1月至9月）	<u>67.66</u>	34%	

資料來源：豐海現場提供的發電量記錄

圖4.4：2011年各月發電量與各月平均發電量相比



資料來源：豐海現場調查－發電量

表4.38和圖4.4清楚地顯示除了5月，2011年發電量相對常年持續減少，6月和7月顯著降低，估計2011年總發電量較低，原因可能與2011年來水量僅達到往年同期水平50%有關。此外，年均發電量僅是基於5年完整數據，所以平均發電量數據的統計價值是有限的。

4.5.4 組織機構和員工

據華電福新提供的人員編製方案，共聘用40個員工負責電站的運行管理，包括6個行政管理人員，8名維修人員，大約25個運行人員。我們得知操作人員每天5值，大約4.5小時一值。沒有提供在機組大修或維護期間是否有臨時工方面的信息。

4.5.5 環境

壩址上游植被覆蓋濃密，現場考察未發現土壤侵蝕的跡象。

4.5.6 行政許可

電站用水許可尚未獲得。據稱電站目前正在申請取水許可。

4.5.7 併網協議

永安豐海發電有限公司與福建省三明電業局於2005年3月1日簽訂了長期併網調度協議，與福建省永安供電局於2011年4月30日簽訂了購售電合同，合同內容如無異議無期限延長。

4.5.8 結論

豐海水電站是一個小規模的水電站，已運行剛超過5年。電站採用的技術（機組類型，開關設備，電池等）合理，符合現行設計規範，風險較低。

在現場考察期間我們也查看了總布置圖和廠房布置圖，沒有需要關注的問題。

項目區域不在地震活躍地帶，也沒有發生過會影響到大壩和電站安全的大的洪水事件或山體滑坡。大壩和廠房維護情況良好。

運行記錄分析顯示電站發電量已接近設計標準，按照預期發電。然而，很有可能由於2011年來水量只有往年的50%，2011年的發電量會明顯低於設計發電量。

總體而言，該電站精心設計並按預期進行運行。負責運行和維護的員工也是訓練有素的。

建議針對該電站的任何商業分析，這些因素都考慮到。

4.6 芹山水電站

4.6.1 工程概況

芹山水電站位於福建省周寧縣境內的交溪的一級支流穆陽溪上，是穆陽溪梯級開發的第一級水電站，距周寧縣城約32千米。

芹山電站為混合式開發，壩址以上流域面積453平方千米；電站主要建築物有攔河壩、溢洪道、引水系統、地面廠房、開關站等組成，攔河壩為砂面板堆石壩，最大壩高120米，壩頂長259.8米；正常蓄水位755米，水庫總庫容2.65億立方米，為多年調節的「龍頭」水庫；電站裝機容量70兆瓦，設計年發電量為1.45億千瓦時。

芹山水電站1997年5月開工建設，1999年12月首台機組發電，2000年3月全部建成，主要承擔福建電網的調峰與備用任務。

根據穆陽溪水電規劃，河流為三級開發，即芹山、周寧、河東梯級水電站。芹山電站的開發任務的以發電為主、兼顧防洪。

水庫正常蓄水位755米，死水位707米，發電調節庫容1.95億立方米，具有多年調節性能；電站引水隧洞長約857.5米，壓力鋼管長317米；電站廠房裝設兩台單機容量為35兆瓦的混流式水輪發電機組，額定水頭95米，發電最大引用流量為82.4立方米／秒，電站保證出力為17兆瓦，設計多年平均發電量為1.45億千瓦時，裝機年發電利用小時數2,071小時，設計負荷系數為25%。

4.6.2 工程技術方案評價

4.6.2.1 水文

根據芹山電站的設計資料，芹山電站的水文成果主要根據流域內七步水文站的水文基本資料推求，採用的水文系列資料為1959~1988年，壩址控制流域面積453平方千米，推算多年平均流量18立方米／秒。推算壩址處洪水設計成果為，100年一遇洪水洪峰流量為3,310立方米／秒（設計標準情況），2,000年一遇洪水洪峰流量為5,330立方米／秒（校核標準情況）。

可以認為芹山電站水文分析採用的計算方法與計算成果基本合理。

4.6.2.2 工程地質

現場考察期間未對區域地質進行深入研究。從可行性研究階段的研究成果來看，電站工程區附近無區域性活動斷層通過，區內新構造活動微弱；近200千米範圍內，歷史上無破壞性地震記錄。根據《中國地震動力參數區劃圖》，本工程區地震基本烈度為VI度。壩基岩石主要為流紋質晶屑凝灰岩，岩石堅硬，岩體比較完整，承载力高，岩石滲透系數小，壩肩穩定，工程地質與水文地質條件比較好，不存在大的壩基滲漏及繞壩滲漏問題，水工設計處理相對簡單。總體而言，設計可以滿足相關要求。

通過文獻調研，可以認為通過電站前期的地質勘查，主要工程地質問題基本查清，電站的工程地質條件比較好，設計施工中採取的工程處理方案合理可行。

4.6.2.3 工程設計標準

芹山電站裝機70兆瓦，水庫總庫容2.65億立方米。根據國家電力行業標準《水電樞紐工程等級劃分及設計安全標準》(DL5180-2003)的規定，按照電站水庫的庫容規模劃分，本工程為二等工程。由於攔河壩為土石壩壩型，且壩高大於90米，主要建築物攔河壩按一級建築物設計，溢洪道按二級建築物設計，電站發電廠房按3級建築物設計。

電站攔河壩和溢洪道的防洪標準按100年一遇洪水設計，按2,000年一遇洪水校核；發電廠房防洪標準按50年一遇洪水設計，按200年一遇洪水校核。根據《中國地震動力參數區劃圖》，工程區地震基本烈度為VI度，由於大壩確定為一級建築物，按照抗震規範要求，確定工程主要建築物抗震設計烈度為7度。

可以認為，電站原設計採用的設計標準符合現行的水利水電工程相關規範的要求。

4.6.2.4 樞紐布置與主要建築物

電站樞紐主要由混凝土面板堆石壩、左岸岸邊溢洪道、引水系統、地面廠房及開關站等建築物組成。

混凝土面板堆石壩最大壩高120.00米，壩頂長259.80米，壩頂寬9.00米。

溢洪道採用岸邊式布置，由引渠段、閘室段、陡槽段和反弧段組成，全長350米，最大泄量3,315立方米／秒。溢洪道堰頂高程742.00米，設兩扇12米×13米（高×寬）弧形鋼閘門。

引水系統包括進水口、引水隧洞、調壓井和高壓管道等組成，全長1,192.90米。豎井式進水口布置在離壩軸線上游約220米的左岸山凹處；引水隧洞長782.792米，洞徑6.5米；調壓井為阻抗式調壓井，內徑11米；高壓管道長315.407米。

廠房為地面岸邊式，廠房尺寸為46.2米×16.4米×36.76米，廠房內安裝兩台（HL-LJ-224.5型）單機容量35兆瓦的發電機組。

4.6.2.5 機電設備

電站機電設備主要包括水輪機、調速器、主閘、發電機、勵磁、主變、繼電保護、通信及控制等設備。電站配置的主要設備是合理的，設備性能良好，安全有保障。

(1) 水輪機

水輪機為立軸混流式水輪機，水輪機型號為HL-LJ-224.5，由杭發發電設備有限公司製造，其主要參數見下表4.39。

表4.39：水輪機型號、規格及主要參數

	水輪機
水輪機型號	HL-LJ-224.5
額定功率（千瓦）	36,100
最高／設計／最小水頭（米）	121.5/95/70
設計流量（立方米／秒）	41.2
額定轉速（轉／分）	333.3
飛逸轉速（轉／分）	650
吸出高度（米）	-2.6
轉輪直徑（毫米）	2245

(2) 發電機

發電機型號為SF-J35-18/4840，由杭發發電設備有限公司製造，其主要參數見下表4.40。

表4.40：發電機型號、規格及主要參數

	發電機
型號	SF-J35-18/4840
出力(千瓦)	35000
定子電壓(千伏)	10.5
定子電流(安)	2,264
勵磁電壓(伏)	250
勵磁電流(安)	670
功率因數	0.85
轉速(轉/分)	333.3
定子接法	Y
絕緣等級	F/F

(3) 主變

主變壓器型號為SFP10—90000/220，容量90,000千伏安，由保定天威集團有限公司製造，其規格及主要參數表見表4.41。戶外220千伏開關站布置在進廠公路左側，1號機組和2號機組裝機容量分別為35兆瓦，聯10.5千伏母線，主變高壓側聯220千伏出線一回，接至周寧水電站升壓站，並經周甘線接入福建省電網。

表4.41：主變壓器型號、規格及主要參數

項目	
型號	SFP10—90000/220
容量	90,000千伏安
額定電壓(千伏)	$242 \pm 2 \times 2.5\% / 121 / 10.5$
頻率	50赫茲
聯結組別	Ynd11
冷卻方式	強迫油循環風冷
廠家	保定天威集團有限公司
接地方式	直接接地

4.6.3 電站運行和維護

4.6.3.1 主要水工建築物運行與維護

對電站近年來水工建築物的運行、維護記錄，以及安全評價、定檢等報告的查閱和現場的考察，芹山水電站大壩工程等級、設計洪水符合規範要求；溢洪道泄洪能力及結構穩定性滿足設計要求；壩區及近壩庫區岸坡穩定；壩基滲流穩定，防滲效果良

好；壩址下游河床沖刷輕微；溢洪道工作閘門及啓閉機運行基本正常；大壩各項變形和滲漏量觀測成果總體正常。水工建築物的運行於維護情況簡述如下：

(1) 水庫

芹山水庫流域內植被覆蓋較好，上游沒有大的城鎮，水庫泥沙和污物較少，水土流失小；水庫蓄水以來庫區未見有大的塌方和滑坡現象。

水庫運行最高水位達755.28米（2005年6月），最低水位707.44米（2000年4月）歷年庫水位年變幅在9.46米~46.42米，多年平均水位735.19米。水庫蓄水以來，經歷最大的一場洪水，接近100年一遇的設計三天洪量。

現場觀察表明，在庫水位消落變幅範圍內，進水口的邊坡及閘門井後邊坡均未發現異常。

(2) 大壩及溢洪道

蓄水以來，芹山大壩運行情況正常，運行中未發現影響建築物安全的重大缺陷。溢洪道邊坡穩定，引渠、閘室、泄槽、消能工運行正常，2005年和2006年經歷最大泄洪流量500立方米／秒的泄洪過程中未發現有不良水流形態，邊坡穩定，下游沖坑及左右岸邊坡未發現塌滑現象。擋水建築物、泄水建築物、引水建築物包括主管前隧洞、主管、岔管，以及廠房及尾水建築物均為一類設施。

(3) 金屬結構

電站投運以來，各類閘門啓閉靈活，運行良好；閘門止水效果較好；閘門的電氣、控制、保護裝置等運行正常，能基本保證工程的安全運行。

4.6.3.2 主要設備維護與運行情況

電站機電設備投運僅10年餘，機電設備配置合理，處於良好的工作狀態，部分電氣設備由於電子元件的老化，進行了更新，主要有1#、2#機勵磁系統進行更新，分別於2009年10月、2009年4月將原LTW6200勵磁調節器、滅磁盤、功率櫃1、功率櫃2更新為南瑞公司的NES5100型勵磁系統盤櫃。目前準備對機組的計算機監控系統進行改造，計劃於2011年12月至2012年1月份進行改造。

(1) 機組檢修情況

下表顯示了芹山電站自1999年12月投產以來，2000年~2011年機組的檢修記錄（表4.42），記錄表明，電站的機電設備基本按計劃、有序地進行，保障了設備處於良好的安全工作狀態。

表4.42：芹山電站機電設備檢修、技術改造記錄

年份	1號機組	2號機組
2000年	C (2000.8.4~8.8)	C (2000.8.6~8.11)
2001年	C (2001.3.5~3.10) A (2001.10.9~11.24)	C (2001.2.26~3.3)
2002年	不適用	A (2002.2.28~4.27)
2003年	A (2003.2.19~4.21) C (2003.12.20~12.24)	C (2003.12.26~12.28)
2004年	C (2004.5.17~ 5.21)	C (2004.5.23-2004.5.27)
2005年	C (2005.3.22~3.26)	C (2005.3.27-2005.3.31)
2006年	C (2006.3.22~3.26)	C (2006.3.28-3.31)
2007年	C (2007.3.12~2007.3.19)	A (2007.10.12~2007.12.01)
2008年	C (2008.3.28~2008.4.2) A (2008.10.6~2008.12.4)	C (2008.9.23~2008.9.28)
2009年	C (2009.10.14~10.25)	C (2009.4.10~4.15)
2010年	C (2010.10.23-2010.10.29)	C (2010.3.14~3.20)
2011年	不適用	C (2011.3.7~2011.3.13)

機電設備維護及運行對電站近年來機電設備的運行、檢修記錄，以及安全評價等報告的查閱和現場的考察，主、副設備運行正常，至2011年9月30日已累計安全生產4,117天。

4.6.3.3 年發電量

2000年1月，芹山電站2台機組全部投產。電站正常運行以來發電量統計見下表4.43：

表4.43：芹山電站歷年發電量

年份	年發電量 (萬瓦時)
2000年	11,259
2001年	12,782
2002年	12,200
2003年	8,671
2004年	4,704
2005年	20,008
2006年	17,111
2007年	11,262
2008年	12,090
2009年	11,524
2010年	15,970
年平均	12,507.42 ⁽¹⁾ 13,287.7 ⁽²⁾

註釋1：包括2004年發電量；

註釋2：不考慮2004年發電量。

根據表中數據統計，電站運行10年的平均發電量為1.2507億千瓦時，與設計年發電量比較小0.1993億千瓦時。2004年發電量明顯低於平均水平主要是因為下游裝機容量250兆瓦的周寧電站當時正在建設中，芹山電站在2004年基本停產蓄水。據現場人員解釋由於2003年為枯水年，當年入庫平均流量僅為8.2立方米／秒，從而導致2003年發電量較低。我們認為該解釋不夠充分。不考慮2004年，電站2000-2010年年平均發電量為1.3288億千瓦時，達到設計多年平均發電量的91%，符合該類電站的預期。

4.6.4 組織和人員

芹山電站由下設的運行維護部負責生產，共有36名員工，分為2個運行班組和1個維護班組，並由1名主任，2名副主任和1名技術專責負責管理。此外還有1名安全監察人員及水工維護部。電站還聘有一些臨時人員負責大壩看護等工作。

4.6.5 環境

現場調研表明電站建設工程區植被恢復良好，尚不存在影響工程區環境的不利因素。

通過現場調研認為，電站下游河道存在約1.5千米長的減水段，按照環保部門要求，應向下游泄放一定的生態流量，一般情況下為多年平均流量的10%的水量，建議電站運行管理單位應重視此問題，並提出相應的對策措施。

4.6.6 行政許可

根據目前國家有關規定，水力發電企業應申請取水許可證。芹山電站的取水許可證編號為取水（閩）[2007]000024號，有效期至2012年12月31日，並要求每4年申辦一次。

4.6.7 併網協議

芹山電站與福建電力有限公司簽訂了「併網調度協議」（有效期至2025年12月31日）與「購售電合同」（有效期至2014年12月31日）。

4.6.8 結論

通過對芹山電站技術調查與評估，提出如下結論意見：

電站採用的技術方案是合理。

通過現場觀察和查閱電站提供的資料，大壩工程等級、洪水設計符合規範要求；溢洪道泄洪能力及結構穩定性滿足設計要求；壩區及廠房周圍岸坡穩定；壩基滲流穩定，防滲效果良好；壩址下游河床沖刷輕微；溢洪道工作閘門及啓閉機運行基本正常；大壩各項變形和滲漏量觀測成果總體正常。

對電站近年來機電設備的運行、檢修記錄，以及安全評價、定檢等報告的查閱和現場的考察，電站的機電設備基本按計劃、有序地進行。2000年3月兩台機組正式投產，運行僅10年餘，主要設備均處於良好的工作狀態，未進行更新，主、副設備性能良好，運行正常，至2011年9月30日已累計安全生產4,117天。

由於下游周寧電站的建設，芹山電站2004年幾乎處於停產狀態。不考慮2004年，電站2000-2010年年平均發電量為1.3288億千瓦時，達到設計多年平均發電量的91%，符合該類電站的預期。

電站尚不存在大的環境影響問題，但應對攔河壩下游目前存在的脫流或減流現象予以重視，按照有關要求採取相應的對策措施。

4.7 古田溪二級水電站

4.7.1 工程概況

古田溪二級水電站（河流為四級開發）位於福建省古田縣龍亭鎮附近的閩江下游北岸支流古田溪上，為引水式開發的調峰電站，電站裝機容量130兆瓦（2台機組），額定水頭115米，發電最大引用流量為150立方米／秒，電站保證出力為46.3兆瓦。

電站設計多年平均發電量為4.78億千瓦時，裝機年發電利用小時數3680小時。

水庫正常蓄水位254米，死水位245米，調節庫容750萬立方米，具有日調節能力。

古田溪二級電站1958年7月開工建設，1973年全部建成。

4.7.2 工程技術方案評價

4.7.2.1 水文

古田溪二級電站的水文成果主要根據採用的水文系列資料為1936~1957年，壩址控制流域面積1520平方千米，多年平均流量56.3立方米／秒。古田溪一級電站壩址控制

古田溪二級電站的流域面積85%以上，根據古田溪一級電站最新水文分析成果，採用1950~2009年50年的水文系列（多年平均流量44.3立方米／秒），莫特麥克唐納對古田溪二級的水文成果進行了覆核，二級電站壩址多年平均流量約為50.8立方米／秒，比原設計值約小10%。從覆核的結果來看，由於依據的資料系列比較短和上游水庫的調節作用，二級電站的原設計徑流成果存在偏大現象。

鑒於電站原設計徑流計算偏大，對影響電站發電量指標諸多因素分析，加上上游古田一級電站的水庫調節作用與電站平均入庫徑流的修正，電站對發電量進行了覆核，根據2010年《古田溪梯級電站能量指標複核技術報告》覆核後的二級電站多年平均電量3.53億千瓦時，二級電站實際多年平均發電量3.458億千瓦時（1970~2010年實際發電量），與2010年覆核成果接近。

古田溪二級電站上游的一級電站水庫具有多年調節性能，對下游梯級電站水量調節作用明顯，河流天然洪水經一級電站水庫調節後，二級電站壩址百年一遇洪水洪峰流量為3,317立方米／秒（設計標準情況），千年一遇洪水洪峰流量為4,385立方米／秒（校核標準情況），我們覆核的結果認為二級電站的設計洪水成果基本合理。

4.7.2.2 工程地質

現場考察期間沒有對區域地質進行深入研究。從查看的可行研究報告和定檢報告來看，電站工程區屬閩東火山口斷拗帶中屏南—梅林斷陷帶北段，地殼構造屬相對穩定區，相對地震基本烈度為VI度。庫區岩性單純，與相鄰河谷的分水嶺相距甚遠，岩石滲透系數小，因此也不存在大的壩基滲漏及繞壩滲漏問題。

可以通過電站前期的地質勘查，主要工程地質問題基本查清，古田溪二級電站的工程地質條件比較好，設計施工中採取的工程方案具有針對性與客觀合理性。電廠已運作近40年，且現場觀察的情況表明構築物沒有遭受過不利的地質活動。主要結構的狀況良好。

4.7.2.3 工程設計標準

根據國家電力行業標準《水電樞紐工程等級劃分及設計安全標準》(DL5180-2003)的規定，按照工程的裝機規模劃分，本工程屬3等工程。主要建築物攔河壩、發電廠房按3級建築物設計，其他次要建築物按4級建築物設計。電站攔河壩防洪標準按100年一遇洪水設計，按1000年一遇洪水校核。發電廠房防洪標準按50年一遇洪水設計，按200年一遇洪水校核。根據《中國地震動力參數區劃圖》，確定工程主要建築物抗震設計烈度為6度。

可以認為電站原設計採用的設計標準符合現行的水利水電工程相關規範的要求。

4.7.2.4 樞紐布置與主要構築物

二級電站為引水式電站，主要水工構築物有鋼筋混凝土支墩平板壩、進水口、有壓引水隧洞、調壓井、地面廠房、升壓站等。

大壩由24個7.5米長的平板壩段和2個混凝土重力壩段組成。溢流壩段設在壩段中間，為壩頂自由溢流式溢洪道，溢洪道最大泄洪能力為3,300立方米／秒。

表4.44：古田溪二級電站大壩主要參數

	水庫
大壩類型	鋼筋混凝土支墩平板壩
壩高(米)	43.5
壩頂長(米)	208.5
壩頂寬(米)	2
有效庫容(百萬立方米)	13.45
總庫容(百萬立方米)	18.85
流域面積(平方公里)	1551

來源：古田溪二級電站現場調查

4.7.2.5 機電設備

發電廠房有水輪機、調速器、主閘、發電機、勵磁、主變、繼電保護、通信及控制等、下述的電站主要機電設備大都是2003年後更新的設備，設備性能好，原有的設備基本上已全部淘汰。

水輪機

水輪機為立軸混流式水輪機，水輪機型號為HLA398-LJ-320，由哈爾濱電機有限公司製造，其主要參數見下表4.45。

表4.45：古田溪二級電站水輪機主要參數表

	水輪機
水輪機型號	HLA398-LJ-320
額定功率 (千瓦)	68000
額定水頭 (米)	115
額定流量 (立方米／秒)	75
額定轉速 (每分鐘轉速)	214
飛逸轉速 (每分鐘轉速)	410
葉片數	17
吸出高度 (米)	+0.5
轉輪直徑 (毫米)	3200
導葉高度 (毫米)	740

來源：古田溪二級電站運行規程

發電機

水輪發電機型號為SF65-28/6400，由哈爾濱電機有限公司製造，其主要參數見下表4.46。

表4.46：古田溪二級電站發電機主要參數

	發電機
型號	SF65-28/6400
出力 (千瓦)	65,000
定子電壓 (千伏)	10.5
定子電流 (安培)	3971
勵磁電壓 (伏)	166
勵磁電流 (安培)	1245
功率因數	0.9
定子接法	2Y
絕緣等級	F/F

來源：古田溪二級電站運行規程

調速器

調速器為步進式無油可編程微機調速器，電氣部份採用可編程控制器，型號為BWT-PLC-100，規格及主要參數見表4.47。

表4.47：古田溪二級電站調速器技術參數

	調速器
型號	BWT-PLC-100
測頻方式	殘壓測頻
主配壓閥活塞直徑（毫米）	100
最大油壓（兆帕）	2.5
電氣緊停時間（秒）	1#：13.4 2#：13.1

來源：古田溪二級電站運行規程

主變

2台主變壓器均為單相三繞組變壓器組。1#主變壓器型號為ODFS10-150000/220，容量150兆伏安，2004年8月投運，由中山ABB變壓器有限公司製造；2#主變壓器型號為SFPS10-X-180000/220，容量180兆伏安，2003年1月25日投運。由常州變壓器廠製造。主變主要參數見下表4.48。

1#、2#主變的中壓110千伏側分別接入110千伏I、II段母線，經田城線送至城關變電站。1#、2#主變的高壓220千伏側分別接入220千伏I、II段母線，經古北線、古楊線分別送至北郊變電站、楊真變電站。同時該電站的1級、3級和4級發電機組通過110千伏的聯一線、聯二線和聯三線並入2級變電站的110千伏I、II段母線後，可通過1#、2#主變升壓至220千伏後通過2條送出線路送出，或通過1條110千伏連接線送出。

表4.48：古田溪二級電站主變技術參數

名稱	1號主變	2號主變
型號	OSPS10-150000/220 (150,000 KVA)	OSFPS10-X-180000/220 (180,000KVA)
額定容量 (兆伏安)	150	180
額定電壓 (千伏)	242±2×2.5%/121/10.5	(242±2×2.5%)/121/10.5
額定電流 (安培)	357.9/715.7/4123.8	429.4/858.9/4949
接線組別	YN,a0,d11	YN,a0,d11
冷卻方式	油浸自冷／油浸風冷	ODAF
相數	3	3
頻率	50	50
投運時間	2004年8月	2003年1月
製造廠家	中山ABB變壓器有限公司	常州變壓器廠
備註		每個變壓器組包含3台單相三繞阻變壓器

來源：古田溪二級電站運行規程

4.7.3 電站運行和維護

4.7.3.1 主要水工建築物運行與維護

對電站近年來水工建築物的運行、維護記錄，以及安全評價、定檢等報告的查閱和現場的考察，電站於2003 ~2005年間進行了一次較大規模的補強加固後，大壩設計標準符合現行規範要求；壩基良好；壩體穩定性和結構安全度符合現行規範要求；安全監測結果表明大壩運行各性態總體正常；近壩區、庫岸和邊坡穩定。對照《水電站大壩運行安全管理規定》評價標準，古田溪二級大壩評價為正常壩。

運行情況

電站的運行記錄表明水庫大壩除特殊檢修、檢查需要降低庫水位至死水位以下外，均按設計規定運行，多年運行中未發生超過設計標準的異常運行工況，運行正常。大壩現場檢查，總體情況正常。

大壩安全監測

大壩觀測主要有大壩垂直位移、水平位移、揚壓力和繞壩滲流觀測，資料分析結果表明，大壩變形主要受溫度變化影響，其次是水壓和時效，揚壓力和繞壩滲流無明顯異常，從資料分析看，古田溪二級大壩安全性能基本正常。

大壩補強加固工程

通過查閱安全評價和定檢等報告，發現二級大壩補強加固前主要存在的問題為壩垛間部分加勁梁抗震強度不足、大壩面板局部抗裂不能滿足現行規範要求，大壩面板混凝土老化現象日益嚴重。加固工程於2005年4月完工並於10月通過竣工驗收。

據瞭解，大壩採取了多項措施進行補強加固，經補強加固後，可以認為大壩滿足設計與現行規範的要求。

4.7.3.2 主要機電設備運行與維護

2003年以來，電站的機電設備進行了大量的設備更新換代，包括機組、主變、保護、監控等，電站的機電設備處於良好的工作狀態，運行正常。設備大廳、發電機層和水輪機層整潔，沒有發現漏油的跡象。

機組檢修情況

下表顯示了2003年機組更新改造後至今的檢修記錄，記錄（表4.49）表明，電站的機電設備按計劃、有序地進行，保障了設備處於良好的安全工作狀態。

表4.49：機電設備檢修、技術改造記錄表

年份	1號機組	2號機組
2003年	A（2003.12.8至2004.9.25） 機組更新2004.7.14至2004.8.22， 1號主變更新（含保護）	2003.1.3至2003.1.25， 2號主變更新改造（含保護）
2004年		A（2004.9.28至2005.9.20） 機組更換
2005年		
2006年	C（2006.1.12至2006.1.21）	C（2006.4.6至2006.4.13）
2007年	B（2007.3.8至2007.4.30）	C（2007.1.24至2007.2.1）
2008年	C（2008.1.8至2008.1.19）	B（2008.3.1至2008.4.23）
2009年	C（2009.1.9至2009.1.18）	C（2009.2.14至2009.2.23） C（2009.9.16至2009.9.25）
2010年	C（2010.1.5至2010.1.13）	C（2010.1.23至2010.1.31）
2011年	A（2011.2.25至2011.5.14） A級檢修及同時進行監控技改、 621開關大修	A（2010.11.23至2011.2.22） A級檢修，導葉漏水處理； 622開關技改；監控技改、 六氟化硫報警裝置增設。

安全性評價

為保證電廠設備的安全運行，電廠每年對設備進行一次安全性評價，我們查閱了電廠2011年的安全性評價自查報告，主要涉及的內容有安全管理、水輪機、電氣一次、電氣二次、計算機監控及自動化部分、水工和勞動安全等7個方面。總體來說，設備健康狀況良好，檢修、試驗能按規定周期進行，現場設備管理比較完善。

電站水輪發電機組技術改造

古田溪二級電站1969年3月第一台機組投產發電以來，至2003年，電站已投運34年，機組設備以及相關配套設備和設施隨著運行年限的增長在不斷的老化，許多設備處於超期服役狀態，設備及材料疲勞、損傷、老化嚴重，使得安全生產、正常發供電難以保證。於2003年底至2005年9月，古田溪二級電站分別對1#和2#機組及其附屬設備，除水輪機座環，蝸殼、尾水管等作保留作修復處理外，保持水輪機安裝高程與原機組一致，對兩台水輪發電機組進行更新改造，主要包括：轉輪更新，採用新轉輪型號為HL A398-LJ-320；尾水管改造；主閥及湊合節鋼管段更新；發電機更新，包括定子、轉子、上下機架、制動及頂轉子系統的更新；更換並採用新型WT-S-100型微機調速器。

從運行記錄來看，二級電站水輪發電機組技術改造後，水輪機的效率明顯改善，並且消除了氣蝕、振動問題，提高機組的運行穩定性。

4.7.3.3 年發電量

下表中列出的是為1974年至2010年的發電量。

表4.50：1974年至2010年以來發電量統計

年份	年發電量 (萬千瓦時)	年份	年發電量 (萬千瓦時)
1974年	40,592.8	1993年	34,068.0
1975年	44,768.8	1994年	26,661.0
1976年	33,822.6	1996年	30,410.0
1977年	35,772.9	1997年	38,600.0
1978年	39,340.1	1998年	49,970.0
1979年	32,452.9	1999年	37,547.0
1980年	26,086.7	1995年	39,675.5
1981年	32,455.5	2000年	39,484.0
1982年	27,063.7	2001年	37,327.0
1983年	33,289.9	2002年	34,851.0
1984年	29,479.0	2003年	32,201.0
1985年	30,926.1	2004年	20,721.0
1986年	28,206.1	2005年	44,554.0
1987年	24,240.9	2006年	49,844.8
1988年	36,824.8	2007年	36,347.4
1989年	30,834.0	2008年	36,592.4
1990年	29,032.1	2009年	29,508.5
1991年	28,625.9	2010年	52,390.4
1992年	38,362.9		
多年平均值	34,944		

根據表4.50中37年數據統計，電站實際運行年平均發電量約3.50億千瓦時，低於設計期望值4.78億千瓦時，根據有資料記錄的1986年－2010年25年的統計分析，平均入庫流量為48.8立方米／秒，反映了近25年總的來水量稍小，是影響電站發電量的一個重要因素。另外，據華電福新介紹，壓力鋼管實際容量偏小和運行多年後庫容減小導致了實際的發電性能未達到最初設計的期望。

4.7.4 環境

由於古田溪二級電站從1958年開工建設，當時國家尚未規定項目建設前應進行環境影響評價與竣工後進行環境保護驗收工作。現場調研，電站建設工程區植被恢復良好，環境優美，尚不存在環境影響的不利因素。

通過現場調研認為，環境方面存在的主要問題是，電站為引水式開發，電站大壩下游河道存在約6千米長的脫水或減水段，按照環保部門要求，應向下游泄放一定的生態流量，一般情況下為多年平均流量的10%的水量，建議電站運行管理單位應重視此問題，並提出相應的對策措施。

4.7.5 組織機構和人員與企業管理

古田溪二級電站有古田10名運行人員、15名維修人員，2名安監人員負責四級電站的安監工作。全廠配有1名運行主任、1名副主任和1名主任助理負責管理運行。

4.7.6 行政許可

根據目前國家有關規定，水力發電企業應辦理取水許可證。古田溪二級電站的取水許可證編號為取水(閩)[2007]000030號，有效期至2012年12月31號，並要求每4年申辦一次。

4.7.7 併網協議

古田溪二級電站還與福建電力有限公司簽訂了「併網調度協議」(有效期至2015年12月31日)與「購售電合同」(有效期至2014年12月31日)。

4.7.8 結論

古田溪二級電站已經運行40多年。整體而言，採用的技術合理，符合目前的設計規範。

電站於2003~2005年間進行了一次較大規模的補強加固後，大壩設計標準符合現行規範要求；壩基良好；壩體穩定性和結構安全度符合現行規範要求；安全監測結果表明大壩運行各性態總體正常；近壩區、庫岸和邊坡穩定。對照《水電站大壩運行安全管理規定》評價標準，古田溪二級大壩為正常壩。

2003年以來，電站的機電設備除水輪機埋件外，幾乎所有的機電設備進行了技術改造、更新換代，包括機組、主變、保護、監控等電站的機電設備均處於良好的工作狀態，運行正常。

電站與上游一級電站聯合同步運行，在電網運行中起到重要作用。

電站實際運行發電量偏低，天然來水量偏少、壓力鋼管實際容量偏小和庫容減少是重要因素。

電站尚不存在大的環境影響問題，但應對攔河壩下游目前存在的脫流或減流現象予以重視，按照有關要求採取相應的對策措施。

4.8 池潭水電站

4.8.1 工程概況

池潭水電站位於福建省泰寧縣池潭村上游3千米處，根據金溪水電規劃，河流為九級開發，池潭電站為第一級電站，具有「龍頭」水庫作用。池潭電站的開發任務是以發電為主、兼顧防洪、航運過木、改善上下游航道、水產養殖等要求，是一座具有綜合利用效益的水利樞紐工程。

電站廠房為壩內式布置，裝設兩台單機容量為50兆瓦的混流式水輪發電機組，額定水頭51m，發電最大引用流量為228立方米／秒；電站保證出力為36兆瓦，設計多年平均發電量為5.0億千瓦時，裝機年發電利用小時數5,000小時。

池潭電站1978年開工建設，1980年5月首台機組發電，1980年10月全部建成。

4.8.2 工程技術方案評價

4.8.2.1 水文

池潭電站的水文成果主要根據流域內1954~1975年水文系列資料，壩址控制流域面積453平方千米，推算多年平均流量152平方米／秒。推算壩址處入庫設計洪水成果為，100年一遇洪水洪峰流量為8,000平方米／秒（設計標準情況），1,000年一遇洪水洪峰流量為12,100平方米／秒（校核標準情況）。

我們對水文序列進行了覆核，覆核結果表明池潭電站原設計水文分析採用的計算方法與計算成果基本合理。由於電站設計時間比較早，採用的水文站的實測資料系列比較短（21年），電站徑流分析成果可能存在一定偏差。

4.8.2.2 工程地質

現場考察期間沒有對區域地質進行深入研究。根據可行性研究階段的調查成果，電站工程區附近屬於邵武-河源地震帶北段，無區域性活動斷層通過，區內新構造活動微弱，歷史上無破壞性地震記錄。對照《中國地震動力參數區劃圖》，本工程區地震基本烈度為VI度。

壩址區岩石堅硬，岩體比較完整，承载力高，岩石滲透系數小，壩肩穩定，不存在大的壩基滲漏及繞壩滲漏問題，工程地質與水文地質條件比較好，水工建築物設計壩基處理相對簡單。

通過電站前期的地質勘查，主要工程地質問題基本查清，設計施工中採取的工程處理方案合理可行。

4.8.2.3 工程設計標準

根據國家電力行業標準《水電樞紐工程等級劃分及設計安全標準》(DL5180-2003)的規定，按照電站水庫的庫容規模劃分，本工程為二等工程。主要建築物按二級級建築物設計，次要建築物按三級建築物設計。

電站攔河壩和溢洪道的防洪標準按100年一遇洪水設計，按1,000年一遇洪水校核；發電廠房防洪標準按100年一遇洪水設計，按500年一遇洪水校核。根據《中國地震動力參數區劃圖》，本工程區地震基本烈度為VI度，按照抗震規範要求，確定工程主要建築物抗震設計烈度為6度。

可以認為電站原設計採用的設計標準符合現行的水利水電工程相關規範的要求。

4.8.3 樞紐布置與主要建築物

電站為壩內式開發，水庫正常蓄水位275米，防洪限制水位274米，死水位251米，水庫消落深度為24米，調節庫容6.65億立方米，具有不完全年調節性能。

池潭水電站主要水工建築物有攔河壩、廠房及過木筏道等。攔河壩為混凝土重力壩，最大壩高78米，壩頂長253米，共設13個壩段；溢流壩段位於河床中部，總寬度93.3米，布置5孔表孔溢洪道，每孔寬13米。大壩右側10#壩段閘墩內設有斷面為4.5米×4.5米的泄水底孔；廠房為壩後溢流式廠房；過木筏道現已停止運用。

池潭大壩的主要特徵如表4.51所示。

表4.51：池潭電站大壩主要參數

	水庫
大壩類型	混凝土重力壩
壩高(米)	78
壩頂長(米)	253
有效庫容(百萬立方米)	630
總庫容(百萬立方米)	870

來源：現場調查

4.8.3.1 機電設備

電站機電設備主要有水輪機、調速器、發電機、勵磁、主變、繼電保護、通信及控制等。主變位於岸邊的開關站內。

許多電站設備進行了更新改造，更新的設備合理、性能良好，安全有保障。但2#水輪機及發電機尚未進行技改，運行30多年，設備比較老化，對電站的安全運行存在一定的威脅，據現場人員介紹電站目前正在進行2號機組技改的可行性研究研究，將在2011年11月初完成，1號機發電機的更新改造也將在2號機組技改完成後進行。

水輪機

水輪機為立軸混流式水輪機，1#水輪機型號為HLX220C-LJ-380，1#機組大修期間(2006年12月~2007年2月)更換的新轉輪，由西安恒新水電科技有限公司生產；2#水輪機型號為HL220-LJ-380，由東方電機廠製造；兩台水輪機除轉輪葉片數不同外，其餘主要特徵參數相同。

表4.52：池潭水輪機主要參數

	1號水輪機	2號水輪機
水輪機型號	HLX220C-LJ-380	HLX220C-LJ-380
額定功率(兆瓦)	51.6	51.6
最高／設計／最小水頭(米)	66.3/51/34	66.3/51/34
額定流量(立方米／秒)	114	114
額定轉速(每分鐘轉速)	136.4	136.4
飛逸轉速(每分鐘轉速)	285	285
葉片數	13	14
吸出高度(米)	-1.5	-1.5
轉輪直徑(毫米)	3817	3817
導葉高度(毫米)	948	948

來源：運行規程

發電機

水輪發電機型號為TS920/115-44，由東方電機廠製造，其主要參數見下表4.53。

表4.53：池潭電站發電機主要參數

	發電機
型號	TS920/115-44
出力 (兆瓦)	50
定子電壓 (千伏)	10.5
定子電流 (安培)	3235
勵磁電壓 (伏)	215.5
勵磁電流 (安培)	1188
功率因數	0.85
額定轉速 (每分鐘轉速)	136.4
飛逸轉速 (每分鐘轉速)	285
定子接法	2Y
絕緣等級	F/F

來源： 運行規程

主變

1號和2號變壓器均在2001年進行了更換，主要參數見表4.54。

目前電站內還有裝機容量為18兆瓦的3號機組連接到2號主變。3號機組原屬私營電廠，目前已被華電福新收購，但3號機組不在本次技術評估範圍內。

1#主變容量為180兆伏安，與1號機組相連，升壓後中壓側接入110千伏GIS母線，高壓側接入220千伏出線接入電網。2號機組裝機容量50兆瓦，與3號機組均由10千伏II段母線至容量為63兆伏安的2號主變升壓，高壓側接入與1號主變共用的220千伏出線接入池三線。由於2號主變容量偏小，接近滿負荷運行。電站現場人員也證實電站計劃進行改造，將3號機組連接到1號主變。

表4.54：池潭電站升壓變壓器主要參數

項目	1號變壓器	2號變壓器
型號	OSSPS10-180000/220	SSP96 3000/220
額定容量 (千伏安)	180,000	63,000
額定電壓 (千伏)	242 ± 2 × 2.5%/121/10.5	242 ± 2 × 2.5%/121/10.5
接線組別	YN ao d11	Ynd11
冷卻方式	強制油循環水冷變壓器	強制油循環水冷變壓器
出廠時間	2001年7月	2002年1月
製造廠家	瀋陽特種變壓器廠	常州變壓器廠

來源：運行規程

4.8.4 電站運行和維護

4.8.4.1 主要水工建築物運行與維護

對電站近年來水工建築物的運行、維護記錄，以及安全評價、定檢等報告的查閱和現場的考察，電站的水工建築物的運行和維護情況簡述如下：

水庫與大壩

水庫已運行31年，2007年採用衛星遙感技術對水庫庫容進行複測，複測成果與原設計曲線比較相差不大。庫區檢查沒有發現有危及水庫安全正常運行的滑坡、塌岸、滲漏等現象。

大壩曾經歷了2002年6月金溪發生特大洪水，電站出現了運行以來最大出庫流量7033立方米／秒，在大壩下游70米以外處發現局部沖坑和河道中央部分沖刷，但從測量成果及運行情況看，目前的沖坑深度還不至於危及大壩安全。2002年電廠對溢洪道表面存在的不同程度的沖刷、磨損進行了環氧修補處理。

維護工作較好，消缺及時；監測自動化系統運行基本穩定可靠。大壩變形規律正常，符合混凝土重力壩的一般變化規律。大壩滲漏量不大，壩基揚壓力變化規律基本正常。從資料分析看，池潭大壩安全性能正常。

引水系統、發電廠房及金屬結構

廠房、尾水建築物、壩肩邊坡及近壩庫區岸坡運行良好。2003年檢測發現弧形閘門、壓力鋼管局部位置存在嚴重腐蝕現象後電站隨後進行了處理。據現場工作人員稱華電福新總部也通過了2012年針對嚴重腐蝕的大修計劃進一步修復。

4.8.4.2 主要機電設備運行與維護

電站的機電設備投運已30多年，2001年以來，許多設備陸續進行了更新，更新的設備合理、性能良好，安全有保障。但2#水輪機和1#、2#發電機的更新改造尚未進行，據現場人員稱電站目前正在進行2號機組技改的可行性研究，1號機發電機的更新改造也將在2號機組技改完成後進行。機電設備檢修與運行情況簡述如下：

檢修記錄

1#機組和2#機組均於1980年5月份投產發電，1981年至2010年期間，C級小修均共進行了43次。檢修歷史概述於表4.55。

表4.55：池潭維護記錄

年份	1號機組	2號機組
1981年		B
1982年	B	
1984年		B
1985年	B	
1988年		A
1989年	A	
1992年		B
1993年	A	
1996年	B	A
2000年	B	
2002年		A
2003年	B	
2006年	A	
2007年		B

主要設備維護與運行情況

(1) 水輪機部分

1#機轉輪於2006年12月進行了更換。根據2008年1#機組B級檢修記錄，轉輪葉片無裂紋及汽蝕現象，機組效率試驗與出廠值無異，1#轉輪評為一類設備。

2#機轉輪運行至今已超過30年，轉輪葉片出水邊與轉輪上冠連接處多次出現裂紋，經多年補焊葉片有較大的變形，水力損失較大，效率降低，2#轉輪被評為三類設備。

(2) 調速器

池潭水電廠1#、2#機調速器機櫃均為南瑞公司生產的ZFL/D-100型調速器，1#機調速器電櫃2001年9月改造，機櫃2004年12月改造，2#機調速器電櫃2002年12月改造，機櫃2007年12月改造。設備較新，運行穩定，為一類設備。

(3) 發電機

分別於2007年及2008先後完成針對1#、2#發電機機組進行了大修，但並未對1#、2#發電機組線圈進行全部更換，目前機組已經運行了三十多年，經過幾次大修，絕緣老化嚴重，接近技術壽命上限。鑒於發電機的狀況，我們獲悉華電福新已經制定了嚴格的措施，在運行中加強跟蹤監視，執行電廠1#、2#發電機事故預防措施。現場人員稱目前正在研究2號機組發電機的改造方案。

(4) 主變

兩台主變壓器均在2002年進行了改造更換，1#主變改造為瀋陽特種變壓器廠2001年7月生產的OSFPS10－180000/220強迫油循環水冷變壓器，2#主變改造為常州變壓器廠2002年1月生產的SSP9－63000/220強迫油循環水冷變壓器，安裝投入運行後試驗項目合格，每年預防性試驗項目合格，正常進行小修，運行正常。

4.8.4.3 年發電量

1980年10月，池潭電站2台機組全部投產，電站正常運行以來發電量統計見下表4.56。

表4.56：1980年以來發電量

年份	年發電量 (萬千瓦時)	年份	年發電量 (萬千瓦時)
1981年	43,319.1200	1996年	45,078.0800
1982年	54,949.7800	1997年	64,078.4000
1983年	61,095.9200	1998年	62,025.6000
1984年	48,601.8400	1999年	58,649.0400
1985年	40,159.2400	2000年	52,395.2000
1986年	47,393.4400	2001年	66,703.8400
1987年	40,015.7000	2002年	59,615.4400
1988年	62,844.6400	2003年	44,363.6000
1989年	47,630.3400	2004年	25,307.5200
1990年	53,460.8900	2005年	50,229.2800
1991年	41,135.4600	2006年	57,101.8400
1992年	62,041.9200	2007年	44,010.1104
1993年	46,394.8800	2008年	48,033.8576
1994年	58,157.6800	2009年	30,359.8360
1995年	65,426.1600	2010年	54,773.6480
平均	50,883.5		

根據表中30年數據統計，電站運行平均發電量為5.1178億千瓦時，比原設計年發電量大1178萬kw.h，兩者相差約2.3%，說明池潭電站的設計年發電量指標是有保證的。

本次調研，我們還調查了電站投產以來所補充的水文分析成果，電站的徑流系列資料為1951-2010年，60年資料統計的多年平均流量為158.1立方米／秒，電站投產後1981年－2010年統計的年平均流量為165.9立方米／秒，說明近30年來水量偏大。通過對1971-2010年近40年資料的統計分析，年平均流量為164.6立方米／秒，與近30年的統計成果基本一致，說明電站運行後的近30年的電站徑流系列資料已具有較好的代表性，可以作為對電站年發電量覆核的基礎。

通過近幾年對機組設備的更新與改造，機組的運行效率比以前有所提高，電站的發電量也將會有所增加。考慮影響電站發電量的諸多因素，對一些主要計算參數取值的合理性進行分析覆核，覆核池潭電站年平均發電量為5.307億千瓦時，相應電站的裝機利用小時為5,307小時。

由於此電站兩台機組年均利用小時數與一般水平相比明顯偏高，使得該電站兩台機組的平均負荷率較高。而池潭水電站是一個調峰電站，需要為電網的留有備用負荷，如平均負荷率較高，則備用負荷就低。目前當地電網的負荷水平和峰穀差已經比30多年前電站設計時大幅增加，相應的對備用負荷要求就更多。因此，建議池潭電站考慮擴大裝機容量以降低機組的年均利用小時數，降低平均負荷率，為電網留出足夠的備用負荷，以充分發揮調峰電廠的作用。我們從現場人員獲悉，池潭水電站確實正在做關於新增水電機組擴大容量的可行性研究。

4.8.5 組織機構和人員與企業管理

池潭電站下設發電部（28人）、檢修維護部（15人）、運行維護二部（58人）和安全監察部直接參與電站的生產，其中部分員工可能同時被借調到華電福新下屬的其它電站工作。

4.8.6 環境

池潭電站於上世紀70年代開始建設，當時國家尚未規定項目建設前應進行環境影響評價與竣工後進行環境保護驗收工作。現場調研，電站建設工程區植被恢復良好，尚不存在環境影響的不利因素。

4.8.7 行政許可

根據目前國家有關規定，水力發電企業應辦理取水許可證。池潭電站的取水許可證編號為取水（閩）[2007]000029號，有效期至2012年12月31號，並要求每4年申辦一次。

4.8.8 併網協議

池潭電站還與福建電力有限公司簽訂了「併網調度協議」（有效期至2015年12月31日）與「購售電合同」（有效期至2014年12月31日）。

4.8.9 結論

電站採用的技術方案是合理的，電站運行超出期望。

電站已運行31年，水庫庫區植被良好，庫岸山體完整雄厚。庫區檢查沒有發現有危及水庫安全正常運行的滑坡、塌岸、滲漏等現象。

監測自動化系統運行基本穩定可靠。大壩變形規律正常，符合混凝土重力壩的一般變化規律。大壩滲漏量不大，壩基揚壓力變化規律基本正常。從資料分析看，池潭大壩安全性態正常。經洪水覆核、分析論證，大壩洩洪能力滿足防洪要求。

廠房、尾水建築物、壩肩邊坡及近壩庫區岸坡運行良好；2003年檢測出弧形閘門、壓力鋼管局部位存在嚴重腐蝕現象後電站立即應採取了處理措施，目前母公司已經通過了2012年針對此項的大修計劃，將對腐蝕現象做進一步修復。

電站的主要機電設備投運30多年來，全廠設備按計劃，有序、有效地進行了檢修和維護，設備運轉良好。

自2001年以來，電站對1#水輪機、調速器、勵磁、主變、繼電保護、通信及控制等部分設備陸續進行了更新改造，更新的設備合理、性能良好，安全有保障。

2#水輪機和1#、2#發電機尚未進行技術改造，存在設備老化現象，對電站的安全運行存在一定的威脅，建議加強設備巡檢和管理。現場人員證實電站目前正在著手2號機組發電機和水輪機技術改造的方案研究，預計不久將來可以確定方案。

電站的裝機利用小時數偏高，電站目前正在研究擴容的可行性。

4.9 水電站技術評估總結

通過查閱有關資料和現場調查，本次審查的七個水電站設計符合規範，項目所在區域均不在地震活躍帶且未發生過大的洪水和山體滑坡等影響到大壩和電站的不利活動，可以認為是低風險的。

白沙電站2007年投產，已運行約4年半，年平均發電量是設計發電量的88%，可以確認電站按預期運行，維護和運行狀況良好。

棉花灘電站已運行十幾年，運行記錄表明電站基本按預期運行。

安砂水電站已運行36年，採用的一些技術（如蓄電池）比較老舊，有可能需要更換，但整體而言電站所有設備是適宜的，且被視作低風險。

豐海電站為小型引水式電站，已經運行5年。電站採用的技術（類型、開關電池）合理，負荷現行設計規範，風險較低。

古田溪二級電站已經運行40多年，2003-2005年期間進行了一次大規模補強加固後大壩設計標準符合現行規範。2003年以來大部分機電設備進行了更新改造和換代，目前狀態良好，運行正常。

芹山電站運行僅10餘年，主要設備均處於良好的工作狀態。由於下游周寧電站的建設，芹山電站2004年幾乎處於停產狀態。不考慮2004年，電站2000-2010年年平均發電量為1.3288億千瓦時，達到設計多年平均發電量的91%，符合該類電站的預期。建議電站在生產過程中重視攔河壩下游可能存在的脫流或減流現象。

池潭電站投運30多年來運行正常，大壩安全性態正常。2001年以來陸續更換了部分設備，目前1號發電機及2號機組的水輪機和發電機存在設備老化的現象，但電站已在研究技術改造方案，逐步改造。

5. 火電廠技術評估

5.1 簡介

福州可門發電有限公司火電廠位於福建省東部沿海黃岐半島，羅源灣南岸的可門經濟開發區內。廠址西南距福州市區約85千米，距馬尾約54千米，距連江縣城約39千米。目前羅源灣建有吞吐量為10,000,000噸的工業碼頭，對於電煤和工業重件的運輸非常便利。本電廠由中國華電集團公司投資，此工程一期於2003年完成可行性研究，2004年開工建設，一號機組和二號機組分別於2006年8月和12月正式併網發電。一期工程建設兩台超臨界燃煤機組，單機容量600兆瓦。總體投資為50億元人民幣。

可門電廠設計煤種為神府東勝煤，校核煤種為晉北煙煤。電廠方與華電煤業集團有限公司簽訂了長期燃煤買賣協議。煤炭運輸為鐵海聯運，煤炭先由鐵路運往沿海港口，後採用2~5萬噸散貨輪運抵電廠專用煤碼頭。

可門電廠同福建省電力有限公司簽訂有購售電合同。電廠一期採用500千伏出線兩回，併入式接入福州變電站。首期合同於2008年12月31日失效，雙方已就合同續簽有關事宜進行商談並延期至2012年1月，如果國家出臺的有關售電政策未發生重大變化，此合同可自動延長，直至電廠經營期滿為止。

電廠汽輪機凝汽器循環冷卻水和輔機封閉式冷卻水為海水，其他生產，生活和消防水等採用淡水。電廠淡水來源主要以塘阪水庫為主，慕普水庫為輔。電廠通過鋪設專用輸水管道從塘阪水庫取水點可滿足電廠用水需求。

5.2 電廠主要設備供應商

5.2.1 電廠設計

可門電廠由中國電力顧問集團西南電力設計院總體設計。西南院具有工程設計甲級資質，國家甲級電力工程和建設工程設計，甲級工程勘察、甲級環境影響評價、甲級環境污染防治工程勘察設計、甲級工程總承包、甲級工程諮詢、甲級工程造價諮詢、甲級工程監理和壓力容器設計等多項資質證書。於1995年，西南電力設計院總體擁有ISO9001 – 2000版質量體系認證證書。擁有對外經營權和對外勞務許可證。

截至2010年九月（不含1999年之前）西南電力設計院累計設計600兆瓦及以上機組超過70餘台，為13個國家和地區設計建設熱力發電廠，總電力投產容量約44,717兆瓦，在超臨界和超超臨界機組設計上積累了豐富的經驗，並具備了獨特的技術優勢。作為國內主要電力設計單位，我們對西南電力設計院設計的可門電廠一期兩台超臨界機組不存在異議。

5.2.2 主體設備供應商

可門電廠一期兩台機組，包括鍋爐，汽輪機，和發電機均由上海電氣集團提供。上海電氣集團目前在國內已投運同級別機組53套，在建94套，1000兆瓦級別的超超臨界機組投運20套，在建46套。應該說可門電廠的機組所使用的設備採用的是國內外非常成熟經過長期驗證的技術。上海電氣集團能提供從50兆瓦循環流化床機組到1,000兆瓦超超臨界燃煤機組，以及聯合循環機組，產品涵蓋大中小型電廠。作為可門電廠主供應商，我們對於上海電氣集團所提供的主體設備質量以及服務不存在異議。

5.3 電廠建設和配置

5.3.1 電廠建設

福州可門電廠一期工程兩台機組開工建設於2004年。由中國電力顧問集團西南電力設計院總體設計，上海電氣集團提供鍋爐，汽輪機和發電機等主體設備，由廣東火電工程總公司承建。一、二號機組分別於2006年8月和12月正式投產併網發電。

5.3.2 電廠配置

可門電廠一期兩台機組皆採用國產600兆瓦超臨界煤粉鍋爐，主蒸汽，再熱蒸汽，主給水均為單元制，30%高壓和低壓旁路設計，每台機組配備2×50%汽動給水泵及一台30%電動給水泵。汽輪機為國產N600/24.2MPa/566°C/566°C型600兆瓦中間再熱凝汽式汽輪機。與汽輪機相配套的是上海電氣集團提供的QFSN-600~650-2型水氫氫汽輪發電機。

電廠配套輔機設備(BOP)主要包括一些常用系統，如封閉循環冷卻水，水處理，壓縮空氣，消防，變壓器和500KV廠內開關站，以及分散式控制系統(DCS)。

以下子章節給出電廠主要設備和系統概述。

5.3.2.1 鍋爐

福州可門電廠一期工程2×600兆瓦超臨界鍋爐是上海電氣集團下屬上海鍋爐廠有限公司在引進ALSTOM美國公司超臨界鍋爐技術的基礎上，結合本廠燃用神府東勝煤的經驗，並根據用戶的一些特殊要求進行設計的鍋爐。

鍋爐機組為超臨界參數變壓運行螺旋管圈直流爐，單爐膛，一次中間再熱，四角切圓燃燒方式，平衡通風，II型露天佈置，固態排渣，全鋼架懸吊結構，兩台轉子式三分倉容克式空氣預熱器。鍋爐主要技術參數如表5.1所列：

表5.1： 鍋爐主要技術參數

名稱	單位	最大連續	額定工況
		蒸發量(BMCR)	蒸發量(BRL)
主蒸汽流量	t/h	1913	1821
主蒸汽壓力	MPag	25.4	25.29
主蒸汽溫度	°C	571	571
熱再熱蒸汽流量	t/h	1581	1514.2
冷再熱蒸汽壓力	MPag	4.38	4.16
冷再熱溫度	°C	312	306
熱再熱壓力	MPag	4.16	3.97
熱再熱溫度	°C	569	569
給水溫度	°C	282	279

來源： 可門電廠鍋爐產品說明書

鍋爐燃燒系統設計為中速磨煤機，冷一次風機，直吹式制粉系統，24只直流式燃燒器分6層將煤粉和空氣從四角送入，在爐膛內呈切圓方式燃燒。除直流燃燒器之外鍋爐還配有分離燃盡風以降低氮氧化物(NO_x)的排放。輔助燃料為0號輕柴油。

過熱蒸汽採用兩級噴水調溫設計，I級減溫器在屏式過熱器進口管道上，II級減溫器在末級過熱器進口管道上。再熱器進口設有兩個事故噴水減溫器，在緊急事故狀態下用來控制再熱蒸汽進口溫度。這種典型的噴水調溫設計在國內外超臨界鍋爐機組中大量應用，是非常成熟的技術。

鍋爐所有壓力部件均採用廣泛使用的金屬材料和成熟設計，另由於本電廠從投產至今一直在基本負荷狀況下運行，因而可以認為這樣的運行方式對各壓力部件的熱應力衝擊較小，因此電廠主體設備運行磨損應該在設計範圍之內。

在調研中我們瞭解到爐內高溫煙氣接觸的高溫過熱器的管道材質為T91，據瞭解1，2號機組所經歷的幾次主要非計劃停運都是因為高溫過熱器的小管道爆管，這是由於鍋爐廠家在使用T91管材時設計裕度不足所致。

鍋爐是燃煤電廠中的最重要部分，從鍋爐供應商（上海電氣集團上海鍋爐廠）的信息中，我們瞭解到類似的鍋爐機組在國內已投產200餘台，其中上海鍋爐廠投產53台（截止2010年9月），另有94台在建。我們從未聽說此類機組發生過任何重大異常情況。我們認為此類型鍋爐所採用的是經過實際驗證和成熟的技術。

5.3.2.2 汽輪機

此電廠一期工程中的兩台機組均採用上海電氣集團上海汽輪機有限公司提供的N600/24.2MPa/566℃/566℃型超臨界中間再熱凝汽式汽輪機。此型汽輪機是上述鍋爐機組的配套產品，能夠在滿負荷及滑壓模式下正常運行。此類型機組採用一次中間再熱，單軸，三缸四排汽設計方案。表5.2列出了汽輪機的主要技術參數。

表5.2：汽輪機主要技術參數

名稱	單位	
額定功率	兆瓦	600
主蒸汽壓力	兆帕（絕對壓力）	24.2
主蒸汽溫度	℃	566
再熱溫度	℃	566
轉速	轉／分	3000
旋轉方向		順時針
平均背壓	千帕	5.4
夏季平均背壓	千帕	11.8
額定給水溫度	℃	275.3
回熱級數		三高，四低，一除氧
給水泵驅動方式		小汽輪機
額定蒸汽流量	蒸噸	1681.542
額定淨熱耗	千焦／千瓦時	7597 (1814.5)
蒸汽泵平均背壓	千帕	6.78

來源：汽機運行維護說明書

汽輪機是燃煤電廠中的重要組成部分，從汽輪機供應商（上海電氣集團電站設備有限公司汽輪機廠）的信息中，我們瞭解到此類型汽輪機組在國內已投產54台，同時上汽對此類汽輪機年產量為12台套。截止至此報告初稿階段我們未聽說此類機組發生過任何重大異常情況。我們認為此類型汽輪機所採用的是經過實際驗證的成熟技術，我們對此型號的汽輪機的安全性不存在異議。

5.3.2.3 汽輪發電機

此電廠1，2號機組所採用的是由上海電氣集團上海汽輪發電機有限公司提供的QFSN型額定容量為600到650兆瓦優化型水氫氣輪發電機，此型號是上海電氣集團汽輪機配套產品，截止至報告初稿階段我們尚未聽說此類發電機組發生過任何重大異常情況。

5.3.2.4 卸煤和儲煤

電煤由供煤方船運至電廠專用煤碼頭。碼頭配置額定出力為1,200t/h的橋式抓鬥卸船機2台。

可門電廠共設圓形煤倉2個，內徑均為120米，內設圓形堆取料機各一台，儲煤量約為293,000噸可供電廠機組滿負荷使用26天。煤場為全封閉式結構，可抗惡劣天氣，對環境污染少。

從卸煤碼頭到中轉煤場(HD)的帶式輸送機採用三路佈置，兩路運行，一路備用。從中轉煤場到儲存煤場(PD)的帶式輸送機採用雙路佈置，一路運行一路備用。從儲存煤場到主廠房煤倉間共設有三套上煤系統，電廠一期兩台機組設有一套上煤系統，帶式輸送機採用雙路佈置。系統上煤裕度為1.8，滿足出力要求。

5.3.2.5 空氣預熱器

各機組鍋爐配備兩台三分倉容克式空氣預熱器，採用一、二次風分隔佈置，一次風開度為50℃，轉子反轉。每台空氣預熱器配置兩台伸縮式吹灰器，在預熱器煙氣側冷熱端配備有一根固定式水沖洗管和滅火管，同時預熱器還配有火警裝置，符合安全驗收標準。

5.3.2.6 風機

電廠一期工程中1、2號機組所採用的一次風機和送風機由瀋陽鼓風機廠提供，其維護分別由福建漳平思特朗機電工程有限公司和安徽電力建設第二工程檢修分公司承擔。引風機由豪頓提供，並分別包含在各自的機組維護合同之中，且備品備料充足。

5.3.2.7 分佈式控制系統

1、2號機組採用了艾默生公司提供的分散式控制系統(DCS)，採用機、爐、電單元集控方式。這樣的DCS系統在現代火電廠中被廣泛採納，我們對此設備無異議。

5.3.2.8 變壓器和500千伏變電站

電廠一期(2×600千伏)工程一、二號機組均採用發電機—變壓器組單元接線接入500千伏廠內開關站，開關站2回出線接入500千伏福州變電站。一、二號機組均採用三相雙繞組銅導線無勵磁調壓型低損耗升壓變壓器，容量為720兆伏安。設備符合國家標準(GB)和國際電工委員會(IEC)標準。表5.3列出了主變壓器主要技術參數。

表5.3: 變壓器主要技術參數

內容	數值
額定容量	720兆伏安
電壓和調壓範圍	500千伏±2 X 2.5%
冷卻方式	強迫導向油循環
額定輸出時損耗	275千瓦

來源：主變產品說明書

5.3.2.9 靜電除塵器

電廠1、2號機組所採用的電除塵器由福建省電力勘測設計院設計，福建龍淨環保股份公司提供。除塵器採用雙室四電場設計，每台除塵器設計入口煙氣量為1,634,140立方米／小時，設16只灰鬥。除塵器使用380伏，三相四線制，50赫茲交流電。電廠1號機組與福建漳平思特朗機電工程有限公司簽訂機務維護合同，2號機組與安徽電力建設第二工程檢修分公司簽訂機務維護合同，這兩份機務維護合同中都包括靜電除塵器部分。根據電廠運行檢修紀錄以及現場調研，我們發現靜電除塵器沒有任何不良運行記錄。

5.3.2.10 煙氣脫硫系統

1、2號機組均有採用石灰石－石膏濕法煙氣脫硫吸收塔，每台機組設一台吸收塔。鍋爐排出的煙氣經過換熱器的吸收側降溫後進入吸收塔，經過洗滌脫硫後的煙氣在換熱器的放熱側被加熱後由電廠煙囪排入大氣。從脫硫吸收塔排出的石膏漿通過真空帶式脫水可將石膏脫水並再利用。經驗收檢測排放煙氣中二氧化硫最大排放濃度為100毫克／立方米，符合最近頒佈並將於2012年開始實施的GB13223-2011規定中的排放標準。

5.3.2.11 循環冷卻水

此電廠1、2號機組循環水系統使用海水作為冷卻介質，其重要功能是為凝汽器，閉式冷卻水熱交換器提供冷卻水，並向制氫系統提供海水。循環水系統採用單元制直流供水，每台配備2×50%循環冷卻水泵。據廠方所述，循環冷卻水泵的運行組合根據冷卻水季節溫度的變化也會有變化，一般情況下冬季運行期間採用三台泵為1、2號機組供水，而夏季則採用四台泵供水且運行期間有20%的冷卻水流量冗餘。如果只有這20%的流量冗餘，在夏季運行時一旦循環冷卻水泵發生故障將有可能限制蒸汽循環的發電能力。因為採用海水作為循環冷卻介質，電廠採用了電解海水制次氯酸鈉處理循環冷卻水以防止海洋生物對凝汽器及管路造成腐蝕和堵塞。這樣的水泵佈置和水化學處理是海水冷卻電廠中廣泛採用的，我們對這樣的方案沒有異議。

5.3.3 小結

全廠所採用的技術和各配套系統的配置是被國內外現代燃煤火電廠廣泛採用的成熟機制，與我們期望的這一類型燃煤電廠相一致，除了爐內高溫煙氣接觸的高溫過熱器尾部受熱面爆管問題我們稍有顧慮外，我們認為可門電廠1、2號機組完全達到了設計要求，運行可靠。

5.4 運行歷史

5.4.1 容量和可用率

福州可門電廠一期工程一號機組和二號機組開工建設於2004年，兩台機組分別於2006年8月3日和12月4日投入商業運行。機組從投產至今一直在基本負荷下運行。基於廠方提供的信息，表5.4列出了從2008年到2011年9月份的容量和可利用率參數：

表5.4：1、2號機組容量因數和可用率

年份		2008年	2009年	2010年	2011年 (至9月)
		1號機組	容量因數(%)	69.52	70.35
	可利用率(%)	87.68	90.06	91.18	81.6
	淨發電量(吉瓦時)	3664.23	3697.71	3129.43	2631.84
2號機組	容量因數(%)	54.85	67.04	61.05	56.88
	可利用率(%)	82.44	90.65	100	72.68
	淨發電量(吉瓦時)	2890.81	3523.66	3208.62	2236.14

來源：可門電廠可靠性指標

同時按照可行性研究報告中提出的5,000利用小時數來分析，我們認為可門電廠一期兩台機組發電量超過預期發電量。

5.4.2 停機

從電廠提供的記錄顯示，從2008年至2011年9月期間，1、2號機組計劃停運和非計劃停運的小時數統計如下表5.5所示：

表5.5：機組停運紀錄

年份	1號機組		2號機組	
	計劃停運 (小時)	非計劃停運 (小時)	計劃停運 (小時)	非計劃停運 (小時)
2008年	903.07	179.38	1,267.57	274.55
2009年	728.55	141.82	637.05	182.12
2010年	772.98	0	0	0
2011年	1,047.57	157.85	1,271.98	518

來源：可門電廠可靠性指標

從上面的統計數據可以看出機組停機原因主要是計劃停機，值得注意的是兩台機組在2010年沒有任何非計劃停機，2號機組也沒有經歷任何計劃停機，從而達到100%的利用率。兩台機組都與2008年進行了機組投產後首次計劃A級檢修，其他年度檢修和節假日中調檢修都有記錄，屬正常機組維護。

在非計劃停機記錄方面我們注意到：

- 1號機組
 - 2011年非計劃停機共157.85小時，主要原因是高溫過熱器管材質量不良導致末級過熱器54排4號管爆管；
 - 2009年非計劃停機共141.82小時，主要原因也是因為管材質量不良導致的屏式過熱器直管爆管；
 - 2008年非計劃停機共179.38小時，主要原因同上。
- 2號機組
 - 2011年非計劃停機三次共518小時，三次非停的原因都是因為管材質量不良導致的末級過熱器爆管；
 - 2009年非計劃停機四次共182.12小時，其中兩次主要停機原因都是因為管材質量不良導致的末級過熱器爆管；
 - 2008年非計劃停機三次共274.55小時，其中兩次主要停機原因都是因為管材質量不良導致的末級過熱器爆管。

從兩台機組非計劃停機的記錄上看，T91管材的質量不良是導致末級過熱器爆管的主要原因，這也進一步證實我們對高溫過熱器使用T91管材的顧慮。從廠方提供的資料看，高溫過熱器設計裕度偏低導致T91管材爆管的直接原因。鍋爐廠方已經承諾在2012年之前完成這部分改造工作。

由於計劃停機和非計劃停機的影響，上報的電廠利用率總體低於92%（2號機組2010可用率為100%），該值是我們基於世界上同類電廠經驗對長期平均可用率的期望值。但是中國對於全廠可用率的定義是不同於西方的，同樣購售電協議和電網調度中對於可用率的規範也應用了不同的原則。

電廠的容量因數平均值相對於國內同類電廠處於較高水平。儘管相對於西方同類電廠來說略低，但這是由於電廠的年發電量在每年年初由政府機構制定的生產計劃確

定。與我們在考察中獲得的口頭信息一致，在供售電協議中，電廠的收入僅僅取決於送出的電量，沒有電廠可用率或容量支付補償，電廠因此無法在福建電力公司調度限制送出電量時獲得補償。

5.4.3 電廠煤耗

機組從2007年至今累計綜合供電煤耗呈逐年下降趨勢，煤耗值由2007年的318.0克／千瓦時降至2011年的304.1克／千瓦時（2011年12月統計報告）。值得注意的是2010年全年累計綜合煤耗值為305.3克／千瓦時，低於當年全國6000千瓦及以上燃煤機組供電標準煤耗（用低位發熱量－29.3MJ/kg折算標準煤耗）333克／千瓦時（2010年度發電業務情況通報－電監會）。這表明全國主要大型發電企業技術裝備水平和管理水平相對較高，供電標準煤耗整體好於全國平均水平。下表5.6列出了可門電廠從的年平均發電煤耗值。

表5.6： 電廠年平均煤耗

年份	年平均煤耗 (克／千瓦時)
2007年	318.0
2008年	316.9
2009年	307.8
2010年	305.3
2011年	304.1*

* 此數值截至2011年12月的報告

來源： 可門電廠節能月度分析

需要指出的是國有大型發電廠在運行方式，購售電形式上均與西方同類型電廠存在較大程度不同，因此在年平均煤耗的計算方法上也存在較大差異。

5.4.4 全廠效率

通常西方國家超臨界機組在設計工況為主蒸汽壓力=30MPa，主蒸汽溫度=600°C，主再熱蒸汽壓力=6.5MPa，主再熱蒸汽溫度=620°C的情況下全廠熱效率大於46%，可門電廠在設計工況為主蒸汽壓力=24.2MPa，主蒸汽溫度=571°C，主再熱蒸汽壓力=4.17MPa，主再熱蒸汽溫度=569°C的情況下全廠熱效率設計值為不低於43%，在現場調研期間我們得到的口頭信息為全廠熱效率介於35%到40%之間，略低於設計參數。我們從可門電廠提供自2008年起的電廠節能月度分析中瞭解到實際運行的工況如下表5.7所列。

表5.7：機組全年累計運行工況

年份	運行工況	1號機組	2號機組
2008年	主蒸汽溫度(°C)	557.62	551.35
	主蒸汽壓力(兆帕)	22.57	21.92
	再熱蒸汽溫度(°C)	547.12	546.11
	再熱蒸汽壓力(兆帕)	3.2	3.07
2009年	主蒸汽溫度(°C)	556.74	555.17
	主蒸汽壓力(兆帕)	22.87	22.20
	再熱蒸汽溫度(°C)	546.95	541.81
	再熱蒸汽壓力(兆帕)	3.28	3.09
2010年	主蒸汽溫度(°C)	557.42	556.16
	主蒸汽壓力(兆帕)	21.58	20.61
	再熱蒸汽溫度(°C)	548.75	544.77
	再熱蒸汽壓力(兆帕)	2.84	2.62
2011年 (截至2011年10月)	主蒸汽溫度(°C)	557.55	552.67
	主蒸汽壓力(兆帕)	23.64	21.96
	再熱蒸汽溫度(°C)	522.74	548.23
	再熱蒸汽壓力(兆帕)	3.38	3.22

來源：可門電廠節能月度分析

從上表中我們注意到機組實際年累計運行工況均低於設計工況，有些月份由於主過熱器爆管後出於安全原因的考慮採取降低蒸汽溫度的運行方式，因而機組實際是部分時間處在亞臨界狀態下運行，從而導致全廠效率低於設計值。華電福新已與鍋爐廠家進行協商，廠家已承認設計存在缺陷，並同意負責升級改造，華電福新已批准可門的改造計劃，計劃於2012年完成1、2號機組的改造。

5.5 運行與維護

目前電廠共有正式員工近400人負責4台機組的運行和維護工作，其中運行發電部門員工193人，設備維修部員工112人。發電運行採取五班三值的形式，我們認為員工人數多於西方同類電廠雇員人數，部分原因為電廠二期兩台機組的維護工作由本廠設備維修部門員工自行維護，而不是像一期工程那樣將維護工作外包。

1、2號機組的機務部分維護項目分別外包給福建漳平思特朗機電工程有限公司和安徽電力建設第二工程檢修分公司，合同有效期三年至2013年12月31日。服務範圍包

括鍋爐，汽機，1、2號機組公共部分，以及區域分界部分。電廠向福州變電站500kV I、II回送出線路運行和檢修維護工作已經外包給福建省第二電力建設公司。這樣的長期維護合同是目前較為流行的一種設備維護形式，這種方式也是西方電廠所普遍採用的。這樣的服務協議的範圍可以從由一個承包商以一定價格提供零件，一直到提供完全的支持服務。這樣做的好處是在維護週期內成本可預測，性能有保障。電廠二期的3、4號機組由本廠自行維護，至於今後是否也採用同1、2號機組一樣的維護外包模式目前還不明確。

截至於2011年9月30日，1、2號機組自2008年來累計利用小時各為21,872小時和19,765小時，等效於實際運行小時為26,573小時和25,723小時。在電廠調研期間我們瞭解到1、2號機組於2007年底實施計劃大修，按照機組每五年大修一次的計劃，1、2號機組下次大修應在2012年。從目前得到的資料看機組每年都有正常年度維修。

5.6 資產狀況

基於在現場的調查，電廠的狀況基本上與我們對同種類型和相同運行時間的電廠的期望相一致。電廠的各區域都保持清潔，並設置了合適的安全標識和保安系統。多數室內和室外設備都在使用中，並無明顯的腐蝕、損壞和異常聲響。從可參考的記錄數據來看，沒有跡象讓我們對該廠有大的顧慮，也不需要對該廠做較大的投入。

5.7 備品備件

通過對電廠備品備件清單審核，我們發現電廠庫存各種鍋爐，汽機，電氣，熱空和脫硫備件數量充足。並且1、2號機組備品備件採購清單由各專業部門按月申報，由採購部門按照實際庫存量採購。另外因為同類機組和輔機設備在國內市場上數量龐大，因此可以認為設備供應商對關鍵部件庫存充分。同時兩台機組分別與福建漳平思特朗機電工程有限公司和安徽電力建設第二工程檢修分公司簽訂機組維護協議，我們認為這對備品備件的供應也是一個良好的保證。

5.8 環境、健康和安全

電廠一期1、2號機組總投資額為50億元人民幣，其中環保投資為5.68億元人民幣。兩台機組分別於2006年8月3日和12月4日投入運行，環保設施同時投入使用。

鍋爐機組採用低氮燃燒技術（低氮燃燒器，分級燃燒，分離燃盡風），鍋爐煙氣經雙室四電場靜電除塵器和石灰石－石膏濕法脫硫裝置處理後，通過210米高煙囪排放，安裝了GGH和煙氣連續在線監測系統，並與當地環保部門聯網。工程配套建設全封閉式輸煤廊道和2座圓形煤倉，在碎煤機車間，輸煤轉運站，灰庫等處設有除塵器。工程採用海水直流冷卻方式，產生的各類廢水分別進入工業廢水處理設施進行處理後全部回用，不外排。工程對各個主要噪聲源採取了隔音降噪措施。排放煙氣中粉塵，

SO_x，NO_x排放濃度為17.1mg/m³，100mg/m³，和170mg/m³。但是我們並沒有收到關於汞排放值的報告，這是由於基於目前的國標暫無檢測汞排放量的需求。在現場調研期間我們瞭解到未來兩年內將對1、2號機組安裝SCR系統，並將著重對全廠汞排放進行進一步監控。在對運行記錄和相關文件的審查中，我們沒有發現重大問題和環境污染事故。

根據最近頒佈並將於2012年開始實施的GB13223-2011規定，從2014年7月1日起可門電廠作為現有電廠必須控制煙塵排量低於30mg/m³，二氧化硫排量低於100mg/m³，NO_x排量低於100mg/m³，汞排放量低於0.03mg/m³。從現有水平來看我們對電廠機組排放煙氣中粉塵，SO_x，NO_x濃度感到滿意，但是希望1，2號機組在安裝了SCR系統之後NO_x排量能夠達標。

5.9 火電廠評估總結

通過現場調研和文件審核，我們對福州可門電廠1、2號機組的結論和建議如下：

- 我們認為電廠的設計方案和設備都是採用成熟和經過驗證的技術；
- 通過對電廠技術資料的審核，我們認為電廠在運行發電方面的狀況和我們預期相符；
- 電廠可用率在某些年份有突出表現，總體上與我們的期望值相符；
- 電廠煤耗減幅效果顯著，高於全國平均水平，與我們預期值相符；
- 電廠容量係數相對於國內同類電廠處於較高水平。儘管相對於西方同類電廠來說略低，但這是由於電廠的年發電量在每年年初由政府機構制定的生產計劃確定；
- 由於高溫過熱器爆管問題和出於對安全方面的考慮，全廠實際運行熱效率略低於設計值；
- 除對電廠循環冷卻水泵僅配置20%冗餘稍有顧慮外，我們認為並無顯示循環水泵的閒置能力，因為該能力須根據實際情況而設計。水泵的組態及20%的冗餘為合理及有充分理據的。此類型水泵十分可靠及耐用，惟倘水泵的備用備件（即引擎、葉片及外殼）出現引擎失靈或葉片／外殼因吸入海水異物而受損，則對其稍有顧慮。然而，只要水泵吸入膜／過濾器具有合理的網孔大小，葉片及外殼等備用備件是並非必要的。因此，這表示該電廠20%的餘量足以應付情況及符合國家守則的相關餘量要求。我們認為其他主要設備冗餘設計是充分的；

- 鍋爐高溫過熱器爆管問題由於廠家的小管道設計缺陷所致，計劃於2012年完成升級改造；
- 我們審核了電廠1、2號機組的機務維護外包合同以及輸電線路維護合同。這樣相對長期的服務合同和安排具有合理的經濟性和質量保證；
- 我們審核了電廠現有的《燃煤買賣合同》，《併網調度協議》；《購售電合同》，認為這些合同對電廠目前和未來幾年的生產和銷售狀況起到了保障作用，可以保證電站的上網電量與企業的發電收益；
- 參照火電廠大氣污染排放表准，我們審核了電廠現有的污染物排放指數和《排放污染物許可證》，認為電廠目前排放達到現有標準。同時我們希望1，2號機組在安裝了SCR系統之後能夠符合2011年最新大氣污染排放標準；
- 我們審核了電廠備品備料清單，認為清單顯示的主要設備種類齊全，數量充足，型號配備合理，足以滿足日常檢修和計劃維護的需要。

附件

附件A：技術評估審查過的文件

技術評估審查過的文件列表

編號	欄
1	庫倫風電場一期 供售電協議 檢修計劃 併網協議 施工合同 環評報告 輝騰項目文件 設備技術規範 運行月報 可行性研究報告 風場供熱方案 SVC設計 SVC技術協議 電氣一次圖 220千伏輸電線路的通報 220千伏輸電線路的批文 風機檢修方法 檢修工具清單 設備採購合同
2	小草湖一場一期風電場 購售電合同 運維協議 可行性研究 項目批文 設計、安裝、施工合同 設備採購合同 二期合同 電氣一次圖 備件清單 安全評價 運行月報 質檢報告 環評報告批覆

編號	欄
3	布爾津風電場 可行性研究 項目批覆 設備採購合同 設計、安裝、施工合同 環評報告 環評批覆 財務文件 併網協議 設備技術規範 限電概覽 2011年生產計劃 生產月報
4	瓜州風電場一期 可行性研究 設備採購合同 施工監理合同 項目批文 環評報告 項目實施日誌 風機佈置 電氣一次圖 主變測試報告 風機手冊 主設備技術規範 生產月報 330千伏系統評估檢查 設備故障記錄 低電壓穿越檢查報告 風電大規模脫網報告 風場脫網通報

編號	欄
5	穆稜風電場一期 法律調查文件 倉庫材料清單 可行性研究 風機合同 箱變技術規範 風機佈置 電氣一次圖 風機故障記錄 生產月報 風機240小時測試報告 備件清單 備件採購方式 竣工驗收報告 二期文件
6	依蘭雞冠山風電場一期 法律調查文件 可行性研究 風機合同和技術規範 主變規範 箱變規範 監理完工報告 生產月報 35千伏電纜接線圖和容量 備件清單 運維預算編制方法 備件管理方法

編號	欄
7	連雲港灌雲風電場一期 可行性研究 征地批文 項目批文 項目批文通報 環評批覆 併網協議 電網調度協議 供售電合同 生產月報 2011年風機調試記錄 主要部件更換記錄 風機佈置圖 風機採購合同 備件清單 電氣一次圖 設備技術數據表

資料來源：華電福新

術語表

實際運行時間	實際運行時間
海拔	海拔
地面以上高度	地面以上高度
可持續能源商業理事會	可持續能源商業理事會
北京電力公司	北京電力公司
配套設備	配套設備
聯合循環燃氣輪機	聯合循環燃氣輪機
火電冷聯產	火電冷聯產
熱電聯供	熱電聯供
燃燒檢查	燃燒檢查
冷卻水	冷卻水
中國風能協會	中國風能協會
中國可再生能源學會	中國可再生能源學會
南方電網	中國南方電網有限責任公司
切入風速	風機開始發電的風速
切出風速	風機停止發電的風速
分佈式控制系統	分佈式控制系統
雙饋異步發電機	雙饋異步發電機
環境影響評價	環境影響評價
等效運行時間	等效運行時間

設計、採購及施工	設計、採購及施工
GB/T	國標／土建，推薦的中國國家標準
通用電氣	通用電氣能源集團
齒輪箱傳動比	動力齒輪與末端傳動齒輪的旋轉速度比率
勞氏船級社	勞氏船級社
燃氣輪機	燃氣輪機
全球風能協會	全球風能協會
熱氣路徑檢查	熱氣路徑檢查
高壓	高壓
熱回收蒸汽發生器	熱回收蒸汽發生器
輪轂高度	地面至風機轉子中心線的距離
國際電工委員會	國際電工委員會
內蒙古電力公司	內蒙古電力公司
中壓	中壓
首次公開發售	首次公開發售
ISO	國際標準化組織
低壓	低壓
長期服務協議	長期服務協議
低電壓穿越	低電壓穿越
測試相關預測	測試相關預測
三菱重工	三菱重工業有限公司

莫特麥克唐納	莫特麥克唐納有限公司
華北電力研究院	華北電力研究院
天然氣	天然氣
二氧化氮	二氧化氮
原設備製造商	原設備製造商
運行及維護	運行及維護
購電協議	購電協議
中國	中華人民共和國
QHSE	質量、健康、安全及環境
額定功率	風機產生固定風速的最大功率
相對濕度	相對濕度
燃氣調壓計量站	燃氣調壓計量站
系統控制及數據採集	系統控制及數據採集
國家電網公司	中國國家電網公司
蒸汽輪機	蒸汽輪機
英國	英國
不間斷供電	不間斷供電
WAsP	風圖譜分析及應用程序
風機	風力發電機

巴	巴 (壓力單位, 等於100帕)
吉瓦	十億瓦特 (電子)
吉瓦時	十億瓦時 (發電)
赫茲	赫茲 (頻率)
千安	千安培 (電力)
千米	千米 (長度)
千伏	千伏特 (電子)
米	米 (長度)
平方米	平方米 (面積)
米 / 秒	每秒米 (速度)
兆帕	兆帕斯卡 (壓力)
兆瓦	兆瓦特 (電子)
兆瓦時	兆瓦時 (發電量)
兆伏安	兆伏安 (視在功率)
兆乏	兆伏安電抗 (無功功率)
ppm	百萬分率 (濃度)