

行業概覽

本節載有有關中國、中國發電行業、中國燃氣發電行業、中國風電行業及全球風電行業的資料。當中所載若干資料摘錄自多個官方及非官方來源，其中包括但不限於來自中國國家統計局、中國電力企業聯合會、世界風能協會、全球風能理事會、中國風能協會、北京電力行業協會、美國能源信息署及中國水電公司的資料。本文件引用的報告概非受本公司或其關連人士委託而編製。

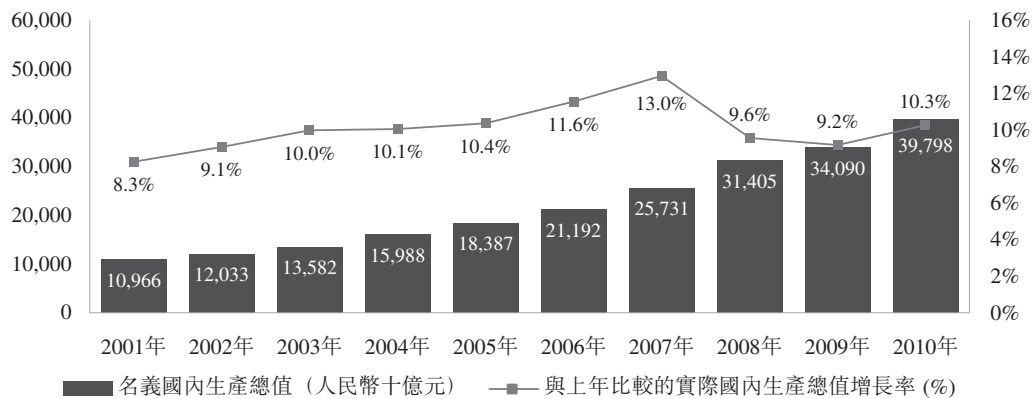
我們相信該等資料來源為適當來源，且我們已合理審慎摘錄、編製及轉載來自多個官方及非官方來源的資料，我們並無理由認為該等資料屬虛假或誤導或遺漏任何事實致使該等資料屬虛假或誤導。我們並無獨立核實有關資料及數據。我們不就該等資料及數據的準確性發表任何聲明。

中國經濟

中國是全球增長最快的經濟體之一。2001年至2010年，中國的名義國內生產總值由約人民幣109,660億元增至約人民幣397,980億元，複合年增長率為15.4%，顯示中國為全球增長最快的經濟體系之一。自2008年初以來，全球金融市場受美國及全球經濟整體增長放緩、股本證券市場大幅波動及信貸市場波動及緊縮所影響。然而，在中國政府實施約人民幣4萬億元的刺激經濟措施的部分影響下，2008年、2009年及2010年中國經濟的實際國內生產總值增長率分別維持於9.6%、9.2%及10.3%。

下圖載列所示期間中國名義國內生產總值及實際國內生產總值增長率：

名義國內生產總值及實際國內生產總值增長率



資源來源：中國國家統計局

行業概覽

北京經濟

北京市乃中國政治、文化及經濟中心。根據2010年中國統計摘要，截至2009年12月31日，北京市的人口超過17,600,000，按2009年地區國內生產總值計在全國所有地區排名第13位，而按人均地區生產總值計則排名第2位。

下表載列2009年中國十大地區人均地區生產總值。

| 地區 | 2009年 人均地區 生產總值 (人民幣元) |
|-----|---------------------------------|
| 上海 | 78,225 |
| 北京 | 68,788 |
| 天津 | 62,403 |
| 浙江 | 44,335 |
| 江蘇 | 44,232 |
| 廣東 | 40,748 |
| 內蒙古 | 40,225 |
| 山東 | 35,796 |
| 遼寧 | 34,898 |

資料來源：2010年中國統計摘要

中國電力行業

中國電力行業的歷史發展

1997年1月，國家電力公司成立，接管國有發電資產及國內絕大部分高壓輸電網及地方調度網。國家電力公司的職責包括投資、發展、建設、管理、經營及擁有電廠，以及跨省電網、跨區電網的連繫及跨區輸電。

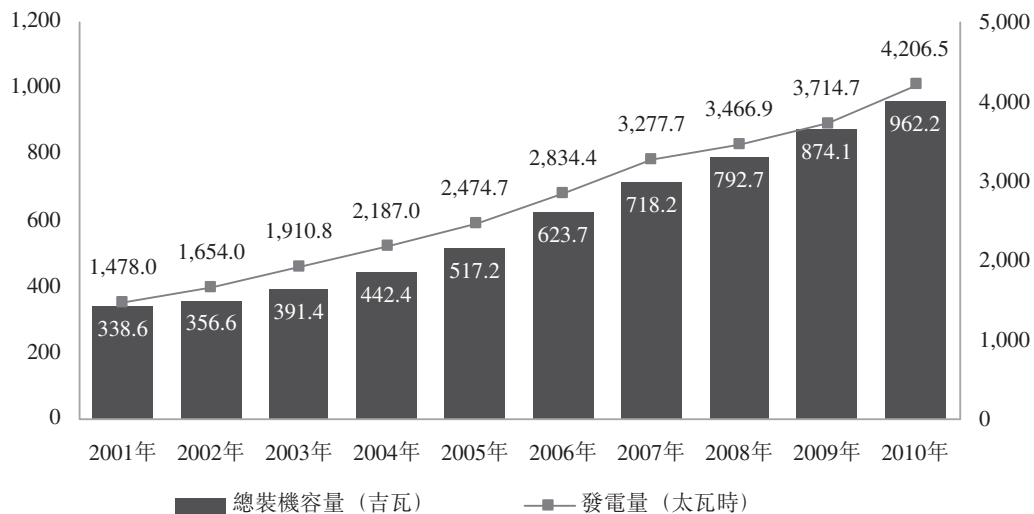
2002年12月，中國電力行業進一步重整，國家電力公司重組為五個大型獨立發電集團及兩大電網公司(即國家電網公司(「國家電網」)及中國南方電網公司(「南方電網」))。國家電網管理西藏電網，且擁有及管理五家地區電網公司，而該等地區電網公司於中國24個省份(地區)擁有及經營跨省高壓輸電網及地方調度網。南方電網擁有及管理於廣東、貴州、雲南、海南省及廣西壯族自治區五個省份(地區)的跨省高壓輸電網及地方調度網。此外，內蒙古電力(集團)有限責任公司於西內蒙古運行電網。

行業概覽

根據電力行業的改革，國務院轄下的電監會於2002年成立，作為電力行業的新監管機構。電監會的主要職責包括管理電力生產許可證、監督電廠生產質量及標準、確保電力行業的公平競爭及處理電力市場糾紛。

中國電力供應

隨著需求殷切，中國電力行業大幅增長。2001年至2010年，中國發電量的複合年增長率約為12.3%，較同期中國實際國內生產總值的複合年增長率10.4%為高。截至2010年12月31日，根據電監會的資料，中國的總裝機容量在全球排名第二。下表載列所示期間中國總裝機容量及總發電量相關數據：



資源來源：2001年至2008年總裝機容量數據摘錄自中國電力年鑑、2009年至2010年總裝機容量數據摘錄自中國電力企業聯合會，而發電量數據則摘錄自中國國家統計局

行業概覽

下表概述2008年至2010年在中國按地區劃分的發電量。

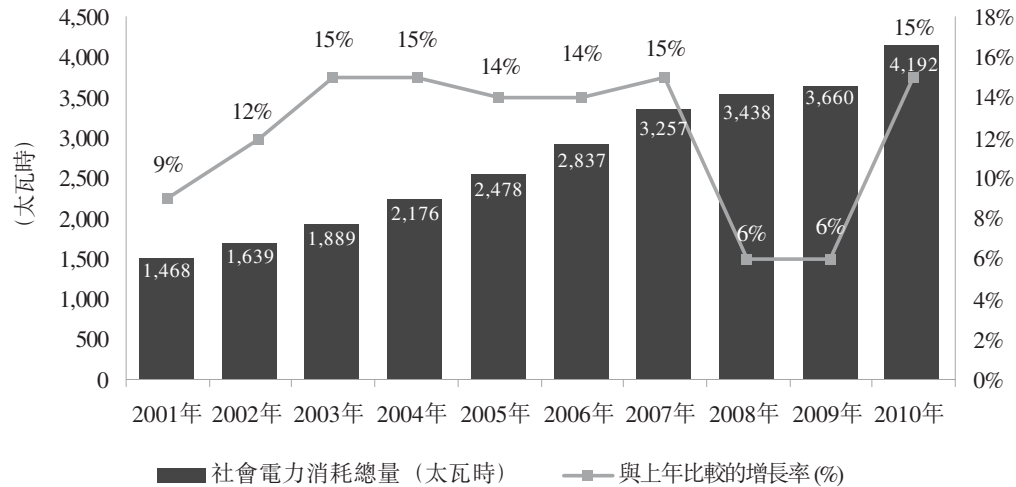
| 地區 | (太瓦時) | | |
|-----------|--------------|--------------|--------------|
| | 2008年 | 2009年 | 2010年 |
| 北京 | 25 | 25 | 27 |
| 天津 | 40 | 41 | 56 |
| 河北 | 160 | 176 | 206 |
| 山西 | 179 | 187 | 215 |
| 內蒙古 | 206 | 225 | 261 |
| 遼寧 | 114 | 119 | 134 |
| 吉林 | 53 | 55 | 66 |
| 黑龍江 | 74 | 73 | 79 |
| 上海 | 80 | 78 | 94 |
| 江蘇 | 289 | 298 | 350 |
| 浙江 | 213 | 225 | 257 |
| 安徽 | 110 | 133 | 146 |
| 福建 | 109 | 117 | 136 |
| 江西 | 49 | 52 | 64 |
| 山東 | 270 | 287 | 309 |
| 河南 | 197 | 207 | 228 |
| 湖北 | 175 | 180 | 202 |
| 湖南 | 85 | 95 | 110 |
| 廣東 | 268 | 267 | 316 |
| 廣西 | 86 | 91 | 103 |
| 海南 | 12 | 14 | 16 |
| 重慶 | 40 | 43 | 49 |
| 四川 | 124 | 145 | 170 |
| 貴州 | 118 | 134 | 132 |
| 雲南 | 104 | 117 | 136 |
| 西藏 | 2 | 2 | 2 |
| 陝西 | 77 | 84 | 103 |
| 甘肅 | 69 | 70 | 87 |
| 青海 | 32 | 38 | 47 |
| 寧夏 | 46 | 47 | 60 |
| 新疆 | 48 | 55 | 65 |
| 總計 | 3,451 | 3,681 | 4,228 |

資料來源：中國電力企業聯合會

行業概覽

中國電力消耗量

近年，在中國國內生產總值強勁增長、工業產量及固定資產投資大幅上升的推動下，中國電力消耗量顯著增長。下表載列所示期間中國電力消耗量及增長百分比。



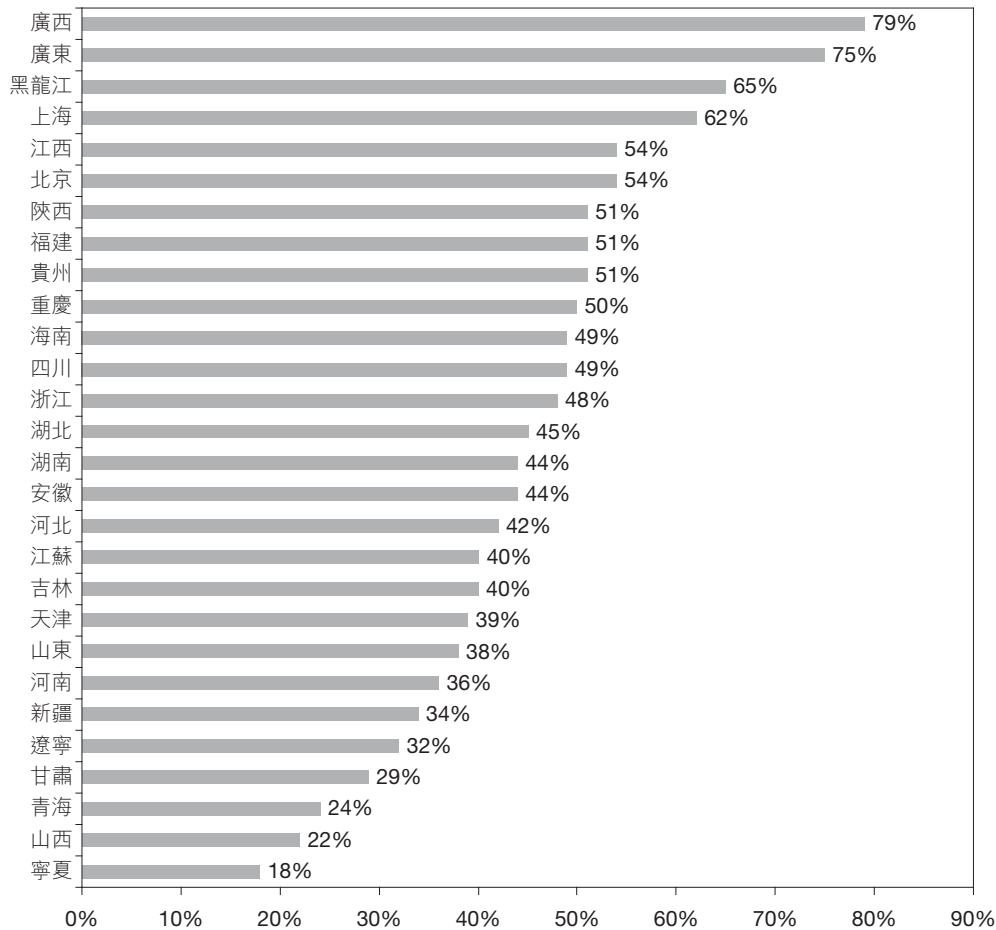
資料來源：2000年至2009年的電力消耗量數據摘錄自中國電力年鑑，而2010年的社會電力消耗量數據摘錄自中國電力企業聯合會

用電模式

某一特定地區的每日電力負荷通常有所起伏，且會隨當日實際用電量變化。工業用電可提前計劃，而居民及商業用電量通常於上班時間及晚上8點左右增加，於午夜及清晨時有所下降。因此，隨着居民及商業用電量的增加，預期住宅及商業密集地區的實際電力負荷日峰值與峰谷間的顯著差距將更清晰地展現每日波動情況。

行業概覽

隨著中國城市化進程加快，居民及商業用電佔總用電量的百分比不斷增加。實際上，北京等重工業水平相對較低地區用電峰值與峰谷的差距遠大於寧夏、山西及青海省等重工業雲集的城市峰值與峰谷的差距。下圖載列2008年所示地區用電峰值與峰谷的最大差距。



資料來源：2009年中國電力工業統計數據分析

北京等地區峰值負荷的增長，顯現其對有能力解決頻繁電力重啟、滿足緊急電力調度需求的電廠的必要。因此，預期北京等地區將增加對燃氣聯產電廠的開發。

中國電力架構

在中國，由於國內煤儲備豐富，成本亦較其他燃料低，故此廣泛用作發電的燃料。然而，有確鑿證據顯示燃煤發電會造成嚴重污染。因此，中國政府一直鼓勵使用可再生能源及清潔能源的發電設施，以使發電方式多樣化。

行業概覽

下表載列2010年中國各種能源的總裝機容量及百分比。

| 燃料種類 | 截至2010年12月31日止年度 | |
|-------------------|------------------|------------|
| | 按燃料種類劃分的裝機容量 | 佔總裝機容量的百分比 |
| | (吉瓦) | (%) |
| 火電 ⁽¹⁾ | 706.63 | 73.4% |
| 水力 | 213.40 | 22.2% |
| 風能 | 31.07 | 3.2% |
| 核能 | 10.82 | 1.1% |
| 其他 ⁽²⁾ | 0.27 | 0.0% |
| 總計 | 962.19 | 100% |

資料來源：中國全國電力工業統計快報(2010年)

附註：

- (1) 火電包括(但不限於)燃煤及燃氣發電
 (2) 其他包括太陽能

中國電力架構的改革計劃

為解決新出現的能源短缺問題及回應大眾對環境的日益關注，中國政府制定多項政策及於2005年制定國民經濟和社會發展第十一個五年規劃(「十一五規劃」)，旨在節省能源及保護環境，包括設定目標於2010年前將中國國內生產總值每單位能源消耗量減少20%，並大規模擴展清潔及可再生能源，包括風力、水力發電、天然氣、核能、其他可再生能源及聯產方法。

下表載列十一五規劃按能源種類劃分的中國電力行業裝機容量的增長目標。

| 燃料種類 | 十一五規劃 | |
|--------------------|-----------------|--------------|
| | 按燃料種類劃分的總增加裝機容量 | 佔總增加裝機容量的百分比 |
| | (吉瓦) | (%) |
| 燃煤 | 87.4 | 53.0 |
| 水力 | 45.1 | 27.3 |
| 燃氣 | 13.6 | 8.3 |
| 核能 | 4.0 | 2.4 |
| 新能源 ⁽¹⁾ | 1.0 | 0.6 |
| 其他 | 13.9 | 8.4 |
| 總計 | 165.0 | 100.0 |

資料來源：電力行業十一五規劃及2020年發展計劃

附註：

- (1) 根據全國科學技術名詞審定委員會，新能源主要包括風能、太陽能、生物質能、海洋能及其他非化石燃料的能源。

中國電力的銷售及調度

中國的電力行業為高度監管的行業。根據1996年4月1日生效的《中華人民共和國電力法》，國家鼓勵電力公司連接電網。現時，中國生產的大部分電力透過電網公司調度。各發電公司就其所產生並傳送至電網的電量與各自的電網公司聯繫。

行業概覽

現時，中國全國的電網主要由兩家電網公司，即國家電網及南方電網管理，各自擁有並管理多家負責各自區內售電、配電及輸電的地區電網公司。根據電力調度協議，獨立電廠生產的電力須售予相關的地區電網公司，再由電網公司將電力售予終端用戶，包括住宅、商業及工業客戶。

國務院於1993年頒佈《電網調度管理條例》（「調度條例」），各電網公司已據此建立多個級別（國家、跨省、省級、直轄市級及縣級）附屬電力調度中心，以管理各自於中國負責地區的發電資源。調度中心釐定其管轄範圍內各電廠所生產的電量，並透過控制所用燃料種類與技術搭配，有助確保電力供應系統具有成本效益且可靠。

調度中心須遵照調度條例執行國家制定的發電量計劃。國家發改委會每年頒佈來年全國的供電計劃。省級發改委根據全國計劃向於各自所負責地區內營運的各電廠發出年度計劃發電量指引及因應情況批出新項目。省級發改委頒佈的計劃載列各類電廠的使用時數目標。實際上，電網公司調度中心可根據當時實際電力需求、電網（及其他供電商）的穩定性及天氣狀況調整分配予各電廠的每日計劃發電量。調度中心會密切監督發電公司，確保彼等可實現各年原先獲分配的計劃發電量。

上網電價

電網公司就購買電力與發電公司訂立購電協議。上網電價指電網公司向發電公司支付的電價。一般來說，計劃發電量和超額發電量的上網電價均須通過相關定價局的審核與批准。每年，相關省政府機關根據預計的經濟增長預測區內電力需求，從而決定總產電量。根據該等估計，各發電公司和電力購買者就計劃發電量和超額發電量達成協議。額外發電量須透過上網電價的競價而釐定。

《中華人民共和國電力法》確定中國上網電價的一般原則。根據《中華人民共和國電力法》，發電公司制訂上網電價應合理補償成本，合理確定收益。

2001年4月，有關國家計劃發電量的上網電價新定價機制出台。該新機制基於電廠的運營期以及同期建設並處於同一省級電網的高級技術水平發電機組的平均成本。2005年3

行業概覽

月，國家發改委頒佈有關上網電價定價機制的新的法規。根據該新的法規，獨立電廠的上網電價將由省級政府價格主管部門根據多項因素(包括該電廠的營運年數)釐定。該規則亦為獨立發電企業提供合理的補償和回報。具體而言，合理的回報根據長期政府債券收益率加上若干溢價而釐定。

為減少環境污染，國家發改委亦為獨立發電企業安裝脫硫裝置提供激勵政策。

2007年，儘管煤炭價格進一步上漲，惟由於中國政府有意抑制通脹，故此上網電價和電能消費者向電網公司支付的零售電價均無大幅增長。

國家發改委於2008年7月2日宣佈省級機構上調上網電價的詳情。國家平均上網電價升幅介乎每兆瓦時人民幣17元至人民幣18元。2008年8月19日，國家發改委宣佈再將上網電價總體增加介乎每兆瓦時人民幣10元至人民幣25元，平均每兆瓦時人民幣20元(包括17%的增值稅)，惟並無調整零售電價。

2009年11月20日，國家發改委宣佈計劃調整熱電電價。非住宅用戶應付的全國平均零售電價每兆瓦時將上調，由2009年11月20日起生效，惟各個別地區及行業的調整規模有所不同。根據國家發改委網站發出的公告，上調零售電價旨在減輕電網公司因2008年全國平均上網電價平均每兆瓦時上調人民幣20元惟零售電價不作相應調整而產生的盈利率壓力。此外，國家發改委亦宣佈計劃增加中國九省的燃煤發電基準上網電價，每兆瓦時上調人民幣2元至人民幣15元，並且減少七省的上網電價，每兆瓦時下調人民幣3元至人民幣9元。根據國家發改委的電價調整計劃，國家發改委亦計劃上調有關可再生能源上網電價的電價附加費，另外鑑於安裝及運營脫硫設備的相關費用增加，亦計劃上調與脫硫設備有關的上網電價補貼。

2011年5月27日，國家發改委公佈再次上調中國多個省及直轄市的電價，以應付煤價上漲。因此，儘管各地區調整範圍不同，但該等地區的熱電上網電價介乎每兆瓦時人民幣10元至每兆瓦時人民幣36元。

自1998年以來，中國政府開始試驗在多個省份通過競價程序銷售電力。對於常規熱電廠，超過計劃發電量的電力將在與其他電廠競爭的基礎上，通過競價上網機制售予電網公司。競價上網概念已在華東、東北和華南地區試行。電廠每天提交翌日以每15分鐘為單位的發電量和價格。然後，電網公司將選擇價格最低的電廠，而最終的上網電價將為市場清算電價。競價上網程序一般導致銷售價格較作為計劃發電量部分的電力調度的電價為低。

行業概覽

此外，為遵守節能減排的承諾，中國政府針對高能耗行業採取措施，透過制定懲罰電價制度，限制高能耗及高排放企業的用電。

2006年，國家發改委頒佈《關於完善差別電價政策的意見》，對電解鋁、水泥及鋼鐵等八大能耗行業實行差別電價。因此，「限制」類企業的電價溢價為每千瓦時人民幣0.05元，而「淘汰」類企業的電價溢價為每千瓦時人民幣0.20元。此外，對單位產品能耗超過其規定標準的企業實施懲罰電價。

2010年，國家發改委、電監會及能源局聯合頒佈《關於清理對高耗能企業優惠電價等問題的通知》，將「限制」及「淘汰」類企業的電價附加費分別進一步提升至每千瓦時人民幣0.10元及每千瓦時人民幣0.30元。另外，取消對高能耗企業實施的優惠電價政策，且禁止於日後實施該政策。

可再生能源上網電價

中國政府於2005年2月28日頒佈並於2009年12月26日修訂的《可再生能源法》為風能、太陽能、水能、生物質能、地熱能及海洋能等可再生能源發電項目的上網電價制訂基本原則。根據《可再生能源法》，可再生能源發電項目的上網電價將由國務院相關部門考慮多項因素而釐定及頒佈，包括不同地區的經濟狀況及所使用的可再生能源種類。該部門亦會因應有關科技發展不時調整電價。此外，倘進行公開招標，則該等發電項目的上網電價將根據招標結果釐定，惟無論如何不得超過同類可再生能源發電項目的上述所頒佈上網電價。

2006年，國家發改委為不同可再生能源的上網電價訂立定價機制。國家發改委頒佈的《可再生能源發電價格和費用分攤管理試行辦法》訂明以下定價規則：(1)就風力發電而言，上網電價由國務院價格主管部門依據招標確定的政府指導價而定；(2)就生物質能發電而言，倘上網電價依照政府指導價釐定，則基準上網電價將由國務院價格主管部門根據有關地點，並按當地燃煤電廠的基準上網電價加上自營運開始起可用15年的每千瓦時人民幣0.25元政府補貼計算。此外，倘採用招標方式選擇項目投資者，則該項目將依照政府指導價

行業概覽

釐定，惟不得超過當地的基準上網電價；(3)就太陽能、海洋能及地熱能發電而言，上網電價將由政府根據合理成本加上合理溢利計算；及(4)就水能發電而言，定價機制維持不變。

國家發改委於2007年1月11日頒佈的《可再生能源電價附加收入調配暫行辦法》規定，省電網公司須與使用可再生能源的電廠結算上網電價。因此，電網公司須根據相關購電協議按月支付按傳送至電網的實際電量及國務院價格主管部門批准的上網電價計算的所有電力費用及資助。

國家發改委於2009年7月20日頒佈的《關於完善風力發電上網電價政策的通知》進一步列明風能發電的定價機制。因此，中國將分為四類風能資源區，同區的所有陸上風能發電項目須採用同一標準的基準上網電價(包括增值稅)(分別為人民幣0.51元/千瓦時、人民幣0.54元/千瓦時、人民幣0.58元/千瓦時及人民幣0.61元/千瓦時)。就橫跨多個省份或地區的風場而言，原則上應採用同一上網電價，惟以較高基準上網電價為準。此外，新上網電價將繼續獲得可再生能源發電項目一般享有的上網電價資助優惠。同時，對於2009年8月1日前獲批准的風電項目，此規定生效後，根據以往規定的上網電價將維持不變。關於新定價政策及四類風能資源區的詳情，請參閱「監管概覽—III.可再生能源的監管規定—4.價格及費用分攤」一節。

中國清潔及可再生能源行業優惠政策

基於環境污染及可持續發展的需求，中國致力推廣使用清潔及可再生能源，以減少由發電產生的各種廢氣排放量。根據《國務院關於進一步加大工作力度確保實現「十一五」節能減排目標的通知》，中國政府已制定目標，於2020年前將每單位國內生產總值二氧化碳排放量自2005年的水平降低40%至45%。此外，根據國家發改委頒佈的《可再生能源中長期發展規劃》，中國政府宣佈有意投資約人民幣20,000億元於可再生能源發展。

《中共中央關於制定國民經濟和社會發展第十二個五年規劃的建議》指出，中國政府將繼續支持中國清潔能源產業發展。因此，在2011年至2015年的第十二個五年規劃期間，中國政府將推進能源生產及消耗改革，旨在於中國建立更清潔的能源結構，加快新能源發

行業概覽

展。此外，中國政府將於第十二個五年規劃期間加強電網建設發展，發展中國技術更先進的電網系統。上述政策是對中國清潔及可再生能源行業持續有利的政策，及預期未來數年併網限制對中國風電產業的不利影響將會降低，因此我們的業務預期亦可受惠。有關中國可再生能源行業優惠政策的詳情，請參閱「監管概覽—III.可再生能源的監管規定」一節。

中國燃氣發電行業

燃氣發電的優點

與燃煤發電相較，燃氣發電只會產生較少量的污染物，故此視為較清潔的化石燃料。下表載列使用不同類型燃料產生相同數量能源的空氣污染物排放量。

化石燃料排放標準 — 磅／能量產量10億Btu

| 污染物 | 天然氣 | 燃油 | 煤炭 |
|-----------|---------|---------|---------|
| 二氧化碳..... | 117,000 | 164,000 | 208,000 |
| 一氧化碳..... | 40 | 33 | 208 |
| 一氧化氮..... | 92 | 448 | 457 |
| 二氧化硫..... | 1 | 1,122 | 2,591 |
| 顆粒..... | 7 | 84 | 2,744 |
| 汞..... | 0.000 | 0.007 | 0.016 |

資料來源：美國能源信息署⁽¹⁾

附註：

- (1) 美國能源信息署為美國能源部的統計及分析機構。根據其網站資料，美國能源信息署收集、分析及發佈能源信息，促進制定健全政策、高效率市場、公眾對能源的認識以及其與經濟及環境相互影響。

此外，與傳統的燃煤發電廠相比，燃氣熱電廠乃針對頻繁啟動發電程序而設計，更易滿足緊急電力調度的需求。

中國燃氣發電行業

根據英國石油公司報告⁽¹⁾的資料，中國天然氣消耗量由2000年約245億立方米大幅增至2009年約887億立方米，年複合增長率約15.37%。根據十一五規劃，國家發改委已制訂目標，於2010年將天然氣佔燃料總消耗量的比重提高至5.3%，較2005年增加2.5個百分點。同時，國家發改委於2010年將煤炭佔燃料總消耗量的比重降至66.1%，較2005年減少3.0個百分點。

附註：

- (1) 英國石油公司於58年來每年根據政府資料來源及已公佈數據刊發 BP Statistical Review of World Energy，並提供世界能源市場的資料。英國石油公司報告為能源經濟業中廣受重視及權威刊物之一，傳媒、學者、各國政府及能源公司均用作參考。

行業概覽

根據美國能源信息署於2008年國際能源展望的估計，預期中國燃氣發電的裝機容量於2005年至2030年的平均年增長率為13%。

中國天然氣供應

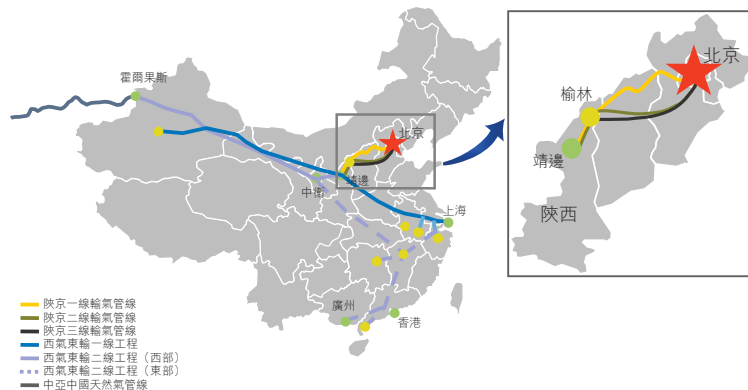
根據英國石油公司報告的資料，中國天然氣探明總儲量由1999年的1.37萬億立方米增至2009年底估計的2.46萬億立方米。中國燃氣總產量於2009年達到約852億立方米，較十年前增加近238%。雖然燃氣產量大幅增加，但中國於過去五年仍表明可維持29至35年的經證實天然氣儲備量。

現有主要管道

近年來，中國已著手建設多個主要管道項目以配合不斷增長的能源消耗。不少遠程管道為延伸至土庫曼、哈薩克、烏茲別克及俄羅斯等鄰國的跨國項目。下表載列中國的石油和天然氣公司近年建設的主要天然氣管道。

主要燃氣管道

| 項目名稱 | 開始營運年份 | 總長度(千米) |
|-----------------|--------|---------|
| 陝京一線輸氣管線..... | 1997年 | 1,105 |
| 西氣東輸一線工程..... | 2004年 | 4,000 |
| 忠縣—武漢天然氣管線..... | 2005年 | 1,375 |
| 陝京二線輸氣管線..... | 2005年 | 935 |
| 冀寧聯絡輸氣管線..... | 2005年 | 1,498 |
| 川氣東送管線..... | 2009年 | 2,203 |
| 陝京三線輸氣管線..... | 2011年 | 896 |



資料來源：美國能源信息署、中國石油天然氣集團

行業概覽

中國目前正在建設兩個大型管道項目，即西氣東輸二線工程及榆—濮—濟輸氣管線。

西氣東輸管線工程是中國最長的天然氣管道。西氣東輸管線分三個階段建成。西氣東輸一線工程2004年竣工，於2009年接通陝京天然氣管線，並於2010年開始向北京供氣；西氣東輸二線工程自2010年1月開始已透過陝京天然氣管線工程向北京供應天然氣。

天然氣的定價

中國天然氣過往定價經歷三個發展階段。1957年至1993年，中國天然氣定價統一，並由中央政府釐定批核。1993年至2005年，中央政府釐定天然氣價格，並為企業釐定用以確定實際售價的價格浮動範圍。2005年，國家發改委頒佈《國家發展改革委關於天然氣出廠價格形成機制及近期適當提高天然氣出廠價格的通知》。根據該通知，政府首先釐定天然氣的基準價格。當公司釐定天然氣最終售價時，售價可分為兩類。若干氣田生產的天然氣最終價格可定於基準價格的10%浮動範圍，而其他燃氣價格則可根據基準價格釐定，惟售價不得高於基準價格10%，亦無價格下限。北京已連接陝京天然氣管線工程，由國家發改委釐定的天然氣價格於近年逐步上升。經國家發改委通過，於2010年5月的工業用城鎮燃氣井口價格為每立方米人民幣1.46元。

燃氣發電廠上網電價

根據2005年國家發改委頒佈的《上網電價管理暫行辦法》，燃氣發電廠的上網電價須由相關政府物價局釐定。該等電價須反映生產成本及合理投資回報。價格主管部門定價的考慮因素包括燃料類型、成本結構、設施使用年限及適用稅率。

由於成本結構有異及政府政策提倡使用環保燃料，因此燃氣發電廠的上網電價通常較燃煤發電廠為高。相關政府物價局保留酌情調整電價的權利以防情況出現重大變化(如天然氣價格大幅波動)。詳情請參閱「監管概覽—III.可再生能源的監管規定」一節。

行業概覽

燃氣熱電聯產模式

由於華北地區冬季供暖需求殷切，故此不少電廠採用熱電聯產的生產模式。根據此模式，發電機的部分蒸汽(通常約為350攝氏度)進一步用於加熱城市供暖網絡用水，為居民及工業終端用戶供暖。或者，蒸汽直接售予工業終端用戶，而非直接排入大氣。由於熱電聯產能進一步利用廢蒸汽，故此熱電聯產電廠的能源利用率較非聯產發電廠更高。

相較傳統燃煤約為30%的發電效率，燃氣熱電聯產的發電效率更高(為50%以上)，故可達致高設備利用率及營運效率。而且，與燃煤發電廠相比，燃氣聯產廠房工程架構較簡單且毋須預留空間存放廢灰，一般僅佔燃煤發電廠通常所需土地的30%至40%。

政府尤為支持聯產發電廠發展。例如，北京市人民政府頒佈《北京市人民政府批轉市發展改革委關於加快構建本市安全高效低碳城市供熱體系有關意見的通知》，具體指出北京未來重視發展聯產發電廠。截至十一五規劃期末，北京的燃氣熱電聯產電廠總裝機容量約2,000兆瓦，為中國最高城市之一。

北京燃氣發電及供暖行業

北京作為中國政治、經濟及文化中心，對穩定能源、環保、節能減排訂有非常嚴格的標準，以保障並提高能效、改善空氣質量及提高生活水平。

天然氣環保，可應付突發性的需求，且可滿足北京市冬季供暖需求，切合北京市的未來能源需要。根據《北京市人民政府批轉市發展改革委關於加快構建本市安全高效低碳城市供熱體系有關意見的通知》及《北京市「十一五」時期能源發展成效」情況介紹》，北京已制定目標，將燃氣佔所有能源的使用率由2009年的12.6%提高至2015年前的20%，並於2020年前再提高至25%以上。北京正計劃分別在北京市區東北部、西北部、東南部及西南部發展及建設四個主要熱電中心(如熱電聯產發電廠)。北京市周圍的燃氣熱電聯產電廠的總裝機容量預期由2010年8月31日的1,960兆瓦增至2015年的6,860兆瓦。

行業概覽

此外，根據《關於印發北京市城市公用企業補貼資金使用管理暫行辦法的通知》，由於電力及熱力均為城市公用產品，因此燃氣發電企業可獲政府補貼。中國政府透過電價補貼政策提供相關財務補貼，經補貼的上網電價高於燃氣發電的上網電價。詳情請參閱「監管概覽—III.可再生能源的監管規定—5.專項資金補貼」一節。

目前，國有企業北京市燃氣集團有限責任公司為燃氣供應代理，負責北京的燃氣管道營運以及銷售及分銷燃氣。

北京電力供求

隨着北京經濟快速發展及生活水平不斷提高，年發電量一直顯著增長。然而，北京本地的電力來源無法滿足北京的大量電力需求。根據《全國電力工業統計快報2009年》，2009年北京的總發電量約為24.4太瓦時，而電力消耗量約為73.6太瓦時，電力缺口從北京以外的電力來源輸送，顯示短期內當地對新電力來源的需求殷切。

風能行業

風能優勢

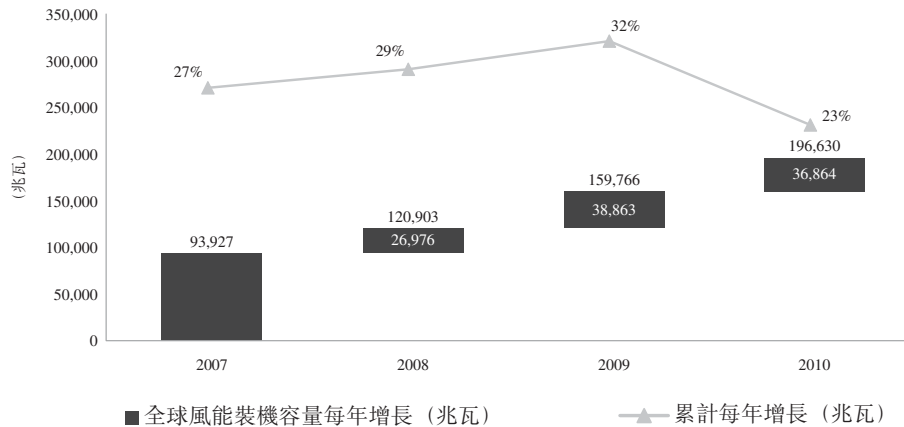
與其他可再生能源行業種類相比，風力更具成本優勢、資源可用性更高及技術水平較為成熟，故此成為全球發展最迅速的可再生能源行業。

行業概覽

全球風能需求及裝機容量

根據世界風能協會⁽¹⁾，全球風能裝機容量於2007年至2010年的複合年增長率約為27.9%，累計裝機容量由截至2007年12月31日的93,927兆瓦增至截至2010年12月31日的196,630兆瓦。下表載列所示期間全球風能裝機容量及其自2007年至2010年的累計裝機容量增長率。

2007年至2010年全球風能市場裝機容量及累計裝機容量增長率



資料來源：2010年世界風能報告(世界風能協會)

主要全球風能市場

根據世界風能協會的資料，按總容量計算，歐洲、亞洲及北美洲乃三大風能市場，分別佔全球總容量的43.7%、31.1%及22.5%。

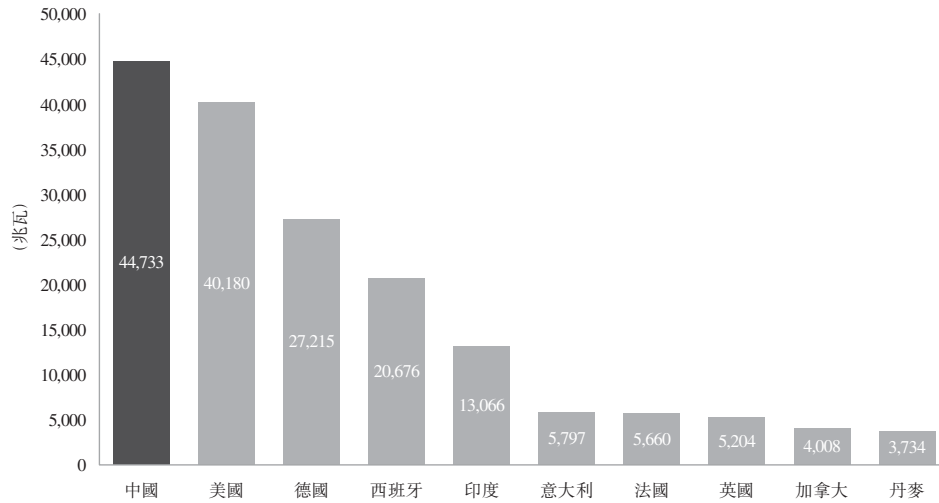
附註：

- (1) 世界風能協會為一家非牟利機構，協助以各種可再生能源技術建立世界能源系統，其中風能為主要發展領域之一。世界風能協會為全球風能參與者的溝通平台，向各國政府及國際組織建議各種有利風能發展的政策。世界風能協會亦促進國際科技轉移，有利加快推廣清潔技術。

行業概覽

下表載列2010年全球十大國家風能市場的裝機容量。

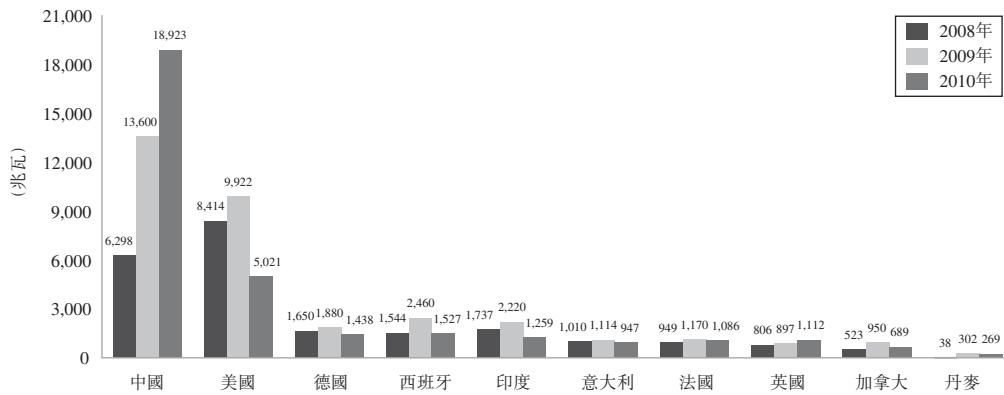
2010年全球十大國家風能市場的裝機容量



資料來源：2010年世界風能報告(世界風能協會)

近年，風能市場迅速發展。下表載列2008年、2009年及2010年十大國家市場的裝機容量增長。

十大國家新增風能裝機容量



資料來源：2010年全球風能報告(全球風能協會)

行業概覽

根據全球風能理事會(「全球風能理事會」)⁽¹⁾的資料，2011年至2015年，預計全球風力發電行業裝機容量將持續增長，複合年增長率為17.4%，於2015年將達448.8吉瓦。下表載列全球風能理事會對2011年至2015年全球及地區風力裝機容量的估計。

| 地區 | 2011年 (估計) | 2012年 (估計) | 2013年 (估計) | 2014年 (估計) | 2015年 (估計) | 2011年 至2015年的 複合年 增長率 (估計) |
|------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--|
| (吉瓦) | | | | | | |
| 歐洲 | 96.1 | 107.1 | 119.1 | 132.1 | 146.1 | 11.0% |
| 北美洲 | 52.2 | 61.2 | 71.2 | 82.2 | 94.2 | 15.9% |
| 亞洲 | 79.1 | 101.1 | 124.1 | 148.6 | 174.6 | 21.9% |
| 拉丁美洲..... | 3.5 | 6.0 | 9.5 | 14.0 | 19.0 | 52.6% |
| 太平洋地區..... | 3.1 | 3.9 | 4.9 | 5.9 | 7.4 | 24.3% |
| 中東及非洲..... | 1.9 | 2.7 | 3.9 | 5.5 | 7.5 | 41.0% |
| 總計 | 235.9 | 282.0 | 332.7 | 388.3 | 448.8 | 17.4% |

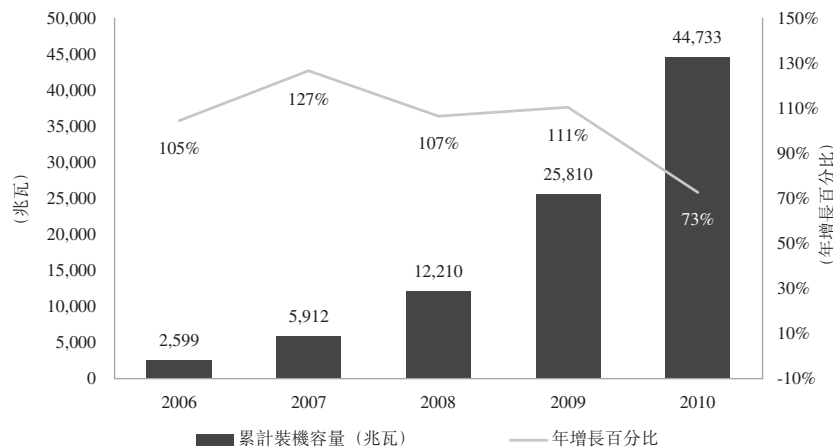
資料來源：2010年全球風能報告(全球風能理事會)

中國風力發電行業

中國的風力發電行業在近年迅速增長。根據世界風能協會的資料，中國佔全球累計裝機容量196,630兆瓦約22.8%，按截至2010年底裝機容量計算，為全球最大的風力發電市場。根據世界風能協會的資料，截至2010年12月31日，中國風力發電行業的新裝機容量達18,923兆瓦，累計裝機容量增至44,733兆瓦，按新裝機容量及累計裝機容量計算均為全球第一。

下表載列所示期間中國風力發電的裝機容量。

中國風力發電的裝機容量(2006年至2010年)



資料來源：2010年全球風能報告(全球風能協會)

附註：

- (1) 全球風能理事會於2005年成立，為整個風能行業提供可靠且具代表性的國際討論平台。全球風能理事會的成員為國家級的風能行業協會及業內的公司。

行業概覽

中國政府亦採納多項優惠政策，鼓勵發展風力發電行業。2007年8月，國家發改委頒佈《可再生能源中長期發展規劃》，載列截至2020年可再生能源的目標，將其於2010年及2020年前可再生能源消耗量佔總能源消耗量的比重分別定為10%及15%。該計劃亦載有2020年風力發電容量達30吉瓦的目標。此外，該計劃亦包括「強制性市場份額」政策，載列2010年及2020年前非水力發電再生資源發電量分別佔1%及3%的目標。按現時光伏及生物質發電的發展速度，該等發電量很可能僅保持適中，因此達成該進取的目標將相當依賴風力發電。

中國風能市場具龐大增長潛力。根據中國風能協會⁽¹⁾的《中國風能行業發展及未來趨勢研究》，至2020年，中國風力發電的裝機容量的保守估計、適量估計及進取估計分別為165吉瓦、248吉瓦及345吉瓦。

中國擁有具龐大發展潛力的豐富風力發電資源。根據可再生能源中長期發展規劃，技術可開發的陸上風力資源為300吉瓦。可開發風力資源(包括海上風力資源)為1,000吉瓦。

《可再生能源中長期發展規劃》指明華北及東南沿岸地區為風力發電發展潛力優厚的地區。此外，中國部分擁有湖泊或其他特殊地形的內陸地區亦有大量風力資源。擁有最豐富風力資源的中國北部地區包括內蒙古、吉林、遼寧、黑龍江、甘肅、寧夏、新疆及河北。擁有最豐富風力資源的沿岸及離岸地區包括山東、江蘇、浙江、福建、廣東、廣西及海南。

下表載列2009年中國部分省份的估計風力資源。

中國部分省份的風力資源

| 省份 | 技術可開發的風力資源 |
|-----|------------|
| | (吉瓦) |
| 內蒙古 | ≈150 |
| 新疆 | >100 |
| 甘肅 | >100 |
| 河北 | >40 |
| 江蘇 | >10 |
| 吉林 | >10 |

資源來源：中國可再生能源專業委員會

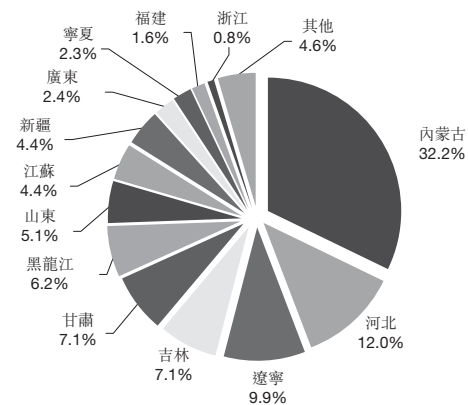
附註：

- (1) 中國風能協會於1981年成立，為於中國民政部正式登記的非牟利組織，並於2002年獲中國科學技術部及中國科學技術協會批准。中國風能協會為全球風能協會成員。

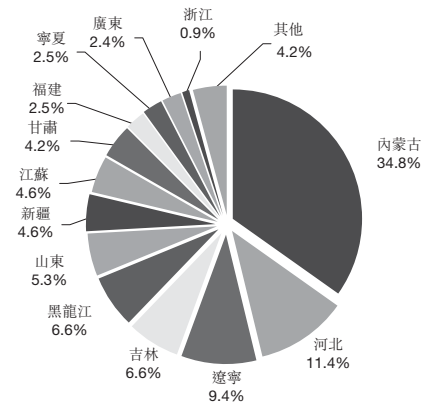
行業概覽

中國風力資源分佈不平均，影響各省未來裝置風力裝機容量的選址。擁有豐富風力資源的地區大多位於沿岸及離岸地區及華北地區。按下表所示，內蒙古、河北及遼寧為風力發電最為發達的地區。下表載列2010年12月31日中國按省份劃分風力發電裝機容量佔全國總裝機容量的百分比以及2010年中國按省份劃分總風力發電量佔全國總風力發電量的百分比。

2010年按中國省份劃分的風能裝機容量



2010年按中國省份劃分的總風力發電量



資源來源：全國電力工業統計快報(2010年)

根據中國水電報告，中國國電集團公司、中國華能集團公司、中國大唐集團公司、中國神華能源股份有限公司國華電力分公司、中國廣東核電集團有限公司、中國華電集團公司、中國電力投資集團公司及北京能源投資(集團)有限公司為中國八大風電場營運商，佔2010年中國累計風電裝機容量的66.4%。

行業概覽

下表載列中國各大風電場營運商及於2010年底各自的市場份額。根據下表，按2010年底的建設容量計算，本集團為中國第八大風電場營運商。

| 公司 ⁽¹⁾ | 2010年 12月31日 綜合風電建 設容量 (兆瓦) | 佔中國總 風電建設 容量的 市場份額 (%) ⁽²⁾ | 風電場營運地區 |
|---|---|---|-------------------------------|
| 中國國電集團公司..... | 8,001 | 20.9% | 內蒙古、遼寧、吉林、黑龍江、甘肅、新疆、河北、東南沿海省份 |
| 中國華能集團公司..... | 4,874 | 12.7% | 內蒙古、遼寧、吉林、山東、廣東、雲南、河北、新疆、海南 |
| 中國大唐集團公司..... | 4,403 | 11.5% | 內蒙古、遼寧、吉林、黑龍江、河北、河南、甘肅、山東、上海 |
| 中國神華能源股份 有限公司 國華電力分公司..... | 2,084 | 5.4% | 廣東、江蘇、河北、山東、內蒙古、中國東北 |
| 中國廣東核電集團 有限公司..... | 1,873 | 4.9% | 內蒙古、吉林、甘肅 |
| 中國華電集團公司..... | 1,840 | 4.8% | 內蒙古、新疆、遼寧、黑龍江、湖南、山東、河北、寧夏 |
| 中國電力投資集團公司.. | 1,286 | 3.4% | 內蒙古、甘肅、遼寧、寧夏、江蘇 |
| 北京能源投資(集團) 有限公司 ⁽³⁾ | 1,081 | 2.8% | 北京、內蒙古、遼寧 |
| 河北建設投資集團 有限責任公司..... | 1,004 | 2.6% | 河北 |
| 華潤電力控股有限公司.. | 872 | 2.3% | 廣東、山東、河北、甘肅、內蒙古 |
| 其他 | 10,964 | 28.6% | |
| 總計 | 38,280 | 100.0% | |

資料來源：中國水電報告、公司資料

附註：

- (1) 公司英文名稱僅供識別。
- (2) 市場份額基於中國水電報告的2010年總建設容量數據計算。
- (3) 我們經營北京能源投資(集團)有限公司的全部風電建設容量。

海上風電市場概覽

全球海上風電市場

由於海上風電項目需要大量資本支出，且舊發電模式需要較高營運及維護成本，因

行業概覽

此海上風電項目發展較陸上項目慢。然而，海上風電技術漸趨成熟，已成為歐洲日後風電市場的主要發展策略之一。

根據世界風能協會的資料，2010年全球累計風電總裝機容量為196,630兆瓦，而海上風電裝機容量僅為3,118兆瓦，佔全球風電總裝機容量約1.6%。

中國海上風電市場

中國海上風電仍處於起步階段，但由於擁有豐富海上風能資源，因此具有高增長潛力。根據中國氣象局的初步估計，中國約有200吉瓦可用海上風能資源。

雖然中國海上風電場的初步投資額較陸上風電場高，然而海上風電場有較低單位營運成本⁽¹⁾、較長風力發電機可用年期、較高發電量及更穩定供應等長遠優勢。此外，海上風電發電不會消耗珍貴的土地資源，並可靠近沿海負荷中心興建。海上風能發電亦能有效解決陸上風能發電的長距離輸送問題，減低電網輸電的限制。

2010年1月，國家能源局向若干沿海省份頒發通知，要求試行海上風電場特許權項目。2010年5月，國家能源局正式進行海上風電場首輪招標，邀請全國大型風電場中國營運商競投承辦四個總容量為1,000兆瓦的海上風電場特許權項目。該四個風電場項目位於江蘇省沿岸，而江蘇省擁有全國最豐富海上風能資源。

(1) 營運成本不包括折舊