# 中国风电发展报告

CHINA WIND POWER OUTLOOK

2010

李俊峰　施鹏飞　高虎 著

海南出版社

版权所有 不得翻印

图书在版编目(CIP)数据

中国风电发展报告2010 / 李俊峰,施鹏飞,高虎 著.

—海口：海南出版社，2010.10

ISBN 978-7-5443-2968-2

Ⅰ.①中… Ⅱ.①李…②施…③高… Ⅲ.①风力发电-电力工业-研究报告-中国-2010Ⅳ.①F426.61

中国版本图书馆CIP数据核字(2010)第187513号

中国风电发展报告2010

作者：李俊峰 施鹏飞 高虎

责任编辑：李智勇

装帧设计：宋玉碧

责任印制：杨程

印刷装订：廊坊市恒泰印务有限公司

读者服务：杨秀美

海南出版社 出版发行

地址：海口市金盘开发区建设三横路2号

邮编：570216

电话：0898-66812776

E-mail：hnbook@263.net

经销：全国新华书店经销

出版日期：2010年10月第1版 2010年10月第1次印刷

开本：787mm×1092mm 1/16

印张：6

字数：90千

书号：ISBN 978-7-5443-2968-2

定价：28.00元

本社常年法律顾问：中国版权保护中心法律部

【版权所有 请勿翻印、转载，违者必究】

如有缺页、破损、倒装等印装质量问题，请寄回本社更换

# 中国风电发展报告2010

—— CHINA WIND POWER OUTLOOK 2010 ——


主要作者　李俊峰　施鹏飞　高　虎

贡献作者　谢宏文　杨振斌　唐文倩　马玲娟

协 调 员　李　昂　李　雁　杨爱伦　乔黎明　唐文倩



供图及摄影　©绿色和平/Simon Lim 、鲍利辉、Paul Langrock、Zenit、John Novis，华锐国电科技集团股份有限公司，汕尾红海湾风电场



中国资源综合利用协会可再生能源专业委员会

全球风能理事会

绿色和平

2010年10月

# 出版说明

2004、2007、2008年在绿色和平和全球风能理事会等机构的支持下，中国资源综合利用协会可再生能源专业委员会发布了《风力12在中国》、《中国风电发展报告2007》、《中国风电发展展望报告2008》，受到了国内外读者的一致好评。为满足广大读者了解风电发展新形势的愿望，在绿色和平和全球风能理事会的支持下，中国资源综合利用协会可再生能源专业委员会再次借以绿色和平与全球风能理事会的支持，组织国内外专家编写《中国风电发展报告2010》。此报告综合历次报告的精华，也吸纳了全球风能理事会《全球风电发展展望》的一些观点，试图全面客观地向广大读者反映我国乃至世界风电的发展的形势、特点与展望。全书涵盖了我国风电发展的战略需求与资源保障、市场容量与装备水平、市场环境与政策保障、环境效益与气候变化、历史回顾与发展展望等内容，不仅把我国的风电发展纳入全球发展的框架，同时结合风电发展、节能减排以及2020年实现非化石能源消费比例15%的战略目标，将风电发展摆在我国整个能源发展战略的角度，认识和分析问题，以期带给读者更广阔的视野。由于时间仓促，以及主要作者的水平限制，本报告有许多不尽人意之处，期待再版时能加以改进。本书作者望能吸取各方建设性意见，集思广义，逐步完善，争取使其成为反映我国风电发展势态的重要文献之一。此外，本报告的出版除得到了绿色和平和全球风能理事会的支持和资助外，还得到了中国可再生能源学会风能专业委员会和产业工作委员会、中国水电工程顾问公司、国家发展改革委能源研究所、联合国环境署SWERA项目，以及国家气候中心和国家能源局等机构的大力支持，在此一并表示感谢。

编著者

2010年10月1日

# 序一

几年前当大家还在热议西班牙何以成为风电翘楚的时候，中国风电产业和市场还处于艰难的起步阶段，很难想象在几年后的今天，全球风电发展格局中，中国成了主角。回顾中国风电，从孕育，到起步、发展，有成功，有教训，有对未来的憧憬，是一个艰难探索交织的历程，也意味着，中国风电走向成熟，还需要长期的不懈的努力。

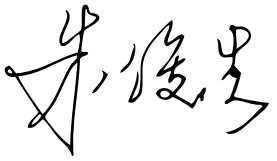
首先，对于中国风电发展的国际定位要有准确的认知。我们应清醒地看到，虽然中国风电从产业规模到市场规模都居于世界前列，但从风电设备制造技术角度看，中国虽然俨然一个制造业大国的国际形象，但风电机组关键的设计技术依然依托欧美，风电机组的检测认证体系还不健全，风电场长期运营维护的经验也是中国风电开发商所欠缺的，中国自有的风资源评价技术还处于比较简单的初期阶段，中国风电人才的培育和储备也远远不能适应风电商业快速发展的要求。因此，具备了全球最大的市场和产量，只是中国在风电发展道路上迈出的第一步，也是比较容易的一步，其后要走的路还很长，需要不断地学习、实践及总结。同时要加强国际交流与合作，与国外有技术实力的企业和研究机构合作取长补短，共谋发展。

第二，要冷静客观地看待中国风电的快速发展。风电作为一个技术含量高的新兴产业，技术的可靠性需要经过长期的运营的检验。中国的风电从起步到目前的高速发展，经历的时间不长，特别是大型机组的安装运行，经历时间还很短，如此短的时间，不能准确地检验机组的可靠性。风电领域的投资者，应从更加长远的角度效验机组的可靠性和风电的发展，应切实将风电作为一种未来能源替代的选择，而不应单纯作为短期逐利的工具。

第三，进军海上风电要深入评估，精心谋划。海上风电的运营比起陆上风电而言，条件更复杂，对技术要求更苛刻，单位造价高，排除故障的代价更大，因此，理智的投资者会在未来相当一段时间内，把陆上风电作为重点，用近海风电试水海上风电发展，不会盲目投入深海海上风电发展。可以客观地说，海上风电在短期内会吸引一批新的投资，但不会成为大规模投资的热点。

第四，最重要的，对技术进步和质量控制要持之以恒。风电产业从发展到成熟，中间要跨越的就是技术和质量关，这也是衡量一个风电企业实力的根本，产品质量是企业的生命，技术是创新的动力，因此，只有对质量和技术持之以恒的企业，才能立于不败之地。

最后，祝愿中国的风电从业者，能在这一场能源变革大潮中，扛起更多的社会责任，奉献更多的热情和智慧，在群雄逐鹿激烈的市场竞争中，走出一条健康、可持续、稳步发展的道路，贡献于人类共同的未来。



中国资源综合利用协会可再生能源专业委员会主任 朱俊生

# 序二

不久之前的官厅风电场之行仍旧历历在目，一路上的所见所闻都让人备受鼓舞，这是我第一次近距离接触中国的风电场。很难想象，如此静谧之地将能给北京的20万户家庭提供充足的电力，仅此一家风电场每年就能减少20万吨二氧化碳排放。

不禁期盼着如此美好恬静的风电场能取代危险污染的煤电厂；期盼着成百上千万的中国人能由此改善其生活环境；期盼着中国能在全球气候变化行动中扮演更重要的角色。

这一切都不是梦。在过去的四年中，中国风电市场的年增速超过了100%，现在，我们希望巨大的飞跃能在2010年再次出现。五年前，中国政府宣布的风电计划是在2020年装机容量达到3,000万kW，而现实却比预计的好很多。在中国，每小时就有两台风机安装起来，照此速度发展，完成五年前的目标早已不在话下。依照这本报告的预测，在最乐观的情景下，2020年中国的风电装机容量将达到2.3亿kW，风能将成为中国产业发展最成功的案例之一。

但是，在成为可再生能源大国的路途上，并不是一帆风顺的。中国仍旧是世界上最大的煤炭生产国和消费国。煤炭这种极易污染环境的能源，是造成气候变化的主要原因之一。由此产生的污染每天都在威胁着公众的健康。当然，我们也看到了中国为改变现状所做出的努力，在过去的三年中，中国关停的煤电厂装机容量比澳大利亚全国的发电量还大。

在摆脱对化石能源过度依赖的同时大力发展可再生能源，中国有能力也正在寻求一种清洁、安全、自给自足的产能方式。而这种能源结构，也能够确保后代的能源使用。风能是可再生的清洁能源，政府在这个行业的投资也将带来更多的就业机会。

让我感触最深的是，在坚定的选择了发展可再生能源之路的同时，中国也已经成为全球应对气候变化的先行者。在应对气候变化问题上的深谋远虑和十足的勇气，足以让中国引以为傲。不仅如此，中国的行动还将为我们共同的未来做出不可磨灭的贡献。

我非常乐于看到中国有朝一日成为世界清洁能源强国，成为低碳发展的优秀典范。我相信中国也完全有这个能力。

绿色和平国际总干事 库米•奈都 (Kumi Naidoo)

# 序三

全球风能理事会非常乐意为2010版《中国风电发展报告》提供支持和帮助。该报告是风电领域的权威著作，对感兴趣的人来说，它是关于世界上最具活力的风能市场的信息之源。

中国风电产业发展引人瞩目：本世纪初才只有几个示范项目，短短几年过后，中国市场已发展成了世界最大的风电市场。2009年底，中国累计装机容量竟超过德国位居世界第二；起初完全依靠进口装备，而如今国内风电产业迅猛增长，已有三家企业进入世界前十强，五家企业进入前十五强，且在中国风电市场上占有80%的市场份额。另外，有些中国企业也正着手准备开发出口项目。2009年，中国首个近海风电场在上海附近开始建设，这成为2009年中国风电发展的又一里程碑。2010年上半年，这个风电场已建设完成。

在经济快速增长和电力需求增加的推动下，为使电力能源供应多样化，总体经济更节能，同时减少碳排放量，中国风电产业具备主导世界市场的潜能。中国政府明确承诺要发展风电产业，因而中国风电产业才能取得如今的成就。各国领导人经常谈到要占据世界能源市场，而中国说到做到，正为世界市场提供信号，指明发展方向，中国近年来的成就正体现了他们的努力。明确的中期目标、浩大的风电基地项目以及近海风电发展的继续推进使得中国风电产业进一步发展和扩张的道路清晰明了。

当然，风电产业快速发展的同时问题也是在所难免的。风电并网问题仍未解决，只有政府采取行动才能打破新项目并网难的瓶颈，并在电网覆盖率高的地区减少现存风电项目的产出。此外，大家普遍认为，业界应将重心从“数量”转移至“质量”上，风电产业也正努力实现这一转变。

要实现从“量”到“质”的转变，最好的办法就是进一步开放中国风电市场，让更多国外经验丰富的业内人士加入到风电认证、标准实行、电网管理、资源评估、预测及其它风电咨询服务中，从而提高产业发展质量。目前，中国主要风电企业已开始向国外发展，相信这样有利于“知识交流”。此外，要实现风电产业的“质变”，中国政府还可以提供更多帮助，比如，在该领域内出台指导方针，建立标准及要求等。

当然，中国政府和产业界一直都很愿意听取和借鉴国外经验，吸收当初建设示范项目的经验教训，并最终出台了《中华人民共和国可再生能源法》，这在中国风电发展史上也是一次里程碑。如今，中国除了在质量控制和电网管理方面需向国外学习外，国外也需在低成本生产、迅速调度方面向中国学习，中国在这方面确实做得很好。我们非常期待与中国风电企业的合作，促进相互交流，从而发展中国及世界风电市场。

鉴于中国风电发展速度之快、规模之大，相信这本报告的内容会在不久的将来继续更新。

全球风能理事会秘书长　苏思樵（Steve Sayer）

# 摘要

## 1. 全球风电发展现状

2009年，尽管国际金融危机还在持续，全球风电行业仍继续迅速增长，年度市场增长率达到了41%。世界风电市场格局没有发生变化，欧盟、美国和亚洲仍占据了全球风电发展的主流，主要的变化是中国取代了美国，成为当年新增风电装机容量世界第一的国家。

根据全球风能理事会（Global Wind Energy Council，缩写GWEC）所编辑的统计报告，全球风电装机容量达到1.58亿kW，累计增长率达到31.9%。

世界风电行业不但已经成为世界能源市场的重要成员，并且在刺激经济增长和创造就业机会中正发挥着越来越为重要的作用。根据GWEC的报告，世界风电装机容量的总产出价值已经达到了450亿欧元，全行业所雇用的人数在2009年达到大约50万人。

到了2009年底，全球已有超过100个国家涉足风电开发，其中有17个国家累计装机容量超过百万千瓦。累计装机容量排名前10的国家依次是美国、中国、德国、西班牙、意大利、法国、英国、葡萄牙和丹麦。

2009年，主要受中国和印度的推动，亚洲风电市场已经超越欧美成为重要的新兴市场。中国的新装机容量达到1,380万kW，累计装机容量达到了2,580万kW。

## 2. 中国风电发展现状

（1）风力资源

中国国土辽阔，海岸线绵长，风力资源丰富。研究表明，中国风能利用的潜力巨大，陆地和海上风能的可开发装机总容量达到大约7~12亿kW。其他最新评估报告提出的数据甚至可达25亿kW以上。因此，风电具有雄厚的资源基础，足以支撑其成为中国未来能源结构的重要组成部分。比较研究现有的五大风电强国，中国的风力资源量接近于美国，大大超过印度、德国和西班牙。

中国东南沿海地区、沿海的岛屿以及北方地区（东北、华北和西北）的风力资源尤其充足。另外，一些内陆地区也拥有丰富的风力资源。海上风力资源也很可观。

但是，风力资源的地理分布与电力负载之间并不匹配。中国的沿海地区电力负载巨大，但是风力资源贫乏。另一方面，中国北方的风力资源丰富，但是电力负载较小。这给风电开发的经济性方面带来了困难。

（2）市场概况

2009年，中国风电行业成为全球领头羊，其装机容量增速超过100%，累计装机容量如今全球排名第二，新增装机容量全球排名第一。中国的设备产能也在全球拔得头筹。中国的新增装机容量和风机产量均占到全球总数的大约1/3。

2009年，中国的新安装风机总数（除台湾省以外）达到10,129台，新增装机容量达到1,380万kW，这个数字超过美国。累计装机容量达到2,580万kW，实现连续第四年装机容量翻番。

（3）风电行业和供应链

中国的风机设备产能迅速增长，其产业集中度进一步提高。如今国内制造商已经占据中国供应市场的超过85%，并开始出口海外。

风电设备制造行业明显地分为三个梯次：华锐风电（Sinovel）、金风科技（Goldwind）和东方电气（Dongfang Electric）（均属于全球风机制造商十强之列）属于第一梯队；明阳风电（Mingyang）、国电

联合动力（United Power）和湘电集团（XEMC ）属于第二梯队；其他较小的风机制造商属于第三梯队。

受国际风电开发趋势的推动，中国风机制造商开始进入大型风机设备竞争行列。华锐风电、金风科技、湘电集团、上海电气（Shanghai Electric Group）和明阳风电（Mingyang）都在开发5MW或者更大功率的风机，并且有望开发出具有竞争力、技术上成熟的风机。但是，这一行业当前的主要顾虑是其产品的质量能否过关。一般认为，中国国内风电设备业将在2011年和2012年迎来大考。如果能够成功过关，中国风机制造行业将会实现质的飞跃。

尽管中国已经有一套比较健全的风机制造供应链，包括几乎所有主要部件的制造生产基础设施，但是中国某些关键零部件还依赖进口，同时中国也缺乏完善的辅助服务体系，例如认证机构、基础研发。

（4）海上风电前景

中国正在对漫长的海岸线上的海上风电开发前景进行细致的调研。2010年，首批海上风电项目——上海东海大桥10万kW已经完成组装，安装了34台华锐3MW风机。根据沿海省份编制的规划，海上风电的装机容量预计将在2020年达到3,280万kW。

（5）风电开发商

中国风电最重要的三大开发商是国电（龙源电力）、大唐和华能。这三家企业都是大型的国有发电企业。大多数的投资和项目开发工作是由发电企业承担的，根据国家法律规定这些发电企业有义务稳定增加可再生能源的比重。

（6）地理分布

2009年底，中国总共有24个省、自治区建立了自己的风电场。超过9个省份的累计装机容量超过百万千瓦，其中4个省份超过200万千瓦。内蒙古自治区最为领先，新增装机容量达到554.5万kW，累计装机容量达到919.6万kW。

## 3.国家能源政策

2009年底，中国政府在哥本哈根气候变化大会上向国际社会做出政治承诺：到2020年，非化石能源将满足中国15%的能源需求。这对未来清洁能源的发展规模和节奏提出了空前的期望与要求，也是对风电发展的有一次重新定位。风能发展也得到了一系列法律法规的支持，其中最重要的是2005年通过的《可再生能源法》，并在2009年进行了修订。本报告包含了这部法律最新的修订以及其他与风能开发相关的具体法律法规。

（1）风电基地

中国政府关于风电发展的承诺中一项重要的组成部分是建设七大“千万千瓦级风电基地”。这七大风电基地，每个都具有至少千万千瓦装机容量的潜力，位于内蒙古东部和西部、新疆哈密、甘肃酒泉、河北、吉林西部和江苏沿岸及近海地带。

2008年在国家能源局的领导下，这些风电基地的开发规划开始启动，目前进展迅速。根据该规划，各大基地到2020年将实现总装机容量1.38亿kW，但是前提是要建成配套电网。这些基地大多位于电网传输能力较弱的边远地区，远离中国的主要电力负载中心，这成为一个突出的要解决的问题。还有一个问题是大量的具有波动性的风电如何与受调峰能力差的燃煤电厂主导的电网网络相互协调。

（2）价格支持机制

价格政策是影响开发商投资和市场增长水平的关键因素。中国风电的支持机制已经从以资本回报率为基础的价格和通过风电场开发合同的竞争性招标制度实现的平均价格逐步改革，最终实现了根据

风能资源的差异性进行调整的固定电价制度。

2009年开始，通过将全国划分为四类风能资源区域，固定电价制度确立了陆上风电的基准价格。区域性固定电价政策的引入无疑是中国风电开发的一项积极步骤，并对更强劲的增长提供了激励。

## 4. 风电和可持续发展

作为最具经济竞争力的新能源类型，风电不仅在能源安全和能源供应的多元化方面扮演着重要作用，也在经济增长、扶贫、大气污染防治和温室气体减排中扮演了重要作用。2009年，中国的风机产品达到了超过1,500万kW的装机容量，产值总额为人民币1,500亿元，为国家财政增加税费总额超过300亿元。这一行业也为直接关系风电的就业领域提供了将近15万个工作岗位。假设中国的风电行业能够在2020年实现装机容量2亿kW，风力发电量达到4,400亿kW·h，若不考虑能效提升，那么它们将减少4.4亿吨的温室气体排放量，并通过减少约1.5亿吨煤炭消耗有效控制空气污染。与此同时，形成每年4, 000多亿的工业附加值，提供约50万人的就业岗位。

与这些效益相比，开发风电的潜在的负面影响，如鸟群撞击的风险较小。如果我们不利用清洁可再生的能源，而继续依赖化石能源，资源最终将会耗尽，而利用化石能源带来的污染和气候变化将会对人类环境带来致命的损害。

## 5.中国风电发展的相关问题

尽管中国风电发展取得了有目共睹的成就，本报告还是提出了一系列有关其运行和监管的问题与风险。

### （1）清洁发展机制

清洁发展机制（CDM）是根据《京都议定书》规定设计的一项方法，旨在促进相对贫穷的发展中国家中的清洁能源项目得到富裕国家的资金支持。中国企业已经充分利用了这一机制。

中国共有869个项目已经得到了联合国的批准，占已注册CDM项目总数的38.71%，来自CDM项目的收入在投资者开发风电场的回报中占据重要份额。但是，由于对中国项目对“额外性”规则——即任何CDM项目必须是相对本来可能发生的情形来说具有“额外性”——的解读方式受到质疑，风电CDM项目目前限于困境。为了中国风电行业的健康发展，这一问题亟待解决。另外，CDM是否会在目前的《京都议定书》减排期到2012年到期后以同样方式延续也存在不确定性。

### （2）电网接入

作为一个间歇性、多变化的电源，大型的风电开发势必会面临如何顺利接入电网的挑战。中国的风电场主要位于远离负载中心的地区，并且当地的电网设施相对较差，因此当前的电网设计对于风电的发展构成了限制。这一点已经成为中国今后风电发展面临的最大问题。

关于电网接入，四项问题是未来需要解决的。首先是电网设施自身的落后。专门建设长途电力传输线路以满足大规模的风电和光电发展，如今已经成为中国能源基础设施中不可或缺的关键组成部分。

第二个问题是电网企业不愿意接纳风电上网。中国的《可再生能源法》明文规定要求电网企业收购与日俱增的可再生能源发电量，目标是要在2020年达到可再生能源发电量比重占总发电量的8%。然而这一规定并不具有可操作性。电网企业不接纳接受可再生能源发电并没有得到应有惩罚，对于风电企业受到的损失也没有补偿，因此电网企业既并没有压力、也没有动力积极接纳包括风电在内的可再生能源电力上网。

第三项问题是风电与电网技术要求之间的兼容性。中国需要效仿其他拥有大量可再生能源的国家的做法，实施可再生能源发电接入电网的技术标准和规定。风电输出预测，增加天然气发电、抽水蓄

能电站、建立必要的储能设施和发展电动汽车等都应当考虑为有效利用风电的措施。

另外，风电的定价政策并不能公正地反映其目前所面临的电网接入的困难，常常导致实际接入电网的电量达不到事先约定的数量。现有的风电价格确定机制和电力调度的规则也无法充分反映发电企业在电网安全运行过程中发挥的作用，如调峰和备用电源的使用。风电开发也受到了国家增值税制度的最新修改和来自CDM收入减少的不利影响。

因此，政府应当充分运用价格杠杆的作用，调动市场主体的积极性。应当运用不同的电价以引导和鼓励企业在新增装机容量时配备灵活的调节性装机容量，增加电网企业的调度灵活性。同时，还应运用峰谷电价引导电力消费者使用电力，鼓励非高峰时段用电，减少电网企业削峰的压力。

## 6. 风电开发政策的改革建议

整体上来说，中国鼓励风电发展的政策是成功的，不过，本报告对于进一步改革风电开发政策仍提出了一些具体的改革建议，包括：

（1）提出明确的全国性开发目标，让地方政府、电力企业、发电企业和制造企业都能够作为行动目标。2015年和2020年的装机容量（包括海上风电）不应少于1.1亿kW和2亿kW；当然，1.3亿kW和2.3亿kW更好。

（2）制定协调各方利益的经济激励政策，保护的地方经济利益，例如在电价中增加3~5分钱用于地方经济发展基金。西部地区应当享受更多的优惠政策。

（3）提出有效激励和制约电网的经济政策，出台风电上网标准及保障性收购的具体实施规范。

（4）出台“可再生能源基金”管理办法。

（5）完善《可再生能源中长期发展规划》中关于大型发电集团非水电可再生能源发电装机比例要求的配套激励、惩罚措施，以确保实现2020年达到8%的目标。

## 7. 未来发展的展望

2008年，来自中国工程院和国家发展改革委能源研究所的专家们作出预测，在低增长、中度增长和高增长的三种情景中，中国的风电装机容量将在2020年分别达到1亿kW，1.5亿kW和2亿kW的规模。与此同时，风电在总能源消费中的比重将分别达到1.6%，2.5%和3.3%。如果风电在总能源消费中的比重要达到5%，那么其装机容量就需要达到3亿kW。

本报告的作者则提出了更为雄心勃勃的判断。根据“保守方案”的预测，风电将在2020年达到1.5亿kW，2030年达到2.5亿kW，到2050年达到4.5亿kW。而根据“乐观方案”预测，电网接入瓶颈等问题得到初步解决，这组数字将分别增加到2020年的2亿kW、2030年的3亿kW和2050年的5亿kW。最后，“积极方案”的情景分析假定在巨大的温室气体减排压力下，政府将会引入强有力的政策激励支持风电发展，到2050年，技术可开发的资源将会基本得到开发。这一版本的情景分析表明，风电发展将在2020年达到2.3亿kW、2030年达到3.8亿kW、到2050年达到6.8亿kW。按照这一预测，风电在2020年总能源消费中的比重将分别达到2.2%，2.9%和3.3%；2020年的二氧化碳减排量分别达2.6亿、3.7亿和4.1亿吨。

这些预测更加接近全球风能理事会所做展望中的“超前情景”分析。该情景分析预计中国的风电装机容量将会在2015年达到1.3亿kW，2020年达到2.5亿kW，2030年超过5亿kW。风电将在2020年占全国总电力供应的10%，到2030年达到16.7%。当然前提是中国能源消费总量将会因为大幅能效提升措施而减少。

# 目录


01 **1.世界风电发展现状与展望**
02 1.1. 发展综述
08 1.2. 海上风电

11 **2. 我国风电产业发展现状与展望**
12 2.1. 资源条件
14 2.2. 发展现状
19 2.3. 海上风电
22 2.4. 战略地位

23 **3. 七大风电基地**
24 3.1. 基本状况
30 3.2. 建设进展
30 3.3. 电网接入
32 3.4. 支持政策

33 **4. 中国风电产业链发展状况**
34 4.1. 装备制造业发展现状
39 4.2. 开发商发展现状
41 4.3. 风电服务业发展现状

43 **5. 风电上网价格机制与改革展望**
44 5.1. 历史回顾
45 5.2. 不同电价形成机制的特点与作用

49 **6. 风电与可持续发展**
50 6.1. 风电与经济发展
51 6.2. 风电与环境保护
52 6.3. 风电的环境负面效应
54 6.4. 风电与清洁发展机制

58 **7. 电网瓶颈问题与解决方案**
60 7.1. 体制和政策层面问题
61 7.2. 技术层面问题
63 7.3. 风电上网的政策解决方案
65 7.4. 风电上网难的技术解决方案

68 **8. 我国风电产业政策环境与走向**
69 8.1. 我国支持风电产业发展的政策
77 8.2. 我国现有政策层面存在的主要问题或不足
78 8.3. 近中期我国支持风电需要解决的几个问题
79 8.4. 风电发展政策的改革方向

80 **9. 世界和中国风电发展展望**
81 9.1. 世界发展展望
83 9.2. 不同机构对中国风电发展情景的分析
87 9.3. 本报告对中国风电发展的判断
88 9.4. 风电对中国能源环境问题的贡献

89 **10. 后记**

90 **11. 参考文献**

# 1.世界风电发展现状与展望

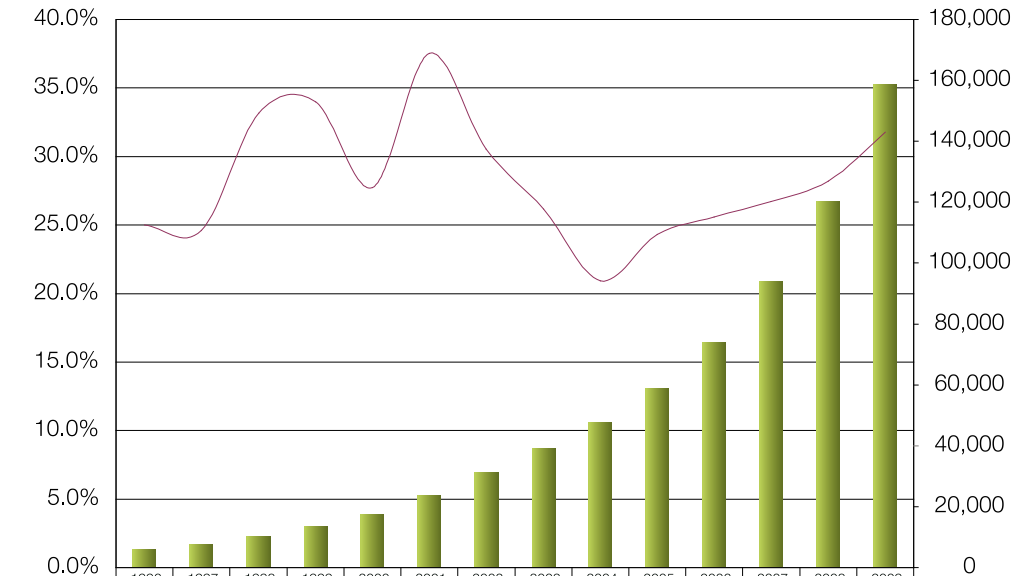
## 1.1.发展综述

2009年全球风电产业，在金融危机仍在蔓延的条件下维持了快速增长，不仅超过了2008年，同时也比近十年的平均增速提高了4个百分点，达到32%；当年新增的速度高出了近十年平均速度10个百分点，达到了41%。欧盟、美国和亚洲仍然是世界风电发展的主体，美国、中国、德国、西班牙和印度各国的位次虽有变化，但依然坚守世界风电五强的地位。2009年，中国的新增装机容量跃世界第一位，但是要想超越美国成为世界第一风电大国还需时日。在过去一年中，尽管海上风电提速，但是陆上风电仍然是风电开发的重点，占全部风电装机的98%以上，海上风电仅占1.3%左右。风机的大型化倾向抬头，世界前十名企业都在大力研发5MW以上的风机，7.5MW的风机预计会在2012之前下线。从技术路线发展趋势来看，大型化促使了直驱直流永磁技术的发展。

### 1.1.1.2009年发展状况

据全球风能理事会（GWEC）的统计数据显示，1996年至2009年期间，世界风电累计装机的平均增长速度达到了28.6%，显示了快速、持续增长的势头。2009年，全球风电累计装机容量达到了158GW，当年累计增速达到了31.9%，比常年平均增速水平提高了3.3个百分点，详见图1。

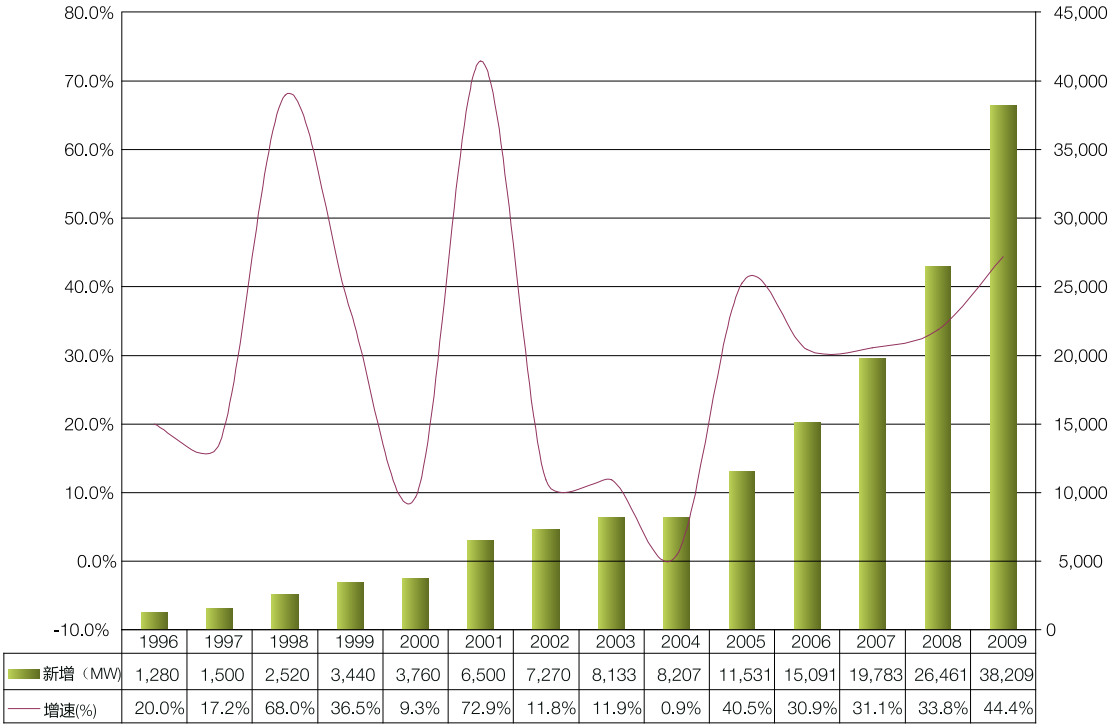
2009年，全球风电新增装机容量达3,834万kW，增长率高达42%，比1996~2009年期间的多年平均值%，高出了10多个百分点（见图2）。全球金融危机的大背景下，风电产业仍然继续保持了快速发展的态势，再次证明，风电产业不但已经成为世界能源市场的重要力量，而且在拉动经济增长和创造就业方面，也发挥着越来越重要作用。据全球风能理事会估算，2009年全球风电装机容量总产值已达到450亿欧元，相关从业人员约有50万人。




| | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 累计（MW） | 6,100 | 7,600 | 10,120 | 13,560 | 17,320 | 23,820 | 31,090 | 39,223 | 47,430 | 58,961 | 74,052 | 93,835 | 120,296 | 158,505 |
| 增速(%) | 25.0% | 24.6% | 33.2% | 34.0% | 27.7% | 37.5% | 30.5% | 26.2% | 20.9% | 24.3% | 25.6% | 26.7% | 28.2% | 31.8% |

图1　全球风电累计装机容量变化趋势

资料来源：全球风能理事会（GWEC），《2009年全球风电发展报告》




| | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 新增（MW） | 1,280 | 1,500 | 2,520 | 3,440 | 3,760 | 6,500 | 7,270 | 8,133 | 8,207 | 11,531 | 15,091 | 19,783 | 26,461 | 38,209 |
| 增速(%) | 20.0% | 17.2% | 68.0% | 36.5% | 9.3% | 72.9% | 11.8% | 11.9% | 0.9% | 40.5% | 30.9% | 31.1% | 33.8% | 44.4% |

图2　全球风电新增装机

资料来源：GWEC，《2009年全球风电发展报告》

### 1.1.2.风电发展区域分布状况

到2009年底，世界上有100多个国家开始发展风电，累计装机超过100万kW的国家有17个，排位前十名国家的累计装机都超过了300万kW，前五名都超过了1,000万kW，前三名的国家都超过了2,000万kW（见图3和图4）。

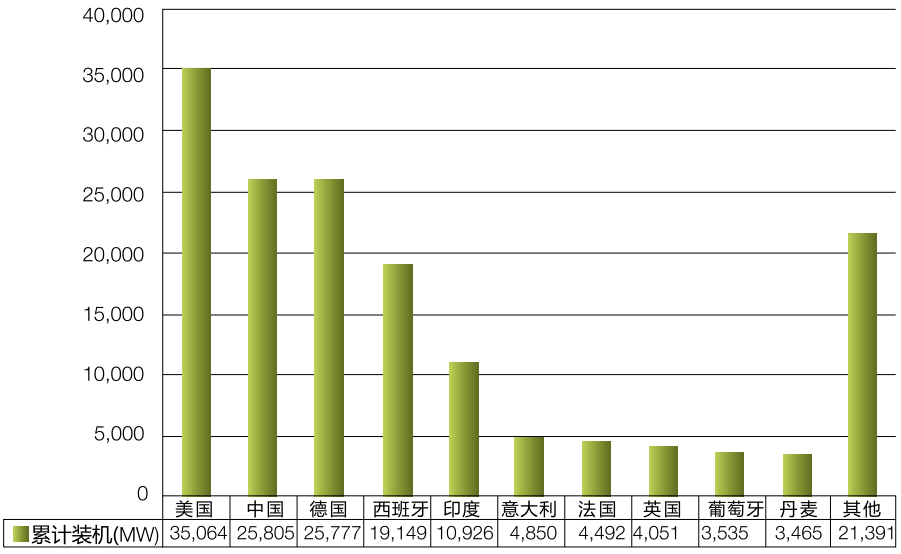
2009年风电累计装机位于前10名的国家分别是：美国，中国，德国，西班牙，印度，意大利，法国，英国，葡萄牙，丹麦。新增装机位于前10名的国家分别是：中国，美国，西班牙，德国，印度，意大利，法国，英国，加拿大，葡萄牙。

2009年全球新增装机前10名国家中，除中国、美国、印度以外，其他7个国家均位于欧洲。在累计装机排名中，中国以微弱优势超过德国排到了第二位，但与排名第一位的美国仍有将近1,000万kW的差距。德国排名第三位，西班牙排名第四位。

欧洲、美洲和亚洲仍然是风电发展的支柱地区，在2009年全球3,834万kW的新增装机中，亚洲、北美和欧洲的新增装机均超过1,000万kW，作为全球最主要的风电市场，亚洲、北美和欧洲风电装机的增长有力地推动了全球风电产业的发展（见图5）。

2009年，亚洲超过美洲和欧洲，成为风电发展重要的新兴市场，主要依靠中国和印度市场拉动。其间，中国新增装机1,380万kW，累计装机2,580万kW，印度新增装机130万KW，累计装机1,090万kW，此外在亚洲地区，紧随其后的是日本和韩国，日本新增装机17.8万kW，累计装机210万kW，和韩国新增装机11.2万kW、累计装机34.8万kW。

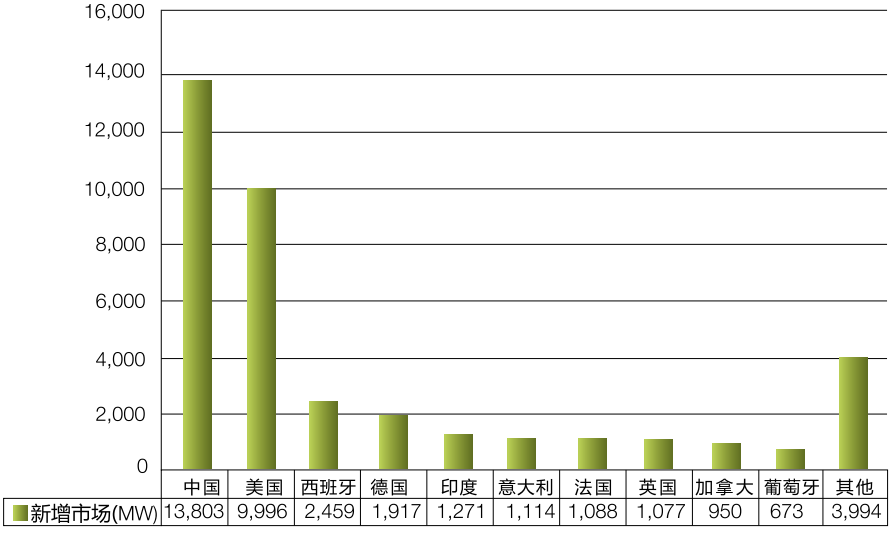
北美市场，美国新增装机达999.6万kW，累计装机3,500万kW，依然保持总装机全球第一的位置；加拿大新增装机达到95万kW，打破该国以往年度新增装机的纪录，以330万kW的总装机容量排名全球第十一位。墨西哥的风电发展势头良好，2009年新增装机容量达到117万kW，累计220万kW，实现倍数增长。




| | 美国 | 中国 | 德国 | 西班牙 | 印度 | 意大利 | 法国 | 英国 | 葡萄牙 | 丹麦 | 其他 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 累计装机(MW) | 35,064 | 25,805 | 25,777 | 19,149 | 10,926 | 4,850 | 4,492 | 4,051 | 3,535 | 3,465 | 21,391 |

图3 全球风电累计装机前十名的国家

资料来源：GWEC，《2009年全球风电发展报告》




| | 中国 | 美国 | 西班牙 | 德国 | 印度 | 意大利 | 法国 | 英国 | 加拿大 | 葡萄牙 | 其他 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 新增市场(MW) | 13,803 | 9,996 | 2,459 | 1,917 | 1,271 | 1,114 | 1,088 | 1,077 | 950 | 673 | 3,994 |

图4 全球风电新增装机前十名的国家

资料来源：GWEC，《2009年全球风电发展报告》

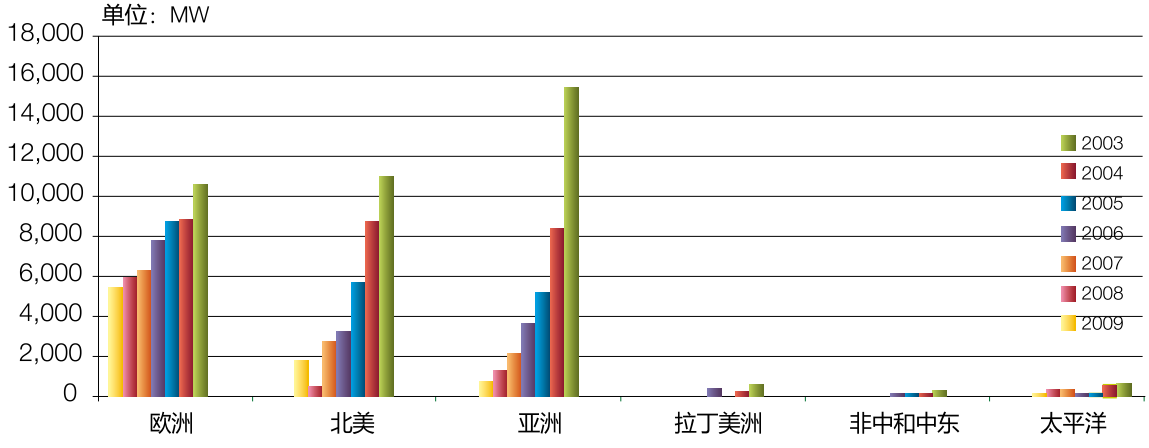



图5 世界风电发展区域分布

资料来源：GWEC，《2009年全球风电发展报告》

欧洲市场中，德国依然保持领军地位，新增装机190万kW，累计装机2,580万kW，位列全球第三。西班牙以250万kW的新增装机容量成为欧洲新增装机最多的国家，累计装机容量1,910万kW，位列全球第四。意大利（新增装机110万kW，累计装机490万kW）、法国(新增装机110万kW，累计装机450万kW）和英国(新增装机110万kW，累计装机410万kW）紧随其后。

2009年一些风电发展欠发达地区也有很多可喜的发展。拉丁美洲新增装机容量达62.2万kW，累计装机容量突破100万kW大关，达到127万kW。尤其是南美大国巴西，2009年新增装机26.4万kW，累计装机60.6万kW，宣告进入风电发展的新阶段。巴西政府在2009年末举行了首次风电项目招标，预计在未来两年开工建设71个风电项目，合计180万kW，2010年还将开始更大规模的招标项目。巴西政府的招标活动预示着该国的风电市场将进入一个高速发展的阶段。

大洋洲的发展规模与去年持平，新增装机容量约为50万kW。其中澳大利亚实现了历史最高的新增容量40.6万kW，累计装机达到170万kW。新西兰新增装机容量17.1万kW，累计装机约50万kW。

非洲和中东市场依然是全球风电发展最为缓慢的地区，2009年新增装机容量仅23万kW。但非洲很多国家都已开始着手风电发展计划，如肯尼亚、埃塞俄比亚、坦桑尼亚等将在未来3～4年内累计建成大约100万kW的项目。

欧盟、美国和中国2009年的累计装机容量分别是7,620万、3,506万和258万kW，新增装机容量分别为1,050万kW、999万kW、1,380万kW，三国之合分别占全球累计和新增装机容量的88.1%和88.5%。由此看来，风电发展虽然不再是少数国家的游戏，但是欧盟、美国和中国风电市场现阶段依然左右着世界风电发展的大局。

### 1.1.3.风电产业的区域特征

2009年，风电机组整机制造企业前十名占全球风电市场累计总额的81%和84%，而风机制造业推陈出新的趋势也逐步显现。维斯塔斯、GE、歌麦飒、Enercon和西门子等传统品牌，在世界累计市场份额中占67%，占据主导地位，但是2009年新增市场份额中的比例已经下降到47%。苏斯兰、华锐、金风和东方汽轮机等一批新兴企业，在世界风机市场的竞争中开始崭露头角，虽然在世界累计市场份额仅占14.5%，但是在2009年新增市场份额中已占据30%以上，见表1。

2009年，风电产业的发展，尤其是制造业的发展日趋国际化，但是区域品牌的优势仍在发挥巨大的作用。在德国市场中德国品牌企业占据市场份额的74%，其它品牌只占26%，如果包括维斯塔斯等欧洲品牌的市场份额，本土品牌的市场份额高达94.5%。西班牙风电市场中，西班牙本土品牌的市场份额高达51%，如果将欧洲品牌计算在内，西班牙本土品牌的市场份额高达91%。美国和印度市场的国际化水平最高，但是美国市场上GE和Clipper的市场比例也高达44.7%。在印度市场上，苏斯兰等印度品牌企业的市场的份额也高达59.5%。中国风电市场的竞争，随着本土品牌的兴起，本土化的比例也在不断提高，2009年本土化的品牌的市场比例已经提高至87%，比2005年的40%提高40多个百分点。

### 1.1.4.装备制造业的发展趋势

2008年前，在大型风机制造方面只有德国REPower和Enercon的绩效相对突出。Repower在2004年制造出第一台5MW样机，目前已有17台在陆上和海上运行。 Enercon新近开发出第二代直驱式6MW风机，将风轮直径从4.5MW的112米提高到127米。而近两年，其他企业也已开始逐步跟进。丹麦维斯塔斯正在开发 Micon机型的4MW海

上风机；西班牙歌美飒在开发4.5~5MW机组；德国BARD已研发出5MW系列，目前已有3台安装在陆上和近海区域，2009年又宣称开始研制6.5MW机组；西门子已完成对其3.6MW直驱概念机组的测试；荷兰的Darwind在研发直驱5MW机组；美国Clipper计划第一阶段与英国合作开发7.5MW机组，第二阶段的目标是10MW机组；美国超导公司则与美国能源部达成协议，计划采用超导发电机，制造10MW规模的机组。由此看来，4~10MW风机将可能成为未来海上风机的主流，从各企业的研发活动看，海上风机机型也将趋于多样化。表2是欧洲部分企业开发的大型化机组的情况简介。

大型化的趋势不仅仅反映在海上风电开发中，从投放市场的风电机组类型来看，近年来陆上风电机组也将继续朝着更大功率发展，2008年全球新增风电机组的平均功率已经达到1,560kW，比2007年又增加了66kW。功率在1,500kW~2,500kW的风电机组，2006年占全球新增市场的62.2%（BTM Consult），2007年增加到63.7%，2008年则已达到80.4%，进一步巩固了这种功率范围机型的主流地位。而功率小于1,499kW的风电机组，市场占有率则在明显降低。功率大于2,500kW的多MW级风电机组中，最主要的是Vestas公司生产的3MW风电机组和Siemens公司生产的3.6MW风电机组，而Enercon、Repower、Multibrid 和Bard生产的5~6MW风电机组实际投放量则较少。如表3和表4所示。

表1　世界风电整机装备制造业分布

| 序号 | 企业名称 | 当年新增（MW） | % | 累计（MW） | % |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 维斯塔斯 | 4,766 | 12.9% | 39,705 | 23.6% |
| 2 | GE Wind | 4,741 | 12.8% | 22,931 | 13.6% |
| 3 | 华锐 | 3,510 | 9.5% | 5,658 | 3.4% |
| 4 | Enercon | 3,221 | 8.7% | 19,738 | 11.7% |
| 5 | 金风 | 2,727 | 7.4% | 5,315 | 3.2% |
| 6 | Gamesa | 2,546 | 6.9% | 19,225 | 11.4% |
| 7 | 东汽 | 2,475 | 6.7% | 3,765 | 2.2% |
| 8 | Suzlon | 2,421 | 6.5% | 9,671 | 5.7% |
| 9 | 西门子 | 2,265 | 6.1% | 11,213 | 6.7% |
| 10 | Repower | 1,297 | 3.5% | 4,894 | 2.9% |
| 其它企业合计 | | 7,034 | 19.0% | 26,331 | 15.6% |
| 总计 | | 37,003 | 100.0% | 168,446 | 100.0% |
| 前十名 | | 29,969 | 81.0% | 142,115 | 84.4% |

资料来源：根据《Wind Power》，2010年3月刊及BTM有关信息整理

表2 欧洲最新开发的大容量风机

| | | | |
|---|---|---|---|
| 制造企业和产品型号 | Enercon E-112 | Repower 5M | Multibrid M5000 |
| 单机容量（MW） | 4.5-6 | 5 | 5 |
| 轮毂高度(m) | 124 | 120 | 102.6 |
| 风轮直径(m) | 114 | 126 | 116 |
| 扫风面积($m^2$) | 10,207 | 12,469 | 10,568 |

资料来源：德国风能研究所

表3 2006-2008年全球风电机组功率分布

| 功率范围 | 2006年 | 2007年 | 2008年 |
|---|---|---|---|
| <750kW | 2.4% | 1.3% | 0.5% |
| 750kW-1,499kW | 31.0% | 29.8% | 13.1% |
| 1,500kW-2,500kW | 62.2% | 63.7% | 80.4% |
| >2,500kW | 4.3% | 5.3% | 6.0% |
| 合计 | 100% | 100% | 100% |

资料来源：BTM Consult（以上份额按照装机容量计算得出）

表4 2008年全球新增风电机组功率分布

| 功率范围 | 台数 | 装机容量(MW) | 平均功率（kW） | 市场份额 |
|---|---|---|---|---|
| <750kW | 454 | 153 | 337 | 0.5% |
| 750kW-999kW | 3,691 | 2,926 | 793 | 9.4% |
| 1,000kW-1,499kW | 1,061 | 1,188 | 1,119 | 3.8% |
| 1,500kW-2,500kW | 1,4241 | 2,5149 | 1,766 | 80.4% |
| >2,500kW | 603 | 1,866 | 3,094 | 6.0% |
| 合计 | 20,050 | 31,281 | 1,560 | 100% |

资料来源：BTM Consult（数据来源于制造商，因此比风电场装机数据略多一些）

## 1.2.海上风电发展

1991年，自丹麦建立世界上第一座海上风电站以来，世界海上风电的发展一直踟蹰不前，主要原因是技术复杂，安装、运行、维护的成本高，一直不被开发商看好。但是，欧洲和美国在海上风电技术的研发一直没有停滞，海上风电的技术难关不断地被攻破。同时随着欧洲，特别是丹麦、德国等国家的陆地风电资源基本开发完毕，减排和提高可再生能源比例的要求，使得海上风电的发展被提上议程。直到2008年，世界海上风电开始有了新的飞跃，2008和2009连续两年海上风电新增容量超过了50万kW，两年的安装量超过了过去累计装机容量的总和（见图6）。

### 1.2.1.海上风电的区域特征

欧盟是海上风电技术领先的地区，占世界海上风电装机容量的90%。2009年欧盟海上风电投资15亿欧元，当年安装海上风电199台，新增容量57.7万kW，比2008年的37.3万kW，净增了20多万kW，同比增长54%。到2009年底，欧盟累计建成了38个海上风电场，安装了328台海上风机，累计装机容量为211万kW（见图7）。

发展最快和最好的国家也均在欧洲，英国、丹麦，分别占世界海上风电份额的44%和30%，2009年新建成的海上风电集中在英国（28.3万kW）、丹麦（23万kW）、瑞典和德国（均为3万kW）以及挪威（2300kW）。同时2010年5月，德国第一座深海风电场建成投产，装机容量6万kW，距离海岸线50公里，成为距离陆地最远的海上风电场。

看到欧盟海上风电发展提速，其它国家和地区也在效仿，首先是我国2009年海上风电也实现了零的突破，上海东海大桥10万kW海上风电项目计划在2010年4月底全部建成，安装34台单机容量3MW的海上风机。2010年已全部安装并网，成为上海世博会一道亮丽的风景线。此外，美国的海上风电经过多年的酝酿，也于2010年5月获得了美国政府的批准，近期可以开工建设。

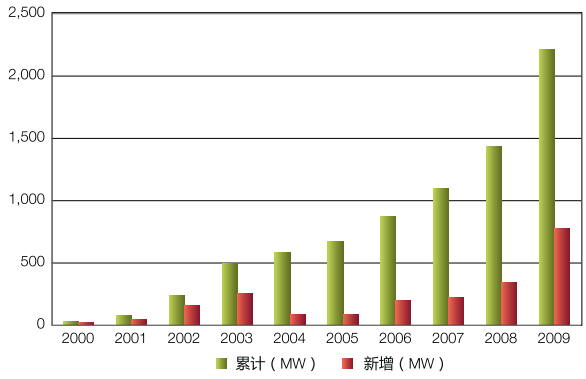
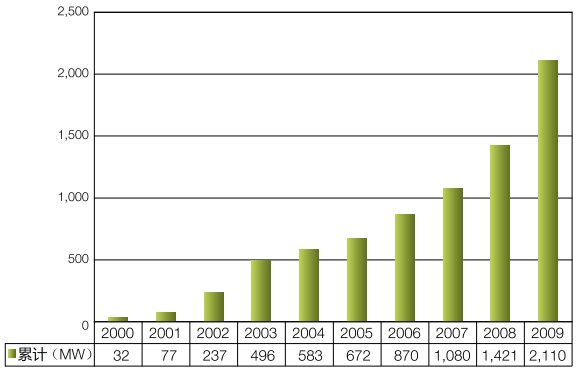



图6　世界海上风电发展的历史回顾

资料来源：根据BTM资料整理




| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 累计（MW） | 32 | 77 | 237 | 496 | 583 | 672 | 870 | 1,080 | 1,421 | 2,110 |

图7　2000~2009年欧盟海上风电累计装机容量

资料来源：根据BTM资料整理

### 1.2.2.近期海上风电发展

欧盟估计2010年海上风电的投资将比2009年倍增，达到30亿欧元，2010年，欧盟将有17个，总装机容量350万kW的海上风电项目开工建设，预计2010年建成100万kW，比2009年的新增装机增加70%，同时也将大大超过陆上风电的发展速度。2009年11月欧盟颁布了海上风电综合规划，规划了1亿kW的海上风电项目，年发电量可达欧盟目前发电量的10%。美国舆论已久的海上风电项目受到欧盟成功经验的鼓励，2010年也将开始试水，预计1~2个海上风电项目近期也将开工建设，总装机容量超过100万kW。

### 1.2.3.海上风机装备与技术

海上风机是在现有陆地风机基础上针对海上风资源环境进行适应性“海洋化”发展起来的，虽然开发商和风电设备制造商已经积累了十多年的海上风电开发经验，目前不仅海上风电机组的产品和型号不断增多，对海上风电设备特殊运行条件的认识也更加深入，但是严格说来海上风电目前所处的阶段还仅是将陆上风机装在海里。出于降低海上风电开发成本的考虑，海上风机功率较大，已投入商业化运行的海上风电机组的单机容量多为1.5~3.6MW，风叶直径为65~104m。德国Enercon公司的E-122型6MW风机已研制成功，并在德国的Guxhaven和Emden的试验点进行测试。美国GE公司也正加紧7MW风电机组的设计开发研究。德国REpower公司5MW风机已成功地安装在苏格兰的Beatrice海上示范风电场，该风机风轮直径126m，安装在水深40~44m的海域。除了Vestas、Simens两家公司的海上风电设备经受了商业化运行考验外，Repower、Multibrid、GE以及中国的华锐、金风、上海电气、明阳、湘电、联合动力等也都开发了海上风电机组，目前都在进行试验和考核之中。总之，各大装备制造商开始瞄准海上风电市场，对海上风电的技术研发和装备制造进行了大规模的投入，引发了风电装备新的一轮竞争。

### 1.2.4.海上风电安装和施工

为了承受海上的强风载荷、海水腐蚀和波浪冲击等，海上风电机组的基础远比陆上的结构复杂、技术难度大、建设成本高，一般来讲基础结构约占海上风电开发成本的1/3左右。海上风电机组基础由塔架和海底地基组成，按结构类型划分，目前在实践中已经应用的有单桩结构、重力结构和多桩结构，还有处于研发阶段的悬浮式结构。各种结构的优缺点有互补性，基础选型要综合考虑各项因素的影响，主要是水深、土壤和海床条件、环境载荷、建设方法、安装和成本几个方面。

目前，世界上的海上风机多数采用重力混凝土和单桩钢结构基础设计方案。其中，应用最为广泛的单桩钢结构是通过钻孔将直径3~5m的钢管植入海床下15~30m深的位置。这种基础的优点是不要求修建海底地基，而且制造相对简单，但是安装相对困难且海水较深时柔性大。

重力式一般为钢或混凝土结构，依靠基础的重力抵抗倾覆力矩。海床的清理准备工作对该结构很重要，由于对海浪的冲刷较敏感，只适用于水深较浅、不适合钻孔的场址，运输安装也比较困难，对环境的影响较大。

多桩式基础结构曾用于试验机组，目前处于试运行阶段，还没有应用于商业化风电场。一般为三脚架结构，主要采用小直径管状钢结构，通过填塞或成型连接，适合较深的水域。缺点是船只难以接近，并增加了结冰的可能性。

沉箱结构是靠重力将钢箱结构插入海床，抽出箱内海水以产生压力，以用于海上平台安装的锚泊固定，目前处于可行性研究阶段。

漂浮式结构的好处是可选择的概念较多，成本与海底固定的方式接近，在建设和安装步骤上有较大的弹性，且容易移动或拆卸，并且在挪威取得成功，但目前还处于试验阶段。

在海上风电设备安装上，被广泛应用的方案是起重式和锚泊系统，根据海水深度、起吊机的能力和驳船的载重量的不同，具体技术方案的选择有所不同。目前，共有四种技术方案可供选择，各方案的优缺点见表5。

表5　海上风电四种可选安装方案

| 方 案 | 优 点 | 缺 点 |
| --- | --- | --- |
| 自升式安装 | 最先出现的海上风电场吊装方法。可为安装工作提供一个稳定的基座，也是打桩工程的首选。 | 缺乏内在稳定性和机动性，使塔架的安装较为困难。 |
| 半沉式安装 | 半沉式起吊船是漂浮平台中最稳定的一种。 | 现有的驳船设计仅适用于较远的海上作业，而在浅滩地区较难发挥作用。 |
| 载运船、平底驳船、地面起吊机安装 | 只要天气良好，地面起吊机便可显示出其旋转起吊机和费用低廉这两项优势。 | 载运船和平底驳船在施工作业中的稳定性不够理想，较易受天气状况的影响。 |

# 2. 我国风电产业发展现状与展望

## 2.1.资源条件

### 2.1.1.我国风电资源特征

我国幅员辽阔，海岸线长，风能资源丰富。在20世纪80年代后期和2004~2005年，中国气象局分别组织了第二次和第三次全国风能资源普查，得出我国陆地10米高度层风能资源理论可开发储量分别为32.26亿kW和43.5亿kW，技术可开发量分别为2.53亿kW和2.97亿kW的结论。此外，2003~2005年联合国环境规划署组织国际研究机构，采用数值模拟方法开展了风能资源评价的研究，得出陆地上离地面50m高度层风能资源技术可开发量可以达到14亿kW的结论[1]。2006年国家气候中心也采用数值模拟方法对我国风能资源进行评价，得到的结果是：在不考虑青藏高原的情况下，全国陆地上离地面10米高度层风能资源技术可开发量为25.48亿kW，大大超过第三次全国风能资源普查的结果[2]。

根据第三次风能资源普查结果，我国技术可开发（风能功率密度在150W/m$^2$及其以上）的陆地面积约为20万平方公里，见图8。考虑风电场中风电机组的实际布置能力，按照低限3,000kW/平方公里，高限5,000kW/平方公里计算，陆上技术可开发量约为6~10亿kW。根据《全国海岸带和海涂资源综合调查报告》，我国大陆沿岸浅海0~20m等深线的海域面积为15.7万平方公里。2002年我国颁布了《全国海洋功能区划》，对港口航运、渔业开发、旅游以及工程用海区等作了详细规划。如果避开上述这些区域，考虑其总量10~20%的海面可以利用，风电机组的实际布置按照5,000kW/km$^2$计算，则近海风电装机容量约为1~2亿kW。综合来看，我国可开发的风能潜力巨大，陆上加海上的总的风能开发量约有7~12亿kW，风电具有成为未来能源结构中重要组成部分的资源基础。与目前风电五大国相比较，我国的风电资源与美国接近，远远高于印度、德国、西班牙，属于风能资源较丰富的国家。

### 2.1.2.大型基地的风能资源详查

使用中国气象局开发的风能资源评估系统，中国气象局风能太阳能资源评估中心已经完成全国5km×5km、局部1km×1km分辨率，近地面150m以下多层次的风能资源数值模拟，完成了7个千万千瓦基地的风能资源评价工作，空间分辨率达到1km×1km。并根据地形、坡度、土地类型等，初步剔除风能资源丰富区域内不能用于建设风电场的面积，并定义不同类型单位面积可安装风机的容量密度，利用GIS技术，分别给出不同

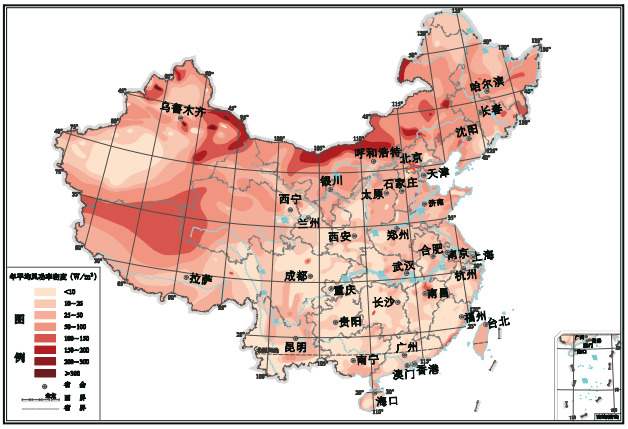



图8　我国陆地离地10米高度平均风能密度分布图

资料来源：第三次风能资源普查结果

1 联合国环境规划署，太阳能与风能资源评估（SWERA）

2 中国气象局，《中国风能资源评价报告》，2006年12月

风能资源等级区域可安装风机的潜在容量。需要特别指出的是，吉林西部千万千瓦风电基地是风能资源等级达到2.5级以上的区域，为潜在可开发区域，其他区域以达到或超过3级以上为具备技术可开发的风能资源潜在区域。

（1）我国陆上离地面50m高度达到3级以上风能资源的潜在开发量约2.38亿kW。

（2）初步估计，我国5～25m水深线以内近海区域、海平面以上50m高度可装机容量约2亿kW。

（3）我国内蒙古的蒙东和蒙西、新疆哈密、甘肃酒泉、河北坝上、吉林西部和江苏近海等7个千万千瓦级风电基地风能资源丰富，陆上50m高度3级以上风能资源的潜在开发量约18.5亿kW。

（4）7个千万千瓦级风电基地总的可装机容量约为5.7亿kW。

### 2.1.3.三北和沿海地区的风能资源

我国的风能资源分布广泛，其中较为丰富的地区主要集中在东南沿海及附近岛屿以及北部(东北、华北、西北)地区，内陆也有个别风能丰富点。此外，近海风能资源也非常丰富。

（1）沿海及其岛屿地区风能丰富带：沿海及其岛屿地区包括山东、江苏、上海、浙江、福建、广东、广西和海南等省(市)沿海近10公里宽的地带，年风功率密度在200W/$m^2$以上，风功率密度线平行于海岸线。

（2）北部地区风能丰富带：北部地区风能丰富带包括东北三省、河北、内蒙古、甘肃、宁夏和新疆等省(自治区)近200公里宽的地带。风功率密度在200～300W/$m^2$以上，有的可达500W/$m^2$以上，如阿拉山口、达坂城、辉腾锡勒、锡林浩特的灰腾梁、承德围场等。

（3）内陆风能丰富区：在两个风能丰富带之外，风功率密度一般在100W/$m^2$以下，但是在一些地区由于湖泊和特殊地形的影响，风能资源也较丰富。

（4）近海风能丰富区：东部沿海水深5米到20米的海域面积辽阔，但受到航线、港口、养殖等海洋功能区划的限制，近海实际的技术可开发风能资源量远远小于陆上。不过在江苏、福建、山东和广东等地，近海风能资源丰富，距离电力负荷中心很近，近海风电可以成为这些地区未来发展的一项重要的清洁能源。

### 2.1.4.我国风能资源的季节分布

我国的风能资源有两个特点：（1）风能资源季节分布与水能资源互补：我国风能资源丰富但季节分布不均匀，一般春、秋和冬季丰富，夏季贫乏；水能资源丰富，雨季在南方大致是3月到6月，或4月到7月，在这期间的降水量约占全年的50%～60%；在北方，不仅降水量小于南方，而且分布更不均匀，冬季是枯水季节，夏季为丰水季节。丰富的风能资源与水能资源季节分布刚好互补，大规模发展风力发电可以一定程度上弥补中国水电冬春两季枯水期发电电力和电量之不足。（2）风能资源地理分布与电力负荷不匹配：沿海地区电力负荷大，但是风能资源丰富的陆地面积小；北部地区风能资源很丰富，电力负荷却很小，给风电的经济开发带来困难。由于大多数风能资源丰富区，远离电力负荷中心，电网建设薄弱，大规模开发需要电网延伸的支撑。

### 2.1.5.我国风能资源开发程度

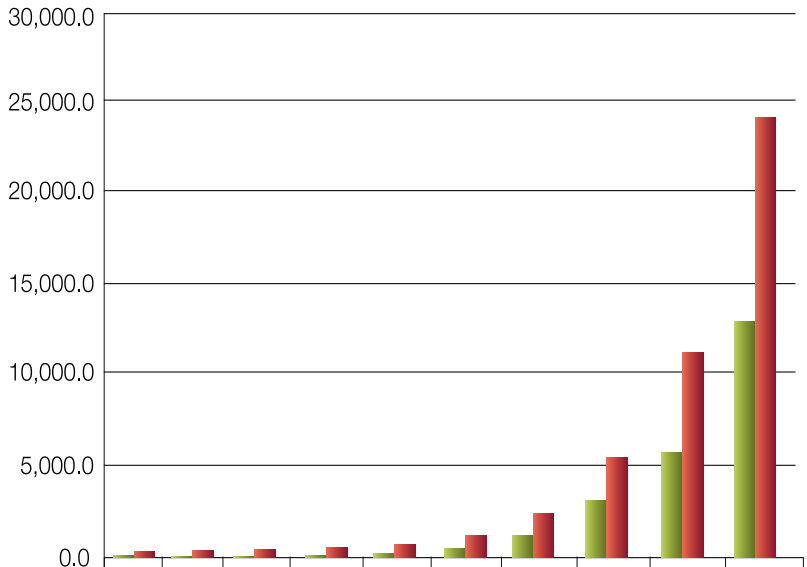
我国风电开发程度还很低，到2009年底，只开发利用了不到2600万kW，不到可开发量2%，其实目前各方跑马圈地，所占容量也不过2亿kW，占资源量低限的20%左右。未被开发的资源潜力十分巨大。

## 2.2.发展现状

2009年我国风电产业发展领跑全世界，增速超过100%，累计装机居世界第二位，新增装机居世界第一位，装备制造能力居世界第一位，新增装机和风机产量都约占世界的1/3。风电发展的布局没有发生大的变化，内蒙古仍然雄踞榜首。开发商还是大型央企领衔，龙源（国电）、大唐和华能稳居三甲。2009年的亮点是海上风电开始起步与部署，30多台3MW的风机开始安装与调试。同时，2009年风电并网问题突显，迫使各个方面开始关注风电并网难的问题。风电装备制造业三个梯队分布明显，华锐、金风和东电坐稳了第一把交椅，第二梯队的明阳、联合动力及湘电等开始发力，企图与第一梯队一争高下。受国际风电发展大型化的趋势的驱使，我国大型风电企业也开始进入风电装备大型化的竞争，华锐、金风、湘电、上海电气、明阳等都在开发5MW及其以上的风电装备，企图在新的一轮技术竞争中有所表现。但是业界对质量的担心开始出现，估计2011和2012年是国产风电装备的大考，过了这一关，中国风电会有质的飞跃。

### 2.2.1.我国2009年风电发展状况

2009年，我国继续保持风电设备生产和风电场开发快速发展的强劲势头。据中国可再生能源学会及中国水电工程顾问公司的统计，2009年我国除台湾省外其他地区共新增风电装机10,129台，装机容量达1,380万kW，超过美国成为全球当年新增装机容量最多的国家。2009年底我国除台湾省外累计风电装机容量2,580万kW，全球累计装机排名由2008年的第四位上升到第二位。与2008年当年新增装机615万kW、累计装机1,200万kW相比，2009年新增装机增长率达124.3%，累计装机增长率达114.8%，连续第四年翻番增长。详见图9。




| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 累计（MW） | 341.6 | 403.5 | 469.8 | 568.1 | 764.9 | 1,271.8 | 2,559.4 | 5,870.7 | 12,024.4 | 25,827.7 |
| 新增（MW） | 73.3 | 52.7 | 66.3 | 98.3 | 196.8 | 506.9 | 1,287.6 | 3,311.3 | 6,153.7 | 3,803.3 |

图9　我国风电发展状况

资料来源：GWEC，2009年度发展快报

### 2.2.2.风电发展的区域特征

截止到2009年12月31日，我国有24个省市自治区（不含港澳台）有了自己的风电场，风电累计装机超过100万kW的省份超过9个，其中超过200万kW的省份4个，领跑我国风电发展的地区是内蒙古自治区，内蒙古自治区2009年当年新增装机554.5万kW、累计装机919.6万kW，均实现150%的大幅度增长。累计和当年新增占全国的比例分别高达36%和40%。紧随其后的是河北、辽宁和吉林，分别是278.8万kW、242.5万kW和206.4万kW（见表6）。

表6　各省风电装机情况

(单位：MW)

| 省（自治区、直辖市） | 2008年累计 | 2009新增 | 2009年累计 |
|---|---|---|---|
| 内蒙古 | 3,650.99 | 5,545.17 | 9,196.16 |
| 河北 | 1,107.70 | 1,680.40 | 2,788.10 |
| 辽宁 | 1,224.26 | 1,201.05 | 2,425.31 |
| 吉林 | 1,066.46 | 997.40 | 2,063.86 |
| 黑龙江 | 836.30 | 823.45 | 1,659.75 |
| 山东 | 562.25 | 656.85 | 1,219.10 |
| 甘肃 | 639.95 | 548.00 | 1,187.95 |
| 江苏 | 645.25 | 451.50 | 1,096.75 |
| 新疆[1] | 576.81 | 443.25 | 1,002.56 |
| 宁夏 | 393.20 | 289.00 | 682.20 |
| 广东 | 366.89 | 202.45 | 569.34 |
| 福建 | 283.75 | 283.50 | 567.25 |
| 山西 | 127.50 | 193.00 | 320.50 |
| 浙江 | 190.63 | 43.54 | 234.17 |
| 海南 | 58.20 | 138.00 | 196.20 |
| 北京 | 64.50 | 88.00 | 152.50 |
| 上海 | 39.40 | 102.50 | 141.90 |
| 云南 | 78.75 | 42.00 | 120.75 |
| 江西 | 42.00 | 42.00 | 84.00 |
| 河南 | 48.75 | | 48.75 |
| 湖北 | 13.60 | 12.75 | 26.35 |
| 重庆 | | 13.60 | 13.60 |
| 湖南 | 1.65 | 3.30 | 4.95 |
| 广西 | | 2.50 | 2.50 |
| 香港 | 0.80 | | 0.80 |
| 小计 | 12,019.60 | 13,803.20 | 25,805.30 |
| 台湾[2] | 358.15 | 77.90 | 436.05 |
| 总计 | 12,019.60 | 13,881.10 | 26,341.40 |

注：1. 新疆达坂城35台Nedwind机组退役，计1.75万kW。
2. 台湾省装机仅参与此处统计，不参与之后制造商、开发商市场份额计算。

### 2.2.3.开发商发展状况

2009年与2008年相比，10大开发商的格局没有发生较大变化，国电（龙源电力）、华能和大唐，不论是从当年安装量、累计安装量，还是接入电网容量，均稳居三甲位置；华电挤入前四名，去年的第四和第五名国华和中广核顺延为第五和第六名；累计装机容量超过100万kW的企业由2008年的3个增加到7个（见表7）。

2009年风电领域成为能源投资商的热土，从风电开发商的分布来看，更向能源投资企业集中，2009年能源投资企业风电装机在已经建成的风电装机中的比例已高达90%，其中中央能源投资企业的比例超过了80%，五大电力集团超过了50%。其它国有投资商、外资和民企比例的总和还不到10%，地方国有非能源企业、外企和民企大都退出，仅剩下中国风电、天润等少数企业在苦苦挣扎，当年新增和累计在全国中的份额也很小。

2009年度五大发电集团风电发展整体提速，当年新增和累计装机均已超过全国总装机的50%，分别达到了54.8%和54.4%。五大集团平均增速超过了113.4%，超过全国平均水平111.4%两个百分点。五大发电集团中华电增长最快，增速高达279.9%，居全国所有风电开发商之首。国电和大唐虽然保住第一和第二把交椅，但是增速明显降低。五大电力中的中电投增速最慢，勉强保住了第八的位置。

### 2.2.4.产业布局

最近几年，中国风电装备制造业经历快速发展的历程，产业集中度进一步加剧，2009年累计和新增的市场份额中，前3名、前5名和前10名的企业的市场占有率，分别达到了55.5%和59.7%、70.7%和70.4%以及85.3%和84.8%。近两年来，随着国家千万kW级风电基地规划逐步浮出水面，国内整机制造企业也纷纷加快了产业布局。如金风科技、华锐风电、国电联合动力、广东明阳等整机企业目前均已在风电基地周边异地建厂。这种布局由于贴近市场，可以有效降低运输成本，并可保证交货期限，对企业发展有积极的作用。不过，一些地方政府为促进本地制造业的发展和增加地方税收，制定了一些地方政策，促使整机制造企业在本地建厂。这种行政干预手段由于没有考虑当地的产业配套体系和人力资源特点，盲目投资建厂，势必给企业造成一定的产业布局分散，引起各方的关注。各主要企业产业布局见表8。

### 2.2.5. 装备技术发展的趋势

2005年，我国风电场新安装的MW级风电机组（≥1MW）仅占当年新增装机容量的21.5%。随着国内企业MW级风电机组产量的增加，2007年MW级风电机组的装机容量占到当年新增市场的51%，2008年占到72.8%，2009年占到86.8%。MW级风电机组目前已经成为我国风电市场的主流产品。详见图10。

与此同时，受国际风电发展大型化趋势的驱使，我国大型风电企业也开始进入风电装备大型化的竞争，2009年我国在多MW级（≥2MW）风电机组研制方面取得新的成果，如金风科技股份有限公司研制的2.5MW和3MW的风电机组已在风电场投入试运行；华锐风电科技股份有限公司研制的3MW海上风电机组已在东海大桥海上风电场并网发电；由沈阳工业大学研制的3MW风电机组也已经成功下线。此外，我国华锐、金风、东汽、海装、湘电等企业已开始研制单机容量为5MW的风电机组。我国开始全面迈进多MW级风电机组研制的领域。

表7 2009年度各大开发商风电装机增长情况

| 序号 | 投资商 | 新增（MW） | 累计（MW） | 年增长率（%） |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 国电 | 2,600.40 | 5,098.30 | 104.10% |
| 2 | 大唐 | 1,739.85 | 3,805.80 | 84.20% |
| 3 | 华能 | 1,644.75 | 2,874.35 | 133.80% |
| 4 | 华电 | 1,239.95 | 1,682.95 | 279.90% |
| 5 | 国华 | 590.25 | 1,475.65 | 66.70% |
| 6 | 中广核 | 854.45 | 1,360.25 | 168.90% |
| 7 | 京能 | 757.50 | 1,200.30 | 171.10% |
| 8 | 中电投 | 386.13 | 860.63 | 81.40% |
| 9 | 中节能 | 400.25 | 774.75 | 106.90% |
| 10 | 河北建投 | 260.40 | 493.85 | 111.50% |
| 11 | 其它投资商 | 3,407.17 | 6,714.52 | 103.00% |
| 总计 | | 13,881.10 | 26,341.35 | 111.40% |

表8 国内部分企业产业布局

| 企业 | 地点 |
|---|---|
| 华锐 | 大连，盐城，酒泉，包头，东营，白城 |
| 金风 | 乌鲁木齐，包头，银川，酒泉，承德，乌鲁木齐二期，北京，西安，大丰 |
| 联合动力 | 保定、连云港、赤峰、酒泉 |
| 东汽 | 德阳，天津 |
| 湘电 | 湘潭，漳州，莱州 |
| 运达 | 杭州，张家口 |
| 明阳 | 天津，吉林，中山，西安，南通 |
| 维斯塔斯 | 天津，呼和浩特 |

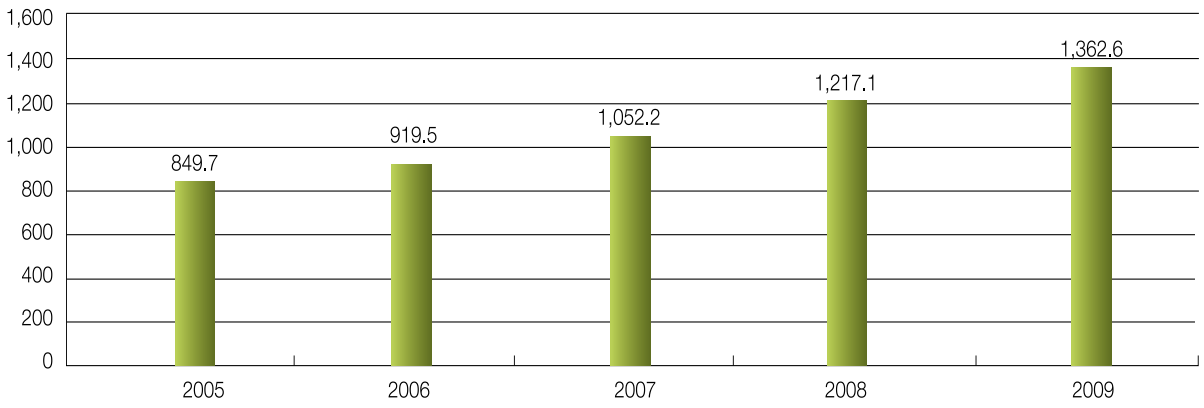



图10 我国风电装机单机容量比变化趋势（单位：kW）

### 2.2.6. 风电机组价格

2004年至2008年，由于市场竞争的因素，我国风电机组的售价一直不断攀升，从2004年4月的平均价格4,800元/kW，上升到2008年初的6,200元/kW，但是，自2008年下半年开始，我国风电机组的市场售价出现下降趋势，尤其是进入2009年，风电机组的市场售价迅速走低（见图11）。到2009年底，国产风电机组的市场价格已从2008年初的6,200元/kW左右下降到的每5,000元/kW以下。国产风电机组市场售价大幅降低的原因主要是：国产化程度提高、原材料价格下降、运输成本降低、规模效益加大等等。当然也不排除，一些企业为了在项目招标中中标，违背市场规律不惜降价，引起其他企业跟风。

图11　2004~2009年国内风电机组市场价格走势

资料来源：根据CWEA资料整理，以上数据参考了特许权和大型风电项目招标中1.5MW机组的投标报价（不含塔筒）。

## 2.3.海上风电

我国海上风电发展虽有所进展，但是与欧洲相比仍处于开发的初级阶段。目前主要有如下几项工作有待进行。

### 2.3.1.海上风电技术研发

尽管中国已经具备很多风电场开发经验，但是基本上限于陆地上。海上风电对与中国而言是一个新生事物，在大规模开发之前，基础设计、施工、设备以及运行方面的关键技术是很大的挑战。为此，中国科技部在“十一五”期间，拨出专门的资金支持有关单位开展近海风电关键技术研发（见表9）。

表9 国家科技支撑计划中关于近海风电的课题

| 课题名称 | 承担单位 |
|---|---|
| 近海风电场建设关键技术的研究 | 上海电气集团总公司 |
| | 中国长江三峡工程开发总公司 |
| 近海风电机组安装及维护专用设备的研制 | 中海石油基地集团有限责任公司 |
| | 中国长江三峡工程开发总公司 |
| 近海风电场技术、经济分析及对环境的影响评估 | 中海石油基地集团有限责任公司 |
| 近海风电场建设技术手册 | 中海石油基地集团有限责任公司 |
| 具有自主知识产权的3.0MW海上风电设备研发 | 保定天威集团有限公司 |
| | 北京科诺伟业科技有限公司 |
| | 中科宇能科技发展有限公司 |

来源：国家科技部网站http://www.most.gov.cn/

### 2.3.2.海上风电的示范项目

中国第一个海上风力发电场——上海东海大桥海上风电场项目，位于临港新城至洋山深水港的东海大桥两侧1,000m以外沿线，最北端距离南汇嘴岸线近6km，最南端距岸线13km，全部位于上海市境内。由中电国际、中国大唐、中广核、上海绿色能源组建的项目公司——上海东海风力发电有限公司进行风电场的建设、管理及运行维护工作。2009年3月20日，由华锐风电科技有限公司自主研发的我国第一台海上风电机组在上海东海大桥海上风电场，完成整体吊装（详见图12）。整个工程在2010年世博会之前已完成全部34台机组安装和调试，并投入运营。东海大桥海上风电场项目总投入为30亿元，计划安装34台华锐风电科技有限公司制造的3MW风力发电机组，总装机容量为10.2万kW，年上网电量2.5851亿kW·h，将满足上海约20万户普通家庭一年的用电量。此外，联合动力、上海电气、明阳和湘电都在不同的地区进行了海上风电项目的实验。

图12 东海大桥风电项目全景图

### 2.3.3.海上风电的相关政策

国家发改委于2005年在《可再生能源产业发展指导目录》中，将近海风电技术研发项目列为国家支持的优先领域。2006年底，上海东海大桥海上风电场项目的启动，标志着我国海上风电示范工作的开始。2007年，国家《可再生能源发展“十一五”规划》中提出，主要在苏沪沿海探索近海风电开发的经验，加强对近海风能开发技术的研究，开展近海风能资源勘察评价和试点示范工程的前期准备工作，建设1~2个10万kW级近海风电场试点项目，为今后大规模发展近海风电积累技术和经验。

2009年1月15日，由国家能源局主持召开的、中央及地方各有关政府部门、有关科研院所、有关单位和公司参加的“海上风电开发及沿海大型风电基地建设研讨会”，则是我国政府确定海上风电开发实施战略以及实质性地安排和部署海上风电各项前期工作的里程碑。此次会上，还发布了《近海风电场工程规划报告编制办法（试行）》和《近海风电场工程预可行性研究报告编制办法（试行）》等技术标准。

2010年1月22日，国家能源局印发并要求各有关机构执行《海上风电开发建设管理暂行办法》（国能新能[2010]29号）。此管理暂行办法为规范海上风电项目开发建设管理，促进海上风电健康、有序发展而制定，其内容包括海上风电发展规划、项目授予、项目核准、海域使用和海洋环境保护、施工竣工验收、运行信息管理等环节的行政组织管理和技术质量管理，规定：国家能源主管部门负责全国海上风电开发建设管理；沿海各省(区、市)能源主管部门在国家能源主管部门指导下，负责本地区海上风电开发建设管理；海上风电技术委托全国风电建设技术归口管理单位负责管理等。此管理办法的印发，表明了中国政府已从国家层面着手海上风电规模化开发的规划管理与监管。

### 2.3.4.区域规划与项目准备

为了加快沿海地区大型风电基地建设前期工作，促进全国风电更快发展，国家能源局统一组织开展沿海地区大型风电基地建设前期工作。对沿海地区大型风电基地建设前期工作进行了部署和安排，明确了风电场分为陆上风电场和海上风电场两类。其中，海上风电场包括潮间带和潮下带滩涂风电场、近海风电场和深海风电场。

（1）陆上风电场：指在陆地和沿海多年平均大潮高潮线以上的潮上带滩涂地区开发建设的风电场，包括在有固定居民的海岛上开发建设的风电场。

（2）潮间带和潮下带滩涂风电场：指在沿海多年平均大潮高潮线以下至理论最低潮位以下5m水深内的海域开发建设的风电场。

（3）近海风电场：指在理论最低潮位以下5m～50m水深的海域开发建设的风电场，包括在相应开发海域内无固定居民的海岛和海礁上开发建设的风电场。

（4）深海风电场：指在大于理论最低潮位以下50m水深的海域开发建设的风电场，包括在相应开发海域内无固定居民的海岛和海礁上开发建设的风电场。

按照统一规划、分期建设的原则，优化选定几个具备装机100万kW以上的近海风电场场址，提出分期建设方案，开展风能资源测量、海洋水文观测等前期工作。安排各风电场项目首期工程进行可行性研究工作，完成项目场址的地质勘察和地形图测量工作，开展风能资源测量与评估，工程地质评价、工程规模与布置、工程投资估算和初步经济评价等工作，初步确定风电场的建设方案。

风电场场址所处位置不同，风电场工程建设用地、用海和施工安装方法也不相同。根据风电技术发展水平，本次规划工作的范围为江苏省内

的陆上风电场、潮间带和潮下带滩涂风电场、近海风电场，暂不考虑深海风电场。

按照上述部署，江苏、上海、山东、浙江、福建和广东以及辽宁都在进行海上风电发展的规划或发展设想，规划比较完整的有江苏省、山东省、上海和广东等，但是由于缺乏海上风能资源评估分析的支持，这些规划还是处于估算的阶段，各地海上风电规划进展情况见表10。

在未考虑电力市场消纳的情况下，根据各省规划初步成果统计[4]，上海、江苏、浙江、山东、福建等省2015年海上风电规划装机约1,010万kW，其中近海风电590万kW，潮间带风电420万kW；2020年海上风电规划装机2,280万kW，其中近海风电1,770万kW，潮间带510万kW（见表11）。

### 2.3.5.海上风电项目特许权招标

2010年5月18日，国家海上风电特许权招标项目对外开标。本期特许权招标包括四个项目，均位于江苏省，分别为滨海海上风电场（30万kW）、射阳海上风电场（30万kW）、大丰海上风电场（20万kW）和东台海上风电场（20万kW），总装机容量100万kW。这次风电特许权招标，是我国首批海上风电场示范项目的招标。本次招标对投标人资格、业绩的要求包括：

（1）投标人应具有独立法人资格；

（2）投标人可以是单个体，也可以是联合体。如为单个体投标，投标人应为中资企业或中资控股（50%以上股权且绝对控股）的中外合资企业；如为联合体投标，牵头人应满足前述要求。

（3）截止2010年9月9日，投标人拥有的在建或已建风电场容量应不低于所投项目规模。如为联合体投标，牵头人应满足该业绩要求。

根据招标工作进度安排，于6月中旬进行现场考察，8月上旬召开标前会，9月10日正式开标，9月下旬确定中标单位。中标后三年时间内完成施工建设。

表10　各省海上风电发展规划进展[3]

| 省、市 | 进展情况 |
|---|---|
| 上海 | 通过审查 |
| 江苏 | 完成审查，修改完善阶段 |
| 浙江 | 报审稿完成，待审 |
| 山东 | 初稿完成，进一步完善阶段 |
| 福建 | 初稿完成，进一步完善阶段 |
| 河北、辽宁、广东、广西、海南 | 规划报告编制中 |

表11　沿海各省海上风电发展规划

| 地区 | 规划容量（MW） | |
|---|---|---|
| | 2015年 | 2020年 |
| 上海 | 700 | 1,550 |
| 江苏 | 4,600 | 9,450 |
| 浙江 | 1,500 | 3,700 |
| 山东 | 3,000 | 7,000 |
| 福建 | 300 | 1,100 |
| 其他（暂定） | 5,000 | 10,000 |
| 合计 | 15,100 | 32,800 |

3 根据2010年6月7~9日第二届上海海上风电及产业链大会有关文章整理获得数据资料。
4 根据2010年6月7~9日第二届上海海上风电及产业链大会有关文章整理获得数据资料。

## 2.4.战略地位

2009年底，中国政府在哥本哈根大会上，对国际社会做出了非化石能源满足2020年15%能源消费需求的政治承诺，这个目标与随后提出的2020年单位GDP二氧化碳排放强度较2005年减少40~45%的目标一起，成为我国近中期国民经济社会发展的约束性指标，从而对未来清洁能源的发展规模和节奏提出了空前的期望与要求，也是对风电发展的又一次重新定位。

《可再生能源法》颁布以来，中国的可再生能源产业保持着全球瞩目的发展态势，2009年，中国首次超越欧美，成为2009年世界可再生能源投资大国，以及世界上新增风电装机最大的国家；太阳能光伏电池的产量也连续三年位居世界第一，2009年占全球产量的近四成等，但与此同时，中国总的能源消费量也突破了30亿吨标准煤大关，大大超过了预期。目前一般的估计2020年中国的能源消费量将接近46亿吨标准煤（见图13），按15%的非化石能源计算，需要6.9亿吨标准煤的非化石能源，比2004年计算的可再生能源比例15%的指标，整整多出了2.4亿吨标准煤。即使考虑了核电的发展，对风电等可再生能源的需求的压力也是巨大的。

中国工程院2007年曾经组织一批专家对中国中长期风电的发展做了判断[5]，最乐观的估计是2020年风电装机达到1.2亿kW，2030年达到2.7亿kW，2050年达到5亿kW。由于15%非化石能源消费比例的要求，业界普遍调高了对风电的期盼，认为2020年风电至少装机达到1.5亿kW，最好实现2亿kW。在实现15%的非化石能源消费比例中占据3-5%的比例。

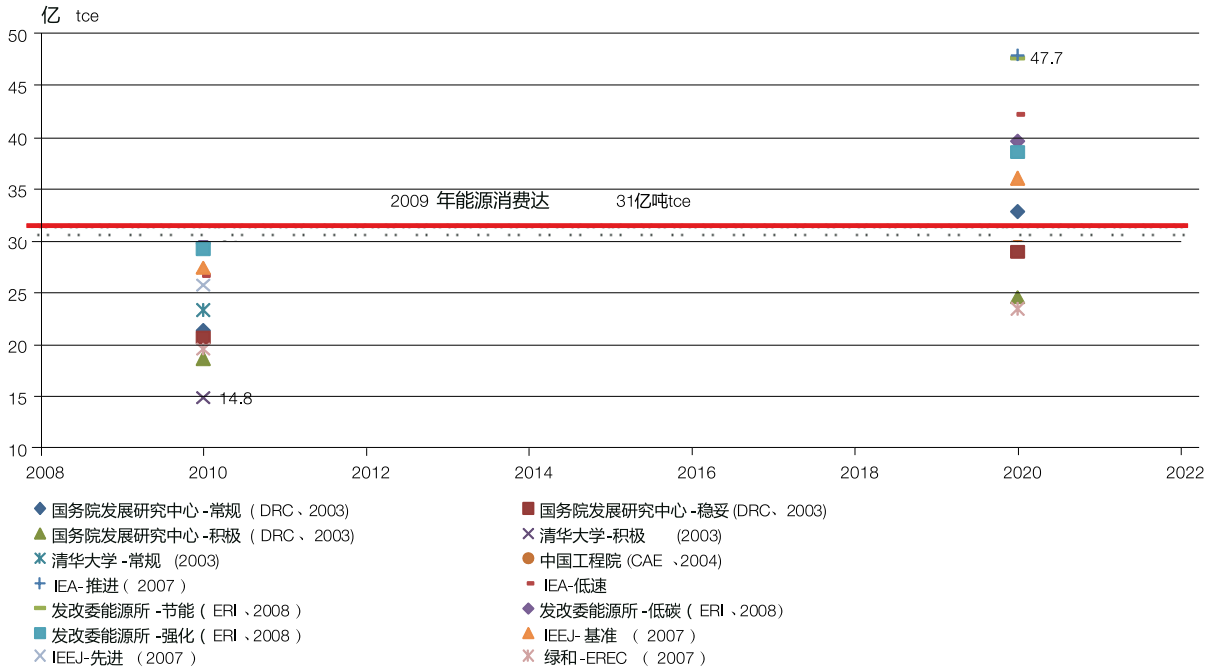



图 13　不同机构对中国2020年能源需求预测

资料来源：能源研究所，2030年我国风电发展研究，能源基金会支持课题，2010年

5 杜祥琬等，中国可再生能源发展战略研究，中国科学出版社，2008年10月

# 3.七大风电基地

## 3.1.基本状况

我国风能资源总体非常丰富，但主要分布在西北、华北、东北等“三北地区”，资源比较集中，经过不长时间的酝酿讨论，中国政府发展风电的思路逐步统一到“融入大电网、建设大基地”的思想上来，要求按照“建设大基地、融入大电网”的方式进行规划和建设。2008年以来，在国家能源局的组织下，以各省风能资源普查及风电建设前期工作为基础，甘肃、新疆、河北、蒙东、蒙西、吉林、江苏沿海千万千瓦级风电基地规划相继完成。根据规划，到2020年，在配套电网建成的前提下，各风电基地具备总装机1.38亿kW的潜力。

### 3.1.1.河北风电基地

河北省风能资源丰富，主要分布在张家口、承德坝上地区和沿海秦皇岛、唐山、沧州地区。张家口坝上地区年平均风速可达5.4~8m/s，主风向为西北风，风能资源十分丰富，张家口地区风能丰富区主要分布在坝上的康保县、沽源县、尚义县、张北县的低山丘陵区和高原台地区。该地区交通便利、风电场建设条件好，非常适宜建设大型风电场，崇礼县和蔚县部分山区也具有丰富的风能资源；承德地区年平均风速可达5~7.96m/s，主风向为西北风，主要集中在围场县的北部和西部，丰宁县的北部和西北部，平泉县的西部；沿海地区风能资源主要分布在秦皇岛、唐山、沧州的沿海滩涂，年平均风速为5m/s 左右。

根据河北省风能资源的总体分布特点，河北省千万千瓦级风电基地各规划风电场主要分布在张家口地区、承德地区以及河北省沿海区域。经对河北省风能资源、工程地质、交通运输、电网规划容量等条件的分析，共计规划了59个子风电场，到2020年规划总装机容量为1,413万kW，建成河北省千万千瓦级风电基地。

河北省千万千瓦风电基地中，张家口市选择了39个风电场场址，估算风电场总装机容量为955万kW，承德市选择了16个风电场场址，估算风电场总装机容量为398万kW，沿海地区选择了4个风电场场址，估算风电场总装机容量为60万kW。河北省千万千瓦级风电基地规划容量表见表12。

目前国家已经批复在河北基地张家口坝上地区建设百万千瓦级风电基地一、二期工程，以及在承德地区建设百万千瓦级风电基地一期工程，共分为30个项目，总容量为385万kW。其中国家已经核准11个项目，分别为张家口坝上地区百万千瓦级风电基地一期工程的所有项目和承德百万kW级风电基地的御道口国家特许权项目，总核准容量为150万kW。2009年底，张家口坝上一期工程各项目配套电网工程陆续建成或正在建设，并已有24万kW风电机组并网发电，预计其他机组2010年内全部建成投产发电。此外，张家口坝上二期工程和承德百万kW级风电基地一期风电场的19个项目目前正在抓紧办理项目核准等有关支持性文件，预计各项目将在2010年内核准开工建设。

表12 河北风电基地规划装机容量汇总表　单位：万 kW

| 重点区域 | 2010年累计容量 | 2015年新增容量 | 2020年新增容量 | 2020年累计容量 |
|---|---|---|---|---|
| 张家口市 | 276 | 242 | 437 | 955 |
| 承德市 | 115 | 230 | 53 | 398 |
| 沿海地区 | 25 | 10 | 25 | 60 |
| 合计 | 416 | 482 | 515 | 1,413 |

### 3.1.2.内蒙古东部风电基地

内蒙古东部地区规划范围包括赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市和满州里市四市一盟。该地区风能资源丰富，其中赤峰市的翁牛特旗、克什克腾旗和松山区的交界地带，地势平坦、高程较高、风能资源较好，70m高度平均风速达到了8.0~9.3m/s，功率密度达到了700~1,200W/$m^2$，是不可多得的大型风电场场址；通辽、兴安盟地区风能资源处于平均水平；呼伦贝尔地区地处大兴安岭地区，森林覆盖面积较大，地面粗糙度大，风能资源相对较差。截至 2008年10月，蒙东四市一盟已投产的风电装机容量已达到100多万kW。

蒙东四市一盟2020年前共规划56个风电场，其中24个位于赤峰市，规划新增装机容量675万kW，场址集中在翁牛特旗、克什克腾旗和松山区的交界地带，地势平坦、高程较高；16个位于通辽市，规划新增装机容量745万kW，场址集中在开鲁县、科左中旗交界地带；11个位于兴安盟，规划新增装机容量385万kW，场址集中在东部地区；4个位于呼伦贝尔市，规划新增装机容量160万kW，场址集中在西南部地区，一个位于满州里市，规划装机容量15万kW。蒙东四市一盟到 2020年新增容量达到1,980万kW。至2020年，蒙东地区将形成10个集中的百万千瓦级的大型风电基地，分别为赤峰百万风电基地、罕山风电基地、达里湖风电基地、开鲁风电基地、珠日河风电基地、代力吉风电基地、扎鲁特北风电基地、额尔格图风电基地、桃合木风电基地和呼伦贝尔风电基地。

根据规划，蒙东地区到2010年底新增风电装机容量320万kW，总装机容量达到421.1万kW；2011～2015年新增风电装机容量900万kW，到2015年底风电总装机容量达到1,321.1万kW；2016～2020年新增风电装机容量760万kW，到2020 年底风电总装机容量将超过2,000万kW。

目前国家已经批复在蒙东基地通辽开鲁地区建设百万千瓦级风电基地，分为5个项目，总容量为150万kW。其中国家已经核准1个项目，为开鲁北清河国家特许权项目，核准容量为30万kW，2009年底，该项目风电机组已经全部安装完毕，配套电网工程正在建设，2010年内可并网发电。其他项目正在抓紧办理项目核准有关支持性文件，预计2010年内核准、开工建设。

### 3.1.3.内蒙古西部风电基地

根据对内蒙古西部地区的风能资源、工程地质、交通运输、施工安装、环境影响等建设条件以及对电力市场的初步分析，并结合在该区域风电前期工作进展情况、当地社会经济发展需要、当地政府意见等，经综合考虑，在风能资源丰富、地形较简单、地势较平坦开阔、工程地质条件好、交通运输方便、施工安装条件好、无重大制约工程建设影响因素的区域共初步规划了14个百万kW级的大型风电基地。同时在内蒙古西部地区还规划了部分规模较小的风电场，这些规模较小的风电场大部分项目已得到内蒙古自治区或国家的核准，其中部分项目甚至已在建或投产。

规划涉及蒙西地区的乌兰察布市、锡林郭勒盟、包头市、巴彦淖尔市、呼和浩特市、鄂尔多斯市和阿拉善盟等7个盟（市）和二连浩特市。

根据内蒙古西部地区风能资源条件以及蒙西电网和华北电网现状及发展规划，内蒙古西部地区风电规划装机目标为：2010年风电规划装机规模为 346万kW，2015年风电规划装机规模为1,795万kW，2020年风电规划装机规模为3,830万kW。

内蒙古西部地区风电规划，按照“ 统筹规划、合理布局、科学建设、分步实施 ”的原则，确定本区域风电场的开发建设。风电场开发顺序则根据各风电场所在地的前期测风情况、风能资源条件、工程地质条件、交通运输条件、施工安装条件以及风电接入电网条件、当地社会经济条件等因素，综合考虑确定，同时适当考虑各地区的项目平衡。

根据以上原则，本次规划初步拟定2010年前的风电开发以目前已核准的风电项目为主，其中包括巴彦淖尔市乌拉特中旗和包头市达茂旗2个百万千瓦级风电基地。2011年~2015年期间，在部分地方适当增加小规模风电项目开发，完成已规划的巴彦淖尔市乌拉特中旗和包头市达茂旗2个百万千瓦级风电基地的开发建设，在此期间，重点以开发百万千瓦级大型风电基地为主，主要开发建设乌兰察布市的吉庆风电基地、大板梁风电基地以及锡林郭勒盟的朱日和风电基地、镶黄旗风电基地、太白风电基地、多蓝风电基地、灰腾梁风电基地等7个大型风电基地。2016年～2020年期间，在部分地方适当增加小规模风电项目开发，继续已开工的大型风电基地建设；在此期间，以开发乌兰察布市的吉庆风电基地、大板梁风电基地、红格尔风电基地、乌兰风电基地、锡林郭勒盟的朱日和风电基地、镶黄旗风电基地、太白风电基地、多蓝风电基地、灰腾梁风电基地、锡林浩特风电基地，呼和浩特市的武川风电基地和包头市的固阳风电基地等12个大型风电基地为主。

目前国家已经批复在蒙西基地包头和巴彦淖尔地区建设包头达茂巴音和巴彦淖尔两个百万kW级风电基地。达茂巴音基地由8个风电场项目组成，总容量为160万kW，其中国家已经核准1个项目，为包头巴音国家特许权项目，核准容量为20万kW，2009年底，该项目已经全部并网发电，其他项目正在抓紧办理项目核准有关支持性文件，预计2010年内核准开工建设。巴彦淖尔基地由10个风电场项目组成，总容量为210万kW，其中国家已经核准1个项目，为乌兰伊力更国家特许权项目，核准容量为30万kW，2009年底，该项目已经全部并网发电，其他项目正在抓紧办理项目核准有关支持性文件，预计2010年内核准开工建设。

### 3.1.4.吉林风电基地

吉林省风能资源丰富，风电场开发建设也较早，截止2008年底，吉林省风电总装机达1,158万kW，占全国风电装机容量的9.51%，居全国第三位。吉林省风电资源主要分布于吉林的西部地区，吉林省千万千瓦级风电基地场址也选择在吉林省的西部地区，该区域地势平坦开阔，场地以退化草场和盐碱地为主，风电可利用土地资源相对丰富，同时该地区风能资源条件是吉林省最好的区域，70m高度年平均风速为6.0m/s～7.1m/s之间，年平均风功率密度在255W/$m^2$～385W/$m^2$之间。

吉林省千万千瓦级风电基地规划风电场场址范围总面积约1.29万$km^2$，规划总装机容量为2.73亿kW，其中2008年底前已建成和核准容量为201.5万kW，至2010年期间新增装机容量为190万kW，2011年～2015年规划新增装机容量为620万kW，2016年～2020年规划新增装机容量为1.12亿kW。

根据各规划风电场场址的风能资源条件、工程地质条件、施工及安装条件、电网接入条件以及经济指标等综合因素，初步确定各规划风电场开发顺序。

初步拟定2010年前的风电开发以目前已核准的风电项目和已经规划完成的通榆瞻榆百万千瓦风电基地的风电场为主。2011年～2015年期间，重点开发百万千瓦级大型风电基地，包括：大安海坨风电基地，洮南向龙风电基地(龙马和向阳风电场)，八宏风电基地(通榆的八面和长岭的宏兴风电场)， 同时启动双辽的山水风电基地的开发建设，这些百万kW基地的电力电量主要以500kV接入送入电网，同时根据当地电网的接入条件，考虑在松原市的扶余、宁江和白城市的查干浩特开发部分风电场，接入当地220kV电网，期间规划建设的风电装机容量为620万kW。

2016年～2020年期间，继续开发建设百万千瓦级大型风电基地。主要包括：红让风电基地(前郭的红星和乾安的让字风电场)、双兴风电基地(洮北双龙与镇赉的兴富、万宝山风电场)、大安新平安风电基地、通榆太平山风电基地以及长岭龙旺风电基地。期间规划建设的风电总装机容量为1.12亿kW。2020 年后，吉林省千万千瓦级风电已基本形成，为继续加大对可再生能源的建设，将根据社会经济发展水平和电力系统的发展规划，继续开发吉林省西部大的风电场，规划总容量为 597.5万kW。

### 3.1.5.江苏沿海地区风电基地

江苏沿海风电基地涉及的区域为江苏省沿海陆域滩涂、潮间带及近海海域。风电场按区域分为陆上风电场（包括沿海滩涂风电场）、潮间带及潮下带滩涂风电场（统称潮间带风电场）、近海风电场和深海风电场。

根据风电技术的发展水平，江苏沿海地区风电基地规划主要针对陆上风电场、潮间带风电场和近海风电场，暂不考虑深海风电场。按照规划的发展目标以及输电距离、建设难度和投资，规划潮间带风电场和近海风电场离海岸线的距离小于100km，理论最低潮位以下水深小于25m。考虑到目前的建设技术、电力输送水平及投资成本等因素，2020年前主要考虑开发离岸距离在40km以内，水深在15m以下的项目。

根据《江苏沿海地区发展规划》和《江苏省风力发电发展规划（2006~2020 年）》，结合风电场规划布局和建设条件，规划确定的发展目标为：2010年建成180万kW，其中陆上150万kW，潮间带30万kW；2015年建成580万kW，其中陆上240万kW，潮间带200万kW，近海140万kW；2020年建成1,000万kW，其中陆上300万kW，潮间带250万kW，近海450万kW；2030年建成2,100kW，其中陆上300万kW，潮间带250万kW，近海1,550万kW，见表13。

目前国家已经确定或批复了盐城和南通地区的

10个陆地风电场项目，总容量为143万kW。除盐城射阳和滨海两个风电场项目受环保因素制约外，其他8个项目均已核准，分别为如东、东台国家特许权项目及其跟标项目，总核准容量为115万kW。到2009年底，已有6个项目全部建成，共计75万kW风电机组实现并网发电，预计其他2个项目2010年内全部建成投产发电。

### 3.1.6.甘肃酒泉风电基地

甘肃省酒泉地区位于甘肃省河西走廊西端，东经92°04'～100°20'，北纬37°51'～42°50'之间，总面积19.4万km$^2$，可开发利用的风能资源总量接近4,000万kW。酒泉地区南部为祁连山脉，北部以马鬃山为代表的北山山系，中部为平坦的沙漠戈壁，形成两山夹一谷的有利地形，成为东西风的通道，风能资源丰富，适宜建设大型风力发电场。到2008年1月底酒泉地区风电总装机容量已达到41万kW，其中玉门市境内已建成21万kW，瓜州县境内已建成20万kW。

根据酒泉千万千瓦级风电基地规划，酒泉地区到2010年底新增装机容量475万kW，总装机容量达到516万kW；2011～2020年新增装机容量755万kW，到2020年底总装机容量达到1,271万kW，建成酒泉千万千瓦级风电基地。甘肃酒泉千万千瓦级风电基地装机容量规划见表14。

甘肃省风能资源主要集中在酒泉地区，甘肃酒泉千万千瓦级风电基地是国家确定的首个千万千瓦级风电基地，建设酒泉基地对于我国建设其他千万千瓦级风电基地具有重要的示范意义。国家已经批复的酒泉首期百万千瓦级风电基地共由20个项目组成，总规模为380万kW。目前各项目均已核准，并于2009年8月正式开工建设，预计2010年开始逐步投产。

### 3.1.7. 新疆哈密风电基地

新疆哈密地区与甘肃酒泉千万千瓦级风电基地相邻，且属于同一个风区，场址特点表现为地广人稀，地貌均为戈壁荒漠。新疆哈密地区风能资源丰富、场址平坦，同样具备建设大型风电基地的条件。

依据《全国风能资源评价技术规定》，计算出新疆风能资源总储量8.72亿kW，风能资源蕴藏量极为丰富，是全国风能资源最丰富的省区之一。年平均风功率密度≥150W/m$^2$的区域有九个，即乌鲁木齐达坂城风区、阿拉山口风区、十三间房风区、吐鲁番小草湖风区、额尔齐斯河河谷风区、塔城老风口风区、三塘湖-淖毛湖风区、哈密东南部风区和罗布泊风区。它们的面积总和约为7.78万km$^2$，技术开发量高达1.2亿kW，风能开发利用前景相当可观。

根据《新疆风能资源评价报告》，在哈密地区主要包括哈密东南部风区、三塘湖-淖毛湖风区和十三间房风区。哈密千万千瓦级风电基地规划了3个风电场，将分期建设实施，其中2008～2010年新增装机容量200万kW，到2010年总装机容量达到200万kW；2011～2015年间新增装机容量500万kW，到2015年总装机容量达到700万kW，2016～2020年间新增装机容量380万kW，到2020年总装机容量达到1,080万kW，见表15。

新疆风能资源非常丰富，但由于电网薄弱且距离远，新疆电网无法消纳更多的风电电力，到2009年底，仅有87万kW风电建设容量。新疆哈密地区风能资源丰富，且距离西北电网较近，为更好地利用新疆风能资源，考虑将新疆哈密风电融入西北电网。新疆哈密东南部风电基地首期200万kW风电场工程拟分10个项目，每个项目按照20万kW集中开发。各项目场址目前均有开发企业开展风能资源测量工作，测风工作均已满一年。按照今年首批项目批复考虑，预计2011年全部200万kW项目投产发电。新疆哈密基地的建成投产，将迈出我国风电实现大基地融入大电网重要的一步。三塘湖和淖毛湖百万kW级风电基地将在2010年后组织开发建设。

表13 江苏风电基地规划累计发展目标表

单位：万kW

| 规划水平年 | 2010 | 2015 | 2020 | 2030 |
|---|---|---|---|---|
| 陆上风电场 | 150 | 240 | 300 | 300 |
| 潮间带风电场 | 30 | 200 | 250 | 250 |
| 近海风电场 | | 140 | 450 | 1,550 |
| 总　计 | 180 | 580 | 1,000 | 2,100 |

表14 甘肃酒泉风电基地装机容量规划表

单位：MW

| 序号 | 风电场 | | 2007 | 2010 | 2015/2020 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 瓜州北大桥风电场 | 新增装机 | | 1,500 | 3,900 |
| | | 累计装机 | 100 | 1,600 | 5,500 |
| 2 | 瓜州干河口风电场 | 新增装机 | | 1,700 | |
| | | 累计装机 | 100 | 1,800 | 1,800 |
| 3 | 瓜州桥湾风电场 | 新增装机 | | 600 | |
| | | 累计装机 | | 600 | 600 |
| 4 | 瓜州柳园风电场 | 新增装机 | | 50 | 50 |
| | | 累计装机 | | 50 | 100 |
| 5 | 玉门三十里井子 | 新增装机 | | | |
| | | 累计装机 | 110 | 110 | 110 |
| 6 | 玉门低窝铺风电场 | 新增装机 | | 100 | |
| | | 累计装机 | 100 | 200 | 200 |
| 7 | 玉门昌马风电场 | 新增装机 | | 800 | |
| | | 累计装机 | | 800 | 800 |
| 8 | 玉门麻黄滩风电场 | 新增装机 | | | 1,200 |
| | | 累计装机 | | | 1,200 |
| 9 | 马鬃山风电场 | 新增装机 | | | 2,400 |
| | | | | | 2,400 |
| 合计 | | | 410 | 5,160 | 12,710 |

表15 新疆哈密风电基地风电场装机容量规划表

单位：MW

| 序号 | 风电场 | | 2010 年 | 2015 年 | 2020 年 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 哈密东南部风电场 | 新增装机 | 1,000 | 1,400 | 1,200 |
| | | 累计装机 | 1,000 | 2,400 | 3,600 |
| 2 | 淖毛湖风电场 | 新增装机 | | 1,200 | 1,200 |
| | | 累计装机 | | 1,200 | 2,400 |
| 3 | 三塘湖风电场 | 新增装机 | 1,000 | 2,400 | 1,400 |
| | | 累计装机 | 1,000 | 3,400 | 4,800 |
| 累计 | | | 2,000 | 7,000 | 10,800 |

## 3.2.建设进展

以上各千万千瓦级风电基地将主要以百万千瓦级风电基地的形式进行规模化开发。综合比较各风电基地风能资源、规划容量、建设条件、工程投资等，国家在各千万千瓦级风电基地区域陆续批复或确定了河北张家口坝上地区百万千瓦级风电基地一期、二期工程，河北承德百万千瓦级风电基地一期工程，内蒙古巴彦淖尔、达茂巴音和通辽开鲁，甘肃酒泉一期，江苏沿海陆上等8个百万千瓦级风电基地，共计83个风电场项目，总装机规模为1,428万kW。截至2009年底，各风电基地建设情况如表16。

## 3.3.电网接入与风电外送

规划在河北、江苏、内蒙古、甘肃、新疆等地建设的千万千瓦级风电基地大都处于电网末端，电网网架结构不够坚强、电源结构较为单一，风电大规模接入对这些地区电网稳定运行带来很大压力；另外，风电机组大多采用异步发电机技术，其对电网安全稳定的影响与常规同步发电机组不同；且风的波动性使风电场的输出功率具有波动性，难以像常规电源一样对风电场制定和实施准确的发电计划。随着风电场规模的扩大，风电装机在电网中所占比例越来越高，其对电网的影响范围也从局部 逐渐扩大。风电大容量远距离输送系统输送距离长，输送功率大，存在电压稳定性问题，同时风电出力的随机性使得网络潮流变化存在较大的不确定性，改变了电网潮流分布、线路传输功率与整个系统的惯量，暂态稳定性及频率稳定性都会受到影响。

为提高风电外送能力，改善风电并网电能质量，必须积极采用先进技术，如动态无功补偿设备（SVC、STATCOM等）、串补/可控串补、可控高抗、自动电压控制（AVC）等。动态无功补偿设备用于提高风电场无功补偿及电压调节能力，改善电能质量；串补/可控串补用于缩短输电系统电气距离，提高安全稳定水平；可控高抗用于稳态调节系统电压，使风电外送通道有功功率波动时保持电压水平。如甘肃酒泉千万千瓦基地通过750kV交流通道输送至西北主网，风电场安装占装机容量15%容量的SVC，750kV线路上安装30%～50%的串补，个别线路及母线上安装可控高抗等。

总之，国家和电网企业都在积极努力地解决好风电基地电力外送问题，除东北的风电基地全部由东北电网消纳和江苏沿海等近海和海上风电基地主要是就地消纳之外，其余各大风电基地就近消费一部分电力和电量之外的电力外送的基本考虑是：

河北风电基地和蒙西风电基地近期主要送入华北电网，2020年前后需要山东电网接纳部分电力和电量。蒙东风电基地近期送入东北电网和华北电网。甘肃酒泉风电基地和新疆哈密风电基地近期送入西北网，远期送入华中网（见图14）。

表16 千万千瓦风电基地开发进展情况

| 省份 | 百万千瓦风电基地名称 | 风电场项目个数 | 装机规模(万kW) | 核准项目数 | 核准容量(万kW) | 安装容量(万kW) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 河北 | 承德一期 | 6 | 100 | 1 | 15 | 0 |
| | 张家口坝上一期 | 10 | 135 | 10 | 135 | 86.4 |
| | 张家口坝上二期 | 14 | 150 | 0 | 0 | 0 |
| | 合计 | 30 | 385 | 11 | 150 | 86.4 |
| 内蒙古 | 通辽开鲁 | 5 | 150 | 1 | 30 | 30 |
| | 巴彦淖尔 | 10 | 210 | 1 | 30 | 30 |
| | 达茂巴音 | 8 | 160 | 1 | 20 | 20 |
| | 合计 | 23 | 520 | 3 | 80 | 80 |
| 甘肃 | 酒泉基地首期 | 20 | 380 | 20 | 380 | 30.45 |
| | 合计 | 20 | 380 | 20 | 380 | 30.45 |
| 江苏 | 沿海陆上 | 10 | 143 | 8 | 115 | 82.5 |
| | 合计 | 10 | 143 | 8 | 115 | 82.5 |
| 总计 | | 83 | 1,428 | 42 | 725 | 279.35 |

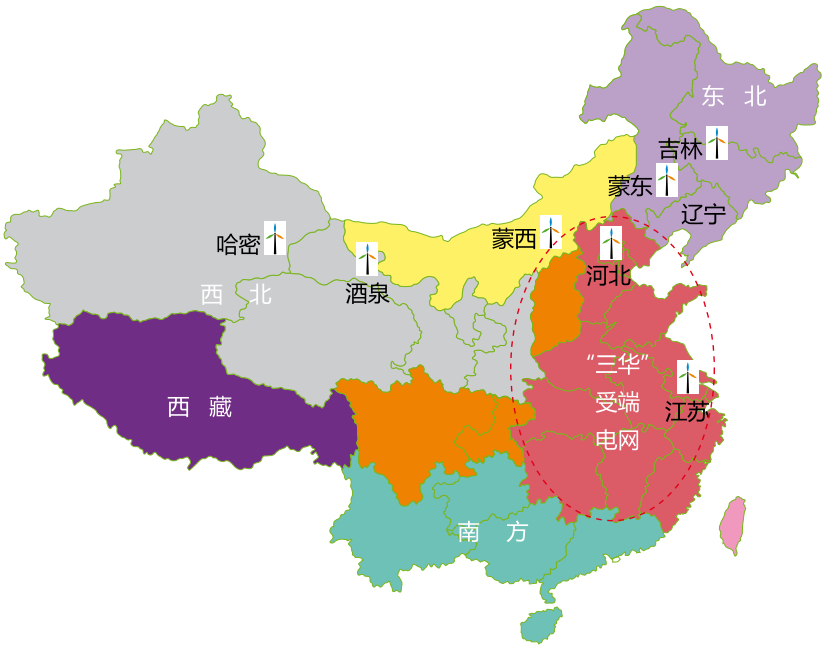



图14 主要风电基地电力和电量外送示意图

## 3.4.支持政策

为了支持大型风电基地建设，国家在产业政策、标准制定、信息化管理和电网接入方面做了许多安排，现综述如下：

（1）产业政策：国家发展改革委于2009年7月下发了《关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改价格[2009]1906号），确定了我国根据风电场风能资源状况和工程建设条件形成的标杆电价机制。风电标杆上网电价政策是对原有《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》的补充和完善，通过事先公布标杆电价水平，为投资者提供了一个明确的投资预期，鼓励开发优质资源，保证风电开发的有序进行。

（2）标准制订：2009年国家能源局组织编制了海上风电开发建设管理暂行办法，并于2010年1月发布；在学习和借鉴国外海上风电开发建设技术和经验的基础上，不断总结和分析国内海上风电建设实践经验，逐步制定适合我国海上风电特点的，涵盖海上风电规划、预可研、可研、施工、运行和维护等全过程的海上风电技术标准。目前已完成并发布了《近海风电场工程规划报告编制办法》、《近海风电场工程预可行性研究报告编制办法》、《海上风电场工程可研报告编制办法》和《海上风电场工程施工组织设计编制规定》。

（3）信息化建设：2009年2月国家能源局复函水电水利规划设计总院成立国家风电信息管理中心，对全国风电建设信息进行管理。管理中心已初步建成信息上报系统，2010年6月开始举办风电信息上报系统和风电信息员培训，2010年可正式运转。

（4）电网建设：为促进我国风电健康快速发展，根据国务院有关精神，国家能源局2009年8月以来组织风电各界召开了多次风电发展座谈会，调查研究我国风电发展中存在的主要问题，从2009年11月开始组织电网公司和有关技术负责单位陆续对内蒙、甘肃、东北、华北等风电发展重点地区开展调研工作，研究解决当前各地区风电在规划和并网等方面存在的突出问题。2008年6月，西北电网对风电大规模发展适应性研究；2009年5月，千万千瓦级风电基地风能资源及风电开发规划研究；2010年4月，风电接入电网和市场消纳研究工作方案；旨在通过上述研究，深入研究电力系统对风电大规模开发和并网的适应性问题；结合电力系统的电源结构、负荷特性和风电的出力特性，研究系统风电消纳的规模、市场和方式，以及接纳风电的条件和代价；从电网运行角度进一步分析风电开发方案的技术可行性；对风电基地大规模并网配套送出成本及其疏导方法等进行研究。这些研究将为我国风电的科学发展提供重要的决策参考。

# 4.中国风电产业链发展状况

自从1985年第一台风电机组并网发电以来，中国风电经历了缓慢爬升到快速发展的过程，相应的市场环境也逐步建立。中国风电发展的市场环境归纳起来是，制造业竞争激烈但趋于成熟，开发商向大型能源企业集中，分类指导的价格政策趋于稳定。总之，中国风电的市场环境日益向着良性循环的方向发展。

## 4.1.装备制造业发展现状

### 4.1.1.自主品牌建设

2000年以前，国产品牌在国内市场的认知程度很低，市场份额不到10%。2003年以来，国家连续组织了五期风电特许权项目招标，以政府支持和市场机制相结合的方式，相继确定了300多万kW的风电建设项目，并从2005年开始开展百万千瓦级风电基地规划，到2008年开展千万千瓦级风电基地的规划和建设工作，有力地推进了我国风电产业的规模化发展，为国内风电机组制造企业创造了良好的市场条件，带动了风电机组制造业的快速发展，并促成一批自主品牌的建立。2005年以前一家中国企业进入世界前15名，2009年有三家企业进入世界10强，5家企业进入前十五名。华锐、金风和东方汽轮机已经成为全球风电界的著名品牌，表明中国风电装备制造业开始走向成熟。2009年，新增和累计装机容量进入中国市场前十名的国产品牌均为6家，国际品牌均有4家，只是所占比例有所差别，国内6家主要品牌新增和累计容量的比例分别是74.1%和73.8%，国际四家主要品牌的相应的市场份额是10.8%和11.4%，详见表17。

### 4.1.2.装备技术水平

2005年以前，我国风电场新安装的兆瓦级风电机组占当年新增装机容量还很少。 随着国内企业兆瓦级风电机组产量的增加，2007年兆瓦级风电机组的装机容量占到当年新增市场的51%，2008年占到72.8%，2009年占到86.8%。兆瓦级风电机组目前已经成为我国风电市场的主流产品。为了追逐世界风电机组大型化的趋势，国内品牌企业也开始研发制造多兆瓦级别的风电装备。

2009年我国在多兆瓦级（≥2MW）风电机组研制方面也出现新的成果，如金风科技股份有限公司研制的2.5MW和3MW的风电机组已在风电场投入试运行；华锐风电科技股份有限公司研制的3MW海上风电机组已在东海大桥海上风电场并网发电；由沈阳工业大学研制的3MW风电机组也已经成功下线。此外，我国华锐、金风、东汽、海装、湘电等企业已开始研制单机功率为5MW的风电机组，由此我国开始迈进多兆瓦级风电机组研制的门槛。

尤其是为了满足国内外海上风电市场的要求，中国国内品牌企业也开始了海上风电机组的研发和试制，并取得了积极的进展。各个企业研发和试制情况见表18。

### 4.1.3.技术水平

随着企业实力的增强，国内品牌在研发上的投入有所提高，前10名的企业都成功建立了自己的研发团队，逐步完善的整机制造能力逐步改变了以购买生产许可证为主的局面，委托设计、联合设计和自主设计成为国内品牌获得自主技术的主要手段。

目前华锐、金风、东汽、浙江运达、湘电风能、国电联合动力、广东明阳7家企业基本具备了兆瓦级风电机组设计能力和制造的关键技术，通过引进或开发先进的设计软件和控制策略，建设高水平的试验室和检测装置等研发平台，培养专业的风电技术人才等措施，形成了比较完善的自主研发体系。

2009年，上述7家企业装机容量占到全国新增市场的69%，为我国风电产业稳步、快速发展提供了有力支持。另外，以上述企业为代表的国内整机制造业凭借已形成的自主研发能力，开始自主研发新的产品，并且已取得一定成果。

### 4.1.4.整机出口状况

2009年中国风电整机出口开始试水，共计向4个国家出口了20台，共计2.875万kW。批量较大是华锐、上海电气以及金风等企业，详见表19。

表17 2009年中国市场前10名设备制造商新增和累计市场份额

| 新增容量市场份额分布 | | | 累计容量市场份额分布 | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 企业名称 | 装机容量(MW) | 市场份额 | 企业名称 | 装机容量(MW) | 市场份额 |
| 华锐 | 3495 | 25.32% | 华锐 | 5,652 | 21.90% |
| 金风 | 2722 | 19.72% | 金风 | 5,343.85 | 20.70% |
| 东汽 | 2035.5 | 14.75% | 东汽 | 3,328.5 | 12.90% |
| 联合动力 | 768 | 5.56% | Vestas | 2011.5 | 7.80% |
| 明阳 | 748.5 | 5.42% | Gamesa | 1,828.75 | 7.10% |
| Vestas | 608.75 | 4.41% | GE | 957 | 3.70% |
| 湘电风能 | 454 | 3.29% | 明阳 | 895.5 | 3.50% |
| GE | 322.5 | 2.34% | 联合动力 | 792 | 3.10% |
| Suzlon | 293 | 2.12% | Suzlon | 605.25 | 2.30% |
| Gamesa | 276.25 | 2.00% | 运达 | 594 | 2.30% |
| 其他 | 2079.71 | 15.07% | 其他 | 3,814.45 | 14.80% |
| 总计 | 13803.21 | 100.00% | 总计 | 25,805.3 | 100.00% |

表18 国内风电整机制造商海上风电机组研制情况

| 企业名称 | 研发和试制状况 |
|---|---|
| 华锐 | 3MW 机组 已安装23台，5MW机组预计2010年底前下线 |
| 金风 | 2007年首台1.5MW海上风电机组，2.5、3和5MW的机组在研发 |
| 东方汽轮机 | 5MW海上风电机组在研发 |
| 联合动力 | 3MW预计2010年下线 |
| 明阳 | 3MW海上风电机组预计2010年下线 |
| 湘电 | 5MW海上风电机组在研发（湘电达尔文） |
| 上海电气 | 上海电气 3.6MW海上风电机组预计2010年6月下线 |
| 海装 | 5MW海上风电机组在研 |
| 南车 | 3MW机组在研发，样机预计2010年下线 |
| 银河艾万迪斯 | 2.5MW海上风电机组试验 |

表19 我国风电机组出口情况

| 企业名称 | 机型 | 台数 | 容量(MW) | 出口国家 |
|---|---|---|---|---|
| 华锐 | SL1500/82 | 10 | 15 | 印度 |
| 金风 | GW77/1500 | 3 | 4.5 | 美国 |
| 上海电气 | W1250/64 | 5 | 6.25 | 英国（3台），泰国（2台） |
| 常牵新誉 | SD77/1500 | 2 | 3 | 美国（1台），泰国（1台） |
| 总计 | | 20 | 28.75 | |

### 4.1.5.制造业发展状况

初步统计，到2009年12月底，从事大型风力发电机组整机制造的有86家企业，其中国产品牌的风电机组制造企业通过许可证生产和联合设计的方式从国外引进技术，但也不乏有些企业将国内科技成果产业化，自主研发整机技术。按照制造能力和装备情况，这些企业大致可分为五类：

第一类：已具备大批量生产MW级机组能力的风电机组制造企业。包括华锐风电科技有限公司、新疆金风科技股份有限公司、东方汽轮机有限公司等三家企业，2009年供货容量均超过100万kW。2009年底，全国各风电场吊装华锐、金风、东汽制造的机组总容量分别为557万kW、536万kW和319万kW。

第二类：已具备批量生产MW级机组能力的风电机组制造企业。包括广东明阳风电技术有限公司、国电联合动力技术有限公司、上海电气风电设备有限公司、湖南湘电风能有限公司、南通航天万源安讯能风电设备制造有限公司、北京北重汽轮电机有限责任公司、江苏新誉风力发电设备有限公司、沈阳华创风能有限责任公司、浙江运达风力发电工程有限公司、江苏江阴远景能源公司、宁夏银星能源股份有限公司。到2009年底，上述企业累计在国内吊装的MW级机组台数均超过40台。

第三类：具备小批量生产MW级机组能力的风电机组制造企业。包括哈尔滨风电设备股份有限公司、保定天威风电科技有限公司、三一电气有限责任公司、黑龙江省瑞好集团、保定惠德风电工程有限公司、中船重工（重庆）海装风电设备有限公司、中国南车集团株洲电力机车研究所、浙江华仪风电有限公司。到2009底，上述企业在国内均有10台以上机组吊装。

第四类：已有样机运行，吊装台数低于10台的风电机组制造企业。包括武汉国测诺德新能源有限公司等企业。

第五类：其他正在进行设计制造或引进技术的企业。

目前已有批量生产能力的整机企业比较见图15。

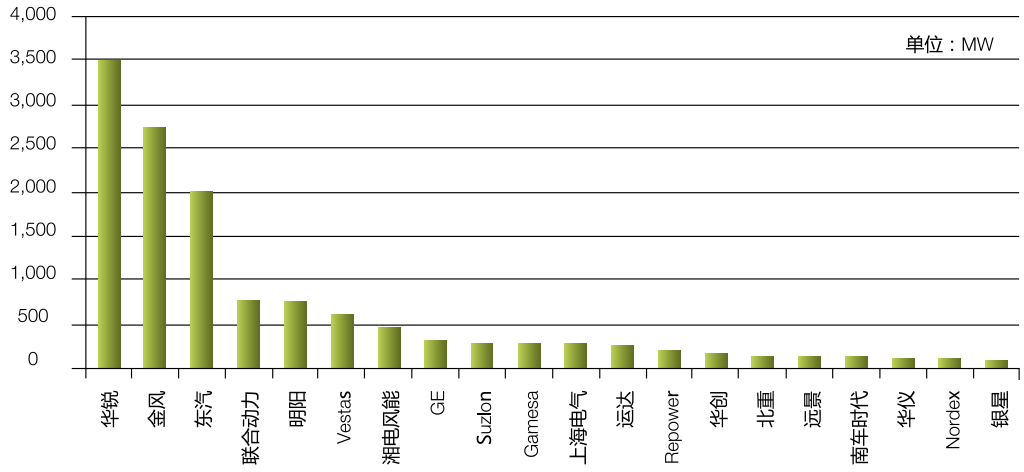



图15 已有批量生产能力的整机企业产量比较

### 4.1.6.国内品牌的竞争优势

2005年以前，国外品牌在中国风电市场占据主导地位，市场份额达70%以上，2009年下降到13%左右。而相对应的国产品牌的新增市场份额从2004年的25%，上升到2009年的87%。

到2009年底，全国已建风电场安装了国内外49家企业生产的风电机组，外国品牌的企业24家，容量634万kW，约占全国累计市场份额的24.6%；中国品牌的企业25家，容量1,946万kW，约占全国市场的75.4%。

虽然国际品牌在中国市场竞争中处于劣势，但一些优秀的国际品牌仍然呈现出了不可小觑的竞争优势，截止2009年底，在我国风电整机制造商累计市场份额中，排在前五位的分别是华锐、金风、东汽、Vestas和 Gamesa，其中有两位是国际品牌；排在6至12位的分别是GE、明阳、联合动力、Suzlon、运达、湘电和上海电气。据统计，截止到2009年，曾经拥有中国市场的外国品牌企业有24家，大多数已经退出，保留下来的不到10家，但是在占据中国风电市场前十名的企业中，国外品牌仍有4位，表明了国际优秀品牌的市场竞争力（见图16）。

为鼓励国内风电制造业的发展，2005年发改委发布的“风电设备国产化率要达到70%以上,不满足设备国产化率要求的风电场不允许建设”的规定，至2010年已被取消。从实际情况来看，在适当的激励政策下，国内市场的迅速扩张及降低成本的需求是提高国产化水平的主要推动力。

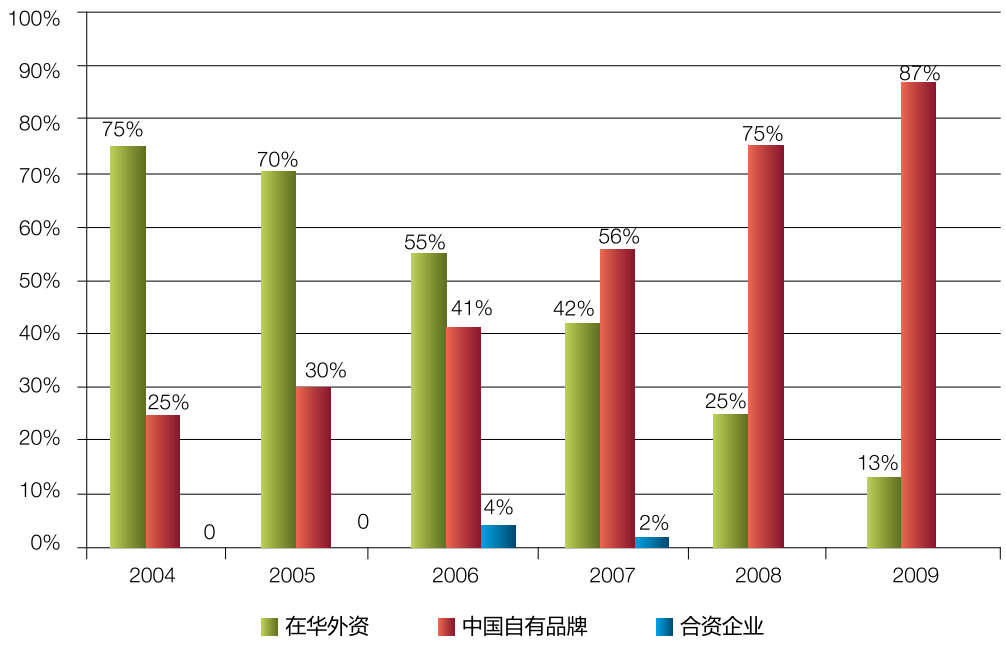



图16 中国风电市场国内外品牌新增容量市场份额的变化趋势

资料来源：BTM，2004—2009年 全球统计报告；施鹏飞，2004—2009年中国风电装机统计

### 4.1.7.国外品牌的本地化发展

有些外国品牌的风电机组制造商在中国注册了独资的子公司，如丹麦的Vestas（维斯塔斯风力发电设备(中国)有限公司）、西班牙的Gamesa（歌美飒风电(天津)有限公司）、印度的Suzlon（苏司兰能源(天津)有限公司）、德国的Nordex（NORDEX（北京） 风力发电工程技术有限公司）和美国的GE Energy （通用电气能源(沈阳)有限公司），还有的成立了合资公司，如德国的REpower（瑞能北方风电设备有限公司）等，均在中国建立了整机总装和部件生产设施，而值得一提的是，他们制造的产品中中国制造部件的采用比例正在逐步增加。

### 4.1.8.品牌竞争

华锐、金风、东汽三家风电机组制造商已成为国内风电机组制造龙头企业，能够大批量生产单机容量1.5MW的风电机组，在市场竞争中占据主导地位。2009年，三家企业在全国共吊装风电机组5611台，当年新增吊装容量分别为330万kW、254万kW和191万kW。另外，华锐已基本具备批量生产3MW的风电机组的能力，2009年共吊装3MW风电机组23台。

排在第四位以后的企业新增装机容量最高不到80万kW，与前三家企业差距较大。市场份额从高到低依次是国电联合动力、广东明阳、Vestas、湘电风能、GE、Suzlon、Gamesa、上海电气、浙江运达等。新增装机在10万～80万kW的有16家企业，这16家企业合计新增装机500万kW，占我国新增市场的36%。

在2009年全国新增风电装机中，前三家企业占59%，前十家企业占84%，产业的高度集中反映了市场竞争的激烈。2009年新增装机低于10万kW的有20多家企业，其中多数企业刚刚进入样机试运行阶段。这些企业的合计装机量达55万kW，仅占全国新增市场的4%。

### 4.1.9.零部件企业

2005年以来，整机生产的快速增长催生了齿轮箱、叶片、电机、轮毂、主轴和轴承等零部件企业的产生与发展。尤其是齿轮箱、叶片、电机和轴承等均有10多家企业，涌现了南高齿、重齿等齿轮箱生产品牌企业，惠腾、中复联众、中材等叶片品牌企业；永济、湘电、南车等电机制造企业以及洛轴、瓦轴等轴承品牌企业。至此，零部件供应短缺的局面有了明显的改善。尤其是齿轮箱、叶片、电机、轮毂等已基本满足市场需求，轴承短缺的局面有所改善，处于短板的主要是控制系统和逆变装置等。

然而，由于上下游企业利益划分的不合理，导致零部件企业从事整机制造业以及整机制造业转而开发、生产零部件的现象，而且甚至出现了风电开发商从事整机和零部件生产的现象。这种变化多端的风电产业链发展是喜是忧，还需观望。

## 4.2.开发商发展现状

### 4.2.1.开发商分布

截止到2009年12月底，全国共有50多家风电投资开发企业，成立了近330个项目公司，参与我国的风电开发建设。2009年，新增装机容量超过10万KW企业共计20家（见表20），其中包括央企10家，地方国有能源企业6家，民营和外资企业4家（天润、中国风电、中闽和宏腾），而前十名均被中央和地方能源投资企业占据。由此看来，风电开发向能源投资企业集中是一个不争的事实。

2008年国家发展改革委颁布的“十一五”可再生能源发展规划，是大型能源企业，尤其是电力生产企业发展风电的主要动力之一，该规划要求火力发电权益容量超过500万kW的企业，2010和2020年非水电的可再生能源发电装机比例要达到3%和8%。根据能源研究所的统计，符合此条件的发电商约有25家，均为大型国有能源企业。而目前能够完成3%指标要求的大型能源企业不到一半，五大电源企业中，除了中电投之外，其它均已提前一年完成了3%非水电可再生能源发展目标。

### 4.2.2.大型能源央企

2009年底，累计装机容量位居前十名的企业共占据市场份额的71%，其中央企包揽了8个席位；前五名的均为中央能源投资企业，占据市场份额的54%。更值一提的是，国电集团以建设容量443万kW位列国内风电装机第一名，大唐、华能和华电集团分列第二、第三名和第四名，除了中电投位居第八之外，五大电力集团均进入了前五名，详见表21。此外，在龙源集团上市的鼓励下，大型央企，尤其是五大电力集团纷纷整合风电资产，着手准备于海外或国内上市，筹集资金，以便引领风电产业的大规模发展。

### 4.2.3.风电开发商的项目资源准备

与此同时，各个投资商也在项目储备上表现出高涨的热情，依据安源易如统计，2012年各个开发商储备项目总计约为4,500万kW，2015约为1亿kW，2020年约为2.1亿kW（见图17）。尤其是五大电力集团以及国华电力、中广核、华润电力和中节能等大型央企，均有了数千万千瓦的项目储备。

图 17 各大企业风电开发项目储备及分布

资料来源：安源易如风电市场分析资料

表20 2009年风电开发商新增装机容量

| | 企业名称 | 新增装机(MW) |
|---|---|---|
| >1,000MW | 国电 | 2,600.4 |
| | 大唐 | 1,739.85 |
| | 华能 | 1,644.75 |
| | 华电 | 1230.05 |
| 500-1,000MW | 中广核 | 854.45 |
| | 京能 | 797.5 |
| | 国华 | 590.25 |
| 100-500MW | 中节能 | 400.25 |
| | 中电投 | 319.67 |
| | 华润电力 | 309.75 |
| | 天润 | 309.75 |
| | 中国风电 | 295.5 |
| | 建投新能源 | 160.4 |
| | 国投电力 | 151.5 |
| | 中水电 | 148.5 |
| | 宁夏发电集团 | 143.5 |
| | 中闽 | 130 |
| | 深能北方 | 129 |
| | 鲁能 | 102.25 |
| | 宏腾能源 | 100 |
| | 其它 | 1,645.89 |
| | 总计 | 13,803.21 |

注：CWEA整理，虽与各开发商进行核对，但由于时间截点及统计口径不尽相同，因此与各开发商公布业绩并不完全一致。

表21 2009年度各大开发商风电装机增长情况

| 序号 | 投资商 | 新增（MW） | 累计（MW） | 年增长率（%） |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 国电 | 2,600.4 | 5,098.3 | 104.10% |
| 2 | 大唐 | 1,739.85 | 3,805.8 | 84.20% |
| 3 | 华能 | 1,644.75 | 2,874.35 | 133.80% |
| 4 | 华电 | 1,239.95 | 1,682.95 | 279.90% |
| 5 | 国华 | 590.25 | 1,475.65 | 66.70% |
| 6 | 中广核 | 854.45 | 1,360.25 | 168.90% |
| 7 | 京能 | 757.5 | 1,200.3 | 171.10% |
| 8 | 中电投 | 386.13 | 860.63 | 81.40% |
| 9 | 中节能 | 400.25 | 774.75 | 106.90% |
| 10 | 河北建投 | 260.4 | 493.85 | 111.50% |
| 11 | 其他投资商 | 3,407.17 | 6,714.52 | 103.00% |
| 总计 | | 1,3881.1 | 26,341.35 | 111.40% |

## 4.3.风电服务业发展现状

自2005年《可再生能源法》颁布以来，我国风电市场和制造业快速发展，逐步完成了量的跨越，进入质变阶段后，包括支撑风电发展的研发机构、标准体系、咨询服务和行业中介机构等在内的风电服务业也破除较为缓慢的局面，在日益兴旺的产业需求下，逐步有了新的提升和发展，其总体现状是：

### 4.3.1.研发机构能力

在风电发展初期，我国的风能研发机构较少，人力资源也非常不稳定。虽然曾依托企业建立了国家级的风电工程技术研发中心，但在政策力度极其有限且市场非常狭小的情况下，这种研发机构在生存持续上尚且存在着巨大的压力，就更难以期待其在推进整个产业技术进步方面发挥多大作用，好在这种局面在法律颁布之后已逐步开始改观。虽然我国的风电装备技术主要是通过购买许可证等方式从国外引进，但在企业积极的消化、吸收策略，甚至邀请国外团队加盟的形式下，企业的研发能力、水平和人才质素都有了显著地提高。

一方面，大型企业的研发投入明显增加，包括龙头企业以及第二、第三梯队的风电整机和关键零部件企业，都纷纷建立庞大的研发队伍，在激烈的市场竞争面前，特别是在风电制造业出现了急速发展、产能面临过剩的形势下，企业都开始将产品的可靠性、质量以及售后服务作为发展重点，更加强调了研发水平以及企业核心竞争力的重要性。

另一方面，政府开始在国家级研发机构的建立方面投入力量，比如在2010年初，国家能源局一次性授牌16个国家能源研发（实验）中心，其中包括风电叶片研发（实验）中心、大型风电并网系统研发（实验）中心、海上风电技术装备研发中心，进一步突显了政府对于风电装备制造业基础性研发的重视。尽管这些机构成立的时间不长，但它们已为我国风电产业的创新以及核心竞争力的提高打下基础，必将为风电产业的发展做出长期且至关重要的贡献。

但目前总体来看，我国风电产业技术研发水平，不论机构数量、就业人数和质量水平都与国际先进水平有很大差距，亟待进一步的完善与提高。

### 4.3.2.标准检测认证体系

各类标准、规范、指南等对于行业发展的引领作用不言而喻，特别是对于风电这类跨学科、多技术路线、又兼顾复杂运行环境的高技术行业而言，标准和规范等的制定就变得更加重要。对于我国风电这种从许可证方式的技术引进，到自主研发的转变，自我的标准体系的需求也日益迫切。当前，有关标准的讨论已纳入议事日程，专门的风电标准专家委员会也已成立，他们将致力于包括产品技术、并网规范等完善的风电产业标准体系的建立。

伴随着我国风电产业发展，产品检测、认证的能力也已经逐步培养起来。包括鉴衡认证中心、中国船级社、中国质量认证中心在内的相关机构，检测手段得到完善，专业队伍逐步形成，有关的研发、测试、认证能力也不断得到提升。除此之外，一些国际认证机构也趋之若鹜，在中国设立办事机构，以提供检测、认证等方面的服务。就此趋势看来，业界对于因检测认证体系的完善而带动的风电产业总体水平提升的这一必经阶段充满了期待。

### 4.3.3.行业协会

行业协会在规划、协调、自律、培训、制定标准、市场调查、信息交流、咨询评估、知识产权保护、资质认定等方面可以发挥重要的作用。协会作为产学研界与政府沟通的重要桥梁，可形成企业、研究机构、行业协会与政府部门之间的良性互动，促进整个产业的健康发展。从我国可再生能源产业的发展历程来看，各类行业协会，如中国资源利用协会可再生能源专业委员会、中国可再生能源学会以及风能太阳能等各专业委员会等，在可再生能源的法律起草、规划研究、政策制定等方面，都发挥了重要的影响力和促进作用，并且当产业发展出现政策调整需求时，都与决策部门进行了有效的沟通，如风电特许权价格水平的合理性、产能过剩等问题。这种市场与政策、企业与政府之间的相互作用，是一个成熟产业所必须具备的。在风能产业发展中，行业协会在信息交流等方面的作用较为显著。

但另一方面看来，由于整个行业在短短5~6年时间内出现跳跃式发展，市场竞争较为激烈，包括风能在内的新能源行业协会在行业自律、知识产权保护、资质认定等还未能担当起更多的责任。然而，自从2009年国务院对风电整机制造给予产能过剩的严厉警示之后，质量控制、服务管理以及标准制定等方面得到整个行业的关注，使得行业协会在此方面能够发挥的功效也逐步扩大，这表明风电制造业正日益成熟，逐步接近稳定发展阶段。

### 4.3.4.咨询机构

与风电制造和市场如火如荼的局面不同的是，我国风电乃至新能源领域的咨询服务业还处于起步阶段。鉴于行业需求，咨询服务除了信息收集、分析、整理之外，还应涵盖行业展望、政策环境、企业战略、资金筹措等多方位的内容，而目前活跃在这一领域的公司，多以跨国咨询服务机构为主，或由多家国内机构联合完成各类咨询需求的服务，具备综合素质的有实力的机构并不多见。随着资本的不断进入以及行业逐步走向成熟，风能行业咨询服务的市场需求将逐步增多，也必将吸引更多机构的参与。

# 5.风电上网价格机制与改革展望

电价政策是左右开发商的投资热情和引导市场发展方向的关键因素。我国当前已形成较为稳定的风电上网电价政策，即区域固定上网电价，这一政策的实现，经历了长时间的摸索和实践，经历了从还本付息电价、经营期平均电价到招标电价，最终到有资源差别固定电价的发展历程。

## 5.1.历史回顾

### 5.1.1.还本付息电价和经营期平均电价

在2005年《可再生能源法》颁布之前，我国风电上网电价长期实行审批电价，其中，又包括还本付息电价和经营期平均电价两个阶段。1994年，有关部门规定电网管理部门应允许风电场就近上网，并收购全部上网电量，上网电价按发电成本加还本付息、合理利润的原则确定，高出电网平均电价部分，其差价采取均摊方式，由全网共同负担。由于投资者利益得到保障，风电场开始进入商业化开发阶段。在此期间，新疆、内蒙、广东等地，逐步建成了我国第一批风电场。

随着我国电力体制改革的深化，电价改革势在必行。电价改革的目标是逐步实行“厂网分开，竞价上网”，在“竞价上网”改革实施前，为约束电力成本上升，降低电价，国家计委决定对核算上网电价的具体方法作适当调整。在2001年发布的“国家计委关于规范电价管理有关问题的通知”（计价格[2001]701号）文件中，要求发电项目按经营期核算平均上网电价；此外，在2001年国家计委的文件，首次将风力发电列入资源综合利用税收优惠名录，风电场开发享受增值税减半的优惠政策，并延续至今。

### 5.1.2.招标电价与审批电价

为了进一步促进风电大规模发展，2003年，国家发展改革委组织了第一期全国风电特许权项目招标，开始将竞争机制引入风电场开发，以招标方式确定风电上网电价。至2007年前共组织了五期特许权招标，总装机容量达到335万kW。招标电价普遍低于其他核准项目，达到了降低上网电价的目的。

为了推广特许权招标经验，2006年国家发展改革委颁布《发改价格[2006]7号》文件，提出了“风力发电项目的上网电价实行政府指导价，电价标准由国务院价格主管部门按照招标形成的价格确定”。在文件的要求下，部分省（区、市）如内蒙古、吉林、甘肃、福建等组织了若干省级风电特许权项目的招标，并以中标电价为参考，确定省内其他风电场项目的核准电价。

其他未进行招标的省（区市），大部分仍沿用逐个项目核准定电价的做法，个别省如广东省，采用固定电价政策，制定了省内的风电项目标杆电价。此时，我国在风电电价政策方面处于招标电价、固定电价和核准电价并存的局面。

### 5.1.3.固定电价定价机制的形成

在特许权招标项目的推动下，特别是在《可再生能源法》的要求以及《可再生能源中长期发展规划》的指引下，我国逐渐建立起了并网、费用分摊、补贴等政策框架，我国风电装机也从2006年开始连续四年翻番，全国建立起了数百个风电场，并在西北、华北和东北以及江苏沿海的风电基地内初步形成了七个千万千瓦基地的雏形。在此工作基础之上，根据资源禀赋确定风电区域固定上网电价成为可能，国家发改委于2009年8月发布了《关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改价格[2009]1906号），即我国首个风电区域固定电价政策。这一固定电价政策为风电发展确立了统一的电价制定标准，为投资者确定了明确的投资回报空间，并间接影响和规范了各地开发风电场的节奏，使得我国风电正式步入成熟的、规模化的发展轨道。

## 5.2.不同电价形成机制的特点与作用

### 5.2.1.特许权招标价格政策

风电特许权项目在电价方面的主要特点是：在项目特许经营期内（25年）执行两段制电价政策，第一段电价执行期为风电场累计等效满负荷小时数30,000小时之前的时期，执行中标人在投标书中要求的电价。第二段电价执行期为风电场累计等效满负荷小时数达到30,000小时至特许期结束的时期，电价执行当时电力市场中的平均上网电价。项目业主与当地电网企业签订长期购售电合同，风电场建成后的可供电量全部由所在地电网企业按上述电价收购。

由于招标项目均为风能资源较好的大规模风电场，并且通过长期购售电合同保证了电量销售和上网电价，具有较强的吸引力。在竞争条件下，中标电价一般低于其他非特许权项目。各期特许权招标情况见表22。

表22 国家前五期风电特许权招标项目明细表

| 序号 | 风电场名称 | 装机容量（万kW） | 中标人 | 中标上网电价（元/kW.h） | 特许权期数 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 江苏如东风电场 | 10 | 华睿投资集团公司 | 0.4365 | 一 |
| 2 | 广东惠来石碑山风电场 | 10 | 广东粤电集团公司 | 0.5013 | |
| 3 | 内蒙古辉腾锡勒风电场（1） | 10 | 北京国际电力新能源有限公司、北京国际电力开发投资有限公司联合体 | 0.3820 | 二 |
| 4 | 内蒙古辉腾锡勒风电场（2） | 10 | 中国华电集团公司 | 0.3820 | |
| 5 | 吉林通榆团结风电场（1） | 20 | 龙源电力集团公司、吉林吉能电力集团有限公司和雄亚（维尔京）有限公司联合体 | 0.5090 | |
| 6 | 吉林通榆团结风电场（2） | 20 | 华能新能源环保产业控股有限公司、中国华能集团香港有限公司联合体 | 0.5090 | |
| 7 | 江苏如东第二风电场 | 10 | 龙源电力集团公司、雄亚（维尔京）有限公司联合体 | 0.5190 | |
| 8 | 江苏东台风电场 | 20 | 国华能源投资有限公司 | 0.4877 | 三 |
| 9 | 江苏大丰风电场 | 20 | 中国电力投资集团公司 | 0.4877 | |
| 10 | 甘肃安西风电场 | 10 | 黄河上游水电开发公司 | 0.4616 | |
| 11 | 内蒙古锡盟灰腾梁风电场（1） | 30 | 中广核能源开发有限责任公司与中广核国际有限公司中外合资投标联合体 | 0.4200 | 四 |
| 12 | 内蒙古锡盟灰腾梁风电场（2） | 30 | 北方联合电力有限责任公司 | 0.4200 | |
| 13 | 内蒙古包头巴音风电场 | 20 | 龙源电力集团公司与雄亚（维尔京）有限公司联合体 | 0.4656 | |
| 14 | 河北张北单晶河风电场 | 20 | 中国节能投资公司与香港建设（控股）有限公司中外合资投标联合体 | 0.5006 | |
| 15 | 内蒙古乌兰伊力更风电场 | 30 | 北京京能国际能源股份有限公司 | 0.4680 | 五 |
| 16 | 内蒙古通辽北清河风电场 | 30 | 华电国际电力股份有限公司与华电香港有限公司联合体 | 0.5216 | |
| 17 | 河北承德御道口风电场 | 15 | 河北建投新能源有限公司 | 0.5510 | |
| 18 | 甘肃玉门昌马风电场 | 20 | 中国节能投资公司与香港建设工程有限公司联合体 | 0.5206 | |

### 5.2.2.广东省风电价格政策

自2004年起，广东省实行省内的规定电价政策。2004年4月，广东省物价局发布文件（粤价[2004]110号）《关于公布风电项目上网电价的通知》，规定除国家风电特许权示范项目仍按中标电价执行外，广东省今后新投产的风电项目，从该项目正式投入商业运行之日起，其上网电价按0.528元／(kW・h)(含税)的标准执行。其中不包括风电场配套送出工程的各项费用，配套送出工程由风电项目业主建设的，经审核后，可在上网电价的基础上增加配套送出工程的还本付息费用。

近年来，由于设备、原材料价格的上涨，银行贷款利率上调等，导致风电场开发成本增加，广东省对风电标杆电价进行了调整。2007年12月，广东省物价局发布文件（粤价[2007]294号）《关于完善风力发电上网电价机制的通知》，要求自2007年12月1日起，广东省风电项目标杆上网电价为0.689元/(kW・h)（含增值税），不包含接网费用。若接网费用由风电项目业主承担，可在标杆电价基础上适当加价。50公里以内每千瓦时1分钱，50~100公里内每千瓦时2分钱，100公里以上每千瓦时3分钱。

### 5.2.3.核准电价

我国风电装机容量自2003年以来增长迅速，除目前特许权风电场外，其余大部分是以省内核准的形式确定上网电价。这种方式是通过编制可研报告，测算风电场上网电价，在可研报告的基础上，编制项目申请报告，报省级发展改革委核准和国家发展改革委备案。以后慢慢过渡到由国家发展改革委核准电价，自2006年9月起，国家发展改革委分四批核准不同地区，上百个项目的电价。这些措施都为后来形成有资源区别的固定电价政策做了铺垫。

### 5.2.4.全国区域固定电价制度

国家发改委于2009年7月发布了《关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改价格[2009]1906号），确定了分资源区制定陆上风电标杆上网电价的原则，并按风能资源和工程建设条件，将全国分为四类风能资源区，相应制定了0.51元/(kW・h)、0.54元/(kW・h)、0.58元/(kW・h)以及0.61元/(kW・h)的四类风电标杆上网电价，见图18和表23。

按照规定，今后新建陆上风电项目，包括沿海地区多年平均大潮高潮线以上的潮上滩涂地区和有固定居民的海岛地区，统一执行所在风能资源区的风电标杆上网电价。跨省区边界的同一风电场原则上执行同一上网电价，价格标准按较高的风电标杆上网电价执行。

对于海上风电的上网电价，今后将根据建设进程，由国务院价格主管部门另行制定。此外，由省级投资及能源主管部门核准的风电项目，要向国家发展改革委、国家能源局备案。

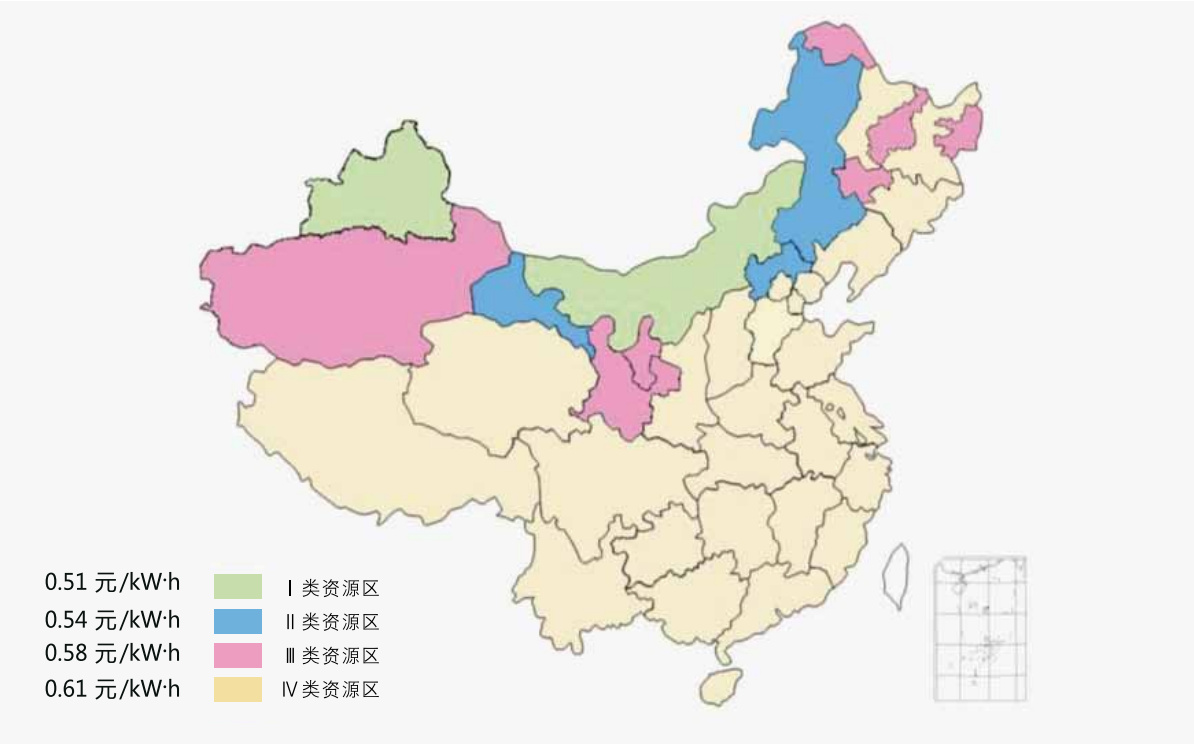



图18 我国风电区域固定电价划分

表23 我国风电标杆电价的详细区域范围

| 资源区 | 标杆上网电价<br>(元/kW · h) | 各资源区所包括的地区 |
|---|---|---|
| Ⅰ类资源区 | 0.51 | 内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区；新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、昌吉回族自治州、克拉玛依市、石河子市 |
| Ⅱ类资源区 | 0.54 | 河北省张家口市、承德市；内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市；甘肃省张掖市、嘉峪关市、酒泉市 |
| Ⅲ类资源区 | 0.58 | 吉林省白城市、松原市；黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市，大兴安岭地区；甘肃省除张掖市、嘉峪关市、酒泉市以外其他地区；新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、昌吉回族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区；宁夏回族自治区 |
| Ⅳ类资源区 | 0.61 | 除Ⅰ类、Ⅱ类、Ⅲ类资源区以外的其他地区 |

### 5.2.5. 需要完善的问题与改革方向

区域固定电价政策的出台，对我国风电开发积极性的促进毋庸置疑。到2005年底，我国累计安装风电机组1,864台，装机容量为126.5万kW。但2009年当年，我国新安装的风电装机总容量达到1,380万kW，不仅连续四个年头翻番，而且使得我国超过欧美，成为世界上最大的新增风电市场。风电价格政策的实施促进了我国风电市场的繁荣发展，并通过市场规模的迅速扩大，带动了国内风电产业的起飞。2005伊始，全国新增风电整机制造企业几十家，我国已经基本建立起可支撑风电产业持续、规模化发展的产业体系。

虽然区域固定电价有效的促进了风电开发，但从实际的执行情况看，一些地方认为此区域划分的太粗，导致部分区域的电价并不符合实际预期。此外，当前风电的政策环境发生了较大了变化，由此可能带来电价调整的诉求。

一是，风电并网困难和弃风导致了实际风电开发效益的降低。固定电价政策没有考虑弃风的现象，基本根据项目可行性研究报告中的测风数据，核算项目的实际投入产出。当前，风电的开发速度过快，带来电网消纳风电的实际困难，使得许多风电场被迫限电弃风。尽管当前各方对电网接纳风电的重视程度前所未有，但从目前电网的电源结构及调峰能力来看，风电的合理弃风将会存在较长的一段时间。

二是，风电的开发成本逐步上升。我国自2009年开始实施新的增值税制度，2009年国家实施增值税转型，降低了风电开发企业的税赋，对促进企业清洁能源投资起到了积极的推动作用。但是，由于风电产业的特点，这一宏观政策影响了风电行业整体效益、税赋以及地方财政收入，带来了较大的利益调整。在消费型增值税制下，由于允许抵扣新购进机器设备所含的进项税额，风电场上缴税额大幅度降低，地方从风能资源开发中所获收益大大减少，而风能资源丰富且开发潜力大的地区多为贫困、偏远地区，很大程度上影响了地方风电场建设的积极性，部分地方甚至出现了种种变通征收费用的方式，如变通地征收土地补偿费、前期工作费等名目，这些都在一定程度上增加了风电开发项目的成本。

三是，CDM项目收益的减少也将极大地增加风电开发企业的财务压力。虽然在目前电价制定思路中，本来就没有将CDM项目收益考虑在内，但是，在激烈的风电开发的竞争面前，许多风电开发商都将CDM收益作为弥补资源评价可靠性、设备质量、运营维护能力等不足带来损失的重要途径。因而，2012年后CDM机制的不确定性，必将极大的影响开发商的决策。

对于新兴行业而言，政策的制定必定是渐进式的。随着行业的成长，所面临的问题和形势必将有所区别。当前，我国风电已经正式步入了规模化发展的阶段，而且产业基础有了明显改观，政策的着眼点已经从过去促进产业发展、建立装备和技术基础，转向产业的升级换代以及解决大规模风电并网和消纳方面。从这个角度而言，根据实际的发展形势，制定相应合理的电价，继续保持稳定的市场需求，并建立起有效的“成本-价格”的利益分摊机制，对促进风电长期健康发展，无疑是至关重要的。

# 6. 风电与可持续发展

风电作为最有经济竞争力的新兴能源，不仅能保障能源供应安全、实现能源来源的多样化，同时，还对发展经济、消除贫困、控制大气污染和减排温室气体有不可或缺的作用，总之，风电在全球实现发展经济、确保能源安全和应对气候变化上可发挥重要的作用。

## 6.1.风电与经济发展

### 6.1.1.风电与金融危机

2008年开始金融危机席卷全球，使得世界经济进入衰退期，而风电是2009年度少数拉动经济恢复性发展的新兴产业，2009年全球风电新增装机增长了42%，中国风电新增装机增长了116%。有效地拉动了中国和世界经济的恢复与发展，2009年，全球风电投资超过600亿美元，仅中国一家就超过了200亿美元。

2009年，中国风机产量超过1,500万kW，形成的工业附加值高达1,500亿元，上交国家财政各种税费超过300亿元，直接服务于风电设计制造、安装调试、运行管理等行业则提供了接近15万人的就业机会，同时还拉动了钢铁、水泥、复合材料和交通运输业以及检测认证、咨询服务、金融保险等相关产业的发展。

2009年龙源集团在香港证券交易所上市，融资达到300亿港元，有力地支撑了证券市场的发展，同时瑞银、摩根斯坦利等国际金融机构与中国国家开发银行等银行企业为金风、华锐、东方汽轮机等大型风电整机企业，南高齿、惠腾、中复联众等零部件制造商提供了上百亿美元的授信，一方面支持了风电产业的健康发展，另一方面也活跃了金融产业的经营气氛。

风电产业的发展还推动了国际技术转让与合作。2009年，中国企业向欧洲（主要是丹麦、荷兰和德国）和美国仅支付专利、生产许可证使用、技术咨询服务等费用就达到约4.5亿美元，促进了欧盟和美国风电技术研发产业的进步。

### 6.1.2.风电与地方经济发展

风电发展对地方经济的发展作用不仅仅是提供就业、繁荣当地经济，而是可以为当地经济发展创造极大的财富。一般条件下，在中国“三北地区”，每平方公里的土地，可以安装5MW左右的风电装备，年发电量至少可以达到1,000万kW·h，按照每kW·h上网电价0.6元计算（考虑了CDM的收益），可以形成发电收入600万元，按照5%左右的收入返回地方，可以给地方增加30万元的经济收入，相当于每公顷土地每年收益3,000元，平均每亩每年收益200元，如果按风电实际占地5%计算，风电占地形成的地方收益，每年每亩可达4,000多元。美国、德国、西班牙和意大利等国，均把各类可再生能源建设项目收益的3%~5%的收益返还给土地拥有者。如果所有的国家都这么做了，地方政府和人民对风电支持的力度还会进一步加大。

### 6.1.3.风电与世界和中国的经济发展

根据全球风能理事会的估计，到2020年全球风电装机将达到10亿kW，发电2.6万亿kW·h，占届时全球发电量的12%左右，按每千瓦时5欧分计算，可以形成直接收入1,300亿欧元，同时每年新增1亿kW左右，可拉动投资1,000亿欧元/每年。目前，欧盟、美国、中国和印度等大国或地区，把风电作为应对气候变化、引领经济走出低谷的重要措施之一。

中国政府正在组织《新兴能源产业发展规划》，风电产业是其中重要的内容之一。按照本报告的乐观估计，2020年中国风机累计安装量将达到2亿kW，占世界装机容量的20%左右，年发电量4,400亿kW·h，可以形成超过2,500亿元的发电收入。同时，2020年以前，中国每年新增的风电装机在1,500~2,000万kW之间，装备制造能力在2,000~3,000万kW之间，每年不仅能够形成4,000多亿的工业附加值，上交600亿元以上的税金，风电装备出口1,000万kW上下，形成外汇收入80亿美元，同时，还可以提供大约50万人的就业岗位。

总之，风电产业在中国和世界经济的长期发展中占据重要的位置。

## 6.2.风电与环境保护

可再生能源是清洁无污染、可再生的能源，而风电又是可再生能源中最具竞争力，最有发展前途的能源生产方式。任何事物都具备两面性，风力发电在能够产生巨大环境效益的同时，也可能对环境产生一些负面影响。这些影响主要表现在噪声、视觉影响、候鸟迁徙、电磁辐射等。但与其他常规发电方式相比，风电在上述方面的影响是很小的，或是可以避免的。

总体看来，风电发展利大于弊，综合分析，风电对环境保护的作用体现在下述几点。

### 6.2.1. 风电与减排温室气体

根据联合国气候变化政府间委员会发布的气候变化评估报告，有超过90%的可能性，人类活动是过去半个世纪气候变暖的主因。气候变化的罪魁祸首就是人类燃烧化石能源释放的温室气体，以二氧化碳为代表。风能作为一种可再生能源，能够在提供能源的同时，减少二氧化碳的排放。根据世界能源委员会的计算，风电提供100万kW·h的电量，可以减少600吨二氧化碳的排放，所以大规模的使用风电，将有利于减缓气候变化。到2020年全球风电发电将达到2.6亿kW·h，每年可以减少温室气体排放15.6亿吨，见图19。如果中国2020年风电装机2亿kW，发电量4,400亿kW·h，每年可以减少温室气体排放4.4亿吨。

### 6.2.2.风电的环境效益

使用风电还可以避免使用传统能源，例如燃煤等带来的区域性环境问题。国家环境保护部的年度环境发展报告指出，因燃煤造成的二氧化硫和烟尘排放量约占我国排放总量的70%~80%，二氧化硫排放形成的酸雨面积已占国土面积的1/3。环境污染给我国社会经济发展和人民健康带来了严重影响。据世界银行[6]估计，2020年中国由于空气污染造成的环境和健康损失将达到GDP总量的13%。如果中国2020年风电装机2亿kW，发电量4,400亿kW·h，可以减少大约1.5亿吨煤炭的消耗量，$SO_2$、颗粒污染物和重金属的排放量可大幅度减少。

### 6.2.3.风电与旅游业

我国的风资源多分布在远离城市的边远地区或沿海地区。风电场附近人口密度低，风电场所在地多选择在土壤贫瘠的丘陵地带。即使是在草场和沿海地区，建设风电场的地方还照样可以放牧，水产养殖。也许在某些国家部分人把风电作为视觉污染拒之门外，但是在中国，人们更多的是把洁白的风电机组看作一道美化环境的风景线，更多地将其与清洁的环境和可持续发展的未来相联系，我国许多风电场已经成为吸引游客的旅游景点。内蒙古辉腾锡勒风电场旁边的蒙古包每年6~9月份都会招来大量的游客到这里骑马、观花、吃羊肉、点篝火，当地农牧民旅游业收入可达总收入的一半。新疆的大阪城、北京的官厅水库、河北的坝上等地的风电场均已成为婚纱摄影的首选地。

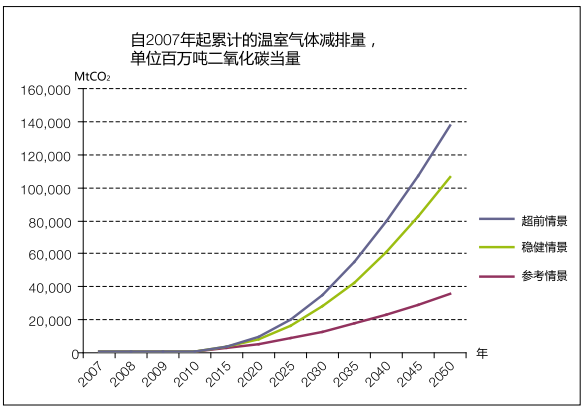



图 19 风电发展对温室气体减排的贡献

资料来源：GWEC，《风电发展展望2010》

6 Janet L.Sawin. 世界可再生能源回顾[R]. 2005.

## 6.3.风电产生的环境负面效应

风电对环境的负面影响主要是噪声、视觉、鸟类迁徙、电磁辐射和海洋生物等，但是都微乎其微。但笔者为了以正视听，把风电的环境影响记录如下。

### 6.3.1.风机的噪声影响

风电场的噪声主要来自两个方面，风机的机械传动噪声和气流噪声。机械噪声主要是发电机、齿轮箱工作和叶片切割空气产生的；而气流噪声是经过叶片的气流和叶轮产生的尾流形成的。风电机组的噪声有些是规则的，有些是不规则的。随着制造技术水平的提高，风电机组噪声的强度也在不断下降。与其他通常存在的环境噪声，如交通、建筑和工业噪声相比，风电机组所产生的噪声要小得多。并且风电场在建设时，一般都选在远离村镇的地方，不会对居民的生活产生影响（见表24）。

### 6.3.2.风电场的视觉影响

风电场的视觉影响能否作为环境影响评价的因素尚无定论，只有在英国和意大利等少数国家，有某些个人和团体对风电的视觉提出质疑。大多数国家，例如丹麦、德国、美国和西班牙，都没有提出风电场的视觉污染问题。任何事物都是相对的，风电场的视觉影响无论如何都要比火电厂、核电厂小得多，且不谈其他方面的环境污染。

### 6.3.3.对鸟类的影响

风电场的建设可能会对鸟类的生活、育仔和哺乳带来影响，旋转的叶片还有可能与飞行经过的鸟类冲撞造成鸟类的死伤。我国要求所有建设项目都要进行环境影响评价，风电场的建设也不例外。由于风电机组在运行的过程中，叶片的转动的切线速度非常高，一些鸟类有可能会受到伤害。因此所有的风电场在建设前的环境影响评价中都要包括对鸟类，尤其是对候鸟迁徙的影响，看其选址是否在候鸟迁徙的路线上。如果是，就要求选址时避开候鸟迁徙的路线。其他鸟类有可能在飞行时撞上转动中的叶片而死亡，但这种情况在已建成的风电场中很少出现。当地的鸟类比较熟悉情况，发现在它们生活的地方有新建的风电机组，会主动避开。

随着风电机组技术的进步，同等额定功率的叶轮转动的速度有所下降，对鸟类的伤害程度也相应有所降低。美国的一项研究表明，由于风电机组运转造成的鸟类的伤害占各种鸟类伤害事件的0.01%—

表24 几种噪声源的噪声水平比较

| 噪声源 | 噪声水平（分贝） |
|---|---|
| 250米外的喷气式飞机发动机 | 105 |
| 7米外电钻 | 95 |
| 100米外时速48公里的卡车 | 65 |
| 100米外时速64公里的小汽车 | 55 |
| 350米外的风电场 | 35~45 |
| 卧室 | 35 |
| 深夜的农村 | 20~40 |

0.02%。2003年西班牙内瓦拉省的统计数据表明，安装在18个风电场的692台风电机组造成鸟类伤亡的总数是89只，平均每台0.13只。其实鸟类也很聪明，它们会慢慢适应环境改变与风机做朋友和好邻居，一些鸟甚至爱上了风机，在风机的机舱罩上筑窝，作为遮风避雨的栖身之地。

英国著名的鸟类保护组织皇家鸟类保护协会的研究表明，对鸟类的长期威胁来自于气候变化。气候变化将改变有些植物和一些昆虫的生活习性，使得一些原本适合鸟类生活的地方不再适合。根据最新的研究成果，到本世纪中期，气候变化将使三分之一以上的动植物物种灭绝，包括一些鸟类。相对于这样的结果，风电机组对鸟类的伤害实在是微不足道。

### 6.3.4.风电场的电磁辐射

电磁辐射是电器设备运行时产生的工频辐射。风电场的辐射主要来自发电机、电动机、变电所和输电线路。发电机、电动机的辐射一般比较小。变电所和输电线路在100kV以上的属电磁辐射项目，而现在一般的风电场的变电所和输电线路都在100kV以下，所以电磁辐射强度不大。同时，现代化的风机设计都对电磁辐射做出了严格的限制标准，风电场电磁辐射的影响将越来越小。

### 6.3.5.近海风电场的环境影响

我国还没有大规模投入商业化运行的近海风电场，但相应的试点示范准备工作正在进行当中。目前世界上的近海风电场主要集中在欧洲。近海风电场的建设可能会带来两个方面的影响，一个是电磁干扰，一个是噪声。输电电缆的电磁场可能会对海洋生物带来影响。因此近海风电场多采用多导电缆系统以防止产生强磁场。对于噪声，现有研究结果表明，风电机组运行时的噪声与渔船和风浪产生的噪声强度相近，不会对海洋生物造成很大影响。实践中发现，丹麦北海风电场周边生活的鳗鱼和仓鹑非常喜欢在风电机组的基座周围活动，仓鹑甚至还在基座上产卵喂食。

总之，风力发电对环境的负面影响并不像一些环保卫士所描述的那么大，而风电发展在改善能源结构，减少环境污染，降低温室气体排放，减缓气候变化方面的贡献却是巨大的。如果人类不使用清洁的可再生能源，而一味使用传统的化石能源，地球上的资源终将耗尽，而化石能源的使用所带来的环境污染、气候变化也最终会给人类的自身生存环境造成不可逆转的破坏。

## 6.4.风电与清洁发展机制

在多数人看来，清洁发展机制促进了风电的发展，却忽略了风电对气候变化，以及对清洁发展机制本身的发展做出的贡献。

### 6.4.1.清洁发展机制的背景内涵

随着气候问题的日益严重，国际社会越来越认识到有必要通过全球的努力来减缓气候变暖趋势，协调人类适应气候变化的行动，这是人类文明可持续发展的必由之路。因此，1997年12月在日本京都召开的《联合国气候变化框架公约》第3次缔约方大会上，149个国家和地区的代表通过了旨在限制发达国家温室气体排放量以抑制全球变暖的《京都议定书》。《京都议定书》规定，到2012年底，所有发达国家二氧化碳等6种温室气体的排放量，要比1990年减少5.2%。但不同的经济发展水平、经济结构、能源消费和模式、国土人口状况、生活方式等，使各国在实施《京都议定书》目标中面临不同的选择和挑战。

清洁发展机制是《京都议定书》规定的三种国际合作机制之一，也是唯一一个使发达国家与发展中国家共同合作，达到减排、发展的“双赢”机制。它允许附件一所列发达国家在非附件一发展中国家投资实施温室气体减排项目，并据此获得所产生的“经核证的减排量”（CERs），以帮助其履行他们在议定书中所承担的约束性定量指标的义务，同时CDM项目活动为项目东道主的发展中国家可持续发展做出贡献，它一方面为发达国家提供了更多成本有效的减排方案，也提供了更广阔的技术转让渠道与市场；另一方面，CDM的有效利用则有可能为促进国家的可持续发展提供更多的机遇，其中包括减少气候变化带来的不利影响；拓宽融资渠道，获取先进技术；促进发展中国家的能力建设；减少区域性污染物产生等。

### 6.4.2.风电申请CDM的状况

自从2004年第一个CDM项目批准以来，截至2010年6月，全球清洁发展机制项目超过5,200个，其中2,245个已注册成功，733个已获核证获减排量。中国、印度、韩国、巴西、墨西哥、智利和埃及作为主要东道国占据了全球CDM项目的82%，其中，中国有869个项目获得联合国批准，占全球已注册CDM项目总数的38.71%，位居世界第一，印度和巴西则分别居于二、三位。

从CDM机制的真实内涵来看，清洁发展机制是发展中国家帮助发达国家实现减排。在全球碳排放贸易中，CDM占据重要的位置，交易额和交易量分别占全球的26%和30.3%，仅次于欧盟排放交易体系，为全球的温室气体减排做出了贡献。即使2008年受全球金融危机冲击，基于项目的清洁发展机制一级市场交易额下降，但二级市场依然活跃，2008年，清洁发展机制的交易额和交易量分别比2007年增长154.5%、84.5%，远远超过欧盟排放交易体系和全球碳交易的平均水平。

全球已签发的核证减排量达到4.2亿吨二氧化炭当量（$tCO_2e$），其中，中国以2.04亿$tCO_2e$和49.21%的比例占据了决定性位置，撑起了CDM的半边天。在获得中国DNA批准的项目中，新能源和可再生能源项目有1,776个，占70.02%，预计年减排量为2.2亿$tCO_2$， 占中国项目每年总减排量的46.89%。同样，在联合国注册和签发的CDM项目中，新能源和可再生能源类项目也占据绝对比例，为74.41%。到2010年6月中国的风电项目有481个申请了CDM，占中国项目总数的23%，也超过全球风电项目总数的一半，装机容量总计2,748万kW，比2009年中国累计装机容量2,580万kW还要多。

### 6.4.3.中国风电CDM项目

风电项目由于其项目质量高、建设速度快、方法学简单、申请方便等因素，逐步成为CDM项目申请和注册成功的主要方面，尤其是中国的风电项目数量多、规模大、减排量高、质量好，在过去一段时间里注册容易，受到项目开发商和买家的欢迎。但是随着项目数量的增加、风电项目CDM申报数量的增多，各种问题和困难也逐步显现出来。正当中国风电CDM项目如火如荼的进行之时，联合国CDM执行理事会（EB）对我国CDM项目的审核愈加趋向紧缩和严格。2009年底中国大批风电项目因“额外性”[7]被质疑遭拒，致使不信任的气氛在执行理事会中以及投资行业内蔓延，中国被怀疑刻意获得CDM“通行证”，以套取项目资金。这突如其来的事件，无疑在中国的风电行业引起了轩然大波，截止到2010年2月，中国有15个风电项目被联合国拒绝注册。面对EB的百般质疑，风电企业、中国政府部门、国际排放协会等等做出及时的回应，中国可再生能源专业委员会和中国丹麦风能发展项目为公室在2009年底联合出具《中国风电及电价发展研究报告》，特别针对中国风电定价问题予以回复和说明，表明中国政府是依据风电本身发展的客观规律、电网的承受能力来确定风电电价，CDM并未作为风电电价考虑因素之一，同时中国政府也不可能为了规模并不大的资金，为使企业达到“额外性”要求而刻意调节风电价格，然而即使经过众多项目的阐述与说明，目前EB仍未接受电价变动的解释。甚至作为临时性方案，EB提出对中国采用同一区域最高电价对同区域所有项目进行额外性审查，这种近乎苛刻且偏离中国实际情况的要求使得中国众多风电CDM项目处于极为尴尬的境地。追其根底，种种的质疑与不理解源于各国历史背景、经济条件和政策沿革的不同，另一方面也说明CDM机制逐渐暴露出滞后不足的一面。

此外，EB的质疑也造成了CER买家对项目预期下降，部分买家甚至表示会减少风电等新能源项目产生的CERs的购买，而将重点转向其他领域。加之去年年底哥本哈根会议的模糊成果，使人们逐渐进入对CDM的迷茫和退却期。经简单统计后发现，中国CDM注册数量和成功率均大幅下滑，2010年3月，中国在EB注册项目37个，较去年同比下降32%；2010年4月，中国在EB注册项目19个，较去年同比下降45%，这似乎正是国际气候变化领域的“2012效应”的初步显现。

除了由于技术开发障碍造成的项目申报难度变大、时间延长、通过率下降等问题以及交易环节的制约，风电CDM项目的发展也会在一定程度上受到行业发展的限制。因为即使风电作为中国积极推进的可再生能源类项目，一直得到政府的大力扶持，但随着近年来风电资源的陆续开发和推进，风电项目的建设增长趋势也将放缓，由于资源限制将很难再现先前CDM申报的火爆场面。

### 6.4.4.CDM市场发展对中国风电的影响

从2005年中国第一个风电CDM项目注册开始，如今已有222个风电CDM项目陆续申报成功，尽管近期在CDM申报方面面临着种种问题和多方质疑，但不可否认的是，CDM的出现推动了以风电和水电为首的可再生能源项目的建设和发展，具有十分积极和值得肯定的作用。

（1）CDM对风电发展有一定的融资作用。

作为全球环境领域的合作机制之一，CDM为中国可再生能源企业，特别是风电企业带来额外性收益。如果一个风电场装机容量为5万kW，年

7 CDM额外性可以解释为,CDM项目在没有外来的CDM支持情况下(CERs收益),存在具体财务效益、融资渠道等障碍因素,靠国内条件难以实施,因此难以实现相应的减排量。而CDM的支持能够帮助缓解和克服这样的障碍,使得该项目得以实施,由此产生的减排量就是额外的。EB对中国风电CDM项目额外性的质疑是因电价引发,进而影响到项目的注册问题。

上网电量约1亿kW·h，年减排量约10万$tCO_2$，年减排收入为1,000万元，相当于每度电补贴了0.1元，相当可观的额外资金，极大地鼓舞了风电开发商，促进了中国风电行业的迅速发展。目前我国在EB已注册成功的风电项目如均能顺利实施，预计每年通过CERs转让为中国风电行业带来的直接收益将超过4.2亿美元。这些资金一方面为中国风电项目的正常运营提供了部分资金，更是为中国开展应对气候变化和节能减排、推进社会可持续发展提供了驱动力。

（2）CDM与风电技术转让和技术进步

清洁发展机制项目，帮助企业引入先进理念和技术，不仅仅是开辟一条新的融资方式，还为风电企业开拓了视野，促进了其规范化、科学化和精细化管理，企业逐步做大、做强，走向国际提供良好机遇，促进了国内外企业之间的交流和技术转让的进程。如中国节能公司凭借投资运营的多个风电项目，与发达国家相关机构和企业建立了多层次多角度的节能减排合作，主要有东京电力公司、维多石油公司、英国碳资源管理公司等。同时，CDM还为我国一些风电企业引入了先进技术（包括设备和知识），在一定程度上促进了风电产业技术升级和低碳经济的发展。

（3）不能过分夸大CDM对中国风电发展的贡献

因为中国政府本身在节能减排上就有大量的资金投入，比如2008年和2009年，中央财政分别安排了418亿元和495亿元人民币投入节能减排工作。除此之外，还为风电、太阳能、生物质能等新能源与可再生能源投入大量专项资金。而CDM实施五年来，此机制为中国所有CDM项目企业带来的总收益也不足200亿人民币，与政府的投入相比，CDM项目融资规模实在不算大头。2002~2008年，用户对风电的费用分摊额从2006年的1.38亿元，上升为2009年的23.77亿元，每年都在大幅度增长，这极大地促使了中国的风电装机容量成倍增加，使中国一跃成为风电大国。同时每年CDM的直接收益4.2亿美元，大体上相当于中国企业每年为发展风电所支付的技术转让费用。

### 6.4.5.CDM市场走向分析

哥本哈根会议之后，“2012效应”的初显与中国CDM项目审批的屡屡受阻使得原本火热的CDM交易快速降温，面对诸多利空来袭，国内CDM业界的踌躇、观望情绪逐渐严重。在此分水岭处，对于CDM的走向以及其在今后所扮的演角色有一个清醒认识就显得相当必要。

世界银行的一份研究报告表明，根据《京都议定书》中的承诺，发达国家在2008~2012年5年时间里，每年将需要通过CDM项目购买约2亿~4亿$tCO_2$的温室气体。同时，世界银行对中国CDM市场潜力的研究也表明，到2012年，中国CDM市场将占全球的35%~45%，约合1亿~2亿$tCO_2$的温室气体，这意味着中国将直接影响碳市场的供应和价格，从而给国内相关企业带来了巨大的商机。所以，即使风电项目目前遭遇一些挫折，在《京都议定书》生效期内，CDM依然会对中国风电的发展起到积极助推的作用。中国风电发展应该抓住CDM这一使中国走可持续发展之路的重要契机，珍惜CDM这一额外性收益带来的多重利益，在严格遵守CDM规则的基础上，通过行业组织加强与EB的沟通，密切关注CDM新动向，以消除疑云，推动风电项目的开发和完善。

虽然从去年年底哥本哈根谈判来看，《京都

议定书》在2012年之后后继如何还尚未定论，但是国际社会有多专家也有一个共识，不管CDM这个形式是否会继续存在，碳交易机制是肯定会继续延续。它鼓励环境主体通过市场信号做出行为决策，而不是为环境主体制定明确的减排任务或方法；在促进厂商和个人追求自身利益最大化的同时，客观上导致减排任务的实现。所以CDM所推崇的理念在2012年以后仍然会存在，碳交易也仍然会存在，因为它符合可持续发展原则，也符合“共同但有区别的责任”的原则。

目前国际上关于2012年后碳市场走向的政策讨论中，为了改善CDM项目减排效果小、交易成本过高等不足、提升对发展中国家减排行动的切实支持，提出了“部门减排方法”，即为整个工业部门或行业设立减排目标，并参与国际排放贸易以达到额外的减排成果。在这种机制下，风电行业整体可以作为电力部门的一部分获得更大规模的国际碳市场资金支持，降低投资风险。

此外，碳交易和CDM的未来在很大程度上取决于欧盟排放交易机制（缩写为EU ETS）的进展，同样也取决于美国是否允许碳排放抵消项目。如果欧盟排放交易机制设置了限制值，造成需求的增加，并且美国最终批准了允许国际碳排放抵消项目的能源法案，那么类似CDM一样的机制可能就是目前积累碳信用额度、促进技术转移的最佳工具。中国风电以及其他可再生能源行业应该借助这一工具，抱着对于减排交易机制的积乐观态度，在尊重CDM以市场主导原则的基础上，将此额外性收益更好的运用于全球排减实践过程中，使可再生能源有更加健康、良性的发展。同时，中国应在碳市场这种新型机制的启示下，认识到清洁发展的重要性和积极参与温室气体减排项目，在国际政策大环境下，建立国内碳交易体系和市场，通过政府政策引导，市场化推动这种清洁发展，同时应该采用经济手段来促进企业清洁技术的自我创新。

# 7. 电网瓶颈问题与解决方案

风电作为一种间歇性电源，大规模的开发势必造成电网消纳能力的限制。我国风电场主要分布在距负荷中心较远的地区，电网结构相对薄弱，电网建设对风电开发存在一定的制约。在当前西北、华北和东北，我国风电基地集中地区，风电发出的电力无法正常并网，这已经成为未来风电发展所面临的最大问题。值得注意的是，这些地区的太阳能资源也非常突出，风电所面临的并网困难和消纳挑战，在未来太阳能规模化发展之后，也必将显现出来。

但是应该说明的是，我国风电并网并非是媒体经常宣称的“上千万千瓦的风机在晒太阳”，实际上，风电产业界公布的风电装机容量和电力联合会公布的风电装机容量两者有着本质的差别。风电产业界公布的风电装机容量是指吊装完成，即设备供应商按照开发商的要求安装完毕的风电设备容量。这些安装完成的设备要首先完成物理并网，而后进行发电并网调试，符合电网企业并网要求方可作为商业并网的容量。而电网企业只有得到开发商上网申请，且按照规划要求整体审查，合格的企业方能作为商业上网发电容量。从并网调试到完成商业并网许可的这一过程大约需要3~4个月的调试时间和试运行时间。以2009年为例，中国电力联合会公布的风电装机大约是1,700万kW作为并网容量，国家能源局公布的数据是2,200万kW称为建设容量，中国可再生能源学会风能专业委员会公布的数据是2,500万kW叫做吊装容量。合理的解释是，商业化并网的风电装机是1,700万kW，大约有500万kW的风电装备已经物理并网但未实现商业并网，仍处于调试阶段。还有300万kW的风机已安装完成，尚未具备物理联网和并网调试条件，所以这些数据差距的存在是合理的。

《2009年度中国风电建设成果统计报告》[8]中指出，到2009年底，全国（不含港澳台）总吊装容量达到2,412万kW，其中，已并网或配套电网建成，具备并网条件的风电场风电机组吊装容量——即“总建设容量”为2,268万kW，而已并网运营的风电机组容量为1,767万kW。与2008年底的数据相比，总吊装容量增加了1,195万kW（2008年底为1,217万kW），并网运营容量增加了828万kW（2008年底的数字是939万kW）。《2009建设成果统计报告》中指出，到2009年底，仍有144万kW的风电机组已经吊装完毕，但由于送出线路尚未建成，难以实现并网。其中，真正由于电网配合不到位的数字可能更小一点。

我国风电当前已经正式步入了规模化发展的阶段，在产业不断进步、市场规模快速膨胀的同时，风电行业发展面临的挑战也是明显的，这些问题将在“十二五”期间得到突出的体现。当前风电上网主要有体制和技术两个方面的问题：

8 中国水电工程顾问集团公司，2009年度中国风电建设成果统计报告，2010年3月

## 7.1.体制和政策层面上的问题

### 7.1.1.电网企业尚无配额要求的压力

虽然可再生能源法要求电网企业要全额收购可再生能源发电电量，2008年颁布的《我国十一五可再生能源发展规划》中明确要求电网企业在2015年和2020年需达到1%和3%可再生能源发电比例。但是这些规定至今没有落到实处，电网不接纳可再生能源发电没有得到应有惩罚，对风电企业造成的损失也没有补偿，使得电网企业无压力积极接纳包括风电在内的可再生能源发电。

### 7.1.2.接纳风电的补偿不足以激励电网企业

虽然《可再生能源法》和国家发展改革委关于费用分摊的实施细则中都对电网企业收购风电给予一定的补偿，比如不到50公里每kW·h补助1分钱，50~100公里补助2分钱和100公里以上补助3分钱，以及电网为接纳风电而建设增容的部分可以进入成本核算等。但是这些收入与电网企业总体收入相比较，微乎其微，不足以激励电网企业积极接纳风电。

### 7.1.3.电网建设落后于风电建设速度

《可再生能源法》和国家有关部门都明确规定，电网企业要确保按国家规划建设的可再生能源发电上网和国家规定的价格收购可再生能源发电。但是，我国规划中的风电发展目标均远小于发展速度。因此依据国家风电发展规划进行的电网建设难以满足风电快速发展的要求。

### 7.1.4.跨区域输送风电的补偿机制的障碍

过去电网跨区域输送都是定点定量的输送机制，增加或减少输送量，不仅需要电网同意，还需要双方地方政府的协商，比如内蒙古输送到京津塘电网的主要是内蒙古鄂尔多斯附近的燃煤发电，风电只占小部分，因缺乏相应的协调和补偿机制，当风电满发时，输送风电到京津塘地区的燃煤发电的相应减少，导致了内蒙古及甘肃大量弃风现象的存在。

### 7.1.5.电力市场发展尚不完善

欧美近30年的风电事业发展是建立在较成熟的自由电力市场基础之上的，并充分利用了市场机制和行政措施两种手段来解决风电发展中的各种问题。我国电力市场发展尚不成熟，市场模式尚不完善，市场优化资源配置、技术进步、利益分配和微观均衡等基本功能还十分欠缺。目前虽已对可再生能源发电实行了基于电量的电价补贴政策，但现有电价制度未能反映各类发电项目的电能质量和实时市场价值，费用分摊制度未能补偿电力运行增加的成本，大规模可再生能源发电与常规电力系统之间在电网建设和电力调度方面必将出现成本风险分担和市场竞争问题。可以说在某种程度上，目前电力体制的陈旧，束缚了可再生能源市场的培养和成长。

## 7.2.技术层面上的问题

### 7.2.1.电力和电量输送问题

我国风电和光伏发电开发的特点具有“大规模、间歇式、远距离”的显著特点。风能资源丰富的地区主要分布在“三北”（华北、东北、西北）地区，根据风能资源分布情况及技术经济条件，开发重点放在内蒙古、西北、东北、河北、东南沿海及近海岛屿等风能资源丰富的地区。规划建设的7个千万千瓦级风电基地，除江苏沿海风电基地外，其他大型风电基地所在地区负荷水平较低、电力系统规模较小、风电就地消纳能力十分有限，不能满足风电开发的要求。太阳能资源丰富和荒漠地区也主要在西部，大型荒漠电站

的大部分将在西部建设。虽然可以考虑与风电基地结合开发，但是光伏发电大规模建设后，需要与风电一起送出。因此，大规模的可再生能源电力开发，需要在区域电网乃至全国电网范围内消纳，专门建设远距离输电线路以满足风电和太阳能发电大规模发展，也是必备的基础设施条件。

### 7.2.2.调节能力问题

风电、光伏具有间歇性和随机性的特点，出力波动范围通常较大，速度也较快，在没有储能设备的支持下，无法像其他常规电源那样对其出力进行安排和控制。大规模风电、光电并网运行将增加系统中不可控的发电出力，对电力系统维持供需平衡的能力产生影响，为电力系统各类电源的调度运行方式带来很大的压力。

水电、燃油及燃气电源具有良好的调节能力。由于受资源条件的限制，我国风能资源好的地区，电源结构以燃煤发电为主，调峰性能较差，还要考虑许多技术和安全性因素，影响了电网吸纳风电、光电的能力；我国北方地区的峰谷差较大，热电联产机组发电出力向下调整还受热负荷需求的限制，尤其是要保证冬季供暖季节采暖的需求，使火电几乎没有调峰能力；能够用于调峰的水电机组也十分有限，且水电具有明显的季节性特征，水库蓄水除了发电还要满足农田灌溉等需要，水电的调峰能力也会受到制约。在我国电源结构中，响应速度快的燃气及燃油发电等灵活发电所占比例也在0.3%以下，使电网接纳风电能力进一步受到限制。

### 7.2.3.风电与能源需求

欧美国家在上世纪80年代风电等可再生能源发电产业启动并快速发展时，各自大规模的电力建设已经基本结束，能源总体需求平稳。其可再生能源发电经历分散开发、就地吸纳，到通过增强电网调峰能力、大规模并网，进而通过标准建设、电功率预测等手段提高电网的调度灵活性，及强连接能力等多个发展阶段。而我国可再生能源发电尤其是风电高速发展短短不过数年，却要完成国外先进国家花费近30年所完成的工作，任务十分艰巨。与此同时，伴随着我国经济社会高速发展，电力需求仍在日益增长，电力负荷猛增，这也对大规模可再生能源发电并网在确保电力系统安全性方面提出了更高的要求。

### 7.2.4.技术支撑体系

我国已经具备相当规模的风电装备制造能力，但与国外相比，在设备制造研发的投入上严重不足，没有建立起国家级的研发机构、公共测试平台和标准、检测、认证体系。

目前可再生能源发电规模较大的国家均实施可再生能源电力接入电网系统的技术标准和规程，大都要求风电、光伏发电系统具有煤电、气电等常规发电系统所能提供的动态的无功调节能力、有功率跟踪设定值的爬坡能力、在电网某些特殊情况下进行有功调节的能力及低电压穿越能力，只是考虑到可再生能源电力的特殊特点，要求达到的指标参数可能有所不同。但是，我国目前的可再生能源发电设备大多不具备这样的能力。此外，相对于国外在可再生能源电站短期功率预测方面已经开展的众多基础性研究工作，我国对于输出功率的短期预测技术的开发仍处在起步阶段，在保障电力系统的调度和安全稳定运行方面与先进国家还存在着很大差距。

## 7.3. 风电上网的政策解决方案

认识提高是解决风电上网难的关键因素。经过两三年的激烈争论与沟通，电网企业对发展风电的认识不断提高，从把风电看成是“垃圾电”，转变为积极采取应对措施接纳风电。目前，电网企业上下都对2015年和2020年分别接纳8,000万kW和1.5亿kW的风电达成了共识，剩下的就是如何落实的问题了。

在电网企业不断提高认识、与时俱进的同时，国家还是要把电网当做企业看待，恩威并施，行政干预与经济激励并存，在制度方面，需要做的工作有下述几个方面。

### 7.3.1.行政干预和经济激励

鉴于各地区之间资源的差异，可再生能源发展的成本不同，利用行政干预和政策激励相结合的手段，发挥市场机制和价值规律解决区域之间可再生能源发展不平衡的矛盾。对可再生能源发电，实行经济调度和物理调度双重机制，建立可再生能源配额交易制度及调度补偿制度。允许各地可再生能源指标的出售和购买实行挂牌交易。在完成总体目标的基础上，实现经济效益最好、成本费用最低。

### 7.3.2.合理分配消纳成本

要求电网企业对可再生能源发电实行接力调度，尽可能多地外送可再生能源电力，利用异地之间的差价消化输送成本。电网企业之间应合理分配消纳可再生能源电力的成本，不同电网消纳可再生能源电力的成本实施全网公担制度，对专门用于风电、光电输送的电力设施建设，统一纳入电网建设成本核算，不实行单线结算。适当提高可再生能源发电上网电价，电价中5%~10%的部分明确为地方财政上收入。异地购买的可再生能源电力部分的地方分成由两地共有、协商分配。

### 7.3.3.风电项目的电网建设规划

（1）国家根据国民经济发展需要制定明确、合理的风电发展规划，明确风电、太阳能发电建设的发展重点区域及各地规划期内的发展目标，从而避免近期接入电网存在困难的地区超前建设风电、太阳能发电，影响投资的实际效益。

（2）电网也需要根据国家制定的可再生能源规划，制定科学合理的电网建设规划，并提前进行安排，为可再生能源电力规模化发展提供技术支撑。

（3）国家应在风电建设和电网规划的基础上，尽早明确跨区风电输送的电力市场，并协调购售电价格，早日谋划风电未来大规模的发展格局。

### 7.3.4.利益疏通和引导机制

风电等可再生能源电力的大规模发展，必须包括电力系统内所有环节的深度参与。从当前的政策来看，包括电价、财政补贴、国产化率要求、税收优惠等，基本都是着眼于可再生能源装备制造业、项目开发企业、技术研发和示范推广活动等，而没有考虑到电力系统接纳可再生能源电力的系统成本。这个系统成本不单是为可再生能源电力的送出而专门建设线路的投入，而是整个电网系统为消纳间歇性可再生能源电力所付出的系统成本，包括其他电源参与调峰带来效率的降低和利益的损失、电网配备的备用电源及电网远距离输送可再生能源电力的成本核算和相关的电力建设投入等。如参与调峰机组频繁启动，降低了发电效率，或者被迫给可再生能源发电出让发电小时数，减少了自身的收益等等，这些都还没有合理的机制进行补偿。

在当前市场经济的大环境下，仅仅强调企业的社会责任，不能满足未来可再生能源电力大规模发

展需要。必须有完善的制度安排，充分疏通、鼓励和引导电力系统所有参与者发展可再生能源电力的热情，充分挖掘他们的技术潜力，才能更加有效地促进电网对可再生能源电力的接纳。

### 7.3.5.价格杠杆的作用

当前电价的确定和电力调度的规则没有充分体现电网安全运行过程中能发挥不同作用电力装机的价值，如调峰、备用等设备，其价值通过电网企业的电力调度间接实现，这就不能调动企业参与这类电源建设的积极性。具有灵活调节能力的电源，包括天然气、抽水蓄能电站目前的价格政策还是空白，它们在系统中所能发挥的容量价值就无法得到有效的反映。

另一方面，从消费端考虑，当前也没有合理的峰谷价格机制引导电力消费者，开展对系统而言更为经济的用电行为，从而降低负荷的峰谷差，这也间接加大了电网企业的调峰压力。

因而，应该充分发挥政府价格杠杆的作用，调动市场参与的积极性，利用两部制电价等差异电价引导和鼓励企业具有灵活调节能力电源的建设，增大电网企业调度的灵活度；同时，也应用峰谷电价等引导电力消费者的用电方式，鼓励错峰用电，降低电网企业调峰的压力。

### 7.3.6.激励政策

除了应该在提倡设备制造商、开发商、电网企业甚至火电等调峰电源企业深入挖掘自身技术潜力之外，可再生能源发电当前还属于新兴行业，诸多新技术无法一下得到快速应用，因而为了尽可能地增加电网接纳可再生能源电力，必须通过一定激励措施，引导和鼓励企业开展这些新技术的研发和应用。如对于引导发展电网友好型的风电机组和技术，对于可以深度调节火电机组的引进，对于风电场的短期预报，以及风电场适应电力调度而弃掉部分边际风电量等等，都应在开始阶段给予一定的激励，鼓励企业的这些投入和行为，从而达到尽可能挖掘他们技术潜力、间接降低电网企业调峰压力的目的。

## 7.4.风电上网难的技术解决方案

保证可再生能源接入电网，是当前发展可再生能源发电的一个重要课题。在风电方面，从德国、丹麦等风电大国的发展经验来看，他们之所以取得了较高的风电市场份额，既与欧洲风能资源的分布特点及其电力系统特点有关，也与当前欧洲当前处于电力建设平稳期，且欧洲当前所拥有的成熟的电力市场交易体制有着密切的关系。由于基本条件、发展水平和发展阶段的差异，国外的经验我国很难完全照搬，特别是我国当前整体上还处于风电规模化发展的起步阶段，自主创新能力还在培养过程之中，电网企业吸纳风电的经验也比较有限。

尽管风能资源丰富的各区域电网大规模接纳风电所面临的主要障碍有些差异，但大体是一致的，主要是风电的反调峰特性恶化了电网的负荷特性，加大了电网调峰难度；而区域电网的调峰能力受到多方面限制，无法保持与风电一致的增长速度；网内消化和外送风电的各种技术方案，一定程度上都面临着因政策缺失而带来的不确定性。

虽然我国已经基本确立鼓励可再生能源发电的政策框架，但包括电价、费用分摊、财税优惠等在内的政策主要针对的是装备制造、电源建设等局部性对象，还没有专门优化电网建设的政策手段出台。在现有政策体系中，还没有建立起鼓励和引导加强电网消纳可再生能源电力的机制，如参与调峰的燃气或抽水蓄能电价或制定电网友好的发电机组接入标准，使得各方面的技术潜力都得到深入挖掘、各自的积极性得以充分发挥。

总之，《可再生能源法》所强调的“全额收购”原则，当前在操作层面仍旧面临许多无法解决的技术障碍。而可再生能源发电进一步的大规模发展，必将连锁引起新的利益格局调整，如为风电调峰电源的利益保障问题，电网远距离输送风电的成本核算问题，具有灵活调节能力电源的建设问题等，这些问题在风电等可再生能源发电走上健康、持续的大规模发展道路之前应当得到很好的回应。根据前面的分析，从建设千万千瓦风电基地的角度出发，为促进远期风电在全国社会经济中发挥较大作用，仅仅强调电网企业的社会责任是远远不够的，必须既要从技术层面明确促进风电发展的主要方向，更需要从政策和制度层面进行公平合理安排，疏通利益传导渠道，引导企业投入，才能最大程度地保障风电资源得到开发。在技术层面，需要做好下述几个方面。

### 7.4.1.加强风电输出短期预报技术

风电具有随机性、间歇性和不可控制的特点。为了保障电网的安全稳定运行，电网需要预留风电最大出力的备用容量来平衡风电的波动。当前我国的风电比例较小，电网还有能力应对，但随着风能规模的不断扩大，电网的主动性将逐步降低。需要借鉴欧洲风能功率预测在推进风能大规模发展方面的成功经验，在现有工作的基础上，将风电功率预测作为未来电力系统建设的重要组成部分来抓，尽早开展有关研究工作，不断提高预测精度，尽可能减少由于风电接入对系统调峰容量的增量需求，从而提高电网运行的经济性及电网接纳风电的能力。

风电功率预测工作需要风电开发商和电网企业等各方的密切配合。开发商应当为电网公司开展功率预测工作提供基础性数据。电网企业应当成立区域内集中风电预测平台，开展区域风电功率预测，为制定合理电网调度计划提供技术支撑。

此外，从长远来看，电网部门还应当在功率预测工作的基础上，成立专门的可再生能源电力调度机构，专门负责风电、太阳能发电与其他电源之间调度的协调。

### 7.4.2.制定并网技术标准

我国的风电产业还处于发展阶段，当前已有几家国内风电设备制造企业在技术水平和市场规模上都有了较大程度的提高，但在适应电网运行要求的先进风电机组技术的掌握上，目前企业的技术水平和产品生产能力上还参差不齐，更落后于欧洲，如我国目前生产的国产风电机组，大多都不具备在线的有功、无功调节能力或低电压穿越能力等功能。当然，这主要因为我们还处于成长阶段，企业技术创新的能力和经验都比较有限，但不能忽视的是我们还没有制定欧洲那样明确、严格的风电接入电网的技术标准、要求以及引导风电场具备这方面的能力，要求风电机组具备为适应电网的必须具有的功能。

随着风电市场份额的不断扩大，从系统最优的角度出发，已经不能简单地依靠电网侧自身的力量解决风电消纳所面临的困境，而应该充分挖掘制造商、风电场和网内其他配套电源各方的技术潜力。特别是当前我国风电制造业有了长足的进步，全面跨越了“技术引进”阶段，过渡到了“联合设计”阶段，国家也审时度势，即将取消“国产化率70%”的保护性限制，旨在促进国内产业加强创新，做大做强。随着国内变频、控制系统生产商的实力不断增强，在深度参与联合设计过程中，多数先进风电制造企业在低电压穿越、有功无功控制等电网友好型技术方面，已经具备了进一步升级的实力。事实上，当前风电制造产业的激烈竞争，也需要通过制定一定的技术要求，引导企业的创新行为。

因而，需要尽早开展有关技术标准和有关政策配套体系的制定工作，建立强制性的市场准入制度，引导企业重视开发电网友好型的风电技术，不断塑造企业的核心竞争力；此外，也要通过实际的经济激励手段，鼓励企业在这方面的创新，保持国产企业在成长期间的活力。

### 7.4.3.灵活调度问题

风电本身具备反调峰的特性，一般情况下很难参与电力平衡，甚至在系统中被看做“负荷”进行处理。在特殊时段，根据电力负荷特性，进行一定程度的弃风，虽然损失了风电场的一部分能量，但减少了的这部分风电量的边际成本，远远低于电力系统为保障电网安全而需增加的昂贵的调峰边际成本，从电力系统的角度考虑是经济的。

虽然“弃风”和《可再生能源法》全额收购的原则背离，但是从系统角度来看是确定“发电装机”最优值后的必然选择。当然，弃风必须有保障性的制度：

（1）需要仔细研究弃风的合理比例。不同负荷特性、调峰能力区域的弃风比例一定是不同的。

（2）必须对风电开发企业的弃风行为，进行一定的补偿。

（3）风电建设必须规划先行。只有明确了风电建设的总体布局，才能保证电网配套设施的建设，也才能最大程度地降低风电场的弃风比例。

### 7.4.4.电网建设和区域连接

我国虽然已经建立了相对坚强的电力系统，但与欧洲的电网相比，总体上仍处于快速发展的建设阶段，还不能满足大规模风电发展的需要。一是我国风电集中区负荷较低，电网自身较为薄弱，无法适应大规模风电消化和输送的要求；二是具有灵活调节能力的电源较少，水电富集区距离大型风电基地较远，天然气和抽水蓄能发电装机总量也较低；三是各大区电网之间的联系较弱，区域联络线只起到事故备用的作用，无法提供大规模风电发展时的坚强支撑。这是“三北”电网调峰能力难以进一步加强的三个主要因素。

考虑到加强风电功率预测以及改善风电机组性能等手段虽然能够提高风电适应电网运行要求的能力，但是和常规电力相比，并不能根本改变风电出力的随机性，因此，建议将风电发展纳入电网建设的有关规划，尽早从全局谋划全国风电、其他电源和电网未来的发展思路，包括增加风电集中区域的电网坚强能力，注重对有调节能力电源如抽水蓄能、燃气发电等布局和建设，鼓励具有深度调节能力火电设备的生产和应用，同时，加强区域间电网的联络能力，从更大的范围增加电网总体调节能力，尤其是天然气发电应及早规划与部署，以适应风电以及未来光电大规模发展的要求。

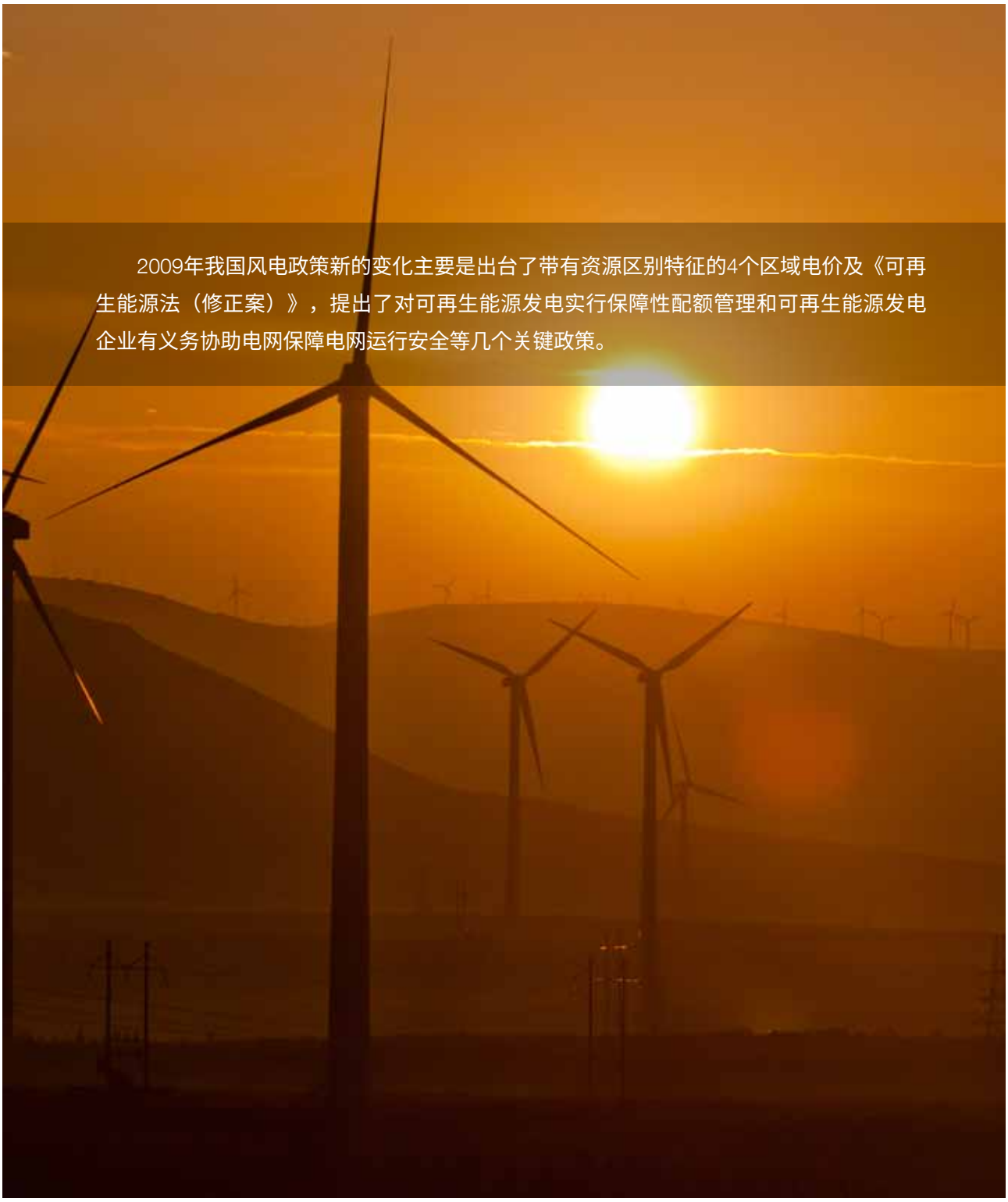
### 7.4.5.分布式风电发展

我国的风能资源分布与德国、丹麦有所差异，资源主要集中在距离负荷较小、电网条件较弱的偏远地区，需要按照集中建设的开发方式、通过远距离传输风电电力。不过，在建设千万千瓦等大型风电基地的同时，也应同时积极引导和鼓励在地形状况较差或不具备建设大型风电场条件的地区（如山区、河谷、沿海岛屿等）建设小型风电场，并考虑就地消化风电如供热等方案的可行性，从而充分发挥分布式电源开发的灵活优势，加快有条件地区风电资源的开发进程。在太阳能发电方面，也要兼顾城市建筑光伏和荒漠电站的协调发展。

### 7.4.6.储能和智能电网

风电、太阳能发电出力的随机性特点是无法根本改变的。通过发展储能和智能电网等新能源技术，将间歇性的能源储存，再可灵活调节的满足各种能源需求，如驱动电动汽车，将是未来新兴能源技术发展的主要方向。当前这些新能源技术在全球范围内还属于前沿性研究领域，我国应在发展现有技术的同时，重视研发，夯实基础，循序渐进，持之以恒，进行长期的技术和人才积累，争取早日实现技术的突破。

# 8. 我国风电产业政策环境与走向



2009年我国风电政策新的变化主要是出台了带有资源区别特征的4个区域电价及《可再生能源法（修正案）》，提出了对可再生能源发电实行保障性配额管理和可再生能源发电企业有义务协助电网保障电网运行安全等几个关键政策。

## 8.1.我国支持风电产业发展的政策

我国促进风电发展的政策体系由可再生能源法及其相关实施细则所覆盖，形成了完整的法律框架体系。

### 8.1.1.风电上网电价与费用分摊政策

风电上网电价与费用分摊政策是推动风电发展的根本动力，对此可再生能源和政府相关部门都做出了决定。

（1）法律规定

主要有《中华人民共和国可再生能源法》（以下简称为《可再生能源法》），2005年2月28日通过，2009年12月26日完成修订，2010年4月1施行。其中规定：

第十九条 可再生能源发电项目的上网电价，由国务院价格主管部门根据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定，并根据可再生能源开发利用技术的发展适时调整。上网电价应当公布。

依照本法第十三条第三款规定实行招标的可再生能源发电项目的上网电价，按照中标确定的价格执行；但是，不得高于依照前款规定确定的同类可再生能源发电项目的上网电价水平。

第二十条 电网企业依照本法第十九条规定确定的上网电价收购可再生能源电量所发生的费用，高于按照常规能源发电平均上网电价计算所发生费用之间的差额，由在全国范围对销售电量征收可再生能源电价附加补偿。

第二十一条 电网企业为收购可再生能源电量而支付的合理的接网费用以及其他合理的相关费用，可以计入电网企业输电成本，并从销售电价中回收。

（2）政府规章规定

① 国家发展改革委《可再生能源发电有关管理规定》，发改能源（2006）13号，2006年1月5日颁布并实施。规定如下：

第七条 可再生能源发电项目的上网电价，由国务院价格主管部门根据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定，并根据可再生能源开发利用技术的发展适时调整和公布。

实行招标的可再生能源发电项目的上网电价，按照中标确定的价格执行；电网企业收购和销售非水电可再生能源电量增加的费用在全国范围内由电力用户分摊，具体办法另行制定。

国家发展改革委《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》，发改价格（2006）7号，2006年1月4日颁布并实施，相关规定如下：

第六条 风力发电项目的上网电价实行政府指导价，电价标准由国务院价格主管部门按照招标形成的价格确定。

第十二条 可再生能源发电项目上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的部分、国家投资或补贴建设的公共可再生能源独立电力系统运行维护费用高于当地省级电网平均销售电价的部分，以及可再生能源发电项目接网费用等，通过向电力用户征收电价附加的方式解决。

第十三条 可再生能源电价附加向省级及以上电网企业服务范围内的电力用户（包括省网公司的趸售对象、自备电厂用户、向发电厂直接购电的大用户）收取。地县自供电网、西藏地区以及从事农业生产的电力用户暂时免收。

第十四条 可再生能源电价附加由国务院价格主管部门核定，按电力用户实际使用的电量计收，全国实行统一标准。

② 国家发展改革委《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》，特急 发改价格〔2007〕44号 2007年1月11日颁布并实施。相关规定如下:

第六条 可再生能源电价附加由省级电网企业（东北电网公司和华北电网公司视同省级电网企业，西藏自治区除外）按照国务院价格主管部门统一核定的标准和范围随电费向终端用户收取并归集，单独记账，专款专用。

第七条 省级电网企业应收取的可再生能源电价附加按以下公式计算，并作为电价附加调配的依据:

电价附加金额 = 电价附加 × 加价销售电量

加价销售电量 = 省级电网企业售电总量-农业生产电量

③《国家发展改革委关于完善风力发电上网电价政策的通知》，发改价格[2009]1906号，2009年7月20日颁布并实施。相关规定如下:

《通知》规定，按风能资源状况和工程建设条件，将全国分为4类风能资源区，相应制定风电标杆上网电价。4类资源区风电标杆电价水平分别为每kW.h0.51元、0.54元、0.58元和0.61元。今后新建陆上风电项目，统一执行所在风能资源区的风电标杆上网电价。海上风电上网电价今后根据建设进程另行制定。同时规定，继续实行风电费用分摊制度，风电上网电价高出当地燃煤机组标杆上网电价的部分，通过全国征收的可再生能源电价附加分摊解决。

### 8.1.2.财政支持政策

财政支持是对上网电价和费用分摊的资金管理保障制度，以及对技术研发、技术进步、试验示范等产业发展提供经济帮助的重要手段。对此，法律和财政主管部门都有相应的规定。

（1）法律规定

《可再生能源法》，2005年2月28日通过，2009年12月26日完成修订，2010年4月1施行。其中规定:

第二十四条 国家财政设立可再生能源发展基金，资金来源包括国家财政年度安排的专项资金和依法征收的可再生能源电价附加收入等。

可再生能源发展基金用于补偿本法第二十条、第二十二条规定的差额费用，并用于支持以下事项:

（一）可再生能源开发利用的科学技术研究、标准制定和示范工程;

（二）农村、牧区的可再生能源利用项目;

（三）偏远地区和海岛可再生能源独立电力系统建设;

（四）可再生能源的资源勘查、评价和相关信息系统建设;

（五）促进可再生能源开发利用设备的本地化生产。

本法第二十一条规定的接网费用以及其他相关费用，电网企业不能通过销售电价回收的，可以申请可再生能源发展基金补助。

可再生能源发展基金征收使用管理的具体办法，由国务院财政部门会同国务院能源、价格主

管部门制定。

（2）政府规章规定

财政部关于印发《风力发电设备产业化专项资金管理暂行办法》的通知，财建[2008]476号，2008年8月11日。其中规定：

为支持风电设备关键技术研发，加快风电产业发展，财政部采取“以奖代补”方式支持风电设备产业化。规定对符合支持条件企业的首50台MW级风电机组，按600元/kW的标准予以补助，其中整机制造企业和关键零部件制造企业各占50%，并重点向关键零部件中的薄弱环节倾斜，补助资金主要用于新产品研发。

### 8.1.3.税收优惠政策

**税收优惠政策是在价格及费用分摊和财政支持制度基础上进一步扶持风电产业发展的经济激励政策，主要是从法律规定和政府规章两个方面得以体现。**

（1）法律规定

主要有《可再生能源法》，2005年2月28日通过，2009年12月26日完成修订，2010年4月1施行。其中规定：

第十二条 国家将可再生能源开发利用的科学技术研究和产业化发展列为科技发展与高技术产业发展的优先领域，纳入国家科技发展规划和高技术产业发展规划，并安排资金支持可再生能源开发利用的科学技术研究、应用示范和产业化发展，促进可再生能源开发利用的技术进步，降低可再生能源产品的生产成本，提高产品质量。

第二十六条 国家对列入可再生能源产业发展指导目录的项目给予税收优惠。具体办法由国务院规定。

《中华人民共和国企业所得税法》，2008年1月1日相关规定如下：

第二十八条 符合条件的小型微利企业，减按20%的税率征收企业所得税。国家需要重点扶持的高新技术企业，减按15％的税率征收企业所得税。

（2）政府规章规定

① 其中主要有《可再生能源产业发展指导目录》，发改能源（2005）2517号，2005年11月29日颁布并实施。

《指导目录》中列举了风力发电项目以及风电设备制造项目。

②《财政部 国家税务总局关于部分资源综合利用及其他产品增值税政策问题的通知》，财税[2001]198号，2001年12月1日颁布并实施。相关规定如下：

二、自2001年1月1日起，对下列货物实行按增值税应纳税额减半征收的政策：（即17%减少到8.5%）

(一) 利用煤矸石、煤泥、油母页岩和风力生产的电力；

（3）《关于调整重大技术装备进口税收政策暂行规定有关清单的通知》，财政部和国家税务总局，2010年4月发布。其中规定：

进口单机功率不小于1.5MW的风电机组配套的关键零部件和原材料，免征关税和进口环节增值税；进口单机功率不大于3MW的风电机组整机，正常纳税。

### 8.1.4.风电并网政策

**风电并网政策是风电产业发展的基础，为此法律和政府规章都有明确的规定。**

（1）法律规定

《可再生能源法》，2005年2月28日通过，2009年12月26日完成修订，2010年4月1施行。其中规定：

第十三条 国家鼓励和支持可再生能源并网发电。

建设可再生能源并网发电项目，应当依照法律和国务院的规定取得行政许可或者报送备案。

建设应当取得行政许可的可再生能源并网发电项目，有多人申请同一项目许可的，应当依法通过招标确定被许可人。

第十四条 国家实行可再生能源发电全额保障性收购制度。

国务院能源主管部门会同国家电力监管机构和国务院财政部门，按照全国可再生能源开发利用规划，确定在规划期内应当达到的可再生能源发电量占全部发电量的比重，制定电网企业优先调度和全额收购可再生能源发电的具体办法，并由国务院能源主管部门会同国家电力监管机构在年度中督促落实。

电网企业应当与按照可再生能源开发利用规划建设，依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议，全额收购其电网覆盖范围内符合并网技术标准的可再生能源并网发电项目的上网电量。发电企业有义务配合电网企业保障电网安全。

电网企业应当加强电网建设，扩大可再生能源电力配置范围，发展和应用智能电网、储能等技术，完善电网运行管理，提高吸纳可再生能源电力的能力，为可再生能源发电提供上网服务。

第十五条 国家扶持在电网未覆盖的地区建设可再生能源独立电力系统，为当地生产和生活提供电力服务。

（2）政府规章规定

① 国家发展改革委的《可再生能源发电有关管理规定》，发改能源（2006）13号，2006年1月5日颁布并实施。相关规定如下：

第十一条 电网企业应当根据规划要求，积极开展电网设计和研究论证工作，根据可再生能源发电项目建设进度和需要，进行电网建设与改造，确保可再生能源发电全额上网。

第十二条 可再生能源并网发电项目的接入系统，由电网企业建设和管理。

对直接接入输电网的水力发电、风力发电、生物质发电等大中型可再生能源发电项目，其接入系统由电网企业投资，产权分界点为电站（场）升压站外第一杆（架）。

第十五条 可再生能源发电项目建设、运行和管理应符合国家和电力行业的有关法律法规、技术标准和规程规范，注重节约用地，满足环保、安全等要求。

第十六条 发电企业应按国家可再生能源发电项目管理的有关规定，认真做好设计、用地、水资源、环保等有关前期准备工作，依法取得行政许可，未经许可不得擅自开工建设。

获得行政许可的项目，应在规定的期限内开工和建成发电。未经原项目许可部门同意，不得对项目进行转让、拍卖或变更投资方。

②《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》，国家电力监管委员会令第25号，2007年7月25日颁布并实施。相关规定如下：

第四条 电力企业应当依照法律、行政法规和规章的有关规定，从事可再生能源电力的建设、生产和交易，并依法接受电力监管机构的监管。

电网企业全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目上网电量，可再生能源发电企

业应当协助、配合。

第五条 电力监管机构对电网企业建设可再生能源发电项目接入工程的情况实施监管。

省级以上电网企业应当制订可再生能源发电配套电网设施建设规划，经省级人民政府和国务院有关部门批准后，报电力监管机构备案。

电网企业应当按照规划建设或者改造可再生能源发电配套电网设施，按期完成可再生能源发电项目接入工程的建设、调试、验收和投入使用，保证可再生能源并网发电机组电力送出的必要网络条件。

第六条 电力监管机构对可再生能源发电机组与电网并网的情况实施监管。

可再生能源发电机组并网应当符合国家规定的可再生能源电力并网技术标准，并通过电力监管机构组织的并网安全性评价。

电网企业应当与可再生能源发电企业签订购售电合同和并网调度协议。国家电力监管委员会根据可再生能源发电的特点，制定并发布可再生能源发电的购售电合同和并网调度协议的示范文本。

第七条 电力监管机构对电网企业为可再生能源发电及时提供上网服务的情况实施监管。

第八条 电力监管机构对电力调度机构优先调度可再生能源发电的情况实施监管。

电力调度机构应当按照国家有关规定和保证可再生能源发电全额上网的要求，编制发电调度计划并组织实施。电力调度机构进行日计划方式安排和实时调度，除因不可抗力或者有危及电网安全稳定的情形外，不得限制可再生能源发电出力。本办法所称危及电网安全稳定的情形，由电力监管机构组织认定。

电力调度机构应当根据国家有关规定，制定符合可再生能源发电机组特性、保证可再生能源发电全额上网的具体操作规则，报电力监管机构备案。跨省跨区电力调度的具体操作规则，应当充分发挥跨流域调节和水火补偿错峰效益，跨省跨区实现可再生能源发电全额上网。

第九条 电力监管机构对可再生能源并网发电安全运行的情况实施监管。

电网企业应当加强输电设备和技术支持系统的维护，加强电力可靠性管理，保障设备安全，避免或者减少因设备原因导致可再生能源发电不能全额上网。

电网企业和可再生能源发电企业设备维护和保障设备安全的责任分界点，按照国家有关规定执行；国家有关规定未明确的，由双方协商确定。

第十条 电力监管机构对电网企业全额收购可再生能源发电上网电量的情况实施监管。

电网企业应当全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量。因不可抗力或者有危及电网安全稳定的情形，可再生能源发电未能全额上网的，电网企业应当及时将未能全额上网的持续时间、估计电量、具体原因等书面通知可再生能源发电企业。电网企业应当将可再生能源发电未能全额上网的情况、原因、改进措施等报电力监管机构，电力监管机构应当监督电网企业落实改进措施。

第十九条 电力监管机构工作人员未依照本办法履行监管职责的，依法追究其责任。

第二十条 电网企业、电力调度机构有下列行为之一，造成可再生能源发电企业经济损失的，电网企业应当承担赔偿责任，并由电力监管机构责令限期改正；拒不改正的，电力监管机构可以处以可再生能源发电企业经济损失额一倍以下的罚款：

（一）违反规定未建设或者未及时建设可再生能源发电项目接入工程的；

（二）拒绝或者阻碍与可再生能源发电企业签订购售电合同、并网调度协议的；

（三）未提供或者未及时提供可再生能源发电上网服务的；

（四）未优先调度可再生能源发电的；

（五）其他因电网企业或者电力调度机构原因造成未能全额收购可再生能源电量的情形。

电网企业应当自电力监管机构认定可再生能源发电企业经济损失之日起15日内予以赔偿。

第二十一条 电力企业未按照国家有关规定进行电费结算、记载和保存可再生能源发电资料的，依法追究其责任。

### 8.1.5.外商投资企业优惠政策

**国家对外商投资也从法律和政府规章制度上有明确的规定。**

（1）法律规定

主要有中华人民共和国中外合资经营企业法规定，该法2001年3月15日颁布并实施，主要规定如下：

第八条 合营企业获得的毛利润，按中华人民共和国税法规定缴纳合营企业所得税后，除合营企业章程规定的储备基金、职工奖励及福利基金、企业发展基金，净利润根据合营各方注册资本的比例进行分配。

合营企业依照国家有关税收的法律和行政法规的规定，可以享受减税、免税的优惠待遇。

外国合营者将分得的净利润用于在中国境内再投资时，可申请退还已缴纳的部分所得税。

（2）政府规章规定

① 主要有商务部颁发的《外商投资产业指导目录（2007年修订）》，2007年10月31日，鼓励类外商投资产业目录。规定如下：

（二十）电气机械及器材制造业

7. 新能源发电成套设备或关键设备制造（限于合资、合作）：光伏发电、地热发电、潮汐发电、波浪发电、垃圾发电、沼气发电、1.5MW及以上风力发电设备。

（二十三）其他制造业

5. 新能源电站（包括太阳能、风能、磁能、地热能、潮汐能、波浪能、生物质能等）建设经营。

② 国家税务总局关于外商投资项目适用进口税收优惠政策问题的通知，2007年第35号公告2007年7月13日并实施，对商投资项目适用进口税收优惠政策问题规定如下：

根据外商投资的法律法规规定，在中国境内依法设立，并领取中华人民共和国外商投资企业批准证书和外商投资企业营业执照等有关法律文件的中外合资经营企业、中外合作经营企业和外资企业（以下统称外商投资企业），所投资的项目符合《外商投资产业指导目录》中鼓励类或《中西部地区外商投资优势产业目录》的产业条目的，其在投资总额内进口的自用设备及随设备进口的配套技术、配件、备件（以下简称自用设备），除《外商投资项目不予免税的进口商品目录》所列商品外，免征关税和进口环节增值税。

### 8.1.6.地方政府针对风电产业出台政策情况

在风资源丰富的省区，各级地方政府纷纷出台风电开发相关政策，包括风电开发规划和2020年远景目标，风力发电项目前期工作暂行管理办法等。内蒙、新疆、甘肃、吉林、河北以及江苏等地还在国家能源局的统一组织下，开展了千万千瓦级风电基地规划工作。主要省份的地方政策梳理如表25。

### 8.1.7.我国近年来政策变动情况

近年来我国风电政策主要变动要点梳理如表26。

表25 各地政府出台的风电政策

| 省份 | 名称 | 主要内容 |
|---|---|---|
| 内蒙古 | 内蒙古自治区“十一五”风力发电发展规划及2020年远景目标 | 将全区风能资源科学合理地划分为26个风能区。同时，提出了“十一五”期间的发展目标和2011年~2020年的发展目标及建设重点。 |
| | 内蒙古自治区人民政府关于印发自治区风能资源开发利用管理办法的通知 | 风能资源开发利用管理主要包括风能资源勘查测量、风电发展规划、风能资源详查、项目开发利用、预可行性研究、可行性研究等工作；风能资源开发管理实行行政分级管理和技术归口管理制度。各级发展改革委是全区风能资源开发利用的行政主管部门。 |
| | 各市、县（旗）纷纷制定风电发展规划，以指导当地风电开发。 | 通辽市开鲁县、科左中旗、扎鲁特旗、奈曼旗、科尔沁左翼后旗、霍林郭勒市、库伦旗、科尔沁左翼后旗风电规划报告 |
| 江苏 | 江苏省风力发电装备发展规划纲要 | 确定了江苏省风力发电设备的发展目标和基本原则，发展重点（包括重点地区、重点产品和重点技术）和发展路径。 |
| | 江苏省风力发电发展规划（2006~2020年） | 规划到2010年，全省风电装机达到150万kW，均为陆地风电，风电装机占全省装机容量的2%；到2020年，全省风电装机容量达到1,000万kW，其中，陆地风电300万kW，近海风电700万kW，风电装机占全省装机容量的5%左右，并形成风机制造业年产值1,000亿元；远期形成2,100万kW风电装机容量，其中，陆地风电300万kW，近海风电1,800万kW，打造江苏沿海风电“海上三峡”。 |
| 新疆 | 新疆“十一五”及2020年风电发展 | 在新疆自治区共规划9个大型风区风电场，最终装机容量37,050MW。规划了乌鲁木齐达坂城风区、阿拉山口风区、十三间房风区、吐鲁番小草湖风区、额尔齐斯河河谷风区、塔城老风口风区、三塘湖—淖毛湖风区、哈密东南部风区和罗布泊风区共9个风区风电场。规划到2010年总装机容量达到3,550MW；2011~2020年间新增装机容量16,450MW，2020年总装机容量达到20,000MW。 |
| 吉林 | 吉林省风力发电项目前期工作暂行管理办法 | 本办法中风力发电项目主要是指吉林省内发电并网的风电场项目，风电项目前期工作管理包括对风能资源测量和评价、风电发展规划、风电项目立项、开发权确定、项目核准等工作的行政组织管理和技术质量管理等。 |
| 甘肃 | 甘肃省人民政府办公厅关于规范风电开发建设秩序的通知 | 该通知规定：一、全省风电开发由省发改委按照统筹规划、分期开发的原则组织实施。二、风电场建设项目开发须通过招标或参照特许权招标的方式确定，前期工作由省发改委统一组织开展。项目所在市州及县市区政府不得擅自与企业和个人签订各类风电开发协议。三、风电场建设项目实行分级管理，总装机容量5万kW及以上风电项目报国家发展改革委核准，其余项目由省发改委核准。有关核准程序和条件按《企业投资项目核准暂行办法》(国家发展改革委第19号令)执行。 |

表26 近年来国家风电政策变化要点

| 政策名称 | 主要内容 |
| --- | --- |
| 2008.12《财政部 国家税务总局关于停止外商投资企业购买国产设备退税政策的通知》财税[2008]176号 | 自2009年1月1日起，对外商投资企业在投资总额内采购国产设备可全额退还国产设备增值税的政策停止执行。一些相关文件及条款同时废止。 |
| 2009.07《关于完善风力发电上网电价政策的通知》 | 按照四类风资源制定标杆电价<br>资源电价更富合理性、收益性 |
| 2009.08《关于调整重大技术装备进口税收政策的通知》 | 符合要求的设备及原材料进口由先征后退，改为直接免税 |
| 2009.09《关于抑制部分行业产能过剩和重复建设、引导产业健康发展若干意见》 | 鼓励企业自主创新，预防低水平重复性建设 |
| 2009.11《国家发改委关于取消风电工程项目采购设备国产化率要求的通知》 | 取消70%本土化率采购要求 |
| 2009.12《全国人民代表大会常务委员会关于修改<中华人民共和国可再生能源法>的决定》 | 可再生能源发电保障性收购，建立可再生能源发展基金 |
| 2010.02《海上风电开发建设管理暂行办法》 | 开发海上风电项目过程中，对规划，项目审批，建设用海，环境保护等要求做出规定 |
| 2010.04《关于调整重大技术装备进口税收政策暂行规定有关清单的通知》 | ·进口单机功率不小于1.5MW的风电机组配套的关键零部件和原材料，免征关税和 进口环节增值税；<br>·进口单机额定功率≤3MW的风电机组（整机），不予免税。 |

## 8.2.我国现有政策层面存在的主要问题或不足

### 8.2.1.可再生能源专项资金制度存在的问题

按照国内外的经验，在《可再生能源法》制定过程中，大量的立法研究成果表明，国家设立可再生能源发展基金应该是最优的选择，但当时考虑到设立国家专项基金的难度很大，改成建议应该至少在中央和地方两级财政设立可再生能源专项资金。

在《可再生能源法》实施后，2006年5月财政部颁布了《可再生能源发展专项资金管理暂行办法》，对专项资金的扶持重点、申报及审批、财务管理、考核监督等方面做了全面规定。但是，在该办法中，并没有明确资金的额度，也缺少对项目申请程序、资金使用的具体规定。因此，业界普遍反映该办法实施起来不明确的因素过多，可操作性较弱。《专项资金管理办法》成为《可再生能源法》中专项资金制度的一种解释，而非具体的落实政策。

当前，新修订的《可再生能源法》已经生效，法中明确提出设立可再生能源基金。但是还没有配套的基金管理办法出台。

### 8.2.2.电网企业在可再生能源发展中的责任

在《可再生能源发展中长期规划》中只规定了发电企业的可再生能源发电配额，但是对与电网企业的配额规定仍属空白，这也是导致《可再生能源法》中提出的可再生能源发电电量保障性收购制度没有得到很好贯彻落实的主要原因之一。为了促进电网的改革和建设，应尽快完善可再生能源电力配额制的实施细则，通过配额制的实施，要求电网企业采购一定电量的配额，明确电网的责任。

### 8.2.3.发展目标落后于发展速度

由于担心产业发展速度跟不上，以前我国规划中的风电发展目标均远小于发展速度。2007年新增装机容量330.4万kW，累计装机容量达到590.6万kW，提前实现了《可再生能源发展中长期规划》2010年达到500万kW的目标，2008年新增装机容量达到624.5万kW，累计装机容量已经超过1,200万kW，提前实现了《可再生能源发展“十一五”规划》2010年达到1,000万kW的目标。目前虽然有关领导在不同场合表明了2015年和2020年风电发展的目标不会低于8,000万kW和1.5亿kW，但是仍然不是正式的、具有法律效力的文件。发展目标落后于发展速度，又往往成为风电上网难的借口。

### 8.2.4.增值税转型的影响

2009年1月1日开始实行的全国增值税转型，因为影响地方政府的投资积极性，可能对风电产业的发展带来消极影响。增值税转型是指由生产型增值税转为消费型增值税，即企业购入设备的金额允许从销售额中扣除。从国家层面而言，全国增值税由生产型转向消费型，针对第二产业的机器设备实施税前抵扣，可为风电开发企业减轻税收负担。但这对地方财政而言，意味着大笔减收。

目前已经出现了下面几种地方保护主义现象：一是部分地方政府要求开发商购买当地设备才能获得项目开发权；二是要求风电设备制造企业在当地建厂才能将设备卖到当地；三是可能出现地方政府借各类名义提高或征收新的税费，例如部分地方政府提高征地价格和土地使用税，还有部分地方政府向开发商收取风电建设发展专项基金等，这些都将导致风电开发成本有不小的增加。从长远看，这些做法对于风电产业快速发展、产业布局优化及产业多元化发展等都非常不利。

## 8.3.近中期我国支持风电需要解决的几个问题

我国风电产业的发展从缓慢起步，到快速发展，再到爆发式发展经历了20多年的时间，现在到了重新审视，协调发展的关键时期，需要处理好协调好的问题很多，具体如下述。

### 8.3.1.处理好产业发展与基础研发的关系

我国风电产业的发展表面上红红火火，但是研发的基础还很不牢固，企业都还很年轻，没有GE、西门子那样的底蕴，同时也面临这缺少国家的长远支持和有坚实的社会产业基础作支撑，处于孤军奋战的阶段，所以特别希望国家在基础研发、工业基础方面有较大的支持，一方面要真正建立一批像RISO、NREL那样的国家实验室，也要扶持建立一批类似于弗朗霍夫和联合技术那样的为服务于社会的术创新性企业，同时还要在工作母机等基础工业发展方面有较大的投入。只有这样才能真正夯实基础。而不是搞一些翻牌式的名不副实的国家中心、国家实验室。同时还要搞出一批中国的西门子、GE、联合技术、应用材料这样的技术实力型企业。

### 8.3.2.处理好各种利益主体的关系

风电产业与其他产业相同，上下游是一个完整的生物链，相互依存度极高，一荣俱荣，一损俱损，在企业快速发展时期牺牲某些方面的利益，取得快速的发展是可以理解的。但是，目前如不能处理好制造商和开发商之间、零部件和整机之间，开发商和地方之间，以及地区之间即发达地区和欠发达地区之间的关系，风电的发展必将受到阻碍和影响。众所周知，没有良好零部件质量，就不可能有完美可靠的风机，没有可靠的风机，就不能确保开发商的收益，没有地方的大力支持就不可能有风电、太阳能发电项目的持续发展，风电产业发展环环相扣，关系紧密，道理虽然浅显，但是真正操作起来却有相当的难度。当务之急，是处理和协调各方关系，以确保零部件、整机制造商、开发商、地方政府获取相应的收益，电网企业得到一定的补偿，取得共赢。为解决这些问题，政府可以考虑适当上调上网电价，确保地方的利益，以避免出现与水电开发相似的问题。此外还需着重考虑国企和民企的关系问题、外企和本土企业的发展与竞争问题。只有妥善处理各利益主体之间的关系，才能确保风电产业快速、健康、和谐地发展。

### 8.3.3.处理好法律条款和实际操作问题的关系

政府立法时，总希望能依据实际需求制定完备而卓有成效的法律和规范，由可再生能源发展基金提供的风电的补贴是众望所归，但繁琐的基金征收、发放等管理问题和诺大市场的复杂性，往往使政策的执行举步维艰；又如，法律强调全额收购可再生能源的发电量，但是实际中遇到的种种阻碍，使得此条款基本无法达成，使产业发展陷于进退两难的境地。因此笔者对可再生能源发展基金的管理和应用提出以下建议，譬如，基金可以由两块组成，用于可再生能源发电继续维持原有的渠道，只是把附加按基金进行管理，减免所有税费即可，其余的由财政建立专项应公开透明地使用。对于可再生能源发电上网，可以给电网一个自由裁定权，比如5%以内为正常弃风范围，超过了这个部分再对电力生产企业进行补偿，而非赔偿（在此，“补偿”的定义从意义上来说相对较好）。如果电网企业超额收购了可再生能源电量，则给予一定奖励。与此同时，电力生产企业和装备制造企业也应在技术和研发上做更多投入，以提高风电的可预测性，使不易操控的风电，变为可操控、易调节的电量。

### 8.3.4.处理好发展的快与好的问题

风电过去五年100%的增长，使其成为当今可再生能源界不可置否的主力军。为了与其他配套产业和环境稳定、协调发展，风电应该适当放慢脚步，将发展速度逐步降低到30%~40%，20%~30%，甚至百分之十几，一方面协助其他相关配套产业迎头赶上，另一方面使自身从快速、规模化发展，逐步向高质量、自主创新上转变。应通过加速完善市场规则和市场环境，进行透明的市场竞争，来解决这些问题。电力产品在应用上，是一个通用名。该产品适合大规模发展，如果风电产业能顺利地由快向好的方向转型，3~5年的时间内，优异而有竞争力的风机制造商便应脱颖而出，逐步改善目前这种雨后春笋、良莠不齐的局面；如果风电与光电都能顺应此竞争规律，使我国拥有3~5家能栖身世界产列的自主品牌，便已是近年来可再生能源产业发展的不小成绩。

### 8.3.5.处理好规模化发展与分散布局的问题

因我国比较注重规模化发展，特权招标等项目动辄几百万千瓦，但与此同时，我们也不能忽视小规模的发展问题。小规模的发展也要政策扶持，比如德国的风电场大都仅由几台风机组成，风电场内仅一台风机的现象也常见，这种部署在我国的南方、东部沿海也很有市场；另外分散的生物质发电，比如沼气发电、秸秆汽化发电都仅是几十千瓦、几百千瓦的规模，我们可以积少成多，尤其可以将此类电场部署在电网的末端，以辅助削减电网损失。因此，千万千瓦的基地要发展，沙漠化电站要发展，但小风电、小光电、小规模的生物质发电的发展也不容忽视。

## 8.4.风电发展政策的改革方向

虽然我国风电的发展政策方面还有这样或那样的问题，但是，总体来看，我国激励风电发展的政策已经比较完善，此后主要的工作将放在对现有政策的修补和完善方面，笔者依据以上分析，为风电发展政策的改革方向做出了几点建议，以供国家在制定新能源十二五规划期间制定风电政策时参考。经过具体归纳，近期我国风电可能出台的政策主要有以下几个方面：

（1）提出明确的发展目标，比如，2015年与2020年的发展目标（含海上）不少于1.1亿kW和2亿kW，力争实现1.3亿和2.3亿kW，使得地方政府、电网企业、发电企业和制造业都有一个努力的方向和目标；

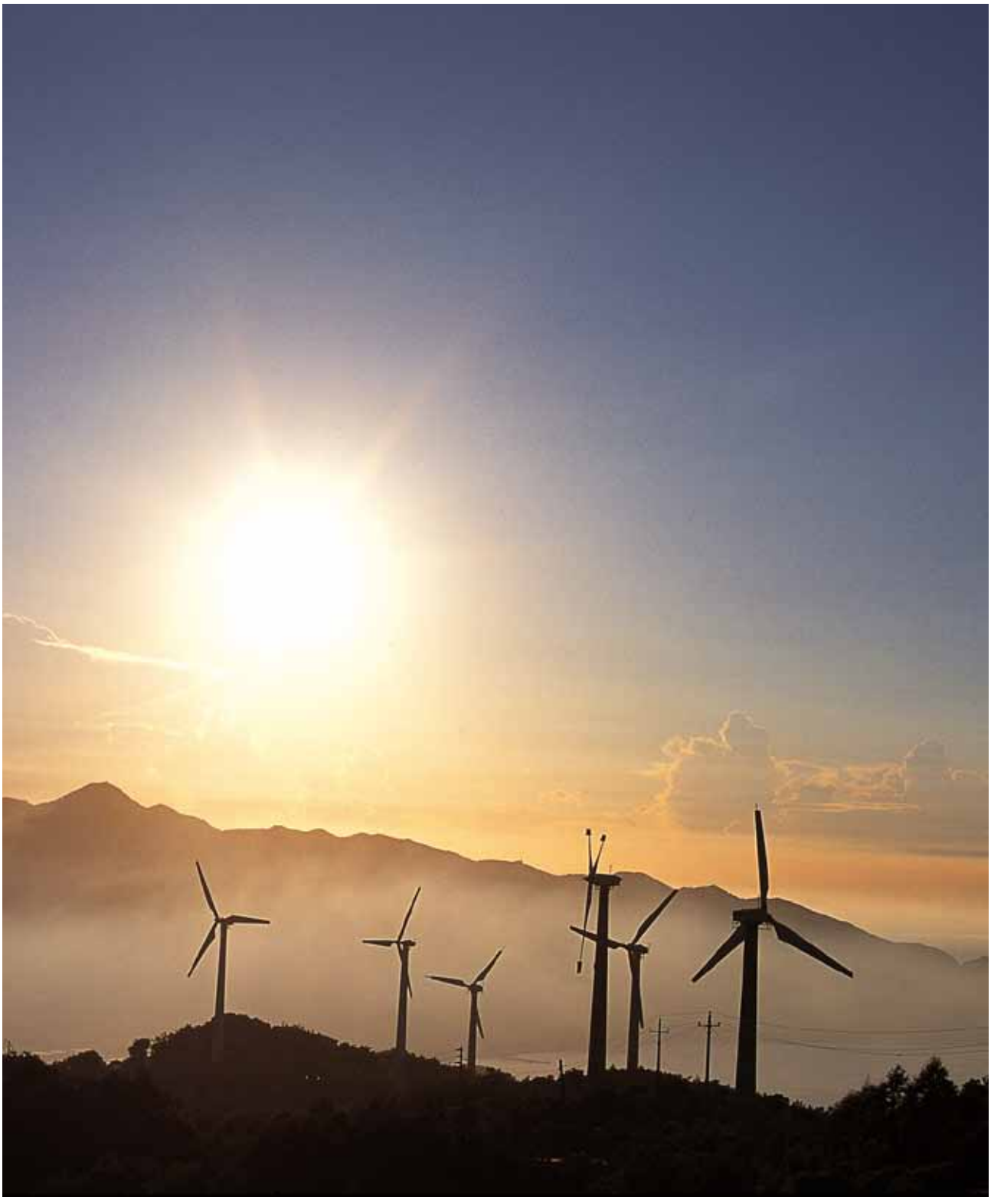
（2）制定协调各方利益的经济激励政策，保护地方的经济利益，比如在电价中增加3~5分钱作为地方的经济发展基金，对西部地区可以提供更优惠的政策，把国家西部大开发的各项政策落到实处；

（3）提出有效激励和制约电网的经济政策，出台风电上网标准及保障性收购的具体实施规范，比如提出适当弃风问题，提高风电经济性的（详见第五章的相关内容）；

（4）尽快出台可再生能源基金管理办法，增加征收、使用的透明度等；

（5）完善《可再生能源中长期发展规划》中关于大型发电集团非水电可再生能源发电装机比例要求的配套激励、惩罚措施，以确保实现2010年3%和2020年8%的目标。

# 9.世界和中国风电发展展望



## 9.1.世界发展展望

全球风能理事会、绿色和平和德国航空航天中心 (DLR)自2005年起，每两年更新一次全球风能发展的情景展望。最新的风电发展展望是今年与本书平行发布的《全球风电发展展望 2010》。情景展望由参考情景、稳健情景和超前情景三个情景构成。

### 9.1.1.情景假设与模型描述

参考情景一般是三个情景中最为保守的情景。2010年最新的情景展望中风电发展的参考情景是根据2009年国际能源署（International Energy Agency，IEA）的《世界能源发展展望》（World Energy Outlook）完成的。《世界能源发展展望》对风电和其他可再生能源的预测只进行到2030年。 风电发展参考情景是通过使用IEA情景相同的假设条件并将未来发展延伸到2050年而得出的。该情景只把目前现有的政策列入考虑范围。

稳健情景是三种情景中的中度发展情景，也最接近现实发展的水平。 稳健情景考虑到目前的政府发展目标，并且考虑到目前的产业发展的水平。同时也假设投资者对目前的风电市场充满投资信心。

第三个情景是超前情景，超前情景对风电发展有利的政策进行大胆的假设，并且全球主要风电市场的政策制定者也表现出很强的执行这些政策的政治意愿。

得到三种情景后，这三个情景与两个全球能源需求情景相结合， 得到在不同情景下风电在能源结构所占的比例。 能源需求由两个预测构成，分别是参考能源需求预测和能效能源需求预测。参考能源需求预测是根据IEA的《世界能源发展展望》得出的，今年的预测是根据IEA2007年能源发展展望的基本预测做出的，IEA预测只提供到2030年的预测。在一切假设条件不变的情况下，把模型延伸到2050年就得到我们的参考能源需求预测。而能效需求预测是采取了一些节能措施后，能源需求大幅减少的情景。

### 9.1.2.情景分析和展望的背景

《全球风电发展展望》每两年更新一次，2010年将出版最新版本。《全球风电发展展望》的前身是自1999年出版的《风力10》（《Wind Force 10》）和2005年《风力12》（《Wind Force 12》）。这两个报告的目的是评估当风力达到全球发电量10% 和12%时，技术、经济和资源的可行性。这两个报告也评估了在未来20年内达到这一目标的可行性。

1999年的《风力10》报告只利用了一个未来电力需求预测，即国际能源署（IEA）的能源需求预测。当时的报告的主要目的是：第一，评估全球风资源和电网接入能力是否能够达到风力提供全球10%电力的要求；第二，评估风电实现10%的技术和成本可行性以及在未来20年内实现这一目标的可行性。

2005年出版的《风力12》再次证明从资源、经济和技术各个角度评估，风电到2020年都足以为全球供应12% 的电力。自2006年以后，《全球风电发展展望》正式出台。《展望》在原来的两个报告的基础上进行了大幅度的改进，将全球风电供电12%作为其情景假设的超前情景，同时增加了参考情景和稳健情景。同时也进一步完善未来电力需求供应预测，使用IEA的能源需求预测作为比较保守的基准预测。同时，能源需求预测中考虑了提高能效问题。报告还突出了风电所带来的其他社会及环境效应，如就业、投资、$CO_2$减排效应等其他风电相关因素的分析。

### 9.1.3. 2020年风电能够满足全球12%的电力需求

全球风电发展展望的情景分析（见表27）显示：

（1）在风电发展参考情景下，风电市场到2020年也会为提供全球电力需求的5%，到2030全球电力需求的6%。

（2）在风电发展稳健情景下，风电到2020年将提供全球电力的10%， 到2030年将提供全球电力的17%，到2050 年将提供全球电力的27%。

（3）在风电发展超前情景下，风电到2020年将提供全球电力的13%， 到2030年将提供全球电力的23%， 到2050年将提供全球电力的33%。

这一结果显示，在未来的30年间，风电将在未来的能源结构中起到日益重要的作用，将成为未来满足电力需求中一个重要电源。

表28列出了不同方案条件下，风电在全球电力系统中所占比例。

表27 全球风电发展情景综述

| 全球风电发展情景综述 2020 | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 全球风电情景 | 累计装机容量(GW) | 发电量(Twh) | 风电所占整个电力结构的比例（高能效能源需求预测） | 年装机容量(GW) | 年总投资(百万欧元) | 就业(百万) |
| 参考情景 | 417 | 1,022 | 5% | 28 | 32 | 0.55 |
| 稳健情景 | 870 | 2,133 | 10% | 100 | 120 | 1.58 |
| 超前情景 | 1,109 | 2,721 | 13% | 137 | 159 | 2.15 |

| 全球风电发展情景综述 2030 | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 参考情景 | 574 | 1,408 | 6% | 44 | 50 | 0.79 |
| 稳健情景 | 1,794 | 4,399 | 17% | 138 | 155 | 2.26 |
| 超前情景 | 2,432 | 5,641 | 23% | 185 | 202 | 3.03 |

| 全球风电发展情景综述 2050 | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 参考情景 | 881 | 2,315 | 7% | 57 | 56 | 0.91 |
| 稳健情景 | 3,263 | 8,576 | 27% | 176 | 185 | 3.03 |
| 超前情景 | 4,044 | 10,451 | 33% | 185 | 187 | 3.39 |

表28 风电在全球电力系统中所占的比例及装机容量和发电量

| 风电在全球电力系统中所占的比例（%） | | | |
|---|---|---|---|
| | 2020 | 2030 | 2050 |
| 参考情景 | | | |
| 风电在全球电力中所占的比例（参考能源预测） | 4.5 | 4.9 | 5.9 |
| 风电在全球电力中所占的比例（高能效能源预测） | 4.8 | 5.7 | 7.3 |
| 稳健情景 | | | |
| 风电在全球电力中所占的比例（参考能源预测） | 9 | 14.7 | 21.4 |
| 风电在全球电力中所占的比例（高能效能源预测） | 9.6 | 17.1 | 26.5 |
| 超前情景 | | | |
| 风电在全球电力中所占的比例（参考能源预测） | 12 | 19 | 26.7 |
| 风电在全球电力中所占的比例（高能效能源预测） | 12.7 | 22.8 | 33 |

| 全球累计装机容量(GW)和发电量（TWh） | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 2015 | 2020 | 2030 | 2050 |
| 参考情景 | GW | 297 | 417 | 574 | 881 |
| | TWh | 729 | 1,022 | 1,408 | 2,315 |
| 稳健情景 | GW | 451 | 840 | 1,735 | 3,203 |
| | TWh | 1,106 | 4,258 | 6,530 | 8,417 |
| 超前情景 | GW | 521 | 1,113 | 2,451 | 4,062 |
| | TWh | 1,277 | 2,730 | 5,684 | 10,497 |

## 9.2.不同机构对中国风电发展情景的分析

### 9.2.1.全球风能理事会（GWEC）预测

GWEC在其2010年版的《全球风电发展展望》中对中国的各种情景做了分析预测，见表29。

（1）参考情景

参考情景中，所预测的风电产业发展是一个非常保守的假设，它假设中国2015~2020年的年增长率为12%，到2030年降到3%。在此情景下，到2015年，中国的风电总装机容量将仅达4,500万kW，年装机仅为250万kW。 到2020年，风电装机容量达仅到7,000万kW，年装机仅为500万kW；到2030年仅达到9,500万kW，年装机仅为250万kW。不管怎么说，这样的情景相对于中国过去几年所呈现出来的发展趋势可以说是过于保守。因此这种情景，GWEC只作为参考。

（2）稳健情景

在稳健情景下，假设中国到2015~2020年的年增长率为16%，到2030年降到8%。在此情景下，到2015年，中国的风电总装机容量将达到1.22亿kW，年装机达到1,800万kW，风电年发电量达到299TWh；到2020年，风电装机容量达到2.2亿kW，年装机达到2,200万kW；到2030年达到4.34亿kW，年装机1,500万kW。

在此情景下，到2020年风电的理论发电量可以达到540TWh，到2030年这一数值将达到1,065TWh。相当于2020年提供中国全部电力的8.7% （采用高能效能源需求预测），到2030年将达到14.2%。

（3）超前情景：

在超前情景下，假设中国到2015~2020年的年增长率为18%，到2030年降到8%。在此情景下，到2015年，中国的风电总装机容量将达到1.29亿kW，年装机达到1,500万kW，风电年发电量达到317TWh。到2020年，风电装机容量达到2.53亿kW，年装机达到2,500万kW；到2030年达到5.09亿kW，年装机2,200万kW。

在此情景下，到2020年风电的理论发电量可以达到622TWh，到2030年这一数值将达到1,251TWh。这相当于2020年提供中国全部电力的10%（采用高能效能源需求预测方案）到2030年将达到16.7%。

在不同情景下，风电对中国的就业，温室气体减排和投资的影响也非常巨大。（表30）

在风电投资方面，风电市场对投资者的吸引取决于很多因素，如装机成本、资本的可获得性、电价和预期回报率等。情景分析中的设备成本是以年为基础进行计算的，同时假设单位千瓦的装机成本不断下降。在此基础上得到以下结论：在参考情景中，中国风电投资在2020年达到675万欧元，2030年达到338万欧元。在稳健情景中，中国风电投资在2020年达到2,753万欧元，2030年达到2,075万欧元。在超前情景中，中国风电投资在2020年达到3,375万欧元，2030年达到2,955万欧元。当然，这样的投资预测是建立在全球平均风电装机成本的假设下。我们知道中国的风机成本在近年来一直比国际平均成本低，然而随着中国经济不断发展，特别是人民币不断升值，在未来，中国的风机会越发趋向于世界平均水平。因此，这里所作出的投资预测可以作为一个参考。

在就业方面，风电能够产生大量的就业机会。 到2020 年，在参考情景下，风电将产生8.8

万就业； 在稳健情景下，这一数字将达到33万；在超前情景下将达到40万。到 2030，在参考情景下，风电将产生6.1万就业； 在稳健情景下，这一数字将达到33万； 在超前情景下将达到43万。

在温室气体减排方面，风电也发挥了巨大的作用，日益成为电力行业减排的主要力量。 到2020年，在参考情景下，风电将产生$CO_2$减排量1.03亿吨；在稳健情景下，这一数字将达到3.24亿吨；在超前情景下将达到3.73亿吨。到 2030，参考情景下，风电将产生减排量1.4亿吨；在稳健情景下，这一数字将达到6.39亿吨；在超前情景下将达到7.5亿吨。

表29 GWEC对中国风电发展情景的分析

| 中国风电发展情景预测（2010~2050年） | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 参考情景 | | | | 稳健情景 | | | | 超前情景 | | | |
| | 累计装机(GW) | 年装机(GW) | 累计市场年增长率 | 年新增市场年增长率 | 累计装机(GW) | 年装机(GW) | 累计市场年增长率 | 年新增市场年增长率 | 累计装机(GW) | 年装机(GW) | 累计市场年增长率 | 年新增市场年增长率 |
| 2009 | 26 | 14 | 114.68% | 131.21% | 26 | 14 | 114.68% | 131.21% | 26 | 14 | 114.68% | 131.21% |
| 2010 | 33 | 7 | 27.13% | -49.29% | 40 | 14 | 53.49% | 0.00% | 41 | 15 | 59% | 10% |
| 2015 | 45 | 3 | 8.41% | -22.69% | 122 | 18 | 32.50% | 7.56% | 129 | 19 | 33.25% | 6.29% |
| 2020 | 70 | 5 | 11.61% | 18.92% | 220 | 20 | 15.88% | 2.51% | 254 | 25 | 18.32% | 6.50% |
| 2030 | 95 | 3 | 3.44% | -7.41% | 434 | 15 | 7.84% | -3.09% | 510 | 22 | 8.07% | -1.47% |
| 2040 | 110 | 2 | 1.64% | -5.52% | 524 | 5 | 2.12% | -11.05% | 660 | 11 | 2.91% | -7.75% |
| 2050 | 120 | 1 | 0.97% | -4.41% | 578 | 5 | 1.09% | 0.00% | 701 | 1 | 0.68% | -17.19% |

注：2015年、2020年的增长率为5年内的年复合增长率； 2030年、2040年、 2050年增长率为10年的年复合增长率

资料来源：GWEC，全球风能发展报告2010

表30 中国风电发展对投资、就业和温室气体减排的贡献

| | 参考情景 | | | 稳健情景 | | | 超前情景 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 投资(万欧元) | 就业率 | 温室气体减排（百万吨$CO_2$/年） | 投资(万欧元) | 就业 | 温室气体减排（百万吨$CO_2$/年） | 投资(万欧元) | 就业 | 温室气体减排（百万吨$CO_2$/年） |
| 2009 | 1,863 | 201,844 | 34 | 1,863 | 201,844 | 34 | 1,863 | 201,844 | 34 |
| 2010 | 945 | 108,935 | 43 | 1,863 | 206,445 | 52 | 2,055 | 226,822 | 54 |
| 2015 | 338 | 50,102 | 67 | 2,494 | 299,296 | 180 | 2,623 | 315,155 | 190 |
| 2020 | 675 | 88,435 | 103 | 2,753 | 338,501 | 324 | 3,375 | 409,520 | 373 |
| 2030 | 338 | 61,768 | 140 | 2,075 | 329,232 | 639 | 2,955 | 432,581 | 750 |

资料来源：GWEC，全球风能发展报告2010

### 9.2.2.中国国内专家对风电发展形势的判断

2009年中国实现了风电连续四年的翻倍增长，当年新增装机容量1,380万kW左右，总量约2,580万kW，中国的风电产业形成了一定的生产规模，目前已经具备年增1,000~2,000万kW装机的能力。根据风能资源评价的综合结果，在可接受的成本下（0.5元/kW·h），我国风能资源可以支撑至少4亿kW的装机容量[9]。对于未来我国风能发展的规模，中国工程院及国家发展改革委的专家们也对中国风电发展提出了低、中、高三个方案：

其中，常规发展方案是一个较保守的方案，作为低方案；积极方案是一个政策推进，超常规发展的方案，作为高方案；中间方案是一个考虑了发展的可能和实际需要的折中方案。

高、中、低三个方案的最大差别在对2020~2030年期间发展形势的判断上。

（1）低发展方案基本没有考虑温室气体减排的压力，是按照常规发展，国家在可再生能源政策上，虽然可以借鉴发达国家的经验，少走些弯路，但总体投入相对较少，这使得风能产业化发展一般，电网建设进度落后于风电建设速度从而影响到风电市场的整体发展规模，使得2020年前后风电发展比较缓慢，2030年以后开始快速发展。是一个比较保守的方案；

（2）高方案是假设国家受到了较强的环境压力，加大技术研发力度，在风力发电技术研发和市场化推进方面有很大的投入，并通过电网和灵活性电力系统建设使得电网最大可能地消纳风电，同时推进风电发展的政策到位、价格比较合理、风能资源评估到位，并且建立了完整的具有自主知识产权的风电产业体系，分布式风电开发利用得到充分发展，在这些条件下，风力发电在电力结构中的比例增长迅速，是一个很强政策驱动的发展方案；

中间发展方案介于两者之间，是一个综合考虑了资源潜力、环境约束、社会总成本等多方因素，经过取舍后，平衡、稳妥的发展方案。

三个不同方案的结果列在表31，到2020年低中高三个方案，中国风电装机容量将分别达到1亿kW、1.5亿kW和2亿kW，发电量分别为2,200亿kW·h、3,300亿kW·h和4,400亿kW·h，按目前的煤电能耗计算，可替代化石能源7,524万吨、11,286万吨和15,048万吨标准煤，在全部能源消费中的比例也仅仅占到1.6%、2.5%和3.3%。若想风电在整个能源的消费中占到5%，风电装机必须达到3亿kW以上，总之风电发展仍然是任重道远。

不同风电发展情景的外部条件如下：

（1）低方案

假设：产业化发展保持目前现有风机供应能力的水平，即年新增并网装机600~800万kW左右，电网建设进度滞后于风电建设速度和风电装备产能增长速度，在一定程度上影响了风电市场的整体发展规模。

・2020年风电装机达到1亿kW，年提供电量210TWh；

・2030年风电装机达到2亿kW，年提供电量约440TWh。

（2）中方案

假设：

1）各时间段发展速度比较均衡，风机制造业和风电市场开发均保持一定的较为合理的增速。

・2010~2020年均装机增长1,200万kW；

・2020~2030年均装机增长15万kW。

2）电网规划和建设能够考虑到风电发展的实际需求，全国强联网建设如期进行，配合适当的调度和调峰措施，使三北地区的三分之二的风

9 中国水电工程顾问集团公司，2009年度中国风电建设成果统计报告，2010年3月

电容量和电力可以输送到电力负荷中心区域。到2030年东部和中部靠近电力负荷中心的陆地和近海风能资源得以较为充分的开发。

从而达到：

·2020年风电装机达到1.5亿kW，年提供电量300 TWh；

·2030年风电装机达到3亿kW，年提供电量约640 TWh。

（3）高方案：

假设：

1）随着风电经济性的提高，风电发展呈现加速发展趋势，风机制造业和风电市场开发均保持较高的增速：

·2010~2015年均装机增长1,300万kW；

·2015~2020年均装机增长2,100万kW；

·2020~2030年均装机增长2,200万kW。

2）电网规划和建设能够考虑到风电发展的实际需求，全国强联网建设如期进行，配合适当的调度和调峰措施，使三北地区的一半的风电容量和电力可以输送到电力负荷中心区域。

3）到2030年东部和中部靠近电力负荷中心的陆地和近海风能资源得以较为充分的开发。

4）高方案与中方案相比，东部和中部由于风能资源、可利用土地等的限制，陆地和近海的装机容量几乎没有变化，但是，2020~2030年间后期深海风电技术开始应用，电网技术、电力系统技术和风电应用的技术有了质的突破，风电非并网用于高耗能企业的技术、具有经济性的储能技术等得以应用，可平滑电网峰谷差的电动汽车等得以推广，这些使北部地区尤其是内蒙古、甘肃、新疆的风电装机有大幅度的增长。

从而达到：

·2020年风电装机达到2亿kW，年提供电量440 TWh；

·2030年风电装机达到4亿kW，年提供电量约850TWh。

表 31 中国专家对风电发展情景的预测

| 年份 | 发展目标1 | | | 发展目标2 | | | 发展目标3 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 装机 (GW) | 年均新增 (GW) | 年均增长速度 (%) | 装机 (GW) | 年均新增 (GW) | 年均增长速度 (%) | 装机 (GW) | 年均新增 (GW) | 年均增长速度 (%) |
| 2008 | 12.2 | 6.2 | | 12.2 | | | 12.2 | | |
| 2009 | 22 | 9.8 | 105.00% | 22 | 9.8 | 105.00% | 22 | 9.8 | 105.00% |
| 2010 | 30 | 8 | 36.40% | 30 | 8 | 36.40% | 30 | 8 | 8.10% |
| 2015 | 70 | 8 | 18.47% | 75 | 9 | 20.11% | 80 | 10 | 21.67% |
| 2020 | 100 | 6 | 7.39% | 150 | 15 | 14.87% | 200 | 24 | 20.11% |
| 2030 | 200 | 10 | 7.18% | 300 | 15 | 7.18% | 400 | 20 | 7.18% |

## 9.3.本报告对中国风电发展的判断

本报告在形成的过程中，专家们通过分析、比较和讨论也提出了对中国风电发展情景的三种判断，见表32。

三个方案具体的情景假设是：

（1）保守方案：本方案考虑中国风电发展的诸多限制性因素，电网问题没有得到有效的解决，风机质量2020年之后才能达到根本的保障，减排温室气体的压力不大，2020年风电装机占全部装机的比例大约在7%左右。从现在起，到2020年，每年新增装机1,200万kW左右，2015年达到8,000万kW，2020年到达1.5亿kW，此后每年的新增1,000万kW，2030、2040和2050年，分别达到2.5亿kW、3.5亿kW和4.5亿kW。

（2）乐观方案：该方案的假设情景是：中国风电发展的诸多问题达到有效的解决，首先是：电网瓶颈初步得到消除、天然气发电比例显著提升，电网吸纳风电能力有明显的改善；再是风机质量显著提高、风电成本达到有效的控制，2050年风电资源基本得到了有效的开发，2020年前平均年装机达到1,800万kW，2020年风电装机占全部装机的比例大约在12%左右。2020年累计装机容量2亿kW，此后平均每年的新增装机达到1,000万kW，2030、2040和2050年累计装机容量分别达到3亿kW、4亿kW和5亿kW。

（3）积极方案：该方案的假设情景是：在乐观方案的基础上，减排温室气体的压力增大，国家对风电的支持政策更加积极，2050年技术上可以开发的资源基本达到开发，甚至一些非优质的风电资源也得开发，2020年风电装机占全部装机的比例大约在15%左右，要求2020年前平均年装机达到2,000万kW，2020年累计装机容量达到2.3亿kW。此后每年的新增装机达到1,500万kW，2030、2040和2050年风电累计容量将分别达到3.8亿kW、5.3亿kW、6.8亿kW。

表 32 本报告专家对风电发展情景的预测

| 年份 | 保守方案 | | | 乐观方案 | | | 积极方案 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 装机 (GW) | 年均新增 (GW) | 年均增长速度 (%) | 装机 (GW) | 年均新增 (GW) | 年均增长速度 (%) | 装机 (GW) | 年均新增 (GW) | 年均增长速度 (%) |
| 2008 | 12.2 | 6.2 | | 12.2 | | | 12.2 | | |
| 2009 | 25.8 | 13.6 | 111.52% | 25.8 | 13.6 | | 25.8 | 13.6 | |
| 2010 | 35 | 9.2 | 35.63% | 37 | 11.2 | 43.38% | 40 | 14.2 | 55.01% |
| 2015 | 80 | 9 | 17.98% | 112 | 15 | 24.80% | 130 | 18 | 26.58% |
| 2020 | 150 | 14 | 13.40% | 202 | 18 | 12.52% | 230 | 20 | 12.09% |
| 2030 | 250 | 10 | 5.24% | 302 | 10 | 4.10% | 380 | 15 | 5.15% |
| 2040 | 350 | 10 | 3.42% | 402 | 10 | 2.90% | 530 | 15 | 3.38% |
| 2050 | 450 | 10 | 2.54% | 502 | 10 | 2.25% | 680 | 15 | 2.52% |

## 9.4.风电对中国能源环境问题的贡献

未来风电的发展将在缓解中国能源环境问题上做出较大的贡献，这主要是体现在能源效益、环境效益等方面。

### 9.4.1.能源效益

按照本报告研究提出的三种方案，参照未来燃煤发电的技术进步条件，同时借鉴能源替代的计算方法，在表33中列出了风电在不同年份的能源效益。到2020年，保守、乐观和积极三个方案的能源替代效益分别为97、130.7、148.8百万吨标准煤。按2020年能源消费量为4,500百万吨标准煤计算，相应的能源贡献率为2.2%、2.9%和3.3%。

### 9.4.2.环境效益

假设风电全部用于替代燃煤发电，按照表34中列出的环境效益参数，计算出了风电在不同年份的环境效益（表35）。三种不同方案中，2020年的温室气体减排量将分别达到2.6、3.7和4.1亿$tCO_2$，同时还可以减少相当数量的悬浮颗粒物、二氧化硫和氮氧化物。到2050年三种不同方案的温室气体减排量将分别达到8.4、9.4和12.7亿$tCO_2$。

表 33 风电的能源效益估算

| 年份 | | 2010 | 2015 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 保守方案 | 装机容量（GW） | 35 | 80 | 150 | 250 | 350 | 450 |
| | 发电量（TWh） | 60.7 | 150.4 | 303.2 | 537.5 | 770.0 | 990.0 |
| | 能源替代量（Mtce） | 20.8 | 49.6 | 97.0 | 161.3 | 231.0 | 297.0 |
| 乐观方案 | 装机容量（GW） | 37 | 112 | 202 | 302 | 402 | 502 |
| | 发电量（TWh） | 64.1 | 210.6 | 408.3 | 649.3 | 884.4 | 1,104.4 |
| | 能源替代量（Mtce） | 22.0 | 69.5 | 130.7 | 194.8 | 265.3 | 331.3 |
| 积极方案 | 装机容量（GW） | 40.0 | 130.0 | 230.0 | 380.0 | 530.0 | 680.0 |
| | 发电量（TWh） | 69.3 | 244.4 | 464.9 | 817.0 | 1,166.0 | 1,496.0 |
| | 能源替代量（Mtce） | 23.8 | 80.7 | 148.8 | 245.1 | 349.8 | 448.8 |

表 34 风电环境效益计算的相关参数

| 环境减排[10] | 2010 | 2015 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| TSP（g/kWh） | 0.355 | 0.355 | 0.355 | 0.355 | 0.355 | 0.355 |
| $SO_2$（g/kWh） | 0.698 | 0.698 | 0.698 | 0.698 | 0.698 | 0.698 |
| NOx（g/kWh） | 0.65 | 0.65 | 0.65 | 0.65 | 0.65 | 0.65 |
| $CO_2$（kg/kWh） | 0.983 | 0.938 | 0.89 | 0.85 | 0.85 | 0.85 |

表 35 风电的环境减排效益估算

| 年份 | | 2010 | 2015 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 保守方案 | TSP（万吨） | 2.2 | 5.3 | 10.8 | 19.1 | 27.3 | 35.1 |
| | $SO_2$（万吨） | 4.2 | 10.5 | 21.2 | 37.5 | 53.7 | 69.1 |
| | Nox（万吨） | 3.9 | 9.8 | 19.7 | 34.9 | 50.1 | 64.4 |
| | $CO_2$（亿吨） | 0.6 | 1.4 | 2.7 | 4.6 | 6.5 | 8.4 |
| 乐观方案 | TSP（万吨） | 2.3 | 7.5 | 14.5 | 23.1 | 31.4 | 39.2 |
| | $SO_2$（万吨） | 4.5 | 14.7 | 28.5 | 45.3 | 61.7 | 77.1 |
| | Nox（万吨） | 4.2 | 13.7 | 26.5 | 42.2 | 57.5 | 71.8 |
| | $CO_2$（亿吨） | 0.6 | 2.0 | 3.6 | 5.5 | 7.5 | 9.4 |
| 积极方案 | TSP（万吨） | 2.5 | 8.7 | 16.5 | 29.0 | 41.4 | 53.1 |
| | $SO_2$（万吨） | 4.8 | 17.1 | 32.4 | 57.0 | 81.4 | 104.4 |
| | Nox（万吨） | 4.5 | 15.9 | 30.2 | 53.1 | 75.8 | 97.2 |
| | $CO_2$（亿吨） | 0.7 | 2.3 | 4.1 | 6.9 | 9.9 | 12.7 |

10 环境减排参数按风电替代燃煤发电减少的排放量计算，由于燃煤发电的技术也在不断进步，相应的环境减排参数也在不断降低。表中TSP为总固体颗粒物，$SO_2$为二氧化硫，NOx为氮氧化物，均为国家环保要求控制的燃煤污染物排放物。

# 10.后记

人们对于风电的认识是一个不断发展的过程。20世纪90年代，当我们还在为能否实现100万kW的风电装机争论不休的时候，欧洲风能协会就提出了风电在全部发电量中的比例达到10%的宏伟目标。近年来，欧洲风能协会和GWEC一再调高风电的贡献率，最新的估计是风电在2020的全球发电量比例要达到13%，2030更是高达23%。

中国专家们的预测似乎没有GWEC那么积极，但是相较以往还是有了质的飞跃。2003年我们提出2020年2,000~3,000万kW的发展目标时，心里忐忑不安；2005年我们在《风力12》提出2020年中国风电装机达到1.2亿kW占到全部装机比例的12%，更是胆战心惊，生怕招来骂声一片，只好自嘲是讲一个童话。但时隔不到五年，似乎国内外没有人再为中国风电2020年能否达到1.2亿kW担心了。中国的专家们也大胆的预测：2020年中国风电可达到2亿kW，虽然与GWEC的超前情景还有差距，但是与其稳健情景相差无几，而在对2030年的远景预测上更是几乎一致了。

本报告之所以对2030年以后的预测大大高于国内专家和GWEC的预测结果，主要是因为，中国高速发展的经济，对能源提出了更高的要求，温室气体减排对能源替代的任务更加艰巨。现在人们对中国2020年电力装机的需求不再是10亿kW，而是15~16亿kW，发电量至少是6,000TWh和6,400TWh。风电装机12%比例，就意味着风电2020年要达到1.8~1.9亿kW，中国专家的高方案刚刚满足这一最低的要求。如果发电量达到12%的比例，就得要求风电发电量达到720~768TWh，意味着风电装机容量要达到3.3~3.5亿kW。

显然，不论是保守的、乐观的、积极，还是稳健的、超前的方案，不论是中国专家预测，还是GWEC情景分析，2020年中国风电的发电量无论如何都不能满足风电发电量达到总发电量12%的要求。我们寄希望于中国风电在2020年首先在装机容量上达到12%或者15%，2030、2040、和2050年再进一步达到发电量的10%、12%和15%。

事实上，不论风电是否受欢迎，2009年的发展速度都让人瞠目结舌，但是即便如此风电累计装机也仅仅相当于2020年预测目标的10%，中国风电的发展还仅仅是拉开了序幕，真正的演出还没有开始。借用孙中山先生的名言：“革命尚未成功，同志仍需努力。”

# 11.参考文献


(1) 《中华人民共和国可再生能源法（修订版）》，2009年12月26日

(2) 世界可再生能源政策委员会，《世界可再生能源发展展望2010》

(3) 国家能源局，《中国能源发展白皮书2009》，2010年

(4) 全球风能理事会，《全球风电发展展望2010》，2010年

(5) 能源研究所研究报告，《中国2030年风电发展展望—风电满足10%电力需求的可行性研究》，2009年12月

(6) 中国气象局，《中国风能资源评估》，2009年

(7) 杜祥琬等，《中国可再生能源发展战略问题研究》，中国电力出版社，2008年

(8) 王仲颖等，《中国可再生能源产业发展报告2009》，中国化工出版社

(9) 李俊峰等，《中国风电产业发展报告2008》，中国环境科学出版社

(10) 《风电》2010年第三期

(11) Wind Power, March 2010

(12) 李俊峰等，《中国风电价格政策研究报告》，2007年

(13) 李俊峰等，《风力12在中国》，中国化工出版社，2005年

# 图表目录

图1 全球风电累计装机容量变化趋势
图2 全球风电新增装机
图3 全球风电累计装机前十名的国家
图4 全球风电新增装机前十名的国家
图5 世界风电发展区域分布
图6 世界海上风电发展的历史回顾
图7 2000~2009年欧盟海上风电累计装机容量
图8 我国陆地离地10米高度平均风能密度分布图
图9 我国风电发展状况
图10 我国风电装机单机容量比变化趋势
图11 2004~2009年国内风电机组市场价格走势
图12 东海大桥风电项目全景图
图13 不同机构对中国2020年能源需求预测
图14 主要风电基地电力和电量外送示意图
图15 已有批量生产能力的整机企业产量比较
图16 中国风电市场国内外品牌新增容量市场份额的变化趋势
图17 各大企业风电开发项目储备及分布
图18 我国风电区域固定电价划分
图19 风电发展对温室气体减排的贡献

表1 世界风电整机装备制造业分布
表2 欧洲最新开发的大容量风机
表3 2006~2008年全球风电机组功率分布
表4 2008年全球新增风电机组功率分布
表5 海上风电四种可选安装方案
表6 各省风电装机情况
表7 2009年度各大开发商风电装机增长情况
表8 国内部分企业产业布局
表9 国家科技支撑计划中关于近海风电的课题
表10 各省海上风电发展规划进展
表11 沿海各省海上风电发展规划
表12 河北风电基地规划装机容量汇总表
表13 江苏风电基地规划累计发展目标表
表14 甘肃酒泉风电基地装机容量规划表
表15 新疆哈密风电基地风电场装机容量规划表
表16 千万千瓦风电基地开发进展情况
表17 2009年中国市场前10名设备制造商新增和累计市场份额
表18 国内风电整机制造商海上风电机组研制情况
表19 我国风电机组出口情况
表20 2009年风电开发商新增装机容量
表21 2009年度各大开发商风电装机增长情况
表22 国家前五期风电特许权招标项目明细表
表23 我国风电标杆电价的详细区域范围
表24 几种噪声源的噪声水平比较
表25 各地政府出台的风电政策
表26 近年来国家风电政策变化要点
表27 全球风电发展情景综述
表28 风电在全球电力系统中所占的比例及装机容量和发电量
表29 GWEC对中国风电发展情景的分析
表30 中国风电发展对投资、就业和温室气体减排的贡献
表31 中国专家对风电发展情景的预测
表32 本报告专家对风电发展情景的预测
表33 风电的能源效益估算
表34 风电环境效益计算的相关参数
表35 风电的环境减排效益估算

# 中国风电发展报告

CHINA WIND POWER OUTLOOK

2010

GREENPEACE 绿色和平

绿色和平
地 址：北京市东城区新中街68号聚龙花园7号楼聚龙商务楼3层
邮 编：100027
电 话：＋86 10 6554 6931
传 真：＋86 10 6554 6932
网 页：www.greenpeace.cn

CREIA

中国资源综合利用协会可再生能源专业委员会
地 址：北京市西城区车公庄大街甲4号物华大厦A2106
邮 编：100044
电 话：＋86 10 6800 2617/18
传 真：＋86 10 6800 2674
网 页：www.creia.net
邮 箱：creia@creia.net

GWEC
GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL

Global Wind Energy Council
Add: Renewable Energy House Rue d'Arlon 63-65,
1040 Brussels, Belgium 100020
Tel: +32 2 400 1029
Fax: +32 2 546 1944
Web: www.gwec.net



100%再生纸印刷