

能源基金会研究课题

“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”



国家发改委能源研究所

二零一零年四月

项目资助机构：美国能源基金会

项目实施机构：国家发改委能源研究所

项目合作机构：中国风能协会

中国水电顾问集团

国家气象局

国家电网公司北京经济技术研究院

中国科学院电工研究所

目 录

目 录.....	i
图表目录.....	iv
一、 国民经济发展对风电的需求分析	1
(一) 我国中远期能源需求研究分析	1
1、 能源和电力消费现状.....	1
2、 一次能源和电力需求预测.....	2
(二) 我国中远期能源供应的情景分析.....	7
1、 中国能源发展战略导向.....	7
2、 中国电力供应前景.....	7
(三) 发电技术的技术经济比较、社会和环境效益分析.....	11
1、 成本比较.....	11
2、 能源环境比较.....	13
(四) 我国风电的总量展望.....	14
1、 国际对风电发展的远期展望.....	14
2、 国内对风电发展的远期展望.....	17
二、 风电大规模发展的资源条件	19
(一) 我国风电大规模发展的资源潜力分析.....	19
1、 我国风能资源评估总体状况.....	19
2、 我国风能资源分布及经济开发潜力.....	45
3、 我国风能资源评估结论和政策建议	68
三、 我国大规模发展风电的产业基础和技术发展方向	71
(一) 国际风电产业的发展历程及趋势	71
1、 风电市场发展历程.....	71
2、 风电产业发展历程.....	73
3、 风电技术发展历程.....	75
4、 国际风电发展趋势	78
(二) 我国风电大规模发展的产业基础保障	79
1、 风电市场快速发展	79

2、风电机组产业化基本实现	80
3、风电机组零部件配套基本完善	83
4、风电设备产能将实现稳步增长	84
5、风电开发成本下降	85
(三) 支撑我国风电大规模发展的产业技术路线分析	86
1、产业发展的目标	86
2、产业组织模式	88
3、未来产业发展的关键问题	88
4、产业发展技术路线	91
5、产业发展建议	95
四、大规模发展风电的电网支撑条件	98
(一) 国外电网适应风电大规模发展的经验总结	98
1、欧洲	98
2、美国	106
3、经验总结	110
(二) 我国电力系统特点	116
1、电源发展情况及特点	116
2、电网发展情况及特点	118
3、电力调度模式情况及特点	123
4、电源与电网的协调发展	124
(三) 我国电网大规模接入风电面临的挑战	125
1、更为集中的规模化开发模式	125
2、缺乏调节能力的单一电源结构	126
3、跨越式发展的任务艰巨	127
4、技术支撑体系仍很薄弱	128
5、电力市场发展尚不完善	129
6、技术层面上风电接入对电网规划和电力系统运行存在一定的影响	129
(四) 我国电力系统区域规划及各区域电网远景发展分析	133
1、电力负荷预测	133
2、未来电力流格局	135
3、未来主干电网发展架构	136
4、各区域电网发展模式	137
5、2020 年电网发展格局	138
6、2030 年电网发展格局	139
(五) 我国电网大规模接入风电可行性	140
1、建立强联大电网，为风电在更大区域内消纳提供通道	141
2、推进三北风电基地风电和其他电源外送	141

3、多项措施并举可满足风电大规模入网的电网调峰需求	143
五、我国2030年风电发展战略构想	147
(一) 发展步骤	147
1、情景方案	147
2、目标可行性	149
(二) 发展布局	152
1、2020年风电发展布局	153
2、2030年风电发展布局	154
(三) 投入产出分析	155
1、资金需求	155
2、能源效益	157
3、环境效益	157
4、社会效益	158
(四) 政策补贴	159
六、电网为适应风电大规模发展应对措施建议	161
(一) 技术层面	161
1、应尽早加强风电短期预报技术	161
2、尽早制定风电机组并网技术标准	162
3、未来应允许放弃一定的边际风电量，增加电网的总体调峰能力	162
4、加强具有调节能力的电力建设，增强电网总体调节能力	163
5、加大储能等新兴能源技术的研发和应用力度	163
(二) 制度层面	164
1、要加大风电项目建设管理，将风电建设纳入电网建设规划	164
2、建立系统的利益疏通和引导机制	164
3、发挥价格杠杆的作用，引导和鼓励各方的参与	165
4、实现技术层面措施的相应鼓励手段	165
参考文献	166

图表目录

图 1.1 我国 2003–2008 年能源消费增长情况	1
图 1.2 世界各国风电上网电价比较（2006 年）	11
图 1.3 OECD 国家主要发电技术的长期边际成本（LRMC）	12
图 1.4 截止 2008 年底世界风电市场发展	15
图 1.5 欧盟 2007 年部分国家风电在电力结构中的比例	15
图 2-1 2000 年亚洲 80m 高度上年平均风速分布.....	19
图 2-2 欧洲 12 个国家的 50m 高度风功率密度分布	20
图 2-3 印度 10 省风能资源分布图	21
图 2-4 美国 Montana 州 50m、70m 和 100m 高度上的年平均风速分布	23
图 2-5 第二次全国风能普查得到的风能资源分布图	24
图 2-6 1991 年根据船舶气象资料得到的中国近海风能功率密度分布.....	28
图 2-7 全国年平均风速分布图 (m/s)	30
图 2-8 全国年平均风功率密度分布图	30
图 2-9 SWERA 项目中的 15 个评估区域.....	36
图 2-10 NREL15 个风能资源评价区的 50m 高度风功率密度分布.....	38
图 2-11 WEST 风能资源数值模式系统流程图.....	40
图 2-12 中国风能数值模拟的区域划分	40
图 2-13 中国 50m 高度年平均风功能密度（单位：W/m ² ）	41
图 2-14 全国风能资源区划图（高度 50m）	41
图 2-15 中国近海风能资源数值模拟结果与基于船舶气象资料的评估结果的对比 ..	45
图 2-16 数值模拟法得到的 50m 高度年平均风功率密度分布	51
图 2-17~22 GIS 分析控制实验结果.....	55
图 2-23 3Tire 风能密度图.....	59
图 2-24 我国地形图	59
图 2-25 我国政区图	60
图 2-26 风能经济可开发量计算流程图	61
图 2-27 新疆自治区风资源集中区域图	62
图 2-28 新疆自治区哈密地区风资源集中区域图	62
图 2-29 新疆自治区哈密地区风能经济可开发量	63
图 2-30 新疆自治区其他重点风能资源区域图	63

图 2-31 甘肃省西部地区风资源集中区域图	64
图 2-32 甘肃省西部地区风能经济可开发量	64
图 2-33 内蒙古自治区西部地区风资源集中区域图	65
图 2-34 内蒙古自治区西部地区风能经济可开发量	65
图 2-35 内蒙古自治区东部地区风资源集中区域图	66
图 2-36 内蒙古自治区东部地区风能经济可开发量	66
图 2-37 河北省北部地区风资源集中区域图	67
图 2-38 河北省北部地区风能经济可开发量	67
 图 3-1 全球近海风电场装机容量变化	73
图 3-2 2008 年全球新增市场前十强	74
图 3-3 2008 年全球累计市场前十强份额	74
图 3-4 各国近海风电场装机容量变化	73
图 3-5 2008 年全球新增市场前十强	74
图 3-6 2008 年全球累计市场前十强份额	74
图 3-7 各国风电机组平均单机容量逐年变化情况	76
图 3-8 我国历年风电增长趋势图	80
图 3-9 2008 年中国新增市场份额	81
图 3-10 2008 年中国累计市场份额	81
图 3-11 2003-2008 年我国内资产品在当年新增市场的份额 (CWEA)	82
图 3-12 2003-2008 年我国内资产品在累计市场的份额 (CWEA)	82
图 3-13 2000-2008 年我国各年安装的风电机组平均功率 (CWEA)	82
图 3-14 我国风电整机及零部件产能规划及实际配套情况示意图 (CWEA) 错误！未定 义书签。	
 图 4-1 欧洲同步电网区域示意图	98
图 4-2 2008 年 Nordic 跨越边境输电能力及年初风电装机容量	101
图 4-3 Stage 1 电网加强方案 (红:HVDC 连接 蓝:AC 连接)	103
图 4-4 Stage 2 - 3 电网加强方案 (红:HVDC 连接 蓝:AC 连接)	103
图 4-5 截止到 2015 年德国电网建设规划	105
图 4-6 2007 年调整后的北美电力可靠性协会区域实体	107
图 4-7 2007 年夏季美国电网装机容量 (燃油+燃气≈45%)	107
图 4-8 美国电力负荷中心及风能资源分布	108
图 4-9 美国电网扩建概念性规划	110
图 4-10 丹麦电力系统	111

图 4-11 2003 年德国电网结构图	112
图 4-12 2006 年德国电源结构	112
图 4-13 2007 年 6 月底德国风电装机分布.....	114
图 4-14 全国发电装机容量增长情况.....	116
图 4-15 我国电源结构变化情况（单位：%）	117
图 4-16 2008 年我国电源布局情况	118
图 4-17 我国主干电网结构	120
图 4-18 2008 年全国联网和跨区输电现状图.....	123
图 4-19 我国未来电力流格局	136
图 4-20 2020 年我国电网互联格局	139
图 5.1 2030 年我国风电发电量发展趋势	150
图 5.2 中国未来电力需求预测.....	151
图 5.3 2030 年风电在我国电力系统中比例的情景	152
图 5.4 风电机组造价下降趋势.....	156

表 1.1 我国一次能源消费总量和结构.....	2
表 1.2 一些国际机构的中国中长期能源需求展望结果（亿 tce）.....	4
表 1.3 国内一些机构的中国中长期能源需求展望结果（亿 tce）.....	5
表 1.4 2030 年中国能源和电力需求预测.....	6
表 1.5 中国 2030 年发电供应情景.....	10
表 1.6 各类发电成本比较.....	13
表 1.7 2007 年平均上网电价比较.....	13
表 1.8 不同发电方式的污染物排放情况.....	14
 表 2-1 不同机构测算我国陆上风能资源的评估结果.....	26
表 2-2 不同机构对海上风能资源的估计.....	29
表 2-3 全国风能资源储藏量表（单位：万 kW）.....	35
表 2-4 NREL15 个风能资源评价区总的风能资源储量估算结果	37
表 2-5 NREL15 个风能资源评价区分省的风能资源储量估算结果	38
表 2-6 全国陆地上风能资源数值模拟结果.....	42
表 2-7 与 SWERA 项目中美国 NREL 对中国陆地风能资源评估结果的比较.....	43
表 2-8 与 SWERA 项目中美国 NREL 对中国近海风能资源评估结果的比较.....	44
表 2-9 风能区划标准（单位：W/m ² ）	45
表 2-10 装机容量系数与 GIS 坡度的对应关系	49
表 2-11 风功率密度等级表	50
表 2-12 陆地风能资源 GIS 分析的控制实验设置	51
表 2-13 6 个 GIS 分析控制实验的陆地风能资源不可开发区域面积分析	52
表 2-14 6 个 GIS 分析控制实验的陆地风能资源限制开发区域面积分析	52
表 2-15 中国陆地风能资源潜在开发量的 GIS 分析结果	53
表 2-16 我国重点区域风能资源经济可开发总量表.....	68
表 2-17 我国风能资源潜在开发量的 GIS 分析结果（单位：亿 kW）	69
 表 3-1 我国风电大规模发展技术路线图（2009-2030）	94
表 4-1 2008 年电力负荷	99
表 4-2 欧盟各国风电装机容量统计（单位：MW）	100
表 4-3 各研究水平年高中低方案的装机容量（单位:MW）	102
表 4-4 德国风电装机容量（单位：GW）	104
表 4-5 2008 年底美国风电累计装机十强州.....	108

表 4-6 1978~2009 年电网各电压等级建设发展情况	118
表 4-7 全社会用电量需求预测（单位：亿 kWh）	134
表 4-8 最大负荷需求预测（单位：万 kW）	134
表 5-1 风电发展情景	150
表 5-2 2030 年风电发展布局方案	152
表 5-3 2030 年风电的投资额度	156
表 5-4 2030 年风电的能源替代效益	157
表 5-5 燃煤发电的环境损害系数	158
表 5-6 2030 年三种情景下风电的环境效益	158
表 5-7 2030 年三种情景下风电的社会效益	159
表 5-7 2030 年三种方案风电发展布局	159

一、国民经济发展对风电的需求分析

目前，我国正处于经济高速增长期，虽然当前受金融危机的影响，我国的经济增长速度有所放缓，但经济增长的总体趋势没有发生大的改变。经济高速增长带动能源需求快速增长，目前，我国已是世界第一煤炭生产与消费国，第二能源生产与消费国，并且正在建设世界上最大的火力发电系统。改善能源结构、增加清洁能源的比例、大力发展可再生能源，已经成为我国能源建设的重要任务，并陆续通过“国民经济和社会发展‘十一五’规划纲要”、《可再生能源法》和《能源白皮书》等国家纲领性的法律和政策文件确定下来。

(一) 我国中远期能源需求研究分析

1、能源和电力消费现状

2008年我国能源消费总量达到28.5亿tce,其中煤炭占68.7%，石油占18.0%，天然气占3.4%，其他9.9%来自于核电、水电、风电、生物质能等新能源和可再生能源。从总量上看，我国能源消费已居世界第二位，并且接近第一位的美国(约33亿tce)的水平。

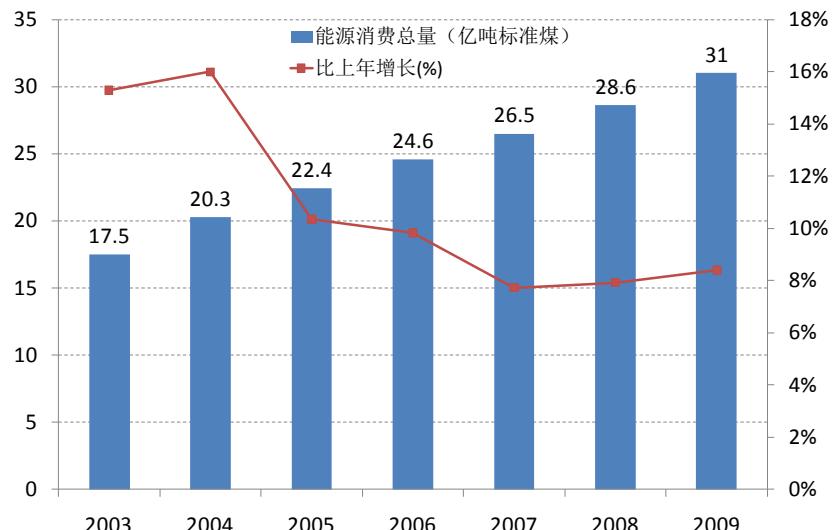


图 1-1 我国 2003-2009 年能源消费增长情况

(资料来源：2003-2009 年国民经济和社会发展统计公报)

在电力方面，2004 年后，我国每年新增电力装机超过 5000 万 kW，到 2009 年底，我国电力总装机为 8.94 亿 kW。2009 年，全国社会用电量达到 3.6 万亿千瓦时。煤炭一直是主要的发电电源，2008 年煤炭发电量占总量的 80.5%，水电占 16.9%。风电、生物质能发电等在电力装机容量中占 2% 左右，并且在近几年呈快速上升的趋势（2003 年仅占总装机容量的 0.2%），从发电量角度看，2008 年风能、生物质能、太阳能发电量估计提供全部电力消费量 0.7%。

表 1-1 我国一次能源消费总量和结构

年	能源消费总量 (万 tce)	能源消费结构 (%)			
		煤 炭	石 油	天 然 气	水 电、核 电、风 电
1952	4695	95.00	3.37	0.02	1.61
1978	57144	70.67	22.73	3.20	3.40
2008	2,850,000	68.70	18.00	3.80	9.50

资料来源：历年《中国统计年鉴》，2008 年《国民经济和社会发展统计公报》

2、一次能源和电力需求预测

根据各方面的预计，我国能源消费总量在未来相当长的时期内，仍将保持一定的增长速度。从人均能耗上看，2008 年我国人均能耗为 2159 千克标准煤/人，仍低于 2439 千克标准煤/人的世界平均水平。一方面，分析我国经济发展形势和未来趋势，今后二十年仍将是工业化和城市化进程快速推进时期，以住房、汽车为主的居民消费结构升级将带动产业结构优化升级，工业化的持续发展将带动城市化的快速推进，因此，经济的增长仍需要足够的能源供应的支撑。

国际能源署（IEA）和美国能源信息署（EIA）的研究认为，在趋势照常的基准情景下，自 2006 到 2030 年间，我国 GDP 将保持 6~6.4% 的增速，能源需求年均增长约 3~4%；到 2020 年，我国能源需求量将超过 40 亿吨标煤，2030 年将达到约 55 亿吨标煤。如果 GDP 增长速度超过预期，2030 年能源需求总量将超过 60 亿吨标煤。也有一些研究机构，如日本能源经济所（IEEJ）、绿色和平和欧洲可再生能源委员会甚至认为中国可以在保持年均 6% 左右增速的情况下，也可能做到能源需求增长较少。如表 1.2 所示。

国家信息中心、国家发改委能源研究所等机构的预测表明（见表 1-3），在较高的经济增长速度下，我国 2020 年能源需求将可能近 50 亿 tce，2030 年可能

达到 60 亿 tce，2050 年甚至可能达到 70 亿 tce。但所有预测分析也都认为能源消费将受到供应能力的制约，现在的增长速度难以持续。因此，也有研究情景认为，如果经济速度不要过高，加上强化节能或强调低碳发展，也有可能使一次能源需求在 2020 年、2030 年和 2050 年的一次能源需求可能分别控制在 40 亿、45 亿和 50 亿 tce 左右。

与一次能源需求增长形势一致，我国电力需求也将在今后数十年内保持快速增长态势。国际能源署预测（IEA, 2007/8），在参考情景下，中国电力需求 2030 年前将年均增长 4.6%，2030 年的年电力需求量将比 2005/2006 年增长近 2 倍，达到 8.2~8.5 万亿 kWh。也就是说，中国预计在 2015 年后成为全球最大电力消费国。在国际能源署更注重节能的可选择政策情景下，2030 年中国电力需求也将达到 7.4 万亿 kWh。能源研究所也在 2007 年的节能优先课题和 2008 年的低碳发展课题中曾对我国电力需求做了较低的预测，2030 年电力需求量在参考情景和低碳发展情景下分别为 8.2 万亿 kWh 和 6.7 万亿 kWh。日本能源经济研究所（IEEJ）的预测更低，2030 年电力需求量在参考情景和低碳发展情景下分别为 6.4 万亿 kWh 和 5.3 万亿 kWh。在中国工程院目前开展的我国能源中长期（2030、2050 年）发展战略研究报告中，选用高速、规划和低速发展方案对 2030 年的电力需求进行了预测，三方案的电力需求分别约为 9.0 万亿 kWh（规划方案）、10.4 万亿 kWh（高方案）和 8.1 万亿 kWh（低方案）。

总之，有关未来我国的电力需求总量的预计还存在着较大的不确定性，这一方面是由于不同的机构在不同的时间对未来做出的预测，这不可避免会受到最新发展形势的影响，从而会不断修正对未来发展的判断；另一方面，未来的发展道路有多种方式，这导致情景分析的路径不同时，对未来总量的分析结果会产生较大差异，因而，情景分析前面的各种假设条件，是各个预测结果不能忽视的前提条件。

表 1-2 一些国际机构的中国中长期能源需求展望结果（亿 tce）

		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2006-2030年GDP年均增长率 预测 (%)
IEA(2008)	基准情景	/	/	41.5	46.9	51.8	55.5	6.1
IEA(2007)	基准情景	24.9	/	40.7	/	/	54.6	6
	政策情景	24.9	/	39.2	/	/	46.5	6
	高增速情景	24.9	/	44.8	/	/	67.0	7.5
IEEJ(2007)	基准情景	21.3	27.4	/	36.0	/	44.7	6.2
	先进技术情景	21.3	25.7	/	30.7	/	35.5	6.2
绿色和平和欧洲可 再生能源委员会 (2007)	能源革命情景	/	19.5	21.3	23.4	25.2	26.0	6.0

表 1-3 国内一些机构的中国中长期能源需求展望结果（亿 tce）

		2005	2010	2020	2030	2040	2050	GDP 年均增长率预测 (%)	
								2006-2030	2006-2050
国家信息中心和国务院发展研究中心 (2007)	基准情景	22.5	30.6	43.2	52.3	59.2	63.0	7.5	5.8
	低增速情景	22.5	29.7	38.0	43.9	49.0	51.5	6.4	5.0
	高增速情景	22.5	31.5	49.0	62.7	72.9	79.1	8.7	6.7
国家发改委能源研究所节能优先课题组(2007)		22.5	29.0	36.8	41.4			7.7	
国家发改委能源研究所低碳发展课题组 (2008)	节能情景	22.5	31.0	47.7	58.5 (2035 年)		66.9	8.1	6.4
	低碳情景	22.5	29.7	39.6	48.4 (2035 年)		55.6	8.1	6.4
	强化低碳情景	22.5	29.2	38.5	46.0 (2035 年)		50.2	8.1	6.4

表 1-4 2030 年中国能源和电力需求预测

研究机构/基年	情景	一次能源需求(亿 tce)	总发电量需求(万亿 kWh)	装机容量(亿 kW)
国际能源署 (IEA,2007) 基期: 2005 年	参考情景:	54.6	8.5	17.75
	可选择政策情景	46.5	7.4	16.27
	高经济增长情景	67.0	N/A	N/A
国际能源署 (IEA, 2008) 基期: 2006	参考情景	55.5	8.2	18.67
日本能源经济研究所 (IIEJ) 基期: 2005 年	参考情景	44.7	6.4	N/A
	技术进步情景	35.5	5.3	N/A
国家发改委能源研究所 ——2050 情景研究 基期: 2005 年	基准情景	57.78	8.2	18.29
	低碳发展情景	43.37	6.7	15.75
我国能源中长期 (2030、 2050) 发展战略研究 基期: 2007 年	规划方案	N/A	9.0	N/A
	高速发展方案	N/A	10.4	N/A
	低速发展方案	N/A	8.1	N/A

(二) 我国中远期能源供应的情景分析

1、中国能源发展战略导向

我国能源资源的特点是总量比较丰富，但人均能源资源拥有量较低，优质资源少，能源资源赋存分布不均衡，开发难度较大。中国拥有较为丰富的化石能源资源。其中，煤炭占主导地位。2006年，煤炭保有资源量10,345亿吨，剩余探明可采储量约占世界的13%，列世界第三位。已探明的石油、天然气资源储量相对不足，油页岩、煤层气等非常规化石能源储量潜力较大。但是，煤炭、水能和风能资源主要分布在西部地区，中国主要能源和电力消费地区集中在东南沿海经济发达地区，使得大规模、长距离的煤炭、电力输送成为中国能源开发利用的基本格局。

随着中国经济的较快发展和工业化、城镇化进程的加快，能源需求不断增长，构建稳定、经济、清洁、安全的能源供应体系面临着重大挑战，突出表现为：资源约束突出，能源消费以煤为主，环境压力加大。由于中国优质能源资源相对不足，制约了供应能力的提高；能源资源分布不均，也增加了持续稳定供应的难度。煤炭是中国的主要能源，以煤为主的能源结构在未来相当长时期内难以改变，加大了环境保护的压力。煤炭消费是造成煤烟型大气污染的主要原因，也是温室气体排放的主要来源。

为此，《中国的能源状况与政策》指出，新的中国能源战略不再提以煤为主，而是把“立足国内、多元发展、保护环境”作为成为可持续能源供应战略的核心内容。中国将主要依靠国内增加能源供给，通过稳步提高国内安全供给能力，不断满足能源市场日益增长的需求；通过有序发展煤炭，积极发展电力，加快发展石油天然气，鼓励开发煤层气，大力发展水电等可再生能源，积极推进核电建设，科学发展替代能源，优化能源结构，实现多能互补，保证能源的稳定供应；以建设资源节约型和环境友好型社会为目标，积极促进能源与环境的协调发展。

2、中国电力供应前景

电力供应是现代清洁能源供应体系的核心。《中国能源状况和政策》指出，

我国将积极发展电力，坚持以结构调整为主线，优化电源结构。在综合考虑资源、技术、环保和市场等因素的基础上，优化发展煤电，建设大型煤电基地，鼓励发展坑口电站，重点发展大型高效环保机组；积极发展热电联产，加快淘汰落后的小火电机组；在保护生态、妥善解决移民问题的条件下，大力水电；积极推进核电建设；适度发展天然气发电；鼓励可再生能源和新能源发电；加强区域和输配电网络建设，扩大西电东送规模；实行电力统一规划和调度，建立健全电力安全应急体系，提高电力系统的安全可靠性；继续加强电力需求侧管理，实行节能调度，努力提高能源利用效率。

普遍预计，电力作为清洁二次能源，在我国能源结构中的地位进一步增加。燃煤发电在未来我国电力发展中将占主导地位，但煤电的比例在未来会进一步下降。预计 2020 年后，600MW 及以上超临界、超超临界燃煤机组将成为电网的主力机组，并开始实现 400MW 级 IGCC 多联产商业化项目，热电联产（CHP）普遍用于大中城市采暖。水电、气电、核电的装机容量比例也会相应提高，其中水电和核电将在今后新增发电装机中占重要地位，抽水蓄能发电将显著增加，部分地区建设天然气热电联产项目以提供清洁高效能源和调峰电源。可再生能源发电，特别是风电的装机容量所占比例进一步加大。

但是，建立清洁、高效的电力供应体系仍将是一个艰巨的任务。如果按照原有发展趋势，虽然电源结构将有所优化，但我国能源和电力供应发展趋势仍将严重依赖煤炭发电，从环境、经济、社会等方面来看具有明显的不可持续性。根据国际能源署的预测（IEA,2007,2008），在参考情景中，2030 年煤电装机容量达到约 12.59~13.32 亿 kW（此处上下限分别为两次研究中的基准情景值，后同），年发电量达到约 6.3~6.6 万亿 kWh，仍将占中国电力装机容量的 71% 和发电量的 77~78%。而风电等非水电可再生能源发电的装机容量仅为 0.77~1.1 亿 kW，年发电量仅为 0.26~0.32 万亿 kWh，分别占全国电力装机容量的 4~5% 和 3~4%。其中，风电的装机容量和年发电量分别约为 0.49~0.64 亿 kW 和 0.13~0.15 万亿 kWh，在非水电可再生能源发电中的比重均超过一半，但在总装机容量和总发电量中的比例分别仅为 2.8~3.4% 和 1.6~1.9%。

即使在“可选择政策情景”下，根据 IEA 的预测，2030 年煤电装机容量也将达到约 9.1 亿 kW，年发电量达到约 4.7 万亿 kWh，仍将占中国电力装机容量的

56%和发电量的 64%。而风电等非水电可再生能源发电的装机容量仅为 1.5 亿 kW, 年发电量仅为 0.49 万亿 kWh, 分别占全国电力装机容量的 9%和 7%。其中, 风电的装机容量和年发电量分别约为 0.79 亿 kW 和 0.21 万亿 kWh, 在总装机容量和总发电量中的比例分别仅为 4.9%和 2.8%。

表 1-5 中国 2030 年发电供应情景

研究机构， 年份	情景	项目	总发电 量	煤电	油电	气电	核电	水电	生物质 发电	风电	地热发 电	太阳能 发电	海洋能 发电
IEA, 2008	参考 情景	装机(亿 kW)	18.67	13.32	0.18	0.6	0.36	3.1	0.22	0.64	0.01	0.24	0
		比例(%)	100	71	1	3	2	17	1	3	0	1	0
		发电量(亿 kWh)	82410	63350	560	2150	2980	10200	1120	1540	50	470	0
		比例 (%)	100	77	1	3	4	12	1	2	0	1	0
IEA, 2007	参考 情景	装机(亿 kW)	17.75	12.59	0.11	0.98	0.31	3	0.18	0.49	0.01	0.09	0
		比例 (%)	100	71	1	6	2	17	1	3	0	0	0
		发电量(亿 kWh)	84720	65860	490	3130	2560	10050	1100	1330	50	150	0
		比例 (%)	100	78	1	4	3	12	1	2	0	0	0
	可选 择政 策情 景	装机(亿 kW)	16.27	9.1	0.11	1.2	0.55	3.8	0.39	0.79	0.01	0.31	0
		比例 (%)	100	56	1	7	3	23	2	5	0	2	0
		发电量(亿 kWh)	74350	47360	480	4270	4590	12700	2220	2070	70	590	0
		比例 (%)	100	64	1	6	6	17	3	3	0	1	0

(三) 发电技术的技术经济比较、社会和环境效益分析

1、成本比较

根据国际上评价研究，目前风力发电与气电和核电的上网电价基本相当，已经初步具备经济竞争力和生存力。图 1.2 是世界各国风电上网电价比较^[1]，可以看出，风电价格与常规发电已经较为接近。如果考虑二氧化碳成本（2020 年 50 美元/吨，2030 年 110 美元/吨），则各类能源发电技术的总成本对比将明显改变，风电将与核电一起成为成本最低的大规模发电技术（见图 1.3）。

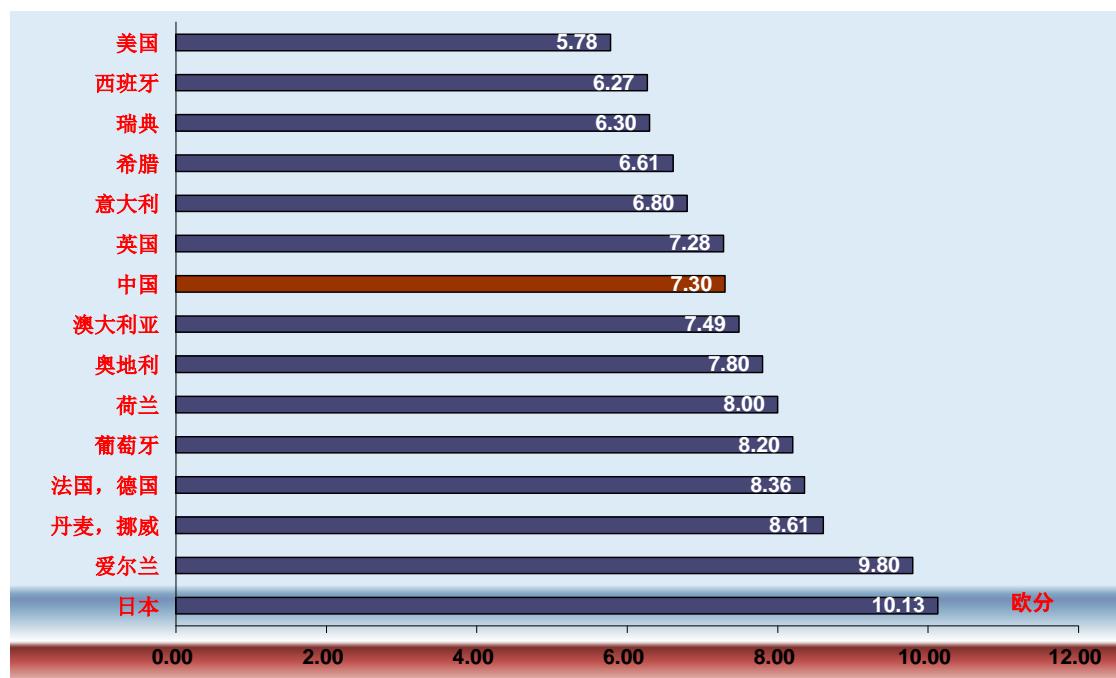
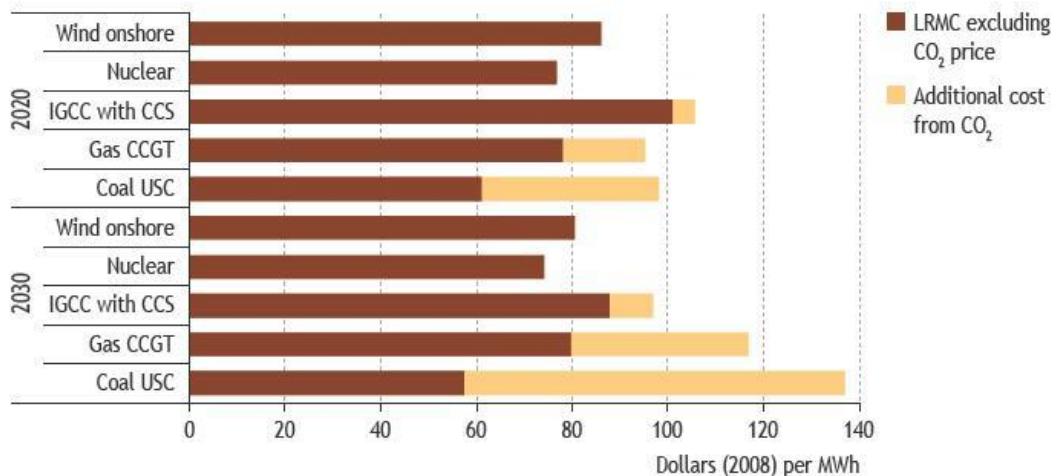


图 1-2 世界各国风电上网电价比较（2006 年）

^[1] 李俊峰 高虎等，我国风力发电价格政策研究报告，2006 年 11 月



Note: The CO₂ price used is \$50 per tonne in 2020 and \$110 per tonne in 2030, consistent with the price under cap-and-trade in OECD+. USC refers to ultra-supercritical steam conditions.

图 1-3 OECD 国家主要发电技术的长期边际成本 (LRMC) (IEA, WEO2009)

我国目前煤电的成本和上网电价普遍较低，而风电的成本和上网电价明显高于煤电，与核电和气电基本相当，见表 1.6 和表 1.7。但是我国未来常规发电将必定选择高效、环保、安全、经济的发电技术，并实行更严格的资源环境政策，使得煤电和气电成本将呈上升趋势。预计到 2020 年以后，火电受制于资源和环境约束，在成本方面不再具有优势。而风电成本将随着技术进步而呈下降趋势。在风电的投资成本中，风电主机的成本约占 70% 左右。2008 年，我国风电机组的主流国产风机的平均价格为 6500 元/kW，由于国内风电整机制造业的快速发展，从 2008 年到 2009 年，风电主机造价降至 5500 元/kW，降幅达 15%；从 2009 年到 2010 年，主流机型的报价进一步降至 4500 元左右。价格下降表明市场存在着激烈的竞争，也表明未来仍有一定下降空间。

对于风电的发电成本，目前我国最新颁布的四类风资源区上网电价在 0.51~0.61 元/kWh，成本约在 0.36~0.44 元/kWh。随着风电设备单位投资水平下降、风电场选址水平提高以及风电机组利用率及效率的提高，产业界预计，到 2020 年风电成本在目前的基础上还可以降低 20%，风电发电成本预计低于 0.4 元/kWh，从而具有和清洁火电竞争的优势。从当前风电的产业发展趋势来看，未来风电经济性的改善是极有可能实现的。

表 1-6 各类发电成本比较

类型		燃煤 2×1000MW	燃气 2×300MW9F	核电 2×1000MW	风电 33×1.5MW
投资成本	动态投资	元/kW	4025	3900	13000
	年利用小时	h/a	5500	3500	7000
	经济寿命	a	25	20	25
	厂用电率	%	5.5	3	4
	合计	元/kWh	0.031	0.057	0.077
燃料成本	燃料价格	元/T	500	1.6	0
	机组效率	%	44	55	0
	合计	元/kWh	0.195	0.269	0.015
运行成本	合计	元/kWh	0.0158	0.0239	0.0168
单位发电成本	总计	元/kWh	0.2423	0.3501	0.1092

表 1-7 2007 年平均上网电价比较

	水电	煤电	气电	核电	风电
上网电价 (元/kWh)	0.20	0.385	0.50	0.60	0.51-0.61

2、能源环境比较

能源的大量开发和利用导致大量排放污染物和二氧化碳，是造成环境污染和气候变化的主要原因之一。能源行业在控制排放方面必须发挥核心作用。正如 IEA 在世界能源展望 2008 中表述，世界能源体系正面临着抉择。因此，长远来看，在经济高速增长带来的能源需求持续强劲增长以及全球气候变暖对碳排放的约束下，在能源部门大范围改善能效和快速转向其他可再生能源等清洁低碳技术显得尤为重要。

我国电源结构以煤炭为主，导致电力部门成为 CO₂、SO₂、粉尘等温室气体和大气污染物的主要来源。一直以来电力行业是 SO₂ 排放占全国总量的 1/2 左右。2006 年，电力行业 SO₂ 排放 1346 万吨，约占全国 SO₂ 排放总量的 52%。经过不完全核算，2004 年电力行业造成的大气污染经济损失约为 663 亿元，其中，电

力行业排放烟尘造成的经济损失约为 345.亿元，排放 SO_2 造成的经济损失约为 318 亿元。

我国政府将保护环境作为一项基本国策，高度重视环境保护和应对气候变化，一方面更加重视能源特别是煤炭的清洁利用，另一方面要发挥优化能源结构在减缓气候变化中的作用，努力降低化石能源消耗。

相关研究显示，风电项目在运行发电阶段的各类排放物基本为零，远低于燃煤、燃气和核能发电（见表 1.8）。风电不仅在生产环节具有清洁的特性，即使从能量平衡和资源消耗的角度分析，风电设备制造所消耗的能源也很少，在风电设备投产运行 3~6 个月后即可通过发电完全回收。风电对土地、水资源等的要求小，对环境的影响有限。

表 1-8 不同发电方式的污染物排放情况

类别	SO_2 g/kWh	NOx g/kWh	CO_2 g-C/kWh	烟尘 g/kWh	乏燃料
水电	-	-	1~6	-	-
常规燃煤	7.52	2.78	183.6	2.4	-
脱硫燃煤	0.75	2.78	183.6	2.4	-
燃气	0~0.25	0~0.31	90	-	-
核电 (1000MW)	-	-	1~6	-	25T乏燃料/年
风电	-	-	-	-	-

(四) 我国风电的总量展望

1、国际对风电发展的远期展望

风力发电技术从 1980 年开始逐渐发展起来，90 年代中期欧盟进入风电规模化阶段，尔后美国，以及中国，印度都先后进入了规模发展阶段。截止到 2009 年底，全球的风电总装机容量达到了 1.58 亿 kW（见图 1.4），风力发电成为继水电之后，第一个超过亿千瓦的、成熟的可再生能源发电技术。从区域分布看，欧洲、北美和亚洲仍然是世界风电发展的三大主要市场。在欧洲，风电已连续两年成为新增的第一大电源，在北美地区，风电也多年仅次于天然气发电，居第二位。从国别来看，2009 年，美国仍跃居全球风电装机首位，同时也成为第二个

风电装机容量超过 2000 万 kW 的风电大国。在北美、欧洲风电快速扩大的情况下，这些地区的风电在电力系统中的比例也不断提高（图 1.5）。

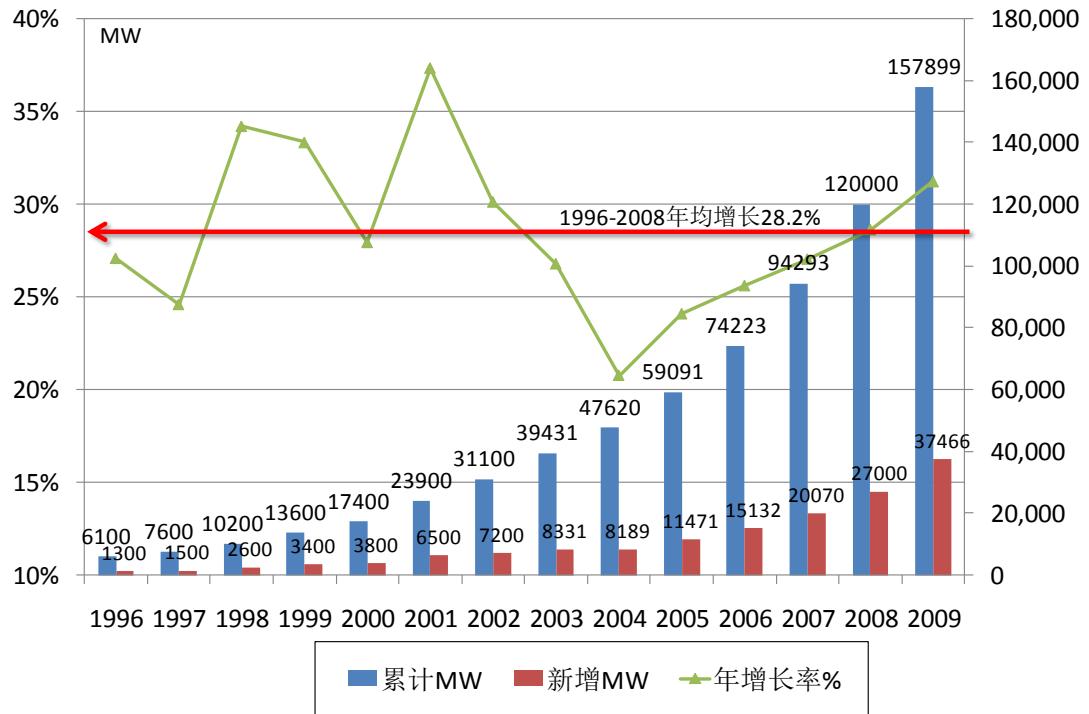


图 1-4 2009 年世界风电市场发展状况

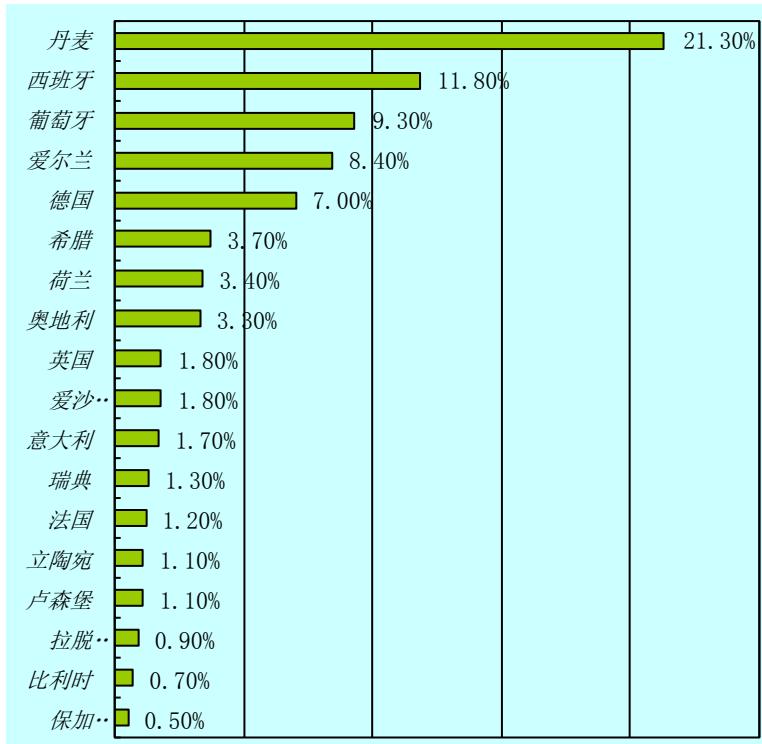


图 1-5a 欧盟 2007 年部分国家风电在电力结构中的比例

(资料来源：欧洲风能协会 EWEA, 2009)

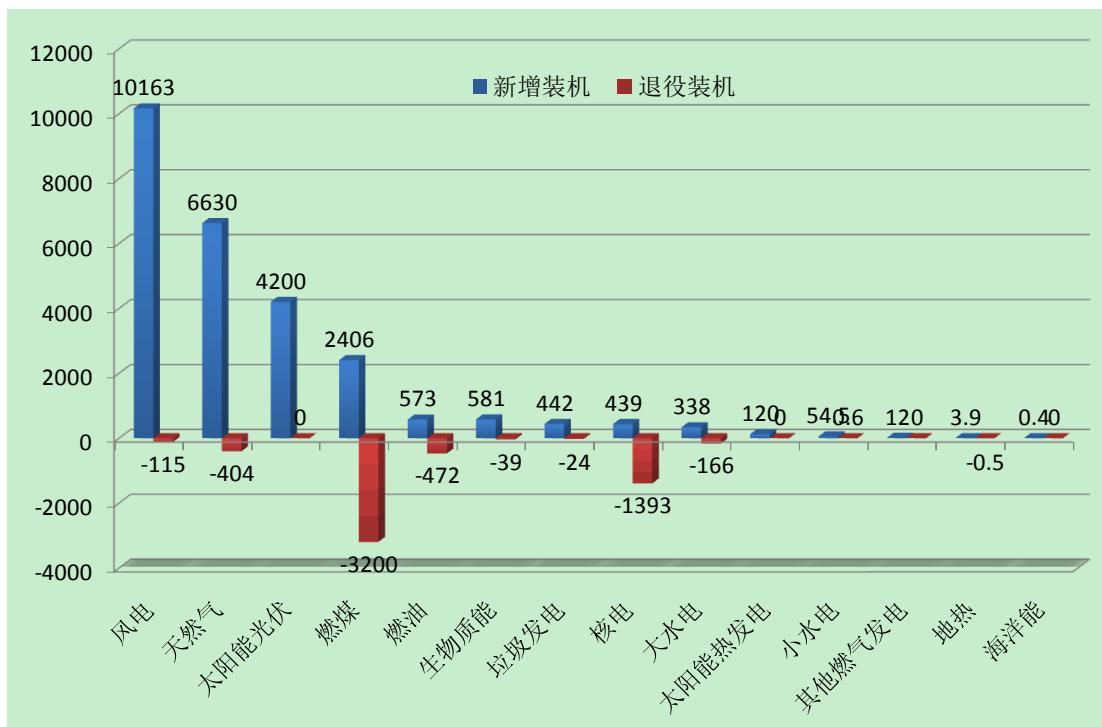


图 1-5b 2009 年欧洲电源变化趋势

(资料来源：欧洲风能协会 EWEA, 2010)

风电已成为世界各国的重要替代能源技术，预计将在今后数十年内欧盟、美国等发达国家率先实现大规模、高比例的发展。IEA《世界能源展望 2008》预测，在参考情景下，2030 年风电在欧盟地区发电量的比例达到 14%（占新增部分的 60%），在美国达到 6.2%（占新增部分的 30%）。IEA《世界能源展望 2009》预计，在 450 情景中，全球风电发电量年均增长 12.8%，2030 年达到 2779 亿 kWh（其中 778 亿 kWh 来自海上风电），届时占全球发电总量的 9.2%。

事实上，欧美提出了更积极的战略目标，均认为 2030 年风电可满足其 20% 的电力需求。2007 年初，欧洲修订了风电发展计划和目标：到 2020 年欧洲风电装机达到 180GW，发电量达到 4300 亿 kWh，分别占欧洲发电装机容量和发电量的 20% 和 12%；2030 年风电装机容量要达到 300GW，发电量要达到 7200 亿 kWh，届时分别占欧盟发电装机容量和发电量的 35% 和 20%。因此，在不太遥远的未来，风电将成为欧洲以至于世界的主要替代能源之一。2008 年 5 月，美国能源部发布研究报告，认为 2030 年风电能够满足 20% 美国电力需求，届时美国风电装机可增加到 305GW。

2、国内对风电发展的远期展望

2000年以来，特别是可再生能源法实施以来，我国风电产业率先加速发展，目前已经开始规模化发展，具有了初步的产业体系轮廓，表现出了竞争力不断增强的可喜发展势头，进入快速规模化发展阶段。大型并网风电总装机容量从2000年的35万kW增长到了2008年的1220万kW，年均增长52%；至2009，风电累计装机容量已达2412万kW。从2006年起，我国风电新增装机已连续四年翻番，我国风电的发展令世界瞩目。特别是2008年以来，我国开始在内蒙古、新疆、甘肃、河北、山东和江苏沿海地区规划筹建八个千万千瓦风电基地，将形成一批“风电三峡”。从我国风电产业的发展进程分析，我国目前虽然还处于从“技术引进”到“自主创新”的过渡阶段，但2005年时的起步相比，目前已经初步建立起风电产业体系。从目前产业的实际发展形势分析，我国的风电产业应该完全能够满足未来2030、2050年风电大规模发展的需要，风电产业应当不会成为未来风能资源开发的瓶颈性问题。

风电作为目前技术成熟、发展潜力较大的可再生能源技术，可以且应该在中国的长期能源和电力供应中发挥更大作用。从当前国际能源技术发展的趋势以及我国能源发展面临的挑战分析，还没有任何一种能源技术不受资源禀赋、技术水平、产业基础、环境保护等各种条件的限制，能全部解决未来我们能源方面的问题。然而，除水能之外的所有可再生能源，风能无疑是世界上公认的最接近商业化的可再生能源技术之一——与太阳能、生物质能相比，风能的产业化基础最好，经济性优势最明显，而且不存在生物质能所面临的资源约束，另外也没有任何大的环境影响。虽然风能的发展也仍旧面临着很多技术性或非技术性的限制因素，但风能有理由成为未来我国可持续能源产业中重要的组成部分，在可预见的时间内（2030-2050年），风能都将是是我国最有可能大规模发展的能源资源之一。

随着风电的快速发展，原有风电发展目标已不能适应发展形势，正探讨2020年形成1~1.5亿kW装机的新目标，可为2030年更大规模发展风电奠定基础。国内外众多机构对我国2030年风电可能发展的规模都充满了期望，并且判断风能届时将能够并列于火电、水电、核电成为我国第四大电源，发挥战略性的作用。

相关研究结果显示，在2030年我国电力需求将达到最低5~6万亿kWh，最高可达7~8万亿kWh。据估计，包括海上风电在内，我国风电技术可开发潜力可

能在 7~12 亿 kW 的规模，如 2030 年风电装机达到 3 亿 kW，约可以提供 7000 亿 kWh 的电量，届时将会满足全国 10% 的电力需求。也就是说，风电具备发挥战略性作用的潜力。

因此，风电在政策、技术、产业、成本上有着明确的发展预期，对环境等不产生负面影响，我国的风能资源也能够保障大规模发展目标的实现。因而，风电在我国应该是一种优先发展的能源。

二、风电大规模发展的资源条件

(一) 我国风电大规模发展的资源潜力分析

1、我国风能资源评估总体状况

1) 风能资源评估方法

目前，国内外现有的风能资源评估的技术手段有三种：基于气象站历史观测资料的评估、基于气象塔观测资料的评估以及风能资源评估的数值模拟。

✓ 基于气象站历史观测资料的统计分析方法

美国斯坦福大学根据全球 1998~2004 年 7753 个地面气象站和 446 个探空气象站的观测资料，采用最小二乘法得到每个观测站的风速垂直廓线，之后通过插值方法得到了全球 80m 高度上风能资源的分布。但这个分布是离散式的，图 2-1 是亚洲地区的风能资源分布，由于各国参加国际交换的气象观测资料很有限，例如中国有 2500 多气象站，参加国际气象资料交换的站只有 200 多个，因此图 2-1 只反映出我国的沿海地区有较丰富的风能资源，而内蒙和新疆丰富的风能资源都没有反映出来。因此，斯坦福大学的风能资源评估结果宏观上、部分地给出了全球风能资源的大体分布状况。

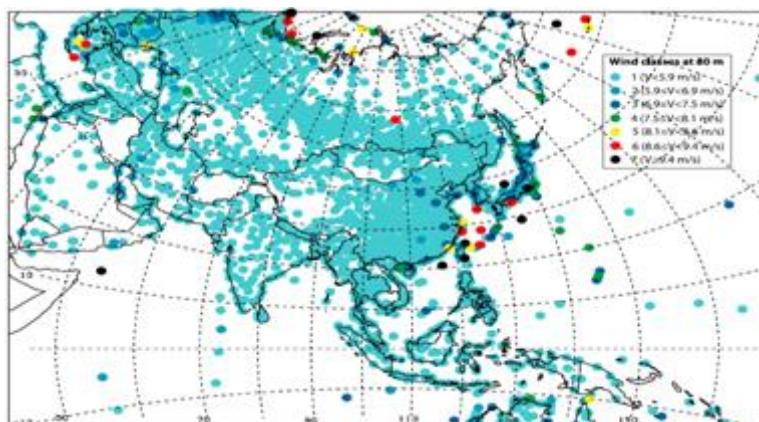


图 2-1 2000 年亚洲 80m 高度上年平均风速分布

丹麦 Risoe 国家实验室收集了欧洲 12 个国家 220 个气象站的观测资料，但各气象站的观测时段并不同步，总体上是从 1961 年到 1988 年，最长的观测时段是 19 年，最短的观测时段是 1 年，大多数的资料长度接近 10 年。首先剔除气象站周围建筑物的影响，对气象站实测资料进行订正；然后根据欧洲的地形地表条件，分成了 5 类地形：山区、平原、沿海、离岸 10km 的海域和缓坡地形，再考虑各气象站的地表粗糙度，计算风速随高度变化的垂直廓线，最终计算 50m 高度的 Weibull 分布参数，给出了 50m 高度的风功率密度分布（图 2-2）。

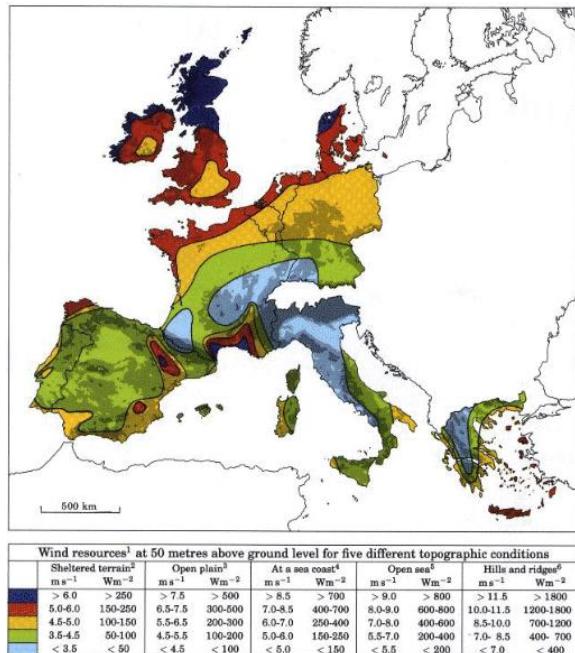


图 2-2 欧洲 12 个国家的 50m 高度风功率密度分布

中国气象局分别在 80 年代和 90 年代开展了两次风能资源普查，均是采用对气象站历史测风资料的统计分析方法，计算各气象站的平均风速、Weibull 参数等风能参数，在垂直高度上没有进行外推，最后给出 10m 高度上风能资源分布图谱。我国大陆上内蒙和新疆风能资源最丰富，年风能密度 100~200 W/m^2 ，其次是中国东部沿岸，其中渤海、黄海、南海沿岸风能密度为 50~100 W/m^2 ，浙江、福建沿岸达 100~200 W/m^2 。陆地上 10m 高度可开发的风能资源总储量为 2.53 亿 kW。国家发展和改革委组织的我国第三次风能普查于 2003 年启动，采用了 2000 多个气象站的 30 年历史观测资料，虽然技术方法上没有更新，但所用的气象站点数比第二次普查的 900 多个站增加了 2 倍多，因此新的中国风能资源分布图谱

会更接近实际情况。

总而言之，基于气象站观测资料的风能资源评估主要存在三方面的问题：第一，气象站测风高度只有 10m，而风机的轮毂高度大多数都在 50m 和 70m，近地层风速随高度的变化取决于局地地形和地表条件以及大气稳定度，因此从 10m 高度的风能资源很难准确推断风机轮毂高度的风能资源；第二，我国气象站的间距是 50—200 km，东部地区气象站分布密度较大，西部地区分布稀少，西部的统计分析结果的误差就会很大，即使是 50 km 分辨率的统计计算结果也只能宏观地反映我国风能资源的分布趋势，不能较准确的定量确定一个区域可开发风能资源的覆盖范围和风能储量；第三，我国的气象站大多数都位于城镇，由于城市化的影响，城镇地区的风速相对较小，对风能资源评估结果有一定影响。所以，基于气象站观测资料的风能资源评估还不能满足我国制定风电发展规划对风能资源评估的需求。

✓ 基于气象塔观测资料的统计分析方法

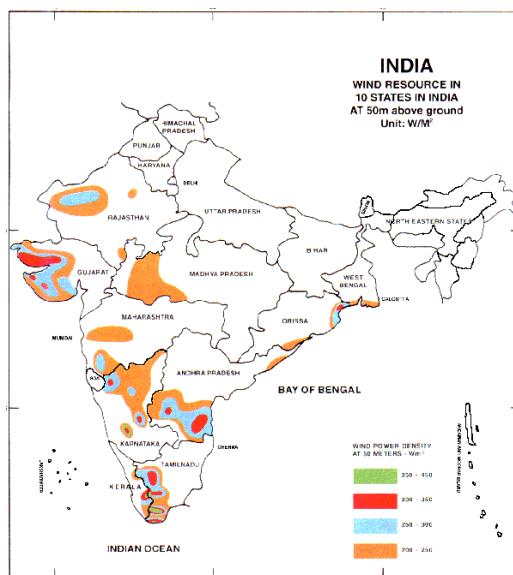


图 2-3 印度 10 省风能资源分布图

印度能源顾问有限公司采用 1987 年以来先后设立的 570 个 20m 和 25m 的测风塔的观测数值，根据 20m 或 25m 的风速外推得到 50m 的风速，制作了 50m 高度上的印度风图 2-3。这些测风塔大多数的测风资料长度是两年，个别测风塔的观测资料长度长达 5 年，甚至 10 年，目前正在运营的测风塔有 51 座。由于测风资料的时段不统一，因此对风能资源评估结果的准确度会有一定的影响。此外，

由于设立测风塔观测的人力和物力耗费很大，因此印度的风图中只有 10 个省的风能资源分布。由此看来仅仅依靠气象塔的观测资料进行区域风能资源评估是不可行的，由于观测对人力、物力的消耗，不可能在大范围内建立密集的观测网，也不可能跟气象站一样进行常年观测。

✓ 风能资源数值模拟方法

近十几年来，欧美国家应用数值模拟的方法发展了许多较为成熟的风能资源评估系统软件。20 世纪 80 到 90 年代，丹麦 Risoe 国家实验室在 Jackson he Hunt 理论基础上，发展了一个用于风电场微观选址的资源分析工具软件——WASP（Wind Atlas Analysis and Application Program）。该软件核心是一个微尺度线性风场诊断模式，利用地转风和单点的测风资料推算周围区域风场的风资源分布，适用于较为平坦地形（坡度 <0.03 ）。WASP 适用范围在 100km^2 ，仅适用于对小范围风资源的调查。因此 90 年代后期，Risoe 实验室发展了将中尺度数值模式 KAMM 与 WASP 模式相结合的区域风能资源评估方法，利用网格尺度为 $2\sim5\text{km}$ 的中尺度 KAMM 模式输出结果驱动 WASP，从而得到具有较高分辨率的风资源分布图。

美国 TrueWind Solutions 公司在应用数值模式评估风能资源方面处于国际领先地位，其产品 Meso Map 和 Site Wind 风能资源评估系统在 20 多个国家和地区将应用于风能资源评估。Meso Map 是一个中尺度数值模式（MASS）与一个质量守恒的风场模拟线性模式（Wind Map）相结合的评估系统。MASS 为非静力中尺度天气模式，包括 2~3 层嵌套网格，分辨率可达 $1\sim3\text{ km}$ ，能成功地模拟地形波、峡谷效应、对流风、海湖风以及下坡风等局地性风场，其输出结果用以驱动 Wind Map。Wind Map 分辨率可达 $100\sim1000\text{m}$ ，不需要观测塔的资料，只需中尺度模式提供的边界层气象背景场；缺点是计算量大，夜间稳定边界层模拟不好，仅适用于距地面 50m 以下的高度。SiteWind 是专门针对风电场尺度的风场模式系统，它由中尺度数值模式（MASS）与多谱有限差分模式（MSFD）嵌套而成。MSFD 包括了动量和质量守恒、以及湍流闭合方案，与 WASP 一样需要观测塔的资料，但比 Meso Map 有更高的网格分辨率。Site Wind 可以利用现场实测风资料对风图进行校准，极大的减小了模式误差，因此比 WASP 具有更高的准确性。图 2-4 是 True Wind Solutions 公司完成的美国 Montana 州 50m 、 70m

和 100m 高度上的年平均风速分布，水平分辨率为 200m×200m。

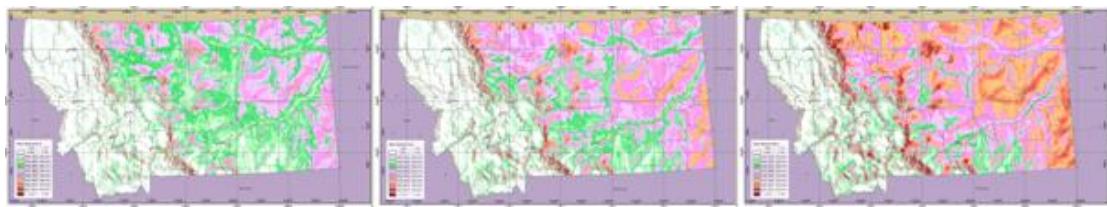


图 2-4 美国 Montana 州 50m、70m 和 100m 高度上的年平均风速分布

澳大利亚联邦科学与工业研究组织（CSIRO）也发展了类似的非线性、小尺度风场模型。该模型不仅可以处理陡峭地形的风场模拟问题，而且可以模拟湍流等级，但不能用于较大范围风场模拟，因此他们利用中尺度 TAPM 模式与小尺度非线性模式相结合，以不同模式分别处理两种显著不同尺度的影响气流分布的大气过程，从而模拟 10 km 到 100 km 较大范围风资源的分布状况。此外，加拿大气象局将中尺度模式 MC2 与小尺度模式 Ms-micro 相结合建立了 WEST(Wind Energy Simulating Toolkit)数值模式系统，制作了加拿大 5km×5km 分辨率的风能资源图谱，并对部分地区进行了 1km×1km 的风能资源数值模拟。日本使用美国大气边界层模式 RAMS 也开展了本国的高分辨率的风能资源数值模拟。

总之，将数值模拟技术应用于风能资源评估是一个行之有效的方法。从基础理论上讲，建立在对边界层大气动力和热力运动数学物理描述基础上的数值模拟技术要优于仅仅依赖气象站观测数据的空间插值方法；从实际应用上来看，数值模拟方法可以得到较高分辨率的风能资源空间分布，可以更精确地确定可开发风能资源的面积和风机轮毂高度的可开发风能储量，更好地为风电开发的中长期规划和风电场建设提供科学依据。

2) 我国已开展的风能资源评估工作

风能资源总量的评估工作可以分为宏观、中观和微观多个尺度，每个尺度的研究对实际风能开发的规划、布局、项目设计都非常有必要。在宏观层面，我国最早在 20 世纪 70 年代末由国家气象局首次做出中国风能资源总的计算和区划，此后又做了数次全国性的普查。近期，随着我国风电市场的扩大，有关风能资源评价工作的进一步落实，陆续获得了进一步的风能总量的研究结论。截止目前，几个关于全国风能资源的主要结论如下：

✓ 我国陆上风能资源评估工作

(1) 第一、二次风能资源普查

20世纪70年代末中国气象局首次做出中国风能资源的计算和区划，80年代末又根据全国900多个气象台站实测资料（1980年以前的观测资料）进行了第二次风能资源普查，较为完整地估算出各省及全国离地面10m高度层上的风能资源量。这次普查给出了中国陆地上的风能资源理论储量为32.26亿kW，技术可开发量为2.53亿kW，其中不包括近海的储量；根据不完整的资源估算，近海（水深10m）离海面10m高的风能储量约为陆地的3倍，即7.5亿kW。上述成果对于我国风电发展发挥了重要作用。但是由于其使用的气象资料为1980年以前900多个测站的观测记录，从最近几年的实践来看，上述风能资源的普查计算结果显得过于简单和粗放。图2-5为第二次全国风能普查得到的风能资源分布图。

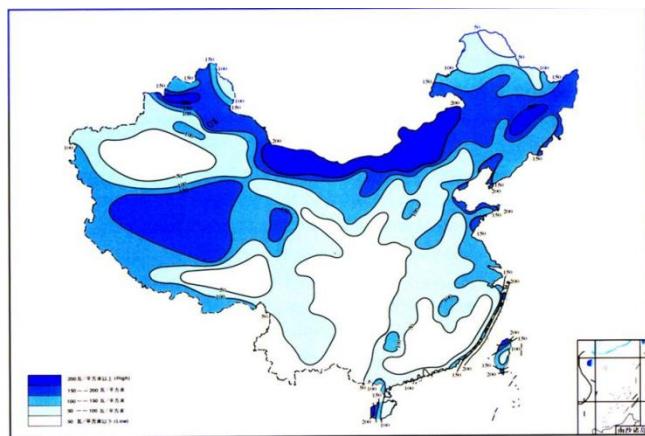


图2-5 第二次全国风能普查得到的风能资源分布图

(2) 第三次风能资源普查

随着近几年气象事业的快速发展，获取观测资料的技术手段有了很大的发展，观测站的数量大大增加，全国气象站数量已经达到2400多个，观测资料质量也有很大的提高和改善，国家发展改革委与中国气象局于2003年底启动了第三次全国风能资源普查，利用全国2400多个气象台站近30年的观测资料，对原来的计算结果进行修正和重新计算，认为年平均风功率密度大于 $150\text{W}/\text{m}^2$ 的区域为技术开发区，定义该区域内的风能资源储量为技术可开发量。结果得到我

国陆地上离地面 10m 高度处风能资源理论储量为 43.5 亿 kW，技术可开发量约为 2.97 亿 kW，技术可开发面积约 20 万 km²。

(3) 国外数值模拟结果

2003—2005 年在联合国环境署的“太阳能和风能资源评估”项目（SWERA）中，美国可再生能源实验室（NREL）采用美国 True Wind Solutions 公司的数值模式系统对我国东部和近海 300 万 km² 面积的区域进行了风能资源评估，并用 UNDP 在此区域设立的 10 个 70m 高测风塔的实测数据对数值模拟结果校正，再结合从 500 多个气象站中筛选出来的 170 多个气象站以及 60 多个已有测风塔资料，利用地理信息系统，推算全国 50m 高度的风能资源技术可开发量，得出我国陆地范围内离地面 50m 高度的风能资源分布，其中风功率密度在 300W/m² 以上的陆地面积约 65 万 km²，风能资源技术可开发量约 32.5 亿 kW；风功率密度在 400W/m² 以上的陆地面积约 28.4 万 km²，风能资源技术可开发量约 14.2 亿 kW。需要说明的是：第一，评估区域没有包括新疆、西藏、青海、云南和台湾；第二，NREL 计算风能技术可开发量的方法是，先确定可开发面积，然后按照每平方公里 5 兆瓦的标准，计算出风能技术可开发量。这与我国风能资源普查中估算风能资源技术可开发量的计算方法不一样。

(4) 国家气象局数值模拟结果

2005 年中国气象局与加拿大气象局启动了风能资源数值模拟的合作项目，中国气象局风能太阳能资源评估中心引进了加拿大风能资源数值模拟软件 WEST (Wind Energy Simulation Toolkit)，并根据中国的地形特点进行了本地化改进。2007 年中国气象局风能太阳能评估中心采用 WEST 对我国大陆及其近海的风能资源进行评价，按照 50m 高度上风功率密度大于等于 400W/m² 的标准计算风能资源技术可开发量，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 50m 高度层风能资源技术可开发量为 26.8 亿 kW，技术可开发面积为 54 万 km²。

(5) 国家气象局风能太阳能资源评估中心

2009 年由国家气象局统一开展的全国风能资源详查和评价工作，利用风能资源专业观测网及结合国家气象局基本气象观测网 2400 多个地面气象台站的测风资料，通过中国风能资源评估的精细化数值模式系统 (Wind Energy Assessment

System, 简称 WERAS), 得出结论: 我国陆上离地面 50m 高度、风能功率密度大于等于 300W/m^2 的风能资源潜在开发量约 23.8 亿 kW, 主要分布在西北、华北和东北即“三北”地区以及沿海地区。

(6) 不同机构评估结论

虽然现有的陆地风能资源评价总量上有差异, 但所得出的我国风能资源的分布大体是一致的, 即资源丰富地带及其分布特点都基本相同。在总量上形成较大差异的主要原因是: 这些研究所采取的评价方法、数据来源、高度层等不一样, 第二次和第三次全国风能资源普查都是依据气象站在离地面 10 m 高度处的观测资料统计分析得到的, 而数值模拟的结果考虑的都是 50m 的高度。如果简单的按照陆地风切变指数从 10m 高度估算, 离地面 50 m 和 70 m 高度处陆地风能资源技术可开发量分别约为 6 亿 kW 和 7 亿 kW。

综合现有的国内风能资源研究成果、实际可开发等限制性因素以及国际机构的研究结果, 提出我国陆地风能资源的基本结论是: 我国离地面 10m 高度处风能功率密度在 150W/m^2 及其以上的陆地面积约为 20 万平方公里, 理论储量在 40 亿 kW 以上, 陆上理论技术可开发量约为 6~10 亿 kW。详见表 2-1。

值得注意的是, 上述结论是从宏观层面对我国的风能资源总量做出的估算, 特别是“技术可开发量”仅仅是从资源的级别上进行区分, 也仅对我国宏观风电的布局具有参考意义, 实际可以开发的风能资源, 将有赖于中尺度布局及更为细致的微观选址, 特别是考虑地形、地表覆盖物以及实际电网条件, 才能最终实现。

总之, 我国具有世界级的风能资源, 尽管现在还没有统一的结论, 但总的开发潜力很大, 足够未来大规模开发的需要。

表 2-1 不同机构测算我国陆上风能资源的评估结果

测算机构	可开发利用面 积 (万 km^2)	距地面高 度 (m)	技术可开发 量* (亿 kW)	评估方法
中国气象局				
第二次普查 (20 世纪 90 年代)		10	2.53	依据气象资料, 按 10m 高度处的风能理论值的 10% 计算。
第三次普查 (2007)	20	10	2.97	依据气象资料, 按 10m 高度处的风能密度大于 150W/m^2 的面积推算。
中国气象局	54	50	26.8	采用数值模拟技术, 对 50m 高度处风

(2007)				功率密度大于等于 $400W/m^2$ 区域（不包括新疆、青海、西藏和台湾）按 $5MW/km^2$ 布置风电机组计算。
联合国环境署(2004)	28.4	50	14.2	评估地区不包括新疆、青海、西藏和台湾；对中国东部沿海和内蒙等地区采用数值模拟，其它地区依据气象站资料。对 50m 高度处风功率密度大于等于 $400W/m^2$ 的区域按 $5MW/km^2$ 布置风电机组计算。
能源研究所估算 (2007)	20		6~10	综合各方数据建议使用的数据，按 20 万 km^2 的可开发利用陆地面积，低限按 $3MW/km^2$ 、高限按 $5MW/km^2$ 布置风电机组计算。
国家气象局风能太阳 能资源评估中心 (2009)		50	23.8	风能功率密度大于等于 $300W/m^2$ ，利 用风能资源专业观测网及结合国家气 象局基本气象观测网 2400 多个地面 气象台站的测风资料，通过中国风能 资源评估的精细化数值模式系统

* 指按照国家规定的三类以上风能资源可开发区域，以风能功率密度指标划分，10m 高度为 $150W/m^2$ 以上的风能资源区域，50m 高度为 $400W/m^2$ 以上的风能资源区域。

✓ 我国海上风能资源评估工作

（1）已经开展的海上风能资源评估工作

关于海上风能资源，国家气象局、国家气候中心、中国科学院地理科学与资源研究所和联合国环境署都分别对我国海上风能资源进行过评价。采用的方法包括统计分析方法进行评估，以及利用大气环流数据结合卫星遥感技术进行的数值模拟。

我国关于海上风能资源的调查、评估工作，最早是根据薛桁等人利用全国 900 多气象站测风资源统计计算的结果进行外推。1980~1986 年开展的海岸带和海涂资源综合调查表明：沿海岛屿年风能密度 $200W/m^2$ 以上，有效风速(3~20m/s) 出现时数 6,000~8,000 小时，其中浙江、福建一带的岛屿 $300\sim600W/m^2$ ；沿岸区风能密度 $200\sim300W/m^2$ ，有效风速时数 6,000~7,000 小时；岸带陆地区风能密度 $100\sim200W/m^2$ ，4,000~6,000 小时。最近 10 多年，沿海各省又开展了新一轮的风能资源评估，增设了一些新的观测点，较海岸带调查时期的结果更详尽一些，但仍局限在沿岸和岛屿。1993 年国家气候中心阎俊岳等使用船舶气象观测风资料计算了中国近海的风能密度（图 2-6），台湾海峡达 $500\sim700W/m^2$ ，南海北部

350~600W/m², 黄海和东海近海 350~400W/m², 有效风速时数 7,000 小时以上, 渤海和黄海北部 250~300W/m², 有效风速时数 6,000 小时以上, 中国近海风能资源非常丰富。

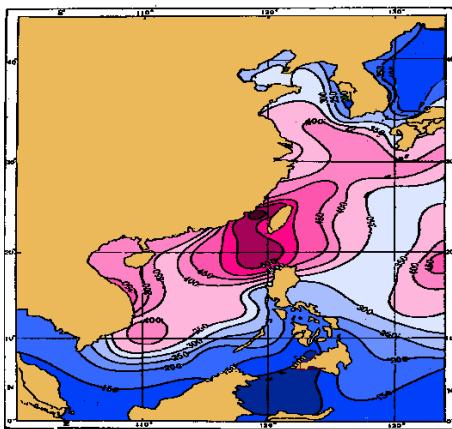


图 2-6 1991 年根据船舶气象资料得到的中国近海风能功率密度分布

中国科学院地理科学与资源研究所曾利用卫星遥感数据,采用反演技术对我国海上风能资源进行了评价。发改委能源研究所根据《全国海岸带和海涂资源综合调查报告》和 2002 年我国颁布的《全国海洋功能区划》进行了我国近海海域的风能资源评估。我国大陆沿岸浅海 0~20m 等深线的海域面积约为 15.7 万 km², 避开港口航运、渔业开发、旅游以及工程规划海区, 以及专门划分的 60 个用于开发波浪、潮流等海洋能的利用区, 再考虑其总量 20% 的海面可以利用, 则近海风电装机容量约为 1.5 亿 kW。

2009 年国家气候中心的一项研究, 采用 1971—2000 年全球大气环流的再分析资料, 利用中尺度模式, 数值模拟了我国离岸 50 公里的近海风能资源, 并依据统计资料扣除了三次以上台风的区域, 得出理论技术可开发量(按照风功率密度大于等于 400W/m²) 为 7.58 亿 kW。

2009 年国家气象局风能太阳能资源评估中心, 通过中国风能资源评估的精细化数值模式系统 (Wind Energy Assessment System, 简称 WERAS), 得出结论: 我国近海水深 5~25m 的区域、海平面以上 50m 高度, 风功率密度大于等于 300W/m² 风能资源潜在开发量约为 2 亿 kW, 风能资源丰富区主要分布在福建、浙江南部和广东东部的近海海域, 其次是广东西部、海南、广西北部湾、浙江北部和渤海湾近海海域。

(2) 不同机构评估结果汇总

虽然现有研究结论较多，但多是根据有限资料的粗略估计，得出海上风能资源潜力的结论范围差异也较大（见表 2-2）。应当说，我国还没有一致认可的海上风能资源的全面普查数据。

表 2-2 不同机构对海上风能资源的估计

预测机构	理论可开发面积 (万 km ²)	理论技术可开发量* (亿 kW)	距地面高度 (m)	评估方法
中国气象局 (90 年代)		7.5	10	依据第二次陆上风能资源普查结果，按海上是陆地资源的 3 倍计算
联合国环境署，(2004)	12.2	6	50	采用数值模拟技术，对风功率密度大于等于 400W/m ² 的区域计算。
中国科学院地理研究所 (2006)	-	20 (储量)	10	利用遥感卫星数据进行数值模拟计算，得到距离海岸线 2km 处风能资源为 4 亿 kW；如距离 10km，约为 20 亿 kW。
中国气象局 (2007)	3.7	1.8	50	采用数值模拟技术，对风功率密度大于等于 400W/m ² 的区域计算。
国家气候中心 (2009)		7.58	50	采用数值模拟计算，考虑离岸 50km 以内的近海，对风功率密度大于等于 400W/m ² 的区域，并将遇强台风三次及以上区域扣除
能源研究所估算 (2007)	3	1.5	-	按照国家海洋局海洋开发利用规划面积，并按照 5MW/km ² 布置风电机组计算
国家气象局风能太阳能资源评估中心 (2009)		2	50	我国近海水深 5-25m 的区域，风功率密度大于等于 300W/m ²

* 指按照国家规定的三类以上风能资源可开发区域，以风能功率密度指标划分，10m 高度为 150W/m² 以上的风能资源区域，50m 高度为 400W/m² 以上的风能资源区域。

以上研究虽然表明我国海上风能资源非常丰富，但是，最终的技术可开发量取决于实际的可开发面积，风机越大，为了摆脱机组叶片之间尾流的相互影响，机组之间布置的间距越大，反之亦然，因而一定范围内可以布置风电机组的个数是一定的。按现有技术条件，我国风电场的机组布置在 3~5 兆瓦/平方公里左右。因而，从近海区域规划可初步估算出我国近海风能实际可开发规模。

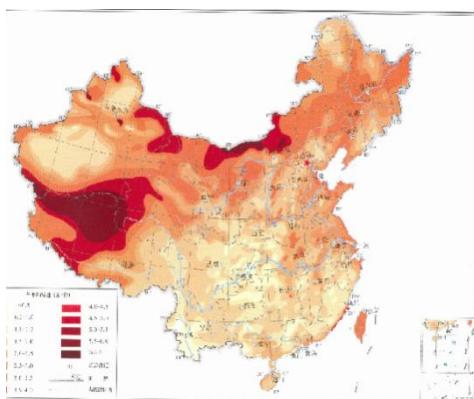
根据《全国海岸带和海涂资源综合调查报告》，我国大陆沿岸浅海 0~20m 等深线的海域面积为 15.7 万 km²。2002 年我国颁布了《全国海洋功能区划》，对港

口航运、渔业开发、旅游以及工程用海区等作了详细规划，其中还专门划分了 60 个用于开发波浪、潮流等海洋能的利用区。如果简单估算可以开发的总量，考虑避开上述这些区域，约总量 10~20% 的海面可以利用，则近海风能资源尽管非常丰富，其装机容量约在 1~2 亿 kW 左右。当然，对于实际可以利用的海域面积，特别是综合考虑了资源潜力、台风路径以及海域功能之后，有待通过国家规划最终确定。

3) 我国风能资源普查及结果分析

✓ 中国风能资源分布

第三次风能资源普查工作，共收集、整理了全国 2,384 个气象台站 1971~2000 年的地面观测资料，完成了大量的资料信息化、质量控制工作。在此基础上，根据国家发展和改革委员会下发的《全国风能资源评价技术规定》，按照统一的技术标准，以省(自治区、直辖市)级风能资源评价为主，完成了此次风能资源评价工作。



由于全国气象站网的分布并不均匀,考虑到大地形对风及风能资源分布的影响,运用气候学的原理对利用气象台站测风资料计算的风能资源参数进行了经验分析和结果订正。在此基础上,结合风能资源气候调研、短期补充测风资料和风电场测风资料,以 GIS 系统绘图和人工干预相结合的方法, 绘制出了全国风能资源分布图(图 2-7、图 2-8)。

总体上,中国的风能资源高值区主要分布在 3 个地带:一是包括西北地区大部、华北北部、东北大部的北部风能资源丰富带;二是沿海风能资源丰富地带;三是青藏高原腹地。

(1) 年平均风速分布

我国大部分地区年平均风速在 1~4m/s 之间。综观全国年平均风速分布可发现,我国有两个地带风速较大,分别位于中蒙边境地区和沿海地带。中蒙边境地区的年平均风速可高达 4~5m/s 以上,这个地区地形相对平坦,寒潮大风、气旋大风畅行无阻;而沿海地带由于海面摩擦力很小,空气动能损失很少,因此风速较大,平均风速也多在 4m/s 以上,其中台湾海峡及沿岸,因为地形产生的狭管效应,年平均风速更是高达 5~6m/s 以上。此外,特别需要指出的是,青藏高原的风速也相对较大,其冬半年位于高空西风急流之下,常多大风,年平均风速也高达 4m/s 以上。

我国年平均风速最小的地方是地处西南的云、贵、川、渝以及西藏东南部地区。这里地形崎岖,寒潮大风到此已大为减弱或难以到达,又无台风侵袭,特别是河谷盆地中风速更小。例如,我国气象台站中年平均风速最小的地方是西双版纳的景洪和鄂西南山区的恩施,它们的年平均风速皆为 0.5m/s,而四川遂宁也仅为 0.6m/s。

(2) 年平均风功率密度分布

风能资源在时间和空间分布上存在着很强的地域性和时间性。从总的分布形势看,反映我国风能资源分布特征的年平均风功率密度高值区主要分布在两大地带:

一是北部风功率密度大值区,主要包括新疆、甘肃、宁夏、内蒙古、河北北部、黑龙江、吉林、辽宁等我国北方大部分地区。这里常年在西风带控制之下,冷空气活动十分频繁,风能资源十分丰富,我国年平均风功率密度在 $150W/m^2$

以上的区域主要分布在这一地带。这一大值带横亘在我国北方地区，东西向绵延 5,000 多公里,由于地处中、高纬度地区,不仅受温带天气系统的影响,极地冷气团、副热带、低纬度天气系统对该地区的风能资源的分布也具有显著的贡献,如蒙古高压、蒙古气旋等。这里冬夏冷热变化悬殊,气温日变化大,干旱少雨,大风日数多且风力强。由于受青藏高原、山脉等大地形的影响,该区域年平均寒潮影响的次数(不含可能造成大风的弱冷空气)多达 15~20 次。从地貌上看.从西向东,主要是以戈壁、沙漠、沙化草场、沙丘为主,海拔较高。内蒙古西部东北地区的风能资源丰富区主要散布在丘陵、山地等地形起伏较大、植被较好的地带,地形对风能资源丰富区的形成起着关键作用。具体分布包括:新疆博州阿拉山口、塔城老风口、额尔齐斯河谷、乌鲁木齐达坂城、吐鲁番小草湖、哈密十三间房、哈密三塘湖-淖毛湖戈壁、哈密东南部地区、罗布泊地区等新疆九大风区;甘肃以马鬃山、乌鞘岭为中心的两个地区;宁夏贺兰山、六盘山、麻黄山地区;西北部长城沿线;山西五台山、管涔山、吕梁山一带;内蒙古阿拉善盟、巴彦淖尔市、包头达茂旗、乌兰察布市、锡林郭勒盟大部、通辽、赤峰北地区;河北坝上地区;辽宁北部丘陵地区;吉林中西部平原;黑龙江松嫩平原、松花江谷地以及三江平原地区,大小兴安岭山区、相对孤立的中高山区、走向与盛行风向一致的隘口等特殊地形。

第二个大值区主要包括我国东部、东南部沿海以及岛屿,海岸线约 18,000 多公里,岛屿 6,000 多个,近海滩涂面积甚广。冬春季的冷空气、夏秋的台风都能影响到沿海及岛屿,相对内陆来说,这里形成了我国风能丰富带。 $100W/m^2$ 的等值线平行海岸线,沿海岛屿的年平均风功率密度在 $150W/m^2$ 以上。由于台湾海峡的狭管效应影响,其风能功率密度可达 $200W/m^2$ 以上。沿海岸线向内陆,由于受地形、地貌的影响,冬半年强冷空气南下,很难长驱直入,夏半年台风在离海岸 50km 处风速平均衰减到 $2/3$ 左右,所以沿海仅在由海岸向内陆数公里的范围内风能较为丰富,再向内陆风能锐减。由于这一带濒临海洋,海洋与大陆两种截然不同下垫面的辐射与热力学过程都存在着明显的差异,造成这一过渡地带风力强大。大气与海洋间的能量交换大不相同,海洋热容量大,又能使太阳辐射能传输到比较深的水层中,所以温度变化慢,具有明显的热惰性。大陆热容量较小,温度变化快,具有明显的热敏感性。冬季海洋较大陆温暖,夏季较大陆凉爽,

这种海陆温差的影响，在冬季每当冷空气到达海上时风速增大，再加上海洋表面平滑，摩擦力小，一般风速比大陆增大 2~4m/s。每年夏秋季节，东南沿海都受到热带气旋的影响，每次台风登陆后我国沿海地区便是一次大风过程。东南沿海又受台湾海峡的影响，每当冷空气南下到达时，由于狭管效应使风速增大，从而成为我国风能资源最佳的地区。

我国是一个盛行季风的国家，风能资源的分布受天气系统的影响最大，特别是季风气候的影响。同时，地形、地貌分布对风能资源的形成也具有决定性的影响，因此我国的风能资源的分布又具有明显的地域特征，特殊地形或湖岸地区形成风能资源丰富区域的孤岛式分布，如内陆大部分省份的河谷、山区、湖区等也是风能资源丰富的区域。

青藏高原有“世界屋脊”之称，海拔 2,500m 以上，地域辽阔，形复杂，高度悬殊，从东南到西北，依次出现了热带、亚热带、温带、亚寒带、寒带等气候类型。由于山峦重叠，河流纵横，湖泊星罗棋布，故又形成了多种多样的区域气候以及明显的垂直气候带。青藏高原由于地势高亢开阔，又受到高空强劲西风动量下传的影响，成为全国风速分布的高值区之一。其中，西藏藏北一线，柴达木盆地中、西部，青南高原西部及祁连山地中、西段的青海芒崖、五道梁和沱沱河地区的风能资源最为丰富。喜马拉雅山脉与冈底斯山脉之间的山谷地带东段，风能资源也相对较丰富，年平均风速大于 4.0m/s，平均风功率密度达到 $100W/m^2$ 。

我国除了上述年平均风功率密度大值区域以外，大部分内陆省份(主要包括云南、贵州、四川、重庆、甘肃南部、山西、陕西、河南、湖北、湖南、江西、安徽西部等大部分中部省(市))以及广东、广西的山区及塔里木盆地为我国风能最小区，年平均风功率密度大多在 $50W/m^2$ 以下，风能资源相对贫乏。但也不排除局部地区风能资源丰富区域的存在。

✓ 普查得到的中国风能资源储量

风能资源的开发利用潜力究竟有多大？这是一个关乎中国风能资源开发利用发展前景的关键问题。20世纪 90 年代初，中国气象局有关专家利用全国 800 多个气象台站离地 10m 高度的测风资料，估算得到全国陆上离地面 10m 高度处的风能资源总储量为 32.26 亿 kW，这个储量称作“理论可开发量”。以理论可开发量的 1/10 作为技术可开发量的估算，因此初步估算我国陆上 10m 高度处风能

技术可开发量约为 2.53 亿 kW。该量仅是 10m 高度层上的风能资源量，而非整层大气或整个近地层内的风能量。

近 20 多年来，随着我国气象事业的发展，观测手段和观测技术不断得到提高，气象观测资料也得到了极大的丰富，本次风能资源评估工作就充分利用了现有气象站网近 30 年的观测记录。为了使全国的风能资源评价工作能够在统一的技术规定(标准)指导下进行，中国气象局组织有关专家制定了《全国风能资源评价技术规定》，由国家发展和改革委员会下文，全国参照执行。其中对风能资源储量、技术可开发量进行了明确定义，并给出了标准的计算方法。具体为假设某一区域年平均风功率密度图上具有 n 个按照 $50\text{W}/\text{m}^2$ 、 $100\text{W}/\text{m}^2$ 、 $150\text{W}/\text{m}^2$ 、 $200\text{W}/\text{m}^2$ (根据需要 P_i 以 $50\text{W}/\text{m}^2$ 间隔递增) 分级的风密度等值线，那么该区域的风能资源总储藏可以按照下式进行估算：

$$\text{风能资源总储量} = \frac{1}{100} \sum_{i=1}^n s_i p_i \quad (2.1)$$

(2.1)式中 n 为风功率密度等级数； s_i 为年平均风功率密度分布图中各风功率密度等值线间面积； p_i 各风功率密度等值线间区域的风功率代表值，其中：

$$p_1 = 25\text{W}/\text{m}^2 (< 50\text{W}/\text{m}^2 \text{ 区域风功率密度代表值})$$

$$p_2 = 75\text{W}/\text{m}^2 (50 \sim 100\text{W}/\text{m}^2 \text{ 区域风功率密度代表值})$$

$$p_3 = 125\text{W}/\text{m}^2 (100 \sim 150\text{W}/\text{m}^2 \text{ 区域风功率密度代表值})$$

.....(根据需要 p_i 以 $50\text{W}/\text{m}^2$ 间隔递增)。

此次风能资源技术开发量的估算定义为年平均风功率密度在 $150\text{W}/\text{m}^2$ 及以上的区域风能资源储量值 $\times 0.785$ ，而并非简单的风能资源总储量的 $1/10$ 再乘以 0.785 来进行简单估算。与前一次全国风能资源评估的结果相比，本报告中规定的风能资源技术可开发量给出更为科学的严格定义，其结果也更为科学。

另一方面，鉴于此次风能资源评价工作仍是以气象台站的观测资料为基础进行的，且气象台站多处于城镇之中，布局上也存在一定的局限性，用气象台站的观测资料来进行风能资源分析，往往过低地估算评价区域的风能资源值。同时在年平均风功率密度在 $100 \sim 150\text{W}/\text{m}^2$ 区域内也隐藏着风能资源丰富的小区。因此，

第三次风能资源普查中将 $100\sim150\text{W/m}^2$ 区域蕴藏的风能资源储量的 1/10 认为是潜在的技术可开发量。具体计算方法为：风能资源潜在技术可开发量为年平均风功率密度在 $100\sim150\text{W/m}^2$ 的区域风能资源储量值 $\times 0.1 \times 0.785$ 。

根据此次风能资源评估，绘制出的全国年平均风功率密度分布图，并以此为基础进行风能资源储藏量、技术可开发量的估算。由此得到的我国风能资源总储量达 43.5 亿 kW，其中技术可开发量为 2.97 亿 kW，技术可开发面积约 20 万 km^2 ，潜在技术可开发量约为 7900 万 kW，具体见表 2-3。

表 2-3 全国风能资源储藏量表（单位：万 kW）

项 目 省 份	风能资源储量							技术可 开发量	潜在技 术可开 发量		
	< 50 W/m^2	50- 100 W/m^2	100- 150 W/m^2	> 150 W/m^2		总储量					
				储量	面积 (km^2)						
北京	433	55	9			498		1			
上海	110	95	44	62	342	310	49	3			
天津	343	121	34			498		3			
重庆	1099	14	8	16	87	1137	13	1			
黑龙江	7288	12926	1473			21687		116			
吉林	3482	5729	22	77	511	9310	60	2			
辽宁	2210	5659	732	320	2100	8921	252	57			
内蒙古	11472	37740	21496	19108	105283	89816	15000	1687			
河北	4074	1561	658	1107	7378	7400	869	52			
山东	4067	1910	51	121	619	6150	95	4			
山西	4056	661	41	55	369	4813	43	3			
河南	3584					3584					
江苏	2805	349	90	226	1505	3469	177	7			
江西	2407	565	424	59	391	3454	46	33			
浙江	1660	170	120	170	850	2120	134	9			
福建	1385	187	401	418	1901	2392	328	32			
广东	2491	213	171	314	2024	3188	246	13			
海南	600	156	72			828		6			
广西	3924	197	11			4132		1			
云南	9459	2832				12291					
贵州	2304	1				2305					
四川	7937	829	70			8835		5			
湖南	2938	50	235	37	170	3259	29	18			
湖北	3141	53		38	190	3233	30				
安徽	3179	0				3179					
陕西	3649	159				3808					

西藏	14355	23512	39413			77280		3094
新疆	21681	29199	22447	15294	80058	88621	12006	1762
宁夏	1540	411	59	83	510	2092	65	5
青海	11606	17313	11284			40202		886
甘肃	7289	4857	1460	355	2072	13962	279	115
台湾						2235		
合计					206361	435009	29722	7915

✓ 美国 NREL 在我国开展的风能资源评估

(2003—2005 年在联合国环境署的“太阳能和风能资源评估”项目(SWERA) 中, 美国可再生能源实验室(NREL) 采用美国 TrueWindSolutions 公司的数值模式系统对我国东部大陆 270 万 km² 和近海 300 万 km² 面积的区域进行了风能资源评估, 其中包括内蒙古大部、中国东北、中国北部、中部和南部的沿海地区及近海海域, 此外还包括海南岛、江西鄱阳湖地区和长江三峡地区。图 2-9 中标明了 SWERA 项目中的 15 个评估区域。

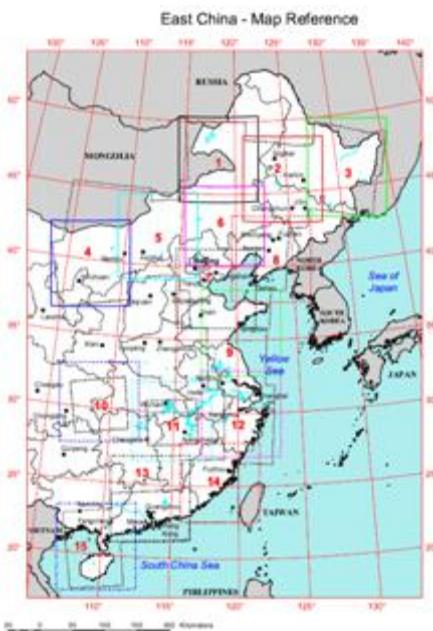


图 2-9 SWERA 项目中的 15 个评估区域

(1) 观测资料

NREL 在 SWERA 项目中采用的实际观测资料包括：多年地面气象观测资料；测风塔测风资料；美国 NCEP (National Center for Atmospheric Research) 全球环流模式再分析资料。地面气象资料来自中国参与 WMO 国际交换资料的 170

个气象站，资料观测时间间隔 3 小时，少数气象站观测时间 1 小时。测风塔资料来自 UNDP 项目中国水利工程顾问集团公司在中国境内 10 个区域设立的测风塔，每个区域设有一个 70m 测风塔和若干个 40m 测风塔，资料长度从 2002 年底到 2004 年中期。此外，还采用了 30 个中国风电开发商授权使用的测风塔的观测资料，资料观测时段分布于 1990 到 2005 之间。高空资料没有采用参与 WMO 国际交换的中国探空资料，因为中国探空资料不够详细，不能采用 NREL 自动资料处理系统（ADP）进行分析处理，所以采用 NCEP 再分析资料。

(2) 风能资源评估结果

尽管 NREL 的 15 个风能资源评价区没有覆盖全部的中国东部，但是把中国东部风能资源丰富的地区都包括在内了，大体上代表了中国东部地区的风能资源。在估算风能资源储量时假定，按照 50m 高度上的风功率密度分布，每平方公里装机 5MW。NREL 的 15 个风能资源评价区总面积 267.6 万 km²，最终得到风功率密度在 300W/m² 以上的陆地面积约 65 万 km²，风能资源储量约 32.5 亿 kW；风功率密度在 400W/m² 以上的陆地面积约 28.4 万 km²，风能资源储量约 14.2 亿 kW（表 2-4）。NREL 的风能资源评价区共涉及 25 个省市，从各省市风能资源情况看，内蒙古自治区的风能资源最丰富。内蒙古评价区的面积占全自治区总面积的 82.5%，风功率密度在 300W/m² 以上的风能资源储量约 23.5 亿 kW；风功率密度在 400W/m² 以上的风能资源储量约 11.4 亿 kW（表 2-5）。风能资源丰富的地区还有河北、辽宁和黑龙江，这 3 个省风功率密度在 300W/m² 以上的风能资源储量共约 5.0 亿 kW；风功率密度在 400W/m² 以上的风能资源储量共约 1.8 亿 kW。因此，中国东部地区的风能资源主要集中在北部，即内蒙华北北部和东北地区，其余的风能资源主要分布在东部沿海海岸（图 2-10）。山东、江苏、浙江、福建、广东和广西沿海地区风功率密度在 400W/m² 以上的风能资源总储量只占 15 个评价区风能资源总储量的 3%。

表 2-4 NREL15 个风能资源评价区总的风能资源储量估算结果

Wind Resource Utility Scale	Wind Class	Wind Power at 50 m (W/m^2)	Wind Speed at 50 m (m/s)*	Total Land Area (km^2)	Percent Windy Land	Total Capacity Installed MW
Moderate	3	300 – 400	6.4 – 7.0	366,178	13.7	1,830,890
Good	4	400 – 500	7.0 – 7.5	167,383	6.3	836,915
Excellent	5	500 – 600	7.5 – 8.0	66,893	2.5	334,465
Excellent	6	600 – 800	8.0 – 8.8	35,247	1.3	176,235
Excellent	7	> 800	> 8.8	14,437	0.5	72,185
Total				650,138	24.3	3,250,690

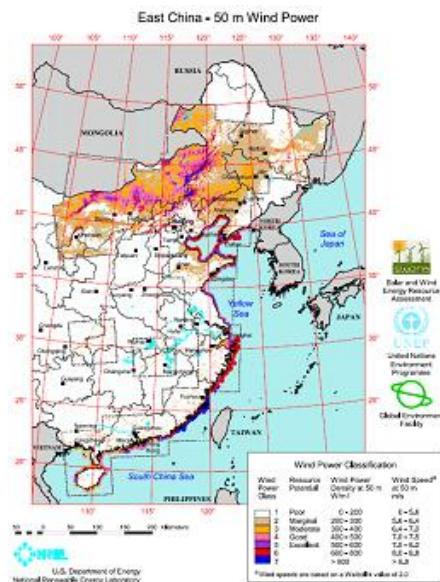


图 2-10 NREL15 个风能资源评价区的 50m 高度风功率密度分布

表 2-5 NREL15 个风能资源评价区分省的风能资源储量估算结果

Province	Total Province Area	Total Province Area Mapped	Class 3 (km ²)	Class 4 (km ²)	Class 5 (km ²)	Class 6 (km ²)	Class 7 (km ²)	Good to Excellent Potential (MW)	Moderate to Excellent Potential (MW)	Good to Excellent Percent Windy Land	Moderate to Excellent Percent Windy Land
Anhui	140,225	33,599	596	177	12	7	0	980	3,960	0.6%	2.4%
Beijing	16,604	16,604	728	512	260	282	247	6,505	10,145	7.8%	12.2%
Fujian	121,119	96,606	3,805	1,581	817	729	278	17,025	36,050	3.5%	7.5%
Gansu	125,118	4,452	925	131	14	1	0	730	5,355	3.3%	24.1%
Guangdong	210,035	189,656	3,390	881	287	54	5	6,135	23,085	0.6%	2.4%
Guangxi	228,860	69,836	1,123	295	90	22	1	2,040	7,655	0.6%	2.2%
Guizhou	142,734	10,037	151	12	1	0	0	65	820	0.1%	1.6%
Hebei	186,623	133,934	16,904	9,881	4,807	4,009	2,183	104,400	188,920	15.6%	28.2%
Heilongjiang	431,182	329,457	17,937	4,013	1,435	677	26	30,755	120,440	1.9%	7.3%
Henan	166,034	31	0	0	0	0	0	0	0	0.0%	0.0%
Hubei	186,188	90,723	863	130	26	0	0	780	5,095	0.2%	1.1%
Hunan	211,468	47,183	143	38	20	0	0	290	1,005	0.1%	0.4%
Jiangsu	99,670	93,914	1,609	340	12	0	0	1,760	9,805	0.4%	2.1%
Jiangxi	167,970	65,827	1,389	256	110	0	0	1,830	8,775	0.6%	2.7%
Jilin	191,374	122,616	23,202	1,059	270	91	10	7,150	123,160	1.2%	20.1%
Liaoning	146,621	131,330	29,863	6,219	1,920	746	91	44,880	194,195	6.8%	29.6%
Nei Mongol	1,009,698	833,522	241,601	134,980	54,924	27,457	11,223	1,142,920	2,350,925	27.4%	56.4%
Ningxia	51,990	36,017	3,810	1,236	489	330	99	10,770	29,820	6.0%	16.6%
Shaanxi	203,399	37,655	1,844	180	3	0	0	915	10,135	0.5%	5.4%
Shandong	155,637	122,920	8,014	2,339	276	27	0	13,210	53,280	2.1%	8.7%
Shanghai	5,991	5,991	105	16	1	0	0	85	610	0.3%	2.0%
Shanxi	156,090	30,268	4,295	1,989	815	704	271	18,895	40,370	12.5%	26.7%
Sichuan	182,955	74,584	1,508	297	53	27	3	1,900	9,440	0.5%	2.5%
Tianjin	11,283	11,283	359	136	0	0	0	680	2,475	1.2%	4.4%
Zhejiang	100,456	88,366	2,014	685	251	84	0	5,100	15,170	1.2%	3.4%
Total	4,649,324	2,676,411	366,178	167,383	66,893	35,247	14,437	1,419,800	3,250,690	10.6%	24.3%

✓ 我国风能资源的数值模拟评估

(1) 风能资源数值模式系统

2005 年中国气象局引进了加拿大气象局风能资源数值模式系统 WEST 的全部源码程序，并成功地移植到了中国气象局的巨型计算机上，同时进行了相应的本地化改进。

WEST 基于动力-统计相结合的方法，认为区域气候的形成是大尺度气候背景和局地地形地表条件相互作用的结果。通过对长期气候资料中一些重要的基本要素的统计分析，建立大尺度气候背景场，再利用高分辨率地形资料和土地利用资料，采用中尺度气象模式 MC2，模拟在大尺度气候背景条件下由地形的驱动作用而产生的风能资源分布。在进行风能资源数值模拟时，首先对 30 年的气象分析资料进行天气型分类，一共分为 448 种类型，然后分别对每种类型进行数值模拟，之后根据每种类型在 30 年中出现的频率加权平均后得到 30 年平均的风能资源分布（图 2-11）。

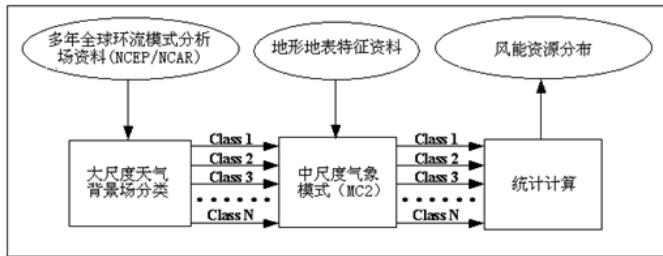


图 2-11 WEST 风能资源数值模式系统流程图

(2)中国风能资源的数值模拟

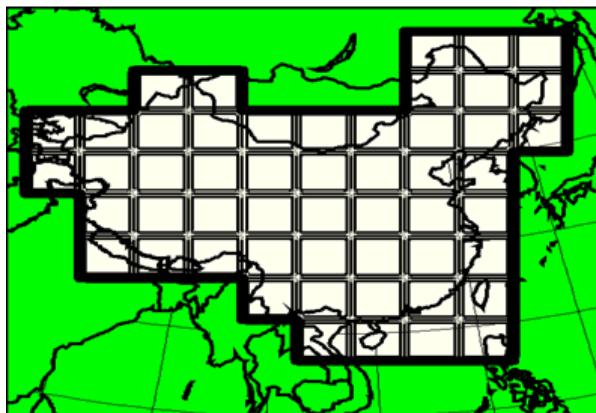


图 2-12 中国风能数值模拟的区域划分

中国气象局风能太阳能评估中心将中国大陆及其近海区域等分为52个模拟区域分别进行模拟(图2-12)，然后进行拼接。每个模拟区域水平格点数为 175×175 个格点，网格距为5公里，面积约为875公里 \times 875公里，垂直方向从地表到20公里高度共分为28层，其中在地面1.5公里范围内分为10层。数值模拟初始资料采用美国1971~2000年全球大气环流模式NCEP/NCAR再分析资料，NCEP/NCAR再分析资料是美国国家环境预报中心(NCEP)和国家大气研究中心(NCAR)采用全球气候资料同化分析系统对地面、船舶、无线电探空、测风气球、飞机、卫星等的观测资料进行质量控制和同化处理后获得的全球同化资料集。资料集有等压面资料(共17层)、地面资料和通量资料三类共32种要素场，每个要素场分布范围为全球，分辨率为 $2.5^\circ \times 2.5^\circ$ 。在当前有关气候变化的研究中，NCEP/NCAR再分析资料被作为诊断资料进行一系列分析和研究，尤其在一些全球、区域气候变化的模拟和预测中，均以NCEP再分析资料作为气候模式的初始场和驱动场资料。数值模式中的地形资料采用美国地质调查局(USGS)全球 $1\text{km} \times 1\text{km}$ 分辨率的地

形资料，此外还有地表利用和植被指数等资料，在模式中这些地表特征值可通过手工或编程来进行修改或订正，以便能真实地反映某一区域最近的地表状况。

本报告重点分析数值模拟结果中垂直高度为10m、50m、70m、110m、水平分辨率 $5\text{km} \times 5\text{km}$ 的中国风能资源分布（图2-13）。按照美国NREL的风能资源区划标准，将50m高度上风功率密度小于 300 W/m^2 、 $300\sim400 \text{ W/m}^2$ 、 $400\sim500 \text{ W/m}^2$ 和大于 500 W/m^2 的区域，分别定义为风能资源贫乏区、一般区、较丰富区和丰富区。图2-14是数值模拟得到的我国50m高度上风能资源区划，可以看出，我国风能资源丰富的地区主要分布在内蒙古、新疆和甘肃河西走廊，东北和华北的部分地区，以及青藏高原和云贵高原的部分地区。东南沿海海岸也有较丰富的风能资源，但是由于面积太小，图中显示不出来。此外，湖南、广东和广西的部分山区也有具有较丰富的风能资源。

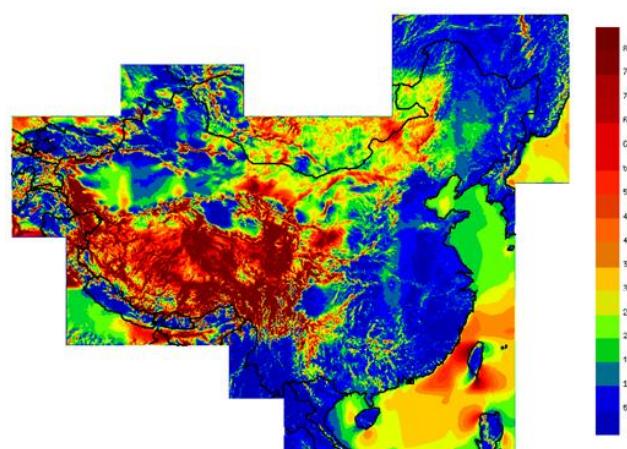


图 2-13 中国 50m 高度年平均风功能密度（单位： W/m^2 ）

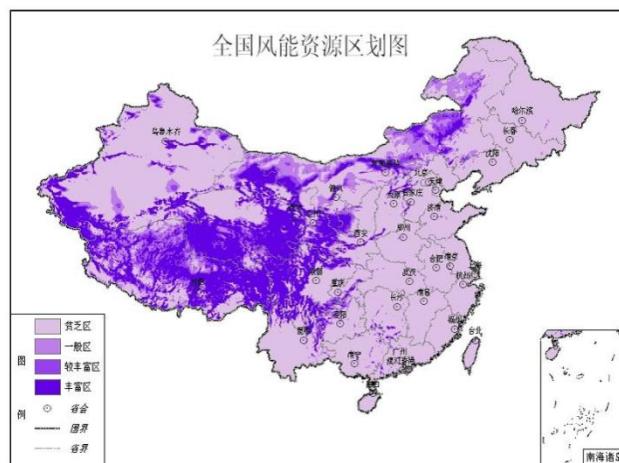


图 2-14 全国风能资源区划图（高度 50m）

(3)我国风能资源数值模拟结果与第三次风能资源普查结果的比较

如果采用我国第三次风能资源普查项目对风能资源总储量和技术可开发量的定义计算，即

$$\text{风能资源总储量} = \frac{1}{100} \sum SP$$

其中P为年平均风功率密度，S为年平均风功率密度为P的区域面积；风能资源技术开发量为年平均风功率密度在 150 W/m^2 及以上的区域风能资源总储量 $\times 0.785$ 。即定义10m高度上年平均风功率密度达到 150 W/m^2 的区域为风能资源可开发利用区。按照风速随高度切变指数为 $1/7$ 、海平面标准大气压且符合瑞利分速频率分布进行推算，可开发利用区域的年平均风功率密度在50m高度需达到 300 W/m^2 ；70m高度 350 W/m^2 ；110m高度 400 W/m^2 。表2-6为数值模拟计算出的我国风能资源总储量和技术可开发量，其中不包括西藏和青海省。

表 2-6 全国陆地上风能资源数值模拟结果

数值模拟结果	陆地上（不考虑西藏和青海）			
	10m	50m	70m	110m
总储量（亿 kW）	65.9	150.0	178.2	218.7
技术可开发量（亿 kW）	18.6	47.1	54.4	60.7
技术可开发面积（万 km ² ）	81.4	101.7	100.0	87.0

注：技术可开发量

10m 高度：大于等于 150 W/m^2 的风能资源总储量 $\times 0.785$

50m 高度：大于等于 300 W/m^2 的风能资源总储量 $\times 0.785$

70m 高度：大于等于 350 W/m^2 的风能资源总储量 $\times 0.785$

110m 高度：大于等于 400 W/m^2 的风能资源总储量 $\times 0.785$

从表2-4中看出，距地面10m高度的风能资源技术可开发量的模拟值是第三次风能资源普查结果2.97亿kW的6.3倍。第三次风能资源普查是在气象站历史观测资料基础上进行的。我国气象站的分布密度是 $50\text{km}\sim 200\text{km}$ ，东部密度大，西部密度小。而西部的绝大多数地区是山区，这些地区山脉顶部的较大风速是气象站资料难以反映出来的。此外，气象站多数建立在城镇地区，地势较平坦，只能反映城郊的风能资源状况。因此，基于气象站观测资料计算的全国风能资源储量会偏小。所以，在第三次全国风能资源的普查结果中，西藏、青海、黑龙江、云南、贵州、海南、台湾等14个省和直辖市的技术可开发量都为零。

在起伏地形条件下，数值模拟反映出的近地层风场分布规律是山上的风速大

于山下的风速，山体越高，山顶的风速越大。由于本报告数值模拟的水平分辨率是 $5\text{km} \times 5\text{km}$ ，能很好地分辨出我国内陆主要山脉的起伏变化，对山体顶部风速的模拟值较大。而且我国的山地面积较大，从图2-13至2-14也可以看到，在云贵高原和湖南、广东、广西的部分山区模拟出了较丰富的风能资源。因此，全国风能资源技术可开发量的模拟值就远远超过了第三次风能资源普查的结果。

(4)与美国 NREL 对我国风能资源评估结果的比较

美国可再生能源实验室（NREL）计算风能资源技术可开发量的方法是，规定 50m 高度上平均风功率密度 $\geq 300 \text{ W/m}^2$ 的区域为风能可利用区，或者称为一般区，平均风功率密度 $\geq 400 \text{ W/m}^2$ 的区域为风能较丰富区，假设每平方公里可装机 5 MW ，由此计算出风能技术可开发量。为了与NREL对中国风能资源评估结果进行对比，本报告也按照NREL的计算方法计算风能技术可开发量。

由于NREL的风能评估结果中没有包括新疆、西藏、青海、云南和台湾，本报告数值模拟结果只是不包括西藏和青海。因此为了更好地与NREL的风能评估结果进行比较，本报告也对扣除了新疆、西藏、青海、云南和台湾的数值模拟结果进行了统计（表2-7）。从表2-7中看出，在与NREL评估区域相同的情况下，本报告陆上风能资源的数值模拟结果与美国NREL的风能资源评估结果基本一致，尤其是平均风功率密度 $\geq 300 \text{ W/m}^2$ 区域的风能技术可开发量只相差 2.4% 。说明本报告的数值模拟结果与NREL采用东部数值模拟与西部分析观测资料相结合的评估方法得到的结果有一定的可比性。因此，虽然本报告的结果还有待用一定量的观测资料进行较验，但估计本报告得到的风能资源量不会存在量级上的误差。

由此得到，除西藏和青海以外， 50m 高度上我国风能资源技术可开发面积约 53.6万 km^2 ，技术可开发量为 26.8亿 kW 。

表 2-7 与 SWERA 项目中美国 NREL 对中国陆地风能资源评估结果的比较

比较内容	NREL 评估结果 (亿 kW)	中国气象局数值模 拟结果 (亿 kW)	中国气象局数 值模 拟结 果 (亿 kW)
评估技术方法	部分地区数值模 拟	全部采用数值模拟	全部采用数值模 拟

评估区域范围			全国陆地及离岸20km 海域，除新疆、西藏、青海、云南、台湾	全国陆地及离岸20km 海域，除新疆、西藏、青海、云南、台湾	全国陆地及离岸20km 海域，除西藏、青海
高度 (m)			50	50	50
陆上	$\geq 300\text{W/m}^2$	风能可开发面积 (万 km^2)	65.0	66.5	101.7
		风能可开发量 (亿 kW)	32.5	33.3	50.9
	$\geq 400\text{W/m}^2$	风能可开发面积 (万 km^2)	28.4	31.0	53.6
		风能可开发量 (亿 kW)	14.2	15.5	26.8

(5) 我国近海风能资源数值模拟结果

表2-8给出了中国气象局中国风能太阳能评估中心和美国NREL对中国近海离岸20km海域的风能资源评估，可以看出二者计算的近海风能技术可开发面积和技术可开发量相差很大，美国NREL得到的近海风能资源技术可开发量为6.1亿kW，而中国气象局中国风能太阳能评估中心得到的结果是1.8亿kW。由于目前还没有海上的观测资料可以进行验证，所以还难以判断哪个结果更接近实际。

表 2-8 与 SWERA 项目中美国 NREL 对中国近海风能资源评估结果的比较

比较内容			NREL 评估结果 (亿 kW)	中国气象局 数值模拟结果 (亿 kW)
评估技术方法			数值模拟	数值模拟
评估区域范围			离岸 20km 海域	离岸 20km 海域
高度 (m)			50	50
近海	$\geq 300\text{W/m}^2$	风能可开发面积(万 km^2)	15.0	6.8
		风能可开发量 (亿 kW)	7.5	3.4
	$\geq 400\text{W/m}^2$	风能可开发面积(万 km^2)	12.2	3.7
		风能可开发量 (亿 kW)	6.1	1.8

将用WEST进行数值模拟得到的中国近海风功率密度分布与1993年中国气象局基于船舶气象资料做出的结果进行对比（图2-15），可以发现，二者得到的近海风能资源分布趋势是一致的。中国近海风能资源最丰富的地区是台湾海峡，按年风功率密度从大到小排列，依次为南海、东海、黄海和渤海海域。但是从年风功率密度的数值上看，随着地理纬度的升高，数值模拟结果偏低的程度越大。

例如船舶资料分析结果和数值模拟结果分别为：在台湾海峡， $500\sim700W/m^2$ 与 $550\sim750W/m^2$ ；在南海北部， $350\sim600W/m^2$ 与 $350\sim450W/m^2$ ；在东海和黄海， $300\sim400W/m^2$ 与 $150\sim350W/m^2$ ；在黄海北部和渤海， $250\sim300W/m^2$ 与 $150\sim50W/m^2$ 。

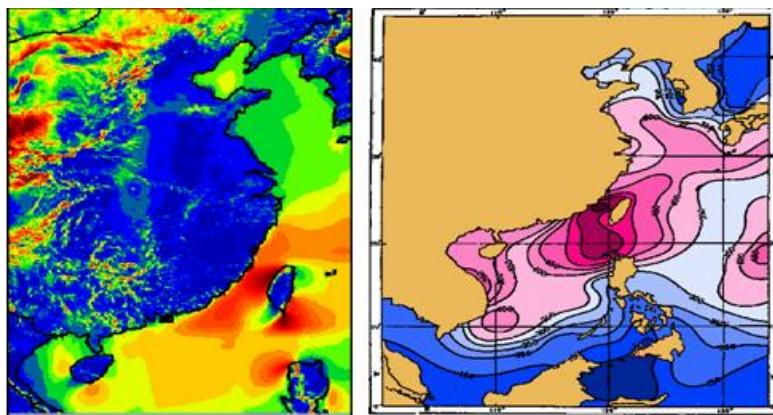


图 2-15 中国近海风能资源数值模拟结果与基于船舶气象资料的评估结果的对比

中国气象局风能资源数值模拟的技术方法是将30年的气象资料按天气背景条件进行分类，然后对每种天气背景模拟一次，之后按各类出现的频率进行加权平均得到最终结果。因此模拟的初始气象场是按天气类型构造的均匀场，这样对于沿海地区海面与陆面的温度差别在初始场中没有反映，海陆风效应要靠模式在运行中逐渐体现出来，因此有可能模拟出的近海风速会比实际风速偏小，但这仅仅是推断，需要有实际测风资料进行验证。

2、我国风能资源分布及经济开发潜力

1) 我国风能资源区划

表2-9给出了将全国分为风能资源丰富、较丰富、一般和贫乏四个区具体标准。

表 2-9 风能区划标准 (单位: W/m²)

	丰富区	较丰富区	一般区	贫乏区
年平均风功率密度 (距地面10m高度)	≥ 150	$150 - 100$	$100 - 50$	≤ 50

尽管不同的评估方法得到的中国风能资源分布和储量都不相同，但风能资源的分布趋势大体都是一致的。风能资源丰富区主要分布在我国北部及沿海两大地带；风能资源贫乏区分散在以四川盆地为中心、包括陕南、湘西、鄂西以及南岭

山地和滇南的区域，以及雅鲁藏布江河谷和塔里木盆地。

✓ 风能资源丰富区

(1) 北部风能资源丰富带

这里终年处于高空西风带控制之下，是冷空气侵入我国的必经之地，地势较平坦，风能资源十分丰富，年平均风功率密度在 $150W/m^2$ 以上的区域面积大，有效小时数达5,000~6,000h，是我国最大的成片风能资源丰富带。这一带目前已建有28个风电场，占全国风电场总数的65%，而且我国将要建设百万千瓦级容量的大型风电场都在这一区域内，这里将成为我国风能资源开发利用的基地。

北部带开发利用风能的5大优势：

- 风能资源丰富，盛行风向相对稳定，冬季偏北风，夏季偏南风。
- 风速随高度增加得快，即风切变指数大，一般风切变指数平均为0.143，该区域则在0.15~0.18之间。
- 破坏性风速(安全风速、生存风速)小。在IEC标准中将风机设计分为三类，对50年一遇大风速的要求具体为：1类风机参考风速为50m/s(极大风速70m/s)，2类风机参考风速为42.5m/s(极大风速59.5m/s)，3类风机参考风速为37.5m/s(极大风速52.5m/s)，该区属于2~3类。
- 地势平坦，交通方便，工程地质条件好。
- 地表多为荒漠、草原或退化草场，基本无占用基本农田问题。

不利条件是，电网条件比较薄弱、离负荷中心较远；极端最低气温较低，在-30°C以下的时间较长；施工期短，一般为5~10月。

(2) 沿海风能资源丰富带

这一地带包括我国东部、东南沿海及近海岛屿，濒临海洋。由于海洋热容量大，又能使太阳辐射能传输到比较深的水层中，所以海水温度变化慢，具有明显的热惰性。大陆热容量小，表面温度变化快。这种海陆温差的影响，在冬季每当冷空气到达海上时风速增大，再加上海洋表面平滑，摩擦力小，一般风速比陆地2-4m/s。

东南沿海由于受台湾海峡的影响，每当冷空气南下，狭管效应使得风速增大，使得这一区域风能资源十分丰富。

沿海地带夏、秋季节还存在热带气旋的影响，受台风的影响范围一般在

800-1000km的直径范围内，每次台风过境可产生一次大风过程，对形成这一区域丰富的风能资源具有重要的贡献。

这一地带相对内陆来说，风能资源丰富， $150W/m^2$ 年平均风功率密度等值线距离海岸线较近。东部、东南沿海及近海岛屿具有较大的风能资源开发潜力。但这一风能资源丰富带在陆上仅限于离海岸线2-3km范围内，可供风能资源开发利用的面积十分有限。

这一带风能资源开发利用的优势：

- 风能资源丰富，盛行风向相对稳定，冬季为东北风，夏季为西南风。
- 没有低温的影响，极端最低气温在-10℃以上。
- 施工期长，一年随时均可施工。
- 电网条件好，离电力负荷中心近。

不利条件包括：地形复杂，湍流度大，台风易造成破坏性的极端风速。工程地质条件较复杂，对生态环境影响较大。

✓ 风能资源较丰富区

这一区域是风能丰富区域的扩展，也就是沿海风能资源丰富带向内陆的扩展，北部风能资源丰富带向南的扩展。其风能资源形成的天气气候条件与丰富地带完全相同。根据沿海实测风速资料分析表明，风速由海面向大陆急剧下降，这是因为陆地摩擦大，空气团动能消耗很快，由海岸向内陆延伸至10km处风速一般减小33%，至20km处风速减小66%。沿海地区由海岸线向陆上风功率密度的分布大致为：海岸线附近约为 $150W/m^2$ ，向内陆5~10km降到 $100W/m^2$ ，再向内陆20km以上则降到 $50W/m^2$ 以下。也就是说，由沿海风能资源丰富区向陆上很快降为风能资源较丰富区，直至风能资源贫乏区。所以这一地带风能资源丰富区和较丰富区仅分布于沿海岸线陆上狭窄的带状范围内。

北部风能资源丰富带向南扩展，其风功率密度不像沿海那样变化急剧，而是由北向南缓慢地递减，过渡带宽度在200km左右。

此外，在青藏高原北部有一风能资源较丰富区。这里属于藏北高原，空气稀薄、人口稀少，随着电网、交通等条件的逐步完善，这里的风能资源将来也可以开发利用。

✓ 风能资源一般区

该区北沿风能资源较丰富区，自东北长白山开始向西、过华北、经西北到我国最西端。东部由沿海风能资源较丰富区向西到长江、黄河中下游广大地区。只有在大的湖泊和特殊地形的影响下，风能资源才较为丰富，如鄱阳湖湖区较周围地区风能资源丰富，湖南衡山、湖北九宫山、利川以及安徽的黄山、云南太华山等山区局部风能资源也较为丰富。但是这些局部风能资源丰富区只限于较小范围之内，不像两大风能资源丰富带有那样大的面积。

从我国三北地区向南，由于冷空气从源地长途跋涉，到达我国黄河中下游，再到长江中下游，地面气温有所升高，使原来寒冷干燥气流逐渐改变为较冷湿润的气流(称为变性)，亦即冷空气逐渐变暖，此时气压也变小，以致风速由北向南逐渐减小，风能资源也由丰富区过渡至较丰富区，乃至变为贫乏区。

✓ 风能资源贫乏区

风能资源贫乏区分散在三个地区，一个是以四川盆地为中心，包括陕南、湘西、鄂西以及南岭山地和滇南；一个是雅鲁藏布江河谷；再一个是塔里木盆地。这三个地区的共同特点是四周为高山环抱，冷暖空气很难侵入，即便冷空气越过高山，但势力大减，风速剧降。所以，这些区域年平均风功率密度都在 $50W/m^2$ 以下，年平均风速都很小，一般在 $1m/s$ 左右，有些地方一年静风出现的频率很高，如绵阳、恩施、阿坝、思南、孟定、景洪等年平均静风频率在65%以上，新疆塔里木盆地的拜城和轮台其年平均静风频率也达50%和44%。这些区域风能资源开发利用潜力不大。

2) 风能资源 GIS 评估方法

风能资源的开发利用受自然地理、土地资源、交通、电网以及国家或地方发展规划等诸多因素的制约，因此计算风能资源潜在开发量必须综合考虑各种制约因素。本报告应用ArcGIS软件系统，结合地形、土地利用等各种地理信息数据，在数值模拟给出的风能资源分布图上，划定不能开发和限制开发风能资源的区域，最终得到风能资源可开发区域的位置、面积和潜在开发量。

✓ 不可开发风能资源区域的划定

对于完全不适宜发展风电区域的划分方法，目前我国还没有相应的技术标

准，因此本报告暂时采用美国可再生能源实验室（NREL）的方法。从技术上和经济上考虑，需要从数值模拟得到的风能资源分布图上完全剔除不可开发风能资源的区域包括：水体、湿地、沼泽地，以及海拔高度达到3500m或3000m的地区。从国家或地方政策上考虑，需扣除不可开发风能资源的区域包括：自然保护区、历史遗迹、国家公园、矿产、城市及城市周围3km的缓冲区。此外，考虑到我国严格的耕地控制和保护政策，本报告将农田也划入不可开发风能的区域。

✓ 限制开发风能资源区域的划定

对于广大的植被覆盖丰富区和牧场等地区，风能资源的开发利用会对环境产生不同程度的影响，在这些区域一般是采用限制开发风电的策略。在美国NREL的方法中规定，不同土地利用区域风能资源开发可占用面积分别为：草地80%；森林50%；灌木丛65%。但是考虑到我国风能资源丰富的地区主要分布在三北和沿海，这些区域的森林资源非常宝贵，根据《中华人民共和国森林法》中建设项目应不占或少占林地的基本原则，本报告将森林地区风能资源可开发率调整到30%。

✓ 风能资源潜在开发量的计算方法

表 2-10 装机容量系数与 GIS 坡度的对应关系

风能资源图谱的水平分辨率	GIS 坡度 α (%)	装机容量系数 (MW/km ²)
5km × 5km	$\alpha \leq 2$	5
	$2 < \alpha \leq 3$	3
	$3 < \alpha \leq 4$	2
	$\alpha > 4$	0

实践证明，用装机容量衡量风能资源的潜在开发量是可行的。单位面积上的装机容量主要受地形、地貌影响，平缓、简单地形上的装机容量远大于起伏、复杂地形的装机容量。本报告通过调查国内各类地形风电场的装机容量情况，参考美国NREL在中国张北地区开展风能资源评估工作时的方法，建立了GIS坡度 α 与装机容量系数P的关系（表2-10）。

3) 我国陆地风能资源的 GIS 初步评估

✓ 陆地风能资源 GIS 分析控制计算设置

根据中华人民共和国国家标准GB/T18710-2002《风电场风能资源评估方法》中风能资源等级划分（表2-11），风能资源达到3级就能满足并网发电的基本要求，4级风况要更好一些，5级以上风况说明风能资源非常丰富，对于具有2级风能资源的地区，可以考虑开展小型的离网式风力发电。本报告在分析风能资源可开发量时，既要考虑到当前我国大规模发展风电的需求，也考虑到今后内陆地区小型离网式风力发电的需要，因此对风功率密度等级4、3、2的风能资源分布分别进行风能资源潜在开发量的GIS分析。

表 2-11 风功率密度等级表

风功率 密度 等级	10m 高度		30m 高度		50m 高度		应用于并 网风力发 电
	风功率密度 (W/m ²)	年平均风速参考值 (m/s)	风功率密度 (W/m ²)	年平均风速参考值 (m/s)	风功率密度 (W/m ²)	年平均风速参考值 (m/s)	
1	< 100	4.4	< 160	5.1	< 200	5.6	
2	100~150	5.1	160~240	5.9	200~300	6.4	
3	250~300	5.6	240~320	6.5	300~400	7.0	较好
4	200~250	6.0	320~400	7.0	400~500	7.5	好
5	250~300	6.4	400~480	7.4	500~600	8.0	很好
6	300~400	7.0	480~640	8.2	600~800	8.8	很好
7	400~1000	9.4	640~1600	11.0	800~2000	11.9	很好

此外，由于我国地形复杂，高原、山地和丘陵的总面积约占国土总面积的2/3。特别是在高原地区，目前还没有开展过充分的风能资源观测，从数值模拟的结果看，海拔高度越高，风速模拟值就越大，虽然高原地区空气密度小，但是由于风功率密度与风速是3次方的关系，计算得到的风功率密度还是非常大的。从气象站10m高度的测风资料分析，高原地区并不存在很大的平均风速，是气象站受周围环境的影响观测风速偏小，还是现有的数值模拟计算方法有一定的局限性，不适用于青藏高原作用下的大气边界层，这些问题还有待进一步深入的研究。同时考虑到在高原地区建设风电场的技术难度，本报告分析风能资源可开发量时，暂时剔除高原地区，分别考虑剔除海拔高度大于3500m和3000m两种情况。

因此，本报告设置了6个风能资源潜在开发量GIS分析控制试验（表2-12），在中国气象局全国风能资源数值模拟结果的基础上（图2-16），分别在3个风能资源等级和2个海拔高度条件下，分析计算我国陆地风能资源的潜在开发量及其分布。表2-10中列出了全国陆地风功率密度分布满足各个风能资源GIS分析控制

计算条件时所覆盖的面积，称为风能资源基础面积，以下在做风能资源开发制约因素的GIS空间分析时，均与各个计算的风能资源基础面积进行比较。

表 2-12 陆地风能资源 GIS 分析的控制计算设置

计算序号	GIS 分析的控制条件	风能资源基础面积 (km^2)
1	风功率密度 $\geq 400\text{w/m}^2$, 地形高度 $\leq 3000\text{m}$	68.96
2	风功率密度 $\geq 300\text{w/m}^2$, 地形高度 $\leq 3000\text{m}$	133.18
3	风功率密度 $\geq 200\text{w/m}^2$, 地形高度 $\leq 3000\text{m}$	237.71
4	风功率密度 $\geq 400\text{w/m}^2$, 地形高度 $\leq 3500\text{m}$	79.60
5	风功率密度 $\geq 300\text{w/m}^2$, 地形高度 $\leq 3500\text{m}$	146.41
6	风功率密度 $\geq 200\text{w/m}^2$, 地形高度 $\leq 3500\text{m}$	254.76

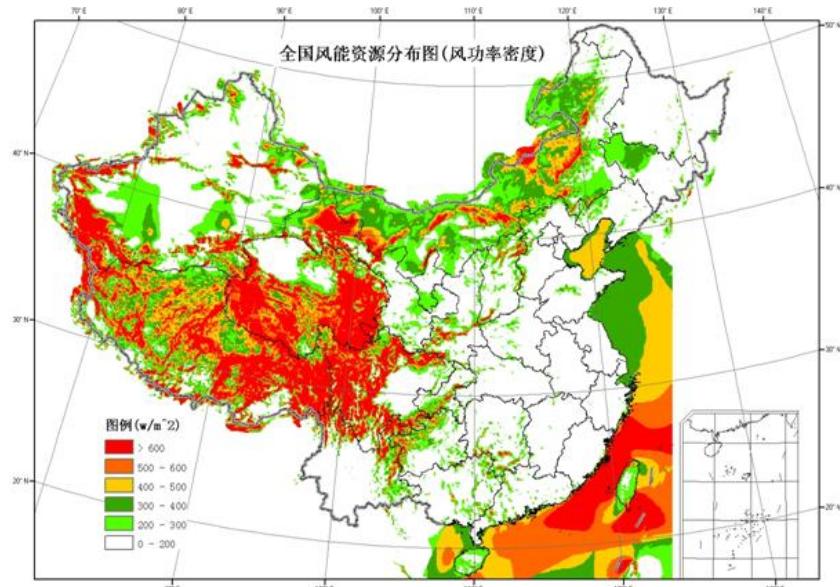


图 2-16 数值模拟法得到的 50m 高度年平均风功率密度分布

✓ 风能资源不可开发区的 GIS 空间分析

在分别满足6个GIS分析控制计算条件的风能资源可利用区中，对不可开发风能资源的区域进行剔除。剔除顺序为：GIS坡度大于4%，水体、湿地、沼泽地，自然保护区、历史遗迹、国家公园、矿产、城市及城市周围3km的缓冲区，农田，沙漠。表2-13为6个GIS分析控制计算的风能资源不可开发区面积分析结果，可以看出沙漠、农田和坡度是影响风能资源开发的主要因素，无论是在4级、3级或2级风能资源区域中，都是沙漠区域所占比例最大，其次是农田，再其次是坡度，水体、湿地、沼泽地和自然保护区、历史遗迹、国家公园、矿产、城市及城市周围3km的缓冲区所占面积均不超过5%。坡度的影响随着风能资源等级的降低而迅速减小，说明陡峭的地形容易产生局地性的较强风速。整体来看考虑不可开发

风能资源的影响因素后，在原有风能资源利用区域的基础上剔除了46-51%的面积。

表 2-13 6 个 GIS 分析控制计算的陆地风能资源不可开发区域面积分析

	各类风能资源不可开发区域占各控制试验风能资源基础面积的比率 (%)					
	1	2	3	4	5	6
GIS 坡度>4%	13.0	9.0	6.7%	16.9	11.9	8.9%
水体、湿地、沼泽地	3.1%	3.6%	4.5%	3.4%	3.7%	4.5%
自然保护区、历史遗迹、国家公园、矿产、城市及城市周围 3km 的缓冲区	1.8%	1.6%	1.6%	1.9%	1.7%	1.6%
农田	13.7%	13.1%	14.7%	12.0%	12.0%	13.8%
沙漠	15.3%	19.2%	22.9%	14.1%	18.1%	21.9%
合计	46.9%	46.5%	50.4%	48.3%	47.4%	50.7%

✓ 风能资源开发限制区的 GIS 空间分析

对于剔除风能资源不可开发区以后的风能资源可利用区域，考虑限制风能资源开发利用的制约因素，如草地、森林和灌木以及GIS坡度在2-3%和3-4%。表2-14为6个GIS分析控制计算的风能资源限制开发区域面积分析结果，可以看出70-83%区域面积的风能资源开发受到限制条件的影响。其中草地覆盖面积达到42-50%，但是草地区域风能资源的可利用率也高达80%；其次是灌木覆盖地区的面积11-12.5%，风能资源可利用率65%；GIS地形坡度2-3%的区域面积占6-9%，可装机容量系数60%；GIS地形坡度3-4%的区域面积占3.5-7%，可装机容量系数40%；森林覆盖面积较小，只有4.7-5.6%，风能资源的可利用率也只有30%。总之，在剔除了风能资源不可开发区以后，地形坡度对风能资源开发的制约因素相对较大。

表 2-14 6 个 GIS 分析控制计算的陆地风能资源限制开发区域面积分析

	各类风能资源不可开发区域占各控制试验风能资源基础面积的比率 (%)					
	1	2	3	4	5	6
草地	49.2%	46.4%	42.5%	49.7%	46.8%	42.9%
森林	5.0%	4.8%	5.6%	4.8%	4.7%	5.5%
灌木	11.9%	11.2%	12.5%	12.1%	11.4%	12.5%
GIS 地形坡度	2< α <3	8.9%	6.7%	5.8%	9.3%	7.2%
	3< α <4	6.2%	4.4%	3.6%	7.0%	5.1%
						4.1%

合计	81.2%	73.5%	70.0%	82.9%	75.2%	71.3%
----	-------	-------	-------	-------	-------	-------

✓ 风能资源 GIS 分析控制计算结果的分析对比

6个风能资源潜在开发量的GIS分析控制计算中，分别按照2.2.2节中GIS评估方法计算分析后得到（表2-15），全国陆地4级以上风能资源（风功率密度 $\geq 400\text{W/m}^2$ ）的潜在开发量为10.5-11.3亿kW，3级以上风能资源（风功率密度 $\geq 300\text{W/m}^2$ ）的潜在开发量为22.8-23.8亿kW，2级以上风能资源（风功率密度 $\geq 200\text{W/m}^2$ ）的潜在开发量为37.9-39.4亿kW。由此可见我国陆地上有约23亿kW的风能资源潜在开发量可供并网型风力发电利用，有约16亿kW的风能资源潜在开发量可供离网型风力资源利用。小规模、离网型风电场的建设所受环境制约因素的影响要小的多，风能资源可以得到更充分的利用，因此，内陆地区小规模的风电开发不容忽视。由于本报告没有考虑电网和路网条件，没有结合地方发展规划，所以分析得到的风能资源潜在开发量与实际风电场的装机容量还会有一定差距。

表 2-15 中国陆地风能资源潜在开发量的 GIS 分析结果

	4 级及以上 风功率密度 $\geq 400\text{W/m}^2$	3 级及以上 风功率密度 $\geq 300\text{W/m}^2$	2 级及以上 风功率密度 $\geq 200\text{W/m}^2$
地形海拔高度 $\leq 3000\text{m}$	10.5	22.8	37.9
地形海拔高度 $\leq 3500\text{m}$	11.3	23.8	39.4
潜在开发量（亿 kW）	10.5-11.3	22.8-23.8	37.9- 39.4

图2-17~图2-22分别是6个GIS分析控制计算得到的风能资源潜在开发量分布图，图中沿海地区的风能资源可开发区基本在岸上15km以内，所以在图中很难显示出来。通过对比得到如下结果：

(1) 风能资源4级

陆地上4级以上的风能资源主要分布在内蒙呼伦贝尔的大兴安岭西侧、锡林郭勒盟东部、四王子旗、达茂旗和乌拉特中旗的部分地区，以及内蒙额济纳旗与甘肃酒泉交界地区，还有一些分布面积相对较小的区域在新疆淖毛湖、北塔山、吐鲁番、老风口、阿拉山口和帕米尔高原南侧，这些地区的潜在装机容量可达 $2.4\text{-}5\text{MW/km}^2$ 。4级以上风能资源其次在环青海湖、甘肃、四川和陕西三省交界地区、山西恒山、云南昭通地区，但这些地区的潜在装机容量只有 $1\text{-}2 \text{ MW/km}^2$ 。

如果将地形高度限制放宽到小于3500m（控制计算4），则云南昭通地区的风能资源分布扩大到贵州毕节西部和北部、遵义西北部、以及四川攀枝花和凉山自治州南部，青海湖东部的风能资源分布面积也扩大且潜在装机容量也有明显提高，说明在上述地区3000m-3500m海拔高度上由有较好的风能资源。

（2）风能资源3级

在3000m海拔高度以下，风能资源等级由4级变为3级后（控制计算2），潜在装机容量较高的风能资源可开发区扩大到了吉林松原、内蒙呼伦贝尔西南部、内蒙与辽宁阜新的交界地区、整个锡林郭勒盟、乌兰察布南部、阿拉善盟西部、河北张北和新疆哈密东南部。潜在装机容量较小的风能资源开发区也有所增加，如陕西彬县、云南曲靖等。如果将地形高度限制放宽到小于3500m（控制计算5），可利用风能资源有显著增加的地区是青海湖以东地区。

（3）风能资源2级

海拔高度3500m以下、风能资源2级以上（控制计算6）的可利用风能资源分布面积比较大，潜在装机容量大于 $2 \text{ MW}/\text{km}^2$ 的区域主要分布在内蒙自治区的大部地区、吉林西部松原和白城地区、辽宁阜新和朝阳地区、河北张北地区、甘肃酒泉、新疆哈密、吐鲁番、伊犁西部边境地带的几个山口和河谷地区、昆仑山脉北侧、青海格尔木和环青海湖地区、甘肃白银、庆阳和宁夏固原地区。潜在装机容量小于 $2\text{MW}/\text{km}^2$ 的风能资源主要分布在中原和西省份，如山西、陕西、河南、西川、重庆、云南、贵州、广西和广东西部，此外还有黑龙江、辽宁东南部、山东中部、湖北西北部和湖南南部也分布着可利用的风能资源。

（4）沿海风能资源

中国沿海地区的岸上可利用风能资源均在离岸15km的范围内，其中只有福建沿海的风能资源等级可以达到4级，其余沿海地区的风能资源等级均为3级。沿海岸上15km离岸距离以内，风能资源等级在4级以上的潜在装机容量为170万kW，风能资源等级在3级以上的潜在装机容量为390万kW。

总之，内蒙自治区的可利用风能资源面积和潜在装机容量都远远超过其他省份，其次是新疆和甘肃酒泉，适合于建设大规模的风力发电基地。沿海地区、青海、甘肃南部、山西、河北北部、辽宁和吉林也具有发展并网风力发电的风能资源。云贵州川的交汇地区也是风能资源集中分布的地区，但受自然环境的限制，

潜在装机容量不高，但是可以考虑开展小规模的风电开发，河南、湖南、湖北、广西等省份仍然具有2级风能资源，也具有发展小规模离网风力发电的前景。

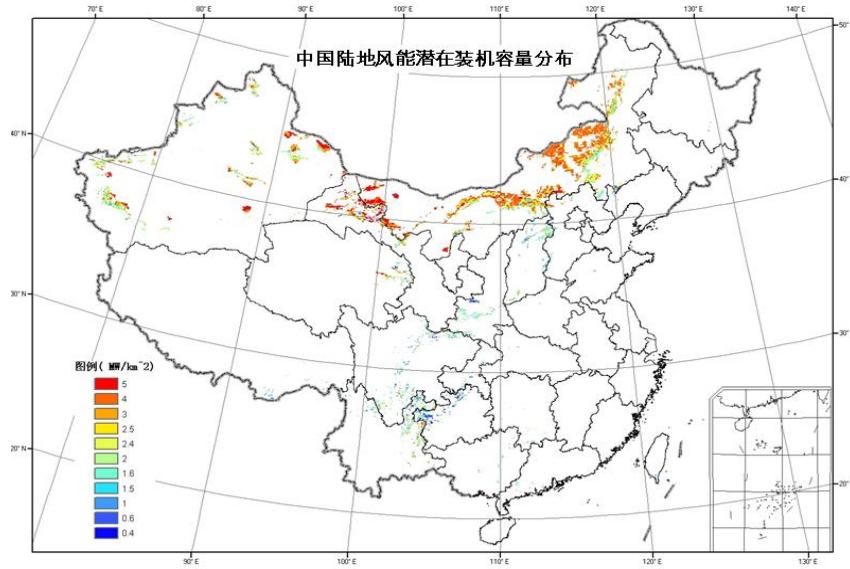


图 2-17 GIS 分析控制计算 1（风功率密度 $\geq 400\text{W/m}^2$ ，地形高度 $\leq 3000\text{m}$ ）得到的全国陆地潜在装机容量分布

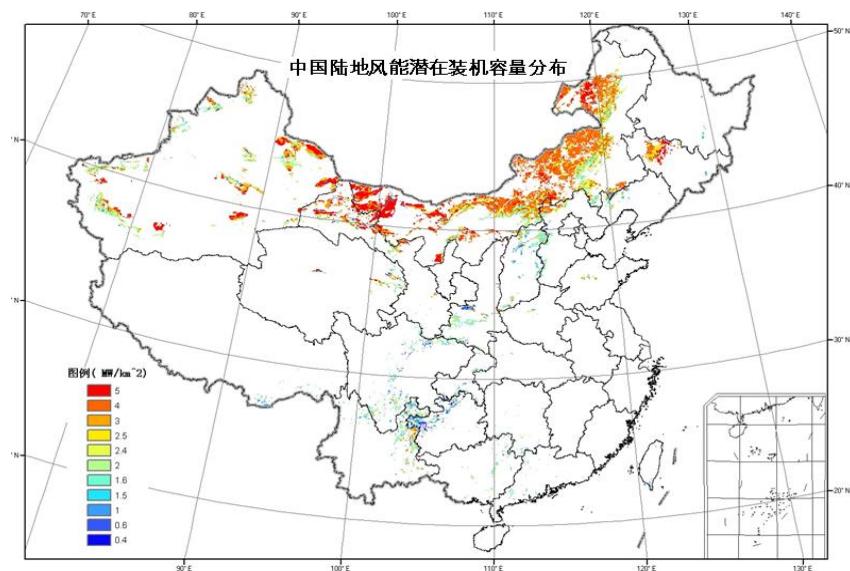


图 2-18 GIS 分析控制计算 2（风功率密度 $\geq 300\text{W/m}^2$ ，地形高度 $\leq 3000\text{m}$ ）

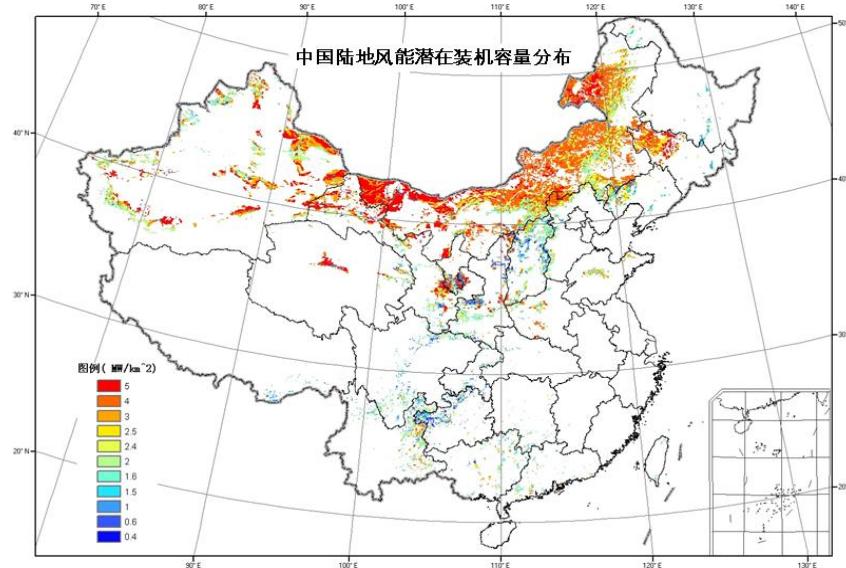


图 2-19 GIS 分析控制计算 3 (风功率密度 $\geq 200\text{W/m}^2$, 地形高度 $\leq 3000\text{m}$) 得到的全国陆地潜在装机容量分布

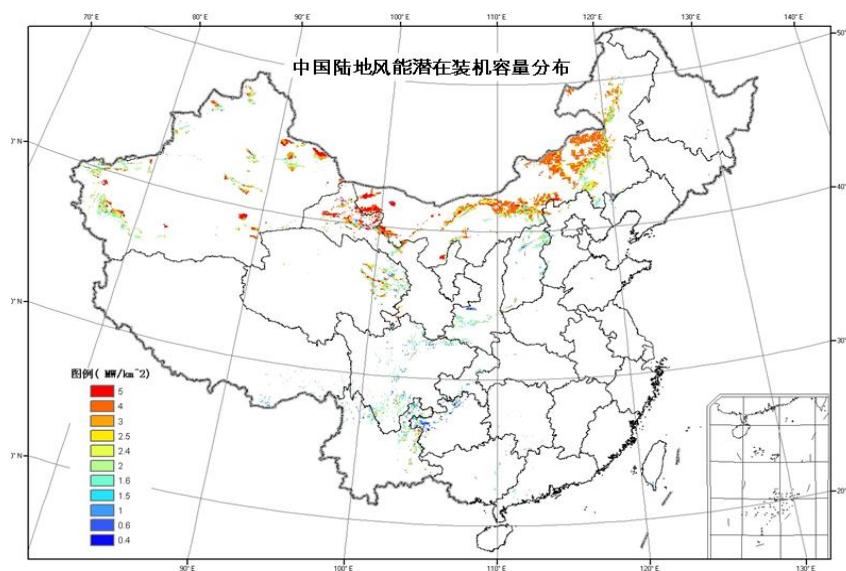


图 2-20 GIS 分析控制计算 4 (风功率密度 $\geq 400\text{W/m}^2$, 地形高度 $\leq 3500\text{m}$) 得到的全国陆地潜在装机容量分布

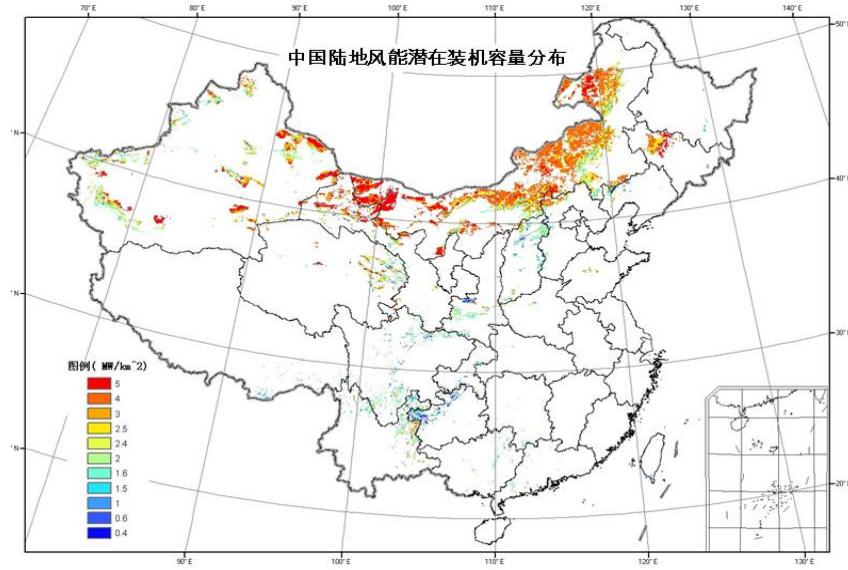


图 2-21 GIS 分析控制计算 5（风功率密度 $\geq 300\text{W/m}^2$, 地形高度 $\leq 3500\text{m}$ ）得到的全国陆地潜在装机容量分布

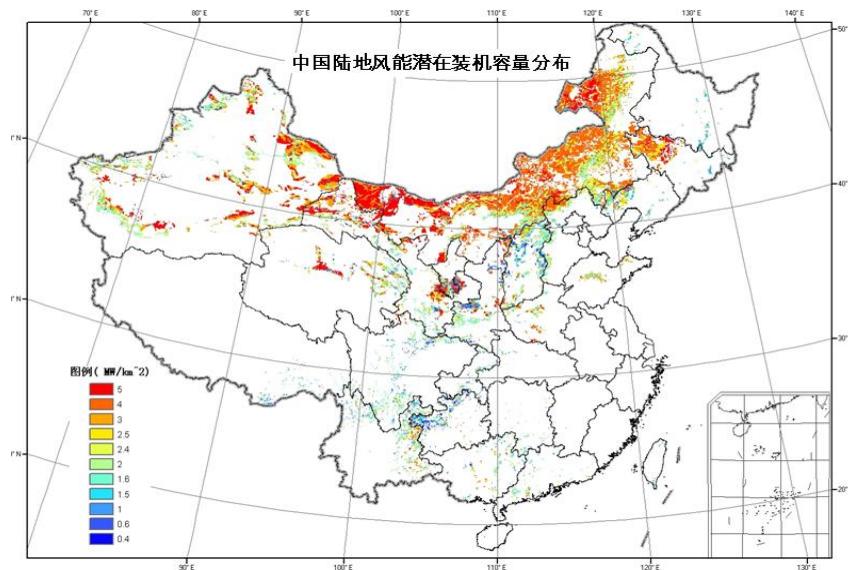


图 2-22 GIS 分析控制计算 6（风功率密度 $\geq 200\text{W/m}^2$, 地形高度 $\leq 3500\text{m}$ ）得到的全国陆地潜在装机容量分布

4) 重点地区风能资源经济可开发量

✓ 研究方法

(1) 方法来源

2006 至 2008 年之间，中国水电顾问集团在联合国开发计划署（UNDP）的援助下，开展了与美国国家可再生能源实验室的部分技术合作。合作的主要内容之一就是通过使用现有的各种数据，以地理信息系统（GIS）为手段，分析一定

边界条件下的风能经济可开发量。本方法的研究目的是为了形成地理空间供给曲线（GSC），它共包含两个部分。第一部分是一个标准供给曲线，给出各区域各个价格下能获得的供给数量，（或者，相反地，在一个给定的供给水平下的边际价格）。第二个部分就是地理空间部分，它是一个地理信息系统（GIS），与图上供给曲线的每一个点都相关联。经过中国水电顾问集团公司专家和 NREL 专家的分析和讨论，初步形成了一定的研究方法，并结合更多的数据来源和更加细化的分析手段，开发了《风电场风能经济可开发量评估软件》。依据该方法，采用风电场风能经济可开发量标准程序，本报告对我国重点风能开发区域进行分析，可以得到包括新疆、内蒙古等重点地区的风能经济可开发量。

（2）方法简介

风能经济可开发量主要采用了如下两个概念：

A、等级化

根据风能资源图中反映的风能资源情况，对具备不同等级风能资源的地区给出典型的风能成本。

B、单元化

根据风能资源分布图及数字化地形图的分辨率，对各个 GIS 单元（ $5\text{km} \times 5\text{km}$ ）风力资源进行了地理的和经济的评估，计算其风能资源的开发成本，从而避免出现风电场及风电场边界的概念。所得的“电价—装机容量”曲线（其中供给数量是电价的函数）则是建立在对所有 GIS 单元的开发成本核算之上。以某区域为例，区域内所有 GIS 单元按开发成本大小进行排序，即可得到该区域的电价—装机容量曲线。

✓ 计算数据及相关参数

（1）计算数据

风能资源数据

联合国环境署（UNEP）曾经通过中尺度分析模型，对我国 100 万平方公里的地域范围进行了风能资源分析评估，但是 UNEP 风能资源图只能覆盖我国部分领土，而内蒙、新疆、甘肃等具备大规模风电开发条件的省份并没有被包括在内。为此本报告采用 3Tire 公司提供的我国全国范围的中尺度风能资源图，如图 2-23 所示。

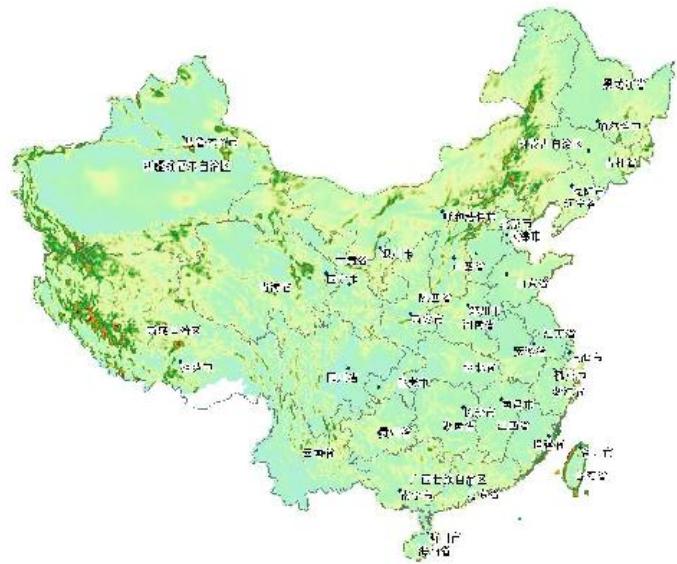


图 2-23 3Tire 风能密度图

地形数据

目前用于分析地形起伏程度所采用的地形数据为 SRTM 高程数据，该系统数据可以覆盖南纬 56 度到北纬 60 度之间的陆地区域。数据分辨率在美国以外的地区一般为 90m。

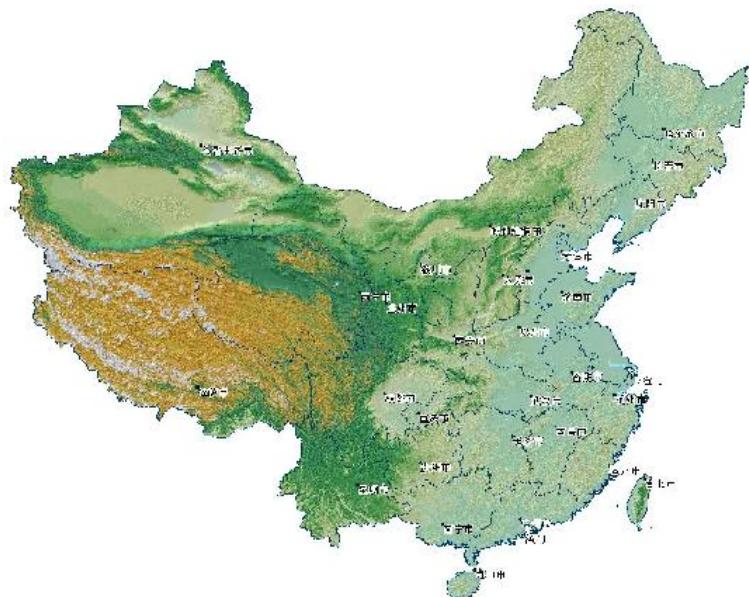


图 2-24 我国地形图

为准确的分地区评估风能资源经济可开发量，包括省界，县界，省道，国道，省会，县级驻地等地理要素的地形图也不可缺少，为此采用了如下含上述要素的矢量地图进行分析。



图 2-25 我国政区图

风电机组数据

为使得风能资源经济可开发量具有代表性意义，需要采用不同发电能力和价格水平的机组进行分别测算，并使用其平均值作为进一步研究的依据。因此拟采用如下四种风电机组进行分析：

- A 风电机组，代表价格较高的国际品牌风电设备；
- B 风电机组，代表价格较低的国际品牌风电设备；
- C 风电机组，代表价格较高的国内品牌风电设备；
- D 风电机组，代表价格较低的国内品牌风电设备。

目前研究所得出的供给曲线显示了四种不同的风涡轮机类型和其平均值。

(2) 计算参数

单位面积默认装机容量

默认装机容量值是指在选定位置无任何影响装机的因素时，单位面积上可以安装风电机组千瓦数值。

坡度及装机系数

由于风电场所在位置的地形起伏可以在很大程度上影响当地的风电机组装机密度，因此需要根据坡度设置装机系数：非常平的地形，坡度可看作为 0，装机系数可设置为 1；地形越陡峭，坡度变大，装机系数也逐渐变小。在进行风电场经济可开发量分析阶段初步认为坡角大于 45 度的地区不能布置风机，所以坡度范围是 0 到 1。

地形及土地利用系数

根据分析区域的可能地表覆盖情况，包括草地(土地利用系数 80%)、农场(土地利用系数 80%)、湖泊、灌木(土地利用系数 80%)、树木(土地利用系数 80%)、文物或沙丘等，明确其对风电机组装机的影响程度，给予不同的容量系数。

(3) 计算流程

使用上述两部分提及的分析方法与分析参数、资料，采用如下流程，进行风电场经济可开发量的研究。

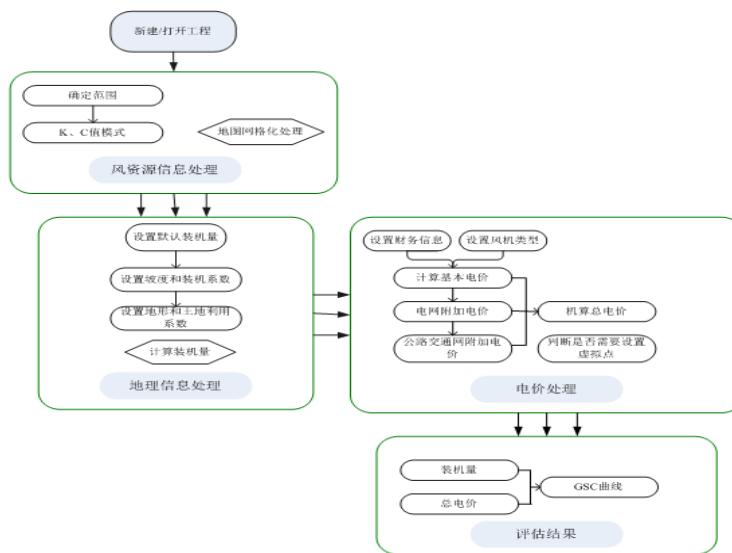


图 2-26 风能经济可开发量计算流程图

(4) 计算设想

根据我国的经济社会发展状况、全国风能资源分布状况以及电网条件，国家能源主管部门已经初步明确了以三北地区风能资源丰富带为陆上风点发展重点，沿海风能资源丰富带及附近海域为海上风电发展重点的思路。

为配合国家正在大力推进的千万千瓦级风电基地建设，同时也和我国的管理体制保持一致，本次分析报告的重点方向包括大型风电基地风能资源经济可开发量和重点风能开发省份（地区）风能经济可开发量研究。

✓ 新疆自治区

全自治区可开发量约为 4000 万 kW，分布如图 2-27 所示：

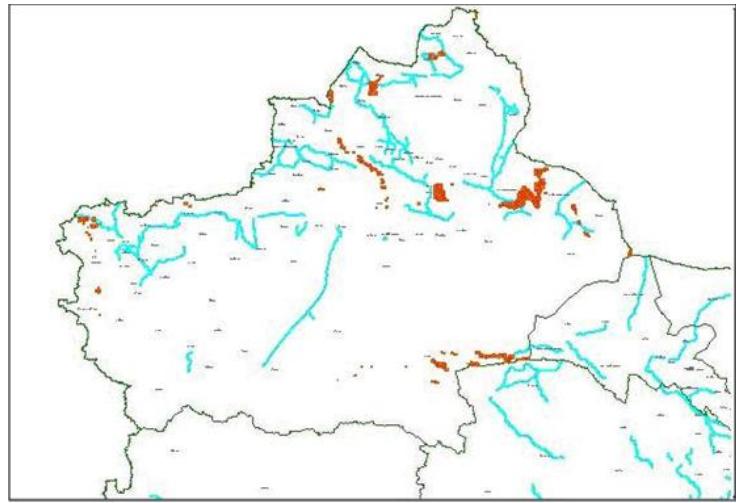


图 2-27 新疆自治区风资源集中区域图

哈密基地:

新疆哈密千万千瓦级风电基地的风能资源以 3-4 级为主，根据计算结果，该基地可开发量为 1959 万 kW，分布如图 2-28 所示：

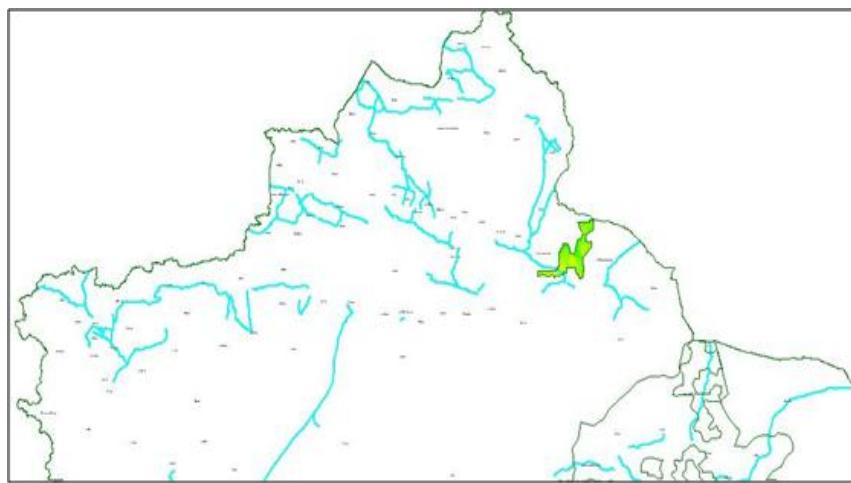


图 2-28 新疆自治区哈密地区风资源集中区域图

具体的经济可开发量曲线如图 2-29 所示：

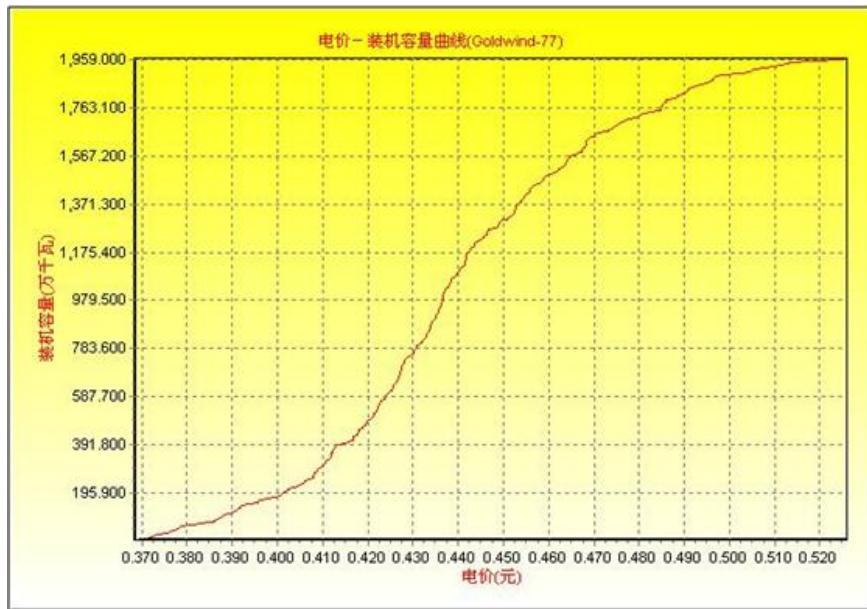


图 2-29 新疆自治区哈密地区风能经济可开发量

其他风能资源集中地区：

其他地方可开发量为 2050 万 kW，分布如图 2-30 所示：

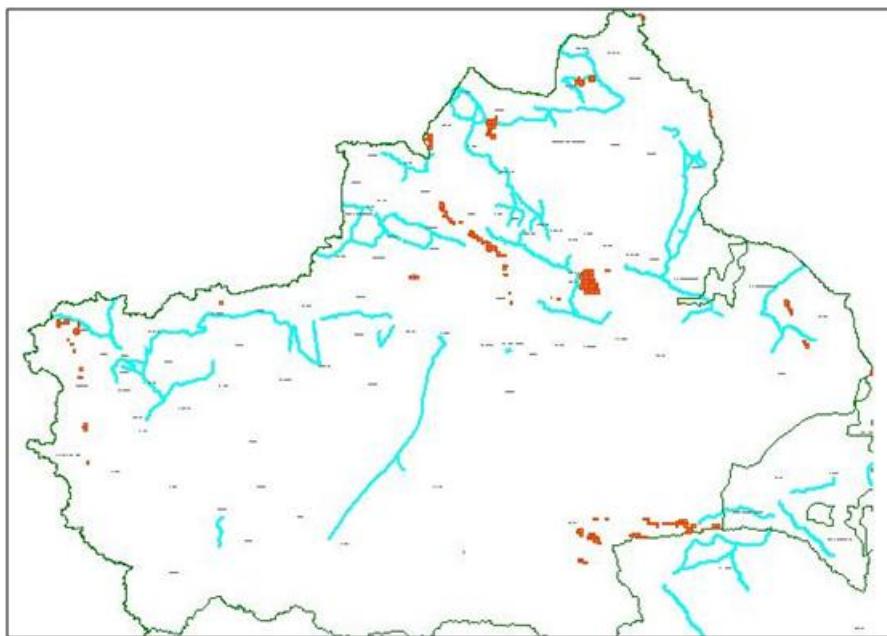


图 2-30 新疆自治区其他重点风能资源区域图

✓ 甘肃省

全省开发量约为 6009 万 kW，分布如图 2-31 所示：

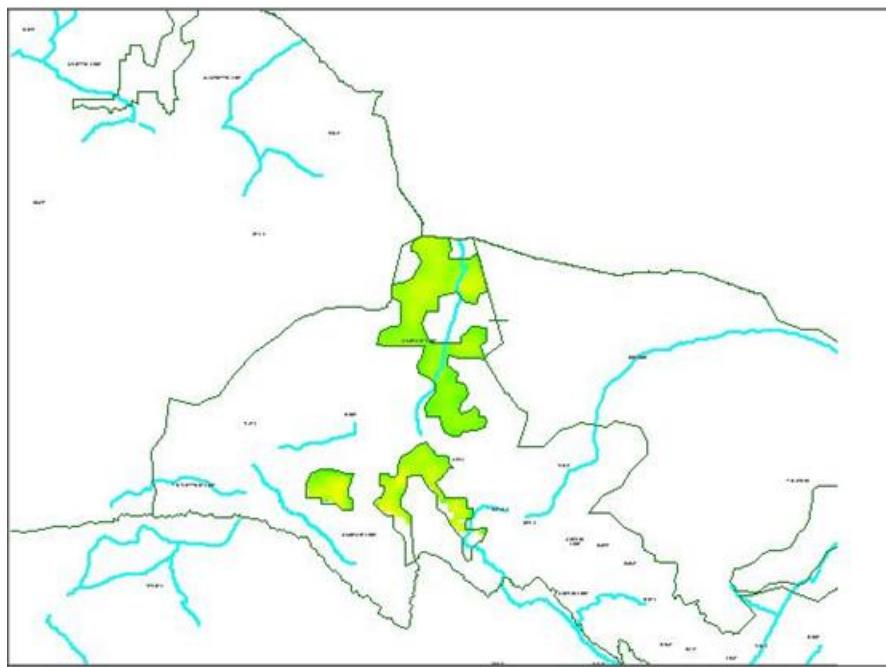


图 2-31 甘肃省西部地区风资源集中区域图

可开发的风能供应曲线如图 2-32:

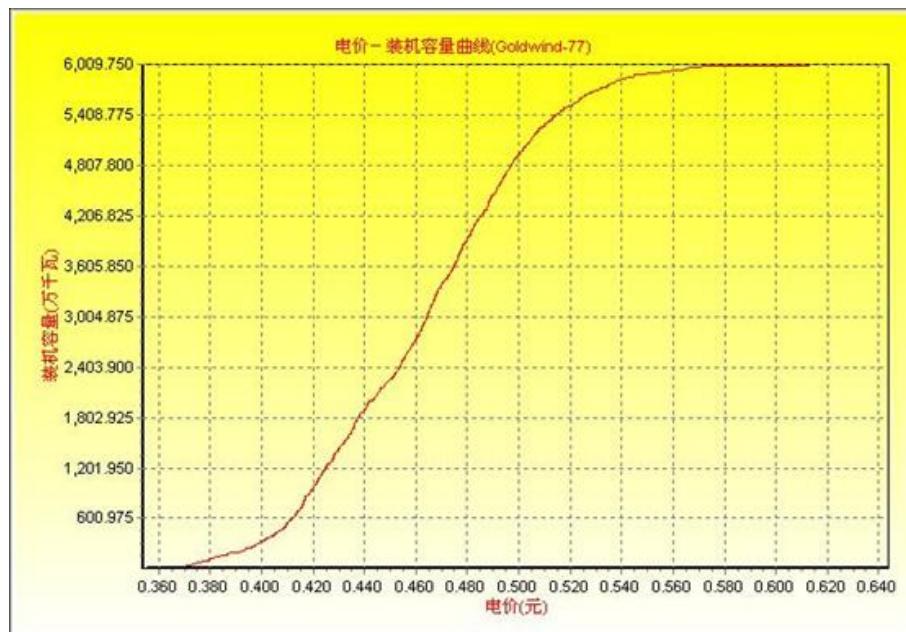


图 2-32 甘肃省西部地区风能经济可开发量

✓ 内蒙古自治区西部

该地区可开发量约为 14,904 万 kW，分布如图 2-33 所示：

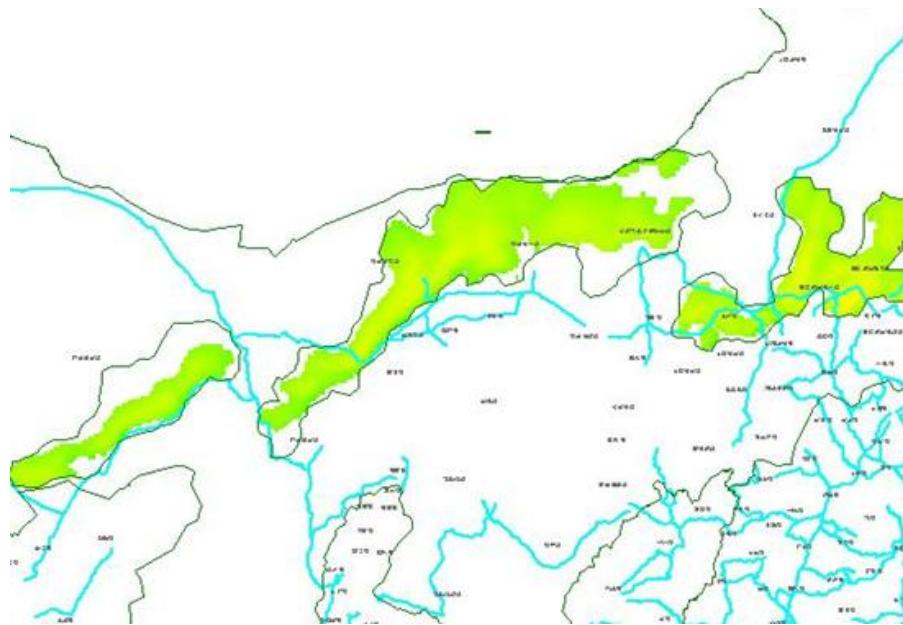


图 2-33 内蒙古自治区西部地区风资源集中区域图

风能开发的供应曲线如图 2-34 所示：

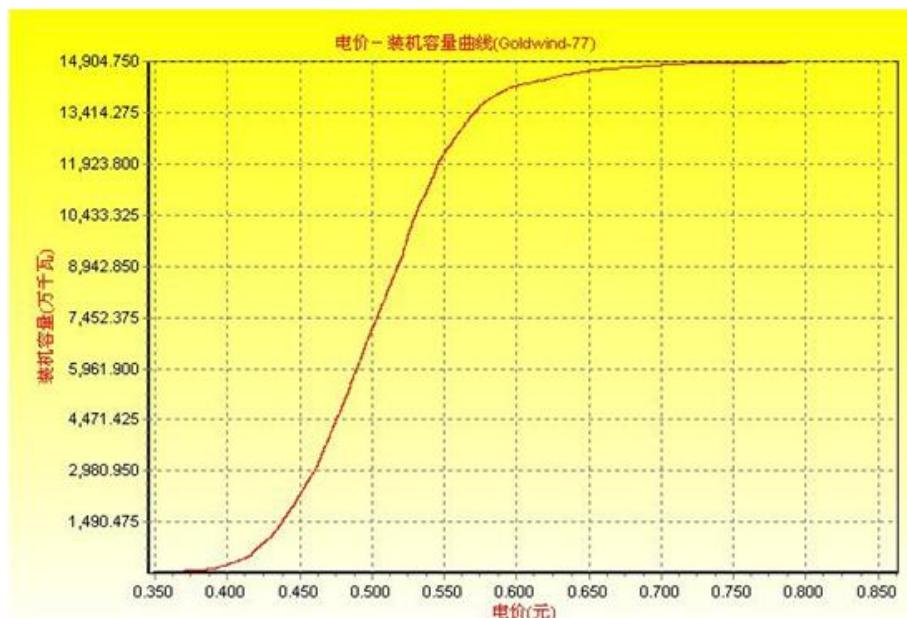


图 2-34 内蒙古自治区西部地区风能经济可开发量

✓ 内蒙古自治区东部

该地区可开发量约为 9,087 万 kW，分布如图 2-35 所示：

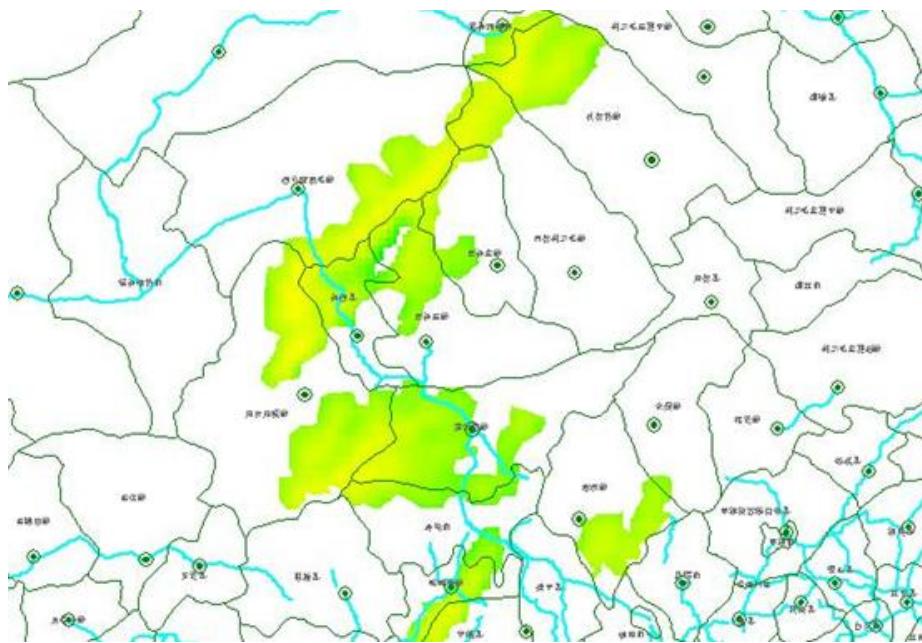


图 2-35 内蒙古自治区东部地区风资源集中区域图

风能开发的供应曲线如图 2-36 所示：

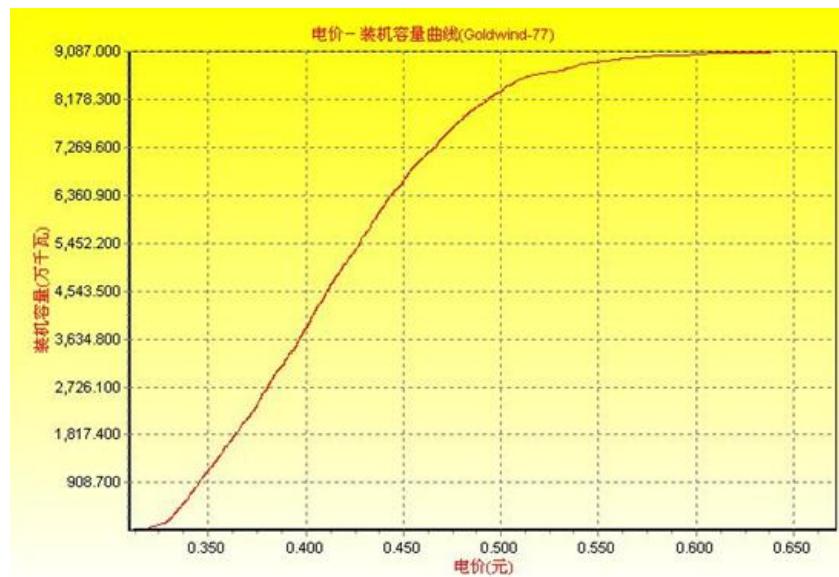


图 2-36 内蒙古自治区东部地区风能经济可开发量

✓ 东北地区

经初步分析，该区域重点地区的经济可开发总量约为 6,000 万 kW：

辽宁省：1400 万 kW；

黑龙江省：1600 万 kW。

吉林省西部千万千瓦级风电基地风能资源为 2.5-3 级。经济可开发总量约为 2700 万 kW；

✓ 河北省

该地区可开发量约为 4,000 万 kW，分布如图 2-37 所示：

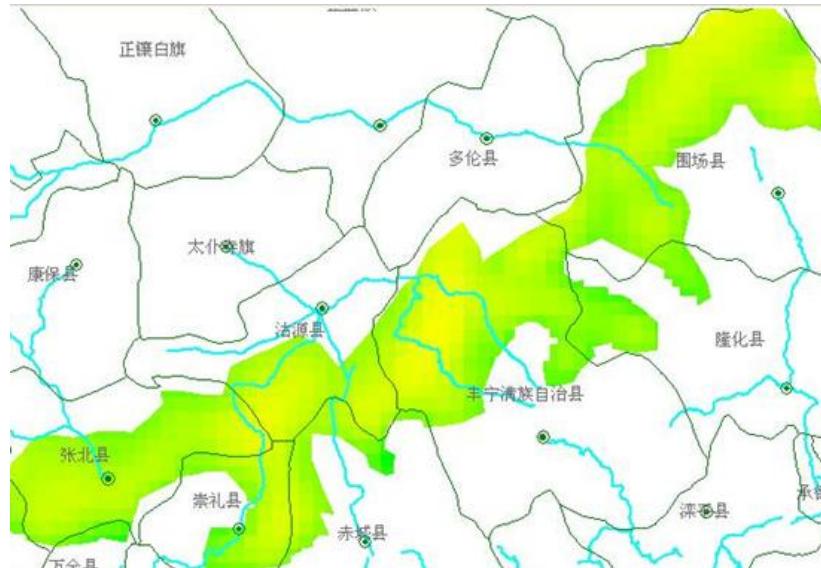


图 2-37 河北省北部地区风资源集中区域图

风能开发的供应曲线如图 2-38 所示：

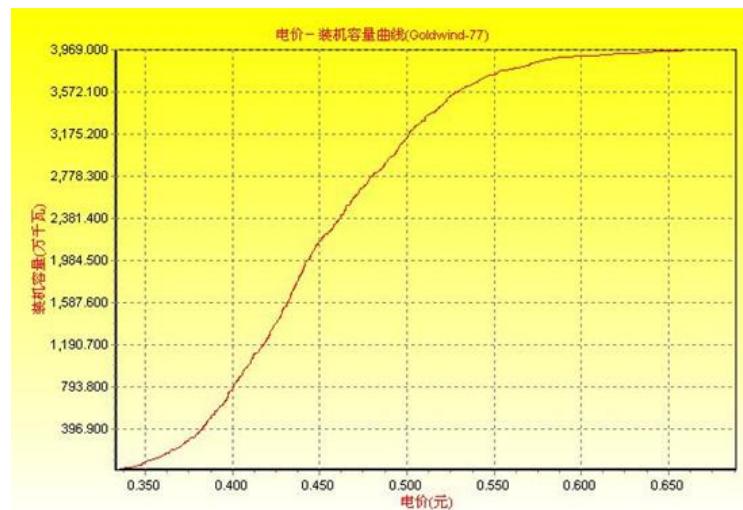


图 2-38 河北省北部地区风能经济可开发量

✓ 江苏省

江苏省风能资源主要分布在近海海域和沿海陆地。江苏省陆上风能资源主要分布在沿海岸线上，风能资源等级为 2.5-3 级，可装机容量共 340 万 kW。江苏省近海 5-25m 等水深线范围内，风能资源等级为 3-4 级，面积为 4.62 万平方公里，可装机容量为 1390 万 kW。

✓ 我国重点地区风能资源经济可开发总量

根据对我国重点地区风能资源经济可开发量的分区域研究，可以初步得到结论，在风能资源得到充分开发利用的前提下，上述 7 个重点地区的风能资源经济可开发量均可满足千万千瓦级风电基地建设的资源规划要求，可开发总量超过 4 亿 kW，如表 2-16 所示：

表 2-16 我国重点区域风能资源经济可开发总量表

地区	经济可开发总量（亿 kW）
新疆维吾尔自治区	0.4
甘肃省	0.6
内蒙古自治区西部	1.5
内蒙古自治区东部	0.9
东北三省	0.6
河北省	0.4
江苏省	0.17
总计	4.57

3、我国风能资源评估结论

1) 我国风能资源储量和分布

我国风能资源丰富，风能资源丰富区主要分布在我国北部及沿海两大地带；风能资源贫乏区分散在以四川盆地为中心、包括陕南、湘西、鄂西以及南岭山地和滇南的区域，以及雅鲁藏布江河谷和塔里木盆地。

适宜发展大规模并网型风力发电的地区主要分布在内蒙呼伦贝尔、锡林郭勒盟、乌兰察布、包头、巴彦淖尔、阿拉善盟，吉林松原和白城，辽宁阜新，甘肃酒泉，新疆哈密和吐鲁番，河北张北和承德，以及我国沿海地区。到 2030 年随着我国电网、交通和风电技术的发展，还有望发展并网发电的地区有新疆伊犁西部边疆的一些河谷和山口，环青海湖地区，甘肃中部，内蒙通辽和赤峰，陕西榆

林，山西大同，以及云南昭通、曲靖和贵州六盘水地区。我国很多地区具有发展小型离网风电的前景，主要散布在甘肃白银、庆阳和宁夏固原地区，山西、河南、四川、重庆、云南、贵州、广西和广东西部，湖北西北部和湖南南部，以及黑龙江、辽宁东南部和山东中部山区。

我国近海风能资源丰富，沿海海域的风能资源等级都在 3 级以上，满足建设并网型风电场对风能资源的要求。风能资源最丰富的近海海域是福建、浙江南部和广东东部沿海，其次是广东西部、海南、广西北部湾、浙江北部和渤海湾的近海海域，江苏、山东东部和南部近海海域的风能资源等级均为 3 级。满足近海 25m 水深风能开发条件的区域主要分布在江苏、渤海湾和北部湾的近海海域，受台风灾害影响的海域主要分布在福建泉州、广东茂名和雷州半岛西侧、海南琼海以及台湾高雄和苏澳等地的近海海域。

表 2-17 我国风能资源潜在开发量的 GIS 分析结果（单位：亿 kW）

	风能资源 4 级及以上 风功率密度 $\geq 400 \text{w/m}^2$	风能资源 3 级及以上 风功率密度 $\geq 300 \text{w/m}^2$	风能资源 2 级及以上 风功率密度 $\geq 200 \text{w/m}^2$
陆地	10.5-11.3	22.8-23.8	37.9- 39.4
近海	0.87-2.14	1.97-3.42	
合计	11-13	25-27	38-39

本报告通过对我国风能资源潜在开发量的 GIS 分析控制计算结果的对比和对近海离岸 50km、20km 和水深 25m 以内海域的风能资源分析，得到我国陆地上 4 级及以上的风能资源潜在开发量为 10.5~11.3 亿 kW，3 级及以上的风能资源潜在开发量为 22.8~23.8 亿 kW，近海 4 级及以上的风能资源潜在开发量为 0.87~2.14 亿 kW，3 级及以上的风能资源潜在开发量为 1.97~3.42 亿 kW(表 2-17)。综合上述结果，我国 4 级及以上的风能资源潜在开发量为 11~13 亿 kW，3 级及以上的风能资源潜在开发量为 25~27 亿 kW，另有 2 级风能资源潜在开发量约 12 亿 kW，陆上风能资源大于海上，能够满足我国 2030 年实现 3~4 亿 kW 风电装机对风能资源的需求。

2) 我国风电大规模发展的建议

本报告在采用数值模拟技术方法得到的我国风能资源分布基础上，通过 GIS

空间分析，剔除水体、湿地、沼泽地、农田、自然保护区、历史遗迹、国家公园、矿产、城市及城市周围 3km 的缓冲区等不可开发风能资源的区域，考虑地形高度和坡度、森林、草地、灌木等限制风能资源利用的制约因素，得到了我国不同等级风能资源的潜在开发量及其分布。结果表明我国风能资源丰富，可利用的风能资源分布广泛，陆上风能资源大于海上，能够满足我国 2030 年实现 3-4 亿 kW 风电装机对风能资源的需求。仅从风能资源的角度，对我国风电大规模发展的政策建议如下：

重点开发陆上风能资源；

北部和沿海地区重点发展并网型风力发电，中原和西南地区重点发展小型离网型风力发电；

近海风力发电优先开发渤海湾、山东东部、江苏、上海和杭州湾、以及北部湾。

三、我国大规模发展风电的产业基础和技术发展方向

(一) 国际风电产业的发展历程及趋势

1、风电市场发展历程

1) 陆上风电市场

自 20 世纪 90 年代以来，随着风电技术的日趋成熟，依靠风力发电来增加能源供应的方式越来越受到世界各国的青睐。同时，随着全世界对大气变暖的关注，开发洁净的、可再生的风能资源又增加了新的意义。当前，全球已经有 70 多个国家和地区制定了相关激励政策来促进风电产业发展。全球风电装机容量正在以每年 20~30% 左右的速度快速增长。据 GWEC 统计数据，到 2009 年底，全球累计风电装机容量已达到 158GW（前章已述）。

欧洲一直是全球风电发展最快的地区，近年来由于受土地资源等因素限制，风电装机速度在下降，但是总的保有量仍然是全球规模最大的区域。2009 年底欧洲累计装机 74.8GW，占全球风电装机容量的 47.6%。

除欧洲国家以外，美国、中国、印度等一些国家都具有丰富的风能资源，近年来风电产业发展非常迅速。如 2009 年美国新增装机 9,922MW，累计装机达到 35,159MW，超过德国成为世界上风电装机最多的国家。中国 2009 年新增装机 1220MW，累计装机超过 24,120MW，位列世界第三，并成为亚洲发展最快、累计装机容量最多的国家。

此外在拉美、非洲及中东一些国家，风电装机也在不断增加，如埃及和巴西的风电装机容量均超过 300MW 以上。

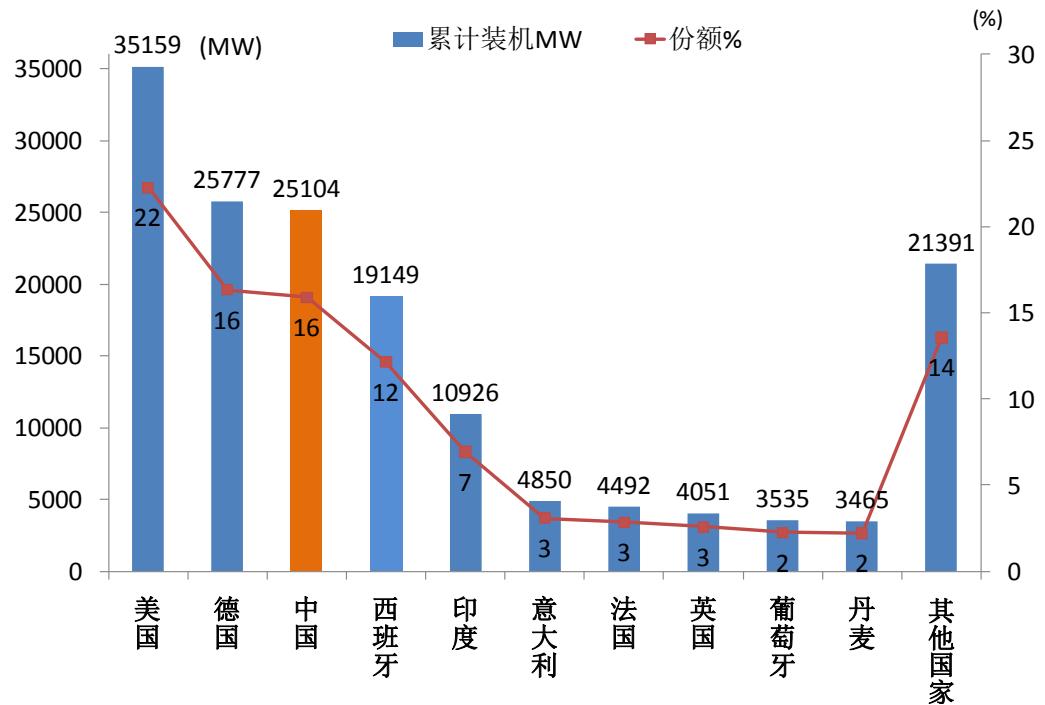


图 3-1 2009 年全球累计风电市场区域分布

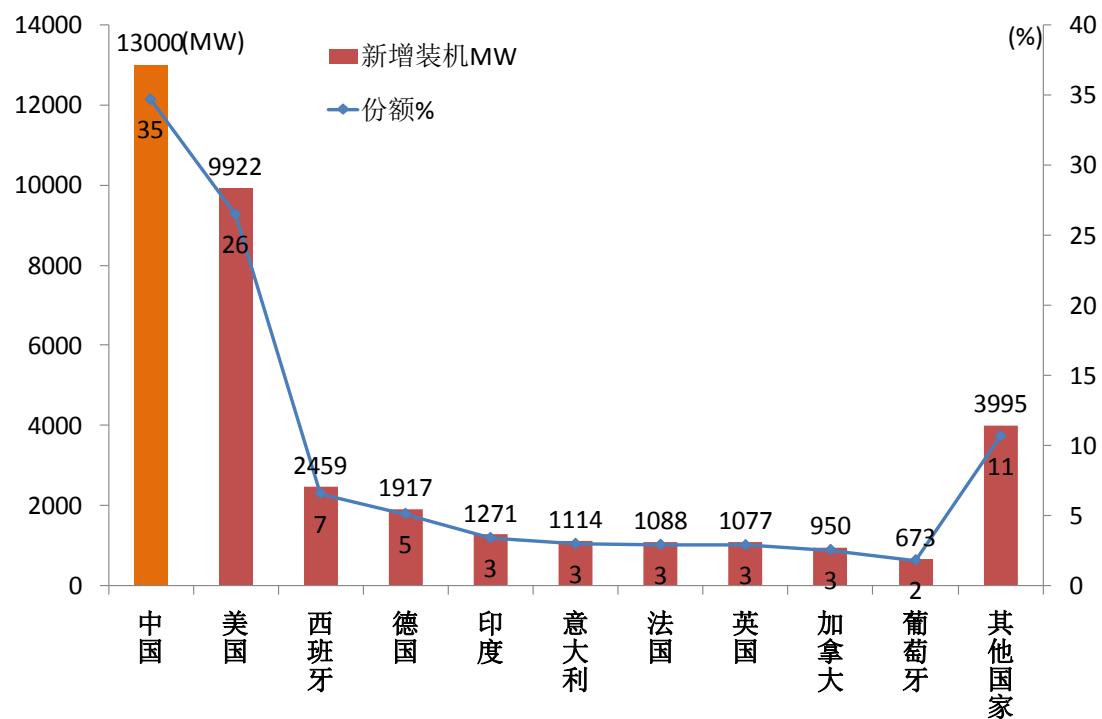


图 3-2 2009 年全球新增风电市场区域分布

2) 海上风电市场

目前近海风电场的开发主要在欧洲的丹麦、英国、荷兰、瑞典、爱尔兰、德国等国家，1990 年丹麦安装了第一台示范近海风电机组，单机容量为 220kW；1991 年建成 Vindeby 风电场，总装机容量 49.5MW；至 2009 年底丹麦近海风电场装机容量已达到 639MW，占全球近海风电装机总量的 31%。2009 年间，全球近海风电新增机组共 199 台，装机容量 577MW，分布在丹麦、德国、挪威、瑞典和英国，总装机容量为 2056MW。我国位于上海的第一个海上风电项目规模为 10 万 kW，2009 年年底完成机组的吊装，2010 年正式并网发电，成为欧洲之外世界上唯一的海上风电场。

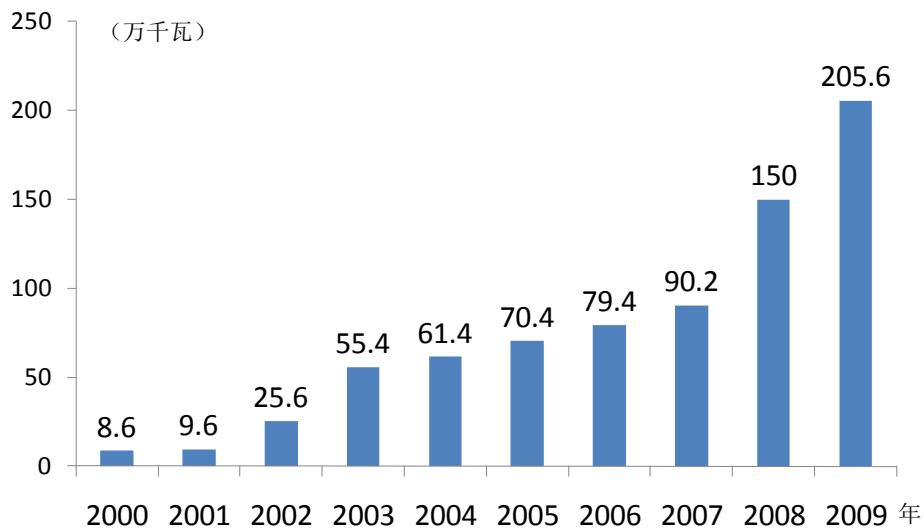


图 3-1 全球近海风电场装机容量变化

来源：欧洲风能协会，2010

2、风电产业发展历程

从上世纪 70 年代至今，全球风电设备制造业已经走过了 30 多年的发展历程。在这一漫长过程中，风电技术不断更新，风电机组的类型不断变化，风电机组的功率逐步增加。风电设备制造企业间的兼并重组不断发生，企业规模不断扩大。丹麦 Vestas 公司和美国 GE 公司，每年的产量都在 5GW 以上，西班牙 Gamesa 公司和德国 Enercon 公司，每年的产量也都在 3GW 左右。因此，风电设备总的市场集中度仍然很高，前 10 家企业占据了全球 90% 以上的市场份额。2008 年，

全球十大供应商当年提供的机组总量为 26371MW，占总量的 84.14%，我国华锐风电公司和金风科技公司进入了前十名。

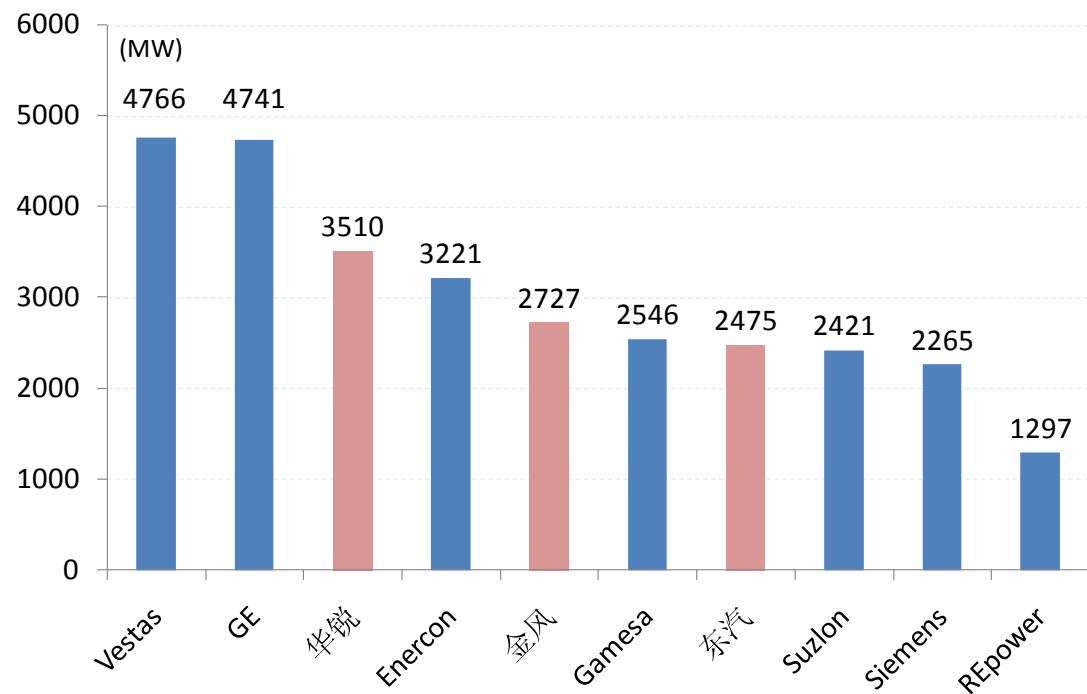


图 3-2 2009 年全球新增市场前十强

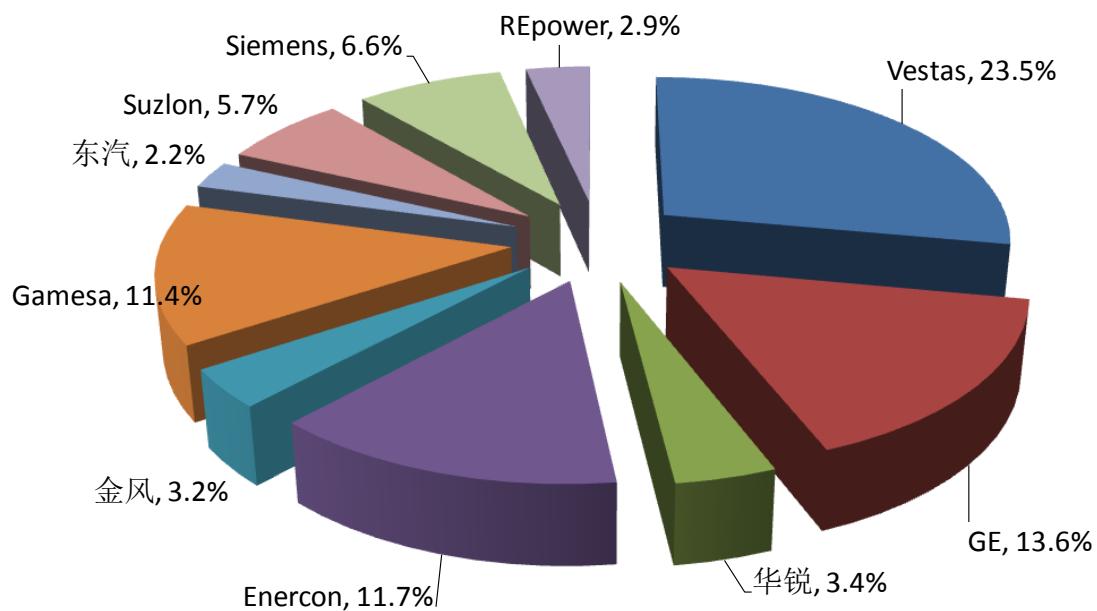


图 3-3 2009 年全球累计市场前十强份额

当前国际风电设备制造企业的发展呈现以下特点：

- 企业规模和生产能力逐步提高；
- 生产及市场布局不断向海外扩展；
- 产品结构逐渐向上游零部件领域延伸。

制造企业的这种向大型化、国际化和纵向一体化发展所造成的结果是：风电发展技术路线更加清晰；研发能力更加集中；整机和零部件生产体系更加健全；产品质量和可靠性更加稳定；规模效益更加突出；市场竞争力进一步增强。

3、风电技术发展历程

综合世界风电产业技术发展实践和前沿技术开发进展，目前全球风能技术发展趋势呈现如下特点：

1) 风电机组单机容量持续增大

目前，世界上风电机组单机容量正持续增大，2001 年全球安装的风电机组平均单机容量为 851kW，2002 年安装的风电机组平均单机容量为 974kW，2007 年安装的风电机组平均单机容量 1492kW，2008 年安装的风电机组平均功率为 1560kW。随着单机容量不断增大和风能利用效率的提高，世界上主流机型已经发展到 2MW~3MW, 5MW~6MW 的风电机组也已投入运行，并开始 10MW 风电机组的设计和研制。全球风电机组平均单机容量逐年变化情况见图 3-7.

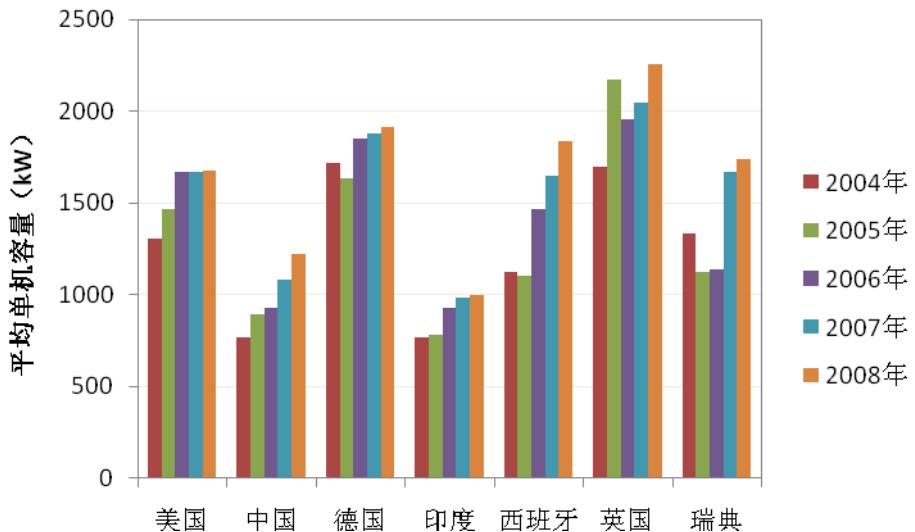


图 3-4 各国风电机组平均单机容量逐年变化情况

随着发电机单机容量的不断扩大,叶片的长度也从 20m 左右发展到 50m 以上,使得整体发电机组结构非常庞大。德国 REpower 公司生产的 5 MW 机组,其叶片长 61.5m, 旋翼区直径为 126m。风电叶片大型化造成了叶片表面流动的三维分离特性及非定常特性更加复杂,给叶表的流动控制带来了更高的难度,气动弹性问题诱发风力机稳定性下降,风电叶片的气动设计以及结构设计成为风力机大型化需要解决的首要问题。

2) 水平轴风电机组成为主流风电机组

水平轴风电机组是目前大型风电机组的主流风电机组,占有 95% 以上的市场份额。同期发展的垂直轴风电机组因其风能转换效率偏低,结构动力学特性复杂以及启动和停机控制难等问题,因此没有得到市场认可和推广应用。但是,由于垂直轴风电机组无偏航系统、齿轮箱及发电机可以置于地面等优点,因此,国际上一直没有停止其相关研究和开发。

3) 变桨变速风电机组得到广泛应用

由于变桨功率调节方式具有载荷控制平稳、安全和高效等优点,近年来在大型风电机组上得到广泛采用。结合变桨技术的应用以及电力电子技术的发展,大多风电机组开制造厂商开始使用叶片变桨距技术和风电机变速恒频技术。2007

年，在全球所安装的风电机组中有 92% 的风电机组采用了变桨变速方式，而且比例还有逐渐上升。

4) 直驱变速恒频型风电机组迅速发展

无齿轮箱的直驱型风电机组能有效地减少由于齿轮箱原因造成的机组故障，可有效提高系统的运行可靠性和寿命，大大减少维护成本，得到了市场的青睐。在德国新安装的风电机组中，直驱变速恒频型风电机组占有率达到 40% 以上。直驱式风电机组在其他国家如中国也得到了应用。

同时，直驱型风电机组采用的全功率变流的并网技术，使风轮和发电机的调速范围可从 0 到 150% 的额定转速，改善风电向电网供电的质量；全功率变流技术还可以将原来对每个风电机组功率因数的分散控制加以集中，由并网变电站统一调控，实现了电网的有源功率因素校正和諧波补偿，为今后大型风电场建设开辟了一种新的模式。

5) 大型风电机组部件的性能日益完善和提高

随着风电机组的单机容量不断增大，各部件的性能指标都有了提高，国外已研发出 3000V-12000V 的风力发电专用高压发电机，发电机效率有了进一步提高；高压三电平变流器的应用大大减少了功率器件的损耗，使逆变效率达到 98% 以上；随着新的复合材料的研制成功以及采用了真空吸注、高温固化等更先进的加工工艺，使得更长、更轻的叶片产品快速推向市场，推动了风力机整机大型化的进程。由于进一步采用了计算流体力学和有限元的数值模拟方法，使设计体系更加完善，新的设计思想和设计手段得到了进一步加强，风电叶片的风能利用系数 (C_p) 进一步提高，例如德国 ENERCON 公司在改进叶片后使叶片的 C_p 值达到了 0.5 以上，这些都加快完善并提高了大型风电机组部件的性能。从 2007 年胡苏姆风能展的情况看，欧洲风电设备的产业链已经形成，为今后的快速发展奠定了基础。某些基础结构件、铸锻件有向中国转移的趋势。

6) 海上风电技术开始成为重要发展方向

随着风力发电的迅速发展，地面风力发电需要占用土地，影响自然景观，对周围居民生活带来不便等负面影响也逐渐显露出来。为此，将风电机组从陆地移向近海在欧洲已经成为一种新的趋势。在海上的大型风电机组由于对噪音的要求较低，采用较高的叶尖速度可降低机舱的重量和成本。国外除对海上风电机组根据海上特点进行特别设计和制造外，对海上风电场的建设也做了很多工作，包括对海上风电场的风资源测试评估、风电场选址、基础设计及施工、风电机组安装等做了深入研究，开发出专门的海上风资源测试设备及安装海上风电机组的海上安装平台和专门用于风电运输的海上安装运输船。目前，海上风电机组主要有 Vestas 公司的 3MW、Siemens 公司的 3.6MW 和 GE 公司的 3.6MW，Repower 公司的 5MW。可靠性高、单机容量大是今后海上风电机组的发展方向。

4、国际风电发展趋势

1) 2030 年风电将满足美国 20% 的电力需求

2008年5月，美国能源部公布了风能发展研究成果，结果显示，美国到2030年风电装机可达到3亿kW，届时风力发电可满足美国20%的电力需求，风电开发成本由目前的1650美元/kW，降低到1480美元/kW。

为达到这一目标，美国每年新增装机能力要从2007年的3GW，以平均每年增加20%速度持续发展10年，到2017年达到年增装机18GW的水平，之后再维持这种装机能力直到2030年，即可达到累计装机3亿kW的目标。

同时，美国能源部也开始支持以下技术研发工作：提高风电机组和零部件的可靠性；对新型风电机组在产业化之前进行全面测试；开发先进的设计工具软件；开展技术标准研究；监控和跟踪风电机组及风电场运行状态，及时解决存在的问题；研制更大功率的风电机组。

2) 2030 年风电将满足欧洲 25% 的电力需求

2008年6月，欧洲风能技术平台TPWind提出了欧洲风能发展目标：到2020

年，风电累计装机达到1.8亿kW，届时海上风电装机将达到40GW；到2030年，风能将成为欧洲的主要替代能源，累计装机容量将达到3亿kW，年增装机能力20GW，包括风电机组达到使用寿命需拆除重建的7.5GW和海上新增装机10GW。到2030年，风力发电可以为欧洲提供25%的电力消费，并可每年减少6亿吨二氧化碳排放。

为了达到2030年的目标，欧洲设立了战略研究计划（Strategic Research Agenda），重点开展以下工作：1、开展风能资源、风况研究，提高对每年发电量预测和短期发电预测的准确度；2、通过提高风力发电机组技术降低投资成本和风电电价；3、开展风电并网技术研究，在保障电网安全可靠运行的前提下，提高风电在电网中的比例；4、开展海上风电开发关键技术研究，使海上风电成本接近其他能源发电成本，海上风电达到欧洲电力的10%以上，50m或更深海域风电场建设技术成熟并实现商业化发展。

3) 2030年风电在全球电力结构中的比例有望超过11%

2008年全球风能理事会、国际绿色和平组织和德国航空航天中心研究发布了《全球风能展望2008》，分三种情景预测了未来全球风能发展趋势。得出的结论是，在参考情景下，2030年和2050年全球风电装机规模将达到4.97亿kW和6.79亿kW，届时风电在全球电力结构的比例分别是4.2-5.1%和4.2-5.8%；

在稳健情景下，2030年和2050年全球风电装机规模将达到14.2亿kW和18.34亿kW，届时风电在全球电力结构比例分别是11.9-14.6%和11.2-16%；

在超前情景下，2030年和2050年全球风电装机规模将达到23.75亿kW和34.98亿kW，届时风电在全球电力结构的比例分别是19.7-24%和21.2-24.5%。

（二）我国风电大规模发展的产业基础保障

1、风电市场快速发展

我国风电资源开发较早，但由于建设成本高，且缺乏政策支持和政府推动，在很长一段时期内发展缓慢，到2002年底，全国风电装机总容量仅为46万kW。2003年以来，国家采取了多项促进风电发展的政策和措施，特别是以特许权招标

的方式推动了风电的规模化发展，使风电建设步伐明显加快。此后我国《可再生能源法》及一系列政策法规的实施，进一步促进了风电产业的快速发展。2006～2009年，我国风电装机累计增长率连续四年超过100%。

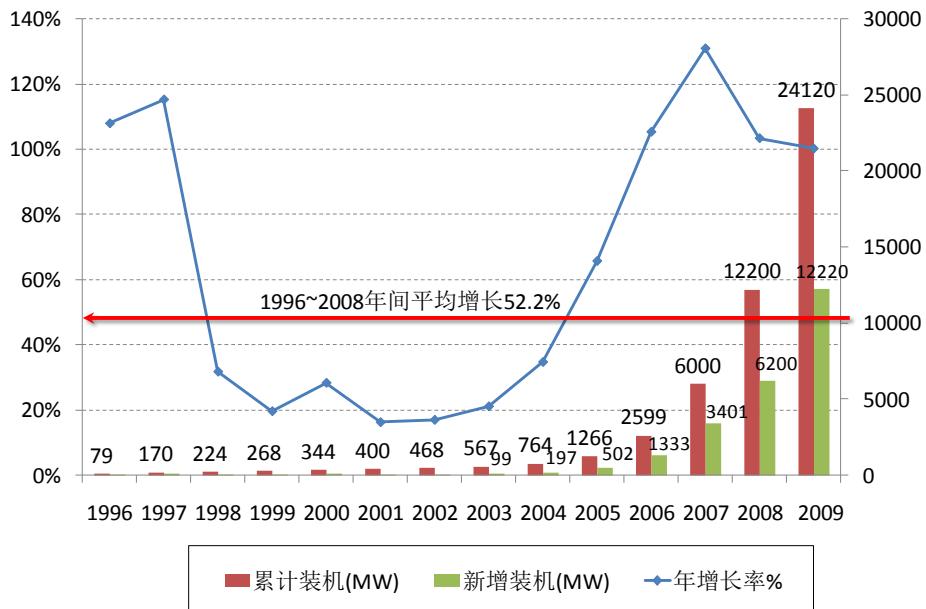


图 3-5 我国历年风电增长趋势图

(来源：中国风能协会, 2009)

2009 年我国新增装机容量约 1222 万 kW，跃居世界第一位。全国安装风电机组的省（市、区）达到 24 个，其中内蒙古、辽宁、河北和吉林四省（区）的装机已超过百万千瓦。2009 年我国累计安装风容量约 2412 万 kW，比上年增长 100%，中国已成为全球风电发展最快、最具潜力的风电市场之一。

2、风电机组产业化基本实现

随着风电开发步伐的加快，大大促进了我国风电设备国产化进程。截至 2009 年底，我国从事风电机组研制的企业大约有 80 家，包括外商独资企业、中外合资企业和内资企业。2009 年中国除台湾省外新增风电装机容量 1201 万 kW，其中华锐风电科技有限公司、金风科技股份有限公司和东方汽轮机有限公司新增装机容量都超过了 100 万 kW，华锐和金风已跻身当年全球风电机组制造商前 10 位。2009 年中国新增市场和累计市场装机容量最大的前 10 家企业如下图：

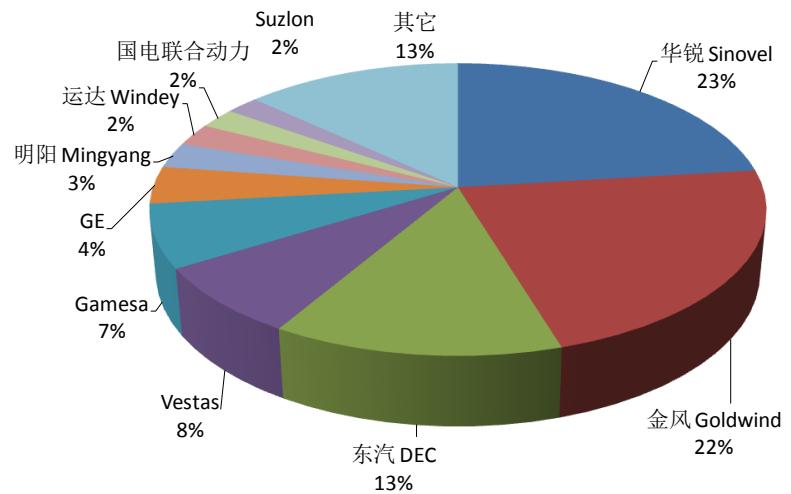


图 3-6 2009 年中国新增市场份额

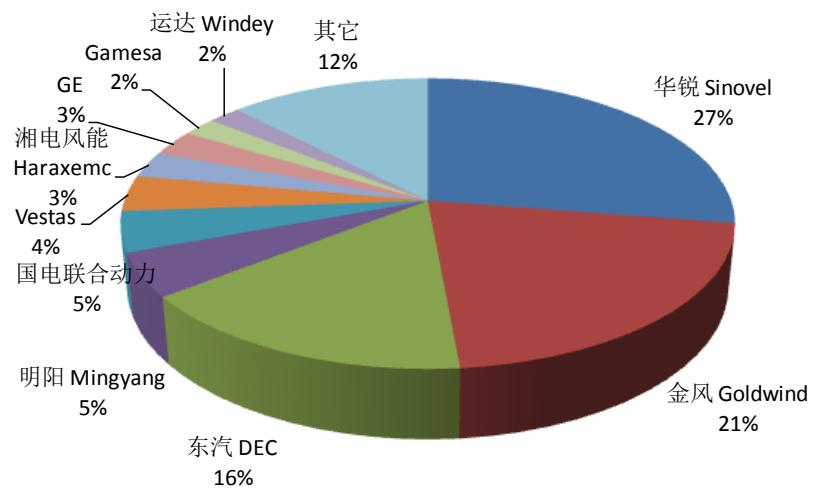


图 3-7 2009 年中国累计市场份额

我国内资企业近年来发展势头强劲，市场占有率连年大幅增加。2007 年，我国内资企业产品第一次超过外资产品，市场份额占当年新增市场的 55.9%；2009 年，我国内资企业市场份额进一步增加，当年新增市场份额的 87%，累计市场份额已超过 50%。

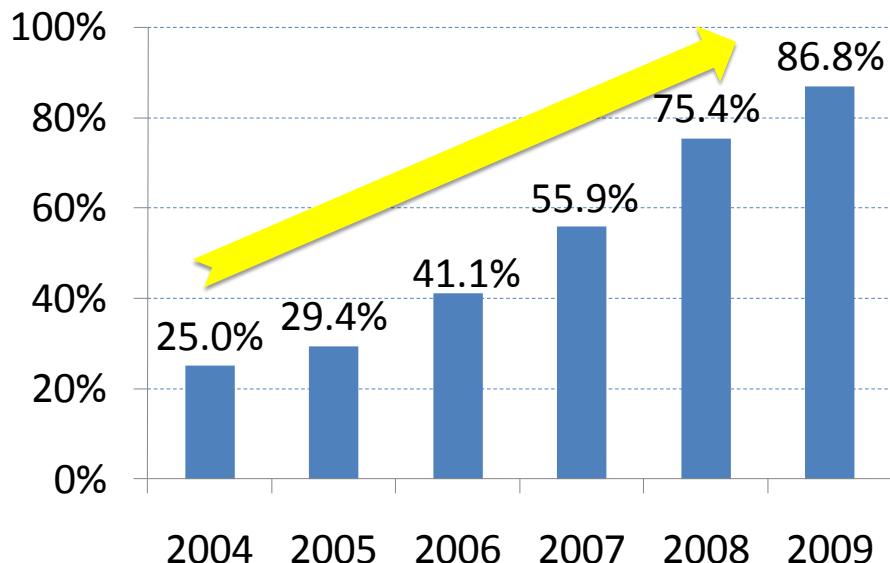


图 3-8 2004-2009 年我国内资产品在当年新增市场的份额 (CWEA)

自 2005 年以后，我国兆瓦级风电机组市场投放量不断增加，尤其是单机功率在 1.5MW 的风电机组目前在我国已逐渐成为主流产品，此外，功率在 2MW 的风电机组数量也在增加。据 CWEA 统计信息，目前我国处于研发试制阶段的风电机组，单机功率也较为集中的分布在 1-2MW。因此预计，至少在未来 5 年内，我国陆地用主流的风电机组单机功率将在 1-2MW 之间。

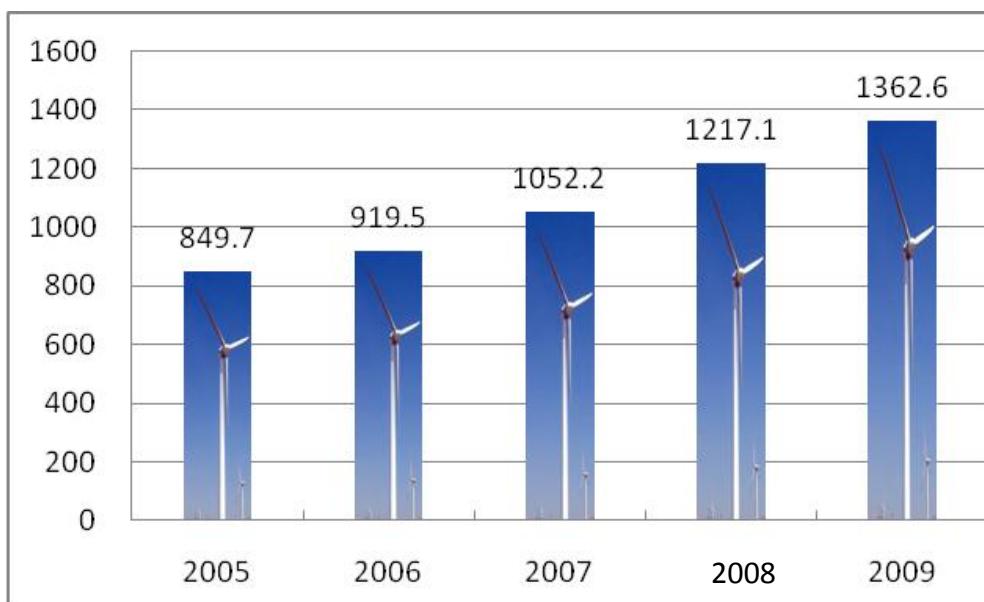


图 3-12 2005-2009 年我国各年安装的风电机组平均功率 (CWEA)

3、风电机组零部件配套基本完善

我国风电机组制造能力的提高，源于近两年零部件配套能力的快速提高。当前，我国风电叶片、齿轮箱、发电机、风电轴承等关键部件的配套日趋完善，对风电整机的生产提供了有力的支持。

1) 叶片：据不完全统计，我国当前风电叶片制造企业已有 40 多家，其中能够批量生产的企业大约有 20 家，包括为自己生产叶片的整机企业和独立的叶片生产企业。在独立的叶片生产企业中，目前市场供应量较多的是中航惠腾风电设备有限公司、中复连众复合材料集团有限公司、艾尔姆玻璃纤维制品（天津）有限公司、中材科技股份有限公司等。其他一些叶片生产企业也已具备一定生产能力。一些整机制造企业，如 Vestas、Gamesa、Suzlon、Norex、东方汽轮机有限公司、国电联合动力技术（保定）有限公司等都自己生产叶片并满足自己的需求。综合全国情况来看，我国风电叶片生产和供应能力已超出中国市场的需求，个别叶片生产企业，如中复连众复合材料集团有限公司等生产的叶片 2008 年开始小批量出口到国外。

2) 齿轮箱：从当前来看，我国生产的风电机组绝大多数都采用齿轮箱传动。由于国内齿轮箱生产企业数量较少，因此，齿轮箱的配套能力对风电机组的生产能力影响较大。目前我国主要的齿轮箱生产企业有南京高精齿轮集团有限公司，重庆齿轮箱有限责任公司，中国二重集团；外商独资企业有 Winergy（天津）公司。风电整机企业有能力配套生产齿轮箱的有华锐风电科技有限公司（大连重工集团配套生产），以及 Gamesa 公司。此外，德国博世公司和比利时汉森公司也正计划在中国生产风电齿轮箱。从发展形势来看，我国风电齿轮箱的生产能力正在稳步提高，基本可以满足整机配套的需要。

3) 发电机：我国为风电机组配套的发电机制造企业数量较多，主要有：兰州电机、永济电机、上海电机、湘潭电机、大连天元、东风电机、南洋电机、株洲时代、沈阳远大、佳木斯电机、广州英格、西安盾安电气、Winergy 等，此外一些整机制造企业也可以自己生产发电机，如 Suzlon、Gamesa、Vestas、江苏新誉、北京北重等。按照当前风力发电机组的技术要求，我国发电机的生产和供应能力可以满足市场需求。

4) 变流器：我国风力发电机组变流器的供应仍以进口和采购外资企业的产

品为主，主要供应商有 ABB、Converteam、Ingeteam 等，国内正在研发试制的企业有北京科诺伟业、合肥阳光、许继电气、清能华福、景新电气、艾默生网络能源（外资）等。由于变流器的生产供应充足，尽管国产化程度不高，但是目前可以满足市场需求。

5) 轴承：风电轴承一般包括偏航轴承、变桨轴承、发电机轴承、齿轮箱轴承和主轴轴承。其中大规格的偏航轴承、变桨轴承国内已经实现批量生产，产能足以满足市场的需要，主要企业有洛阳 LYC 公司、瓦房店轴承集团、徐州罗特艾德、天马集团等。此外洛阳 LYC 公司、瓦房店轴承集团已具备批量供应主轴轴承的能力。齿轮箱轴承和发电机轴承尚未实现国产化，国外的供应商如 SKF 公司、FAG 公司等已经在中国建立了工厂并将重点生产风电轴承，因此预计，风电轴承供不应求的局面将会很快得到缓解。

6) 控制系统：国内风电机组控制系统主要依赖于进口，一些整机生产企业通过合资、合作和共同研发的手段配套生产控制系统。国内企业如北京科诺伟业研制的兆瓦级风电机组控制系统已经开始小批量生产配套并投入运行。

7) 金属结构部件：包括底座、塔筒、法兰、轮毂、主轴、齿轮箱箱体、发电机箱体等。由于这些部件的技术要求和加工难度相对较低，国内已经涌现出许多企业在配套生产，市场供应不存在明显问题。

由 2008 年我国内资整机企业产能规划和实际产量，以及我国各主要零部件企业产能规划和实际市场配套情况，可以看出，我国已经建立了较完整的风电设备产业链，除齿轮箱轴承、发电机轴承以及控制系统之外，基本可以满足市场需求，部分设备如整机、叶片等还具备了出口能力。

4、风电设备产能将实现稳步增长

我国当前共有风电机组整机制造企业 70 余家。相对于国外企业，我国风电设备制造业的特点是：整机和零部件企业分工明确；多数企业通过采购零部件进行总装的模式生产整机，受零部件供应能力影响突出；许多企业从事风电设备研制的时间短，技术掌握程度低，研发能力弱；全国风电设备制造企业数量多，规模小，低水平竞争严重，国际竞争能力低。

近几年，我国一些优势企业发展迅速，产能不断扩大，新产品研发进展很

快，市场份额也不断提高。2008 年，我国有 3 家内资企业的产量超过 1GW，有 4 家内资企业产量在 100~200MW，全国已有 25 家内资企业具备一定生产能力。2009 年，我国 3 家龙头企业的生产能力都超过了 1000 台，继续巩固了世界前十强的位置，同时，第二集团的生产能力也明显提升。

如果到 2020 年，我国每年新增装机能力达到 20GW，国内整机制造企业达到当前国际上一些企业具备的产能，即年产 3GW 以上，那么，我国风电市场可容纳 7 家这样整机企业。如果考虑我国风电设备制造企业数量多、规模小的发展特点，再考虑国际市场为国内企业带来的市场容量，企业数量多出 2 倍，最多可容纳 20 家整机制造企业。

2020 年以后，我国风电设备制造企业经过多年的技术积累，技术能力进一步提高，产能进一步扩大。到 2030 年，如果整机企业的产能达到 4~5GW，要达到年新增装机 30GW 的能力，此时我国市场可以容纳这样的企业 6~8 家，如果数量增加一倍，大约会在 15 家左右。

总体来看，受市场竞争、人才竞争、研发力量、零部件供应体系、资金实力、抗风险能力及其他决策因素的影响，遵循制造业的规律，风电制造业的格局将趋于进一步整合，一些优势企业将持续快速发展。随着国内企业技术水平和生产能力的提高，我国年新增装机能力保持稳定增长的态势不会受到影响。

5、风电开发成本下降

2008 年，我国国产风电机组（不含塔筒）每千瓦价格大约为 6000-6300 元，在 2009 年 4 月份内蒙古及河北四个百万千瓦风电基地的设备招标中，国产风电机组平均报价已降到 5500 元/kW 以下，一年之内降幅超过 15%；2009 年下半年及 2010 年初，已有 4500 元/kW 的主流机型的报价。风电设备的国产化，导致制造成本的明显降低，将有效降低风电开发成本，进一步促进我国风电产业发展。

(三) 支撑我国风电大规模发展的产业技术路线分析

1、产业发展的目标

1) 加强自主能力建设，加快产品技术升级

近年来，兆瓦级风电机组技术的引进和产品投放市场标志着我国风电设备制造业迈出了一大步。在此过程中，我国风电企业已日益认识到掌握核心技术对推动我国风电产业规模化发展的极端重要性。因此，要采取各种途径和措施，大力推动自主能力建设，加快产品技术升级，使风电产业走上持续的发展道路。

当前国际风电技术更新很快，新技术、新机型不断投放市场，风电机组的功率也在迅速增加。美国新增市场中，风电机组的平均功率接近 1.7MW，德国、丹麦的新增装机平均功率达到 1.8MW 以上，而我国 2007 年新增风电机组的平均功率刚刚超过 1MW，2008 年新增装机平均功率为 1.2MW。研制生产更大功率的风电机组，一般可以降低单位千瓦造价，有利于节约成本。

2) 提高产品质量和运行可靠性，降低技术和经济风险

风电机组的质量和可靠性是风电设备制造业的生命线。坚持循序渐进的技术产品研发和产业化道路，是国际风电设备制造业稳定发展的重要经验。建立技术标准和开展产品检测认证是保障风电设备质量的有效手段。

许多国家都建立了标准检测和认证体系，虽然各国对于风电机组认证的范围都有自己的规定，但是认证的内容基本上是一致的。我国对风电设备的检测和认证工作已经启动，为保障风电设备质量，降低投资风险，企业在新产品批量化生产前应积极主动对新设计的样机进行全面的检测，不应急于投产，以尽量避免市场风险。

保障风电设备产品质量和可靠性有赖于健全质量管理体系、国家政策引导和行业内密切协作。

3) 建立完善的零部件供应链，保障市场供应

完善的零部件供应链是保障风电设备制造业稳步发展的前提条件。随着风电技术的日趋成熟发展和风电产业规模的快速扩大，风电整机制造业对零部件的技术要求和市场需求不断提高。加强风电机组整机和零部件制造企业深度协作将有助于快速建立合格零部件供应体系。为了减小合格零部件供应短缺的冲击，国内整机制造企业一方面选择具有充足产能或生产潜力的零部件制造企业达成长期合作意向，以保证采购量等条件换取稳定的零部件供应；另一方面，整机企业在开发新机型时，从风电机组设计阶段就提出配套零部件的设计要求，并对零部件制造企业的新产品研发提供支持和帮助，协同攻关，使零部件企业少走弯路，尽快具备合格的配套能力。

近年来，随着风电技术产业的逐步成熟和供应链日益紧张，国际风电设备制造业出现了纵向一体化生产的趋势。虽然国内部分整机制造企业已经开始投资研制零部件，但国内企业有待于在控制市场和投资风险的前提下进一步建立纵向一体化的生产方式，既保障零部件供给，又有助于提高产品质量。

4) 推动标准化和系列化生产，提高产业发展效率

标准化和系列化生产是风电设备制造业走向成熟高效的必由之路。上世纪 90 年代欧洲风电界推出大批兆瓦级风电机组产品时，欧洲风能协会在欧盟委员会支持下组织制定风电机组标准，协调各个风电设备制造商，在技术创新的同时推行相对稳定的机型和型谱，以避免机型出现混乱、增加零部件的通用性和互换性、提高可靠性和稳定性，从而有效地促进发电成本的降低。全球风能理事会的研究显示，风电成本的进一步下降，40% 依赖于技术进步，而 60% 将依赖于规模化发展。

我国风电发展处于初期阶段，具有进行风电机组标准化和系列化工作的条件，要在进行充分论证的基础上，吸收国际经验，尽快研究制定出实施国内风电设备标准化和系列化的政策，促进在一定时期内相对稳定投入市场的机型类型和容量水平，从而达到提高产业投入产出比、降低投资和发电成本的目标。

5) 提高制造能力和生产效率，降低生产成本和提高竞争能力

当前，我国风电场建设投资的 70%以上用于购买风电设备，降低风电设备制造成本，对于降低风电场投资和最终降低风电价格具有重要的影响。特别是随着我国风能市场规模的扩大，用于补贴风能发展的财政压力也将趋于加大。因此，风电设备制造业在保障产品质量的前提下，有必要通过扩大产能产量，提高生产效率和管理效率，降低生产成本，提高企业的市场竞争能力，从而进一步扩大风能的应用规模。

2、产业组织模式

我国大规模、高集中的风电开发模式，更适合风电设备制造业的集群化发展。所谓集群化发展，就是风电设备制造业将会逐步向大型风电基地附近归集，最终形成有一定地域分布特点的产业化集群。这种集群化发展模式将加剧市场竞争压力，加速优胜劣汰的进程，使不具有竞争能力或竞争力低下的企业快速退出市场。不过，这种模式有利于促进企业加强研发能力建设，推动技术进步，淘汰技术落后或与主流机型不相匹配的产品，使风电发展技术路线更加清晰。

当前，我国风电设备制造企业不仅地域分布分散，而且产品机型复杂多样。不少制造企业远离风电场建设基地，且交通运输条件非常差，不适于大型风电设备的运输。一些地方政府不考虑企业的发展前景及投资风险，过分注重本地经济的发展，要求风电场使用本地企业生产的风电设备，鼓励本地企业进入风电设备制造领域。这种具有地方保护主义特征的产业组织模式有悖于我国市场经济，势必将随着风电集群化发展进程的推进而逐步消失。

3、未来产业发展的关键问题

近年来，我国风电业在相关政策扶持和巨大市场拉动下迅速发展壮大，已经走上了产业化发展初期阶段。为保障我国风电产业规模化、快速、持续发展，必须解决好产业发展中存在的问题。

1) 风电机组设计能力

虽然当前风电企业已经度过“技术引进”的初期，步入“联合设计”的主流方式，但仍没有完全跨越到“自主创新”的关键阶段，所谓的二次创新仅局限在材料的选用、局部工艺的改进以适应特殊气候、环境的要求，这表明我国的企业还没有彻底摆脱对“国外大脑”的依赖，形成完全以我为主的设计能力。

尽快掌握兆瓦级风电机组设计方法，开发有自主知识产权的设计软件，研制结合我国国情，有中国特色的风电机组是一项最为迫切的任务。在风电机组设计中要研究如下的关键技术：1) 风电机组结构动力特性分析和稳定性设计；2) 风电机组结构失效机理分析和可靠性设计；3) 在恶劣气候环境下风电机组的防范措施；4) 电网友好型技术，如低电压穿越等。另外，海上风电场使用的兆瓦级风电机组还要对风电机组的易维护性设计、风电机组支撑系统设计以及防盐雾和海水腐蚀设计等技术进行研究。

2) 风电机组制造技术

兆瓦级风电机组制造技术涉及到多种制造技术的集成，许多关键部件制造时采用新材料、新工艺，特别是风轮叶片制造技术的难度越来越大。5兆瓦风电机组风轮叶片的长度已超过60m，叶片材料除采用玻璃纤维增强型复合材料外，在关键部位还要采用碳纤维材料，其制造工艺需要研究；另外，大尺寸叶片芯模制造时如何保证精度和控制变形以及叶片整体一次性环氧树脂真空灌注成型的质量控制等都提出了新的挑战。

目前，除了部分材料和零部件需要引进外，我国已基本掌握了零部件的制造技术，本土化率可以达到70%以上。但是在零部件制造过程中的智能化加工技术、质量控制技术和产品的质量检测技术等方面还有待解决。另外，提高材料的国产化率，降低风电机组制造成本，以及建立适合我国国情的风电机组制造工艺规程也是十分需要的。

3) 风电机组检测技术与认证技术

风电机组检测主要包括风电机组关键部件和组件（叶片、齿轮箱、发电机、控制系统、传动系统、偏航系统、变距系统、液压系统等）的性能检测和风电机组整机性能检测。一般，风电机组关键部件和组件性能检测是在实验室和总装车间中完成，风电机组整机性能检测是在风电场中完成，检测结果除了用于研发外，还用于认证。风电机组认证主要包括风电机组设计评估和型式认证。目前，国际上已制定了相应的检测标准和认证规范，并建立了国家级检测中心和认证中心，开发了专用的检测试验平台和评估软件。我国的检测和认证工作刚起步，尚处于能力建设阶段。为了保证兆瓦级风电机组的研发和风电场规模发展，必须尽快掌握风电机组的检测技术和认证技术。

4) 风电机组在恶劣气候环境下的可靠性

我国地域辽阔，气候环境十分复杂，台风、低温、覆冰、雷暴、沙尘暴和盐雾等恶劣气候都会形成，2003年“杜鹃”台风和2006年“桑美”台风登陆，给风电场造成了严重损失。因此，恶劣气候环境下风电机组的可靠性是我国风电机组研发中的一个十分关键的技术问题。当前，重点要研究台风和低温两种恶劣气候环境下风电机组的可靠性设计和在低温及台风登陆地区建设风电场的对策。

5) 海上风电机组研发

目前，海上风电机组是在陆地兆瓦级风电机组的基础上发展起来的，一般功率都在3MW以上。由于海上风电机组要在高盐雾、高湿度以及海浪、海流和台风等恶劣环境下可靠运行20~25年，给海上风电机组研发带来很多困难。近年来，欧洲海上风电机组多次出现故障，造成了很大的经济损失。因此，海上风电机组研发时，除了保证风电机组功率特性外，还要对风电机组运行可靠性、易维护性和防腐蚀性等给予更多的重视，要减少故障率、提高可利用率、降低运行成本。

随着海上风电机组容量的增加，风电机组部件出现超长、超重和超载，给产品研发带来质的变化。在设计时，要考虑系统优化；在制造时，要采用新材料和

新工艺。海上风电机组的支撑结构，要受到水动力载荷和空气动力载荷的双重作用，其支撑方式与基础型式、水深和海床结构有关。

⑥ 海上风电机组研发

与陆地风电场建设工程相比，海上风电场建设工程的施工周期长，技术难度大，建设成本高，存在风险多。因此，要从系统的角度进行规划和研究。

目前，海上风电机组基础类型主要有桩式基础、重力式基础、沉箱式基础和漂浮式基础四种。其中桩式基础使用较多，桩式基础又分为单桩基础、三桩基础和多桩基础的等。针对我国的情况，基础设计和施工技术包括泥沙淤积型海底地质条件的勘测及分析技术；潮间带和浅水海域基础设计和施工技术；海浪、海流、风载荷、冰载荷和地震载荷等耦合作用下的基础强度和稳定性分析技术，基础防腐处理技术等。

海上风电机组属于超大和超重的机械设备，要采用特制的运输安装船进行运输和安装。风电机组安装时，可以实行分体式安装和整体式安装，安装时要采用专门的工具做到方便安装和准确定位。由于海上风电机组安装时的复杂性，必须在实施前对安装全过程进行三维动画模拟，以确保安装成功。

4、产业发展技术路线

在大规模风电发展中，除涉及上述风电技术问题外，对于风能资源的评估、风电接入电网问题等都需要进行综合解决，本节主要针对未来风电产业发展的技术问题，兼顾资源及电网，设计未来可保障我国风电大规模发展的产业技术路线图。风电产业技术路线图共分三个阶段，分别为 2009~2015 年，2016~2020 年及 2021~2030 年，涉及的主要技术工作如下。

阶段一：从现在起到 2015 年，重点做好以下工作：

①建立风电设备研发能力，掌握对兆瓦级风电机组的整体设计技术，建立均衡发展的零部件供应体系，提高风电设备生产技术水平，提高风电机组的可靠性；

②进一步完善我国风电技术标准，建立适应我国风况特点和气候特点的风能技术标准体系，建立国家级风电叶片、传动系统及风电机组的检测和试验平台，

建立国家级实验风电场，提高我国对风电设备的检测能力；进一步完善我国风能认证体系，提高认证能力；

③在风能资源评估方面，开展中尺度气象研究和风能资源数值模拟系统研究，建立复杂地型风模型；开展近海风能资源评估，提出我国近海风能资源图谱；

④开展风电并网技术研究，重点围绕风功率预测技术、风电仿真系统、大规模直流输电及分频输电技术展开研究，并针对我国风电电源远离电力负荷中心的特点及电网特点，探索新形势下的风电调度管理模式；

⑤开发适合于海上风电场的风电设备，建设近海（离岸 20km 内）试验风电场；通过总结经验，建立和提高我国海上风电设备制造能力、海上风电设备运输能力、海上风电场建设施工能力，为今后大规模开发海上风电做好准备；

⑥研究对风电的其他应用形式，包括开展大规模储能技术研究，开展风电直接应用技术研究等，为风能的多元化应用创造条件。

阶段二：从 2016 年至 2020 年，我国风能产业在完成以上任务的前提下，继续重点开展以下工作：

①掌握多兆瓦级（2-3MW）风电机组的设计能力，研制生产配套零部件；建立条件开展风电机组物理实验和数值仿真研究；开发制造风电机组在线监测和故障诊断系统并在风电场进行推广实施，提高对风电机组的运行维护水平；

②通过建立完善的风电标准、检测和认证体系，使我国达到国际风电设备认证水平；支持开展对风电设备的国际互认工作，促进国产风电设备的出口；

③在风能资源评估方面，通过开展系统研究，使得风能资源数值模拟系统得以市场化应用；

④在风电并网方面，研究并开展适应我国风电发展特点的风电调度管理系统示范点，积累经验，为将来大规模风电并网创造条件；开展风电仿真系统模型研究与示范应用；对大规模直流输电及分频输电技术进行试点研究；

⑤近海（离岸 20km 内）海上风电场进入实质开发建设阶段；单机功率在 3MW 及以下的海上风电场专用风电机组具备规模化生产能力；

⑥在风能其他应用形式方面，利用风力发电系统，开展分布式电源与微网示范；结合新型储能系统开展风电储能示范；开展风电直接应用示范；

阶段三：2021 年至 2030 年，重点开展以下工作：

- ①开发研制多兆瓦级（5MW 以上）风电设备，为开发海上风电（离岸 50km 内）提供更大功率的风电机组；开展风电机组在恶劣气候环境下可靠性技术应用；
- ②风电标准、检测、认证体系随着风电产业的发展不断完善提高，满足对风电设备的检测认证要求；
- ③风能资源评估技术进一步提高和完善；
- ④适应我国风电发展特点的风电调度系统、风功率预测系统、大规模直流输电技术、分频输电技术得以商业化应用；建立较为完善的风电并网技术标准；
- ⑤建立近海（离岸 50km 内）海上风电场示范点；
- ⑥风能利用形式多元化发展，除并网型风电以外，风能在分布式电源系统、新型储能系统得到商业化应用；风能在某些高耗能企业中得以直接应用。

2030 年以前，我国风能发展技术路线图参见以下表格：

表 3-1 我国风电大规模发展技术路线图（2009-2030）

项目	项目细则	2009-2015	2016-2020 年	2021-2030 年
风电机组技术	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 设计技术 ➤ 制造技术 ➤ 恶劣气候环境下可靠性 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 兆瓦级风电机组总体设计； ➤ 风电机组产业体系建立； ➤ 制造技术达到国际水平； 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 多兆瓦级（3MW）风电机组总体设计； ➤ 风电机组物理实验与数值仿真； ➤ 风电机组在线监测与故障诊断系统； 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 多兆瓦级（5MW）风电机组设计与制造； ➤ 恶劣气候环境下风电机组可靠性技术应用；
检测认证技术	标准、检测与认证技术	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 完善风电标准，建立适应中国风况及气候特征的风电标准体系； ➤ 建立风电设备检测能力； ➤ 认证体系进一步完善； 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 标准、检测、认证国际互认； 	
风能资源评估技术		<ul style="list-style-type: none"> ➤ 中尺度气象模式 ➤ 建立复杂地型风模型 ➤ 风能资源数值模拟系统研究 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 风能资源数值模拟系统应用 	
风电并网技术	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 风电系统仿真技术； ➤ 风电调度管理； ➤ 风电功率预测技术； ➤ 输电技术； 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 风功率预测技术研究； ➤ 风电系统仿真模型研究； ➤ 直流输电技术研究； ➤ 分频输电技术研究； 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 风电系统仿真模型与应用； ➤ 风电调度管理系统示范； ➤ 风电功率预测模型与示范； ➤ 分频输电技术示范； ➤ 直流输电技术示范； 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 风电并网技术标准与规范； ➤ 风电调度管理系统商业应用； ➤ 风电功率预测商业应用； ➤ 分频输电技术应用； ➤ 直流输电技术应用；
海上风电技术	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 海上风电机组； ➤ 海上风电场； 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 海上风电设备研发试运行； ➤ 近海风电场（离岸 20km 内）示范； 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 海上风电机组规模化生产； ➤ 近海风电场（离岸 20km 内）开发建设； 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 近海风电场（离岸 50km 内）示范；
风能应用技术	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 分布式电源系统； ➤ 储能技术； ➤ 风电直接应用系统； 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 新型储能技术研发； ➤ 风电直接应用研发； 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 分布式电源与微网示范； ➤ 新型储能系统研发与示范； ➤ 风电直接应用系统示范； 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 分布式电源系统商业化应用； ➤ 新型储能系统商业化应用； ➤ 风电在海水淡化、制氢和高能耗企业中的直接应用示范；

5、产业发展建议

2006 年《可再生能源法》实施以来，为了促进和拉动国内风电设备制造业的发展，国家出台了一系列的扶持和优惠政策，包括实行了风电机场国产化率 70% 要求、风电增值税减半征收、风电投资企业享受所得税减免、国产风电机组享受财政补贴以及优惠电价等支持政策。在标准等体系建设方面，也已发布 61 项风电国家标准和 42 项行业标准。这些政策和措施的实施，为我国风电机组国产化工作创造了有利的环境，取得了较好的效果。

不过，装备的国产化不能只满足于本地制造或者在法律上拥有产品的知识产权，而应该将是否有降低成本、提高技术水平、增强企业核心竞争力和可持续发展能力，作为判断国产化水平的评判标准。从实际的发展情况来看，我国的风电设备国产化能力有了明显进步，但与国际先进水平相比，还有着一定的差距，特别是企业核心技术掌握能力的欠缺、部分关键零部件对进口的依赖以及企业重产量扩张忽视质量等。针对国内风电机组国产化工作中存在的这些问题，提出政策建议如下：

1) 采取基础性研究，促进企业核心技术的掌握

必须增加在大型风电机组基础设计研究方面的投入，加强对国家级研究机构的长期投入。新能源作为一个新兴行业，其可持续发展需要有长期、坚实的基础研究做支撑。应正视我国风电核心技术掌握不够扎实的现实，通过对国家级研究机构的长期投入，如构建起国家级的可再生能源技术研究机构，整合国内现有的技术资源，协调开展适合我国风资源特点的计算模型等基础性和公共性技术研发工作，并加强与企业的交流和合作，发挥政府和企业、基础研究与产业发展之间的纽带作用，并同大学教育等培训结合起来，共同承担起人才队伍建设的长远任务。

总之，应该通过国家的投入，建立起公共研发服务体系，解决企业在产业化过程中所面临的一些共同的基础性难题，从而促进企业整体能力的提高。

2) 加快建设风电产业公共技术平台

装备制造业的产业化必须开展大量基础性的试验。大量公共性试验检测服务的设施或机构，在新兴产业起步初期，是不可能靠商业化的方式运行起来的。国内大量新下线的机型在缺乏野外测试的情况下仓促推向市场，使得风电机组产品的质量大打折扣，影响了机型的使用效果，造成实际故障率很高。当前我国还没有任何一个可以提供这种公共研发服务的设施，这与我国未来发展成为风电制造业大国的战略是完全不匹配的。因而，建议政府要加强风电产业公共技术平台的建设，建设叶片、电机、齿轮箱和传动系统试验和测试设施，为国内风电企业自主研发特别是首台机组的测试、验证提供技术条件。

3) 尽快建立国家风电设备标准、检测和认证体系

检测和认证是产品质量保证体系的重要组成部分。欧洲风电产品具有很高的信誉，也得益于有很高信誉的产品检测和认证体系的建立。当前我国正处于产业转型发展的关键时期，作为新兴装备产业的代表，国产化风电设备要从“技术引进”转向“自主创新”，首先要使市场有信心接受自主创新的国产化风电设备。要实现这一转变，关键取决于自主创新国产化风电设备是否有令人信服的质量保证。从建立有广泛信誉的自主品牌考虑，也从新能源产业的长远发展考虑，建议国家在新能源产业发展的初期，就强化设备检测设施建设及认证技术能力的培养，应在建立国家级研发机构和公共服务技术平台的基础上，尽快建立起风电等新能源技术标准、检测及认证体系，培养检测、认证专业队伍，并进而推出风电产品强制认证制度，提高产品质量，推动风电设备制造业整体能力的提升。

4) 加强市场引导，防止简单的重复技术引进及盲目投资

当前新能源的投资出现了热潮，风电也是一个重要的投资热点。面对未来风电机组生产能力可能出现过剩的问题，应根据市场需求、企业技术水平以及国际有关参考标准，制定风电产品、并网技术等相关的强制性标准、规范，引导企业朝向具有先进水平的技术方向开展创新性活动，而不是简单重复式的技术引进或

产能扩展型的投入，即引导企业朝向核心竞争力的塑造方面发展。同时，在加强检测、认证体系建设的基础上，为风电产业的快速发展提供技术保障，从而规范风电装备市场，促进资金的理性投入。

5) 积极谋划远期国际市场的开拓

作为一个新兴产业，当前，新能源产业的全球布局还处于形成之中。作为一个后发国家，我国完全有机会参与未来新能源产业格局的谋划。随着国内风电机组制造能力的大幅提高，在努力提高产品质量满足国内市场需求的同时，应该积极帮助企业拓展未来的国际市场，充分发挥国内产品性价比高的优势，争取早日将我国风电产品培养成为具有国际竞争力的领先行业。在此过程中，政府不但要向企业提供及时、准确的海外市场信息，同时还应该从退税和买方信贷以及出口保险上给予有力支持，将中国生产的风电机组全面推向世界，从而不断促进国家核心竞争力的提高。

四、大规模发展风电的电网支撑条件

(一) 国外电网适应风电大规模发展的经验总结

1、欧洲

1) 欧洲电力系统及负荷概况

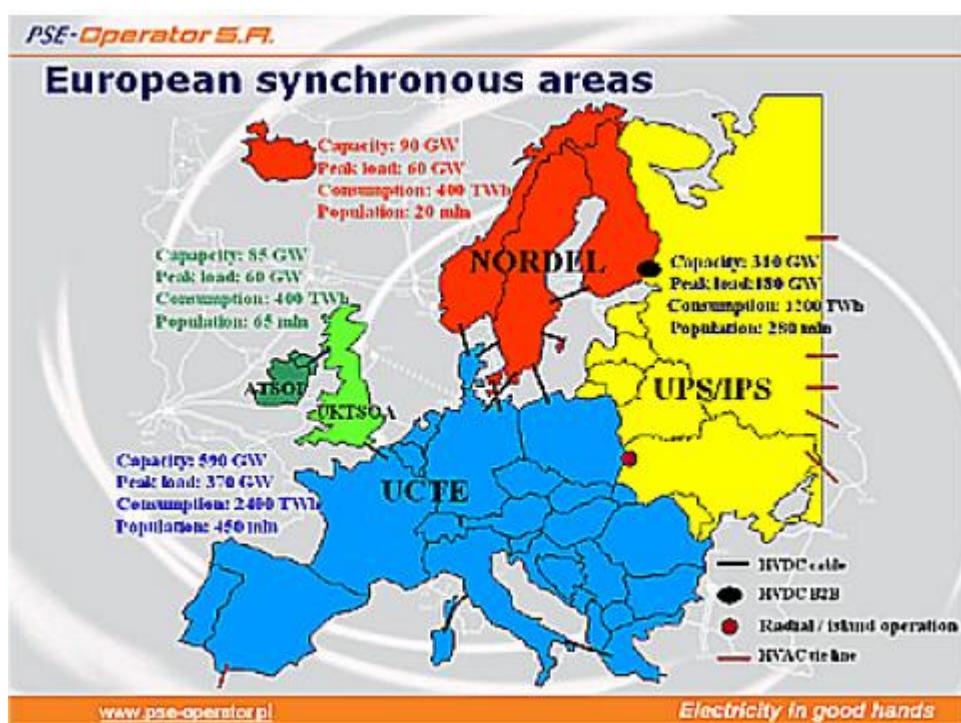


图 4-9 欧洲同步电网区域示意图

欧盟电力系统在结构上由 4 个同步区域组成, 即欧洲大陆形成的最大同步电网-欧洲输电联盟 (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, UCTE), 北欧 Nordic, 英国电网 GB 和爱尔兰电网 ARL 组成 (图 4-9)。至 2006 年底, UCTE 同步电网装机容量 6.3 亿 km, 最大负荷 3.9 亿 kW, 用电量达 2.58 万亿 km 时, 供电人口 4.5 亿人, 覆盖面积超过 450 万 km², 国家间电能交换超过总用电量的 10%。丹麦电网分属 2 个同步区域, 丹麦东部是 Nordic 同步电网区域, 而西部是 UCTE 同步电网区域的一部分。

英国电网 GB 由苏格兰水电输电有限公司（Scottish Hydro Electricity Trasmission Limited）、苏格兰输电有限公司（Scottish Power Trasmission Limited）和国家电网输电有限公司（National Grid Electricity Trasmission Limited, NGET）资产组成，由 NGET 经营。海上风电场 132kV 及以上等级线路也将由独立的 NGET 经营。

2008 年 7 月欧洲输电系统运营商（European Transmission System Operator）发表了欧洲风电接入电网研究（European Wind Integration Study, EWIS）项目中期研究报告。报告对所研究的欧盟各成员国（包括瑞士）2008 年峰荷和最小负荷做出估计，2008 年总的峰荷为 51300 万 kW（忽略了国家间峰荷的差异）；对电力系统的最小需求、即最低负荷约为 19600 万 km（同样忽略了国家间数值的差异）。表 4-1 为德国、丹麦等风机大国 2008 年电力负荷。

表 4-2 2008 年电力负荷

国家名称	最高负荷(MW)	最低负荷(MW)
德国	76,750	25,500
丹麦	7,050	2,300
西班牙	46,200	18,500
英国	63,500	23,700

2) 欧洲风电并网现状及存在的问题

截至 2008 年底，整个欧洲风电累计装机容量为 6594.6 万 kW，如表 4-3 所示，其中欧盟 27 国为 6495 万 kW，已经满足 4% 的电力需求，德国、比利时、英国、丹麦、荷兰、瑞典和法国已经开发了海上风电场。

2008 年底，德国累计风电装机容量为 2390 万 kW，列在欧洲第一位；丹麦累计风电装机容量为 318 万 kW，是世界上风电装机比例最高的国家。但是，就目前的装机比例，欧盟电网所面临的问题主要是电网的输送容量问题，而不是调峰问题。

图 4-10 (a) 中数字表示 Nordic 国家 2008 年跨越边境的电力输送能力；图 4-10(b) 中数字表示 2008 年初 Nordic 国家风电装机容量。以丹麦为例，西部地区跨越边境的电力输送能力为 263 万 kW，而西部地区风电装机容量为 238 万

kW，东部地区跨越边境的电力输送能力为 185 万 kW，而东部地区风电装机容量仅为 74 万 kW。从两图的对比中可以看出，就目前的风电装机容量，Nordic 国家跨越边境的电力输送能力在系统级不存在风险。

表 4-3 欧盟各国风电装机容量统计（单位：MW）

国家	至2007年底 累计装机容量	2008年新增 装机容量	至2008年底 累计装机容量
德国	22,247	1,665	23,903
西班牙	15,145	1,609	16,754
意大利	2,726	1,010	3,736
法国	2,454	950	3,404
英国	2,406	836	3,241
丹麦	3,125	77	3,180
葡萄牙	2,150	712	2,862
荷兰	1,747	500	2,225
瑞士	788	236	1,021
爱尔兰	795	208	1,002
奥地利	982	14	995
希腊	871	114	985
波兰	276	196	472
挪威	326	102	428
土耳其	147	286	433
欧洲其他国家*	955	362	1,305
整个欧洲	57,139	8,877	65,946
欧盟27国**	56,531	8,484	64,948

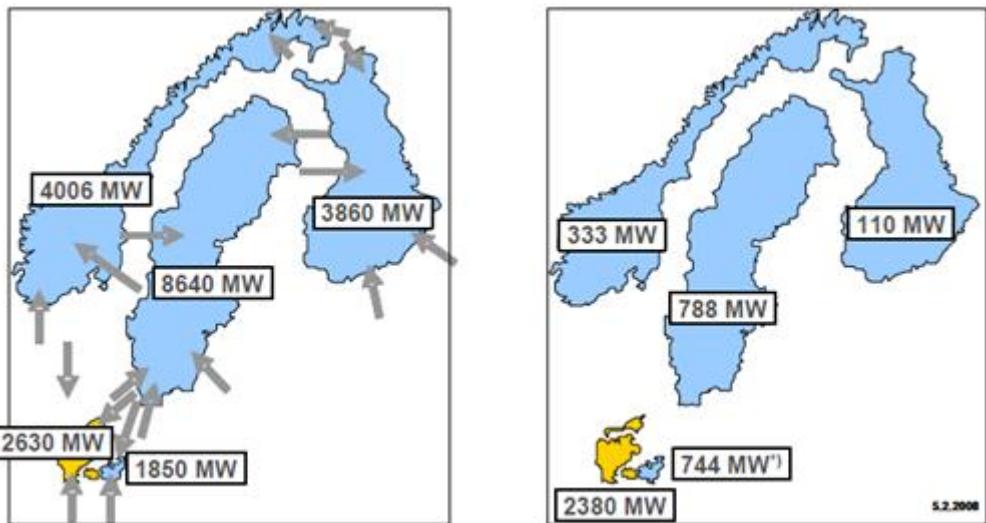
*欧洲其他国家：比利时，保加利亚，克罗地亚，塞浦路斯，捷克共和国，爱沙尼亚，法罗群岛，芬兰，匈牙利，拉脱维亚，立陶宛，卢森堡，罗马尼亚，俄罗斯，斯洛伐克，瑞士，乌克兰

**欧盟27国：奥地利，比利时，保加利亚，塞浦路斯，捷克共和国，丹麦，爱沙尼亚，芬兰，法国，德国，希腊，匈牙利，爱尔兰，意大利，拉脱维亚，立陶宛，卢森堡，马耳他，荷兰，波兰，葡萄牙，罗马尼亚，斯洛伐克，斯洛文尼亚，西班牙，瑞典，英国，德国

EWIS 项目的研究表明，由于风电将替代部分火电和水电电力，未来可能会影响到整个系统中的潮流分布。但截至 2008 年风电在 Nordic 中起的作用还较小，对 Nordic 电力系统没有任何重要影响。

但 UCTE 情况有所不同，在风速较低、风电出力较小时德国是电力净输入国。由于德国风电装机比例都很高，如德国北部-西部风电机组装机容量为 2200 万 kW，当该地区刮北风且高风速情况时，北部地区风电出力很大，UCTE 同步电网潮流发生很大变化，此时德国由电力净输入国变为输出国。类似的情况也发

生在 UCTE 同步电网的南部，由于西班牙风电装机比例很高，受风电出力的间歇性变化，西班牙，葡萄牙及法国跨境的潮流会发生很大变化。



(a) 2008 年跨越边境的电力输送能力 (b) 2008 年初 Nordic 风电装机容量

图 4-10 2008 年 Nordic 跨境输电能力及年初风电装机容量

3) 欧盟中长期风电发展及接网规划

欧盟 27 国 2008 年风电总装机容量达到 64,95 万 kW, 已经满足了 4% 的电力需求。欧盟委员会 (European Commission) 估计 2020 年欧盟 34% 的电力需求由可再生能源发电提供，其中 12% 的电力需求由风电提供。欧洲风能技术平台 TPWind 也提出了发展目标，即到 2030 年，风能将成为欧洲的主要替代能源，累计装机容量将达到 3 亿 kW, 其中 50% 是海上风电, 750 万 kW 是重建 (Repowering) 项目，欧洲电力消费的 25% 将由风电提供。

通过欧盟委员会资助的 Intelligent Energy Europe (IEE) 项目，TradeWind 于 2006 年 11 月至 2008 年 12 月，进行了欧洲电网互联、改进电力市场设计的研究。TradeWind 的长期研究目标是在欧盟 27 国范围内，包括 UCTE, Nordic, 英国和爱尔兰 4 个同步区域的输电网。研究水平年包括短期、中期和长期的 2008、2010、2015、2020 和 2030 年，其中 2015 水平年的选择是为了与 EWIS 的研究结果具有可比性。

表 4-3 为 TradeWind 假设的各研究水平年高中低方案的装机容量，其中中方

案与 EWEA 的预测目标接近，即 2010 年 80GW，2020 年 1.8 亿 kW，2030 年 3 亿 kW。

表 4-3 各研究水平年高中低方案的装机容量（单位:MW）

水平年	2005	2008	2010	2015	2020	2030
低方案	42.2	57.2	72.3	103.3	143.9	203.3
中方案	42.2	66.5	90.0	143.7	205.8	279.6
高方案	42.2	78.1	108.2	185.0	263.4	351.1

TradeWind 将输电基础设施建设作了 3 步走的方案，对应 Stage 1-3。Stage 1 的电网加强方案见图 4-3，输电线路基础设施的投入，对 2015-2020 年期间电力系统运行成本的减小影响比较小，只是在某些国家部分地区内有效，对整个欧洲影响不大，但对于 2020-2030 年期间受益很大，证明投资是值得的。TradeWind 共提出了 42 个项目，平均每个项目投资 5 亿欧元。Stage 2-3 的电网加强方案见图 4-4。

4) 欧盟在电网建设方面的激励政策

欧盟《可再生能源发电促进指令 2009》第 16 条第 1 款规定，欧盟成员国还应采取适当步骤，加速电网基础设施授权程序，利用行政和规划程序，协调批准电网基础设施建设项目。第 3 款规定，电网连接、电网改扩建、改善电网等运行费用应由电力生产商、电力系统传输营运商和电力系统配送运营商等共同分担，但是分担制度应以客观、透明和非歧视的标准为基础。



图 4-3 Stage 1 电网加强方案（红:HVDC 连接 蓝:AC 连接）

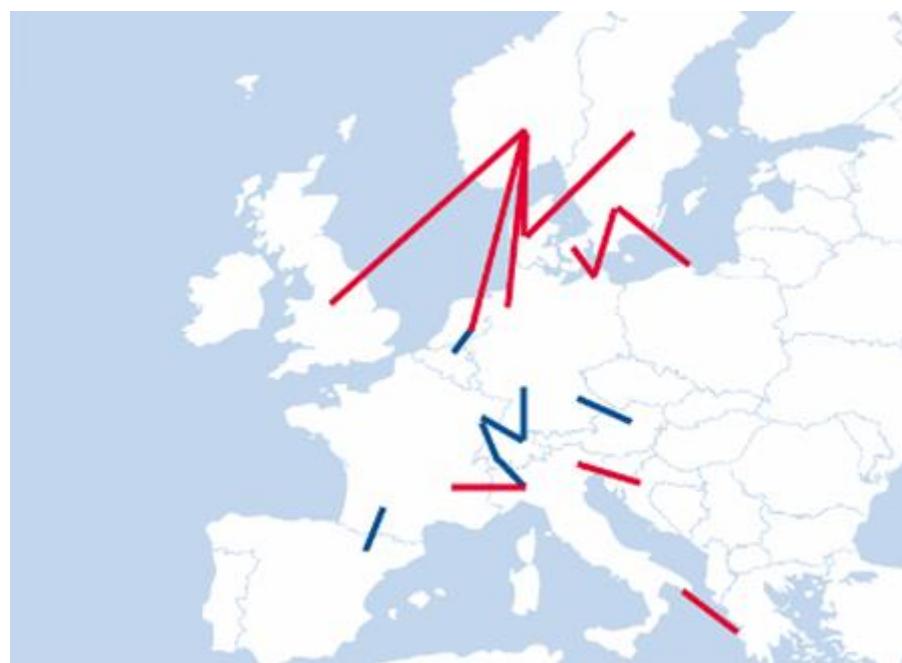


图 4-4 Stage 2 - 3 电网加强方案（红:HVDC 连接 蓝:AC 连接）

5) 欧盟典型国家总结

✓ 德国

在德国可再生能源法 2009 的框架下，预计德国在 2010、2015 和 2020 年的

风电装机将分别达到 3000 万 kW、3600 万 kW 和 4800 万 kW，并且在 2010 年后德国主要的风电装机增长来自于海上风电场的开发。海上风电在 2015 年和 2020 年的开发规模将分别达到 980 万 kW 和 2040 万 kW 的规模，主要集中在 North Sea 和 Baltic Sea 方面海上风电的开发。

表 4-4 德国风电装机容量（单位：GW）

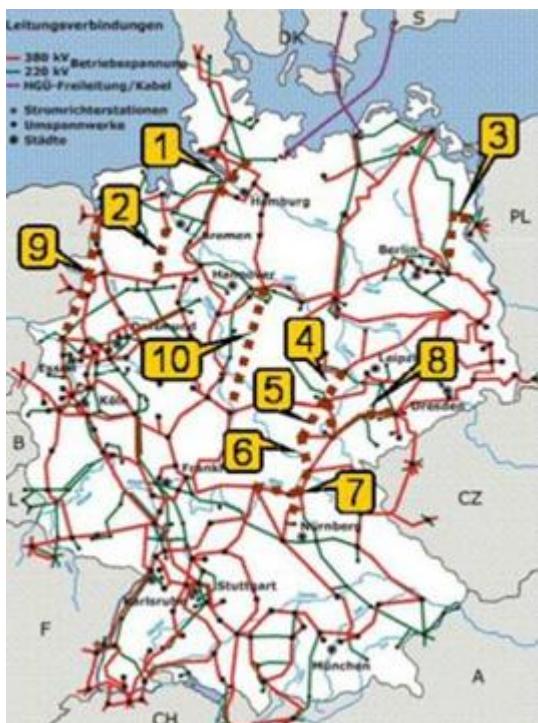
年份	2003	2007	2010	2015	2020
陆上	14.5	21.8	24.4	26.2	27.9
北海	0	0.4	4.4	8.1	18.7
波罗的海	0	0.2	1.0	1.7	1.7
总计	14.5	22.4	29.8	36.0	48.2

相关机构预测，2015 年可再生能源开发规模将达到 4730 万 kW，届时全德国的发电量中，有 20% 的用电供应将来自于可再生能源，其中风电占总发电量的比例达到 12.7%。风电达到如此高的比例，意味着能流的变化和潜在的输电线路瓶颈。按照德国的规划，截止到 2015 年，德国将新建 850km 的 380kV 输电线路，其中，

- 截止到 2007 年，三段老的图林根州至 Franconia 的架空线路会进行升级扩建，总长将达到 269km；
- 2010 年，在此前基础上新建 455km 的 380kV 双架空高压线，并对 97km 的旧线路进行升级扩建改造；
- 2015 年，在以前基础上，新建 390km380kV 双架空高压线，并升级改造 26km 的旧线路。

这些在原有输电线上新增 5% 的输电线路，能较为有效地解决电网瓶颈问题。

此外，德国还确定了通过提高风功率预测的技术能力和通过抽水蓄能的方式来为风电调峰，从而保证风电上网、传输的稳定。



截止到 2010: 新建 460 km

1. Hamburg/Nord-Dollern, 45 km
2. Ganderkesee-Wehrendorf, 80 km
3. Neuenhagen-Bertikow/Vierraden, 110 Km

4. Lauchstädt-Vieselbach, 80 km

5. Viesselbach-Altenfeld, 80km

6. Altenfeld-Redwitz, 60 km

7. Network upgrade in Franconia

8. Network upgrade in Thuringia

截至到 2015: 新建 390 km

9. Diele-Niederrhein, 200 km

10. Wahle-Mecklar, 190km

来源：德国能源署研究报告

图 4-5 截止到 2015 年德国电网建设规划

✓ 丹麦

根据丹麦政府的规定，风电并网采取联网成本分摊的政策，即风电上网所需的传输线路建设。变电站建设费用由电力公司和风机业主共同分担。对于安装在陆地上的风机、低压线路、风场所在地的变电站，以及输电线路的建设维护费用由风机业主负担。对于政府指导建设的风电场项目（装机规模最小为 1.5MW），所需要的配套电网增容设施费用则由电网公司承担。对于纳入丹麦风力资源开发计划中的海上风电项目，从风机到陆上电网的连接费用由电网公司全部负担。而对于没有列在该计划中的项目，项目配套的电网建设维护费用则由业主单位自行负担。

在可再生能源促进法（法案编号 2008.12.27 第 1392 号）第四部分第三十条第一款的第二和第三句明确指出：风力发电机组所有权人使用到陆上电网连接的方式，其中，海上连接已经有电力供应公司设立，电力公司负责引导并支付费用；设立电网的费用和连接到电网的费用如何在风力发电机组所有权人和综合电力供应公司之间分配，由气候和能源部部长决定。

另外，在 2025 丹麦能源愿景政策中规定了每投资 1 亿丹麦克朗用于新输电线路的建设，电价会提高约 0.03 欧元/kWh。

2、美国

1) 美国电力系统及负荷概况

目前美国有三大互联电网，即东部互联（the Eastern Interconnection）电网、西部互联（the Western Interconnection）电网和德克萨斯电网。

目前北美电力系统包括了美国东部、西部和德克萨斯以及加拿大魁北克 4 个互联系统。美国的三大联合电网之间只有非同步联系，东部和西部两大互联系统之间有 220kV 联络线与直流“背靠背”换流站互联。东部和西部互联电网分别与加拿大的魁北克、安大略以及滨海地区的电网并网运行。西部的加利福尼亚电网和墨西哥电网同步运行。德克萨斯电网是孤立电网。

1968 年美国成立了电力可靠性协会，制定电网运行安全性准则。1981 年加拿大和墨西哥等电力公司加入后改称北美电力可靠性理事会(North American Electric Reliability Council, NERC)。2007 年，NERC 调整到图 4-6 所示的格局。

根据美国 EIA (Energy Information Administration) 2009 年 1 月 21 日发布的数据，2007 年的美国总发电量约为 4.157 万亿 kWh。至 2007 年夏季美国电力结构如图 4-7 所示。

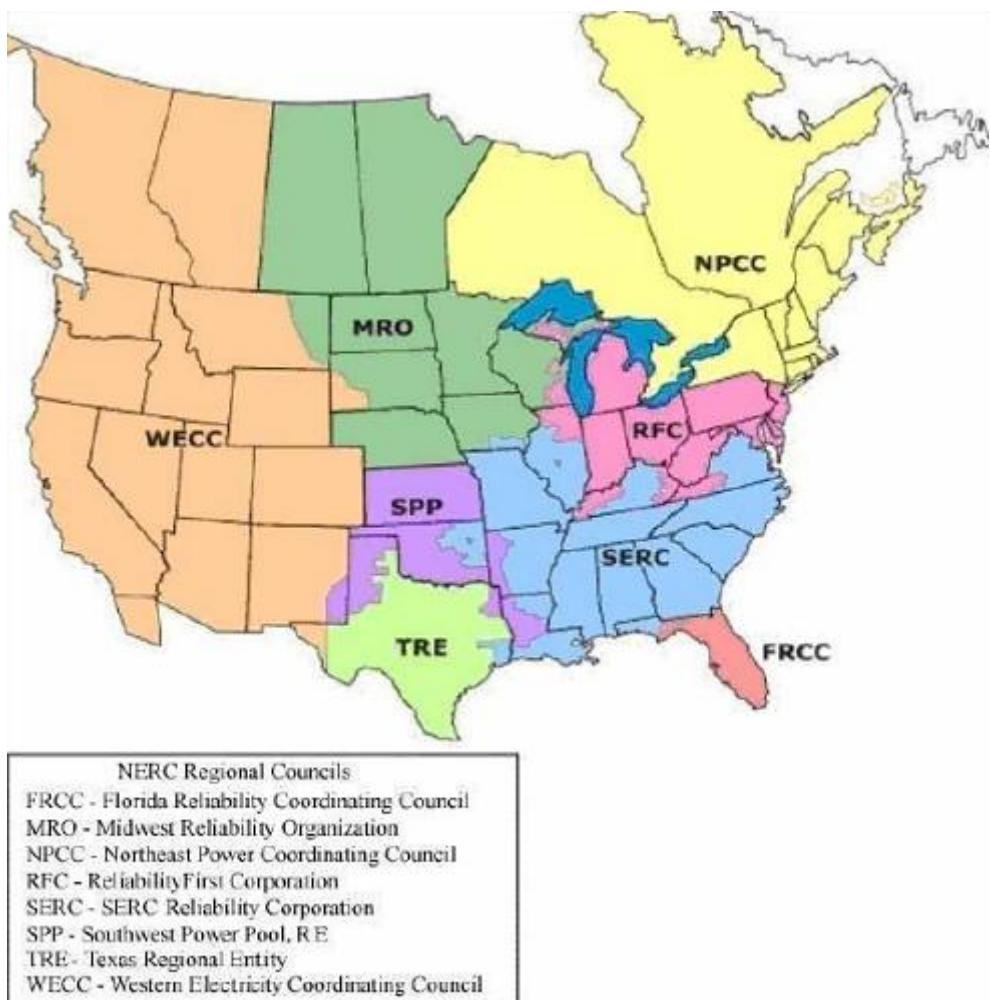
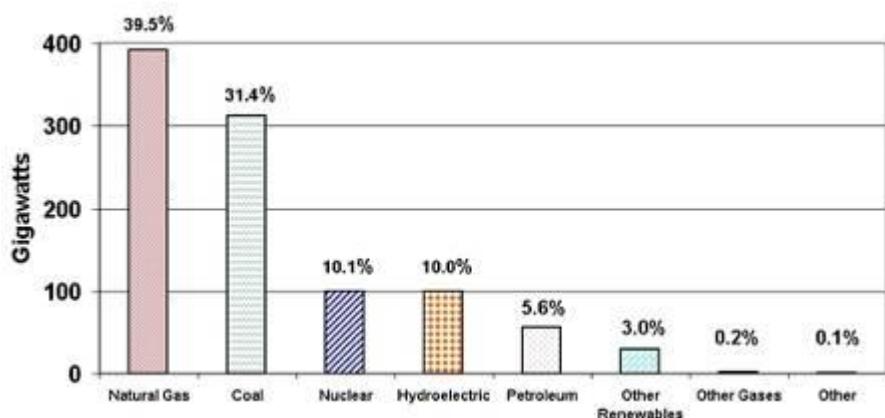


图 4-6 2007 年调整后的北美电力可靠性协会区域实体



来源: Energy Information Administration, Form EIA-860, "Annual Electric Generator Report."

图 4-7 2007 年夏季美国电网装机容量 (燃油+燃气≈45%)

2) 美国风电并网现状及存在的问题

据 AWEA 公布的报告, 2008 年在美国全部发电装机容量中, 风电装机与天

然气发电装机容量合计占美国新增发电装机容量的 90%左右，其中风电装机占 42%。

至 2008 年底美国风电累计装机 25,17 万 kW，已跃居世界第一位，风电已提供其 1%的电力需求，风电正在建设中的项目有 445 万 kW。根据美国风能协会 (American Wind Energy Association, AWEA)公布的数据，美国风电装机前 10 位的州见表 4-5，德克萨斯州累计装机 712 万 kW，列在美国第 1 位，正在建设中的项目 165 万 kW。根据 AWEA 的统计数据，部分电力公司销售的风电比例已经超过 10%。

表 4-5 2008 年底美国风电累计装机十强州

州	目前已装(MW)	建设中(MW)	名次
Texas	7116	1651	1
Iowa	2790	20	2
California	2517	275	3
Minnesoda	1752	0	4
Washington State	1375	70	5
Colorado	1068	0	6
Oreqon	1067	250	7
Illinois	915	201	8
Newyork	832	464	9
Kansas	815	199	10

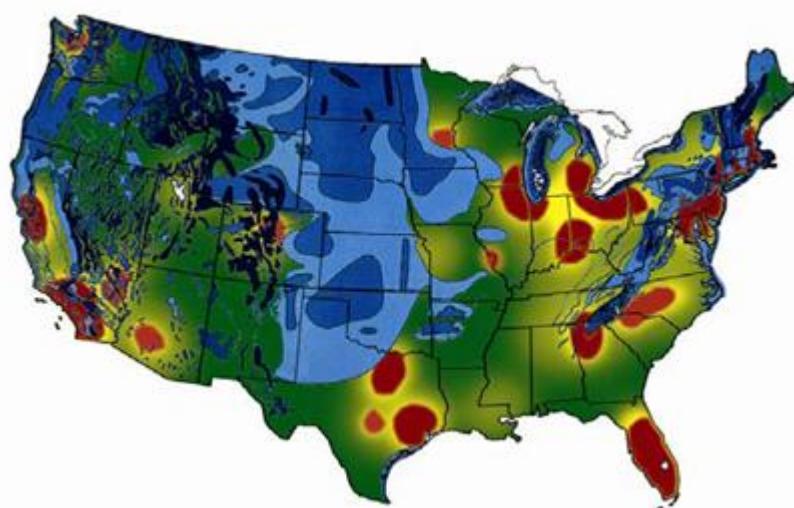


图 4-8 美国电力负荷中心及风能资源分布

图 4-8 显示了美国电力负荷中心及风能资源分布，图中棕红色区域表示负荷中心，蓝色区域表示风资源潜力大的地区，绿色区域表示风较小的小负荷中心。

据此分析美国风能资源可用性和电力需求在地理位置上不是正相关的，和使用的时间也不是正相关的。美国仅有 7% 的人口居住在风能资源潜力大的前十个州，在目前兆瓦级的大多数风能资源丰富地区，风电的高峰出力通常发生在相对低的电负荷需求时段。

3) 美国风电发展和电网建设规划

根据美国能源部 2008 年 5 月公布的计划，提出了 2030 年风电装机达到 3 亿 kW，将满足美国 20% 电力需求的目标。图 4-9 是美国能源部国家可再生能源实验室 2007 年发布的电网扩建的概念性规划。

- 1000kV 的高压直流输电线路，用于大容量、远距离电力传输；
- 如图 1-9 所示，新建 765kV 交流线路作为对现有输电系统的补充，从而 765kV 高压输电线路作为届时美国输电的主干网络；
- 交-直-交联接。美国的输电系统大多使用的交流线路，用电设施依靠交-直-交转换控制两个独立输电系统间的能流。美国将投入超过 5000 万美金的资金，用于变流器和逆变器的采购、安装、维护，从而保证美国电力系统的互联。

此外，北美电力可靠性理事会 NERC 于 2009 年 4 月召开了规划会议，并发表了专题报告，报告认为应通过提高风力发电功率预测技术、电力系统规划技术以及电网运营和管理水平，开发需求侧管理和相应储能技术，通过更大的范围平衡风电等措施，提高电网接纳风电的能力。

4) 美国在电网建设方面的激励政策

美国《复苏与再投资法案》第 301 条规定，财政部有义务为“至少一个界标在西部地区电力管理局服务范围内的电力传输线路及相关设备，新建或改建时的施工、融资、推进、规划、运营、维护或调研工作”提供总额累计不超过 32.5 亿美元的贷款。第 405 条规定，财政部需要为先进的电网技术示范项目提供项目金额 50% 以内的财政支持。第 1705 条规定，财政部在本条条款下为 2011 年 9 月 30 日（含）之前动工的输电系统，包括升级改造项目提供担保。

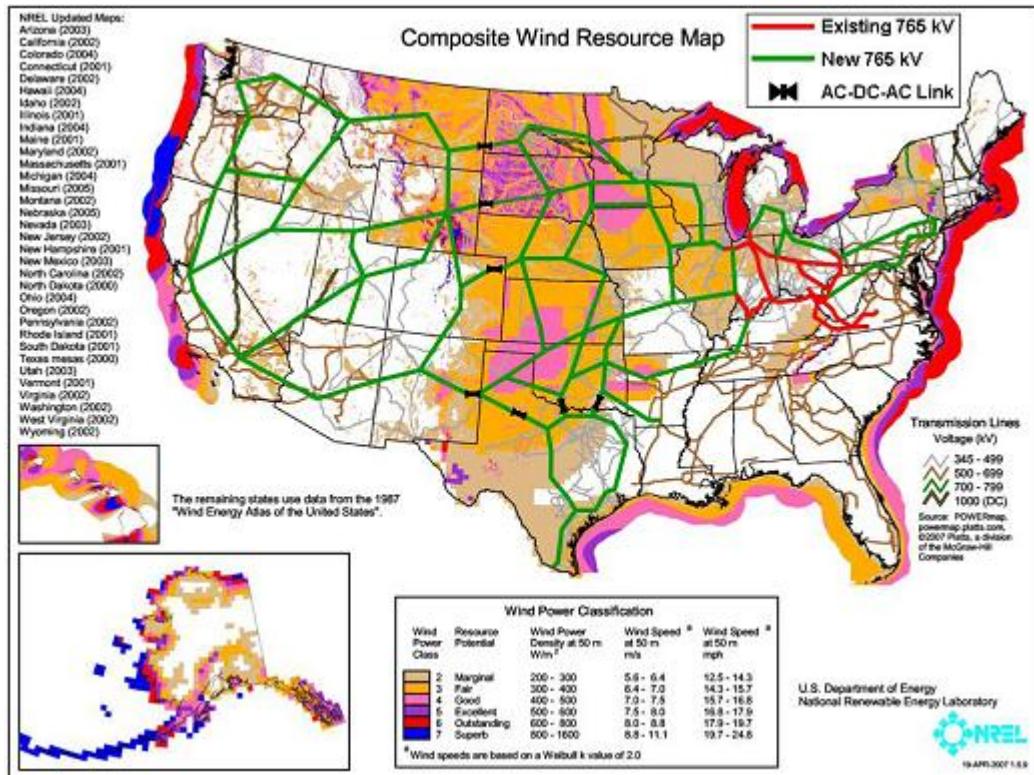


图 4-11 美国电网扩建概念性规划

3、经验总结

1) 同步电网是实现风电大规模接入的重要保障

所谓同步电网，是在一个区域或更大的范围内，以同步频率运行的电网。在系统正常的情况下，电网内的电力是紧密相连的。大电网互联一直是世界电网发展的趋势，随着时间的推移，同步电网的规模均在扩大。欧洲电网互联经历了由小到大、由低电压等级到高电压等级、由局部互联到大规模互联的过程。欧洲同步电网发展历史证明，跨国联网给欧洲国家带来了巨大的效益，同步电网已经成为部分欧洲国家实现大规模风电接入的重要保障。

丹麦电网分属 2 个同步区域，丹麦西部是 UCTE 同步电网区域的一部分，而东部是 Nordic 同步电网区域，丹麦 2008 年风电装机达到 3,180MW，是目前世界上风电装机比例最高的国家，这得益于丹麦与挪威、德国和瑞典便利的电力交换。图 4-12 显示了丹麦电网对外功率交换的情况，挪威和瑞典丰富的水电对丹麦的风电发挥了互补的作用。

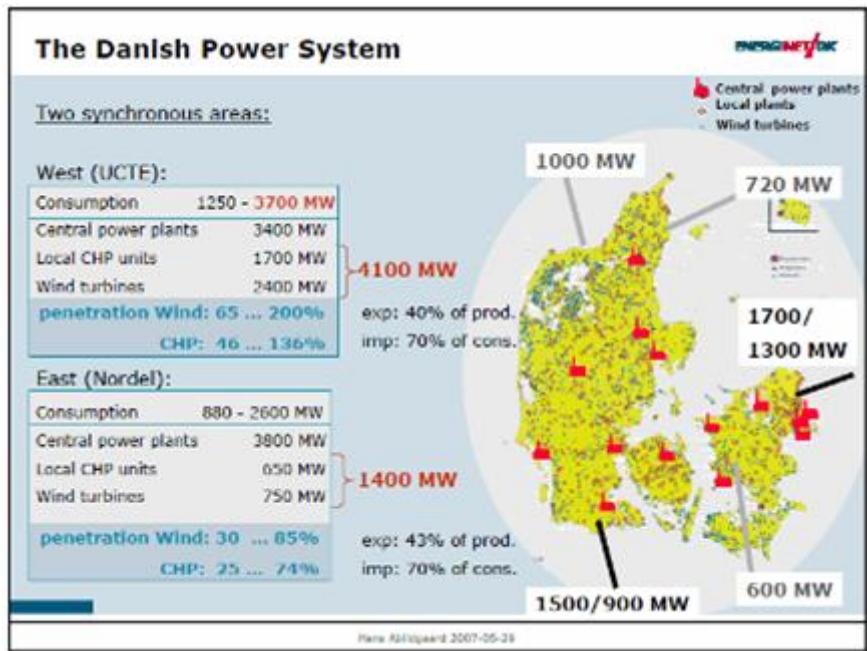


图 4-12 丹麦电力系统

2) 电源结构是决定电网容纳风电能力大小的重要因素

德国有 4 家输电网运营商 TSO(220/380kV 电网), 15 家区域电网运营商(110kV 电网)和 900 多家配电网运营商(中、低压电网)。四家 TSO 分别是 E.ON、RWE、EnBW 和 Vattenfall Europe, 2003 年德国电网结构如图 4-13 所示。

图 4-14 为德国电力装机构成情况。从图中可以看出德国核电占电力装机的 16%, 燃煤发电占电力装机的 35%; 同时优质调峰电源天然气、燃油和抽水蓄能等发电占电力装机约 25%, 可作为调峰电源的水力、生物质能等占 8%; 风电占 16%。在这样的电源结构中, 核电在系统中带基荷, 燃煤发电也可以基本不参与调峰, 带基荷。德国的电源结构为大规模风电接入电网提供了足够的调峰容量。

西班牙 2008 年底累计装机 1675 万 kW, 仅次于美国和德国, 位于世界第三位, 风电占总装机容量的 16.55%, 发电量占总发电量 11.26%。西班牙拥有包括水电、抽水蓄能、燃气以及联合循环机组的灵活发电占总装机容量的比例高达 49.3%。抽水蓄目前容量为 4,800MW, 是目前风电装机容量的 30%, 有几个项目正在建设中, 容量还将持续增加。同时允许联合循环机组运行范围为其容量的 50%。上述灵活发电装机在大规模风电并网中起到重要作用。



图 4-13 2003 年德国电网结构图

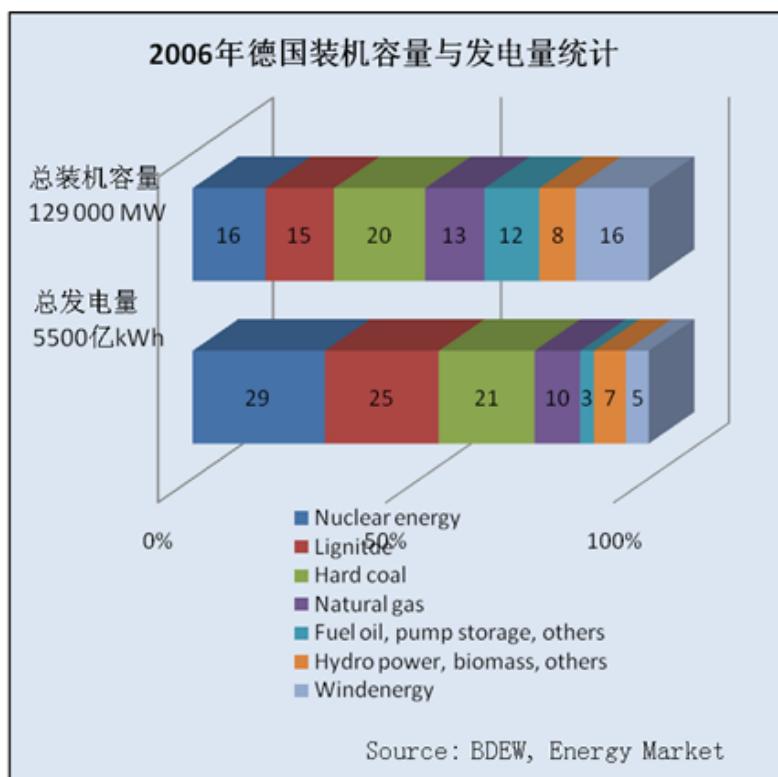


图 4-14 2006 年德国电源结构

3) 精确的功率预测是增加电网容纳风电能力的有效手段

电力系统必须随时保持有功功率的平衡，风电的波动只能通过常规发电机组的功率调节来平衡，风电功率预测，是目前降低风电波动对电力系统功率平衡影响的最有效手段。随着接入电网风电容量的增加，目前在欧洲、美国和加拿大风电功率预测系统已成为电力系统的一个组成部分，它对于电力系统的调度运行、电网安全稳定、提高电网接纳风电的能力具有重要的意义。系统内风电功率预测的不确定性（预测误差），即为风电接入电网后的系统应增加的调峰容量，因此提高风电功率预测系统的预测精度可以有效地减少由于风电接入对系统调峰机组容量的增量需求，有重大的经济意义，风电功率预测是解决风电接入后电网调峰问题的首选技术手段。

西班牙实现大规模风电接入的经验表明，精确风电功率预测可以有效增加电网容纳风电能力。西班牙目前已经能够达到提前 48 小时误差控制在 30% 以内（平均误差不超过 20%）、提前 24 小时误差控制在 15% 以内（平均误差不超过 10%）的水平。

4) 在更大的区域或市场内运行是减小风电对电网影响和降低接入成本的优化选择

在更大或的区域或市场内进行风电调度有利于提高全国电力市场消纳风电的综合能力。首先，更大的平衡区域有更多的能力接受风电，因为它可以有更多的发电资源提供辅助服务。另外，更大的平衡区域有地理分散的优势，可以平滑风电出力的变化。

据欧洲风能协会(EWEA,2009)2009 年 2 月公布的风电交易研究项目(Trade Wind)研究报告²，在整个欧盟范围内跨国调度和交易风电将显著提高总体风电消纳能力。该报告对 2020 年欧盟 2 亿风电装机情景的风电出力概率分析显示，如果在欧盟范围内通过跨国电网进行大范围风电调度，可以使平均风电容量可信度(capacity credit)从各国独立调度消纳风电时的 7% 增加到 14%。

² EWEA. Integrating Wind: Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power. TradeWind Project. 2009.02

现在美国大约有 140 个平衡区域。每个平衡区域在区域内自己调节负荷和发电的平衡，并满足 NERC 的要求。在 2004 年，明尼苏达州最大的电力公司 Xcel Energy 研究了 15% 的风电比例（相当于 12% 的电量），对于单个控制区域，估计风电的接入成本为 \$4.60/MWh；2006 年在该州所有的控制区域内进行接入研究，风电的比例相当于 25% 的电量，接入成本却是 \$4.41/MWh。同时纽约州的独立分析表明，在单个平衡区域比在州内平衡，1 小时的、5 分钟的和 6 秒的变动都更大。

5) 分布式风电开发方式有助于风电并网

到目前为止，德国、丹麦等国家陆上风电开发基本上是分散的。风电装机地理上的分散有效地平滑了各风电场/风电机组出力的波动，同时可以在更大范围内调动电力系统的调峰资源，也有利于风电就地消纳。图 4-15 为 2007 年 6 月底德国风电装机分布。

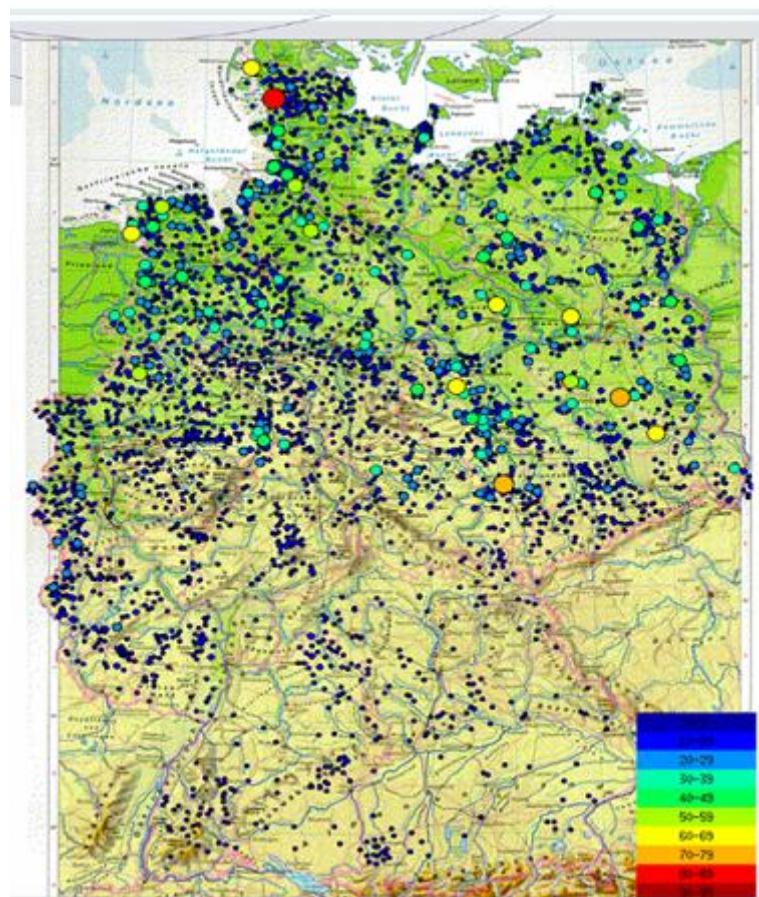


图 4-15 2007 年 6 月底德国风电装机分布

由于其风资源主要集中在北部和南部，西班牙的风电场也是以成片开发的大、中规模的电场为主，但为了减少电网接纳风电的压力，政策开始采取措施鼓励建设中小规模的分布式风电场。

⑥ 加强电力市场管理和经济激励政策制定是提高电网容纳风电能力的重要保障

为促进风电的合理并网调度，欧美风电领先国家除了推广应用风电场功率预测技术和严格的风电场/风电机组并网技术标准外，还日益重视电力市场管理和经济激励政策，主要包括：扩大调度范围、电网投资补贴和成本分摊政策、优质优价政策、市场竞争机制等途径等。

- 制定实施辅助服务补偿和费用分摊政策。例如，2007年以来加拿大阿尔伯特省的风电市场运行框架政策规定了风电预测和辅助电网服务的成本分摊政策：a) 风电企业或者自行投资开展风电出力预测，或者提供集中预测所需的必要数据信息；在后者情况下，电力运行机构（AESO）进行统一风电预测，所需的成本费用将纳入销售电价；b) 电力运行机构（AESO）负责购买必要的调节备用和电力负荷/供应服务，相关成本将纳入电价。c) 与风电场管理相关的成本费用（也包括由于电力调度管理导致的未上网电量的损失）将由风电开发商自行承担。
- 建立“优质优价、劣质劣价”的上网电价政策。例如，西班牙1997年的《电力法》没有无条件要求电网企业全部接受风力发电量，而是规定：一方面，如果风电出力的预测误差率超过20%（常规电厂为5%）且仍想上网，则需向电力库交罚款；另一方面，如果电网企业限制风电出力，将做出与相似区域风电出力相当的赔偿。这种市场机制为风电发展提供了较为公开透明的制度基础，避免了各种利益纠纷，有效调动了各类市场参与者的积极性。
- 各方通过市场竞争机制确定可再生上网电量和价格补贴。近年来，在实现风电的初步规模化发展后，一些国家（特别是风能资源潜力大且分布集中的欧美国家）开始探讨利用更多市场机制解决大规模风电进入电力系统之后与电力调度相关的问题。优惠政策并不意味着风电企业必须免

于电力市场竞争。例如，阿尔伯特省电力运行机构（AESO）于 2007 年 9 月开始在风电领域引入市场运行框架；在该市场运行框架下，政府不再直接规定风电装机上限（90 万 kW），而是把风电纳入自由竞争电力市场，对风电上网电量和价格申报进行相对经济性评价、负荷分配和出力管理（限制出力或出力变化率，甚至要求完全弃风），从而让市场决定风电上网电量。西班牙颁布的《2004 / 436 号皇家法令》，在原来固定电价的基础上对电价政策进行了补充调整，规定可再生能源电价实行“双轨制”，即固定电价和溢价电价(市场竞价加补贴电价)两种并行可选制度，为风电开发商提供了灵活选择。

（二）我国电力系统特点

1、电源发展情况及特点

1) 我国发电装机持续增长，尤其是 2005 年后装机增长迅速

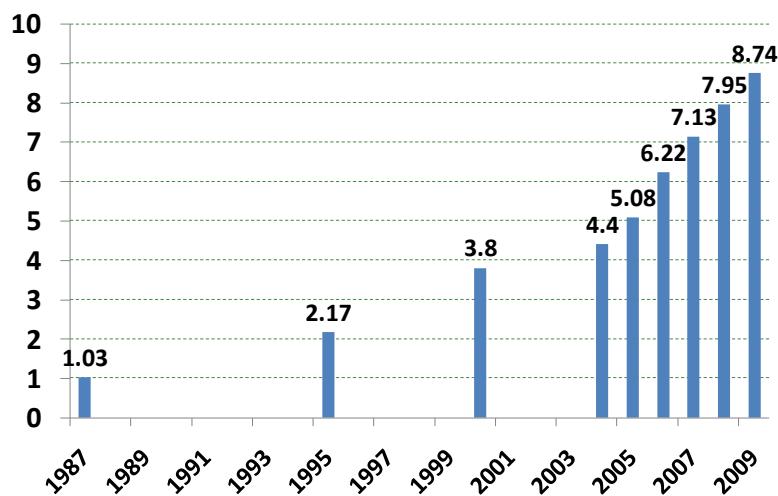


图 4-14 全国发电装机容量增长情况

三十多年来，随着经济的发展和对能源、电力需求的不断增加，我国发电装机持续发展，装机容量由 1978 年的 5712 万 kW 增长到 2009 年的 8.74 亿 kW，增长了 14 倍。尤其是在近 5 年，2005、2006、2007 年装机陆续超过 5 亿、6 亿、7 亿 kW 大关，2008 年装机接近 8 亿 kW，2009 年尽管存在全球经济危机的影响，

我国净新增电力装机仍超过 8000 万 kW（考虑上大压小之后）。

2) 以煤电和水电为主的电源结构特点长期以来没有本质变化

在国家的各项政策引导下，我国电源结构不断调整优化，但总体来讲，以水电和火电为主的电源结构特点没有发生本质变化。火电装机一直维持在 75% 左右，水电则在 20-25%，核电和风电装机的比例一直在上升，但到 2009 年也仅为 2.9%。

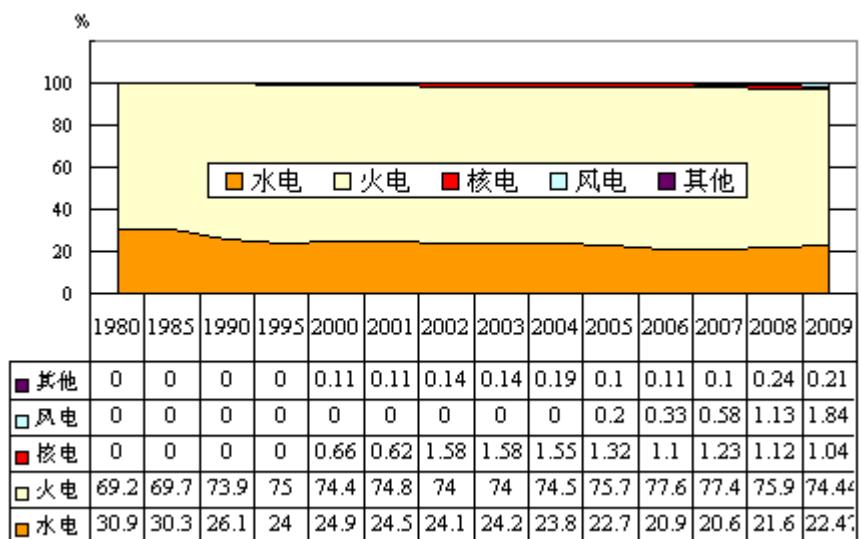


图 4-15 我国电源结构变化情况 (单位: %)

3) 电源布局以就地平衡为主，跨区输送量有限

长期以来，我国的电力工业布局一直以就地平衡为主要发展模式，负荷增长快的地区，电力装机增长也相对较快；2000 年后，随着电网电压等级和跨区输送能力的不断提高，跨区送电量不断增大，但整体来说还是以就地平衡为主。

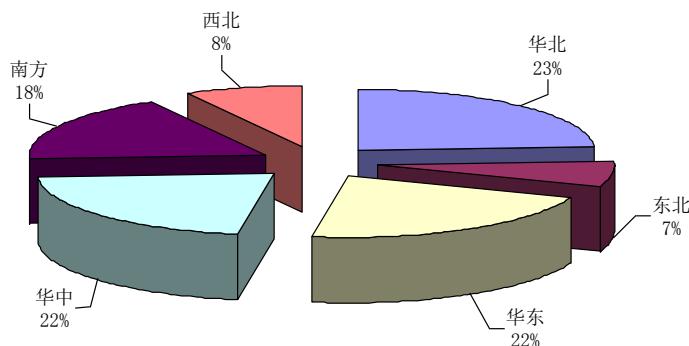


图 4-16 2008 年我国电源布局情况

- 火电布局：火电依然以中东部地区为主，2008年底，华北、华中和华东三个地区的火电装机占全国火电总装机的70.9%，而南方、西北和东北的火电装机分别占全国火电总装机的14.2%、7.3%和7.5%。
- 水电布局：主要集中在水力资源丰富且负荷增长较快的华中、南方、华东和西北地区；东北和华北地区的水电装机受资源的限制，发展相对较慢。2008年，水电依然以华中、南方和华东地区为主，三个地区水电分别占全国水电总装机的42.2%、29.1%和12.9%。
- 风电布局：主要集中在风资源丰富的华北、东北和西北地区。风电装机容量较大的省（区）有：内蒙古、辽宁、吉林、黑龙江、河北、甘肃、江苏、新疆，以上八省区风电总装机735万kW，占全国风电装机总规模的82.2%。

2、电网发展情况及特点

1) 电网建设不断加快，输电等级不断提高，在先进技术应用方面已经迈入国际先进行列

我国电网建设步伐不断加快，220kV线路长度从1978年的2.27万km发展到2009年达到25.9万km。500kV线路1985年为2539km，2009年迅速发展到12.2万km。220kV及以上变电容量从1978年的2528万kVA增至2009年的165875万kVA，增加了约65倍。详见表4-6。

表 4-6 1978~2009 年电网各电压等级建设发展情况

(单位：km、万 kVA)

年份	750kV及以上线路长度	500kV线路长度	330kV线路长度	220kV线路长度	220kV及以上变电容量
1978			535	22672	2528
1980			866	28464	3497
1985		2539	1278	46056	6459
1990		7104	3870	70891	12947

1995		13027	5482	91759	23353
2000		25910	8524	122597	41489
2002		36745	9612	142362	52689
2006	141	74417	13711	186538	93608
2007	511	92567	15795	219337	119564
2008	536	109642	17906	236712	138714
2009	4635	122027	19434	259008	165875

注：资料引自《中国电力年鉴》和中电联2009年全国电力工业统计快报

我国电网输电电压等级不断提高，1990 年之前，我国各地区主网架为 220kV；2000 年之后，各省主网架已基本为 500kV，同时交直流 500kV 成为跨省、跨区输电的重要线路。随着 750 千伏线路以及直流工程的建设，跨区联网逐步加强，而特高压交直流线路的建设将承担起更大范围内、更大规模的输电任务。我国电网已形成了 110（66）、220、330、500、750kV 交流标准电压序列，华北、华中、华东、东北和南方电网由 500、220、110kV 三个电压等级构成；西北电网由 750、330、110 及部分 220kV 四个电压等级构成。

我国高电压输电技术研究跃居世界领先水平。自主设计、自主研制设备、自主建设运行的 750kV 输变电工程已经投入工程实际运行，也是目前世界最高运行输变电电压等级，对特高压 1000 千伏交流及 ±800 千伏直流输电技术的系统研究也自 2004 年开始开展，在关键技术和设备制造上已取得突破性进展。我国输电设备国产化水平不断提高，以直流工程为例，直流输电项目国产化率由三常直流工程的 30% 提高到三广直流工程的 50%，进而达到三沪直流工程的 70%。在 2005 年投运的灵宝背靠背直流工程中，实现了完全自主设计、自主施工、自主进行设备制造和建设管理，主要设备国产化率达 100%。

我国电网在先进技术应用方面已经迈入国际先进行列，总体上由于美国，和欧洲相当。串补、SVC、同塔多回、紧凑型等先进适用技术在电网中应用愈发广泛，电网科技含量进一步提高，对提高电网安全生产和经济运行水平具有重要作用。

2) 区域内电网联结不断加强，基本实现省网间的多回强联结

目前我国电网大致可以分为华北、华东、华中、东北、西北和南方六个大区

电网，华北、华东、华中、东北和南方电网最高电压等级均为 500 千伏，西北电网最高电压等级为 750 千伏。

从各区域内部来看，基本实现了省间电网的多回强联系。

- 华北电网：供电范围包括北京、天津、河北、山西、山东以及内蒙古西部，基本为纯火电电网，一次能源资源分布在山西、内蒙古地区，负荷中心在东部的京津冀鲁地区，电力流向呈西电东送格局。目前华北电网已形成了万顺、大房、神保、侯廉、托克托送出共五个 500kV 西电东送通道。北京、天津均已形成 500kV 环网结构，并延伸至唐承秦电网，京津唐受端环网得到强化。河北南网以廊坊为中心形成了两个 500kV 单环网主干网架。山西电网形成了沿北同蒲铁路大同～神头～侯村的 500kV 双回路和南部单环网结构。蒙西电网形成了达拉特～永圣域～丰镇电厂的 500kV 主干网络，并将 500kV 电网向西延伸至包头、乌海地区。山东电网形成覆盖各供电区域的“日”字形大环网结构，山东电网通过辛安～聊城双回 500kV 线路与华北主网相联。



图 4-17 我国主干电网结构

- 东北电网：供电范围包括辽宁、吉林、黑龙江、内蒙古东部地区。水电主要集中在吉林东部和辽宁东部的松花江、鸭绿江流域，火电主要分布在内蒙古东部和黑龙江地区，负荷则主要集中在大连、沈阳、长春、哈

尔滨等大中型城市，电力流向为西电东送、北电南送，电源建设以区域内平衡为主。东北电网以 500kV 为主网架，北起伊敏，南至大连南关岭，西自赤峰元宝山，东达黑龙江佳木斯、七台河，形成黑吉辽三至四回 500kV 省间联络线为主体、东西联结大型电源的链式电网结构。东北电网覆盖东北地区大部分电源基地和负荷中心并与华北电网实现双回交流联网。形成了纵贯南北的链式 500kV 主网结构，基本能够适应北电南送、西电东送及电网安全稳定运行的要求。

- 华东电网：供电范围包括上海、江苏、浙江、安徽和福建五省市。华东地区一次能源资源匮乏，除福建电网水电比重较大外，均以火电为主，用电负荷中心集中在长江三角洲，需要从区外输入大量电力。目前华东电网已形成覆盖长江三角洲地区较为坚强的 500kV 跨省市环网；江苏建成四个 500kV 跨长江的过江通道，常州～无锡～苏州之间形成三个 500kV 通道；浙江建成两个 500kV 跨钱塘江的过江通道，并在浙南地区形成双环网；安徽建成过江第二通道，并建成宣城～富阳双回线，加强了与浙江电网的联系；上海电网形成 500kV 双环网结构；福建通过福州～双龙双回 500kV 线路与华东主网相联。
- 华中电网：供电范围包括河南、湖南、湖北、江西、四川、重庆六省市。其特点是北煤南水、水电比重较大，且水电调节性能较差，总体格局为西电东送、南北水火电调剂。华中电网已形成以三峡外送网络为中心，北起河南安阳，南至湖南云田，西至四川二滩，东至江西乐平的 500kV 电网，并在湖北中部形成了具有一定支撑作用的骨干网架。形成鄂豫省间 3 回、鄂湘省间 3 回、鄂赣省间 2 回、川渝省间 3 回、渝鄂省间 2 回的 500kV 线路联系。四川、重庆电网通过三峡～万县双回及张家坝-恩施-水布垭双回 500kV 线路与华中主网相联。
- 西北电网：供电范围包括陕西、甘肃、青海、宁夏四省区，目前新疆电网为孤立电网。西北电网水电电源主要分布在黄河上游的青海、甘肃两省，火电电源主要分布在陕西关中、宁夏平原、平凉等地区。用电负荷主要集中在西安、兰州、西宁、银川等中心城市。西北主网水电比重较高，受黄河水情影响大，电网水火互济运行效益显著。西安、兰州、西

宁、银川等地区是西北电网的核心，主网架电压为 330kV；宁夏北部则以 220kV 电网为主；新疆电网最高运行电压等级为 220kV。形成覆盖陕甘青宁四省区 330kV 主干网架，官亭～兰州东 750kV 输变电示范工程投产，为西北 750kV 网架的建立和发展奠定了基础。

3) 区域联网已启动，全国联网初步形成，但输电通道和交换容量有限

我国电网建设多年来以各省电网和各大区内跨省电网建设为重点。1989 年，以建成的葛上直流输电工程实现华中与华东电网的直流联网为起步，开始加强跨区电网的规划和建设。2000 年以后，随着三峡工程的建设，为加大跨区能源优化配置能力，缓解煤炭运输压力，在六大区域电网的基础上逐步开展了全国联网工作。目前，华北与东北电网通过姜家营-高岭双回交流 500kV 线路实现联网，华中与华北通过辛安-安阳交流 500kV 线路实现联网，形成了东北-华北-华中同步电网。华东与华中电网通过葛洲坝-上海、三峡-上海和三峡-常州三回 ± 500 kV 直流线路实现互联，华中电网通过三峡-广东 ± 500 kV 直流线路实现与南方电网互联，西北与华中电网通过灵宝直流背靠背工程实现直流异步联网。2006 年 8 月，晋东南～南阳～荆门 1000kV 特高压交流试验示范工程获得国家核准，进入全面实施阶段。2007 年 4 月，向家坝～上海 ± 800 kV 直流特高压工程获得国家核准并开工建设。总体看来，全国六大区域电网之间已经建立了一些联络通道，通道数量和交换容量有限。



图 4-18 2008 年全国联网和跨区输电现状图

3、电力调度模式情况及特点

我国的电力调度模式已经从以往的大平均调度模式转移到节能调度模式，而这一模式的转变为风电等可再生能源的并网提供了有利的平台。

1985 年前后，我国缺电严重，为鼓励投资发电，尽快扭转缺电局面，我国电力企业施行了“大平均”调度模式，即只要机组在电力调度机构有登记备案，就可以在年度计划中获得基本相同的发电利用小时数。按照此种调度规则，调度指标将决定发电机组每年发电利用小时数。但这种调度模式带来的弊端是小火电没有达到发电计划指标时，大机组即使还有潜力也不能多发电，燃煤机组未完成计划发电量时，水电也要弃水。这从另一个方面来说是鼓励了小火电机组等高能耗发电方式的发展，与我国节能降耗的政策相悖。在这种大平均分配电量的调度模式下，实现节能降耗措施，均很难取得理想的效果。

而节能发电调度，是指在电力调度的过程中，优先安排可再生、节能、高效、低污染的机组发电，限制高耗能、污染大、违反国家政策和有关规定的机组发电。2007 年，国家颁布实施了《节能发电调度办法（试行）》（国办发〔2007〕53 号），该办法的核心以“单位能耗”和“污染物排放”为电力调度最重要的依据。其基本原则是，以确保电力系统安全稳定运行和连续供电为前提，以节能、环保为目标，

通过对各类发电机组按能耗和污染物排放水平排序，以分省排序、区域内优化、区域间协调的方式，实施优化调度，并与电力市场建设工作相结合，充分发挥电力市场的作用，努力做到单位电能生产中能耗和污染物排放最少。发电调度按照如下优先级排序：首先是无调节能力的风能、太阳能、海洋能、水能等可再生能源发电机组；其次有调节能力的水能、生物质能、地热能等可再生能源发电机组和满足环保要求的垃圾发电机组；然后核电和其它化石能源发电机组。

4、电源与电网的协调发展

1) 大电网的形成与电源的发展密不可分

由于我国早期电网是作为电源工程的配套送出项目建设，因此我国电网的发展和突破往往是以电源开发为契机而实现的，这一点在我国的电网形成历程中有明显体现。区域电网基本上都是以电源送出为契机而形成的，与电源尤其是大型电源的建立和送出需求密不可分。从更大范围来看，全国联网的形成也是以三峡水电送出为契机而开始的。正是为了满足三峡水电机组的送出需求，建设了多项交、直流输变电工程，最终为我国实现全国联网奠定了基础。三峡水利枢纽工程于 1994 年 12 月 14 日正式开工，共装单机容量 70 万 kW 的机组 26 台 1820 万千瓦，多年平均发电量 847 亿 kWh，供电范围为华中、华东和南方。为保证三峡电站送出，共计建设交直流 500kV 输电线路 9100km。除已建成的±500kV 葛洲坝至上海直流输电线路外，还新建并投产了±500kV 直流一回落点江苏常州，一回落点上海练塘，另一回落点广东惠州，每回送电能力 300 万千瓦。三峡电网的建设，促进了全国大区电网互联的步伐，以此为契机，华北与东北、华中与华北、华中与南方电网、山东与华北、华中与西北都实现了电网互联。

2) 电源建设带动电网投资加大，电网投资和建设仍落后于电源

我国长期处于缺电状态，为解决电力供应不足的问题，电力建设资金重点投向了电源项目，客观上忽视了对电网发展重要性的认识，逐渐形成了“重发轻供不管用”的落后理念。以电力工业投融资体制为例，1996 年之前，电网项目仅作为电源项目的配套工程，当资金不足时，只能确保电源建设资金、削减电网建设

资金。1978~1995 年期间，电网投资占电力行业投资比重基本都在 30% 以下，电网建设远远落后于电源建设。1996 年以后，电网项目开始实行独立立项，但由于电网投资体制和回收机制不完善，电网建设缺乏稳定的资金来源，电网发展一直未能步入健康的发展道路。1996~2000 年，由于大规模的城乡电网改造，电网投资比重有所增加，电网投资占电力投资比重一度达到了 42.82%。

近年来，国家不断加大电网投入，电网建设滞后的局面才有所缓解。但我国历史上形成的电网滞后于电源建设的局面尚未根本扭转。自 2003 年以来，电源建设加快，机组大规模投产，电网在电力工业投资中的比重一直在 35% 以下，2005 年达到最低的 26%。2006 年以来，电网投资力度开始加大，电网投资落后于电源投资的趋势略有改善，2007 年达到 33%，但仍处于较低水平。与发达国家相比，法国、日本、美国电网与电源的投资比例分别为 7:3、6:4 和 5.5:4.5，而我国的电网电源投资比例总体为 4:6，与发达国家 6:4 的平均水平相比有明显差距。特别是近年来，我国电源建设速度进一步加快，加剧了电网发展滞后的矛盾。

(三) 我国电网大规模接入风电面临的挑战

我国电力系统独有的特点以及风资源分布的独有的特点为电网大规模接纳风电提出了较之欧美等风电发展大国更为严峻的挑战。主要表现在以下几个方面。

1、更为集中的规模化开发模式

与国外，尤其是与以欧洲为代表的分布式风电发展模式不同，我国风电开发的特点具有“大规模、高集中、远距离”的显著特点。

根据前面第二章的分析，我国风能资源丰富的地区主要分布在“三北”（华北、东北、西北）地区、东部沿海及附近岛屿。内陆也有个别风能资源丰富点，近海风能资源也非常丰富。

根据我国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。目前风电装机主要分布在内蒙、吉林、河北、甘肃、江苏、新疆、黑龙江和辽宁等风资源丰富的省（区）。2008 年，我国提出了建设大规模风电基地的宏伟设想，即在未来十几年内，在

甘肃、新疆、蒙西、蒙东、吉林、河北、山东、江苏等地集中规划建设 8 个千万千瓦级风电基地。按此风电开发设想，2020 年我国风电装机容量将达到 1.5 亿 kW 以上。

在以上大规模风电基地中，除江苏沿海风电基地外，其它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。随着这些基地的建设，风电场将接入 500kV 及以上的更高电压等级，通过跨省、跨区电网互联，风电将在区域范围乃至全国范围消纳，需要专门建设远距离输电线路以满足风电大规模发展的需要。

2、缺乏调节能力的单一电源结构

风电具有间歇性和随机性的特点，风电场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。

在进行调峰平衡和风电吸纳能力分析时，风电出力可视为负的负荷，由其它电源为其调峰。电网的调峰特性与电网的负荷特性密切相关，某时期内高峰负荷的大小决定了电网内机组的开机方式，低谷负荷减去对应于此开机方式下的最小技术出力，表明在电网负荷最低的情况下，电网消纳风电的能力。适应风电接入后对系统维持供需平衡能力的影响，是电网接纳风电能力的最重要的条件。当风电场切入或出力增加时，电网要调整其它电源出力，让出负荷由风电供电；风电场切出或出力下降时，要相应地增加其它电源出力，补充风电减少造成的电力缺额。在不考虑联络线参与调峰的前提下，区域电网内可接纳的风电功率在很大程度上受限于其它电源出力的调整能力，即调峰能力。调峰能力通过加强电网的网架结构改善的能力有限。而调峰最困难的情况是某时段系统内负荷最低，风电出力高的情况。

水力、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，而以煤电为主的电源结构的调峰性能较差，影响了电网吸纳风电的能力。此外，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，水库中的蓄水除了发电调峰之外还要满足

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，电网接纳风电能力进一步受到限制。

随着我国电力工业的发展及电力结构的调整，600MW 级火电机组已经成为我国火电的发展方向并即将成为电网的主力机组，燃煤汽轮机组在其功率额定值附近运行时是高效率的，用燃煤机组调峰是不经济的、同时增加单位发电煤耗，也是不环保的。尤其是超临界参数机组，由于其更低的运行成本和高效益，使得此类型的机组在现在的电力市场中更具有竞争性。但超临界机组及 1,000MW 的超超临界机组按照设计应该在系统内带基荷，最小出力应不小于额定出力的 80%。按照节能减排、上大压小的要求，系统内用于起停调峰的 50MW、100MW 小燃煤火电机组都逐步被关停；发电集团为了扩容且达到排放量控制的总体目标，可参与调峰的 200MW 的燃煤火电机组有的也在关停计划中，使得即使使用燃煤机组调峰，电网调峰容量也出现较大下降。为应对风电大规模接入系统所需的调峰容量远远达不到要求。

我国北方地区的峰谷差较大，最低负荷率一般在 0.6 左右，有的地区甚至接近 0.5。大的峰谷差给调峰带来很大困难。为了满足白天高峰负荷的要求，必须有足够的燃煤火电机组投入运行；在夜间低谷负荷时压低火电机组出力，为了保证全额收购风电，火电机组压低的出力值，即调峰能力应是负荷峰谷差加上风电的出力；在我国北方有大规模风电接入的区域内，比如东北电网及内蒙古电网内，大风经常发生在夜间低谷负荷时段，在大规模风电接入时调峰能力明显不足，因此风电的出力受到了限制。

此外，我国北方地区热电联产机组发电出力向下调整还受热负荷需求的限制。为了保证冬季供暖季节采暖的需求，热电联产机组的出力在系统夜间负荷低谷时不能压下来；而我国北方冬季夜间风电出力较大，在负荷高峰时段出力反而较小，加剧了电网调峰的困难。

3、跨越式发展的任务艰巨

欧美国家在上世纪 80 年代风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。其风电产业经历分散开发、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。而我国风电产业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，这也对大规模风电并网在确保电力系统安全性方面提出了更高的要求。

4、技术支撑体系仍很薄弱

我国风机制造研发投入严重不足，没有建立国家级研发机构、公共测试平台和标准、检测、认证体系，风机制造基础薄弱，关键零部件配套能力低。跨国公司看好我国风电市场，在封锁关键技术的同时，利用其资本和品牌优势，抢占国内资源和人才，打压国内企业，加上国内企业为了短期利益，普遍不愿意搞研发和技术引进后的消化、吸收，使提升自主品牌的产品质量和技术含金量面临更加艰难的形势。

目前世界各国风电场接入系统技术标准和规程中，大都要求风电场或风电机组具有动态的无功调节能力、有功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。尤其是在风电比例较大的电网，这些功能对于风电顺利并网非常重要。但是，我国目前的风电产品大多不具备这样的能力，主要原因是标准缺失，风机制造企业没有这方面的压力，也就没有动力增加成本去生产具有更高性能且对电网更加友好的风机产品。我国仍处于风电规模化开发的初期阶段，风电并网技术的标准和规程中相关指标的制定研究工作也很滞后。加之风力发电机组动态无功控制技术、有功功率控制技术以及低电压穿越技术大多被国外公司垄断，也增加了风电机组的成本。

成熟的风机制造业是发展风电的基础。国外风电大国如德国、西班牙、丹麦、美国、印度等也都是风机制造大国，为支持风机制造业，国外政府投入了大量的研发资金和建立风电测试平台：如德国从 1980 年起每年的研发投入基本保持在 1000~2000 万美元；美国一直保持在 4000 万美元左右。由政府资助建立公共测试平台，主要包括试验风电场和叶片等零部件试验平台，这些设施投资大，利用率低。建立完善的风机标准、检测、认证体系，所有风机必须通过本国认证机构的认证和检测，才能进入国内市场销售，既保证风机质量，又促进技术积累。

此外，在风电场输出短期预测方面，相对于国外风电发展比较先进的国家已经开展的众多基础性研究工作，我国对于风电场输出功率的短期预测技术的开发仍处在起步阶段，仅在 2009 年才开始在东北进行试点示范工作，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的差距。

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比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。而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，尤其是我国还没有形成合理的可再生能源发电价格机制，影响了行业的健康可持续发展。目前的电价制度也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调度的成本，大规模风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。

风电项目投资准入管理制度和并网发电管理制度同样比较单一，且过于偏重集中大型风电项目，对灵活分散的中小规模风电项目的支持和保障力度比较薄弱，不利于充分高效利用风能源资源，也增加了大规模风电上网和调度的压力。

6、技术层面上风电接入对电网规划和电力系统运行存在一定的影响

1) 风电对电网规划方案、有功及无功控制配置的影响

风电的规模化开发，面临着许多新的无功、有功功率控制问题。因此，利用对系统负荷峰谷差及风电之外其它电源的调节能力分析所确定的风电消纳能力，可作为风电消纳的上限；系统究竟能否承受风电并网上限规模，还需要结合电网规划方案、有功及无功控制配置方案，利用潮流计算、安全稳定性分析等进行校核（主要包括主要断面或输电线路的潮流是否过载，各种故障情况下的电压稳定及系统频率稳定情况等）。必须研究提出消纳大规模风电的电网输电方案及相应

的电网控制方案，以保证风电接入后电网与风电场的安全稳定运行。

2) 大型风电基地的建设对电网规划的影响

随着风电场建设规模不断增大，千万千瓦的大型风电基地的启动，需要专门针对大型风电场建设进行电网规划。在加强风电与电网统一规划、不断提高风电机组质量与性能的基础上，需要开展两个方面的工作：一是加快研究风电功率预测系统，并在各级电力调度部门和大型风电场进行推广应用。开展风电功率预测，有助于提高电网接纳风电的能力及安全经济运行。二是着力改善风电场的控制能力，使风电场在某些方面接近常规发电厂的控制性能。大型风电基地的建设，统筹规划风电与电网的发展，合理调度风电基地能源外送。

3) 风电与其它电源的协调发展及其对电网的影响

风电是目前可商业化开发的可再生能源发电方式，国家鼓励大规模开发，并提出了建设千万级风电基地的设想。必须将风电作为主力电源之一纳入电网规划中，把风电与火电、水电、核电等电源一起规划，才能使电网的经济性、安全性、可靠性等方面达到整体最优，从而使电力系统的经济与社会效益最大。由于风电建设规模必须与接入电网的规模和结构相适应，因此要进一步重视系统消纳能力建设，将风电基地规划与系统消纳能力统筹考虑。同时，以“建设大基地、融入大电网”为指导，提高联网和输送能力，使风电在更大范围内发挥效益。如果大型风电基地被多个开发商分割成很多小的风电场，并分别进行接入电网及输电规划，不仅不能使电网建设经济、技术招标优化，还会给电网安全稳定运行带来困难。

4) 风电接入对电力系统运行的影响

主要影响是：

风电并网的电压等级增高，风电规模增长会增加电网运行难度，加大电网运行成本。

风电的随机波动性对系统负荷和峰谷变化产生了较大的影响，风电利用其它

电源进行电网调峰，增加系统调度的难度和系统运行成本。在系统负荷处于最小值时，风电有可能接近满功率输出，为满足系统负荷的变化，系统中其它电源需要为风电进行调峰。火电的深度调峰，必然增加煤耗，增减化石燃料的消费，发电效率较低，运行成本增加。其它电源为风电调峰，发电出力、系统潮流频繁变化，系统调度的难度增加，其它电源的运行状态也频繁发生变化，提供大量辅助服务。

风电基地的建设对增大了电网调度的难度和工作量。当一个地区风电比例很高之前，电网需要考虑如何保证系统的可靠运行。风场必须具有减出力能力，可收益于调速器和其它的先进控制器，并网标准可能需要这一项。在风电比例很大之前，网调就需要对风场的监测与控制，网调需要对风电预测以保证系统运行的可靠性。在风电达到较高比例之前，就要开展研究以确定它对系统的影响形式和程度。

5) 风电接入电网参数特性的影响

主要影响是：

对电网电压水平的影响：由于我国风能资源丰富地区通常距离负荷中心较远，大规模的风力发电无法就地消纳，需要通过输电网远距离输送到负荷中心。在风电场的风电出力较高时，大量风电功率的远距离输送往往会造成线路压降过大，局部电网的电压稳定性受到影响、稳定裕度降低；电网的电压稳定极限限制了风电场最大的装机容量，在电网规划没有与风电规划协调发展时，往往电网接纳风电的能力不能适应风电规划的发展，接入的风电场容量受到电网自身条件的限制。

对电网短路电流水平的影响：目前，国内大部分风电场采用的都是基于普通异步发电机或基于双馈感应发电机的风电机组，此类风电机组在电网发生短路故障时的短路电流贡献与传统的同步发电机有很大不同。风电场附近母线节点的短路容量在风电场发电与不发时相差较大，风电场对短路容量有很大贡献；而离风电场较远的母线节点短路容量几乎不受风电场接入的影响。因此，大装机容量的风电场接入电网后，其附近变电站母线及开关等设备需考虑更新，增加开关的遮断容量。另外，风电场全部满发时，不同短路位置下各观测点的短路电流具有差

别，风电场提供的短路电流随短路点与风电场距离的增加而减少；同时，由电网提供的短路电流始终占据相对较大的比例，即使是在靠近风电场的位置发生断路故障。

对电网电能质量的影响：由于风速的随机波动特性以及风电机组运行过程中受湍流、尾流效应、塔影效应的影响，导致并网风电机组的输出功率波动，从而引起电网电压波动和闪变等电能质量问题；而变速风电机组中大量使用的电力电子变频设备则会带来谐波和间谐波问题。风电机组或风电场对电网电能质量的影响程度除了受风速特性与风电机组特性影响外，所接入电网的结构与强度也会对风电机组引起的电压波动与闪变程度有较大影响。

对电网稳定性的影响：在风电装机比例较大的电网中，风电接入将改变电网原有的潮流分布、线路传输功率与整个系统的惯量，因此，风电接入后电网的暂态稳定性及频率稳定性都会发生变化。风电接入后的电压稳定问题一般只涉及到接入风电的电网，对主网的电压稳定问题影响不大，此外，风电机组的运行特性及其稳定运行的能力也在很大程度上决定了地区电网的电压稳定性。当地区电网足够强壮，系统发生故障后风电机组在故障清除后能够恢复机端电压并稳定运行，地区电网的暂态电压稳定性便能够得到保证；当电网较弱，风电机组在系统故障清除后无法重新建立机端电压，风电机组运行超速失去稳定就会引起地区电网的暂态电压稳定性的破坏，此时，需利用风电场或风电机组的保护将风电场或风电机组切除以保证区域电网的暂态电压稳定性；或者通过在风电场安装动态无功补偿装置、及利用变速风电机组的动态无功支撑能力在暂态过程中及故障后电网的恢复过程中支撑电网电压，保证区域电网的暂态电压稳定。此外，对于独立电网，风电所占的比例过高时，电网的频率稳定性也是需要关注的一个问题。目前，多个风电装机比例较高的国家已经开始重视风电接入对电网频率稳定的影响。由于风电接入后势必替代部分的同步发电机组，对于基于普通异步发电机的恒速风电机组，其频率相应特性类似于同步发电机的频率相应特性，因此对频率稳定的影响不大；而对于变速风电机组而言，由于其控制系统的控制作用使变速风电机组转速与电网频率的完全解耦控制，致使在电网频率发生改变时无法对电网提供频率响应，因此在电网频率改变时基于双馈电机的变速风电机组固有的惯量对电网则表现成为一个“隐含惯量”，相应带来整个电网惯量的降低，在电网中

发生高功率缺额时，电网频率降低的变化率较高、频率跌落的幅度较大，不利于电网的频率稳定。

对电网备用容量的影响：风电接入给电网带来的调度问题及额外备用容量的要求完全是因为风电的随机、间歇特性引起的，在风电功率无法预测时，电网必须按比较保守的方案为风电留出足够的备用容量以平衡风功率的波动，而当风电功率可以预测并且有足够的精度时，将风电功率作为负的负荷叠加到负荷预测的曲线上，就可以像传统的电力系统调度方式一样根据预测的负荷与风功率安排常规机组的发电计划，从而优化发电机组的开机关组合、降低整个电网运行的费用。因此，为了降低风电接入对电网备用容量的要求，进行风电功率预测十分必要和迫切。

(四) 我国电力系统区域规划及各区域电网远景发展分析

1、电力负荷预测

受国际金融危机的影响，2008年下半年以来，我国经济增长速度明显放缓，全社会用电量增速相应回落。目前我国的经济形势和1997年亚洲金融危机时有很大的相似性。当时我国经济正在“软着陆”的过程中，加上亚洲金融危机爆发的影响，1997年GDP增速下降到9.3%，用电量增速下降到4.4%。为应对金融危机，1998年国家及时出台了积极的财政政策，启动了2.4万亿元经济刺激计划。但由于经济下行的惯性和刺激计划效果的滞后性，1998年用电增长仅为2.8%（其中上、下半年分别增长0.9%和4.5%）。1999～2000年用电量呈现恢复性增长，分别达到6.6%和11.4%。

2008年下半年以来的这一轮金融危机的影响范围、程度、周期将超过1997年。国家及时启动了4万亿元的拉动内需政策，效果将逐步显现，预计，“十二五”初期拉动内需政策将产生积极作用，明显拉动经济增长，“十二五”后期继续呈现恢复性增长。从中长期来看，我国将仍然保持较快发展速度。

根据中国电力企业联合会的统计，2009年全社会用电量为36430亿kWh，较2008年增长5.96%。预计2010年全国全社会用电量将达到3.98万亿kWh，“十一五”期间年均增长9.9%；2015年全社会用电量将达到5.97万亿kWh，“十二五”

期间年均增长 8.5%；2020 年全社会用电量达到 7.67 万亿 kWh，“十三五”期间年均增长 5.1%；2030 年全社会用电量达到 10.37 万亿 kWh，2021~2030 年期间年均增长 3.1%。

表 4-7 全社会用电量需求预测（单位：亿 kWh）

	2010 年	2015 年	2020 年	2030 年
全国合计	39800	59700	76700	103700
华北电网	10000	15000	19200	25900
华东电网	9920	14500	18500	23200
华中电网	7050	10700	14200	20300
东北电网	3040	4790	6340	9140
西北电网	3030	4730	6050	8750
西藏电网	20	32	46	69
南方电网	6740	9900	12400	16400

参照我国历年最大负荷利用小时数，考虑各地区的经济增长转变、用电结构变化趋势、地理位置及气候特点、需求侧管理措施的实施情况、电价水平、产业结构等因素，预计今后一段时间，最大负荷利用小时数将呈逐年降低趋势。预计 2010 年全国最大负荷利用小时数为 6200 左右，2015 年为 6040 左右，2020 年为 6100 左右，2030 年为 6000 左右。预计 2010 年全国最大负荷达到 6.34 亿 kW，“十一五”期间年均增长 10.4%；2015 年达到 9.89 亿 kW，“十二五”期间年均增长 9.3%；2020 年达到 12.7 亿 kW，“十三五”期间年均增长 5.2%；2030 年达到 17.2 亿 kW，2020~2030 期间年均增长 3.1%。如下表所示。

表 4-8 最大负荷需求预测（单位：万 kW）

	2010 年	2015 年	2020 年	2030 年
全国合计	63400	98900	127200	172100
华北电网	14800	23400	29500	41100
华东电网	16100	25500	31400	40500
华中电网	12380	20000	26100	38000
东北电网	4790	7900	10520	15320
西北电网	4460	7480	9740	14350
西藏电网	42	86	120	192

南方电网	10880	17200	20900	27900
------	-------	-------	-------	-------

2、未来电力流格局

1) 根据能源资源特点合理布局电源

我国能源资源存在着地理分布上的不平衡，以及与地区经济发展水平之间的不平衡。东部沿海地区经济比较发达，电力负荷约占全国总负荷的三分之二，但能源资源量却十分贫乏，水能资源比重不到 8%，煤炭资源比重只有 10% 左右。经济发展与能源资源分布的不平衡性，决定了我国能源资源必须在全国范围内优化配置。

然而近年来我国的电源开发布局未能与能源资源的分布相互协调，在能源资源相对匮乏、人口密度较大的中东部受端地区，电力需求主要由本地电源建设满足。这种电源布局方式造成了受端地区火电装机过多过密，煤炭运输紧张，环保压力增大。

因此，应合理布局电源，在主要煤炭产区集约化开发大型煤电基地，在西部加快开发大型水电基地，采用特高压输电方式实现大规模跨区输电，并在负荷中心地区积极推进核电基地建设，在西部和北部地区积极发展可再生能源发电，优化配置我国的能源资源和环保资源，确保经济社会的可持续发展。

2) 确定西电东送、北电南送的基本电力流向

2020 年之前，主要是围绕煤电基地和水电基地的电力外送以及部分跨国输电的需要，形成“西电东送”、“北电南送”的基本电力流向。呼盟煤电送电东北、华北京津冀鲁地区；锡盟煤电送电京津冀鲁和华东地区；宝清等黑龙江煤电送电辽宁；山西、蒙西、陕西、宁夏煤电送电华北、华中、华东地区；新疆煤电送电华中、华东地区；四川和金沙江水电送电华中、华东地区；云南水电、贵州煤电送电广东地区；俄罗斯远东和东西伯利亚电力、蒙古跨国电力送电东北、华北地区；缅甸水电送电南方地区。预计到 2020 年我国跨区跨国电力流规模约 3 亿 kW 以上。

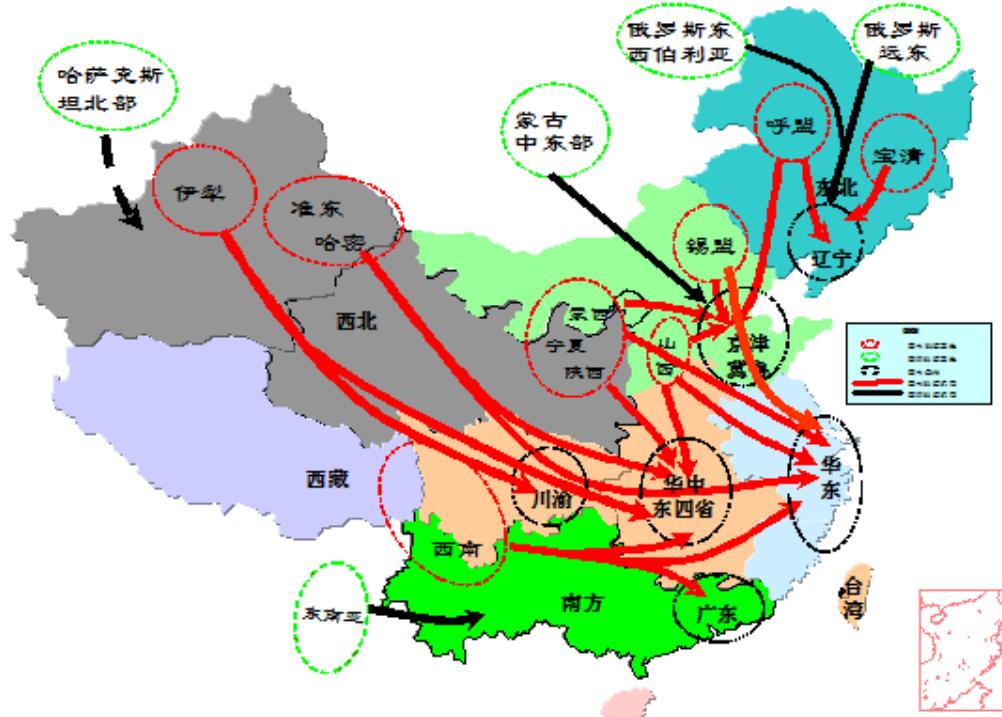


图 4-19 我国未来电力流格局

2030 年前后，跨区电力流或电网互联规模将在 2020 年的基本格局基础上进一步加大，重点体现在西藏水电以及新疆煤电基地的外送规模上，输送容量将进一步提高。西北火电基地向华北负荷中心的送电规模有所加大；西南水电开发已接近其可开发规模，主要外送市场仍然是华中、华东和南方电网。俄罗斯远东和东西伯利亚电力继续加大向我国东北地区的送电规模。哈萨克斯坦向我国华中地区送电。湄公河次区域水电加大输电规模，与我国南方电网的互联规模增大。预计到 2030 年我国跨区跨国电力流规模约 4 亿 kW 以上。

3、未来主干电网发展架构

未来煤电基地主要布局在我国的西部和北部地区，距离华东沿海地区约 1200~2000km，距离南方地区超过 2500km，距离华中负荷中心也在 800km 以上；西南水电基地距离华中、华东负荷中心约 1500~2000km，西北新疆煤电基地和西藏水电距离东部负荷中心在 2000~3000km 以上；如果未来开发我国毗邻的俄罗斯、蒙古、哈萨克斯坦等国的发电能源资源，距离也在 1500~2000km 以上。

规划到 2020 年跨区跨国电力输送容量将超过 3 亿 kW，如此远距离大规模

的电力输送，远远超出了 500kV 电网的承受能力，需要发展更高电压等级输电技术。与 500kV 输电相比，特高压输电具有大容量、长距离、低损耗和少占地的特点。因此，从全国能源资源优化配置和满足国民经济可持续发展来看，我国需要尽快发展特高压输电技术。

从电网特点看，特高压交流可以形成坚强的网架结构，理论上其规模和覆盖面是不受限制的，对电力的传输、交换、疏散十分灵活，因此，交流特高压电网应联结大煤电基地、大水电基地、大风电基地以及光电基地和主要负荷中心，承担大区间的电力交换。

特高压直流是“直达快车”，不能形成网络，必须依附于坚强的交流输电网络才能发挥作用。因此，特高压直流输电适用于我国西部大水电基地、大煤电基地、大风电和光电基地的超远距离大容量外送。统筹考虑送端电源开发规模、送电方向和输送距离，通常送电距离在 1000km 以内采用 $\pm 500\text{kV}$ 电压等级，1000~1400km 范围内采用 $\pm 660\text{kV}$ 电压等级，1400~2500km 以内采用 $\pm 800\text{kV}$ 电压等级，2500km 以上采用 $\pm 1000\text{kV}$ 电压等级。

交流 500kV 电网合理输电距离相对较小，一般不宜超过 700km，适合与交流特高压电网一起构筑各大区内部主网架，承担区域内部电力的输送、交换和分配，两者相辅相成和互为补充。

750kV 电网将主要作为西北地区跨省联网送电线路，330kV 电网主要作为西北地区内省网主网架。

因此，未来我国电网主干网的发展架构是：以“三华”（华北、华中、华东）同步电网为核心，通过直流和东北、西北、南方电网互联，联接各煤电基地、水电基地、核电基地、可再生能源基地和主要负荷中心，构建结构合理、安全可靠、灵活高效、智能环保的各级电网协调发展的坚强现代化电网。即全国形成四个同步电网，但各同步电网又通过直流实现全国电网的强联。

4、各区域电网发展模式

1) “三华”同步电网发展模式：区域电网强互联

以特高压交流试验示范工程为基础，加快实现“三华”特高压同步电网的网架

建设，即形成华北～华中～华东特高压交流同步互联电网。晋陕蒙宁新煤电、西南水电、西北风电、光电等能源基地以及周边国家电力通过特高压交直流混合系统向华北、华中、华东送电。

2) 东北电网发展模式：区域电网周边互联

以宝清、呼盟、霍林河三大能源基地为依托，引入俄罗斯电力，加快推动辽宁受端负荷中心特高压环网建设，各能源基地分别通过多回线路与负荷中心联系，其中呼伦贝尔煤电基地通过特高压交流与东北主网相联，形成“强交流、强直流”外送输电通道。

3) 西北电网发展模式：区域电网周边互联

以北部丰富的煤电、风电、光电开发资源为依托，结合南部水电开发，形成覆盖陕甘青宁新的 750kV 交流同步电网。配合宁夏、新疆煤电基地、甘肃、哈密风电基地开发，建设直流外送电通道。实现西北华北直流背靠背异步联网。

4) 南方电网发展模式：大型受端电网+大容量远距离输电

进一步推进实施国家“西电东送”战略，依托特高压技术，构建坚强的“西电东送”网架；推进与周边国家的联网，实现更大范围的资源优化配置，建设成为我国电力贸易辐射东南亚的窗口；以客户为导向，形成覆盖南方五省区安全可靠的输配网络。

5、2020 年电网发展格局

2020 年之前，重点建设以特高压电网为骨干网架、各级电网协调发展的坚强电网，构建技术先进、安全可靠、灵活高效的输电平台。

争取到 2012 年，初步建成“两纵两横”（“两纵”即陕北～长沙、锡盟～上海；“两横”即雅安～南京、蒙西～潍坊）的特高压网架。到 2020 年前后，基本形成以特高压交直流为支撑，以“三华”电网为核心，联结各区域电网、煤电基地、水

电基地、核电基地、可再生能源基地和主要负荷中心的坚强电网结构。全国基本形成“三华”、西北、东北、南方四个主要的同步电网。



图 4-20 2020 年我国电网互联格局

特高压主网架形成“五纵六横”的“三华”特高压同步电网结构；西北主要负荷中心（关中、陕北、兰州、西宁、银川、乌鲁木齐）均形成 750kV 环网；东北形成三个送端、一个受端双环网的特高压主网架结构；南方电网与大湄公河次区域实现联网，逐步接受缅甸等东南亚水电电力，形成西电东送特高压骨干网架；各主要煤电基地及西南水电基地的电力外送通道基本形成；配电网供电能力和供电可靠性大幅提高；农村电网与城市电网在技术装备、运行水平以及供电可靠性等方面的差距逐步缩小。各级电网功能定位明确、结构坚强、发展协调，电网安全性、可靠性、经济性显著提高，具备防御大停电事故的能力。

6、2030 年电网发展格局

2020~2030 年，重点实现电网规模及技术设施装备进一步适应并满足系统高效运行和接受多元化电源接入的需要，电网的安全可靠性进一步提高。

到 2030 年，特高压电网进一步完善，送端和受端电网明显加强，形成更为坚强的华北～华中～华东受端电网和坚强的东北、西北送端电网。云南和四川水电基本开发完毕，由于本地电力负荷的增长，云南和四川水电自用比例增加。同时，南方电网大规模接受缅甸等东南亚水电电力，接续云南水电；随着区域经济的发展，西藏水电开始大规模开发，接续四川水电。西电东送规模进一步提升，输送距离进一步延伸，形成坚强的西电东送网架与可靠的供电网络。特高压电网承载能力强，能够实现电力大容量、远距离输送和消纳，保证系统安全稳定，为新疆伊犁煤电和西藏水电通过特高压直流大规模外送创造条件，保证电力的安全、可靠、经济输送和消纳。配网配电能力及可靠性进一步提高。先进的信息及控制技术得以广泛应用，电网的电力传输功能与信息输送功能实现高度融合，成为电力流和信息流高效并行流动的平台，实现以数字化、信息化、自动化、互动化为核心的电网智能化。

（五）我国电网大规模接入风电可行性

在本章第三节中，详细分析了技术层面上风电大规模接入电网时，对电力系统运行可能产生的影响，而对于我国建设若干个千万千瓦风电基地并且在 2030 年使风电满足 10% 电力需求这一设想来说，单从技术层面讲，这些技术问题都是能够解决的：

- 电网输电能力和电压问题，解决方案：加强电网与风电场电压控制能力
- 电网与风电运行的稳定问题，解决方案：风电场低电压穿越，增强电网稳定控制手段
- 电能质量问题，解决方案：加强电能质量监测手段，应用改善措施
- 电力系统调度与调峰问题，解决方案：加强风电功率预测，改善电源结构等

因此，关键是在技术与经济比较的基础上，选择技术可行、经济性较好的解决方案。而对于风电的大规模接入，以上提到的各项影响归结的最主要的焦点是在风电消纳和调峰调度两个方面。

1、建立强联大电网，为风电在更大区域内消纳提供通道

首先应尽快通过完善电网网架结构，建立强联大电网，为风电在更大区域内消纳提供通道。

根据欧洲的经验，建立和完善强联大电网为欧洲大规模发展风电提供了电网基础条件。而我国目前风电大规模发展面临的电网方面的最为紧迫的问题是，电网网架结构不完善，各大区域电网之间联结弱，电力电量交换能力有限。此外，除了电网网架硬件问题外，还存在机制问题，如缺乏电力电量交换、买入售出的经济机制等。完善网架结构、建立强联大电网是电网统筹安排建设问题，这一问题让地方（省级）电网去解决不合适，也没有能力，应该是在国家层面由国务院统一部署协调。实现区域电网之间的同步互联，有助于风电在更大的区域内平衡。因此，建设坚强联结的电网是解决风电大规模发展输送瓶颈的第一步。

从前面对未来电网发展趋势的分析可以看出，电网强联结将是我国电网发展的方向，而风电将仅仅是电网强联结的驱动力和受益方之一，即使没有大型风电基地的建设，从我国电力和能源的合理配置以及电力流向出发，也需要逐步进行电网强联结和建设坚强的、智能化的电网。只是，在风电规模发展的前提，电网规划和建设必须考虑风电并入的实际需求，确定合适的方案。如果前述电网强联结能够实现，从技术角度将不成为风电 2030 年 3 亿 kW 装机并入电网的约束。

2、推进三北风电基地风电和其他电源外送

实现风电的大规模跨区消纳，一方面需要加快具有跨区送电能力的特高压输电建设，另一方面，由于风电本身年发电小时数较低，单独远距离输送的经济性较差，需要探索风电与其它电源（如燃煤火电、水电、光电）“打捆”联合输送的可行性。

打捆外送方式有三重优势，一是由于可利用的调节能力较好的电源更多，有更多的能力接受风电；二是更大的平衡区域有地理分散的优势，可以平滑风电出力的变化；三是可以提高经济性，降低输电成本。

1) 外送可以降低电网调峰压力

“三北”风电并网消纳的规模，可分为本地消纳和外送到区外消纳两部分。为了更清晰地分析电网的风电消纳方式，可把电网的发电负荷分为网内负荷和外送负荷两部分，把发电装机分为本地自用电源和外送电源两部分。对外送电源，其满足输电通道外送功率曲线后的可调节能力，即为可“打捆”外送的风电容量。风电外送规模与外送通道的约定运行方式紧密相关。典型的外送功率曲线分为两种方式：a) 外送通道参与受端电网调峰，其送电曲线与受端电网负荷曲线保持一致；b) 外送通道不参与受端电网调峰，其送电曲线保持近似恒功率运行。在第一种方式下，外送电源在满足受端调峰要求后才能平衡外送风电的随机波动，因此“打捆”外送的风电规模要小于第二种方式。

在不考虑电网输送能力约束的条件下，风电并网的系统规模越大、负荷峰谷差越小、调峰能力越强、并网消纳的风电规模就越大。跨区联网可以“打捆”外送一定的风电，有利于促进风电在更大范围内消纳，扩大风电开发规模。

2) 打捆外送可以降低提高输电通道利用率，降低输电成本，提高经济性

风火（水）“打捆”外送不仅扩大了风电的消纳范围和消纳规模，而且可以解决风电远距离输送的经济性问题，是一种经济可行的风电消纳方式。

这里以输电距离最长、未来风电开发规模大、风电并网和输送难度最大的西北地区为例来分析新建输电线路的经济性。其为接纳风电主要进行的电网建设包括两部分，一是在区域电网内新建 750kV 输电线路，二是西北与华东、华中通过超高压特高压输电电网实现区域联网部分。

对于区域电网内的新建线路，仅以甘肃酒泉千万千瓦级风电基地接入为例，需要配套建设河西至甘肃主网的专用输电通道：2010 年安西～永登 750kV 输变电工程静态投资约 100 亿元，该通道上风电送出容量约占总输电容量的 80%，如果折合到电量计算，相当于风电接入配套专用通道的增加的费用为 0.15 元/kWh；如果考虑 2015 年建设张掖-日月山双回 750kW 线路，同时建设安西—张掖第三回 750kW 线路，则输变电工程投资估算约 53 亿元，对应新增投资，需要增加的

费用折合在风电电量上为 0.06 元/kWh。因此，对于区域内电网来说，网架基础不同、风电接入需求不同，投资有较大的差别。但是，随着网架结构建设和完善的逐步进行，总体看可能为风电接入所做的先期投入会高一些，但其后新建线路的投入将可能逐渐降低。

对于跨区域输电，西北地区到华东的输电线路需要长达 2000km 以上，是难度最大的案例。根据国网能源研究院所做的初步分析，建设甘肃—华东±800kV 直流工程，如果风电可达到最大出力按照装机容量的 95% 考虑，则纯风电外送的输电价为 0.31 元/kWh；但是，如果考虑风火打捆，则提高了直流输电线路的输电容量、利用效率和利用小时数，有效地降低输电电价。例如，如果风火的容量比为 1: 2.7，则输电通道利用小时数达到 5400，输电电价将下降到 0.125 元/kWh，而目前甘肃的脱硫燃煤标杆电价为 0.269 元/kWh，则意味着在华东的落地电价在 0.394/kWh 即可有经济性，而华东地区的平均脱硫燃煤电价已经高于 0.4 元/kWh。

因此，通过合适的西电东输政策的设计，包括送端、受端和所输送电量中各类电源的比例，电网可以实现大规模风电的消纳，可以形成技术可行、经济性较好、国家在输电费用上投入较为合理的解决方案。

3、多项措施并举可满足风电大规模入网的电网调峰需求

风电的随机波动性对电力系统负荷和峰谷变化产生了较大的影响，无论是在本地消纳，还是通过区域电网见联网外送，送端和/或受端都必须有一定容的调峰电源和其他措施。调峰的措施有多种，需要通过合适的政策，引导各个方面为调峰做出努力和贡献：

1) 通过跨省、跨区域输送风电，在更大的范围内进行调峰，降低局部地区调峰的压力

通过跨省、跨区域输送风电，在电力的送端和受端都可以进行调峰，同时，由于扩大了范围，可以大大减轻局部地区调峰压力。

2) 在风电规划方面，在鼓励大型风电基地建设的同时，也鼓励分布式风电的发展

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）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。

3) 在风电电源侧，开发短期预报技术，开展风电功率预测

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。短期预报和风电功率预测技术将有力于降低电网调峰压力和调度难度。

4) 在风机设备方面，提高风机技术水平和性能

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，更加落后于欧洲，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。但是，当未来风电大规模发展时，需要通过合适的标准规范的制定和实施，推动风机设备技术进步，使风机在一定程度上满足电网的要求，并大规模推广电网友好的风机和推动老旧风机改造等。

5) 在其他电源方面，应规划建设配置合适的有调节能力的电源，如水电、抽水蓄能、气电等

在其他电源方面，应规划建设配置合适的有调节能力电源，包括水电、抽水蓄能，在天然气资源可行或可进口天然气的情况下，配置天然气发电设施。此外，对于煤电，也可在合适的程度上压缩其出力，参与调峰鼓，励具有深度调节能力火电设备的生产和应用。

6) 在电力负荷侧方面，通过多种方式调整负荷，缩小峰谷差

在电力负荷侧方面，通过多种方式调整负荷。

在合适时机，推广峰谷电价，降低峰谷差。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。

此外，还可以推广有利于缩小峰谷差的用电设备，并和国家的总体经济、产业发展战略相结合。主要是：

- 插电式汽车的应用。插电式电动或混合动力汽车可以在夜间等电力负荷低谷时段进行充电，而这一时段又常常是风电场出力最高时段，因此，插电式汽车的普及应用将有助于电网接纳更多的风电
- 风电直接用于高耗能企业。这是近几年提出来的新的技术路线，即将大型成片风电场所发电力，直接应用于对电能质量要求不高的高耗能企业和其他特殊领域的非并网应用方式，如电解铝、海水淡化等，如果再能和其他可再生能源发电形式（如光伏发电、水电）以及储能电池的应用相结合，则可直接适用风电电力的企业和行业将更广泛

7) 储能技术将成为未来风电大规模发展的重要支撑

抽水蓄能是技术成熟且目前效率最高的储能技术，但其建设需要一定的水资源和土地条件，而未来能量密度大、成本低的储能方式应是电池储能，将成为未

来风电大规模发展的重要支撑，尤其是风电在 2030 年后达到 3-4 亿 kW 以上更高的规模时，储能技术的应用将不可或缺。

五、我国 2030 年风电发展战略构想

(一) 发展步骤

1、情景方案

2009 年我国实现了风电连续第四年的翻番，风电累计装机容量为 2142 万 kW，我国的风电产业形成了一定的生产规模，目前已经具备年增 1000 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/kWh），我国风能资源可以支撑至少 4 亿 kW 的装机容量，确定未来风能发展的目标为：

- 2020 年，风电装机达到 1.5 亿 kW 左右；
- 2030 年风电装机达到 3 亿 kW 左右。

这里提出了低、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。中间发展方案作为本研究的推荐方案，并建议努力创造条件，向积极方案努力。

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。

- 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；
- 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得消纳风电，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

解决方案：

- 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。

不同风电发展情景的外部条件如下：

(1) 低方案

产业化发展保持目前现有风机供应能力的水平，即年新增装机 800-1000 万 kW 左右，电网建设进度滞后于风电建设速度，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 1.2 亿 kW，年提供电量 2520 亿 kWh，分别占届时装机和发电量的 7.2%^[3] 和 3.8%；
- 2030 年风电装机达到 2.2 亿 kW，年提供电量约 4840 亿 kWh，分别占届时装机和发电量的 9.5% 和 5.4%。

(2) 中方案

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 1200 万 kW
- 2020-2030 年均装机增长 1500 万 kW。

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，配合合适的调度和调峰措施，使三北地区的三分之二的风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。

- 2020 年风电装机达到 1.5 亿 kW，年提供电量 3150 亿 kWh，分别占届时装机和发电量的 9% 和 4.7%；
- 2030 年风电装机达到 3 亿 kW，年提供电量约 6600 亿 kWh，分别占届时装机和发电量的 13% 和 7.3%。

^[3] 各方案中所提到的装机和发电量比例采用《中国能源中长期（2030、2050 年）发展战略研究报告》中的规划方案数据进行测算，即 2020 年我国发电装机总量约为 16.7 亿 kW，发电量月为 6.6 万亿 kWh；2030 年装机总量约为 23 亿 kW，发电量约为 9.0 万亿 kWh。

(3) 高方案：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 1300 万 kW
- 2015-2020 年均装机增长 1700 万 kW
- 2020-2030 年均装机增长 2200 万 kW。

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，配合合适的调度和调峰措施，使三北地区的一半的风电容量和电力可以输送至电力负荷中心区域。

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。

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、电力系统新技术和风电应用的新技术有质的突破，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。

- 2020 年风电装机达到 1.8 亿 kW，年提供电量 3780 亿 kWh，分别占届时装机和发电量的 10.8% 和 5.7%。
- 2030 年风电装机达到 4 亿 kW，年提供电量约 8690 亿 kWh，分别占届时装机和发电量的 17.4% 和 9.8%。

2、目标可行性

在 2030 年风电发展的未来预测中，风电最高装机可达 4 亿 kW，但如果考虑到电网滞后等因素，风电最低装机将为 2.2 亿 kW，各方案装机容量和发展速度见表 5-1。

表 5-1 风电发展情景

年份	低方案			中方案			高方案		
	装机	年均	年均	装机	年均	年均	装机	年均	年均
		新增	增速		新增	增速		新增	增速
	万 kW	万 kW	%	万 kW	万 kW	%	万 kW	万 kW	%
2009	2200	980	80%	2200	980	80%	2200	980	80%
2010	3000	800	36%	3000	800	36%	3000	1000	36%
2015	7500	900	20%	9000	1200	25%	9500	1300	26%
2020	12000	900	10%	15000	1200	11%	18000	1700	14%
2030	22000	1000	6%	30000	1500	7%	40000	2200	8%

针对本研究提出的 2030 年风电满足 10% 电力需求的目标，需在明确未来装机容量的基础上进一步分析风电发电量，考虑到未来风电机组的技术进步和风电场管理的日益完善，风电的年发电小时数将有所提高，测算中选取的风电小时数分别为：2015 年 2000 小时，2020 年 2100 小时，2030 年 2200 小时；同时年新增机组按一半时间可正常运行进行测算。各方案 2010~2030 年间的风电发电量情况见图 5.1。至 2030 年我国风电的发电总量最高可达 8690 亿 kWh，低限在 4730 亿 kWh。

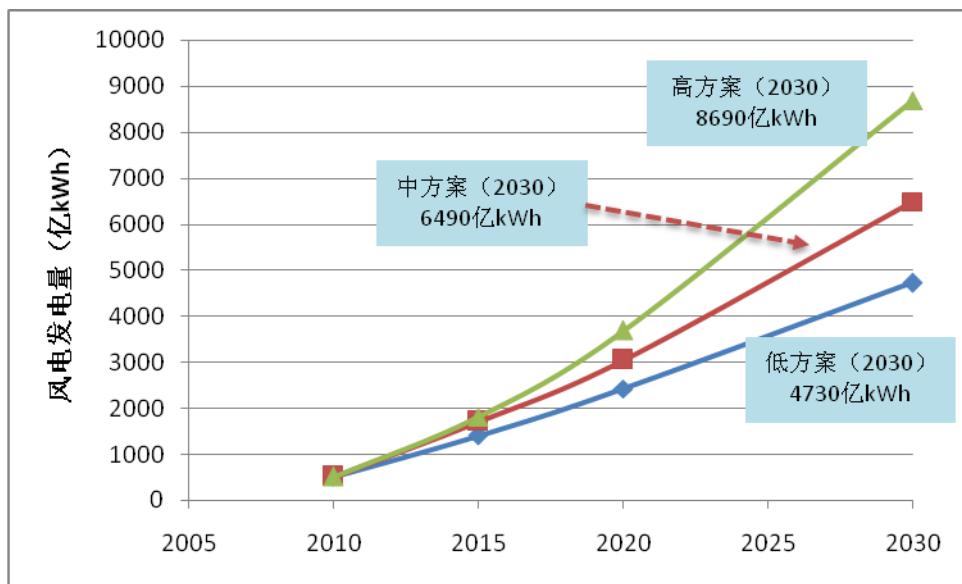


图 5-1 2030 年我国风电发电量发展趋势

为明确未来风电在电力供应中的贡献，需对全国电力需求进行分析。采用本报告第一章所提的《中国能源中长期发展战略研究报告》中的电力需求预测

结果。在此研究中，也涉及高速、规划和低速三种方案（图 5-2），至 2030 年我国电力总需求将在 8.1 万亿 kWh~10.4 万亿 kWh 之间。

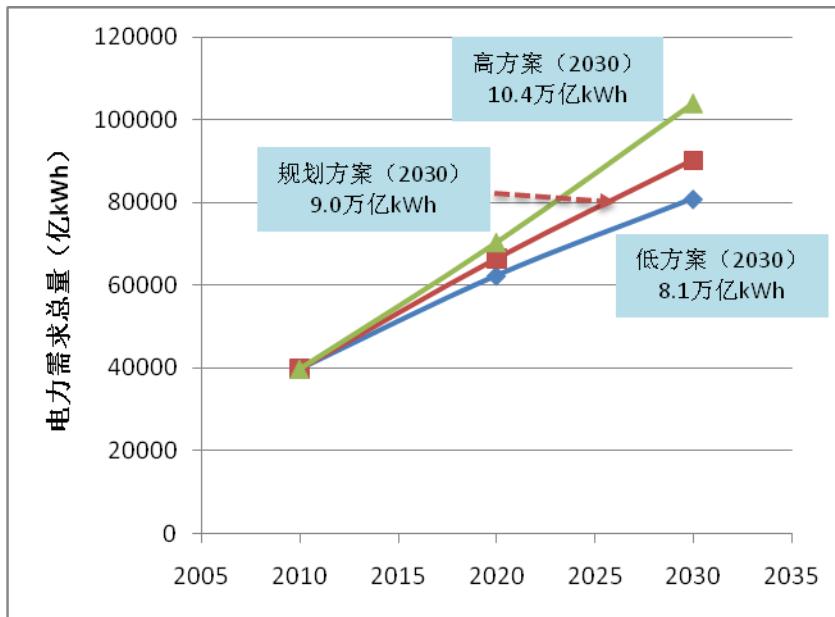


图 5-2 中国未来电力需求预测

结合国家电力需求预测的三类方案和风电发展的三类方案，可得出在不同情景下的未来风电发展目标比例。

- 2030 年风电在我国电力中的比例在 4.55%~10.75% 之间；
- 当国内电力需求总量呈低速发展，而风电发展保持较高发展速度，实现高方案发展目标时，2030 年我国风电发电总量将占到全国电力需求的 10.75%，即可实现占电力需求 10% 的发展目标，即在风电高方案以及电力需求低方案的情况下，10% 的目标才有可能实现。但这一目标的实现，一方面取决于风电要以高方案的发展速度大规模快速发展，另一方面也对我国电力需求的增长态势有着更高的要求——增长速度不能太快，应该说是非常乐观的一种发展情景。
- 多数情况下——风电发展速度受制于电网约束等条件，我国电力需求在宏观经济发展的要求下，突破预期，这时风电的比例将有可能在 10% 以下，从而使得风电在电力体系中为一种小众的电力品种。

鉴于此，风电未来如希望成为一种有重要作用的替代能源，还有较大的挑战。

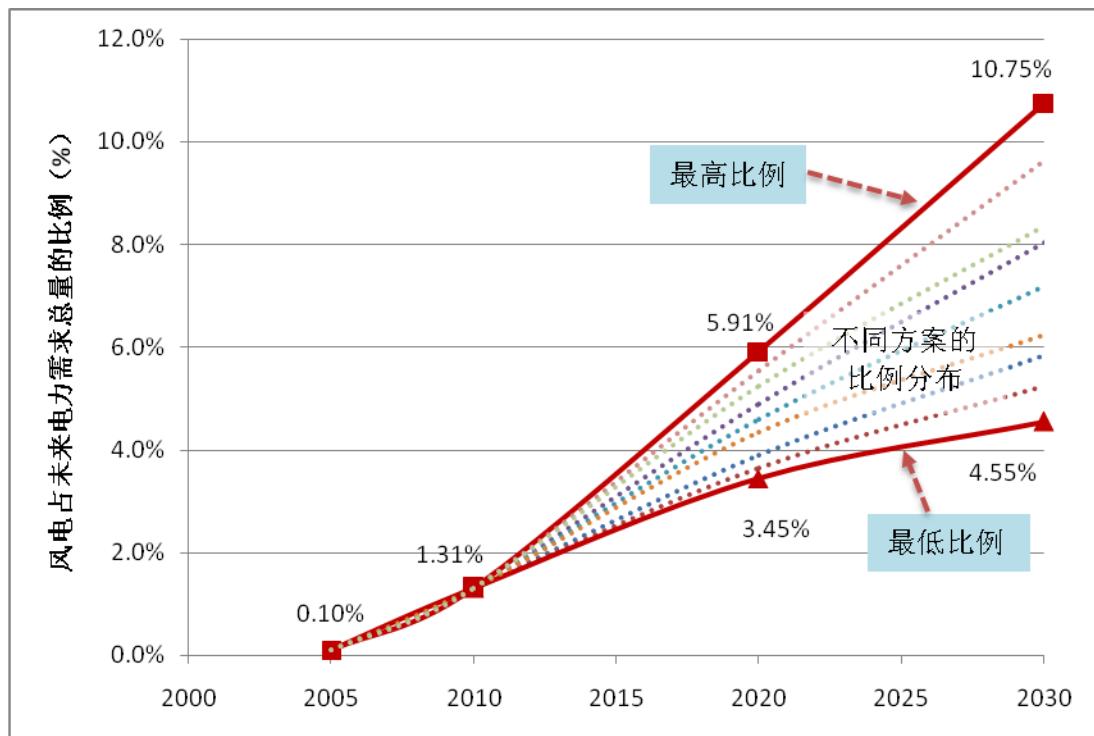


图 5-3 2030 年风电在我国电力系统中比例的情景

(二) 发展布局

考虑前章我国风能资源条件和地理分布，重点考虑电网约束、未来电力需求分布、电网规划建设方案和远距离输电的经济性分析，提出我国风电发展布局方案（见表 5-2）。

表 5-2 2030 年风电发展布局方案

地 区	2020 (中)	2030 (低)	2030 (中)	2030 (高)
全国合计	15000	22000	30000	40000
华北地区	5230	6700	9500	15800
北 京	10	20	20	20
天 津	20	40	40	40
河 北	1500	1800	2100	2400
山 西	200	340	340	340
内 蒙 古	3500	4500	7000	13000
东 北 地 区	2300	2700	4000	4300
辽 宁	600	800	1000	1300
吉 林	900	1000	1500	1500
黑 龙 江	800	900	1500	1500
华 东 地 区	2500	3500	5000	5300
上 海	200	400	400	400
江 苏	1300	1500	1700	1700

浙江	300	500	600	700
安徽	50	100	100	100
福建	200	300	600	800
江西	50	100	100	100
山东	400	600	1500	1500
中南地区	930	2000	2200	2400
河南	100	150	150	150
湖北	50	100	100	100
湖南	80	150	150	150
广东	400	1000	1000	1000
广西	200	400	600	800
海南	100	200	200	200
西南地区	160	300	300	600
重庆	8	20	20	20
四川	20	40	40	40
贵州	30	30	30	30
云南	100	200	200	500
西藏	2	10	10	10
西北地区	3880	6800	9000	11600
陕西	100	300	300	300
甘肃	2000	3000	4500	6000
青海	80	600	800	800
宁夏	100	300	400	500
新疆	1600	2600	3000	4000

来源：作者分析。

1、2020 年风电发展布局

2020 年前，风电开发的重点以千万千瓦基地为主，即甘肃酒泉、新疆哈密、蒙西（呼和浩特、包头、乌兰察布、巴彦淖尔、锡林郭勒）、河北（张北、承德）、蒙东（赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔）、东北（白城、阜新、松原、四平）等 6 个陆上千万千瓦和江苏沿海 1 个千万千瓦级基地。涉及上述七大风电基地的区域发展布局情况如下：

- 华北地区装机总量将达到 5230 万 kW，其中河北、蒙西和蒙东三大基地的装机将占到 95%以上；
- 东北地区风电的未来将围绕东北风电基地建设展开，装机总量将达到 2300 万 kW；

- 西北地区风电装机总量为 3880 万 kW，其中甘肃和新疆两大风电基地的装机也将占到 95%以上；
- 华东地区风电发展将以江苏沿海风电基地建设为中心，装机总量将达到 2500 万 kW，其中江苏省风电装机占 52%。

除上述大型风电基地建设外，在浙江、上海、广东、山东、福建等沿海地区适度发展海上风电，建成若干个近海百万千瓦海上风电基地，在宁夏、陕西等省区也形成百万千瓦的装机规模，在中部和东部其他省份适宜地区进行中小型风电场建设。按此布局发展，西南地区和东南地区的风电装机总量将 160 万 kW 和 930 万 kW。

2020 年北部地区约四分之一的风电电力和电量通过在区域网内跨省输送和消纳，约四分之一的风电电力和电量通过跨区域输送和消纳。

2、2030 年风电发展布局

2020-2030 年期间，七大千万千瓦风电基地的规模将继续扩大，同时再新增新疆中部（吐鲁番、乌鲁木齐）、新疆北部（塔城、博尔塔拉、阿勒泰）、蒙西腾格里沙漠地区 3 个千万千瓦风电基地；大力推动海上风电建设，建设山东、沪浙、广东、福建沿海大型沿海风电基地；并结合近海风电大规模开发和深海风电的示范，建成渤海、黄海、东海和南海四大海上风电基地。按以上布局，至 2030 年我国各区域风电总装机量最高将达到 4 亿 kW，以中方案为例，各区域发展情况如下：

- 华北地区：河北、蒙西和蒙东风电基地规模仍将扩大，同时由于新蒙西腾格里沙漠基地，内蒙的风电装机总量将较 2020 年提高一倍，达到 7000 万 kW，华北地区风电装机总量将达到 9500 万 kW
- 东北地区仍以东北风电基地为基础继续发展，总量将达到 4000kW
- 华东地区将大力推动海上风电建设，发展大规模近海风电项目和推动深海风电的示范，装机总量将较 2020 年增加一倍，达到 5000 万 kW。
- 中南地区将以广东沿海为主扩大海上风电建设，其装机总量为 2200 万 kW，其中广东地区风电装机将达到 1000 万 kW。

- 西南地区无大规模风电建设，仍以 2020 年风电建设为基础，各省风电稳步增长，全区域风电将达到 300 万 kW
- 西北地区将在已有新疆哈密甘肃九泉基地的基础上，在新疆中北部新增两大风电基地，装机问题将达到 9000 万 kW，接近华北地区装机。

(三) 投入产出分析

本节主要分析风力发电在实现 2030 年目标情况下的投入和产出。

1、资金需求

目前风电成本明显高于常规能源发电，但从未来看发展趋势来看，随着我国未来对资源环境的更高要求，煤电和气电成本将呈上升趋势，同时风电会随技术进步而逐步实现成本的下降。在第一章的分析中，对风电的投资和发电成本均有过一定的阐述，由于风电建设较为简单，其投资的 70% 来自设备。在激烈的市场竞争压力下，随着风电产业的迅猛发展和市场扩大，风电机组的市场价格仅在 2009 年就下降了约 15%。截止 2009 年底，国产风电机组已经有低于 5000 元/kW 的价格在出售。考虑到风电产业目前已经较为成熟，预计在 2015 年前，风电机组的造价降低 10%，此后每十年降低 10%，则在 2030 年左右，风电机组的价格在 3850 元/kW 左右（见图 5.4）。除风电主机造价外，其中投资成本约在 3000 元/kW。在风电场的运行维护中，除去折旧成本后，单位运行成本约为 0.125 元/kWh。

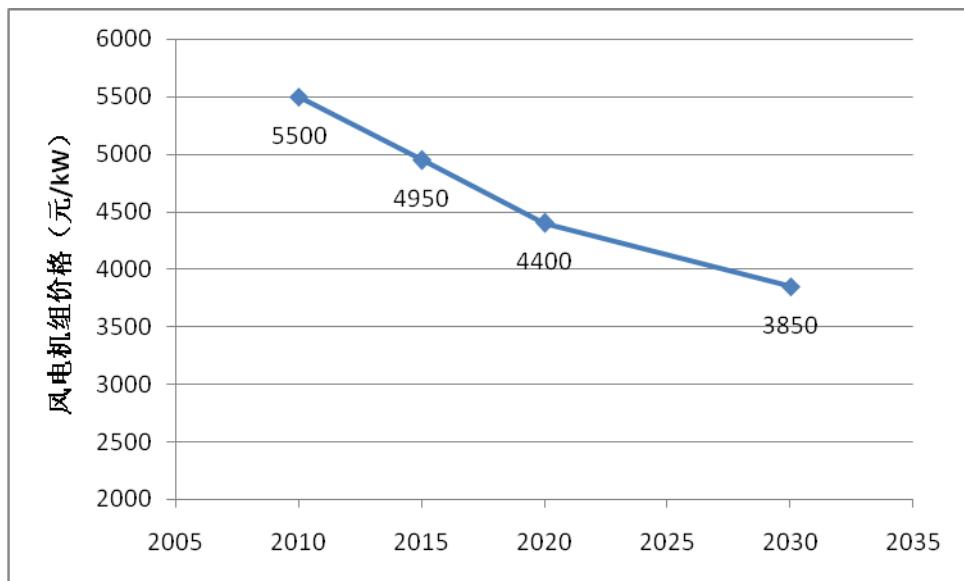


图 5-4 风电机组造价下降趋势

以上述参数为依据对未来我国风电产业的总体投入进行测算，主要包括主机制造业投资、其他风电产业投资及配套服务业投资三类。三类方案的详细投资额见表 5-3。至 2030 年，按高方案发展，风电产业的总体年投资额将达到 2124 亿元，中方案为 1454 亿元，低方案为 973 亿元。在三类投资中，风电主机制造业仍是投资的主体，如实现风电的快速发展，风电主机制造业的最高投资可达 847 亿元。

表 5-3 2030 年风电的年投资额

年份		2010	2015	2020	2030
低方案	主机制造年投资（亿元）	440	446	396	385
	其他风电产业年投资（亿元）	240	270	270	300
	配套服务业年投资（亿元）	65	111	127	288
	风电产业年投资（亿元）	745	827	793	973
中方案	主机制造年投资（亿元）	440	594	528	578
	其他风电产业年投资（亿元）	240	360	360	450
	配套服务业年投资（亿元）	65	145	168	426
	风电产业年投资（亿元）	745	1099	1056	1454
高方案	主机制造年投资（亿元）	440	644	748	847
	其他风电产业年投资（亿元）	240	390	510	660
	配套服务业年投资（亿元）	65	155	224	617
	风电产业年投资（亿元）	745	1189	1482	2124

2、能源效益

风电的能源效益非常明显。风电不消耗任何化石能源，我国的电力结构又是以煤炭发电为主，因此，以风电替代燃煤发电为主要考虑因素。但同时，风电的厂用电很低，因而用供电煤耗来考虑风电的能源替代效益。“九五”期间我国的供电煤耗下降了 25gce/kWh，“十五”期间又继续下降了 18gce/kWh，按保守方式估计，“十二五”期间供电煤耗下降 10gce/kWh 左右，此后下降的速度有所降低，在 2020 年降至 0.32kgce/kWh，2030 年供电效率约 41%，供电煤耗达到 0.3kgce/kWh。据此，在未来发展中，风电在 2030 年的能源替代效益在三个方案下，分别为高方案：2.54 亿 tce，中方案 1.93 亿 tce，低方案 1.42 亿 tce。

表 5-4 2030 年风电的能源替代效益

年份		2010	2015	2020	2030
低方案	装机容量（万 kW）	3000	7500	12000	22000
	发电量（亿 kWh）	520	1410	2425.5	4730
	能源替代量（万 tce）	1784	4653	7762	14190
中方案	装机容量（万 kW）	3000	9000	15000	30000
	发电量（亿 kWh）	520	1680	3024	6435
	能源替代量（万 tce）	1784	5544	9677	19305
高方案	装机容量（万 kW）	3000	9500	18000	40000
	发电量（亿 kWh）	520	1760	3549	8481
	能源替代量（万 tce）	1784	5808	11357	25443

3、环境效益

同样考虑风电替代煤炭发电为主，风电的环境效益主要是考虑替代煤炭发电的环境效益，主要包括风电替代煤电所减少的二氧化硫、氮氧化物、总悬浮颗粒物（TSP）的排放量以及对温室气体二氧化碳的减排量。目前，我国燃煤电厂对二氧化硫、氮氧化物等污染物的排放均有严格限制，减排技术已趋于成熟，因此未来的火力发电的二氧化硫、氮氧化物和 TSP 的排放量将趋于稳定，而对于二氧化碳的排放，随着发电煤耗的降低，二氧化碳排放量为有所下降，年均约在 4% 左右。根据目前国内的研究成果，燃煤发电的环境损害系数如下：

表 5-5 燃煤发电的环境损害系数

环境减排	2010	2015	2020	2030
TSP (g/kWh)	0.355	0.355	0.355	0.355
SO ₂ (g/kWh)	0.698	0.698	0.698	0.698
NOx (g/kWh)	0.650	0.650	0.650	0.650
CO ₂ (kg/kWh)	0.983	0.938	0.89	0.85

依据以上数据，可得出未来我国风电发展可实现的环境效益（见表 5-6）。可以看出，风电的发展对于二氧化碳减排的效果十分明显，在积极推进方案中，二氧化碳的减排量达到 8.61 亿吨，此方案中的其他污染物减排量分别为：二氧化硫为 59 万吨，氮氧化物 55 万吨，TSP30 万吨。

表 5-6 2030 年风电的环境效益

年份		2010	2015	2020	2030
低方案	TSP(万吨)	2	5	9	17
	SO ₂ (万吨)	4	10	17	33
	NOx (万吨)	3	9	16	31
	CO ₂ (万吨)	5282	14321	24636	48043
常规发展方案	TSP(万吨)	2	6	11	23
	SO ₂ (万吨)	4	12	21	45
	NOx (万吨)	3	11	20	42
	CO ₂ (万吨)	5282	17064	30715	65360
积极推进方案	TSP(万吨)	2	6	13	30
	SO ₂ (万吨)	4	12	25	59
	NOx (万吨)	3	11	23	55
	CO ₂ (万吨)	5282	17876	36047	86142

4、社会效益

增加就业效益主要是以风电开发所创造的就业机会来进行计算的，按照 2008 年我国风电产业对国家 GDP 的贡献，假设当前每增加 1 兆瓦装机容量，可以为社会创造 20 个就业机会，涉及设备制造、零部件供应、原材料生产、风电场开发建设以及间接就业；随着生产过程得到优化，这一水平有所下降，到 2030 年逐步下降到 15 个就业机会，同时每兆瓦装机还为风电场运行维护创造 0.33 个就业机会。

据此，至 2030 年，我国风电开发的年就业人数最高可达 613 万人，中方案

中 2030 年就业总人数为 460 万人，低方案为 337 万人。

表 5-7 2030 年风电的社会效益

年份		2010	2015	2020	2030
低方案	年均新增就业人数（万人）	16	18	16	15
	累计就业人数（万人）	61	152	208	337
中方案	年均新增就业人数（万人）	16	24	21	23
	累计就业人数（万人）	61	183	260	460
高方案	年均新增就业人数（万人）	16	26	29	34
	累计就业人数（万人）	61	193	312	613

(四) 政策补贴

目前我国风电项目已开始实行按资源区域进行定价，四类风资源的风电电价分别为 0.51 元/kWh、0.54 元/kWh、0.58 元/kWh 和 0.61 元/kWh，其高出燃煤机组电价部分由全国分摊，这一部分即为风电电价补贴水平。由于近几年各省燃煤机组标杆电价变动情况存在有升有降的复杂状况，因此，在此次风电补贴费用计算中，没有考虑各省脱硫燃煤机组标杆电价的变动问题。

根据以上参数，以中方案的地区发展布局为依据，对未来我国风电发展所需的政策补贴测算详见表 5-8。至 2020 年，全国风电补贴将达到 727 亿元；2030 年将达到 1634 亿元。

表 5-8 2030 年风电的政策补贴测算

地 区	2015	2020	2030
全国合计	342.9	726.7	1633.9
华北地区	146.5	261.5	506.7
北 京	0.2	0.4	1.0
天 津	0.2	1.0	2.1
河 北	35.5	53.9	90.2
山 西	2.7	11.2	21.6
内 蒙 古	83.7	152.3	343.8
东北地区	45.0	112.7	222.6
辽 宁	14.8	31.4	57.0
吉 林	17.3	40.8	79.8
黑 龙 江	12.8	40.5	85.8
华东地区	39.5	102.2	226.8
上 海	1.7	6.9	15.3

江 苏	22.6	53.1	76.0
浙 江	3.5	10.6	23.1
安 徽	0.4	2.2	4.9
福 建	4.2	8.7	27.6
江 西	0.2	1.8	4.3
山 东	6.9	18.8	75.6
中南地区	9.6	31.8	80.8
河 南	0.9	4.7	7.9
湖 北	0.8	2.0	4.4
湖 南	0.7	2.9	6.1
广 东	4.1	11.1	29.8
广 西	1.5	7.7	25.4
海 南	1.6	3.4	7.2
西南地区	2.6	9.1	19.0
重 庆	0.2	0.4	1.0
四 川	0.2	0.9	2.0
贵 州	0.3	1.7	2.0
云 南	1.9	5.8	12.8
西 藏	0.0	0.2	1.3
西北地区	99.8	209.3	578.0
陕 西	2.6	5.6	18.1
甘 肃	63.5	108.2	278.9
青 海	2.5	5.4	56.6
宁 夏	0.6	3.8	24.4
新 疆	30.5	86.3	200.0

六、电网为适应风电大规模发展应对措施建议

保证风电接入电网，是当前发展风电的一个重要课题。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有关，还与欧洲当前所处的成熟的电力市场交易体制密切相关。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；而各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。

风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。从建设千万千瓦风电基地、进而在 2030 年实现风电满足 10% 电力需求这一宏伟目标的角度出发，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。

(一) 技术层面

1、应尽早加强风电短期预报技术

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，成立专门的风电调度机构，专门负责风电与其它电源之间调度的协调。

2、尽早制定风电机组并网技术标准，引导风电产业开发适应电网要求的技术

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、风电场和网内其它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。

3、未来应允许放弃一定的边际风电量，增加电网的总体调峰能力

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。一是，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。二是，必须对风电开发企业的弃风行为，进行一定的补偿。三是，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，也才能最大程度的降低风电场的弃风比例。

4、加强具有调节能力的电力建设，增强电网总体调节能力

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、其它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。

5、加大储能等新兴能源技术的研发和应用力度

风电出力的随机性特点是无法根本改变的。通过发展储能等新能源技术，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。

(二) 制度层面

1、要加大风电项目建设管理，将风电建设纳入电网建设规划

当前许多地区风电并网出现困难的主要原因是风电建设速度远远超过了各界的预期，国家制定的规划连续被突破，而电网的建设速度远远无法达到风电的水平，在可再生能源法全额收购的要求下，风电并网的瓶颈越发突出。

第一，国家当前已经认识到单纯强调风电全额上网在现实上存在着一定的技术难度，并在可再生能源法修订中，强调了“保障性收购”，即明确了风电建设需要在规划的范围内有序发展。这就要求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，影响投资的实际效益。

第二，电网也需要根据国家制定的风电规划，制定科学合理的电网建设规划，并提前进行安排，为风电规模化发展提供技术支撑。

第三，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。

2、建立系统的利益疏通和引导机制

风电的大规模发展，必须是包括电力系统内所有环节的深度参与。从当前的风电政策来看，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风电的系统成本。这个系统成本不简单是为风电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，包括其它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风电的成本核算和相关的电力建设投入等。如参与风电调峰机组频繁启动，降低了发电效率，或者被迫给风电出让发电小时数，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，不能满足未来风电大规模发展需要。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

参与者发展风电的热情，充分挖掘他们的技术潜力，才能更加有效的促进电网对风电的接纳。

3、发挥价格杠杆的作用，引导和鼓励各方的参与

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。

4、实现技术层面措施的相应鼓励手段

除了应该在提倡风电设备制造商、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，风电当前还属于新兴行业，诸多的新技术无法一下得到快速应用，因而为了尽可能增加电网接纳风电，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。

参考文献

- 1.中国可再生能源发展战略研究丛书 综合卷,中国可再生能源发展战略研究项目组编, 北京, 中国电力出版社, 2008;
- 2.中国可再生能源发展战略研究丛书·风能卷,中国可再生能源发展战略研究项目组编, 北京, 中国电力出版社, 2008;
- 3.2009年中国风电场装机容量统计, 中国水电顾问集团公司, 2010.04;
4. 中国工程院, 我国中长期(2030、2050年)能源发展战略研究(草稿), 2010
- 5.Global Wind 2008 Report, GWEC;
- 6.Annual Wind Industry Report 2008, AWEA;
- 7.Global Wind Energy Outlook,2008 ,GWEC, GREENPEACE;
- 8.20% Wind Energy by 2030, Increasing Wind Energy's Contribution to U.S. Electricity Supply. U.S. Department of Energy, May 2008;
- 9.Strategic Research Agenda Market deployment Strategy From 2008 to 2030 , European Wind Energy Technology platform(TPwind);
- 10.International Wind Energy Development,World Market Update 2007,March 2008,BTM Consult ApS;
- 11.Wind Energy Statistics, 2009.02, EWEA;
12. Kevin Porter etc, A REVIEW OF LARGE-SCALE WIND GRID INTEGRATION IN THE UNITED STATES
13. 国家发改委能源研究所/世界银行, 我国可再生能源经济总量目标研究, 2009.12