

检索号

GZ-KY1312020102-ZDT02

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目

可行性研究报告



内蒙古绿能新能源有限责任公司
Inner Mongolia Lenon New Energy Liability Co., Ltd.

工程咨询证书甲级 10520060022 号

二〇一四年五月 内蒙古·呼和浩特

审 核：刘 敏

校 核：王建华

编 写：方 达 崔 耀 王建华

孟宪姝 王妍芳 牛守慧

云 虹 杜丽娟

目 录

1 综合说明	1-1
1.1 概述	1-1
1.2 风能资源	1-2
1.3 工程地质	1-4
1.4 工程任务与规模	1-4
1.5 风电机组选型、布置及发电量计算	1-7
1.6 电气	1-8
1.7 土建工程	1-9
1.8 工程消防	1-10
1.9 施工组织	1-10
1.10 工程管理	1-11
1.11 环境保护和水土保持	1-11
1.12 劳动安全与工业卫生	1-13
1.13 节能分析	1-13
1.14 项目社会稳定风险评估及风险等级评价	1-14
1.15 工程概算	1-17
1.16 财务评价	1-18
1.17 附图、附表	1-18
2 风能资源	2-1
2.1 风能资源概况	2-1
2.2 评估依据与参考资料	2-2

2.3 气象站	2-2
2.4 风电场测风情况	2-7
2.5 风电场测风年风能资源分析和评价	2-19
2.6 风电场代表年数据订正	2-23
2.7 风电场代表年数据分析	2-29
2.8 风电场风能资源评价结论	2-38
2.9 附图	2-40
3 工程地质	3-1
3.1 概述	3-1
3.2 勘察依据	3-1
3.3 勘察方法与工作量	3-2
3.4 区域地质及构造稳定性	3-3
3.5 场地工程地质条件	3-5
3.6 风电场工程站址工程地质评价	3-6
3.7 结论与建议	3-7
3.8 附图	3-8
4 项目任务与规模	4-1
4.1 电力系统现状及规划	4-1
4.2 社会经济现状及预测	4-19
4.3 项目建设的必要性	4-21
4.4 工程建设规模	4-24
5 风电机组选型、布置及风电场发电量估算	5-1

5.1 风电机组选型	5-1
5.2 风电机组布置	5-10
5.3 风电场发电量估算	5-13
6 电气.....	6-1
6.1 接入电力系统的方式说明	6-1
6.2 电气主接线	6-5
6.3 主要电气设备选择	6-8
6.4 过电压保护及接地	6-9
6.5 照明	6-10
6.6 电气设备布置	6-10
6.7 站用电及消防供电	6-11
6.8 电缆敷设及防火	6-11
6.9 电气二次	6-12
6.10 系统继电保护	6-16
6.11 调度自动化	6-17
6.12 通信	6-20
6.13 电气设备清单	6-21
7 土建工程	7-1
7.1 概述	7-1
7.2 场区总体规划及布置	7-4
7.3 风电机组及箱式变压器基础设计	7-6
7.4 升压站总体规划及布置	7-10

7.5 给排水系统	7-11
7.6 采暖、通风及空气调节	7-12
7.7 主要土建工程量	7-13
8 消防.....	8-1
8.1 工程概况和消防总体设计	8-1
8.2 工程消防设计	8-3
8.3 施工消防	8-4
9 施工组织设计	9-1
9.1 施工条件	9-1
9.2 施工总布置	9-3
9.3 施工交通运输	9-5
9.4 工程征用地	9-5
9.5 主体工程施工	9-9
9.6 施工总进度	9-16
10 工程管理设计	10-1
10.1 管理设计	10-1
10.2 管理机构的组成和编制	10-1
10.3 主要管理设施	10-2
10.4 运行期管理设计	10-3
10.5 检修管理设计	10-4
11 环境保护与水土保持设计	11-1
11.1 环境保护	11-1

11.2 水土保持	11-7
12 劳动安全与工业卫生	12-1
12.1 设计依据、任务和目的	12-1
12.2 工程概述与风电场总体布置	12-1
12.3 工程安全与卫生危害因素分析	12-2
12.4 劳动安全和工业卫生对策措施	12-5
12.5 风电场安全与卫生机构设置	12-7
12.6 预期效果评价	12-7
12.7 建议	12-8
13 建设项目节能分析	13-1
13.1 节能设计规范及合理用能标准	13-1
13.2 本项目的能耗种类	13-1
13.3 节能措施	13-1
13.4 项目节能效果分析	13-5
14 项目社会稳定风险评估及风险等级评价	14-1
14.1 评价依据	14-1
14.2 项目合法性评估	14-1
14.3 项目合理性评估	14-2
14.4 项目可行性评估	14-3
14.5 项目可能引发的社会稳定风险评估	14-4
14.6 项目社会稳定风险综合评价及评价结果	14-6
15 工程概算	15-1

15.1 编制说明	15-1
15.2 概算表	15-7
16 财务评价及社会效果分析	16-1
16.1 概述	16-1
16.2 财务评价	16-1
16.3 社会效果评价	16-6
16.4 财务评价表	16-7
17 项目招标安排	17-1
18 结论.....	18-1

1 综合说明

1.1 概述

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目由中国电力投资集团公司华北分公司负责开发建设。中国电力投资集团公司华北分公司于 2005 年 2 月注册成立，是中电投集团公司在华北地区设立的分支机构公司，下属 4 个发电公司（娘子关发电公司、永济热电公司、侯马发电公司、巴公发电公司），2 个控股公司（中电工程公司、中电燃料公司）和 1 个监管企业（中电华益实业集团公司），并受托管理中电投河北分公司。

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目位于内蒙古自治区包头市达茂旗境内，东经 $110^{\circ}00'16.88'' \sim 110^{\circ}02'25.10''$ ，北纬 $41^{\circ}53'55.16'' \sim 41^{\circ}56'21.78''$ 之间，面积约为 13.21km^2 。本项目距达茂旗旗政府所在地百灵庙镇直线距离约 40km，场址区域东侧约 7km 有 S211 经过，S211 在达茂旗境内与 S210 和 S104 交汇。一期风电场目前已修建进场道路，距本期项目直线距离约 2.5km，场址交通情况良好，便于大型风电设备的运输。场址示意图见附图 1。

受中国电力投资集团公司华北分公司委托，内蒙古绿能新能源有限责任公司编制《中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目可行性研究报告》，编制内容主要包括风能资源评估、风电机组选型、布置及发电量计算、电气、工程地质、消防、土建、施工组织设计、工程管理、环境保护与水土保持、节能评估、劳动安全与工业卫生评价、

项目社会稳定风险评估及风险等级评价、工程概算和财务分析等。

1.2 风能资源

1.2.1 风能资源概况

内蒙古风能资源丰富，开发潜力巨大。全区风能资源总储量为 13.8 亿千瓦，技术可开发量 3.8 亿千瓦，占全国 50% 以上，居全国首位，且风向稳定、连续性强、无破坏性台风和飓风，风能利用率高。风能富集区主要分布在西起阿拉善盟，东至赤峰市的广大草原牧区，大多数地区具备建设百万千瓦级，甚至千万千瓦级以上规模风电场的条件。

1.2.2 参证气象站

白云鄂博气象站位于风电场西南约 16km 处，经纬度为 N41°16'、E109°58'，海拔高度为 1612.2m。该气象站设立于 1954 年，迁站一次。

根据白云鄂博气象站 1983~2012 年风速资料，平均风速年际变化在 3.9~5.1m/s 之间；1983~2012 年近 30 年平均风速约 4.7m/s，1993~2012 近 20 年平均风速约 4.7m/s，2003~2012 年近 10 年平均风速约 4.6m/s。由于受气象站周围环境变化影响，年平均风速呈逐渐减小的趋势。白云鄂博气象站 2011 开始出现风速大幅度下降情况，其主要原因是在气象站上方向处陆续建设了大量的风电场，而风机产生的尾流对处在下风向的气象站造成了影响，促使其风速锐减。

1.2.3 测风塔实测数据分析

本次收集到 6227#测风塔的测风数据,测风塔位于场址的西南方,与场址距离约 3.4km, 采用 2012 年 1 月 1 日至 2012 年 12 月 31 日间的测风数据, 数据完整性较好。

对测风塔不同高度的风速和风功率密度年内月变化进行分析, 各高度风速和风功率密度变化趋势基本一致, 测风塔 70m高度年平均风速为 8.5m/s, 年平均风功率密度为 534W/m^2 ; 50m高度年平均风速为 8.3m/s, 年平均风功率密度为 494W/m^2 ; 30m高度年平均风速为 7.7m/s, 年平均风功率密度为 402W/m^2 ; 10m高度年平均风速为 6.7m/s, 年平均风功率密度为 290W/m^2 。各月平均风速及平均风功率密度变化, 4 月和 11 月相对较大, 11 月为全年最大, 7~9 月相对较小, 7 月为全年最小。

1.2.4 代表年风能资源评价结论

风电场代表年 10m高度年平均风速为 7.5m/s, 70m高度年平均风速为 9.4m/s, 轮毂高度 65m、80m处年平均风速为 9.3m/s、9.6m/s; 相应的风功率密度分别为 365W/m^2 、 666W/m^2 和 647W/m^2 、 700W/m^2 , 风电场风功率密度等级为 6 级, 风能资源较丰富, 具有较好的开发价值。风电场代表年 70m高度全年风向主要集中于 SSW~WNW, 占全年风向的 65.6%; 风能主要集中于 SSW~WNW 之间, 占总风能的 80.9%, 易于风机的布置。风电场代表年各高度风速和风功率密度变化趋势基本一致, 各月平均风速变化幅度较大, 各月平均风速及平均

风功率密度变化，4月和11、12月相对较大，12月为全年最大，6~9月相对较小，7月为全年最小；平均风速日变不大，风功率密度日变化幅度较大但规律性强。

1.3 工程地质

本工程建筑场地类别为Ⅰ类。勘察场区属于抗震设防烈度Ⅵ度区，设计基本地震加速度值为0.05g，设计地震分组为第三组，设计特征周期为0.45s。根据现场勘查和调查，场地内不存在不良地质作用，无地质灾害分布，遭受地质灾害的可能性小。场地勘探深度内未见地下水。达茂旗地区标准冻结深度为2.33m。本场址适宜工程建设。

1.4 工程任务和规模

1.4.1 工程所在地区经济发展概况

初步核算，2012年内蒙古实现生产总值15988.34亿元，按可比价格计算，增长11.7%。其中，第一产业增加值1447.43亿元，增长5.8%；第二产业增加值9032.47亿元，增长14%；第三产业增加值5508.44亿元，增长9.4%。第一产业对经济增长的贡献率为4.3%，第二产业对经济增长的贡献率为67%，第三产业对经济增长的贡献率为28.7%。人均生产总值达到64319元，增长11.3%，按年均汇率计算折合为10189美元。全区生产总值中一、二、三次产业比例为9.1：56.5：34.4。全年居民消费价格总水平比上年上涨3.1%。分城乡看，城市上涨3.3%，农村牧区上涨2.5%。分类别看，食品和衣着类价格

涨幅，超过了消费价格总水平上涨幅度。其中食品类价格上涨 5.8%，衣着类价格上涨 3.8%，烟酒及用品类价格上涨 2.8%，医疗保健及个人用品类价格上涨 2.1%，居住类价格上涨 2.4%。从生产者角度看，工业生产者购进价格指数和工业生产者出厂价格指数分别比上年上涨 2% 和 0.2%。固定资产投资价格上涨 1.6%，农产品生产价格上涨 4.7%。

包头市 2012 年全市地区生产总值完成 3409.5 亿元，同比上年增长 12.6%。分产业看，第一产业增加值 89.7 亿元，增长 6.1%；第二产业增加值 1885.5 亿元，增长 14.1%；第三产业增加值 1434.3 亿元，增长 11.0%。第一、第二和第三产业增加值占全市生产总值的比重分别为 2.6%、55.3% 和 42.1%，三次产业对经济增长的贡献率分别为 1.2%、61.6% 和 37.2%；城镇居民人均可支配收入和农牧民人均纯收入分别达到 33485 元和 11421 元，增长 13.0% 和 13.5%。

1.4.2 电力系统现状和发展规划

截止 2012 年底，内蒙古电网发电装机(6MW 及以上)容量 42347.24MW，包括：火电厂 88 座，装机容量 31815.7MW；水电站 3 座，装机容量 568.4MW；风力发电场 98 座，投产容量 9670.89MW；生物质电厂 3 座，装机容量 66MW；光伏电站 10 座，装机容量 226.25MW；内蒙古电网覆盖范围内共有 500kV 变电站 18 座，主变 35 台，总变电容量 26700MVA；220kV 公用变电站 107 座，主变 211 台，总变电容量 32439MVA。500kV 线路 54 回，总长 4890.674km；

220kV 线路 454 回，线路总长度 14407.11km。

截止 2012 年底，包头地区电网发电装机（6MW 及以上）容量 8109.01MW，包括：共用火力发电厂 7 座，总装机容量 5050MW；企业自备电厂 6 座，总装机容量 1896.2MW；风电场 14 座，总投产容量 1162.81MW。包头地区电网有 500kV 变电站 4 座，即高新变、包头北变、春坤山变和威俊变，总容量为 7200MVA；220kV 共用变电站 16 座，33 台主变，总容量为 4890MVA。截止 2012 年底，包头电网共有 22kV 线路 92 回，总长度为 1715.385km。

1.4.3 总体规划及本期建设规模

风力发电是一种清洁的一次能源，具有不消耗矿物质能源、不排放任何有害气体的特点，其生产过程主要是利用自然风能转变为机械能，再将机械能转变为电能。风电场的建设周期短、建设规模灵活，是具有良好的社会效益和经济效益的新能源项目。随着人们对环境保护意识的增强以及国家有关部门对风力发电工程项目在政策方面的扶持，风力发电事业在我国得到了迅猛发展。中电投华北分公司旨在发展达茂旗风电事业，促进地区经济和社会发展，发挥风能资源优势，满足当地供热需求。拟选场址交通便利，地势起伏不大。结合当地风资源状况，中电投达茂旗百灵庙风电场二期项目建设规模拟定 49.5MW。

1.5 风电机组选型、布置及发电量计算

1.5.1 风电机组选型

根据风电机组的制造水平、技术成熟程度和价格，并结合风电场的风况特征、风电机组的安装条件和设备运输条件，本工程初选 1500kW 和 2000kW 风电机组进行技术经济性比选最终确定机型。根据选定的单机容量范围，初选 WTGS1500A、WTGS1500B、WTGS2000A、WTGS2000B 四种代表机型进行比较，通过技术参数、理论发电量、投资和轮毂高度等比选，推荐选用 WTGS2000A*25 的风电机组，轮毂高度为 80m。

1.5.2 风电机组优化布置

根据风电场风能资源分布情况，以及场区地形、地表粗糙度、障碍物等地形条件，兼顾风电机组间的相互影响，并采用当地空气密度即 1.0522kg/m^3 下的功率曲线进行初步选取 $3D \times 5D$ 、 $3D \times 6D$ 、 $4D \times 6D$ 共 3 种不同间距类型的排布方式，对风电机组布置进行优化。通过 Wasp 软件进行计算和布置，得出间距为 $4D \times 6D$ 的布置方案尾流损失最小，净发电量最高，因此推荐采用最小间距为 $4D \times 6D$ 的方案作为本项目风电机组布置方案。

1.5.3 风电场发电量估算

本期风电场装机容量为 50MW，年上网电量 129901MWh，年等效满负荷利用小时数为 2598h，平均容量系数为 0.2966。

1.6 电气

1.6.1 接入电力系统方案

风电场本期 49.5MW 容量机组各经机端出口变压器升压至 35kV，经 3 回 35kV 电缆线路汇集接入一期已建的风电场升压站 35kV 母线，风电场升压站维持一期单回 220kV 线路至望海 220kV 变，导线型号 LGJ-1×400。

1.6.2 电气主接线

本期风电场建设 49.5MW，装设 25 台额定功率为 2000kW 的风力发电机组，风力发电机组额定电压为 0.69kV。由于已建一期工程的风力发电机组通过自带变压器将电压升至 35kV 后经 35kV 环网柜后送出，因此本工程亦采用 35kV 电压等级送出。

采用 35kV 电缆集电线路方案，风力发电机组通过箱式变电站升压至 35kV，经高压电缆直埋，利用箱式变电站高压侧的铜板母线进行环接，然后送至升压站，每回集电线路连接 8~9 台风机，最大容量为 17500kW，电流为 288.7A。通过计算，风力发电机组高压侧之间连接选用 YJLY23-26/35kW， $3\times70\sim3\times240$ 电缆。

根据系统专业要求，本期 35kV 母线新增动态无功补偿装置 12.5Mvar。

1.6.3 电气设备布置

根据一期建设情况，本期新增 35kV 高压柜均布置在一期已建成

的 35kV 配电室内。

1.6.4 电气二次

为便于风电场的运行管理，提高自动化水平，风电机组采用微机监控系统。微机监控系统分就地监控系统、远程中央监控系统、远程监测系统三部分。就地监控系统布置在风电机组的塔筒内，由主控制器、机舱控制器、触摸屏、网络交换机等组成，具备监测、保护、控制、故障检测及处理、参数设定、数据记录显示、人工操作等功能，能实时监控风机的运行参数，就地控制风机的启停。

箱式变压器的低压侧开关采用就地/远方控制方式。

1.7 土建工程

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目，本期 风电场装机容量为 49.5MW，接入已建升压站，升压站电压等级为 220kV，根据《风电场工程等级划分及设计安全标准》（试行）（FD 002-2007），风电场工程等别为 II 等，工程规模为大（2）型。

由于场区工程地质条件较好，风机基础可直接采用天然地基，不需要做地基处理。基础形式设计为大块式现浇钢筋混凝土基础，2000kW 的风电机组基础设计方案为：基础底面直径为 $\Phi 18600\text{mm}$ ，深度为 3300mm，基础混凝土强度等级为 C40，基础下设 100mm 厚 C15 素混凝土垫层。

箱式变压器地基基础形式采用 C25 现浇钢筋混凝土基础，箱式

变压器地基基础长×宽×高为 3.76m×4.00m×2.05m（基础埋深 1.90m、地上高度 0.15m）。

1.8 工程消防

消防设计贯彻“预防为主，防消结合”方针，针对工程的具体情况，采用先进的防火技术，以保障安全，使用方便、经济合理为宗旨。控制中心采用室内外消火栓合并设置的稳高压消防系统。控制中心所有电力设备间均设置火灾探测报警系统并配置移动式灭火器。

配电装置室、综合楼、车库及检修间、综合泵房及消防水池、阀控室等建筑物的火灾危害性为戊类，最低耐火等级为二级；油浸变压器的火灾危害性为丙类，最低耐火等级为一级。事故油池火灾危害性是丙级，最低耐火等级是一级。

变电站内交通通道净宽不小于 4.0m，进站道路宽应为 6m，满足消防车道要求。变电站内主控楼楼梯均有直通外部的安全通道，变电站内形成环闭消防通道，满足消防要求。

1.9 施工组织

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目需要的生产及生活施工用电采用一期项目升压站备用电源，电压等级为 10kV，另外还需配备 30kW 移动式柴油发电机 1 台作为风电机组基础的施工用电。本工程施工高峰期用电负荷 200kVA，以上供电组合能满足生产及生活用电。

本工程生产及生活施工用水可直接利用一期升压站的施工水源，站区附近施工用水可直接用管道输送，其它距离较远的施工点用水罐车或水箱运输。水质应满足生产、生活使用要求，施工高峰用水量约为 280t/d。

本风电场总工期为 8 个月，从 2014 年 3 月 1 日起开始施工至 2014 年 10 月 31 日施工结束。

1.10 工程管理

全场定员 10 人。因本项目是二期项目，可由一期项目厂长兼职本项目厂长一职，故任命副厂长 1 名与厂长共同负责风电场安全生产、经济运营等全面工作；检修人员 3 名，负责风电场安全生产运行管理和小规模检修工作，大规模检修可采用外委方式。运行人员 6 名，其中设班长 2 人，运行值班员 4 人。实行两班制，每十天轮一班。场区内升压变电站，按少人值班的原则设计，按无人值班（少人值守）方式管理，设备检修可委托当地供电部门。

1.11 环境保护和水土保持

为减少对生态环境的影响，在施工期和运营期应采取有效的生态保护措施。对施工队伍产生的施工污水处理加强管理，按有关设计有序排放；生活污水根据环保要求处理后排放，处理设施采用地埋式一体化污水处理设备，经接触氧化、沉淀、消毒后可达到国家一级排放标准，可作为绿化用水或排放。固体废物要求随产生随清运并处置，避免刮风固体废物飞扬，污染附近环境。对施工阶段形成的生产、生

活垃圾，需严格执行当地环卫部门的规章制度要求，全部废物统一收集、统一处理，施工完毕后清理现场并达到环卫要求。由于风力发电机运行的特殊性，其场址位于风能资源丰富的地区，又多在风速较大的情况下运行，故自然噪声较大。在风速较大时，自然噪声掩盖了风电场风机噪声，此时，风机产生的噪声对周围环境的影响也远小于环境中自然风产生的噪声；而在风速较小时，风机产生的噪声随距离衰减很快。根据已建成风电场的实测结果，声环境影响不大。在施工过程中将采取洒水等措施，尽量降低空气中颗粒物的浓度。大风天开挖土方及砂石料堆放场采取拦挡、苫盖等临时防护措施加以控制。

项目在开发建设过程中，由于施工活动的存在，必然对建设区域及周边地区的生态环境产生影响，如施工区域场地平整、基础开挖回填、建筑材料堆放、施工机械碾压和施工人员践踏等活动，扰动地表，形成再塑地貌，使地表植被和土壤结构都受到不同程度的破坏，植被防护能力和土壤抗蚀能力降低或丧失，引发或加剧水土流失。为防治水土流失，应合理设计规划风电场。尽量减少大型机械施工以保护原有地貌。车辆运输等必须沿规定的道路行驶，以便减少对地表的破坏。除了基础和道路外，其它地方应恢复原有植被。施工结束后，及时对施工碾压过的土地进行人工洒水。施工临时占地和电缆占地必须采取播撒原地带性植被的方式进行恢复，风电场内的检修专用道路两侧必须进行绿化，以减少风沙化面积。

1.12 劳动安全与工业卫生

风电场施工期主要职业危害是噪声、电磁辐射、高处坠落、机械伤害、触电等对职工的影响。为防范危害的产生，施工期应建立健全机动车辆安全管理规章制度，加强场内机动车辆的管理，实行人车分离，交通运输道路设置人行道和防护栏杆，修建必要的回车场地；机械操作人员要持证上岗，共同制订吊装方案；登高工作要佩戴安全帽、系安全带；对基础施工工人进行上岗前培训考核；发放必要的个人防护用品及常用的医药用品，安装现场配备对讲机。

运行期主要危害有火灾、电伤害、爆炸、机械伤害、高处坠落、车辆伤害、物体打击、安全标志缺失危险等。运行期应利用风力发电机组基础内的钢筋作为自然接地体，再敷设必要的人工接地网；设置避雷装置和防雷接地；所有转运机械外露部分均设防护罩；易发生坠落危险的平台、步道、楼梯、检修孔平台周围应装设护栏及踏脚护板，场内所有钢平台及钢楼板均采用花纹板或栅格板；进行露天高处作业时，如遇恶劣气候，应停止作业，在霜冻或雨天时，采取防滑措施；通道、主要工作场所及楼梯口，设置事故照明和疏散指示标志，紧急通道和紧急出入口设置明显标志和指示箭头以及应急照明等；易发生事故或危及生命安全的场所和设备设置安全标志，涂安全色。

1.13 节能分析

本工程拟装机容量 49.5MW，年发电量 11853.3 万 kWh，按火电每 kWh 电量消耗 330g 标准煤计算，每年可节约 39116t 标准煤。

风能的开发利用，除了可以减少煤耗，还可减少因开发一次能源所造成的诸多环境问题。按照火电站各项废气、废渣的排放标准：烟尘为 0.4g/kW•h、二氧化硫 2.3g/kW•h、二氧化碳 822g/kW•h、灰渣 119.45g/kW•h，本工程每年可减少排放烟尘约 47t、二氧化硫约 273t、二氧化碳约 97434t，灰渣约 14159t，还可节省大量的水资源，同时还避免产生噪声影响。

1.14 项目社会稳定风险评估及风险等级评价

1.14.1 项目合法性评估

1、建设项目内容合法性

本项目是风力发电项目，属于可再生能源类项目，符合国家《可再生能源法》等法律法规。本项目也是清洁能源，符合国家节能减排政策，也符合国家关于能源结构战略调整的相关产业政策。

2、建设项目报批程序合法性

本项目严格按照内蒙古自治区发展和改革委员会下发的《内蒙古自治区风能资源开发利用管理办法实施细则》文件要求执行项目的申请报批程序。项目报批程序首先由达茂旗、包头市到自治区逐级上报提出项目资源配置申请并取得了自治区关于开展前期工作的批复，之后项目单位开展了前期工作，并取得了“项目可行性研究报告”、等相关支持性文件。

综上所述，中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目建设单

位合法，项目符合国家相关法律规定及相关产业政策，项目报批程序符合规定、相关手续齐全。本项目具备合法性。项目合法性受到质疑的风险性很低。

1.14.2 项目合理性评估

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目的建设，符合国家可再生能源开发利用的法规政策和国家发展清洁生产机制的经济政策。本工程所在的包头市，经济社会发展迅速，近年来注重发展洁净能源、大力开发丰富的风能资源，同时加强电网建设改造，积极创造电力外送的良好条件。分析表明，拟建场址风能资源较为丰富，工程建设条件适宜，电力送出便利，适宜大型风电场的开发建设。开发利用风力资源，有利于保护环境、改善能源结构，同时促进能源多元化的实现、改善电网能源结构、带动地区经济发展、改善当地环境，具有良好的经济效益和显著的社会效益。因此，本项目的建设是必要和合理的。

项目前期工作中，项目单位已经在当地做了大量的宣传走访工作，为当地农牧民宣传解释国家能源政策、项目的合理性和必要性。本项目在合理性上已得到了当地百姓的认同。项目合理性受到质疑的风险性很低。

1.14.3 项目可行性评估

- 1) 本工程交通条件和接入系统条件较好，地理位置较优越。
- 2) 经分析计算，风电场代表年 10m高度年平均风速为 7.9m/s，

70m高度年平均风速为 9.9m/s，轮毂高度 65m、80m处年平均风速为 9.8m/s、10.1m/s；相应的风功率密度分别为 416W/m^2 、 756W/m^2 和 736W/m^2 、 796W/m^2 ，风电场风功率密度等级为 6 级，风能资源较丰富，具有较好的开发价值。风电场代表年 70m 高度全年风向主要集中于 SSW~WNW，占全年风向的 65.6%；风能主要集中于 SSW~WNW 之间，占总风能的 80.7%，易于风机的布置。风电场代表年各高度风速和风功率密度变化趋势基本一致，各月平均风速变化幅度较大，4 月和 11 月相对较大，11 月为全年最大，7~9 月相对较小，7 月为全年最小；平均风速日变不大，风功率密度日变化幅度较大但规律性强。

3) 截止 2012 年底，包头地区电网发电装机（6MW 及以上）容量 8109.01MW，包括：共用火力发电厂 7 座，总装机容量 5050MW；企业自备电厂 6 座，总装机容量 1896.2MW；风电场 14 座，总投产容量 1162.81MW。包头地区电网有 500kV 变电站 4 座，即高新变、包头北变、春坤山变和威俊变，总容量为 7200MVA；220kV 共用变电站 16 座，33 台主变，总容量为 4890MVA。截止 2012 年底，包头电网共有 22kV 线路 92 回，总长度为 1715.385km。

4) 风电场预计年上网电量 118533MWh，年等效满负荷利用小时数为 2371h。

综上所述，中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目风能资源丰富，风电工程的开发建设将有力地推动包头市地区风电发展，对促进当地其它类型的新能源开发建设也有相当积极的作用。因此，争

取工程能早日开工建设，早日产生效益。

1.15 工程概算

本概算编制价格水平为 2014 年第一季度价格水平；工程设计概算计算标准参照水电水利规划设计总院风电标委《陆上风电场工程设计概算编制规定及计算标准》(NB/T 31011-2011)；工程设计概算定额参照水电水利规划设计总院 2011 年 8 月发布的《陆上风电场工程概算定额》(NB/T 31010-2011)；国家计委、建设部计价格〔2002〕10 号文《工程勘察设计收费管理规定》；财政部、国土资源部、中国人民银行财综〔2006〕48 号文“关于调整新增建设用地土地有偿使用费政策等问题的通知”及国土资源部文件国资发〔2006〕307 号关于发布实施《全国工业用地出让最低价标准》的通知。

风电机组单机容量 2000kW，机组本体到达现场价（包含运杂费）按 4000 元/kW 计算；塔筒到达现场价（包含运杂费）按 9800 元/t 计算；箱变压器（包含运杂费）按 23 万元/台计算；本工程永久占地 11339.00m²，临时占地 211439m²。

工程主要经济指标：第一部分施工辅助工程费 131.33 万元，第二部分设备及安装工程费 27246.51 万元；第三部分建筑工程费 2136.13 万元；第四部分其它费用 2367.74 万元；基本预备费 478.23 万元。工程静态总投资 32359.94 万元。建设期贷款利息 562.76 万元。工程动态总投资 32922.7 万元。单位千瓦静态投资 6471.99 元，单位千瓦动态投资 6584.54 元。流动资金为 150 万元，工程总投资为 33072.7

万元。

1.16 财务评价

本项目全部投资调整所得税后财务内部收益率为 13.57%，财务净现值为 15369.65 万元。投资回收期为 7.36 年，在开工后的 8 年即可收回全部投资。资本金净利润率为 34.91%。

针对总投资和发电小时变化对内部收益率的影响进行敏感性分析，可以看出，总投资增加或减少 10% 时，项目全部投资内部收益率（所得税后）分别为 11.95% 和 15.5%；发电小时增加或减少 10% 时，项目全部投资内部收益率（所得税后）分别为 15.48% 和 11.6%。

1.17 附图、附表

1.17.1 场址范围示意图

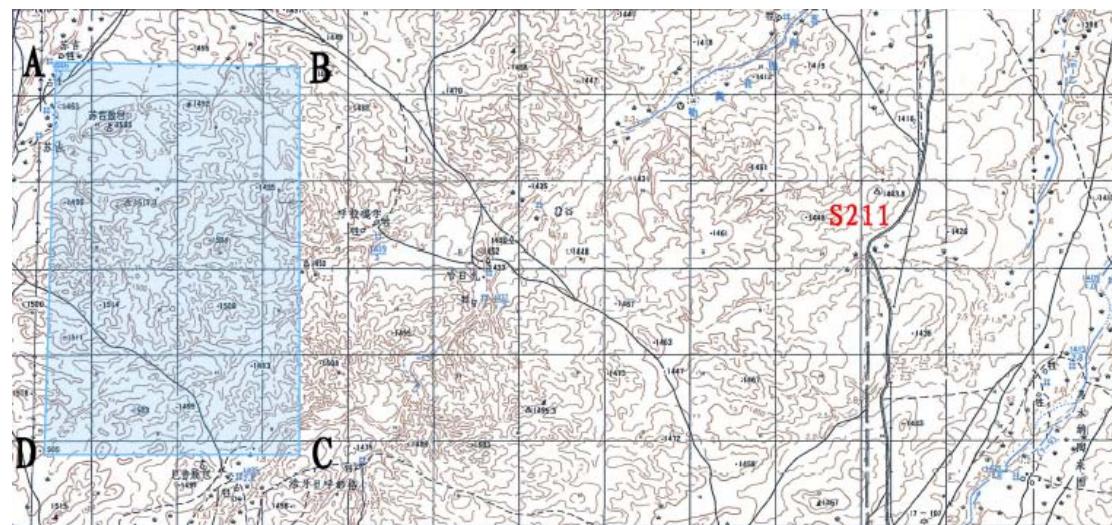


图 1-1 中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目场址范围示意图

1.17.2 工程特性表

表 1-1 工程特性表

名 称		单位(或型号)	数 量	备 注
风 电 场 场 址	海拔高度	m	1437.74~1479.42	
	经度(东经)		110°00'16.88"~110°02'25.10"	
	纬度(北纬)		41°53'55.16"~41°56'21.78"	
	年平均风速	m/s	9.4	代表年 70m
	风功率密度	W/m ²	666	
	盛行风向		SSW~WNW	
主 要 设 备	风 电 场 主 要 机 电 设 备	台 数	台	25
		额定功率	kW	2000
		叶片数	片	3
		风轮直径	m	87
		切入风速	m/s	3
		额定风速	m/s	11
		切出风速	m/s	25
		轮毂高度	m	80
		发电机容量	kW	2180
		发电机功率因数		0.95
升 压 变 电 所	主要机 电设备	额定电压	V	/
		35kV 箱变	台	25
		台 数	台	/
		变压器容量	MVA	/
		额定电压	kV	/
土 建	箱变基础	出线回路数	回	/
		电压等级	kV	/
施 工	风机基础	台 数	座	25
		型 式		天然地基
		地基特性		混凝土强度等级为 C40
	箱变基础	台 数	台	25
		型 式		现浇钢筋混凝土基础
指 投 资	主要工 程 数	土石方开挖	m ³	58165
		土石方回填	m ³	39017.95
		混凝土	m ³	12951.5
		钢 筋	t	1188.63
		新建检修道路	km	12.43
		施工总工期	月	8
	静态投资		万元	32359.94
	动态投资		万元	32922.7

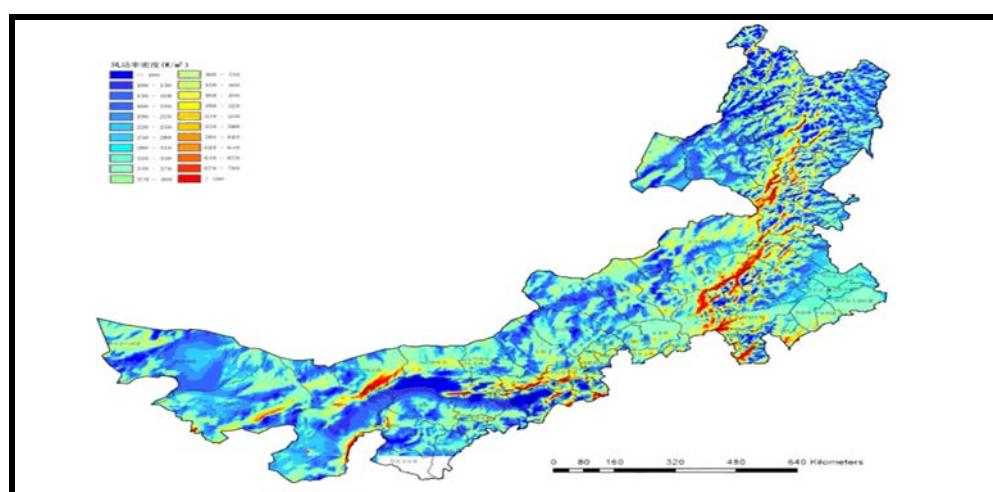
	单位千瓦静态投资	元/kW	6471.99	
	单位千瓦动态投资	元/kW	6584.54	
	施工辅助工程费	万元	131.33	
	机电设备及安装	万元	27246.51	
	建筑工程	万元	2136.13	
	其它费用	万元	2367.74	
	基本预备费	万元	478.23	
	建设期利息	万元	562.76	
	装机容量	MW	49.5	
经济指标	年发电量	MWh	129901	
	年等效满负荷小时数	h	2598	
	上网电价(含增值税)	元/kW·h	0.51	
	总投资收益率	%	10.75	
	资本金净利润率	%	34.91	
	投资内部收益率(所得税前)	%	15.88	
	投资财务净现值(所得税前) (ic=5.0%)	万元	18308.67	
	投资回收期(年)(所得税前)	年	6.76	
	投资内部收益率(所得税后)	%	13.57	
盈利能力指标	投资财务净现值(所得税后) (ic=8.0%)	万元	15369.65	
	投资回收期(年)(所得税后)	年	7.36	

2 风能资源

2.1 风能资源概况

内蒙古风能资源丰富，开发潜力巨大。全区风能资源总储量为13.8亿千瓦，技术可开发量3.8亿千瓦，占全国50%以上，居全国首位，且风向稳定、连续性强、无破坏性台风和飓风，风能利用率高。风能富集区主要分布在西起阿拉善盟，东至赤峰市的广大草原牧区，大多数地区具备建设百万千瓦级，甚至千万千瓦级以上规模风电场的条件。

包头市位于内蒙古自治区的中西部，地处西伯利亚和蒙古高气压中心，常受到强大的冷高压影响，是冷空气南下的主要通道。包头市风能资源丰富区主要分布在该市北部的达茂旗、白云区和固阳县等地区境内，10m高度年平均风速5.0~6.5m/s，年风功率密度160~250W/m²，年有效风速时数6500~7500h。这一区域大部分地方以高原为主，地形平坦开阔，地势起伏不大。



内蒙古自治区风能资源分布图

2.2 评估依据与参考资料

2.2.1 评估依据

- 1、《风电场风能资源测量方法》(GB/T18709-2002);
- 2、《风电场风能资源评估方法》(GB/T18710-2002);
- 3、《风电场风能资源测量和评估技术规定》(发改能源[2003]1403号)；
- 4、《风力发电机组安全要求》(GB18451.1-2001);
- 5、《风电场工程可行性研究报告编制办法》(发改能源[2005]899号);
- 6、《全国风能资源评价技术规定》(发改能源〔2004〕865号)。

2.2.2 参考资料

- 1、白云鄂博气象站 1983 年~2012 年多年风速、风向资料;
- 2、白云鄂博气象站基本气象要素;
- 3、测风塔 2012 年 1 月 1 日至 2012 年 12 月 31 日间原始测风数据。

2.3 气象站

白云鄂博气象站位于风电场西南约 16km 处，经纬度为 N41°16'、E109°58'，海拔高度为 1612.2m。该气象站设立于 1954 年，迁站一次。原站名为白云鄂博气候站，地理坐标为 41°46'N, 109°55'E，观测场拔

海高度 1592.6 米。于 1959 年 11 月 1 日站址迁至现址，地理坐标为 41°46'N, 109°58'E，观测场拔海高度 1612.2m(迁站距离 1000m, WS, 无迁站对比观测资料)白云鄂博气象站基本情况见表 2-1:

表 2-1 白云鄂博气象站基本情况一览表

白云鄂博气象站			
位置	白云鄂博	设站时间	1954 年
经度	109°58'	纬度	41°16'
观测场海拔高程 (m)	1612.2		
测风仪器	国产	测风高度 (m)	10
测风变化	建站~1956 年 10 月 31 日测风使用的是丁字型测风仪，测风塔高 7.4m, 1970 年 9 月 9 日至今，测风使用的是 EL 型电接风向风速仪，测风塔高 10.5m。		
观测项目	气温、地温、湿度、气压、日照、降水、蒸发、风向、风速等		

2.3.1 平均风速

2.3.1.1 年际变化

根据白云鄂博气象站 1983~2012 年风速资料，平均风速年际变化在 3.9~5.1m/s 之间；1983~2012 年近 30 年平均风速约 4.7m/s，1993~2012 近 20 年平均风速约 4.7m/s，2003~2012 年近 10 年平均风速约 4.6m/s。由于受气象站周围环境变化影响，年平均风速呈逐渐减小的趋势。白云鄂博气象站 2011 开始出现风速大幅度下降情况，其主要原因是在气象站上方向处陆续建设了大量的风电场，而风机产生的尾流对处在下风向的气象站造成了影响，促使其风速锐减。白云鄂博气象站平均风速年际变化见表 2-2 和图 2-1。

表 2-2 白云鄂博气象站平均风速年际变化统计表

年份	平均风速(m/s)	年份	平均风速(m/s)
1983	4.9	2000	4.5
1984	5.1	2001	4.6

1985	5.0	2002	4.6
1986	5.0	2003	4.9
1987	4.9	2004	5.0
1988	4.9	2005	4.8
1989	4.4	2006	5.1
1990	4.7	2007	4.6
1991	4.7	2008	4.6
1992	4.7	2009	4.6
1993	5.0	2010	4.6
1994	4.8	2011	3.9
1995	5.0	2012	3.9
1996	5.1	近 30 年(1983-2012)	4.7
1997	4.9	近 20 年(1993-2012)	4.7
1998	4.7	近 10 年(2003-2012)	4.6
1999	4.5		

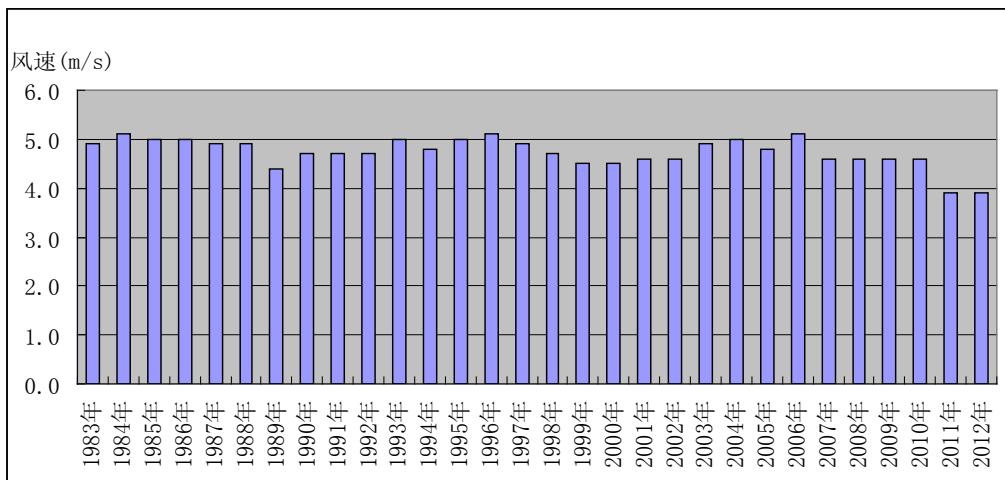


图 2-1 白云鄂博气象站平均风速年际变化直方图

2.3.1.2 年变化

统计白云鄂博气象站 1983~2012 年 30 年平均风速数据，该地区累年逐月平均风速 1~4 月呈上升趋势，4 月达到全年最大；5~8 月呈下降趋势，8 月达到全年最小；9~11 月持续上升趋势，12 月区域平稳；测风年 9 月达到全年最小，风速整体趋势小于多年。详见表 2-3 和图 2-2。

表 2-3 白云鄂博气象站多年平均风速年变化

单位: m/s

月份 年份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年平均
1983	4.8	4.4	4.0	6.4	5.4	5.6	5.1	4.8	4.5	4.2	5.5	4.4	4.9
1984	5.1	4.5	5.3	6.1	5.6	5.5	4.0	4.5	4.1	5.1	5.3	6.1	5.1
1985	5.2	4.7	4.8	6.1	5.3	5.4	4.3	4.0	4.1	4.5	6.6	5.4	5.0
1986	5.8	4.3	5.1	6.3	5.9	5.0	4.1	4.1	3.8	5.2	5.1	5.5	5.0
1987	5.9	5.2	5.0	4.5	4.8	4.2	3.8	3.6	4.4	5.5	5.7	6.7	4.9
1988	6.1	5.1	5.4	5.8	7.3	5.4	5.0	3.8	2.7	4.0	4.5	4.0	4.9
1989	4.1	3.6	5.0	4.6	4.8	4.9	4.6	4.3	4.4	4.5	4.4	4.1	4.4
1990	4.1	4.6	4.2	6.0	5.1	5.1	5.1	4.0	4.0	4.0	5.3	5.0	4.7
1991	3.8	4.8	4.8	5.5	5.4	4.6	4.0	3.7	4.1	4.7	5.5	5.2	4.7
1992	4.2	4.9	4.6	6.3	3.7	4.5	4.2	4.0	4.8	4.0	6.0	5.2	4.7
1993	4.0	5.4	4.3	5.2	6.0	5.3	4.8	4.1	5.0	4.6	5.4	6.4	5.0
1994	6.5	4.7	4.6	5.7	6.0	4.5	4.1	4.1	4.4	4.0	5.1	4.4	4.8
1995	5.2	4.1	5.8	6.4	5.8	4.9	4.0	4.1	4.4	4.9	5.4	4.5	5.0
1996	4.8	4.7	5.7	4.9	5.7	5.3	3.9	4.3	4.5	4.3	6.1	6.5	5.1
1997	4.7	4.7	4.4	4.6	5.9	5.5	4.7	4.6	5.1	4.9	4.8	5.4	4.9
1998	5.4	4.7	4.5	5.5	5.3	5.2	3.4	3.4	4.4	4.5	5.3	5.1	4.7
1999	4.5	4.9	4.8	4.7	4.4	4.9	3.5	3.7	4.3	4.3	4.8	5.4	4.5
2000	4.4	3.6	4.6	6.4	5.6	4.0	3.9	3.7	3.1	3.9	5.2	5.0	4.5
2001	4.9	4.7	5.3	5.8	5.7	4.2	4.3	3.8	3.8	3.7	3.8	4.8	4.6
2002	4.7	4.1	5.9	6.0	4.1	4.6	3.7	3.6	4.2	5.2	5.0	4.1	4.6
2003	5.3	4.4	4.2	5.7	5.0	4.4	4.4	4.1	4.3	5.1	6.0	5.6	4.9
2004	4.9	6.0	5.7	5.6	5.4	5.1	3.6	4.3	4.5	4.4	4.8	5.1	5.0
2005	4.3	4.1	5.0	6.0	5.5	5.0	4.4	3.6	4.0	4.9	6.0	5.3	4.8
2006	4.2	5.5	6.0	6.7	6.1	5.1	4.5	3.9	4.7	4.6	4.9	4.5	5.1
2007	4.9	5.3	5.1	5.3	6.6	4.2	3.8	3.6	3.3	4.1	4.4	4.9	4.6
2008	3.6	4.1	4.7	5.7	5.9	4.6	4.0	4.2	4.0	4.5	4.6	5.4	4.6
2009	4.8	4.2	4.9	4.5	5.4	5.2	4.2	3.6	4.4	4.3	5.0	5.1	4.6
2010	4.6	4.2	5.1	5.0	5.5	4.6	4.0	3.6	3.6	3.8	5.3	5.7	4.6
2011	3.3	3.6	4.6	5.0	5.0	4.4	3.7	3.6	3.0	3.5	3.5	3.2	3.9
2012	3.6	3.7	3.8	5.0	4.1	3.9	3.2	3.6	2.8	3.8	4.5	4.3	3.9
1983~2012	4.7	4.6	4.9	5.6	5.4	4.8	4.1	3.9	4.1	4.4	5.1	5.1	4.7
1993~2012	4.6	4.5	5.0	5.5	5.5	4.7	4.0	3.9	4.1	4.4	5.0	5.0	4.7
2003~2012	4.4	4.5	4.9	5.5	5.5	4.7	4.0	3.8	3.9	4.3	4.9	4.9	4.6
测风年	3.6	3.7	3.8	5.0	4.1	3.9	3.2	3.6	2.8	3.8	4.5	4.3	3.9

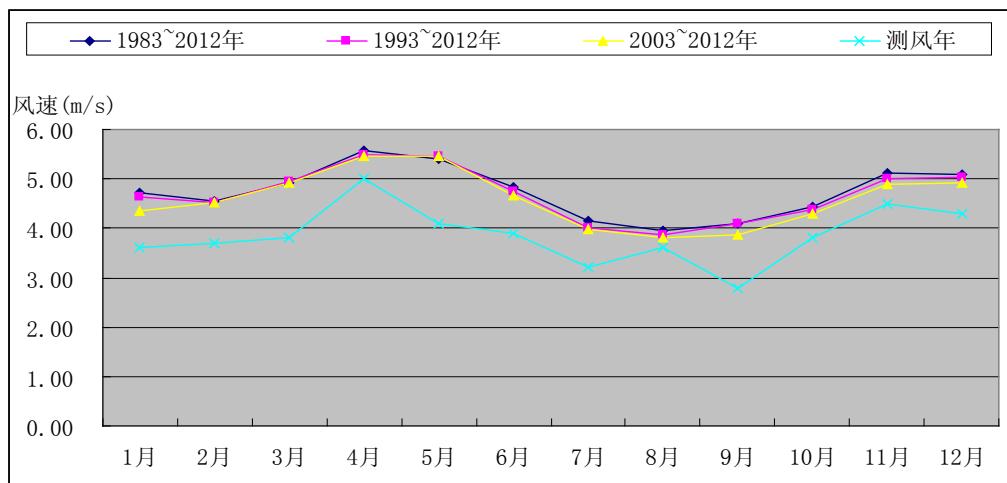


图 2-2 白云鄂博气象站多年平均风速年变化图

2.3.2 风向频率

统计白云鄂博气象站 1983~2012 年多年风向资料得出：风向分布较集中，SSW~NW 约占全方向比例的 66%。白云鄂博气象站 1983~2012 年多年风向统计见表 2-4 及图 2-3：

表 2-4 白云鄂博气象站 1983~2012 年多年风向统计

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S
频率 (%)	3.9	3.3	4.1	4.0	2.0	1.3	1.4	1.9	4.8
风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C	
频率 (%)	8.7	11.1	16.0	11.0	11.5	7.6	5.5	2.0	

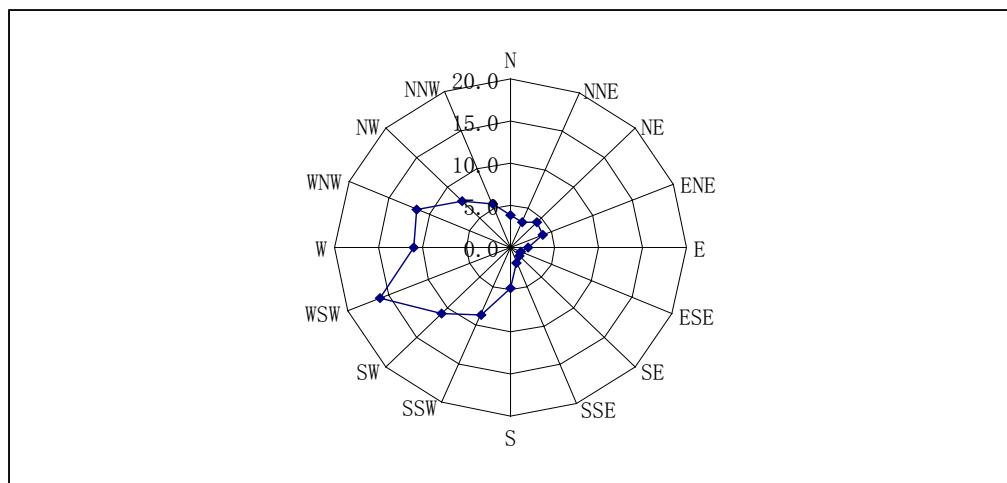


图 2-3 白云鄂博气象站 1983~2012 年多年风向玫瑰图

2.3.3 其它气象要素

统计白云鄂博气象站主要气象要素，可判断白云鄂博地区极端最高气温为36.3℃、最低气温为-31.8℃，出现时段少，对风机正常运行影响非常小，另外雷暴日数、沙尘日数也较少，对风机的性能、运营不会产生较大影响，总体而言白云鄂博气象条件良好，不存在影响风电场运行的恶劣天气。白云鄂博气象站主要气象要素见表2-5。

表2-5 白云鄂博气象站主要气象要素特征值

气象要素	单位	要素值
平均气温	℃	3.4
极端最高气温	℃	36.3
极端最低气温	℃	-31.8
气压	hPa	837.3
多年平均降水量	mm	241.5
多年平均雷暴次数	次	25.9
多年平均冰雹次数	次	2
多年平均沙尘暴次数	次	3.2
最大风速	m/s	24

2.4 风电场测风情况

2.4.1 测风塔基本情况及数据采集

本次收集到6227#测风塔的测风数据，测风塔位于场址的西南方，与场址距离约3.4km，测风塔具体配置情况见表2-6：

表2-6 风电场测风塔基本情况一览表

地理位置	E109°57'48.42"、N41°54'28.38"	
海拔高度 (m)	1514	
测风时段	2012.1.1~2012.12.31	
测风仪器	拉线型测风设备	
塔高	70m	
通道	安装高度 (m)	观测项目
C1	70	风速 (m/s)

C2	50	风速 (m/s)
C3	30	风速 (m/s)
C4	10	风速 (m/s)
C7	70	风向 (度)
C8	10	风向 (度)
C9	9	温度 (°C)
C10	8	气压 (kPa)



2.4.2 测风数据的整理

根据《风电场风能资源评估方法》(GB/T18710-2002) 中标准和要求, 对测风塔测风数据从完整性、合理性及相关性等方面分别进行验证分析。本次收集到的是该测风塔 2012 年 1 月 1 日至 2012 年 12 月 31 日间的测风数据。

2.4.2.1 测风数据完整性检验

统计 6227 # 测风塔逐时测风数据, 可知测风塔测风数据在测风时段内完整率为 100%, 数据缺测情况见表 2-7:

表 2-7 6227 # 测风塔测风数据缺测统计表

观测日期	观测项目	总测次 (次/1 小时)	缺测合计 (次)	缺测率(%)
2012.1.1~2 012.12.31	70m 风速 (m/s)	8784	0	0
	50m 风速 (m/s)	8784	0	0
	30m 风速 (m/s)	8784	0	0
	10m 风速 (m/s)	8784	0	0
	70m 风向 (°)	8784	0	0
	10m 风向 (°)	8784	0	0

2.4.2.2 测风数据合理性检验

根据《风电场风能资源评估方法》(GB/T18710-2002) 中标准和要求, 对测风塔测风数据合理性检验主要从合理范围、合理相关性及合理变化趋势三个方面进行检验。

1、合理范围检验

经检验, 6227 # 测风塔测风数据均在合理范围内, 具体检验结果见表 2-8:

表 2-8 6227 # 测风塔主要参数不合理数据统计表

主要参数	合理范围	不合理次数	比例 (%)
70m 风速 (m/s)	0≤小时平均风速≤40m/s	0	0
50m 风速 (m/s)		0	0
30m 风速 (m/s)		0	0
10m 风速 (m/s)		0	0
70m 风向 (度)	0°≤小时平均风向≤360°	0	0
10m 风向 (度)		0	0
8m 气压 (kPa)	96kPa≤小时平均值<106 kPa	0	0

2、合理相关性检验

经检验, 6227 # 测风塔测风数据合理相关性整体较好, 具体检验结果见表 2-9:

表 2-9 6227 # 测风塔主要参数不合理相关性数据统计表

主要参数	合理相关性	不合理次数	比例 (%)
70m/50m 高度 1 小时平均风速差值	<2.0m/s	5639	64.2
70m/30m 高度 1 小时平均风速差值	<4.0m/s	5639	64.2
70m/10m 高度 1 小时平均风速差值	<6.0m/s	5639	64.2
50m/30m 高度 1 小时平均风速差值	<2.0m/s	13	0.15
50m/10m 高度 1 小时平均风速差值	<4.0m/s	84	0.96
30m/10m 高度 1 小时平均风速差值	<2.0m/s	461	5.25
70m/10m 高度 1 小时平均风向差值	<67.5°	0	0

3、合理变化趋势检验

经检验，6227 # 测风塔测风数据主要参数合理变化趋势整体较好，具体检验结果见表 2-10：

表 2-10 6227 # 测风塔主要参数合理变化趋势统计表

主要参数	合理范围	不合理次数	比例 (%)
1h 平均风速变化	70m	<6m/s	1
	50m		1
	30m		3
	10m		5
	9m	<5°C	0
	8m	1kPa	0

2.4.2.3 缺测和不合理数据的处理

由于测风塔 70m 高度存在 64.2% 不合理数据，根据《风电场风能资源评估方法》(GB/T18709-2002) 要求，对测风塔不同高度进行相关性分析，通过相关性公式对 70m 高度数据进行合理的修正，使其成为合理可用的数据。

2.4.2.4 测风数据相关性分析

对中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目风电场内测风塔各高度测风数据进行相关分析，测风塔各高度相关性较好，相关系

数均达 0.9 以上，具有较好的相关性。各高度相关性具体见表 2-11

和图 2-4：

表 2-11 测风塔不同高度数据的相关性分析

相关系数 R	70m	50m	30m	10m
70m	/	0.99	0.96	0.86
50m	/	/	0.98	0.91
30m	/	/	/	0.96
10m	/	/	/	/

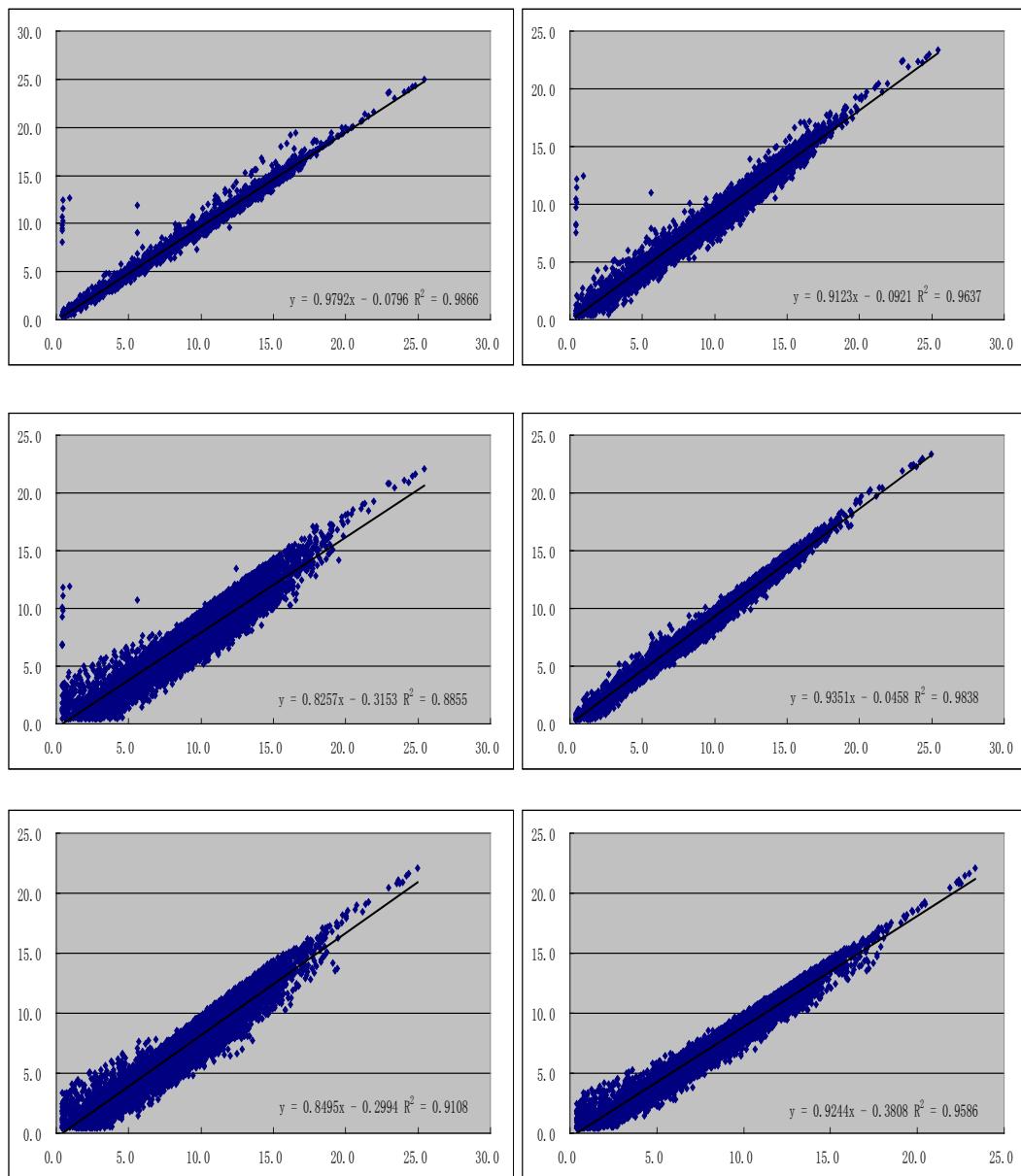


图 2-4 测风塔各高度测风数据相关图

2.4.2.5 测风有效数据完整率

《风电场风能资源评估方法》(GB/T18710-2002)标准中要求现场连续测风的时间不应少于一年，且测风有效数据的完整率应达到90%。风电场测风数据完整率按下式计算：

$$\text{有效数据完整率} = (\text{应测数目} - \text{缺测数目} - \text{无效数据数目}) / \text{应测数目} \times 100\%$$

其中，应测数目表示测量期间的小时数；缺测数目表示没有记录到的小时平均值数目，无效数据数目表示确认为不合理的小时平均值数目。

经计算，测风塔各高度测风有效数据完整率均为99%以上。

2.4.3 风能基本要素分析

2.4.3.1 风切变指数

风切变指数是近地面风速随高度变化的一个指标，风切变指数越大，表示风速随高度增加越快。风切变指数的大小对风机塔筒高度的选择有重要影响。

在近地面层中，风速随高度有显著变化。造成风在近地层中的垂直变化的原因有动力因素和热力因素，前者主要源于地面的摩擦效应，后者主要表现在与近地层大气垂直稳定度的关系。假设大气层结为中性，乱流将完全依靠动力原因来发展，这时风速随高度变化服从普朗特经验公式；风速随高度增加有显著变化，但由于地表面粗糙度不同，风速随高度的变化也不同，在此使用风切变幂律公式可求得风

切变指数：

$$V_2 = V_1 (Z_2/Z_1)^\alpha$$

式中： V_2 、 V_1 分别为高度 Z_2 、 Z_1 处的风速， α 即风切变指数。

根据测风塔不同高度实际测风数据可计算得出风切变指数，具体见表 2-12：

表 2-12 测风塔不同梯度范围的风切变指数

风切变指数 α	70m	50m	30m	10m
70m	/	0.07	0.12	0.12
50m	/	/	0.15	0.13
30m	/	/	/	0.13
10m	/	/	/	/

由表 2-12 可知，该地区风切变指数 α 随高度增加变化幅度较大，随着高度增加风切变指数有明显加强趋势，适宜布置高塔筒风机。根据测风塔测风数据，对测风塔不同高度对应的平均风速进行幂指数拟合，得方程为 $Y = 5.0239x^{0.1257}$ ，拟合的风切变指数为 0.1257，推算代表年不同轮毂高度风速时采用此风切变值。测风塔风切变指数拟合曲线见图 2-5：

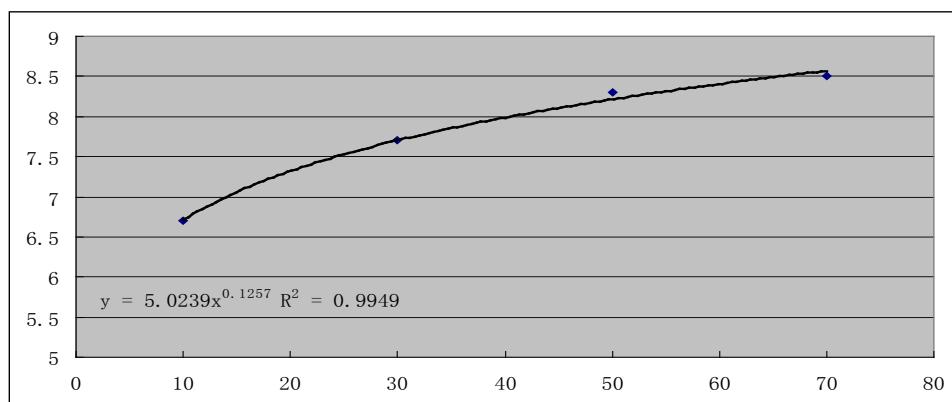


图 2-5 测风塔风切变指数拟合曲线图

2.4.3.2 空气密度

空气密度直接影响风能的大小，在同等风速条件下，空气密度越大风能越大。本报告采用《风电场风能资源评估方法》(GB/T 18710-2002) 推荐空气密度计算公式：

$$\rho = \frac{P}{RT} \quad \dots \dots \dots \quad (4.1)$$

式 (4.1) 中： ρ 为空气密度 (kg/m^3)； P 为年平均气压 (Pa)； R 为气体常数 ($287\text{J}/\text{kg} \cdot \text{K}$)； T 为年平均开氏温标绝对温度 ($^\circ\text{C}$ $+273.15$)。

本报告根据测风塔实测的气温、气压统计数据，按公式 (4.1) 计算测风塔 10m 高度空气密度为 $\rho = 1.0596\text{kg}/\text{m}^3$ ，并按《风电场气象观测及资料审核、订正技术规范》(QX/T 74—2007) 推荐的方法(见公式 4.2) 计算得到测风塔各高度观测年度空气密度值。

$$\rho_z = \rho_h e^{-0.0001(z-h)} \quad \dots \dots \dots \quad (4.2)$$

式 (4.2) 中， ρ_z 为订正高度 z 处的空气密度， ρ_h 为实际观测高度 h 处的空气密度。

由公式 (4.2) 推算 6627#测风塔 30m、50m、60m、65m、70m、80m 高度年空气密度分别为 $1.0575\text{kg}/\text{m}^3$ 、 $1.0554\text{kg}/\text{m}^3$ 和 $1.0543\text{kg}/\text{m}^3$ 、 $1.0538\text{kg}/\text{m}^3$ 、 $1.0533\text{g}/\text{m}^3$ 、 $1.0522\text{kg}/\text{m}^3$ 。

2.4.3.3 湍流强度

湍流是指风速、风向及其垂直分量的迅速扰动或不规律性，是重要的风况特征值。湍流很大程度上取决于环境的粗糙度、地层稳定性和障碍物。

湍流强度是脉动风速的均方差与平均风速的比值，即

$$IT = \sigma /V$$

式中：IT 为湍流强度， σ 为 10min 风速标准偏差，V 为 10min 平均风速。

逐小时湍流强度是以 1h 内最大的 10min 湍流强度作为该小时的代表值。IT 在 0.1 或以下时表示湍流较小，到 0.25 表明湍流过大，一般陆地上在 0.12~0.15 之间。湍流强度对风电机组的影响主要体现在减少输出功率、引起风能转换系统的振动和荷载的不均匀，最终使风力发电机组受到破坏。

由表 2-13 可知，风场地区地面平坦光滑，湍流不大，各高度湍流强度值基本停留在 0.10~0.15，对风电机组运行影响较小。具体见表 2-13：

表 2-13 测风塔不同高度的湍流强度

测风高度	湍流强度（全部数据）	湍流强度（ $V=15\pm0.5m/s$ ）
70m	0.10	0.07
50m	0.10	0.08
30m	0.12	0.09
10m	0.15	0.11

2.4.3.4 50 年一遇最大风速和极大风速

1、50 年一遇设计风速计算方法

根据参证站逐年最大 10 分钟平均风速（以下简称年最大风速），利用极值 I 型函数计算参证站 50 年一遇最大风速；2) 根据参证站年最大风速成因（分析出现时间、风向分布等），从参证站和测风塔日最大风速序列中选择合理的大风速样本，分析其相关性；3) 确定某个层次测风塔和参证站最大风速的关系（比值法、差值法、回归分析法），推算该层 50 年一遇最大风速；4) 利用风切变指数推算测风塔其它层次的 50 年一遇最大风速。第 4) 步也可根据第 3) 步直接推算。

2、参证站年最大风速

白云鄂博气象站出现年最大风速主要是在春季 1~3 月份，3 月份出现的频次最高（10 次），其次是 1 月份（6 次）。具体见表 2-14。

表 2-14 白云鄂博气象站 1983-2012 年最大风速表

年份	风速	出现月	年份	风速	出现月
1983	23.0	11	1998	23.3	2
1984	22.7	8	1999	22.7	1
1985	21.0	3	2000	23.3	4
1986	20.0	1	2001	23.0	1
1987	22.3	1	2002	19.0	3
1988	22.3	4	2003	21.3	4
1989	21.0	3	2004	23.3	3
1990	20.0	3	2005	22.7	5
1991	17.3	11	2006	23.0	3
1992	21.0	9	2007	24.0	1
1993	22.0	12	2008	19.0	3
1994	23.3	1	2009	20.0	2
1995	23.0	3	2010	22.3	3
1996	21.0	5	2011	17.8	4
1997	21.3	3	2012	16.9	11

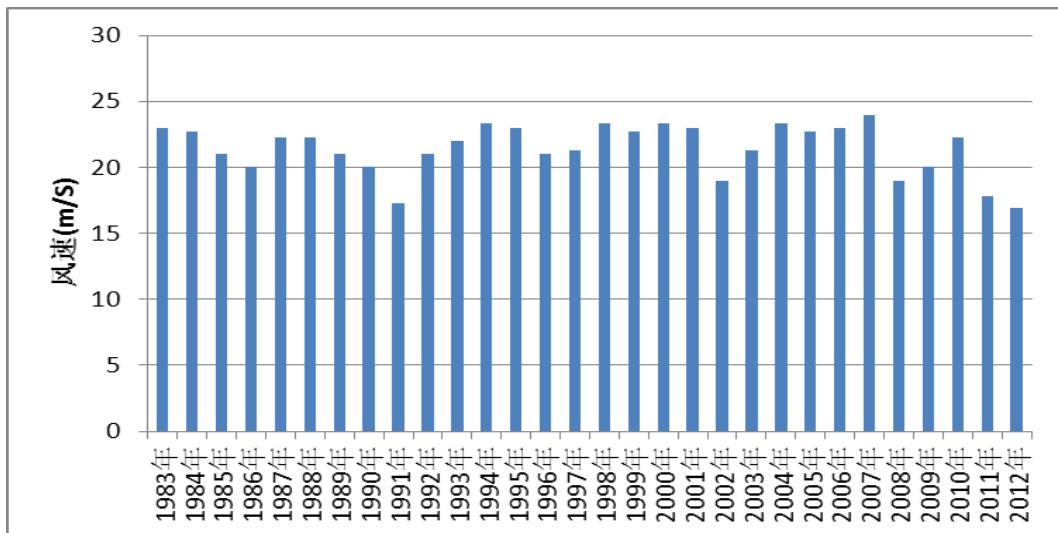


图 2-6 白云鄂博气象站 1983-2012 年最大风速

3、白云鄂博气象站 50 年一遇最大风速计算

参照国家发展和改革委员会于 2004 年 4 月颁布的《风能资源评价技术规定》中 50 年最大风速的计算方法，根据白云鄂博气象站 1983~2012 年最大风速统计数据，通过公式

$$\mu = \frac{1}{30} \sum_{i=1}^{30} V_i$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{29} \sum_{i=1}^{30} (V_i - \mu)^2}$$

$$\alpha = \frac{1.11238}{\sigma}$$

$$u = \mu - \frac{0.53622}{\alpha}$$

$$V_{50_max} = u - \frac{1}{\alpha} \ln \left[\ln \left(\frac{50}{50-1} \right) \right]$$

经计算得出自白云鄂博气象站 50 年一遇最大风速为 27.2m/s

4、日最大风速筛选与相关分析

由于大风和小风状况的相关关系明显不同，而抗风计算主要关注大风，因而，在满足统计样本数量的前提下，筛选参证站和测风塔所有高度层日最大风速大于 8/s 的大风速样本。由于参证站每个月都可能出现年最大风速，本报告在选择哪个月的风速样本方面不做限制。为了使样本包含更多信息，报告采用测风塔观测数据起始时间至终止时间段有效数据。具体见表 2-15 和图 2-7。

表 2-15 白云鄂博气象站与测风塔相关性参数

相关方程	相关系数
$y = 1.1097x + 2.2659$	0.87

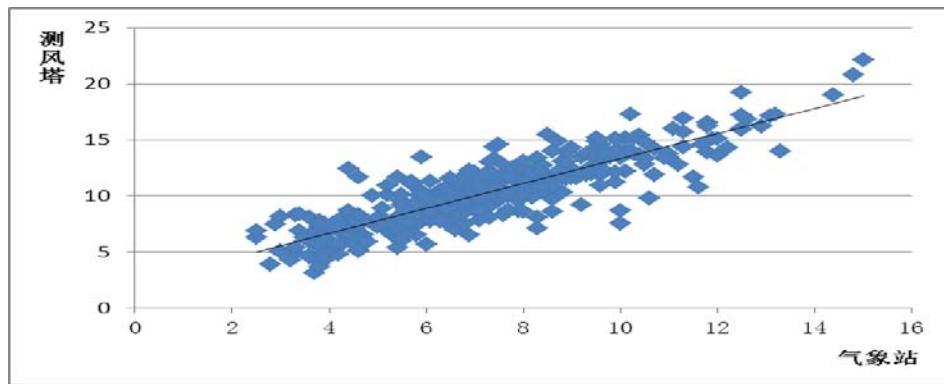


图 2-7 白云鄂博气象站与测风塔相关性相关分析散点图

5、项目场址各高度 50 年一遇最大风速

本次收集有白云鄂博气象站 1983~2012 年历年年最大风速系列，根据《风电场风能资源测量和评价技术规定》（发改能源[2003]1403 号）中 50 年一遇最大风速的计算方法，推算场址 10m 高度 50 年一遇最大风速为 32.5m/s，通过风切变指数推算出 30m、50m、60m、65m、70m、80m 对应的 50 年一遇最大风速分别为 37.3m/s、39.8m/s、40.7m/s、41.1m/s、41.5m/s、42.2m/s。具体见表 2-16。

表 2-16 50 年一遇平均最大风速计算结果

塔站名称	高度(m)	白云鄂博参 证站 (m/s)	实际空气密度 (m/s)	标准空气密度 (m/s)
参证站	10	27.2		
6227	10		32.5	30.2
	30		37.3	34.7
	50		39.8	36.9
	60		40.7	37.7
	65		41.1	38.1
	70		41.5	38.5
	80		42.2	39.1

2.5 风电场测风年风能资源分析和评价

根据处理修正后的实测数据计算测风塔实测年主要风能要素，统计计算时段为 2012 年 1 月 1 日至 2012 年 12 月 31。

2.5.1 风速和风功率密度

2.5.1.1 年内月变化

对测风塔不同高度的风速和风功率密度年内月变化进行分析，各高度风速和风功率密度变化趋势基本一致，测风塔 70m 高度年平均风速为 8.5m/s，年平均风功率密度为 534W/m²；50m 高度年平均风速为 8.3m/s，年平均风功率密度为 494W/m²；30m 高度年平均风速为 7.7m/s，年平均风功率密度为 402W/m²；10m 高度年平均风速为 6.7m/s，年平均风功率密度为 290W/m²。各月平均风速及平均风功率密度变化，4 月和 11 月相对较大，11 月为全年最大，7~9 月相对较小，7 月为全年最小。测风塔各高度逐月平均风速和风功率密度见表 2-17、表 2-18 和图 2-8、图 2-9：

表 2-17 测风塔各高度逐月风速变化

单位: m/s

月份 高度 \	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年平均
70m	8.3	8.7	8.2	10.1	8.1	8.3	6.5	7.7	7.1	9.1	10.7	9.8	8.5
50m	8.0	8.3	8.0	9.9	8.1	8.0	6.3	7.5	6.8	8.8	10.4	9.5	8.3
30m	7.3	7.7	7.5	9.2	7.6	7.5	5.8	7.0	6.3	8.1	9.6	8.8	7.7
10m	6.5	6.9	6.7	8.3	6.7	6.4	4.9	5.9	5.2	6.9	8.5	7.9	6.7

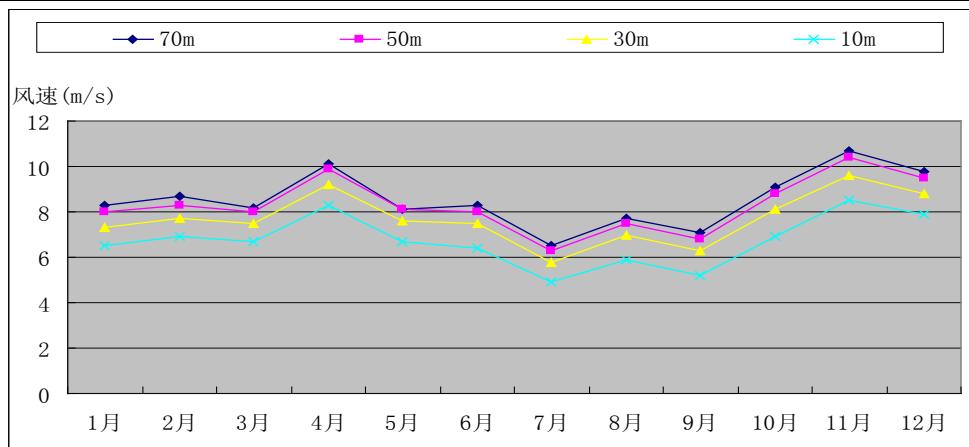


图 2-8 测风塔各高逐月度风速变化

表 2-18 测风塔各高度逐月风功率密度变化

单位: W/m²

月份 高度 \	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年平均
70m	458	512	525	751	470	438	245	423	323	591	921	757	534
50m	400	448	507	712	452	402	223	389	296	546	857	702	494
30m	313	358	420	597	378	331	182	323	233	438	695	564	402
10m	235	273	316	470	280	225	120	212	139	304	505	410	290



图 2-9 测风塔各高度逐月风功率密度变化

2.5.1.2 年内日变化

对测风塔不同高度的风速和风功率密度年内日变化进行分析，测风塔不同高度平均风速和风功率密度年内日变化趋势基本一致，平均风速日内变化幅度不大，风功率密度变化幅度较大。平均风速在 21 时至次日 2 时呈上升趋势，次日 2 时为全天最大，次日 3 是至 16 时呈平稳趋势，17 时至 20 时逐渐下降，20 时为全天最小；风功率密度变化趋势与风速变化趋势一致，但幅度较大。测风塔不同高度平均风速和风功率密度年内日变化见表 2-19、表 2-20 及图 2-10、图 2-11：

表 2-19 测风塔各高度逐时风速变化

单位：m/s

时间 高度 \	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00
70m	8.7	8.9	9.2	9.1	9	8.9	8.8	8.6	8.5	8.4	8.4	8.5
50m	8.3	8.5	8.8	8.7	8.7	8.6	8.5	8.3	8.3	8.2	8.3	8.4
30m	7.5	7.7	8	7.9	7.8	7.8	7.7	7.7	7.8	7.9	8	8.1
10m	6.1	6.3	6.6	6.5	6.5	6.4	6.4	6.6	7	7.3	7.5	7.7
时间 高度 \	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
70m	8.6	8.7	8.7	8.7	8.6	8.3	8	7.9	7.9	8	8.3	8.4
50m	8.4	8.6	8.5	8.5	8.4	8.1	7.8	7.6	7.5	7.7	7.9	8.1
30m	8.2	8.3	8.3	8.2	8.1	7.6	7.2	6.9	6.8	6.9	7.1	7.3
10m	7.7	7.8	7.8	7.7	7.5	6.9	6.3	5.9	5.6	5.7	5.8	5.9

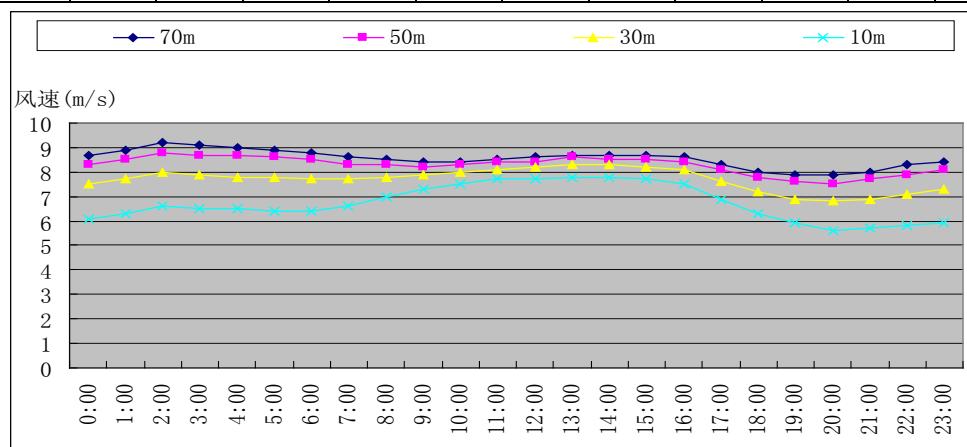


图 2-10 测风塔各高度逐时风速变化

表 2-20 测风塔各高度逐时风功率密度变化

单位: W/m²

时间 高度 \	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00
70m	546	569	624	598	588	584	580	546	531	524	544	558
50m	492	513	565	542	537	533	530	500	494	497	523	541
30m	364	382	421	400	395	394	398	392	410	439	475	496
10m	221	233	259	240	238	237	247	265	302	353	396	419
时间 高度 \	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
70m	562	579	577	554	529	482	434	414	424	456	493	515
50m	544	557	551	529	505	452	399	371	378	404	440	463
30m	498	509	500	477	448	388	325	289	286	303	326	341
10m	422	432	426	401	367	300	234	192	183	190	202	208

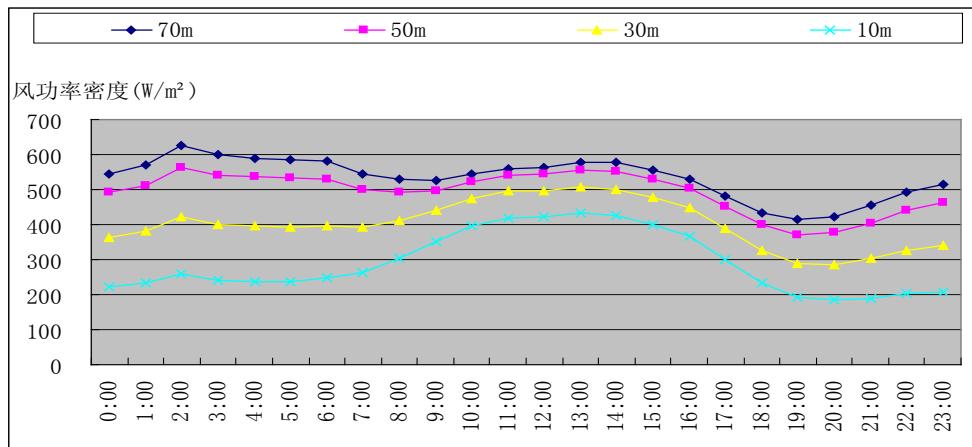


图 2-11 测风塔各高度逐时风速变化

2.5.2 风向及风能方向频率

对测风塔 70m 高度全年风向和风能频率进行分析，测风塔 70m 高度全年风向主要集中于 SSW~WNW 之间，占全年风向的 66%；风能也主要集中于 SSW~WNW 之间，占总风能的 81%。测风塔 70m 高度风向和风能频率统计见表 2-21 和图 2-12：

表 2-21 70m 高度测风年全年风向风能频率统计

风向	N	NNNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
风向频率 (%)	1	2	2	2	2	3	2	2	7	14	15	13	12	12	7	3
风能频率 (%)	0	1	1	0	0	0	0	1	8	21	21	15	14	10	5	1

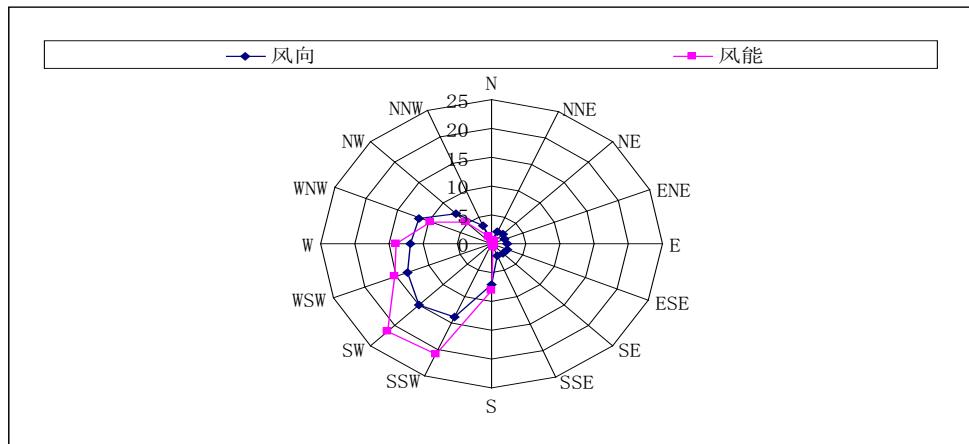


图 2-12 70m 高度测风年全年风向风能频率分布图

对测风塔 10m 高度全年风向和风能频率进行分析，测风塔 10m 高度全年风向主要集中于 SSW~WNW，占全年风向的 65%；风能主要集中于 SSW~WNW 之间，占总风能的 80%。测风塔 10m 高度风向和风能频率统计见表 2-22 和图 2-13：

表 2-22 10m 高度测风年全年风向风能频率统计

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
风向频率 (%)	1	2	2	2	2	2	3	3	8	18	14	9	12	12	8	4
风能频率 (%)	0	1	1	0	0	0	0	1	5	18	19	10	16	17	9	3

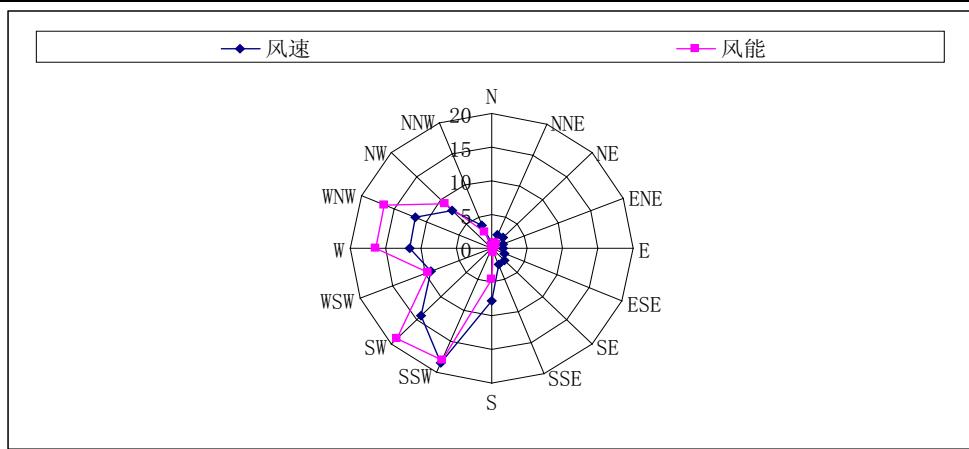


图 2-13 10m 高度测风年全年风向风能频率分布图

2.6 风电场代表年数据订正

按照国家标准《风电场风能资源评估方法》(GB/T18710-2002)

及国家发展和改革委员会下发的《风电场风能资源测量和评估技术规定》(发改能源[2003]1403号)要求,需根据风电场附近的长期测站观测数据,将验证修正后的风电场测风塔各不同高度测风数据订正为一套反应风电场长期平均水平的代表性数据,即风电场代表年数据。

2.6.1 测风塔与气象站的相关分析

本次利用风电场测风塔各高度数据与白云鄂博气象站同期的观测数据进行16风向扇区的相关分析,在相关性较好的基础上进而得出相关函数方程及相关系数。相关函数采用线性方程 $y=kx+b$,其中: y 代表风电场风速, x 代表气象站风速。测风塔70m和10m高度风速与白云鄂博气象站相关分析结果见表2-23~2-24,测风塔70m和10m高度与气象站相关分析图见图2-14~2-15:

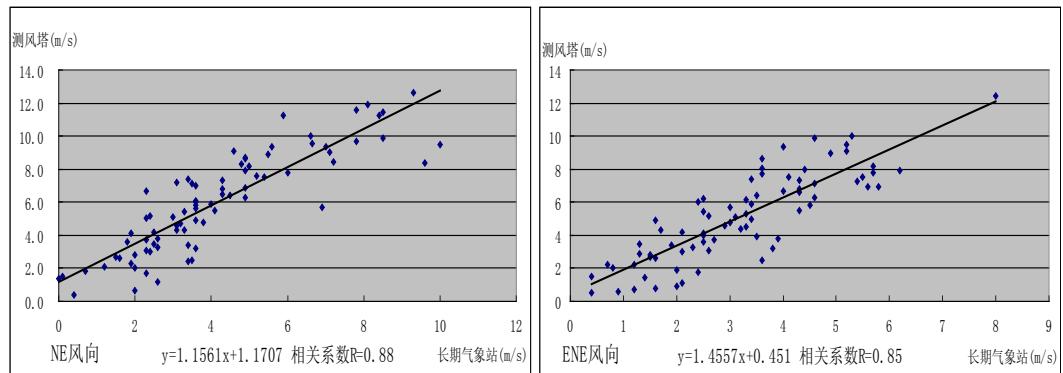
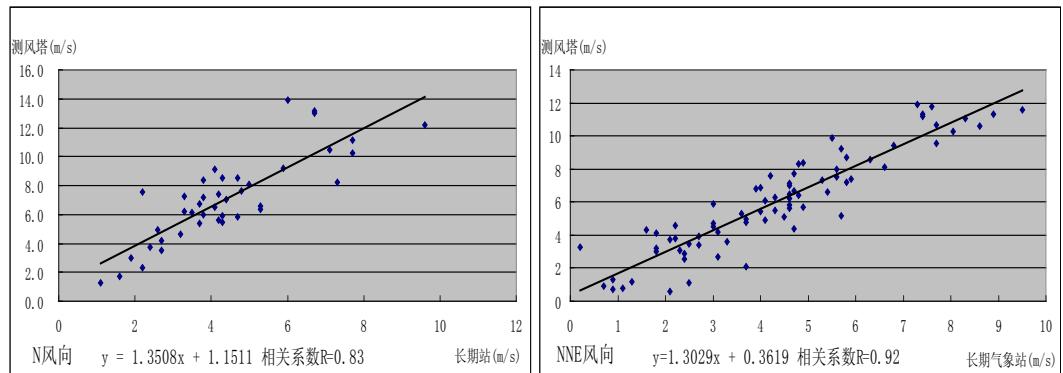
表2-23 测风塔70m高度与气象站风速相关分析

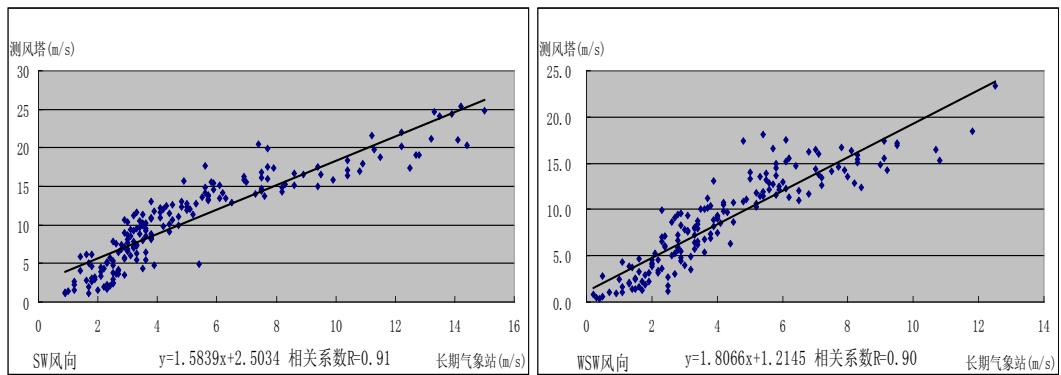
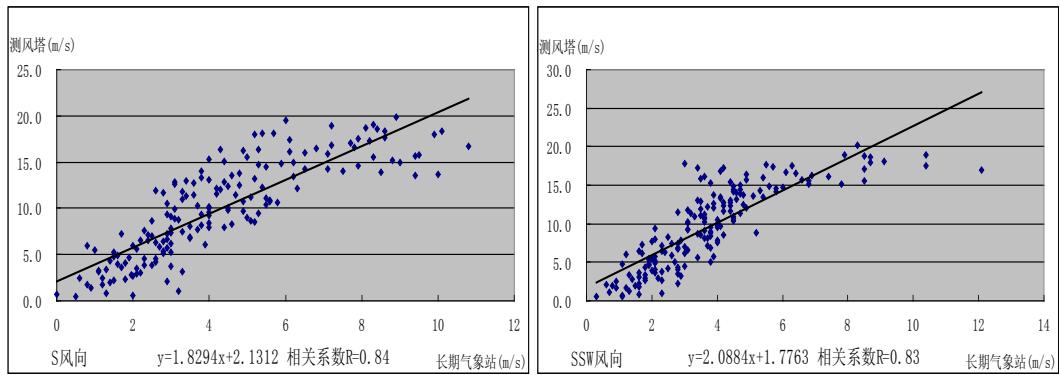
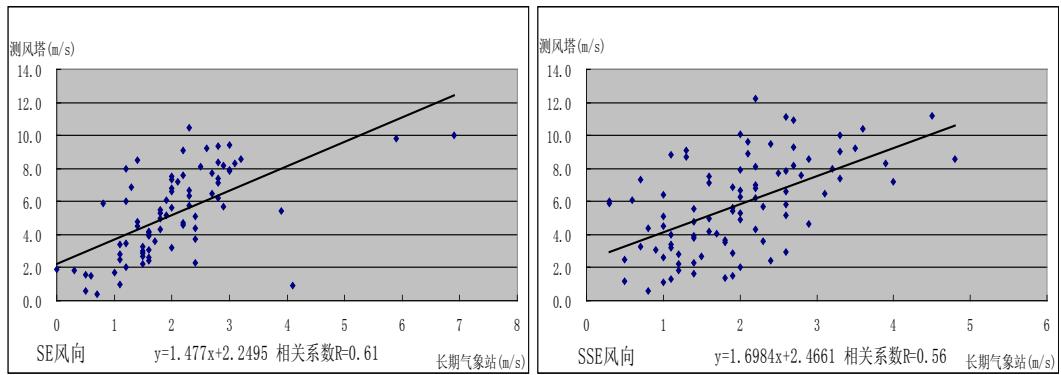
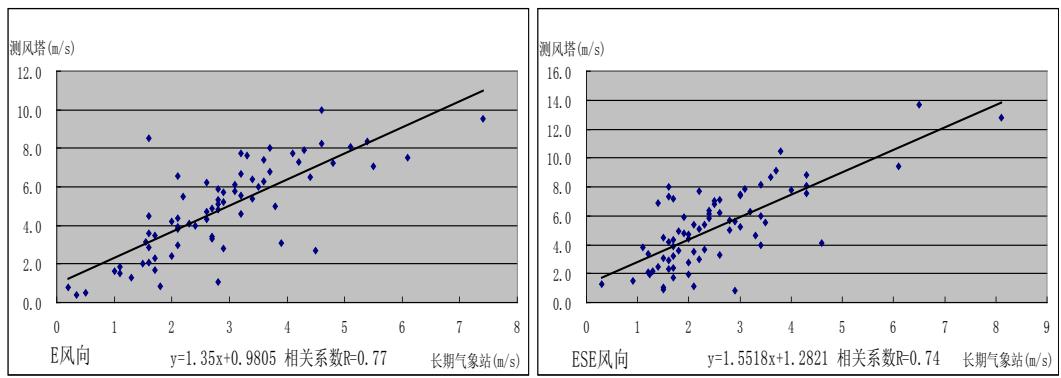
风向	相关方程	相关系数	ΔV (m/s)
N	$y = 1.3508x + 1.1511$	0.83	1.08
NNE	$y = 1.3029x + 0.3619$	0.92	1.04
NE	$y = 1.1561x + 1.1707$	0.88	0.92
ENE	$y = 1.4557x + 0.451$	0.85	1.16
E	$y = 1.35x + 0.9805$	0.77	1.08
ESE	$y = 1.5518x + 1.2821$	0.74	1.24
SE	$y = 1.477x + 2.2495$	0.61	1.18
SSE	$y = 1.6984x + 2.4661$	0.56	1.36
S	$y = 1.8294x + 2.1312$	0.84	1.46
SSW	$y = 2.0884x + 1.7763$	0.83	1.67
SW	$y = 1.5839x + 2.5034$	0.91	1.27
WSW	$y = 1.8066x + 1.2145$	0.90	1.45
W	$y = 1.5496x + 1.6731$	0.94	1.24
WNW	$y = 1.7173x + 0.7124$	0.88	1.37
NW	$y = 1.6849x + 0.4136$	0.94	1.35
NNW	$y = 1.8862x - 0.687$	0.95	1.51

表2-24 测风塔10m高度与气象站风速相关分析

风向	相关方程	相关系数	ΔV (m/s)
N	$y = 1.7193x - 2.0271$	0.84	1.38

NNE	$y = 1.339x - 0.705$	0.93	1.07
NE	$y = 1.2154x - 0.2025$	0.88	0.97
ENE	$y = 1.3107x - 0.4742$	0.83	1.05
E	$y = 1.0843x + 0.3005$	0.76	0.87
ESE	$y = 1.3103x - 0.0453$	0.78	1.05
SE	$y = 1.654x - 0.1104$	0.75	1.32
SSE	$y = 1.6013x + 0.8391$	0.68	1.28
S	$y = 1.2577x + 1.3349$	0.91	1.01
SSW	$y = 1.5978x + 1.8897$	0.90	1.28
SW	$y = 1.4172x + 1.3594$	0.94	1.13
WSW	$y = 1.4553x + 0.7517$	0.93	1.16
W	$y = 1.5178x + 0.5653$	0.95	1.21
WNW	$y = 1.5308x - 0.0522$	0.96	1.22
NW	$y = 1.7329x - 1.1315$	0.96	1.39
NNW	$y = 1.7629x - 1.4319$	0.92	1.41





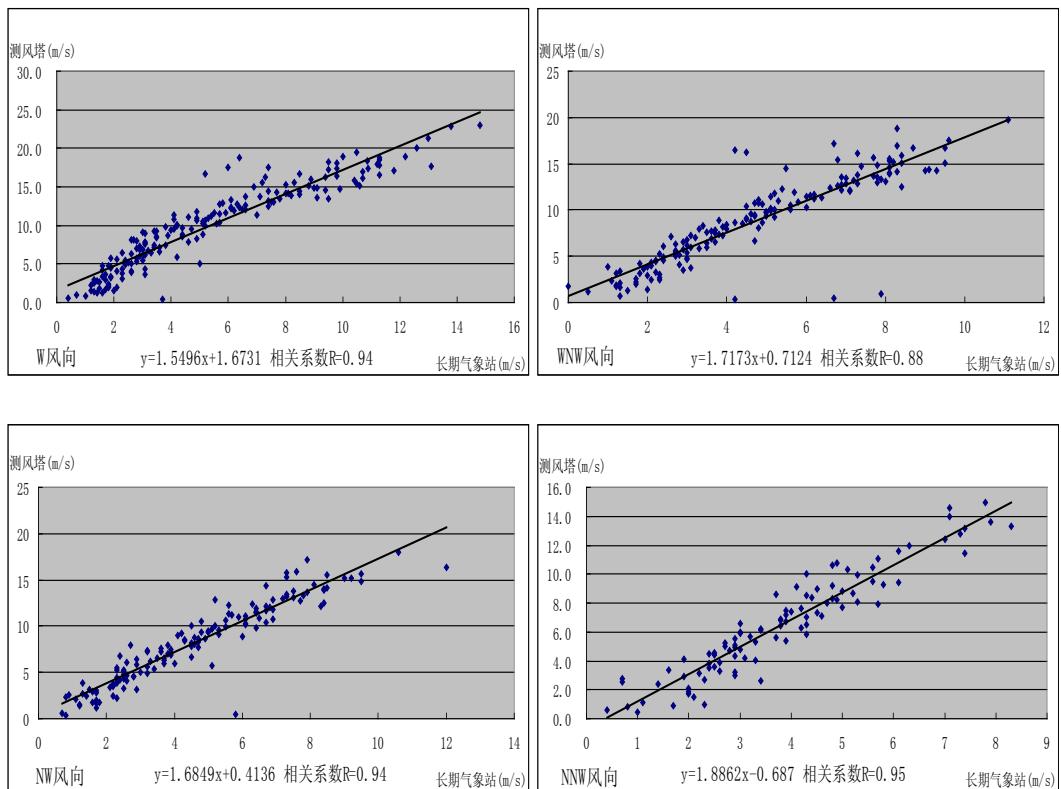
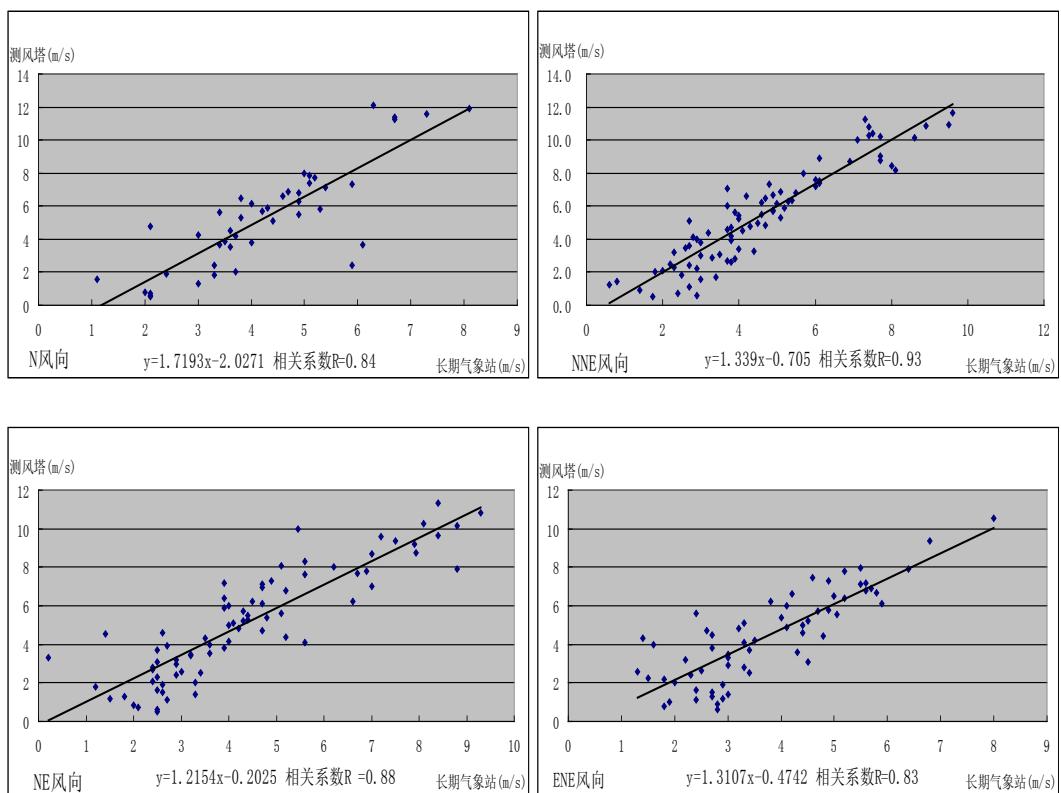
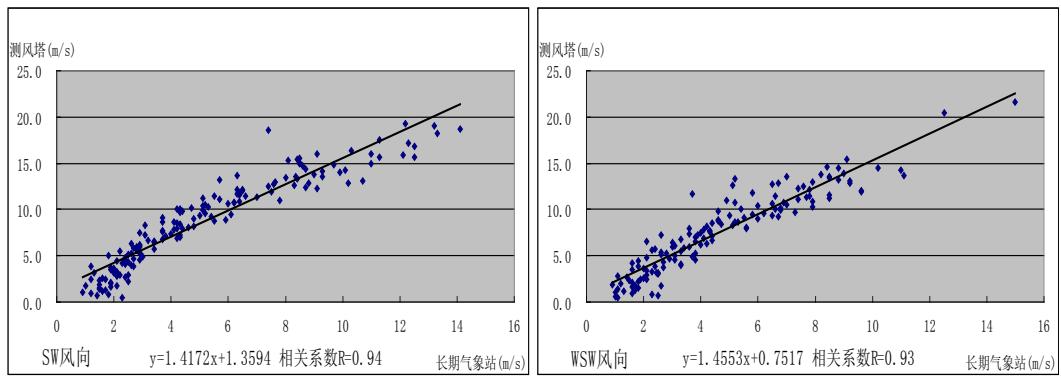
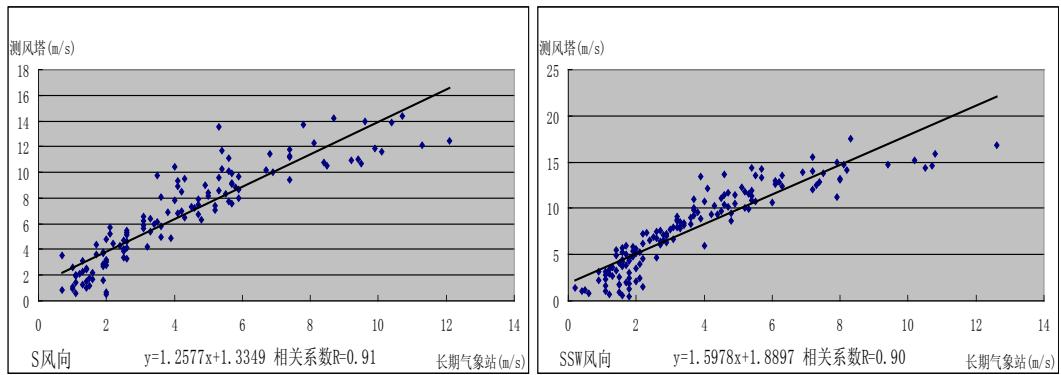
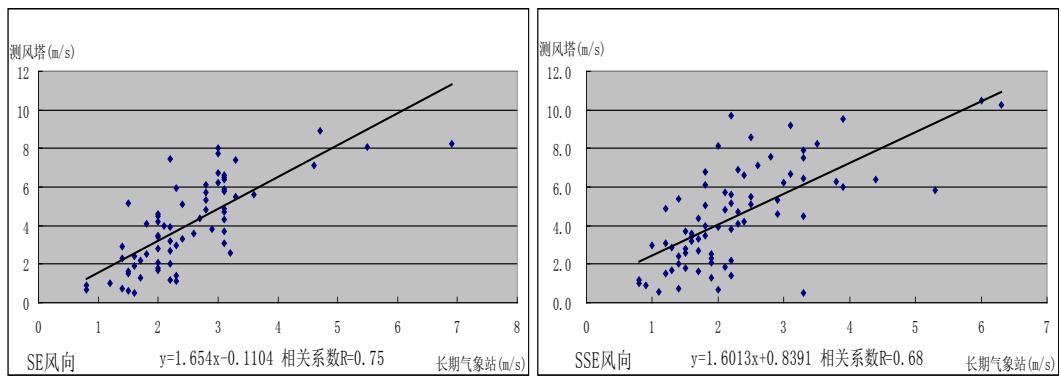
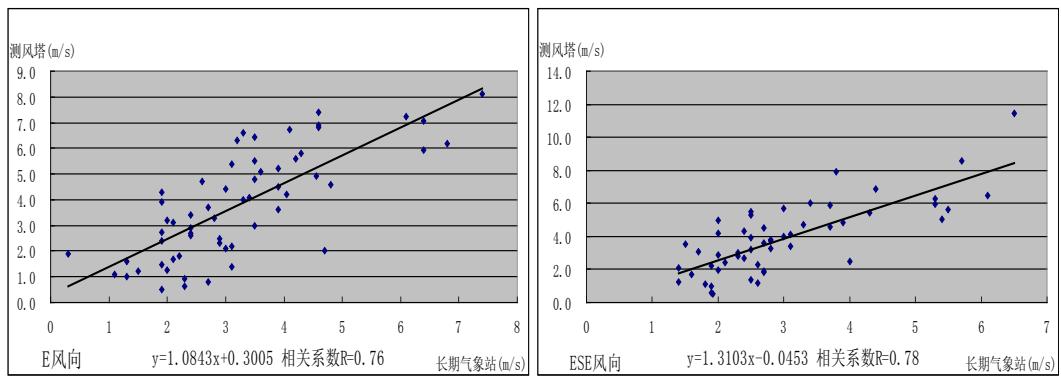


图 2-14 测风塔 70m 高度与同期气象站相关性分析





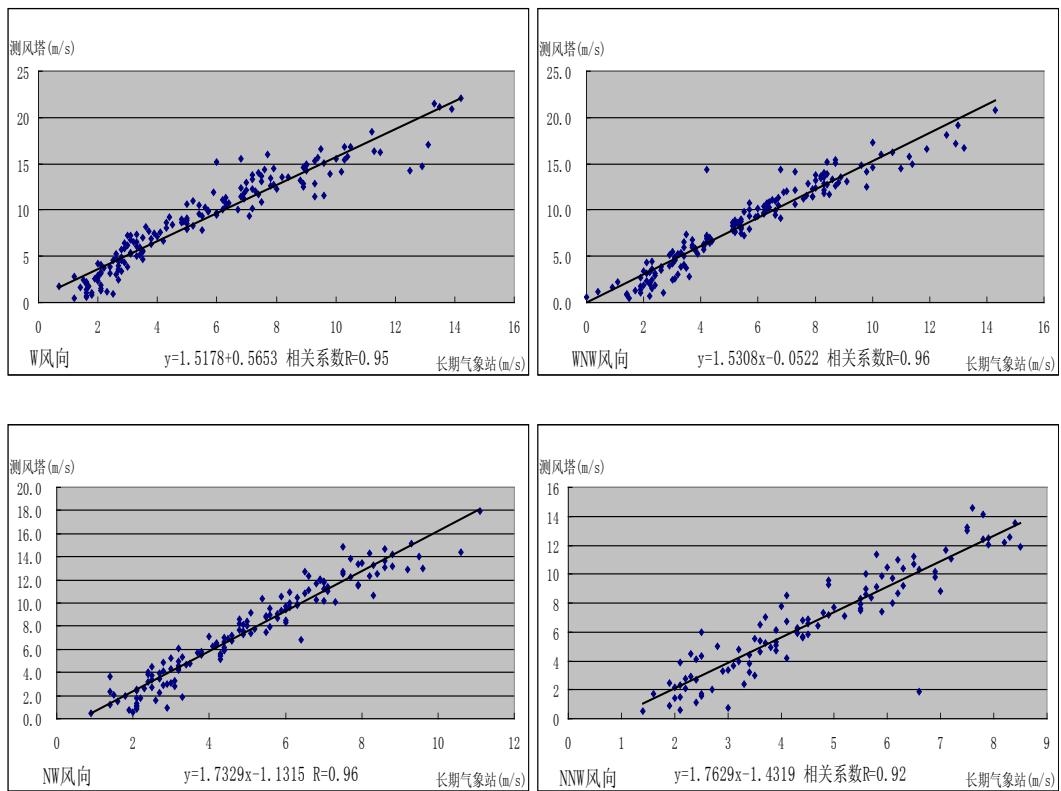


图 2-15 测风塔 10m 高度与同期气象站相关性分析

2.6.2 测风数据订正

分析测风塔与气象站各风向象限相关性得出风速相关曲线方程，将参照气象站多年平均风速和测风年平均风速分别代入各自方程，求出其风速代数差值，对测风塔数据的各个风向象限内的每个风速都加上对应的风速代数差值，即可获得风电场代表年的风速系列。

测风塔数据订正时白云鄂博气象站多年平均风速取近 30 年 1983~2012 年的平均风速 4.7m/s，测风年平均风速为 3.9m/s，进而得出风电场代表年测风数据。

2.7 风电场代表年数据分析

2.7.1 代表年平均风速和风功率密度统计

测风塔代表年 10m、70m 平均风速和风功率密度分别为 7.49m/s、

9.39m/s 和 365W/m^2 、 666W/m^2 。结果见表 2-25。

表 2-25 代表年各高度风速和风功率密度统计表

高度 (m)	风速 (m/s)	风功率密度 (W/m^2)
10	7.5	365
70	9.4	666

2.7.2 代表年风资源分析

2.7.2.1 年内月变化

对风电场代表年 70m 和 10m 高度年内月变化进行分析，测风塔 70m 高度年平均风速为 9.4m/s，年平均风功率密度为 666W/m^2 ；10m 高度年平均风速为 7.5m/s，年平均风功率密度为 365W/m^2 。各月平均风速及平均风功率密度变化，4 月和 11、12 月相对较大，12 月为全年最大，6~9 月相对较小，7 月为全年最小。风电场代表年 70m 和 10m 高度年平均风速和风功率密度见表 2-26、表 2-27 和图 2-16、图 2-17。

表 2-26 代表年 70m 和 10m 高度平均风速年变化表

单位：m/s

月份 高度	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年平均
70m	9.2	9.6	9.0	10.9	9.0	9.1	7.4	8.6	8.0	9.9	11.5	10.7	9.4
10m	7.3	7.7	7.5	9.1	7.4	7.2	5.6	6.7	5.9	7.7	9.3	8.6	7.5

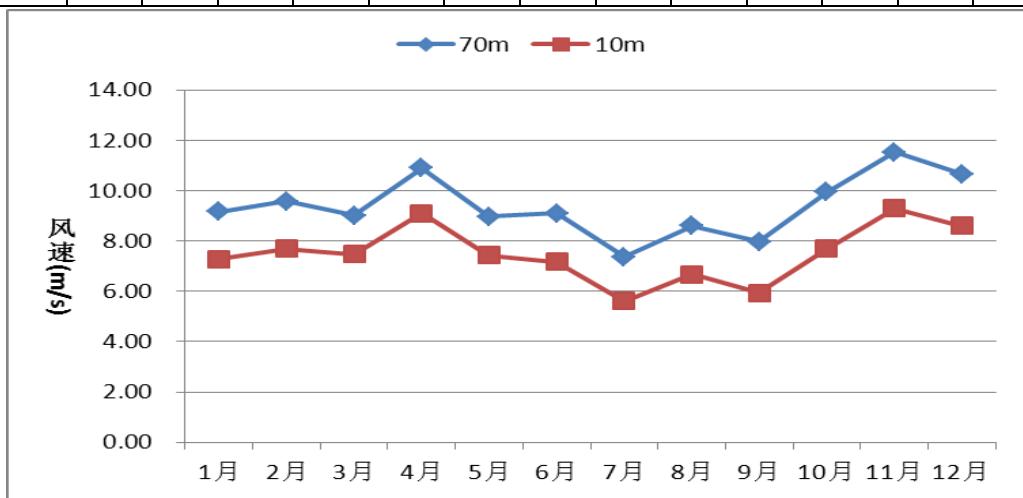


图 2-16 代表年代表年 70m 和 10m 高度风速月变化

表 2-27 代表年代表年 70m 和 10m 高度风功率月变化表

单位: W/m²

月份 高度 \ 月份 高度	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年平均
70m	578	645	650	916	590	556	325	541	420	735	1115	928	666
10m	302	349	393	578	353	291	161	271	186	382	616	507	365

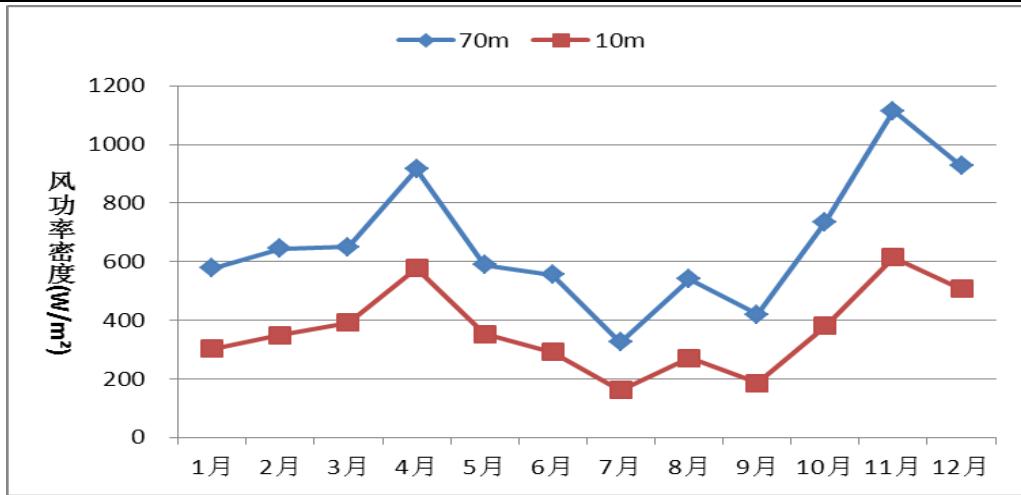


图 2-17 代表年代表年 70m 和 10m 高度风功率月变化

2.7.2.2 年内日变化

对风电场代表年 70m 和 10m 高度的风速和风功率密度年内日变化进行分析，平均风速在 21 时至次日 2 时呈上升趋势，次日 2 时为全天最大，次日 3 是至 13 时呈平稳趋势，14 时至 20 时逐渐下降，20 时为全天最小；风功率密度变化趋势与风速变化趋势一致，但幅度较大。风电场代表年 70m 和 10m 高度平均风速和风功率密度年内日变化分别见表 2-28、表 2-29 和图 2-18、图 2-19：

表 2-28 代表年 70m 和 10m 高度平均风速日变化表

单位: m/s

时间 高度 \ 时间 高度	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00
70m	9.5	9.7	10.0	9.9	9.8	9.7	9.7	9.4	9.4	9.3	9.3	9.4
10m	6.9	7.1	7.3	7.3	7.2	7.2	7.2	7.4	7.7	8.1	8.3	8.4
时间 高度 \ 时间 高度	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
70m	9.4	9.6	9.6	9.5	9.5	9.1	8.9	8.8	8.7	8.9	9.1	9.3
10m	8.5	8.6	8.6	8.5	8.3	7.7	7.0	6.6	6.3	6.4	6.6	6.7

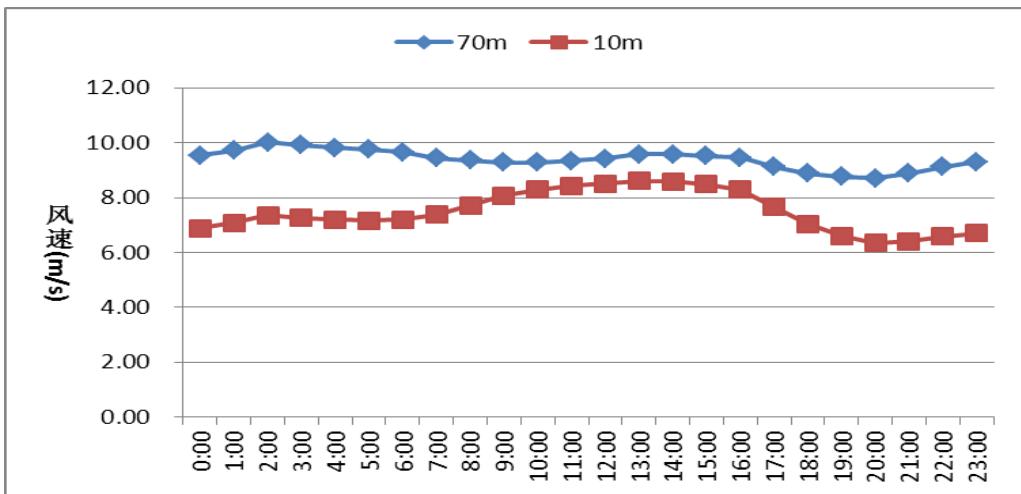


图 2-18 代表年 70m 和 10m 高度风速日变化表

表 2-29 代表年 70m 和 10m 高度风功率日变化表

单位: W/m²

时间 高度 \ \	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00
70m	684	711	776	747	734	728	722	683	665	655	675	690
10m	282	298	329	308	305	304	315	336	381	440	488	514
时间 高度 \ \	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
70m	695	714	711	684	656	601	547	525	536	574	618	645
10m	519	531	524	497	457	379	299	249	237	245	260	268

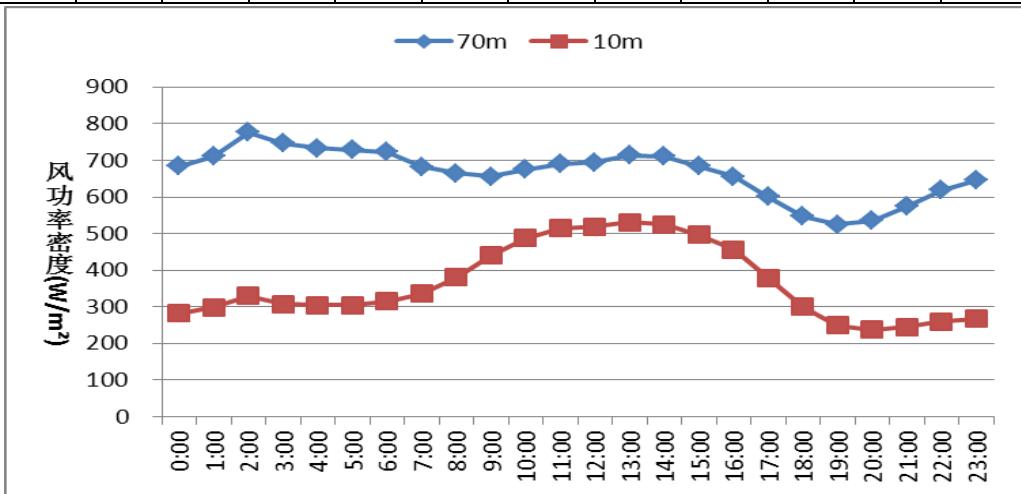


图 2-19 代表年 70m 和 10m 高度风功率密度日变化表

2.7.3 风速频率和风能频率分布

分析风电场代表年数据，风电场代表年 70m 高度平均风速为 2.0~18m/s 的风速频率较大，约占 98.6%；平均风速为 6.0~20m/s 的

风能频率较大，约占 96.6%。10m 高度平均风速为 2.0~15m/s 的风速频率较大，约占 98.3%；平均风速为 5.0~17m/s 的风能频率较大，约占 95.3%。各高度风速和风能分布具体见表 2-30~2-31 和图 2-20~2-21：

表 2-30 风电场代表年 70m 高度风速及风能频率分布

单位：(%)

风速等级	70m		风速等级	70m	
风速等级	风速频率	风能频率	风速等级	风速频率	风能频率
<0.5	0.5	0.0	13	5.4	11.7
1	1.8	0.0	14	3.9	10.3
2	3.3	0.1	15	2.7	8.7
3	5.3	0.3	16	1.4	5.6
4	6.5	0.7	17	0.8	3.7
5	7.8	1.3	18	0.5	2.5
6	8.2	2.2	19	0.2	1.4
7	8.8	3.6	20	0.1	0.7
8	9.7	5.6	21	0.0	0.4
9	9.0	7.2	22	0.0	0.1
10	9.0	9.6	23	0.0	0.4
11	8.6	11.8	24	0.0	0.4
12	6.5	11.2	25	0.0	0.3

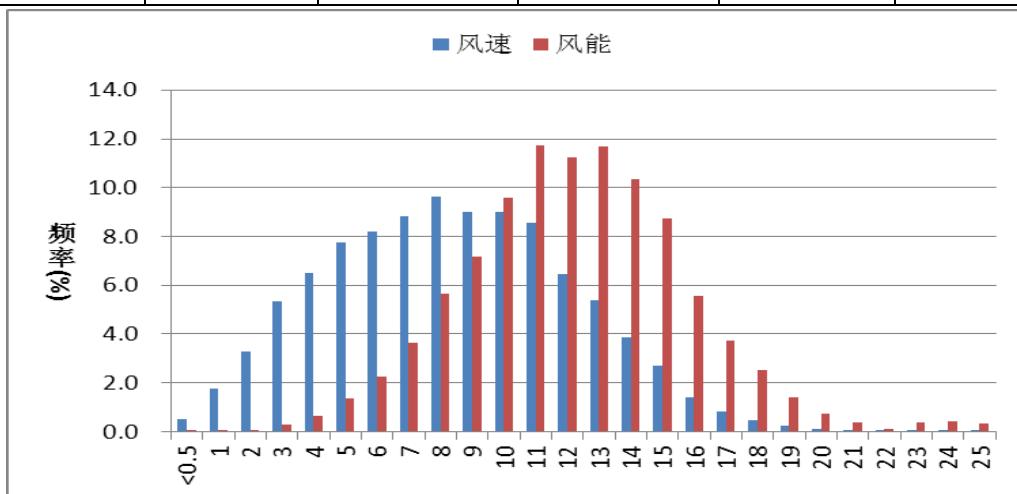


图 2-20 风电场代表年 70m 高度风速及风能频率分布

表 2-31 风电场代表年 10m 高度风速及风能频率分布

单位：(%)

风速等级	10m		风速等级	10m	
风速等级	风速频率	风能频率	风速等级	风速频率	风能频率
<0.5	1.3	0.0	12	3.2	10.1
1	4.4	0.1	13	2.4	9.4

2	6.6	0.3	14	1.1	5.5
3	8.1	0.8	15	0.7	3.9
4	9.8	1.8	16	0.2	1.7
5	10.8	3.5	17	0.1	1.2
6	11.9	5.9	18	0.1	0.8
7	11.4	8.5	19	0.0	0.4
8	9.3	9.8	20	0.0	0.2
9	7.3	10.7	21	0.1	1.0
10	6.3	12.2	22	0.0	0.2
11	4.9	12.2			

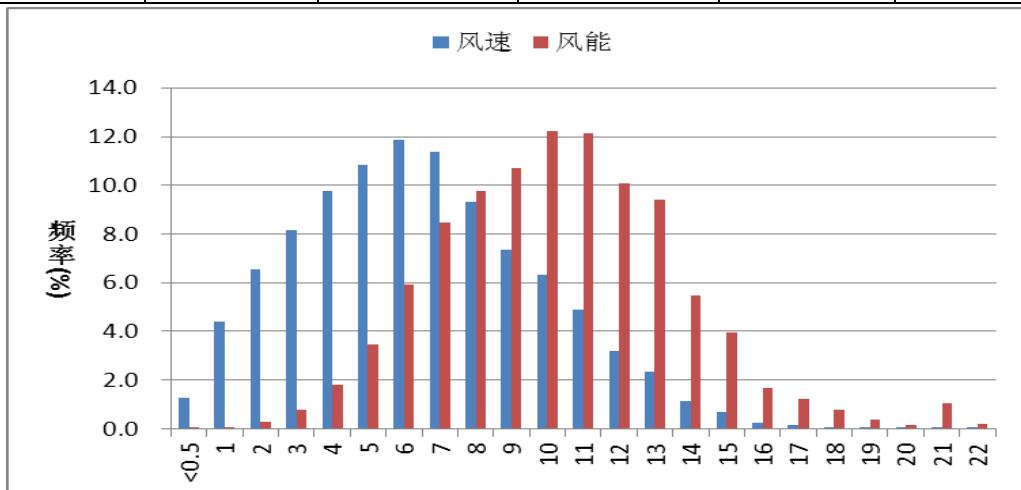


图 2-21 风电场代表年 10m 高度风速及风能频率分布直方图

2.7.4 风向及风能方向频率

对风电场代表年 70m 高度全年风向和风能频率分别进行分析，风电场代表年 70m 高度全年风向主要集中于 SSW~WNW，占全年风向的 65.6%；风能主要集中于 SSW~WNW 之间，占总风能的 80.9%，易于风机的布置。风电场代表年 70m 高度风向和风能频率统计见表 2-32 和图 2-22：

表 2-32 风电场代表年 70m 高度风向和风能频率

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
风向频率 (%)	0.7	2.3	2.2	2.0	2.3	2.6	2.5	2.2	7.0	13.8	15.0	13.4	11.9	11.5	7.3	3.3
风能频率 (%)	0.3	0.6	0.7	0.5	0.4	0.5	0.6	0.6	8.1	21.3	20.7	15.4	13.5	10.0	5.3	1.4

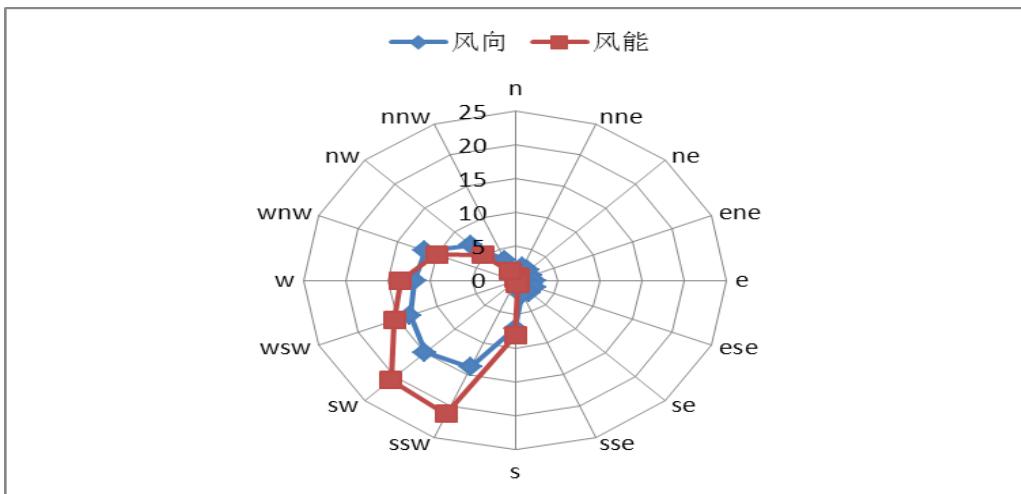


图 2-22 风电场代表年 70m 高度风向和风能频率

风电场代表年 10m 高度全年风向主要集中于 SSW~WNW，占全年风向的 65.1%；风能主要集中于 SSW~WNW 之间，占总风能的 79%。风电场代表年 10m 高度风向和风能频率统计见表 2-33 和图 2-23：

表 2-33 风电场代表年 10m 高度风向和风能频率

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
风向频率 (%)	0.8	2.2	2.1	1.7	1.6	1.9	2.7	2.6	7.8	18.3	14.1	9.3	11.5	11.9	7.9	3.6
风能频率 (%)	0.4	0.9	0.8	0.4	0.2	0.3	0.5	0.7	4.6	18.3	18.5	9.8	16.1	16.4	9.5	2.7

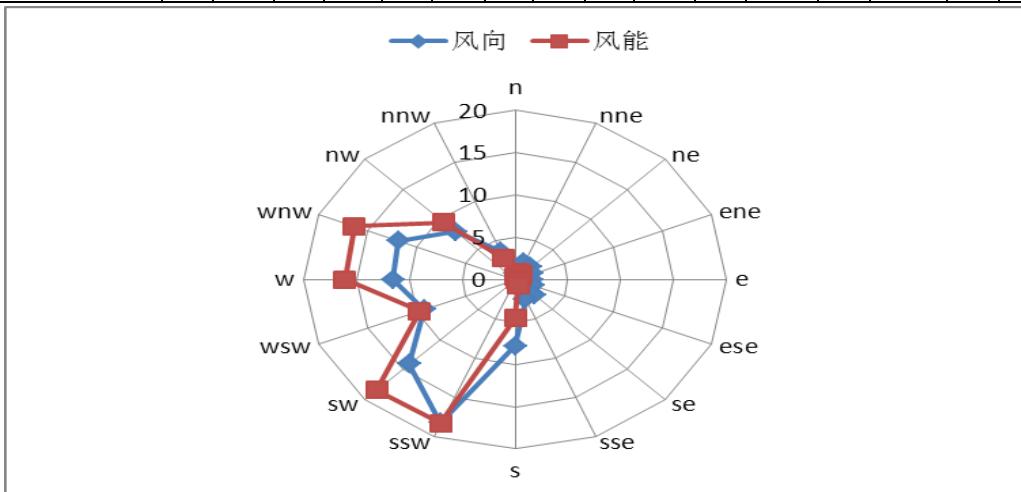


图 2-23 风电场代表年 10m 高度风向和风能频率分布图

2.7.5 轮毂高度处风能资源评估

由于本项目所选机型轮毂高度为 65m、80m，因此对轮毂高度的风资源进行分析，可利用拟定的风切变指数，通过各高度风速的幂定

律变化关系得出，最终结果为 65m、80m 高度年平均风速分别为 9.8m/s、10.1m/s，年风功率密度为 735W/m²、795W/m²，具体见表 2-34~2-35 和图 2-24~2-25：

表 2-34 轮毂高度代表年逐月平均风速年变化表

单位：(m/s)

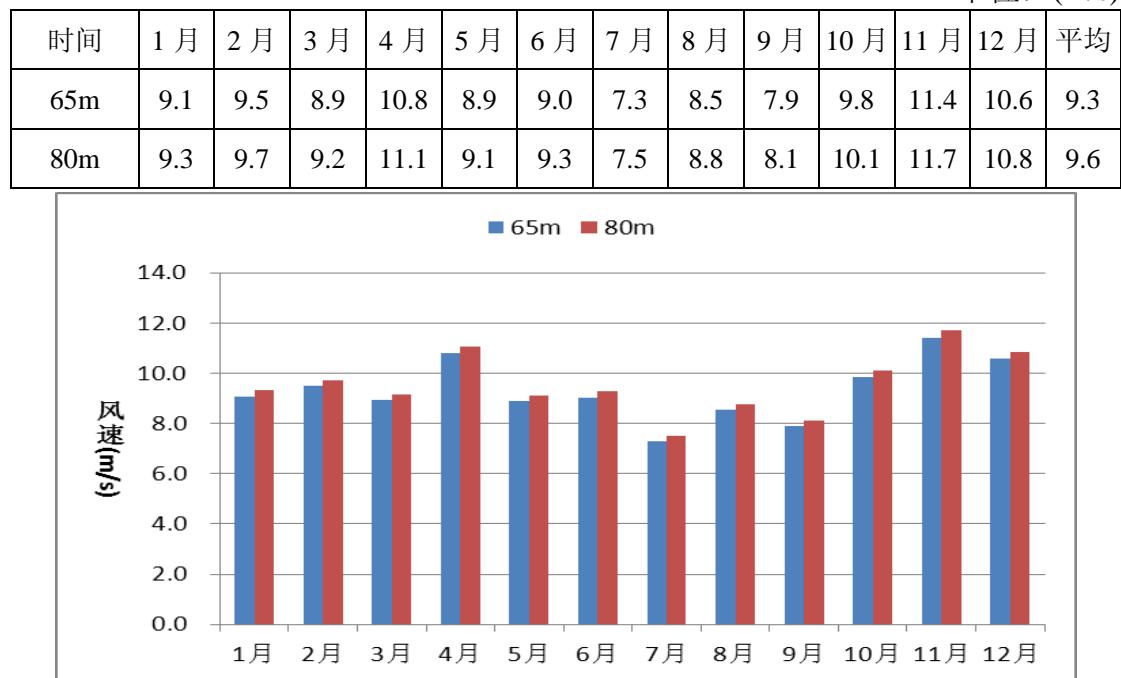


图 2-24 轮毂高度代表年逐月平均风速变化

表 2-35 轮毂高度代表年逐月平均风功率密度年变化表

单位：(W/m²)

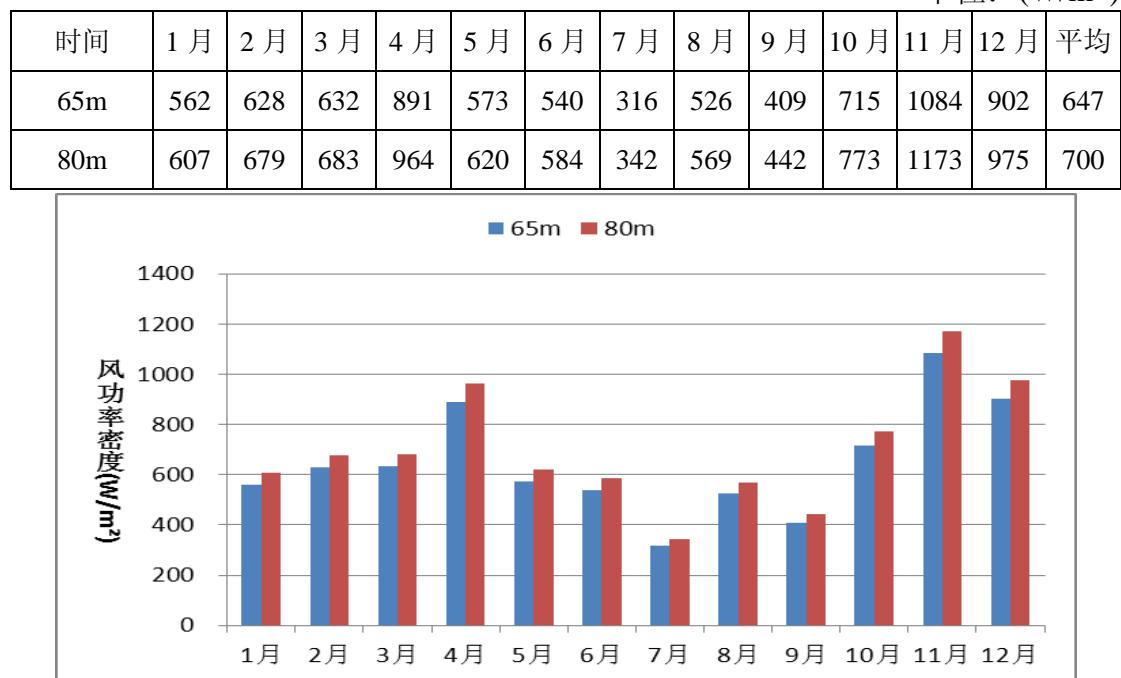


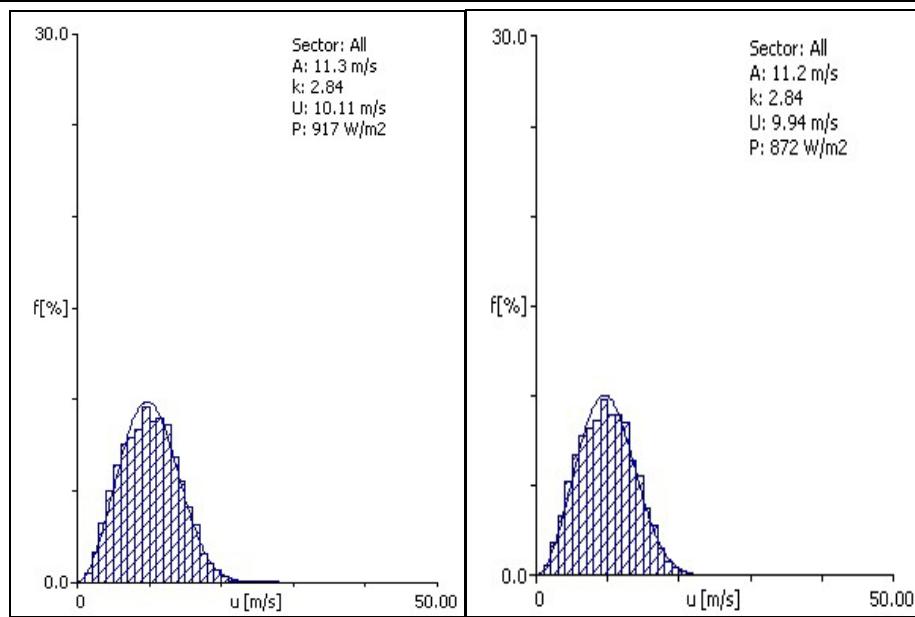
图 2-25 轮毂高度代表年逐月平均风功率密度变化

2.7.6 不同高度的风速频率 Weibull 分布

通常采用 Weibull 分布作为风速的经验分布, Weibull 分布曲线的形状参数 A 和尺寸参数 K 估算结果见表 2-36 和图 2-26。

表 2-36 各高度 Weibull 分布曲线参数 A、K

高度	A	K
80	11.3	2.84
70	11.2	2.84
65	11.1	2.85
10	8.9	2.48



80m

70m

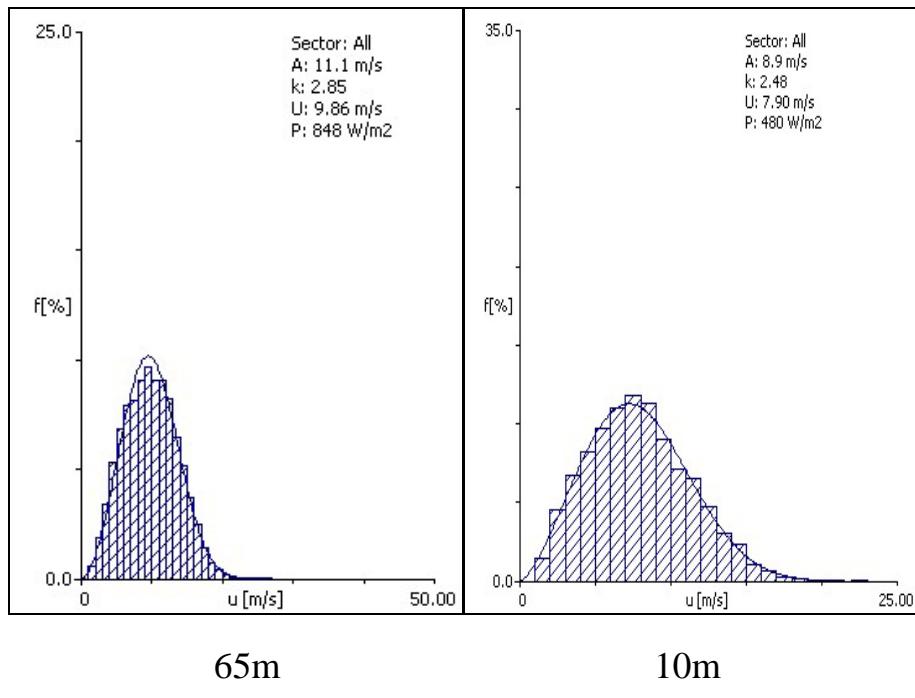


图 2-26 各高度 Weibull 分布曲线图

2.8 风电场风能资源评价结论

通过对风电场区域内测风塔测风数据的分析处理，采用参考气象站同期气象资料订正出风电场测风塔代表年数据，并分析计算出代表年各风能要素，得出风电场区域风能资源评价结论。

1、风电场代表年 10m 高度年平均风速为 7.5m/s，70m 高度年平均风速为 9.4m/s，轮毂高度 65m、80m 处年平均风速为 9.3m/s、9.6m/s；相应的风功率密度分别为 $365\text{W}/\text{m}^2$ 、 $666\text{W}/\text{m}^2$ 和 $647\text{W}/\text{m}^2$ 、 $700\text{W}/\text{m}^2$ ，风电场风功率密度等级为 6 级，风能资源较丰富，具有较好的开发价值。

2、风电场代表年 70m 高度全年风向主要集中于 SSW~WNW，占全年风向的 65.6%；风能主要集中于 SSW~WNW 之间，占总风能的 80.9%，易于风机的布置。

3、风电场代表年各高度风速和风功率密度变化趋势基本一致，

各月平均风速变化幅度较大，各月平均风速及平均风功率密度变化，4月和11、12月相对较大，12月为全年最大，6~9月相对较小，7月为全年最小；平均风速日变不大，风功率密度日变化幅度较大但规律性强。

4、风电场区域65m、70m、80m高度50年一遇最大10min风速分别为41.1m/s、41.5m/s、42.2m/s，湍流强度较小，本风电场适合IEC61400-1标准的II C类及以上风力发电机组。

2.9 附图

附图 1 10m 高度代表年各月风速和风能日变化

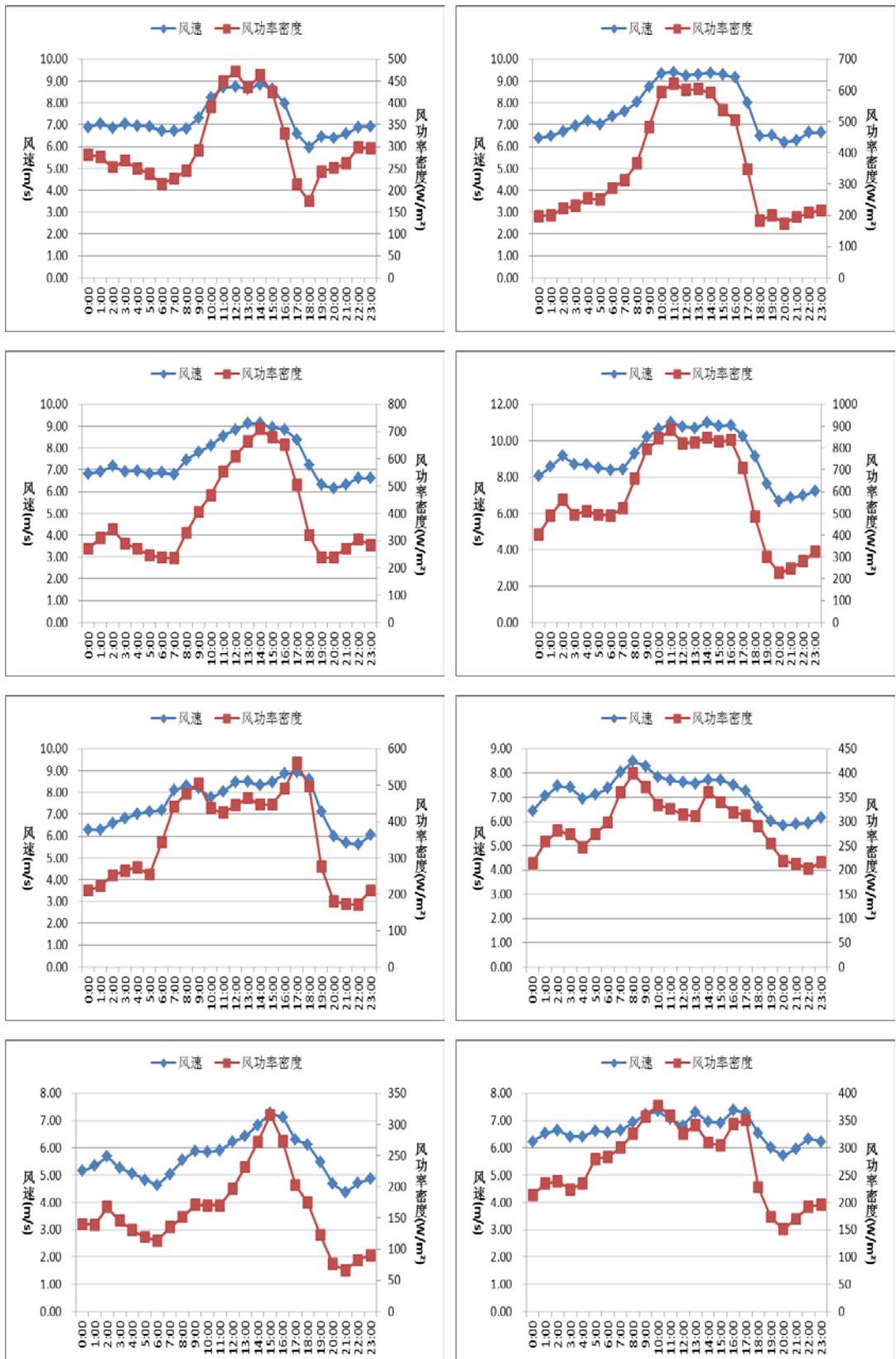
附图 2 70m 高度代表年各月风速和风能日变化

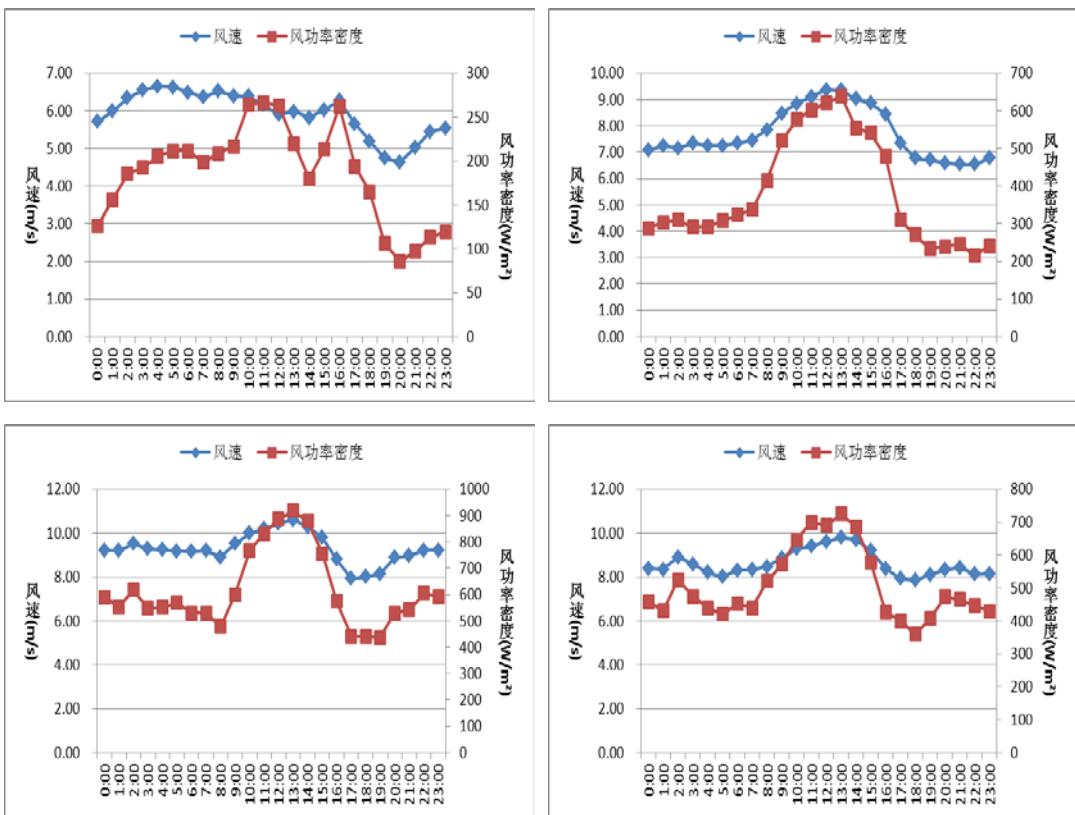
附图 3 10m 高度代表年各月风向频率玫瑰图

附图 4 10m 高度代表年各月风能频率玫瑰图

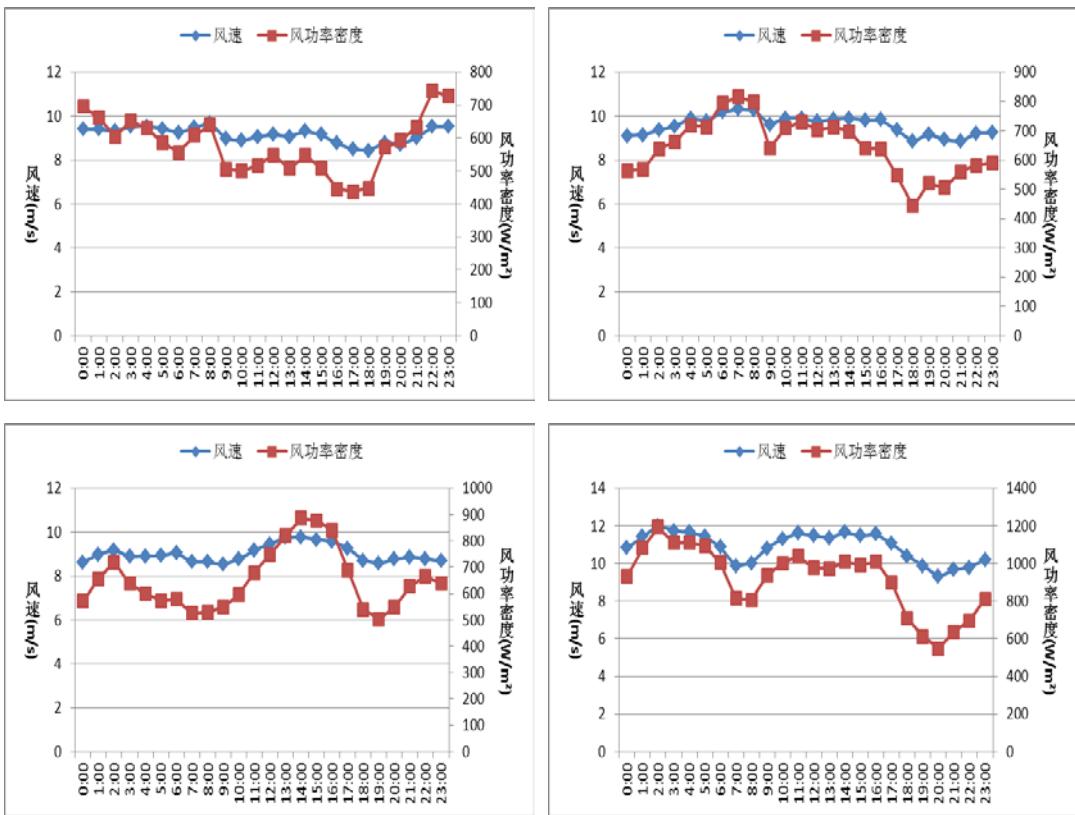
附图 5 70m 高度代表年各月风向频率玫瑰图

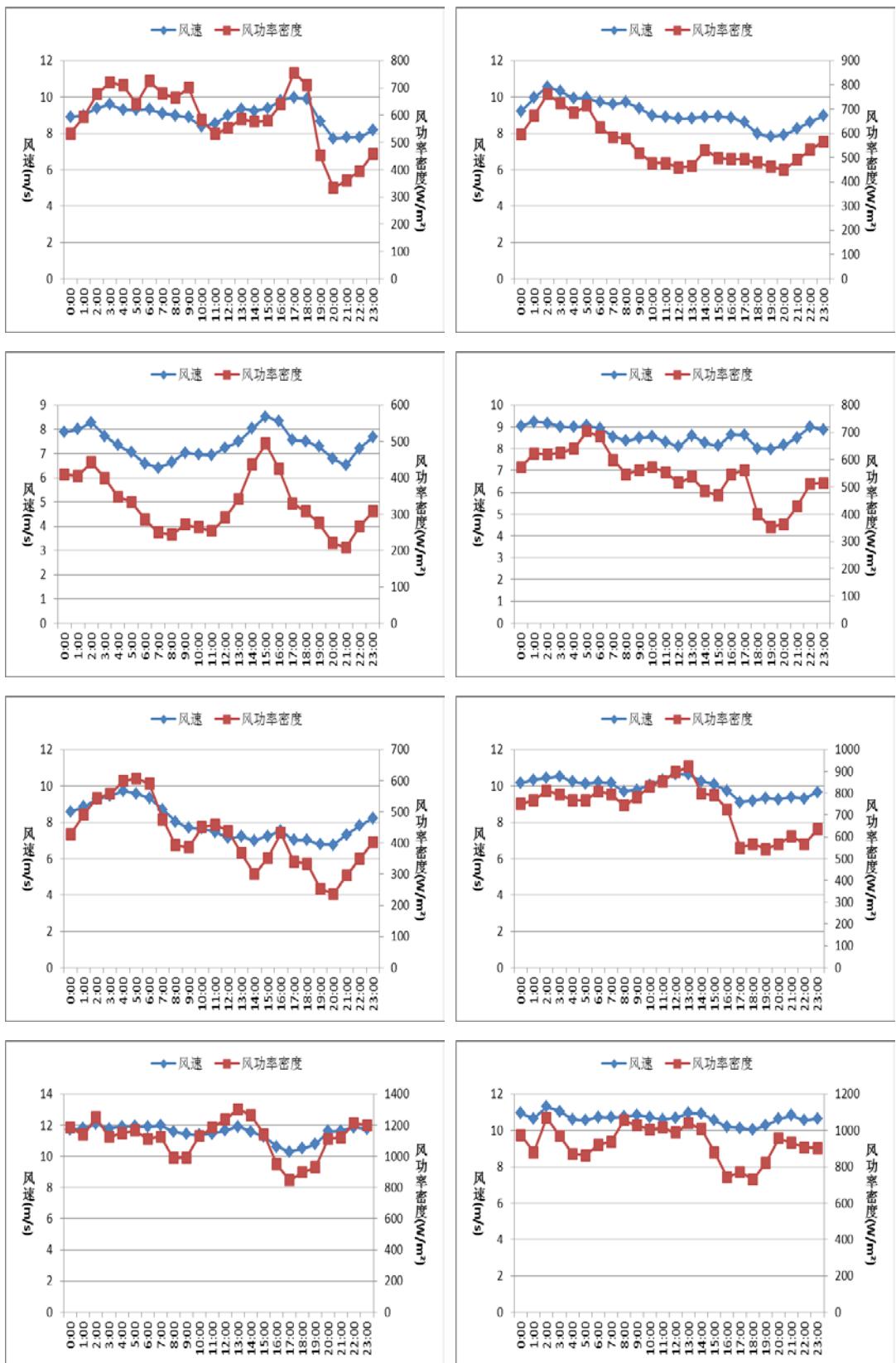
附图 6 70m 高度代表年各月风能频率玫瑰图



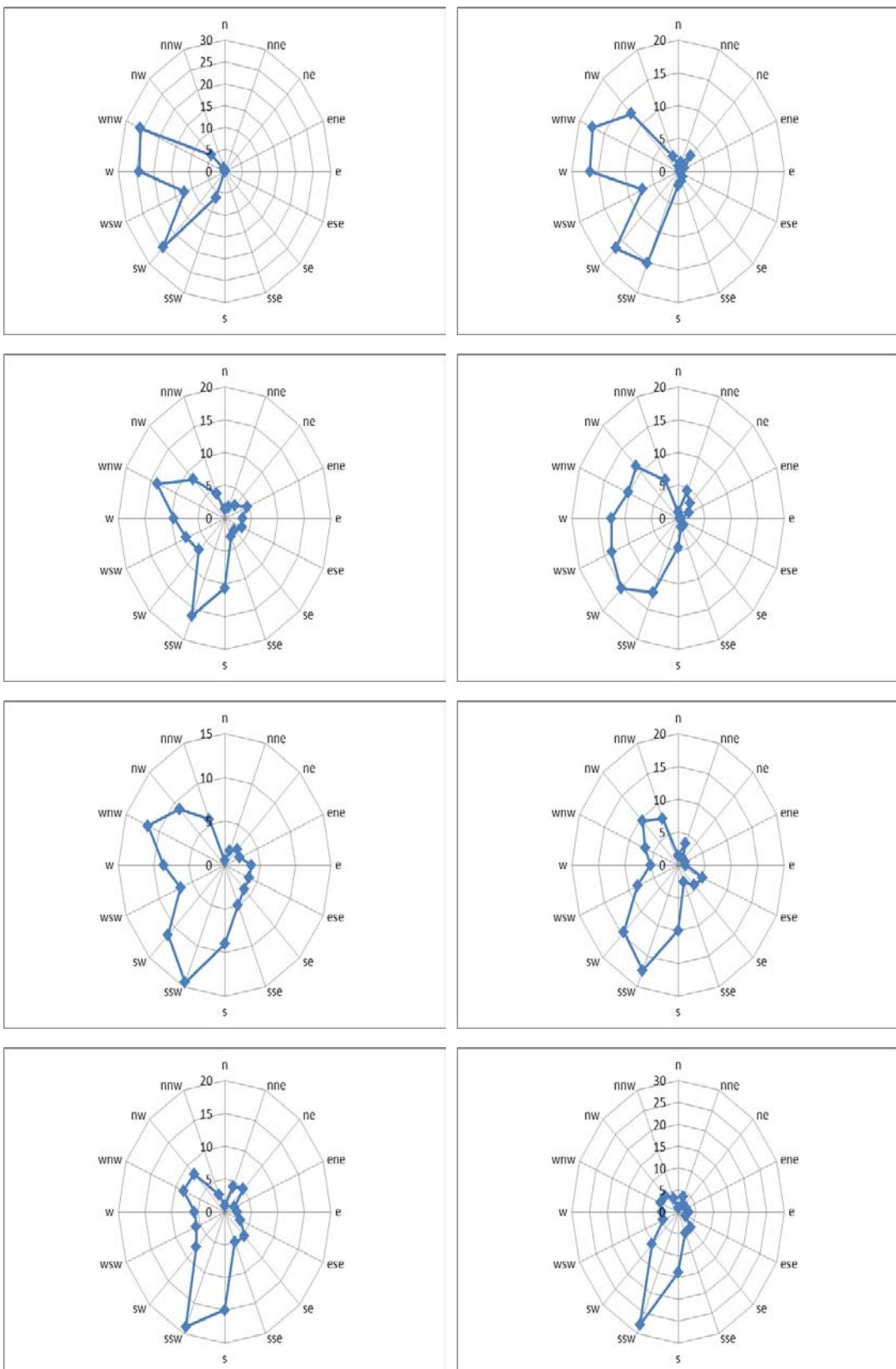


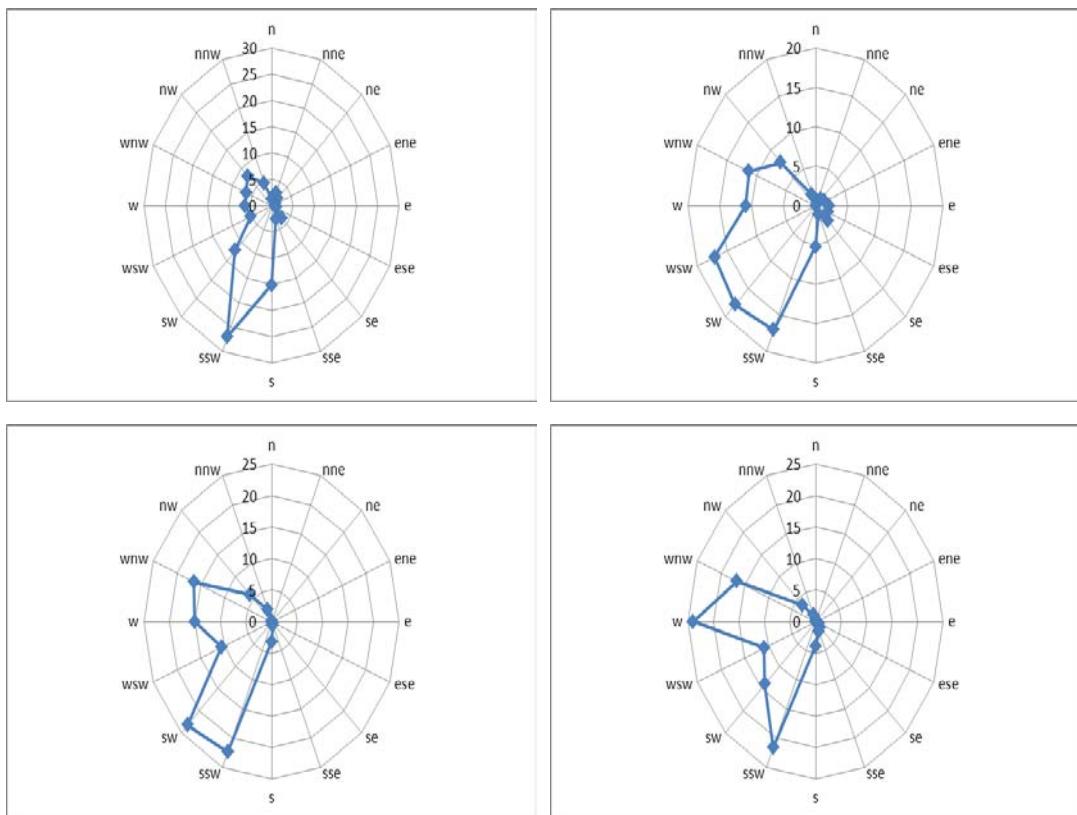
附图 1 10m 高度代表年各月风速和风能日变化



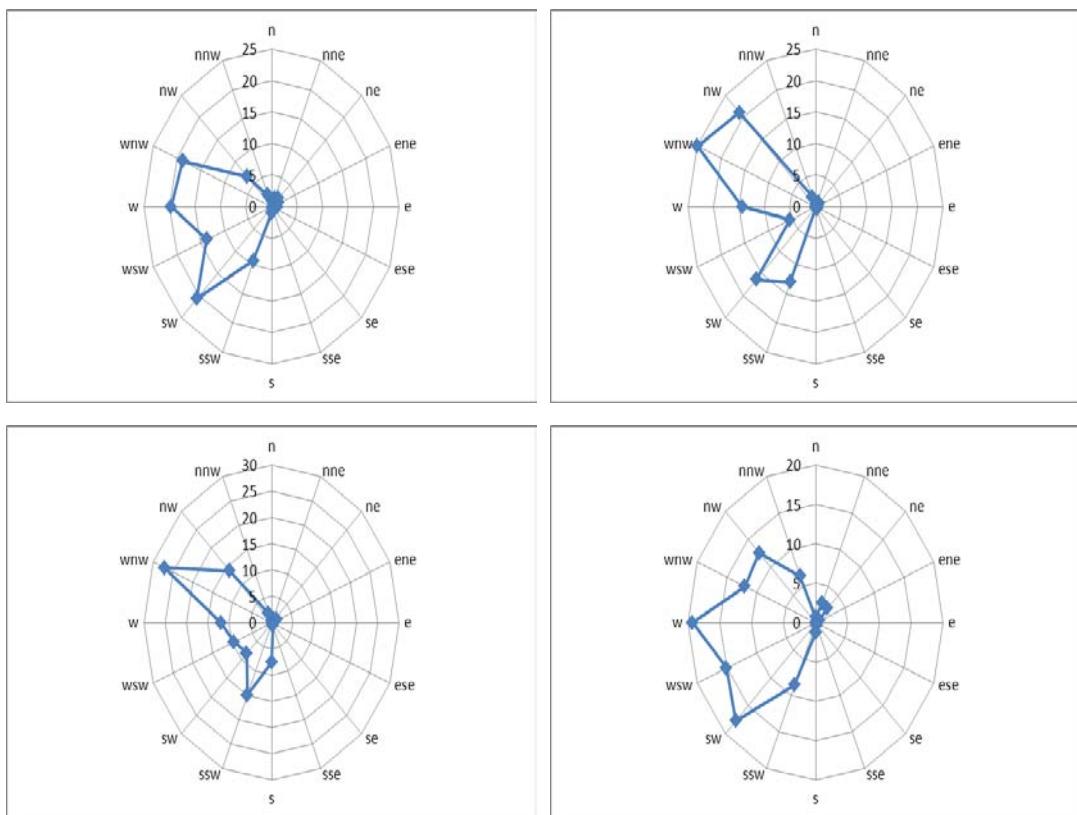


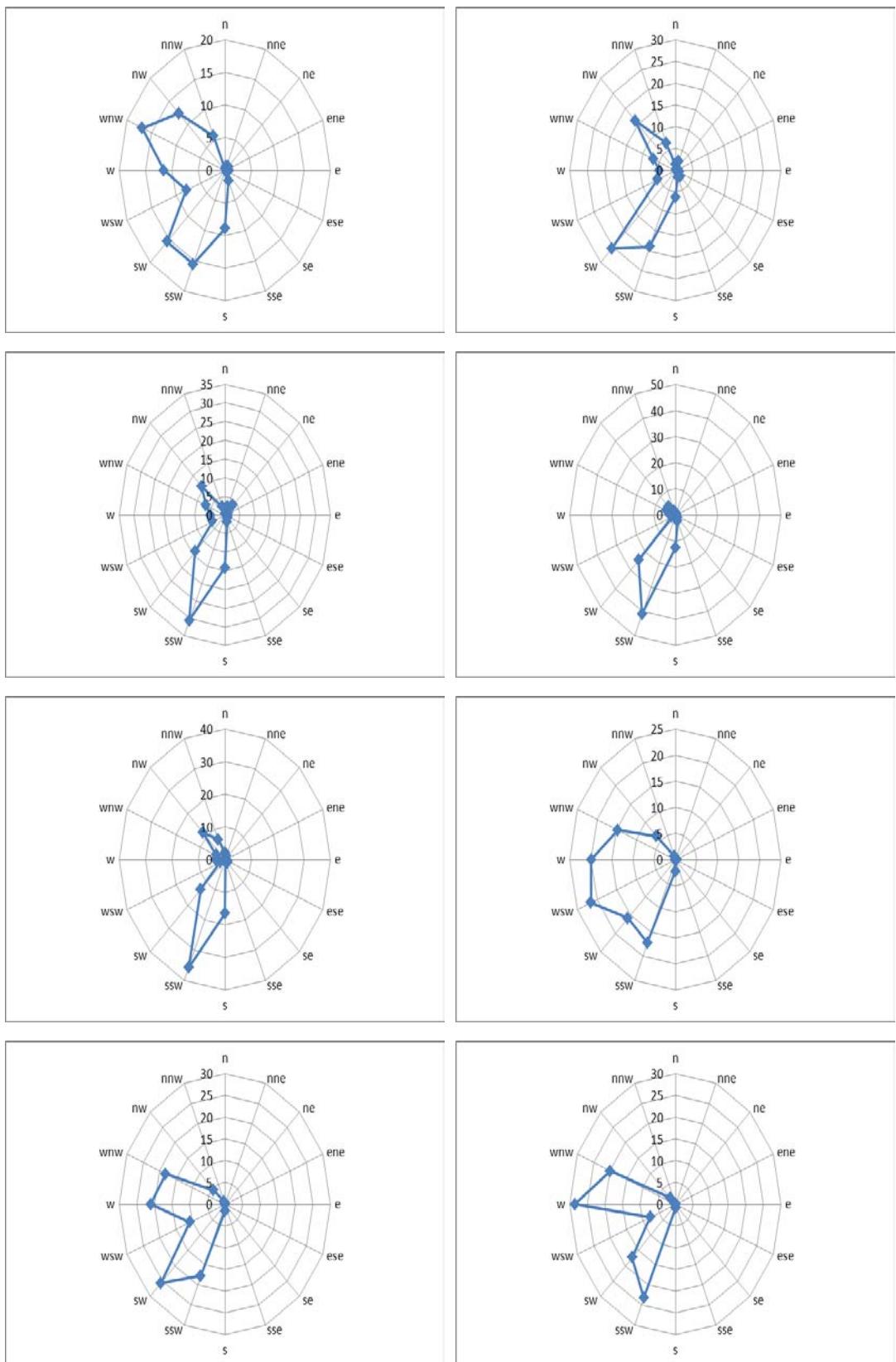
附图 2 70m 高度代表年各月风速和风能日变化



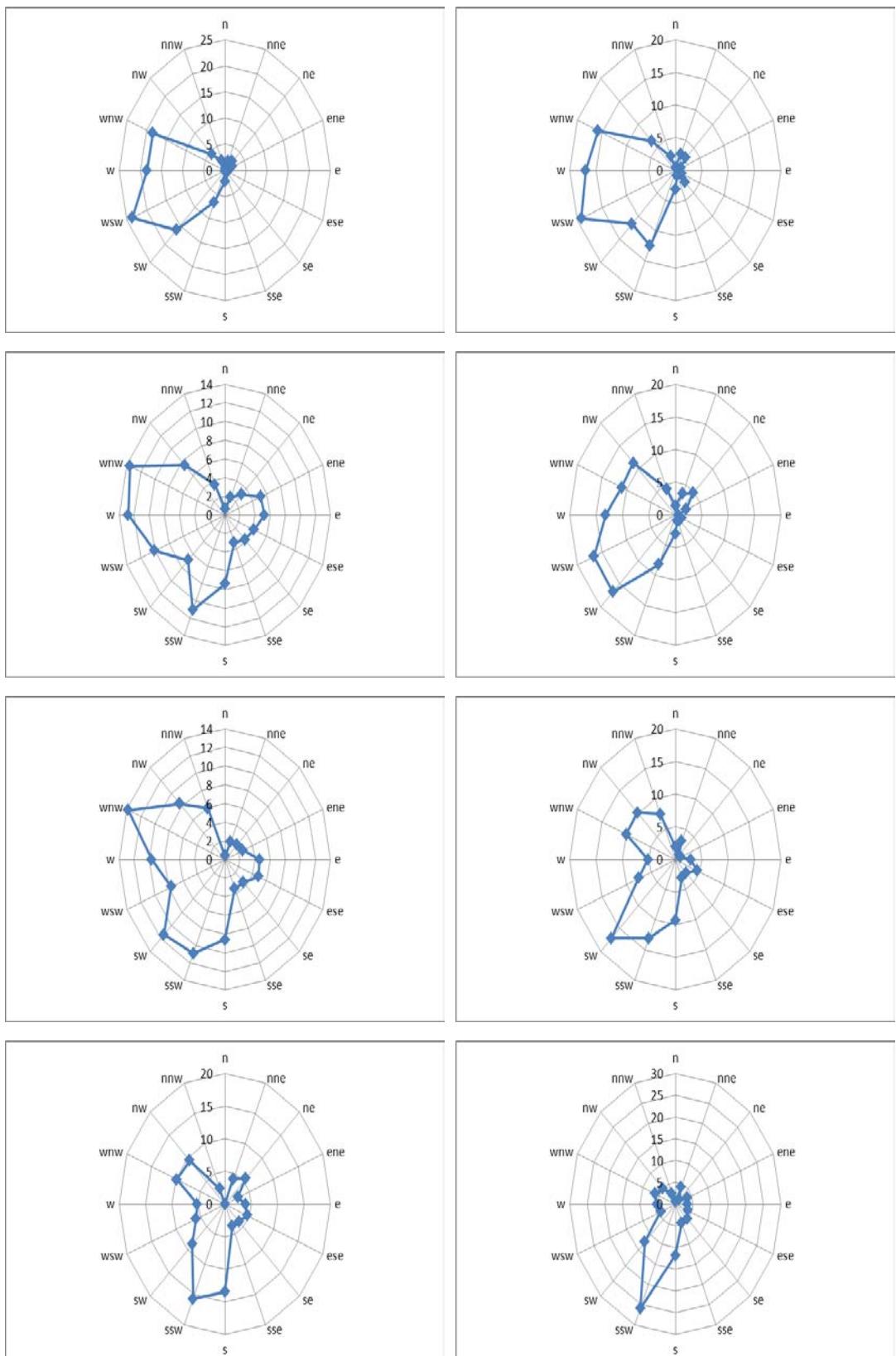


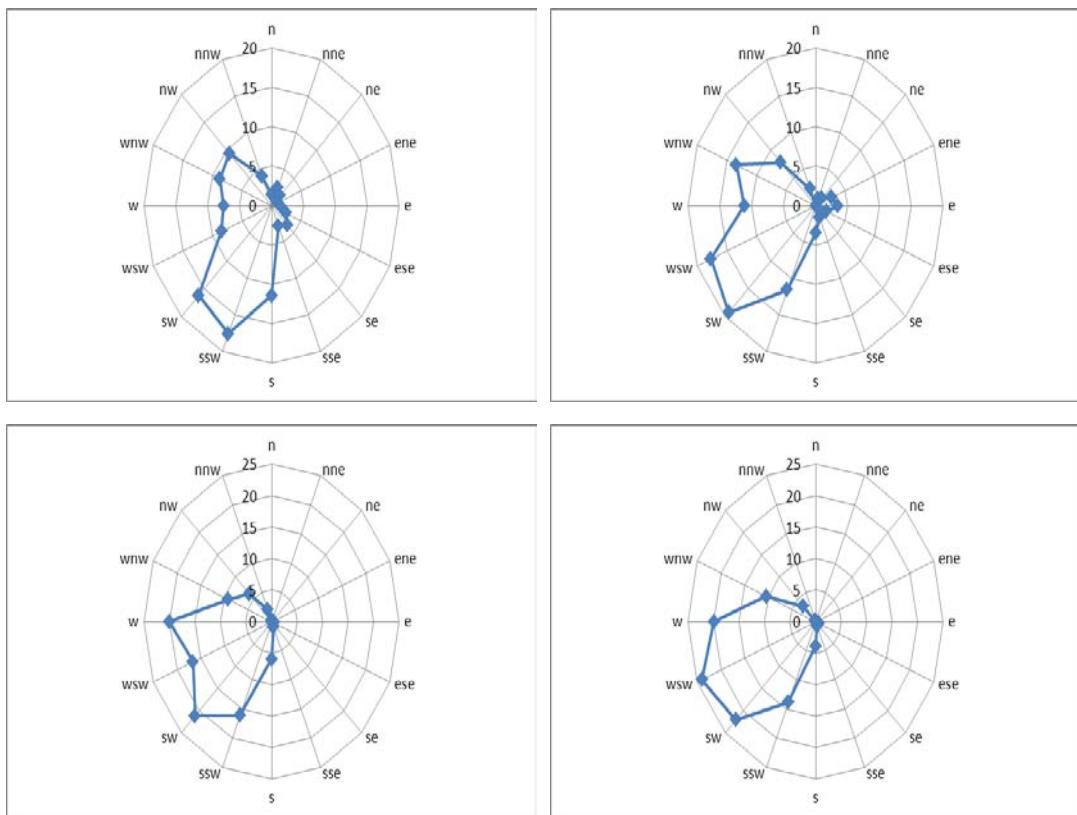
附图3 10m高度代表年各月风向频率玫瑰图



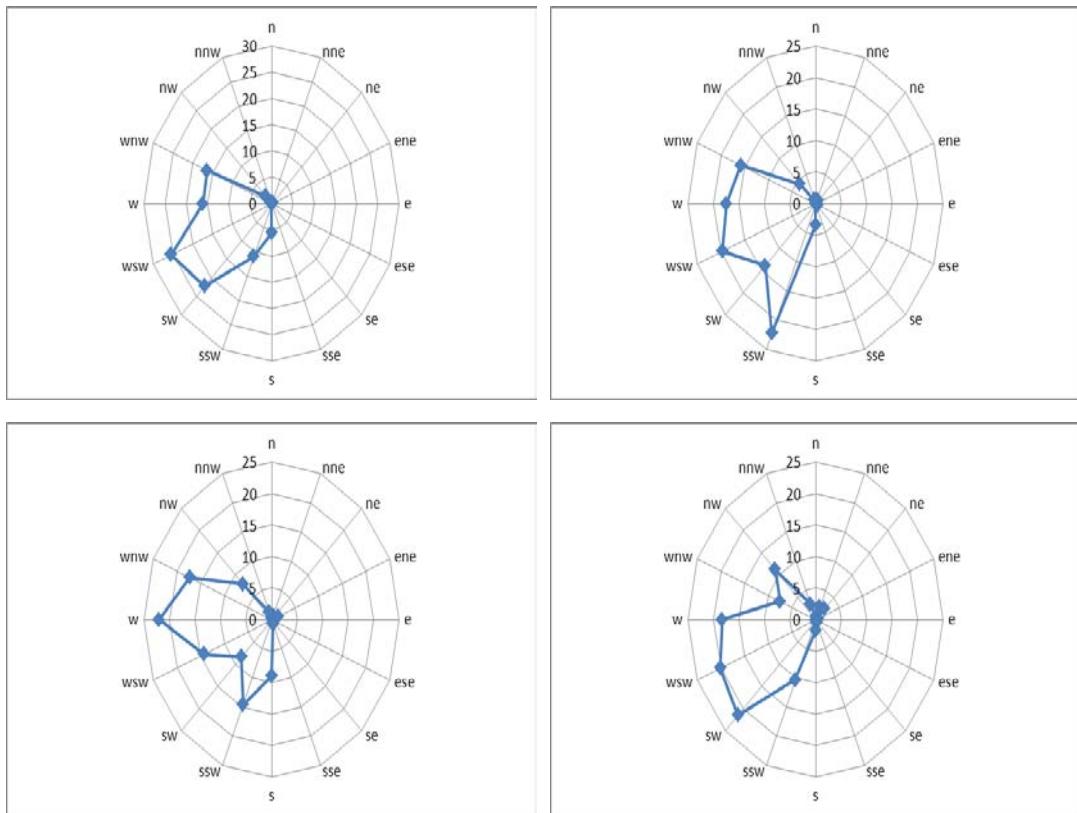


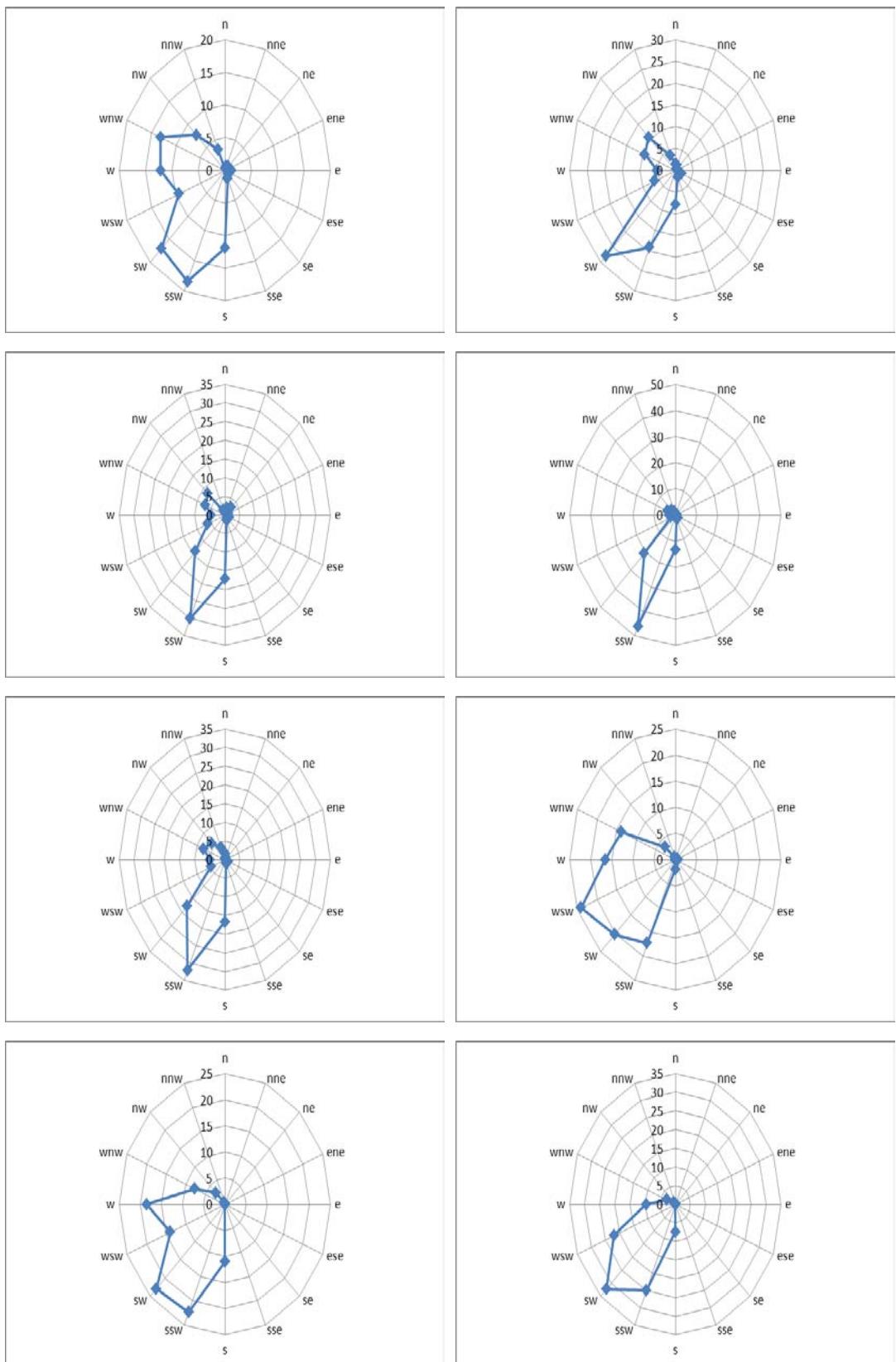
附图 4 10m 高度代表年各月风能频率玫瑰图





附图 5 70m 高度代表年各月风向频率玫瑰图





附图 6 70m 高度代表年各月风能频率玫瑰图

3 工程地质

3.1 概述

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目工程，建设场地位于内蒙古自治区包头市达茂旗境内，百灵庙至巴音敖包路段，场址区域总面积 13.21km²。

3.2 勘察依据

本次勘察技术工作执行以下有关规范、规程、标准及规定：

- 1、《岩土工程勘察规范》(GB50021—2001 2009 年版);
- 2、《建筑地基基础设计规范》(GB50007—2011);
- 3、《建筑抗震设计规范》(GB50011—2010);
- 4、《岩土工程勘察安全规范》(GB50585—2010);
- 5、《建筑工程地质与取样技术规程》(JGJ/T87—2012);
- 6、《风电机组地基基础设计规定》(试行) (FD003—2007);
- 7、《土工试验方法标准》(GB/T50123—1999);
8. 《工程地质手册》(第四版)。

3.3 勘察方法与工作量

3.3.1 勘察方法

本工程坐标系统为西安 80 坐标系，高程系统为 W84 假设高程。测量定位采用 GPS、RTK 技术。

外业勘探工作采用 DPP100—III型钻机一台，采用回转钻进的工作方法，钻探中严格控制回次进尺，及时描述记录地层，在代表性土层采取土样和原位测试。采取原状样使用静压式普通取土器，及时封存，及时送样，确保取样质量。圆锥动力触探试验对土层进行现场原位测试工作，使用 63.5kg 自动脱钩落锤，贯入器完好无损。

内业技术资料整理采用北京理正软件设计研究院研发的工程地质勘察计算机辅助设计软件 GICAD (6.81 版)，进行数据统计及成果图表的输出。

3.3.2 工作量的布置情况

本次勘察依据《岩土工程勘察规范》(GB 50021—2001) 及建设单位提供的总平面图布置工作量。共布置 8 个钻孔。钻孔深度均为 20.00m，钻孔间距在 700.00～800.00m 之间。详见“勘探点平面位置示意图”。

3.3.3 工作量的完成情况

勘测单位于 2013 年 8 月 21 日进入现场进行勘探工作，利用四天的时间完成了 8 个钻孔的外业钻探测试任务。

2013年8月29日内业资料整理结束并提交岩土工程勘察报告。

具体工作量完成情况见表1。

勘察工作量完成情况一览表 表1

勘察项目		单位	数量	技术要求	备注
钻孔	技术孔	个	6	按规范及勘察纲要要求取土和原位测试	采用泥浆护壁回转工艺钻进
	鉴别孔	个	2	钻探回次进尺记录、描述、划分地层	
	总进尺	米	160		
取样	原状样	件	6	及时取样，及时密封	
	岩样	件	14		
原位 测试	重型动力 触探试验	米	0.9	连续贯入	适用于碎石土
室内 试验	常规物理 力学试验	件	6	密度、比重、界限含水量等	
	岩石抗压 强度试验	件	12	测试岩石的抗压强度	
勘察 报告	岩土工程 勘察报告	册	4	严格按《岩土工程勘察规范》等有关规范执行	

3.4 区域地质及构造稳定性

3.4.1 区域地质构造

达茂旗地处大青山北麓，内蒙古高原中部地带。地势南高北低，向北倾斜，南部为低山丘陵，北部为低缓丘陵，中部为高平原，地势平坦开阔。平均海拔1376米。山峰海拔高程最高为哈布特盖吉苏敖

包 1846 米，一般在 1300 米左右，相对高程为 30~100 米。境内最低点为腾格淖尔 1058 米。

3.4.2 地震烈度

达茂旗地区是抗震设防烈度 VI 度区，设计基本地震加速度值为 0.05g，设计地震分组为第三组。

3.4.3 场地类别

依据现行《建筑抗震设计规范》(GB 50011—2010) 的有关规定，参考以往在该地区附近的相关资料，综合评价该工程建筑场地类别为 I 类，为可进行建设的一般场地。

3.4.4 稳定性、适宜性评价

评价场地的稳定性、适宜性一般来说应从以下几个方面考虑：

- 1、是否有浅埋的全新世活动断裂以及正在活动的地裂缝从场地通过；
- 2、场地是否处于斜坡地段；
- 3、场地是否处于对建筑抗震危险地段；
- 4、场地内不良地质作用是否发育

经过现场踏勘、本次钻探测试以及对已有地质资料的分析研究表明，勘察场地处于同一地貌单元，地形起伏较大，岩土层分布相对稳定。场地内无不良地质作用，地质灾害发育可能性小，属于可进行建

设的一般场地。

综上所述，场地稳定性良好，适宜工程建设。

3.5 场地工程地质条件

3.5.1 自然地理及气象水文

达尔罕茂明安联合旗(简称“达茂旗”),地理坐标为北纬 $40^{\circ}20' \sim 42^{\circ}40'$, 东经 $109^{\circ}16' \sim 110^{\circ}25'$, 位于内蒙古自治区中北部, 行政隶属于包头市。地处中温带, 又深居内陆腹地, 大陆性气候特征十分显著, 属中温带半干旱大陆性气候。冬季寒冷干燥, 夏季干旱炎热, 寒暑变化强烈, 昼夜温差大, 降雨量少, 而且年际变化悬殊, 无霜期短, 蒸发量大, 大风较多, 日照充足, 有效积温多。据达茂旗气象站资料显示, 最低气温-27°C, 最高气温 21.8°C, 年平均气温 2—2.9°C; 年降雨量为 2371.5mm, 降雨多集中在七、八两月, 而蒸发以五、六月为最; 年平均风速 4.1 米/秒, 风向多为西或北西向; 无霜期 93—100 天左右, 年日照 2846 小时; 冻结深度 2.33 米; 为典型的大陆性气候。

勘察场地地处呼包断陷盆地北部, 为丘陵地带, 地势起伏较大。钻孔孔口高程介于 1437.74~1479.42m 之间, 相对高差为 41.68m。

3.5.2 地层岩性

勘察场地位于百灵庙至巴音敖包路段。根据沉积物成因类型及岩性特点, 将勘探深度内的地层划分为 2 层, 各层分别描述如下:

第①层粉土 (Q_4^{al}): 黄褐色, 稍湿, 中密状态, 埋藏较浅, 层厚

0.20~0.90m，平均厚度 0.40m。

第②层石灰岩 (Z): 灰色，中风化，局部渐变为微风化，该层厚度较大，埋藏较深，本次勘察勘探深度内未穿透该层。

第②₁层石灰岩 (Z): 灰褐色，强风化，风化裂隙发育较明显，位于第②层的上部，厚度不均，层厚 1.40~3.50m，平均厚度 2.5m。

3.5.3 水文地质条件

勘察期间勘探深度范围内未见地下水。

3.6 风电场工程站址工程地质评价

3.6.1 风电场场地等级

根据本工程场址地质条件的复杂程度及场地、地基的复杂程度，依据《风电场场址工程地质勘察技术规定》(发改能源(2003) 1403号) 和《岩土工程勘察规范》(GB50021-2001) 对工程重要性、场地和地基复杂程度的划分标准及场地环境类型分类规定，本工程重要性等级为二级，场地为中等复杂场地，地基等级为中等复杂地基，场地环境类别为III类。

3.6.2 地基土的腐蚀性评价

依据现行《岩土工程勘察规范》的相关规定，结合以往在附近的建筑资料，综合评价场地土对建筑材料具有微腐蚀作用。

3.6.3 承载力评价

根据原位测试资料，结合当地经验综合分析，给出各土层承载力特征值，见表 4。

各土层承载力特征值 f_{ak} (kPa) 表 4

土层编号与名称	土工试验	标准贯入	动力触探	推荐值
②石灰岩（中风化）	600	/	/	600
②1 石灰岩（强风化）	/	/	360	360

3.6.4 建筑地基评价

根据对勘察资料的综合分析，场区内地形虽起伏较大，但各岩土层力学性质相对稳定，与本地区岩土工程条件的经验数据基本一致。

本场地①层粉土 (Q_4^{al}) 力学性质较差，地基均匀性一般，厚度较薄，不考虑作为地基持力层；②1 层石灰岩 (Z) 分布连续，层位发育稳定，力学性质一般，地基均匀性一般，可作为地基持力层；②层石灰岩 (Z) 分布连续，层位发育稳定，厚度较大，埋藏较深，力学性质较好，地基均匀性较好，可作为地基持力层或下卧层。

3.7 结论与建议

- 1、本场址适宜工程建设。
- 2、本工程建筑场地类别为 I 类。
- 3、勘察场区属于抗震设防烈度 VI 度区，设计基本地震加速度值为 0.05g，设计地震分组为第三组，设计特征周期为 0.45s。

4、根据现场勘查和调查，场地内不存在不良地质作用，无地质灾害分布，遭受地质灾害的可能性小。

5、场地勘探深度内未见地下水。

6、达茂旗地区标准冻结深度为 2.33m。

3.8 附图及附件

勘探点一览表；

土工试验综合成果表；

物理力学指标统计表；

重型动力触探试验统计表；

勘探点平面位置示意图；

工程地质剖面图 1—1'；

工程地质剖面图 2—2'；

钻孔柱状图 1—8。

勘探点一览表

勘探 点 编 号	勘探 点 类 型	钻探 深度 (m)	坐标		地面 标高 (m)	取样个数		动探 重型 动探 深度 (m)
			X (m)	Y (m)		原 状 样	岩 样	
zk1	取土试样钻孔	20.00	19413747.170	4643167.560	1454.72	1	5	
zk2	标准贯入试验孔	20.00	19414529.330	4643056.110	1479.42			0.30
zk3	鉴别孔	20.00	19415311.500	4642944.670	1447.81			
zk4	取土试样钻孔	20.00	19416093.670	4642833.220	1437.74	2	5	
zk5	标准贯入试验孔	20.00	19416875.830	4642721.780	1456.54			0.30
zk6	鉴别孔	20.00	19417658.000	4642610.330	1472.90	1		
zk7	取土试样钻孔	20.00	19418440.170	4642498.890	1454.99	2	5	
zk8	标准贯入试验孔	20.00	19419222.330	4642387.440	1449.09			0.30
		160.00				6	15	0.90

土工试验综合成果表

孔号及土号	试样深度(m)	质量密度ρ(g/cm³)	天然含水量ω(%)	土粒比重Gs	天然孔隙比e	孔隙度n(%)	饱和度Sr(%)	干密度ρ_d(g/cm³)	饱和密度ρ_sat(g/cm³)	液限ω_L(%)	塑限ω_p(%)	液性指数IL	塑性指数I_p	饱和抗压强度frc(MPa)	室内定名
zk1-1	0.10-0.30	1.72	13.5	2.69	0.775	43.7	46.9	1.52	1.95	21.3	12.4	0.12	8.9		粉土
zk1-2	1.30-1.50														石灰岩
zk1-3	3.80-4.00													60.20	石灰岩
zk1-4	6.90-7.10													74.40	石灰岩
zk1-5	11.30-11.50													80.20	石灰岩
zk1-6	16.70-16.90													85.70	石灰岩
zk4-1	0.20-0.40	1.72	15.1	2.69	0.800	44.4	50.8	1.49	1.94	22.9	14.0	0.12	8.9		粉土
zk4-2	0.60-0.80	1.68	12.7	2.69	0.805	44.6	42.5	1.49	1.94	20.1	12.1	0.07	8.0		粉土
zk4-3	1.80-2.00														石灰岩
zk4-4	5.80-6.00													55.60	石灰岩
zk4-5	9.30-9.50													62.90	石灰岩
zk4-6	14.70-14.90													73.10	石灰岩
zk4-7	18.20-18.40													82.60	石灰岩
zk6-1	0.10-0.30	1.65	16.1	2.69	0.893	47.2	48.5	1.42	1.89	23.4	15.6	0.06	7.8		粉土
zk7-2	0.50-0.70	1.72	17.5	2.69	0.838	45.6	56.2	1.46	1.92	25.6	17.0	0.06	8.6		粉土
zk7-3	2.10-2.30														石灰岩
zk7-4	6.20-6.40													58.70	石灰岩
zk7-5	9.50-9.70													61.40	石灰岩
zk7-6	12.40-12.60													72.90	石灰岩
zk7-7	17.30-17.50													83.30	石灰岩

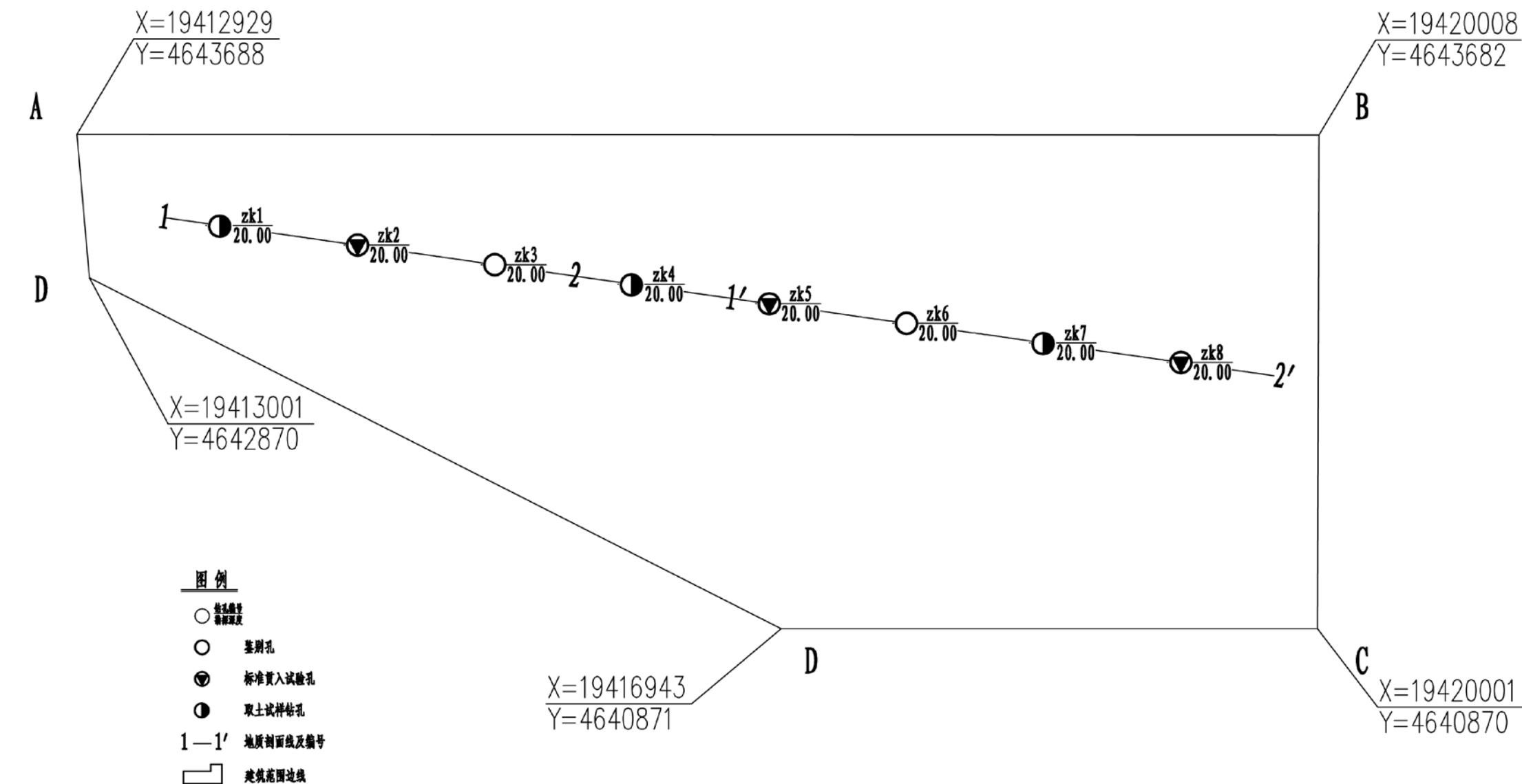
物理力学指标统计表

岩土 编号	岩土 名称	统计 项目	质量 密度 ρ (g/cm ³)	天然含 水量 ω (%)	土粒 比重 G_s	天然 孔隙 比 e	孔隙 度 n (%)	饱和 度 S_r (%)	干密 度 ρ_d (g/cm ³)	饱和 密度 ρ_{sat} (g/cm ³)	液限 ω_L (%)	塑限 ω_p (%)	液性 指数 IL	塑性 指数 I_p	饱和抗 压强度 frc (MPa)	重型 动探 N63.5 (击/10cm)	重型动 探修正 N63.5 (击/10cm)
1-0-0	粉土	统计个数	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6			
		最大值	1.72	17.5	2.69	0.893	47.2	56.2	1.52	1.95	25.6	17.0	0.30	9.6			
		最小值	1.65	12.7	2.69	0.775	43.7	42.5	1.42	1.89	20.1	12.1	0.06	7.8			
		平均值	1.70	15.2	2.69	0.827	45.2	49.3	1.47	1.92	22.7	14.0	0.12	8.6			
		标准差	0.029	1.792	0.000	0.042	1.256	4.599	0.034	0.023	1.880	1.916	0.092	0.659			
		变异系数	0.017	0.118	0.000	0.051	0.028	0.093	0.023	0.012	0.083	0.136	0.754	0.076			
		推荐值	1.70	15.2	2.69	0.827	45.2	49.3	1.47	1.92	22.7	14.0	0.12	8.6			
		标准值	1.67	16.6	2.69	0.861	46.3	53.1	1.44	1.91	21.1	12.5	0.20	8.1			
2-0-0	石灰岩	统计个数													12		
		最大值													85.70		
		最小值													55.60		
		平均值													70.92		
		标准差													10.740		
		变异系数													0.151		
		推荐值													70.92		
		标准值													65.28		
2-1-0	石灰岩	统计个数													9	9	
		最大值													22.0	21.0	
		最小值													11.0	10.8	
		平均值													15.3	15.0	
		标准差													3.571	3.342	
		变异系数													0.233	0.222	
		推荐值													15.3	15.0	
		标准值													13.1	12.9	

重型动力触探试验统计表

序号	试验段 深 度 (m)	重型 动探 N63.5 (击/10cm)	贯入度 (cm/击)	探杆 长度 (m)	杆长 修正 系数	重型 动探 修正 N63.5 (击/10cm)	岩 土 名 称
1	1.10-1.20	11.0	0.91	2.00	1.00	11.0	石灰岩
2	1.20-1.30	14.0	0.71	2.00	1.00	14.0	
3	1.30-1.40	17.0	0.59	2.00	1.00	17.0	
4	1.70-1.80	11.0	0.91	2.50	0.99	10.9	
5	1.80-1.90	15.0	0.67	2.50	0.98	14.7	
6	1.90-2.00	18.0	0.56	2.50	0.98	17.7	
7	2.10-2.20	13.0	0.77	3.00	0.97	12.6	
8	2.20-2.30	17.0	0.59	3.00	0.96	16.4	
9	2.30-2.40	22.0	0.45	3.00	0.96	21.0	

勘探点平面位置示意图

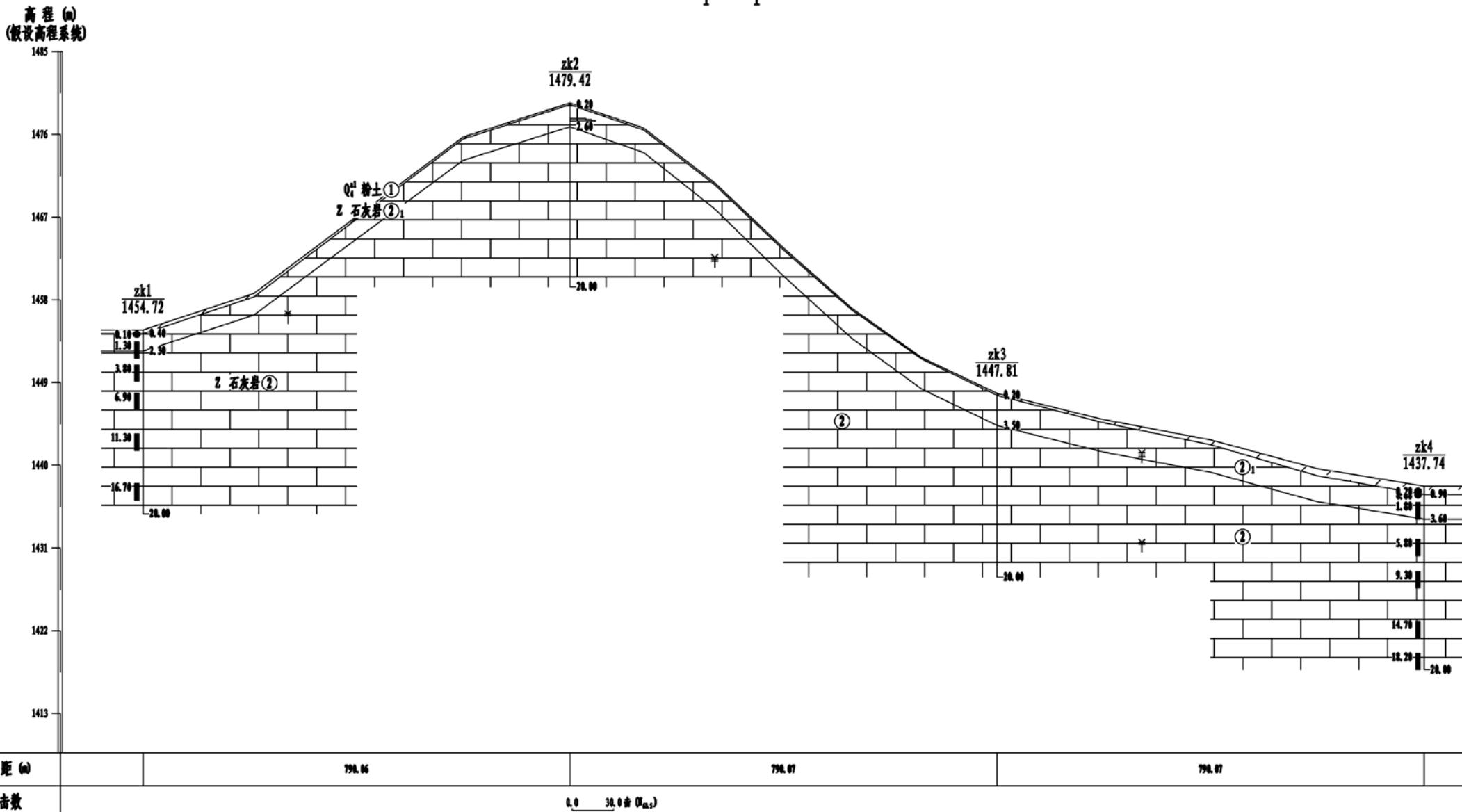


单位名称	内蒙古建筑勘察设计研究院勘测有限责任公司			工程名称	中电投达茂旗百灵庙巴音敖包4.95万千瓦风电场二期项目		
工程编号	2013-110	审核		项目负责		校对	制图  日期 2013.8.28

工程地质剖面图

水平比例: 1:7650
垂直比例: 1:450

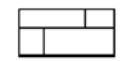
1—1'



图例



粉土



石灰岩

单位名称	内蒙古建筑勘察设计研究院勘测有限责任公司	工程名称	中电投达茂旗百灵庙巴音敖包4.95万千瓦风电场二期项目
工程编号	2013-110	审核	项目负责

日期 2013.8.28

工程地质剖面图

水平比例: 1:1000
垂直比例: 1:400

2—2'

高程 (m)
(假定高程系统)

1480

1472

1464

1456

1448

1440

1432

1424

1416

1408

1400

1392

1384

1376

1368

1360

1352

1344

1336

1328

1320

1312

1304

1296

1288

1280

1272

1264

1256

1248

1240

1232

1224

1216

1208

1200

1192

1184

1176

1168

1160

1152

1144

1136

1128

1120

1112

1104

1096

1088

1080

1072

1064

1056

1048

1040

1032

1024

1016

1008

1000

992

984

976

968

960

952

944

936

928

920

912

904

900

892

884

876

868

860

852

844

836

828

820

812

804

800

792

784

776

768

760

752

744

736

728

720

712

704

700

692

684

676

668

660

652

644

636

628

620

612

604

600

592

584

576

568

560

552

544

536

528

520

512

504

500

492

484

476

468

460

452

444

436

428

420

412

404

400

392

384

376

368

360

352

344

336

328

320

312

304

300

292

284

276

268

260

252

244

236

228

220

212

204

196

188

180

172

164

156

148

140

132

124

116

108

100

92

84

76

68

60

52

44

36

28

20

12

4

0

1472.90

1454.99

1449.09

1456.54

1437.74

1424

14

钻孔柱状图

第 1 页 共 1 页

工程名称		中电投达茂旗百灵庙巴音敖包4.95万千瓦风电场二期项目						
工程编号		2013-110			钻孔编号	zk1		
孔口高程(m)		1454.72	坐标	X = 19413747.17	开工日期		稳定水位深度(m)	
孔口直径(mm)		127.00		Y = 4643167.56	竣工日期		测量水位日期	
地层 编 号	时 代 成 因	层 底 高 程	层 底 深 度	分 层 厚 度	柱状图	岩土名称及其特征	单 样	标贯 数 (g)
①		1454.320	0.48	0.48		粉土; 黄褐; 中密; 稍湿。 强风化石灰岩; 灰褐。	1	0.18-0.38
②		1452.420	2.30	1.90		中风化石灰岩; 灰。	2	1.38-1.58
	Z						3	1.88-4.00
							4	6.98-7.10
							5	11.38-11.58
							6	16.78-16.98
		1454.720	20.00	17.70				

工程编号 | 2013-110 | 审核 | 项目负责 | 校对 | 制图 | 3-16 | 日期 | 2013.8.28

钻孔柱状图

第 1 页 共 1 页

工程名称		中电投达茂旗百灵庙巴音敖包4.95万千瓦风电场二期项目						
工程编号		2013-110			钻孔编号	zk2		
孔口高程(m)		1479.42	坐标	X = 19414529.33	开工日期		稳定水位深度(m)	
孔口直径(mm)		127.00		Y = 4643056.11	竣工日期		测量水位日期	
地层 编 号	时 代 成 因	层 底 高 程	层 底 深 度	分 层 厚 度	柱状图	岩土名称及其特征		单 样
①		1479.220	0.00	0.00	至18	粉土:黄褐;中密;稍湿。 强风化石灰岩:灰褐。		
②		1476.820	2.60	2.40	至	中风化石灰岩:灰。		
	Z							
③		1459.420	20.00	17.40	至			

工程编号 | 2013-110 | 审核 | 项目负责 | 校对 | 制图 | 日期 | 2013.8.28

钻孔柱状图

第 1 页 共 1 页

工程名称		中电投达茂旗百灵庙巴音敖包4.95万千瓦风电场二期项目						
工程编号		2013-110			钻孔编号	zk3		
孔口高程(m)		1447.81	坐标	X = 19415311.50	开工日期		稳定水位深度(m)	
孔口直径(mm)		127.00		Y = 4642944.67	竣工日期		测量水位日期	
地层 编 号	时 代 成 因	层 底 高 程	层 底 深 度	分 层 厚 度	柱状图	岩土名称及其特征		单 样
①	Q4	1447.810	0.00	0.00	至18	粉土:黄褐;中密;稍湿。 强风化石灰岩:灰褐。		
②				3.30	至11	中风化石灰岩:灰。		
	Z				至0			
		1427.810	20.00	16.50	至0			

工程编号 | 2013-110 | 核 | 项目负责 | 校对 | 制图 | 日期 | 2013.8.28

钻孔柱状图

第 1 页 共 1 页

工程名称		中电投达茂旗百灵庙巴音敖包4.95万千瓦风电场二期项目						
工程编号		2013-110			钻孔编号	zk4		
孔口高程(m)		1437.74	坐标	X = 19416093.67	开工日期		稳定水位深度(m)	
孔口直径(mm)		127.00		Y = 4642833.22	竣工日期		测量水位日期	
地层 编 号	时 代 成 因	层 底 高 程 m	层 底 深 度 m	分 层 厚 度 m	柱状图	岩土名称及其特征	单 样	标贯 数 (n)
①	Q ₄	1436.840	0.90	0.90	/	粉土; 黄褐; 中密; 稍湿。 强风化石灰岩; 灰褐。		0. 20-0. 40 0. 60-0. 80 1 1. 80-2. 00
②				2.70		中风化石灰岩; 灰。		4 5. 80-6. 00 5 9. 30-9. 50 6 14. 70-14. 90 7 18. 20-18. 40
	Z							
		1417.740	20.00	16.40	/			

工程编号 | 2013-110 | 核 | 项目负责 | 校对 | 制图 | 日期 | 2013.8.28

钻孔柱状图

第 1 页 共 1 页

工程名称		中电投达茂旗百灵庙巴音敖包4.95万千瓦风电场二期项目						
工程编号		2013-110			钻孔编号	zk5		
孔口高程(m)		1456.54	坐标	X = 19416875.83	开工日期		稳定水位深度(m)	
孔口直径(mm)		127.00		Y = 4642721.78	竣工日期		测量水位日期	
地层 编 号	时 代 成 因	层 底 高 程	层 底 深 度	分 层 厚 度	柱状图	岩土名称及其特征		单 样
①		1456.240	0.50	0.50		粉土; 黄褐; 中密; 稍湿。		
②		1454.840	1.70	1.40		强风化石灰岩; 灰褐。		
	Z					中风化石灰岩; 灰。		
		1456.540	20.00	18.30	至			

工程编号 | 2013-110 | 核 | 项目负责 | 校对 | 制图 | 日期 | 2013.8.28

钻孔柱状图

第 1 页 共 1 页

工程名称		中电投达茂旗百灵庙巴音敖包4.95万千瓦风电场二期项目						
工程编号		2013-110			钻孔编号	zk6		
孔口高程(m)		1472.90	坐标	X = 19417658.00	开工日期		稳定水位深度(m)	
孔口直径(mm)		127.00		Y = 4642610.33	竣工日期		测量水位日期	
地层 编 号	时 代 成 因	层 底 高 程	层 底 深 度	分 层 厚 度	柱状图	岩土名称及其特征	单 样	标贯 数 (n)
①	Q4	1472.600	0.30	0.30		粉土;黄褐;中密;稍湿。 强风化石灰岩:灰褐。	1	0.15-0.30
②		1470.300	2.60	2.30		中风化石灰岩:灰。		
③	Z							
		1452.900	20.00	17.40				

工程编号 | 2013-110 | 审核 | 项目负责 | 校对 | 制图 | 日期 | 2013.8.28

钻孔柱状图

第 1 页 共 1 页

工程名称		中电投达茂旗百灵庙巴音敖包4.95万千瓦风电场二期项目									
工程编号		2013-110			钻孔编号	zk7					
孔口高程 (m)		1454.99	坐标		X = 19418440.17	开工日期					
孔口直径 (mm)		127.00	Y = 4642498.89		竣工日期	稳定水位深度 (m)		测量水位日期			
地层 编 号	时 代 成 因	层 底 高 程 m	层 底 深 度 m	分 层 厚 度 m	柱状图	岩土名称及其特征		单 样	标贯 数 (n)	贯入 力 度 m	
①	Q ₄	1454.290	0.70	0.70	/	粉土: 黄褐; 中密; 稍湿。		1	17.0	1.0	
② ₁		1451.490	3.50	2.80		强风化石灰岩: 灰褐。		2	17.0-2.30	1.0	
						中风化石灰岩: 灰。			4.20-4.40	1.0	
② ₂	Z	1434.990	20.00	16.50		中风化石灰岩: 灰。			9.50-9.70	1.0	
						6			12.40-12.60	1.0	
						7			17.30-17.50	1.0	

工程编号 | 2013-110 | 核 | 项目负责 | 校对 | 制图 | 日期 | 2013.8.28

钻孔柱状图

第 1 页 共 1 页

工程名称		中电投达茂旗百灵庙巴音敖包4.95万千瓦风电场二期项目						
工程编号		2013-110			钻孔编号	zk8		
孔口高程(m)		1449.09	坐标	X = 1941922.33	开工日期		稳定水位深度(m)	
孔口直径(mm)		127.00		Y = 4642387.44	竣工日期		测量水位日期	
地层 编 号	时 代 成 因	层 底 高 程	层 底 深 度	分 层 厚 度	柱状图	岩土名称及其特征	取 样	标贯 数 (g)
①		1448.790	0.30	0.30		粉土;黄褐;中密;稍湿。 强风化石灰岩;灰褐。		
②		1445.290	3.80	3.50		中风化石灰岩;灰。		
Z								
		1429.090	20.00	16.20				

工程编号 | 2013-110 | 核 | 项目负责 | 校对 | 制图 | 日期 | 2013.8.28

4 项目任务与规模

4.1 电力系统现状及规划

4.1.1 电网现状

1、内蒙古电网现状

内蒙古自治区电网（简称内蒙古电网）位于华北电网的北部，是华北电网的组成部分和主要送电端。2012 年内蒙古电网供电区域为自治区西部地区六市二盟，包括呼和浩特市、包头市、乌海市、鄂尔多斯市、巴彦淖尔市、乌兰察布市、阿拉善盟、锡林郭勒盟。

目前，内蒙古电网已形成“两横四纵”的 500kV 主干网架结构。各盟市供电区域均形成 220kV 主供电网架结构，其中，呼和浩特、包头、乌海地区形成 220kV 城市环网。

截止 2012 年底，内蒙古电网发电装机(6MW 及以上)容量 42347.24MW，包括：火电厂 88 座，装机容量 31815.7MW；水电站 3 座，装机容量 568.4MW；风力发电场 98 座，投产容量 9670.89MW；生物质电厂 3 座，装机容量 66MW；光伏电站 10 座，装机容量 226.25MW；内蒙古电网覆盖范围内共有 500kV 变电站 18 座，主变 35 台，总变电容量 26700MVA；220kV 公用变电站 107 座，主变 211 台，总变电容量 32439MVA。500kV 线路 54 回，总长 4890.674km；220kV 线路 454 回，线路总长度 14407.11km。

2012 年内蒙古电网最高供电负荷为 18200MW（不含外送电力）。内蒙古电网向华北电网协议送电容量 3900MW。2012 年内蒙古电网

全社会用电量为 $1542.4 \times 10^8 \text{kWh}$ (不包括外送电量), 比上年增长 4.72%, 东送华北电量为 $273.88 \times 10^8 \text{kWh}$, 比上年增长 1.47%。

2、包头市电网现状

包头地区电网位于内蒙古电网的中部, 是内蒙古电网中最大的地区电网, 西面以 1 回 500kV 线路(坤德线)与巴彦淖尔市德岭山 500kV 变相连, 以 2 回 220kV 线路 (吉祥~民胜双回) 同该市 200kV 电网相连, 东面以 2 回 500kV 线路 (坤旗 I、II 回) 与旗下营 500kV 变相连, 以 3 回 220kV 线路 (美岱召牵引所~毕克齐牵引所线、土东线、土昭线) 同呼市电网相连, 南面以 2 回 500kV 线路 (响高 I、II 回) 与响沙湾 500kV 变相连, 以 3 回 200kV 线路 (达麻 I、II 回、达土线) 同达旗电厂相连。包头电网不仅承担本地区负荷供给的任务, 而且承担着与呼市地区、鄂尔多斯地区以及巴彦淖尔地区联络的任务, 是内蒙古电网的重要组成部分。

包头地区电网主要承担着包头市区及市属白云、石拐两个矿区和九原区、土右、固阳、达茂四个旗县区的供电任务, 是内蒙古电网的负荷中心。

截止 2012 年底, 包头地区电网发电装机 (6MW 及以上) 容量 8109.01MW, 包括: 共用火力发电厂 7 座, 总装机容量 5050MW; 企业自备电厂 6 座, 总装机容量 1896.2MW; 风电场 14 座, 总投产容量 1162.81MW。

截止 2012 年底包头地区电网有 500kV 变电站 4 座, 即高新变、

包头北变、春坤山变和威俊变，总容量为 7200MVA；220kV 共用变电站 16 座，33 台主变，总容量为 4890MVA。截止 2012 年底，包头电网共有 22kV 线路 92 回，总长度为 1715.385km。

此外，包头地区还有铝厂二期、三期和四期 220kV 变、包钢 81 变、希望铝厂 I 变、II 变和发展变、海平面变、亚新隆顺变、神华煤质烯烃变和西沙湾等 11 座 220kV 用户变。

包头地区电网 2012 年最高供电负荷为 5062MW。

4.1.2 电网规划

4.1.2.1 内蒙古电网规划

1、电源规划

内蒙古电网电源建设将依托自治区丰富的煤炭资源，重点发展火力发电，积极运用节水、脱硫等先进成熟的技术措施，推进高参数、大容量机组的使用，建设一批大型火电基地，适时建设燃气、抽水蓄能等调峰电站，积极加快风能等新能源发电的开发利用。

(1) 以大型煤电基地为依托，建设一批特大型坑口电厂，通过特高压电网向东部省区送电。内蒙古西部地区境内准格尔、锡林郭勒、上海庙等煤电基地煤炭资源储量极为丰富，并且具有可靠的水资源保证，适于建设大型燃煤发电厂，通过特高压电网向中东部地区送电。

(2) 在运输方便，交通枢纽地区建设大型路口电厂。依托京包、包兰、集通、丰准铁路，在丰镇、岱海、包头、呼和浩特南部等交通

运输便捷的地区建设大型路口电厂。

(3) 负荷中心地区结合城市供热和工业园区供电建设热电厂。

在呼和浩特、包头、乌海、临河、东胜、集宁、锡林浩特等大中型城市建设向城市供热的热电厂，在丰镇、薛家湾等地区建设向工业园区供电、供热的热电厂。

(4) 大力应用节水技术，充分利用城市中水、煤矿疏干水，推广水权置换政策。内蒙古中西部建设的所有火电项目全部采用空冷技术，大中城市周边的电厂优先考虑使用城市中水，坑口电厂充分利用煤矿疏干水，位于黄河岸边使用黄河水的电厂应进行水权置换工作，投资建设农业灌溉节水设施。

(5) 建立节约机制，推广煤矸石、洗中煤发电。内蒙古自治区虽然是煤炭资源大省，但对于煤炭这一类不可再生资源的开发坚持应可持续发展的原则，提高煤炭资源的综合利用率，建设一批规模适当的煤矸石、洗中煤发电项目。

(6) 注重环境保护，控制地区二氧化硫排放量。新建火电项目全部采用高效除尘，安装脱硫设备，将电厂二氧化硫排放量控制在国家对自治区要求的合理范围内。

(7) 使用高参数、大容量机组，发挥规模经济效益。为了降低工程投资，发挥扩建项目的优势，向区外电源点按照至少 4~6 台 600MW 和 1000MW 的超临界和超超临界机组安排容量。向城市供热的机组，充分考虑城市发展空间，优先安排 300MW 机组。

(8) 开发绿色能源，积极发展风力发电。风电是绿色清洁能源，开发风电可优化资源配置、降低煤炭资源的消耗、减少环境污染。内蒙古风力资源十分丰富，多处地点适于建设大型风电场。在电网运行条件和电价承受能力允许的范围内，加快风电开发的步伐，在锡林郭勒辉腾梁、乌兰察布辉腾锡勒、巴彦淖尔乌中旗和包头达茂等地区建设百万风电基地。此外，内蒙古自治区太阳能资源也相当丰富，随着太阳能发电技术的不断成熟，应积极推进太阳能发电项目。

(9) 适时建设燃气电站和抽水蓄能电站。内蒙古电网装机以火电机组为主，利用火电机组进行调峰和事故备用，手段单一，且经济性较差。随着内蒙古电网规模的不断扩大和电网峰谷差的加大，建设适当规模的燃气电站和抽水蓄能电站，用于电网调峰和事故备用，提高电网运行的稳定性和经济性。

(10) 充分利用国际、国内先进技术，开发城市垃圾发电、可再生能源发电等。

(11) 电源建设与电网规划统一协调。

根据国家批准的电源开工项目及电源优选情况，结合内蒙古电网外送电规划、内蒙古自治区煤炭资源分布以及电源前期工作进度情况等作出内蒙古电网电源装机安排，具体见表 4-1：

表 4-1 内蒙古电网装机进度安排

单位：MW

序号	地区	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	合计	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	总计
1	神华土右电厂	600					600						600
2	丰泰电厂	700					700						700

3	准能矸电厂	660					660						600
4	其他小机组合计	78	58.5				136.5						136.5
5	呼市抽水蓄能				1200		1200						1200
6	杭锦旗矸石电厂			600			600						600
7	龙口水电厂			200			200						200
8	康巴什热电厂			700			700						700
9	大路煤矸石热电厂				600		600						600
10	布连电厂			1320			1320						1320
11	包铝自备电厂			330	330		660						660
12	巴彦浩特热电联产项目				330	330	660						660
13	华电土右电厂				600	600	1200						1200
14	京能集宁热电二期				350	350	700						700
15	京能盛乐园区电厂				350	350	700						700
16	额济纳电厂					100	100						100
17	京能煤矸石电厂二期						0	660					660
18	中联化工矸石电厂						0	600					660
19	华宜矸石电厂					600	600						600
20	神华乌中旗金泉矸石电厂					350	350	350					700
21	双欣蒙西矸石电厂					300	300	300					600
22	君正蒙西矸石电厂					330	330	330					660
23	东胜蒙泰矸石电厂					660	660						660
24	泰恒矸石电厂					330	330	330					660
25	大唐鄂尔多斯铝业自备电厂					700	700						700
26	二连浩特循环经济燃煤电厂						0	700					700
27	合计	2038	58.5	3150	3760	5000	14007	3270	0	0	0	0	172765

从内蒙古电网的装机进度安排中可以看出，“十二五”期间计划新增水、火电源容量约 14007MW。其中 2013 年预计新增装机容量约 3150MW；“十三五”期间计划新增水、火电容量为 3270MW；2011~2020 年期间，共计划新增水火电容量共计 17276.5MW。

2、电力负荷预测

内蒙古自治区位于祖国北部边疆，呈东北、西南向狭长地带，东

西直线距离约 2400km，南北直线距离 1700km。东与黑龙江、吉林、辽宁三省接壤，西与甘肃省为邻，南与河北、山西、陕西三省和宁夏回族自治区毗邻，北与俄罗斯、蒙古人民共和国交界，面积约 118 万 km²，占全国面积的 12.3%。自治区现辖九市三盟，包括呼和浩特市、包头市、乌海市、赤峰市、通辽市、鄂尔多斯市、巴彦淖尔市、乌兰察布市、呼伦贝尔市、阿拉善盟、锡林郭勒盟、兴安盟。全区总人口 2384 万，其中汉族占 79.2%，少数民族占 20.8%

内蒙古自治区已被国家列入实施“西部大开发”的 12 个省（市）区之一。“十五”以来内蒙古自治区坚持以科学发展观为指导，抓住国家实施西部大开发的良好机遇，发挥优势、突出特色，遵循经济发展规律，创新经济发展模式，调整产业结构，使工业经济发展呈现出前所未有的良好势态，成就了内蒙古经济建设的辉煌。2012 年内蒙古自治区完成生产总值 15988.34 亿元，增长 11.7%；地方财政总收入 2497.3 亿元，增长 10.4%；全社会固定资产投资为 1.3 万亿元，增长 20.4%；城镇居民人均可支配收入 23150 元，农牧民人均纯收入 7611.3 元，增长率分别为 13.4% 和 14.6%；社会消费品零售总额增长 14.9%；居民消费价格指数上涨 3.1%；单位生产总值能耗下降 5% 左右。

“十二五”时期是内蒙古自治区加快推进富民强区进程、全面建设小康社会的关键时期，是深化改革开放、加快转变经济发展方式的攻坚时期。根据党的十七届五中全会和自治区党委《关于制定国民经济和社会发展第十二个五年规划的建议》精神，“十二五”时期自治区经济社会发展的总体要求是，深入贯彻落实科学发展观，以科学发

展为主题，以加快转变经济发展方式为主线，坚持走富民强区之路，推进经济结构战略性调整，提高科技创新能力，着力保障和改善民生，建设资源节约型和环境友好型社会、深化改革开放，加快工业化、城镇化和农牧业现代化进程，促进经济长期平稳较快发展和社会和谐稳定，为全面建成小康社会奠定坚实基础。经济社会的主要发展目标是：地区生产总值年均增长 12%以上，单位地区生产总值能源消耗降低 12%。是内蒙古自治区综合经济实力显著增强，经济发展方式转变取得实质性进展，城乡居民收入和基本公共服务达到全国平均水平，社会事业发展水平全面提升，城乡各族人民生活更好美好，全面建设小康社会的基础更加牢固。

全面落实“十二五”规划确定的各项任务，需紧紧围绕保持经济平稳较快发展的要求，注重全面协调可持续发展和统筹兼顾，坚持转变方式。把经济结构战略性调整作为主攻方向，把科技进步和创新作为重要支撑，把建设资源节约型、环境友好型社会作为重要着力点，把改革开放作为强大动力，努力把加快转变经济发展方式的要求贯穿于经济社会发展全过程和领域。“十二五”自治区经济工作的重点为：

（一）坚持发展第一要务不动摇，继续保持经济平稳较快发展。以国家实施扩大内需战略为动力，充分挖掘内需潜力，加快形成投资、消费、出口协调拉动经济增长的新局面。发挥投资对经济的拉动作用。继续保持投资的足够强度和适度规模，优化投资结构，加大政府对民生和社会事业、基础设施、科技创新、生态环保等领域和发展相对滞后地区的投资力度。抓好项目储备和建设管理，提高投资质量和效益。

努力促进消费需求增长。把扩大消费作为扩大内需的战略重点。积极扩大出口。大力实施出口市场多元化战略，巩固传统出口市场，开拓新兴市场，优化出口产业结构，保持出口较快增长，逐步增强出口对经济增长的拉动能力。

（二）加快转变经济发展方式，全面提高综合经济实力和水平。把调整经济结构作为转变发展方式的主攻方向，大力加强产业建设，促进区域、城乡协调发展。增强发展保障能力，不断提高发展的质量和效益。着力推进产业结构优化升级。大力发展现代农牧业，加快转变农牧业发展方式没调整优化结构，推进产业化经营，提高综合生产能力。进一步提高工业化水平，努力构建多元发展、多极支撑的现代产业体系。着眼于把自治区建设成为国家重要的能源（新能源）、新型煤化工、冶金和绿色农牧产品生产加工季度，坚持在增量中调整结构、在转型中优化升级，巩固提升能源、农牧产品加工等传统优势产业，发展壮大新型煤化工、冶金建材和稀土产业，大力支持装备制造等非资源型产业发展，积极培育新能源、新材料、生物制药等战略性新兴产业，构建结构优化、技术先进、清洁安全、附加值高、吸纳就业能力强的现代产业体系。大力发展现代物流、金融保险等生产性服务业，加快发展旅游、家庭服务等生活性服务业，努力提高服务业的比重和水平。积极促进区域协调发展。加快沿黄河、沿交通干线经济带建设，统筹基础设施、产业布局和资源配置，推动产业集中聚集约发展。搞好城镇体系规划和城市总体规划，统筹推进工业园区区与诚征建设，实现工业化与城镇化互动发展。建立以工促农、以城带乡长

效机制，推动城镇基础设施向农村牧区延伸，稳步推进社会主义新农村新牧区建设。坚持适度超前原则，突出重点，统筹规划，集约布局，加快综合交通运输体系、水利基础设施、能源输送通道和信息基础设施建设。强化资源保障和综合利用。加强矿产资源勘察和管理，提高有序开发和综合利用水平，增强对发展的支撑和保障能力。加大生态环境保护力度。以构筑我国北方重要生态屏障为目标，加快建立生态保护和建设的长效机制，继续组织实施各类重点生态工程，建设我国北方最大的森林生态功能区。进一步加大环境保护力度。加快资源循环利用产业发展，建设循环经济园区，推广循环利用技术，构建循环型农牧业体系和循环型城市与社区。积极应对气候变化，加快培育以低碳排放为特征的工业、建筑和交通体系。

（三）坚持富民与强区并重，切实保障和改善民生。以满足人民群众不断增长的物质文化需求为目标，切实加大民生工作力度。千方百计提高城乡居民收入，把增加城乡居民收入作为改善民生的首要任务。

（四）深入推进改革和科技创新，构建全方位开放格局。加快建立保障科学发展的体制机制，大力推动科技进步与创新，实施更加积极主动的开放战略，为经济社会发展提供不竭动力。

（五）全力维护社会稳定，扎实推进和谐内蒙古建设。以建设和谐内蒙古为目标，进一步创新社会管理，加强社会矛盾化解，深入推进平安创建活动，更加扎实有效地维护社会稳定。“十五”期间内蒙古自治区抓住国家“西部大开发”的历史机遇，依托资源、区位等优

势条件，不断加快发展步伐，国民经济持续快速增长，呈现了经济结构更趋优势化、经济效益明显提高、发展后劲不断增强的良好发展状态。

“十二五”期间自治区将优化各种资源配置，形成三次产业、城市农村、基础设施、生态环境等功能明确、布局优化的空间开发格局。将依托黄河、沿交通干线较好的产业基础、资源禀赋、交通设施和城市配套能力，重点推动建设 22 个产业集中区和工业园区，实现错位发展，构筑以呼包鄂为核心，沿交通干线为主要产业发展带，园区为载体的产业布局。

呼包鄂核心圈要发挥产业基础优势，形成优势特色产业、战略性新兴产业、现代服务业聚集区。呼和浩特市突出首府经济特点，大力发展战略性新兴产业、现代服务业、先进制造业、高新技术产业和总部经济，做大做强以乳品为重点的农畜产品加工业等劳动密集型产业。包头市重点发展装备制造、稀土新材料、冶金化工延伸加工、模具制造等劳动密集型产业，建成国家重要的稀土新材料基地和我国北方地区重要的冶金和装备制造业季度。鄂尔多斯市重点发展能源、重化工、装备制造及轻纺等劳动密集型产业，建成国家重要的能源重化工季度。

其他四盟市要主动接受呼包鄂的辐射、带动，乌兰察布市重点发展新能源、建材、化工等资源加工产业，承接机械制造、纺织服装等劳动密集型产业转移，大力发展马铃薯、杂粮和蔬菜等农畜产品工业，打造京津农副产品供应基地。巴彦淖尔市重点发展现代农牧业及农畜产品加工、有色冶炼及延伸加工、进口原料落地加工，加强与包头市、

鄂尔多斯市的对接协作。“小三角”区域要加强城市和产业发展统筹，乌海市率先实现产业转型，重点发展延伸加工产业和生产性服务业。统筹乌海周边 6 个工业园区，形成三大工业集中区，重点发展盐碱化工、煤焦化、精细化工、建材、特色冶金及深加工产业。

各盟市的中心城区要“退二进三”，大力发展战略性新兴产业，形成以服务型经济为主的产业结构。城市近郊重点发展加工度高的都市型工业和劳动密集型产业。能源、重化工、冶金等资源加工型产业要向沿黄河、沿交通干线工业园区集中布局。

内蒙古电网电力需求多年来一直保持快速增长。2012 年内蒙古电网社会用电量为 $1542.4 \times 10^8 \text{ kWh}$ 。

随着国家实施扩大内需、促进经济增长的一系列政策和措施的实施，自治区一批重大建设工程启动，对能源、原材料的需求将逐步扩大。同时，国内外企重组、产业结构调整步伐加快。因此，内蒙古电网供电区的电力负荷将持续增长。

根据内蒙古地区经济的发展趋势，对内蒙古电网进行电力负荷预测，见表 4-2。

表 4-2 内蒙古电网电力负荷预测

单位：MW

序号	地区	2012年	2013年	2014年	2015年	2012~2015年平均增长率	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	“十三五”增长率
1	呼和浩特	1790	1950	2100	2300	7.64%	2450	2600	2800	3000	3200	6.83%
2	包头	5062	5700	6500	7400	10.17%	7900	8400	8900	9500	10200	6.63%
3	鄂尔多斯	3748	4400	5100	5700	10.36%	6400	7100	8000	8900	10000	11.90%
4	薛家湾地区	1229	1400	1650	1900	14.00%	2150	2400	2750	3100	3500	13.00%
5	乌海市	2094	2450	2800	3300	13.69%	3550	3800	4100	4450	4800	7.78%
6	阿拉善盟	1075	1200	1400	1600	12.50%	1800	2000	2200	2400	2600	10.20%
7	乌兰察布市	2361	2800	3300	3800	14.00%	4200	4700	5300	5900	6600	11.67%
8	巴彦淖尔	1496	1750	2050	2400	12.81%	2700	3000	3300	3750	4200	11.84%
9	锡林电网	830	950	1100	1300	13.26%	1450	1600	1800	2000	2200	11.10%
10	合计	19785	22600	26000	29700	11.52%	32600	35600	39150	43000	47300	9.75%
11	最高供电负荷	18200	21000	24000	27500	12.28%	30000	32800	36000	40000	43500	9.61%

注：以上负荷内蒙古电网全口径供电负荷，包含自备电厂所供负荷。

由表 4-2 可以看出，2012 年内蒙古电网最高供电负荷为 18200MW，预计 2013 年内蒙古电网最高供电负荷将达到 21000MW，到 2015 年将达到 27500MW，2012~2015 年期间年均增长率为 12.28%；预计 2016 年内蒙古电网最高供电负荷为 30000MW，到 2020 年将达到 43500MW，“十三五”期间年均增长率为 9.61%。

3、电力平衡

根据内蒙古电网“十二五”及“十三五”期间的装机安排及负荷预测，按照电力平衡的有关原则，对内蒙古电网作出电力平衡，见表 4-3。其中电网综合备用率取 20%，当年投产火电机组按 2/3 容量考虑。

表 4-3 内蒙古电网电力平衡

单位: MW

序号	地区	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年
1	最高供电负荷	18200	21000	24000	27500	30000	32800	36000	40000	43500
2	外送电容量	3900	3900	3900	3900	3900	3900	3900	3900	3900
3	最高发电负荷	24556	27667	31000	34889	37667	40778	44333	48778	52667
4	综合备用容量	4911	5533	6200	6978	7533	8156	8867	9756	10533
5	需要装机容量	29467	33200	37200	41867	45200	48933	53200	58533	63200
6	电网实际装机	32450	35500	39260	44260	47530	47530	47530	47530	47530
7	其中: 当年投产容量	58.5	3150	3760	5000	3270	0	0	0	0
8	年末可用装机容量	32431	34450	38007	42593	46440	47530	47530	47530	47530
9	退役机组容量	124	100	0	0	0	0	0	0	0
10	切出容量	1200	0	0	0	0	0	0	0	0
11	装机平衡	2964	1250	807	727	1240	-1403	-5670	-11003	-15670

注：电网实际装机中不计入新能源装机容量。

内蒙古电网外送电力容量目前已达 3900MW，“十二五”期间外送电力将保持平稳，“十二五”期间电力一直呈现盈余状态，内蒙古电网盈余电力在 807MW~2964MW 之间。

“十三五”期间外送电力暂按 3900MW 考虑，预计“十三五”中后期内蒙古电网将有 1403MW~15670MW 的电源建设空间。

4.1.2.2 包头市电网规划

1、电力负荷预测

包头市地处内蒙古自治区西部，北依阴山、南临黄河、东西接壤肥沃千里的土默川平原和河套平原，地区占地面积近四万平方公里，辖九个旗县、区。经过半个多世纪的艰苦奋斗和建设，包头市成为一座门类齐全、体系较完整的现代化工业大都市。目前包头市已形成了以钢铁、铝业、装备制造、电力、稀土、煤化工等行业为支柱的六大

产业集群，国民经济综合实力显著增强、人民生活水平进一步提高、城市面貌发生了巨大变化、科技教育等各项社会事业蓬勃发展。

包头市地处海勃湾经济区与黄河上游资源富集区交汇处，是连接环海勃湾经济区和西北地区的重要战略要地，境内具有丰富的铁、稀土、煤炭、水资源，地区矿区资源丰富，具有种类多、储量大、品位高、分布集中、易于开采的特点。

包头市是内蒙古自治区最大的工业城市，在全区经济发展中占有十分重要的地位。改革开放以来，特别是“十一五”时期，包头市紧紧抓住国家实施西部大开发战略的历史机遇，结合包头实际情况，加快各项事业的建设，经济社会发展取得巨大成就。“十一五”期间，包头市把握新的发展机遇，按照建设经济强市和全面建设小康社会的总体要求，根据区位条件、经济社会发展基础及潜在优势，把未来的发展始终置于全国大背景下，紧密结合西部大开发战略的实施，积极顺应“呼包银”经济带、“呼包鄂”经济圈工业化和城市化进程加快的总体趋势，经过五至十五年的努力，建设成为国家重要的六大产业基地、中西部区域性经济中心。在构建和谐社会、加快经济建设的形势下，包头市继续调整产业结构，鼓励发展竞争力强、品质高的大型工业项目。

“十二五”中后期及“十三五”期间，包头市将继续以科学发展观为指导，化危为机，立足包头，着眼全区、全国，权利争取政策、项目，调整好全市的投资结构、产业结构、产品结构，加强企业创新、

科技创新、产品创新等工作，加大对解决各类薄弱环节的投入力度。同时增强和加快基础设施建设，进一步延伸产业链条，壮大产业集群，促进产业优化升级；坚持生产性服务业与生活性服务业并举，传统服务业与现代服务业并举，特别要在增强全市发展后劲，促进全市持续发展上下功夫，对于涉及长远的、涉及全局的、涉及民生的重大项目工作要规划好、布局好，在应对危及中努力实现科学发展、和谐发展，提高全市协调发展、可持续发展水平。

根据包头地区经济发展情况和主要用电负荷增长情况，做出包头地区负荷预测，产见表 3-1。

由表 3-1 可见，预计 2013 年地区供电负荷达到 5700MW，到 2015 年包头地区供电负荷将达到 7400MW，“十二五”期间年均增长率为 10.36%，2012 年至 2015 年平均增长率 13.49%。2020 年包头供电负荷将达到 10200MW，“十三五”期间包头电网最高供电负荷增长率为 6.63%。

2、包头市地区电力平衡

2013 年至 2015 年期间包头电网计划建设火电厂 2 座，即包头华电土右电厂计划 2014 年和 2015 年分别投产 1 台 600MW 机组，包铝自备电厂 2013 年和 2014 年分别投产 1 台 330MW 机组。另外包头地区依托当地丰富的新能源资源，根据国家大力发展清洁能源，鼓励新能源建设的政策，大力发展战略性新兴产业。2011 年至 2020 年包头地区电网装机进度安排见表 4-4。

表 4-4 包头地区电网装机进度安排

单位：MW

序号	项目	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年
1	包铝自备电厂	330	330						
2	包头华电土右电厂		600	600					
	小计	330	930	600	0	0	0	0	0
1	上海申能达茂风电场		49.5						
2	盾安控股百灵庙风电场		49.5						
3	内蒙古包头固阳风电场	49.5							
4	大唐包头亚能固阳风电场	49.5							
5	内蒙古达茂旗珠日和风电场		49.5						
6	国电固阳红泥井东南风电场		49.5						
7	蒙能巴音百万风电场		100	50	50				
8	华能巴音百万风电场		100	50	50				
9	龙源巴音百万风电场		100	50	50				
10	中国风电巴音百万风电场		100	50	50				
11	京能巴音百万风电场		100	50	50				
12	中电投巴音百万风电场		100	50	50				
13	华电包头巴音风电场	100	50	50					
14	中广核达茂光伏项目	20							
15	鲁能达茂光伏特许权项目	20							
16	明华包头太阳能光伏发电项目	20							
17	国电土右光伏发电项目	20							
18	龙源满都拉风光一体化光伏	20							
19	中电投百灵庙巴音敖包光伏	20							
20	香岛土右旗 65MW 太阳能光伏	65							
21	达茂旗珠日和 20MWp 光伏	20							
22	京能巴音 20MWp 光伏		20						
23	华电红泥井 10MWp 风光同场	10							
	小计	414	868	350	300	0	0	0	0
	合计	744	1798	950	300	0	0	0	0

根据包头地区电力负荷预测和电源装机安排，按照综合备用容量为最大发电负荷的 20%，当年投产火电机组按 2/3 容量、新能源装机容量按 100%、70%、50%、20% 及 0% 计入电力平衡等相关原则，作出包头点去电力平衡，见表 4-5。

从表 4-5 可见，当新能源容量按 50% 以上计入时，整个“十二五”

期间包头地区电网呈现电力盈余状态，盈余装机容量在 657MW~2201MW；当新能源容量按 20% 计入时，“十二五”中期地区装机有所盈余，“十二五”末包头地区出现装机不足现象，其中 2015 年缺少装机容量为 182MW；当新能源容量不计入时，从 2014 年开始包头地区出现装机不足现象，2014 年缺少装机容量为 244MW。

表 4-5 包头地区电网电力平衡

单位：MW

序号	项目	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年
1	最高供电负荷	6210	7095	8000	8500	9000	9500	10100	10800
2	最高发电负荷	6900	7883	8889	9444	10000	10556	11222	12000
3	综合备用容量	1380	1577	1778	1889	2000	2111	2244	2400
4	需要装机容量	8280	9460	10667	11333	12000	12667	13467	14400
5	电网实际装机	10173	11971	12921	13221	13221	13221	13221	13221
6	火电实际装机	7276	8206	8806	8806	8806	8806	8806	8806
7	新能源实际装机	1577	2445	2795	3095	3095	3095	3095	3095
8	年末可用装机容量（新能源 100%）	10063	11661	12721	13221	13221	13221	13221	13221
9	年末可用装机容量（新能源 70%）	9590	10928	11883	12293	12293	12293	12293	12293
10	年末可用装机容量（新能源 50%）	9257	10439	11324	11674	11674	11674	11674	11674
11	年末可用装机容量（新能源 20%）	8802	9705	10485	10745	10745	10745	10745	10745
12	年末可用装机容量（不计入新能源）	8486	9216	9926	10126	10126	10126	10126	10126
13	其中：当年投产	744	1798	950	300	0	0	0	0
.1	当年投产火电机组	330	930	600	0	0	0	0	0
	包铝自备电厂	330	330						
	包头华电土右电厂		600	600					
.2	当年投产新能源项目	414	868	350	300	0	0	0	0
14	装机平衡一（新能源 100%）	1783	2201	2054	1888	1221	554	-246	-1179
15	装机平衡二（新能源 70%）	1310	1468	1216	959	293	-374	-1174	-2107
16	装机平衡三（新能源 50%）	995	979	657	340	-326	-993	-1793	-2726
17	装机平衡四（新能源 20%）	522	245	-182	-588	-1255	-1922	-2722	-3655
18	装机平衡五（不计入新能源）	206	-244	-740	-1207	-1874	-2540	-3340	-4274

注：平衡重装机容量包括达拉特电厂 4 台 330MW 机组，地区负荷中包括沙德格变和达地变负荷。

4.2 社会经济现状及预测

4.2.1 内蒙古自治区社会经济概况

内蒙古自治区位于祖国北部边疆，呈东北、西南向狭长地带，东西直线距离约 2400km，南北直线距离 1700km。东与黑龙江、吉林、辽宁三省接壤，西与甘肃省为邻，南与河北、山西、陕西三省和宁夏回族自治区毗邻，北与俄罗斯、蒙古人民共和国交界，面积 118 万 km²，占全国面积的 12.3%。自治区现辖九市三盟，包括呼和浩特市、包头市、乌海市、赤峰市、通辽市、鄂尔多斯市、巴彦淖尔市、乌兰察布市、呼伦贝尔市、阿拉善盟、锡林郭勒盟、兴安盟。全区总人口 2384 万，其中汉族占 79.2%，少数民族占 20.8%。

2012 年，在自治区党委、政府的领导下，全区各族人民坚持科学发展，推进富民强区，加快经济发展方式转变，经受住了各种困难和风险的考验，经济和社会实现了持续稳定发展。农牧业获得丰收，以工业为主导的第二产业保持较快增长，第三产业稳步发展，物价相对稳定，城乡人民生活水平进一步改善，社会事业取得较大进步，全面建成小康社会加快推进。

初步核算，全区实现生产总值 15988.34 亿元，按可比价格计算，增长 11.7%。其中，第一产业增加值 1447.43 亿元，增长 5.8%；第二产业增加值 9032.47 亿元，增长 14%；第三产业增加值 5508.44 亿元，增长 9.4%。第一产业对经济增长的贡献率为 4.3%，第二产业对经济增长的贡献率为 67%，第三产业对经济增长的贡献率为 28.7%。人均

生产总值达到 64319 元，增长 11.3%，按年均汇率计算折合为 10189 美元。全区生产总值中一、二、三次产业比例为 9.1: 56.5: 34.4。全年居民消费价格总水平比上年上涨 3.1%。分城乡看，城市上涨 3.3%，农村牧区上涨 2.5%。分类别看，食品和衣着类价格涨幅，超过了消费价格总水平上涨幅度。其中食品类价格上涨 5.8%，衣着类价格上涨 3.8%，烟酒及用品类价格上涨 2.8%，医疗保健及个人用品类价格上涨 2.1%，居住类价格上涨 2.4%。从生产者角度看，工业生产者购进价格指数和工业生产者出厂价格指数分别比上年上涨 2% 和 0.2%。固定资产投资价格上涨 1.6%，农产品生产价格上涨 4.7%。

全年完成地方财政总收入 2497.28 亿元，其中公共财政预算收入 1552.75 亿元，分别增长 10.4% 和 14.5%。全年公共财政预算支出 3425.99 亿元，增长 14.6%。财政收入在今年困难较大的情况下，也呈现出了新亮点：县域财政收入实现新跨越。全区 101 个旗县(市区)中，地方财政总收入超过 10 亿元的达到 48 个，超过 20 亿元的达到 33 个，且全部旗县(市区)超过了亿元，实现了财政收入超亿元旗县(市区)在我区的全覆盖。2012 年，公共与民生领域仍然是支出的重点。其中，一般公共服务支出 341.84 亿元，增长 12.3%；社会保障和就业支出 435.47 亿元，增长 19.6%；医疗卫生支出 177.91 亿元，增长 8.1%；教育支出 439.97 亿元，增长 12.6%。

4.2.2 包头市社会经济概况

包头市地处内蒙古自治区西部，蒙古高原南端，南濒黄河，东西

两侧有沃野千里的土默川平原和河套平原，阴山山脉横贯全市中部，市境北与蒙古国接壤，南与鄂尔多斯市的达拉特旗，准格尔旗隔黄河相望，西与巴彦淖尔市的乌拉特前旗、乌拉特中旗毗连，东与呼和浩特市的托克托县、土默特左旗、武川县，乌兰察布市的四子王旗相邻。坐标在东经 $109^{\circ}16' \sim 110^{\circ}25'$ ，北纬 $40^{\circ}15' \sim 42^{\circ}40'$ 之间，全市面积 27691km²，其中市区面积约 140km²。

2012 年全市地区生产总值完成 3409.5 亿元，比上年增长 12.6%。分产业看，第一产业增加值 89.7 亿元，增长 6.1%；第二产业增加值 1885.5 亿元，增长 14.1%；第三产业增加值 1434.3 亿元，增长 11.0%。第一、第二和第三产业增加值占全市生产总值的比重分别为 2.6%、55.3% 和 42.1%，三次产业对经济增长的贡献率分别为 1.2%、61.6% 和 37.2%；城镇居民人均可支配收入和农牧民人均纯收入分别达到 33485 元和 11421 元，增长 13.0% 和 13.5%。

4.3 项目建设的必要性

4.3.1 符合能源产业发展方向

我国是世界上最大的煤炭生产国和消费国之一，也是少数几个以煤炭为主要能源的国家之一，在能源生产和消费中，煤炭约占商品能源消费构成的 75%，这种过度依赖化石燃料的能源结构已经造成了很大的环境、经济和社会负面影响。大量的煤炭开采、运输和燃烧，对我国的环境已经造成了极大的破坏。大力开发太阳能、风能、生物质能等可再生能源利用技术是保证我国能源供应安全和可持续发展的

必然选择。

根据《中国应对气候变化国家方案》和《可再生能源总长期发展规划》，我国将通过大力发展可再生能源，优化能源消费结构，到2020年，力争使可再生能源开发利用总量在一次能源供应结构中的比重提高到15%。

风能被誉为二十一世界最有开发价值的绿色环保新能源之一。人类对环境的保护意识逐渐增强，人们更注重生存质量，开发绿色环保新能源成为能源产业发展方向，做为绿色环保新能源之一的风能发电场的开发建设是十分必要的。同时风电的开发，特别是风电设备的国产化能拉动、促进本地的机械、电器、制造业、服务业及相关产业的快速发展。通过“市场换技术”的合作方式，可以获得国外风电现代化技术，迅猛提升本省风电设备的制造水平和生存能力。

4.3.2 地区国民经济可持续发展的需要

中电投达茂旗百灵庙风电场二期49.5MW项目所处的达茂旗，经济和社会事业虽然有较大的发展，但是由于交通、能源等客观条件的制约，发展速度相对缓慢，同发达地区相比还存在着很大差距。

要实现地区经济的可持续发展，必须改变以往依赖农业资源开发利用的单一经济结构，需对资源进行重新配置。要充分利用风力、水力、矿产、旅游、野生植物、农副产品等潜在优势，加快产业结构调整，逐步提高科技含量，增进经济效益。

随着国家加大对中西部地区的扶持力度，尤其是“西部大开发”

战略的实施，为西部落后地区经济和社会发展创造了非常难得的机遇和条件。充分利用该地区清洁、丰富的风能资源，把风能资源的开发建设作为今后经济发展的产业之一。以电力发展带动农业生产，以电力发展带动矿产资源开发，促进人民群众物质文化生活水平的提高，推动农村经济以及各项事业的发展，摆脱地区经济落后的局面。

4.3.3 充分利用风能资源

内蒙古风能资源丰富，全区风能资源总储量为 13.8 亿千瓦，技术可开发量 3.8 亿千瓦，占全国 50%以上，居全国首位，且风向稳定、连续性强、无破坏性台风和飓风，风能利用率高。本项目位于内蒙古自治区包头市达茂旗境内，风电场代表年 10m 高度年平均风速为 7.5m/s，70m 高度年平均风速为 9.4m/s；相应的风功率密度分别为 365W/m² 和 666W/m²，风电场风功率密度等级为 6 级，风能资源较丰富，具有较好的开发价值。本项目的建设可以有效利用当地风能资源，发挥资源优势。

4.3.4 改善能源结构，保护环境

截止 2012 年底，内蒙古电网发电装机(6MW 及以上)容量 42347.24MW，包括：火电厂 88 座，装机容量 31815.7MW；水电站 3 座，装机容量 568.4MW；风力发电场 98 座，投产容量 9670.89MW；生物质电厂 3 座，装机容量 66MW；光伏电站 10 座，装机容量 226.25MW。根据电源结构和装机容量可知，我区西部电网电源结构单一，以火力发电为主，占电力总装机的 75%。火力发电消耗大量煤

炭资源，对环境污染严重，其发展必然会受到煤炭资源总量和环保等因素的制约。风电具有清洁、环保、节省化石能源等特点，积极开发内蒙古丰富的风能资源，对改善我区的电源结构和实现能源的可持续发展是十分必要的。

综上所述，中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目充分利用当地风能资源，改善能源结构，保护当地生态环境，在节约煤炭资源和增加电力供应等方面均具有积极作用，具有较好的社会效益和环保效益。因此，中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目的建设是必要的。

4.4 工程建设规模

风力发电是一种清洁的一次能源，具有不消耗矿物质能源、不排放任何有害气体的特点，其生产过程主要是利用自然风能转变为机械能，再将机械能转变为电能。风电场的建设周期短、建设规模灵活，是具有良好的社会效益和经济效益的新能源项目。随着人们对环境保护意识的增强以及国家有关部门对风力发电工程项目在政策方面的扶持，风力发电事业在我国得到了迅猛发展。中电投华北分公司旨在发展达茂旗风电事业，促进地区经济和社会发展，发挥风能资源优势，满足当地供热需求。拟选场址交通便利，地势起伏不大。结合当地风资源状况，中电投达茂旗百灵庙风电场二期项目建设规模拟定 49.5MW。

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目风电场位于内蒙

古自治区包头市达茂旗境内，东经 $110^{\circ}00'16.88'' \sim 110^{\circ}02'25.10''$ ，北纬 $41^{\circ}53'55.16'' \sim 41^{\circ}56'21.78''$ 之间，面积约为 13.21km^2 。本项目距达茂旗旗政府所在地百灵庙镇直线距离约 40km，场址区域东侧约 7km 有 S211 经过，S211 在达茂旗境内与 S210 和 S104 交汇；一期风电场目前已修建进场道路，距本期项目直线距离约 2.5km，此外场址交通情况整体良好，便于大型风电设备的运输。风电场区域坐标如下表 4-6 所示：

表 4-6 中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目风电场场址区域坐标

坐标点	西安 80 坐标系		经纬度	
	X	Y	纬度	经度
A	4645384.87	19417501.86	$41^{\circ}56'21.78''$	$110^{\circ}00'18.74''$
B	4645321.76	19420412.39	$41^{\circ}56'20.81''$	$110^{\circ}02'25.10''$
C	4640827.91	19420362.10	$41^{\circ}53'55.16''$	$110^{\circ}02'25.10''$
D	4640854.18	19417406.42	$41^{\circ}53'54.92''$	$110^{\circ}00'16.88''$

5 风电机组选型、布置及风电场发电量估算

5.1 风电机组选型

5.1.1 风机选择范围的确定

5.1.1.1 风力机类型的确立

1、水平轴和垂直轴风力机

水平轴式风力机是指转动轴与风向平行的风力机，具有风能转换效率高、转轴较短等特点，在大型风电机组上更显出经济性等优点。垂直轴式风力机是指转动轴与风向垂直的风力机，可以接受来自任何方向的风，检修维护方便，但其转轴过长、风能转换效率不高，存在启动、停机和变桨困难等问题。本项目拟选水平轴式风力机。

2、定桨距和变桨距风力机

定桨距（失速型）风力机是指叶片角度不能随风速变化而变化的风力机，具有结构简单、性能可靠，故障率低等优点。变桨距风力机是指叶片可绕叶片中心轴旋转的风力机，叶片攻角可在一定范围内调节变化，叶片始终保持在最佳角度，当风速超出额定风速时风电机组的出力也不会下降，具有载荷控制平稳、安全和高效等优点。本项目拟选变桨距型风力机。

考虑目前风电机组的制造水平、技术成熟程度、价格水平、结构特点、塔筒型式等因素，结合风电场风能特点，本项目风力机类型选用水平轴式变桨距风力机。

5.1.1.2 发电机类型的确定

1、齿轮箱和直驱型发电机

齿轮箱型发电机是指通过齿轮箱、高速轴及万能弹性联轴器将转矩进行增速后传递到传动轴的发电机，联轴器具有很好的吸收阻尼和震动的特性，可吸收适量的径向、轴向和一定角度的偏移，并且联轴器可阻止机械装置的过载。直驱型是指发电机的转矩不通过齿轮箱增速而直接传递到发电机的传动轴，直驱型发电机结构简单，并能够有效地减少由于齿轮箱问题而造成的机组故障，减少维护成本。

2、异步和同步发电机

异步发电机是指转子的转速小于磁场转速的发电机，其中双馈异步发电机应用较为广泛；同步发电机是指转子的转速等于旋转磁场转速的发电机，其中应用最多的是永磁同步发电机。双馈异步与永磁同步发电机比较而言，双馈异步发电机技术较成熟，成本较低，但其发电产生的电力谐波，会从电网吸收滞后的无功功率，加重电网的负担；而永磁同步发电机具备最大风能跟踪、定子侧功率因数和网侧功率因数调节功能以及有功、无功的解耦控制功能。同一工况条件下，永磁同步比双馈异步发电量要高出很多。

3、高压和低压发电机

高压发电机的输出端电压为 $10\sim20\text{kV}$ ，甚至达 40kV ，可省掉风机的升压变压器直接并网。低压风力发电机的输出端电压为 1kV 以下，需要经升压变压器升压后才能并网。本项目拟选低压发电机。

4、大型、中型、小型、微型发电机

风力发电机额定功率在 10kW 以下为微型发电机, 10~100kW 为小型发电机, 100~1000kW 为中型发电机, 1000kW 以上的兆瓦级为大型发电机。单机容量越大, 越有利于充分利用土地和风能资源, 整个项目的经济性就越好。本项目拟选兆瓦级大型发电机。

根据《国家电网公司风电场接入电网技术规定（修订版）》和内蒙古电力（集团）有限责任公司关于“风电场低压穿越”的要求, 结合风电场输电特点、场区地形、地貌、地质条件、机组安装及运输等条件, 为提高土地利用率, 本项目选用具有低电压穿越能力的低压型永磁同步直驱型兆瓦级风力发电机。

5.1.1.3 风电机组安全等级的确定

根据《风电场风能资源评估方法》(GB/T18710-2002), 拟选场区风功率密度等级属 6 级, 风能资源较为丰富, 利用地形图经 Wasp 软件可计算出详细的风能资源分布情况, 见图 5-1。由于目前主流机型的轮毂多在 65~80m 高度之间, 因此, 一般只考虑在此高度范围的风况。由第二章可知标准空气密度下轮毂高度处特征参数, 详见表 5-1。

表 5-1 风电场轮毂高度处特征参数

风场特征值	轮毂高度为 65m	轮毂高度为 70m	轮毂高度为 80m
50 年一遇 10min 平均最大风速 (m/s)	41.1	41.5	42.2
极大风速	57.54	58.1	59.08

年平均风速 (m/s)	9.3	9.4	9.6
年平均风功率密度(W/m ²)	647	666	700
湍流强度 I15m/s (± 0.5)		0.07	

表 5-2 各等级 WTGS 基本参数

WTGS 等级	I	II	III
Vref (m/s)	50	42.5	37.5
A I15		0.16	
B I15		0.14	
C I15		0.12	

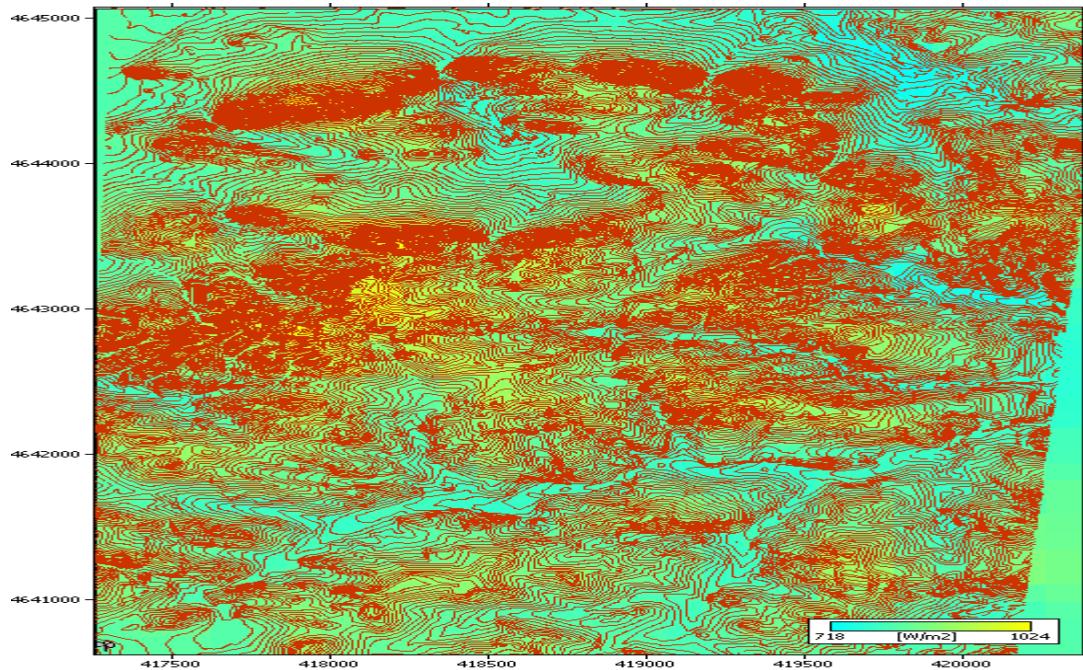


图 5-1 风电场风能资源分布图

65m 及 80m 轮毂高度处 50 年一遇 10min 平均最大风速分别为 41.1m/s 和 42.2m/s，根据《风力发电机组安全要求》(GB18451.1-2001) 中“各等级 WTGS 基本参数”表（见表 5-2），可知该风电场安全等级属于 IEC II C 类，同时，根据本项目选用风机类型疲劳载荷及极限载荷设计计算均参照 IEC61400-1-1999 版本，结合本项目场址所在地资源情况及 50 年一遇最大风速，本风电场适宜选用 IEC II C 类及以上的风电机组，这样可以更好的利用当地的风能资源。

5.1.1.4 单机容量范围的确定

根据风电机组的制造水平、技术成熟程度和价格，并结合风电场的风况特征、风电机组的安装条件和设备运输条件，本工程初选 1500kW 和 2000kW 风电机组进行技术经济性比选最终确定机型。

5.1.2 机型选择

5.1.2.1 技术参数比选

根据选定的单机容量范围，初选 WTGS1500A、WTGS1500B、WTGS2000A 和 WTGS2000B 四种代表机型进行比较，各机型技术参数和功率曲线具体见表 5-3，图 5-2。

表 5-3 比选机型技术参数表

	机型	WTGS1500A	WTGS1500B	WTGS2000A	WTGS2000B
1	机组数据				
1.1	额定功率 (kW)	1500	1500	2000	2000
1.2	风轮直径 (m)	77	77	87	87
1.3	切入风速 (m/s)	3	3.5	3	3
1.4	额定风速 (m/s)	11	11.5	11	11.4
1.5	切出风速 (m/s)	25	25	25	25
1.6	极端风速 (m/s)	59.5	59.5	59.5	59.5
1.7	生存环境温度 (°C)	-45~+50	-40~+50	-40~+50	-40~+50
1.8	运行环境温度 (°C)	-30~+45	-30~+40	-30~+40	-30~+40
1.9	设计寿命 (年)	20	20	20	20
1.10	平均可利用率 (%)	≥95%	≥95%	≥97%	≥97%
2	发电机				
2.1	型式	双馈异步	直驱	直驱	双馈异步
2.2	额定功率 (kW)	1500	1650	2180	2081
2.4	功率因数	-0.95~0.95	0.95~0.95	0.95	0.95
3	塔筒				
3.1	高度 (m)	65	65	80	80
3.2	塔筒 (t)	99.3	106.55	169.8	182

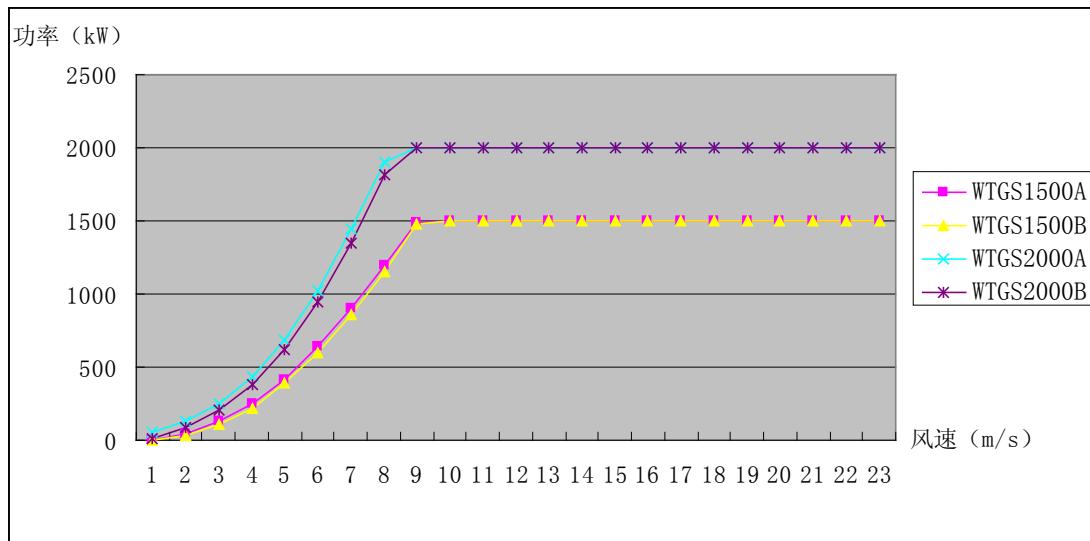


图 5-2 比选机型标准空气密度 $1.225\text{kg}/\text{m}^3$ 下功率曲线图

5.1.2.2 经济性比选

通过对风电机组、塔筒和箱式变压器询价，对三种方案投资情况进行初步经济性比选，具体见表 5-4。由于目前该项目处于可行性研究阶段，设计单位很难准确掌握各种机组的实际价格，因而下表的比较仅供参考，不能完全作为机组招标的依据。

表 5-4 比选机型轮毂高度发电量比较表

机型	方案一	方案二	方案三	方案四
总容量 (MW)	49.5	49.5	50	50
单机容量 (kW)	1500	1500	2000	2000
台数	33	33	25	25
年理论发电量 (MWh)	202059	193793	221750	218650
单台平均年理论发电量 (MWh)	6123	5873	8870	8746
年等效利用小时数	4082	3915	4435	4313
容量系数	0.466	0.4469	0.5063	0.4992
经营期 (年)	20	20	20	20
含税上网电价 (元/kWh)	0.51	0.51	0.51	0.51
20 年总电价销售收入 (万元)	206100.18	197668.86	226185	223023
风电机组(万元)	19800	19800	20000	20000
塔筒 (万元)	3211.362	3445.827	4160.1	4459
箱式变压器 (万元)	660	660	575	575

静态总投资（万元）	31455.57	31705.42	32359.94	32678.45
单位千瓦时投资（元/kWh）	0.0778	0.0818	0.073	0.0747
单位千瓦静态投资（元/kW）	6291.11	6341.08	6471.99	6535.69
建设期利息（万元）	547.04	551.38	562.76	568.3
风电场动态总投资（万元）	32002.6	32256.8	32922.7	33246.75

根据表 5-4 可知，三种方案中，方案三单位千瓦时投资最小，本项目拟推荐选用方案三，即 WTGS2000A*25 的风电机组。

综上所述，通过对三种方案进行年发电量及经济性比选，本项目拟推荐选用方案三，即 WTGS2000A*25 的风电机组。

根据电网公司对风力发电机组的低电压穿越的要求，风电场必须具备在电压跌至 20% 额定电压时能够维持并网运行 620ms 的低电压穿越能力。

WTGS2000A 机型具备低电压穿越能力，根据风机厂家提供的机组有关资料，该机型满足下列低电压穿越能力要求：机组的设计穿越特性参照下图，其中纵轴代表系统电压跌落情况，横轴代表风机并网持续时间。

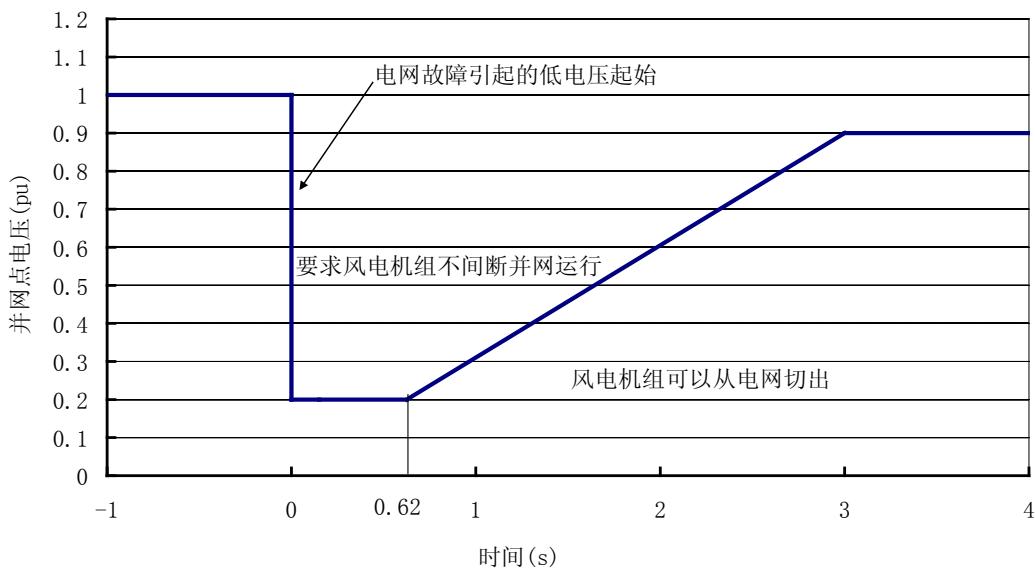


图 5-3

风电机组对低电压穿越要求示意图

经以上综合比较分析，WTGS2000A 年理论发电量较高，投资小，性能较稳定，对电网冲击小，机组比较适于本风电场。

5.2 风电机组布置

5.2.1 风电机组布置原则

1、风力发电机组在风电场内的布置，应根据场地的地形、地貌及场内已有设施的位置综合考虑，充分利用场地面积，选择布置方式。

2、风力发电机组布置尽量紧凑规则整齐，有一定规律，以方便场内配电系统的布置，减少输电线路的长度。

3、风力发电机组按照矩阵布置，行必须垂直风能主导方向，同行风力发电机组之间距离不小于 $3D$ ，行与行之间距离不小于 $5D$ ，各列风力发电机组之间交错布置。

4、风力发电机组布置要考虑防洪问题，布置点要避开洪水流经

场地。

5、风力发电机组距离场内架空线路保持一定的安全距离，主要考虑以下方面：

- (1) 风力发电机组塔筒、叶片吊装时的安全距离。
- (2) 风力发电机组维护时，工作人员从机舱放下的吊装绳索，在风力或其他外力作用荡起后的安全距离。
- (3) 风力发电机组正常运行时，不对线路的安全运行造成影响的距离。

6、风力发电机组距有人居住建筑物的最小距离，需满足国家有关噪声对居民影响的法律、法规。

7、风力发电机组布置点要满足机组吊装、运行维护的场地要求。

8、对拟定的风力发电机组布置方案，需用风力发电场评估软件进行模拟计算尽量减少尾流影响，进行经济比较，选择最佳方案，标出各风力机地图坐标。

5.2.2 推荐机型优化布置

根据风电场风能资源分布情况，以及场区地形、地表粗糙度、障碍物等地形条件，兼顾风电机组间的相互影响，并采用当地空气密度即 1.0522kg/m^3 下的功率曲线进行初步选取 $3D \times 5D$ 、 $3D \times 6D$ 、 $4D \times 6D$ 共 3 种不同间距类型的排布方式，对风电机组布置进行优化。通过 Wasp 软件进行计算和布置，得出间距为 $4D \times 6D$ 的布置方案尾流损失

最小，净发电量最高，因此推荐采用最小间距为 $4D \times 6D$ 的方案作为本项目风电机组布置方案。计算结果见表 5-5，风力发电机组布置如图 5-4、5-5 和 5-6 所示。

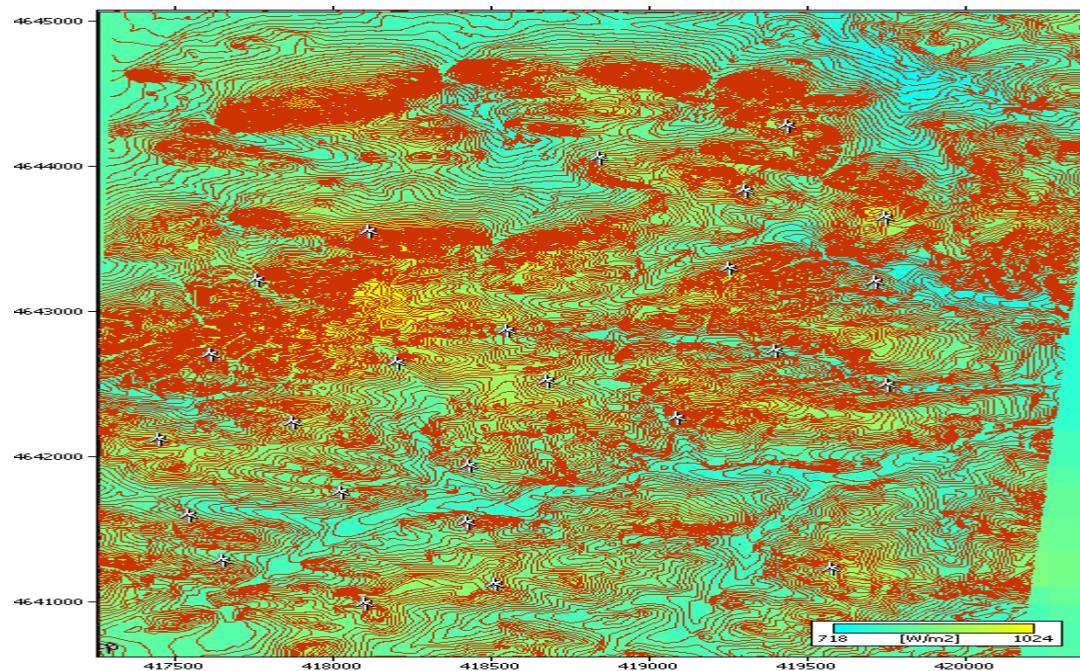


图 5-4 3Dx5D 布置示意图

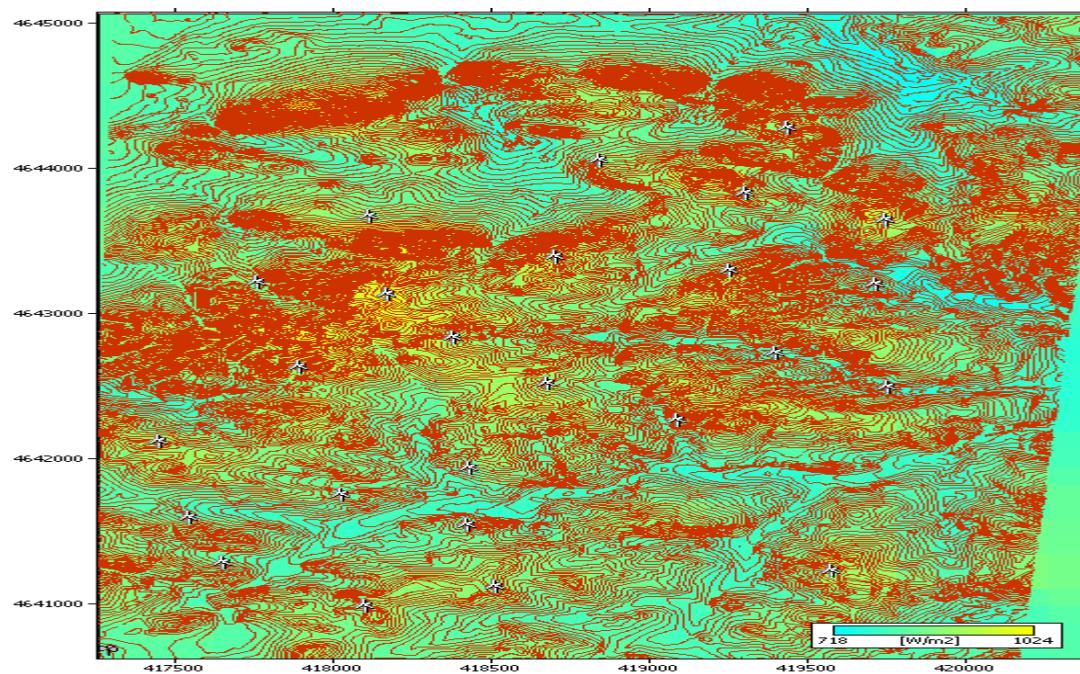


图 5-5 3Dx6D 布置示意图

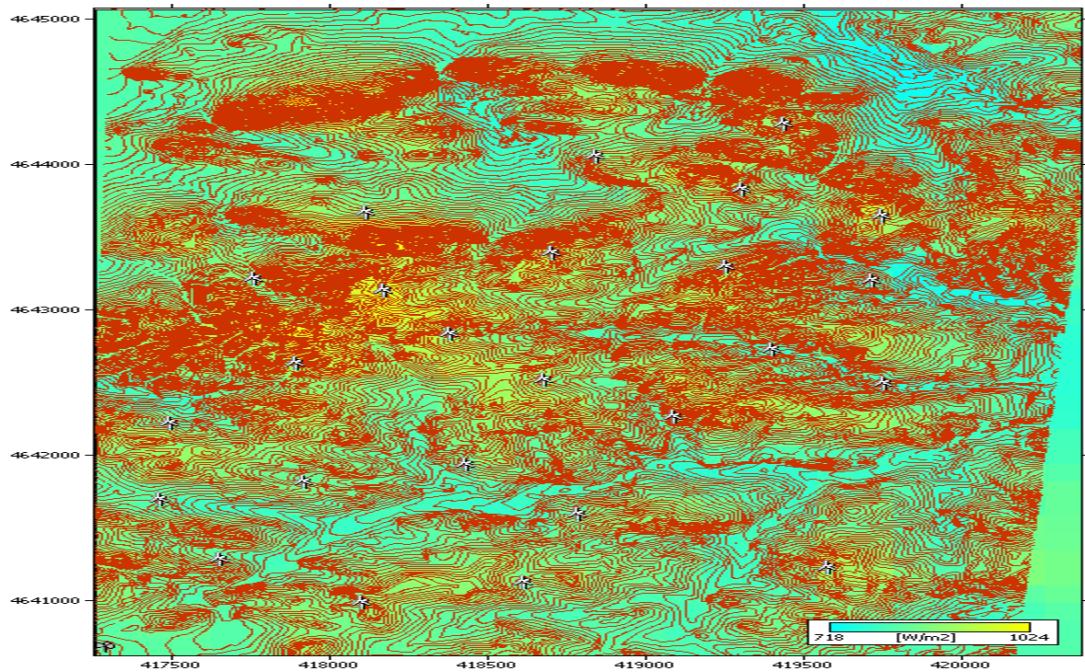


图 5-6 4D×6D 布置示意图

表 5-5 各布置方案发电量汇总表

布机方案	项目	合计	单机平均发电量
3D×5D	总发电量[MWh]	202364	8095
	净发电量[MWh]	190202	7608
	尾流损失[%]	6.01	
3D×6D	总发电量[MWh]	201129	8045
	净发电量[MWh]	189645	7586
	尾流损失[%]	5.71	
4D×6D	总发电量[MWh]	201627	8065
	净发电量[MWh]	191485	7659
	尾流损失[%]	5.03	

5.3 风电场发电量估算

中电投达茂百灵庙风电场二期 49.5MW 项目选用 25 台单机容量为 2000kW 风电机组及单机容量为 1500kW 的风电机组，轮毂高度为 80m，布置方案采用 4D×6D，经空气密度折减后项目年理论发电量为

201627MWh, 尾流损失为 5.03%, 风电机组布机点坐标及发电量计算

详见表 5-6。

表 5-6 风电机组布机点坐标及发电量计算统计表

机位	五四坐标[m]		高程	轮毂 高度	理论发 电量	平均 风速	尾流 损失	等效满负荷 利用小时
	Y (m)	X (m)						
1	4641088	19418606	1487	80	8079	9.36	4.14	4040
2	4642795	19418374	1497	80	7963	9.53	6.93	3982
3	4642454	19419749	1467	80	7697	9.13	6.56	3848
4	4643165	19419713	1471	80	7662	9.18	7.67	3831
5	4642687	19419390	1473	80	7693	9.17	7.16	3847
6	4642480	19418670	1491	80	7934	9.47	6.83	3967
7	4642229	19419083	1480	80	7763	9.24	6.79	3882
8	4643633	19418110	1484	80	8213	9.49	3.62	4107
9	4644238	19419431	1481	80	8238	9.62	4.7	4119
10	4641900	19418426	1483	80	7846	9.26	6.05	3923
11	4643607	19419740	1486	80	8021	9.64	7.41	4010
12	4642596	19417885	1500	80	8241	9.54	4.1	4121
13	4643177	19417752	1489	80	8232	9.37	2.54	4116
14	4643092	19418168	1512	80	8361	9.86	5.37	4180
15	4642183	19417485	1496	80	8245	9.38	2.41	4122
16	4641778	19417910	1492	80	7987	9.37	5.31	3993
17	4643259	19419250	1493	80	8117	9.6	6.12	4058
18	4641559	19418780	1483	80	7921	9.35	6.01	3960
19	4643788	19419295	1485	80	8001	9.52	6.52	4001
20	4643356	19418696	1501	80	8171	9.7	6.39	4086
21	4644019	19418838	1479	80	8153	9.44	4.05	4077
22	4641191	19419572	1487	80	8341	9.55	2.81	4171
23	4641655	19417459	1492	80	8233	9.26	1.66	4117
24	4641243	19417646	1492	80	8209	9.32	1.94	4104
25	4640947	19418097	1497	65	8307	9.49	2.71	4153

风电场尾流、控制湍流、叶片污染、机组可利用率、场用电和线损等损耗、气候影响停机、功率曲线、风场间影响和空气密度等折减，

依照国家发展和改革委员会《关于对中国风电发电量折减问题的说明》具体折减如下：

1、尾流修正

本项目根据 Wasp 软件计算发电量，该软件在发电量计算过程中已经考虑尾流损失，因此，无需另行折减。

2、空气密度折减

已按当地空气密度对功率曲线修正，修正系数为 1。

3、控制湍流折减系数

控制湍流折减是指由于风电机组受风电场内湍流等风况影响而降低的发电量，其典型折减数值在 5% 左右，根据本项目风电场的一般风资源情况，本项目的控制湍流折减系数取 4%，即风能利用率为 96%。

4、叶片污染折减系数

叶片表层污染使叶片表面粗糙度提高，翼型的气动特性下降。依照国家发展和改革委员会《关于对中国风电发电量折减问题的说明》，本项折减典型折减数值为 6% 以内，拟选场址以草原植被为主，各种小昆虫较多，而当地的雨量较小，易造成叶片污染，沙尘天气也易造成叶片污染，综上考虑叶片污染系数取 3%，取可利用率为 97%。

5、机组可利用率

依照国家发展和改革委员会《关于对中国风电发电量折减问题的

说明》，本项典型折减数值为 5%~10%，考虑风力发电机组故障、检修以及电网故障，根据目前风力发电机组的制造水平和拟选场址的实际条件，拟定本项目机组大修和事故停机系数取 5%，风力发电机组的可利用率为 95%。

6、低温影响

拟选场址冬季气温较低，累计多年最低气温为-31.8℃，而风力发电机在环境气温低于-30℃的小时将不能正常工作，本风电项目取低温影响系数为 3%，即修正系数为 97%。

7、雷暴影响

该地区累年平均雷暴日数为 25.9 天，占全年的 7.1%，雷暴易造成机组非正常原因停机，取该项可利用率为 97%。

8、功率曲线折减系数

功率曲线折减是指风电机组实际功率曲线达不到设计值，从而降低发电量，风电机组厂商提供的功率曲线保证率一般为 95%，即功率曲线折减系数为 5%，取该项可利用率为 95%。

9、软件计算误差折减

依照国家发展和改革委员会《关于对中国风电发电量折减问题的说明》，本项典型折减数值为 5%~10%，考虑发电量计算软件对风电场适应性的局限，使其对理论发电量估计过高，本风电项目取折减系数为 5%，该项可利用率为 95%。

10、风速不确定性折减

考虑本风电场所选用测风塔 70m 高度存在缺测数据，且测风塔为场外塔，综合以上因素运用 wasp 软件计算时，存在风速不确定性估算过大或过小情况，本风电场设计阶段暂按风速不确定性估算过大考虑，该项折减取 5%，即可利用率为 95%。

11、风场间影响折减

考虑拟选场址所处区域附近已建设风电场以及未来风电场建设因素，周围已建及未来建设风电场会引起本风电场气流方向的变化，影响本风电场的发电量，故对理论发电量作出折减，取其折减系数为 3%，该项可利用率为 97%。

12、场用电、线损等能量损耗

本风电场场用电、输电线路、箱式变压器等用电经计算折减系数为 2%，该项可利用率为 98%。

本期风电场装机容量为 50MW，推荐选用 25 台单机容量为 2000kW 的风电机组和 1 台单机容量为 1500kW 的风电机组，轮毂高度均为 80m，布置方案采用 4D×6D。经当地空气密度折减后风电场年发电量为 201627MWh，考虑尾流、控制湍流、叶片污染、机组可利用率、场用电和线损等损耗、气候影响停机和功率曲线等折减，综合折减系数为 35.57%，得出项目年上网电量 129901MWh，年等效满负荷利用小时数为 2598h，平均容量系数为 0.2966，各项折减计算情况具体见表 5-7。

表 5-7 风电场年上网电量分析表

单机容量 (kW)	25 台 2000													等效满 负荷利 用小时 (h)		
安装台数 (台)	25															
轮毂高度 (m)	80															
项目名称	考虑空 气密度 后年净 发电量 (MWh)	尾流 折减	控制和 湍流	叶片 污染	机组可 利用率	低温 折减	雷暴 折减	功率 曲线	软件 折减	风速不 确定性	风场间 影响 折减	场用电 线损	综合 修正	年上网 电量 (MWh)	容量 系数	
修正系数	1	0.9497	0.96	0.97	0.95	0.97	0.97	0.95	0.95	0.95	0.97	0.98	0.6443			
代表年发 电量 (MWh)	201627	191485	183826	178311	169395	164314	159384	151415	143844	136652	132552	129901	129901	129901	0.2966	2598

6 电气

6.1 接入电力系统的方式说明

6.1.1 电力系统现状及规划

6.1.1.1 内蒙古自治区电网现状

内蒙古自治区电网（简称内蒙古电网）位于华北电网的北部，是华北电网的组成部分和主要送电端。2012 年内蒙古电网供电区域为自治区西部地区六市二盟，包括呼和浩特市、包头市、乌海市、鄂尔多斯市、巴彦淖尔市、乌兰察布市、阿拉善盟、锡林郭勒盟。

目前，内蒙古电网已形成“两横四纵”的 500kV 主干网架结构。各盟市供电区域均形成 220kV 主供电网架结构，其中，呼和浩特、包头、乌海地区形成 220kV 城市环网。

截止 2012 年底，内蒙古电网发电装机(6MW 及以上)容量 42347.24MW，包括：火电厂 88 座，装机容量 31815.7MW；水电站 3 座，装机容量 568.4MW；风力发电场 98 座，投产容量 9670.89MW；生物质电厂 3 座，装机容量 66MW；光伏电站 10 座，装机容量 226.25MW；内蒙古电网覆盖范围内共有 500kV 变电站 18 座，主变 35 台，总变电容量 26700MVA；220kV 公用变电站 107 座，主变 211 台，总变电容量 32439MVA。500kV 线路 54 回，总长 4890.674km；220kV 线路 454 回，线路总长度 14407.11km。

2012 年内蒙古电网最高供电负荷为 18200MW (不含外送电力)。内蒙古电网向华北电网协议送电容量 3900MW。2012 年内蒙古电网全社会用电量为 1542.4×10^8 kWh (不包括外送电量), 比上年增长 4.72%, 东送华北电量为 273.88×10^8 kWh, 比上年增长 1.47%。

6.1.1.2 包头地区电网现状

包头地区电网位于内蒙古电网的中部, 是内蒙古电网中最大的地区电网, 西面以 1 回 500kV 线路(坤德线)与巴彦淖尔市德岭山 500kV 变相连, 以 2 回 220kV 线路 (吉祥~民胜双回) 同该市 200kV 电网相连, 东面以 2 回 500kV 线路 (坤旗 I、II 回) 与旗下营 500kV 变相连, 以 3 回 220kV 线路 (美岱召牵引所~毕克齐牵引所线、土东线、土昭线) 同呼市电网相连, 南面以 2 回 500kV 线路 (响高 I、II 回) 与响沙湾 500kV 变相连, 以 3 回 200kV 线路 (达麻 I、II 回、达土线) 同达旗电厂相连。包头电网不仅承担本地区负荷供给的任务, 而且承担着与呼市地区、鄂尔多斯地区以及巴彦淖尔地区联络的任务, 是内蒙古电网的重要组成部分。

包头地区电网主要承担着包头市区及市属白云、石拐两个矿区和九原区、土右、固阳、达茂四个旗县区的供电任务, 是内蒙古电网的负荷中心。

截止 2012 年底, 包头地区电网发电装机 (6MW 及以上) 容量 8109.01MW, 包括: 共用火力发电厂 7 座, 总装机容量 5050MW; 企业自备电厂 6 座, 总装机容量 1896.2MW; 风电场 14 座, 总投产

容量 1162.81MW。

截止 2012 年底包头地区电网有 500kV 变电站 4 座，即高新变、包头北变、春坤山变和威俊变，总容量为 7200MVA；220kV 共用变电站 16 座，33 台主变，总容量为 4890MVA。截止 2012 年底，包头电网共有 22kV 线路 92 回，总长度为 1715.385km。

此外，包头地区还有铝厂二期、三期和四期 220kV 变、包钢 81 变、希望铝厂 I 变、II 变和发展变、海平面变、亚新隆顺变、神华煤质烯烃变和西沙湾等 11 座 220kV 用户变。

包头地区电网 2012 年最高供电负荷为 5062MW。

6.1.2 接入系统方案

根据中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目所在位置，以及周围的电网情况，结合一期已经审定的接入系统方案，提出中电投达茂旗百灵庙风电场二期接入系统方案如下：风电场本期 49.5MW 容量机组各经机端出口变压器升压至 35kV，经 3 回 35kV 电缆线路汇集接入一期已建的风电场升压站 35kV 母线，风电场升压站维持一期单回 220kV 线路至望海 220kV 变，导线型号 LGJ-1×400。

中电投达茂旗百灵庙风电场二期以 3 回 35kV 汇集线路接至一期已建成的风电场升压站的 35kV 侧。可以利用升压站一期已经建设的 1×120MVA 主变与一期项目所发电力共同升压至 220kV，利用已建好的 1 回 220kV 线路一并送至系统。本期项目不用单独建设升压站，更无需考虑单独装设谐波监测等设备，均可与一期项目共用，节约投

资，并且减少了工程量。

综上所述，设计方案接入系统方案工程量小，可以满足中电投达茂旗百灵庙风电场二期项目所发电力的送出要求。

中电投达茂旗百灵庙风电场二期项目最终接入系统方案，需在接入系统设计中详细论证，并经上级主管部门审查后确定。

6.1.3 风电场送出方案

风电场 220kV 升压站规模考虑如下：主变规划容量 $1 \times 120\text{MVA}$ ，一期建设 $1 \times 120\text{MVA}$ ，电压等级为 $230/36.75/10.5\text{kV}$ ，容量比 $100/100/30$ ，主变高压侧分接头 $230 \pm 8 \times 1.25\%$ 。 220kV 出线一期工程已建成 1 回，至望海变。本期不需新增主变及 220kV 出线，本期出线建设 3 回。

6.1.4 变电配套工程方案

变电配套工程在一期建设时已完成，本期无变电配套工程。

6.1.5 风电场的无功补偿容量

根据内蒙古电力公司《内蒙古电网风电场接入电网技术规定(暂行)》，系统要求风电场 220kV 线路出口功率因数在 -0.98 至 $+0.98$ 之间快速可调。要求在风电场升压站 35kV 侧装设动态无功补偿装置，容性无功补偿容量按不低于风电容量 25% 考虑。安装恒频恒速异步风机的风电场容性无功补偿容量一般不低于风电装机容量的 50%。

考虑百灵庙一期工程设计中无功补偿专题报告只考虑一

49.5MW 风电机组装机容量和同场光伏电站装机容量，在一期已建设的一台 120MVA 主变 35kV 侧已装设容性无功补偿(SVC)容量为 12.5 Mvar+5Mvar，要求容性与感性补偿装置统一考虑，采取综合控制策略。同时要求由风电场升压变高压侧的电压控制动态无功容量的调节。本期工程需要新增无功补偿装置，容量暂定为 12.5Mvar。

6.2 电气主接线

6.2.1 风电场集电线路方案

本期风电场建设 49.5MW，装设 25 台额定功率为 2000kW 的风力发电机组，风力发电机组额定电压为 0.69kV。

由于已建一期工程的风力发电机组通过自带变压器将电压升至 35kV 后经 35kV 环网柜后送出，因此本工程亦采用 35kV 电压等级送出。

虽然电缆方案比混合架空线方案初期投资高，但综合考虑安全性、可靠性、运行维护、施工等方面，以及风电场一期工程 35kV 集电线路采用电缆方案，为使风电场内集电线路保持一致，并结合建设方意见，本工程现阶段风电场集电线路推介采用电缆直埋方案。

采用 35kV 电缆集电线路方案，风力发电机组通过箱式变电站升压至 35kV，经高压电缆直埋，利用箱式变电站高压侧的铜板母线进行环接，然后送至升压站，每回集电线路连接 8~9 台风机，最大容量为 17500kW，电流为 288.7A。通过计算，风力发电机组高压侧之间连接选用 YJLY23-26/35kW， $3 \times 70 \sim 3 \times 240$ 电缆。

6.2.2 升压站主接线方案

6.2.2.1 原规划情况

风电场规划建设 $1 \times 120\text{MVA}$ 户外三相铜芯双绕组(带平衡线圈)有载调压变压器, 全站电压等级按 220kV 、 35kV 两级电压配置, 220kV 规划出线 1 回, 35kV 规划出线 8 回。 220kV 电气接线远期采用单母线, 35kV 电气接线远期采用单母线分段。

6.2.2.2 现状

中电投达茂旗百灵庙风电场一期 49.5MW 风电项目已装机 49.5MW , 装设 25 台额定功率为 2000kW 的风力发电机组。升压站现已建成一台 120MVA 户外三相铜芯双绕组(带平衡线圈)有载调压变压器, 1 回 220kV 出线, 4 回 35kV 出线。 220kV 电气接线采用单母线接线, 35kV 电气接线采用单母线接线。 35kV 侧 I 段母线装设 1 组土 17.5Mvar SVG 动态无功补偿装置。主变目前已接入 49.5MW 风力发电机组和 20MWp 光伏发电组件, 已建主变可满足本项目接入。

主变压器 220kV 侧中性点经隔离开关接地, 主变压器 35kV 侧中性点经电阻柜接地。

6.2.2.3 本期建设规模

本期工程仅在 35kV 配电装置扩建 3 回出线, 3 回 35kV 集电线均接至 35kV I 段母线上, 升压站 220kV 及 35kV 电气部分均维持不

变。

根据系统专业规划，一期无功补偿装置补偿容量不满足本期需要，本期需新建动态无功补偿装置。

6.2.2.4 中性点接地方式的选择

主变压器 220kV 侧中性点经隔离开关接地。

主变压器 35kV 侧接地方式经电阻柜接地。

当电缆发生接地故障时，接地电弧为封闭性电弧，不宜自行熄灭，电缆线路长期单相接地，非故障相电压升高，持续时间长容易引起其它绝缘薄弱的部位绝缘击穿，若不及时跳闸，造成事故扩大化，对电力设备造成不必要的损失，适合采用电阻接地方式。

本期工程 35kV 侧接地方式仍按电阻接地设计。项目 35kV 侧单相接地电容电流为 $I_{C1}=499A$ 。其中，一期工程 35kV 侧单相接地电容电流为 $I_{C1}=150A$ ，光伏项目 35kV 侧单项接地电容电流约为 $I_{C2}=180A$ ，本期风电项目 35kV 侧单项接地电容电流 $I_{C3}=169A$ ，风电场一期工程配置 1 台电阻值为 47.2Ω 的中性电阻柜，即发生单相接地故障时流过电阻的额定电流 $I_R=428A$ ，本工程 35kV 系统人采用中性点经电阻接地，原电阻柜需另行改造。接地电流与电容电流关系初步拟定为 $I_R=2.4I_C$ ，建议原电阻柜改造成阻值为 16Ω 的电阻柜，具体电阻柜改造需在下一阶段根据成套厂家意见进行改造。

6.2.2.5 动态无功补偿装置

根据系统专业要求，本期 35kV 母线新增动态无功补偿装置 12.5Mvar。

6.3 主要电气设备选择

35kV 配电装置短路水平按 31.5kA 选择，与一期短路水平相同。

6.3.1 主要设备选择的原则

导体及设备选择依据短路电流计算结果、《导体和电器选择设计技术规定》DL/T 5222-2005 进行，并确定以下条件：

- 1) 屋内及电缆沟（隧）道内最高环境温度，按 40℃考虑。
- 2) 日照强度取 0.1w/cm² （风速取 0.5m/s）。
- 3) 污秽等级：按III级考虑，外绝缘泄漏比距按 25mm/kV。
- 4) 噪音：电器的连续性噪音水平不应大于 85dB，非连续性噪音水平不大于 90dB。（测试位置距设备外沿垂直面的水平距离为 2m，离地高度 1~1.5m 处）。
- 5) 电器及金具在 1.1 倍最高工作电压下，晴天夜晚不出现可见电晕。

6.3.2 主要设备选型及规范

(1) 35kV 设备选型

- (a) 35kV 配电装置采用户内手车式成套开关柜，开关柜内配真空

断路器，短路水平按 31.5kA 选择。

(b) 35kV 电缆采用 YJLY23-26/35 型。

(2) 本工程已建成设备的校验

经校验，原有设备均满足要求，不必进行改造。

6.4 过电压保护及接地

6.4.1 升压站过电压保护及接地

升压站污秽等级按 III 级考虑，220kV 爬电比距按 2.5cm/kV（最高工作电压下），35kV 户外设备爬电比距按 3.1cm/kV（最高工作电压下）。配电装置外绝缘按海拔高度修正。

升压站已建成完善的架构避雷针和独立避雷针组成防直击雷联合保护。在 220kV 母线、35kV 母线、主变 220kV 进线装设氧化锌避雷器以防雷电侵入波危害。35kV 配电装置为防止操作过电压，在进、出线均装设过电压保护器。

接地装置及设备接地的设计按《交流电气装置的接地》和《十八项电网重大反事故措施》的有关规定进行设计。升压站接地装置设计原则为以水平接地体为主，辅以垂直接地体的人工复合接地网。水平接地体采用-60×6 镀锌扁钢，垂直接地体采用 $\Phi 50$ 镀锌钢管。

升压站接地网一期工程已建设完成，本期工程需接地设备与原有主接地网连接，同时对扩建时被破坏的接地网进行修复。

6.4.2 风电场内电气设备的过电压保护及接地

由于风力发电机组本身具有防雷保护，其叶片顶部配置有避雷装置，所有关键部位均有电压平衡装置，因此风力发电机组不再另设防直击雷装置。

风电场风力发电机组接地装置按每台风力发电机组设计独立复合接地网，水平接地体为主，垂直接地极为辅，接地网的设计保证满足风电机厂提出的接地电阻要求；土壤电阻率特别大的地方考虑使用降阻剂。设计时在每台风力发电机组基础部位设置水平接地体，并在基础外围再设置一圈水平接地体，同时用扁钢与基础部位接地体连接，接地体埋深-0.8m 以下。箱变接地装置与对应的风力发电机接地装置连接。

6.5 照明

一期工程已建设完善的照明网络。

本期工程建设的 SVC 控制室、扩建的 35kV 屋内配电室采用节能型荧光灯照明，SVC 室外部分采用泛光灯照明。

35kV 配电装置室、SVC 控制室设置事故照明及疏散指示灯。

6.6 电气设备布置

6.6.1 风电场电气设备及升压站站址选择

一期工程升压站已建成，本期不存在升压站站址选择问题。

6.6.2 升压变电站电气设备布置

根据一期建设情况，本期新增 35kV 高压柜均布置在一期已建成的 35kV 配电室内。

6.7 站用电及消防供电

6.7.1 站用电

一期工程已按规划规模建成站用电系统，本期工程所需负荷均从已建设的 380/220V 开关柜上相应回路引接。

6.7.2 消防供电

消防供电已建成，并通过了消防验收。

6.8 电缆敷设及防火

本期工程均利用一期已建成电缆设施，35kV 屋内配电装置室采用电缆隧道内装设桥架敷设电缆，电缆沟道内采用角钢支架敷设电缆，电缆沟至设备采用电缆穿水煤气管敷设。

电缆隧道进入建筑物的入口处设置带门的阻火隔墙。电缆沟进入建筑物的入口处设置阻火隔墙。

不同电压等级的配电装置及配电装置的不同段之间的电缆沟或电缆隧道连接处设置阻火隔墙。

高压开关柜、控制保护屏、配电屏待电缆敷设完毕后应对其下部的孔洞进行封堵。

电缆隧道、电缆沟阻火隔墙两侧各 1.5m 范围内均涂防火涂料。

电缆穿管敷设完毕后应将管子的两头封堵。

本期工程施工时对一期工程的防火设施造成的破坏，电缆敷设完成后恢复。

6.9 电气二次

6.9.1 风电场控制、保护、测量和信号

6.9.1.1 风电场控制

(1) 风电机组的控制

为便于风电场的运行管理，提高自动化水平，风电机组采用微机监控系统。微机监控系统分就地监控系统、远程中央监控系统、远程监测系统三部分。

就地监控系统布置在风电机组的塔筒内，由主控制器、机舱控制器、触摸屏、网络交换机等组成，具备监测、保护、控制、故障检测及处理、参数设定、数据记录显示、人工操作等功能，能实时监控风机的运行参数，就地控制风机的启停。其中风机的控制方式采用恒电压控制方式。就地监控系统配备多种通讯接口，能够实现就地通讯及远程通讯。远程中央监控系统布置在升压站主控制室内，由服务器、操作员站、交换机、打印机、中央监控软件等组成，具备数据实时采集、历史数据保存、报警信息记录与处理、运行数据分析与统计等功能，能远方集中管理和控制风机。远程中央监控系统通过光缆与就地

监控系统通讯，网络结构采用星形结构。远程监测系统安装在风电场总部的管理部门，由远程监测计算机、调制解调器、数据传输介质（电话线、无线网络、Internet）、远程监测软件等组成，能远程实时查看风机运行状况、历史资料等。远程监测系统通过电话线或 Internet 网与远程中央监控系统进行通讯。本期新增风机就地监控，通过光缆与远程中央监控系统通讯。

(2) 箱式变压器的控制

箱式变压器的低压侧开关采用就地/远方控制方式。

6.9.1.2 风电场保护、测量和信号

(1) 风力发电机保护

风力发电机设有过载、堵转、短路、缺相、三相不平衡、过压、失压、温度过高、振动超时、过速、电缆缠绕等保护。保护装置动作后跳开发电机出口空气断路器并发出保护装置动作信号。

(2) 箱式变压器保护

风力发电机的 $0.69/37.5\text{kV} \pm 2 \times 2.5\%$ 升压变压器高压侧采用负荷开关加熔断器，利用熔断器作为变压器的短路保护。低压侧设智能塑壳断路器，故障时智能脱扣器跳此断路器。

(3) 风电场的测量和信号

风电机组需监测电网的电压、频率，发电机的电流、功率、转速、功率因数和风速、风向、叶轮转速、液压系统状况、偏航系统状况、润滑系统状况、齿轮箱状况、软启动状况、风力发电机组关键设备的

温度及户外温度等，风电机组的控制器根据传感器提供的信号控制风电机组可靠运行。

箱式变压器的非电量信号及高压熔断器、刀闸、低压开关的状态由风机就地控制柜采集，通过光缆上传至风机监控系统。

6.9.2 升压站控制、保护、测量和信号

6.9.2.1 220kV 升压站监控系统

本期升压站新增设备的控制方式与一期原有设备的控制方式一致，采用微机监控，新增设备的监控接入原有 220kV 升压站微机监控系统。本期对原有微机监控系统的站控层设备进行增容改造。

6.9.2.2 元件保护

保护按《继电保护和安全自动装置设计技术规程》设置，35kV 线路采用微机型保护。

(1) 35kV 线路保护

- (a) 方向电流速断保护
- (b) 三相二段式过电流保护
- (c) 单相接地保护
- (d) 过负荷保护

(2) 35kV 母线保护

本期新增 3 回 35kV 线路接入一期 35kV 母线保护装置，同时完善其电流输入及跳闸输出回路。

6.9.2.3 布置

本期工程沿用一期升压站主控制室和继电保护室。35kV 线路的测控保护装置及相应的电度表下放，安装在 35kV 开关柜内。

6.9.2.4 其它自动化设备

本期新增设备的防误闭锁接入原微机防误闭锁装置系统，本期对原有微机防误闭锁系统进行增容。

6.9.3 交直流控制电源系统

6.9.3.1 直流电源

本期新增设备所需直流电源由一期直流系统备用回路引接。一期直流系统设备容量能满足本期扩建所需。

6.9.3.2 不停电电源(UPS)系统

本期新增设备所需 UPS 电源由一期 UPS 系统备用回路引接。一期 UPS 设备容量能满足本期扩建所需。

6.9.4 电工试验室

本期沿用一期电工试验设备。

6.10 系统继电保护

6.10.1 工程概况及设计范围

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 工程接入一期建设的 220kV 升压站，升压站主接线形式不变，本期工程不新增主变及 220kV 出线间隔，只新增 35kV 出线 3 回。

6.10.2 保护及安全自动装置配置方案

由于本工程升压站 220kV 主接线维持单母线接线，并未增加 220kV 出线间隔，因此不需增加保护设备。

本工程不估列安全自动装置费用。

6.10.3 与监控系统和保护及故障信息远传系统配合

由于风电场升压站本期没有配置保护设备，所以没有保护设备与监控系统配合。

6.10.4 设备明细

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 工程没有配置保护设备。

6.11 调度自动化

6.11.1 调度关系

中电投达茂百灵庙风电场一期工程已建容量 49.5MW，装设了单机容量 2000kW 风力发电机组 25 台。本期扩建容量 49.5MW，机组接入已建成的 220kV 升压站，并通过已有 220kV 线路送入系统。

风电场原由内蒙中调和包头区调实施两级调度管理。本期工程扩建后，调度关系维持不变。

6.11.2 远动系统方案

中电投百灵风电场一期工程已建容量 49.5MW，装设了单机容量 2000kW 风力发电机组 25 台。本期扩建容量 49.5MW，机组接入已建成的 220kV 升压站，并通过已有 220kV 线路送入系统。

风电场原由内蒙中调和包头区调实施两级调度管理。本期工程扩建后，调度关系维持不变。

6.11.3 风电综合通信管理终端

本风电场已配置一套风电综合通信管理终端，该终端通过 485 口/网口与升压站计算机监控系统相连取得并网点电压、电流、有功、无功、功率因数、并网状态以及主变分接头档位；通过 485 口/网口与 SVC 连接取得无功功率、调节范围、功率因数、监测点电压、装置的投切状态及无功出力值，通过网口采集风电场风机监控系统的基础信息（内蒙中调需要）以及风机的总发电量、风机无功出力值。本

期新增风机信息利用风机监控系统的 OPC 服务器与风电综合通信管理终端通信，同原有风机信息一并上传至调度端。

6.11.4 风功率预测系统

本风电场已配置一套风功率预测系统，该系统采用单机配置，功率预测服务器完成数据采集、数据处理、统计分析、预测建模、图形显示、报表打印等功能。该系统通过与风电综合通信管理终端连接取得风机基础数据以及内蒙中调下传的数值天气预报，完成短期功率预测（0-48 小时）和超短期功率预测（0-4h）功能，并能将功率预测结果通过风电综合通信管理终端上传给内蒙中调，该系统满足本期要求。

6.11.5 自动发电控制(AGC)子站装置

本风电场已配置一套自动发电控制装置，该系统通过风电综合通信管理终端与风电场现有升压站综自系统、风机监控系统通信采集风电场实时出力数据和风机实时运行数据，同时通过电力调度数据网接收调度主站下达的风电场出力目标设定值，经优化计算得出单台风机的出力目标值，并发送给风机监控系统执行，实现 AGC 闭环控制功能，满足本期要求。

6.11.6 自动电压控制(AVC)子站装置

本风电场已配置一套自动电压控制装置，该装置通过网口与风电综合通信管理终端连接取得调度 AVC 主站下达的目标设定值后，与

实时监测的电压比较，经过计算得出调控目标设定值，从而对 SVC、风力发电机、有载调压变压器进行统一协调控制，使高压侧母线电压达到控制，实现并网点电压和无功功率的自动调控，合理协调和优化无功分布，满足本期要求。

6.11.7 远方电能计量系统

本风电场升压站的计量关口点设在 220kV 出线侧，配置精度为 0.2S 级主副表。

本期新增 35kV 出线侧作为考核点由电气二次专业配置精度为 0.5S 的电能表，信息经已有电能量远方终端采集处理后上传至调度端。

6.11.8 电力调度数据网接入方案

本风电场已配置一套电力调度数据网传输设备，本期无新增通道，原有设备满足要求。

6.11.9 电力二次系统安全防护方案

本风电场已配置一套二次系统安全防护设备，满足本期要求。

6.11.10 同步相量采集及处理系统

本工程不考虑同步相量采集及处理系统。

6.11.11 安全防范遥视系统

本工程已配置一套安全防范遥视系统，按全站布点考虑，满足本期要求。

6.11.12 调度端二次配合

根据调度关系，本期工程信息接入内蒙中调及包头区调，本工程为各级调度端估列部分二次系统配合费以满足新增信息的接入。

6.12 通信

6.12.1 系统通信

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 工程接入百灵庙风电场现已建成的风电场升压站，一期已建设 $1 \times 120\text{MVA}$ 主变，本期不需要新增主变，不新增 220kV 出线，风电场二期 49.5MW 机组所发电力仍通过已建成的风电场-望海 220kV 送出线路送入电网。

百灵庙风电场一期 49.5MW 工程正在建设，通信方案为：百灵庙风电场～望海变 220kV 线路同塔建设 24 芯 OPGW 光缆 2 条，长度约 $2 \times 43\text{km}$ 。建设百灵庙风电场～望海变 SDH 155Mbit/s 速率、1+1 保护方式光纤通道（主用和备用分别使用 2 条光缆中的 2 芯光纤）；百灵庙风电场配置西门子 hit7025 型光端机 1 套，望海变在原有光端机上扩容 155Mbit/s 光接口 2 套。百灵庙风电场对内蒙中调和包头区调分别配置 PCM 设备 1 对，用于调度通信、行政通信、调度自动化等信息接入。百灵庙风电场经望海变接入电力光纤通信网络，实现本

工程至内蒙中调、包头区调的主用和备用通道。

本期扩建后，百灵庙风电场调度关系保持不变，新增电能量计量、远动信息接入原有设备，通信系统通道满足本期扩建要求。

6.12.2 风电场升压站通信

风电场升压站设置数字程控调度交换机 1 套，配置通信电源系统 1 套，升压站综合楼及室外配电装置区布置有电话通信网络。本期新增建筑考虑安装站内电话。本期扩建风电场，为满足巡视检修要求，新增无线对讲机 6 部。

6.12.3 风机监控通信

风机监控、箱变监控通信采用光纤作为传输媒介。通信光缆敷设方式与集电线路一致，以 GYFTA 光缆为主，光缆容量暂按 12 芯配置。

6.13 电气设备清单

表 6-1 电气一次主要设备

电气一次主要设备						
序号	名称	型号及规格			单位	数量
一	风力发电场					
1	风力发电机组	2000kW/690V/50Hz/cos ψ > 0.95	台	25		
2	箱变	2350kVA/36.75-2×±2.5%/0.69kV	台	25		
3	电力电缆	YJLY23-26/35kV -3×240+1×120 mm ²	km	5		
4	1kV 冷缩屋外电缆头	适用 YJLY23-1kV 3×240+1×120	套	250		
5	35kV 冷缩屋外电缆头	适用 YJLY23-26/35kV -3×70 mm ²	套	50		
6	35kV 冷缩屋外电缆头	适用 YJLY23-26/35kV -3×240 mm ²	套	3		
7	电力电缆	YJLY23-3×70	km	17		
8	电力电缆	YJLY23-3×95	km	1.4		
9	电力电缆	YJLY23-3×120	km	1.25		
10	电力电缆	YJLY23-3×150	km	2.2		
11	电力电缆	YJLY23-3×185	km	1.2		
12	电力电缆	YJLY23-3×240	km	10		
13	镀锌扁钢		km	16		
14	镀锌钢管		km	1.5		
15	场区光缆	GYFTA 53 16 芯	km	46		
二	升压站					
1	35kV 高压开关柜	金属铠装型中置式手车柜	面	3		
2	35kV 高压开关柜,	无功补偿出线柜	面	1		
3	动态无功补偿装置	12.5Mva	套	1		

表 6-2 电气一次主要设备

电气二次主要设备								
序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注			
一	计算机监控系统							
继电保护及控制层								
1	机组保护及测控屏	PCL 和触摸屏	套	25	随机组配套			
2	机组控制电源		套	25	随机组配套			
3	机组辅助设备、电气测量及变送设备		套	25	随机组配套			
4	工具软件		项	1	随机组配套			
5	操作系统软件		项	1	随机组配套			
6	控制电缆		项	1	随机组配套			
7	35kV 线路保护测控屏		面	1				
二	计量							
1	35kV 电度表屏		面	1				
三	其他							
1	控制电缆		km	2				

2	直流系统电缆		km	1	
3	移动通信设备		相	1	(包括移动手 6 部)
4	五防锁具		套	1	
5	监控系统二期接入的调试费用		项	1	

7 土建工程

7.1 概述

7.1.1 设计内容

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目共安装 25 台风电机组，单机容量均为 2000kW；中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目紧邻中电投一期项目，本项目共用升压站及配套设施，本期主要新建改建土建工程包括风机基础、箱变、35kV 配电室、检修道路等相关工程。

7.1.2 工程等别

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目，本期 风电场装机容量为 49.5MW，接入已建升压站，升压站电压等级为 220kV，根据《风电场工程等级划分及设计安全标准》（试行）（FD 002-2007），风电场工程等别为 II 等，工程规模为大（2）型。

7.1.3 工程地质和水文条件

根据工作区所处的位置，依据《中国地震动峰值加速度区划图》（GB50011-2001）附录 A，本区抗震设防烈度为 VI 度，设计基本地震加速度值为 0.05g，设计地震分组第三组。

根据地勘报告得出如下结论：

1、本场址适宜工程建设。

- 2、本工程建筑场地类别为 I 类。
- 3、勘察场区属于抗震设防烈度 6 度区，设计基本地震加速度值为 0.05g，设计地震分组为第三组，设计特征周期为 0.45s。
- 4、根据现场勘查和调查，场地内不存在不良地质作用，无地质灾害分布，遭受地质灾害的可能性小。
- 5、场地勘探深度内未见地下水。
- 6、达茂旗地区标准冻结深度为 2.33m。
- 场区工程地质条件详见第 3 章工程地质章节。

7.1.4 主要建筑物安全等级

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目，风电机组单机容量均为 2000kW，轮毂高度 2000kW 为 80m，升压站电压等级为 220kV，根据《风电场工程等级划分及设计安全标准》（试行）（FD002-2007），本期风电机组基础的设计级别为 1 级，安全等级为一级，结构重要性系数为 1.1；升压站建（构）筑物级别为 2 级，安全等级为二级，结构重要性系数为 1.0。工程主要建筑物按照普通建筑和构筑物设计，设计使用年限 50 年。

7.1.5 相关规程、规范及标准

《房屋建筑制图统一标准》	GB/T50001-2010;
《总图制图标准》	GB/T50103-2010;

《建筑制图标准》	GB/T50104-2010;
《建筑结构制图标准》	GB/T50105-2010;
《民用建筑设计通则》	GB 50352-2005;
《建筑地基基础设计规范》	GB5007-2011;
《建筑结构可靠度设计统一标准》	GB50068-2001;
《混凝土结构设计规范》	GB50010-2010;
《高耸结构设计规范》	GBJ135-90;
《砌体结构设计规范》	GB50003-2011;
《建筑结构荷载规范》	GB50009-2012;
《建筑抗震设计规范》	GB50011-2010;
《钢结构设计规范》	GB20017-2003;
《建筑给水排水设计规范》	GB50015-2003;
《采暖通风与空气调节设计规范》	GB50019-2003;
《220kV~500kV 变电所设计技术规程》	DL/T5218-2005;
《风电场工程等级划分及设计安全标准》(试行)(FD002-2007);	
《风电机组地基基础设计规定》(试行)	(FD003-2007)。

7.1.6 主要技术数据

根据《建筑结构荷载规范》(GB50009-2001/2006)及《建筑抗震

设计规范》(GB50011-2010), 主要技术数据如下:

- (1) 基本风压: $\omega=0.75\text{KN/m}^2$ 基本雪压: $S=0.35\text{KN/m}^2$
- (2) 抗震设防烈度: VI 度, 设计基本地震加速度值为 $0.05g$;
- (3) 土的标准冻结深度为 2.33m ;
- (4) 建筑场地类别为 I 类, 场地土类型为中硬场地土;
- (5) 设计使用年限: 50 年。

7.1.7 主要建筑材料

- 1、现浇混凝土: C15、C20、C25、C30、C35、C40; 预制混凝土: C30、C40;
- 2、钢筋: HRB335 及冷拔低碳钢丝、HRB335 及冷拔低碳钢丝;型钢: Q235B;
- 3、砌体: 填充墙采用 M3.5 陶粒混凝土空心砌块、承重墙采用 MU10 烧结多孔砖。

7.2 场区总体规划及布置

7.2.1 场区总平面布置

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目风电场分为三部分: 风电机组、箱式变压器和道路, 道路为检修道路。考虑拟选场址地形条件, 风机机位布置, 进站道路, 场区周围交通情况, 已建升压站等各方面因素, 在尽量节约占地面积的前提下, 统筹安排, 总体规

划。本期风电机组和箱式变压器根据风资源分布相应布置于场区，已建升压站位于风电场东南部。详细布置见场区整体布置图。

7.2.2 场区总竖向布置

根据水文气象资料，拟选场址附近无河流对站址安全构成威胁。根据场区周围 1:50000 地形图，场区内部海拔高度在 1437.74~1479.42m 之间，比较可知场区内部地势与周围地势相差不大，不存在坡面漫流、洪水等洪涝灾害。但场区内存在局部洼地，升压站站区竖向设计做相应处理，主要考虑生产及雨季时站区雨水的散排。根据地形条件，采取场区场平坡度由北向南按自然坡度放坡的措施，从而预防洪（潮）、内涝的发生。

7.2.3 场区管沟布置

根据工艺要求场区管线的布置尽可能顺畅、短捷，减少埋深和交叉，并沿道路布置，以方便检修。地下管沟与建（构）筑物或其它管沟的距离则根据有关规程、规范要求确定管沟间距及埋深。

风电场电缆沟均考虑排水进行设计，电缆沟内积水排至沟内低点处设置的集水坑，集水坑内的积水定期由移动泵抽出。场区其它地下管线均采用直埋，包括给水管、排水管、消防水管等。

7.2.4 道路布置

工程对外交通运输道路主要有省道 S211、S104、S210，所经路径均为国道、高速公路和县道等公路，对于机组运输没有制约因素，

可满足风电场大型设备的运输需要，设备可以直接运抵项目场址附近。检修道路长 12.43km，路面宽 4m。

7.3 风电机组及箱式变压器基础设计

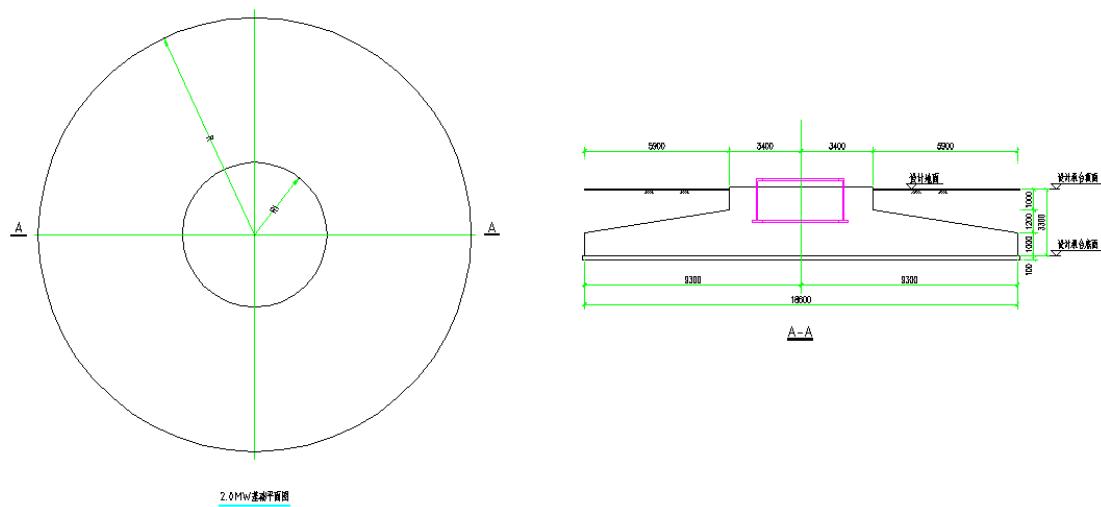
7.3.1 风电机组基础

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目风电场共安装 25 台风电机组，单机容量均为 2000kW。根据风电机组基础结构尺寸等资料，结合风电场场区的工程地质条件，按照《建筑地基基础设计规范》（GB50007-2002）和《风电机组地基基础设计规定》（试行）（FD003-2007），对风电机组基础进行设计。

根据对勘察资料的综合分析，场区内地形虽起伏较大，但各岩土层力学性质相对稳定，与本地区岩土工程条件的经验数据基本一致。

本场地①层粉土 (Q_4^{al}) 力学性质较差，地基均匀性一般，厚度较薄，不考虑作为地基持力层；②1 层石灰岩 (Z) 分布连续，层位发育稳定，力学性质一般，地基均匀性一般，可作为地基持力层；②2 层石灰岩 (Z) 分布连续，层位发育稳定，厚度较大，埋藏较深，力学性质较好，地基均匀性较好，可作为地基持力层或下卧层。

由于场区工程地质条件较好，可直接采用天然地基，不需要做地基处理。基础形式设计为大块式现浇钢筋混凝土基础，2000kW 的风电机组基础设计方案为：基础底面直径为 $\Phi 18600\text{mm}$ ，深度为 3300mm，基础混凝土强度等级为 C40，基础下设 100mm 厚 C15 素混凝土垫层。



基础图例如上图所示。基础尺寸为：

基础底板半径 $R=9.3\text{m}$

基础棱台顶面半径 $R_1=3.4\text{m}$

基础底板外缘高度 $H_1=1\text{m}$

基础底板棱台高度 $H_2=1.2\text{m}$

台柱高度 $H_3=1\text{m}$

上部荷载作用力标高 $H_b=0.2\text{m}$

基础埋深 $H_d=3.3\text{m}$

1) 钢筋、混凝土及岩土力学参数

混凝土：强度等级 C35；混凝土保护层厚度：50mm

钢筋：等级 HRB335 (20MnSi)；覆土容重： 16.5kN/mm^3

岩土力学参数值

土层 编号	岩土 名称	厚度 (m)	重力密度 (kN/m ³)	压缩 模量 Es (MPa)	内 聚 力 C (kPa)	摩 擦 角 Ψ (°)	承载 力特 征值 fak (kPa)	宽度 承 载 力修 正系 数 η_b	深度 承 载 力修 正系 数 η_d	地基 抗 震 承 载 力修 正系 数 ζ_a
1	粉砂	1.1	17	8	0	20	150	2	3	1.3
2	砾砂	1.2	19	9	30	15	260	0.3	1.5	1.1
3	花岗 岩	2	21	30	30	0	400	3	4.4	1.5
4	花岗 岩	5	21.5	30	30	0	450	3	4.4	1.5

2) 上部结构传至塔筒底部的内力标准值

荷载分项系数:

永久荷载分项系数(不利/有利): 1.2/1

可变荷载分项系数(不利/有利): 1.5/0

疲劳荷载分项系数: 1

偶然荷载分项系数: 1

结构重要性系数: 1.1

工况名称	Fx(kN)	Fy(kN)	Fz(kN)	Mx(kNm)	My(kNm)	Mz(kNm)
正常运行 荷载工况	296.6	0	3102	23300	0	321.9
极端荷载 工况	757.5	0	2929	51780	0	868.4

3) 基础底面脱开面积比

工况名称	偏心距	偏心距/底板半径	允许最大比值	结论
------	-----	----------	--------	----

正常运行荷载工况	1.575	0.179	0.250	满足
极端荷载工况	3.561	0.405	0.430	满足

4) 承载力复核

工况名称	pk(kPa)	fa(kPa)	结论	Pkmax(kPa)	1.2*fa(kPa)	结论
正常运行荷载工况	85.664	785.020	满足	146.978	942.024	满足
极端荷载工况	84.704	785.020	满足	235.605	942.024	满足

5) 沉降验算

工况名称	沉降量(mm)	允许沉降量(mm)	结论	倾斜率	允许倾斜率	结论
正常运行荷载工况	0.425	100	满足	0.0000	0.005	满足
极端荷载工况	0.421	100	满足	0.0000	0.005	满足

6) 稳定性复核

工况名称	抗滑计算安全系数	抗滑允许安全系数	结论	抗倾覆计算安全系数	抗倾覆允许安全系数	结论
正常运行荷载工况	15.008	1.3	满足	5.298	1.6	满足
极端荷载工况	6.183	1.3	满足	2.348	1.6	满足

满足要求。

7.3.2 箱式变压器基础

1、箱变基础

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目拟安装 25 台型号为 S11-2200/35 kV 的箱式变压器，变压器分散布置，地基基础形式采用 C25 现浇钢筋混凝土基础，箱式变压器地基基础长×宽×高为 3.76m×4.00m×2.05m（基础埋深 1.90m、地上高度 0.15m）。

2、地基处理

在基坑开挖完毕后，应先在基坑底部铺设 200mm 碎石层，再浇筑 100mm 厚素混凝土垫层，待垫层混凝土凝固后，再绑扎钢筋并浇筑基础混凝土。基坑回填时，考虑到本地区冻深，为防止冻切力对基础侧面的作用，可在基础侧面回填粗砂、中砂等非冻胀性散粒材料。基础的结构设计及地基处理方式最终以施工设计方案为准，根据施工样图进行基础施工，基坑开挖、回填及基础混凝土的施工也应遵循相关技术规范要求。

7.4 升压站总体规划及布置

7.4.1 升压站总体规划

本项目风电场和一期项目共用已建 220kV 升压站，升压站主要建（构）筑物包括综合楼、35kV 配电室、综合水泵房、仓库及汽车库、主变压器等相关建（构）筑物。

本期新建室外动态无功补偿装置，占地 162.8m²，基础采用现浇钢筋混凝土独立基础。

结合场区的总体规划及电气工艺要求，在满足场址地形条件和工程特点的前提下，考虑各建（构）筑物之间的联系以及安全、防火、卫生、运行检修、交通运输和环境保护等各方面因素，在节约用地的前提下，统筹安排，总体规划。详细布置见站区整体布置图。

7.5 给排水系统

7.5.1 供水水源

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目主要用水为升压站生活饮用水和消防用水。用水水源为已建升压站水源。

7.5.2 给水系统

已建风电场升压站内给水系统设计为生活给水系统和消防给水系统两部分，并分设生活用水管网和消防用水管网。站区内水源分为两路：一路至消防蓄水池，一路至设在生活消防水泵房内的生活饮用水处进行处理，经处理后的生水至生活水箱，生活用水通过设在泵房内的生活水泵二次加压后，通过管道送到站区生活用水点。该泵采用变频控制，可根据管网水压自动启动。

7.5.3 排水系统

已建升压站场内排水系统包括生活污水排水系统和雨水排水系统。根据环保要求，生活污水需处理后排放，处理设施采用地埋式一体化污水处理设备。生活污水排水系统常用设备包括卫生器具、排水管道系统、通气管设备及清通设备等。生活污水经接触氧化、沉淀、消毒后可达到国家一级排放标准，经排水泵排至站区外渗水井或用于站区绿化。

事故排水（包括供水系统溢流、渗漏、检修排水）经地下排水管网收集也汇入排水泵井。根据场区竖向布置，雨水沿地表外排，无需

设雨水排水管网系统。

7.6 采暖、通风及空气调节

7.6.1 概述

7.6.1.1 设计依据

1、《风电场工程前期工作管理暂行办法》(发改办能源[2005] 899号)；

2、《风电场工程可行性研究报告编制办法》(发改办能源[2005] 899号)；

3、《建筑设计防火规范》 GB50016-2006;

4、《采暖通风与空气调节设计规范》 GB50019-2003;

5、《采暖通风设计规范》。

7.6.1.2 采暖通风气象资料

冬季采暖室外计算温度： -20℃

夏季通风室外计算温度： 27℃

冬季通风室外计算温度： -22℃

夏季空调室外计算温度： 30.9℃

冬季空调室外计算温度： -23℃

极端最低温度： -33℃

极端最高温度：34℃

7.6.1.3 设计范围

本项目暖通专业设计范围：站区内建筑的采暖、通风和空调的设计。

7.7 主要土建工程量

本工程的土建工程量见表 7-1。

表 7-1 升压站土建主要工程量表

序号	工程项目及名称	单位	数量
	建筑工程		
1	风机及箱变基础工程		
1.1	风电机组基础		
	土石方开挖	m ³	32150.00
	土方回填	m ³	16605.50
	风机基础混凝土 C40	m ³	11675.00
	基础垫层混凝土 C15	m ³	680.00
	钢筋	t	1167.5
1.2	风电机组变压器基础工程		
	土石方开挖	m ³	1245.00
	土方回填	m ³	782.50
	基础混凝土 C25	m ³	422.50
	基础垫层混凝土 C15	m ³	40.00
	钢筋	t	21.125
2	配电网工程		
2.1	无功补偿装置		
	土方开挖	m ³	530
	土方回填	m ³	120
	基础混凝土	m ³	120
2.2	35kV 集电线路直埋电缆		
	铺砂盖砖	km	27
	土方开挖	m ³	15669
	土方回填	m ³	8779.45
3	交通工程		
	新建施工检修路(泥结碎石路面)	km	12.43
4	施工辅助工程		

4.1	施工电源		
	10kV 线路	km	8.00
	变压器(350kVA)	台	1.00
4.2	施工临时建筑	m²	18000.00

8 消防

8.1 工程概况和消防总体设计

8.1.1 工程概况

风电场控制中心由升压变电所及风电场生产、生活设施组成。根据国家对工程消防的具体要求，以及风电场工程的自身特点，风电场消防设施主要考虑设置在风电场的控制中心内，对风电场控制中心内的电气设备、房屋建筑采取常规的消防措施。由于各台风电机组分散于野外，风机的间距在 500m~600m 之间。除塔架底部配置箱变外，无其他设施，考虑风电机组的机舱位于 80m 左右的高度的特点，由项目公司配置相应的具有高云梯的消防设备不太现实。因此，若有单台风电机组火警现象时，将利用社会专业力量的消防设备进行灭火工作。

8.1.2 消防设计依据

- (1)《中华人民共和国消防法》
- (2)《建筑设计防火规范》(GB50016—2006)
- (3)《火力发电厂与变电所设计防火规范》(GB50229—2006)
- (4)《220kV~500kV 变电所设计技术规程》(DL/T5218—2005)
- (5)《建筑灭火器配置设计规范》(GB 50140—2005)
- (6)《电力设备典型消防规程》(DL5027—93)

8.1.3 一般设计原则

消防设计贯彻“预防为主，防消结合”方针，针对工程的具体情况，采用先进的防火技术，以保障安全，使用方便、经济合理为宗旨。控制中心采用室内外消火栓合并设置的稳高压消防系统。控制中心所

有电力设备间均设置火灾探测报警系统并配置移动式灭火器。

8.1.4 机电消防设计原则

风电场发电设备，送、变、配电设备以及一切用电设备和线路，在运行过程中或带电状态下，由于电气短路、负荷、接触不良、静电和雷电易引起火灾。根据风力发电机自身的特点，机电消防根据不同的对象采取不同的防火技术措施，阻止电气火灾事故的发生。

电气系统的消防措施：本工程根据《220~500kV 变电所设计规范》、《高 压配 电装置设计技术规程》，电气设备布置全部满足电气及防火安全距离。

8.1.5 消防总体设计方案

(1) 风电场消防总体设计原则要保证安全运行的要求。消防是风电场管理工作的一项首要任务，一方面要考虑风电场工程自身的安全；另一方面要考虑风电场工程对周围环境的安全。在总体设计时，应按危险品火灾危险程度分区分类隔离，做到安全运行。

(2) 风电场消防总体设计满足适用要求，风电场总体设计要遵循适用的原则。所谓适用就是总体设计要满足各种区域的使用要求。风电场内部的建筑物、构筑物以及电气设备之间的防火距离要满足防火设计规范。各种区域尽管功能不一样，在使用上都有一个共同的要求：保证风电场发电机组的正常运行。

(3) 风电场消防总体设计满足经济性的要求。经济性体现在以下几个方面：总体设计应使布局紧凑，既能保证建筑物、构筑物以及电器之间必要的防火间距，又能节省用地，以减少建设投资；总体设计要有利于各种设施、设备效能的充分发挥，保证各种设施设备的有效利用，提高劳动效率和风电场的经济效益。

8.2 工程消防设计

8.2.1 建筑物火灾危险性分类及耐火等级

配电装置室、综合楼、车库及检修间、综合泵房及消防水池、阀控室等建筑物的火灾危害性为戊类，最低耐火等级为二级；油浸变压器的火灾危害性为丙类，最低耐火等级为一级。事故油池火灾危害性是丙级，最低耐火等级是一级。

8.2.2 主要场所及主要机电设备消防设计

配电装置室消防设施由下列部分构成：常规消火栓给水系统、灭火器的配置、火灾报警。

配电装置室的火灾危险性为戊类，设计耐火等级为二级。中控楼布置二个楼梯。楼内梯段宽度 1.2m，角度不大于 45 度。隔墙耐火极限不小于 4h。

综合楼的火灾危险性均为戊类，设计耐火等级为二级。综合楼内中部设主楼梯，梯段宽度 1.5m，一侧设消防楼梯，梯段宽度 1.3m，以满足各个功能区的联系。一楼设三个安全出口，以满足人员疏散的要求。各房间隔墙耐火极限不小于 4h。

电缆防火：电缆选用 C 级阻燃交联乙烯电缆，最小截面满足负荷电流和短路热稳定要求。对主要的电缆通道采取防火阻燃措施。

在控制楼及各建筑物通向外部的电缆沟道出口处做防火封堵。

对于设备本身，绝大多数电气设备均为无油设备。35kV 开关，采用真空开关，均不具有燃烧性，所以，从设备本身来讲，大大降低了火灾发生的可能性。

电缆从室外进入室内的入口处、电缆竖井的出口处、电缆接头处以及长度超过 100m 的电缆沟和电缆隧道，采取防止电缆火灾蔓延的

阻燃或分隔措施。

主变压器防火设计

(1) 主变压器在安装后必须进行检查，清除焊渣、铜丝、油泥等杂物，主变压器保护装置必须完善可靠。

(2) 主变压器与周围建筑物的防火间距为 10m。(若防火间距小于 10m，主变压器应与建筑物间设置防火墙，防火墙应在设备总高加 1m 及两侧各 1m 的范围内不设门窗不开孔洞)

(3) 主变压器旁边放置装备可靠的专用消防设备磷酸铵盐灭火器 2 套。

(4) 在主变压器附近设置消防砂箱一个。

8.2.3 安全疏散通道和消防通道

变电站内交通通道净宽不小于 4.0m，进站道路宽应为 6m，满足消防车道要求。变电站内主控楼楼梯均有直通外部的安全通道，变电站内形成环闭消防通道，满足消防要求。

8.3 施工消防

8.3.1 工程施工场地规划

施工场地规划中，施工区域远离易燃易爆仓库，规划合理化，总体规划应使布局紧凑，既能保证建筑物、构筑物以及电器之间必要性的防火间距，又能节省用地。

8.3.2 施工消防规划

(1) 施工现场成立以项目经理为首的消防领导小组，设专职和兼职安全消防人员形成保证体系，对整个工地进行每周一次的安全消防大检查，教育现场工作人员认真执行各项消防安全管理措施，消除隐患。

(2) 严格执行现场使用明火制度，电焊时要有专人看火，看火人员应携带水桶及石棉布，焊接前，应检查周围的环境，清理周围的易燃物。

(3) 对易燃易爆材料、器材要严格管理，重点部位（仓库、油漆库、易燃物间等）按要求设置警告标志，存放在远离现场的专门仓库内。

(4) 气压焊用的氧气钢瓶、乙炔钢瓶在作业过程中，必须间隔5m。两瓶与明火作业距离不小于10m。氧气钢瓶、乙炔钢瓶设置在专用的悬挑平台上。

(5) 施工现场使用的安全网、密目式安全网、保温材料，必须符合消防安全规定，不得使用易燃、可燃材料。

(6) 现场设消防高压水泵（扬程大于100m）及专用消防管道。

(7) 施工现场要保持消防通道畅通，地面设消防栓，消防栓要有明显标志，其周围不得堆放材料及工具。

(8) 雨季要做好防雷电。

(9) 机电设备必须专人使用，专人维修，并搭设防雨措施。

(10) 全部电器必须安装漏电保护装置，禁止用电灯取暖或烘衣服。下班后，由电工切断施工现场的全部电源。

(11) 生活区的用电要符合防火规定，用火要经保卫部门审批，食堂使用的燃料必须符合使用规定。

8.3.3 易燃易爆仓库消防

风电场现场施工中，易燃易爆仓库用于储存油漆、汽油、柴油等易燃易爆物品。

在设计仓库时采取下列措施：

(1) 仓库与施工现场临时住宅、构筑物以及电器的防火间距为

180m。

(2) 本工程中易燃易爆仓库的建筑面积初步设计大于 $100m^2$, 故设计有 2 个安全出口, 仓库的门向外开启。

(3) 仓库内的电源装置、照明灯具采用相应的防暴、隔离或封闭的安全电气设备。开关、插座严禁设在仓库内。

(4) 仓库具有良好的通风条件和隔热、降温、防潮、防汛、防雷。仓库的屋檐要加长, 檐口高度为 3.5m。

(5) 仓库采用高窗, 窗的下部离地面为 2m。

(6) 仓库应利用早晚气温比较凉爽的时候, 打开门窗进行通风。夏季施工时避免打开库房门窗, 以防室外大量热空气进入。

9 施工组织设计

9.1 施工条件

9.1.1 场地自然条件

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW项目位于内蒙古包头市达尔罕茂明安联合旗，距达茂旗政府所在地百灵庙镇直线距离约 40km，距离白云鄂博矿区约 14.5km。项目场址地处内蒙古高原南部，场区内植被稀疏，地势开阔略有起伏，以浅山丘陵为主。风电场占地面积约 13.21km²。项目场址所在地达尔罕茂明安联合旗属于内陆干燥气候，干旱多风少雨，温差变化大，年平均温度：3.4℃，最低气温：-31.8℃，最高气温：36.3℃，年平均降水量：241.5mm。

9.1.2 对外交通运输条件

本项目场址区域东侧约 7km 有 S211 经过，S211 在达茂旗境内与 S210 和 S104 交汇；一期风电场已修建的进场道路距本期项目直线距离约 2.5km，场址交通情况整体良好，便于大型风电设备的运输，交通便利，可以满足运输要求。

9.1.3 工程条件

1、场地现有条件

项目场址位于达尔罕茂明安联合旗境内，距达茂旗政府所在地百灵庙镇直线距离约 40km，距离白云鄂博矿区约 14.5km。

2、计划工期

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目计划工期为 8 个月，从 2014 年 3 月 1 日起开始施工至 2014 年 10 月 31 日施工结束。

3、施工期供电来源

生产及生活施工用电拟由附近 10kV 线路接入，或采用 30kW 柴油发电车来满足生产及生活施工用电。按照“永临结合”的原则规划生产及生活施工用电，施工结束后施工电源作为站内的备用电源永久保留。为适应风电场施工分散的特点，另外需配备 30kW 移动式柴油发电机 1 台作为风电机组基础的施工用电。

4、施工期供水来源

生产及生活施工供水可以从项目场址附近用水管网引接，接水点需由业主与当地水利部门协调落实，或采用在风电场升压站内打井取水来满足生产及生活施工供水。升压站附近施工用水可直接用管道输送，其它距离较远的施工点用水可以用罐车或水箱运输。水质应满足生产、生活使用要求。施工期供水系统应考虑风电场建成后生产和生活用水需要，按照“永临结合”的原则规划建设供水系统。

5、施工期建筑材料来源

水泥、木材、钢材、砂石骨料、油料等建筑材料可就近在白云鄂博购买。

6、施工通信

本工程施工现场内部通信采用无线电对讲机通信方式，施工对外

通信采用当地电信通信网络上提供通信线路的方式解决。

7、机械维修

必要的部件加工机机械维修可就近在白云鄂博附近相关厂家进行加工与维修，一般小修设在施工场地。

9.1.4 工程施工特点

1、风电机组施工地点多且分散，需频繁移动施工机具，特别是大型吊装设备。

2、吊装高度约在 80m 高空，施工现场风大，吊装难度较大。

3、重型钢塔筒及发电机舱，叶片的吊装难度大。

9.2 施工总布置

9.2.1 施工总布置原则

施工总体布置包括施工总体布置规划原则，施工临时办公和生活场地布置，施工供电，施工供水，施工交通，场地平整，风电机组的组装场地布置，建材和钢筋等材料临时堆放场地的布置，设备临时堆放场地的布置。

施工总体布置规划原则如下：

1、路道为行，电缆跟进的原则。

2、分区划片，合理交叉的原则。

3、以点带面，由近及远的原则。

4、安全第一，质量至上的原则。

5、节能环保，创新增效的原则。

6、高效快速，易于拆除的原则。

9.2.2 施工用电负荷

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目需要的生产及生活施工用电采用一期项目升压站备用电源，电压等级为 10kV，另外还需配备 30kW 移动式柴油发电机 1 台作为风电机组基础的施工用电。本工程施工高峰期用电负荷 200kVA，以上供电组合能满足生产及生活用电。

9.2.3 施工供水方案

本工程生产及生活施工用水可直接利用一期升压站的施工水源，站区附近施工用水可直接用管道输送，其它距离较远的施工点用水罐车或水箱运输。水质应满足生产、生活使用要求，施工高峰用水量约为 280t/d。

9.2.4 场地平整土石方工程量

场地平整是将场地范围内的天然地面，通过人工或机械挖填平整改造成工程上所要求的设计平面，以利于现场平面布置和文明施工。平整场地前应先做好各项准备工作，如清除场地内所有地上、地下障碍物，排除地面积水，铺筑临时道路等。

由于本工程风电场场区内植被稀疏，地势开阔略有起伏，且地质

状况较好，施工检修道路可在地表原有的基础上，通过适当平整、碾压即可满足施工车辆通行的要求。

9.3 施工交通运输

9.3.1 对外交通运输方案

本项目场址区域东侧约 7km 有 S211 经过，S211 在达茂旗境内与 S210 和 S104 交汇；一期风电场目前已修建进场道路，距本期项目直线距离约 2.5km。从厂家出发的风机等设备通过达茂旗内的省道 S211 运输到达茂旗后，经过附近乡道和一期进场道路到达场址附近。所选路径均为国道、高速公路和县道等公路，对于机组运输没有制约因素，可满足风电场大型设备的运输需要，设备可以直接运抵项目场址附近。

9.3.2 场内道路

根据风电场风机的布置，场内施工道路为压实路面，道路长 12.43km，路面宽 10.0m，道路与风机的排布方向保持一致，尽量使道路通到每个风机的安装场地。施工完毕后，在已有施工道路的基础上，将道路改造加固为四级碎石路，道路长 12.43km，路面宽 4.0m，除保留风机检修道路外，其余道路均恢复为草坪。

9.4 工程征用地

9.4.1 工程用地政策

1、法律法规

《中华人民共和国土地管理法》；
《中华人民共和国土地管理法实施条例》（中华人民共和国国务院令第 256 号）；
《中华人民共和国城镇土地使用税暂行条例》（2006 年 12 月 31 日修订）；
《内蒙古自治区耕地占用税实施办法》（内蒙古自治区人民政府令第 158 号）；
《关于调整新增建设用地土地有偿使用费政策的通知》（财综〔2006〕48 号）。

2、项目用地初查

风电场场址范围内不涉及自然保护区、文物保护区、军事用地及压覆矿产，并且地形简单，地势平坦开阔，工程地质条件好，征地费用较低，不涉及征地拆迁及移民安置问题，在施工过程中不存在人口迁移和环境污染问题。

9.4.2 临时施工

由于风电场区域占地面积较大，依据施工总布置原则，结合场地地形地貌，充分考虑风力发电的特点进行施工设施的布置。已建升压站位于风电场东南部，施工生活区布置于升压站西侧，施工材料仓库区、设备仓库区、维修区、材料加工区布置于升压站北侧，与生产生活区分离。

1、材料加工区

混凝土生产系统：本工程混凝土为二级配，单座风机基础混凝土浇筑量最大为 443m^3 。混凝土系统的生产能力受控于风机基础混凝土浇筑的平面面积和初凝时间，混凝土高峰期浇筑强度为 $45\text{m}^3/\text{h}$ 。系统内设HZS50型搅拌站一座，设备生产能力为 $50\text{m}^3/\text{h}$ ，并配2只100t散装水泥罐、1只50t粉煤灰罐，能满足一个风机基础的混凝土用量。

2、仓库及维修区

仓库及维修区包含有水泥库、木材库、钢筋库、机械停放场及设备堆放场。

3、混凝土搅拌站

砂石料生产系统：按混凝土高峰期4天砂石骨料用量堆存，经计算，砂石料堆场占地面积约 10000m^2 ，堆高2~3m。砂石料堆场地坪采用厚10cm的碎石垫层。

由于风力发电的特点，风机分布分散，场地范围较大，水泥、砂石等材料运输不方便，设置移动式混凝土搅拌站不合理，因此在风场风机较为密集处且交通便利处设置混凝土搅拌站，站区围墙外北侧设置混凝土搅拌车，风场风机基础混凝土浇筑采用罐车运输，既方便风机浇注混凝土运输，又减少混凝土搅拌站对生活生产区的影响。施工临时建筑工程量见下表9-1：

表 9-1 施工临时建筑用地面积

名称		建筑面积 (m ²)	占地面积 (m ²)
施工生活区		1500	2600
材料加工区		300	800
仓库区	材料仓库	500	1000
	设备仓库		2000
混凝土搅拌站	搅拌站		1300
	砂石堆放		10000
维修区			300
风电场施工检修道路占地			124300
总计		2300	142300

9.4.3 建设征地方案

1、工程用地

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目占地包括永久占地与临时占地。永久占地包括风电机组基础占地、箱式变压器基础占地。临时占地包括施工吊装场地、风电场施工道路占地、施工临时建筑占地、风电场施工道路占地。本工程永久占地 11339.00m²，临时占地 211439m²。

9.5 主体工程施工

风电场主体工程施工主要包括：风电机组及箱式变压器基础开挖和混凝土浇筑、风电机组设备安装、箱式变压器安装、电力电缆和光

缆敷设等。

9.5.1 风电机组基础施工和安装

1、风电机组基础施工

风电机组基础工程施工包括基础土石方开挖和基础混凝土浇筑。

本工程共开挖 25 个基础，基础开挖深度约 3.71m。

基础开挖过程中，首先采用挖掘机，进行设计基底高程 100mm 上土层的清理，人工修整基坑和边坡，开挖土方沿坑槽周边堆放或用汽车运到规划的指定地点。基槽开挖完工后，应清理干净，进行基槽验收，根据不同地质情况分别采取措施进行处理。

基础混凝土浇筑，先浇筑 100mm 厚的 C15 素混凝土垫层，再进行钢筋绑扎及安装固定完底座法兰后浇注混凝土。风机基础混凝土浇筑中，应一次浇筑完成，不留施工接缝。基础混凝土采用 C40F100 (二级配)，在拌和站拌和后，采用混凝土运输车通过泵送入仓，插入式振捣器振捣。在混凝土施工过程中，降雨时不宜浇筑混凝土，并尽量避免冬季施工。混凝土浇筑后须进行表面洒水，使用保护剂保湿养护 14 天，待承台混凝土强度达到 75% 以上方可安装机组塔筒。土方回填应在混凝土浇筑 7 天后进行。回填时应分层回填、电动打夯机分层进行夯实，并预留沉降量。

为保证混凝土浇筑质量，应对浇筑时的混凝土浇筑温度进行严格的监控，防止由于混凝土内外温差超限产生裂缝，可采取如下技术措施：(1)布设冷却水管，采用循环水降低混凝土内温度，并适当使用

缓凝减水剂；(2)保证有足够的混凝土输送罐车和混凝土输送泵车(或混凝土输送泵)，保证浇筑能连续施工；(3)设置温度监控仪器，进行温度跟踪监测，将温差控制在允许控制范围之内；(4)夏季施工应降低水泥入模温度，控制混凝土内外温差，如可采取骨料用水冲洗降温，避免曝晒等，及时对混凝土覆盖保温、保湿材料。

基础钢筋混凝土施工顺序为：基础的放线定位及标高测量→机械挖土→验槽处理→混凝土垫层→立设混凝土基础模板→绑扎钢筋、预埋底法兰段→钢筋及预埋件的隐蔽验收→浇灌基础钢筋混凝土→回填夯实。

2、风电机组安装

由于施工吊装场地有限，同时考虑到吊装设备的吊装能力和设备吊装的安全性，风电机组的塔筒、机舱及叶片的安装应分先后顺序施工。先将塔筒运到每个机组吊装场内，分节吊装就位后，再将机舱及叶片运到吊装场内摆放到位，分步施工。所有风机设备随吊随运，避免二次倒运。

(1) 吊装前的准备工作及安全事项

根据起吊设备的安装规范要求，作好起吊前的准备工作。具体操作为(a)平整工作现场；(b)一定数量的枕木和放置风机叶片的软质垫物及拉绳等物品；(c)起吊钢绳、吊环和吊钩分配板；(d)准备好安装设备的各种工具；(e)工作人员进入现场和安装时按安全规定要求，带好一切装备进入工作区。

(2) 塔筒吊装

本工程共安装塔筒 25 套。塔筒每两段之间用法兰盘连接。塔筒分段运输到现场，在现场保存时应注意放置于硬木上，并防止其滚动，存放场地应尽可能平整无斜坡。必须在现场检查塔筒及其配件在运输中是否损坏，任何外表的损伤都应立即修补，必须清除所有污物。塔筒吊装前，必须在现场将筒内的所有电缆固定好后，方可进行吊装。

在塔筒安装前再次检查基座的平整度，必须符合设计要求。另外，塔筒安装前，还应对气象条件和安装时间做出确切了解和安排，以确保在整个安装过程中，吊装风速不得超过 6 级风速（气象站标准）。

现场塔筒吊装采用 650t 履带吊为主吊，配 220t 汽车吊为辅吊。根据现场起吊设备进一步研究吊装方案，确保施工安全和塔筒的施工质量。塔筒要分段吊装，由下至上逐节安装，调整好后，按设备安装技术要求紧固连接螺栓。塔筒安装的允许误差应符合厂家要求。

施工中要有良好的防锈蚀保护措施，确保塔筒的使用寿命。应按设备安装技术要求，对塔筒及其配件进行正确的安装和维护。在塔筒安装前，应清除基础座环法兰上的尘土及浇筑混凝土的剩余物，尤其是法兰及各连接部位，不允许有任何锈蚀存在。

(3) 机舱吊装

风轮组装需要在吊装机舱前完成。在地面上将三个叶片与风轮轮毂连接好，并调好叶片安装角。吊装上机舱前，要将 400t 履带吊车停在旋转起吊允许半径范围内，按照厂家技术文件要求，将机舱的三

个吊点用专用工具与吊车的吊钩固定好。并将人拉风绳在机舱两侧固定好后，保持机舱底部的偏航轴承下面处于水平位置，先将机舱吊离地面 10-20cm，检查吊车的稳定性、制动器的可靠性和绑扎点的牢固性，待上述工作完成并检查无误后，方可起吊。提升过程中，应保持机舱水平，如果产生较大的倾斜，应将机舱重新放下，矫正后再起吊。

安装机舱时，需 2 名装配人员站在塔筒平台上，机舱用大吊车提升，并用绳索牵引，应绝对禁止机舱与吊车及塔筒发生碰撞。机舱慢慢落下时，可用螺栓与垫圈先将后面固定，然后将所有螺栓拧上。完成以上步骤后，继续缓慢落下机舱，但应使吊钩保持一定拉力。机舱应完全坐在塔筒法兰盘上，以保证制动垫圈位于塔筒法兰盘的中心。按设备安装技术要求，将连接螺栓拧紧，扭矩达到预定值。螺栓完全固定后，可将吊车和提升装置移走。

(4) 叶片吊装

风机叶片由加长的平板拖车运输到安装现场。为了防止叶片与地面的接触，应使用运输支架将其固定。在运输时，每个叶片的排列之间必须保证相隔足够的距离，特别是叶尖与车板面之间至少距离 40cm。风速是影响风电机组安装的主要因素，当风速超过 6 级（气象站标准）时不允许安装叶轮。现场施工管理人员应进行风速测定，并保证安全风速条件下进行风电机组安装。叶轮组装前，必须对叶片进行全面的检查，以查明其在运输过程中有否损坏，还应对叶片法兰和轮毂法兰进行清理。禁止不经全面检查的叶片，直接组装叶轮。

叶轮在地面组装，用两小吊车配合吊装，将叶片的法兰一一对应于轮毂相应的法兰处，校对法兰安装中心，按设备安装技术要求紧固连接螺栓。叶轮整体吊装时，综合考虑吊车宽度、现场风速、安全，采用 650t 履带吊为主吊，配 220t 汽车吊为辅吊。为了避免叶片在提升过程中摆动，用圆环绳索分别套在三片叶片上，每片叶片用 3~6 名装配人员在地面上拉住。在提升过程中，禁止叶片与吊车、塔筒、机舱发生碰撞，应确保绳索不相互缠绕。通过两台吊车的共同作用，慢慢将转子叶片竖立。随后，与吊装塔筒相似方法将带叶轮起吊并安装到机舱的法兰上，按设备安装技术要求紧固连接螺栓。安装结束后，可将叶轮的吊装附件拆掉、吊车移走，并清理安装现场。

（5）风力发电机组电气安装

所有电缆按设计要求和相关规范分段施工。直埋敷设部分将电力电缆及光缆等直接埋入，人工回填。电缆沟施工及敷设时要求认真清理平电缆沟底，直埋电缆施工要求敷设电缆后先用砂回填，将电缆盖住，铺设混凝土板后再回填碎石土，人工夯实。所有电缆分段分项施工完成后，要按设计要求和相关规范进行施工验收。具体安装方案在施工时要参照厂商的设备技术要求和说明进行方案设计。

9.5.2 箱式变电器基础施工和安装

1、箱式变压器基础施工

箱式变压器基础工程施工包括基础土方开挖和基础混凝土浇筑。开挖土石方沿坑槽周边堆放，以备回填。为保护环境，减少水土流失，

应尽量减小对原土的扰动。箱式变压器基础混凝土浇筑：应先浇筑混凝土垫层，再进行钢筋绑扎，后浇筑基础混凝土。施工中应对所有砂、碎石和水泥作好工前化验，并作多个试块进行强度试验，必须达到规范要求指标。工程实施时一定要对工人进行上岗前培训考核，随时监督控制砂、碎石、水泥的清洁和准确的配合比。浇灌混凝土时防止其中钢筋变位、变形，不允许基础中固定箱式变压器的埋件移动或倾斜。混凝土浇筑后洒水保湿养护 14 天。土方回填应在混凝土浇筑 7 天后进行，回填时分层回填、打夯机分层夯实，并预留沉降量。

2、箱式变压器安装

箱变开箱验收检查产品是否有损伤、变形和断裂。按装箱清单检查附件和专用工具是否齐全，在确认无误后，方可按厂家技术要求进行安装。箱式变压器采用 220t 汽车吊吊装就位。施工吊装要考虑到安全距离及安全风速。吊装就位后要即时调整加固，将箱式变压器基础槽钢与预埋件焊接，箱式变压器两点接地螺栓与接地网可靠连接，并测试接地网接地电阻满足设计要求。确保施工安全及安装质量。在安装完毕后，按国家有关试验规程进行交接试验。

9.5.3 电力电缆和光缆敷设

- 1、严格执行安全技术交底制度及安全工作命令票制度。
- 2、施工现场布置合理，电缆敷设路径场所应清理干净，做到无杂物、无积水、并有足够的照明。检查电缆支架是否安装牢固，临时打开的孔洞应设遮拦，完工后立即封闭。

3、敷设电缆应由专人指挥，统一指挥，并有明确的联系信号，不得在无指挥信号时随意拉引。

4、敷设电缆时拐弯处人员应站在电缆外侧，电缆穿过孔洞，管子或楼板时，入口侧应防止夹手，出口侧的人员不得在正面接引，两侧必须设监护人。

9.5.4 特殊季节施工要求

在气温较低季节施工时应做好防寒、防冻、防火等冬季施工准备。搅拌站、施工厂房等要供暖，保温材料、抗冻剂要备足。冬季混凝土施工采用热搅拌和蒸汽养护。

9.6 施工总进度

9.6.1 施工总进度设计原则

- 1、冬季不考虑混凝土浇注工作。
- 2、施工期间应根据施工单位的实际能力调整加快施工速度，尽量减短工期。
- 3、风电机组使用吊车安装，根据其施工方法，包括安装设备组装、拆卸、移位等，平均每 2~3 天安装一台风电机组。安装应保证基础混凝土浇筑完工最少一个月。
- 4、生产设施的施工建设要满足安装完风电机组就能上网发电。
- 5、施工进度以第一年的 3 月 1 日为起点开始安排。

9.6.2 分项施工进度安排

本风电场总工期为 8 个月 从 2014 年 3 月 1 日起开始施工至 2014 年 10 月 31 日施工结束。具体详见表 9-3。

从 3 月 1 日～3 月 31 日为施工进场前准备期，主要完成进场物资准备，临时生活设施，以及部分场地的平整。

从 4 月 1 日～4 月 30 日完成施工供水和供电系统以及混凝土搅拌站的建设。

从 4 月 1 日～5 月 31 日为场内检修道路的施工期。

从 5 月 1 日～6 月 30 日为风电机组基础施工。

从 5 月 1 日～7 月 31 日风电机组的安装工程全部完工。

从 8 月 1 日～9 月 30 日输电电缆、通信及监控光缆施工安装结束。

从 8 月 1 日～10 月 31 日可进行电气设备安装调试，设备调试完毕后，风电机组具备向外输电的条件。

从 9 月 1 日～10 月 31 日监控系统的安装全部完工。

表 9-4 施工进度表

序号	工程及项目名称	2014 年							
		3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月
1	进场前期准备								
2	供水、供电、混凝土搅拌站								
3	场内道路								
4	风电机组基础施工								
5	风电机组的安装工程全部完工								
6	输电电缆、通信及监控电缆								
7	电气设备安装调试								
8	监控系统安装								

10 工程管理设计

10.1 管理设计

项目公司将对风电场实施全面管理，负责风电场的日常运营和维护，管理风电场及其配套设施。风电场自动化程度很高，监控系统设在综合楼内，值班人员通过微机监控装置实现控制和监视，通过远动传输系统送至电网调度。

10.2 管理机构的组成和编制

本着精简、高效的原则成立具有独立行政职能的项目公司，在完成风电场建设后，项目公司将在建设期人员的基础上做出一定的调整。根据专业化，属地化原则，部分管理人员和全部运行维护人员通过考试在当地选拔，通过培训使所有人员均具备合格资质和一专多能的专业技能，主要运行岗位值班员达到全能值班员水平。

参照原能源部颁发的能源人（1992）64号文件“关于印发《新型电厂实行新管理办法的若干意见》的通知”，及原电力部颁发的电安生（1996）572号文件“关于颁发《电力行业一流水力发电厂考核标准（试行）》的通知”，结合项目的具体情况，调整后的项目公司人员构成如下：

全场定员 10 人。因本项目是二期项目，可由一期项目厂长兼职本项目厂长一职，故任命副厂长 1 名与厂长共同负责风电场安全生产、经济运营等全面工作；检修人员 3 名，负责风电场安全生产运行

管理和小规模检修工作，大规模检修可采用外委方式。运行人员 6 名，其中设班长 2 人，运行值班员 4 人。实行两班制，每十天轮一班。场区内升压变电站，按少人值班的原则设计，按无人值班（少人值守）方式管理，设备检修可委托当地供电部门。

在项目建设期间，项目公司要遵守《中华人民共和国招标投标法》，对工程项目的勘察、设计、施工、监理以及重要设备、材料等的采购进行招标，保护国家利益、社会公共利益和招标投标活动当事人的合法权益，保证项目质量。

10.3 主要管理设施

10.3.1 风电场生产区、生活区主要设施规划

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目风电场分为三部分：风电机组、箱式变压器和道路，道路为检修道路。本风电场主体工程施工主要包括：风电机组及箱式变压器基础开挖和混凝土浇筑、风电机组设备安装、箱式变压器安装、电力电缆和光缆敷设等。

10.3.2 场用电源及备用电源

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目需要的生产及生活施工用电采用一期项目升压站备用电源，电压等级为 10kV，另外还需配备 30kW 移动式柴油发电机 1 台作为风电机组基础的施工用电。本工程施工高峰期用电负荷 200kVA，以上供电组合能满足生产及生活用电

10.3.3 生产、生活供水设施及供水方案

本工程生产及生活施工用水可直接利用一期升压站的施工水源，站区附近施工用水可直接用管道输送，其它距离较远的施工点用水罐车或水箱运输。水质应满足生产、生活使用要求，施工高峰用水量约为 280t/d。

10.4 运营期管理设计

1、建立健全运行规程、安全工作规程、消防规程、交接班制度、巡回检查制度、操作监护制度、设备缺陷管理制度，严格遵守调度纪律，服从电网的统一调度，依据《并网调度协议》组织生产。

2、运行当班班长是生产运行的直接领导者，也是生产指挥决策的执行者，接受电网调度的业务领导和技术指导，并及时全面的掌握设备运行情况和系统运行信息，组织协调风电场安全、稳定、经济的运行。

3、建立健全文明值班责任制和管理考核制度，做到分工明确、责任到人、考核严明。值班期内生产人员应举止文明、遵章守纪、坚守岗位，不做与值班无关的事情。各类标志齐全、规范，各种值班记录、报表整齐、规范。

4、严格执行交接班制度。交接班人员要依据各自的职责，做好交接班准备。交接班前后三十分钟内原则上不安排大项目的操作，特别是电气操作。如遇正在进行重大操作或发生事故，不进行交接班，由当班者负责处理。接班者未按时接班时，交班者应坚守岗位，并向

上一级领导汇报，待接班者接班后方可离开。

5、加强运行监视以优化运行方式。现场备有运行记录以记录每小时发出的实际功率、所有设备的运行状态、计划停机、强迫停机、部分降低出力和运行期间发生的所有事故和异常。

6、保证风电设备在允许范围内运行，若出现异常，班长应及时向调度部门汇报并申请改变运行方式。运行人员在遇到设备异常时，应按现场有关规程、规定及时、果断处理，处理后马上向相关领导及部门进行汇报。根据设备运行状况、运行方式、天气变化和将要进行的操作，有针对性的做好事故预想，特别是进行重大操作、试验时，要做好风险预测、防范措施和应急预案。

7、建立健全设备缺陷管理系统，及时发现设备缺陷，填写设备缺陷通知单，通知检修人员，跟踪缺陷处理过程，认真对维修后的设备进行验收，实现设备缺陷的闭环管理。

8、建立并实施经济运行指标的管理与考核制度，进行运行分析并形成报告，找出值得推广的“良好实践”和“有待改进的地方”，提出改进意见。按规定将各项指标进行统计上报，并保证准确性、及时性和完整性。

10.5 检修管理设计

1、坚持“质量第一”的思想，切实贯彻“应修必修，修必修好”的原则，使设备处于良好的工作状态。

2、认真分析设备状况，科学制定维护检修计划，不得随意更改或取消，不得无故延期或漏检，切实做到按时实施。如遇特殊情况需变更计划，应提前报请上级主管部门批准。

3、对于主要设备的大、小修，输变电设备及影响供电能力的附属设备的计划检修，应根据电网的出力平衡和风电场风能资源特征提出建议，该建议应递交地区电力调度通讯中心并经电力调度通讯中心同意后纳入计划停运。

4、年度维护检修计划每年编制一次，主要内容包括单位工程名称、检修主要项目、特殊维护项目和列入计划的原因、主要技术措施、检修进度计划、工时和费用等。

5、应提前做好特殊材料、大宗材料、加工周期长的备品配件的订货以及内外生产、技术合作等准备工作，年度维护检修计划中特殊维护检修项目所需的大宗材料、特殊材料、机电产品和备品备件，由使用部门编制计划，材料部门组织供应。

6、在编制下一年度检修计划的同时，宜编制三年滚动规划。为保证检修任务的顺利完成，三年滚动规划中提出的特殊维护项目经批准并确定技术方案后，应及早联系备品备件和特殊材料的订货以及内外技术合作攻关等工作。

7、建立和健全设备检修的费用管理制度。

8、严格执行各项技术监督制度。

9、严格执行分级验收制度，加强质量监督管理。检修人员应熟悉系统和设备的构造、性能，熟悉设备的装配工艺、工序和质量标准，熟悉安全施工规程。每次维护检修后应做好维护检修记录，并存档。设备检修技术记录、试验报告和技术系统变更等技术文件，作为技术档案保存在项目公司和技术管理部门。对维护检修中发现的设备缺陷，故障隐患应详细记录并上报有关部门。

考虑到风电场大修所要求的技术及装配较高，且风电场按无人值守少人值班的原则配置人员，因此，风电场的大修应委托专业部门及人员进行，由此产生的费用计入风电场运行成本。

11 环境保护与水土保持设计

11.1 环境保护

11.1.1 设计依据

11.1.1.1 法律法规

《中华人民共和国环境保护法》(1989.12);

《中华人民共和国大气污染防治法》(2000.4);

《中华人民共和国水污染防治法》(2008.6);

《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(2005.4);

《中华人民共和国环境噪声污染防治法》(1997.3);

《建设项目环境保护管理条例》(1998.11)。

11.1.1.2 评价标准

《中华人民共和国环境影响评价法》(2002.10);

《环境空气质量标准》(GB3095-1996);

《污染综合排放标准》(GB8978-1996);

《地表水环境质量标准》(GB3838-2002);

《城市区域环境噪声标准》(GB3096-2008);

《工业企业设计卫生标准》(GBZ1-2002);

《建筑施工场界噪声限值》(GB12523-90)。

11.1.2 环境质量现状

本项目拟建风电场位于内蒙古自治区包头市达茂地区，场址区中心地理位置为东经 110°01'、北纬 41°55'。场址面积 13.21km²，海拔高程为 1469~1504m 左右，本项目装机容量为 49.5MW。

拟建场区周围无环境空气污染源，环境空气质量良好。场址区域及四周无噪声敏感点，声环境质量现状良好。初步调查，拟建场区无国家、省、市、县级自然保护区及动物保护区，无压覆矿产，无文物古迹。

11.1.3 施工、运行期环境影响

11.1.3.1 噪声

施工期：噪声主要为施工机械在进行土石方开挖、回填打桩及基础浇注等施工活动时所产生的施工噪声、物料运输时产生的交通噪声，以及在对部分场地碾压时产生的噪声。

运行期：风力发电机组可能产生噪声污染。

11.1.3.2 粉尘

施工期：项目在施工中由于土方的开挖和施工车辆的行驶，可能在作业面及其附近区域产生粉尘和二次扬尘，造成局部区域的空气污染，其产生量小且影响范围不大，施工结束影响即消失。

运行期：风电场在运行期不产生粉尘。

11.1.3.3 污染物排放

污染物排放包括废水排放和固体废物排放。

施工期：废水主要是施工污水和施工人员产生的生活污水，固体废物主要为建筑垃圾及生活垃圾。

运行期：废水主要是运行人员的生活污水，固体废物主要为生活垃圾及检修垃圾。

11.1.3.4 对生态环境的影响

施工期：在风力发电机组基础施工、电缆沟道施工、交通道路施工及安装场地施工时，永久或临时占地改变了土地利用格局、土地功能，使原有生态系统功能降低。施工区域的施工活动，产生的主要影响为噪声、扬尘等，此类人为影响将干扰鸟类的原有生活环境。

运行期：风电场范围内飞行的鸟类可能会碰撞到风机的叶轮、输电线路等，一些体型较大或较重的鸟、水禽和一些捕食其他鸟类的猛禽及一些夜间低空飞行的鸟被认为易于和风机碰撞。

11.1.3.5 对电磁环境的影响

电磁场由变电站内的配电装置和导线等带高压电的部件通过电容耦合，在其附近的导电物体上感应出电压和电流而产生。无线电干扰是由变电站内配电装置、导线等导体运行过程中的电晕放电，火花放电产生，主要干扰频率为 0.15~30MHz。无线电干扰主要影响无线电信设施的发射和接收。

11.1.4 防治措施

11.1.4.1 噪声

施工期：随着距离的增加，噪声强度逐渐减弱，根据同类项目施工情况调查，距噪声源约 300m 左右，噪声强度可降到 55dB(A)以下，因此，该项目可以满足《建筑施工场界噪声限值》(GB12523-90)的要求；同时拟选场址空旷，风场周围无居民区，施工噪声不会对周围环境产生影响。

表 11-1 施工机械噪声值

序 号	机械名称	距声源 10m 处平均噪声值 dB(A)
1	推土机	76
2	挖掘机	82
3	混凝土搅拌机	81
4	插入式振捣器	73
5	运输汽车	82
6	汽车吊	60

运行期：由于风力发电机运行的特殊性，其场址位于风能资源丰富的地区，又多在风速较大的情况下运行，故自然噪声较大。在风速较大时，自然噪声掩盖了风电场风机噪声，此时，风机产生的噪声对周围环境的影响也远小于环境中自然风产生的噪声；而在风速较小时，风机产生的噪声随距离衰减很快。根据已建成风电场的实测结果，声环境影响不大。

11.1.4.2 粉尘

施工期：在施工过程中将采取洒水等措施，尽量降低空气中颗粒物的浓度。大风天开挖土方及砂石料堆放场采取拦挡、苫盖等临时防

护措施加以控制。

运行期：不产生粉尘，无需防治。

11.1.4.3 污染物排放

施工期：对施工队伍产生的施工污水处理加强管理，按有关设计有序排放；生活污水根据环保要求处理后排放，处理设施采用地埋式一体化污水处理设备，经接触氧化、沉淀、消毒后可达到国家一级排放标准，可作为绿化用水或排放。固体废物要求随产生随清运并处置，避免刮风固体废物飞扬，污染附近环境。对施工阶段形成的生产、生活垃圾，需严格执行当地环卫部门的规章制度要求，全部废物统一收集、统一处理，施工完毕后清理现场并达到环卫要求。

运行期：生活污水通过地埋式一体化污水处理设备，经接触氧化、沉淀、消毒后可达到国家一级排放标准，可作为绿化用水或排放。固体废物要倒往指定地点，并定期集中处理，避免刮风时固体废弃物飞扬，污染附近环境。

11.1.4.4 对生态环境的影响

施工期：风电场建设过程中，必定对原地貌地表进行扰动，破坏地表植被，在一定时间内会对生态环境造成影响，但其影响是短暂的。在建设过程中，通过采取规定车辆行驶路线、施工器材集中堆放、拦挡苫盖等措施，尽量减小施工占地，最大限度减少对地表及其植被的破坏。对基础开挖造成的影响进行恢复和补救，对运输机械造成的场区周围地面碾压，视影响程度采取相应措施，轻的可采取自然恢复，

较严重的需采取人工措施恢复植被。野生动物方面，由于施工期较短，而场址相对整个地区来说范围又很小，且鸟类本身具有躲避危险的本能，可以迁移到其它地方生活，因此施工期间对鸟类的影响不大，更不会造成鸟类数量的下降。同时，积极采取噪声防治措施，尽量避免突发噪声或降低施工噪声；采取环境空气治理措施，减少施工扬尘；文明施工、避免施工人员对生态环境的扰动、破坏。

运行期：尽量不要在该区域进行其它影响生态恢复的活动，以减少人、畜对草原的践踏及车辆等的碾压。本风电场所在地区不属于候鸟的主要栖息地，也不在候鸟迁移的主要路线上；运行后，鸟类会很快适应新的环境，会在飞行中避开风机和输电线路，因此项目对该地区鸟类的影响很小。同时，需要定期对运行设备进行维护，减小运行噪声；运行人员提高生态保护意识，保护周围生态环境、保护野生动物栖息地。

11.1.4.5 电磁辐射和无线电干扰

运行期：根据类比电磁辐射和无线电干扰源，升压站和输电线路产生的工频电磁场能满足《500kV 超高压送变电工程电磁辐射环境影响评价技术规范》(HJ/T24-1998)的工频电场 4kV/m，工频磁场 0.1mT 的推荐标准；无线电干扰能满足《高压交流架空送电无线电干扰限值》(GB15707-1995) 53dB (220kV) 的限值要求。因此，不会对周边环境产生不利影响。

11.1.4.6 其他

场区冬季采用电暖气取暖，不新增大气污染源，从而减少项目建设投运后，对区域大气、生态环境的影响及破坏。职工的生活燃料是电或液化气，没有拉煤运输、堆放，以及燃烧排放有害气体对区域环境空气质量的影响。

11.1.5 综合评价

通过对风电场环境影响分析，该项目建设对生态环境的影响主要来自施工期扬尘和噪音，运行期噪音影响较小。生活污水和垃圾由于产生数量少，对环境影响甚微。风电场的建设对周围环境影响小，反而能增添新的旅游景点，对风能资源的利用可减少大气污染，有利于环境和资源保护。因此该项目从环保的角度来说是可行的。

11.2 水土保持

11.2.1 项目区水土流失现状

本工程风场范围内地形略有起伏，相对高差不大，为平坦广阔的荒漠草原地貌，水土流失以风力侵蚀为主。

达茂旗属干旱缺水地区，降水量小，蒸发量大，自然条件较差。土地利用以牧业生产为主，由于牧区超载过牧，使得草原大面积退化和沙化，是造成当地水土流失的主要原因。

11.2.2 工程建设可能造成的水土流失及危害

项目在开发建设过程中，由于施工活动的存在，必然对建设区域及周边地区的生态环境产生影响，如施工区域场地平整、基础开挖回

填、建筑材料堆放、施工机械碾压和施工人员践踏等活动，扰动地表，形成再塑地貌，使地表植被和土壤结构都受到不同程度的破坏，植被防护能力和土壤抗蚀能力降低或丧失，引发或加剧水土流失。

水土流失主要发生在项目建设期间，即风电机组和箱变基础施工、道路施工和电缆敷设等环节，建设过程中造成的水土流失危害主要体现在以下几个方面：

1、破坏土地资源

在施工过程中，人为活动不可避免地破坏原地貌植被，使地表土疏松，造成项目区土壤流失量增加，给当地生态环境带来不利影响。

2、导致周边地区草地退化

项目施工对地区地表形态、植被产生一定的影响，如果不进行治理，这些区域地表植被被破坏后可能加剧土地退化和沙化。

3、为扬尘提供物质资源

项目建设区域年平均风速较大，且大风日数较多，在这种自然条件下，遭受破坏的地表如没有任何保护措施，可为扬尘等天气的发生与发展起到推动作用。

4、降低建设区域生态环境质量

若不采取治理措施，项目建设活动将使建设区域生态环境更加恶化，直接影响周边地区植被生长，使生产和生活环境质量下降。

11.2.3 水土流失防治措施

减少因施工造成的局部区域水土流失，在施工过程中必须严格按照设计要求进行施工，具体防治措施如下：

- 1、合理设计规划风电场。
- 2、尽量减少大型机械施工以保护原有地貌。
- 3、车辆运输等必须沿规定的道路行驶，以便减少对地表的破坏。
- 4、除了基础和道路外，其它地方应恢复原有植被。
- 5、施工结束后，及时对施工碾压过的土地进行人工洒水。施工临时占地和电缆占地必须采取播撒原地带性植被的方式进行恢复，风电场内的检修专用道路两侧必须进行绿化，以减少风沙化面积。

11.2.4 小结

根据风电项目施工特点，结合当地自然环境情况，针对项目建设中扰动地表情况采取工程管理措施、植物措施、临时防护措施，有效控制建设过程中产生的水土流失，从水土保持角度来说项目建设是可行的。

12 劳动安全与工业卫生

12.1 设计依据、任务与目的

12.1.1 设计依据

- 1、《中华人民共和国安全生产法》；
- 2、《中华人民共和国劳动法》；
- 3、《水利水电工程劳动安全工业卫生设计规范》(DL5016-1996)；
- 4、《水利水电工程设计防火规范》(SDJ278-90)；

12.1.2 任务与目的

1、对工程施工过程中可能存在的主要危害因素，从管理方面对业主、工程承包商和工程监理部门提出安全生产管理要求，为业主的工程招标管理、工程竣工验收和风电场的安全运行管理提供参考依据，确保施工人员生命及财产的安全。

2、对工程投产后在生产过程中可能存在的直接危及人身安全和身体健康的各种危害因素进行确认，提出符合工程规范要求的具体防护措施，以保障风电场职工在生产过程中的安全与健康要求，同时确保工程建筑物和设备本身的安全。

12.2 工程概述与风电场总体布置

12.2.1 工程概述

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目共安装 25 台风电

机组，单机容量为 2000kW 的风电机组。

12.2.2 风电场总体布置

1、风机布置形式

本工程共布置 25 台风机，采用间距为 $4D \times 6D$ 的布置方式。

2、风电场总体布置

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目风电场分为三部分：风电机组、箱式变压器和道路，道路为检修道路。考虑拟选场址地形条件，风机机位布置，进站道路，场区周围交通情况，已建升压站等各方面因素，在尽量节约占地面积的前提下，统筹安排，总体规划。本期风电机组和箱式变压器根据风资源分布相应布置于场区，已建升压站位于风电场东南部。

本风电场总工期为 8 个月，从 2014 年 3 月 1 日起开始施工至 2014 年 10 月 31 日施工结束。

12.3 工程安全与卫生危害因素分析

12.3.1 施工期危害因素

在施工期主要危害安全的因素有电磁辐射、高处坠落、机械伤害、触电等情况。

1、在机组及塔架吊装过程中，可能发生吊物坠落，吊装设备折断、倾覆等情况。如钢丝绳断裂等吊物坠落或因吊装中配合不当、风力过大等因素造成的吊装物件碰坏，可能造成人体坠落、人员受伤、

机械伤害和触电等。

2、在施工过程中，特别是夜间施工，如果采光不良、长期作业，容易使操作者眼睛疲劳，视力下降，产生误操作，发生意外伤亡事故。同时生产场所的器具、工件、材料摆放不当，也容易引发工伤事故。

3、塔架等吊装时未设置操作台和上人爬梯或设置不符合要求，均易发生高处坠落事故。吊装场地如果是坡地，起重机械设备安装不平稳，可能发生起重伤害事故。

12.3.2 运行期危害因素

风电场运行期的主要危害有火灾、电伤害、爆炸、机械伤害、高处坠落、物体打击、安全标志缺失危险、自然气候环境危险等因素。

1、火灾危害因素

风电场的火灾危险潜在于可燃介质贮存、使用设备等产生的危害。如电缆密集区域可能因电缆散热或隔热情况不好引起电缆燃烧火灾。

2、电伤害危害因素

电伤害包括雷电、静电、触电等事故。本项目电气设备较多，若电气线路、用电设备或手持移动式电气设备等因腐蚀、接地或者接零损坏、失效或操作不当等可致绝缘性能降低或者失效，在作业过程中都有可能引起触电伤害。

3、爆炸危害因素

运行维修期间使用的油漆、汽油、柴油等，气压焊用的乙炔钢瓶等，风机使用的润滑油等属于易燃易爆物品，以上物品由于管理、使用不当，造成泄露，其蒸汽和空气形成爆炸性混合物，在遇到明火、高温、高热等热源，一旦达到最小着火能，就有发生爆炸的危险性。

4、机械伤害危害因素

生产场所和修配场中机械设备的外漏机械部件没有安全防护罩或安全防护网不规范，机械设备没有必要的闭锁装置或失灵，机械设备维护不当和操作工人违章作业，容易造成机械伤害事故。

在雨、雪、霜、冰冻等条件下登高安装、检修作业，易发生高处坠落、物体打击、塔架振动等。

5、高处坠落危险性分析

风电场检修高空作业容易发生坠落和物体打击，严重威胁着施工作业人员的人身安全。风电机组检修时，如果操作台和上人爬梯设置不符合要求易发生高处坠落事故。

6、物体打击危险性分析

在风机塔架等设备中未被固定的浮物因被碰或风吹等坠落或设施倒塌，坠落物击中人体，可能造成物体打击伤害。

7、安全标志缺失危险性分析

本工程存在高压设备、高空部位等较多的危险有害场所，安全标志设置缺失可能对作业人员警示不够，从而导致触电、火灾、高处坠

落、物体打击、车辆伤害等事故发生，对安全运行和安全管理带来影响。

12.4 劳动安全与工业卫生对策措施

12.4.1 施工期劳动安全与工业卫生对策措施

1、起重、吊装安全防护措施

机械操作人需制订吊装方案。起重机械操作人员应持证上岗。吊装前，吊装指挥应向起重机械人员交待清楚工作任务。遇有大雾、雷雨天、照明不足，指挥人员看不清各工作地点，不得进行起重工作。

2、高空作业安全防护措施分析

在登高工作时，要佩戴安全帽、系安全带，并把防坠落锁扣安装在钢丝绳上，同时要穿结实防滑的胶底鞋。

3、基础施工安全防护措施分析

风机基础混凝土浇筑，先浇筑混凝土垫层，再进行钢筋绑扎，后浇筑基础混凝土。在风电机组基础混凝土浇注中应一次浇注完成，不留施工接缝。施工中严格要求对所有砂、碎石和水泥作好工前化验，并作多个试块进行强度试验，必须达到规范要求指标。

4、高低温作业安全防护措施分析

风电场所在地属于温带干旱大陆性季风气候、寒冷、风沙大、少雨。极端最低气温为零下 31.8℃，应尽量避免低温作业。安装现场应准备常用的医药用品，安装现场应配备对讲机。

12.4.2 运行期劳动安全与工业卫生对策措施

1、防噪声、振动及电磁干扰

根据《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)的要求，结合本风电场的特点，要求各种设备的电动机、风机、变压器等噪声、振动源的设备设计制造厂家提供符合国家规定的噪声、振动标准的设备。

本工程升压站的最高电压为 220kV，由于升压站远离居民区，因而升压站电磁辐射不会对居民产生影响。

2、防电伤、防雷保护

根据 DL/T621-1997 《交流电气装置的接地》规定，对所有要求接地或接零部分均应可靠接地或接零。设保护接地、工作接地和过电压保护接地装置。防雷击包括防直击雷、防雷电感应、防雷电侵入波，主要措施有设置避雷装置和防雷接地。风力发电机组、基础钢筋等均应可靠地与接地网相连接。

3、防坠落、防机械伤害和其他伤害

所有转运机械外露部分均设防护罩。所有设检修起吊设施的地方，设计时均留有足够的检修场地、起吊距离，防止发生起重伤害。易发生坠落危险的平台、步道、楼梯、检修孔平台周围应装设护栏及踏脚护板。进行露天高处作业，如遇 6 级以上大风或恶劣气候，应停止作业，在霜冻或雨天高处作业时，采取防滑措施。

4、安全标志设置

凡容易发生事故或危及生命安全的场所和设备，以及需要提醒操作人员注意的地点，均应设置安全标志，并按《安全标志及其使用导则》(GB2894—2008)进行设置。

12.5 风电场安全与卫生机构设置

风电场设立劳动安全及工业卫生管理机构，设置人员1~2名，由风电场运行人员兼职，负责风电场的劳动安全和工业卫生管理工作，可与环保监测站合并使用。

12.6 预期效果评价

12.6.1 劳动安全主要危害因素防护措施的预期效果评价

本工程在设计中应对防火、防爆、防尘、防电伤、防机械伤害、防暑、防寒、防噪声、防振动等方面均按照各项规程、规范、标准采取了一定措施，能满足我国现行的有关规范、标准的要求。将以上防护措施贯彻在各专业设计中实施后，可有效的保障劳动者在生产中的安全和健康，为风电场的长期安全生产、减少事故发生发挥重要作用，同时为风电场运行人员的维护检修创造有利条件，因此本期工程的设计在安全文明生产、保障职工的健康方面将取得较好的效果。

12.6.2 工业卫生主要有害因素防护措施的预期效果综合评价

本期工程主要建筑物设计时综合考虑了建筑物的朝向、采光、通风、隔热、隔音等要求，本期工程设计符合《工业企业设计卫生标准》

(GBZ1-2002) 要求。本期工程采取积极有效的防护措施后，噪声、工频电场等职业病危害因素的浓度或强度能符合《工业企业设计卫生标准》(GBZ1-2002) 要求。多数作业地点噪声可达到卫生标准，通过减少工人实际接触噪声的时间并加强噪声作业工人的个人防护，可使工人实际接触的噪声强度达到卫生标准要求。

12.7 建议

- 1、工程施工应选用有资质的施工队伍与监理队伍，防止在基建过程中发生事故。
- 2、应为接触职业危害因素的作业工人配备个人防护用品，并定期更换。
- 3、加强安全管理，建立健全安全岗位责任制和各项操作规程。提高运行人员安全意识和操作水平，加强运行人员事故应变能力训练的安全教育设施，并将其不断完善，确保劳动安全和工业卫生始终处于良好状态，保证风电场的安全生产与职工身体健康。

13 建设项目节能分析

13.1 节能设计规范及合理用能标准

- 1、《中华人民共和国节约能源法》(国家主席令[2007]第 77 号)；
- 2、《中华人民共和国建筑法》(国家主席令[1997]第 91 号)；
- 3、《中国节能技术政策大纲》(2006 年)；
- 4、《可再生能源发展“十一五规划”》(国家发改委 2008 年)
- 5、《关于加强节能工作的决定》(国发[2006]28 号)；
- 6、《内蒙古自治区人民政府关于“十一五”加强节能减排工作的实施意见》(内政发[2007]39 号)；
- 7、《关于大力开展节能工作的意见》(内政发[2006]71 号)。

13.2 本项目的能耗种类

本工程所消耗的能源主要是风能、水、电力及汽油等。

13.3 节能措施

13.3.1 主要工艺流程采用的新技术、新工艺

水资源是宝贵的资源，随着全球环境的恶化、人口的增长、工业用水需求的猛烈增长等因素的影响已日趋匮乏，水资源的充分利用已日显重要。本工程采取节约用水、优水优用、一水多用、循环用水、梯度用水的原则，提高水资源的利用率。风电场排放的污水经处理后用于绿化用水。

13.3.2 能源计量仪表

本期工程考虑在风电场 220kV 侧装设 0.2S 级高精度多功能电能表主副表各一块。

13.3.3 建筑节能

1、建筑及规划设计

建筑物平面多为一字型，无过多的凸凹变化，将建筑物体形系数控制在规范要求的范围内，在满足功能要求的前提下尽量降低建筑的层高，减少开窗面积，所有外墙窗的玻璃均采用双层单框中空玻璃。屋面均设置保温层，保温层厚度要满足节能要求。

2、门窗设计与选型

墙体、屋面和地面耗热量比例较小，耗热量主要是门窗和换气，门窗和门窗缝隙的控制是节能的主要措施。门窗耗能约占维护结构传热耗能的 50% 以上，是节能设计的重点。

本工程采用保温性好、气密性优良的双玻塑钢窗，有效控制冷风渗透。开窗面积宜适当减小，当采用单层窗时，窗墙比不超过 0.30；采用双层或单框双玻窗时，窗墙比不超过 0.40。采用空调的房间，外部门窗的气密性不低于 III 级($q_0 \leq 2.50 \text{m}^3/\text{mh}10\text{pa}$)。建筑物南窗可适当开大，以便夏季充分利用穿堂风，冬季充分吸收太阳热能。

外墙施工，对窗洞口施工要求精度较高，塑钢窗安装采用后塞口施工，窗与洞口之间留 10mm 空隙，并用发泡聚胺脂胶填充。局部外

贴 EPS 板与塑钢窗搭接 20mm，减少窗口热桥。门采用防寒保温门。

3、楼梯间及门厅入口的设计

楼梯间及门厅入口的耗热量的控制，是节能设计的关键因素。建筑采用高级三防门，三道密封胶条，在热压及风压作用下的冷空气渗透得到了有效控制。楼梯间外门设门斗，双层门均为双层全玻璃高档铝合金门，外层门设电子锁，气密性好，能有效防止冷风侵入。楼梯间设采暖设备，形成温度过度区，能减少楼梯间外墙的散热量，达到节能目的。

4、设备选择中考虑的节能措施

(1) 选用节能型电力变压器，以减少变压器的损耗。节能型电力变压器较普通变压器一般可降低损耗 10~20%。

(2) 设计中尽量采用高发光效率的照明光源，荧光灯选用高节能电子镇流器，较普通镇流器可节能 30%。

5、材料选择时考虑的节能措施

(1) 场、站区总平面布置尽量按功能区布置，从布置上更加紧凑、合理，从整体上看，减少了各建(构)筑物间联系电缆的长度，减少全场电缆的电能损失。

(2) 场、站区管道尽量采用非金属管材。

6、生活污水经过处理后回用于站区绿化和道路清洗。

采用上述节水措施后，实现了梯级用水和分质用水的原则，大大

提高了水的复用率，正常运行工况下实现“零”排放，减少了向环境的排污量。

13.3.4 节约用地

根据现有建设条件，考虑有利于施工、方便运行和检修的前提下，尽可能缩小建筑面积、建筑体积。场、站区总平面布置尽量按功能区布置，建筑布置上紧凑、合理。充分优化场、站区总平面布置、工艺系统设计，选用高效节能设备，使占地指标达到先进水平。节能用地措施如下：

- 1、积极采用新技术，新工艺，新的布置格局。
- 2、尽量减少建、构筑物数量并将性质和功能相同或相近的建、构筑物进行合并联建。
- 3、因地制宜，根据场地及工艺流程和功能分区，合理布置。在满足防护要求的前提下，充分利用好边角地带，并尽量压缩各种管线、道路的长度和宽度。
- 4、严格控制道路、广场面积，尽量采用综合管沟，并将性质相同或相近管线及管沟相邻布置，以节约用地。

13.3.5 节约原材料

本期工程节约原材料的措施主要有：

- 1、沙石及其它所需建材均可就地解决或采购；
- 2、部分保温材料、酸、碱、水泥、木材等亦可就近取材；

3、风电场厂区总平面布局紧凑，较大幅度的降低了场区及场区有关生产系统的管道、道路、电缆材料工程用量；

4、主要建筑物采用合理的结构形式和轻型墙体材料，减少了建筑物的荷重，以节约钢材、水泥用量。

13.4 项目节能效果分析

本工程拟装机容量 49.5MW，年发电量 12990.1 万 kWh，按火电每 kWh 电量消耗 330g 标准煤计算，每年可节约 42867t 标准煤。

风能的开发利用，除了可以减少煤耗，还可减少因开发一次能源所造成的诸多环境问题。按照火电站各项废气、废渣的排放标准：烟尘为 0.4g/kW•h、二氧化硫 2.3g/kW•h、二氧化碳 822g/kW•h、灰渣 119.45g/kW•h，本工程每年可减少排放烟尘约 52t、二氧化硫约 299、二氧化碳约 106779t，灰渣约 15517t，还可节省大量的水资源，同时还避免产生噪声影响。

14 项目社会稳定风险评估及风险等级评价

14.1 评价依据

根据《国家发展改革委重大固定资产投资项目社会稳定风险评估暂行办法通知》（发改投资[2012]2492号）文件的要求，社会稳定风险等级共分为三级：

高风险：大部分群众对项目有意见、反应特别强烈，可能引发大规模群体性事件。

中风险：部分群众对项目有意见、反应强烈，可能引发矛盾冲突。

低风险：多数群众理解支持但少部分人对项目有意见，通过有效工作可防范和化解矛盾。

14.2 项目合法性评估

1、建设项目内容合法性

本项目是风力发电项目，属于可再生能源类项目，符合国家《可再生能源法》等法律法规。本项目也是清洁能源，符合国家节能减排政策，也符合国家关于能源结构战略调整的相关产业政策。

2、建设项目报批程序合法性

本项目严格按照内蒙古自治区发展和改革委员会下发的《内蒙古自治区风能资源开发利用管理办法实施细则》文件要求执行项目的申请报批程序。项目报批程序首先由达茂旗、包头市到自治区逐级上报

提出项目资源配置申请并取得了自治区关于开展前期工作的批复，之后项目单位开展了前期工作，并取得了“项目可行性研究报告”、等相关支持性文件。

综上所述，中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目建设单位合法，项目符合国家相关法律规定及相关产业政策，项目报批程序符合规定、相关手续齐全。本项目具备合法性。

项目合法性受到质疑的风险性很低。

14.3 项目合理性评估

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目的建设，符合国家可再生能源开发利用的法规政策和国家发展清洁生产机制的经济政策。本工程所在的包头市，经济社会发展迅速，近年来注重发展洁净能源、大力开发丰富的风能资源，同时加强电网建设改造，积极创造电力外送的良好条件。分析表明，拟建场址风能资源较为丰富，工程建设条件适宜，电力送出便利，适宜大型风电场的开发建设。开发利用风力资源，有利于保护环境、改善能源结构，同时促进能源多元化的实现、改善电网能源结构、带动地区经济发展、改善当地环境，具有良好的经济效益和显著的社会效益。因此，本项目的建设是必要和合理的。

项目前期工作中，项目单位已经在当地做了大量的宣传走访工作，为当地农牧民宣传解释国家能源政策、项目的合理性和必要性。

本项目在合理性上已得到了当地百姓的认同。

项目合理性受到质疑的风险性很低。

14.4 项目可行性评估

1)本工程交通条件和接入系统条件较好，地理位置较优越。

2)经分析计算，风电场代表年 10m高度年平均风速为 7.5m/s, 70m 高度年平均风速为 9.4m/s，轮毂高度 65m、80m处年平均风速为 9.3m/s、9.6m/s；相应的风功率密度分别为 365W/m^2 、 666W/m^2 和 647W/m^2 、 700W/m^2 ，风电场风功率密度等级为 6 级，风能资源较丰富，具有较好的开发价值。风电场代表年 70m高度全年风向主要集中于SSW~WNW，占全年风向的 65.6%；风能主要集中于SSW~WNW 之间，占总风能的 80.9%，易于风机的布置。风电场代表年各高度风速和风功率密度变化趋势基本一致，各月平均风速变化幅度较大，各月平均风速及平均风功率密度变化，4 月和 11、12 月相对较大，12 月为全年最大，6~9 月相对较小，7 月为全年最小；平均风速日变不大，风功率密度日变化幅度较大但规律性强。

3) 截止 2012 年底，包头地区电网发电装机（6MW 及以上）容量 8109.01MW，包括：共用火力发电厂 7 座，总装机容量 5050MW；企业自备电厂 6 座，总装机容量 1896.2MW；风电场 14 座，总投资容量 1162.81MW。包头地区电网有 500kV 变电站 4 座，即高新变、包头北变、春坤山变和威俊变，总容量为 7200MVA；220kV 共用变电站 16 座，33 台主变，总容量为 4890MVA。截止 2012 年底，包头电网共有 22kV 线路 92 回，总长度为 1715.385km。

4) 风电场预计年上网电量 129901MWh，年等效满负荷利用小时数为 2598h。

综上所述，中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目风能资源丰富，风电工程的开发建设将有力地推动包头市地区风电发展，对促进当地其它类型的新能源开发建设也有相当积极的作用。因此，争取工程能早日开工建设，早日产生效益。

14.5 项目可能引发的社会稳定风险评估

14.5.1 项目土地征用

土地征用涉及了农牧民的切身利益，农牧民对土地征用问题也尤为关注。切实解决好这方面问题，给农牧民以满意的结果。对本项目的顺利实施进展很重要。根据本次调查走访中所做调查问卷结果来看：农牧民被征用土地对其家庭收入的影响不大，农牧民对因项目实施而征用土地也表示理解和支持。同时，调查中也反映出农牧民的一些愿望和要求，比如项目实施所带来的好处这个问题，大多数农牧民回答是改善了生活水平或给子女带来了就业机会。由此也反映出，农牧民在一小部分土地被征用后，也希望可以通过项目实施得到一些其他方面的利益。

因此，总体来说本次项目的征用土地对当地农牧民生产生活和经济收入影响不大，并且可以通过一些扶贫帮困的措施帮助当地农牧民改善生活。项目在土地征用问题方面的社会稳定风险较低。

14.5.2 项目涉及的安全问题

项目在施工及生产阶段可能出现的安全问题都是可以通过有效措施得到控制的。在做好各项安全防范措施后，项目出现安全事故的可能性大大降低。项目涉及安全问题可能引发的社会稳定风险是具备可控性的，根据调查问卷反映，农牧民对风电场建设和运行的安全问题并不感到担忧。因此，项目在安全问题方面可能引发的社会稳定风险很低。

14.5.3 项目对生态环境及人居环境影响

通过项目可研阶段的设计，项目对环境影响不大并且可以通过相关措施加以控制；项目风机和升压站远离农牧民集中的生活区域，因此，项目对人居环境影响也很小，并且通过项目单位与当地百姓沟通风场对农牧民生活的影响可以得到控制。根据调查问卷反映，当地农牧民对风电场建设和运行的环境影响不感到忧虑，部分民众担忧风机噪音的干扰，可以在设计阶段考虑避免影响到住户。

项目在生态环境及人居环境影响两个方面可能引起的社会稳定风险较低。

14.5.4 项目对当地居民产生的心理影响

项目单位在前期做了很多工作，包括本项目一期工程所做的工作，当地百姓对项目有了一定了解，对项目的实施给予认可。根据本次调查问卷的结果，民众对风电场的建设表示理解和支持。同时，随

着工程的实施，当地百姓会逐渐适应风电的建立和运行。根据以往风电建设项目的经验来看，项目对当地百姓心理上的影响不大，存在的社会稳定风险较低。

14.6 项目社会稳定风险综合评价及评价结果

根据报告分析和民意调研结果确定每类风险因素的权重，取值范围为[0, 1]，取值越大表示某类风险在所有风险中的重要性越大。其次确定风险可能性大小的等级值，上文已将风险划分为 5 个等级（很低、较低、中等、较高、很高），等级值按风险可能性由低至高分别取值为 0.2, 0.4, 0.6, 0.8, 1.0。然后将每类风险因素的权重与等级值相乘，求出该类风险因素的得分，把各类风险的得分加总求和即得到综合风险的分值。综合风险的分值越高，说明项目的风险越大。一般而言，综合风险分值为 0.2-0.4 时，表示该项目风险低，有引发个体矛盾冲突的可能；分值为 0.41-0.7 时，表示该项目风险中等，有引发一般性群体事件的可能；分值为 0.71-1.0 时，表示该项目风险高，有引发大规模群体事件的可能。

表 14-1 项目风险综合评价表

风险类别	风险权重 (W)	风险发生的等级 (L)					W×L
		很低 0.2	较低 0.4	中等 0.6	较高 0.8	很高 1.0	
项目合法性，合理性及可行性遭质疑的风险	0.10	√					0.02
项目可能造成环境破坏的风险	0.20	√					0.04

项目涉及的安全风险	0.10		√				0.04
群众抵制征地的风险	0.40		√				0.16
群众对生活环境变化的不适风险	0.20	√					0.04
综合风险							0.30

从项目前期工作进展情况看，对于项目合法性、合理性及可行性质疑的风险很低。可能出现较低风险的问题主要集中在土地征用和生态环境影响上。

综合评价，该项目风险等级为：低风险。

15 工程概算

15.1 编制说明

15.1.1 项目概况

1、建设地点

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目位于内蒙古包头市达尔罕茂明安联合旗，距达茂旗政府所在地百灵庙镇直线距离约 40km，距离白云鄂博矿区约 14.5km。

2、建设规模

中电投达茂旗百灵庙风电场总规划容量 99MW，一期已建成，本期为二期，容量为 49.5MW。

3、对外交通运输条件

本项目场址区域东侧约 7km 有 S211 经过，S211 在达茂旗境内与 S210 和 S104 交汇。本期项目可直接利用一期风电场已修建的进场道路以及风电场检修道路运输大型风电设备。因此，仅需新建场内检修道路即可。

4、各主要系统特征

本期工程拟装机容量 50MW，安装 25 台单机容量为 2000kW，每台机组配一台箱式变。

本期项目拟与一期风电场共用升压站及送出线路，升压站中仅无

功补偿装置室扩建。风电所发电力经箱变升压至 35kV，经 3 回 35kV 电缆线路汇集接入一期已建的风电场升压站 35kV 母线，风电场升压站维持一期单回 220kV 线路至望海 220kV 变，导线型号 LGJ-1×400。

5、施工工期

项目建设工期 8 个月。

6、自然地理条件

项目场址地处内蒙古高原南部，场区内植被稀疏，地势开阔略有起伏，以浅山丘陵为主。

7、资金来源和资本金比例

本项目资金来源、资本金和贷款投资比例：该工程总投资的 20% 为项目资本金，其余资金利用国内银行贷款解决，贷款年利率为人民银行 2012 年 7 月 6 日公布的名誉利率 6.55%。

8、工程投资

工程主要经济指标：第一部分施工辅助工程费 131.33 万元，第二部分设备及安装工程费 27246.51 万元；第三部分建筑工程费 2136.13 万元；第四部分其它费用 2367.74 万元；基本预备费 478.23 万元。工程静态总投资 32359.94 万元。建设期贷款利息 562.76 万元。工程动态总投资 32922.7 万元。单位千瓦静态投资 6471.99 元，单位千瓦动态投资 6584.54 元。流动资金为 150 万元，工程总投资为 33072.7 万元。

15.1.2 编制原则及依据

- 1、本概算编制价格水平为 2014 年第一季度价格水平；
- 2、工程设计概算计算标准参照水电水利规划设计总院风电标委《陆上风电场工程设计概算编制规定及计算标准》(NB/T 31011-2011)；
- 3、工程设计概算定额参照水电水利规划设计总院 2011 年 8 月发布的《陆上风电场工程概算定额》(NB/T 31010-2011)；
- 4、国家计委、建设部计价格〔2002〕10 号文《工程勘察设计收费管理规定》；
- 5、财政部、国土资源部、中国人民银行财综〔2006〕48 号文“关于调整新增建设用地土地有偿使用费政策等问题的通知”及国土资源部文件国资发[2006]307 号关于发布实施《全国工业用地出让最低价标准》的通知；
- 6、其他有关规定。

15.1.3 基础资料

- 1、主要机电设备价格
风机、塔筒等设备价格根据供应商报价确定，其他机电设备价格参考国内现行价格水平计算。主要设备价格如下：
风电机组单机容量 2000kW，机组本体到达现场价（包含运杂费）

按 4000 元/kW 计算；

塔筒到达现场价（包含运杂费）按 9800 元/t 计算；

箱变压器（包含运杂费）按 23 万元/台计算；

2、人工预算单价

人工预算单价参考水电水利规划设计总院发布的《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T 31011-2011)，材料预算单价按 2014 年第一季度市场价格水平确定。

序号	定额人工等级	标准 (元/工时)
1	高级熟练工	9.46
2	熟练工	6.99
3	半熟练工	5.44
4	普工	4.46

3、主要材料预算价格

根据现场调研和业主提供资料计算主要材料预算价为：

名称	单位	预算价格
水泥 42.5	元/t	350
钢筋	元/t	3780
汽油 93#	元/升	7.5
柴油-20	元/升	7.85
砂子	元/ m ³	78
碎石	元/m ³	70
施工用电	元/kW·h	0.8934
施工用水	元/t	25

项目所需材料，水泥、木材、钢材、砂石骨料、油料等建筑材料可就近在达茂旗旗政府所在地百灵庙镇购买。场址距离达茂旗旗政府

所在地百灵庙镇约 40km。

15.1.4 费率指标

风电场工程取费指标见下表

编号	项目	计算基础	费用标准	
			安装工程	建筑工程
一	直接费			
1	直接工程费			
2	措施费			18.16%
	机组、塔筒设备	人工+机械	8.22%	
	线路工程	人工+机械	15.49%	
	其他设备	人工+机械	14.36%	
二	间接费			
	土方	人工+机械		21.28%
	石方	人工+机械		19.56%
	混凝土	人工+机械		40.98%
	钢筋	人工+机械		39.93%
	基础处理	人工+机械		28.86%
	机电设备安装工程	人工费	108%	
三	利润	人工+机械+措施+间接费	10%	10%
四	税金	一+二+三	3.28%	3.28%

15.1.5 其他

1、生产车辆购置费

本工程生产车辆购置数量为 2 台。

2、建设用地费

本工程永久占地 11339.00m²，临时占地 211439m²。

3、预备费

基本预备费依据《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标

准（NB/T 31011-2011）计列，可研阶段基本预备费为建筑工程费、设备及安装工程费及其他费用之和的1.5%。

15.1.6 技术经济指标表

表 15-1 主要技术经济指标

风电场名称	中电投达茂旗百灵庙风电场二期49.5MW项目		风电机组单位造价	元/kW	4000
建设地点	包头市达茂旗		塔筒（架）单位造价	元/t	9800
设计单位	内蒙古绿能新能源有限责任公司		风电机组基础单价	万元/座	54.97
建设单位	中国电力投资集团公司华北分公司		升压站	元/座	/
装机规模	MW	50	主要工程量	土石方开挖	m ³
单机容量	kW	2000		回填	m ³
年发电量	万kW·h	12990.1		钢筋	t
年利用小时数	h	2598		混凝土	m ³
静态投资	万元	32359.94		塔筒	t
动态投资	万元	32922.7	建设用地面积	永久用地	亩
单位千瓦静态投资	元/kW	6471.99			17.01
单位千瓦动态投资	元/kW	6584.54	临时用（租）地	亩	317.16
单位电量投资	元/kW·h	0.1267	计划工期	第一台机组发电工期	月
建设期利息	万元	562.76		总工期	月
送出工程投资	万元	/	生产单位定员	人	16

15.2 概算表

- 1) 总概算表见表 15-2;
- 2) 施工辅助工程表见表 15-3;
- 3) 机电设备及安装工程概算表见表 15-4;

4) 建筑工程概算表见表 15-5;

5) 其它费用概算表见表 15-6;

6) 分年度投资计算表 15-7。

表 15-2 总概算表

编号	工程或费用名称	设备购置费(万元)	建安工程费(万元)	其他费用(万元)	合计(万元)	占总投资比例(%)
一	施工辅助工程		131.3325		131.3325	0.40
1	施工供电工程		72.0000		72.0000	
2	施工用水		5.0000		5.0000	
4	其他施工辅助工程		54.3325		54.3325	
二	设备及安装工程	25335.0646	1911.4443		27246.5089	82.76
1	发电设备及安装工程	24880.0606	1720.9412		26601.0018	
2	升压变电设备及安装工程	352.0040	10.1286		362.1326	
3	控制保护设备及安装工程	29.0000	8.1617		37.1617	
4	其他设备及安装工程	74.0000	172.2128		246.2128	
三	建筑工程		2136.1304		2136.1304	6.49
1	发电场工程		1549.6515		1549.6515	
	升压变电站工程		8.0525		8.0525	
	房屋建筑工程		46.9764		46.9764	
2	交通工程		186.4500		186.4500	
3	其他工程		345.0000		345.0000	
四	其他费用			2367.7427	2367.7427	7.19
1	项目建设用地费			523.4722	523.4722	
2	项目建设管理费			1281.9684	1281.9684	
3	生产准备费			213.4533	213.4533	
4	勘察设计费			307.1488	307.1488	
5	其他税费			41.7000	41.7000	
	一至四部分投资合计				31881.7145	96.84
五	基本预备费				478.2257	1.45
	工程静态投资(一~五)部分合计				32359.9402	98.29
六	价差预备费					
	建设投资				32359.9402	98.29
七	建设期利息				562.7629	1.71
八	工程总投资(一~七)部分合计				32922.7031	100.00
	单位千瓦的静态投资(元/千瓦)				6471.9880	
	单位千瓦的动态投资(元/千瓦)				6584.5406	

表 15-3 施工辅助工程概算表

编号	工程或费用名称	单位	数量	单价(元)	合计(万元)
	施工辅助工程				131.3325
一	施工供电工程				72.0000
1	供电线路				72.0000
1.1	线路架设 10kV	km	8.00	80000.000	64.0000
1.2	变压器(350kVA)	台	1.00	80000.000	8.0000
二	施工用水	项	1.00	50000.000	5.0000
三	其他施工辅助工程				54.3325
1	风电机组安装平台				14.3325
1.1	一般场地平整	m ²	75000.00	1.911	14.3325
2	大型吊装机械设备进出场费	项	1.00	400000.000	40.0000

表 15-4 设备及安装工程概算表

编号	名称及规格	单位	数量	单价(元)		合计(万元)		合计(万元)
				设备费	安装费	设备费	安装费	
	设备及安装工程					25335.0646	1911.4443	27246.5089
一	发电设备及安装工程					24880.0606	1720.9412	26601.0018
1	风电机组					20120.0000	257.7950	20377.7950
1.1	风电机组本体 2000kW	台	25.00	8000000.000	103118.000	20000.0000	257.7950	20257.7950
1.2	采购保管费	%	0.60			120.0000		120.0000
2	塔筒(架)					4185.0606	386.5475	4571.6081
2.1	塔筒(含基础环)	台	25.00	1664040.000	154619.000	4160.1000	386.5475	4546.6475
2.2	采购保管费	%	0.60			24.9606		24.9606
3	机组变电站					575.0000	19.5029	594.5029
3.1	箱式变电站	台	25.00	230000.000	7801.170	575.0000	19.5029	594.5029
4	集电电缆线路						1057.0958	1057.0958
4.1	电力电缆 YJLY-3×240+1×120	km	5.00		570000.000		285.0000	285.0000
4.2	电力电缆 YJLY-3×95 26/35	km	17.00		191000.000		324.7000	324.7000
4.3	电力电缆 YJLY-3×120 26/35	km	1.40		205548.660		28.7768	28.7768
4.4	电力电缆 YJLY-3×150	km	1.25		215526.370		26.9408	26.9408
4.5	电力电缆 YJLY-3×185	km	2.20		236458.490		52.0209	52.0209

4.6	电力电缆 YJLY-3×240	km	1.20		255231.200		30.6277	30.6277
4.7	电力电缆 YJLY-3×300	km	10.00		276456.770		276.4568	276.4568
4.8	1kV 冷缩屋外电缆头 适用 YJY23-1×300	套	250.00		662.270		16.5568	16.5568
4.9	35kV 冷缩屋外电缆头 适用 YJY23-35kV-3×70	套	50.00		2860.000		14.3000	14.3000
4.10	35kV 冷缩屋外电缆头 适用 YJY23-35kV-3×240	套	6.00		2860.000		1.7160	1.7160
二	升压变电设备及安装工程					352.0040	10.1286	362.1326
1	升压变电设备					352.0040	10.1286	362.1326
1.1	35kV 高压开关柜 金属铠装型 中置式手车柜	面	3.00	172474.500	1306.577	51.7424	0.3920	52.1344
1.2	35kV 高压开关柜, 无功补偿出 线柜	面	3.00	250872.000	1306.577	75.2616	0.3920	75.6536
1.3	动态无功补偿装置 12.5Mva	面	1.00	2250000.000	93445.880	225.0000	9.3446	234.3446
三	控制保护设备及安装工程					29.0000	8.1617	37.1617
1	计算机监控系统					6.0000	0.0539	6.0539
1.1	35kV 线路保护测控屏	面	1.00	60000.000	538.920	6.0000	0.0539	6.0539
2	计量设备					15.0000	0.1078	15.1078
2.1	35kV 电度表屏	面	1.00	150000.000	1077.840	15.0000	0.1078	15.1078

3	其他					8.0000	8.0000	16.0000
3.1	控制电缆	km	2.00		15000.000		3.0000	3.0000
3.2	直流系统电缆	km	1.00		50000.000		5.0000	5.0000
3.3	移动通信设备	相	1.00	50000.000		5.0000		5.0000
3.4	五防锁具	套	1.00	30000.000		3.0000		3.0000
四	其他设备及安装工程					74.0000	172.2128	246.2128
1	图像监控及消防报警	套	1.00		3250.000		0.3250	0.3250
2	劳动安全与工业卫生设备	项	1.00	400000.000		40.0000		40.0000
3	接入一期风电场调试费	项	1.00		200000.000		20.0000	20.0000
4	生产车辆	辆	2.00	170000.000		34.0000		34.0000
5	接地						151.8878	151.8878
5.1	发电场接地						151.8878	151.8878
5.1.1	镀锌扁钢	km	16.00		25010.000		40.0160	40.0160
5.1.2	镀锌钢管	km	1.50		27660.000		4.1490	4.1490
5.1.3	场区光缆	km	46.00		23418.000		107.7228	107.7228

表 15-5 建筑工程概算表

编号	工程或费用名称	单位	数量	单价(元)	合计(万元)
	建筑工程				2136.1304
一	发电场工程				1549.6515
1	风电机组基础工程				1374.1483
1.1	土方开挖	m ³	22102.50	11.000	24.3128
1.2	石方开挖	m ³	9472.50	40.000	37.8900
1.3	回填	m ³	19900.00	11.807	23.4959
1.4	风机基础混凝土 C40	m ³	11675.00	522.502	610.0211
1.5	基础垫层混凝土 C15	m ³	694.00	437.147	30.3380
1.6	钢筋制作与安装	t	1167.50	5551.096	648.0905
2	机组变电站基础工程				39.8483
2.1	土方开挖	m ³	1245.00	11.000	1.3695
2.2	回填	m ³	782.50	11.807	0.9239
2.3	基础混凝土 C40	m ³	422.50	581.374	24.5631
2.4	基础垫层混凝土 20	m ³	40.00	455.616	1.8225
2.5	钢筋制作与安装	t	21.13	5285.995	11.1693
3	集电电缆线路工程				114.7956
3.1	土方开挖	m ³	15669.00	11.000	17.2359
3.2	回填	m ³	8779.45	11.807	10.3659
3.3	铺砂盖砖	m	27000.00	32.294	87.1938
4	接地工程				20.8593
4.1	土方开挖	m ³	9146.00	11.000	10.0606
4.2	回填	m ³	9146.00	11.807	10.7987
二	升压变电站工程				8.0525
1	电气设备基础工程				8.0525
1.1	动态无功补偿基础				8.0525
1.1.1	土方开挖	m ³	530.00	11.000	0.5830
1.1.2	回填	m ³	410.00	11.807	0.4841
1.1.3	基础	m ³	120.00	582.116	6.9854
三	房屋建筑工程				46.9764
1	无功补偿装置室	m ²	162.80	2885.530	46.9764

四	交通工程				186.4500
1	道路				186.4500
1.1	检修路（宽 4m）	km	12.43	150000.000	186.4500
五	其他工程				345.0000
1	环境保护工程	项	1.00	2000000.000	200.0000
2	水土保持工程	项	1.00	500000.000	50.0000
3	劳动安全与工业卫生工程	项	1.00	600000.000	60.0000
4	安全监测工程	项	1.00	150000.000	15.0000
5	其他	项	1.00	200000.000	20.0000

表 15-6 其他费用概算表

编号	工程或费用名称	单位	费率/数量	计算基数(万元) /单价(元)	合计 (万元)
	其他费用				2367.7427
一	项目建设用地费				523.4722
1	建设用地费				523.4722
1.1	土地征用费	m ²	11339.00	264.9300	300.4041
1.2	临时用地租用费	m ²	211439.00	10.5500	223.0681
二	项目建设管理费				1281.9684
1	工程前期费	项	1.00	500000.0000	50.0000
2	工程建设管理费	%	1.14	29513.9718	336.4593
3	工程建设监理费	%	0.60	29513.9718	177.0838
4	项目咨询服务费				166.5140
4.1	项目咨询服务评审费	%	0.10	29513.9718	29.5140
4.2	专项专题报告编制费	项	1.00	1370000.0000	137.0000
5	项目技术经济评审费	%	0.52	29513.9718	153.4727
6	项目验收费	%	0.95	29513.9718	280.3827
7	工程保险费	%	0.40	29513.9718	118.0559
三	生产准备费				213.4533
1	生产人员培训及提前进厂费	%	1.54	4178.9072	64.3552
2	管理用具购置费	%	0.88	4178.9072	36.7744
3	工器具及生产家具购置费	%	0.35	25335.0646	88.6727
4	备品备件购置费	%	0.30	5335.0646	16.0052
5	联合试运转费	%	0.40	1911.4443	7.6458
四	勘察设计费				307.1488
1	勘察费	项	1.00	6700.0000	67.0000
2	设计费	项	1.00	22236.0000	222.3600
3	其他				17.7888
3.1	竣工图编制费	%	8.00	222.3600	17.7888
五	其他税费				41.7000
1	水土保持设施补偿费	项	1.00	417000.0000	41.7000

表 15-7 分年度投资计算表

单位：万元

编号	工程名称	总投资	建设工期(年)
			第一年
一	施工辅助工程	131.3325	131.3325
2	施工供电工程	72.0000	72.0000
3	施工用水	5.0000	5.0000
4	其他施工辅助工程	54.3325	54.3325
二	设备及安装工程	27246.5089	27246.5089
1	发电设备及安装工程	26601.0018	26601.0018
2	升压变电设备及安装工程	362.1326	362.1326
3	控制保护设备及安装工程	37.1617	37.1617
4	其他设备及安装工程	246.2128	246.2128
三	建筑工程	2136.1304	2136.1304
1	发电场工程	1549.6515	1549.6515
	升压变电站工程	8.0525	8.0525
	房屋建筑工程	46.9764	46.9764
2	交通工程	186.4500	186.4500
3	其他工程	345.0000	345.0000
四	其他费用	2367.7427	2367.7427
1	项目建设用地费	523.4722	523.4722
2	项目建设管理费	1281.9684	1281.9684
3	生产准备费	213.4533	213.4533
4	勘察设计费	307.1488	307.1488
5	其他税费	41.7000	41.7000
	一至四部分投资合计	31881.7145	31881.7145
五	基本预备费	478.2257	478.2257
六	静态投资	32359.9402	32359.9402
七	价差预备费		
八	建设期利息	562.7629	562.7629
九	工程总投资	32922.7031	32922.7031

16 财务评价及社会效果分析

16.1 概述

财务评价是在国家现行财税制度和价格体系的前提下，从项目的角度出发，计算项目范围内的财务效益和费用，分析项目的盈利能力和清偿能力，评价项目在财务上的可行性。

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目计算期 21 年，其中建设期 8 个月，运行期 20 年。

16.2 财务评价

16.2.1 项目投资和资金筹措

16.2.1.1 固定资产投资

风电场静态投资 32359.94 万元，建设期利息 562.76 万元，项目固定资产投资 32922.7 万元，项目总投资为 33072.7 万元（含流动资金 150 万元）。

16.2.1.2 建设期利息

项目建设期利息系指筹措债务资金时在建设期内发生并按规定允许在投产后计入固定资产原值的利息，即资本化利息。根据投资分年使用计划，贷款年利率为人民银行 2012 年 7 月 6 日公布的名誉利率 6.55%。经计算整个项目建设期利息为 562.76 万元。

16.2.1.3 流动资金

流动资金系指运营期内长期占有并周转使用的营运资金，不包括运营中需要的临时性营运资金。本项目流动资金按 30 元/kW，流动资金总额为 150 万元。流动资金来源 30%为企业自筹，其余为银行融资。短期贷款利率 6%。

16.2.2 分析和评价

16.2.2.1 总成本费用计算

总发电成本主要包括折旧费、维修费、材料费、其他费用、职工工资及福利费和财务费用等。取值如下：

综合折旧率为 6.0%；

根据本风电场拟选风机的运行情况，维修费在第二年保修期结束后开始计取，维修费率为 1%，在此费率基础上梯型取费，每 5 年增加 0.5%；

材料费 30 元/kW；

其他费用 45 元/kW；

定员 16 人，年工资 60000 元/人，福利费系数 60%；

保险费 0.25%。

16.2.2.2 发电效益计算

本项目 20 年年平均发电量为 12990.1 万 kWh，按照内蒙古西部

地区风电上网标杆价为 0.51 元/kWh 执行。在如期还清贷款的情况下，经计算后的财务指标如下：

项目名称（单位）	数值
年平均上网电量（MWh）	129901
项目投资财务内部收益率（所得税后）（%）	13.57
项目投资财务净现值（所得税后）（万元）	15369.65
资本金财务内部收益率（%）	39.45
资本金财务净现值（万元）	15426.34
经营期平均电价（含增值税）（元/kWh）	0.5100
项目投资回收期（所得税后）（年）	7.36
总投资收益率（ROI）（%）	10.75
投资利税率（%）	8.57
项目资本金净利润率（ROE）（%）	34.91

（1）收入

发电收入=上网电量×上网电价

（2）税金

依据《中华人民共和国增值税暂行条例》及《中华人民共和国增值税暂行条例实施细则》规定，对购进固定资产部分的进项税额允许可以从销项税额中抵扣。经计算，本工程允许抵扣进项税额为 3681.16 万元。企业所得税 25%，销售税金附加包含城市建设维护税和教育费附加，以增值税税额为基础计征，分别取 5%、5%。

税金税率表

增值税率	城市建设维护税	教育费附加	所得税
风电 17%	5%	5%	25%

（3）优惠政策

所得税优惠：依据《中华人民共和国企业所得税法实施条例》第

八十七条：企业所得税法第二十七条第二项所称国家重点扶持的公共设施项目，是指《公共基础设施项目企业所得税优惠目录》规定的港口码头、机场、铁路、公路、城市公共交通、电力、水利等项目。企业从事前款规定的国家重点扶持的公共基础设施项目的投资经营所得，自项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，第一年至第三年免征所得税，第四年至第六年减半增收企业所得税。

增值税优惠：依据《关于资源综合利用及其他产品增值税政策的通知》财税[2008]156号“销售下列自产货物实现的增值税实行即征即退50%的政策：（五）利用风力生产的电力”。增值税缴纳额=（增值税销项税额-增值税进项税额）/2，优惠部分计入补贴收入。

16.2.2.3 清偿能力分析

本项目总投资自有资本以外部分采用银行贷款，还贷资金主要来源于折旧费，折旧不足部分来源于税后利润。本项目建成投产后，可以如期还清全部贷款。

16.2.2.4 盈利能力分析

本项目全部投资调整所得税后财务内部收益率为13.57%，财务净现值为15369.65万元。投资回收期为7.36年，在开工后的8年即可收回全部投资。资本金净利润率为34.91%。

16.2.2.5 财务生存能力分析

一方面，根据财务计划现金流量表，项目计算期内现金流入

168690.9 万元，现金流出 127990.4 万元，所得税后净现金流量 40700.5 万元，表明项目有足够的净现金流量维持正常运营。另一方面，通过资产负债表可以看出，从项目投产年开始的各年累计盈余资金均为正值，说明项目实现自身资金平衡的能力较强，具备了项目在财务上可持续的必要条件。因此，得出本项目的财务生存能力较强。

16.2.2.6 敏感性分析

针对总投资和发电小时变化对内部收益率的影响进行敏感性分析，可以看出，总投资增加或减少 10% 时，项目全部投资内部收益率（所得税后）分别为 11.95% 和 15.5%；发电小时增加或减少 10% 时，项目全部投资内部收益率（所得税后）分别为 15.48% 和 11.6%。（计算结果详见敏感性分析表）

16.2.3 财务评价结论

财务指标汇总表

序号	项目名称（单位）	数值
1	装机容量 (MW)	50.00
2	年上网电量 (MWh)	129901.00
3	总投资 (万元)	33072.70
4	建设期利息 (万元)	562.76
5	流动资金 (万元)	150.00
6	销售收入总额(不含增值税) (万元)	113247.69
7	总成本费用 (万元)	64328.99
8	销售税金附加总额 (万元)	1557.09
9	发电利润总额 (万元)	55147.08
10	经营期平均电价 (不含增值税) (元/kWh)	0.4359
11	经营期平均电价 (含增值税) (元/kWh)	0.5100
12	项目投资回收期 (所得税前) (年)	6.76
13	项目投资回收期 (所得税后) (年)	7.36

14	项目投资财务内部收益率（所得税前）（%）	15.88
15	项目投资财务内部收益率（所得税后）（%）	13.57
16	项目投资财务净现值（所得税前）（万元）	18308.67
17	项目投资财务净现值（所得税后）（万元）	15369.65
18	资本金财务内部收益率（%）	39.45
19	资本金财务净现值（万元）	15426.34
20	总投资收益率（ROI）（%）	10.75
21	投资利税率（%）	8.57
22	项目资本金净利润率（ROE）（%）	34.91
23	资产负债率（%）	80.00
24	盈亏平衡点（生产能力利用率）（%）	56.43
25	盈亏平衡点（年产量）（MWh）	73297.03

通过以上分析可知，本项目具有较好的清偿能力和一定的盈利能力，抗风险能力较强，各项效益指标合理，在财务上是可行的。

16.3 社会效果评价

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目可以满足达茂旗地区用电负荷快速发展需求，缓解其电力供需矛盾。本项目运营周期较长，期间需要当地提供大量的建筑材料和劳动力，有利于把当地资源优势转化为经济优势，创造大量的就业机会。本项目总投资 33072.7 万元，根据以往经验，投资将有 40% 转化为消费，对拉动内需具有巨大作用。此外，电站在财务评价计算年限内，缴纳所得税 12537.94 万元；交纳销售税金及附加 1557.09 万元，将为国家和地方财政收入的增加做贡献。

由于风能资源是一种不消耗矿物燃料的可再生能源，风能发电的使用，相当于节省相同数量电能所需的矿物燃料，这样可以减少开发一次能源如煤、石油、天然气的数量，同时节约大量的水资源。此外，

风电场在生产过程是将当地的风能转变为电能的过程，在整个工艺流程中，不产生大气、水体、固体废弃物等方面的污染。因此，风电项目不仅可以带来可观的经济效益，而且能够带来社会和环境效益；再加上国家对可再生资源发展的大力扶持和政策优惠，风能利用产业潜力巨大、发展前景乐观。

16.4 财务评价表

附表 16-1 投资计划与资金筹措表

单位：万元

序号	项目	合计	计算期	
			第1年	第2年
1	总投资	33072.70	32922.70	150.00
1.1	建设投资	32359.94	32359.94	0.00
1.2	建设期利息	562.76	562.76	0.00
1.3	流动资金	150.00	0.00	150.00
2	资金筹措	33072.70	32922.70	150.00
2.1	资本金（资金筹措）	6629.54	6584.54	45.00
2.1.1	建设投资资本金	6584.54	6584.54	0.00
2.1.2	流动资金资本金	45.00	0.00	45.00
2.2	借款	26443.16	26338.16	105.00
2.2.1	长期借款	26338.16	26338.16	0.00
	长期借款本金	25775.40	25775.40	0.00
	建设期利息	562.76	562.76	0.00
2.2.2	流动资金借款	105.00	0.00	105.00

表 16-2 总成本费用表 (单位: 万元)

序号	项目	合计	计算期									
			建设期					运行期				
			第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年
1	折旧费	27779.47	0.00	1754.49	1754.49	1754.49	1754.49	1754.49	1754.49	1754.49	1754.49	1754.49
2	维修费	8603.63	0.00	0.00	0.00	286.79	286.79	286.79	286.79	286.79	430.18	430.18
3	工资及福利	3072.00	0.00	153.60	153.60	153.60	153.60	153.60	153.60	153.60	153.60	153.60
4	保险费	1433.94	0.00	71.70	71.70	71.70	71.70	71.70	71.70	71.70	71.70	71.70
5	材料费	3000.00	0.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
6	摊销费	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	利息支出	15939.95	0.00	1731.45	1660.38	1584.66	1503.98	1418.01	1326.42	1228.82	1124.83	1014.03
8	其他费用	4500.00	0.00	225.00	225.00	225.00	225.00	225.00	225.00	225.00	225.00	225.00
	固定成本	61328.99	0.00	3936.24	3865.17	4076.24	3995.56	3909.59	3817.99	3720.40	3759.80	3649.00
	可变成本	3000.00	0.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
	总成本费用	64328.99	0.00	4086.24	4015.17	4226.24	4145.56	4059.59	3967.99	3870.40	3909.80	3799.00
	经营成本	20609.57	0.00	600.30	600.30	887.08	887.08	887.08	887.08	887.08	1030.48	1030.48

续表 16-2：总成本费用表（单位：万元）

序号	项目	合计	计算期										
			运行期										
			第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年	第 21 年
1	折旧费	27779.47	1754.49	1754.49	1754.49	1754.49	1754.49	1754.49	1462.08	0.00	0.00	0.00	0.00
2	维修费	8603.63	430.18	430.18	430.18	573.58	573.58	573.58	573.58	716.97	716.97	716.97	716.97
3	工资及福利	3072.00	153.60	153.60	153.60	153.60	153.60	153.60	153.60	153.60	153.60	153.60	153.60
4	保险费	1433.94	71.70	71.70	71.70	71.70	71.70	71.70	71.70	71.70	71.70	71.70	71.70
5	材料费	3000.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
6	摊销费	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	利息支出	15939.95	895.97	770.18	636.15	493.34	341.18	179.05	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30
8	其他费用	4500.00	225.00	225.00	225.00	225.00	225.00	225.00	225.00	225.00	225.00	225.00	225.00
	固定成本	61328.99	3530.94	3405.15	3271.12	3271.71	3119.54	2957.41	2492.25	1030.17	1173.57	1173.57	1173.57
	可变成本	3000.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
	总成本费用	64328.99	3680.94	3555.15	3421.12	3421.71	3269.54	3107.41	2642.25	1180.17	1323.57	1323.57	1323.57
	经营成本	20609.57	1030.48	1030.48	1030.48	1173.87	1173.87	1173.87	1173.87	1173.87	1317.27	1317.27	1317.27

表 15-3 利润和利润分配表 (单位: 万元)

序号	项目	合计	计算期									
			第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年
1	营业收入	113247.69	0.00	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38
1.1	上网电量 (MWh)	2598020	0.00	129901	129901	129901	129901	129901	129901	129901	129901	129901
1.2	电价 (不含增值税) (元/kWh)		0.4359	0.4359	0.4359	0.4359	0.4359	0.4359	0.4359	0.4359	0.4359	0.4359
1.3	电价 (含增值税) (元/kWh)		0.5100	0.5100	0.5100	0.5100	0.5100	0.5100	0.5100	0.5100	0.5100	0.5100
2	营业税金及附加	1557.09	0.00	0.00	0.00	0.00	16.93	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26
3	总成本费用	64328.99	0.00	4086.24	4015.17	4226.24	4145.56	4059.59	3967.99	3870.40	3909.80	3799.00
4	补贴收入 (应税)	7785.47	0.00	0.00	0.00	0.00	84.63	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30
5	利润总额 (1-2-3+4)	55147.08	0.00	1576.15	1647.21	1436.15	1584.53	1987.84	2079.43	2177.03	2137.63	2248.43
6	弥补以前年度亏损	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	应纳税所得额 (5-6)	55147.08	0.00	1576.15	1647.21	1436.15	1584.53	1987.84	2079.43	2177.03	2137.63	2248.43
8	所得税	12537.94	0.00	236.42	247.08	215.42	237.68	298.18	311.92	326.55	534.41	562.11
9	补贴收入 (免税)	3681.16	0.00	962.61	962.61	962.61	793.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	净利润 (5-8+9)	46290.30	0.00	2302.33	2362.74	2183.33	2140.20	1689.66	1767.52	1850.48	1603.22	1686.32
11	期初未分配的利润	249333.81	0.00	0.00	1541.73	3137.83	4572.47	5968.28	6958.61	8019.01	9154.08	10066.61
12	可供分配的利润 (10+11)	295624.11	0.00	2302.33	3904.47	5321.16	6712.66	7657.94	8726.13	9869.49	10757.30	11752.93
13	提取法定盈余公积金	4629.03	0.00	230.23	236.27	218.33	214.02	168.97	176.75	185.05	160.32	168.63
14	可供投资者分配的利润 (12-13)	290995.08	0.00	2072.10	3668.20	5102.83	6498.64	7488.97	8549.38	9684.44	10596.98	11584.30
15	提取任意盈余公积金	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
16	应付利润	10607.26	0.00	530.36	530.36	530.36	530.36	530.36	530.36	530.36	530.36	530.36
17	未分配利润 (14-15-16)	280387.82	0.00	1541.73	3137.83	4572.47	5968.28	6958.61	8019.01	9154.08	10066.61	11053.94
18	息税前利润 (利润总额+利息支出)	71087.03	0.00	3307.60	3307.60	3020.81	3088.51	3405.85	3405.85	3262.46	3262.46	
19	息税折旧摊销前利润	98866.50	0.00	5062.09	5062.09	4775.30	4843.00	5160.34	5160.34	5016.95	5016.95	

续表 15-3 利润和利润分配表 (单位: 万元)

序号	项目	合计	计算期										
			第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年	第 21 年
1	营业收入	113247.69	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38
1.1	上网电量 (MWh)	2598020	129901	129901	129901	129901	129901	129901	129901	129901	129901	129901	129901
1.2	电价 (不含增值税) (元/kWh)		0.4359	0.4359	0.4359	0.4359	0.4359	0.4359	0.4359	0.4359	0.4359	0.4359	0.4359
1.3	电价 (含增值税) (元/kWh)		0.5100	0.5100	0.5100	0.5100	0.5100	0.5100	0.5100	0.5100	0.5100	0.5100	0.5100
2	营业税金及附加	1557.09	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26
3	总成本费用	64328.99	3680.94	3555.15	3421.12	3421.71	3269.54	3107.41	2642.25	1180.17	1323.57	1323.57	1323.57
4	补贴收入 (应税)	7785.47	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30
5	利润总额 (1-2-3+4)	55147.08	2366.48	2492.27	2626.30	2625.72	2777.88	2940.01	3405.18	4867.25	4723.86	4723.86	4723.86
6	弥补以前年度亏损	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	应纳税所得额 (5-6)	55147.08	2366.48	2492.27	2626.30	2625.72	2777.88	2940.01	3405.18	4867.25	4723.86	4723.86	4723.86
8	所得税	12537.94	591.62	623.07	656.58	656.43	694.47	735.00	851.29	1216.81	1180.97	1180.97	1180.97
9	补贴收入 (免税)	3681.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	净利润 (5-8+9)	46290.30	1774.86	1869.21	1969.73	1969.29	2083.41	2205.01	2553.88	3650.44	3542.90	3542.90	3542.90
11	期初未分配的利润	249333.81	11053.94	12120.95	13272.87	14515.26	15757.26	17101.97	18556.12	20324.25	23079.28	25737.52	28395.76
12	可供分配的利润 (10+11)	295624.11	12828.80	13990.16	15242.60	16484.55	17840.67	19306.98	21110.00	23974.69	26622.17	29280.42	31938.66
13	提取法定盈余公积金	4629.03	177.49	186.92	196.97	196.93	208.34	220.50	255.39	365.04	354.29	354.29	354.29
14	可供投资者分配的利润 (12-13)	290995.08	12651.31	13803.24	15045.63	16287.63	17632.33	19086.48	20854.61	23609.64	26267.89	28926.13	31584.37
15	提取任意盈余公积金	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
16	应付利润	10607.26	530.36	530.36	530.36	530.36	530.36	530.36	530.36	530.36	530.36	530.36	530.36
17	未分配利润 (14-15-16)	280387.82	12120.95	13272.87	14515.26	15757.26	17101.97	18556.12	20324.25	23079.28	25737.52	28395.76	31054.01
18	息税前利润(利润总额+利息支出)	71087.03	3262.46	3262.46	3262.46	3119.06	3119.06	3119.06	3411.48	4873.55	4730.16	4730.16	4730.16
19	息税折旧摊销前利润	98866.50	5016.95	5016.95	5016.95	4873.55	4873.55	4873.55	4873.55	4873.55	4730.16	4730.16	4730.16

表 15-4 借款还本付息计划表（单位：万元）

序号	项目	合计	计算期									
			建设期		运行期							
			第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年
1	长期借款	26338.16	26338.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.1	年初借款余额		0.00	26338.16	25253.17	24097.11	22865.33	21552.87	20154.44	18664.42	17076.80	15385.18
1.2	当期还本付息	42152.12	0.00	2810.14	2810.14	2810.14	2810.14	2810.14	2810.14	2810.14	2810.14	2810.14
1.2.1	本年还本	26338.16	0.00	1084.99	1156.06	1231.78	1312.46	1398.43	1490.03	1587.62	1691.61	1802.41
1.2.2	本年付息	15813.95	0.00	1725.15	1654.08	1578.36	1497.68	1411.71	1320.12	1222.52	1118.53	1007.73
1.3	期末借款余额		0.00	25253.17	24097.11	22865.33	21552.87	20154.44	18664.42	17076.80	15385.18	13582.77
2	流动资金借款	105.00	0.00	105.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.1	流动资金借款累计		0.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00
2.2	流动资金利息	126.00	0.00	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30
2.3	偿还流动资金借款本金	105.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	短期借款	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1	偿还短期借款本金	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2	短期贷款	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.3	短期借款利息	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
计算指标	利息备付率		0.00	1.91	1.99	1.91	2.05	2.40	2.57	2.77	2.90	3.22
	偿债备付率		0.00	1.71	1.71	1.62	1.64	1.73	1.72	1.72	1.59	1.58

续表 15-4 借款还本付息计划表（单位：万元）

序号	项目	合计	计算期										
			运行期										
			第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年	第 21 年
1	长期借款	26338.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.1	年初借款余额		13582.77	11662.30	9616.04	7435.75	5112.65	2637.39	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.2	当期还本付息	42152.12	2810.14	2810.14	2810.14	2810.14	2810.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.2.1	本年还本	26338.16	1920.47	2046.26	2180.29	2323.10	2475.26	2637.39	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.2.2	本年付息	15813.95	889.67	763.88	629.85	487.04	334.88	172.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.3	期末借款余额		11662.30	9616.04	7435.75	5112.65	2637.39	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	流动资金借款	105.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.1	流动资金借款累计		105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00
2.2	流动资金利息	126.00	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30
2.3	偿还流动资金借款本金	105.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	105.00
3	短期借款	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1	偿还短期借款本金	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2	短期贷款	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.3	短期借款利息	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
计算指标	利息备付率		3.64	4.24	5.13	6.32	9.14	17.42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	偿债备付率		1.57	1.56	1.55	1.50	1.48	1.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

表 15-5 财务计划现金流量表 (单位: 万元)

序号	项目	合计	计算期									
			建设期		运行期							
			第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年
1	经营活动净现金流量	93690.88	0.00	6750.88	6740.22	6485.09	6192.01	4862.17	4848.43	4833.79	4482.54	4454.84
1.1	现金流入	136180.96	0.00	7587.60	7587.60	7587.60	7418.33	6624.99	6624.99	6624.99	6624.99	6624.99
1.1.1	营业收入	113247.69	0.00	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38
1.1.2	增值税销项税额	19252.11	0.00	962.61	962.61	962.61	962.61	962.61	962.61	962.61	962.61	962.61
1.1.3	补贴收入(不含增值税优惠)	3681.16	0.00	962.61	962.61	962.61	793.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.1.4	其他流入	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.2	现金流出	42490.08	0.00	836.72	847.38	1102.51	1226.32	1762.82	1776.56	1791.20	2142.45	2170.15
1.2.1	经营成本	20609.57	0.00	600.30	600.30	887.08	887.08	887.08	887.08	887.08	1030.48	1030.48
1.2.2	增值税进项税额	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.2.3	营业税金及附加	1557.09	0.00	0.00	0.00	0.00	16.93	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26
1.2.4	增值税	7785.47	0.00	0.00	0.00	0.00	84.63	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30
1.2.5	所得税	12537.94	0.00	236.42	247.08	215.42	237.68	298.18	311.92	326.55	534.41	562.11
1.2.6	其他流出	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	投资活动净现金流量	-32509.94	-32359.94	-150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.1	现金流入	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.2	现金流出	32509.94	32359.94	150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.2.1	建设投资	32359.94	32359.94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.2.2	维持运营投资	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.2.3	流动资金	150.00	0.00	150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.2.4	其他流出	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

3	筹资活动净现金流量	-20480.44	32359.94	-3196.80	-3346.80	-3346.80	-3346.80	-3346.80	-3346.80	-3346.80	-3346.80	-3346.80
3.1	现金流入	32509.94	32359.94	150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.1	项目资本金投入	6629.54	6584.54	45.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.2	建设投资借款	25775.40	25775.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.3	流动资金借款	105.00	0.00	105.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.4	债券	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.5	短期借款	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.6	其他流入	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2	现金流出	52990.38	0.00	3346.80	3346.80	3346.80	3346.80	3346.80	3346.80	3346.80	3346.80	3346.80
3.2.1	各种利息支出	15939.95	0.00	1731.45	1660.38	1584.66	1503.98	1418.01	1326.42	1228.82	1124.83	1014.03
3.2.2	偿还债务本金	26443.16	0.00	1084.99	1156.06	1231.78	1312.46	1398.43	1490.03	1587.62	1691.61	1802.41
3.2.3	应付利润(股利分配)	10607.26	0.00	530.36	530.36	530.36	530.36	530.36	530.36	530.36	530.36	530.36
3.2.4	其他流出	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	净现金流量	40700.50	0.00	3404.07	3393.41	3138.28	2845.21	1515.36	1501.62	1486.98	1135.74	1108.04
5	累计盈余资金		0.00	3404.07	6797.48	9935.77	12780.98	14296.34	15797.96	17284.94	18420.68	19528.72

续表 15-5 财务计划现金流量表 (单位: 万元)

序号	项目	合计	计算期										
			运行期										
			第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年	第 21 年
1	经营活动净现金流量	93690.88	4425.33	4393.88	4360.37	4217.12	4179.08	4138.55	4022.26	3656.74	3549.20	3549.20	3549.20
1.1	现金流人	136180.96	6624.99	6624.99	6624.99	6624.99	6624.99	6624.99	6624.99	6624.99	6624.99	6624.99	6624.99
1.1.1	营业收入	113247.69	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38
1.1.2	增值税销项税额	19252.11	962.61	962.61	962.61	962.61	962.61	962.61	962.61	962.61	962.61	962.61	962.61
1.1.3	补贴收入(不含增值税优惠)	3681.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.1.4	其他流入	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.2	现金流出	42490.08	2199.66	2231.11	2264.62	2407.87	2445.91	2486.44	2602.73	2968.25	3075.79	3075.79	3075.79
1.2.1	经营成本	20609.57	1030.48	1030.48	1030.48	1173.87	1173.87	1173.87	1173.87	1173.87	1317.27	1317.27	1317.27
1.2.2	增值税进项税额	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.2.3	营业税金及附加	1557.09	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26
1.2.4	增值税	7785.47	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30
1.2.5	所得税	12537.94	591.62	623.07	656.58	656.43	694.47	735.00	851.29	1216.81	1180.97	1180.97	1180.97
1.2.6	其他流出	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	投资活动净现金流量	-32509.94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.1	现金流人	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.2	现金流出	32509.94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.2.1	建设投资	32359.94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.2.2	维持运营投资	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.2.3	流动资金	150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.2.4	其他流出	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

3	筹资活动净现金流量	-20480.44	-3346.80	-3346.80	-3346.80	-3346.80	-3346.80	-3346.80	-536.66	-536.66	-536.66	-536.66	-641.66
3.1	现金流入	32509.94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.1	项目资本金投入	6629.54	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.2	建设投资借款	25775.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.3	流动资金借款	105.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.4	债券	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.5	短期借款	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.6	其他流入	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2	现金流出	52990.38	3346.80	3346.80	3346.80	3346.80	3346.80	3346.80	536.66	536.66	536.66	536.66	641.66
3.2.1	各种利息支出	15939.95	895.97	770.18	636.15	493.34	341.18	179.05	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30
3.2.2	偿还债务本金	26443.16	1920.47	2046.26	2180.29	2323.10	2475.26	2637.39	0.00	0.00	0.00	0.00	105.00
3.2.3	应付利润(股利分配)	10607.26	530.36	530.36	530.36	530.36	530.36	530.36	530.36	530.36	530.36	530.36	530.36
3.2.4	其他流出	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	净现金流量	40700.50	1078.52	1047.08	1013.57	870.32	832.28	791.75	3485.60	3120.08	3012.53	3012.53	2907.53
5	累计盈余资金		20607.24	21654.32	22667.88	23538.20	24370.48	25162.23	28647.83	31767.90	34780.44	37792.97	40700.50

表 15-6 项目投资现金流量表（单位：万元）

序号	项目	合计	计算期									
			建设期			运行期						
			第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年
1	现金流入	126326.40	0.00	6624.99	6624.99	6624.99	6540.36	6143.69	6143.69	6143.69	6143.69	6143.69
1.1	营业收入	113247.69	0.00	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38
1.2	补贴收入	11466.63	0.00	962.61	962.61	962.61	877.97	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30
1.3	回收固定资产余值	1462.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.4	回收流动资金	150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	现金流出	54676.61	32359.94	750.30	600.30	887.08	904.01	983.35	983.35	983.35	1126.74	1126.74
2.1	建设投资	32359.94	32359.94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.2	流动资金	150.00	0.00	150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.3	经营成本	20609.57	0.00	600.30	600.30	887.08	887.08	887.08	887.08	887.08	1030.48	1030.48
2.4	营业税金及附加	1557.09	0.00	0.00	0.00	0.00	16.93	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26
2.5	维持运营投资	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	所得税前净现金流量(1-2)	71649.79	-32359.94	5874.69	6024.69	5737.91	5636.35	5160.34	5160.34	5160.34	5016.95	5016.95
4	累计所得税前净现金流量		-32359.94	-26485.25	-20460.55	-14722.65	-9086.30	-3925.96	1234.38	6394.73	11411.67	16428.62
5	调整所得税	15477.55	0.00	496.14	496.14	453.12	463.28	510.88	510.88	510.88	815.61	815.61
6	所得税后净现金流量(3-5)	56172.24	-32359.94	5378.55	5528.55	5284.78	5173.07	4649.46	4649.46	4649.46	4201.33	4201.33
7	累计所得税后净现金流量		-32359.94	-26981.39	-21452.83	-16168.05	-10994.98	-6345.51	-1696.05	2953.42	7154.75	11356.09

续表 15-6 项目投资现金流量表（单位：万元）

序号	项目	合计	计算期										
			运行期										
			第11年	第12年	第13年	第14年	第15年	第16年	第17年	第18年	第19年	第20年	第21年
1	现金流入	126326.40	6143.69	6143.69	6143.69	6143.69	6143.69	6143.69	6143.69	6143.69	6143.69	6143.69	7755.76
1.1	营业收入	113247.69	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38
1.2	补贴收入	11466.63	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30
1.3	回收固定资产余值	1462.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1462.08
1.4	回收流动资金	150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	150.00
2	现金流出	54676.61	1126.74	1126.74	1126.74	1270.13	1270.13	1270.13	1270.13	1270.13	1413.53	1413.53	1413.53
2.1	建设投资	32359.94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.2	流动资金	150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.3	经营成本	20609.57	1030.48	1030.48	1030.48	1173.87	1173.87	1173.87	1173.87	1173.87	1317.27	1317.27	1317.27
2.4	营业税金及附加	1557.09	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26
2.5	维持运营投资	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	所得税前净现金流量(1-2)	71649.79	5016.95	5016.95	5016.95	4873.55	4873.55	4873.55	4873.55	4873.55	4730.16	4730.16	6342.24
4	累计所得税前净现金流量		21445.57	26462.52	31479.47	36353.02	41226.57	46100.13	50973.68	55847.24	60577.40	65307.56	71649.79
5	调整所得税	15477.55	815.61	815.61	815.61	779.77	779.77	779.77	852.87	1218.39	1182.54	1182.54	1182.54
6	所得税后净现金流量(3-5)	56172.24	4201.33	4201.33	4201.33	4093.79	4093.79	4093.79	4020.68	3655.17	3547.62	3547.62	5159.70
7	累计所得税后净现金流量		15557.42	19758.75	23960.09	28053.88	32147.67	36241.45	40262.14	43917.30	47464.92	51012.55	56172.24

表 15-7 项目资本金现金流量表（单位：万元）

序号	项目	合计	计算期									
			建设期		运行期							
			第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年
1	现金流入	126326.40	0.00	6624.99	6624.99	6624.99	6540.36	6143.69	6143.69	6143.69	6143.69	6143.69
1.1	营业收入	113247.69	0.00	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38
1.2	补贴收入	11466.63	0.00	962.61	962.61	962.61	877.97	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30
1.3	回收固定资产余值	1462.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.4	回收流动资金	150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	现金流出	83717.26	6584.54	3698.16	3663.82	3918.95	3958.13	4097.96	4111.70	4126.34	4477.59	4505.29
2.1	项目资本金	6629.54	6584.54	45.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.2	借款本金偿还	26443.16	0.00	1084.99	1156.06	1231.78	1312.46	1398.43	1490.03	1587.62	1691.61	1802.41
2.3	借款利息支付	15939.95	0.00	1731.45	1660.38	1584.66	1503.98	1418.01	1326.42	1228.82	1124.83	1014.03
2.4	经营成本	20609.57	0.00	600.30	600.30	887.08	887.08	887.08	887.08	887.08	1030.48	1030.48
2.5	营业税金及附加	1557.09	0.00	0.00	0.00	0.00	16.93	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26
2.6	所得税	12537.94	0.00	236.42	247.08	215.42	237.68	298.18	311.92	326.55	534.41	562.11
2.7	维持运营投资	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	净现金流量（1-2）	42609.14	-6584.54	2926.83	2961.17	2706.04	2582.23	2045.73	2031.99	2017.35	1666.10	1638.40

续表 15-7 项目资本金现金流量表（单位：万元）

序号	项目	合计	计算期										
			运行期										
			第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年	第 21 年
1	现金流入	126326.40	6143.69	6143.69	6143.69	6143.69	6143.69	6143.69	6143.69	6143.69	6143.69	6143.69	7755.76
1.1	营业收入	113247.69	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38	5662.38
1.2	补贴收入	11466.63	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30	481.30
1.3	回收固定资产余值	1462.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1462.08
1.4	回收流动资金	150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	150.00
2	现金流出	83717.26	4534.80	4566.25	4599.76	4743.00	4781.04	4821.58	2127.73	2493.25	2600.79	2600.79	2705.79
2.1	项目资本金	6629.54	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.2	借款本金偿还	26443.16	1920.47	2046.26	2180.29	2323.10	2475.26	2637.39	0.00	0.00	0.00	0.00	105.00
2.3	借款利息支付	15939.95	895.97	770.18	636.15	493.34	341.18	179.05	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30
2.4	经营成本	20609.57	1030.48	1030.48	1030.48	1173.87	1173.87	1173.87	1173.87	1173.87	1317.27	1317.27	1317.27
2.5	营业税金及附加	1557.09	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26	96.26
2.6	所得税	12537.94	591.62	623.07	656.58	656.43	694.47	735.00	851.29	1216.81	1180.97	1180.97	1180.97
2.7	维持运营投资	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	净现金流量(1-2)	42609.14	1608.89	1577.44	1543.93	1400.68	1362.64	1322.11	4015.96	3650.44	3542.90	3542.90	5049.97

表 15-8 资产负债表 (单位: 万元)

序号	项目	计算期									
		第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年
1	资产	32922.70	33759.68	34435.99	34857.18	35154.55	34915.42	34662.55	34395.04	33776.28	33129.83
1.1	流动资产总额	0.00	3554.07	6947.48	10085.77	12930.98	14446.34	15947.96	17434.94	18570.68	19678.72
1.1.1	累计盈余资金	0.00	3404.07	6797.48	9935.77	12780.98	14296.34	15797.96	17284.94	18420.68	19528.72
1.1.2	流动资产	0.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
1.2	在建工程	32922.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.3	固定资产净值	0.00	27487.05	25732.56	23978.07	22223.57	20469.08	18714.59	16960.09	15205.60	13451.11
1.4	无形及其他资产净值	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.5	可抵扣增值税形成资产	0.00	2718.55	1755.95	793.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	负债及所有者权益 (2.4+2.5)	32922.70	33759.68	34435.99	34857.18	35154.55	34915.42	34662.55	34395.04	33776.28	33129.83
2.1	流动负债总额	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.1.1	本年短期借款	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.1.2	其他	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.2	建设投资借款	26338.16	25253.17	24097.11	22865.33	21552.87	20154.44	18664.42	17076.80	15385.18	13582.77
2.3	流动资金借款	0.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00
2.4	负债小计 (2.1+2.2+2.3)	26338.16	25358.17	24202.11	22970.33	21657.87	20259.44	18769.42	17181.80	15490.18	13687.77
2.5	所有者权益	6584.54	8401.51	10233.88	11886.85	13496.68	14655.98	15893.13	17213.24	18286.10	19442.06
2.5.1	资本金	6584.54	6629.54	6629.54	6629.54	6629.54	6629.54	6629.54	6629.54	6629.54	6629.54
2.5.2	资本公积	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.5.3	累计盈余公积金	0.00	230.23	466.51	684.84	898.86	1067.83	1244.58	1429.62	1589.95	1758.58
2.5.4	累计未分配利润	0.00	1541.73	3137.83	4572.47	5968.28	6958.61	8019.01	9154.08	10066.61	11053.94
	资产负债平衡	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	计算指标: 资产负债率 (%)	80.00	75.11	70.28	65.90	61.61	58.02	54.15	49.95	45.86	41.32

续表 15-8 资产负债表 (单位: 万元)

序号	项目	计算期										
		第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年	第 21 年
1	资产	32453.86	31746.44	31005.52	30121.34	29199.13	28236.38	30259.90	33379.98	36392.51	39405.05	42312.58
1.1	流动资产总额	20757.24	21804.32	22817.88	23688.20	24520.48	25312.23	28797.83	31917.90	34930.44	37942.97	40850.50
1.1.1	累计盈余资金	20607.24	21654.32	22667.88	23538.20	24370.48	25162.23	28647.83	31767.90	34780.44	37792.97	40700.50
1.1.2	流动资产	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
1.2	在建工程	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.3	固定资产净值	11696.62	9942.12	8187.63	6433.14	4678.65	2924.15	1462.08	1462.08	1462.08	1462.08	1462.08
1.4	无形及其他资产净值	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.5	可抵扣增值税形成资产	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	负债及所有者权益 (2.4+2.5)	32453.86	31746.44	31005.52	30121.34	29199.13	28236.38	30259.90	33379.98	36392.51	39405.05	42312.58
2.1	流动负债总额	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.1.1	本年短期借款	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.1.2	其他	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.2	建设投资借款	11662.30	9616.04	7435.75	5112.65	2637.39	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.3	流动资金借款	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00
2.4	负债小计 (2.1+2.2+2.3)	11767.30	9721.04	7540.75	5217.65	2742.39	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00
2.5	所有者权益	20686.56	22025.40	23464.76	24903.69	26456.74	28131.38	30154.90	33274.98	36287.51	39300.05	42312.58
2.5.1	资本金	6629.54	6629.54	6629.54	6629.54	6629.54	6629.54	6629.54	6629.54	6629.54	6629.54	6629.54
2.5.2	资本公积	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.5.3	累计盈余公积金	1936.06	2122.99	2319.96	2516.89	2725.23	2945.73	3201.12	3566.16	3920.45	4274.74	4629.03
2.5.4	累计未分配利润	12120.95	13272.87	14515.26	15757.26	17101.97	18556.12	20324.25	23079.28	25737.52	28395.76	31054.01
	资产负债平衡	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	计算指标: 资产负债率 (%)	36.26	30.62	24.32	17.32	9.39	0.37	0.35	0.31	0.29	0.27	0.00

表 15-9 敏感性分析表

方案类型	变化幅度	投资回收期 (所得税后)(年)	项目投资财务内部收益率(所得税后)(%)	资本金财务内部收益率 (%)	项目投资财务净现值 (所得税后) (万元)	资本金财务净现值(万元)	总投资收益率(ROI) (%)	投资利税率 (%)	项目资本金净利润率 (ROE) (%)	资产负债率 (%)
投资变化分析	-10.00%	6.73	15.50	48.68	18219.23	17926.89	12.59	10.45	42.13	80.00
	-5.00%	7.05	14.49	43.83	16794.44	16676.62	11.62	9.46	38.33	80.00
	0.00%	7.36	13.57	39.45	15369.65	15426.34	10.75	8.57	34.91	80.00
	5.00%	7.68	12.73	35.46	13944.41	14175.57	9.95	7.77	31.81	80.00
	10.00%	8.00	11.95	31.78	12513.96	12919.16	9.23	7.03	29.00	80.00
产量变化分析	-10.00%	8.17	11.60	30.19	10547.85	10982.51	8.92	6.72	27.75	80.00
	-5.00%	7.74	12.60	34.85	12961.36	13207.24	9.83	7.64	31.33	80.00
	0.00%	7.36	13.57	39.45	15369.65	15426.34	10.75	8.57	34.91	80.00
	5.00%	7.03	14.53	44.01	17777.24	17644.66	11.66	9.50	38.49	80.00
	10.00%	6.73	15.48	48.55	20184.82	19862.98	12.58	10.43	42.07	80.00
电价变化分析	-10.00%	8.17	11.60	30.19	10547.85	10982.51	8.92	6.72	27.75	80.00
	-5.00%	7.74	12.60	34.85	12961.36	13207.24	9.83	7.64	31.33	80.00
	0.00%	7.36	13.57	39.45	15369.65	15426.34	10.75	8.57	34.91	80.00
	5.00%	7.03	14.53	44.01	17777.24	17644.66	11.66	9.50	38.49	80.00
	10.00%	6.73	15.48	48.55	20184.82	19862.98	12.58	10.43	42.07	80.00

表 15-10 财务指标汇总表

序号	项目名称(单位)	数值
1	装机容量(MW)	50.00
2	年上网电量(MWh)	129901.00
3	总投资(万元)	33072.70
4	建设期利息(万元)	562.76
5	流动资金(万元)	150.00
6	销售收入总额(不含增值税)(万元)	113247.69
7	总成本费用(万元)	64328.99
8	销售税金附加总额(万元)	1557.09
9	发电利润总额(万元)	55147.08
10	经营期平均电价(不含增值税)(元/kWh)	0.4359
11	经营期平均电价(含增值税)(元/kWh)	0.5100
12	项目投资回收期(所得税前)(年)	6.76
13	项目投资回收期(所得税后)(年)	7.36
14	项目投资财务内部收益率(所得税前)(%)	15.88
15	项目投资财务内部收益率(所得税后)(%)	13.57
16	项目投资财务净现值(所得税前)(万元)	18308.67
17	项目投资财务净现值(所得税后)(万元)	15369.65
18	资本金财务内部收益率(%)	39.45
19	资本金财务净现值(万元)	15426.34
20	总投资收益率(ROI)(%)	10.75
21	投资利税率(%)	8.57
22	项目资本金净利润率(ROE)(%)	34.91
23	资产负债率(%)	80.00
24	盈亏平衡点(生产能力利用率)(%)	56.43
25	盈亏平衡点(年产量)(MWh)	73297.03

17 项目招标安排

依据《中华人民共和国招标投标法》及《建设项目可行性研究报告增加招标内容和核准招标事项暂行规定》以及其他相关法律法规，为了提高工程项目投资效益，应从源头防止腐败现象发生，可以实现：

- 1、规范工程建筑中建设单位与监理单位的行为，维护其合法权益；
- 2、规范招投标活动可维护公平竞争的市场经济秩序，促进全国统一市场的形成。
- 3、规范招投标活动有利于鼓励竞争，打破地区封锁和行业保护，促进生产要素在不同地区、部门、企业之间自由流动和组合，为招标人选择符合要求的供货商、申报商和服务商提供机会；
- 4、规范招投标活动是加强工程质量管理和预防和遏制腐败的重要环节。

因此在本工程拟进行项目的勘察、设计、设备、材料、施工、监理等方面的工作。其中包括：

- (1) 建设项目的勘察、设计、施工、监理、重要设备、材料等采购活动进行招标；
- (2) 建设项目的勘察、设计、施工、监理、重要设备、材料等各个拟招标部分的招标估算金额见工程概算。

18 结论

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW项目位于内蒙古自治区包头市达茂旗境内，东经 $110^{\circ}00'16.88'' \sim 110^{\circ}02'25.10''$ ，北纬 $41^{\circ}53'55.16'' \sim 41^{\circ}56'21.78''$ 之间，面积约为 13.21km^2 。距达茂旗旗政府所在地百灵庙镇直线距离约 40km。风电场代表年 10m高度年平均风速为 7.5m/s，70m高度年平均风速为 9.4m/s，轮毂高度 65m、80m 处年平均风速为 9.3m/s、9.6m/s；相应的风功率密度分别为 365W/m^2 、 666W/m^2 和 647W/m^2 、 700W/m^2 ，风电场风功率密度等级为 6 级，风能资源较丰富，具有较好的开发价值。风电场代表年 70m高度全年风向主要集中于 SSW~WNW，占全年风向的 65.6%；风能主要集中于 SSW~WNW 之间，占总风能的 80.9%，易于风机的布置。风电场代表年各高度风速和风功率密度变化趋势基本一致，各月平均风速变化幅度较大，各月平均风速及平均风功率密度变化，4 月和 11、12 月相对较大，12 月为全年最大，6~9 月相对较小，7 月为全年最小；平均风速日变不大，风功率密度日变化幅度较大但规律性强。

中电投达茂旗百灵庙风电场二期 49.5MW 项目的建设充分利用包头市地区的风能资源，为当地提供清洁电力，节约煤炭等化石能源和水资源、保护环境，促进当地社会经济发展。

综上所述，本项目属于清洁能源项目，符合国家相关产业政策，有利于节约能源和改善环境质量，经济效益、环境效果显著。所以本项目建设是十分必要的。