

**中国温室气体自愿减排
项目设计文件表格 (F-CCER-PDD)¹
第 1.1 版**

项目设计文件 (PDD)

项目活动名称	锡林浩特风能区灰腾梁风电场天和一期 49.3 兆瓦风力发电项目
项目类别 ²	(一) 采用国家发展改革委备案的方法学开发的减排项目
项目设计文件版本	1.0
项目设计文件完成日期	2015 年 10 月 8 日
项目补充说明文件版本	/
项目补充说明文件完成日期	/
CDM 注册号和注册日期	/
申请项目备案的企业法人	锡林郭勒盟天和风能发展有限责任公司
项目业主	锡林郭勒盟天和风能发展有限责任公司
项目类型和选择的方法学	类别 1：能源工业（可再生能源/不可再生能源） 方法学：CM-001-V01 可再生能源发电并网项目的整合基准线方法学（第一版）
预计的温室气体年均减排量	113,632 tCO ₂ e/年

¹ 该模板仅适用于一般减排项目，不适用于碳汇项目，碳汇项目请采用其它相应模板。

² 包括四种：（一）采用国家发展改革委备案的方法学开发的减排项目；（二）获得国家发展改革委员会批准但未在联合国清洁发展机制执行理事会或者其他国际国内减排机制下注册的项目；（三）在联合国清洁发展机制执行理事会注册前就已经产生减排量的项目；（四）在联合国清洁发展机制执行理事会注册但未获得签发的项目。

A 部分. 项目活动描述

A.1. 项目活动的目的和概述

>>

A.1.1 项目活动的目的

>>

锡林浩特风能区灰腾梁风电场天和一期 49.3 兆瓦风力发电项目(以下简称“本项目”) 建设的主要目的是利用当地丰富的风能资源进行发电, 满足华北电网日益增长的用电需求。项目的运行可替代华北电网部分电力, 从而减少以化石燃料为主的华北电网的温室气体排放。

本项目利用清洁的可再生能源发电, 从而促进当地的可持续发展:

- 项目为华北电网提供无污染, 无排放的清洁能源, 有利于缓解华北电网的电力供需矛盾, 改善能源结构。
- 项目所发电量将部分替代燃煤机组所发电量, 从而可减少燃煤给当地带来的环境污染。
- 项目建设和运行期间可为当地提供就业机会, 项目建设期内可以安排农村劳动力现场施工, 运行后可提供长期的就业机会。

A.1.2 项目活动概述

>>

本项目位于内蒙古自治区锡盟阿巴嘎旗的灰腾梁地区, 项目业主是锡林郭勒盟天和风能发展有限责任公司。本项目为风力发电, 安装单机容量为 986 千瓦的风力发电机 50 台, 建设容量 49.3MW, 设计年等效满负荷运行小时数为 2,447 小时, 负荷因子为 0.2793, 预计年上网电量 122,350MWh³, 所发电量将并入华北电网。本项目 2013 年实际发电量 99,570MWh, 2014 年实际发电量 79,081MWh, 两年均未超过预计的年均上网电量, 未达到敏感性分析中的临界点。

预计本项目第一计入期内年均温室气体减排量为 113,632tCO₂e, 第一个计入期内可实现减排量 795,424 tCO₂e。本项目于 2011 年 9 月 24 日开工建设, 并于 2013 年 1 月 1 日并网发电。

A.1.3 项目相关批复情况

>>

- 1) 2005 年 10 月 19 日, 内蒙古自治区环境保护局对本项目环境影响报告表予以批准。

³ 总装机容量、预计年上网电量和年等效满负荷运行小时数来自可行性研究报告。可研报告中的上网电量是根据当地的风资源情况和风机的利用率使用 WASP 计算得到。且上网电量数据在内蒙古自治区类似风电项目的区间范围之内 (98,432MWh-135,780MWh)。负荷因子 (0.2793) = 2,447 小时/365 天/24 小时。

- 2) 2006 年 11 月 22 日，本项目由内蒙古自治区发展和改革委员会核准批复（内发改能源字[2006]2087 号）。
- 3) 2011 年 7 月 12 日，本项目由内蒙古自治区发展和改革委员会批准项目核准延期（内发改能源字[2011]1879 号）
- 4) 由于本项目于 2006 年 11 月 22 日核准批复，早于《固定资产投资项目节能评估和审查暂行办法》的施行日期（2010 年 11 月 1 日），故没有节能评估报告和审查文件。
- 5) 除国内自愿减排机制外，本项目没有在 CDM 或其他国际国内减排机制下重复申请。

A.2. 项目活动地点

A.2.1. 省/直辖市/自治区，等

>>

内蒙古自治区

A.2.2. 市/县/乡(镇)/村，等

>>

锡林郭勒盟

A.2.3. 项目地理位置

>>

本项目位于内蒙古自治区锡盟阿巴嘎旗的灰腾梁地区，项目地理坐标为：东经 $116^{\circ}03.090'$ ~ $116^{\circ}06.148'$ 、北纬 $43^{\circ}25.243'$ ~ $43^{\circ}26.297'$ 。

本项目的地理位置如下图 A2-1 所示：

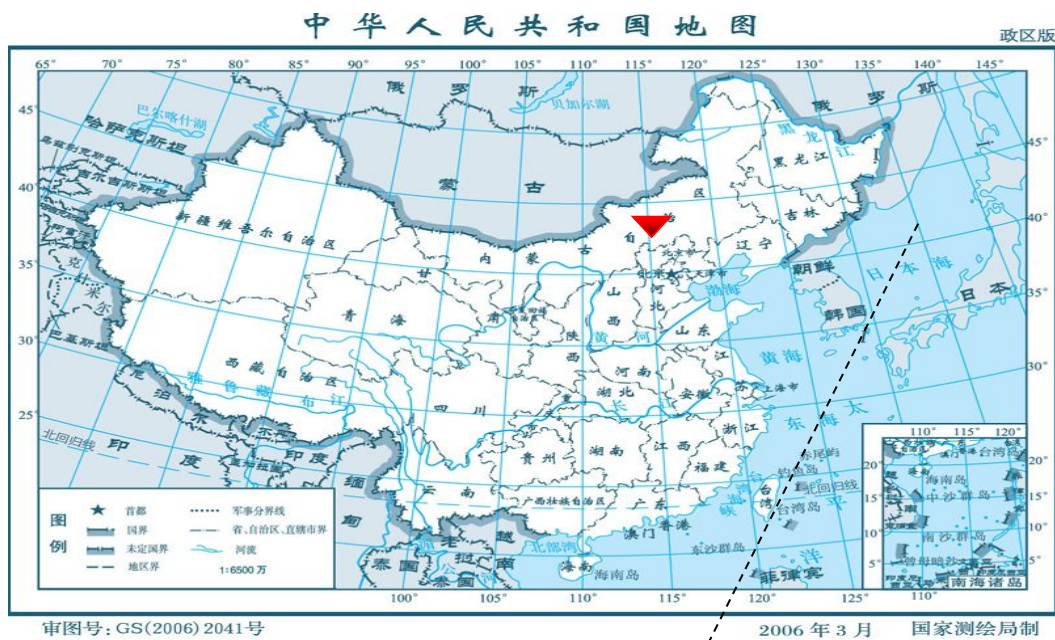


图 A2-1. 项目风场所处位置图

A.3. 项目活动的技术说明

>>

本项目位于中华人民共和国内蒙古自治区锡盟阿巴嘎旗的灰腾梁地区，利用风力发电，是一个并网发电的可再生能源项目。在不建设本项目时，将仍由以火电为主的、项目所连接的华北电网提供同等的电量，这也是本项目的基准线情景。项目通过利用风能产生零排放的电力，通过替代华北电网同等的电量，从而避免了火电产生的温室气体排放，实现了温室气体减排。

本项目将安装 50 台单机容量 986kW 的风机，总装机容量为 49.3MW，预计年上网电量为 122,350MWh，年运行小时数 2,447 小时⁴，负荷因子为 0.2793，所发电量最终接入华北电网。

⁴ 来源于可行性研究报告

本项目采用国产设备，不涉及技术转让。

本项目风机的主要技术参数如下表：

表 A3-1 风机的基本技术参数

参数	数值
设备厂商	武汉国测诺德新能源有限公司
机组型号	测诺德 GCN1000
额定功率	986 kW
风轮直径	57m
切入风速	4m/s
切出风速	25m/s
额度风速	15m/s
轮毂高度	70m
发电机额定电压	690V
运行寿命	20 年

上网电量将通过 35kV/110kV 变压器，由 110kV 输电线路传输到电网。风力发电系统流程图如下：

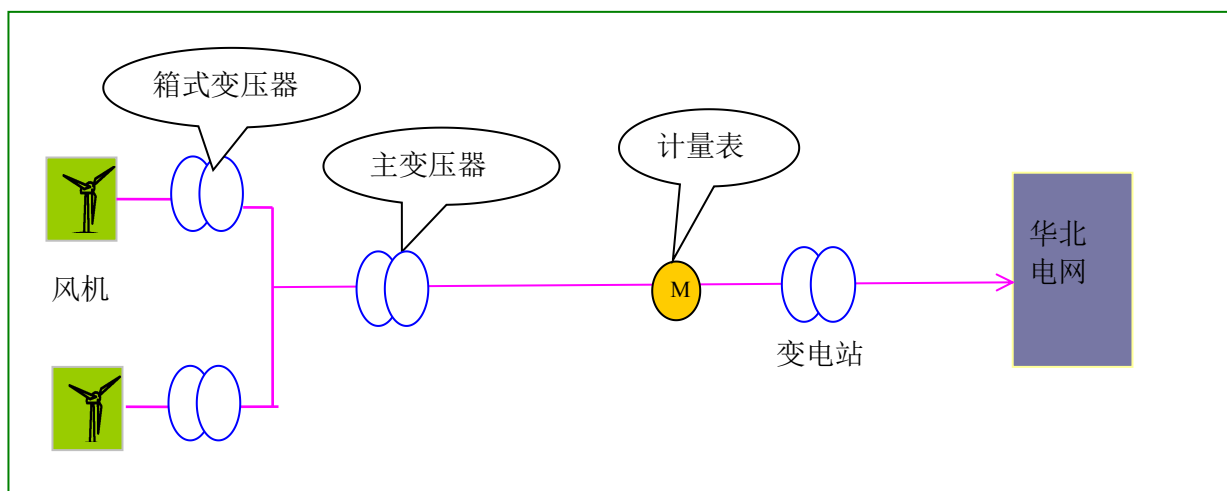


图 A3-1. 项目风力发电系统流程图

A.4. 项目业主及备案法人

项目业主名称	申请项目备案的企业法人	受理备案申请的发展改革部门
锡林郭勒盟天和风能发展有限责任公司	锡林郭勒盟天和风能发展有限责任公司	内蒙古自治区发展和改革委员会

A.5. 项目活动打捆情况

>>

本项目不涉及打捆情况，故不适用

A.6. 项目活动拆分情况

本项目不涉及拆分情况，故不适用

B 部分. 基准线和监测方法学的应用

B.1. 引用的方法学名称

>>

本项目应用已备案的自愿减排方法学 CM-001-V01：“可再生能源发电并网项目的整合基准线方法学”（第一版），具体内容见如下网址：

<http://cdm.ccchina.gov.cn/nDetail.aspx?newsId=39507&Tid=20>

本项目还运用了 EB 批准的“额外性论证与评价工具”（第 07.0.0 版）论证项目的额外性，以及“电力系统排放因子计算工具”（第 04.0）计算所替代电力系统的基准线排放因子。具体内容见如下网址：

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-01-v7.0.0.pdf>

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-07-v4.0.pdf>

B.2. 方法学适用性

>>

本项目活动是风力发电项目，其条件符合自愿减排方法学 CM-001-V01：“可再生能源发电并网项目的整合基准线方法学”（第一版），原因如下：

- 本项目是新建风力发电厂项目，新发电厂所在地在项目活动实施前没有可再生能源发电厂；
- 本项目不涉及已有电厂增容、改造或替换；
- 本项目不属于生物质直燃发电厂；
- 本项目不涉及可再生能源燃料替代化石燃料；
- 本项目所并网的电网边界明确，建成后所发电量全部并入以化石燃料发电为主要来源的华北电网，项目的发电量将部分取代华北电网产生的电量。

综上所述，本项目满足该方法学的适用条件，且不包含该方法学不适用的情景，因此该方法学适用于本项目。

B.3. 项目边界

>>

根据方法学 CM-001-V01 “可再生能源发电并网项目的整合基准线方法学”（第一版），发电项目的项目边界空间范围包括本项目电厂以及与本项目接入的电网中的所有电厂。根据国家发改委发布的《2014 中国区域电网基

准线排放因子》对电网边界的划分，华北电网包括北京市、天津市、河北省、山东省、内蒙古自治区⁵。

项目边界内的排放源以及主要排放的温室气体种类请见表 B3-1 所示：

表 B3-1 项目边界内的排放源以及主要排放的温室气体种类

排放源		温室气体种类	包括否?	说明理由/解释
基准线	由于项目活动被替代的化石燃料火电厂发电产生的 GHG 排放	CO ₂	是	主要排放源
		CH ₄	否	次要排放源
		N ₂ O	否	次要排放源
项目活动	本项目活动	CO ₂	否	按照方法学的要求，风电项目生产运行不会产生显著的温室气体排放，因此项目排放可忽略。
		CH ₄	否	
		N ₂ O	否	

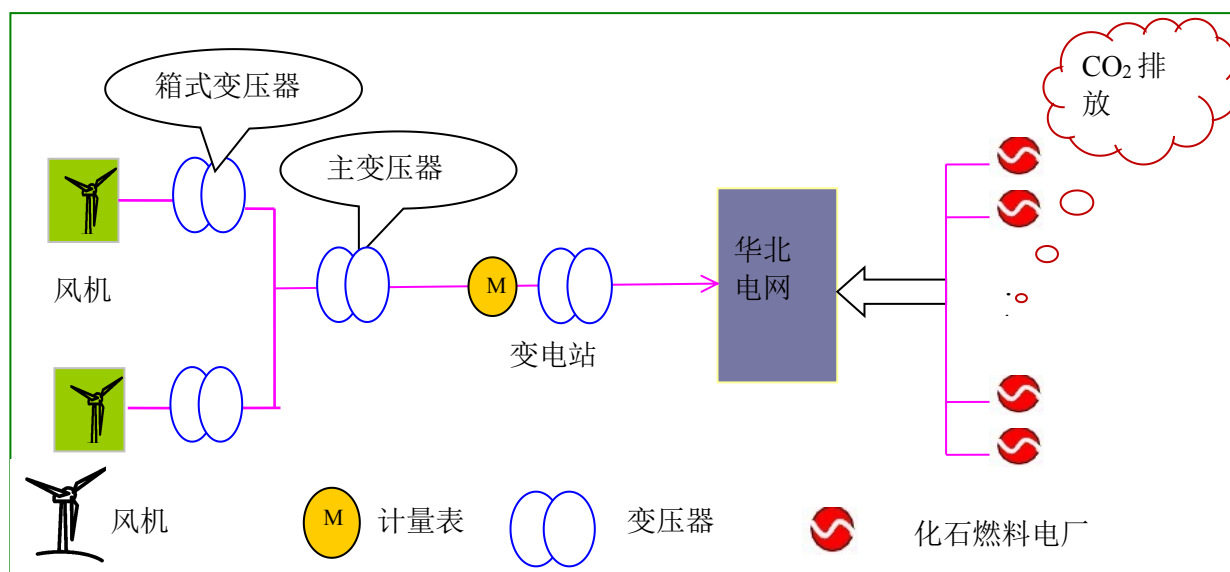


图 B3-1 项目边界示意图

B.4. 基准线情景的识别和描述

>>

本项目是建设新的可再生能源并网发电项目，基准线情景为：项目活动生产的上网电量可由并网发电厂及其新增发电源替代生产，因而基准线排放

⁵ <http://cdm.ccchina.gov.cn/archiver/cdmcn/UpFile/Files/Default/20150204155537627092.pdf>

就是本项目的年上网电量乘以华北电网的排放因子。根据“电力系统排放因子计算工具”（第04.0版），项目所替代的电网组合边际（*CM*）排放因子，通过电量边际（*OM*）和容量边际（*BM*）的计算得出。

本项目设计文件的电力系统排放因子计算采用国家发改委公布的最新数据，计算项目基准线排放的主要变量如下表B4-1所示：

表 B4-1 计算项目基准线排放的主要变量

变量	数值	来源
电量边际 <i>OM</i> (华北电网)	1.0580 tCO ₂ e/MWh	中国 NDRC 于 2014 在中国清洁发展机制网 http://cdm.ccchina.gov.cn 公布的《2014 年中国区域电网基准线排放因子》
容量边际 <i>BM</i> (华北电网)	0.5410 tCO ₂ e/MWh	同上
项目净上网电量 <i>EG_{facility,y}</i>	122,350 MWh/年	项目可行性研究报告

B.5. 额外性论证

>>

本项目业主在项目设计早期就已经充分认识到碳资产的价值和项目运行可带来的减排收益，项目业主在本项目立项前就确定了将项目建设、生产和获得减排收益放在同样重要的位置，并将其描述在乌鲁木齐达坂城锡林浩特风能区灰腾梁风电场天和一期 49.3 兆瓦风力发电项目可行性研究报告中。

本项目关键性事件详见下表 B5-1：

B5-1 项目活动进度时间表及国内自愿减排开发进度

时间	重要事件及 CCER 项目申请进度
2005 年 10 月	完成环境影响报告表
2005 年 10 月 19 日	内蒙古自治区环境保护局对本项目环境影响报告表予以批准
2006 年 3 月 2	业主召开会议，决定为本项目寻求 CDM 收益支持
2006 年 5 月	完成可行性研究报告
2006 年 11 月 22 日	获得内蒙古自治区发展和改革委员会核准批复（内发改能源字[2006]2087 号）
2010 年 6 月 18 日	业主签订风机购买合同（项目开始日期）
2011 年 7 月 12 日	内蒙古自治区发展和改革委员会批准本项目核准延期（内发改能源字[2011]1879 号）

2011年9月24日	项目开工
2012年3月31日	业主召开会议，决定为本项目寻求国内碳减排收益
2013年1月1日	项目并网发电
2015年10月28日	项目在中国自愿减排交易信息平台公示

- 应用最新版本的“额外性论证与评价工具”对本项目的额外性进行论证，步骤如下：

步骤 1：基准线的识别

本项目的基准线的识别和描述已经在 B.4 进行了论述，项目是建设新的可再生能源并网发电项目，基准线情景为：项目活动生产的上网电量可由并网发电厂及其新增发电源替代生产，因而基准线排放就是本项目的年上网电量乘以华北电网的排放因子。由于本项目采用的方法学指定了基准线情景，不需要再分析替代情景，只需要考虑没有碳减排收益情况下的项目情景。

步骤 2：投资分析

判断本项目：

- (1) 财务上是否最有吸引力；
- (2) 没有碳减排收益时是否财务可行。

为了做出以上判断，展开了以下步骤的投资分析：

子步骤 2a. 确定适宜的分析方法

“额外性论证评价工具方法”提供了三种分析方法：简单成本分析方法(选项 I)、投资比较分析方法(选项 II)和基准分析方法(选项 III)。

考虑到本项目除碳减排收入以外，还可以实现售电收入，因此简单成本分析方法(选项 I)不适用。

投资比较分析方法(选项 II)适用于替代方案也是投资项目的情况，只有这样才能进行投资比较分析，但是本项目的基准线替代方案是由现有的华北电网供电，不是新建的可替代投资项目，因此不适用于投资比较分析方法(选项 II)。

电力行业的基准全投资内部收益率数据可以获得，因此，本项目采用基准分析方法(选项 III)进行投资分析。

子步骤 2b：选项 III 基准分析方法

根据国家电力公司出版的《电力工程技术改造项目经济评价暂行办法》，国内电力工业的财务基准收益率(税后)是：全投资内部收益率(IRR)为

8%。目前，中国的电力工程项目通常采用此基准收益率。因此，该项目采用 8% 作为基准收益率是合理的。

子步骤 2c: 计算并对比财务参数

a. 计算财务指标的基本参数

用于计算本项目财务指标的基本参数如表 B5-2 所示:

表 B5-2 本项目财务指标基本参数

	基本参数	单位	数值	数据来源
1	装机容量	MW	49.3	可研报告
2	年均上网电量	MWh	122,350	可研报告
3	上网电价 (含税)	元/kWh	0.51	可研报告
4	静态总投资	万元	42,508	可研报告
6	年运行成本	万元	28356.43	可研报告
7	增值税	%	17	可研报告
8	所得税	%	25 ⁶	可研报告
9	折旧率	%	6.33	可研报告
10	残值率	%	5	可研报告
11	城市维护建设税	%	5	可研报告
12	教育附加税	%	3	可研报告
13	长期贷款利率	%	5.76	可研报告
14	流动资金贷款利率	%	5.31	可研报告
15	项目运行期	年	20	可研报告
16	减排量计入期	年(可更新)	7	/
17	CCER 期望价格	元/tCO ₂	40	碳交易试点地区, 二氧化碳排放配额价格 ⁷

b. 比较本项目 IRR 与基准内部收益率

应用基准分析方法(选项 III), 本项目的财务指标(IRR)如表 B5-3:

表 B5-3 本项目财务指标基本参数

项目	不考虑碳减排收益	基准收益率	考虑碳减排收益
----	----------	-------	---------

⁶ 根据《关于公布公共基础设施项目企业所得税优惠目录(2008年版)的通知》享受三免三减半政策

⁷ 国内各试点碳交易价格市场数据 http://www.hbets.cn/html/scsjXxpl/index_1.shtml。根据深圳市环境交易所公布的交易数据, 深圳市碳排放配额的交易价格最高达到 130 元/吨, 本项目采用 40 元/吨的价格在历史交易价格范围之内 (<http://www.cerx.cn/>)。

全投资内部收益率	6.85%	8%	8.38%
----------	-------	----	-------

不考虑碳减排收益的情况下，本项目的全投资内部收益率为 6.85%，低于中国的电力工程项目通常采用的基准收益率 8%，财务上不可行。考虑碳减排收益时，本项目的财务指标将得到明显改善。

子步骤2d: 敏感性分析

敏感性分析将显示有关财务吸引力的结论在关键假设条件的合理变化范围内，是否依然有效，能否有较强的抗风险的能力。针对本项目选择如下四个主要参数作为敏感性指标，通过敏感性分析检验项目的财务可行性：

- 静态总投资；
- 年上网电量；
- 年运行成本；
- 上网电价（含税）。

假定其他条件不变，以上四个主要参数分别在 $\pm 10\%$ 的范围内变动，项目全投资内部收益率IRR的影响如下表B5-4和图B5-1所示，IRR随着静态总投资和年运行成本的升高而降低，随着年上网电量和上网电价的增加而上升。其中年运行成本的变化对IRR的影响最小：

表B5-4 敏感性分析表

	-10.0%	-5.0%	0.0%	5.0%	10.0%
静态总投资	8.64%	7.71%	6.85%	6.06%	5.33%
年运行成本	7.26%	7.06%	6.85%	6.64%	6.43%
上网电价	5.08%	5.97%	6.85%	7.70%	8.54%
年上网电量	5.08%	5.97%	6.85%	7.70%	8.54%

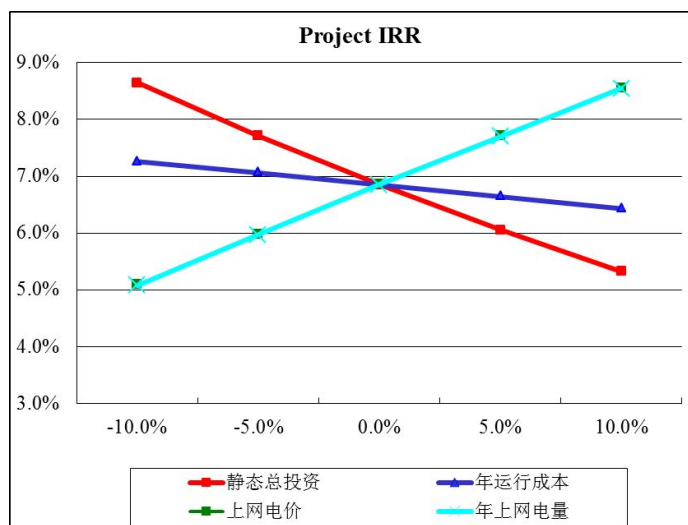


图 B5-1 敏感性分析示意图

假定其他条件不变，若要使项目IRR等于基准收益率，以上四个主要参数分别所需的变化如表B-7所示，都超出现实可及的范围：

表B5-5 临界点分析

假定的项目 IRR	静态总投资单独所需变化	年上网电量单独所需变化	年运行成本单独所需变化	上网电价单独所需变化
基准 8%	-6.6%	+6.8%	-28%	+6.8%

从以上表B5-5和图B5-1可以看出，项目IRR要达到基准收益率8%，均需求上述主要参数有较大幅度的变化。更进一步的临界点分析（表B5-5）显示，要项目IRR提高到基准收益率，任何一个主要参数所需的变化，都超出了现实所能达到的程度。具体分析如下：

静态总投资

当静态总投资降低6.6%以上时，项目IRR才能达到基准。静态总投资主要为设备购置费、安装工程费用及建筑工程费用，近年来国内的设备价格、材料价格等不断上涨⁸。因此，本项目静态总投资不可能减少6.6%以上。

年上网电量

只有当年上网电量增加6.8%以上时，项目IRR才能达到基准。在可行性研究报告中，本项目的年上网电量是122,350MWh，这个数据是依据当地气象站2013年1月1日至2013年12月31日期间风力实测数据及1978~2007年的历史数据计算而来，并由设计院根据《风电场风电能源评估方法学》(GB/T18710-2002)采用专业软件进行测算的。因为计算是依据现场的风资源测量数据和历史数据，所以年上网电量不可能增长6.8%。

年运行成本

年运行成本的变化对本项目的IRR影响较小，由临界点分析可知，只有本项目的年运行成本降低28%，IRR才能达到8%。年运行成本主要包括人员工资福利，维修费、材料费用和其他费用，所有的输入值均来自可行性研究报告并按相关的评价规范或设计院多年经验数据进行取值，因此所计算出的年运行成本是合理的。根据国家统计局数据2010-2012年的电力生产和供应业城镇单位就业人员平均工资分别上涨13.0%、11.4%、10.4%；2010-2012年的原材料、燃料、动力（工业生产者）购进价格指数分别上涨9.6%、9.1%和-

⁸ <http://www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/2013/indexch.htm>

1.8%，平均上涨5.6%，所以年运行成本降低28%是不可能的。

上网电价

要达到基准的收益率，含税上网电价需要上涨6.8%，然而这种情况几乎是不可能发生的，因为中国的电价是由中央和地方政府规定的，不随市场变动。按照国家发改委关于完善风力发电上网电价政策的通知发改价格[2009]1906号⁹，内蒙古自治区锡盟的标杆电价为0.51元/千瓦时（含税）。因此，电价不可能上涨6.8%。

综合以上分析，如果不考虑碳减排收益的情况下，本项目在财务上不具有吸引力而难以实施，因此本项目具有额外性。

步骤 3. 障碍分析

项目额外性可采用投资分析或障碍分析，而本项目采用投资分析进行项目额外性分析，因此不采用障碍分析。

步骤 4：普遍性分析

采用“普遍性分析指南”（第 02.0 版）的步骤做如下的分析：

第一步：计算拟议项目活动设计产出或容量的 $\pm 50\%$ 作为可适用产出范围

本项目的装机容量为 49.3MW，因此 $\pm 50\%$ 的装机变化范围为 24.65MW~73.95MW。

第二步：定义满足下列条件与拟议项目类似的项目（包括碳减排⁰项目和非碳减排项目）：

- (a) 项目位于适用的地理区域；
- (b) 项目应用与拟议项目相同的技术；
- (c) 对于技术转换项目，项目采用与拟议项目相同的能源；
- (d) 项目生产的产品或提供的服务与拟议项目在质量、性能及适用范围方面具有可比性；
- (e) 项目规模在第一步中计算的范围内；
- (f) 项目开始商业运行的时间在拟议项目文件公示或拟议项目开始日期之前，以较早的时间为准

综合以上条件，与本项目有可比性质的项目需符合以下条件：

适用的地理区域：考虑到中国区域广阔，省与省之间地理学上的差异

⁹ http://bgt.ndrc.gov.cn/zcfb/200907/t20090727_498912.html

¹⁰ CDM, GS 和 VCS 等

（比如，地理，气候，自然资源等）以及社会经济上的差异（比如规管架构，基础设施，经济发展水平，经济结构，科技水平，融资能力，电价水平等）较大，因此，本项目选择内蒙古自治区作为合适的地理范围。

适用的项目技术：本项目隶属可再生能源的风力发电技术，即将风能转换为电能输出电力上网，因此只有风力发电项目才定义为本项目的类似项目，而其他类型的发电项目，如火力发电、水电、生物质、光伏等，都被排除。

适用的项目规模：根据第一步的分析，对比分析的项目规模为所有的发电输出功率在24.65MW~73.95MW的风力发电项目。

适用的开始时间：2002年是中国电力行业具有标志性的一年，中央直属发电企业划分成五大发电集团和两大电网公司¹¹，打破了电力市场垄断，引入了竞争机制，在同年年底实行了“厂网分开、竞价上网”。因此，2002年之前投产运行的上网发电项目不在对比分析之列。

因此，选定内蒙古自治区内所有的装机容量在24.65MW~73.95MW的风力发电项目，并且是在2002年之后和2010年6月18日（本项目的开始时间）之前开始商业运营的。

第三步：根据第二步识别出来的项目，排除已经注册的碳减排项目，或正在申请碳减排注册的项目，以及正在碳减排审定阶段的项目，剩下的项目归为 N_{all} ：

根据《中国电力年鉴2013》的数据以及联合国CDM执行理事会网站，中国清洁发展机制网站信息，GS和VCS网站信息以及中国自愿减排交易信息平台，内蒙古自治区2002年~2010年6月18日之间投产运营的装机容量在24.65MW~73.95MW的风力发电项目均已作为清洁发展机制项目或者自愿减排项目进行开发。

因此 $N_{all}=0$ 。

第四步：根据第三步识别出来的类似项目，选出技术不同的项目，归为 N_{diff} ：

鉴于 $N_{all}=0$ ， $N_{diff}=0$ 。

第五步：计算 $F=1-N_{diff}/N_{all}$ ，表示所使用措施/技术与拟议项目活动类似，且提供与拟议项目活动相同产出或容量的类似项目的份额（措施/技术的普及率）。如果系数F大于0.2或 N_{all} 与 N_{diff} 的差值是大于3，在该适用地区的一个部门内，拟议的项目活动是一个“普遍的做法”

$N_{all}-N_{diff}=0 < 3$ 。

¹¹ <http://www.93.gov.cn/review/jnggkfsszn/rsth/1803194258614362041.shtml>

因此本项目不具有普遍性。

综上所述，本项目通过了额外性论证的所有步骤，具有充分的额外性。

B.6. 减排量

B.6.1. 计算方法的说明

>>

1. 基准线排放

基准线排放仅包括由项目活动替代的化石燃料火电厂发电所产生的CO₂排放。本方法学假设所有超过基准线水平的项目发电量可由现有的并网发电厂和新建并网发电厂替代生产。基准线排放的计算如下

$$BE_y = EG_{PJ,y} * EF_{grid,CM,y} \quad (1)$$

其中：

BE_y =在y年的基准线排放量 (tCO₂/yr)

$EG_{PJ,y}$ =在y年，由于自愿减排项目活动的实施所产生的净上网电量 (MWh/yr)

$EF_{grid,CM,y}$ =在y年，利用“电力系统排放因子计算工具”所计算的并网发电的组合边际CO₂排放因子 (tCO₂/MWh)

计算 $EG_{PJ,y}$

本项目是新建可再生能源并网发电厂项目，并且，在项目活动实施之前，在项目所在地点没有投入运行的可再生能源电厂，所以

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} \quad (2)$$

其中：

$EG_{PJ,y}$ =在y年，由于自愿减排项目活动的实施所产生的净上网电量 (MWh/yr)

$EG_{facility,y}$ =在y年，发电厂/发电机组的净上网电量 (MWh/yr)

$$EG_{facility,y} = EG_{exported,y} - EG_{imported,y} \quad (3)$$

其中：

$EG_{exported,y}$ =第y年本项目的上网电量 (MWh/yr)

$EG_{imported,y}$ =第y年本项目使用的来自华北电网的电量，为了便于计算，事前估计为0 (MWh/yr)

确定 $EF_{grid,CM,y}$

根据“电力系统排放因子计算工具”及国家发改委最新发布的《2014中国区域电网基准线排放因子》，项目所在的电网组合边际排放因子 $EF_{grid,CM,y}$ 按如下步骤计算：

步骤1：定义相关的电力系统

本项目所产生的电力并入华北电网，根据“电力系统排放因子计算工具”和国家发改委的相关描述¹²，本项目的电网边界即为华北电网。华北电网所覆盖的区域包括陕西省、甘肃省、青海省、宁夏回族自治区、新疆维吾尔自治区。

华北电网不存在从其他电网调入电力的情况。

步骤2：确定是否包含离网电厂

项目参与方应当从以下两种情景中选择适用于本项目计算电量边际排放因子和容量边际排放因子的情景：

情景1：只包含并网电厂；

情景2：并网电厂和离网电厂都包含在内。

本项目活动将应用选项I计算电量边际（OM）排放因子和容量边际（BM）排放因子。

步骤3：选择电量边际（OM）计算方法

“电力系统排放因子计算工具”（第04.0版）提供了4种计算电量边际(OM)方法，

- (a) 简单电量边际排放因子方法；
- (b) 经调整的简单电量边际排放因子方法；
- (c) 调度数据分析电量边际排放因子方法；
- (d) 平均电量边际排放因子方法。

本项目所在的华北电网的发电总量中低运行成本/必须运行的电厂在2009-2013年¹³电网发电构成中均低于50%。

本项目 $EF_{grid,OM,y}$ 为事先确定，即：基于在提交用于审定的项目设计文件时最新可获得的3年发电数据的平均值，在计入期内没有要求监测和重新计算排放因子。

步骤4：计算电量边际排放因子（ $EF_{grid,OM,y}$ ）

根据方法（a），简单OM排放因子为服务于该系统的所有发电资源按照发电量加权平均的单位发电量CO₂排放量（tCO₂/MWh），不包括低运行成本/必须运行电厂/机组，可以通过以下方法来计算：

选项A：基于每一个电厂/机组的燃料消耗量和供电量数据；或者，

¹² <http://cdm.ccchina.gov.cn/archiver/cdmcn/UpFile/Files/Default/20150204155537627092.pdf>

¹³ 中国电力年鉴 2009—2014

选项B：基于服务于该电力系统的所有发电厂的供电量、燃料种类和燃料消耗量的数据

根据“电力系统排放因子计算工具”的要求，本项目采用选项B计算项目的电量边际排放因子（ $EF_{grid,OM,y}$ ），理由如下：

(1) 对本项目而言，电力系统中每一个电厂/机组的燃料消耗量、供电量和平均发电效率数据不可得，所以，选项A不能采用；

(2) 电力系统中的供电量、燃料种类和燃料消耗量数据可得，而且，核电和可再生能源发电作为低成本/必须运行资源，其供电量数据也可知。

(3) 另外步骤2选择了情景1（不包括离网系统）。

所以，本项目采用选项B计算电量边际排放因子。

根据选项B，简单OM排放因子可由服务于电力系统的所有发电厂的供电量、燃料种类和燃料消耗量数据计算得到，不包括低成本/必须运行资源公式如下：

$$EF_{grid,OMsimple,y} = \frac{\sum_i FC_{i,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,y}}{EG_y} \quad (4)$$

其中：

$EF_{grid,OMsimple,y}$ =第y年的简单电量边际CO₂排放因子（tCO₂/MWh）；

$FC_{i,y}$ =第y年项目所在电力系统燃料i的消耗量（质量或体积单位）；

$NCV_{i,y}$ =第y年燃料i的净热值（能源含量，GJ/质量或体积单位）；

$EF_{CO_2,i,y}$ =第y年燃料i的CO₂排放因子（tCO₂/GJ）；

EG_y =电力系统第y年向电网提供的电量（MWh），不包括低成本/必须运行电厂/机组；

i =第y年电力系统消耗的所有化石燃料种类；

y =提交PDD时可获得数据的最近三年（事先计算）。

另外，在电网存在净调入的情况下，采用调出电力电网的简单电量边际排放因子。OM计算中供电量和燃料消耗量的数据选择遵循了保守原则，计算过程详见国家发改委公布的《2014中国区域电网基准线排放因子》。

根据计算， $EF_{grid,OM,y} = 1.0580 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$

步骤5：计算容量边际排放因子（ $EF_{grid,BM,y}$ ）

根据“电力系统排放因子计算工具”，本项目采用事先计算的方法计算容量边际排放因子， $EF_{grid,BM,y}$ 可按m个样本机组排放因子的发电量加权平均求得，公式如下：

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} * EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad (5)$$

其中：

$EF_{grid,BM,y}$ =第y年的容量边际排放因子（tCO₂/MWh）；

$EG_{m,y}$ =第m个样本机组在第y年的净上网电量（MWh）；

$EF_{EL,m,y}$ =第m个样本机组在第y年的排放因子（tCO₂/MWh）；

m =容量边际中的发电机组；

y =发电数据最新可得的历史年份。

其中第m个机组的排放因子 $EF_{EL,m,y}$ 是根据“电力系统排放因子计算工具”的步骤4(a)中的简单OM中的选项A2计算。

“电力系统排放因子计算工具”提供了计算 $EF_{grid,BM,y}$ 的两种选择：

1) 在第一个计入期，基于PDD提交时可得的最新数据事前计算；在第二个计入期，基于计入期更新时可得的最新数据更新；第三个计入期沿用第二个计入期的排放因子。

2) 依据直至项目活动注册年止建造的机组、或者如果不能得到这些信息，则依据可得到的近年来建造机组的最新信息，在第一计入期内逐年事后更新 $EF_{grid,BM,y}$ ；在第二个计入期内按选择1)的方法事前计算 $EF_{grid,BM,y}$ ；第三个计入期沿用第二个计入期的排放因子。

由于数据可得性的原因，本PDD采用了CDM EB同意的变通办法，即首先计算新增装机容量及其中各种发电技术的组成，然后计算各发电技术的新增装机权重，最后利用各种技术商业化的最优效率水平计算排放因子。

由于现有统计数据中无法从火电中分离出燃煤、燃油和燃气的各种发电技术容量，因此采用如下方法：首先，利用最近一年可得的能源平衡表数据，计算出发电用固体、液体和气体燃料对应的CO₂排放量在总排放量中的比重；其次以此比重为权重，以商业化最优效率技术水平对应的排放因子为基础，计算出对应于各电网的火电排放因子；最后，用此火电排放因子再乘以火电在该电网新增的20%容量中的比重，结果即为该电网的BM排放因子。此BM排放因子近似计算过程遵循了保守性原则。

具体步骤和公式如下：

子步骤5a，计算发电用固体、液体和气体燃料对应的CO₂排放量在总排放量中的比重。

$$\lambda_{Coal,y} = \frac{\sum_{i \in COAL,j} F_{i,j,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,j,y}}{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,j,y}} \quad (6)$$

$$\lambda_{Oil,y} = \frac{\sum_{i \in OIL,j} F_{i,j,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,j,y}}{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,j,y}} \quad (7)$$

$$\lambda_{Gas,y} = \frac{\sum_{i \in GAS,j} F_{i,j,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,j,y}}{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,j,y}} \quad (8)$$

其中：

$FC_{i,j,y}$ =第j个省份在第y年的燃料i消耗量（质量或体积单位，其中固体和液体燃料为吨，气体燃料为立方米）；

$NCV_{i,y}$ =燃料i在第y年的净热值（固体和液体燃料为GJ/t，气体燃料为GJ/m³）；

$EF_{CO_2,i,j,y}$ =燃料i的排放因子（tCO₂/GJ）；

$COAL OIL GAS$ =机组样本脚标；

y =可以获得的最近的发电量数据的年份。

子步骤5b，计算对应的火电排放因子。

$$EF_{Thermal,y} = \lambda_{Coal,y} \times EF_{Coal,Adv,y} + \lambda_{Oil,y} \times EF_{Oil,Adv,y} + \lambda_{Gas,y} \times EF_{Gas,Adv,y} \quad (9)$$

其中 $EF_{Coal,Adv,y}$ ， $EF_{Oil,Adv,y}$ 和 $EF_{Gas,Adv,y}$ 分别对应于商业化最优效率的燃煤、燃油和燃气发电技术所对应的排放因子。具体参数及其计算参见国家发改委公布的《2014中国区域电网基准线排放因子》。

子步骤5c，计算电网的容量边际排放因子 $EF_{grid,OM,y}$

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{CAP_{Thermal,y}}{CAP_{Total,y}} \times EF_{Thermal,y} \quad (10)$$

其中：

$CAP_{Total,y}$ 为超过现有容量20%的新增容量， $CAP_{Thermal,y}$ 为新增火电容量。

根据计算得：

$$EF_{grid,BM,y} = 0.5410 \text{ tCO}_2/\text{MWh}^{14}$$

本项目事先计算了第一计入期的 $EF_{grid,OM,y}$ 和 $EF_{grid,BM,y}$ ，该数值在第一计入期内保持不变。

¹⁴ <http://www.ccchina.gov.cn/archiver/cdmcn/UpFile/Files/Default/20130917081706402591.pdf>

步骤6：计算组合边际排放因子 ($EF_{grid,CM,y}$)

基于下列两种方法之一计算组合边际排放因子：

- (a) 加权平均组合边际排放因子
- (b) 简化的组合边际排放因子

优先采用加权平均组合边际排放因子（选项a），本项目组合边际排放因子是电量边际 $EF_{grid,OM,y}$ 和容量边际 $EF_{grid,BM,y}$ 的加权平均：

$$EF_{grid,CM,y} = \omega_{OM} \times EF_{grid,OM,y} + \omega_{BM} \times EF_{grid,BM,y} \quad (11)$$

根据“电力系统排放因子计算工具”，对于风力发电项目而言，其中 ω_{OM} 和 ω_{BM} 的权重各为75%和25%。

$$EF_{grid,CM,y} = 1.0580 \times 75\% + 0.5410 \times 25\% = 0.92875 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

2.项目排放

根据自愿减排项目方法学CM-001-V01 (第一版)，作为一个风力发电项目，属于可再生能源项目，故项目排放 $PE_y = 0$ 。

3.泄漏

根据自愿减排项目方法学CM-001-V01 (第一版)，本项目的泄漏排放 LE_y 不予考虑。

4.减排量

减排量的计算方法如下：

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (12)$$

其中

ER_y =y年的减排量（tCO₂e/yr）；

BE_y =y年的基准线排放（tCO₂e/yr）；

PE_y =y年的项目排放（tCO₂e/yr）。

B.6.2. 预先确定的参数和数据

>>

数据/参数：	EG_y
单位：	MWh
描述：	华北电网各省发电量
所使用数据的来源：	《中国电力年鉴》2011-2013
所应用的数据值：	详见电力年鉴

证明数据选用的合理性或说明实际应用的测量方法和程序步骤:	官方公布数据。
数据用途:	计算基准线排放
评价:	-

数据/参数:	厂用电率
单位:	%
描述:	华北电网各省厂用电率
所使用数据的来源:	《中国电力年鉴》2011-2013
所应用的数据值:	详见电力年鉴
证明数据选用的合理性或说明实际应用的测量方法和程序步骤:	官方公布数据。
数据用途:	计算基准线排放
评价:	不确定性低

数据/参数:	装机容量
单位:	MW
描述:	华北电网各省装机容量
所使用数据的来源:	《中国电力年鉴》2011-2013
所应用的数据值:	详见电力年鉴
证明数据选用的合理性或说明实际应用的测量方法和程序步骤:	官方公布数据。
数据用途:	计算基准线排放
评价:	不确定性低

数据/参数:	$EF_{Coal,Adv,y}$
单位:	tCO ₂ /MWh
描述:	商业化最优效率技术的燃煤电厂的排放因子
所使用数据的来源:	中国电力企业联合会统计
所应用的数据值:	详见发改委公布的数据

证明数据选用的合理性或说明实际应用的测量方法和程序步骤:	官方公布数据
数据用途:	计算基准线排放
评价:	不确定性低

数据/参数:	$EF_{Oil,y}$
单位:	tCO_2/MWh
描述:	商业化最优效率技术的燃油电厂的排放因子
所使用数据的来源:	中国电力企业联合会统计
所应用的数据值:	详见发改委公布的数据
证明数据选用的合理性或说明实际应用的测量方法和程序步骤:	官方公布数据
数据用途:	计算基准线排放
评价:	不确定性低

数据/参数:	$EF_{Gas,Adv,y}$
单位:	tCO_2/MWh
描述:	商业化最优效率技术的燃气电厂的排放因子
所使用数据的来源:	中国电力企业联合会统计
所应用的数据值:	详见发改委公布的数据
证明数据选用的合理性或说明实际应用的测量方法和程序步骤:	官方公布数据
数据用途:	计算基准线排放
评价:	不确定性低

数据/参数:	$FC_{i,y}$
数据单位:	质量或体积单位
描述:	第y年项目所属电力系统消耗的燃料i的量
使用的数据来源:	《中国能源统计年鉴》2011-2013
应用的数值:	各类燃料消耗量详见能源统计年鉴

证明数据选用的合理性或说明实际应用的测量方法和程序步骤:	官方公布数据
数据用途:	计算基准线排放
评价:	不确定性低

数据/参数:	$NCV_{i,y}$
单位:	GJ/质量或体积单位
描述:	第y年燃料i的净热值（能含量）
所使用数据的来源:	《中国能源统计年鉴20011~2013》
所应用的数据值:	各类化石燃料净热值详见能源统计年鉴
证明数据选用的合理性或说明实际应用的测量方法和程序步骤:	官方公布数据
数据用途:	计算基准线排放
评价:	不确定性低

数据/参数:	$EF_{CO_2,i,y}$
单位:	tCO ₂ /GJ
描述:	第y年燃料i的CO ₂ 排放因子
所使用数据的来源:	2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2 Energy, 第一章1.21-1.24页的表1.3和表1.4。
所应用的数据值:	各类化石燃料排放因子详见发改委公布的数据
证明数据选用的合理性或说明实际应用的测量方法和程序步骤:	IPCC默认值
数据用途:	计算基准线排放
评价:	不确定性低

B.6.3. 减排量事前计算

>>

根据国家发改委公布的中国电网基准线排放因子计算结果，华北电网

2010-2012年电量边际排放因子($EF_{grid,OM,y}$)加权平均为:

$$EF_{grid,OM,y}=1.0580 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

华北电网的容量边际排放因子($EF_{grid,BM,y}$)为:

$$EF_{grid,BM,y}=0.5410 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

则:

$$\begin{aligned} EF_{grid,CM,y} &= 0.75 \times EF_{grid,OM,y} + 0.25 \times EF_{grid,BM,y} \\ &= 0.75 \times 1.0580 + 0.25 \times 0.5410 \\ &= 0.92875 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \end{aligned}$$

$EG_{imported,y}$ 事前估算为 0，项目运行后将进行事后监测。

根据本项目可行性研究报告，预计年净上网电量为:

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} = EG_{exported,y} - EG_{imported,y} = 122,350 \text{ MWh} - 0 = 122,350 \text{ MWh}$$

$$ER_y = BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{grid,CM,y}$$

因此， $ER_y = 122,350 \times 0.92875 = 113,632 \text{ tCO}_2/\text{年}$ 。¹⁵

B.6.4. 事前估算减排量概要

年份	基准线排放 (tCO _{2e})	项目排放 (tCO _{2e})	泄漏 (tCO _{2e})	减排量 (tCO _{2e})
2013年1月1日-2013年12月31日	113,632	0	0	113,632
2014年1月1日-2014年12月31日	113,632	0	0	113,632
2015年1月1日-2015年12月31日	113,632	0	0	113,632
2016年1月1日-2016年12月31日	113,632	0	0	113,632
2017年1月1日-2017年12月31日	113,632	0	0	113,632
2018年1月1日-2018年12月31日	113,632	0	0	113,632
2019年1月1日-2019年12月31日	113,632	0	0	113,632

¹⁵ 减排量事前估算按照所有风机机组在 2013 年 1 月 1 日同时投产进行估算。

合计	795,424	0	0	795,424
计入期时间合计	7 年			
计入期内年均值	113,632	0	0	113,632

B.7. 监测计划

B.7.1. 需要监测的参数和数据

>>

数据/参数:	$EG_{facility,y}$
单位:	MWh/yr
描述:	第y年, 本项目活动的净上网电量
所使用数据的来源:	电表
数据值:	122,350
测量方法和程序:	由本项目上网电量减去下网电量计算得出, 即: $EG_{facility,y} = EG_{exported,y} - EG_{imported,y}$
监测频率:	连续监测
QA/QC程序:	该数据可通过电量结算单进行复核。
数据用途:	计算基准线排放
评价:	-

数据/参数:	$EG_{exported,y}$
单位:	MWh/yr
描述:	第y年, 本项目活动的上网电量
所使用数据的来源:	电表读数 记录
数据值:	122,350
测量方法和程序:	电表连续测量, 按月记录。数据以电子存档, 保存时间为计入期及计入期后两年。电表精度不低于 0.5S。
监测频率:	连续监测
QA/QC程序:	根据国家标准, 电表将进行定期校准。该数据可通过电量结算单来复核。该数据由项目业主和当地电网公司联合读数。
数据用途:	计算基准线排放
评价:	-

数据/参数:	$EG_{imported,y}$
单位:	MWh/yr

描述:	第y年, 本项目活动的下网电量
所使用数据的来源:	电表读数 记录
数据值:	0
测量方法和程序:	电表连续测量, 按月记录。数据以电子存档, 保存时间为计入期及计入期后两年。电表精度不低于0.5S。
监测频率:	连续监测
QA/QC程序:	根据国家标准, 电表将进行定期校准。该数据可通过电网公司的售电记录来复核。该数据由项目业主和当地电网公司联合读数。
数据用途:	计算基准线排放
评价:	-

B.7.2. 数据抽样计划

>>

本项目不涉及数据抽样, 故不适用

B.7.3. 监测计划其它内容

>>

监测对于核实项目所产生的真实可测量的减排量是至关重要的。为了确保项目产生的长期的温室气体减排量真实可信, 计算完整、一致、精确, 项目业主为本项目活动制定了较为详尽的监测计划:

1、项目监测运行管理组织架构

本项目的监测将由项目业主指定专人负责执行和实施。这个专门机构的监测人员将根据需要, 记录监测数据并存档; 数据管理员负责数据的审核以及核证的相关工作。运行和管理组织结构如下图B7-1所示:

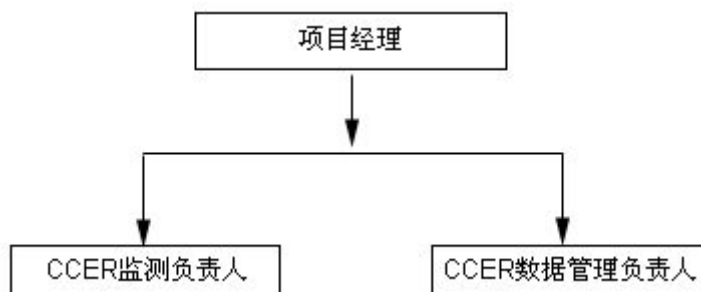


图 B7-1 组织结构图

2、监测设备和安装

本项目设计文件B.7.1列举的参数都将根据方法学的要求进行监测。监测结果将进行记录和保存, 以备项目审核机构的核证之需。对于本项目, 由于

电网的排放因子事先计算，用于计算减排量的项目净上网电量 $EG_{facility,y}$ 是本项目监测的核心内容，而净上网电量将会根据上网电量 $EG_{exported,y}$ 和下网电量 $EG_{imported,y}$ 的差值计算得到。因此监测的对象为上网电量和下网电量。

具体监测方式，请参见下图：

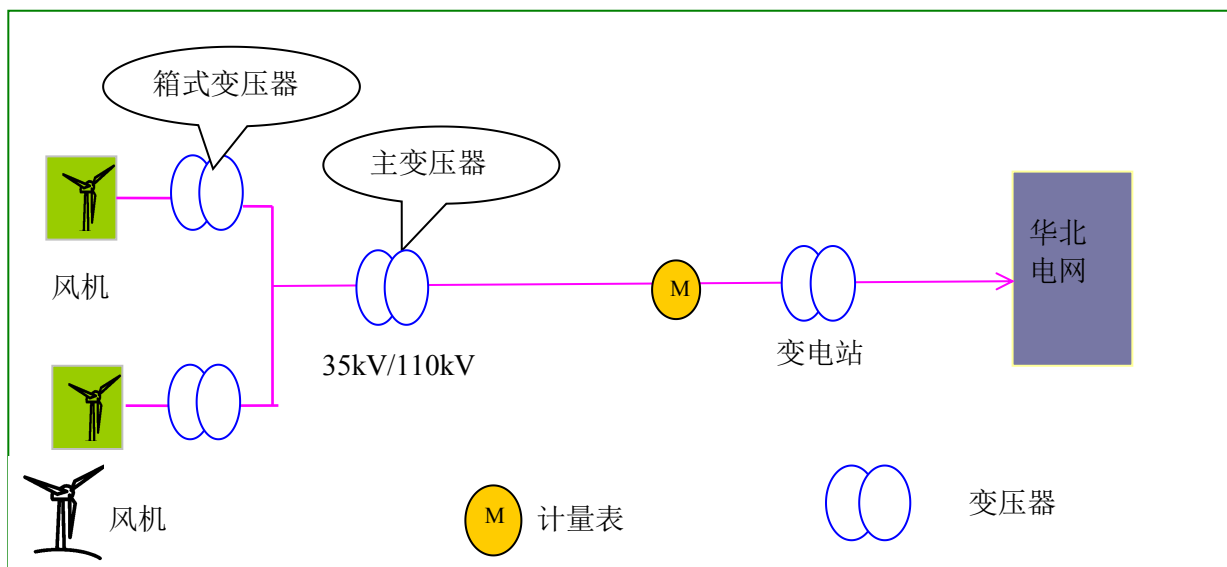


图 B7-2 监测示意图

上网电量通 35kV/110kV 变压器，由 110kV 输电线路传输到电网。项目在 35kV/110kV 变压器高压侧安装一主一备两块计量电表，用来监测项目每年的上网电量和下网电量。电表的精度不低于 0.5S。每年向华北电网输送和从华北电网输入的电量的记录将通过电量结算单进行交叉核对。

3、数据记录和管理

1) CCER数据管理人员负责数据的收集和记录，所有的监测数据都按月记录，所有的电子或者纸质材料应保存至计入期结束的两年之后；

2) 电网公司在每月固定时间，读取关口表的数据并记录结果；

3) 电网公司向项目业主提供电量销售记录，显示实际上网电量数值以及电网公司供给项目的下网电量数值；

4) 项目业主确认电量销售记录数据准确无误并与电网公司结算；

5) 项目业主记录本项目的净上网电量（项目的净上网电量等于项目的上网电量减去电网公司向项目输送的下网电量）；

4、质量管理和质量控制

本项目活动采用高精度的监测设备来监测上、下网电量。所涉及的电量测量仪表装置的校准和测量将按照国家标准进行，电表校准至少一年进行一次。项目业主将保留所有的校准和测量记录供核查机构核查，当主表不能正常工作时，备用表将代替工作。当售电协议双方的任何一方发现监测设备出现一些不正常的情况或问题，他们应当通知另一方并找寻一个双方都认可的解决办法以使得其早日正常运行。如果出现紧急情况导致电表都无法正常工作，这段特殊时期期间产生的减排量将排除在减排量计算范围内。

5、员工培训

项目经理确保参与监测的相关人员都接受过相关的培训，培训内容包括但不限于减排相关知识、运行规程、质量控制、数据的监测及管理。

C 部分. 项目活动期限和减排计入期

C.1. 项目活动期限

C.1.1. 项目活动开始日期

>>

2010 年 6 月 18 日（签订风机采购合同）

C.1.2. 预计的项目活动运行寿命

>>

20 年 0 月

C.2. 项目活动减排计入期

C.2.1. 计入期类型

>>

7 年可更新计入期

C.2.2. 第一计入期开始日期

>>

2013 年 1 月 1 日（项目并网发电）

C.2.3. 第一计入期长度

>>

7 年 0 月（2013 年 1 月 1 日至 2019 年 12 月 31 日，含首尾两天）

D 部分. 环境影响

D.1. 环境影响分析

>>

根据国家有关环境保护的规定和要求，项目业主完成编制了本项目的《锡林浩特风能区灰腾梁风电场天和一期 49.3 兆瓦风力发电项目环境影响报告表》，并在 2005 年 10 月 19 日得到了内蒙古自治区环境保护局的批复。环境影响报告表针对本项目环境影响主要环境影响分析如下：

● 施工期环境影响分析：

1、施工期大气环境影响分析

本项目施工期大气污染物主要为施工扬尘。由于本工程的施工现场相对分散，工程施工产生的土石方量较大，包括各塔架、电杆，以及管沟施工的土石方量。同时，部分施工物料如水泥等的堆放、搬运，会产生扬尘，对局部大气环境造成影响。施工产生的扬尘量较多，尤其在大风时对区域大气环境产生的影响较大，因此，要避免施工现场水泥、沙石等易起扬尘物料以及土石方的随处堆放，施工现场应采取洒水降尘、对易起尘物料加盖防尘网等环保措施，将施工扬尘对环境造成的影响降至最低。

2、水环境影响分析

本项目施工期废水主要为是施工废水和施工人员生活废水。本项目施工用水量较小，施工使用的机械设备较少，在施工中设备冲洗废水排放较少，且水中污染因子较少，主要为悬浮颗粒物。废水经化粪池处理后用于项目区绿化，对区域地下水影响轻微。

3、施工期噪声影响分析

项目施工期噪声主要来源于施工机械和运输车辆辐射的噪声。施工过程中基础开挖等活动均选择在白天进行，且风电场场址周围为戈壁滩，无居民区和工矿企业，本期工程所在区域无工、矿企业及敏感目标且有风天气较多，故施工过程中产生的噪声对项目所在区域影响不大，并随着施工的结束随之消失。

4、施工期固体废弃物影响分析

项目施工期间产生的固体废弃物主要为少量的生活垃圾和施工废料，定点收集、及时清运后将局部自然环境的破坏控制在较低程度。

在风力机塔架基础、电缆沟、道路等主要土建施工活动中产生的挖方堆放时会掩盖埋设挖方周围和两侧稀疏的植被，或造成局部水土流失，影响区域生态环境。施工对该区域局部自然生态环境的破坏可控制在较低的程度，不会对该区域的自然景观产生明显影响。

控制施工过程中产生固体废弃物和挖方的影响，要严格按照科学、合理的施工方法进行施工，减轻对环境的影响，并控制在可以接受的水平。

5、水土流失预测分析及防治措施

5.1 风电场水土流失分析

本项目规划装机总容量为 49.3MW，安装 50 台风力发电机组，每个风机基础占地面积为 196 m²（14m×14m），征地面积为 9800 m²；每台箱变基础占地面积为 12 m²（3m×4m），征地面积为 600 m²。

本项目施工期开挖土方总量为 5 万 m³，土方回填总量为 3.5 万 m³，剩余土方全部用于吊装场地填筑，基本无废弃挖方堆存和外运。土方回填和利用后，可基本恢复场地原有地貌，产生水土流失的量很小。

5.2 水土流失防治措施

本工程在施工过程中必须严格按设计要求进行施工，以减少因施工造成的局部区域水土流失。施工中防止局部水土流失的具体措施如下：

（1）本项目施工中，要严格按设计施工，尽量减少基础的开挖量，使施工中的挖方量减少。并将挖出的土石方集中堆放，以减少对堆存区植被的

覆盖，保护局部植被的生长。

(2) 场内运输道路的修筑，应尽量利用风力机及建筑物基础施工中等不能回填的挖方，以避免各施工场地挖方的随意堆放，造成局部水土流失（风蚀）。

(3) 在施工、安装过程中，运输车辆须在场内运输道路上行驶，避免随处碾压，破坏植被，引起局部风蚀现象，造成水土流失。

(4) 所有施工场地，在施工结束后，都应清理平整，并且尽可能恢复原有地貌，防止水土流失。

5.3 结论

本工程为避免因施工建设造成的局部水土流失，对施工提出了具体的要求，并为做好水土保持工作投入了一定费用。如工程建设严格按施工要求进行，将使局部水土流失得到有效控制。综上所述，本工程的建设不会对项目区造成较大的水土流失。

● 运营期环境影响分析：

1、大气环境影响分析

在本工程主要建构筑物内，冬季使用电采暖设备，以减少工程建设投运后对区域大气、生态环境的影响及破坏。

因此，本项目的建设不会给该区域的环境空气增加新的污染源，环境空气质量仍保持在现有的水平。

2、水环境影响分析

本工程生活用水采用在风电场变电所内自打深井解决，生产和生活及消防用水采用供水管网供水。由于风电场人员较少，生活用水量小，不会对项目区地下水产生严重影响。

本项目产生的污水主要是运营管理人员生活污水与少量检修含油废水。

地埋式一体化污水处理设施，处理后的污水达到《污水综合排放标准》（GB8978-2008）中二级标准，夏季用于绿化、冬季储存，且产生量很小，不会对区域水环境产生重大影响。

本项目产生的风机检修废水经检修车辆收集后排入化粪池与生活污水一同处理。

3、噪声影响分析

本项目的噪声较单一，风电场运行期的噪声主要是升压站变压器及风力发电机转动时产生的噪声。

由于在设备选型时已对风力机设备噪音的控制提出要求，因此风力机在运行时产生的噪音相对较低，通过与其他风电场运行风力机的类比分析，本工程建成投运后，单机噪音的影响范围在 100 米左右，100 米外的环境，已

基本为自然噪音，因此对区域声环境没有影响。变电站产生的电磁噪声也很小，变电站厂界外 1m 处电磁噪声基本满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准。

4、固体废弃物影响分析

项目建成投运后，主要的固体废弃物为生活垃圾，定点收集，定期拉至当地环保部门指定垃圾收集点，对项目区的环境基本不产生影响。

5、电磁辐射影响分析

本项目区地处内蒙古自治区锡林郭勒盟，周围空旷，除本项目及附属设施外无其它建筑，无人居住，不属于社会经济、环境影响的敏感区。变电站对围墙外影响不大，站场内外电场强度低于标准限值，110kv 升压站和 110kv 输电线路产生的电磁辐射影响完全在可以接受的水平。

6、发电机组叶轮对野生动物的影响

风力发电机组对野生动物的影响主要为发电机组叶片转动对迁徙候鸟的影响。本项目未涉及候鸟的迁徙路线，对候鸟基本无影响。

D.2. 环境影响评价

>>

综上所述，本项目污染物排放量较小，完全在当地环境容纳范围之内，风电建设项目属环保项目，将会给当地带来一定的环保效益、经济效益和社会效益，在采取必要的污染治理措施的前提下，从环保的角度考虑，本项目的建设是可行的，符合环境影响评价的要求，并已获得环保部门的相关审批。

E 部分. 利益相关方的评价意见

E.1. 简要说明如何征求地方利益相关方的评价意见及如何汇总这些意见

>>

为了广泛征求利益相关方对本项目建设的评价意见和看法，项目业主于 2008 年 11 月开展了公众意见调查活动，通过分发问卷的方式收集各方意见。问卷内容主要是评估项目对当地环境和社会经济的发展带来的影响，总共分发的问卷有 30 份，并全部是有效问卷，有效率为 100%。问卷内容主要包括以下 8 个问题：

- 1、您对项目的建设持什么态度？
- 2、您认为这个项目活动有可能会对当地就业产生什么样的影响？
- 3、您认为这个项目活动有可能会对当地经济发展产生什么样的影响？
- 4、您认为这个项目活动有可能会对当地社会生活产生什么样的影响？
- 5、您认为项目活动可能对环境造成哪些不利影响？
- 6、您认为这个项目活动有可能会对当地生态环境产生什么样的影响？
- 7、此项目的建设有无对您的生活、学习或工作产生任何不利的的影响？
- 8、这个项目的建设和实施总体上会带来什么样的效果？

问卷调查的结果汇总在下表 E2-1。

E.2. 收到的评价意见的汇总

>>

表 E2-1 问卷调查的意见统计

1. 您对项目的建设持什么态度？	赞成	否定	不关心
	100%	0	0
2. 您认为这个项目活动有可能会对当地就业产生什么样的影响？	正面	不确定	负面
	100%	0	0
3. 您认为这个项目活动有可能会对当地经济发展产生什么样的影响？	正面	不确定	负面
	100%	0	0
4. 您认为这个项目活动有可能会对当地社会生活产生什么样的影响？	正面	不确定	负面
	96.7%	3.3%	0
5. 您认为项目活动可能对环境造成哪些不利影响？	无	空气污染	噪音
	100%	0	0

6. 您认为这个项目活动有可能会对当地生态环境产生什么样的影响？	正面	无	负面
	93.3%	6.7%	0
7. 此项目的建设有无对您的生活、学习或工作产生任何不利的影响？	有	无	不确定
	0	100%	0
8. 这个项目的建设和实施总体上会带来什么样的效果？	正面	无	负面
	100%	0	0

本次调查结果表明，总体上来看，当地公众对本项目的建设持积极态度，认为本项目有利于地方经济发展和生活水平的改善，且项目建设不会对环境和生态带来负面影响。

E.3. 对所收到的评价意见如何给予相应考虑的报告

>>

当地政府和村民都十分支持本项目的建设，调查过程中没有收到任何反对意见。此外，业主将按照环评报告中的要求实施项目建设和运行，项目完工后将通过环评验收。因此项目现阶段无需根据收到的评价意见进行调整。

附件 1: 申请项目备案的企业法人联系信息

企业法人名称:	锡林郭勒盟天和风能发展有限责任公司
地址:	阿巴嘎旗红格尔高勒镇灰腾梁嘎查
邮政编码:	011400
电话:	/
传真:	/
电子邮件:	ccerproject@126.com
网址:	/
授权代表:	田虎
姓名:	田虎
职务:	/
部门:	/
手机:	15810920599
传真:	/
电话:	/
电子邮件:	ccerproject@126.com

附件 2: 事前减排量计算补充信息

华北电网运行边际排放因子和建设边际排放因子数据详见发改委于 2015 年 2 月 4 日公布的《2014 中国区域电网基准线排放因子》¹⁶

附件 3: 监测计划补充信息

- - - -

¹⁶ <http://cdm.ccchina.gov.cn/archiver/cdmcn/UpFile/Files/Default/20150204155537627092.pdf>