

# Post-Evaluation of Wind Farms at Complex Terrains

Xiaopeng Wu<sup>1\*</sup>, Diling Wang<sup>2</sup>, Yi Li<sup>2#</sup>

<sup>1</sup>Wind Power Research Institute, Xiangtan Electric Manufacturing Group, Xiangtan Hunan

<sup>2</sup>School of Civil Engineering, Hunan University of Science and Technology, Xiangtan Hunan

Email: 731207582@qq.com, #engineerliyi@163.com

Received: Oct. 12<sup>th</sup>, 2017; accepted: Oct. 24<sup>th</sup>, 2017; published: Oct. 31<sup>st</sup>, 2017

---

## Abstract

Wind energy post-evaluation for the wind power projects of complex terrain can improve the design level of wind power plant and reduce financial risk for the bids. In this paper, technical index was firstly identified for the post-evaluation of wind energy. Moreover, the effect factors on the technical index were discussed. Finally, the post-evaluation method was adopted in a practical project to compare and analyze the relative parameters between the design stage and operated stage. The results show that the maximum error between the two stages is not greater than 3.1%, indicating that the reduction factors proposed in this paper is suitable for wind power industry and investment company.

## Keywords

Wind Farm, Post Evaluation, Reduction Index, Design Capacity

---

# 复杂地形风电场后评估研究

吴晓鹏<sup>1\*</sup>, 王地灵<sup>2</sup>, 李毅<sup>2#</sup>

<sup>1</sup>湘电风能有限公司风电研究院, 湖南 湘潭

<sup>2</sup>湖南科技大学土木工程学院, 湖南 湘潭

Email: 731207582@qq.com, #engineerliyi@163.com

收稿日期: 2017年10月12日; 录用日期: 2017年10月24日; 发布日期: 2017年10月31日

---

## 摘要

为提高风电场设计水平和降低风电企业投标经济风险, 有必要对复杂地形风电场项目的风能资源进行后

\*第一作者。

#通讯作者。

文章引用: 吴晓鹏, 王地灵, 李毅. 复杂地形风电场后评估研究[J]. 智能电网, 2017, 7(5): 435-442.

DOI: 10.12677/sg.2017.75048

评估。本文首先确定了风电场后评估的技术指标。接着讨论了技术指标的相关影响因素。最终, 基于某工程实例, 采用后评估方法对该风电场设计阶段与运行阶段相关参数进行对比及分析, 结果表明: 风电场运行指标与设计指标最大误差不超过3.1%, 本文提出的相关折减系数具有较好地适用性, 可以为风电企业和投资方提供参考。

## 关键词

风电场, 后评估, 折减指标, 设计发电量

Copyright © 2017 by authors and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

## 1. 概论

随着风力发电的快速发展, 复杂山地风场的比例在逐渐增大, 由于复杂山地风场的风能资源具有波动性和间歇性等不易预测的特性, 给风能资源评估带来了巨大的挑战[1] [2]。对于地形变化显著的复杂地形, 由于现阶段技术水平的限制, 可能存在一定程度的风能资源评估及发电量预测误差。风资源的评估不当, 可能导致风电场的亏损, 给业主和风电企业造成较大的经济风险。丹麦、德国等风能资源利用发达国际最早提出了风电场后评估框架及方法[3], 并成功地运用到实践工程中。风电场后评估是指对已经投入运行的风电场进行全面的评估, 找出实际运行阶段与设计阶段所存在的差距, 并分析导致这些差异的原因, 对此风电场的设计进行客观评价, 以供以后的风电场设计作为参考。尽管我国的风能事业近年来发展迅速, 但有关风电项目的后评估工作严重滞后, 与国际上有着较大的差距。因此, 亟需开展风电建设项目的后评估研究。开展风电场设计后评估工作, 有助于风电企业和业主了解所评估的风资源是否和实际运行风电场的风资源相同以及判断风电场设计年发电量和实际年发电量是否一致[4], 从而进一步优化和改善风电场的设计水平。

## 2. 后评估方法及风电场技术指标

### 2.1. 后评估方法

项目后评估是指对已经完成的项目或规划的目的、执行过程、效益、作用和影响进行的系统的、客观的分析。通过项目活动实践的检查总结, 确定项目预期的目标是否达到, 项目的主要效益指标是否实现[5]。后评估结论的科学性与准确性, 很大程度上取决于评估方法的选择。常见的后评估的方法主要包括前后对比法、有无对比法、因果分析法[6]。

1) 前后对比法。一般情况下, 前后对比是指将项目实施之前与完成之后的情况加以对比分析, 以确定项目的作用与效益的一种对比方法。在后评估中, 前后对比则是指将项目前期阶段的可行性研究和经济评价的预测结论与项目的实际运行结果相比较, 以发现变化并分析原因的一种方法。这种对比方法可用于反映项目的计划、决策和实施的质量。

2) 有无对比法。有无对比是指将项目实际发生的情况与如果没有此项目时可能发生的情况进行对比, 用来度量项目的真实影响与作用。对比的重点是要分清项目作用的想象与项目之外作用的影响。这种对比方法用于项目的效益评价和影响评价中。

3) 逻辑框架法。逻辑框架法又称逻辑框架结构矩阵, 是由美国国际发展署在 1970 年提出的一种工

具，主要用于项目的规划、实施、监督和评价。逻辑框架法有助于评估者的思考与策划，侧重于分析项目的运作，比如项目的对象、目的、进行时间和方式等等，更加系统地、全面地思考问题，避免发生大的遗漏。同时，逻辑框架法是“以果索因”，针对性强，便于综合考虑项目成败的原因，总结经验教训。

### 2.2. 技术指标

风电场的后评估内容并非整体风电场建设项目，而是其中的某些关键性技术内容，通常称之为技术指标后评估。由于风电场的两大主体评估内容为风能资源与风电场设计发电量，而对于风能资源的评估，最终结果也要落到设计发电量这个指标上，因此本文将最终评估目标选定为风电场设计发电量。

### 2.3. 后评估内容

风电场设计发电量的计算主要由以下三个过程组成：测风数据的处理与统计，风资源评估软件的计算，按各种折减指标进行折减计算。因此务必将各种因素作为指标内容进行细化，并建立指标体系。从风力发电的理论考虑，能量的转化过程是风能 - 机械能 - 电能，因此在得到电能之前，能量为两种形态，所以可以将各种影响因素从理论上划分为“风侧”指标和“机侧”指标两大部分。所谓“风侧”指标，就是源于风的变化而引发电量计算变化的那些指标；所谓“机侧”指标，即指在风力发电机中导致发电量变化的那些指标。通过细化划分，将指标体系简列成图，如图 1 所示。本文采用前后对比法对设计发电量进行后评估，以求可获得更精细的风资源与发电量设计的方法。

## 3. 设计发电量折减指标

风电场设计发电量的估算在经过软件计算后，得出的是一个粗算发电量，一般来说，这个值相对实际情况要高很多。这是由于风电场实际运行时，有很多阻碍因素在影响着最终的发电量，而这些因素在风况的统计和软件评估时没有予以考虑。所以在风电场的设计阶段，在经过数据统计分析和软件计算评估得出粗算发电量后，还要按照相应的因素对粗算发电量进行折减计算。通常对粗算发电量进行如下内

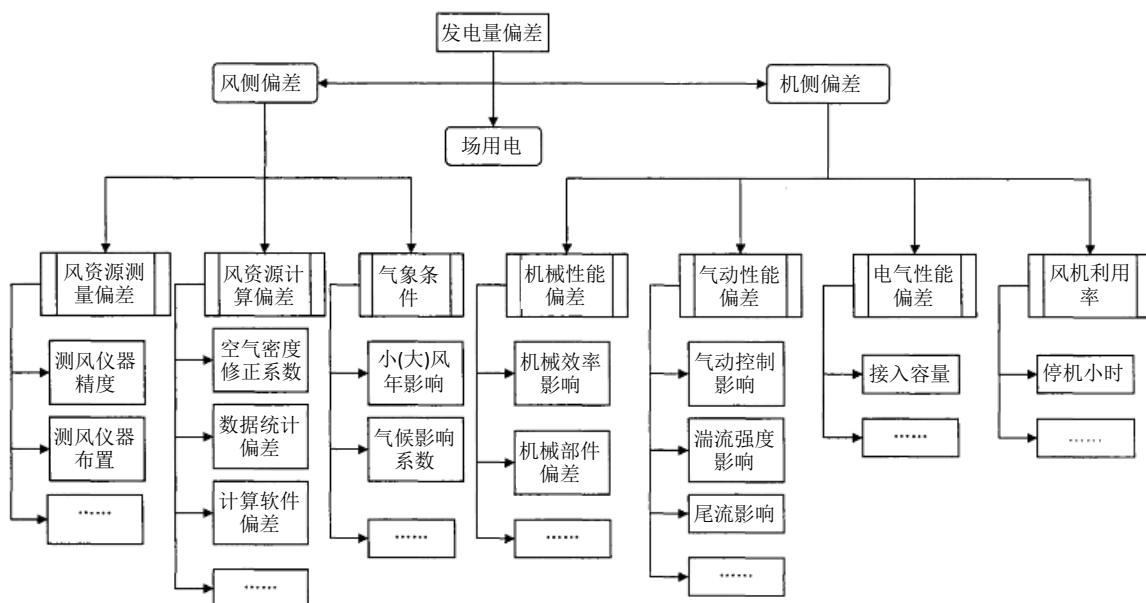


Figure 1. Evaluation indicators system of design capacity

图 1. 设计发电量评估指标体系

容的折减,包括:1)空气密度修正系数;2)风机利用率;3)风电场内能量损耗;4)控制及湍流强度的影响;5)风沙及叶片污染的影响;6)气候影响系数;7)风资源测量偏差。从而使得折减后得到的估算发电量接近实际发电量。有些折减指标不易通过计算得出折减系数,则应综合多方面数据和以往相关经验给出一个相对较为合理的折减系数。

### 3.1. 风侧折减指标

风侧折减指标,主要指气象本身或由于对气象进行测量计算而引起的影响。经过分析,按工程评估顺序,其大体可分为气象宏观变化折减指标、测风误差折减指标和统计计算误差折减指标三部分。在发电量估算中,空气密度产生的影响应在功率曲线中加以修正,而不是用密度比直接折减,这样将会提高发电量估算的精度。

### 3.2. 机侧折减指标

机侧折减指标,主要指风能开始转化为机械能到转化成电能之间,可对发电量产生影响的折减指标。经过分析,按类别其大体可分为机械性能折减指标、气动性能折减指标、电气性能折减指标和故障停机率等。

## 4. 某风电场设计发电量后评估

### 4.1. 风电场概况

某风电场工程的装机容量 150 MW,安装 75 台单机容量 2000 kW 的 WTG1 风力发电机组。场址内有两座 70 m 高测风塔,分别是 11#、13#测风塔,地理位置具有一定的代表性。测风时段均为 2007 年 7 月 1 日~2008 年 6 月 30 日,测风塔位置示意图见图 2。从测风数据时限来看,两座测风塔的测风时段刚好为一个完整年,且测风数据完整性好,有效数据完整率超过 90%,满足风能资源评估的基本要求。另一方面,从测风塔地理位置分布来看,11#、13#测风塔位于场址中部区域,其所处地理环境与中部区域的机位较为一致,地理位置具有一定的代表性。

### 4.2. 测风时段内风能要素计算

#### 4.2.1. 平均风速及风功率密度

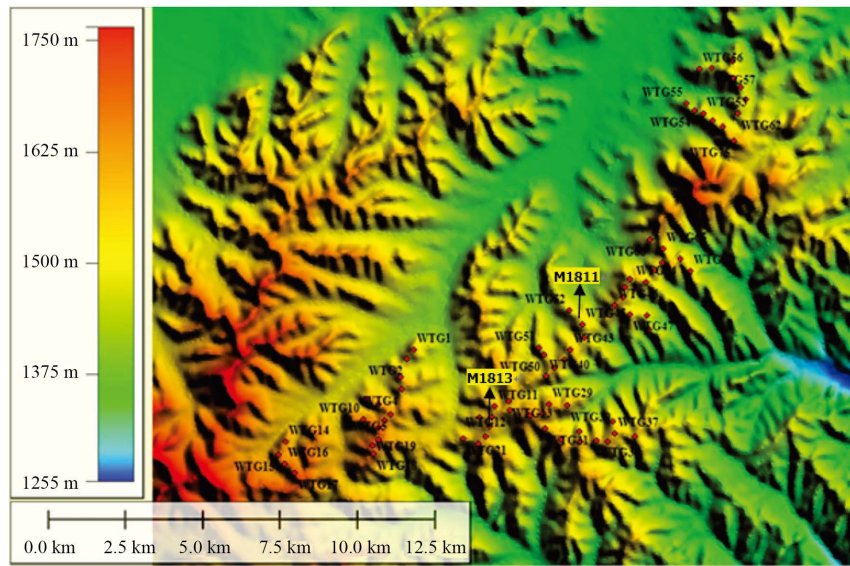
根据风电场场址内测风塔实测气温气压数据,推算场址内空气密度。两座测风塔 70 m 高度风速和风功率密度年内变化如图 3 所示。风功率密度随月份变化规律与月平均风速相似。5 月为全年风功率密度最大的月份。基于参考周期内的实际测风数据,计算得到 11#测风塔 70 m 高度实测年平均风速 7.9 m/s,风功率密度 464.5 W/m<sup>2</sup>;13#测风塔 70 m 高度实测年平均风速 7.7 m/s,风功率密度 457.6 W/m<sup>2</sup>。

#### 4.2.2. 风速和风能频率分布

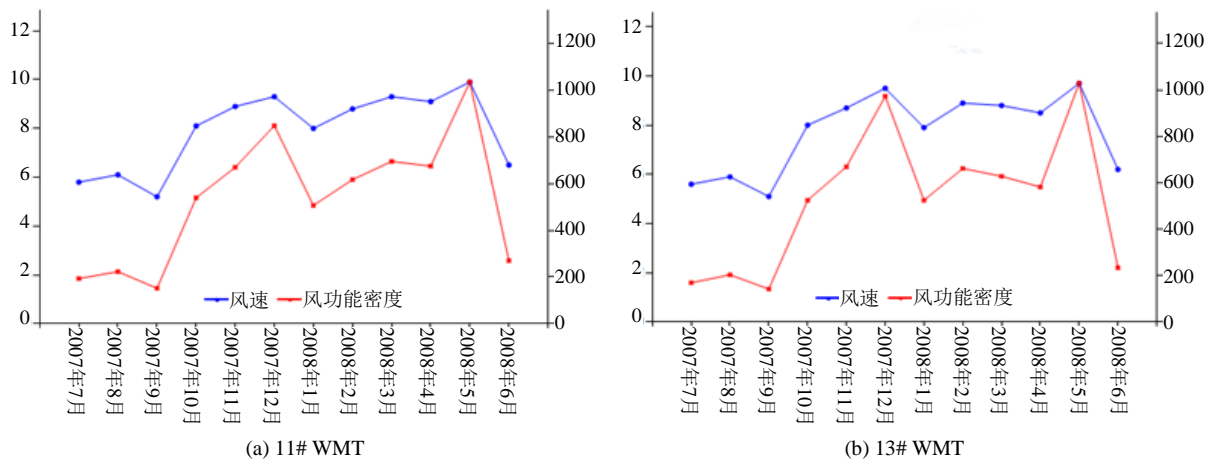
实测风速为动态的时间序列,难以直接运用于风资源评估。对风速进行概率密度分析可以有效地开展风能评估。基于威布尔分布模型,对 11#、13#测风塔 70 m 高度的风速和风能进行频率分析,如图 4 所示。可以看出,威布尔分布模型能够较好地预测风速及风能分布。

### 4.3. 风电场 2014 年风能资源分析

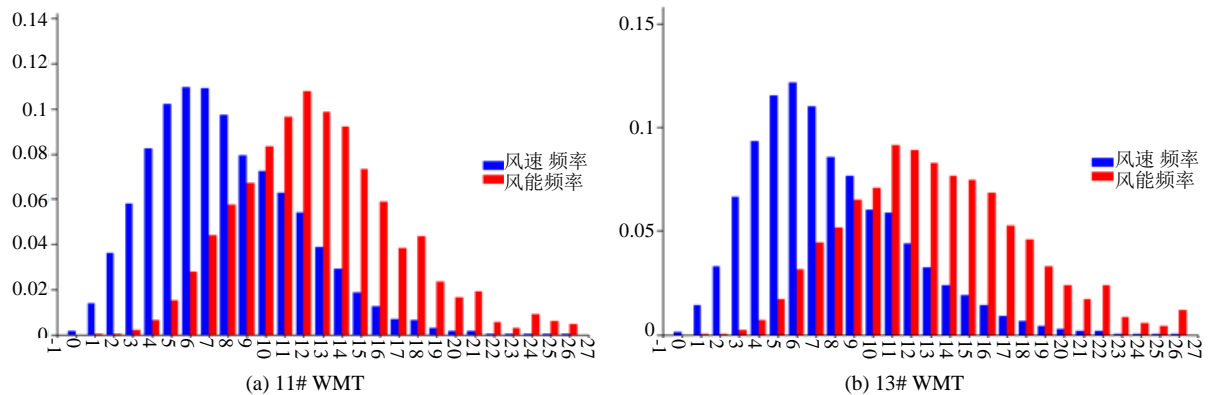
本阶段收集到该风电场 2014 年实际运行数据,为了进行设计发电量后评估,应对风电场测风数据进行修正,将验证后的 2007 年 7 月~2008 年 6 月这个时段的测风数据订正为一套反映风场 2014 年风况水平的数据。采用美国 3Tier 公司提供的逐时气象数据(70 m 高度风速、风向),从实际工程经验来



**Figure 2.** Locations of wind measurement towers (WMTs)  
**图 2.** 测风塔位置示意图



**Figure 3.** Annual variations of mean wind speed and power spectrum at 70 m height  
**图 3.** 70 m 高度平均风速和风电功率密度年变化规律



**Figure 4.** Distributions of mean wind speed and wind power frequency at 70 m height  
**图 4.** 70 m 高度平均风速和风电功率频率分布

看，具有一定的参考价值。本项目将 11#测风塔 70 m 高度处的测风年数据与 3Tier 同期数据进行 16 个风向扇区的相关分析，经过计算场址测风塔风速表现出大部分扇区同 3Tier 数据相关性较好，相关函数采用线性方程[7]。表 1 给出了订正前后平均风速和平均风功率密度的对比结果。

#### 4.4. 设计发电量

本次选用基于 CFD 模型的 WT 软件进行风能资源数值模拟及发电量测算，风能资源分布见图 5。该风电场安装 75 台单机容量为 2000 kW 的 WTG1 风力发电机组，最大尾流影响系数为 6.7%，最小尾流影响系数为 0.5%，平均尾流影响修正系数为 3.5%；除尾流和空气密度影响外，风电场综合折减系数为 28.6%。经计算本项目年理论发电量为 55243.3 万 kW·h，预计项目年上网发电量为 38067.4 万 kW·h，相应单机平均上网电量为 507.6 万 kW·h，年等效满负荷小时数为 2538 h，容量系数为 0.290。年上网电量和典型单台机组上网电量成果见表 2 和表 3。

#### 4.5. 风电场运行评估

本阶段获得了该风电场 2014 年的实际运行数据，此外，通过对 WTG1 风机机组实测功率曲线和理论功率曲线对比，可以求知功率曲线实际保证率，相关指标见表 4。通过对风电场设计阶段与运行情况相关参数的对比及分析，可以看到：1) 根据记录计算风力发电机组的实际可利用率为 98.10%，设计阶段对此项使用的折减为 97%，考虑到实际利用率 98.10%尚未剔除部分停机时间，综合来说，此项折减比

Table 1. Statistics of wind power elements before and after the revision

表 1. 修正前后各风能要素统计

测风塔	订正前(2007年7月~2008年6月)		订正后(2014年)	
	平均风速	平均风功率密度	平均风速	平均风功率密度
11#	7.9	464.5	8.1	485.5
13#	7.7	457.6	7.9	477.5

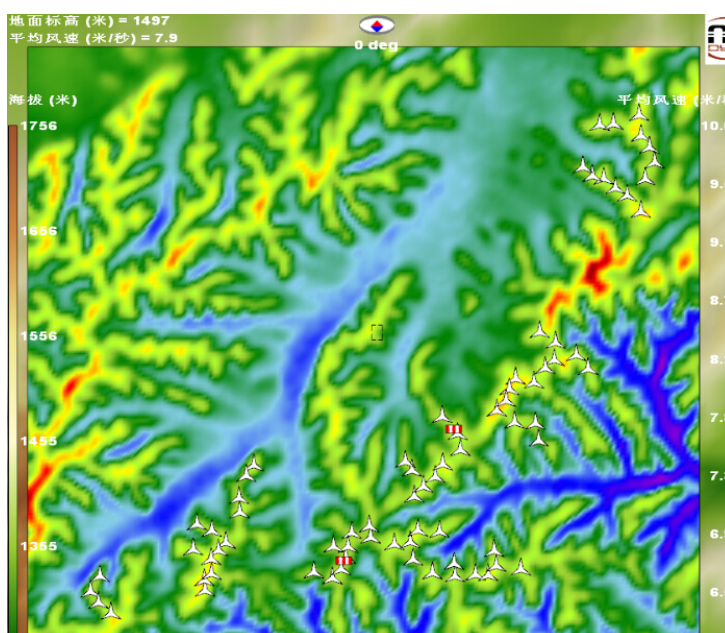


Figure 5. Numerical simulation of wind energy resource

图 5. 风能资源数值模拟

**Table 2.** Coefficients of correction for the wind farm  
**表 2.** 风电场修正系数表

项目	单位	折减系数	指标
单机容量	kW	-	2000
机组台数	台	-	75
轮毂高度	m	-	80
总装机容量	MW	-	150
风电场年理论发电量	万 kW·h	-	55243.3
尾流折减后	万 kW·h	3.45%	53337
控制湍流、偏航修正后	万 kW·h	5.00%	50670
叶片污染修正后	万 kW·h	3.00%	49150
风机利用率修正后	万 kW·h	3.00%	47675
功率曲线折减后	万 kW·h	5.00%	45291
限电及气候影响停机	万 kW·h	4.00%	43480
厂用电及线损折减后	万 kW·h	5.00%	41306
软件计算误差	万 kW·h	4.00%	39653
其他因素影响(如数据测量、修正等)	万 kW·h	4.00%	38067
风电场年上网电量	万 kW·h	-	38067
年利用小时数	h	-	2538
容量系数	-	-	0.290

**Table 3.** On-grid generation of typical wind turbines  
**表 3.** 典型风机上网电量计算成果表

风机编号	风机坐标		海拔高度 m	平均风速 m/s	理论电量 万 kW·h	总发电量 万 kW·h	尾流 %	年上网电量 万 kW·h	年等效满负荷利用小时 h	容量系数
	X	Y								
WTG1	20439760	4640639	1544	8.19	735.6	729.7	0.8	520.8	2604	0.297
WTG2	20439558	4640355	1529	7.83	681.0	677.9	0.5	483.8	2419	0.276
WTG3	20439364	4639761	1560	7.90	693.6	685.4	1.2	489.2	2446	0.279
WTG4	20439382	4639378	1575	8.09	720.4	710.2	1.4	506.9	2534	0.289
WTG5	20439008	4638567	1605	8.03	733.8	698.6	4.8	498.6	2493	0.285
WTG6	20438636	4638885	1588	7.66	680.6	644.8	5.3	460.2	2301	0.263
WTG7	20438236	4639058	1580	7.84	686.0	677.6	1.2	483.6	2418	0.276
WTG8	20438812	4638363	1620	8.30	758.7	734.5	3.2	524.3	2621	0.299
WTG9	20438616	4638128	1650	8.63	803.1	778.7	3.0	555.8	2779	0.317
WTG10	20438140	4638386	1618	8.09	723.9	713.6	1.4	509.3	2547	0.291

较准确；2) 风电场实际综合场用电率为 1.84%，设计阶段取值为 2%，相差仅 0.16%，非常接近；3) 风电场实际综合折减系数为 26.90%，设计阶段取值为 28.60%，相差 1.7%。考虑到机型差异及不同项目的风况差异性，在以往投标阶段发电量测算过程中综合折减系数取值 30% 左右是比较稳妥的；4) 通过风电场实际发电量计算项目年等效满发小时数，平均水平为 2599 小时，而设计指标为 2538 h，设计小时数相比实际小时数略低，相对误差仅为 2.4%，设计阶段的计算比较精准；5) 功率曲线保证率的运行指标与设计指标相差 3.1%，通过控制优化可以在一定程度上提高功率曲线保证率的运行指标，从而使得功率曲线

**Table 4.** Comparisons between the design indicators and operated indicators for wind farm  
**表 4.** 风电场设计和运行指标对比

参数	设计指标	运行指标	绝对误差
功率曲线保证率	95%	91.90%	3.10%
风机可利用率	97%	98.10%	-1.10%
综合场用电率	2%	1.84%	0.16%
线损	3%	未知	/
限电折减	2%	2.38%	-0.38%
气候影响停机	2%	未知	/
综合折减系数	28.60%	26.90%	1.70%
年等效满负荷小时数(h)	2538 h	2599 h	-61
年上网电量(万 KWh)	38067	38985	-918

保证率的运行指标更为接近设计指标。

## 5. 结论

对于地形变化显著的复杂地形, 由于现阶段技术水平的限制, 可能存在一定程度的风能资源评估及发电量预测误差, 所以对建设项目进行后评估是非常必要的。本文对后评估理论及方法进行研究与分析, 建立复杂地形风电场相关的后评估框架; 选择有代表性的风电场进行风能资源与发电量设计后评估, 对收集到的测风数据及风电场运行数据进行处理研究, 综合分析设计发电量和实际发电量之间的差异, 其结果可以风电场资源评估提供有益参考。

## 基金项目

国家自然科学基金项目(51508183)。

## 参考文献 (References)

- [1] 杨振斌, 薛桁, 桑建国. 复杂地形风能资源评估初探[J]. 太阳能学报, 2004, 25(6): 744-749.
- [2] 徐丹, 赵维, 姚曦宇. 复杂山地风电场的风能资源分析及评估[J]. 能源电力, 2015(12): 61-62.
- [3] 全球风能理事会. 2008 年全球风电市场统计[Z]. 2009.
- [4] 张成, 吴达成, 邹天宇. 风电场运行状况后评估活动设计[J]. 阳光能源, 2015(12): 50-52.
- [5] 张礼安, 李启华, 李刚, 等. 建设项目后评价方法和程序[J]. 经济评价, 2005, 13(11): 44-47.
- [6] 杨威. 风电场设计后评估方法研究[D]: [硕士学位论文]. 北京: 华北电力大学, 2010.
- [7] 某特定复杂地形风电场后评估. 湘电风能有限公司研究报告[R]. 2016.



**知网检索的两种方式：**

1. 打开知网页面 <http://kns.cnki.net/kns/brief/result.aspx?dbPrefix=WWJD>  
下拉列表框选择：[ISSN]，输入期刊 ISSN：2161-8763，即可查询
2. 打开知网首页 <http://cnki.net/>  
左侧“国际文献总库”进入，输入文章标题，即可查询

投稿请点击：<http://www.hanspub.org/Submission.aspx>

期刊邮箱：[sg@hanspub.org](mailto:sg@hanspub.org)