

中华人民共和国国家标准

GB/TXXXXX—XXXX

风能发电系统 风力发电场后评价及改造技术规范

Wind energy generation systems —Technical specifications for post-evaluation and retrofitting of wind farms

(征求意见稿)

XXXX-XX-XX 发布

XXXX-XX-XX 实施

目 次

前		言		
1	范围			3
2	规范	性引	用文件	3
3	术语	和定	义	3
4	评估	要求		5
5	风力	发电:	场设计后评价	
6	风力	发电:	场运行后评价	·9
7	风力	发电:	场技改方案推	:荐15
8	风力	发电:	场技改效果评	² 价19
9	报告	要求		
10	不確	角定性	上说明	
附	录	A	(资料性)	资料收集清单24
附	录	В	(规范性)	风速规格化
附	录	C	(资料性)	机舱传递函数求解经验方法28
参	考	文	献	29

前 言

本文件按照GB/T 1.1-2020《标准化工作导则 第1部分:标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由中国机械工业联合会提出。

本文件由全国风力发电标准化技术委员会(SAC/TC 50)归口。

本文件起草单位:新疆金风科技股份有限公司、XXX

本文件主要起草人: XXXX

风能发电系统 风力发电场后评价及改造技术规范

1 范围

本文件规定了风力发电场(简称风电场)、风力发电机组(简称机组)后评价及改造技术相关 内容,包括评估要求、风力发电场设计后评价、风力发电场运行后评价、风力发电场技改方案和技 改效果评价。

本文件适用于已投产并产生运行数据的陆上风力发电场后评价及针对发电量提升的优化方案设计,海上风电场可参照执行。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中,注日期的引用文件,仅该日期对应的版本适用于本文件;不注日期的引用文件,其最新版本(包括所有的修改单)适用于本文件。

GB/T 18451.1-2022 风力发电机组 设计要求

GB/T 18451.2-2021 风力发电机组 功率特性测试

GB/T 19963.1-2021 风电场接入电力系统技术规定 第1部分: 陆上风电

GB/T 33225-2016 风力发电机组 基于机舱风速计法的功率特性测试

GB/T 37523-2019 风力发电场气象观测资料审核、插补与订正技术规范

NB/T 10103-2018 风力发电场工程微观选址技术规范(附条文说明)

NB/T 10205-2019 风电功率预测技术规定

NB/T 10590-2021 多雷区风电场集电线路防雷改造技术规范

NB/T 10909-2021 微观选址中风能资源分析及发电量计算方法

NB/T 31046-2022 风电功率预测系统功能规范

NB/T 31085-2016 风电场项目经济评价规范

IEC 61131-1-2003 可编程控制器 第1部分: 总论 (Programmable controllers. Part 1:General information)

IEC 60204-1:2016 机械安全 机械的电气设备 第1部分: 一般要求(Safety Of Machinery - Electrical Equipment Of Machines - Part 1: General Requirements)

IEC 61131-2:2017 工业过程测量和控制可编程控制器 第2部分:设备要求和试验(Industrial-process measurement and control-Programmable controllers-Part 2: Equipment requirements and tests)

IEC 61400-26-1:2019 风能发电系统-第26-1部分: 风能发电系统的可用性 (Wind energy generation systems - Part 26-1: Availability for wind energy generation systems)

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3. 1

微观选址报告 micro siting report

(在)风力发电场设计阶段,风力发电场设计方根据现场踏勘成果及机组制造商安全复核报告, 在初步方案的基础上修改、完善,形成的一种书面材料。。

3. 2

微观选址复核报告 micro siting review report

机组制造商或第三方单位,结合风力发电场设计方微观选址的成果,与风力发电场设计方、开 发商达成一致,根据微观选址报告,形成的一种书面材料。

3. 3

再分析数据 reanalysis data

利用长期一致性观测资料,采用资料同化和数值模式系统,生成长期、连续、具有更高时空分辨率的描述大气状态的资料。

注1: 资料同化为采用最优标准和方法,将不同空间、不同时间、通过不同观测手段获得的观测数据和数值动力模式结合,得到反映真实大气状态的一个最优估算。

注2:数值模式是用来描述不同类型的大气运动而建立的闭合方程组及其数据求解方法。

3.4

机舱风速 wind speed measured by nacelle anemometer

由安装在叶轮后方的机舱顶部的风速计测量得到的风速。

3. 5

机舱传递函数 nacelle transfer function

机组机舱风速风速(10min平均值)与能够代表该机组轮毂高度处测风塔风速计测量的风速(10min平均值)之间的函数关系,用于将机舱风速校正为远前方自由来流风速。

3.6

功率曲线符合度 power curve consistency

单台风力发电机组所有风速仓区间内每个风速仓下的实际功率与实测风频(或指定风频)乘积累计值与所有风速仓区间内每个风速仓下的理论功率(或担保功率)与实测风频(或指定风频)乘积累计值的比值,也称功率曲线保证值。对于多台机组,是多个机组功率曲线保证值的算术平均值。

3. 7

实际发电量 actual energy production

风力发电机组与电力汇集系统连接点处(一般指箱变与机组连接侧)所测量的电能。

3.8

损失发电量 lost production

风力发电机组未能发出的电能。

3.9

实际应发电量 actual energy production that should be generated

根据基于机舱风速计的测量功率曲线计算出的机组所能发出的电量,它等于机组记录的发电量累计值与各类损失发电量之和。

3. 10

设计理论发电量 design theoretical energy production

在风力发电场设计阶段,以机组合同功率曲线、实测地形图、前期测风数据作为输入,经风资源评估并考虑各种折减、损失后得出的年理论发电量。

3.11

自动发电控制 automatic generation control

通过自动控制程序,实现对控制区内各发电机组、风电场和光伏发电站有功出力的自动重新调节分配,来维持系统频率、联络线交换功率在计划目标范围内的控制过程。

[来源:DL/T 1870-2018, 3.4]

4 评估要求

4.1 资料收集

风力发电场后评价应收集风力发电场前期资料、运行资料、其他资料,详细说明参照附录A。

4.2 数据完整性

4.2.1 测风数据

项目建设前期测风塔测风时间段宜覆盖一个完整年,项目运行期风功率预测塔与激光雷达测风时间宜与要求的评估时间段一致,其中激光雷达测风时间段应不少于一个月,原始测风数据完整率应在90%以上。

4.2.2 运行数据

风力发电机组运行数据时间宜至少一个完整年,原始数据完整率应在90%以上。对于因信息传输及存储问题引起的机组运行数据完整性降低,应考虑结果的不确定性。

风力发电机组运行数据应包含的参数参照附录A。

4.3 数据规格化

4.3.1 数据格式

测风塔、风功率预测塔以及激光雷达数据应处理成常规可识别的文件及格式。

机组运行数据应具有明确表达数据含义的数据表头,同厂家同型号机组运行数据应保持统一数据表头,表头信息包含但不限于附录A要求。

4.3.2 数据筛选

数据筛选包括数据检验、异常数据处理、缺失数据处理等。

按照GB/T 37523-2019第5章对测风数据范围、相关性、变化趋势进行检验。测风数据各参数合理取值如表1、表2、表3所示,机组运行数据各参数合理取值范围参考如表4所示。

按照GB/T 37523-2019第6章方法对缺失数据进行插补。在原始数据完整率低于90%情况下,测风 塔数据可采用同塔插补、异塔插补、再分析数据插补、激光雷达数据插补,此方法同样适用于激光 雷达数据。对于机组运行数据可采用相邻测风塔插补、相邻机组插补、再分析数据插补、激光雷达 数据插补,数据插补会产生不确定度,应判断数据间相关性,根据实际情况决定插补条件。

主要参数	合理范围
平均风速	$(0\sim75)\mathrm{m/s}$
风向	(0∼360)°
主要参数	合理范围
气温	(−80~60) °C
平均气压	(600∼1100) hPa

表1 测风塔数据主要参数合理取值范围

表2 测风塔数据主要参数的合理相关性参考值

主要参数	合理相关性
50m 以上间隔不超过 20m 的两个高度层小时平均风速差值	<2.0m/s
10m-50m 之间间隔不超过 20m 的两个高度层小时平均风速差值	<3.0m/s
30m 以上间隔不超过 20m 的两个高度层有效风速(3m/s-25m/s)的风向差值	<22.5°

表3 测风塔数据主要参数的合理变化范围参考值

主要参数	合理变化范围
10min 平均风速变化	<20m/s
1h 平均温度变化	<5℃
3h 平均气压变化	<10hPa

表4 SCADA 基本数据合理取值范围参考值

主要参数	合理范围
平均风速 (10min 平均值)	(0∼50)m/s
网侧有功功率(10min 平均值)	(-50~1.1×额定功率)k₩
发电机转速 (瞬时值)	(0~1.2×额定转速)rpm
偏航位置 (瞬时值)	(-900~900)°
变桨角度 (瞬时值)	(−5~91)°
对风角度 (瞬时值)	(-180~180)°
加速度有效值 (瞬态最大值)	<0.2g
环境温度(10min 平均值)	(−45~60) ℃
注: 超出以上取值范围的数据,应根据项目实际数据情况	进行合理性判断,其中g=9.80665m/s²,为重力加速度。

4.3.3 数据修正

4.3.3.1 风速

风电场机位点机舱风速应修正到同一空气密度下,见附录B 风速标准化。

按照GB/T 18451. 2-2021规定的方法修正机舱风速。对不满足测试要求且需要修正机舱风速的风电场,参照附录C 机舱传递函数求解经验方法,开展机舱风速二次修正。

4.3.3.2 风向

风电场发电量评估应将SCADA数据中的相对风向转化为绝对风向,首选通过单台机组风向真北标定的方法进行绝对风向修正,对于平坦地形的风电场也可参考区域中尺度风向对全场机组风向进行批量修正。

4.4 数据分类

按照IEC 61400-26-1:2019要求,将机组运行状态编码划分为12个信息类别,分别为正常运行发电、非正常运行发电、技术待机、超出环境条件、指令停机、超出电气范围、定期维护、计划性改进、强制停机、暂停作业、不可抗力、无数据。

按照机组运行状态编码归类评估机组实际应发电量、实际发电量、损失发电量、时间可利用率、发电量可利用率。

5 风力发电场设计后评价

5.1 概述

风力发电场设计后评价应包含风力发电场前期测风塔代表性、机组前后期配置一致性、机组地形一致性、风资源如空气密度、风速、风向、风切变、湍流强度等风参数的前后差异以及前后发电量差异。

5.2 测风塔代表性

测风塔覆盖的代表性分析应符合NB/T 10103-2018中5.1.2的要求,对不满足条件的复杂地形, 宜从海拔落差、风险区域方面分析,必要时应采用激光雷达进行补测。

5.3 机组配置

风电场设计及运行时会存在前后机组地理位置、机组类型、塔架配置、控制器配置不一致的情况,通过对比前后机组相关配置,了解前后期机组配置的一致性和差异性,保证发电量评估准确性。

5.4 机组地形

人为和环境因素会造成机组设计和建设时地形发生变化,可对风电场机组做地形评级,评估风 电场运行后机组地形变化及所处风险区域。

5.5 风资源

5.5.1 空气密度

空气密度主要受机组海拔高度、气候、年际变化影响,评估前后期空气密度的一致性,挖掘发电量偏差原因。

5.5.2 风速

风速主要受年际变化影响,评估风电场设计与运行时年平均风速、月度平均风速前后期风速的 一致性,挖掘发电量偏差原因。

5.5.3 风向

风向主要受年际变化影响,通过修正机组相对风向,评估运行风电场同时期测风数据风向、前期设计风向与机组修正风向偏差,挖掘发电量偏差原因。

5.5.4 风切变

一般风电场机组运行数据无法提供各高度层风切变,在条件允许的情况下,应利用相邻雷达数据,评估运行风电场同时期测风数据风切变与前期设计风切变的一致性,前后偏离过大会导致发电量偏差。

5.5.5 湍流强度

湍流强度主要受机组所在地形影响,如可获取十分钟风速平均值及标准差数据,应评估运行风电场同时期测风数据湍流强度与前期设计湍流强度的一致性,前后偏离过大会导致发电量偏差,并建议进行安全性复核。

5.6 发电量偏差

5.6.1 概述

风力发电场理论发电量与实际发电量一般不完全一致,前后发电量差异一般会受外界环境因素 影响,如地形变化、主风向遮挡、风资源的年际变化、电网限电、折减取值、可利用率变化等。

除发生极端天气外,风资源的年际变化、风资源评估模型偏差、折减系数取值是导致风电场前 后期发电量差异主要原因

5.6.2 风资源的年际变化

风在不同年份具有差异性,通过评估前期测风塔位置处的风电场再分析数据与前期测风塔间月度相关性,判断风电场风速是否进行年际变化修正。

一般当月度相关性 $R^2 \ge 0.7$ 时,可考虑采用比例修正后的风速时间序列仿真得到实际运行年下的机组设计理论发电量,消除风资源年际变化对前后期发电量差异。当月度相关性 $R^2 < 0.7$ 时,应考虑不确定性后确定是否进行年际变化修正。再分析数据年际变化见图1。

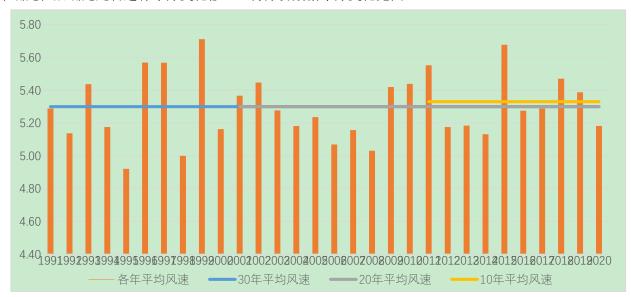


图1 再分析数据年际变化

5.6.3 模型偏差

模型偏差包括仿真软件偏差、地形偏差、测风偏差,属前期折减系数中不确定性,这项折减的主要部分,推荐计算方法如下所示。

根据机组实际应发电量、设计理论发电量、功率曲线保证值评估模型误差,具体计算公式1如下。

$$\beta = \left(1 - \frac{P_{should}}{K \times P}\right) \times 100\% \tag{1}$$

式中:

β——模型偏差;

 P_{should} ——实际应发电量,单位为千瓦时(kWh);

K——功率曲线保证值;

P——设计理论发电量,单位为千瓦时(kWh)。

5.6.4 折减系数

风电场前期折减系数取值与风电场运行后基于运行数据对应折减取值对应关系如下表所示,基于数据分类,比较前后折减项的差异性和取值,可为再建风电场项目提供参考依据。

前期设计折减系数取值项 运行期折减系数取值项 尾流修正 尾流修正 空气密度修正 空气密度修正 叶片污染折减 控制和湍流折减 功率曲线综合折减 功率曲线折减 机组可利用率折减 机组可利用率折减 (强制停机、定期维护) 场用电及线损折减 场用电及线损折减 气候影响停机折减 冰冻因素折减 模型偏差 非正常运行-降级 技术待机 超出电气规范 超出环境条件-无风 超出环境条件-其它(冰冻除外) 不确定性 指令停机-电网限功率停机除外 计划性改进 非正常运行-降额 指令停机-电网限功率停机 暂停作业 不可抗力

表5 前后期折减项取值对应关系

6 风力发电场运行后评价

6.1 概述

风力发电场运行后评价应包括评估风力发电场实际发电量、风力发电场机组发电量可利用率、 风力发电场机组时间可利用率、基于故障及典型状态变化趋势(如加速度趋势、叶片失速、偏航解 缆和加脂、启停机次数和时长、启停机变桨速率的可靠性、功率曲线)、与发电性能相关参量如对 风偏差、欠发、损耗、转速-扭矩曲线、转速-风速曲线等。

6.2 发电量

6.2.1 实际发电量

注1: 该表考虑了4.5章节数据分类;

注2: "斜体项"不纳入计算前期设计折减系数取值项中的不确定性部分,其余项纳入前期设计折减系数取值项。

实际发电量反映机组实际发电水平,通过横向比较风电场各机组及全场实际发电量、各机组实际发电量与修正后平均风速相关性,识别全场发电量最差及最优机组。在发电量与平均风速对应关系较差时,可考虑相关影响因素如风速仪误差、机组故障、地形差异、电网限电、功率曲线符合度差等。

6.2.2 损失发电量

风电场损失电量分为故障损失电量、计划检修损失电量、限电损失电量和陪停损失电量。 具体如下:

- a) 故障损失电量:因设备问题造成的损失电量,包括设备一般故障、大部件损坏故障、预防性故障处理等;
- b) 计划检修损失电量: 发电设备和输变电设备根据规程需定期检修时的损失电量;
- c) 限电损失电量: 非场站内设备原因,使发电设备限功率运行时的电量损失,主要包括电网调度控制、电网设备故障、电网保电等。弃风限电损失电量统计应参考"样板机"发电量(无样板机场站参考临近未限电的无故障机组),即受限风机限电损失电量为同时间段内样板机发电量和限电风机实际发电量的差值;
- d) 陪停损失电量: 非场站内设备等原因,需场站设备停电造成的电量损失,主要包括电网检修、改造、电网跳闸等。

停机损失发电量的计算可以考虑由风机实际风速和风机标准功率曲线来计算得到,将所在风机 采集的风速时序序列带入到该风机的标准功率曲线中,来得到该风机在这段时间的发电功率曲线, 对曲线进行积分(累加)得到该风机在这段时间的发电量即为停机损失发电量。弃风限电损失电量=停 机损失发电量-限电期间的发电量

根据机组运行状态编码,基于发电量的可利用率评估结果,对比分析风力发电场及机组实际应发电量、损失发电量,划分全场和单机主要损失发电量类型和占比,挖掘损失发电量优化空间。

6.2.3 能量可利用率

能量可利用率是反映机组发电量性能的重要指标,按照IEC 61400-26-1-2019,对应的发电量可利用信息模型如表5所示。

根据实际发电量以及损失发电量计算机组PBA,具体计算公式(2)如下。

$$PBA = (1 - \frac{P_{loss}}{p_{actual} + P_{loss}}) \times 100\%$$
 (2)

式中:

PBA ——基于发电量的可利用率;

 P_{loss} ——损失发电量,为实际应发电量与实际发电量的差值,单位为千瓦时(kWh);

 P_{actual} ——实际发电量,为机组记录的发电量累计值,单位为千瓦时(kWh)。

6.3 发电性能

6.3.1 功率曲线

功率曲线符合度指实际测量功率曲线与合同功率曲线的符合度。它是风电机组发电性能符合度的主要指标之一,通常采用功率曲线保证值K指标进行衡量。

功率曲线保证值K,可通过测试功率曲线与担保功率曲线计算得到,具体计算公式(3)如下。

$$K = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_{ai}}{\sum_{i=1}^{n} P_{yi}} \times 100\%$$
 (3)

式中:

K——功率曲线保证值;

- P_{ai} 实测功率曲线第i 个风速仓下对应功率与对应风频(或指定风频)乘积值,单位为千瓦时(kWh);
- P_{yi} ——担保功率曲线第i 个风速仓下对应功率与对应风频(或指定风频)乘积值,单位为千瓦时(kWh);
- *n*——表示所有风速仓数,风速范围被分成以0.5m/s整数倍的风速中心,左右各0.25m/s的连续区间。

评估全场机组功率曲线离散度并分析风电场整体发电性能趋势,结合单台机组功率曲线保证值 K及实际发电量识别风电场担保发电量未达标/合格机组,结合机组地形、机组性能、测风等因素分析离群原因。

6.3.2 相关参数

6.3.2.1 对风偏差

对风应评估每台机组在切入风速到额定风速间各个风速仓内最大功率点对应的对风角度,并对 各个风速仓的计算结果加权平均得到最终对风偏差角度。

应设定对风偏差起始判断阈值,当统计的对风偏差大于该阈值,应排查机组风向标是否安装异常,当统计的对风偏差小于该阈值,应考虑对机组进行对风纠偏,当对风偏差在误差范围内,可认为是合理的,无需对机组进行优化。

6.3.2.2 超发欠发

基于功率曲线满发段的数据进行评估,在功率曲线的分仓数据中,若功率值大于额定功率的105%则统计为超发,若出现功率值小于额定功率则统计为欠发。

6.3.2.3 控制特性曲线

比较全场各台机组转速-扭矩、转速-风速、功率-桨距角、风速-桨距角分布离散度及其与设计 参数一致性。

评估转速-扭矩关系时,应关注同机型机组关键控制参数一致性,关键参数包括额定转速、并网 转速、额定扭矩、最优增益设定值。

评估转速-风速关系时,应关注同机型机组曲线变化一致性、转速范围与设计参数的一致性,同时考虑每台机组的测风差异性。

评估功率-桨距角关系时,应关注机组提前变桨、各个功率段变桨动作情况、满发段桨距角离散度等。

评估风速-奖距角关系时,应关注机组在各个风速段变奖动作异常状况、识别各机组最小奖距角设定值,同时考虑每台机组的测风差异性。

通过识别控制参数异常机组,判断与初始化文件配置、参数设置、其他功能开关开启因素相关的差异性,实现风电机组控制参数校核。

6.3.2.4 损耗

损耗包括发电机、动力电缆、偏航电机损耗以及变流器机侧到并网口间损耗(包括变流器损耗、400V回路损耗、控制回路线缆损耗)等电气元件损耗。

横向对比找出损耗偏高的机组,结合机组运行特征判断根因。

6.4 可靠性

6.4.1 时间可利用率

时间可利用率反映机组正常运行时间占比,一般分为运行可利用率(运营商)和技术可利用率(制造商)。通过评估全场机组的时间可利用率,识别全场可利率离群机组,计算方法按照IEC 61400-26-1-2019。

6.4.2 可靠性指标

风电场停机情况主要分为计划停机(巡检、定检等)和非计划停机(主要为故障),对计划停机情况进行时长及频次统计,提出调度优化方案。故障种类应至少包含变流、变桨、发电机、齿轮箱、偏航、液压系统、安全链、电网、电网故障。

评估单个风电场故障和多个风电场共性故障,具体如下。

- a) 单个风电场应从故障类型、故障频次、故障时长、故障频发机组、故障分布时间、机组无故障运行时间等维度分析;
- b) 多个风电场应提取各类故障统计结果,找出批量故障以及批量故障与区域、时间、配置、 环境等因素相关性,为风电场运维管理和检修计划提供数据支撑。

6.4.3 故障及典型异常状态

6.4.3.1 振动趋势及异常

统计机舱x、y加速度前5%的散点,按风速和转速分仓计算加速度均值,可代表机组在对应风速和转速时振动趋势。

基于整机主状态,筛选出大于经验阈值的所有散点,作为异常值进行分析,判断每日整场机组的平均趋势是否异常和每日单机趋势是否异常。

6.4.3.2 叶片失速

叶片失速应评估机组叶片失速致因、失速所处控制段及载荷影响程度。

失速致因应考虑叶片表面污染、叶片结冰、高温低空气密度影响、高海拔低空气密度影响、机 组参数与现场环境不适配、特殊风况影响、叶片型号失速裕度低、叶片弯扭耦合变形因素。

失速所处控制段及载荷影响程度应考虑机组所处不同运行段,如表6所示。

运行段	机组运行状态	可能失速原因	载荷影响程度
I区:启动段	机组叶片处在最优桨叶角,转速为最小转速,控制方式为扭 矩PI控制	_	轻度
II区: 跟踪段	机组叶片处在最优桨叶角,转速为最优转速,此区为最优叶 尖速比跟踪段,也称MPPT段	跳转速、污染、结	中度
III区: 过渡段	机组叶片处在最优桨叶角,转速特征为最大设定转速,控制 方式为扭矩PI控制	空气密度降低、 污染、结冰	重度

表6 机组不同运行段

表6	机组不	同运行段	(续)
----	-----	------	-----

运行段	机组运行状态	可能失速原因	载荷影响程度
IV区:满发段	桨叶特征为变桨控制,转速特征为最大设定转速,控制方式 为恒功率控制或恒转矩控制	阵风、湍流、污 染、结冰	中度、重度
V区: 暴风控制段	桨叶特征为变桨控制降扭矩或转速控制	由于降转速措施,易在此段造成叶片失速	重度
注: 表中内容仅供参考。			

6.4.3.3 偏航解缆和加脂

评估统计周期内的单次偏航时长、偏航频次、解缆时长、解缆次数以及偏航系统润滑加脂时长,识别异常状态,以及异常状态与风速、风向、湍流等特定风况的相关性。

6.4.3.4 机组启停机次数和时长

评估各机组在一段时间内的启机次数和停机次数、平均启机时长和平均停机时长、单次启机时长分布和单次停机时长分布,识别异常状态。需关注启停机次数超高和启停机时长超长的机组。

6.4.3.5 机组启停机变桨速率

评估各机组在一段时间内的单次启机变桨速率分布和单次停机变桨速率分布,识别异常状态,关注启停机变桨速率异常机组。

6.5 安全性

6.5.1 外部条件

评估气候环境、电网环境等外部条件对风力发电机组的载荷、使用寿命和正常工作方面的影响,应满足机组安全运行要求。

气候环境包括风况、雷电、冰雪、地震等,电网环境包括电压、频率、电压不平衡度、自动并网时间间隔、断电时间间隔等。

6.5.2 载荷

机组的载荷包括惯性力和重力载荷、空气动力载荷、运行载荷及其它载荷。通过对机组载荷的计算,来评估机组载荷未超过设计值,以确定机组载荷在安全范围内运行。

6.5.3 控制和保护系统

6.5.3.1 基本要求

评估控制系统和保护系统的安全基本要求,具体如下:

- a) 控制系统的硬件设备及元器件应符合相应的标准及IEC 60204-1:2016的有关规定,可编程 控制器应符合IEC 61131-1:2013和IEC 61131-2:2017的标准;
- b) 手动或自动的介入,应不损害保护系统功能,允许手动介入的装置在必要处应有清晰可辨的相应标记:
- c) 控制和保护系统的复位应能自由进行,不受干扰;
- d) 控制系统承受件或活动件中任何一件单独失效不应引起保护系统误动作;

- e) 可导致风力发电机组关机的紧急关机按钮应优先与自动控制系统的功能,并应安装在每个主要的工作地点;
- f) 当控制功能和安全功能发生冲突时,控制系统的功能应服从保护系统的要求;
- g) 由于内部故障或危急风力发电机组安全的跳闸停机时,风力发电机组应不能自动重新启动;
- h) 与保护系统功能有关的单个元器件的失效,应不会导致保护系统失效;
- i) 保护系统应至少能启用两套相互完全独立的制动系统。

6.5.3.2 控制系统

评估控制系统的功能和参数,控制系统的功能应能保持正常工作,控制系统的参数应保持在正常范围内。

控制系统可控制的功能或参数包括但不限于功率范围、风轮转速、接通电负荷、启动或关机过程、电缆线缠绕、对风调解、电网电压波动等。

6.5.3.3 保护系统

评估控制系统失效或内部及外部损伤或当发生危险导致机组不能保持正常工作时,保护系统应起作用。

保护系统应起作用包括但不限于: 超速、发电机超载或出现故障、振动超限、电网失电、负荷 丢失出现的关机故障、电缆扭转、短路、桨距角超限、控制系统故障等。

6.5.3.4 电气系统

评估所有电气元件和系统均须满足IEC 60204-1:2016的要求。

评估电气系统的保护、接地系统、电磁兼容性、降低设备干扰措施、控制电路、指示电路、电缆、自励、过电压保护、谐波和功率调节装置、分离装置应满足相关要求。

6.5.4 机械系统

评估机组齿轮箱、联轴器、轴及附属装置是否存在零件错误装配、错误连接的情况。

6.5.5 防雷系统

评估机组防雷系统的防雷措施是否满足所在区域内雷击放电的保护要求。

6.6 并网性能

6.6.1 风电场功率预测

6.6.1.1 基本要求

风电场应符合DL/T 1870-2018、NB/T 31046-2022的规定,配置风电功率预测系统。风电功率预测系统应具备0h-240h中期风电功率预测、0h-72h短期风电功率预测以及15min-4h超短期风电功率预测功能,预测实践分辨率应不低于15min。

6.6.1.2 预测技术

预测模型的输入数据应包含风电场基础信息、历史运行数据、实时运行数据、开机容量计划数据和数值天气预报数据、气象观测数据等。

6.6.1.3 预测内容

风电功率预测系统的功能应至少包括长期电量预测、中期功率预测、短期功率预测和超短期功率预测、概率预测和数据统计。空间尺度应至少包括单个风电场。

6.6.1.4 预测模型

预测模型应根据风电场所处地理未知的气候特征、地形地貌、可用数据情况和机组空间排布, 采用适当的预测方法进行风电功率预测建模。

6.6.1.5 数据报送

风电场的风电功率预测系统应每日向电力系统调度机构上报两次中期、短期风电功率谡结果,应每15min向电力系统调度机构上报一次超短期功率预测结果。

风电场上报的预测结果应包含预测值及其对应时标、预测结果的生成时间等,并标明风电场名称、结果类型等身份识别信息。风电场上报的所有预测结果及数据应采用文本的形式。

6.6.1.6 预测结果评价指标

风电功率预测结果的评价指标包括均方根误差、平均绝对误差、相关系数、准确率、合格率。 电力调度机构宜统计风电场所报送预测结果的上报率、负荷峰段正偏差率、负荷谷段负偏差率、高 风速段预测准确率、低风速段预测准确率,作为评估预测结果对电网调度影响的观察项。以上各指 标的计算方法参见NB/T 10205-2019的计算方法。

6.6.1.7 预测准确性要求

风电场短期风电功率预测月平均准确率不应低于80%,月平均合格率应大于80%,月平均上报率应达到100%。

风电场超短期风电功率预测月平均准确率不应低于85%,月平均合格率应大于85%,月平均上报率应达到100%。

针对短期、超短期时间尺度和平地、丘陵、山区、海岸、海上等不同地形地貌特征,风电场及省级电力调度机构开展的风电功率预测准确性以满足表7的要求。

地形地貌特征	短期功率预测准确率 (月平均)	短期功率预测合格率 (月平均)	超短期功率预测准确率 (月平均)	超短期功率预测合格率 (月平均)
平地	≧85%	≧85%	≧90%	≥90%
丘陵	≧83%	≧83%	≧88%	≧88%
山区	≧80%	≧80%	≧85%	≧85%
海岸	≥83%	≥83%	≧88%	≧88%
海上	≧85%	≧85%	≥90%	≥90%

表7 针对不同时间尺度和地形地貌特征的风电功率预测准确率要求

7 风力发电场技改方案推荐

7.1 概述

风力发电场技术改造方案应结合后评价情况,对风电场发电设备、输变电设备及涉网设备进行发电量或可靠性技改,一般可根据优化效果的程度分为如下几类:

- a) 优化类改造:不对现有硬件设备进行显著变更,而主要基于历史风资源和机组运行数据积累, 对机组控制和性能进行改进,如优化风电场或机组的控制策略和气动性能;
- b) 部件替换类改造:对机组中部件进行替换,如替换机组机头、叶片等,对故障率较高的系统或部件进行改造升级或者更换,常见有变流器、齿轮箱、变桨、发电机、液压系统、偏航系统等:
- c) 整机改造:对原有机组进行整体替换或进行移机;
- d) 其他提升改造方式:如通过增加新能源侧储能参与消峰填谷、减小弃电,优化功率预测精度、参与电网调峰调频的项点、集电线路防雷改造等。

7.2 控制优化方案

7.2.1 奖距角自寻优

机组叶片实际翼型与理论翼型可能存在差异、叶片表面严重污染或者磨损以及现场安装问题等, 仿真中获得最优奖距角在实际并非最优,机组捕风能力未处于最佳状态。

技术要求: 搭建桨距角自寻优数据库,结合Cp-Lamda曲线,在满发和过渡阶段寻找实际最优桨 距角。

效果参考:结合已实施现场效果评估,实施奖距角自寻优后全场可提升发电量为1%-2%不等。

7.2.2 偏航控制优化

偏航控制是为保证机组与风向保持一致已捕捉最大风能,但频繁实施偏航控制会造成额外的能源消耗,引起机组总体出力下降。

技术要求:基于不同机位机组历史发电和偏航能耗数据,给不同机组定制偏航策略,以获得最大发电收益。主要改善点如下:

- a) 在高风速和低风速段减少偏航频次;
- b) 在过渡段偏航系统尽可能敏感,使机组尽可能对风,提升机组出力;
- c) 在大湍流工况下降低频繁偏航带来的机组载荷增加风险。

效果参考:根据已实施现场评估效果,实施偏航控制优化后全场发电量可提升1%~2%不等。

7.2.3 能耗优化

因现场气候和环境变化引起风能与电能间转换不平衡,导致机组未能达到最佳的风能利用效率。 技术要求:基于机组运行数据建立自身动态损耗模型(损耗定义见运行后评价章节),结合不 同工况下机组运行特征,实现损耗最优控制。

效果参考:根据已实施现场评估效果,实施能耗优化后全场发电量可提升0.5%-1%。

7.2.4 切出风速自适应

风电场内由于风速概率分布不均,各点位风速条件存在差异,部分机组在大风条件下发生频繁启停机,造成出力受限。

技术要求:基于历史风速和机组运行数据,在保证机组安全运行前提下,适当延长切出风速且减少大风条件的频繁启停机次数。

7.2.5 转速自适应

技术要求:根据各机位点的风资源条件,如轮毂高度的平均风速、湍流强度及额定风速的概率密度分布,以机组的安全运行为底线,适应性调整机组的额定转速,使机组在满发过渡段拥有更高的功率输出,由于过渡段对应的风速概率密度分布较大,可以有效提高机组的发电量。

7.2.6 风机除冰控制

对于低温高湿环境风电场,结冰期对风机发电量影响较大,可通过使用叶片表面敷设加电热元件、叶片内部通热风等技术,对叶片表面除冰,减少叶片结冰停机时间,增加风机的电量输出。

7.2.7 扇区管理优化

对于某些湍流强度大, 地形复杂的风场, 风电场设计前期可能采用扇区管理模式对机组进行安全保护。风电场后评估可重新对扇区管理计算并优化, 以提高发电量, 保证扇区管理的准确性。

7.3 气动优化方案

7.3.1 涡流发生器

涡流发生器(VG)通过带动高能流动区域的能量进入边界层内的低能区域,使流体能量重新分布、抑制了流动分离。VG能够减少由于气流分离带来的性能损失,应在安装VG之前考虑其对风力机的载荷和性能影响。应综合考虑实施效果和成本投入,VG的尺寸、外形设计及安装位置对风机功率提升的效果都很重要。另外,使用价格合适、安全、快速的方式来实施安装也是非常值得注意的方面。加装涡流发生器的效果见图2。

技术要求:针对叶片气流分离区长度较大的机组,安装VG可以提升发电量,而如果风机叶片气流分离区较小,则加装VG反而可能会导致输出功率的下降。使用风洞试验、CFD模拟、现场试验等手段来判定叶片气流分离区的大小,可避免在气流分离区较小的风机进行VG加装。

效果参考:根据已实施现场评估效果,安装合适的VG后风电场年发电量可提升1%~2%不等。

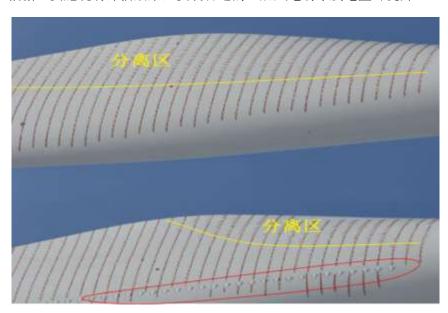


图2 加装涡流发生器效果图

7.3.2 前缘修护和保护

机组叶片前缘磨蚀是导致叶片翼型气动性能下降的最主要问题之一,尤其是在沙尘、低温、盐雾、凝冰覆冰区域的机组更值得注意。检查前缘磨蚀应当对叶片进行近距离观察,当肉眼可以看到叶片表面有许多细小的裂缝和分层时,需对叶片前缘进行修复。叶片前缘磨蚀修复见图3。

主要措施包括:

- a) 通过贴保护膜缓解叶片气动损失;
- b) 通过涂漆防治进一步的腐蚀与风化。





图3 叶片前缘磨蚀修复

7.3.3 叶片延长

对机组进行叶尖延长或叶尖加装小翼,提高叶片长度,优化叶尖气动效果,可提升叶片总体气动效果。

7.4 更换类方案

7.4.1 概述

在机位点的机组机型和风资源不匹配(行业发展水平、前期设计偏差等)或机组部件不足以支撑机组安全运行的情况下,可以通过更换部件的方式来提升风电场发电量或可靠性。

部件更换过程中需对新替换部件与原有保留部件的兼容性进行检查和评估,选择可行性方案, 并考虑工程施工因素进行实施。

7.4.2 更换风机叶片

新叶片可以继续使用原有机型的基础、塔筒、机舱各项配置的前提下,可以仅更换风机叶片即 完成风机机型的变更。

7.4.3 更换机舱和叶片

新机型可以使用原有的基础、塔筒,可以替换原有的叶片、机舱,从而完成风机机型变更。

7.4.4 更换机舱、叶片和塔筒

如果碰到塔筒不适合新机型,但基础适合的情况下,可以保留原有基础,安装新的塔筒、机舱 和叶片。

7.4.5 更换其他部件

对故障率较高的系统或部件,应考虑进行改造升级或者更换,常见有变流器、齿轮箱、变桨、 发电机、液压系统、偏航系统等。

7.4.6 新机型安装

将旧机型完全移除,安装新风机,需要完成基础、塔筒到吊装等全部工程,该过程相当于新项目建设,针对原有资产处置应在法律合理范围内进行。

7.5 涉网设备优化方案

7.5.1 AGC 场控优化

将并网点功率接入能量管理系统中,通过全场闭环控制,提升AGC(Automatic Generation Control) 功率控制的精度,降低因线损导致的发电量损失,从而提升发电量。

7.5.2 新能源侧储能

可考虑增加新能源侧储能参与消峰填谷、减小弃电,提高功率预测精度、参与电网调峰调频的项点。

7.6 集电线路优化方案

7.6.1 防雷改造

针对多雷区风电场集电线路防雷改造方案参考NB/T 10590-2021多雷区风电场集电线路防雷改造技术规范执行。

8 风力发电场技改效果评价

8.1 安全性

8.1.1 概述

应评估技改方案对机组安全性的影响。

对于移机等仅改变机组外部环境条件的技改项目,需要确定各机位新的风况条件,并与机组设计条件进行比对,如果外部环境条件超出机组设计水平,则应进行机组安全性评价。

对于更换或加长叶片、改变叶片翼型、改变机组控制策略等机组设计优化项目,除应评估更改部件自身的安全性,还需要进行机组安全性评估,必要时应根据IECRE澄清单CSH002的要求开展型式测试。

对于齿轮箱、发电机和变频器等部件辅助功能(如散热器等)的改造,对于机组整体安全性影响较小,应通过分析或测试手段来验证改造部件功能的有效性。

技改后机组的安全性评价应依据GB/T 18451.1-2022进行,至少包含控制系统、载荷、机械结构部件、叶片和电气部件等。

8.1.2 控制系统

对机组控制系统硬件技改,应评价硬件自身的安全性以及与整机的匹配性等;对机组控制系统软件技改,应评价技改后机组控制系统对整机安全性的影响,宜通过载荷仿真计算或综合分析的方式进行。

8.1.3 载荷

技改对整机载荷的影响宜通过对比技改后机组的载荷与技改前机组设计载荷的方式进行。如机 组基于某一平台设计,可将改造后机组的载荷与平台的包络载荷进行比较。

技改后的载荷仿真计算模型和控制器应能代表技改后的机组。载荷仿真采用的外部条件宜根据 NB/T 10909-2021和GB/T 18451.1-2022标准进行分析计算得到。

在现场场址环境条件获取困难的情况下,可采用风电场设计前期的环境条件作为参考。

如技改前风力发电机组通过型式认证验证其设计符合相关标准要求,则可通过技改前后风力发 电机组载荷变化情况评估技改安全性。这种情况下,若技改后风力发电机组载荷低于技改前,则可 认为技改安全性满足要求。

如技改前风力发电机组设计是否符合相关标准要求未知,则需采用技改后风力发电机组载荷,对风力发电机组机械和结构部件安全性进行校核,以验证其是否满足GB/T 18451.1的要求。

8.1.4 机械结构部件

技改后机组部件载荷超出设计载荷,或存在部件改造、更换或其他设计变更时,应进行机械结构安全性分析。

8.1.5 叶片

技改后叶片载荷超出原叶片设计载荷,或叶片存在改造、更换或其他设计变更时,应进行叶片 结构安全性分析。

8.1.6 电气部件

电气部件存在改造或更换的情况,应评估技改后电气部件的安全性能、执行能力以及电气部件与原机组的匹配性等。

8.2 技改效果

8.2.1 概述

技改效果评价主要包括功率曲线评价、机组可靠性评价、实际上网电量评价和涉网性能评价。 功率曲线反映机组的功率特性变化;机组可靠性反映机组故障、维护水平和可利用率的变化;实际 上网电量反映机组功率特性改变、故障治理、风资源差异等综合作用效果;涉网性能反映机组的电 能质量、有功无功调节特性和机组适应电网的能力。

技改效果评价可选择全部实验机组整体比对或部分技改标杆机组比对两种。整体比对适用于所有机组工作状态稳定,且机组风速仪等没有发生变化的情况。当有部分机组工作状态不稳定(如可利用率前后差异较大或其它情况),或机组间差异较大时,可采用标杆机组来行比对,标杆机组的选取应具有代表性。

采用SCADA数据进行技改效果评估时,基准评估期和优化评估期宜选择不同年的同期数据进行,数据量均不应少于3个月,考虑到运行越长,机组性能越稳定,宜采用技改前后1年以上的数据进行评价。

8.2.2 功率曲线评价

8.2.2.1 功率曲线测试法

依据GB/T 14851.2进行技改前后机组功率曲线测试,得到实验机组在基准评估期和优化评估期的实测功率曲线,选取风电场实际风频分布计算发电量增加量和发电量增加量百分比。

8.2.2.2 功率矩阵前后对比法

选取风电场内实验机组基准评估期和优化评估期的运行数据进行评估,以风速、空气密度分区间对各机组的功率曲线建立功率矩阵,基于各区间内机组数据集的权重进行加权平均,得到改机组的基准评估期和优化评估期的功率矩阵,选取风电场实际风频分布计算发电量增加量和发电量增加量百分比。

若技改后机舱风速计传递函数发生变化且未进行标定时,不宜采用"功率矩阵前后对比法"。

8.2.2.3 参考机组对比法

选择和实验机组可利用率接近、风资源差异较小和机组功率特性接近,且工作状态稳定的机组 作为参考机组。分别选取风电场内实验机组和参考机组基准评估期和优化评估期的运行数据进行评 估。

在基准评估期建立实验机组和参考机组的相关性函数;在优化评估期利用相关性函数推出实验 机组的推算风速,得到实验机组优化评估期的功率曲线;结合参考机组基准评估期和优化评估期的 功率曲线;选取风电场实际风频分布计算发电量增加量和发电量增加量百分比。

8.2.3 可靠性评价

可靠性评价通过分析机组的SCADA数据和维护日志,统计技改前后基准评估期和优化评估期内的机组故障、维护频次和总时间,计算机组的平均无故障运行时间、平均故障修复时间、时间可利用率以及故障频次,以评估优化前后的机组可靠性情况。

技改后的可靠性评价,可同步参考第5章节内容。

8.2.4 实际上网电量评价

实际上网电量比对时宜采用参考机组比对的方式进行。应参考8.2.1.3中选择原则选取参考机组,并将实验机组和参考机组两两分组,比对组内实验机组和参考机组在技改时间节点前的发电水平应接近。优化效果计算公式4如下:

$$R = \frac{\left(\text{AEP}_{trial}^{'} - \text{AEP}_{trial}^{'}\right) - \left(\text{AEP}_{ctrl}^{'} - \text{AEP}_{ctrl}\right)}{\text{AEP}_{trial}}$$
(1)

式中:

AEPtrial——优化前试验机组的AEP,单位为千瓦时(kWh);

AEP_{ctrl}——优化前参考机组的AEP,单位为千瓦时(kWh);

AEP_{trial}——优化后试验机组的AEP,单位为千瓦时(kWh);

AEPctrl——优化后参考机组的AEP,单位为千瓦时(kWh)。

8.2.5 涉网性能评价

涉网性能应符合GB/T 19963.1-2021相关内容以及风电场所在地区电网给出的并网要求。

8.3 经济性

风力发电场投运后涉及技术改造的项目应参考NB/T 31085-2016第7章"改扩建项目财务评价", 遵循"有无对比"原则,构建合理的财务模型,计算技改费用、增量效益和增量费用,评估技术改造 在财务上的可行性和合理性。采用LCOE度电成本评估技改后经济效益。

9 报告要求

风电场后评价报告应包括如下内容:

- a) 风电场基本信息
 - 1) 项目概况;
 - 2) 地理位置;
 - 3) 气候特征。
- b) 资料收集及数据质量
 - 1) 资料收集情况说明;
 - 2) 数据质量说明;
 - 3) 数据处理说明。
- c) 风电场设计后评估
 - 1) 测风塔代表性评估;
 - 2) 机组配置一致性评估:
 - 3) 风资源及机组地形评估;
 - 4) 发电量偏差评估。
- d) 风电场运行后评估
 - 1) 实际发电量评估;
 - 2) 可利用率评估:
 - 3) 可靠性评估;
 - 4) 功率曲线评估;
 - 5) 与发电性能相关参数评估。
- e) 风电场优化改造方案选择
- f) 风电场优化评估效果

10 不确定性说明

风电场发电量后评估存在一定不确定性和偏差:

- a) 如果机组停机,基于机舱风速仪修正后的风速与功率间关系计算理论发电量,计算的损失 发电量会存在计算偏差;
- b) 功率曲线保证值 K 计算过程中的风频是评估周期内的机舱风速仪风频,与实际风频可能会存在偏差;
- c) 所有损耗均是计算损耗,与测量损耗可能存在偏差;
- d) 不同拟合算法会计算出不同的对风偏差数值;
- e) 各维度判断异常的标准和方法,多为经验值,不是唯一标准,可根据具体需求灵活调整;
- f) 机组启停机次数统计的是瞬态数据记录下的完整状态变化过程的次数。如状态变化过程中 某个节点瞬态数据未记录到或未统计在内会影响该值,同步会影响启停机平均时长计算, 存在一定不确定性;

g) 基于再分析数据的机舱风速、风向修正依赖于再分析数据的分辨率及精准度,此处存在不确定性。

附 录 A (资料性) 资料收集清单

A. 1 资料性收集清单表

表A. 1规定了完成一个风力发电场发电量后评估所需要的资料收集清单。

表A.1 资料收集清单

资料类型	序号	资料内容
	1	可行性研究报告、微观选址报告、微观选址复核报告
	2	风力发电场场区内所有测风塔的十分钟测风数据(包括测风塔实际坐标)
前期资料	3	风电项目区域且向外延伸 2km 范围内实测的 1: 2000 (或 1: 5000) 的电子版等高线地图 (CAD
	0	地图)
	4	风力发电场中尺度再分析数据(ERA5、MERRA2)
	5	风力发电场机组集电线路接线图、现场风机实际坐标及编号
	6	风力发电场运行阶段限电以及其他大事件(冰冻等特殊气候、线路跳闸、电网故障等)导致大
		面积停机统计报表(包括事件时间、损失电量等)。
		风力发电场内机组的运行数据(即中央监控导出数据:主要包括各台机组平均风速、风速标准
		差、网侧有功功率、发电量、消耗电量、发电机转速、机舱加速度、通电时间、系统正常时间、
	7	故障时间、维护时间、环境条件不适合时间、机舱位置、发电机温度、对风角度、桨距角、可
		利用率、机组运行编码等全部机组过程记录数据),运行数据时段尽量与测风塔数据同期,尽可
		能是完整年的数据
		运行数据要求: 1) 完整年的中控统计数据报表(xxxx 年 1 月 1 日到 xxxx 年 12 月 31 日); 2)
运行资料	8	逐月中控统计数据报表(xxxx 年 1 月 1 日到 xxxx 年 1 月 31 日共计完整年 12 个月,与完整年
		数据同期)
	9	机组的功率曲线数据(完整年数据,要求导出原始曲线)
	10	现场机组瞬时数据(该数据容量较大,按完整年提取)
	11	风力发电场生产月报年报(上网电量、下网电量、厂用电率等记录报表)
	12	中控故障日志(中央监控导出)以及人工记录故障日志
	13	风速仪、风向标、叶片、变流器厂家及型号
	14	备件消耗统计报表及分析报告(非必须,包括损坏的备件名称、损坏数量)
	15	风力发电场功率预测塔数据及测风塔坐标
	16	特殊机位点(发电量过低或者某个故障频发等情况)周围环境照片
其他资料	17	该项目已有的风资源评估资料
其他资料	18	尽量提供有测风数据的测风塔附近环境(测风塔和风场)照片

表A.1 资料收集清单(续)

资料类型	序号	资料内容
	19	周边或临近风力发电场的风机坐标(10 公里范围内)
	20	距离风力发电场最近的气象站的基本情况以及气象站逐小时长期数据
	21	针对海上风电场建议收集海事部门禁止出海通知记录、全年海况数据等信息(复核海况、地方
		政策等因素导致不能出海的时间)

注: 收资需求应结合实际情况定,详细参考附录A.1,若有缺失或跳变数据应采用其他可靠数据替代或剔除。

附 录 B (规范性) 风速规格化

B.1 空气密度计算

对于有功功率控制的风机,需要利用10min空气密度 ρ 10min将风速规格化到风力发电场前期设计时的平均空气密度下。

针对实际风力发电场环境参数的可用性,有如下公式(B.1)求解方法:

1) 根据空气温度、压力

$$\rho_{10\min} = \frac{B_{10\min}}{R_0 T_{10\min}}$$
 (B. 1)

式中:

 ρ_{10min} ——10min 平均空气密度,单位为 kg/ m^3 ;

 T_{10min} ——10min平均环境温度,单位为K;

 B_{10min} ——轮毂中心处10min平均气压,单位为Pa;

 R_0 ——干燥空气的气体常数287.05,单位为J/kgK;

根据空气温度、压力、湿度

空气密度的计算方法按照 GB/T 33225-2016 见公式 (B. 2)

$$\rho_{\rm 10min} = \frac{1}{T_{\rm 10min}} \left[\frac{B_{\rm 10min}}{R_0} - \phi P_{\rm w} \left[\frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right] \right] \cdots (B. \ 2)$$

式中:

 $\rho_{10\text{min}}$ ——10min 平均空气密度,单位为 kg/m³;

 T_{10min} ——10min平均环境温度,单位为K;

 B_{10min} ——轮毂中心处10min平均气压,单位为Pa;

 R_0 ——干燥空气的气体常数287.05,单位为J/kgK;

φ——气体湿度, (范围在0%-100%);

 P_w ——水蒸气压力,0.0000205exp(0.0631846 T_{10min}),单位为Pa;

 R_{w} ——水蒸气气体常数为461.5,单位为J/kgK;

其中,空气温度、压力和湿度测量应测量环境空气条件(即不是内部机舱条件)。如果空气压力传感器安装在风力机上,其位置使测量不受叶片或风机其他设备的影响,如通风系统。温度传感器及湿度传感器应安装在轮毂高度的10m以内。

将测量处气压修正到轮毂高度处气压应按照如下公式(B.3)求解.

$$B_{10\text{min}} = B_{010\text{min}} e^{-(9.80665 \times (H-h)/(R_0 \times T_{10\text{min}}))}$$
 (B. 3)

式中:

B_{10min}——轮毂中心处10min平均气压,单位为Pa;

 B_{010min} ——测量的10min平均气压,单位为Pa;

 R_0 ——干燥空气的气体常数287.05,单位为J/kgK;

 T_{10min} ——测试高度10min平均环境温度,单位为K;

H──轮毂中心的海拔高度,单位为 m;

h——测量气压值的高度,单位为m.

根据海拔高度、温度

由于目前在机组的数据采集中不能采集实时空气密度以及相应的湿度或气压,因此本文件推荐利用海拔高度和温度数据计算空气密度(B.4):

$$\rho_{\rm 10min} = \frac{353.05}{T_{\rm 10min}} \cdot e^{-0.034(\frac{H}{T_{\rm 10min}})} \tag{B. 4}$$

式中:

H ——轮毂中心的海拔高度,单位为m;

 T_{10min} ——10min平均环境温度,单位为K;

 $\rho_{10\text{min}}$ ——10min 平均空气密度,单位为 kg/m³。

B. 2 风速规格化

对有功功率控制的风机,应根据下式对数据集的自由流风速进行归一化参见公式(B.5):

$$V_n = V_{free} \left(\frac{\rho_{10\text{min}}}{\rho_0}\right)^{1/3}$$
 (B. 5)

式中:

 V_n ——归一化后风速,单位为m/s;

 V_{free} ——修正后机舱风速,单位为m/s;

 ρ_0 ——标准空气密度(1. 225kg/m³),单位 kg/m³。

附 录 C (资料性)

机舱传递函数求解经验方法

C.1 方法说明

当外界设置条件未完全满足GB/T 18451.2-2021中测试要求,同时又要求进行机舱传递函数修正及求解功率曲线符合度,本规范提供三种NTF经验性求解方法,供实际业务需求应用,经验性方法推荐使用说明如下表所示。

风数据 来源	类别	风数据与NTF 求解参考机组 相对位置	数据相关性要求	建议使用方法	采用该方法应用全场误 差来源	推荐等级排序
测风塔	同期测风塔	邻近2.5D~3D	与参考机组同期 数据,月度相关 性0.7以上		地形等级差异、风速仪 差异	1
	同期风功率 预测塔	邻近2.5D~3D	与参考机组同期 数据,月度相关 性0.7以上		地形等级差异、风速仪 差异	2
	前期测风塔	参考机组处	不同期月度相关 性0.7以上	不考虑自由流扇区,基 于中尺度数据,比例推 导修正系数,所得修正 系数应用全场(y=kx)	地形等级差异、风速仪 差异	4
激光雷达	激光雷达	邻近2.5D~3D	与参考机组同期 数据	不考虑自由流扇区,所 得修正系数应用全场 (y=kx+b)	地形等级差异、风速仪 差异	3
中尺度数据	ERA5、 MERRA2	参考机组处	与参考机组同期 数据	不考虑自由流扇区 (y=kx),所得修正系 数应用全场	数据本身误差及代表 性,地形等级差异、风 速仪差异	5

表 C. 1 经验性方法推荐使用说明

- **注1**: 采用经验性NTF修正方法,应考虑实际风数据的来源和数据质量,应考虑风力发电场地形的复杂程度,对于一个风力发电场地形差异很大(地形等级差异2以上),NTF的全场使用会存在较大的不确定性,由此得到的功率曲线符合度也会存在不确定,结果仅供参考使用,本附录提供推荐求解方法,推荐等级排序数字越小,推荐等级越高。
- **注2**: 当项目需要引用其他项目的传递函数时,需要增加原传递函数机组与应用机型配置参数差异的描述,包括但不限于叶轮叶片、轮毂尺寸、机舱外形尺寸差异、地形差异、风速仪差异、控制参数差异的描述。应根据实际项目情况需求定。
- 注3: 采用经验性方法前并在条件允许情况下,可做CFD场地标定减少不确定性。

参 考 文 献

[1] DL/T 1870-2018 电力系统网源协调技术规范