



REETC/TN006: 2022

基于概率的发电量计算方法指导文件
Guidance Document on Probability-Based
Annual Energy Production Calculation
Methods

2022-03-15 发布

2022-03-15 实施

可再生能源专家技术委员会 发布

版权声明

本文为技术说明，不属于标准及规范性文件，可用于应对行业实际问题实施时提供执行依据，及行业制修订相关标准及规范性文件时提供参考。本文的著作权属于可再生能源专家技术委员会成员单位共有，任何成员单位不经其他成员单位同意不得直接或变相将本文全部或部分用于商业用途或市场宣传。对于违反此声明或者其他违法使用本文内容者，可再生能源专家技术委员会将依法追究其法律责任。

本文件起草召集人：胡高硕（联合召集人）、刘鑫（联合召集人）、蔡继峰（功率曲线组召集人）、梁志（测量组召集人）、卢坤鹏（损耗组召集人）、许路石（数据处理组召集人）、杨长锋（模型外推组召集人）

本文件主要起草人员（按姓氏拼音排序）：曹庆才、迟冰、窦菲菲、盖峰、高亮、高尚、高伟、郭辰、郭豪、韩东、胡钦、华泽嘉、黄国庆、黄林宏、黄宇同、姜婷婷、蒋海波、李家川、李汨、李品、李正农、梁汉天、梁会森、刘东海、刘贵杰、刘建亭、刘静、刘玮、刘霄、刘震卿、罗勇、马海鹏、马文通、苗继春、宁洪涛、彭留留、曲利群、任会来、阮夏、盛科、石宇峰、宋军、宋筱文、苏彤、王超、王朝、王聪、王丹丹、王芳、王瑞明、王先阳、吴俊辉、吴轩、谢磊、徐可、许梦莹、薛文亮、颜灵伟、杨永锋、尹景勋、于殿富、余龙飞、詹洋燕、张弛、张天明、赵宏亮、周平、周耘宇、朱金阳、朱良山、庄恒东

目 次

1. 范围.....	1
2. 规范性引用文件.....	1
3. 术语和定义.....	1
4. 总则.....	2
4.1. 损耗.....	2
4.2. 不确定度.....	4
4.2.1. 测量不确定度.....	5
4.2.2. 数据处理不确定度.....	7
4.2.3. 模型不确定度.....	10
4.2.4. 功率曲线不确定度.....	11
4.2.5. 损耗不确定度.....	11
4.2.6. 合成不确定度.....	12
附录 1 Weibull 风速模型下不确定度合成.....	14
附录 2 不同测风数据的不确定度分析.....	15
附录 3 测量不确定度的计算.....	16
附录 4 插补不确定度的计算案例.....	21
附录 5 垂直外推不确定度的计算.....	22
附录 6 长期订正不确定度的计算案例.....	24
附录 7 模型外推不确定度的计算案例.....	26
附录 8 功率曲线不确定度补充资料.....	29

基于概率的发电量计算方法指导文件

1. 范围

本文件重点给出发电量计算中损耗和不确定度的计算方法，以获得基于概率的发电量结果，基础的理论发电量计算方法不在本指导文件内。

2. 规范性引用文件

下列引用文件对于本说明的应用是必不可少的。凡是注有日期的引用文件，仅所注日期的版本适用于本规范。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修订版）适用于本说明。

- [1] JCGM 100:2008 Evaluation of measurement data — Guide to the expression of uncertainty in measurement.
- [2] JCGM 101:2008 Evaluation of measurement data — Supplement 1 to the “Guide to the expression of uncertainty in measurement” — Propagation of distributions using a Monte Carlo method.
- [3] IEC 61400-12-1 Wind turbines Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines.
- [4] Lackner MA, Rogers A L, Manwell J F. Uncertainty analysis in wind resource assessment and wind energy production estimation. 45th AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit, Reno; 2007.
- [5] Kelly M, Kersting G, Mazoyer P, et al. Uncertainty in vertical extrapolation of measured wind speed via shear. Roskilde, Denmark: DTU Wind Energy, 2019. 25 p.

3. 术语和定义

3.1. 不确定度 (Uncertainty)

与测量结果有关的参数，该参数表示被测物合理测量结果的离散程度¹，用字母 U 表示。

3.2. 标准不确定度 (Standard uncertainty)

测量结果分布对应的标准偏差，用字母 σ 表示。

3.3. 不确定度的 A 类评定 (Type A evaluation (of uncertainty))

对在规定测量条件下测得的量值用统计分析的方法进行的测量不确定度分量的评定。

¹ 该参数可以用标准差或标准差的倍数表示，也可以用给定置信水平的一半表示；不确定度通常由许多因素构成，其中的部分因素可以通过重复测试来得到对应的测试结果分布的标准偏差，另一部分因素也用标准偏差表示，但对应的标准偏差不能通过实验获得，只能通过经验或者其他信息获得。

3.4. 不确定度的 B 类评定 (Type B evaluation (of uncertainty))

用不同于测量不确定度 A 类评定的方法对测量不确定度分量进行的评定。

3.5. 合成标准不确定度 (Combined standard uncertainty)

当测量结果是通过一系列参数获得时，该测量结果的标准偏差。等于一系列分项的平方和的平方根，这些分项分别是各参数加权后的方差或协方差，权数大小由参数对测量结果的影响程度而定。

$$U_{c,i}^2 = \sum_{k=1}^M \sum_{l=1}^M c_{k,i} u_{k,i} c_{l,i} u_{l,i} \rho_{k,l,i}$$

3.6. 扩展不确定度 (Expanded uncertainty)

关于测量结果区间范围的量级，该区间范围包含测量值分布的不同区间，用来表示不同的置信区间，通常为标准不确定度乘以覆盖因子得到。

3.7. 覆盖因子 (Coverage factor)

为了获得扩展不确定度而对合成标准不确定度乘以的系数，通常用字母 k 表示。

3.8. 理论发电量 (Gross AEP)

利用功率曲线和轮毂高度代表年的风速风频分布，假设机组可利用率为 100%，计算得到的单台风电机组一年时间内生产的全部电能。

3.9. 上网电量 (Net AEP)

发电厂在上网电量计量点向供电企业（电网）输入的电量。

3.10. 损耗 (Loss)

指因尾流影响、机组性能下降、限功率运行、限电等因素造成实际发电量与理论发电量之间的差异。

4. 总则

在计算风电场发电量时，首先需要计算由于风电场所处环境、运行条件、机组类型等因素造成的发电量损耗，理论发电量通过损耗计算后即为理论上网电量。

通过综合考虑风资源评估计算中各环节的标准不确定度 $u_{E,i}$ ，并通过各环节不确定度计算出理论上网电量的总体标准不确定度 $u_{E,total}$ 。

结合理论上网电量及理论上网电量的总体标准不确定度 $u_{E,total}$ ，可以计算出不同超越概率下的上网电量。

4.1. 损耗

损耗是指由于技术或其他原因而无法得以完全利用的风能，是实际发电量与理论发电量之差。损失可能

来自风电机组运行可利用率,环境因素,风电场限电率,电气损耗和其他因素。损耗取值的大小与区域相关,取决于多种影响因素,包括环境、采用机型、地貌等。损耗的分类见表 4-1-1。

表 4-1-1 损耗分类

损耗类别	取值范围	备注
风电场运行可利用率	0.5%~3%	不同机组类型的运行可利用率不同,可根据实际情况酌情调整
环境条件	结冰: 0%~9% 其他: 1%-3%	若对机组叶片进行了相关防护则可酌情调整环境导致的相关损耗
风电场限电率	0%-14%	风电场的限电率跟政策相关度较高,可根据当地近三年的限电政策对该项数值进行调整
电气损耗	1%-4%	可根据风电场的规模和机位布局对该项数值进行调整
未来风电场的影响	0.5%-10%	若在已有风电场附近规划建设大基地项目则需酌情调整数值

注:损耗的统计以省为单位进行区域划分计算。

风电场的起伏度,平均气温,极端最低、最高温度,风电场容量等对损耗都会产生一定的影响,在对相关损耗进行取值时,应综合考虑以上因素对不同类别数值进行调整。

其中,风电场运行可利用率损耗取值可分为三档,见表 4-1-2。

表 4-1-2 风电场运行可利用率损耗

级别	取值范围	备注
第一档	0.5%-1%	运行情况良好的,建议在该档次取值
第二档	2%	推荐的默认值
第三档	2%-3%	运行情况一般的,建议在该档次取值

环境条件按照风电场所在区域结冰程度、气候的影响。其中结冰程度等分为四档,见表 4-1-3。

表 4-1-3 风电场结冰损耗

级别	推荐默认值	备注
第一档: 云南 贵州、湖南、江西、蒙东、黑龙江、吉林	7%	
第二档: 蒙西、辽宁、湖北	4%	
第三档: 四川、重庆、河北、山西、陕西、宁夏、甘肃、青海、北京、天津、山东、新疆、广西	2%	
第四档: 河南、安徽、江苏、福建、浙江、上海、广东、海南、台湾	0%	

注:南方与北方结冰原理不同,南方一般低于零度时结冰概率较大,北方除了温度还需考虑湿度的影响,可参考日平均温度的天数进行损耗的调整。

气候的影响主要为叶片污染与侵蚀、环境停机等,见表 4-1-4。

表 4-1-4 风电场环境条件损耗

类别	推荐默认值	备注
叶片污染与腐蚀	1%-2%	若该地区腐蚀严重则建议取 2%
环境停机	0%-1%	视机组的切出风速和当地风速，以及控制策略来取值 (机组控制策略为主要参考条件)

风电场限电率²按照省份可分为五档，见表 4-1-5。

表 4-1-5 风电场限电率损耗

类别	推荐默认值	备注
第一档：新疆	14%	
第二档：甘肃、内蒙古	7%	
第三档：河北	5%	
第四档：湖南、吉林、青海、辽宁、贵州、山西、陕西、黑龙江、宁夏	1%-2%	
第五档：北京、天津、上海、江苏、浙江、安徽、福建、江西、山东、河南、湖北、广东、广西、海南、重庆、四川、云南、西藏、台湾	0%	

电气损耗可分为三档，见表 4-1-6。

表 4-1-6 风电场电气损耗

类别	取值范围	备注
第一档	1%-2.5%	若为小间距布置风电场，推荐在该档次取值
第二档	2.5%-3%	推荐默认值
第三档	3%-4%	若布置较为分散，推荐在该档次取值

未来风电场的影响可分为三档，见表 4-1-7。

表 4-1-7 未来风电场损耗

类别	取值范围	备注
第一档	0.5%-2%	所在地区，资源开发较为饱和
第二档	2%-6%	所在地区，存在规划常规风电项目，50MW-100MW 建议取值 2%，以此为取值基础，适当递增
第三档	6%-10%	所在地区，存在规划基地类风电项目，500MW 建议取值 6%，以此为取值基础，适当递增

4.2. 不确定度

发电量计算结果的标准不确定度 $u_{E,total}$ 主要由测量标准不确定度 $u_{E,measurement}$ 、数据处理标准不确定度 $u_{E,dataprocess}$ 、模型标准不确定度 $u_{E,model}$ 、功率曲线标准不确定度 $u_{E,powercurve}$ 和损耗标准不确定度 $u_{E,loss}$ 五部分构成。

对应风速的测量标准不确定度 $u_{measurement}$ 、数据处理标准不确定度 $u_{dataprocess}$ ，模型标准不确定度 u_{model} 需要通过乘以对应功率曲线的发电量敏感系数 c 转换为对应的发电量标准不确定度，敏感系数按照

² 注：限电率受当地政策影响较大，在进行损耗计算时，建议参考国家能源局等官方文件的最新限电率统计进行调整。

NB/T 10909 中方法进行计算。

通常认为发电量计算结果的测量标准不确定度 $u_{E,measurement}$ 、数据处理标准不确定度 $u_{E,dataprocess}$ 、模型标准不确定度 $u_{E,model}$ 、功率曲线标准不确定度 $u_{E,powercurve}$ 和损耗标准不确定度 $u_{E,loss}$ 五部分各自独立，各分量单独进行计算，再结合各分量进行合成发电量标准不确定度的计算。

4.2.1. 测量不确定度

参考 ISO/IEC Guide 98-3:2008 与 IEC 61400-12-1，风速测量不确定度按照 B 类评定方法进行评估。

风速测量不确定度的来源可以归纳为下列三类：1、风速测量设备；2、地形影响；3、测量方法。风速测量设备包含，风杯风速仪、超声风速仪、遥感测风设备、中尺度数据等。上述不确定度，是风速测量不确定度的一级分类，对于每个一级分类，又可以细分为二级分类。一级、二级分类，如下表 4-2-1 所示。

表 4-2-1 测量不确定度各项的名称、符号、幅值

一级分类	符号	参考值	二级分类
风速测量设备： 风杯或超声风速仪	$u_{VS,i}$	$M_{VS,i}$	标定测试（Calibration）、后标定测试（Post Calibration/In-situ）、分级测试（Classification）、安装方式（单个风速仪顶端安装）、安装方式（两个风速仪顶端安装）、安装方式（塔体单侧安装）、避雷针影响、数据采集、测量时长引起的设备损耗
风速测量设备： 遥感测风设备	$u_{VR,i}$	$M_{VR,i}$	标定测试（Calibration）、现场测试（In-situ）、分级测试（Classification）、安装方式、采样空间的气流差异、设备监测
地形影响	$u_{VT,i}$	$M_{VT,i}$	地形影响
测量方法： 不同风况、季节因素、寒冷气候	$u_{M,i}$	$M_{M,i}$	不同风况（风速切变、风向切变、垂直风速、湍流强度）、季节因素、寒冷气候

风速最终的测量不确定度 $u_{V,i}$ ，由上述各项的不确定度计算，计算公式如下式所示（参考 IEC 61400-12-1 中公式 E. 34）。

$$u_{V,i} = \sqrt{u_{VHW,i}^2 + u_{VT,i}^2 + u_{VM,i}^2}$$

其中， $u_{VHW,i}$ 是 $u_{VS,i}$ 或者 $u_{VR,i}$ ， $u_{VS,i}$ 是风杯风速仪或超声风速仪的风速测量不确定度， $u_{VR,i}$ 是遥感设备的风速测量不确定度（下标 VS 表示 Velocity of Sensor，下标 VR 表示 Velocity of Remote Sensing Device）。 $u_{VT,i}$ 是地形对气流影响带来的不确定度。 $u_{VM,i}$ 是测量方法带来的不确定度，包括不同风况、季节因素、寒冷气候等因素。

4.2.1.1. 测量不确定度风速测量设备：风杯或超声风速仪

风杯或超声风速仪的不确定度，要考虑标定测试（Calibration）、后标定测试（Post Calibration/In-situ）、分级测试（Classification）、安装方式。风速测量的不确定度计算如下：

$$u_{VS,i} = \sqrt{u_{VS,peCal,i}^2 + u_{VS,postcal,i}^2 + u_{VR,class,i}^2 + u_{VR,mnt,i}^2 + u_{VS,igt,i}^2 + u_{dVS,i}^2 + u_{depletion,i}^2}$$

表 4-2-1-1 风杯风速仪风速测量的不确定度

风速测量（风杯或超声风速仪）的二级分类	不确定度	参考值
标定测试（Calibration）	$u_{VS,peCal,i}$	1-3%
后标定测试（Post Calibration/In-situ）	$u_{VS,postcal,i}$	0.2m/s
分级测试（Classification）	$u_{VS,class,i}$	1-1.5%
安装方式（单个风速仪顶端安装）	$u_{VS,mnt,i}$	0.5%
安装方式（两个风速仪顶端安装）	$u_{VS,mnt,i}$	1.0%
安装方式（塔体单侧安装）	$u_{VS,mnt,i}$	1.5%
避雷针影响	$u_{VS,igt,i}$	0.1-0.2%
数据采集	$u_{dVS,i}$	0.1-0.2%
测量时长引起的设备损耗	$u_{depletion,i}$	风杯式：0.2%/年 超声式：0%

4. 2. 1. 2. 风速测量设备：遥感设备

$$u_{VR,i} = \sqrt{u_{VR,ver,i}^2 + u_{VR,isc,i}^2 + u_{VR,class,i}^2 + u_{VR,mnt,i}^2 + u_{VR,flow,i}^2 + u_{VR,mon,i}^2}$$

表 4-2-1-2 遥感类设备风速测量的不确定度

风速测量（遥感设备）的二级分类	不确定度	参考值
标定测试（Calibration）	$u_{VR,ver,i}$	2-3%
现场测试（In-situ）	$u_{VR,isc,i}$	/
分级测试（Classification）	$u_{VR,class,i}$	1-1.5%
安装方式	$u_{VS,mnt,i}$	0.1%
采样空间的气流差异	$u_{VR,flow,i}$	2-3%
设备监测	$u_{VR,mon,i}$	0.5%

4. 2. 1. 3. 地形影响

表 4-2-1-3 遥感类设备风速测量的不确定度

地形影响	不确定度	参考值
地形影响	$u_{VT,i}$	海上：1-2% 平坦地形：2-3% 复杂地形根据实际地形确定

4.2.1.4. 测量方法：不同风况、季节因素、寒冷气候

$$u_{M,i} = \sqrt{u_{M, shear,i}^2 + u_{M, veer,i}^2 + u_{M, upflow,i}^2 + u_{M, ti,i}^2 + u_{M, sfx,i}^2 + u_{M, cc,i}^2}$$

表 4-2-1-4 测量方法的不确定度

测量方法	不确定度	参考值
不同风况：风速切变	$u_{M, shear,i}$	2.4-3.0%
不同风况：风向切变	$u_{M, veer,i}$	0.6-2.1%
不同风况：垂直风速	$u_{M, upflow,i}$	0.3-0.5%
不同风况：湍流强度	$u_{M, ti,i}$	0.3-0.5%
季节因素	$u_{M, sfx,i}$	0.7%
寒冷气候	$u_{M, cc,i}$	0.5-1.0%

4.2.2. 数据处理不确定度

4.2.2.1. 数据处理不确定度

宜按下列步骤，计算因插补造成的不确定度：

(1) 剔除故障数据后，整理实测有效数据，计算实测数据完整率 η 。

(2) 采用最小二乘法计算用于插补订正的参证数据和实测有效数据的皮尔逊相关系数 r ，如果采用多组参证数据进行插补，则采用下式计算 r ：

$$r = \sum_i^n r_i w_i$$

式中：

r_i 第 i 组参证数据和实测有效数据的相关系数

w_i 第 i 组参证数据插补的数据个数占总缺测数据的比例

n 采用参证数据的组数

(3) 查表得出在不同数据完整率和相关系数下的插补不确定度取值，对任意缺测时长，以表中数据为基础，通过线性插值的方法计算对应不确定度。

表 4-2-2-1 不同相关性、不同测风时长风速插补对应的不确定度

相关系数 数据完整率	r 取值范围				
	$r \geq 0.8$	$0.8 > r \geq 0.7$	$0.7 > r \geq 0.6$	$0.6 > r \geq 0.4$	$0.4 > r$
91.67% (缺测 1 个月)	0.46%	0.70%	0.93%	1.07%	1.65%
83.33% (缺测 2 个月)	0.89%	1.22%	1.71%	2.06%	2.92%
75.00% (缺测 3 个月)	1.36%	1.83%	2.60%	3.19%	4.35%
66.67% (缺测 4 个月)	1.88%	2.53%	3.61%	4.47%	5.92%
58.33% (缺测 5 个月)	2.43%	3.33%	4.74%	5.88%	7.65%
50.00% (缺测 6 个月)	3.03%	4.22%	5.98%	7.44%	9.54%

41.67% (缺测 7 个月)	3.67%	5.20%	7.34%	9.14%	11.57%
33.33% (缺测 8 个月)	4.35%	6.28%	8.82%	10.98%	13.76%
25.00% (缺测 9 个月)	5.08%	7.45%	10.41%	12.96%	16.10%
16.67% (缺测 10 个月)	5.84%	8.71%	12.13%	15.08%	18.59%
8.33% (缺测 11 个月)	6.65%	10.07%	13.95%	17.34%	21.24%

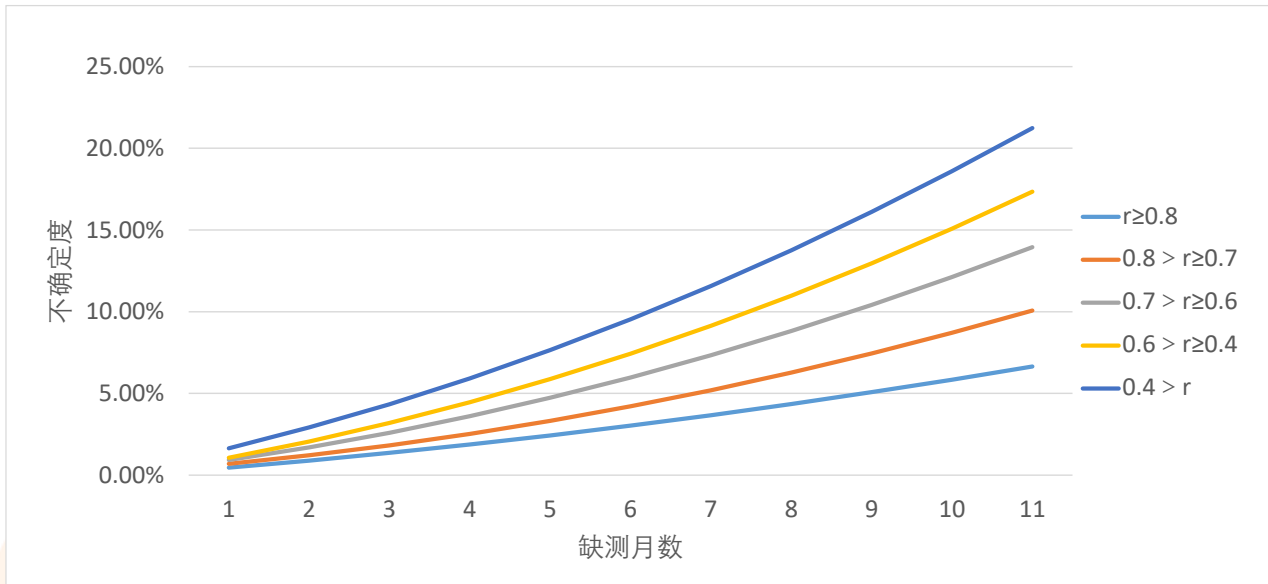


图 4-2-2-1 不同相关性、不同测风时长风速插补对应的不确定度拟合曲线

4.2.2.2. 垂直外推不确定度

垂直外推:

$$\tilde{u}_{U_{ve}}^2 \approx k_{s,obs} \tilde{u}_{U_{obs}}^2 + \alpha^2 (\tilde{u}_{rep}^2 + \tilde{u}_{\alpha fit}^2) \ln^2 \left(\frac{z_{pred}}{z_{obs}} \right)$$

式中:

$\tilde{u}_{U_{obs}}$ 测风设备测量风速的不确定度

$k_{s,obs}$ 测量风速不确定度的扩展系数

α 风切变值

\tilde{u}_{rep} 切变幂指数模型 α 的不确定度

$\tilde{u}_{\alpha fit}$ 切变拟合的标准不确定度

z_{pred} 外推高度

z_{obs} 观测高度的几何平均值

当只使用两个测量高度 $\{z_2, z_1\}$ 拟合切变垂直外推时, 测量风速不确定度的扩展系数 $k_{s,obs}$ 计算方式如下:

$$k_{s,obs} = c_f \frac{\ln^2(z_{pred}/z_{obs})}{\ln^2(z_2/z_1)}$$

式中:

z_1, z_2	测量高度
z_{pred}	外推高度
z_{obs}	对应测量高度 z_1, z_2 的几何平均值
c_f	不同测风仪不确定度之间的系数，对两个测风仪的情况取值为2

切变幂指数模型 α 的不确定度表示使用幂指数模型来描述实际风廓线的准确程度，主要受切变本身大小，粗糙度，地形复杂度，测量高度影响，一般情况下，地形越简单，地表粗糙度越单一，风廓线与幂指数模型的重合度越高，计算公式如下：

$$\hat{u}_{rep} = \alpha \ln\left(\frac{z_{pred}}{z_{obs}}\right) B_{ct} + \frac{0.04[1 + \tanh\left(-\frac{\alpha}{0.2}\right)]}{|\alpha|}$$

式中：

B_{ct} 表示复杂地形对风廓线的影响，受地形崎岖指数和粗糙度影响

$$B_{ct} = \frac{1.5}{\ln(\sqrt{z_{pred}z_{obs}/z_{0,eff}})}$$

$$z_{0,eff} = z_0[1 + \Delta z_{ref}(e^{RIX/\alpha_R} - 1)/z_0]^{2/3}$$

式中：

z_0	地表粗糙度
Δz_{ref}	100m
RIX	地形崎岖指数
α_R	30%

4.2.2.3. 长期订正不确定度

长期订正不确定度主要由 MCP 计算引入的不确定度以及未来风气候变化的不确定度构成。

4.2.2.3.1. MCP 插补计算的不确定度

$$u_{MCP} = \sqrt{\frac{r^2}{N_R} u_R^2 + \frac{1-r^2}{N_T} u_T^2}$$

式中：

N_T	测风数据的测风年数
N_R	参考数据的测风年数

u_T	测风数据的年际变化率
u_R	参考数据的年际变化率
r	测风数据与参考数据之间的皮尔逊相关系数

4.2.2.3.2. 未来气候变化的不确定度

从气象学的角度考虑，过去测风数据的代表情况不能反应未来长期的气候波动，即使历史数据的测量周期再长，预测未来仍然存在着不确定度，未来气候变化趋势的不确定度推荐取值为 5%。

4.2.3. 模型不确定度

4.2.3.1. 使用 CFD 模型外推的不确定度

在使用 CFD 仿真进行计算时，假设相同测风塔推算各机位点的不确定度是相关的，同时，不同测风塔推算各机位点的不确定度是相关的，根据不确定度的累加原则，将不同测风塔外推至不同机位的不确定度按能量权重加权累加后，便可得到模型外推风速的标准不确定度，然后乘以敏感系数计算得到模型外推导致的发电量不确定度，计算公式如下：

$$u_{E,model} = \sum_j^{n_M} \sum_i^{n_T} C_i * u_{WS_{i,j}} * w_{i,j}$$

式中：

C_i	第 i 个机位对应的风速不确定度敏感系数
$u_{WS_{i,j}}$	第 j 个测风塔综合时第 i 个机位对应的风速标准不确定度
$w_{i,j}$	第 j 个测风塔综合时第 i 个机位发电量对应风电场理论发电量的权重
n_M	测风塔数量
n_T	机组数量

在计算测风塔与不同机位点之间风速外推结果的标准不确定度时，目前按照地形分级，不同地形种类对应水平外推和垂直外推有不同的不确定度取值范围，公式如下：

$$u_{WS_{i,j}} = \sqrt{\left(\frac{D_{i,j}}{1000} * u\right)^2 + \left(\frac{abs(Z_{i,j})}{10} * u\right)^2}$$

式中：

$D_{i,j}$	测风塔 j 外推至机位点 i 的水平距离
$Z_{i,j}$	测风塔 j 外推至机位点 i 的垂直距离
u	模型不确定度，其中平坦地形为 0.5%，丘陵地形为 1%，复杂地形为 1.5%。

4.2.4. 功率曲线不确定度

功率曲线不确定度的大小，不光与功率曲线的来源有关，还与应用风场的环境条件相关。不同方法获取的功率曲线和应用条件得到的不确定度分类见表 4-2-4-1。

4-2-4-1 功率曲线不确定度分类

	功率曲线来源	使用项目环境条件是否与来源条件相似	不确定度推荐值
仿真计算	0 湍流度下的静态功率曲线	不限定	$\sqrt{a^2+b^2}$
	带特定湍流度的动态功率曲线	相似	a
		不相似	$\sqrt{a^2+b^2}$
功率曲线测试	平坦地形无偏移的测试功率曲线	相似	c
		不相似	$\sqrt{c^2+b^2}$
	有可修正的偏离项	相似	c
		不相似	$\sqrt{c^2+b^2}$
有不可完全修正的偏离项	任意	d	
其它	担保功率曲线	---	e

上表所列推荐值符号的含义和取值见表 4-2-4-2。

4-2-4-2: 功率曲线不确定度推荐值含义和取值表

符号	含义	取值
a	仿真及模型的不确定	建议采纳有资质的第三方评估确定，通常不低于 6%
b	环境条件差异带来的偏差，如通过计算修正环境条件的差异，无需考虑此项	建议以下偏差每增加一个单位：代表湍流强度 0.02、风切变 0.1、空气密度 0.1、入流角 5°，不确定度增加 1%，按各个分量独立进行合成得到最终值，该值最高取为 5%
c	测试不确定度	建议依据有资质的测试结构出具的测试报告给出数值确定
d	---	建议可取为 10%
e	---	参考担保时功率曲线来源和应用条件给出

注：a 的取值依赖与第三方评估机构对仿真计算模型的可靠性给出，主要参考依据为：相关损失值的选取是否有部件测试结果的支撑、模型的仿真参数是否考虑了对功率曲线影响的动态失速、叶尖损失、叶根损失等空气动力学影响，总体原则上不低于合格测试的不确定度平均水平。d 的取值为依据现有的测试不确定度的统计结果给出，以不低于 99% 的测试样本给出。

4.2.5. 损耗不确定度

损耗不确定度即风资源转化成风电场发电量收益时的不确定度。主要包含风电场运行可利用率、环境条件、风电场限电率、电气损耗、未来风电场的影响。

其中，参考目前再投风电场的可利用率相对都为较稳定且较好，因此风电场机组运行可利用率的不确定度取在 1% 附近是一个相对较为合理的值，但也取决于实际运行的机组性能和运维人员的水平。

因为环境条件与风电场电量输送的关系不是很清晰，且极端风、结冰或极端温度等环境事件的频率、严重性和影响每年都有变化，因此环境条件的不确定度相对偏大，建议取为环境条件损耗取值的 1 倍。若风电场在建设时，制造商降低了一些机组对环境影响的敏感度时（例如防冰措施等），该不确定度可以适当降低。

风电场限电率受当地政策的影响较大，但从我国整体的限电情况来看，各地区限电率整体呈下降趋势，因此建议不确定度在前三档限电严重的趋势，其限电不确定度建议取值为风电场限电的 0.5-1 倍。后两档的限电不确定度建议取值为 0%-1%。

风电场与其他电气系统之间相类似，因此电气损耗不确定度相对很低，建议电气损耗不确定度取值为 1%，但该值也取决于风电场的实际复杂程度和运行条件的了解程度。

未来风电场的影响受周边是否继续建设风电场以及风电场的容量有关，因此未来风电场的不确定度相对也较大，建议取为未来风电场损耗值的 1 倍。

尾流模型仿真偏差不确定度取值宜取尾流损耗计算值的 1-2 倍。

4.2.6. 合成不确定度

在将风资源评估中各环节产生的不确定度进行合成时，首先需要将风速相关的不确定度按照风速敏感系数转换为产能相关的不确定度。再按照各环节的不确定度相互独立的假设，通过独立不确定度的合成公式计算出产能计算结果的总体不确定度。

$$u_{E,total} = \sqrt{u_{E,measurement}^2 + u_{E,dataprocess}^2 + u_{E,model}^2 + u_{E,PC}^2 + u_{E,loss}^2}$$

式中：

$u_{E,measurement}$	测量引入的风速不确定度通过风速敏感系数转化为测量引入的产能不确定度
$u_{E,dataprocess}$	数据处理引入的风速不确定度通过风速敏感系数转化为数据处理引入的产能不确定度
$u_{E,model}$	模型外推引入的风速不确定度通过风速敏感系数转化为模型外推引入的产能不确定度
$u_{E,powercurve}$	功率曲线相关不确定度引入的产能不确定度
$u_{E,loss}$	产能损耗计算不确定度引入的产能不确定度

其中测量、数据处理、模型外推引入的不确定度均是风速相关，需要通过风速敏感系数转换为与产能相关的不确定度。

$$u_{E_i} = u_{WS_i} * C$$

式中：

u_{WS_i}	第 i 个元素引入的风速不确定度
c	敏感系数
u_{E_i}	第 i 个元素引入的风速不确定度通过风速敏感系数转换后的产能对应的不确定度



附录 1 Weibull 风速模型下不确定度合成

通常风速仪的标定结果，是在多个具体的风速数值下的不确定度。

利用Weibull分布确定，来确定不同风速区间对于整体不确定度的贡献。当参数 $k=2$ ， $c=7$ 时，Weibull分布确定的风速平均值为 6.21m/s ，用该场景的风频分布作为权重。通过加权计算，风杯风速仪对于平均风速距平的影响为 -0.0005m/s ，不确定度为 0.0309m/s 。

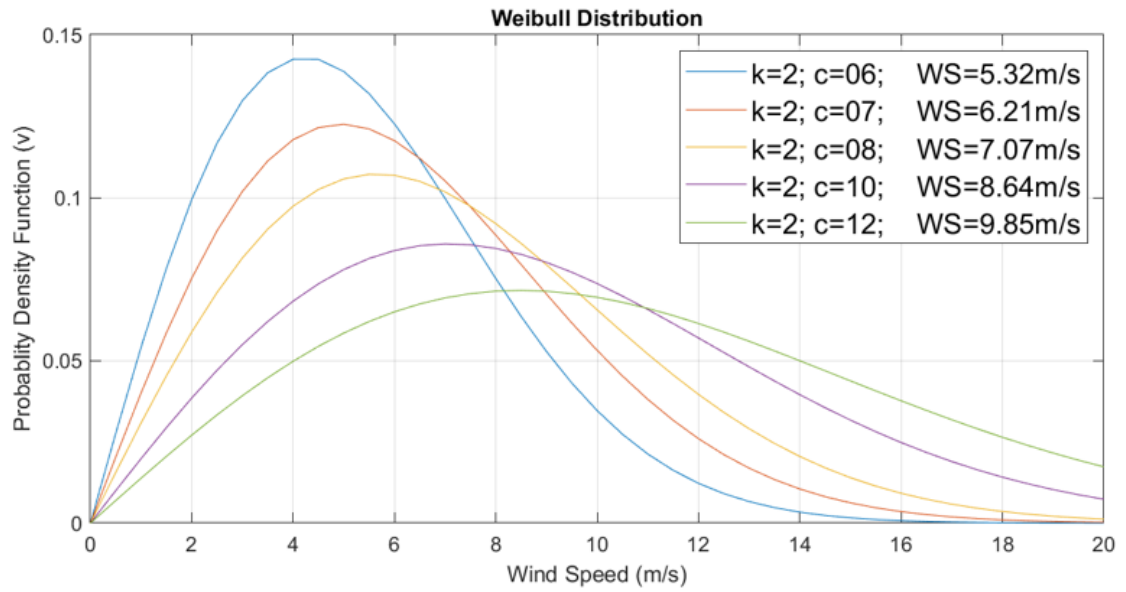


图 1 不同 Weibull 分布下的风速

附录 2 不同测风数据的不确定度分析

以NRG风杯为例，风速测量的不确定度约为1.25%；以激光雷达为例，风速测量的不确定度约为2.63%；中尺度测风数据给出了风速的不确定度约为5.1%。

表 1 风速仪风速测量的不确定度合成

风速测量（风杯或超声风速仪）的二级分类	不确定度	数值
标定测试（Calibration）	$u_{VS,peCal,i}$	0.5%
后标定测试 （Post Calibration/In-situ）	$u_{VS,postcal,i}$	0.2m/s
分级测试（Classification）	$u_{VS,class,i}$	1%
安装方式（单个风速仪顶端安装）	$u_{VS,mnt,i}$	0.5%
避雷针影响	$u_{VS,lgt,i}$	0.1%
数据采集	$u_{dVS,i}$	0.1%
测量时长引起的设备损耗	$u_{depletion,i}$	0.2%（年递增）
合成		1.25%

表 2 遥感类设备风速测量的不确定度合成

风速测量（遥感设备）的二级分类	不确定度	幅值 M
标定测试（雷达）	$u_{VR,ver,i}$	0.43%
标定测试（测风塔）		1.21%
现场测试（In-situ）	$u_{VR,isc,i}$	/
分级测试（Classification）	$u_{VR,class,i}$	1%
安装方式	$u_{VS,mnt,i}$	0.1%
采样空间的气流差异	$u_{VR,flow,i}$	2%
设备监测	$u_{VR,mon,i}$	0.5%
合成		2.63%

附录 3 测量不确定度的计算

a. 风杯或超声风速仪

通常风速仪的标定结果，是在多个具体的风速数值下的不确定度。利用Weibull分布确定，来确定不同风速区间对于整体不确定度的贡献。当参数 $k=2$ ， $c=7$ 时，Weibull分布确定的风速平均值为6.21m/s，用该场景的风频分布作为权重。通过加权计算，风杯风速仪对于平均风速距平的影响为-0.0005m/s，不确定度为0.0309m/s，该Weibull情况下的平均风速6.21m/s，对应0.5%的不确定度。

表 1 风杯式风速计标定结果（以 NRG 为例，CERTIFICATE FOR CALIBRATION OF CUP ANEMOMETER, Certificate number: 18.US1.00598, SOH Wind Engineering LLC, 2018）

Succession	Velocity pressure, [Pa]	Wind velocity, v. [m/s]	Deviation, d. [m/s]	Uncertainty uc(k=2) [m/s]	风速百分比 (k=2,c=7) [%]	Deviation 加权	Uncertainty 加权
2	9.25	3.967	-0.031	0.024	15.1%	-0.0047	0.0036
4	14.61	4.986	0.003	0.025	15.7%	0.0005	0.0039
6	20.96	5.971	-0.009	0.027	15.1%	-0.0014	0.0041
8	28.49	6.962	-0.003	0.029	13.6%	-0.0004	0.0039
10	37.43	7.98	0.021	0.032	11.4%	0.0024	0.0036
12	47.23	8.964	0.007	0.035	9.1%	0.0006	0.0032
13	58.34	9.964	0.015	0.038	6.9%	0.0010	0.0026
11	70.51	10.954	0.011	0.041	5.0%	0.0005	0.0020
9	84.28	11.976	0.044	0.044	3.4%	0.0015	0.0015
7	98.61	12.954	0.007	0.047	2.2%	0.0002	0.0010
5	114.39	13.952	-0.034	0.05	1.4%	-0.0005	0.0007
3	130.73	14.916	-0.033	0.053	0.8%	-0.0003	0.0004
1	149.17	15.931	0.003	0.056	0.5%	0.0000	0.0003
平均值			0.0010	0.050	100.0%	-0.0005	0.0309

b. 遥感设备

通过估计风速测量设备（风杯或超声风速仪）的幅值，需考虑标定测试、分级测试、侧边安装，整体的不确定度为： $\sqrt{3\%^2 + 3\%^2 + 1\%^2} = 4.36\%$ 。当风速为6.2m/s时，对应0.2703m/s的不确定度。

平坦地形下，不确定度的数值为： $\sqrt{1.43\%^2 + 1\%^2 + 0.5\%^2} = 1.82\%$ ；山地地形下，不确定度的数值为： $\sqrt{2.72\%^2 + 1\%^2 + 0.5\%^2} = 2.94\%$ 。当风速为6.2m/s时，分别对应0.1128m/s和0.1823m/s的不确定度。

下表是激光雷达的不确定度结果。

表 2 激光雷达的风速计标定结果

(DNV GL, 2016, WINDCUBE WLS7-562, LIDAR PERFORMANCE VERIFICATION AT DNV GL TEST SIDE IN JANNEBY)

来源：直接来源于 DNV 测试报告												来源：Weibull 分布的权重计算得到			
风速区间		激光雷达		测风塔	激光雷达-测风塔				风速仪			激光雷达-测风塔		风速仪	整体
起始值	终止值	风速	样本数	风速	标准偏差 [m/s]	风速差值 [m/s]	风速差值 [%]	安装 [%]	不确定度 [%]	不确定度 [%]	权重	风速差值 [m/s]	风速差值 [%]	不确定度 [%]	不确定度 [%]
3.75	4.25	4.03	216	4	0.17	0.03	0.54 %	0.50 %	1.78 %	1.94 %	7.61%	0.0002	0.04 %	0.14 %	0.15 %
4.25	4.75	4.52	314	4.49	0.18	0.03	0.53 %	0.50 %	1.61 %	1.78 %	7.95%	0.0001	0.04 %	0.13 %	0.14 %
4.75	5.25	5.04	362	5.01	0.18	0.03	0.72 %	0.50 %	1.48 %	1.73 %	8.10%	0.0002	0.06 %	0.12 %	0.14 %
5.25	5.75	5.53	408	5.5	0.19	0.03	0.56 %	0.50 %	1.37 %	1.57 %	8.09%	0.0002	0.05 %	0.11 %	0.13 %
5.75	6.25	6	328	5.98	0.18	0.02	0.23 %	0.50 %	1.29 %	1.41 %	7.92%	0.0001	0.02 %	0.10 %	0.11 %
6.25	6.75	6.51	323	6.49	0.19	0.02	0.31 %	0.50 %	1.22 %	1.36 %	7.61%	0.0001	0.02 %	0.09 %	0.10 %
6.75	7.25	7.02	276	6.99	0.19	0.03	0.39 %	0.50 %	1.15 %	1.33 %	7.20%	0.0001	0.03 %	0.08 %	0.10 %
7.25	7.75	7.53	226	7.48	0.2	0.05	0.60 %	0.50 %	1.10 %	1.36 %	6.71%	0.0002	0.04 %	0.07 %	0.09 %
7.75	8.25	7.99	179	7.97	0.21	0.02	0.24 %	0.50 %	1.06 %	1.21 %	6.15%	0.0001	0.01 %	0.07 %	0.07 %
8.25	8.75	8.53	127	8.5	0.21	0.03	0.34 %	0.50 %	1.02 %	1.20 %	5.56%	0.0001	0.02 %	0.06 %	0.07 %
8.75	9.25	9.01	95	8.98	0.2	0.03	0.38 %	0.50 %	0.98 %	1.19 %	4.96%	0.0001	0.02 %	0.05 %	0.06 %
9.25	9.75	9.52	78	9.5	0.22	0.02	0.19 %	0.50 %	0.95 %	1.12 %	4.36%	0.0001	0.01 %	0.04 %	0.05 %
9.75	10.25	10.01	47	10.01	0.2	0	0.05 %	0.50 %	0.92 %	1.09 %	3.79%	0.0000	0.00 %	0.03 %	0.04 %
10.25	10.75	10.48	37	10.5	0.22	-0.02	-0.16 %	0.50 %	0.90 %	1.10 %	3.25%	0.0001	0.01 %	0.03 %	0.04 %

10.7 5	11.2 5	11.0 8	29	10.9 9	0.24	0.09	0.81 %	0.50 %	0.88 %	1.36 %	2.75%	0.000 4	0.02 %	0.02 %	0.04 %
11.2 5	11.7 5	11.5 8	15	11.4 5	0.28	0.13	1.12 %	0.50 %	0.86 %	1.62 %	2.30%	0.000 7	0.03 %	0.02 %	0.04 %
11.7 5	12.2 5	11.9 8	10	11.9 5	0.18	0.03	0.25 %	0.50 %	0.84 %	1.12 %	1.90%	0.000 2	0.00 %	0.02 %	0.02 %
12.2 5	12.7 5	12.5 9	8	12.5 8	0.12	0.01	0.11 %	0.50 %	0.82 %	1.02 %	1.55%	0.000 0	0.00 %	0.01 %	0.02 %
12.7 5	13.2 5	12.9 3	3	12.8 5	0.12	0.08	0.62 %	0.50 %	0.82 %	1.25 %	1.25%	0.000 4	0.01 %	0.01 %	0.02 %
13.2 5	13.7 5	13.7 6	1	13.5 6	0	0.2	1.47 %	0.50 %	0.79 %	1.75 %	1.00%	0.001 0	0.01 %	0.01 %	0.02 %
											100.00 %	0.004 3	0.43 %	1.21 %	1.43 %



c. 声雷达

声雷达，依靠声波进行探测。它通过发出脉冲进行测量，记录通过空气散射返回的回波信号。反射的声波频率变化被转化为风数据，检测到返回信号所需的时间计算测量高度。所以雷达摆放姿态必须水平，任何角角度的倾斜都会造成测风数据的不准确，既有高度层的偏差又有风速大小的偏差三维声波雷达对于风向的测量需要一个基准，故该雷达现场摆放过程中需要注意电池板朝向正南，即 180° ，如此便确定了基准风向。如果该摆放角度不精确则会造成测风数据的偏差，风向尤为明显。声雷达的声波发射是靠3组阵列完成的，阵列的状态也会影响到测风数据。由于雷达要全天候运行，所以应该考虑到空气湿度较大且温度趋于或者低于 0°C 的冷凝及结霜现象，如果出现此状况，则会影响到声波的发射和接收进而影响到测风数据，造成一定的偏差。

固定回波深度的影响：1、所有测量系统都有缺点，声雷达系统的主要缺点是固定回波。2、某些站点上总是会出现固定回波；某些站点上总是会出现固定回波，良好的声雷达设计可以减少固定回波，但不能消除它。好的选址可以减少，但并不能消除它。3、固定回声通常不是“固定的”——它们随着环境条件的变化而变化，原因是声音的绕射；树木的季节性变化；物体移动如车辆移动。4、现已开发出固定回波诊断工具，用于识别信号中固定回波的存在和可能的影响。帮助在声雷达测量期间优化选址。在一定情况下可修正受固定回波影响的数据。

大气气候影响声雷达通过不同高度的温度差来测量数据，如果该地区大气不同高度温度相同，则很难测出数据。但在中国云南、广州等地区数据非常好，更有200米处的测量数据完整度高达90-95%以上。

d. 中尺度数据

10分钟时间序列风速的验证结果显示平均相关系数为0.683，对于月度值，平均相关系数增加到0.881。Vortex-LES对平均风速的平均绝对误差为5.1%。（引用：Vortex-LES White Paper, VORTEX FdC S.L, <https://vortexfdc.com/>；虚拟测风WRF-LES技术白皮书, 恩维创能 2020-07-31）



附录 4 插补不确定度的计算案例

某陆上风电项目，经过对故障数据的筛查和剔除后，测风塔数据完整率为 82%，在插补过程中，优先使用旁边另一座测风塔作为参证数据进行插补，二者相关系数为 0.86，插补后，测风塔数据完整率上升为 88%，之后再使用中尺度数据进行插补，二者相关系数为 0.65，插补后，测风塔数据完整率为 100%。

将用作参证数据的测风塔作为参证数据 A、中尺度作为参证数据 B，首先计算两种参证数据的插补权重。

参证数据 A 的插补权重为：

$$w_A = \frac{88\% - 82\%}{100\% - 82\%} = 33.33\%$$

参证数据 B 的插补权重为：

$$w_B = \frac{100\% - 88\%}{100\% - 82\%} = 66.67\%$$

计算皮尔逊相关系数：

$$r = w_A r_A + w_B r_B = 33.33\% * 0.86 + 66.66\% * 0.65 = 71.99\%$$

查表得，当相关系数介于[0.7, 0.8]时，数据完整率 83.33%对应的不确定度为 1.22%，数据完整率 75%对应的不确定度为 1.83%，采用插值法计算数据完整率 82%条件下对应的不确定度：

$$u_2 = \frac{1.83\% \times (83.33\% - 82\%) + 1.22\% \times (82\% - 75\%)}{83.33\% - 75\%} = 1.32\%$$

风速插补造成的不确定度为 1.32%。

附录 5 垂直外推不确定度的计算

案例一：

某陆上风电项目，地形简单，对应地形崎岖度 $RIX=0$ ，周边地表为草甸，粗糙度约为 $0.03m$ ，测风塔在 $20m$ 、 $40m$ 、 $60m$ 、 $80m$ 高度均安装一个风杯式测风仪，对应年平均风速为 $6.2m/s$ 、 $6.8m/s$ 、 $7.3m/s$ 、 $7.8m/s$ ，测风仪均安装于测风塔同侧，且为同一厂家出产，经过相同风洞标定，通过厂家标定报告，得知测风仪标定不确定度为 0.25% ，信号接受系统不确定度为 0.1% ，该项目推荐机组轮毂高度为 $120m$ ，工程师在进行外推时选择 $60m$ 高度和 $80m$ 高度进行计算。

首先根据外推高度计算测量不确定度的扩展系数 $k_{s,obs}$ ：

$$z_{obs} = (z_1 z_2)^{1/2} = 69.2$$

$$k_{s,obs} \approx c_f \frac{\ln^2(z_{pred}/z_{obs})}{\ln^2(z_2/z_1)} \approx 2 \frac{\ln^2(120/69.28)}{\ln^2(80/60)} = 7.29$$

测风仪的测量不确定度 \tilde{u}_{obs} ：

$$\tilde{u}_{obs} = \sqrt{0.25\%^2 + 0.1\%^2} = 0.27\%$$

计算外推使用切变 α ：

$$\alpha = \frac{\ln(V_2/V_1)}{\ln(z_2/z_1)} = \frac{\ln(7.8/7.3)}{\ln(80/60)} = 0.23$$

计算拟合切变代表性的不确定度 \tilde{u}_{rep} ：

$$z_{0,eff} \approx z_0 [1 + \Delta z_{ref} (e^{RIX/a_R} - 1)/z_0]^{2/3} \approx 0.03 [1 + 100(e^{0/30} - 1)/0.03]^{2/3} = 0.03$$

$$B_{ct} = \frac{2}{\ln(\sqrt{z_{pred} z_{obs}}/z_{0,eff})} = \frac{2}{\ln(\sqrt{120 \times 69.28}/0.03)} = 0.25$$

$$\tilde{u}_{rep} \approx \alpha \ln\left(\frac{z_{pred}}{z_{obs}}\right) B_{ct} + \frac{0.04[1+\tanh(-\alpha/0.2)]}{|\alpha|} \approx 0.23 \ln\left(\frac{120}{69.28}\right) 0.25 + \frac{0.04[1+\tanh(-0.23/0.2)]}{|0.23|} \approx 0.06$$

至此，与外推不确定度相关的参数都已计算完成，可以计算垂直外推不确定度。

由于在外推时使用两层高度拟合切变，因此 $\tilde{u}_{\alpha fit}^2 = 0$

$$\tilde{u}_{U_{ve}}^2 \approx k_{s,obs} \tilde{u}_{obs}^2 + \alpha^2 (\tilde{u}_{rep}^2 + \tilde{u}_{\alpha fit}^2) \ln^2\left(\frac{z_{pred}}{z_{obs}}\right)$$

$$\tilde{u}_{U_{ve}}^2 \approx 7.29 \times 0.0027^2 + 0.23^2 (0.09^2 + 0) \ln^2\left(\frac{120}{69.28}\right) = 1.17 \times 10^{-4}$$

$$\tilde{u}_{U_{ve}} = 1.08\%$$

该案例垂直外推不确定度为 1.08% 。



附录 6 长期订正不确定度的计算案例

案例一：

某风电项目实际测风长度为 1 年，该点附近长期参考数据 R^2 为 0.735，长期参考数据近 20 年各月平均风速见下表。

表 1 参考数据 20 年月平均风速

年	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
2001	5.661	5.545	6.183	6.165	4.843	5.071	5.532	5.169	6.155	5.538	5.056	6.367
2002	5.08	5.009	5.547	6.584	5.087	4.772	4.318	5.042	6.246	5.899	5.657	5.96
2003	5.332	5.757	6.701	6.508	5.282	5.104	5.854	5.83	5.461	5.384	6.477	4.492
2004	4.693	5.774	6.141	6.525	6.088	4.73	5.59	6.581	5.506	4.87	5.025	6.09
2005	5.063	6.115	5.621	5.925	5.05	4.787	6.573	6.269	6.252	5.691	4.82	5.078
2006	5.69	6.008	5.36	6.495	6.122	5.512	6.77	4.897	5.482	4.143	5.42	4.675
2007	4.972	5.309	5.981	5.922	6.081	4.659	6.011	5.768	5.767	5.557	4.544	5.041
2008	6.202	5.4	5.564	5.523	6.001	5.243	5.284	4.137	5.208	4.345	4.833	5.953
2009	5.104	6.22	6.05	5.221	5.776	4.875	5.99	5.993	5.58	4.298	6.269	5.35
2010	5.572	6.274	7.391	6.27	5.568	5.072	4.78	5.559	5.548	5.373	4.528	6.451
2011	5.205	5.658	5.529	6.08	6.565	5.007	5.667	5.943	5.66	4.863	5.695	5.091
2012	5.241	5.59	5.187	5.259	5.059	4.228	6.056	6.384	5.066	4.198	5.619	6.041
2013	4.762	5.602	6.661	6.61	5.745	5.533	7.635	6.957	4.892	5.371	5.278	4.991
2014	5.636	6.5	5.689	5.629	5.343	4.295	4.937	4.584	5.414	5.118	5.552	5.502
2015	5.187	5.155	5.351	5.945	5.47	5.056	5.684	5.365	5.022	4.912	5.393	4.615
2016	5.852	5.676	5.9	5.189	6.404	5.547	5.601	4.655	5.637	5.857	5.505	5.218
2017	5.512	5.23	5.11	6.388	5.255	4.46	6.721	4.964	4.454	6.25	5.254	4.914
2018	6.246	5.477	6.203	6.611	5.961	4.987	4.739	5.709	5.088	4.264	5.418	6.26
2019	5.122	5.572	5.314	6.102	4.822	4.639	4.948	4.609	5.192	5.173	5.564	5.088
2020	5.493	5.352	5.524	5.885	5.239	4.556	4.747	5.697	4.132	5.609	5.763	5.077

首先计算长期数据对应的年际变化率。

年平均风速标准差 u ：

$$u = \frac{1}{N-1} \sqrt{\sum_{i=1}^N (v_i - \bar{v})^2} = 0.174$$

各月无缺测数据， $V_{\text{MOMM}} = V_{\text{ave}} = 5.49\text{m/s}$

因此，长期数据过去二十年对应的年际变化率 u_R 为：

$$u_R = \frac{u}{V_{\text{MOMM}}} = \frac{0.174}{5.49} = 3.18\%$$

由于实测数据只有 1 年，实测数据的年际变化率 $u_T \approx u_R = 3.18\%$

该数据从 1 年订正到过去 20 年风速的不确定度为：

$$u_{MCP} = \sqrt{\frac{r^2}{N_R} \sigma_R^2 + \frac{1-r^2}{N_T} \sigma_T^2} = \sqrt{\frac{0.735}{20} * 0.0318 + \frac{1-0.735}{1} * 0.0318} = 1.74\%$$

结合未来风气候变化的不确定度 $u_{future} = 5\%$

长期订正结果的不确定度 $u_{LTC} = \sqrt{\sigma_{MCP}^2 + \sigma_{future}^2} = \sqrt{1.74\%^2 + 5\%^2} = 5.29\%$



附录 7 模型外推不确定度的计算案例

案例一：

某风电项目拟规划使用 10 台机组，10 台机组均使用 WTG 型功率曲线，该项目共有 3 座测风塔数据，地形为丘陵地形，机组计算信息及测风塔坐标信息见表 2，采用某 CFD 软件进行仿真，计算该项目模型外推不确定度。

表 1 某项目机位及测风塔信息

标签	X	Y	Z	发电量(MWH/年)	平均风速(m/s)
T1	38538910	4398902	1563	9305.19	5.78
T2	38539088	4398665	1581.2	9361.09	5.82
T3	38539412	4398479	1600.7	9520.44	5.93
T4	38539610	4398165	1590.5	8490.97	5.55
T5	38539857	4398062	1658.3	9815.74	6.12
T6	38540530	4397891	1738.2	10414.93	6.35
T7	38540781	4397891	1728.7	9873.56	6.11
T8	38540939	4397710	1732.1	9206.49	5.85
T9	38541339	4397824	1762.5	9361.18	5.91
T10	38541605	4398162	1788.7	10567.17	6.36
M1	38541759	4397697	1765.7		
M2	38539549	4395979	1684.8		
M3	38539069	4398689	1569.4		

首先计算测风塔与各机位水平距离及垂直距离。

表 2 不同测风塔对应各机位水平及垂直距离

	M1		M2		M3	
	ΔH	ΔV	ΔH	ΔV	ΔH	ΔV
T1	3093.35	202.70	2992.03	121.80	265.80	6.40
T2	2841.00	184.50	2725.27	103.60	30.61	-11.80
T3	2473.85	165.00	2503.75	84.10	402.18	-31.30
T4	2199.37	175.20	2186.85	94.30	753.16	-21.10
T5	1936.71	107.40	2105.65	26.50	1007.01	-88.90
T6	1244.22	27.50	2148.98	-53.40	1664.73	-168.80
T7	997.06	37.00	2274.55	-43.90	1888.85	-159.30
T8	820.10	33.60	2220.01	-47.30	2110.77	-162.70
T9	438.78	3.20	2570.63	-77.70	2429.22	-193.10
T10	489.84	-23.00	2998.77	-103.90	2590.18	-219.30

由于该项目为丘陵地形，海拔高差每 10m 不确定度对应 1%，水平距离每 1000m 不确定度对应为 1%。

因此可以换算得到各机位点对应水平和垂直不确定度如表 3 所示。

表 3 不同测风塔下各机位点水平及垂直不确定度

	M1		M2		M3	
	Uq-H	Uq-V	Uq-H	Uq-V	Uq-H	Uq-V
T1	3.09%	20.27%	2.99%	12.18%	0.27%	0.64%
T2	2.84%	18.45%	2.73%	10.36%	0.03%	1.18%
T3	2.47%	16.50%	2.50%	8.41%	0.40%	3.13%
T4	2.20%	17.52%	2.19%	9.43%	0.75%	2.11%
T5	1.94%	10.74%	2.11%	2.65%	1.01%	8.89%
T6	1.24%	2.75%	2.15%	5.34%	1.66%	16.88%
T7	1.00%	3.70%	2.27%	4.39%	1.89%	15.93%
T8	0.82%	3.36%	2.22%	4.73%	2.11%	16.27%
T9	0.44%	0.32%	2.57%	7.77%	2.43%	19.31%
T10	0.49%	2.30%	3.00%	10.39%	2.59%	21.93%

结合 CFD 软件计算加权逻辑及各机位对应总发电量占比，计算各机位针对各测风塔对应权重占比。

$$w_{i,j} = W_{CFD,i,j} * W_{AEP,i}$$

其中 $W_{AEP,i} = \frac{E_i}{\sum_{i=1} E_i}$

$W_{CFD,i,j}$ 视选用 CFD 软件内置计算逻辑。

表 4 各测风塔外推各机位权重占比

	w_M1	w_M2	w_M3
T1	0.07%	0.08%	9.56%
T2	0.00%	0.00%	9.76%
T3	0.25%	0.24%	9.43%
T4	0.84%	0.85%	7.16%
T5	1.85%	1.56%	6.83%
T6	5.73%	1.92%	3.20%
T7	7.00%	1.34%	1.95%
T8	7.46%	1.02%	1.13%
T9	9.19%	0.27%	0.30%
T10	10.37%	0.28%	0.37%

对应各机位风速模型不确定度为：

$$u_{model,i} = \sum_{j=1} w_{i,j} * \sqrt{\sigma_{H_{i,j}}^2 + \sigma_{V_{i,j}}^2}$$

表 5 各机位外推不确定度

T1	0.09%
T2	0.12%
T3	0.36%

T4	0.39%
T5	0.87%
T6	0.83%
T7	0.65%
T8	0.50%
T9	0.13%
T10	0.36%

根据机组功率曲线，结合各机位点风参，计算得到各机位点功率曲线针对风速波动的敏感系数 c_i 。

$$c_i = \frac{AEP_1 - AEP_2}{AEP_1} * 100\%$$

将敏感系数 c_i 乘以各机位风速不确定度再累加，得到模型不确定度。

$$u_{\text{model}} = \sum_{i=1} c_i * \sigma_{\text{model}_i}$$

计算得到模型不确定度为 7.704%。

附录 8 功率曲线不确定度补充资料

a. 环境条件影响计算分析

表 1 参数对功率曲线的敏感计算表
(某典型机型计算结果)

风参类型	标准单位取值	年平均风速 5.5m/s	年平均风速 6m/s	年平均风速 6.5m/s	年平均风速 7m/s	年平均风速 7.5m/s	1%不确定度选取值
空气密度 (按能量修正后)	1.225	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	0.1
	1.1	99.23%	99.34%	99.41%	99.46%	99.51%	
	1	98.29%	98.41%	98.51%	98.59%	98.66%	
	0.9	97.55%	97.72%	97.85%	97.95%	98.03%	
湍流强度期望值	0.16	99.61%	99.06%	98.70%	98.50%	98.38%	0.02
	0.14	99.87%	99.59%	99.41%	99.30%	99.25%	
	0.12	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	
	0.1	100.06%	100.34%	100.51%	100.62%	100.67%	
	0.08	100.02%	100.57%	100.91%	101.11%	101.22%	
风切变	0.3	100.37%	100.29%	100.23%	100.18%	100.15%	0.1
	0.2	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	
	0.1	100.13%	100.16%	100.16%	100.16%	100.15%	
	0	100.89%	100.86%	100.80%	100.74%	100.69%	
入流角	0	101.27%	101.15%	101.04%	100.94%	100.85%	2°
	3	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	
	6	98.10%	98.28%	98.44%	98.59%	98.72%	

b. 测试功率曲线不确定度结果统计

表 2 样本情况统计

		样本数
测风手段	风速计	70
	激光雷达	9
测试风场地形	陆上平坦地形	62
	陆上复杂地形	17
总体样本数		79

测试样本基本涵盖的各种测风手段和测试地形，具有足够的代表性。以 7m/s 的年平均风速下 AEP 不确定度为代表，统计结果见表 3。

表 3 测试结果 AEP 不确定度统计

	不确定度取值
平均值	5.17%
标准差	1.50%

	不确定度取值
最大值	9.36%
最小值	1.4%
P95 (正态分布假定)	7.64%
P99 (正态分布假定)	8.67%

统计结果显示：测试功率曲线的 AEP 不确定度的平均值为 5.17%，标准差为 1.50%，以正态分布假定，若选取能涵盖 99% 的测试功率曲线不确定度的值为 8.67%。

