

ICS 27.180
P 61
备案号: Jxxxx—20xx

NB

中华人民共和国能源行业标准

P

NB/T 10103-202X
代替 NB/T 10103-2018

风电场工程微观选址技术规范

Technical Code for Micro-Siting of Wind Power Projects

xxxx-xx-xx 发布

xxxx-xx-xx 实施

国家能源局 发布

目 次

1 总则.....	1
2 术语.....	2
3 基本规定.....	3
4 基础资料.....	4
4.1 气象和测风资料	4
4.2 地形图资料	4
4.3 工程地质和水文资料	5
4.4 风电机组资料	5
4.5 环境资料	5
5 风能资源.....	7
5.1 测风数据处理和风能特征值计算	7
5.2 下垫面分析	7
5.3 风能空间分布分析	8
6 风电机组布置.....	9
6.1 一般规定	9
6.2 陆上风电机组布置	9
6.3 海上风电机组布置	10
6.4 改造升级项目风电机组布置	11
6.5 融合发展项目风电机组布置	11
7 现场微观选址.....	12
7.1 现场信息核实	12
7.2 微观选址	12
8 发电量计算.....	13
8.1 陆上风电场年上网电量计算	13
8.2 海上风电场年上网电量计算	14
8.3 不确定性分析	16
附录 A 微观选址现场定位记录表.....	18

附录 B 微观选址专题报告大纲.....	19
本规范用词说明.....	21
引用标准名录.....	22
附：条文说明.....	23

1 总则

- 1.0.1** 为规范风电场工程微观选址工作，制定本规范。
- 1.0.2** 本规范适用于陆上风电场工程和海上风电场工程微观选址。
- 1.0.3** 风电场工程微观选址应根据风电场工程规划，满足相关空间利用要求，在技术可行、经济合理、安全可靠的前提下充分利用风能资源。
- 1.0.4** 风电场工程微观选址，除应符合本规范外，尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术语

2.0.1 行间距 row spacing

垂直于主风能方向相邻风电机组之间的距离。

2.0.2 列间距 column spacing

平行于主风能方向相邻风电机组之间的距离。

2.0.3 动态功率曲线 dynamic power curve

考虑风的湍流特性、风电机组控制影响和机组动态运行特性时的净电功率输出与风速对应的曲线。

2.0.4 复杂地形 complex terrain

风电场地形坡度不小于 17° 的地带或有可能引起气流畸变的障碍物地带。

2.0.5 风能资源恢复带 wind resource restoration zone

用于风电机组尾流恢复、风能资源恢复的缓冲地带。

2.0.6 融合发展 integrated development

通过不同能源品种之间有机融合、多元发展，在时空上进行有效适配，形成整体更有效率、更加环保低碳、更可持续的能源生态。

3 基本规定

3.0.1 风电场工程微观选址应遵循集约节约、生态友好、安全可靠、技术可行的原则，统筹发展与安全，符合国土空间规划、海岸带及海洋空间规划等相关规划的要求，避让限制开发区域。

3.0.2 风电机组布置应考虑风能资源水平、水文地质条件、场地可利用性、集电线路、交通运输、施工安装、工程造价、周边场址、当地政策、环保要求、融合发展等因素，在符合安全要求的前提下提高发电量。

3.0.3 风电场工程微观选址成果应经建设单位、设计单位及风电机组制造单位三方确认。

4 基础资料

4.1 气象和测风资料

4.1.1 微观选址应收集风电场工程场址内实测数据、风功率预测点数据、安装报告等相关资料,观测要素、数据质量等应满足《风电场工程风能资源测量与评估技术规范》NB/T 31147、《海上风电场工程风能资源测量及海洋水文观测规范》NB/T 31029、《风电功率预测系统功能规范》NB/T 31046 和《海上风电场工程漂浮式测风与评估技术规范》NB/T 11605 的要求。

4.1.2 微观选址宜收集附近风电场实测数据或风能资源评估资料。

4.1.3 微观选址应收集风电场场址周边长期气象测站近 30 年资料,资料应包括以下内容:

- 1 长期气象测站基本情况、历史沿革、观测仪器变更记录以及周边环境现状。
- 2 风速、风向、气温、气压、相对湿度、最高气温和最低气温等月平均统计数据。
- 3 与风电场测风点同期逐小时风速、风向数据,同期逐日最大风速、相应风向及发生时间。
- 4 历年最大风速、相应风向及出现时间。
- 5 场址所在区域热带气旋资料。
- 6 积雪、冻土、结冰、雪淞、雾淞、霜冻、雷暴、沙尘、降水、盐雾、冰雹等极端天气年统计数据。

4.1.4 微观选址应收集再分析数据资料,明确数据来源与可靠性,通过建立实测数据与多种再分析数据的风速相关,选取相关性较好、精确度较高的再分析数据作为实测数据处理、数据订正的参考依据。

4.2 地形图资料

4.2.1 微观选址应收集风电场实测地形图资料。为满足风电场设计、施工总体需要,简单地形测绘范围宜扩至场区外沿机位点以外 500m,复杂地形测绘范围宜扩至场区外沿机位点以外 1km。地形图应包括区域行政边界和地表附着物。

4.2.2 陆上复杂地形风电场场址区域实测地形图精度宜为 1:2000,简单地形风电场场址区域实测地形图精度宜为 1:5000。

4.2.3 海上风电场场址海域实测地形图精度宜为 1:2000 海底全要素海图,地形图外延宽度不宜小于 2km。

4.2.4 陆上风电场地形图等高距不宜大于 5m，海上风电场海底地形图等高距不宜大于 2m。

4.3 工程地质和水文资料

4.3.1 微观选址应收集风电场区域工程地质资料和地质灾害性资料。

4.3.2 微观选址应收集风电场区域水文资料，对于海上风电场，还应收集区域海洋水文实测资料，满足《海上风电场工程风能资源测量及海洋水文观测规范》NB/T 31029 的要求。

4.4 风电机组资料

4.4.1 微观选址应收集确定采用的风电机组资料，主要包括机组型式、额定功率、风轮直径、轮毂高度、切入风速、切出风速、额定风速、生存风速、安全等级、声功率级、运行温度、荷载资料以及生存温度。

4.4.2 微观选址应收集风电场风电机组轮毂高度处对应空气密度的风电机组动态功率曲线和推力系数曲线。

4.4.3 微观选址应收集风电机组运输与安装资料，主要包括塔架、叶片、机舱的尺寸和重量。

4.4.4 微观选址应收集风电机组制造单位提供的相关适应性及安全性分析报告。

4.4.5 微观选址应收集升级改造项目原风电机组运行资料。

4.5 环境资料

4.5.1 微观选址应收集风电场区域的候鸟栖息地、候鸟迁徙路线、重要鸟类聚集区和机场净空保护区、电磁环境保护区、雷达信号辐射区及其它环境敏感区分布资料。

4.5.2 微观选址应收集风电场区域土地利用规划、沙化土地封禁保护区、文物保护区、自然保护区、I级保护林地、森林公园、重要湿地、饮用水源保护区、风景名胜区、压覆矿产区、永久基本农田、生态保护红线、城镇开发边界、高标准农田、基本草原、行政区划边界、军事敏感区等分布资料。

4.5.3 微观选址应收集风电场区域的已建与规划的铁路、公路、输电设施、燃气或石油管道等分布资料。

4.5.4 微观选址应收集海上风电场区域的海底管线、光缆、电缆、航标、沉船、倾倒地、航道、锚地及港口岸线规划、障碍物等信息。

4.5.5 微观选址应收集周边已建、在建风电场机位点、机型资料，已建风电场的风速、

发电量等运行资料，周边规划风电场的场址范围、规模等。

4.5.6 微观选址应收集周边已建、在建以及规划光伏电站的场址范围。

4.5.7 微观选址应收集风电场区域历史弃风限电资料。

5 风能资源

5.1 测风数据处理和风能特征值计算

5.1.1 风电场测风数据处理、风能特征参数计算应符合《风电场风能资源评估方法》GB/T 18710、《风电场工程风能资源测量和评估技术规范》NB/T 31147、《海上风电场工程风能资源测量及海洋水文观测规范》NB/T 31029、《微观选址中风能资源分析及发电量计算方法》NB/T 10909 和《海上风电场工程漂浮式测风与评估技术规范》NB/T 11605 的规定。

5.1.2 微观选址应对测风点覆盖区域的代表性进行分析。测风点代表范围宜符合下列规定：

- 1 陆上简单地形风电场，测风点的代表半径不宜大于 10km。
- 2 陆上复杂地形风电场，测风点的代表半径不宜大于 2km。
- 3 陆上简单和复杂地形过渡区域的风电场，测风点的代表半径不宜大于 3km。
- 4 远海海上风电场测风点布置在海岸线垂直方向的控制距离不宜超过 20km。

5.1.3 应分析热带气旋活动区域对风电场的影响，影响分析应包括以下内容：

- 1 热带气旋移动路径、强度、影响时段和最大风速特性。
- 2 受热带气旋影响严重的区域，应进行热带气旋专题研究。研究内容应主要包括风电场区域热带气旋统计特征分析，热带气旋路径、数量、登陆频次、影响范围，参证站观测环境分析和参证站 50 年一遇最大风速计算，风电场轮毂高度处的 50 年一遇最大风速计算，海上风电场轮毂高度处的 1 年一遇最大风速计算。

5.1.4 微观选址应计算风电机组安全等级基本参数，根据现行国家标准《风力发电机组设计要求》GB/T18451.1 和《固定式海上风力发电机组设计要求》GB/T 31517.1 的规定确定风电机组安全等级。

5.2 下垫面分析

5.2.1 应根据风电场下垫面植被、建（构）筑物及场地表面特征综合确定粗糙度。对于受季节影响大的区域，可根据不同季节进行加权平均。海上风电场宜考虑波浪对下垫面的影响。用于流场仿真的粗糙度数据分辨率宜小于 100m。

5.2.2 可利用依据实测数据计算的风切变对粗糙度进行检验。

5.2.3 风电场内的建（构）筑物或树木高度高于测风塔或风电机组轮毂高度的 1/3 且距离小于自身高度 50 倍时，应按障碍物处理。

5.2.4 复杂地形风电场应考虑施工后地形改变对风电机组运行影响。

5.3 风能空间分布分析

5.3.1 简单地形风电场风能空间分布分析可采用线性模型，复杂地形风电场风能空间分布分析宜采用计算流体力学模型。

5.3.2 风能空间分布分析应符合以下规定：

1 计算区域边界距离风电场内任一风电机组机位的距离不应小于 5km，当计算区域边界附近地形或粗糙度存在明显变化时，宜将计算区域边界扩大至包含明显变化区域。

2 风电场区域计算平面网格分辨率简单地形不宜大于 50m，复杂地形不宜大于 30m，风电机组轮毂高度以下垂直网格层数不宜少于 6 层。

3 模型的空区比应大于 90%。

4 模拟扇区不应低于 12 个，宜在主导风向进行扇区加密。

5 采用流体力学模型仿真时各个扇区计算宜收敛，收敛系数不应低于 0.9。

6 宜考虑大气稳定度的影响。

7 风电场内有多测风点时，宜进行互推交叉检验。综合计算时应考虑实测数据代表性。

8 宜优先选用时间序列数据进行模拟计算。

5.3.3 应分析计算风电场全场风能特征参数分布。

6 风电机组布置

6.1 一般规定

6.1.1 风电机组布置应在满足机组安全性要求的前提下相对紧凑，以充分利用风能资源和提高场地利用效率。

6.1.2 风电机组布置应考虑风能分布、主导风向、限制区域、场址形状、周边风电场等因素，进行风电机组布置方案比选。宜采用布置优化软件提出方案并纳入比选范围。

6.1.3 风电机组布置应依据平均风速、极端风速、湍流强度、入流角、风切变指数等参数进行综合分析，并应符合风电机组安全性要求。

6.1.4 风电场整体平均尾流损失宜小于 8%，单台风电机组的尾流损失宜控制在 15% 以内。

6.1.5 风电机组布置方案比选应考虑发电量、尾流损失、用地用海强度、投资收益等因素，经综合比较后确定布置方案。

6.1.6 风电机组布置宜考虑一定的备选机位。

6.2 陆上风电机组布置

6.2.1 风电机组布置应避开永久基本农田、生态保护红线、城镇开发边界、沙化土地封禁保护区、军事区、文物保护区、机场以及机场净空保护区、压覆矿产区、一级饮用水源保护区、自然遗产地、国家公园、自然保护区、森林公园、湿地公园、地质公园、风景名胜区、鸟类主要迁徙通道和迁徙地、基本草原等主要限制区域，并应符合相关部门的规定。应不占用耕地或少占用耕地。涉及河道及其滩地的，应符合河道管理部门的有关规定。

6.2.2 风电机组布置与铁路、省级及以上公路、输电线路、地面敷设的油气管道等设施的避让距离为自塔架根部外沿起至避让对象保护范围边缘，避让距离应符合以下规定：

1 距离已建与规划的铁路、高速公路、220kV 及以上架空输电线路不小于风电机组倒塔距离的 1.5 倍。

2 距离已建与规划的省级及以上等级公路、35kV 以上架空输电线路、地面油气管道、工业设施、养殖场不小于风电机组倒塔距离的 1.0 倍。

6.2.3 风电机组布置与电力电缆、通信电缆和通信光缆的避让距离应自风电机组基础外边缘计算，距电信设施不应小于 10m。

6.2.4 风电机组布置应符合现行国家标准《声环境质量标准》GB 3096 对噪声限值的规定。

6.2.5 风电机组布置对居民点、光伏电站等阴影闪变敏感区域的影响时间每年不宜超过 30h，每天不宜超过 30min。

6.2.6 风电机组布置应避开冲沟、滑坡、崩塌、泥石流、地面塌陷等地质灾害易发区域。

6.2.7 风电机组行间距不宜小于 2.5 倍风轮直径，列间距不宜小于 4 倍风轮直径。对于主风能方向不集中的风电场，可调整行间距、列间距。

6.2.8 对于位于简单地形区域装机容量大于 200MW 的风电场，宜根据主风能方向设置风能资源恢复带，宽度不宜小于 10 倍风轮直径。

6.2.9 对于风能特征参数变化较大、存在多个安全等级的风电场，宜采用混合装机方案，风电机组机型不宜超过 3 种，轮毂高度不宜超过 3 个。

6.2.10 风电机组布置应考虑地势的陡变、遮挡、高边坡的影响。

6.2.11 风电机组布置应符合施工作业面和运行维护对机位场地的要求。对于降低风电机组机位基面的，宜通过技术经济比较后确定布置方案。

6.2.12 对于施工和运输难度大的风电机组机位，应根据风电机组塔架、叶片和机舱的尺寸及其重量对运输与施工费用的影响，综合其发电量后优化布置。

6.2.13 风电机组布置宜考虑风电场凝冻结冰造成的脱冰或甩冰对周边道路、居民区（点）等设施的影响。

6.3 海上风电机组布置

6.3.1 风电机组布置应符合国土空间规划、海岛保护规划、港口规划以及海洋环境保护规划等上位规划的要求，并应与其他用海规划相协调。

6.3.2 风电机组布置应考虑生态保护红线、通航安全要求、矿产资源、自然保护区、军事用海区、港口锚地、油气平台与管线、海底电缆、海岛、鱼类保护区、鸟类栖息地及迁徙通道保护区、倾倒地、海产养殖、沉船、跨海大桥、水下考古区域等限制因素。

6.3.3 风电机组布置与锚地安全距离宜不小于 1000 米及代表船型的 3 倍至 5 倍船型长度(按锚地设计船型长度)控制。

6.3.4 风电机组布置与海底电缆的避让距离应自风电机组基础外边缘计算，避让距离

应符合下列规定:

- 1 距离宽阔海域海底电缆不应小于 500m。
- 2 距离海湾等狭窄海域海底电缆不应小于 100m。
- 3 距离海港区海底电缆不应小于 50m。

6.3.5 宜根据主风能方向设置风能资源恢复带, 宽度不宜小于 3 公里。

6.3.6 风电机组布置宜避让场区内海底的冲沟、露滩等复杂地形以及不良地质区域。

6.3.7 风电机组行间距不宜小于 3 倍风轮直径, 列间距不宜小于 7 倍风轮直径。对于主风能方向不集中的风电场, 在满足安全性要求前提下可调整行间距、列间距。

6.3.8 固定式基础风机与漂浮式基础风机混排时, 漂浮式基础风机宜布置在水深较深、地质条件相对较差的海域, 且风机间距应考虑系泊系统安全距离。

6.4 改造升级项目风电机组布置

6.4.1 风电机组布置应符合 6.2、6.3 节关于风电机组布置的规定。

6.4.2 风电机组布置应根据用地用海节约原则, 宜结合原布置方案、历史测风、运行数据、接入消纳能力、周边环境等确定改造方案。

6.5 融合发展项目风电机组布置

6.5.1 风电机组布置应符合 6.2、6.3 节关于风电机组布置的规定。

6.5.2 风电机组布置应符合统筹布局、安全合理、互利共赢的原则。

7 现场微观选址

7.1 现场信息核实

7.1.1 现场微观选址应复核测风点坐标、参证站及海洋站位置、仪器安装参数及周边环境等信息。

7.1.2 现场微观选址应核实包括备选机位在内的所有机位地形地貌、用地用海现状、周边环境、工程地质和水文条件等信息。

7.1.3 现场微观选址应核实机位占地的土地属性、行政区划边界、地表附着物、应予避让区域及其距离、交通运输和施工安装条件等信息，并对风电机组安装高程进行预估。

7.2 微观选址

7.2.1 现场微观选址应根据风电场现场核实信息，对风电机组机位进行增减和调整，并填写微观选址现场定位记录表。微观选址现场定位记录表宜符合本规范附录 A 的规定。

7.2.2 现场微观选址应记录正选机位、备选机位、测风点周边环境照片及敏感因素分布。核实机位与输电线路、公路、铁路、坟墓、居民点（区）、学校、养殖场等敏感因素的距离。可结合无人机观测技术进行记录核实。

7.2.3 现场微观选址应核实施工道路敏感点、分界点等信息。

7.2.4 当风电机组机位现场信息与图纸基本吻合，安装场地符合设备运输、摆放、组合以及安装要求，符合风电机组升压变电装置布置要求和集电线路安全距离等要求时，应按照风电机组布置设计进行定位。

7.2.5 当风电机组机位现场信息与图纸基本吻合，但不满足风电机组机位安装场地、风电机组升压变电装置和集电线路布置要求时，应对风电机组位置进行微调。

7.2.6 当风电机组机位现场信息与图纸差异较大，不符合风电机组布置原则时，应予以调整或采用符合要求的备选机位进行替换。

7.2.7 调整后的风电机组布置方案应符合安全性和经济性要求。

7.2.8 微观选址专题报告大纲宜符合本规范附录 B 的规定。

8 发电量计算

8.1 陆上风电场年上网电量计算

8.1.1 风电场年发电量计算应符合现行国家标准《风力发电场设计规范》GB/T 51096的规定。

8.1.2 平原地区风电场年理论发电量计算可使用线性模型软件。丘陵、山地地区风电场年理论发电量计算应使用非线性计算流体动力学分析软件。

8.1.3 应分析计算风电场平均风速、平均风功率密度、尾流折减、年上网电量、年等效满负荷小时数等参数。

8.1.4 风电场年上网电量计算应在年理论发电量的基础上考虑各项折减因素。折减因素宜主要包括以下内容：

1 风电场空气密度：根据场址空气密度确定修正系数，采用场址空气密度下的功率曲线进行发电量计算时，不再进行空气密度修正。

2 尾流损失：根据实际情况进行计算。

3 风电机组可利用率：根据风电机组厂家提供的风电机组可利用率保证率，进行风电机组可利用率保证率的折减。

4 风电机组功率曲线保证率：根据风电机组厂家提供的功率曲线保证率，进行风电机组功率曲线保证率的折减。

5 电气损耗：主要包括风电机组升压变压器损耗、集电线路线损、风电场升压变电站或开关站电气设备损耗和自用电量损耗。建议取值范围：92%~97%。

6 叶片污染：叶片表层污染导致叶片表面粗糙度提高，翼型的气动特性下降。根据当地风沙降水等情况，进行叶片污染的折减。建议取值范围：98%~99%。

7 控制、偏航和湍流：风电机组受风电场内湍流等风况引起的发电量降低；风机偏航控制总是落后于风的变化，风机的偏航引起的发电量降低；风电场湍流过大引起的风电机组降低转速、停机引起的发电量降低。建议取值范围：95%~98%。

8 气候影响：应综合考虑低温、冰霜、凝冻、极端风况等特殊天气引起的风电机组停机造成的发电量损失。建议取值范围：92%~98%。

9 周边风电场的尾流影响：结合周边风电场的风电机组型号、相对位置及距离进行确定。

10 扇区管理的发电量损失：高偏坡、尾流较大、湍流较大机位点使用扇区管理

造成的发电量折减。应按实际情况进行计算。

11 风电机组吊装平台场地平整影响：丘陵、山地地区由于吊装平台场地平整导致降标高引起的发电量损失。建议取值范围：97%~99%。

12 电网及升压站故障影响：考虑风电场运行过程中电网及升压站故障所导致的发电量损失。建议取值范围：97%~99%。

13 上述未计入的其他折减系数，根据项目实际情况进行综合折减。

8.1.5 折减修正系数宜按如下公式计算：

$$D = \prod_{i=1}^n (1 - d_i) \quad (8.1.5)$$

式中： D ——折减修正系数；

d_i ——独立折减分量。

8.1.6 风电场年上网电量应按照如下公式计算：

$$P_{grid} = P \times D \quad (8.1.6)$$

式中： P_{grid} ——风电场年上网电量；

P ——风电场年理论发电量；

D ——折减修正系数。

8.2 海上风电场年上网电量计算

8.2.1 年发电量计算应符合现行国家标准《风力发电场设计规范》GB/T 51096 和《海上风力发电场设计标准》GB/T 51308 的有关规定。

8.2.2 年发电量计算时应对选用的计算软件、模型及关键参数、测风资料、地形资料、风电机组功率曲线和推力系数曲线等基础资料进行说明。

8.2.3 发电量计算应采用线性模型或者非线性计算流体动力学模型软件。对于受周围陆地、海岛、其他建（构）筑物等影响的海上风电场，宜采用非线性计算流体动力学模型。

8.2.4 计算年理论发电量采用的风电机组功率曲线和推力系数曲线，应为符合现场湍流强度、轮毂高度处对应空气密度和风切变等环境条件的动态功率曲线和推力系数曲线。

8.2.5 风电场尾流衰减宜考虑现场粗糙度、大气稳定度、湍流强度等因素。

8.2.6 风电场年上网电量计算应在年理论发电量的基础上考虑各项折减因素。折减因

素宜主要包括以下内容：

1 风电场空气密度：根据场址空气密度确定修正系数，采用场址空气密度下的功率曲线进行发电量计算时，不再进行空气密度修正。

2 尾流损失：根据实际情况进行计算。

3 风电机组可利用率：根据风电机组厂家提供的风电机组可利用率保证率，进行风电机组可利用率保证率的折减。

4 风电机组功率曲线保证率：根据风电机组厂家提供的功率曲线保证率，进行风电机组功率曲线保证率的折减。

5 电气损耗：主要包括风电机组箱变损耗、集电线路线损、风电场海上升压站或海上换流站的电气设备损耗、海缆线损、陆上集控中心或计量站或陆上换流站的电气设备损耗、风电场自用电量损耗。建议取值范围：92%~97%。

6 叶片污染：叶片表层污染导致叶片表面粗糙度提高，翼型的气动特性下降。根据当地风沙降水等情况，进行叶片污染的折减。建议取值范围：98%~99%。

7 控制、偏航和湍流：风电机组受风电场内湍流等风况引起的发电量降低；风机偏航控制总是落后于风的变化，风机的偏航引起的发电量降低；风电场湍流过大引起的水电机组降低转速、停机引起的发电量降低。建议取值范围：95%~98%。

8 气候影响：应综合考虑低温、冰霜、凝冻、极端风况等特殊天气引起的水电机组停机造成的发电量损失。建议取值范围：95%~98%。

9 周边风电场的尾流影响：结合周边风电场的水电机组型号、相对位置及距离进行确定。

10 扇区管理的发电量损失：尾流较大、湍流较大机位点使用扇区管理造成的发电量折减。应按实际情况进行计算。

11 运行维护不可达影响：根据离岸距离、大风、大潮等影响因素决定。建议取值范围：93%~98%。

12 电网及升压站、换流站故障影响。考虑风电场运行过程中电网及升压站、换流站故障所导致的发电量损失。建议取值范围：97%~99%。

13 上述未计入的其他折减系数，根据项目实际情况进行综合折减。

8.2.7 综合折减修正系数宜按如下公式计算：

$$D = \prod_{i=1}^n (1 - d_i) \quad (8.2.8)$$

式中： D ——折减修正系数；

d_i ——独立折减分量。

8.2.8 风电场年上网电量应按照如下公式计算：

$$P_{grid} = P \times D$$

式中： P_{grid} ——风电场年上网电量；

P ——风电场年理论发电量；

D ——折减修正系数。

8.2.9 漂浮式海上风电场发电量计算宜重点考虑风浪联合演化、浮式支撑平台六自由度运动等因素的影响。

8.3 不确定性分析

8.3.1 风电场年发电量的不确定性分析，宜根据风电场风能资源评估中测风数据质量、长期校正、年际差异、未来气候差异、流体建模、功率曲线以及其他不确定性等各种误差进行。

8.3.2 发电量计算总不确定度宜按公式（1）计算，其中风速测量、空间外推、垂直外推等环节的不确定度应从风速对应的不确定度通过敏感系数 S_i 按照公式（2）转化为相对发电量的不确定度，敏感系数的计算方法见公式（3）。

$$u_{Total} = \sqrt{\sum_i^n u_{energy_i}^2} \quad (1)$$

$$u_{energy_i} = u_{v_i} * S_i \quad (2)$$

$$S_i = (AEP_1 - AEP_2) / AEP_1 \times 100 \quad (3)$$

式中：

u_{Total} ——发电量对应的总体不确定度；

u_{energy_i} ——第 i 个分量对应发电量的不确定度；

u_{v_i} ——第 i 个分量对应风速的不确定度；

S_i ——第 i 个风速不确定度分量对应的敏感系数；

AEP_1 ——原始风速对应计算出的发电量；

AEP_2 ——原始风速减小 1% 后保持风频威布尔 k 值不变计算出的发电量。

8.3.3 不同超越概率下的上网电量按以下公式计算

1 发电量计算结果的不确定度应考虑损耗、风数据不确定度、风模型不确定度和功率曲线不确定度等因素。

2 超越概率 50% 下的发电量应按公式 (4) 计算：

$$P_{50} = P_{gross} \times (\prod_i^n (1 - K_i)) \quad (4)$$

式中：

P_{50} ——超越概率 50% 下的上网电量；

P_{gross} ——风电场年理论发电量；

K_i ——分项损耗系数。

3 不同超越概率下的上网电量计算应按公式 (5) 计算：

$$P_n = P_{50} \times (1 - N_v(n\%) \times u_{Total}) \quad (5)$$

式中：

P_n ——超越概率 n% 下的上网电量；

$N_v(n\%)$ ——特征变量，可由标准正态分布表查得；

u_{Total} ——总不确定度。

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/008136121037006120>