

风电项目开发中的发电量不确定性影响因素分析

陈飞飞

(中核汇能(甘肃)能源有限公司,甘肃省兰州市,730000)

摘要 本文对风电项目中有关发电量的不确定性作较完整的归纳分析,把风资源、机组及功率特性、微观选址和尾流、电网接入或限电,以及长期气候诸项都列为五大可能的因素。从研究结果看,测风资料不具代表性、CFD所用模型对复杂地形处理不当或弃风限电是造成发电量预测偏差的基本原因。

关键词 风电项目开发;发电量预测;不确定性影响因素;风资源评估

中图分类号:TM614 文献标识码:B

文章编号:1008-0899(2026)10-0022-03

对风电项目来说,可行性研究所作的发电量预测是有关立项、核准、融资乃至投资的基本参考信息。但目前已有较多投产风电场被后评估过,其结果表明可行性研究阶段预测的发电量同真实发电量之间常有较大差距(个别项目达15%以上),由此形成对投资者较为不利的收益风险^[1]。

现有传统可研报告大体以确定性思路来说明一个单独的最佳估计发电量,未提及其概率分布情况。现在由于项目后评估已开始实行、电力市场亦在做相应改革,有关发电量不确定性的看法正由“定性描述”朝“定量管理”发生转变。

1 发电量预测的基本框架

风电项目做可研时所用的发电量预测基本是按“测风-评估-计算-折减”来设计技术步骤:对将要开发的区域布置测风塔,取得有关一年完整时段的气象资料,同时引入中尺度气象分析以查证风资源;根据微观选址的结果用WAsP或WindPRO或WT来计算各机组理论上应得的发电量;再依尾流效应及各种运行/效率因素(功率、线损、弃风)作折减,得出净发电量。

所讨论的链条里每个环节都包含不确定性,而且这种不确定有传递及放大的现象。有关测风的代表性误差应被看作对风资源估计的一种干扰,CFD模型所犯的计算错误会妨碍机位设计的成

效^[2],而电力消纳现实与调度安排是把发电潜力变成收入的关键性条件。

2 发电量不确定性的主要影响因素分析

2.1 风资源评估阶段的不确定性

2.1.1 测风塔代表性不足

测风塔所处位置对测风资料是否能代表风电场整体的风资源有直接影响。若风电场处于复杂山地、丘陵一类的地形区域,所建单座测风塔又不能避开遮挡或热力环流的影响,那么它所获数据大体上只适用于附近2~3km范围,未必涵盖全场风况。就某48MW风电场做后评估时发现:所用测风塔恰好处在山脊的局部加速带内,由此得到的风速过高,原可研给出的年满发小时是2 113h,而实际运行第一年才得1 678h,偏差率达20.6%。

2.1.2 测风数据长度不足

行业所规定的是以1年为最低测风时间,但1年资料不能完整地说明年际风况。就我国情况而论,大体上各地区年际风速变化系数是0.05~0.15的数量级。按95%置信度考虑,单年测得的风速用于估计长期平均时最大误差大约等于年际变化系数的两倍(即10%~30%)。另外所用仪器的故障或数据缺失、对异常值处理不当都可能造成系统性偏差。

2.1.3 中尺度数据与微尺度模型的衔接误差

若测风塔所获资料不够完整,开发商一般要利用中尺度气象模型(即WRF)做风资源的插值或长期调整。但此时所用的中尺度方法(空间分辨率为3~10km)不能直接对应风电场的尺度(几到几十公里),降尺度计算所涉误差大致是实际值的3%~8%。

2.2 机组选型与功率曲线的不确定性

作者简介:陈飞飞(1988年~),男,甘肃永靖人,本科,工程师,研究方向:新能源项目开发。

2.2.1 功率曲线保证率偏差

所称的机组制造商功率曲线一般是按标准空气密度及无扰气流状态得到的理论或试验数据。实际情况是:空气密度变动、湍流、叶片被污或结冰都可能使实际功率曲线达不到所保证的水平。从行业角度看,复杂地形或强湍流区的实际功率曲线大体上要低3%~7%(较保证值)。对某一国外风电项目作后评估时发现,设计所用湍流强度偏低,因此额定风速以下的发电量比预测少约5%。

2.2.2 机组可用率的不确定性

机组可用率是有关正常发电时间所占比例的指标。可行性研究中多把可用率定为97%~98%,而按实际情况分析时要考虑到故障本身、备件到货、维修效率及特殊气候的影响,首年可用率大概只在94%~96%之间。对新机型或新加入市场的企业来说,所遇故障率尚有较大不确定性。

2.2.3 机型与场址不匹配

风机向大型化发展的步伐加快,使得5MW级及以上机组用于复杂地形的情况正变多。但大叶轮装置对湍流或入流角的适应性较差。按某山地风电场后来的分析所见,若用大叶轮设计处理复杂入流情形,偏航系统与制动动作会较频繁发生,在最坏状况下所损失的年发电量可达3%甚至更多。

2.3 微观选址与尾流效应的不确定性

2.3.1 CFD模型在复杂地形下的计算偏差

现在所称的主流微观选址软件(即WAsP或WindSim)都是按线性流法及CFD来求解风场。若遇到复杂山地环境时,有关气流分离、地形对风速的促进或由热力引起山谷风的各种现象很难用一般方法作准确描述,CFD所得的计算值同真实风速未必一致。

2.3.2 尾流模型的不确定性

尾流损失属于可研阶段所用折减系数的基本要素,一般对应理论发电量的5%~10%。尾流计算要利用像Jensen或Larsen这样的工程方法,其基础是理想情况(即稳态、均质气流)的假定,但现实中的风电尾流往往有非定常及地形相关的表现。若风电机组布置较密或地形较复杂,实际尾流损失多较所用模型给出的数值大2%~5%^[3]。

2.3.3 地形图精度与机位调整

微观选址所用的地形图应是高精度类型(一般

为1:5 000或1:2 000)。若原图精度不够或在施工中由于道路、征地而不能按设计定出机位,风速实际值就可能偏离方案数值。某工程把施工期的3台机组都移往低风速区,结果全站年等效满发小时数比预期少大约4%。

2.4 电网接入与弃风限电的不确定性

2.4.1 弃风限电的不可预测性

从“三北”的角度说,所涉地区本身负荷小、外送线路有限、调峰手段又少,因此弃风限电是风电发展的一个主要障碍。按近年趋势看,因特高压工程和电力市场有所进展,全国内部的弃风比例大致已降到3%左右,但个别区域(例如新疆、甘肃及蒙西)到冬季或用电淡季仍有较大限电可能性。

2.4.2 电力市场化交易的影响

2025年国家发展改革委、国家能源局发布《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》(发改价格[2025]136号),推动新能源全面参与电力市场交易。风电出力具有反调峰特性(夜间大风时段恰逢用电低谷),导致现货市场实际结算电价往往低于基准电价。这一因素虽不直接影响物理发电量,但会拉低单位电量的经济价值,形成“隐性折减”。同时,辅助服务分摊、容量补偿机制的不确定性,也增加了项目收益评估的复杂度。

2.4.3 电网技术约束

部分老旧电网对风电功率波动的适应能力有限,可能因电压、频率或谐波问题限制风电出力。可研阶段通常默认电网具备完全消纳能力,但实际操作中,电网调度在风电大发时段可能要求机组降功率运行。

2.5 气候长期变化的不确定性

2.5.1 年际变化

我国北方风速变化与冬季西伯利亚高压活动密切相关。以北方某风电场20年风速资料统计为例,年等效满发小时数在1 600~2 100h之间波动,年际标准差约为均值的8%,最大年际差值达500h。

2.5.2 长期趋势

部分研究表明,全球变暖导致我国北方部分地区近地面风速呈下降趋势,年均风速每十年约降低0.1~0.3m/s。这一趋势将对风电长期发电效率产生压制作用,但不同区域表现差异明显,部分沿海或

高原地区风速反而有所上升。

2.5.3 极端天气事件

台风、寒潮、沙尘暴等极端天气不仅威胁机组安全,还可能导致长时间停机。某沿海风电场曾因台风停运3天,单次损失发电量约占年总量的1.5%。若该年份台风活动频繁,此类停机累计影响可达3%~5%。

3 不确定性量化方法

对发电量不确定性进行系统量化,国际上通行的做法是采用概率方法。其基本思路是将各项不确定因素以概率分布形式描述,进而合成总不确定性。

具体操作上,首先识别主要不确定性源并量化其标准差。根据行业通用经验取值:长期风资源变化约5%,测风代表性约3%,功率曲线偏差约4%,尾流计算误差约2%,可用率偏差约2%,弃风限电约3%,气候年际变化约4%。其次,假设各因素相互独立,采用RSS法(平方和的平方根)合成总不确定性。以某平原风电场为例,上述因素合成后总标准差约为8.7%。最后,假定发电量服从正态分布,基于总标准差计算P50、P75、P90等分位数。

P50所述发电量是项目以50%概率实现的发电水平,一般用作收益计算的依据;P90是指有90%把握达到的较保守数值,对银行融资所涉偿债做说明。若P50对应年发电量是2 200h,那么P90大致为 $2\,200 \times (1 - 1.28 \times 8.7\%) \approx 1\,955\text{h}$,二者差率接近11%。这种差别正好是融资可能性及风险程度的基本分界点。

4 发电量不确定性管理对策

4.1 提升测风数据质量与代表性

测风塔宜按一定数量加以布置,在复杂地形所涉项目中每15~20MW装机可设一座或用激光雷达(LiDAR)补测。所做的测风时间应达到1年以上,最好能包括全年情况。把中尺度计算和多塔资料结合起来,利用二者提高风资源整体分析的准确度。

4.2 建立机组性能保证与惩罚机制

在设备采购合同中明确功率曲线测试程序(如IEC61400-12标准)和偏差惩罚条款。对于新机型,要求制造商提供第三方认证报告,并在首年运行期

内开展功率曲线验证测试。

4.3 优化微观选址与CFD模型验证

有关复杂地形的项目要使用高精度地形资料(比例为1:2 000)及多模型对照(CFD和线性模型一起)。对所用方法做现场测风检验(可用短期测风塔或LiDAR)以确定CFD的参数。机位不宜定死不调,不应把风机放在峡谷或特别背风的位置。

4.4 引入概率评估与风险缓释工具

有关可研阶段的文件应规定P50和P90的发电量,同时以P90来考察融资偿债的可行性。若考虑投资并购方式,可把发电量作为对赌内容(Earn-out)或用价格调整法(Price Adjustment Mechanism)来处理不确定项,让买卖双方分担发电量所涉的风险。

4.5 加强项目后评估与知识管理

建立企业内部后评估数据库,系统对比可研预测与实际运行数据,识别系统性偏差规律。将后评估结果反馈至前期开发标准,持续修正测风、选址和折减系数取值。

5 结语

风电项目所处开发阶段的发电量不确定性由多种因素共同促成。按本文分析来看:复杂地形条件下发电量的不确定性远比平原项目要大,测风塔资料不够完整或CFD模型有误是预测偏差的基本技术原因;常规确定性方法在判断项目下行风险时往往失灵,利用P50/P90所述概率方法可较好地处理不确定性,对投资及资金安排形成实际帮助;从电力市场发展现状出发,弃风、电价波动这类经济性不确定性正越来越影响项目收益,以后的研究宜把物理发电量与电价同时纳入分析框架;针对已建或拟建项目做后评估式的不确定性修正、积累相关知识,是改进风电开发、控制投资风险的有效办法。

参考文献

- [1] 杨庆山,彭留留,蔡思雯,等.风电场年发电量的不确定性研究[J].东南大学学报(自然科学版),2025,55(5):1255-1264.
- [2] 陈焕新,陈鸿志.海外风电项目开发中风能资源和发电量评估的不确定性分析[J].太阳能,2025,(1):21-27.
- [3] 苏翊.大型风电场尾流模型研究[J].中国科技投资,2025,(25)12-14.