

风能工程中流体力学问题的研究现状与进展*

黎作武^{1,†} 贺德馨²

¹ 中国空气动力研究与发展中心, 四川绵阳 621000

² 中国风能协会, 北京 100013

摘 要 中国风电行业发展十分迅速, 总装机容量和新增装机容量已达到世界第一, 主力机型将从兆瓦级发展到多兆瓦级 ($> 5 \text{ MW}$), 风资源已从陆地扩展到海上, 这些变化将带来一系列新的问题. 本文将就目前风力发电行业中的流体力学问题进行综述和探讨, 总结其研究现状及取得的进展. 主要包括大气边界层风特性、局部复杂地形影响及微观选址、风力机尾流干扰、风力机专用翼型族、风力机性能计算、气动弹性、海上风力发电的基础及水力作用等问题. 此外, 还针对目前发展迅速的计算流体力学问题进行了讨论. 最后指出中国风电技术的不足及措施.

关键词 大气边界层, 微观选址, 尾流干扰, 风力机翼型族, 气动弹性, 海上风电, 计算流体力学

中图分类号: O355, TK89 文献标识码: A DOI: 10.6052/1000-0992-13-063

1 引 言

进入 21 世纪以来, 气候变化呈现越来越剧烈的趋势, 部分是温室气体效应所致. 作为工业化进程的副作用之一, 二氧化碳 (CO_2) 排放加剧了地球气候的变化, 受到了人们的极大关注. 中国已经从传统农业社会转型为工业化现代国家, GDP 总量已经达到世界第二, 在高速发展的同时也消耗了大量化石能源 (主要为煤炭), 导致 CO_2 排放总量已超过美国, 成为世界第一, 一定程度上招致了国际社会的批评, 成为了中国经济可持续发展的一个阻碍.

为了减缓温室气体效应导致的气候变化,

探索国民经济可持续发展的道路, 世界各国宣布了温室气体排放和化石能源消耗的削减目标, 丹麦成为首个承诺到 2050 年 100% 使用可再生能源的国家. 中国作为发展中国家和排放大国, 对于能源使用和排放做出了自己的承诺. 2009 年 9 月, 胡锦涛主席在联合国气候变化峰会上提出, 到 2020 年非化石能源占一次能源消耗比重达到 15% 左右. 2009 年 12 月, 温家宝总理在哥本哈根气候变化大会上提出了“到 2020 年, 单位 GDP 能耗在 2005 年的基础上降低 40%~50%”的减排目标. 为了实现这一目标, 中国制定了可再生能源法, 提出了绿色 GDP 的

收稿日期: 2013-09-03, 修回日期: 2013-09-15

* 科技部 863 计划 (2012AA051304) 项目资助.

[†] E-mail: lizuowu84@yeah.net

引用格式: 黎作武, 贺德馨. 风能工程中流体力学问题的研究现状与进展. 力学进展, 2013, 43 (5): 472-525 (Li Z W, He D X. Reviews of fluid dynamics researches in wind energy. *Advances in Mechanics*, 2013, 43 (5): 472-525)

考核指标. 风能是目前可再生能源中技术相对成熟, 并具有规模化开发条件和商业化发展前景的一种能源. 中国风资源丰富且已成功商业化, 其环境友好性和社会接受程度优于其他可再生能源, 因而风能利用在增加能源供应、改善能源结构、保障能源安全、减少温室气体、保护生态环境和构建和谐社会的方面起到重要作用.

基于以下理由, 风能行业在未来具有良好的发展前景.

1.1 风能是可持续发展的绿色能源

可持续性 (sustainability) 发展是指所采用的技术和发展方式在获取社会财富的同时, 不损害未来人们的生活质量、不冲击未来人类的生存环境, 是一个关系到社会 (society)、环境 (environment) 和经济 (economy) 3 个方面的复杂问题 (Azapagic 2000, 图 1). 按照国际环保组织的观点, 每一项工程技术均可以定量地计算其生态指标. Brian (2013) 等按照这一原则计算了大型风力机叶片的生态指数 (ECO-Indicator 99), 包含原料制备、产品制造过程、运输安装、寿命期维护、寿命终结后处理等从生到死的生命周期中所消耗的能源、排放的二氧化碳, 对比其生产的能源和减少的二氧化碳排放, 做出综合评价. 以一种按照传统方法设计制造的 20 m 长的玻璃钢叶片 (风力机主要部件之一) 为例, 以美国的生产流程 (Griffin 2001) 进行评估, 则该叶片 20 年生命周期中消耗的总能量约为 0.051 GWh, 排放 CO_2 约为 42.1 吨, 而它生产的发电量为 17.5 GWh, 可减少 CO_2 排放 11 600 吨. 由此可见, 风能是环境友好的可再生绿色能源.

经济性是可持续性的又一个重要指标. 只有在商业上获得成功, 才能有持续发展的动力. 近 30 年来, 随着风力机技术的发展, 风力机发电成本显著下降为原来的三分之一, 每兆瓦时

从 150 美元降为 50 美元 (美国), 使得风力发电成为水电之后又一种成功商业化的可再生能源. 国际能源署下属的风能委员会 (IEA Wind) 有一个专题 (Task26: The Cost of Wind Energy), 研究风力发电价格及其趋势预测, 统计了 1980 年来美国和欧洲的陆上风力发电平准化成本 (Levelized Cost of Energy, LCOE) 的变化情况 (Lantz 2012), 由于技术进步, 风力发电 LCOE 经历了从 1980 年到 2005 年的显著下降期, 但 2005 年后有所上升 (图 2), 后者主要是原材料和劳动力成本提高所致. 迄今为止, 风力发电已可以进入市场竞争行列, 成为一种主要的能源生产方式. 据该研究预测, 综合看来, 通过设计方法精细化和控制方法创新等技术进步, 未来风力发电成本还将进一步降低 (图 3), 可能达到 2011 年成本的 65%~85% 不等, 从而进一步提升风力发电的竞争力.

在社会接受度方面, 相对于公众对于核电站安全的担心和水电对于环境的改变, 风电对自然和社会的干预度较小, 易于为公众理解. 特

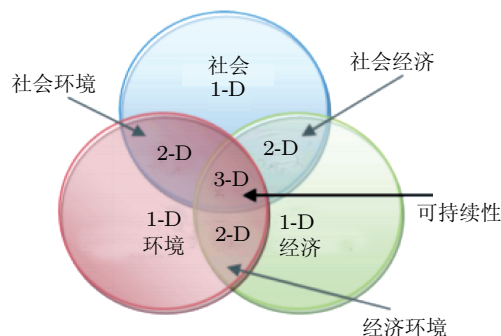


图 1 可持续性示意图 (Azapagic 2000)

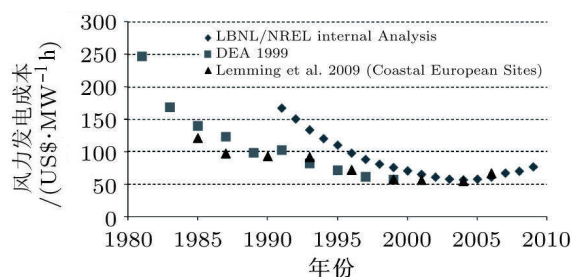


图 2 平准化风力发电成本变化

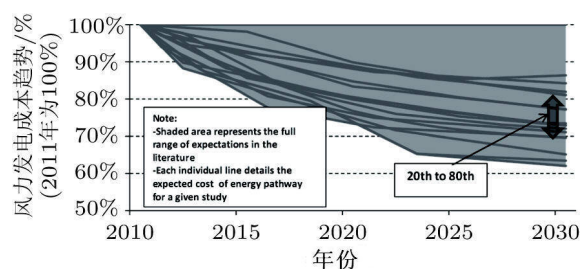


图 3 未来风力发电成本预测

别是日本福岛核电事故以后, 引发了人们对于核电的担忧. 在中国, 风资源充裕之地处于人口密度较小的区域, 自然资源少, 对人们生活的干扰较小. 当然, 随着风资源的广泛利用, 风场慢慢进入密集人口区域, 需要考虑噪声、光影效应等对人的干扰. IEA Wind 对此设立了研究课题 (Task28: Social Acceptance of Wind Energy Projects, <http://www.socialacceptance.ch/>), 探讨政府、企业和公众对风力发电的认识和反应. 随着研究的进一步深入, 风电行业不仅为国民经济提供绿色能源, 也将为和谐社会做出重要贡献.

1.2 中国风资源极为丰富, 可成为国民经济中的重要能源

从 1980 年到 2006 年, 采用基于气象站历史观测资料的统计分析方法, 中国共进行了 3 次全国风能资源普查. 20 世纪 80 年代采用了 900 多个气象站, 2000 年以后采用了 2 300 多个气象站, 得到了 10 m 高度的风能资源分布, 可利用风能约为 2.53 亿千瓦 (贺德馨 2004). 应该指出, 这些气象站的水平分辨率很低, 在气象站分布密集的东部地区, 水平分辨率约为 30~50 km, 在经济不发达的西部地区, 水平分辨率大约是 200 km. 因此, 这样的风能资源评估结果不够准确. 2005 年中国气象局引进了加拿大气象局开发的风能资源数值模式系统 WEST, 2007 年做出了第一张全国风能资源数值模拟图 (张德等 2008), 但软件的模拟结果与实际情况存在较大差别, 西南地区的数值模拟相对误差达到

60%. 此后中国气象局通过改进数值模型, 发展了风能资源数值模拟评估系统 WERAS (朱蓉等 2010), 分析计算出区域风能资源潜在开发量及其分布, 为国家或地方的风电发展规划提供了科学依据.

中国气象局风能太阳能资源中心利用其建立的风能资源数值模拟评估系统, 以 400 个测风塔连续两年的实测数据对数值模拟结果进行检验订正, 得出中国陆地上近地面层 150 m 高度范围内、水平空间分辨率为 1 km、垂直分辨率为 10 m 的各高度层上风能资源参数. 根据目前中国风能资源开发的技术水平和主要技术经济指标, 综合考虑自然、地理和政策等对风电开发的制约因素, 结合大型风电场建设对连片风能资源分布的要求, 以年平均风功率密度 300 W/m^2 、装机容量系数大于 $1.5 \times 10^3 \text{ kW/km}^2$ 为基本指标, 计算得出中国陆地离地面 50 m, 70 m 和 100 m 等高度层上的风能资源技术开发量分别为 20 亿千瓦, 26 亿千瓦和 34 亿千瓦 (肖子牛等 2009). 在近海 100 m 高度层、5~25 m 水深范围内的风资源技术开发量约为 2 亿千瓦, 5~50 m 水深范围内的风资源技术开发量约为 5 亿千瓦. 相对于以往 10 m 高度的风资源分布, 风能可开发量大了 10 倍以上, 极大地促进了风能利用的发展, 满足中国对可再生能源的利用需求.

1.3 中国风电行业已取得举世瞩目的成就

中国风力发电的商业化运行起步较晚. 国际上, 20 世纪 70 年代丹麦就开始了商业风力发电, 80 年代美国、90 年代德国和西班牙的风力发电均相继出现在商业市场 (Lantz 2012). 而中国, 第一个示范运行的风电场建于 1989 年, 在新疆达坂城安装了 13 台从丹麦引进的 150 kW 风力发电机组, 开始了风电场运行示范试验 (贺德馨 2001). 尽管商业化运行时间较晚, 但在国家政策引导下, 随着 2006 年中国可再生能

源法的实施, 风力发电行业开始了跨越式的大发展, 风电场建设、风电装机速度世界第一. 到 2011 年, 中国总装机容量已位居世界第一 (IEA Wind 2012), 达到 6 万兆瓦, 短短十年间, 已经成为风力发电的新兴大国. 经济欠发达的甘肃、新疆和内蒙古相继成为风电大省, 极大地促进了当地经济的发展.

中国风电行业还将进一步高速发展. 根据十二五规划, 到 2015 年, 投入运行的风电装机容量达到 1 亿千瓦, 其中海上风电装机容量达到 500 万千瓦, 年发电量达到 1900 亿度, 风力发电量在全部发电量中的比重超过 3%. 到 2020 年, 风电总装机容量达到 2 亿千瓦, 其中, 海上装机容量达到 3000 万千瓦, 年发电量达到 3900 亿度, 力争风力发电量在全部发电量中的比重超过 5%. 在此过程中, 将加快风电技术升级, 提高风电的技术性能和产品质量, 使风电成为具有较强国际竞争力的重要战略新兴产业.

总体上, 中国在风电设备制造和风场建设方面, 已经达到了世界先进水平. 但是, 中国还不是一个风电强国, 在基础研究、前沿技术研究、风力机设计技术和大型设备测试技术方面, 我们还存在很大的差距. 未来世界上风力发电发展方向是风电机组超大型化和海上风电, 欧美已经研发 10 兆瓦级海上风电机组, 而中国主力机型仍在 3 MW 以下. 为了实现风电产业十二五规划目标, 加快产业升级, 建立适合中国风资源环境的风电机组, 科技部在十二五期间一期设置了 8 个研究项目:

(1) 7 MW 级风电机组及关键零部件设计及产业化技术 (重大项目)

(2) 超大型海上风电机组设计技术研究 (主题项目)

(3) 前端调速式风电机组设计制造关键技术研究 (主题项目)

(4) 适合低风速、高原、耐低温风电机组设计制造关键技术研究 (主题项目)

(5) 分布式中小型风电机组设计制造关键技术研究 (重点项目)

(6) 海上风电工程关键技术研究 (主题项目)

(7) 先进风力机翼型族设计与应用技术 (主题项目)

(8) 大型风电机组试验测试系统设计技术及测试技术研究 (重大项目)

这些项目的设立, 将推动中国风力发电行业的技术进步, 缩短与风电强国的技术差距, 最终推动中国从风电大国向风电强国的转变.

1.4 未来风力发电技术中的挑战

风电行业近年来已从陆上风电向海上风电发展, 主力机型从兆瓦发展到多兆瓦级 ($> 5 \text{ MW}$), 在技术需求上将达到一个新的高度, 面临技术和工程上的巨大挑战.

第一个挑战是风电机组超大型化. 图 4 给出了近年来风电机组功率及直径的变化情况. 2000 年前后出现了兆瓦级风电机组, 风轮直径达到了百米量级, 风电机组设计和控制技术达到了新的阶段. 2010 年, 风电机组进入 10 兆瓦级阶段, 单支叶片长度即达百米, 风电机组的设计、制造、运输、安装、控制等技术均需要全新的发展. 而中国 2008 年 1.5~3 兆瓦风力机才刚产业化, 目前 10 兆瓦级风电机组仍在方案研究阶段. 因此整体上中国风电水平与世界先进

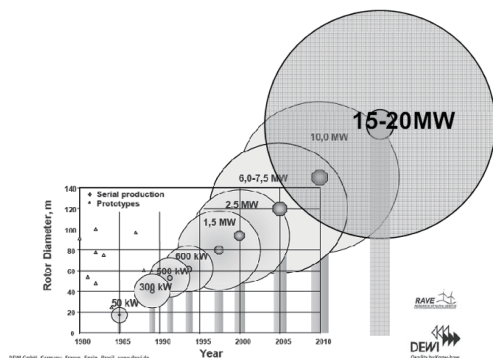


图 4 风电机组功率变化趋势图

水平相比, 仍存在 5~10 年的技术差距.

超大型机组将使用超大型的叶片, 叶片超大型化带来的工程技术挑战远胜以往. 由于风力发电量随着叶轮直径平方成正比, 而叶片重量随叶轮直径的立方成正比, 随着叶轮直径的增加, 重量载荷将急剧上升, 很快超过现有结构的强度范围, 采用创新性的结构和新型材料不可避免. 为了降低叶片重量, 气动等载荷模型应该更加精确, 以减少因模型不确定性而引入的设计裕度 (安全因子). 采用更加先进控制策略 (如单独变桨策略、预先变桨变速策略等), 降低机组载荷. 通过一系列措施, 可以使叶片重量约随直径的平方变化, 获得低成本的商业化电力.

第二个挑战来自于海上风力发电. 相对于陆上风电, 海上风电面临的问题更为复杂. 首先, 陆上风力发电技术规范在海上有许多不适用的地方, 需要进行研究和修正; 其次, 海上风电新的技术挑战来源于多物理机制, 图 5 给出了海上风电机组所涉及的问题示意图 (Amir 2013). 海上风资源特殊性、浮动式风力机组基础、洋流/波浪等震荡作用形式以及台风等极端气候所造成的复杂的力学问题, 为海上风电机组设计带来了巨大的挑战.

总体上, 无论陆地或海洋, 风能工程中力学

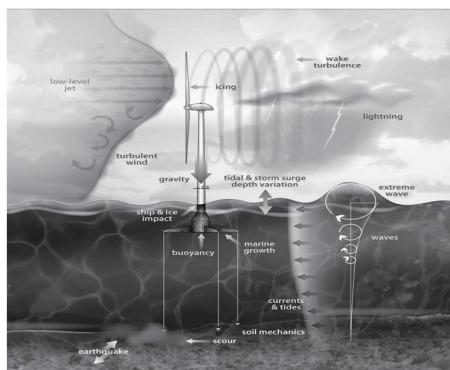


图 5 海上风电机组的多物理因素 (Amir 2013)

问题始终是风电技术发展的关键. 风电场、风电机组基础、风电机组叶轮及其与控制系统的耦合, 每个方面中存在一些重要的力学问题需要解决. 本文将主要讨论风能工程中的几个关键流体力学问题, 包括大气边界层特性、局部复杂地形变化影响、风力机尾迹影响、风电机组专用翼型族、风电机组叶片性能计算、气动弹性问题、海上风电的塔架基础等, 评述其研究现状和进展.

2 大气边界层风特性

风力发电是将大气边界层内的风能转化为电能的技术, 风力发电的效益取决于风速的时间/空间分布以及风力机的风能利用效率. 大气边界层风特性主要指风速的变化规律, 包括平均风速与脉动风速的变化, 这是风电机组设计的输入条件.

地球上风的形成主要是由于不同区域内太阳光照射不均匀、导致地表附近气体温度不同所致. 温度差产生压力差, 驱动空气从高压区域向低压区域运动, 如南北两极到赤道的温差作用, 形成了地球表面的三圈环流 (信风带); 海洋与陆地的温差, 形成了海陆风; 高山与平地的温差, 形成山谷风等. 大气运动除了气压差的驱动以外, 还受到地球表面摩擦力的作用, 使得接近地表的气体运动减速, 形成了大气边界层. 大气边界层厚度约为 500 m (夜间)~2000 m (白天), 风力发电所利用的风资源主要位于离地面 0~200 m 的高度范围.

大气运动是一个动态变化的过程, 受到地面粗糙度、地面地形、热力效应以及自由大气层压力梯度的共同作用. 在受到地面热力效应的影响后, 大气边界层的速度分布将作出相应的调整, 直到在新的条件下达到平衡. 主要的热力作用包括 (Simiu 1985):

(1) 由于大气温度随高度的变化, 温差导致空气上下对流流动;

(2) 由于地球表面摩擦力的影响, 导致风速随高度变化;

(3) 由于地球自转引起的科氏力的作用, 风向随高度变化;

(4) 由于湍流运动 (间歇性、拟序结构等) 引起的动量上传递, 大气湍流特性随高度变化等.

大气边界层是大气科学和地球科学的研究对象之一, 大气科学主要研究大气运动的产生机理、大气运动参数的测量、大气运动的演化等, 刘辉志 (2013)、胡非 (2003) 等对国内的大气研究情况进行了综述.

风工程中的大气边界层研究主要关注风速分布情况, 包括其平均风速的时空变化、脉动风速的强度及频谱特性等, 并依此建立工程模型, 以应用于风资源的评估、风场选址以及风力机组的设计等.

2.1 平均风特性及模型

由于大气边界层气流为湍流, 风速随空间和时间的变化是随机的. 为了建立工程应用的风特性模型, 将气流运动速度可分解为平均风速和脉动风速, 即

$$V(t) = \bar{V} + V'(t)$$

其中, 平均风速为 $\bar{V} = (t_2 - t_1)^{-1} \int_{t_1}^{t_2} V(t) dt$, 这里时间间隔 $[t_1, t_2]$ 是一个可选参数, 不同时间间隔的平均风速是不同的. 根据 Van Der Hoven (1957) 在美国 Brookhaven 国家实验室 100 m 高度处测量结果, 水平风速的功率谱 (图 6) 随着时间间隔不同呈现明显的变化: 在低频带 (约 100 小时与 10 小时) 有两个明显的峰值, 主要是大尺度大气运动产生的, 分别对应于大气环流运动周期 (4 天) 和昼夜变化; 在高频带也有一个明显的峰值, 是由于微尺度大气运动 (湍流积分尺度) 产生的, 周期为 1 分钟; 在周期为 10

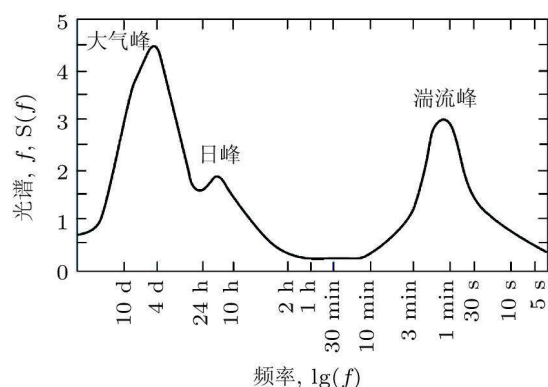


图 6 水平风速功率谱曲线

分钟到 1 小时范围内, 功率谱曲线比较平坦. 如果将平均风速取在这一范围内, 平均风速基本上是一个稳定值, 可以忽略湍流引起的变化. 因此各国都在这个时间范围内获取平均风速. 中国规范规定的时间为 10 分钟.

在大气边界层内, 平均风速随高度发生变化, 该速度剖面称为风剪切或风速廓线. 根据边界层内湍流运动的速度分布规律, 风速廓线可近似采用对数律或指数律来表征.

2.1.1 对数律分布

在 100 m 高度内的表面层, 可以忽略剪切应力的变化, 因而风速廓线可采用 Prandtl 对数律分布来表示 (Panofsky 1974)

$$\bar{V}(z) = \left(\frac{V_*}{\kappa} \right) \ln \left(\frac{z}{z_0} \right) \quad (1)$$

其中 z 为高度, V_* 为摩擦速度, κ 为卡门常数, 一般近似取 0.4, z_0 为地表面粗糙长度, 是一个经验常数. 不同地表状态下的 z_0 取值可参照下表 1.

这里对地面粗糙度仅进行了大致的分类, z_0 具有很大的自由度, 实际上造成了风速模型的不确定性. 表格中给出了一个变化范围, z_0 的具体取值仍需根据实际风场数据拟合得到. 何玉斐等 (2009) 研究了实际风场的 z_0 计算方法.

表 1 不同粗糙地面的 z_0 值

地形	沿海区	开阔场地	建筑物不多的郊区	建筑物较多的郊区	大城市中心
z_0/m	0.005~0.01	0.03~0.10	0.20~0.40	0.80~1.20	2.00~3.00

高度大于 100 m 时, 需对式 (1) 进行修正

$$\bar{V}(z) = \left(\frac{V_*}{\kappa} \right) \left[\ln \left(\frac{z}{z_0} \right) + 5.75 \frac{z}{z_g} \right] \quad (2)$$

式中, $z_g = 0.175V_*/f_c$; $f_c = 2\Omega \sin \Phi$. $\Omega = 7.27 \times 10^{-5} \text{ rad/s}$ (Ω 为地球自转角速度), Φ 为纬度.

上式中由于要计算摩擦速度 V_* , 实际应用时不便利. 如果假设摩擦速度在一定高度内近似不变, 则式 (1)~(2) 可表达为

$$\frac{\bar{V}(z)}{\bar{V}(z_s)} = \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_s/z_0)} \quad (3)$$

$$\frac{\bar{V}(z)}{\bar{V}(z_s)} = \frac{\ln(z/z_0) + 5.75z/z_g}{\ln(z_s/z_0) + 5.75z_s/z_g} \quad (4)$$

z_s 为参考高度, 一般为 10 m. 风资源评估中, 10 m 处的风速是已知的. 当地面密布树木或建筑物时, 要用相当于树木或建筑物平均高度作为风速为 0 的高度 z_* 对式 (1) 进行修正

$$\bar{V}(z) = \left(\frac{V_*}{\kappa} \right) \ln \left(\frac{z - z_*}{z_0} \right)$$

z_* 与地面粗糙长度、风速、地表面剪切应力等有关, 在没有相关测量数据的情况下, 一般取 $z_* = 0.75z_b$, z_b 为建筑物或树木的平均高度.

2.1.2 指数律分布

平板湍流边界层速度分布近似存在 1/7 次幂律, 可以用指数形式来表达, 大气边界层内风速分布也与此类似. 用指数律分布计算风速廓线时比较简便, 因此, 目前多数国家采用经验的指数律分布来描述近地层中平均风速随高度的变化, 中国的建筑规范也采用指数律分布. 指数律分布的表达式为

$$\frac{\bar{V}(z)}{\bar{V}(z_s)} = \left(\frac{z}{z_s} \right)^\alpha \quad (5)$$

z_s 为参考高度, 可取 10 m, α 为风速廓线指数.

这里, 风速廓线指数是反映风速分布形态的关键参数, 其取值与地表面粗糙长度有关. 在中国建筑结构荷载规范中, 将地貌分为 A, B, C, D 四类, 不同地貌条件下存在不同的风速廓线指数: A 类指近海海面、海岛、海岸及沙漠地区, 取 $\alpha = 0.12$; B 类指田野、乡村、丛林、丘陵以及房屋比较稀疏的中小城镇、大城市郊区, 取 $\alpha = 0.16$; C 类指有密集建筑群的城市市区, 取 $\alpha = 0.20$; D 类指有密集建筑群且建筑物较高的城市市区, 取 $\alpha = 0.30$. 大部分风场区域位于 A, B 两类区域, 风廓指数接近于充分发展平板湍流边界层的 1/7 次幂律. 但为了保守设计需要, IEC61400-1 (2003) 标准中将 α 设定为 0.20 (Burton 2003).

风速廓线指数反映了地面摩擦的影响高度, 该指数越小, 速度剖面变化越小. 风速廓线指数除了取决于地表粗糙长度 z_0 外, 还与平均风速 \bar{V} 有关, Spera (1979) 中给出了风速廓线指数的修正式

$$\alpha = \alpha_0 [1 - 0.55 \lg \bar{V}(z_s)], \quad \alpha_0 = (z_0/10)^{0.2} \quad (6)$$

2.1.3 大气稳定度对风速廓线的影响

上述风速廓线指数是在大气边界层中性稳定条件下得到的. 大气稳定度又称大气层结稳定度, 大气层结指的是大气温度和湿度在垂直方向上的分布. 大气稳定度是指气体受到垂直方向的扰动后, 是否回到原来的平衡位置的特性. 如果扰动气流回到原来平衡位置, 则大气层结是稳定的, 如果继续远离平衡位置, 则是不稳定的, 既不发散也不回到原位, 则是中性稳定的. 大气稳定性主要受到风速大小和太阳辐射的影响. Pasquill (1974) 将大气稳定度划为 5 个

等级: A -极不稳定, B -不稳定, C -中性, E -弱稳定和 F -稳定, 当风速越大和云量越多时, 白天和夜间大气是中性稳定的, 当风速越小或云量越小时, 白天大气不稳定, 夜间大气稳定.

大气稳定度对风速廓线有影响, 一般在低风速时要考虑, 在高风速时刻忽略. 这是因为大气稳定度与热浮力相关, 高风速时浮力引起的气流上升速度相对较小. 为表达大气稳定度的影响, 风速廓线表达式采用对数律并进行修正 (David 1994)

$$\bar{V}(z) = \frac{V_*}{\kappa} \left[\ln \left(\frac{z}{z_0} \right) + \chi_s \left(\frac{z}{L_s} \right) \right], \quad z \gg z_0 \quad (7)$$

这里 L_s 为莫林-奥布霍夫 (Monin-Obukhov) 稳定长度, 它是大气运动所引起的剪切力与热浮力之比. 如果 L_s 的绝对值大于 500, 则大气边界层是中性稳定的, $-500 < L_s < 0$, 则大气边界层不稳定, $0 < L_s < 500$, 则大气边界层稳定. 参数 χ_s 称为大气稳定度函数, 其表达式为

当大气为中性层结时, $\chi_s = 0$

当大气为不稳定层结时,

$$\begin{aligned} \chi_s &= 4.5z/L_s, & z \leq L_s \\ \chi_s &= 4.5[1 + \ln(z/L_s)], & z > L_s \end{aligned}$$

当大气是稳定层结时,

$$\begin{aligned} \chi_s &= -0.5z/L_s, & z \leq L_s \\ \chi_s &= -0.5[1 + \ln(z/L_s)], & z > L_s \end{aligned}$$

一天之内的大气边界层变化可出现从稳定到不稳定过程, 风速廓线和边界层厚度均有明显变化. 在晚间, 地表气温降低, 大气边界层是稳定的, 边界层厚度减小, 风速变大, 对应的风速廓线指数大; 而在午间, 由于太阳光的照射, 地表温度上升, 产生上升气流, 边界层是不稳定的, 边界层厚度变大, 风速减小, 风速廓线指数小.

大气边界层稳定性对风速廓线形状有明显影响, 使得在实际的风场评估和风力机设计中, 使用风速廓线指数来评估风速随高度的变化比

较困难, 因为风速廓线指数可能在很大的范围内变化 (0.1~0.4). 国内在风场建设中已有很多测风数据 (马惠群等 2012, 彭怀午等 2010), 这些数据的分析表明, 10 分钟平均风速分布很难用单一的风速廓线指数来表达, 且随风速大小、测风时段、测风高度等因素而变化. 但如果使用比较长时间的平均值, 得到一个综合的风速廓线指数, 则比较接近于一个常值 (马惠群等 2012). 这表明, 即使大气边界层特性不是中性稳定的, 但由于稳定和不稳定的风速变化存在符号相反, 长时间平均后其效应可抵消, 可以得到一个较为接近中性稳定的风速廓线图 (彭怀午等 2010). 对于年度发电量的评估而言, 这样的风速廓线提供了有效的信息. 但对于风力机设计而言, 年度平均的风速廓线对载荷分析而言远远不够, 不能反映平均风速中的高风速和高载荷情况.

随着风轮直径的增大, 风速廓线形态的影响更加明显. 对于多兆瓦级的风电机组, 风轮直径超过 100 m, 风轮范围内的风速差别可达 30%, 对于风电预测、风力机性能以及风力机载荷计算而言, 需要更加精确的风速分布数据. Wagner (2010) 详细分析了丹麦 Høvsøre 风电场的详细测量数据, 分析了季节变化、昼夜变化、风向变化等对风速廓线指数的影响. 由于叶轮范围内风速变化大, 采用塔架机舱处风速来计算风力机性能的常规方法可存在较大误差, 需要整体考虑叶轮平面内风速分布, 为此提出了等效风速方法, 可提高风力机性能计算精度.

2.2 大气边界层的脉动风特性及模型

大气运动是一种湍流运动, 表现为脉动的随机运动. 对于风力发电而言, 特别需要关注大气湍流运动特性, 一方面, 湍流严重影响风力发电效率, 如图 7 给出了不同湍流强度下的风力发电容量系数 (实际发电功率与额定功率之比), 随着湍流强度增大, 发电容量系数降低

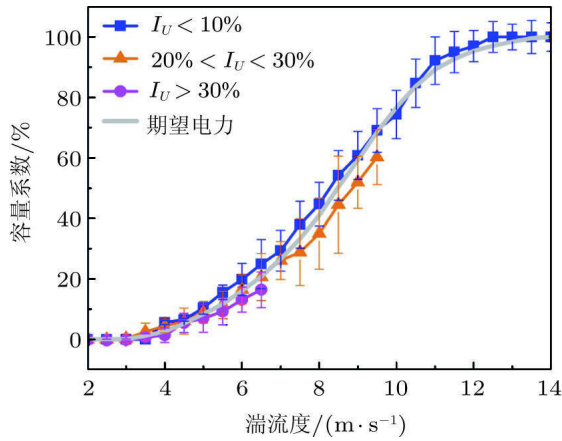


图 7 湍流度对发电功率的影响

(Lundquist 2010). 另一方面, 湍流还造成风力机结构的疲劳破坏, 大大降低风电机组的使用寿命.

脉动风速 V' 是风速中去除平均风速后的振荡风速, 其统计平均特性为 0, 其概率密度函数非常接近于高斯分布或正态分布, 可表达为

$$p(V') = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{V'^2}{2\sigma^2}\right]$$

式中, σ 为 V' 的均方根值

湍流脉动风可采用统计特性如湍流强度、湍流尺度、相关函数、功率谱密度、阵风系数等来描述大气运动中的湍流结构.

2.2.1 湍流强度

湍流强度是描述风速随时间和空间变化的程度, 反映脉动风速的相对强度, 是描述大气湍流运动特性的最重要的特征量. 湍流强度 I 定义为脉动速度均方根值 σ 与平均风速之比

$$\sigma = \sqrt{u'^2 + v'^2 + w'^2}, \quad I = \frac{\sigma}{\bar{V}}$$

式中 u, v, w 分别为纵向、横向和垂直方向上的瞬时速度, u', v', w' 为相应的脉动速度, \bar{V} 为平均风速.

在风能研究中, 主要考虑与平均风速方向平行的纵向湍流强度 I_u . 在中性稳定的大气边界层中, 不存在热效应, 湍流强度只依赖于地面

粗糙度. 对于主风向速度分量 u' , 其标准差随高度 z 的变化为 (ESDU 1985)

$$\sigma_u = \frac{7.5\eta V_* [0.538 + 0.09 \ln(z/z_0)]^p}{1 + 0.156 \ln(V_*/fz_0)}$$

$$\eta = 1 - 6fz/V_*, \quad p = \eta^{16}$$

f 为科氏力参数, $f = 2\Omega \sin(|\Phi|)$, Ω 为地球自转角速度, Φ 为纬度, V_* 为摩擦速度.

横向和垂直方向上也存在湍流强度, 在大气边界层的地表层中, 3 个方向的湍流强度是不相等的, 因而不符合各向均匀同性的假设, 一般 $I_u > I_v > I_w$. 在地表层上面, 3 个方向的湍流强度逐渐减小, 并随着高度的增加趋于相等. ESDU (1985) 给出的结果是

$$I_v = \frac{\sigma_v}{\bar{V}} = I_u \left[1 - 0.22 \cos^4 \left(\frac{\pi z}{2h} \right) \right]$$

$$I_w = \frac{\sigma_w}{\bar{V}} = I_u \left[1 - 0.45 \cos^4 \left(\frac{\pi z}{2h} \right) \right]$$

这里 h 为边界层高度, $h = V_*/6f$.

在风力机设计计算中, 不同国家使用的湍流强度计算公式可能不相同. 如, 丹麦设计规范中使用的湍流强度计算公式十分简单 (DS472 1992)

$$I_u = 1/\ln(z/z_0), \quad I_v = 0.8I_u, \quad I_w = 0.5I_u$$

IEC 标准 (Burton 2003) 给出的湍流强度公式为

$$I_u = I_{15}(a + 15/\bar{V})/(a + 1)$$

对于高强度的湍流, 取 $I_{15} = 0.18$, $a = 2$; 对于低强度湍流, 取 $I_{15} = 0.16$, $a = 3$.

其他方向的湍流可取 $I_v = 0.8I_u$, $I_w = 0.5I_u$, 或 $I_w = I_v = I_u$.

美国 (Frost 1978) 则给出了 600 m 高度以下的 3 个方向的湍流强度的计算公式

$$I_u = \frac{0.52}{\ln(z/z_0)} (0.177 + 0.000139z)^{-0.4}$$

$$I_v = \frac{0.52}{\ln(z/z_0)} (0.583 + 0.00070z)^{-0.8}$$

$$I_w = \frac{0.52}{\ln(z/z_0)}$$

湍流强度的计算公式差别很大, 反映了实际风场中湍流强度分布缺乏规律性. 湍流受地面粗糙度、地形变化以及热效应的影响很大, 局地环境的影响不可避免. 设计中由于湍流强度计算可信度不高, 一般采用较为保险的方式. 如 GL Germanischer Lloyd (1993) 直接将湍流强度给为 0.2.

2.2.2 湍流积分尺度

大气湍流运动是由许多不同尺度的旋涡运动组合而成, 旋涡积分尺度与叶片的非定常载荷计算密切相关. 根据脉动速度分量和 3 个方向的组合, 共有 9 个湍流积分尺度 L_j^i ($i = x, y, z$; $j = u, v, w$). 如湍流积分尺度 L_u^x 表示纵向脉动速度在纵向上的平均尺度, 定义为 $L_u^x = \sigma_{u'}^{-2} \int_0^\infty R_{u'}(x) dx$, $R_{u'}(x)$ 为同一时刻 t , 空间两点间的纵向脉动速度 u'_1 和 u'_2 的空间相关函数

$$\begin{aligned} u'_1 &= u'(x_1, y_1, z_1, t), \\ u'_2 &= u'(x_1 + x, y_1, z_1, t), \\ R_{u'}(x) &= \overline{u'_1 u'_2} \end{aligned}$$

$\sigma_{u'}$ 为纵向脉动速度 u' 的均方值. 当空间两点间距小于湍流的平均尺度时, 则两点处于同一旋涡内, 因而两点的脉动速度是相关的, 旋涡的作用将增强.

Erick (2000), Burton (2003) 等给出了不同高度下的湍流积分尺度的表达式. 当离地高度 $z > z'$ ($z' = 1000z_0^{0.18}$) 时, 湍流不再受地面影响, 这时 $L_u^x = 280$ m, $L_u^y = L_u^z = L_v^x = L_w^x = 140$ m. 当 $z < z'$, 湍流积分尺度为 $L_u^x = 280(z/z')^{0.35}$, $L_u^y = 140(z/z')^{0.38}$, $L_u^z = 140(z/z')^{0.45}$, $L_v^x = 140(z/z')^{0.48}$, $L_v^z = 140(z/z')^{0.55}$; 当 $z < 400$ m 时, $L_w^x = L_w^y = 0.35z$. L_v^y, L_w^z 目前还没有具体的公式.

Molly (1990) 则给出了如下的湍流积分尺度公式

$$L_u^x = 25z^{0.35}/z_0^{0.063}, \quad L_u^y = 10z^{0.30}/z_0^{0.068}.$$

由此可见, 湍流积分尺度也存在很大的不确定性. 进一步的研究表明, 湍流积分尺度与大气边界层厚度、平均风速等也有关系.

现在风力机叶轮直径已达到 100~200 m 量级, 与大气湍流尺度相当, 这将为叶片的动态载荷计算带来较大影响.

2.2.3 湍流功率谱密度

湍流功率谱密度是湍流脉动动能在频率和波数空间上的分布密度, 用来描述湍流中不同尺度的涡动能对湍流脉动动能的贡献, 是计算风力机叶片疲劳特性的重要参数.

目前有很多湍流功率谱用来描述大气在中性层结时的大气运动的脉动风特性. 如早期的达文波特谱 (Davenport 1961)、哈里斯谱 (Harris 1971) 等. 目前设计规范中主要使用卡曼谱、西蒙谱和卡门谱.

(1) 卡曼 (Kaimal 1972) 谱

卡曼谱考虑了大气湍流运动中湍流功率谱随高度的变化, 其纵向湍流功率谱的表达式为

$$\begin{aligned} \frac{nS_{u'}(z, n)}{V_*^2} &= \frac{200f}{(1 + 50f)^{5/3}}, \quad f = \frac{nz}{\bar{V}_z} \\ \text{或} \quad \frac{nS_{u'}(z, n)}{\sigma_{u'}^2} &= \frac{32f}{(1 + 50f)^{5/3}} \end{aligned}$$

这里 \bar{V}_z 为高度 z 处的平均风速. 横向湍流功率谱为

$$\frac{nS_{v'}(z, n)}{V_*^2} = \frac{15f}{(1 + 9.5f)^{5/3}}$$

(2) 西蒙 (Simiu 1985) 谱

西蒙谱考虑了 f 的影响后对卡曼谱进行了修正

$$\begin{aligned} \frac{nS_{u'}(z, n)}{V_*^2} &= \frac{200f}{(1 + 50f)^{5/3}}, \quad f \leq 0.2 \\ \frac{nS_{u'}(z, n)}{V_*^2} &= \frac{0.26}{f^{2/3}}, \quad f > 0.2 \end{aligned}$$

(3) 卡门 (Karman) 谱

卡门谱是 1948 年 von Karman 根据湍流各向同性的假设建立的湍流功率谱, 其纵向湍流功率谱表达式为

$$\frac{nS_{u'}(z, n)}{\sigma_{u'}^2} = \frac{4g}{(1 + 70.8g^2)^{5/6}}$$

$$g = \frac{nL_u^x}{\bar{V}_z}$$

横向和竖向脉动风速的湍流功率谱为

$$\frac{nS_{v',w'}(z, n)}{\sigma_{v',w'}^2} = \frac{4g(1 + 755g^2)}{(1 + 283g^2)^{11/6}}$$

$$g = \frac{nL_{v,w}^x}{\bar{V}_z}$$

L_u^x, L_v^x, L_w^x 为前述湍流积分尺度.

按照 Petersen (1998) 的观点, 卡门谱适用于描述离地面 150 m 以上的大气湍流和风洞气流中的湍流特性 (接近于各向同性). 当用于 150 m 以下大气湍流时要进行修正 (Erick 2000, ESDU 1985, Burton 2003). 但根据德国 FINO 项目在海上风电场的实际测量表明, von Karmen 谱有时与测量结果符合更好 (图 8). 这说明, 海上风电场的湍流能谱与陆地不同, 更接近各向同性.

湍流功率谱是风工程中一个十分重要的物理量. 从 20 世纪 60 年代至今, 国内外学者一直通过理论分析和实地测量进行研究 (Harris 1990). 目前在工程上已广泛使用的几种功率谱还有一定的局限性. 上述功率谱公式都是

在大气中性层结条件下建立的, 但实际上, 大气稳定度对湍流特性有影响. 特别是在低风速时更是如此. 此外, 对于极端气候条件, 如台风等, 实测功率谱明显偏高. 因此在进行一些重要的工程设计时, 最好通过一年以上的风特性测量, 得到实际条件下的湍流功率谱.

(4) 阵风系数

在风电机组抗风设计时, 常常要考虑阵风的影响, 了解在任意给定的时间间隔内最大的阵风速度. 引入阵风系数 G , 定义为阵风速度与平均风速之比. 该参数与湍流强度相关, 湍流强度越大, 则阵风系数越大; 它还取决于阵风持续时间, 持续时间越长, 则阵风系数越小. 阵风系数表达式

$$G(T) = 1 + 0.42I_u \ln \frac{3600}{T}$$

I_u 为纵向湍流强度, T 为阵风持续时间. 需要指出的是这里定义平均速度的时距为 1 小时.

2.3 大气边界层风特性的影响因素

在比较平坦的地形且大气边界层中性稳定的条件下, 大气边界层风特性 (平均风速廓线、湍流强度等) 呈现出一定的规律. 但实际情况中, 这些规律会受到地形变化以及极端气象条件的影响, 从而出现很大的偏离. 显著影响大气边界层风特性的因素包括:

2.3.1 极端风

极端风指通常很少出现的风, 对风力发电存在极大的威胁. 主要有以下几种:

(1) 寒潮大风

寒潮大风是中国冬季和早春、晚秋时出现的灾害性天气, 为极地或高纬度的冷空气大规模向中、低纬度侵入过程中所伴随的大风降温. 寒潮大风的风力在陆地可达 5~7 级, 海上可达 6~8 级, 瞬时最大风力可达 12 级. 少数情况下可对风力发电机组造成破坏.

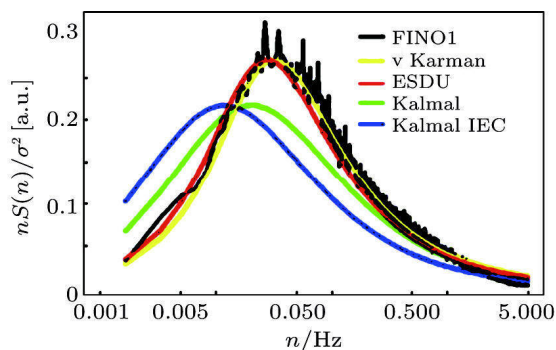


图 8 海上风电场的纵向湍流功率谱

(2) 热带气旋

热带气旋是热带海洋大气中产生的中心高温、低压的强烈气旋性涡旋, 是热带低压、热带风暴、台风等的总称。热带气旋中心附近的平均最大风力达 12 级以上时称为台风, 10~11 级时称强热带风暴。台风的水平尺度变化很大, 从 100~2000 km, 垂直尺度可从海平面直达平流层, 中心附近风速一般为 30~50 m/s, 最大曾达 110 m/s。每年 6 月~9 月中国东南沿海地区如广东、福建、海南、浙江、台湾等地经常受到发生在北太平洋西部和中国南海的台风袭击, 自 1949 年~2000 年间, 中心风速 50 m/s 以上的台风就有 63 次 (如图 9)。台风对中国东南沿海的风力发电设备造成了极大破坏, 2003 年台风“杜鹃”、2006 年“桑美”、及 2010 年“鲇鱼”等均造成大量风力机组破坏 (叶片折断或脱胶损坏或风力机倒塌等)。

据统计, 在世界范围内, 风力机叶片损坏事件中, 约 45% 是由于强风大雨所致, 这是台风的典型特点 (Chou 2013)。台风的高风速和强湍流等对叶片的损害很大, 同时其风向变化十分剧烈, 图 10 为台风实测的风向变化情况, 台风影响下 24.33% 的风向变化超出了 IEC 61400-1:2500 的叶片设计标准。这些因素综合起来, 造成了极端恶劣的风场环境。台风风场的非定常性很强, 可能是叶片破坏的主要因素。

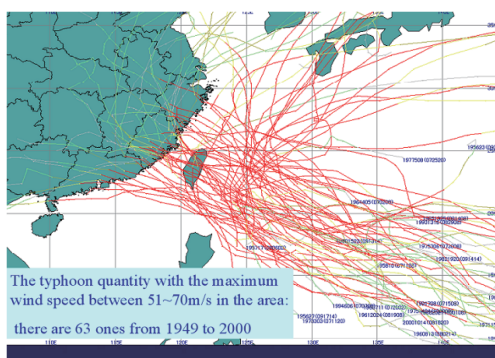


图 9 东南沿海台风路径图

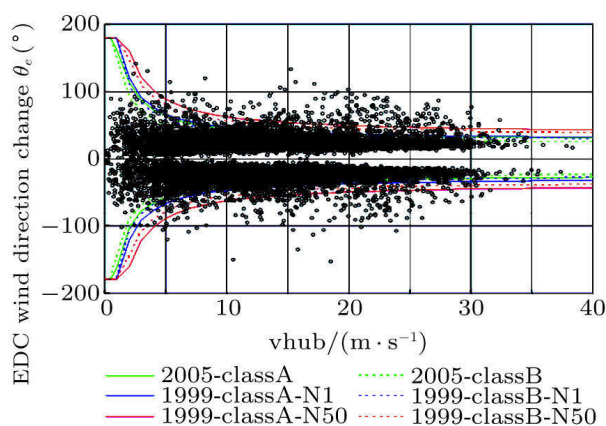


图 10 极端风向变化 (来源: 中国气象局风能太阳能评估中心)

Chou (2013) 分析了台湾地区 2008 年“Jangmi”台风对叶片损坏的机理, 认为最大的可能是流场中非定常的涡脱落频率与叶片局部截面的频率接近, 导致共振所致。

2.3.2 地面粗糙度变化

当地面粗糙度由一种类型变为另一种类型时, 风速廓线变得非常复杂。在两种类型相接的边缘处 (由粗糙变为平滑或平滑变为粗糙时), 在风的下游方向要经过一段距离, 才能使风的状况重新适应新的粗糙度, 这一距离称为“过

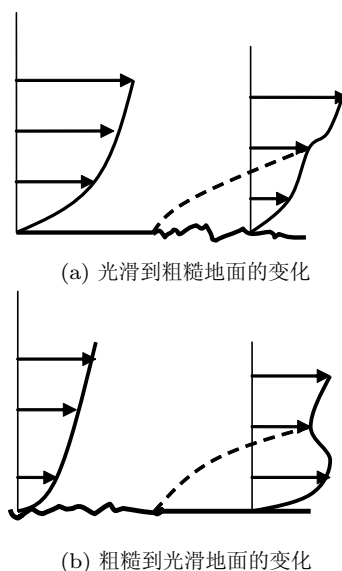


图 11 地面不均匀粗糙度对风速廓线的影响

渡区”。当风由光滑地面吹向粗糙地面时, 风速廓线在贴地层部分变小, 在上部形成一个拐点; 而当风从粗糙地面吹向光滑地面时, 风速廓线在贴地层部分增长, 导致负风速廓线指数(风切变)出现, 如图 11 所示。

地面粗糙度变化最典型的例子是海洋与陆地连接处。陆地风吹向海洋时会出现所谓的“低层射流 (low level jet)”现象, 就是这种机制造成的。潮间带风电场将受到这种风速廓线的影响。

2.3.3 地物影响

建筑物、防风林带等地物对其周围的大气流动特别是尾部的流动产生非常复杂的干扰。在干扰区, 风速和湍流强度都会有很大的变化。建筑物对风特性的影响取决于建筑物的形状(宽高比), 防风林带对风特性的影响取决于防风林带的高度和稀疏程度(贺德馨 2006)。

风力发电中另一个重要的地物影响是风力发电机的相互干扰。风力发电机从大气中提取能量, 降低了平均风速, 同时风力机叶片、塔架形成的分离涡和叶尖涡向下游运动时, 增加下游流场的湍流强度。对平均风速影响主要在“风力机尾流效应”一节中讨论, 这里给出对湍流强度的影响。对于发电机组尾流的湍流增强效应一直在进行研究, 但结果还不是很成熟, 这是因为风洞测试结果的雷诺数范围与实际运行风力集差别很大, 而外场测试十分困难。Quarton (1989) 分析了有限的一些风电机组及风洞实验的尾流湍流强度, 拟合了如下湍流增强公式

$$I_+ = 4.8C_T^{0.7}I_0^{0.68}(x/x_n)^{-0.57}$$

这里 C_T 为风力机推力系数, I_0 为大气边界层环境湍流强度, x_n 为风力机下游距离。 I_0 , I_+ 均为百分比表示。

而 Hassan (1992) 根据风洞实验拟合的公式略有差别

$$I_+ = 5.7C_T^{0.7}I_0^{0.68}(x/x_n)^{-0.96}$$

湍流增强后的尾迹湍流强度为 $I_{\text{wake}} = \sqrt{I_0^2 + I_+^2}$ 。

2.3.4 地形影响

地形对大气边界层风特性的影响比地表面粗糙度的影响还要重要。中国 70% 的陆地是山区, 局地地形的抬升或下降均使气流改变方向, 导致相邻两地的风向也会有很大的差别。由于一般气象台均设置在空旷平坦处, 在山区应用气象数据时, 必须考虑地形对风特性的影响。

地形分为两类: 一类是隆升地形, 如山脊、山丘和山崖等, 另一类是低凹地形, 如山谷、盆地和河谷等。它们对风特性有不同的影响。

隆升地形可使风加速, 加速程度与方式和地形的具体形状有关。当山脊与风向正交时, 气流在山脊顶部加速最大, 在山区的背风侧形成低速回流区, 且湍流强度增加(分离涡的增幅作用)。不同形状山脊形成的速度廓线, 差别很大, 抬升坡度使靠近地面的部分速度增加很快, 而高处速度影响小, 使得底层速度大于高层速度, 称为风切变。靠近地面的部分不能再指数律或对数律来表达。当隆升部分的坡度过大时, 形成陡峭的山崖, 此时流场在正面部分即开始分离, 并使来流减速, 跨过顶点时气流加速, 形成十分复杂的流动速度廓线和旋涡区(贺德馨 2006)。

地形对湍流强度的影响十分复杂, 有多种增强湍流度或降低湍流度的机理。复杂地形对大气边界层的影响与地形形状密切相关, 没有可用的工程模型, 实际风场的风速变化情况可根据现场测量、风洞实验或数值模拟结果来确定。

2.4 大气边界层的数值模拟研究

相对于风洞实验、外场测试等途径, 基于 CFD 的数值模拟计算近年来进展很大。通过求解流动 Navier-Stokes 方程以获得实际风场风速分布, 可提供丰富的流场细节。湍流流场的数值

仿真有两种技术: 雷诺平均湍流模型或大涡模拟。如果关注平均流场特性, 则大多采用雷诺平均的湍流模型进行求解, 若要了解流场的湍流脉动特性, 则需要采用大涡模拟技术求解。这两者在网格分布、求解方法等方面有很大的区别 (参见第 9 节)。即使针对平均流场特性, 由于大气边界层流动存在一些特殊性, 传统的多方程湍流模型需要进行相应的修正。

国内大气边界层数值模拟研究也在开展, 如北京大学蔡旭晖等 (2003) 采用大涡模拟方法计算了不稳定和近中性大气边界层。崔桂香等 (2013) 总结了城市大气环境的大涡模拟研究进展。

总体而言, 由于局地环境复杂性的作用, 大气边界层风特性非常复杂, 难以建立普遍适用的模型, 造成工程模型中自由参数多, 变化范围大, 实际运用时存在较大误差。数值模拟虽然可以针对局地环境进行研究, 但计算量大, 计算方法要求高, 计算模型 (特别是湍流模型) 也存在不普适的问题, 仍在进一步发展之中。目前, 风力机设计中使用的大气边界层模型比较粗糙, 影响了风力机设计时的入流流场设置, 从而影响了风力机载荷计算的精度。国内在风场模型上的研究进展也较少, 虽然存在众多风场的测风塔数据, 但这些数据仅有很少的分析 (阎启等 2009), 几乎没有总结出相应的工程模型。

由于大气边界层特性的局地性, 国外发展的工程模型只能参考借鉴, 应该发展适应中国地形地貌特点的大气边界层工程模型, 为风场设计、微观选址以及风力机设计等提供精度更高的入流风速条件。

3 风电场的微观选址

地球上, 风资源的分布并不均匀, 受到纬度、海拔高度以及局部地形的影响。风力发电需要选择那些风资源充沛的区域, 在目前的技术水平基础上, 只有 300 W/m^2 以上的风能密度,

才有开发价值。因此, 风力发电效益与风电场选址密切相关。风电场选址包括宏观选址和微观选址: 宏观选址是根据风资源普查结果、并网条件、地形条件、道路条件、当地经济及环境等多方面因素进行效益评估, 从一个较大范围的区域内 (从几十平方公里到几百平方公里) 选择一个风资源丰富、而且最有利用价值的小区域。微观选址是在宏观选址确定的小区域中确定风电机组的布置方案, 使整个风电场具有较好的经济效益。一般地, 风电场选址需要两年时间, 使用测风塔和评估软件等对选址内的风资源分布情况进行详细勘察。国内外的经验教训表明, 由于风电场选址的失误造成发电量损失和增加维修费用等将远远大于对场址进行详细调查的费用。因此, 风电场选址对于风电场的建设是至关重要的。

在微观选址时, 仅有气象资料提供的风速、风向数据是不够的, 一般要在装机地点附近有代表性的位置用 (一个或多个) 测风塔进行一年以上的现场测风, 测量风向、风速、温度和湍流度等。然后根据这些测量数据, 利用软件评估整个风电场的风资源分布情况。如果地形复杂, 则需要布置多个测风塔, 通过测风塔和模拟软件的评估, 可使风资源评估误差在 5% 以内 (雷杨娜 2013)。

在获得风电场风资源分布的详细信息以后, 将对风力发电机组在风场内进行排布, 排布方式的好坏将直接影响风电场的容量系数, 即实际发电量的多少。最佳的风电机组排列方式、取决于风速历程、风向历程、不同风向下的风速值、地形地貌、塔架高度、风力机特性以及风力机尾流效应等, 该优化过程的目标是取得最佳的风力发电效益。

在风场内进行风电机组布置时, 主要考虑两个因素: 地形变化的影响、风力机尾迹的影响。这里首先讨论地形变化的影响, 尾迹特性将在后面的小节中讨论。地形对大气边界层风特

性存在很大影响,这在大气边界层风特性中已有论述,如地形抬升可使风速增加,而风能密度则以速度三次方增加,效益十分明显,因此风场选址时尽量选择高风速区域.在地势较为平坦的地区,如中国新疆、内蒙、甘肃等,风速廓线形状和湍流特性变化不大,流场变化可用线性理论获得.此时,行业内普遍使用商用的风电场软件,如 WasP, Park 和 WindFarmer 等,即可对风电场选址和风力机布置起指导作用.

线性理论适用的条件是地形坡度小于 15° ,在山区和海岛等地区,这种条件不能满足.陡峭的山崖造成流动出现复杂的分离现象,线性理论不再成立.这时需要采用非线性的理论模型进行求解,主要为计算流体动力学 (CFD) 技术.流动控制方程为雷诺平均的 Navier-Stokes 方程,由于流速较低,可认为是不可压流动,一般采用 SIMPLE 类的方法求解,湍流模型可采用一方程或二方程模型,针对大气边界层流动进行适当的修正 (Prospathopoulou 2012, Costa 2006)

目前在国内,行业内采用的复杂地形风场微观选址软件主要有挪威的 WindSim 软件和法国的 Meteodyn WT 软件.何晓风等 (2010) 利

用中尺度的 MM5 软件与微尺度的 WindSim 软件相结合,对鄱阳湖地区的风场进行了模拟 (图 12),有效改善了中尺度模型的模拟精度.雷杨娜 (2013) 等利用 WindSim 模拟了陕西靖边县的风场,均得到了较好的结果.

相对于国外,国内还缺乏工程可用的复杂地形下微观选址的 CFD 软件,部分高校如华北电力大学等利用通用流体力学软件如 (fluent, Numeca 等) 开展了一些风场模拟研究 (魏慧荣 2007),但是没有形成自主的风场专用计算软件.其实,国内并不缺少可应用于工程的自主 CFD 软件,但是还没有将其改造到风电场数值模拟中去.风场选址模拟软件系统需要一些特殊功能,如数字地形输入、气象数据输入、粗糙度边界条件、测风塔修正等,其他风工程软件不能直接应用.国内在该方面的软件开发进展缓慢.

利用 CFD 软件进行微观选址是有效的,但目前并不十分成熟,针对复杂地形,计算结果与实际情况可能存在较大差异,Derickson (2004) 对比计算与风洞实验流场,发现计算中没有出现实验中的分离区,导致计算与实验有明显差别. CFD 微观选址仍存在一些难题,包括湍流模型问题、地面模型问题、计算区域问题、入

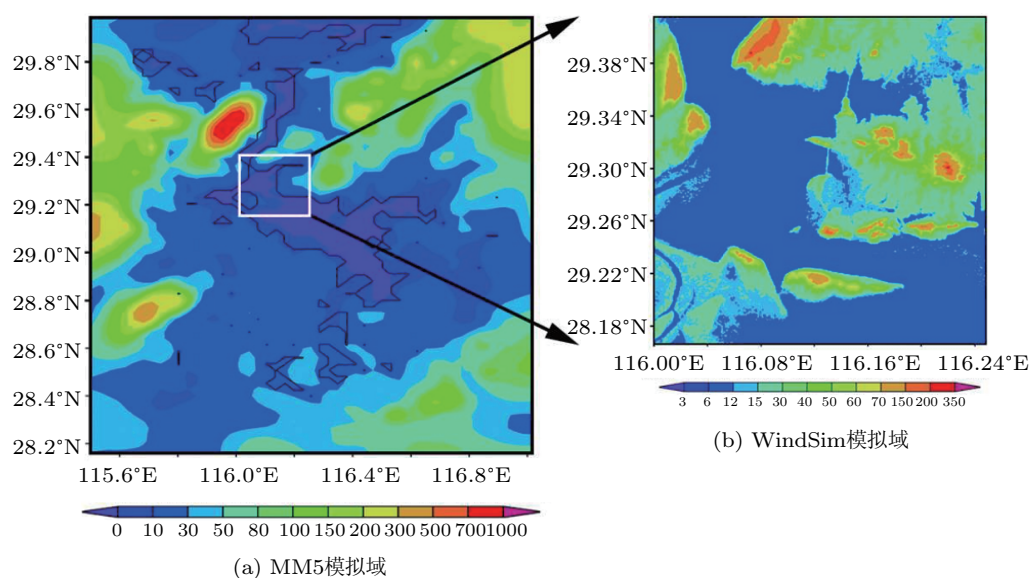


图 12 MM5 及 WindSim 的数值模拟结果

口边界条件处理问题等, 仍需要进一步的研究和完善.

湍流模型问题: 目前使用的湍流模型均为光滑壁面外形发展起来的, 由于风场环境地面粗糙度、地形或地物 (树木、作物、风力机尾流等) 的影响, 风场湍流强度不同于传统湍流环境, 这些湍流模型需要重新校验, 并修正为适用于风场预测的湍流模型.

地面模型问题: 由于网格规模有限, 不可能模拟地面所有细节, 地表变化以粗糙度来代替. 如果地面存在大块岩石、稀疏分布的树木、农作物等, 如何构造地面模型来反映真实的近地区域风环境, 仍是一个挑战性的问题.

计算区域问题: 微观选址范围一般在几公里, 大约为中尺度模型 (如 MM5) 的最小网格 (5 公里左右), 中尺度提供的气候模型与微尺度选址模型应光滑融合. 如果风场区域范围外的地形起伏大, 根据低速流场特性, 风场会受到区域外地形的影响, 如何选择适当的微观选址计算区域使外部区域的影响最小, 是一个经验性很强的问题. 在地形复杂时更是如此.

入口边界条件问题: 由于中尺度模型或测风塔提供的大气边界层流场信息很少, 需要根据大气边界层模型 (基于中性稳定假设) 来重构微观选址的入口条件. 由于局地环境的影响, 中性稳定假设并不总是成立, 造成入口条件流场与实际情况不符合, 因为计算风场参数误差较大, 影响风场选址和风力机设计.

总的说来, 利用 CFD 技术开展微观选址的技术仍在发展之中, 随着计算技术的进一步成熟, 并经过完整的确认验证以后, CFD 软件未来不仅在微观选址, 还可能在风场发电功率预测方面发挥重要作用. 为了提升微观选址软件的工程实用性, 国际能源署组织了国际合作项目 WAKEBENCH, 通过标模验证, 共同探讨提高风场预测精度的模型和方法.

IEA Wind 项目简介: WAKEBENCH

Task31 [www.ieawind.org]

由于大气边界层内流场的复杂性, 风场计算模型仍然存在很大的不确定性, 即使是 CFD 模型也是如此. 为了确定风场计算的使用范围, 评估其计算误差, 需要建立可信的标准模型 (风场实验测量), 来检验各种风场计算模型的精度, 国际能源署风能委员会 (IEAWind) 设立了第 31 课题组, 联合各国研究人员分析、研究和对比验证各自计算模型和方法, 以实验结果进行检验, 共同促进风场计算技术的发展.

该课题于 2012 年启动, 执行时间 3 年, 中国风能协会代表中国参加, 风能协会邀请国家气象局为其技术负责人. 目前已确定如下工作小组 (测试算例):

- (1) Flow over flat terrain (平坦地形流场)
- (2) Flow over hills in wind tunnel (山地流场的风洞实验)
- (3) Flow over hills in the field (风场中的山地流场)
- (4) Flow in and above forest canopies (树林内及其上部流场)
- (5) Flow over mountains (山峰流场)
- (6) WT Wakes. Theoretical verification (风力机尾迹流场; 理论验证)
- (7) WT Wakes. Wind tunnel experiments (风力机尾迹流场; 风洞实验)
- (8) Small wind farms / Individual WT (小型风电场/独立风力机流场)
- (9) Large wind farms (大型风电场)
- (10) New test cases (其他新的测试算例)

4 风电场中风力机的尾流效应及模型

在一个规模较大的风场, 风电机组台数较多, 为了提高土地利用效率, 开发单位总想布置尽量多的风力机, 以获得尽量多的发电量. 但这样一来, 风力机经常处于相邻风力机的尾流中运



(a) 风电场尾流



(b) 风力机尾流

图 13 风电场风力机尾流干扰

行. 图 13 是一个海上风电场的尾流干扰照片, 十分清晰地显示了前面风力机对其下游机组的影响.

现有研究表明, 尾流不但对风力机的功率输出有影响, 而且对风力机的结构疲劳也有影响. 瑞典 FFA 在风电场的测量结果表明 (James 1980), 当风速为 12 m/s 情况下, 当两台风力机串列相距 $5D$ (D 为风轮直径) 时, 处于尾流区内的风力机功率输出仅为无干扰时的 60% 左右, 相距 $9.5D$ 时, 约为 80%. 国内研究也有类似结果 (陈坤 2003).

每一台风力机的尾流流场十分复杂, 而且随着风力机运行和相互干扰条件而发生变化. 由于风轮旋转叶片抽取了风的能量, 造成风力机下游的风速降低, 称为尾迹风速亏损. 同时由于叶片上流动旋涡也传入尾流中, 导致尾流中出现了更加复杂的涡结构, 因而增加了下游风场的湍流强度. 下游风场尾迹可分为两部分: 紧靠叶片下游的流场 (大约在下流一个风轮直径距离), 与叶片流场状态和载荷分布密切相关, 被称为近场尾迹, 该区域内, 叶尖涡清晰而集

中; 随着叶尖涡向下游发展, 由于湍流的作用, 集中涡结构被耗散, 在下游较远的区域叶尖涡在尾流中已不能清晰分辨, 速度亏损也得以一定程度恢复, 该区域称为远场尾迹. 对于风电机组相互干扰的问题, 主要考虑远场尾迹特性.

风场内风电机组布置除了考虑地形影响外, 主要考虑其风力机尾迹与风轮的相互干扰问题. 考虑到风电机组布置的优化过程中需要不断评估距离变化、排列方式变化后的影响, 因而不可能通过风场实验或数值计算来实现, 必须采用尾迹流场工程模型. 尾迹模型是描述风力机尾迹结构的数学模型, 用于计算风力机尾流区的速度分布和风电场中处于尾流区风力机的功率输出.

目前, 尾迹模型主要是通过风洞试验数据建立的. 有关风力机尾迹的风洞实验很多, 其中一些被用于建立尾迹模型, 具体情况可参见 Vermeer (2003) 的综述文章. 该文列表综合了目前已经开展的尾迹研究有关的风洞实验. 相对于外场测试, 风洞试验的流动条件可控, 测量设备精度较高, 尾流具有规律性, 因而易于构建工程模型. 由于尺寸有限, 风洞试验与风场实际情况的雷诺数相差很大, 但远场尾迹流场一般为充分发展的湍流, 雷诺数的影响被认为不明显.

对于远场尾迹的研究, 风洞实验主要有: 单机尾迹 (Smith 1991)、多机尾迹 (Ross 1981)、地形对尾迹干扰 (Taylor 1991) 等研究工作, 主要测量尾迹区的速度亏损和湍流强度. 地形变化将使速度亏损的中心区域偏离风轮转轴中心. 图 14 和图 15 分别给出了典型的风轮尾迹速度分布和湍流强度分布 (Vermeer 2003). 所有截面上的速度亏损最大的地方是风轮转轴处, 而该处湍流强度则最大.

除了风洞实验, 也开展一些风场实测研究. Högström (1988) 采用高分辨率的 SODAR (Sonic detection and ranging) 测量设备测量了

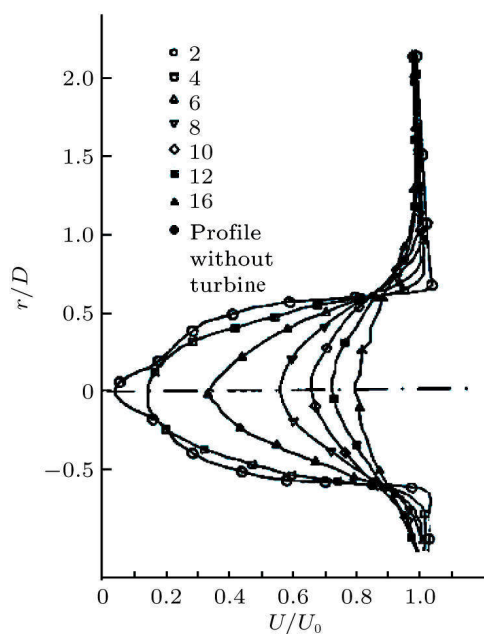


图 14 尾迹区的风速分布

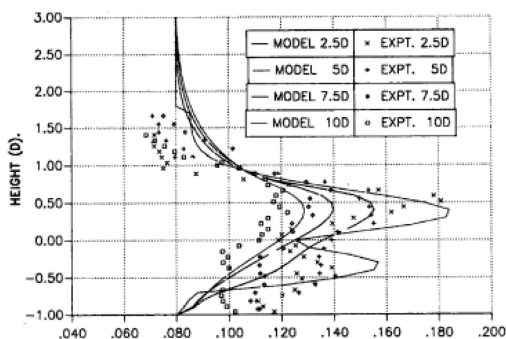


图 15 尾迹区湍流强度分布 (计算与实验对比)

2 MW 风力机下游 $2D \sim 4D$ 间的尾迹平均速度场和湍流强度, 与风洞中的测量结果相比, 外场尾迹耗散性比风洞结果更大, 这表明了环境变化对尾迹的作用. 此外, 由于风力机尺寸不同, 转速不同, 雷诺数差异大, 对近尾迹的影响不能忽略, 因此实际风场中尾流模型缺乏通用性.

海上风电场的环境湍流低于陆地, 尾迹模型是否适用仍需要验证. 2000 年, 荷兰设立了 ENDOW 项目, 检验海上风电场风力机尾迹的模型适用性. Rados (2001), Schles (2001), Schepers (2001) 对比了 7 个常用的风力机尾迹计算模

型: 包括 RISØ 的半解析工程模型、含气动弹性的 CFD 模型、Upsala 大学的解析模型、Garrad Hassen 的轴对称 CFD 模型、Robert Gorden 大学的三维 CFD 模型、ECN 的 UPMWAKE 程序等, 当大气湍流度为低湍流度 (6%) 时, 所有模型均高估了尾迹效应; 而湍流度为 8% 时则较合理 (图 16 和图 17).

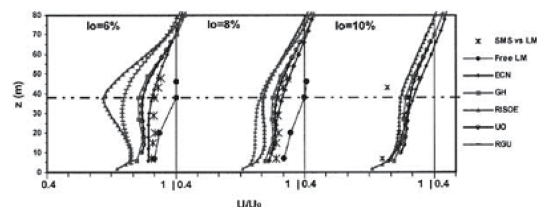


图 16 尾迹区风速分布

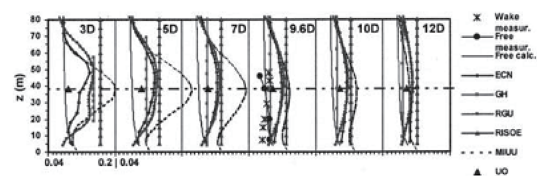


图 17 尾迹区湍流强度分布

近年来, 采用数值模拟风力机尾迹流场的报告也越来越多 (Fernando 2011, Kasmi 2008). 数值模拟的优点是对所研究的外形没有限制, 因而可考虑复杂地形等影响因素. 但数值模拟本身的不确定性大, 计算过程受到多方面的影响, 目前仍处于验证结果阶段.

为了优化风电场中的风力机排列布置, 需要快速计算的风力机尾迹工程模型. 目前使用的尾流模型有半经验的尾流模型和使用数值方法建立的尾流模型 (James 1980).

4.1 简化尾流模型

这是根据物体尾流理论建立的一种远场尾流模型, 其无量纲尾流半径 r' 表示为

$$r' = r/D = (3\beta \cdot \lambda \cdot x')^{1/3}$$

这里 β , λ 为经验参数. 在低湍流度下, β 一般

取 0.18; $\lambda = 0.4860C_T$, C_T 为风轮轴向力系数.

无量纲尾流旋转轴上的速度损失 $\Delta v'_c$

$$\Delta v'_c = \frac{V - V_c}{V} = \frac{\lambda}{r'^2} = (0.3780C_T)^{1/3} / (\beta x')^{2/3}$$

无量纲尾流横向剖面上的相对速度损失

$$\Delta v'_d = \Delta v'_c (1.0 - \eta^{3/2})^2, \quad \eta = \frac{y/D}{r'}$$

式中 y 为横向某点距风轮旋转轴的距离. 该简化模型计算的风力机尾流区速度分布只与风轮轴向力系数及相对于风轮旋转轴的位置相关, 与来流湍流强度无关.

4.2 半经验尾流模型

这是丹麦国家实验室 RISØ 发展的一种尾流模型 (图 18 (Katic 1986)), 主要用于计算风电场中处于尾流区的风力机的功率输出. 主要假设包括: (1) 尾流初始大小直接为风轮直径大小; (2) 尾流增长速率呈线性关系; (3) 尾流横向剖面上的速度是均匀的. 如下示意图:

根据动量定理可得到尾流区无量纲轴向速度 v'_c

$$v'_c = \frac{V_c}{V} = 1 - 2a \left(\frac{1}{1 + 2kx/D} \right)^2$$

这里 k 为尾流衰减系数, a 为风轮轴向速度诱导因子, 即尾流初始速度损失系数. 根据动量理论, $a = \frac{1}{2}(1 - \sqrt{1 - C_T})$.

尾流衰减系数 k 可根据风场试验结果确定. 当两台风力机串联布置时, 上游风力机 k 取 0.075, 下游风力机 k 取 0.11.

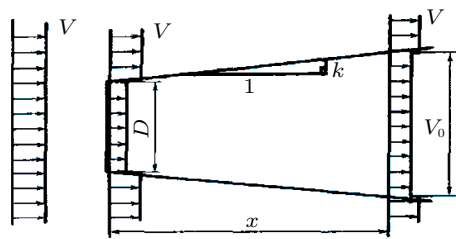


图 18 半经验尾流模型

4.3 AV 尾流模型 (陈坤 1999, 2003)

这是在 Abramovich 射流理论上发展的一种全场尾流模型. 它将风力机尾流分为 3 个区域 (图 19): 近尾区、过渡区和远尾区. 在每个区域内, 假设尾流增长速度呈线性关系, 并与机械湍流 (叶片扰动形成) 或背景湍流 (来流湍流) 有关.

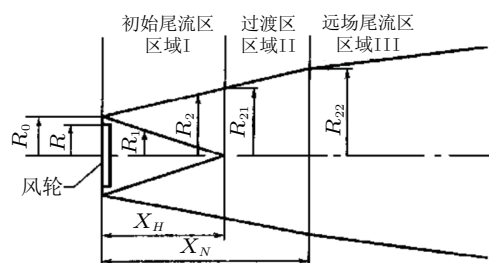


图 19 AV 尾流模型

陈坤 (1999) 比较风洞测量数据与 AV 模型预测结果, AV 模型与风洞结果比较符合.

上面给出了单个风力机的尾流模型. 实际上风力机多排多列布置, 使下游风力机处于多台上游风力机的尾迹区中, 实际风速是递减的, 湍流脉动也在叠加. 多尾迹干扰是一个复杂的过程 (图 20), 目前没有合适的模型, 风力机布置时多采用尾流模型叠加的近似方法 (González-Longatt 2012).

大气边界层风特性、地形地物影响以及风力机尾迹干扰是风场设计中所要解决的 3 个关键问题. 这些问题涉及到边界层稳定特性、局部力/热作用、尾迹干扰等复杂因素, 使得风速

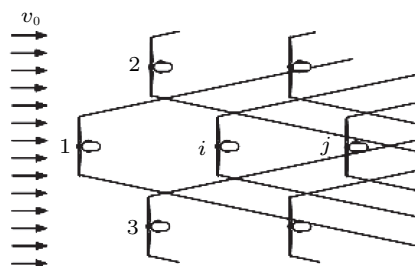


图 20 多尾迹干扰模型

廓线、环境湍流强度等风特性发生很大的变化, 工程模型存在较大误差. 使得风力机设计所针对的运行环境很不确定, 必然加大其设计冗余度, 放大安全系数, 增大了风力机的制造成本.

5 风力机专用翼型族

风电机组的发电效率主要取决于叶轮的风能利用效率, 即叶片的气动性能. 叶片外形是由一组厚度不同翼型控制的, 因此风力机的总体气动性能以翼型的气动性能为基础.

自 1890 年第一台发电用的风力机设计成功, 在丹麦投入运行, 至今已有 100 多年的研究历程. 早期的风力机系统主要注重系统运转的稳定性, 以及创新性的概念设计. 20 世纪 50 年代到 60 年代, 欧洲和美国已经制造出几百千瓦的风力机系统, 出现了各种类型的机型. 但由于当时风力发电没有竞争力, 商业化运行的风场和风力机很少, 风力机技术更多地局限在研究领域. 当时, 风力机设计人员将注意力集中在叶片扭转角和弦长分布等方面来提高风力机性能, 较少关注风力机翼型的作用.

20 世纪 70 年代和 80 年代, 能源危机的出现导致欧洲掀起了风力发电研究的热潮, 人们对风力发电的成本更为关注, 希望制造效率更高的风力发电系统. 当时, 由于航空翼型已经大量存在并且相当成熟, 风力机叶片设计自然直接选用了优秀成熟的航空翼型, 如 NACA44 $\times\times$, NACA23 $\times\times\times$, NACA63 $\times\times\times$ 系列翼型等 (Abbott 1958).

在此后的商业运行过程中, 出于降低单位发电成本的需要, 发电效率得到了很大的重视, 传统航空翼型不能完全满足要求, 开发风力机专用翼型就变得重要了. 航空翼型的不足体现在以下几个方面 (贺德馨 2006): 首先, 大型风力机叶片需要大厚度的翼型, 特别是在叶片根部, 由于结构的需要, 大型风力机翼型厚度高达 40%, 而航空翼型厚度一般在 21% 以下; 其次,

风力机叶片长期在地表面运行, 沙尘、碎石、雨滴、飞虫等污染叶片表面, 增加了叶片表面的粗糙度, 采用航空翼型会显著降低叶片的能量利用效率; 再次, 翼型的失速特性对于风力机运行十分重要, 风力机叶片在失速区运行时间比例约 70% (失速型风力机) 或 30% (变速变桨距风力机), 失速特性一方面影响总能量输出, 另一方面, 如果在极限风速条件下失速区产生了过高的能量, 又影响发电机的平稳运行, 不仅损坏了发电机, 也加重了叶片的载荷, 降低了叶片的寿命. 此外, 还有其他种种特别要求, 如噪声限制等, 造成航空翼型不能满足大型叶片的设计需求.

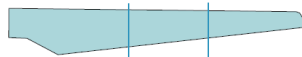
为此, 风电先进国家开始重视风力机专用翼型族的开发, 来满足大型风力机叶片要求的高升阻比、粗糙度不敏感以及大厚度等特性, 并且依据叶片径向不同位置对翼型的要求, 设计不同性能的翼型, 形成满足结构相容性的翼型族.

5.1 专用翼型族特点及其设计

图 21 是美国国家可再生能源实验室 (NREL) 提出的风力机翼型族的特点. 主要针对对不同位置翼型提出升阻比、粗糙度敏感性、最大升力系数以及结构相容特性等方面的要求.

NREL 将叶片分为 3 个部分, 叶尖区、叶片

Design goals HAWT airfoils
steady



	> .28	.28 - .21	.21 >
Thickness-to-chord ratio			
High maximum lift-to-drag ratio	●	●●	●●●
Low max. and benign post stall			●●
Insensitivity to roughness	●	●●	●●●
Low noise		●	●●●
Geometric compatibility	●●	●●	●●
Structural demands	●●●	●●	●

图 21 叶片对翼型族的要求

中段和叶根区域, 不同区域内主要关注的气动性能并不相同.

叶尖区: 处于叶片外侧约 80% 以外, 翼型厚度小于 21%, 要求翼型最大升阻比高、对粗糙度很不敏感、低噪声, 最大升力系数低, 失速平缓. 一般认为, 如果叶片外侧翼型的最大升力系数小, 可以压制失速型风力机的峰值功率, 避免过大的峰值功率对发电机的破坏, 同时有益于噪声控制.

叶片中段: 该段处于 30%~80% 处, 翼型厚度约 21%~28%, 为叶片的主出力区, 对气动性能的要求较高, 要求较高的升阻比、较低的粗糙度敏感性.

叶根区: 位于叶片 30% 以内, 主要满足结构需要, 对气动性能要求可降低, 但是如果最大升力系数高, 对风轮的启动能力有利.

NREL 是在 20 世纪八九十年代提出了上述翼型族设计要求, 那时风力机功率在兆瓦级以下, 机型主要为失速型. 现在的大型风力机已达 5 MW 以上, 叶片结构要求更高, 而控制机构的能力更强, 主要为变速变桨距风力机, 对翼型性能的需求也发生了变化, 但上述要求作为一般原则仍然成立, 甚至要求更高 (如翼型厚度可达 60%).

从 1984 年开始, NREL 设计了 13 个翼型族 30 多个翼型 (Tangler 1995), 采用了 Eppler 的反问题设计方法 (Eppler 1990). 这是一个多点反设计方法, 通过指定低阻区域两端点间不同攻角下的速度分布, 得到一个所谓“层流桶区”的压力变化过程, 反算出闭合的翼型外形. NREL 系列中的部分翼型已进行了风洞实验测量, 验证了设计方法的可行 (Somers 1997a, 1997b). NREL 翼型族部分已应用于中、小风力机中, 证明对失速型风力机有很大的改善作用 (10%~30%), 对于变速变桨距风力机则改善较小 (3%~8%).

基本上在同一时期, 欧洲也开始对风力机

专用翼型进行全面而深入的研究. 例如, 在荷兰, 通过欧盟、荷兰能源环境局 (NOVEM) 和叶片商的资助, 开展了 JOULE 项目, 研制了相对厚度从 15% 到 40% 的专用风力机翼型. 此前, 欧洲的叶片设计采用的翼型主要为 4 位的 NACA44 系列和 6 位的 NACA63 系列, 即使是根部厚翼型也由它们经线性放大得到. 实验证明, 这样获得的翼型性能不佳, 由于转矩特性提前, 使叶片性能急剧下降. 对于相对厚度在 21% 以上的翼型, 专用翼型是必要的. 因此, 荷兰的 Delft 技术大学相继开发了 DU 91-W1-251, DU 91-W2-250, DU 93-W-210, DU 95-W-180, DU 97-W-300 等 15 个翼型 (Timmer 2003, 图 22). 翼型设计方法采用了在 XFOIL 软件基础上经过三维和旋转效应改进的 RFOIL 软件, 风洞试验分别在 Delft 大学的低速低湍流度风洞和 IAG Stuttgart 低速风洞中进行. 目前, DU 翼型被广泛应用于欧洲 10 多个叶片型号, 风力机直径从 29 m 到 100 m, 功率从 350 KW 到 3.5 MW.

在丹麦, 风力机制造商从 1996 年开始研制风力机专用的 RIS ϕ 系列翼型, 至今已发展了 3 个系列: RIS ϕ -A1 (Fuglsang 2001), RIS ϕ -B1 (Fuglsang 2004, 图 23), RIS ϕ -P, 主要设计方法是 CFD 技术 (ellipse2D 软件) 和数值优化理论, 并在 VELUX 风洞中开展了试验验证. 目前, 这些翼型中, A1 系列在 600 kW 级风力机、P 和 B1 系列在 MW 级风力机上得到了成功的应用.

随着风力机叶片的不断增大, 对翼型的需

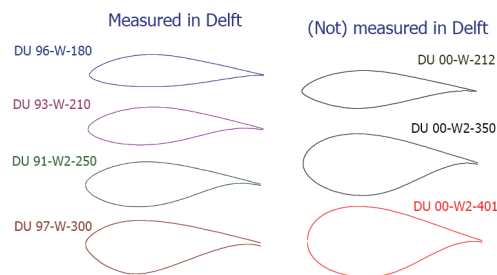
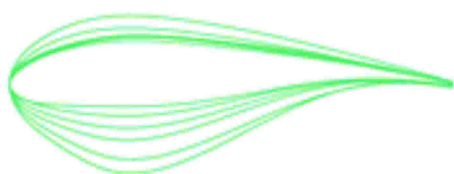


图 22 DU 翼型族外形

图 23 RIS ϕ -B1 系列翼型

求也发生了一定的变化. 5 MW 级风力机的运行雷诺数达到了千万量级, 超过了以上风力机翼型的设计雷诺数范围, 但一般认为雷诺数升高对气动性能有利 (Timmer 2009). 大风力机叶片中更大的问题是叶片重量过大, 必须考虑在保持叶片的气动性能的同时提高叶片的结构效率, 对此, 西北工业大学乔志德提出一个设计理念: 提高设计点升力系数, 如从 1.0 到 1.2, 可以减少叶片弦长, 从而可减少叶片体积, 达到减重的目的. 然而, 提高设计点升力系数将增加翼型弯度, 也使得最大升力系数增加, 可能导致载荷的增加. 提高结构效率的方法是增加翼型厚度, 而厚度增加将导致阻力增加, 损害翼型的气动性能, 这是一种矛盾, 最终设计目标需要在这两者之间折中. 在大厚度翼型设计方面, 有一种截尾缘的大厚度翼型 (又称平底翼型) 正在引起关注 (Baker 2006, Doosttalab 2010). 相对于传统的大厚度翼型, 平底翼型的结构效率更高, 因为在同等结构效率下重量更轻, 但非常量的尾缘涡脱落可能增大叶片噪声. 为此发展了底部隔板技术避免周期性涡脱落, 但也部分抵消了结构重量优势并增加了结构复杂性.

5.2 翼型气动性能分析

翼型性能计算是翼型设计的基础, 只有正确的性能计算才能评估翼型是否满足设计要求. 翼型性能计算有两种方法: 基于势流理论的面元法 (属于有限基本解方法) 以及求解 Navier-Stokes 方程的 CFD 方法. 面元法在 20 世纪七八十年代就已经成熟, 计算量比较小, 对于中等厚度以下的、几乎没有分离的翼型性

能的计算十分准确, 目前已经发展了多种计算软件, 几乎可以公开获得, 比较有名的软件有 XFOIL 和 PROFILI 等. 这些软件的主要差别在于黏性边界层的处理和不太大的分离区计算能力, 如果黏性处理得当, 有些软件甚至可以计算到失速前. 国内主要应用这些公开软件进行翼型优化设计, 或在此基础上进行少量修正. 图 24 给出了部分翼型计算结果与实验的比较, 符合良好.

CFD 数值模拟计算技术同样可以求解翼型气动性能, 特别是当攻角较大、翼型流场出现大面积分离以后, 面元法将失效, 可能得到不合理的高升力. 此时可以利用 CFD 来求解翼型流场, 并得到升力、阻力等气动性能. 利用 CFD 求解翼型的研究很多, RISOE 翼型族的性能计算工作有很多是由 CFD 完成的. 但翼型气动计算存在湍流模型、网格敏感等问题. 对于大面积分离流动、或者大厚度翼型流场, 不同湍流模型计算结果差别很大 (图 25), 如果没有试验结果作为对比, 则很难判断那种模型更优. 另一个困扰上述流场计算的问题是, 很难获得这类流场的网格无关解, 这影响了 CFD 计算结果的可信性.

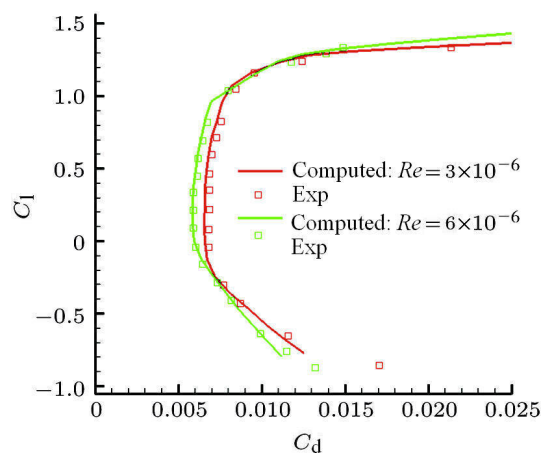


图 24 NACA63421 翼型气动特性计算 (极曲线)

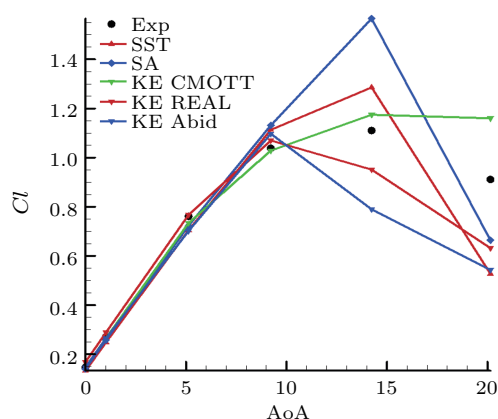


图 25 湍流模型对 S809 翼型升力系数的影响

相对于三维外形,翼型流场更敏感,其气动特性(主要为最小阻力特性)取决于层流区域的大小,因而必须考虑转捩过程.到目前为止,转捩模型比湍流模型更不成熟,经验性很强,很大程度上影响了翼型性能的计算精度.

不管如何,CFD 因为其模型构造的便利性,仍然在翼型性能分析中起到了很大的作用.如果有丰富的工程经验,CFD 仍能获得比较合理的结果.CFD 还可以计算全攻角状态下的翼型气动性能、动态性能等.

风洞试验仍然是翼型气动数据的主要来源.目前为止,可用于实际风力机设计的翼型气动数据仍来源于风洞试验,这是因为面元法计算的攻角范围较小,而 CFD 仍没有成熟到可以提供与实验同等精度数据的程度.翼型风洞试验是一项特殊实验,三维风洞实验段提供翼型数据时必须排除三维效应,最好采用专用的翼型风洞.

5.3 国内风力机翼型族研究

国内风力机专用翼型研究起步比国外晚,2000 年代左右开始有风力机专用翼型的零星研究(叶枝全 2002),但翼型研究一直没有在风力发电行业内引起重视,也没有大型风力机叶片采用自主开发翼型.直到 2007 年,在贺德馨研究员等的推动下,科技部 863 计划设立了“先

进风力机翼型组设计、实验与应用”项目,由西北工业大学乔志德和北京航空航天大学黎作武组织了两个研究团队,国内十多家研究单位(高校、企业及气动研究所等)参加,一共开发了 4 个以上翼型族(如图 26),分别在西北工业大学、哈尔滨空气动力研究所、气动中心等单位开展了风洞试验测量(图 27),达到了预期设计指标.这些翼型族先期在小型风电机组上得到了应用,十二五期间将在多兆瓦级风电机组上应用.

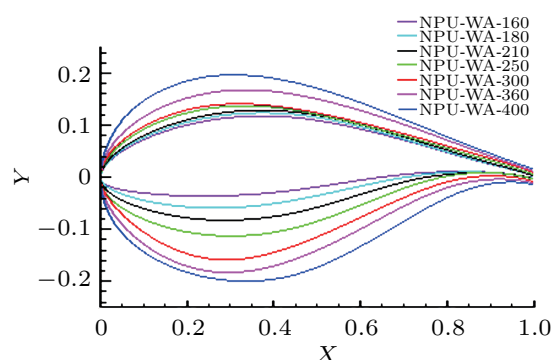


图 26 西北工业大学翼型族

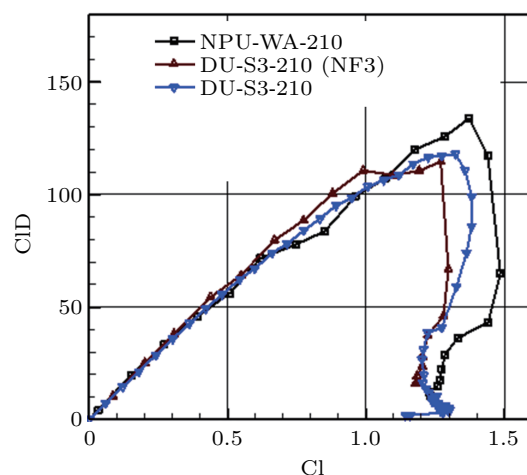


图 27 NPU-WA-210 气动特性

6 风力机气动性能与载荷计算

风力机是风力发电系统的主要设备,气动设计是其最关键的技术,也是最困难的技术.气动效率决定了风电机组的发电量,叶片结构和

材料设计依赖于输入的气动载荷。但是, 气动设计远没有达到成熟的程度, 仍面临严重的挑战, 特别是在风力机越来越大、对风力机载荷计算的精度要求越来越高时更是如此。

之所以存在这种问题, 是因为风力机是一个在高度复杂的流动环境 (大气湍流边界层及复杂地形) 下运动形式高度复杂 (旋转、柔性、三维转动、静动部件等) 的气动装备, 所面临的是空气动力学领域中最复杂的问题, 如湍流、旋涡、流动分离、非定常及气动弹性等, 其中很多空气动力学基础科学问题还远没有解决。风力机流场的复杂性主要体现在以下几个方面 (王同光 2009):

(1) 来流条件的复杂性。风力机在近地面大气边界层内运转, 受到地理、地形、气候和风电场中风力机相互干扰等诸多因素的影响, 来流条件异常复杂且极不均匀;

(2) 流场复杂性。风力机流场不仅是高度非定常的, 还常常处于在深失速和动态失速状态, 而目前还缺乏对非定常失速气动特性的深刻理解, 无法全面准确描述动态失速现象和规律。

(3) 复杂流动干扰。风电场中的风力机总是在上游风力机尾流中运转, 存在复杂的尾流干扰。实验研究结果表明, 即使在风轮 10 倍和 12 倍距离后, 尾流作用仍然存在, 不仅减小了功率输出, 又增加叶片的非定常载荷, 同时影响叶片的气固耦合特性和附加产生气动噪声。另外, 对于下风式风力机, 叶片每一转都要通过塔架的尾流区, 产生所谓的“塔影效应”;

(4) 缺乏有效的实验装置。风力机的风洞实验研究存在相似律问题, 而对于外场实验来说, 高度非定常的风环境不仅要求数据采集系统必须具有足够的动态响应能力, 而且使得采集的数据很难分析和按照产生原因分解成各自独立的部分。

(5) 复杂的气动弹性问题。大型风力机叶片是大挠度的细长体, 在气动载荷作用下产生很

大变形, 这种非定常变形与非定常气动载荷相互耦合作用, 不仅改变大型风力机的气动性能, 而且影响运行的安全性;

此外, 大型风力机还具有不同于小型风力机的气动特性。首先, 由于边界层内风速随高度变化, 大型风力机叶片运转时对应的平均风速变化要大得多, 大型风力机叶片转到最高处和最低处的风能量可相差 50%; 而对小型风力机而言, 这种风剪切效应可以忽略不计。更为重要的是, 大型风力机叶片尺寸与大气边界层的湍流大涡结构尺度相当, 受到湍流脉动的影响很大, 使得大型风力机叶片的非定常气动载荷变化要大得多。因而很多基于小型风力机的设计方法及设计规范要进一步校验。

总之, 随着风力机叶片越来越大, 所面临的空气动力学问题也更复杂, 而同时计算精度的要求更高, 以降低结构的冗余设计量, 降低叶片重量和成本。因此, 高精度气动计算技术是目前大型叶片设计的关键。

风力机设计需基于高精度的气动性能计算, 包括风能利用系数、动/静态气动载荷等。风力机气动特性计算一般采用 3 种方法: 动量叶素理论、涡尾迹方法和基于 Navier-Stokes 方程的 CFD 方法。动量叶素理论计算量小, 模型简单, 已发展成熟, 但适用范围有限制; CFD 几乎适用于所有流动状态的计算, 运用得当时, 具有较高的精度, 但计算量大, 目前还不大成熟; 涡方法介于这两者之间。

6.1 动量叶素理论

自 Glauert (1963) 完成动量叶素理论以来已过去半个世纪, 到目前仍是叶轮机械、螺旋桨、直升机等领域内使用最为广泛的气动分析方法。风电行业内的认证软件 Bladed 的基本方法仍然是动量叶素理论。动量叶素理论的物理意义明确, 工程模型简单, 计算量小, 更主要的原因是基本不受使用人员影响 (与 CFD 软件不

同), 因而获得行业内的广泛认同. 当然, 还有一个更重要的原因是它的计算精度仍然在可接受的范围内, 经过修正后仍具有较高精度. 从综合性能来看, 动量叶素理论仍是不可缺少的气动性能计算模型.

动量叶素理论的物理模型有两部分, 动量理论和叶素理论, 分别用这两者来描述叶轮运动和受力情况.

一维动量理论描述叶片在气流方向上的干扰量, 气流受到叶片的阻挡将使流速降低、流管扩大 (图 28), 该流速减少量称为诱导速度, 定义一个诱导速度因子 a , 为风轮位置处的诱导速度与未扰来流速度 V_1 的比值, 则风轮处速度为 $V = (1 - a)V_1$ (类似得到远尾迹的速度为 $V_2 = (1 - 2a)V_1$). 则由动量定理得到风轮上的轴向受力系数

$$C_T = 4a(1 - a)$$

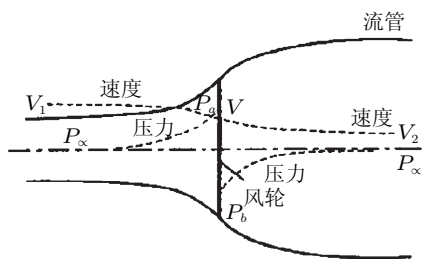


图 28 风轮流动的单元流管模型

不管风轮有无旋转, 轴向受力只与轴向速度减少量有关. 不难看到, 在该公式中 a 的取值不应大于 0.5. 因为 $a = 0.5$ 时风速在尾迹区为 0, 即所有风的动量已转化为推力, 诱导因子进一步增大后尾迹速度将出现负值, 意味着有反向的风吹过来, 这不符合物理现实.

当 $a > 0.5$ 以后, 风轮流动进入了所谓湍流尾迹区, 一维动量理论的假设不再成立 (实际存在从外流向尾流区域的动量输运), 上述公式当然不能使用了. 此时可根据实验测量图 29, 得到 (Burton 2003, Hansen 2006)

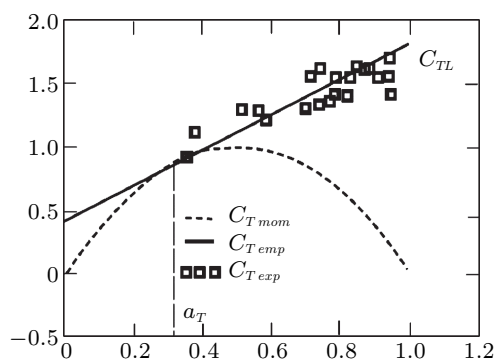


图 29 C_T 测量结果与模型的比较

$$(1) \text{ De Vries: } C_T = 0.53 + 1.07a, \quad a > 0.4$$

$$(2) \text{ Glauert: } C_T = 4a(1 - f_g a), \quad f_g = \frac{1}{4}(5 - 3a), \quad a > 0.3$$

理想情况下气流在轴向上的能量损失全部转化为叶轮旋转能量. 叶轮旋转作用力来源于气流切向运动的反作用力, 因此叶轮诱导的切向气流运动与叶轮转动方向相反. 同样引入切向诱导速度因子 a' , 来表示叶轮处切向诱导速度为 $a'\Omega r$, Ω 为叶轮转速, r 为叶片径向位置. 根据动量定理, 下游远处的切向诱导速度为 $2a'\Omega r$. 那么从翼型角度来看, 它感受到的气流速度 W 应为

$$W = \sqrt{[(1 - a)V_1]^2 + [(1 + a')\Omega r]^2}$$

相对于叶轮平面的气流夹角 β 应为

$$\tan \beta = \frac{1 + a' \Omega r}{1 - a} \frac{1}{V_1} = \frac{1 + a'}{1 - a} \lambda_r$$

λ_r 为局部叶尖速比. 根据叶片扭转情况, 可以知道翼型处的攻角, 那么作用在该翼型上的升力和阻力就可以由翼型气动特性 (已由实验数据给出) 获得, 也就知道了叶轮处的推力和扭转力 (扭矩) 了. 该推力和扭矩实际上就是动量理论中的推力和扭矩, 只是从不同的途径计算得到的, 因而他们是相等的.

动量叶素理论的基本原理是将动量理论和叶素理论分别应用于每一个叶素, 使其结果相等, 通过数值迭代方法得到在轴向和切向诱导

速度因子,最后可以通过数值积分的方法获得推力系数、扭矩系数和功率系数等风轮的总体气动性能。

从上面的分析中可知,动量叶素理论的基本假设包括:(1)一维性,每个叶素旋转环面上流动是均匀的,且相互之间没有干扰;(2)平衡性,对于即时风速变化,同时有一个相应的诱导速度因子,即流动始终是定常的。当实际流动状态与此假设偏离较大时,动量叶素理论失效。

动量叶素理论中还有一个基本假设是下游远处的压力与上游远处的压力一致,使得下游诱导速度因子(轴向和切向)是叶轮处的 2 倍。很多情况下,由于湍流耗散作用,该条件与实际情况不符合。

只要所提供的翼型气动数据可靠,动量叶素理论对于无偏航的定态叶轮性能计算是较为准确的。但如果叶轮出现偏航,或其他动态效应较强的情况,则动量叶素理论的精度较差。此时需要耦合动态入流、偏航、三维失速延迟和动态失速等工程修正模型,以反映实际流动情况,改进预测精度。

6.2 工程修正模型

6.2.1 动态入流模型

应用动量叶素理论时,假设桨盘上的诱导速度分布是均匀的。但实际上由于风力机尾涡诱导速度不均匀,即使来流是均匀定常的,流经风轮叶片的气流仍为不均匀的非定常流。

当风力机叶片发生变桨,按照动量叶素理论,局部攻角发生了变化,诱导风速因子也随之变化,因而整个尾涡调整到与新的桨距角相匹配的涡系。但实际上涡的调整需要一定的时间,且与来流风速及风轮直径相关,只有达到一定时间以后,风机载荷才变化到新条件下的水平。动态入流模型就是为了反映这一过程而设立的。

动态入流模型有多种,如 Pitt 和 Peters

(1983) 基于直升机旋翼理论提出了“动态入流”的模型。该模型是针对桨盘模型提出的。假设一个气流通过桨盘面的入流分布,对于处于半径为 r_1 和 r_2 间的叶素而言,当轴向均匀来流风速为 V_1 时,作用在叶素上的轴向力(推力)为

$$dT = 2V_1 am + V_1 m_A \frac{da}{dt}$$

通过叶素环形面的质量流量, $m = \rho V_1 (1-a) dA$, dA 为环形面积, a 为轴向速度诱导因子, m_A 为圆环面上的附加质量,根据势流理论,对于半径为 R 的桨盘,其表达式为 $m_A = 8\rho R^3/3$ 。

因此,圆环上的轴向力系数为

$$C_T = 4a(1-a) + \frac{16}{3\pi V_0} \frac{r_2^3 - r_1^3}{r_2^2 - r_1^2} \frac{da}{dt}$$

研究表明,在风力机叶片每个叶素上的入流角迅速变化时,如叶片变桨、风轮偏航运动以及连续阵风等情况下,动态入流明显。Snel (1991) 分析称动态入流效应可使叶片挥舞弯矩和风轮主轴转矩比准静态方法计算值大 50%。

针对风力机的动态入流,近期开始的验证工作为发展新的更符合实际的模型提供了依据。 ϕ_{ye} 提出由两个一阶微分方程的模型 (Hansen 2006)

$$\begin{cases} W_{int} + \tau_1 \frac{dW_{int}}{dt} = W_{qs} + k \cdot \tau_1 \frac{dW_{qs}}{dt} \\ W + \tau_2 \frac{dW}{dt} = W_{int} \end{cases}$$

这里 W_{qs} 是定态条件下的诱导速度, W_{int} 是中间量, W 是最终计算得到的诱导速度,两个松弛时间参数取值为

$$\tau_1 = \frac{1.1}{1-1.3a} \cdot \frac{R}{V_1}, \quad \tau_2 = \left[0.39 - 0.26 \left(\frac{r}{R} \right)^2 \right] \tau_1$$

图 30 为计算一个典型的动量叶素理论耦合动态入流模型计算的变桨过程中的载荷情况。Tjaereborg 风机(专用于动态特性测量的原型机)在两秒左右有一个 $0^\circ \sim 3.7^\circ$ 的顺桨变化,扭矩迅速下降至 150 kNm,然后在 8 s 后达到新的平衡位置 200 kNm,然后再 32 s 左右,桨距角变为 0° ,扭矩产生一个 350 kNm 的冲击,接近

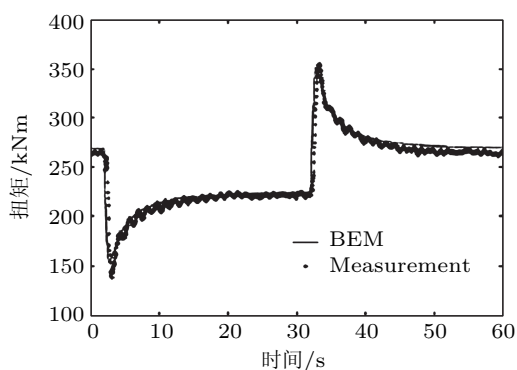


图 30 BEM+ 动态入流模型的载荷计算

8 s 后回到 0° 平衡位置, 计算与实测结果符合良好.

6.2.2 偏航修正

偏航是风力机运动过程风向突然变化后引起的叶轮平面与风向不垂直状态, 由此引发发电效率下降和叶片载荷的动态变化. 动量叶素定理用于偏航状态时破坏了叶素环上诱导速度因子均匀性假设, 应进行修正, 使其适合动态载荷特性计算.

如果偏航角度不太大, 动量理论认为基本上是正确的, 仍不考虑叶素之间的干扰, 尽管此时已存在叶片径向流动分量. 仍然考虑叶素流管 (环状) 的动量变化 (叶轮处流管面积以来流方向上的投影计算), 轴向速度诱导因子 a 的计算不受影响. 叶轮切向方向上, 出现了来流速度的投影, 因而叶片运动有上游和下游之分, 切向诱导因子应出现周期性变化, 但一个周期运动后的平均值应为常数.

叶素理论则需要根据叶片局部位置和诱导速度的相互关系来计算气流速度大小和攻角, 从而得到叶片载荷的周期变化特性. 局部速度可在平均速度上通过投影得到 (Hansen 2006)

$$W = W_0 \left[1 + \frac{r}{R} \tan \frac{\chi}{2} \cdot \cos(\theta_b - \theta_0) \right]$$

偏航模型减少了上游部分的诱导速度而增加了下游部分的诱导速度, 产生使叶轮恢复到

正对风向的偏航力矩, 因而偏航运动是稳定的.

6.2.3 三维失速延迟模型

叶素动量理论假设叶素之间不存在气动干扰, 翼型数据是二维的. 当速度诱导因子较小、叶片为附着流时, 这种假设引起的误差不大. 如果叶片流场出现分离, 则必须考虑叶片三维流场特性的影响, 主要的物理机制是失速延迟现象.

所谓失速延迟, 是指静态风洞试验测量时应该存在的失速现象, 在旋转条件下发生了改变, 失速起始攻角被推迟, 由此导致叶片升力上升、阻力下降, 这一现象又称之为失速延迟现象. 不考虑失速延迟会使风力机功率及载荷被低估.

最早的失速延迟现象是在实验中发现的. Himmeleskamp (1947) 通过对旋转风扇叶片进行风洞实验, 测量了叶片不同展向位置处的升力系数, 发现在叶片根部升力系数较二维翼型数据增加了近 3 倍, 而且失速迎角也增加, 首先揭示了旋转叶片的失速延迟现象.

对于风力机流场, 美国国家可再生能源实验室 (NREL) 的 Hansen (1993) 等在风场中对旋转的风力机叶片进行了表面压力分布测量, 并与风洞实验结果进行了比较. 在风场中测试的旋转叶片的失速迎角比风洞中静止叶片的失速迎角大得多, 当迎角 $\alpha = 18^\circ$ 时, 在旋转叶片的前缘处还有吸力, 而静止叶片已没有.

国内, 中国空气动力研究与发展中心 (CARD C) 在 20 世纪 80 年代研究了风力机叶片三维效应. 瑞典航空研究院 (FFA) 与气动中心合作在 CARD C $8\text{ m} \times 6\text{ m} / 12\text{ m} \times 16\text{ m}$ 低速风洞中对直径 5.35 m, 两叶片的 5WPX 风轮叶片进行了系列的压力分布实验和表面流动显示实验 (He D X 1993). 图 31 给出了叶片旋转时在展向相对位置 $r/R = 0.30$ 处的升力曲线和叶片静止时的比较 (Ronsten 1991), 当迎角

$\alpha = 25^\circ$ 时, 旋转叶片的升力系数还没有下降, 而且继续增加, 失速延迟现象明显; 随着展向位置向叶尖处移动, 失速延迟现象逐步减弱, 叶片外侧 ($r/R > 0.7$) 部分则由于叶尖涡作用而使升力系数减小 (图 32). 失速延迟现象不仅与展向位置有关, 还与旋转速率 (尖速比) 有关. 流动显示实验表明, 失速延迟现象明显的区域, 流动一直是附着的.

对旋转叶片三维效应的建模研究是从 20 世纪 50 年代开始的. Banks (1954) 等在势流条件下通过求解旋转叶片三维积分边界层方程, 从理论上解释了旋转对失速延迟的影响. 旋转叶片 (如风轮、螺旋桨、直升机旋翼等) 的三维流动影响可以归结为 3 个方面: (1) 对叶片上三维边界层的影响; (2) 叶轮三维尾涡系的影响; (3) 叶片尖部三维流动的影响. 其中主要是叶片三维边界层的影响. 当叶片旋转时, 作用在叶片

上的离心力使叶片边界层中的气流流向叶尖处流动, 而作用在叶片上的科氏力, 使叶片产生一个附加的弦向压力梯度, 使叶片边界层中的气流向后缘流动, 这样使叶片流动边界层减薄, 如果是分离流动, 则分离点位置后移, 失速攻角增大.

Corrigan (1994) 在 Banks 的基础上, 给出了直升机旋翼三维失速延迟修正的公式

$$\Delta\alpha = (\alpha_{cr} - \alpha_0) \left[\left(\frac{kc/r}{0.1267} \right)^n - 1 \right]$$

式中, k 为速度梯度, c 为弦长, r 为展向位置, n 为参数, 取值 0.8~1.6, 一般取 1.0, α_{cr} 为翼型的临界迎角, α_0 为翼型的零升力迎角.

Snel (1994) 采用有黏/无黏迭代的方法求解旋转叶片上的准三维边界层积分方程, 并与翼型的风洞实验结果进行比较后, 得到了三维效应对升力系数的修正公式

$$\begin{cases} C_{l,3D} = C_{l,2D} + 3(c/r)^2(C_{l,p} - C_{l,2D}) \\ C_{l,p} = 2\pi(\alpha - \alpha_0) \end{cases}$$

杜朝辉 (1999a, 1999b) 在 Corrigan 与 Snel 模型的基础上通过数值求解三维边界层分方程, 得到了一个新的失速延迟模型, 分别对升力系数和阻力系数进行如下修正

$$\begin{cases} C_{l,3D} = C_{l,2D} + f_l(C_{l,p} - C_{l,2D}) \\ C_{d,3D} = C_{d,2D} + f_d(C_{d,2D} - C_{d,\alpha=0}) \end{cases}$$

式中

$$\begin{aligned} f_l &= \frac{1}{2\pi} \left[\frac{1.6c/r C_1 - (c/r)^A}{0.1267 C_2 + (c/r)^A} - 1 \right] \\ f_d &= \frac{1}{2\pi} \left[\frac{1.6c/r C_1 - (c/r)^{A/2}}{0.1267 C_2 + (c/r)^{A/2}} - 1 \right] \\ A &= \frac{C_3}{\Lambda r}, \quad \Lambda = \frac{\lambda}{\sqrt{1 + \lambda^2}} \end{aligned}$$

这里 λ 为叶尖速比, C_1, C_2, C_3 由实验确定.

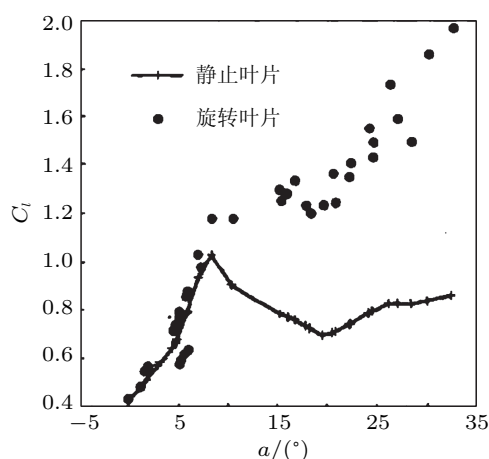


图 31 叶片旋转和静止时的升力比较 ($r/R = 0.3$)

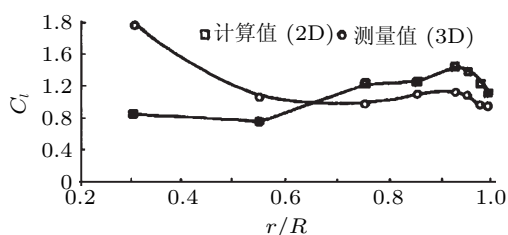


图 32 沿叶片不同展向位置处的剖面升力系数

6.2.4 动态失速模型

从小攻角开始,随着翼型攻角的增加,其升力系数也增加,直到达到最大升力系数,然后升力快速下降,该现象称为失速,对应的攻角称为失速攻角.失速是由于翼型攻角达到一定程度后,其流场出现大范围分离流动所致.

失速的基本物理机制是流动分离,而分离区的生成和发展需要一定的时间,依赖于历史流动,因而在相同攻角下的分离区流动,动态和静态是有区别的,动态过程会出现迟滞现象.例如,当翼型进行俯仰振荡运动时,其失速迎角比翼型静止时的失速迎角要大,这种现象称为动态失速.当水平轴风力机遇到阵风时或进行偏航运动时,旋转叶片上的当地入流角(迎角)会呈现突然变化或周期变化,从而产生动态失速现象.由于动态失速会突然改变风力机叶片性能及其载荷,叶片设计时需要考虑其影响.

动态失速特性除取决于翼型俯仰振荡的初始迎角、折算频率(reduced frequency)、俯仰幅值及转轴位置外,还与翼型形状、表面粗糙度、雷诺数、马赫数和三维效应有关.

为了研究动态失速机理,国内外学者对动态失速进行了大量的研究,并提出了风力机动态失速模型,以对动量叶素理论进行修正.

动态失速实验最早是从直升机旋翼开始的,后来其他风力机翼型研究中也开展了类似的实验.翼型在不同折算频率、不同初始迎角和不同振幅、不同雷诺数下的测力实验结果表明(Bjorck 1995, Gasch 2002):随着折算频率、初始迎角及振荡幅值的增大,迟滞回路的面积增大,即动态失速效应增强,而当雷诺数增大时,动态失速效应有所减弱.

为了快速计算风力机叶片非定常载荷特性,直接采用风洞实验或数值模拟是不可能的,需要根据实验或数值模拟建立计算量小的工程模型.大部分的经验或半经验的动态失速工程模型都是在流动分析的基础上,根据风洞实验

数据建立的,可能会受到实验条件、实验外形的影响.但由于这类方法简捷且一般能给出令人满意的计算结果,因而一直被广泛应用于非定常空气动力与动态失速载荷的计算.这类方法利用一系列经验系数,给出代数或微分方程来计算非定常条件下和动态失速时的气动力和力矩.典型的动态失速模型有 Boeing-Vetrol Γ 函数方法、Beddoes 时间延迟方法、Gangwani 方法、Johnson 方法、Leishman-Beddoes (B-L) 方法和 ONERA 方法等.相对说来,Leishman-Beddoes 模型和 ONERA 模型给出的结果比较令人满意.

在目前所使用的经验和半经验非定常空气动力和动态失速模型中,Leishman-Beddoes 模型(Leishman-Beddoes 1989)可能是应用最多的一种半经验方法,它并非针对特定的翼型和特定的翼型运动,而是考虑动态翼型的绕流物理特性,辅助以二维风洞实验结果,能较好地模拟翼型非定常空气动力和动态失速特性.在该模型中,将附着流动特性分成环量项和脉冲项,并通过阶跃响应的叠加来模拟.对于非定常分离流,则根据 Kirchhoff 流动理论将分离点与翼型气动力联系起来.在动态条件下,通过一阶滞后的方法来模拟翼型非定常分离时前缘压力和附面层对动态条件的响应.基于临界前缘压力的前缘分离准则与法向力系数联系,应用较为便利.一旦发生动态失速,动态失速涡诱导产生的气动力和相关的俯仰力矩通过时间相关的经验方式获得. Leishman-Beddoes 动态失速模型所需的大部分经验参数可适用于各种翼型,其显式代数形式的计算量很小.但是,该方法仍需要 3 个动态经验系数,它们随着翼型的不同而不同,而且往往需要通过动态失速试验获得.

B-L 动态失速模型是在直升机气动特性分析中发展起来的,应用于风力机翼型时仍需要一定的修正.王芳(2009)根据国外研究结果对

失速判据的修正以及梁湿 (2013) 等对分离点的修正等, 均在一定程度上使计算更符合实验结果。

6.3 涡尾迹方法

BEM 方法本质上是一种工程方法, 通过对流场模型化和对实验数据的拟合, 得到工程上快速计算的公式, 其精准度依赖于实验数据的适用范围。数值方法则是从流动控制方程出发, 求解偏微分方程得到风力机流场, 然后获得所需要的气动力特性, 因而有更大的适用范围。流动控制方程可以有不同类型的简化, 如果不考虑流场的黏性效应, 则可以使用相对简单的势流理论方程, 如果需完整计算流场的湍流特性, 则需要采用黏性的 Navier-Stokes 方程。

涡方法是势流理论中的一种经典求解方法, 在固定翼航空飞行器的机翼设计中应用得很成熟, 但应用于风力机叶片和直升机旋翼时则需加上旋转效应。由于叶片气动性能主要决定于叶尖涡向后发展的形状和强度, 该方法又称为涡尾迹方法。

根据对涡尾迹形状的不同处理, 涡尾迹方法有刚性尾迹、预定尾迹和自由尾迹 3 种模型。涡尾迹的形状和强度一旦给定, 其对流场的诱导速度由 Biot-Savart 定律计算。刚性涡尾迹方法假设尾迹形状为固定不变的圆柱形, 不需要计算尾迹位置。因而尽管计算工作量小, 但由于尾迹保持圆柱形不变的简化假设, 不能期望在复杂条件下提供准确的风力机气动特性。自由涡尾迹方法由于可以按照尾迹的真实情况“自由”发展, 可以处理风力机的复杂情况, 但是, 自由涡尾迹方法需要和流场变化循环迭代, 计算量大, 有时还存在稳定性问题, 很难用于风力机的日常设计。作为一种折中, 预定涡尾迹方法的计算量远小于自由涡尾迹方法 (Christopher 2001), 而且如果尾迹能够准确描述的话, 可以

获得与自由涡尾迹方法相同准确度的气动计算结果 (Gould 1992)。但是, 要准确描述尾迹的几何形状, 特别是尾迹扭曲形状, 必须建立在大量的尾迹实验和数值计算的基础之上 (Vermeer 2003, Haans 2005)。这限制了预定涡尾迹方法的广泛应用。

随着计算机能力的快速发展, 自由尾涡模型近年来得到了更大的关注。自由尾涡模型尾迹随叶片涡量及其涡脱落方向变化而变化, 更精确地反映了实际流场变化情况。但自由尾涡模型除了计算量较大以外, 基于欧拉坐标体系描述的涡面在发生扭曲变形时, 可能带来计算稳定性和收敛性问题, 制约了这类计算软件的鲁棒性, 因而需要进一步发展其他自由尾涡计算方法, 如离散涡方法等 (Voutsinas 1994)、拉格朗日坐标系下的涡方法等 (Gupta 2006)。

在国内, 王同光教授率领的研究团队对涡尾迹方法进行了系列的研究, 发展了相关计算软件 (王芳 2009, 许波峰 2011), 结合三维失速延迟模型与动态失速模型, 开展了风力机动态载荷计算研究。通过与 NREL 非定常实验结果的对比, 验证了计算软件和计算结果的可信性。

相较于动量叶素理论等工程方法, 涡尾迹方法具有更大的适用范围, 可以计算非定常及偏航条件下的风力机气动特性。但必须指出, 涡方法是基于势流理论建立的, 本质上是没有黏性效应的流场, 不能反映旋涡扩散与耗散过程。尽管为了计算稳定性, 可引入涡核模型以避免奇性存在 (许波峰 2011), 但实际流场中涡的耗散与环境湍流相关, 而且随着叶片载荷的不同, 涡形状变化及其耗散效应有较大差别, 难以采用涡尾迹方法来反映这些流动规律。叶片上的环量分布也对涡尾迹存在影响, 而在涡尾迹方法中, 叶片上环量计算一般采用升力线或升力面方法, 难以刻画黏性流动, 因而需要发展黏性效应的涡方法 (Mughal 1993, Riziotis 1997)。

6.4 CFD 数值模拟

更复杂的气动计算模型是采用 CFD 数值模拟技术. CFD 采用了反映黏性流动的时间相关的不可压缩 Navier-Stokes 方程, 没有对实际流场进行太多的简化, 较为完整地模拟了风力机流场的黏性作用、环量变化以及尾迹涡场的演化. 因此, 理论上采用 CFD 技术可以较为准确地描述风力机静态或动态气动特性. 正因为如此, 人们对采用 CFD 技术解决风力机气动特性问题寄予了很大的希望, 从 20 世纪 90 年代开始, 欧洲连续设置了多个项目 (Sorensen 1999, Chaviaropoulos 2001, Kang 2001, Johansen 2005, Sorensen 2004): 1995~1997 的 VISCWIND (Viscous Effects on Wind turbine Blades), 1998~2000 的 VISCEL (Viscous and Aeroelastic effects on Wind Turbine Blades), 以及 2002~2004 的 KNOW-BLADE (Wind Turbine Blade Aerodynamics and Aeroelasticity: Closing Knowledge Gaps) 等, 希望解决风力机的黏性流场计算问题.

尽管 CFD 技术在航空航天领域内越来越成熟, 已得到比较普遍的应用, 但在风力机流场计算中仍面临更多的困难. 其中复杂的湍流流动仍是制约流场精确求解的关键因素.

到目前为止, 计算机水平仍不能满足湍流直接模拟的需要, 只能采用雷诺平均的 NS 方程 (结合湍流模型) 或滤波 NS 方程 (结合大涡模拟模型). 这两者获得的流场特性不同, 雷诺平均方程的求解主要为了获得流场平均量, 而大涡模拟则除平均量外, 可得到部分流场脉动量 (大涡部分). 但大涡模拟所需要的网格量 (离散点数目) 要多得多, 必须采用大规模计算机 (并行计算). 因而目前大部分风力机计算结果仍采用雷诺平均方程求解 (Ekaterinaris 1997, Duque 1999, Sorenson 2000).

当实际流场被分解为平均流场和脉动流场以后, 平均流场可以按照雷诺平均概念得到. 平

均流场的时空变化比较缓慢光滑, 对网格数目的要求可以降低. 脉动流场效应则作为附加项出现在雷诺平均 NS 方程中, 湍流模型就是为了计算这些附加项而提出的. 湍流模型基本上是基于经验性的, 根据实验数据进行了拟合. 工程上比较常用的湍流模型为涡黏性模型, 通过代数方程 (Baldwin 1978)、一方程 (Spalart 1992, Baldwin 1990)、二方程 (Jones 1973) 等不同公式来计算湍流引起的涡黏性系数.

到目前为止, 仍然很难判断哪种湍流模型更适用于风力机流场计算, 这种情况在航空领域内也是存在的. 一般使用经验认为, 对于没有分离的附着流, 一方程模型 (SA) 的计算结果与实验较为符合, 而对于分离流场, 更倾向于使用二方程模型, 其中 Menter 的 $k-\omega$ SST 模型使用较多 (Menter 1993). 关于湍流模型在风力机流场计算中的应用情况参见文献 Benjanirat 2003.

现代风力机的风轮直径已达到 100 m 以上, 而叶片上边界层尺度仍在毫米量级, 因而即使采用雷诺平均方程, 计算量仍然是巨大的. 如果不需要分析叶片附近流场分布细节, 则可采用混合计算方法, 即将叶片等价于一根带涡量的线, 甚至将整个旋转面当做一个特殊边界来处理. 这些方法称为作用线法或作用盘法 (van Kuik GAM 1991, Sorensen 1992, Hansen 1997). 这些方法里耦合了动量叶素理论中的工程模型, 刻画了叶轮周围流场 (如尾迹流场), 可以了解叶轮的整体性能. 尽管缺少了叶片上的流动细节, 但可以大大缩小计算量, 只需要小规模的计算设备就可实现. 但是, 由于没有计算叶片外形及其周围黏性流场, 且需要耦合动量叶素理论, 因而叶片气动性能计算精度不会明显高于工程模型, 比较适合于尾迹流场计算 (Sorensen 1998), 特别是风场中多台风力机尾迹的干扰作用 (Masson 2001, Ammara 2002). 由于该方法无法计算叶片的湍流脉动的生成, 因而尾迹流场的湍流强度变化无法模拟.

基于 CFD 风力机流场数值模拟需要巨大的计算资源, 对大多数人而言仍是十分困难的工作, 因而有人提出了一些缩减计算量的方法. 这些方法的主要思想是分区进行计算, 在需要黏性起主导作用区域, 如叶片附近, 仍采用 NS 方程进行计算, 而在尾迹区域, 涡已生成且主要流动机制是对流作用, 因而采用势流理论, 而在远尾迹区域, 则进一步简化为涡方法. 典型的工作参见文献 Xu 2001, Benjanirat 2004, Tongchitpakdee 2005 等.

目前, 采用 CFD 模拟风力机流场仍然存在许多问题, 依赖于计算时所选择的湍流模型、网格分布以及计算方法. 为了了解不同方法、不同模型的适用范围, CFD 软件需要经过一系列标模实验的验证以后, 才能应用于工程实际问题的设计.

6.5 风力机空气动力学国家 973 项目简介

2007 年, 科技部设立了“大型风力机的空气动力学基础研究 (2007CB714600)”项目, 开展大型风力机设计有关的一些基础问题研究. 项目由南京航空航天大学王同光教授主持, 执行期 4 年. 该项目主要针对风力机非定常流场特性, 通过对关键科学问题的深入研究, 揭示了大型风力机非定常气动机理和气动噪声产生机理, 掌握了大尺寸叶片的气动弹性稳定性和动态响应规律. 研究了大型风力机高性能叶片的气动、气弹与气动声学综合问题, 进行了高效率、低噪声风力机专用叶片的综合设计和分析, 并设计出大型风力机专用高性能叶片, 效率达到世界最先进水平, 标志着中国自主设计大型风力机叶片的成功.

该项目对风力机的叶片设计原则进行了细致分析, 采用遗传算法进行多目标优化设计, 得到一个 Pareto 最优解集. 在该集合中根据风电机组及风场要求, 选择最适合的叶片设计方案. 以 1.5 MW 叶片为例, 以“年发电量最大、重量

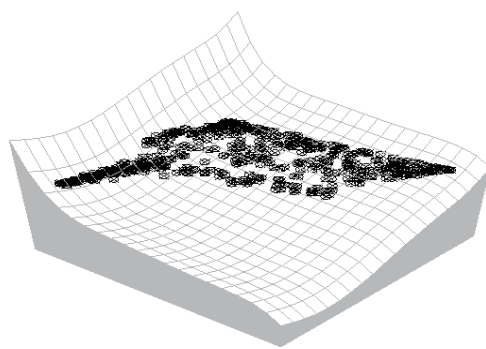


图 33 优化解集

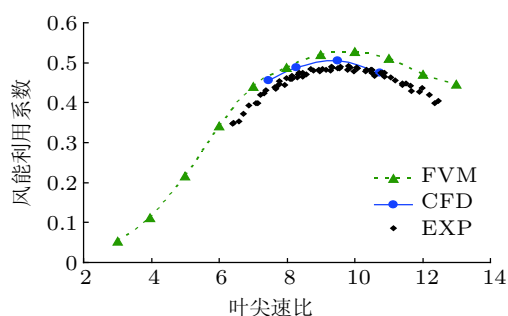


图 34 NH1500 风能利用系数 (预测)

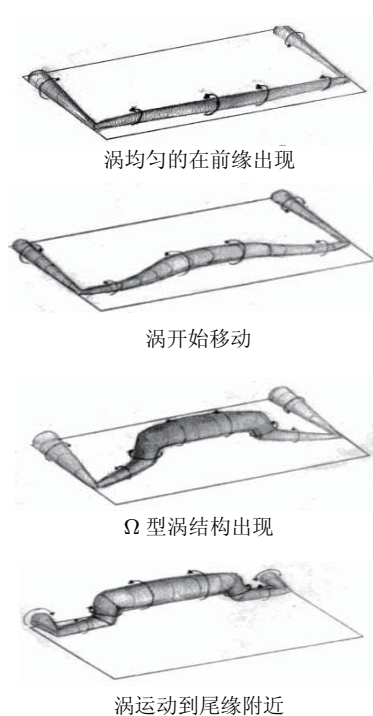


图 35 三维失速涡运动 (吕超 2011a)

最轻、推力最小”为目标,将得到一个曲面分布的解的集合(图 33),最终确定的 NH1500 叶片具有综合最优的结果(图 34)(吴江海 2011).

该项目研究了三维动态失速研究,探索了动态失速机理,获得了三维动态失速伴随的 Ω 形分离涡结构的产生与发展规律,对于三维分离流动的迟滞特性和动态失速的起始迎角判据分别给出了合理的描述(图 35).

该项目还在风洞中开展了风力机叶尖涡演化的流场测量研究、CFD 与 CSD 全耦合的气动弹性研究、气动噪声研究等.

NREL 标模实验及 IEA TASK29 简介

如前所述,风力机流场计算十分复杂,具有典型的湍流非定常流场特性,还受到众多干扰因素的影响,如何准确计算风力机运行时的载荷特性,关系到风力机的运行安全问题(极限载荷)及寿命问题(疲劳载荷).但目前设计上主要采用的方法仍为基于动量叶素理论等工程方法.尽管存在一些数值求解方法,如涡方法、求解 NS 方程的 CFD 方法等,但这些方法的计算精度和适用范围到底如何,一直缺乏明确的答案.

针对这种情况,2000 年开始,美国国家可再生能源实验室(NREL)开展了一个验证与确认工作(Hand 2001, Fingersh 2001, Simms 2001).利用 S809 翼型设计了一个两叶片的失速型风力机,风轮直径为 10 m,额定功率为 20 kW.该风力机在 NASA AMES 中心的 80 in×120 in 中开展了全尺寸模型实验,测量了多种条件下的风力机性能以及叶片载荷数据.由于排除了外场实验测量中风的不确定性,这些实验数据具有很高的精度,可以用来验证和校核计算软件.为了确保计算与实验各自独立进行,数据对比之前,实验数据对所有计算单位是保密的.

总共有二十多家单位提供了三十多组计算结果,盲比结论令人惊讶(Simms 2001).无论工程方法还是数值方法,数据散布度很大,即使是

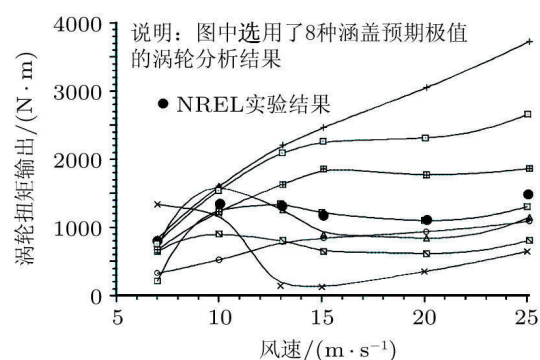


图 36 NREL 标模与计算结果的盲比

无偏航时也是如此.图 36 给出了一个无偏航的扭矩计算结果对比情况,列出了代表性的 8 组数据,圆点代表了实验结果.由图可知,数据散布在实验结果周围,没有确切的偏离趋势.既有与实验符合良好的结果,也有连变化趋势都不符合的结果,低估时可达 60%,高估时可达 150%.同样的方法,结果差别也很大,非常令人失望.特别是人们寄予厚望的 CFD 数值模拟,即能获得与实验符合最好的结果,但最差的结果也是 CFD 技术得到的.

在完成初步的数据对比以后,研究人员通过分析后进行了参数调整,重新计算后再与实验对比,发现数据散布大大减小,均能获得与实验数据相近的结果.这说明无论是工程模型还是 CFD 模型,都是具有改进潜力的.特别是针对风力机这样一个复杂问题,需要提供更多的实验数据,以进一步认识其流动规律及演化过程,帮助改进工程计算及数值计算模型.

NREL 实验完成以后,为发展风力机计算模型提供了大量验证数据,促进了风力机气动特性计算技术的发展,作用很大,但有些问题还需要进一步分析探讨,如尾迹区测量和流动显示、偏航状态下的数据分析及建模等.国际能源署风能委员会(IEAWind)设置了一个研究专题 Task 29: Mexico,继续开展风力机流场的实验研究及工程建模.所采用的风力机模型的直

径为 4.5 m, 在欧洲最大的低湍流度风洞 DNW (试验段 9.5 m×9.5 m) 开展测量工作. 除了气动载荷测量、压力分布测量以外, 还利用 PIV 技术, 进行尾迹流场的流动显示、测量等. 该项目的执行期是 2008 年 6 月至 2011 年 6 月共有十多个国家参加.

Mexico 计划结束以后, 研究人员认为仍需要对实验数据进行分析, 特别在流动显示 (PIV) 方面, 需要扩大测量范围, 于是 IEAWind 提出了 MexnexT 项目, 继续开展数据分析和气动计算建模. 中国风能协会代表中国提出参加该计划, 组织国内在该领域的研究人员参与实验数据分析及动态特性计算的建模等工作.

7 流固耦合的气动弹性问题

7.1 气动弹性现象

风力机是一个刚柔耦合的多体系统, 随着风力机额定功率的增加, 塔架高度与风轮直径越来越大, 10 MW 级别风轮直径可达 150 m. 叶片的刚度越来越小, 柔性越来越大, 叶片和塔架等部件在运转过程中的弹性变形量也越来越大. 这将带来几个方面的影响: (1) 部件之间的相对位置发生改变, 比较典型的是叶片与塔架之间的净空减小 (上风向风轮), 可能会发生碰撞; (2) 气动特性发生改变, 叶片形状变化改变了流动局部攻角, 影响升阻力特性; (3) 结构刚度发生改变, 特别对于复合材料而言, 变形产生了附加拉应力和压应力, 使层间应力发生变化.

气动力与结构的耦合作用一般称为气动弹性问题, 存在静态和动态两种情况. 静态气动弹性与气动力、弹性力和重力有关, 如果三者达到静态平衡, 则结构是稳定的; 动态气动弹性与气动力、惯性力和重力有关, 如果三者不存在共振关系, 则结构是稳定的.

比较典型的静态气动弹性不稳定问题是扭转发散. 一般地, 叶片叶素的气动中心在 $1/4$ 弦线位置, 位于弹性轴前, 这时作用在叶素上的升

力产生的扭转力矩会使叶素的入流角 (迎角) 增大. 由于升力大小与气流速度的平方成正比, 而由叶片扭转刚度产生的恢复力矩与气流速度无关, 因而当气流速度增大到一定程度 (称为临界风速) 后, 气动力扭矩大于叶片恢复力矩, 形成扭转发散, 直到结构破坏. 除了空气动力产生扭转力矩外, 对有扭角和锥角的风力机叶片, 旋转时产生的离心力也会产生扭转发散. 为了避免叶片的扭转发散, 要合理选用叶片的结构参数, 尽量提高叶片的扭转刚度, 或者采用气动弹性剪裁设计, 降低气动力作用.

动态不稳定现象则十分复杂, 主要和叶片的动态气动载荷有关, 如旋转运动、控制机构 (偏航、变桨等) 运动及不同部件运动耦合 (如传动机构、塔架等). 这些动态载荷有些是周期性的, 有些是冲击性的, 耦合作用下对整个系统的稳定性带来了影响.

对于叶片而言, 旋转时可能出现 3 种形式的振动: (1) 挥舞方向振动, 即叶片在垂直于旋转平面方向上的弯曲振动; (2) 摆振方向振动, 即叶片旋转平面内的弯曲振动; (3) 扭转方向振动, 即叶片绕变桨距轴线的扭转振动. 在空气动力、惯性力和弹性力的耦合作用下, 这 3 种振动形式可能发生耦合, 产生气动弹性的动态不稳定: 挥舞/摆振不稳定、扭转/摆振不稳定、经典颤振、失速颤振和失速诱导摆振等 (Eggleston 1987, 贺德馨 2006).

(1) 挥舞/摆振失稳

挥舞/摆振不稳定是风力机单个叶片在挥舞运动和摆振运动耦合下产生的不稳定振动. 叶片在挥舞运动时, 挥舞速度在叶片摆振方向上产生科氏力和力矩; 而叶片在摆振运动时, 由于摆振速度在挥舞方向上的不同, 会使离心力/力矩在挥舞方向上的分量发生变化, 这种相互作用使叶片出现不稳定. 当风力机叶片在载荷作用下产生大幅度挥舞运动和摆振运动、叶片锥角和几何扭角较大时, 以及叶片挥舞频率

与摆振频率接近时,就容易发生挥舞/摆振不稳定.

(2) 扭转/摆振失稳

扭转/摆振不稳定可以认为是一种严重的挥舞/摆振不稳定现象. 在空气动力载荷作用下, 风力机叶片在摆振方向和挥舞方向都要产生弯曲, 特别是叶片变桨矩时更是如此. 当叶片扭转变形耦合到摆振运动中时, 就可能造成这种不稳定. 不过, 除非叶片摆振方向刚度很小, 或叶片几何扭角、风轮锥角很大, 叶片一般不会发生扭转/摆振不稳定.

(3) 经典颤振

经典颤振是飞行器机翼出现的典型的颤振现象 (冯元桢 1963), 它是在空气动力、惯性力和弹性力耦合作用下发生的振动现象. 对于风力机叶片而言, 主要表现为叶片挥舞/扭转不稳定. 当风力机叶片在某一个恒定转速下运转时, 叶片挥舞角和扭转角平衡在某个确定的位置上. 当挥舞频率和扭转频率接近时, 或者叶片剖面质心位置位于气动中心之后, 叶片的扭转振动和挥舞振动会产生较强的耦合, 在阵风等初始扰动下就可能发生大幅度的叶片振动, 导致叶片破坏, 即为颤振失稳.

(4) 失速颤振

风力机叶片失速颤振是由叶片截面流场失速诱发的振动. 当叶片截面流场发生失速时, 在升力曲线和力矩曲线上出现迟滞现象. 因此在临界区内, 叶片的变桨阻尼是负值, 形成失速颤振. 如果叶片的扭转刚度比较大, 一般不会发生失速颤振. 但当叶片尺寸增加, 特别是变桨距叶片, 如果其变桨距系统是柔性的, 扭转刚度较低, 就有可能发生失速颤振. 特别是在叶片出现动态失速时, 会加剧失速颤振的发生.

对于定桨矩失速性风力机而言, 在叶片没有扭转的情况下如果叶片有挥舞运动也可能发生失速颤振. 丹麦 Nibe A 型风力机在测试时, 当风轮在 630 kW 额定功率附近接近完全失速

运行时, 叶片挥舞力矩出现大幅度的脉动, 叶尖出现挥舞摆动.

失速不仅导致挥舞方向的摆动, 随着风轮直径的增加, 叶片柔性增大, 还可能发生摆动方向的振动, 使风力机非正常停机或导致叶片破坏 (Anderson 1998).

失速颤振不像经典颤振那样激烈, 它是一种等幅值的振动. 为了避免失速颤振, 可以增加变桨距运动的阻尼, 改善叶片 (翼型) 失速特性和调节叶片挥舞频率, 使叶片挥舞频率不要接近风轮旋转频率.

7.2 气动弹性分析

气动弹性分析是为了确定风力机系统的稳定性, 是一个涉及气动、结构、材料与动力系统等多学科耦合的复杂问题. 风力机系统整体上是一个多体动力系统, 受到非定常的外力 (如气动力等) 作用后结构变形, 反过来又影响了气动力分布, 形成了一个反馈, 因而存在稳定性问题.

气动力和结构变形计算的不同方法进行组合, 形成了不同的气动弹性方法. 由于气动弹性计算量很大, 前面讨论的气动计算中, 普遍采用以动量叶素理论为主的工程方法, 或者采用面元法 (Jones 1995). 由于计算资源的限制, 目前很难采用基于 NS 方程的 CFD 方法. 对于结构方程也存在不同复杂程度的计算方法, 获得计算风力机系统的变形及其应力分布. 从简化的一维梁简化模型、到线性系统模态法直到最复杂的非线性系统有限元计算等.

按照虚功原理, 时域动力系统可以表示为以下一般形式

$$M\ddot{\mathbf{x}} + C\dot{\mathbf{x}} + K\mathbf{x} = \mathbf{F}_g$$

M 为质量矩阵, C 为阻尼系数矩阵, K 为弹性系数矩阵, \mathbf{F}_g 为广义力向量, \mathbf{x} 为系统自由度. 依据 \mathbf{x} 定义不同, 微分动力系统具有不同的意

义及自由度数目. 如果整个系统采用有限元求解, 则 \mathbf{x} 为实际的位移量, 自由度数目十分庞大. 对于线性系统, 位移可以分解为特征模态的叠加, 则 \mathbf{x} 为广义位移, 实际代表了特征模态的系数.

模态法可以极大地减少动力系统的自由度, 对于风力机系统, 只需要几十个模态就可以表示其变形特性. 结合广义气动力及其他特征矩阵, 就可以计算系统稳定性. 商业软件 FLEX 采用的气动弹性方法即为模态法 (Oye 1996).

风力机系统是一个典型的刚柔耦合系统, 几个主要部件, 如叶片、塔架以及传动链等部件为典型的细长体, 可以简化为一维梁模型, 承受弯曲、扭转和拉伸变形, 因而使得整个系统的结构计算大大简化. 而对于发电机、机舱、变速箱等部件, 则可将其等价于刚体模型, 即柔性体上的附加质量. 对于一维梁模型, 根据不同条件和计算量要求, 也可以采用线性方法 (Chaviaropoulos 1996, Nim 2001) 和非线性有限元方法 (Hodges 1990, Hodges 1975) 等计算. 目前, 在风力机结构计算中, 线性方法较为普遍, 非线性结构计算与线性差别不大 (Riziotis 2006), 但随着风力机尺寸的增加, 变形量增大以后, 非线性方法应得到重视.

8 海上风力发电

当前世界风能的热点已从陆上风力发电转向海上风力发电. 相对于陆地风力发电, 海上风电有以下两个优点: (1) 风剪切小, 湍流强度低, 风况好; (2) 位于经济发达地区, 无需远距离输送电网. 同时也有 3 个方面的技术挑战: (1) 风电机组基础在水下, 安装施工不易; (2) 不利于风电机组维护及故障检测; (3) 增加了洋流、波浪等水流冲击载荷, 使得风电机组设计更加复杂.

欧洲是海上风电场发展最为迅速的地区. 2001 年丹麦完成了 Middelgrunden 项目, 利用 20

台 2 MW 风电机组建立了第一个实用的大型风力机海上风电场, 其时欧洲海上风电场总计不过 50 MW. 而到 2010 年, 欧洲建设了 883 MW 的海上风电场, 达到了风电总规模的 9.5%. 中国第一个海上风电场为东海大桥项目, 2010 年建成并网发电, 采用 3 MW 风电机组建设了 102 MW 容量的风电场 (EWEA2011).

由于运行环境的不同, 海上风电场技术具有不同于陆地风电场的新特点.

8.1 海上风电场的风特性

海上风特性与陆地风特性相比, 有明显的区别. (1) 海上年平均风速及 Weibull 分布形状系数 k 值要比陆地风速大; (2) 由于海面粗糙度低, 海面摩擦阻力小, 使得风速廓线指数较小; (3) 海上大气湍流强度低, 在大气中性状态下, 当风速为 5~15 m/s 时, 湍流强度约为 7%~9% (如图 37), 因此海上的阵风系数比陆地要小; (4) 海上风向比较稳定. 但是海上风场应该考虑台风影响.

按照海上风电机组的设计规范 IEC61400-3 (IEC, 2009) 的规定, 海上年平均风速满足 $k = 2$, 即 Rayleigh 分布, 风速廓线指数为 0.14, 小于陆上风电机组规范 (IEC61400-1) 的 0.20, 湍流强度为 0.14 (陆地为 0.2), 50 年一遇的极限风速为平均风速的 5 倍, 即 $V_{50} = 5V_{ave}$.

IEC61400-3 是在 IEC61400-1 标准上修订而成, 与陆地风电机组的技术标准相比, 还不够成熟. 2005 年在工业界推广的 IEC61400-1 标准, 是在多年来的实际风电机组运行测量 (Stork 1998) 支持下制定的, 其时大规模陆上风电场已在世界各地运行多年, 相当成熟, 所制定的规范符合实际情况. 而海上风电场的大规模开发是近年来的事, 实际运行经验比较少, 2009 年制定的 IEC61400-3 海上风电机组技术标准, 仍有待实际风电机组运行的检验. Wang (2012) 比较了美国、欧洲和东亚地区 3 个不同地点的风资源

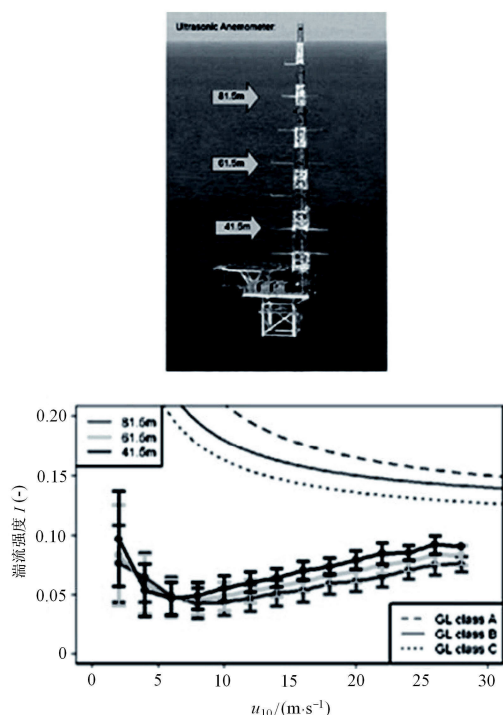


图 37 FINO 项目的海上测风塔及湍流强度

测量结果,发现不同地区的风剪切指数、湍流强度及频谱分布等均有明显差别,超过了标准建议的范围,而该标准规定的 Rayleigh 年平均风速形态分布偏于保守(保守设计有利于设备生存,减少维护,但增加了制造成本).特别是 50 年一遇的极限风速,对于东亚地区和美国等经常遭遇飓风的地区要高于制定该标准的欧洲地区,超出 IEC61400-3 规定的极限风速范围.

在与陆地相邻的近海海上风电场,可能存在风切变现象,这是因为地面粗糙度变化的影响造成的.由于陆地粗糙度大,风速廓线指数大,当流向海面时,下层风速受到的摩擦力减小,将逐步加速,而上层不能及时调整到海面风速廓线而保持原来的风速,严重时导致中间变化区域出现风切变现象(图 38),即高空处风速小于低空处风速,影响风力机的动态载荷特性.

由于环境湍流的减少,风轮尾迹干扰将不同于陆地风场.由于湍流作用,尾迹中心区的速度与外层气流掺混(叶尖涡散开消失),使远

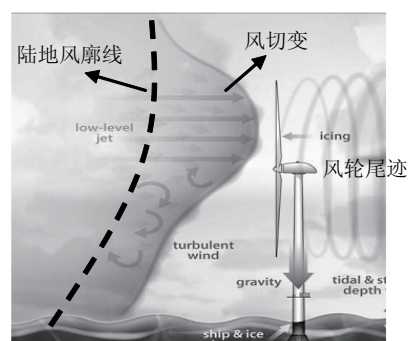


图 38 近海风电场的风切变现象

尾迹区的剖面速度接近均匀,因而陆地风电场风力机尾迹在 $7D \sim 9D$ 以后,可认为尾迹干扰较弱,可布置新的风电机组.在海上风电场,这种掺混效应减弱,叶尖涡在很长一段距离内均不能消散,尾迹中心区保持速度亏损形态,海上风电场的风力机布置间距将增大. EN-DOW 项目中比较了不同尾迹模型在海上风电场中的计算情况 (Barthelmie 2004, Barthelmie 2003, Schepers 2001, Schepers 2003),其后续项目 UPWIND (Hansen 2008) 继续开展了海上风电场风力机尾迹的测量研究,以发展新的尾迹模型.

8.2 海上风电场的基础结构设计

海上与陆地风场的主要差别之一在于其安装环境不同.海水作为流体,不能作为支撑基础,塔架需穿过海水与海床连接.随着海水深度的增加,在海床上施工的难度和成本增大,塔架支撑方法由浅海中的固定式变为深海中的浮动式.图 39 给出了不同深度下塔架基础型式的变化,海底基础分为浅水区 (30 m 以下)、过渡区 (30~60 m) 和深水区 (60 m 以上),浅水区的塔架型式基本与陆地相同,单桩固联于海床上,过渡区则采用了多点固联于海床的方式,在深水区则采用了浮动平台并采用拉线张力固联方式.

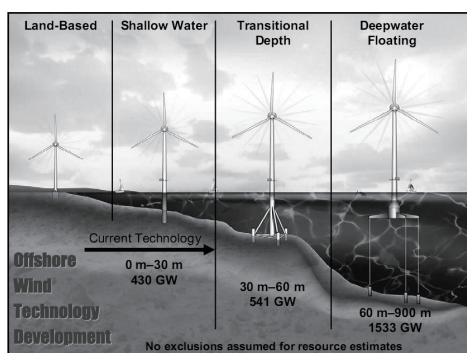


图 39 海上风力发电的基础型式 (Jonkman 2007)

8.2.1 固定基础型式

除了载荷设计时要考虑附加的波浪作用以及海流的影响以外, 固定基础式的塔架基础设计与陆地基本相同. 目前工业界正在实施的固定基础结构型式包括: 单桩 (Monopile)、重力结构 (Gravity-based structure)、三角架式 (Tripod)、导管架 (Jacket)、三桩 (Tripile) 等, 如图 40. 目前实际运行的海上风电场仍以固定基础为主, 研究工作中则以单桩基础较为成熟. 如 2002 年, 荷兰代夫特科技大学与英国 GH 等多家公司共同开展了“Design Methods for Offshore Wind Turbines at Exposed Sites” (OWTES) 项目. 该项目以英国 Blyth 海上风场为例, 针对单桩式海上风力机基础在波浪作用下的载荷特性展开研究 (Henderson 2003). 近年来, 中国也初步开展了一些海上风电机组基础的载荷计算工作 (陈严 2008, 陈小波 2012, Tang 2011).

当水深超过 60 m 以后, 再采用固定基础方式在技术上难度加大, 施工成本过高, 不再具有经济合理性, 因而普遍采用浮动平台形式的基础结构, 并通过缆线锚于海床上. 实际采用的典型结构包括: 浮筒式 (Spar)、张力腿式 (TLP)、半潜桁架式 (Jacket) 等 (图 41).

深海浮动平台式的基础结构主要采用了海洋工程中的大型平台设计技术. 不同于固定基础形式, 浮动平台基础可以 6 自由度运动, 波浪

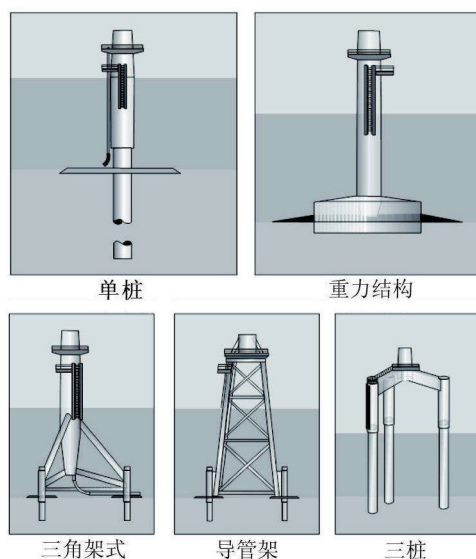


图 40 固定基础的结构设计型式 (EWEA 2011)

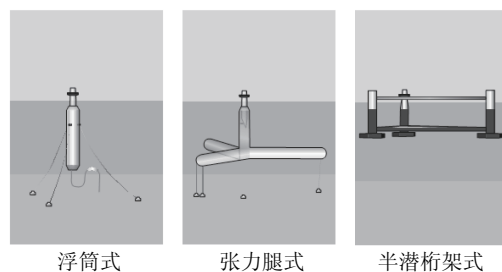


图 41 浮动基础的典型结构 (EWEA 2011)

作用与海流冲击引起的运动形态更复杂, 对于整个风力机系统而言其动力响应过程及稳定性与浅海/陆地风电机组差别很大. 目前, 基于浮动平台的风电机组很少, 基本处于起步研究阶段, 为此各国商业公司及研究机构纷纷建立一些浮动平台原型系统, 通过观测来分析可能存在的问题. 欧洲各国正在开展或计划开展的海上风力机原型系统研究项目 (EWEA, 2011) 有:

(1) 挪威, Hywind 项目, Statoll 公司于 2009 年建立了首个全尺寸浮动平台 (浮筒式) 联网风力机原型系统, 安装一台 Siemens 2.3 MW 风力机.

(2) 挪威, Karmoy 项目, Sway 公司计划于 2013 年前建成一个 5 MW 浮动平台 (浮筒式)

风力机原型系统.

(3) 法国, VertiWind 项目, Turnip 联合 Nenuphar、Converteam 等提出了建立浮动平台垂直轴发电机原型系统的计划.

(4) 法国, Winflo 项目, Nass&Wind 公司联合 Saipem、DCNS 和 InVivo 建立一个 2.5 MW 锚式半潜式架式风力机原型系统.

(5) 欧洲, HiPRwind 项目, 计划投资 1980 万欧元建设一个“极大”的海上风电机组浮动式平台.

(6) 西班牙, Azimut 项目, Gamesa 公司联合 Alstom Wind、Acciona 和 Lberdroia 计划于 2020 年完成 15 MW 海上风电机组的基础研究.

(7) 葡萄牙, Windfloat 项目, Principal Power 公司联合 EDP 和 IncvCapital, 建立一个全尺寸 Vestas V80 机型的 2 MW 台架式海上风电机组测试平台.

(8) 意大利, 联合多国公司建设一个 TLP 式的大型平台, 2007~2008 年期间在 100 m 水深区建立了一个离网的原型系统用于观测.

8.3 海上风电机组系统的水力作用

相对于陆地风电, 海上风电的塔架基础与海水存在相互作用, 包括海浪作用以及海流作用. 对于固定基础的塔架结构, 问题相对简单, 因为基础结构具有较大的刚性, 结构变形可以忽略, 设计方法与陆地基础相近, 只需要增加水力载荷. 对于圆柱外形, 单位长度上的水力载荷一般可以由 Morison 方程获得

$$F^{\text{Hydro}} = \frac{1}{2} \rho C_d D u |u| + \rho (1 + C_{\text{add}}) \frac{\pi D^2}{4} \dot{u}$$

D 为圆柱直径, u 为水流速度, C_d 为阻力系数, C_{add} 为附加质量系数.

正常情况下, 波浪高度远小于水深和波长, 波浪可由线性理论获得 (Stewart 2008, Krishna

2011, 赵静 2012)

$$u = \frac{\pi H_s}{T} \frac{\cosh[k(d+z)]}{\sinh(kd)} \cos \psi$$

$$\dot{u} = \frac{2\pi^2 H_s}{T^2} \frac{\cosh[k(d+z)]}{\sinh(kd)} \sin \psi$$

这里, k 为波数 $k = 2\pi/\lambda$, ψ 为相位角: $\psi = kx - ft$, f 为频率: $f = 2\pi/T$, T 为周期 (如图 42).

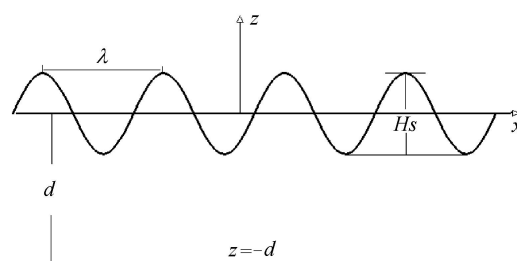


图 42 线性水波

对于浮动平台, 由于其在海水中的振荡与沉浮运动, 波浪作用则复杂得多. 除了 Morison 力, Denis (2010) 给出的浮动平台其他水力作用为

$$F_i^{\text{Platform}}(t) = -A_{ij}(\omega) \ddot{\eta}_j +$$

$$Re \{ AX_i(\omega, \beta) e^{j\omega t} \} -$$

$$\left[C_{ij}^{\text{Lines}} + C_{ij}^{\text{Hydrostatic}} \right] \eta_j -$$

$$B_{ij}(\omega) \dot{\eta}_j + \rho g V_0 \delta_{i3} + F_i^{\text{Lines},0}$$

这里上标 Lines 代表了锚线作用, $\eta_j C_{ij}^{\text{Hydrostatic}}$ 代表浮力项, $A_{ij}(\omega)$ 为附加质量矩阵, $B_{ij}(\omega)$ 为阻尼矩阵. $X_i(\omega, \beta)$ 表示波的衍射产生的力, 具体各项的定义参见 Denis (2010).

8.4 海上风电机组设计软件验证

海上风电机组设计软件沿用了陆地风电机组的成果, 在此基础上耦合了水力作用以及浮动平台的自由度 (摇摆及沉浮运动), 因而风力机为气动、水力、结构 (气弹) 及控制 (伺服机构) 耦合多作用动力系统, 与陆地风电机组相比更加复杂.

由于海上风电机组,特别是基于浮动平台的机组还在起步阶段,成熟运行的机组很少,设计经验缺乏,在陆地风电机组中发展起来的设计软件需要得到检验. NREL 针对海上风力机设置了 OC3 (the Offshore Code Comparison Collaboration) 项目 (Jonkman 2008), 对风电机组设计软件 (FAST) 进行验证 (Verification) 工作. 该项目以 5 MW 风电机组为原型, 分为 4 个阶段: 第 1 阶段 (2005~2006 年), 针对 20 m 水深的刚性单桩 (Monopile) 基础; 第 2 阶段 (2006~2007 年), 将第 1 阶段的单桩基础变为柔性基础, 考虑桩土相互作用 (Jonkman 2008); 第 3 阶段 (2007~2008 年), 针对水深 45 m、支撑结构为三脚架 (Tripod) 的固定基础 (Nichols 2009); 第 4 阶段 (2008~2009 年), 针对深水 (320 m)、浮动平台 (SPAR) 基础 (Browning 2012). 基础结构如图 43.

该项目还与国际能源署合作, 成为了 (IEAWind, Task23, Offshore Wind Technology and Deployment) 的第二个子课题, 对 10 国家 (主要为欧洲) 18 个单位的设计软件进行了对比. 可以想见, 由于大家采用的方法和模型的差别, 这种 “Code to Code” 的对比结果差别很大 (Jonkman 2010a, Jonkman 2010b), 但可以加深参加人员对物理机制的理解和对软件的修

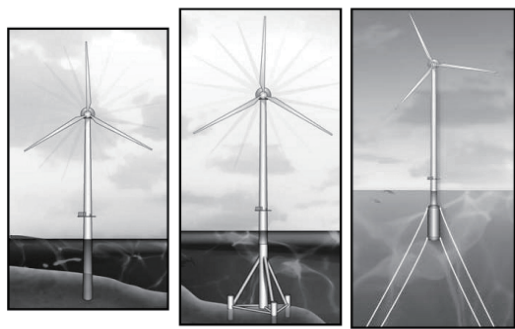


图 43 OC3 项目中采用的海上风力机基础构型

正, 获益良多. 因而 2010 年以后该项目继续延续, 成为 IEAWind 的第 30 个课题 (Task30: Offshore Code Comparison Collaboration Continuation (OC4)), 执行期为 2010 年至 2013 年. 金风公司代表中国 (China General Certification Center, Goldwind) 也参加了 OC4 活动. (Jonkman 2012) 给出了第一次结果对比情况.

总体上, 深海区域的海上风电仍处于探索阶段, 设计方法和软件仍很不成熟, 需要利用实际运行风力机的测量数据进行验证和改进. 世界各国纷纷在海上建立原型系统的目的也在于此. 相对而言, 中国还没有自主开发的设计软件系统, 也没有建立海上风力机原型系统并开展实际测量的项目, 主要靠与国际合作的方式来提高技术水平, 因而在海上风电机组的研究方面仍存在较大差距.

9 计算流体力学在风工程中的应用

力学问题研究一般采用 3 种方法: 解析法、实验法和计算法. 解析法针对该问题的控制方程, 进行推导和分析, 获得该问题物理参数关联的解析公式, 是一种理论分析手段. 一般地, 解析法只能分析简化模型, 在工程实际问题中可有限应用. 实验法分为模型试验和实物实验, 通过测量物体的受力及运动特性, 分析该系统的性能. 实验方法涉及产品制造和专业设备, 成本较高, 初期的选型设计需要进行大量的方案对比, 实验法难以实现. 计算法 (主要为数值计算方法) 也是针对控制方程进行求解, 对方程进行离散处理后通过特定方法获得近似解, 是一种仿真方法, 在方程和计算条件确定的情况下可求解任意问题. 计算法避免了解析法范围小、实验法成本高的缺点, 但是作为一种近似解, 其精度能否达到工程应用的要求, 仍取决于计算过程合理性以及计算机条件等因素.

在风工程所涉及的力学问题中, 结构力学、流体力学以及控制理论等学科均发展了各

自的计算方法和理论, 其仿真软件在各自领域中得到了大量应用. 将这些技术组合起来, 应用于风工程问题的求解, 分析风力机、建筑物、桥梁的流场特性、结构特性等, 为其安全性和寿命评估提供数据, 以减少实物实验量, 这是目前风工程领域普遍采用的方法. 这种利用计算手段解决风工程问题的学科被称为“计算风工程”(CWE: Computational Wind Engineering), 是一门正在迅速发展的学科.

在前面的介绍中我们已经看到, 计算流体力学已经在风能工程中得到了广泛的应用. 无论是风电场的风资源评估、复杂地形下的微观选址、风力机尾迹干扰以及风力机性能计算等, 计算流体力学都极为活跃, Miller (2013) 等对此进行了综述. 尤其在研究领域, CFD 提供了丰富而且复杂的结果, 推动了计算风工程技术的发展. 但在工程界, 由于计算量以及结果可信性等方面的问题, CFD 仍只是被谨慎接受.

CFD 方法计算结果具有很大的不确定性, 误差较大, 可信性较低. 目前, CFD 离实际工程应用还很远, 需要大力发展. 相对于计算结构力学 (CSD), CFD 方法误差较大的原因在于其针对的是规律最复杂的运动形式——湍流, 而湍流问题是一百多年来未被解决的几个著名科学难题之一 (Moin 1996). 湍流是由一系列流动失稳问题演化而来, 含有大小不同且尺度相差巨大的旋涡, 不同尺度旋涡之间会产生诱导速度, 使得旋涡不断变形、分裂或合并, 产生新的尺度分布 (张兆顺 2002). 小尺度旋涡运动对扰动很敏感, 因而不同扰动形式、扰动强度引起的流动图像就不一致, 使得湍流运动难以总结出普适的运动规律.

计算流体力学求解湍流问题的控制方程是 Navier-Stokes (NS) 方程, 该方程的非线性对流项是湍流演化运动的根源. CFD 的本质将连续变化的空间以离散点代替, 离散点上的物理量代表了其周围流场的平均量. 这就要求该离散

点附近的流场变化不太大, 其变化能够以线性或其他有限的多项式表达. 对于湍流流场, 由于各种尺度旋涡的存在, 在时间和空间的变化都很大, 满足这一要求的区域非常小 (该区域大小称为湍流耗散尺度, 对应于最小旋涡). 直接在最小尺度上计算湍流的方法称为直接数值模拟 (direct numerical simulation, DNS), 现有计算机只能开展小范围的湍流 DNS 计算, 主要被用于湍流机理的理论研究. 对于实际流场, 该方法的空间离散点数目极为庞大, 远超出目前计算机的存储能力和计算能力. 因而必须采用其他近似方法对这一物理过程进行简化.

第一种简化方法是雷诺平均方程. 将实际风速分解为平均量和脉动量, 只求解平均量的流动控制方程, 也即雷诺平均的 NS 方程 (RANS). 由于平均量的时空变化比较缓慢, 网格尺寸可大得多, 网格数目大大减少, 因而对工程问题而言是可实现的 (相对于其他工程方法或涡方法, 计算量仍然很大). 脉动量以脉动相关项的形式出现在平均量方程中, 但是该相关项是未知量, 方程不能封闭, 必须建立其与平均量的关系, 称为湍流模型. 理论上, 脉动量与平均量并没有严格的定量关系, 湍流模型大多是靠实验拟合得到的, 受到实验条件的限制, 很难具备普适性.

另一种简化方法是滤波, 得到滤波 NS 方程 (filtered NS). 进一步的研究中发现, RANS 方程中湍流模型不具备普适性的原因是, 湍流中的大涡 (低频脉动) 受到流动边界的影响很大, 带来了湍流流场的特殊性. 而流场中的小尺度旋涡主要受大涡影响, 可以构建一定意义上普适的模型. 这种将大涡直接模拟、小涡模型化处理的方法称为“湍流大涡模拟” (large eddy simulation, LES), 其控制方程由 NS 方程进行滤波得到 (邓小兵 2008). LES 对网格的要求小于 DNS, 但比 RANS 大得多.

由此可见, 湍流模拟有 3 种方法: 直接模拟 (DNS)、大涡模拟 (LES) 和雷诺平均流动 (RANS), 它们计算的湍流尺度不同. DNS 计算了所有的湍流脉动频率, LES 只计算了湍流的低频脉动, 而 RANS 将忽略湍流脉动, 只计算平均流动. 因而 DNS 和 LES 本质上是非定常流场 (脉动流场) 计算, 而 RANS 是定态场计算. 三者要求的网格数分别有量级的差别. 工程上, 结构设计时只需要气动载荷的平均量, 即使是脉动载荷, 起作用的主要部分集中在低频段, 因而 RANS 和 LES 可以满足计算要求.

9.1 计算流体力学的可信性

在工程界, 计算流体力学的争议较大, 乐观者认为计算流体力学前景广阔, 甚至能够替代实验作为工程设计的主要手段, 而悲观之人认为计算流体力学获得的结果可信度不高, 可能极不真实, 甚至误导设计. 更多人认为计算流体力学目前只是辅助手段, 设计数据仍依赖于实验, 结合 CFD 有助于加强对流动机理的认识. 造成这一结果的原因在于, 数值计算过程中自由参数太多, 方法、模型等选择余地大, 导致使用人员可能无所适从. 如果对流动过程不了解, 则可能做出错误的参数或模型选择, 从而给出了不合理的结果. 正如我们前面提到的 NREL 标模盲比, 计算中最好的与最差的结果均来自于 CFD, 就足以说明了该方法的现状. Per-Åge Krogstad (2013) 给出了最近一次风力机实验与计算盲比结果, 经过这些年的发展, CFD 计算的载荷与功率曲线的误差显著减小 (图 44), 但是近尾迹湍流强度计算仍然存在极大的不确定性, 即使 LES 方法的计算结果也未见明显的优势. Leighton (2011) 也列举了一些计算流体力学在工程实践中碰到的一些问题, 一些重要的流动过程, 如分离、再附及扩散等现象并没有得到真实的反映, 提醒人们对于计算流体力学结果应谨慎对待. 多次盲比结果说明,

在缺乏实验结果作为参考的条件下, 如果流动现象复杂, CFD 结果只能谨慎参考.

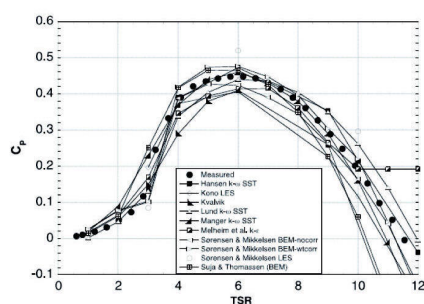
9.2 影响计算流体力学可信性的因素

影响计算流体力学结果的因素是多方面, 任一环节不合理, 均可能导致其可信性降低. 排除计算软件可能存在的编程错误 (bug), 从理论上分析则有以下几方面的影响因素:

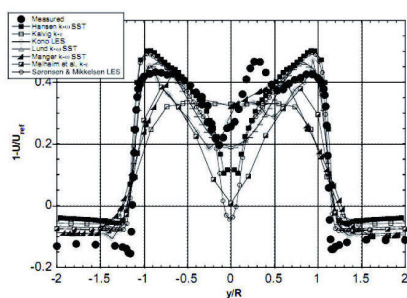
9.2.1 计算模型

数值计算针对的是流动控制方程及边界条件等计算模型, 该模型的合理性是仿真结果合理性的基础. 如前所述, 我们所求解的湍流流动的控制方程为 RANS 或 LES 方程, 以及其需要的湍流模型. RANS 有多种一方程、二方程湍流模型等 (Wilcox 1998), 其系数均是以实验数据拟合而成, 并非普遍适用. 在什么条件下采用哪个湍流模型, 一直是困扰 CFD 工作者的问题, 到现在仍没有很好的原则. 一般的认识是, RANS 处理壁面附近的湍流较为成熟, 而对于不受壁面限制的剪切层问题和大分离区旋涡问题, RANS 方程的计算结果散布度很大, 没有适当的湍流模型 (如必须采用, 则推荐二方程的 $k-\omega$ SST 模型), 最好采用 LES 方法. 目前, 已有一些混合了 RANS 和 LES 的方法, 如 DES 等, 但还在探索阶段.

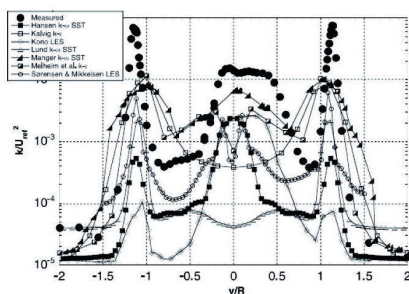
边界条件是另一个引入了不确定性的计算模型. 首先, 对于粗糙地面或存在植物的地面, 地面附近的边界条件是经验性的, 引入的 z_0 参数有很大的变化范围, 实际上是地面边界不能确定. 此外, 由于计算区域有限, 必须人为选择一个计算区域, 该区域的边界并非物理存在, 实际上是一个假设的数值边界, 如采用无反射边界条件等. 该边界条件存在一定的不确定性, 如计算区域过小, 则可能带来较大的误差.



(a) 风能利用系数



(b) 近尾迹平均速度



(c) 近尾迹湍流强度

图 44 CFD 与实验的盲比结果

9.2.2 网格分布

计算模型一旦确立, 网格是计算流体力学最主要的误差来源, 是人为因素最强的部分. 不同的计算人员生成的网格不同, 网格合理性完全依赖于计算人员对流动结构的认识. 网格生成要考虑两个方面: 是否反映了真实外形变化、是否与流场结构匹配. 根据我们前面的分析可知, 物理量变化大的地方, 网格应相应地变小, 这些区域的网格应密集. 但在计算结果出现以前, 并非所有流动区域的流动特性均能够了

解并分配合理的网格, 有时, 受限于网格生成技术 (如结构网格不能方便地在任意区域加密布置), 难以合理地布置网格, 例如, 旋转叶片叶尖的螺旋形涡结构, 基于结构网格的软件就很难生成相匹配的网格. 网格与流动结构不匹配, 使得这些结构不能正确模拟, 带来了计算结果的不确定性. 此外, 网格均匀性、正交性也会引入一定的扰动, 影响计算结果精度.

9.2.3 数值方法

对偏微分方程进行离散计算的方法称为数值方法, 也是计算流体力学不确定性的一个主要来源. 对于同一个方程, 存在各种各样的离散方法, 这些方法的优劣不存在一个检验标准. 选择什么方法仍与所采用的方程 (RANS 还是 LES)、流场复杂程度、网格分布合理性等有关. 低精度方法需要配合密集网格, 才能正确反映流场结构. 而高精度方法的稳定性较差, 对计算过程中的一些扰动因素 (如网格不均匀、网格畸形等) 敏感, 对非物理的波动现象不能抑制等, 也会产生一些不合理的物理现象. 现在, 研究高精度格式的文章很多, 张来平 (2013) 对此进行了综述, 但目前工程软件中应用不多.

综合以上因素, 我们发现 CFD 计算过程实际上是一个边试算边修正的过程, 根据试算过程中出现的流动现象, 调整湍流模型、调整网格分布、调整数值方法, 然后根据流体力学理论知识, 判断计算结果的合理性. 同时结合确认和验证手段, 最终确认所计算的结果符合物理实际. 只有通过这样的过程, 才可能在盲比过程中得到与实验符合的“好”结果.

9.3 计算流体力学的确认与验证

数值计算结果的不确定性在工程界引起了一定的争议, 促使 CFD 研究人员思考如何才能让数值计算结果获得设计人员的信任, 提出了计算流体力学的验证 (Verification) 与确认 (Validation) 问题 (邓小刚 2006). 所谓验证, 是

指分析 CFD 计算结果是否为偏微分方程解的方法, 所谓确认, 是指分析 CFD 计算结果是否为现实流场的方法. 验证是为了排除计算因素(如网格、数值方法等)的影响, 而确认是为了排除模型因素的影响.

为了在验证过程中排除网格因素的影响, 一般采用布置不同密度的网格. 随着网格不断加密, 数值计算结果受到网格影响越小, 最终逼近一个定值, 该过程称为网格无关过程. 依照数值分析理论, 网格趋于 0 时, 数值解就会收敛到微分方程解. 因此只要网格足够密集, 应该存在网格无关解. 但在实际操作中, 限于计算机条件, 网格达到一定规模后再进行加密存在一定的困难, 很难针对复杂流场实现网格无关解的验证过程. 此时也应尽量通过变化不同位置的网格分布, 观察其对计算结果的影响, 或将简单问题中经验证后的网格布置经验应用到复杂问题中, 综合评定网格带来的不确定性范围.

确认是数值计算软件必须经过的步骤. 通过与实验结果的对比, 判断所采用的计算模型(如 RANS 方程、LES 方程、湍流模型等)是否合理. 特别地, 这些模型是在航空领域发展起来的, 主要针对光滑的较小尺度的外形, 是否适合于大气边界层计算仍有待验证. 事实上, Kasmi (2008) 的研究表明, 针对风力机流场计算, 加入修正项后的湍流模型与实验数据符合更好(图 45).

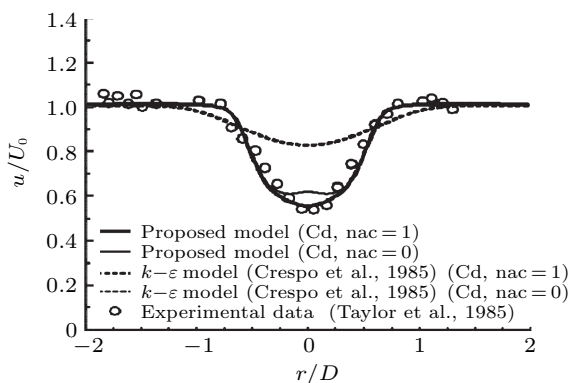


图 45 湍流模型对尾流区计算的影响

对 CFD 软件进行确认需要全方位的实验数据, 对于不同的流动结构的模拟能力需要实验数据进行对比分析, 据此发展相关计算模型. IEAWind 组织的 task 20, task 29, task 31 等研究活动就是为了风力机计算工具(包括工程方法、涡方法及 CFD 等)的确认而设立的. 通过风洞实验、现场测量等获得的数据, 认识到新的流动现象与机理, 据此修正计算模型, 以提高计算软件预测风力机特性的精度.

10 总结与展望

10.1 风能工程的技术趋势

风能是可持续发展的绿色能源, 在中国未来的能源结构中占有重要地位. 风力发电技术经过三十年的发展, 取得了突破性的进展, 使得风力发电的成本不断下降, 在能源体系中已具备较强的竞争力, 具有广阔的发展前景.

未来风力发电机组的技术趋势是大、远、深, 即风轮直径越来越大、离陆地越来越远、海洋越来越深, 对风力发电现有设计能力及工程技术提出了挑战. 深海浮动平台基础是可动的, 在现有风电机组系统中引入了新的自由度, 对整个风力机的气动特性及系统稳定性的影响还不清楚, 这方面的研究刚刚开始, 相关的实验及计算能力仍在发展之中.

纵观风力发电中的流动问题, 一个典型的特点是其无处不在的不确定性, 无论是大气边界层的时空剧烈变化还是风力机叶轮复杂的动态流场特性, 均缺乏精确的计算模型来反映其实际运动规律. 因而在实际设计中只能采用较为保守的参数, 这增加了风电机组的制造成本. 目前流体力学研究的主要内容, 仍然是综合考虑多种相互作用的影响因素, 发展精度更高的风力机流场特性的计算模型, 包括风场模型、尾流模型以及风轮特性计算模型等, IEA Wind 组织的国际合作项目大多集中在这些方面.

由于流动问题的复杂性, 短期内流动理论取得突破进展的希望不大, 风洞实验或现场测量数据可以针对某些流动现象局部地改善模型的精度, 对于超出实验范围的流动可能无效. 从长远发展来看, 计算流体力学 (CFD) 技术仍然是未来技术方向. 这主要由于以下两方面的理由: 一是 CFD 具有普遍的适用范围. 无论是风场、洋流还是风力机的流场, 均可以用 CFD 来解决问题. 二是计算机技术的迅速发展. 作为现代科技中最活跃的领域, 计算机更新换代的速度是其他工程技术中不可能企及的. 在国内, 国防科大的超级计算机已可求解 1 千亿以上网格规模的流体力学问题, 而国外, 已有求解万亿以上网格规模的报道, 因此直接求解工程问题中的湍流 (DNS) 流场也许比预想的时间早得多. 特别是近年来 GPU 技术的发展, 使得每台微机均有成为巨型计算机的可能, 未来计算能力是不可估量的. 因此, 依赖于计算机的快速发展和 CFD 方法的突破, 未来流体力学问题可得以最终解决. 目前 CFD 技术在工程设计上的能力虽然幼稚, 但其成长性巨大的. 但现有条件下, CFD 需要大量实验数据的验证和确认.

实际上, 风能工程中流动特性的不确定性是固有的, 来源于不同地形、不同气候环境下风资源的多样性, 风力机设计必须在这种不确定性条件进行. 除了气动载荷的不确定, 其他领域如复合材料性能参数等也存在较大的不确定性. 对于这样一个涉及多学科的不确定度大的系统, 应当采用钱学森提出的系统工程方法来开展风力发电机组设计. 如加强结构、材料和控制设计, 降低气动不确定性的负面影响. 对于大型风电机组, 目前正在发展一些先进的控制策略, 如单独变桨控制、预先变桨控制等, 通过感知来流风速的实际变化, 调整叶片桨距角, 使得整个发电机组越来越智能化, 可有效降低叶片的气动载荷. 在结构和材料方面, 通过弯扭耦

合的气动剪裁设计, 使叶片变形后具有自动降低气动载荷的能力.

10.2 国内风能工程研究的不足及措施

在国内, 相对于航空航天方面的成就, 风力发电方面的流体力学研究成果仍然薄弱. 尽管风电行业的产业化发展很快, 装机容量已达世界第一位, 成为名副其实的风电大国. 但风电技术水平的差距仍大, 能力不足. 主要设计仍依赖于国外, 缺乏自主知识产权的设计软件. 在研究方面, 与世界先进水平仍有较大差距, 在风电机组力学问题研究中还未出现原创性成果. 一方面是因为国内在大型风电机组研究方面的起步较晚, 目前仍处于跟踪阶段, 另一方面是国内过于重视产业化, 对基础性研究投入不够, 缺乏稳定的研究队伍. 特别是国内企业在自主研发方面缺乏动力, 习惯于购买捷径, 这种情况在产业差距较大时有其合理性, 但在中国产业规模已居世界前列的情况下, 再采用这种思路, 不免固步自封.

从现有情况来看, 国内在风力发电领域研究方面存在以下问题:

(1) 产学研协同不足, 学校与研究所没有针对国内风电行业的迫切问题开展研究, 研究不精细, 与产业脱节, 而企业没有提出问题的能力, 不重视基础研究;

(2) 国内研究队伍分散, 研究内容重复, 缺乏协同创新;

(3) 研究成果分散且没有有效利用, 导致行业设计软件基本来源于国外;

(4) 缺乏研究可用的实验平台, 功能和性能均与国外有较大差距, 导致研究与开发能力受到限制.

为促使中国从风能大国向风能强国的转变, 迫切需要在基础力学问题的研究中加大力度, 选准几个关键的基础问题, 开展持续稳定的研究, 应采取如下几个方面的措施:

(1) 建立基础研究所所需的测量实验平台, 如深海浮动式基础平台、海上大气边界层及尾流特性测量平台等, 促进海上风电技术的发展。

(2) 建立风力机研究的风洞实验测量平台, 深入研究风力机流场的物理机理。中国风力机特性研究主要集中在数值模拟计算方面, 实验工作很少, 因而很难取得原创性成果, 应该大力加强实验研究。

(3) 加强企业与科研院所的合作, 鼓励企业加大基础研究投入, 联合科研单位开展关键技术攻关。

(4) 建立国家级实验室, 稳定研究队伍, 发挥行业协会作用, 引领国内研究成果的集成。

总之, 风力发电是一个前景广阔的事业, 风力发电技术仍然在不断发展中。中国已成为世界风力发电行业的重要部分, 但技术基础仍然薄弱, 需要大家群策群力, 奋起直追, 为把中国建设为风电强国而努力。

参 考 文 献

- Abbott I H, von Doenhoff A E. 1958. *Theory of Wing Sections*, Dover: Dover Publications Inc.
- Amir G, Michael A, Jason M, Wesley B. 2013. Numerical stability and accuracy of temporally coupled multi-physics modules in wind turbine cae tools, *AIAA* 2013-0203.
- Ammara I, Leclerc C, Masson C. 2002. A viscous three dimensional differential/actuator disc method for aerodynamic analysis of wind farms. *J Solar Energy—Trans ASM*, 124: 345–56.
- Anderson C G, Heerkes H, Yenm R. 1998. Prevention of edgewise vibration on large stall regulated blades, in: *Proceedings of the 20th British Wind Energy Association*. 95-102.
- Andrew R H, Michiel B Z, Tim R Camp 2003. Hydrodynamic loading on offshore wind turbines, *OWEMES Conference*, Naples: 1-15
- Azapagic A, Perdan S. 2000. Indicators of sustainable development for industry: A general framework, *Process Safety and Environmental Protection*, 78: 243-261.
- Baker J P, Mayda E A, van Dam C P. 2006. Experimental and computational analysis of thick flatback wind turbine airfoils. *AIAA*, 2006-193.
- Baldwin B S, Lomax H. 1978. Thin layer approximation and algebraic model for separated turbulent flows. *AIAA Paper*, 78-257.
- Baldwin B S, Barth T J. 1990. A one-equation turbulence transport model for high reynolds number wall-bounded flows, *NASATM* 102847.
- Banks W H, Gadd G E. 1954. Delaying effect of rotation on laminar separation. *AIAA Journal*, 1: 941-942.
- Barthelmie R J, Larsen G C, Pryor S, Ejsing Jørgensen H, Bergström H, Wolfgang S, Rados K, Lange B, Vølund P, Neckelmann. 2004. ENDOW (efficient development of offshore wind farms): Modeling wake and boundary layer interactions. *Wind Energy*, 7: 225-245.
- Barthelmie R J, Larsen G C, Pryor S, Ejsing Jørgensen H, Bergström H, Magnusson M, Schlez W, Rados K, Lange B, Vølund P. 2003. Efficient development of offshore windfarms (ENDOW): Final Report to the European Commission.
- Benjanirat S, Sankar L, Xu G. 2003. Evaluation of turbulence models for the prediction of wind turbine aerodynamics. *AIAA Paper*, 571.
- Benjanirat S, Sankar L. 2004. Recent improvements to a combined Navier-Stokes full potential methodology for modeling horizontal axis wind turbines. *AIAA Paper*, 2004-830.
- Bjorck A. 1995. Dynamic Stall and Three-dimensional Effects: Final Report for the EC DGXII Joule II Project J0U2-CT93-0345. Bromma: Flygtekniska försöksanstalten.
- Brian C, Jamie M, William Y, Zhuang L Q, Ramesh T. 2013. Sustainability assessment of a wind turbine blade: An engineering framework. *AIAA*, 2013-1556.
- Browning J R, Jonkman J, Robertson A, Goupee A J. 2012. Calibration and validation of a spar-type floating offshore wind turbine model using the FAST dynamic simulation tool. in: *Proceedings of the Science of Making Torque from Wind Oldenburg, Germany*, October 9-11.
- Burton T, Sharpe D, Jenkins N, Bossanyi E. 2003. *Wind Energy Handbook*, Hoboken: John Wiley & Sons.
- Chaviaropoulos P K, Nikolaou I G, Aggelis K A, Sorensen N N, Montgomerie B, von Geyr H. 2001. Viscous and aeroelastic effects on wind turbine blades: The Viscel Project. *Wind Energy*, 6: 365-403.

- Chaviaropoulos P K. 1996. Development of a state-of-the-art aeroelastic simulator for horizontal axis wind turbines, Part 1: structural aspects. *Wind Energy*, 20: 405-22.
- Chou J-S, Chiu C-K, Huang I-K, Chi K-N. 2013. Failure analysis of wind turbine blade under critical wind loads. *Engineering Failure Analysis*, 27: 99-118.
- Christopher J F. 2001. An improved prescribed wake analysis for wind turbine rotors. [Ph.D. Thesis], Illinois: University of Illinois.
- Cochran L, Derickson R. 2011. A physical modeler's view of computational wind engineering. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 99: 139-153.
- Corrigan J J, Schillings J J. 1994. Empirical model for stall delay due to rotation. in: Proceedings of American Helicopters Society Aeromechanics Specialists. San Francisco
- 陈坤, 贺德馨. 2003. 风力机尾流数学模型及尾流对风力机性能的影响研究. 流体力学实验与测量, 17: 84-87 (Chen K, He D X. 2003. The study for the wake model of wind turbine and the wake effects on the performance of wind turbine. *Experiments and Measurements in Fluid Mechanics*, 17: 84-87 (in Chinese))
- 陈坤. 1999. 风力机尾流模型及其对下游风力机性能的影响. [硕士论文], 四川绵阳: 中国空气动力研究与发展中心研究生部. (Chen K. 1999. The study of wind turbine wake model and its influence on of wind turbine and the wake effects on the performance of downstream wind turbine: [Master Thesis]. MianYang: China Aerodynamics Research & Development Center (in Chinese))
- 陈小波, 李静, 陈健云. 2001. 海上风电机组随机风浪荷载时程数值计算. 太阳能学报, 32: 288-295 (Chen X B, Li J, Chen J Y. 2001. Numerical calculation of random wind and wave Loads time history of offshore wind turbine. *Acta Energiæ Solaris Sinica*, 32: 288-295. (in Chinese))
- 陈严, 蔡安民, 叶枝全, 刘雄. 2008. 近海风力机在极限波浪作用下的初步计算分析. 太阳能学报, 29: 180-187 (Chen Y, Cai A, Ye Z Q, Liu X. 2008. Primary calculation and analysis of the offshore wind turbine under the action of extreme wave. *Acta Energlæ Solaris Sinica*, 29: 180-187 (in Chinese))
- 蔡旭晖, 陈家宜. 2003. 从不稳定到近中性大气边界层的大涡模拟. 北京大学学报 (自然科学版), 39: 439-447. (Cai X H, Chen J Y. 2003. Large- eddy simulations of atmospheric boundary layers from convective to near-neutral conditions. *Acta Scicentiarum Naturalum Universitatis Pekinesis*, 39: 439-447 (in Chinese))
- 崔桂香, 张兆顺, 许春晓, 黄伟希. 2013. 城市大气环境的大涡模拟研究进展. 力学进展, 43: 295-328 (Cui G X, Zhang Z S, Xu C X, Huang W X. 2013. Research advances in large eddy simulation of urban atmospheric environment. *Advances in Mechanics*, 43: 295-328 (in Chinese))
- David A S. 1994. Wind Turbine Technology, New York: ASME Press.
- Davenport A G. 1961. The spectrum of horizontal gustiness near ground in high winds. *J. Royal Meteorol. Soci*, 87: 194-211.
- Derickson R D, McDiamid M, Cochran B C, Peterka J A. 2004. Resolving difficult issues of wind power micrositing in complex terrain, in: Proceedings of AWEA Global Windpower, Chicago, USA.
- Doosttalab M, Frommann O. 2010. Effects of the design parameters on the multi- disciplinary optimization of flat-back airfoils for large wind turbine blades. AIAA, 2010-9096.
- DS472, 1992. Code of practice for loads and safety of wind turbine constructions, DS472, the Danish Society of Engineers and Federation of Engineers.
- Duque E P N, van Dam C P, Hughes S C. 1999. Navier-Stokes simulations of the NREL combined experiment Phase II rotor. AIAA, 1999-0037.
- Du Z H, Selig M S. 1998. A 3-D stall-delay model for horizontal axis wind turbine performance prediction, AIAA Paper, 1998-0021.
- 邓小兵. 2008. 不可压缩湍流大涡模拟研究. [博士论文], 四川绵阳: 中国空气动力研究与发展中心. (Deng X B. 2008. Large eddy simulation of incompressible turbulent flow. [Ph.D.Thesis]. Sichuan, Mianyang: China Aerodynamics Research & Development Center (in Chinese))
- 邓小刚, 宗文刚, 张来平, 高树椿, 李超. 2007. 计算流体力学中的验证与确认. 力学进展, 37: 279-288 (Deng X G, Zong W G, Zhang L P, Gao S C, Li C. 2007. Verification and validation in computational fluid dynamics. *Advances in Mechanics*, 37: 279-288 (in Chinese))
- 杜朝辉. 1999. 水平轴风力机涡轮设计与性能预估方法的三维失速延迟模型——I. 理论基础. 太阳能学报, 20: 392-397 (Du C H. 1999a. A 3-D stall-delay model for HWAT performance prediction: I. theoretical analysis, *Acta Energiæ Solaris Sinica*, 20: 392-397 (in Chinese))

- 杜朝辉. 2000. 水平轴风力机涡轮设计与性能预估方法的三维失速延迟模型, —II. 模型建立及应用. 太阳能学报, 21: 1-6 (Du C H. 2000. A 3-D stall-delay model for HWAT performance prediction: II. Model and its application. *Acta Energiae Solaris Sinica*, 21: 1-6 (in Chinese))
- Ekaterinaris J A. 1997, Numerical simulation of incompressible two-bladed rotor flowfield, in: Proceedings of 16th ASME Wind Energy Symposium and the 35th AIAA Aerospace Sciences Meeting, Reno, N V.
- Ekaterinaris J A, Platzer M F. 1997, Computational prediction of airfoil dynamic stall. *Prog. Aerospace Sci*, 33: 759-846.
- Eggleston D M, Stoddard F S. 1987. Wind Turbine Engineering Design. New York, Van Nostrand Reinhold Co. Inc.
- Eppler R. 1990. Airfoil Design and Data. Berlin: Springer-Verlag.
- Erick H. 2000. Wind Turbines-Fundamentals, Technologies, Application and Economics. New York: Springer.
- ESDU 1985. Characteristics of atmospheric turbulence near ground. Part II: Single point data for strong winds (neutral atmosphere), ESDU 85020 (amended 1993), Engineering Sciences Data Unit, London.
- European Wind Energy Association (EWEA), Wind in our Sails: The coming of Europe's offshore wind energy industry, online report, URL: http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Offshore_report_web_01.pdf, 2011.
- Fernando P A, Wu Y T, Lu H, Robert J C. 2011. Large-eddy simulation of atmospheric boundary layer flow through wind turbines and wind farms. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 99: 154-168.
- Fingersh L J, Simms D, Hand M, Jager D, Cotrell J, Robinson M, Schreck S, Larwood S. 2001. Wind tunnel testing of NREL's unsteady aerodynamics experiment. AIAA, 2001-0035.
- Frost W, Lonf B H, Turner R E. 1978. Engineering handbook on the atmospheric environmental guidelines for use in wind turbine generator development. (No. NASA-TP-1359) Tennessee Univ., Tullahoma (USA).
- Fuglsang P, Bak C. 2001, Design and verification of the Ris A1 airfoil family for wind turbines. AIAA Paper, 2001-0028.
- Fuglsang P, Bak C, Gaunaa M, Antoniou I. 2004, Design and verification of the Risø-B1 airfoil family for wind turbine. AIAA Paper, 2004-0668.
- 冯元桢. 1963. 空气弹性力学引论. 冯钟越, 管德译, 北京: 国防工业出版社.
- Gasch V R, Tvele J. 2002. Wind Power Plants. Heidelberg, Springer.
- Germanischer G L, Lloyd 1993, Rules and regulations IV-Non-marine technology, Part 1-Wind energy, (Supplemented 1994, 1998)
- Solarpraxis A, G. Glauert H. 1963, Airplane propellers. in: Durand WF, editor. Aerodynamic Theory. New York: Dover Publications.
- Gould J, Fiddes S P. 1992. Computational methods for the performance of HAWTS. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 39: 61-72.
- González-Longatt F, Wall P, Terzija V. 2012. Wake effect in wind farm performance: Steady-state and dynamic behavior. *Renewable Energy*, 39: 329-338.
- Griffin D A. 2001. Wind PACT Turbine rotor design scaling studies technical area 1 – composite blades for 80-120 meter rotor, National Renewable Energy Laboratory, NREL/SR -500-29950.
- Gupta S. 2006. Development of a time-accurate Lagrangian vortex wake model for wind turbine applications. *ProQuest Dissertations and Theses*, 332-332.
- Haans W, Sant T, van Kui G, van Bussel G. 2005. Measurement and modeling of tip vortex paths in the wake of a HAWT under yawed flow conditions. AIAA, 2005-0590.
- Haase W, Chaput E, Elsholz E, Leschziner M A, Muller Udo R. 2001, ECARP-European Computational Aerodynamics Research Project: Validation of CFD Codes and Assessment of Turbulence Models (Notes on Numerical Fluid Mechanics). Wiesbaden, Friedrich Vieweg & Sohn Verlagsgesellschaft mbH.
- Hand M M, Simms D A, Fingersh L J, Jager D W, Cotrell J R, Sohreck S, Larwood S M. 2001. Unsteady aerodynamics experiment phase VI: Wind tunnel test configurations and available data campaigns, NREL/TP-500-29955.
- Hansen M O L, Sørensen N N, Sørensen J N, Michelsen J A. 1997. A global Navier-Stokes rotor prediction model. AIAA Paper, 1997-0970.
- Hansen K S, Barthelmie R, Cabezon D, Politis E. 2008. Wake measurements used in the model evaluation. *UP-WIND*.
- Harris R I. 1971. The nature of wind. in: Proceeding of

- modern design of wind sensitive structures. Construction Industry Research and Information Association. London, UK.
- Harris R I. 1990. Some further thoughts on the spectrum of gustiness in strong winds. *J. of Wind Eng. and Aero. Dyn.*, 33: 461-477.
- Hassan U. 1992. A wind-tunnel investigation of the wake structure within small wind turbine farms, E/5A/CON/5113/1890, UK Department of Energy, ETSU.
- Hansen A C, Butterfield C P. 1993. Aerodynamics of horizontal-axis wind turbines. *Annual Review of Fluid Mechanics*, 25: 115-149.
- He D X, Thor S-E. 1993. The execution of wind energy projects 1986-1992 between China Aerodynamics Research and Development Centre (CARD C) and The Aeronautical Research Institute of Sweden (FFA). NASA STI/Recon Technical Report N, 94, 30945.
- Himmelskamp H. 1947. Profile investigation on a rotating aircrew, Map Volkenrode, Reports and Translation.
- Högström U, Asimakopoulous D N, Kambezidis H, Helmis C G, Smedman A. 1988. A field study of the wake behind a 2 MW wind turbine. *Atmos. Environ.*, 22: 803-820.
- Hodges D H, Dowell E H. 1975. Nonlinear equations of motion for elastic bending and torsion of twisted non-uniform blades: NASA TN D-7818 (1974).
- Hodges D H. 1990. Review of composite rotor blade modeling. AIAA. 28: 561-565.
- 贺德馨. 2004. 2020 年中国的科学和技术发展研究, 科技和产业, 1.
- 贺德馨. 2001. 钱学森与中国风能. 见: 钱学森科学贡献暨学术思想研讨会论文集.
- 贺德馨等. 2006. 风工程与工业空气动力学. 北京: 国防工业出版社. (He D X, et al. 2006. Wind Engineering and Industrial Aerodynamics. Beijing: National Defense Industry Press (in Chinese))
- 何玉斐, 张宏升, 刘明星, 康凌. 2009. 戈壁下垫面空气动力学参数确定的再研究. 北京大学学报 (自然科学版), 45: 439-443 (He Y F, Zhang H S, Liu M X, Kang L. 2009. A study on determining aerodynamic parameters over Gobi desert surface. *Acta Scientiarum Naturalium Universitatis Pekinensis*, 45: 439-443 (in Chinese))
- 何晓风, 周荣卫, 朱蓉. 2010. MM5 与 CFD 软件相结合对复杂地形风资源模拟初探 — 以鄱阳湖地区为例. 资源科学, 32: 650-655 (He X F, Zhou R W, Zhu R. 2010. A study on wind resources in complex terrain simulated by the combination of MM5 and CFD software. *Resources Science*, 32: 650-655 (in Chinese))
- 胡非, 洪钟祥, 雷孝恩. 2003. 大气边界层和大气环境研究进展. 大气科学, 27: 712-728 (Hu F, Hong Z X, Lei X E. 2003. Recent progress of atmospheric boundary layer physics and atmospheric environment research in IAP. *Chinese Journal of Atmospheric Sciences*, 27: 712-728 (in Chinese))
- IEC 61400-3. 2009, Wind Turbines – Part 3: Design Requirements for Offshore Wind Turbines, Geneva, International Electrotechnical Commission.
- IEAWind 2012, 2012 Annual Report, ISBN 0-9786383-7-9.
- Johansen J, Sorensen N N, Reck M, Hansen M O L, Stuermer A, Ramboer J, Hirsch C, Ekaterinaris J, Voutsinas S, Perivolaris Y. 2005. KNOW-BLADE Task-3.3 Report: Rotor Blade Computations with 3D Vortex Generators. Roskilde, Denmark: Forskningscenter Risoe. Risoe-R.
- Jones D C. 1995. A dynamic analysis of wind turbine blades using panel methods and finite element structural analysis. [Master Thesis] Logan: Utah State University.
- James J R, Edward W G, Max D C, John C S. 1980. A review of wind turbine wake effects, DOE/ET/23160-80/1.
- Jones W P, Launder B L. 1973. The prediction of laminarization with a two-equation model for turbulence. *International Journal of Mass and Heat Transfer*, 16: 1119-1130.
- Jonkman J M. 2007. Dynamics modeling and loads analysis of an offshore floating wind turbine. [Ph. D. Thesis] Denver: University of Colorado.
- Jonkman J, Butterfield S, Passon P, Larson T, Camp T, Nichols J, Azcona J, Martinez A. 2008, Offshore code comparison collaboration within IEA wind annex XXIII: Phase II results regarding monopile foundation modeling. Conference Paper NREL/CP-500-42471, 2008: 8-10.
- Jonkman J, Musial W. 2010a. Offshore Code Comparison Collaboration (OC3) for IEA Task 23 Offshore Wind Technology and Deployment. NREL/TP-5000-48191.
- Jonkman J, Larsen T, Hansen A, Nygaard T, Maus K, Karimirad M, Gao Z, Moan T, Fylling I, Nichols J. et al. 2010b, Offshore code comparison collaboration within IEA wind task 23: Phase IV results regarding floating wind turbine modeling. NREL/CP-500-47534.
- Jonkman J, Robertson A, Popko W, Vorpahl F, Zuga A,

- Kohlmeier M, Larsen T J, Yde A, Saetertro K, et al. 2012, Offshore code comparison collaboration continuation (OC4), Phase I – Results of coupled simulations of an offshore wind turbine with jacket support structure. NREL/ CP -5000-54124.
- Kaimal J C. 1972. Spectral characteristics of surface-layer turbulence. *J. Royal Meteorol. Soc.*, 98: 563-589.
- Kang S, Hirsch C. 2001. Features of the 3D viscous flow around wind turbine blades based on numerical solutions. in: Proceedings of European Wind Energy Conference, Copenhagen, Denmark.
- Kasmi A E, Masson C. 2008. An extended $k-\varepsilon$ model for turbulent flow through horizontal-axis wind turbines. *J. Wind Eng. Ind. Aero. Dyn.*, 96: 103-122.
- Katic I, Højstrup J, Jensen N O. 1986. A simple model for cluster efficiency. in: Proceedings of European Wind Energy. Italy, Rome, 1: 407-410.
- Krishna V S. 2011. Hydrodynamic analysis of tension leg platform for offshore floating wind turbine. [Master Thesis], Texas: Texas A&M University.
- Lantz E, Wiser R, Hand M. 2012. The past and future cost of wind energy, Technical Report, NREL/TP-6A20-53510.
- Leishman J G, Beddoes T S. 1989. A semi-empirical model for dynamic stall, *Journal of the American Helicopter Society*, 34: 3-17.
- 黎作武, 陈江, 陈宝, 陈大斌. 2012. 风力机组叶片的先进翼型族设计. 空气动力学学报, 30: 130-136 (Li Z W, Chen J, Chen B, Chen D B. 2012. Design of advanced airfoil families for wind turbines. *Acta Aerodynamica Sinica*, 30: 130-136 (in Chinese))
- 刘辉志, 冯建武, 王雷, 洪钟祥. 2013. 大气边界层物理研究进展. 大气科学, 37: 467-476 (Liu Z H, Feng J W, Wang L, Hong Z X. 2013. Overview of recent studies on atmospheric boundary layer physics. *Chinese Journal of Atmospheric Sciences*, 37: 467-476 (in Chinese))
- 雷杨娜, 孙娴, 姜创业. 2013. 测风塔选址对复杂风电场风资源评估的影响. 水电能源科学, 31: 236-242 (Lei Y N, Sun X, Jiang C Y. Influence of wind tower selection on wind resource assessment in complex terrain wind farm. *Water Resource and Power*, 31: 236-242 (in Chinese))
- 梁湿. 2013. 动态失速模型的修正方法研究, 2013 力学大会, 陕西西安, 8 月 19-20 日.
- 吕超, 王同光, 许波峰. 2011. 三维动态失速模型研究及其在风力机气动特性计算中的应用. 南京航空航天大学学报, 43: 707-712 (Lu C, Wang T G, Xu B F. Application of 3-D dynamic stall model in wild turbine aerodynamic performance prediction. *Journal of Nanjing University of Aeronautics & Astronautics*, 43: 707-712 (in Chinese))
- Masson C. 2001. Viscous differential/actuator disc method and its applications. in: Proceedings of the 15th IEA Symposium on Aerodynamics of Wind Turbines, FOI, Swedish Defence Research Agency, 2001: 65-80.
- Menter F R. 1993. Zonal two equation $k-\omega$ model for aerodynamic flows. AIAA Paper, 1993-2906.
- Miller A, Chang B, Issa R, Chen G. 2013. Review of computer-aided numerical simulation in wind energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 25: 122-134.
- Moin P, Lunley J L, Berkooz G. 1996. Turbulence, Coherent Structures, Dynamical Systems and Symmetry. Cambridge: Cambridge University Press.
- Molly J P. 1990. Wind Energy-theory, Application, Measuring, second edition.
- Mughal B, Drela M. 1993. A calculation method for the three dimensional boundary-layer equations in integral form. AIAA Paper, 1993-0786.
- 马惠群, 曲宁, 李超, 王守峰. 2012, 风电场风切变指数研究. 电网与清洁能源, 28: 88-90 (Ma H Q, Qu N, Li C, Wang S F. 2012, Study on wind shear exponents of wind farms. *Power System and Clean Energy*, 28: 88-90 (in Chinese))
- Nichols J, Camp T, Jonkman J, Butterfield S, Passon P, Larsen T, Azcona J, Martinez A. 2009. Offshore code comparison collaboration within IEA wind annex XXIII: Phase III results regarding tripod support structure modeling. Conference Paper NREL/CP-500-44810, 2009: 6-12
- Nim E. 2001. Coupling and Reduction of the HAWC Equations, RISOE report, RISOE-R-1294 (EN),
- Oye S. 1996. FLEX4 simulation of wind turbine dynamics. in: Proceedings of 28th IEA Meeting of Experts Concerning, State of the Art of Aeroelastic Codes for Wind Turbine Calculations (Available through IEA).
- Panofsky H A. 1974. The atmospheric boundary layer below 150 meters. *Annual Review of Fluid Mechanics*, 6: 147-177.
- Papadakis M, Lall V, Hoffmann K A, Greathouse J S. 1996. Post-stall computations of wind turbine configurations

- with one- and two-equation turbulence models. AIAA Paper, 1996-0407.
- Pasquill F. 1974. Atmospheric Diffusion. Ellis Horwood Publisher.
- Per-Åge Krogstad, Pål Egil Eriksen. 2013. "Blindtest" calculations of the performance and wake development for a model wind turbine. *Renewable Energy*, 50: 325-333.
- Petersen E L. 1998. Wind power meteorology. Part I: Climate and turbulence, *Wind Energy*, 1: 2-22.
- Pitt D M, Peters D A. Theoretical prediction of dynamics inflow derivatives, *Vertica*, 5: 21-34.
- Prospathopoulou J M, Politis E S, Chaviaropoulos P K, Application of a 3D RANS solver on the complex hill of Bolund and assessment of the wind flow predictions, *J. Wind Eng. Ind. Aero dyn.*, 107-108, 149-159
- 彭怀午, 冯长青, 包紫光. 2010. 风资源评价中风切变指数的研究. 可再生能源, 28: 21-28 (Peng H W, Feng C Q, Bao Z G. 2010. Study on the wind shear exponent for wind resource assessment. *Renewable Energy Resources*, 28: 21-28 (in Chinese))
- Quarton D C, Ainslie J F. 1989. Turbulence in wind turbine wakes, Proceedings of the European Wind Energy Conference, BWEA/EWEA, Peter Peregrinus, Bristol, UK.
- 乔志德, 宋文萍, 高永卫. 2012. NPU-WA 系列风力机翼型设计与风洞实验. 空气动力学学报, 30: 260-265 (Qiao Z D, Song W P, Gao Y W. 2012. Design and experiment of the NPU-WA airfoil family for wind turbines. *Acta Aerodynamica Sinica*, 30: 260-265 (in Chinese))
- Rados K, Larsen G, Barthelmie R, Schles W, Lange B, Schepers G, Hegberg T, Magnusson M. 2001. Comparison of wake models with data for offshore windfarms, *Wind Engineering*, 25: 271-280.
- Riziotis V A, Voutsinas S G. 1997. Dynamic stall on wind turbine rotors: Comparative evaluation study of different models. in: Proceedings of the EWEC'97, Dublin, Ireland.
- Riziotis V A, Voutsinas S G. 2006. Advanced aeroelastic modeling of complete wind turbine configurations in view of assessing stability characteristics. in: Proceedings of the EWEC'06, Athens, Greece.
- Ross J N, Ainslie J F. 1981. Wake measurements in clusters of model wind turbines using laser doppler anemometry. in: Proceedings of the 3rd BWEA Wind Energy Conference, Cranfield, U K.
- Ronsten G. 1991. Static pressure measurement on a rotating and non-rotating 2.375 m wind turbine blade, comparison with 2D calculation. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 39: 105-118.
- Schepers G, Barthelmie R, Rados K, Lange B, Schles W. 2001a. Large offshore wind farms: linking wake models with atmospheric boundary layer models. *Wind Engineering*, 25: 307-316.
- Schepers G, Barthelmie R, Rados K, Lange B, Schles W. 2001b. Large off-shore windfarms: Linking wake models with atmospheric boundary layer models. *Wind Engineering*, 25: 307-316.
- Schles W, Umana A, Barthelmie R, Larsen G, Rados K, Lange B, Schepers G, Hegberg T. 2001. ENDOW: Improvement of wake models within offshore wind farms. *Wind Engineering*, 25: 281-287.
- Scott B W. 2012. Turbulent transport in the atmospheric boundary layer with application to wind farm dynamics. [Ph D Thesis]. Colorado: University of Colorado.
- Simiu E, Scanlan R H. 1985. Wind Effects on Structures: An Introduction to Wind energy. New York: John Wiley & Sons.
- Simms D, Schreck S, Hand M, Fingersh L J. 2001. NREL Unsteady Aerodynamics Experiment in the NASA-Ames Wind Tunnel: A Comparison of Predictions to Measurements, Golden, The National Renewable Energy Laboratory.
- Smith D, Taylor G J. 1991. Further analysis of turbine wake development and interaction. in: Proceedings of the 13th BWEA Wind Energy Conference, Swansea, UK.
- Snel H, Schepers J G. 1992. Engineering models for dynamics inflow phenomena. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 39: 267-281.
- Snel H, Houwink R, Bosschers J. 1994. Sectional Prediction of Lift Coefficients on Rotating Wind Turbine Blades in Stall, Netherlands Energy Research Foundation.
- Somers D M. 1987. Design and Experimental Results for the S809 airfoil, Airfoil, Inc., State College, Pennsylvania.
- Somers D M. 1999. Design and experimental results for the S814 airfoil. NREL/SR 440-6918. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- Somers D M, Tangler J L. 2000. Wind-tunnel tests of two airfoils for wind turbines operating at high Reynolds numbers. AIAA Paper, 2000-0043.

- Sorensen J N. 1997. VISCWIND: Viscous effects on wind turbine blades: Mid-term report, Technical University of Denmark.
- Sorensen J N, Shen W Z, Munduate X. 1998. Analysis of wake states by a full-field actuator disc model. *Wind Energy*, 1: 73-88.
- Sorensen J N, Myken A. 1992. Unsteady actuator disc model for horizontal axis wind turbines. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 39: 139-49.
- Sorensen N N, Johansen J, Conway S. 2004. CFD computations of wind turbine blade loads during standstill operation KNOW-BLADE, Task 3.1 report. Roskilde, Denmark, Risø National Laboratory.
- Sorenson N N, Michelsen J A. 2000. Aerodynamic predictions for the unsteady aerodynamics experiment phase-II at the national renewable energy laboratory. in: Proceedings of 19th ASME Wind Energy Symposium and the 38th AIAA Aerospace Sciences Meeting, Reno, NV.
- Spalart P R, Allamaras S R. 1992. A one-equations turbulence model for aerodynamic flows. AIAA Paper, 1992-0439.
- Spera D A, Richards T R. 1979. Modified power law equations for vertical wind profile. Cleveland, National Aeronautics and Space Administration.
- Standish K J, van Dam C P. 2003. Analysis of blunt trailing edge airfoils. AIAA Paper, 2003-0353.
- Stewart R H. 2004. Introduction to Physical Oceanography. Texas: Texas A&M University.
- Stork C H J, Butterfield C P, Holley W, Madsen P H, Jensen P H. 1998. Wind conditions for wind turbine design proposals for revision of the IEC 1400-1 standard. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 74-76: 443-454.
- Tang Y G, Hu J, Liu L Q. 2011. Study on the dynamic response for floating foundation of offshore wind turbine. in: Proceedings of the ASME 2011 30th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. The Netherlands, Ocean Renewable Energy, 5: 929-933.
- Tangler J L, Somers D M. 1995. NREL Airfoil Families for HAWTS, Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory.
- Taylor G J, Smith D. 1991. Wake measurements over complex terrain. in: Proceedings of the 13th BWEA Wind Energy Conference, Swansea, UK, 335-42.
- Timmer W A, van Rooij. 2003. Summary of the DELFT University Wind Turbine Dedicated Airfoils. AIAA Paper, 2003-0352.
- Timmer W A. 2009. An overview of NACA 6-digit airfoil series characteristics with reference to airfoils for large wind turbine blades. AIAA, 2009-268.
- Tongchitpakdee C, Benjanirat S, Sankar L. 2005. Numerical simulation of the aerodynamics of horizontal axis wind turbines under yawed flow conditions. AIAA, 2005-773.
- Van Der Hoven. 1957. Power spectrum of horizontal wind speed in the frequency range from 0.0007 to 900 cycles per hour. *Journal of Meteorology*, 14: 160-164.
- van Kuik GAM. 1991. On the limitations of Froude's actuator disc concept. [PhD Thesis]. Netherlands: Eindhoven University of Technology.
- Vermeer L J, Sørensen J N, Crepo A. 2003. Wind turbine wake aerodynamics. *Progress in Aerospace Science*, 39: 467-510.
- Voutsinas S G, Belessis M A, Rados K G. 1994. Investigation of the yawed operation of wind turbines by means of a vortex particles method. *Wind Energy*, 11-11.
- Wagner R, Courtney M, Gottschall J, Lindelöw-Marsden P. 2011. Accounting for the speed shear in wind turbine power performance measurement. *Wind Energy*, 14: 993-1004.
- Wang H. 2012. Suitability of offshore wind turbine design standards for America, Asia, and Europe. [Master Thesis]. Bloomington: Indiana University.
- Wilcox D C. 1998. Turbulence Modeling for CFD. Canada: DCW Industries.
- Wolfe W P, Stuart S Ochs. 1997. CFD calculation of S809 aerodynamic characteristics, AIAA Paper, 1997-0973.
- 王同光. 2009. 风力机空气动力学面临的挑战. 第五届全国风能技术应用年会, http://d.g.wanfangdata.com.cn/Conference_7083276.aspx.
- 王芳, 王同光. 2009. 基于涡尾迹方法的风力机非定常气动特性计算. 太阳能学报, 30: 1286-1291 (Wang F, Wang T G. 2009. Wind turbine unsteady aerodynamic performance prediction based on the vortex wake method. *Acta Energiæ Solaris Sinica*, 30: 1286-1291 (in Chinese))
- 魏慧荣. 2007. 风电场微观选址的数值模拟. [硕士论文]. 北京: 华北电力大学 (Wei H R. 2007. The numerical simulation of windfarm micrositeing. [Master Thesis]. Beijing: North China Electric Power University (in Chi-

- nese))
- 伍艳. 2006. 风力机叶片的非定常空气动力学特性计算. [硕士学位论文]. 南京: 南京航空航天大学 (Wu Y. 2006. Calculation of the unsteady aerodynamic characteristics of wind turbine blades. [Master Thesis]. Nanjing: Nanjing University of Aeronautics and Astronautics (in Chinese)).
- 吴江海, 王同光, 赵新华. 2011. 风力机叶片优化设计目标. 南京航空航天大学学报, 43: 661-666 (Wu J H, Wang T G, Zhao X H. 2011. Design targets for wind turbine blade optimization. *Journal of Nanjing University of Aeronautics and Astronautics*, 43: 661-666 (in Chinese))
- Xu G. 2001. Computational studies of horizontal axis wind turbines. [Ph.D. Thesis] Atlanta: Georgia Institute of Technology.
- 肖子牛, 朱蓉, 宋丽莉等. 2010. 中国风能资源评估 (2009). 北京: 气象出版社.
- 许波峰, 王同光. 2011. 基于自由涡尾迹法和面元法全耦合风力机气动特性计算. 南京航空航天大学学报, 43: 592-597 (Xu B F, Wang T G. 2011. Wind turbine aerodynamic performance prediction based on free-wake/panel model coupled method. *Journal of Nanjing University of Aeronautics & Astronautics*, 43: 592-597 (in Chinese))
- 阎启, 谢强, 李杰. 2009. 风场长期观测与数据分析. 建筑科学与工程学报, 26: 37-42 (Yan Q, Xie Q, Li J. 2009. Long-term observation and data analysis of wind field. *Journal of Architecture and Civil Engineering*, 26: 37-42 (in Chinese))
- 叶枝全, 黄继雄, 陈严. 2002. 风力机新系列翼型气动性能研究. 太阳能学报, 23: 211-216 (Ye Z Q, Huang J X, Chen Y. 2002. Research on aerodynamic performance of a series of novel airfoils for wind turbine. *Acta Energiae Solaris Sinica*, 23: 211-216 (in Chinese))
- 张德, 朱蓉, 罗勇, 俞卫, 王澄海. 2008. 风能模拟系统 WEST 在中国风能数值模拟中的应用. 高原气象, 1: 202-207 (Zhang D, Zhu R, Luo Y, Yu W, Wang C H. 2008. Application of wind energy simulation toolkit (west) to wind energy numerical simulation of China. *Plateau Meteorology*, 1: 202-207 (in Chinese))
- 张来平, 贺立新, 刘伟, 李明, 张涵信. 2013. 基于非结构/混合网格的高阶精度格式研究进展. 力学进展, 43: 202-236 (Zhang L P, He L X, Liu W, Li M, Zhang H X. 2013. Reviews of high-order methods on unstructured and hybrid grid. *Advances in Mechanics*, 43: 202-236 (in Chinese))
- 张兆顺. 2002. 湍流. 北京: 国防工业出版社. (Zhang Z S. 2002. Turbulence. Beijing: National Defense Industry Press (in Chinese))
- 赵静. 2012. 海上风力机系统流体动力性能数值模拟与实验研究. [博士学位]. 哈尔滨: 哈尔滨工程大学. (Zhao J. 2012. Numerical simulation and experimental study on hydrodynamic characteristic of offshore wind turbine system. [Ph.D. Thesis]. Harbin: Harbin Engineering University (in Chinese))
- 朱蓉, 何晓凤, 周荣卫, 程兴宏, 赵东. 2010. 区域风能资源的数值模拟评估方法. 风能, 4: 50-54 (Zhu R, He X F, Zhou R W, Cheng X H, Zhao D. 2010. Numerical Simulation and method for regional wind energy resource assessment. *Wind Energy*, 4: 50-54 (in Chinese))

(责任编辑: 周济福)

Reviews of fluid dynamics researches in wind energy engineering*

LI Zuowu^{1,†} HE Dexin²

¹ China Aerodynamics Research and Development Center, Sichuan, Mianyang 621000, China

² Chinese Wind Energy Association (CWEA), Beijing 100013, China

Abstract Great progress has been achieved in the Chinese wind energy industry. By the end of 2012, according to statistics of CWEA, 75 GW capacity of wind power has been generated in China that pushes the country to the top place in the global wind power market. Nowadays, the technology trend focuses on the offshore wind power and the larger multi-megawatt wind turbine. It brings about several engineering challenges and new scientific problems. In this review, we focus on the advances in fluid dynamics researches related to wind energy engineering, such as the wind properties in atmospheric boundary layer (ABL), micro-siting at complex terrain, wake flow behind wind turbine, airfoil design for large blade, aerodynamics for wind turbine, aero-elastic interaction, and offshore wind power technology. We also discuss the limitations of the widely-applied computational fluid dynamics (CFD) technique. Finally, we point out the weakness of Chinese fundamental researches on wind energy engineering, and provide some suggestions.

Keywords ABL, micro-siting, wake interaction, airfoil design, aero-elastic interaction, offshore wind power, CFD



黎作武, 1967 年出生, 1988 年毕业于国防科技大学应用力学系, 1995 年中国空气动力研究与发展中心研究生部博士, 现任中国空气动力研究与发展中心计算空气动力研究所研究员, “十二五”科技部 863 主题项目“先进风力机翼型族设计与应用技术”负责人。主要从事计算流体力学数值方法研究。



贺德馨, 1940 年 1 月出生, 1961 年毕业于西北工业大学。中国空气动力研究与发展中心原总工程师、研究员。现任中国可再生能源学会副理事长兼风能专业委员会主任, 中国能源研究会常务理事, 世界风能协会主席。主要从事风工程与工业空气动力学研究、国家发改委和科技部组织的风能发展规划制订和 973、863 风能科技项目中的专家咨询工作。曾获省部级科技进步一等奖 2 项, 二等奖 1 项。1996 年荣获光华科技基金会一等奖, 2004 年荣获世界风能荣誉奖。

* The project was supported by the 863 program (2012AA051304).

† E-mail: lizuowu84@yeah.net