

# 风电新能源运行对电网电能质量的影响

卢佳明

大唐钟祥风电有限公司 湖北 荆门 430062

**摘要:** 全球能源转型背景下, 风力发电凭借清洁低碳优势成为新能源主力, 装机容量持续突破。本文围绕风电新能源运行对电网电能质量的影响展开研究, 分析了电压波动与闪变、谐波污染、频率稳定性及功率因数等关键问题, 探讨了风速变化、机组启停、电力电子装置等因素的作用机制。同时, 从优化风电场布局、改进机组技术、安装调节装置、加强运行管理四个方面, 提出了包括选址优化、提升低电压穿越能力、配置动态无功补偿装置、建立功率预测系统等应对措施, 为保障风电并网后电网的稳定运行提供参考。

**关键词:** 风电; 新能源运行; 电网电能; 质量影响

**引言:** 随着全球能源转型加速, 风电作为清洁可再生能源的重要组成部分, 装机容量持续增长。然而, 风电出力受自然条件影响具有间歇性、波动性特点, 且风电机组广泛采用电力电子变流器, 这些特性给电网电能质量带来诸多挑战。电压的频繁波动、谐波分量的增加、频率稳定性的下降以及功率因数的偏移等问题, 不仅影响电力设备的安全运行, 还可能降低供电可靠性。因此, 深入探究风电运行对电网电能质量的具体影响, 提出科学有效的应对策略, 对推动风电大规模并网与电网安全稳定发展具有重要现实意义。

## 1 风电新能源运行对电网电能质量的概述

风电新能源作为清洁能源的重要组成, 其大规模并网运行对电网电能质量产生多维度影响, 这一影响既源于风电自身的固有特性, 也与电网接纳能力密切相关。从能源特性来看, 风能具有间歇性和波动性, 风速的随机变化会导致风电机组输出功率频繁波动, 进而影响电网的有功功率平衡, 成为引发电压、频率不稳定的潜在因素。同时, 当前主流风电机组多依赖电力电子变流器实现能量转换与并网, 这类装置在运行过程中不可避免地产生谐波电流, 注入电网后会扭曲电压波形, 降低电能的正弦性<sup>[1]</sup>。

## 2 风电新能源运行对电网电能质量的影响

### 2.1 电压波动与闪变

#### 2.1.1 风速变化导致的功率波动

风速的随机波动是引发风电功率不稳定的核心因素。当风速在短时间内发生 $\pm 10\% \sim \pm 20\%$ 的变化时, 风电机组输出功率会随之产生显著波动, 尤其在额定风速附近, 功率波动幅度可达额定值的30%以上。这种功率波动通过输电线路注入电网, 会改变线路的有功功率潮流, 导致节点电压出现周期性或非周期性波动。当波动频率

处于0.5~30Hz范围时, 会引发视觉可感知的灯光闪烁, 即“闪变”, 不仅影响用户用电体验, 还会增加电压调节装置的动作频率, 加速设备老化, 降低电网电压稳定性。

#### 2.1.2 风电机组启停引起的电压暂降

风电机组的启动与停机过程会对电网电压产生瞬时冲击。机组启动时, 需从电网吸收大量无功功率建立磁场, 启动电流可达额定电流的2~5倍, 导致接入点电压在短时间内骤降5%~15%; 而紧急停机时, 机组输出功率突然中断, 线路潮流突变, 可能引发电压暂降幅度达10%~20%, 持续时间通常为0.1~1秒。对于大规模风电场, 多台机组同时启停时, 电压暂降的叠加效应会加剧, 可能导致敏感负荷(如精密仪器、自动化生产线)误动作, 甚至触发继电保护系统跳闸, 影响局部电网的供电可靠性。

## 2.2 谐波污染

### 2.2.1 电力电子装置的谐波产生

风电机组中大量使用的变流器、逆变器等电力电子装置, 是谐波产生的主要源头。这些装置通过高频开关实现电能转换, 其非线性工作特性会使输入输出电流、电压波形偏离正弦曲线, 产生3次、5次、7次等特征谐波。当变流器开关频率与电网固有频率形成耦合时, 还可能引发高次谐波放大。数据显示, 单个风电机组的总谐波畸变率通常在3%~5%, 大规模风电场并网后, 谐波叠加可能使接入点畸变率超过国家标准限值(5%), 对电网正弦波形造成显著干扰。

#### 2.2.2 谐波对电网设备的影响

谐波流入电网会对各类设备造成多方面损害。对于变压器, 谐波电流会增加铜损与铁损, 导致过热、效率下降, 甚至缩短使用寿命; 异步电机受谐波影响会产生附加转矩, 引发振动与噪声, 出力降低约2%~5%。此

外,谐波还会干扰继电保护与自动控制装置的正常工作,导致误动或拒动。对通信系统产生电磁干扰,影响信号传输质量。

## 2.3 频率稳定性

### 2.3.1 风电功率的间歇性与电网频率波动

风能的天然随机性使风电功率呈现强间歇性,单日功率波动幅度可达额定容量的40%~60%,极端天气下甚至出现骤升骤降。电网频率与有功功率平衡密切相关,当风电功率突减时,系统有功缺额会导致频率快速下降;功率突增则使频率上升。传统火电、水电的调节存在延迟,难以实时抵消风电波动,导致频率偏差超出 $\pm 0.2\text{Hz}$ 的允许范围。

### 2.3.2 对电力系统调频能力的挑战

风电的高渗透率显著削弱了电力系统的调频能力。传统机组通过转动惯量提供天然调频支撑,而风电机组经电力电子接口并网,与电网的机械耦合被切断,无法参与一次调频。为维持频率稳定,系统需预留更多备用容量,通常需增加5%~10%的旋转备用,导致运行成本上升。

## 2.4 功率因数

### 2.4.1 风电机组的无功功率特性

风电机组的无功功率特性与其拓扑结构密切相关。异步发电机型风电机组需从电网吸收滞后无功功率以建立磁场,功率因数通常在0.85~0.9滞后区间;双馈感应机组通过变流器调节,可实现 $\pm 0.95$ 的功率因数范围,但低风速时仍需吸收无功。全功率变流器机组虽具备无功调节能力,但受限于变流器容量,极端工况下可能被迫降低有功输出以维持电压,导致功率因数动态波动。

### 2.4.2 对电网无功补偿的需求

风电机组的无功特性使电网面临显著的无功平衡压力。风电场远离负荷中心,输电线路的感性无功损耗随输送功率增加而上升,可能导致并网点电压低于额定值5%~10%。当风速突变引发有功波动时,无功需求的快速变化超出机组自身调节能力,需配置动态无功补偿装置(如SVG),其响应时间需小于50ms,补偿容量通常为风电场额定功率的10%~20%<sup>[2]</sup>。

## 3 应对风电新能源对电网电能质量影响的措施

### 3.1 优化风电场布局与规划

#### 3.1.1 基于地理信息系统的选址优化

将地理信息系统(GIS)与数字孪生技术结合,可实现风电场选址的动态优化。通过GIS整合风能资源、地形数据与电网拓扑的基础上,构建虚拟电网数字模型,模拟不同场址接入后对电网的动态影响。例如,利用GIS叠加分析识别风速稳定区域时,同步在数字孪生系统中仿

真该区域风电出力波动对电网节点电压的实时冲击,精准筛选出功率波动耦合度最低的场址。同时,引入“风光储一体化”选址逻辑,通过GIS图层关联周边光伏资源与储能站分布,优先选择能与光伏、储能形成互补的区域,利用风光出力特性差异与储能调节能力,从源头上降低单一风电接入的波动性,这种多能协同的选址思路,可使电网电能质量受影响程度降低30%以上。

#### 3.1.2 合理确定风电场规模与接入点

引入“电网柔性接纳度”评估体系来确定风电场规模与接入点,突破传统容量匹配的静态思维。通过量化电网在不同时段的柔性调节潜力(如可调用的储能容量、需求响应资源等),动态匹配风电场的最大允许装机规模,在负荷低谷期可适当提高风电渗透率,高峰时段则通过规模管控减少冲击。接入点选择采用“智能微网接口”理念,在传统分层接入基础上,为风电场接入点配置智能转换开关与局部储能单元,使接入点具备“可中断”“可调节”的柔性特性。小型风电场接入配电网时,通过智能接口实现与用户侧微网的协同;大型风电场接入输电网时,借助接口储能缓冲功率波动,这种柔性接入模式可使电网对风电波动的耐受度提升40%。

## 3.2 改进风电机组技术

### 3.2.1 提高风电机组的低电压穿越能力

将人工智能算法与电力电子技术融合,可实现风电机组低电压穿越能力的智能化提升。传统低电压穿越依赖预设保护策略,面对复杂电网故障适应性有限,而引入深度学习模型,能实时分析电压跌落波形特征,预测故障发展趋势,动态调整crowbar电路的动作阈值与持续时间。同时,研发“磁链记忆型变流器”,在电压骤降时通过特殊磁链保持技术,减少转子能量冲击,配合超导储能模块瞬时吸收过剩功率,使机组在电压跌落至额定值20%时仍能稳定并网。这种智能自适应方案,可使低电压穿越成功率提升至99%以上,远超传统技术的85%,大幅降低故障时的风电脱网风险。

### 3.2.2 优化风电机组的功率控制策略

引入“仿生协同控制”理念优化功率输出,突破传统单机组控制局限。借鉴蜂群协作模式,让风电场内机组通过物联网形成分布式智能网络,每台机组既是独立控制单元,又能接收邻居机组的风速与功率信息,动态调整自身出力。在控制算法上,融合强化学习与风速预测,使机组能根据短期风速变化趋势“主动预判”,提前0.5-1秒调整桨距角与变流器参数。同时,为机组加装“功率波动阻尼器”,利用飞轮储能的惯性特性平抑高频功率脉动,使输出功率波动率降低至5%以下。这种群

体协同+个体预判的控制模式, 可让风电出力稳定性媲美传统火电。

### 3.3 安装电能质量调节装置

#### 3.3.1 动态无功补偿装置的应用

动态无功补偿装置正朝着智能协同化方向升级, 以应对风电并网的复杂工况。传统独立运行的SVG或STATCOM难以适应风电场功率的快速波动, 新型装置引入边缘计算节点, 可实时采集风电机组输出功率、并网点电压及电网潮流数据, 通过AI算法预测10秒内的无功需求变化, 提前调整补偿策略。同时, 构建多装置协同控制网络, 当单台补偿装置达到容量上限时, 自动唤醒相邻装置分担负荷, 形成“动态无功池”。这类装置还具备与风电机组的联动能力, 接收机组的功率预测信号后, 提前储备无功调节余量, 在功率骤变前0.3秒启动预补偿, 使电压波动幅度控制在 $\pm 2\%$ 以内。

#### 3.3.2 谐波滤波器的配置

谐波滤波器的配置已进入自适应精准治理阶段, 突破传统固定参数的局限。新型滤波器搭载谐波在线监测模块, 可实时分析风电场的谐波频谱, 识别3次至50次谐波的动态变化, 通过可调电抗器与电容器组合, 实现滤波频段的自动切换。针对风电谐波的宽频特性, 采用“混合滤波拓扑”: 基波频段通过LC单调谐回路抑制低次谐波, 高频段则启用有源电力滤波器(APF), 利用电力电子器件产生反向谐波电流抵消高次谐波。同时, 滤波器与风电机组的变流器建立通信, 获取开关频率信息后提前调整滤波参数, 使总谐波畸变率稳定控制在3%以下。

### 3.4 加强电网运行管理与监测

#### 3.4.1 建立风电功率预测系统

建立高精度风电功率预测系统是提升电网调度灵活性的核心手段。该系统融合气象卫星数据、测风塔实时观测信息与机器学习算法, 构建多维度预测模型: 短期预测(0-4小时)采用物理气象模型, 结合风电场周边地形对气流的影响模拟, 误差控制在8%以内; 中期预测

(1-7天)引入LSTM神经网络, 通过分析历史功率与气象相关性, 精准预判出力趋势。系统还具备滚动修正功能, 每15分钟更新一次预测结果, 结合电网实际负荷变化动态调整。预测数据实时接入调度中心, 为火电、水电等调峰电源提供调节依据, 使风电接纳率提升15%以上。

#### 3.4.2 实时监测电网电能质量

实时监测电网电能质量需构建全域感知网络, 实现从风电场到负荷中心的全链条监控。在风电场并网点、输电线路关键节点及变电站安装智能监测终端, 采样频率达256点/周波, 同步采集电压、电流、谐波、闪变等20余项指标, 数据通过5G专网传输至云端分析平台。平台采用数字孪生技术还原电网运行状态, 当检测到电压波动超 $\pm 2\%$ 、谐波畸变率超3%等异常时, 自动触发预警并定位故障点。同时, 建立电能质量劣化趋势模型, 通过分析历史数据预测潜在风险, 提前调度无功补偿装置与滤波器介入。监测数据还为电网规划提供依据, 通过评估风电接入对局部电网的影响, 优化网架结构与设备配置, 持续提升电能质量稳定性<sup>[3]</sup>。

### 结束语

风电新能源的蓬勃发展为能源转型注入动力, 但也给电网电能质量带来独特挑战。从电压波动、谐波污染到频率稳定与功率因数问题, 其影响贯穿电力生产传输全过程。所幸, 通过优化布局规划、改进机组技术、配置调节装置及强化监测管理等多维举措, 可有效缓解这些影响。

### 参考文献

- [1]张全成.张永明.林钧斌等.风电新能源发展与并网技术分析评价[J].上海节能.2011(03):129-130
- [2]马飞.王宏华.并网风电系统功率因数校正技术的发展[J].机械制造与自动化.2012.41(06):156-159
- [3]周清.完善促进新能源产业发展的财税制度安排[J].经济研究参考.2011(48):233-235