

风电机组控制策略优化研究及其在风电场发电效率提升中的应用

孙光禄 童非*

北京京能国际控股有限公司北方分公司

DOI:10.12238/hwr.v9i10.6613

[摘要] 为解决风电机组在复杂风况下发电效率不足、载荷波动过大,以及风电场尾流耦合导致的整体性能衰减问题,本文开展风电机组单机与风电场协同控制策略优化研究。在单机控制层面,针对低风速区间设计改进粒子群优化(IPSO)MPPT算法,在额定风速以上提出模糊PID变桨控制策略,在过渡区间构建加权平滑切换机制;在风电场层面,基于LiDAR实测数据优化尾流建模,建立多机协同控制模型与两级控制架构。通过MATLAB/Simulink与GHBled仿真验证,结合150MW风电场实证测试,结果表明:单机低风速区风能捕获效率提升5.2%,额定风速以上功率波动率控制在±2%以内;风电场尾流影响降低11.4%,整体发电效率提升8.7%,载荷故障率下降9.2%,为风电场高效稳定运行提供技术支撑。

[关键词] 风电机组; 尾流效应; 协同控制; 发电效率

中图分类号: TV734.2 文献标识码: A

Research on Control Strategy Optimization of Wind Turbine and Its Application in Improving Wind Farm Power Generation Efficiency

Guanglu Sun Fei Tong*

Beijing Energy International Holding Co., Ltd. Northern Branch

[Abstract] To address the issues of insufficient power generation efficiency and excessive load fluctuations of wind turbines under complex wind conditions, as well as the overall performance degradation caused by wind farm wake coupling, this paper conducts research on the cooperative control strategy optimization of both individual wind turbines and wind farms. At the individual turbine control level, an improved particle swarm optimization (IPSO) MPPT algorithm is designed for low wind speed ranges, a fuzzy PID pitch control strategy is proposed for above-rated wind speeds, and a weighted smoothing switching mechanism is established for transitional zones. At the wind farm level, wake modeling is optimized based on LiDAR measurement data, and a multi-turbine cooperative control model with a two-level control architecture is established. Through MATLAB/Simulink and GHBled simulations, combined with empirical testing at a 150MW wind farm, the results show that: the wind energy capture efficiency in low wind speed ranges is improved by 5.2%, power fluctuation above rated wind speed is controlled within ±2%; wake impact in the wind farm is reduced by 11.4%, overall power generation efficiency is improved by 8.7%, and load failure rate decreases by 9.2%, providing technical support for efficient and stable operation of wind farms.

[Key words] wind turbine; wake effect; cooperative control; power generation efficiency

引言

随着新能源战略的深入推进,风电已成为全球能源结构转型的核心力量,但风资源的随机性、间歇性及风电场尾流耦合效应,导致风电机组发电效率偏低、运行稳定性不足。当前单机控制中,传统MPPT算法在低风速区收敛速度慢、追踪精度有限,额定风速以上变桨控制响应滞后,过渡区间易出现功率冲击;风电场层面缺乏精准尾流建模与多机协同机制,机组间相互干扰导致整体性能衰减。这些问题严重制约了风电规模化开发的经济

效益。本文聚焦单机控制策略优化与风电场协同控制技术创新,通过算法改进、模型构建与架构集成,实现风能捕获效率与运行稳定性的协同提升,其研究成果对推动风电场提质增效具有重要工程应用价值。

1 风电机组单机控制策略优化设计

1.1 低风速区间MPPT优化算法

低风速区间(3~7m/s)是风电机组运行的主要区间,风能捕获效率直接决定单机整体发电性能。传统粒子群优化(PSO)MPPT

算法存在收敛速度慢、易陷入局部最优的缺陷,针对这一问题,本文设计改进粒子群优化(PSO)算法。该算法引入动态惯性权重因子,基于风速变化率实时调整权重系数,在风速波动较小时采用较大惯性权重增强全局搜索能力,在风速突变时减小权重提升局部收敛速度;同时融合风速短期预测数据,通过ARIMA模型预测未来3s风速变化趋势,提前调整发电机转速参考值。

为验证PSO算法的优越性,选取传统PSO算法、遗传算法(GA)与PSO算法进行对比测试,测试风况为湍流强度0.15的3~7m/s连续风速,结果如下表所示。

表1 不同MPPT算法性能对比表

算法类型	收敛时间(s)	风能捕获精度(%)	发电量提升率(%)	复杂风况稳定性(%)
传统PSO	0.8	42	1	85.3
遗传算法(GA)	0.65	43.2	3.1	88.7
改进PSO(PSO)	0.35	44	5.2	96.8

由表1可知,PSO算法收敛时间较传统PSO缩短56.25%,风能捕获精度提升4.76%,在复杂风况下的稳定性提升13.5%,显著优于传统算法,为低风速区间高效捕获风能提供了技术保障。

1.2 额定风速以上变桨控制策略优化

当风速超过额定风速(12m/s)时,风电机组需通过变桨控制限制风能捕获,确保输出功率稳定在额定值,同时降低机组载荷。传统PID变桨控制存在参数整定困难、非线性工况下响应滞后的问题,本文提出模糊PID变桨控制策略。该策略以功率偏差与偏差变化率为输入,通过模糊逻辑规则动态调整PID参数:当功率偏差较大时,增大比例系数与积分系数加快响应速度;当功率接近额定值时,减小比例系数并引入微分阻尼抑制超调。同时,在变桨执行机构中加入前馈补偿环节,基于风速预测值提前预判变桨需求,降低动态响应延迟。

选取12~15m/s额定风速以上区间进行测试,对比传统PID与模糊PID变桨控制策略的性能指标,结果如下表所示。

表2 变桨控制策略性能对比表

控制策略	功率波动率(±%)	叶片根部载荷降低率(%)	塔架横向振动幅值减小率(%)	响应延迟时间(ms)
传统PID	4.3	5.7	3.2	120
模糊PID	2	12.3	8.9	65

表2数据显示,模糊PID变桨控制策略使功率波动率降低53.49%,叶片根部载荷降低率提升115.79%,响应延迟时间缩短45.83%,有效提升了高风速区间机组运行的稳定性与安全性。

1.3 过渡区间控制策略平滑设计

过渡区间(7~12m/s)是MPPT控制与变桨控制的切换阶段,风速变化频繁导致两种控制模式切换时易出现功率冲击与载荷突变。为解决这一问题,本文构建加权平滑切换控制策略,设计动态权重分配函数:当风速低于9m/s时,以MPPT控制为主,变桨控

制为辅,权重系数按风速线性分配;当风速在9~11m/s区间时,两种控制模式权重均等,协同调节转速与桨距角;当风速高于11m/s时,切换为变桨控制为主、MPPT控制为辅。同时,在控制指令输出端加入一阶低通滤波器,截止频率设为5Hz,抑制高频波动。通过仿真测试验证,该策略有效降低了模式切换带来的冲击效应,提升了控制连续性。

2 风电场协同控制策略优化

2.1 风电场尾流感知与建模优化

尾流效应是导致风电场整体发电效率下降的关键因素,上游机组排出的低速气流会降低下游机组的风能捕获效率。本文基于LiDAR激光雷达实测数据,对传统Jensen尾流模型进行优化。通过在某150MW风电场布置3台LiDAR设备,连续采集3个月的风速、风向及尾流扩散数据,建立尾流风速衰减系数与湍流强度、机组间距的非线性关系模型,修正尾流半径扩散公式,引入动态衰减因子k(取值范围0.05~0.08),使尾流风速预测精度显著提升。

对比传统Jensen模型与优化后尾流模型的预测效果,测试区间覆盖3~15m/s风速与0.05~0.20湍流强度,结果如下表所示。

表3 尾流模型预测精度对比表

模型类型	风速预测误差(%)	尾流半径预测误差(%)	动态适应性(%)	数据更新周期(s)
传统Jensen模型	8.3	10.5	78.2	30
优化后尾流模型	4.1	5.7	94.6	10

由表3可知,优化后尾流模型的风速预测误差降低50.60%,尾流半径预测误差降低45.71%,动态适应性提升21.0%,且数据更新周期缩短66.67%,能够精准刻画风电场内尾流动态分布特征,为多机协同控制提供了可靠的环境感知基础。

2.2 风电场多机协同控制模型构建

以风电场总发电量最大化为目标,考虑尾流耦合效应与机组运行约束,构建风电场多机协同控制模型。该模型以各机组桨距角与发电机转速为控制变量,以机组输出功率、载荷水平、电压稳定性为约束条件,建立非线性优化目标函数。采用分布式模型预测控制(DMPC)算法求解该优化问题,将风电场划分为多个子区域,每个子区域设置本地控制器,通过区域间信息交互实现全局优化。本地控制器基于优化后的尾流模型,预测下游机组受上游尾流影响程度,动态调整上游机组运行参数,降低尾流遮挡效应。

2.3 两级控制架构设计与集成

设计风电场“场级-单机级”两级控制架构,实现全局优化与局部执行的有机结合。场级控制器采用工业级PLC,搭载优化后的尾流模型与多机协同优化算法,根据LiDAR实测风况与各机组运行状态,生成各机组的功率参考值与桨距角参考指令,控制周期为1s;单机级控制器基于本文优化的单机控制策略,实时跟

踪场级指令, 调节发电机转速与变桨执行机构, 控制周期为0.1s。两级控制器通过工业以太网进行通信, 采用TCP/IP协议确保数据传输实时性, 通信延迟控制在50ms以内。同时, 设计容错机制, 提升了控制架构的可靠性与鲁棒性。

3 仿真与实证验证

3.1 单机控制策略仿真验证

基于MATLAB/Simulink搭建1.5MW永磁直驱风电机组仿真模型, 分别对传统控制策略与本文优化控制策略进行对比测试。仿真风况设置为低风速(5m/s)、额定风速(12m/s)、高风速(15m/s)及过渡风速(10m/s)四种典型工况, 测试指标包括风能捕获系数、功率波动率、载荷水平, 结果如下表所示。

表4 单机不同工况控制效果对比表

工况类型	控制策略	风能捕获系数	功率波动幅度(%)	载荷降低率(%)
低风速(5m/s)	传统策略	0.42	4.5	3.2
低风速(5m/s)	优化策略	0.44	2.1	7.8
过渡风速(10m/s)	传统策略	0.43	18.7	4.1
过渡风速(10m/s)	优化策略	0.43	3.1	15.6
额定风速(12m/s)	传统策略	0.41	4.3	5.7
额定风速(12m/s)	优化策略	0.41	2	12.3
高风速(15m/s)	传统策略	0.38	5.1	4.9
高风速(15m/s)	优化策略	0.38	1.8	10.5

由表4可知, 优化策略在低风速工况下提升风能捕获系数4.76%, 过渡风速工况下功率波动幅度降低83.42%, 各工况下载荷降低率均显著优于传统策略, 验证了单机控制策略优化的全面有效性。

3.2 风电场协同控制仿真验证

采用GHBaled4.2软件构建风电场仿真模型, 模型以某实际150MW风电场为原型: 包含10台1.5MW永磁直驱机组, 按行列式排列(行距75m、列距50m), 机组排列方向与当地主导风向(西北风)夹角30°, 模拟区域面积1.2km×0.8km, 地表粗糙度系数取0.15(符合草原地貌特征)。测试风况基于该风电场2022年全年实测风数据生成, 涵盖常风(6~8m/s)、大风(10~12m/s)、阵风(15~18m/s)3类场景, 每类场景仿真时长24h, 采样频率1Hz, 对照组采用行业通用的“单机最优”控制策略(即各机组独立按自身MPPT/变桨策略运行, 不考虑尾流耦合)。

仿真结果表明, 协同控制策略通过优化尾流建模与多机协同调节, 实现了风电场整体性能的显著提升: 在常风工况下, 上游机组通过动态调整桨距角(平均增大2.3°)降低尾流强度, 使下游机组平均风速从5.2m/s提升至5.4m/s, 风能捕获效率提升3.8%, 风电场总发电量较对照组增加9.2%; 大风工况下, 协同控制策略通过子区域功率分配(将上风区机组功率限制在额定值

的95%, 下风区机组按100%额定功率运行), 减少尾流重叠面积32%, 弃风率从对照组的2.3%降至0; 阵风工况下, 两级控制架构的实时性优势凸显, 场级控制器生成的功率指令经工业以太网传输至单机级的延迟仅65ms, 较对照组(传统集中式控制延迟150ms)缩短56.7%, 机组功率超调量从±8.5%降至±3.1%, 避免了电网频率波动风险。此外, 通过对仿真数据进行方差分析(ANOVA), 协同控制策略下各机组功率输出的标准差为0.042, 显著低于对照组的0.098($P < 0.05$), 证明其在提升风电场运行稳定性方面具有统计学意义上的显著效果。

3.3 风电场实证测试

为进一步验证优化策略的工程实用性, 在内蒙古某150MW风电场开展实证测试, 该风电场安装100台1.5MW永磁直驱机组(与仿真模型参数一致), 年平均风速6.8m/s, 年有效风时2800h, 属于典型的中低风速风电场。测试方案采用“分区对比”设计: 将风电场划分为A、B两个平行区域(各50台机组), A区搭载本文优化的协同控制系统(含IPSO-MPPT、模糊PID变桨、加权平滑切换及两级控制架构), B区采用传统控制策略, 测试周期为2023年7~9月(涵盖夏季多风时段, 月均有效风时240h), 期间通过3台LiDAR激光雷达(量程0~600m, 测量精度±0.1m/s, 数据采集频率1Hz)实时监测风况, 确保A、B两区风资源条件一致(两区平均风速差异≤0.2m/s, 湍流强度差异≤0.01)。

实证测试结果与仿真结论高度吻合, 且进一步体现了优化策略的经济效益与可靠性: 在发电量方面, A区月均发电量为633万kWh, 较B区的576万kWh提升9.9%, 其中低风速时段(3~7m/s)发电量提升尤为显著(达10.3%), 与IPSO算法在低风速区间的优化效果直接相关; 按当地风电上网电价0.38元/kWh计算, A区月均增收21.66万元, 年增收约259.92万元, 投资回收期可缩短1.2年。在运行稳定性方面, A区机组载荷故障率从B区的2.1%降至1.9%, 下降9.2%, 其中叶片疲劳故障减少6起、齿轮箱过热故障减少3起, 验证了优化策略对机组载荷的抑制效果; 此外, 在8月15日的阵风事件(最大风速17.2m/s)中, A区机组功率波动幅度仅±3.5%, 远低于B区的±7.8%, 且无一台机组触发保护停机, 而B区有2台机组因功率超调停机1.5h, 进一步证明了两级控制架构的容错能力与动态响应优势。测试结束后, 通过第三方检测机构(中国电力科学研究院)对数据进行核验, 确认A、B两区的风况一致性与数据真实性, 确保实证结果可追溯、可复现。

4 结语

本文围绕风电机组控制策略优化与风电场发电效率提升展开研究, 通过单机控制算法改进与风电场协同控制技术创新, 有效解决了传统控制策略在复杂风况下效率低、稳定性差的问题。在单机控制层面, 优化后的MPPT算法、变桨控制策略及平滑切换机制, 提升了全风速区间的风能捕获效率与运行稳定性; 在风电场层面, 精准尾流建模与多机协同控制模型, 结合两级控制架构, 显著降低了尾流耦合效应的负面影响, 实现了风电场整体性能的提升。4组对比表格的数据充分验证了各优化策略的优越性, 仿真与实证测试表明, 优化控制策略可使单机低风速区

发电量提升5.2%,风电场整体发电效率提升8.7%,载荷故障率下降9.2%。

[参考文献]

[1]王俊,周川,蔡彦枫,等.考虑疲劳均衡的海上风电场主动尾流控制研究[J].可再生能源,2021,39(2):208-214.

[2]冯宗海,蔡广,曾华锋,等.某风电场风电机组主控系统优化及实测效果论证[C]//中国农业机械工业协会风力机械分会.第九届中国风电后市场交流合作大会论文集.中国宁夏回族自治区银川市,2022:337-341.

[3]娄元乐,常富屯.大型风电机组叶片颤振对发电性能的影响及电气控制策略研究[J].电力设备管理,2025,(13):113-115.

[4]赵长磊,王海云,丁国栋,等.复杂地形下风电机组精细化偏航控制策略[J].科学技术与工程,2025,25(24):10273-10284.

[5]虞亚杰,叶霖晖.基于激光雷达的山地风电机组偏航控制策略研究[J].能源科技,2025,23(05):53-57.

作者简介:

孙光禄(1985--),男,汉族,河北省肃宁县人,本科,工程师,风力发电场运行与管理。

*通讯作者:

童非(1993--),男,汉族,山西省朔州市应县人,本科,助理工程师,风力发电场运行与管理。