

风电场动态无功电压控制与自动电压控制协调运行策略研究

秦旭彬

新疆华电苇湖梁新能源有限公司 新疆 乌鲁木齐 830017

摘要：风电和光伏发电将进入高质量跃升发展阶段，发展风电和光伏发电是实现“双碳”的重要举措，而新能源高比例接入电力系统势必增加电网频率、电压的不稳定性，电力系统安全面临严重威胁。目前，电网电压主要依靠AVC系统进行调节，实现面向电网稳态电压的安全、经济的优化和控制。而传统AVC并未考虑电网故障后的暂态过程，不具备提升电网暂态电压安全和稳定的功能，不足以应对当前电力系统面临的电压控制挑战。

关键词：动态无功电压控制；自动电压控制；电压波动幅度；电压越限

新能源高比例接入电力系统势必增加电网频率电压的不稳定性，导致电力系统安全面临严重威胁，因此基于风电场快速无功电压控制技术，提出了动态无功电压控制与自动电压控制的协调策略。在风电场电压允许范围内，动态无功电压控制协助AVC子站完成快速精度控制，降低秒级内电压波动幅度；在场站电压越过允许范围时，动态无功电压控制可快速将电压拉回允许运行范围内，减少电压越限运行时间；动态无功电压控制的快速响应，可降低风电场进入暂态的概率和风电场脱网概率。应用案例表明所提方法利用动态无功电压控制的快速性可提升风电场电压控制性能^[1]。

1 无功补偿设备在风电场中的作用

1.1 维持电压稳定性。风电出力受风速波动影响显著，导致并网点电压频繁波动。无功补偿设备通过动态调节容性/感性无功输出，抑制因线路轻载或重载引起的电压抬升或跌落，确保电压稳定在允许范围内（如 $\pm 10\%$ 额定值）。例如，STATCOM可在电网故障时快速注入容性无功，支持暂态电压恢复。

1.2 改善功率因数。风电场中变压器、集电线路等感性元件消耗大量无功功率，导致功率因数降低。无功补偿设备通过提供容性无功，平衡系统感性无功需求，将功率因数提升至电网要求水平（通常 ≥ 0.95 ），减少线路压降及电能传输损耗。

1.3 动态响应与抑制电压波动。静止型动态无功补偿装置（如SVC、SVG）可在毫秒级响应电压变化，抑制风电机组启停或出力突变引起的电压闪变和短期波动。SVG通过逆变器输出连续可调的容性或感性电流，实现无功功率双向动态补偿。

1.4 降低电网损耗。通过补偿风电场内部及送出线

路的无功功率需求，减少无功电流在电网中的远距离传输，从而降低线路电阻损耗及变压器铜损，提升整体输电效率。

1.5 支持低电压穿越（LVRT）能力。电网故障导致电压骤降时，动态无功设备（如STATCOM）可快速输出最大容量无功功率，配合风电机组变流器的无功过载模式，支撑电压恢复并避免风机脱网。

1.6 多样化设备协同运行。电容器组：提供基础容性无功补偿，适用于稳态工况；SVC/SVG：动态调节无功输出，适应风电随机波动特性；机组变流器：与集中式补偿装置分层控制，优化无功资源利用率。

1.7 提升风电穿透率。通过增强电网电压稳定性与动态响应能力，无功补偿设备可减少风电并网对局部电网的冲击，支撑更高比例的风电渗透率，助力清洁能源规模化发展。

2 风电场动态无功电压控制策略

2.1 协调控制架构与分层策略。①场站级-设备级协同控制。采用“场站级优化+设备级快速响应”的分层架构，场站级基于电网调度指令和风功率预测数据，分配无功需求并生成机组功率参考值；设备级通过变流器、SVG等执行毫秒级无功调节，保障电压动态跟踪精度。例如，双馈机组网侧变流器与集中式STATCOM协同，可兼顾稳态优化与暂态支撑能力。②模型预测控制（MPC）。基于柔性直流变流器的状态方程与轨迹灵敏度分析，构建以电压稳定和无功最小化为目标的多步滚动优化模型，实时生成动态无功指令序列，并通过递推关系实现全局协调控制^[2]。

2.2 动态补偿设备与机组协同。快速响应设备部署：①STATCOM/SVG，在电网故障时20ms内满容量输出容

性/感性无功,抑制电压骤降或过冲,配合风电机组低电压穿越(LVRT)技术提升故障恢复速度。②机组变流器调节,直驱风电机组全功率变流器可在 $\pm 30\%$ 额定容量内动态调节无功,双馈机组通过网侧变流器实现无功解耦控制,降低对外部补偿设备的依赖。

2.3 多目标优化与自适应策略。①自适应权重设计。根据并网点电压偏离程度实时调整目标函数权重,当电压偏差较大时优先优化电压稳定,偏差较小时侧重降低网损,实现动态工况下的最优平衡。例如,采用变惯性权重粒子群算法求解有功网损与电压偏差的加权最小值。②约束条件处理。综合考虑风机调节速率、无功容量限值以及电网安全约束(如短路比 ≥ 2),建立动态灵敏度矩阵优化无功分配,避免设备过载或控制振荡。

2.4 暂态电压支撑与紧急控制。①故障阶段分级响应。电压跌落期:优先触发风电机组变流器无功过载模式,提供动态无功支撑,缓解电压跌落深度。故障切除前:主动切除部分容性补偿装置抑制暂态过电压,防止风机连锁脱网。恢复期:按电压判据逐步重投无功设备,恢复系统调节裕度。②广域动态阻尼控制。在弱电网场景下,采用电压源控制方法增强风电机组惯量响应能力,叠加附加阻尼控制抑制次同步振荡,提升高比例风电接入下的电压稳定性。

2.5 预测-优化-控制一体化。①风功率预测融合。结合风速预测数据与实时出力波动特性,动态修正风电场无功需求上限,预判电压波动趋势并提前调整控制策略。②数字孪生与实时仿真。搭建风电场数字孪生模型,通过实时仿真验证控制策略有效性,优化参数配置并缩短工程调试周期。

3 风电场自动电压控制(AVC)策略

3.1 分层协同控制架构。①三级联动机制。调度主站层:接收电网调度中心的电压指令,实时下发并网点电压目标值,支持秒级响应功率调节需求;场站优化层:基于风功率预测数据和机组运行状态,动态分配无功出力需求,生成风机、SVG等设备的功率参考值,并采用改进粒子群算法优化分配权重;设备执行层:通过双馈/直驱风机变流器、STATCOM等设备实现毫秒级动态无功调节,直驱机组全功率变流器可提供 $\pm 30\%$ 额定容量的双向无功支撑。稳态/暂态协同策略。稳态运行时优先调用风机无功容量,保留动态补偿装置(如SVG)30%以上无功裕度以应对突发波动;电网故障时动态补偿设备30ms内满容量输出,与风机低电压穿越(LVRT)功能形成互补,抑制电压骤降深度。

3.2 多目标优化算法。①动态权重分配。电压偏差

超过 $\pm 3\%$ 时,优先以电压合格率 $\geq 99.5\%$ 为目标;偏差缩窄后切换至网损最小化模式,通过变惯性权重粒子群算法求解最优解;引入近似线性化分区图策略,划分风机群组与集中补偿设备的无功调节边界,降低设备动作频次15%以上。②安全约束处理。实时监测短路比(SCR ≥ 2)、设备调节速率等参数,建立灵敏度矩阵规避机组过载风险;在弱电网场景叠加附加阻尼控制,抑制次同步振荡风险。

3.3 关键设备协同控制。①风机变流器调节。双馈风机通过网侧变流器实现无功解耦控制,动态响应时间 $\leq 100\text{ms}$;直驱风机全功率变流器支持双向无功快速补偿,容量覆盖 $-0.3\sim+0.3\text{pu}$ 范围。②动态补偿装置联动。SVG/STATCOM实现 $-100\%\sim+100\%$ 容量连续调节,补偿精度达 $\pm 1\%$ 额定容量;配合电化学储能系统平抑功率波动,提升并网点电压调节精度至 $\pm 0.5\%$ 。

3.4 暂态电压紧急支撑。①分级响应机制。故障初期(0-100ms):STATCOM满容量输出容性无功,风机进入无功过载模式,提供1.1倍额定无功支撑;恢复阶段(1-10s):逐步退出补偿设备出力,通过风机变流器置换无功裕度。②安全保护策略。检测到暂态过电压时主动切除部分容性补偿装置,防止风机连锁脱网;电压恢复至90%额定值后启动风机有序重启程序。

3.5 预测与仿真验证体系。风功率融合预测:结合风速预测修正未来15分钟无功需求区间,预判电压波动趋势并提前调整控制参数;数字孪生平台。搭建AVC系统实时仿真模型,验证策略有效性并将控制周期压缩至5s以内。

4 风电场无功电压协调运行策略

4.1 分层控制架构与协同机制。①场站-设备两级优化架构。场站级全局优化:基于风速预测数据实时计算全场有功/无功需求上限,结合电网调度指令动态分配风电机组与补偿设备的无功出力参考值,并通过改进粒子群算法优化功率分配权重;设备级快速响应:通过双馈/直驱风机变流器、STATCOM等毫秒级调节设备实现动态无功跟踪,直驱机组全功率变流器可提供 $\pm 30\%$ 额定容量的双向无功支撑,降低对集中补偿装置的依赖。②稳态-暂态协调策略。稳态运行时优先调用风机自身无功容量,保留SVG等动态补偿装置30%以上无功裕度以应对突发波动;电网暂态故障时,STATCOM在20ms内满容量输出支撑电压,与风机低电压穿越(LVRT)功能协同抑制电压骤降深度。

4.2 多目标动态优化算法。①自适应权重调节。根据并网点电压偏差动态切换优化目标:电压偏差超过 $\pm 3\%$ 时优先保障电压合格率($\geq 99\%$),偏差缩窄后切换至

网损最小化模式,通过变惯性权重粒子群算法求解最优解;采用近似线性化分区图策略划定风机群组与集中补偿设备的无功调节边界,减少设备动作频次20%以上。②安全约束建模。实时监测短路比($SCR \geq 2$)、机组调节速率等参数,建立灵敏度矩阵规避设备过载风险;弱电网场景叠加附加阻尼控制算法,抑制次同步振荡风险。

4.3 关键设备协同控制策略。①风机变流器调节。双馈机组:通过网侧变流器实现无功解耦控制,动态响应时间 $\leq 100\text{ms}$,调节范围覆盖 $\pm 30\%$ 额定容量;直驱机组:全功率变流器支持双向无功动态补偿,容量范围 $-0.3 \sim +0.3\text{pu}$,提升局部电压调节灵活性。②集中补偿装置联动。SVG/STATCOM实现 $-100\% \sim +100\%$ 容量连续调节,补偿精度达 $\pm 1\%$ 额定容量;结合电化学储能系统平抑功率波动,将并网点电压偏差控制在 $\pm 0.5\%$ 以内。

4.4 暂态电压紧急支撑机制。①分级响应控制。故障初期($0 \sim 100\text{ms}$):触发STATCOM满容量输出容性无功,同时启动风机无功过载模式提供1.1倍额定无功支撑;恢复阶段($1 \sim 10\text{s}$):按电压恢复判据逐步退出补偿设备出力,通过风机变流器置换无功裕度。②主动保护策略。检测到暂态过电压时切除部分容性补偿装置,防止风机连锁脱网;电压恢复至90%额定值后启动风机有序重启程序,优先恢复调节能力强的机组。

4.5 预测-仿真一体化验证体系。风功率融合预测:结合超短期风速预测修正未来15分钟无功需求区间,预判电压波动趋势并调整控制参数优先级;数字孪生验证平台。搭建包含风机、补偿设备和电网的实时仿真模型,验证策略有效性并将控制周期压缩至5s以内。

5 风电场无功电压控制实际应用与挑战

5.1 实际应用现状。①分层协同控制架构。采用“调度主站-场站优化-设备执行”三级联动机制,动态分配无功功率并实现秒级指令响应,例如通过场站级算法优化风机与STATCOM的协同出力权重;稳态运行时优先利用双馈/直驱风机变流器的无功容量($\pm 30\%$ 额定容量),保留SVG/STATCOM等动态补偿装置的无功裕度以应对突发波动。②动态补偿设备协同。双馈风机通过网侧变流器实现无功解耦控制,直驱风机全功率变流器支持双向无功快速调节($-0.3 \sim +0.3\text{pu}$),减少对集中补偿设备的

依赖;STATCOM/SVG在电网故障时30ms内满容量输出无功,配合风机低电压穿越(LVRT)功能抑制电压骤降深度。③智能化优化算法。基于近似线性化分区图策略划分风机群组与集中补偿设备的无功调节边界,降低设备动作频次15%以上;采用变惯性权重粒子群算法动态调整优化目标:电压偏差超过 $\pm 3\%$ 时优先保障电压合格率($\geq 99.5\%$),偏差缩窄后切换至网损最小化模式。

5.2 面临的主要挑战。①高波动性与预测误差。风速随机性导致风电功率频繁波动,叠加预测误差后可能引发无功需求突变,传统补偿设备调节速率不足(如SVC响应时间 $> 100\text{ms}$)易造成电压越限;弱电网场景下短路比($SCR < 2$)导致电压灵敏度系数非线性增强,常规线性控制策略难以稳定运行。②设备调节能力限制。双馈机组网侧变流器无功容量受有功出力制约,满发时仅能提供约20%额定无功支撑;集中补偿装置容量配置不足时,可能因频繁过载而加速老化,例如SVG长期运行在90%以上容量会显著缩短寿命。③多目标协调复杂性。需同时满足电压合格率、网损最小化、设备损耗均衡等多目标约束,现有算法在复杂工况下易陷入局部最优解;高渗透率场景中多个风电场无功调控相互耦合,可能引发区域电压振荡或次同步谐振问题。

5.3 应对技术发展趋势。储能协同控制:在集电线末端配置电化学储能系统,通过功率偏差实时修正实现毫秒级有功/无功联合调节,将电压波动幅度压缩至 $\pm 0.5\%$ 以内;数字孪生预演。搭建包含风机、STATCOM及电网的实时仿真模型,预演暂态故障场景并优化控制参数,将策略验证周期缩短至5秒以下;宽频振荡抑制。在弱电网中叠加附加阻尼控制算法,通过风机变流器注入反向谐波电流抵消次同步振荡分量。

总之,系统利用动态无功电压控制的快速性特点,补充AVC子站控制手段,提升风电场稳态电压控制的精度和高低压穿越时间,进而提高风电场稳态运行能力。

参考文献

- [1] 王建权. 风电电压主动支撑技术现状与发展趋势. 2023.
- [2] 张景政. 风电场动态无功电压控制与自动电压控制协调运行策略探讨. 2023.