

电力工程中分布式电源接入对配电网规划的影响及对策分析

王 涛 王 照

内蒙古自治区巴彦淖尔杭锦后旗供电公司 内蒙古 巴彦淖尔 015400

摘 要：分布式电源通常由新能源构成，具有清洁、无污染等特点，在我国实现“碳达峰”“碳中和”的进程中具有重要意义。分布式电源接入通过多维度技术融合与系统重构，显著提升供电可靠性和电能质量，其技术演进正推动DG从“被动消纳”向“主动支撑”转变，需持续完善《分布式电源并网技术导则》等标准体系，实现可靠性与电能质量的协同优化。

关键词：分布式电源接入；配电网规划；影响及对策分析

分布式光伏发电因其节能效果好、环境负面影响小、投资效益良好等特性，受到国家政策方面大力支持而迅速发展。这些分布式光伏电源（本文简称分布式电源）接入系统后，配电网由单电源模式变为多电源模式，分布式电源的位置、容量及运行方式对配电网的线路潮流、节点电压、网络损耗，以及故障时短路电流的大小、流向和分布都将产生较大影响，配电网结构和运行控制方式都将发生巨大改变，配电网的控制和管理将变得更加复杂，这就对已经适应“单一电源方向”的配电网安全管理提出了新的挑战。

1 分布式电源接入对配电网的影响

1.1 电能质量与电压稳定性。电压波动与闪变，DG频繁启停导致出力波动，引发配电网电压偏差，光伏出力突变可造成瞬时电压闪变（波动幅度达 $\pm 7\%$ ）。

谐波污染，逆变器等电力电子设备接入引入谐波，实测数据显示单台1MW光伏逆变器运行时总谐波畸变率（THD）可达4.2%-6.8%。

1.2 系统运行特性改变。潮流方向与损耗变化，DG接入使配电网从单电源辐射状网络转变为多电源有源网络，反向潮流导致线路损耗可能增加20%-40%（具体与DG容量及位置相关）。当DG总量超出本地负荷时，线路损耗增幅显著，极端情况下损耗可达传统配网的1.8倍。短路电流特性异化，逆变型DG提供的短路电流仅为额定电流的1.2-1.5倍，低于同步电机的6-8倍，导致保护装置灵敏度下降。实证研究表明，DG容量占馈线负荷30%时，速断保护动作时间延长约200ms。

1.3 继电保护与自动化系统重构。保护误动风险，DG接入改变了故障电流分布特性，可能导致上游断路器误判故障区域，某10kV线路测试显示误动率提高12%。重

合闸策略失效，非同期重合闸可能损坏DG设备，需加装反孤岛装置（动作时间 $\leq 2s$ ）并调整重合闸延时策略。

1.4 规划与运行模式变革。负荷预测复杂性增加，DG出力波动使区域净负荷曲线不确定性提升，某市级电网统计显示日负荷预测误差扩大至8%-12%。网架结构适应性挑战，传统花瓣型配电网架难以适应DG多向潮流，需升级为柔性互联拓扑结构，试点工程表明改造后DG承载能力可提升35%³。

1.5 新技术融合需求。智能控制技术，亟需部署虚拟同步机技术（VSG）补偿系统惯量，采用有功-无功协调控制策略维持电压稳定。数字孪生应用，建立包含DG特性的配电网仿真模型，某实验室验证数字孪生技术可使规划方案验证效率提升70%。

2 分布式电源接入后配电网规划应对策略

2.1 分布式电源接入后如何优化区域电力生产结构。（1）分层分区协调规划，差异化电网架构设计，实施“主干网架支撑+分布式电源就地消纳”的分层规划模式，在负荷密集区优先布局工商业分布式光伏，山区推广风光储互补微网，降低电力传输损耗15%-20%。构建县域级“源网荷储”协同单元，通过动态分区管理实现80%清洁能源就地消纳。电源结构优化重组，建立分布式燃气三联供与光伏的互补机制，在光伏出力低谷时段由燃气机组提供备供电力，保障负荷中心供电可靠性 $\geq 99.9\%$ ⁵。发展农光互补、渔光互补等复合型电站，实现土地资源集约利用，单位面积发电效益提升30%-50%⁸。（2）多能互补协同调度，跨能源品种协同，推行“电-热-气”多能流耦合技术，利用余热回收装置将分布式光伏弃电转化为热能存储，实现二次能源利用率提升25%。部署氢储能系统存储午间光伏过剩电力，通

过燃料电池在晚高峰时段发电,形成“峰谷转移+碳减排”双重效益。时空功率平衡优化,应用动态电价引导机制,建立光伏出力与工业柔性负荷的时序匹配模型,使苏州工业园区午间绿电消纳率提升至92%。开发基于数字孪生的虚拟电厂平台,聚合50MW级分布式资源池参与日前市场竞价,平抑区域功率波动幅度达40%。

(3) 支撑技术体系升级,柔性互联技术渗透,推广构网型光储一体机,通过虚拟同步机技术模拟火力机组转动惯量,实证案例显示可使新能源场站频率支撑能力提升60%。建设台区间直流柔性互联通道,实现功率双向精准控制,解决反向潮流导致的变压器过载问题。智能预测与优化算法,部署“气象-负荷-储能”耦合预测系统,采用LSTM神经网络将光伏日前出力预测误差控制在5%以内。开发多目标优化算法,统筹经济性、环保性与可靠性指标,优化储能充放电策略使系统运行成本降低18%。(4) 市场机制创新配套,新型交易模式构建,推行绿证交易与碳排放权联动机制,允许分布式电源参与跨省区绿电交易,河北试点项目验证该模式可增加新能源收益12%-15%。建立分布式电源容量市场,对提供备用服务的用户侧储能给予0.1元/kWh容量补贴。电价引导机制完善,实施分时容量电价,将午间光伏出力高峰时段电价下浮30%-50%,引导数据中心等可调负荷转移用电时段。

2.2 分布式电源接入后需求侧自调节能力强化策略。

(1) 市场激励机制构建,需求响应分级补偿,推行“容量+电量”双补偿模式,对主动削减尖峰负荷的工商业用户给予0.08-0.15元/kWh补助,居民用户通过电费积分兑换激励参与调峰。试点现货市场分时容量竞价,允许用户侧储能参与日前市场交易,通过价格信号引导资源优化配置。差异化过网费设计,对V2G充电桩、用户侧储能等灵活调节设备减免过网费,降低调节成本并提升参与积极性。(2) 技术支撑体系升级,虚拟电厂聚合调控吗,构建“AI预测+边缘计算”的聚合平台,实现电动汽车(响应延迟<500ms)、温控负荷(调节精度 $\pm 5\%$)等资源的秒级响应,河北试点验证该模式可将局部削峰能力提升40%。部署区块链技术保障交易溯源,通过智能合约自动执行需求响应指令。储能配置优化,推广用户侧储能配置标准(工商业 $\geq 15\%$ 峰值负荷,居民 $\geq 3\text{kW}$),结合光储充一体化设备提升自平衡能力。开发“储能数字孪生系统”,实现荷电状态(SOC)动态监控与充放电策略自适应优化。柔性负荷改造,强制新建建筑安装智能断路器(动作时间 $\leq 20\text{ms}$),改造既有建筑空调负荷(可调节比例 $\geq 30\%$),构建分钟级可中断

负荷资源池。(3) 管理机制完善,分层协同调度,建立“省-市-台区”三级调节指令通道,省级调度负责跨区互济,台区级就地平衡分布式光伏波动,实现80%调节需求本地消纳。调节能力认证,实施需求侧资源调节能力星级评价(1-5星),高星级企业优先参与绿电交易并享受税收减免。风险预警防控,构建“气象-负荷-储能”耦合预警模型,提前48小时生成负荷调节预案,显著降低极端天气下的停电概率。

2.3 分布式电源接入后应对新能源波动性风险的策略。

(1) 技术增强型波动平抑,储能系统分层配置,部署分布式储能(如用户侧储能柜、台区级储能站),通过电池储能平抑功率短期波动,结合抽水蓄能、压缩空气储能应对季节性出力差异,可将光伏波动率降低30%-50%。推广“储能+逆变器”一体化设备,实现毫秒级功率响应,抑制电压闪变与频率偏差。多能互补协同调节,构建“风光储充”混合系统,利用风电与光伏出力曲线互补特性提升整体出力稳定性,典型场景下互补方案可减少15%-20%的备用容量需求。配置燃气三联供等可调电源,在极端天气下作为功率支撑电源,维持馈线电压合格率 $\geq 99\%$ 。柔性互联技术应用,采用柔性直流输电(VSC-HVDC)实现台区间功率互济,通过直流母线动态调配功率,缓解反向潮流导致的变压器过载问题,实证案例显示该技术可提升台区承载力达35%以上。部署固态变压器实现电压等级灵活转换,解决分布式光伏集中接入区域的电压越限问题。(2) 结构优化型主动防御,电网韧性提升改造,升级配电网为多分段多联络结构,形成“花瓣型”网架拓扑,增强故障情况下的功率转移能力,降低波动性故障扩散风险。实施动态增容工程,对重载线路换装耐高温导线,将输送容量提升50%-80%。虚拟电厂聚合调控,构建分布式资源聚合平台,通过5G通信实时调度光伏、储能及可调负荷,形成等效调节容量池,北京试点项目已验证其可削减峰谷差率约12%。开发AI功率预测算法,融合气象卫星数据与历史出力特性,将日前光伏出力预测精度提升至92%以上。

(3) 协同管控型长效机制,智能预测与风险预警,建立“气象-负荷-出力”耦合预测模型,结合数字孪生技术模拟极端天气下的电网运行状态,提前生成应急预案。构建分布式电源承载力动态评估体系,按季度更新发布“红黄绿”三区预警地图,指导项目科学选址。市场机制激励调节,推行分时容量电价机制,对主动参与调峰的分分布式电源给予0.05-0.15元/kWh补贴,引导用户侧储能参与需求响应。试点分布式光伏参与现货市场交易,通过价格信号引导发电商自主调节出力曲线。

3 分布式电源接入配电网实际应用问题与挑战

3.1 技术层面挑战。电能质量恶化，光伏逆变器运行产生的谐波污染使总谐波畸变率（THD）达4.2%-6.8%，超出GB/T 14549-93标准限值。DG启停导致电压波动幅度达±7%，光伏渗透率超25%的区域日间电压越限概率增至18%。系统稳定性下降，反向潮流引发线路损耗激增，DG容量超本地负荷时损耗可达传统配网的1.8倍。逆变型DG短路电流仅额定电流1.2-1.5倍，导致速断保护动作时间延长200ms以上。保护系统失效风险，多电源网络重构引发故障电流方向混乱，某10kV线路测试显示保护误动率提升12%。传统重合闸策略与DG反孤岛保护存在冲突，需重构延时机制（动作时间 ≤ 2s）。

挑战领域	技术措施	管理创新
谐波污染	LCL滤波器+谐波抑制算法（THD降至3%以内）	制定逆变器谐波准入标准
电压越限	SVG动态无功补偿装置部署（电压合格率提升至98%）	实施动态电压分区控制策略
反向过载	柔性互联装置（如五端直流环网系统）	建立配变负载率实时监测与预警平台
规划不确定性	数字孪生平台（规划验证效率提升70%）	推行配电网承载力动态评估机制（覆盖新能源渗透率、调节裕度等12项指标）
调节能力不足	虚拟电厂聚合调控（300MW秒级可调负荷资源池）	构建容量市场与绿电交易联动机制

综上所述，通过五端低压柔性互联系统实现台区间能量互济，光伏消纳率提升至100%；署SVG装置后，光伏高渗透区电压合格率从89%提升至98%。当前亟需制定《分布式电源并网技术导则》等标准体系，破解“接不进、控不住”的核心矛盾。

参考文献

[1]魏强.分布式电源接入对配电网网络损耗的影响研究[J].石河子科技,2024(1):34-35.
[2]黄光俊.基于牛顿-拉夫逊法和P-Q分解法的配网潮流

3.2 规划与承载力挑战。电网架构适应性不足，传统放射状配电网难以承载DG多向潮流，馈线反向过载率超过设计极限案例占比达23%。低压台区承载力红色区域扩大，福建湄洲岛改造前馈线最高负载率达168%。规划模式滞后，日负荷预测误差因DG出力波动扩大至8%-12%，需构建“气象-负荷-储能”多场景概率规划模型。

3.3 管理与调控挑战。调节能力失衡，DG不可调度性导致系统灵活性下降，午间光伏弃电率在江苏部分地区达15%-20%。用户侧资源聚合难度大，海量分布式设备控制规模达百万级，远超传统SCADA系统处理能力，应对路径与典型案例如下。

流计算联合迭策略[J].自动化应用,2023,64(22):55-57.
[3]曹捷.分布式电源接入对配电网的影响分析[J].电力与能源,2023,44(6):622-624.
[4]许蕾存.支路阻抗法配电网潮流计算[J].技术与创新管理,2008(4):398-400.
[5]李肖银.分布式电源接入对配电网网络损耗的影响研究[J].电工技术,2022(14):160-163.
[6]张飞.分布式电源接入配网对其静态电压稳定性影响多角度研究[J].电力系统保护与控制,2017,45(6):120-125.