

[风电场集电线路]

风电场集电线路故障监测系统设计与应用研究

文/师重庆 杨兆辉
国投广西新能源发展有限公司

从风电场集电线路故障监测着手，建立了故障监测系统，阐述了故障监测系统的主要构成及关键测距技术。该故障监测系统投入风电场集电线路的应用结果和数据表明，其具有良好的故障测距精确性与稳定性，大大减小了风电场故障排查难度，实现了风电场智能化运维。

随着我国提出“双碳”目标，近年来大力发展风光清洁能源。风力发电由于技术更为成熟、发电效率更高而得到迅速发展。截至2021年年底，我国风力发电装机容量超过338 GW，位列世界第一，同时以每年超过10%的增速稳定发展。由于风电场集电线路大部分处于山脊等地势凸出的环境中，受到树木超高、恶劣自然天气的影响，极易发生故障跳闸。现阶段，风电场集电线路保护系统在集电线路出口处，由于风机低电压穿越特性的影响，只有过电流保护及失电压保护，没有线路发生故障跳闸时的距离保护，导致无法快速识别线路故障点并快速处理故障，严重时导致大面积风机弃风窝电。因此，研制一种适用于风电场集电线路故障监测的方法至关重要。

关于风电场故障测距方面，大量学者进行研究并取得了相应的研究成果。其中，一部分学者从小电流接地系统方向入手，分析了风电场集电线路运行特性，利用分支节点的零序电流以及零序电压特性推导出各个风电场支路的出口处比值，进而利用零序出口处的阻抗分布识别故障杆塔。该故障测距方案首先须采集支路出口处的零序电流和零序电压，然后通过阻抗法故障测距原理进行故障点测算，需要经过大量计算后才能实现故障点测算。

还有一部分学者考虑Crowbar电路接入双馈式风力发电机组（DFIG）的特性，选取各个风电场集电线路支路出口处零序电流的相似性来区分故障支路与非故障支路，再通过合理设置观测点，利用全相位快速傅里叶变换（apFFT）频谱分析法计算零序电流相位差，进而进行故障点的精确定位。该方法首先基于皮尔逊相关系数法进行故障区间的判定，然后利用apFFT频谱分析法计算相位差并进行故障点的精确定位，需要通过大量的计算及傅里叶积分变换实现。当支路出口处过多时，观测点较多，计算复杂，甚至无法明确故障点区间，导致故障测距失败。

鉴于上述问题，本文从双端行波法故障测距着手，介绍该系统主要构造及主要测量技术，并将该系统应用于某风电场集电线路中，应用结果表明，该系统具备良好的稳定性与故障测距精确性。

风电场线路整体结构

风电场集电线路大部分分布在山脊等平原出风口处，线路整体结构以辐射状为主，即辐射状风机分布，将风力发电产生的电能通过集电线路汇流至风电场集电线路升压站，再通过送出线路将电能汇集至国家电网线路中。

现阶段我国风电场大部分采用双馈式风力发电机组（DFIG）。风电机组产生690 V电压，箱式变压器将690 V电压升压至35 kV并汇入集电线路中。一条集电线路存在数十个甚至更多的分布式风机。35 kV线路采用中性点非有效接地方式运行，变压器绕组采用三角形接线的方式汇集至风电场集电线路母线处。一条母线上存在多条集电线路，所有接电线路运行方式基本一致。受到风电场运行环境的影响，风电场集电线路采用电缆架空混架的形式敷设，导致集电线路发生故障跳闸的概率更大。风电场集电线路等效结构如图1所示。

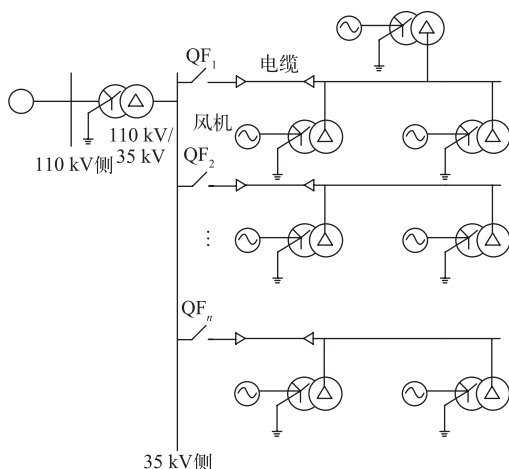


图1 风电场集电线路等效结构

集电线路故障监测系统

由于风电场集电线路大部分采用电缆架空混架的结构，因此监测终端分为两种：一种为架空型监测终端，直接安装于架空导线上，用于监测架空线路的工频电流、电压；另一种为电缆型监测终端，监测芯线工频电流、行波电流及接地线工频电流、行波电流，用于判定风电场集电线路的隐患放电及故障跳闸位置情况，实现风电场集电线路的状态监

测及故障点精确定位。该系统主要包括系统构造、监测终端及通信主站。

1. 系统构造

风电场集电线路监测系统如图2所示。

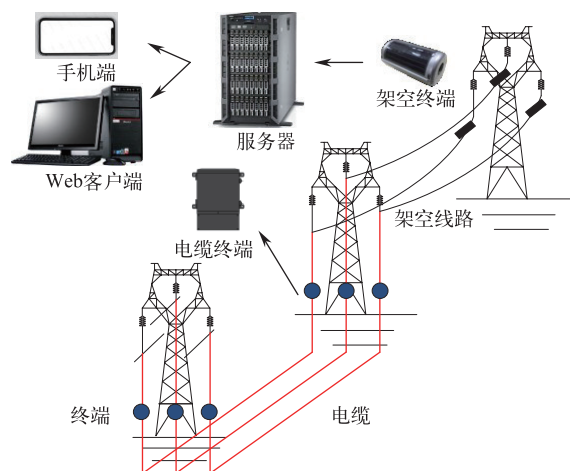


图2 风电场集电线路监测系统结构图

2. 监测终端

应用于风电场集电线路故障监测系统监测终端分为两种类型：一种为架空型监测终端，安装于集电线路架空导线上，采用圆柱形结构设计，利用耦合取能的形式保证监测终端的稳定供电，上表面为太阳能电池板，下表面为电压监测极板，由于其与导线直接接触，因此导体与导线直接连接使监测终端与导线形成等电位体，以保证架空导线的全方位数据监测；另一种为电缆型监测终端，安装于电缆线路终端头或者线路电缆架空转接头处，分别于主缆上和接地线上安装传感器进行线路监测，电缆型监测终端采用220 V市电或者铁心耦合取能线圈进行监测终端取能。电缆型监测终端以及架空型监测终端长期暴露于恶劣的自然环境中，受到雨水、电腐蚀的侵蚀，因此监测终端采用良好的防水、防电腐蚀的材料，风电场故障监测终端如图3所示。

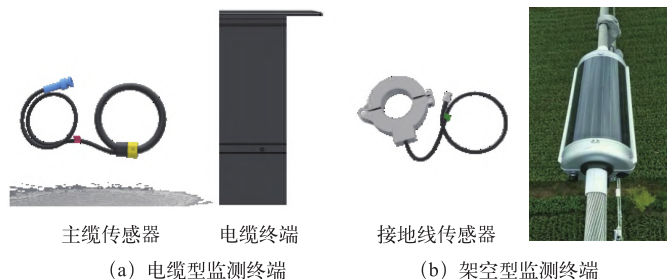


图3 风电场故障监测终端

3. 通信主站

风电场集电线路故障监测系统以GPRS或者APN专网通信的方式传输数据,包括监测装置内部主动召回数据以及集电线路发生故障时主动上传的数据。后台服务器利用上传的数据进行自动计算,判定集电线路的隐患放电及故障跳闸情况。在判定集电线路存在异常情况时,利用双端行波原理进行故障点的主动计算,保证集电线路数据信息的稳定性与安全性。

监测系统主要技术

由于风电场集电线路故障监测系统的现场监测终端与高电位导线直接接触,因此系统受到高压冲击较为严重。在高电位取能方面,设计了采样取流电路,以保证监测终端的供电稳定性。在风电场集电线路隐患预警及故障定位方面,采用放电周期性及行波双端定位查找故障点。

1. 监测装置取能采样技术

架空型监测终端和电缆型监测终端的采集主板及通信主板都需要稳定供电,同时由于线路受到高压线路的电压及电流冲击,监测终端必须配置过电压、过电流冲击保护模块。监测终端充电保护模块包括前端冲击保护模块、整流滤波模块、回路保护模块及电源管理模块,监测终端采用耦合取能时系统供电框架图如图4所示,系统供电框图如图5所示。

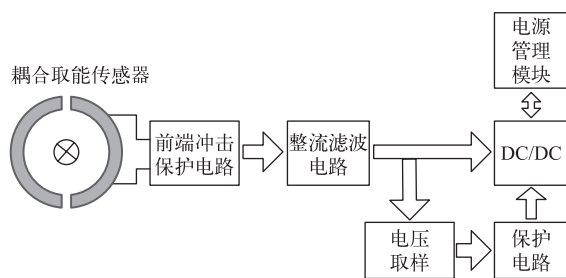


图4 耦合取能供电方式系统图

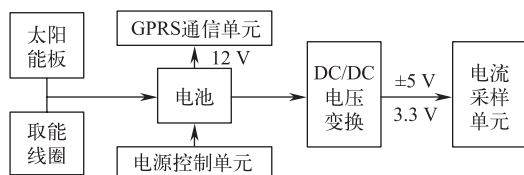


图5 系统供电框图

采用耦合取能供电及系统供电,以保证监测终端在野外环境下的稳定不间断供电,从而实现监测

装置的稳定供电。同时高电位系统由于高压环境及不间断负荷的冲击,为防止监测终端传感器损坏,采用防过电流、过电压及防冲击电路,以保证整个监测系统的稳定运行。

2. 双端行波法故障测距技术

由于风电场集电线路运行环境复杂,现场存在较多的T接线路、电缆架空混架及风电机组等,线路阻抗分布严重不均,采用传统的站内阻抗测距方法甚至无法判定故障点是位于集电线路的主路还是支路上。注入式故障测距须等到电缆线路发生故障后解列电缆线路进行耐压试验实现故障点的识别。该方法监测故障难度很大,甚至造成电缆隐患放点击穿,导致线路无法正常运行。采用单端行波法故障测距,风电场集电线路内存在多个电缆架空混架点及馈线上存在多个风电机组,导致识别故障点反射波时难度过大。鉴于上述故障测距方法存在的问题,本系统采用了双端行波法故障测距,通过合理设置风电场集电线路监测点位,在线路发生故障跳闸时,利用工频判定最小区间,再利用双端行波法进行故障点精确定位,从而识别线路故障点。

双端行波法故障精确定位又称D行波法故障定位。行波法故障定位最早于20世纪提出,受限于当时的传感器测量精度及波头时刻问题,尚未得到广泛应用。直到21世纪,数字化传感器及一系列波头识别算法的应用,使行波法故障精确定位得到了广泛的应用,建立了国家标准。风电场集电线路的故障测距比高压输电线路的故障测距难度更大,对故障测距定位精度的要求也更高。D行波法故障测距在风电场集电线路中的应用示意图如图6所示。

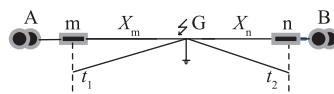


图6 D行波法故障测距在风电场集电线路中的应用示意图

由图6可知,A、B为最小故障区间;m、n为最小故障区间内监测终端; X_m 、 X_n 为故障点隐患放电点到达监测终端的故障距离, t_1 、 t_2 为行波波头时刻,则在风电场集电线路中故障测距公式为

$$\begin{aligned} \Delta t &= |t_1 - t_2| \\ X_m &= \frac{(L + v\Delta t)}{2} \\ X_n &= \frac{(L - v\Delta t)}{2} \end{aligned} \quad (1)$$

式中, v 为行波在集电线路中传输的波速。

由于集电线路中大部分为电缆架空混架的情况, 而行波在电缆中以及架空线路中的传输波速不同, 因此在进行集电线路行波定位时, 一般通过两种方式确定波速: 一是根据线路参数进行仿真建模计算, 计算式如式 (2) 所示; 二是在风电场集电线路安装该监测系统后, 通过校核合闸送电产生的行波波速, 以提高风电场集电线路故障测距的精确性。

$$v = \frac{1}{\sqrt{\xi_0 \mu_0 L_0 C_0}} \quad (2)$$

式中, ξ_0 为风电场仿真线路介电系数; μ_0 为风电场仿真线路磁导系数; L_0 为相模分解时所选模量对应的单位长度电感; C_0 为相模分解时所选模量对应的单位长度电容。

由式 (1) 可知, 采用双端行波法故障测距时, 系统基本不受运行方式、线路结构的影响, 只与行波在集电线路中传输的波速及风电场集电线路故障点/隐患放电点到达监测终端故障时刻的波头有关。

3. 放电预警技术

由于风电场线路结构的特殊性, 线路中存在大量电缆及电缆架空转接处, 同时风电场集电线路架空段线路走廊附近易受树木超高、外力破坏的影响, 线路极易发生隐患故障, 而如果线路隐患处理不及时, 则极易故障跳闸, 因此在风电场集电线路隐患放电阶段做出预警, 可以防止故障范围扩大, 将集电线路故障范围减到最小。隐患放电预警流程及算法如图7所示。

由图7可知, 选取了监测终端采集的工频波形的时长, t_i 为工频起始时刻; t_j 为工频结束时刻; Q_0 为隐患放电基准值, 单位为 cc; I_i 为隐患放电最小电流值; I_j 为隐患放电最大电流值; n_1 为区间内放电个数; n_2 为大于最大放电电流幅值 I_j 的个数。若放电电流与放电次数满足如下关系, 即可判定风电场集电线路中存在隐患放电情况。

1) 在 $1 \sim n$ 个 Q 值中任取两个数, 记为 Q_i 和 Q_j , 若 Q 值与 I_j 相差较大且满足式 (3) 的关系, 即可判断集电线路存在隐患放电情况。

$$\begin{aligned} |Q_i - Q_j| &= c \\ Q &\geq 1.5 I_j \end{aligned} \quad (3)$$

式中, c 值的范围为 $0 \leq c \leq 0.1 \max(Q_i, Q_j)$ 。

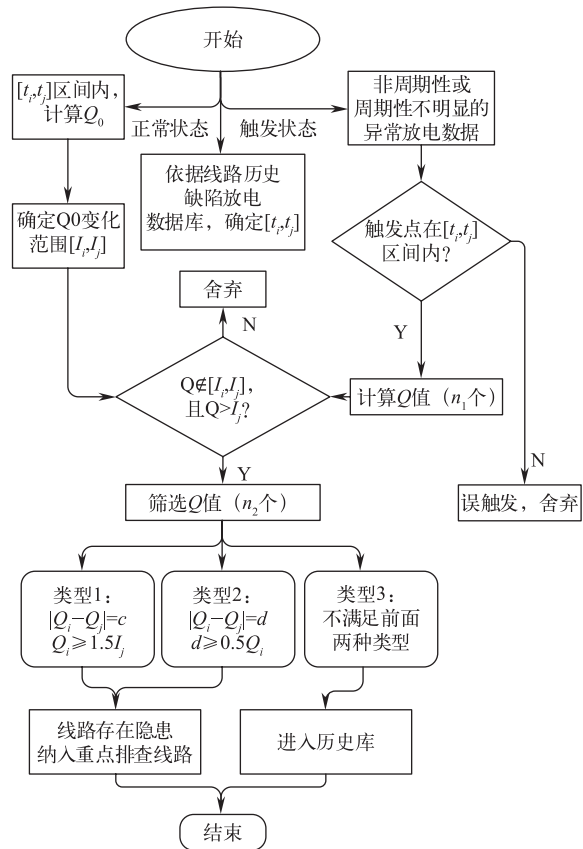


图7 风电场集电线路隐患预警流程

2) 在 $1 \sim l$ 和 $m \sim n$ 个 Q 值中, 各取值两个数, 记为 Q_i 和 Q_j , $1 \leq l < m \leq n$, 若存在多个连续的 Q_i 和 Q_j 满足式 (4) 的关系, 即可判断线路存在隐患放电情况。

$$Q_i - Q_j = d \quad (4)$$

式中, d 值的范围为 $d \geq 0.5 Q_i$ 。

集电线路满足上述两种不同的放电情况时, 都判定为存在隐患放电, 再通过双端行波定位的原理即可实现故障点精确定位。

应用案例

1. 应用背景

本文以故障监测系统在某风电场集电线路中的应用为背景。该风电场集电线路为重点集电线路, 由于风电场内电缆架空接头较多, 同时风电场内有施工, 受自然环境的影响, 线路易发生故障跳闸, 且站内尚无有效的故障测距方式, 因此选择在故障易发的集电线馈线上安装风电场集电线路故障监测装置。风电场集电线路监测终端安装方案如图8所示。

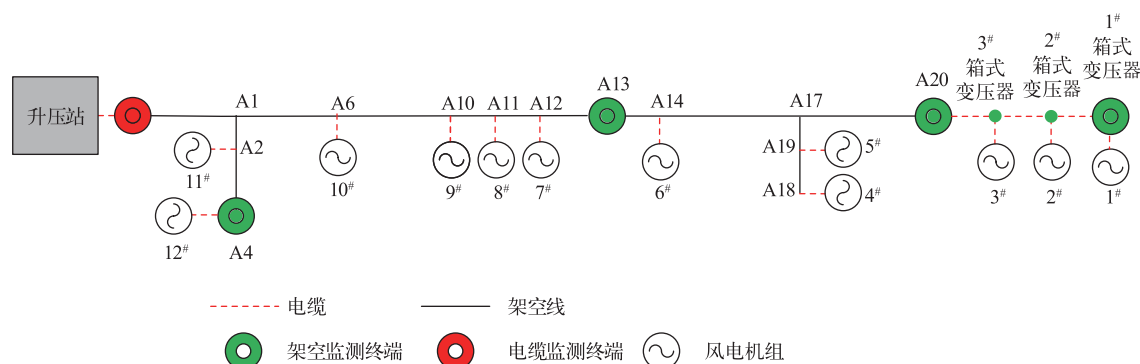


图8 风电场集电线路监测终端安装方案

集电线路采用电缆架空混架形式敷设，线路中存在多台风电机组及T接支线，升压站入口处及风电机组A20处和1#箱式变压器处存在电缆线路，鉴于线路故障高发区域及监测装置取能问题，分别于升压站出口处、1号T接支线末端、A4风电机组处、A13风电机组处、A20风电机组处和1#箱式变压器处安装故障监测装置，安装方案可近似实现该馈线故障精确定位。

2. 故障定位情况

风电场故障监测系统安装完毕后，该集电线路于2022年发生故障，线路速断保护跳闸，断路器快速动作，集电线路故障监测终端上传故障波形情况，监测终端快速判定故障区间位于电缆段，故障点在A20风电机组到1#箱式变压器之间。A20风电机组以及1#箱式变压器监测终端上传工频电流情况如图9所示。

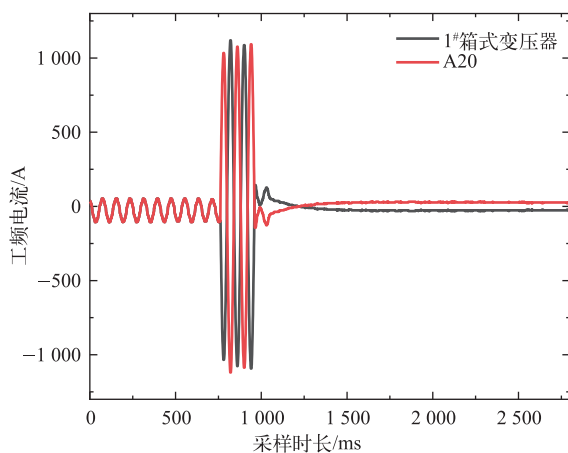


图9 A20风电机组以及1#箱式变压器监测终端上传工频电流情况

在确认该集电线路馈线发生故障跳闸后，利用行波进行快速两端定位。A20风电机组到1#箱式变压器监测终端上传行波电流情况如图10所示。

由于风电场集电线路故障跳闸为双电源模式，故障监测设备统一朝向升压站，因此，故障时与故障短路电流方向相反的区域为故障区间，由故障时刻采集的分闸工频电流可知故障位于1#箱式变压器和A20风电机组之间。

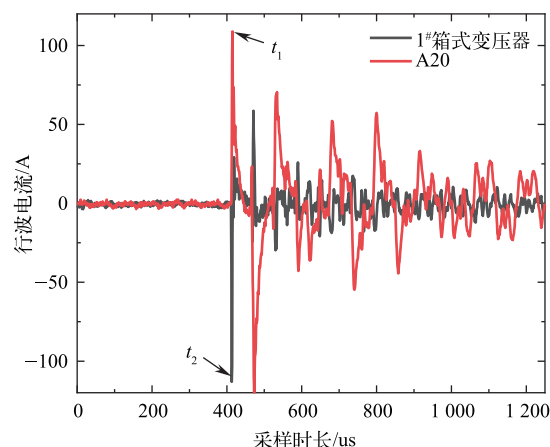


图10 A20风电机组以及1#箱式变压器监测终端上传行波电流情况

对两端监测装置采集的行波电流进行小波变换模极大值求解。图10中， t_1 为行波到达A20监测终端的故障时刻， t_2 为行波到达1#箱式变压器监测终端的故障时刻，最终得出故障点位于A20风电机组监测终端大号方向325 m中间接头处。现场运维人员收到故障测距信息后，快速赶到该电缆中间接头处，发现电缆线路击穿，快速更换了电缆，恢复了风电场集电线路的稳定运行。

结束语

1) 风电场集电线路运行环境复杂，线路中存在多条T接线路及电缆，现有的继电保护系统只能在线路发生故障时主动切断电源，尚无有效的故障监测方式。

2) 风电场故障监测系统基于集电线路的结构开, 发出电缆型监测终端及架空型监测终端。基于双端行波定位特性, 研发了一套适用于该监测终端的电源系统及隐患放电预警算法和故障精确定位算法, 现场应用表明该监测终端具有良好的适应性与故障定位精确性。EA

(收稿日期: 2023-05-06)

参考文献

- [1] 费智, 符平. 我国风电发展的态势分析与对策建议[J]. 科技进步与对策, 2011, 28(10): 65-68.
- [2] 史丹. 全球能源格局变化及对中国能源安全的挑战[J]. 中外能源, 2013, 18(2): 1-7.
- [3] 何世恩, 董新洲. 大规模风电机组脱网原因分析及对策[J]. 电力自动化设备, 2012(40): 131-137.
- [4] 卫鹏杰. 电网统配用电负荷受清洁能源发电出力波动性影响的算法研究[J]. 山西电力, 2020, 222(3): 13-17.
- [5] LIEN K P, LIU C W, JIANG J A, et al. A novel fault location algorithm for multi-terminal lines using phasor measurement units[C]//Power Symposium Proceedings of the North American IEEE, 2005.
- [6] 张俊岭, 尹东升, 徐旺杰. 配电网故障定位方法及其发展趋势[J]. 山西电力, 2014, 184(1): 10-14.
- [7] 束洪春, 司大军, 葛耀中, 等. T型支接线路自适应故障测距算法[J]. 电工技术学报, 2004, 19(10): 59-64.
- [8] 张科, 马长啸, 曹雁庆, 等. 基于参数估计的风电场混合输电线路故障定位方法[J]. 太阳能学报, 2020, 41(8): 323-329.
- [9] 张科, 朱永利, 郑艳艳, 等. 风电场输电线路单相接地故障定位研究[J]. 太阳能学报, 2020, 41(5): 114-120.
- [10] 陈慧杰, 常潇, 李胜文. 典型风电场电能质量测试评价方法[J]. 山西电力, 2016, 201(6): 26-30.
- [11] 吴秋兵. 基于实测数据的大型风电场稳态等值建模[J]. 山西电力, 2017, 206(5): 1-5.
- [12] 张岚, 张悦, 白瑞. 直驱风力发电机风电场故障特征分析及对继电保护影响研究[J]. 山西电力, 2014, 188(5): 1-4.
- [13] 张悦, 张萍, 孙瑞浩. 双馈风力发电机风电场故障特征分析及对继电保护影响研究[J]. 山西电力, 2015, 190(1): 1-4.
- [14] 陈玲, 张祎, 徐林, 等. 基于扫描法的海上风电场集电系统拓扑优化[J]. 电气应用, 2022, 41(8): 88-94.

