

基于柱上智能开关的架空馈线自动化故障处理的研究

根据辖区架空线路运行现状，结合国内馈线自动化建设模式，研究故障高发线路的故障处理方法，通过加装永磁重合器与线路分段开关及分界负荷开关配合，快速实现故障处理及非故障区域恢复供电，避免主干线大范围停电及重合闸涌流冲击的危害，并通过工程实例验证此种故障处理模式的可靠性和实用性。

李艳龙/国网锦州供电公司



李艳龙/高级工程师

配电网故障处理与快速恢复供电是影响客户满意度的重要因素，是客户、社会衡量供电企业管理水平和服务理念的重要标准，是网架结构建设和能源利用效率合理性的综合反应，综合体现了供电企业的应急管理水平。

智能配电网的建设是实现快速隔离故障和恢复非故障区段供电的重要方式。国家电网公司对智能配电网的建设

提出了明确的可靠性指标，其2010年3月份颁布的《配电自动化试点建设与改造技术原则》中提出的智能配电网建设可靠性指标如表1所示。

表1 国家电网公司智能配电网建设供电可靠性指标

集中型	半自动方式	故障识别时间 $\leq 7\text{ min}$
	全自动方式	故障识别、隔离及恢复时间 $\leq 3\text{ min}$
就地型	智能分布式	故障识别、隔离及恢复时间 $\leq 3\text{ min}$
	重合器方式	故障识别、隔离及恢复时间 $\leq 7\text{ min}$

2012年6月，国家电网公司颁布了Q/GDW 1738—2012《配电网规划设计技术导则》企业标准，明确了各省供电区域按照负荷密度进行分类，确定城市供电区域的重要等级。按照标准要求，城市供电区域根据负荷密度分为A+、A、B、C、D和E 6类区域，如表2所示。

表2 国家电网公司供电区域划分表

供电区域	A+	A	B	C	D	E
行政级别	市中心区 或 $\sigma \geq 30$	市区 或 $15 \leq \sigma < 30$	市区 或 $6 \leq \sigma < 15$	城镇 或 $1 \leq \sigma < 6$	农村 或 $0.1 \leq \sigma < 1$	—
	$\sigma \geq 30$	市区 或 $15 \leq \sigma < 30$	市区 或 $6 \leq \sigma < 15$	城镇 或 $1 \leq \sigma < 6$	农村 或 $0.1 \leq \sigma < 1$	—
	—	$\sigma \geq 15$	市区 或 $6 \leq \sigma < 15$	市区、城镇 或 $1 \leq \sigma < 6$	农村 或 $0.1 \leq \sigma < 1$	农牧区
	—	—	$\sigma \geq 6$	城镇 或 $1 \leq \sigma < 6$	农村 或 $0.1 \leq \sigma < 1$	农牧区

注：1. σ 为供电区域的负荷密度，MW/km²。
2. 供电区域面积一般不小于5 km²。
3. 计算负荷密度时，应扣除110（66）kV专线负荷，以及高山、戈壁、荒漠、水域和森林等无效供电面积。

关键词/Keywords

智能开关 ·
馈线自动化 ·
永磁重合器 ·
重合闸 ·

明确供电区域重要等级后，即可确定智能配电网建设需要实现的供电可靠性目标，同时确定线路终端配置方式，如表3所示。

供电可靠性指标主要包括用户平均年停电时间与用户年平均停电次数。在低压用户供电可靠性统计工作普及后，可靠性指标将以低压用户作为统计单

表3 国家电网公司供电区域可靠性指标及终端建设配置表

供电区域	供电可靠性目标	终端配置方式
A+	用户年平均停电时间 $\leq 5\text{ min}$ ($\geq 99.999\%$)	三遥
A	用户年平均停电时间 $\leq 52\text{ min}$ ($\geq 99.999\%$)	三遥或二遥
B	用户年平均停电时间 $\leq 3\text{ h}$ ($\geq 99.999\%$)	二遥为主, 联络或重要分段三遥
C	用户年平均停电时间 $\leq 9\text{ h}$ ($\geq 99.999\%$)	二遥或一遥
D	用户年平均停电时间 $\leq 15\text{ h}$ ($\geq 99.999\%$)	二遥或一遥
E	不低于向社会承诺的指标	一遥

位, 口径与国际惯例接轨。

2014年3月, 国家电网公司运检部对智能配电网建设又提出新的指标, 即配电网自动化覆盖率最低指标为: ①A+、A类每条线路至少3个节点遥控; ②B类区域至少1个节点遥控; ③C、D类用户加装分界开关, 至少1个节点遥测。

锦州作为环渤海经济区重要的沿海开放城市, 其供电可靠性需与其经济发展水平相适应。为了更好地服务于锦州城区用电需求, 保证锦州辖区配电网运行可靠性达到国家电网规划要求, 对配电线路运行结构及现状进行统计分析, 探索适合本区域的故障停电快速复电方案的研究。

由于本区域架空线路覆盖面积较大, 故障率较高, 因此主要针对架空线路的故障处理方案进行深化研究。

馈线自动化新模式考虑的原则

馈线自动化新模式规划应该考虑下述原则: 稳定可靠、实用、先进性与经济性相结合等几个方面, 详述如下。

- 1) 建设模式符合国家电网建设规范及行业标准。
- 2) 稳定可靠。需要在两个方面考虑: 一是系统的稳定性和可靠性; 二是设备的稳定性和可靠性。故障尽可能就地处理, 适应于各种工况环境, 不完全依赖于主站和通信通道。
- 3) 实用性。要求运行单位要因地制宜、因网制宜, 根据各单位的特点选择最适合、最能见效的自动方案优先实施。
- 4) 先进性。指系统设计理念的先进性, 系统规划有前瞻性, 为实现智能配电网“自愈”功能

做技术尝试。

锦州馈线自动化建设应参照国家电网《配电自动化技术导则》及辽宁省供电公司关于配电自动化系统建设的指导思想。结合锦州市的配电网络结构、配电设备状况、社会用电需求和可靠性指标要求等多方面因素, 贯彻“经济实用、技术先进、因地制宜、分步实施、合理利用、适当改造、统筹兼顾、协调发展”的建设方针, 馈线自动化新模式建设应遵循以下原则。

- 1) 馈线自动化新模式建设坚持以全面提高配电网运行及管理为主要目的, 以提高供电可靠性, 以配电网实时监控为技术手段的原则。
- 2) 馈线自动化新模式建设与锦州供电公司供电可靠性规划和锦州市中低压配电网规划紧密结合, 配电网架空线路按统一标准配置柱上开关、智能终端、通信设备和电源设备等。
- 3) 通信模式需要结合当前通信信道建设水平及利用效率考虑。
- 4) 馈线自动化新模式建设遵循国家有关部门关于信息安全的有关规定。从软硬件技术、通信系统和功能体系等各个方面保证系统运行的安全、可靠和稳定。
- 5) 馈线自动化新模式采用成套智能开关进行设计, 二次部分采用标准化、模块化、多功能、可扩展、少维护和低功耗的配电自动化终端设备, 有效降低工程实施难度, 提高配电运行管理部门对配电自动化设备的运行管理水平和工作效率。

馈线自动化故障处理方案研究

1. 关键设备: 柱上成套智能开关

柱上成套智能开关由电动开关、智能控制器和电源变压器3部分组成。根据实现功能不同可分为智能重合器、智能断路器、智能负荷开关和智能分界负荷开关等。

柱上成套智能开关能够实现电流、电压等模拟量采集, 开关位置远传, 远方合分闸操作, 即“三遥”功能。同时具备线路保护、重合闸和智能逻辑判断等故障判断与处理功能。

2. 线路故障常规处理模式

主干线路：单电源线路主要依靠变电站出口开关与线路分段开关配合实现故障隔离，全断路器方案一次重合闸，负荷开关两次重合闸；多电源环网线路依靠变电站出口开关与线路分段开关配合实现故障隔离，联络开关实现负荷转移。

分支线路：分界开关与变电站出口开关配合实现故障隔离；主要问题：对于故障高发线路，变电站出口多次重合闸，将对线路设备造成涌流冲击，影响设备正常寿命。

3. 馈线自动化新方案的研究

(1) 设计原则

1) 减少变电站出线开关跳闸率。变电站出口开关跳闸将影响整条馈线的全部供电区域，停电影响范围最大。馈线发生相间短路或单相接地故障时，通过加装智能永磁重合器，尽可能在出线开关跳闸之前有效隔离故障区域，减少出线开关动作次数。

2) 提高变电站出线开关重合闸成功率。智能永磁重合器跳闸后依靠智能断路器或智能分段开关配合自动切除永久性故障区域，最终使得重合闸成功，缩小故障引起的停电范围，大大提高重合闸成功率，减少故障跳闸次数（重合闸不成功）。10 kV馈线故障跳闸率是国家电网公司反映配网运行管理水平的重要指标，降低此项指标意义重大。

3) 减少靠近电源侧的开关动作次数。靠近电源侧越近的开关，其跳闸引起的停电范围也越大，应尽量使靠近电源侧的开关少动作。

4) 自动隔离分支侧单相接地故障。配电网线路单相接地故障较难查找，尤其是分支单相接地查找周期更长，成为影响地区供电可靠性的重要因素，因此采取有效措施避免单相接地故障所引起的跳闸，分支线设置分界智能开关自动切除分支的短路和单相接地故障。

(2) 设备

柱上电动开关、馈线智能终端FTU和取能PT特点如下。

1) 不依赖主站，通过改造后的智能开关实现

各类供电区域快速隔离故障和恢复供电，大幅度提高供电可靠性。

2) 变电站出线开关不参与故障隔离动作，更便于实施。

3) 对于永久性故障，变电站不用进行多次重合闸，减小对系统的冲击。

4) 不用铺设专用的信息交换通信通道，成本低，维护成本几乎为零。

(3) 方案描述

基于智能开关的馈线自动化技术是以智能开关综合监测线路电流、开关两侧电压和结合开关状态进行检测，利用终端本身的逻辑功能自动查找定位故障点，自动跳开故障区段的两侧开关以实现故障隔离，自动合上联络开关，实现非故障区域的恢复供电。智能开关与主站系统之间通过无线GPRS模块通信，实现数据的传输。

基于智能开关的馈线自动化新模式技术实现说明

以全部智能断路器为例，该模式实现故障隔离的技术实现说明如下。

以变电站出线第一级开关 FCB_1 、 FCB_2 为智能永磁断路器，在5台主干线智能断路器组成手拉手环网供电的架空线路上实施馈线自动化功能；采用GPRS无线通信实现配电网自动化开关的“三遥”功能；同时配置FTU（RDCU-1A控制器）来实现不依赖通信系统的馈线自动化故障处理功能，包括自动确定故障位置，隔离故障区段，恢复非故障段的供电。

架空线路一次电气示意图如图1所示。

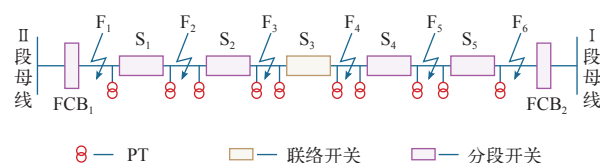


图1 馈线自动化全断路器方案

变电站内开关的速断保护需设置300 ms延时。

以 S_3 开关作为联络开关时， $F_1 \sim F_6$ 故障点的故障处理过程如下。

(1) F_1 故障点

FCB₁智能永磁重合器保护跳闸, S_1 、 S_2 开关失电延时100 ms分闸。

瞬时故障时, 3 s后FCB₁智能永磁重合器重合成功, S_1 、 S_2 开关依次得电延时3 s合闸; 联络 S_3 开关由于延时15 s没到再次得电, 其“单侧失电延时分闸功能”返回, 保持分闸状态, 线路恢复供电结束。

永久故障时, 3 s后FCB₁智能永磁重合器重合到故障再次跳闸并闭锁, S_1 开关检测到残压脉冲闭锁并且其未整定负荷侧“得电延时合闸功能”保持分闸状态, 将故障隔离; 联络 S_3 开关单侧失压延时15 s合闸成功; S_2 开关得电延时3 s合闸成功, 转移供电结束。

(2) F_2 故障点

S_1 开关保护跳闸, FCB₁智能永磁重合器保护返回, S_2 关失电延时100 ms分闸。

瞬时故障时, S_1 开关延时1 s重合成功, S_2 开关得电延时合闸, 联络 S_3 开关由于延时15 s没到再次得电, 其“单侧失电延时分闸功能”返回, 保持分闸状态, 线路恢复供电结束。

永久故障时, S_1 开关延时1 s重合到故障再次跳闸并闭锁; 同时 S_2 开关检测到残压脉冲并闭锁(处于分位)将故障隔离, 联络 S_3 开关失电延时15 s合闸成功, 转移供电结束。

(3) F_3 故障点

S_1 开关保护跳闸, FCB₁智能永磁重合器保护返回, S_2 开关失电延时100 ms分闸。

瞬时故障时, S_1 开关延时1 s重合成功, S_2 开关得电延时3 s合闸成功, 联络 S_3 开关由于延时15 s没到再次得电, 其“单侧失电延时分闸功能”返回, 保持分闸状态, 线路恢复供电结束。

永久故障时, S_1 开关延时1 s重合成功; S_2 开关得电延时合闸到故障跳闸并闭锁, 同时联络 S_3 开关检测到残压脉冲并闭锁(处于分位), 将故障隔离。

(4) F_4 、 F_5 和 F_6 故障点处理同前文描述, 不再赘述。

馈线自动化新模式应用验证

以锦州供电公司紫荆线方案改造为例进行

验证。

紫荆线运行现状如图2所示, 线路涉及3条重要分支, 分支侧用户主要是当地工矿企业, 由于线路故障高发导致变电站出口频繁跳闸, 对整条线路正常运行产生影响。

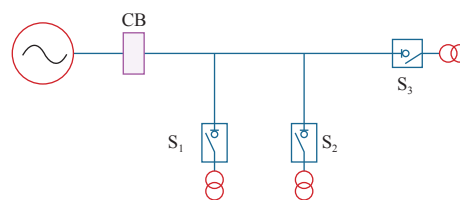


图2 紫荆线改造前

从图中分析得知, 线路分支由分界负荷开关SOG (S_1 、 S_2 和 S_3) 控制, 对于短路故障处理依靠变电站出口(CB)一次重合闸与分界负荷开关配合实现。但是每次故障处理都会产生线路涌流造成线路设备冲击, 同时造成整条线路短暂停电。

改造方案: 3条分支出线侧加装3台永磁自动重合器(ACR), 通过级差配合实现变电站出口无扰动情况下隔离分支故障, 同时不影响其他分支正常运行, 如图3所示。

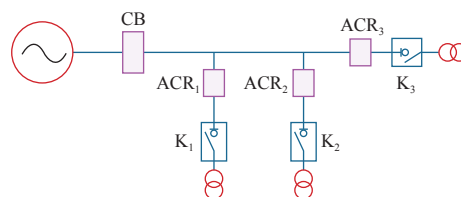


图3 紫荆线改造后

变电站出口开关与分支开关的保护时间基差配合定为: 分支开关速断延时 $T_1=0$ s, 过流延时 $T_3=0.2$ s, 重合闸间隔为0.3 s; 出口开关速断延时 $T_1=0.15$ s, 过流延时 $T_3=0.5$ s, 重合闸间隔1~2 s; 接地故障由分支SOG直接隔离。

方案改造后具备以下特点: ①永磁自动重合器其操作机构适合操作频繁领域, 具备参数调整及保护配合功能; ②分支线路发生短路故障由永磁重合器直接跳闸隔离故障, 变电站出口开关作为后备保护, 减少线路涌流冲击; ③分支线路故障隔离不影响主线路及其他分支正常运行; ④分支接地故障由分界负荷开关SOG直接动作隔离。

(下转第113页)

反向校验(必要性)证明其正确性。

3) VLAN划分方法在流量上较广播方式和单播方式都存在较大的优势。

4) 提出的基于SCD解析的智能变电站VLAN划分方法与实现是切实可行的。

参考文献

- [1] 马素刚. VLAN技术的研究与仿真[J]. 制造业自动化, 2011, 33(11): 78-81.
- [2] 王媛媛, 金连甫. VLAN技术在宽带接入网中的应用与实现[J]. 计算机工程, 2003, 29(9): 112-114.
- [3] 牛占平. VLAN技术在智能化变电站网络中的应用探讨[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(23): 75-78.
- [4] 丁腾波, 林亚男, 赵萌. 智能变电站虚拟局域网逻辑结构划分方案的研究[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(1): 115-119.
- [5] 秦川红, 王宁, 任宏达, 等. 采用虚拟局域网的数字化变电站数据通信仿真研究[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(2): 126-131.
- [6] 张志丹, 黄小庆, 曹一家, 等. 基于虚拟局域网的变电站综合数据流分析与通信网络仿真[J]. 电网技术, 2011, 35(5): 204-209.
- [7] 熊坤, 寇晓蕊, 范元书, 等. 网络拓扑发现算法定性分析[J]. 计算机工程与应用, 2004, 40(14): 136-137.
- [8] 李倩, 宋如顺. 网络拓扑发现中信息收集方式的分析与研究[J]. 计算机应用, 2001, 21(12): 17-19.
- [9] 刘筱萍, 杨冰, 王浩. 变电站配置工具中SCL文件解析的分析与实现[J]. 电网技术, 2006, 30(7): 463-466.
- [10] Brunner C. IEC 61850 object model and configuration language[R]. ABB, 2002.
- [11] 范建忠, 马千里. 基于WINCAP的GOOSE报文捕获分析工具开发[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(23): 52-56.
- [12] 郭健生, 吴文宣, 王云茂, 等. 基于TinyXML的智能变电站SCD文件的解析[J]. 电力与电工, 2011, 31(3): 7-10.
- (收稿日期: 2014-03-10) **EA**

(上接第107页)

结束语

综上所述, 针对配电网故障高发线路, 可通过加装智能开关依靠级差配合实现故障隔离, 减少变电站出口开关动作次数。

配电网线路运行方式复杂多样, 故障处理模式也不可能单一, 需要因地、因网制宜, 制订合理实用的故障隔离方案。

参考文献

- [1] 国家电网公司. 配电自动化试点建设与改造技术

原则[S]. 2010.

- [2] 国家电网公司. Q/GDW 1738—2012 配电网规划设计技术导则[S]. 北京: 中国电力出版社, 2012.
- [3] 林涛. 国家电网公司配电自动化应用提升工作进展介绍[C]. 第五届配电自动化技术应用论坛, 2014.
- [4] 江东文, 苏忠阳. 10 kV架空线配电自动化系统的初步实施[J]. 继电器, 2002, 29(8): 55-57.
- [5] 袁钦成. 配电系统故障检测自动化技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2007.

(收稿日期: 2014-06-13) **EA**