

配电网自动化与数字变电站自动化信息融合的实例分析

采用一种将配电区域自动化系统与数字化变电站自动化系统融合的方案,可以提高数字化变电站配电网数据的高效利用。方案增设一台信息交互的配电网区域控制器,并进行基于IEC 61850规约的配电网和变电站设备的整体建模。详细阐述配电网区域信息同变电站自动化的融合方案,以及控制器的主要功能。最后以实例表明此融合策略使得处理配电网缺陷故障能做到信息采集更直接,故障消除更智能。

张 磊 钱碧甫 林高翔 林 帆/温州供电公司



张 磊/工程师

数字化变电站技术是变电站自动化的发展趋势,配电自动化系统与数字化变电站自动化系统实现融合是未来的趋势。按照数字化变电站的建设方案,需要对配电网设备进行IEC 61850建模,对配电网完全实现数字化,将配电网完全纳入数字化变电站自动化系统^[1]。但是,目前配电网设备的IEC 61850建模,以及相关标准还没有成熟,而且全面对配电网设备进行数字化改造的建设成本太高,当前条件下,从经济性、设备和运行条件都不适合全面实施配电网的数字化^[2-3]。

本文采用基于IEC 61850规约,将配电网区域网络进行建模,接入有针对性的配电网区域,起到对局部配电网的高效控制。增设一台配电网区域控制器,使得数字变电站自动化和配电网自动化进行信息融合,使得在处理配电网缺陷故障时能做到信息采集更直接,故障消除更智能。

融合策略

1. 方案介绍

变电站的自动化区域中的配电网部

分只考虑到10 kV馈线的出口断路器,对于配电网发生的故障只能由变电站切除整条馈线,不能对配电网内部故障进行局部隔离,导致全线停电。本文采用的配电自动化系统与智能变电站系统融合方案是将配电自动化系统作为变电站自动化的子系统,变电站自动化与配电网自动化关系示意图如图1所示。配电自动化系统按照传统模式运行,配电网划分为若干个区域,每个区域可以是一条馈线或是一个环网,每个区域配置一台配电网区域控制器,区域内的智能终端设备(FTU、DTU和TTU等)将采集信息汇集到该区域的配电网区域控制器,配电网区域控制器负责该区域内的终端信息的收集与转发,其兼有配电自动化系统子站的部分功能。

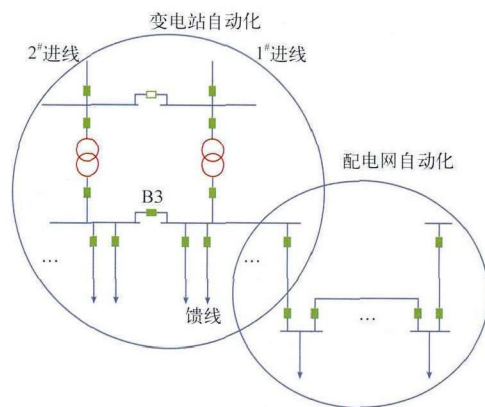


图1 变电站自动化与配电网自动化关系示意图

2. 配电网区域控制器

传统的变电站自动化与馈线自动化是两个相互独立的不同层面的系统,当配电馈线发生故障时,变电站只能将变电站故障的出线断路器跳闸,使整条出

关键词/Keywords

信息融合 ·
IEC 61850 ·
区域配电网 ·
数字化变电站 ·
变电站自动化 ·

线全部停电；而馈线自动化只能在变电站出线断路器以下的线路完成故障定位、隔离和恢复，没有对变电站出口断路器的操作权限。文本的融合设计是在数字化变电站系统中增加配电网区域控制器，连通两个相互独立的系统。

配电网区域控制器作为区域配电网的中心管理设备可以安装在变电站内，按照IEC 61850的标准接入数字化变电站系统。变电站可以通过配电网区域控制器间接对该区域内的配电网设备进行运行和控制的管理，配电网区域控制器负责数字化变电站系统与配电自动化系统之间的信息交互。这样的方式不需要配电网系统内的设备全部按IEC 61850标准接入，对变电站而言，只要对配电网区域管理器进行IEC 61850建模，使配电网区域控制器符合IEC 61850标准，就可以将其纳入到变电站自动化的系统中，数字化变电站网络系统图如图2所示。

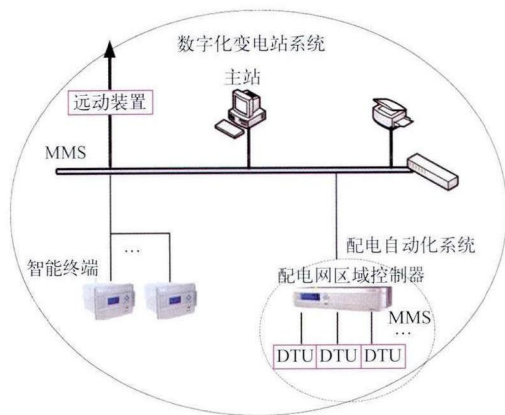


图2 数字化变电站网络系统图

增设此控制器对配电网区域的主要作用是：当配电网出现故障导致10 kV馈线断路器分闸，整个智能系统可自动进行配电网区域内的故障排查、定位和隔离，而后重合馈线断路器恢复供电。但现行的传统方案是：①重合闸；②永久故障则需配电网系统自动或人工进行消除。

相比之下，信息融合策略极大缩短配电网区域性的停电时间，能保障电网安全稳定运行。

实例分析

本文针对本地市局110 kV雪山变电站下面的汇

昌开闭所及昌组团、西山桥、盛北和金组团四个配电室组成的配电线路分析，开闭所及配电室各配置一台DTU，变电站配置一台配电网区域控制器。装置安装在变电站内，通过一台远动装置从变电站断路器QF₁、QF₂的保护测控装置上获取保护动作信息及断路器位置信息，其网络结构图如图3所示。

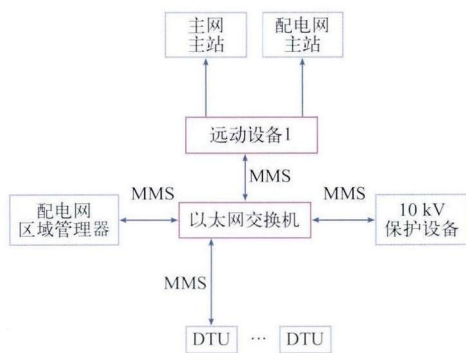


图3 信息融合后的网络结构图

配电网区域控制方案是通过GOOSE和SV来完成终端开闭所DTU和站内配电网区域控制器的控制和反馈功能。另外，对于故障处理预案的定义、下发和控制是通过站间IEC 61850规约实现，报文形式是MMS报文。为了实现主站端与各终端的有效控制，采用不同的订阅和分区域控制技术实现不同层次、不同区域的快速信息传输和控制，实例的网络图如图4所示。

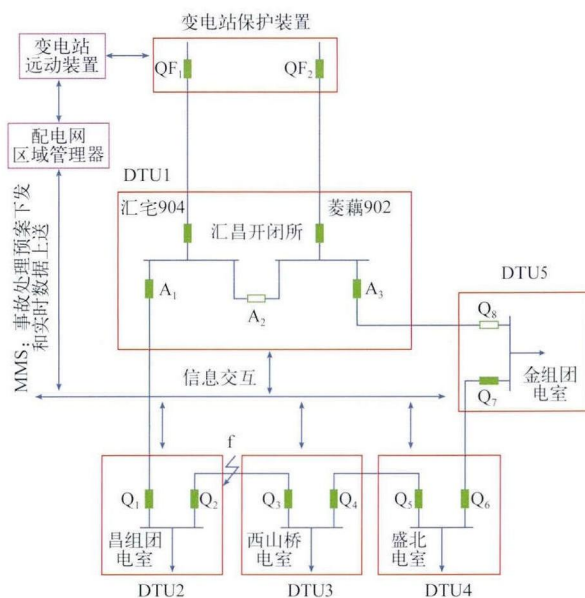


图4 实例的网络图

首先,对于不同等级的配电网终端DTU,通过带有优先级的VLAN域划分,即每个DTU划定为一个VLAN,在第一个层次上对信息进行筛选,保证数据传递的有效性和安全性。为了进一步保证信息传输的条理性,在域内进行第二层次上的信息整理,开闭所的DTU向配电网区域控制器发送断路器位置和电流数据,同一开闭所内的断路器无信息交汇,减少终端间不必要的信息处理,保证终端间信息传输的可靠性。

另一方面,通过订阅的方式进一步对终端进行划分,进而达到信息分类处理的目的,提高信息处理的效率。GOOSE作为一种实时应用报文,主要传送实时性很强的断路器位置信号、保护闭锁和跳闸信号,SV主要传送配电网各相应节点的电流信号,两者的信息承载能力较弱,无法满足故障处理预案的传输。为了实现预案的有效传递,配电网区域控制方案采用映射到MMS的站间IEC 61850报文完成预案的下发和控制,即DTU和配电网区域控制器之间通过MMS报文交互。

现行的数字化变电站处理10 kV馈线断路器故障流程不再叙述,信息融合后的处理流程介绍如下:配电网f点发生故障发生后,QF₁断路器跳闸,同时配电网区域控制器收到故障指令,进入分析和处理模式;各个配电网终端DTU向配电网区域控制器发送故障信息,由控制器按照配电网控制策略进行故障诊断、故障定位,因为在断路器Q₂检测到有故障电流,且电流方向指向故障点,而Q₃侧无故障电流,由此可以确定故障点位于此两个断路器之间;然后选择隔离措施:断开Q₂、Q₃,合上Q₈。通过IEC 61850下发到相应的配电网终端DTU2、DTU3和DTU5;各终端收到主站发来的预案完成通知后,启用对应的召唤服务,终端根据自身运行情况自动匹配相应的故障处理预案,进行事故处理,然后向区域配电网控制器发送完成信号;此控制器则向变电站自动化系统报告故障隔离完成,可恢复供电,10 kV馈线断路器QF₁重新合闸送电。

从故障处理用时上分析,同样以此10 kV馈线故障为例,现行常规的有效措施是QF₁直接进行一

次重合闸。以保护出口用时和QF₁断路器分闸用时大致共为100 ms,又本地保护定值的重合闸时间为1 s,再QF₁合闸时间大致为100 ms,则常规总用时约为1 200 ms。后续的二次跳闸、反馈缺陷(负责部门:监控中心)、组织消缺(负责部门:配电工区)和合闸送电(负责部门:变电工区)的时间由于人工、环境等因素无法统计。而施行本文信息融合策略后,以保护出口用时和QF₁分闸用时依然大致共为100 ms,而后的故障分析和信息交互为高效处理器行为,大致计为80 ms,故障隔离大致(断开Q₂、Q₃,合上Q₈)300 ms,再有馈线断路器QF₁合闸用时大致100 ms,总用时为580 ms,大大提高恢复供电的效率,而且避免挂网设备由于重合于故障,经受二次冲击。

如此,通过配电网的区域自动化和数字站的自动化信息的交融,准确、迅速地完成一次配电网故障的排除,本融合方案证明可以推广使用。

结束语

针对当前配电网自动化基础还比较薄弱的情况,将配电网自动化系统完全按照IEC 61850的标准接入数字化变电站系统,并投入运行,还有一段较长的路要走。因此本文采用一种将配电区域自动化系统与数字化变电站系统融合的方案,增设配电网区域控制器作为两者的交互桥梁,可以提高站所数据的有效利用,增强配电网处理故障的能力,推进IEC 61850标准的普及实施,满足配电网的标准化要求,并以实例阐述此融合策略可行性。

参考文献

- [1] 凌万水,刘东,陆一鸣,等.基于IEC 61850的智能分布式馈线自动化模型[J].电力系统自动化,2012,36(6):90-95.
- [2] 陈小飞.10 kV配电网网架结构与经济性、可靠性分析研究[D].杭州:浙江大学,2011.
- [3] 柯硕灏.配电网故障自诊自愈新原理与新方法研究[D].武汉:华中科技大学,2011.

(收稿日期:2014-11-10) **EA**