

智能变电站层次化继电保护配置优化的探讨

张尧^{1,2} 陈福锋^{1,2} 陈实^{1,2}

(1. 国电南京自动化股份有限公司 江苏 南京 210032;

2. 南京国电南自电网自动化有限公司 江苏 南京 211153)

摘要: 讨论了智能变电站中层次化继电保护系统的配置方式,就目前就地保护配置复杂、保护整定繁复、后备保护逐级配合时间长、站域保护工程应用不便等多方面的问题,提出了就地保护的部分后备保护功能向站域保护、区域保护迁移的配置策略;并基于一次设备建模、变电站信息交互来实现就地保护定值自动整定、与就地保护协同的站域后备保护的思路和实例,降低现有继电保护信息流的横向耦合,简化就地保护配置,提升站域后备保护性能。

关键词: 智能变电站; 层次化继电保护; 一次设备建模; 自动整定; 协同

Abstract: The relay protection configuration in smart substation is discussed. According to the complicated function configuration, uncomfortably setting, long operation time of step-by-step backup protection and inconvenient engineering application of station-domain protection, it is proposed that the part of backup protection function is transferred to the station-domain protection or area protection. And based on primary equipment modeling and device information interaction, the ideas and examples are realized that is local protection setting sets by itself automatically and station-domain backup relay protection is cooperated with local protection to optimize local protection. It can reduce the transverse coupling in the existing relay protection, simplify the local protection configuration and improve the performances of station-domain backup protection.

Key words: smart substation; hierarchical relay protection; primary equipment modeling; auto setting; collaboration

中图分类号: TM771 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2017)02-0066-05

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2017.02.015

0 引言

特高压交直流工程建设和分布式新能源的快速发展,给电网调度、运行和控制带来前所未有的复杂性,对于继电保护而言也会面临极大的挑战^[1]。在电网结构变化的同时,中国变电站近年来经历了从传统变电站到数字化变电站、智能变电站、新一代智能变电站等阶段的发展^[1]。对于继电保护,最显著的变化是传统模拟量、电平信号等开关量的输入输出方式变为了数字化的 SV(数字化采样)数据和 GOOSE(面向通用对象的变电站事件)信号^[2]。但除了针对采样数据品质、GOOSE 信号品质的处理外,从功能配置上智能变电站的保护与传统保护没有太大的差异,在原理上更没有较大的变化。

在新一代智能变电站试点建设过程中,提出了层次化继电保护系统,把原有的继电保护划分为就地级保护,增加了站域级、广域级保护控制系统,站域保护集成了部分安全自动装置的功能;并对单套

保护做了冗余配置,但就地级保护还是按照原有的配置方式^[3]。文献[4]提出了就地保护仅配置主保护的方式,并配置站域集中式后备保护的方案。文献[5]提出了分布式站域保护,通过多数据源提高站域保护的可靠性。另外,对于站域后备保护的实现原理还提出其他一些方式^[6-8]。

目前对于层次化继电保护的研究和应用,主要集中在站域后备保护原理方面,对于就地保护功能配置的优化以及运维的便捷提及较少;同时当站域后备保护的范围扩大后,如何保证其可靠性也是难题之一。

在传统变电站中,装置间的数据获取是通过大量的二次电缆来实现,过多的信息交互势必造成二次回路复杂,系统可靠性降低。智能变电站采用了 IEC 61850 规约后,其最大的优点是信息共享,智能变电站内的站控层、过程层网络是能够让站内任何一个设备获得全站信息,结合线路纵联通道还可获取对侧变电站的信息;同时在 IEC 61850 规约良好的互操作性下,智能变电站信息交互具备良好的基础^[3]。

下面就智能变电站,将现有的继电保护功能分类,并重新分布到层次化继电保护系统中;简化就地保护功能,方便工程运维,利用就地保护和站域保护的协同以及智能变电站信息交互的优势提升站域保护性能;并就功能扩充后可能带来的可靠性问题提出解决方案。

1 现有智能变电站继电保护配置

1.1 线路保护

如图1所示,目前电网通常配置的线路保护根据保护范围主要包括:1)主保护(纵联保护/距离I段);2)近后备保护(距离II段/零序II段);3)邻线远后备保护(距离III段/零序III段)。由于距离III段和零序III段在通常整定中按照系统稳定要求来整定,实际上邻线远后备保护是作为系统稳定的后备来使用。由于近后备保护和邻线后备保护的保护区会涉及到相邻设备,因此在整定中必须与相邻设备的后备保护在时间上配合,避免越级跳闸。

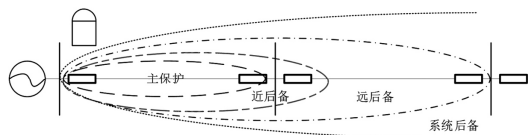


图1 现有线路保护功能配置示意图

1.2 变压器保护

如图2所示,变压器保护主要包括:1)主保护(差动保护);2)近后备保护(阻抗保护、间隙保护、过流和零序保护的方向段);3)远后备保护(过流和零序保护末段)。其中近后备保护主要作为主保护的后备保护,保护范围通常不超过主保护范围,对于过流保护和零序保护在实际整定中往往为了保证相邻设备末端在最小运行方式有足够的灵敏度,也是按照保护系统稳定的系统级后备保护。

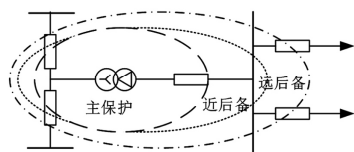


图2 现有变压器保护功能配置示意图

1.3 母线保护

如图3所示,母线保护主要包括:1)主保护(差动保护);2)失灵保护。母线保护通常不配置后备保护,依靠线路保护、变压器保护的后备保护来作为

母线保护的远后备,母线上各间隔断路器的失灵保护通常均由母线保护完成。

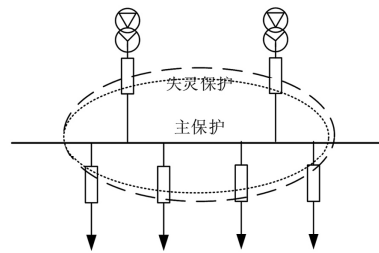


图3 现有母线保护功能配置示意图

1.4 现有配置的一些不足

1) 后备保护逐级配合

线路保护和变压器保护均配置了相邻设备的远后备保护以及作为系统稳定安全的系统级后备保护,这就需要在时间上与邻线或下级设备的后备保护进行配合,尤其对于变压器后备保护涉及的下级设备较多,又作为整个变电站主要的后备保护,造成变压器后备保护配置复杂,在多侧电源的情况下难以整定,甚至出现近后备动作时间大于设备热稳时间,对设备安全运行造成较大的风险。

2) 就地保护间横向耦合

由于母线上各间隔的失灵保护通常都配置在母线保护中,也就使得母线保护和各间隔线路保护、变压器保护之间需要相对复杂的联锁信号,在实际运维中,这也是智能变电站就地保护虚端子配置复杂以及保护设备检修时安全措施不便的原因之一。

3) 后备保护决策依据不足

对于线路保护、变压器保护配置的后备保护范围远大于主保护范围,但受制于保护安装处的测量信息,无法感知系统实际的运行方式及相邻设备电气特征,因此也难以保证在不同运行方式下准确动作,例如线路距离III段等。

2 层次化继电保护的优化配置方案

2.1 保护功能的优化分布原则

根据保护范围、是否需要相互配合、综合决策信息来源等因素将就地保护中原有的主保护、后备保护功能在层次化继电保护系统中进行重新组态。

1) 就地保护

就地保护配置被保护对象的主保护、近后备保护及设备安全的后备保护,尽可能避免就地保护之间的横向连接;在保护功能上就地保护不涉及与相

邻设备后备保护在时间或者空间上的配合,如图4所示。

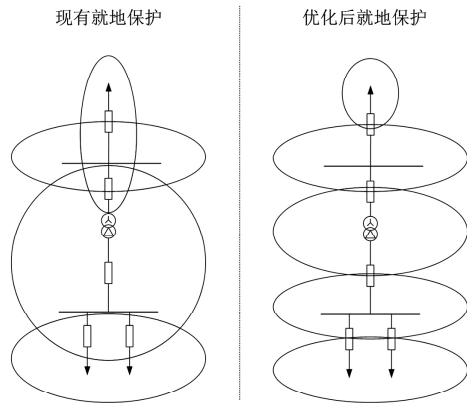


图4 就地保护配置优化保护范围示意图

2) 站域保护

站域保护与就地保护之间形成纵向连接。由于变电站内主要设备的后备保护大多配置在变压器后备保护中,因此站域保护以原有变压器相关后备保护为主体,形成变电站高压侧母线以下设备的站域后备保护,并将原有就地保护间横向耦合的功能配置到站域保护中。

3) 区域(广域)保护

就地保护中需要相邻变电站及系统运行方式等信息后才能更合理地决策保护功能,例如线路距离Ⅲ段保护、零序Ⅲ段保护、变压器零序末段功能等配置到区域(广域)保护。

2.2 保护功能的优化分布方案

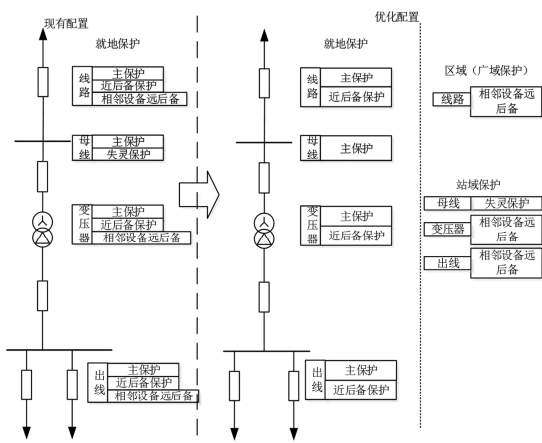


图5 保护功能优化配置示意图

如图5所示的典型变电站接线及保护配置,线路就地保护仅设置纵联保护和距离Ⅰ段,将原有就地线路保护中的相邻设备的远后备如距离Ⅱ段、距离Ⅲ段、零序保护等在实际应用中受系统运行方式影响、保护整定配合相对复杂、过负荷运行状态下存

在风险的功能布置到区域(广域)保护中,利用区域(广域)保护获取的其他变电站数据信息和运行方式参数信息进行综合决策。

变压器就地保护中仅设置差动保护、间隙保护或者作为变压器近后备的阻抗保护,各侧后备中配置的下级设备后备的功能如过流保护、零序保护等配置到站域保护中。

母线保护中仅设置差动保护,各间隔失灵保护配置到站域保护中,减少就地保护之间的联闭锁。

按照上述配置方式后,就地保护无需与其他保护配合,同时就地保护之间不存在横向连接,使得就地保护配置独立、功能简化,并进一步实现少维护。站域保护以变压器后备保护为主体,利用智能变电站站内交互提高保护性能。

3 信息交互实现保护优化

3.1 就地保护定值的自动整定

由于就地保护仅配置了被保护对象的全线速动功能,保护功能大大简化,可以利用智能变电站信息交互来实现保护定值的自动整定。

定值整定通常需要一次设备参数,根据整定原则设置定值项,再通过系统运行方式参数校验其灵敏度是否符合要求。整定原则一般是固定的,因此如果保护能够自主获取一次设备参数和最小系统运行方式的短路参数,就能够实现定值的自动整定。

在 IEC 61850-7-4 中,定义了主要一次设备的逻辑节点(LN),如 YPTR(电力变压器)、TCTR(电流互感器)、TVTR(电压互感器)等^[9]。对于保护所需的 TA 变比、TV 变比、变压器参数、线路参数均有相应的 DO(数据对象)或 DA(数据属性)可以进行描述,但像变压器短路电压比等参数可能需要扩充相应的 DO。

如图6所示,在变电站设计完成并建立 SSD(系统规范描述文件)时对于所需的一次设备及其参数进行建模,经过集成商完成 SCD(变电站系统配置文件)文件配置后,由装置导出 CID(IED 配置文件)时获取并存储相关所需的参数。

对于最大、最小运行方式,目前通常是通过调度方式部门人工流转给出,可通过远方 EMS(电力管理系统)主站获取当前站点的短路参数及不同运行方式下的短路参数;站端 EMS 系统子站提供 MMS

(制造报文规范)服务,就地保护通过MMS获取当前站点各电压等级母线处不同运行方式下短路参数、最大负荷等信息。

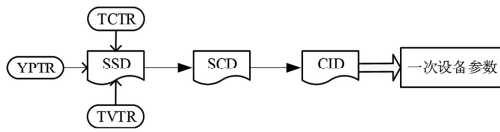


图6 一次设备参数传递过程

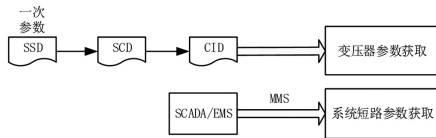


图7 定值整定参数获取

主保护及本设备的近后备通常以额定电流为基准值,并考虑可靠系数、返回系数、经验值系数等作为整定系数,整定完成后按照最小运行方式进行灵敏度校验。

因此保护装置中可根据功能差异选定整定参数,中间值作为默认值计算,再根据灵敏度校验结果调整参数。

设定整定参数:

$$K_{set} = K_{exp} \frac{K_{rel}}{K_{re}} \quad (1)$$

式中: K_{set} 为基准整定电流的整定系数,下称整定系数; K_{exp} 为经验值系数; K_{rel} 为可靠系数; K_{re} 为返回系数。

可靠系数、经验值系数、返回系数可按照中间值作为缺省值来处理,按照不同系数的阈值,整定系数的可调整阈值为

$$K_{set} \in (K_{setmin}, K_{setmax}) \quad (2)$$

式中: K_{set} 为整定系数; K_{setmin} 为整定系数最小值; K_{setmax} 为整定系数最大值。

选定迭代调整步长:

$$\Delta K_{set} = K_{\Delta} \times (K_{setmax} - K_{setmin}) \quad (3)$$

式中: ΔK_{set} 为整定参数调整步长; K_{Δ} 为调整步长百分比。

K_{Δ} 以保护装置通常最小精确工作电流设置。保护装置通过单向或者双向逼近,在灵敏度条件约束下找到合适的整定参数,确认保护定值。当整定参数越限时,发出整定异常告警提醒,如图8所示的流程处理。

3.2 与就地保护协同的站域后备保护

在所提的优化配置中,站域保护配置是以原变压器各侧后备保护为主体、变电站为对象的站域后

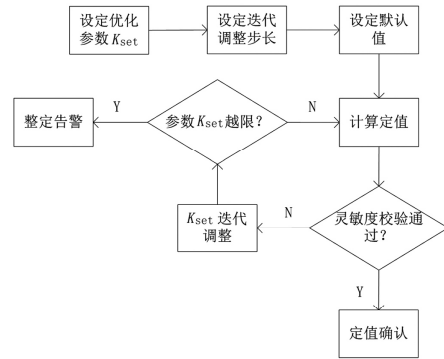


图8 灵敏度约束的定值自动整定流程图

备保护。站域保护通常采用网络采样方式,能够获取全站各间隔电流、电压数据。

从可靠性角度考虑,站域保护的覆盖范围越大,其不正确动作造成的后果也越严重。为了防止合并单元输出数据异常或者网络异常时造成保护异常,可以采用与就地保护协同的方式,站域后备保护采用启动元件和选择元件与门构成动作判据。

对于终端负荷变电站,站域后备保护的启动元件可采用电源侧过流元件,由站域保护装置根据采样数据进行计算。对于联络变电站或者存在多侧电源时,可采用差动元件作为启动元件。在各间隔就地保护中,设置灵敏的过流元件和功率方向元件,作为站域后备保护的选择元件,如图9所示。

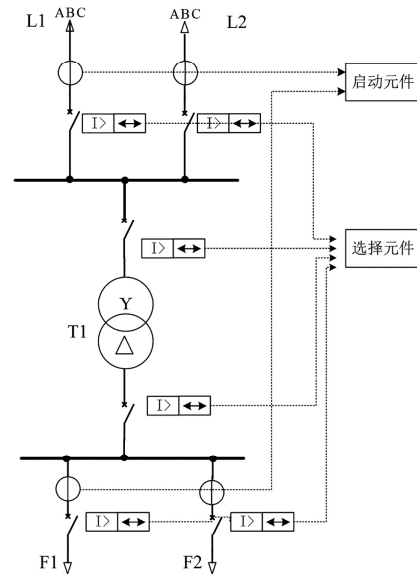


图9 与就地保护协同的站域后备保护示意图
计算站域差动保护差流:

$$I_d = \left| \sum_{x=1}^n \dot{I}_x \right| \quad (5)$$

式中: I_d 为以变电站为对象的差流; \dot{I}_x 为进线、馈线电流; n 为进线及馈线数量。

根据差流 I_d 可以判断故障在区内还是区外。由于变压器低压侧为不接地系统,电流启动元件具备自然的选择性,根据就地安装的馈线保护、变压器低压侧后备保护、低压侧分段保护的启动元件即可判别故障位置。而 110 kV 侧为接地系统,当本站 110 kV 接地运行时,110 kV 侧发生接地故障后,在零序电流的影响下,110 kV 侧就地安装保护的启动元件均可能动作,因此对于接地系统需采用启动元件和方向元件来进行故障定位。

根据从负荷侧到电源侧的原则,逐级判别就地保护的启动元件状态和方向元件,如图 10 所示。

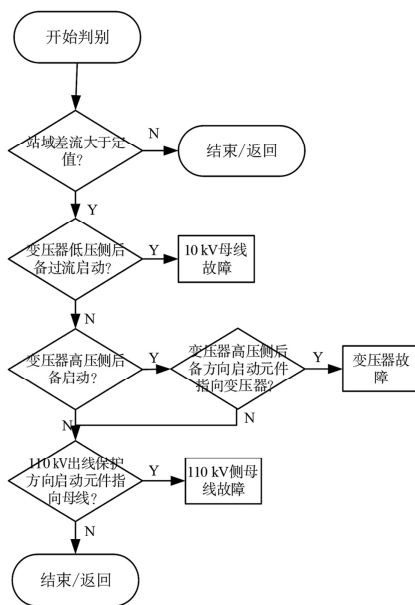


图 10 与就地保护协同的站域后备逻辑

站域后备保护在判别故障后,与就地主保护时间配合,同时也避免通信异常造成事故扩大,延时一个整定级差后切除相邻断路器或上级断路器。通过与就地保护的协同交互,降低了由于站域保护接收的采样数据异常而造成事故扩大,与就地保护形成梯级配合,实现变电站内故障的近后备。

4 结论

通过对于现有继电保护功能配置,根据保护范围、整定原则、横向耦合性、决策信息量等方面,将就地保护中的部分后备保护、失灵保护等上移到站域保护或区域(广域)保护中,使就地保护形成以一次设备为对象、断路器为边界、无死区的独立自治系统,减少了就地保护的横向耦合,方便了实际工程运

维;并基于智能变电站 IEC 61850 良好的互操作性,提出了就地保护定值自动整定的解决思路。对于站域后备保护,提出与就地保护协同站域后备保护方案,形成变电站范围内故障的短延时后备保护,同时提高了站域后备保护的可靠性。

为进一步提高继电保护的可靠性,降低由于信息交互带来的风险,今后还需要加强以下几个方面研究:1) 网络通信的可靠性;2) 设备信息描述的完善性;3) 虚端子连接的方便性。

随着对智能变电站技术的进一步研究,利用智能变电站的信息共享优势,提高继电保护的选择性、灵敏性、速动性、可靠性也会具有更广阔的空间。

参考文献

- [1] 周孝信,鲁宗相,刘应梅,等. 中国未来电网的发展模式和关键技术[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(29): 4999-5008.
- [2] 李孟超,王允平,李献伟,等. 智能变电站及技术特点分析[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(18): 59-62.
- [3] 宋璇坤,李颖超,李军,等. 新一代智能变电站层次化保护系统[J]. 电力建设, 2013, 34(7): 24-29.
- [4] 李锋,谢俊,兰金波,等. 智能变电站继电保护配置的展望和探讨[J]. 电力自动化设备, 2012, 32(2): 122-126.
- [5] 和敬涵,李倍,刘琳,等. 基于分布式功能的站域保护[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(6): 26-32.
- [6] 马静,史宇欣,马伟,等. 基于有限交叠多分区的站域后备保护方案[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(1): 101-106.
- [7] 周泽昕,王兴国,杜丁香,等. 一种基于电流差动原理的变电站后备保护[J]. 电网技术, 2013, 37(4): 1113-1120.
- [8] 刘益青,高厚磊,李乃永,等. 适用于站域后备保护的智能变电站站间信息传输方案[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(2): 96-102.
- [9] IEC 61850-7-4:2003, Communication Networks and Systems in Substations Part 7-4: Basic Communication Structure for Substation and Feeder Equipment—Compatible Logical Node Classes and Data Classes[S].

作者简介:

张尧(1984),工程师,主要研究方向为电力系统继电保护及智能变电站;

陈福锋(1979),高级工程师,主要研究方向为电力系统继电保护及智能变电站;

陈实(1985),助理工程师,主要研究方向为电力系统继电保护及智能变电站。(收稿日期:2016-12-02)