

一种基于录波启动信息的电网故障 诊断特征向量中心性方法

廖小君^{1,2}, 冯先正², 张 里², 王晓茹¹

(1. 西南交通大学电气工程学院, 四川 成都 610065;

2. 四川电力职业技术学院(国网四川省电力公司技能培训中心), 四川 成都 610072)

摘 要:文中提出了一种根据故障录波启动信息进行图信号建模,并基于网络节点特征向量中心性算法的电网故障诊断方法。首先,从继电保护及故障信息主站的故障录波启动信息构建故障启动信息网络图;其次,利用图平滑性分析方法判断电网是否发生故障及识别故障类型;最后,基于网络节点特征向量中心性算法识别故障元件,并进行可视化展示。仿真验证了所提算法的有效性。该方法作为录波智能故障分析的一部分,有助于快速掌握电网故障情况,并有重点地收集录波数据进行故障分析和校核,提高录波分析效率。

关键词:启动信息;图平滑性分析;特征向量中心性;故障录波智能诊断

中图分类号:TM 711 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2021)06-01-06

DOI:12.16527/j.issn.1003-6954.20210601

A Eigenvector Centrality Method for Fault Diagnosis of Power Grid Based on Recording Starting Data

Liao Xiaojun^{1,2}, Feng Xianzheng², Zhang Li², Wang Xiaoru¹

(1. Southwest Jiaotong University, Chengdu 610065, Sichuan, China; 2. Sichuan Electric Vocational and Technical College, Chengdu 610072, Sichuan, China)

Abstract: The graph signal modeling is carried out based on fault recording starting message, and based on the improved eigenvector centrality algorithm, the diagnosis method for power grid fault is proposed. Firstly, the fault wave network diagram is constructed according to the fault recording starting message of relay protection and fault recording master station. Secondly, the analysis method of graph smoothness is used to judge whether the fault occurs and to identify the fault type. Finally, based on the improved eigenvector centrality algorithm, the fault component is identified and visually displayed. The validity of the proposed algorithm is verified by simulation, which is helpful for the regulators to quickly analyze and judge the situation of grid fault and to collect the important fault recording data for analysis and checking so as to improve the efficiency of recording analysis.

Key words: starting message; smoothness analysis of graphs; eigenvector centrality; intelligent diagnosis of fault recording data

0 引 言

随着大数据和人工智能技术的发展和应用,基于故障录波信息的智能分析和诊断也在不断研究中,从基于故障录波时序网^[1]、广域录波^[2]的诊断系统发展到多数据源融合的故障信息诊断^[3-4]。人工智能技术融合的智能录波信息诊断系统^[5]也成为热点。目前,基于故障录波信息的诊断系统主要

通过继电保护及故障信息管理主站进行采集^[6],将故障时候相关的故障录波器和保护装置的录波通过故障信息子站上送。由于录波文件往往比较大,所以实际故障信息上送优先是保护装置动作报文和装置启动报文等文本信息,然后再对故障录波波形文件整理后上传。上传一般主动上送有保护元件动作的装置录波,其余的录波信息则通过召唤获取。基于广域和多源融合的故障录波智能分析还需进一步整理录波文件,然后进行数据预处理^[2,4],根据录波

进行智能分析,最终确认故障点。这个过程处理时间较长。如何能够缩短诊断时间,利用一些能够快速获得的录波信息对故障进行快速判断识别,以初步掌握电网故障情况,为后续有重点地收集录波数据进行故障分析和校核,提高智能录波分析效率是非常必要的。

目前,故障录波信息中,除了故障元件的动作信息外,能够快速获得的是其他故障信息,主要是非故障元件的启动信息。启动报告信息除了启动时间和启动元件类型,往往还包括启动值(相当于启动灵敏度),一些保护设备和故障录波器的启动报告信息没有启动值,通过装置升级,也很容易获得启动值。由于启动值反映了电网各节点和支路对于故障感知的大小,因此通过对启动信息中的启动值进行分析,能够提供许多有价值的信息,尤其是故障发生最初时刻的一些有用的信息,如故障发生时刻、故障严重程度、故障相别、故障元件等。由于故障启动信息上送和保护动作信息上送都是采用报文上送,所以速度很快^[7]。电网故障感知与分析的全景录波平台为录波协控^[9]提供了平台支撑,能实现基于故障录波启动信息的快速诊断,还可实现对启动元件的性能评价^[8]。

电网的智能诊断方法主要有专家系统、贝叶斯网络、佩特里网和神经网络等主要方法^[10],但上述方法基于开关量和相互逻辑关系,依赖先验概率等,因此仅基于启动信息的诊断分析不适合采用上述方法。直接对故障启动信息,通过如聚类等方法比直接进行统计分析更好。但对于一些与网络结构紧密的数据集,将其转换为一个加权图,并将图中心性作为评价网络节点重要性的指标,效果将更显著^[11]。由于电网故障特征分布与电网结构紧密相关,因此将故障启动信息建模为一个加权图,利用节点重要度(可获得图中心性)分析方法进行故障网络变化和故障元件诊断分析,能够获得更好的效果。

利用图的节点重要度在电网的安全评估、连锁故障诊断等方面有重要应用^[12]。但电网中的节点重要度主要根据节点在输电网络中的功能对节点进行分类,不同类型节点以不同指标各自评估其重要性,不适合故障网络的节点重要度评估。图节点重要度方法很多,包含 4 大类 30 种方法^[13]。基于度的节点重要度算法,主要考虑节点位置影响;基于路径的节点重要度算法,主要考虑节点间路径重要性。而对于故障启动信息网络的节点重要度分析本质是

诊断分析出故障时候影响最大的节点或支路,或者说故障特征最明显的节点或者支路,因此上述两种方法不太适合于故障网络节点重要度分析。基于特征向量的节点重要度方法根据相邻节点的中心性来进行加权^[13],不仅考虑节点邻居数量,还考虑了其质量对节点重要性的影响,使得特征向量法的应用广泛,包括网络异常点定位^[14]、节点重要度识别^[15]、多层次网络的节点重要度分析等。因此将特征向量中心性算法用于故障启动信息网络的故障中心识别是更适合的一种方式,经过试验也证明特征向量法比基于度和路径的算法效果更优。

下面通过将故障录波启动信息建模为图信号网络,采用图平滑度分析方法判断电网是否发生故障并识别故障类型;最后,基于网络节点特征向量中心性算法识别故障元件并进行可视化展示。

1 故障启动信息网络信号图建模分析

1.1 概述

图通过将实体表示为节点并将实体间的关系表示为边来建模物理和虚拟系统。图 G 在数学上表示为 $G = (V, E, W)$, 其中 $V = \{V_1, V_2, \dots, V_n\}$ 为图中 n 个节点的集合, $E = \{e_1, e_2, \dots, e_n\}$ 是图中 E 条边的集合, 而 W 是权重矩阵, 代表图中每条边的权重。故障启动信息网络信号图的建模就是如何选择网络图的节点和节点间相互关系及权重。

图信号是定义在任意图上的数值。对于图 G , 可以表示为 N 维向量 $f = [f(1), f(2), \dots, f(N)]^T$, 其中 $f(i)$ 是节点 i 上图信号的值, 紧密依赖于图 G 。

故障启动信息网络是由启动的那些节点和支路的录波信息构成的信息网络, 显然它是电网的一个子网, 其网络结构与故障电流位置、故障类型、启动值设置大小等有密切关系。

1.2 节点及节点信号

节点启动信息考虑母线电压信号。目前, 可以直接获取的节点信息为突变量电压、零序电压, 下面主要以这两种进行分析。除此之外, 根据节点连接的支路电流, 也可以计算得到流入节点的故障电流、总电流等其他信息。因为如果一个变量被很多变量依赖, 或被少数几个重要的变量依赖, 则变量的重要性较高。因此, 有较少链入数的变量可能比有较多链入数的变量重要性更高, 同时根据变量枢纽性作用的不同, 变量的重要性也不相同^[14]。所以选择支

路启动元件的支路电流为权重,用节点电压信号建模是合理的。在故障录波信息更丰富的情况下,则通过进一步研究电流、电压、功率、制动电流等约束关系,找到最佳适合的组合。

1.3 支路及支路权重

以线路故障电流和零序电流作为权重。线路的功率、差动电流和制动电流等信息则需要通过录波数据进一步处理得到。

支路故障电流通过线路两侧启动元件均可得到,因此以两侧电流绝对值的平均值作为支路电流。电力系统许多线路都是双回线,甚至多回线,这在图论中称为多重图。但一些图分析处理算法无法直接处理多重图,所以实际工程中,将多回线整体作为一个支路,其权重为所有多回线的故障电流之和。

为便于计算和理解,支路权重值和节点信号值均采用标幺值,基准值为对应网络的基准电压和基准电流值。

2 基于图信号平滑度的启动信息网络信号图的故障检测

事实上,当对构建的启动信息以可视化的方式(如图1)呈现出来时,能够看出主要的故障支路和电压变化波动的故障节点。但如何度量这个A相的启动信息构成的信号网络图是否发生故障及其严重程度?在图信号处理中,可以通过梯度测量和全局方差的计算来度量整个网络的信号变化情况^[15],即通过图节点信号的平滑性来分析是否发生故障及故障类型。

A相故障电流和电压分布

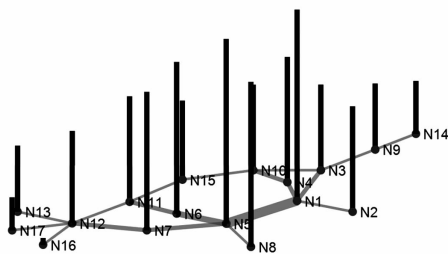


图1 启动信息网络信号

2.1 图信号平滑度分析原理

2.1.1 量化图信号的变化

根据信号值所在的加权图的内在结构来定义图信号的平滑度,网络各节点基于权重的信号变化可

以通过节点*i*处的梯度来分析。

图信号*f*相对于边 e_{ij} 在顶点*i*处的导数定义为

$$\left. \frac{\partial f}{\partial e_{ij}} \right|_i = \sqrt{w_{ij}} [f(j) - f(i)] \quad (1)$$

式中: $f()$ 为节点信号; w_{ij} 为 e_{ij} 权重。

2.1.2 图信号的全局变化平滑度

可以采用式(2)对所有各节点间梯度变化求加权和,以度量整个网络信号的平滑性。

$$S_2(f) = \frac{1}{2} \sum_{i \in V} \sum_{j \in V} w_{ij} [f(i) - f(j)]^2 \quad (2)$$

$S_2(f)$ 也被称为图拉普拉斯二次型。当图平滑的时候 $S_2(f)$ 小,反之 $S_2(f)$ 则较大。因此 $S_2(f)$ 度量了整个网络的全局平滑度或者网络信号变化波动程度。对于启动信息网络信号图而言, $S_2(f)$ 为所有节点电压相对于支路电流的变化量之和。由于故障分布不均匀,故障节点及其支路比非故障节点及其支路的特征差别明显,因此通过计算启动信息网络信号图的 $S_2(f)$ 可以作为度量电网故障严重程度的一个判据(引起网络变化波动程度)。

2.2 基于图拉普拉斯二次型 $S_2(f)$ 的故障检测

2.2.1 分相故障检测

由于非故障相在网络中整体变化差异比故障相小得多,因此可以通过对不同相启动元件的 $S_2(f)$ 进行计算,就可以识别发生的故障相。

不同网络结构,不同地点发生故障时的 $S_2(f)$ 不同。同一个网络运行方式发生变化的时候,其 $S_2(f)$ 变化差异不大,所以比较准确的检测差异定值可以采用常见运行方式下的 $S_2(f)$ 均值作为参考。以IEEE 39节点为例,故障相平均 $S_2(f)$ 为1.65,非故障相平均 $S_2(f)$ 为0.16,因此可以将 $(1.65 - 0.16)/2 = 0.75$ 作为识别依据。事实上,故障相 $S_2(f)$ 最低为1.12,非故障相 $S_2(f)$ 最高为0.21,因此能够较好识别。对IEEE 39节点网络为例,经验值可以取 $S_2(f)_{\text{set}} = 0.5$ 为检测识别门槛。

2.2.2 接地故障检测

零序启动元件能够反映系统是否发生接地故障,因此对采用零序电压为节点信号、零序电流为支路权重构建的零序启动信息信号图,其 $S_2(f)$ 可以作为网络是否发生接地故障的依据。由于故障波及网络图的零序电流和电压变化程度比突变量更大,所以当系统未发生接地故障时候,其 $S_2(f)$ 接近于0,发生接地故障时候,其 $S_2(f)$ 大约为3.5,差异度

明显高于突变量。经验值取 $S_2(f)_{\text{set}} = 0.2$ 作为接地故障识别依据。

3 基于网络节点特征向量中心性的电网故障元件识别算法

通过图拉普拉斯二次型对故障启动信息网络信号变化的全局测量,能够识别系统是否发生故障及故障相;但对于故障元件则需要通过图中心性进行识别。基于图的中心性算法建模本质是图的节点重要度计算分析,即节点对于故障感受的重要度分析。

3.1 特征向量中心性

特征向量中心性(eigenvector centrality, EC)更加强节点所处的周围环境(节点的邻居数量和质量),它的本质是一个节点的分值是它的邻居的分值之和。节点可以通过连接很多其他重要的节点来提升自身的重要性^[13]。特征向量中心性及其变体应用广泛,例如最著名的页面排序算法(PageRank),是谷歌搜索引擎的核心算法。

EC 根据相邻节点的中心性来对其加权,节点 i 的 EC 与连接到节点 i 的其他节点 j 的中心性之和成正比,节点 i 的 EC 计算公式为

$$E_c(i) = \frac{1}{\lambda} \sum_j A_{ij} E_c(j) \quad (3)$$

式中: $E_c()$ 为其节点 EC 值; λ 为一个常数; A_{ij} 为图的邻接矩阵。通常选用邻接矩阵最大特征值对应的特征向量,因此网络中节点 i 的 E_c 就是与节点 i 上邻接矩阵的最大特征值对应的特征向量的值。

对于采用支路电流作为权重的启动信息网络图,由于整个故障电流的分布中故障点最高,然后扩散到其他相邻节点及支路,因此故障点的 E_c 将明显高于其他非故障的节点。对于线路故障而言,与线路连接的两个节点的 E_c 将最高,且明显高于其他节点。同时,由于故障的扩散与网络结构有关,具有一定的层次关系,使得启动信息网络 E_c 分布呈现层次性。故障线路的两个节点 E_c 最高,其次是与这两个节点直接相邻的节点为第二层次,最后是其他的节点。

当网络中有一些节点度特别大的节点时,特征向量中心性会出现分数局部化现象^[13],即大多数分值都集中在节点度大的节点上,使得其他节点的分值区分度很低。局部化现象对于网页排序等重要

度是不利的,但对于故障启动信息网络的故障元件识别却是一个优势,能够更好识别出故障元件。

3.2 基于节点信号的特征向量中心性方法

传统的图中心性算法仅考虑图结构和权重。因此,采用支路电流的特征向量中心性算法,本质上是通过度量故障电流在网络的分布情况来度量不同节点的故障电流传播重要度。对于网络中节点度大的支路故障,故障电流分布变化大,因此识别效果很好,但在那些节点度小的网络附近故障,识别效果会下降。

考虑到节点电压作为故障的另一个重要特征,在图中心性度量中能够利用到节点电压信息,将能够提高故障元件识别准确度。一种方式是将节点电压和支路电流转换为支路功率,但这种方式会增加计算量和拓扑分析难度,其次是影响各节点数据同步。另一种方式,是将节点 E_c 和节点电压的 E_{c_u} 乘积作为节点新的重要度,计算公式如式(4)。

$$E_{c_u}(i) = E_c(i) \cdot U_i \quad (4)$$

式中, U_i 为节点突变量电压值。 E_{c_u} 同时考虑了电流分布的影响和节点电压分布的影响,提高了故障元件的识别度。

通过式(4)基于电压的特征向量中心性 E_{c_u} 的计算,在 E_{c_u} 的排序结果中将有两个节点的 E_{c_u} 最大,明显高于其他所有支路,可诊断该两个节点连接的支路为故障支路。基于这种方式无法识别出故障是在线路还是线路连接的两个母线节点上,需要结合其他信息进一步判断。

3.3 算例及分析

为验证所提算法对于复杂的多点发生故障的检测识别能力,以图2网络中分别在相邻支路中间发生A相和C相接地故障为例进行分析。为便于比较,重要度结果均按照各向量最大值进行归一化处理。

启动元件分布

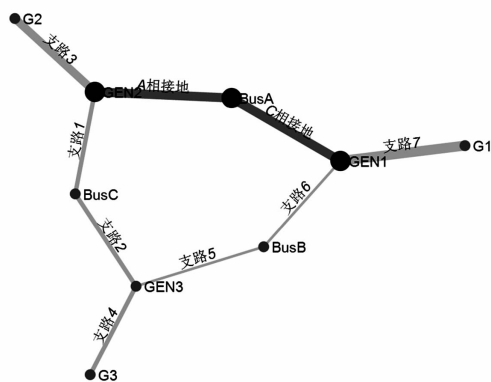


图2 算例网络及故障点

3.3.1 故障变化程度检测

分别对各相和零序的 $S_2(f)$ 进行计算,结果如表 1 所示,用以评估故障相和故障类型。

表 1 A、B、C 相和零序的图平滑度分析结果

计算对象	$S_2(f)$
A 相	0.25
B 相	0.01
C 相	1.36
零序	4.05

根据结果分析判断 A 相和 C 相有接地故障。C 相故障网络和零序网络变化波动很大,这与 C 相故障点更靠近主电源 G1 有关。零序分量波动变化明显大于 A、C 相,所以基于图平滑的接地故障检测是比较灵敏的,这与线路零序阻抗更大,零序电压变化也更大有关。

3.3.2 分相的故障中心点识别

由于启动信息网络是分相建立的,所以根据表 1 的检测结果,A 相和 C 相发生接地故障,因此分别对 A 相和 C 相进行基于 E_{C_u} 的中心性计算分析。为了更好利用图信号分析便于可视化的优势来揭示网络变化特征,结果采用图信号可视化方式进行展示,支路电流大小通过不同线宽表示,节点信号重要度用竖线长短表示,并在三维坐标中表示。A 相特征向量中心性分析结果如图 3 所示。

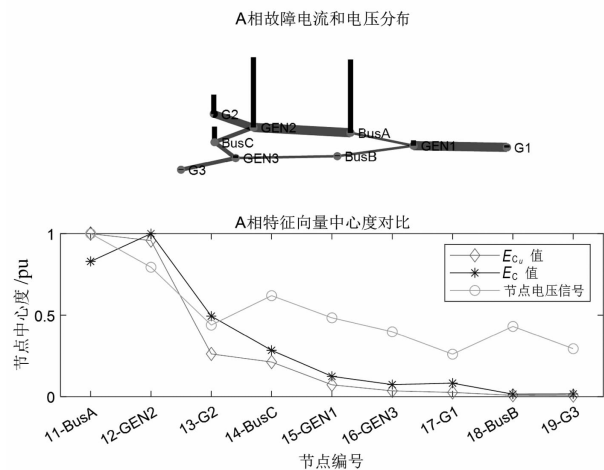


图 3 算例 A 相中心性分析结果

从 A 相特征向量中心性分析结果可以看出,故障支路连接的两个节点 BusA 和 GEN2 重要度值 E_{C_u} 接近 1,在第一层次;与之相邻的 G2、BusC 和 Gen1 为第二层次,其重要度值平均为最大值的 20% 左右;最后是其他层节点,重要度低于 5%。与

仅考虑结构不考虑电压的 E_c 相比,其故障节点和非故障节点差别更大,因为考虑了电压的因素,所有区别更明显,对于故障中心识别效果更优。但 E_c 对于电流分布变化的层次变化更明显。

C 相中心性分析结果如图 4 所示。类似于 A 相,C 相的特征向量中心性正确识别故障线路对应节点 BusA 和 GEN1。由于 C 相故障更严重,所以相对于 E_c , E_{C_u} 与 E_c 在第二层次差距相当明显。排序 3 的 E_c 为 0.6,排序 2 的 E_c 为 0.8,两者只差 0.2,对应的 E_{C_u} 差异值为 0.6,所以识别准确度明显更高,这与考虑了电压因素有直接关系。

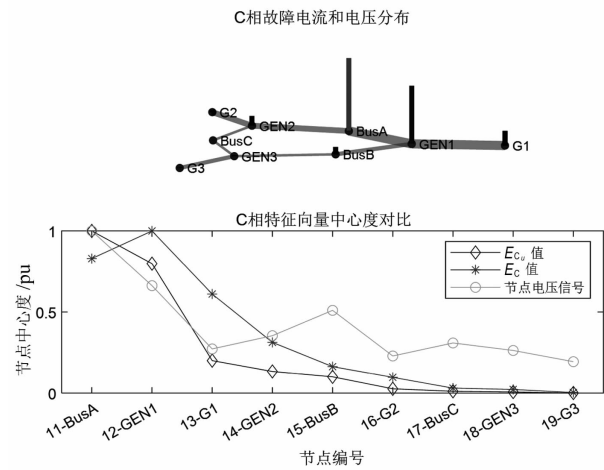


图 4 算例 C 相中心性分析结果

3.3.3 基于零序的故障中心点识别

零序中心性分析结果如图 5 所示。不同于 A、C 相,由于同时在多点接地,所以零序的特征向量中心性值 E_{C_u} 识别最大的故障节点为两条线路的中间节点 BusA,且比排序 2 和 3 的节点 E_{C_u} 大 0.8,呈现出一个故障点的状态。

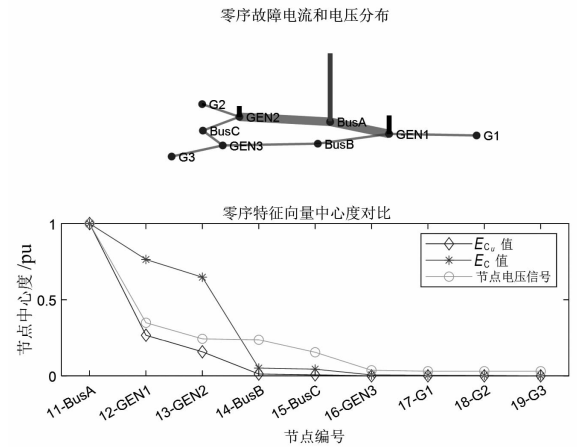


图 5 零序中心性分析结果

考虑分布式电源接入的配电网电流保护配置及整定方案

何 明¹, 杨 琪¹, 陈虹静¹, 吴 穹², 王利平¹

(1. 国网四川省电力公司, 四川 成都 610041; 2. 国网四川省电力公司检修公司, 四川 成都 610041)

摘 要: 分布式电源的故障电流具有非线性、间歇性的特点, 给配电网中的传统三段式电流保护的整定与配合带来了挑战。针对该问题, 文中分析了逆变型分布式电源的控制策略及故障特征, 并结合正序故障附加网络提出了一种适用于含分布式电源配电网的电流保护整定方案。该方案利用自适应保护的思想设计了正序电流速断主保护, 两侧过流继电器分别作为对侧末端故障时的近后备保护; 最后, 由定时限过电流保护作为全线路的远后备保护。基于 PSCAD 的仿真验证表明, 所提方案在发生不同类型、不同位置的故障时均能可靠、准确地识别故障。

关键词: 配电网; 电流保护; 自适应定值; 后备保护; 分布式电源

中图分类号: TM 771 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2021)06-07-06

DOI: 12.16527/j.issn.1003-6954.20210602

Overcurrent Protection Configuration and Setting Scheme for Distribution Network Considering Distributed Generation Supply Access

He Ming¹, Yang Qi¹, Chen Hongjing¹, Wu Qiong², Wang Liping¹

(1. State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, Sichuan, China;
2. State Grid Sichuan Maintenance Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract: The fault current of distributed generation is non-linear and intermittent, which brings challenges to the setting and coordination of the traditional three-stage overcurrent protection in distribution networks. Aiming at this problem, the control strategy and fault characteristics of inverter-based distributed generation are analyzed, and combined with the positive sequence fault additional network, an overcurrent protection setting scheme suitable for the distribution networks with distributed generation is proposed. The scheme firstly uses the idea of adaptive protection to design the main protection setting method, and then the overcurrent relays on both sides are used as the near back-up protection for the faults occurring near the other terminal, and finally the definite time overcurrent protection is used as the far back-up protection for the entire line. Simulation results based on PSCAD show that the proposed scheme can reliably and accurately identify the faults with different types and locations.

Key words: distribution network; overcurrent protection; adaptive setting value; back-up protection; distributed generation

0 引 言

分布式电源(distributed generation, DG)是指分散就地接入配电网的小容量电源^[1]。DG 是利用太阳能、风能等可再生能源的重要途径, 近年来已成为世界各国发展与推广的重点^[2]。然而, DG 就地接入改变了配电网馈线中短路电流的大小和方向, 使配电网中传统的电流保护难以适用; 另外, DG 的故

障电流具有非线性、间歇性的特点, 进一步加剧了保护整定与配合的难度^[3]。若无法解决继电保护的问题, 则无法在配电网中进一步提高 DG 渗透率^[4-5]。因此, 研究适用于含 DG 配电网的保护方案具有重要意义。

近年来, 专家学者已针对含 DG 的配电网提出了许多保护方案, 主要可分为两类。第一类方案是采用需要通信通道的纵联差动类保护^[6-12]。该类保护通过两端或多端的电气信息进行故障区段定

位,具有较高的准确性且受 DG 出力变化的影响较小。然而纵联差动类保护需要建设通信通道,这将增加配电网保护的成本;另外当通信通道故障时,该类保护将会失灵,因此必须配有其他保护方法作为后备保护。第二类方案是无需通信的无通道保护^[13-19]。该类保护一般在方向性电流/距离保护的基础上,根据 DG 的故障特性和网络拓扑结构自适应调整保护定值。文献[16]提出了一种基于戴维南等效参数动态计算的自适应保护。文献[17]提出了一种基于故障复合序网的自适应正序电流速断保护。文献[18]提出了一种基于高斯迭代求解的自适应电流速断保护。文献[19]提出了一种基于复合故障补偿因子的反时限电流保护。上述保护方案不依赖通信通道,易于实现,但并未考虑主保护与后备保护间的配合问题。由于 DG 出力的间歇性,为保证主保护选择性而选取的整定值会降低后备保护的保护区。

针对上述问题,通过分析 DG 故障特征提出了一种考虑 DG 接入的配电网电流保护整定方案。

1 分布式电源故障特征分析

根据并网方式, DG 可分为电机类和逆变类两种类型^[11]。考虑到逆变类 DG 的故障特征分析更为复杂,且是光伏、风电等可再生能源并网的主流方式,因此以逆变类 DG 为主要研究对象。

图1为以光伏电源为例的逆变类分布式电源结构与控制策略示意图。图中: U 和 I 为逆变器的直流侧输入电压与电流; C 为直流母线等值电容; R 和 L 分别为交流侧等效电阻与电感; u_a 、 u_b 、 u_c 和 i_a 、 i_b 、 i_c 分别为交流侧的相电压和相电流。三相电压、电流经过dq变换后实现对逆变型分布式电源输出的

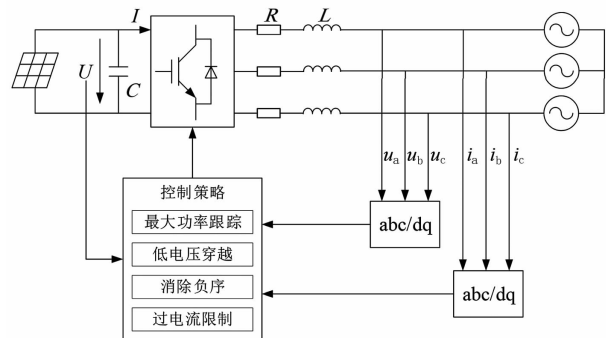


图1 逆变类分布式电源结构与控制策略

控制。逆变类 DG 的主要控制策略包括最大功率跟踪、低电压穿越、消除负序和过电流限制等。

在正常运行条件下, DG 采用最大功率跟踪控制以实现有功出力最大化。当电网发生故障时,低电压穿越控制策略要求 DG 根据并网点电压的跌落系数优先输出无功电流,此时 DG 输出的无功电流 I_q 为

$$I_q = \begin{cases} 0 & \gamma > 0.9 \\ K \cdot (0.9 - \gamma) I_N & 0.2 \leq \gamma \leq 0.9 \\ 1.2 \cdot I_N & \gamma < 0.2 \end{cases} \quad (1)$$

式中: K 为低电压支撑系数,一般要求不低于1.5; γ 为并网点电压跌落系数,其值等于故障后电压与故障前电压的幅值比; I_N 为额定输出电流。

故障条件下,为了维持系统有功功率的平衡,分布式电源也需要发出更多的有功电流。然而,由于逆变器中的电力电子器件无法承受较大的电流,逆变类 DG 采用过电流限制的控制策略,通常规定其输出短路电流的幅值不能超过额定电流的1.2倍。因此逆变类 DG 输出的有功电流 I_d 可表示为

$$I_d = \min \left[\sqrt{I_{\max}^2 - I_q^2}, \frac{P_{\text{ref}}}{U_{\text{PCC}}} \right] \quad (2)$$

式中: $I_{\max}$ 为逆变类 DG 输出电流的幅值上限; P_{ref} 为 DG 的参考有功功率; U_{PCC} 为故障后 DG 并网点处的电压幅值。

根据式(1)、式(2)可得出,故障后逆变类 DG 短路电流的幅值和相角分别为:

$$I_{\text{DG}} = \sqrt{I_d^2 + I_q^2} \quad (3)$$

$$\alpha = \arctan \frac{I_q}{I_d} \quad (4)$$

由式(1)一式(4)可以看出,逆变类 DG 故障电流的幅值和相位由 I_d 和 I_q 的幅值决定,而 I_d 和 I_q 与 DG 并网点的电压有关。由于故障后电压跌落的大小受故障位置、故障类型、过渡电阻等多种因素的影响,逆变类 DG 输出的短路电流具有明显的随机性、非线性的特征,与传统电源存在较大差异。

2 考虑分布式电源接入的配电网保护方案

传统的配电网电流保护通常仅在各区段的首端

配置保护。然而,对于含 DG 配电网中位于 DG 上游的区段,必须在两端配置保护,如图 2 所示。

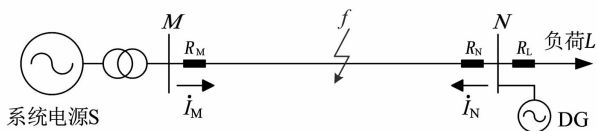


图2 含 DG 接入的配电网

下面以图 2 中的区段 MN 为例分析含 DG 配电网的保护整定方案。需要指出,研究对象为中国配电网中主流的中性点非直接接地(不接地、经谐振接地)系统,其单相接地时故障电流不明显且系统仍被允许短时运行^[20],因此所研究的电流保护配置及整定方案仅针对相间短路。

2.1 基于自适应正序电流速断保护的主保护方案

由前述分析可知,逆变类 DG 采用消除负序的控制策略,仅输出正序电流,因此以正序电流构造电流保护方案。自适应电流速断保护可根据电网的运行方式和故障类型对保护定值进行在线实时整定,相较于普通电流速断保护具有更大的保护范围。现有的自适应电流速断保护的整定方法如式(5)所示。

$$I_Z = \left| \frac{K_k \cdot K_f \cdot E_s}{Z_s + Z_L} \right| \quad (5)$$

式中: K_k 为可靠系数,取 1.2; K_f 为故障系数,三相短路和两相短路时分别为 1 和 0.866; Z_s 和 Z_L 分别为系统和被保护线路的等值阻抗; E_s 为系统等值电势的幅值,可按式(6)整定。

$$E_s = |\dot{U}_p + \dot{I}_p Z_s| \quad (6)$$

式中, $\dot{U}_p$ 和 $\dot{I}_p$ 分别为保护安装处的正序电压和正序电流。

上述自适应电流保护整定方案并未考虑 DG 的接入。对于含逆变类 DG 的配电网,DG 短路电流的非线性与间歇性将使馈线中的短路电流存在较大的随机性;另外,DG 上游区段中系统侧(首端)保护与 DG 侧(末端)保护处的电流变化规律也存在差异。因此,仍采用式(5)所示的整定方案可能导致速断保护失去选择性,需要提出新的自适应电流速断保护方案。

在图 2 所示的含 DG 配电网中,若发生两相短路故障,此时正序故障附加网络如图 3 所示。

图 3 中: $\dot{U}_M$ 和 $\dot{I}_M$ 分别为系统侧保护 R_M 处的正序电压和正序电流; α 为故障位置系数,其值等于故障点到母线 M 的距离与馈线 MN 总长度的比。

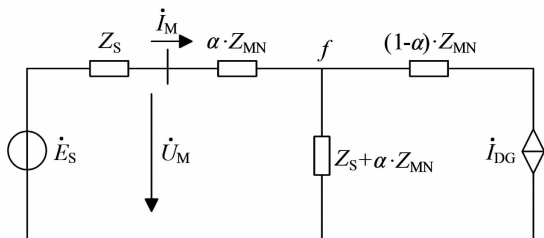


图3 两相短路故障时的正序故障附加网络

由图 3 可得 $\dot{I}_M$ 的表达式为

$$\dot{I}_M = \frac{\dot{U}_M - \dot{I}_{DG}(Z_s + \alpha \cdot Z_{MN})}{Z_s + 2\alpha \cdot Z_{MN}} \quad (7)$$

由于逆变类 DG 受过电流限制控制策略的影响,其可提供的短路电流远小于系统电源,因此可将其忽略。 R_M 处的自适应正序电流速断保护可按照式(8)整定。

$$I_{MZ} = \left| \frac{K_k \cdot \dot{U}_M}{Z_s + 2\alpha \cdot Z_{MN}} \right| \quad (8)$$

对于 DG 侧的保护 R_N ,为了便于分析,可将正序故障附加网络中故障点左侧的部分合并,得到简化后的附加网络如图 4 所示。

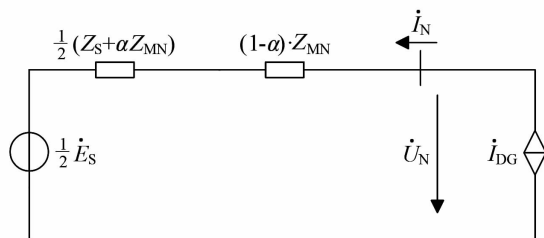


图4 两相短路故障时的正序故障简化附加网络

图 4 中, $\dot{U}_N$ 和 $\dot{I}_N$ 分别为保护 R_N 处的正序电压和正序电流。由图 4 可得

$$\dot{U}_M - \frac{1}{2} \dot{E}_s = \frac{1}{2} \dot{I}_N \cdot [Z_s + (1 + \alpha) \cdot Z_{MN}] \quad (9)$$

为优先保证选择性, R_N 处的自适应正序电流速断保护可按照式(10)整定。

$$I_{NZ} = \left| \frac{K_k \cdot (2\dot{U}_N - \dot{E}_s)}{Z_s + 2Z_{MN}} \right| \quad (10)$$

发生三相短路故障时,正序故障附加网络中的附加阻抗为 0,此时两侧保护安装处的正序电压 $\dot{U}_i$ 和正序电流 $\dot{I}_i$ 存在式(11)关系。

$$\dot{U}_r = I_r \cdot Z_{rf} \tag{11}$$
式中, Z_{rf} 为保护安装处到故障点的等值阻抗。

因此,对于三相短路故障,两侧的自适应正序电流速断保护均可按照式(12)整定。

$$I_Z = \left| \frac{K_k \cdot \dot{U}_r}{Z_{MN}} \right| \tag{12}$$

2.2 线路末端故障时的近后备保护方案

由于电流速断保护不能覆盖线路全长,因此必须配有能够检测线路末端故障的后备保护^[20]。为避免 DG 接入对传统电流保护配合的影响,采用两侧过流互为近后备保护的方法,如图 5 所示。

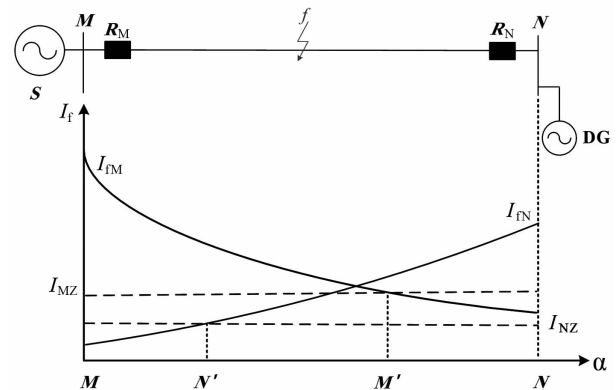


图 5 近后备保护方案原理

图 5 中, I_{fm} 、 I_{fn} 分别表示保护 R_M 和 R_N 处的短路电流曲线(不考虑故障类型), I_{MZ} 、 I_{NZ} 分别表示保护 R_M 和 R_N 处的自适应正序电流速断保护整定值。对于保护 R_M ,主保护的 protection 范围投影在横轴上为 MM' ; 保护 R_N 主保护的 protection 范围为 NN' 。若 MM' 、 NN' 和被保护线路 MN 满足式(13),则两侧的主保护可互为对侧的近后备保护。

$$MN \subset (MM' \cap NN') \tag{13}$$

近后备保护的具体方案为:若某侧保护判断故障发生在主保护的 action 区域内,则视为区内故障,控制对应断路器跳闸并向对侧发送区内故障命令;若某侧主保护未 action 但受到对侧的 action 命令,则也视为发生区内故障。由于两侧之间的命令信号所需的通信量极小且对延时的要求很低,通过现有无线网络即可实现该功能,无需建设通信通道。

2.3 基于定时限过电流保护的远后备保护方案

对于含 DG 配电网中可能发生的绝大多数故障,所提出的主-后备保护方案均能正确、可靠地识别。在此背景下,远后备保护仅作为最不利情况下的备选

方案,因此可以适当扩大保护范围并延长动作时限。所提方案中,在每条出线的首端采用基于定时限的过电流保护作为远后备保护,保护定值按躲过最大负荷电流且覆盖整条馈线全长整定。为了与主保护有所区分,远后备保护可设置 0.5 s 的延时。

3 仿真分析

3.1 仿真模型参数

为验证所提保护整定方案在各种故障条件下的有效性,利用 PSCAD 搭建了如图 6 所示的含 DG 配电网模型。该模型的基准电压为 10.5 kV,系统基准容量为 100 MVA;DG 的额定容量为 4 MVA,低穿电压支撑系数为 1.5;线路和负荷参数与文献[17]中的模型一致。仿真以馈线段 B_1B_2 作为故障区段,研究在不同故障距离发生不同故障类型时保护 R_1 和 R_2 的 action 情况。

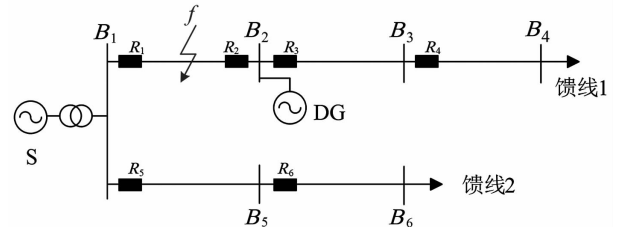


图 6 含 DG 接入的配电网模型

3.2 两相短路时的仿真结果

当 f 点发生两相短路故障,保护 R_1 和 R_2 分别按式(8)和式(10)确定自适应电流速断保护的整定值。当 f 点位于馈线段 B_1B_2 中的不同位置时,保护 R_1 和 R_2 处的电流测量值和计算整定值如表 1 所示。

表 1 f 点发生两相短路故障时的电流仿真结果

故障位置系数	测量值/A		整定值/A	
	R_1	R_2	R_1	R_2
0.1	6410	146.3	1859	182.9
0.2	5474	146.6	1970	174.4
0.3	4659	147.0	2064	166.5
0.4	3960	147.5	2141	159.0
0.5	3367	148.1	2204	151.8
0.6	2961	149.0	2252	145.2
0.7	2689	149.9	2289	138.7
0.8	2386	160.9	2318	132.3
0.9	2145	151.8	2339	126.0

按表 1 中数据绘制电流测量值与整定值曲线,保护 R_1 和 R_2 处的曲线分别如图 7、图 8 所示。

由图 7 可以看出,故障位置系数 α 为 0.8 时,电流的测量值仍大于整定值,因此两相短路故障发生时, R_1 的保护范围能够覆盖被保护线路首端的 80%;同理,由图 8 可以看出, R_2 的保护范围能够覆盖被保护线路末端的 40%。由于二者的保护范围覆盖了被保护线路的全长,因此所提的近后备方案能够在主保护拒动时正确识别区内故障。

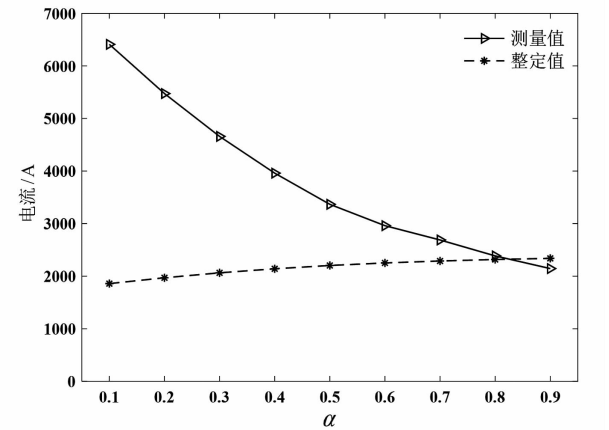


图 7 两相短路时保护 R_1 处的电流测量值与整定值曲线

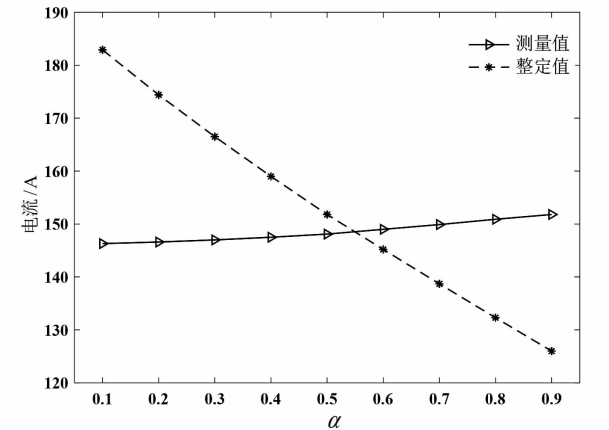


图 8 两相短路时保护 R_2 处的电流测量值与整定值曲线

3.3 三相短路时的仿真结果

当 f 点发生三相短路故障,保护 R_1 和 R_2 均按照式 (12) 确定自适应电流速断保护的整定值。当 f 点位于馈线段 B_1B_2 中的不同位置时,保护 R_1 和 R_2 处的电流测量值和计算整定值如表 2 所示。

由表 2 可以看出,对于三相短路故障,使用所提主保护方案时 R_1 的保护范围能够覆盖被保护线路首端的 80%, R_2 的保护范围能够覆盖被保护线路末端的 40%。因此,所提的主 - 后备保护方案在被保护线路任何位置发生故障时均能正确动作。

表 2 f 点发生三相短路故障时的电流仿真结果

故障位置系数	测量值/A		整定值/A	
	R_1	R_2	R_1	R_2
0.1	12 692	267.7	3384	332.9
0.2	10 844	271.2	3625	320.2
0.3	9239	274.9	3839	309.7
0.4	7856	278.8	4025	298.9
0.5	6683	282.9	4188	288.4
0.6	5884	287.6	4301	278.8
0.7	5343	292.3	4418	269.1
0.8	4720	295.3	4531	259.3
0.9	4283	302.1	4626	249.4

3.4 馈线末端故障时远后备保护的仿真结果

仿真采用定时限过流保护作为最不利情况下的远后备保护。以馈线 1 为例,保护 R_1 处配置保护整条线路全长的远后备保护。远后备保护的整定值可设为正常情况下最大负荷电流的两倍,此时保护 R_1 的整定值为 240 A。在馈线 1 的末端(母线 B_4)设置两相短路和三相短路时 R_1 处的测量电流分别为 1 027.5 A 和 2 044.7 A,均远大于远后备保护的整定值。因此以定时限过流保护构造的远后备能够可靠保护线路全长。

4 结 论

针对 DG 的非线性和间歇性对配电网电流保护的整定配合带来的挑战,分析了逆变类 DG 的控制策略及故障特征,并结合正序故障附加网络提出了一种适用于含 DG 配电网的电流保护整定方案。该方案包括基于自适应正序电流速断保护的主保护、基于两侧信息互为后备的近后备保护和基于定时限过流保护的远后备保护。基于 PSCAD 的仿真实验表明,所提方案能够很好地适用于含 DG 的配电网,主 - 后备保护方案的配合可实现对 DG 接入点上游线路全长的可靠保护。

参考文献

[1] 董逸超,王守相,闫秉科. 配电网分布式电源接纳能力评估方法与提升技术研究综述[J]. 电网技术,2019,43(7):2258-2266.

[2] 盛万兴,吴鸣,季宇,等. 分布式可再生能源发电集群并网消纳关键技术及工程实践[J]. 中国电机工程学报,2019,39(8):2175-2186.

[3]

何正友,李波,廖凯,等. 新形态城市电网保护与控制关键技术[J]. 中国电机工程学报,2020,40(19): 6193–6207.

[4]

V Telukunta, J Pradhan, A Agrawal, et al. Protection challenges under bulk penetration of renewable energy resources in power systems: A review[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2017,3(4):365–379.

[5]

彭克,张聪,徐丙垠,等. 含高密度分布式电源的配电网故障分析关键问题[J]. 电力系统自动化, 2017,41(24):184–192.

[6]

杨晶晶,林凡勤,周成瀚,等. 含分布式电源的馈线电流序分量比较式保护[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(15): 116–123.

[7]

Han Bowen, Li Haifeng, Wang Gang, et al. A Virtual Multi-Terminal Current Differential Protection Scheme for Distribution Networks With Inverter-Interfaced Distributed Generators[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2018, 9(5):5418–5413.

[8]

Zhang Fan, Mu Longhua. A Fault Detection Method of Microgrids With Grid-Connected Inverter Interfaced Distributed Generators Based on the PQ Control Strategy [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(5): 4816–4826.

[9]

Nikhil Kumar Sharma, Subhransu Ranjan Samantaray. PMU Assisted Integrated Impedance Angle-Based Microgrid Protection Scheme[J]. IEEE Transactions on Power Delivery,2020,35(1):183–193.

[10]

Chen Guobin, Liu Yiqing, Yang Qifang. Impedance Differential Protection for Active Distribution Network[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2020,35(1):25–36.

[11]

周成瀚,邹贵彬,杜肖功,等. 基于正序电流故障分量的有源配电网纵联保护[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(7): 2102–2112.

[12]

魏东辉,于舜尧,房俊龙. 基于综合序电流的含光伏电源配电网纵联保护方案[J]. 太阳能学报,2021, 42(7):185–192.

[13]

邓超平,唐志军,张曦,等. 一种新型的微网自适应过流保护方法[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(4): 38–43.

[14]

Harikrishna Muda,Premalata Jena. Superimposed Adaptive Sequence Current Based Microgrid Protection: A New Technique[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2017,32(2):757–767.

[15]

Jia Ke, Gu Chenjie, Xuan Zhenwen, et al. Fault Characteristics Analysis and Line Protection Design Within a Large-Scale Photovoltaic Power Plant[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2018,9(5):4099–4108.

[16]

Shaofei Shen, Da Lin, Huifang Wang, et al. An Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems With DGs Based on Optimized Thevenin Equivalent Parameters Estimation[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2017,32(1):411–419.

[17]

陈晓龙,李永丽,谭会征,等. 含逆变型分布式电源的配电网自适应正序电流速断保护[J]. 电力系统自动化,2015,39(9):107–112.

[18]

曾德辉,王钢,郭敬梅,等. 含逆变型分布式电源配电网自适应电流速断保护方案[J]. 电力系统自动化, 2017,41(12):86–92.

[19]

曹喆,季亮,常潇,等. 基于复合故障补偿因子的微电网反时限电流保护方法[J]. 电力系统保护与控制, 2020,48(20):133–140.

[20]

张保会,尹项根. 电力系统继电保护[M]. 北京: 中国电力出版社, 2010:14–32.

作者简介:

何 明(1972),男,硕士,高级工程师,研究方向为电力调控运行;

杨 琪(1983),男,硕士,高级工程师,从事电力系统及其自动化工作;

陈虹静(1988),女,硕士,高级工程师,从事电力系统及其自动化工作;

吴 穹(1988),男,硕士,高级工程师,从事电力系统及其自动化工作;

王利平(1972),男,博士,教授级高级工程师,从事电力系统及其自动化工作。

(收稿日期:2021–09–13)

欢迎投稿 欢迎订阅

弧光保护技术及其在电网中的应用综述

朱 鑫¹, 郑永康¹, 向 博², 赵子涵², 丁宣文¹, 吴 杰¹

(1. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610041;
2. 国网四川省电力公司, 四川 成都 610041)

摘 要:为全面了解高压开关柜各类弧光保护技术特点,文中根据对当前电网投入运行的弧光保护装置技术原理、技术方案、主流弧光保护装置的研究,总结了现阶段弧光保护装置的应用情况,并就当前弧光保护的配置选型、技术标准、检测标准、现场运行维护提出了相关建议。

关键词:电弧光;弧光保护;配电网;弧光传感器

中图分类号:TM 77 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2021)06-13-04

DOI:12. 16527/j. issn. 1003-6954. 20210603

Review of Arc Protection Technology and Its Application to Power Grid

Zhu Xin¹, Zheng Yongkang¹, Xiang Bo², Zhao Zihan², Ding Xuanwen¹, Wu Jie¹

(1. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China;
2. State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract:In order to fully understand the characteristics of various arc protection technologies for high-voltage switchgear, the current application situation of arc protection is summarized according to the technical principle and schemes of the current arc flash protection equipment which is in operation and the prevailing arc flash protection equipment. Relevant suggestions are put forward for the current arc protection in configuration selection, technical standards, testing standards, and on-site operation and maintenance.

Key words:arc; arc protection; distribution network; arc flash sensor

0 引 言

在 10 ~ 35 kV 不接地系统中,配电方式常采用开关柜型式,一般未配置母线保护。这导致母线故障时存在保护动作时间长、接线复杂、对互感器要求高、经济性差、不能提供故障定位等问题。相比传统保护方法存在的不足^[1],弧光保护系统具有保护原理简单、可靠性高、保护动作时间快、易实现故障点定位等优点。

根据对当前电网投入运行的弧光保护装置的技术原理和技术方案、弧光传感器以及对不同接地方式适应性的研究,总结了现阶段弧光保护装置的应用情况及存在的问题,并就弧光保护的配置选型、技术标准、现场运行维护提出了相关建议。

1 国内外弧光保护技术应用情况

在 20 世纪 90 年代初,美国、瑞典等开始将弧光保护用于中、低压开关柜,作为其内部故障时的保护。国外一些地区的配电网中性点直接接地或经小阻抗接地,其弧光保护主要采用弧光检测和过电流检测双判据原理,或采用弧光检测和零序电流检测双判据原理,当保护范围内发生相间弧光短路故障,或单相弧光接地故障时,弧光保护能够快速动作切除故障,有效减轻电弧光对设备和人身的伤害。

中国许多地区都安装了弧光保护,但运行效果并不理想,主要存在如下问题:1) 弧光保护只采集了母线弧光信号,导致线缆室、断路器室发生的弧光故障不能及时切除;2) 弧光保护采用弧光检测和过

电流检测双判据原理后,不接地系统中发生单相弧光接地时,故障电流较小,容易发生拒动;3)个别装置为解决不接地系统的故障电流检测灵敏度不足问题,降低了电流定值,并采用可见光波段的弧光传感器,导致雷电光或者强光手电照射又遇涌流时发生误动。

目前,已有厂家研发了新型的弧光保护装置和弧光传感器,即在原有弧光保护采用弧光检测和过电流检测双判据原理上,增加三相电压合成零序电压(或外接零序电压)判据,形成弧光检测和过流或零序电压判据原理,可以解决单相接地弧光故障问题。通过采用紫外光波段的弧光传感器避免强光遇涌流的误动,同时还增加电缆室弧光故障的选择性跳闸功能,其技术路线可以有效解决前述三方面问题。

2 弧光保护技术原理

2.1 弧光传感器类型

电弧是通过电离的气体(空气)在带电体和地之间或带电体之间形成的短路,通常伴随产生电光、刺激性声音,并以电磁波形式辐射^[2],是一个非常复杂过程。

目前,可利用对电弧光、红外等特征的检测判断开关柜内是否有电弧产生,进而判断柜内是否有故障。在电力系统中技术最成熟、应用最广泛的电弧检测方法是通过检测电弧光来判断柜内的故障情况。当前常用的弧光传感器可分为如图 1 所示的 3 类。

不同类型的弧光传感器有各自的技术特性,其主要技术性能对比结果如表 1 所示。

2.2 弧光保护主要技术原理

弧光作为电弧变化最显著的特征量,具有变化速度快(以 ms 为单位)、监测最直观等特征。电弧光保护通常通过对开关柜内发生短路时产生的弧光

进行监测来判断柜内是否有故障产生。同时,为防止柜外光线对弧光保护系统的干扰,各厂家在保护系统中还以过流元件为闭锁信号,即只有同时满足弧光强度超过警戒值、过流元件动作时,弧光保护才会动作,既保证了保护动作的快速性,也保证了保护动作可靠性^[3]。

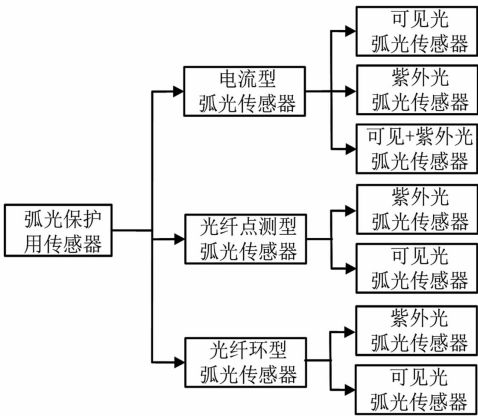


图 1 常用弧光传感器分类

按照当前弧光保护主要采用的技术原理分类,主要有以下 3 种判据方式:

1) 弧光、过电流检测双判据原理

基于对电力设备的在线监测技术^[4],当弧光保护同时检测到弧光信号、过电流(或电流突变量超过定值)时,弧光保护会动作并发出跳闸命令切除故障,通过对电弧光、电流信号的双判据,在保证保护动作时间的基础上也提高保护动作的可靠性。其保护逻辑如图 2 所示。

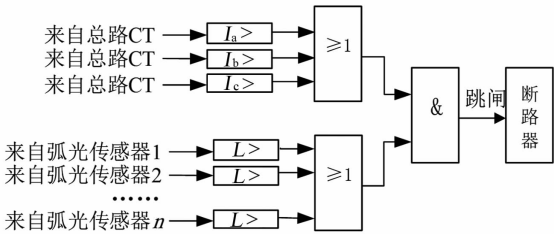


图 2 弧光、过电流检测双判据弧光保护逻辑

表 1 弧光传感器技术性能对比

类型	优点	缺点
电流型弧光传感器	1) 检测弧光信号就地转换为脉冲电流信号传输,检测精度高,传输无损耗,无老化衰减问题 2) 能具体定位弧光故障位置	1) 抗干扰技术要求高 2) 传感器故障更换导致的停电时间相对较短
光纤点测型弧光传感器	1) 检测弧光信号直接传输至采集装置,无源检测,没有电磁干扰 2) 能具体定位弧光故障位置	1) 检测精度低,光纤接触损耗大且不确定,信号随长度有衰减,光纤老化增加插入损耗 2) 传感器故障更换导致的停电时间相对较短
光纤环型弧光传感器	1) 整个光纤环都可检测弧光信号,无源检测,没有电磁干扰 2) 现场安装弧光传感器数量少,采集装置弧光通道也使用少	1) 不能定位弧光故障位置 2) 传感器故障更换导致的停电时间相对较长

2) 弧光、过电流、零序电流判据原理

在经阻抗接地系统中,若弧光保护原理仅使用弧光、过电流判据,单相接地故障的反应能力存在不足。需要引入零序电流判据,形成弧光检测和过电流检测或零序电流检测双判据原理,当发生相间弧光短路故障,或单相弧光接地故障时,弧光保护能够快速动作,切除故障,有效减轻电弧光对设备和人身的伤害。其保护逻辑如图3所示。

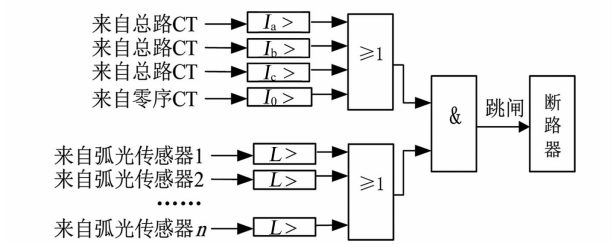


图3 弧光、过电流、零序电流判据弧光保护逻辑

3) 弧光、过电流、零序电压判据原理

在不接地系统中,可采用弧光检测和过电流检测双判据原理判别相间弧光短路故障。单相弧光接地故障时,接地故障电流较小,对总路电流的影响也较小,对采用弧光检测和过电流检测双判据原理的弧光保护而言,过流元件无法动作将导致弧光保护拒动,有必要增加零序电压(外接或相电压合成)作判据,形成弧光检测和过电流检测或零序电压检测双判据原理,可解决单相弧光接地故障问题,其保护逻辑如图4所示。

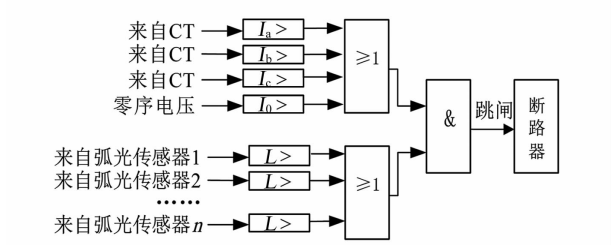


图4 弧光、过电流、零序电压判据弧光保护逻辑

2.3 不同弧光保护原理对配电网接地方式的适应性

不同原理弧光保护的差异主要体现在闭锁量选择上,不同闭锁量对不同配电网系统接地方式下弧光接地反应能力存在差异。对于相间弧光短路或两相弧光接地短路故障,相电流变化量较大,引入总路相电流,能起到有效的闭锁;但对配电网单相弧光接地故障,配电网的接地方式对闭锁量的影响非常大。不同原理弧光保护对配电网不同接地方式下单相接地故障的适应性如表2所示。

从表2可知,弧光+相过流判据对非直接接地

系统的单相弧光接地故障适用性最差,可能造成保护拒动;弧光+零序过流判据不适用于不接地系统,主要原因为零序电流无法采集总的接地电流,若用总路电流合成,误差会比较大,也不能代表总的接地电流;弧光+零序过压判据相对前面两种判据来说,适用性最强,灵敏度也更高。

表2 不同原理弧光保护对配电网不同接地方式
下单相接地故障的适应性

类型	弧光 + 相过流	弧光 + 零序过流	弧光 + 零序过压
直接接地	适用	适用	适用
不接地	不适用	不适用	适用
经小电阻接地	不适用	适用	适用
经预调式消弧线圈接地	不适用	适用	适用
经随调式消弧线圈接地	不适用	适用	适用

3 弧光保护技术方案

3.1 弧光保护系统功能配置

弧光传感器的安装位置决定了弧光保护系统的保护范围。目前,根据弧光保护的主要保护范围形成了两种不同的功能配置方案:1)弧光保护系统仅实现母线保护功能;2)弧光保护系统在母线保护功能的基础上,增加出线电缆室弧光保护功能^[5]。

1) 母线弧光保护

母线弧光保护配置方案是在每一段母线安装一条光纤环型弧光传感器(包括间隔的断路器室),或者在每个间隔母线室和断路器室安装一只弧光传感器,同时采集进线间隔电流,实现对整条母线的保护。弧光保护装置跳闸出口作用于进线断路器和母联断路器。对于采用点测型弧光传感器,弧光保护装置可显示出故障发生的实际位置。对于采用光纤环型弧光传感器,故障位置需要在检查整条母线后才能确定。

2) 母线弧光保护+出线电缆室弧光保护

根据对开关柜故障位置分布情况的统计,开关柜电缆室的电缆连接处等部位是最易发生单相接地故障的部位,通常会产生电弧光。单相对地击穿易发展成两相或三相对地短路,产生更为严重的电弧光。发展为相间故障时,间隔过电流保护虽可动作,但此时设备已经产生比较严重的损坏。

该方案一般采用点测型弧光传感器,安装于母

线室、断路器室和线缆室,实现对开关柜的故障点全面监测。在母线室或断路器室发生弧光故障时,弧光保护作用于进线断路器或母联断路器。当线缆室发生弧光故障时,弧光保护作用于该馈线断路器。由于采用点测型弧光传感器,弧光保护装置可显示出故障发生的实际位置。

3.2 弧光保护系统功能集成方式

弧光保护功能集成有 3 种,分别是集中式弧光保护、分布式弧光保护、线路保护集成弧光保护功能,各自的技术特点如下:

1)集中式弧光保护

集中式弧光保护装置采集多条进线电流,接入所有弧光传感器到一条弧光保护装置上。其具有只需安装一台装置、管理方便的优点,但也有现场施工困难、技改工程难度高等缺点。若配置线缆室弧光传感器,则跳闸需出口至每台馈线柜,对集中式弧光保护装置跳闸出口数量提出较高的要求,集中式弧光保护只适用于间隔比较少的母线。

2)分布式弧光保护

分布式弧光保护采用主控单元加扩展单元的布置方式。主控单元负责采集进线电流及母线电压信号、部分母线室和断路器的弧光信号,剩余的母线室、断路器室等母线故障跳闸进线断路器或母联断路器弧光信号由扩展单元采集,扩展单元还负责采集线缆室弧光信号。结合主控单元采集的进线过电流信号或零序电压信号,跳闸馈线柜断路器。每台扩展单元可管理多条馈线柜的弧光故障,实现弧光保护功能。这种方式的保护系统现场施工简单、线缆较短、易于维护^[6]。

3)线路保护集成弧光保护功能

在常规线路保护装置上增加弧光采集模块,结合采集的弧光信号与过电流信号,实现弧光保护功能。这类集成弧光保护对线缆室的弧光故障具有良好的保护性能,但 CT 一般安装在断路器室和线缆室间的隔板上,因此无法隔离间隔母线室、断路器室的弧光故障。

鉴于线路保护集成弧光保护功能的不足,有必要完善其母线弧光保护功能,实现对母线弧光故障的保护。可采用两种功能完善方式:1)母线弧光保护与线路保护集成的弧光保护在功能上完全分开,母线室、断路器室的弧光信号全部接入母线弧光保护,线缆室的弧光信号接入集成了弧光保护的线路

保护装置,此种方式下,母线保护、线路保护功能明确,能实现对开关柜的完整保护;2)母线弧光保护与线路保护集成的弧光保护在采集功能上不分开,母线弧光保护仅单独采用闭锁电量,所有的弧光信号由线路保护装置的采集,母线弧光保护与集成了弧光保护功能的线路保护装置需要建立快速通信机制,或采用开入开出节点方式,实施难度以及现场施工难度大。因此,线路保护集成的弧光保护功能只能作为线路保护的功能完善,不宜作为母线保护使用。

3.3 弧光母线保护与其他母线保护性能对比

1)母线差动保护

母线差动保护是利用母线上所有支路电流相量实现区分母线内外故障及故障母线选择。母线差动保护的動作时间在 10 ~ 20 ms,能适用于各种运行方式,保护原理成熟、可靠性高^[7]。

2)简易母线保护

简易母线保护基于间隔复压闭锁三段式过流保护,通过接入总路电流、分段电流和该段母线上馈线保护跳闸接点,利用电流和母线电压判别是否有故障,再通过该段母线上馈线保护跳闸接点开入来判断是否为母线故障。简易母线保护能缩短中低压母线故障时低压总路跳闸时间,且安装较为简单,可与主变压器后备保护共用 CT 绕组,无需对一次设备进行改造。

3)保护性能对比

(1)动作时间:母线差动保护和弧光保护动作时间远远优于简易母线保护。

(2)设备及附件可靠性:母线差动保护优于简易母线保护,简易母线保护优于弧光保护。

(3)保护范围:弧光保护大于母线差动保护,母线差动保护大于简易母线保护。

(4)故障定位:点测型弧光保护可以实现定位,其余两种保护不能进行故障定位。

(5)运行方式适应性:母线差动保护和弧光保护能适应各种运行方式,简易母线保护适应性较差。

4 结 论

根据对当前主要应用的弧光保护技术原理、技术方案以及主流弧光保护装置的调研,弧光保护装置及其应用情况总结如下:

(下转第 49 页)

基于混合模型的优化低频低压减载方法研究

陈 军¹, 陆 旭², 赵子涵¹, 向 博¹, 朱小红¹

(1. 国网四川省电力公司, 四川 成都 610041; 2. 国网四川省电力公司内江供电公司, 四川 内江 641003)

摘 要:文中以低频低压情况下保证电压稳定的前提下减载为研究内容,提出了一种基于混合模型的优化低频低压减载方法。该混合模型将遗传算法与人工神经网络相结合,在保证电压稳定的情况下选择合适的节点进行负荷切除。实验结果表明,该方法可以在低频低压情况下使负荷减载量达到最小。

关键词:低频低压;减载方法;混合模型

中图分类号:TM 73 **文献标志码:**A **文章编号:**1003 - 6954(2021)06 - 17 - 04

DOI:12. 16527/j. issn. 1003 - 6954. 20210604

Research on Optimal Low - frequency and Low - voltage Load Shedding Method Based on Hybrid Model

Chen Jun¹, Lu Xu², Zhao Zihan¹, Xiang Bo¹, Zhu Xiaohong¹

(1. State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, Sichuan, China; 2. State Grid Neijiang Electric Power Supply Company, Neijiang 641003, Sichuan, China)

Abstract: Taking load shedding in low-frequency and low-voltage situations as the research content, an optimal low-frequency and low-voltage load shedding method based on hybrid model is proposed for load shedding under the condition of ensuring voltage stability. The hybrid model combines genetic algorithm with artificial neural network to select a suitable load bus for load shedding under the condition of ensuring voltage stability. The experimental results show that the proposed method can minimize load shedding in low-frequency and low-voltage situations.

Key words: low-frequency and low-voltage; load shedding method; hybrid model

0 引 言

近年来,电力系统结构已经发生了巨大的改变,规模逐渐扩大,联系程度也日渐紧密^[1-3]。电网公司对常见的单一故障、较严重的故障、罕见的严重故障这三级标准制定了相应的解决措施,称之为保证规模安全稳定运行的三道防线^[4-5]。目前,电网公司对第一、第二道防线设备相关的在线监视、数据的信息化管控和数据的应用与分析已经逐渐趋于完善,然而对第三道防线设备数据的信息化管控能力有限^[6-8]。低频低压减载属于第三道防线的范畴内。

为了保证电网在受到巨大扰动后仍然能保证电力传输的稳定性,防止频率与电压崩溃事故的出

现^[9-10],下面在保证电压稳定的情况下对低频低压减载进行了研究,提出了一个集成遗传算法与人工神经网络的混合模型,在低频低压情况下进行最小化负荷切除。该方法根据潮流雅可比矩阵最小特征值灵敏度选择合适的节点进行负荷切除。

1 目标函数

建立以最小化减载量以及最大化电压稳定性为目标的目标函数^[11-12]。所提目标函数 F 由 F_1 和 F_2 的组合来表示,分别用于最小化减载量与电压不稳定性,如式(1)一式(4)所示。

目标函数: $F = \min\{f(F_1, F_2)\}$ (1)

$$F_1 = \min \left\{ \sum_i [P_{L_i} - f_i(x_{\min}) - f_i(x_{\max})] \right\} \quad (2)$$

$$F_2 = \min \left\{ \sum_i |1 - V_i| \right\} \quad (3)$$

$$f(F_1, F_2) = \gamma F_1 + (1 - \gamma) F_2 \quad (4)$$

式中: $f(F_1, F_2)$ 为待优化的组合目标函数; F_1, F_2 为目标函数; γ 为权重因子; P_{L_i} 为第 i 个节点的有功功率; V_i 为第 i 个节点的电压值; $f_i(x_{\min})$ 和 $f_i(x_{\max})$ 分别为第 i 个节点的最小限值和最大限值。同时, 为了减少电压崩溃, 使用式(3), 使电压变化的总幅度最小化。为了保证电压稳定的情况下实现最小化减载, 因此将权重因子 γ 设定为 0.5。

为了优化上述目标函数, 分别使用了等式和不等式约束, 如潮流方程、雅可比矩阵的特征值、发电机的有功功率和无功功率、负荷节点的有功功率和无功功率。这些约束由以下等式详细说明。

1) 功率约束用于计算当前运行条件下的功率, 以及确定负载条件和减载后的功率。各节点处的无功功率平衡潮流方程如式(5)一式(6)所示。

$$P_i = V_i \sum V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (5)$$

$$Q_i = V_i \sum V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (6)$$

式中: P_i 和 Q_i 分别为第 i 个节点的有功功率和无功功率; $i = 1, 2, \dots, N_B, N_B$ 为节点数量; $j = 1, 2, \dots, N_{PQ}, N_{PQ}$ 为 PQ 节点的数量; G_{ij} 和 B_{ij} 分别为节点导纳矩阵第 (i, j) 个元素的实部和虚部。

2) 在不等式约束下, 考虑了发电机和负荷的有功功率和无功功率。因此, 优化问题的目标函数可以在更短的收敛时间内达到。不等式约束条件如式(7)一式(10)所示。

$$P_{G_{n-\min}} \leq P_{G_n} \leq P_{G_{n-\max}} \quad n = 1, 2, \dots, N_G \quad (7)$$

$$\Delta P_{G_{n-\min}} \leq \Delta P_{G_n} \leq \Delta P_{G_{n-\max}} \quad (8)$$

$$Q_{G_{n-\min}} \leq Q_{G_n} \leq Q_{G_{n-\max}} \quad n = 1, 2, \dots, N_G \quad (9)$$

$$\Delta Q_{G_{n-\min}} \leq \Delta Q_{G_n} \leq \Delta Q_{G_{n-\max}} \quad (10)$$

式中: N_G 为发电机数量; P_{G_n} 为第 n 个发电机发出的有功功率; ΔP_{G_n} 为第 n 个发电机的有功功率变化量; Q_{G_n} 为第 n 个发电机发出的无功功率; ΔQ_{G_n} 为第 n 个发电机的无功功率变化量。选择所有节点电压的幅值作为当前状态和减载条件下的不等式约束。

$$V_{i-\min} \leq V_i \leq V_{i-\max} \quad i = 1, 2, \dots, N_B \quad (11)$$

3) 在潮流雅可比矩阵中, 选择矩阵特征值的最小值作为当前运行点和减载条件下的不等式约束。

$$\lambda_{\text{initial_min}(i)} \geq \lambda_{\text{threshold_min}(i)} \quad (12)$$

$$\lambda_{\text{shed_min}(i)} \geq \lambda_{\text{threshold_min}(i)} \quad (13)$$

式中: $\lambda_{\text{initial_min}(i)}$ 为第 i 个节点在正常工作点的初始最小特征值; $\lambda_{\text{threshold_min}(i)}$ 为第 i 个节点的最小特征值阈值; $\lambda_{\text{shed_min}(i)}$ 为第 i 个节点在减载点的最小特征值。

因为最小减载量取决于系统视在功率特征值的灵敏度, 所以根据潮流雅可比矩阵最小特征值对减载的灵敏度选择合适的减载节点。第 i 个节点最小特征值的变化 $\Delta \lambda_{\min}$ (即特征值灵敏度) 由特征值变化的斜率值和负荷功率的变化计算得出。

$$\Delta \lambda_{\min} = x_i \Delta P_i + y_i \Delta Q_i \quad (14)$$

式中: x_i 为相对于特征值和有功功率的斜率特性变化; y_i 为相对于特征值和无功功率的斜率特性变化。

$$x_i = \frac{\Delta \lambda_{\min, P}}{\Delta P_i} \quad (15)$$

$$y_i = \frac{\Delta \lambda_{\min, Q}}{\Delta Q_i} \quad (16)$$

式中: $\Delta \lambda_{\min, P}$ 与 $\Delta \lambda_{\min, Q}$ 分别为有功功率和无功功率变化量对应的特征值变化量; ΔP_i 与 ΔQ_i 分别为第 i 个节点的有功功率和无功功率变化量。从式(14)中可以计算出特征值的变化, 特征值的变化表明可以根据发电量的变化来确定最佳减载节点并给出减载量。

2 混合模型

采用遗传算法和人工神经网络相结合的方法进行减载计算。遗传算法分为两个阶段: 1) 构建优化模型; 2) 生成减载模型的数据集。遗传算法的第一阶段由式(1)在约束条件下表示。在第二阶段, 使用遗传算法生成数据集, 并用该数据集训练神经网络模型, 进而提高减载模型的性能。根据神经网络模型, 对于给定输入特征值进行减载预测。

2.1 遗传算法

遗传算法用于最小化负载有功功率变化和电压变化^[13]。为了最大限度地减少负荷切除以及电压变化, 遗传算法被应用于两个阶段。在第一阶段, 计算雅可比矩阵的最小特征值, 得出进行最小负荷切除的目标节点; 然后, 通过使用遗传算法的第二阶段来减少电压偏差, 从而选择负荷切除的数量; 最后, 从这两个阶段遗传算法的结果中, 产生最佳的训练数据集。

遗传算法由种群初始化、适应度评估、交叉、变异和终止 5 个步骤组成^[14]。

1) 初始化优化族群。最小特征向量是按照特征值的范围随机初始化, 特征值的范围从雅可比矩

阵的初始特征值中选择。

$$\lambda_{\min} = [\lambda_{\min(1)}, \lambda_{\min(2)}, \dots, \lambda_{\min(i)}] \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (17)$$

式中, $\lambda_{\min(i)}$ 为第 i 个节点的最小特征值。

2) 计算初始节点的适应度函数。在遗传算法的第一阶段, 使用式(2)计算适应度函数; 第二阶段使用式(3)计算适应度函数。

$$\lambda_{\text{fit_min}} = [\lambda_{\text{fit_min}(1)}, \lambda_{\text{fit_min}(2)}, \dots, \lambda_{\text{fit_min}(i)}] \quad (18)$$

$$P_{\text{fit_shed}} = [P_{\text{fit_shed}(1)}, P_{\text{fit_shed}(2)}, \dots, P_{\text{fit_shed}(i)}] \quad (19)$$

式中: $\lambda_{\text{fit_min}(i)}$ 为第 i 个节点最小特征值的适应值; $P_{\text{fit_shed}(i)}$ 为第 i 个节点负载功率的适应值。

3) 在染色体的适应值和生成的新染色体之间进行交叉操作。在生成新的染色体之后, 对新的染色体应用适应函数。

4) 在突变中, 根据给定的突变率对基因进行随机突变。

5) 在终止阶段, 根据适应度函数选择最优方案。优化过程的最优值表示为 $\lambda_{\text{best_min}(i)}$ 和 $P_{\text{best_shed}(i)}$, 分别为第 i 个节点的最优特征值与第 i 个节点的最优减载量。然后, 将最优拟合值输入于神经网络, 以训练减载模型。

2.2 人工神经网络

传统减载预测中, 人工神经网络的训练数据集由实际系统生成, 这里采用遗传算法生成的数据作为训练数据训练神经网络。神经网络的输入为 $\lambda_{\text{best_min}(i)}$, 输出为 $P_{\text{best_shed}(i)}$ 。神经网络由输入层、隐含层、输出层组成^[15]。网络输入训练数据以及输出训练数据表示为:

$$\lambda_{\text{best_min}} = [\lambda_{\text{best_min}(1)}, \lambda_{\text{best_min}(2)}, \dots, \lambda_{\text{best_min}(i)}] \quad (20)$$

$$P_{\text{best_shed}} = [P_{\text{best_shed}(1)}, P_{\text{best_shed}(2)}, \dots, P_{\text{best_shed}(i)}] \quad (21)$$

神经网络中的反向传播训练步骤如下:

1) 为每一个神经元初始化输入、输出以及权重。

2) 确定输出误差 E 。

$$E = P_{\text{best_shed}} - P_{N_{\text{shed}}} \quad (22)$$

式中: $P_{\text{best_shed}}$ 为目标输出; $P_{N_{\text{shed}}}$ 为实际输出。

3) 网络输出计算。

$$P_{N_{\text{shed}}} = \varphi + \sum_{n=1}^N w_{2n1} P_{N_{\text{shed}}}(n) \quad (23)$$

$$P_{N_{\text{shed}}}(n) = \frac{1}{1 + \exp(-w_{1n} \lambda_{\text{best_min}})} \quad (24)$$

式中, w_i 为神经元权重。式(23)—式(24)分别为输出层与隐含层的激活函数。

4) 根据式(24)改变神经元权重。

$$w_{\text{new}} = w_{\text{old}} + \Delta w \quad (25)$$

$$\Delta w = x \cdot P_{N_{\text{shed}}} \cdot E \quad (26)$$

式中, x 为学习率, 变化范围为 0.25 ~ 0.5。

5) 重复步骤 2 至步骤 4, 直到输出误差为最小值。

$$E < 0.1 \quad (27)$$

当训练完成后, 神经网络将可以根据任意最小特征值确定减载量 $P_{N_{\text{shed}}}$ 。

3 仿真验证

将提出的混合模型减载方法在 MATLAB 工作平台上实现。这里采用低频低压情况下的 14 节点系统对所提出的混合方法的性能进行测试, 评估负载最小特征值、节点电压和负载有功功率。

该 14 节点系统由 1 号和 2 号节点上的两台发电机以及 3 号、6 号和 8 号节点上的冷凝器组成。节点电压的理想范围为 0.95 ~ 1.06 pu。此系统中引发减载的原因是发电短缺。

首先, 根据雅可比矩阵计算负荷节点的特征值, 并根据计算出的特征值及实际功率范围确定这些节点的特征值范围。然后, 计算节点的灵敏度, 并根据特征值的最大灵敏度选择减载节点。

通过使用柱状图分析了混合算法的性能, 并与基本情况和遗传算法的结果进行了比较。图 1—图 3 分别展示了节点的最小特征值、电压幅值和负载功率在使用不同方法下的变化情况。

从图 1 可以看出, 3 号、4 号和 14 号节点的特征值灵敏度最大, 根据这些特征值的灵敏度, 可以解决减载问题。如图 3 所示, 在 3 号节点上, 遗传算法计

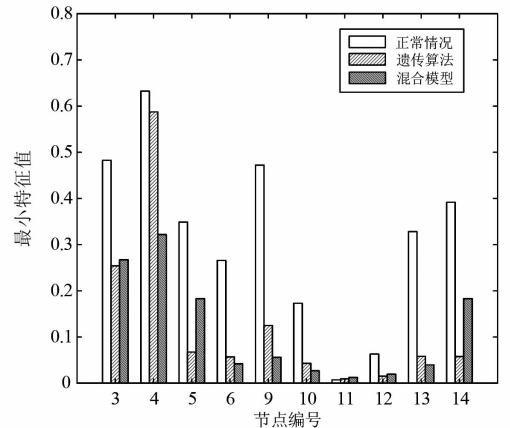


图1 最小特征值比较

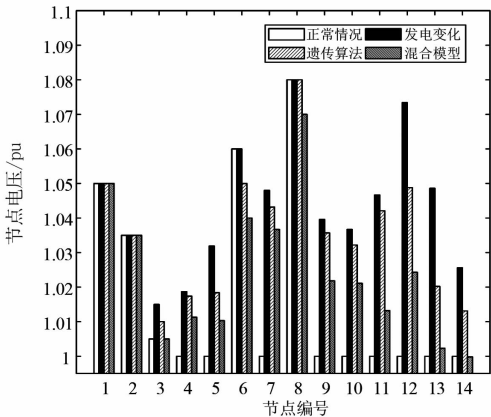


图 2 节点电压大小比较

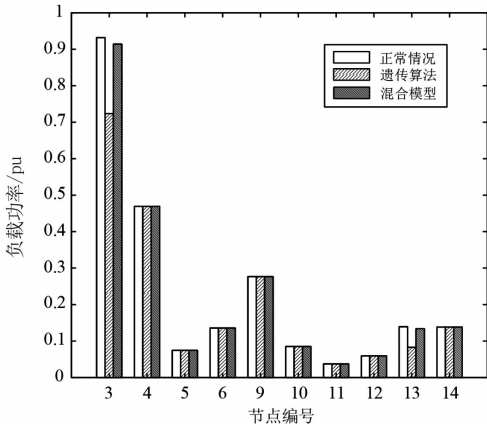


图 3 节点功率变化比较

算的减载量多于混合模型计算的减载量。比较结果表明,与基本情况相比,使用混合方法进行减载可以达到最小化减载的效果。所有结果表明,所提出的混合方法可以实现最小化减载。

4 结 论

上面提出了一种结合遗传算法与人工神经网络的混合模型,用于在低频低压、保证电压稳定的情况下实现最小化减载的方法。在该混合模型中,遗传算法分两个阶段使用,即构建优化模型和生成用于训练网络的数据集。根据潮流雅可比矩阵最小特征值的灵敏度,选择合适的减载节点。该算法计算简单,适用于非线性问题。将该混合模型在低频低压情况下的 14 节点系统上进行了测试,并对其有效性进行了验证。结果表明,该方法可以在低频低压情况下实现最小化减载与最小化电压波动。

参考文献

[1] 薛禹胜,任先成, Q. H. Wu, 等. 关于低频低压切负

荷决策优化协调的评述[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(9):100-107.

[2] 任先成,薛禹胜, Q. H. Wu, 等. 低频低压切负荷布点及轮次的优化与协调[J]. 电力系统自动化,2009, 33(11):1-7.

[3] 张建明,刘俊勇. 电力系统建设项目进度 3D 可视化关键技术[J]. 电力自动化设备,2010,30(6):118-121.

[4] 汤涌. 电力系统安全稳定综合防御体系框架[J]. 电网技术,2012,36(8):1-5.

[5] 王超,李继红,陆春良,等. 浙江电网第二、三道防线现状及完善建议[J]. 浙江电力,2012,31(8):13-16.

[6] 邓华. 电力系统稳定控制第三道防线的研究[D]. 杭州:浙江大学,2006.

[7] 张丹. 计及风电影响的电网第三道防线优化配置策略研究[D]. 南京:南京理工大学,2015.

[8] 许琴. 第三道防线适应性分析[J]. 机电信息, 2017(33): 133-134.

[9] 韩金铜. 低频低压减载及其协调方法的研究[D]. 保定:华北电力大学, 2009.

[10] 孙镜轩,张昊,高浩,等. 孤网运行期间变电站站内低频低压减载装置不正确动作分析[J]. 科技创新与应用, 2020(16):58-59.

[11] 李晔,张保会. 基于暂态电压稳定性新指标的自适应紧急减载方案[J]. 智能电网,2016,4(1):7-12.

[12] 苑画舫. 北京电网低压减载方案研究[D]. 保定:华北电力大学,2008.

[13] 王超,安俊俊,郝元钊. 基于免疫遗传算法的电压优化调整与治理研究[J]. 电测与仪表,2015,52(5): 109-113.

[14] 吉根林. 遗传算法研究综述[J]. 计算机应用与软件, 2004, 21(2):69-73.

[15] 李萍,曾令可,税安泽,等. 基于 MATLAB 的 BP 神经网络预测系统的设计[J]. 计算机应用与软件,2008, 25(4):149-150.

作者简介:

陈 军(1971),男,硕士,高级工程师,研究方向为电力系统及其自动化;

陆 旭(1986),男,硕士,高级工程师,研究方向为电力系统及其自动化;

赵子涵(1984),男,硕士,高级工程师,研究方向为电力系统及其自动化;

向 博(1987),男,硕士,高级工程师,研究方向为电力系统及其自动化;

朱小红(1967),男,硕士,高级工程师,研究方向为电力系统及其自动化。

基于 5G 通信的配电网区域保护应用及整定分析

刘 奇,李文君,彭喜云,张子健
(国网四川省电力公司成都供电公司,四川 成都 610041)

摘 要:5G 网络为配电网各断路器保护装置之间的信息交互提供了通信平台。为解决配电网传统过流保护定值因整定失配造成的越级风险,文中提出一种基于 5G 通信的配电网区域保护方案,通过在成都配电网开展的实际应用,验证了该方案的可行性。首先,给出了配电网 5G 区域保护的架构;其次,分析了配电网 5G 区域保护的動作逻辑,该方案依据区域内断路器的过流及方向标志的组合信号进行故障定位;最后,给出了配电网 5G 区域保护的整定计算原则。

关键词:5G; 区域保护; 整定计算

中图分类号:TM 77 **文献标志码:**A **文章编号:**1003 - 6954(2021)06 - 21 - 05

DOI:12. 16527/j. issn. 1003 - 6954. 20210605

Application of Regional Protection to Distribution Network and Its Setting Analysis Based on 5G Communication

Liu Qi, Li Wenjun, Peng Xiyun, Zhang Zijian
(State Grid Chengdu Electric Power Supply Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract:5G network provides a communication platform for the information interaction between switch protection devices of distribution network. In order to solve the risk of leapfrogging caused by the setting mismatch of traditional overcurrent protection setting value of distribution network, a regional protection scheme for distribution network is proposed based on 5G communication, and through the actual application carried out in Chengdu distribution network, the feasibility of the proposed scheme is verified. Firstly, the architecture of 5G regional protection in distribution network is given. Secondly, the action logic of 5G regional protection in distribution network is analyzed, and the fault is located based on the combined signals of overcurrent and direction signs of the switches in the area. Finally, the setting calculation principle of 5G regional protection in distribution network is given.

Key words:5G; regional protection; setting calculation

0 引 言

电网故障中配电网故障比例较大,配电网传统阶段电流保护受电网方式影响也较大。随着配电网分布式电源的不断延伸扩容,其拓扑结构日趋复杂,过流保护定值在复杂配电网中不能实现很好配合而导致整定困难。配电网定值因整定失配造成的越级风险日益突出^[1]。配电网通信专用光纤系统建设运行维护成本高,光纤差动保护不适合配电网使用^[2]。如何快速精准切除故障,实现停电范围最小化,是目前配电网运行亟待解决的问题。

高带宽、高可靠性、低延时与低能耗的 5G 通信

技术^[3]与电力业务的融合应用,为促进电力业务创新带来了新的思路^[4]。文献[5 - 6]提出基于 5G 网络的配电网差动保护方案,但差动保护需要解决两个主要的问题:1)CT 饱和造成差动保护误动或拒动的问题^[7];2)差动保护两侧采样的通道时延、抖动精度是否满足要求的问题。文献[5]通过 5G 网络建立差动保护通道,试验测得通道最大延迟为 137 379 μs ,最小延迟为 11 354 μs ,可见 5G 差动保护存在网络通道延时不稳定问题。文献[8]提出一种新的电流差动保护判据,通过算法避免配电网差动保护的采样同步误差问题。

区域保护借助对等式通信网络,将区域内各断路器保护装置的采集信息、保护判别信息和断路器

位置等信息与相邻断路器实时共享,使区域内各个断路器保护能够高效协调和配合^[9]。配电网区域保护相较于差动保护,受 CT 饱和影响小,且无需高精度采样同步^[10]。区域保护应用于配电网故障定位所需的信息量小,可靠性好^[11],能较好地兼顾保护快速性和选择性。

下面提出一种基于 5G 通信的配电网区域保护方案,依据区域内断路器的过流及方向标志的组合信号,判断区内故障则跳闸,区外故障则不动作,其选择性强、动作快速、灵敏度高,整定无复杂的配合关系。首先,介绍配电网 5G 区域保护的实现方案;其次,阐述区域保护动作原理;最后,实例分析该方案保护整定计算原则。

1 配电网 5G 区域保护实现方案

配电网 5G 区域保护实现方案如图 1 所示,在变电站低压侧负荷出线断路器、配电网环网柜或开关站配置分布式数据传输单元 (data transfer unit, DTU) 和客户前置设备 (customer premise equipment, CPE)^[12]。

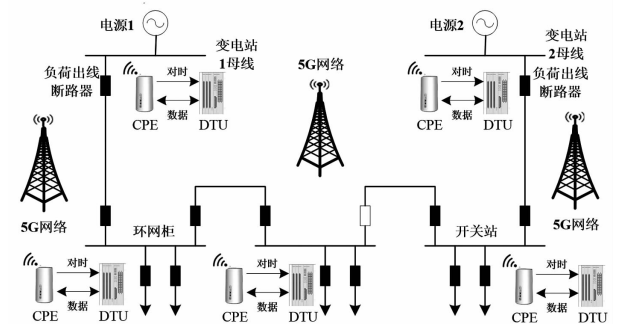


图 1 配电网 5G 区域保护实现方案

其中,分布式 DTU 完成间隔模拟量信息、断路器位置采集、区域保护等功能。区域内各个 DTU 之间的信息交互通道为 5G 无线通信网,保护控制信息处理采用间隔 DTU 直接向无线通信终端 CPE 发信息,CPE 将处理后的信息传入上一级或相关 CPE 再进行分析计算的模式,该模式可以降低信息交互量,减少信息通道处理延时,为配电网保护满足选择性要求争取了时间。

组网采用内部时钟授时模式,即 5G 基站通过 GPS 或北斗授时后,将时钟信号同时下发给区域内各 CPE 终端。CPE 终端具备对 DTU 终端的授时功能,

再通过光纤接口将时钟信号接入 DTU,从而实现 DTU 内各保护装置的时钟信号同步。DTU 将采用的各间隔过流信号和方向信号,传输给 CPE 终端至 5G 网络,实现各 DTU 之间的保护信号交互,通过比较两端或多段的过流及方向信号,进行区内、区外的故障识别,从而实现配电网故障的精准定位和隔离。

该方案不依赖外部对时设备,无需比较两侧断路器差流,因此对时精度要求不高,对通道延时和抖动要求低。通过 5G 网络传输交互的保护信号仅包括过流信号和方向信号,因此对传输带宽要求不高,5G 的通道带宽完全满足要求^[13]。目前,国网成都供电公司与中国电信、许继集团合作,在成都开展配电网 5G 区域保护试点工作,该方案已在成都青白江区铁路港片区配电网应用成功。

2 配电网 5G 区域保护基本原理

2.1 区域保护构成

区域保护包括动态自适应过流保护和常规过流保护,环网柜馈线断路器投入常规阶段式过流保护,除馈线断路器外的所有进出线断路器均投入动态自适应过流保护。

如图 2 所示,线路断路器为变电站负荷出线断路器或环网柜、断路器站与下一级的联络断路器,取其正方向为负荷流出方向,如图中断路器 1、断路器 3、断路器 5;母线断路器为线路接进环网柜或开关站的断路器,其正方向定义为由环网柜或开关站母线指向线路方向,如图中断路器 2、断路器 4、断路器 6;馈线断路器为环网柜或开关站的负荷出线断路器,如图中断路器 7—12。

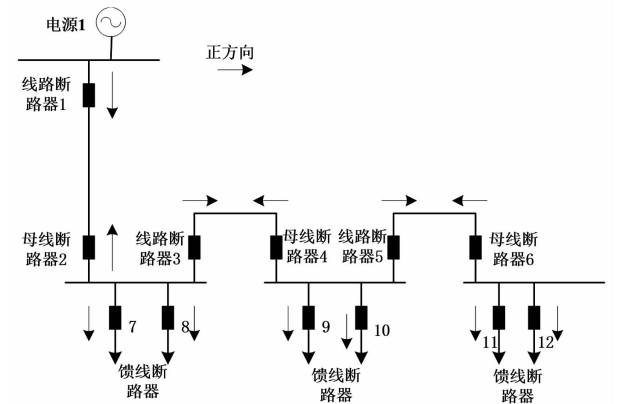


图 2 区域保护的断路器正方向示意和断路器属性

动态自适应过流保护基于电流启动信号比较原理,电流启动信号为当装置过流保护启动时判为电流启动。装置接收的电流启动信号分为两类:1)来自对侧线路装置;2)来自环网柜同母线进出线和母联装置。动态自适应过流保护分为 T1、T2、T3 时限,当信道通道正常且所有保护装置无故障时,动态自适应过流保护可以在 T1 时限快速切除故障;当信道通道损坏,通信异常时,保护仍然可以在 T2 时限快速切除故障;T3 延时作为全线兜底后备保护时限,经固定延时动作。

2.2 线路断路器保护

线路断路器的动态自适应过流保护动作逻辑如图 3 所示,当装置检测故障电流大于“动态加速过流定值”时,保护启动。线路断路器本侧通过 5G 网络接收线路对侧的电流启动信号,结合本侧的故障电流特征,确定故障点发在线路区内或区外。

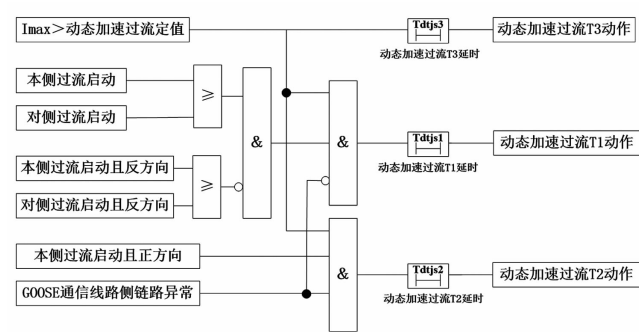


图 3 线路断路器动态自适应过流保护动作逻辑

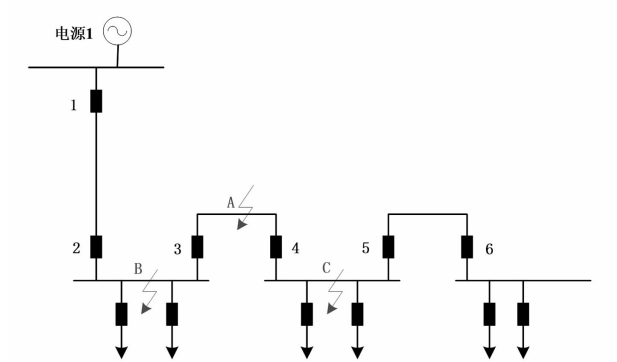


图 4 线路断路器动态自适应过流保护

如图 4 所示,断路器 1 和 2、断路器 3 和 4、断路器 5 和 6 均互为一组本侧和对侧断路器。T1 时限:通信正常时投入,作为本线路的快速主保护使用;动作条件为本侧过流且正方向,未收到对侧反方向启动 GOOSE 信号。T2 时限:在本间隔通信终端故障时投入;动作条件为本侧过流且正方向,本间隔通信中断故障。T3 时限:基站通信故障时,作为全线兜底后备

保护投入;动作条件为本侧过流。由逻辑框图可以看出,T1 和 T2 为互斥关系。

以图 4 中的 3 号断路器为例:当 A 点故障时,3 号保护过流启动正方向,4 号保护未启动或收到 4 号保护过流正方向启动 GOOSE 信号(若馈线有电源),动态自适应过流保护 T1 动作,3 号断路器跳闸;当 B 点故障时,3 号保护无过流启动或反方向元件启动(如馈线有电源),3 号断路器不动作;当 C 点故障时,3 号保护过流启动正方向,收到 4 号断路器保护过流反方向启动 GOOSE 信号,3 号断路器不动作。

2.3 母线断路器保护

母线断路器的动态自适应过流保护动作逻辑如图 5 所示,当装置检测故障电流大于“动态加速过流定值”时,保护启动。同一母线的环网柜进出线及母联保护装置通过 5G 网络相互收发电流启动方向信号,确定故障点发生在母线区内或区外。

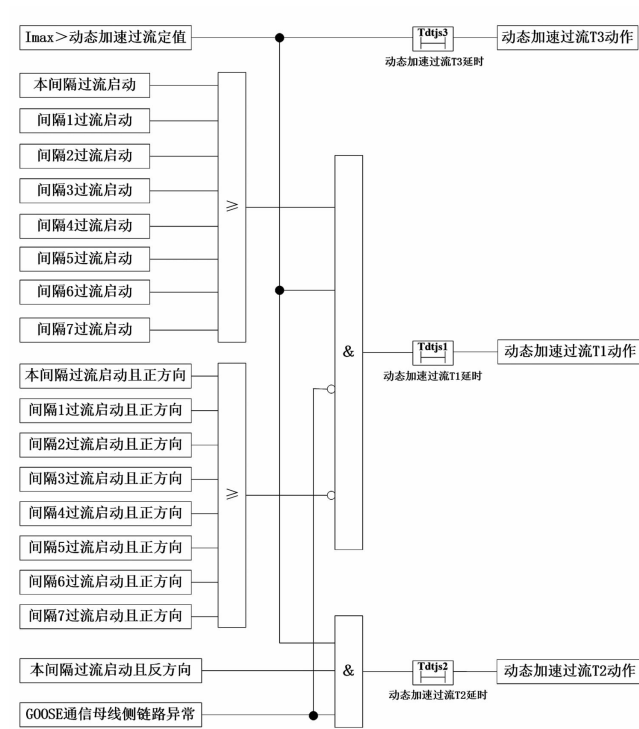


图 5 母线断路器动态自适应过流保护动作逻辑

如图 6 所示,4 号母线断路器作为本间隔时,相邻间隔是指 4 号断路器所在母线上的所有其余断路器(即 5、9、10 号断路器)。T1 时限:通信正常时投入,作为母线故障的主保护使用,动作条件为本间隔过流且反方向,没有收到任意相邻间隔正方向启动 GOOSE 信号。T2 时限:在本间隔通信终端故障时投入,动作条件为本间隔过流且反方向,本间隔通信

中断故障。T3 时限:基站通信故障时,作为全线兜底后备保护投入,动作条件为本侧过流。

以图 6 中的 4 号断路器为例:当 A 点故障时,4 号保护过流启动反方向,没有收到任意相邻间隔正方向启动 GOOSE 信号,4 号断路器跳闸;当 B 点故障时,4 号保护过流启动正方向,4 号断路器不动作;当 C 点故障时,4 号保护过流启动反方向,收到相邻间隔 5 号断路器保护正方向启动 GOOSE 信号,4 号断路器不动作。

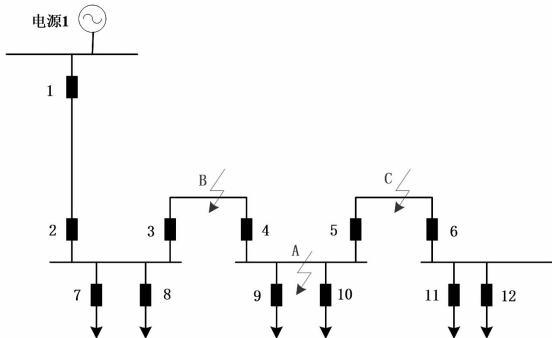


图 6 母线断路器动态自适应过流保护

2.4 馈线断路器保护

馈线断路器,如图 2 中断路器 7—12,采用传统的过流保护,保护装置设有二段或三段过流保护,各段过流保护的电流和时间定值可独立整定。过流保护动作条件为最大相电流大于过流整定值,对应过流段保护动作,不带方向。

3 配电网 5G 区域保护整定计算原则

3.1 整定计算原则

动态加速过流保护的整定计算原则如下:

- 1) 动态加速过流定值:按被保护线路末端相间故障时有足够的灵敏度整定,建议灵敏系数不小于 2。
- 2) 动态加速过流 T1 时限:应可靠大于“5G 通信延时 + 10 ms”。通过试点项目的实际延时测试,建议 T1 取 100 ms,可确保区域保护动作的选择性。
- 3) 动态加速过流 T2 时限:应比 T1 延时多一个时间级差,并按配合关系整定。
- 4) 动态加速过流 T3 时限:应比变电站 10 kV 出线过流末端保护延时少一个时间级差,并按配合关系整定。

实际整定计算时,正常情况下 T2 时限是闭锁状态,当 5G 通信异常时,T2 时限才开放投入,因此可将 T2 和 T3 时限整定为同一时限,以简化各级断路器的配合关系。另外,各环网柜之间联络线两侧断路器的属性,应将“线路断路器”和“母线断路器”的保护控制字均置为 1,两种保护逻辑互不影响,同时发挥保护作用,当供电方式变化时无需改变保护定值。

馈线断路器传统过流保护的整定计算原则如下:

- 1) 过流保护 I 段定值按避开 3 ~ 8 倍配电变压器励磁涌流整定,馈线在变电站出线 I 段范围内时应力争本段有灵敏度,过流 I 段时间取 0 s。
- 2) 过流保护 II 段定值按避开本支线最大负荷电流整定,并确保有足够灵敏度,考虑自启动系数,可取 1.35 ~ 2.4 倍最大负荷电流,时间应小于变电站出线有灵敏度段和上级分段动作时间至少一个级差,取 0.2 ~ 0.5 s。
- 3) 过流 III 段定值可考虑与过流 II 段合并,为减少时间级差并简化计算,按过流 II 段取值并确保有足够灵敏度,或者将过流 III 段退出使用。

3.2 实例分析

国网成都供电公司在青白江试点的配电网 5G 区域保护包括 110 kV 变电站内 10 kV 楼港线 916 断路器、3 个环网柜及各馈线断路器,如图 7 所示。馈线断路器的过流 I 段时限均为 0 s,过流 II / III 段时限按 0.4 s、0.2 s、0.1 s 逐级配合。除馈线断路器外的其余断路器均投入动态加速过流保护,T1 时限均取 0.1 s,T2 和 T3 时限按 0.6 s、0.4 s、0.2 s 逐级配合。

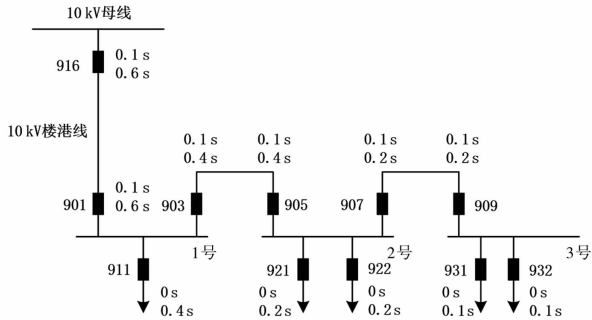


图 7 配电网 5G 区域保护的動作時限

当 2 号环网柜母线发生短路故障时,905 断路器过流启动反方向,未收到相邻间隔 921、922、907 断路器正方向启动 GOOSE 信号,满足母线侧动作

条件,延时0.1 s跳开905断路器;903断路器过流启动正方向,但收到对侧905断路器反方向启动GOOSE信号,因此903断路器T1不会动作;916、901断路器同理,均不满足T1动作条件。通信故障时,916、901、903、905断路器均满足动作条件,905、903断路器经0.4 s延时跳闸,不会越级到901和916断路器。

当馈线922断路器线路发生短路故障时,通信正常时,922断路器传统过流保护动作,当达到过流Ⅰ段定值时,0 s跳闸;当未达到过流Ⅰ段定值时,0.2 s跳闸;905断路器过流启动反方向,但收到相邻间隔922断路器正方向启动GOOSE信号,因此905断路器T1不会动作;903断路器过流启动正方向,但收到对侧905断路器反方向启动GOOSE信号,因此903断路器T1不会动作;916、901断路器同理,均不满足T1动作条件。通信故障时,916、901、903、905、922断路器均满足动作条件,但922断路器经0 s延时或0.2 s延时跳闸,不会越级到其余断路器。

4 结 论

前面提出了一种基于5G通信的配电网区域保护方案,通过实际应用验证了该方案的可行性。配电网5G区域保护方案规避了配电网差动保护的采样同步问题,无需采样数据的精准同步。利用带方向性的动态加速过流保护和传统过流保护,实现了配电网短路故障的快速准确定位,具有优秀的快速性和选择性,可实现配电网停电范围最小化,极大提高了配电网供电可靠性。

该方案的保护动作逻辑和整定计算原则,在配电网区域保护整定计算工作中具有实际应用价值。后续将继续研究配电网5G区域保护与目前广泛使用的配电网自动化系统如何高效配合,以实现分布式自愈控制功能,故障跳闸后实现备用电源的快速恢复供电,进一步提高配电网供电自愈性。

参考文献

[1] 门富媛.含分布式电源的配电网的分区域保护的研究[D].合肥:合肥工业大学,2014.

[2] 张泰,杨雪,汪晓帆.基于5G配电网差动保护安全防护策略研究[J].四川电力技术,2020,43(6):60-65.

[3] 王毅,陈启鑫,张宁,等.5G通信与泛在电力物联网的融合:应用分析与研究展望[J].电网技术,2019,43(5):1575-1585.

[4] 王智慧,汪洋,孟萨出拉,等.5G技术架构及电力应用关键技术概述[J].电力信息与通信技术,2020,18(8):8-19.

[5] 张星,徐文斌,赵东森.基于5G技术的配网差动保护应用[J].宁夏电力,2020(3):18-21.

[6] 胡光宇,张影,孔为为,等.5G环境下差动保护在电力系统中的应用[J].山东电力技术,2020,6(47):10-17.

[7] 田涛,张兆君,张帆,等.CT饱和影响因素及其对差动保护的影响分析[J].电工技术,2020(17):89-92.

[8] 李斌,范玲,姚斌,等.数据自同步条件下的配网馈线电流差动保护[J].电力系统及其自动化学报,2020,32(10):1-8.

[9] 刘顺桂,黄超,唐义锋,等.配电网区域保护原理研究与实施[J].电气技术,2017(1):99-107.

[10] 吴科成.分层式电网区域保护系统的原理和实现[D].武汉:华中科技大学,2007.

[11] 肖伟栋,夏明超,唐念.考虑多DG接入的配电网区域保护新方案[D].电力系统保护与控制,2014,42(9):103-109.

[12] 赵艾萱,黄杨,宋戈,等.5G独立组网模式下的配网保护配置策略及应用[J].电力系统保护与控制,2021,49(8):24-31.

[13] Mansoor Shafi, Andreas F Molisch, Peter J Smith, et al. 5G:A Tutorial Overview of Standards, Trials, Challenges, Deployment, and Practice[J]. IEEE Journal on Selected Areas in Communications,2017,35(6):1201-1221.

作者简介:

刘奇(1987),男,硕士研究生,高级工程师,研究方向为配电网继电保护;

李文君(1983),女,硕士研究生,高级工程师,研究方向为电力系统分析与控制;

彭喜云(1986),男,硕士研究生,高级工程师,研究方向为配电网继电保护;

张子健(1985),男,硕士研究生,高级工程师,研究方向为电力系统分析与控制。

(收稿日期:2021-09-26)

基于全站系统配置文件解析的智能变电站二次设备 调试策略生成方法

邹经鑫,刘 鑫,袁明哲,卢音朴,张 帅,李雪恺
(国网四川省电力公司成都供电公司,四川 成都 610041)

摘 要:智能变电站二次设备调试是运检工作的重点内容,为提升检修作业的质量和效率,开展了智能变电站二次系统“一键式”安措及调试项目自动生成方法研究。结合变电站全站系统配置文件(SCD)中的工程化模型,构建了Xpath技术联合DOM方法的SCD文件解析方法,并运用该解析方法获取智能变电站二次回路与安措和调试项目的关系,提出了基于SCD文件解析的标准化作业书自动生成方法,形成了“一键式”调试项目自动生成的执行流程。最后通过试点工程验证了方法的有效性。该方法对智能变电站二次设备检修工作的标准化具有实际指导意义,应用前景广阔。

关键词:智能变电站;二次设备调试;SCD解析;“一键式”策略生成;安全措施

中图分类号:TM 76 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2021)06-26-06

DOI:12.16527/j.issn.1003-6954.20210606

Generation Method of Commissioning Strategy for Secondary Equipment in Smart Substation Based on SCD File Analysis

Zou Jingxin, Liu Xin, Yuan Mingzhe, Lu Yinpu, Zhang Shuai, Li Xuekai
(State Grid Chengdu Electric Power Supply Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract:The commissioning of secondary equipment in smart substation is the key content of operation and inspection work. In order to improve the quality and efficiency of maintenance work, the research on automatic generation method of "one-click" security measures and commissioning items of secondary system in smart substation is carried out. Combined with the engineering model in substation configuration description (SCD), the SCD file analysis method based on XPath technology together with DOM method is constructed. The analytical method is used to obtain the relationship between the secondary circuit of smart substation and security measures and commissioning items. The automatic generation method of standardized operation book based on SCD file analysis is proposed, and the execution process of automatic generation of "one-click" commissioning project is formed. Finally, the effectiveness of the proposed method is verified by a pilot project, which has a practical guiding significance for the standardization of maintenance of secondary equipment in smart substation, and has broad application prospects.

Key words:smart substation; secondary equipment commissioning; SCD file analysis; "one-click" strategy generation; security measure

0 引 言

近年来,变电站智能设备的推广应用已经得到了长足的发展,各大城市已经出现了大量智能变电站。智能变电站全站系统配置文件(substation configuration description,SCD)是智能变电站应用和管理的核心。目前各大厂家均已遵照 IEC 61850 规

范,推出各具特色的具有 SCD 文件解析及解析结果的可视化展示功能的配置工具。

在 220 kV 智能变电站中,正常运行设备涉及大量智能装置,其二次系统调试是变电检修工作的重要组成,需根据不同设备的详细情形因地制宜地制定可靠的个性化调试方案^[1]。一般情况下,二次检修人员将在工作前一周内开展现场查勘。在进行查勘工作时,查勘人员将对照该智能站最新的 SCD 归

档文件,核实现场工作涉及到的光纤回路、电缆回路、软硬压板、装置定值单等各类信息,据此编制安全措施票及调试项目。由于检修人员的技术水平和作业习惯存在差异,在智能站二次工作安全措施(以下称“安措”)制定的过程中可能遗漏重要回路,造成安措执行不到位,或是调试效率低下、调试项目不充分的问题^[2]。目前,已有学者针对智能变电站二次安措的生成进行了一些研究,但并未涉及设备调试内容^[3]。因此,亟需在充分了解智能变电站运行结构原理的基础上,结合 SCD 解析结果,及时对智能变电站二次设备调试方法进行创新升级,实现智能变电站二次系统调试项目的自动生成。实现设备的科学检修调试,为智能变电站安全、可靠、稳定运行提供条件。

与常规变电站相比,智能变电站的最大不同在于采用了 SCD 文件进行二次回路设计描述。SCD 文件包含了智能电子设备(intelligent electronic device, IED)通信、类型、参数、控制块、装置间联系等所有信息^[4]。其中二次系统调试的主要目标是精准确定调试方案,实现对 SCD 文件中二次回路的全面验证。下面采用 XPath(XML 路径查询语言)技术联合文档对象模型(document object model, DOM)方法对 SCD 进行语义解析,将原本不易理解的文本解析成结构化控制语言(structured control language, SCL)元素,以完整可靠地调试装置并清晰地反映二次回路的内容,生成调试方案及安全措施^[5]。

1 智能变电站过程层数据结构

智能变电站过程层数据通信引入发布/订阅机制实现,其通信参数、数据通道、虚端子连接等信息均在 SCD 文件中完成配置。通过过程层发布/订阅机制的 3 类核心参数描述及示例如表 1 所示。其中:前两类参数决定各智能装置间的逻辑链路关系;最后一类参数用于实现多端口应用需求,亦属必要配置参数。

作为 SCD 配置文件的重要组成部分,IED 过程层虚端子配置文件描述了通用面向对象变电站事件(generic object oriented substation event,GOOSE)发布/订阅、采样值(sampled value,SV)发布/订阅所需的通信、控制及端口信息。其中:GOOSE 发布/订阅分别属于 GOOSEPUB(GOOSE 发布)元素/GOOSE-

SUB(GOOSE 订阅)元素集合范畴;SV 发布/订阅分别属于 SVPUB(SV 发布)元素/SV SUB(SV 订阅)元素集合范畴。

表 1 过程层发布/订阅机制的核心参数及示例

核心参数	描述	示例
通信配置	发布/订阅的控制块配置信息,反映通信协议的基本参数和数据结构	<pre> < ReportControlname = " brchb- RelayDin" datSet = " dsRe- layDin" intgRd = "0" rptID = " NULL" confRev = "1" buffered = "true" bufTime = "0" > < TrgOps dchg = "true" qchg = "false" dupd = 'false" peri- od = "true7 > < OptFields seq Num = "false" timeStamp = "true" dataSet = " true" reasonCode = "true" da- taRef = "true" entryID = " true" config Ref = "true"/> < RptEnabled max = "16"/> </ReportControl > </pre>
变量映射	装置内部变量与协议的映射关系,采用短地址形式表达	<pre> < Inputs > < ExtRef iedName = " IML1107" Idlnst + RPIT" prefix = " InClass = " XCBR" lnlnst = " 1 " doName = " Pos" daName = " stVar" intAddr = "7" PIGOOI/ GOINGGIOI - DPCS0I - StVal" > < Private type = "desc" > 断路器位置 </Private > </ExtRef > </Inputs > </pre>
端口绑定	控制块与装置物理端口之间的配置信,反映装置功能与光端口间对应关系	<pre> < PhysConn type = " Connec- tion" > < P type = "Port" >7 - A </P > < P type = " Plug" > LC </P > < P type = "Type" > FOC </P > < P type = " Cable" > l </P > </PhysConn > </pre>

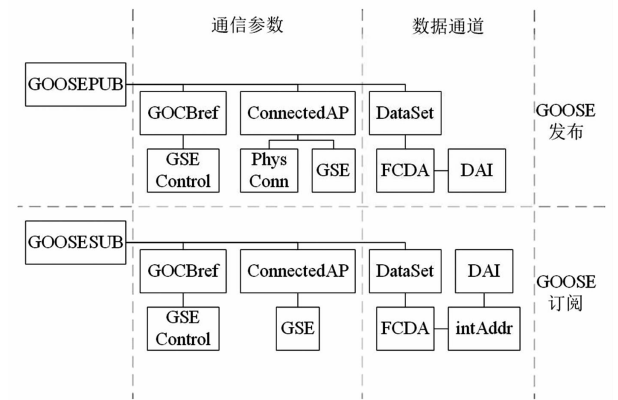


图 1 GOOSE 发布/订阅的基本结构

IED 过程层虚端子配置文件是其过程层通信配置的最小集合,直接影响 IED 之间二次回路过程层连接关系的具体表达^[4,6]。图 1 为二次回路 GOOSE

发布/订阅的基本结构,SV 发布/订阅具有与之相同的结构。依据 IEC 61850 标准,基于智能变电站过程层数据结构,针对性地提出 SCD 文件解析方法。

2 SCD 文件内核解析

2.1 解析过程

当前用于 SCD 文件解析的主要方法有 DOM 解析方法和 XML 简单应用程序接口 (simple API for XML,SAX) 解析方法^[7]。鉴于 DOM 模型优点^[8]及 SCD 文件的规模特征,引入 Xpath 技术^[9]联合 DOM 方法展开 SCD 文件解析。

SCD 文件解析过程主要包括读取文件和分析文件,解析过程如图 2 所示。首先,读取文件将 SCD 文件路径在内存中形成 DOM 树,节点类型为 Xml-Node,可以访问其前节点、后节点、父节点和首个子节点,从而建起便于遍历的整棵树结构。同时,构建所有节点集合 (XmlNodeList),获取子节点信息,再运用 XPath 强大的查找功能,快速定位所查找 IED 的所有访问节点。

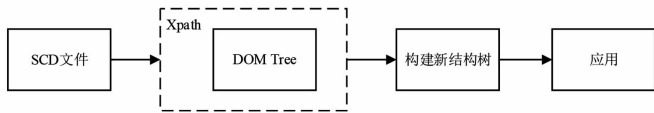


图 2 SCD 文件的解析过程

分析文件即是重构 SCD 文件的过程,以生成符合要求的新结构树。在重构过程中,使用具备一对一处理能力、能迅速通过关键字查找对象的 Map 关联容器^[7]构造新结构树的节点。

2.2 实现流程

为实现 SCD 文件读取,需调用 Load 函数,在内存中形成 DOM 树,采用语句 Xpath = “/SCL/IED” 获取相应 IED 名称,并将节点类型转换为 XmlElement,采用 GetAttribute 函数获取节点类型及名称等参数。将 IED 信息输出至列表框,完成系统初始化。

对于 SCD 文件分析,需要确立与 SCD 文件相对应的新结构树,以展开 SCD 解析。首先需预先定义树的数据结构。数据结构类型包括 Substation 根节点、IEDNode 等 5 类节点类型和功能约束数据属性 (functionally constrained data attribute, FCDA) 等^[7,10]。生成新的结构树是一个递归的过程,这里引入 XPath 快速查找功能从 DOM 树获取所需配置参数,然后写入新树对应属性,最终完成新结构树的

构建。SCD 文件解析配置主要流程如图 3 所示。

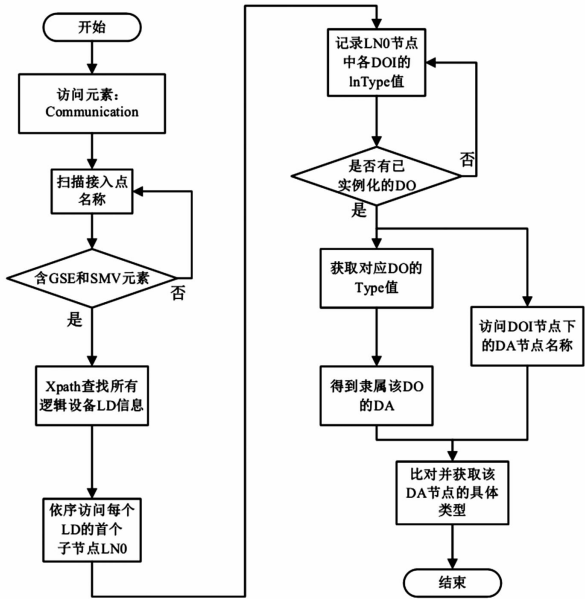


图 3 SCD 文件解析配置主要流程

1) 由根节点进入通信系统 (communication) 元素,查找 GSE/SMV 接入点,采用 XPath 查找功能获取第一个 IED 下所有逻辑设备 (logical device, LD) 信息。

2) 访问 LD 第一个子节点 LN0,记录 lnType 值,并访问其下 DOI 节点,记录 lnType 各 DOI 值;

3) 根据 lnType 和 DOI 值,在可实例化的逻辑节点类定义模型 DataTypeTemplates/LNodeType 中查找对应的 lnType,并找到对应的数据对象 (data object, DO),即可获取 DO 的 type 值。该过程可利用 XPath 技术快速完成。

4) 通过解析 DO 的 Type 值,可得隶属于 DO 的数据属性 (data attribute, DA),同时 DO 中各数据定义状态可进一步由 DA 的“功能约束 FC”这一属性获取^[11]。再次运用 Xpath 技术,查找 id 名与上步 DO 的 Type 值相同的 DOType 节点,并获取该节点下的所有 DA 节点。

5) 根据步骤 2 访问 DOI 节点下的 DA 节点,并依据 DA 节点名称得到步骤 4 中 DA 对应节点,从而获取该 DA 节点具体类型。

考虑到全站数据规模较大,同时为了数据复用和程序执行效率,引入 MySQL 数据库作为数据中转处理方案。此外,在数据处理过程中,该方法集中对各数据类型进行了分类定义归档,以便实际工程应用中根据不同的实例化需求 (如遥信、遥测数据单独调试) 快速读取数据。

依据上述 SCD 文件解析流程,可快速获取各 IED 名称、逻辑装置名称、控制块具体配置以及 DataSet 元素的中文描述。这些解析得到的配置信息可以用于指导智能变电站二次系统检修工作中安全措施及调试项目的生成,具体生成方法在下一章展开论述。

3 安全措施与调试项目生成

3.1 确定调试项目

智能变电站二次系统调试包括单体调试、整组调试。单体调试只针对单项测试展开,整组调试则是验证各智能设备间的联络与配合关系,二次回路的正确性通过整组调试进行验证^[4]。GOOSE 开入/开出测试、SV 输入/输出测试等项目属于单体调试的范畴。表 2 展示了二次回路发布/订阅配置参数与调试项目的对应关系。

表 2 二次回路与调试项目

二次回路类型	调试项目
发布通信参数	输出通信参数检查
发布数据通道	输出一致性检查
订阅通信参数	输入通信参数检查
订阅数据通道	输入单体调试+整组调试
订阅链路序号	链路告警一致性检查

根据表 2 所示对应关系,基于解析 SCD 方法生成对应调试项目的主要步骤如下:

1)引入 XPath 技术快速搜索 GOOSE/SV 发布的配置信息,然后根据搜索结果对比控制块、通信、通道等配置信息的差异,最后生成对应调试项目。根据形成的调试项目对 IED 开展 GOOSE/SV 输出的单体调试。对于通信参数对应的 GOOSE/SV 输出的通信参数检查,需要保持 IED 发出的通信参数应与 SCD 文件相一致;对于数据通道的输出一致性校验,应采取 IED 功能测试,检验 IED 所发参数与 SCD 文件是否一致。

2)再次引入 XPath 快速搜索 GOOSE/SV 订阅的配置信息,然后根据搜索结果对比控制块、链路、通信、通道等信息差异点,最后生成对应调试项目。对于 GOOSE/SV 输入的通信参数检查,需要保持 IED 接收数据通信参数与 SCD 文件相一致,并检查 IED 设备 GOOSE/SV 输入过程是否存在异常警报;对于 GOOSE/SV 输入的整组调试,需要从发送侧 IED 输出配置信息,检查确保 IED 的 GOOSE/SV 输

入与 SCD 文件保持一致;检查 IED 设备 GOOSE/SV 输入过程是否存在无异常警报,并核实接收过程中断报警信息的一致性,最后在模拟接收过程中断情形下,确保 IED 上传监控系统的过程警报描述与实际过程保持一致。

3.2 生成安全措施

在进行二次设备调试前准确制定和实施安全措施,实现调试与运行系统及时隔离,是调试工作的重要安全保障。变电站通常是根据图纸分析二次回路来界定工作分界面并制定安全措施^[12]。通过解析智能变电站 SCD 文件得到待调试设备所关联的其他二次设备,将订阅该调试设备数据的非试验设备视为运行设备,用以指导当前调试工作安全措施的制定。

1)基于 XPath 技术快速获取 GOOSE/SV 订阅部分对应的 IED 二次回路文件,将控制块名称、接收 IED 名称进行记录,从而生成具有“一对多”特征的控制块与 IED 的对应关系。其中包含了各发送控制块的被订阅的情况,进而分析出可能受到此次整组调试影响的运行设备范围。

2)标记与整组调试相关的发送 IED 和接收 IED 为试验设备;再由试验设备 GOOSE/SV 发布控制块名称,并在配置文件中搜索订阅此控制块的 IED 信息(已标定为试验设备的除外);再次利用 XPath 技术快速搜索运行设备的 GOOSE/SV 接收控制块信息,如果其发布 IED 是试验设备,就将该控制块标记成试验系统与运行系统的边界回路。隔离试验设备与运行设备在边界回路中的安全措施可设定为退出发送/接收软压板或断开光纤回路。

4 实例验证

采用所提方法,拟对某 220 kV 智能变电站某线路间隔进行常规调试及传动工作。利用生成工具高效实现本次线路保护年检工作安全措施及调试项目的自动生成,主要由以下两个步骤组成:1)根据工作内容匹配模板库,导出 SCD 解析结果;2)智能识别调试回路,生成本次工作的调试作业书。

4.1 匹配模板库

工作人员在进行 110 kV 待用 152 线路间隔保护年检、自动化联调工作前,将 SCD 文件导入生成工具后,SCD 文件通过自动解析生成图形化虚端子连接,如图 4 所示。

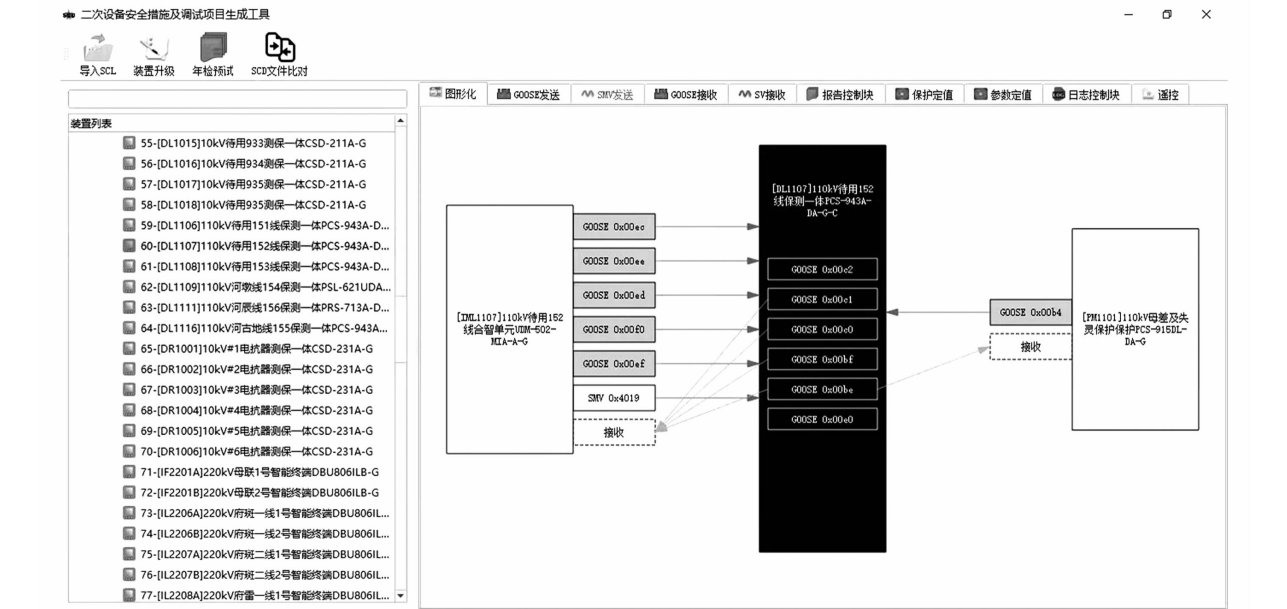


图 4 SCD 文件解析结果

工作人员需提供本次年检工作的间隔名称,向生成工具输入表 3 所示各项参数。

表 3 系统生成年检调试项目输入参数示意	
项目	参数
工作类型	线路年检
工作间隔	待用 152
核心装置编号(可选)	DLI107

其中,“核心装置编号”为可选项,其目的是结合本系统的语义分析,更精确地定位检修范围与工作间隔,减少计算时间和错误率。

生成工具利用 SCD 解析得到的运行设备间链路关系,计算并生成图形化的二次设备安全措施展示如图 5 所示。其中,DLI107 代表待检修线路保护装置;IML1107 代表同线路间隔的合智一体装置。

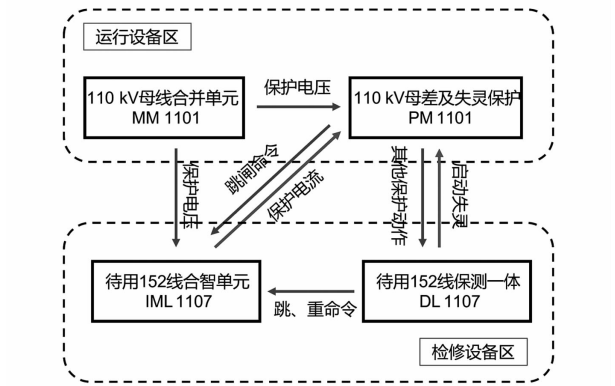


图 5 二次设备安全措施可视化展示

4.2 生成调试作业书

SCD 解析结果还可以给出在进行某项试验时,停电待检修设备与其他装置的关联链路信息。图 6

显示了 110 kV 待用 152 线路保护装置整组调试所涉及到的相关装置间的链路关系,每个回路同时标注了信号描述,这是系统对 SCD 文件进行信号分类的结果。



图 6 待用 152 间隔整组调试涉及链路信号

通过对 SCD 文件的解析,并剔除因涉及到安措不能够进行调试验证的项目,输出 152 线路保护装置调试项目如表 4 所示。

表 4 保护装置调试项目				
调试项目	发送方	控制块	订阅方	备注
GOOSE	IML1107	0x00EC	DL1107	断路器位置
	IML1107	0x00EE	DL1107	储能超时信号
	IML1107	0x00ED	DL1107	运行异常
	IML1107	0x00F0	DL1107	PT 切换同时动作
	DL1107	0x00BE	IML1107	重合闸
SV	DL1107	0x00BE	IML1107	保护跳闸
	IML1107	0x4019	DL1107	保护电压
SV	IML1107	0x4019	DL1107	保护电流

同理,通过计算每个被试设备的虚端子链路关

系,分别得到各自的调试项目表。进一步合并消除其中的重复项,再经过语义匹配,将调试表中各项利用解析 SCD 文件虚端子回路形成的调试项目表,可以保证检修设备编号、运行设备编号、变电站设备编号与实际工作内容的一致性,大大减少了查勘人员因现场查勘不充分或手工编制而造成的错误。在实际工作中,部分涉及到检修装置的调试项目因本次工作安全措施要求所限,无法进行调试,该类项目表在生成标准化作业书的同时一并输出存储,便于为该站今后开展其他检修工作时提供参考。

参数(包括调试内容、物理链路、发送控制块、被调试装置、被调试光口等条目)嵌入到预制的调试作业书模板,最终生成标准化作业书(见图7),满足现场实际工作要求。

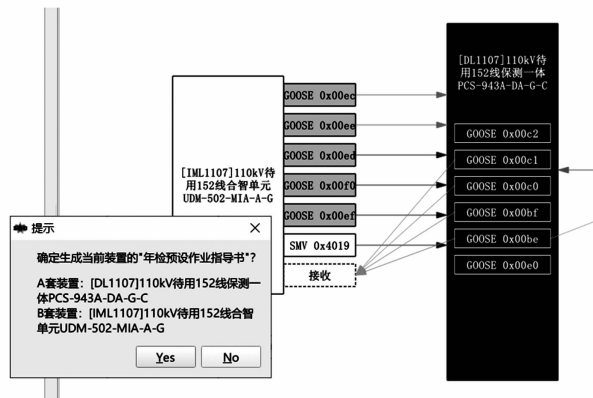


图7 安全措施及调试项目的自动生成界面

5 结论

围绕智能变电站二次系统检修作业效率与质量的提升,针对智能站检修中安全措施及调试项目可能出现遗漏的重要回路,造成安全措施执行不到位以及调试效率低下、调试项目不充分等问题,提出一种基于 SCD 文件解析的智能变电站二次设备调试策略生成方法,主要结论如下:

1) 构建了基于 XPath 技术联合 DOM 方法的 SCD 文件解析方法,为自动生成智能变电站安措及调试项目提供了基础平台;

2) 基于 SCD 解析方法,抽取了待检设备与关联设备间的过程层链路关系,并提出了二次设备安全措施自动生成方法;

3) 基于 SCD 解析方法,形成了包含调试项目在内的变电二次专业标准化作业书自动生成方法。

从工程实例应用结果可以看出,所研究成果能

够自动生成准确可靠的二次安措和对应调试项目。今后,还可就 SCD 文件的解析速度与调试作业书计算生成速度作进一步的优化与提升。

参考文献

- [1] 田彦,门富媛. 110 kV 智能变电站二次设备调试方法研究[J]. 电力设备管理, 2021(1): 70-71.
- [2] 王优优,朱维钧,李辉,等. 智能变电站二次检修安全措施与 SCD 模型灵活适配方案[J]. 湖南电力, 2018, 38(4): 24-28.
- [3] 赵子涵,刘鑫,叶翔,等. 智能变电站二次系统“一键式”安措自动生成方法研究[J]. 电测与仪表, 2019, 56(4): 15-20.
- [4] 高磊,卜强生,袁宇波,等. 基于二次回路比对的智能变电站调试及安全措施[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(20): 130-134.
- [5] 姜鹏,徐明宇,董尔佳,等. 基于典型继电保护语义的安全措施自动生成方法研究[J]. 黑龙江电力, 2017, 39(5): 377-381.
- [6] 高旭,马迎新,王可,等. 基于连通状态矩阵的智能变电站安措校核方法[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(7): 195-202.
- [7] 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.
- [8] 何卓彬,刘志勇,李璐,等. 异构文本数据转换中 XML 解析方法对比研究[J]. 计算机工程, 2020, 46(7): 286-293.
- [9] 李柳青. 基于索引框架的 XPath 求值算法[J]. 电子技术与软件工程, 2021(3): 179-180.
- [10] 继电保护 IEC 61850 工程应用模型: GB/T 32890—2016[S], 2016.
- [11] 董国威,汪雷,宋毅,等. 基于 SCD 的智能变电站安措预演纠错系统设计[J]. 信息技术, 2017(11): 5-8.
- [12] 黄文英,郭炎福,宋福海. 图论在智能变电站二次安全措施中的应用探索[J]. 电网技术, 2020, 44(1): 291-300.

作者简介:

邹经鑫(1988),男,博士,研究方向为油纸绝缘故障与老化诊断及二次系统运行状态评估;

刘鑫(1986),男,硕士,高级工程师,研究方向为电力系统继电保护;

表明哲(1985),男,硕士,高级工程师,研究方向为电力系统继电保护及信号处理在电力系统中的应用;

卢音朴(1994),男,硕士,研究方向为电力系统继电保护;

张帅(1987),男,博士,研究方向为变电系统运行管理、可再生能源发电调控、电力系统不确定性分析与模拟。

(收稿日期:2021-10-05)

计及新能源消纳的多级调度计划协调决策方法

张国芳¹, 杨小磊², 孙永超³

(1. 国网四川省电力公司, 四川 成都 610041; 2. 国网四川省电力公司成都供电公司, 四川 成都 610041; 3. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610041)

摘要:构建以新能源为主体的新型电力系统是碳中和、碳达峰的重要举措。针对新能源具有的独特特性与成本模式,在当前中国大电网多级调度计划协调编制模式中,为避免国分调在编制跨区跨省联络线计划时基于电力交易而较少考虑省网约束,可能导致的省网计划无法收敛而需要反复流转修改,文中设计了一种“自下而上”的多级调度计划编制方案。考虑新能源消纳情况,将联络线计划作为可调的决策变量,同时考虑运行约束,建立省网外送或受入的极限能力分析模型,求解获得联络线计划的边界条件。最终得到国分调据此边界条件编制满足省网约束的联络线计划。并以实际电网算例对所提方法的有效性进行了验证。

关键词:新能源消纳;联络线计划;调度计划;经济调度

中图分类号:TM 732 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2021)06-32-06

DOI:12.16527/j.issn.1003-6954.20210607

Coordination Decision Method of Multi-level Dispatching Plan Considering Renewable Energy Accommodation

Zhang Guofang¹, Yang Xiaolei², Sun Yongchao³

(1. State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, Sichuan, China; 2. State Grid Chengdu Electric Power Supply Company, Chengdu 610041, Sichuan, China; 3. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract: Building a new power system with renewable energy as the main body is an important measure for carbon neutralization and carbon peaking. Aiming at the unique characteristics and cost model of renewable energy, in the current multi-level dispatching plan coordination mode of large power grid in China, a bottom-up multi-level dispatching plan preparation scheme is designed in order to avoid the lack of consideration of provincial grid constraints based on power transactions in the preparation of cross-regional and cross-provincial tie-line plans, which may lead to the convergence of provincial grid plans and require repeated circulation and modification. Considering the renewable energy accommodation, the tie-line plan is taken as an adjustable decision variable, and considering the operation constraints, the limit capacity analysis model of provincial network transmission or acceptance is established to solve the boundary conditions of the tie-line plan. Finally, according to the boundary conditions, the tie-line plan meeting the provincial network constraints is compiled. The effectiveness of the proposed method is verified by an actual power grid example.

Key words: renewable energy accommodation; tie-line plan; dispatching plan; economic dispatch

0 引言

近年来,风电与光伏等新能源因成本低、无污染且开发潜力大的特点,得到快速发展,但风光的不确定性严重制约着消纳能力。为了尽可能提升风光消

基金项目:国家电网有限公司科技项目(1300-202026033A-0-0-00)

纳水平,国家出台促进新能源跨省跨区消纳的相关政策。国网总部倡导打破省间电力市场壁垒,鼓励风电企业直接参与跨区外送电交易,为新能源拓展区外消纳空间。

在特高压网架和直流输电的保证下,大区及省间联络线输电能力显著提升,可有助于提高跨区域新能源消纳水平,但对联络线计划编制的合理性提

出了更高的要求。目前中国多级调度计划编制模式是“自上而下”,国分调的联络线计划编制主要基于电力交易^[2],与电网运行处于松耦合状态,可能因为不满足省网约束而需要反复迭代修改,也有可能发生断面利用率较低、弃风弃光等情况,使得人员工作强度不断增加,并存在错漏隐患。

目前针对大电网的调度计划方法研究,多集中于建模和算法上^[3-6],而针对模式和流程复杂度的关注较少。国外大多数电网的调度控制区相互独立,少有上下级关系,因此缺乏跨区协调的参考实例^[7-9]。国内针对中国调度模式的计划编制方法研究有一些相关报道。文献[10-11]提出了基于由国分调进行全网统筹的安全约束经济调度方法,从而解决多级调度计划协调的问题。但存在以下问题:一方面,省调需增加计算运力,减少国分调计算量,否则对国分调压力较大;另一方面,各省由于电网结构、电源类型不同在调度模式及优化目标等多方面存在差异,很难构建省间统一模型,模型无法满足各省个性化需求。文献[12-14]在兼顾现有国(分)、省两级调度模式的基础上,提出了以直流联络线功率为协调变量,区内优化、跨区协调的互联电网发输电计划方法,符合中国电网分层分区的调度模式,并有助于提高新能源的消纳能力。但这些方案通过国分调协调主问题和省内优化调度子问题的联合求解来实现,两级调度之间必然需要多次迭代调整才能形成最终方案,忽视了实际电网中多级调度间计划编制流转的人工和时间成本。总体来说,目前尚缺乏考虑新能源消纳的高效调度计划协调方法的研究。

为解决上述问题,下面结合新能源发电特点以及跨区新能源消纳亟需解决的实际需求^[15-16],将新能源的调度加入跨区调度计划编制中,通过多级计划编制流程现状分析,提出了一种多级调度计划协调优化方案,建立了考虑联络线运行特性约束的省网外送和受入的极限能力分析模型。通过极限能力边界条件编制满足省网约束的联络线计划,可以避免流程上的反复迭代,有效提升调度计划多级协调效率和计划编制能力,并能适应当前实际电网的信息化和自动化水平。通过实际电网算例,证明了所提建模方法的正确性与有效性。

1 多级调度计划编制现状分析

在中国,国调和分中心编制区间和省间联络线计划,而省级调度编制省内机组计划,具体流程是“自上而下”:首先,国调编制区域联络线计划及直流送出计划,并将计划下发给各分中心;然后,分中心制定省间联络线计划;最后,省调将下发的联络线计划作为边界,依托安全约束机组组合/经济调度技术编制省内发电计划。

在国、分、省调度计划中,需要协调的原因在于省调计划依赖于国分调的跨区跨省联络线计划。目前联络线计划主要基于各类电力交易开展,一般采用将多个交易进行成分叠加的方法。这种联络线计划模式的主要优点是计划条理清晰、易于计算、方便统计等。但是该模式的缺点同样也显而易见,即较少考虑省内电网约束。当联络线计划不满足省内电力平衡或电网潮流约束时,这种来回的迭代就不可避免地形成了。

过去由于电网互联程度不高,多级调度计划编制和迭代修改都较为简单且耗时短,并未引起过多关注。然而新形势下的能源、电网格局,对现有各省平衡、各级调度松耦合的现有调度计划业务模式提出了新的挑战,主要体现在:

1) 计划编制时间。随着电网结构日益复杂以及集中式新能源通过联络线输送需求的迅速增加,国、分、省各级调度计划编制需要考虑的约束越来越多,涉及清洁能源消纳需求、交易电量计划、直流线路运行方式、各分区功率平衡、供热、环保等,计划编制所需要的时间也在不断增加。按照目前国内调度中心的编制效率,国分和省间迭代一次至少需要1 h,如果迭代3次,则发电计划协调编制时间将达到3 h以上。

2) 信息交互传输。由于各地电源结构、电网结构和调度运行规则各异,各级调度间和同级调度间的约束差异较大。各级调度间难以实现大量的约束信息自动化共享和交流,基本上只能依靠电话交流、人工检查和设置。约束冲突协调复杂,影响计划编制协调效率。

3) 计划流转修改难度。联络线计划涉及多个省网,送端电网计划与受端电网计划经由国、分计划形成高度耦合,送受端的电网约束易形成“跷跷板”

现象,即联络线计划在满足一端电网约束后却不能满足另一端电网约束。不同省网约束冲突的统筹协调难度不断增加,尤其在电网输送能力紧张或电力平衡困难时,计划编制修改难度更大。

2 多级调度计划协调优化方案

由上述分析可知,造成多级调度计划反复迭代修改的原因是国分调在编制联络线计划时缺少合理的计划边界以满足下级电网约束。为解决此问题,应采用“自下而上”的计划编制模式,即省调通过分析电力电量平衡情况为国、分调提供自身外送或受入的能力,国、分调可以通过集中分析实现整体优化,形成“分散优化,集中协调”^[1]的调度模式。

另外,考虑到国调和分中心的主营业务均为联络线计划编制,所不同的是前者编制区域联络线计划,后者编制省间联络线计划,但归根结底均为联络线计划。因此,可将国、分、省三级调度计划分为国分、省两级协调优化业务模式。

所提出的方案具体流程如下:

1) 各省调将联络线计划作为可调的决策变量、新能源弃电作为惩罚因子进行安全约束经济调度程序(security constrained economic dispatch, SCED)计算,求解的关键不在于给出机组的计划,而在于给出联络线计划编制的边界条件。

2) 将各个省级的边界条件上传至国分调,国(分)调根据省调上传的边界条件,调用联络线计划优化分析模块,编制联络线计划。

3) 优化后的联络线计划下发至各省调,省调基于联络线计划进行省内计划编制。

多级调度计划协调优化流程如图 1 所示。

所提模式的优点如下:

1) 仅增加了省调分析和上报联络线边界条件的环节,而避免了多级间迭代。如果省调 SCED 的计算时间为 0,按照第 1 章的编制时间分析,整体协调编制计划的时间可在 1.5 h 完成,保证了多级计划编制的效率。

2) 国(分)调与省调之间交互的信息仅为联络线功率和边界信息,协调过程中的数据格式简单统一、交换量小,有效减少人工检查和操作的工作量。

3) 国(分)调在生成、更新联络线功率计划时,同时掌握了各个省调的关键边界信息,有效确保了

计算结果全局收敛性,避免了传统方法反馈单一信息的振荡问题。

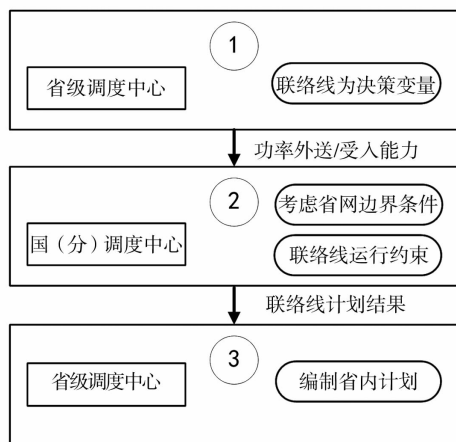


图 1 多级调度计划协调优化流程

3 省网外送/受入极限能力分析模型

在所提方案流程的步骤 1 中,省调计划边界的提取是将联络线计划作为因变量,新能源弃电作为惩罚因子,建立省网外送/受入极限能力分析模型以求解联络线的边界范围。

3.1 优化目标

使用 SCED 安全经济调度模型。在传统求解过程中将省间联络线计划作为边界,叠加系统负荷预测,形成省内机组出力总需求。而在省网外送/受入极限能力分析模型中,联络线计划作为因变量,等值为发电机进行优化,另外新能源弃电作为惩罚因子,即可求得使自身处于最优运行状态的联络线计划。

模型优化目标为计划周期内全部机组的运行成本最小、新能源弃电成本最小。设置惩罚因子后相加,进行联合优化。

$$\min \left[\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N f(p_{i,t}) + \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^{N_l} f(p_{l,t}) \right]$$

$$\min \left[\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N C(p_{i,t}) + \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^{N_l} C(p_{l,t}) + \lambda \sum_{t=1}^T \sum_{w=1}^W C(p_{w,t}) \right] \quad (1)$$

式中: T 为总时段数; N 为机组总数; $C(p_{i,t})$ 为机组 i 在时段 t 的发电成本; $p_{i,t}$ 为机组 i 在时刻 t 的出力; N_l 为联络线总数; $C(p_{l,t})$ 为联络线 l 在时段 t 的等值发电成本; $p_{l,t}$ 为联络线 l 在时刻 t 的出力; $C(p_{w,t})$

为新能源弃电成本; λ 为新能源弃电情况下的惩罚系数。

联络线等值机的成本曲线 $C(p_{l,t})$ 用极大、极小成本。极大、极小成本虽不存在,但代表了省内外送和受入的极限能力。

3.2 约束构建

1) 联络线功率约束

联络线等值机单个机组的上下限来源于线路的热稳定限额;对于等值机组合而成的联络线断面,需要满足断面限额约束。

$$p_{c,t,d} \leq \sum_{l=0}^{N_l} p_{l,t} \leq p_{c,t,u} \quad (2)$$

式中, $p_{c,t,u}$ 、 $p_{c,t,d}$ 分别为在电网运行方式中,联络线断面在时刻 t 的上、下限额。

在实际调度运行中,跨区、跨省大范围的联络线计划无需过多考虑两侧电网调频需求和功率波动,尤其是直流联络线需要考虑控制运行的可靠性和设备寿命,因此部分联络线计划可能需要考虑出力保持约束。

$$\begin{cases} p_{l,t} = p_{l,t+1} \\ p_{l,t} = p_{l,t+2} & \text{if } p_{l,t} \neq p_{l,t-1} \\ \vdots \\ p_{l,t} = p_{l,t+t_n} \end{cases} \quad (3)$$

式中, t_n 为出力保持的持续时段数,可根据需求设定。

2) 系统平衡约束

$$P_{\text{load},t} = \sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{l=1}^{N_l} p_{l,t} \quad (4)$$

式中, $P_{\text{load},t}$ 为时刻 t 的系统负荷预测值。

3) 机组出力约束

机组出力约束包括机组出力约束、限值约束、爬坡约束。

$$\begin{cases} \bar{P}_i \leq p_{i,t} \leq \bar{P}_i \\ p_{i,t} - p_{i,t-1} \leq R_{u_i} \\ p_{i,t-1} - p_{i,t} \leq R_{d_i} \end{cases} \quad (5)$$

式中: $\bar{P}_i$ 、 P_i 分别为机组 i 的出力上、下限; R_{u_i} 、 R_{d_i} 分别为机组 i 的爬坡上、下限。

4) 机组电量和出力约束

$$\begin{cases} P_{i,t,\text{down}} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t,\text{up}} \\ Q_{i,\text{down}} \leq \sum_{t=1}^T \frac{24}{T} \cdot P_{i,t} \leq Q_{i,\text{up}} \end{cases} \quad (6)$$

式中: $P_{i,t,\text{down}}$ 、 $P_{i,t,\text{up}}$ 分别为机组 i 建议电力下限和上限;

$Q_{i,\text{down}}$ 、 $Q_{i,\text{up}}$ 分别为机组 i 全天建议电量下限和上限。

5) 网络潮流约束

$$F_{l,\text{min}} \leq \sum_{i=1}^{N_g} G_{l,i} p_{i,t} - \sum_{j=1}^{N_d} G_{l,j} p_{j,t} \leq F_{l,\text{max}} \quad (7)$$

式中: $G_{l,i}$ 为机组 i 对支路 l 的分布因子; $G_{l,j}$ 为负荷 j 对支路 l 的分布因子; $F_{l,\text{max}}$ 、 $F_{l,\text{min}}$ 分别为支路 l 潮流上、下限。

4 各级调度计划优化模型

4.1 国(分)调度计划优化模型

在以上流程的步骤2中,国(分)调编制的跨区跨省联络线计划由多项交易成分组成,根据交易申请得知该时刻的交易电力,为避免不必要的交易调整,设置优化目标函数为交易调整量最小。

$$\min \sum_{m=1}^M \sum_{t=1}^T |p_{m,t,2} - p_{m,t,1}| + \sum_{e=1}^E \sum_{t=1}^T \sigma_e |p_{e,t,2} - p_{e,t,1}| \quad (8)$$

式中: $p_{m,t,2}$ 为联络线断面 m 在时刻 t 的优化值; $p_{m,t,1}$ 为联络线断面 m 在时刻 t 的建议电力值; $p_{e,t,2}$ 为交易成分 e 在时刻 t 的优化值; $p_{e,t,1}$ 为交易成分 e 在时刻 t 的建议电力值; M 为联络线数量; E 为交易成分数量; σ_e 为交易成分 e 的调整代价系数,用于控制不同交易调整顺序。

在联络线功率约束方面,除式(2)以外,增加考虑各省上报的外送/受入极限能力约束。

$$p_{m,t,d} \leq p_{m,t,2} \leq p_{m,t,u} \quad (9)$$

式中, $p_{m,t,u}$ 、 $p_{m,t,d}$ 分别为省级联络线断面 m 在时刻 t 的功率上、下限,由省调上传获得。

在电力交易中,通常各类交易都有明确的交易电力和电量要求,因此必须考虑交易成分的电力和电量约束。

$$p_{e,t,d} \leq p_{e,t,2} \leq p_{e,t,u} \quad (10)$$

$$\beta_{e,d} \leq \sum_{t=1}^T \frac{24}{T} \cdot p_{e,t,2} \leq \beta_{e,u} \quad (11)$$

式中: $p_{e,t,u}$ 、 $p_{e,t,d}$ 分别为交易成分 e 的电力可调节上、下限; $\beta_{e,u}$ 、 $\beta_{e,d}$ 分别为交易成分 e 的电量约束上、下限。

4.2 省级调度计划优化模型

在以上流程的步骤3中,联络线计划确定以后,省级进行调度计划编制,同样加入新能源弃电惩罚,优化目标为

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N C(p_{i,t}) + \mu \sum_{t=1}^T \sum_{w=1}^W C(p_{w,t}) \quad (12)$$

约束条件不需要考虑联络线功率约束,直接使用国(分)调下发值,其他约束与第 3.2 节的式(4)一式(7)相同。

5 算例分析

采用处于同一分调的两相邻省级电网典型日数据为实际算例进行计算,验证所提出的有新能源接入的多级调度计划优化模型。送端省份新能源发电比例大,风电大发时需要外送;受端省份工业负荷比例较小而负荷受气候影响较大。这里只考虑两省间的联络线断面,联络线断面由 4 条交流联络线组成,限额为 4000 MW。

5.1 受端省网联络线边界分析

以联络线为决策变量,图 2 给出了基于实际运行数据,在不同联络线成本下计算得到的购电省份 4 条最优联络线计划曲线。

从图 2 可知,在不考虑新开机和新停机的情况下,即便以 50 元/MW 价格度量联络线购电成本,由于低谷调峰需求,仍无法按照联络线限额进行购电,换言之,联络线计划在低谷时段最多只能购入近 2200 MW 功率;而高峰时期,即使较大代价也需要从外购电,换言之,联络线计划在高峰时段,至少需要购入近 1000 MW 功率。这些最优联络线计划真实地体现了该省在不考虑机组组合情况下的调峰需求。

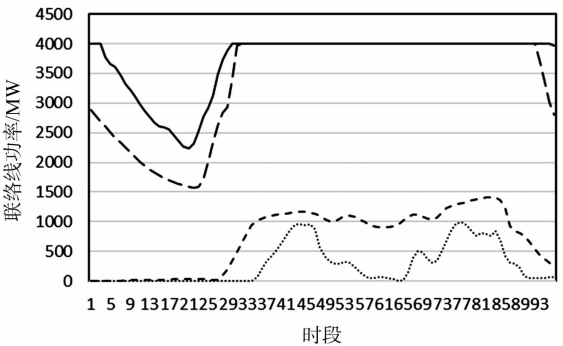


图 2 不同购电成本下的最优联络线计划曲线

5.2 送端省网联络线边界分析

图 3 给出了基于实际运行数据,在不同联络线成本下测算得到的售电省份 4 条最优联络线需求。

从图 3 可知,该省为提高风电消纳能力,在负荷

低谷时段需加大省间外送量,凌晨 3:00 达到外送峰值 1250 MW,夜间自 19:45 起同样有外送需求。日间峰段、平段由于本省负荷增长,省间消纳需求降低,严重时更有可能限电。这也符合实际调度情况。

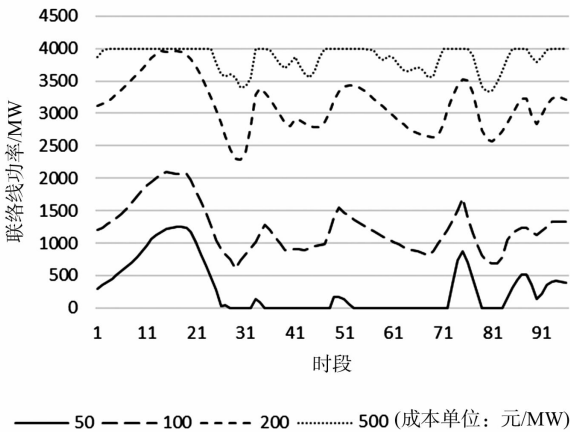


图 3 售电省份最优联络线计划曲线

5.3 国(分)调联络线计划编制

为了研究省网约束对国(分)调联络线计划编制的影响,进行了 2 个模式对比。

模式 1:采用“自上而下”的联络线计划编制方法,不考虑下级省网约束,国调按照省间交易信息拆分联络线成分,并且重新汇总形成联络线总计划。

模式 2:采用“自下而上”的联络线计划编制方法,在模式 1 的初始交易计划的基础上,增加下级省网安全运行约束,以 50 元/MW 和 500 元/MW 作为成本极大、极小时的联络线计划边界。通过第 4.1 节所述方法优化联络线计划。

模式 1 和模式 2 的联络线功率结果如图 4 所示。

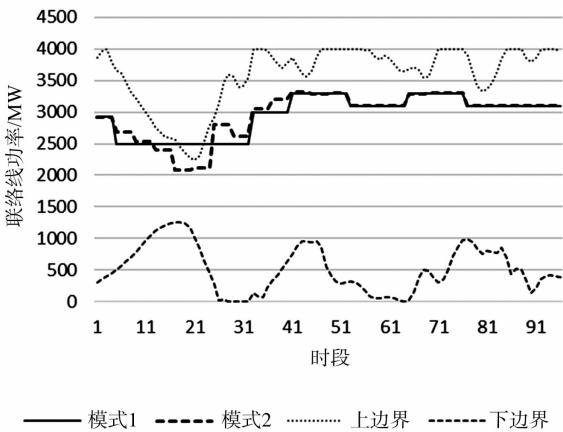


图 4 不同计划编制模式下的联络线功率曲线

5.4 模式对比

从图 4 可以看出:模式 1 不考虑省网约束,在时段 18~23 的联络线计划,超出了购电省份在低谷时段的受入能力,势必需要再回来调整计划,这在新

能源大发时经常发生;模式2考虑了购电和售电的省网约束,自动地对时段18~23的交易成分电量进行了调整,在时段23~45间增加新能源消纳量369 MW/h,避免了流程上的反复流转,同时保证了新能源消纳水平。模式2相对于模式1,增加的计算量和数据共享量不大,不依赖于电网运行状态,避免了反复迭代,在国(分)调虽然需要增加联络线边界优化环节,但该环节能够充分考虑各个省网约束,有效提高了计划编制质量。

6 结 论

上面分析了中国互联电网和新能源的快速发展对现有多级调度计划编制模式的影响,提出了基于联络线边界分析的“自下而上”多级调度计划编制方法。一方面,省调将关键边界信息上传,国(分)调能够在充分掌握全网可能会影响到联络线计划结果信息的基础上对联络线功率进行优化;另一方面,由于进行了省网大规模信息的化简,省调仅将联络线关联的边界信息上传,数据交换量极少,计算效率高,同时又保证了编制计划的质量,避免了流程上的反复流转。通过实际电网计划编制算例的验证,证明了其可行性和合理性,有利于多级调度计划协调编制工作的有效开展,可以作为建设以新能源为主体的新型电力系统过程中跨省跨区计划联合编制实用化的一种实现方案。

参考文献

- [1] Cai Zhi, Dai Sai, Zhao Kun, et al. Future Power Grid Dispatch and Control Mode with Large - scale Clean Energy Integration in China[C]// IEEE PES Asia - Pacific Power and Energy Conference, Xi'an, China, 2016: 1874 - 1879.
- [2] 许丹,夏少连,程燕军,等.华中电网联络线计划优化建模与求解[J].电力系统自动化,2012,36(18):139 - 142.
- [3] 胡飞虎,李威,冯轩,等.基于不同目标的电网分区域调度研究[J].电力系统保护与控制,2015,43(19):22 - 28.
- [4] 黄国栋,崔晖,许丹,等.安全约束经济调度中有功潮流调整方法[J].电力系统保护与控制,2016,2(16):91 - 96.
- [5] 郭艳艳,熊国江.大规模电力系统经济调度的改进竞争群优化算法[J].电力系统保护与控制,2017,45(15): 97 - 103.
- [6] 王斌,夏叶,夏清,等.基于Benders分解法的交直流互联电网安全约束经济调度[J].中国电机工程学报,2016,36(6):1588 - 1595.
- [7] Jagat Kishore Pattanaik, Mousumi Basu, Deba Prasad Dash. Review on application and comparison of metaheuristic techniques to multi-area economic dispatch problem[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2017, 2:17.
- [8] Dieter Helm. The European framework for energy and climate policies[J]. Energy Policy, 2014, 64: 29 - 35.
- [9] Mark Norton, Hans Vander broucke, Emil Larsen, et al. European Network of Transmission System Operator for Electricity(ENTSO-E). Statistical yearbook 2011[R]. Berlin, Germany: Oswald and Martin Werbeagentur, 2012.
- [10] 许丹,李晓磊,丁强,等.基于全网统筹的联络线分层优化调度[J].电力系统自动化,2014,38(2):122 - 126.
- [11] 钟海旺,夏清,丁茂生,等.以直流联络线运行方式优化提升新能源消纳能力的新模式[J].电力系统自动化,2015,39(3):36 - 42.
- [12] 王秀丽,李骏,黄镔,等.促进风电消纳的区省两级电力系统调度模型[J].电网技术,2015,39(7): 1833 - 1838.
- [13] 王斌,夏叶,夏清,等.直流跨区互联电网发输电计划模型与方法[J].电力系统自动化,2016,40(3): 8 - 13.
- [14] 周明,翟俊义,任建文,等.含风电并网的直流互联电网分散协调调度方法[J].电网技术,2017,41(5): 1428 - 1434.
- [15] 褚云龙,李秋芳,马晓伟,等.考虑复杂级联断面的多能源协调优化技术及应用[J].电网技术,2020, 44(10): 68 - 72.
- [16] 赵磊,杨永利,张新伟,等.基于配额制的自备电厂参与新能源消纳日前交易模式[J].四川电力技术, 2021,44(3): 12 - 17.

作者简介:

张国芳(1985),女,硕士,高级工程师,主要研究方向为调度自动化及电力市场;

杨小磊(1985),男,硕士,高级工程师,主要研究方向为电力系统自动化及变电运行维护;

孙永超(1990),男,硕士,工程师,主要研究方向为电力系统自动化及继电保护。

(收稿日期:2021-08-23)

基于改进熵权法的调度端小电流接地选线方法

杨 湘,汤 俊,周 杨,段登伟,杨晓磊
(国网四川省电力公司成都供电公司,四川 成都 610041)

摘 要:随着城市电网电缆线路比例加重及消弧线圈投入使用,谐振接地系统发生单相接地故障时面临着选线难度大、选线时间长、容易造成大量供电服务和安全风险问题。文中提出一种基于改进熵权法的调度端小电流接地选线方法。首先,分析了小电流接地系统的接地现象,结合实际运行经验提出了适用于调度主站端的 3 种选线判据,并通过改进熵权法进行合理的融合;然后,提出了针对谐振接地系统的动态补偿法并制定相应选线流程;最后,在成都地调主站端 D5000 系统上部署该选线方法并进行长时间实际运行验证。结果表明,该方法效果显著,解决了调度端谐振接地系统选线难题,单相接地平均故障处理时间减少了 95%,有效提高了单相接地故障处置速度和准确性,具有较好的应用推广价值。

关键词:调度主站端;小电流接地选线;谐振接地系统;改进熵权法;动态补偿法

中图分类号:TM 862 **文献标志码:**B **文章编号:**1003-6954(2021)06-38-07

DOI:12.16527/j.issn.1003-6954.20210608

A Method of Small Current Grounding Line Selection at Dispatching Station Based on Improved Entropy Weight Method

Yang Xiang, Tang Jun, Zhou Yang, Duan Dengwei, Yang Xiaolei
(Sate Grid Chengdu Electric Power Supply Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract:With the increasing proportion of cable lines in urban power grid and the application of arc suppression coil, when single-phase grounding fault occurs in resonant grounding system, it is faced with some problems, such as difficult line selection, long line selection time, a large number of power supply services and safety risks. A method of small current grounding line selection at dispatching station based on the improved entropy weight method is proposed. Firstly, the grounding phenomenon of small current grounding system is analyzed. Combined with the actual operation experiences, three line selection criteria suitable for the dispatching master station are proposed, and the reasonable fusion is carried out with the improved entropy weight method. Secondly, the dynamic compensation method for resonant grounding system is proposed, and the corresponding line selection flow chart is formulated. Finally, the selection method is deployed on the D5000 system at the dispatching main station of Chengdu local dispatching and verified for a long time. The results show that the proposed method has a remarkable effect and solves the line selection problems for resonant grounding system at dispatching station. It shortens 95% of the mean processing time for single-phase grounding fault and effectively improves the processing speed and accuracy of single-phase grounding fault, which has good application and popularization value.

Key words:dispatching master station; small current grounding line selection; resonant grounding system; improved entropy weight method; dynamic compensation method

0 引 言

中国 6~35 kV 中压配电网广泛采用中性点非有效接地方式,即不接地和经消弧线圈接地(谐振接地)的小电流接地系统^[1]。随着城市电网快速发

展,电缆线路所占比例越来越高,接地时故障点电流增大不易熄弧,且同沟电缆单相接地故障处理不及时极有可能会发展成大面积停电事故,严重影响供电服务质量,危害极大。故目前大城市配电网多数采用经消弧线圈接地的谐振接地方式。虽然谐振接地能有效减少流过故障点的电流,使电弧更易于熄

灭,但是消弧线圈掩盖了真实的接地现象,导致故障量不突出、不易辨识^[2]。大量研究认为谐振接地系统很难通过稳态量进行选线^[3-4],导致选线难度较大,选线时间较长,存在的风险也更高,容易造成大量供电服务问题。

目前,国内外对小电流接地选线理论研究主要集中在厂站端选线^[5-21]。其中大部分基于暂态零序量^[5-6]、小波分析^[7-11]、注入法^[12-16]判断方法的小电流接地选线装置尽管在理论上判断更迅速和准确;但受现场电磁干扰较多、安装成本较高、对含消弧线圈的接地选线不够准确,其在变电站实际应用效果并不理想,实际使用程度不高。部分研究融合了人工智能、深度学习^[17-21]的小电流接地选线新算法仍处于理论探索研究阶段,尚未投入实用化经现场考验。目前中国电网调度部门基本上实现了智能电网调度系统(D5000)的部署应用。调度主站端由于受数据量及传输影响,针对中压配电网只采集了功率、电压、电流等稳态实时数据,无法应用暂态量进行选线判断。这种情况导致相当多的单相接地故障还是依靠调度员凭经验人工拉路的方法实现选线。因此,在调度主站端系统上开发小电流接地选线功能具有更大的实际应用性和经济性,且能够协助调度员在最短时间内判断出单相接地线路,并能充分考虑保电负荷和重要负荷的可靠供电,更好地确保电网安全稳定运行。基于调度主站端的小电流接地选线方法研究迫在眉睫。

针对上述问题,在分析了小电流接地系统接地现象的基础上,结合实际运行经验提出了适用于调度主站端的3种选线判据,并提出了针对谐振接地系统的动态补偿法和选线流程。

1 小电流接地系统接地分析

中性点不接地系统的单相故障如图1所示,正常情况下三相对称,对地电容电流之和为0。以线路1的A相发生接地故障为例进行分析。

1) 对于非接地线路,其三相对地电容电流分别为

$$\begin{cases} \dot{I}_{Ai} = 0 \\ \dot{I}_{Bi} = j\dot{U}_{BG}\omega C_{0i} \\ \dot{I}_{Ci} = j\dot{U}_{CG}\omega C_{0i} \end{cases} \quad (1)$$

式中: C_{0i} 为*i*线路对地电容; $\dot{U}_{BG}$ 、 $\dot{U}_{CG}$ 分别为B、C相对地电压。

非接地线路感受到的零序电流为

$$3\dot{I}_{0i} = \dot{I}_{Ai} + \dot{I}_{Bi} + \dot{I}_{Ci} = -j3\omega C_{0i}\dot{U}_0 \quad (2)$$

式中: $\dot{U}_0$ 为零序电压; $\omega C_{0i}\dot{U}_0$ 为正常运行状态下A相对地电容电流之和。

故非接地线路的零序电流大小由接地零序电压和本线路对地电容决定。

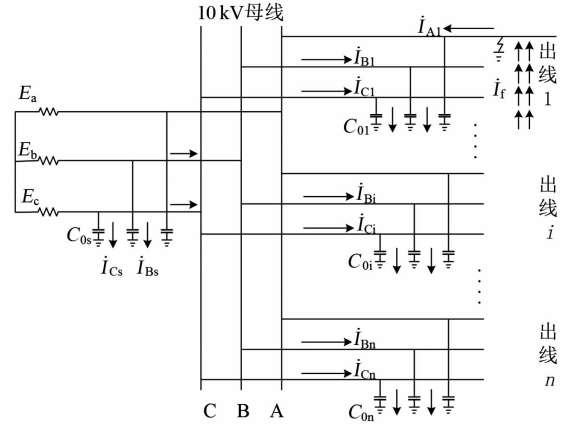


图1 中性点不接地系统单相接地故障

2) 对于接地线路,非接地相有其本身的电容电流流过,而流过接地相故障点的电流是电网中所有非接地相对地电容电流之和,即

$$\begin{aligned} \dot{I}_f &= -\sum_{i=1}^n \dot{I}_{Bi} - \dot{I}_{BS} - \sum_{i=1}^n \dot{I}_{Ci} - \dot{I}_{CS} = \\ &= -j\omega\dot{U}_{BG}C_{0T} - j\omega\dot{U}_{CG}C_{0T} = j3\omega C_{0T}\dot{U}_0 \end{aligned} \quad (3)$$

式中: $\dot{I}_{BS}$ 、 $\dot{I}_{CS}$ 分别为变压器B、C相等效对地电流; C_{0T} 为系统单相对地电容的总和, $C_{0T} = \sum_{i=1}^n C_{0i} + C_{0S}$, C_{0S} 为变压器等效对地电容。

中性点不接地系统接地线路感受到的零序电流为

$$3\dot{I}_{0f} = \dot{I}_{Af} + \dot{I}_{Bf} + \dot{I}_{Cf} = j3\omega(C_{0T} - C_{01})\dot{U}_0 \quad (4)$$

式中: $\dot{I}_{Af}$ 、 $\dot{I}_{Bf}$ 、 $\dot{I}_{Cf}$ 分别为接地线路三相故障电流; C_{01} 为故障线路对地电容。

经上述分析可知,对于中性点不接地系统,接地线路的零序电流值将远大于其他线路的零序电流值,调度主站端可根据零序电流幅值大小进行选线。

接地前后电流矢量如图2所示,设 $\dot{I}_{iA_normal}$ 为故障前*i*线路A相正常负荷电流; θ_1 为接地前负荷功率因数角; $\dot{I}_f$ 为流过接地点故障电流; $\dot{I}_{iA_fault}$ 为故障后A相电流; θ_2 为接地后的负荷功率因数角。对于

不同的接地情况、不同的接地线路及不同的接地相别,其接地后产生的 I_f 幅值大小均将不同。故障后线路的 A 相电流 $I_{iA_fault} = I_f + I_{iA_normal}$, 故障前后接地相相电流幅值变化量为

$$|\Delta I_{iA}| = |I_{iA_fault} - I_{iA_normal}| \quad (5)$$

对于接地线路,绝大多数情况下,由于 $|\theta_2| \neq |\theta_1|$, 幅值变化量 $|\Delta I_{iA}| > 0$, 其将发生明显的变化; 极特殊情况下当 $|\theta_2| = |\theta_1|$ 时, $|\Delta I_{iA}| = 0$ 。对于非接地线路而言,由于 A 相电压为 0, A 相对地电容电流为 0, 非接地线路 A 相电流幅值将几乎没有变化。因此,调度主站端可以将线路接地前后接地相的相电流变化量作为选线判据之一。

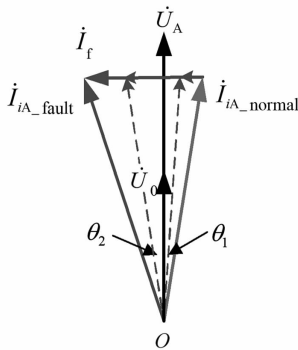


图2 接地前后电流矢量

线路接地后,由于对地电容电流的存在,各条线路将产生零序电流,其将直接导致线路的无功功率发生相应的变化,变化量为

$$\begin{aligned} \Delta Q_i &= \Delta S_i \sin \theta \\ &= (\dot{U}_{ab} \dot{I}_{iA_fault} - \dot{U}_{ab} \dot{I}_{iA_normal}) \sin \theta \\ &= \dot{U}_{ab} \dot{I}_f \sin 60^\circ \end{aligned} \quad (6)$$

式中: ΔS_i 为 i 线路功率变化量; $\dot{U}_{ab}$ 为 AB 相间电压; θ 为负荷功率因数角。

对于接地线路,接地点故障电流较大,其无功功率变化量也较大;对于非接地线路而言,其无功功率的变化量仅由本身对地电容电流产生,其无功功率变化量将远小于接地线路。因此,调度主站端可以将线路接地前后无功功率变化量作为选线判据之一。

2 改进熵权法选线判据权重计算

单一的选线判据具有其独立的适用范围,受现

场实际影响,目前仍有多数地区电网未全部实现零序电流采样及覆盖,仅仅依靠零序电流单一判据进行选线判断具有一定的局限性。由上一章分析可知,接地前后接地相相电流及无功功率的变化量同样可作为调度主站端小电流接地选线的判据。调度主站端小电流接地选线各判据比较情况如表1所示。

表1 调度主站端小电流选线判据比较

选线判据	判据优势	判据劣势
零序电流	1) 直观准确	1) 未实现零序采样全覆盖 2) 零序电流准确性无法保证
相电流变化量	1) 直观且变化明显	1) B 相电流可能未采集 2) 可能受负荷突变影响
无功变化量	1) 无功采集全覆盖 2) 基本不受负荷影响	1) 单位较大变化可能不明显

不同的选线判据存在结合的可能。为了弥补独立选线判据准确性不高、存在一定限制条件缺陷的情况,可以通过将零序电流、无功功率变化量和相电流变化量 3 个判据进行合理的融合,得到调度主站端小电流接地选线综合判据。

熵权法是一种客观的赋权方法,通过对各个评价指标进行归一化处理及熵值计算,可以确定各项指标的权重值。

每次接地有 n 条线路,共有零序电流、相电流变化量和无功功率变化量 3 个特性指标,接地后各条线路特性指标值可记为

$$R = [I_0, |\Delta I_{i_f}|, |\Delta Q|] \quad (7)$$

式中: I_0 为接地后各条线路零序电流矩阵; ΔI_i 为接地前后第 i 条线路接地相相电流幅值变化量矩阵; ΔQ 为接地前后各条线路无功功率变化量值矩阵。

对 R 中值进行归一化处理,可得第 i 条线路在第 x 个指标中的贡献度 f_{xi} 为

$$f_{xi} = \frac{r_{xi}}{\sum_{i=1}^n r_{xi}} \quad (8)$$

式中: $r_{xi} \in R$; $i = 1, 2, \dots, n$; $x = 1, 2, \dots, m$; m 为特性指标总数。

第 x 个指标的熵值 h_x 可通过式(8)求得。

$$h_x = -k \sum_{i=1}^n f_{xi} \ln f_{xi} \quad (9)$$

式中, $k = 1/\ln n$ 。

由于零序电流、相电流和无功功率具有一定的相似性,为了减少相似指标产生的误差,采用改进熵权法计算公式对传统熵权计算公式方法进行修正^[22],每个指标的熵权 w_x 为

$$w_x = \frac{\exp(\sum_{l=1}^m h_l + 1 - h_x) - \exp(h_x)}{\sum_{l=1}^m \exp(\sum_{l=1}^m h_l + 1 - h_l) - \exp(h_l)} \quad (10)$$

式中: $l=1, 2, \dots, m$; $t=1, 2, \dots, m$ 。

最终通过式(7)一式(10)得到零序电流、相电流和无功功率变化量3种选线判据指标对应的权重向量 $\mathbf{W} = [w_1, w_2, w_3]$ 。

通过改进熵权法可得到每条线路接地概率,并以此进行选线。

$$P_i = \sum_{x=1}^n f_{xi} w_x \quad (11)$$

3 谐振接地系统动态补偿法

当中性点经消弧线圈接地时,在中性点电压的作用下系统产生的电感电流为

$$\dot{I}_L = -\dot{U}_0 / X_L = j\dot{U}_0 / \omega L \quad (12)$$

式中: X_L 为消弧线圈感抗; L 为消弧线圈电感。

电感电流将经接地点沿接地相返回,故此时接地线路感受到的零序电流可由式(4)和式(12)计算得到。

$$3\dot{I}_{0i}' = 3\dot{I}_{0i} - \dot{I}_L = j(3\omega C_{0T} - 3\omega C_{0i} - \frac{1}{\omega L})\dot{U}_0 \quad (13)$$

对于谐振接地系统,由于消弧线圈电感电流的作用,接地线路的零序电流经补偿后将变小,甚至小于大多数不接地线路的零序电流,使得真实的接地信息和特征量被掩盖,这将给调度员选线造成相当大的困扰。

任意试拉开一条线路,如果此线路为非接地线路(其零序电流幅值为 $3I_{0i} = 3\omega C_{0i} U_0$),接地点将不再流过被拉掉线路的对地电容电流,接地线路感受到的零序电流与接地初始状态相比将动态变化为

$$3\dot{I}_{0i}'' = 3\dot{I}_{0i}' - 3\dot{I}_{0i} = j(3\omega C_{0T} - 3\omega C_{0i} - \frac{1}{\omega L} - 3\omega C_{0i})\dot{U}_0 \quad (14)$$

其有效值将变大为

$$3\dot{I}_{0i}'' = \left| 3\omega C_{0T} - 3\omega C_{0i} - \frac{1}{\omega L} - 3\omega C_{0i} \right| U_0 \quad (15)$$

因此,可根据拉开线路前后所有线路零序电流的变化量进行选线。被拉开线路的零序电流越大,接地线路动态感受到的零序电流变化量也将越大;对

于非接地线路,其零序电流将不会受影响。由前两章分析可知,相电流变化量、无功功率变化量和零序电流3个特性指标均是由对地电容电流引起,相电流变化量和无功功率变化量也将与零序电流有同样的变化规律。改进熵权法选出线路接地概率最高的线路即为电容电流变化最大的线路。

对于谐振接地系统,为了打破由于消弧线圈补偿掩盖真实信息的状态,提出“动态补偿法”:接地后先通过改进熵权法选择出电容电流变化最大的线路将其拉开,再计算出接地初始状态和动态拉开后的各线路特征量的补偿差量;再次利用改进熵法选出动态补偿后电容电流变化最大的线路,此线路即为真实的接地线路。

采用动态补偿法后,各条线路特性指标值可记为

$$\mathbf{R}_2 = [\Delta \mathbf{I}_{02}, |\Delta \mathbf{I}_{i,02}|, |\Delta \mathbf{Q}_2|] \quad (16)$$

式中: $\Delta \mathbf{I}_{02}$ 为动态补偿前后各条线路零序电流变化量矩阵; $\Delta \mathbf{I}_{i,02}$ 为动态补偿前后前后 i 条线路接地相相电流幅值变化量矩阵; $\Delta \mathbf{Q}_2$ 为动态补偿前后各条线路无功功率变化量矩阵。

调度主站端小电流接地选线流程如图3所示。

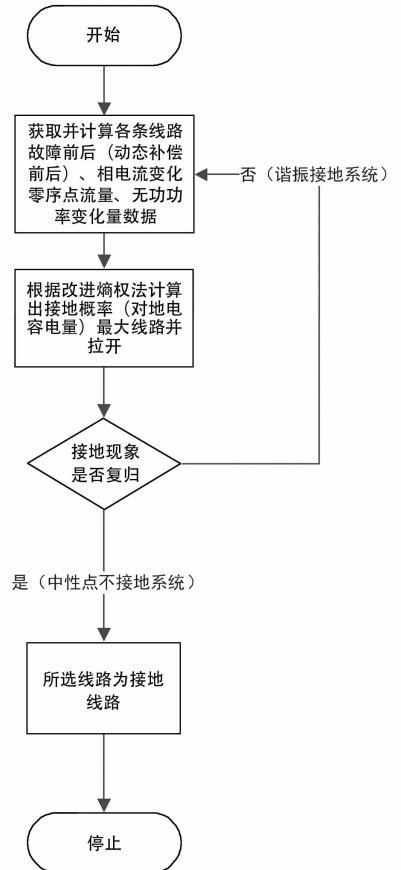


图3 调度主站端小电流接地选线流程

当系统发生单相接地时,可首先获取并计算各条线路故障前后零序电流、相电流变化量、无功功率变化量,根据改进熵权法计算出接地概率(对地电容电流)最大的线路并拉开。对于中性点不接地系统,所选线路即为接地故障线路,选线结束;对于谐振接地系统,此操作相当于进行“动态补偿”操作,可计算出动态补偿前后各条线路的零序电流、相电流变化量、无功功率变化量,再通过改进熵权法计算出接地概率(对地电容电流)最大的线路拉开,进行故障选线。此操作可重复进行,直至选出故障线路。

4 实例验证

目前,基于改进熵权法的调度端小电流接地选线方法及所对应程序已经部署在国网成都地调 D5000 智能电网调度系统中,并已实现程序自动计算、自动选线排序、自动拉合断路器进行故障处理查找接地线路。

4.1 中性点不接地系统案例

2020 年 10 月 21 日 06:11,成都寿安站 10 kV II 母发生 A 相接地($U_A=0.89\text{ kV}$, $U_B=9.64\text{ kV}$, $U_C=10.42\text{ kV}$)。由于该站未接入零序电流,其接地故障前后接地相电流变化量和无功功率变化量以及采用改进熵权法($W=[0.460,0.540,0.000]$)后的选线结果如表 2 所示。

表 2 成都寿安站中性点不接地系统选线结果

10 kV 负荷 线路	故障前后 接地相电流 变化量/A	故障前后 无功功率 变化量/kVar	接地概率/%	选线排序
寿民路	2.160	0.057	30.6	1
寿业二路	4.720	0.021	24.2	2
寿工路	2.213	0.035	21.6	3
寿博路	3.680	0.001	12.7	4
寿长路	0.827	0.008	6.0	5
寿德二线	0.373	0.009	4.9	6

06:11:54 接地后,系统按照改进熵权法选线结果对接地概率第 1(30.6%)的寿民路 924 断路器自动进行控分操作;06:12:30 时,系统发现小电流接地信号复归,接地现象消失,证明该方法选线成功,整个故障处理仅耗时 36 s。

4.2 谐振接地系统案例

2021 年 6 月 10 日 12:28,成都沙堰子站 10 kV

II、III 母发生谐振系统 A 相单相接地($U_A=1.98\text{ kV}$, $U_B=8.76\text{ kV}$, $U_C=10.42\text{ kV}$),接地后各判据指标及采用改进熵权法($W_1=[0.307,0.314,0.379]$)后的选线结果如表 3 所示。

表 3 成都沙堰子谐振系统接地系统第 1 次选线结果

10 kV 负荷线路	故障前后 接地相电流 变化量/A	故障前后 无功功率 变化量/kVar	故障后 零序 电流/A	接地 概率/%	选线 排序
堰航线	0.638	0.037	23.107	31.8	1
堰白线	0.912	0.084	6.440	13.8	2
堰昌线	6.354	0.041	3.880	13.6	3
堰桥线	6.402	0.073	0.000	13.2	4
堰铝线	7.516	0.035	2.347	13.0	5
堰镇线	3.028	0.004	6.720	9.2	6
堰天线	1.158	0.021	2.700	5.4	7

12:28:57 接地后,系统按照改进熵权法选线结果对接地概率最高(31.8%)的堰航线 922 断路器自动进行控分操作,等待一段时间后故障并未消失,系统随即采用“动态补偿法”。动态补偿前后其他线路零序电流变化量、相电流变化量和无功功率变化量以及采用改进熵权法($W_2=[0.203,0.268,0.529]$)后的选线结果如表 4 所示。12:30:33 时,系统按照第 2 次改进熵权法选线结果对接地概率最高(74.6%)的堰白线 923 断路器进行控分操作,随后于 12:30:38 发现小电流接地信号复归,接地现象消失。仅通过两次拉路即实现谐振接地系统故障选线,整个故障处理仅耗时 101 s。

表 4 成都沙堰子谐振系统接地系统第 2 次选线结果

10 kV 负 荷线路	拉开线路 前后接地 相电流 变化量/A	拉开线路前后 无功功率 变化量/kVar	拉开线路 零序电流 变化量/A	接地 概率/%	选线 排序
堰白线	7.908	0.247	20.480	74.6	1
堰铝线	12.292	0.027	0.280	9.9	2
堰桥线	6.494	0.021	0.000	5.3	3
堰昌线	1.320	0.054	0.130	4.7	4
堰天线	3.290	0.023	0.040	3.6	5
堰镇线	0.998	0.018	0.073	2.0	6

在成都地调近 1 年的现场生产实际运行中,共发生小电流接地单相故障 120 次,采用基于改进熵权法选线方法的选线成功率达到 100%,平均接地故障处理时间由过往的 30 min 缩减至 1min 左右,平均拉路数由过往 4.8 次下降至 1.5 次。所提方法大大提高了谐振接地系统单相接地选线成功率和故

障处置时间,同时也解决了过往甚至试拉9条线路的不利情景。

5 结 论

针对目前中国广泛存在的谐振接地系统发生单相接地故障后选线难度大、选线时间长问题,基于对小电流接地系统分析理论分析及生产实际,提出了基于改进熵权法的调度端小电流接地选线方法,主要具有以下优点:

1)综合考虑零序电流、相电流、无功功率等特征量进行选线,以改进熵权法增加选线判据合理性,避免了单一判据的局限性,具有更广的适用性。以动态补偿法解决了谐振接地系统选线难题。

2)提高小电流接地选线的自动化水平,减少传统人工拉路法的“盲拉”次数,提高供电可靠性,小电流接地故障平均处理时间缩短了95%,对抑制单相长时间接地可能引发的同沟电缆起火和森林草原火灾有一定的意义。

3)相较于厂站端每个站部署选线装置投资大、须停电施工等缺点,所提方法部署在调度主站端具有更强的实用性和推广性。

4)通过在成都地调长时间运行,检验了所提方法的准确性和有效性。

参考文献

[1] 束洪春. 配电网选线与故障定位[M]. 北京:科学出版社,2016.

[2] 徐丙垠. 配电网继电保护与自动化[M]. 北京:中国电力出版社,2017.

[3] 薛永端,张秋凤,颜廷纯,等. 综合暂态与工频信息的谐振接地系统小电流接地故障选线[J]. 电力系统自动化,2014,38(24):80-85.

[4] 康小宁,刘鑫,索南加乐,等. 基于矩阵束算法的经消弧线圈接地系统故障选线新方法[J]. 电力系统自动化,2012,36(12):88-93.

[5] 张仲孝,苗世洪,林湘宁,等. 基于多孔算法的小电流接地系统故障选线算法[J]. 电力系统自动化,2011,35(1):66-70.

[6] 张宁. 小电流接地选线方法研究与装置研制[D]. 北

京:华北电力大学,2017.

[7] Qin Hao, Li Tianyou. High impedance fault line selection method for resonant grounding system based on wavelet packet analysis[C]//2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED), 2018:1174-1179.

[8] 安东亮,陈涛,李军,等. 基于半波傅氏算法的小电流接地选线装置设计[J]. 电力系统保护与控制,2020,48(9):157-163.

[9] 张馥荔,张红旗. 小电流接地系统单相接地故障的小波选线方法[J]. 内蒙古农业大学学报(自然科学版), 2021(4):70-74.

[10] 李也白,唐克义,张霄霄,等. 小波包原理小电流接地选线装置的研发与应用[J]. 电力系统及其自动化学报,2013,25(2):159-162.

[11] 唐克义,李也白,张霄霄. 新型小电流接地选线装置的研发与应用[J]. 上海电力学院学报,2013,29(2):143-145.

[12] 周兴达,陆帅,陈杨明,等. 基于SVG两相电流注入的配电网单相接地故障消弧方法[J]. 电力系统自动化,2019,43(10):142-149.

[13] 樊淑娴,徐丙垠,张清周. 注入方波信号的经消弧线圈接地系统故障选线方法[J]. 电力系统自动化,2012,36(4):91-95.

[14] Huang Tantan, Zhang Huifeng, Gao Zhipeng, et al. A Principle of Fault Line Selection Based on Increasing Zero-sequence Current in Non-ground Neutral System [C]//2018 IEEE International Power Electronics and Application Conference and Exposition (PEAC), 2018:1-5.

[15] 张峰,梁军,梁正霖,等. 信号注入与暂态信号方法结合的小电流接地选线装置[J]. 高压电器,2009,45(6):83-86.

[16] 许云琪,万峻,保佑智. 信号注入比幅法在电网单相接地故障诊断中的应用[J]. 云南电力技术,2008(S1):38-39.

[17] 徐思旻,范剑英,丁强. 基于GA优化BP神经网络的小电流接地故障选线方法[J/OL]. 电测与仪表:1-7 [2021-06-25]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20210324-1103.004.html>.

[18] 郝帅,张旭,马瑞泽,等. 基于改进GoogLeNet的小电流接地系统故障选线方法[J/OL]. 电网技术:1-9 [2021-06-25]. <http://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2021.0256>.

[19] 张国栋,蒲海涛,刘凯. 基于深度学习的小电流接地系统故障选线方法[J]. 发电技术,2019,40(6):548-554.

[20] 王磊,邹剑锋,裴愉涛,等. 物联网下谐波电流差动保护在小电流接地系统中的选线及定位研究[J]. 电力与能源,2021,42(2):169-174.

[21] 张宇泽,全新宇,陈商玥,等. 基于故障历史数据和 BP 神经网络的接地选线方案研究[J]. 河北电力技术, 2021,40(2):16-18.

作者简介:

杨 湘(1990),男,硕士研究生,工程师,研究方向为电力系统及其自动化;

汤 俊(1978),男,硕士研究生,高级工程师,研究方向为电力系统及其自动化;

周 杨(1989),男,硕士研究生,工程师,研究方向为电力系统及其自动化。

(收稿日期:2021-09-13)

(上接第 6 页)

参考文献

[1] 颜晟,苏广宁,张沛超,等. 基于故障录波时序信息的电网故障诊断[J]. 电力系统保护与控制,2011,39(17):114-119.

[2] 李乃永,梁军,李磊,等. 基于广域故障录波信息的调度端电网故障诊断系统[J]. 电力系统自动化,2014,38(16):100-104.

[3] 夏可青,陈根军,李力,等. 基于多数据源融合的实时电网故障分析及实现[J]. 电力系统自动化,2013,37(24):81-88.

[4] 肖飞,杨国健,邓祥力,等. 基于电网故障拓扑分析及多数据综合的复杂故障诊断方法[J]. 水电能源科学, 2020,38(2):189-192.

[5] 宁剑,任怡睿,林济铿,等. 基于人工智能及信息融合的电力系统故障诊断方法[J]. 电网技术,2021,45(8):2925-2933.

[6] 祁忠,笃竣,张海宁,等. 新一代继电保护及故障信息管理主站的设计与实现[J]. 江苏电机工程,2014,33(4):8-12.

[7] 雷明,陈一惊,刘峰,等. D5000 继电保护设备在线监视及分析应用提升[J]. 电网技术,2020,44(3):1197-1202.

[8] 胡昌斌,熊小伏,王胜涛. 一种继电保护启动元件的在线评估方法[J]. 电工电气,2010(11):31-34.

[9] 郅朝辉,崔晓丹,李威,等. 一种支撑电网故障感知与分析的全景录波平台[J]. 中国电力,2018,51(12):88-94.

[10] 刘仲民,呼彦喆,张鑫. 电网故障智能诊断技术研究综述[J]. 南京师大学报(自然科学版),2019,42(3):138-144.

[11] 杨旭华,朱钦鹏,童长飞. 基于 Laplacian 中心性的密度聚类算法[J]. 计算机科学,2018,45(1):292-296.

[12] 许立雄,刘俊勇,刘洋,等. 节点重要度的分类综合评

估[J]. 中国电机工程学报,2014,34(10):1609-1617.

[13] 任晓龙,吕琳媛. 网络重要节点排序方法综述[J]. 科学通报,2014,59(13):1175-1197.

[14] Taras Agryzkov, Leandro Tortosa, Jose A. F. Vicent, et al. A centrality measure for urban networks based on the eigenvector centrality concept[J]. Environment and Planning B: Urban Analytics and City Science,2019,46(4):668-689.

[15] Kieran J Sharkey. Localization of eigenvector centrality in networks with a cut vertex[J]. Physical Review, E99,2019:arXiv:1809.00810.

[16] Luis Solá,Miguel Romance,Regino Criado,et al. Eigenvector centrality of nodes in multiplex networks[J]. Chaos:An Interdisciplinary Journal of Nonlinear Science,2013,23(3):10.1063/1.4818544.

[17] 田兴亚,牟永敏,张志华. 基于变量依赖关系模型的变量重要性度量方法[J]. 科学技术与工程,2020,20(19):7772-7779.

[18] Bojan Mohar. Some Applications of Laplace Eigenvalues of Graphs[J]. Graph Symmetry:Algebraic Methods and Applications,1997,497:227-275.

[19] Phillip Bonacich. Some Unique Properties of Eigenvector Centrality[J]. Social Networks,2007,29(4):555-564.

作者简介:

廖小君(1974),男,博士研究生,副教授,从事电力系统继电保护及信息系统的研究;

冯先正(1984),男,硕士,高级工程师,从事电力系统自动化方向的研究;

张 里(1984),男,博士,高级工程师,从事电力系统继电保护方向的研究;

王晓茹(1962),女,教授,博士生导师,研究方向为电力系统保护和安全稳定控制。

(收稿日期:2021-09-10)

基于可靠性最优的地区调度数据网第二接入网设计

黄显斌¹, 邓志森², 喻显茂², 刘洵源¹, 彭 昊¹, 戴晨曦¹

(1. 国网四川省电力公司天府新区供电公司, 四川 成都 610021; 2. 国网四川省电力公司, 四川 成都 610041)

摘 要: 电力调度数据网作为电力监控系统主要的数据传输通道, 其可靠性直接影响电网调控相关工作。建设地区调度数据网第二接入网可有效提升数据传输可靠性、自动化通道可用性及网络安全性等性能指标。通过分析设备冗余程度可靠性、路由策略可靠性和节点部署位置可靠性, 提出一种地区调度数据网网络可靠性计算方法。首先, 基于网络可靠性最优提出地区调度数据网第二接入网设计原则和流程, 综合考虑调度数据网现有网架结构, 得出地区调度数据网第二接入网新增节点数量, 完成冗余程度可靠性分析; 然后, 分析私网路由策略和公网路由策略, 得出同现有网架结构协调统一的高可靠性路由策略方案, 根据地区调度数据网拓扑结构得出不同节点可靠性计算方法, 通过调整节点位置分布得到可靠性较高的地区调度数据网第二接入网候选设计方案; 最后, 通过业务校核选出可靠性最高的设计方案。

关键词: 调度数据网; 第二接入网; 业务接入; 网络拓扑; 设计原则

中图分类号: TM 734 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2021)06-45-05

DOI: 12.16527/j.issn.1003-6954.20210609

Design of Second Access Network of Regional Dispatch Data Network Based on Reliability Optimization

Huang Xianbin¹, Deng Zhisen², Yu Xianmao², Liu Xunyun¹, Peng Hao¹, Dai Chenxi¹

(1. State Grid Tianfu New Area Electric Power Supply Company, Chengdu 610021, Sichuan, China;
2. State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract: As the main data transmission channel of power monitoring system, the reliability of power dispatching data network directly affects the work related to power grid regulation. The construction of the second access network of regional dispatching data network can effectively improve the performance indicators such as data transmission reliability, automation channel availability and network security. By analyzing the reliability of equipment redundancy, routing strategy and node deployment location, a network reliability calculation method of regional dispatching data network is proposed. Based on the optimal network reliability, the design principle and process of the second access network of regional dispatching data network are put forward. Considering the existing network structure of dispatching data network comprehensively, the number of new nodes of the second access network of regional dispatching data network is obtained, the redundancy reliability analysis is completed, and the private network routing strategy and public network routing strategy are analyzed. The high reliability routing strategy scheme coordinated and unified with the existing grid structure is obtained. According to the topology of regional dispatching data network, the reliability calculation methods of different nodes are obtained. By adjusting the node location distribution, the alternative design scheme of the second access network of regional dispatching data network with high reliability is obtained too. Finally, the design scheme with the highest reliability is selected through service verification.

Key words: dispatch data network; second access network; business access; network topology; design principle

0 引 言

调度数据网是为电力调度生产服务的专用广域数据网络,是上下级调度之间、调度主站与厂站之间电力监控系统数据通信的基础设施,直接关系电力系统的安全稳定运行,要求其具有极高的可靠性和安全性。调度数据网对于电力系统未来业务的发展具有强大的支撑作用,在一体化系统建设、智能电网建设方面都起到关键作用^[1]。现大部分地区 110 kV 及以下电压等级变电站的调度数据网为单一网络,设备故障或者网络链路中断时,不能保障调度业务实时性,不满足调度生产指挥连续性要求,将严重影响电网运行安全。冗余备用是保障可靠性的最重要手段之一,现阶段调度间骨干网、部分厂站已实现网络层面冗余,但还有大量 110 kV 及以下变电站未实现双接入冗余。同时考虑到集控站建设,其与调度主站、变电站均需采用调度数据网接入网进行数据交互,为满足传输可靠性要求,亟需进行地区调度数据网第二接入网(后简称地区第二接入网)建设,实现在网络层面的备用,提升调度数据网可靠性。

1 调度数据网可靠性

调度数据网可靠性是调度数据网为业务提供不间断支撑的能力,其大小主要受设备冗余程度、路由策略、设备部署位置等影响。因此,数据网络单个节点的可靠性可以式(1)表示。

$$P_i = P_{ij}P_{ir}P_{in} \tag{1}$$

式中: P_i 为调度数据网中 i 节点的可靠性; P_{ij} 为 i 节点的设备冗余度可靠性,可用式(2)计算; P_{ir} 为 i 节点路由策略可靠性; P_{in} 为节点部署位置可靠性,可由式(3)计算。

$$P_{ij} = \begin{cases} 0.5, & \text{单台设备} \\ 1.0, & \text{多台设备} \end{cases} \tag{2}$$

$$P_{in} = P_{ik}P_{io} \tag{3}$$

式中: P_{ik} 为节点 i 的设备电源可靠性; P_{io} 为传输设备链路可靠性,是整条链路上所有节点的可靠性乘积。

一个有 n 个节点的地区调度数据网的网络可靠性 P_T ,可以表示为业务重要性系数 W_i 乘以各个节点的可靠性 P_i 之和再乘以路由可靠性 P_r ,见式(5)。

$$P_T = \left(\sum_{i=1}^n w_i P_i \right) P_r \tag{5}$$

2 基于可靠性最优的设计原则

在地区第二接入网设计时应遵循以下几个原则。

1)通信链路可靠性原则:结合第一接入网现状,设计时应尽可能考虑第一接入网、第二接入网相关通信设备及链路单点故障不影响业务。

2)业务可靠性原则:在设计和规划网络拓扑结构时,应当遵循链路与节点可靠性要求。在拓扑结构中的任意链路中断后,确保业务不中断^[2]。

3)技术可靠性原则:应充分考虑现有网络,地区第二接入网按统一规划、统一技术、统一标准建设,在技术体制、路由策略等方面应考虑与现有骨干网、接入网的协调统一。

4)网络性能可靠性原则:任意接入节点至所属调度机构节点的网络延时应控制在 100 ms 以内,网络自治域内任意两个网络节点之间的网络丢包率应小于 10^{-5} ,网络自治域内的网络收敛时间应小于 60 s,网络可用率应大于 99.9%^[3]。

3 地区第二接入网设计

3.1 设计步骤

基于所提出的调度数据网可靠性计算方法,将地区第二接入网设计按照设备冗余程度分析、路由策略分析、部署位置分析、网络可靠性计算和业务接入校核几个步骤进行,具体流程如图 1 所示。

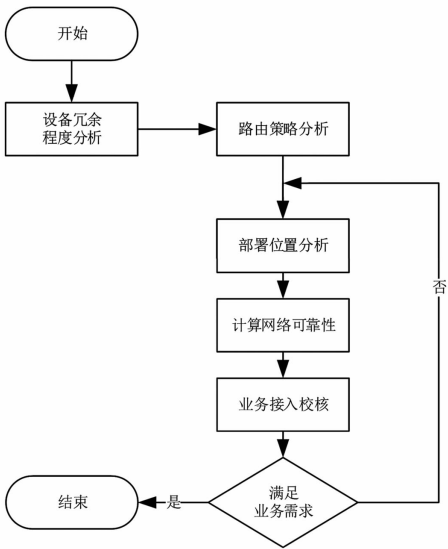


图 1 地区第二接入网设计流程

图 1 中,在进行完位置部署分析以后,需对业务

接入进行分析,满足业务需求才能形成设计方案。

3.2 设备冗余程度分析

在进行设备冗余分析时需考虑现有数据网运行情况,需对调度数据网总体结构、地区调度数据网第一接入网(后简称地区第一接入网)现状、省调接入网现状进行分析,通过前面的设备冗余度可靠性定义,在满足可靠性最优的情况下确定地区第二接入网需部署设备的节点。

3.2.1 调度数据网总体网络结构分析

调度数据网分为骨干网和接入网。骨干网为双平面架构,两个平面在网络层面上独立,用于各级接入网的网络互联和调度端的应用接入,整体结构如图2所示。骨干网采用光同步传输模式上传送网际互连协议(IP over SDH)技术体制,全网部署多协议标签交换(multiprotocol label switching, MPLS)/虚拟专用网(virtual private network, VPN),即实时VPN和非实时VPN,分别对应生产控制大区的控制区业务和非控制区业务。

接入网根据调管范围分为国调接入网、分中心接入网、省调接入网和地调接入网,所设计部分为地区调度数据网,即地调接入网部分^[4]。

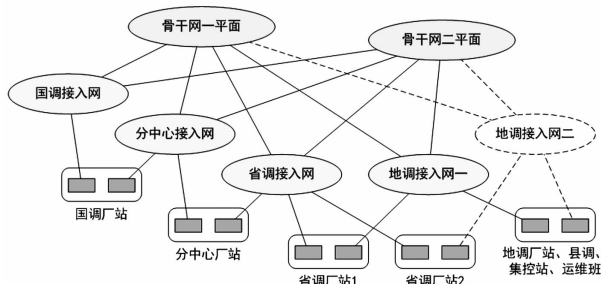


图2 调度数据网总体结构

3.2.2 地区第一接入网现状分析

地区第一接入网覆盖区域内的省调直调厂站、地(县)调直调厂站、县调、集控站、运维班节点,分为核心层、汇聚层和接入层。所有厂、站均为接入节点,接入节点同汇聚节点相连,汇聚节点同核心节点相连,最后通过核心层跨域到对应的骨干网节点。

3.2.3 省调调度数据网接入网现状分析

省调调度数据网接入网(后简称省调接入网)覆盖省调区域内的分中心直调厂站、220 kV 变电站和省调直调厂站节点,分为核心层、汇聚层和接入层。

3.2.4 地区第二接入网新增设备节点设计

为充分利用现有设备资源,同时考虑到地区第二接入网建设,可以将调管范围内 220 kV 变电站节点从原省调接入网划入地区第二接入网。省调接入

网将只覆盖直调电厂和网调直调厂站等节点。地区第二接入网将作为地区第一接入网的网络层面备用,完全独立运行于地区第一接入网和省调接入网。经过上面分析,可知对现有 110 kV 及以下变电站数据网节点只需新增一套数据网设备,可使所有节点均满足多台设备的可靠性要求。

3.3 路由策略分析与设计

3.3.1 私网路由策略分析与设计

路由协议分为域内内部网关协议(interior gateway protocol, IGP)和域间外部网关协议(exterior gateway protocol, EGP)两类。地区第二接入网是一个区域,属于同一个自治域,同地区第一接入网采用相同的路由分配策略,地区第二接入网自治系统内配置开放最短路径优先(open shortest path first, OSPF)路由协议实现全局路由分发。采用 MPLS 标签转发,加快数据转发效率,采用边界网关协议(border gateway protocol, BGP)来控制地区第二接入网汇聚和接入节点的路由路径。地区第二接入网与双平面骨干网之间配置 BGP 协议实现全局路由互通。在接入节点路由器配置 VPN,通过静态路由的方式引入接入交换机,业务主机网关配置在接入交换机。

3.3.2 公网路由策略分析与设计

为使自治系统内部路由快速收敛,需对地区第二接入网进行分区,核心和汇聚设备组成自治系统内部路由协议的核心区域 Area 0,每个汇聚节点及其下属的接入节点组成一个非骨干区域。汇聚路由器是连接核心区域 Area 0 和子区的区域边界路由器(area border router, ABR),ABR 负责子区的拓扑接入、区域间路由转换与传递、区域间的路由聚合等任务。为减少核心区域 Area 0 和子区之间的路由规模,在 ABR 上的 Area 0 和各子区对互联地址应该配置区域间的路由聚合,以此满足网络性能指标要求,如图3所示。

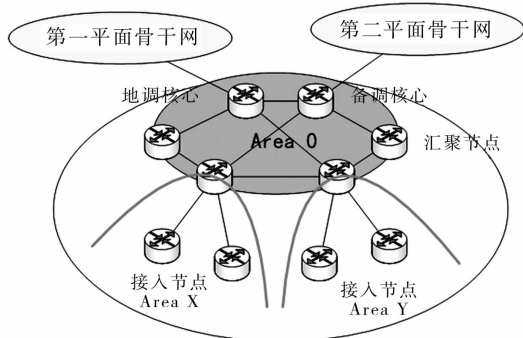


图3 OSPF 区域

通过私网路由分析和公网路由分析,采用同地区第一接入网相同的路由策略方案,满足可靠性设计原则。

3.4 节点部署位置分析与设计

节点部署位置分析首先要进行拓扑结构分析,然后考虑部署节点电源可靠性、传输链路可靠性和业务重要程度。

3.4.1 拓扑结构分析

考虑到调度数据网总体设计架构,地区第二接入网采用三层网络结构,分别为核心层、汇聚层和接入层。核心采用多核心设计,主要负责数据交换功能;汇聚层采用多节点设置,根据实际接入节点数量配置对应汇聚节点数;接入层负责将厂站业务接入网络。核心节点至少设置 2 个,节点之间采用 155 M 通道互联;汇聚节点若干,汇聚节点之间、汇聚节点和核心节点之间采用 155 M 通道互联;接入节点若干,其中厂站接入节点采用 2 × 2 M 与汇聚节点相连,而集控站或运维站节点采用 155 M 通道与汇聚节点或核心节点相连。

3.4.2 部署节点电源可靠性分析

地区调度数据网节点主要部署在调度主站、调度备用主站、220 kV 变电站、110 kV 变电站、35 kV 变电站、集控站和运维班。根据现场电源配置情况,一般情况下电源可靠性 P_{ik} 排序如下。

$$P_{ik\text{调度主站}} \approx P_{ik\text{调度主站}} \approx P_{ik\text{集控站}} > P_{ik\text{220 kV}} \approx P_{ik\text{运维班}} > P_{ik\text{110 kV}} > P_{ik\text{35 kV}}$$

3.4.3 传输链路可靠性分析

根据拓扑分析可知,所有链路均需要经过核心节点,大部分链路过经过汇聚节点,接入节点一般情况下只负责自身节点业务,其链路带宽分配也不一致,因此可以得到接入节点单链路接入时的可靠性。

$$P_{io\text{接入节点}} = P_{io\text{汇聚节点}} P_{io\text{接入链路}} \tag{6}$$

式中, $P_{io\text{接入链路}}$ 为接入节点与汇聚节点之间链路可靠性,一般由通信传输通道质量决定。

考虑到可靠性最优,双接入时接入节点可靠率为

$$\begin{cases} P_{io\text{接入节点}} = 1 - (1 - P_1)(1 - P_2) \\ P_1 = P_{io\text{汇聚节点1}} P_{io\text{接入链路1}} \\ P_2 = P_{io\text{汇聚节点2}} P_{io\text{接入链路2}} \end{cases} \tag{7}$$

同理可以计算出核心节点和汇聚节点的链路可靠性。

3.5 调度数据网可靠性计算

通过上面的分析可知,基于可靠性最优的情况下,所有节点均为多设备,设备冗余度可靠性 $P_{ij} = 1$,路由策略可靠性应该为一个常量 a ,即 $P_r = a$,不同

节点的电源可靠性 P_{ik} 只有固定的几个常量值,因此可以赋值。

$$\begin{cases} P_{ik\text{调度主站}} \approx P_{ik\text{调度主站}} \approx P_{ik\text{集控站}} = b \\ P_{ik\text{220 kV}} \approx P_{ik\text{运维班}} = c \\ P_{ik\text{110 kV}} = d \\ P_{ik\text{35 kV}} = e \end{cases} \tag{8}$$

式中, b, c, d, e 均为常量。按照核心节点、汇聚节点和接入节点的部署位置不同,根据式(5)、式(7)、式(8)可以求出地区调度数据网的可靠性 P_r 的最大值,最后进行业务接入校核,如果均满足业务需求,即为可靠性最优的设计方案。

3.6 业务接入校核

地区调度数据网承载的常见业务有调度自动化业务、继电保护及安全自动装置业务和变电集控站(运维班)主设备全面监视业务等。根据这些业务所部署的地理位置不同,可以按照接入位置分为主调业务、备调业务、厂站业务和集控站业务。

3.6.1 主调业务校核

主调业务从骨干一、二平面接入调度数据网,未直接接入地区调度数据网,需满足调度主站之间的数据转发通信能接收所有厂站业务的需求。

3.6.2 备调业务校核

备调业务直接接入地区第一接入网备调核心节点和地区第二接入网备调核心节点,其业务直接通过两套接入网完成数据的传输,不需经过骨干网平面,需满足能接收所有厂站业务的需求。

3.6.3 厂站业务校核

厂站业务通过地区第一接入网接入节点和地区第二接入网接入节点接入。考虑到链路冗余,两套接入网应分别通过不同骨干网路由回主站。可采用地区第一接入网通过骨干二平面上骨干网,地区第二接入网通过骨干一平面上骨干网,同时满足业务数据通过不同数据网设备传输的需求。

3.6.4 集控站和运维班业务校核

集控站业务通过地区第一接入网接入节点和地区第二接入网接入节点接入,同时须满足能通过两套接入网即接收所需监控厂站信息的需求。

4 结 论

上面提出了一种基于设备冗余程度、路由可靠性和节点部署位置可靠性的区域调度数据网可靠性计算方法,基于该方法提出可靠性最优的地区调度数据网第二接入网设计原则和流程,详细介绍了各

个步骤分析内容和计算公式。最后,根据业务接入校核选出网络可靠性最高的设计方案,该方案简洁、扩展性高且易于管理。但所提方法并未考虑经济性,也并未对业务重要性进行赋值,认为业务重要程度相同。后续研究考虑将重要性和经济性作为约束条件,设计出更经济合理的设计方案。

参考文献

[1] 霍雯雯. 贵州兴义地区电力调度数据网络拓扑结构研究[J]. 电工技术, 2018(5):57-60.
[2] 陈志刚,林承勋. 电力调度数据网组网分析及规划研究[J]. 华东科技(综合),2019(11):281-281.
[3] 电力调度数据网技术规范:DL/T 1306—2013[S], 2013.

(上接第 16 页)

1) 弧光保护动作速度快,对于 CT 改造困难、同时需要快速切除母线故障的变电站低压母线,将弧光保护作为母线保护使用,实现母线保护功能,是一种提升母线故障切除速度的有效技术手段。

2) 为防止弧光保护误动,目前的弧光保护大多增加电量闭锁,以主变压器低压侧的相电流闭锁为主,适用于相间和三相弧光短路、两相和三相弧光接地短路故障。

3) 若考虑母线单相弧光接地跳闸,相电流闭锁原理对不接地、消弧线圈接地、小电阻接地等配电系统不适应。目前,仅小部分弧光保护装置考虑了配电网接地方式对保护灵敏度的影响,增加了零序电流、零序电压判据,有利于提高单相弧光接地故障的反应能力。

4) 弧光保护弧光采集模式有 3 种形式,分别是电流型、光纤点测型、光纤带状型。从提高保护装置可靠性出发,光纤形式的采集装置远离强干扰源,有利于提高装置的可靠性。从故障定位需求看,点测型优于带状型,可以定位到产生弧光的具体位置。

5) 弧光保护集成方式可分为分布式和集中式。分布式的优势主要是便于扩展,对于有扩建需求的改造站,可以有效缩短施工作业停电时间。

通过对弧光保护应用情况、技术原理及技术方案的梳理,提出以下建议:

1) 目前各型号弧光保护的电量闭锁条件差异较大,在开展弧光保护的配置、选型时应合理选择。

2) 现阶段弧光保护技术标准、检测标准尚不完善,弧光保护装置检验仅有型式试验和厂内检测。

[4] 钟健,余熙,王民昆,等. 四川电力调度数据网的设计及其应用[J]. 四川电力技术,2008,31(5):4-6.

作者简介:

黄显斌(1990),男,工程师,主要从事调度自动系统运行管理工作;

邓志森(1978),男,高级工程师,主要从事调度数据网运行管理工作;

喻显茂(1986),男,高级工程师,主要从事调度网络安全管理工作;

刘洵源(1994),男,助理工程师,主要从事调度自动化运行工作;

彭 昊(1988),男,工程师,主要从事网络安全管理工作;

戴晨曦(1992),女,工程师,主要从事调度自动化运行管理工作。
(收稿日期:2021-09-13)

电力企业应对弧光保护装置开展功能及性能摸底测试,完善弧光保护装置配置方案,制定弧光保护技术规范,提出或推进相关国家、行业标准的修订。

3) 在电力企业中,弧光保护已试运行多年,因产品适应性、质量问题、现场运行维护能力等原因,弧光保护装置发生过误动、异常告警等问题,相关机构应进一步提升弧光保护的现场运行维护方法,研制实用的检测装置,制定现场运行维护检修的技术标准,提高母线故障的正确切除率。

参考文献

[1] 艾绍贵,李秀广,黎炜,等. 配电网快速开关型消除弧光接地故障技术研究[J]. 高压电器,2017, 53(3):178-184.
[2] 李从飞,陈凡,鲁雅斌,等. DPR360ARC 弧光保护系统设计[J]. 电力系统保护与控制,2010,38(12):125-128.
[3] 杨益民,关芳. 电弧光保护系统在中低压开关柜中的应用[J]. 小水电,2011(3):27-29.
[4] 胡斌. 发电厂 6 kV 厂用电系统电弧光保护的应用研究[D]. 北京:华北电力大学,2011.
[5] 吴志勇. 电弧光保护在电力系统的应用[J]. 四川电力技术,2009,32,(4):49-51.
[6] 高卫东. 电弧光保护系统及应用分析[J]. 山西电力,2010(6):8-10.
[7] 杨奕,廖仕利,张柏年,等. 一种新型高压开关柜弧光检测与保护方案设计[J]. 重庆理工大学学报(自然科学),2019,29(9):111-115.

作者简介:

朱 鑫(1989),男,硕士,工程师,从事电力系统继电保护技术研究工作。

(收稿日期:2021-08-31)

变电站站域数据智能校验平台研究

殷攀程,梅亦蕾,曹 柯,李雪恺,邹经鑫,袁明哲
(国网四川省电力公司成都供电公司,四川 成都 610041)

摘 要:泛在电力物联网核心理念在于挖掘电网数据价值,为电网业务提供决策支撑,助力电网的稳定运行。当前,站域二次设备已延伸到电力系统每一个节点,其采集的大量信息是电网的重要数据来源。这些数据信息的正确感知和高效验证将是构建泛在电力物联网的基石。目前,由于设计理念偏差、制造工艺瑕疵、成本限制等因素使变电站内二次设备的采样系统和参数储存器运行工况存在监控盲区,一旦故障将产生大量错误数据,导致上层运用决策失效产生安全隐患。文中借鉴泛在电力物联网的核心内涵和架构,针对变电站二次设备保护数据、测量数据和装置参数这三大数据的正确性问题,建立了站域数据智能校验平台,通过二次设备数据采样双校验系统和装置参数存储系统,保障了数据感知的可靠性和有效性。

关键词:泛在电力物联网;二次设备;数据正确性;智能校验平台

中图分类号:TM 77 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2021)06-50-04

DOI:12.16527/j.issn.1003-6954.20210610

Research on Intelligent Data Verification Platform for Substation Domain

Yin Pancheng, Mei Yilei, Cao Ke, Li Xuekai, Zou Jingxin, Yuan Mingzhe
(State Grid Chengdu Electric Power Supply Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract:The core idea of Ubiquitous Electric Internet of Things (UEIOT) is to excavate the value of power grid data, to provide decision support for power grid business, and to help with the efficient operation of power grid. Substation secondary equipment extends to every node of system network to collect and produce huge amounts of data, which is an important data source of power grid. Therefore, the correct perception and efficient verification of data information will be the foundation of building UEIOT. At present, due to deviation of design concept, faults of manufacturing process and cost limitation, there is a blind area for monitoring the operation conditions of secondary equipment sampling system and parameter storage in substation. Once the failure occurs, a large number of erroneous data will be generated, which will lead to potential safety hazards and failure of upper management decision-making. Drawing lessons from the core connotation and framework of UEIOT and aiming at the correctness of protection data, measurement data and device parameters, an intelligent verification platform for substation data is established. Real-time detection of secondary equipment data sampling and device parameter storage system is realized, which guarantees the reliability and validity of data perception.

Key words: Ubiquitous Electric Internet of Things; secondary equipment; data correctness; intelligent verification platform

0 引 言

变电站二次设备作为电网运行的哨兵,时刻保障着电力系统的稳定运行,其采集的运行数据是构建泛在电力物联网的关键信息。对二次设备而言,

准确地获取实时数据,是其保护和测量功能应用实现的重要基础,而装置参数则是某一保护功能动作与否的关键阈值。以上任意一个环节出现问题,都将导致站域上传业务数据错误甚至保护拒动或误动。根据 GB/T 14285—2006《继电保护及安全自动装置技术规程》的要求,保护装置应具备在线自检

功能,包括硬件损坏、功能失效,除出口继电器外,装置内的任一元件损坏时,装置不能误动作跳闸。因此二次设备运行工况的有效监视一直是国内外电力系统领域的重要研究课题^[1-3]。

二次装置数据采集系统由低通滤波器、AD 转换模块等集成电路芯片构成,装置参数存储于 E2ROM 中。当数据采集不准确或装置参数漂移时无法主动提供告警信号,导致二次装置无法对其功效进行实时监测和故障告警,存在自动监测的盲区^[4-5]。

针对保护装置中 AD 采样的问题,供应商在高电压系统(110 kV 及以上)保护装置上增加了一套冗余的采集系统,对两套采集系统产生的数据做对比较验,实时监测采样系统运行工况。但在低电压系统中为了降低成本,保护装置只配置单套采样,并不单独校验保护数据。针对测量数据和保护参数的校验问题,目前也尚无自动校验方案,大多采用人工对保护测控采样值和装置参数进行不定期对比较验,无法实时比对,存在很大的功能缺陷乃至安全隐患。某供电公司曾发生变电站 10 kV 保护装置 AD 采样损坏造成保护拒动,之后越级跳闸扩大事故范围;变电站测量数据异常影响了潮流分析、SCADA 系统等业务口的高级应用;某厂家保护装置在重启后参数漂移但未被及时发现导致保护误动等案例。

针对以上问题,下面提出了站域数据智能校验平台,通过二次设备数据采样双校验系统和装置参数存储系统,有效地保障了保护数据、测量数据和装置参数这三大数据的正确性。

1 保测数据双校验系统

1.1 单采样系统不可靠问题

低电压系统中,保护测控装置只采用单套采样系统,电流、电压采样数据经过低通抗混叠滤波后进行 AD 转换,然后输入数据处理芯片(digital signal processing, DSP)和可编程逻辑器件(complex programmable logic device, CPLD)进行相应数据运算和逻辑决策,最终驱动出口继电器。由于现有保护测控装置不能对采样系统状态进行监视,从而无法分

辨采样系统的故障或不正常运行状态并提出告警。因此当采样系统发生故障时,保护装置无法采集到电流或电压数字量,或者采集一个错误的量,造成保护装置误动或者拒动,测控装置采集错误的量可能导致调度中心收到错误信息,做出错误决策。高电压系统保护靠增加冗余采样系统的方法克服上述隐患。由于设备成本限制,低电压系统均采用保护测控一体化装置,配置如图 1 所示的无自我校验功能的单采样系统,如其中任一模块(如 AD 模块)出现问题时,保护数据和测量数据将随之异常,发生保护数据不正确和测量数据不正确问题。若这种隐患不能及时识别,将严重危及二次设备和电网的稳定性。

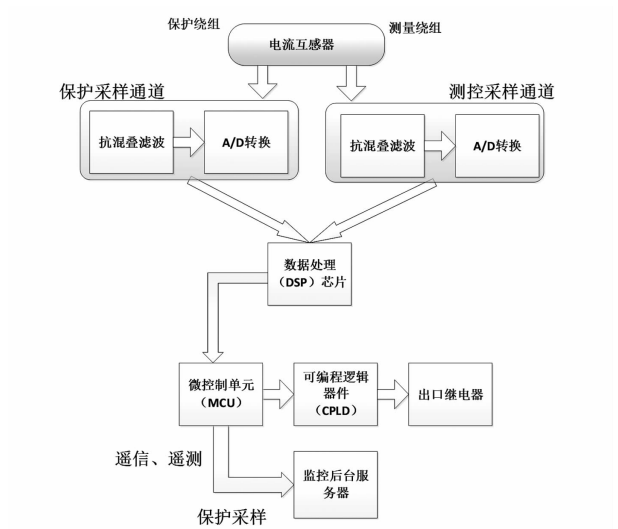


图 1 单采样系统硬件原理

1.2 功能架构

站域保护测控数据双校验系统通过操作员站提供的应用程序编程接口,对所有单 AD 采样装置进行轮询,比对其保护和测控采样值。双校验系统对有异常的数据进行两次复核,若复核不通过则发出告警信号,并将该告警信号上传主站,总体框架设计见图 2。

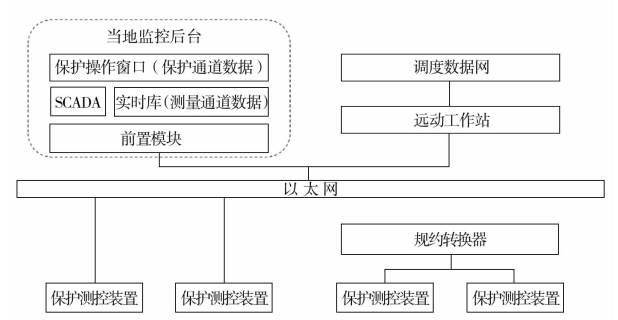


图 2 站域二次设备双采样校验系统整体框架设计

1.3 数据处理方法

通过间隔层网络收集到的保护测控数据由于时间不同步,可能存在采样值差异,需要进行同步处理。操作员站收集 20 个采样点只需不到 1 s 时间,保护和测控电压采样值在短时间内几乎无变化,在稳态负荷下,其电流值也是不变的。电力系统快速变化负荷可分解为基础负荷和波动负荷,在短时间(1 s)内基础负荷可认为是恒定不变的。一个间隔内波动负荷由多个快速变化负荷构成,根据大数定律,其波动量必然符合正态分布,其期望为 0^[6]。因此,提出一种滑动滤波的方法,能够快速滤除波动,分解出基础负荷,并可以反映出基础负荷的变化趋势。滑动滤波原理如式(1)、式(2)所示。

$$Y_{\text{avg}} = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N x_n \tag{1}$$

$$y_n = \frac{1}{N} [(N-1) \times Y_{\text{avg}} + x_n] \tag{2}$$

式中: N 为滑动窗口; x_n 为第 n 个采样时刻获得电流数据; y_n 为滤除波动负荷后电流数据。

图 3 为实测电流数据经过滑动滤波后的对比图,由图可知经过滤波后数据能够完全反映基础负荷,在短时间内是恒定的。

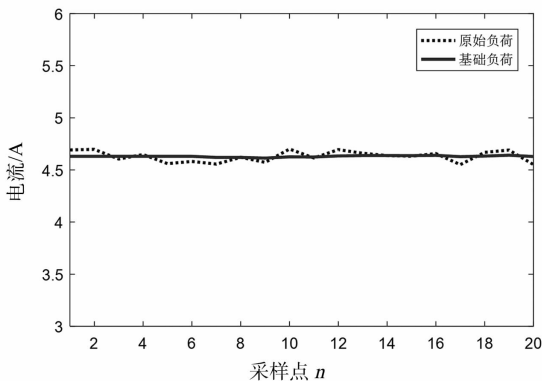


图 3 滑动滤波后基础负荷电流

DL/T 478—2006《继电保护和安全自动装置通用技术规范》要求,电流采样误差不大于 2.5%,绝对误差不大于 $0.01I_n$;电压误差不大于 2.5%,绝对值不大于 $0.002U_n$ 。依据上述要求,双校验系统电压阈值增加 1.5 倍的可靠系数,即电压差大于 3.75% 并且大于 0.3 V 判别为采样异常;电流阈值也增加 1.5 倍的可靠系数,电流偏差大于 3.75% 并且大于 0.075 A 判别为采样异常。

图 4 为保护测控数据双校验处理流程图,系统先对电压数据进行对比,如果无异常再对电流进行判别,最后给出检测结果。

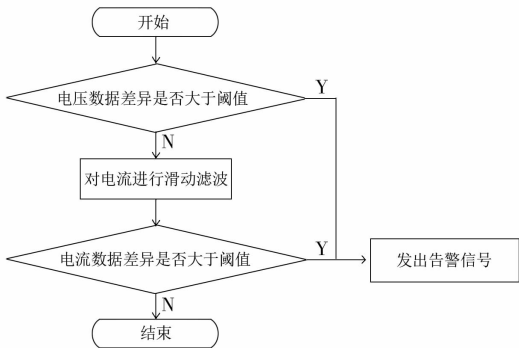


图 4 保护测控数据双校验处理流程

2 装置参数漂移校验系统

2.1 装置参数漂移问题

保护装置参数是决定装置是否动作的关键阈值,参数的设定需要考虑系统运行方式、设备的保护范围、主后备保护配合等问题。目前变电站二次设备基本不具备参数漂移自检功能,存在装置重启后(或运行中)参数发生改变如定值偏移、控制字异常、压板位置不正确甚至清零的现象,即装置参数漂移问题。由于保护装置无法判断这些变化是人为改变还是故障导致,会默认以变化后的参数来运行,造成严重安全隐患。

因此,需要引入参数校验机制定期对比装置实时参数与整定值是否一致,若存在参数与整定值不同的情况,应立即对异常数据进行分析并向主站发送异常信号。

2.2 功能架构

装置参数漂移校验系统整体框架如图 5 所示。

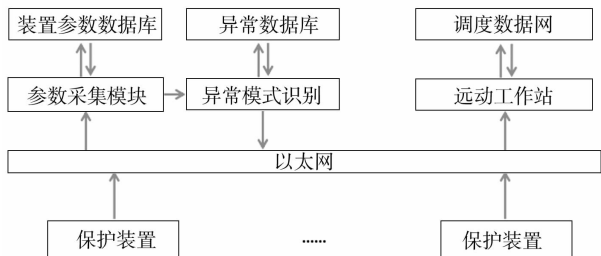


图 5 装置参数漂移校验系统整体框架

作为参数校验的依据,装置参数数据库包含站域所有二次设备的保护定值、压板位置、控制字的标准信息。这些参数在保护装置投运或升级时由专业人员在操作员站建模输入,在运行期间中固定不变。校验系统以设定周期进行装置参数校验,若感知到数据异常,则在异常值数据库中进行模式匹配,分析数据异常原因并发送给调度中心,辅助调度员进行决策。

2.3 参数校验方法

在一个检测周期内,校验系统对目标装置的参数逐一与数据库中的标准数据比对,并将校验结果以 0、1 向量形式储存,如式(3)所示。装置的定值、压板、控制量按照一定顺序排列,若装置实时值与标准值对照一致,则在向量相应位置 1,反之则置 0。

$$\boldsymbol{J} = [j_1 \quad j_2 \quad \cdots \quad j_n] \tag{3}$$

校验完成后,若向量 $\boldsymbol{J}$ 全为 1,则说明装置实时定值、压板、控制字等数据与标准值一致,完成校验;如果向量 $\boldsymbol{J}$ 含有 0 元素,则说明装置存在数据异常,将向量 $\boldsymbol{J}$ 输入异常判断模块,并基于异常数据库中的数据进行模式匹配,辨识出向量 $\boldsymbol{J}$ 表示的异常情

况属于检修态、调试态或者故障态中的哪一种,并发出相应告警信号。装置参数漂移校验系统对站域全部保护装置进行一轮校验的流程如图 6 所示。

3 结 论

上面引入了一种新思维以解决实际工程问题,基于泛在电力物联网的核心内涵和架构模型,建立了站域数据智能校验平台,构建了保护测控数据双校验系统和装置参数校验系统,确保了保护数据、测量数据以及装置参数的正确性。

根据多个变电站部署站域数据智能校验平台的经验,该平台可杜绝 90% 以上由于采样异常或装置参数漂移导致的保护不正确动作的事故,且极大地节省变电站运行维护人员数据校核的工作量。同时是泛在电力物联网在站域数据验证中的一次有效尝试,并且可以为未来泛在电力物联网的建设实践提供一定参考。

参考文献

[1] 李涛,杨桂丹. 智能变电站二次安全防护系统设计与应用研究[J]. 电气应用, 2013,32(1):26-29.

[2] 嵇建飞,袁宇波,王立辉,等. 某 110 kV 智能变电站合并单元异常情况分析对策[J]. 电工技术学报, 2015,30(16):255-260.

[3] 鲍凯鹏,谢刚文,曾治安,等. 智能变电站二次回路在线监测研究[J]. 智能电网,2014(5):23-27.

[4] 于春平,白静芬,周建波,等. 基于 IEC 61850 的数字化电能计量二次设备远程校验技术[J]. 电测与仪表, 2019,56(4):141-147.

[5] 陈炯聪. 智能变电站数据信息过程管控方法与融合应用研究[D]. 广州:华南理工大学,2018.

[6] 樊占峰,尹明,宋国兵,等. 基于波形系数方程识别智能变电站采样值数据失效的方法研究[J]. 中国电机工程学报, 2016,36(s1):36-42.

作者简介:

殷攀程(1990),男,工程师,长期从事电力系统继电保护工作。

(收稿日期:2021-06-25)

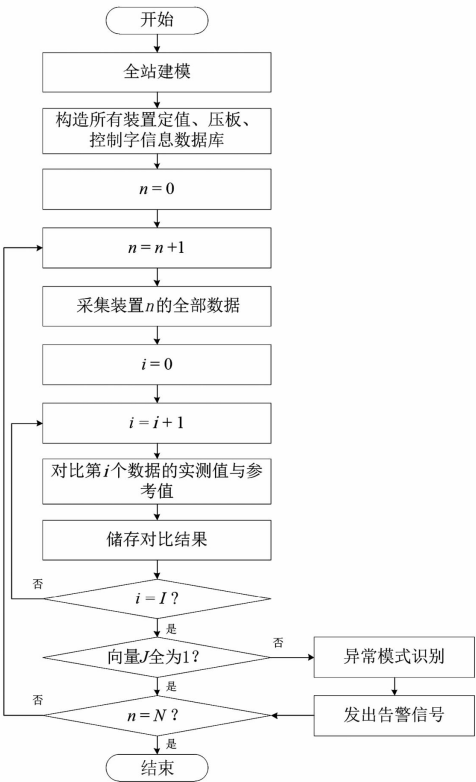


图 6 装置参数漂移校验系统检测流程

基于 OPEN - 3000 系统前置网络问题的排查与处理

邓 萍,苏胜皓,胡泽文,桂新凯,郑洪积
(国网四川省电力公司凉山供电公司,四川 西昌 615000)

摘 要:前置系统作为调度自动化系统的组成部分,对于实现主站端与厂站端之间实时数据通信处理具有重要意义。文中研究了一起调度自动化前置系统单平面厂站 104 通道全部退出故障处理案例。通过前置通道分析对比、网络拓扑结构测试、关键设备软硬件排查等多种技术手段,最终定位到故障点并解决了问题。首先,提出系统前置服务器程序的逻辑判断存在家族性缺陷;然后,针对性地给出了处理方案,对于其他公司自动化专业人员进行前置服务器故障处理具有借鉴意义。

关键词:前置系统;故障处理;104 通道;自动化

中图分类号:TM 451 **文献标志码:**B **文章编号:**1003 - 6954(2021)06 - 54 - 04

DOI:12. 16527/j. issn. 1003 - 6954. 20210611

Investigation and Handling of Front-end Network Problems Based on OPEN-3000 System

Deng Ping, Su Shenghao, Hu Zewen, Gui Xinkai, Zheng Hongji
(State Grid Liangshan Electric Power Supply Company, Xichang 615000, Sichuan, China)

Abstract:The front-end system, as an essential part of dispatching automation system, plays an important role in data transmission between master station and substation. A fault handling case is investigated when all 104 channels of single plane plant station exit in dispatching automation front-end system. Through channel comparative analysis, network topology structure test, software and hardware troubleshooting of key equipment and other technical means, the fault point is located and the problem is solved eventually. It is the first time to propose the familial defect in logic judgment program of front-end server, and its targeted treatment plan is given, which can provide a reference for automation professionals in other companies when dealing with the front-end server failure.

Key words:front-end system; fault handling; 104 channel; automation

0 引 言

随着电力系统电网建设步伐的加快以及智能综合自动化无人值班变电站的不断增加,对电网的安全、稳定、优质、经济运行提出了越来越高的要求,地区调度自动化系统的功能也日趋复杂化、多样化^[1]。前置系统作为调度自动化系统中实时输入、输出的中心,主要承担了调度中心与各所属厂站、各上下级调度中心、其他系统之间以及与调度中心内的后台系统之间的实时数据通信处理任务,是这些

不同系统之间实时信息沟通的桥梁。信息交换、命令传递、规约的组织与解释、通道的编码与解码、卫星对时、采集资源的合理分配,都是前置系统的基本任务,其他还包括报文监视与保存、站多源数据处理以及为站端设备对时等任务^[2]。

由于地县一体化的要求,调度自动化系统厂站接入数据急剧增加,通道数据也在增加,前置网络、通道的配置更复杂化,如何快速的处理通道故障,提高故障恢复能力,是保证厂站数据采集实时性、可靠性的一个重要部分^[3-4]。

国网凉山公司地区调度自动化系统采用国电南

瑞科技公司 OPEN-3000 系统,于 2012 年 12 月投入运行;备用调度自动化系统于 2015 年 6 月投入使用。系统现接入凉山地区变电站 168 座、电厂 84 座。系统具备数据采集监视和控制(supervisory control and data acquisition, SCADA)、高级应用(power application software, PAS)、AVC 自动电压无功控制、DTS 调度员培训仿真系统、web 浏览等主要功能^[5]。

SCADA 系统中的实时数据来自于前置系统,因此前置系统的可靠运行是 SCADA 系统正常工作的前提。为了保证前置系统的可靠性,前置网络采用双网双冗余的配置模式,即采用两台前置服务器、两台前置交换机分别接入一、二平面交换机,实现双平面架构。前置服务器处于双机运行状态,站端 RTU 需同时接到两台前置服务器中相对应的两个串行口上,保证网络的冗余^[6]。

国网凉山供电公司前置 D 网交换机出现风扇模块及电源模块告警,考虑到前置 D 网交换机运行环境及运行年限,决定对其直接进行更换。更换过程中发现单平面 104 通道全部退出,经过分析排查,发现是 OPEN-3000 系统前置服务器程序的逻辑判断存在设计缺陷,在单个平面出现中断时,对应前置服务器判定为不接受任何厂站通道,进而导致单个平面 104 通道全部无法正常使用,通过在前置服务器增加配置文件解决了该故障。

1 前置网络结构

前置网络结构如图 1 所示,调度数据网采用双平面架构,前置网络中前置服务器 C 和前置服务器 D 并列运行,经过分析,在前置 D 网交换机更换过程中,前置 C 网交换机正常运行。前置 C 网交换机与前置 C、D 服务器之间正常通信,不会影响 101 通道及 104 通道工作。

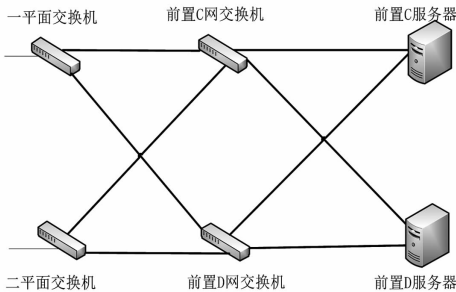


图 1 前置网络拓扑结构

2 故障现象

在更换前置 D 网交换机过程中,断开 D 网前置交换机到前置 C 服务器与前置 D 服务器的网线后发现 110 kV 某甲变电站、110 kV 某乙变电站、35 kV 某丙变电站等厂站 104 通道工况中断,数据业务未正常上送。于是立即结束工作,复原网线后以上变电站业务成功恢复。

3 故障原因排查分析过程

3.1 通道情况对比分析

通过 OPEN-3000 系统告警查询发现,断开 D 网前置交换机到前置 C 服务器与前置 D 服务器的网线后,并不是所有厂站的通道退出,仅部分厂站的 104 通道退出。经排查,仅 110 kV 某甲变电站、110 kV 某乙电站、35 kV 某丙变电站等厂站 104 通道工况退出后无法恢复。对以上中断的变电站进行分析对比,查找共同点,发现上述中断的变电站均只有二平面 104 通道,暂未满足双平面通道的要求。

3.2 网络结构排查分析

考虑到工作过程中环境变量仅为 D 网前置交换机到前置 C 服务器与前置 D 服务器的网线,如图 2 所示,对前置网络拓扑进行分析。

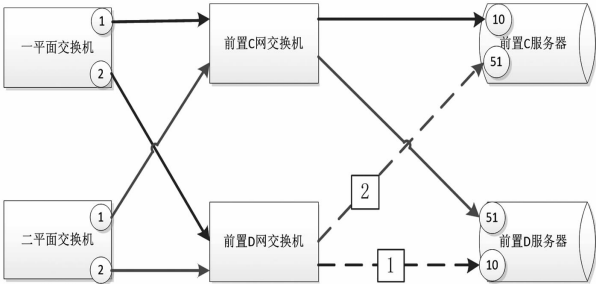


图 2 前置网络拓扑结构分析

由图 2 拓扑图可见:前置 C 网交换机与一、二平面交换机、前置 C 服务器、前置 D 服务器均网络可达,在进行更换前置 D 网交换机的过程中,不应该影响任何变电站 104 通道工况。

针对此种情况,经过分析讨论,决定采用以下两个方案对网络结构进行测试分析。

3.2.1 网络拓扑测试方案 1

按照测试方案 1,将前置 D 网交换机到前置 D 服务器的网线断开,如图 3 所示,观察通道投退情况。

测试后,断开前置 D 网交换机到前置 D 服务器的网线后,厂站有通道工况退出的情况,但在短时间内即恢复正常。测试结果表明前置 D 网交换机到前置 D 服务器网络正常。

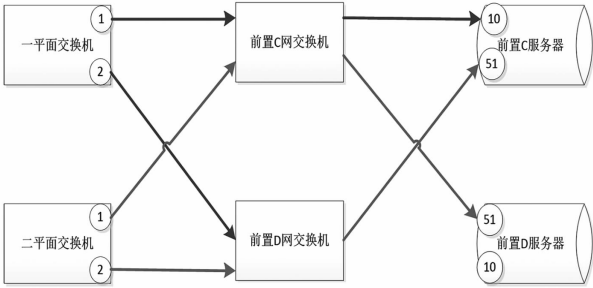


图 3 前置网络拓扑测试 1

3.2.2 网络拓扑测试方案 2

按照测试方案 2,接着把前置 D 交换机到前置 C 服务器网线断开,如图 4 所示,观察通道投退情况。

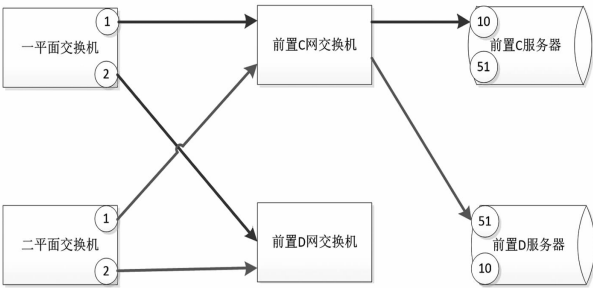


图 4 前置网络拓扑测试 2

测试后发现,断开前置 D 交换机到前置 C 服务器网线后,上述 110 kV 某甲变电站、110 kV 某乙变电站、35 kV 某丙变电站等厂站的 104 通道工况退出。同时,经测试,二平面交换机到前置 C 网交换机再到前置 D 服务器网络正常。

3.3 关键设备排查分析

以上排查分析过程表明,二平面和前置服务器之间并未实现有效的数据传输,二平面交换机到前置 C 网交换机再到前置 D 服务器网络正常,故而进一步将问题锁定到前置服务器上,对前置服务器软硬件进行深入检查。

3.3.1 设备硬件检查

首先,对前置服务器的硬件情况进行检查,设备电源指示灯、硬盘工作指示灯、系统运行指示灯均正

常,且巡视记录并未发现设备硬件异常或有遗留缺陷未处理的情况,排除由于设备硬件引起故障的情况。

3.3.2 设备软件检查

随即对前置服务器的软件程序进行检查,常规检查并未发现程序有连接异常或告警日志等信息。结合通道中断现象,开始对前置服务器与 104 通道之间的程序逻辑进行梳理,如图 5 所示,最终在前置服务器的逻辑判断程序 fes_assign 上找到原因。

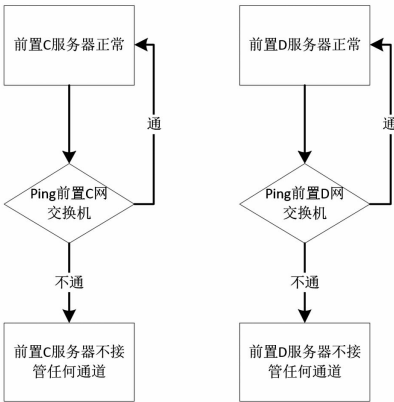


图 5 前置服务器通道判断逻辑

通过分析以上程序可以看出,目前 OPEN - 3000 前置服务器的网络通道判定机制是:当前置 C 服务器的 C 网中断时判定其不接管任何厂站通道;当前置 D 服务器的 D 网中断时判定其不接管任何厂站通道。

即在更换前置 D 网交换机过程中,拔掉前置 D 网交换机到前置 D 服务器之间的网线后,前置 D 服务器判定为不接管任何厂站通道,此时二平面数据仍可以从 D 网交换机传输至前置 C 服务器,所以通道并未有工况退出不再恢复的情况。当继续拔掉前置 D 交换机到前置 C 服务器之间网线后,二平面数据按网络分析依然可以从前置 C 交换机到前置 D 服务器;但是由于服务器本身对通道的判定机制影响,前置 D 服务器已经不再接管任何厂站通道,此时二平面所有 104 通道均无法正常使用。

上述中断的 110 kV 某甲变电站、110 kV 某乙变电站、35 kV 某丙变电站等厂站只有二平面通道,在前置 D 服务器不接管任何厂站通道、二平面到前置 C 服务器网络不达的情况下,出现通道工况中断情况。

3.4 故障分析结论

通过以上分析并与设备厂家沟通后确认,前期

建设 OPEN-3000 系统时的网络结构较为简单,并没有考虑到一、二平面并行的需求。故 OPEN-3000 系统前置服务器程序的逻辑判断存在设计缺陷(家族性缺陷,D5000 系统中该判断条件已修改),在单个平面出现中断时,对应前置服务器判定为不接受任何厂站通道,进而导致单个平面 104 通道全部无法正常使用。

4 故障处理措施及结果

针对以上分析结果,经研究后,提出如下的处理措施,但考虑到设备厂家对前置服务器程序逻辑修改耗时较长,提出了临时处理方案。

处理方案:设备厂家对 OPEN-3000 前置服务器程序的逻辑判断进行修改,使其不再因单平面退出而判断为不接收任何厂站通道。

临时处理方案:为各前置服务器增加 fes_seg.sys 配置文件,重启 fes_ping_send、fes_ping_recv、fes_exchange、fes_assign,让各前置判断 C 网中断时才不接管厂站通道;当更换前置 D 交换机时,前置 D 服务器的 D 网中断不影响二平面通道的接入,封锁各二平面厂站通道至前置 D 服务器,不会出现厂站通道退出现象。

临时方案实施后,当断开 D 网前置交换机到前置 C 服务器与前置 D 服务器的网线后并未出现任何厂站通道退出不再恢复的情况,D 网前置交换机顺利更换。

5 预防类似故障的措施

综上所述,依据目前 OPEN-3000 前置服务器程序的逻辑判断机制,当一平面或二平面到前置服务器网络出现中断时,会造成单个平面所有 104 通道全部不可用。在一、二平面交换机正常运行时,如果 OPEN-3000 前置服务器程序逻辑不判定为不接受任何通道,那么一、二平面依旧正常运行,这种逻辑判定机制更适合冗余要求。

针对以上分析,提出如下建议措施:

1)其他使用 OPEN-3000 系统的地市公司,如果使用一样的前置网络结构,在前置交换机与一、二

平面交换机之间有工作需要断开网络连接时,要考虑单平面出现完全中断的情况,建议按照本案例的临时方案处理;

2)建议设备厂家对 OPEN-3000 前置服务器的逻辑判定机制进行合理修改,使其不因 A、B、C、D 网任何网络的中断而判断不接收任何厂站。

6 结 论

针对一起由于 OPEN-3000 系统前置服务器程序的逻辑判断存在设计缺陷,导致单平面 104 通道全部退出的故障处理案例,详细分析了排查处理过程,提出了处理措施,对调度自动化系统运维工作者具有较大的参考借鉴价值。通过在实际工作中采取所建议的处理方案,确保了前置网络没有再发生类似的故障,有效地降低了故障发生率,保障了调度自动化系统的正常运行。

参考文献

[1] 王雷. 智能电网调度技术支持系统的研究与应用[D]. 北京:华北电力大学,2012.

[2] 吕少坤,韩福坤. 重视前置机系统在电网调度自动化系统的作用[J]. 华北电力技术,2000(6):29-31.

[3] 王岗. 电网调度前置机系统的应用研究[D]. 重庆:重庆大学,2005.

[4] 杨小青. 基于网络结构的前置机系统[C]//中国电机工程学会电力系统自动化会议论文集,北京:中国电机工程学会,1999:305-309.

[5] 朱维佳,朱一纯,罗聪,等. 电力调度自动化前置系统传统建设与后期发展研究[J]. 电子技术与软件工程,2016(8):154.

[6] 应会军. 电力通信网络故障问题分析及对策[J]. 中文科技期刊数据库(全文版):工程技术,2016(6):79.

[7] 支玮麟. SCADA 系统中前置机系统日常故障处理[J]. 电力系统自动化,1999,23(16):54-56.

[8] 刘淑芬. 电力系统调度自动化故障分析及处理措施[J]. 自动化应用,2012(6):63-64.

作者简介:

邓萍(1990),女,工程师,主要研究方向为电力系统自动化。

(收稿日期:2021-09-13)

基于 IoT - G 230 MHz 电力无线通信关键技术分析

赵晓坤,高 洁,郭冰洁,曾 建
(国网四川省电力公司成都供电公司,四川 成都 610041)

摘 要:随着电网技术的发展,传统电网逐步迈向能源互联网,电力无线专网能全联接智能电网,已逐渐成为能源互联网的基础。首先,分析了 IoT - G 230 MHz 关键性能指标与国家电网公司核心业务的匹配度;然后,对 IoT - G 230 MHz 电力无线通信关键技术进行分析,总结了 IoT - G 230 MHz 电力无线通信技术的九大技术优势;;最后,分别对 IoT - G 230 MHz 现阶段的应用情况及未来发展部署进行了介绍。通过文中的分析介绍,可以得出 IoT - G 230 MHz 关键性能指标与国家电网公司核心业务具有高度匹配性,为 IoT - G 230 MHz 电力无线通信技术的发展方向提供了建议。

关键词:智能电网;IoT - G 230 MHz;电力无线通信;无线专网

中图分类号:TN 929.5 **文献标志码:**A **文章编号:**1003 - 6954(2021)06 - 58 - 05

DOI:12. 16527/j. issn. 1003 - 6954. 20210612

Key Technology Analysis of 230 MHz Power Wireless Communication Based on IoT-G

Zhao Xiaokun, Gao Jie, Guo Bingjie, Zeng Jian
(State Grid Chengdu Electric Power Supply Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract:With the development of power grid technology, traditional power grid is gradually moving towards energy Internet, and wireless private power network can fully connect to smart power grid, which has gradually become the foundation of energy Internet. Firstly, the matching degree between the IoT-G 230 MHz key performance index and the core business of State Grid is analyzed. And then the key technologies of IOT-G 230 MHz power wireless communication are analyzed, and the nine technical advantages of IoT-G 230 MHz power wireless communication technology are summarized. Finally, the current application and future development of IoT-G 230 MHz are respectively introduced. Through the analysis and introduction, it can be obtained that the key performance index of IoT-G 230 MHz is highly matched with the core business of State Grid, which provides suggestions for the development direction of IoT-G 230 MHz power wireless communication technology.

Key words:smart grid; IoT-G 230 MHz; power wireless communication; wireless private network

0 引 言

电网是国家能源结构发展中十分重要的组成部分,社会经济发展以及日常生活的方方面面都离不开电网的支撑。随着电网技术和信息通信技术的快速发展以及中国特色国际领先的能源互联网企业目标的提出,为电网的发展提供了新的方向。随着智能电网的兴起,电网的发、输、变、配和用环节都需要全面升级。其中配电网作为智能电网的“最后一公里”,对实现智能电网和能源互联网战略目标起着关键作用^[1-2]。

当前配电网的通信技术主要采用包括光纤、电力线载波、无线公网和无线专网等^[3-4]。光纤通信难以适应配电网节点量大、覆盖面广、复杂多元的业务特点^[1]。电力线载波通信传输速率和稳定性差,传输通信量低,无法承载部分大流量业务^[5]。无线公网通信存在信号覆盖盲区,时延性高,系统漏洞多,易遭受攻击,承载能力差,且其运营成本较高,难以满足智能电网发展的需求^[6]。随着“新能源、新业务”不断接入电网中,输电、变电控制向末端拓展,控制点数量成百万量级,电力无线专网由于是电力业务专用,能够满足电力系统的电力业务对通信高质量的需求,提供可靠的带宽速率、安全隔离和良

好的信号覆盖^[7]。

电力无线专网有 230 MHz 和 1800 MHz 两种频段,分别有适合承载的智能配电网电力业务^[6]。其中 LTE - 1800 MHz 系统存在网络覆盖小、信号穿透性较差和信号较弱的缺点,且部分地市的相应频点资源已被其他行业占用,对电力无线专网的建设造成一定阻碍^[8]。2018 年 9 月,工信部下发《关于调整 223 ~ 235 MHz 频段无线数据传输系统频率使用规划的通知》,明确了 230 MHz 频段 7 MHz 带宽用于电力等行业无线数据传输和能源互联网应用^[9]。同时明确规定工信部发布自电力行业增加 230 MHz 的带宽之日起,不再受理电力 1800 MHz 频率的申请。

因此,下面选择对 IoT - G 230 MHz 电力无线通信关键技术进行分析,分别从 IoT - G 230 MHz 关键性能指标与国家电网公司(以下简称国网)核心业务的匹配度、IoT - G 230 MHz 电力无线通信关键技术以及 IoT - G 230 MHz 电力无线通信技术的未来发展部署进行分析,为促进 IoT - G 230 MHz 电力无线通信技术的发展提供参考。

1 IoT - G 230 MHz 关键性能指标与国网核心业务需求匹配度

国网核心业务中基础业务的需求分析如表 1 所示,基础业务主要针对日常中有关生产类业务。从表中可以得出国网基础业务对速率需求为 10 ~ 100 kb/s;时延需求为小于 50 ms;容量需求为数千至数万每平方千米,有低功耗需求;安全需求为高;网络需求为广域连续覆盖。

表 1 国网基础业务需求分析			
基础业务	时延/s	速率带宽/(kb · s ⁻¹)	场景
配电自动化	2.0	19.2	10 kV 配电站点
用电信息采集	2.5	2.5 ~ 10	公用变压器/专用变压器/居民楼
精控业务	0.02 ~ 0.05	48.1 ~ 1 157.12	10 kV 及以上电压站点
电能充电桩	2.5	>4.0	
分布式能源	2.5	4.0	光伏/风电等

国网核心业务中扩展业务的需求分析如表 2 所示,扩展业务主要针对日常中有关信息化类业务。从表中可以得出:国网扩展业务对速率需求为 2 ~ 4096 kb/s;时延需求为几百毫秒至秒级;容量需求为几十至上百每平方千米;安全需求为中高;网络需

求为局域为主。

表 2 国网扩展业务需求分析			
扩展业务	时延/ms	速率带宽/(kb · s ⁻¹)	场景
输变电状态监测	<300	>2048	输电塔/变电站
配电所综合监测	<300	20 ~ 2048	环网柜/配电室等
输配变 机器人巡检	<120	>2048	电力线/杆塔/ 变电站等巡检
电能质量监测	4000	>19.2	台区
智能家居	<1000	2.4 ~ 4096	用户家庭
开闭所环境监测	<300	20 ~ 2048	开闭所
移动作业	<300	8 ~ 2048	线路走廊/ 配电站点
.....			

IoT - G 230 MHz 关键性能指标如图 1 所示。对比表 1 和表 2 对国网核心业务的需求分析,IoT - G 230 MHz 支持 7 M 全带宽需求,采用 10 ms 短帧结构以及低时延免调度算法,支持 20 ms 最低空口时延,支持 4.5G D2D 100 dB 深度覆盖,可达 20% 覆盖领先以及 0.15 W 最低静态功耗。综上,IoT - G 230 MHz 关键性能指标完全满足国网核心业务需求。

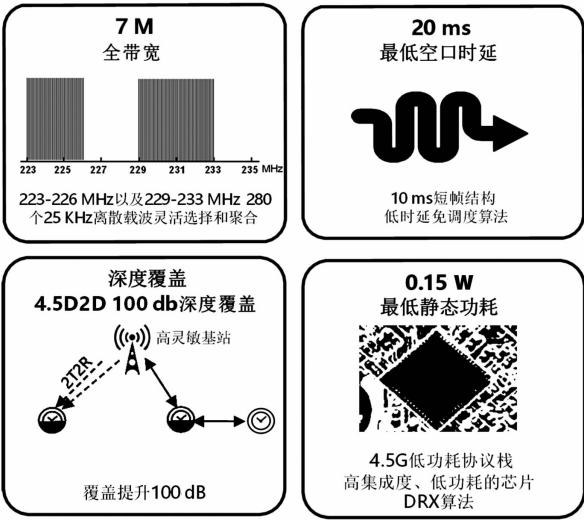


图 1 IoT - G 230 MHz 关键性能指标

2 IoT - G 230 MHz 电力无线通信关键技术分析

IoT - G 230 MHz 通信技术基于第三代合作伙伴计划的 4.5G 技术,面向物联网应用场景,适配电网业务和频谱特点,定义了标准 3.75 kHz 子载波间隔,有效利用窄带和离散频谱,符合电力无线通信接入要求,包括配电自动化“三遥”和控制类等低时延、高可靠业务^[10]。IoT - G 230 MHz 电力无线通

信系统通过 4.5G 技术重耕 230 MHz 频谱,并支持向 5G 平滑演进,满足未来新兴业务需求。

IoT - G 230 MHz 电力无线通信系统除了采用标准 TD - LTE 的 OFDMA、多进多出、小区间干扰抑制、自适应调制与编码、混合自动重传请求 (hybrid automatic repeat request, HARQ)、功率控制等多种技术外,还根据电力业务和频谱特点引入离散载波聚合、低时延、控制信道效率提升、跳频抗干扰等关键技术。

2.1 IoT - G 230 MHz 离散载波聚合技术

IoT - G 230 MHz 离散载波聚合技术将经过信道编码和交织后的信息比特均分为多个子块,每个子块分配至一个载波上发送,从而通过增加承载业务数据的载波数提升单位时间内发送的数据量,显著提高传输速率。接收侧只需将多个载波上的接收信号解调得到的多个软比特信息子块级联为一个完整的码块,然后经过解交织和信道译码,即可获得完整的业务数据包。相比于长期演进技术 (long term evolution, LTE) 系统复杂的层二载波聚合技术, IoT - G 230 MHz 采用的物理层离散载波聚合技术显著降低了发送端和接收端的处理复杂度,匹配 230 MHz 频段窄带载波聚合的特点,有助于提高设备可支持的聚合载波数目。IoT - G 230 MHz 离散载波聚合技术如图 2 所示。

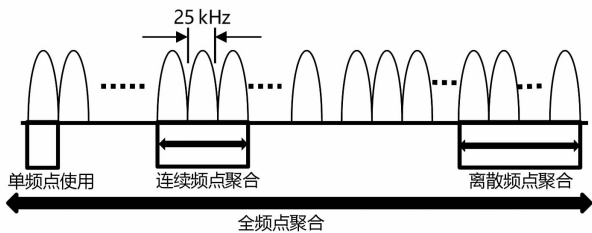


图 2 离散载波聚合技术

2.2 低时延技术

IoT - G 230 MHz 电力无线通信系统通过帧结构设计、无调度传输、快速反馈模式等关键技术,满足毫秒级控制业务的低时延需求。

1) 帧结构设计

IoT - G 230 MHz 电力无线通信系统空中接口物理层帧长设计为 10 ms,使得业务数据等待可承载其传输的下行资源的时延不超过 10 ms,等待时延和传播时延之和不超过 15 ms。即使考虑业务数据因信道小尺度衰落较严重而重传一次,整体通信时延也不超过 30 ms,可以满足毫秒级控制类业务的时延要求。IoT - G 230 MHz 短帧结构设计如图 3 所示。

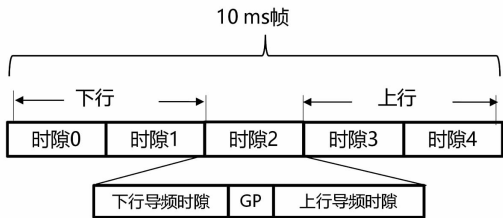


图 3 短帧结构设计

2) 无调度传输

当业务数据传输需通过物理下行控制信道进行调度时,业务数据在空中接口的整体传输时延包含传输资源等待时延、下行控制信息传输时延、下行控制信息处理时延、业务数据传输时延以及业务数据接收状态反馈时延 5 个部分。传输资源等待时延最恶劣情况可接近 10 ms。为满足毫秒级控制类业务低时延要求,需尽可能节省其余四项时延。为此, IoT - G 230 MHz 电力无线通信系统引入了免调度传输技术,如图 4 所示。

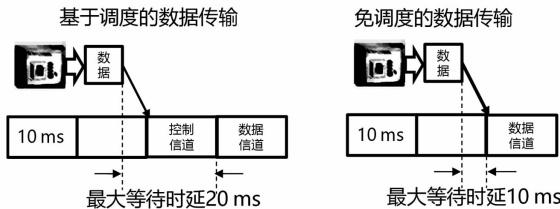


图 4 免调度算法技术

无调度传输技术中,业务数据传输无需经过物理下行控制信道调度,基站或终端可根据网络配置的时频资源直接将业务数据信号发送至空中。基于该技术,可节省下行控制信息传输时延和下行控制信息处理时延,使空中接口整体传输时延减少 10 ms 以上,为满足毫秒级控制类业务低时延要求提供保障。

3) 快速反馈技术

为减少业务数据接收状态反馈时延, IoT - G 230 MHz 电力无线通信系统还支持快速反馈技术。当业务数据传输配置为快速反馈技术时,业务数据及其反馈信息均承载于截短的时频资源块传输,从而在业务数据及其反馈信息之间预留足够的处理时延,使接收端可在当前帧即可反馈业务数据是否正确接收,而无需等待至下一帧反馈。快速反馈技术显著减少了业务数据接收状态反馈时延,进一步保障毫秒级控制类业务低时延要求得到满足,如图 5 所示。

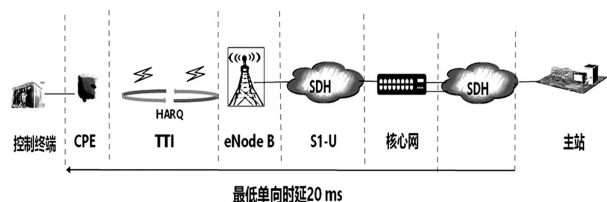


图 5 低时延快速反馈技术

2.3 控制信道效率提升技术

下行方面,根据 LTE 和 NB - IoT 系统的实际网络部署经验,当网络中存在大量突发性小包传输业务时,由于每一次上行或下行业务数据或信令的传输均需通过物理下行控制信道调度,物理下行控制信道的容量通常成为系统容量瓶颈。若上行业务数据或信令传输的 HARQ 反馈信息也都通过物理下行控制信道传递给终端,则会进一步占据已非常紧缺的物理下行控制信道资源。为缓解物理下行控制信道的容量问题,可引入 LTE 采用的物理混合自动重传指示信道,对于每次上行业务数据或信令传输只需反馈 1 bit 信息,以替代用物理下行控制信道进行反馈所携带的数十比特信息,从而显著提升 HARQ 反馈信息的传输效率,节省物理下行控制信道资源。

上行方面,为应对用电信息采集业务海量终端接入,IoT - G 230 MHz 电力无线通信系统的物理上行控制信道支持多用户码分复用,使多个用户对下行业务数据或信令传输的 HARQ 反馈信息可采用相同的时频资源发送至基站,从而成倍提升物理上行控制信道的传输效率,节省上行传输资源。

2.4 跳频抗干扰技术

230 MHz 频段为多个行业共同使用,因此,IoT - G 230 MHz 电力无线通信系统的空中接口设计需具备抑制异系统数传电台窄带干扰的能力,并尽可能降低对异系统数传电台的干扰。为此,IoT - G 230 MHz 电力无线通信系统采用了跳频干扰抑制技术,可通过灵活的调度方式对异系统干扰进行规避。

跳频是指收发双方传输信号的载波频率按照预定规律进行离散变化的通信方式,也就是说,通信中使用的载波频率受伪随机变化码的控制而随机跳变。通过跳频技术,可有效降低异系统对 IoT - G 230 MHz 电力无线通信系统的干扰,同时也可有效降低对异系统的干扰。此外,跳频还可获取频率分集增益,提升覆盖性能,抑制慢变深衰落信道对终端性能的影响。IoT - G 230 MHz 电力无线通信系统

的上行和下行均支持信道间跳频技术。

此外,对于射频带宽受限的低成本窄带终端,IoT - G 230 MHz 电力无线通信系统还支持分组跳频技术,使得终端在使用载波聚合时,成员载波成组进行跳频,保证了跳频后成员载波之间的间距不超过终端射频带宽,从而使低成本终端也可采用跳频和载波聚合相结合的方式传输业务数据,同时满足 IoT - G 230 MHz 电力无线通信系统对传输速率和传输可靠性的要求。

综上所述,单载波跳频以 25 kHz 载波为最小单位跳频,提升单载波业务(如配电自动化、用电信息采集)抗干扰能力。分组载波跳频将多个 25 kHz 载波绑定为一组,以载波组为最小单位,在系统指定的载波集合内跳频。

3 IoT - G 230 MHz 优势及其应用部署

3.1 IoT - G 230 MHz 优势

基于第 2 节对 IoT - G 230 MHz 电力无线通信关键技术的分析,总结出 IoT - G 230 MHz 九大优势,分别是全带宽、低延时、抗干扰、覆盖强、低功耗、多样性、易演进、全融合、IPv6。

1) 全带宽。离散载波灵活选择和聚合,223 ~ 226 MHz、229 ~ 233 MHz 带宽内 280 个离散载波灵活选择,满足多样的电力业务要求。

2) 低时延。采用 10 ms 帧长结构以及无调度算法,可达到空中接口 20 ms 超低延时,满足控制类业务时延需求。

3) 抗干扰。跳频的通信方式,控制信道备份,其有 7 M 带宽的跳频范围,且分组跳频支持窄带聚合,同时控制信道备份提高其可靠性。

4) 覆盖强。2T2R 数据信道时域重复,最大耦合线损 155 dB +。

5) 低功耗。简化协议栈,终端模组静态功耗小,支持电表和故障指示器。

6) 多样性。采用业务切片技术,资源隔离实现控制类、采集类业务隔离和不同需求。

7) 易演进。采用类 LTE 与 NB - IoT 协议栈,复用 LTE/NB - IoT 产业链,具有更开放的生态能力。

8) 全融合。基于宏站 LTE 分支开发,架构上支持同厂家 230 MHz 和 1800 MHz 网络融合,保护投资,简化运维。

9) IPv6。支持 IPv4/v6 双栈,满足未来海量终端部署需求。

3.2 IoT - G 230 MHz 应用情况

目前,IoT - G 230 MHz 技术在无人值守变电站、配电自动化、电力园区以及输电线路视频监控等方面已取得突出成绩。

无人值守变电站的应用如图 6 所示,其可实现单基站覆盖全变电站(典型变电站:200 m × 200 m);50 ms 切换时延,0 丢包;单基站可同时调度 128 用户;具有基于 LTE 的调度机制和抗干扰等特性。

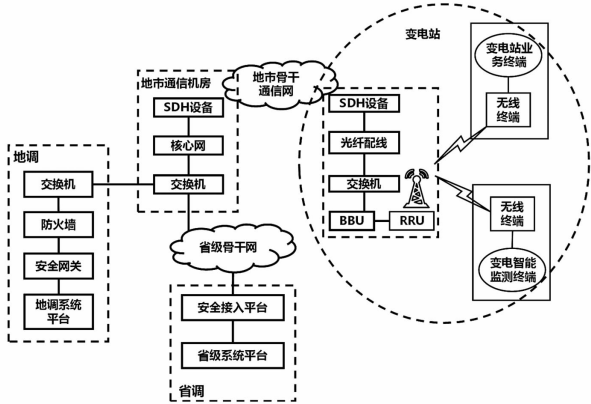


图 6 无人值守变电站应用

配电主站通过信息交互总线与上一级调度自动化系统、配电 GIS 系统、生产管理系统、营销管理信息系统实现信息交互。配电自动化终端采用 IoT - G 230 MHz 接入配电自动化主站和子站。配电终端包括馈线终端(FTU)、站所终端(DTU)、配变终端(TTU)。

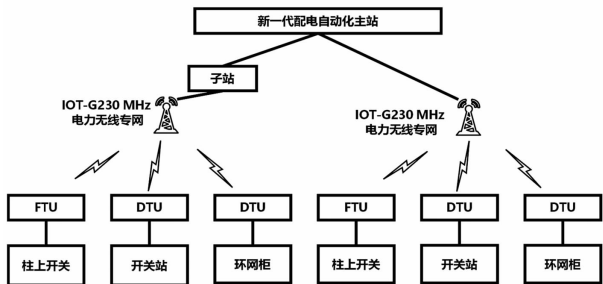


图 7 配电自动化接入应用

目前配电自动化已完成 A +、A 和 B 类区域覆盖,配电三遥站点 2455 个,二遥站点 198 个,三遥站点覆盖率 100%。如图 7 所示,使用 IoT - G 230 MHz 电力无线专网高效回传,实现各类终端站点集成交付运维。其中接入回传特点有:专用频段,任意地形无需布线;视通/非视通任意组网;支持 360°全向部署密集接入;时分多址(time division multiple access,

TDMA)抗干扰,IP67,工作温度为 -40 ℃ ~ +70 ℃、10 kV 防雷、99.99% 高可靠;极简配置,即插即用,集中监控、免现场运维;接口丰富 RJ45/RS232/RS485/RS422。

3.3 IoT - G 230 MHz 未来发展部署

集群业务是未来发展的一个重要方向,集群业务包括了语音集群业务、集群数据业务以及集群补充业务,表 3 详细介绍了集群业务的类型及其功能。

表 3 集群业务类型及其功能

集群业务类型	功能
语音集群业务	语音单呼、语音组呼(组呼建立和释放、话权管理、通话限时、迟后进入、讲话方识别)
集群数据业务	实时短数据、组播短消息、广播短消息、状态消息、可视单呼、同源视频组呼、视频推送、视频转发
集群补充业务	动态重组、遥毙/遥晕/复活、强插/强拆、调度台订阅、故障弱化、集团短号、预占优先呼叫、紧急呼叫、调度区域选择、全播呼叫、组播呼叫、合法监听、环境监听、环境监视、定位

根据表 3 的介绍,为支持组播呼叫/全播呼叫,空中接口应支持组播/广播功能,以满足传输时延要求,并显著提升资源利用率;应急通信可能存在部分区域的基站由于灾害等因素无法正常工作的场景,此时需支持终端间直连通信(direct mode operation, DMO);应急通信需支持通过终端中继的方式扩展覆盖至基站难以覆盖的区域;跨小区的移动性,支持低时延切换等。

4 结 论

智能电网是国家能源发展战略中十分重要的一部分,智能电网的发展离不开通信技术的支持。无线专网在电网中由于是电力业务专用,能够满足电力系统的电力业务对通信高质量的需求,提供可靠的带宽速率、安全隔离和良好的信号覆盖。IoT - G 230 MHz 电力已成为智能电网发展中的关键无线通信技术。通过对国网关键核心业务与 IoT - G 230 MHz 关键性能指标的匹配性以及 IoT - G 230 MHz 电力无线通信关键技术分析,总结了 IoT - G 230 MHz 的九大优势,并对其未来发展部署进行了展望,为促进 IoT - G 230 MHz 电力无线通信技术的发展提供建议。

基于异构物联网的输电线路智慧巡检方法

史思红,何祥龙,王 富,王 强

(国网四川甘孜州电力有限责任公司,四川 康定 626000)

摘 要:为解决高海拔地区输电线路运行维护检修存在的传感器供电可靠性差、无移动信号区域数据传输难度大的问题,文中提出了一种基于异构物联网的输电线路智慧巡检方法。首先,研究了风光协同的传感器供电技术,实现了高海拔地区恶劣环境下输电线路监测传感器的可靠供电;其次,建立了异构的输电线路物联网,实现了输电线路无移动信号传感器的数据采集。在此基础上,通过深度学习对所采集数据样本进行分析,实现对输电线路的智慧巡检;最后,将所提方法在某无信号地区 110 kV 线路的现场运行,其结果验证了所提方法的有效性和可行性。

关键词:输电线路;异构网络;智慧巡检;风光协同;传感器;可靠供电

中图分类号:TP 393 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2021)06-63-04

DOI:12.16527/j.issn.1003-6954.20210613

Intelligent Inspection Method of Transmission Line Based on Heterogeneous Internet of Things

Shi Sihong, He Xianglong, Wang Fu, Wang Qiang

(State Grid Ganzi Electric Power Supply Company, Kangding 626000, Sichuan, China)

Abstract:In order to solve the problems about poor reliability of sensor power supply and difficult data transmission existing in operation and maintenance of transmission line in high altitude area, a intelligent inspection method of transmission line based on heterogeneous Internet of Things (IoT) is proposed. Firstly, the sensor power supply technology of wind-photovoltaic cooperation is studied, and the reliable power supply of transmission line monitoring sensor in high altitude area under harsh environment is realized. Secondly, the heterogeneous IoT for transmission line is established to realize the data acquisition of transmission line without mobile signal sensor. On this basis, through analyzing the collected data samples by deep learning, the intelligent inspection of transmission lines is realized. Finally, the proposed method is applied to a 110 kV line in no signal area, and the results verify the effectiveness and feasibility of the proposed method.

Key words:transmission lines; heterogeneous network; intelligent inspection; wind-photovoltaic cooperation; sensors; reliable power supply

0 引 言

高海拔地区输电走廊错综复杂,多处于高寒地区,地广人稀、环境极其恶劣,线路运行维护难度大、成本高,故障处理实效性低。大部分区域的输电线路运行维护作业方式还相对落后,信息化手段不足,不得不采用传统人工巡视方式,按照计划开展线路巡视和故障排查工作。然而,人工巡视故障排查难

且耗时耗力,在无信号地区开展线路维护、检修、抢修、改造工作难度极大,风险极高,电网公司在组织安全生产和人员安全保障中面临巨大的生产压力,传统的运行维护模式投入成本与效益不成正比,难以保证输电线路的运行维护工作质量,无法实现供电的安全可靠。

国内外许多学者对高海拔地区输电线路智慧巡检做了大量研究。智能运检体系采用了各类设备状态传感器、在线监测装置、智能穿戴、移动终端、北斗

定位等感知手段,从而实现了线路监测的智能化^[1-3]。由此可见,输电线路智慧巡检取得了一定的成绩,但运营商公网通信覆盖有限,大量输电线路传感器存在通信盲区和接入壁垒,致使数据信息及电网资产的作用和价值难以显现,“全面感知”的整个通信链发展受到严重阻碍^[4]。同时,输电线路传感器采用单一来源的光伏供电,供电可靠性差,数据采集难度大,严重制约了输电线路智能巡检工作的开展。

1 输电线路智慧巡检框架

为解决高海拔地区输电线路运行维护检修存在的传感器供电可靠性差、无移动信号区域数据传输难度大的问题,设计了一种基于异构物联网的输电线路智慧运行方法,架构分为传感器协同供电、异构物联网数据传输和输电线路智慧巡检 3 个环境,架构如图 1 所示。

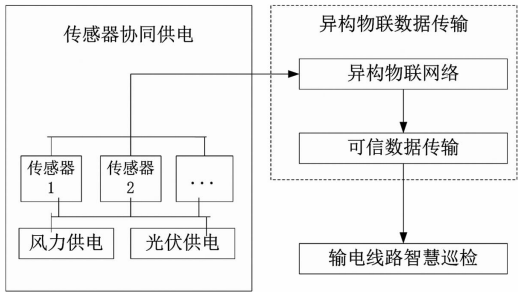


图 1 系统框架

2 输电线路智慧巡检方法

2.1 传感器协同供电

在输电线路塔顶部署有摄像头、各种传感器和无线微波中继等设备,但却没有市电供应,因此需要在塔顶处设计塔顶设备的供电方式。设计采用风力和太阳能互补供电方式保证供电稳定的同时也可以降低功耗成本;使用磷酸铁锂蓄电池作为后备电力供电,在电力充足时可以将多余的电力存储蓄电池中,在天气状况不好、供电能力较差时使用蓄电池中的电能对设备供电。

太阳能供电系统由光伏阵列、蓄电池和太阳能控制器组成,太阳能板是所有能量的来源,由于受灰尘、辐射、天气以及光伏电池老化等因素影响,太阳能阵列输出功率小于每个光伏电池输出功率之和,该现象称为不匹配损失。为减小光伏阵列不匹配损失,改变电池组件的连接方式能够增加光伏阵列的整体功率输出^[5],因此采用光伏阵列建模的方式进行研究,将最大功率跟踪算法加载到太阳能控制器上,实现光伏阵列输出最大功率。加载了最大功率跟踪算法的太阳能控制器能够控制蓄电池的充电电流和电压,使充电效果达到最佳状态,从而让蓄电池能够快速、平稳、高效充电,并控制充电过程的电量损耗、维持蓄电池的长时间使用。

设计选择采用风光互补控制设备调节风力发电和太阳能电池供电之间的平衡;采用充放电保护装置作为电流和电压的稳定装置,将稳定的电流输入到主控设备实现对无线中继设备的最终供电。该供电方案整体供电效果可以达到通讯设备对于电力的需求,同时供电相对稳定,环保无污染,供电效率高,不需要长距离输电,和现有供电设备之间不存在电磁兼容问题,非常适合输电线路无人区场景。

2.2 异构物联网数据传输

2.2.1 异构物联网

为解决高寒、高海拔、无人区等无信号区域的无线通信问题,并结合数据的维度为各类智慧应用服务提供通信支撑,设计了一种由窄带宽本地通信网络层和高带宽骨干通信网络层构成无线通信链路的双层异构通信网络架构。本地通信网络层采用低功耗的 Zigbee/LoRa 无线网络,支持各类传感器数据的接入。

骨干通信网络层由塔间高性能高带宽微波通信网桥系统组成,实现高清视频等多媒体数据的远程中继^[6],本地通信网络和骨干通信网络设备均具备状态监测和故障诊断能力,系统物理架构如图 2 所示。

整体系统结构采用 CS 架构,包括后端服务、中间控制器(intelligent terminal control, ITC)和前端设备控制器(intelligent data control, IDC)。ITC 处于中间层,即对于 IDC 而言,ITC 属于应用服务器;对于

后端服务来说,ITC 属于客户端。后端服务接收 ITC 数据,同时向 ITC 发送控制指令。ITC 接收前 IDC 的数据并转发给后端服务;同时接收后端服务指令,解析相关内容,发送到对应的 IDC,并且对数据进行安全隔离,提高内外网数据安全性。后端服务可以控制多个 ITC,通过宽带进行通信;每个 ITC 下辖多个 IDC,每个 IDC 通过无线网桥与 ITC 进行通信。

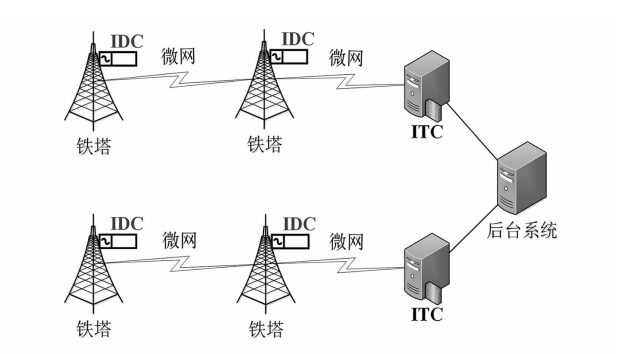


图 2 系统物理架构

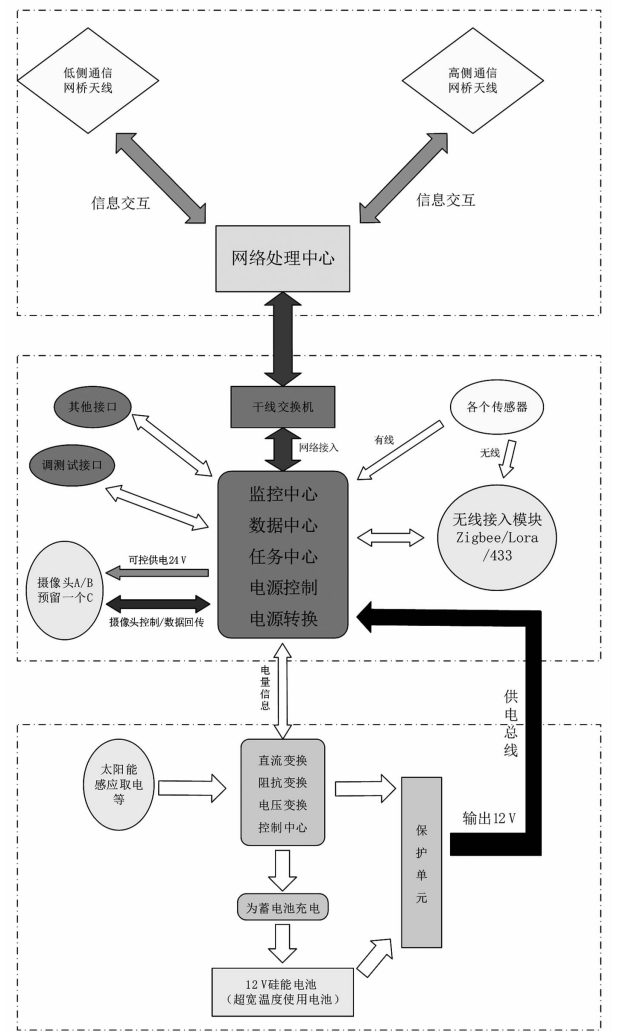


图 3 IDC 功能架构

IDC 功能架构如图 3 所示。IDC 主要由电源模块、网桥模块、无线接入模块、集成数据控制器组成。电源模块为整个设备提供总电源,通过感应取电或太阳能等为电池充电,也为其他模块提供电源输入。网桥模块为自主网络的基础单元,各个网桥模块组成网络,实现各个铁塔设备与主站及服务器的网络连通。无线接入模块能够将外部传感器上传的数据传输回来。集成数据控制器是整个设备的核心部分,接收各个模块数据并存储数据和转发数据到网桥。

双层异构物联网的组网设备具有为各类传感数据通信及协议的集中管理、转发及标准化为国网 II 协议的能力,可数据中转和控制设备,可接入/转发 Zigbee 传感网络数据和 LoRa 传感网络数据,具有 10/100/1000 M 的 RJ45 和 RS485/RS232 等多种接口。双层异构无线通信链路具有信号加密功能保证信息传输安全,多跳链状 Mesh 自组建高速高带宽骨干网络拓扑,可收集无人、无公网信号地区的数据并传输至几十上百千米以外的数据集中站(如光纤接入点、有 4G/5G 网络信号接入点),统一汇聚后传输至监控中心服务器。Mesh 自组网络保证通信畅通和超低的数据掉包率,可避免因网络不稳定而丢失重要数据报文。

借助低功耗双层异构物联网和各种传感器实现无信号区输电线路状态的全面感知和全业务链数据的高速安全传输,在应用平台完成数据汇聚和共享,并结合大数据、人工智能等技术,进行智能分析和处理,实现智慧应用,助推输电线路运维新模式的形成和跨行业推广。

2.2.2 可信数据传输

智能巡检过程中需要将前端采集的高清视频通过多跳 Mesh 无线传输和光纤有线传输接力方式传输到监控中心进行分析和处理。为保证在无线通道情况下高清视频实时、高质量的传输,采用 HEVC 编码方式进行可信数据传输。

2.3 输电线路智慧巡检

在输电线路智慧运检中运用物联网、云计算、大数据、图像识别等技术手段,通过在线监测设备、无人机、遥感卫星、互联网等多源数据融合实现智慧输电线路全面感知系统;对数据进行统一的采集、处

理、存储和分析形成数据管理标准,建立国网内的无线信号地区智慧输电线路数据管理标杆;面向输电线路运行、大修、技改提供决策支持和预测分析,实现从状态检修走向数据检修。

为保证线路稳定运行,提高运行维护观冰工作的准确性,在输电线路加装覆冰、视频监控、测温等在线监测装置,覆冰、测温等在线装置采集的数据通过 Zigbee 方式传到塔顶的汇聚节点,汇聚节点间通过 5.8 GHz 微波通信网桥组成接力骨干网传输到就近变电站,然后通过光纤传输到监控中心。

3 场景分析

选择某 110 kV 线路,采用所提方法进行场景验证,该输电线路全长 61.418 km,按单回路架设,于 1993 年投入运营。全线导线采用 1×LGJ-120 钢芯铝绞线,地线采用 GJ-35 镀锌钢绞线双地线。全线共有 223 基杆塔,其中直线杆塔 164 基、耐张杆塔 59 基。该条线路由于处于高海拔地区,无移动运营商网络信号,数据不能有效传输,仅能通过供电公司人工巡线。

1) 提高输电线路巡视效率

对比以往供电公司人工巡线,所提方法大幅提升了线路巡视效率;并在人员配置上,以智能化设备代替巡视人员前往现场,运用大数据、云计算、物联网等技术代替人工处理,大幅减轻了人工负荷,出工量仅为原来的 10%。具体效率对比如表 1 所示。

表 1 传统人工巡视和智慧运检对比

指标	传统人工巡视	输电线路智慧运检
数据采集频率	84 张/(年·杆塔)	4064 张/(年·杆塔)
巡视频率	12 次/(年·杆塔)	417 次/(年·杆塔)
异常信息反馈量	1.4 个/(年·km)	2.7 个/(年·km)(大约是人工巡视发现缺陷的 2 倍)
巡视人员配置	12 人/50 km	1 人/50 km
故障反应效率	2 d 发现故障点	30 min 发现故障点

2) 降低输电线路跳闸事故发生概率

2020 年仅产生 4 次其他故障跳闸,相对于 2019 年产生的 7 次故障跳闸有大幅度降低。线路及时告警功能保障了线路正常运行,降低了跳闸风险,减少了停电造成社会经济损失的风险。

4 结 论

针对高海拔地区输电线路运行维护检修存在的传感器供电可靠性差、无移动信号区域数据传输难度大的问题,通过对输电线路运行环境和智慧运检需求分析,设计了一种传感器协同供电模块和异构物联数据传输架构,实现了输电线路监测数据的传输,最后将异构物联网络应用于高寒无人区新塔线的输电线路智慧运检。

试点结果证实了基于异构物联网络的输电智慧运检能够大幅度提高输电线路巡视效率和降低输电线路跳闸事故发生概率。

参考文献

[1] 赵立英,王敏珍. 输电线路杆塔接地状态在线监测技术研究[J]. 现代电子技术,2019,42(12):100-103.

[2] 叶俊健,邓伟锋,徐常志,等. 基于深度强化学习与图像智能识别的输电线路在线监测系统[J]. 工业技术创新,2020,7(3):72-75.

[3] 赵振兵,齐鸿雨,聂礼强. 基于深度学习综述[J]. 广东电力,2019,32(9):11-23.

[4] 魏明,通信传输网络发展规划新思路探索[J]. 广东科技,2013,22(14):31-32.

[5] 罗磊. 独立光伏发电 MPPT 算法及混合储能仿真研究[D]. 成都:西南交通大学,2018.

[6] 唐冬来,杨颖,李平,等. 基于病源信息熵的电网施工人员高原病监测评估平台研究[J]. 电力信息与通信技术,2021,19(3):112-119.

作者简介:

史思红(1986),女,硕士研究生,高级工程师,研究方向为电力调度、运检、信息通信自动化的运行维护和管理;

何祥龙(1988),男,工科学士,工程师,研究方向为电力通信及信息系统检修维护;

王 富(1988),男,工科学士,工程师,研究方向为电力信息通信;

王 强(1989),男,工科学士,工程师,研究方向为通信及信息系统检修维护。

新型电力系统下 5G + 云边端协同的 源网荷储架构及关键技术初探

许 鹏¹, 何 霖²

(1. 国网四川省电力公司成都供电公司, 四川 成都 610041;
2. 国网四川省电力公司信息通信公司, 四川 成都 610041)

摘 要: 低碳高效的新型电力系统建设给源网荷储各环节带来了全新的挑战。面向新形势下的电力系统运行需求, 提出一种 5G + 云边端协同的源网荷储协同运行架构并阐述了其关键技术。首先, 通过对新型电力系统中源、网、荷、储各环节技术特征进行分析, 明确其关键变革及特性; 进而, 提出了 5G + 云边端协同的技术概念, 将原有的信息化技术有机结合, 探索构建纵向贯通、横向互联的技术支撑平台, 并将其应用于新型电力系统的源网荷储协同运行过程中, 将源网荷之间以电网为枢纽横向串联的链式关系扩展为横向交叉连接、纵向各领域云-管-边-端拓展的多维网状关系, 克服传统源网荷技术局限性; 最后, 对所述架构下的关键技术进行分析, 明确新型电力系统下 5G + 云边端协同的源网荷储技术发展需求, 为后续的技术推进提供可借鉴方向。

关键词: 新型电力系统; 云边端协同; 源网荷储协同; 关键技术

中图分类号: TM 73 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2021)06-67-07

DOI: 12.16527/j.issn.1003-6954.20210614

Preliminary Discussion on Source-grid-load-storage Architecture and Key Technology Based on 5G + Cloud-edge-terminal Cooperation in New Power System

Xu Peng¹, He Lin²

(1. State Grid Chengdu Electric Power Supply Company, Chengdu 610041, Sichuan, China; 2. State Grid
Sichuan Information and Communication Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract: The construction of new power system with low carbon and high efficiency has brought new challenges to all links of source-grid-load-storage (SGLS). Facing the operation requirements of power system under the new situation, a SGLS architecture based on 5G + cloud-edge-terminal cooperation and its key technologies are proposed. Firstly, by analyzing the technical characteristics of source, grid, load and storage in new power system, its main changes and characteristics are clarified. Furthermore, the technical concept of 5G + cloud-edge-terminal cooperation is proposed, which organically combines with the original information technologies, and a technical support platform with vertical connection and horizontal interconnection is constructed. Through its application to SGLS collaborative operation of new power system, the connected chain relationship of power grid between source, grid and load is expanded into a multi-dimensional network relationship with horizontally connection and vertically cloud-pipe-edge-terminal extension in various fields, which overcomes the limitations of traditional source-grid-load technology. Finally, the key technologies under the proposed architecture are analyzed to clarify the development requirements of SGLS technology of 5G + cloud-edge-terminal cooperation in new power system, so as to provide a reference for subsequent technology promotion.

Key words: new power system; cloud-edge-terminal cooperation; source-grid-load-storage; key technology

0 引 言

在“双碳”战略目标的引领下,构建以新能源为主体的新型电力系统^[1]已成为必然。新型电力系统形态中新能源比例的大幅提升将给电力系统带来全新的挑战,已有众多学者针对高比例可再生能源接入的电力系统开展相关研究,从系统运行^[1-2]、市场机制^[3-4]、电网规划^[5]、配电网管理^[6]、需求响应^[7-8]、储能建设^[9-10]等方面深入研究支撑可再生能源高占比的电力系统支撑技术。文献[11]相对系统地分析了高比例可再生能源电力系统在不同渗透率水平下的特性以及在保护、运行、规划等方面面临的挑战,提出了一系列相应解决方案并剖析了关键技术。

近年来高峰电力供应紧张,传统意义上的电源侧的灵活性调整能力提升和电网侧的运行特性优化已经难以满足电力系统日益提升的安全、稳定、可靠、高效、经济运行需求。源-网-荷-储各环节协调优化的综合能源系统已成为能源电力发展的迫切需求。国家发改委、能源局在《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》中明确提出了源网荷储一体化和多能互补发展的重要意义以及发展实施路径。文献[12]综合性地提出源网荷储协调优化的系统架构,从基础条件分析、系统规划、系统运行、全过程综合评价 4 个层次构建了能源互联网源网荷储技术框架。文献[13-14]面向园区微网运行环境下的源网荷储协同优化技术展开研究,分别就运营模式和模型求解算法优化方面提供了技术解决方案。文献[15]则从电网规划层面引入了源网荷储协调优化概念,提出了电网发展新环境下的网架规划技术方案。

随着边缘计算、5G 通信、云边协同等信息通信技术的高速发展,源网荷储协同优化激活了新的发展动力。文献[16-17]充分论证了 5G 技术在源网荷储协同优化的电力系统当中应用的可行性和必要性。文献[18]基于云边协调的技术概念,提出了云-群-端协同的虚拟电厂调度优化技术,实现了虚拟电厂这一新型主体的优化控制。文献[19]则基于云边协同技术架构构建了集中-分散联合控制的

信息物理模型,实现了对传统电网数学模型的优化提升。文献[20]对云边协同、边边协同、边缘智能等技术概念进行了剖析,将其应用于电力系统运行当中,对源网荷各环节的应用前景进行了探讨,促进云边智能在电力系统中的应用发展。但总体而言,对于 5G+云边端协同综合作用于电力系统下的系统技术构架和协同机制还尚未形成明确的方案,尤其对于新型电力系统发展背景下,源-网-荷-储与云-边-端之间的协作关系还需进一步厘清。

鉴于此,面向新能源比例提升的新型电力系统源网荷储协调运行需求,尝试基于 5G 通信与云-边-端协同技术建立源网荷储友好互动的信息物理支撑体系,探索基于 5G+云边端协同的源网荷储技术架构及关键技术,助力新型电力系统建设。

1 新型电力系统技术特征

1.1 电源侧的波动性与灵活性

新能源为主体是新型电力系统的重要特征,电源侧新能源比例提升带来的波动性和所配套的电源调峰调频能力灵活性构成了电源侧的鲜明特征。

灵活性调节资源的能力主要受到两个方面的约束:1)与电源侧新能源比例、新能源出力波动性呈现正相关关系。通常情况下,新能源出力的波动性体现为不可控的自然系数,故新能源比例的提升,即直接要求灵活性电源可调峰能力相应增大。当火电机组作为主要调峰调频灵活性电源,其最大调峰能力存在约束限制,虽然灵活性改造可一定程度缓解此约束,但本质上并未实质性突破约束。2)为保障投运机组的利用效率,装机量与用电负荷需求的比例存在一定意义上的上限约束关系,即在同等用电水平下,可接受装机量不能无限扩张,存在经济性边界,则新能源装机容量与灵活性电源装机容量将呈现一定的反相关约束。这两个约束,后者与前者构成了矛盾关系,因而如何实现高效经济的灵活性调节成为新型电力系统需突破的关键技术。若要在不改变当前模式的情况下突破此约束,则需在高峰时段弃风弃光,即在波动性区间基本确定的情况下,风光利用率、装机投资经济性和新能源比例之间需要取舍。

从技术升级角度而言,实现电源侧综合效能提

升的关键在于突破电源灵活性瓶颈,火电的灵活性改造可以很大程度缓解,但电源侧本质上的格局改变需要其他的灵活性手段提升,如天然气、调节性水电、抽水蓄能等灵活性更高的机组建设以及高效储能的配套建设应用等。

1.2 电网侧的连通性与风险性

电源侧与负荷侧的资源分布逆向性以及电源侧强波动性环境下,跨省跨区的大电网范围资源优化配置需求愈加显著。充分利用不同地区的资源禀赋和负荷特性互补性是新型电力系统的必然需求,电网的强连通性是其物理基础。但连通性增强的同时也意味着电网结构更加复杂,电力电子设备应用更加广泛,电力系统运行稳定性要求更加严格,局部风险对电网运行全局的影响更加扩大,电网运行将面临更加显著的风险性。

新型电力系统中电网运行风险有效控制的技术突破,有赖于电力系统运行及调度控制过程的智能化、数字化转型。从配电网到地方电网到跨省区互联电网,各个层级和环节需要有机结合、有序运行,就更加需要数字化及智能化的手段来切实提升系统及设备事件的预测、预警、分析、推演、隔离、处置等全流程的执行效率和效果,保障电力系统可靠运行。

1.3 负荷侧的多样性与聚合性

负荷侧的多样性体现在两个方面:1)分布式电源的广泛接入。新型电力系统的建设进程中,要实现新能源为主的电源结构,采用集中式电站的形式对输电网络的坚强性带来挑战,亦不利于能源利用的经济性。分布式光伏及微网综合能源系统的发展也将成为新型电力系统的重要组成部分。2)用户侧负荷设备的多元化发展。随着经济生活水平的提升和电能替代工作的深入、电气化产品的研发完善,电能在终端能源消费中的地位更加显著,用户侧负荷设备的类型也更加多元,以温控负荷、电动汽车为代表的灵活性接入负荷成为电网运行的重要可调节资源^[21]。

但由于负荷侧资源广泛分散、单体能力有限的特点^[22],其灵活性体现不仅是对于新型负荷本身可调节能力的挖潜,更重要的是对于广泛用户终端负荷差异的聚合优化。充分利用用户用电行为以及分布式能源在时间-空间上的差异性,通过智能的优

化方法将差异性资源聚合成为符合电网运行需求的虚拟主体,为电网运行提供宝贵的调峰调频能力。

1.4 储能的功能性与经济性

在源、荷双侧均具有高波动性、高灵活性的电力系统中,储能具有至关重要的作用。根据配置部署的差异性,目前的主流储能主要包括以下形式:源端的风光储配套、荷端的分布式储能、第三方独立运营的储能电站。各类储能方式的功能性略有差异,但对于电力系统发展而言,最终,均可归结为对系统运行稳定性的贡献。而对于储能运营主体而言,储能的经济性则是决定其可持续发展的根基。随着电力现货市场、调峰调频辅助服务市场、峰谷/尖峰电价机制、需求响应激励机制等市场机制的逐步推进,储能的运营空间逐渐明朗,但目前的市场环境还处于建立和探索的阶段,需要更加成熟的市场环境吸引社会资源投入,建立更加完善的运营机制,实现功能性与经济性的统筹兼顾。

1.5 源网荷储系统的实时性与广泛性

新型电力系统环境下,源网荷储各环节之间的相互依存度、联系性和影响性更加突出,各方面信息流的实时交互是实现电网运行优化的基础,尤其是电源侧、负荷侧的波动性需在运行过程中及时传递到电力系统各个单元,实现实时动态优化。

同时,系统的广泛性会大大增强。目前的电力系统运行过程中,多环节之间呈现为链式的互动关系,且主要是源、网之间的双向互动,以及对负荷的单向配合。新型电力系统的运行架构下,主体连接性更强,负荷侧可通过需求响应等形式与电网构建双向互动关系;而市场环境下,源、荷双侧强波动性促使二者建立直接互动关系,储能则更加灵活,其在整个系统中接入点的不同和运营方式使得其与各个主体均可能存在显著互动关系。

2 5G + 云边端协同

5G 技术、云计算、边缘计算、智能终端互联等信息通信技术已在各个领域得到成功应用。5G + 云边端协同的概念体现为众多信息通信技术的有机整合和系统性应用。直观来说,就是充分利用 5G 低时延、强接入的技术特征,实现源网荷储各环节中智

能设备与各级系统平台的广泛互联互通,从而建立终端感知处理、边缘节点本地化分析优化、云端平台统筹海量信息深度学习、综合智能决策的有机整体,其核心不在于个体技术的堆叠应用,而在于面向多层级分析决策场景需求的协同运作体系。

从技术层次来说,5G + 云边端协同的层次结构与态势感知、智能互联等技术结构具有共通之处^[23],从逻辑上可划分为感知层、传输层、计算层、决策层。感知层主要实现终端、设备环境、区域特征及系统全景等各层次的信息感知和采集;传输层主要是通过终端的 5G 延伸和主网的光纤支撑实现广泛接入、高速交互的通信环境,支撑云边端多级实时调控和广域信息互通;计算层主要根据分析需求,利用用户智能终端、边缘计算节点、云端平台的计算分析能力,实现多层级的数据挖掘和特征提取,构建基于用户设备个体特征、区域特性及海量数据分析结果的多维特征集;决策层则是云边端协同的最终体现,在高效的信息交互和多层次特征集基础上,根据不同的调控需求,可在设备自动控制、区域优化和全局决策中组合协同,实现局部优化与全局最优的统筹。

如引言中所述,传统的云边协同模式主要是将云端作为大数据分析平台,将边端作为数据汇集和预处理的前端环节,且各环节的功能性划分较为明确。因而云边信息流交互主要呈现为垂直的线性关系,且受制于接入容量和通信性能,边缘节点仅能设置在已有较好通信条件的接入点,如变电站等,难以支撑对于广泛终端设备的延伸接入。相较而言,所述 5G + 云边协同的主要架构特征在于其物理上的“云 - 管 - 边 - 端”层次与逻辑上的“感知 - 传输 - 计算 - 决策”层次不再是一维线性对应的线性关系,而是纵横交错的二维交叉协同关系。典型如大多数的技术架构中将终端更多地定义为一个感知的单元,用于数据的采集、解析、传输,计算功能则通常从边缘节点甚至云端平台的层次开始。在 5G + 云边端协同架构下,终端是具备基本决策和处理能力的独立单元,一定程度上代理了用户的行为,而非单纯的用户行为信息采集。边缘节点(端)、云平台的概念亦然,各环节存在自身的垂直运行体系和横向的协同关系,详见图 1。



图 1 5G + 云边端协同技术层次

3 基于 5G + 云边端协同的源网荷储技术架构

3.1 传统源网荷储技术推广局限性

源网荷储技术概念提出后,长期未能实现大范围推广应用的主要瓶颈除外在环境因素外,更多在于传统模式存在的部分技术局限性。

1)网荷交互时延与电网运行需求时效的不匹配:以往的需求侧响应尝试中,大多数的实现方式采用提前约定响应时段及响应量并以短信提前告知的方式。用户的真实响应量、响应时效往往需要事后核验,而电网的运行需求往往是即时性甚至突发性的,两者之间存在需求和特性不匹配的直接问题。

2)终端接入成本高:源、网之间基于自动发电控制(automatic generation control, AGC)的互动方式目前在电力系统中广泛应用,其基础在于电源侧通过专用光纤接入了电力通信网,但接入成本高昂。源网荷储方面,江苏等地也做出了很多有益的尝试^[24],通过专用光纤、4G 专网等方式,实现了毫秒级的负荷控制,但此类方式同样对于用户侧终端及接入条件要求很高,建设成本较大,仅适用于部分大工业用户改造,对普遍性的用户投资存在局限性。

3)控制精度不足:传统源网荷控制系统主要是通过用户侧不同性质用电设备的物理接线改造来实现集中式控制,改造成本高,灵活性不足;控制过程

主要体现为开关式控制,对用户侧的用电体验影响显著,一定程度影响参与意愿。

4)决策难度大:由于源网荷储协同的电力系统中各环节、各设备广泛的互联互通,也导致了在处理同等问题的过程中需要考虑的约束和影响线性增加,其决策难度和复杂性呈指数性上升。因此已有系统中通常采用较为简单的判定逻辑和动作关系进行决策,对于策略的综合优化和多样性发展还有所欠缺。

3.2 基于 5G + 云边端协同的源网荷储

5G + 云边端协同技术架构的灵活接入、高效交互及多层次协同分析决策等优势,对于弥补当前源网荷储技术局限性具有可借鉴意义,为新型电力系统源网荷储提供了新的可能。基于 5G + 云边端协同的源网荷储技术架构,受益于 5G 技术大容量的接入特性及低时延的传输特性,可在大幅降低用户接入成本的同时,保障通信过程的实时性需求,真正实现源网荷储实时交互。同时,借助网络 5G 切片技术^[25],可采用电力专用切片保障通信过程的安全性,而无需构建专网。

智能终端、边缘节点和云端平台为互动过程的决策和计算提供了物理基础。智能终端市场的逐步完善使得用户侧负荷设备接入后,互动控制更加智能和精细,不再局限于开关式控制,而可以按需采用更加人性化的温度控制、功率控制等灵活调控模式,为精细化组合调控策略的实现提供技术基础。云、边、端的三级计算体系可以根据不同层级业务的计算需求提供相应的环境,实现对业务处理过程时效性、精确性、全面性等多方面的综合统筹均衡。

从具体技术架构而言,5G + 云边端协同技术的介入使得原先源网荷之间以电网为枢纽横向串联的链式关系扩展为横向交叉连接、纵向各领域“云 - 管 - 边 - 端”拓展的多维网状关系。储能灵活配置在电源侧或用户侧(独立储能单元接入电网的也可视为用户侧灵活性单元),源、网、荷、储通过更加多样化的电力流和信息流,以及更加丰富的终端设备类型,构成连接关系更加密切、信息流汇聚和交互更加灵活的技术架构,如图 2 所示。

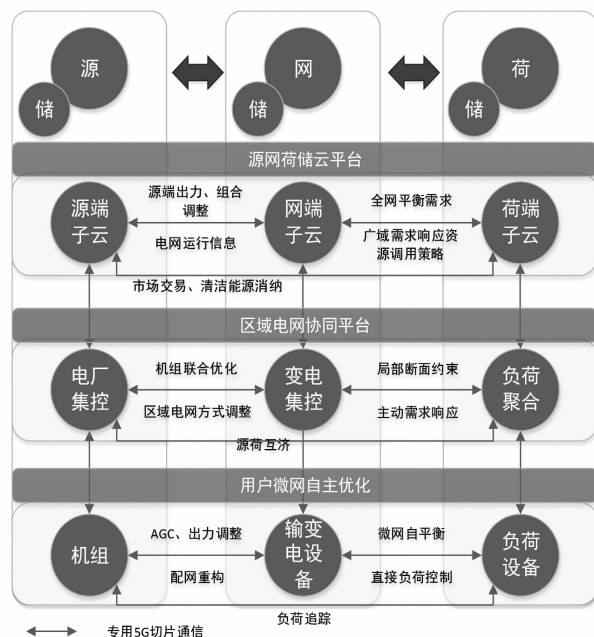


图 2 基于 5G + 云边端协同的源网荷储技术架构

4 关键技术

4.1 源 - 网 - 荷 - 储多级协调的辅助服务执行机制

5G + 云边端协同支撑下的源网荷储体系中,能够为系统提供辅助服务的手段和方式更加多样,各个层级、各类方式之间的协同配合和时序衔接成为实际电力系统运行中的关键。从时序而言,可以根据电网辅助服务的控制时效需求,匹配不同闭环控制动作完成所需的时间周期,实现初步的协同,如调频需求优先调用 AGC 秒级应用、日前调峰考虑开停机和日前需求响应等。进一步地,对于满足相同时序需求的多个控制方式,需建立充分考虑多因素综合决策的协作机制,如局部故障产生日内小时级调控需求时,电源增发、电网运行调整、需求响应、虚拟电厂、储能调用等方式均为可选方式^[8,12,17,21]。但实际执行中如何根据电力电量平衡、电网运行约束、经济性、环保性等多方面因素综合决策,实现多方式组合最优调度,是新型电力系统中需要深入研究的关键技术。

4.2 精准需求响应及其运行策略

相比于源、网的调度控制而言,荷端的可调用性仍在起步阶段。广义的需求响应涵盖了价格引导、直接负荷控制、可中断负荷、紧急需求响应、辅助服务、市场竞标等具体形式^[26]。不同方式的影响程

度、实现难度、动作模式、参与主体、执行逻辑等方面均存在显著差异,典型体现如图 3 所示。新型电力系统源荷双侧波动性和电网的复杂性对需求响应的时效、规模、执行效果等均提出了更高的精准要求,如何充分利用 5G + 云边端协同的技术优势,兼顾用户、电网、运营主体等多方面需求,实现需求侧多种响应手段时序综合最优决策是源网荷储协同的重要基础。同时,需通过深入研究用户行为学习、多主体博弈、多目标优化等技术,构建精准、精确的需求响应交互及执行机制,以保障决策结果与执行效果的匹配度,提升源网荷储协同的有效性。



图 3 广义需求响应典型模式及特点

4.3 面向全系统周期的泛化数据驱动模式

新型电力系统下各环节复杂性和联动性大幅提升,对于全系统周期运行的技术支撑手段提出了更高的要求。尤其在 5G + 云边端协同体系下,各环节的数据采集和接入能力显著提升,感知数据的维度也将向末端设备尤其用户侧负荷设备泛化。面向海量、泛化、异构的源 - 网 - 荷 - 储各端数据,目前的数据挖掘和分析手段还具有局限性^[27],且尚未形成各环节感知、分析、决策、执行有效协同的数据驱动运行模式,需充分结合运用计算机科学领域的智能化、数字化研究成果,深入研究探索,实现面向新型电力系统全系统周期的数据驱动运行模式,提升系统整体运行效率和智能化水平。

5 结 论

上面提出了一种面向新型电力系统的 5G + 云边端协同的源网荷储技术架构,通过对新型电力系统源、网、荷、储各端特性的分析,基于 5G + 云边端协同技术实现对于源网荷储协同的时效性、灵活性、

精确性和合理性提升,构建了横向源网荷储交叉连接、纵向各领域云 - 管 - 边 - 端拓展的技术架构,并阐明该架构下的关键技术研究方向,更加适应新型电力系统灵活多变、广泛多样的系统运行需求,为相关领域的研究实践提供可借鉴方案。

从应用前景而言,在高波动性、灵活性、复杂性新型电力系统中,所述的技术体系为电力供需平衡的调峰应用、设备故障或新能源出力剧烈波动导致的紧急调频应用、广泛分布式电源及柔性负荷设备接入的电网鲁棒性提升应用等场景,提供了具备探索意义的技术架构。可以预见,其运行灵活性、手段多样性和综合优化性提升的优势将为促进源网荷储的技术发展提供新的环境和可能,但其具体实施效果可能受到关键技术瓶颈、应用环境、特性差异等诸多约束,这也是后续相关的研究和实践工作中需继续深化的关键所在。

参考文献

[1] 张子扬,张宁,杜尔顺,等. 双高电力系统频率安全问题评述及其应对措施[J/OL]. 中国电机工程学报:1-23[2021-09-06]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.211425>.

[2] Zhang Weiqi, Zhang Xinyan, Huan Shaowei g, et al. Evolution of a transmission network with high proportion of renewable energy in the future[J]. Renewable Energy, 2017,102:372-379.

[3] 陈亦平,卓映君,刘映尚,等. 高比例可再生能源电力系统的快速频率响应市场发展与建议[J]. 电力系统自动化,2021,45(10):174-183.

[4] 樊宇琦,丁涛,汤洪海,等. 考虑路径折算的跨省跨区可再生能源增量现货交易模型[J]. 电力系统自动化, 2021,45(18):103-112.

[5] 柳璐,程浩忠,吴耀武,等. 面向高比例可再生能源的输电网规划方法研究进展与展望[J]. 电力系统自动化,2021,45(13):176-183.

[6] 孙伟卿,刘唯,张婕. 高比例可再生能源下配电网动态重构与移动储能协同优化[J]. 电力系统自动化, 2021,45(19):80-90.

[7] Muhammad Faizan Tahir. 考虑储能和需求响应的高比例可再生能源综合能源系统建模[D]. 广州:华南理工大学,2020.

[8] 杨洪朝,杨迪,孟科. 高比例可再生能源渗透下多虚拟电厂多时间尺度协调优化调度[J]. 智慧电力,2021, 49(2):60-68.

[9] 姜海洋,杜尔顺,金晨,等. 高比例清洁能源并网的跨国互联电力系统多时间尺度储能容量优化规划[J].

中国电机工程学报,2021,41(6):2101-2115.

[10] 潘光胜,顾伟,张会岩,等.面向高比例可再生能源消纳的电氢能源系统[J].电力系统自动化,2020,44(23):1-10.

[11] 卓振宇,张宁,谢小荣,等.高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战[J].电力系统自动化,2021,45(9):171-191.

[12] 曾鸣,杨雍琦,刘敦楠,等.能源互联网“源-网-荷-储”协调优化运营模式及关键技术[J].电网技术,2016,40(1):114-124.

[13] 刘敦楠,徐尔丰,许小峰.面向园区微网的“源-网-荷-储”一体化运营模式[J].电网技术,2018,42(3):681-689.

[14] 朱涛,陈嘉俊,段秦刚,等.基于近似动态规划的工业园区源-网-荷-储联合运行在线优化算法[J].电网技术,2020,44(10):3744-3752.

[15] 曾顺奇,汤森垚,程浩忠,等.考虑源网荷储协调优化的主动配电网网架规划[J].南方电网技术,2018,12(3):35-43.

[16] 张宁,杨经纬,王毅,等.面向泛在电力物联网的 5G 通信:技术原理与典型应用[J].中国电机工程学报,2019,39(14):4015-4025.

[17] 任浩,孟仁杰,窦仁晖,等.基于 5G 网络的“源-网-荷-储”优化调控系统设计[J].电力信息与通信技术,2020,18(12):23-28.

[18] 赵昊天,王彬,潘昭光,等.支撑云-群-端协同调度的多能园区虚拟电厂:研发与应用[J].电力系统自动化,2021,45(5):111-121.

[19] 司羽飞,谭阳红,汪泓,等.面向电力物联网的云边协同结构模型[J].中国电机工程学报,2020,40(24):7973-7979.

[20] 白昱阳,黄彦浩,陈思远,等.云边智能:电力系统运行控制的边缘计算方法及其应用现状与展望[J].自动化学报,2020,46(3):397-410.

[21] 孙毅,李泽坤,许鹏,等.异构柔性负荷建模调控关键技术及发展方向研究[J].中国电机工程学报,2019,39(24):7146-7158.

[22] 孙毅,许鹏,单葆国,等.售电侧改革背景下“互联网+”电能替代发展路线[J].电网技术,2016,40(12):3648-3654.

[23] 许鹏,孙毅,石墨,等.负荷态势感知:概念、架构及关键技术[J].中国电机工程学报,2018,38(10):2918-2926.

[24] 陈庆,闪鑫,罗建裕,等.特高压直流故障下源网荷协调控制策略及应用[J].电力系统自动化,2017,41(5):147-152.

[25] 高维良,高厚磊,徐彬,等.5G 用作配电网差动保护通道的可行性分析[J].电力系统保护与控制,2021,49(8):1-7.

[26] 曾璐琨.需求侧聚合负荷协同控制策略研究[D].北京:华北电力大学,2019.

[27] 曹雨洁,丁肇豪,王鹏,等.能源互联网背景下数据中心与电力系统协同优化(二):机遇与挑战[J/OL].中国电机工程学报:1-16[2021-10-08].<http://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.210814>.

作者简介:
许 鹏(1990),男,博士,工程师,研究方向为电力系统及其自动化;
何 霖(1990),女,硕士,工程师,研究方向为电力系统通信。
(收稿日期:2021-09-06)

(上接第 62 页)

参考文献

[1] 李振玲.230 MHz 电力无线专网演进及业务测试研究[D].北京:华北电力大学,2020.

[2] Lovepreet Kaur. Energy-Efficient Routing Protocols in Wireless Sensor Networks: A Survey [J]. Internatioal Jouranl of Computer Applications,2014:25-29.

[3] 单泽,范菁,曲金帅,等.智能电网 CPS 关键技术综述[J].云南民族大学学报(自然科学版),2019,28(5):517-522.

[4] 余贻鑫,刘艳丽.智能电网的挑战性问题[J].电力系统自动化,2015,39(2):1-5.

[5] 马文静,孙凤杰,高波,等.融合工频通信的电力线载波路径搜索算法[J].电力系统自动化,2017,41(3):141-146.

[6] 颜军.电力无线专网 230 MHz 和 1800 MHz 关键技术对比分析[J].移动通信,2020,44(2):58-63.

[7] 赵训威,白杰,丁高泉,等.230 MHz 电力无线通信技术的优化[J].电信科学,2019,35(9):158-164.

[8] 马钊,周孝信,尚宇炜,等.未来配电系统形态及发展趋势[J].中国电机工程学报,2015,35(6):1289-1298.

[9] 徐长福,王小波,周超,等.面向应急通信的 LTE 电力无线专网应用研究[J].电力信息与通信技术,2015,13(1):27-31.

[10] 孔令华.窄带物联网 NB-IoT 关键技术应用分析[J].电子技术与软件工程,2020(12):15-16.

作者简介:
赵晓坤(1983),男,硕士,高级工程师,研究方向为电力通信;
高 洁(1981),女,硕士,工程师,研究方向为电力通信;
郭冰洁(1987),女,工程师,从事电力信息通信工作;
曾 建(1971),男,硕士,高级工程师,从事电力信息通信工作。
(收稿日期:2021-07-26)

智能变电站电子式互感器改造方案及关键技术研究

李 游, 颜文铠, 秦靖舒, 张 超
(国网四川省电力公司成都供电公司, 四川 成都 610041)

摘 要:某 220 kV 智能变电站所使用的互感器均为电子式互感器。该类电子式互感器及其配套的二次设备均属于早期生产的智能设备, 装置本身存在缺陷, 加之运行多年, 其工况已不能满足稳定运行的要求。为保障地区电网的安全运行, 亟需进行全站电子式互感器及其配套设备的改造工作。针对该变电站改造的前期准备和改造过程中的关键技术问题, 提出了解决方案并进行总结, 旨在提高智能变电站改造过程中的安全性、可行性和技术性。

关键词:220 kV 智能变电站; 变电站改造; 电子式互感器; 改造方案

中图分类号:TM 452 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2021)06-74-06

DOI:12.16527/j.issn.1003-6954.20210615

Research on Transformation Scheme and Key Technology of Electronic Transformer in Smart Substation

Li You, Yan Wenkai, Qin Jingshu, Zhang Chao
(State Grid Chengdu Electric Power Supply Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract:At present, the type of transformers which are in operation used in an early 220 kV smart substation is electronic transformer. This type of electronic transformer and its supporting secondary equipment are intelligent equipment produced in the early stage of technological immaturity. The device itself has defects. In addition, it has been in operation for many years, and its working conditions can not meet the requirements of stable operation, which lays hidden dangers for the safe operation of regional power grid. It is urgent to carry out the commissioning, rectification and transformation of electronic transformer and its supporting equipment of the whole station. Aiming at the preliminary preparation of transformation and the key technical problems in the transformation process, solutions and thinking summary are put forward in order to improve the safety, feasibility and technology in the transformation process of smart substation.

Key words:220 kV smart substation; substation transformation; electronic transformer; transformation scheme

0 引 言

近年来,智能变电站技术已日趋成熟可靠,成为智能电网的重要基础和支撑。但是,智能变电站技术发展至今,也发生过多起因电子式互感器、合并单元、智能终端硬件故障而导致的保护误动事件,尤其是早期投运的智能变电站。电子式互感器因其数字化、抗电磁干扰、不易饱和等优势在智能变电站得到了广泛的应用^[1-2]。但早期使用的智能设备技术大多不成熟,其相较于常规互感器来说可靠性较低,在运行多年后设备工况不稳定并且故障频发^[3],严重影响电网的安全稳定运行。

为了避免因电子式互感器故障影响电网稳定运行^[4-5],早期智能变电站的互感器改造工作势在必行。进行电子式互感器改造不仅涉及到一次回路的更换,还要涉及到合并单元更换以及一系列相关二次设备的配置更改^[6-7],其工作量很大,并且所有工作都是在部分停电的情况下进行,对技术水平以及改造经验的要求高。

目前国内关于智能变电站改造的经验尚浅,而亟需改造的变电站数量众多、供电服务压力高,因此智能变电站改造方案、试验方法以及关键技术问题成为一个重要的研究方向^[8-10]。下面将结合某 220 kV 智能变电站电子式互感器 (electronic current and voltage transformer, ECVT) 改造全过程,着重研究了

改造过程中的准备方案、试验方法以及关键技术,旨在为类似改造工作提供借鉴和方法。

1 变电站运行状况

220 kV 变电站 A 是西南片区最早投运的智能变电站,同时也是该区域供电枢纽。变电站 A 使用的 ECVT,近年来已多次发生互感器、合并单元、交换机等一、二次设备危急故障,极大影响了供电可靠性。目前该 EVCT 的生产厂家已经停产,无备件可用的窘迫增加了故障处理工作的难度。

为了维护该片区电网的安全稳定运行,于 2020 年 6 月开始进行全站 ECVT 改造工作,将全站的电子式互感器更换为常规互感器。

2 改造停电方案

全站电子式互感器改造工作需要分间隔轮流停电,改造方案需要充分考虑施工难度、环境因素以及智能变电站组网架构的特殊性和安全性,并按照最大化减少停电时间、缩小停电范围的原则进行优化。

2.1 改造方案制定

以“先电压,后间隔”的思路进行改造,即先进行电压回路改造,再针对各间隔逐一接入电压,方便后期间隔改造时接入新母线电压回路。各个间隔的轮流停电改造的思路清晰明确,但是针对母线电压的改造则需要根据实际情况进行研究。其关键点为:在进行保留原电子式电压互感器(electronic voltage transformer, EVT)及其二次回路的同时,新增母线常规 PT 及其二次回路以供改造后的间隔接入^[12]。

2.1.1 典型改造方案

以 220 kV 电压等级为例,施工方案有以下 4 种:

1) 220 kV 全停进行改造。

包括两种实现方式:一是将 220 kV 的设备全部停电后就地针对电子式互感器集中改造;二是配合一次设备改造,针对各间隔进行异地重建,完成后再逐一停电进行互感器接入改造。

2) 一母线先更换为常规 PT,另一母线仍使用 EVT 进行。

以更换 I 母 EVT 为例,先将 I 母停电,所有间

隔倒至 II 母运行。再将 I 母 EVT 更换为常规 PT, I 母电压、220 kV 母联断路器、隔离开关位置接至新母线合并单元。最后,完成电压并列、精度、同步校验等试验使其达到投运条件。待所有间隔改造完成后,再进行 II 母 EVT 更换工作。

由于在 II 母改造前,新母线合并单元只能采集到 I 母电压, II 母电压只能通过二次并列方式输出。同时,旧母线合并单元只能采集到 II 母电压, I 母电压通过二次并列方式输出。因此,对 220 kV 母线运行方式有要求:220 kV 母线在 II 母 PT 改造前运行方式应采用并列运行,母线保护应置于互联状态。

3) 原 EVT 先不改造,新增常规 PT 于备用间隔。

将 I 母、II 母常规 PT 安装于备用间隔场地, EVT 仍在电压互感器间隔不做改动。常规 PT 二次回路及 220 kV 母联断路器、隔离开关位置接入新母线合并单元,完善新 A、B 套母线合并单元功能。后期间隔依次改造接入新母线合并单元。待间隔改造完成后,拆除 EVT,将常规 PT 安装位置从备用间隔移至电压互感器间隔。

4) 拆除原 EVT 避雷器,常规 PT 在原避雷器位置安装,与 EVT 同时运行。

先停 I 段母线及分段 212 断路器,所有间隔倒至 II 母运行。在 220 kV I 段母线 PT 间隔拆除母线避雷器,安装常规互感器与 EVT 并联运行,保持原 EVT 继续使用,如图 1。II 母以相同方式安装常规 PT。常规 PT 二次回路及 220 kV 母联断路器、隔离开关位置接入新母线合并单元,完善新母线合并单元功能。后期间隔依次改造接入新母线合并单元。待间隔改造完成后,拆除 EVT,如图 1 所示。

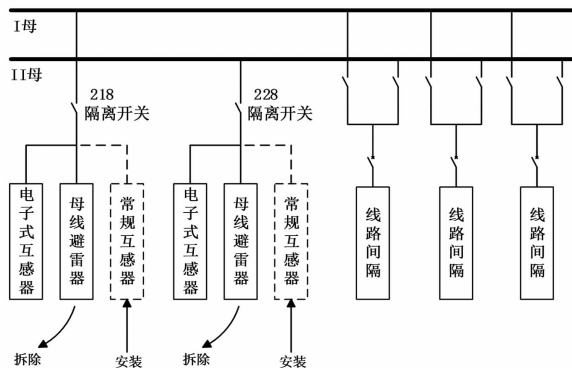


图1 母线电压互感器运行方式

2.1.2 典型方案对比

对于以上提出的 4 种改造方案,从各方面分析

其优劣,如表 1 所示。

表 1 4 种方案性能比较		
项目	优点	缺点
方案 1	1) 改造及调试效果最为理想 2) 安全措施简单、安全风险较低	1) 停电范围大,影响电网稳定性 2) 不符合实际情况
方案 2	1) EVT 更换改造只需一次停电	1) 改造期间母线长期互联状态,不利于电网的运行稳定
方案 3	1) 停电时间短:初期可以在基建状态完成调试,仅在常规 PT 接入母线时将母线停电 2) 施工难度低	1) 拆除 EVT 需要母线再次停电 2) 需将常规 PT 移至 PT 间隔,造成重复安装、重复调试
方案 4	1) 对于 220 kV 母线运行方式无特殊要求 2) 无重复工作	1) 拆除 EVT 需要母线再次停电 2) 施工难度较高:需考虑一次设备安全距离是否满足要求

根据表 1 可知,4 种改造方案各有其优劣。进一步实地考察变电站现场施工条件,并考虑到母线短期停电难度相对较低,母线长期处于互联状态不利于电网稳定性等实际情况,判断方案 4 最符合电网稳定性、现场施工难度以及合理性需要,将其确定为本站改造最终方案。

2.2 改造实施方案

在确定了母线 EVT 改造方案后,便可以确定最终的停电顺序及相应工作安排,如图 2 所示。

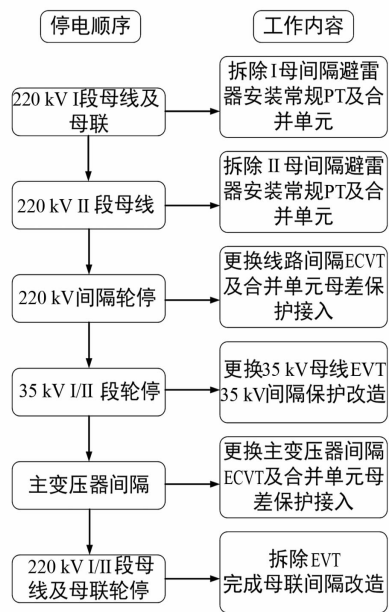


图 2 改造工作顺序

初期计划主变压器与 35 kV 部分同时改造,但考虑 35 kV 进行馈线保护监控改造所需时间较长

(土建施工以及安装调试部分需要两周的停电时间),单台主变压器长期运行无法满足迎峰度夏期间的高负荷要求,遂安排 35 kV 部分先于主变压器间隔停电改造,在迎峰度夏前完成 35 kV 改造工作。

改造前期因工期紧张,人手不足,基建进度缓慢,无法满足 220kV 母联间隔与 PT 间隔同时改造,安排在第 2 次母线停电拆除 EVT 时,同时进行 220 kV 母联间隔改造。

3 改造实施难点与关键技术研究

由于变电站 A 属于早期智能变电站,设备要求、网络结构并不规范,在此首先对该变电站的特殊网络结构进行说明。

在 220 kV 智能站通用设计里,一般通过 220 kV I、II 母测控装置分别上传 220 kV 的 A、B 套母线电压,220 kV 各间隔测控装置上传本间隔 A、B 套设备三遥信息。

但由于该变电站的测控型号老旧,尚无法同时接入过程层 A、B 网。以 220 kV 为例,220 kV 间隔测控、母线测控只接入过程层 A 网。220 kV 的 A 套 I、II 母电压分别通过 220 kV I、II 母测控上传。220 kV 过程层 B 网设备信号、遥测均通过公用测控装置上传。220 kV 的 B 套母线电压并未上传,通过 220 kV 的 B 套保护运行状态辅助判断电压是否正常。由于公用测控装置只能接入 12 个数据集,而 220 kV B 网过程层设备共 14 个,显然不能接入所有 220 kV B 网设备的数据集,更无法接入改造过程中新增设备的数据集。

3.1 新旧电压回路同时运行难点分析

EVT 与新增的常规 PT 同时运行的方式以及特殊网络结构带来了 2 个问题:1) 新增母线电压无法监视;2) 新母线合并单元信号无法上传。

3.1.1 新增母线电压无法监视

考虑到 2 套电压互感器同时运行的特殊接线方式,且暂时只有母线 EVT 完成了改造,220 kV 间隔保护仍采用原合并单元电压,无法通过 220 kV 间隔 B 套保护的电压来辅助判断新增的常规互感器是否异常,于是提出将 220 kV 的 A、B 套电压分别上传

至后台及调度以供监视,在此期间加强巡视。

根据本站网络结构,对站内测控装置进行盘点后,提出用母线测控装置监视 A 套母线电压,利用原有公用测控装置 SV 通道监视 B 套母线电压。

3.1.2 新母线合并单元信号无法上传

公用测控已无法再新接入数据集,但新增的 B 套母线合并单元必须对其信号进行监视。于是提出建立过渡网络结构:在新 B 套母线合并单元设置两个组网口,一个接入过程层 B 网用来接收 B 套母联智能终端的断路器位置并上传 SV 至公用测控;另一个接入过程层 A 网,用于接入母线测控上传合并单元信号,如图 3 所示。

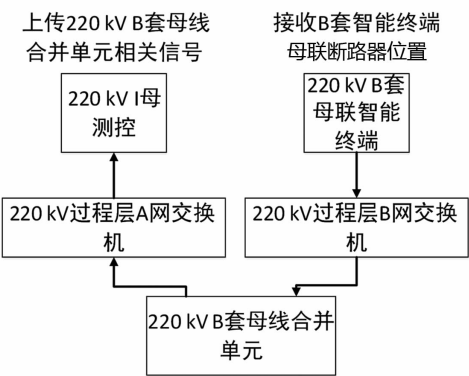


图 3 220 kV B 套母线合并单元过渡网络结构

同时,两个组网口分别位于不同插件上,满足《国家电网公司十八项电网重大反事故措施》第 15.7.1.5 条规定:“任一套保护装置不应跨接双重化配置的两个过程层网络。如必须跨双网运行,则应采取有效措施,严格防止因网络风暴原因同时影响双重化配置的两个网络”。

在 220 kV 间隔停电前新增了两个公用测控装置,分别用于 220 kV、110 kV 过程层网络 B 网设备的接入,彻底解决 B 网设备信号接入问题。

3.2 主变压器保护失去低压侧电压闭锁分析

根据停电计划,35 kV 整段改造在主变压器改造之前完成。由此引发了一个无法避免的问题:35 kV 整段改造完成后,母线电压已由 EVT 改为常规互感器,但低压侧合并单元还未改造,导致 35 kV 电压无法上传至主变压器保护。

在智能站中,35 kV/10 kV 电压通常通过主变压器总路合并单元上传至主变压器保护,不单独设置母线合并单元,只设置在母线测控上对母线电压

进行监视。

针对主变压器保护低压侧 PT 断线的问题,可以从方向闭锁和复压闭锁两个方面讨论其影响:

1) 低后备保护失去方向闭锁

Q/GDW 1175—2013《变压器、高压并联电抗器和母线保护及辅助装置标准化设计规范》颁布实施前,主变压器低后备保护复压过流均不带方向闭锁。因为低后备方向指向母线,且低压侧为三角形接线,在高、中压侧故障时低压侧没有零、负序电压,可以不考虑低压侧复压方向功能。但在此规范中第 5.1.2.5 条明确规定:“低后备复压过流保护设置 I、II 两段,其中, I 段带方向适用于变压器低压侧有小电源接入的情况。 II 段不带方向适用于变压器低压侧为无小电源接入的情况”^[13]。

该站 2 套主变压器低后备复压过流保护均不带方向闭锁,只需考虑复压闭锁功能是否可以暂时退出。

2) 低后备保护失去复压闭锁

该站 2 套主变压器保护关于低压侧失去复压闭锁有以下解释:

1 号保护:低压侧 PT 断线后,本侧(或本分支)复压闭锁过流保护不经复压元件控制。

2 号保护:低压侧后备保护,当本侧(或本分支)发生 PT 断线时,退出保护的复压元件,保护变为纯过流保护。

根据变压器低后备保护整定原则,当后备保护过流定值满足如下条件时,可以退出复压闭锁功能:

- 1) 在重负荷时不会误动;
- 2) 在母线故障时能满足灵敏度的要求,可靠启动保护。

经计算发现主变压器低压侧故障时最小电流为 1836 A。而迎峰度夏期间 35 kV 重载负荷远小于最小故障电流,不存在纯过流保护误动的可能。

根据上述分析,在工程中退出了主变压器保护 35 kV 电压投入软压板,以免造成其他侧复压长期开入,引起主变压器高后备、中后备保护误动。

3.3 线路保护电压源端调整对保护影响分析

根据 Q/GDW 1161—2014《线路保护及辅助装置标准化设计规范》第 11.2 条表述:为简化电压切换回路,提高保护运行可靠性,双母线接线线路间隔

宜装设三相 PT。而该站作为四川片区首座 220 kV 智能变电站,设计理念较为超前,全站设备均使用三相 ECVT。因此涉及改造前后保护的母线电压取法变化。

改造前,220 kV 线路保护电压采用三相 EVT 电压,母线 A 相电压作为保护重合闸同期使用。保护需投入“电压取线路 PT 电压”控制字,同时重合闸方式“检无压”“检同期”软压板根据方式要求投退,该站未投入。

改造后,220 kV 线路间隔遵循常规设计思路,线路侧安装单相电容式电压互感器。则保护电压取 220 kV 母线电压,保护重合闸同期使用线路电容式电压互感器电压。此时改造后须提示调度继保部门在整定单中调整“电压取线路 PT 电压”控制字。需要注意,“电压取线路 PT 电压”控制字的正确性对于保护有较大影响。

1)PT 断线判据不同

南瑞继保公司、北京四方公司等主流保护在处理保护电压取线路 PT 问题时,除考虑三相电压向量和小于 8 V,正序电压小于 33.3 V 条件外,为防止误报断线影响距离和零序元件,还综合考虑任一相有流元件动作或跳闸位置继电器不动作时,再延时 1.25 s 报 PT 断线。

若改造后未能及时调整,在低负荷有流元件未动作时,220 kV 线路保护很可能无法报出 PT 断线告警。

2)保护逻辑不同

以南瑞继保 PCS-931 为例,保护电压取线路 PT 时,距离保护加速段延时 25 ms,而取母线 PT 时,时延缩短至 10 ms。主要考虑选择线路 PT 时,线路保护合闸后线路 PT 建立电压的暂态时间更大,增加 15 ms 延时安全裕度避免误动。

Q/GDW 1161—2014 设计规范中要求,当线路非全相运行时自动将零序电流保护最末一段动作时间缩短 0.5 s 并取消方向元件。而在六统一颁布前部分保护,如北京四方公司装置还考虑取线路 PT 时,非全相时零序Ⅲ段保护处理为固定不带方向,而采用母线 PT 时可通过控制字投退方向。六统一后目前各厂家均按 Q/GDW 1161—2014 设计规范非

全相时取消零序保护方向元件。

3.4 线路合并单元过程层数据传输延迟高分析

该工程项目包含全站过程层交换机更换并新增一套测控,通过其补充完善 220 kV 过程层 B 套合并单元的软报文信息及断链等信息。在 220 kV 母联 212 断路器 ECVT 改造前,新测控已接入 4 条 220 kV 线路,2、3 号主变压器 220 kV 侧及 35 kV 侧,220 kV 母线共 9 个间隔的 B 套合并单元。

将母联 212 断路器 B 套合并单元接入新测控后,调试时发现:合并单元的通用面向对象变电站事件(GOOSE)变位信号刷新延迟严重。反复试验并观察后台监控系统也并无该间隔断链信号。异常现象引起了调试人员的高度警觉,根据经验初步判断是过程层交换机单口(基于端口划分虚拟局域网、百兆单口)流量过大导致报文丢帧^[11]。

交换机端口配置的设计及合理使用是摆在设计单位和调试人员前的一道计算题。先以单合并单元控制通道数 23 个为例计算单台交换机采样值(sampled value,SV)流量,计算流程如图 4 所示。

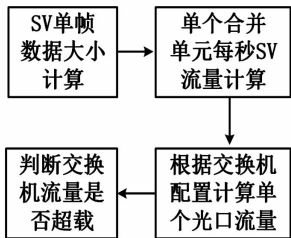


图 4 交换机光口流量计算步骤

1)计算 SV 单帧大小

SV 报文的帧格式包括:头地址(HeaderMAC)、优先级(PriorityTagged)、网络类型、网络数据类型、单通道采样数据(包括 4Bytes 采样值和 4Bytes 采样品质)、循环冗余校验(CRC)。计算 SV 单帧大小的公式如下为

$$V = H_1 + P + E + H_2 + S \times n + C \quad (1)$$

式中:V 为 SV 报文单帧大小;H₁ 为头地址大小;P 为优先级大小;E 为报文的以太网类型大小;H₂ 为网络数据类型总长度;S 为单通道采样数据;n 为通道数;C 为校验码长度。

根据式(1)可以求得 SV 单帧大小为 12 + 4 + 2 + 8 + 8 × 23 + 4 = 214 Bytes,其中 8 × 23 表示有 23

个通道,每个通道有 8 个字节采样数据。

2) 计算合并单元单位流量

合并单元采样率为 4000 Hz,因此其每秒数据流量为

$$4000\text{ Hz} \times 214\text{ Bytes} = 0.816\text{ MBytes}$$

据国家电网 220 kV 输变电工程典型设计规范要求,百兆网口的交换机带宽建议使用率控制在 40% 时,对应百兆交换机(100 Mbits = 12.5 MBytes)接入流量 $12.5\text{ MBytes} \times 40\% = 5\text{ MBytes}$ 。因此考虑单间隔合并单元输出一个 SV 控制块情况下,交换机建议接入不超过 5 个间隔。母联 212 间隔接入测控前同一交换机已经连续接入 9 个间隔,造成了交换机流量严重超载进而威胁数据正确传输。

综上所述,交换机网口流量超载是导致信号延迟上送的重要原因。首先,设计前期未计算网口采样数据流量并提出控制措施;其次,改造是一项综合动态过程,设计也无法从源头解决和管控工程人员实际接入情况。因此要求二次人员对此类新型而隐蔽的缺陷应有足够度敏感和相关知识计算分析力。现场解决方案即补放一根从过程层交换机至新测控的尾缆。在新测控装置下装 SV 接收装置并重新划分过程层交换机 VLAN 端口,平衡了两个网口流量。

可以预想的是,该类缺陷可能存在于智能站设备改造过程或未进行流量测试的运行站。一旦发生实际设备故障,可能存在无断链告警但实际故障信息无法上送站控层的情况。此类故障也是智能站运维过程中较为隐蔽而有一定借鉴意义的问题,值得进一步思考。

4 结 论

220 kV 智能变电站应用电子式互感器较少,对全站电子式互感器整体更换为常规互感器的改造经验十分稀缺。通过对某 220 kV 早期智能变电站全站电子式互感器改造工作的方案制定、调试方法、问题解决的探讨,提出了电子式互感器智能变电站改造关键难题的解决方案。

目前,全国范围内众多早期智能变电站运行年限超期,极大增加了电网运行风险,因此进行智能变电站改造过程中的停电方案、风险控制、调试经验的研究势在必行。通过总结智能变电站常规互感器的

改造经验,对日后的类似改造工作提供一定的参考价值。

参考文献

[1] 刘孝先,曾清,邹晓莉,等. 电子式互感器的应用[J]. 电力系统及其自动化学报,2010,22(1):133-137.

[2] 李俊. 电子互感器的研究[D]. 淮南:安徽理工大学,2012.

[3] 邓威,毛娟. 智能变电站电子式互感器故障分析及建议[J]. 中国电力,2016,49(2):180-184.

[4] 刘明,李金忠,刘锐,等. 电子式互感器技术和应用评述[J]. 变压器,2013,50(2):24-28.

[5] 欧朝龙,徐先勇,万全,等. 智能变电站中电子式互感器运行可靠性分析及故障预防[J]. 湖南电力,2014,34(1):27-29.

[6] 廖传柱,张惠霞,范新权,等. 电子式互感器可靠性分析与电磁兼容性能研究[J]. 电气应用,2014,33(9):104-108.

[7] 魏传均. 电子式互感器合并单元的设计[D]. 西安:西安理工大学,2013.

[8] 曹楠,李刚,王冬青. 智能变电站关键技术及其构建方式的探讨[J]. 电力系统保护与控制,2011,39(5):63-68.

[9] 谢佳君. 基于 FPGA 电子式电流互感器合并单元的研究[D]. 武汉:华中科技大学,2007.

[10] 丁宣文,王平. 500 kV 智能变电站二次设备改造方案研究[J]. 四川电力技术,2016,39(6):59-64.

[11] 陈安伟. IEC 61850 在变电站中的工程应用[M]. 北京:中国电力出版社,2012.

[12] 丁宣文,刘明忠,姜振超,等. 220 kV 智能变电站不全停二次设备改造方案[J]. 中国电力,2016,49(12):70-75.

[13] 韩本帅,王倩,孙中尉,等. 智能变电站继电保护跳闸实现方式研究[J]. 中国电力,2012,45(8):24-27.

作者简介:

李 游(1986),男,硕士研究生,高级工程师,研究方向为电力系统继电保护;

颜文锐(1993),男,学士,工程师,研究方向为电力系统继电保护;

秦靖舒(1993),男,硕士研究生,工程师,研究方向为电力系统继电保护;

张 超(1991),男,硕士研究生,工程师,研究方向为电力系统继电保护。

基于串补线路出串运行的保护配合方法

杨 雪,李凡红,李 辉,李飞鹏,王 胜,何海龙
(国网四川省电力公司检修公司,四川 成都 610017)

摘 要:为解决短路电流越限问题,四川电网常采用线路出串运行方式,带串补线路出串运行时,延伸侧线路发生故障会对串补系统造成冲击损害,同时串补电容器组的存在可能导致线路跳闸时线路潜供电流和暂态恢复电压超过原有水平,导致线路跳闸后断口发生重击穿、重合闸失败、故障切除推迟甚至导致断路器的损坏。文中提出一种带串补线路出串运行的保护配合方法,在带串补线路侧加装远跳装置接收延伸线路跳闸命令,实现延伸线路联跳串补功能,解决延伸线路跳闸后串补电容导致潜供电流和暂态恢复电压增大的问题,同时避免了电容器组遭受冲击损害。现场试验表明,在延伸侧单相瞬时故障时,可正确快速旁路串补,并在线路重合后重投串补;在延伸侧相间故障时,三相旁路串补,满足工程应用。研究成果可解决串补线路出串运行的保护适应性问题。

关键词:串补线路;出串运行;暂态恢复电压;联跳

中图分类号:TM 732 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2021)06-80-05

DOI:12.16527/j.issn.1003-6954.20210616

Protection Coordination Method Based on Out-series Operation of Series Compensated Line

Yang Xue, Li Fanhong, Li Hui, Li Feipeng, Wang Sheng, He Hailong
(State Grid Sichuan Maintenance Company, Chengdu 610017, Sichuan, China)

Abstract:In order to solve the over-limit problem of short-circuit current, Sichuan power grid often adopts the scheme of out-series operation. When the line with series compensation(SC) is in out-series operation, the failure of the extension side line will cause impact damage to the series compensation system. At the same time, the existence of SC capacitor bank may cause the line submersible current and transient recovery voltage to exceed the original level when the line is tripped, resulting in heavy breakdown of the fracture after the line tripping, which will cause system overvoltage reclosing failure, delayed fault removal and even damage to the circuit-breaker. A protection coordination method for out-series operation of line with SC is proposed, that is to install a remote transmission device on the side of line with SC to receive the tripping command of adjacent lines so as to achieve the intertrip between adjacent lines and SC lines, which can suppress the potential supply current and transient recovery voltage caused by residual voltage of capacitor after tripping of adjacent lines, and also ensure that the capacitor bank is not damaged by impact. Field tests show that in case of a single-phase transient fault on the extension side, the SC can be bypassed correctly, and the series compensation can be re-opened after the line is overlapped; when the phase-to-phase fault occurs on the extension side, the SC can be bypassed permanently, which meets the engineering application. The research results can provide a certain reference for protection adaptability of out-series operation of series compensated line.

Key words:series compensated line; out-series operation; transient recovery voltage; intertrip

0 引 言

随着两河口电厂等一系列重大工程投产,四川电网短路电流快速增长,在不采取措施的情况下,多

处 500 kV、220 kV 母线短路电流超过断路器遮断容量^[1]。同时,为了提高电力输送容量,部分线路采用串联电容补偿方式,进一步增加母线短路电流。因此,寻求一种降低短路电流的方案具有重要现实意义。

为解决水利资源丰富的甘孜片区电网窝电弃水问题,500 kV 康蜀串补站采用串补输电方式提升了通道外送能力,但导致蜀州站母线短路电流达极限水平。为有效抑制母线短路电流水平,国内学者进行了大量研究。文献[1]提及线路出串运行降低短路电流方案,并分析了对安控装置的影响,但其线路为常规无串补线路。文献[2]提出通过分母运行、断开线路等方法对短路电流进行限制;文献[3]提出一种基于 Pareto 优化的分层分区方法;文献[4]提出合理安装电流限制器降低短路电流的方法。以上手段均为采用单一站内措施对短路电流进行限制,现场试验效果亦不佳,对于重负荷的蜀州站已不具备现场指导意义。结合 500 kV 康蜀串补站与蜀州站实际情况,国网四川省电力公司提出将 500 kV 甘蜀一线和 500 kV 蜀景三线从蜀州站出串运行的网络架构,以最大程度降低蜀州站内短路电流,但蜀景三线发生故障跳闸过程及跳闸后,会导致潜供电流、断口间暂态恢复电压有较大增幅,严重时将导致断口发生重击穿、重合闸失败、故障切除推迟甚至导致断路器的损坏^[5]。

下面提出一种在 500 kV 蜀景三线跳闸后与 500 kV 甘蜀一线串补本体保护装置配合的保护方法,通过在 500 kV 康蜀串补站加装远传装置,分别接收 500 kV 蜀景三线蜀州侧和丹景侧线路保护装置的分相跳闸命令,实现联跳串补装置,抑制蜀景三线跳闸造成的潜供电流以及暂态恢复电压。

1 设备及运行方式简介

1.1 出串运行方式简介

四川甘谷地水电送出通道经 500 kV 甘谷地站—500 kV 康蜀串补站送至 500 kV 蜀州站。为有效限制蜀州站母线短路电流,对电网结构进行调整,

采用 500 kV 甘蜀一线与 500 kV 蜀景三线从蜀州站出串运行的电网结构,即甘谷地站第 4 串、丹景站第 3 串全串运行,蜀州站第 7 串边断路器停用,甘蜀一线和蜀景三线通过蜀州站内中断路器 5072 连接,如图 1 所示。

1.2 串补站简介

串联补偿电容通过其容抗性质补偿部分输电线路感抗,使两电源点间总电抗降低,从而联系更加紧密,提高系统的稳定性。500 kV 康蜀串补站作为川内首座串联电容补偿站,其原理接线如图 2 所示。带串补运行时,图中 56112、56111 隔离开关闭合,即将电容器组串接在甘蜀一线;与串联电容器组并联的 MOV 是一个金属氧化锌的非线性电阻。当电容器两端电压较低时,MOV 呈现高阻状态,MOV 中不流过电流,串补装置是一个线性电容器。当电容器两端的电压超过导通级电压时,MOV 上逐渐流过电流,即将电容器中流过的电流分流,降低电容器组两端电压,从而起到保护电容器组作用^[6]。如果电压进一步升高达到保护级电压或 MOV 热量值过大,则火花间隙击穿,从而短接电容器组对电容器组进行保护。阻尼电抗器能够在半个周波内使间隙击穿或使 5611 断路器旁路时产生的高频分量电流衰减。

500 kV 康蜀串补站内设置有双重化配置的 500 kV 甘蜀一线串补本体保护装置,用于保护电容器组。

2 出串运行对系统影响及解决方案

2.1 出串运行对系统影响分析

在图 1 中,500 kV 甘蜀一线通过蜀州站 5072 断路器与 500 kV 蜀景三线进行连接。当 500 kV 蜀景三线发生故障时,蜀州站 5072 断路器、丹景站 5031、5032 断路器相继跳闸后对系统的影响分析,

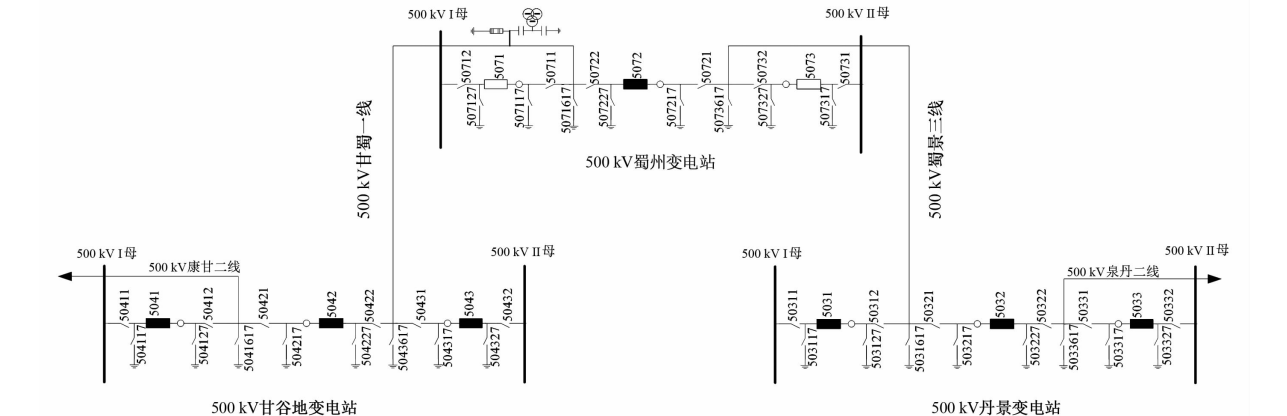


图 1 500 kV 蜀州站出串运行方式

主要从潜供电流、暂态恢复电压以及故障对串补系统的影响进行分析。

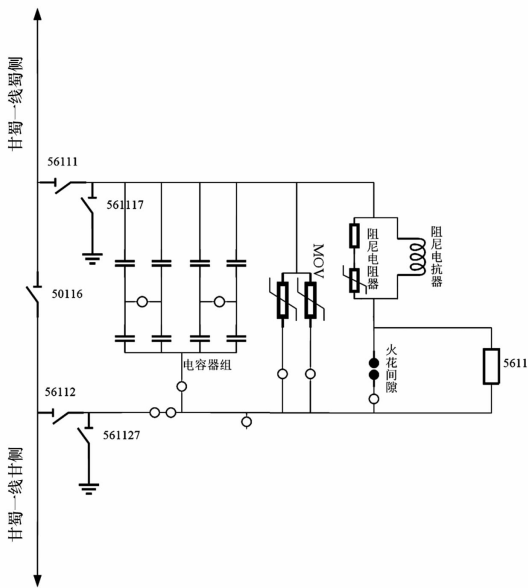


图 2 甘蜀一线串联补偿接线原理

2.1.1 串补电容对暂态恢复电压的影响

现有研究已阐明^[7],在串补线路中,当线路切除故障并作用于断路器跳闸时,由于串联电容器两端存在较高残压。这将导致断路器跳开后,断路器线路侧断口存在电位,断路器母线侧断口与线路侧端口之间的压差(即断路器断口恢复电压)可能超过原来水平。断路器的暂态过电压能力是有限的,由于串补电容器的作用,在串补电容器线路侧发生故障时,将可能使暂态恢复电压从无串补线路的 2.00 pu,最大增加到 8.48 pu^[8]。当暂态恢复电压超过断路器本身的能力,将导致断路器重击穿,引起系统过电压、故障切除推迟甚至导致断路器的损坏。对于串补线路出串运行原理类似,如图 1 中,蜀景三线跳闸后,5072 断路器靠近串补侧有较高的残压,仍然存在以上分析问题。

2.1.2 串补电容对潜供电流的影响

现有重合方式一般整定为单相重合闸方式,当线路发生单相接地,保护跳开故障相两端时,正常两相之间由于电容耦合及互感作用,故障点弧光通道中仍有电流流过,即所谓的潜供电流。串补线路的潜供电流中有幅值较高的低频分量,低频分量使其过零次数减少,尤其当弧道电阻较小时低频分量幅值较大,所以单相重合闸成功率将相比无串补线路时低^[9]。

2.1.3 故障对串补系统的影响分析

当蜀景三线发生故障时,会有很大的短路电流

流过电容器组,此时若不采取将串补电容器组快速旁路、退出运行的措施,在大电流的冲击作用下,可能导致电容器组元件损坏,因此在蜀景三线故障时,需以较短延时旁路串补电容器组。此外,若蜀景三线发生单相永久性接地故障时,串补电容器组若在线路断路器重合之前进行重投,将导致电容器组重投于故障,同样可能造成电容器组元件的损坏。

基于以上分析,在蜀景三线发生故障时,应具备联跳串补功能,且应该在线路断路器跳开之前旁路串补电容器组;若蜀景三线发生单相接地故障,应在线路可靠重合以后再重投串补电容器组。

2.2 联跳串补方案实施

基于以上分析,在蜀景三线发生故障后,为有效抑制断路器跳闸后造成的暂态恢复电压,降低断路器被重击穿的风险,同时提高重合闸成功率,蜀景三线跳闸后,应同步联跳甘蜀一线串补装置。

2.2.1 康蜀串补站现有联跳方式

以甘蜀一线/蜀景三线为例,500 kV 蜀景三线跳闸后,应能实现 500 kV 康蜀串补站 500 kV 甘蜀一线串补本体装置退出运行,即触发 5611 断路器旁路。但在现有运行方式下,仅有甘蜀一线故障可实现联跳甘蜀一线串补本体装置、旁路 5611 断路器功能。不同线路发生故障时康蜀串补站各装置动作为:

1) 甘蜀一线故障时,可实现联跳康蜀串补站甘蜀一线串补功能,这是由于甘蜀一线固定接有故障后联跳串补二次回路。当甘蜀一线故障时,康蜀串补站甘蜀一线远传装置分别接收甘谷地侧、蜀州侧跳闸开入命令,并将跳闸命令转发至甘蜀一线串补本体保护装置。装置收到跳闸开入命令后出口旁路 5611 断路器,此时并未出现前面所提及的断路器重击穿、重合率低的风险。

2) 当蜀景三线发生故障时,无法实现联跳康蜀串补站甘蜀一线串补本体保护。这是由于当蜀景三线发生故障时,甘蜀一线纵联差动保护判为区外故障,保护可靠不动作,即康蜀串补站甘蜀一线远跳装置无法接收到跳闸命令,从而串补本体保护装置不动作旁路 5611 断路器。此外蜀景三线未将跳闸命令发送给康蜀串补站,即使蜀景三线跳闸,其跳闸命令无法发送至康蜀串补站本体保护装置,从而造成跳闸后产生较高潜供电流和暂态恢复电压,存在断路器重击穿、重合闸失败的风险。

2.2.2 具体实施方案

提出在 500 kV 康蜀串补站新加远跳装置,分别

用以接收蜀州侧和丹景侧蜀景三线跳闸命令。以康蜀串补站 1 号串补本体保护为例进行说明,图 3 为康蜀串补站甘蜀一线 1 号串补本体保护联跳回路原理图。

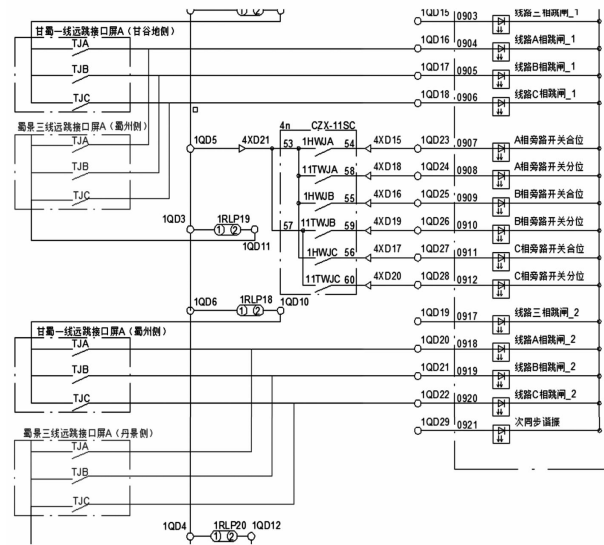


图 3 甘蜀一线 1 号串补本体保护联跳回路原理

图 3 中,右侧 PCS-9570C-H2 为康蜀串补站甘蜀一线 1 号串补本体保护装置,蜀景三线远跳接口屏(蜀州侧和单景侧)为新加远跳装置。由图可知,甘蜀一线出串运行前仅有甘蜀一线可实现联跳串补功能,考虑出串运行后的特殊情况,将蜀景三线跳闸接点引入康蜀串补站远跳装置,并将远跳装置接入甘蜀一线 1 号串补本体保护装置,蜀景三线丹景侧远跳接口装置用于接收蜀景三线跳闸后丹景侧线路保护跳闸命令,并将跳闸命令转至甘蜀一线 1 号串补本体保护装置;蜀景三线蜀州侧远跳接口装置用于接收蜀景三线跳闸后蜀州侧线路保护跳闸命令,并将跳闸命令转至甘蜀一线 1 号串补本体保护装置。

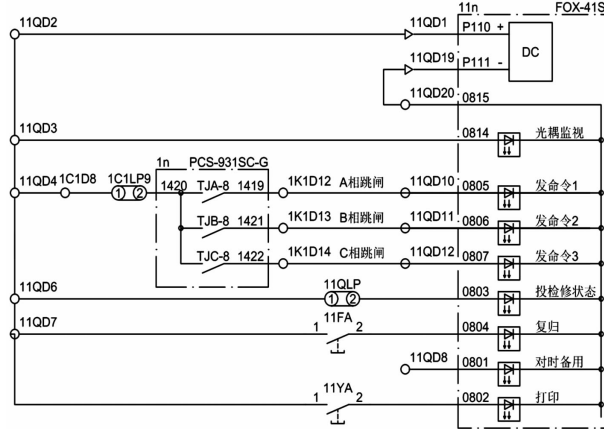


图 4 蜀景三线蜀州侧 1 号线路保护跳闸命令开出

蜀景三线蜀州侧和丹景侧线路保护也通过加装远跳装置将其跳闸命令送达康蜀串补站,其原理相

同,文中以蜀州侧为例。如图 4 所示,蜀景三线蜀州侧 1 号线路保护装置 PCS-931SC-G 的分相跳闸接点 TJA-8、TJB-8、TJC-8 接入远跳装置,通过光纤与康蜀串补站蜀景三线远跳接口装置 A(蜀州侧)相连接,实现蜀景三线蜀州侧故障后联跳串补功能。

3 出串运行现场试验

3.1 试验方法

为检验所提方案回路的完整性和可靠性,在一次设备仅停串补情况下进行试验。试验前首先进行二次安全措施布置,防止在试验过程中导致甘蜀一线误跳闸。

试验 1:在蜀景三线蜀州侧 1、2 号线路保护屏内分别模拟蜀景三线 A 相、B 相、C 相单相瞬时接地故障,在康蜀串补站内查看蜀景三线 1、2 号远跳接口装置(蜀州侧)、甘蜀一线 1、2 号串补本体保护装置开入变位情况,同时记录 5611 断路器动作情况。

试验 2:在蜀景三线蜀州侧 1、2 号线路保护屏内分别模拟蜀景三线 AB 相、BC 相、CA 相相间故障,在康蜀串补站内查看蜀景三线 1、2 号远跳接口装置(蜀州侧)、甘蜀一线 1 号串补本体保护装置开入变位情况,同时记录 5611 断路器动作情况。

试验 3:在蜀景三线丹景侧 1、2 号线路保护屏内分别模拟蜀景三线 A 相、B 相、C 相单相瞬时接地故障,在康蜀串补站内查看蜀景三线 1、2 号远跳接口装置(丹景侧)、甘蜀一线 1、2 号串补本体保护装置开入变位情况,同时记录 5611 断路器动作情况。

试验 4:在蜀景三线丹景侧 1、2 号线路保护屏内分别模拟蜀景三线 AB 相、BC 相、CA 相相间故障,在康蜀串补站内查看蜀景三线 1、2 号远跳接口装置(丹景侧)、甘蜀一线 1、2 号串补本体保护装置开入变位情况,同时记录 5611 断路器动作情况。

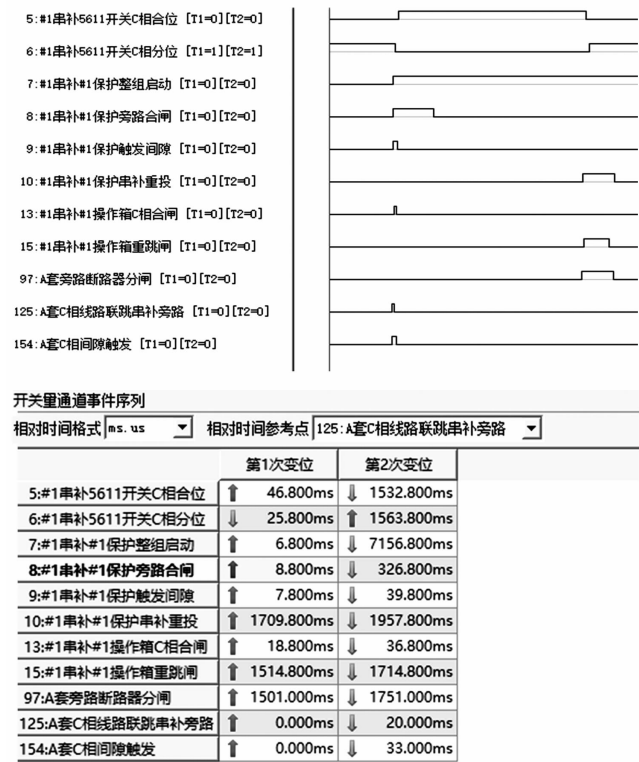
3.2 试验结果分析

4 次试验结果如表 1 所示。由表 1 可知,蜀州站、丹景站内蜀景三线发生单相瞬时故障时,康蜀串补站内甘蜀一线串补装置正确旁路,待故障线路约 1.5 s 重合闸后,串补在 1.7 s 左右重投。当蜀州站、丹景站内发生相间故障时,康蜀串补站内远传装置均正确接收三个分相跳闸命令,并将 5611 断路器正确三相永久旁路。

为了更直观说明所提出的保护配合方法,以最为常见的单相瞬时故障为例进行详细说明,图 5 为模拟蜀景三线 C 相瞬时故障康蜀串补站所接收信息。

表 1 测试结果

试验项目	1 号保护试验结果						2 号保护试验结果				
	保护动作情况			动作时间/s			保护动作情况			动作时间/s	
试验 1	蜀景三线	蜀侧远跳装置	串补保护	重合	重投		蜀景三线	蜀侧远跳装置	串补保护	重合	重投
	单跳重合	分别收 TJA\B\C	旁路并重投	1.512	1.709		单跳重合	分别收 TJA\B\C	旁路并重投	1.508	1.708
试验 2	三跳	同时收 TJA\B\C	永久旁路	—	—		三跳	同时收 TJA\B\C	永久旁路	—	—
试验 3	蜀景三线	丹侧远传装置	串补保护	重合	重投		蜀景三线	丹侧远传装置	串补保护	重合	重投
	单跳重合	分别收 TJA\B\C	旁路并重投	1.511	1.712		单跳重合	分别收 TJA\B\C	旁路并重投	1.513	1.711
试验 4	三跳	同时收 TJA\B\C	永久旁路	—	—		三跳	同时收 TJA\B\C	永久旁路	—	—



注:图中#1 串补代表甘蜀一线串补本体

图 5 蜀景三线蜀州侧 C 相瞬时故障 1 号
线路保护联动串补试验结果

蜀景三线中断路器重合闸定值设置为 1.5 s,串补重投定值设置为 1.7 s。由图 5 可知,当蜀州站蜀景三线发生单相接地故障,1 号线路保护动作后,1 号串补保护收到“A 套 C 相线路联跳串补旁路”命令,以收到此命令为录波触发起始点(即零时刻点),控保系统各相关动作出口信号及旁路断路器位置变化信号如下:1)串补保护无延时出口“A 套 C 相间隙触发”;2)串补保护 8.8 ms 延时后出口“#1 串补#1 保护旁路合闸”;3)操作箱 18.8 ms 延时后出口“#1 串补#1 操作箱 C 相合闸”;4)旁路断路器 46.8 ms 延时后返回“#1 串补 5611 断路器 C 相合位”;5)串补保护 1 709.800 ms 延时后出口“#1 串

补#1 保护串补重投”,其工作逻辑正确,在发生单相接地故障时,旁路串补以降低过电压,待线路重合成功后,串补再进行重投,防止串补先于线路重合闸,导致电容器组重合于故障,对电容器组造成伤害。

3.3 串补旁路时序关系

由前文分析可知,带串补出串运行线路在发生故障时,由于电容器上残压,导致在拉开断路器过程中或断路器跳开等待重合过程中,断路器有重击穿的风险,因此有必要在断路器开断前对串联电容器旁路并使其放电。但第 3.2 节中并未体现断路器断开前串补电容器已可靠旁路,尤其当出现非常严重的故障需要在极短的时间(小于 5 ms)内将电容器组旁路时,由于旁路断路器固有合闸时间在 30 ms 左右,不能满足要求。这时解决方案为触发火花间隙,使其导通,达到快速旁路的作用,原理见第 1.2 节中的介绍。但由于间隙不能自熄弧,因此在间隙被击穿后仍需要合旁路断路器使间隙熄灭。

结合第 3.2 节中结论,对比线路侧断路器跳闸时间、串补站内断路器合闸时间、间隙触发时间等再进行深入分析。同第 3.2 节,以蜀景三线 C 相瞬时故障为例进行分析,提取两侧录波文件数据,如表 2 所示。

由表 2 可知:当蜀景三线 C 相故障时,5072、5031、5032 线路断路器在 34.6 ms 时 C 相跳闸位置开入,证明断路器已在分位;5611 断路器在 46.8 ms 时合闸位置开入,旁路成功,但间隙在 7.8 ms 时几乎无延时瞬时旁路。说明在断路器跳开之前,间隙早已触发,将串补电容器组成功旁路,实现串补旁路先于线路断路器跳开需求,有效抑制了前面提及的风险,且在线路侧断路器成功分闸后,正确实行联跳命令,出口旁路 5611 断路器,可靠旁路串补,并使间隙熄灭。

(下转第 91 页)

500 kV 断路器操动机构二次回路 典型缺陷及优化建议

肖博峰

(国网四川省电力公司检修公司, 四川 成都 610041)

摘要:针对西门子、ABB、三菱公司生产的 500 kV 超高压断路器机构典型回路中存在的缺陷分别进行研究。通过一起西门子断路器氮气压力控制回路故障导致在试验中不正确动作案例,提出了通过三相不一致回路传动判断氮气压力控制回路故障的方法。针对 3 个厂家都存在的三相不一致回路的误动风险,分别提出了现场应用中的具体优化方案。对于 ABB 断路器机构跳位监视回路和机构箱防跳回路,因继电器内阻不匹配可能存在的只能分合一次、跳位和合位监视灯同时亮、重合闸放电等异常现象,提出了采用跳位监视回路串联断路器辅助接点常闭和防跳接点常闭,使其在收到合闸脉冲后或防跳继电器启动后自动断开跳位监视回路的优化方案。针对三菱断路器机构油压低和气压低跳闸闭锁继电器均只采用第一组操作电源供电,可能带来的第一组操作电源失电时第二组跳闸回路失去闭锁的风险,提出了增设第二组油压低和气压低跳闸闭锁继电器并将其辅助接点串入第二组跳闸回路的优化方案。

关键词:断路器机构; 压力控制开关; 三相不一致; 跳位监视; 跳闸闭锁

中图分类号:TM 561 **文献标志码:**B **文章编号:**1003-6954(2021)06-85-07

DOI:12.16527/j.issn.1003-6954.20210617

Typical Defects of Secondary Circuit of 500 kV Circuit-breaker Operating Mechanism and Its Optimization Suggestions

Xiao Bofeng

(State Grid Sichuan Maintenance Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract: The application defects of typical circuits of 500 kV ultra-high voltage (UHV) switches produced by Siemens, ABB and Mitsubishi are analyzed respectively. An incorrect action case in the test caused by the fault of N2 pressure control circuit of Siemens switch is introduced, and a specific method to judge the fault through three-phase inconsistent transmission mode of single operation power supply is proposed. Aiming at the misoperation risk of three-phase inconsistent circuit of the above three manufacturers, the specific optimization schemes in field application are put forward. Meanwhile, aiming at the possible abnormal phenomena such as opening and closing only once, opening and closing monitoring lights being on at the same time, reclosing discharge and so on due to the mismatch of internal resistance of relay between ABB opening position monitoring circuit and mechanism box trip-preventing circuit, an optimization scheme is proposed that the auxiliary contact and the trip-preventing contact of circuit-breaker are normally closed in series with the opening-position monitoring circuit to automatically disconnect the trip monitoring circuit after the switch is closed or the anti-jump relay is activated. Aiming at the defects that only the first group of operating power supply is used for the lockout relays with low oil pressure and low air pressure in Mitsubishi switch mechanism, which may lead to the loss of power of the first group of operating power supply and the loss of locking of the second group of tripping circuit, an optimization scheme is proposed to add the second group of lockout relays with low oil pressure and low air pressure in series with the second group of tripping circuit.

Key words: circuit-breaker mechanism; pressure control switches; three-phase inconsistent circuit; opening-position monitoring; tripping lockout

0 引 言

在电力系统中,由 500 kV 线路及变电站构成的超高压输电网络起着重要的支撑作用,500 kV 超高压断路器正确动作对电力系统稳定运行意义重大。500kV 超高压断路器的氮气(N₂)压力控制回路、三相不一致回路、跳位监视回路、压力低跳闸闭锁回路的性能都直接影响着断路器的动作行为。

在断路器三相不一致保护出口回路中,常因出口继电器正端与电源正极击穿或三相不一致继电器受潮导致其误出口^[1]。经研究,采用三相不一致出口跳闸接点经断路器位置常闭接点取得正电源的方式,可有效避免三相不一致回路误出口造成断路器机构误跳闸的事故^[2]。由跳位监视回路和机构箱防跳回路构成的寄生回路,可能导致断路器只能分合一次、跳位合位监视灯同时点亮等现象^[3]。因 500 kV 保护装置按双重化配置,文献^[4]提出双重化保护装置的直流电源回路、配合回路、压力闭锁回路均应相互独立,为 500 kV 断路器机构箱跳合闸回路的配置提出了新要求。

下面分别分析了西门子、ABB、三菱公司 3 个主流厂家的 500 kV 超高压断路器典型回路存在的缺陷,并提出了应用效果良好的回路优化建议。

1 500 kV 西门子公司断路器典型缺陷及回路优化

1.1 氮气(N₂)压力控制开关

1.1.1 缺陷情况

对某 500 kV 杭州西门子公司 3AT2-EI 型断路器进行机构强迫三相动作试验,当第一组强迫三相动作试验工作完成后,断开第一组操作电源进行第二组强迫三相动作试验时,发现断路器无法出口跳闸。

用万用表测试发现第二组跳闸出口回路 237A、237B、237C 电位变为 +110 V,随即对回路进行依次查找并进行分析,断路器机构第二组跳闸回路如图 1 所示。

经测试,图 1 中 -X745 端子电位为 -110 V, -X0LA 235 端子电位为 +110 V,因此判断缺陷为 K26(跳闸总闭锁继电器)失磁导致的 13、14 这对常开接点断开所致。

根据第二组跳闸回路的闭锁回路图进行分析,

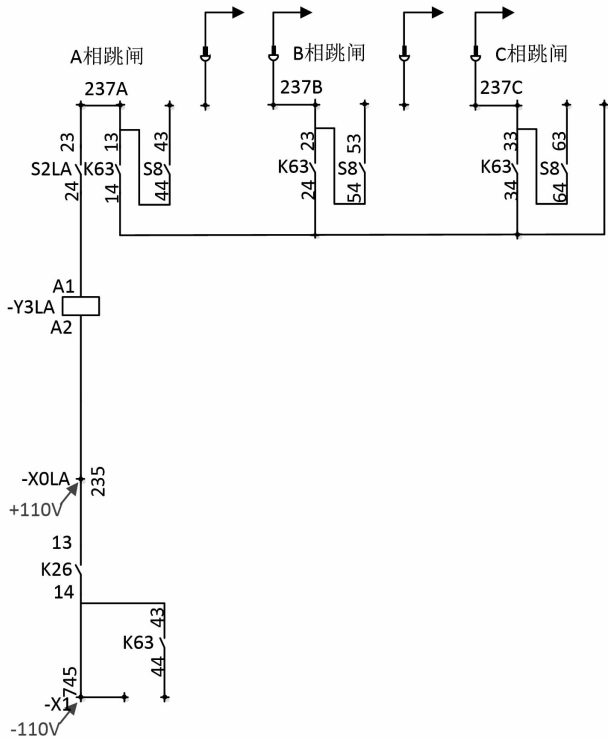


图 1 西门子公司断路器机构第二组跳闸回路

影响 K26(跳闸总闭锁继电器)的继电器有 3 个,分别为 K105(第二组 SF₆ 总闭锁继电器)、K103(第二组油压总闭锁继电器)、K82(第二组 N₂ 总闭锁继电器),如图 2 所示。其中,K105 通过第二组 SF₆ 密度继电器 B4LA/B/C 辅助接点实现对 SF₆ 气体压力的监视,当气压低于一定值时接点导通,K105 继电器励磁,断开第二组跳闸回路;K103 通过 N₂ 压力控制开关 B1LA(/B/C)监测 N₂ 压力实现对开关油压的间接监测,当油压降低对应 N₂ 压力降低,使接点导通,K103 继电器励磁,断开第二组跳闸回路;K82 在第一组跳合闸闭锁回路中反应 N₂ 泄漏的继电器 K81 励磁后励磁,并经延时断开第二组跳闸回路。

测试图 2 中的 K103、K105、K82 线圈两端电压分别为 +220 V、+110 V、+110 V,由此判断是 -B1LA/B/C 断路器的某一相密度继电器动作所导致 K103 继电器动作。

随即对断路器 A、B、C 三相分箱机构进行检查。检查过程中发现 B 相机构 N₂ 压力控制开关运行灯绿灯熄灭,故障灯红灯亮起,A 相、C 相 N₂ 压力控制开关运行灯绿灯正常亮起。由此基本确定为 B 相 N₂ 压力控制开关出现故障。

为进一步验证,随即将 B 相 N₂ 压力控制开关引出的 B1LB 继电器的接点 3 和接点 6(控制第二组跳闸回路的接点)这一对接点中的接点 3 脚断开,

发现 K26 继电器励磁。同时,再次测试第二组跳闸出口回路 237A、237B、237C 三相电位均为 -110 V , 电位恢复正常,此时第一组跳闸回路功能恢复正常。再将第一组操作电源合上后发现 B 相 N_2 控制开关运行灯绿灯正常点亮,测试第一组跳闸回路 137 A、137 B、137 C 三相电位均为: -75 V , 电位恢复正常,第一组跳闸回路功能也恢复正常。然后继续进行强迫三相动作试验,断路器强迫三相动作及各项功能正常。

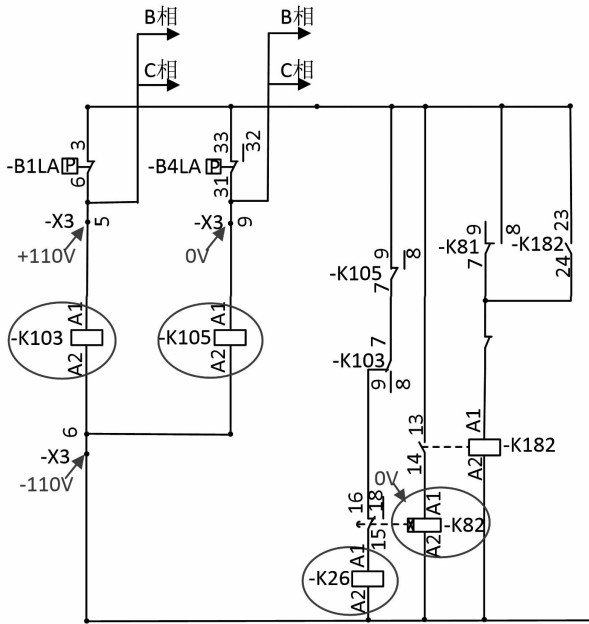


图 2 第二组跳闸回路的闭锁回路

对同串另一断路器进行实验时发现了同样的现象,经判断为相同原因导致。

N_2 控制器采用两组直流电源(互为备用)供电,要求在任何一组电源正常的情况下都应可靠工作。而断路器机构 B 相 N_2 控制器在失去第一组操作电源后,B1LB 密度继电器的接点失磁返回断开第一组和第二组跳闸回路,将导致断路器无法跳闸,此时只能通过断路器失灵保护动作切除对应 500 kV 母线、边/中断路器及对侧线路断路器。

1.1.2 原因分析及整改建议

故障断路器分别为西门子公司 2007 年和 2004 年生产的产品,生产和运行时间均超过 10 年,导致其 N_2 压力控制开关存在一定的老化;同时 N_2 压力控制开关运行在场地机构箱内,运行环境较为恶劣,且设备运行期间因保护动作和设备试验过程中的震动,进一步恶化了其运行环境。但该设备尚未达到规定的一次设备运行年限就出现了故障,可见产品生产质量也存在一定的缺陷。

由于正常运行情况下,两组操作电源均正常供电时,运维人员很难通过 N_2 控制开关运行指示灯判断其是否出现了故障,该故障具有一定的隐蔽性;同时,由于出现上述故障后将同时断开第一组和第二组操作回路,导致保护装置不能正确跳闸造成事故范围的扩大。根据上述分析可提出如下整改建议:

- 1)在对使用该型号机构箱的间隔进行年检或改造时,应分别拉开第一组、第二组操作电源。通过查看操作箱断路器位置指示灯或分别进行机构三相不一致试验等方式,验证 N_2 压力控制开关能否在单电源供电情况下正常工作。
- 2)对于老旧的该型号断路器机构箱,在设备运行过程中应加强监视,通过机构箱 N_2 压力控制开关指示灯和操作箱开关位置指示灯等确认其运行状态是否良好。
- 3)当设备在运行状态,需要断开其中一组操作电源或其中一组操作电源断电时,可通过监视操作箱 HWJ 指示灯情况,确保另一组跳闸回路的完整性。

1.2 三相不一致回路优化

1.2.1 设计缺陷

500 kV 杭州西门子公司 3AT2 - EI 型断路器机构箱因三相不一致出口回路直接由正极提供电源,存在因误碰三相不一致时间继电器 K16 或出口继电器 K61 导致断路器机构三相不一致回路误出口的问题,如图 3 所示。

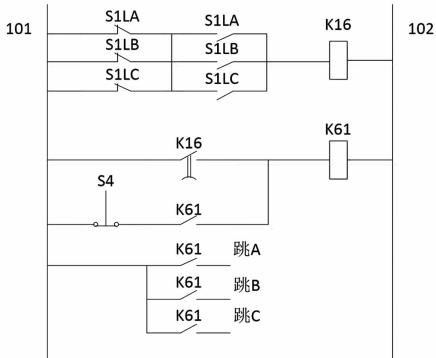


图 3 优化后断路器机构箱三相不一致回路

1.2.2 优化建议

根据参考文献[2]中提供的优化方案,对该型断路器机构箱优化后的接线如图 4 所示。

此处仅以第一组三相不一致回路为例进行说明,第二组参照整改。优化后三相不一致出口回路经断路器三相常闭辅助接点并联取得正电,从而确保断路器至少一相在分位时,三相不一致出口回路才能获取正电,且串入断路器常闭辅助接点可保证该接点不参与回路灭弧。

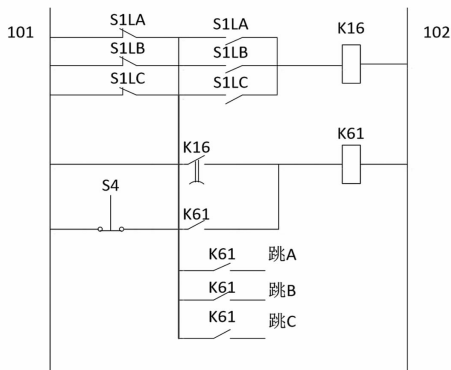


图 4 优化后继路器机构箱三相不一致回路

2 500 kV ABB 断路器典型回路优化

2.1 跳位监视回路

2.1.1 原跳位监视回路缺陷

ABB 公司 HPL550B2 型 500 kV 断路器未提供专用的跳位监视回路接线端子,当采用断路器机构防跳时,只能按图 5 所示将跳位监视 105 回路和合闸 107 回路接于远方合闸端子。

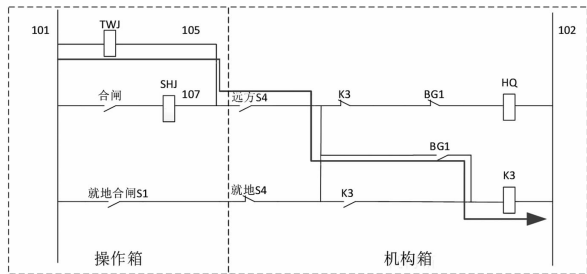


图5 原跳位监视回路接线

该接线方式在断路器处于合位时会产生图 5 所示的由跳闸位置继电器(TWJ)、BG1 断路器常开辅助接点、K3 防跳继电器形成的寄生回路。若该回路中 TWJ 继电器和 K3 防跳继电器内阻参数配合不当,会导致 TWJ 跳位继电器启动或 K3 防跳继电器启动。其中 K3 防跳继电器启动后断开合闸回路,并通过防跳回路中常开接点实现自保持。该寄生回路常造成如下两种不良结果:

1) 断路器只能合闸、分闸一次。当断路器第一次合闸完成后,上述寄生回路导通并实现自保持,断开合闸回路。当断路器分闸后要再次合闸时,因合闸回路被防跳继电器断开,无法再次合闸,只有断开第一组操作电源后,K3 防跳继电器复归,断路器才能够再次合闸。

2) 操作箱跳位灯和合位灯同时亮,且保护收到

跳位开入重合闸放电。因 TWJ 跳位继电器在第一次合闸后仍一直启动,使操作箱跳位灯点亮,在断路器合闸完成后因跳闸回路导通,操作箱合位灯点亮,故出现了跳位灯和合位灯同时亮的异常现象,导致无法正常监视断路器位置。同样由于 TWJ 跳位继电器启动,可能导致重合闸直接放电,闭锁重合闸功能,或经延时发跳位异常告警。

在某 500 kV 变电站中就多次出现上述两种异常现象。在文献[3]中也介绍了 110 kV 变电站多次出现的断路器只能分合闸一次、跳位灯和合位灯同时亮的情况。

2.1.2 优化方案

参考西门子断路器机构箱跳位监视回路接线方法,考虑设置独立的 105 回路。该回路在断路器机构箱先过 BG1 断路器常闭辅助接点和 K3 防跳继电器常闭接点再接入远方合闸端子,如图 6 所示。

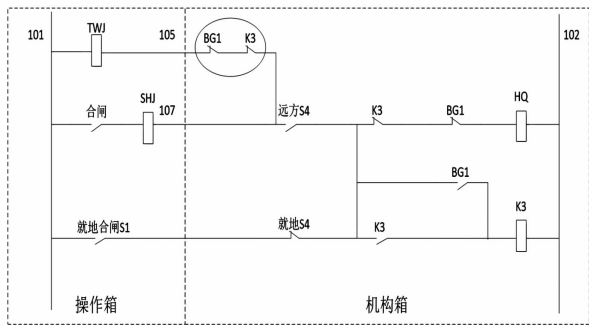


图6 优化后跳位监视回路接线

在图 6 中,因 105 跳位监视回路串入了 BG1 断路器常闭辅助接点,使断路器合闸完成后 105 跳位监视回路至远方合闸端子的接线断开。则 K3 防跳继电器无法通过 105 跳位监视回路获得正电而励磁,避免了 K3 防跳继电器因内阻参数不匹配导致的异常励磁,同理可防止 TWJ 跳位继电器的异常励磁。同时,在 105 回路串入 K3 防跳继电器常闭接点,可保证在 BG1 断路器常闭辅助接点异常或故障时,TWJ 跳位继电器和 K3 防跳继电器无法构成回路,避免两继电器异常励磁。BG1 断路器常闭辅助接点和 K3 防跳继电器常闭接点起互为备用的作用。

2.2 三相不一致回路

ABB 公司 HPL550B2 型 500kV 断路器三相不一致回路同样存在与图 4 类似的缺陷,需要三相不一致出口接点更改为经断路器常闭接点后取得正电。但其三相不一致 K6 时间继电器和 Q7 出口继电器仅有一组且接入第一组操作回路,而 Q7 出口

63QTX 油压低跳闸闭锁继电器和 63GLX 气压低跳/合闸闭锁继电器均由第一组操作电源供电,但其常闭闭锁接点分别接于第一组、第二组跳闸回路,如图 9 所示。

在第二组跳闸回路解开 Q7 出口继电器的出口接点,如图 7 所示。

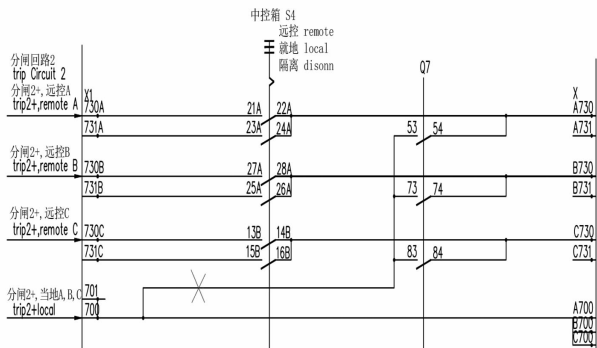


图 7 ABB HPL550B2 型优化方案 1

该方案保证了第一组、第二组跳闸回路的相互独立,更符合 220 kV 及以上电压等级断路器机构箱两组相互独立跳闸回路的要求。

在第二组操作回路增设 K8 时间继电器和 Q9 出口继电器,并解开第二组跳闸回路中 Q7 出口继电器接点,接入 Q9 出口继电器跳闸接点,如图 8 所示。

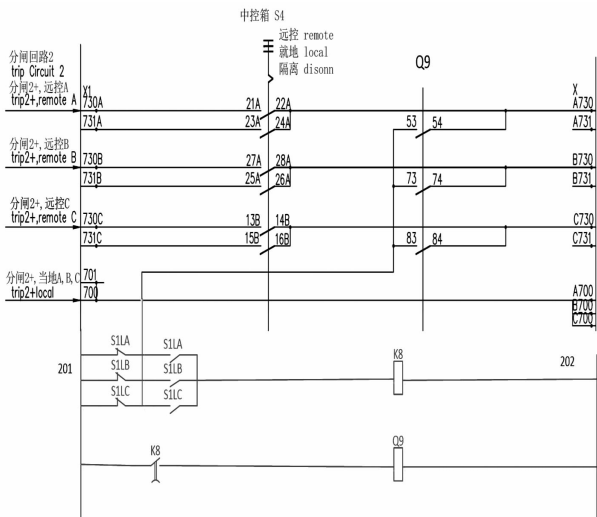


图 8 ABB HPL550B2 型优化方案 2

该方案为第二组跳闸回路也配备了独立的三相不一致功能,且保证了第一组、第二组跳闸回路三相不一致功能的相互独立。

3 500 kV 三菱断路器典型回路优化

3.1 跳闸闭锁回路

3.1.1 原回路缺陷

三菱公司生产的 MD1501 型 HGIS 汇控柜中,其

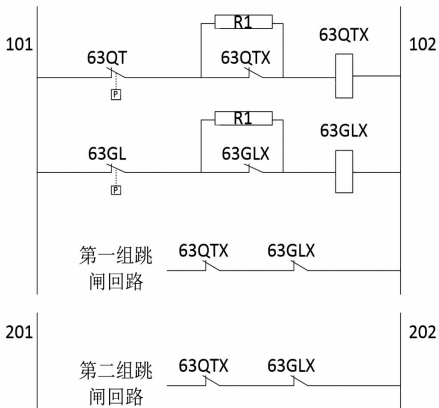


图 9 MD1501 型 HGIS 汇控柜跳闸闭锁回路

图9所示接线方式会导致失去第一组操作电源后,63QTX油压低跳闸和63GLX气压低跳闸闭锁继电器均对第二组跳闸回路失去闭锁作用,此时通过第二组跳闸回路跳闸可能导致断路器因异常跳闸而损坏或烧毁。这与文献[4]中220 kV及以上电压等级断路器的压力闭锁继电器应双重化配置的要求不符,且不满足两套保护装置与其他保护、设备配合的回路应遵循相互独立的原则。

3.1.2 回路优化

在第二组操作回路中增加 63QT2X 油压低跳闸闭锁继电器和 63GL2X 气压低跳闸闭锁继电器,并与 63QTX 油压低跳闸闭锁继电器和 63GLX 气压低跳闸闭锁继电器同样受 63QT 油压低接点和 63GL 气压

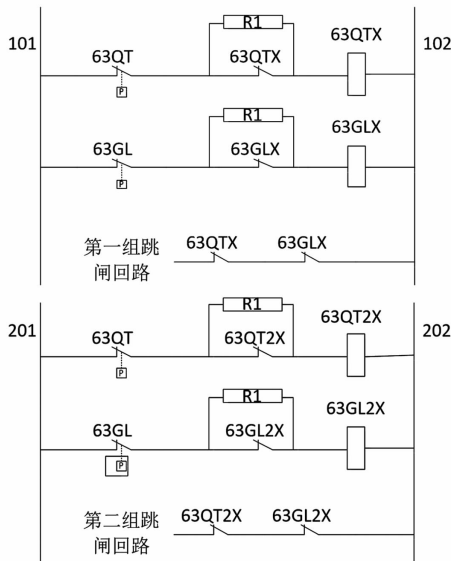


图 10 MD1501 型 HGIS 汇控柜优化后跳闸闭锁回路

低接点控制。同时在第二组跳闸回路中断开 63QTX 和 63GLX 接点,串入 63QT2X 和 63GL2X 常闭接点,对第二组跳闸回路起压力低闭锁的作用,回路接线如图 10 所示。

3.2 三相不一致回路

该方案通过增设油压低和气压低跳闸闭锁继电器使两组跳闸回路相互独立互不干扰,当任一电源断电均不影响另一组跳闸回路的所有功能。但需结合现场情况考虑原压力接点 63QT 或 63GL 是否够用,或对应表计能否提供该类接点。

3.2.1 原回路缺陷

三菱公司生产的 MD1501 型 HGIS 汇控柜三相不一致回路采用图 11 所示接线方式。

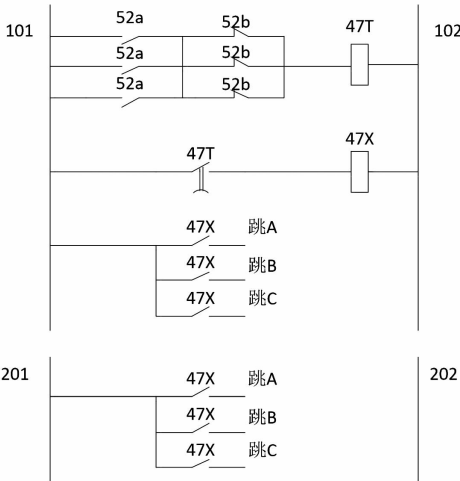


图 11 三菱 MD1501 型 HGIS 汇控柜三相不一致回路接线

与 ABB 公司 HPL550B2 型断路器类似,其三相不一致回路同样存在由第一组操作回路供电的跳闸出口继电器控制跳开第一组、第二组跳闸回路的问题。且其三相不一致启动回路存在先经过断路器常开辅助接点再经过断路器常闭辅助接点的问题。

3.2.2 优化方案

1) 优化方案 1

断开第二组跳闸回路中三相不一致出口回路,将第一组三相不一致启动回路改为先过断路器常闭接点再过断路器常开接点,并使三相不一致第一组出口跳闸回路经断路器常闭接点取得正电,如图 12 所示。

该方案使三相不一致第一组出口跳闸回路先过断路器常闭接点而不是常开接点,是为了保证三相不一致跳闸回路始终由断路器主触头断开跳闸回路,防止断路器辅助接点因切断电流而烧毁。

2) 优化方案 2

同样在第二组操作回路中增设 48T 三相不一致

启动继电器和 48X 三相不一致出口继电器,第一组三相不一致回路更改方法与方案一相同,如图 13 所示。

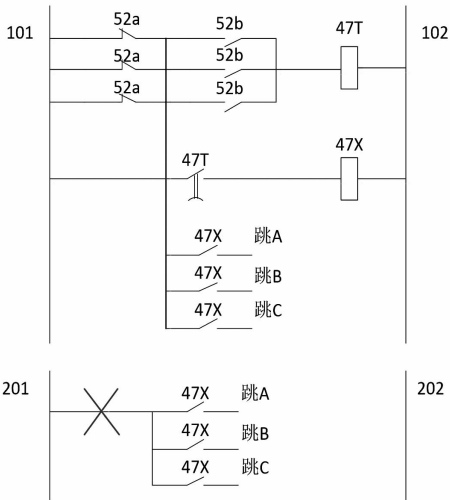


图 12 三菱 MD1501 型 HGIS 汇控柜优化方案 1

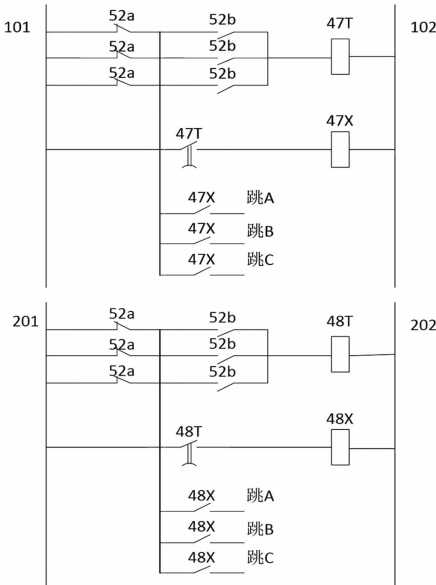


图 13 三菱 MD1501 型 HGIS 汇控柜优化方案 2

该方案使断路器具备两组独立的三相不一致回路,但需考虑汇控柜是否便于安装对应继电器,断路器是否有足够的辅助接点。

4 结 论

所提出的西门子、ABB、三菱公司 500 kV 断路器机构箱典型回路优化方案均在工程现场中进行了充分应用,分别解决了相关技术问题,达到了预期效果。两年以来,优化后断路器机构回路未出现因 N₂ 压力闭锁开关、三相不一致回路、跳位监视回路、跳闸压力闭锁回路故障造成的断路器不正确动作。

参考文献

[1] 宋思齐,马勇,刘媛,等. 断路器本体三相不一致保护误动原因分析及治理措施[J]. 电工电气,2021,1(5): 35 – 38.

[2] 江知瀚,马迎新,高旭,等. 断路器三相不一致保护可靠性分析及二次回路改进[J]. 电力系统自动化, 2017,41(11):169 – 172.

[3] 于胜洋,谭志聪,许晓阳,等. 断路器跳位监视回路与

防跳回路间寄生回路的危害分析及改进意见[J]. 机电信息,2019(26):15 – 17.

[4] 周安春. 国家电网有限公司十八项电网重大反事故措施(2018 年修订版)及编制说明[M]. 北京:中国电力出版社,2018.

作者简介:
肖博峰(1991),硕士,工程师,研究方向为继电保护及自动化技术。

(收稿日期:2021 – 09 – 14)

(上接第 84 页)

表 2 C 相故障动作时序表

变位项目	变位时间/ms
5072\5031\5032 C 相跳闸位置 (TWJC)	34.6
间隙保护	7.8
5611 合闸位置(HWJ)	46.8

4 结 论

以 500 kV 康蜀串补站出串运行方式为例,对带串补出串运行线路可能对系统造成的威胁进行分析并提出了相应的解决方案,主要结论如下:

1)带串补线路出串运行方式下,当延伸线路发生故障跳闸时,由于串补电容器两端的残余将导致出现过高的暂态恢复电压以及难以熄灭的潜供电流,可能导致断路器重击穿、重合闸失败、故障切除推迟甚至导致断路器的损坏的风险。

2)当蜀景三线线路故障拉开断路器时,串补间隙保护功能可快速旁路串补,实现断路器开断前对串联电容器旁路并使其放电,抑制断路器拉开过程中造成断路器重击穿、避免短路电流对串补电容器组造成损害,并延时出口合旁路断路器使间隙熄弧。

3)所提出的串补线路出串运行保护配合方案在延伸线路单相接地时能与线路重合闸时间进行配合,不仅能降低暂态恢复电压,也能保证线路正确重合,同时也能避免串补重合于故障,对电容器组造成冲击;在延伸线路发生相间故障时,能可靠永久旁路串补装置,降低暂态恢复电压。经过现场试验验证了所提方案的可靠性。

所提出的串补线路出串保护配合方案方案接线简单且前瞻性强,在系统运行方式发生改变后易于

取消。目前该方案已投入生产应用,具有较高的工程意义。

参考文献

[1] 程飞,熊俊,郭晓鸣. 基于线路出串运行的保护与安控配合方法[J]. 电力系统保护与控制,2017,45(4): 150 – 154.

[2] 杨熊平,李力,李扬絮,等. 限制广东 500 kV 电网短路电流运行方案[J]. 电力系统自动化,2009,33(7): 103 – 107.

[3] 黄弘扬,徐政,林晞. 基于故障限流器的直流多馈入受端系统动态分区技术[J]. 中国电机工程学报,2012, 32(19):58 – 64.

[4] 蒋乐,魏震波,刘俊勇,等. 四川电网 500 kV 短路电流限制方案研究[J]. 电力科学与工程,2015,31(2):43 – 49.

[5] 牛晓民,王晓彤,施围,等. 超高压串联补偿输电线路的潜供电流和恢复电压[J]. 电网技术,1998,22(9):9 – 12.

[6] 国家电力调度通信中心,等. 国家电网公司继电保护培训教材[M]. 北京:中国电力出版社,2009.

[7] 于辉. 浅谈 500 kV 博尚串补站串补本体保护与变电站线路保护的配合[C]//2011 年云南电力技术论坛,2011.

[8] (美)安德森 (Anderson P. M.), (美)法墨 (Farmer R. G.). 电力系统串联补偿[M]. 北京:中国电力出版社,2008.

[9] 侯有韬,杨蕾,向川,等. 500 kV 输电线路高抗和串补对过电压影响分析[J]. 云南电力技术,2020,48(1): 81 – 85.

作者简介:
杨 雪(1993),男,硕士,助理工程师,从事变电二次检修工作;
李凡红(1984),男,硕士,高级工程师,从事变电二次检修技术管理工作;
李 辉(1986),男,工程师,从事变电二次检修班组管理工作。

(收稿日期:2021 – 11 – 8)

2021 年《四川电力技术》总目录

第 1 期

基于地理信息的配电网感应雷闪络风险评估
雷 潇,陈梦军,刘小江,廖文龙,刘 强(1)

输电线路杆塔接地状态评估及风险分级研究
邱 烜,彭红刚,王牧浪,徐 研(5)

高海拔特重冰峻岭地区输电线路结构创新措施综述
辜良雨,蒋 锐,甘运良,翟洪利,陈俊帆,王伸富,王 波 (9)

云南大理光伏 ± 30 kV 柔性直流输电工程过电压与绝缘配合研究
陈 卓,蒋艾町,梁亚博,夏 雪(14)

一起 110 kV 同塔双回线因风舞导致跳闸的案例分析
马小军,邵永浩(20)

土壤异质性对模拟直流场环境下 X70 钢的腐蚀行为影响
田倩倩,王志高,丁 德,兰新生,吴 健,耿 植,白晓春(24)

基于熵权理论的 FAHP 模型在城市配电网建设评价中的研究与应用
于国康,余 金,高贵亮,余中平,鲜 龙,李永清(29)

小电流接地选线跳闸技术分析探讨与试点建设
周 兰,尚 超(35)

单星形接线电容器组击穿故障下桥差电流保护公式推导
胡德雯,李自成,林 嶧,柴薪垚(38)

融合算法在蓄电池 SOC 估算中的研究综述
王晓辉,郑 超,张思义,戴 明,肖 伟,陈 醒(43)

单/双协同模式下配电网故障排查的最优巡线规划
苏学能,张 华,龙 呈,高艺文,李世龙(47)

输电线路山火雷达实时监测技术及应用研究
李 江,曹永兴,朱 军,罗东辉(53)

基于 HPLC 在智能电网数据采集中的应用探讨
柯海波(58)

考虑宏观政策的能源需求组合预测模型
黄 欣,吴杰康,李红玲,李逸欣,郑敏嘉,李 猛,吴伟杰,张伊宁 (62)

考虑可再生能源配额分配的电力零售市场设计
崔东君,和敬涵,程晓春,程 宏,王 宇,李冬梅(70)

基于运行最优模拟的综合能源系统经济评价方法
马 超,肖 汉,李嘉逸(77)

计及经济因素的混合模型电量预测研究

徐久益,李自明,姚剑峰,杨晓雷,屠一艳,李 杰(83)

基于主从区块链技术的区域能源交易架构
杨 亭,雷 霆(89)

第 2 期

多场景下梯级水-光-蓄容量配置与优化运行研究
李 涛,胡维昊,陈 刚,丁理杰,韩晓言,王 胜,鲜喜敏,巫里尔沙,唐 炯 (1)

基于改进 NSGA-Ⅱ 算法的水-光-蓄发电系统多目标规划方法
周修宁,江 军(8)

基于马尔科夫链模型的小金川河流域径流形势预估分析
陈仕军,王 亮,陈 刚,韩晓言(16)

大规模虚拟储能模式平抑新能源功率预测误差研究
樊国旗,樊国伟,刘昌东,张发才,卫 瑞(19)

基于环境 and 经济双重约束的电源结构优化研究
杨 悦,陈仕军,杨博宇,杨承军(24)

“碳中和”愿景下的四川电力减碳路径构想
叶 强,胥威汀,汪 伟,王海燕,刘 阳,李 旻,唐 权(28)

基于多因子考虑的地区电网采暖负荷预测分析
胡志豪,姚锦松,龚立娇,孙开宁,樊 茂,张鹏飞,常喜强(33)

基于 EMD 与模型预测控制算法的风电功率平抑
张家军,陈 杰,常喜强,李 霞,毛吾兰·买买提依明,徐 鹏,杨艳磊 (38)

考虑风电场储能容量配置的风电功率预测误差估计算法对比研究
蒋艾町,李小雨,夏 雪,李嘉逸(43)

复杂电网级联事故下的重要线路辨识
曾阳阳,关翔友,徐昆,刘闻博,姜婷菡,范珺阳(48)

基于二阶带通滤波器的单相锁相环技术研究
荆世博,辛超山,薛静杰,张增强(54)

风吹雪地区变电站电气设备选型与布置方案优化
谈东林(58)

地区电网重构降损案例分析
靳 旦,鲜其军,贺星棋,唐 伟(62)

智能变电站二次安全措施危险点分析
黄忠胜,廖小君,刘 娟,王婷婷,冯先正,张 里(66)

一起 252 kV GIS 断路器异常发热缺陷分析
邱 炜,刘军军,马锡良,徐清鹏,周 波,罗 杨(70)

旁路作业技术在配电网工程中的应用.....

..... 王武双,李 杰,陈 效,陈显忠,刘德锋(73)

基于年费用法的输电缆选型研究.....

..... 向 宇,罗楚军,李 健,岳 浩,刘文勋,刘 鹏(79)

基于国外现货市场与四川实际的现货市场建设分析.....

..... 李健华, 刘继春,付 浩,白智丹(83)

基于 DMAIC 的电网企业项目精益化管理效率

..... 李建平,黄燕珠(89)

第 3 期

梯级水光互补联合发电系统运行安全分析方法及应用.....

..... 罗 彬,苗树敏,邱一苇,高 浪,陈 刚,王 亮(1)

含柔性负荷的火电机组深度调峰的源荷分层优化调度.....

..... 樊国旗,

刘海南,黄 健,樊国伟,段青熙,潘伟东,宋朋飞,柳庆丰 (7)

基于配额制的自备电厂参与新能源消纳日前交易模式.....

..... 赵 磊,杨永利,张新伟,贺成铭,刘友波(12)

AGC 运行时一种保生态下泄流量功能设计与实现

..... 邱 华,郭 亮,王乐宁,解旭柯(18)

藏中联网后西藏电网安全稳定特性及控制策略分析.....

..... 凌 楠,曾 昊,

格桑晋美,吴 冲,刘汉伟,王渝红,巴 贵,吴 杰,王 媛 (23)

面向谐波治理的无源滤波器多目标优化模型.....

..... 宁世红,张 建,周思宇(29)

高海拔变电站蓄电池及 UPS 容量选择及修正

..... 龙 军,周婉亚,唐 俊(35)

±800 kV 直流输电线路重冰区导、地线脱冰冲击敏感因素

浅析

..... 刘翔云,何松洋,黄 兴,宋玲林(38)

GIL – 架空线混合输电线路故障特性研究

..... 李浩原,王文娟,刘 超,李文涛,曾维雯,雷雨田(44)

±1100 kV 分层接入换流站短路电流计算及地网设计研究

..... 曾维雯,韩毅博,陈 晨,李浩原,周思远,谢 龙(50)

高土壤电阻率变电站降阻措施分析及降阻目标选择.....

..... 钟 山,周炜明(56)

配电网用户感知停电事故严重性分析及可靠性评估.....

..... 刘立扬,李 鑫,张文涛,魏 俊,叶圣永(61)

基于模糊 C – 均值聚类算法的台区电压与用户关系辨识

..... 曾顺奇,吴杰康,李 欣,蔡志宏(69)

基于多分量融合的调度端小电流接地选线策略.....

..... 许 鹏,汤 俊,杨 湘,胡雅琴,周 杨(76)

危险化学品事故特点及四川电网的防范措施.....

..... 耿 植,毛义鹏,

余 乐,文 燚,刘 曦,兰新生,曾晓亮,王志高,刘红志(82)

基于 Bi – LSTM 和支持向量机的风机叶片短期覆冰状态预

测模型

..... 熊昌全,何泽其,张宇宁,黄 胜(88)

第 4 期

电场耦合取能技术的仿真与试验研究.....

..... 倪 源,谢施君,贾程乾,夏亚龙,张晨萌(1)

基于 CFSFDP 算法的边缘电力数据异常检测

..... 张哲敏,李琪林,严 平,成贵学(6)

基于二端口散射参数的 CVT 宽频暂态模型

..... 潘 飞,穆 舟,

刘 浩,王彤彤,江 波,张 榆,张晨萌,谢施君,林国松(11)

基于局部密度的最小生成树聚类算法及其在电力大数据的

应用

..... 靳文星,王电钢,张哲敏(16)

考虑多种运行状态的台区拓扑辨识.....

..... 曾顺奇,吴杰康,李 欣,刘国新(20)

500 kV 高压单芯电缆并联运行关键技术研究

..... 白亦斓,涂 扬,李珊珊,李龙才,邹家勇,周 特(27)

适用于 GIL – 架空混合线路距离保护的整定方法

..... 洪巧章(33)

基于一维卷积神经网络的电力系统暂态稳定在线评估.....

..... 齐 放(38)

调控终端安全管控技术研究与应用.....

..... 王先强,张 睿,张 华(43)

换流站导体载流量计算方法比较与研究.....

..... 韩毅博,马 亮,王 刚(50)

和田电网动态无功补偿装置选址定容方案研究.....

..... 邵沈会,刘新刚(57)

一种降低高铁牵引供电系统负序电流的光伏发电接入方法

..... 夏焰坤(62)

浅谈水风光一体化在金沙江流域的典型应用.....

..... 郭 飞,冯士睿,刘 强,胡剑波(67)

某大型水电站高压厂用变压器及励磁变压器温度过高跳闸

回路优化

..... 李 超,王文松,杨代翠,李 成(72)

LOCKOUT 继电器在特高压直流工程二次回路中的应用研究

..... 陈 鹏,尹 刚,郭力驰,邹荣盛,许 斌(75)

三电平逆变器开关管电压应力解决方案研究.....

..... 杨 鸽,郑嘉龙,杨 珏,罗雨航(80)

时间反演技术在低压脉冲电缆故障定位中的应用.....

..... 沈智飞,王 娟,柳宝坤,张恒伟,黄玉兰,潘仁勇(85)

基于分散组播模式的电能表软件更新技术研究.....
..... 梁 捷,梁广明(90)

第 5 期

特约主编寄语 (1)

考虑信号展宽的西门子行波保护适应性分析.....
..... 戴文睿,李小鹏,林 圣(2)

基于贝杰龙模型多点联合判断的特高压直流输电线路纵联保护 单节杉,王 璇,田鑫萃(6)

基于电流斜率的多端柔性直流输电线路保护方法.....
..... 刘景睿,邹贵彬(11)

基于站域信息的整流站 100 Hz 保护优化方案
..... 许婷苇,赵丽平,林 圣,叶 烨(17)

三端混合直流输电实验平台控制参考值变化斜率优化研究
..... 秦嘉蔚,王顺亮,吴佳奇,刘天琪(21)

基于注入工频信号的相控式消弧线圈系统的研究.....
..... 黎军华,胡天祥,胡华萍(27)

集成行波测距功能的高压输电线路保护装置的技术探讨
..... 邹 磊,
薛明军,龙 琳,韩志勇,王 胜,陈福锋,张 祥,胡俊彦(31)

基于图计算的电力系统故障建模方法.....
..... 李 鑫,曾琢琳,石 鹏,王永灿(36)

考虑直流偏磁的变压器状态分析及量化评价.....
..... 李 晖,钟卓江(41)

基于场强角度的输电线路雷击概率定量评估.....
..... 丁代筠,汪 旭,罗先俊(48)

GIS 支撑绝缘子内部放电缺陷综合诊断方法现场应用
..... 代 晖,熊 攀,
周电波,杨 帆,薛志航,何宇航,姚 晓(54)

一起主变压器高压绕组损坏事故检测与分析.....
..... 罗 杨,杨红权,
刘彦琴,刘 鑫,李 波,周 波,高 峻,姜飞宇(59)

新型电力系统背景下可再生能源参与电力市场交易策略研究
..... 樊 东,毛 锐,文 旭,罗保松,夏 春(64)

计及经济性的复合杆塔设计方法 李佳慧(71)

基于欧美标准的杆塔导线荷载组合程序开发.....
..... 廖邢军,马海云,刘洪昌,鄢秀庆,李彦民(78)

一起 110 kV 变压器高压侧套管介质损耗异常分析
..... 苏绍泽,方 欣,徐耀伦,彭华杰(84)

一起由于套管密封失效导致的 220 kV 变压器故障分析 ...
..... 施 逸,周国梁(87)

一起 110 kV 主变压器套管受潮导致的故障分析
..... 李 林,廖文龙,邓 勇(91)

第 6 期

一种基于录波启动信息的电网故障诊断特征向量中心性
方法 廖小君,冯先正,张里,王晓茹(1)

考虑分布式电源接入的配电网电流保护配置及整定方案
..... 何 明,杨 琪,陈虹静,吴 穹,王利平(7)

弧光保护技术及其在电网中的应用综述.....
..... 朱 鑫,郑永康,向 博,赵子涵,丁宣文,吴 杰(13)

基于混合模型的优化低频低压减载方法研究.....
..... 陈 军,陆 旭,赵子涵,向 博,朱小红(17)

基于 5G 通信的配电网区域保护应用及整定分析
..... 刘 奇,李文君,彭喜云,张子健(21)

基于全站系统配置文件解析的智能变电站二次设备调试策
略生成方法..... 邹经鑫,刘 鑫,袁明哲,卢音朴,张 帅,李雪恺(26)

计及新能源消纳的多级调度计划协调决策方法.....
..... 张国芳,杨小磊,孙永超 (32)

基于改进熵权法的调度端小电流接地选线方法.....
..... 杨 湘,汤 俊,周 杨,段登伟,杨晓磊(38)

基于可靠性最优的地区调度数据网第二接入网设计.....
..... 黄显斌,邓志森,喻显茂,刘洵源,彭昊,戴晨曦 (45)

变电站站域数据智能校验平台研究.....
..... 殷攀程,梅亦蕾,曹 柯,李雪恺,邹经鑫,袁明哲 (50)

基于 OPEN - 3000 系统前置网络问题的排查与处理
..... 邓 萍,苏胜皓,胡泽文,桂新凯,郑洪棣 (54)

基于 IoT - G 230 MHz 电力无线通信关键技术分析
..... 赵晓坤,高 洁,郭冰洁,曾 建(58)

基于异构物联网的输电线路智慧巡检方法.....
..... 史思红,何祥龙,王 富,王 强 (63)

新型电力系统下 5G + 云端协同的源网荷储架构及关键
技术初探 许 鹏,何 霖(67)

智能变电站电子式互感器改造方案及关键技术研究.....
..... 李 游,颜文钨,秦靖舒,张 超(74)

基于串补线路出串运行的保护配合方法.....
..... 杨 雪,李凡红,李 辉,李飞鹏,王胜,何海龙(80)

500 kV 断路器操动机构二次回路典型缺陷及优化建议 ...
..... 肖博峰(85)