

一种基于广域量测的电容式电压互感器 运行状态评估方法

代宇涵¹, 邹沛恒², 孙永超¹, 张凤西³, 黄华伟⁴, 高艺文¹

(1. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610041; 2. 国网乐山供电公司, 四川 乐山 614000;
3. 国网甘孜供电公司, 四川 康定 626000; 4. 国网南充供电公司, 四川 南充 637000)

摘要: 变电站电压互感器是满足变电站各节点电压可观的必要设备, 数量众多、分布广泛且结构封闭, 难以经济可靠地实现在线监测与实时状态评估。通过分析电容式电压互感器采集偏差模型, 对采集偏差进行分解、聚类, 提出一种基于广域电网运行数据驱动的电容式电压互感器运行状态评估方法。

关键词: 偏差模型; 设备内部偏差; 外部因素偏差; 电压互感器; 评估方法

中图分类号: TM451 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2019)03-0039-05

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2019.03.010

An Assessment Method for Running State of Capacitor Voltage Transformer Based on Wide-area Measurement

Dai Yuhan¹, Zou Peiheng², Sun Yongchao¹, Zhang Fengxi³, Huang Huawei⁴, Gao Yiwen¹

(1. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China;
2. State Grid Leshan Electric Power Supply Company, Leshan 614000, Sichuan, China;
3. State Grid Ganzi Electric Power Supply Company, Kangding 626000, Sichuan, China;
4. State Grid Nanchong Electric Power Supply Company, Nanchong 637000, Sichuan, China)

Abstract: Voltage transformer is the necessary equipment to satisfy the considerable voltage of each node in the substation. It is difficult to realize on-line monitoring and real-time state assessment economically and reliably because of its large number, wide distribution and closed structure. Capacitor voltage transformers are widely designed and applied in the newly-built substations over 220 kV through the country. By analyzing the acquisition bias model of capacitor voltage transformers, the acquisition bias is decomposed and clustered, and an assessment method for running state of capacitor voltage transformers is proposed which is driven based on wide-area grid operation data.

Key words: deviation model; internal deviation of device; deviation of external factors; voltage transformer; assessment method

0 引言

电力系统运行分析离不开实时采集电网物理量数据的测量装置, 测量装置的精度与运行状态会伴随使用年限与变电站端的复杂工况而发生变化, 导致电压采集量的偏移与突变。电网真实运行数据经过多次采样-转换-传输周期, 再传送至调度自动化主站分析系统后, 监控数据与真实数据的偏差进一步放大, 甚至已经无法在母线节点上满足基尔霍夫定律, 导致潮流计算与各类电网分析难以收敛, 成

为电网各项分析预警功能的重大隐患^[1]。测量装置的运行管理包括现场检验及升级换代, 如无法对其进行实时监测和故障预警, 将难以适应变电站智能化对测量设备智能化管理的迫切需求。

互感器误差受采集原理与恶劣环境等影响会在其工作寿命内出现量测偏差越限, 同时互感器分布范围大、数量多、难以带电检测与全面感知, 使得现有的管理机制与检验手段无法确定其真实情况与潜在隐患。

如何在面对广域、多源头、多测点的监控数据时高效甄别、去伪存真, 对其充分利用是一项世界难题。

下面通过借助精细化的电容式电压互感器采集偏差模型,对采集偏差贡献进行分解、聚类,结合广域量测整合分析,突破量测波动不确定局限,对广域分布的互感器展开量测偏差分析与运行状态评价^[2]。

1 基于广域量测数据的偏差模型

根据文献调研^[3],电力系统高电压等级中三相电压分量不平衡度较低,可认为三相电气量呈对称平衡分布。单个电容式电压互感器(CVT)三相采集偏差贡献 D ,主要由如下独立偏差贡献 D_i 组成:分压器引起的偏差 D_1 、电磁单元引起的偏差 D_2 、电源频率变化引起的偏差 D_3 、温度变化引起的偏差 D_4 、其他原因引起的偏差 D_5 。

对某三相对称运行电网的 A 监控范围内的任意第 j 个 CVT($j \in A$),在任意 t 时刻取被量测点 AB 相的相间电压值 $V(j, t)$,一定时间范围内的线电压量测值矩阵记为

$$M(j, t) = D(j, t) \times V(j, t) \quad j \in A \quad (1)$$

定义总偏差矩阵为

$$D(j, t) = \prod_{i=1}^5 (1 + D_i) \quad j \in A \quad (2)$$

1.1 设备内部偏差

高压电容 C_1 和中压电容 C_2 的实际值与额定值 C_{1n} 和 C_{2n} 不相等时,就会产生电压误差。

$$f_c = \frac{C_{1n}}{C_{1n} + C_{2n}} - \frac{C_1}{C_1 + C_2} \quad (3)$$

额定频率下可以利用电抗器的调节绕组对相位差进行调整,但当电容 C_1 的介损因数 $\tan \delta_1$ 和电容 C_2 的介损因数 $\tan \delta_2$ 不相等时,就会增加相位误差。

$$\delta_c \approx \tan \delta_c = \frac{C_2}{C_1 + C_2} (\tan \delta_1 - \tan \delta_2) \times 3440' \quad (4)$$

在分压部分不出现故障的情况下,测量偏差主要由分压器变比引起,记为 $D_1 = f_c \angle \delta_c$ 。

电磁单元误差包括空载误差和负荷误差,互感器运行时应为负荷误差。

电压误差:

$$f_L = \frac{-(RS_n \cos \varphi + X_L S_n \sin \varphi)}{U_1^2} \times 100\% \quad (5)$$

相位误差:

$$\delta_L \approx \tan \delta_L = \frac{R S_N \sin \theta - X_L S_N \cos \theta}{U_1^2} \times 3440' \quad (6)$$

在电磁单元不出现故障的情况下,测量偏差主

要由电磁单元误差引起,记为 $D_2 = f_L \angle \delta_L$ 。

设备内部偏差主要由分压偏差 D_1 与电磁单元偏差 D_2 组成,对某电网 A 监控范围内的任意第 j 个 CVT($j \in A$),定义一定时间范围内的内部偏差矩阵 $D_{in}(j, t)$ 。

$$D_{in}(j, t) = \prod_{i=1}^2 (1 + D_i) \quad j \in A \quad (7)$$

1.2 外部因素偏差

实际电网上的频率经常是偏离额定频率的,这样 $|X_1 - X_c|$ 的值将发生变化,即存在剩余电抗 $X_0 = |X_1 - X_c|$ 相对于额定容抗之比,暂记为电源频率变化引起的偏差 D_3 。

此外,温度变化、电磁干扰、数据传输通道等其他原因导致的偏差,在常规运行环境中具有较大随机性,难以通过电气模型精确描述。

因此,在分析过程中将 D_3 、 D_4 、 D_5 合并成为外部因素偏差。对某电网 A 监控范围内的任意第 j 个 CVT($j \in A$),在任意 t 时刻采样值 $S(j, t)$,定义一定时间范围内的外部偏差矩阵 $D_{out}(j, t)$ 。

$$D_{out}(j, t) = \prod_{i=3}^5 (1 + D_i) \quad j \in A \quad (8)$$

这部分偏差作为总偏差矩阵 $D(j, t)$ 的一部分,会被集中监视的主站系统纳入统计,但是对设备本体的运行健康状态无法正确反馈。

将外部偏差矩阵定义为修正矩阵。因此,排除电源频率、温度变化、电磁干扰、数据传输通道等外界干扰因素,在总偏差矩阵的基础上通过修正矩阵,即外部偏差矩阵进行修正后,获取真正能够反馈设备问题运行状况的内部偏差矩阵 $D_{in}(j, t)$,成为了基于广域运行数据开展设备运行状态分析的关键点。

$$D_{in}(j, t) = \frac{D(j, t)}{D_{out}(j, t)} \quad j \in A \quad (9)$$

2 偏差分析与修正

2.1 基于状态估计的聚类与集群

面对变电站电压互感器数量众多,分布广泛的特点,求取不同特征环境下的修正矩阵^[4],即外部偏差矩阵 $D_{out}(j, t)$, $j \in A$,从实时监视的时效性上考虑存在一定困难。若基于一定环境特征开展聚类分析,选取一定特征下的互感器集群 J ,尝试求取 $D_{out}(j, t)$, $j \in J$ (J 为 A 的子集),可极大缩短偏差

分析的计算时间。同样将作为输入量的广域量测数据 $M(j, t)$, $j \in A$ 按照特征划分为局部量测数据 $M(j, t)$ $j \in J$ 。

真实的电压值经互感器、AD转换、合并单元、前置网关机、调度数据网等多级传输送至调控主站。传输过程中延时、误差、丢失等原因导致的不良坏数据只能反映多级量测传输设备的状态,需要经剔除清理后才能用于源头,即电压互感器的状态评估。

为保持电网可观性,相同电压节点的量测采集数据存在冗余。基于这种冗余性开展的状态估计,可以帮助解决通道中断和一次设备运行状态变更等外部偏差因素。若将相同电压节点的电压互感器纳入一个统一的集群进行分析,可以高效区别内部偏差与外部偏差对局部量测的总偏差进行修正。

同一个集群的外部偏差在传输通道、时间延迟等因素上都具有较大共性,而集群间的偏差则相对独立。不同电压节点的量测采集数据相互关联因素不大,不同电压节点的电压互感器纳入不同集群,例如甲站 500 kV 集群与乙站 220 kV 集群的运行环境存在典型区别。

2.2 基于局部量测的总偏差分析

基于电网冗余 SCADA 量测,调度自动化主站的状态估计应用可以求得互感器集群 J 中各量测点 AB 相的相间电压值,组成电压值矩阵 $V(j, t)$ $j \in J$ 。在电力系统中,电压采集数据往往都需要在变电站采集。变电站端不具备大批量数据存储与分析的计算机系统,采样值需经过调度数据网传输至调控主站汇集。调控主站电压数据根据采样间隔主要分为:毫秒级的 WAMS 电压值和秒级的 SCADA 电压值。对于相同的时间间隔 T_w ,多通道的电压量测数据来自于各个量测点相同的互感器,可以获取每一个集群 J 内部的互感器 j 在调控主站对应的 N 个量测值 $M(j, k, t)$ $j \in J$ $k = 1, 2, \dots, N$ 。

假设量测数据总体大致呈正态分布,如图 1 所示。黑色区域是距平均值小于一个标准差之内的数值范围。在正态分布中,此范围所占比率为全部数值之 68%。对于正态分布,两个标准差之内(黑色、浅黑)的比率合起来为 95%。对于正态分布,正负 3 个标准差之内(黑色、浅黑、灰色)的比率合起来为 99%,如图 1 所示。

取电压采集数据正常的置信水平为 95%,即认为正常电压采集数据有 95% 的概率落入

$[\bar{V} - 2\sigma_V, \bar{V} + 2\sigma_V]$ 的置信区间。将互感器集群 J 中采集电压 $M(j, k, t)$ 超出这一范围的电压数据过滤掉后,剩余的 n 个量测值 ($n \leq N$) 映射至电压量测值 $M(j, t)$ 。

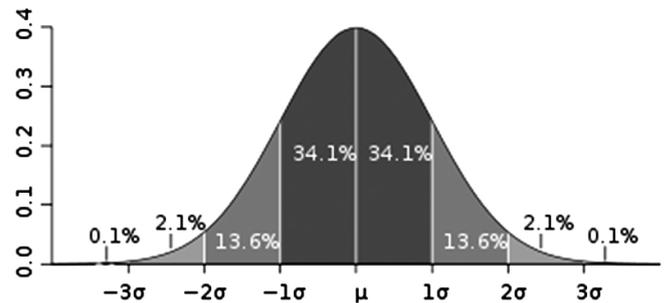


图 1 正态分布概率

$$M(j, t) = \frac{\sum_{k=1}^n M(j, k, t)}{n} \quad j \in J \quad (10)$$

由于电压量测在调控主站均与电网一次设备模型一一关联供状态估计计算应用,即对任意互感器 $j \in J$ 有电压量测 $M(j, t)$ 与电压值 $V(j, t)$ 一一对应,从而可以在调控主站实时求取基于局部量测数据 $M(j, t)$ $j \in J$ 的总偏差矩阵 D 。

$$D(j, t) = \frac{M(j, t)}{V(j, t)} \quad j \in J \quad (11)$$

2.3 广域量测异常辨识与修正

由于外部偏差作为修正矩阵不具备相应电气模型的支持,存在随机性且波动范围大,非常容易导致修正后的内部偏差矩阵出现错误数据而引起误判断。考虑将集群 J 中的所有外部因素偏差简化为与 j, t 无关的随机波动量 D_{out} ,从而可以在相同电压节点对应的集群 J 中求取修正后的局域内部偏差矩阵 D_{in} 。

$$D_{in}(j, t) = \frac{D(j, t)}{D_{out}} = \frac{M(j, t)}{D_{out} \times V(j, t)} \quad j \in J \quad (12)$$

若在状态估计计算中,将电网 A 划分为 P 个电压节点,每个电压节点对应的互感器集群 J 存在特定的修正矩阵 $D_{out}(p)$,则对电网 A 中的任意互感器 $j \in J$,可以计算出广域内部偏差矩阵 D_{in} 。

$$D_{in}(j, t) = \frac{M(j, t)}{D_{out}(p) \times V(j, t)} \quad j \in A \quad p \in P \quad (13)$$

3 基于内部偏差的评估分析

类似于人体健康指数,互感器设备也同样存在健康程度,对于大规模互感器设备而言,追踪设备寿命过程,建立每一套设备的健康指数,能够更好地

帮助评估设备运行现状。可将广域内部偏差矩阵 $D_{in}(j, t)$ 作为所有电压互感器的健康指数“风向标”。横向对比相同生产厂家与相同型号设备的运行数据,可将电容式互感器设备运行状态分为健康、亚健康、不健康。内部偏差超过该型号设备精度范围即定义为不健康状态;内部偏差超过该型号设备精度范围的80%而未超过100%即定义为亚健康状态;内部偏差不超过该型号设备精度范围的50%即定义为健康状态。

根据设备内部偏差模型,贯穿式击穿故障会导致电容式互感器短时间周期内从健康状态直接进入不健康状态;分压设备的老化偏移则会让电容式互感器经历健康状态—亚健康状态—不健康状态这一长期过程。

对于任意采集点,其偏差电压 $D_{in}(j, t)$ 若采样周期为 T_s ,在 T_w 时间段中共存储历史数据 $n = T_w / T_s$ 次,基于准实时数据绘制电压互感器偏差电压曲线。如果电压互感器 PT1 的电压偏差绝对值 $|D_{in}(PT1, t)|$ 在 T_w 时间窗内持续超出最大允许采集偏差 $MaxD\%$,属于健康状态直接进入不健康状态,推送该电压互感器可能存在故障。

以 nT_s 为周期,绘制采集点电压偏差变化率曲线 $DR(j, t) = \left| \frac{dD_{in}(j, t)}{dt} \right|$ 。从设备台账中可以获取某互感器 PT2 投运时间、预计服役寿命 L_{PT2} 与最大允许采集偏差 $\pm MaxD\%$,其最大电压偏差率绝对值 $\left| \frac{dD_{in}(j, t)}{dt} \right|$ 应小于 $\frac{2 \times MaxD\%}{L_{PT2}}$,如果出现越限即可预判为健康状态—亚健康状态—不健康状态过程,推送该电压互感器存在电容容量偏移隐患。

4 应用算例

以某调控主站的500 kV变电站220 kV母线运行状态为例,状态估计可以判断出并列运行的I母线、II母线、III母线线电压228.412 \angle -2.375 kV与停运的旁路母线线电压0 kV,组成局部电压值矩阵 V ,如表1所示。

基于某日15:30时电网运行数据,可获知各互感器采集值 M ,并计算偏差值 D 与内部偏差值 D_{in} ,如表2所示。

基于当月电网运行数据,以15 min为采样周期,在24 h内共存储历史数据96次,可绘制96点电压互感器偏差电压曲线。绘制内部偏差曲线后发现该站II母线PT内部偏差存在78点超过该设备型号精度范围的80%,即长期超出最大允许采集偏差,处于亚健康状态,怀疑电磁单元二次侧出现匝间短路或电容单元存在损坏,建议停电检修期间开展核查。

5 结 语

所有的调控主站为开展调度、监控范围内的电网分析,必然需要消除SCADA不良量测,获取收敛的可观测电网运行数据。在这个过程中,基于每一个电压节点都需要冗余的电压量测值。冗余测点的量测数据为互感器设备的运行状态监视提供了有效的分析环境。

利用调控主站数据采集面广,历史数据存储周

表1 局部电压值矩阵

序号	母线名	电压等级/kV	线电压/V	相角	停运标志
1	洪沟 220 kV I 母线	220	228.412	-2.375	0
2	洪沟 220 kV II 母线	220	228.412	-2.375	0
3	洪沟 220 kV 旁路母线	220	0	0	1
4	洪沟 220 kV III 母线	220	228.412	-2.375	0

表2 内部偏差矩阵

序号	互感器	电压值/V	采集值 M /V	偏差值/%	内部偏差值/%
1	洪沟 220 kV I 母线 PT	228.412	228.557	0.21	0.11
2	洪沟 220 kV II 母线 PT	228.412	228.971	0.88	0.43
3	洪沟 220 kV 旁路母线 PT	0	0	0	0
4	洪沟 220 kV III 母线 PT	228.412	228.329	-0.42	-0.21
5	220 kV 洪舒南线 PT	228.412	228.686	0.57	0.29
6	220 kV 洪舒北线 PT	228.412	228.401	-0.11	-0.06

期长,电网拓扑分析准确等优势,最大程度利用现有测点,以相同电压节点为特征,聚集电压互感器集群,将广域电压偏差划分为局域电压偏差,逐步修正集群内外部因素偏差,剔除不良数据。

实践证明,调控主站的电压运行数据可以辅助评估电压互感器的运行状态并给出隐患预警,无需额外增加采集成本,扩大厂站无人值守后的监视范围,为电网监视与分析提供更高的可靠性。

参考文献

[1] 饶广,曾明贵,李盛涛,等. 35 kV 电磁式电压互感器连续爆炸事故探讨[J]. 高压电器, 2012, 48(10):114-119.

(上接第 28 页)

表 6 35 kV 电网代表日计算结果

损耗类别	损失电量 /MW	损耗率 /%	损失分项占比 /%
线路	2 133.78	1.27	70.84
变压器铜损	227.26	0.13	7.55
变压器铁损	292.56	0.17	9.71
其他	358.30	0.21	11.90
合计	3 011.90	1.79	100.00

注:有功电量为 168 642.23 MWh,无功电量为 115 452.24 MVAh。

电力在线路中传输产生的损耗与线路电压、功率因数的平方成反比,与线路传输的有功负荷的平方以及线路单位长度电阻成正比,通过改变线路功率因数,线路降损幅度为

$$\Delta P\% = \left(1 - \frac{\Delta P_1}{\Delta P_2}\right) \times 100\%$$

$$= \left(1 - \frac{\cos^2 \varphi_1}{\cos^2 \varphi_2}\right) \times 100\%$$

式中 $\cos \varphi_1$ 、 $\cos \varphi_2$ 分别为调整前后的线路功率因数。当 35 kV 整体功率因数由实测日的 0.83 提升至 0.95 及以上时,线路线损电量降幅可达 23.67% 以上,即线损损耗电量可减少 505.07 MWh,影响 35 kV 分压线损率降低 0.3 百分点。同时,当前四川电网在运 35 kV 主变压器的平均空载损耗为 7.53 kW,相对还较高,说明还存在部分高耗能变压器,通过设备的逐步更换,在铁损方面也具有一定的降损潜力。

2.5 降损潜力

由上述分析可见,当前四川电网随着网架结构的不断完善、运行方式的持续优化、电能质量的稳定提升、电网设备的逐步更新,还具有较大的降损潜力,尤

[2] 苏春雷. 一种基于大数据和机器学习的网络威胁感知系统架构[J]. 工业控制计算机, 2018, 31(9):117-118.

[3] 王红星,张国庆,蔡兴国,等. 电力系统中电子式电压互感器的误差特性研究与参数优化设计[J]. 广东电力, 2011, 24(12):85-91.

[4] 康重庆,夏清,相年德. 灰色系统参数估计与不良数据辨识[J]. 清华大学学报(自然科学版), 1997, 37(4):72-75.

作者简介:

代宇涵(1989),硕士研究生,现从事调度自动化技术支持工作。

(收稿日期:2019-02-19)

其在 35 kV、500 kV 电网方面,均具备较大的降损潜力。与此同时,也应同步加强对 110 kV、220 kV 电网的管理和相关配套输变电工程的推进,发展负荷,提升主变压器运行的经济性,也能一定程度实现降损增效。

3 结 语

四川电网的电源结构、电网结构和外送电量的过网损耗决定了较高的主网线损率。近年来,通过精准分析线损影响主要因素,在电网运行、技术改造、计量管理、营销管理等多方面采取了大量的措施,如针对主网部分变压器、线路运行不经济的情况,在保证 $N-1$ 的情况下,拉停轻载设备,既保证了电网的安全运行,也实现了线损率的稳中有降。下一步,通过有针对性地不断完善电网规划和技术改造,优化电网潮流,加强电网设备运维管理和无功电压管理,预计四川电网 2019 年线损率将进一步下降至 8% 以下,节能降损效益将进一步显著。

参考文献

[1] 国网四川省电力公司. 2018 年理论线损计算分析报告 [C]. 2018.

作者简介:

贺星棋(1978),博士,高级工程师,主要研究方向为电网运行与控制、节能减排;

唐伟(1990),硕士,工程师,主要研究方向为电网运行与控制、节能减排。

(收稿日期:2019-01-28)