

基于两种计量模式下的电能计量误差分析

陈 军

(盐城供电公司, 江苏 盐城 224005)

摘 要: 电能计量是国家电力能源领域的一项重要技术和基础管理, 为了适应智能变电站的发展, 作为变电站重要组成部分的电能计量系统, 也需要数字化、通信网络标准化, 以适应智能化变电站发展需要。而在传统变电站与智能变电站过渡之间, 两种不同模式下的计量, 必然会带来测量误差, 如何消除这些误差, 打消用户疑虑, 维护供用双方合法利益, 这些问题必须充分考虑, 提供科学依据。文章对智能变电站与传统变电站两种计量方式下的计量综合误差进行分析比较, 提出由传统变电站到智能变电站过渡时期内的计量方法的建议。

关键词: 智能变电站; 电能计量; 计量模式

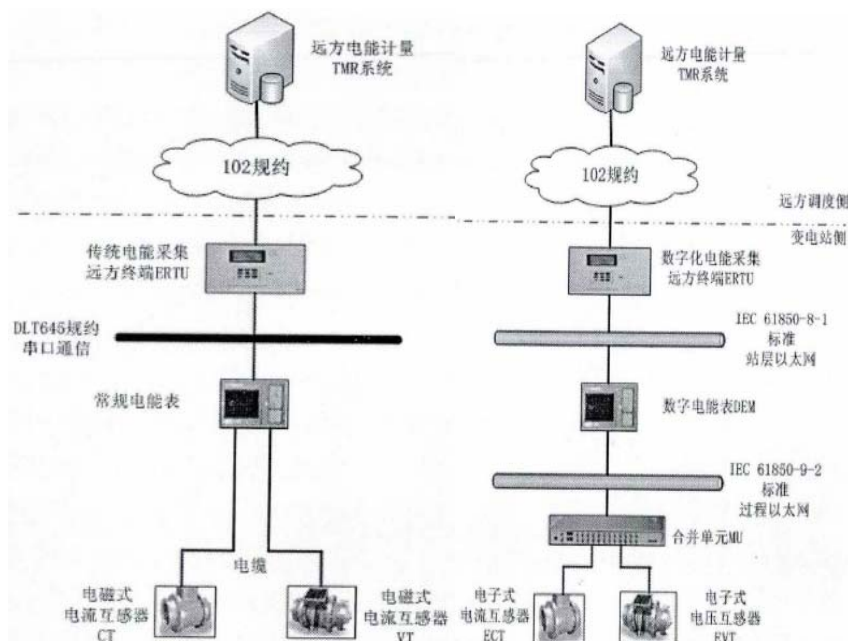
1 传统变电站与智能变电站电能计量模式分析

传统变电站和数字化变电站电能计量有所不同, 其主要区别在于计量设备和通信网络上。

(1) 传统变电站电能计量: 传统变电站电能计量系统主要是采用电容式、电磁式互感器将采集的电压、电流模拟量通过电缆传送到多功能电能表中, 通过电能表对数据进行处理计算后, 采用 DLT645 规约通过串口以问答方式上送到传统的电能远方采集终端(ERTU), 远方的电能 TMR 系统主

站根据 IEC 60870-5-102 规约召唤 ERTU 中的电能数据。如下图 1 (a)所示。

(2) 智能变电站电能计量: 对于智能化变电站, 随着技术的不断发展以及 IEC 61850 标准的推广应用, 采用了电子式互感器+合并单元来完成电压、电流数据的采集, 输出数字信号, 然后通过 IEC 61850-9-2 标准协议建立过程层以太网网络来将数据传送给支持 IEC61850 标准通信的数字电能表进行数据的处理和计算, 再通过 IEC 61850-8-1 标准的站层 MMS 网络主动传送到数字化的 ERTU 终端中, 如图 1 (b)所示。



(a) 传统变电站电能计量系统结构 (b) 智能化变电站的电能计量系统结构

图 1 传统变电站与智能化变电站的电能计量系统结构示意图

由图 1 (b)中可见,电能表在变电站计量系统数据传输当中起到了承上启下的作用,既要接收基于 IEC 61850-9-2 标准的电能计量数据,又要能发送支持 IEC61850-8-1 标准的数据。

2 传统变电站与智能变电站的电能计量性能比较

2.1 计量稳定性分析

数字化变电站电能计量是采用光纤通讯,实现完全电气隔离,以电流、电压数字信号采用标准协议进行传输,接收端即电能表可对来自互感器或者合并单元的电流、电压信号进行校验,有效避免了误码可能对电能计量造成的影响。同时,数字化电能表已完全取消二次电流输入,有效的消除了过流或二次电流开路等安全事故隐患。

2.2 计量可靠性分析

数字化变电站电能计量与传统变电站计量原理不同,因此,数字化变电站中电能计量系统可靠性与传统计量系统侧重点也不同,传统变电站计量系统中,电能表以及二次传输回路的故障率高于互感器。而在数字化变电站中,电子式互感器是关键设备,电子式互感器远比传统互感器复杂,并且用光纤等传输方式代替了二次回路,这种情况下可靠性的重点主要在于电子式互感器。电子式互感器,它具有无饱和、频带宽、体积小等诸多优点。电子式互感器按照原理分有源电子式互感器和无源电子式互感器。有源电子式互感器利用电磁感应原理感应被测信号,其传感头部分具有需用电源的电子电路,用于 GIS 断路器更方便,对于户外配电设备,可采用激光供能方法,能够较好的解决电子式互感器电磁干扰问题。电子式互感器的设计,重点考虑可靠性问题,尤其是合并单元。因为合并单元集成在电子式互感器中,一并安装在高压侧,若出现故障,可能要一次侧停电才能维修。而传统方式下电能表及二次回路发生故障,只要将二次回路切断即可,不影响一次侧供电。

另外,为了提高数字信号传输准确性,需对光纤等传输的信号要进行实时监视,通过检查校验方式,剔除错误信息。电能表的通信质量要重点监视,一般监视漏点率,即统计一段时间的传输漏点次数,并且设置上限值,若漏点率超过此值,则在 LCD 上报警,并上传警告,让工作人员对此线路进行重点检查。

2.3 计量准确性分析

2.3.1 常规多功能电能表计量原理及电能综合误差

常规电子式电能表计量回路如图 2 所示。输入电表的三相电流信号来自对应间隔的 TA 计量绕组的次级,输入电表的三相电压信号来自对应母线压变或线路 TV 计量绕组的次级,而电压信号一般需经过电压并列装置输出。

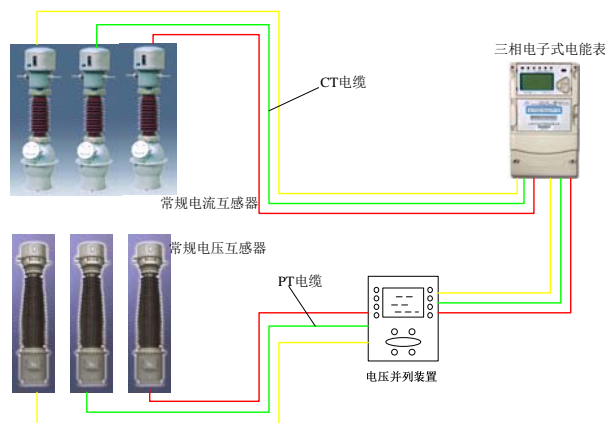


图 2 常规电能表计量系统构成

构成上述常规多功能电能表的计量部分的误差受以下环节影响:

- (1) 测量 TA 绕组的精度等级: 0.2s 级;
- (2) 测量 TV 绕组的精度等级: 一般为 0.1 级或 0.2 级;
- (3) 信号电缆的传输衰减, 一般室外至室内的电缆约 100m (主要指 TV 电缆产生的压降)。这部分的精度可通过减少电缆的阻抗提高, 但不能彻底消除。
- (4) 多功能电能表的精度等级: 一般为 0.2s 或 0.5s;

电能表误差、互感器及压降合成误差构成了电能计量综合误差。这些误差与电流、电压、功率因素有关。为了方便计算, 选择功率因素为 1 时的特定理想模型下进行分析比较。因此, 多功能电能表计算后的数据与实际值的累积误差将达到 0.6 级 (假设压降的误差为 0.1%, 最终测量系统准确度为 0.7 级)。常规 TA 和 TV 的计量综合误差如图 3 所示。

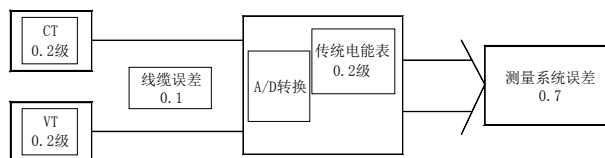


图 3 常规 TA 和 TV 的计量误差

2.3.2 数字化电能表计量原理及电能综合误差

数字化电能表计量回路如图 4 所示, 输入电表

的电压电流信号为数字量，数字化电能表 ME2 遵循 IEC61850-9-2LE（数字化变电站内通信规约）协议的全新的数字接口式多功能电能表。电流信号为电子式 TA 经测量转换后，以数字量、通过光纤通讯方式传送至间隔合并器。母线电压信号为电子式 TV 经测量转换后，以数字量通过光纤通讯方式传送至电压（并列）合并器，再送入间隔合并器，由间隔合并器按 IEC61850 标准协议输出电压电流信号至数字化电能表。

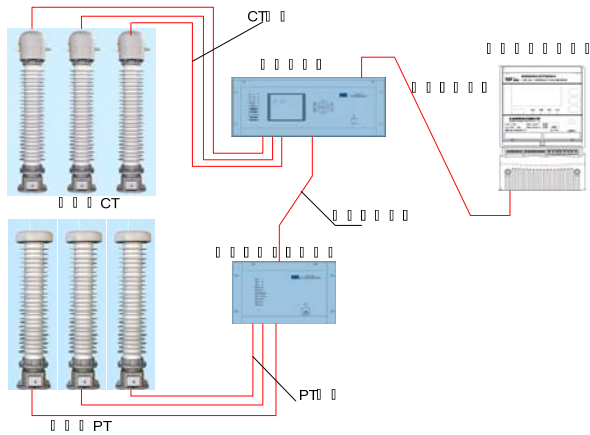


图 4 数字化电能表计量系统构成

构成上述数字化电能表计量部分的误差仅受以下因素影响：

- （1）电子式 TA 的测量精度等级：一般为 0.2s 级；
- （2）电子式 TV 的测量精度等级：一般为 0.1 级或 0.2 级；

数字信号经光纤介质传输，不受电磁波干扰，经过通讯校验的数据无附加误差。而数字化电能表获取的已是数字化的电流电压瞬时值，电能表在电量计算过程中理论上不产生误差（仅存在计算时的舍入误差，这一误差不大于 0.01%），所以数字化电能表的精度等级仅由 TA、TV 系统的误差决定，即由电子式电流电压互感器决定。数字化电能表构成的测量系统误差如图 5 所示。

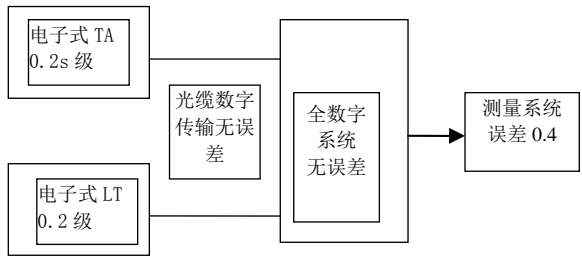


图 5 电子式 TA 和 TV 的计量误差

由此可见，在理想计量状态下，两种不同的计

量模式它们所产生的电能计量综合误差可以达到 0.30%，很明显数字化变电站电能计量系统的准确度有了很大提高。

3 案例分析

案例：盐城××110kV 发电厂上网计量点设置在公司系统 110kV××变电站。2011 年底，该变电站 110kV 单元进行数字化改造，计量单元由电子式互感器替代电磁式互感器，多功能表由数字化电表代替，原来的计量二次回路也更换成光纤数字输出采集。改造结束运行一段时间后，发现电厂侧的上网考核电量反而比变电站上网关口电量少（电厂侧变电站未进行数字化改造）见表 1、2。进行了电量数据跟踪、分析，并对两种不同计量模式下计量进行比较分析，验证了在两种计量模式下的误差所在。

发电厂上网关口考核表所计量的电量不包含供电线路损耗，而变电站上网关口计量点电能表所采集的电量是经过该供电线路传输损耗后所计的电量，很明显所变电站侧所采集的电量数据肯定会比电厂侧数据要小。

表 1 改造前电量比较

电能表 (典型月)	电厂侧读数 /万 kWh	变电站读数 /万 kWh	线损率/%
1	1815.012	1810.862	0.23
2	1673.021	1668.269	0.28
3	1676.011	1671.133	0.29
平均值	1721.348	1716.755	0.27

表 2 改造后采集数据表（以电厂侧读数为基准）

电能表	月度电量 /万 kWh	绝对误差 /万 kWh	相对误差/%
电厂侧读数	1452.660	0.000	0.000
变电站读数	1453.056	+0.396	-0.03

（1）变电站内运行的电表为经过检验合格的，0.2s 级数字化电表，数据由电子式互感器合并器光纤数字输出采集，取自电子式互感器的测量电流采样，由于电表为数字输入，基本无采样精度的损失，而电子互感器单元也是经过检测，误差满足规定的要求。

（2）从电厂侧的表读数 1452.660 万 kWh，变电站表读数 1453.060 万 kWh 看，两侧电表的绝对误差为-0.396 万 kWh，相对误差为-0.03%（以电厂侧读数为基准）；通过前面分析比较两种计量模式下的计量误差可以达到 0.30%，通过参比改造前的

平均线损率 0.27%，两者之间的误差也正好为 -0.03%。这样基本验证了改造前的线损变成负的原因，并且从电量数据计算上也确认了这种计量差别的原因。

(3) 由于电子式互感器和数字化电能表为新型数字采集的设备，且电表的系数现场不可调整，只有厂家通过软件才可以实施。从所收集的出厂报告看，检验结果合格。

(4) 电厂侧计量表为 0.2s 级，计量互感器的现场检测误差满足规程要求，二次压降误差也在规定指标内，整个计量系统的综合误差满足计量要求。

4 结论与建议

从这起变电站改造前、后所发生的线损变化来看，主要原因是因为电厂侧与变电站侧分别采用两种不同计量模式下所导致的测量误差。由此，为我们提出了一个新的课题，在传统计量模式向智能化计量模式变换过程中，对一些专线用户，特别是发电上网关口如何重新考虑计量点的合理、正确设置，客户端电能计量装置配置要求以及变电站改造前的计量方案的确定等均是我们需要考虑的问题；另外一方面对于系统变电站的局部改造后电量的比较、母线平衡、线路损耗的计算等均应考虑到是否在同一种计量模式下进行比较计算，否则在计算

过程应充分考虑到两种计量模式下的测量误差。

总之，电能的计量方式对电能在产、供、销环节中起着十分重要的作用，而要保证电能的正确计量，就一定要在电能计量方式的各个环节上进行科学的布置和统筹考虑，才能实现真正意义上的维护供、用电双方利益，提高计量统计的准确性和可靠性，合理分配、使用，节约电能，保障电力工业和国家经济的迅速发展。

参考文献：

- [1] 陆祖良. 电能表计量现状和问题讨论[J]. 中国计量, 2009(1): 24-26.
- [2] 董昕, 王林, 杨继勋. 电能量采集及计费自动化系统设计[J]. 电力系统自动化, 2000, 24(7): 55-57.
- [3] 刘志军, 邓文栋, 胡春华, 等. 数字化变电站电能计量技术研究[A]. 2008 中国电力系统保护与控制学术研讨会论文集[C]. 2008.

作者简介：

陈 军 (1967-), 男, 工程师, 高级技师, 一直从事电测计量工作。