

## 基于调度自动化系统平台的主站AVC建设

浙江省桐庐县供电局 柳树忠 潘功茂 阅读次数: 0

### 1 主站AVC系统的实现目标

本次工程的内容为在SCADA系统中增加二台AVC服务器采用双机热备用模式, AVC及网络拓扑软件, 实现以220 kV乔林变为区域中心, 110 kV、35 kV变电所电压无功自动调节的二级协调区域电压无功监控系统。

系统基于调度自动化SCADA/EMS系统平台, 利用SCADA/EMS高级应用功能对电网潮流进行动态估算, 实时监测受控点的电压和功率因数, 根据设置的不同时间段、不同运行方式、不同负荷水平等条件给出相应的电压无功控制方案, 实现区域、厂站的电压无功自动控制。二台AVC服务器安装于自动化机房, 调度台工作站配置为操作中心安装二客户端, 与调度自动化SCADA/EMS系统使用同一节点。

### 2 主站AVC系统调节策略

监控点结构。电压无功监控系统监测母线电压和厂站无功, 以变压器为单元, 形成监控点。对于变压器同母线间、母线同母线间、母线同电容器间的联接元件定义为遥信点, 通过遥信点的状态自动找到监视母线及监视无功, 并实时采集电压和无功值, 可适应不同的接线方式和运行方式。

AVC调节方式为电压优先(当电压与无功不能同时满足要求时, 优先保证电压正常)。设备调节方式为: 电容器优先。

AVC限值。功率因数限值: 高峰时段(7: 45~11: 45, 13: 45~22: 45): 功率因数 $\geq 0.95$ , 无功允许倒送不大于0.5 Mvar。低谷及腰荷时段(11: 45~13: 45, 22: 45~次日7: 45):  $0.93 \leq \text{功率因数} \leq 0.97$ 。电压限值: 高峰时段, 10.1~10.6 kV; 35.0~37.2 kV。低谷时段: 10.1~10.6 kV; 34.2~36.5 kV。AVC闭锁量: 根据厂站实际情况, 利用影响主变、电容器组正常运行的遥信信号对AVC动作进行闭锁。

调节策略如图1所示。

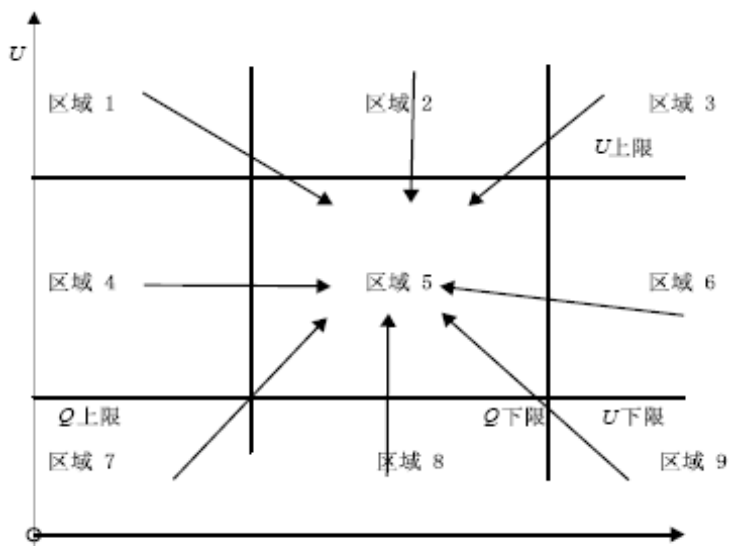


图1 AVC策略示意图

区域的调节策略如下(以1区和6区为例)。区域1:  $U$  越上限,  $Q$  越下限。调节对策: 退出电容器。备用方案: 分接头下调(电压优先方式)。区域6:  $U$  正常,  $Q$  越上限。调节对策: 投入电容器。

### 3 项目的实施情况

桐庐供电局为实现对全区电网电压无功的优化集中控制，使全网网损尽量小、各节点电压合格率尽量高，并且更充分地发挥调度自动化系统的功能，自2005年4月份起开始本次项目——二级协调的区域电压无功监控系统的调研，8月份起进入工程实施阶段。本次项目的目标是实现桐庐地区220 kV及以下所有变电站的区域电压无功控制。

#### 3.1 施工阶段

2005年12月初我们结合局自动化主站升级改造工程，完成了SCADA系统网络拓扑功能。12月中旬完成了方埠变区域及其他变电所控制参数、设备参数的设置工作。12月底完成了变电所控制参数、设备参数的设置工作。

#### 3.2 调试阶段

2006年1月初，我们为调度工作站（一）、（二）安装了客户端（操作中心），利用方埠变区域，对AVC主站系统各项功能及区域间的二级协调进行了测试，测试情况良好。1月中旬至2月中旬主站AVC一直处于只监视测试状态，系统运行良好。

2006年2月26日~3月1日，我们对试点区域方埠变区域电压无功控制系统进行了开环调试。调试情况良好，电容器投切，主变调压策略正确。同时，对测试完的变电所进行开环试验，由于无专职监控操作人员，而调度员又肩负繁重的工作，无法及时对AVC产生的策略进行控制，AVC开环测试产生的效果不明显。

2006年3月3日~8日，经自动化专业人员与调度员的协商，征得部门领导的同意，我们对方埠变区域变电所进行了闭环试验。通过为期一周的闭环试验，我们发现：各变电所主变调档过于频繁，而电容器调节灵敏度较低。分析原因：根据AVC技术方案设置的电压限值范围（低谷10.1~10.4 kV，高峰10.3~10.6 kV）较狭窄，引起主变档位的频繁动作。我们对电压限值范围统一调整为（10.1~10.6 kV）。主变负荷较轻，而电容器配置额定容量较大，造成电容器动作灵敏度低。在电容器实际运行中，我们发现投入电容器产生的无功补偿比电容器额定容量低10%左右。我们对电容器无功补偿设定的额定值改为日常运行时，产生无功补偿的最大值（对于同母线、同容量的电容器设置相同的值）。

通过以上调整，主变档位一天的调节次数控制在限值之内。电容器的调节灵敏度进一步提高。

2006年3月9日~10日，我们对AVC区域进行了调整，以局220 kV乔林变为区域中心设置乔林区，同时对变电所进行了开环测试，测试情况良好，测试完后乔林区（除乔林变）均进入开环试验。

2006年3月26日和4月11日，我们分别对乔林变2#主变和1#主变进行了测试，测试情况良好。测试完后，乔林变设置为只监视不调节。

2006年4月6日~8日，我们对高峰、低谷时各变电所电容器投入、退出对母线电压的影响进行了统计，并根据统计的偏大值设置电容器投/退时对母线电压的影响。

### 4 系统完成的功能

本系统充分利用SCADA系统的实时数据和控制通道实现电压无功自动监测控制。数据采集和设备控制不需额外投资。可任意添加受监视厂站。

全网调节方式考虑电压由高压到低压调节，无功由低压到高压进行补偿。每种监控方式都可任意添加受监视厂站到AVC厂站参数表中。

可根据需要灵活地对区域、厂站、设备设定工作方式，最大限度地监控全网可监控设备。

设有监控点结构能自动适应遥信变位后的不同接线方式和运行方式，并可自定义不同监控点的运行方式，如闭环/开环/退出。

设有控制目标表来设定电压无功限值，根据需要对各厂站在不同时段设定不同的电压无功限值。

监测低压侧电压，同时对三绕组变参考中压侧电压。

设有规则表，对各个厂站在不同分区的控制方案可根据电压无功的重视程度和设备情况设定控制方案。

动态监控点以变压器为单位，可查阅监控点数据，并以区域图或曲线方式显示监控点的运行状况和趋势。

可查阅全网监控点的运行状态，以状态列表或区域图动态显示。对于全网电压无功运行工况一目了然。

平时可以最小化方式运行，在有告警或控制操作请求时，发出AVC事项，给出声音提示，推出控制厂站图形，并激活窗口最大化显示。

自动记录电容器投切、主变档位调节记录。可查询、统计、打印。

## 5 主站AVC投入运行后情况分析对策

2006年6月1日，桐庐区域、方埠区域投入AVC闭环运行；其他区域也相继进入了闭环试运行。在这近三个月的运行中，AVC系统运行比较稳定，投入运行的变电所取得了较高的电压合格率。以6月份为例对桐庐、方埠区域进行分析。

### 5.1 桐庐区域（包含桐庐变和西武变）取得较好的电压合格率

桐庐变1#主变平均每天动作5.1次，其中次数达到闭锁限值的仅为6月23日一次，主变最后一次调档时间为23:49，10 kVI段母线电压合格率为99.97%；2#主变平均每天动作2.2次，动作最多一天为8次，10 kVII段母线电压合格率为99.94%；电容器投切次数均在设定范围内。西武变2#主变平均每天动作3.1次，动作最多一天为8次，10 kV II段母线电压合格率为99.96%。电容器投切次数均在设定范围内。

桐庐变和西武变供电范围主要为桐庐镇和旧县镇，用户用电比较均衡，主变负荷比较平稳，一天内电压变化较小。电压不合格时间均在峰谷交接时段，由于AVC判断及动作周期过长引起。

### 5.2 方埠区域电压合格率相对较差

方埠变1#主变平均每天动作4次，动作最多一天为8次，10 kV I段母线电压合格率为99.74%；2#主变平均每天动作4.4次，动作最多一天为11次（动作闭锁次数为12次），10 kV II段母线电压合格率为99.09%；电容器投切次数均在设定范围内。

方埠变电压合格率较低，特别是10 kV II段母线电压。

6月24日，方埠变通道故障两个多小时，无法对变电站无功电压设备进行调节。

6月26日，方埠变下行通道出现故障，主站AVC对现场无法进行调节，当天10 kV I段母线电压合格率为95.83%，10 kV II段母线电压合格率仅为74.79%，大大降低了本月度方埠变10kV II段母线电压合格率。

除6月24日和26日以外，10 kV I、II段电压合格率均在99.95以上，大部分天数合格率为100%。

横村变2#主变平均每天动作5次，动作最多一天为9次10 kV母线电压合格率为99.81%；电容器投切次数均在设定范围内。

6月8日，当天10 kV母线电压合格率为95.49%，主要为主站AVC实时库出现故障，经查为AVC服务器时钟与SCADA服务器偏差较大导致AVC服务器出错，修改AVC服务器对时程序，重起服务器后正常。其余天数均为100%。

钟山变1#主变平均每天动作6.4次，动作最多一天为10次（动作闭锁次数为10次），最后一次调压动作时间在23:45，10 kVI、II段母线电压合格率为99.71%。

6月8日，当天10kV母线电压合格率为95.83%，主要为电站AVC实时库出现故障，经查为AVC服务器时钟与SCADA服务器偏差较大导致AVC服务器出错，修改AVC服务器对时程序，重起服务器后正常。

6月30日，钟山变10 kV I、II段母线测控装置出现故障，主站10 kV I、II段母线电压测量停止刷新，影响AVC对母线电压的调节。

### 5.3 主站AVC系统运行情况及分析

通过三个多月的运行，桐庐区域、方埠区域能满足桐庐电网对电压、无功调节的要求，在除掉变电所设备及通道故障对主站遥测数据的影响外，AVC动作正确率为100%，电压合格率控制在100%。AVC运行中出现的问题及处理情况如下。

6月8日，AVC服务器实时库出现故障，经查为AVC服务器时钟与SCADA服务器偏差较大导致AVC服务器出错，修改AVC服务器自动对时程序，重起服务器后，AVC服务器及策略动作正常。在6月9日到目前为止，AVC服务器运行稳定，动作正确。

实施对策：当变电所母线电压或无功持续越限时间大于2分钟，而区域AVC没有进行相应地调整，操作值班人员应通知AVC维护人员，退出该变电所的区域AVC功能（闭锁方式），改用人工监控方式对该变电所电压无功进行监控。待故障解除后再投入AVC运行。

AVC从判断电压、无功越限到策略下调时间过长。在峰谷交接时段，由于母线电压变化较快，而AVC判断至策略下调时间过长，容易引起电压在短时间内越限的情况。

策略：我们适当调整了电压的动作限值，将电压限值由考核的（10.0~10.7 kV）调整为（10.1~10.6 kV），保证了AVC的提前动作，减少了可能越限的时间。根据判断时间过长这种情况，我们将AVC判断及动作时间缩短，并与7月31日，对AVC程序进行修改，AVC动作灵敏度进一步提高，在峰谷交接时，电压在短时间内越限的情况消失了。

主变并列等问题引起的不调：横村变主变并列运行引起（在AVC技术方案中，主变并列运行时，对主变不调）。策略：我们分析可以通过AVC两级协调的功能——通过控制方埠变35kV侧电压来控制横村变10 kV侧电压。根据实际情况，我们对方埠变35 kV侧电压定值进行修改，修改后横村变的电压合格率得到很大的提高。

通道误码或遥控无法下调的问题：7月份至8月中旬，我们对瑶琳变前置机及通道进行多次处理，并将一台前置机返回厂家维修后安装。目前，瑶琳变数字通道运行正常，模拟通道存在误码高的现象，AVC对瑶琳变调节正常，8月份后半月瑶琳变电压合格率为100%，至此瑶琳变的大难题得到了很好的解决。策略：积极对误码率高的厂站进行改造，对偏远地区的新合变、合村变存在载波通道的情况下，新增了光纤通道。

## 6 结束语

桐庐供电局被评为2006年度农电电压管理标杆单位及2007年电压无功管理标杆单位。主站AVC建设投入运行以来，本局A类电压合格率有了显著的提高。2005年A类电压合格率为99.21%，2006年A类电压合格率为99.80%，2007年1~5月A类电压合格率为99.92%；从而保证电力系统安全稳定运行，提高系统功率因数的同时降低线路损耗；为广大电力客户提供更为优质的电能，产生了可观的经济效应和社会效应。

来源：《农村电气化》

看后感：

发表看法：姓名： 匿名：

发表

指导部门：原国家经济贸易委员会电力司

主办单位：农村电气化期刊社(中国电力企业联合会农电分会、中国电机工程学会农村电气化分会)

北京天衡可再生能源有限责任公司

承办单位：北京天衡可再生能源有限责任公司



联系方式： 电话：010-87581178 传真：010-87581052