

基于 RTDS 的快速投切电容器自动装置投切策略研究

蔡海青^{1,2}, 郭琦^{1,2}, 刘仕萍³, 伍文聪^{1,2}, 廖梦君^{1,2}, 刘前进³

(1. 直流输电技术国家重点实验室(南方电网科学研究院有限责任公司),
广东 广州 510663; 2. 中国南方电网公司电网仿真重点实验室, 广东 广州 510663;
3. 华南理工大学电力学院, 广东 广州 510640)

摘要:为了充分利用系统备用无功资源来提高电网受端动态无功补偿能力,较好地提高电压稳定性,文中基于快速投切电容器自动装置提出了投切电容器的控制策略。投切控制策略设置有系统故障识别逻辑、低压投入电容器逻辑和过压切除电容器逻辑。仿真平台采用数字实时仿真(RTDS)搭建了220 kV及以上系统实时仿真模型,分别连接实际直流控制保护装置与快速投切电容器自动装置,构成了双闭环实时仿真系统。通过设置多种试验项目,开展了不同故障工况下自动装置基本投切策略的试验研究,检验了投切策略的正确性和有效性,为装置的工程实施与应用提供了重要的技术指导。

关键词:电压稳定性;快速投切电容器自动装置;投切策略;RTDS 仿真

中图分类号: TM53

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2019)02-0050-07

0 引言

南方电网多直流馈入的受端系统无功电压特性受交直流相互影响,稳定特性复杂^[1]。其中,南方电网系统中各电压等级的站点均配置有大量的无功设备,运行实践发现即使在大负荷情况下仍有部分的电容器处在备用状态。为了更好地利用系统动态无功资源,文中研究了系统故障后快速投入备用无功小组措施来提高电压稳定性。并联电容器无功补偿方式以其价格低廉、安装灵活、操作简单、运行稳定、维护方便的优点广泛应用于电力系统^[2-3]。目前采用的自动电压控制(automatic voltage control, AVC)和电压无功控制^[4-5](voltage quality control, VQC)虽然可以控制电容器的投切,但在时间尺度上无法满足快速投切的要求。与传统的无功补偿装置相比,以电力电子技术为核心的静止无功补偿装置(static var compensator, SVC)/静止同步补偿器(static synchronous compensator, STATCOM)等柔性交流输电系统(flexible AC transmission systems, FACTS)器件能够连续快速平滑调节进行无功补偿,显著改善电压稳定性^[6-8],但考虑到经济性、安装操作简便性及解决部分备用电容器利用率方面,并联电容器无功补偿方式具备极大的优势。因此,文中提出采用自动投切装置投切电容器解决上述的问题:(1)以较小的代价,加强受端电

网动态无功支持能力,提高电压稳定性;(2)相比于AVC和VQC对电容器的投切控制,自动投切装置能够更加快速地投切电容器。

目前关于电容器无功补偿原理的研究相对成熟,文献[9-10]介绍了投切判据分析来对电压及无功进行优化,文献[11-12]介绍了智能无功补偿控制器的研制与开发。对于电容器快速投切自动装置,较少文章涉及其控制投切策略制定的研究,未能为投切装置设定统一投切策略标准,故文中制定相关投切电容策略。实时数字仿真仪具有能够连接实际控制保护装置形成闭环仿真系统的优势,可在多种运行工况下对控制保护装置进行功能测试^[13-17]。

文中首先提出自动投切装置投切电容器的控制策略;然后搭建了闭环试验研究系统;最后在不同故障工况下对自动装置基本功能策略正确性和有效性进行了仿真测试,测试结果为快速投切电容器自动装置的装设工作提供了科学依据。

1 无功补偿原理和投切电容策略

1.1 无功补偿原理分析

无功补偿具有提高负载和系统的功率因数、减少设备容量和功率损耗、稳定电压、提高供电质量、提高系统输电稳定性和输电能力、平衡三相负载功率等优势^[18-21]。并联电容器无功补偿方式对改善系统电压、功率因数以及降低线损的计算公式如式(1)一式(3)所示。其中, R 和 X 分别为线路单相的电阻和等值电抗; U 和 I 分别为相电压和相电流; P

收稿日期:2018-11-23;修回日期:2019-01-18

基金项目:中国南方电网有限责任公司科技项目(ZBKJXM-20170065)

和 Q 分别为负荷有功与无功功率; Q_c 为并联电容器无功补偿量; ΔU 为电压损耗; $\cos\varphi_1$ 和 $\cos\varphi_2$ 分别为并联电容器补偿前后的功率因数; ΔP 为线路损耗。

$$\Delta U = \frac{PR + (Q - Q_c)X}{U} \quad (1)$$

$$\Delta \cos\varphi = \cos\varphi_2 - \cos\varphi_1 = \frac{P}{\sqrt{P^2 + (Q - Q_c)^2}} - \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (2)$$

$$\Delta P = I^2 R = \left(\frac{P}{U \cos\varphi} \right)^2 R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R \quad (3)$$

1.2 投切控制策略

当无功负荷增大,母线电压下降,为保持安装点电压在一定范围内,当电网电压降至某给定值的下限时,自动装置的检测部分发出信号,控制并联电容器组投入系统运行;当电网电压超过某给定值的上限时,自动控制电容器组使其从系统中断开。因此,文中提出关于投切电容器自动装置的投切控制逻辑,即系统故障识别逻辑、低压投入电容器逻辑和过压切除电容器逻辑。同时,自动装置应具备低压闭锁的功能,在正序电压为零时自动装置转入闭锁状态,不采取动作。

1.2.1 系统故障识别逻辑

系统发生短路时,故障采集电压中任何一相电压滑差(电压变化率)大于故障判别滑差定值,经 10 ms 确认延时后,若此时正序电压低于低压启动返回定值,延时 50 ms 后该系统故障标志一直保持。而保护动作切除故障元件后,装置安装处的电压迅速回升,任意一相电压滑差大于回升判别滑差定值,且电压恢复定值,经过延时 60 ms 后故障标志消失。自动保护装置的滑差值即相电压变化率 du/dt 计算公式为式(4), U_{4i} 为对应时刻系统的相电压。

$$\frac{du}{dt} = \frac{1}{5} \sum_{i=1}^5 \frac{U_{4i} - U_{4(i-1)}}{4} \quad (4)$$

1.2.2 低压投入电容器逻辑

低压投入电容器逻辑根据系统故障标志有无分为故障低压投入电容功能和非故障低压投入电容功能。当装置低压启动,系统通过故障识别逻辑进入不同低压投入功能,若正序电压满足 $15\%U_N < U < U_{set1}$ (动作定值)的时长大于对应延时时间定值设置,自动装置进行多轮投入电容器动作,低压投入电容器逻辑见图 1。其中故障低压第一轮投电容要求快速动作但要躲过保护动作时间,延时设为 0.12 s,第二、三轮是重复检测延时,要有效躲过开关机构动作时间和装置判断投入电容器后电压恢复情况

所需时间,固定为 0.3 s;非故障低压第一轮延时设为 5 s,避免短时电压波动导致电容器频繁动作情况,第二、三轮延时考虑因素与故障低压第二、三轮延时相同。

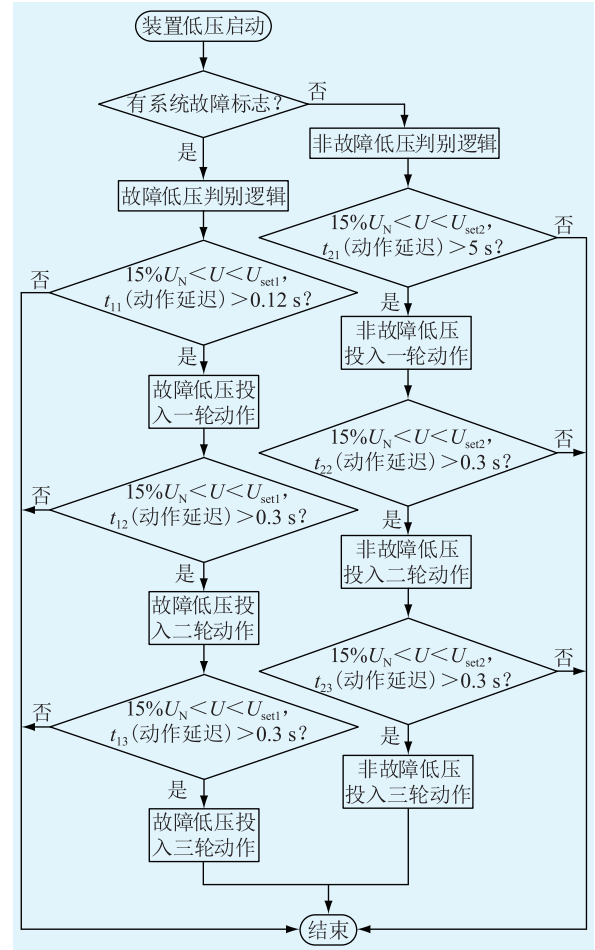


图 1 低压投入电容器逻辑

Fig.1 The logic of switching capacitor under low voltage

1.2.3 过压切除电容器逻辑

当故障点切除,安装点因为电容器的投入会出现过压,若此时正序电压大于过压动作设定值并时长满足对应延时时间定值设置,装置进行多轮过压切除电容器动作,过压切除电容器逻辑见图 2。其中,过压切电容主要是考虑电容器投入后系统恢复正常导致过压而进行切电容器情况,第一轮延时设为 0.5 s,考虑系统恢复时间,第二、三轮延时考虑因素与故障低压第二、三轮延时相同。

2 RTDS 仿真模型搭建

2.1 系统整体架构

基于某区域年度运行方式数据,在实时数字仿真(real-time digital simulation, RTDS)平台搭建该区域 220 kV 及以上系统,连接两回直流控制保护装置

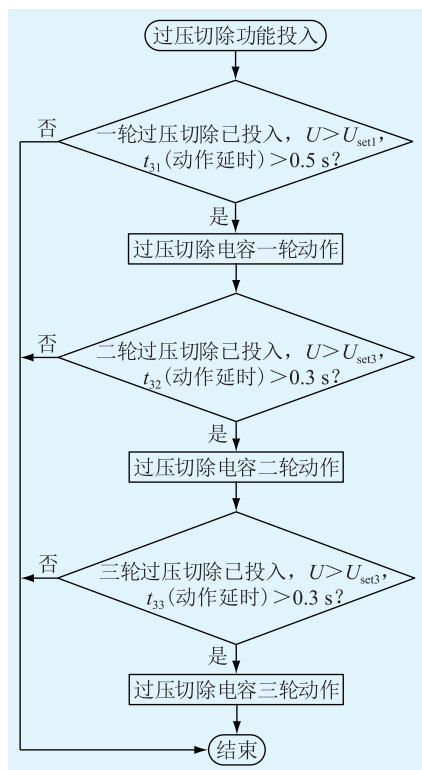


图2 过压切除电容器逻辑

Fig.2 The logic of switching capacitor under overvoltage

置,其余直流系统采用简化软件模型,构成南方电网运行分析 RTDS 仿真试验平台,其构架见图3。

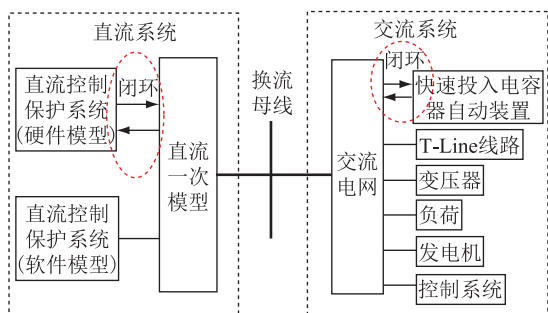


图3 仿真系统结构示意图

Fig.3 Architecture of simulation system

图中直流控制保护系统(硬件模型)、快速投入电容器自动装置为硬件,其他为 RTDS 模型。其中,发电机模型采用七阶同步发电机模型,考虑自动励磁调节装置、调速器作用,电力系统静态稳定器(power system stabilizer, PSS)按要求投入,机组阻尼系数 D 取 0。直流模型采用 RTDS 电磁暂态模型,直流控制保护系统采用实际控制保护装置与全数字控制保护模型相结合。负荷模型采用恒阻抗-恒电流-恒功率(ZIP)静态负荷模型,线路采用考虑分布特性的 Bergeron 模型与忽略对地电容的 R-L 集中参数模型相结合。

仿真模型与快速投切装置的接口搭建见图4, RTDS 仿真器输出模拟和数字信号,模拟量信号接入模拟量输出接口板卡再经过功率放大器处理传送至快速投切装置,数字量信号接入数字量输出接口板卡再经过端子式继电器传送至快速投切装置;装置通过数字量输入接口板卡将数字量输出到 RTDS 仿真器,构成闭环实时仿真试验系统。

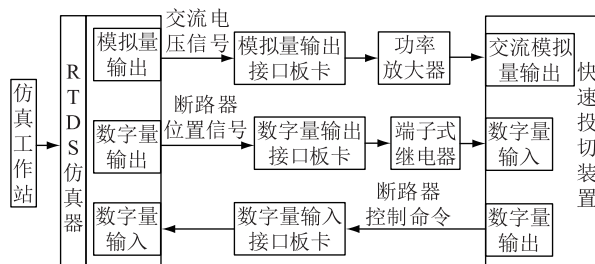


图4 接口搭建示意

Fig.4 Schematic diagram of interfacing

2.2 RTDS 建模

选取某 220 kV D 站作为快速投入电容器试点,对 D 站进行 RTDS 建模,确定自动装置安装点及故障点,具体设置见图5。在 RTDS 模型中,D 站等值为一条母线挂 3 台容量分别为 180 MW 的 220 kV/110 kV/10 kV 三绕组变压器,各三绕组变压器 10 kV 母线分别挂 4 组电容器,其中 1 组为常投状态,其它 3 组的投切状态由自动装置进行控制,每组电容器的容量均为 7.253 Mvar。

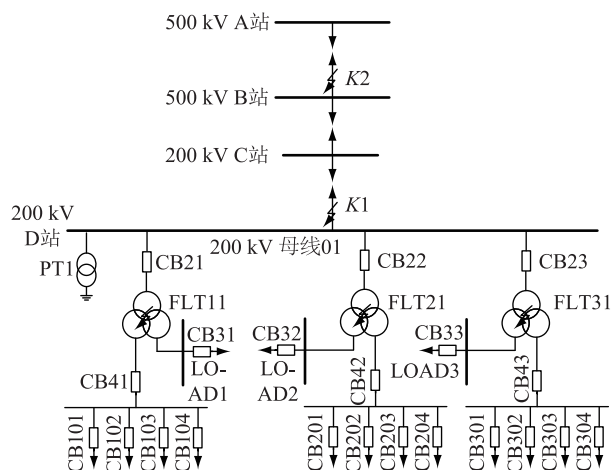


图5 RTDS 模型局部图及故障点设置

Fig.5 RTDS model local diagram and fault point setting

3 RTDS 闭环仿真验证和分析

3.1 仿真算例与定值设置

3.1.1 仿真算例

仿真主要验证了在给定的计算边界条件和不同状态条件下快速投切电容器自动装置的动作是

否符合策略的设定。仿真算例如表1所示,分为3类:(1)在大系统模型中设置线路故障,验证故障低压投入策略及恢复过压切除策略;(2)利用电源模型验证非故障低压投入策略;(3)在大系统模型模拟功率振荡源用以验证自动装置的回升滑差(电压回升时电压变化率)功能。其中,第一类和第三类动作策略仿真均使用闭环连接实际直流控制保护装置的RTDS仿真系统,即大系统模型进行仿真,而第二类仿真算例因RTDS大系统模型难以实现非故障低压的工况而需要单独使用电源模型向快速投切装置输出低压进行仿真。

表1 RTDS 仿真算例
Table 1 RTDS simulation

序号	仿真内容	工况设置	动作策略设定
1	故障低压投入策略及恢复过压切除策略	线路出口侧发生短路故障,快速保护动作	装置低压启动,不动作
		线路出口侧发生短路故障,开关拒动	装置低压启动,动作
2	非故障低压投入策略	正序电压低压持续时间满足动作定值	装置动作
		正序电压低压持续时间不满足动作定值	装置不动作
3	回升滑差功能	功率振荡源设置 直流双极闭锁模拟系统振荡	装置不动作

3.1.2 定值设置

仿真计算条件设置如下:

(1) 仿真计算中线路故障快速保护故障切除时间按照0.11 s设置;

(2) 500 kV 线路保护开关拒动后失灵保护动作故障切除时间为0.35 s;220 kV 线路保护开关拒动后失灵保护动作故障切除时间为0.5 s。

(3) 重合闸动作时间采用实际保护装置的重合闸时间,出线线路为单相重合闸方式,重合闸时间为0.8 s;

(4) 瞬时故障时间设置为0.5 s,出线永久性故障时间设置为1.2 s。

自动装置的定值设置如下:根据快投电容器策略以及实际现场自动装置的定值,投切电容器设备定值设置如表2所示。

3.2 故障低压投入策略及恢复过压切除策略测试

3.2.1 D站220 kV 出线故障

当线路出口侧A相瞬时故障,故障持续时间为0.5 s,保护快速动作时间为0.11 s。故障发生,正序电压低于启动定值0.95 p.u.时,自动装置启动,故障后0.11 s主保护动作切除故障母线电压在保护动作后迅速恢复,正序电压低压持续时间不满足动作定

表2 投切装置仿真定值
Table 2 RTDS test items

序号	策略	动作定值	动作延时/s
1	故障低压	0.9 p.u. (U_{set1})	0.12
2	非故障低压	0.88 p.u. (U_{set2})	5
3	系统恢复过压	1.05 p.u. (U_{set3})	0.5
4	故障滑差	0.7 p.u./s	
5	回升滑差	2.5 p.u./s	
6	故障或非故障低压启动定值	0.95 p.u.	
7	过压启动定值	1.06 p.u.	
8	过压动作定值	1.07 p.u.	0.5
9	重复检测延时		0.3

值(0.12 s),自动装置不动作,策略正确。

当线路出口侧C相故障持续时间为1.2 s,保护快速动作时间为0.11 s,开关拒动后0.5 s失灵保护动作。故障发生,装置低压启动,正序电压低压持续时间满足动作定值,自动装置动作,策略正确。D站10 kV侧母线电压有效值如图6所示,可知当发生故障一组电容器投入时,电压抬升0.22 kV,电压抬升率为2.7%。

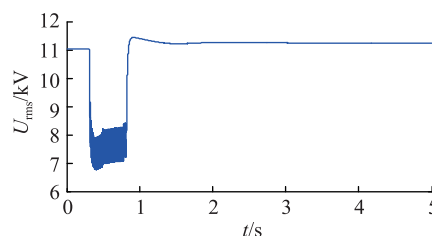


图6 D站10 kV侧电压有效值

Fig.6 Voltage effective value of 10 kV at D station

3.2.2 A站500 kV 出线故障

故障点设置在A站500 kV出线,C相故障,故障持续时间为1.2 s,保护快速动作时间0.11 s,开关拒动后0.35 s失灵保护动作。D站10 kV侧母线电压有效值如图7所示。

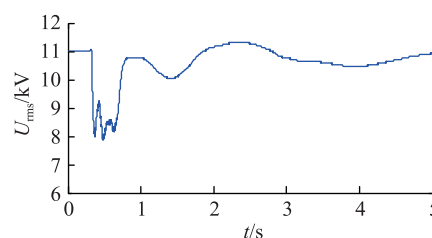


图7 D站10 kV侧电压有效值

Fig.7 Voltage effective value of 10 kV at D station

由图7可知,故障标志持续0.116 s后因电压回升滑差满足故障标志消除条件而返回,装置不符合第一轮动作条件,0.02 s后故障标志再次保持但随后在低压动作0.12 s延期内又因电压波动出现电压

回升使得系统故障标志返回,同样不符合第一轮动作条件而没有动作。在此之后,电压波动造成正序电压有跌落,但不满足 du/dt 大于故障判别滑差定值这一条件,从而一直不符合投入电容器的条件,故而试验中装置没有动作。

3.3 非故障低压投切策略测试

3.3.1 低压延时大于定值

控制 D 站 220 kV 母线电压低于非故障低压动作定值 0.88 p.u. 的时长大于动作延时 5 s, D 站 10 kV 侧母线电压有效值如图 8 所示。

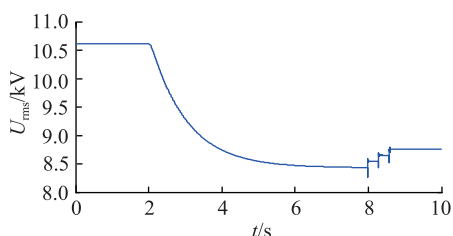


图 8 D 站 10 kV 侧电压有效值

Fig.8 Voltage effective value of 10 kV at D station

当正序电压低于启动定值 0.95 p.u. 时,装置启动。其中 du/dt 最大值为 0.61 p.u., 小于故障判别滑差定值 0.7 p.u., 进入非故障低压判别逻辑。三轮投入电容器要求正序电压低于非故障低压动作定值 0.88 p.u. 的持续时间分别为 5 s、0.3 s 和 0.3 s。从图 8 中的 10 kV 侧母线电压有效值可以看出依次有三轮的电压回升,表示依次有三轮的电容器投入,自动装置动作,符合动作策略。每轮电容器投入电压抬升 0.1 kV, 三轮电容器投入电压抬升率为 3.91%, 且电压抬升率与系统强度和投入电容器容量有关。系统短路容量为 1 672.03 MV·A, 电容无功补偿量为 65.277 Mvar, 电压抬升率经过计算为 3.90%, 可知结果与仿真波形电压抬升结果一致。本仿真中,受可投入电容器容量的限制,电压抬升率有限。因此,根据实际运行电网系统以及经济性因素等,可以增设电容器组提高电压使其到达合理值。

3.3.2 低压延时小于定值

控制 D 站 220 kV 母线电压低于非故障低压动作定值 0.88 p.u. 的时间小于动作延时 5 s, 此时因为正序电压低压持续时间不满足动作定值, 自动装置不动作, 符合动作策略。

3.4 回升滑差功能测试

3.4.1 功率振荡源设置

分别在 500 kV 发电厂 A、B 设置功率振荡源, 并设置了 0.3 Hz、0.7 Hz 和 1 Hz 的系统振荡, 功率振荡源振幅为 200 MW, 峰值为 400 MW。仿真时,

某电厂 400 MW 的功率振荡发生后导致 D 站的电压产生振荡, 但振幅不大, 未达到自动装置低压启动, 符合动作策略。

3.4.2 直流双极闭锁

故障位置设在某整流站直流出线线路, 故障时间为 0.1 s, 故障后导致直流双极闭锁, 直流输送的功率降为 0, 同时交流系统发生振荡。直流双极闭锁仿真波形如图 9 所示。

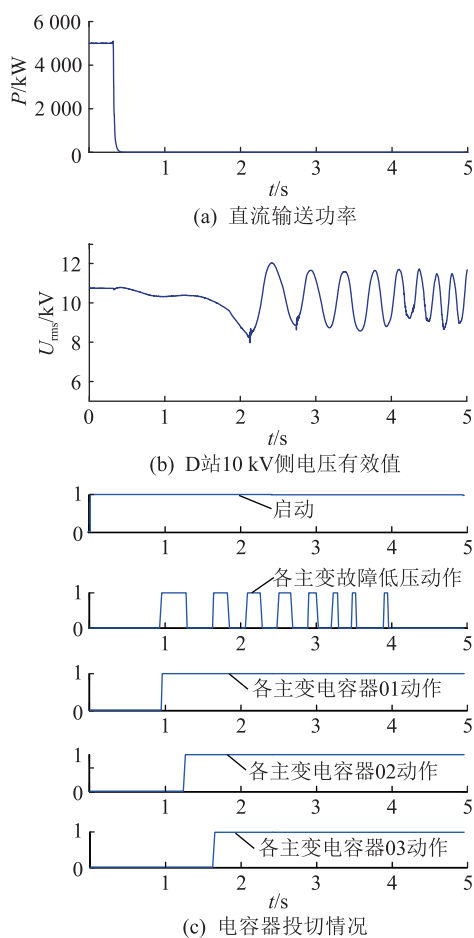


图 9 直流双极闭锁仿真波形

Fig.9 The simulation waveform of DC bipolar blocking

故障发生, 故障低压延时满足, 变压器投入 3 组电容器。直流双极闭锁以后, 系统发生电压振荡, 当电压跌落时将导致自动装置低压启动, 但是因各三绕组变压器的 3 组电容器已全投入, 即使符合投入电容器的条件, 也没有多余的电容器组可投入, 另一方面当电压高于过压启动值时将进入过压判别逻辑, 但是过压持续时间小于过压动作时间, 不符合切电容器条件, 故自动装置一直保持各主变 3 组电容器投入的状态。因此, 通过仿真可知该自动装置在系统发生振荡工况下的动作合理性有待进一步优化, 在系统发生振荡时应闭锁保护出口, 避免自动装置频繁动作和加剧系统振荡。

4 结论

文中搭建闭环仿真模型,分析验证自动投切装置投切电容器的基本控制策略,得到结论如下:

(1) 建立南方电网运行分析 RTDS 仿真模型,并与实际控制保护系统形成闭环仿真试验系统,为快速投切电容器自动装置的动作策略制定提供了仿真技术支持。

(2) 通过设置不同故障工况,验证了快速投切电容器自动装置基本投切策略的正确及有效性。

(3) 在仿真过程中,电压波动工况下装置会出现未动作或延迟动作的情况,系统振荡工况下装置会频繁动作。因此,自动装置的投切策略逻辑有待进一步优化和完善。

上述仿真试验为快速投切电容器自动装置的装设工作提供了科学依据。

参考文献:

- [1] 饶宏,洪潮,周保荣,等. 乌东德特高压多端直流工程受端采用柔性直流对多直流集中馈入问题的改善作用研究[J]. 南方电网技术,2017,11(3):1-5.
RAO Hong, HONG Chao, ZHOU Baorong. Study on improvement of VSC-HVDC at inverter side of Wudongde multi-terminal UHVDC for the problem of centralized multi-Infed HVDC[J]. Southern Power System Technology, 2017,11(3):1-5.
- [2] 高东学. 电网无功补偿实用新技术[M]. 北京:中国水利水电出版社,2014.
GAO Dongxue. Practical new technology for power grid reactive compensation[M]. Beijing: China Water Conservancy and Hydropower Press, 2014.
- [3] 谢小荣,姜齐荣. 柔性交流输电系统的原理与应用[M]. 北京:清华大学出版社,2006.
XIE Xiaorong, JIANG Qirong. Principle and application of flexible AC transmission system[M]. Beijing: Tsinghua University Press, 2006.
- [4] 王彬,郭庆来,周华锋,等. 南方电网省地三级自动电压协调控制系统研究及应用[J]. 电力系统自动化,2014,38(13):208-215.
WANG Bin, GUO Qinglai, ZHOU Huafeng, et al. Applications of coordinated automatic voltage control integrated for regional, provincial and prefectural control centers in china southern power grid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(13): 208- 215.
- [5] 陈刚,马爱军,张继红,等. AVC分散控制模式下的变电站电压无功控制研究[J]. 电网技术, 2010, 34(12):187-192.
CHEN Gang, MA Aijun, ZHANG Jihong. Voltage and reactive power control in substation under decentralized control mode of AVC[J]. Power System Technology, 2010, 34(12):187-192.
- [6] 徐式蕴,刘津,赵兵,等. 藏中电网 SVC 配置方案及补偿策略分析[J]. 电网技术,2013,37(8):2136-2142.
XU Shiyun, LIU Jin, ZHAO Bing, et al. Configuration scheme of static var compensator for central tibet power grid and analysis on compensation strategy [J]. Power System Technology, 2013,37(8):2136-2142.
- [7] 史丽萍,曹雪祥,陈丽兵,等. 改进的 STATCOM 相内直流电容电压平衡控制策略[J]. 电力系统自动化,2015, 39(2): 119-126.
SHI Liping, CAO Xuexiang, CHEN Libing, et al. An improved DC capacitor voltage balance control strategy among phases for STATCOM[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(2):119-126.
- [8] 郭鄂闻,张建设,胡云,等. 大容量分布式 STATCOM 对南方电网交直流系统影响的实时仿真研究[J]. 高电压技术, 2014,40(8):2586-2592.
GUO Yunwen, ZHANG Jianshe, HU Yun, et al. Real-time simulation analysis of the impacts of distributed large-capacity STATCOM on AC/DC parallel system in china southern power grid[J]. High Voltage Engineering. 2014,40(8):2586-2592.
- [9] 王雷. 无功补偿计算及电压无功投切判断分析[J]. 电力自动化设备,2001(6):17-19.
WANG Lei. Var compensation calculation and criterion analysis of voltage & var control[J]. Electric Power Automation Equipment, 2001(6):17-19.
- [10] 陈杏灿,程汉湘. 晶闸管投切电容器的盲区及减小盲区的控制策略[J]. 广东电力,2016,29(1):79-82.
CHEN Xingcan, CHENG Hanxiang. Dead zone of thyristor switching capacitor and control strategies for reducing dead zone[J]. Guangdong Electric Power, 2016,29(1):79-82.
- [11] 李森. 智能型无功补偿控制器的研制[J]. 电力电容器, 2005(4): 12-17,24.
LI Miao. Development of intelligent reactive compensation controller[J]. Power Capacitor, 2005(4):12- 17,24.
- [12] 陈杏灿,程汉湘,彭湃. 智能型 TSC 的晶闸管可靠触发的分析与研究[J]. 广东电力,2016,29(5):82-85.
CHEN Xingcan, CHENG Hanxiang, PENG Pai. Analysis and research on reliable trigger of intelligent TSC thyristor [J]. Guangdong Electric Power,2016,29(5):82-85.
- [13] 肖建民,董云龙,卢宇,等. 统一潮流控制器的 RTDS 仿真试验系统 [J]. 供用电,2017,34(8):33-38.
XIAO Jianmin, DONG Yunlong, LU Yu, et al. Simulation test system based on RTDS for unified power flow controller [J]. Distribution & Utilization,2017,34(8):33-38.
- [14] 欧开健,张树卿,童陆园,等. 基于并行计算机/RTDS 的混合实时仿真不对称故障接口交互与实现[J]. 电工技术学报,2016,31(2):178-185.
OU Kaijian, ZHANG Shuqing, TONG Luyuan, et al. Interface method and implementation for asymmetric fault simulation on parallel computer/RTDS-based hybrid simulator [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31 (2): 178-185.
- [15] 蔡海青,黄立滨,郭琦,等. 直流孤岛运行方式下交流保护装置频率适应性仿真研究[J]. 电力自动化设备,2016,36

- (3):169-174.
CAI Haiqing, HUANG Libin, GUO Qi, et al. Simulation of frequency adaptability for AC protective equipment in islanding mode of HVDC operation [J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(3):169-174.
- [16] 韩伟强,李战鹰,郭琦,等. 电网运行 RTDS 分析的可行性及方式探讨[J]. 南方电网技术,2010,4(3):51-56.
HAN Weiqiang, LI Zhanying, GUO Qi, et al. Research on the feasibility and mode of RTDS analysis of power system operation [J]. Southern Power System Technology, 2010, 4(3):51-56.
- [17] 蔡海青,郭琦,张建设,等. 基于 RTDS 的数字与物理混合仿真接口设计与实现[J]. 南方电网技术,2015,9(11):52-57.
CAI Haiqing, GUO Qi, ZHANG Jianshe, et al. Design and implementation of digital physical hybrid simulation interface based on RTDS [J]. Southern Power System Technology, 2015,9(11):52-57.
- [18] 张志强,苗友忠,李笑蓉,等. 电力系统无功补偿点的确定及其容量优化[J]. 电力系统及其自动化学报,2015,27(3):92-97.
ZHANG Zhiqiang, MIAO Youzhong, LI Xiaorong, et al. Location selection of reactive power compensation and compensation capacity optimization [J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2015,27(3):92-97.
- [19] 郑程拓,丁晓群,郑能,等. 计及主动管理的含风电源主动配电网无功补偿规划[J]. 陕西电力,2017,45(6):30-35.
ZHENG Chengtuo, DING Xiaoqun, ZHENG Neng, et al. Reactive power compensation planning for active distribution network with wind power considering active management [J]. Shaanxi Electric Power,2017,45(6):30-35.
- [20] 李乐,颜君凯. 典型直流落点无功补偿方式对近区交流系统静态电压稳定影响研究[J]. 智慧电力,2018,46(3):49-54.
LI Le, YAN Junkai. Effects of reactive power compensation method on static voltage stability of AC system near region of DC location [J]. Smart Power,2018,46(3):49-54.
- [21] 王乙伊. 低压配电网无功补偿方式的研究[J]. 广东电力,2007,20(2):33-36.
WANG Yiyi. Research on reactive power compensating modes for low voltage distribution network [J]. Guangdong Electric Power, 2007,20(2):33-36.

作者简介:



蔡海青

蔡海青(1984),男,硕士,高级工程师,从事电力系统仿真应用相关工作(E-mail:caihq@csg.cn);

郭琦(1979),男,博士,教授级高级工程师,从事电力系统仿真及直流输电技术研究和管理工作(E-mail:guoqi@csg.cn);

刘仕萍(1994),女,硕士在读,研究方向为继电保护。

Switching strategy of fast-switching capacitor automatic device based on closed-loop real-time simulation

CAI Haiqing^{1,2}, GUO Qi^{1,2}, LIU Shiping³, WU Wencong^{1,2}, LIAO Mengjun^{1,2}, LIU Qianjing³

(1. State Key Laboratory of HVDC (Electric Power Research Institute, China Southern Power Grid), Guangzhou 510663, China; 2. CSG Key Laboratory for Power System Simulation, China Southern Power Grid, Guangzhou 510663, China; 3. School of Electric Power, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

Abstract: In order to make full use of the reserve reactive power resources to improve the dynamic reactive power compensation capability of the receiving end of the power grid and improve the voltage stability better, this paper proposes the control strategy of the switching capacitor based on the automatic switching capacitor automatic device. The switching control strategy includes fault identification logic, low-voltage switching capacitor logic and over-voltage switching capacitor logic. The simulation platform builds a real-time simulation model of 220 kV and above based on RTDS, and connects DC protection devices and fast-switching capacitor automatic devices respectively, to form a double closed-loop real-time simulation system. By setting up a variety of test projects, an experimental study of basic switching strategies for automatic devices under different fault conditions is carried out to check the correctness and effectiveness of the switching strategy, which provides important technical guidance for the implementation and application of the device.

Keywords: voltage stability; fast switching capacitor automatic device; switching strategy; RTDS simulation

(编辑 方晶)