

电力系统输电通道大容量静止无功补偿系统研究及其应用

王 平¹,何源森¹,邱宇峰²,蓝 海¹,方文弟¹,范荣全¹,
甄 威¹,张 皎²,胡劲松³,李敬雄¹,梁汉泉¹

(1. 四川省电力公司,四川 成都 610041;2. 中国电力科学研究院,北京 100085;

3. 西南电力设计院,四川 成都 610021)

摘要: 安装在 500 kV 二滩水电站输电通道上洪沟静止无功补偿系统 SVS(Static Var System)、陈家桥静止无功补偿装置 SVC(Static Var Compensator)和万县变电站 SVS 是我国第一批国产 500 kV 变电站 SVS。2006 年 7 月洪沟枢纽变的 SVS 首先投运,这套 SVS 是当时我国电网中运行的最大容量的国产 SVS。重点介绍:应用 SVS 技术,研究制造集成的我国第一套电力系统输电通道枢纽变大容量 SVS;对 SVS 进行的重现电力系统电压,长时间(42 h)实时数字仿真 RTDS(Real Time Digital Simulation)稳态仿真试验,以及 RTDS 动态和暂态仿真试验;在运行的川渝电网上进行的 SVS 的电力系统大、小干扰试验;和 SVS 的运行情况。

关键词: SVS; 输电通道枢纽变电站; RTDS

中图分类号: TM 723

文献标识码: A

文章编号: 1006-6047(2007)10-0010-09

0 引言

静止无功补偿系统 SVS(Static Var System)是安装在变电站的所有电压、无功补偿及其控制装置的集合,包括由晶闸管控制的电抗/电容 TCR(Thyristor Controlled Reactor)/TSC(Thyristor Switched Capacitor)/TSR(Thyristor Switched Reactor)和谐波滤波电容 FC(Filter Capacitor)构成的静止无功补偿装置 SVC(Static Var Compensator),机械开关投切的并联电容 MSC(Mechanically Switched Capacitor)和并联电抗 MSR(Mechanically Switched Reactor),有载调压变压器及独立的 SVS 微机综合自动化装置——测量、监视、控制和保护系统^[1]。

电力电子技术和微电子技术的发展,为新的 SVS 提供了新的物质基础。应用电力系统电压无功的理论,电力系统谐波和治理谐波的理论以及测量、监视、控制和保护的多目标和多任务协调控制理论,提出了 SVS 的完整、规范的技术条件,形成了 SVS 的控制策略,完成了 SVS 的研究、设计、研制和集成;按系统要求实现了对输电通道枢纽变电站一次电压无功的稳态控制、动态阻尼和暂态强补。

在此重点介绍应用 SVS 技术,研究制造集成的我国第一套电力系统输电通道枢纽变大容量 SVS;对 SVS 进行的长时间重现电力系统电压的实时数字仿真(RTDS)稳态仿真试验,以及动态和暂态仿真试验;在运行的川渝电网上进行的电力系统大、小干

扰试验;和 SVS 的运行情况。

500 kV 洪沟变电站 SVS 完成了科研项目从研究到成品、投入稳定运行、发挥效益的全过程,增强了系统安全稳定水平。它是中国具有自主知识产权的 SVS,具有国内领先、国际先进的科技水平,提高输电能力约 100~210 MW。按含税电量加价 0.02 元/MW·h,资本金内部收益率达 8%;按提升稳定极限效益 0.05 元/kW·h 估算,每年收益达 1 440 万元,预计 2 年收回投资,经济效益明显。该成果已经应用到其它工程中。在我国能源优化配置、“西电东送”、加强电网建设中,将有广泛的推广运用价值。

1 电网输电通道枢纽变大容量 SVS

1.1 SVC 和 SVS

用户和电力系统静止无功补偿装置不同;即使是电力系统的静止无功补偿也因安装在电力系统中的不同位置、不同的监测对象、不同的控制对象和范围、不同的实现目标而各不相同^[1-3]。

世界上第一套用于电力系统的 SVC 由美国 GE 公司 1977 年制造,安装于 Tri-state G&T 系统,主要用于二次电压控制;1978 年安装在 Minnesota 的动力与照明系统的 SVC,由美国电科院(EPRI)主持,西屋公司制造;以后开始研制用于输电系统和交直流换流站的 SVC。20 世纪 80 年代后,ABB、ALSTOM、Siemens 和三菱等公司也分别开展包括 TCR 和 TSC 在内的 SVC 研究,并推出相应的产品^①。

我国曾用于超高压 500 kV 电力系统的 SVC 仅有 6 套,都是引进的,由 TCR 与 TSC 或机械投切电容器组构成,容量范围在 105~170 Mvar,安装在 5 个变电站。由于种种原因,这些 SVC 均已退出运行。

中国电力科学研究院研制的 SVC 是国产第一套电力系统示范工程,安装在鞍山 220 kV 电网的红一枢纽变电站,该站本地负荷重,有较大的冲击负荷。2004 年顺利投入运行,标志着高压系统 SVC 国产化技术已成熟。

安装在 500 kV 二滩水电站输电通道上洪沟 SVS、陈家桥 SVC 和万县变电站 SVS 是我国第一批国产 500 kV 变电站 SVS,如图 1 所示(图中数据为线路长度,单位为 km)。

该 SVS 是变电站的所有电压、无功补偿及其控制装置的集合,包括由晶闸管控制的电抗 TCR,和谐波滤波电容 FC 构成的主动式 SVC,被动式机械开关投切的并联电容 MSC 和并联电抗 MSR,有载调压变压器及独立的 SVS 微机综合自动化装置——测量、监视、控制和保护系统。

1.2 SVS 功能和容量

这套超高压国产 SVS 安装在 500 kV 主网架输电通道枢纽变电站,大量电力穿越该站的母线外送,在电网中发挥重要的作用。系统稳态时,按设定的导向主网一次电压(500 kV)跟随补偿无功,投切电容和电抗,调整 TCR。系统动态过程中,根据主网一次电压(500 kV)和输电通道断面潮流,调整 TCR,形成正阻尼,提高动态稳定水平。当系统处于暂态过程时,快速响应主网一次电压(500 kV)和断面潮流突变,调整 TCR,形成强补,提高暂态稳定水平^{[4]①}。

洪沟变电站 SVS 的晶闸管相控电抗 TCR 容量为 120 Mvar,5 次谐波滤波电容 FC 容量 40 Mvar(装见容量 50.4 Mvar);机械开关投切的 5 组电容 MSC 装见容量 5×40 Mvar(其中 3 组串抗 12%、2 组 5%);机械开关投切的 3 组 MSR 容量 3×45 Mvar。SVS 的稳态无功容量范围在容性 240 Mvar 到感性 215 Mvar,

峰峰值无功补偿容量为 455 Mvar,补偿容量级差为容性 40 Mvar、感性 45 Mvar,TCR 为 10 Mvar,平均电压跟随时间为 1~100 min,本站为 1 min。动态和暂态响应时间为 10~20 ms,动态跟随时间为连续,暂态强补时间可以设定,本项目为 1 s,无功输出可调感性无功为 0~120 Mvar。电容和电抗的 10 min 电流过载能力为额定电流的 1.3 倍。

1.3 SVS 设备运行环境分析和参数选择

SVS 设备运行环境分析和参数选择非常重要。由于 TCR 产生的高次谐波使系统所有元件都处于基波和高次谐波共同存在的系统中,故采用加拿大电力系统谐波分析计算程序 CHP,根据系统工频参数转换形成系统谐波参数,对系统大、小方式不同工况下,TCR、FC、MSC 和 MSR 不同组合,进行谐波潮流和谐波阻抗特性仿真计算研究。

在系统小方式下,波形畸变最大,滤波支路能有效抑制谐波,不会失谐,也不会造成并联谐振。投入 5 次滤波支路后,500、220、35 kV 母线电压总畸变率降为 0.006%、0.119%、2.551%,而且还能消除 220 kV 进线带来的谐波电流。并联支路吸收谐波后产生的过电流和过电压都小于额定值的 1.3 和 1.1 倍,满足安全运行要求。

计算研究表明,投切一条并联电容或电抗支路,会引起 500 kV 电压变化 0.14%,220 kV 电压变化 0.35%。但是,35 kV 电压变化较大,将影响变电站站用电的电能质量。洪沟变采用有载调压站用变,有效解决了这个问题。

过电压和绝缘配合也是研究的重点。主要进行切除电容支路(包括滤波支路)时非全相重击穿,在电容器、电抗器和晶闸管阀对地和设备两端的操作过电压。采用 EMTP 进行计算研究表明,安装避雷器后,单相重击穿,电抗、电容及中性点对地的操作过电压最高,分别为 111.9、112.0、66.6 kV;两相重击穿,电抗和电容两端电压为最高,分别为 88.9、42.4 kV。满足 4 倍系统最高运行电压峰值为操作冲击绝缘水平 SIL 的要求。

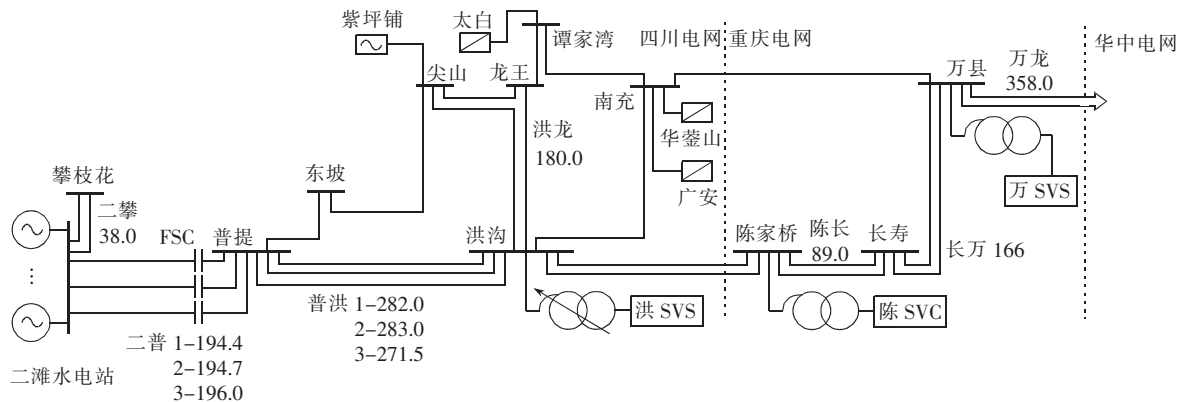


图 1 在川渝输电通道上的 SVS 和 SVC

Fig.1 SVS and SVC at transmission path from Sichuan to East China

① ABB. Report: SVC for enhancing of power transmission capability over long AC interconnector. 2005.

综合考虑系统电压、谐波电流、电压,滤波支路电抗引起的电容电压升高和系统电压正常波动,并考虑过电压和绝缘配合,确定了一些主要设备参数。

晶闸管相控电抗器采用 12 脉冲 TCR,24 个光电触发晶闸管对串联形成晶闸管阀(其中 2 只备用),双层卧式分相布置,三角形接线,额定容量 120 Mvar,响应时间 ≤ 10 ms,光电触发角 $110^\circ \leq \alpha \leq 165^\circ$ 。相控电抗器单相容量为 2×11.464 Mvar,额定/最高电压 36/40.5 kV,额定/最大电流 1 111.1/1 277.8 A,额定电感 2×29.556 mH。晶闸管元件 5STP18M6500,额定电流 1 800 A,额定电压(可重复/不可重复) 5.6/6.5 kV。

5 次谐波滤波电容 FC 双星连接,额定电压 41.2 kV,额定电流 705.88 A,安装/基波容量分别为 50.4/40 Mvar。滤波支路的电抗 4.3 mH,额定电流 715 A。滤波电容 10 min 电流过载能力为额定电流的 1.3 倍。滤波电抗 1.35 倍额定电流下连续运行。

机械开关投切的 MSC 额定电压分别为 41.5 和 38.1 kV,最高运行电压为 38.5 kV(设定),额定电流为 556.7、607.3 A,最大运行电流 723.7 和 789.5 A,基波容量 34.16 和 37.66 Mvar;电抗率 12 % 和 5 %,电感 16.5 和 5.76 mH。机械开关投切的并联电抗 MSR 的参数是原设备的参数,没有大的变化。

2 大容量 SVS 自动化控制系统

2.1 SVS 的基本结构

图 2 所示为 SVS 的基本结构,是 SVS 简化示意图,包括超高压输电通道及采集量、分层分布式 SVS 自动化系统、由相控电抗 TCR 和滤波电容 FC 构成的 SVC、机械开关投切的电抗 MSR 和电容 MSC 以及主变压器。图中 a 为通道输入量,包括 500 kV 电压、线路电流的有效值、瞬时值和突变量,通道断面的有功功率瞬时值;以及按逆调压方式设定的稳态 500 kV 电压和时间定值。图中 b 为设定的稳态 220 kV 电压和时间定值。

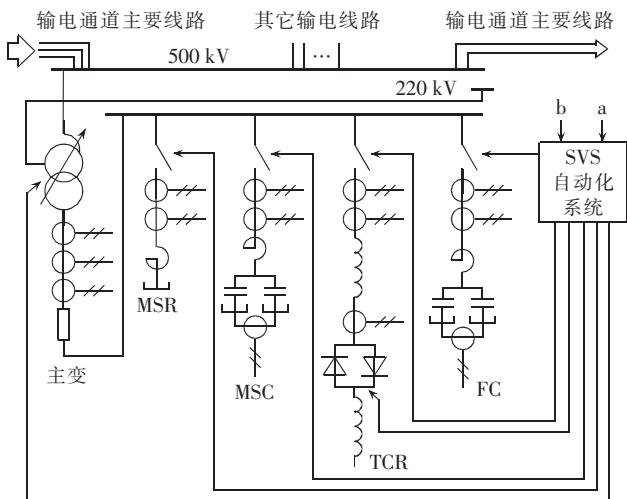


图 2 SVS 简化示意图

Fig.2 Sketch diagram of SVS

SVS 是“静止”的,补偿设备不旋转运动,按 500 kV 系统电压和断面潮流,通过控制与这些设备相连接的电力电子装置或投切操作,改变补偿系统的无功输出,按电力系统运行要求,实现稳态控制、动态阻尼和暂态强补,在一定的时刻,以相应时间尺度、相位和数值实施无功补偿。

图 3 为 SVS 自动化系统的示意图。

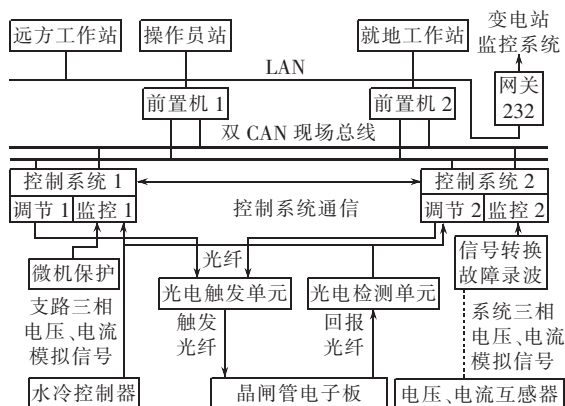


图 3 SVS 自动化系统示意图

Fig.3 Automation system of SVS

系统采用多任务协调控制技术集成,包括所有二次电气设备,是测量、监视、控制与保护的总称。系统由多个处理单元组成,分层分布系统结构,对多个监控量采集与监控,通过 LAN 及 CAN 现场总线实现现场级数据共享,提高了系统可靠性和灵活性。GPS、TFR 等未表示在示意图上。

系统上层由远方操作工作站等组成,变电站监控系统通过网关 RS-232 串口与 LAN 网相连,操作员通过变电站公用的人机界面进行操作。预留与调度自动化系统的接口,可实现区域无功电压控制。

系统中层由 TCR 监控单元、调节单元、操作逻辑单元、保护单元等组成,通过 CAN 总线实现数据共享。中层控制的主要功能为:执行 SVS 控制策略,调节 TCR 触发角,实现动态和暂态调节目标;调整变压器有载分接头(可选)、投切滤波器开关、并联电容器和电抗器开关,控制 TCR 触发角,实现控制目标;对 TCR 控制系统内部、水冷系统等进行监控;同时完成并联电容器支路、滤波器支路和并联电抗器的保护。

系统底层由水冷系统监控、阀检测、阀触发控制等构成。底层控制的主要功能为:TCR 触发保护性控制;开关和分接头保护性控制;水冷系统监控。

TCR、FC 除 SVS 自动化系统中的保护外,还另设有支路微机保护,采用双重化方式,这是因为 SVS 是一个强电和弱电、常规电气和电力电子的集合,是 TCR、FC、MSC 和 MSR 的复杂和经常的操作所要求的。二次回路中抗干扰,防止过电压和过电流的冲击,防止误动、误传的问题显得十分突出。除按常规配置故障录波器、事件顺序记录仪外,还专门设置暂态故障记录仪 TFR,可以快速准确记录毫秒级的电力系统数据和过程,以及 SVS 自身产生的数据和过程,给正常运行和异常、事故分析处理带来极大方

便,是电力电子技术应用于电力系统必不可少的工具。该装置在 SVS 的调试、电力系统大小干扰试验及系统异常时发挥了重要作用。

并联支路 TCR、FC 另设了专用保护屏。TCR 支路保护范围,在支路电流互感器(TA)以下全部设备,电流信号取自该 TA,电压信号取自母线电压互感器。主要保护有速断、限时过流、过载、母线过压/欠压保护。TCR 角内增加了 3 只 TA,角内保护的电流信号从这里取得,其保护范围是角内的相控电抗和晶闸管阀组等角内设备,同样有电流速断、限时过流、过载、母线过压/欠压保护。滤波支路 FC 的支路保护范围,在支路 TA 以下全部设备,除电流、电压保护外,还设有双星滤波电容支路不平衡电流保护和低周保护。滤波器支路采用电容器自身的熔断丝保护。

晶闸管阀组是 TCR 的核心设备,既有与高压等位的晶闸管电子(TE)电路,又有处于地电位的通过光纤联系的阀基电子(VBE),运行条件十分恶劣。为此在一体化设计的 SVS 自动化系统中,设置了监测、击穿二极管(BOD)动作、同步信号、丢脉冲、误触发保护和完整的水冷系统系列保护。

为了防止 SVS 自动化系统自身故障,设置了交直电源掉电、主控机异常、监控系统内部电源异常、UPS 故障、就地控制工作站/调节单方远方操作台通信异常等报警功能。

2.2 SVS 稳态电压无功控制和策略

稳态电压无功控制,主要是初始态设定和稳态控制策略。

图 4 是 SVS 稳态电压无功控制框图。

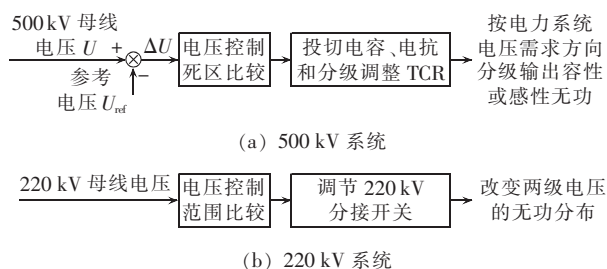


图 4 系统稳态电压无功控制框图

Fig.4 Steady voltage and reactive power control diagram

初始态设定包括 TCR 工作点、应投运的电容或电抗组数及主变压器有载调压分接开关位置。TCR 工作点按峰谷时段无功储备的需求设定,高峰时段应有尽量大的容性无功储备,此时 TCR 的出力为 96 Mvar,负荷低谷时段 TCR 有尽量大的感性无功储备,此时 TCR 的出力为 36 Mvar。变压器分接开关初始位置由调度部门按系统计算结果下达。

稳态电压控制按丰枯和峰谷时段逆调压方式设多时段导向电压目标。SVS 根据 500 kV 电压投切 MSC 和 MSR,之后再按 10 Mvar/级调整 TCR,改变相控电抗 TCR 输出的无功,按 500 kV 电压需求方向调整,使被控母线电压趋向目标电压。因为投切一组电容或电抗 500 kV 电压实际变化约为 0.6 kV,即使全部电容的投切,改变的电压大约 4 kV。SVS

常有可能输出其全部能够提供的补偿无功功率,即将全部 5 组并联电容投运,或者将 3 组并联电抗投运。

220 kV 系统稳态电压也按丰枯和峰谷时段逆调压方式设定,权衡自动和人工手动调节分接开关故障几率的大小,SVS 系统将分接开关设定为手动,以减少开关故障的几率。

2.3 SVS 的动态控制和策略

计算研究表明,为使 SVS 动态无功输出起到提高系统阻尼的功能,其输出无功的相位应滞后于控制信号 500 kV 母线电压,在滞后相位 90° 范围内,角度变大阻尼增强,有助于远距离输电系统功率振荡的平息。SVS 处在复杂电网中,由于多机系统存在不同频率的振荡模式,会使 SVS 作用效果复杂化,SVS 的控制信号也可能含有复频率信息,需谨慎选择控制信号,避免 SVS 的调节产生副作用。同时,控制系统的传递函数幅频特性的选择也是一个重要问题。工程应用中,对 SVS 控制器的控制性能进行详细的仿真试验,可以检验装置的动作行为是否与设计意图一致。

图 5 给出了 SVS 动态和暂态逻辑框图。其中,1、2 分别为偏差计算环节、控制隔直环节,3、4 为控制相位环节,5、6 分别为比例环节、暂态强补环节。暂态强补环节的输入量为 500 kV 母线电压和川渝断面洪陈 1、2 线输送有功功率的瞬时值,与系统暂态过程关联性更强,通过偏差传递函数可以得到系统事故后的强补效果。

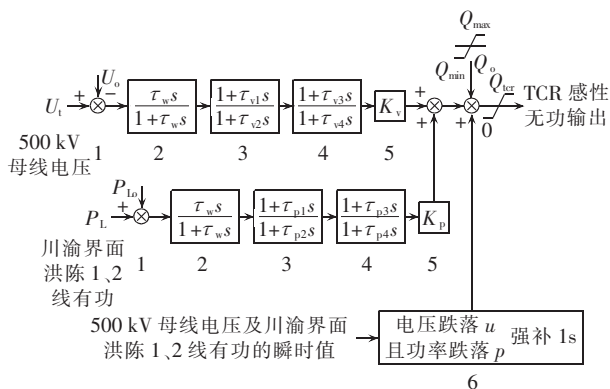


图 5 SVS 动态和暂态逻辑框图

Fig.5 Transient logic diagram of SVS

500 kV 母线电压的偏差量,川渝断面洪陈 1、2 线输送有功功率的偏差作为控制系统的输入量。这是因为洪陈线是该断面主要的送电线路,其有功潮流作为输入偏差,更能反映安装点的功角振荡情况,用有功的偏差,通过测量计算延时、控制 Washout 环节、2 个移相环节、改变晶闸管导通角来得到相控电抗器 0~120 Mvar 平滑的感性无功输出,起到抑制振荡的正阻尼作用。

分析计算研究采用 2006 年川渝系统与华中电网并列运行,按仅投入洪沟 SVS 和洪沟 SVS、陈家桥 SVC、万县 SVS 同时投入运行 2 种情况进行。

仅投入洪沟 SVS 时,在川渝断面输送 4 150 MW 极限功率时,洪陈线三相永久短路故障恢复期及第一摆低谷段电压,洪沟站可提高 0.005 p.u.,陈家桥站提高 0.01 p.u.;TCR 容量达到 120 Mvar 时,洪沟站电压高于 0.85 p.u.,陈家桥站电压低于 0.85 p.u.的持续时间为 0.7 s。洪陈线故障后洪、陈母线电压波形详见图 6~8,图中曲线 1、2 分别为洪沟投入 SVC 120 Mvar 和无 SVC 时的洪沟站电压,曲线 3、4 分别为洪沟投入 SVC 120 Mvar 和无 SVC 时的陈家桥站电压。

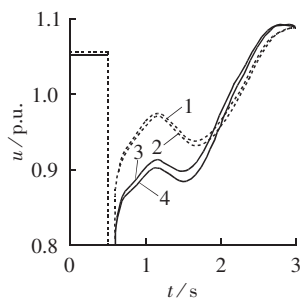


图 6 洪、陈母线电压(故障后恢复期间)

Fig.6 Bus bar voltages of Honggou and Chenjiaqiao (during restoration)

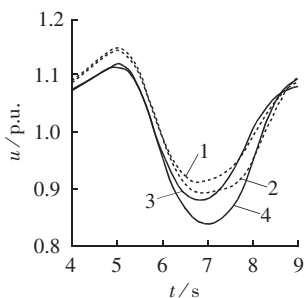


图 7 洪、陈母线电压(第一摆低谷)

Fig.7 Bus bar voltages of Honggou and Chenjiaqiao (during first swing)

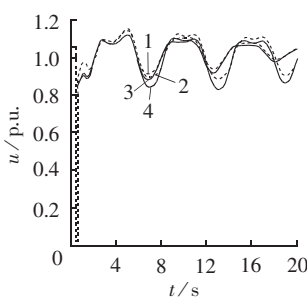


图 8 洪、陈母线电压

Fig.8 Bus bar voltages of Honggou and Chenjiaqiao

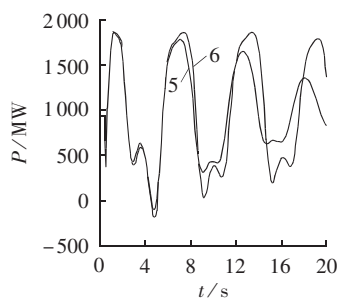


图 9 洪陈故障后万龙线有功潮流

Fig.9 Active power of Wanlong line during Honggou-Chenjiaqiao line fault

2.4 SVS 暂态控制

SVS 的 TCR 快速无功强补提高电力系统暂态稳定的分析研究表明,采用快速投入无功强补,可以提高输电系统的暂态稳定极限。表 1 给出了 SVS 的动态控制功能投入或退出运行、暂态强补功能投入或退出运行等不同条件下,SVS 对提高系统暂态稳定极限的作用效果。

表 1 SVS 对提高暂态稳定极限的作用效果

Tab.1 Effect of SVS to enhance transient stability limit

TCR 投入方式	稳定边界 P/MW
SVS 未投强补,无动态补偿, $Q_{\text{SVC}}=50 \text{ Mvar}$	1 760.5
投连续强补(投电容)	1 772.0
投强补 2 s,投 TCR 动态补偿	1 772.0
投强补 1 s,投 TCR 动态补偿	1 772.0

图 10、11 给出了未使用 TCR 情况下,一仿真系统故障后摇摆的动态过程,图 12~14 给出了 SVS 投入强补(连续)以及强补+动态补偿方式时,不同的强补时间下, SVC 对暂态稳定极限和系统阻尼的影响(图中, P_L 为线路有功功率, u 为 500 kV 母线电压, Q 为 SVC 的无功输出量)。根据仿真,可得下述结果:采用快速投入无功强补,可以提高输电系统的

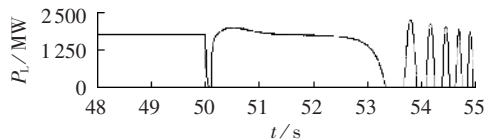


图 10 $P=1761 \text{ MW}$, $Q_{\text{SVC}}=50 \text{ Mvar}$, 无强补,失稳

Fig.10 Unstable example without compensated right now when $P=1761 \text{ MW}$, $Q_{\text{SVC}}=50 \text{ Mvar}$

SVS 不投入,故障后华中和川渝电网的联络线路万龙线的功率呈等幅振荡;SVS 投入运行,该线的功率振荡呈衰减,见图 9,图中曲线 5、6 分别为洪沟投入 SVC 120 Mvar 和无 SVC 时万龙线的有功潮流。

SVS 不投入,二滩水电站与陡河二厂的相对功角振荡衰减较小;SVS 投入运行,振荡衰减明显。阻尼比由 0.009 1 提高为 0.025 7,三相永久故障后的系统阻尼尚可以。仿真计算研究还表明,仅投入洪沟 SVS 可提高 108 MW 的输送功率。

暂态稳定极限;考虑到机组失稳第一摆可能经历的时间,以及尽快使 SVS 的附加阻尼发挥作用,暂态强补投入时间可以在 1~5 s 间;对 SVS 动态无功控制,采用快投强补与动态补偿相结合的方式,可以有效

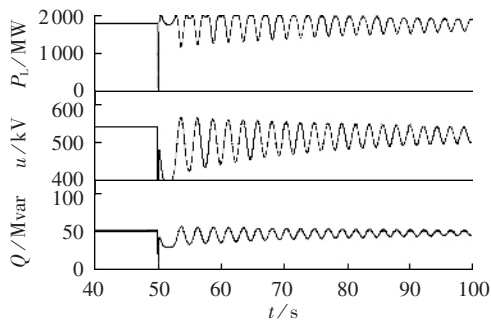


图 11 $P=1760.5 \text{ MW}$, $Q_{\text{SVC}}=50 \text{ Mvar}$, 无强补,临界稳定

Fig.11 Boundary stability without compensated right now when $P=1760.5 \text{ MW}$, $Q_{\text{SVC}}=50 \text{ Mvar}$

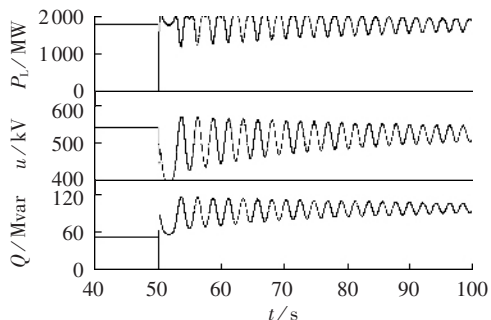


图 12 $P=1772 \text{ MW}$, 连续强补,临界稳定

Fig.12 Boundary stability with continuously compensated when $P=1772 \text{ MW}$

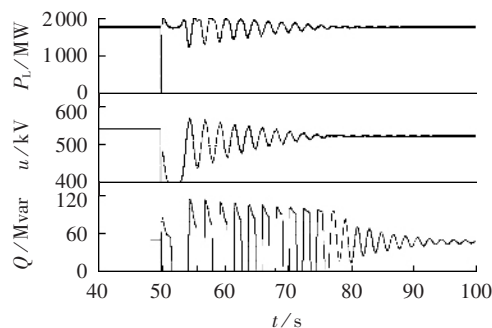


图 13 $P=1772$ MW, 快投
强补 2 s, 稳定

Fig.13 Stability with 2s compensated
right now when $P=1772$ MW

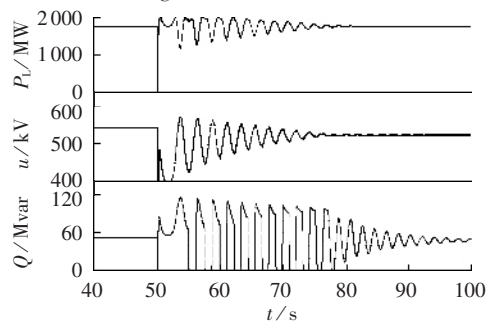


图 14 $P=1772$ MW, 快投
强补 1 s, 稳定

Fig.14 Stability with 1s compensated
right now when $P=1772$ MW

提高输电系统暂态稳定水平,提高系统阻尼,缩短动态摇摆时间。

3 SVS 的 RTDS 仿真试验

SVS 的 RTDS 实时仿真试验包括稳态、动态和暂态的 RTDS 仿真试验。被试品是 SVS 的综合自动化装置的控制柜。

3.1 SVS 稳态 RTDS 仿真试验

稳态 RTDS 仿真试验的目的是考查其稳态无功出力控制行为,检验洪沟站无功补偿设备调节出力的方向是否与系统对电压和无功的需求保持一致;检验控制参数对控制行为的影响。在稳态控制仿真试验中,以取自调度自动化系统历史数据库的数据为依据,目的是重现洪沟站 500 kV 母线电压变化的实际过程。试验用仿真模型的系统 $U-Q$ 特性如下:投入一组 40 Mvar 电容器,洪沟 500/35 kV 母线电压分别升高约 0.6/0.8 kV;投入一组 45 Mvar 电抗器后洪沟 500/35 kV 母线电压分别降低约 0.8/1.0 kV。元件包括 SVS 全部并联补偿设备——TCR、FC、MSC 和 MSR。实时仿真试验在电压不同的积分累计时间参数下,进行长时间跟踪,重现系统电压实际变化过程,仿真时间长达 42 h。

试验结果表明,以 500 kV 母线电压为判据,SVS 的无功补偿行为取向与电网电压控制要求一致,见图 15,图中,1 为电压,2 为调度整定的电压控制曲线,3 为 SVS 输出的无功功率,图 16 同。无功补偿行为取向与电网对无功需求保持一致。1 min 和 10 min

的平均积分累计时间下,无功补偿设备的投切次数差别不大,运行可以接受,见图 16。充分证明稳态无功投切原则和投切逻辑正确,投切顺序正确。

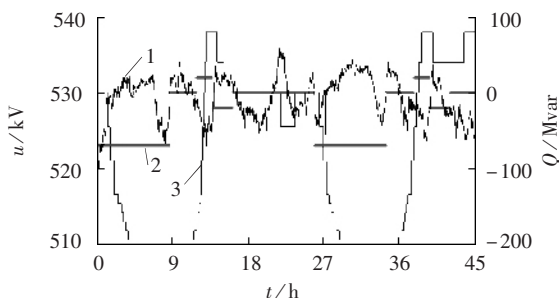


图 15 积分时间 10 min,SVS 无功补偿情况

Fig.15 Operation information of SVS
when integral time is 10 min

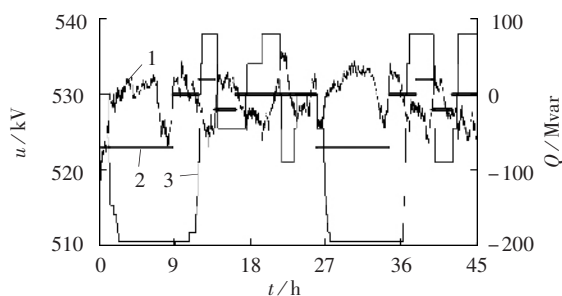


图 16 积分时间 1min,SVS 无功补偿情况

Fig.16 Operation information of SVS
when integral time is 1min

3.2 SVS 动态和暂态 RTDS 仿真试验

系统动态和暂态 RTDS 仿真试验的目的是在 2006 年丰大方式等值仿真系统上,模拟 500 kV 线路发生三相短路故障,SVS 动态调节行为,考查 SVS 的动态阻尼和暂态强补功能。

二普线 150 km 三相短路、过渡电阻 30 Ω 时,电压降低 0.3 p.u.,有功变化大于 200 MW,强补动作,见波形图 17。

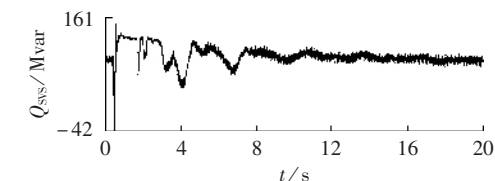
过渡电阻为 40 Ω 时,虽然有功变化大于 200 MW,但是电压降低只有 0.18 p.u.,强补不动作,见波形图 18。

在距离较远的线路如普东虽然有功变化大于 200 MW,但是电压降低只有 0.23~0.28 p.u.,强补也不动作,见波形图 19。

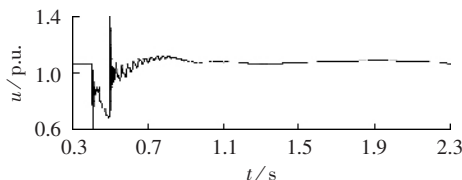
以上 RTDS 仿真试验结果表明,除故障点距离洪沟 SVS 较远的线路如普东等线路外,在四川 500 kV 电网发生持续时间 0.1 s 的严重三相短路故障时,洪沟母线电压跌落 0.3 p.u.,SVS 可以快速提供无功暂态强补,时间在 0.95~1.14 s 之间,有利于提高电网暂态稳定性。

动态阻尼的 RTDS 仿真试验在川渝输电通道及与洪沟站相连的线路上进行,如二普线、普洪线、洪南线、洪龙线和洪陈线等,三相短路故障切除时间近端 0.09 s,远端 0.1 s,见图 20(图中,1 表示 SVS 投运,2 表示退出)。

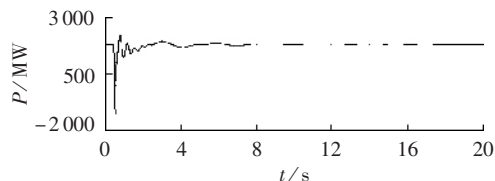
结果表明,在四川 500 kV 系统故障后的动态过程中,洪沟 SVS 输出的无功波动分量的相位,超前洪陈线有功波动中大区振荡分量相位在 0~90° 之间,



(a) SVS 无功出力



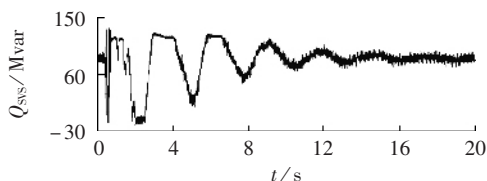
(b) 500 kV 洪沟母线电压



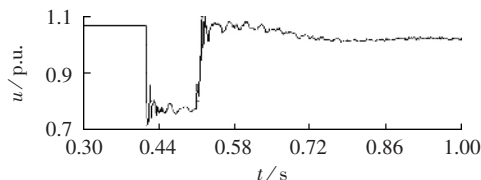
(c) 洪陈断面有功功率

图 17 二普线 150 km 三相短路过渡电阻 30 Ω 0.09 s 故障切除

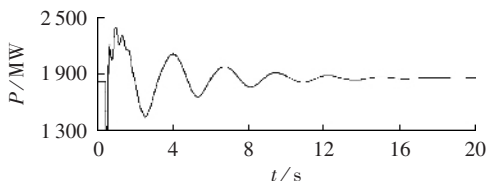
Fig.17 0.09 s clear the fault after three phases short with 30 Ω at 150 km of Erpu line



(a) SVS 无功出力



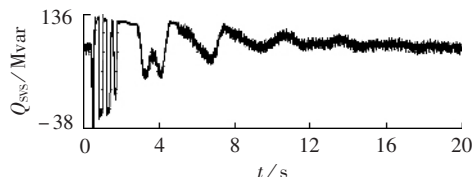
(b) 500 kV 洪沟母线电压



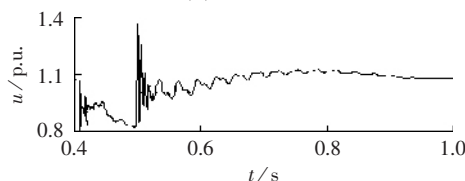
(c) 洪陈断面有功功率

图 19 普东线三相短路 0.09 s 故障切除波形图

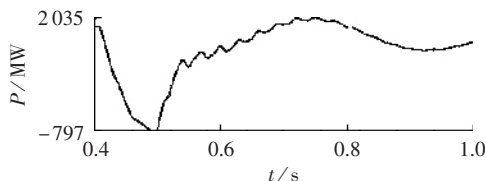
Fig.19 Information of 0.09 s clearing the fault after three phases short of Pudong line



(a) SVS 无功出力



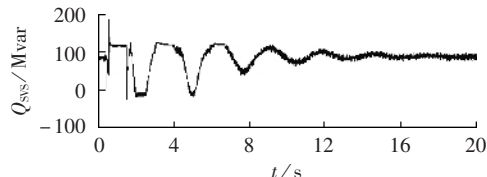
(b) 500 kV 洪沟母线电压



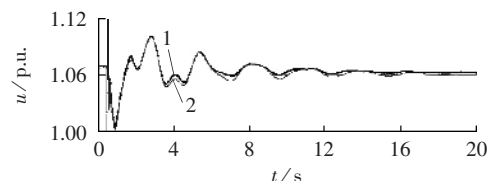
(c) 洪陈断面有功功率

图 18 二普线 150 km 三相短路过渡电阻 40 Ω 0.09 s 故障切除

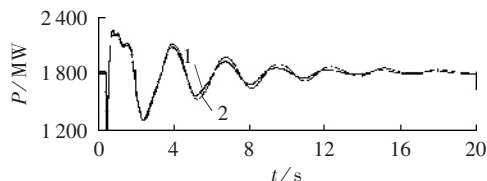
Fig.18 0.09 s clear the fault after three phases short with 40 Ω at 150 km of Erpu line



(a) SVS 无功出力



(b) 500 kV 洪沟母线电压



(c) 洪陈断面有功功率

图 20 二普线普提侧三相短路 0.09 s 故障切除波形

Fig.20 Information of 0.09 s clearing the fault after three phases short of Erpu line close to Puti

滞后洪沟母线电压波动中大区振荡分量相位 $180^\circ \sim 90^\circ$ 之间。其相位关系可为川渝-华中联网系统功率振荡提供正阻尼。当故障点远离洪沟如南万线三相短路故障时,动态期间 Q_{SVS} 的波动分量已经很小,SVS 主要起到提供无功支持作用。

4 在运行的川渝电网上 SVS 的电力系统大、小干扰试验

4.1 SVS 大扰动电力系统试验

SVS 大扰动电力系统试验,就是用实际电力系统

的短路事故考验其动作行为和功能。2006 年 11 月 22 日在川渝电网 500 kV 输电线路二普三线普提侧进行 2 次人工接地短路试验,实现了在系统故障情况下考验 SVS 的目的。

这次短路试验的目的是,在二普三线普提侧发生 C 相人工单相瞬时接地短路故障时,通过对洪沟母线电压、TCR 电流、洪陈线路电流等重要参数的记录和波形录制,分析在系统中发生暂态故障后洪沟站 120 Mvar 容量 TCR 响应时间、暂态响应行为、对电压的支撑作用和对功率振荡的抑制效果。短路试验

前 500 kV 洪沟变电站 SVS 装置投入 3 组并联电抗器 MSR,1 组并联电容器 MSC,TCR 感性无功工作点为额定容量的 80 % (约 90 Mvar)。

短路试验进行了 2 次,分别在 11:07:41 和 22:12:07,录制波形如图 21、22 所示,图中,曲线 1、2、3 分别为主变 500 kV 侧 A、B、C 相电压;曲线 4、5、6 分别为 TCR A、B、C 相电流;曲线 7、8、9 分别为 TCR 角内 A、B、C 相电流;曲线 10、11、12 分别为洪陈 1 线 A、B、C 相电流;曲线 13、14、15 分别为洪陈 2 线 A、B、C 相电流。

通过波形分析可以看出,短路故障发生瞬间,洪沟变电站 500 kV 母线 C 相电压跌落近 30 %,持续时间约 30 ms,随后恢复到短路前水平。

第一次短路瞬间洪陈 1、2 线路三相电流中 A 相、C 相都激增,持续时间约 40~60 ms,随后恢复到短路前水平;第二次短路瞬间洪陈 1、2 线路电流中 A、B、C 相都激增,持续时间约 40~60 ms,随后恢复到短路前水平。

短路故障发生后 10~20 ms, SVC 装置中 TCR 支路电流立刻减小到近于零,持续时间约 40 ms,随后逐渐恢复到短路前水平。

洪沟变电站 500 kV 母线和洪陈 1、2 线路三相电流在短路故障后没有出现明显的振荡现象。

经过试验波形和现象的分析,可得出以下结论:

a. 川渝电网 500 kV 二普三线普提侧人工单相瞬时接地短路故障对系统的暂态稳定性影响不大,没有出现电压失稳和较大的功率振荡现象;

b. 500 kV 洪沟变电站 SVS 对川渝电网 500 kV 线路大扰动的暂态响应行为完全正确,响应时间在 10~20 ms 以内,符合设计要求;

c. SVS 装置在故障发生后 10 ms 内,将原工作点 90 Mvar 的容性动态无功储备全部释放,产生较大的无功电压支撑作用,阻尼洪陈两回线功率突增,达到稳定系统电压、增强系统阻尼、抑制功率振荡的效果;

d. 短路故障后洪陈两回线没有出现明显的功率振荡,一方面是由于 SVS 在故障初期的支撑作用,另一方面线路故障前输送功率较低,故障点距 SVS 安装位置远所致,因此 SVS 装置后期的阻尼功率振荡特性表现不明显。

综上所述,2 次人工单相瞬时接地短路故障试验验证了 SVC 暂态响应行为正确,响应时间在 10~20 ms 以内,在故障发生后可以将其容性动态无功储备容量全部释放,起到了稳定系统电压、增强系统阻尼、抑制功率振荡的预期效果。SVC 装置暂态调节特性表现良好,2 次短路试验都获得了成功。

4.2 SVS 系统小扰动试验

在 SVS 试生产过程中,电力系统曾发生过一些小扰动事件,由故障录波仪记录的 TCR 电流波形和线路电流波形可以看出,系统中发生小扰动后,SVS 通过调整 TCR 无功出力能够抑制长时间的功率振荡现象。

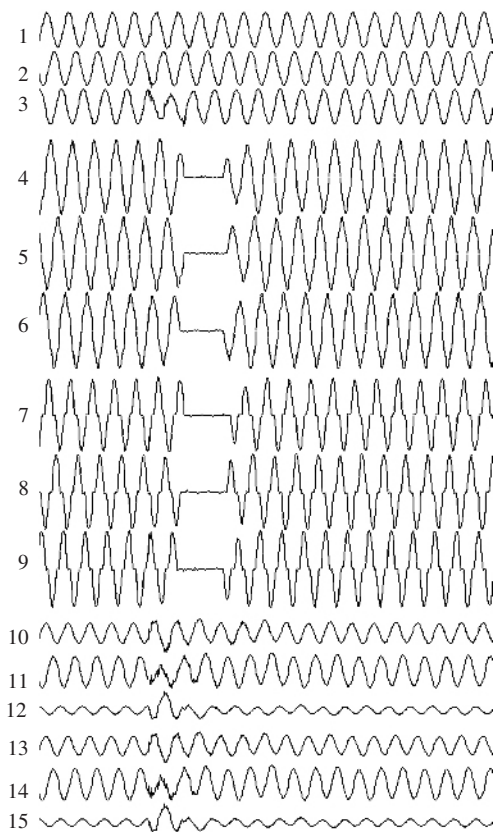


图 21 第一次试验洪陈 1 线有功、无功

Fig.21 Active and reactive power of Honggou-Chenjiaqiao line 1 during the first test

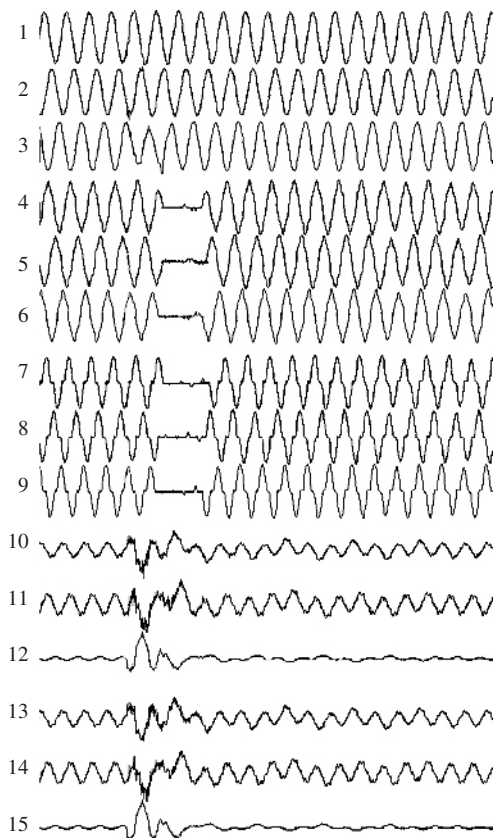


图 22 第二次试验洪陈 1 线有功、无功

Fig.22 Active and reactive power of Honggou-Chenjiaqiao line 1 during the second test

5 SVS 的运行情况

2006 年 6 月 29 日开始进行洪沟 SVS 调试,在完成 SVS 的 RTDS 仿真试验后,2006 年 7 月 20 日 16:56 按省调命令投入 #1 SVC TCR 支路 323 开关(电压为手动调节方式),SVC 正式投入为期一年的试生产运行。

2007 年 1 月 5 日,500 kV 系统发生普洪二线 B 相单瞬接地短路故障,SVS 提供容性无功强补,TFR 录波显示 SVS 提供容性无功强补。

运行记录显示,自贡洪沟向重庆输电断面送电功率,SVS 投运前最大送电电力有功为 1850 MW,SVS 投运后为 2140 MW,实际送电提高 290 MW,效益显著。

6 结论

文中对我国国产第一套用于超高压电网枢纽变电站的 SVS 进行了从研究到工程实践全过程的详细介绍。该工程的成功实施,提高了输电通道的输电能力,具有很好的经济效益。

参考文献:

- [1] KUNDUR P. 电力系统稳定与控制[M]. 周孝信,李兴源,周波,等,译. 北京:中国电力出版社,2001.
- [2] 周双喜,朱凌志,郭锡钦,等. 电力系统电压稳定性及其控制[M]. 北京:中国电力出版社,2004.
- [3] 徐政. 基于晶闸管的柔性交流输电控制装置[M]. 北京:机械工业出版社,2005.
- [4] TYLL H K, HUESMANN G, HABUR K, et al. Design considerations for theddy county static var compensator [C/CD]//IEEE Substations Committee of the IEEE Power Engineering Society, IEEE / PES 1993 Summer Meeting. Vancouver, Canada; [s.n.], 1993.
- [5] 郭剑波,武守远,荆平,等. 提高电网输电能力的技术措施[J]. 电力设备,2005,6(10):4-7.
GUO Jian-bo, WU Shou-yuan, JING Ping, et al. Technical measures for improving transmission ability of power network [J]. Electrical Equipment, 2005, 6(10):4-7.
- [6] 夏祖华,沈斐,胡爱军,等. 动态无功补偿技术应用综述[J]. 电力设备,2004,5(10):27-31.
XIA Zu-hua, SHEN Fei, HU Ai-jun, et al. Application summarization on technology of dynamic reactive power compensation [J]. Electrical Equipment, 2004, 5(10):27-31.
- [7] 周群,张益,黄家裕. 静止无功补偿器对提高阳城送电稳定水平的研究[J]. 电网技术,1999,23(8):29-31.
ZHOU Qun, ZHANG Yi, HUANG Jia-yu. Study of improving stability of Yangcheng transmission system using static var compensator [J]. Power System Technology, 1999, 23(8):29-31.
- [8] 管秀鹏,孙元章,赵国梁,等. 南方电网西电东送暂态功率传输极限研究[J]. 电网技术,2004,28(2):1-5.
GUAN Xiu-peng, SUN Yuan-zhang, ZHAO Guo-liang, et al. Research on transient power transfer limit of power transmission from west China to east China via south China electric power grid [J]. Power System Technology, 2004, 28(2):1-5.
- [9] 陈陈,苏建设,柯宁. TCSC 与 SVC 用于提高输电系统暂态稳定性的仿真研究[J]. 电力系统自动化,2004,28(1):20-23,40.
CHEN Chen, SU Jian-she, KE Ning. Simulation study of TCSC and SVC to improve transient stability of transmission system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(1):20-23, 40.
- [10] 邹强,李兴源. 基于最优变目标策略的励磁系统与 SVC 协调控制[J]. 电网技术,2006,30(10):24-28.
ZOU Qiang, LI Xing-yuan. Coordination control between generator excitation and SVC based on optimal variable aim strategy [J]. Power System Technology, 2006, 30(10):24-28.
- [11] 顾伟,蒋平,唐国庆. SVC 控制引起的电压振荡失稳研究[J]. 中国电力,2005,38(8):19-23.
GU Wei, JIANG Ping, TANG Guo-qing. An oscillatory voltage instability induced by SVC control [J]. Electric Power, 2005, 38(8):19-23.

(责任编辑:李育燕)

作者简介:

王 平(1955-),男,四川成都人,副总经理,硕士,主要从事电力系统分析计算研究及电力生产技术管理工作(E-mail: wangp@sepc.com.cn);

何源森(1950-),男,四川成都人,副总经理,硕士,主要从事电力系统分析计算研究及电力生产技术管理工作;

邱宇峰(1960-),男,天津人,副院长,主要从事电力系统及其自动化方面的科研和管理工作。

Research and application of high capacity static var system for transmission path of electric power system

WANG Ping¹, HE Yuan-sen¹, QIU Yu-feng², LAN Hai¹, FANG Wen-di¹,
FAN Rong-quan¹, ZHEN Wei¹, ZHANG Jiao², HU Jin-song³,
LI Jing-xiong¹, LIANG Han-quan¹

(1. Sichuan Electric Power Corporation, Chengdu 610041, China;

2. China Electric Power Research Institute, Beijing 100085, China;

3. Southwest Electric Power Design Institute, Chengdu 610021, China)

Abstract: SVS(Static Var Systems) installed at Honggou, Chenjiaqiao and Wanxian substation in transmission path of 500 kV Ertan hydro-plant are the first homemade SVSs of 500 kV substation. SVS of Honggou hub substation was firstly used in July 2006, whose capacity was maximal on operating in Chinese power system at that time. The first high capacity SVS installed at hub substation in the transmission path is introduced. The steady and transient functions of SVS which were simulated with RTDS(Real Time Digital Simulator), and the control actions which were tested by large and small disturbance on operating Chuan - Yu power grid are presented. At last, the operation of SVS is proposed.

Key words: SVS; hub substation in transmission path; RTDS