

# 特高压直流换流站接入系统设计

伍文城, 吴安平, 黎岚

(西南电力设计院, 四川 成都 610021)

**摘要:** 根据目前的规划, 高压直流输电系统的电压等级已从 $\pm 600$  kV 提高到特高压等级的 $\pm 800$  kV, 输送容量也已从 3600 MW 提高达到 5000 MW 或 6400 MW, 这些对换流站的接入系统设计带来了前所未有的挑战。特高压直流的接入系统设计在电源的组织、换流站与交流系统的联系方式、电气主接线、换流站无功配置、稳定仿真及分析等方面都存在与常规 $\pm 500$  kV、 $\pm 600$  kV 所不同的特点及困难。通过总结中国目前 5 回规划中的特高压直流接入系统设计, 归纳了解决上述难题的创新技巧及方法, 并对特高压直流的孤岛运行方式存在的问题及可能的解决措施进行了探讨。最后, 指出了特高压直流换流站接入系统设计一些必须遵循的思路、原则及方法。相关研究结果可为同类工程参考。

**关键词:** 特高压直流; 接入系统; 电网结构; 电气主接线; 交直流并列运行; 孤岛运行

## Connecting system design for ultra high voltage direct current converter station

WU Wen-cheng, WU An-ping, LI Lan

(Southwest Electric Power Design Institute, Chengdu 610021, China)

**Abstract:** According to the present planning, the highest voltage level of high voltage direct current system has been reached to  $\pm 800$  kV, and the maximum transmission capacity has been increased to 5000 or 6400MW, which is a great increase from the 3600MW of  $\pm 600$  kV HVDC. All these bring unprecedented challenges to the connecting system design of the converter station. In many fields, such as the generation source arrangement, the connecting type between converter stations and AC system, main electrical diagram, reactive power arrangements, stability simulation and analysis, the connecting design of UHVDC Converter Station, compared with that of the traditional  $\pm 500$  kV or  $\pm 600$  kV converter stations, has bear much difference and difficulty. By summering the connecting system designs of the 5 circuits of UHVDC systems which are being planned, the problems and the creative ideas and solution are presented. In addition, the islanded operation of UHVDC converter stations and its problems and solutions are also discussed in this paper. At last, the principles, methodologies and research results of the UHVDC converter station design are pointed out. Main results of this research can be applied to similiar UHVDC project.

**Key words:** UHVDC; connecting system; grid structure; main electrical diagram; parallel operation of AC and DC; islanded operation

中图分类号: TM711 文献标识码: A 文章编号: 1003-4897(2008)10-0065-09

## 0 引言

中国经济持续快速增长导致电力负荷需求不断攀升。出于对未来电力需求的乐观预期, 中国规划建设 $\pm 800$  kV 电压等级高压直流输电系统, 以将处于西部边远地区的大规模水电经济地输送到东部的负荷中心, 而此前世界上运行中的高压直流系统最高电压等级只有 $\pm 600$  kV, 即巴西伊泰普直流。目前, 中国规划建设 5 回 $\pm 800$  kV 直流输电系统, 包括: 云南楚雄—广东穗东 $\pm 800$  kV 直流(以下简称云广直流)、向家坝—上海 $\pm 800$  kV 直流(以下简

称向上直流)、溪洛渡左岸—株洲 $\pm 800$  kV 直流、溪洛渡右岸—浙西 $\pm 800$  kV 直流、四川锦屏—苏南 $\pm 800$  kV 直流等<sup>[1~3]</sup>。

根据目前的规划, 每回 $\pm 800$  kV 直流的输送容量达到 5000 MW 或 6400 MW<sup>[2]</sup>, 比 $\pm 500$  kV 直流的 3000 MW 以及 $\pm 600$  kV 的 3600 MW 均有大幅度的增加, 随着直流输送容量的增大, 换流站接入系统的设计也显示出与以往常规换流站接入系统设计的一些不同特点。本文总结了上述 5 回特高压直流接入系统设计, 通过仿真等手段, 研究了特高压直流换流站接入系统设计中的共性问题, 如电源的

组织、换流站与交流系统的联系方式、电气主接线、换流站无功配置、稳定水平及措施,并对特高压直流的孤岛运行方式存在的问题及可能的解决措施进行了探讨。为便于对后述问题的描述与理解,下面给出了简化后的5回特高压直流输电系统示意图,各回直流只给出送端换流站的接入系统示意图。详细情况参见文献[4~7]。

## 1 规划中的特高压换流站接入系统

### 1.1 云广直流接入系统

云广直流工程输电规模 5000 MW,电压等级±800 kV,每极采用双12脉动阀组串联接线方式。云广直流起点位于云南省的楚雄换流站,受端在广东省的穗东换流站,输电线路长度约 1418 km,直流导线截面为  $6 \times 630 \text{ mm}^2$ ,计划 2009 年 6 月建成单极,2010 年建成双极。云广直流输电系统示意图如图 1 所示。

送端楚雄换流站通过 2 回 500 kV 交流线路与云南主网的 500 kV 和平变电站相连,西部的小湾水电站(总装机  $6 \times 700 \text{ MW}$ )和西北部的金安桥水电站(总装机  $4 \times 600 \text{ MW}$ )均以 2 回 500 kV 线路接入楚雄换流站。楚雄换流站接入系统方案如图 1 所示。

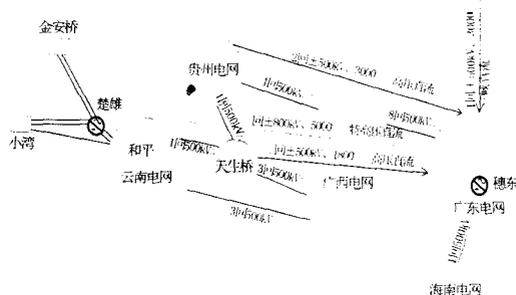


图 1 云广直流输电系统示意图

Fig.1 Transmission system of Yun-Guang UHVDC

### 1.2 金沙江直流接入系统

在中国中部地区的金沙江中游地区蕴藏着丰富的水力资源,其中向家坝左右岸、溪洛渡左及右岸水电站的装机规模分别为 6000 MW ( $8 \times 750 \text{ MW}$ )、6300 MW ( $9 \times 700 \text{ MW}$ )、6300 MW ( $9 \times 700 \text{ MW}$ ),总装机规模达到了 18600 MW,规划用三回±800 kV 直流将电力送至于遥远的华中、华东地区,三回直流分别为:向家坝—上海直流、溪洛渡左—株洲直流、溪洛渡右—浙西直流。每回直流输送容量均为 6400 MW。3 回直流采用相互串联并与近区的四川电网相连的接入系统方案,形成了罕见的“换流

群”式的接入系统。该接入系统方案如图 2 示。

向家坝—上海直流、溪洛渡左—株洲直流、溪洛渡右—浙西直流起点分别为四川省的复龙、凤仪、罗场换流站,受端分别上海的南汇、湖南的株洲、浙江的浙西换流站,输电线路长度分别为 2034 km、970 km、1728 km,直流导线截面均为  $6 \times 720 \text{ mm}^2$ 。

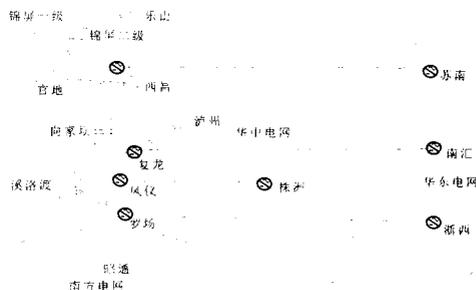


图 2 金沙江及锦屏直流输电系统示意图

Fig.2 Transmission system of Jinsha River and Jinping UHVDC

### 1.3 锦屏—苏南直流接入系统

锦屏—苏南特高压直流建设的目的则是将四川西昌地区的锦屏一级 ( $6 \times 600 \text{ MW}$ )、锦屏二级水电站 ( $8 \times 600 \text{ MW}$ )、官地水电站 ( $4 \times 600 \text{ MW}$ ) 电力输送到华东地区的苏州。锦屏—苏南直流起点在四川省的锦屏换流站,受端位于江苏省的苏南换流站,直流线路长度约 2340 km,直流导线截面为  $6 \times 720 \text{ mm}^2$ 。在锦屏换流站接入系统方案中,锦屏一级出 3 回、锦屏二级出 2 回 500 kV 线路至换流站 500 kV,换流站与西昌 500 kV 变以 2 回 500 kV 线路相连,官地出 2 回 500 kV 线路至西昌变,西昌变与盐源和昭觉相连。锦屏换流站接入系统方案如图 2 示。

## 2 特高压换流站接入系统技术研究

### 2.1 电源组织

#### (1) 云广直流

如前述,每回±800 kV 直流的输送容量为 5000 MW 或 6400 MW,但接入换流站的电源总容量不会刚好为 5000 MW 或 6400 MW,因此接入±800 kV 换流站的电源容量有一个匹配的问题。

受现有 5 英寸阀片通流能力的限制,规划 2009 年投产单极的云广±800 kV 直流输送容量为 5000 MW<sup>[2]</sup>,但接入楚雄换流站电源小湾、金安桥的总容量为 6600 MW,为将小湾、金安桥的电力全部送

出,送端换流站楚雄站采取如图1所示的接入系统方式。进行接入系统方案比较时,曾考虑将小湾三回出线全部接入楚雄换流站,但由于楚雄一和平线路为制约南方电网西电东送稳定极限的控制线路,此方案加重了楚雄一和平线路潮流,稳定计算表明此方案比现行的分散接入方案云电外送稳定水平降低200 MW左右。

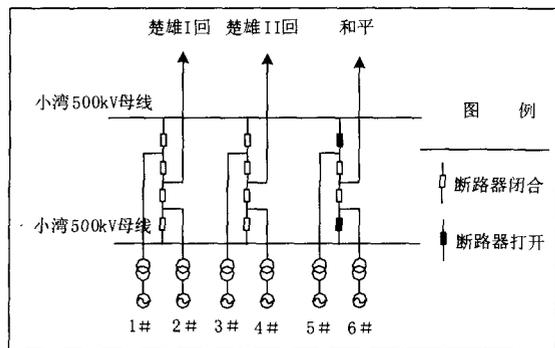


图3 小湾电站电气主接线“配串”示意图

Fig.3 Main electrical diagram of Xiaowan hydro power station

为提高云电外送稳定水平、降低直流故障对交流系统的影响,楚雄换流站采用孤岛运行方式,即运行中断开楚雄一和平两回联络线路,小湾、金安桥电力直送负荷中心。为实现楚雄换流站与云南电网的电气隔离并实现接入电源容量与云广直流输送容量匹配,小湾电站500 kV母线采用“4/3”接线方式并采用“配串”方案,即小湾两台机组与小湾一和平线路配串,采用孤岛运行方式时,断开该串中的两台边断路器。“配串”技术如图3所示。

## (2) 金沙江直流输电系统

金沙江一期电站向家坝、溪洛渡左、右岸的装机容量比较均匀、与单回直流输电规模接近,因此上述3组电源考虑分别接入近区的3个换流站,换流站串联在一起并与近区的四川电网相联(属于华中电网)。这样做增大了换流站近区的短路容量。在交、直流系统发生故障时,可降低电网的电压、频率波动;如某回直流发生单极闭锁、双极闭锁等严重故障时,可通过近区直流的过负荷能力或经四川电网将功率转送到受端,减少电站的切机台数,减少金沙江电站的弃水电量;在丰期,金沙江电站通过与四川电网联合调峰,还可降低四川电网的弃水电量,并提高金沙江直流的利用率。

根据金沙江输电系统规划,金沙江一期电站电力在丰期全部通过直流外送,在枯期为满足云南电网枯期用电需求向云南电网送电5%(约930 MW)。为实现这一输电要求,溪洛渡右岸电站采取了一种

特殊的电气主接线形式,即采用4/3和3/2的混合接线,电站5回500 kV出线中的3回接入拟建的直流换流站,另外2回拟接入云南500 kV电网,如图4所示。通过断路器的开合,即可实现上述目的,同时避免华中电网与南方电网通过溪洛渡右岸电站联成一个大同步电网所带来的复杂技术问题。

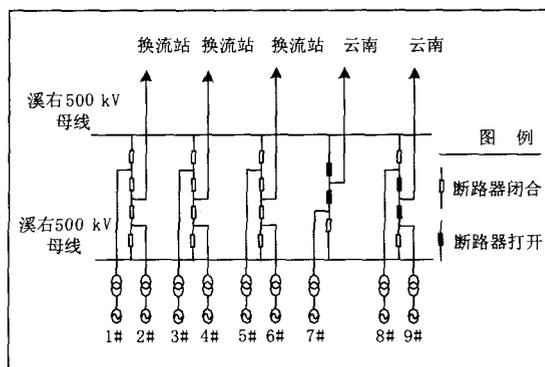


图4 溪洛渡右岸电站主接线(丰期方式)

Fig.4 Main electrical diagram of Xiluodu right bank hydro power station(in flood season)

## 2.2 换流站与系统的联系方式

直流输电系统嵌入电网的方式分为以下两类<sup>[8]</sup>:(1)交直流并列运行方式,两个电网间除了通过直流系统联系外,还通过交流系统联系;(2)异步联网方式,直流线路作为两个电网间联络线,送受端电网异步运行。这种方式中有一种特殊的运行方式,即送端直流换流站孤岛(“点对网”)运行方式,电源电力通过整流站直接送到受端系统,整流站不与交流系统联系。

规划中的5回直流输电系统中,云广直流的设计可以做到实现交直流并列运行与孤岛运行方式灵活转换;金沙江的换流群还没有最终确定是否采用孤岛运行方式,但只要断开复龙~泸州的3回也可以实现换流站群的孤岛运行方式;锦屏直流输电系统目前尚没有这方面的考虑。孤岛运行方式可以降低直流系统故障时对交流系统的影响,但也可能会带来过电压及低次谐波谐振等问题,后面将会对这一问题进行详细论述。

在交直流并列运行方式中,换流站与交流系统的联系也可分为“一点联系”与“多点联系”等方案。一般而言,“一点联系”的结构清晰,直流系统故障后的潮流转移容易预测,并且可以节省投资;“多点联系”可以分散潮流,通常具有较高的稳定水平。5回特高压直流输电系统中,送端换流站均采用“一点联系”方式,换流站通过2~3回500 kV

线路与交流系统联系；受端换流站，除负荷较集中的上海南汇站外，其余均采用“多点联系”方式，换流站出5~7回500 kV线路接入近区的2~3个变电站。另外，南汇站虽然近期采用“一点联系”，但远期可以方便地改接为“两点联系”。值得指出的是，虽然送端换流站均采用“一点联系”，但接入送端换流站的部分电源也具有向两个方向出线的，如小湾、溪落度右岸、锦屏电站，这样做一是为了实现电源与直流输送容量的匹配或是满足向近区供电的要求，二是在降低换流站与交流系统的潮流交换水平，起到提高稳定水平的作用。

送端换流站之间是否应该相连，也需综合技术、经济两方面的因素确定。以金沙江直流输电系统为例，系统研究发现，3个换流站不串在一起、分别接入四川主网时，当一回直流发生故障或近区交流系统发生故障时，对另外两个换流站的电压和频率影响最小，但是这个方案也具有最高的投资，综合考虑，选定目前的接入系统方案。

### 2.3 无功配置

换流站接入系统设计的一个重要研究内容就是确定换流站近区交流系统提供、吸收容性无功的能力，从而确定换流站的无功补偿规模。表1列出了±800 kV直流5000 MW、6400 MW两个容量系列送受端换流站的最大无功消耗量。

进行换流站的无功平衡分析时，为避免无功长距离传输，无功电源一般只考虑近区发电机的无功

出力、线路的充电功率，而变压器、线路的无功消耗均作为无功负荷。平衡时考虑各种可能出现的运行方式，如线路的“N-1”、发电机退出运行，最终根据可能出现的最不利的运行方式确定近区交流系统提供、吸收容性无功的能力。

表1 ±800 kV 直流的无功消耗

直流参数	整流站无功消耗	逆变站无功消耗
	/Mvar	/Mvar
±800 kV、5000 MW	2961	2978
±800 kV、6400 MW	3831	3544

一般而言，为降低换流站无功补偿的投资，送端换流站往往会利用近区交流系统的容性无功；受端换流站通常位于无功较缺乏的负荷中心，进行无功配置时则会考虑让换流站具备一定规模的向交流系统提供容性无功的能力。如金沙江、锦屏直流输电系统，由于电站与换流站相距较近，交流系统可向换流站提供900~1600 Mvar左右的容性无功。云广直流输电系统的送端换流站的无功配置则是一个例外，由于电源通过250~300 km长距离的交流线路接入换流站，在线路“N-1”的情况下无功消耗较大，因此换流站没有利用交流系统的容性无功，相反，还在换流站多配置400 Mvar的无功，在交流系统发生故障时换流站可向交流系统提供足够的无功，以避免系统电压失稳。

表2 5回±800 kV 直流的无功配置方案

Tab.2 Reactive power arrangement of the 5 circuits of ±800kV DC

换流站	最大无功消耗 /Mvar	交流系统提供容性无功	交流系统吸收感性无功	无功小组容量 /Mvar	分组情况	容性无功吸收措施	
		/Mvar	/Mvar				
楚雄	2910	0	200	187	4 大组，共 17 小组	机组进相	
整流站	复龙	3831	1000	0	240	4 大组，共 12 小组	180 MVar 高抗
	凤仪	3831	900	0	240	4 大组，共 12 小组	180 MVar 高抗
	罗场	3831	900	0	240	4 大组，共 12 小组	180 MVar 高抗
	锦屏	3831	1600	0	200	4 大组，共 12 小组	机组进相
穗东	2978	0	300	190~210	4 大组，共 15 小组	/	
逆变站	南汇	3544	0	300	260	4 大组，共 15 个小组	5×60 Mvar 低抗
	株洲	3544	0	300	260	4 大组，共 15 个小组	/
	浙西	3544	0	300	260	4 大组，共 15 个小组	/
	苏南	3544	0	300	260	4 大组，共 15 个小组	/

注：上述无功配置为初步结果，目前还在优化过程中

换流站小方式运行时，由于输送功率为额定功率10%左右，换流器消耗的无功大大减少，但由于滤波的需要，仍需要投入2~3小组滤波器。而近区

交流系统，机组出力大大减少，电站升压变以及送出交流线路无功损耗较小，线路充电功率远大于无功消耗，会造成送端交流系统无功过剩，引起送端

交流电网电压过高,仍需通过无功调节手段加以限制。针对此问题,可采取以下感性无功吸收措施:

(1) 增加电站开机台数,充分利用机组进相能力;  
(2) 改变滤波器的配置方式;(3) 增加换流站并联电抗器;(4) 增大换流站的触发角。通过技术经济比较,金沙江换流站主要在每个换流站装设 180 Mvar 高压并联电抗器,而楚雄、锦屏换流站则主要利用机组的进相能力,南汇换流站则考虑在近区 500 kV 变电站低压侧装设  $5 \times 60$  Mvar 的低压电抗器。

换流站无功配置研究的另一个重要内容是确定换流站无功小组及无功大组容量。根据相关规程<sup>[9-11]</sup>及近期直流输电工程设计经验,换流站无功投切的系统暂态电压波动不应超过 2%。无功大组容量切除时换流站母线暂态电压变化率按不超过 5% 控制。由于换流站所在地点短路容量较大,5 回直流的无功小组容量在 170~260 Mvar,比目前  $\pm 500$  kV 换流站 100~200 Mvar 左右的无功小组容量有了较大的增长。

5 回 800 kV 直流的无功配置方案见表 2。

### 3 特高压直流输电系统的稳定水平分析

#### 3.1 稳定水平

##### (1) 整流站近区交流线路故障

使用机电暂态仿真程序 BPA 对这 5 回  $\pm 800$  kV 直流输电系统进行了暂态仿真。计算结果表明,电源送出线路、换流站与近区交流系统联系线路发生三相故障时,系统不需采取稳定措施均能保持稳定。

暂态仿真也揭示了一个特殊现象,楚雄换流站近区的楚雄~和平线路长度只有 14 km,但此线路的三相故障却是制约南方电网的西电东送的控制故障。在金沙江输电系统中也观测到这种现象,如果把 3 个换流站之间的交流线路长度缩短到短于 20 km,则不仅不能提高系统的稳定水平,在交流线路发生三相故障时均会导致系统失稳。一个解释此种现象的潜在理论是,如果换流站与变电站之间或换流站之间联络线路太短,则在联络线路发生故障时,由于换流站与变电站的电压同时变得很低,直流线路、变电站出线送出的功率同时大幅度降低,从而导致系统失稳。

##### (2) 逆变站近区交流线路故障

对这 5 回  $\pm 800$  kV 直流输电系统进行的暂态仿真表明,各直流逆变站近区交流线路发生三相短路故障系统均能保持稳定。从计算结果看,如换流站附近的线路发生三相短路故障,电气距离较近的换流站会在故障期间发生换相失败,但在故障消除后直流功率会逐渐恢复,从而避免导致系统失稳。

##### (3) 单极闭锁稳定性

对这 5 回  $\pm 800$  kV 直流输电系统进行的暂态仿真表明,各直流发生单极闭锁故障时系统的电压、频率、功角均能保持稳定。因此,特高压直流的输电容量与所在电网规模相适应,电网不会因为失去直流单极而失去稳定,满足“N-1”的规划原则。

##### (4) 双极闭锁稳定性

由于输送功率较大,这 5 回特高压直流中的任一回发生双极闭锁,系统均不能保持稳定,需要采取切机措施。暂态仿真表明,仿真所采用的负荷特性模型以及切机数量对稳定结果有较大影响。以金沙江输电系统为例,向家坝—南汇直流发生双极闭锁的情况下,系统为了保持稳定需在送端切除向家坝电站 4~5 台 750 MW 机组,其余过剩功率通过交流电网转送,造成系统电压下降,由于研究中电网的负荷模型是采用 60% 恒定功率、40% 恒定阻抗的模型,负荷随着系统电压下降而减少较多,电网中机组发出的有功出力多于系统中的总负荷,造成系统频率略有增加,为达到平衡最终发电机出力略有减少。这与直觉上直流发生双极闭锁、采取切机措施后,发电机会利用旋转备用增发有功不同。但是直流故障后,由于系统电压普遍降低,总体呈现无功补偿不足,其缺额在动态过程中由发电机提供,为尽量维持发电机机端电压不变,发电机励磁电压上升,发电机无功功率增加。从计算结果看,各发电机机端电压在系统达到平衡状态后,与故障前电压相差不大。

仿真也表明,如果在向家坝—南汇直流发生双极闭锁事故发生以后,送端切向家坝 5 台机,金沙江电力经川渝华中电网转送至华东电网的功率小一些,系统电压下降要小于送端切向家坝 4 台机时的情况,此时电网中机组发出的有功出力基本与系统中的总负荷相当,频率基本没有太大变化。若再在送端多切机组,则会出现电网中机组发出的有功出力小于系统中的总负荷的情况,系统频率将有所降低,此时全网的机组有功出力将略有增加。

由此可见,对  $\pm 800$  kV 直流,实际运行中需制定双极闭锁后合适的切机数量并充分分析负荷特性对稳定水平带来的影响。

##### (5) 受端直流多落点稳定性

云广直流投产后,共有五回直流同时落点广东电网。金沙江、锦屏~苏南直流输电系统投产后,受端华东电网共有六回直流落点。多馈入直流输电系统中引发的一个新问题是,当各逆变站之间的电气距离较近,交流系统的某一故障引起多个逆变站交流母线电压同时下降时,可能会导致多个逆

变站同时发生换相失败。故障的严重程度、故障发生地点及各逆变站之间的电气距离等因素均对多个逆变站是否会同时发生换相失败产生影响。

对南方电网、华东电网的稳定研究表明,在受端线路上发生三相故障时、单相永久故障重合不成功跳开三相故障时、三相故障单相开关拒动故障时、在交流通道上发生单相永久故障重合不成功跳开三相故障时,会导致受端电网内各回直流同时发生换相失败,但在交流系统故障清除后,直流都可恢复,不会引起系统稳定破坏。

稳定研究也表明,如在受端电网换流站出线上装设串联电抗器,拉长各换流站之间的电气距离,可以避免多个逆变站同时发生换相失败,改善多直流馈入电网的运行环境。

### 3.2 提高稳定水平的措施

#### (1) 装设 SVC

大容量直流输电系统失稳的主要原因是直流系统或近区交流系统发生故障时功率转移到交流输电通道上,导致无功消耗大量增加,如系统动态无功储备不足,电压快速下降,最终失稳。针对这一机理,可以在系统中交流通道主要枢纽节点装设 SVC 来提高系统的稳定性。研究表明,在楚雄换流站装设 240 Mvar 的 SVC,可提高云电外送稳定极限 180~220 MW。文献[12]的研究也表明,对金沙江直流输电系统,在交流通道 500 kV 变电站的低压侧装设 360 MVar 的 SVC,当向家坝~上海直流发生双极闭锁时,送端可以少切一台机组即可保持系统稳定。

#### (2) 利用直流的过负荷能力

通常情况下,直流暂态过负荷能力越强,对提高系统的暂态稳定水平越有利,但对不同的网络事实并非总是如此,如规划中的云广及向上±800 kV 直流,3 s 暂态过负荷能力超过 1.4 p.u.以后再提高暂态过负荷能力对暂态稳定帮助不大,1.5 p.u.的暂态过负荷能力对提高稳定极限的程度与 1.4 p.u.相比几乎一致。详细情况见表 3。需要指出的是,两回直流过负荷能力的基准值是不一样的,云广直流是以额定功率 5000 MW 为基准值,而向上直流是以 6400 MW 为基准值。

#### (3) 多回直流之间的协调控制

一回直流系统故障,另一回直流系统采取提升输送功率的措施,称之为直流联合调制。迅速控制直流系统功率的目的是维持送、受电端的功率平衡,与送电端系统切发电机或受电端切负荷有同样的效果。

表 3 直流过负荷能力对暂态稳定极限的影响

Tab.3 Impact of DC overload capacity on the transient stability limit

直流过负荷能力	外送通道稳定极限增量/MW	
	云广直流	向上直流
1	0	0
1.05	98	140
1.10	186	350
1.2	254	470
1.3	389	490
1.4	496	500
1.5	571	500

云广、金沙江、锦屏直流输电系统建成时,所在网络均具有多回直流。具备直流联合调制的条件。以金沙江直流输电系统为例,计算结果表明,向家坝~南汇直流发生双极闭锁,保持系统稳定需切除溪落渡水电站 4×700 MW 机组容量,但如果提升另三回直流的输电功率至 1.1 倍的额定功率,即其它三回直流提升功率合计约为 1890 MW,可少切溪落渡水电站机组 3×700 MW,且送、受端网内及网间联络线均不会出现过负荷。由于其他直流提升的功率远小于任一直流的输送功率(6400 MW),也远小于系统旋转备用容量,因此各回直流间联合调制不存在发电机旋转备用不足的问题。

#### (4) 孤岛运行方式

如前述,大容量直流导致系统失稳,主要原因是直流系统或近区交流系统发生故障时大量功率转移到交流输电通道上,导致无功消耗大量增加。针对这一机理,对换流站可以采用“孤岛”运行方式,即送端换流站断开与交流系统联络线路,直接将电力送到受端的负荷中心。根据《电力系统安全稳定导则》的规定,对于发电厂直接采用直流送出方式,当直流发生单极闭锁必要时允许采取稳定措施,但不允许损失负荷<sup>[13]</sup>。因此,对采取交直流并联运行的系统,如是直流单极闭锁导致系统失稳,在直流采取孤岛运行方式后由于直流功率不会往交流系统转移,同时可以采取切机措施避免系统频率升高,不再成为系统的控制故障方式;如是换流站近区交流线路三相故障导致系统失稳,由于孤岛运行方式隔离了换流站与近区交流系统的电气联系,也不再成为系统稳定极限的控制故障方式。因此,采用孤岛运行方式,对于“强直弱交”的系统,有可能改善、提高系统稳定状况和水平。

以云广直流输电工程为例,稳定计算表明,2012 年水平年南方电网在云广直流采用交直流并列运行方式时云电外送稳定极限为 8000 MW 左右。而在云广直流楚雄换流站采用孤岛运行方式后,由于允

许采取切近措施,云电外送稳定极限可达到 9500 MW 左右,系统稳定水平提高的效果显著。但孤岛运行方式在技术实现上也会带来一些难题,在本文的后续部分将会论述这些问题及解决方案。

#### (5) 装设串联电抗器

如在第 3 节所述,如果换流站与变电站之间或换流站之间联络线路太短,将有可能导致系统失去稳定。解决这一问题的一个经济可行的方案是在这些线路上装设串联电抗器。以云广直流为例,如在楚雄一和平线路装设串联电抗器,初步估算其电抗值取  $26 \Omega$  (容量约  $3 \times 60 \text{ MVA}$ ) 时最优,装设后可以提高云电外送稳定极限 1200 MW。

但装设串联电抗器后,系统的无功消耗及网损均会增加,可能需要在系统中增加相应的容性无功补偿设备。这些问题都必须在系统研究中考虑并解决。

## 4 孤岛运行方式

采用孤岛运行方式可以提高系统的稳定水平、改善系统的运行环境,但由于孤岛运行削弱了直流系统和交流系统的联系、换流站在低短路比方式下运行,也带来了电源调峰、换流站过电压、电压波动、低次谐波谐振等问题<sup>[8~10,14~15]</sup>。对  $\pm 800 \text{ kV}$  换流站,由于直流输送容量巨大,这些问题也显得更严重。针对孤岛运行存在的技术问题,下面以云广直流送端的楚雄换流站为例,探讨解决的手段及技术措施。

### 4.1 电源调峰研究

在楚雄换流站采取孤岛运行方式时,金安桥电站在丰期(6~8月)存在 639 GWh 的弃水电量,主要由两个原因造成:①小湾、金安桥在 8 月份基本上为满出力,平均出力合计达到 5163 MW,云广直流的额定输送容量只有 5000 MW,由于输电能力的制约而造成弃水;②个别月份的水电可发电量较大,而送电曲线中安排该月的云广直流输送电量均较小,由于送电曲线不合理的原因造成弃水。

实际上,云广直流具有 1.1 倍(5500 MW)的持续过负荷能力,因此孤岛系统的弃水是可以避免的。研究还表明,只要合理分配小湾电站的电量,如若丰水期将四分之三左右的电量送入换流站,四分之一左右的电量送入云南电网,按目前西电东送协议设想的送电曲线,可以基本做到和并联运行接近的弃水电量,同时保证云广直流利用小时在 5000 小时左右。

### 4.2 过电压

直流系统运行过程中,由于外部交流系统的故

障和负荷减少,或者由于直流线路故障引起部分或全部直流功率甩负荷时,与直流输电系统相连的交流系统将产生暂时过电压,其中包括工频过电压分量<sup>[14]</sup>。从理论分析,发生直流双极闭锁时,换流站母线上可能产生最大的过电压值,在换流站采取孤岛运行方式时情况更为严重,对换流母线上与其相连的设备产生很大的威胁。

一般的直流工程功能规范书都对 500 kV 交流系统换流母线工频过电压的允许值做了相应的规定:“在扰动开始后的 100 ms 内,工频过电压值降到 550 kV 的 1.3 倍(525 kV 的 1.36 倍)以下,或者相对扰动前电压变化值不大于 30%”。因此在发生双极闭锁后如何在 100 ms 内将换流站母线工频过电压值降到允许值是楚雄换流站能否采用孤岛运行方式的决定性因素之一。

对楚雄换流站孤岛运行方式使用中国电科院编制的 EMTPE 程序进行过电压研究,所获得的基本结论有:(1)孤岛运行方式下,楚雄侧工频过电压最大值为 1.447~1.495 p.u.,小湾侧为 1.270~1.439 p.u.,金安桥侧为 1.281~1.414 p.u.,超过规程允许水平;(2)孤岛运行方式下发生直流闭锁,楚雄换流站母线及各交流设备上的操作过电压,低于规程允许水平,操作过电压不起控制作用;(3)孤岛运行方式下发生直流闭锁,楚雄换流站交流滤波器和电容器断路器开断滤波器及电容器时,其断口恢复电压最大值可达 1424.84 kV,该断路器开断容性电流最大值可达 392.07 A,对该断路器的技术要求高。

为解决孤岛运行方式下的过电压问题,对下述措施进行了研究:(1)将交流滤波器与电容器的断路器由双断口改为四断口,在直流双极闭锁后 0.1 s 内切除全部滤波器和电容器组,并在 0.2 s 内切除全部机组;(2)利用换流变的励磁饱和特性抑制直流双极闭锁后的工频过电压;(3)直流双极闭锁后,根据过电压工况设计牺牲某台特定的 MOA 来保护其它电气设备;(4)使用 MOA 限制短时高幅值工频过电压;(5)用 SVC 代替换流站部分无功补偿并联电容器;(6)将小湾—楚雄、金安桥—楚雄线路的楚雄侧高抗由固定高抗改为可控高抗;(7)直流双极闭锁后短时接入的速饱和并联电抗器。在理论上,采用上述措施中的一种或数种可解决孤岛运行方式下的过电压问题,但目前获得设备厂商接受的只有第一种措施,而且该措施的可靠性并未得到工程上的验证,因此孤岛运行方式下的过电压问题仍有待解决。

### 4.3 电压波动

楚雄换流站,如果不采取措施,在孤岛运行方

式下,切除大组暂态最大电压变化率为 18.22%,投切无功小组暂态电压最大变化率在 4.52%,投切无功小组稳态电压最大变化率在 1.95% (注:无功小组容量为 187 Mvar,最大大组容量为 935 Mvar)。

针对这一情况,可考虑在楚雄换流站装设±240 Mvar 的 SVC,在孤岛运行方式下,切除无功大组引起的暂态电压波动不超过 3.97%,投切无功小组引起的暂态电压波动不超过 1.23%,投切无功小组引起的稳态电压波动不超过 0.79%,满足设计限值要求,并留有裕度。但为提高可靠性,建议采用两组 SVC,每组±120 Mvar,采用 FC+TCR 的型式,每组 FC 容量为 120 Mvar,TCR 容量 240 Mvar。

#### 4.4 低次谐波谐振

当系统谐波阻抗参数与交流滤波器参数在某次谐波附近发生谐振时,换流站母线上会发生该次谐波电压强烈畸变<sup>[8]</sup>。因而,系统谐波阻抗圆越大,交流滤波器参数与之发生谐振的可能性越大,滤波性能就越难得到全部满足。

对楚雄换流站,在孤岛运行方式下,由于短路容量相对交直流并列运行方式下降很多,因而系统谐波阻抗圆增大很多,因而有可能发生低次谐波谐振现象。如只考虑并列运行方式,在楚雄站配置 4 组 DT 11/24 滤波器、4 组 TT 3/13/36 滤波器和 9 组并联电容器,即可满足滤波要求。根据交流滤波器性能计算结果,上述配置方案基本满足楚雄站并列运行设计要求,但如不作改动即用于孤岛运行方式,孤岛情况下 2 次谐波畸变率最大达到 1.18%,远超出偶次谐波电压畸变率不超过 0.5% 的要求,不满足孤岛运行方式的滤波要求。

针对这一情况,可考虑将楚雄站的滤波器配置改为 4 组 HP11/13 滤波器、4 组 HP/24/36 滤波器、2 组 HP3 滤波器和 7 组并联电容器。改变配置后,即使在孤岛运行方式下,2 次谐波电压畸变率也不超过 0.46%,满足要求。

### 5 主要结论与建议

(1) 送端特高压直流换流站宜建在电站近区,以充分利用电站的容性无功供给能力、降低换流站无功补偿规模,同时降低直流双极甩负荷时引起的工频过电压倍数,这一点对采用孤岛运行方式的换流站尤其重要,对电源经过长距离馈入换流站的孤岛系统,直流双极甩负荷时引起的工频过电压往往超出设备能承受的范围而且难以解决。

(2) 特高压直流换流站,对采用交直流并列运行方式还是孤岛运行方式,需经技术经济论证,如确能获得较大的技术经济效益,可以考虑采用孤岛

运行方式,但需进行孤岛运行方式下的电源调峰、过电压、电压波动、低次谐波谐振等研究。

(3) 为灵活控制潮流的分配与流向,可考虑在电厂送出母线或换流站母线采用混合主接线及采用“配串”方案。

(4) 对含有特高压直流输电系统的电网,为提高通道的稳定水平,可考虑在功率转移交流通道主要节点加装静无功补偿器或采用直流过负荷能力、多回直流联合调制功能等手段。

(5) 为提高稳定水平,特高压直流换流站之间应保持一定的电气距离,以避免多个换流站同时发生换相失败导致系统失稳,如有需要,可考虑在交流线路中装设串联电抗器来拉长换流站之间的电气距离。

(6) 特高压直流换流站与交流系统采取一点联系还是多点联系,接入换流站的电源是采取一点接入还是多点接入,需经技术经济比较后确定。

**致谢** 在本项研究过程中,曾就大容量直流对电力系统稳定的影响、大容量直流在孤岛运行方式下的甩负荷过电压问题分别与中国电力工程顾问集团公司的齐旭高级工程师、南方电网技术研究中心的蔡汉生高级工程师进行过深入的探讨,获益匪浅,在此一并感谢。

#### 参考文献

- [1] 刘振亚. 特高压电网[M]. 北京: 经济出版社, 2005.  
LIU Zhen-ya. Ultra High Voltage Grid[M]. Beijing: Economy Press, 2005.
- [2] 伍文城, 李新, 丁君, 等. 云广±800kV 直流输电工程输电容量探讨[J]. 电力设备, 2006, 7(5): 27-30.  
WU Wen-cheng, LI Xin, DING Jun, et al. Discussion on Transmission Capacity of ±800kV Yunnan-Guangdong UHVDC Power Transmission Project[J]. Electrical Equipment, 2006, 7(5): 27-30.
- [3] 刘振亚. 特高压直流输电技术研究成果专辑(2005)[M]. 北京: 中国电力出版社, 2006.  
LIU Zhen-ya. Special on the Ultra High Voltage Direct Current Transmission Technology Research[M]. Beijing: China Electric Power Press, 2006.
- [4] 中国电力工程顾问集团公司, 西南电力设计院, 广东省电力设计研究院. 《云南—广东±800 kV 直流特高压输变电工程可行性研究报告》系列报告[R]. 北京: 中国电力工程顾问集团公司, 2005.
- [5] 中国电力工程顾问集团公司, 西南电力设计院. 金沙江一期溪洛渡、向家坝水电站送电华东、华中±800kV 直流输电工程可行性研究报告总报告[R]. 北京: 中国电力工程顾问集团公司, 2005.
- [6] 中国电力工程顾问集团公司, 华东电力设计院, 西南

- 电力设计院. 锦屏一、二级水电站送电华东±800kV 直流输电工程可行性研究报告总报告[R]. 北京: 中国电力工程顾问集团公司, 2005.
- [7] 中国电力工程顾问集团公司,西南电力设计院, 中南电力设计院, 华东电力设计院. 大容量直流输电对系统安全稳定影响分析[R]. 北京: 中国电力工程顾问集团公司, 2005.
- [8] 李兴源. 高压直流输电系统的运行和控制[M]. 北京: 科学出版社, 1998.  
LI Xing-yuan. Operation and Control of HVDC Transmission Systems [M]. Beijing: Science Press, 1998.
- [9] Wilhelm D. High-voltage Direct Current Handbook[Z]. New York: GE Industrial and Power Systems, 1994.
- [10] IEEE Std 1204-1997. IEEE Guide for Planning DC Links Terminating at AC Locations Having Low Short-Circuit Capacities[S].
- [11] IEC 60919-3:1999. Performance of High-Voltage DC (HVDC) Systems Part 1: Dynamic Conditions[S].
- [12] 齐旭, 曾德文, 史大军, 等. 特高压直流输电对系统安全稳定影响研究[J]. 电网技术, 2006, 30(2): 1-6.  
QI Xu, ZENG De-wen, SHI Da-jun, et al. Study on Impacts of UHVDC Transmission on Power System Stability[J]. Power System Technology, 2006, 30(2): 1-6.
- [13] DL755-2001, 电力系统安全稳定导则[S].
- [14] 伍文城. 楚雄换流站孤岛运行方式与接线专题研究[R]. 成都: 西南电力设计院, 2006.  
WU Wen-cheng. Studies on the Islanded Operation Modes and Connecting System of the Chuxiong Convert Station[R]. Chengdu: Southwest Electric Power Design Institute, 2006.
- [15] 赵晓君. 高压直流输电工程技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2004.  
ZHAO Wan-jun. HVDC Transmission Technology [M]. Beijing: China Electric Power Press, 2004.

收稿日期: 2007-10-05; 修回日期: 2007-12-17

作者简介:

伍文城(1977-), 男, 硕士, 工程师, 研究方向为电力系统规划、电力系统仿真技术及电力市场;

E-mail: Wu\_Wencheng@263.net

吴安平(1952-), 男, 教授级高级工程师, 研究方向为电力系统规划;

黎岚(1972-), 女, 学士, 高级工程师, 从事电力系统规划工作。

(上接第 64 页 continued from page 64)

## 参考文献

- [1] 江岳春, 滕召胜, 张向程, 等. 配电变压器/低压用户远程监测管理系统[J]. 湖南大学学报, 2004, 31(1): 44-47.  
JIANG Yue-chun, TENG Zhao-sheng, ZHANG Xiang-cheng, et al. Remote Monitoring and Management System for Transformer /Low-Voltage Users[J]. Journal of Hunan University (Natural Science), 2004, 31(1): 44-47.
- [2] 刘有珠, 朱杰斌, 李沛武. 基于 UML 的低压配电网实时监控系统的的设计[J]. 微计算机信息, 2006, 22(19): 141-143, 92.  
LIU You-zhu, ZHU Jie-bin, LI Pei-wu. The Designing of a RTSS for a Network Low Volt Allocation Based on UML[J]. Microcomputer Information, 2006, 22(19): 141-143, 92.
- [3] 黄承安, 张跃, 云怀中. 基于 GPRS 的远程仪表监控系统[J]. 电测与仪表, 2003, 140(8): 43-46.  
HUANG Cheng-an, ZHANG Yue, YUN Huai-zhong. The Design of Remote Meter Control System Based on GPRS[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2003, 140(8): 43-46.
- [4] 蒋晓健, 郑力, 梁宇澜, 等. 基于 SQLSERVER 的面向对象数据库的构建[J]. 计算机工程与应用, 2004, (4): 178-181.  
JIANG Xiao-jian, ZHENG Li, LIANG Yu-lan, et al. Create Object Oriental Database Based on SQLSERVER[J]. Computer Engineering and Applications, 2004, (4): 178-181.

收稿日期: 2007-08-12; 修回日期: 2007-10-29

作者简介:

廖高华(1977-), 男, 讲师, 硕士, 主要从事计算机监测及仪器仪表的研究、开发工作; E-mail: seth77@163.com

朱杰斌(1962-), 男, 高级工程师, 主要从事电量监测自动化的研究、开发工作。