

提高初期特高压互联电网稳定性措施初探

丁理杰, 刘 洋, 杜新伟, 周惟婧

(四川电力试验研究院, 四川 成都 610072)

摘 要:特高压电网形成初期,网架结构薄弱。为解决特高压投运初期线路静稳极限偏低和动态无功补偿能力不足的问题,探讨了提高特高压互联电网稳定性的措施。通过比较分析增加串联补偿电容、增加可控高压电抗器、新建特高压变电站等措施,提出采用可控高压电抗器和新建变电站能有效提高电网稳定水平。

关键词:特高压;静稳极限;固定串补;可控高压电抗器

Abstract: The structure of power network is weak in the initial interconnected UHV power grid. In order to improve the problems about the low limitation of transmission power and the lack of dynamical reactive power compensation, the measures are presented to enhance the stability of the interconnected power grid. Based on the analysis and comparison of fixed series compensation, controllable reactors and building UHV substation, an effective way that adopting the controllable reactors or building UHV substation is proposed to improve the stability of UHV interconnected power grid.

Key words: UHV; limitation of transmission power; fixed series compensation; controllable reactors

中图分类号: TM712 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2009)增-0063-04

2003年,华北华中电网通过 500 kV 辛涇线实现了交流互联。2008年,特高压试验示范工程投产后,华北华中电网间新增一回更高一级电压等级的交流联络线。为避免山西、京津唐、河北南网以及河南、湖北电网形成多重电磁环网,辛涇线解环运行,华北华中电网由一回特高压相连。特高压工程投产初期,电气联系薄弱,1 000 kV 动态无功支持不足,特高压线路输电能力偏低。当然,这是任何高一电压等级投产后都要面临的问题,只有当特高压网架结构得到加强,形成新的高电压等级供电网络,才能有效体现特高压送电的巨大优势^[1]。这里主要着眼于特高压投运初期,探讨提高互联电网稳定性的措施。

1 特高压投运初期存在问题

电网输送能力同时受到热稳定、暂态稳定、动态稳定和静稳定等限制。一般来讲,电气距离较短的线路主要受限于热稳定,而较长线路则受到暂态稳定和动态稳定的限制。一般来说,在高压输电网中,只有少数长距离、大功率送出系统需进行静稳定的校核和分析,特高压试验示范工程属于这样的线路。2009年华北华中特高压互联丰大方式下,在 PSASP 暂稳程序中分别在华中电网侧(三峡机组)不断增加发电机出力,而在华北电网侧(山西风陵机组等)不断减少发电机出力,计算得到特高压线路稳定极限在 3 000~3 100 MW 之间。按照《电力系统安全稳定导

则》的要求,静态功角稳定储备系数为^[2]:

$$K_p = \frac{P_i - P_z}{P_z} \times 100\% \quad (1)$$

式中: P_i 、 P_z 分别为线路或断面的极限和正常传输功率。

静态功角稳定储备系数应满足如下要求:①在正常运行方式下,对不同的电力系统,按功角判据计算的静态功角稳定储备系数(K_p)应为 15%~20%。②在事故后运行方式和特殊运行方式下, K_p 不得低于 10%。特高压试验示范工程投运初期静稳极限偏低,大功率传输方式下,严重故障后可能引起互联电网失去同步,这一特点是其投产初期互联电网运行面临的主要问题之一。为避免出现工频过电压,特高压线路高抗补偿度 86%,这进一步降低了静稳极限。豫南阳作为开关站,缺少无功补偿设备,也无法从 500 kV 侧得到无功支撑,母线电压支撑较弱。当特高压大功率传输时,四川电网发生大扰动,特高压可能发生低压解列。根据理论分析,如提高荆门、东南落点电压,特高压静稳极限也将提高。因此,在特高压大功率运行时,必须将特高压系统运行电压保持在合理偏高范围,并且要求特高压落点近区电网机组多开、不进行特高压近区电网线路检修等。

2 提高特高压投运初期稳定性措施

特高压示范试验工程作为唯一线路连接华中

北两大区域电网,一旦解列,华北华中电网孤网运行,因此需要研究提高特高压互联电网稳定性的措施。

2.1 串联补偿

从理论分析考虑,提高线路静稳极限最有效的手段是减少电气距离,即减少特高压线路等效电抗^[3,4]。为此,可对特高压线路进行串联电容补偿。固定串补装置中最重要的保护装置是氧化锌避雷器(MOV),文中暂态计算时不考虑 MOV 的非线性及保护特性(电流过大时会旁路串补),只用一个负的电抗代替固定串补。

在鄂荆门、晋东南处安装固定串补,不同串联补偿度(仅指补偿特高压线路电抗,不包括变电站)下系统稳定性如表 1 所示。当串联补偿度 25% 时,四川电网洪山山侧故障后特高压不解列,但激发出华中电网内部多种振荡模式,危害反而变大,功角曲线如图 1 所示;补偿度 50%,洪山山侧故障后华北电网稳定,功角曲线衰减较快,但华中电网内部阻尼较弱,只有 0.94%,系统功角曲线如图 2 所示;进一步提高特高压串联补偿度至 75%,豫南阳最低电压提高到 0.81 pu,但提高串联补偿度却不能使华中电网内部阻尼得到有效加强。

可见,加装串补后,特高压线路静稳极限得到提高,华中华北电网间的暂态稳定能力得到提高。但严重故障后,特高压不解列可能激发川渝、渝鄂、豫鄂等多个省网间的负阻尼低频振荡模式。提高固定串补补偿度对抑制华中电网内部省际间的低频振荡没有明显作用。

表 1 不同串联补偿度下稳定能力

| 串联补偿度 | 静稳极限 /MW | 豫南阳最低电压 /pu | 稳定情况 |
|-------|----------|-------------|--------------------|
| 25% | 3 512 | 0.65 | 激发川渝、渝鄂、湘鄂、鄂赣等区间振荡 |
| 50% | 4 022 | 0.70 | 稳定,华中电网阻尼弱 |
| 75% | 4 706 | 0.81 | 稳定,华中电网阻尼弱 |

2.2 可控高压电抗器

由特高压解列原因分析可知,特高压静稳极限偏低是一方面;另一方面,故障后无功的大量传输降低了特高压落点电压,这降低了特高压线路的充电功率,也将进一步降低特高压落点电压。特别是豫南阳作为开关站,没有动态无功调节能力。因此,在特高压各落点增加可控电抗器能提高系统稳定能力。

2.2.1 固定高压电抗器问题

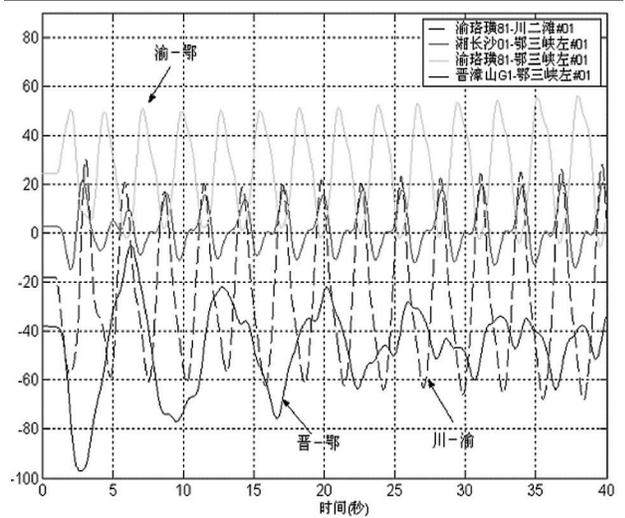


图 1 补偿度 25% 区间功角曲线

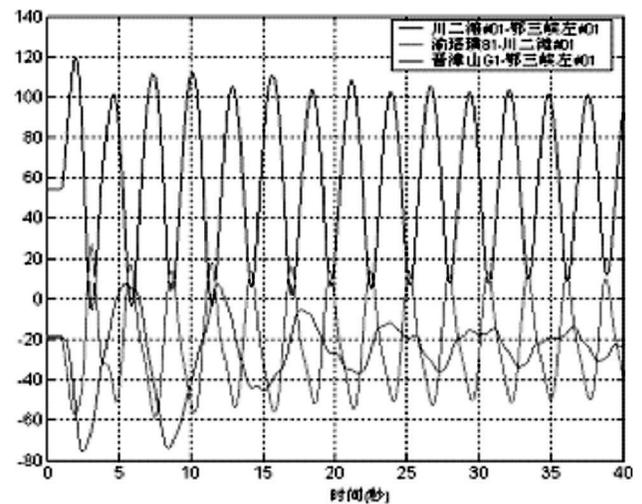


图 2 补偿度 50% 功角曲线

特高压交流线路单位长度充电功率大,是 500 kV 线路的 4~5 倍。为了限制过电压,必须在长距离特高压线路上装设高补偿度的高压电抗器。若按限制过电压的要求来配置特高压电抗器,则可能导致以下问题^[5]。

(1)电压调节问题。高压电抗器配置后,可能出现小方式运行电压偏高或大方式下运行电压偏低,尤其对于水电集中处的输电通道来说,丰枯季节潮流变化大,2 种情况可能都存在。通过在变压器的低压侧安装低压电抗器组或和低压电容器组,一方面增加无功补偿投资,另一方面,由于受变压器容量的限制,低压补偿可能无法满足要求。

(2)线路输送能力下降。在某一输送功率下,若线路与外部系统没有无功功率交换,定义此时传输的有功功率为线路的广义自然功率(线路没有高压电抗器时,此功率即为自然功率)。高压电抗器补偿度

越高,其广义自然功率下降越多。表 2 为特高压线路在不同的高压电抗器补偿度下,受端电压 ($U_N = 1050 \text{ kV}$)不同时,线路的广义自然功率。若按 85% 补偿度考虑,受端电压为 1.0 pu 时,特高压线路的广义自然功率为 1730 MW ,远小于其自然功率。

表 2 不同补偿度下线路广义自然功率

| 高压电抗器 | 广义自然功率 /MW | | |
|-------|------------|--------|---------|
| 补偿度 | 0.9 pu | 1.0 pu | 1.05 pu |
| 无补偿 | 3 600 | 4 450 | 4 910 |
| 65% | 2 140 | 2 640 | 2 910 |
| 75% | 1 810 | 2 230 | 2 460 |
| 85% | 1 400 | 1 730 | 1 910 |
| 90% | 1 140 | 1 410 | 1 550 |

(3)电压稳定问题。特高压东南站和荆门站均配置 4 组低压电容器 (单组容量 160 Mvar)和 2 组低压电抗器 (单组容量 263 Mvar)。特高压工程高抗补偿度为 86%,感性补偿容量满足特高压线路低负荷运行的要求。特高压工程自身配备的容性无功补偿最大仅能满足特高压线路输送 2400 MW 的无功需求 (特高压荆门侧电压约 0.9 pu),特高压输送功率超过 2400 MW 需从两侧 500 kV 系统吸收容性无功。此时系统内若发生严重故障,引起特高压潮流大范围波动,则需吸收的无功将大为增加,严重的话,可能会导致系统电压失稳。

2.2.2 可控高压电抗器

大容量的高压电抗器为系统重载运行带来了较大的无功负担,影响了特高压线路的输电能力,增加了电网运行的经济负担。根据可控电抗器原理,在特高压电网中投入一定比例的可控电抗器可在一定程度上解决以上问题。可控电抗器在运行期间,无功在一定的范围内可实现平滑或分级调节,在一定程度上抑制电压在小负荷方式下过高或大负荷方式下过低。在稳态情况下,利用可控电抗器可以根据运行工况灵活平衡特高压线路对无功补偿的需求;在动态情况下,利用其无功控制作用,可以为电网提供附加阻尼^[6]。根据文献 [5],这里可控高压电抗器控制参数取超前时间常数 0.5 s 滞后时间常数 2.5 s 控制增益取 300,可控硅触发延时 0.1 s 电压偏差有效区间取 $1 \Delta v > 0.1 \text{ v}$,忽略采样和滤波时间常数。则,可控高压电抗器传递框图如图 3 所示。文中按现有固定高压电抗器容量的 50% 配置可控高压抗器。

当四川电网九石雅地区水电满发,四川火电开机较少时,特高压北送功率 2600 MW 以上,尖山侧 N—

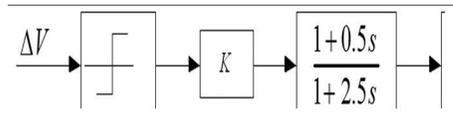


图 3 可控高压电抗器传递框图

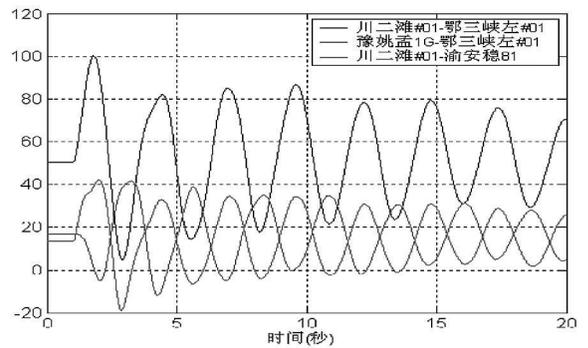


图 4 配置 50% 可控高压电抗器后功角曲线

1 故障可能引起特高压线路低压解列。当配置可控高压电抗器后,四川电网发生 N—1 故障后,豫南阳电压最低跌至 0.79 pu ,华北华中电网功角稳定,系统功角曲线如图 4 所示。可见,可控高压电抗器能提供快速无功支撑,提高系统暂态稳定能力。

2.3 建设豫南阳变电站

目前投运的特高压试验示范工程中 1000 kV 豫南阳站是开关站,低压侧没有无功补偿设备,大功率传输方式下电压较低,故障后电压跌落最严重,易引起特高压低压解列。另一方面,由于南阳站缺少无功补偿设备,故障后电压跌落导致鄂荆门、晋东南站点电压降低,特高压线路的静稳极限也被降低,容易引发静稳破坏。

2010 年,根据河南电网 500 kV 网架,假设新建 1000 kV 南阳站后,通过两回 500 kV 线路和平西站相连。相连后,华中—华北电网电气距离减小,特高压线路静稳极限也将得到提高;河南电网部分富余火电出力可以直接通过 1000 kV 南阳站北送华北电网;河南 500 kV 侧也可以为 1000 kV 南阳站提供动态无功支撑。仿真时,取川渝断面 6000 MW ,河南送出断面 4000 MW ,特高压北送华北电网 2400 MW 。

2.3.1 提高静稳极限

新建 1000 kV 南阳站后,特高压北送静稳极限由豫南阳—晋东南段决定,其近似标么电抗为

$$X_{22} = 2 \times X_T + X_L \text{ 晋南} = 0.02102 \quad (2)$$

新建南阳 1000 kV 变电站后,全接线方式下华北电网东南侧等值阻抗为 $X_{d1} = 0.003$,华中电网南阳侧等值阻抗 $X_{d2} = 0.0027$ (电压基准值为 525 kV),假定 U_1, U_2 均为 1.0 pu ,则静稳极限为

$$P_{MAX} = \frac{1}{X_c + X_d + X_e} = 37.2 \text{ pu} \quad (3)$$

进一步,通过仿真分析,得到豫南阳—晋东南的静稳极限约为 3 600 MW,由于受到发电机励磁、开机方式等影响,仿真得到静稳极限略低于理论的 3 720 MW。

2.3.2 提供动态无功支撑

2010年,取四川水电送出 6 000 MW,尖山侧故障将引起更大潮流波动,对特高压互联电网的冲击也将更严重。当保持特高压北送 2 400 MW,河南外送 4 000 MW 规模,特高压线路低压解列装置退出运行时,比较不同运行方式下系统稳定能力,如图 5 所示。

①无措施。豫南阳仍旧作为开关站运行,四川电网尖山侧故障后特高压豫南阳站电压迅速跌落,华中—华北电网失步振荡。②加可控高压电抗器。若增加 50%容量可控高压电抗器,尖山侧故障后电压也将跌落至 0.3 pu 在可控高压电抗器的调节作用下,豫南阳电压能回到正常值,但南阳站电压低于 0.75 pu 时间超过 1s 系统电压失稳。③新建 1 000 kV 南阳站,平西送南阳 1 200 MW。即平西送南阳 1 200 MW,特高压荆门至南阳 1 200 MW,尖山侧故障后电压跌落至 0.35 pu 略好于采用可控高抗时电压跌落,但系统仍旧电压失稳。④新建 1 000 kV 南阳站,平西送南阳 1 600 MW。即平西送南阳 1 600 MW,特高压荆门至南阳 800 MW,尖山侧故障后电压跌落至 0.6 pu 电压低于 0.75 pu 时间 0.9 s 电压严重跌落现象得到抑制,系统稳定。可见,新建 1 000 kV 南阳站后,特高压南阳侧电压得到支撑,特别是华中电网北送华北电网功率主要由河南特高压送出时,特高压互联电网稳定性得到更好支撑。

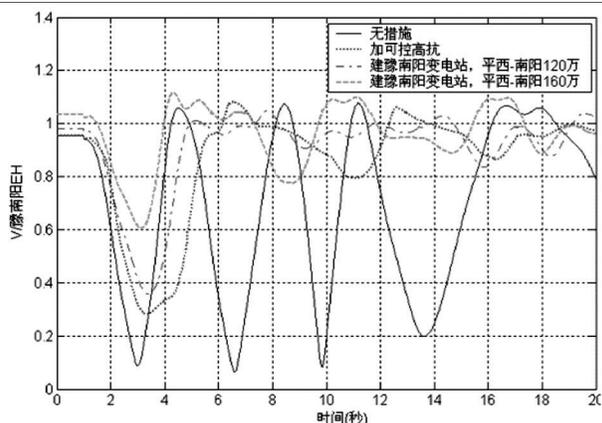


图 5 不同方式下特高压电网稳定性

3 小 结

任何高一级电压等级投产后都要面临新电压等级网络结构薄弱,系统稳定能力差的阶段。在新电压等级网架结构得到加强前,比较了一系列提高电网稳定能力的措施并得到初步结论:①串补是提高线路静稳极限最有效的手段之一。加装串补后,特高压线路静稳极限得到提高,华中华北电网间的暂态稳定能力相应得到提高。但严重故障后,增加固定串补补偿度对抑制华中电网内部省际间的低频振荡没有明显作用。特高压不解列可能激发川渝、渝鄂、豫鄂等多个省网间的振荡模式,造成更严重后果。②特高压线路装设可控高抗后,无功调节能力得到加强,系统暂态稳定能力得到提高,四川水电通道的外送能力得到增强。和串补相比,可控电抗器更能提高特高压互联电网的暂态及动态稳定水平。③特高压豫南阳开关站建设成变电站后,南阳站和河南电网相连,特高压沿线电压得到动态支撑,静稳极限也相应得到提高。特别是华中电网北送华北电网功率主要由河南特高压送出时,特高压互联电网稳定性得到更好提高。

参考文献

- [1] 周浩, 钟一俊. 特高压交、直流输电的适用场合及其技术比较 [J]. 电力自动化设备, 2007, 27(5): 6-13.
- [2] DL/T723-2000, 电力系统安全稳定控制技术导则 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2000.
- [3] 舒印彪, 张文亮. 特高压输电若干关键技术研究 [J]. 中国电机工程学报, 2007, 27(31): 1-5.
- [4] 张东辉, 谢小荣, 刘世宇, 等. 串补输电系统中次同步谐振的模式阻尼推导 [J]. 电力系统自动化, 2008, 32(6): 5-8.
- [5] 周勤勇, 郭强, 卜广全, 等. 可控电抗器在我国超特高压电网中的应用 [J]. 中国电机工程学报, 2007, 27(7): 1-6.
- [6] 周勤勇, 郭强, 冯玉昌, 等. 可控高压电抗器在西北电网的应用研究 [J]. 电网技术, 2006, 30(6): 48-52.

作者简介:

丁理杰,男,工程师,主要研究方向为电力系统稳定与分析。

刘洋,男,高工,主要研究方向为电力系统稳定与分析。

杜新伟,男,工程师,主要研究方向为电力系统稳定与分析。

(收稿日期: 2009-10-10)