

基于火电机组加装串联电抗器 对地区无功电压的影响分析

李朝阳¹ 宋朋飞² 常喜强³ 樊国伟³ 张 锋³

(1. 新疆大学电气工程学院 新疆 乌鲁木齐 830047;

2. 国网新疆电力公司电力科学研究院 新疆 乌鲁木齐 830000;

3. 新疆电力调度控制中心 新疆 乌鲁木齐 830002)

摘要: 随着电力系统网架不断增强,局部煤炭基地装机规模不断增加,系统短路电流也不断攀升,为解决短路电流超标问题,一般采用加装串联电抗器抑制短路电流。以新疆五彩湾地区短路电流问题为例,对系统加装串联电抗器前后的无功电压、短路电流情况进行了对比分析;仿真结果表明,加装串联电抗器对抑制短路电流效果明显,但对系统无功电压产生较大影响,为此提出了优化加装串联电抗器的措施意见,为后续串联电抗器的实施提供了参考依据。

关键词: 短路电流; 串联电抗器; 无功电压

Abstract: With the grid frame of power system is strengthening, the size of local coal base is increasing and the short-circuit current of system is also rising, adding series reactors is usually adopted to suppress short-circuit current in order to solve the problem. Taking the short-circuit current in Xinjiang WuCaiwan area for example, the reactive voltage and short-circuit current are compared and analyzed before and after adding series reactors. The simulation results show that adding series reactors has a definite improvement in suppressing the short-circuit current, but it also has a great influence on system reactive voltage. So the suggestions are proposed to optimize the measures by adding series reactors, which can provide a reference for the following implementation of adding series reactors.

Key words: short-circuit current; series reactor; reactive voltage

中图分类号: TM714.3 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2016)03-0059-04

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2016.03.013

随着新疆电网进入大发展时期,网架结构不断增强,火电机组不断增多,系统短路电流也随之出现大幅跃升,仅在某地区就聚集了多达 22 台的火电机组,使系统断路器经受严酷考验,一旦发生短路故障致使断路器击穿,很可能导致事故范围扩大,甚至危及电网安全。常用的抑制系统短路电流的方法有: 1) 发电机组采用分层分区接入系统; 2) 加装限流装置串联电抗器; 3) 采用母联分列运行的方式; 4) 加装变压器中性点小电抗; 5) 采用高阻抗设备等^[1-3]。分层分区接入系统需要将电磁环网打开,降低了系统的稳定性,一般弱联系统不采用此种方法; 同样,采用母联分列运行虽然可增加系统阻抗,从而抑制短路电流,但是降低了系统的安全裕度; 加装变压器中性点小电抗可以有效降低单相短路电流,但对抑制三相短路电流作用不大; 加装串联电抗器操作简单可靠,能够有效降低系统短路电流,但是对加装线路的传输功率有一定要求。通过仿真分析,对加装

串联电抗器的线路传输功率进行量化分析,详细阐述了加装串联电抗器对地区无功、电压的影响,并提出解决方案,为今后加装串联电抗器提供参考依据。

以新疆某地区短路电流为例,详细分析了串联电抗器加装的大小、位置以及对短路电流、无功电压的影响。

1 近区概况

该区域电网以 750 kV 变电站为核心,主要给该区用户供电。目前共有 12 台装机容量为 4 200 MW 的火电机组组成,电网构架如图 1 所示: 公用变压器共接带 12 台火电机组,全部运行后短路电流将达到 50.9 kA,超过断路器最大遮断电流值,因此考虑在自备电厂中加装串联电抗器。

串联电抗器的安装位置一般为电厂送出线路的出线侧或者升压变压器的高压侧,也可以安装在自

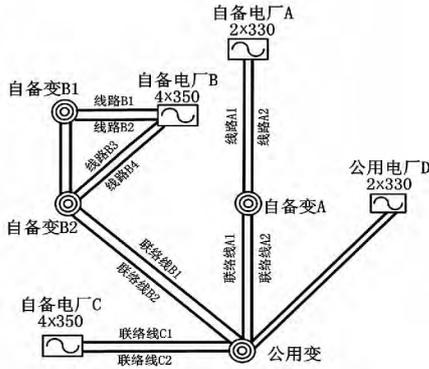


图 1 某地区电网结构简图

备变压器与主网系统的联络线上,安装的位置、阻抗值不同对限制短路电流的效果也有所不同。对自备电厂 A 和 C 加装的情况进行了分析,结果如表 1 和表 2 所示。

表 1 自备电厂 A 加装串联电抗器分析

电厂名称	串联电抗器阻值/ Ω	安装位置	公用变压器三相短路电流下降幅值/ kA
自备电厂 A	2 × 15	线路 A1、A2 电厂侧	1.18
	2 × 15	2 台升压变压器高压侧	1.18
	2 × 15	联络线 A1、A2	1.18

表 2 自备电厂 C 加装串联电抗器分析

电厂名称	串联电抗器阻值/ Ω	安装位置	公用变压器三相短路电流下降幅值/ kA
自备电厂 C	4 × 15	联线路 C1、C2 主变压器高压侧	3.4
	4 × 15	4 台升压变压器高压侧	1.8
	2 × 20	联络线 C1、C2 电厂侧	4.4

通过表 1、表 2 的对比分析可以看出:对于 2 台发变组通过双回线路接入系统的电厂,限流串联电抗器安装在送出线路侧和升压变压器高压侧时限流效果是一致的。对于 4 台发变组通过双回线路接入系统的电厂,限流串联电抗器安装在送出线路侧的限流效果明显好于安装在升压变压器高压侧。

以 A 电厂为例,通过图 2、图 3 可以看出,选择加装串联电抗器的阻值越大,对短路电流的抑制效果越明显;但是随着限流串联电抗器阻值的增加,短路电流降低幅值呈下降趋势,当阻值增加至 20 ~ 25 Ω 以后,短路电流下降的趋势有所减缓。

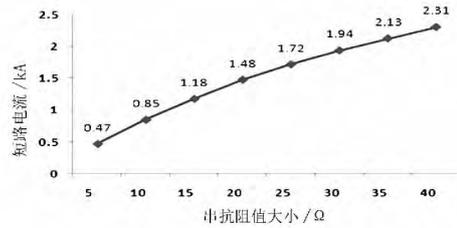


图 2 加装不同阻值串联电抗器短路电流降低幅值

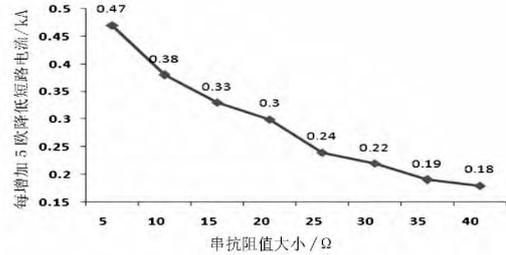


图 3 串联电抗器每增加 5 Ω 短路电流降低幅值

2 加装串联电抗器后仿真情况分析

2.1 传输功率对电压差的影响

自备电厂 A 在线路 A1/A2 电厂侧加装串联电抗器后,出现线路两侧电压差增大,电厂侧母线电压偏高的运行情况。

表 3 串联电抗器加装位置及传输功率与压差关系分析

用户	串联电抗器阻值/ Ω	安装地点	线路有功功率/ MW	线路无功功率/ $Mvar$	压差/ kV
A	15 × 2	线路 A1/A2	202	105	6.7
B	15 × 4	线路 B1/B2/B3/B4	333	100	6.4
C	15 × 2	联络线 C1/C2	0	0	0

分析原因因为自备电厂侧加装 2 组 15 Ω 的串联电抗器后,相当于增加了电厂和变电站间的电气距离,线路电抗 X 等效增加了 50 km,根据压差计算公式,若不计及 220 kV 线路电阻 R ,阻抗 X 越大,压差 ΔU 越大,在双回线路传输 200 Mvar 的无功时,线路 A1/A2 两侧电压差达 6.2 kV,且随线路传输无功增加,线路两侧电压差进一步增大。无功出力为 300 Mvar 时,压差将高达 9.3 kV,传输无功减少到 100 Mvar,压差降低至 3 kV。自备电厂 C 与系统无功功率交换,因此加装串联电抗器后无压差与无功损耗。

2.2 串联电抗器阻值不同对系统无功电压的影响

由公式 $\Delta U = (P \times R + Q \times X) / U$ 可知,线路两端压差与线路传输的有功功率、无功功率及线路的阻抗值有关,线路传输的有功功率不变情况下,减小线路串联电抗器的大小,线路的压差必然减小,为探

讨串联电抗器大小对系统无功电压的影响,对比了某电厂分别加装0 Ω、8 Ω、15 Ω 串联电抗器3种方式下系统故障时的无功电压变化情况,以及线路传输不同无功功率时,加装不同阻值串联电抗器对系统无功电压的影响。结果表明同等传输功率下,15 Ω 串联电抗器比8 Ω 串联电抗器暂态最大压差高出0.2~0.5 kV,对系统短路电流,15 Ω 串联电抗器比8 Ω 串联电抗器多降低0.6 kA。

2.3 串联电抗器阻值对电压差的影响

为进一步验证串联电抗器阻值与传输功率对无功电压的影响,仿真模拟线路加装15 Ω 和8 Ω 串联电抗器,当线路传输等量无功,加装15 Ω 的线路较8 Ω 的稳态压差增大一倍。加装不同阻值串联电抗器及线路传输不同无功情况下,不同串联电抗器阻值双回线路中任一回线跳闸后的暂态压升变化差别不大,不同工况下事故后的暂态压升幅值差别不到1 kV。线路两侧压差及事故后暂态压升随线路传输无功功率、不同串联电抗器阻值的变化而变化,具体趋势如图4所示。

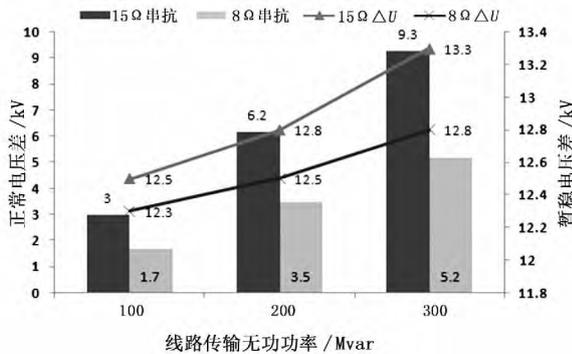


图4 串联电抗器阻值与线路功率对电压差的影响

在线路A1/A2 双线传输无功功率在20~25 Mvar时,线路两侧实际电压差约7~8 kV,由于自备变A侧母线为系统侧电压在238~240 kV运行,造成自备电厂A侧母线电压最高将达到245~248 kV。当线路A1/A2 双线传输无功功率在150 MW以下时,两侧实际电压差较小,在4 kV以下,自备变A侧母线电压在238~240 kV左右运行时,自备电厂A侧母线电压最高将达到242~244 kV。在线路A1/A2 双线有一回线停运,线路两侧电压差较双回线运行时增大1倍,在送出线路传输无功不变的情况下,由于压差增大导致电压越限程度、电压控制难度均增大,面临电厂侧过电压运行,对电厂设备产生风险。

自备电厂A 加装串联电抗器后,增加消耗的无

功容量为30 MW,自备电厂B 送出线路加装串联电抗器后,增加消耗的无功为160 Mvar。线路加装串联电抗器后呈现占用系统动态容性无功补偿,虽然对系统动态稳定性影响不大,但加重了无功就地不平衡度,无功电压的调整空间受限。

2.4 串联电抗器对短路电流分布的影响

线路加装串联电抗器后改变了故障点短路电流的分布特性。

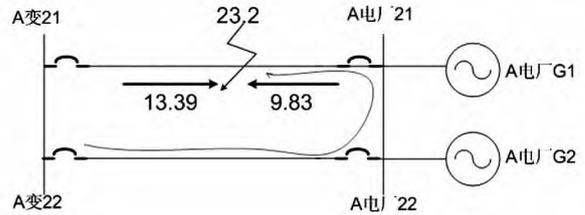


图5 线路未加串联电抗器故障点及分支电流

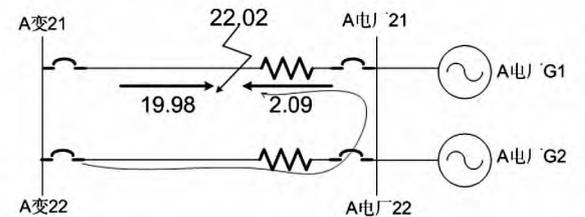


图6 线路加装串联电抗器故障点及分支电流

比较图5、图6 可以发现,线路未加装串联电抗器前,由于两侧阻抗大小相近,因此故障点两侧提供的分支短路电流也相近。加装串联电抗器后,故障点两侧分支短路电流分布严重不均,原因是加装串联电抗器后电气距离增加、阻抗增大,使得图中A 变压器母线承受比之前更为严重的短路电流,因此要校核A 变压器母线断路器的最大容量是否满足实际要求。

3 串联电抗器对地区无功电压的影响分析

某地区大用户在正常方式下接入串联电抗器后,势必引起用户无功损耗和电压变化。无功损耗和电压压差的大小与串联电抗器传输有功功率和无功功率的大小关系密切。某地区在正常运行方式下用户加装串联电抗器前后的数据分析,如表1所示。

受运行工况限制,自备电厂机组出力功率因数达到0.9,但由于电厂厂用电和升压变压器无功损耗较大,上网的功率因数只能达到0.95,仅能满足当前无功负荷需求。

通过表4 可以看出:用户B 加装串联电抗器后,影响较小;用户A、C 安装串联电抗器后,因串联

表 4 正常运行方式用户加装电抗前后情况

用户	方式	电压/kV			联络线无功功率/Mvar		线路损耗 /Mvar	ΔU 压差 /kV
		D 变 压器	用户 变压器	自备 电厂	用户变压器 - D 变压器	用户变压器 - 自备电厂		
A	无串 + 正常无功	234.8	234.9	235	0	100 × 4	/	0
	串抗 + 正常无功	234.5	233	238.5	60 × 2	100 × 4	30 × 4	5.5
	无串 + 无功为 0	235.2	235.2	235.2	0	0	/	0
	串抗 + 无功为 0	234.5	233.8	233.8	30 × 2	15 × 4	30 × 4	0
B	无串 + 正常无功	234.8	/	235	0	/	/	0
	串抗 + 正常无功	234.5	/	234.9	0	/	0	0
	无串 + 无功为 0	235.2	/	235.2	0	/	/	0
	串抗 + 无功为 0	234.5	/	234.5	0	/	0	0
C	无串 + 正常无功	234.8	234.8	235.1	0	110 × 2	/	0
	串抗 + 正常无功	234.5	233.8	240.2	30 × 2	110 × 2	25 × 2	6
	无串 + 无功为 0	235.2	235.4	235.5	7 × 2	0	/	0
	串抗 + 无功为 0	234.5	234.4	234.6	6 × 2	14 × 2	25 × 2	0

注: 1) 无串/串抗: 表示未加装串联电抗器/加装串联电抗器; 2) 正常无功/无功为 0: 表示用户变电站目前无功负荷/无功负荷为 0 Mvar; 3) ΔU 压差表式串联电抗器两侧变电站电压差。

电抗器流过传输功率较大, 引起线路无功损耗约为 30 Mvar/条, 压差约 6 kV。线路无功损耗势必引起 A、C 无功不平衡; 压差 6 kV 将造成 A、C 自备电厂 220 kV 电压越限。

根据实际运行数据分析, 串联电抗器安装后, 引起 A、C 无功不平衡和厂站间压差。为确保用户无功平衡和厂、站电压满足要求, 首先 A、C 变压器要增加无功补偿装置, 满足无功就地平衡; 其次通过调整 750 kV 某变电站主变压器分接头和 220 kV 某电厂进相, 将 220 kV 变电站 220 kV 母线电压调整至 230 ~ 235 kV, 也降低了电厂侧的母线电压。

上述数据对比分析可以得到以下结论: 串联电抗器加装位置很大程度上影响地区无功电压, 如前面分析的 C 电厂, 串联电抗器加装位置在负荷变压器外侧(即与系统的联络线上), 由于联络线正常情况下与主网功率交换很少, 也就避免了传输大功率时造成的线路两侧压差过大、无功损耗过多的情况。但是, 如果发生自备电厂非计划停运事故, 必然要从主网下大量功率, 系统同样面临着考验。

4 解决措施及建议

1) 如若串联电抗器加装在负荷侧线路, 应尽快在负荷侧加装容性无功补偿设备, 满足无功就地平衡, 降低不平衡度, 减小自备电厂无功出力, 减少从系统下网的无功功率, 从而有效减小加装串联电抗器线路两侧的电压差。

2) 采取发电机组进相运行, 联合调整地区 AVC 控制目标, 同时可以通过调整 750 kV 主变压器分接头的方式降低系统母线电压至 232 ~ 235 kV 运行。

调整电厂升压变压器分接头降低发电机端电压。制定电压调控空间减少的运行风险评估和防范措施。

3) 针对加装串联电抗器后有可能出现的自备电厂电压偏高的运行特点, 应及早对机组和辅机设备存在过电压跳闸风险制定防范措施, 降低因系统故障后辅机设备过电压跳闸而导致全站机组跳闸的风险; 同时核查地区自备电厂励磁系统的动态调压能力, 提高故障情况下的动态调压能力。

4) 优化串联电抗器加装的位置及阻值大小选择, 针对不同的运行特性选取合适的安装位置, 采用新的控制理论及方法^[4-5]。

参考文献

- [1] 袁娟, 刘文颖, 董明齐, 等. 西北电网短路电流的限制措施[J]. 电网技术, 2007, 31(10): 42-45.
- [2] 韩戈, 韩柳, 吴琳. 各种限制电网短路电流措施的应用与发展[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(1): 141-144.
- [3] 蔡广林, 曹华珍. 广东电网限制短路电流措施探讨[J]. 南方电网技术, 2011, 5(1): 90-94.
- [4] 王佳明, 刘文颖, 李群炬. 基于多层次模糊综合评价模型的短路电流限制措施优化配置[J]. 电网技术, 2011, 35(11): 125-129.
- [5] 周坚, 胡宏. 华东 500 kV 电网短路电流分析及其限制措施探讨[J]. 华东电力, 2006, 34(7): 55-59.

作者简介:

李朝阳(1986), 硕士研究生, 研究方向为电力系统分析与控制;

宋朋飞(1987), 工程师, 从事电力系统分析与控制;

常喜强(1976), 高级工程师, 主要从事电力系统分析与控制、调度自动化研究;

樊国伟(1974), 工程师, 从事电力系统分析与控制;

张锋(1981), 高级工程师, 主要从事电力系统分析与控制。

(收稿日期: 2016-01-10)