

[变压器]

一起汽轮发电机组功率波动原因分析

文/重庆建峰新材料有限责任公司能通分公司 周 涛

结合一起实例介绍了某老厂站主变压器在经过吊芯大修后，空载充电时引起热岛运行的发电机功率大幅波动，汽轮机控制系统调整困难，严重影响了热岛汽轮发电机组的安全稳定运行，分析发电机功率波动原因，并据此提出相关防范措施，为防止今后此类现象再次发生提供了一定的经验。

电力变压器是电力系统中的重要设备，其安全运行关系到整个电力系统能否稳定工作，而电力变压器本身是一个内部模型结构非常复杂的非线性元件，其在投运过程中的变化一直是技术人员研究的热点。首先从一起空载充电主变压器对汽轮发电机组的功率波动的历史数据分析入手，然后在系统等效电路的基础上进行了相应的理论推导，得出了一些有益的结论，最后针对性地提出防范措施，并在之后的电网倒闸操作中得以验证，为有关人员提供参考。

案例现象

2019年2月19~23日，对某老厂站2[#]主变压器解体大修，并通过主变压器大修后各项试验，分别在24日13:07、13:24和13:38按照主变压器大修后充电方案对2[#]主变压器进行了3次空载充电，3次空载充电均在主变压器的高压侧（110 kV侧）进行，在合闸充电的瞬间，热岛值长反映热岛发电机组的有功、无功、高调门开度、调速级压力和主蒸汽流量等参数均有较大幅度、较长时间的波动，对机组的安全稳定运行造成了较严重的影响。

由现场波形图可以看出，老厂站2[#]主变压器大修后空载第1次充电时，热岛发电机有功功率先从48.5 MW降到38.3 MW，随后又升到57.3 MW，

波动幅度为19 MW；无功功率先从30.87 Mvar升到34.3 Mvar，随后再降到29.6 Mvar，波动幅度为4.7 Mvar；发电机定子电流从3 171 A先上升到3 619 A，随后再降到2 955 A，波动幅度为664 A；110 kV系统电压从110 kV下降到107.8 kV后逐渐恢复，瞬间下降了2.2 kV；机端电压由10.38 kV下降到10.27 kV，下降了0.11 kV；由于发电机有功功率的急剧变化，导致主蒸汽流量从321 t/h升高到368 t/h，随后又下降至286 t/h，波动幅度为82 t/h；高调门开度从69.6%上升到72.6%，随后再下降到64.2%，波动幅度为8.4%；调速级压力从5.11 MPa上升到5.79 MPa，再下降到4.6 MPa，波动幅度为1.19 MPa，第1次充电时相关参数波动时长约19 s。随后进行第2次充电、第3次充电时，相关参数波动幅度与波动时长均逐步减少。

系统参数波动带来的危害

由于发电机有功功率与无功功率上升，造成发电机电流上升幅度较大，有可能会造成发电机过负荷保护动作，发出报警信号或者自动减少发电机出力；同时无功功率波动大时，考验发电机励磁系统的瞬间调节性，如果发电机励磁调节性差，有可能造成励磁系统停运，发电机跳闸。

由于有功负荷的大幅度波动，造成高调门开度瞬间大幅度波动，这样极有可能对高调门的机械部件（如连杆、高调门LVDT和高调门阀芯等）产生很大的瞬间应力，造成部件变形甚至断裂；有功负荷的大幅波动，同时也会瞬间改变汽轮机组的运行

工况，使本来就存在问题的汽轮机推力瓦块温度恶化程度加剧，严重时造成汽轮机跳闸。

主变压器空载充电过程分析

某老厂站2#主变压器的主要技术参数见表1。

表1 2#主变压器铭牌

设备名称	户外型三相三绕组有载调压油浸式自然循环风冷铜芯低损耗升压变压器						
型号	SFSZ9-20000/110			额定容量/MV·A		20	
额定电压/kV	121±8×1.5%/38.5±2×2.5%/6.3			额定电流/A		95.4/300/1 833	
额定频率/HZ	50	相数	三相	空载电流	<0.55%	空载损耗/kW	<22.4
负载损耗/kW	<112	阻抗电压	$U_{d高-中}=17.26\%$		$U_{d高-低}=9.996\%$	$U_{d中-低}=6.27\%$	
联接组标号	YN, yn0, d11	冷却方式	ONAF/ONAF		出厂序号	20020037	
生产厂家	重庆市博联变压器有限公司						

2#主变压器在解体大修的同时，老厂站110 kV I 段母线也停电检修，建峰110 kV环网在老厂站油老线及110 kV I 段母线处开环运行，电气系统主接线如图1所示。按照聚龙电网制定的《建峰老厂110 kV油老线131及2#主变压器大修后启动投运调度方案》，在老厂站2#主变压器及110 kV I 段母线检修完毕后的恢复送电过程为

- 1) 将130、102、131和128开关送热备用。
- 2) 合上131开关，油老线与110 kV I 段母线连接通，准备充电。
- 3) 合上母联130开关，对110 kV I 段母线及油

- 老线充电。
- 4) 充电正常后断开131开关、130开关。
- 5) 合上2#主变压器高压侧102开关，2#主变压器与110 kV I 段母线连通，准备充电。
- 6) 合上母联130开关，对110 kV I 段母线及2#主变压器进行第1次充电，正常后断开102开关。
- 7) 合上102开关，对2#主变压器进行第2次、第3次充电。
- 8) 合上128开关，对油老线充电，同期合上131开关，建峰110 kV环网运行。

从以上的操作过程来看，电网为保证主站的供

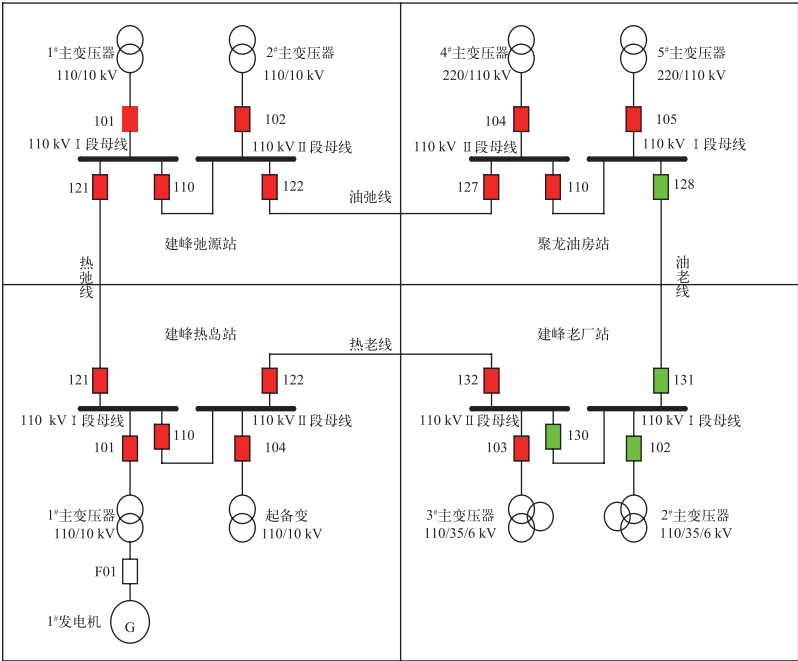


图1 建峰110 kV环网一次系统简图

电安全,选择了油老线开环运行方式。在对油老线的第1次充电及对2#主变压器的3次充电过程中,其电气距离都远离电网主站——油房站,如果在充电过程中由于检修质量问题造成了油老线或110 kV I母或2#主变压器故障,由于故障点距离热岛发电机较近,故障电流将大部分由热岛发电机提供,油房站提供剩余故障电流。对于电网安全来说,这种方式较130始终断开、用128充油老线、用131充110 kV I母、用102从2#主变压器的充电方式,要可靠得多。相反,这种充电方式,对电气设备危险性较大。

从主变压器空载充电时与邻近发电机的简化模型入手,从理论上简要分析主变压器空载充电时电气系统的响应过程,系统简化接线等效电路图如图2、图3所示。

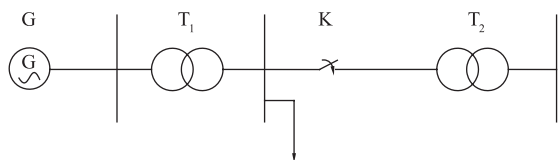


图2 系统简化接线图

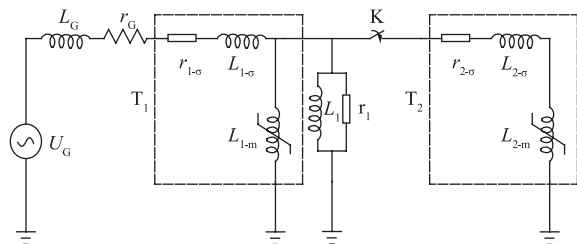


图3 系统简化接线等效电路图

影响发电机功率波动的主要因素

通过上面的分析可知,发电机功率的波动主要是由于变压器励磁涌流导致系统无功需求暂时增加及系统电压暂时下降引起的, P 、 Q 波动的幅度主要与电网系统 S 的强弱、空载充电变压器的参数(容量、励磁曲线等)、发电机 G 与空载充电变压器联系的紧密程度、发电机 G 自身及其调节器暂态特性等多种因素有关。

(1) 电网系统 S 的强弱

当电网系统 S 较强时,暂态过程中的 P 、 Q 需求主要由 S 提供,此时发电机的功率波动比较小;反之,系统 S 较弱时,发电机的功率波动则比较大。

(2) 变压器的容量及饱和程度

变压器的容量越大,饱和程度越深,其空载充电时的励磁涌流就越大,暂态所需的有功、无功就越大,系统电压及机端电压下降得越厉害,运行发电机受到的影响也就越大。反之,功率波动就越小。这里特别要说明的是:2#主变压器经过吊芯大修后,为了检查绕组线圈和有载调压部分是否存在接触不良、焊点松动、线圈故障或接线错误等缺陷,都会用直流电阻快速测试仪测量绕组直流电阻,但直流电阻测试会在变压器铁心上产生剩磁,且剩磁的极性和大小都无法测量,使得变压器工作点发生偏移而进入饱和区,造成空载充变压器时励磁涌流大小的不确定性,存在最大7~9倍的励磁涌流,对邻近运行的发电机功率产生较大影响。

(3) 发电机与变压器联系的紧密程度

发电机与空充主变压器联系越紧密,即发电机与变压器之间的电气线路距离越近,其受空充暂态过程的影响就越大,其功率波动就越剧烈,反之则影响越小。

(4) 发电机励磁调节器与汽轮机DEH的暂态特性

发电机的无功波动主要受励磁调节器自身性能的影响,从励磁调节器的故障滤波图中看到,该调节器调整灵敏迅速,机端电压由10.38 kV下降到10.27 kV,仅下降0.11 kV,下降率为1.05%,确保了机端电压的稳定。

发电机的有功波动主要受汽轮机DEH的性能影响,第1次空充主变压器造成发电机有功波动从48.5 MW降到38.3 MW,随后又升到57.3 MW,之后在48.5 MW附近波动,幅值不断衰减,约19 s后有功恢复起始功率。整个波动幅度高达19 MW,时间长达19 s,对设备影响严重。事后,询问了同在一个电气系统的热岛,他们反映运行的机组丝毫没有受到系统电压降低的影响,随后了解到他们的汽轮机组DEH控制方式一直是阀位控制。阀位控制其实就是开环控制,由运行人员给定综合阀位指令或综合流量指令,依据顺阀或单阀模式选择各调门的阀门流量曲线,定调门开度控制的大机通汽量的调节方式。因此,如何在系统电压波动情况下,尽快地将DEH工作方式由功控切换到阀控,就能够快速降低对汽轮机的影响。检查DEH由功控转阀控的控

制逻辑,发现存在两个问题:①原给定功率与实际功率判断逻辑“=”;②机组给定功率与实际功率相差达到10 MW,机组功控转阀控,必须对逻辑进行修改,使之满足暂态的需要。

防范措施

由以上分析可知,整个暂态过程主要是由于主变压器冲击过程中发生饱和引起的,一般不会对系统造成影响,但如果主变压器容量很大并有较高的剩磁时,可能使得与其连接紧密的发电机P、Q波动很大,对发电机和汽轮机的冲击较大,对电力系统的稳定可靠性都会带来较大威胁。如何降低变压器的励磁涌流,长期以来一直是从事电力工作的人员研究的一项重要课题。现结合以上案例以及工作中所掌握的一些防范励磁涌流的知识做总结如下:

1) 由于大容量变压器绕组直流电阻较大,主变压器直阻测量测试电流不得超过10 A,避免引起绕组剩磁过大。直阻试验完毕后,需调换极性对变压器绕组再进行一次充电(电流为测试电流的1/10),用其所产生的磁通抵消测试时所产生的剩磁,避免剩磁过多对励磁涌流造成影响。

2) 对于像热岛发变组接线形式的变压器,在变压器首次充电时,采用发变组形式零起升压至额定电压,再降至零,反复2~3次后,再按照正常操作主变压器充电,消磁效果良好。

3) 在主变压器空载充电时,尽量增大临近发电机与主变压器间的电气距离,减小其影响。如图6所示,如果充2#主变压器时,能与电网协调好,采用先不恢复母联130开关运行,改由128充油老线,131充110 kV I母,102充2#主变压器,人为增加与热岛发电机的电气距离,其主变压器充电时对热岛发电机的影响就小得多。

4) 修改热岛汽轮机DEH由功控转阀控的控制逻辑为:①原给定功率与实际功率判断逻辑修改为“>=”;②修改为机组给定功率与反馈功率相差达到1 MW及以上时,机组功控转阀控。

实际验证

2019年4月27日17:42,油房站聚龙电网调度电话通知热岛值长,即将空充站内4#主变压器。17:45,热岛汽机运行人员发现DEH自动由功控转阀控,整个充电过程对热岛汽轮发电机组没有大的影响。

从历史数据可以看出:由于油房站主变压器容量较能通老厂站主变压器容量大得多,所以整个主变压器充电过程中,无论从波动幅值还是波动时长来看,无功的波动要大和长得多,无功幅值从37.5 Mvar到56 Mvar,波动了18.5 Mvar,波动时长约18 s,同时110 kV系统电压从110 kV下降到102.5 kV后逐渐恢复,瞬间下降了7.5 kV;但从励磁装置数据来看,机端电压基本维持在10.3 kV左右并没有明显下降,说明发电机的励磁调节装置的调节功能是正常的。

有功的波动由于DEH由功控转阀控的控制逻辑修改后,DEH在检测到最初的有功差值大于1 MW时,DEH控制就自动转入阀控了。从历史数据可以看出,有功的波动幅值和波动时长要小得多:有功幅值从51 MW波动到55.5 MW,波动了4.5 MW,同时对高调门的开度、调速级的压力等参数影响都小得多,整个波动时长约9 s,时长也较短。

从本次实际验证的结果来看,修改DEH由功控转阀控的控制逻辑后,对有功的波动影响不大,改造有很大的成效。

结束语

简要介绍了一起空充主变压器时励磁涌流引起临近发电机功率波动的实例,进一步对其进行深入分析和探讨,最后提出了几点防范的具体措施,具有一定的可操作性。鉴于变压器空充时励磁涌流一直是电力工作者研究的对象,比较复杂和深奥,本文难以论述得面面俱到,仅对一些共性现象进行了阐述,希望能为同行提供借鉴和参考。EA

(收稿日期:2021-03-04)

欢迎订阅 欢迎投稿 欢迎刊登广告