

江苏电网中长期机组组合问题研究

王 岗¹, 李利利², 丁 怡²

(1. 江苏省电力公司, 江苏 南京 210024; 2. 国电南瑞科技股份有限公司, 江苏 南京 210061)

摘 要:结合江苏电网火电运行环境和调度业务特性两方面需求, 研究中长期机组组合问题。以安全约束机组组合(SCUC)技术为基础, 通过时段简化、电力电量解耦, 建立了以电量进度偏差最小为目标的中长期机组组合模型。理论与实例分析表明, 模型解决了中长期机组组合所关注的主要问题, 是一种有效、实用的算法模型。

关键词:中长期发电计划; 机组组合; 安全约束机组组合(SCUC); 混合整数规划

中图分类号: TM73

文献标志码: A

文章编号: 1009-0665(2012)02-0001-04

中长期机组组合作为调度计划的重要内容, 核心是安排未来月份的电力、电量平衡, 获得发电机组的中长期开停机方案, 为日发电计划的制定提供参考依据。中长期机组组合可以在更长的时间跨度内统筹考虑电网运行效益, 其优化效果明显高于日发电计划。同时, 江苏电网以火电机组为主的能源结构, 也决定了机组不宜采用频繁启停优化的调度经营模式, 从而凸显了中长期机组组合在实际生产中的重要性。

机组组合问题是一个大规模混合整数非线性规划问题, 对于短期机组组合问题, 通过安全约束机组组合(SCUC)技术, 人们已经提出各种优化方法进行求解^[1]。但将短期 SCUC 的优化模型扩展到中长期机组组合时, 受计算效率的影响难以实用。近年来, 国内外学者对中长期机组组合进行了探索性研究。文献[2]采用拉格朗日松弛来处理长周期的耦合约束, 将中长期 SCUC 问题分解为一系列短期 SCUC 子问题, 滚动求解; 文献[3]采用时序优化方式解决月度机组组合和电网安全校核问题, 并针对电力市场和节能调度模式, 建立了优化模型; 文献[4]研究了年度电量合同、月度电量合同的分解优化, 并提出按峰谷平负荷等效分解校核电网安全。中长期机组组合求解的难度在于: 如果要长周期、精细优化, 则计算性能受局限; 发电计划基于电量、安全校核基于电力, 中长期的电量、电力关系是个模糊概念; 加入机组连续运行的时间上耦合要求后, 中长期机组组合的复杂性增加, 给建模求解带来了难度。

1 江苏电网中长期机组组合需求分析

目前, 国内外对发电计划的研究重点为日前和实时计划, 而对中长期发电计划的研究则集中于水电调度。然而, 以江苏电网调度运行实际情况来讲,

迫切需要中长期的机组组合技术, 主要体现在火电运行环境需求和调度业务特性需求两个方面。

1.1 火电运行环境需求

截至 2010 年底, 江苏电网统调(省调调度管辖)装机容量 5 728.5 万 kW, 其中火电装机容量 5 287 万 kW, 占 92.3%; 水电装机容量 110 万 kW, 占 1.9%; 核电装机容量 200 万 kW, 占 3.5%; 风电装机容量 131.5 万 kW, 占 2.3%。

在火电机组中, 10 万 kW 及以上机组 127 台, 装机容量 4 851 万 kW, 占火电总装机容量的 91.75%。其中, 12.5 万 kW 级机组 31 台, 装机容量 447 万 kW, 占总装机容量的 8.47%; 30~35 万 kW 级机组 62 台, 装机容量 2 095 万 kW, 占总装机容量的 39.63%; 60 万 kW 级及以上机组 34 台, 装机容量 2 309 万 kW, 占总装机容量的 43.65%。

从江苏电网的电源结构可以看到, 江苏电网是以火电机组为主的发电结构, 火电机组的启停费用高昂, 且启停过程复杂, 机组不会频繁启停; 同时, 节能发电调度的实施, 逐步淘汰了高耗能的小火电机组, 形成了以大火电机组为主的发电运行环境, 也决定了机组不宜采用频繁启停优化的调度经营模式, 凸显了中长期机组组合在实际生产中的重要性。

1.2 调度业务特性需求

从我国电网调度业务实际情况来讲, 迫切需要中长期机组组合技术。国外电力调度主要是市场模式, 按日结算, 不需要全网级的中长期机组组合, 但国内各电厂签有中长期的电量合同, 对某一天的出力计划并不特别关注, 更关注中长期电量合同的完成情况。这个问题在短期计划中无法有效处理, 只能通过中长期机组组合来解决。

国内中长期计划的安排是以电量形式给出各电厂的总发电量, 电量计划如何进行电网安全校核, 直接关系到中长期计划执行的可行性, 成为亟待解决的问题。然而, 目前尚无有效的技术支撑手段解决上

述问题。通过中长期机组组合问题的研究,可以为短期发电计划编制提供合理的机组组合方案,并实现电量合同的有效分解执行。

2 中长期机组组合模型

2.1 安全约束机组组合概述

SCUC 根据研究周期内系统负荷预测优化机组发电计划,包括机组开停方式和各时段的发电出力,满足系统负荷需求和机组的运行约束,并且满足电网运行的潮流约束。

SCUC 是当前国外电力系统应用的先进的调度优化软件,将机组开停、出力分配、电网安全联合优化,解决了电力生产的多时段连续过程优化问题,实现了电网调度安全性和经济性的一体化优化,近几年已在国内外大规模电力系统中得到成功应用,并且发展到在线应用的阶段^[5]。目前 SCUC 在国内也逐渐成为研究和应用的热点^[6]。

虽然中长期机组组合问题可以通过扩展计算时段,采用与短期 SCUC 相同的模型进行求解,但 SCUC 的计算时间随计算规模呈指数增长方式,中长期机组组合的高维度会使得计算性能得不到保障。因此,结合江苏电网调度实际,对 SCUC 进行深入研究和技术创新,研究中长期机组组合技术,对于提高电网大范围资源优化配置能力、实现电网安全经济运行具有重要意义。

2.2 中长期机组组合建模原理

中长期机组组合是根据需求预测,考虑系统平衡约束、机组运行约束、电网安全约束等各种约束条件,优化编制未来月份机组组合计划。中长期机组组合是一个长周期的发电计划,模型设计遵循兼顾程序计算性能和中长期计划关键需求的基本原则,尽量简化程序的复杂性、提高计算性,同时解决中长期发电计划所关注的主要问题。

中长期机组组合的计算周期为 1 至多个自然月,计算粒度为日,即每日作为一个优化的逻辑时段。以各日最大负荷曲线为研究对象,优化各日机组开停满足中长期峰荷曲线,开机机组等效折算为日发电量,优化目标为调度周期各电厂发电量与计划电量偏差最小。

中长期机组组合建模的核心问题是电力、电量关系的处理。电力平衡采用日峰荷点,各日开机机组在峰荷时段出力必须满足系统负荷需求,且采用日峰荷点进行电网安全校核。机组日发电量为开机机组乘以等效负荷率表示,并满足系统电量平衡;各机组的负荷率是一个关系值,即固定比例,具体值通过优化确定。

2.3 数学模型

目标函数:

$$\min f = \sum_{g=1}^G F(d(g)) \quad (1)$$

$$d(g) = \left| \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{G(g)} E(i,t) - E_0(g) \right| / E_0(g) \quad (2)$$

式(1,2)中: T 为系统调度期间的时段数; G 为系统电厂数; $E(i,t)$ 为机组 i 在时段 t 的发电量; $E_0(g)$ 为电厂 g 的计划电量; $G(g)$ 为电厂 g 所包含的机组数; $d(g)$ 为电厂 g 的电量进度偏差率,是电量偏差与计划电量的比值; $F(d(g))$ 为定义的电厂中长期电量偏差罚成本曲线,其为构造的分段线性递增函数。约束条件如下。

(1) 系统电量平衡约束:

$$\sum_{i=1}^I E(i,t) = E_d(t) \quad (3)$$

式(3)中: $E_d(t)$ 为系统 t 时段的总电量。其中,机组日发电量 $E(i,t)$ 的折算公式为:

$$E(i,t) = u(i,t) \times R_i \times r(t) \times P_{i,\max} \times 24 \quad (4)$$

式(4)中:各机组的日发电量按运行状态,通过负荷率等效折算,机组负荷率为负荷率系数与修正因子的乘积; $u(i,t)$ 为机组 i 在 t 时段的启停状态; R_i 为机组 i 的负荷率系数,表示机组间的负荷率对应比例关系; $r(t)$ 为 t 时段的负荷率系数修正因子,使得所有机组的负荷率系数按同一比例进行修正,其值在优化中最终确定。

(2) 系统负荷平衡约束:

$$\sum_{i=1}^I p(i,t) = P_d(t) \quad (5)$$

式(5)中: $p(i,t)$ 为机组 i 在 t 时段的有功功率; $P_d(t)$ 为系统 t 时段的峰荷。

(3) 系统旋转备用约束:

$$\sum_{i=1}^I r(i,t) \geq P_r(t) \quad (6)$$

式(6)中: $r(i,t)$ 为机组 i 在 t 时段提供的旋转备用; $P_r(t)$ 为系统在 t 时段的旋转备用需求。

(4) 机组出力上下限约束:

$$P_{i,\min} u(i,t) \leq p(i,t) + r(i,t) \leq P_{i,\max} u(i,t) \quad (7)$$

式(7)中: $P_{i,\min}$ 和 $P_{i,\max}$ 分别为机组 i 输出功率的上下限。

(5) 机组最小开停机时间约束:

$$V_{i,i}^{\text{on}} - T_i^{\text{min_on}} \times [u(i,t-1) - u(i,t)] \geq 0 \quad (8)$$

$$V_{i,i}^{\text{off}} - T_i^{\text{min_off}} \times [u(i,t) - u(i,t-1)] \geq 0 \quad (9)$$

式(8,9)中: $T_i^{\text{min_on}}$ 和 $T_i^{\text{min_off}}$ 分别为机组 i 的最小开机

时间和最小停机时间; $V_{i,i}^{\text{on}}$ 和 $V_{i,i}^{\text{off}}$ 分别为机组 i 在 t 时段之前的连续开机和停机时间。

(6) 电网安全约束:

$$\left| \sum_{i \in M} [p(i,t) - l(i,t)] S(i,j,t) \right| \leq L_{ij} \quad (10)$$

式(10)中: L_{ij} 为支路 ij 的潮流上限; M 为电网计算节点集合; $l(i,t)$ 为节点负荷功率; $S(i,j,t)$ 为节点 i 的注入功率对支路 ij 的灵敏度。

2.4 求解算法

本文采用商用优化软件包 CPLEX 提供的 MIP (mixed integer programming) 算法^[7]来求解机组组合问题^[8]。首先将模型表达线性化,MIP 算法基于分支割平面技术,在求解过程中加入大量割平面以及进行分支寻优,将原 MIP 问题转化为在各分支节点上求解一系列松弛的线性规划问题;通过比较 MIP 可行解与松弛最优解之间的距离,逐步获得 MIP 的最优解。

3 模型有效性分析

模型设计中长期机组组合的计算粒度为日,因为江苏是一个以火电机组为主的省份,理论上和实际中,一日之内机组不宜两次启停,否则得到的组合方案是不经济的。同时,日粒度的优化时段设计,对于发电量的影响是很小的,以月度为例作简单的误差分析:假设出现机组开机半天的情况,采用 1 天为一个时段后,在月度范围内的电量误差近似为 $0.5/30$,即 $1/60$,对于电量进度的影响很小。采用 1 天为一优化时段,还可以显著降低模型约束条件和变量的数目,提高计算性能。

采用日作为一个优化时段后,开机机组在峰荷出力必须满足系统负荷需求。通过系统下调容量的预评估,分析系统调峰能力与负荷峰谷差的关系,发现系统的下调节能力大于负荷峰谷差,即采用峰荷时段作为研究对象优化得到的机组组合方案,可以满足系统的备用需求。进一步,若遇到下调节能力小于系统的峰谷差,致使优化方案不可行的情况,可以在模型中加入最低负荷约束,此时同时考虑到系统负荷的高峰与低谷,获得实际可行的机组组合方案。模型扩展最低负荷约束,并未增加离散变量,计算效率不会有太大影响,同时对于混合整数规划而言,增加约束条件,计算性能还可能得到提升。

模型采用负荷率来处理中长期发电计划中的电力与电量关系。负荷率是电网的中长期经营指标,尤其对于火电机组,通常采用负荷率来衡量机组的发电水平,从生产运行角度,根据机组状态就可以通过

负荷率来定量机组发电量,因此,模型采用负荷率折算是有基础的。结合中长期机组组合的关键因素建立优化模型,从理论角度考虑,上述建模思路具有以下特征:电力与电量解耦;计划与安全解耦;关键需求与理论复杂性解耦。在此基础上,中长期机组组合技术可以起到优化电力生产经营的效果,来解决中长期生产调度的实际问题。

4 实例分析

采用江苏电网月度发电计划实际数据构造算例,对模型进行验证分析。建立 30 天的机组组合模型,采用商业数学优化软件包 CPLEX11.0 求解。优化后,各电厂的电量完成进度如图 1 所示,其中,电量完成进度为各电厂月度发电量与其计划电量的比值。在考虑各种约束的条件下,电量进度最大的为 1.06,最小的为 0.95,全网电厂均有效地完成了计划电量。



图1 电厂电量完成进度

优化后的系统开机水平如图 2 所示。可以看到,基于各日最大负荷,系统开机容量保持在合理的范围内,并留有适当的备用容量。

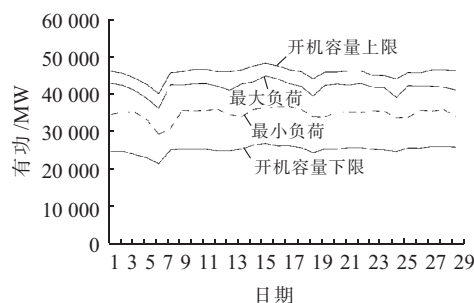


图2 月度系统开机水平

以江苏电网为例,对中长期机组组合算法模型进行性能测试。调度周期为 1 个自然月,共分为 30 个优化时段。江苏电网模型共计 24 000 多个约束,22 500 多个变量,其中整数变量 4 830 个。选择 3 个月的算例进行测试,采用混合整数规划算法,收敛精度设为 1%,平均计算时间为 476 s。对于月度发电计划的优化而言,中长期机组组合的计算性能可以满足省级电网的实用化要求。

5 结束语

江苏电网中长期机组组合实现了 SCUC 技术

在国内大规模电力系统中的应用。模型设计突破传统优化的建模方法,通过时段简化、电力电量解耦,实现了安全、电量进度、机组运行的整体优化,解决了江苏电网在中长期发电计划编制中的实际问题。在此基础上开发的中长期计划系统,已在江苏电力调度中心投入运行,有助于其提高发电调度的智能化水平和决策能力。

参考文献:

- [1] 李利利,姚建国,耿建,等. SCUC/SCED 问题分析[J]. 江苏电机工程,2010,29(3):24-27.
- [2] FU Y, SHAHIDEHPOUR M, LI Z. Long-term Security Constrained Unit Commitment: Hybrid Dantzig - wolfe Decomposition and Subgradient Approach[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2005, 20(4): 2093-2106.
- [3] 高宗和,耿建,张显,等. 大规模系统月度机组组合和安全校核算法[J]. 电力系统自动化,2008,32(23):28-30.
- [4] 陈之栩,李丹,张晶,等. 华北电网安全节能发电优化调度系统功能设计[J]. 电力系统自动化,2008,32(24):43-47.
- [5] STREIFFERT D, PHILBRICK R, OTT A. A Mixed Integer

Programming Solution for Market Clearing and Reliability analysis [C]. Proceeding of IEEE PES 2005 General Meeting, 2005.

- [6] 耿建,徐帆,姚建国,等. 求解安全约束机组组合问题混合整数规划算法性能分析[J]. 电力系统自动化,2009,33(21):24-27.
- [7] BIXBY R E, FENOLON M, GU Z H, et al. MIP: Theory and Practice - closing the Gap [EB/OL]. [2009-06-01]. <http://www.ilog.com/products/optimization/tech/research/mip.pdf>.
- [8] O'NEILL R P. It's Getting Better all the Time (with MIP) [EB/OL]. [2009-08-25]. http://www.hks.harvard.edu/hepg/rli-b_rp_competitive_models.html.

作者简介:

王岗(1978),男,浙江绍兴人,工程师,研究方向为电力系统调度运行;
李利利(1987),男,安徽宿州人,工程师,研究方向为电力系统运行和优化;
丁怡(1974),男,江苏徐州人,高级工程师,研究方向为电力系统运行和优化。

Study on Medium and Long-term Unit Commitment for Jiangsu Power Grid

WANG Gang¹, LI Li-li², DING Qia²

(1. Jiangsu Electric Power Company, Nanjing 210024, China; 2. NARI Technology Co. Ltd., Nanjing 210061, China)

Abstract: Considering of the requirements of thermal generating environment and scheduling features in Jiangsu power grid, medium- and long-term unit commitment was studied. Based on security constrained unit commitment (SCUC) technology, a medium- and long-term unit commitment model with minimum energy deviation as the objective was established, that was achieved by period simplification and power-energy decoupling. Theory analysis and case study show that this model is an effective and practical algorithm model, which can solve the main problem of medium- and long-term unit commitment.

Key words: long-term generation scheduling; unit commitment; security constrained unit commitment (SCUC); mixed integer programming

生物质能的 5 个类别

林业资源:林业生物质能资源是指森林生长和林业生产过程提供的生物质能源,包括薪炭林、在森林抚育和间伐作业中的零散木材、残留的树枝、树叶和木屑等;木材采运和加工过程中的枝丫、锯末、木屑、梢头、板皮和截头等;林业副产品的废弃物,如果壳和果核等。

农业资源:农业生物质能资源是指农业作物(包括能源作物);农业生产过程中的废弃物,如农作物收获时残留在农田内的农作物秸秆(玉米秸、高粱秸、麦秸、稻草、豆秸和棉秆等);农业加工业的废弃物,如农业生产过程中剩余的稻壳等。能源植物泛指各种用以提供能源的植物,通常包括草本能源作物、油料作物、制取碳氢化合物植物和水生植物等几类。

生活污水和工业有机废水:生活污水主要由城镇居民生活、商业和服务业的各种排水组成,如冷却水、洗浴排水、盥洗排水、洗衣排水、厨房排水、粪便污水等。工业有机废水主要是酒精、酿酒、制糖、食品、制药、造纸及屠宰等行业生产过程中排出的废水等,其中都富含有机物。

城市固体废物:城市固体废物主要是由城镇居民生活垃圾、商业、服务业垃圾和少量建筑业垃圾等固体废物构成。其组成成分比较复杂,受当地居民的平均生活水平、能源消费结构、城镇建设、自然条件、传统习惯以及季节变化等因素影响。

畜禽粪便:畜禽粪便是畜禽排泄物的总称,它是其他形态生物质(主要是粮食、农作物秸秆和牧草等)的转化形式,包括畜禽排出的粪便、尿及其与垫草的混合物。

江苏分区电网低频低压减载方案适应性分析

周 霞¹, 罗凯明², 李 威¹, 李 琳¹, 周 磊¹, 罗剑波¹

(1. 国网电力科学研究院, 江苏 南京 210003; 2. 江苏电力调度通信中心, 江苏 南京 210024)

摘 要:在调研评述国内外分区电网低频、低压减载方案研究现状的基础上, 针对江苏电网分层分区运行特点, 分析指出江苏分区电网极端严重连锁故障下存在严重功率缺额、局部孤网等问题, 通过校核江苏分区电网低频、低压减载方案的适应性, 提出江苏分区电网低频、低压减载配置方案的改进建议。最后针对特高压电网互联、电气联系紧密, 受电比例大、新能源出力不确定性等, 对低频、低压减载方案整定研究方向进行了展望。

关键词:低频低压减负荷; 分区电网; 频率安全; 电压稳定

中图分类号: TM732

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2012)02-0005-03

低频、低压减载作为保电网安全稳定运行“三道防线”的最后一道防线, 是电力系统在发生重大事故后切除部分负荷以保电网稳定而采取的特殊手段^[1]。在电网发生事故频率下降时, 低频减载准确可靠切除负荷, 保持电源和负荷重新平衡, 防止因频率大幅度下降而造成系统瓦解, 对电网安全稳定、经济运行极为重要。低压减载对于防止概率很小的极端情况下(包括极端的大负荷、罕见的多重故障等)系统崩溃和大面积停电, 保证重要负荷的供电, 具有十分重要的意义, 在电力系统中得到了比较广泛的应用和研究。

受短路电流超标等因素影响, 江苏电网已逐步呈现出 500 kV 电网为主干网, 220 kV 电网分层分区运行的格局; 分层分区运行模式使得江苏电网低频、低压减载原有的配置模式受到一定挑战; 本文对江苏电网分区低频、低压减载方案适应性进行研究, 对不适应的方案进行优化整定, 确保江苏电网的安全可靠稳定运行, 避免因分区电网保不住而带来的大面积停电事故和经济损失。

1 分区电网低频或低压减载方案研究趋势

国内外对于电网运行中的频率要求和 UFLS 的配置整定有相关规范^[2,3]; 而对于低压减载配置, 国内至今还没有一个统一的标准、配置原则和配置方案^[4]。目前, 国内外对分区电网低频、低压减载方案的仿真校核和优化研究, 主要有以下几个方面的发展趋势。

(1) 时域动态仿真模型参数完善校核^[5]。充分考虑负荷频率特性、调速系统特性等因素, 完善励磁、调速系统等动态仿真模型参数, 构建适合进行低频低压减载研究的仿真参数模型。随着系统元件模型与参数辨识的精度, 以及电网数据记录的频率

和精度的提高, 使得基于全过程动态仿真的低频低压减载优化配置成为可能。

(2) 低频减载和低压减载方案的优化。我国电网低频减载配置方式主要有两类: 一类快速动作或带短延时, 按动作频率分为 3 至 6 级预先设定, 切除的负荷总量通常是全网负荷的 30% 左右, 这一类被成为基本级; 另一类带较长的延时, 其动作频率较高, 其作用是为了防止在基本级动作后频率仍停留在某一较低值而不能动作, 通常被称为恢复级或特殊级。国外电力系统也采用了类似紧急频率控制策略, 但是所分级数及每级切除负荷量均不一样。低频、低压减载方案优化, 主要包括优先轮次参数、切除负荷量、动作的地点等方面内容, 而装置布点的优化是其他参数优化的前提。电力系统受扰后电压和频率的摆动和跌落都有复杂的时空分布特性, 其控制灵敏度也有所不同。因此, 只有在装置布点确定的情况下, 优化其他参数才有意义。

(3) 分区运行电网频率、电压特性研究。即充分考虑分区频率、电压特性, 使得方案能同时满足联网运行和正常或事故解列后孤立电网运行需要。分区运行电网因其电网规模、负荷特性、电源配置情况、电压支撑能力、发电机及其控制系统模型和负荷模型等因素不同, 导致分区电网的频率、电压特性各不相同。实际运行方式复杂多变, 分区受入功率水平变化幅度较大, 都会导致分区孤网运行后功率缺额不同, 从而导致频率、电压特性不同。即便在相同的功率缺额水平下, 也会因开机方式、负荷水平不同导致频率、电压特性变化。由于系统在不同工况和扰动下的切负荷控制性能也不同, 故必须考虑各种可能场景的概率。

(4) 低频低压减载间的协调优化配置^[6]。在发生严重有功功率缺额的区域, 如果无功不足, 系统在发生暂态频率跌落的同时也会发生电压的跌落, 导致低频减载装置和低压减载装置同时动作。需要协

调低频减载和低压减载装置的动作时间、切负荷量及闭锁条件。

2 江苏分区电网运行特点

近年来,随着江苏电网分层分区运行方式的实行和电网的发展变化,各分区电网也发生了较大的变化。

(1) 分区电网容量相对江苏全网来说较小,视区内的装机情况,分区的最大供电能力差异较大;

(2) 分区电网均为受端网络,通过 500 kV 主变从大系统受电,每个分区有 2 至 3 台甚至更多 500 kV 主变与 500 kV 系统联络,受电的多少与各分区的装机容量有关,部分分区受电比例相对整个江苏电网的受电比例要大;

(3) 分区内部 220 kV 网架比较强,可靠性较高,但在恶劣天气条件下,如果出现多重严重故障,或在特殊检修方式下考虑 500 kV 线路同杆异名相故障时,分区有可能孤立运行;

(4) 分区孤立运行能力不足。由于分区负荷缺额大,而且分区内大机组出力占分区容量的比例较大,如孤立运行,一旦频率下降太快或大机组运行不稳定,都有可能造成整个分区崩溃。江苏电网多数分区受电比例都超过 30%,有的分区甚至达到 60%,分区孤网后频率、电压稳定问题不容忽视。

3 低频或低压减载配置方案适应性分析

针对上述分区电网的运行特点,江苏已有低频、低压减负荷方案存在如下问题:

(1) 由于分区电网孤立运行后具有电网容量变小,功率缺额相对较大,频率下降速度快、分区孤立运行能力较差等特点,若仅凭传统的低频、低压减载措施可能仍无法保证分区电网的安全,有时甚至会导致电压先于频率快速崩溃,或者是频率和电压的下降速率均很大(可能导致低频或低压减载闭锁),致使低频或低压减载无法动作;

(2) 当功率缺额较小方式下出现孤网运行时,可能会因为传统低频减载和低压减载配置不当导致负荷过切;

(3) 全网的装机容量与负荷在各分区电网的分配相差较大,而传统的低频减载方案却一律按负荷比例分配,缺乏合理性;

(4) 部分分区负荷缺额相当大,而所有分区电网的受电容量都按 500 kV 主变 $N-1$ 控制,一旦分区电网孤立运行,传统的低周减载方案存在不能有效抑制频率下降的可能。

3.1 孤网情形下低频或低压减载的适应性分析

随着江苏电网分层分区运行模式的普遍实行,使得原有低频、低压减载的配置模式受到一定的挑战,主要表现为:

(1) 大区电网出现整体低频的概率将逐步减少,但个别局部孤网系统内出现严重功率缺额的情形则在增加;

(2) 按照已有的低频和低压减载配置理念,部分电网内很多 220 kV 孤网系统的频率和电压安全可能将无法得到保障;

(3) 对于某些功率缺额较大的孤网地区,原来的低频、低压减载配置方案也可能导致切负荷量不足、切负荷速度过慢、孤网后电压可能先于频率发生崩溃等问题。

3.2 分区负荷联切装置的切负荷方案

江苏电网多个地区,均可能出现局部的 220 kV 孤网系统,且其功率缺额会大于 50%,有的甚至达到 60%以上,如武南分区、吴江分区、石牌分区、苏州西分区。这些分区孤网存在的一些共同特点是:

(1) 可能存在的功率缺额通常较大;

(2) 原有的低频减载配置量不够,孤网后都将面临频率崩溃的巨大风险;

(3) 孤网后往往同时伴随有低压现象的出现,使得低压减载的配置也必须引起高度关注;

(4) 系统孤网后导致电压下降过多、过快或是发生电压崩溃,低频减载往往不能动作,江苏电网内很多的孤网系统内均存在该现象,且带有一定的普遍性;

(5) 仅依赖低频减载往往不能保证一些孤网系统的频率安全;

(6) 孤网后导致电压或频率下降过多、过快,目前已有低频或低压减载装置内防误动作的 dI/dt 或 dU/dt 可能会达到闭锁条件,使得本应即刻动作的低频或低压减载装置反而不能动作。

3.3 分区负荷联切装置动作的门槛值

以上孤网分区除具备上述特点外,从低频低压减载配置上看,还可能存在如下的一些问题:

(1) 低压减载配置动作延时普遍偏长;

(2) 低频减载配置缺乏优化概念;

(3) 低频低压减载彼此配置间存在优化空间;

(4) 个别功率缺额特别大的孤网系统内,有必要考虑采取安控切负荷措施;

(5) 低频减载的配置方式有待改变,应由分散控制逐步改为集中控制。

4 低频或低压减载配置方案改进建议

4.1 改进总则

按照目前江苏电网低频、低压减载的配置总量

情况来看,基本可保证2011年和2012年内江苏电网整体或大范围内出现低频情形下的安全性,但发生概率较高的部分经济发达地区孤网系统的安全性则存在严重漏洞。鉴于此,在低频、低压减载配置的改进方面,有如下建议:

(1) 从长远来看,对江苏电网整体而言,配置的低频减载总量应保证相应水平年最大负荷的35%左右(包含特殊轮)。

(2) 江苏全网低频总配置量维持在目前水平,遵循在某些局部地区超配,并在某些局部地区适当低配,以维持目前的总配置量基本不变。

(3) 江苏电网内的各个地区(如受端和送端),低频减载配置方案应有所不同。

(4) 建议在部分受电比例较大区域应超配(比锡澄、张常、车坊、苏州西等某些可能出现严重功率缺额的分区内)。

(5) 送端电网内(如苏北各送电分区)配置的低频减载总量建议可少配,同时应妥善处理好高周切机与低频低压减载间的协调配合问题。

(6) 对送端电网内可能存在严重功率缺额的分区,低频减载总量仍需视实际最大功率缺额情况来配置。

(7) 有关低压减载配置方面改进建议。部分分区,比如苏北的盐城分区,目前没有配置低压减载方案,需增加低压减载配置;部分分区,如茅晋、通泰分区,低压减载装置动作的延时须重新整定,建议缩短低压减载配置的延时;部分分区,如锡澄、玉山、苏州西分区,建议除了缩短低压减载配置的延时,还需提高低压减载各轮配置比例。

(8) 实际中还可从如下几方面解决低频、低压减载配置方案中存在的问题。功率缺额较大时,加速切除后继轮次。经详细研究后,得到相应孤网地区出现最大功率缺额时其内部的电压和频率下降速率,并调整防误动的闭锁定值。

4.2 其他改进建议

除以上有关低频、低压减载配置方面的改进建议外,还需考虑以下相关问题:

(1) 2011年江苏石牌、宁扬分区电网孤网后,目前低频、低压减载方案基本能适应,但为了保证孤网后系统稳定性,需对各自分区内的发电机高周保护定值进行改进。

(2) 对于孤网后功率缺额特别大的地区,如武南和吴江分区,为保证系统的安全稳定性,建议考虑安控联切负荷,并与低频低压减载间协调配合。

4.3 江苏电网内低频减载配置理念的改进建议

随着电网内分层分区运行的现象越来越普遍,这意味着,大区电网内出现局部孤网的概率将有所增加,而且这些可能孤网的区域内功率缺额通常又较大,但由于它们所配置的低频减载是按照全网统一平均配置的理念设计的,反而在需要时,不能保证这些孤网系统内的频率安全。针对该现象,需将传统的低频减载配置理念作如下更新:

(1) 更加注重某些重要负荷区孤网情况下的频率安全,即该类地区的低频减载需进行特殊配置;

(2) 在电网运行允许的条件下,可根据详细分析后得出的结论,将原有的全网低频减载配置总量适当减少;如暂时不便减少,可依旧维持现状,但局部地区的低频减载量可超配;

(3) 当整体和局部的低频减载配置间出现矛盾时,应顾全整体,同时兼顾局部;如的确难以平衡,可按它们出现功率缺额的概率大小来进行优先抉择。

5 结束语

低频低压减载作为保障电网安全稳定运行第三道防线的重要手段,其动作条件仅依赖于就地电气量,与故障原因、故障形式无关,这在一定程度上提高了低频低压减载措施在保障不确定因素日益增多的大电网安全稳定运行中的重要性。随着电网内分层分区运行的现象越来越普遍,使得电网传统的低频、低压减载原有的配置模式受到一定挑战;国务院新颁布的《电力安全事故应急处置和调查处理条例》,对于电力安全事故等级划分的标准,规定了对于事故的五个方面判定项,其中首先就是造成电网减供负荷的比例、造成城市供电用户停电的比例,导致以往常规的、集中式的低频、低压减载控制手段受到一定的制约和挑战。

参考文献:

- [1] 袁季修.防止电力系统频率崩溃的紧急控制[J].电力自动化设备,2002,22(4):1-4.
- [2] DL 428—1991,电力系统自动低频减负荷技术规定[S].
- [3] Underfrequency Issues Work Group of WSCC Technical Studies Subcommittee.WSCC Coordinated Off-nominal Frequency Load Shedding and Restoration Plan[C].Nov.1997.
- [4] 马世英,易俊,孙华东,等.电力系统低压减载配置原则及方案[J].电力系统自动化,2009,33(5).
- [5] 朱寰,罗建裕,赵晋泉,等.江苏电网低频低压减负荷优化配置研究(一)——研究方法 with 动态模型参数的获得[J].江苏电机工程,2008,27(1):8-11.
- [6] 徐泰山,李碧君,鲍颜红,等.考虑暂态安全性的低频低压减载量的全局优化[J].电力系统自动化,2003,27(22).

PMU 数据在控制中心的集成应用

戴则梅¹, 陆进军¹, 闪鑫¹, 徐春雷², 李汇群²

(1. 国电南瑞科技股份有限公司, 江苏 南京 210061; 2. 江苏省电力公司, 江苏 南京 210024)

摘 要:文中分析了我国电网发展过程中面临的问题,从调度运行的角度对 PMU 数据深化应用研究的项目内容和综合智能报警的设计思想及应用功能进行了详细描述。提出综合智能告警的总体架构,以信息支撑平台为基础,实现风险预警、事故分析和辅助决策,以提升调度员的在线分析和紧急事故处理能力。

关键词:PMU; 智能报警; 故障分析; 集成分析

中图分类号:TM73

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)02-0008-04

区域电网的互联有利于资源的全局配置和优化利用,但也给电网运行和控制带来了诸多挑战^[1],各个区域电网之间的联系越发紧密,电网的运行和控制面临着诸多困难和挑战。风电等间歇性新能源的大规模接入^[2,3],严重威胁电网的安全与稳定运行。2011 年上半年,在西北和华北地区发生的几起大规模风电脱网事件。各区域电网之间通过交流互联,事故风险易于扩大,一旦发生事故,会快速波及全网,造成大面积的停电事故。特大型电网、大容量远距离输电、交直流互联带来的动态稳定问题同样是电网发展过程中不可回避的问题。智能电网及其调度体系的建设必须认真考虑上述问题的存在。广域测量(WAMS)系统和综合智能报警系统的建立为上述问题的解决提供了一条可行的途径。

我国 WAMS 系统的开发从 2000 年开始起步,经历了由简单的数据采集至监控、分析和保护、控制的发展阶段^[4,5],目前绝大部分网省级以上的调控中心都建立了 WAMS 系统,PMU (相量测量单元)覆盖了大部分 330 kV, 500 kV 及以上的电网,为 WAMS 及 PMU 数据的深化应用研究提供了便利。基于上述考虑,本文从调度运行的角度,对 PMU 数据深化应用和综合智能报警两个方面进行了研究,PMU 数据深化应用研究工作包括功率振荡监视和处理、电网负荷建模和参数辨识技术、风电并网运行监视、直流闭锁监视等几个方面。综合智能报警提出了总体架构,以信息支撑平台为基础,实现风险预警、事故分析和辅助决策等功能。

1 PMU 数据深化应用

研究 PMU 数据深化应用的目的是提升调度软件的智能化水平,提高调度员的在线分析和紧急事故处理能力,辅助调度员快速决策和处理事故。

1.1 功率振荡监视和处理

收稿日期:2011-10-19;修回日期:2011-12-08
国家科技支撑计划项目(2008BAA13B06)

低频振荡是现代复杂大电网运行中常见的现象,如果处理不当会进一步发展并导致电网振荡失步。低频振荡监视和处理软件功能框架如图 1 所示,首先在线低频振荡监视功能在电网发生振荡时能快速报警,提示电网当前的主导振荡模式(频率、阻尼比等),进一步对振荡源进行分析并给出辅助决策建议,即告知调度员当前最有效的振荡处理方式,如提高振荡地区电压水平、降低机组出力和联络线输送功率、消除强迫振荡源、消除振荡谐振源等。

同时,对系统扰动后的振荡或系统中存在的小功率振荡进行模式分析,则有助于运行人员把握电网振荡的主要特征(振荡频率和阻尼比等),从而改进电网运行方式,减少低频振荡现象的出现,并及早制定振荡处理预案,做到有备无患^[6,7]。

最后对系统振荡案例进行集中管理,永久存储重要的历史振荡数据,用于离线分析和事故反演,帮助运行人员积累运行经验。功率振荡监视功能框架如图 1 所示。

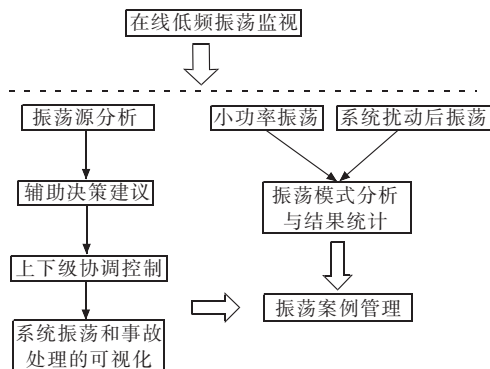


图 1 功率振荡监视功能框架

1.2 电力负荷建模和参数辨识

模型和参数是一切分析的基础,利用 PMU 采集的数据对电网的支路参数和负荷模型进行辨识,可以提高状态估计的合格率指标,提高电网稳定计算和方式研究的可信度。

支路参数辨识主要是依据线路两端或变压器端

点的 PMU 实测数据, 利用 PMU 量测具有同时性、可直接采集三相电压和电流相量的优点, 实现参数的在线辨识。对辨识结果进行统计性分析, 可分析设备参数变化随线路负载和周围环境气温度等之间的对应关系, 对于提高系统的稳定极限有帮助。

负荷模型辨识主要是依据扰动期间负荷端口的电压、电流变化关系, 综合运用统计分析和总体测辨等多种方法给出最合理的负荷模型参数, 并对辨识模型参数进行仿真比较, 校验参数的可接受程度。对负荷模型进行辨识, 可以改变以往方式计算时只能凭主观经验设置模型参数的做法, 对于提高电网的实时分析和稳定计算水平非常重要。

1.3 风电并网监视

风电等大规模并网运行给电网的运行和控制带来了相当不利的影响, 今年上半年发生的几次重大风电场脱网事故即为例证。因此, 加强风电场并网性能的监视和考核, 对保证我国风电产业的长期可持续发展和电网的安全稳定运行极为重要。PMU 数据传输速率高达 25~100 帧/s, 可对电网短路造成的低电压过程以及由于低电压穿越能力不足引起的风电机组脱网行为进行有效监视, PMU 记录的电网实际发生的风机脱网事故中, 故障点的动态电压、电流曲线和全网频率曲线如图 2—4 所示。

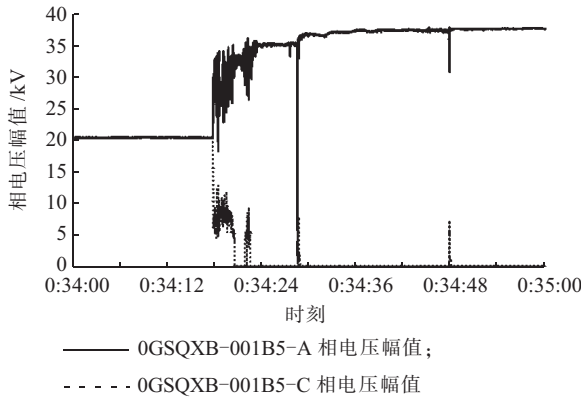


图 2 PMU 记录的风电脱网动态电压曲线

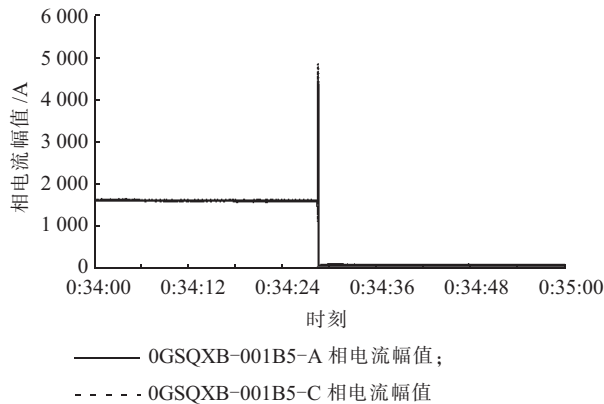


图 3 PMU 记录的风电脱网动态电流曲线

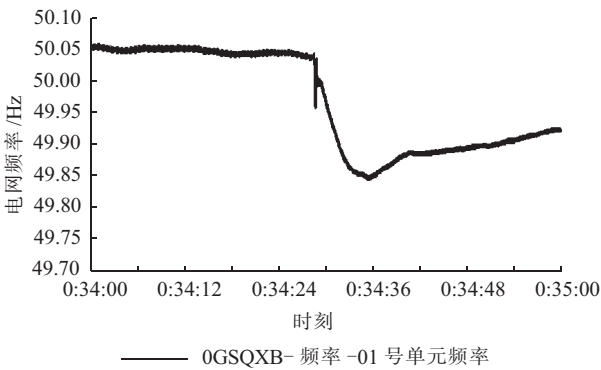


图 4 PMU 记录的风电脱网动态频率曲线

进一步根据风电场并网技术规范要求对风电场的电压、无功支撑能力、低电压穿越能力等进行考核, 引导风电厂商改进风机运行控制系统以及风电场电压无功控制系统, 改进风电场并网运行质量。

1.4 直流闭锁监视

由于技术水平的进步, 直流输电的电压等级和容量水平越来越高, 目前已经建成的向家坝—上海直流输电系统双极输送功率达 400 万 kW。一旦发生单极或双极闭锁, 其后果远比单一的大机组跳闸或甩负荷更为严重, 会对送端和受端的交流系统产生巨大的电压和频率冲击。WAMS 系统可以对高压直流输电系统 (HVDC) 的运行状态进行直接监视, 并在 HVDC 发生单极或双极闭锁行为时快速给出告警 (1 s 以内), 提示系统运行人员检查相关的安全自动装置和稳定控制装置等的运行状态, 避免事态的进一步恶化。

2 综合智能报警

2.1 整体架构

综合智能告警整体架构如图 5 所示, 以信息支撑平台为基础, 实现风险预警、事故分析和辅助决策。信息支撑平台将分散的数据同模型进行关联, 统一的存储管理和标准化服务机制实现信息的源端维护和全局共享, 从而为综合智能告警提供完备的基础数据。

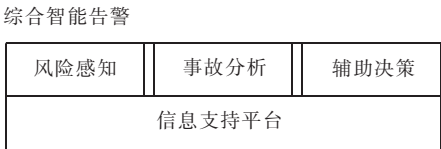


图 5 综合智能告警整体架构

风险感知侧重于事故前的风险预警, 提高调度对事故风险的感知能力; 事故分析侧重于事故中的在线监视, 通过对短路故障、机组跳闸、直流闭锁等的在线诊断, 提高调度对电网故障的综合监视分析能力; 辅助决策侧重于事故后的处理措施, 通过建立

在线事故分析同应用分析软件的协同处理机制,实现故障后电网运行状态的自动快速评估以及给出消除越限的措施,提高调度事故处理的应急能力。通过风险感知、事故分析和辅助决策建立了电网事故“事前—事中—事后”的全过程跟踪监视与分析。

2.2 气象风险感知

随着电网的快速发展,台风、雷电、雨、大雾等气象因素对电网安全运行的影响越来越大,根据气象预测信息,通过建立综合分析模型,给出输变电设备风险分析建议,可为制订防灾预案提供依据。台风气象风险评估系统流程如图 6 所示。首先通过实时接收气象监测系统提供的气象信息得到当前电网的实时气象信息,根据气象信息的路径并结合地理信息(GIS)系统得到气象可能影响的电网设备,即风险设备,将上述风险设备进一步形成预想故障集,作为静态安全分析以及在线安全稳定分析故障集的一部分,从而实现了气象风险的在线评估,便于调度事先做好应对极端自然灾害时的预案。

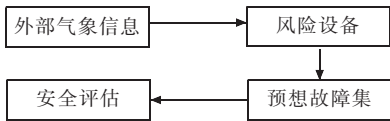


图 6 气象风险评估流程

2.3 事故分析

事故分析的关键是实现电网故障的在线快速诊断。电网在线故障诊断虽然已研究多年,但受限于调度自动化技术水平的发展,以往的在线故障诊断基本上是采用单一数据源,正确性不高,难以满足调度实用化的需求。正确率不高是一直困扰电网在线故障诊断难以满足实用化的最关键因素之一。以往由于数据源的局限性,在线故障诊断基本上是采用单一数据源,使得在线故障诊断的正确率同故障时上送数据的准确性和实时性具有很大关系,而调度自动化系统由于建设周期的不同,每个厂站的自动化水平也参差不齐,因此数据的准确性和实时性很难保证都达到较高的水平,数据丢失、上送速度慢,全球定位(GPS)系统对时不准以及误遥信等现象屡见不鲜,使得在线故障诊断存在较多的漏判和误判,难以满足调度对故障判断正确率的要求。

解决在线故障诊断正确率低的方法之一是综合利用调度端的各类数据,深度挖掘短路故障的特征信息,利用信息的冗余度,实现信息的校验与补充,提高在线故障诊断的正确率。电网故障时涉及到状态量和电气量两者共同的变化。其中状态量的变化主要来自于稳态数据,包括遥信变位、事件顺序记录(SOE)信号、保护动作信号以及事故总信号等;电气量的变化主要来自于动态数据和暂态数据,包括电

压、电流的突变。两类信息来源于不同的量测装置,因此综合利用状态量和电气量进行故障判断,有利于实现故障诊断信息的补充和校验,以解决在线故障诊断的漏判和误判。尤其是 PMU 数据,具有采样频率高和对时准确的特点,通过实时提取三相电压、电流的突变信息,采用模式匹配的算法同故障特征信息比较,作为监测故障是否发生的标志,是在线故障诊断分析关键信息的补充和检验。

2.4 辅助决策

传统的能量管理(EMS)系统的分析软件计算大多需要调度员人工干预执行,并对结果进行分析,自动化和智能化水平较低,尤其在电网发生事故后,不能够自动跟踪电网状态发生变化,需要调度员手工触发和逐类调阅,大大增加了调度员事故处理的额外运行压力。因此需要建立在线故障诊断与应用分析软件的协同处理,如图 7 所示。在电网发生故障后,首先通过在线故障诊断识别出电网发生故障,然后通过在线序列控制启动相关应用进行计算,同时以故障事件为索引,整合相关应用的分析结果,形成事故处理辅助决策。上述过程实现了对故障后电网运行状态的自动快速评估,提高了调度事故处理的效率。

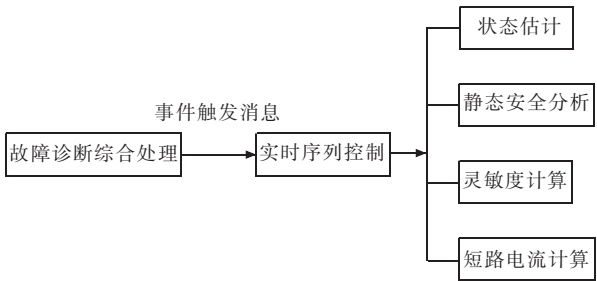


图 7 辅助决策数据流程图

2011 年 7 月,综合智能告警软件已在华北电网投入正式运行,投运以来,正确识别电网发生的数十次故障,并有效辅助调度员及时、正确地处理故障。

3 结束语

智能电网的建设对调度实时监控软件的智能化分析水平提出了更高的要求。本文结合 PMU 数据的特点,实现了功率振荡监视和辅助决策、电网的负荷建模和参数辨识、风电并网运行监视、直流闭锁监视等 PMU 数据深化应用功能,同时提出了综合智能告警的总体架构。以信息支撑平台为基础,通过风险感知、事故分析和辅助决策实现了“事前—事中—事后”,从而增强电网的实时监控和分析能力,为事故处理提供辅助决策功能,对促进电网调度分析软件由人工分析向智能型分析转化具有重要的意义,是实现我国电网智能调度体系的必然之路。

参考文献:

- [1] 刘开俊,葛旭波,王楠.能源基地建设特高压电网规划[J].中国电力,2008,41(1):1-3.
- [2] NB/T 34090-2010,大型风电场并网设计技术规范[S].
- [3] 张丽英,叶廷路,辛耀中,等.大规模风电接入电网的相关问题及措施[J].中国电机工程学报,2010,30(25):1-9.
- [4] 罗建裕,王小英,鲁庭瑞,等.基于广域量测技术的电网实时动态监测系统应用[J].电力系统自动化,2003,27(24):78-80.
- [5] 高宗和,戴则梅,翟明玉,等.基于统一支撑平台的EMS与WAMS集成方案[J].电力系统自动化,2006,30(16):41-45.
- [6] 梁志飞,肖鸣,张昆,等.南方电网低频振荡控制策略探讨[J].电力系统自动化,2011,35(16):55-60.
- [7] 田立峰,李成鑫,刘俊勇.电网低频振荡在线可视化监视的

理论和实现[J].电力自动化设备,2010,30(5):28-33.

作者简介:

戴则梅(1973),女,江苏江宁人,高级工程师,从事调度自动化系统高级应用软件、广域相量策略系统设计、研发和管理工作;

陆进军(1972),男,江苏泰兴人,高级工程师,从事广域相量策略系统和综合智能报警系统设计、研发工作;

闪鑫(1982),男,安徽和县人,工程师,从事电力系统故障诊断和综合智能报警系统设计、研发工作;

徐春雷(1963),男,江苏南通人,高级工程师,从事电力系统调度自动化研发和管理工作;

李汇群(1963),男,河南内乡人,高级工程师,从事电力系统调度运行和管理工作。

Integrated Application of PMU Data in Control Center

DAI Ze-mei¹, LU Jin-jun¹, SHAN Xin¹, XU Chun-lei², LI Hui-qun²

(1. NARI Technology Co. Ltd., Nanjing 210061, China;

2. Jiangsu Electric Power Company, Nanjing 210024, China)

Abstract: Problems in the development of China power grid were analyzed in this paper. From the viewpoint of dispatch and operation, the project of intensive application of PMU data and the design idea and application function of integrated intelligent alarm were described in detail. The overall framework of integrated smart alarm was proposed, which was based on information supported platform, to achieve risk pre-alarming, fault analysis and decision support, and then improve dispatchers' online determining and emergency incident handling capabilities.

Key words: PMU; intelligent alarm; fault diagnosis; integrated analysis

(上接第7页)

作者简介:

周霞(1978),女,江苏海门人,高级工程师,从事电力系统安全稳定分析与控制研究工作;

罗凯明(1978),男,贵州惠水人,工程师,从事电力系统安全稳定分析、调度运行工作;

李威(1976),男,江苏徐州人,高级工程师,从事电力系统安

全稳定分析与控制研究工作;

李琳(1987),男,湖南长沙人,硕士研究生,从事电力系统安全稳定分析与控制研究工作;

周磊(1982),男,山东泰安人,工程师,从事电力系统安全稳定分析与控制研究工作;

罗剑波(1962),男,江苏泰州人,研究员级高级工程师,从事电力系统安全稳定分析与控制研究工作。

Analysis on Adaptability of UFLS & UVLS Scheme in Jiangsu District Grids

ZHOU Xia¹, LUO Kai-ming², LI Wei¹, LI Lin¹, ZHOU Lei¹, LUO Jian-bo¹

(1. State Grid Electric Power Research Institute, Nanjing 210003, China;

2. Dispatch Center, Jiangsu Electric Power Company, Nanjing 210024, China)

Abstract: Based on the investigation and discussion of district power grid under-frequency and under-voltage load shedding scheme, this paper pointed out that Jiangsu district grids exist problems of serious power shortage and local isolated network under extremely serious chain faults with leveling and districting operation characteristics. Through checking adaptability of Jiangsu district power grid UFLS & UVLS scheme, improvement suggestions of UFLS & UVLS scheme in Jiangsu district power grid was proposed. Finally, considering of UHV grid interconnection, close electric connection, large proportion of power reception, and uncertainties of new energy output in the future, future research direction for setting under-frequency and under-voltage load shedding scheme is prospected.

Key words: under-frequency and under-voltage load shedding; district grids; frequency security; voltage stability

智能变电站状态监测技术及应用

金逸¹, 刘伟², 查显光², 费益军²

(1. 江苏省电力公司, 江苏 南京 210024; 2. 江苏省电力公司电力科学研究院, 江苏 南京 211103)

摘 要:变电设备智能状态监测是实现变电站信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化的必要条件,并可根据需要支持电网实时自动控制、在线分析决策、协同互动等高级功能,实现与相邻变电站、电网调度等互动。电力设备智能状态监测不仅可以掌握电力设备当前的运行情况,还可以根据其专家系统利用其运行状态数据库对电力设备进行综合诊断,电力设备智能状态监测系统是实现智能变电站的基础。文中针对目前变电站设备的监测技术,结合近年来该领域的现状和智能电网的发展方向,对变电站智能状态监测系统进行综述。

关键词:状态监测(在线监测);智能变电站;变电设备

中图分类号:TM732

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)02-0012-04

变电站作为智能电网的核心组成部分,其建设获得了越来越多的关注。根据现行的标准,变电站一次设备智能状态监测是指采用先进、可靠、集成、低碳、环保的传感系统,以全站信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化为基本要求,自动完成信息采集、测量、控制、保护、计量和监测等基本功能,并可根据需要支持电网实时自动控制、智能调节、在线分析决策、协同互动等高级功能,实现与相邻变电站、电网调度等互动的变电站^[1]。电力设备智能状态监测系统是保证电力设备正常工作,有效开展状态检修,并预估设备的损耗以建立全寿命周期管理体系,电力设备智能状态监测系统是实现智能变电站的基础。因此以设备的状态监测为基础的状态检修成为实现智能变电站并最终建立智能电网的核心技术之一,该技术近年来获得越来越多的重视。电力设备智能状态监测不仅是设备状态检修模式的基础,也是智能变电站综合自动化正在实施的电气运行模式的需要。无论是智能变电站还是无人值守变电站在其监控系统中都需要增加一个在线监测及故障诊断专家系统,用以作为辅助决策手段,进而提高监控能力。要想实现真正的无人值守,必须加入电气设备在线监测和故障诊断的内容,这样变电站综合自动化才更加完善和更有效。所以在测量、控制、保护和远动等综合自动化的基础上,融合电力设备状态监测系统必将推动变电站综合自动化向前发展^[2]。

电力设备智能状态监测不仅可以掌握电力设备当前的运行情况,还可以根据其专家系统利用其运行状态数据库对电力设备进行综合诊断,为设备检修提供辅助决策。为了解决电力设备故障诊断中所遇到的主要技术难题,需要突破常规方法进行故

障诊断的局限,结合神经网络理论、灰色轨迹理论、数据库技术、模糊理论模型等各种算法,对电力设备实行故障诊断。利用各种数学模型从实现原理上进行比较分析,研究出多种改进的学习算法,实现变电站内电力设备故障诊断络模型。

1 电力设备智能状态监测系统组成

电力设备的状态监测是指通过传感器、计算机、通信网络等技术,及时获取设备的各种特征参量并结合一定算法的专家系统软件进行分析处理,对设备的可靠性做出判断,对设备的剩余寿命作出预测,从而及早发现潜在的故障,提高供电可靠性。电力设备状态监测大大降低维修周期内的设备故障率,为设备状态检修提供技术依据,并及时发现设备缺陷和异常征兆,确保设备安全运行,从而提高供电可靠性。由于变电站内电力设备种类繁多、结构各异,状态监测的类型也千差万别,但是,不论什么类型的监测系统,都需要经过3个步骤:采集设备数据信号;对数据进行传输;分析处理数据及诊断。

变电站内电磁环境复杂,所采集到的模拟信号在传输的过程中不免受到外界的各种干扰而产生信号失真,为了解决模拟信号在长距离传输后所导致的失真问题,现在倾向于将微弱的模拟信号就地模拟转换,采用现场总线技术,由主机进行循环检测及处理。依据 IEC 61850 关于变电站功能、变电站通信网络以及整体系统建模的分层设定,智能变电站分为三层结构:过程层、间隔层、站控层。如图1所示。分层(级)分布式的结构采用模块化设计和现场总线控制技术。它由安装在变电站内的数据采集及处理系统和安装在主控室内的数据分析和诊断系统,再通过网络,把若干个变电站的监测数据汇集到相关管理部门的数据管理诊断系统,实现对多个变电站的电气设备状态的实时状态监测。

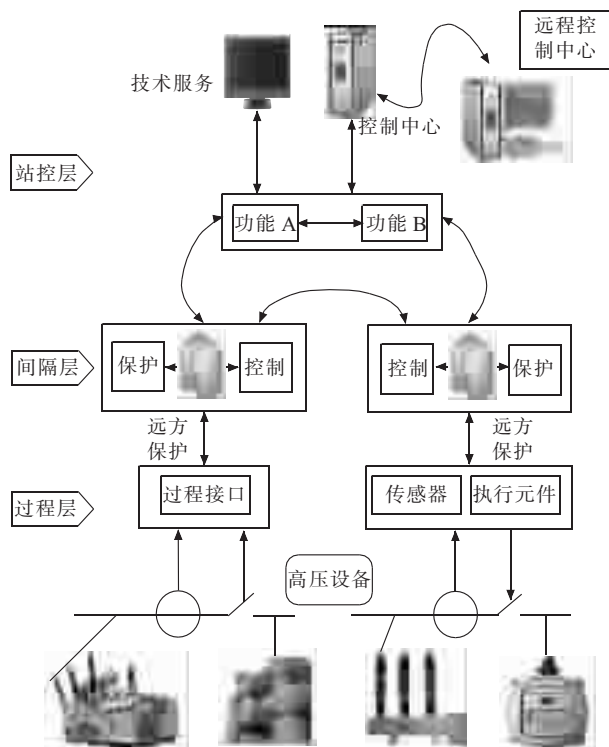


图 1 变电站系统架构示意图

分层(级)分布式系统采用总线式结构,增加或减少监测设备和监测项目均不需要改变系统结构,可根据需要在通信总线上挂接以不同类型及数量的智能组件,就可实现不同高压电气设备、不同项目的连续状态监测,因而系统的开放性较好。所有的数据处理在就地完成,主控计算机仅完成通信控制和故障诊断,减轻了主机的负担。所有的智能组件均应具备严格的自检功能,测量数据全部采用光纤通信方式传输,克服长距离传输模拟信号所导致的波形失真问题,并且可及时反映出就地模块自身的工作状况,提高监测结果的可信度。而且,即使某个节点出现故障,也不影响整个系统的正常运行。即使通信光缆故障或主机故障,还可使用便携式设备就地进行检测。以国内首座 220 kV 智能变电站无锡西泾变为例,其智能状态监测系统结构如图 2 所示。

2 电力设备智能状态监测系统设计

由于状态监测系统是一个跨部门、跨系统的大型综合管理信息系统,如无锡供电公司西泾智能变电站状态监测系统涉及到的部门有生产技术部、调控中心、安监部、监控中心等各主要生产部门;涉及到的系统有 PMIS、SCADA、EMS 等;涉及到的装置有变压器综合管理平台、GIS 局放监测装置、断路器监测装置、避雷器检测装置等^[3,4]。所以在设计状态监测系统的功能模块时,除考虑自身的相对独立性和开放性以外,还得重点考虑与其他已有系统模块的集成。

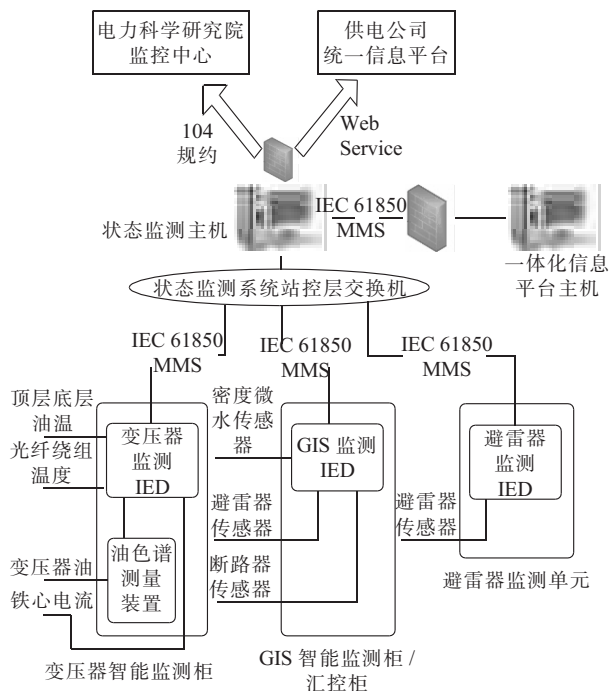


图 2 无锡西泾智能变电站系统架构图

一次设备状态监测系统的主要功能模块结构如图3所示,该功能框图涵盖了常见一次设备的状态监测项目。

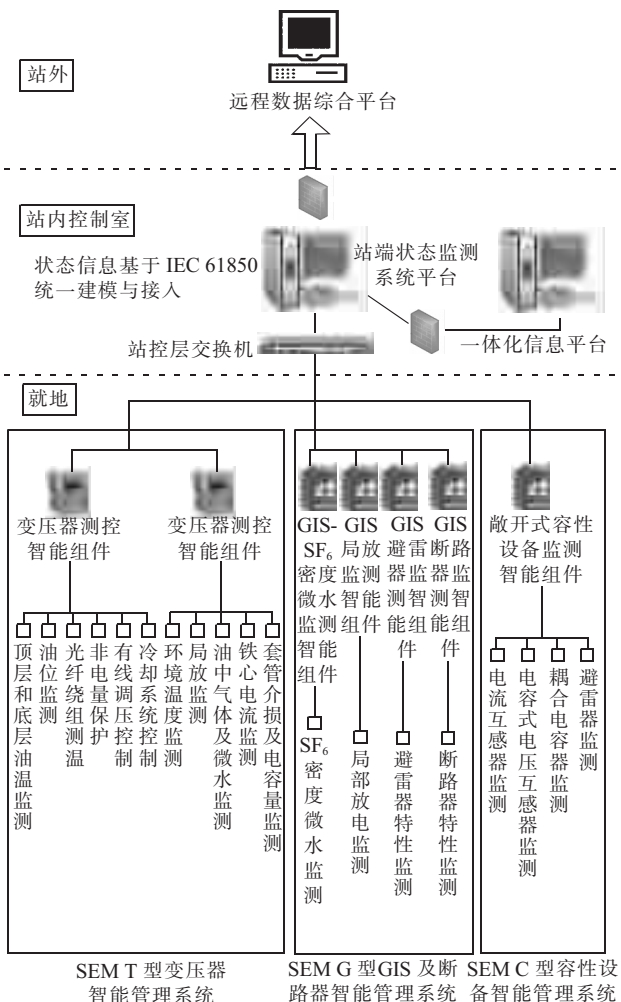


图 3 变电设备状态监测系统框架图

3 电力设备智能状态监测专家系统

专家系统(Expert Systems)是人工智能中的一个重要分支,是关于问题求解的一种智能软件。它是一种在相关领域中具有专家水平能力的智能程序系统。它能利用领域内专家多年积累的经验与知识,模拟人类专家的思维过程,求解需要专家才能解决的困难问题。专家系统通过知识进行推理,在问题所在的领域内推导出满意的答案,即“专家系统=知识+推理”,这区别于常规计算机程序“程序=数据结构+算法”的一般模式,以达到“智能监测、智能判断、智能管理、智能验证”的目的。

变电站故障诊断专家系统主要是根据电气设备如断路器、变压器、避雷器和容性互感器等一次设备进行开发和研究。专家系统主要包括:数学模型和专家评估模型两大块。

数学模型是指利用改进的数学模型,把历史数据库中的监测数据进行推理分析,诊断出运行电力设备的健康状况。专家评估模型是指利用知识库和推理机诊断运行电力设备的故障情况,也可以采用人机交互诊断混合推理策略,对运行电力设备提出维护方案。

变电设备专家诊断系统作为状态监测的核心技术和最终目标,需要依托监测技术和计算机技术,目前仍处于研究发展阶段。

4 智能变电站综合告警系统

智能状态监测系统按照站内信息高度集成共享的原则,一次设备状态监测平台的信息量,除了常规的四遥信息外,还融入了大量设备的状态信息、动态PMU信息等。信息的高度融合与共享,对现有的变电站监测系统,如果按照传统的报警信息分类和组织模式,当变电站发生事故时,监控报警信息窗中将充斥着成百上千的提示、预告信息及事故信息,出现滚屏刷屏现象,监控值班员眼花缭乱,无所适从,很难抓住重点,很容易遗漏重要告警信号,延误处理使变电站运行值班人员无法在短时间内准确判断事故原因,不利于事故的及时处理。智能变电站实现了基于 IEC 61850 技术实现了变电站全景数据的高度整合,但如何实现基于变电站告警信息的综合分析和变电站运行异常处理专家系统,为变电站值班人员进行事故处理提供辅助决策,是提高变电站运行和管理水平以及智能化程度的重要标志之一。

智能状态监测系统融合了报警信息综合展示、变电站异常信号分析与处理辅助决策系统,构建对变电站运行设备状态的监视功能,并将变电站所有

故障信号进行分类管理,建立多重故障推理模型,从而实现事故异常的辅助决策。

5 电力变压器故障诊断专家系统诊断实例

变压器异常现象往往是从变压器外表暴露出来的,如听到异常声音、闻到异常气味、瓦斯继电器动作报警、油温升高等,所有这些故障现象均是由变压器内部故障波及到外部的结果^[5]。

测试实例:某主变气相色谱分析的结果如表 1 所示。

表 1 变压器油中溶解气体含量表							×10 ⁻⁶
气体	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CO	CO ₂
含量	4.41	6.12	9	0.25	1.4	476.33	1 512.6

基于变压器油中溶解气体的监测数据,利用变压器故障诊断专家系统中油中溶解气体大卫三角形分析方法可知,可能是由低能放电所引起的乙炔气体超标,如图 4 所示。

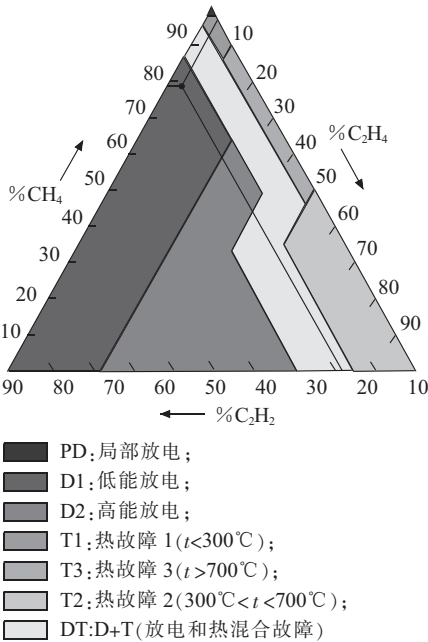


图 4 油中溶解气体分析界面

查询变压器局部放电监测数据,发现有轻微的局放信号发生。根据变压器油中溶解气体的含量变化,在主变故障诊断专家系统中输入表征故障现象,进行初步判断。综合局部放电信息,再结合其他运行和试验数据,分析验证输出故障原因。专家系统初步给出故障原因为金属异物悬浮放电、开关接触不良放电、将军帽悬浮电位放电和油流放电等。故障后对主变压器吊芯检查,发现套管均压球松动,产生悬浮放电故障。

6 结束语

变电设备智能状态监测技术还处于发展起步阶

段,根据其现状及特点,提出以下建议:

(1) 将成熟的监测技术引入电网一次设备,提高智能一次设备的监测有效性和准确性。智能一次设备已成为明确的发展方向,只有进一步提高智能一次设备实用性,才能保证其良性发展。

(2) 促进智能一次设备状态监测技术与传统二次技术的融合,真正实现测、计、控、检、保五大功能与一体,其信息共享畅通、功能融合良好、运行操作可靠。

(3) 进一步开发智能一次设备的综合分析系统,实现状态评价、寿命预估、故障诊断的高级应用功能。使得智能组件的设备状态综合评价结果与专业技术人员的评价结果基本一致,智能化水平明显提升。

(4) 加强智能设备入网的检测、检定工作。智能设备尚处于发展阶段,产品不成熟,只有建立健全入网检测、检定工作,将该工作体系化、常态化、标准化、专业化,才能保证产品质量,切实提高一次设备智能化水平。

参考文献:

- [1] 冯军. 智能变电站原理及测试技术[M]. 北京:中国电力出版社,2011.
- [2] 王风雷. 电力设备状态监测新技术应用案例精选[M]. 北京:中国电力出版社,2009.
- [3] 严璋. 电气绝缘在线监测技术[M]. 北京:中国电力出版社,1995.
- [4] 王乃庆. 绝缘在线监测技术的实用性、经济性和可靠性[J]. 电网技术,1995,23(8):65-67.
- [5] 吴立增. 变压器状态评估方法的研究[D]. 保定:华北电力大学博士学位论文,2005.

作者简介:

- 金逸(1978),男,江苏南京人,工程师,从事电力调度、科技管理工作;
- 刘伟(1980),男,江苏盐城人,工程师,从事高电压绝缘、智能电网技术研究工作;
- 查显光(1985),男,安徽池州人,工程师,从事高电压试验、状态监测技术研究工作;
- 费益军(1978),男,江苏无锡人,高级工程师,从事高电压绝缘、状态监测技术研究工作。

The Technology of State Monitoring System and its Application in Smart Substation

JIN Yi¹, LIU Wei², ZHA Xian-guang², FEI Yi-jun²

(1. Jiangsu Electric Power Company, Nanjing 210024, China;

2. Jiangsu Electric Power Research Institute, Nanjing 211103, China)

Abstract: Intelligent state monitoring of substation equipment is an essential factor to realize digitalization of substation information, networking of communication platform and standardization of information sharing. It can also support real-time automatic control, online analysis and decision, cooperative interaction and other advanced features, thus to realize interaction with neighboring substation and dispatching center when necessary. Intelligent state monitoring of electrical equipment can not only ensure proper operation of electrical equipment, but also realize electrical equipment integrated diagnostics using its run state database based on its expert system, so it is the basis of the smart substation. Focused on the present technology of equipment monitoring in substation and combined with the status in this area and the development direction of smart grid in recent years, this paper gave summary of intelligent condition monitoring system for substations.

Key words: state monitoring (on-line monitoring); smart Substation; substation equipment

下 期 要 目

- UHVDCA 多信号直流调制提高系统暂态稳定性的研究
- 基于小波熵和 BP 神经网络的孤岛检测与扰动辨识
- 基于组合决策的孤岛检测技术在微电网中的应用
- 太阳能电池接 Boost 电路 MPPT 控制仿真分析
- 测量用电流互感器数字补偿算法
- 电动机热过载保护研究
- 状态监测系统中实时数据库的研究
- 500 kV 主网电压集中控制模式下的调压方法

一起由于 10 kV 线路拒动引起主变越级跳闸的事故分析

张 磊

(江苏省电力公司常州工区,江苏 常州 213003)

摘 要:对一起发生永久性故障后 10 kV 线路开关拒动而引起 10 kV 主变开关越级跳闸的事故进行了分析,对导致越级跳闸的起因、经过以及现场进行的事故分析处理过程做出较详细的阐述,并针对本次事故的分析及时提出现场作业过程中的反事故措施与注意事项。

关键词:拒动;越级跳闸;重合闸试验

中图分类号:TM561

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)02-0016-02

目前,10 kV 系统大多采用中置柜断路器,它具有五防可靠、操作便捷、装置模块化、故障率少等优点,但在安装及使用过程中,由于设置不到位等人为原因会造成断路器及装置异常,导致故障发生,若不及时处理,可能造成极大的经济损失和恶劣的社会影响^[1]。

1 案例

常州 10 kV 兴业线遭雷击断线(永久性故障),110 kV 寨桥变 10 kV 兴业线 117 开关动作跳闸后,保护重合成功,因线路存在永久性故障,10 kV 兴业线 117 开关拒动,继而引起越级跳闸,跳 1 号主变 101 开关。

2 故障原因初步分析

工作人员接到故障抢修命令后立即赶往现场,途中对事故原因进行初步分析。

(1) 断路器机构机械故障引起的拒动。经查实 110 kV 寨桥变 I 段 10 kV 断路器型号为 VD4-12/1250(德国原装),2004 年 3 月正式投运,至今未发生任何缺陷。ABB 断路器的性能优良,极少发生机械故障,故基本排除由于机构内部卡涩等因素引起的拒动。

(2) 分闸线圈损坏或回路断线引起拒动。如果分闸回路断线应发出“控制回路断线”信号,运行人员经查证,所有信号指示正常,未有断线信号发出,所以也排除回路断线引起的拒动。

(3) 经运行人员告知,断路器初始状态为运行位置,发生线路故障后,断路器可靠分闸,重合闸动作成功,由于是永久性故障必须再次分闸但是没有分掉。这就说明断路器整个回路与机械状态良好,因为断路器经历了一个分合闸过程,所以大致判定为非常规故障。

3 现场检查处理

(1) 将断路器小车拉出柜体进行状态检查。经检查机构内无可疑现象,各开口销、弹簧销均设置可靠、无遗漏;机构内无烧焦异味、分合闸线圈及电机无异常;手动分合闸及手动储能均正常可靠。排除由于机构内部机械故障造成拒动。

(2) 将断路器小车推至试验位置进行测试。电动储能正常;电动分合闸正常。排除元件及回路断线引起的拒动。

(3) 进行断路器分合闸动作时间及低电压动作试验,结果均符合要求,未见任何异常。

(4) 由于断路器分合闸均正常,故考虑是否重合闸出现了问题,随即对断路器进行动作测试(采用重合闸整组试验传统做法),然而出乎意料的是经过重合闸试验,断路器能够正常重合。

(5) 考虑到配合关系,10 kV 线路侧开关动作时间 0.7 s,主变开关动作时间 1.6 s,正常情况下,发生故障后应由线路开关来完成切断故障的任务,只有当本侧开关发生故障或者拒动时才会越级跳闸。随即工作人员给出了一个小于主变动作的时间进行永久性故障重合试验,结果断路器却没能可靠跳闸。

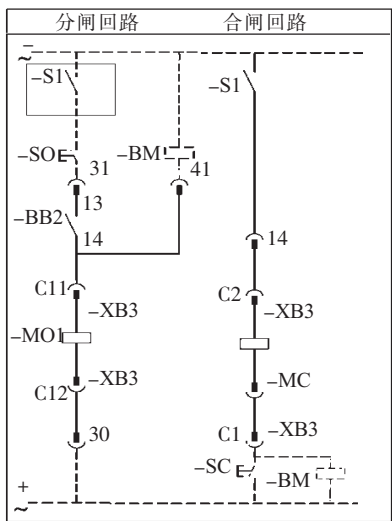
(6) 再次深入分析,查看断路器操作顺序为(O-0.3 s-CO-15 s-CO),由于断路器具备自由脱扣性能,即当断路器在合闸过程中,机构又接到分闸命令时,不管合闸过程是否終了,应立即分闸,保证及时切断故障。而断路器合闸则必须经过储能完毕后才能进行。经检查,正是由于内部配线错接引起这次罕见的拒动。

4 原理分析

(1) VD4 断路器具有弹簧未储能闭锁合闸功能。除了靠机械闭锁来实现,还在合闸回路中串接了一对常开接点 S1,只有当电机储能完毕后,才会接

通合闸回路。这对接点其实是一个行程开关(BS2),当储能结束,储能弹簧拉伸到位压紧行程开关(BS2)的压板,使 S1 常开接点闭合接通合闸回路;同时这个行程开关还具有储能信号指示功能。

(2) 现场这台开关本应接进合闸回路的 S1 接点却错误地接进了分闸回路,如图 1 所示。图 1 中的实线框 S1 接点为错误接法,正确接法应接入合闸回路。即分闸控制回路的实现取决于弹簧的储能情况,完全违背断路器自由脱扣的原则。如此就能解释此次越级跳闸的原因。由于断路器原始状态是在运行位置,即合闸状态同时弹簧已储能,当发生故障时,断路器能够可靠分闸,弹簧能量释放;随即重合闸动作,断路器会重合同时弹簧进行储能;假如是永久性故障,断路器应该马上跳闸,但是断路器的 S1 接点错接到了分闸回路,由于弹簧储能需要 4~5 s,分闸回路还没有来得及得电,动作时间只有 1.6 s 的主变开关已经配合动作跳闸了。



-SC 为断路器合闸命令按钮或触电;-SO 为断路器分闸命令按钮或触电;-BB2 为辅助开关;-MO1 为第一并联合闸脱扣器;-MC 为并联合闸脱扣器;-BM 为 STU 分合闸线圈回路状态监视装置;-S1 为电机储能闭锁合闸限位开关

图 1 VS1 断路器分合闸回路接线图

5 建议

(1) 切实提高检修人员技能水平,要熟悉设备

的动作原理及内部电气回路,了解设备内部各元件的作用,便于根据故障现象查找和分析故障所在,保证及时恢复。

(2) 重合闸动作试验应考虑相关的时间配合,及时完善试验步骤,并制定相应的标准化作业指导规程,杜绝此类事故再次发生。

(3) 重合闸整组试验传统做法。在经过保护装置重合闸功能试验后,进行重合闸传动试验。通入故障电流,在开关跳闸后手动切断故障电流。当开关重合成功后,重新手动通入故障电流,开关应正常跳闸。此方法缺点是:手动通入、切除故障,故障时间难以精确控制。当遇到此类情况(开关储能时间 4~5 s),由于手动操作时间误差较大,很难发现分闸回路与储能之间的故障。

(4) 重合闸整组试验改进做法。①精确故障电流通入时间。通过保护试验装置中的“状态序列”来试验。如保护动作时间为 0.7 s。应设置为故障电流 6.3 A(1.05 倍定值),故障时间 0.75 s(略大于整定时间)、故障断开时间 1.0 s(重合闸时间)、重合后跳闸时间 0.75 s(重合后故障)。②完善重合闸回路试验方法。储能后断开储能电源后进行试验。通过断开储能电源,保证开关只能正常合一次,并且不会在合闸后立即进行储能。此时进行整组试验时,开关跳—合—跳时,由于第二次跳闸时储能为释放状态,故可排除储能干扰,查出此类故障。

6 结束语

通过本次对拒动引起越级跳闸的事故分析,且能引起相关工作人员的重视,并且能够将改进后的重合闸校验方法切实有效地运用到实际工作中,提高设备可靠性,确保电网健康安全稳定运行。

参考文献:

[1] 国家电网公司电力安全工作规程(发电厂和变电所电气部分)[S].2005.

作者简介:

张磊(1975),男,江苏常州人,高级技师,从事变电检修工作。

An Accident Analysis of Main Transformer Switch’s Override Tripping Caused by Miss-action of 10 kV Line

ZHANG Lei

(Changzhou Substation, Jiangsu Electric Power Company, Changzhou 213003, China)

Abstract: An accident of 10 kV main transformer switch overstep trip was analyzed in this paper, which was caused by 10 kV line switch miss action after permanent faults. The override tripping’s cause and process and the on-site analysis and treatment were illustrated in detail. Finally, anti-accident measurements and cautions in on-site operation were proposed based on the analysis of this accident.

Key words: miss-action; override tripping; reclosing experiment

南通地区输电线路风灾倒塔分析与防范对策

陈国建
(南通供电公司,江苏 南通 226006)

摘 要:回顾南通地区输电线路风灾倒塔事故,从自然气象、技术装备等不同角度诊断分析风灾倒塔原因,针对现行技术研究和设计标准,深入剖析产生风灾倒塔的几种可能性,最后从优化铁塔结构、差异化设计、综合管理等方面提出风灾倒塔的有限防范对策和具体措施,可供应用参考。

关键词:输电线路;风灾倒塔;防范对策

中图分类号:TM755 **文献标志码:**B **文章编号:**1009-0665(2012)02-0018-04

随着地方社会经济的不断发展,南通电网建设投资逐年加大,技术装备水平也在不断提升,承担着电能输送的输电线路所占的地位尤为重要,它直接影响着电网的安全运行和用户的可靠供电。输电线路遍布繁华城市和农村田野,具有分散性、不确定性,它时刻面临地域自然环境、多变自然现象、人为外力破坏的侵袭。近年来,突发性风灾倒塔事故接连发生,给公司和用户造成了经济损失,也给政府和企业带来一定的社会影响。

1 南通地区输电线路风灾倒塔事故

1.1 风灾倒塔事故回顾

据统计,自 2011 年 7 月以来,南通地区发生过两起输电线路风灾倒塔事故,事发当天,气象部门证实事故地区曾发生因强对流天气引发飓风或龙卷风,飓风或龙卷风致使倒塔。

(1) 2011 年 7 月 27 日 18:00 时,110 kV 园江线 41 号(ZS3A-27)、42 号(ZS3A-24)塔倒塔,事故现场 23 基低压电杆连根拔起,1 台 50 kV·A 的变压器被刮倒,周边数十间农房被刮倒,风灾倒塔致使江海桥变备用电源失电,数十条 10 kV 线路断电,如图 1 所示。



图 1 110 kV 园江线风灾倒塔现场

(2) 2011 年 8 月 17 日 05:25 时,110 kV 江山线 9 号、10 号(EZST1-36)塔倒塔,事故附近工厂区内的职工宿舍刮倒,钢结构的活动板房被掀翻,风

灾倒塔致江山股份公司 110 kV 变电所失电,如图 2 所示。



图 2 110 kV 江山线风灾倒塔现场

1.2 风灾倒塔事故现场诊断分析

根据现场的风灾倒塔事故特征,查阅相关的数据资料,两起倒塔事故特征如表 1 所示。

表 1 风灾倒塔事故分析信息

发生时间	地点	倒塔塔型	工程使用和事故现场描述	铁塔设计标准条件
2011-07-27	如皋市丁堰镇	ZS3A-27 (35) ZS4A-24 (32)	地势平坦、周边空旷、单回 LGJ-240、线路南北走向、水平档距 296 m,横担以下 8 m 处发生折断。	单回 LGJ-240、风速 30 m/s、水平(垂直)档距 400(500) m。
2011-08-17	南通开发区	EZST1-36 (47)	距离江边较近、周边无遮掩、双回 LGJ-300、线路南北走向、水平档距 410 m,地面 12 m 以上折断。	双回 LGJ-240、风速 27 m/s、水平(垂直)档距 450(600)m。

由表 1 分析可知,此次风灾倒塔的为直线塔,工程设计使用条件控制在允许范围之内。双回路 EZST1-36 铁塔系南通电力设计院有限公司 1996 年开发设计塔型,工程累计使用已达四十余基;单回路 ZS3A-27,ZS4A-24 铁塔系国标 77 系列塔型,工程累计使用已达数百余基,以上两塔型自投产以来运行良好。

从 EZST1-36 倒塔特征来看,横向线路、拦腰截

断部位极其相似,为地面以上约 12 m 处。分析存在 2 种可能:一是龙卷风的风力对铁塔的破坏力存在共同之处,巨大的拉扭力沿塔身向下传递,在某主材节点或横隔断面应力集中处出现应力超标时,发生初次破坏,由初次破坏附加应力产生恶性循环,致使铁塔失稳,直至倒塔;二是龙卷风强大的正面风力对铁塔、导线产生巨大冲击力,而当塔身某主材节点或横隔断面超越其稳定极限值时,致使铁塔失稳,直至倒塔。

ZS3A-27,ZS4A-27 风灾倒塔特征为下横担以下 8 m 处发生折断,亦与上述有相似之处。

2 风灾倒塔事故原因的技术分析

2.1 自然突发性气候及恶劣气象引起的倒塔

南通地区地处平原,临江靠海,属亚热带季风气候,据相关资料介绍,飓风或龙卷风在江苏并不少见,平均每年江苏地区会有二十多次的风灾事件^[1],南通地区为飓风或龙卷风灾害的高风险区和高易损区^[1]。通过到南通气象局了解获悉,南通地区每年夏季 7~9 月,由于强烈的冷暖激烈的对流,在空旷平坦地区(如农田、湖泊、江海)极易形成飓风或龙卷风,且强风的形成演变很复杂。

飓风与普通的近地风不同,前者呈现出中间大、两头小的葫芦状分布^[2],如图 3 所示。飓风风速沿高度分布;龙卷风是一种向中心方向运动的气流,在其所造成的破坏现象中可以看到非常明显的中心旋转的迹象^[3],如图 4 所示。龙卷风产生的涡流旋转力也是巨大的,所经地段破坏极大,依目前研究水平和技术手段无法做详尽的解释和预警播报,只能凭借事后现场破坏等级和痕迹诊断判断。飓风和龙卷风在铁塔 40~60 m 处风速最大、破坏力最强,据资料介绍,一般飓风或龙卷风的最大瞬时风速超过 50 m/s,风速极易超过线路设计标准,输电铁塔一旦正面遭受飓风和龙卷风侵袭,风灾倒塔事故在所难免。

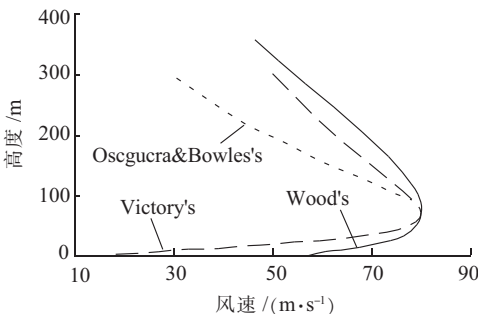


图 3 飓风风速沿高度的分布

2.2 技术研究和设计标准带来风灾倒塔的可能性

(1) 目前,我国现行输电铁塔抗风设计技术规程中,导线与输电塔结构通常是分开进行设计验算



图 4 漏斗状强风涡流龙卷风现象

的,导线的荷载当作外力加在输电塔上,并没有充分考虑到塔线之间的耦合作用。据资料查阅,“输电塔—线”体系是一种复杂的空间耦联体系,这种耦合效应使得输电铁塔的动力特性和风振响应十分复杂,日本对“输电塔—线”体系的动力特性和风振响应进行了研究,其研究成果已反映到日本输电铁塔抗风设计技术规程中^[4]。我国没有类似仿真模拟试验和设计模型的研究,研究滞后和数据缺乏则给实际应用带来了很大局限性和不完整性,造成了抗风灾技术理论与设计应用存在不对称性的被动局面,所以国内有关技术研究的局限性也是风灾倒塔原因之一。

(2) 2008 年初,南方冰灾倒塔,国网公司组织专家针对性地开展了专题研究,在最新的设计规程中,补充设计气象工况组合,提高了设计标准数值,这在最新的铁塔标准化设计中得到验证,反映到工程应用设计中,特别在“三跨”标准应用上效果尤为明显。

基于气象设计风速的重现期和风速基准高度,对输电铁塔抗风设计影响极大。我国设计规程一直受东欧等国技术标准的影响,考虑目前我国经济技术政策要求,在重现期和风速基准高度的设定上相对邻国(如日本)偏低,基于概率统计计算出的基本平均风速也偏小,相应铁塔抗风设计能力较弱。国内外输电线路设计风速基准值的设定比较如表 2 所示。可以看出,我国最新 2010 年版规程的设计抗风基本平均风速均较日本低:110~330 kV 低 70%、500~750 kV 低 48%。所以输电铁塔抗风设防基准偏低也是风灾倒塔原因之一。

表 2 中国与日本设计风速选定条件对照表

类别	电压/kV	重现期/a	基准高度/m	测定时间/min	基本平均风速/(m·s ⁻¹)
中国	110~330	30	15	10	≥23.5
	500~750	50	20	10	≥27
日本	110~750	50	15	10	≥40

3 风灾倒塔有限防范对策的研究

3.1 采用先进设计技术

(1) 自 2007 年起,国网、省网典设铁塔的内力分析采用以概率理论为基础的极限状态设计方法(分析软件 TTA),替代系统原普遍采用的满应力计算程序,对杆件优化更全面、更合理。通过优化主材节间长度、坡度、平行轴、最小轴等多种布置方案,使铁塔受力、传力、抗力最佳,从而减小材料规格,降低风荷载,控制耗钢量。

① 改变塔身主材布置方式和斜材排列,减少塔材受力挡风面,最大限度降低塔身风载,提高抵御能力,如图 5 所示。

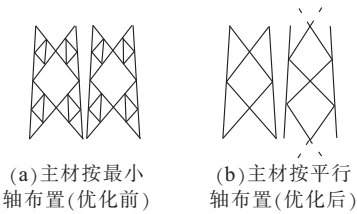


图 5 优化结构(一)

② 根据不同塔形、隔面大小,确定不同形式的断面,优化铁塔的传力路线,提高塔身抗扭力,如图 6 所示。

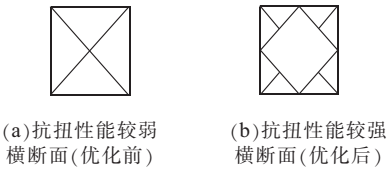


图 6 优化结构(二)

③ 调整隔面设置的位置,减小隔面构件的规格,同时避免了塔身斜材同时受压的发生;在截面回转半径相同的条件下,尽量选择使用薄壁角钢,以减小构件重量。

④ 节点连接优化。避免相互连接杆件夹角过小,减小负端距;节点连接要紧凑、刚度强;尽量减小杆件偏心连接和节点板受弯,避免应力集中;避开对孔布置,减小杆件断面损失;加长杆件构造长度,减少包角铁连接数量。

(2) 采用高强钢材,其强度和承载能力都有较大提高,Q420 与 Q345 相比较强度提高 23%,承载力提高 18%。高强钢的使用,可有效避免组合截面的出现,简化了结构构造,减少了构件元素数量,可有效提高铁塔结构的先进性和安全可靠度。

由于铁塔上构件多数为受压失稳控制,而同样长细比 λ 下高强钢材受压稳定系数要比普通钢材低,同时,兼顾考虑到铁塔构件间的刚度匹配,所以只有在一定的条件下使用高强钢材才有技术优势。以 Q420 角钢为例,经计算对比见表 3,重荷载塔身主材以及多数长细比 λ 小于 80 材料均可推广使用高强钢材,因高强钢材而减小塔材规格型号和铁塔

自重,对抗风灾极为有利。

表 3 不同钢质和长细比下承载力差异表

构件长细比 λ	$\lambda < 40$	$40 \leq \lambda < 80$	$80 \leq \lambda$
控制条件	强度控制	稳定控制	稳定控制
Q345 钢质	承载力基准设为 100%		
Q420 钢质	承载力增到 120%	承载力增到 110%~117%	承载力增到 100%~110%
结论意见	效果明显、宜采用 Q420	效果一般、可采用 Q420	效果不明显、不宜采用 Q420

(3) 钢管塔与角钢塔相比,钢管塔构件风压小、刚度大、结构简洁、传力清晰,能够充分发挥材料的承载性能,适合在荷载较大的铁塔中采用^[5]。其优点为:① 可以减小塔身风压(构件体形系数,圆管比角钢几乎小一倍);② 在截面面积相等的情况下,圆管的回转半径比角钢大 20%左右;③ 提高结构承载能力,一般来讲,钢管塔比角钢塔用量降低 10%~20%;④ 可减少杆件数量,缩短建塔周期,易于结构多样化。因此,针对设计荷载较大的工程,合理推广使用钢管塔,也不失为提高铁塔抗风灾能力的技术手段。

3.2 应用差异化设计

(1) 优化线路路径走向,避免在极易产生强怪风、疾风的高大建筑物间和狭窄的通道处架线;针对特殊区域、特殊地段和重要线路,合理规划铁塔呼高和档距,控制塔形的使用条件,适当预留设计裕度,提高塔形的抗风设计标准;城市输电线路可推广采用钢管杆,提高自然抗风能力。

(2) 根据地形、地物等条件合理地确定独立耐张段方案,可采用“耐一直一直一耐”、“耐一直一耐”、“耐一直一直一直一耐”或“耐一耐”方案,且直线塔不应超过 3 基,有效释放相邻耐张段风灾倒塔事故的不平衡力,减小风灾倒塔的影响范围;对于运行抢修特别困难的局部区段线路,采取适当的加强措施。

(3) 输电线路设计重现期由 30 年一遇提高到 50 年一遇,风速值提高约 5%,风压值提高了 11%左右,线路对杆塔的抗风能力提高了很多,但不会造成工程量较大的增加^[5],因此通过差异化设计,提高线路抗风灾能力,必要时还可按稀有风速条件进行验算。

3.3 加强综合管理

(1) 铁塔原材料的采购、制造工艺、加工质量等对铁塔抗击风灾的作用不可忽视。增加材质分析测试样本数,监控塔材材质化学、物理分析测试参数达标;按照国网招标要求,将塔材负公差严格控制在国标的 50%以内,同时提高塔材加工精度标准,严控塔材防腐工艺和热镀锌质量。

(2) 加强现场施工技术质量管理, 加大对加工监造、出厂验收和现场验货的技术管控; 施工中极力避免人为造成的塔材变形, 以及因紧固不到位引起的塔形超标; 加强铁塔组立整体挠度, 以及结点处弯曲度的检查, 确保铁塔整体受力均匀, 减少因人为产生铁塔附加荷载。

(3) 加强运行维护管理, 有效开展常规巡视和季节性特殊巡视工作, 及时消除铁塔安全隐患。由于输电线路直线塔承受导线和塔身的风载, 在所受风力大小和方向不定所产生震动的情况下, 铁塔难免出现共振, 经过一段时间运行, 出现螺栓松动现象, 如不及时复紧, 直接影响铁塔的抗风抵御能力, 因此, 开展周期性螺栓紧固和复检, 以及台风来临前的铁塔临时补强显得极其重要。

3.4 构建合作机制

(1) 密切关注有关“输电塔—线”耦联体系前沿技术的研究, 跟踪收集国内外先进技术应用成果, 加强与电力建设研究机构、区域电力设计单位的学习交流, 不断提高输电铁塔抗风灾技术理论和经验方法的积累。

(2) 加强与地方气象部门合作, 科学应用有关恶劣气象(如飓风、龙卷风)的研究成果, 采用先进可靠的新技术和新装备, 不断提高输电线路风灾防御能力; 完善极端气候灾害后的快速恢复和重建机制, 加大对线路倒塔灾后恢复重建的技术研究, 提高与电力用户、政府的协调处置能力, 为快速恢复供电提

供支撑。

4 结束语

因自然恶劣气象固有的突发性和不确定性, 强怪风和龙卷风出现的频率不断增加, 输电线路一旦遭受其正面侵袭, 风灾倒塔无法避免。面对新问题、新考验, 积极主动加大对输电线路风灾倒塔技术的研究, 通过科技攻关, 不断探索与创新, 结合实际, 因地制宜, 不断提高设计、建造、运行的技术应用水平, 在一定范围内有效抵御风灾倒塔的发生, 尽力降低风灾倒塔带来的损失, 为构建安全可靠和谐的供用电环境提供保障。

参考文献:

[1] 许遐祯, 潘文卓, 缪启龙. 江苏省龙卷风灾害易损性分析[J]. 气象科学, 2010, 30(2): 208-213.
[2] 谢 强, 张 勇, 李 杰. 华东电网 500 kV 任上 5237 线飚线风致倒塔事故调查分析[J]. 电网技术, 2006, 30(10): 59-63, 89.
[3] 魏文秀, 赵亚民. 中国龙卷风的若干特征[J]. 气象, 1995 (5): 36-40.
[4] 张 勇. 输电线路风灾防御的现状与对策[J]. 华东电力, 2006, 34(3): 28-31.
[5] 孙竹森, 程永锋, 张 强, 等. 输电线路钢管塔的推广与应用[J]. 电网技术, 2010, 34(6): 186-192.

作者简介:

陈国建(1965), 男, 江苏南通人, 高级工程师, 从事输电线路设计、运行技术的研究工作。

Analysis and Countermeasures of Nantong Area Electric Transmission Line and Tower Falling Caused by Wind Damage

CHEN Guo-jian

(Nantong Power Supply Company, Nantong 226006, China)

Abstract: Review on Nantong area electric transmission line and tower falling incident caused by wind damage, and diagnostic analysis on the cause of tower falling from different points of view of natural calamities and technical equipment, etc., and aiming at the current technology research and design standards, this document further analyzes several possibilities resulting in the tower falling caused by wind damage. Finally it proposes the limited countermeasures and specific measures of the tower falling caused by wind damage, from optimizing the iron tower structure, differentiated designs, comprehensive management and other aspects. It is provided for application reference.

Key words: electric transmission line; tower falling caused by wind damage; countermeasures

广 告 索 引

江苏徐塘发电有限责任公司	封面	南瑞科技股份有限公司	前插 1
《江苏电机工程》协办单位	前插 4、5	江苏南瑞帕威尔电气有限公司	封三
十佳论文表彰	封二	《江苏电机工程》协办单位	前插 2、3
扬州浩晨电力设计有限公司	(黑白) 文前 1	南京南瑞集团有限公司	封底

风电场接入系统谐波叠加计算方法的研究

姚龙华

(江苏省电力公司检修分公司南京分部,江苏 南京 210019)

摘 要:风电接入系统会产生谐波污染,对于大规模集中式风电场,须考虑其谐波所产生的叠加效应。文中先对风电场谐波产生原因进行了分析,再结合工程实例,讨论两种叠加算法所计算得到的电网公共连接(PCC)点处的谐波电流大小,且能更好地为建设风电场提供可靠依据。

关键词:风力发电;谐波;叠加效应

中图分类号:TM614

文献标志码:A

文章编号:1009-0665(2012)02-0022-04

风能是一种取之不尽又清洁无污染的可再生能源。我国风电装机容量速度很快,以每年 20% 以上的速度递增。随着风电场的容量越来越大,对系统的影响也越来越明显,所产生的谐波污染问题是电力系统较为关注的电能质量问题^[1]。谐波分析包括谐波源分析和电力系统谐波分析^[2]。在电力电子装置普及以前,变压器是主要的谐波源。随着电力电子技术的迅速发展,新型的变速风力发电机组由于采用了大容量的电力入电网运行时会使电网中出现谐波电子设备,造成电力系统谐波污染,对电力系统的安全、稳定、经济运行构成潜在威胁,同时也阻碍了电力电子技术的发展^[3]。如果在风电场接入电网后才发现其谐波污染达不到控制要求,投运后的升级改造工作将不得不付出很大的代价。因此,在工程设计阶段应尽可能实际地分析预期风电场接入后所造成的谐波污染,这就成为风电场设计过程中一个重要课题。

文献[1]简化风电机组模型,在此基础上计算风电场并网连接公共点的谐波大小。文献[2]利用 C 语言编写了谐波潮流计算程序,得到结果与国家规定标准进行比较;上述文献都没能考虑风电场之间的叠加效应。因此,本文对风电场叠加效应的计算方法进行了研究,以评估大型风电场并网所产生的谐波大小。

1 风电场谐波源分析

1.1 风电机组类型产生的谐波

风力发电系统主要有恒速恒频风力发电系统和变速恒频风力发电系统两大类。对于恒速风力发电机组,由于在持续运行过程中没有电力电阻元件参与,因此没有谐波电流。变速恒频双馈风力

发电机系统可忽略发电机本身产生的谐波。当风电机组投入工作时,软并网装置处于工作状态,会产生部分谐波电流,但由于投入过程持续的时间很短,注入的谐波电流基本可以忽略^[4]。

1.2 电力电子换流设备产生的谐波

谐波电流的真正来源是风电机组中的电力电子元件。变速恒频风电机组的变流器始终处于工作状态,谐波电流大小与输出功率基本呈线性关系,也就是与风速大小有关。在正常状态下,谐波干扰的程度取决于变流器装置的设计结构及其安装的滤波装置状况,同时与电网的短路容量有关。因此,风机场的谐波主要来源于转子与电网相连部分之间的一组转换器,变换器包括一对背靠背的交直流变换装置(分别为转子侧变换器、网侧变换器),网侧变换器通过风电场升压变向电网注入谐波电流。目前集中式大型风电场均集中接入了数十至数百台风力发电机组,为了实际计算评估所有风机产生的谐波电流的集合效应,需将整个风电场等效为一个集中谐波源,以参与全网的谐波估算^[5,6]。

本文主要对风电场多源谐波集合效应进行计算,并对其结果进行分析。第一种方法基于 IEC 61400-21 叠加算法,第二种方法基于更加复杂精确的模型,使该方法能够适用于计算更高次谐波在电网接入点及周边引起的电压波形畸变。

2 谐波叠加 IEC 61400-21 方法

IEC 61400-21 以及 IEC 61000-3-6 均确认了谐波的叠加不应使用代数和的方法,并提供了两种适用性不同的叠加原则^[7,8]。IEC 61400-21 中规定,风电机组注入电网接入点的谐波电流可以近似地用下式来等效:

$$I_{h\Sigma} = \beta \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{HT}} \left(\frac{I_{h,i}}{n_i} \right)^\beta} \quad (1)$$

式(1)中: $I_{h\Sigma}$ 为风电机群注入电网的总谐波电流畸变; N_{WT} 为风机个数; $I_{h,i}$ 为第*i*台风机注入的第*h*次谐波电流畸变; n_i 为从第*i*台风机到电网接入点路径上的变压器总变比; β 为修正系数,修正系数如表1所示。

表1 谐波叠加修正系数

谐波次数	β
$h < 5$	1.0
$5 \leq h \leq 10$	1.4
$h > 10$	2.0

由于 IEC 61400-21 中规定的叠加原则,其事实上更多地考虑了特征谐波尤其是低次谐波的相位相关性,对于几乎没有相位相关性的非特征谐波,尤其是低次谐波,若也采用此法,必然会带来不符合实际的偏差。

3 谐波叠加计算的 Rayleigh 方法

3.1 Rayleigh 电流等效法

实际工程中需要确保风电场的谐波注入所造成的电网接入点和周边的电压波形畸变在可容忍的范围内。因此设计人员估算由风电谐波源产生的电压波形畸变时通常需要首先估算出风场谐波源注入接入点的总谐波电流的幅值。

由文献[4]可得注入接入点的某一第*h*次谐波电流幅值:

$$\sigma_{\Sigma,h} = \sqrt{X^2 + Y^2} \quad (2)$$

式(2)中: X, Y 为总谐波电流的实部和虚部。

如上所述, X, Y 均近似服从正态分布 $N(0, \sigma_{\Sigma,h}^2)$, 他们的正交向量和, 即第*h*次总谐波电流的幅值服从 Rayleigh 分布。

因为风电场注入接入点的某一第*h*次谐波电流幅值服从 Rayleigh 分布, 可以根据相应的 Rayleigh 累积分布函数, 对实际可能出现的谐波电流, 以及其造成的电压波形畸变进行估算。即为 Rayleigh 电流等效法。

3.2 Rayleigh 电压等效法

Rayleigh 电压等效法考虑了每一单台风电机组所注入的谐波电流所对风电场接入点的谐波电压的影响。对于每一单次谐波*h*, 电网任意一个节点的谐波电压 U_h 皆是各谐波源注入电网的*h*次谐波电流 $I_{h,i}$ 的线性函数。因此接入点的*h*次谐波电压:

$$\bar{U}_{h,\text{pcc}} = \sum_{j=1}^{N_{wt}} \bar{Z}_{h,\text{pcc}-j} \times \bar{I}_{h,j} \quad (3)$$

式(3)中: $\bar{Z}_{h,\text{pcc}-j}$ 为第*j*台风机出口与接入点之间的

互阻抗,上划线表示此参数均为复数量。

如果只关心*h*次谐波电压的实部,则:

$$\text{Re}\{\bar{U}_{h,\text{pcc}}\} = \sum_{j=1}^{N_{wt}} \bar{Z}_{h,\text{pcc}-j} \times \bar{I}_{h,j} \times \cos(\arg \bar{Z}_{h,\text{pcc}-j} + \arg \bar{I}_{h,j}) \quad (4)$$

因为不同风机所对应的 $\bar{Z}_{h,\text{pcc}-j}$ 的模是不一样的, 因此式(4)中各个单项可能的最大值并不一致。但這些随机量序列的和仍然收敛为一个正态分布, 其标准差为:

$$S_n = \frac{I_h}{\sqrt{2}} \sqrt{\sum_{j=1}^{N_{wt}} |\bar{Z}_{h,\text{pcc}-j}|^2} \quad (5)$$

则接入点的单次谐波电压 U_h 服从 Rayleigh 分布, 且标准差 σ 即为式(5)中的 S_n 。其*p*%幅值为:

$$U_{\Sigma,\text{pcc},h,p} = \sqrt{-2S_n^2 \ln(1-p)} \quad (6)$$

Rayleigh 电压等效法的应用与前一节的电流等效法类似, 但在求取标准差 S_n 的过程中, 需要先求取*h*次谐波频率下每一单台风机与接入点之间的互阻抗 $\bar{Z}_{h,\text{pcc}-j}$ 。

4 算例分析

4.1 计算内容

针对湖南太平里风能电站谐波发生情况, 接入系统示意图如图1所示。

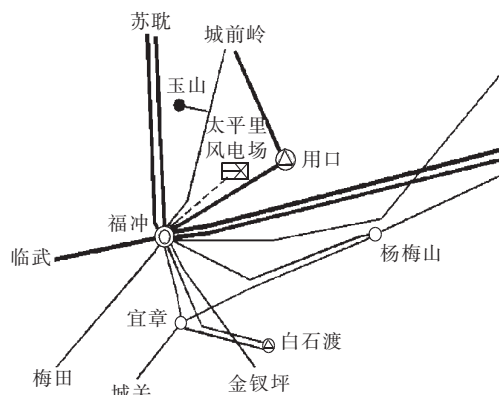


图1 太平里风电场接入系统示意图

考虑该风电站向电网注入的谐波电流及谐波电流在电网公共连接(PCC)产生的谐波电压是否在国标限值内。谐波电流及谐波电压的允许值在 GB/T 14549-93《电能质量 公用电网谐波》有明确规定, 因此, 本文在计算两种不同叠加方法下, 风电场谐波电流发生量及该谐波电流在 PCC 点产生的谐波电压, 将之与国标进行比较就可以判定谐波是否超标, 以及不同方法计算得出的结果, 以供参考[9]。

4.2 谐波电流和谐波接入及限制

(1) PCC 点: 根据接入系统方案, 则 PCC 点为福冲 220 kV 变 110 kV 侧母线。

(2) 福冲 220 kV 变 110 kV 侧母线短路容量: 在系统小方式中计算得到的最小短路容量为 2 808.87 MV·A。

(3) 谐波电流限值,实际变电站谐波电流允许值按系统实际的最小短路容量进行换算,即:

$$I_h=(S_{k1}/S_{k2})I_{hp} \tag{7}$$

式(7)中: S_{k1} 为 PCC 点的最小短路容量,MV·A; S_{k2} 为基准短路容量,MV·A; I_{hp} 为基准短路容量对应第 h 次谐波电流允许值,A; I_h 为短路容量是 S_{k1} 时的第 h 次谐波电流允许值,A。

通过上式计算得出福冲变电站 110 kV 母线总谐波电流限值,如表 2 所示。

表 2 福冲变电站 110 kV 母线总谐波电流限值 A

谐波次数	限值	谐波次数	限值
2	44.9	14	6.37
3	35.9	15	7.12
4	22.4	16	5.62
5	35.9	17	10.5
6	14.9	18	4.87
7	25.4	19	9.36
8	11.24	20	4.49
9	11.98	21	5.24
10	8.99	22	4.12
11	16.1	23	7.86
12	7.49	24	3.75
13	13.8	25	7.12

对应的风电站专用变允许注入系统主供变电站(福冲变电站)的各谐波电流允许值:

$$I_{hi}=I_h(S_i/S_T)^{1/\alpha} \tag{8}$$

式(8)中: S_i 为太平里风电站专用变用户的用电协议容量,MV·A; S_T 为 PCC 点南大 110 kV 母线的总供电容量,MV·A; I_{hi} 为太平里风电站专用变用户对应第 h 次谐波电流允许值,A; α 为相位叠加系数。相位叠加系数^[9]如表 3 所示。

表 3 相位叠加系数

谐波次数	3	5	7	9	11	13	>13 或者偶次
α	1.1	1.2	1.4	2	1.8	1.9	2

计算福冲变 110 kV 母线总供电容量时,以福冲变 110 kV 变的主变容量进行考虑。其中太平里风电站专用变用户的用电协议容量:50 MV·A; 福冲变总的供电容量:福冲主变 2×120 MV·A+太平里风电站专用变 50 MV·A+宜章主变 63 MV·A+杨梅山 30 MV·A+白石渡 63 MV·A=446 MV·A。则计算得太平里风电站专用变注入福冲变谐波电流限值,如表

4 所示。
表 4 太平里风电站专用变注入南大变谐波电流限值 A

谐波次数	限值	谐波次数	限值
2	1.5	14	2.1
3	4.9	15	2.4
4	7.5	16	1.9
5	5.8	17	3.5
6	5.0	18	1.6
7	5.3	19	3.1
8	3.8	20	1.5
9	4.0	21	1.7
10	3.0	22	1.4
11	4.8	23	2.6
12	2.5	24	1.3
13	4.4	25	2.4

4.3 谐波计算

4.3.1 系统等值

在建立计算网络过程中,考虑系统的规模,需要对系统进行等值。在计算过程中以福冲变 220 kV 母线为系统等值点,福冲变 220 kV 母线与系统的连接用一个等效电网等值,该等效电网的短路容量用最小短路容量进行赋值。对应福冲变 220 kV 母线最小短路容量 $Sd1=6\ 700.57\text{ MV}\cdot\text{A}$,则等效电网短路容量 $Sd2=Sd1=6\ 700.57\text{ MV}\cdot\text{A}$ 。

4.3.2 谐波计算

全部风机满出力运行时,风电场注入福冲变 110 kV 母线谐波电流。

(1)由 IEC 61400-21 方法,计算出的结果如表 5 所示。

表 5 IEC 61400-21 计算福冲变谐波电流 A

谐波次数	计算值	谐波次数	计算值
2	0.432 6	11	0.018 4
4	0.255 9	13	0.003 1
5	0.531 7	14	0.003 1
7	0.132 6	17	0.003 1
8	0.031 8	19	0.003 1
10	0.042 2	23	0.003 1

(2) 由 Rayleigh 电流等效法计算所得福冲变 110 kV 母线谐波电流大小,如表 6 所示。

表 6 福冲变 110 kV 母线谐波电流 A

谐波次数	计算值	谐波次数	计算值
2	0.395	11	0.237
4	0.158	13	0.079
5	2.291	14	0.079
7	0.316	17	0.079
8	0.079	19	0.079
10	0.079	23	0.079

由表 5、表 6 看出,在工程设计阶段的谐波研究中,尤其是非特征谐波的研究,需考虑多个谐波源之间的相位分布所产生的抵消效应。该风电场发射的特征谐波主要以 5 次谐波电流为主。而 IEC 61400-21 所推荐的方法夸大了较低次谐波的值,相对较高次部分结果又被低估了。

5 结束语

(1) 对实际工程进行计算时,谐波以 5 次谐波电流为主,则风电场配置的无功补偿装置 SVC 其电容器组设计时需考虑对 5 次谐波的滤波作用,以防止谐振。

(2) 风电场内的非特征谐波的相关性则很弱。传统的保守估计在建模时假定所有风机产生的谐波都是同相的,由此得出的整个风场的集合效应远远大于实测结果。IEC 61400-21 所建议方法的使用应慎重考虑其适应性。Rayleigh 等效方法在风电场接入系统的工程设计中实际应用,其合理性与有效性在含风电场谐波计算中得到了验证,大幅压缩了传统方法下的谐波计算结果不确定性。

参考文献:

[1] 白鸿斌,王瑞红,王真,等. 风电场接入电网的电能质量分析方法研究及案例分析[J].东北电力大学学报,2008,28(6).

[2] 韩肖清,张健,张友民,等. 风电场谐波分析与计算[J]. 太原理工大学学报,2009,40(5).

[3] 高玉洁. 风电场接入电网后的电能质量问题分析[J]. 南方电网技术,2009,03(4).

[4] 陆一川,尹凡. 使用大型风力发电站的多元非特征谐波的叠加效应算法[J]. 华东电力,2010,38(9).

[5] WANG L, CHEN S S. Excitation Capacitors on Harm onic-Current Amplification of Self-Excited Wind Induction Generators [C].Power Systems Conference and Exposition,Vol.2, 10-13 Oct.2004:802-806.

[6] PAPATHANASSIOU S A, PAPADOPOULOS M P.Harmonic Analysis in a Power System with Wind Generation [C]. IEEE Transactions on Power Delivery, Volume 21 Oct.2006: 2006-2016.

[7] Measurement and Assessment of Power Quality Characteristics of Grid Connected Wind Turbines[S].IEC Standard 61400-21, Ed2.0,Aug,2008.

[8] Assessment of Emission Limits for the Connection of Distorting Installations to MV, HV and EHV power systems[S].IEC Standard 61000-3-6, Ed. 2.0, Feb.2008.

[9] GB/T 14549-93,电能质量公用电网谐波[S].

作者简介:

姚龙华(1984),男,安徽庐江人,工程师,从事电力系统输变电设备检修方面工作。

Study on Calculation Method of Harmonic Superposition with Wind Power Integration with Power System

YAO Long-hua

(Nanjing Branch of Maintenance Company of Jiangsu Electric Power Company,Nanjing 210019, China)

Abstract: Harmonic pollution will be generated when wind power is integrated to power system. For large-scale centralized wind farm, superposition effect generated by harmonic must be considered. This paper analyzed cause of harmonic generated by wind power. Combined with project cases, harmonic current of power grid common connection point were calculated by two kinds of superposition algorithm. It can provide a reliable basis for the construction of wind power.

Key words: wind Power; harmonics; superposition effect

页岩气或成第二大能源

国家能源局局长刘铁男近日表示,《页岩气勘探开发"十二五"规划》已完成部门会签,即将对外公布,“十二五”期间,国家页岩气发展战略主要定位于勘探开发,“十三五”期间才有望实现规模化开采。

此前,国土资源部发布《全国页岩气资源潜力调查评价及有利区优选》初步评价,中国陆域页岩气地质资源潜力为 134.42 万亿 m³,可采资源潜力为 25.08 万亿 m³(不含青藏区)。这是中国第一次系统评估页岩气资源。 25.08 万亿 m³,也使中国超过了目前全球第一大页岩气生产国美国的储量。美国能源情报署(EIA)《2011 年全球页岩气资源初步评估》报告称,美国拥有可采资源 24.41 万亿 m³。

页岩气是指赋存于富有机质泥页岩及其夹层中,以吸附和游离状态为主要存在方式的烃类气体,页岩气化学成分主要为甲烷,一般含量在 85%以上,最高达到 99.8%,另外还含有少量的乙烷、丙烷和丁烷等。与煤层气相比,页岩气藏生产过程中无需排水,生产周期长,一般 30~50 年,勘探开发成功率高,具有较高的工业经济价值。

分析人士认为,无论从能源安全、能源结构合理化还是节能减排、降低污染的角度来说,未来提高天然气在能源消耗中的占比都是一条必由之路,页岩气作为天然气的一种,是非常规天然气的重要组成部分,“十二五”期间页岩气的发展将是领跑能源行业,由此将带来一系列的产业机会。

无锡 220 kV 西泾智能变电站关键技术

兰金波,钱国明,季 玮,王学超

(国电南京自动化股份有限公司,江苏 南京 211100)

摘 要:无锡 220 kV 西泾智能变电站按站控层、间隔层、过程层“三层两网”设计,220 kV 电压等级母线和变压器保护过程层采用“直采网跳”模式,线路及母联保护过程层采用“直采直跳”模式,过程层网络双重化配置;110 kV 电压等级保护过程层采用“网采网跳”模式,同时 SV 网、GOOSE 网、IEEE 1588 网三网合一,网络冗余配置。同一间隔的保护测控功能集成在一个装置内。站控层实现了基于主站再确认机制的顺序控制、分布式状态估计、智能告警及故障信息综合分析决策等智能变电站高级功能。配置了计量对比分析系统,在各种工况下对传统互感器和电子式互感器的长期运行特性进行对比分析。

关键词:智能变电站;直采网跳;网采网跳;扩展高级应用;计量对比

中图分类号:TM76

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)02-0026-04

2006 年伊始,云南 110 kV 翠峰变电站^[1]、内蒙古 220 kV 杜尔伯特^[2]等地区逐步试点数字化变电站工程,2010 年,国家电网公司正式地发布《智能变电站技术导则》。在此期间建设的数字化变电站均针对智能变电站保护控制系统技术做某一方面的试点;2008 年投运的青岛午山 220 kV 数字化变电站^[3],只使用了电子互感器,对模拟量进行数字化处理,保护跳闸、逻辑互锁等状态量信息依然采用电缆硬连接方式。2009 年投运的浙江兰溪 500 kV 数字化变电站^[4],全站均使用传统互感器,模拟量未进行数字化处理,但使用了智能终端和保护网络跳闸技术,对状态量进行数字化处理。2009 年投运的唐山郭家屯 220 kV 数字化变电站开始全面试点:采用电子互感器(ECT/EPT)和网络跳闸技术,采用光纤通信技术取代开关场到保护小室以及保护屏间的电缆硬连接,采用数字化电表,该变电站是国内第一个完整意义上的 220 kV 数字化变电站;2010 年完成的桂林 500 kV 数字化变电站^[5]是国内第一个采用电子式互感器 IEC 61850-9-2 传输协议的数字化变电站。

2010 年国家电网公司发布的一系列智能变电站相关技术标准,标志着国内智能变电站技术达到了一个新的阶段。220 kV 西泾变电站是国家电网公司首批智能化变电站试点项目,也是 2010 年国网公司智能变电站“四确保一争取”工程中惟一的 220 kV 变电站。工程于 2010 年 7 月开工建设,2010 年 12 月 29 日建成投运。

1 总体配置

220 kV 西泾智能变电站是一座完整意义上的智能化变电站,采用大量新技术、新设备、新材料,

实现全站信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化,可完成智能告警与故障分析、顺序控制等变电站自动化系统高级应用功能。

变电站按站控层、间隔层、过程层“三层两网”设计,220 kV 电压等级母线保护和变压器保护过程层采用“直采网跳”模式,线路及母联保护过程层采用“直采直跳”模式,网络双重化配置;110 kV 电压等级保护过程层采用“网采网跳”模式,同时 SV 网、GOOSE 网、IEEE 1588 网三网合一,网络冗余配置。同一间隔的保护测控功能集成在一个装置内。变电站站控层采用基于一体化信息平台方案,完成监控、远动等应用。

2 站控层方案

站控层计算机监控系统虽然硬件结构上与常规变电站相仿,但是针对智能变电站的应用需求增加了大量的高级功能,其中部分典型的高级应用功能代表了智能变电站的技术发展方向。

2.1 基于主站再确认机制的顺序控制

可接收和执行调度/集控中心和本地后台系统发出的顺序控制命令,经安全校核正确后,自动完成相关运行方式变化要求的设备控制,可在站内和远端实现可视化操作^[6]。

在调度/集控中心选定了顺控操作内容后,西泾变电站利用远动通道,将存储在站内远动装置的顺序控制操作票内容以文本方式上送至调控中心,调控中心运行人员可以利用这些直观的信息对本次操作进行再确认,从而大大提高了控制操作的安全性和可靠性。在顺序控制过程中,变电站可及时向调度/集控中心反馈执行过程的信息,如当前执行步骤、执行结果、遥控是否超时、是否逻辑闭锁等,以便主站系统全面的掌控控制过程。

顺序控制不仅支持一次设备的操作,如遥控、遥调,也支持二次设备的操作,如保护软压板投退、定值区切换等控制方式。顺序控制功能支持急停和单步执行。可以根据典型操作票自动生成顺序控制步骤,可利用已有的顺序控制操作票组合生成顺控组合票。

2.2 智能告警及故障信息综合分析决策

在实际电网调度运行中,在异常或故障的情况下,大量监控与数据采集报警信息涌入调度控制中心,调度人员被大量数据淹没,很难决策。错失处理事故的良机^[7]。而且告警方式比较单一,功能也比较有限,基本上信息按照时间顺序全部显示,未作筛选和推理判断处理。一旦发生事故后,值班人员很难从大量的信息中获取到重要告警信息,影响对事故的正确判断。西泾变电站实现了智能告警及故障信息综合分析决策。

(1) 对告警信息进行了分层分类处理,对于不同层级的告警或事故信息采用不同的展示区域,可灵活独立配置多种属性,如入库不显示、确认后保留、自动确认、颜色、语音等。

(2) 对同单元(间隔)设备的告警对象赋予关联属性,把同单元(间隔)设备在一段时间内发生的告警信息作为综合告警组织在一起展示,便于值班人员直观地分析原因。

(3) 对于在一段时间内反复出现低等级提示信息,将产生等级更高的告警信息,以引起运行人员的重视。

(4) 对于单个元件故障或系统综合故障,系统中建立了专家知识库,当故障发生后,进行故障分析并提示下一步处理措施,得出的推理结论及故障简报可以上送到主站用于事故分析。

2.3 分布式状态估计

通过面向对象的实时网络拓扑数据库及图模库一体化技术,西泾变电站实现了分布式状态估计功能。采用一次设备模型参数辨识技术及快速分解法,分布式状态估计能辨识出开关状态错误及量测量中的坏数据,给出站内正确的拓扑结构及更精确的母线电压值和功率值。状态估计值与实测值同时上送主站,供主站进行不同应用时自主选择,进行辅助调度分析。

2.4 计量对比分析系统

西泾变电站大规模采用了电子式互感器,虽然电子式互感器与传统互感器相比具备诸多的优点,如输出量线性度好、无铁磁谐振及畸变、体积小、重量轻等,但毕竟比起传统互感器,其长时间运行特性还有待进一步研究。西泾变电站在 2 条 220 kV 线路

上同时设置了电子式互感器及传统互感器,利用长时间运行的历史数据来准确评估两者的特性差异。西泾变电站计量对比分析系统的原理如图 1 所示。通过预设的间隔时间同时采集需进行对比分析的数据,如电流、电压、功率及累计电量值等,采集的数据记录在计量对比分析服务器的历史数据库中。

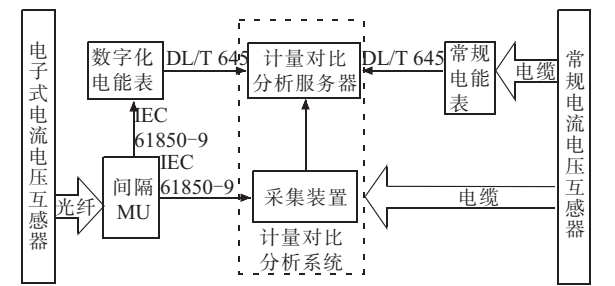


图 1 电量对比分析系统示意图

对比分析时以传统互感器模拟量输出为基准,分析出各种工况下电子式互感器数字量输出数据的偏离率。数字式计量与传统计量系统对比验证采用以下的分析方法来对比:

- (1) 以日、周、月、年作为单位时段分析偏离率;
- (2) 以峰、谷、平时段作为单位时段分析偏离率(峰、谷、平时段可配置);
- (3) 以不同负荷率为单位时段分析偏离率;
- (4) 以不同温度为参照量分析偏离率;
- (5) 累计计量差率对比分析。

从 2010 年 12 月 29 日西泾变电站正式投运到 2011 年 4 月 6 日,系统对 220 kV 利港一线和利港二线的电压、电流及电量等数据进行了分析对比,电量数据比较采用 2011 年 4 月 6 日 24 时上送的累计值,电流、电压比较采用计算公式如下:

$$\varepsilon = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |(A_i - B_i) / B_i| \tag{1}$$

式(1)中: A_i 为电子式互感器测量值; B_i 为同一时刻传统互感器测量值; n 为测量值记录的条目数。结果如表 1 所示。

表 1 分析对比结果		%
比较内容	利港一线	利港二线
电流误差	0.683	0.532
电压误差	0.330	0.236
正向有功总电能误差	0.016	0.023
反向有功总电能误差	0.078	0.062

2.5 测控双重化处理

西泾变电站各电压等级采用保护测控一体装置,由于继电保护设计规范要求 220 kV 以上电压等级的保护装置需双重化配置,因此带来了测控“被双重化”。测控双重化处理有以下技术难点:如何选择数据源;数据源不一致时如何处理;数据源切换时如

何保证信息不丢不重;如何保证控制操作时的安全性和准确性;如何既保证量测系统的可靠性,又不增加运行维护的复杂度。

为解决测控信息双重化的问题,文献[8]提出了虚点映射法,但是并没有给出多数据源切换的判据。西泾变电站在处理双重化测控时,提出了“二次设备健康状态”判据,利用装置的健康状态来自动选择最可靠的测控上送实时数据,接收控制命令。装置的健康状态包括装置的自检信息、通信状态及检修品质位等。对于上行的公共信息,系统采用多源数据模式来处理,同时接受同一间隔不同保护测控装置的上行数据,根据数据源的健康程度来判断采用哪个装置的数据源,健康程度判据包括装置的通信状态及装置的检修压板状态,数据源预设优先等级,在健康程度相同的情况下,采用优先等级高的数据源反映一次设备运行信息。

对于装置上行的私有数据,不采用多源数据模式处理。对于下行的控制命令,控制命令只发送到其中的一个数据源执行,首先根据数据源的健康程度来判断控制命令采用哪个装置来执行,健康程度判据包括装置的通信状态及装置的检修压板状态,数据源预设优先等级,在健康程度相同的情况下,采用优先等级高的数据源执行。

3 间隔层及过程层方案

间隔层采用保护测控一体装置,220 kV 电压等级线路保护、母联保护、母线保护以及主变保护,包括合并单元、智能终端、交换机设备采用双重化冗余配置,随着保护测控一体,测控功能也实现双重化配置。110 kV 电压等级线路保护、母联保护、母线保护单套配置,但合并单元、智能终端配置双套。

在过程层组网方案上,同时采用了“直采直跳”、“直采网跳”和“网采网跳”3 种方式,全站过程层网络双重化配置。

3.1 直采直跳

“直采直跳”方式如图 2 所示。“直采直跳”要求保护应直接采样,对于单间隔的保护应直接跳闸。直接采样最大的优点在于无需考虑合并单元的采样是否同步,采用插值法实现采样同步;其次减少了经交换机转发的中间环节,提高了可靠性,避免了传输延时抖动对保护的影响。

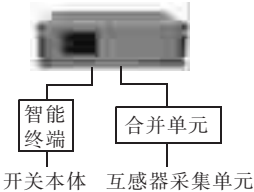


图 2 直采直跳

220 kV 线路、母联保护采用“直采直跳”方式,分别与合并单元和智能终端相连。保护测控装置分别接入过程层和站控层。

3.2 直采网跳

“直采网跳”方式如图 3 所示。“直采网跳”方式下,保护直接采样,跳闸则直接通过 GOOSE 网络实现。而直跳相比网络跳闸方式可以减少光纤数量,同时减少装置光纤口的数量,降低工程实施及后期维护的工作量,在针对多间隔的保护装置中采用这种方式优势更为明显。但可靠性相对直跳方式较低。220 kV 母线和变压器保护装置采用了“直采网跳”的方式。

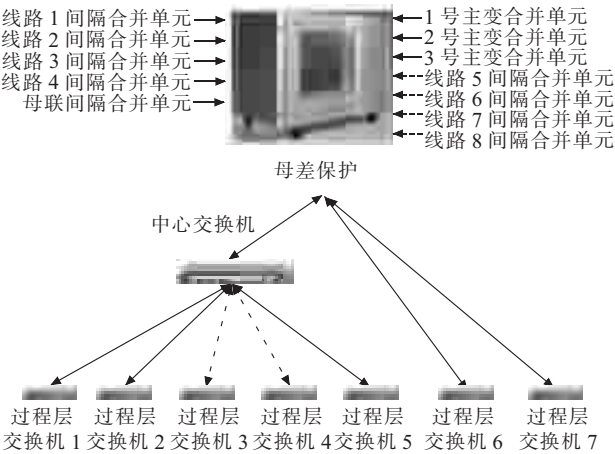


图 3 直采网跳

3.3 网采网跳

“网采网跳”方式如图 4 所示。“网采网跳”方式下,采样数据和 GOOSE 跳闸数据均通过网络传输。合并单元需要全站同步,保护装置收到采样数据后通过序号方式进行同步,完成保护计算。110 kV 线路提供双网口分别接入 B 网络中的采样及 GOOSE 数据。110 kV 母差保护考虑远期规划,装置接入间隔数则较多,达到 15 个。每个间隔合并单元的流量按照国网版 IEC 61850-9-2 标准,约为 7.8 Mb/s。而装置的单网口带宽为 100 Mb/s,按照不大于 40% 以太网带宽计算^[9],装置提供了 4 个以太网口接入 15 个间隔的采样数据。而过程层网络双重化,因此 110 kV 母差装置使用了 8 个以太网口来用于接收采样值数据。

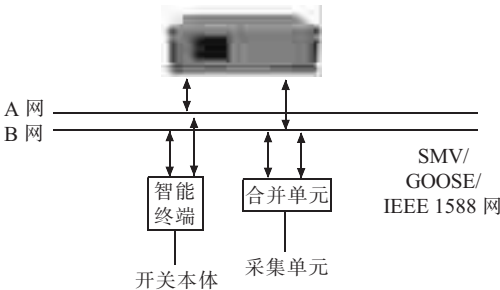


图 4 网采网跳

值得注意的是,单装置跨接双网的情况下,需要确保双网的采样数据源相同。否则由于网络传输原因造成采样点异常时,不能保证切换过程中采样数据的连续,会造成保护短时闭锁,这是不允许出现的。对于多间隔的保护,数据的切换有按间隔切换和按网络切换 2 种方式。在不考虑复故障的原则下,西泾变电站的 110 kV 母差保护装置双网数据采用按网络整体切换方式,切换逻辑如图 5 所示。

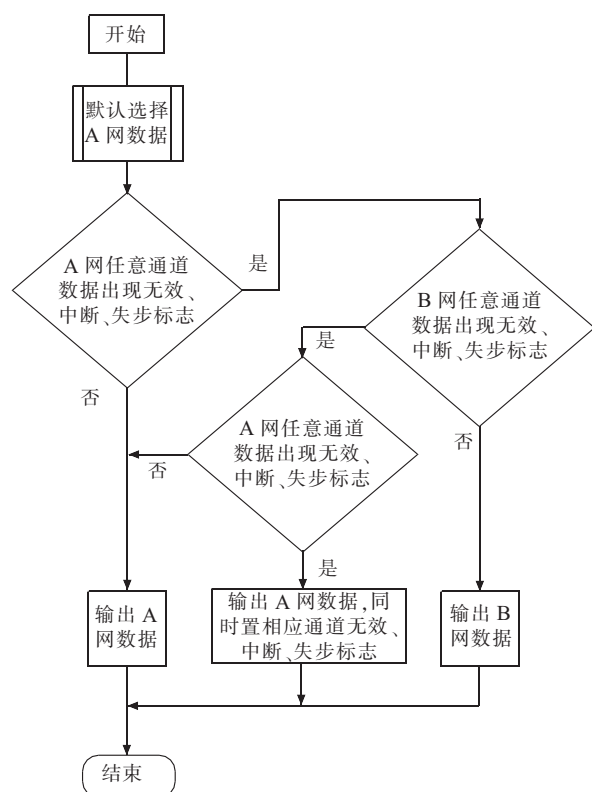


图 5 双网采样数据切换逻辑图

4 结束语

江苏省无锡 220 kV 西泾智能变电站作为国网公司的智能变电站试点工程之一,采用了多种创新

技术,220 kV 电压等级采用“直采直跳”、“直采网跳”2 种方式,110 kV 电压等级采用“网采网跳”+“SV,GOOSE,IEEE 1588 对时三网合一”模式,在一个变电站内试验了多种过程层组网技术,为今后的新技术应用提供参考。西泾变电站的运行经验为智能变电站的进一步发展提供了基础。

参考文献:

- [1] 文建辉. 110 kV 翠峰变电站的数字化改造[J]. 电工技术, 2010(9):26-27.
- [2] 赵丽君,席向东. 数字化变电站技术应用[J]. 电力自动化设备, 2008,28(5):118-121.
- [3] 崔和瑞,于立涛,张屹. 220 kV 午山数字化变电站应用研究[J]. 电力自动化设备, 2009,29(3):149-152.
- [4] 王志勇,郑海,杨卫星. 基于 IEC 61850 标准的 500 kV 兰溪数字化变电站建设[J]. 电力建设, 2009,30(10):30-32.
- [5] 韦明邑. IEC 61850 在 500 kV 桂林变电站的应用及分析[J]. 广西电力, 2008,32(5):41-43.
- [6] 李孟超,王允平,李献伟,等. 智能变电站及技术特点分析[J]. 电力系统保护与控制, 2010,38(18):59-62,79.
- [7] 刘莹,刘俊勇,张建明,等. 电网调度中的智能告警分类[J]. 电力自动化设备, 2009,29(12):48-54.
- [8] 钟华兵,王志林,房萍,等. 变电站自动化系统支持双测控的实现方法[J]. 现代电力, 2010,27(3):13-15.
- [9] 沈青,桂卫华,杨铁军. 基于工业以太网的实时控制性能分析[J]. 计算机工程, 2007,33(1):233-235.

作者简介:

兰金波(1977),男,江西吉安人,工程师,从事电力系统继电保护研发工作;
 钱国明(1973),男,江苏南通人,高级工程师,研究方向为电力系统继电保护与自动装置研发;
 季玮(1971),男,江苏常熟人,高级工程师,研究方向为电力系统自动化;
 王学超(1978),男,河北枣阳人,工程师,研究方向为电力系统自动化。

Key Technology of Wuxi 220 kV Xi Jin Smart Substation

LAN Jin-bo, QIAN Guo-ming, JI Wei, WANG Xue-cai

(Guodian Nanjing Automation Co. Ltd., Nanjing 211100, China)

Abstract: Wuxi 220 kV Xi Jin smart substation will be designed as two networks and three layer which includes control layer, interval layer and process layer. In 220 kV voltage level, bus and transformer protection use 'direct sampling network trip' mode, while line and bus connection protection use 'direct sampling network trip' mode, and process layer network use double configuration. In 110 kV voltage, all protection use 'network sampling network trip' mode, thus we realize network redundancy configuration through unification of three nets: SV sampling GOOSE, IEEE 1588. Protection and control function is integrated in a unit. Station level realize sequence control which is based on master station re-confirmation mechanism, distributed state estimation, intelligent alarm, fault information comprehensive analysis and decision-making intelligent substation advanced feature Etc. Substation is equipped with measurement comparative analysis system, which can realize long-running characteristic comparative analysis of traditional transformer and various electronic transformer under kinds of working conditions.

Key words: smart Substation; direct sampling network trip; network sampling network trip; expansion of advanced applications; measurement contrast

智能变电站光纤差动保护同步性能测试方法研究

张佳敏¹,李 鹏¹,王建明²,卜强生¹,宋亮亮¹,仲伟宽²

(1. 江苏省电力公司电力科学研究院,江苏 南京 211103;2. 无锡供电公司,江苏 无锡 214061)

摘 要:智能变电站线路光纤差动保护当一侧采用全光纤电流互感器,另一侧采用传统电磁式电流互感器时,为保证光差保护投运后的安全可靠,须对线路两侧的光纤差动保护装置同步性能进行测试,文中给出了一种集成测试环境下基于一次升流的线路差动保护同步性能的测试方法,基于此对不同厂家的线路差动保护进行同步性能测试,试验数据对比分析进一步表明了线路差动保护同步性能测试的重要性,保证了智能变电站投产的安全性。

关键词:数字式光纤差动保护;同步性能测试;光纤电流互感器

中图分类号:TM773

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)02-0030-03

随着智能变电站的逐步推广应用,新建和改扩建的变电站大部分采用了智能化的方案,智能变电站最大特点是采用了电子式互感器、智能开关、智能二次设备、光纤通信等新技术和新设备。在智能变电站逐步建设推广的过程中,对电力系统的运行维护提出了新的要求,一些新的问题也逐步出现,如智能变电站与传统变电站同时运行,线路光纤纵差保护会出现一侧采用电子式互感器,另一侧采用传统互感器的情况^[1]。两侧电气量的同步是保证纵差保护正确动作的关键,若两侧线路保护存在角差,线路保护差流会随着穿越电流的增大而增加,可能会导致保护不正确动作,测试过程中应对其同步性能进行测试把关,保证变电站投运的安全性^[2]。

智能变电站集成测试过程中,应对一侧数字式保护,一侧传统保护的线路光纤差动保护进行保护同步性能的测试^[3-6]。本文构建了线路两侧分别采用数字式差动保护和传统差动保护的试验平台,在同源一次电流下,测试两侧保护同步性能的方法。

1 两侧线路保护角差的产生原因

智能变电站电流互感器(TA)大都采用光纤电子式互感器,光纤互感器由光纤传感头、前置采集模块、合并单元组成,在结构上、原理上与传统的互感器截然不同。数据在前置采集模块和合并单元中传输及处理需要一定的时间延时,对于同一厂家的合并单元、前置模块,该时间延时通常是固定的^[7-9]。传统线路保护仅仅存在光纤通道的延时,因为两侧都是传统的 TA,模拟滤波回路的延时影响较小,通过适当地处理就可以消除影响。智能化变电站中的光纤差动保护数据来自间隔合并单元,从真实的电流到保护装置收到数据报文,已经经历了传感头、电气单元、合并单元、直接采样的光纤,这些部件的

传输特性都对数据传输有一定的延时,总延时以合并单元数据中的 Delay 字段来表示;保护装置收到电流数据报文后,还要通过光纤电流通道与对侧保护采集到的传统 TA 电流进行同步,从同步方法上经历了插值同步、采样时刻调整法等多个算法环节,这些算法都有一定的误差,若没有通过算法将数字侧的通道延时和传统侧滤波回路的延时处理好,两侧保护中电气量就会存在一定的角差,会影响光纤差动保护的動作性能^[10,11]。

2 线路两侧差动保护同步性能测试方法

假设线路 MN 的 M 侧是采用光纤电流互感器的数字式线路保护,N 侧是采用电磁式电流互感器的传统线路保护,两侧实际 TA 变比相同,均为 I_{e1}/I_{e2} ;设 M 侧数字式线路保护中设置的 TA 变比为 I_{M1}/I_{M2} ,N 侧传统线路保护中设置的 TA 变比为 $I_{N1}/I_{N2}=I_{e1}/I_{e2}$,两侧线路保护的 TA 变比系数均为 1.0,线路 MN 模型如图 1 所示。



图 1 线路 MN 模型

不同厂家的线路保护数据传输方式不同,若两侧保护送给对侧的为二次电流值,假设线路 MN 中流过穿越性一次电流 i ,数字式线路保护侧感应到的本侧二次电流为 $\dot{I}_{MN}=\dot{i}\times(I_{M2}/I_{M1})$,对侧传统线路保护侧二次电流为 $\dot{I}_{MN}=\dot{i}\times(I_{N2}/I_{N1})$ 。实际运行时,若两侧 TA 变比相同,即 $I_{M1}/I_{M2}=I_{N1}/I_{N2}$,则线路两侧保护 TA 变比匹配,两套保护中本侧和对侧差流应为 0。

实验室用的升流器安全一次电流一般能加到 1 000 A 左右,若选择与实际运行中的 TA 变比进行试验,保护装置中的二次电流较小,受噪声等外部干扰影响较大,零漂可能淹没二次电流的真实值,难以有效地进行两侧保护装置同步性能测试。因此,实验中选择升流器的变比,传统侧保护的变比与升流器相同,同时考虑到光纤互感器对穿过其光纤环的电流能够线性叠加,通过将升流器一次电流输出导线在光纤互感器的光纤环上绕 n 圈,能够模拟光纤电流互感器 $n\times 1\,000$ A 左右的一次电流,使数字式保护感受到的 $n\times 1\,000$ A 左右一次电流。该情形下,若两侧保护送给对侧的是二次电流,光纤电流互感器上承受的一次电流等效为升流器一次电流的 n 倍,数字式线路保护装置中显示的本侧二次电流为 $\dot{I}_{MN}=n\dot{I}\times(I_{M2}/I_{M1})$,而显示对侧二次电流为 $\dot{I}_{MN}=\dot{I}\times(I_2/I_1)$,两者二次电流由于一次电流不同而不同,会产生差流,无法验证两侧保护是否同步。该情况下,调整保护装置内的 TA 变比系数 $k=I_{MN}/I_{MM}=(I_2\times I_{M1})/(n\times I_1\times I_{M2})$,消除由于一次电流不同产生的差流。

若两侧保护送给对侧的为一次电流,则数字侧线路保护显示的本侧二次电流为 $\dot{I}_{MN}=n\dot{I}\times(I_{M2}/I_{M1})$,而显示对侧二次电流为 $\dot{I}_{MN}=\dot{I}\times(I_2/I_1)\times(I_{N1}/I_{N2})\times(I_{M2}/I_{M1})$,若保护装置能够设置 TA 变比系数,则 $k=I_{MN}/I_{MM}=(I_2\times I_{N1})/(n\times I_1\times I_{N2})$,若保护装置无法设置 TA 变比系数,则需要设置对侧保护的 TA 变比 $I_{N1}/I_{N2}=n\times I_1\times I_2$,以此来消除变比关系产生的误差。

3 同步性能测试平台构建

测试线路两侧数字式保护和传统保护之间的同步性能,需要构建同步测试平台,为了保证两侧线路保护一次电流的同源,采用升流器为两侧保护提供同源电流。升流器经过标互输出的二次电流供传统线路保护模拟量采集,一次电流流过光纤电流互感器的一次敏感环,通过光纤电流互感器前置单元和合并单元为数字式保护提供二次电流。试验平台如图 2 所示。

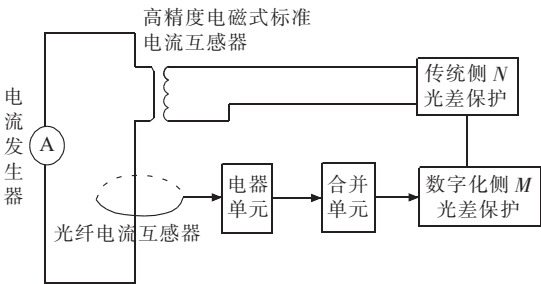


图 2 线路电流纵差保护同步性能测试平台

实验室用的升流器安全一次电流能加到 1 000 A 左右,为了模拟更大范围内的一次电流变化,将升流器一次电流输出导线在光纤互感器的光纤环上绕了 3 圈,即 $n=3$,以模拟测试一次电流从 100 A 到 3 000 A 变化过程中两侧保护装置的同步精度,升流器二次模拟电流接到传统侧保护电流端子,两侧保护装置 TA 变比预设 $I_{M1}/I_{M2}=I_{N1}/I_{N2}=3\,000/5$,升流器变比 $I_1/I_2=1\,000/1$ 。

4 不同厂家同步试验对比分析

本次试验选用了 2 个厂家的线路保护装置,均为一侧数字化保护,另一侧传统保护,分别对 2 个厂家的线路保护装置测试其同步精度。一次电流选取 100~2 400 A,每 150 A 为间隔进行穿越性电流的差流测试。

厂家 A 两侧保护之间数据传输的是二次电流满码值,根据前文分析,设置数字化侧保护装置内 TA 变比 $I_{M1}/I_{M2}=3\,000/5$,TA 变比系数 $k=I_{MN}/I_{MM}=(I_2\times I_{M1})/(n\times I_1\times I_{M2})=0.2$,则数字式线路保护装置中显示的本侧电流变为 $\dot{I}_{MN}=n\dot{I}\times(I_{M2}/I_{M1})=\dot{I}/200$ 。对侧传统保护 TA 变比 $I_{N1}/I_{N2}=3\,000/5$,对侧电流为 $\dot{I}_{MN}=\dot{I}\times(I_2/I_1)/k=\dot{I}/200$ 。记录其在一次电流下的试验数据如表 1 所示。

表 1 厂家 A 线路保护差动试验数据 A

一次 电流	数字化侧保护电流			传统侧保护电流		
	I_M	I_N	差流	I_M	I_N	差流
150	0.25	0.2	0.05	0.04	0.05	0.02
300	0.48	0.48	0.05	0.08	0.09	0.02
450	0.71	0.68	0.05	0.14	0.14	0.02
600	0.99	1.01	0.06	0.19	0.2	0.03
750	1.23	1.22	0.08	0.23	0.23	0.03
900	1.48	1.5	0.08	0.31	0.29	0.03
1 050	1.71	1.7	0.08	0.34	0.34	0.02
1 200	1.94	1.91	0.08	0.39	0.39	0.03
1 350	2.22	2.21	0.06	0.42	0.43	0.02
1 500	2.45	2.44	0.08	0.48	0.49	0.03
1 650	2.7	2.71	0.06	0.54	0.54	0.03
1 800	2.96	3.06	0.06	0.6	0.6	0.03
1 950	3.23	3.26	0.08	0.64	0.65	0.02
2 100	3.53	3.53	0.06	0.7	0.71	0.02
2 250	3.78	3.75	0.08	0.74	0.76	0.02
2 400	4	4.01	0.08	0.8	0.82	0.02

由表 1 可知,一次电流从 150 A 变为 2 400 A 过程中,差流大小尽管有波动,但整体趋势比较稳定,说明两侧保护装置同步性能较高,采样值之间的角度差极小,可以满足保护运行要求。

厂家 B 两侧保护之间数据传输的是一次电流, 由于保护装置内没有 TA 变比系数设置功能, 若两侧采用同样的 TA 变比, 势必产生差流, 按照前文所述, 数字式保护侧 TA 变比 $I_{M1}/I_{M2}=2\ 500/5$; 传统侧保护 TA 变比设为 $I_{N1}/I_{N2}=n\times I_1/I_{N2}=3\ 000/1$ 。记录其在一次电流下的试验数据如表 2 所示。

表 2 厂家 B 线路差动保护试验数据 A

一次 电流	数字化侧保护电流			传统侧保护电流		
	I_M	I_N	差流	I_M	I_N	差流
200	0.4	0.406	0.027	0.068	0.067	0.003
300	0.485	0.484	0.036	0.08	0.081	0.005
600	1.337	1.336	0.062	0.221	0.226	0.009
900	1.803	1.81	0.076	0.301	0.302	0.013
1 200	2.435	2.442	0.103	0.406	0.408	0.011
1 500	3.012	3.026	0.127	0.502	0.504	0.013
1 800	3.597	3.611	0.123	0.597	0.602	0.012
2 100	4.368	4.388	0.189	0.729	0.732	0.011
2 400	5.025	5.04	0.201	0.837	0.841	0.024
2 700	5.567	5.588	0.228	0.928	0.931	0.013

由表 2 可以明显发现, 随着穿越电流的增加, 保护差流逐渐变大, 可以认为数字侧保护与传统侧保护采样同步性能不够好, 采样值之间存在一定的角差, 可以根据其差流大小估算出保护两侧的角差约为 3° 。实际运行过程中, 发生区外故障时, 穿越电流可能达到 30 kA, 若两侧角差在 3° 左右, 对应两侧保护时差约 167 μ s, 差流最大可达到 1 570 A。厂家 A 和厂家 B 线路保护两侧差流对比如图 3 所示。

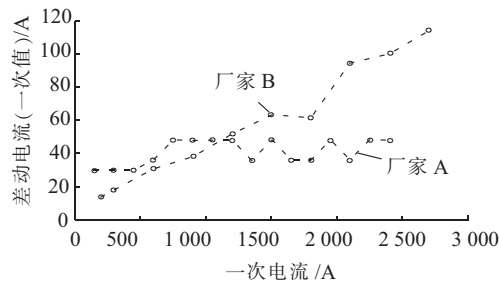


图 3 厂家 A 和厂家 B 线路保护两侧差流对比图

对比厂家 A 和厂家 B 的线路差动保护的差流随穿越电流变化的曲线。可以发现, 厂家 A 的线路差动保护可以较好地保证两侧采样值的同步性, 而厂家 B 的两侧线路保护采样值之间存在一定的角差, 导致保护差流随穿越电流的增加而增大, 发生区外故障时, 差流较大。

5 结束语

随着智能变电站建设的大力推进, 在一段时间内需要考虑智能站与传统站之间的保护配合, 两侧保护同步性能的测试对保证智能变电站可靠运行具有重要的意义。本文以某智能变电站集中集成测试

为背景, 给出了一种基于实验室条件测试数字式线路差动保护和传统线路差动保护同步性能的方法, 构建了测试平台, 对 2 个厂家的线路光差保护同步性能进行了测试。

参考文献:

[1] 张兆云,刘宏君,张润超. 数字化变电站与传统变电站间光纤纵差保护研究[J]. 电力系统保护与控制,2010,38(3): 58-60.

[2] ZHANG Zhaoyun, LIU Hongjun, ZHANG Runchao. Research on Line Differential Protection Between Digitized Substation and Tradtional Substation [J]. Power System Protection and Control2010, 38(3): 58-60.

[3] 高厚磊,江世芳,贺家李. 数字电流差动保护中几种采样同步方法[J]. 电力系统自动化,1996,20(9):46-49,53.

[4] GAO Houlei, JIANG Shifang, HE Jiali. Sampling Synchroni- Zation Methods in Digital Current Differential Protection [J]. Automation of Electric Power Systems, 1996, 20(9):46-49,53.

[5] 曹团结,尹项根,张 哲,等. 通过插值实现光纤差动保护数据同步的研究[J]. 继电器.2006,34(18):4-8.

[6] 刘宏君,孙一民,李延新. 数字化变电站光纤纵差保护性能分析[J]. 电力系统自动化,2008,32(17):72-74.

[7] LIU Hongjun, SUN Yimin, LI Yanxin. Performance Analysis and Research on Line Differential Protection in Digitized Substation [J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(17): 72-74.

[8] 张兆云,刘宏君. 数字化变电站光纤差动保护同步新方法 [J]. 电力系统自动化,2010,34(22):91-92.

[9] ZHANG Zhaoyun, LIU Hongjun. A New Synchronization Method of Optical Fiber Line Differential Protection for DigitalSubstation [J]. Automation of Electric Power Systems, 2006,34 (18): 4-8.

[10] 潘济猛,孙永先,申狄秋,等. 智能变电站光纤差动保护装置同步方案比较[J]. 电力自动化设备,2010,30(9):101-104.

[11] PAN Jimeng, SUN Yongxian, SHEN Diqui, et al.Comparison of Fiber Current Differential Protection Synchronization Schemes for Smart Substation [J]. Electric Power Automation Equipment, 2010, 30(9): 101-104.

作者简介:
张佳敏(1986),男,江苏泰州人,工程师,研究方向为电力系统及其自动化;
李 鹏(1982),男,陕西西安人,博士,研究方向为电力系统及其自动化;
王建国(1965),男,江苏无锡人,高级工程师,研究方向为电力系统及其自动化;
卜强生(1983),男,江苏江阴人,工程师,研究方向为电力系统及其自动化;
宋亮亮(1985),男,江苏南通人,工程师,研究方向为电力系统及其自动化;
仲伟宽(1980),男,江苏无锡人,工程师,研究方向为电力系统及其自动化。

抽水蓄能电站机组保护国产化改造

龚翔峰,杨海学,司红建
(江苏沙河抽水蓄能发电有限公司,江苏 溧阳 213333)

摘 要:沙河抽水蓄能机组保护随主机一同从法国 ALSTOM 公司引进,依据我国相关国标和行业标准,该机组保护装置在设计、保护、运行等方面存在一定缺陷。文中分析了沙河抽水蓄能电站机组保护存在的问题,成功地进行了国产化改造工作,应用了多项先进技术和原理,极大地提高了机组保护性能。

关键词:完全双重化保护配置;变斜率比率差动;注入式定子、转子接地保护

中图分类号:TM771 **文献标志码:**B **文章编号:**1009-0665(2012)02-0033-04

沙河抽水蓄能电站位于江苏溧阳天目湖旅游度假区境内,电站于 1998 年 9 月开工兴建,2002 年 6 月第一台机组投产,同年 7 月第二台机组投产。电站装机容量 2×50 MW,电气主接线为单元制接线,单母线单出线。电站主机设备从法国 ALSTOM 公司引进,机组保护采用不同厂家的多台保护装置和中间继电器组合而成,采用分列式元件配置。原有机组保护在设计、运行方面存在较多问题,发生多次误动作,电站于 2010 年和 2011 年对 1、2 号机组保护装置先后进行了国产化改造,运行效果良好。

1 原有保护情况介绍

原有机组保护采用分列式元件配置,由多个厂家的保护继电器组合而成,机组保护柜面布置如图 1 所示。部分保护功能采用了双重化,保护功能配置、继电器型号和厂家如表 1 所示。

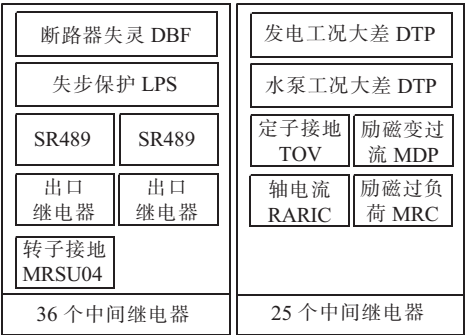


图 1 原机组保护柜面布置简图

2 原有保护问题分析

依据国家电网公司反事故措施要求及国内各相关国标和行业标准,结合已有运行情况分析,原有机组保护装置在保护配置、设计和运行等多方面存在一定缺陷。

2.1 部分保护未双重化配置

原有机组保护仅部分保护功能实现双重化,多

表 1 保护功能配置及继电器型号和厂家

功能	保护定义	继电器	制造商
87GM	发电机差动	SR489	GE
27	低电压保护	SR489	GE
87trans	横差保护	SR489	GE
46	负序过流保护	SR489	GE
51V	电压闭锁过流	SR489	GE
64S	100%定子接地故障 95%定子接地	SR489	GE
49	定子绕组过负荷保护	SR489	GE
46G	转子绕组过负荷保护	SR489	GE
59	定子绕组过压	SR489	GE
81U	低频保护	SR489	GE
81O	过频保护	SR489	GE
32R	发电逆功率	SR489	GE
37M	水泵低功率	SR489	GE
47	反相保护	SR489	GE
40	失磁保护	SR489	GE
50subs	次同步过流	SR489	GE
24	过激磁保护	SR489	GE
87GM-T	发变组差动	DTP	GE
50BF	断路器失灵	DBF	GE
59N	定子接地故障	TOV	GE
78	失步保护	LPS	GE
64F	转子接地故障	MRSU04	ALSTOM
51S	轴电流保护	RARIC	ABB
50/51	励磁变过流	MDP	GE
49	励磁变过负荷	MRC	GE

种重要保护功能仍为单套配置,包括发变组差动保护、失步保护、转子接地保护、断路器失灵保护、负序过流保护、相序保护、轴电流保护、励磁变过流保护、励磁过负荷保护等。当单套配置的保护继电器异常退出后,机组将失去该保护功能,影响机组的安全可靠运行,不符合国家电网公司十八项反事故措施要求和相关标准^[1]。

2.2 保护功能投退依靠监控

原保护装置各工况下保护功能投退均由监控系

收稿日期:2011-11-01;修回日期:2011-12-18

统完成,监控系统将相应的控制信号(闭锁或开放)通过中间继电器接入相应的保护装置。监控系统和保护系统大量采用中间继电器,二次回路复杂,开停机流程复杂,增加了开机不成功率和保护误动概率。同时保护功能的闭锁不是由保护装置内部逻辑实现,而是闭锁跳闸出口回路,因此机组启停机过程中大量出现保护装置动作而实际未出口的报文,严重干扰运行值班人员监盘及事故分析。

2.3 保护继电器硬件结构可靠性低

原有保护继电器硬件结构采用单 CPU 系统,低通滤波、A/D 采样、DSP 任一环节损坏都将引起装置动作停机,近几年多次发生 SR489 保护继电器 A/D 采样异常引起的非计划停运事故,而国内保护厂家主流设计采用双 CPU 系统,两个 CPU 系统之间进行完善的自检和互检,任一 CPU 板故障,立即闭锁保护装置并发报警信号。

2.4 部分保护原理不符合国内技术规范

原有机组保护部分保护原理不符合国内技术规范,主要有以下几个方面:(1)任一保护装置电源丢失或电源模块损坏,保护动作出口,改造前发生过 SR489 保护继电器电源模块损坏和定子接地保护继电器 TOV 电源模块故障引起的两起非计划停运事故。(2)断路器失灵保护所用电流错误取自中性点侧,且断路器失灵保护的电流判据只采用相电流元件,缺少负序电流元件。(3)发电电动机差动保护和发变组差动保护没有电流互感器(TA)断线闭锁功能,在机端或中性点 TA 任一相发生断线时,装置会出口。(4)单元件横差保护未滤除三次谐波分量,靠抬高定值躲过三次谐波,灵敏度低。

2.5 保护元件和中间继电器多

原有机组保护由 11 个保护继电器和 61 个中间继电器以及 2 个出口继电器组合而成,元件众多,二次回路复杂,不便于维护,并且保护继电器和中间继电器来自于多个生产厂商,备件采购困难,且采购周期长、费用高。因抽水蓄能机组启停机频繁,工况较多,每次开停机过程中,涉及到保护功能闭锁开放和机组工况状态判别的 23 个中间继电器频繁动作,导致这部分中间继电器故障率较高,最近几年因中间继电器原因引起很多次的开机不成功和非计划停运事故。

3 国产化后的技术改进

3.1 完全双重化保护配置

本次改造严格参照国内技术规程和反措要求,按照保护功能完全双重化配置原则,每台发电电动机设置 2 套保护装置^[2]。每套保护装置实现一台

机组的所有电气量保护,包括主保护、后备保护和异常运行保护,2 套保护实现完全双重化。保护配置如图 2 所示。

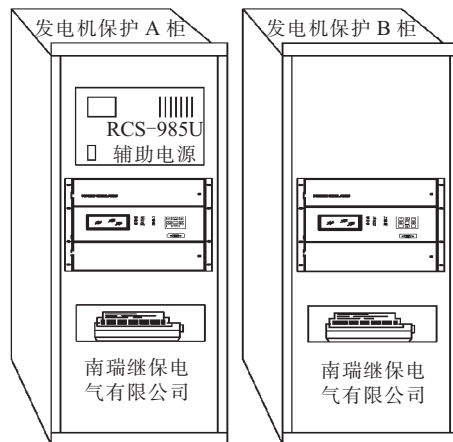


图 2 发电电动机屏图

保护装置从电源、电压互感器(TV)和 TA 接入、开入量、出口继电器和断路器跳闸回路等均完全独立,任一元件或回路损坏不影响另一套装置的正常运行。该配置原则大大提高了抽水蓄能机组保护的可靠性,降低了机组的运行风险。另外完全双重化保护配置还具有设计简洁、二次回路清晰、运行和维护方便等优势。

3.2 保护功能投退内部实现

沙河电站机组电动工况以 SFC 启动方式为主,以背靠背同步启动作为备用。抽水蓄能机组需要根据运行工况的判别,进行保护功能投退和相序转换,工况的正确判别是保护改造成功实施的前提。本次改造将发电换相开关、抽水换相开关、启动开关、拖动开关、并网开关、电制动开关和导水叶位置即 7 个辅助接点直接接入保护装置,保护装置根据各开入量实现内部逻辑闭锁,尽量避免单一条件判断运行工况,同时增加完善的换相开关、启动和拖动开关、并网开关、电制动开关即 4 个开关异常判据,在开关异常时,闭锁与运行工况相关的保护功能,防止保护的误动。改造后机组启停机过程中不再出现原有保护装置动作而实际未出口的大量报文,同时由于辅助接点直接接入,取消了原有大量中间继电器,极大简化了二次回路,提高了保护系统的安全性。

3.3 可靠的保护硬件结构设计

抽水蓄能机组对保护装置可靠性要求很高,而硬件结构的可靠性则是基础。本次改造选用的南瑞继保 RCS-985 保护装置采用了一种新型的“双 CPU 系统,与门出口方式”系统结构,较好地解决了硬件可靠性问题。该硬件系统结构如图 3 所示,分为两个 CPU 系统(启动 CPU 和保护 CPU),低通滤波、AD 采样、CPU 等完全独立,各自进行保护计算。

双 CPU 系统采用“与”门出口方式,启动 CPU 作用于开放跳闸继电器正电源,保护 CPU 作用于跳闸矩阵,只有两块 CPU 板同时动作,保护装置方可出口,杜绝了任何硬件损坏导致的误动。两个 CPU 系统之间还进行完善的自检和互检,任一 CPU 板故障,立即闭锁保护装置并发报警信号。

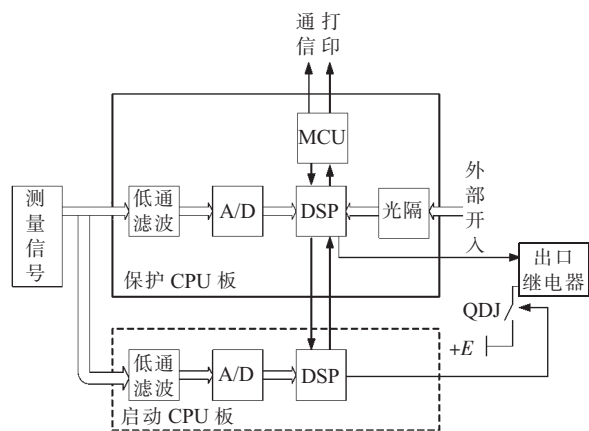


图 3 双 CPU 系统结构图

3.4 先进的保护原理应用

3.4.1 变斜率和工频变化量比率差动保护

由于大型机组短路电流水平相对下降,非周期电流衰减变慢,常规差动保护灵敏度降低,所以对差动保护要求在不失可靠性的前提下具有更高的灵敏度。SR489 继电器中差动保护为常规的两折线、三折线比率差动,灵敏度较低。本次改造采用近年来在大型机组上应用较多的变斜率稳态比率差动和工频变化量比率差动的新原理,更适合抽水蓄能机组差动保护的要求^[3]。

3.4.2 注入式定子和转子接地保护

发电机定子单相接地和励磁回路一点接地是发电机较为常见的电气故障,抽水蓄能机组造价昂贵,对定子和转子绕组的对地绝缘检测要求较高。原有定子接地保护采用常规“基波零序电压+三次谐波”原理,转子接地保护采用乒乓式原理,在静止状态下无法检测绝缘情况。改造后采用高性能的注入式定子、转子接地保护原理,可满足无励磁状态下的检测要求,且保护灵敏度高^[4]。

3.4.3 高灵敏横差保护

单元件横差保护是发电电动机匝间短路故障的主保护,原有横差保护仅为简单的过流元件,未滤除三次谐波,依靠抬高定值躲过最大三次谐波不平衡分量,灵敏度很低。新型的高灵敏横差保护采用相电流比率制动原理,只需躲过正常运行时的不平衡横差基波电流即可。其基本原理为发生外部短路故障时故障电流增加很大,而横差电流增加较少,取电流增加量作为制动量,保护能可靠制动;定子绕组轻

微匝间故障时横差电流增加较大,而相电流几乎没有变化,有很高的动作灵敏度。

3.5 其他的改进措施

断路器失灵保护电流取自发电电动机机端 TA,并增加负序电流元件,完善保护逻辑。原断路器失灵保护用电流取自中性点,在发电电动机内部故障保护动作后,由于励磁系统灭磁需一定的时间,故障电流仍将持续供给,可能导致断路器失灵保护误动,不满足国家电网反事故措施要求。发电电动机差动保护和发变组差动保护设置 TA 断线闭锁功能,在机端或中性点 TA 发生断线时,可根据需要选择是否闭锁差动保护,灵活性更高。

4 应用情况

1 号机组保护改造于 2010 年 5 月完成,改造后保护装置运行良好,未发生任何异常,并正确动作 1 次。2010 年 6 月 27 日,1 号机组处于发电运行状态,15 时 23 分 01 秒,A 套注入式定子接地保护和 B 套基波零序电压保护动作并跳闸出口,其录波图如图 4 所示。波形从左至右分为三段,第一段为保护启动时刻波形,第二段为跳闸时刻波形,第三段为跳闸后波形, U_{fa}, U_{fb}, U_{fc} 为机端三相电压波形, U_{f0}, U_{n0} 分别为机端和中性点零序电压, I_0 为中性点零序电流, U_{20}, I_{20} 为中性点 20 Hz 注入低频电压和电流, R_s 为定子接地过渡电阻值。从图 4 可看出,启动时零序电压 U_{f0} 和零序电流 I_0 出现,定子接地过渡电阻一段时间落至 0 k Ω ,为故障初发阶段;跳闸时零序电压和零序电流分量很大,20 Hz 电压明显降低,20 Hz 电流明显增大,定子接地过渡电阻稳定于 0 k Ω ,机端电压 C 相明显降低,故障特征明显且稳定,初步怀疑为机端发生定子 C 相接地故障。

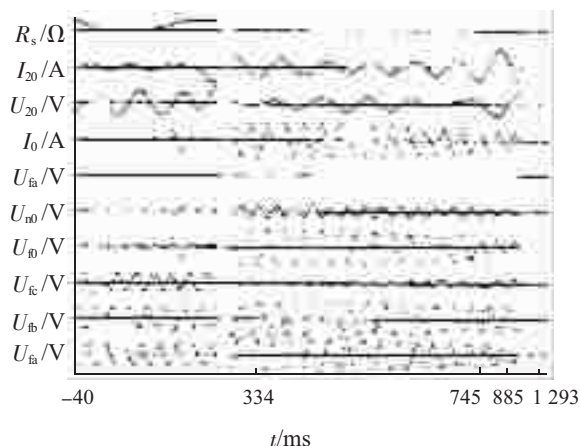


图 4 定子接地保护动作录波图

经仔细排查,找到故障点为发电电动机机端电制动开关 C 相单相接地。查明原因是由于空调冷凝水排水管堵塞,导致冷凝水溢出,滴落至电制动开

关,造成发电电动机机端引线定子接地故障。在对故障点进行紧急处理后,机组正常投入运行,避免了可能造成的发电电动机机端相间短路的严重故障。

5 经济效益

综合考虑设备费、辅材费(主要为增加的控制电缆)、安装调试费,每台机组保护国产化改造费用约20万元,低于抽水蓄能行业机组保护改造百万级别标准(据调研潘家口蓄能电厂和广州蓄能电厂机组保护改造费用都在百万元以上),在保障技术的前提下建立了机组保护改造费用的新标准。机组保护改造完成后,新保护装置生命周期内的备件费用和厂家服务费用为0,只需每年4万元的常规校验外包费用,克服了原有进口保护装置后期维护费用高(年均超过20万元)和售后服务不到位等缺点。

6 结束语

本次改造工程严格参照国内技术规程和反事故

措施要求,克服原有机组保护缺陷,实现了机组保护主后备一体化、双重配置的成套保护配置方案,成功应用了注入式定子、转子接地保护原理、变斜率比率差动原理、工频变化量差动原理、高灵敏横差保护等先进技术,极大地提高了机组保护性能。改造后二次回路简洁清晰,维护方便,现场应用安全可靠。

参考文献:

- [1] GB/T 14285—2006,继电保护和安全自动装置技术规程[S].
- [2] 沈全荣,何雪峰,沈俭,等.大型发变组微机保护双重化配置探讨[J].电力系统自动化,2002,26(10):69-72.
- [3] 严伟,陈俊,沈全荣.超超临界机组发电机变压器组保护探讨[J].江苏电机工程,2008,27(S1):61-63.
- [4] 王光,温永平,陈俊,等.注入方波电压式转子接地保护装置的研制及应用[J].江苏电机工程,2009,28(2):74-77.

作者简介:

龚翔峰(1976),男,江苏南通人,工程师,从事设备管理工作;
杨海学(1979),男,江苏南通人,工程师,从事继电保护工作;
司红建(1979),男,江苏南通人,工程师,从事安全技术管理工作。

The Domestic Reform of Pumped-Storage Power Station Unit Protection

GONG Xiang-feng, YANG Hai-xue, SI Hong-jian

(Jiangsu Shahe Pumped-storage Power Generation Co.Ltd., Liyang 213333,China)

Abstract: The unit protection devices of Shahe pumped storage power station were imported from the ALSTOM Company along with the main unit, which had some defects in design, protection, operation and other aspects according to the relevant domestic and industry standards. This paper analyzed the problems existing in the protection devices of Shahe station, and illustrated the successful domestic reform which had been improving the protection performance by applying some advanced technologies & principles.

Key words: double Protection configuration; variable slope ratio differential; injection type stator; rotor grounding protection

(上接第32页)

Study on Synchronization Test Method of Digital Optical Differential Protection in Smart Substation

ZHANG Jia-min¹, LI Peng¹, WANG Jian-ming², BU Qiang-sheng¹, SONG Liang-liang¹, ZHONG Wei-kuan²

(Jiangsu Electric Power Research Institute Co. Ltd., Nanjing 211103, China;

2. Wuxi Power Supply Company, Wuxi 214061, China)

Abstract: Line optical differential protection of smart substation using optical electric current transformer in one side and traditional electromagnetic TA in the other side. It is necessary to test the synchronization of asymmetric differential protections in order to ensure safety and reliability of the system after optical differential protection put into operation. An experimental method was proposed to test synchronization of the line differential protections based on rise flow under integration test environment. The synchronization test of different differential protections system was carried out by using this method. Comparative analysis of the results indicates that it is important and necessary to test the synchronization for digital line current differential protection.

Key words: digital optical differential protection; synchronization performance test; optical current transformer

分布式母线保护在智能变电站中的应用

王风光¹,张祖丽²,张 艳²
(1. 南瑞继保电气有限公司,江苏 南京 211102;2. 海西供电公司,青海 格尔木 816000)

摘 要:随着智能变电站的广泛推广使用,当面对接入间隔数目较多的情况时,集中式母线保护装置已无法满足智能变电站大容量数据交换的要求,因此开发应用于智能变电站的分布式母线装置已成为当务之急。文中介绍了应用于智能变电站的分布式母线保护的配置方案,并针对大容量数据传输及同步采样提出了相应的解决方案。

关键词:智能变电站;分布式;母线保护;同步采样

中图分类号:TM773 **文献标志码:**B **文章编号:**1009-0665(2012)02-0037-03

所谓智能变电站,是指由智能化一次设备(电子式互感器、智能化开关等)和网络化二次设备分层(过程层、间隔层、站控层)构建,建立在 IEC 61850 通信规范基础上,能够实现变电站内智能电气设备间信息共享和互操作的现代化变电站。随着智能变电站的广泛推广使用,应用于智能变电站中的继电保护装置在保证其“可靠性、选择性、灵敏性、速动性”的同时,也应提高其智能化水平。母线保护作为智能变电站中的重要元件保护装置,在模拟量采集与开关量的输入输出方面均发生了显著的变化,配置方法更加灵活。2010 年 4 月,国家电网公司发布了《智能变电站继电保护技术规范》,对于智能变电站中的母线保护装置提出了明确的要求,在此情况下,当面对接入间隔数目较多的情况时,集中式母线保护装置已无法满足智能变电站大容量数据交换的要求,因此开发应用于智能变电站的分布式母线装置已成为当务之急。

相比于集中式母线保护装置,分布式母线保护装置符合变电站保护分散布置、就地化的发展趋势,且分布式母线保护采取数据分散采集,集中处理的方法,相比于集中式母线保护集中采集、集中处理的方法有很大优势。但是分布式母线保护相比集中式母线保护需要解决 2 个难题:一是大量数据的可靠、实时传输;二是高精度的同步采样^[1]。

1 分布式母线保护装置介绍

根据 IEC 61850 标准体系描述,智能变电站可分为三层:过程层、间隔层、站控层^[2-4]。其中过程层包括面向模拟量的合并单元(MU)和面向开关的智能操作箱单元;MU 负责同步接收数字化的模拟量信号(SMV),并将接收到的数字量按标准规范要求(IEC 61850-9-2)发送给保护及测控装置;智能操作箱单元负责采集开关及刀闸位置信息传送给间隔

层的保护及测控装置,并接收间隔层跳闸信号控制开关跳闸。分布式母线保护装置整体设计方案如图 1 所示。

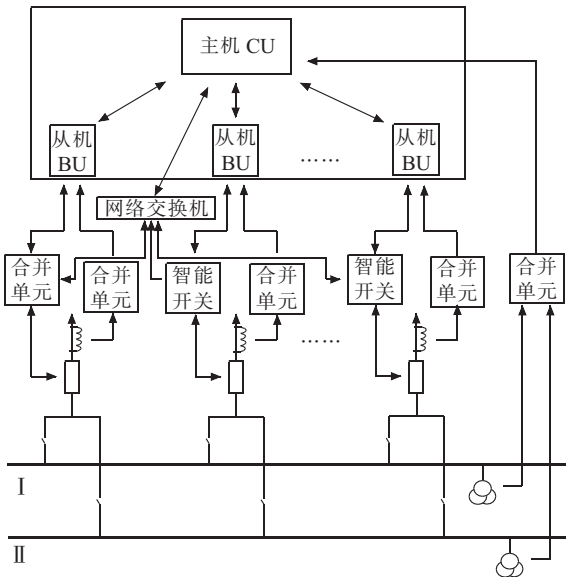


图 1 分布式母线保护配置方案

图 1 框内为分布式母线保护装置的配置方案。从机处理单元(BU)与主机处理单元(CU)之间通过光纤连接。负责电流采集的合并单元及点对点传输的 GOOSE 开关量通过光纤与 BU 连接,负责电压采集的合并单元及网络传输的 GOOSE 开关量通过光纤与 CU 连接。分布式式母线保护的 CU 与 BU 的硬件配置如图 2 所示。

CU 共有四大功能插件:保护管理插件、逻辑运算插件、从机通信插件及过程层通信插件。其中保护管理插件由高性能的嵌入式处理器、存储器、以太网控制器及其他外设组成。实现对整个装置的管理、人机界面、通信和录波等功能。逻辑运算插件由高性能的数字信号处理器及其他外设组成,他通过高速数据总线与从机通信插件机及 CU 过程层通信插件通信,接收 SMV 数据及 GOOSE 开关量数据,两块逻辑运算插件接收的 SMV 数据完全独立,以保证某

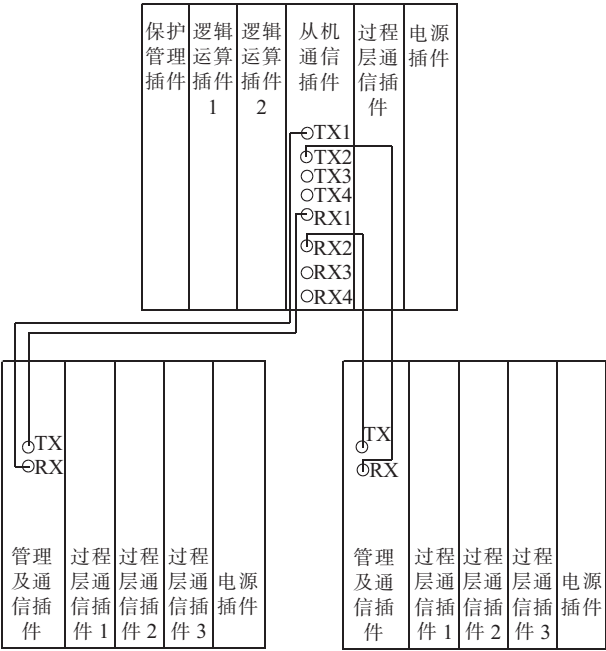


图 2 CU 与 BU 的硬件配置

一路采样数据无效的情况下可靠闭锁保护。从机通信插件由高性能的数字信号处理器、4 组光纤收发口及其他外设组成,负责 CU 与 BU 之间通信,每块从机通信插件可连接 4 个 BU。它接收 BU 打包上送的电流 SMV 数据及点对点 GOOSE 开关量数据,解压缩后传输给 CU,并接收 CU 的跳闸命令,打包后发送给 BU。过程层通信插件由高性能的数字信号处理器、8 个百兆光纤以太网接口组成。插件支持 GOOSE 功能和 IEC 61850-9-2 规约,负责接收电压 SMV 数据及网络传输的 GOOSE 开关量数据并传输给逻辑运算插件。

BU 共有两大功能插件:管理及通信插件和过程层通信插件。管理及通信插件由高性能的数字信号处理器、一组光纤收发接口及其他外设组成,它通过光纤与 CU 的从机通信插件连接,完成与 CU 的通信,并通过高速数据总线与 BU 过程层通信插件通信,接收电流 SMV 数据及点对点 GOOSE 开关量数据,并打包后传输给 CU,接收 CU 下发的 GOOSE 跳闸命令并传输给过程层通信插件。过程层通信插件负责接收点对点采样数据,并向智能操作箱发送跳闸命令。每块过程层通信插件由 8 个百兆光纤以太网接口组成,连接 4 个间隔,因此每个 BU 共可以接收 12 个间隔的点对点采样数据。

2 大容量数据的可靠及实时传输

应用于智能变电站的分布式母线保护的每个 BU 负责采集间隔的 SMV 及 GOOSE 信号并上送给 CU 进行保护逻辑运算并接收 CU 下发的保护跳闸命令实现开关跳闸,因此保证 CU 与 BU 间可靠、

实时通信是分布式母差保护的关键之一^[5]。

针对 SMV 信号,目前 MU 传送给 BU 的采样频率广泛采用 4 kb/s 的标准,每间隔数字量通常包含保护用电流、电压、测量用电流、电流等 12 路数据,以 12 个间隔,4 kb/s,16 位数据为例,BU 每秒需要传送给 CU 的数据量为 24×12×16×80×50 bit,约 18 Mb/s;此外 BU 还需要将每个间隔的 SMV 信号的品质状态上送给 CU。针对 GOOSE 信号,BU 负责采集每个间隔的开关位置(常开、常闭节点)及每个间隔每条母线的刀闸位置(常开、常闭节点),并将每个开入的 GOOSE 品质位上送给 CU,以 12 个间隔,每个间隔传送 16 个 GOOSE 开关量及 GOOSE 开关量状态,BU 每秒传送给 CU 的数据量为 12×16×16×2×50 bit,约 307 kb/s。如果 BU 不预先对 SMV 及 GOOSE 信号处理,将会给 BU 和 CU 间的光纤传输造成很大的负担。

为解决上述问题,BU 对 SMV 及 GOOSE 信号进行了处理:

- (1) BU 对每个间隔的 SMV 信号首先进行插值算法处理,即 4 000 点/s 的采样信号通过插值算法后变成 1 200 点/s,且只上送保护用电流及测量用电流,舍弃其他不需要的数字量;
- (2) BU 将每个间隔的 SMV 品质状态按位处理,这样一个字(16 bit)即可以传送 2 个间隔的采样品质;
- (3) BU 对每个间隔的 GOOSE 开关量及 GOOSE 开关量状态按位处理,这样两个字(16×2 bit)即可传送一个间隔的 GOOSE 开关量及 GOOSE 开关量状态。
- (4) BU 与 CU 之间的数据传输采样,且自定义规约。

通过以上处理,BU 和 CU 间的传输速率大大下降,目前,BU 与 CU 间的光纤传输速率为 10 Mb/s,需要交换的数据量仅为 134 kb/s,可以充分保证 BU 与 CU 间数据的实时传输。

3 分布式母线保护的采样同步问题

差动保护计算所需要的各个间隔的电流采样数据必须是同一时刻的值,而分布式母差保护的各子站间没有电气上的连接,从而带来了各个子站的同步采样问题。采样同步的好坏,直接影响到差动保护的

性能。采用 GPS 同步时钟为每个间隔单元对时的方案在技术上是可行,但增加了硬件的复杂性,更重要的是当同步时钟受到电磁干扰或同步时钟失去时,差动保护的安全性问题更令人担忧。间隔单元采样

同步时钟要求是相对时钟准确,对绝对时间没有要求,如何在不增加硬件和通信网络负担的前提下,解决间隔单元的采样同步性问题,也是分布式母差要解决的一个关键性技术问题。

目前,国外分布式母差的情况是 ABB 公司的 REB500 最早投入商业运行的分布式微机母差保护,其工作原理是子站进行有关数据的收集、预处理之后,以一定的时间间隔将数据发送到主站,受到数据传输能力的限制,子站只传基波的实部和虚部,而且是每隔 8 ms 向主站传送一次,由主站进行综合计算处理,发出跳闸指令,因此动作速度偏低。西门子的 7SS52 分布式母线保护也由子站和主站构成,子站对电流量进行每周期 48 点采样,并进行模拟和数字滤波,将采样电流值转换为电流相量,然后将这些相量带上相应的时标,在算法设定的间隔传到主站,由主站负责算法处理、故障检测,并发出跳闸命令。

可见,国外一些厂家的分布式母线保护受数据传输能力和数据同步处理的限制,子站送到主站的都是相量数据,采用相量差动算法使得保护的行动速度和抗饱和性能都受到一定的限制。为此设计不依赖于 GPS 的同步方案,CU 通过光纤向 BU 发布时间基准,BU 记录下 CU 发送过来的时间基准,并将此时间基准与本板中断时刻做比较,将二者的差值与同步基准做比较后自动调整 BU 采样中断,以保证各个 BU 发送给 CU 的 SMV 数据为同一时刻采样值,同步精度可保证为 5 μ s,完全满足母线保护跨间隔数据同步采样的要求^[6,7]。

4 分布式母线保护功能配置

与集中式母线保护相同,本分布式母线保护装置配置了母线差动保护、母联失灵保护、母联死区保护及断路器失灵保护功能。一套分布式母差最多可接入 4 个 BU,每个 BU 可接收 12 个间隔的 SMV 及 GOOSE 信号,最大可支持 48 个间隔。全新的面向间隔对象母线保护设计方法,在不同的主接线方式只需根据实际情况对间隔单元进行配置即可,不需修改保护主程序,母线保护的差动构成灵活可靠,而且不再只能适应已知的主接线模式。该分布式母差为每个支路提供 GOOSE 接收和发送软压板,用来控制每个支路的 GOOSE 开入开出。此外还为每个支路设置了支路使能软压板,用以控制支路的 GOOSE 及 SMV 使能,当支路投入软压板退出时,相应间隔的电流将退出差流计算,并屏蔽相关链路报警。

若支路投入软压板退出时相应间隔有电流,装置发“支路退出异常”报警信号,相应支路电流不退出差流计算。

为了防止单一通道数据异常导致保护装置被闭锁,装置将按照光纤数据通道的异常状态有选择性地闭锁相关的保护元件,具体原则为:

(1) 采样数据无效时采样值不清零,显示无效的采样值;

(2) 某段母线电压通道数据异常不闭锁保护,但开放该段母线电压闭锁;

(3) 支路电流通道数据异常,闭锁差动保护及其相应支路的失灵保护,其他支路的失灵保护不受影响;

(4) 母联支路电流通道数据异常,闭锁母联保护,母联所连接的两条母线自动置互联。

5 结束语

随着智能变电站的广泛推广使用,集中式母线保护在某些情况下已不能满足智能变电站大容量数据传输的要求。应用于智能变电站的分布式母线保护主站和子站之间通过光纤交换数据,采用 FPGA 实现硬件通信编码和 CRC 校验,可靠性高,不占用保护 CPU 的资源。目前,本文设计的分布式母线保护装置已在多个智能变电站成功运行。

参考文献:

- [1] 邹贵彬,王晓刚,高厚磊,等. 新型数字化变电站分布式母线保护[J]. 电力自动化设备,2010,30(11):94-97.
- [2] 操丰梅,宋小舟,秦应力. 变电站过程层的分布式母线保护的研制[J]. 电力系统自动化,2008,32(4):69-72.
- [3] 王攀峰,周晓龙,杨恢宏. 一种面向数字化变电站的母线保护方案[J]. 电力系统保护与控制,2009,37(12):48-51.
- [4] 朱林,苏盛,殷献忠. 基于 IEC 61850 过程总线的分布式母线保护研究[J]. 继电器,2007,35(S1):40-44.
- [5] 王攀峰,张克元,文明浩. 应用于数字化变电站的分布式母线保护的研究[J]. 电力系统保护与控制,2009,37(13):68-71.
- [6] 殷志良,刘万顺,杨奇逊. 一种遵循 IEC 61850 标准的合并单元同步的实现方法[J]. 电力系统自动,2004,28(11):57-61.
- [7] 高翔,张沛超. 数字化变电站的主要特征和关键技术[J]. 电网技术,2006,30(23):67-71.

作者简介:

王风光(1981),男,山东聊城人,工程师,研究方向为电力系统继电保护;

张祖丽(1977),女,河南南阳人,工程师,从事电网调度管理工作;

张艳(1973),女,山东乳山人,工程师,从事电网调度管理工作。

变电站遥信功能自动校验系统

陆路¹,杜积贵²,全思平¹,陆成¹,韩禹¹
(1.泰州供电公司,江苏泰州 225300;2.南京供电公司,江苏南京 211800)

摘要:分析了当前新变电站投运时工作人员在验收信号流程中遇到的问题,从数据采集和监控系统的基本原理出发,提出有效解决方案。经过实际工作中的试运行,提高了新投运变电站信号验收工作的效率,大大减轻了验收人员的工作量,为验收流程的改进提供了可靠依据。

关键词:遥信;数据库;校验

中图分类号:TM764.2

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)02-0040-04

在新建、扩建变电站时,调度自动化人员、监控人员需要经运行人员与现场变电站施工、调试人员多次校验监控信号。随着国家电网公司“大运行”体系的建立,调度控制中心监控的变电站数量与日俱增,当校验信号的工作现场较多时,会影响对电网的正常监控,同时也会影响验收工作的正常安排。所以需要采用新办法从根本上减少双方的工作量,提高信号校验工作效率并且保证验收工作的质量。

1 目前信号功能验收存在问题

1.1 工作流程

传统验收新投运变电站信号的工作流程如下:设备厂家在变电站运行维护人员现场监护的前提下点击发送需要核对的具体信号,变电站运行维护人员同时与调度控制中心主站端人员电话联系,等待主站端人员对信号确认接收。主站端及变电站现场后台机均成功接收信号后,一条信号验收结束,双方在各自的验收信号表中做好记录。以一座 220 kV 双台主变压器的变电站信号验收为例,遥信量达 2 000 多条,110 kV 变电站的遥信一般也达 1 000 条左右。

1.2 问题

(1) 现场不同设备间隔均有工作人员调试信号,而正式验收信号的人员一般只有一组。由于实时告警窗口宽度有限,不能同时显示所有上传信号,所以当有其他间隔的信号干扰时,验收人员需要将实时告警窗口暂时锁定住,然后验收人员从历史数据中搜索需要核对的信号。当短时间内上传的信号量较大,尤其是出现多组频繁“动作、复归”的遥信时,搜索工作会耽误时间。若验收人员确实找不到该条信号,一般会让现场工作人员重新点击发送该条信号,同时将锁定的告警窗口解锁以便继续人工搜索,解锁后的告警窗口仍然会受到新上传信

号的干扰,并不能从本质上避免上述问题。

(2) 实际工作中,现场施工单位将初始的信号表提供给自动化人员,由自动化人员将其配置具体的点号,建立新变电站的信号表。由于各个公司信号表的规范不是完全一致,有时需要设备施工单位将初始信号表做规范修改。厂家人员一般希望在每次正式组织验收的时候能将不规范的信号汇总,统一解决后等待复验收,这会影响新变电站投运时信号首次验收的通过概率。

2 基于 OPEN-3000 的遥信功能校验系统

2.1 信号采集原理

变电站综合自动化系统应采集的状态量包括:断路器状态、隔离开关状态、变压器分接头信号、变电站一次设备告警信号、各种保护跳闸信号、预告信号等。

OPEN-3000 系统基于 IEC 60870-5-104, IEC 60870-5-101, CDT 等通信协议,将变电站“四遥”信号采集至自动化主站系统,在后台进行数据处理,并经安全隔离装置发布到安全 III 区的 WEB 服务器^[1]。具体结构如图 1 所示。

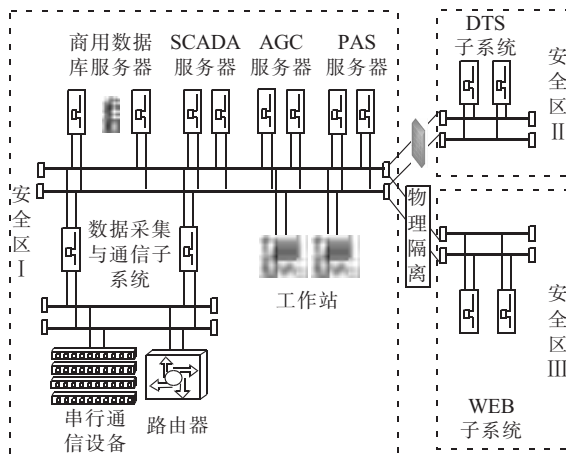


图 1 OPEN-3000 系统的硬件构架示意图

2.2 方案及软件流程

在南瑞 OPEN-3000 的基础上,新变电站竣工验收前所有遥信信号表均已确定。OPEN-3000 系统通过安全区 III 的网络接口连接至企业管理信息系统(MIS),对外部系统开放数据访问的功能^[2]。

变电站遥信功能自动校验系统方案如图 2 所示。现场工作人员在厂站端发送所需要校验的信号后,相应的遥信动作信号会记录在 OPEN-3000 系统的 III 区服务器,利用计算机 VC 语言编程访问服务器 Oracle 数据库读取相应记录,和工作人员需要核对的原 EXCEL 表(记录所有要核对的遥信信号量)进行比对^[3,4],以此来判断信号接收的正确性,验收输出结果分为三类:正确,错误,未验证。运用可靠的计算机来完成整个遥信校验,从根本上改变传统的人工校验遥信工作缓慢问题。变电站遥信功能自动校验软件流程如图 3 所示。

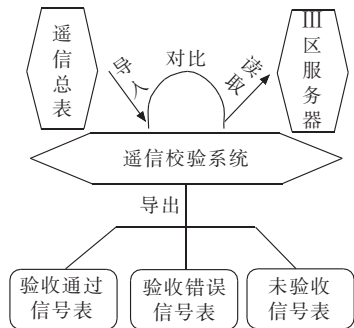


图 2 变电站遥信功能自动校验系统方案

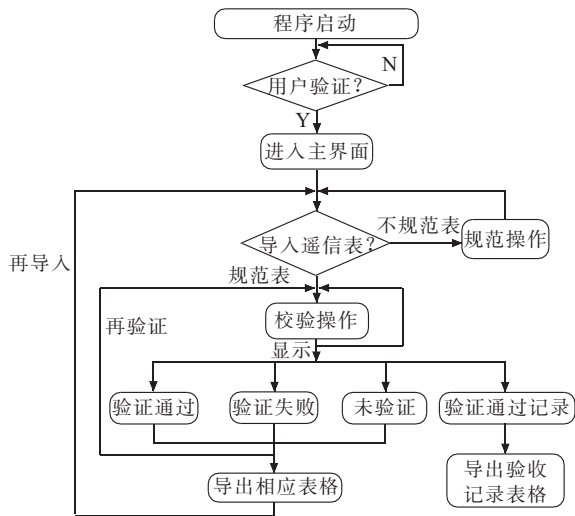


图 3 变电站遥信功能自动校验软件流程

2.3 系统特点

- (1) 校验信号时间间隔(即系统定期访问 WEB 数据库的时间)可以在 1~1 000 s 之间任意调整,因为系统一直访问数据库将非常消耗内存,不利于程序稳定运行,且校验工作并不需要频繁访问数据库。
- (2) 设计一个可以灵活设定起止序号的窗口,

便于工作人员灵活编制需要校验信号的顺序,导入系统中作批量验证。输出验收通过的信号顺序也依照所选序号的升序排列,如此设计,为验收人员提供重要参照,通过比较程序所显示接收信号的时间先后与信号序号是否一致,从而能及时判断信号发送顺序是否混乱。

(3) 所有验收通过的信号记录,均可以 excel 格式导出保存,交接给下一班人员继续验收。

(4) 验证暂时有错误的信号可以批量导出并再次导入程序进行复验收,操作简易。

(5) 自动校验系统从安全 III 区采集数据,不会影响 I 区数据的正常采集,同时保证了数据来源的可靠性。系统与 III 区失去连接时,会弹出告警窗口提醒工作人员未连接数据库。

(6) 遥信变位时间 $T1$ 与系统访问 III 区数据库的时间 $T2$ 的合理设计,是系统设计的关键点之一。考虑到信号从变电站传送至主站端会有一个短暂的时间差 ΔT (一般为 3 s),当 $T1$ 大于 $T2$ 时,校验系统访问到的数据才为有效数据,所以应满足 $T1 - T2 > \Delta T$ 。校验系统将显示出距 $T1$ 时间最近的一条信号数据。如此设计有效避免信号重复发送时,自动校验系统接收数据混乱的情况。

(7) 工作人员验收信号后在信号验收范本上打勾表示通过,并没有能够逐条备注具体的时间,所以设计出一个“验收记录导出”功能键,将所有验收信号的动作情况及时间统一导出保存,作为验收工作可靠性的重要依据,甚至以验收报告形式提供给验收方从而完善现有的验收制度。

2.4 具体实施

(1) 主界面主要分为以下部分:excel 格式遥信表的规范、导入、导出控制;输出结果分三类,验证通过信号、失败信号、未验证信号;提供窗口显示验收通过的信息;提供逐一验证及批量验证功能;提供窗口灵活调整程序访问数据库的时间间隔;主站端接受信号时间精确到秒,为验收的可靠性提供重要依据。如图 4 所示。

(2) 在能够与 MIS 网络相连接的计算机上安装 Oracle 数据客户端,并对其端口做好相应配置。然后通过 VC 编写程序对安全 III 区的 Oracle 数据库 WEB DB 访问,找到具体存储遥信数据的表,以 yx_bw(遥信变位表)及 rl_yx_warn(二次遥信告警表)为例,对这两张表的结构做解析,为校验系统采集数据打下基础。在程序访问数据表先后方面,采用数据含量较大的表优先访问原则,查找到信号后程序立即输出结果,避免重复访问,如此设计便于程序更加快捷运行。

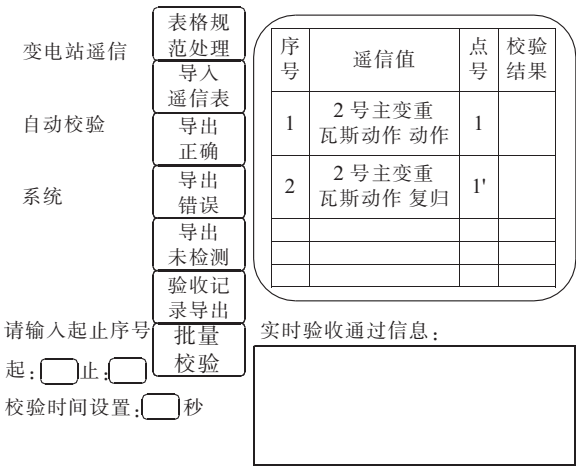


图 4 变电站遥信自动校验系统设计主界面

2.5 验收具体流程

- (1) 工作人员选择自己的用户名以及密码实名登录。
- (2) 验收人员先准备好 excel 格式的遥信基准表,将其导入程序规范处理,所有遥信的序号均为系统自动生成,可以灵活适应不同需要来编排信号顺序.程序为每一条遥信自动提供“动作、复归”两种相反性质的语句。
- (3) 验收人员可以对导入程序的信号逐一验收,事先设定好程序访问数据库的时间间隔后,点击每条信号后面的“双击验证”按钮,程序会自动显示结果。
- (4) 验收人员根据变电站现场工作实际情况,经双方协商,灵活编排需要验收信号的顺序.然后验收人员设定好程序访问数据库的间隔时间,并且选择需要验收信号的起止序号,进行批量验收,操作方便快捷.最终程序会以不同颜色区分显示所有验收结果,并将验收通过的信号从实时窗口中显示出来。
- (5) 验收人员需要关闭自动校验系统主界面程序时,会弹出提示窗口“你确定退出系统(请注意保存数据)?”,以防工作人员因误退出程序而造成数据丢失。
- (6) 验收人员将当前所做的验收记录从系统中导出保存,且为整个验收工作的可靠性提供了重要依据。
- (7) 所有验收未通过的信号,均可以点击“双击验证”按钮做多次校验.因其他原因暂时不能解决的信号,均可以 excel 表格形式导出程序,方便工作人员移交交给接班人员继续校验。
- (8) 所有当班人员未验收的剩余信号同样可以 excel 表格形式导出程序,方便交接班时移交,接班人员将剩余信号表格重新导入程序继续验收即可。

3 验收工作

- 2011 年 10 月至 11 月先后校验了 220 kV 同济变、220 kV 观五变、110 kV 海陵变、110 kV 医药变的新扩建间隔的遥信信号及 110 kV 城南变、110 kV 史堡变、110 kV 元竹变的全站投运遥信验收工作。变电站遥信自动校验系统在调度控制中心主站端及变电站现场应用。
- (1) 现场人员安装遥信自动校验系统后,调试人员能通过信号在 WEB 库中的接收情况及时了解主站端 OPEN-3000 库中的数据接收情况,并且可以按照调试人员临时设定的顺序,在设备的端子排上点击需要调试的信号,待信号全部点击完毕后再应用自动校验系统程序批量验收,程序会自动将所有验证结果迅速准确的显示在主界面上,操作便捷且数据可靠。
 - (2) 变电站运行维护人员在使用自动校验系统程序与主站端人员验收信号时,也可以通过信号在 WEB 库中的接收情况及时了解主站端 OPEN-3000 库中的数据接收情况,从而有效缩短传统的需要与监控人员核对是否收到该信号所等待的时间。
 - (3) 变电站遥信自动校验系统所采用的数据均来自 WEB 区,而 WEB 区的数据都源自安全 I 区。以此作为验收过程的理论依据,将巧妙地解决验收现场与主站端距离大而带来的困难,利用强大的网络,达到验收零距离的效果.为调度控制中心主站端人员在整个验收工作中提供便捷。
 - (4) 主站端所有与 MIS 网络相连接的计算机均可安装自动校验系统软件,并安装 Oracle 数据库的客户端做好相应配置,适应现场多个设备间隔同时验收信号的需要。
 - (5) 所有验收记录(包含接收的具体时间,精确到 s)均可以导出并保存处理.克服传统验收结果只有信号是否合格,缺少详细的信号接收时间所带来的不足.从管理层面上,可以形成对现有验收制度的有效完善。
 - (6) 自动校验系统能有针对性的直接验证需要核对的多组信号,依靠计算机程序校验辅助工作人员验收,有效提高了验收信号的正确率。
- 应用自动校验系统之前,验收新投运变电站遥信的时间如表 1 所示。
- 2011 年 11 月至 2011 年 12 月,使用自动校验系统之后验收新投运变电站遥信的时间如表 2 所示。
- 由表 1 和表 2 的数据可知,重复校验时间 T1 比例从 90%下降到 47%,从而大大提高了验收工作的效率。

表 1 传统验收时间统计

验收时间分类	变电站			合计 时间 /min	百分数 /%
	110 kV 钓鱼变	110 kV 兴园变	110 kV 森园变		
重复校验所用 时间 T1/min	1 710	2 332.8	1 789.2	5 832	90
现场人员点击发送信 号所用时间 T2/min	151.2	206.8	160.4	518.4	8
其他 T3/min	39	38.8	51.8	129.6	2
全站验收总 时间 /min	1 900.2	2 578.4	2 001.4	6 480	100

表 2 使用自动校验系统之后验收时间统计

验收时间分类	变电站			合计 时间 /min	百分数 /%
	220 kV 马华变	220 kV 观五变	110 kV 元竹变		
重复校验所用 时间 T1/min	137.14	133.4	101.7	372.24	47
现场人员点击发送信 号所用时间 T2/min	148.9	144.46	109.76	403.12	51
其他 T3/min	5.8	6.04	4.8	16.64	2
全站验收总 时间 /min	291.84	283.9	216.26	792	100

4 结束语

综上所述，调度控制人员配合变电站现场人员

在校验信号时，结合变电站遥信功能自动校验系统作为辅助工具来完成验收工作，会大大解放验收双方的劳动力，并且在保证验收质量的基础上提高了工作效率。在运行管理方面，变电站遥信功能自动校验系统将成为对现有信号验收管理的有效完善和补充，并具备实际的推广意义。

参考文献：

[1] 国家电力调度通信中心. 国家电网公司继电保护培训教材 [M]. 北京:中国电力出版社, 2009.

[2] LIPPMANS B.C++ Primer 中文版(第 4 版)[M]. 北京:人民邮电出版社,2006.

[3] THOMAS K. Oracle Database 9i/10g/11g 编程艺术:深入数据库体系结构(第 2 版) [M]. 北京:人民邮电出版社,2011.

[4] 张永健. 电网监控与调度自动化(第 3 版) [M]. 北京:中国电力出版社, 2009.

作者简介：

陆 路(1984),男,江苏泰州人,助理工程师,从事电网调度控制工作;

杜积贵(1973),男,江苏南京人,高级工,从事配电线路运行维护工作;

全思平(1981),男,江苏泰州人,工程师,从事调度自动化工作;

陆 成(1986),男,江苏泰州人,助理工程师,从事调度自动化工作;

韩 禹(1986),男,江苏海安人,助理工程师,从事调度自动化工作。

Substation Remote Communication Function Automatic Calibration System

LU Lu¹, DU Ji-gui²,QUAN Si-ping¹,LU Cheng¹,HAN Yu¹
(1. Taizhou Power Supply Company, Taizhou 225300,China;
2.Nanjing Power Supply Company, Nanjing 211800,China)

Abstract: The paper analyzed the problem which the staff faced in the acceptance signal process when new substation put into operation. Based on the basic principles of data acquisition and monitoring system, effective solution was proposed. Through trial operation in practical work, it can improve efficiency of the acceptance work, greatly reduce workload of inspector, provide reliable basis for the improvement of the acceptance process.

Key words: remote communication; database; calibration system

(上接第 39 页)

Application of Distributed Busbar Protection in Smart Substation

WANG Feng-guang¹,ZHANG Zu-li²,ZHANG Yan²
(1. Nari-relays Electric Co.Ltd., Nanjing 211102,China;
2. HaiXi Power Supply Company, Geermu 816000,China)

Abstract: With widely utilization of the smart substation, the centralized busbar protection is unable to meet the requirements of high-capacity data exchange when there are more access intervals. So the development of distributed busbar protection for smart substation is the first imperative. A configuration of distributed busbar protection for smart substation was introduced in this paper, and the corresponding solution for high-capacity data transmission and synchronous sampling was proposed.

Key words: smart substation; distributed; busbar protection; synchronous sampling

发电厂高压变频设计探讨

王继工,高波

(江苏省电力设计院,江苏南京 211102)

摘要:变频器以无级调速的方式改变了交流异步电机的运行,在负荷变化大的情况下,可以节约能源而受到大力推广。因此在火力发电厂中风机、泵类电动机越来越多地使用变频调速装置。文中对目前火电厂中变频器的特点进行了分析研究。在此基础上,对火电厂中高压变频器设计应注意的问题进行了总结。

关键词:变频器;节能;谐波

中图分类号:TM344.6

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)03-0044-03

随着厂网分离、发电企业市场化程度的加剧,运行综合厂用电率已成为发电厂考核的重要指标,直接关系到电厂的经济效益和企业竞争力。对于多数火电机组,其厂用电占发电量的4%~7%,主要负荷为火电机组的辅机设备。而针对辅机的变频改造可显著地降低厂用电成本,且具有重大经济效益。变频器在降低厂用电率的同时,保证机组安全、可靠的运行正在成为电厂十分关注的问题。因此,高压变频电动机的安全稳定运行,成为保障电厂安全的关键,具有重要的现实意义。

1 高压变频电动机工作性能

1.1 发电厂中高压变频的特点

高压变频接线的电动机一类是用于调速,一类是用于节能。在发电厂中应用高压变频的电动机,主要是通过变频调速用于节能,其运行的频率范围一般小于50 Hz,其负载类型主要为恒转矩($T=C$),二次方减转矩 $T \propto n^2$ [1]。

电厂内运煤皮带、空气压缩机电动机在变频的情况下,当运行频率在20~50 Hz时,转矩 $T \propto (U/f)^2$,而 $U/f=C$ 是个常数,所以电动机是以恒转矩调速的。当运行频率低于或等于20 Hz时,由于低频时定子绕组的压降不可忽视,表现为输出转矩减少,所以变频器都要有低频区电压补偿。

电厂内风机、泵类的负载,其空气或液体在一定的速度范围内所产生的阻力矩大致与转速 n 的平方成正比。随着转速的减小,转矩 T 按转速 n 的2次方减小。这种负载所需功率 P 与转速 n 的3次方成正比。所需风量、流量减小时,利用变频器通过调速可以大幅度地节约电能。

在1 000 MW的机组中,常有8 000 kW及以上大电动机的方案。在校验起动电压降时会遇到不满足起动要求的情况,变频起动则是除调速与节能之

外,高压变频器一种新的用途。通过采用减小基础频率,提高启动矩转的办法,使得电压上升的速度加快,有效的获得更大的启动转矩上升倍数。

1.2 高压变频器的谐波干扰

高压变频器的谐波干扰主要体现在输入侧电流及输出侧电流、电压。不同型式的高压变频器,其波形中的谐波含量、次数及幅值都不一样。

江苏省电力设计院《发电厂辅机变频干扰机理分析及解决方案计算研究》课题组对江苏省5家火力发电厂的高压变频器进行了运行测试,对测试数据进行了仿真计算和分析小结。

(1) 早期的直接串联电流型变频器及高压二电平、三电平电压源型变频器,元器件少,元件耐压高。虽然有滤波器但这类装置的输入输出侧,在谐波方面,特别是11,13,23,25次谐波电流畸变率均大过国家标准数倍,也引发过电动机振动超标。其输入侧电流、输出侧电压、输出侧电流如图1—3所示。从图1—3发现,波形畸变严重。

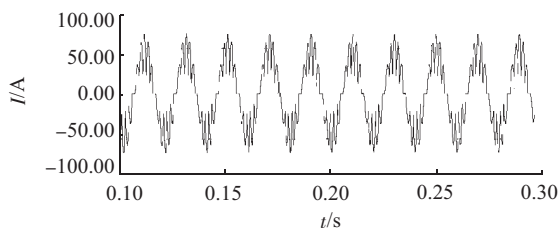


图1 高压三电平型变频器输入侧电流波形

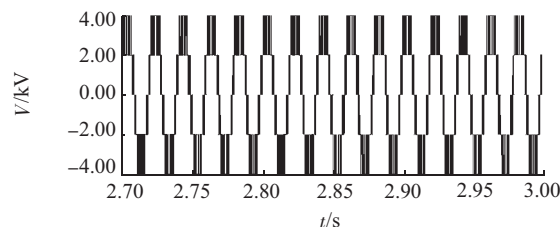


图2 高压三电平型变频器输出侧电压波形

(2) 单元级联多电平变频器,采用多个独立的低压功率单元串联实现高压输出,由于采用了移相变压器,二次侧多组绕组延边三角接法,每组绕组与

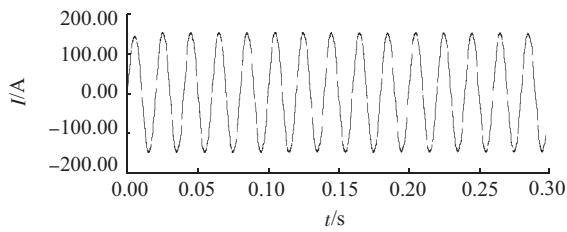


图 3 高压三电平型变频器输出侧电流波形

原边的线电压均按一定的相位差排列,使得输入侧的谐波电流折算到变压器一次侧时相互抵消,大大改善输入侧的电流波形,基本上消除了变频器对电网的谐波污染。输出侧由于是电压叠加的原理,每个功率单元输出电流的谐波均被抑制在很小的范围,串联的级数越多,输出电流谐波出现次数越高、数值越小,基本可以忽略不计。输出电压为多个功率单元迭加所得,谐波很小。所以很多制造厂将其称为“完美无谐波”变频器,对电动机和动力电缆的选型也无特殊要求。其输入侧电流、输出侧电压、输出侧电流如图 4—6 所示。

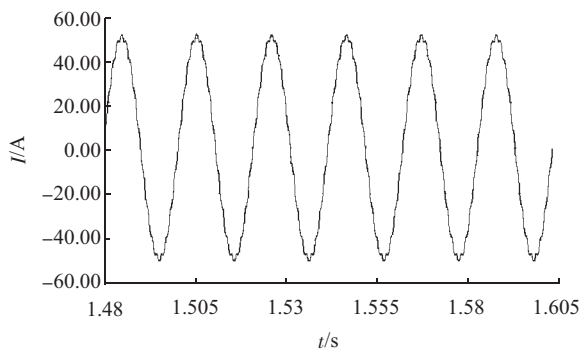


图 4 单元级联变频器输入侧电流波形

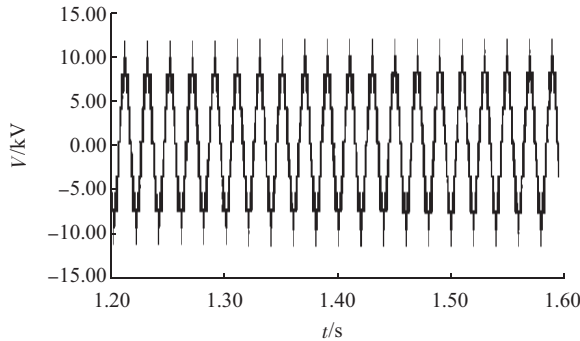


图 5 单元级联变频器输出侧电压波形

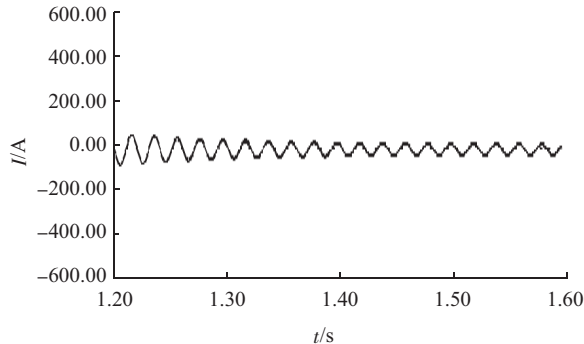


图 6 单元级联变频器输出侧电流波形

综上所述,为减少电厂内谐波污染,保证厂用电母线电压质量,保证微机保护安全可靠运行,保护电动机的绝缘性能,宜选择单元级联多电平变频器。

2 高压变频调速系统的设计方法与注意事项

2.1 高压变频调速系统的接线

高压变频系统通常由高压电源进线设备、变频器、高压真空接触器和电动机构成,考虑到某些辅机运行的不可间断性,还要配备工频旁路。一旦变频器出现严重故障或例行检修维护时,投入工频旁路,以保证辅机工频拖动,不影响机组正常运行。其系统接线主要有以下几种。

2.1.1 一拖一接线

带手动旁路的系统接线如图 7 所示。工频与变频运行的切换必须是在停机后进行。带自动旁路的系统接线如图 8 所示。工频与变频切换可以自动进行。值得注意的是,受电动机容量影响,若图 8 中高压熔断器改为高压断路器,由于高压接触器的额定短时耐受电流值低,需校核其热稳定值。

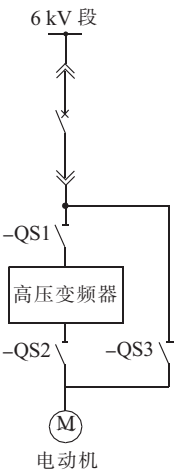


图 7 带手动旁路系统接线

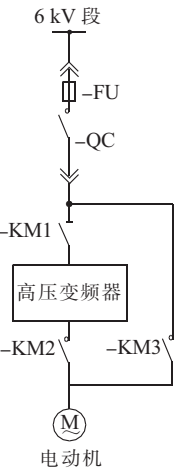


图 8 带自动旁路系统接线

2.1.2 一拖二接线

一种典型的一拖二变频系统接线如图 9 所示。

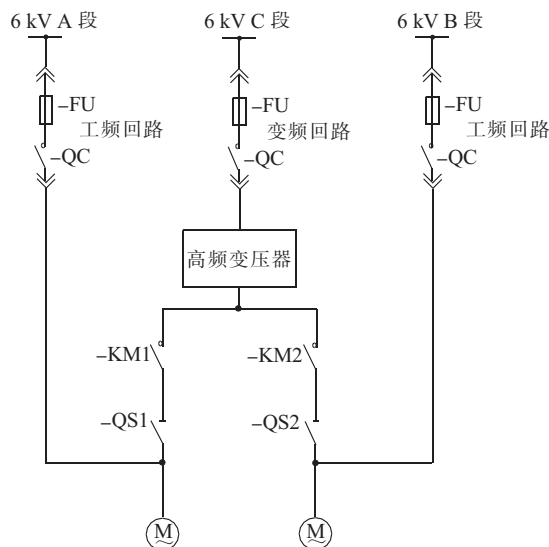


图 9 “一拖二”变频系统接线

此接线的特点为每台电动机为单独的工频回路供电,继电保护无需切换。由于变频运行时,变频器已限制了通过接触器-KM1、2的故障电流,所以不论高压侧采用F-C或断路器方案,此方案均不要考虑工频与变频运行方式切换的接触器-KM1、2动、热稳定。

2.2 高压变频系统的继电保护

不带旁路的单一回路供电的高压变频器,不论电动机大小,建议继电保护按供电回路选择综合保护装置。电动机保护交由变频器处理,一般情况下,变频器回路电流超过设定值时会自动关断,因此,2 MW及以上的电动机可不设差动保护。

单一回路供电带旁路的高压变频器,变频运行电动机保护交由变频器来处理,电源回路由综合保护装置来保护,由于需兼顾旁路运行,综合保护装置应选用电动机保护型式。对于大于2 MW及以上的电动机,在工频运行时,需要设立差动保护,差动保护由高压开关柜内电流互感器(TA)与电动机中性点TA构成的差动电流回路实现。建议差动保护设置单独的综合保护装置,当变频运行时应闭锁差动保护。

对一拖二的三电源回路供电回路,工频供电回路继电保护按常规电动机配置,变频回路电动机继电保护交由变频器处理。对于大于2 MW及以上的电动机回路,其差动保护的装设同上。

2.3 高压变频系统设计注意事项

2.3.1 高压变频器的使用误区

应当认识到高压变频器与软起动器是不同的。软起动器归类为降压起动器,电磁转矩 $T \propto U^2$ 。虽然也是利用降低电压而降低起动电流,但电磁转矩随电压降低成平方的关系下降,同样的荷载下延长起

动时间,据相关显示延长起动时间3~5倍以上。采用高压变频器可以简化工艺系统的调节环节,但完全取代工艺系统调节环节,在现阶段是不经济、不合理的。高压变频器工作频率在20~50 Hz范围是合适的,但如果长期工作在低频状态,对于电动机是不利的。应注意工艺专业滥用变频装置的倾向。

2.3.2 高压变频器的节能计算

当电动机负载率长期在40%以下,或运行频率在20 Hz以下时,由于电动机自带风扇风量减少,会产生电动机过热,使绝缘受损,这时应配置其它独立冷却方式。在高压变频器的节能计算中,还应包括为满足装置运行环境增加的空调设备,这些设备是按变频器额定工况下的发热量选择,一般占到变频器额定容量的3%~7%。

2.3.3 抑制高压变频器的谐波干扰

对于高压变频器的型式,现阶段建议选择单元级联多电平变频器。在同样的额定电压下,每组的串联的功率单元越多,则谐波可能发生的次数高、数值小,影响可以忽略。当一段母线上所接变频负荷的总容量不大于电源容量的10%时,一般谐波干扰不会影响供电的质量。

高压变频器距电动机越近越有利减轻谐波的干扰。控制电缆应采用屏蔽电缆。当控制电缆与高压变频装置输出侧的电动机电缆平行长度在1~10 m,其间距应大于0.3 m。若两者平行长度大于10 m时,其间距应大于0.3×平行长度/10 m。变频器内部的接地应与柜体的接地分开,经与柜体绝缘的接地母排汇总后,通过单芯绝缘电缆就近直接与接地网相连。

2.3.4 高压变频器的“飞车起动”功能

电动机转子在旋转状态下的变频器起动即“飞车起动”功能。由于在电厂中大型风机、水泵的转动惯量都很大,惰走时间很长。当电网原因、误操作或随机干扰使变频器掉电又重新上电,这时电动机的转子还处于旋转状态,若变频器无“飞车起动”功能,则所带电动机不能及时恢复运行,将使工艺系统联锁瓦解和机组停运。

在高压变频装置“一拖多”的接线中,只要出现“工频切变频”情况,同样要求高压变频器必须具有“飞车起动”功能。因此高压变频器设备选择时,特别注意应要求其具有“飞车起动”功能。

3 结束语

通过多年来的工程实践,在不断总结的基础上,本文所介绍的设计方法、注意事项已在包括华能巢湖电厂、华润南热电厂、国信新海电厂、华电句容电

黑启动电站启动调试及继电保护问题探讨

马长征¹, 沈飞飞²

(1.江苏省电力公司检修分公司,江苏 南京 211102;2.苏州供电公司配电运检工区,江苏 苏州 215000)

摘要:文中以苏北黑启动电站为例,说明了黑启动电站发电机保护配置及设计方案,介绍了站内启动和系统黑启动的试验流程。同时,结合黑启动试验系统与正常运行系统的差异,重点分析了部分保护及自动装置的原理、调试情况和运行注意事项。最后,根据黑启动机组的特殊要求,提出了低频、低压保护的运行操作要求。

关键词:黑启动;启动调试;继电保护

中图分类号:TM774

文献标志码: B

文章编号:1009-0665(2012)02-0047-03

电网“黑启动”是指整个电网因故障崩溃停运后,系统全部停电,处于全“黑”状态,此时通过系统中具有自启动能力机组的启动和外来电源,带动无自启动能力的机组,逐步扩大系统的恢复范围,最终实现整个系统的恢复和正常供电。

1 黑启动及其一般过程

典型的黑启动方案是由一台自启动机组作为黑启动电源(如水电机组)给空载串联长线路(黑启动路径)充电。然后单电源通过串联长线路启动另一台不具有自启动能力的机组,通过厂用变向被启动机组的厂用负荷供电,形成单侧电源带小负荷的运行方式。厂用负荷恢复供电后,被启动机组开始启动,稳定运行后与另一端的电源实现两机同期并列。并列成功,形成双电源结构^[1]。

苏北黑启动电站位于徐州市铜山县境内,紧邻新建 220 kV 位庄变电站。工程建设 2 台 13 MW 柴

油燃料汽轮发电机组和 1 台 500 kW 小柴油发电机。2 台燃气轮机组出口电压为 11 kV, 经 1 台 40 MV·A 升压变压器升压后接入位庄变电站 220 kV 母线, 再经位庄—彭城电厂的架空线路送入彭城电厂。其主要功能是在整个电网崩溃的极端条件下, 为彭城电厂提供 1 路 220 kV 启动电源, 以确保该厂的 1 台 300 MW 燃煤机组启动, 再为其他后续电厂的启动提供电源。黑启动电站的 1 号机、2 号机组可以在电网完全瓦解的情况下独立启动, 属于电网极端故障下的恢复用电源, 长期备用, 不带基本负荷。苏北黑启动电站一次系统接线如图 1 所示。

站内启动调试流程分 4 个部分:

(1) 1号机、2号机同期系统试验及小柴油发电机(0号机)试验。燃机首次升压带10kV母线电压互感器(TV)及发电机出口TV,分别进行1号机、2号机同期系统同电源核相,确保1号机、2号机同期回路正确;1号机、2号机分别带0号启动变,进行小

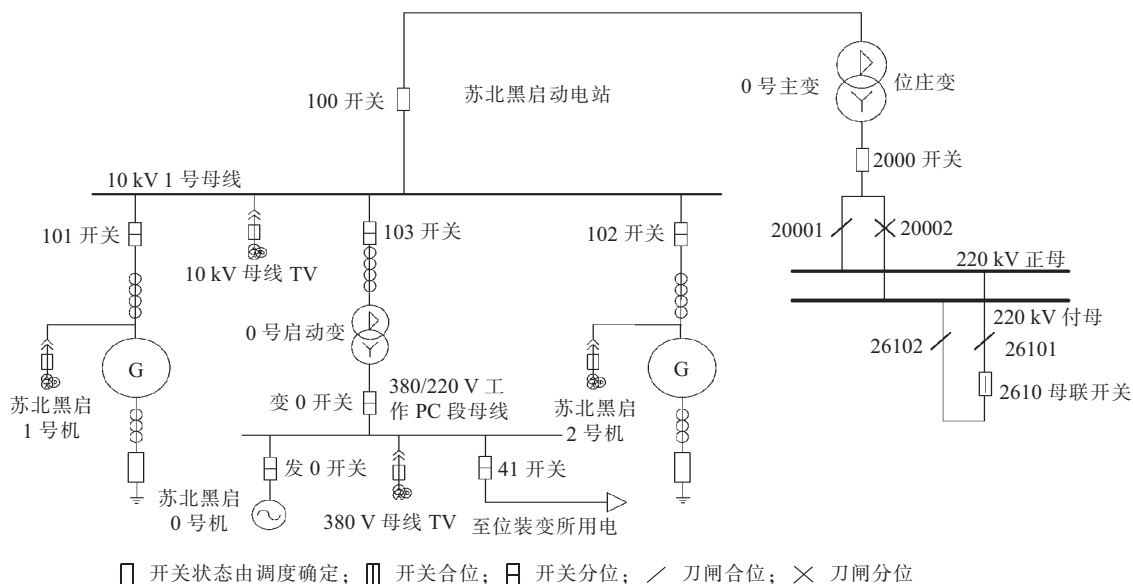


图 1 苏北黑启动电站一次系统接线

柴油发电机与 400 V 厂用电切换试验;1 号机带 400 V 厂用电对 2 号机进行启动升压, 并进行 2 台燃机之间假同期试验、互并试验。

(2) 1 号机、2 号机短路试验和空载试验。由小柴油发电机带 1 号机、2 号机进行发电机短路试验、空载试验、励磁系统试验。测试发电机短路特性、空载特性, 测量发电机转子绝缘电阻、轴电压、灭磁时间常数、残压。

(3) 1 号机、2 号机并网及带负荷试验。由 0 号主变送电至 10 kV 母线, 0 号启动变受电, 由系统电源带 1 号机、2 号机分别启动, 进行同期并网试验, 带负荷校验发电机保护、0 号主变差动保护、0 号主变间隔母差保护。

(4) 1 号机、2 号机满负荷试运。由系统电源带机组启动并网, 满负荷运行。考验机组满负荷运行性能。

2 黑启动过程中继电保护要求

2.1 系统保护

黑启动试验系统与正常运行系统差异很大, 保护装置有其固有的动作特性, 特别是在启动电流及精工电流上有较高的要求。在试验系统中由于系统电源很小, 短路电流也很小, 因此, 在黑启动试验过程中, 继电保护定值的设定应充分考虑系统电源问题, 以尽可能保证设备安全为目的, 保证在黑启动过程中快速切除故障, 而不考虑逐级配合。同时需要参与试验的各级运行人员加强设备监视, 在遇到异常情况时采取紧急措施, 保证设备安全和人身安全。苏北黑启动试验期间, 并入试验系统的位庄变位彭 2611、0 号主变 2000、彭城电厂彭位支线 2611、01 号启动变 4001、2 号主变 4602 开关母差 TA 短接退出 220 kV 母差回路。彭位 2611 支线两侧 PRS753 主保护和后备保护均投入运行, PSL603 保护仅后备保护投入运行。线路两侧重合闸停用, 任何故障均三相跳闸不重合。位庄侧启用 PSL631A 过流保护, 定值相电流值 120 A, 时间 0.5 s(不带方向)。

由于在零起升压到 70% 额定电压之前, 220 kV 线路保护均认为是处于 TV 断线状态而将其高频、相间距离、接地距离、方向零序保护自动退出, 仅靠位庄变 2611 开关 TV 断线相过流 / 零序过流保护、PSL631 电流保护切除故障。在零起升压到 70% 额定电压之后, 位庄变 2611 开关相关保护功能均可自动恢复投入。

2.2 重合闸方式

在发电机启动时, 若与之相连的线路重合闸方式选择为检测母线有电线路无电重合, 则线路在机

组启动时就会立即重合。长线路的无功功率及充电线路运行方式的不确定性等均不利于刚刚启动的自启动机组的稳定运行, 增加了机组的无功调节压力, 给励磁系统带来了冲击。若要通过输电线向其他机组提供启动电源时, 则只能通过手动合闸。因此, 在黑启动试验过程中重合闸方式改为停用。

2.3 发电机保护

具体要求: 低序保护投入; 过电压保护投入; 低电压和低频保护停用^[2]。

一般而言, 发电机升速、升压过程中, 为了确保低频和低压保护不误动, 发电机保护逻辑中串接了开关接点。发电机启动过程达到额定转速和电压后, 经同期出口开关合上后, 并网状态下低频、低压保护才启用, 从而有效防止低频、低压保护误动跳机^[3]。

而黑启动过程中, 系统全部停电, 处于全“黑”状态, 发电机同期并网无从谈起, 只能采用无压合闸方式合上开关, 带主变升压至额定, 外送电源。此时, 升速、升压过程就会引起低频、低压保护动作, 灭磁、跳机, 无法满足启动要求。因此, 考虑在 G87 发电机保护增加低频、低压保护投退压板, 启动过程中退出该压板, 额定转速和电压后再恢复投用。

然而问题并非到此为止。2 台燃气轮机组为美国索拉透平有限公司进口设备, 索拉公司设备逻辑设计进一步提出要求: 转速大于 90% 额定转速 (NGP>90%) 和励磁系统手动模式 (FCR mode) 情况下才允许退出低频、低压保护。具体设计如图 2 所示。其中, 增加了选择开关 (-ST) 用于投 / 退低频、低压保护; 在开入信号回路中, 串入索拉公司闭锁接点。正常情况下, 此回路不通, 保护处于投入状态; 启动过程中, 2 个逻辑条件满足 (转速>90%, FCR 模式), 索拉公司接点闭合, 此时将 -ST 开关切至退出位置, 整个回路沟通, 保护退出。

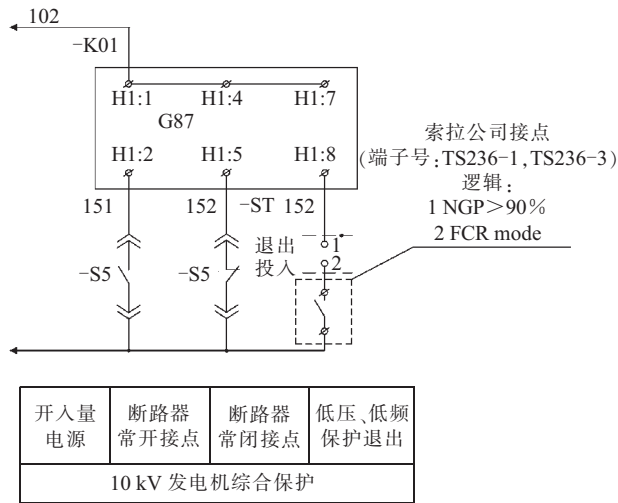


图 2 保护投退接点示意图

按图2设计,运行人员操作步骤:

(1)投入低频、低压保护压板,启动机组,励磁系统置于手动模式;

(2)转速达到90%额定转速后,退出低频、低压保护压板,合上发电机出口开关(无压合闸);

(3)继续升速至额定转速,手动模式调整电压至额定附近。此时投入低频、低压保护压板,保护恢复正常运行,同时励磁系统切换至自动模式。

3 结束语

黑启动过程系统的参数与正常运行时差异较大,这种运行特性的变化影响电力系统继电保护的正确动作;继电保护如何合理配置是黑启动试验过程中需要考虑和验证的问题。在制定方案时,要结

合电网的具体情况,做到技术上可行,并具有较强的可操作性。

参考文献:

- [1] 刘映尚,张碧华,周云海.黑启动过程中继电保护和安全自动装置的特性和运行[J].中国电力,2005,38(5).
- [2] 贺家李,宋从矩.电力系统继电保护[M].北京:中国电力出版社,1994.
- [3] 王维俭.电气主设备继电保护原理与应用[M].北京:中国电力出版社,2001.

作者简介:

马长征(1979),男,江苏南京人,工程师,从事变电二次系统检修和试验工作;
沈飞飞(1978),男,江苏苏州人,工程师,从事配电网运行与维护工作。

Discussion of Start-up Adjustment and Relay Protection in Black Start

MA Chang-zheng¹, SHEN Fei-fei²

(1.Maintenance Branch of Jiangsu Electric Power Company, Nanjing 211102, China;

2.Suzhou Power Supply Company Distribution Inspection Work Area,Suzhou 215000, China)

Abstract: Taking black start power station in northern Jiangsu provinces as an example, this paper presented protection configuration and design scheme of black start generator, and introduced the testing process of intra-station start and system black start. Combined with differences between black start test system and the normal operation system, the principles, adjustment situations and operation cautions of some protection and automatic devices were selectively analyzed. Finally, operation requirements of low frequency and low voltage protection were proposed according to the special requirements of black start units.

Key words: black-start; startup adjustment; relay protection

(上接第46页)

厂在内的多个1 000 MW,600 MW级电厂中得以应用。有效地降低了厂用电率、避免了谐波干扰,在满足工艺各种运行工况的前提下,保证了高压变频器安全正常的运行。

在工程设计中,只有认真了解工艺的运行要求,正确地选择高压变频器,确定系统接线方案,选择好配套的电器设备参数,在布置上避开电磁干扰的影响,才能使用好高压变频,获得更大的效益。

参考文献:

- [1] 张选正,张金远.变频器应用技术与实践[M].北京:中国电力出版社,2010.

作者简介:

王继工(1953),男,山东鱼台人,高级工程师,从事火力发电厂电气设计工作;
高波(1979),男,江苏南京人,高级工程师,从事火力发电厂电气设计工作。

Discussion of Power Plant High Voltage Variable Frequency Design

WANG Ji-gong, GAO Bo

(Jiangsu Electric Power Design Institute, Nanjing 211102, China)

Abstract: Inverter with stepless speed regulation changes the operation way of AC asynchronous motor. It is adopted widely because it can save energy strongly when load changes greatly. So frequency control devices are more and more widely used in thermal power plant's air blowers and pump motors. The paper analyzed the characteristics of the power converter used at present. On the basis, problem which should be paid attention to in designing high voltage inverter of thermal plant was summarized.

Key words: inverter; energy saving; harmonic

IEC 61850 在高压直流输电系统中的应用

景乾明¹, 薛海平², 曹卫国², 叶周²

(1.甘肃省电力公司,甘肃兰州 730050;2.南京南瑞继保电气有限公司,江苏南京 211106)

摘要:随着数字化变电站的快速发展,IEC 61850 在数字化变电站中得到广泛应用。高压直流输电(HVDC)工程的建设也十分迅速,但换流站的数字化水平还远低于变电站,主要体现在传输规约和传输网络等方面。文中结合天广直流改造工程,从装置建模和站控层通信冗余处理两个方面来阐述 IEC 61850 在直流输电系统中的应用。随着数字化水平要求的提高,IEC 61850 也将是 HVDC 系统自动化技术发展的重要基石。

关键词:数字化变电站;IEC 61850;高压直流输电(HVDC);装置建模;通信冗余

中图分类号: TM721.1

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2012)02-0050-03

随着国民经济和电力工业的高速发展,电网正面临着空前的发展局面,而直流输电在电网发展中占有非常重要的位置。直流输电电压等级和输电容量的不断扩大,使得实时信息传送量成倍增多,对直流输电系统的数据通信提出了更高的要求。传输规约和传输网络的标准化,是实现可靠快速通信的保证^[1]。

考虑到通信技术发展很快,即使最新制订出的通信标准也不一定能代表出版时的最新技术^[2]。为此,IEC 61850 基于电力系统的服务和对象定义了独立于具体通信技术的抽象通信服务接口(ACSI),并为不同的应用制定不同通信服务映射(SCSM)。将 IEC 61850 的应用推广至直流输电系统中,可以解决专用或自定义通信协议带来的设备接入困难和信息共享困难等问题,更可提高换流站的数字化水平,促进自动化技术的发展,实现设备互操作性。

1 直流输电系统的通信要求

直流控制保护信号具有信息量大、采样复杂、相互配合多等特点,因此对系统通信提出了可靠、安全、准确、快速、冗余的要求。无论是通信线路还是通信接口都应充分满足直流系统运行的要求,而直流控制系统应满足在通信故障情况下和无通信情况下直流系统仍能继续运行。

(1) 实时性。实时性是直流输电系统首先考虑的问题。对系统的数据传送都有严格的实时性指标。要求数据通信网络能及时地传输现场的实时运行信息和操作控制信息。直流输电控制系统响应时间应小于等于 10 ms,因此,通信模块必须能够保证数据通信的实时性。

(2) 准确性。由于直流输电系统是连续运行的,数据通信网络必须连续、可靠地运行,通信网络

的准确性会影响整个输电系统的运行。

(3) 冗余性。为了保证直流输电系统的安全性和可靠性,直流控制系统对设备层和通信层都进行了冗余配置。网络冗余是提高网络容错能力的主要手段^[3],要求通信模块能够自动检测和判别网络故障,并及时、快速地进行自动切换。

2 IEC 61850 在直流输电系统中的应用

为了保证 IEC 61850 在直流输电系统中的应用和推广,在进行 IEC 61850 的设计与开发中应注意以下几点:

(1) 遵循 IEC 61850 标准的各项规范;

(2) 对整个直流输电系统的体系、功能、技术等方面作出审视和规范;

(3) 对 IEC 61850 的各项规范进行适当裁剪和扩展,符合直流输电系统。

(4) IEC 61850 对直流输电系统中的数据对象进行统一建模。

2.1 基于 IEC 61850 的装置建模方法

为了满足数据通信的要求,IEC 61850 提供了建立通信数据模型的方法。在天广直流改造工程中,基于直流输电系统的特点,将换流站内的每一台直流主机(即直流控制保护装置),例如直流站控 DCC、极控 PCP、极保护 PPR、交流站控 ACC 等,作为一个整体建模。每个实际装置就是一个智能电子设备(IED),直流应用中的每一种独立功能可定义为一个逻辑节点实例,根据直流主机的功能实现和分布,通常一个 IED 由若干个逻辑节点实例构成。每一个 IED 均由服务器和应用组成,服务器(Server)可分层为逻辑装置(LogicalDevice),逻辑节点(LogicalNode),数据对象(DataObject),数据属性(DataAttributes)^[4]。服务器(即 IED 的通信接口)通过访问点接入至通信网络,功能类似的逻辑节点实例与服务构成了逻

辑装置,直流主机的信号信息存储在逻辑节点实例下的数据对象中。

以天广直流改造工程中的交流站控装置为例,该设备由 2 个逻辑装置组成,可通过访问点访问服务器下的这些功能和数据。如图 1 所示。基于直流输电系统的特点和重要性,交流站控主机进行了完全双重化配置,所以图 1 中的 IED1 和 IED2 是完全冗余的、互为主备的 2 个装置,它们的信息模型是完全一致的。

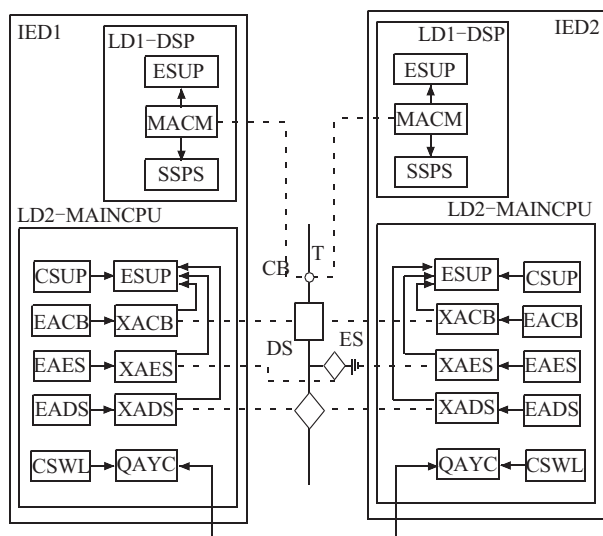


图 1 天广直流改造工程的某交流站控 IED 信息模型

图 1 中给出了由高压设备断路器 CB、隔离刀闸 DS、接地刀闸 ES 和电流互感器(TA)组成的交流场的某个间隔。交流站控设备 IED1 和 IED2 分别采集一次设备的相关状态信息。由于 IED1 和 IED2 的信息模型是完全一致的,现以 IED1 为例进行信息模型的说明。

IED1 是由 2 个逻辑装置 DSP 和 MAINCPU 组成。逻辑装置 DSP 主要是进行模拟量的采集、计算和相关逻辑处理。DSP 包含 3 个逻辑节点,分别为 MACM、ESUP、SSPS。MACM 为模拟量采集和计算功能块,采集一次设备的测量量并进行计算处理;ESUP 和 SSPS 为逻辑处理功能块,将计算后的测量量进行逻辑处理,产生相应的事件信息。逻辑装置 MAINCPU 主要是进行状态量的采集、计算和相关逻辑处理。MAINCPU 包含 10 个逻辑节点,分别为 ESUP、CSUP、XACB、EACB、XADS、EADS、XAES、EAES、QAYC、CSWL。ESUP 为系统监视功能块,监视系统的故障状态(设备运行情况);CSUP 为系统控制功能块,进行故障状态的逻辑切换处理;XACB 为交流场开关状态监视功能块,采集断路器的状态并进行处理;EACB 为交流场开关控制功能块,对断路器进行控制操作;XADS 为交流场刀闸状态监视

功能块,采集隔离刀闸的状态并进行处理;EADS 为交流场刀闸控制功能块,对隔离刀闸进行控制操作;XADS 为交流场地刀状态监视功能块,采集接地刀闸的状态并进行处理;EADS 为交流场地刀控制功能块,对接地刀闸进行控制操作;QAYC 为系统间通讯监视功能块,监视冗余设备间的通讯状态;CSWL 为设备状态切换功能块,进行冗余设备的运行状态逻辑切换处理。

IED 与一次设备之间的连接由虚线表示,如图 1 所示。单箭头实线为各逻辑节点之间的逻辑连接,表明相连的逻辑节点之间有信息交换,双箭头实线给出了 IED1 和 IED2 之间的物理连接,IED1 和 IED2 通过 LAN 连接,实现信息的交互和监视。

2.2 基于 IEC 61850 的通信冗余处理方法

在直流输电系统中,为了确保系统运行的安全性和可靠性,站控层进行了冗余配置。早期的直流输电系统,其通信冗余处理采用单环网的通信网络拓扑结构,TCP/IP 协议使用了虚拟网络镜像(虚拟 IP 地址)技术,2 个不同的物理网络使用单一 IP 地址,而采用的通信规约为 60870-5-103 或 104 规约。

随着计算机技术和通信技术的发展,特别是工业以太网技术的发展,基于 IEC 61850 的双星形网络将会成为通信冗余实施方案的主流。双星形网络使用独立子网 IP 地址进行通信。双星形独立子网的通信冗余的具体实现是:IED 之间使用双星形网络进行连接,IED 双网口使用不同的子网 IP 地址分别接入对应的 MMS(Manufacturing Message Specification)通信网络,IED(服务器)提供 MMS 服务,监控系统(客户端)的双网口也分别连接在对应的 MMS 通信网络,客户端享有服务器的服务。天广直流改造工程中的 IED 与监控系统间的通信层正是按照双星形网络进行组建的,如图 2 所示。图 2 的下半部分为 IED,服务器和工作站属于监控系统。

在这种通信冗余结构中,天广直流改造工程采用了双网热备用模式进行通信冗余处理。在双网热备用模式下,双网绑定同一报告实例,监控系统和 IED 之间的 A 网正常发送报告和 MMS 请求应答服务,B 网只保持连接。当 A 网发生故障时,IED 通过 TCP_KEEPALIVE 参数判断网络连接状态,置对应的报告控制块实例的使能标志为 FALSE,监控系统发送心跳报文等手段也判断出 A 网故障并且 IED 的报告控制块实例的使能标志为 FALSE,监控系统置同一个报告控制块实例的使能标志为 TRUE,利用 BRCB 的缓冲功能在 B 网发送报告,可以实现重要信息无丢失的网络切换。但是,在单网络发生故障时,判断网络的故障需要一定周期,此时如果发生

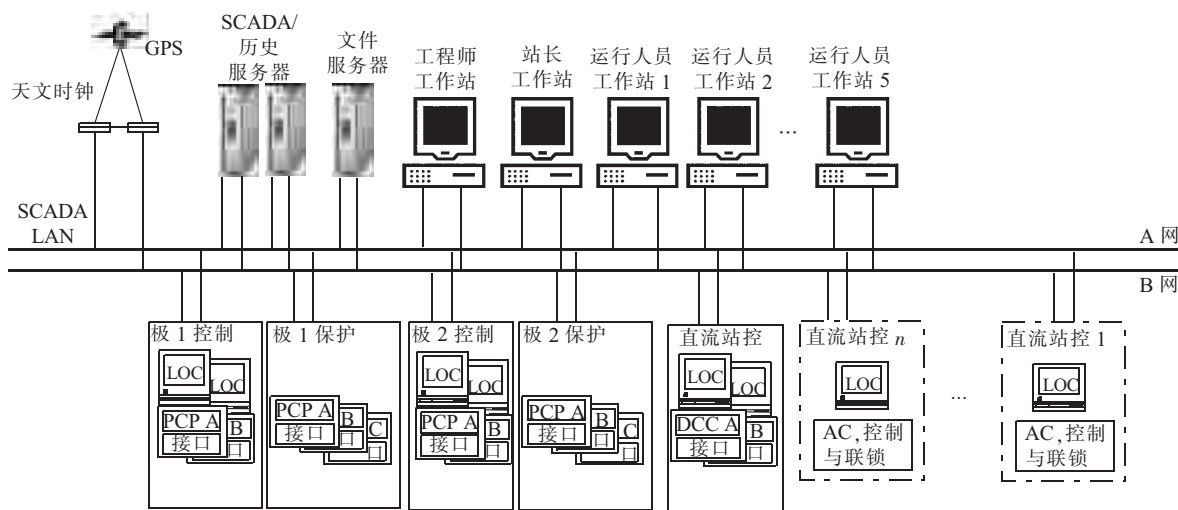


图 2 天广直流改造工程的站 LAN 网络结构示意图

电力系统故障,不能及时上送报告给监控系统,不能做到无缝切换。

基于双网实现的规范、客户端的特殊处理、装置实现的难易等因素,MMS 双网冗余机制建议采用双网热备用模式,同时双网热备用方案需要进一步优化。

3 结束语

本文结合天广直流改造工程,重点从装置建模和站控层通信冗余处理两个方面阐述了 IEC 61850 在直流输电系统中的应用。目前,IEC 61850 已成功应用于天广直流改造工程,其稳定性和可靠性都得到了很好的工程检验。IEC 61850 对于现在和将来直流输电系统的数字化技术发展方向都将产生重大的影响,因此有必要继续对它进行深入分析和研究,同时需要进一步将 IEC 61850 在直流输电系统中的应用进行标准化、规范化。

参考文献:

- [1] 茹 锋,夏成军,许 扬. IEC 61850 标准在变电站自动化系统中的应用探讨[J]. 江苏电机工程,2004,23(3):8-12.
- [2] 徐礼葆,刘宝志,郝燕丽. 开放式数字化变电站自动化系统的讨论[J]. 继电器,2004,32(6):40-43.
- [3] 窦晓波,胡敏强,吴在军,等. 数字化变电站通信网络的组建与冗余方案[J]. 电力自动化设备,2008,28(1):38-42.
- [4] 张 结,卢德宏. IEC 61850 的语义空间研究[J]. 电力系统自动化,2004,28(11):45-48.

作者简介:

- 景乾明(1965),男,甘肃通渭人,高级工程师,研究方向为电力生产技术管理;
- 薛海平(1980),男,江苏江阴人,工程师,研究方向为直流输电控制保护、电力系统自动化;
- 曹卫国(1978),男,河南新乡人,工程师,研究方向为 IEC 61850 在交流和直流系统的应用;
- 叶 周(1967),男,河南鲁山人,研究员级高级工程师,研究方向为直流输电控制保护、电力系统自动化。

Application of IEC 61850 in the HVDC System

JING Qian-ming¹, XUE Hai-ping², CAO Wei-guo², YE Zhou²

(1. Gansu Electrical Power Co.Ltd., Lanzhou 730050, China; 2. Nari-Relays Electric Co.Ltd., Nanjing 211106, China)

Abstract: With rapid development of digital substation, IEC 61850 can be widely used. HVDC projects are also in quick developing process, but the digital level of converter station is much lower than substation, mainly reflecting in transmission protocols and transmission network etc. Based on the reconstruction of Tian-Guang HVDC project, this paper illustrated the application of IEC 61850 in the HVDC system from two main sides: device modeling and station-layer communication redundant processing. With the improvement of digital level, IEC 61850 will also be an important cornerstone for the development of automation technology in HVDC systems.

Key words: digital Substation; IEC 61850; HVDC; device modeling; communication redundant

欢迎投稿 欢迎订阅

规模化电动汽车与电网互动的方案设想

许晓慧¹,陈丽娟²,张 浩¹,丁孝华¹

(1.国网电力科学研究院,江苏 南京 210003;2.东南大学电气工程学院,江苏 南京 210096)

摘 要:提出了规模化电动汽车与电网互动的方案设想,分析了规模化电动汽车与电网之间的互动方式及目标,设计了互动的市场机制以及协调控制策略。并基于控制策略,从功能以及与信息交互等方面提出了互动协调控制系统的建设方案设想,为今后电动汽车大规模接入后与电网之间能量和信息的双向互动提供了研究方法和思路。

关键词:电动汽车;市场机制;互动

中图分类号:TM76 **文献标志码:**B **文章编号:**1009-0665(2012)02-0053-03

电动汽车与电网进行双向互动的技术(V2G)^[1]是一种新型电网技术,体现的是能量双向、实时、可控、高速地在车辆和电网之间流动^[2,3],是“智能电网”的重要组成部分。充放电控制装置既有与电网的交互,又有与车辆的交互,交互的内容包括能量转换、客户需求信息、电网状态、车辆信息、计量计费信息等^[4]。因此,V2G 技术是融合了电力电子技术、通信技术、调度和计量技术、需求侧管理等的高端综合应用。目前,美国对电动汽车与电网的研究处于领先状态,大多数试点也都在美国实施^[5,6]。2002 年 AC Propulsion 对一辆 Volkswagen Beetle 进行了改装,使其可与电网进行双向能转换,并安装有无线通信装置,可接受充放电命令。美国特拉华大学的 Will lett Kempton 教授领导的团队,在 2007 年 10 月,成功将一辆电动汽车接入电网并接受调度命令,车辆作为调峰发电设备,每车每年可为电力公司带来 4000 美元的效益。此外,2007 年底,美国福特汽车与美国 Xcel Energy 公司把互动智能电网概念引入新能源汽车领域。

电动汽车与电网的概念正从美国向全球展开,丹麦、荷兰、英国和澳大利亚都正在进行关于电动汽车与电网的研究工作。在丹麦,可持续能源国家实验室正在对电动汽车负荷管理和储能进行研究以提高电网的稳定性;丹麦能源公司 Dong Energy 也正计划一个多达 100 辆电动汽车的示范工程;荷兰 Kema 研究所正在开展 "ITM" 项目,主要对电动汽车对电网的影响和管理方法进行研究;澳大利亚 IASA 研究所也对电动汽车与电网的应用条件、对电动汽车发展的促进等进行了研究。英国 Warwick 大学正在开展 "V2GUK" 项目,主要目的是研究电动汽车对基础供电设施的影响。我国在电动汽车与电网互动方面也开展了多方面工作^[7]。2010 年上海世博园区国家电网企业馆中进行电动

汽车与电网双向互动的展示,演示时使用的车辆是上海汽车开发的荣威 350EV 版,该系统具有定时、定峰、削峰填谷等充放电策略,可根据电网调度指令,完成不同模式下充放电功能。总体上国内外研究处于起步和探索阶段,实现的 V2G 技术只是示范工程,控制的车辆数目较少,并且局限在某一固定区域,其数据传输量少,控制参数较少,在规模化电动汽车与电网的互动协调控制等方面的研究尚有待进一步加强。

1 规模化 V2G 的互动方式及目标

1.1 互动方式

目前,电动汽车充电方式主要分为交流充(放)电桩、充(放)电站和电池更换站三种。其三种充电方式对应的互动方式如表 1 所示。

表 1 规模化 V2G 互动方式

互动对象	充电方式	互动方式描述
私家车等	交流充(放)电桩	通过智能车载终端与电网进行信息交互,由智能充放电电机实施充放电控制
公交车、出租车、公务车、单位用车等	充(放)电站	通过充电站内监控管理系统与电网进行信息交互,由充电站内监控管理系统控制站内每个充放电电机的工作状态
公交车、出租车、专用车辆等	电池更换站	通过电池更换站站内监控管理系统与电网进行信息交互,由站内监控管理系统控制站内每个电池组的充放电状态

1.2 互动目标

考虑到实现电动汽车与电网互动的难易程度,将互动目标由易至难划分为三个层次。

(1) 第一层次为削峰填谷。根据电网状态信息、电动汽车充放电负荷信息,确定并发布分时电价;通过调整电价实现对电动汽车充放电负荷的调节,达到削峰填谷的目标。

(2) 第二层次为备用服务。电动汽车以可中断负荷的形式(在电网峰荷或故障时中断电动汽车充

电负荷)向电网提供备用服务,可起到提高电网可靠性的作用。

(3) 第三层次为调频服务。大规模电动汽车具有可观的储能容量,且能够快速改变充放电状态,具有向电网提供调频服务的巨大潜力。

三种互动目标的基本设计方案如表 2 所示。电动汽车与电网互动可由低层次向高层次逐级实现。

表 2 三种互动目标的基本设计方案

互动目标	电网侧信息	电网侧充放电控制指令	用户端反馈	互动结果	互动效益
削峰填谷	电网负荷和电价	—	优化充放电时间和过程	降低峰荷,平滑负荷曲线	提高设备利用率和电网运行成本
备用服务	电网备用功率和持续时间	停止或继续充放电指令	根据控制指令,中断或继续充放电过程	电动汽车在电网需要时提供备用支援	减小电网对发电机的备用容量需求和支付的备用成本
调频服务	电网调频需求	调整或改变充放电状态指令	根据控制指令,调整或改变充放电状态	电动汽车在电网需要时提供调频服务	减小电网对发电机组的调频容量需求和支付的调频成本

2 规模化 V2G 的控制策略

电动汽车与电网互动体现在能量和信息的双向流动。而控制策略是实现这种双向流动的核心。所谓控制策略是在充分采集电网和用户数据,权衡多方利益的基础上作出的决策性判断。该判断将对用户的行为和电网的运行状态产生直接的影响。在双方作出决策时,需要有一个共同遵循的准则,这就是市场机制。

2.1 市场机制

(1) 电动汽车提供削峰填谷服务的市场机制。采用基于分时电价的市场机制引导电动汽车的充放电状态和过程,达到削峰填谷和平滑负荷曲线的目的。根据电网状态信息、电动汽车充放电负荷信息,确定并发布分时电价,通过调节分时电价实现对电动汽车充放电负荷的调节。用户根据分时电价、电池状态以及自身需求,制定以经济效益最大化为目标的电池充放电策略。

(2) 电动汽车提供备用和调频服务的市场机制。电动汽车提供备用和调频服务的市场机制研究方案如图 1 所示。

首先分析电动汽车参与电网互动的成本(主要是对电池寿命的影响)、电网公司能够获得的效益和社会效益。对电网公司无法直接获得的效益(如可再生能源多发电、减排效益等),考虑政府给予电动汽车用户和电网公司一定的补贴,以支持电动汽

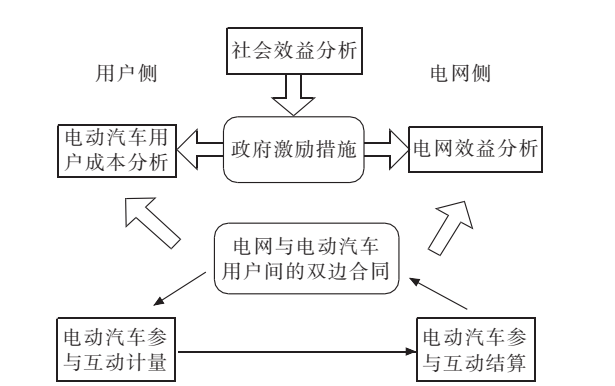


图 1 备用和调频服务的市场机制示意图

车与电网的互动。这一市场机制需要研究电网公司与电动汽车用户签订双边合同的方式。电动汽车用户参与电网互动可获得一定的补偿,但双边合同也会规定用户应尽的义务、相应的考核和奖惩措施等。

2.2 协调控制策略

对 3 辆电动汽车与电网互动目标拟采用的协调控制策略如图 2 所示。

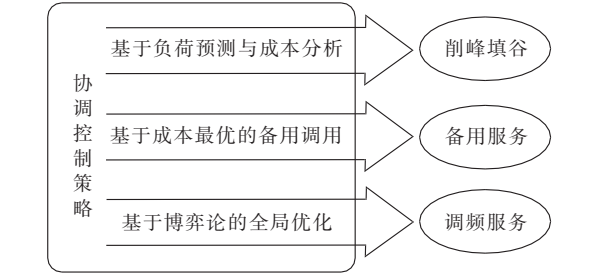


图 2 电动汽车与电网互动的控制策略

(1) 以削峰填谷为目标的控制策略。基于对次日的负荷预测,考虑发电成本、用户充电成本和用户响应程度,以综合成本最低为目标,制订合理的电动汽车充放电价格并向充放电设施发布。

(2) 提供备用服务的控制策略。电动汽车提供备用服务的形式包括运行备用和事故备用。对运行备用,在保持电网可靠运行的前提下,基于对与电网连接电动汽车规模的预测,以备用成本最小为目标,分配电动汽车提供运行备用的容量大小;对于紧急备用,在事故情况下,以损失最小为目标,短时中断电动汽车的充放电状态。

(3) 提供调频服务的控制策略。由电动汽车与电网互动的通信信息平台,获取电动汽车与电网连接及电池的状态,计算能够参与调频的电动汽车电池容量;在分析系统负荷特性和频率特性的基础上,提出电动汽车参与调频的优化控制方法。由于调频服务是一个动态的过程,需要考虑在一段时间内的全局优化。另外,在调频市场机制足够吸引用户的前提下,多辆电动汽车参与调频服务是一个多方博弈问题,拟采用基于博弈理论的全局优化策略。

3 规模化 V2G 的实现设想

互动协调控制系统是实现规模化 V2G 的核心。它根据电网的实时信息以及电动汽车的状态和用户需求信息进行决策,制定优化的协调控制策略;根据电网信息和控制指令优化电动汽车的充放电过程,从而实现电动汽车与电网能量和信息的双向互动。根据前一部分所述控制策略,设计的互动协调控制系统的整体架构如图 3 所示。

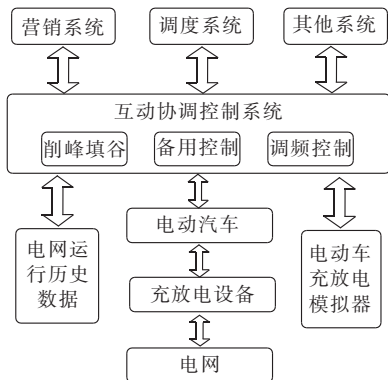


图 3 协调控制系统整体架构图

3.1 系统功能

(1) 与电动汽车、充放电设施及与电网相关系统间的通信功能;可靠性的通信信息系统,保证协调控制系统与大量充放电设施的双向通信。

(2) 针对不同层次互动内容的优化决策功能;互动决策算法能在规定的时间根据充放电设施的连网状态和电池状态给出优化决策指令;充电站与电网互动实际上是双层互动,充电站内的多台充放电电机和多个电池组由站内监控系统实现协调控制,这大大减轻了互动协调控制决策模块的计算量。

(3) 不同层次互动内容的互动效果和经济效益评估功能。

(4) 电动汽车与电网互动的实体、物理和数字仿真功能。

3.2 系统信息交互

(1) 与电网调度和运营系统的交互。系统通过开放接口,从电网的调度和运行系统获取电网运行的实际数据,并获取电力公司与电动汽车的营销信息等。

(2) 与配电网历史运行数据库的交互。为验证分析需要,建立电网运行的历史数据库。在不能与电网实时信息系统相连的情况下,系统可调用电网的历史数据进行仿真分析。

(3) 与电动汽车充放电模拟器的交互。在互动协调控制系统中,电动汽车和充放电设施的数量有限,为模拟大规模电动汽车与电网的互动,需开发专门的电动汽车充放电模拟器。模拟器建立典型电

动汽车充放电的数学模型,接收发布的信息,模拟充放电过程并向系统反馈充放电状态。在没有大规模电动汽车接网的条件下,由充放电模拟器进行大规模电动汽车与电网互动的仿真模拟,可检验互动协调控制决策模块的计算能力和互动控制的效果。

4 结束语

本文在所设计的市场机制以及协调控制策略的基础上提出了规模化电动汽车与电网互动的方案设想。本文分析得出实现规模化 V2G 的核心是建设互动协调控制系统。因此,本文从功能以及与信息交互等方面提出了互动协调控制系统建设方案设想,为未来实现规模化电动汽车与电网互动提供了研究思路 and 基础。

参考文献:

- [1] 李 瑾,杜成刚,张 华. 智能电网与电动汽车双向互动技术综述[J]. 供用电,2010,27(3):12-14.
- [2] VENAYAGAMOORTHY G K, MITRA P, CORZINE K, et al. Real-time Modeling of Distributed Plug-invehicles for V2G Transactions[J].IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, 2009:3937- 3941.
- [3] HINES C, DOWDS P, BLUMSACK J. Modeling the Impact of Increasing PHEV Loads on the Distribution Farmer[C]. 43rd Hawaii International Conference on System Sciences, 2010: 1-10.
- [4] ZHONG X, CRUDEN A, INFELD D, et al. Assessment of Vehicle to Grid Power as Power System Support[C]. Smart Grid & Mobility Europe Conference, 2009(7): 16-17.
- [5] KEMPTON W, LETENDRE S. Electric Vehicles as a New Source of Power for Electric Utilities[J]. Transportation Research, 1997, 2(3):157-175.
- [6] KEMPTON W, TOMIC J. Vehicle to Grid Fundamentals:Calculating Capacity and net Revenue[J]. Journal of Power Sources, 2005, 144(1): 268-279.
- [7] DU Y, ZHOU X H, BAI S Z, et al. Review of Non-isolated Bi-directional DC-DC Converters for Plug-in Hybrid Electric Vehicle Charge Station Application at Municipal Parking Decks [C]. IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2010:1145-1151.

作者简介:

许晓慧(1981),男,江苏苏州人,高级工程师,从事智能电网研究工作;

陈丽娟(1982),女,江苏泰州人,高级工程师,从事电动汽车关键技术研究工作;

张 浩(1971),男,江苏南京人,高级工程师,从事电动汽车应用技术研究工作;

丁孝华(1974),男,江苏南京人,高级工程师,从事智能配用电技术研究工作。

省级视频监控统一平台的设计与实现

杨晓旭,陈西海

(国电南瑞科技股份有限公司,江苏 南京 210061)

摘 要:在概述了视频监控系统对电力生产运行的作用的基础上,分析了实现电力视频监控系统区域性联网存在的问题和困难,提出了采用多级分布式部署、图像流转发、负载均衡、工程数据同步等方法。该实现方法具备统一管理,分布式部署,跨平台应用等特点,能够解决变电站视频监控系统的区域性乃至全省联网,从而实现统一监控,统一管理的问题。该设计实现已成功应用于多个省级、地区级视频监控的联网,并能够满足用户的需求。

关键词:视频监控;多级分布式;图像流转发;负载均衡

中图分类号:TM76

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)02-0056-03

随着电力企业自动化建设和改造不断发展与完善,电力企业为了提高劳动生产率,增加经济效益,变电站开始实施“无人值班、少人值守”的运行管理模式,如何保证设备运行的安全性和可靠性成为首要的、关键的问题。随着监控系统技术的飞速发展,数字图像信息的交换已得到广泛应用。变电站系统的四遥功能(遥控、遥信、遥测、遥感)已经无法满足无人值守的要求,增加远程视频监控系统才能真正实现对无人值守变电站的现代化的科学管理和维护。通过图像结合远程和本地人员操作经验的优势,避免误操作。通过图像监视现场设备的运行状况,起到预警和保护的作用。还可以配合其他系统(如变电站综合自动化系统等)的工作。

当前,为了加强对重要变电站及无人值守变电站在安全生产、防盗保安、火警监控等方面的综合管理水平,实现创一流的目标,越来越多的电力企业借助视频监控监视变电站设备运行状态以及现场情况,以减轻现场人员的劳动量和劳动强度,及时发现各种危险状况,制止事故的发生。但由于变电站的地域分散性,各变电站的视频监控系统都是分散、孤立的,没有形成一个统一体,没有实现集中运行、集中监控^[1]。为了充分地发挥视频监控的优越性,解决现有视频监控系统的孤岛现象,在现有的系统上建设一套可将各孤立的系统联合起来,实现可控、可管、可维护的全省联网综合视频监控平台已成为当前电力企业迫切需求。

1 实现全省联网存在问题和困难

1.1 地域分布广且网络构架复杂

电力行业变电站多数呈分散式分布,且很多地理位置处于人烟稀少的地方。网络架构复杂,给视频监控系统组网带来了困难。传统的模拟视频监控

系统组网方式通常只适合于小范围的区域监控,系统的扩展能力差,而且无法形成有效的集中式报警联动定制,系统的稳定性也无法得到保障。

1.2 图像处理设备并发传输能力有限

视频监控系统中主要使用嵌入式硬盘录像机(DVR),进行图像存储处理,DVR具有对图像、语音进行长时间录像、录音、远程监视和控制的功能。目前,视频监控客户端主要采取直连的方式与DVR进行通信,而对于一台DVR,其硬件资源有限,一个图像通道只能同时支持少量(小于6路)的视频监控客户端同时访问。由于视频监控系统分散、孤立于各个变电站中,视频监控客户端使用数量较少,图像设备同时支持视频监控客户端少的问题并不突出。如果实现全省联网,视频监控客户端使用数量必然大增加,特别是在发生紧急情况下,更多的视频监控客户端需要同时访问同一通道。如何解决图像设备不能满足多个视频监控客户端同时访问的问题已成为实现全省联网的关键之一。

1.3 网络流量大

1路CIF格式的图像需占用约0.5M的带宽,1路D1格式的图像需占用约1.5M的带宽,而各变电站只提供一路2M的带宽,限制了变电站并发图像流只能到达最多1路D1图像或4路CIF图像,因此2M的带宽制约变电站视频监控业务的开展,形成了图像流传输的瓶颈,无法满足更多用户的使用。随着图像技术的快速发展,网络高清摄像机已成为未来主要产品,其对网络性能的要求更高。要实现视频监控的全省联网,满足更多用户同时在线监视现场的情况。在不改变现有资源,尽量减少成本的前提下,解决图像流传输瓶颈的问题成为实现全省联网的又一个关键。

2 全省联网的实现

2.1 系统总体框架

变电站视频监控系统按省级、地区级、监控中心三级构建。将若干个无人值守变电站划归到一个监控中心下,多个监控中心接入地区及系统,多个地区级系统接入省级系统的多级分布式部署结构。分级结构如图 1 所示。

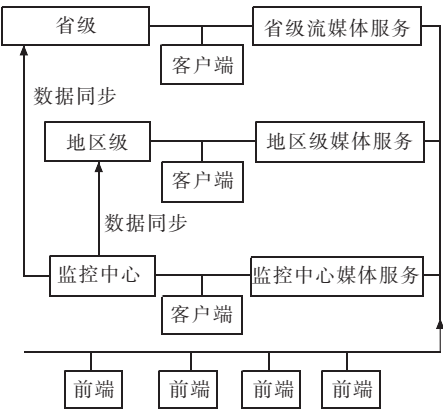


图 1 全省联网分级结构图

监控中心负责基础数据、设备信息维护,同时对本级客户端进行服务,并通过数据同步方式同步到地区级和省级系统中。不同级别的系统管控不同的范围,上层系统继承下层系统可管控的监控点,监控中心只能管控接入到该监控中心的监控点,地区级系统可管控其所有下级监控中心的监控点,而省级系统可以管控所有的监控点。各级监控范围如图 2 所示。各级系统之间互不干扰,各自使用本级的资源。任一级系统出险故障不影响其他级系统的正常运行。

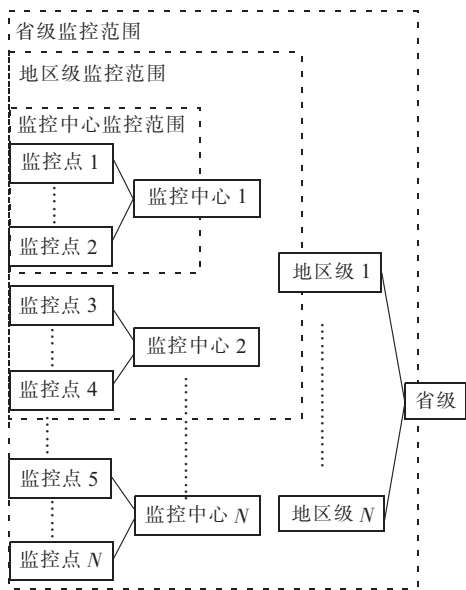


图 2 各级监控范围示意图

2.2 视音频流转发

视音频流转发是当客户端请求图像流数据时,由转发服务器从 DVR 获取视音频流数据,然后转发传送给多个客户端。不同级的客户端由其所在级

的视音频转发服务器提供数据^[2]。视音频流转发传输方式如图 3 所示。

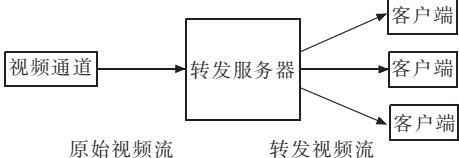


图 3 视音频流转发示意图

由图 3 可以看出,同级的多个客户端同时访问 DVR 的同一通道时,转发服务器和 DVR 只建立一条链路来获取视音频数据,然后由转发服务器将视音频流数据分发给各客户端。对于三级构架的视频监控系统而言,同时连接 DVR 同一通道的最多链路只有 3 条,从而有效解决了视音频处理设备并发传输能力有限的问题。同时采用视音频转发服务的方法亦解决了不同网段传输视音频流的问题,从而最大限度地保护用户原始网络方面的投资。根据不同的网络环境和用户要求,转发服务器可采用单播、组播、广播等不同的转发方式,以适应不同网络架构,同时尽量少地占用网络资源。由于采用了多级分布式部署,客户端请求的图像数据是由其所在级的转发服务器来处理的。因此可对视音频流数据进行有效的分流,由多台转发服务器共同承担传输任务,可有效地减轻网络传输压力,解决了由于网络带宽资源有限而图像流数据占用网络资源大的问题。

2.3 负载均衡

负载均衡是建立在现有网络结构之上,它提供了一种廉价有效透明的方法扩展网络设备和服务器的带宽、增加吞吐量、加强网络数据处理能力、提高网络的灵活性和可用性^[3]。

对于一台转发服务器而言,其处理数据的能力也是有限的,为了能更快地响应客户端的请求,更稳定地传输高质量的图像流数据,对于监控中心,其需要设立的转发服务器的数量要根据管控的监控点和用户数量来确定。如果某一监控中心设立了多台转发服务器,则不指定某一转发服务器管控的范围,而是根据当前客户端请求量来动态分配。在多台转发服务器间采用自动分配(Auto Mode)软负载均衡处理,以避免某一转发服务器因为转发任务过重而带来的响应慢、数据丢失甚至服务器宕机等问题。

2.4 工程数据同步

区域级乃至省级视频监控联网面临的一个重大问题就是工程数据的维护,在电力系统,变电站分布广泛,而且每年新建以及改造的变电站众多。以往在下级监控中心增加的监控点信息,必须同步在上级系统中重新录入,漏录、错录的概率非常大。为解决这一问题,作为多级监控系统,必须实现自下而上的

数据同步功能,否则就会造成工程数据的多次录入与维护,给各级运行和维护人员带来巨大的工作量。为实现上级系统的免维护功能,设计和开发了工程数据同步系统,从而实现了在下级系统中进行工程数据的维护时,自动同步推送到上级系统,上级系统自动同步后,会提示运维人员确认同步的信息,并自动重新刷新内存中的实时工程数据,从而减轻了省级、市级的工程维护量。

该方法利用了分布式数据库的触发同步技术,系统在部署时首先定义好多级系统的上下级关系,下级系统需要同步推送的上级系统的具体数据信息,多个上级系统需要预先定义好优先级。当下级监控中心的工程数据更新、修改、删除时,同步程序会缓存这些信息,同时根据预先定义好的规则,实时同步到上级系统的商用数据库,同时更新上级系统的内存数据库。当上下级网络中断或上级系统停运时,同步系统会不断查询上级系统的运行状态,并把中断期间的所有更新、修改、删除的工程数据进行存储,当上级系统恢复运行后,下级系统会自动把所有需要同步地数据及时的更新到上级系统中,从而实现了上级系统的免维护功能。

3 结束语

本文提出了采用多级分布式部署、图像流转发、

负载均衡等方法实现电力视频监控系统的全省联网。利用本文提出的设计方案,开发了应用于区域性视频监控的联网的管理系统,并成功应用于河北省南部电网的全省变电站视频监控系统互联等多个大联网监控中心。河北省南部电网辖6个市、一个超高压局、一个风电管理中心;辖区装设有视频监控的变电站共610个,需要接入的摄像机为6200个。自全省变电站视频监控系统联网工程投运以来,实现了河北省南部电网所辖变电站视频监控系统的统一联网,统一监视,统一管理,良好的系统架构、简单的功能操作、丰富的人机界面以及良好的用户体验得到了用户的充分认可。

参考文献:

- [1] 郭丽红,杨洁,郝慧珍.电力远程视频监控系统的设计与实现[J].南京工程学院学报,2006(3):11.
- [2] 姜琴,王林,马勇.基于P2P技术的流媒体转发服务器的设计与实现[J].计算机系统应用,2008,04(9):24-27.
- [3] 王琴.基于负载均衡的网格工作流调度算法的研究[D].厦门:厦门大学,2009.

作者简介:

杨晓旭(1972),男,内蒙古赤峰人,工程师,研究方向为电力系统自动化;

陈西海(1979),男,广西南宁人,工程师,研究方向为电力系统自动化。

The Design and Implementation of Unified Platform of Province Video Monitoring

YANG Xiao-xu, CHEN Xi-hai

(NARI Technology Development Co. Ltd., Nanjing 210061, China)

Abstract: Based on the summary of effect on power system production and operation by video monitoring system, this paper analyzed the existing problem and difficulty of realizing regional network of electric video monitoring system. A method adopting multilevel distributed deployment, video streaming transmission, load balance and engineering data synchronization technologies was proposed. This method has characteristics of unified management, distributed deployment, cross-platform application etc, can solve regional and even whole province networking problem of transformer substation's video monitoring system, so as to achieve the requirements of unified monitoring and management. The design and implementation have been successfully utilized in multiple provincial and district levels video monitoring network, and can meet the needs of the users.

Key words: video monitoring; multilevel distributed; video streaming transmission; load balancing

(上接第55页)

Conceptual Design of Interaction between Large-scale Electric Vehicles and Grid

XU Xiao-hui¹, CHEN Li-juan², ZHANG Hao¹, DING Xiao-hua¹

(1. State Grid Electric Power Research Institute, Nanjing 210003, China;

2. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China)

Abstract: Conceptual design of interaction between large-scale electric vehicles and grid (V2G) was proposed. The interactive manners and objectives of large-scale V2G were analyzed. And the interactive market mechanism and coordinated control strategies were designed. Based on the control strategies, conceptual design of the interactive coordinated control system was proposed from two aspects including functions and interactive information. The research could provide methods and ideas for two-way power energy and information interaction of future large-scale V2G applications.

Key words: electric vehicles; market mechanism; interaction

基于 PMU 的支路电压稳定指标研究

张洪喜

(南瑞继保电气有限公司,江苏 南京 211106)

摘 要:基于 PMU 技术的电压稳定预警需要对功率传输通道的运行情况进行实时监测。已有的支路电压稳定指标忽略了无功的影响因素,且仅适用于负荷功率因数恒定的情况。文中提出了综合考虑支路有功与无功的新指标,该指标适用于任何负荷功率因数的情况,并对该指标进行了详细的推导。用 IEEE14 节点系统对该指标进行了测试,结果表明该指标能更好地反映支路的运行和电压稳定情况。

关键词:PMU;戴维南等值;T 型等值;支路电压稳定指标

中图分类号:TM761

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)02-0059-03

随着负荷的增加、输电线路传输功率的不断增长,电压稳定问题日益突出。电力系统实时电压稳定预警与控制是防御电力事故的重要环节。开发实用性高的电压稳定指标是目前广域电压保护课题的研究重点^[1]。随着 PMU 测量技术的发展,国内外许多学者提出了基于 PMU 的电压稳定指标^[2]。这些指标以负荷端母线电压为研究对象,反映支路运行状态的电压稳定指标研究较少^[3]。在实际的电力系统中,不同区域之间的功率传输能力是影响电压稳定的重要因素^[4]。开发普适的支路电压稳定指标是十分必要的。

本文提出基于 PMU 测量量的支路电压稳定指标 $LVSIR_k$ 。该指标利用 PMU 测得的同步数据、综合考虑支路传输有功和无功两方面的因素,不受功率因数变化的限制,有很强的普适性。

1 支路电压稳定指标模型

对于系统中任一支路,利用 PMU 测量量对其网络等值^[5]。原始网络如图 1 所示。



图 1 原始网络图

图 1 中的 $\dot{v}_1, \dot{i}_1, \dot{v}_2, \dot{i}_2$ 分别为送端和受端节点电压、电流相量。利用基于偏差校正的戴维南等值参数在线跟踪改进算法,将系统网络等值为电压源和阻抗模型^[6]:

$$\dot{Z}_T=2\frac{\dot{v}_1-\dot{v}_2}{\dot{i}_1-\dot{i}_2}$$
(1)

$$\dot{Z}_T=\frac{\dot{v}_1\dot{i}_1-\dot{v}_2\dot{i}_2}{\dot{i}_1^2-\dot{i}_2^2}$$
(2)

利用式(1)和式(2)将传输通道进行 T 型等值。

等值后的模型如图 2 所示。

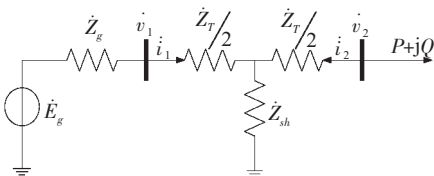


图 2 戴维南等值和 T 型等值

将模型进一步等值为简单两节点系统:

$$\dot{Z}_{th}=\frac{\dot{Z}_T}{2}+\frac{1}{\frac{1}{\dot{Z}_{th}}+\frac{1}{\frac{\dot{Z}_T}{2}+\dot{Z}_g}}$$
(3)

$$\dot{E}_{th}=\dot{v}_2-\dot{Z}_{th}\dot{i}_2$$
(4)

式(4)中: $\dot{E}_{th}=E_{th}\angle\delta_1$; $\dot{Z}_{th}=R_{th}+jX_{th}$; $\dot{v}_2=v_2\angle\delta_2$ 。等值后模型如图 3 所示。

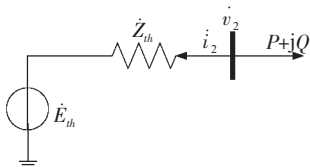


图 3 等值后简单两节点系统

2 支路电压稳定指标定义

参考文献[5]中提出的支路电压稳定指标是将支路传输的功率等值为恒定阻抗 Z_L ,用支路等值阻抗 Z_{th} 和负荷 Z_L 的比值来确定支路有功传输极限^[5]。当 $Z_{th}/Z_L=1$ 时,节点电压达到临界值,但是功率不一定达到极限值。只有在功率因数恒定的情况下,支路传输的有功才达到极限值 P_{max} ,指标定义为:

$$LVSIR_p=\begin{cases} \frac{P_{max}}{P_l}-1 & Z_L>Z_{th} \\ 0 & Z_L\leq Z_{th} \end{cases}$$
(5)

利用式(1)和式(2)将传输通道进行 T 型等值。

收稿日期:2011-10-27;修回日期:2011-12-10

该指标从支路有功传输量来定义支路电压稳定指标,只适用于功率因数恒定的情况。支路功率传输能力的大小反映了系统电压的运行情况。随着负荷功率的增加,支路传输的功率逐渐增加,节点电压逐步下降。当电压下降到临界点时,支路传输的功率达到极限^[7]。根据图 3 所示等值两节点系统,由支路潮流计算方法得:

$$\dot{S} = -\dot{v}_2 \hat{v}_2 = \dot{v}_2 \frac{\dot{E} - \dot{v}_2}{\dot{Z}_{th}} \quad (6)$$

将式(6)的实部与虚部展开后得:

$$P = \frac{-R_{th}v_2^2 + R_{th}E_{th}v_2 \cos \delta + X_{th}E_{th}v_2 \sin \delta}{R_{th}^2 + X_{th}^2} \quad (7)$$

$$Q = \frac{-X_{th}v_2^2 + X_{th}E_{th}v_2 \cos \delta - R_{th}E_{th}v_2 \sin \delta}{R_{th}^2 + X_{th}^2} \quad (8)$$

式(7,8)中: $\delta = \delta_1 - \delta_2$ 。

式(7)是 P 关于电压的一元二次函数,式(8)是 Q 关于电压的一元二次函数。它们的二次项系数都为负值,存在最大值点。根据式(7)和式(8),当 $dP/dv_2 = 0$ 时 P 达到最大值;当 $dQ/dv_2 = 0$ 时 Q 达到最大值^[8]。它们达到最大值时的电压计算公式为:

$$v_{2p} = \frac{R_{th}E_{th} \cos \delta + X_{th}E_{th} \sin \delta}{2R_{th}} \quad (9)$$

$$v_{2q} = \frac{X_{th}E_{th} \cos \delta - R_{th}E_{th} \sin \delta}{2X_{th}} \quad (10)$$

分别将式(9)和式(10)带入式(7)和式(8)可得 P 与 Q 的传输极限:

$$P_{\max} = \frac{[E_{th}(R_{th} \cos \delta + X_{th} \sin \delta)]^2}{4R_{th}Z_{th}^2} \quad (11)$$

$$Q_{\max} = \frac{[E_{th}(X_{th} \cos \delta - R_{th} \sin \delta)]^2}{4X_{th}Z_{th}^2} \quad (12)$$

根据式(11)和式(12),定义支路的有功电压与无功电压稳定指标为:

$$LVSI_p = 1 - \frac{P_l}{P_{\max}} \quad (13)$$

$$LVSI_q = 1 - \frac{Q_l}{Q_{\max}} \quad (14)$$

式(13,14)中: P_l 和 Q_l 为支路当前有功与无功传输量。这两个指标反映的是同一支路在同一时刻的有功与无功传输能力的大小。在网络正常运行情况下,它们的取值区间为(0,1),其中 0 为临界点。综合考虑有功和无功这两方面的影响因素^[9],定义某支路 i 在时刻 k 时的支路电压稳定指标为:

$$LVSI_{i,k} = \min_{p,q} (LVSI_{i,k,p}, LVSI_{i,k,q}) \quad (15)$$

式(15)反映的是支路中功率传输能力的大小,它的值反映了支路的运行状态。该指标值越小,支路的功率传输能力就越小。当负荷端功率逐步增加到临界点时,支路的传输能力将达到极限,受端电压将达到临界点。如果进一步增加负荷端功率,支路将无法传输更多的功率,受端电压将会崩溃,进而扩展到整个网络^[10]。对整个网络中所有或部分关键支路和传输通道的功率传输能力进行实时监测,定义整个网络的支路电压稳定指标为:

$$LVSI_k = \min_{i \in A} (LVSI_{i,k}) \quad (16)$$

式(16)中: A 为网络中需要监测支路或通道的集合。网络的电压崩溃最先发生在指标 $LVSI_k$ 的值最小的位置^[11]。

3 算例分析

算例以 IEEE14 节点系统为研究对象。在变功率因数的情况下,分别增加第 14 号负荷节点的有功和无功,使 14 号节点电压逐步下降到临界点处。同时监测与 14 号节点强相关的四条支路传输的功率相量及这些支路两端的电压、电流相量。用这些仿真量模拟 PMU 的实测数据进行仿真分析。

将 14 号节点 PV 曲线的上半支和 L13-14 的支路电压稳定指标进行比较的仿真曲线如图 4 所示。

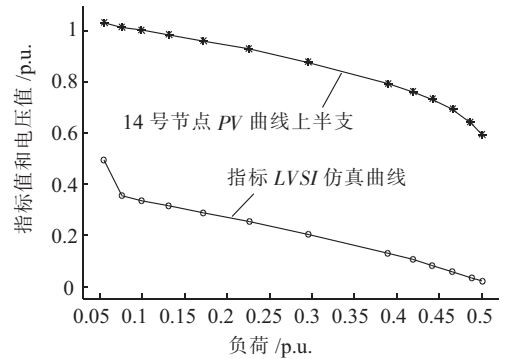


图 4 L13-14 指标曲线与 PV 曲线比较

从图 4 可以看出,随着 14 号节点负荷功率的增加,节点电压在下降,支路电压稳定指标值在减小。当电压逐渐降低到临界点时,支路电压稳定指标值随之降低到 0 附近。节点电压的临界点与支路指标的临界点功率都在 0.5 附近,因此支路指标值能够反映支路的运行状态和受端电压的稳定情况。

支路指标 $LVSI$ 、参考文献[5]中支路指标 $LVSI_R$ 和 14 号节点 PV 曲线的上半支进行比较的仿真曲线如图 5 所示。

从图 5 中可以看出,支路指标 $LVSI$ 随着负荷的增加逐步减小,在功率临界点处减小到 0 附近。而参考文献[5]中的支路指标 $LVSI_R$ 的值也随负荷的增加而降低,但是它在功率临界点之前达到 0。这说

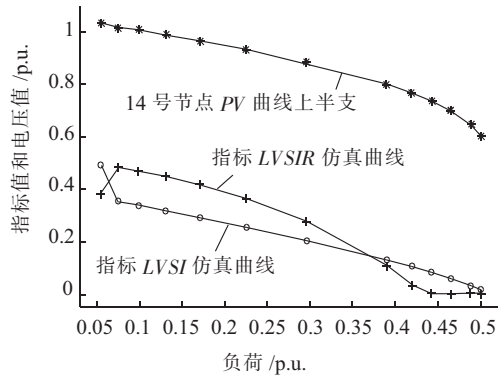


图5 L13-14 的 LVSI 指标与 LVSIr 指标比较

明在功率因数变化的情况下,指标 LVSIr 存在一定的误差。

与 14 号节点强相关的 4 条支路电压稳定指标 LVSI 和 14 号节点 PV 曲线上半支的仿真曲线的比较如图 6 所示。

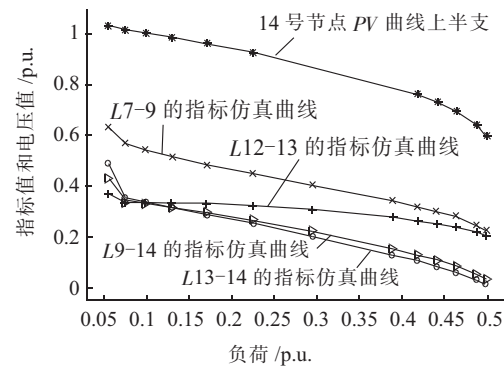


图6 4 条支路的 LVSI 指标曲线的比较

在图 6 中,随着负荷节点功率的增加,4 条支路指标值逐步减小,说明这些支路的功率传输能力在下降。在负荷功率增加过程中,支路 L13-14 和支路 L9-14 的指标值小于支路 L7-9 和 L12-13 的值。且在电压临界点处,支路 L9-14 和 L13-14 的指标值接近于临界值 0,而支路 L7-9 和 L12-13 的值在 0.2 附近。这是因为支路 L9-14 和 L13-14 与 14 号节点直接相连,14 号节点负荷功率的变化直接影响这两条支路的运行状态。临界点处 4 条支路电压稳定指标 LVSI 的值从小到大排列如表 1 所示。

表 1 功率临界点处 LVSI 值排序

序号	支路	LVSI
1	L13-14	0.012 2
2	L9-14	0.027 6
3	L12-13	0.203 2
4	L7-9	0.219 1

从表 1 可以看出,在电压临界点处,支路 L13-14 和 L9-14 的指标值都很小,接近于 0,它们是系统中的弱传输支路。因此通过支路指标的仿真

分析可以确定网络中每条支路的运行情况,找出网络中的薄弱支路,增强了电力调度中心对电力系统的动态稳定检测和分析能力,为调度人员及时采取预防控制措施提供可靠依据。

4 结束语

本文利用 PMU 测量量开发了支路电压稳定指标 LVSI。用该指标值的大小来确定网络中支路的薄弱程度,进而分析网络的电压稳定情况。该指标综合考虑了有功和无功两方面的因素,且避免了负荷功率因数恒定的限制。用 IEEE14 节点系统对该指标进行了仿真分析。仿真结果表明该指标能正确反映支路的运行状态和系统电压稳定的实际情况。

参考文献:

[1] 薛禹胜,徐伟,DONG Zhaoyang,等.关于广域测量系统及广域控制保护系统的评述[J].电力系统自动化,2007,31(15):1-5.

[2] 闫常友,刘建飞,杨奇逊.基于当地量的电压稳定指标[J].电力系统自动化,2006,30(5):29-32.

[3] 邢卫荣.基于 PMU 分析的电力系统电压稳定指标研究[D].南京:东南大学电气工程学院,2008.

[4] 刘道伟,谢小荣,穆刚,等.基于同步相量测量的电力系统在线电压稳定指标[J].中国电机工程学报,2005,25(1):13-17.

[5] REHTANZ C. Wide Area Monitoring and Control for Transmission Capability Enhancement[R]. GIGRE, Paris, France, 2006.

[6] 牟善科,丁涛,顾伟,等.基于偏差校正的戴维南等值参数在线跟踪改进算法[J].电力系统保护与控制,2011(2):23-28.

[7] 周双喜,朱凌志,郭锡欢,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.

[8] MILOSEVIC B, BEGOVIC M M. Voltage-stability Protection and Control Using a Wide-area Network of Phasor Measurements[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2003, 18(1):121-127.

[9] 常森伟,安天瑜,周苏荃.基于支路潮流的电压稳定指标研究[J].黑龙江电力,2007,29(4):252-254.

[10] 姜彤,艾琳,杨以涵.基于支路裕度的在线电压稳定指标[J].电力自动化设备,2009,29(10):39-42.

[11] 李大虎,曹一家.基于同步相量测量的实时电压稳定分析方法[J].电力系统自动化,2006,30(12):17-22.

[12] 顾伟,万秋兰.广域电压检测的线性稳定指标研究[J].电工技术学报,2010,25(1):1-6.

作者简介:

张洪喜(1983),男,河南平顶人,硕士研究生,从事电力系统稳定分析与控制研究工作。

弧光接地过电压的分析方法探讨

颜建国,平绍勋
 (江苏如皋供电公司,江苏 如皋 226500)

摘 要:中性点不接地系统弧光接地产生的过电压国内外有 2 种不同的理论,即工频熄弧理论和高频熄弧理论。工频熄弧理论过电压倍数仅为 3.5 倍,它不可能危及设备的安全运行,而高频熄弧理论说明过电压倍数为 7.5 倍,它能引发系统故障,文中对两起弧光接地过电压事故(二相 10 kV 母线对地事故和 10 kV 少油断路器 C 相对地放电事故)进行了分析,证实高频熄弧理论是正确的。
关键词:过电压;工频;高频;接地;弧光

中图分类号:TM864 文献标志码:B 文章编号:1009-0665(2012)02-0062-03

单相接地是电网的主要故障形式,约占 60%以上。在中性点不接地系统内,发生稳定性单相接地,这种故障并不改变变压器三相绕组间电压对称性,即线路之间的电压关系不变。由于接地的故障电流不大,因而不需要立即切除故障线路,允许在 2 h 内可以继续向用户供电,这是中性点不接地系统所带来的优点。

但在单相接地故障中,绝大部分为电弧不稳定,处于时燃时灭的状态,这种间歇性电弧接地使系统工作状态时刻在变化,导致电感电容元件之间的电磁振荡,形成遍及全系统的过电压,这就是间歇性电弧接地过电压,也称弧光接地过电压。是否在单相接地时产生间隙电弧,与系统单相接地电流大小直接相关。若系统较小,线路又不长,其单相接地电容电流也小,一些暂时性单相弧光接地电流(因鸟害、雷击等)故障过后电弧可自动熄灭,系统很快恢复正常。随着电压的提高和系统的发展,单相接地电容电流会成比例地增长。运行经验表明,10~35 kV 电容电流超过 10 A 时,此时的接地电弧将难以自动熄灭。有资料显示在电容电流为 5~10 A 时,也曾多次发生因单相弧光接地过电压造成母线设备对地发生闪络扩大为相间短路事故。

1 基于工频熄弧理论分析方法

弧光接地过电压产生过程的主要理论有:工频熄弧理论和高频熄弧理论。

以工频电流过 0 时熄弧来分析过电压发展过程的,称为工频熄弧理论;以高频振荡电流第一次过 0 时熄弧来分析电压发展过程的,称为高频熄弧理论。

三相交流电压 u_A, u_B 和 u_C 发生 A 相弧光接地时过电压生成的过程波形如图 1 所示。

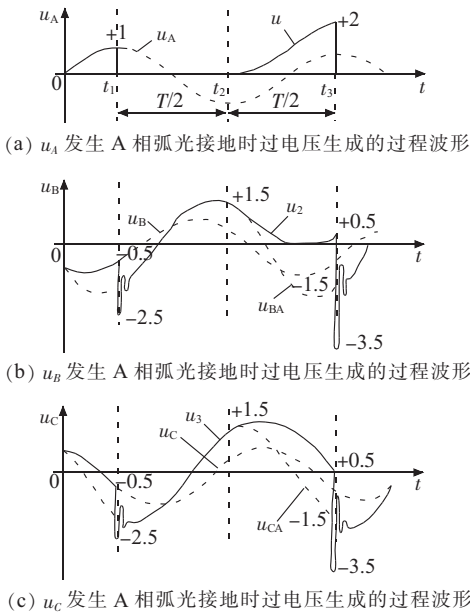


图 1 工频熄弧时弧光接地时过电压的发展过程

在 t_1 时,A 相接地燃弧后,B 相、C 相分别发生对地电容的高频振荡的充电过程,在 t_2 时刻含有工频和高频分量的故障电流 $i(t)$,其工频分量为 0,起始阶段 $i(t)$ 中主要是以高频分量为,但其衰减很快。工频电流的熄弧要待过 0 时才能发生,所以要过半个周期后,即在 $t_2=t_1+\frac{T}{2}$ 时,因此电弧会持续 0.01 s。经过半周波到达 t_2 后电弧熄灭,B 相、C 相电容电压变为 $1.5U_{phm}$ 。在熄弧过程中,正常相与故障相的对地电容电荷将重新分配,直至各相电容上电压相等。这样,使得不接地系统中性点对地偏移一个直流电位 U_{phm} 。这一电荷重新分配过程实质上就是电容 C_2 (B 相), C_3 (C 相)通过电源对 C_1 充电的高频振荡过程。熄弧过程中故障相电容电压稳态值为:

$$\begin{cases} u_1(t_2)=-U_{phm}+U_{phm}=0 \\ u_2(t_2)=0.5U_{phm}+U_{phm}=1.5U_{phm} \\ u_3(t_2)=0.5U_{phm}+U_{phm}=1.5U_{phm} \end{cases} \quad (1)$$

再经过半个周波后,即 $t_3=t_2+\frac{T}{2}$,到达 t_3 时,故障相电压将达到最大值 $2U_{phm}$,此时如接地点绝缘尚未恢复,电弧重燃, u_1 再降为 0,电路再次出现振荡。这次振荡电压起始值为:

$$\begin{cases} u_1(t_3)=2U_{phm} \\ u_2(t_3)=u_3(t_3)=0.5U_{phm} \end{cases} \quad (2)$$

振荡过程中电压最大值可达:

$$U_{2m}(t_3)=U_{3m}(t_3)=2 \times (0.5U_{phm}-2U_{phm})-0.5U_{phm}=-3.5U_{phm} \quad (3)$$

由上述分析可知,按工频熄弧理论分析得到过电压倍数最大为 3.5 倍,但由于相间电容和故障点绝缘恢复的影响,且故障时也不一定在电压最大时刻发生,因此,过电压倍数一般小于 3.5 倍。从图 1 可以看出,过电压波形具有同一极性,且故障相不会产生振荡过程^[1]。

2 基于高频熄弧理论分析方法

中性点不接地电网 A 相接地,如图 2 所示。

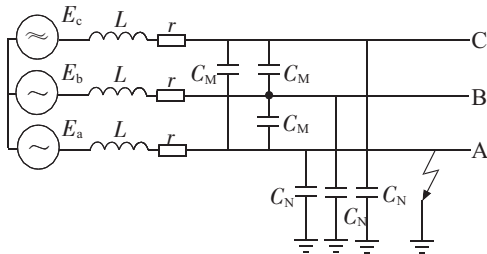


图 2 中性点不接地电网 A 相接地

图 2 中,电源电动势 $E_a=U_m \sin(\omega t)$, $E_b=U_m \sin(\omega t-120^\circ)$, $E_c=U_m \sin(\omega t+120^\circ)$ 。图中 L 为电源漏电感, r 为系统等值电阻, C_M 为线间电容, C_N 为每相线路对地电容,导线间电容忽略不计。

设故障 A 相每次在电压最大值时燃弧,则在接地一瞬间 $t=t_1$ 时, $u_a(t_1)=-U_m$; $u_b(t_1)=u_c(t_1)=0.5U_m$; $u_{ba}(t_1)=15U_m$ 。

此时,在相间电容 C_M 与对地电容 C_N 上原有的电荷要产生激烈的振荡进行重新分配,于是使 B 相、C 相对地电压从 $0.5U_m$ 上升到自由振荡的初始电压 U_c ,即:

$$U_b=U_c=\frac{0.5U_m C_N+1.5U_m C_M}{C_N+C_M}=(0.5+K)U_m \quad (4)$$

式(4)中: $K=\frac{C_M}{C_N+C_M}$ 。

经自由振荡半个周期后, $t=t_2=\frac{T_1}{2}=\frac{\pi}{\omega_1}$,B 相、C 相电压瞬时值达到最大。因自由振荡角频率 ω_1 远大于工频角频率 ω ,所以可近似地认为 t_2 时的 B 相、C

相工频电压仍保持不变,即:

$$U_{bmax}=U_{cmax}=[1.5+(1-K)(1-d)]U_m \quad (5)$$

式(5)中: $d=\frac{\delta_1}{\omega_1}\pi$, δ_1 为自由振荡的衰减系数。一般

配电网 $d=\frac{\delta_1}{\omega_1}\pi \leq 1$ 。

在高频振荡电流第一次过 0 时熄灭,由此产生的中性点电压 U_N 将比工频半周增大。电弧重燃后,电荷将通过电弧接地而被泄放一部分,不会无限制地积累和上升,由此可求得中性点位移电压为:

$$U_N=C_N(U_{bm}+U_{cm})/3C_N=\frac{2}{3}U_{bm} \quad (6)$$

式(6)中: U_{bm} , U_{cm} 分别为 B 相和 C 相的过电压,且相等。

在第 n 次重燃时,尚有 $u_a(t_n)+U_N=-(U_m+\frac{2}{3}U_m)$, $u_b(t_n)-u_a(t_n)=1.5U_m$,将 $U_N=C_N(U_{bm}+U_{cm})/3C_N=\frac{2}{3}U_{bm}$ 代入 n 次,则得重燃时 B 相最大过电压值,且高频熄弧理论的最大过电压值为:

$$U_{bm}=\frac{1.5+(1-K)(1-d)}{1-\frac{2}{3}(1-K)(1-d)}U_m \quad (7)$$

当 $K=0$, $d=0$ 时, $U_{bm}=7.5$ 。从理论上可以得出高频熄弧理论的最大过电压值为 7.5 倍相电压^[1]。

3 分析和讨论

长期以来,大多数研究人员认为电弧的熄灭与重燃的时间是决定最高过电压的主要因素。根据交流电弧理论,交流电弧过 0 时电弧熄灭,而电弧是否重燃,取决于电流过 0 后弧道的恢复电压与介质恢复强度之间的相对关系。系统单相接地时通过弧道的电流有两个分量:工频电流(强制)分量和高频电流(自由)分量。燃弧瞬间出现的自由振荡频率远远高于工频,故接地瞬间弧道中的电流为高频电流为主,高频电流迅速衰减后,弧道中的电流为工频电流。在分析间隙电弧接地过电压时主要有两种假设:以高频电流第一次过 0 熄弧为前提进行分析,即高频熄弧理论。按此分析,过电压较高,因高频电流过 0 时,高频振荡电压为最大值,熄弧后残留在非故障相上的电荷量较大,故电压较高。以工频电流第一次过 0 熄弧为前提进行分析,称工频熄弧理论。按此分析,熄弧后残留在非故障相上的电荷量较小,过电压值较低,但接近系统中实测的过电压值。虽二者所得出的过电压值不同,但反映过电压形成的物理本质是相同的。产生弧光过电压的过电压倍数有其概率性,不能一概而论按工频熄弧理论弧光过电压倍数

不会超过 3.5 倍相电压,这实质上是否认弧光过电压存在危害性。

以两起因弧光过电压造成的事故为例。一次事故是一座 35 kV 农村变电站,10 kV 架空线路约 210 km,线路对地电容电流为 7.5 A。事发当天天气晴朗,因线路发生单相接地时,室内出线柜内少油断路器边相对柜的金属隔板放电,主变压器 10 kV 进线柜过流 1 s 后跳闸。经检查,10 kV 控制室 10 kV 母线单相接地光字牌亮,一出线柜内少油断路器边相有烧伤痕迹,金属隔板烧穿有一直径约 5 cm 的洞,少油断路器边相至金属隔板距离有 18 cm。3.5 倍相电压是不可能击穿的。

另一次事故是一座 110/35/10 kV 的城市变电站,10 kV 架空线路和电缆混合,线路对地电容电流为 9.2 A,事故当天天气晴朗,因是春节期间负荷较轻,10 kV 线路发生单相接地的时候,造成室内 10 kV 母线 4 组隔离开关对地放电,其中三组紧挨一起,另一组与其他三组中间隔一间隔,说明系统发生单相接地时,10 kV 母线都发生过电压。经过检查,控制室 10 kV 母线单相接地光字牌亮,主变压器 10 kV 进线过电流 1 s 跳闸。该变电站的检修才一个月,母线也曾清扫过。后经江苏省电力公司电力科

学研究院专家到场后确认,这是一起弧光过电压事故。综上所述,两起事故说明了弧光接地过电压危害性较大。

4 结束语

目前,在我国现行规程 DL/T 620—1997《交流电气装置过电压保护和绝缘要配合》的提法中,提出间歇性弧光过电压一般不超过 3.5 倍^[2]。根据本文上述的两起事故案例,这一提法不严格,且值得商榷。另外广州局与武高所在《10 kV 城市电网中性点经电阻接地方式的研究》一文中,也对这一提法提出了疑问。为进一步正确表述弧光过电压的理论特性,建议采用 IEEE 的提法,即间歇性弧光过电压一般不超过 3.9 倍的提法。

参考文献:

- [1] 平绍勋,周玉芳.电力系统中性点接地方式及运行分析[M].北京:中国电力出版社,2010.
- [2] DL/T 620—1997,交流电气装置过电压保护和绝缘配合[S].

作者简介:

颜建国(1961),男,江苏常熟人,工程师,从事技术管理工作;
平绍勋(1941),男,上海人,高级工程师,从事技术管理工作。

Investigation of the Analysis Methods for Arc Grouding over Voltage

YAN Jian-guo,PING Shao-xun

(Ru Gao Power Supply Company, Rugao 226500,China)

Abstract: There are two different theories about over voltage generated by arc grouding in insulated neutral system, arc extinguishing theories of fundamental frequency and high frequency. With fundamental frequency theory, the over voltage can not endanger the safe operation of equipments because it is only 3.5 times. While with high frequency theory, the over voltage can lead to the system faults because it is 7.5 times than normal one. Two faults had been analyzed to prove the correctness of high frequency act extinguishing theory, one is two phase grounding fault of 10 kV bus and another is C-phase grounding fault of 10 kV oil-minimum breaker.

Key words: over voltage ; fundamental frequency; high frequency; grouding; arc

(上接第 61 页)

Study on Voltage Stability Index of Branch Power Flow Based on PMU

ZHANG Hong-xi

(Nari-relays Electric Co.Ltd., Nanjing 211106,China)

Abstract: Voltage stability prewarning based on the PMU technology needs to monitor operation of power transmission lines in real-time. The existing branch voltage stability index only can be used in the case of the constant power factor because it ignores the effect of reactive power. A new index considering branch active and reactive comprehensively was proposed in this paper. The index is applicable to various load power factors. Detailed derivation was made on this index. The index was tested in IEEE14 bus system, and the results indicate that it could reflect branch operation and voltage stability conditions better.

Key words: PMU; thevenin equivalent; t-equivalent; branch voltage stability index

紫外电晕检测技术在外绝缘状态评价中的应用

朱晓琴

(南通供电公司,江苏 南通 226006)

摘 要:紫外电晕检测技术是研究应用紫外线成像技术获取带电设备发生电晕、闪络或电弧放电时设备表面的紫外辐射信息,进而判断设备是否正常的综合技术。文中对该技术在电力系统中的应用现状、前景和典型案例进行了介绍,并通过实例对紫外电晕检测技术在设备外绝缘状态评价中的应用进行了介绍。

关键词:紫外;电晕检测;缺陷;状态评价

中图分类号:TM851

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)02-0065-02

电力设备发生电离放电时,根据电场强度及其分布的不同,会产生电晕、闪络或电弧。电离过程中,空气中的电子不断获得和释放能量。当电子释放能量即放电时,会辐射出光波和声波,还有臭氧、紫外线、微量的硝酸等。紫外检测技术,就是利用特殊的仪器接收放电产生的紫外线信号,经处理后成像并与可见光图像叠加,达到确定电晕的位置和强度的目的,从而为进一步评价设备的运行情况提供依据。

1 紫外电晕检测技术应用现状和前景

1.1 应用现状

以前对电晕等微弱放电现象的检测手段比较陈旧,主要采用超声波法、红外法、夜间目测、夜视仪法等。上世纪 90 年代末,美国、南非和以色列等国家的科学技术人员取得了突破性的进展,将紫外光的光学特性与光学透镜、数字信号芯片相结合,研制开发出用于日间检测电晕等微弱放电现象的紫外电晕检测仪。

近年来,我国也开始引进该项技术。唐山供电公司、华东电力试验研究院引进以色列生产的紫外电晕检测仪并开展了应用研究,北京供电公司和华北电科院利用俄罗斯生产的紫外电晕检测仪在沙河试验站进行了多次检测,积累了初步的经验。

1.2 应用前景

紫外电晕检测属新兴技术,利用该技术可以直接观察放电情况,使得现场人员能迅速准确定位放电点,并可通过所记录的动态录像来分析放电的危害程度。根据国内外的相关应用资料,该项技术具有以下几个方面应用前景^[1]:

(1) 导线架线时拖伤砸伤、运行过程中外部损伤、断股、散股检测。导线表面或内部变形都可能致使其附近电场强度变强,在达到一定程度时会产生

电晕。

(2) 受污染的高压设备的污染程度检测。污染物通常表面粗糙,在一定电压条件下会产生放电。导线的污染程度、绝缘子上污染物的分布情况等,都可利用该技术进行分析。

(3) 运行中绝缘子的劣化检测。劣化绝缘子产生电晕有多种原因,劣化积污导致盐密过大,在一定条件下会产生放电,而劣化本身也会导致放电。

(4) 高压设备的绝缘缺陷检测。对设备若检测到电晕,则应根据设备的材料、结构形状、使用情况以及其他同类设备的测试结果来综合评估是不是绝缘缺陷、缺陷的原因和严重程度等。

2 应用实例

某 500 kV 升压站在冬天大雾、毛毛雨及早晚湿度较大时候,500 kV 构架下方悬垂(跳线)绝缘子串高压端附近有爬电现象,严重时在均压环与高压端第 4、5 片绝缘子之间形成放电通道。据了解,该升压站投运时间不长,检修时对设备外绝缘进行了清扫,采用绝缘摇表对悬式瓷绝缘子进行检测,未发现零值或低值绝缘子。从现场的观察可知,该升压站周围除了自身电厂的污染外,紧邻还有一个较大的发电厂和一个化工厂,从污染源情况来看,该地区的污秽等级应划为Ⅲ,爬电比距应达到 2.8 cm/kV。而爬电绝缘子串为 38 片 XWP2-160 型绝缘子,爬电比距达到 3.4 cm/kV,远高于该区域污秽等级所需的要求,从理论上讲不应出现爬电现象。

2.1 紫外检测情况

采用 CoroCAMVI+型紫外成像仪进行了现场电晕放电检测。对 500 kV 升压 7 号主变与 GIS 连接部分采用紫外电晕检测成像仪对放电情况进行观察,确认了放电部位主要在构架下方悬垂(跳线)绝缘子串高压端均压环附近的 5 片绝缘子和 C 相绝缘子串中间部位,如图 1 所示。

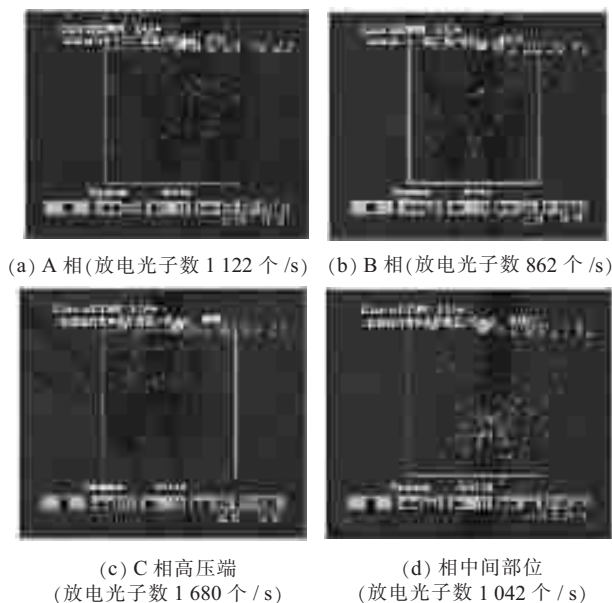


图 1 2 月 8 日晚上放电现象

次日上午再次进行了紫外电晕检测,放电强度有所减弱。而刚经停电检修清扫重新并网的相邻设备未发现放电现象,如图 2 所示。

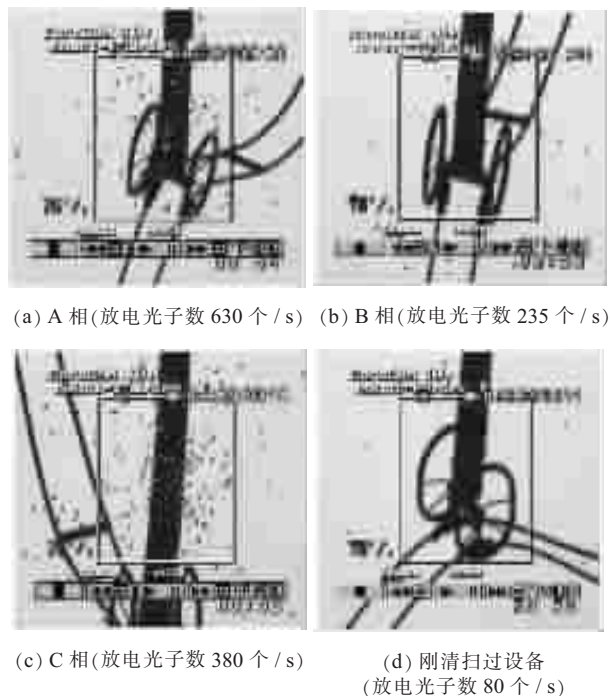


图 2 次日上午放电现象

2.2 爬电原因分析

首先,悬垂绝缘子串电晕放电比耐张绝缘子串强烈,下雨前电晕放电比下雨后强烈,这主要是因为耐张绝缘子串水平布置有利于雨水冲洗使得表面积污没有悬垂绝缘子串严重,而下雨后也由于雨水的冲洗作用使得悬垂绝缘子串下雨后比下雨前表面清洁。上述 2 种情况都表明该站出现的爬电现象主要是因为外绝缘表面积污严重所致。

其次,由于冬季少雨,空气的粉尘、悬浮物、 SO_2 和氮化合物等物质的浓度较高,在出现雾雨天气(特别是首场雾雨)时,降水中含有大量的带电物质,电导率非常高,使得外绝缘强度会下降,从而出现爬电现象,严重时甚至会导致外绝缘闪络。

最后,从现场的观察发现,悬垂绝缘子串均压环直径较小,均压环最上端边缘与绝缘子串第 4、5 片距离较短,在绝缘子表面积污较严重并湿润时,其空气绝缘承受不了两者之间电压,导致均压环与高压端第 4、5 片绝缘子空气绝缘击穿,形成明显的电弧放电通道^[2]。

2.3 状态评价及建议

综上所述,此次悬垂绝缘子串高压端爬电现象的主要原因:(1)积污严重;(2)雾雨较脏;(3)均压环过小。

针对以上问题,提出以下建议:(1)加强对外绝缘的清扫工作,必要时可实施带电清扫;(2)对悬垂(跳线)绝缘子串喷涂 RTV 防污闪涂料;(3)将悬垂(跳线)绝缘子串由瓷绝缘子换成复合绝缘子;(4)重新设计均压环,增大其直径,使电压分布更加均匀。

3 结束语

(1) 紫外电晕检测属新兴技术,利用该技术可以直接观察放电情况,使得现场人员能迅速准确定位放电点。检测诊断具有快速、简便、被检设备类型覆盖面广的特点。

(2) 紫外电晕检测技术在电力系统内切实有效的推广应用,将有利于早期诊断电晕等微弱放电缺陷,及时发现高能量放电的严重缺陷,防患于未然,并为系统由故障检修向状态检修转变提供有效手段,促进电网安全可靠运行。

(3) 检测发现外绝缘放电电晕的产生与否、发生强度与环境湿度密切相关,在雨雾天气放电严重程度大大高于晴好天气,因此有必要重点对各种外绝缘在不同湿度条件下的绝缘评价进行深入研究,为在恶劣天气时外绝缘安全性判断提供判据。

参考文献:

- [1] 张钦之. 新型日间电晕探测照相机[J]. 国际电力, 2001(2): 103-111.
- [2] 朱德恒, 严璋. 高电压绝缘[M]. 北京: 清华大学出版社, 1992.

作者简介:

朱晓琴(1969),女,江苏如皋人,工程师,从事电力计量检定检测工作。

(下转第 67 页)

同杆多回输电线路感应电计算及分析

严伟佳, 邹 铁

(苏州供电公司, 江苏 苏州 215000)

摘 要:推导了同杆架设多回输电线路感应电压电流的计算公式,并由此得出停运线路上感应电压电流是由各运行回路对其单独作用产生的结果相量叠加而成。进一步对运行回路在不同相位排列下停运线路上感应电的大小进行了计算研究,得出通过合理安排运行线路相位可以有效减小线路感应电的结论。

关键词:多回输电线路;感应电压;感应电流;静电感应;电磁感应;相量叠加

中图分类号:TM725 **文献标志码:**B **文章编号:**1009-0665(2012)02-0067-03

随着我国经济不断发展,线路通道所需的土地成本不断增加,为有效减小线路走廊及建设费用,同杆并架双回线路运用已经十分普及,同时,同杆多回输电线路使用也逐渐增多。对于同杆架设双回线路感应电压电流的计算研究以及相应的防范措施国内已有多篇文献做过介绍^[1-4],而四回路甚至更多回路感应电压的计算研究还未见有文献报道。本文以一四回路为例计算并分析其感应电压电流。

1 感应电压电流计算方法

1.1 输电线路电压降的相量方程

$$-\begin{bmatrix} \frac{dV_1}{dx} \\ \frac{dV_2}{dx} \\ \dots\dots \\ \frac{dV_n}{dx} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \dots & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & \dots & Z_{2n} \\ \dots\dots & & & \\ Z_{n1} & Z_{n2} & \dots & Z_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \dots \\ I_n \end{bmatrix} \quad (1)$$

式(1)中: V 为导线 i 对地电压相量; I 为导线 i 的电流相量; Z 为导线阻抗矩阵。

1.2 输电线路电压与电荷方程

$$-\frac{1}{j\omega} \begin{bmatrix} \frac{dI_1}{dx} \\ \frac{dI_2}{dx} \\ \dots\dots \\ \frac{dI_n}{dx} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & \dots & C_{1n} \\ C_{21} & C_{22} & \dots & C_{2n} \\ \dots\dots & & & \\ C_{n1} & C_{n2} & \dots & C_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \dots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (2)$$

式(2)中: V 为导线 i 对地电压相量; I 为导线 i 的电流相量; C 为导线电容矩阵。

1.3 感应电压、电流公式推导

式(1,2)完整地描述了 n 根导线在交流稳态下的电压电流方程^[5]。假设第 n 根导线停运,计算其他运行导线对其产生的感应电压电流。

1.3.1 静电感应电压计算

导线两端开路情况,第 n 根导线的静电感应电压计算公式。根据方程式(2), $I_n=0$, $dI_n/dx=0$,将第 n 行展开可得:

$$V_n=-(C_{n1} \times V_1 + C_{n2} \times V_2 + \dots + C_{n(n-1)} \times V_{n-1})/C_{nn} \quad (3)$$

1.3.2 电磁感应电压电流计算

导线两端断开时,电磁感应电压计算公式。根据方程式(1),其中 $I_n=0$,将第 n 行展开可得:

$$dV_n/dx = -(Z_{n1} \times I_1 + Z_{n2} \times I_2 + \dots + Z_{n(n-1)} \times I_{n-1}) \quad (4)$$

设线路上各点电压均匀分布,则:

$$V_n=-L \times (Z_{n1} \times I_1 + Z_{n2} \times I_2 + \dots + Z_{n(n-1)} \times I_{n-1}) \quad (5)$$

导线两端接地时,接地电阻为 Z ,则电磁感应电流为:

$$I_n=V_n/(Z_{nn}+2Z) \quad (6)$$

从感应电压电流的计算公式可以得出,停运导线上感应电压电流可以由各相运行导线分别对其产生的值相量叠加而得。根据这个结论,可以定量分析各运行回路单独对停运线路产生的感应电的贡献,并据此研究减小感应电压电流的方法。

2 计算验证分析

2.1 计算验证

采用 EMTP 计算验证相量叠加的正确性。选择苏州地区已投入运行的一条同杆架设四回线路,取回路 1、回路 2、回路 3 作为验证算例,回路 3 停电检修。塔形如图 1 所示,混压四回线路长 13.54 km,回路 1、回路 2 为 500 kV,导线型号为 4×LGJ630/45,绝缘子平均长度以 5 m 计算,导线弧垂平均以 10 m 计,回路 3、回路 4 为 220 kV,导线型号为 2×LGJ630/45,绝缘子平均长度以 2 m 计算,导线弧垂平均以 8 m 计。500 kV 回路 1、回路 2 负荷电流 770 A,回路 1 相位从上至下为 a,b,c;回路 2 相位从上至下 b,c,a。

利用 EMTP 的 LCC 中 9 根导线模型搭建三回

收稿日期:2011-11-11;修回日期:2011-12-22

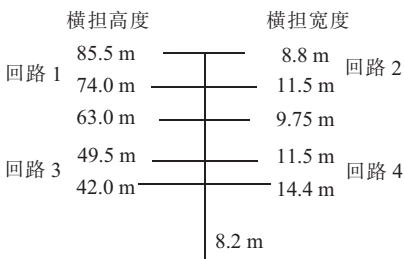


图 1 杆塔结构图

输电线路模型。首先,分别计算出回路 1、回路 2 单独对停电回路 3 上相作用产生的感应电压电流;然后,计算回路 1、回路 2 共同对回路 3 作用产生的感应电压电流;最后,将共同作用结果与相量叠加的结果对比,判断相量叠加的正确性。为了直观,本文使用有效值和相角的形式表示感应电压电流大小,其中两端开路 and 一端接地时为电压值,两端接地时为回路电流值,电磁感应两端开路电压为线路两端电压差。停运线路静电感应、电磁感应计算结果如表 1 所示。

对比回路 1、回路 2 相量叠加与回路 1、回路 2 共同作用的结果,两者完全吻合,可见停运线路上感应电压电流可由各回路单独作用产生的结果相量叠加而得,这与理论推导是一致的。

2.2 感应电分析

从表 1 数据可见,在停运线路两端开路情况下,静电感应电压很大,可达几十 kV,但只要一端接地,静电感应电压立刻大大降低,只有几 V,因此通过接地来降低线路静电感应电压是十分有效的措施^[6]。而两端接地情况下,会产生几 A 的容性电流。根据电磁感应电压产生原理,线路两端开路及一端接地情况下感应电压相同,有几百 V,比静电感应电压小很多。而当两端接地形成回路后,电磁感应电流可达几十 A,在连接或开断接地线时,有可能拉弧放电,因此要特别注意绝缘工作^[7]。多回路输电线路系统中的各感应量中,停运线路两端开路情况下的静电感应电压和两端接地情况下的电磁感应电流数值较大,在检修维护作业中需要特别关注,并加以防范。

3 不同相位下感应电压电流研究

多回输电线路系统中,停运线路上的感应电压

电流是由各运行回路产生感应电的相量叠加而得,因此,运行回路之间相对相位不同,产生的感应电的叠加也将不同。从相量叠加原理可知,只要令运行两回路分别产生的感应电压电流相位反相或者尽量靠近反相,那么就能使感应电相互抵消,达到减小感应电的目的。

以实例线路为例。假设回路 1 相位固定,从上至下为 a,b,c,回路 2 从上至下可能的 6 种相位分别列出,计算由其单独作用产生的感应电压电流值。比较两端开路静电感应电压和两端接地电磁感应电流,计算结果如表 2 所示。从表中的计算结果可见,当回路 2 相位从 a,b,c 变为 b,c,a 时,也即电源相位前移 120°,产生的感应电压电流有效值不变,而相位角相应超前 120°,这与感应电理论计算公式也是相符的。根据这个结论,6 种相位排列中,只需计算 2 种独立相位关系(如 a,b,c 和 a,c,b)下产生的感应电压电流,另外 4 种相位排列下的感应电压电流可以由此推算而得。

回路 1 产生的静电感应电压为 72.4∠-126.1 kV,其对应的反向角为 53.9°,从表 2 中可见 c,b,a 相位下产生的相位角 77.0° 最为靠近,即相量叠加结果最小。回路 1 产生的电磁感应电流为 37.1∠70.9 A,其对应的反向角为-109.1°,从表中可见 c,b,a 相位下产生的相位角-128.6° 最为靠近。综上所述,在回路 2 相位为 c,b,a 时,静电感应电压和电磁感应电流相量叠加结果同时为最小。计算在回路 2 相位为 c,b,a 时产生的感应电压电流值如表 3 所示。从共同作用的结果也即相量叠加可见,在合适的相位排列情况下,两回路通过相量叠加最大限度相互消减,感应电大大地减小了。相反,如果相位排列不合适,如回路 2 相位为 a,b,c 时,两回路相量叠加相互加强,那么感应电也将更加严重。同样计算可得中相、下相也在回路 2 相位为 c,b,a 时产生的感应电压电流最小。因此,通过运行回路相位的合理排列,可以有效降低感应电压电流的大小。

4 结束语

(1) 从理论推导和实例验证计算得出停运线路

表 1 感应电压电流相量叠加仿真验证

感应电类型	接地形式	回路 1 单独作用	回路 2 单独作用	回路 1、回路 2 共同作用	回路 1、回路 2 相量叠加
静电感应	两端开路电压 /kV	41.8∠-126.1	26.2∠-17.0	41.5∠-89.4	41.5∠-89.4
	一端接地电压 /V	1.27∠-39.7	0.80∠-0.44	1.96∠-24.6	1.95∠-24.6
	两端接地电流 /A	1.29∠147.5	0.72∠-104.8	1.28∠-179.8	1.28∠-179.9
电磁感应	两端开路电压 /V	470.0∠146.0	295.6∠-99.0	437.1∠-176.2	437.1∠-176.2
	一端接地电压 /V	470.0∠146.0	295.6∠-99.0	437.1∠-176.2	437.1∠-176.2
	两端接地电流 /A	37.1∠70.9	11.8∠-171.1	33.2∠89.1	33.2∠89.2

表 2 不同相位下感应电压电流值

相位	a,b,c	b,c,a	c,a,b
两端开路静电感应电压/kV	26.2∠-137.0	26.2∠-17.0	26.2∠103.0
两端接地电磁感应电流/A	11.8∠68.9	11.8∠-171.1	11.8∠-51.1

相位	a,c,b	c,b,a	b,a,c
两端开路静电感应电压/kV	26.2∠-43.0	26.2∠77.0	26.2∠-163.0
两端接地电磁感应电流/A	14.8∠111.4	14.8∠-128.6	14.8∠-8.6

表 3 c,b,a 相位下感应电压电流值

感应电类型	回路 1	回路 2	回路 1、回路 2 共同作用
两端开路静电感应电压/kV	41.8∠-126.1	26.2∠77.0	20.4∠-156.3
两端接地电磁感应电流/A	37.1∠70.9	14.8∠-128.6	23.7∠82.9

上感应电压电流可由各运行回路对其单独作用产生的结果相量叠加而得。

(2) 通过对一条实际投入运行的 500 kV,220 kV 混压四回路线路的感应电压电流进行计算,得出两端开路静电感应电压和两端短路电磁感应电流数值较大,在实际线路运行维护中需要进行重点关注。

同时,通过接地可以有效地降低静电感应电压。

(3) 根据相量叠加原理对各种相位排列情况下的感应电压电流进行了计算分析,得出通过合理的相位排列可使各运行回路对停电回路产生的感应电压电流达到最大程度的消减,有效减小多回输电线路感应电压电流。

参考文献:

[1] 韩彦华,黄晓民,杜秦生. 同杆双回线路感应电压和感应电流测量与计算[J]. 高电压技术,2007,33(1):140-142.

[2] 尤爱秀. 输电线路感应电压分析与计算[J].山西电力技术, 2000,95(6):14-16.

[3] 胡毅,聂定珍. 500 kV 同塔双回线路感应电压的计算及安全作业方式[J]. 中国电力,2000,33(6):45-47.

[4] 胡毅,聂定珍,王力农. 500 kV 紧凑型双回线路的安全作业方式研究[J]. 高电压技术,2001,27(6):31-33.

[5] 张文亮,谷定燮,方文弟,等. 洪龙 500 kV 带高抗同杆双回线路间的感应作用研究[J].高电压技术,2002,28(2):10-12.

[6] 韦钢,李海峰. 同杆并架多回线下方的电场强度和感应电压[J]. 中国电力,1999,32(3):37-40.

[7] 钱鑫,施围. 同杆并架双回路不同换位下模量分析[J]. 电网技术,2001,25(8):24-27.

作者简介:

严伟佳(1981),男,江苏常熟人,工程师,从事输电线路运行检修等方面的研究工作;

邹铁(1974),男,江苏常熟人,高级技师,从事输电线路运行检修等方面的研究工作。

Calculation and Analysis of Induced Voltage and Current on Multi-circuit Transmission line

YAN Wei-jia, ZHOU Tie

(Suzhou Power Supply Company, Suzhou 215000,China)

Abstract: This paper first deduced the calculation formula of induction voltage and current of multiple loop transmission lines, and concluded that the induction voltage and current of outage line could be calculated by operating lines vector superposition of their separate outcome. Furthermore, induction voltage and current of idle transmission line under different phase arrangement were calculated, which showed that lines induced voltage current could be reduced through reasonable arrangement of running line phase.

Key words: multi-circuit transmission line; induced voltage;induced current; static induction;electromagnetic induction; vector superposition

(上接第 66 页)

Application of Ultraviolet Corona Detection Technology in Outer Insulating State Evaluation

ZHU Xiao-qin

(Nantong Power Supply Company, Nantong 226006,China)

Abstract: Ultraviolet corona detection technology is a comprehensive technology to judge whether equipment works normally by some information obtained by applying ultraviolet imaging technology. This information is the ultraviolet radiation information when corona, flashover or arc discharging happens in equipment. Current application situation, prospects and typical cases of this technology in power system were presented in this paper. The application of ultraviolet corona detection technology in equipment outer insulation status evaluation is introduced through an example.

Key words: ultraviolet corona detection; defect; status evaluation

某厂 600 MW 超临界机组真空下降诊断分析

卢承斌

(江苏方天电力技术有限公司,江苏 南京 211102)

摘 要:针对某厂3台600 MW机组真空下降的问题,通过现场查看,以及对运行历史数据的计算分析,发现凝汽器水阻异常增大,诊断出可能原因,经检查和相关措施,有效改善了真空。进一步分析认为,换热管内泥沙及杂质的沉积,与循泵双速改造后的低速运行有关,应引起类似机组的重视。

关键词:真空系统;凝汽器;诊断分析

中图分类号:TK264.1⁺¹

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)02-0070-04

汽轮机系统中,凝汽器真空是对效率影响最大的因素,也是机组实际运行中最易偏离设计值的参数,常常是技术人员需要诊断分析和运行优化的内容。影响真空的因素众多,牵涉到多个分系统的运行状况,同时各因素间又互相牵联,使得问题的原因更加复杂,给分析人员带来较大的困难。

某厂1号、2号、3号汽轮机系东方汽轮机厂引进日立技术生产制造的超临界600 MW凝汽式汽轮机,型号为CLN600-24.2/538/566,2005年陆续投运。2011年以来,尤其是进入夏季后,全厂3台机组的真空,相比去年同期有明显下降。与循环水取水位置相近沿江电厂的同类型机组相比,在同等负荷下,真空偏低超过1 kPa。在气温较高的条件下,机组已无法带高负荷,对满足电网的负荷要求以及机组的经济性带来显著影响。

1 主要设备概况

主机额定技术参数:发电机功率600 MW,主蒸汽压力24.2 MPa,主蒸汽温度538℃,再热蒸汽温度566℃,凝汽器压力4.9(4.4/5.4) kPa。

凝汽器技术参数:型号N-38000型,VWO工况设计循环倍率63,循环水温升不超过10℃,设计水温20℃。凝汽器设计端差4.78℃,循环水流量66 024 m³/h,管子总水阻71 kPa。循环水系统设有反冲洗管路,运行中可通过反冲洗管进行半侧冲洗。凝汽器管束材料为TP317L的不锈钢管,总有效冷却面积不小于38 000 m²。凝汽器冷却管总数量36 976根,具有5%以上的堵管冗余量,而不影响机组带负荷能力。

抽真空系统配置3台纳西姆真空泵厂生产的2BE1-353-0型水环式真空泵,正常运行工况下二运一备。其中2号/3号机增加了大气喷射器。每台机组配置2台循环水泵,是长沙水泵厂生产的

80LKXA-19.5型混流泵。水泵铭牌工况点(夏季工况,2台泵并列运行),单台泵流量10 m³/s,扬程19.50 m,效率≥87%,轴功率2 154 kW,转速370 r/min。夏季循环水用水量为凝汽器冷却水量69 048 t/h,闭冷器冷却水量2 500 t/h,净化除灰用水量452 t/h,合计循环水量72 000 t/h(2台泵)。

2 真空循环水系统现状

3台机组凝汽器真空严密性均良好(<200 Pa/min),有的达到了优秀水平。机组水环真空泵,采用管壳式冷却器,冷却水为开式循环水。由于是单级泵,为改善抗汽蚀性能提高水温适应性,2010年5月和2011年3月,分别在3号机和2号机3台真空泵入口增加了大气喷射器。为优化循泵运行方式降低电耗,2010年11月至12月,每台机组各一台泵进行了双速改造,增加了330 r/min的低速档。此后,在春夏季经常采用低速泵组合运行。

为分析机组真空下降的原因,查找相关系统的问题,现场对机组的循环水系统、抽气系统及凝汽器运行进行了查看。同时利用DCS数据库,针对不同的负荷段,选取各个典型工况,采集了今夏与去年同期的真空系统相关运行参数,进行整理计算和比较分析。

3 数据分析

3.1 分析工况

本次所取数据,全部采用机组DCS测点,选取3台机组负荷稳定的时间段,尽可能时间相近,其分析工况如表1所示。

3.2 结果数据

各工况数据,经整理计算后得到3台机组真空循环水系统的参数指标,如表2—4所示。经检查,该厂的两个大气压力测点与实际偏差较大,尤其是去年的数据。对凝汽器绝对压力、端差的计算有较大影

表 1 1 号/2 号/3 号机分析工况

负荷 /MW	机组	日期	时间
450	1 号 /2 号 /3 号机	2011-07-03	07:20~08:10
600	1 号 /2 号 /3 号机	2011-07-02	21:20~22:20
550	1 号 /2 号 /3 号机	2011-07-05	18:00~19:00
500	1 号 /2 号 /3 号机	2011-07-19	14:50~15:30
450	1 号 /2 号 /3 号机	2010-07-07	04:42~05:02
600	1 号 /2 号 /3 号机	2010-07-02	12:28~13:14
550	1 号 /2 号 /3 号机	2010-07-03	10:35~10:55
500	1 号 /2 号 /3 号机	2010-07-01	18:20~18:50

响,相关结果仅作参考。分析时以排汽温度和凝汽器真空为准。

3.3 指标参数分析

(1) 凝汽器真空明显降低。3 台机组各负荷下真空同比显著降低,其 1 号机(见表 2)在水温相当,2 台循泵运行时,各负荷下真空降低 1~2 kPa,排汽温度均升高 1.7~2.9 ℃;2 号机(见表 3)在类似情况下,真空降低 0.8~1.4 kPa,排汽温度平均升高 1.6~3.1℃;3 号机(见表 4)今年循泵有两个工况是一高一低运行,一个工况是单高速运行,而去年同期则全部是双高速运行。在同样双高速运行的550 MW 工况,真空降低 1.5 kPa,排汽温度平均升高 3 ℃。

(2) 循环水温升增大。虽然绝大部分工况循泵的运行方式相同,但循环水温升却有较大差别。1 号

表 2 1 号机各负荷工况参数比较

1 号机	450 MW		600 MW		550 MW		500 MW	
时间	2011-07-03	2010-07-07	2011-07-02	2010-07-02	2011-07-05	2010-07-03	2011-07-19	2010-07-01
发电机功率 /MW	449.54	449.18	607.79	599.15	552.09	556.16	497.15	510.88
HP 凝汽器真空 /kPa	-92.26	-94.11	-89.54	-91.72	-91.46	-92.38	-91.43	-93.00
LP 凝汽器真空 /kPa	-93.52	-95.08	-92.67	-93.59	-93.03	-94.09	-92.83	-94.37
循环水进水温度 /℃	27.39	27.55	27.54	27.36	27.89	27.20	28.19	26.95
循环水出水温度 /℃	35.77	34.49	38.81	36.81	37.06	35.95	36.99	35.01
低压凝器出水温度 /℃	31.58	31.02	33.18	32.09	32.48	31.57	32.59	30.98
循环水温升 /℃	8.38	6.94	11.27	9.46	9.18	8.75	8.80	8.06
HP 凝汽器端差 /kPa	6.40	3.77	8.68	6.32	6.55	5.93	6.35	5.11
LP 凝汽器端差 /kPa	7.48	4.38	7.77	6.49	7.46	5.91	7.45	5.37
A 凝汽器排汽温度 /℃	40.85	37.12	46.26	41.62	42.48	40.16	41.53	38.97
B 凝汽器排汽温度 /℃	37.44	35.22	39.72	38.52	38.82	37.63	38.10	36.67
凝结水温度 /℃	41.69	38.05	46.955	42.415	43.480	41.169	42.445	40.015
凝汽器进水压力 /MPa	0.117 7	0.107 2	0.125 3	0.121 2	0.139 2	0.125 2	0.134 4	0.134 0
凝汽器出水压力 /MPa	-0.000 4	0.012 0	0.000 5	-0.001 2	-0.000 4	-0.000 8	0.000 5	0.001 9
凝汽器水阻 /kPa	118.11	95.23	124.75	122.44	139.60	125.94	133.89	132.16

表 3 2 号机各负荷工况参数比较

2 号机	450 MW		600 MW		550 MW		500 MW	
时间	2011-07-03	2010-07-07	2011-07-02	2010-07-02	2011-07-05	2010-07-03	2011-07-19	2010-07-01
发电机功率 /MW	451.14	449.68	606.06	599.50	553.16	558.73	500.19	510.73
HP 凝汽器真空 /kPa	-92.14	-93.52	-89.67	-91.74	-91.22	-92.36	-91.03	-92.81
LP 凝汽器真空 /kPa	-93.87	-94.36	-92.66	-93.25	-93.18	-93.66	-92.84	-93.85
循环水进水温度 /℃	26.33	26.47	26.40	26.26	26.81	26.08	27.05	25.89
循环水出水温度 /℃	34.25	33.10	37.18	34.99	35.64	34.11	35.46	33.22
低压凝器出水温度 /℃	30.29	29.79	31.79	30.63	31.23	30.10	31.26	29.56
循环水温升 /℃	7.93	6.63	10.77	8.73	8.83	8.02	8.41	7.34
HP 凝汽器端差 /kPa	8.17	6.73	10.08	8.11	8.48	7.81	8.72	7.37
LP 凝汽器端差 /kPa	7.82	7.78	9.19	8.84	8.33	8.57	8.76	8.32
A 凝汽器排汽温度 /℃	40.84	38.55	45.90	41.46	43.01	40.30	42.24	38.90
B 凝汽器排汽温度 /℃	35.87	35.09	39.08	37.21	37.78	36.31	37.25	35.51
凝结水温度 /℃	41.69	38.96	46.47	41.84	43.71	40.63	42.91	39.56
凝汽器进水压力 /MPa	0.114 4	0.036 8	0.120 9	0.036 8	0.133 8	0.038 3	0.129 3	0.043 0
凝汽器出水压力 /MPa	-0.003 2	-0.003 5	-0.003 1	-0.003 3	-0.001 2	-0.002 9	-0.001 6	-0.000 6
凝汽器水阻 /kPa	117.67	106.82	124.01	106.62	135.09	109.20	130.94	116.39

表 4 3 号机各负荷工况参数比较

3 号机	450 MW		600 MW		550 MW		500 MW	
时间	2011-07-03 ^①	2010-07-07	2011-07-02 ^②	2010-07-02	2011-07-05	2010-07-03	2011-07-19 ^②	2010-07-01
发电机功率 /MW	449.73	451.07	610.25	601.29	554.05	558.94	498.68	511.44
HP 凝汽器真空 /kPa	-92.01	-94.15	-89.60	-92.78	-91.26	-93.24	-91.05	-93.63
LP 凝汽器真空 /kPa	-93.76	-94.94	-92.31	-93.95	-93.25	-94.36	-92.89	-94.55
循环水进水温度 /℃	27.14	24.25	27.19	27.07	27.60	26.85	27.88	36.65
循环水出水温度 /℃	34.94	33.13	38.08	34.91	36.18	34.05	35.89	33.26
低压凝器出水温度 /℃	31.04	30.19	32.64	30.99	31.89	30.45	31.88	29.95
循环水温升 /℃	7.80	5.88	10.89	7.84	8.58	7.20	8.01	6.61
HP 凝汽器端差 /kPa	7.78	5.02	9.32	5.76	7.86	5.71	8.25	5.21
LP 凝汽器端差 /kPa	7.36	5.64	9.18	6.59	7.48	6.25	8.01	5.85
A 凝汽器排汽温度 /℃	36.18	33.13	39.93	35.70	37.73	34.73	37.18	33.83
B 凝汽器排汽温度 /℃	36.24	33.86	40.03	36.04	38.06	35.06	37.28	34.27
凝结水温度 /℃	39.76	37.25	44.80	39.85	41.66	38.80	40.82	37.74
凝汽器进水压力 /MPa	0.104 2	0.072 2	1.107 8	0.070 4	0.115 2	0.074 6	0.112 4	0.083 4
凝汽器出水压力 /MPa	-0.001 1	0.004 4	-0.001 5	0.004 7	0.004 5	0.006 9	0.004 4	0.013 5
凝汽器水阻 /kPa	105.28	67.78	109.25	65.70	110.72	67.69	107.99	69.93

注:①该工况循泵单高速运行;②该工况循泵高低速运行;除①②工况外,均为双高速运行。

机在负荷几乎相同的 450 MW 工况,温升偏高 1.44℃。在负荷偏高 8 MW 的 600 MW 工况,温升偏高 1.8℃;在其他两工况负荷均偏低,温升却仍偏高 0.4℃和 0.7℃。2 号机各工况情况相似,温升偏高达 0.8~2.0℃。3 号机,在循泵运行方式相同的 550 MW 工况,负荷偏低 4 MW,温升却偏高 1.38℃。对比各工况排汽温度的变化,可以判断循环水温升升高是凝汽器真空降低的一个重要原因。

循环水温升增大可能有两方面原因,一是循泵流量的下降,二是凝汽器热负荷的增加。循泵流量下降,可能是循泵本身性能的变差,也可能是循环水系统阻力特性发生变化,使得循泵工作点偏移,造成运行流量下降^[1]。而在同样电负荷下凝汽器热负荷的增加,可能是系统内漏增大。也可能是汽轮机效率下降,导致进汽量增加。

(3) 各工况凝汽器水阻均有增大,见表 1—3。其中 1 号机 450 MW 工况增大 22.9 kPa,增幅 24%;560 MW 工况偏大 13.7 kPa,增幅 10.8%;600 MW 和 500 MW 工况增大为 2.3 kPa 和 1.8 kPa。2 号机,各工况水阻偏大在 10.8~25.9 kPa,增幅 10%~24%。3 号机情况更为显著,在循泵运行方式相同的 550 MW 工况,凝汽器水阻偏大 43 kPa,增加 63.6%。其他三个工况,两个循泵高低速和一个单高速运行工况,较去年双高速运行水阻却增大 37~43 kPa,增幅达 55%~66%。

(4) 泵出口压力和扬程。据运行人员反映泵出口压力有显著增高。电厂邀请了水泵厂专家前来分析,发现以当前泵出口压力估算,扬程偏高,流量将

减小。电厂有意对泵进行改造,以增加流量。泵厂专家表示,在如此高扬程下增加流量,可能需同步增加电机容量。分析认为,虽然泵目前的运行扬程偏高,造成了流量偏小,但正常系统并不需要如此高的扬程,如果导致系统阻力增加的因素消除,流量就会增加。因此,需要对循环水管路进行检查,同时对泵进行性能试验,以验证循环水泵性能是否正常。

(5) 凝汽器端差。从表 2—4 看出,凝汽器端差也有明显增加。在各影响因素中,3 台机组真空严密性一直较好,达到或接近优秀水平,不是主要原因。其次,循环水流量的减小也会使端差增加。第三,凝汽器水侧换热性能不佳是另一个不容忽视的因素。现场检查发现,在循泵入口旋转滤网处,有大量的贝壳积聚。其中大于滤网通径的贝类,每天有数车。而一些稍小的贝壳,则进入到循环水系统。如果在换热管内吸附积聚,则会影响换热性能,同时也会增大流动阻力。

(6) 真空泵运行。现场检查各真空泵的运行数据如表 5 所示。

表 5 真空泵运行状况

真空泵	工作水出口温度 /℃	工作水入口温度 /℃	冷却水进口温度 /℃	入口真空 /MPa
1C	38.0	34.0	现场无表计	-0.100
1A	40.0	37.0	现场无表计	-0.093
2B	40.0	34.0	27.0	-0.100
2A	39.0	34.5	27.5	-0.100
3B	39.0	32.0	现场无表计	-0.098
3A	39.0	32.5	现场无表计	-0.100

从表 5 看出,真空泵的工作水温普遍较高,在

循环水温度 27℃时,已达到 32℃以上,最高为 37℃。在此水温下,真空泵的性能和入口真空必然会受到影响。其中,1C 和 1A 真空泵工作水温降偏低。如冷却水进口温度均按 27℃计算,冷却器的端差(工作水入口温度—冷却水温)达到 7℃和 10℃。3B 和 3A 泵情况稍好,温降约 7℃,端差 5℃。整体看,真空泵端差偏高,温降偏小。

4 分析结论和建议

4.1 结论

(1) 机组真空下降的重要原因是循环水流量减少。直接表现是循环水温升偏高。从现场情况看,2 号机高旁和 3 号高加危急疏水、1 号机低旁存在内漏,但这些内漏均不大。全厂 3 台机组系统内漏情况较去年并没有显著的增加,同时也未发现各汽轮机性能有明显的下降,因此可以排除凝汽器热负荷增加的原因。

(2) 循环水流量减少的重要原因是凝汽器水阻增大。表 2—4 中各工况的循环水进、出水门均全开,不存阀门节流造成的流动阻力。因此整个系统阻力增大最主要的原因就是凝汽器水阻增大。该水阻不仅比去年显著增加,绝对值也远超过设计值。流量减小的另一个可能原因是泵性能下降,但要明确诊断需进行专项的性能试验。

(3) 凝汽器端差增大也是真空下降的另一个原因。虽然凝汽器端差仅供参考,但真空及排汽温度数据显示,凝汽器水侧换热效果不佳。本厂的循环水含沙量较大,目前水中的微生物及其它杂质偏多,会影响换热效果。

(4) 真空抽气系统中,真空泵工作水温偏高,影响了抽吸压力,也是夏季影响真空的一个因素。其中工作水冷却器端差较大,表明换热管脏污或冷却流量偏低^[1]。

4.2 建议

(1) 对凝汽器水室、全部换热管内部、循环水管路中阀门滤网进行仔细检查。认真清洗滤网和换热

管。采取有效措施,减少循环水中的贝类等生物,及时投用清理旋转滤网,有效提高循环水水质。

(2) 进行热力系统检查消缺,消除系统内漏,尽可能减少排入凝汽器的热负荷。

(3) 对真空泵冷却器逐个检查清洗,降低工作水温。加强监视真空泵工作参数,如有异常及时切换。长远计划应实施工作水降温改造。

(4) 进行真空循环水系统试验,分析循环水泵的性能及其他影响因素。

5 措施和结果

经初步诊断后,电厂利用 2 号机停机的机会,对凝汽器水室进行了检查。发现凝汽器上部换热管有近半管的泥沙和杂质沉积,通流面积严重减小。后来利用反冲洗系统,进行了长时间(8 h)反冲洗,再次停水检查发现管内已恢复正常,凝汽器水阻和温升也明显降低。而检查前,采用规程规定的冲洗时间 2 h 甚至 4 h,均无太大效果。此外,又清洗了真空泵冷却器,处理一些系统漏点。通过上述措施,2 号机真空提高了 1 kPa。其他机组通过相同措施,真空也有了显著改善。

6 结束语

凝汽器真空下降是影响机组性能最主要因素,也是最常见的问题。通过对 3 台 600 MW 机组真空系统的现场检查,对运行历史数据的计算分析,提出重要原因是凝汽器水阻异常增大导致的循环水流量减少。经检查并处理,真空得到有效改善。进一步分析认为,换热管内泥沙及杂质的沉积,与循泵双速改造后的低速运行有关,低速时流速减小约 11%,应引起类似机组的重视。

参考文献:

[1] 郭立君. 泵与风机[M]. 北京:中国电力出版社,2004.

作者简介:

卢承斌(1971),男,江苏镇江人,高级工程师,从事汽轮机技术监督和节能相关工作。

Analysis on Vacuum Degradation of 600 MW Supercritical Power Plant

LU Cheng-bin

(Jiangsu Fangtian Electric Power Technology Co.Ltd., Nanjing 211102, China)

Abstract: In order to identify the root reason for the vacuum degradation issues occurred in three 600 MW power plants, field inspection as well as calculation analysis on past operation data has been carried out in this paper. It's concluded that the observed abnormal increment of flow resistance in the condenser may be the main reason. After the implementation of associated measures, the vacuum has been significantly improved. Further, the low speed operation of the circulating pump is considered to have effect on the deposition of the sediment and impurity. The similar plants should pay special attention to this matter.

Key words: vacuum system; condenser; failure analysis

某 125 MW 机组出力不足及热耗高原因分析

嵇国军,周荣勤

(江苏协联热电集团有限公司,江苏 宜兴 214200)

摘 要:江苏协联热电集团有限公司5号汽轮机及6号机汽轮机均由上海汽轮机有限公司制造,分别于2004年12月及2005年7年投产运行。投产后5号机热耗一直高于6号机 $150\text{ kJ}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 左右,经过和上汽厂技术人员多次沟通,并经4次开缸检查,于2011年5月终于找出真正原因。目前通过采取临时方案和措施,出力已基本达到设计要求,热耗有所好转。

关键词:火电厂;汽轮机;出力;热耗

中图分类号:TK26

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)02-0074-04

江苏协联热电集团有限公司5号汽轮机与6号汽轮机均为上海汽轮机有限公司设计制造,2台机型完全一致,属于超高压再热供热机组,额定功率为125 MW,额定抽汽量为127 t/h,额定进汽量为466 t/h,调门全开纯凝工况下出力为163 MW,最大进汽流量为490 t/h,发电机额定功率为150 MW,配套锅炉额定流量为480 t/h。按照设计要求,在额定参数下,只要汽轮机所有调门全开,汽轮机主蒸汽流量可以达到490 t/h,而实际上5号机在调门全开情况下,主蒸汽流量最大只有464 t/h,而6号机能达到设计要求。为此,公司组织力量会同制造厂对5号机组进行全面的数据统计和分析,由于5号机调节级温度计安装时外面缺少保护套管,造成机组投运不久温度计就断裂了,断裂的热电偶头部把调节级叶片碰撞得变形,误导了分析,造成多次不必要的开缸检查。2011年5月,通过江苏方天电力技术有限公司及制造厂专家现场进行分析会诊,最终判定为调节级喷嘴供货时出错,并在2011年5月检修中得到了初步解决。

1 机组技术特性

(1) 汽轮机的额定功率为125 MW,超高压、中间再热式、高中压合缸、双缸、双排汽、单轴、一级调整抽汽凝汽式汽轮机。

(2) 机组型号为C125-13.24/0.981/535/535,工厂产品号为181。额定功率为125 MW;主汽门前蒸汽额定压力为13.24 MPa(a);主汽门前蒸汽额定温度为535℃;再热汽门蒸汽额定温度为535℃;调整抽汽压力为0.981 MPa(a);额定抽汽流量为127 t/h;最大抽汽流量为150 t/h;额定背压为4.9 kPa(a);额定工况蒸汽流量为466 t/h;额定工况下净热耗为7 033.2 kJ/(kW·h)。

(3) 汽轮机性能保证工况。

额定工况(THA):汽轮机在额定主蒸汽参数、再热蒸汽参数下,调整工业抽汽参数为0.981 MPa(a),127 t/h,补水率为0%+抽汽流量损失131.6 t/h,补水至凝汽器,背压为额定值4.9 kPa(a),回热系统正常投运,发电机输出端的净功率为125 MW。

夏季工况(TRL):汽轮机在额定主汽参数、再热蒸汽参数下,补水率为4%BMCR+抽汽流量损失155.45 t/h,补水至凝汽器,背压为11.8 kPa(a),调整供热参数为0.981 MPa(a),127 t/h,回热系统正常投运,发电机输出铭牌功率118.037 MW。

纯凝工况:汽轮机在额定主汽参数、再热蒸汽参数下,汽轮机进汽量等于466 t/h,补水率为0%,背压为4.9 kPa(a),回热系统正常投运,汽机能发出最大功率156.865 MW。

调门全开纯凝工况(VWO):汽轮机在额定主汽参数、再热蒸汽参数下,汽轮机进汽量为490 t/h,补水率为0%,背压为额定值4.9 kPa(a),回热系统正常投运,汽机能发出最大功率193.819 MW。

冬季工况(BMCR):汽轮机在额定蒸汽参数下,汽机进汽量为480 t/h,调整工业抽汽参数为0.981 MPa(a),150 t/h,补水率0%+抽汽流量损失155.45 t/h,补水至凝汽器,背压为额定值4.9 kPa(a),回热系统正常投运,汽机能发出最大功率123.964 MW。

发电机额定功率为150 MW,制造厂家为山东济南发电设备厂。

锅炉额定流量为480 t/h,制造厂家为哈尔滨锅炉有限公司。

2 主要异常现象

2.1 5号机热耗偏高

江苏协联热电有限公司5号机组于2004年12月投产,6号机于2005年7月投产,2台机全部投产后均由江苏方天电力技术有限公司进行了性能测

试。经过 2 台机测试报告的对比,150 MW 纯凝工况 5 号机的热耗为 8 552.63 kJ/(kW·h),6 号机热耗为 8 378.31 kJ/(kW·h),5 号机热耗比 6 号机热耗要高出 174.32 kJ/(kW·h);135 MW 负荷 60 t/h 供热工况下,5 号机热耗为 7 904.76 kJ/(kW·h),6 号机热耗为 7 780.98 kJ/(kW·h),5 号机热耗要比 6 号机热耗高出 123.78 kJ/(kW·h)。而根据公司正常运行时生产日报表、月报表及瞬间抓图数据统计分析,5 号机的热耗一直比 6 号机要高出 130~140 kJ/(kW·h)。

2.2 5 号机调节级压降大

在 2 台机全部投运后,在相同负荷,相同凝汽器背压、相同主蒸汽参数及相同供热参数情况下,5 号机主蒸汽调门前压力到调节级后压力降一直比 6 号机要大,而且随着负荷的增加压降增大,一般情况偏大 0.5 MPa,最大达到 1.0 MPa,温降也比 6 号机偏高 5~10 ℃。

2.3 5 号机出力带不足

5 号机投产初期由于供热量一直不高,负荷也没有带足,主蒸汽流量最大也只有 420 t/h,5 号机组出力带不上的问题一直也没有暴露出来。随着机组供热量的不断增大,2007 年发现了主蒸汽量在调门全开的情况下,最大只能带到 460 t/h 左右,2011 年 4 月 16 日,2 台机组调门全开工况下的试验数据如表 1 所示。

表 1 调门全开试验数据

序号	名称	5 号机组	6 号机组
1	负荷 /MW	132	142
2	主蒸汽流量 /(t·h ⁻¹)	459.9	483.1
3	给水流量 /(t·h ⁻¹)	491.3	519.7
4	主蒸汽压力 /MPa	13.2	12.9
5	供热流量 /(t·h ⁻¹)	105	107
6	阀门开度 /%	4VWO	3VWO+63%
7	调节级压力 /MPa	9.86	10.45

3 原因分析

由于 2 台相同 125 MW 机组自从投产后带负荷能力及热耗一直偏差较大,5 号机由于受进汽量的限制,不仅仅是接带电负荷和热负荷能力差,更是由于发电标煤耗高于 6 号机达 5 g/(kW·h)多而困扰着电厂。按 5 号机全年发电量 10 亿 kW·h 计算,全年将多消耗标煤 5 000 t,标煤价按照 1 100 元/t 计算,全年将多增加开支 550 万元,在目前电力企业如此严峻的情况下,确实是公司的一块心病。为此,几年来该公司组织大量人力、物力、财力对 5 号机组进行全面分析和检查,机组投产以来共进行了 4 次开缸检查。

3.1 调节级叶片及第一级隔板喷嘴变形

调节级后热电偶温度由于在安装初期没有安装隔套,导致新机组投运后不久,热电偶因汽流的扰动和冲击断裂,调节级后温度失去了监视,主蒸汽流量的温度补偿也只能通过调节级汽缸温度来测算出。由于热耗一直高于 6 号机组,而且调节级压降温降均比 6 号机组大,为此,在新机组投产一年后的大修中,检查发现 5 号机调节级动叶片及第一级隔板进汽口全部因热电偶头碰撞而变形。通过制造厂技术人员来厂检修,认为热耗高、压降大的主要因为这两处通流变形造成,且制作了专用工具进行修复整形,并重新安装了热电偶。但启动不久又发生了断裂情况,为此在 2009 年 4 月再次对机组进行了开缸检查,并提高了热电偶的材质,更换了热电偶厂家,修复了变形喷嘴,次月启动后又发生了热电偶断裂。为了查出并消除热耗高的真正原因,公司于 2010 年 3 月再次对该机组进行开缸检查,修复变形喷嘴后,决定不再安装调节级热电偶,可启动后机组出力及热耗仍没有得到显著改变,调节级叶片因碰撞变形修复后的照片如图 1 所示。



图 1 调节级叶片变形后修复照片

3.2 系统泄漏

系统内漏也是分析和查找的重要原因之一,由于高低压旁路泄漏较为严重,经过红外成像仪测量保温外温度分别为:高压旁路后温度 86.7 ℃,低压旁路后的温度 49.8 ℃。在 DCS 画面中高、低级旁路后的蒸汽温度分别显示 307 ℃及 84 ℃。高压旁路的泄漏使部分蒸汽没有进入主汽门就直接从旁路漏掉,造成调门前主蒸汽压力降低,加上由于锅炉安全阀略微泄漏,锅炉出口主蒸汽压力带不到额定,导致汽轮机主蒸汽压力一直低于设计压力,从而使主蒸汽比容增大,在通流面积一定的条件下,会使进汽能力减小,从这点来看,在进主汽门前高旁的泄漏量大是导致进汽量带不上的原因之一,而低压力旁路泄漏则会大大降低中低压缸的效率,影响发电出力,工况数据比较如表 2 所示,主蒸汽流量分别偏低 2.38%~9.61%。为此,根据 5 号机高低旁路后的蒸汽温度,对 6 号机做了似类泄漏量的试验,在确保 2

台机主蒸汽参数及电热负荷相同工况下,检查旁路减温水门关严,逐渐开启高压旁路门,使高旁后蒸汽温度和5号机相同,观察6号机主汽流量的变化,同样试验方法开启6号机低压旁路门,观察主汽流量变化。试验结果是主汽流量变化较小,排除了旁路泄漏影响出力及流量的可能。同时检查导汽管疏水至高压疏水联箱门全部关闭严密,疏水门后管道全部常温,检查系统没有任何外漏现象。

表 2 工况数据比较

编号	项目	纯凝工况	调阀全开工况	抽汽工况
1	设计主汽压力/MPa	13.24	13.24	13.24
2	设计主汽温度/℃	535	535	535
3	设计主汽比容/(m ³ ·kg ⁻¹)	0.025 6	0.025 6	0.025 6
4	运行主汽压力/MPa	12.15	12.8	12.85
5	运行主汽温度/℃	532.5	533.5	530
6	运行主汽比容/(m ³ ·kg ⁻¹)	0.028 0	0.026 5	0.026 2
7	设计比容/试验比容	0.913 9	0.966 0	0.976 2

3.3 主汽门及调门开度不到位

检查主汽门开度为全开,对调门开度进行了检查,经过对2台机组调门全部解体后测量比较,设计要求阀门的开度为34 mm,经检查和调整,2台机所有的调门开度全部符合要求,如表3所示。同时,在导汽管疏水门前加装了2个压力测点进行监视,没有发现调门任何异常现象,在调门全开情况下,导汽管压力和主汽门前压力基本相同,判断调门及主汽门对通流应该没有任何影响^[1]。

表 3 调门开度数据 mm

名称	5号机			6号机		
	油动机试验值	油动机实测值	阀门实际开度	油动机试验值	油动机实测值	阀门实际开度
标准	134	—	34	134	—	34
GV1全开行程	138	138	35	136	136	34.5
GV2全开行程	136	137	34.7	136	133	33.7
GV3全开行程	136	137	34.7	136	138	35
GV4全开行程	136	135	34.2	136	135	34.2

3.4 主蒸汽系统异物堵

主汽门及喷嘴蒸汽室的节流也是造成压降增加的原因之一。为此对主汽门通流口径及滤网进行了全面检查,并拆除了临时滤网,全部满足设计要求,并在这几次大修中由江苏方天公司技术人员通过内

窥镜分别从4个调门口及108个喷嘴出口对导汽管、喷嘴室进行检查,没有发现有异物影响通流。

3.5 汽轮机通流间隙偏大

通流间隙偏大也是影响机组出力及热耗的原因之一。为此在5号机通流间隙调整时要求全部达到设计要求,并在高低压平衡活塞汽封及轴封增加了多道刷式汽封,刷式汽封的间隙全部调整在0.15 mm左右。通过对5号机、6号机通流间隙的数据比较,2台机通流间隙基本接近,理论上说5号机经济性要比6号机好,而且如果通流间隙偏大,只能影响的是机组的效率而造成机组出力不足,但进汽量不会受影响,除非因过桥汽封泄漏而影响主蒸汽计量出错,因此,可排除通流间隙对出力及热耗的影响^[2]。

3.6 表计误差

由于主蒸汽流量是根据汽轮机调速级压力、调速级温度、机组背压等计算出来的,因此机组热耗的计算和相关的温度、压力、流量密切相关。为此,对所有涉及计算热耗的温度、压力、流量表进行校核,并通过汽水平衡来核算相关流量的准确性,并在再热蒸汽高温段上增加了弯管流量计来测量再热蒸汽流量,通过它再来核对其他流量和汽水平衡的准确性,核算结果证实5号机热耗确实高于6号机。

3.7 调节级喷嘴用错

2011年3月,江苏协联热电集团有限公司再次组织制造厂及省汽轮机技术专家。来现场进行分析查找原因,结合5号机、6号机及某电厂125 MW供热机组最大出力的分析,如表4所示。可以看出,公司5号机组与某电厂125 MW供热机组有着惊人的相似,两公司出厂机型分别为181机型及A181机型,两机型的主要区别是供热量不同,181机型额定抽汽量为127 t/h,而A181机型额定抽汽量为50 t/h,两机型的调节级喷嘴尺寸不一样,前者出口通流尺寸为17×6.7 mm,后者出口通流尺寸为15×6.7 mm,而且通过到制造厂设计室核对两机型的喷嘴安装尺寸,发现除了喷嘴出口尺寸不相同外,其他的制造安装等尺寸全部相同。同时根据制造厂人员透露,由于在2003年前后制造任务特别重,曾经出现过其他类型机组喷嘴组在发货过程中出过差错,但由于无法安装而得到了及时更换。通过综合汇总分析,最终将出力和热耗高的问题集中在喷嘴用错的原因上。

4 解决处理

由于喷嘴组的制造周期需要一年,通过和制造厂家的沟通和商量,兼顾电厂的实际情况,经过制造厂家设计人员的计算和强度核对,提供了喷嘴临时

表 4 相关机组调门全开工况部分参数

名称	5 号机喷嘴处理前	6 号机	某电厂供热机	5 号机喷嘴处理后
负荷 /MW	133	142	143	133
主汽流量 / $(t \cdot h^{-1})$	445.6	489.1	442.4	478.6
主汽压力 /MPa(g)	12.8	12.89	13	12.75
主汽温度 / $^{\circ}C$	533	533	536	533
调节级压力 /MPa(g)	9.57	10.45	9.46	10.2
调节级温度 / $^{\circ}C$	495	50.6	501	496
供热流量 / $(t \cdot h^{-1})$	80	129.6	—	114
供热压力 /MPa	0.88	0.95	—	0.88
供热温度 / $^{\circ}C$	346	355	—	345
凝汽器真空 /kPa	94.7	96.2	94.2	92.3

处理方案。将喷嘴拆下返厂,由制造厂对喷嘴的宽度进行电脉冲扩大,将喷嘴尺寸改为 15×7.6 mm,以增大通流面积。可以解决节流损失,使机组出力和热耗得到好转,但由此也破坏了原有喷嘴的型线,喷嘴处效率会有所降低,修理后的喷嘴如图 2 所示。通过 2011 年 5 月再次揭缸,确认了喷嘴错用,经过返厂加工处理,目前机组基本能够达到设计出力(如表 4 所示)。但 2 台机组热耗仍相差有 60 kJ/(kW·h),且制造厂已加工了标准新喷嘴,计划在 2012 年上半年更换。



图 2 加工处理后的 A181 喷嘴

5 结束语

在 5 号机组出力不足及热耗高的分析中可以看出,影响机组热耗及出力的因素有很多,既有运行参数调整的原因,也有系统泄漏、表计误差及机组安装原因,同时也要从机组制造、出厂组装等因素去查找,并通过同类型及相近类型机型的设计运行参数进行详细比较,可以少走弯路,较快地查出原因并解决问题。

参考文献:

[1] 赵常兴. 汽轮机技术手册[M]. 北京:中国电力出版社, 2007.
[2] 霍 鹏. 汽轮机带负荷能力下降问题分析[J]. 广东电力, 2005,18(11):44-47.

作者简介:

嵇国军(1966),男,江苏宜兴人,工程师,从事电厂生产技术及管理工作;
周荣勤(1972),男,江苏宜兴人,工程师,从事电厂生产技术及管理工作。

Analysis on High Heat Consumption and Output Deficiency of 125 MW Power Plant

Ji Guo-jun, ZHOU Rong-qin

(Jiangsu Xielian Thermal Power Generation Co.Ltd., Yixing 214200, China)

Abstract: The No.5 and No. 6 steam turbines manufactured by Shanghai Steam Turbine Co.Ltd., were put into operation in November, 2004 and July, 2005 respectively. From then on, the heat consumption of No. 5 has always been approximate 150 kJ/ (kW·h) higher than No.6 steam turbine. The reason for the much higher heat consumption had not been obtained until 4 times of inspection were implemented by the technology researchers. After associated measures were performed, relatively lower heat consumption has been achieved.

Key words: thermal power plant; steam turbine; output; heat consumption

飓风与台风是同样的概念吗?

通常所说的"台风"和"飓风"都属于北半球的热带气旋,只不过是因为它们产生在不同的海域,被不同国家的人用了不同的称谓而已。一般来说,在大西洋上生成的热带气旋被称为"飓风",而人们把在太平洋上生成的热带气旋称为"台风"。飓风的严重性依据它对建筑、树木以及室外设施所造成的破坏程度不同而被划分为 1~5 个等级:1 级飓风的时速为 118~152 km/h;2 级飓风的时速为 153~176 km/h;3 级飓风的时速为 177~207 km/h;4 级飓风的时速为 208~248 km/h;5 级飓风的时速为 249 km/h 以上。

600 MW 超临界供热汽轮机及供热系统设计特点

邱云峰

(江苏省电力设计院,江苏 南京 211102)

摘 要:南京热电厂采用 600 MW 超临界双抽供热汽轮机,该机型在国内电厂的应用并不多见。文中介绍了 600 MW 超临界供热汽轮机的设计特点,对供热汽轮机的可靠性以及机组供热系统的设计方案和控制方案进行了分析。600 MW 超临界双抽供热汽轮机在电厂的应用,为热电厂汽轮机型式提供了更多的选择。

关键词:600 MW;超临界;双抽汽轮机;供热系统

中图分类号:TM31

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)02-0078-03

南京热电厂在拆除老厂 6 台机组后腾出的场地上,建设 2×600 MW 超临界燃煤发电供热机组,不考虑再扩建。机组采用 600 MW 超临界供热汽轮机。汽轮机为东方汽轮机厂生产的 600 MW 超临界、一次中间再热、三缸四排汽、单轴、双背压、凝汽式、8 级回热、两级可调整抽汽供热汽轮机,每台机组中压最大抽汽量和低压最大抽汽量均为 150 t/h。该工程汽轮机为国内首台采用双抽可调 600 MW 超临界汽轮机。

1 汽轮机设计特点

汽轮机设计采用三缸四排汽总体设计方案,高中压缸、低压缸、轴承和阀门均采用东方汽轮机厂成熟的 600 MW 超临界纯凝机型的总体结构。针对机组双抽供热的设计技术特点,汽轮机主机结构设计除抽汽级叶片(高压末级叶片、中压末级叶片)进行了加强设计外,对高中压缸抽汽口强度也进行核算加强。

1.1 高中压缸可靠性设计

高中压缸的工作条件比较复杂:工作压力较高,最高使用温度可能达到 580 ℃;进汽、排汽及抽汽管集中。特别是供热机组,由于中压排汽压力(抽汽压力)、温度的降低以及抽汽管道的加大使问题更加突出。东汽应用大型结构分析软件对汽缸应力、变形、中分面螺栓强度、法兰的密封性能等进行详细校核的计算分析,同时消化吸收日立 300 MW、600 MW 汽轮机汽缸的设计思想和设计原则,保证汽缸结构更加合理,使用更加安全。

1.2 供热汽轮机供热可靠性设计

目前,大型供热汽轮机可以作为一般纯凝汽机组带基本负荷或调峰负荷运行,也可以在热网中按热电联供工况运行。因此就可靠性设计而言,它既有常规凝汽机组的共同性,又有供热压力大范围可

调的供热型机组的特殊性^[1]。

供热机组可靠性设计主要满足下列方面的特殊要求:

- (1) 供热抽汽点前的叶片在正常允许运行工况范围内强度足够,不超温;
- (2) 低压末级叶片在最小允许冷却流量下不喷水,附加动应力不超限;
- (3) 蝶阀及其油动机在设计压差及全行程范围内不卡涩,开关灵活自如;
- (4) 甩电负荷时,保证不发生危险超速。

1.2.1 供热抽汽点前的叶片可靠性

大型供热机组供热抽汽点前的叶片,由于受到抽汽压力和流量变化的影响,将受到抽汽口脉动激励力的作用,对叶片产生很大的动应力;当抽汽级压差增大时,抽汽压力达最低,供热抽汽点前几级,特别是最近级,轮周功率将大大增加,最大供热工况与凝汽工况相比可能大一倍多。因此在叶片强度设计上必须作特殊考虑。通过各种设计技术和运行限制措施,能保证叶片安全可靠的工作。

1.2.2 低压末级叶片可靠性

在最大供热工况时,低压缸只通过用来冷却缸内零件的流量,流动状况十分恶劣。末级叶片处于小容积流量鼓风工况,出现倒流,旋涡,并可能诱发叶片颤振自激振动,使动应力大幅度升高。因此,供热机组低压缸末级叶片设计一般选择刚度好、阻尼大、气动性能优良的高可靠性长叶片。汽轮机采用成熟的 1 016 mm 末级叶片,保证该机组能长期安全可靠地运行。

供热机组低压末级叶片(1 016 mm 末级叶片)在可靠性方面具有以下特点:(1) 在设计工况下有较高的根部反动度,能推迟小容积流量工况下根部倒流的出现,保证在最小冷却工况下排汽不超温,不需要投喷水减温;(2) 具有高刚度和高强度,在正常背压及最小允许冷却流量工况下附加动应力很小,

长期运行时既不会发生疲劳破坏,更不可能发生颤振破坏,因此具有足够的安全可靠性。

1.2.3 调压系统可靠性

调压系统包括蝶阀及其油动机、动力油、调压控制系统等,其可靠性是保证自动供热的前提,同时也是在事故工况(如甩负荷)时影响机组安全性的主要原因之一。因此,大型供热机组调压系统具有以下技术特点,这些技术使得调压系统的可靠性得到足够的保证:

(1) 动力油采用高压抗燃油,它既减少油动机体积又大大提高了提升力;

(2) 控制系统采用全电调系统,使控制逻辑更合理、更严密;

(3) 核准油动机最大举力,并将安全系数放大到 $K=3$,以便将更多的不确定因素(如蝶阀发生少量变形,特殊工况下阀前压力瞬间提高等)考虑进去,使蝶阀在任何工况下都能灵活开、关;

(4) 在抽汽管道上加装抽汽快关调节阀,满足机组在供热工况下运行在“超压区”时实现外部自动调节的需要。此阀只在较大的进汽量、较小的抽汽量工况下起调节作用。此阀兼有甩负荷工况下快关的功能,因此不用再设快关阀。

1.2.4 甩电负荷时可靠性

热电联供时甩电负荷的事故工况对机组安全可靠性是最严峻的考验,也是用户最关心的问题,原因是大机组转子时间常数小,而供热机组甩电负荷后有害容积大,正常动态超速最大,若抽汽管道上的阀门因故障不能关闭,供热系统蒸汽大量倒灌,足以引起严重超速,后果不堪设想。

东方汽轮机厂分析比较了国外大型供热机组有关甩电负荷可靠性设计的特点,结合我国国情,最终采用了具有多重冗余安全功能的设计方案,使可靠性获得切实的保证。

每根供热抽汽管道上除按常规要求设置一个逆止阀及一个电动阀外,还串联一个具有快关功能的抽汽调节阀,其主要目的是为甩负荷(包括只甩热负荷)时快关而设。

甩电负荷信号既联动抽汽快关调节阀快关,也联动蝶阀暂关,使高、中压缸短时做负功,以阻止机组超速。

1.2.5 甩热负荷时可靠性

甩热负荷时可靠性系指维持锅炉工况不变,将供热工况快速可靠地转变为纯凝汽工况。

甩热负荷信号联动抽汽管道上抽汽快关调节阀与逆止阀快关,迅速切除供热抽汽。

同时联动蝶阀快开,让抽汽快速改道进入低压

缸做功,将供热工况转为纯凝汽工况。

1.3 中压调节阀参与供热调节可靠性分析

中压供热抽汽从再热热段抽出,供热压力要求 4.2 Mpa;而设计中再热热段压力在纯凝 THA 工况下仅能达到 4 Mpa,抽汽后将会更低,因而必须有调节手段才能满足参数要求,为此,该工程采用了中压调节阀参与调节的方式实现该段可调供热。

中压调节阀原设计在启动及低负荷下参与调节,在高负荷下阀门开度增加,主要为整流作用。保持阀门稳定性良好的最根本措施是尽可能削弱汽流对阀蝶和阀杆的激振。因此,在阀内设置整流滤网,合理设计滤网孔径分布及阀蝶型线从而合理地组织阀内流道是改善阀门内部汽流流动有效的途径。

通过吹风试验和理论计算相结合的方法,不断优化阀门型线和结构,使阀门流量特性、提升力特性及稳定性达到了非常完美的程度。优化后在 80% 负荷以上,中调门在相对行程 5%~15% 以内时,对流量具有调节作用。同时在该区域内,流量变化较平缓,表明调节特性较好。调节曲线连续、光滑,表明该阀门全行程下的调节特性及操控特性良好,即中压调节阀参与压力调节的方式是可行的。

1.4 机组供热控制方案设计

1.4.1 双抽供热机组描述

双抽机组由中压调节阀、连通管蝶阀、高中低压缸组成。

双抽机组有 2 个抽汽口,一个在中压缸下部排汽口处,靠连通管蝶阀控制低压抽汽压力。一个在再热器和中压调节阀之间,靠中压调节阀来控制中压抽汽压力。

1.4.2 控制设计方案描述

(1) 汽轮机自动控制方式下的分调和牵连 2 种模式。

① 自动牵连:各被控量分别实行闭环控制,各阀之间按照相互影响关系发生联系。运行人员操作被控量完成对机组输出量的调整。

② 自动分调:各被控量分别实行闭环控制,各阀之间的控制信号没有联系。运行人员操作被控量给定值完成对机组输出量的调整。

(2) 手动控制方式下分调模式。当机组部分设备有缺陷时可选择手动分调方式,运行人员设置高压调节阀给定,设置中压调节阀给定,设置操作蝶阀给定来调整机组功率和抽汽压力。

2 供热系统设计特点

南京热电厂 2 台 600 MW 超临界双抽供热机组作为供热工业用汽汽源,供热介质为过热蒸汽。参

数分别为 4.2 MPa (a), 420 °C 和 1.0 MPa (a), 330 °C。每台 600 MW 超临界机组最大供热量为 300 t/h。热网补水由化学处理车间来,直接进入凝汽器除氧,不设低压除氧器。热网不考虑回水。

中、低压供热蒸汽分别从再热热段及四级抽汽上抽取。中压供热蒸汽从再热热段上引出,抽汽经过布置在汽机房毗屋运转层的减温器减温后接至 A 排外 4.2 MPa (a) 供热母管,单机额定供热量为 150 t/h。低压供热蒸汽从汽机中压缸排汽即四级抽汽上引出,管径 DN500,再接至 A 排外 1.0 MPa (a) 供热母管,单机额定供热量为 150 t/h。中压供热抽汽利用中压进汽调节阀整定供热压力,经减温后向热用户供汽;低压供热抽汽采用供热蝶阀控制整定供热压力,供热蝶阀布置在汽轮机中、低压连通管上。在中低压供热抽汽管道还装有液动逆止阀、电动快关调节阀、电动隔断阀,以及作为超压保护用的安全阀。在蒸汽管道上另外设有流量测量装置,便于计量供热蒸汽量。

中压供热原则性热力系统如图 1 所示。低压供热原则性热力系统如图 2 所示。

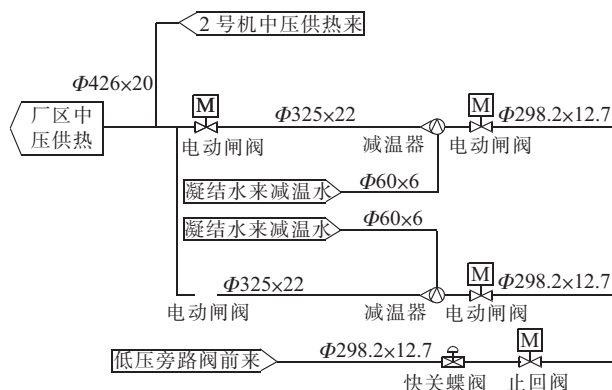


图 1 中压供热原则性热力系统

为提高供热系统的可靠性,该工程供热母管与邻近的华能南京电厂供热母管联通,供热互为备用。由于 2 个电厂供热参数不同,2 个厂供热系统联通

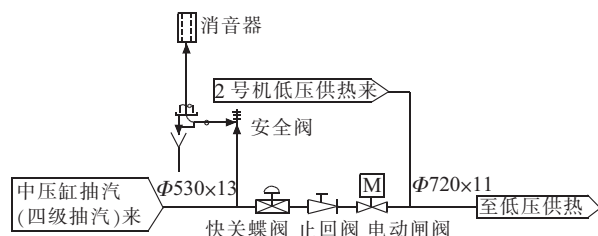


图 2 低压供热原则性热力系统

的设计方案如下:该工程的中压汽源减温减压后作为华能南京电厂的供热备用汽源(约 1.5 MPa);而华能南京电厂供热汽源减温减压后作为该工程低压汽源的备用汽源。

南京热电厂供热系统的设计满足以上要求,目前机组已经投运,实践证明是安全可靠的。

3 结束语

南京热电厂 600 MW 超临界双抽供热机组,在纯凝工况下发电厂热效率为 44.26%,对应发电标准煤耗率 277.5 g/(kW·h);在额定供热工况下发电厂热效率为 57.47%,对应发电标准煤耗率仅为 260.5 g/(kW·h)。该工程性能指标远优于同类纯凝机组,甚至也优于 1 000 MW 超超临界机组,具有良好的经济效益及社会效益。

目前,300 MW 级供热汽轮机为国内热电厂的主流机型,而效率更高的 600 MW 超临界双抽供热汽轮机很少见,该机型在南京热电厂的成功应用,将大大拓宽热电厂供热机型的选择范围。

参考文献:

- [1] 康松,杨建明,胥建群. 汽轮机原理[M]. 北京:中国电力出版社,2000.

作者简介:

邱云峰(1979),男,江苏姜堰人,工程师,从事电厂设计咨询工作。

Design Features of 600 MW Supercritical Pressure Double Extraction Turbine and Extraction System in Nanjing Thermal Power Plant

QIU Yun-feng

(Jiangsu Electrical Design Institute, Nanjing 211102, China)

Abstract: Supercritical double extraction steam turbine is utilized in 600 MW power plant of Nanjing Thermal Power Generation Company. This type of steam turbines has rarely been adopted in China. The design features of 600 MW supercritical heat supply steam turbine are introduced in this paper, and analysis on reliability of the steam turbine as well as the design scheme and control strategy has also been carried out. Since better economic and social benefits can be achieved using 600 MW supercritical double extraction turbine, it is believed that this type of steam turbine can serve as a valuable alternative.

Key words: 600 MW; supercritical; double extraction turbine; heat supply system

区域电网联络线功率控制策略应用现状分析

黄文洁¹, 汤奕¹, 孙洁²

(1.东南大学电气工程学院, 江苏南京 210096; 2.山东大学威海分校机电与信息工程学院, 山东威海 264209)

摘要:频率是交流系统电能质量的主要指标之一,随着区域电网互联规模的扩大,原有的频率控制评价标准出现了一定的局限性,特别是大规模风电和光伏等新能源的接入,对原有的评价标准提出了新的要求。文中通过对国家标准以及五个区域电网联络线功率控制现状的分析,总结了现有频率控制模式的不足,分析了不足存在的原因,并提出了改进建议,为大区域互联电网的频率控制评价体系的完善提供了有益参考。

关键词:频率控制; 互联电网; 区域控制误差(ACE); 风电

中图分类号: TM76

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2012)02-0081-04

随着经济的快速发展,社会对电能的需求迅速增加,区域电网间的协调配合日趋重要。区域间联网且有助于网际之间的能源互补,提高电网的安全稳定性和经济效益^[1]。然而,联合电网却增加了稳定破坏事故连锁反应的风险,加大了系统频率、电压以及潮流控制的难度。区域联络线控制的主要目标是保证传输潮流不超过联络线本身的安全范围,保证联络线在系统振荡,特别是低频振荡时系统的稳定。

1 联络线功率控制模式概述

区域控制误差(ACE)是根据电力系统当前的负荷、发电功率和频率等因素形成的偏差值,反映了区域内的发电与负荷的平衡情况。

1.1 单个控制区的基本控制模式

恒定频率控制(FFC):维持系统频率偏差在一定范围之内,ACE仅反映系统频率的变化。FFC控制模式的控制对象是整个互联电网的频率(即整个互联电网的功率平衡),因此,适用于独立系统或联合系统的主系统^[2]。

恒定交换功率控制(FFC):维持联络线净交换功率接近于计划值,ACE仅反映控制区联络线净交换功率的变化。FFC控制模式不能对整个互联电网提供一次调频的支持,因此,仅适用于联合系统的小系统。

联络线偏差控制(TBC):维持ACE在一定范围之内,ACE同时反映系统频率和联络线净交换功率的变化。TBC控制模式的控制对象是本控制区的功率平衡,因此,适合于任何没有特殊任务的控制区采用。

除了上述3种基本模式外,还有计及计划外交换电量偿还和电钟偏差校正等控制模式。

1.2 上下层级控制主体之间的基本配合方式

我国电网调度管理体制是“统一调度、分级管理”,存在国、网、省、地多个层级的控制。上下级控制主体之间的控制配合方式,对所辖范围内的电网安全、优质、经济运行有很大影响。上下级控制主体之间控制配合的基本方式有三种,分别为对等控制区方式、主子控制区方式和单一控制区方式^[3]。

在对等控制区方式下,上级控制主体与其直接调度的发电厂构成一个独立的控制区,与下级控制主体及其直接调度的发电厂所构成的控制区在联络线功率控制上处于对等的地位,共同进行所辖电网的频率和功率控制。在主子控制区方式下,上级控制主体与其直接调度的发电厂构成一个控制区,负责所辖电网整体的频率控制或对外的联络线功率控制。下级控制主体及其直接调度的发电厂构成电网中的子控制区,负责所辖子区域的联络线功率控制。在单一控制区方式下,下级控制主体及其直接调度的电厂不再构成独立的控制区。以华东电网为例说明,华东电网控制主体配合模式示意如图1所示。

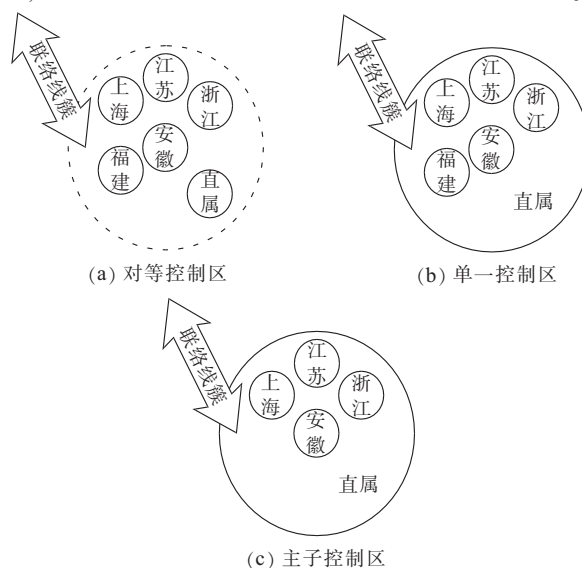


图1 华东电网控制主体配合模式示意图

1.3 性能评价标准

根据北美电力系统可靠性协会(NERC)可靠性标准,控制性能标准的定义是:“在特定的时间周期上为平衡主体的区域控制偏差设定限值的可靠性标准”。在我国电力系统中,联络线功率控制目前沿用控制区的概念,但在最近制定的“联络线功率控制技术规范”中,提出了与“平衡主体”相当的“控制主体”的概念。联络线功率控制性能标准是对控制主体的联络线控制行为设定的性能要求。目前国内电力系统普遍采用的控制性能标准有:A标准(A1,A2)、C标准(C1,C2)和T标准(T1,T2)^[4]。

其中A标准是北美电力系统流行了几十年的控制性能标准,强调各控制区严格实现本区域有功功率的平衡^[5,6],但由于其缺乏充分的理论依据、无法定量评价以及发电机组无谓的调节量大等问题,已逐渐被控制性能评价标准(CPS)所取代。C标准是对北美CPS标准的等效采用,将CPS标准中对控制性能的两段(有害、无害)^[7]式划分发展为三段(有害、无害、有益)式划分,并推广应用到对短期(10 min)控制性能的要求。T标准以联络线功率为控制目标,鼓励各控制区对恢复联络线功率提供支援,当联络线对侧控制区存在功率缺额时,本侧控制区的功率支援将加大系统频率的偏差。

2 各大区域电网频率控制模式现状

2.1 国家标准中对频率控制的要求

《智能电网调度技术支持系统电网自动控制功能规范》中提到对频率控制的要求。支持接收上级调度机构下发的ACE值,直接用于自动发电控制(AGC),并和本地计算的ACE互为后备;应具有ACE滤波功能,以消除高频随机分量对控制系统的影响。

AGC控制合格率:A标准A1不小于90%,A2不小于90%;C标准CPS1不小于100%,CPS2不小于90%。应支持如下两种多控制区域模型。

(1) 支持建立包括本控制区域在内的多控制区域模型,以便对外部控制区域进行监视,必要时可以直接接管其控制权。

(2) 支持在本控制区域内部建立多个子控制区域,不同的子控制区域可以有不同的控制目标和控制模式,提供子控制区域及其控制目标的定义功能。区域内的机组可在线切换不同的控制目标和不同的控制模式。

2.2 部分大区电网频率控制模式

2.2.1 跨区联络线控制评价标准

跨区联络线控制评价采取功率波动标准,即联

络线功率偏差(ΔP)一分钟平均值的绝对值大于规定值作一个不合格点,规定值试电网容量而定。不合格责任由大区电网的ACE偏差决定,ACE与 ΔP 符号相同的一方承担责任,当双方都需要承担责任时,责任的大小与双方 $ACE \times \Delta P$ 值成正比。

2.2.2 跨省联络线控制评价标准

(1) 华中电网于2005年开始CPS标准试运行,2006年1月1日废除A标准,正式实施CPS标准。四川、湖南、江西、河南等省主要依靠AGC进行联络线和CPS控制。1000 kV长治—南阳—荆门特高压试验示范工程建成后,特高压线路作为华中、华北电网之间的跨区联络线,将存在一定幅值的功率波动^[8]。为做好特高压联络线控制,华中网调采取水电厂定联络线功率的AGC控制模式跟踪调整特高压联络线的功率偏差 ΔP 。华中电网内各省调采取TBC模式,控制各自联络线偏差ACE。

华中电网跨省联络线考核采取改进的CPS标准,考核周期为15 min,CPS1>100%, $ACE < L_{15}$ 均不满足是被考核, L_{15} 为省网的CPS2考核带宽。

$$CPS1 = (2 - CF) \times 100\% \quad (1)$$

$$CF = ACE \times \Delta f / (-10B \cdot \varepsilon_1^2) \quad (2)$$

$$L_{15} = 1.62 \cdot \varepsilon_{15} \cdot \sqrt{(-10B)(-10B_{net})} \quad (3)$$

式(1—3)中: Δf 为频率控制偏差; B 为控制区设定的频率偏差系数; B_{net} 为整个互联电网的频率偏差系数; ε_1 为互联电网对全年1 min频率平均偏差的均方根的控制目标值。

(2) 华东电网于2001年10月推行控制性能标准CPS1/CPS2考核指标对省(市)联络线进行考核。近年来随着电力供需矛盾趋缓,于2009年1月推行扰动控制标准(DCS)考核指标,客观评价和考核华东电网内各控制区运行备用的预留、调用和恢复情况,确保功率缺失扰动的快速准确处理。自2009年8月1日起,华东电网实施动态ACE考核标准。动态ACE是在标准ACE基础上,考虑控制区之间联络线功率控制责任的转移,让其他控制区共同承担某控制区内出现大功率扰动的调节,体现了故障发生后各控制区间的紧急支援。和标准ACE相比,动态ACE优化了备用共享,更符合实际电网运行和发展需要。动态ACE的实施,进一步完善了华东电网的频率控制考核体系^[9],使得互联电网的频率控制更加合理、有效。

(3) 华北电网由京津唐电网、山西电网、河北南部电网、内蒙古电网、山东电网组成。2001年华北电网与东北电网实现互联,2004年华北电网与华中电网实现互联,2005年山东电网与华北电网实现互

联,目前华北电网的各个网、省间联络线均采用TBC控制方式,按照A1/A2控制标准进行调整。由于华北网调兼任京津唐中调,华北电网的网间联络线调整实际是由京津唐电网负责,华北电网的其他各省网负责本省网的联络线调整。其中,A1/A2标准要求:A1为ACE在每个考核时间段内必须至少过零一次,即再考核时间段之内ACE有正的时段也有负的时段;A2为ACE考核时间段内的算数平均值不超过给定值 $\pm L_d$ 。 L_d 是根据电网容量选择的。

(4) 西北电网现有的控制模式为分子区域平衡^[10],子区域分散获取资源和调用资源的模式,即网调采用FFC控制,网调负责频率控制,各省调采用FTC控制,各自对所辖发电机组进行AGC备用容量配置。根据西北电网特点,划分为6个控制区:陕西控制区、甘肃控制区、青海控制区、宁夏控制区、新疆控制区和直调风水控制区。直调风水电控制区:由青海省境内网调直调水电与甘肃省境内网调直调风电组成,主要以应对大规模风电波动、直流功率突变、全网紧急调频、应对突发事件、完成水库综合应用计划为目标。陕西、甘肃、宁夏、新疆联络线按TBC方式控制(除青海控制区外),按CPS模式考核。青海联络线按定功率方式控制,按L1,L2模式考核。风水控制区按FFC方式控制系统频率。

$$L1=\frac{1}{60}\sum_{i=1}^{15}\Delta P_{AVEi}\cdot\Delta t \tag{4}$$

$$L2=\frac{1}{60}\left|\sum_{i=1}^{15}\Delta P_{AVEi}\right|\cdot\Delta t \tag{5}$$

式(4,5)中: ΔP_{AVEi} 为1 min内的联络线功率偏差 ΔP 的平均值,每1 min采样一次; Δt 为积分时间间隔。

(5) 东北电网实行统一调度、分级管理。网调负责东北电网公司只管水电厂、内蒙东部电厂、绥中电厂和省间联络线的调度;辽宁、吉林和黑龙江省内的发、供电设备分别由各省调调度^[11]。鉴于我国电网与北美电网等国外电网的差异、东北电网与华东、华中电网的差异,东北电网的CPS标准有别于NERC和华东、华中,其主要包括三个部分^[12]:

① 频率合格指标CPS1要求在一个长时段(如1年)内,控制各区 E_{ACEi} 满足下式要求:

$$\frac{\overline{E_{AVEi\cdot 1\min}}\overline{\Delta f_{1\min}}}{E_i}\leqslant\varepsilon_1 \tag{6}$$

式(6)中: $\overline{E_{AVEi\cdot 1\min}}$ 为 $\overline{E_{AVEi}}$ 的1 min平均值; $\overline{\Delta f_{1\min}}$ 为系统频率偏差的1 min平均值; E_i 为控制区域*i*的频率偏差系数; ε_1 为频率控制目标,是一个固定常数。

② CPS2规定控制各区ACE*i* 15 min平均值在限值 L_{15} 内,即:

$$AVG(\overline{E_{ACEi\cdot 15\min}})\leqslant L_{15} \tag{7}$$

③ 频率越限指标主要考查在系统频差超出某一指定限值的时段内各控制区域的表现。

2.2.3 对比总结

现阶段中国区域互联电网的有功功率控制模式属于2级调度体制:区域电网电力调度通信中心(简称网调)直调机组通常承担调频或按计划曲线调整的任务,有时也承担特定的控制任务,如跨区特高压互联线路的调整等;各省级控制区通常采用联络线频率偏差控制(TBC),以维持本省控制区有功功率的就地平衡。各大区网调联络线功率控制模式对比如表1所示。

表1 各大区网调联络线功率控制模式对比

网调名称	网调控制模式	省调控制模式	联络线考核标准	考核方式特点
华中	水电厂定联络线功率控制	TBC	CPS标准	特高压联络线功率控制作为重点
华东	FFC	FTC	CPS与DCS	动态ACE
华北	TBC	TBC	A1/A2	—
西北	FFC(包括风水控制区)	陕西/甘肃/宁夏/新疆按TBC方式控制青海联络线按定功率方式控制	CPS标准L1/L2	采用考核电量形式方便执行
东北	FFC	各省联络线调整、全网频率辅助调整	CPS标准	—

3 新形势下的频率控制评价标准的变化

3.1 大规模新能源接入对频率控制模式的影响

目前,风电和光伏发电等新能源利用成为趋势,由于新能源普遍有出力波动较大且难以预测的特点,大规模新能源并网给互联电网有功功率控制带来了新的挑战。现有模式下,省网有功功率就地平衡控制模式要求各省网都具有一定的调节资源,调节资源匮乏的省网往往需要其他省网的功率支援,这种支援通过CPS考核标准来实现,其支援量非常有限。此外,现有的调度模式缺乏协调性,当包括新能源出力波动在内的有功扰动发生时,各省控制区间AGC缺乏有效的协调与配合,影响频率和联络线功率的控制效果。同时,受调度管辖权的掣肘,网调直调电厂的作用不能充分发挥,一些优质的调节资源得不到有效的利用。

3.2 常规ACE公式不能完全适用

当互联电网发生大的频率扰动初期,系统频率的恢复完全依靠系统频率一、二次调节,互联电网内所有机组的AGC均根据本控制区域的ACE情况动

作,因而对互联电网的频率恢复将会造成几方面的不利影响:(1) 电网频率恢复缓慢,没有发挥全网备用共享的作用;(2) 电网承受连续频率扰动能力下降,频率越限可能性上升;(3) CPS,DCS 考核在脏数据时段无法合理考核各控制区域频率调节能力;(4) CPS,DCS 考核促进各控制区提高频率调节能力的效用被削弱。

目前,国内只有华东电网采用了动态 ACE 计算方法,动态 ACE 使得 CPS 不但可以更好地评估控制区域 AGC 调节性能,也可以与 DCS 结合评估紧急情况下的控制区域 AGC 调节性能。但是动态 ACE 也不能在所有情况适用,动态 ACE 的完善仍需进一步研究讨论。

3.3 现有控制性能标准适用性不足

我国电网调度管理体制是“统一调度、分级管理”,存在国、网、省、地多个层级的控制。“三华”同步联网以后,在国家电网核心区将形成国调、网调、省调等多个层级控制主体协调配合、共同进行联络线功率控制的局面。控制区之间的控制模式配合策略则随各控制区的控制对象和上下级控制主体之间的配合方式而变化。在此情况下,对各控制区的联络线功率控制性能要求显得相当复杂。现有的标准未覆盖所有可能的控制配合策略,难以适应多层级的控制方式。

4 结束语

随着国内调度自动化水平的不断提高,各级调度中心已具备各种智能化监视、分析、预警及决策能力。相比省调而言,网调更具有快速获取全网信息、全局统筹调度的优势。全网集中控制可以考虑到整个电网的安全约束,实现更大范围内 AGC 资源的优化配置,是适应大规模风电等新能源接入的理想模式。然而目前在技术和管理上还存在一定困难,因此以全网集中控制为目标、分级协调控制为过渡,逐步实现。在控制标准方面,当前控制标准已不能

完全适应电网变化,今后 ACE 计算方式仍需进一步完善。除华东电网的动态 ACE 外,按调频任务划分为短周期和长周期分别建立控制评价方法,研究建立通用的评价标准都将是研究的热点方向;此外,CPS 参数对考核结果的影响,对参数和考核标准进行改进等也都是值得研究的方向。

参考文献:

- [1] 熊观佐. 互联系统分析与运行[M]. 北京:水利电力出版社,1995.
- [2] 刘维烈. 电力系统调频与自动发电控制[M]. 北京:中国电力出版社,2006.
- [3] 高宗和,滕贤亮,涂力群. 互联电网多层级联络线功率控制方式的探索[J]. 华东电力,2010,38(9):1327-1331.
- [4] 高宗和,滕贤亮,涂力群. 通用的联络线功率控制性能标准的研究[J]. 华东电力,2011,39(1):1-8.
- [5] Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards[S/OL]. <http://www.NERC.com>, 2010.
- [6] Control Performance Standards and Procedures for Interconnected Operation[R]. EPRI report TR-107813, 1997(4).
- [7] Performance Standard Training Document [EB/OL]. <http://www.nerc.com>,2009.
- [8] 刘志成,王春明,何毅斌. 1 000 kV 长治—南阳—荆门特高压联络线功率控制分析[J]. 华中电力,2009,22(2):5-13.
- [9] 高伏英. DCS 性能评价标准在华东电网应用探讨[J]. 电力系统自动化,2007,31(22):99-103.
- [10] 西北电力调度中心. 风电比重增加条件下西北电网省间联络线控制模式研究[R]. 南京:国网电力科学研究院,2010.
- [11] 东北电力调度中心. 风电比重增加条件下省间联络线控制方式研究[R]. 南京:国网电力科学研究院,2010.
- [12] 罗亚洲,李远卓,环加飞. 华北电网联络线 TBC 控制标准探讨[J]. 华北电力技术.2006(11):1-3.

作者简介:

黄文洁(1988),女,江苏常州人,硕士研究生,研究方向为电力系统分析;

汤 奕(1977),男,江苏常州人,副教授,研究方向为电力系统分析;

孙 洁(1978),女,黑龙江大庆人,讲师,从事混沌分形控制、电力系统控制研究工作。

Application Status Analysis of Tie-line Power Control Strategy in Regional Power Grid

HUANG Wen-jie¹, TANG Yi¹, SUN Jie²

(1.Southeast University, Nanjing 210096, China; 2.Shandong University, Weihai 264209, China)

Abstract: Frequency is one important index of AC system power quality. With the expansion of the regional power grid scale, the existing assessment standard system has a certain limitation. Especially as new energy such as wind power and PV are accessed into grid, the traditional assessment system meets some new requirements. This paper studied national standard and tie-line load control status of five regional power grids. The problems and the reasons were summarized. Finally improvement suggestions were proposed to provide a useful reference for the perfection of the existing assessment system.

Key words: frequency control; interconnected power grid; area control error(ACE); wind energy