

盐城地区风电及光电特性研究

吴兴泉, 万秋兰

(东南大学电气工程学院, 江苏 南京 210096)

摘要: 风电的大规模接入会对电网产生较大影响, 对风电特性的分析有助于电网对风电的接纳。文中基于数理统计理论, 采用盐城地区实测风电和光伏出力数据, 全面地分析了盐城地区风电的出力特性、波动特性、调峰特性; 并分析了盐城地区的光伏与风电的互补性。以上分析为有效利用盐城地区的风能和保证风电并入电力系统运行的安全提供了依据。

关键词: 风电; 出力特性; 波动特性; 调峰特性; 风光互补

中图分类号: TK8; TK511

文献标志码: A

文章编号: 1009-0665(2013)04-0001-05

江苏盐城地区处于黄海之滨, 海岸线长达 582 km, 占全江苏海岸线的 56%。盐城地区滩涂面积广大, 占江苏省滩涂面积的 57%, 是典型的季风气候, 风力资源丰富, 地区年平均风力大于 3 m/s, 沿海年平均风力在 4~5 m/s 以上; 其光伏资源丰富, 日照峰值时数日平均值达到 3.98, 是太阳能资源较丰富的 II 类地区^[1-6]。至 2012 年, 接受统调的风电场已有 4 座, 总装机达 658 MW, 分别是东台和国华风电厂共 258 MW, 大丰风电厂 200 MW, 以及响水风电厂 200 MW; 光伏电厂并未接受统调, 共有 219.8 MW。其 2011 年总负荷为 3 758 MW。即在盐城地区, 新能源的渗透率达到了 23.36%。

风电具有极强的随机性、间歇性以及波动性的特点。在大规模并网时, 风电的随机性和波动性将对系统运行及调峰特性造成较大影响, 甚至可能影响电力系统运行的稳定性。由于风能具有较强的地域性, 内陆风和沿海风有其不同的特点。而光电与风电在季节性上有一定互补性。因此, 研究盐城地区的风电及光电特性就极为重要。

1 盐城地区风电出力特性

1.1 风电年度出力特性

根据盐城地区 2011 年至 2012 年实际测风数据, 累加各个风电厂对应时刻的出力数据, 画出 2011 年 3 月到 2012 年 3 月一年的风电日平均出力曲线, 如图 1 所示。盐城地区风电日平均出力分布范围比较广, 出力情况从接近 0 到 0.9, 大部分日平均出力处于 0.1 左右, 其风电年度平均出力为 0.18。2011 年 3 月至 2012 年 3 月一年的风电月度平均出力曲线如图 2 所示。

从图 2 中可以看出, 在 2011 年 3 月至 2012 年 3 月这一年里, 出力最大月份为 2012 年 2 月, 将近

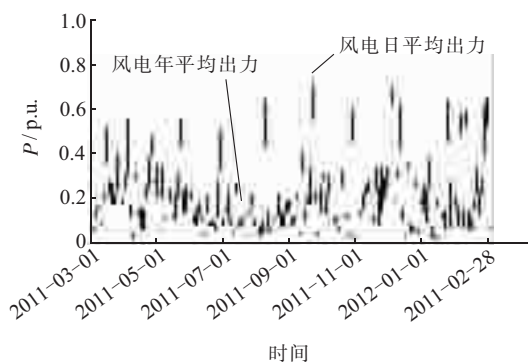


图 1 2011 年 3 月至 2012 年 3 月风电日平均出力曲线

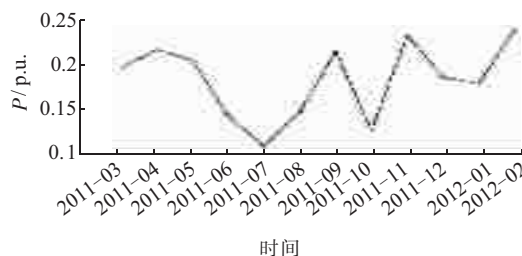


图 2 2011 年 3 月至 2012 年 3 月风电月度平均出力曲线

0.25, 出力最低的月份为 7 月, 仅为 0.105 3。其中 6 月、7 月、8 月以及 10 月份出力明显低于 0.15, 其余则接近 0.2 或接近 0.25。

盐城地区风电出力在连续一年内的分布特性如图 3 所示。风电出力在 0~0.5 之内的概率为 91.7%; 出力在 0~0.02 之内的概率为 13.5%; 而出力在 0.94~0.96 之间的概率最低, 仅为 0.03%。盐城地区年度风电总输出功率处于总装机容量的一半以下。

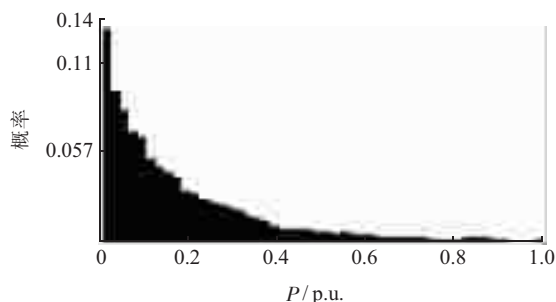


图 3 2011 年 3 月至 2012 年 3 月风电出力分布图

1.2 风电季节出力特性

盐城地区四季分明,尤其夏冬两季差异明显。因此,其风电出力会受到气候影响。本文按春季(3月至5月)、夏季(6月至8月)、秋季(9月至11月)、冬季(12月至次年2月)进行划分。

盐城地区风电出力概率最大的始终处于 $[0, 0.25]$ 区间内。这体现出盐城所在的东南沿海地区与内陆地区的风电出力分布有所区别。在内陆区域,风电出力的最大概率一般出现在 $[0.2, 0.3]$ 左右,且 $[0, 0.25]$ 的出现概率较低。另外,盐城地区四季风电出力特性又有所区别,如表1所示。

表1 四季出力统计特性

季节	均值	方差	中位数	$[0, 0.2]$ 区间内概率	$[0.5, 1]$ 区间内概率
春季	0.21	0.037 6	0.149 9	0.57	0.13
夏季	0.13	0.020 3	0.085 6	0.75	0.037
秋季	0.19	0.039 9	0.125 6	0.65	0.085
冬季	0.20	0.046 8	0.130 2	0.63	0.11

从表1可看出,盐城地区四季的风电出力分布特性并无太大差异,主要分布均在 $[0, 0.5]$ 区间内。在此区间内的概率可达80%以上。夏秋两季甚至到90%以上。春、秋、冬三个季节里,风电的方差较大,则波动比较大,出力较分散;夏季方差较小相对集中,且出力相对其他季节明显较小,出力更多的分布在 $[0, 0.2]$;冬季波动最大。

1.3 同一地区不同区域之间风电的相关性

1.3.1 短时间下不同区域间风电的相关性

盐城地区风电场主要分布于3个县级市:大丰市、东台市和响水县。由于响水县处于盐城地区最北边,与东台市、大丰市相距较远,在一段短时间内,会削弱风电的相关性,提高区域间风电的互补性。这是由于风电厂分布较广,在出力时风速分布并不均匀,地区不同地点间的风力差异造成。响水风电场及国华风电场短期出力如图4所示。由图4可知,响水风电出力与国华东台风电场出力呈互补性。从两者二阶矩(如表2所示)也体现了这点,两者的出力和二阶矩分别小于两者的二阶矩。

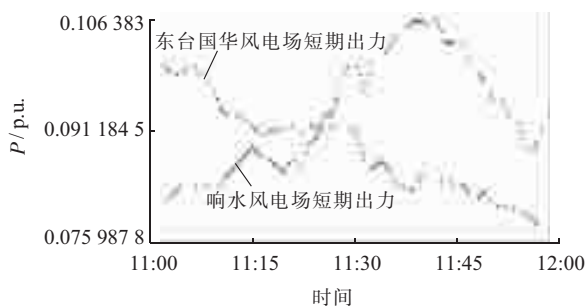


图4 响水风电场及国华风电场短期出力

表2 响水和东台国华风电场出力方差

响水风电场出力方差	东台国华风电场方差	两者出力相加之后方差
0.001 1	0.001 6	0.001 0

1.3.2 长时间下不同区域间风电的相关性

长时间内,不同风电场出力呈相关性,且互补性较弱。因为在长时间下,一个地区的风力总体是一致的,如图5所示。

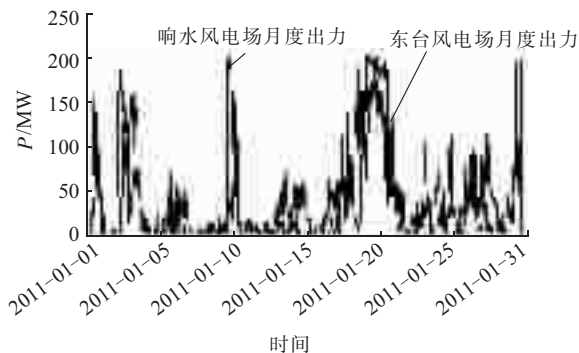


图5 响水风电场及国华风电场长期出力

2 风电的波动特性

2.1 风电的年度波动特性

风电之所以会对电网运行造成影响,除了其随机性外,波动特性也是主要因素之一。本文分析风电波动特性采用一阶差分,并分析其分布特性。风电15 min及1 d一阶差波动量如图6、图7所示。

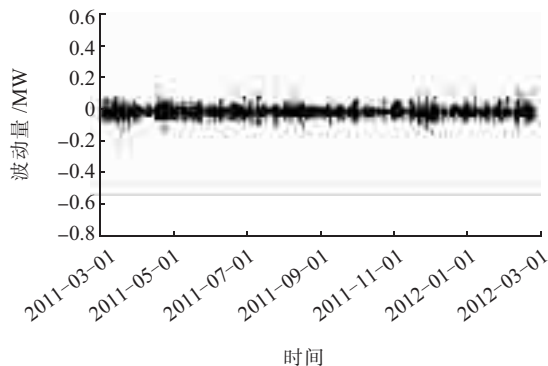


图6 风电15 min一阶差分波动量

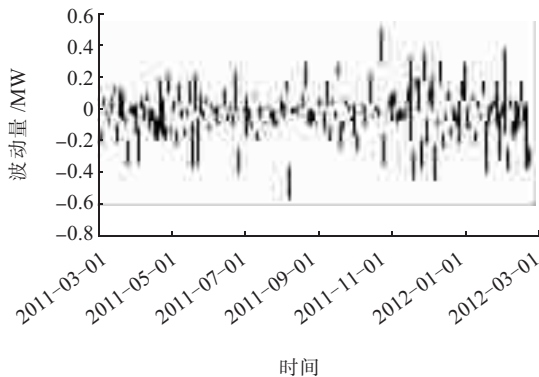


图7 风电1 d一阶差分波动量

日前调度时,主要考虑的是 15 min 的时间间隔。时间间隔 15 min 波动量分布如图 8、图 9 所示。

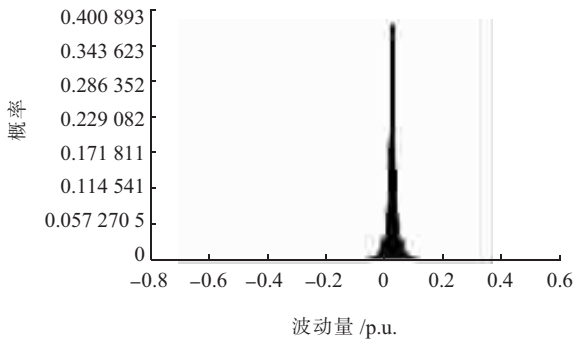


图 8 时间间隔 15 min 波动量分布

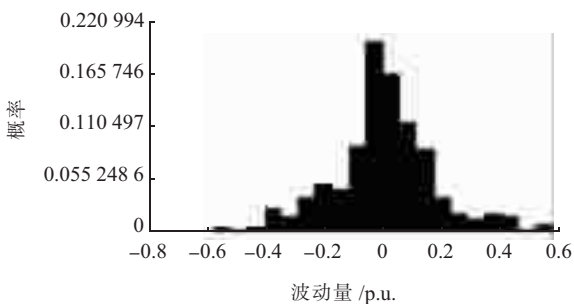


图 9 时间间隔 1 d 波动量分布

分析结果表明,在 15 min 的时间间隔内,风电波动量在 ± 0.1 内超过 98%, ± 0.2 内的超过了 99%;而时间间隔为 1 d 的波动量,风电波动量在 ± 0.1 内的概率为 59.7%, ± 0.2 内的概率为 82.6%。

15 min 时,风电年度最大波动量为+0.3,-0.67,经分析最小波动量-0.67 是出现在满发运行突然切机造成。鉴于这是系统事故不属于自然情况可将其排除。从图 8 也可以看出,分布在负半轴的约等于分布在正半轴。由于 15 min 间隔全年风电波动量均值约等于 0。另分析波动量正、负时刻的均值,为正的波动量均值为 0.006,为负的波动量均值为-0.006。可以推断,盐城风电的短时波动特性对系统有功调节不会产生影响。时间间隔 15 min 波动量较小,造成原因之一是风虽然随机性强,但并非瞬变,气流的流动亦有其惯性。而 15 min 内,并无明显气候特征,日内分布也较为统一,在短时间内出现大规模变化的概率极低。

因为风电装机容量为 658 MW,全年平均波动量为 3.95 MW。考虑到盐城地区 2011 年总负荷为 3 758 MW,接受统调的火电机组为 1 895 MW。绝大部分情况下,盐城地区可以负担现有风电的波动量。根据规划,2013 年盐城地区风电装机容量将达到 1 400 MW,负荷达到 4 000 MW,估算其风电的波动量为 ± 8.4 MW。2008 年,江苏省 AGC 负荷高峰时的调节裕度为 14 MW/min。可以预见 2013 年电网是能够调节风电波动量的。

2.2 风电的季节波动特性

比较图 6 与图 7,在 0 点两侧,波动量几乎均匀分布。但以 1 d 为时间尺度明显比以 15 min 为时间尺度更为分散。在 1 d 为时间尺度的情况下,风电的波动呈现一定的季节性,明显的夏季波动要比其他季节小,波动及范围主要在 $[-0.2, 0.2]$ 区间内;春季风电波动量更多地分布在 $[-0.4, 0.4]$ 左右波动;秋冬季风电的波动量更多地分布在 $[-0.6, 0.6]$ 内,相对无规律。如图 10—13 所示。

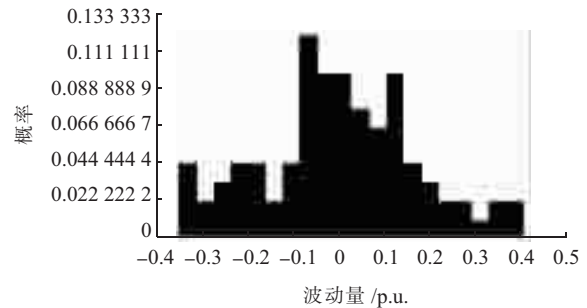


图 10 春季波动分布特性

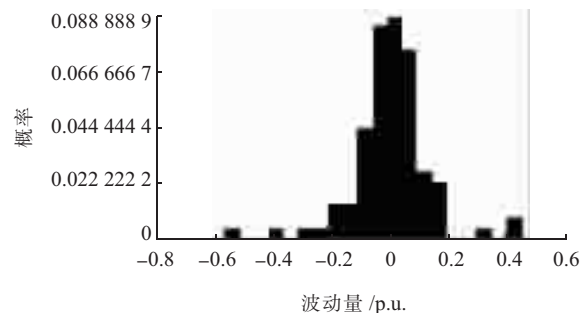


图 11 夏季波动分布特性

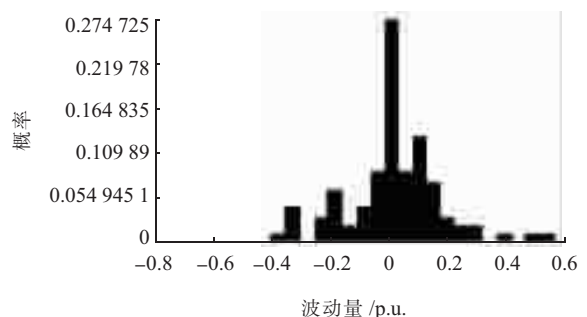


图 12 秋季波动分布特性

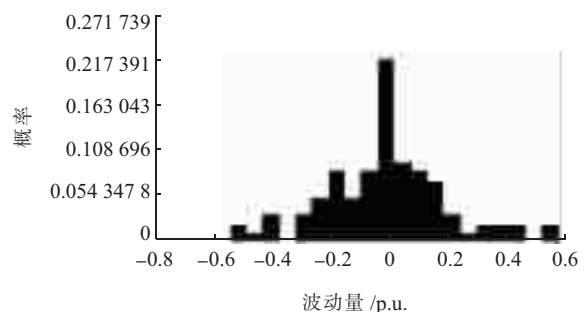


图 13 冬季波动分布特性

由图 10—13 可以看出,以 1 d 为时间间隔时,四季风电波动量分布有明显不同。春季风电波动量在 ± 0.2 以内的概率为 65.6%;夏季为 87.8%;秋季为 76.7%;冬季为 75.6%。秋季与冬季更为接近。春季波动量最为发散,夏季则最为集中。时间间隔为 1 d 时,波动量明显,且每个季节均有其不同的特征。在风电预测中,必须考虑季节因素。

3 不同时间尺度的调峰特性

3.1 日调峰特性

调峰特性,一直是风电接纳的一大问题。风电具有反调峰特性^[7-11],是对风电调峰特性的普遍认知。负荷区间一般高峰时段均处于白天,从上午 10:00 到晚上 22:00 为峰,其余为谷。按照这两个时段统计 2011 年至 2012 年度风电的峰谷特性。

在上午 10:00 到晚上 22:00 时段,风电出力比当天其余时段风电出力高的日子有 349 d,而负荷的低谷时段,风电出力比负荷高峰时段出力高的天数仅有 14 d。即是说,在盐城地区,风电的反调峰特性并不是特别突出。其中,春季负荷高峰风电出力比负荷低谷风电出力高的天数为 85 d,夏季为 88 d,秋季 90 d,冬季为 86 d。2011 年 3 月至 2012 年 3 月各月份风电反调峰情况如表 3 所示。表 3 亦验证了盐城地区四季风电日内反调峰特性并非特别突出。

表 3 2011 年 3 月至 2012 年 3 月各月份风电反调峰情况

时间	顺调峰日	反调峰日	时间	顺调峰日	反调峰日
2011-03	28	3	2011-09	30	0
2011-04	28	2	2011-10	31	0
2011-05	30	1	2011-11	29	1
2011-06	28	2	2011-12	29	2
2011-07	30	1	2012-01	30	1
2011-08	31	0	2012-02	26	0

表 3 中,其 2012 年 2 月因为数据不全,且只考虑 26 d。

3.2 月度调峰特性

盐城地区风电有明显的季节性,夏季出力最小,春季最大,秋冬季次之。但负荷电量却有所不同,夏季是负荷的高峰,冬春季的负荷相对少,尤其是农历新年期间为负荷最低谷。盐城地区 2011 年月度出力如图 14 所示。盐城地区 2011 年负荷指示如图 15 所示。

由图 14、图 15 可以知道,在 2011 年 6 月到 8 月,是负荷的高峰期,而此时盐城地区的风电出力恰恰为低谷。

在 2013 年,风电装机容量将达到 400 MW,届时盐城地区负荷预计为 1 400 MW,风电渗透率将达到

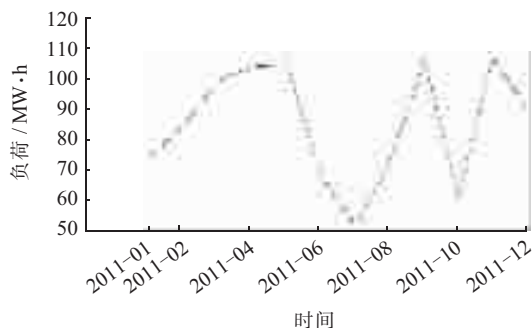


图 14 盐城地区 2011 年月度出力

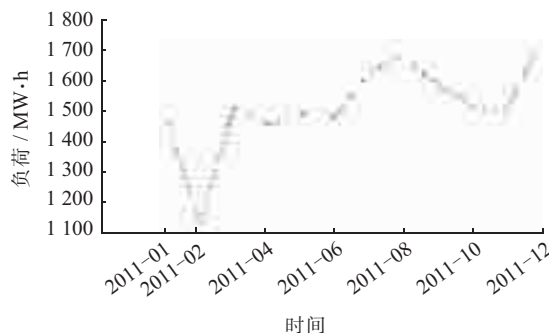


图 15 盐城地区 2011 年负荷

28.5%，反调峰特性在高渗透的电网条件下将会更为突出。

4 盐城地区风电与光伏的互补特性

4.1 盐城地区光伏出力

盐城地区四季光伏典型出力如图 16 所示。其中夏季日出力最大,均值为 18.53 MW;冬季日出力最小,仅为 12.56 MW;而春季平均日出力为 14.81 MW,秋季为 18.61 MW。

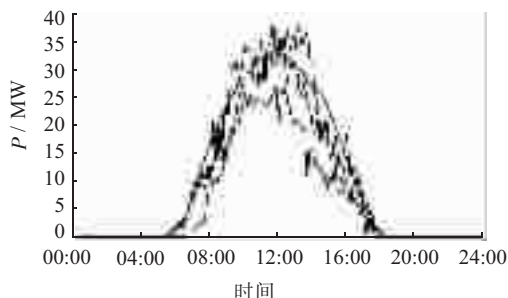


图 16 盐城地区光伏四季典型日出力曲线

由图 16 可以看出,光伏发电日出力曲线近似于正弦曲线。

4.2 盐城地区风光的互补特性

为了研究盐城地区风电和光伏电厂的物理上的互补特性,本文引入互补率描述其互补特性的指标:

$$k = \frac{\sigma_A - \sigma_B}{\sigma_A} \quad (1)$$

式(1)中: σ_A 为系统中容量最大的一种不可调资源(本

文中为风电)的方差; σ_B 为计入另外的不可调资源后,系统中不可调资源(本文中指风电与光伏发电之和)总的方差; k 值为互补率指标。 k 取值范围为 $(-\infty, 1)$ 。当 $k < 0$ 时,认为系统中的不可调资源不存在互补性; $k > 0$ 时,则认为其存在一定互补性。 k 值越大,则互补程度越好,反之亦然。

表4 四季典型互补率

季节	互补率
春季	0.037 7
夏季	0.153 3
秋季	-0.431 3
冬季	0.209 7

由盐城典型风电日出力曲线、光伏典型日出力曲线以及互补率公式得到结果如表4所示。由表4可知,除秋季外,其余三季风电与光伏均有互补性。

5 结束语

在沿海地区,风电的输出对于内陆风电有较大的差异性。经过分析,江苏省盐城地区的风电具有其典型特性。

(1) 盐城地区风电有较强的季节性。夏季风电出力明显偏小,春季最大,而秋冬季节出力次之,且差异不大。

(2) 盐城地区风电具有很强的波动性和随机性,连续两天风电出力亦会明显不同,且风电出力变化范围较大。由分析可知,以15 min为时间间隔时,连续两个时刻间的风电出力差异并不大,居大部分处于区间 $[-0.2, 0.2]$ 内;而以1 d为时间间隔时,相邻2 d的出力差异呈季节性,夏季出力波动更为集中,春季则最为发散,秋冬季次之。

(3) 盐城地区风电在长时间尺度内具有反调峰特

性,但在日内,反调峰特性并不突出。在一年内,夏季和冬季有明显的反调峰特性。

(4) 盐城地区风电与光电具有互补性,除秋季外,其他三季均体现了这一特性。

参考文献:

- [1] 韦宁. 浅析沿海滩涂风力提水的经济效益[J]. 粮油加工与食品机械, 1990(3):15-17.
- [2] 凌申. 盐城东沙风能资源开发与海上风电场建设对策研究[J]. 生态经济, 2008(9):113-115.
- [3] 郭宗林, 虞华, 陈光亚, 等. 新能源产业发展现状及趋势研究——基于盐城市第二次经济普查资料[J]. 山西能源与节能, 2010(5):84-86.
- [4] 崔晓丹, 李威, 任先成, 等. 大规模风电接入的输电网规划研究述评[J]. 江苏电机工程, 2012, 31(6):1-5.
- [5] 张伯泉, 杨宜民. 风力和太阳能光伏发电现状及发展趋势[J]. 中国电力, 2006, 39(6):65-69.
- [6] 陈春, 张士勇, 郝海贤. 风力发电并网对盐城电网的影响研究[J]. 中国电力(技术版), 2011(1):56-59.
- [7] 陈晓芬. 抽水蓄能电站工程建设文案(2010)[C]. 北京:中国电力出版社, 2010.
- [8] 刘新东, 方科, 陈焕远, 等. 利用合理弃风提高大规模风电消纳能力的理论研究[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(6):35-39.
- [9] 孟祥星. 大规模风电并网条件下的电力系统调度[J]. 东北电力大学学报, 2009, 29(1):1-7.
- [10] 高赐威, 何叶, 胡荣. 考虑大规模风电接入的电力规划研究[J]. 电网与清洁能源, 2011, 27(10):53-59.
- [11] 张明理, 李青春, 张楠. 基于多目标经济调峰模型的区域电网风电接纳能力评估方法研究[J]. 东北电力技术, 2011(9):23-26.

作者简介:

吴兴泉(1989),男,广东中山人,硕士研究生,研究方向为新能源并网、电力系统经济调度;

万秋兰(1951),女,江西南昌人,教授,研究方向为电力系统运行与控制、电力系统经济调度。

Study on the Characteristics of Wind Power and Photovoltaic Power in Yancheng Area

WU Xing-quan, WAN Qiu-lan

(School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China)

Abstract: Analysis of characteristics of wind power could contribute to its integration into the grid, while high penetration of wind power has a great impact on the power grid. Based on statistical theory, this paper comprehensively analyzes wind power output characteristics, fluctuation characteristics and peak load regulation performance using measured data of Yancheng wind and photovoltaic power. Moreover, complementariness of wind power and photovoltaic power in Yancheng is studied. The above analysis supplies the evidence for utilizing the wind power in this area and ensures power system operation safety with wind power integration.

Key words: wind power; output characteristic; fluctuation characteristic; peak load regulation performance; wind and solar energy mutual-complementing

大规模风电接入对江苏电网调频影响与对策研究

秦旭东

(江苏电力调度控制中心,江苏 南京 210024)

摘 要:江苏地区风力资源丰富,根据省政府规划,2020 年全省将有 34 座大型的陆地或海上风电场建成投运,总装机容量将达 10 000 MW,风电功率的不确定性,将对电网调频产生显著影响。文中首先分析了江苏电网面临的调频压力,提出了对应的解决措施。针对沿海大规模风电接入的实际情况,提出了风电场参与电网频率控制的实现方法,设计了控制策略。为增加风电场频率控制能力,提出了风电和储能互补系统参与电网频率控制的思路,为大规模风电场参与频率控制提供了解决方案。

关键词:大规模风电;调频;互补能源

中图分类号:TM614;TM761+2

文献标志码:A

文章编号:1009-0665(2013)04-0006-03

江苏地区风力资源丰富,风能资源储量为 34 690 MW,可开发区域面积约为 1 505 km²,可开发量为 1 770 MW。全省风能资源分布自沿海向内陆递减,沿海及太湖地区风能资源较为丰富,根据有关资料,目前江苏沿海的盐城、南通、连云港地区规划建设 34 座大型的陆地或海上风电场,至 2020 水平年总计容量约 10 000 MW。新建风电场大多采用双馈感应风力发电机和永磁同步风力发电机等变速风电机组,变速风电场的接入势必降低常规发电机组的运行比例。变速风电机组通过变频器与电网连接,在电网频率发生改变时机组对系统的惯量没有贡献,无法参与系统一次调频。目前,对大规模风电参与系统调频的研究较少,文献[1]从小扰动稳定角度进行分析,文献[2]研究了分布式风电分散自治模式下,如何兼顾系统调频的需要。文献[3,4]研究了风电出力变化情况下,对系统调频的影响以及对系统备用的要求。文献[5,6]探讨了国外风电参与调频的理论和工程实用情况。但上述文章仅从某一侧面研究而缺乏调频的系统性解决措施。本文分析了江苏电网的调频压力,给出江苏电网目前的调频措施,并着重结合大规模风电并网的实际情况,探讨风电参与系统频率控制的方案,深入研究互补能源协调频率控制策略,提出风电场频率控制的研究方向。

1 江苏电网调频问题分析

1.1 存在的压力

(1) 风电对调频的影响。2020 水平年,江苏电网风电总装机容量将增加到约 10 000 MW,全省风电总出力 5 min 内最大上升/下降波动值对电网调频带来的影响已不容忽视。预计在 2015 年、2020 水平年,江苏电网正常参与 AGC 调节的 CCS 机组分别约 160

台、200 台,合计容量约 64 000 MW,80 000 MW,可调容量约 26 400 MW,33 000 MW,分别占全省统调装机总容量的约 41%和 33%。火电机组调节速度按每分钟不低于额定容量 2%统计,2015 年和 2020 水平年全省 CCS 机组每 5 min 的调节能力约 6 400 MW,8 000 MW。

风电出力波动性较强,根据历史年(2010 年至 2011 年)风电波动数据的统计分析,全省风电总出力 5 min 内最大上升波动值约为 108.2 MW,最大下降波动值约 135.3 MW,分别占风电总装机容量的 7.07%和 8.84%。至 2015 年和 2020 水平年,全省风电总装机容量分别按 6 000 MW,10 000 MW 测算,按照上述波动数值计算,2015 水平年全省风电总出力 5 min 内最大上升、最大下降波动值分别将达 424.2 MW,530.4 MW,2020 水平年全省风电总出力 5 min 内最大上升、最大下降波动值约 707 MW,884 MW。2015 年和 2020 水平年风电引起的调频需求约占系统总调节能力的 8%和 11%,在春节、国庆长假期间,电网开机方式较小,风电占系统总调频容量的比例将会显著增加,风电波动对电网调频带来的影响将不容忽视。

(2) 电力供应不足。2020 年江苏电网电力供应将呈现紧张状态,尤其是夏季高峰时期,预计将存在较大的供电缺口。

(3) 燃气机组的不确定性。部分天然气机组发电受气源影响不确定性仍然较大。

(4) 区外来电故障的影响。大功率、远距离区外来电容量逐步增加,直流闭锁、交流输送通道等故障出现的概率将有所提高。

1.2 江苏电网调频措施

(1) 提高参与调频机组的比例。参与调频机组的比例以及各机组的调频性能对调频效果影响较大,增加参与调频机组的比例,提高机组一次调频性能将极大改善系统的频率稳定性。

取顺序恢复方法,所有机组按一定延迟时间依次进入转速恢复过程。

3 互补能源协调频率控制

2020 水平年,在常规调频措施的基础上,针对江苏电网大规模风电接入后系统,为进一步提高江苏电网频率控制能力,本项目在常规电厂调频控制的基础上,研究风电场和常规电厂的协调频率控制,并进一步展望常规电厂、风电场、以及储能装置的协调频率控制,从而充分发挥常规电厂和风电场的频率控制能力。

3.1 常规电厂频率控制

常规电厂完成每个厂内每台机组发电控制,并确保整个电厂达到调度发送的参考功率水平。每台机组的发电、估计的可用功率等信息回送给电厂全局控制,电厂全局控制测量公共连接点频率,根据功率频率下垂特性曲线,在系统频率变化时,增大或减少整个电厂的输出有功功率,从而使常规电厂参与系统频率控制。常规电厂系统控制如图 2 所示。

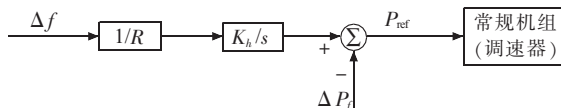


图 2 常规机组频率控制

图 2 中,为电网频差(频率偏移), $1/R$ 为频差调节系数, K_h 为放大倍数, s 为积分环节, ΔP_f 为测量到的功率偏移量, P_{ref} 为计算得到的功率参考值。

3.2 风电场与常规电厂协调控制

在 2015 年至 2020 水平年,江苏电网规划建立多个风电场,大都采用变速风机机组。通过增设风电场和常规电厂协调频率控制模块,从而充分利用风电机组的快速性和常规机组的持续性的互补特性,为系统提供更有效的频率支撑。电网调度分配中心根据电网运行状态,并结合风电场以及常规发电机的运行方式和状态,通过风电场和常规电厂协调频率控制模块协调分配功率参考信号到风电场和常规电厂。在调度分配中充分考虑到基于变速风电机组的风电场调频与常规火电厂惯量反应和频率响应特性的差异,从而协调分配风电场和常规电厂的功率参考值。风电场与常规电厂系统控制如图 3 所示。

3.3 风电场、常规电厂及储能协调控制

储能系统具备向电力系统提供频率控制、快速功率响应等能力。利用储能系统作为风力发电系统的能量缓冲环节,能够平滑风电场的输出功率,抑制风电场输出功率波动,同时实现有功功率调节,改善系统频率稳定性,因此开展风电储能系统的互补控制和优化设计具有重要意义。由于江苏电网风电装机容量占总装

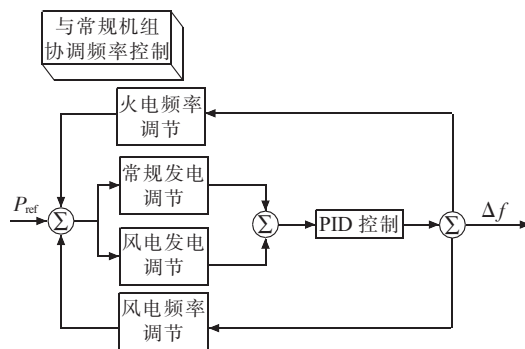


图 3 风电场与常规电厂协调控制

机容量的比例较大,常规机组的备用容量有限,在某些运行方式下,无法满足调频的要求。因此将储能设备、常规电厂、以及风电场结合,构成互补能源系统,利用储能平滑风电输出功率,缓解系统调频调峰压力。所设想的协调管理模块如图 4 所示。

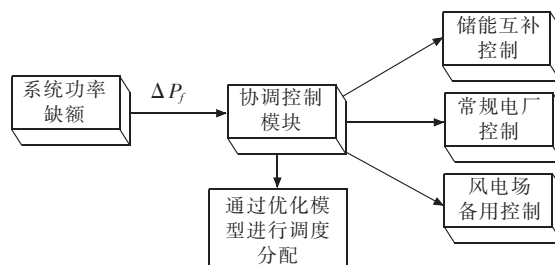


图 4 风电场、储能及常规电厂协调控制

系统的功率缺额可以由储能、常规发电厂或风电场备用功率来弥补,根据系统运行的经济性,建立优化管理模型,对各种功率进行调度分配。根据风电场本身调频控制的要求,以及常规电厂及储能互补协调控制的需要,调度分配控制参考值到每个风电机组的本地控制,本地控制对每台单一风力发电机进行控制,并确保发送的参考功率水平达到整个风电场的要求。

4 结束语

针对江苏电网大规模风电接入的实际背景,本文重点分析了江苏电网的调频压力,并重点针对风电参与电网频率控制方面开展了深入研究。结果表明,2015 年和 2020 水平年风电引起的调频需求约占系统总调节能力的 8% 和 11%,风电波动对电网调频带来的影响将不容忽视;通过设计合理的风电场频率控制策略,能够使风电场在一定程度上像常规发电厂一样参与系统频率控制;将储能设备、常规电厂、以及风电场结合,构成互补能源系统,利用储能平滑风电输出功率,缓解系统调频调峰压力。

随着风电在电网所占比例的增加,电网运行调度对风电场调频能力的要求也越来越高,仍需在以下方面开展风电场调频技术研究:(1) 深入研究风电场、常

基于柔性直流输电技术的分布式发电在城市电网中的应用

尹寿垚,翟 毅,吴 昊,季 堃,宋 鑫,杨启京
(国电南瑞科技股份有限公司,江苏 南京 210061)

摘 要:分布式发电是一种相对集中发电的分散发电方式。城市电网是城市现代化建设的重要基础设施之一,是电力系统的主要负荷中心,具有用电量大、负荷密度高、安全可靠和供电质量要求高等特点。轻型柔性直流输电技术是在电压源换流器(VSC)和绝缘栅双极晶体管(IGBT)基础上开发出来的一种新型的输电技术。文中对分布式发电在城市电网中的应用进行可行性分析,然后介绍了柔性直流输电技术及其在分布式能源并网中的应用,并给出 2 个实际工程,为基于柔性直流输电技术的分布式能源在城市电网供电相关工程提供参考。

关键词:柔性直流输电; 分布式发电; 城市电网

中图分类号:TM721.1

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)04-0009-04

城市电网是城市现代化建设的重要基础设施之一,是电力系统的主要负荷中心,具有用电量大、负荷密度高、安全可靠和供电质量要求高等特点^[1]。随着城市化进程不断推进和社会经济的高速发展,城市负荷不仅持续快速增长,并且对供电可靠性以及电能质量的要求越来越高。因此向城市负荷中心供给大量优质可靠的电能将面临越来越大的困难和挑战。随着城市发展建设的日趋成熟,从环境保护以及土地资源的限制考虑,不仅制约了大容量电源的建设,而且造成向城市供电的线路走廊越来越拥挤,甚至出现缺少必要线路走廊的供电瓶颈;由于增加城市供电能力的投资成本越来越高,人们对于健康和居住环境的要求增高,因此需要采取合适的供电方式以节约资金、减少电网建设运行对城市居住环境的影响;随着城市供电容量的增加,系统短路电流增大,这对于开关设备及其他网络元件的安全运行造成极大地威胁;还有城市负荷对于供电可靠性以及电能质量的要求越来越高,这就需要向城市负荷中心供电应该满足运行灵活、可控性高的要求,以满足各种运行情况的需求^[2,3]。

1 分布式能源在城市电网中的应用

分布式能源,顾名思义,是一种相对集中供能的分散式供能方式。根据国际分布式能源联盟的定义,分布式能源是指安装在用户端的高效冷/热电联供系统,不论其采用何种燃料或是否并网运行。在城市中以组成微电网^[6-10]并通过与主网并网形成发电功能。作为一种高效的供能系统,分布式能源近年来在国际上发展迅速。各国政府克服种种阻碍,为分布式能源提供了一系列支持鼓励措施,为其发展创造了有利的环境。分布式能源在各国电力市场中的比重也逐年增加。根据国际分布式能源联盟 2006 年的一份报

告,分布式能源占电力市场的比例在丹麦已达到 53%,在芬兰、德国、荷兰捷克已达 38%,日本和印度分别达到 14%和 18%。英国虽然目前只有 7%,但伦敦为了争取 2012 年奥运会,特别制定了伦敦城市能源发展规划。而这一发展规划的核心之一就是大力发展分布式能源。分布式能源经过几十年的发展,其技术已非常成熟、可靠。分布式能源设备的生产厂家多数是世界顶级的电力设备厂家,如美国通用电气、卡特比勒、索拉、康明斯、芬兰的瓦锡兰、德国的 MAN 等等。我国也有一些著名的厂家,如山东胜动和沈阳黎明。各国根据各自的国情,利用不同的技术发展了多种形式的分布式能源,积累了宝贵的实际运行经验,对我国分布式能源的发展也有很高的借鉴价值。分布式能源的发展在中国存在着两个主要障碍,即并网与售电。分布式能源系统设计的一般原则是以热定电,这样才能保证较高的系统能效。但这样设计的结果可能会出现余电或缺电现象,因此分布式能源就需要借助公共电网来吸收余电或是补充缺电,以最终确保系统的高能效,同时也需要把电网作为备用电源。发展分布式能源有以下 3 点巨大优势:

(1) 可以为国家节约大量的发电和输配电投资。举个简单的例子,以 8%~10%的输电线损计算,我国每年输电线损达 3 个三峡水电站全年的发电量。建在用户端的分布式能源系统由于不需要通过电网供能,因此可以避免输电线损和节约大量的输配电投资。如考虑建设电厂的费用,节约的资金将更为惊人。另外,分布式能源系统的投资出自用户,而电厂和输配电投资出自国家。能节约线损和国家投资的事何乐而不为。

(2) 市场经济原则下的自由选择权利。能源安全有两层含义,即国家能源安全和用户能源安全。国家能源安全体系应是对最终用户能源安全的保障。最近美国纽约再次大面积停电的事实,进一步说明了集中供电系统的脆弱和对用户能源安全保障的不完整性。分布式能源

系统实际上是对单一的集中供能系统的补充,它可以使用户更有效地计划能源消费和避免电网停电给自己带来的经济损失。在电网有供电的社会职责、却无断电赔偿责任的条件下,用户自由选择供能方式应是用户在市场经济原则下的基本权利。

(3) 分布式能源是国家电网的一种有益补充。从国家角度看,分布式能源系统的全面发展,与电力部门没有根本利益冲突,而且在很大程度上可减轻发电和输配电部门的压力,应视为集中供能的一种有益补充,特别是在电网无力覆盖的边远地区和其他公用事业领域。这一点在绝大多数国家都已得到充分的验证。

2 柔性直流输电技术

进入 20 世纪 90 年代以后,新型金属氧化物半导体器件—绝缘栅双极晶体管(IGBT)首先在工业驱动装置上得到了广泛的应用。1990 年,加拿大 McGill 大学的 Boon-Teck Ooi 等提出了用脉宽调制技术(PWM)控制的电压源换流器(VSC)进行直流输电(HVDC)的概念。2 个著名的制造商将这种使用 VSC 的直流输电新技术用商标命名为 HVDC Light 和 HVDC-PLUS,这里 PLUS,表示通用电力连接系统(Power Link Universal System)的意思。

轻型柔性直流输电技术是在 VSC 和绝缘栅双极晶体管(IGBT)基础上开发出来的一种新型的输电技术。它基于 VSC 技术,利用 IGBT 的开关迅速的转换电网工作点并且独立的控制有功和无功功率,从而能够实现特定条件下对有功功率和无功功率的最佳控制。系统存在 2 个基本元素:换流站和一对电缆。换流站是电压源换流站,几乎不需要人去维护,可以远程控制或者根据相邻的交流系统进行自动控制,换流站之间不需要通信。

2.1 轻型柔性直流输电优势

轻型柔性直流输电主要优势^[11-13]有以下几点。

(1) 独立的电力传输和电能质量控制。轻型柔性直流输电系统可以在操作范围内对有功和无功进行完全的独立控制。轻型柔性直流输电不需要依靠交流系统的能力来维持电压和频率稳定。与传统直流输电所不同,短路容量显得并不重要。轻型柔性直流输电可以向缺乏同步机的电网馈送负荷。

(2) 电能反转。轻型直流输电系统可以在不改变控制方式、不转换滤波、不断开换流站的情况下快速地转换功率方向。在这个过程中直流电流方向改变,而直流电压方向没有变化(传统直流输电电压改变),这有利于既能方便地控制潮流又具有较高可靠性的并联多端直流系统。

(3) 增加现有系统的传输容量。轻型柔性直流输

电换流站对于电压的快速精确控制能力可使传输能力达到上限,瞬时的过电压可通过快速的无功功率反应消除。同时更高的电压等级允许在不超过电流限制的情况下传输更多的电能。此外由于交流侧电流可调,则不会增加系统的短路容量,这意味着增加新的直流输电线路后,交流系统的保护整定基本不需要改变。

(4) 对无功功率的自由补偿。轻型柔性直流输电不仅不需要交流侧提供无功补偿而且能起到静止同步补偿器(STATCOM)的作用,即动态补偿交流母线的无功功率,稳定交流母线电压。这意味着故障时,系统既可以提供有功功率的紧急支援又可以提供无功功率的紧急支援,从而提高系统电压和功角的稳定性。

(5) 孤岛操作和异步网络连接。轻型柔性直流输电换流站通常跟随连接网络的交流电压。电压的大小和频率由整流站的控制系统决定,而且 2 个换流站是完全独立的,所以完全可以工作在孤岛状态下和异步系统的直流连接,这些都是传统交流系统无法实现的。

2.2 轻型直流输电意义

轻型柔性直流输电网络结构如图 1 所示。

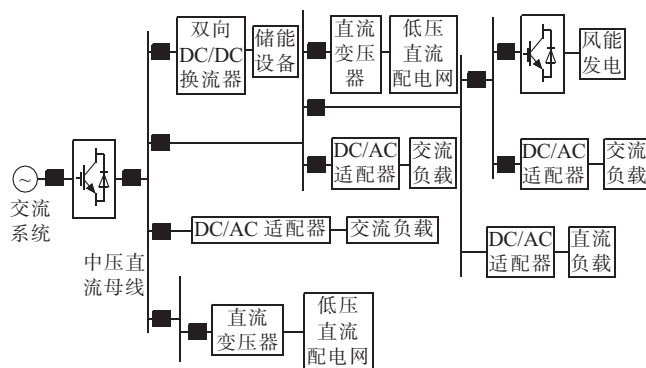


图 1 轻型柔性直流输电网络结构示意图

(1) 城市电力供应。通过增加新的交流线路来给城市增加供电非常昂贵且很难得到许可证。而轻型柔性直流输电系统只需要很少的空间并且可以输送更多的电力,同时轻型柔性直流输电系统不会增加直流网络的直流。因此对于城市供电的扩容,柔性直流输电系统是最佳的解决方案。

(2) 分布式发电。分布式发电装置是指小型的与环境兼容的独立电源。这些电源由电力部门、电力用户或第三方所有,用以满足电力系统和用户特定的要求,如调峰、为边远用户或商业区和居民区供电,节省输变电投资、提高供电可靠性等等。这些电源比较分散,且有些电源输出的电力难以直接并入交流电网,例如燃料电池输出的是直流电压。因此轻型柔性交流配电系统为分布式电源的并网提供了可行的技术平台。

(3) 大中城市交直流混合供电。现代化的社会要求更高的供电可靠性和电能质量。由于现代化大都市供电负荷密度大,供电方式复杂,可靠性要求高,还要

求考虑更大的发展灵活性,以适应供电负荷不断增加和供电网升级的需要,因此可采用直流配电系统代替或配合传统的交流中低压输电系统,将电能直接送往负荷中心的换流站,再逆变为交流电,为用户供电。该方法不仅提高了输送容量,而且提高了供电可靠性。由于整流站不需要功率反转,因此从经济和技术角度考虑,整流站采用电流源换流器(CSC),逆变站采用VSC换流器。

(4) 弱系统间的互联。弱系统一般都远离主网,交流线到主网的跳闸次数较高,系统稳定性较差。但是随着经济的发展,弱电网地区有更大的容量需求,随着负荷的增加,不稳定可能引起更频繁的跳闸,线路的功率振荡会减少可用的有功容量,且不能接受功率环流。

3 应用实例

3.1 哥特兰岛工程

1999年6月,连接瑞典哥特兰岛北部和维斯比城的柔性HVDC传输线工程投入运行。这是世界上第一个商业化运行的VSC-HVDC系统,风电场与公共电网的联网情况如图2所示。

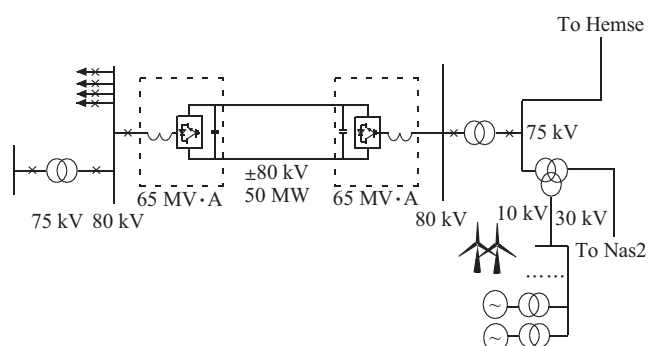


图2 哥特兰岛工程示意图

由于可再生能源的开发,在哥特兰岛南部安装了40 MW的风力发电设备,而且正在兴建更多的风电场。因为风力发电机的操作条件受到电压波动和无功变化的影响,需要更大的电力传输容量以及更好的方法保证传输质量。柔性HVDC技术的优良性能可以解决风电场中的电能质量问题,即电压和无功支撑,而且以地下电缆传输电能,对环境的影响相对较小,这些有利条件促使当地政府决定修建了这条VSC-HVDC输电线路,从投运到现在运行良好,产生了巨大的经济与环保效益。

3.2 Tjashreborg 工程

这是VSC-HVDC用于风力发电的又一个实例,也是丹麦修建的第一个VSC-HVDC示范工程,海上风电场与公共电网的联网情况如图3所示。

丹麦能源部门修建了5个利用海风发电的风电场,每个风电场装机容量约为150 MW。预计在今后30

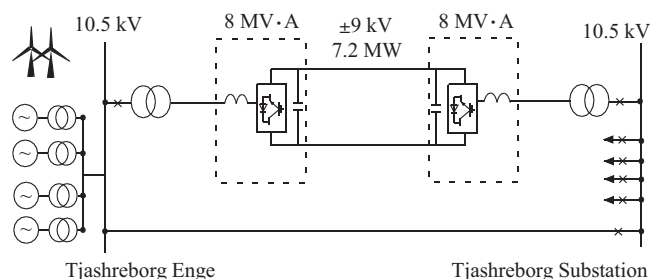


图3 Tjashreborg 工程示意图

年内还将逐步增加大约4 000 MW的风力发电装机容量,约占总装机容量的40%~50%。由于大量的风力发电设备引入电网,必然会对整个电网产生严重影响。风力发电的不稳定性会影响整个电网的电能质量,同时也会引起电压控制和无功补偿问题。为此,丹麦ELTRA公司在Tjashreborg建设了最大传输容量为8 Mvar/7.2 MW的柔性HVDC示范工程,并于2000年9月正式投运,到目前为止运行效果非常好。

4 结束语

综上所述,基于轻型柔性直流技术的技术优势,考虑把分布式能源引入用电密集的城市电网,解决城市供电中存在的供电困难、电能质量不高、成本高以及潮流难以控制等问题,维持城市电网的安全可靠经济运行是切实可行的,也将是中国未来城市电网的一个重要发展方向。

参考文献:

- [1] It's Time to Connect-Technical Description of HVDC Light Technology[R]. ABB Power Technology AB, 2005.
- [2] 徐政. 高压直流输电与柔性交流输电控制装置-静止换流器在电力系统中的应用[M]. 北京:机械工业出版社, 2006.
- [3] 梁才浩,段献忠. 分布式发电及其对电力系统的影响[J]. 电力系统自动化, 2001, 25(12): 53-56.
- [4] 梁有伟,胡志坚,陈允平. 分布式发电及其在电力系统中的应用研究综述[J]. 电网技术, 2003, 27(12): 71-75.
- [5] 李峰,李兴源,郝巍. 不间断电力变电站中分布式电源接入系统研究[J]. 继电器, 2007, 35(10): 13-19.
- [6] 鲁宗相,王彩霞,闵勇,等. 微电网研究综述[J]. 电力系统自动化, 2007(19): 100-107.
- [7] 盛鹏,孔力,齐智平,等. 新型电网-微电网(Microgrid)研究综述[J]. 继电器, 2007, 35(12): 75-81.
- [8] 章健,艾芊,王新刚. 多代理系统在微电网中的应用[J]. 电力系统自动化, 2008, (24): 80-82, 87.
- [9] 郑漳华,艾芊. 微电网的研究现状及在我国的应用前景[J]. 电网技术, 2008(16): 27-31, 58.
- [10] 国海,苏建徽,张国荣. 微电网技术研究现状[J]. 四川电力技术, 2009(2): 1-6.
- [11] WEIMERS L. A New Technology for a Better Environment [J]. IEEE Power Engineering Review, 1998, 18(8): 19-20.
- [12] GRUNBAUM R, HALVARSSON B, WILK W A. FACTS and

- HVDC Light for Power System Interconnection [M]. In: Power Delivery Conference. Madrid(Spain):1999
- [13] NOROOZIAN N, EDRIS A A, KIDD D, et al. The Potential Use of Voltage Sourced Converter Based Back-to-back Tie in Load Restoration [J]. IEEE Trans. on Power Delivery, 2003,18 (4): 1416-1421.

作者简介:

尹寿垚(1984),男,安徽马鞍山人,工程师,从事电力系统自动化研究工作;

翟毅(1984),男,安徽六安人,工程师,从事电力系统自动化研究工作;

吴昊(1982),男,江苏南京人,工程师,从事电网调度自动化研究工作;

季堃(1981),男,江苏南京人,工程师,从事电网调度自动化研究工作;

宋鑫(1981),男,江苏南京人,工程师,从事 IEC 61970 相关应用研究工作;

杨启京(1982),男,江苏南京人,工程师,从事 IEC 61970 相关应用研究工作。

Application of the Distributed Generation Based on VSC-HVDC Technology in Urban Power Grid

YIN Shou-yao, ZHAI Yi, WU Hao, JI Kun, SONG Xin, YANG Qi-jing
(NARI Technology Development Co.Ltd., Nanjing 210061,China)

Abstract: Distributed Generation (DC) is contrary to traditional centralized generation. Being the main load center of power system, urban power grid is one of the important infrastructures of city modernization, with the characteristics of high power consumption, high density of load, high reliability and high requirement for power quality. VSC-HVDC Light is a novel transmission technology based on voltage source converter (VSC) and insulate gate bipolar transistor (IGBT). In this paper, the feasibility of the distributed generation applied in urban power grid is analyzed. The VSC-HVDC technology and its application in the connection of distributed energy into the grid are then introduced, with 2 practical projects provided, which provides reference for other relative projects.

Key words: VSC-HVDC; distributed generation; urban power grid

(上接第8页)

规发电厂以及新型储能装置之间的协调频率控制策略。(2) 研究多元复合储能协调频率控制,为系统一次调频、二次调频提供支持;(3) 研究采用轻型高压直流等新方式并网的风电场参与系统调频的技术。

参考文献:

- [1] 李军军,吴政球. 风电参与一次调频的小扰动稳定性分析[J]. 中国电机工程学报, 2011,31(13):1-9.
- [2] 陈宁,于继来. 兼顾系统调频需求的分布式风电分散自治调控策略[J]. 电工技术学报, 2008,23(11):123-130.
- [3] 吴淳. 风电对电力系统调频和备用的影响研究[J]. 华东电力, 2011,39(6):93-95.

- [4] 韩小琪,宋璇坤,李冰寒,等. 风电出力变化对系统调频的影响[J]. 中国电力, 2010,43(6):26-29.
- [5] 靳丹,丁坤,何世恩. 丹麦风电调峰调频机制探讨及对中国的启示[J]. 电力科技与环保, 2011,27(4):50-53.
- [6] KHAKI B, ASGARI M H and SIRJAN R. Contribution of DFIG Wind Turbines to System Frequency Control [C]. Conference on Sustainable Power Generation and Supply, Nanjing China: Hohai University, pp. 1-8, 2009.

作者简介:

秦旭东(1974),男,江苏扬州人,工程师,从事电力调度运行管理工作。

Influence and Strategy Study of the Frequency Regulation of Jiangsu Power Grid with Large-scale Wind Power Integration

QIN Xu-dong

(Jiangsu Electric Power Dispatching and Control Center, Nanjing 210024,China)

Abstract: Jiangsu province is rich in wind resources. According to the planning of government, there will be 34 onshore and offshore large-scale wind power plants by 2020, with a total installed capacity of 10,000 MW. The uncertainty of wind power has a great impact on the frequency of power grid. The pressure of frequency regulation is first analyzed and the solution is then presented in this paper. Besides, according to the situation of large-scale wind power integration, the control strategy of wind farm participating in frequency regulation is developed. To improve the control ability, the thought of wind farm and energy storage complementary system is proposed, which provides schemes for large-scale wind farms participating in frequency regulation.

Key words: large-scale wind power; frequency regulation; complementary energyq

500 kV 线路单相永久性故障两侧重合闸动作不一致的分析

邓洁清¹, 刘一丹¹, 乔星金¹, 高磊²

(1. 江苏省电力公司检修分公司, 江苏 南京 210036; 2. 江苏省电力公司电力科学研究院, 江苏 南京 211103)

摘要:一条 500 kV 线路发生单相永久性接地故障, 线路两侧的保护动作情况不一样: 一侧单跳单重转三跳, 另一侧单跳后再三跳。针对这种情况, 对故障录波图和保护装置动作逻辑进行综合分析, 发现由于线路两侧的开关保护重合闸开始计时方式不同导致了动作行为的不同, 同时提出线路两侧开关三跳的原因也不同。最后引出几点思考, 希望专业人员予以注意, 在适当的场合加以利用。

关键词:500 kV 线路; 接地故障; 重合闸

中图分类号:TM773

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)04-0013-03

500 kV 变电站多采用 3/2 断路器接线方式。在这种接线方式下, 重合闸配置在开关保护上, 且线路保护与开关保护可能是不同厂家生产, 原理也不尽相同。这就使开关的重合闸及其配合显得比较复杂。本文针对一条 500 kV 线路发生的单相永久性接地故障, 通过分析故障录波图和装置动作逻辑, 阐述了线路两侧动作行为不同的原因, 并在此基础上对保护动作行为作出评价, 并提出值得思考的地方。

1 故障概述

1.1 故障情况

故障前, 系统运行情况如图 1 所示。线路 A 侧 5041 开关、5042 开关合环运行, B 侧 5043 单开关运行。线路两侧的保护配置如下: A 侧两套线路保护为 ABB 公司的 REL561 装置(光纤差动保护)、开关保护为南瑞继保的 RCS921A 装置; B 侧两套线路保护为 ABB 公司的 REL561 装置, 开关保护为 ABB 公司的 REB551 装置。线路两侧差动保护的差动门槛值为 $0.3I_n$, 开关保护重合闸时间为边开关 0.7 s、中开关 1.2 s, 重合闸方式为单相重合闸。

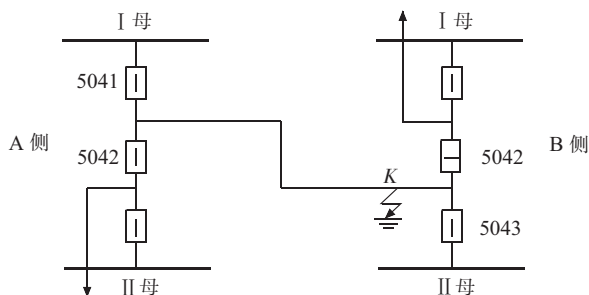
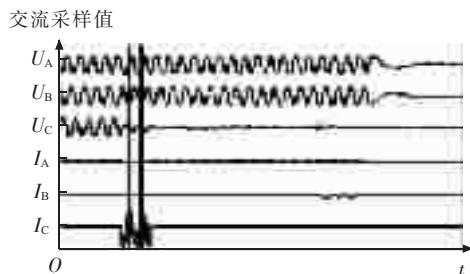


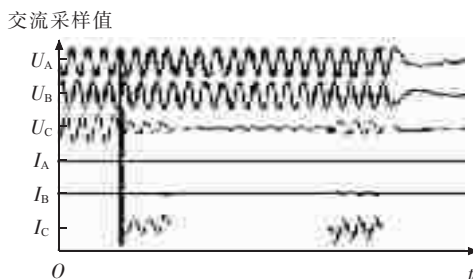
图 1 故障前系统运行图

故障时, 线路 C 相在 K 处接地(距离 B 侧较近, 并以此记为 0 ms), 则 A 侧故障电流为 $4.12I_n$ 、B 侧故障电流为 $3.12I_n$ 。两侧开关在 53 ms 跳开 C 相切除故障电流; B 侧 5043 开关 C 相在 824 ms 重合, 此时

故障并未消除, 随后在 864 ms 时 5043 开关三相跳开; A 侧 5041 开关、5042 开关 C 相一直没有重合, 在 901 ms 时 5041 开关、5042 开关三相跳开。两侧故障波形如图 2 所示。



(a) A 侧电压电流波形



(b) B 侧电压电流波形

图 2 线路两侧故障波形图

(1) 从两侧故障波形可以看出。线路 C 相发生永久性接地故障, 后经巡线发现是由于线路附近不安全施工造成的。(2) B 侧的开关动作情况基本符合单相永久性接地故障的特征, C 相跳开, 重合于故障, 紧接着三相跳开; A 侧的开关 C 相跳开没有重合直接三相跳开。

下面对保护动作情况进行分析, 查找 A 侧开关没有重合直接三跳的原因。

1.2 保护动作情况

通过比对两侧的故障录波图, 确定两侧线路保护动作时间相同, 这和两侧线路保护采用 ABB 公司的 REL561 装置有关。以故障发生时刻为 0 ms, 其他事件量变位时刻皆为相对时间。两侧事件量变位信息如表 1 所示。

表 1 两侧事件量变位信息表

A 侧保护动作序列			B 侧保护动作序列		
时刻 / ms	事件量名称	变位情况	时刻 / ms	事件量名称	变位情况
24	线路保护跳 C 相	动作	24	线路保护跳 C 相	动作
49	5041,5042 开关保护跟跳 C 相	动作	47	5043 开关保护跟跳 C 相	动作
53	5041,5042 开关 C 相	跳开	52	5043 开关 C 相	跳开
			174	线路保护跳 C 相	复归
174	线路保护跳 C 相	复归	727	5043 开关保护重合闸	动作
			824	5043 开关 C 相	合上
850	线路保护跳 C 相	动作	844	线路保护跳三相	动作
879	5041,5042 开关保护沟通跳三相	动作			
901	5041,5042 开关 A 相、B 相	跳开	864	5043 开关 A,B,C 三相	跳开

(1)当线路发生单相接地故障时,B 侧线路保护动作跳单相,727 ms 时 5043 开关保护重合闸动作,由于故障没有消失,开关合上后线路保护又感受到故障,随后加速跳开三相。所以使得 B 侧 5043 开关单跳、单重、加速三跳。(2)当线路发生单相接地故障时,A 侧线路保护动作跳单相,850 ms 时线路保护再次动作跳单相,879 ms 时 5041 开关、5042 开关保护沟通跳三相。所以 A 侧 5041 开关、5042 开关先单跳再三跳而没有重合的原因是开关保护重合闸没有动作,且开关三跳不是因为线路保护动作造成的,而是由于开关保护发出了三跳命令。

2 故障分析

2.1 相关保护逻辑分析

REL561 装置的单相跳闸逻辑如图 3 所示(以 C 相分析,其他相类似)。当保护动作后,发出展宽 150 ms 的跳闸脉冲信号。该信号一方面去开关保护启动重合闸,另一方面去自保持逻辑形成最终的跳闸出口信号到操作屏。而国产保护的跳闸信号是故障消失后收回,而没有固定展宽,同时自保持逻辑是通过操作屏的自保持回路实现的^[1]。

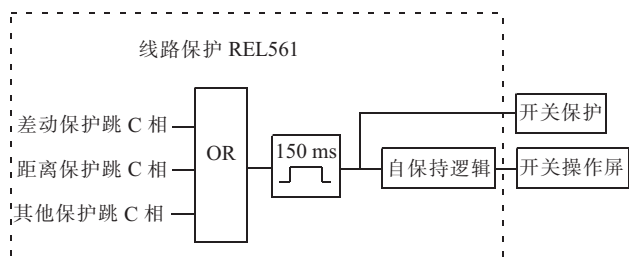


图 3 REL561 跳闸逻辑图

开关保护 REB551 在重合闸条件满足的前提下,收到线路保护的跳闸信号即开始计时,达到重合闸动作延时,则发出合闸命令。与此不同的是,开关保护 RCS921A 在重合闸条件满足的前提下,在线路保护的跳闸信号返回后开始计时。

(1) RCS921A 的重合闸开始计时方式是基于国产线路保护的跳闸逻辑,故障消失后跳令即收回。而 REB551 的重合闸开始计时方式是基于 ABB 公司线路保护的跳闸逻辑,不管故障是否消失跳令,固定展宽 150 ms。目前国内主流保护厂家的开关保护重合闸开始计时方式均与 RCS921A 相同。

(2)当 REL561 和 RCS921A、REB551 配合时,理论上 RCS921A 的重合闸出口时间将比 REB551 的重合闸出口时间慢 150 ms。

2.2 动作原因分析

从表 1 得知,故障发生后 24 ms 两侧线路保护动作发出 C 相跳令,53 ms 时两侧开关 C 相跳开。B 侧 5043 开关保护装置 REB551 收到线路保护的跳闸信号后,立即开始计时;而 A 侧 5041 开关、5042 开关保护 RCS921A 在线路保护跳令复归后才开始计时。727 ms 时 B 侧 5043 开关保护 REB551 发出重合命令(重合闸动作时间整定为 0.7 s),而此时 A 侧的开关保护重合闸延时还没走完。824 ms 时 B 侧 5043 开关 C 相合上,因此时故障没消失,则两侧的线路保护感受到差流,保护必然动作^[2],但两侧保护动作行为并不一样。

(1) B 侧保护动作行为。由于 5043 开关保护发出重合命令的同时,也发出合于故障的信号给线路保护,当 5043 开关 C 相合上,而故障依然存在时,线路保护启动合于故障逻辑,加速跳开 5043 开关三相。

(2) A 侧保护动作行为。对侧 5043 开关在 824 ms 时重合 C 相于故障,因此线路保护感受到差流,而此时由于 5041 开关、5042 开关保护重合闸动作延时未到,所以重合闸不会动作,线路保护也就没有启动合于故障逻辑,而是认为 C 相再次发生故障,故而动作再次发出 C 相跳闸命令到 5041 开关、5042 开关保护和其操作屏。这里需要说明的是 RCS921A 的沟通三跳逻辑,如图 4 所示。在重合闸启动 200 ms 后,如果有跳闸开入则重合闸放电,所以当 5041 开关、5042 开关保护再次收到线路保护的跳闸信号时,重合闸立即放电,启动沟通三跳逻辑,于 879 ms 时,发出三相跳闸命令,跳开 5041 开关、5042 开关三相。

通过以上分析,得出动作原因是由于两侧开关保护重合闸逻辑不同,导致 B 侧开关保护重合闸先动作,而此时故障未消失,A 侧线路保护感受到差流,再次发出单相跳闸信号给本侧的开关保护,使其重合闸放电不重合,进入沟通三跳逻辑^[3]。

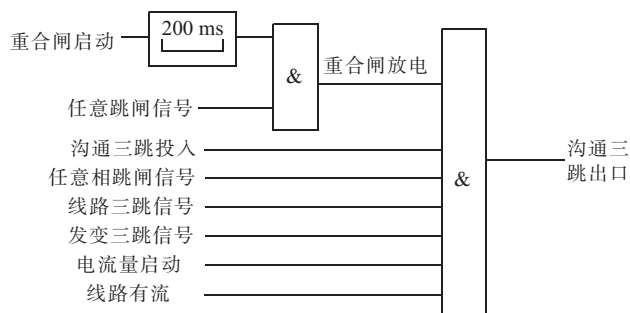


图4 RCS921A 沟通三跳逻辑图

3 保护动作评价及思考

(1) 由于线路两侧开关保护重合闸开始计时方式的差异,是导致一侧重合闸没有动作,无意中使得其开关免受短路故障冲击,对开关本身以及系统稳定都有好处。如线路的一侧是弱电源,则没有单相重合再三相跳开的过程对于系统稳定意义重大。其实在 3/2 接线方式中,边开关和中开关采用顺序重合闸就是考虑到当线路发生单相永久性接地故障时,边开关先重合,发现故障未消除由线路保护加速跳开边开关和中开关,使得中开关免受一次短路故障冲击,保持系统稳定^[4]。

(2) 对于 3/2 接线方式的系统,如果某条线路的边开关与中开关保护配置不一致时,就需要考虑到其重合闸时间的设定问题,避免出现 2 个开关几乎同时重合于故障。

(3) 通过分析发现,线路保护装置 REL561 在没有收到合于故障信号的前提下,短时间内感受到同一相两次故障,只是发出两次故障相的跳闸命令而不发出三跳命令。这也是 A 侧开关三跳是由开关保护实现而非线路保护实现的原因之一。而对于短时间内感受到同一相两次故障,国产保护则是采用先单跳再三跳的逻辑。两种设计并无优劣之分,只是专业人员在分析故障时需要加以注意^[5]。

(4) 如果线路主保护配置纵联距离或者纵联方向保护,当线路发生单相永久性接地故障,两侧开关跳开故障相后,一侧开关重合故障时,由于另外一侧开关还没有重合,所以纵联距离保护

或者纵联方向保护感受不到故障电流(而差动保护却可以感受到差流),故而不会动作,其开关保护重合闸继续计时,开关依然可以重合^[6]。

4 结束语

通过对上述故障中保护动作情况的深入分析,知道国外开关保护和国内开关保护的重合闸逻辑不同,在进行配合时,导致线路两侧不同的动作行为,同时也发现国内外线路保护的跳闸逻辑也是不同的。这些不同之处基于不同的设计理念,在保护设备选型时要加以注意。当然目前 500 kV 保护逐步国产化,也就不存在这些问题,但是充分理解国内外保护装置逻辑的差异,在适当的场合加以利用,可以收到很好效果,这是保护专业人员值得注意的。

参考文献:

- [1] 王国光. 变电站综合自动化系统二次回路及运行维护[M]. 北京:中国电力出版社,2005.
- [2] 蒋萍. 光纤电流差动保护在超高压线路保护中的应用[J]. 中国科技信息,2005(17):121.
- [3] 林榕,曹树江. CSL101 与 LFP901 线路保护重合闸应用问题的分析[J]. 电网技术,2003,27(10):78-81.
- [4] 孟祥萍,高嫒. 电力系统分析[M]. 北京:高等教育出版社,2004.
- [5] 王力军. 双微机线路保护装置动作行为分析[J]. 湖北电力,2000,24(1).
- [6] 朱声石. 高压电网继电保护原理与技术[M]. 3 版. 北京:中国电力出版社,2005.

作者简介:

邓洁清(1977),男,江苏淮安人,高级工程师,从事电力系统二次设备运检管理工作;

刘一丹(1971),男,辽宁大连人,高级工程师,从事电力系统继电保护运检技术研究工作;

乔星金(1987),男,江苏江都人,助理工程师,从事电力系统分析和继电保护试验工作;

高磊(1982),男,山东青岛人,工程师,从事电力系统分析和继电保护试验工作。

Analysis of Two-side Auto-reclosure Action Inconformity of 500 kV Line Single-phase Permanent Faults

DENG Jie-qing¹, LIU Yi-dan¹, QIAO Xing-jin¹, GAO Lei²

(1. Jiangsu Electrical Power Maintenance Branch Company, Nanjing 210036 China;

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

Abstract: The single-phase permanent grounding faults happened on a 500 kV line, while the protection actions on both sides are different. One side action is single-phase switch to single-phase reclosing, then three-phase trip. Another side is single-phase switch to three-phase trip. In view of this situation, graph of fault recorder and protection device action logic are analyzed comprehensively, finding that it is the different timing way of the switch protection reclosure start time lead to different actions. It is also found the reason of switches three jump for both sides is different. At last, this article proposes several ponder and hopes the relative staffs pay attention to it and use it in suitable situation.

Key words: 500 kV line; grounding fault; reclosure

变电站事故跳闸信号的分析

刘 静

(江苏省电力公司检修分公司,江苏 南京 211102)

摘 要:目前自动化系统大量应用于变电站中,传统上的中央控制屏已经被淘汰,变电站事故跳闸信号改为由自动化系统发出。但是目前自动化系统事故跳闸信号回路的设计并不统一,存在许多问题。文中结合新建变电站验收中发现的问题,对该信号回路进行分析和总结。其研究结论对变电站事故跳闸信号设计具有指导意义。

关键词:变电站;事故跳闸信号;断路器位置

中图分类号:TM76

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)04-0016-02

目前新建变电站的事故跳闸信号均由自动化系统发出,但是该信号回路的设计并不统一,对实际工程应用中产生极大的干扰。一新建变电站进行综合自动化系统验收时,全站约 80% 的断路器间隔遥信出现了问题,导致验收工作进程严重受阻。问题主要集中在断路器在保护动作后,单相跳闸,单相重合闸,而不发事故跳闸信号;断路器进行正常分闸操作时,发事故跳闸信号。该站当时还未运行,所以可以排除绝大部分的干扰问题,而将关注点放在自动装置的采样和二次回路的接线上。

1 事故跳闸信号的原理

断路器跳闸信号原理图如图 1 所示。

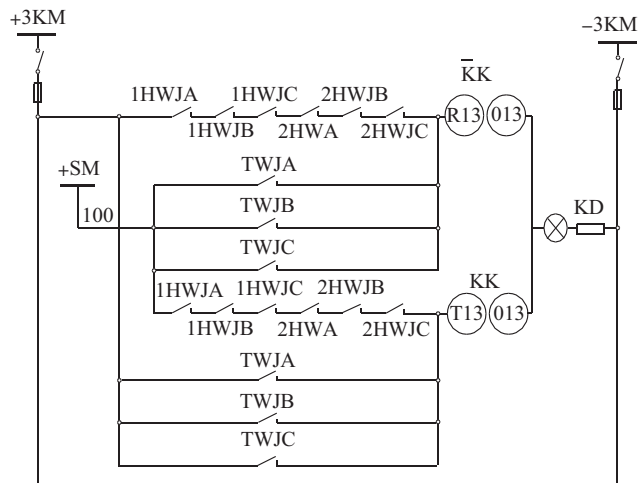


图 1 断路器跳闸信号原理图

图 1 中,3KM 是控制回路的直流母线,SM 是闪光母线(该母线上是方波直流),HWJ 为断路器合闸位置继电器(监视跳闸回路,共 2 个跳闸回路,ABC 三相)接点,TWJ 为断路器跳闸位置继电器(监视合闸回路,ABC 三相)接点,KK 为分合闸切换把手(断路器手动合闸后 R13-13 接点导通,手动分闸后时

T13-13 接点导通)KD 为信号灯。当断路器在合闸位置时 HWJA,1HWJB,1HWJC,2HWJA,2HWJB,2HWJC 接点导通,信号灯 KD 为常亮,当断路器跳闸时 TWJA,TWJB,TWJC 任一导通,信号灯 KD 变为闪烁。

2 问题的分析和解决

该新建变电站作为综合自动化变电站,没有设计传统的控制屏,因而它的断路器跳闸信号回路不会按照图 1 进行设计的,但是信号的发送原理是一样的。由于该站验收时还没有竣工图纸,无法看到准确的设计回路,所以只能通过图 1 的原理,对现场设备进行反向实测。经过实测总共有以下 3 种回路接线方式,如图 2、图 3、图 4 所示。

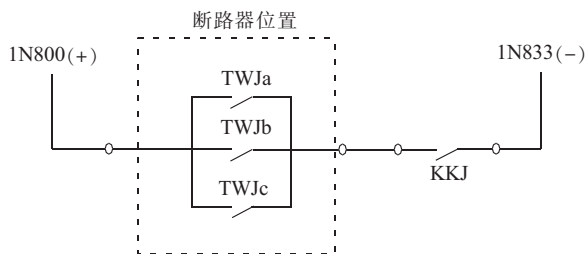


图 2 断路器跳闸信号回路 1

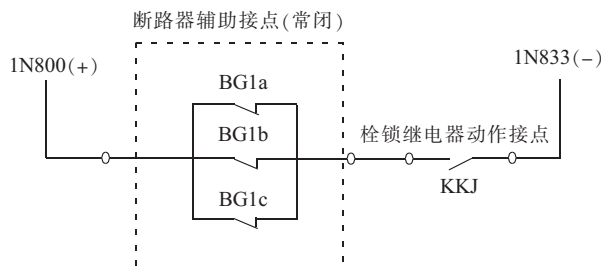


图 3 断路器跳闸信号回路 2

图 2 中,KKJ 为测控装置的栓锁继电器接点,TWJ 为断路器的跳闸位置继电器接点(分 A,B,C 三相)。正常操作断路器时,操作人员在监控系统上进行遥控操作,由测控装置对断路器发出分合闸命令。KKJ 与断路器的 TWJ 一直都是位置相反的,从而保证该回路一直

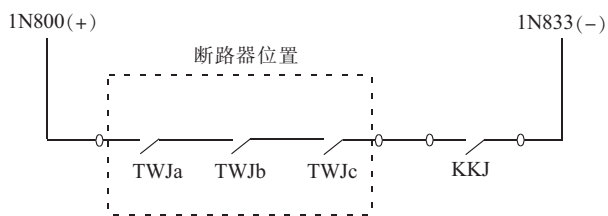


图4 断路器跳闸信号回路3

不导通。当断路器由保护装置动作跳闸出口时,该跳闸命令是不经过测控装置的,而是直接通过断路器操作箱到断路器的跳闸回路中,此时测控装置锁继电器不会发生翻转,其KKJ接点保持闭合,断路器分闸后TWJ接点闭合,该信号回路导通后触发监控系统中该间隔的事故跳闸信号。

通过对图2断路器跳闸信号回路工作过程的阐述,可以看出图4的信号回路存在接线错误,该信号回路只有当断路器出现三相分闸后才会导通。如果断路器单跳单重后,是不会触发事故跳闸信号的。将所有按图4接线的断路器间隔修改成图2后,断路器在保护动作后,单相跳闸,单相重合闸,而不发事故跳闸信号这一故障就可解决了。图3与图2不同点在于采用了断路器的常闭辅助接点(断路器分闸后闭合)与KKJ串联构成信号回路。通过对该站断路器进行分闸试验发现断路器分闸命令下达后,断路器常闭辅助接点闭合的时间与断路器跳闸位置继电器动作时间明显不同。一般在分闸命令下达7ms后断路器常闭辅助接点就闭合了,而断路器跳闸位置继电器接点一般在20~25ms后才闭合。这是由于断路器常闭辅助接点动作闭合后,合闸回路的跳闸位置继电器才会励磁,所以断路器常闭辅助接点总要先于断路器跳闸位置接点动作。正是由于断路器常闭辅助接点这种快约20ms的动作特性,在和KKJ接点配合上出现了问题。该回路在断路器分闸过程中出现断路器常闭辅助接点和KKJ接点同时闭合的状态,导致断路器间隔误触发事故跳闸信号。这个就是断路器进行正常分闸操作时,发事故跳闸信号这一故障的原因所在。由于原始设计未留出备用电缆,无法将该回路接线按图2进行修改。最后考

虑将断路器常闭辅助接点和KKJ接点同时闭合的状态作为抖动干扰信号,利用防抖动时延来去除。该站测控装置的防抖动原理如图5所示。

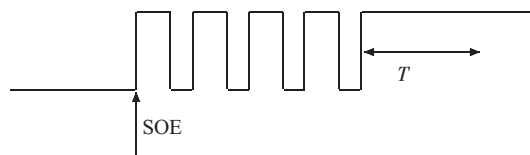


图5 防抖动时延原理图

当装置需要采集的遥信数据发生瞬时变位后,装置将当前时间记录下来作为SOE生成时间,在延时时间 T 内,出现的变化信号都作为干扰信号处理,直至该信号稳定时间大于延时时间后,才认为是真正的变位信号,装置确认该遥信变位为有效事件并进行采集^[1]。这样只要合理地设置延时时间 T ,就可以将断路器常闭辅助接点和KKJ接点同时闭合的瞬间状态屏蔽掉,解决测控装置误发信的问题。将延时时间增加20ms后,共进行5次断路器分闸操作,其中有2次出现误触发事故跳闸信号,说明已经进入临界状态。将延时时间增加40ms后,再进行5次断路器分闸操作,未再发生误触发事故跳闸信号的问题。

3 结束语

该新建变电站验收中暴露出的问题,可以说是当前目前自动化系统事故跳闸信号设计并不统一的一个缩影。设计的不统一使得采样时无法进行有效地屏蔽,造成正常操作也会触发事故跳闸信号,严重影响变电站的可靠运行。通过对上述3个断路器跳闸信号回路的分析,按照实用的原则,可以统一采用图2的设计,以确保事故跳闸信号正确地动作。

参考文献:

- [1] 郭建,鲁国刚,王显芹.变电站自动化系统遥信去抖方法分析[J].继电器,2007,35(1):47-50.

作者简介:

刘 静(1981),男,江苏扬州人,工程师,从事电力系统变电运行工作。

Analysis on Substation Accident Trip Signal

LIU Jing

(Jiangsu Electrical Power Maintenance Branch Company, Nanjing 211102, China)

Abstract: With automation system being widely used in substation, traditional central control panel has been abandoned and substation accident trip signals are now issued by automation system instead. However, the design of the circuit is not unified with many problems existing. In this paper, the signal loop is analyzed and summarized, combined with the problems found in the acceptance of the new substation. The conclusions have guiding significance in the substation accident trip signal design.

Key words: substation; accident trip signal; breaker position

两起消弧线圈系统故障案例分析

徐青龙, 吴 炜

(常熟市供电公司, 江苏 常熟 215500)

摘 要:文中对发生在消弧线圈系统中的两起故障案例进行了分析。针对某随调式高短路阻抗型消弧线圈在现场运行时出现的异常故障现象,参考厂家给出的故障信息判据,通过相关电气试验项目对该消弧线圈的故障原因进行了分析,最终发现该消弧线圈出现了匝间短路故障。在另一起消弧系统故障中,控制板的误触发和继电保护的不合理配置导致了接地变压器继电保护装置动作,并且对相关保护定值数据进行了计算,证明了开关动作的正确性,指出在保护配置方面应进行相应的调整。

关键词:消弧线圈;滤波异常;触发失控

中图分类号:TM473

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)04-0018-02

目前,我国 6~35 kV 的电网大多采用中性点不接地方式运行,该接地方式在电网发生单相接地故障时,由于电源三角形未遭到破坏,相关规程规定该类电网在发生该类故障后可继续运行 2 h,大大提高了电网供电可靠性^[1]。随着城市配电网的快速发展,出线中的电缆所占比例越来越高,电网的电容电流越来越大,在发生单相接地时,极易发生弧光接地过电压,产生高达 3.5 倍相电压的过电压,可能导致非故障相设备绝缘薄弱点发生击穿^[2]。为了补偿电网单相接地时过大的电容电流,中性点不接地系统都安装了消弧线圈,通过消弧线圈产生的电感电流来补偿单相接地时的电容电流,降低了接地残流,减小了故障相恢复电压速度。降低了谐振过电压发生的概率,进一步提高了电网的供电可靠性^[3]。

消弧线圈自动跟踪补偿装置根据电感量的调整方式分为调匝式、高短路阻抗变压器式、调容式、直流偏磁式、调隙式等;根据运行方式又分为预调式和随调式。现场应用较多的是以思源公司为代表的预调式调匝式消弧线圈和以智光公司为代表的随调式高短路阻抗变压器型消弧线圈^[4]。

1 滤波异常故障案例

110 kV 芦荡变 10 kV 消弧线圈采用的是随调式高短路阻抗型,其控制装置从 2012 年 2 季度开始经常报“滤波异常”故障。厂家说明书中指出“滤波异常”的含义是消弧装置检测到消弧线圈一次阻抗(接地变压器中性点一次电压除以消弧线圈一次侧电流)超出消弧阻抗的范围,用于检查滤波回路及电压互感器、电流互感器回路是否正常。适时进行了停电现场处理,用继电保护测试仪对电压互感器、电流互感器进行了检查,测量回路正常。就地控制柜封板拆除,对所

有一次设备外观进行检查,无异常。后在接地变压器中性点加 30 V 模拟电压,控制装置马上报“滤波异常”,此时中点电流为 117.7 mA。

消弧线圈基本情况:型号 KD-XH01-300/10.5,编号 090480304,容量 300 kV·A,电压 6 062 V,电流 49.5 A,出厂日期 2009 年 4 月,本消弧线圈的中点阻抗为 950±250 Ω。其消弧线圈的电气简图如图 1 所示。

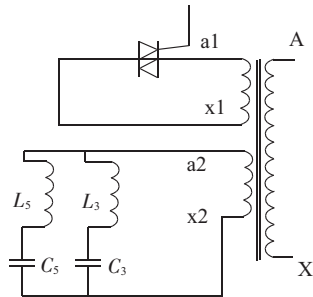


图 1 消弧线圈电气简图

拆除消弧线圈 2 个二次线圈端子 a1x1 和 a2x2 与外围电路包括晶闸管和 LC 滤波回路的所有连接,在消弧线圈一次侧 AX 加压 30 V,装置仍报“滤波异常”,中点电流 117 mA,计算得到此时消弧线圈一次阻抗为 $Z_0 = \frac{U_0}{I_0} = \frac{30}{0.117} = 256 \Omega$,而其正常空载阻抗为 $Z_0 = \frac{U_0}{I_0} = \frac{6062}{49.5 \times 1.63\%} = 7513 \Omega$ 。其中 1.63% 为其空载电流百分数。对消弧线圈进行相关试验,直流电阻试验数据如表 1 所示。

表 1 直流电阻试验数据表

绕组	AX	a1x1	a2x2
出厂数据 /Ω	1.335	0.003 419	0.028 38
2012-02 数据 /Ω	1.29	0.003 329	0.027 34
变化量 /%	-3.37	-2.63	-3.66
2012-08-23 数据 /Ω	1.36	0.003 639	0.029 88
变化量 /%	1.87	6.43	5.28

由于消弧线圈 3 个绕组均为铜导线,3 个绕组的温度应该基本一致。那么直流电阻仅随环境温度而变化,且 3 个数据的增量应该基本一致。从 2012 年 2 月的试验数据看出 3 个绕组的增量都在-3%左右,判断为正常。而 2012 年 8 月的数据看出,低压 2 个绕组的增量均为+6%左右,而高压绕组增量仅为不到 2%,根据铜导线直流电阻温度换算公式:

$$\frac{235+t_1}{235+t_2} = \frac{R_1}{R_2} \quad (1)$$

式(1)中:235 为换算系数; R_1 为 t_1 温度时的直流电阻; R_2 为 t_2 温度时的直流电阻。

将 $t_1=23\text{ }^{\circ}\text{C}$, $R_1=0.003\ 419\ \Omega$, $R_2=0.003\ 639\ \Omega$ 代入式(1)计算得 $t_2=39.6\text{ }^{\circ}\text{C}$;将 $t_1=23\text{ }^{\circ}\text{C}$, $R_1=0.028\ 38\ \Omega$, $R_2=0.029\ 88\ \Omega$ 代入式(1)计算得 $t_2=36.6\text{ }^{\circ}\text{C}$;将 $t_1=23\text{ }^{\circ}\text{C}$, $R_1=1.335\ \Omega$, $R_2=1.36\ \Omega$ 代入式(1)计算得 $t_2=27.8\text{ }^{\circ}\text{C}$;当时环境温度为 $34\text{ }^{\circ}\text{C}$,而且接地变压器刚停运不久,消弧线圈高压绕组温度不可能低于 $36\text{ }^{\circ}\text{C}$,因此可初步判定消弧线圈高压绕组直流电阻有偏小的缺陷。进一步进行了变比试验,其额定变比为 12.12,试验数据如表 2 所示。

表 2 变比试验数据

一次绕组;二次绕组	AX;a1x1	AX;a2x2
出厂变比误差数据/%	+1.07	+0.52
2012-08-23 变比误差数据/%	-4.17	-6.61
实测变比值	11.614	11.318

2 个变比试验数据都变小 5%左右,说明要么 2 个二次绕组匝数都增加,要么一次绕组匝数减少,结合直流电阻数据,可以初步判定一次绕组出了匝间短路故障。

用空载试验项目进行验证,加压侧为二次 a2x2 绕组,出厂时二次绕组试验电压加到 500 V,空载电流为 9.751 A。而现场试验时,a2x2 绕组上的电压加到 10 V 时,空载电流为 5.13 A,电压加到 20 V 时,空载电流为 10.352 A,电压加到 28.29 V 时,空载电流已达 14 A,在这么低的励磁电压下,空载电流异常增大,证明了绕组中出现了短路匝,亦即验证了匝间短路故障的性质。至此故障原因查明,系因为消弧线圈一次绕组出现匝间短路而导致一次交流阻抗降低,控制装置根据采集到的电压、电流值计算得到一次阻抗超出 $950\pm 250\ \Omega$ 范围(现已变为 $250\ \Omega$),于是给出“滤波异常”告警。

2 接地变过流保护动作跳闸案例

由于受到台风“海葵”的影响,常熟地区于 2012 年 8 月 8 日开始普降暴雨伴 10 级大风,110 kV 龙江变 1X1 站用变压器 10 kV 侧开关因故跳闸。作为该变

电站的主要站用电源,其工作可靠性至关重要。倘若另一站用变进线电源也因台风出现异常,将导致全站失去交流电源的重大缺陷。该消弧线圈仍是高短路阻抗型,电气试验人员对站用变压器和消弧线圈进行了相关试验和仔细检查,未发现一次设备有任何异常。继电保护人员检查保护动作情况,为 B 相电流 II 段动作,定值为 1.5 A,实际动作值为 1.7 A。对保护定值进行检查和相关传动试验均正常。

该接地变压器开关柜中的电流互感器为不完全星形接线方式,即和普通出线柜一样,仅 A 相、C 相分别装有 2 只电流互感器,二次上是将 a 相、c 相电流矢量和接入 b 相^[5]。检查到消弧线圈控制装置时,发现最近一次接地补偿电流是 148 A,而该电流是从中性点电流互感器测量到的,是从消弧线圈一次绕组中通过的零序电流,开关柜中电流互感器变比为 300:5,每相启动值 $1.5\times\frac{300}{5}=90\text{ A}$ 。从保护接线知 $I_b=-(I_a+I_c)=\frac{2}{3}\times 148\approx 1.7\times 60>90\text{ A}$ 与保护测量值相符。因 A 相、C 相均未能达到动作定值,所以最终由 B 相正确动作。

保护的動作没有问题,那如此大的补偿电流是怎么来的?在线路发生单相接地时,控制装置应根据电容电流投入相应电感电流进行补偿,而此次控制装置却直接投入了最大补偿电感电流,有失控的嫌疑,经检查发现消弧装置控制器脉冲板上 R_3 电阻烧坏,导致可控硅基本全开,更换一只新控制板后,消弧线圈投运至今均正常运行。对该问题的解决措施是考虑保护配置方面的优化,采用全星形三电流互感器方式比较合适。

3 结束语

系统中消弧系统的运用大大降低了弧光接地过电压发生的概率。对电力系统中发生的消弧系统故障进行归纳整理,有利于提高解决类似故障效率。在一次设备方面应加强产品质量,特别是浇注的干式消弧线圈的首端绝缘部分应加强。保护配置方面,主接线部分应采用三电流互感器方式,以利于故障查找和原因分析。

参考文献:

- [1] 沈毅,王大森,吴珂鸣.配电网接地方式评述[J].东北电力技术,2011(8):25-29.
- [2] 张向红.经消弧线圈接地系统过电压简述[J].黑龙江电力,2009,29(1):79-80.
- [3] 汪伟,汲胜昌,李彦明,等.电压互感器饱和引起铁磁谐振过电压的定性分析与仿真验证[J].变压器,2009,46(2):30-33.
- [4] 赵小丽,韩艾强,王峰,等.对消弧线圈若干问题的探讨[J].电力学报,2007,22(1):75-78.
- [5] 李小军,师旭,李继红,等.一起站用变零序过电流保护误动原因分析与改进方案[J].变压器,2012,49(4):70-72.

智能园区需求响应项目实施效益研究

李啸宇¹, 谈金晶², 王蓓蓓²

(1.安徽省大唐淮北发电厂, 安徽 淮北 235000; 2.东南大学电气工程学院, 江苏 南京 210096)

摘要:工业园区在全社会用电量中占有很大的比重,实现工业园区的智能用电对于智能电网建设非常重要。引导智能园区的电力用户主动开展需求响应,可以提升园区智能用电管理水平。智能园区需求响应项目的实施给电网公司、用户和政府三方带来经济效益、管理效益和社会效益。以智能园区为研究对象,定性分析与定量分析结合,采用动态评价法考察园区实施需求响应的经济性。实证分析结果表明,在智能园区实施需求响应项目具有可行性,并对相关参数进行灵敏度分析,寻找提高电网企业实施需求响应(DR)经济性的关键因素。

关键词:智能用电;需求响应;成本效益

中图分类号:F407.61

文献标志码:A

文章编号:1009-0665(2013)04-0020-04

近年来随着城市建设规划格局的调整,各类产业园区特别是工业园区的建设得到较快发展,大量企业向园区集中。以江苏省苏州市为例,目前已经有75%的工业企业集中于工业园区内,未来5年这一比例还将进一步提高。工业园区在全社会用电量中占有很大的比重,实现工业园区的智能用电对于智能电网建设非常重要。为了保障园区企业生产用电,特别是为了满足园区负荷峰值的持续增长,供电公司在园区的供配电网络建设上做了巨大的投入,但是在网络实际运行中满负荷运行时间占比小,造成了电网设备利用率低,投入产出比不理想的状态。在智能电网背景下,引导智能园区的电力用户主动开展需求响应(DR),可以提升园区智能用电管理水平,增强负荷平衡能力,提高电网设备利用率及电网运行效率、降低电网运行成本。利用深入到用户内部的分类用电信息采集和控制手段,细致掌握企业负荷特性,并在此基础上引导园区内企业更为科学、经济、安全和高效的利用电能,使得电网负荷能够以园区为单位实现“削峰填谷”,促进节能减排。

1 智能园区需求响应项目成本效益计算方法

通过比较项目全部成本和效益,评估DR项目价值。运用益本比的概念(效益成本之比),从电网企业作为DR实施主体的角度,衡量智能园区实施DR的经济性。

智能园区需求响应项目成本效益分析流程如图1所示。效益项中的投资效益由可免容量节约的投资成本而来,运行效益由可免电量节约的运行成本而来,合同能源管理效益由电网企业按比例分享用户节约电费而来。

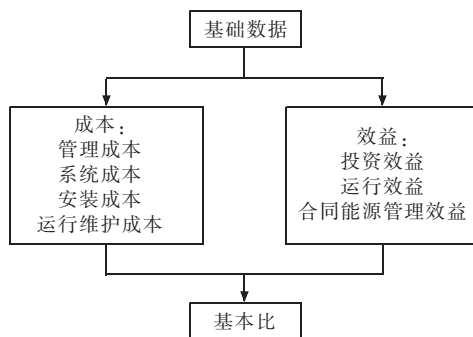


图1 智能园区需求响应项目成本效益分析流程

智能园区DR项目成本效益的数据包括:项目周期、参与需求响应项目的电力用户总数、签订合同能源管理合同的电力用户总数、可避免容量、可避免电量、管理费用、设备成本(控制设备、通信设备、控制中心硬件及软件系统)、安装成本、运行维护成本、投资效益、运行效益、合同能源管理效益、减排效益、设备残值。其中,基础数据包括:项目周期 T 、参与需求响应项目的电力用户总数 N 、签订合同能源管理合同的电力用户总数 K 、总电量 E_{total} 、总电费 M_{total} 和用户最高负荷 P_{total_max} 。

(1) 可避免容量 P_t 即可避免峰荷容量,是指由于节电在电网峰荷期可避免的装机容量。可避免容量与用户降低的峰荷、用户同时率、系统备用容量系数、用户总数有关。计算公式为:

$$P_t = \frac{\sum_{i=1}^N P_{it} \sigma}{(1-\lambda)(1-\alpha)} \quad (1)$$

式(1)中: P_{it} 为第 t 年用户 i 降低的峰荷; N 为用户总数; σ 为用户同时系数; λ 为系统备用容量系数; α 为电网配电损失系数。

根据2010年江苏电力公司开展有序用电错峰限电所取得的实际效果来看,工业企业可错峰负荷约为最高负荷的5%。因此,本文按照最高负荷的5%估算非高载

能工业园区的错峰潜力和错峰效益,而对于高载能工业园区依据其负荷特性,按照最高负荷的 1.75% 估算。定义用户响应度 d 为实际削减量与最大潜力的比值。若样本园区属于非高载能工业园区,并且电力公司统计的最高负荷已经考虑了同时系数,则:

$$\sum_{i=1}^N P_{it} \sigma = d \times P_{total_max} \times 5\% \quad (2)$$

式(1)变为:

$$P_t = \frac{d \times P_{total_max} \times 5\%}{(1-\lambda)(1-\alpha)} \quad (3)$$

(2) 可避免电量 ΔE_c 是指终端节约电量使电网侧避免的发电量。可避免电量与终端措施节电量、终端配电损失系数、电网配电损失系统有关,其计算公式为:

$$\Delta E_c = \frac{\Delta E_0}{(1-l)(1-\alpha)} \quad (4)$$

式(4)中: ΔE_c 为系统可避免电量; ΔE_0 为终端措施节约电量(通过估计每年减少用电的时间与可避免容量的乘积计算); l 为终端配电损失数; α 为电网配电的损失系数。

通过对样本园区中企业可中断生产过程的用电行为分析,发现通过优化用电管理,能够节约峰荷 3% 至 5%。用户年参与 DR 的时间约为 850 h,推算出园区企业优化用电管理能够产生的节能潜力约为总用电量的 1%,即:

$$\Delta E_0 = 850 \times (P_{total_max} \times 5\%) \quad (5)$$

(3) 管理费用 C_M 是指电力公司为管理和组织需求侧响应活动而发生的各项费用。如果根据可避免容量摊销管理费用,可设单位管理费用为 μ ,经验值约为 80 元/kW^[6]。计算公式为:

$$C_M = P_t \times \mu \quad (6)$$

(4) 需求响应设备成本 C_F (元) 包括控制设备、通信设备、控制中心硬件及软件系统购置费用的总和,即:

$$C_F = C_1 \times N \times C_2 \times N \times C_3 \times N' \quad (7)$$

式(7)中: C_1 为单个控制设备成本; C_2 为单个通信设备(接收器、传输器)的成本; C_3 为控制中心建设总成本,包括控制中心硬件和软件系统。一般情况下, C_1 和 C_2 根据一户一设备计算,而根据地区内控制中心的单元数来确定。

(5) 安装成本 C_1 为:

$$C_1 = C_4 \times N \quad (8)$$

式(8)中: C_4 为每户设备安装成本; N 为智能园区参与试点的电力用户数量。

(6) 需求响应项目的运行维护成本 C_{OM} (元) 按照设备成本的一定比例计算。样本园区这一比例取为 5%,即:

$$C_{OM} = 5\% \times C_F \quad (9)$$

(7) 投资效益 B_p 是指电网企业由于可避免容量减少的投资费用,可以通过少建或者缓建的变电站、输电线路的平均造价确定。其计算公式为:

$$B_p = P_t \times \theta \quad (10)$$

式(10)中: θ 为电网侧可避免容量成本的折算因子,通过每年减少的投资费用摊销到每年的可免容量中进行计算。

(8) 运行效益 B_E 是指电网企业由于可避免电量减少的购电费用,可根据购电均价确定。其计算公式为:

$$B_E = \Delta E_c \times \omega \quad (11)$$

式(11)中: ω 为电网侧可避免电量的折算因子。

(9) 合同能源管理效益 B_C 。通过对样本园区中企业可中断生产过程的分时用电分析,发现通过调整峰谷用电,能够降低平均电价 4.3%。由于用户电量上涨约 2.9%,根据推算选取 1.5% 作为园区试点企业电费支出能够下降的比例。电力公司(或节能服务公司)与 K 家用户(用 i 表示)签订了合同能源管理合同,可分享其节电收益的比例为 x ,则电力公司的合同能源管理效益为:

$$B_C = 1.5\% \times \sum_{i=1}^K M_i \times x \quad (12)$$

式(12)中: M_i 为参与合同能源管理项目的用户 i 的年总电费。

电网企业的年总成本:

$$C = C_M + C_F + C_I + C_{OM} \quad (13)$$

电网企业的年总收益:

$$B = B_p + B_E + B_C \quad (14)$$

3 智能园区需求响应项目成本效益实例分析

我国中部、东部地区的园区多为综合性工业园或开发区,高载能企业比例较小,称之为非高载能工业园区。以江苏某技术开发区为智能园区样本,样本园区试点企业的数目为 20 户,签订合同能源管理合同的电力用户数目为 8 户,项目周期为 10 年,总用电量为 482 280 892 kW·h,总电费为 36 570.23 万元,园区用户最高负荷 113 663 kW。计及资金时间价值,采用动态评价方法^[6]。基础数据为第一年实施 DR 的数据,动态评价时基准折现率 i_0 为 8%^[3],系统备用容量系数 λ 为 10%,电网配电损失系数 α 为 5%,终端配电损失数 l 为 5%。减排效益和设备残值暂不纳入电网企业效益项。成本效益分析基础数据如表 1 所示。

根据式(3—5)求得归算到电网侧的可避免容量为 6 646.78 kW、可避免电量为 5 343 830 kW·h。用户响应度 d 为 100%、节电收益分享比例 x 为 50%时,成本

表 1 成本效益分析基础数据

类别	数值
项目年限 / 年	10
参与电力用户数目 / 户	20
签订合同能源管理合 同的电力用户数目 / 户	8
总电量 / kW·h	482 280 892
总电费 / 万元	36 570.23
用户最高负荷 / kW	113 663

项、效益项具体结果如表 2 所示,指标项如表 3 所示。最终以回收周期和益本比为指标,体现智能园区实施 DR 项目的可行性。

表 2 需求响应项目成本效益定量计算结果 万元

成本项		效益项	
管理费用	356.803	投资效益	1 181.91
设备成本	2 000	运行效益	2 223.17
安装成本	6	合同能源 管理效益	736.167
运行维护成本	671.007		
总成本	3 033.81	总效益	4 141.25

表 3 指标项

回收周期 / 月	益本比 / 万元
66	1.365 03

从上述分析可知,在满足基本条件情况下,样本园区实施 DR 项目的益本比 BCR 大于 1,表明该智能园区实施 DR 项目具有可行性。当用户响应度 d 和节电效益分享比例 x 变化,回收周期和益本比的变化如图 2、图 3 所示,参与 DR 用户总数 N 和签订合同能源管理合同的用户数 K (比例 k) 变化时,回收周期和益本比的变化如图 4、图 5 所示。

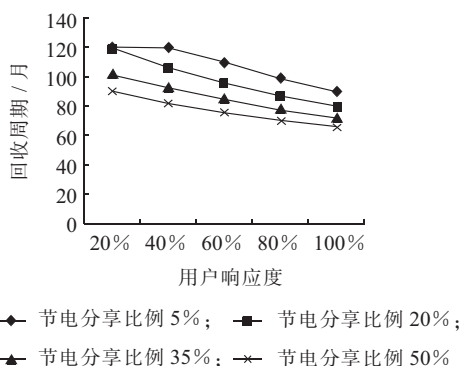


图 2 回收周期的变化趋势一

如果至项目实施周期结束仍未回收成本,回收周期超过 120 个月按 120 个月示意。节电分享比例相同时,随着用户响应度增大,回收期变短,益本比变大;用户响应度不变时,随着节电分享比例增长,回收期变短,益本比变大。充分发挥用户转移峰荷的能力和

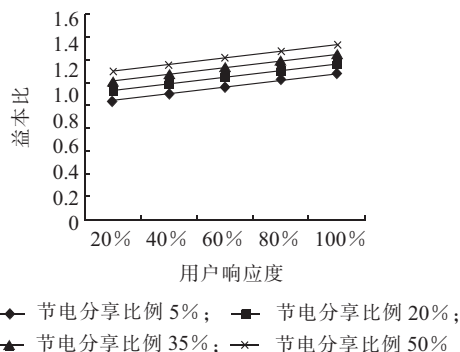


图 3 益本比的变化趋势一

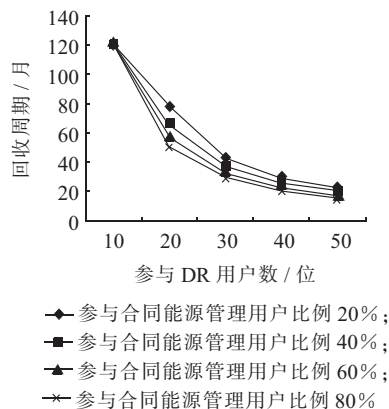


图 4 回收周期的变化趋势二

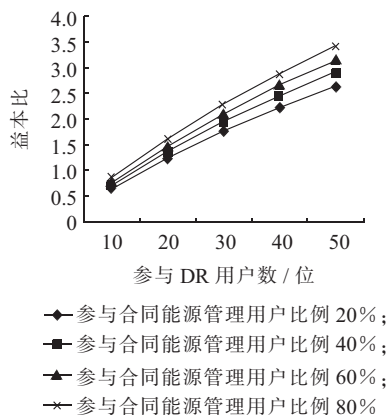


图 5 益本比的变化趋势二

节电分享比例,都有利于提高电网实施 DR 的经济性,用户响应度或分享比例过低,电网经济性较差,但是需要考虑用户的接受程度,设定合理的分享比例,不可过高。参与合同能源管理用户比例不变时,随着参与 DR 用户数增加,回收期变短,益本比变大;参与 DR 用户数一定时,随着参与合同能源管理用户比例提高,回收期变短,益本比变大。提高参与 DR 用户数和签订合同能源管理合同用户比例,都有助于提高电网实施 DR 的经济性,参与 DR 用户数或签订合同能源管理合同用户比例过低,不利于吸引电网公司参与 DR。

4 结束语

为完成智能园区 DR 项目的建设,必须采取多种措施。这些措施以先进的技术设备为基础,以经济效益

为中心,以法制为保障,以政策为先导,采用市场经济运作方式,讲究贡献和效益,最大化智能园区效益。对于智能园区 DR 项目的实施效益分析建议如下:

(1) 智能园区 DR 项目的效益分为经济效益、管理效益和社会效益三类,参与方有电网公司、用户和政府三方。在成本效益分析时,首先要坚持宏观性和客观性原则,对三方的效益进行综合分析,但是可以根据情况给予某方重点关注(例如电网企业),明确成本效益分析的成本项和效益项。还可结合园区用户特点,对计算方法进行修正。

(2) 智能园区 DR 项目的成本效益分析中各成本项和效益项的基础数据主要通过调研、统计和结合历史数据的经验分析获取。基础数据是智能园区效益分析的基石,直接关系到效益分析的结果是否可信。我国需求响应项目工作已经积累了许多经验,但如污染气体排放量等方面的定量数据尚未形成标准的统计方法,因此部分基础数据的计算建立在一定的假设条件上,可以借鉴国外经验数据进行估算。

(3) 智能园区 DR 项目实施效益分析可以采用定性分析和定量分析相结合的方式。定性分析,具体叙述参与方的效益;定量分析,用数据给予定性分析有力的支撑。

参考文献:

- [1] 曾 鸣,李洪东,范艳霞. 风电社会效益评价模型及实证研究[J]. 电力需求侧管理,2009,11(5):17-19.
- [2] 曾 鸣,田 廓,李 娜,等. 分布式发电经济效益分析及其评估模型[J]. 电网技术,2010,34(8):129-133.
- [3] 卢键明. 我国电力需求侧响应的模式方法及实施模式研究[D]. 北京:华北电力大学,2009.

作者简介:

李啸宇(1988),男,安徽蒙城人,助理工程师,从事电气工程自动化工作;

谈金晶(1989),女,江苏扬州人,硕士研究生,研究方向为电力市场和需求侧管理;

王蓓蓓(1979),女,安徽蒙城人,副教授,研究方向为电力市场和需求侧管理。

Research on Implementation Benefits of Demand Response Projects in Smart Park

LI Xiao-yu¹, TAN Jin-jing², WANG Bei-bei²

(1. Datang Huaibei Power Plant, Anhui 235000, China;

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

Abstract: Power consumption of industrial park has made up a large proportion of the whole society, so it is very important to realize intelligent power consumption of industrial park for smart grid. It can promote intelligent power consumption management level by guiding consumers in smart park to actively implement demand response. Demand response projects in smart park will produce economic benefit, management benefit and social benefit for the power grid company, consumers and the government. Taking smart parks as research object, qualitative analysis is combined with quantitative analysis, and dynamic evaluation method is used to investigate economy of its implementation. The practical result shows that it is feasible to implement demand response projects in smart park. Sensitivity analysis of related parameters is also conducted to search for key factors of improving economy of implementing demand response.

Key words: intelligent power consumption; demand response; cost benefit

(上接第 19 页)

作者简介:

徐青龙(1978),男,江苏盐城人,高级技师,从事电气试验工作;

吴 炜(1973),男,江苏常熟人,工程师,从事电力设计管理工作。

Analysis of Two Fault Cases Happened in the Arc-Suppression Coil System

XU Qing-long, WU Wei

(Changshu Power Supply Company, Changshu 215500, China)

Abstract: In this paper two faults happened in the arc-suppression coil (ASC) system are first analyzed. For the abnormal fault phenomenon of high short-circuit impedance type post-setting ASC at field operation, according to the fault information criterion given by the manufacturer, through some electrical tests, the reason that inter-turn short-circuit fault was happened in ASC was eventually found. In another case, the false triggering and unreasonable relay configuration lead to the grounding transformer relay protection device action. Relevant data is calculated to prove the correctness of the switch action, pointing out protection configuration should be adjusted accordingly.

Key words: arc-suppression coil; abnormal filtering; false triggering

电力系统无功优化算法性能比较及分析

周文俊¹, 吴 熙², 施伟成¹

(1. 镇江供电公司调度控制中心, 江苏 镇江 212000; 2. 东南大学电气工程学院, 江苏 南京 210096)

摘 要: 电力系统无功优化问题在数学上是一个多变量、多约束的混合非线性问题, 国内外研究者提出了多种无功优化算法, 但对于这些算法的性能比较较为少见。为了便于进一步的修正和提高算法的性能, 更好的发挥各种算法的优势, 需要对这些常用的方法进行全面的对比和分析。文中选取了序列二次规划法、改进遗传算法和改进粒子群算法, 基于算例比较分析了这 3 种算法在处理电力系统无功优化问题时的优势和缺点, 并从算法的原理上给出了一些解释。

关键词: 无功优化; 序列二次规划法; 遗传算法; 粒子群算法

中图分类号: TM714.3

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2013)04-0024-04

电力系统无功优化是保证系统安全经济运行的有效手段, 是提高电力系统电压质量的重要措施之一。所谓无功优化, 就是指在系统的结构参数及负荷情况给定、无功电源较为充裕的情况下, 通过调节发电机机端电压或出力、调整变压器抽头变比、改变无功补偿装置的出力等措施来调整无功潮流, 在满足所有指定约束条件的前提下, 使系统的某一个或多个性能指标达到最优时的无功调节手段。通过无功优化不仅使全网电压在额定值附近运行, 且能取得可观的经济效益, 使电能质量、系统运行的安全性和经济性完美的结合在一起, 因而无功优化的前景十分广阔^[1-3]。

1 数学模型

1.1 无功优化模型

无功优化通常的数学描述为:

$$\begin{cases} \text{obj. min } f(x, u) \\ \text{s.t. } h(x, u) = 0 \\ g_{\min} \leq g(x, u) \leq g_{\max} \end{cases} \quad (1)$$

式(1)中: u 为控制变量, 是人为可调节的变量, 通常可取发电机端电压、可调变压器的抽头位置和节点装设无功补偿设备的补偿容量; x 为状态变量, 包括除发电机节点和平衡节点外所有节点的电压、发电机无功出力和线路无功功率; $f(u, x)$ 为无功优化的目标函数, 本文取最小网损; $h(u, x)$ 为等式约束条件, 即节点潮流方程; $g(u, x)$ 为控制变量与状态变量须满足的约束条件。

1.2 算例模型及控制变量

本文以 IEEE30 节点标准系统为例进行研究, IEEE30 节点标准测试系统结构如图 1 所示。图 1 中, 含 6 台发电机和 4 台可调变压器; 2 个无功补偿节点。取节点 1 为系统平衡节点, 节点 10, 24 安装无功补偿设备, 每组并联补偿装置中有电容器 2 Mvar×16

组, 电抗器为 -2 Mvar×8 组; 支路 4-12, 6-9, 6-10, 28-27 为有载可调变压器支路, 变压器最大变比 1.1, 最小 0.9, 分接头数目为 16 个。控制变量对应为发电机的机端电压、4 台可调变压器的变比 K 及 2 台无功装置的补偿电纳值。状态变量 x 则为发电机的无功出力和所有 PQ 节点电压。

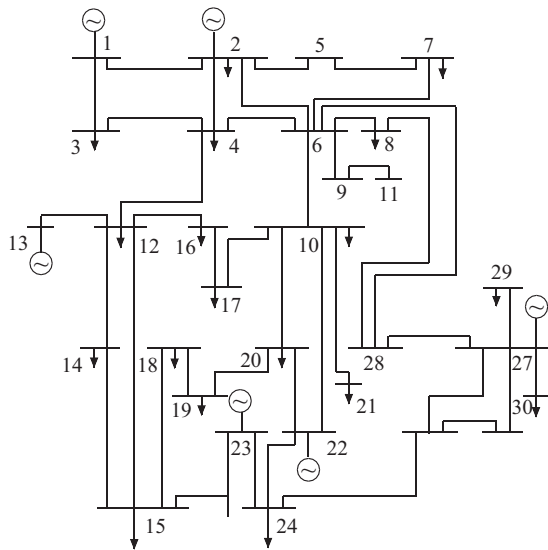


图 1 待研系统

2 基于序列二次规划的非线性规划法

二次规划法将目标函数作为二阶泰勒级数展开, 把非线性约束转化为一组线性约束, 构成二次规划优化模型, 从而通过多次二次规划来逼近最优解^[4]。即:

$$\begin{cases} \min f(x) = \frac{1}{2} x^T H x + C^T x \\ \text{s.t. } \begin{cases} A_1 x = b_1 \\ A_2 x \geq b_2 \end{cases} \end{cases} \quad (2)$$

在 matlab 中, 可用 fmincon 函数求多变量有约束非线性函数的最小值。fmincon 运行时首先检查有无梯度表达提供, 如有则选择大规模算法, 如果没有梯度表达式提供, fmincon 选择序列二次规划 (SQP) 算法。需要

指出的是,该算法仅能用于控制变量为连续变量的优化,优化的最后结果必须进行离散化。二次规划法计算结果统计如表1所示,计算得到有功网损最小值为1.980 8 p.u.。在此取进行离散化后的最小有功网损1.982 6 p.u.。

表1 二次规划法优化结果

平均迭代时间/s	最优网损/p.u.	最差网损/p.u.	平均网损/p.u.
2.3	1.982 6	1.982 6	1.982 6

3 改进遗传算法

遗传算法是由美国学者 Holland 提出的一种基于达尔文生物进化论及门德尔基因遗传理论的仿生学概率性迭代搜索算法,同时也是一种组合优化算法。其最大特点就是不依赖函数性质,对函数是否连续,是否能求二阶导数没有要求,非常适合求解非线性规划问题。该方法主要包括编码、控制参数、适应值函数、遗传算子(交叉及变异)、选择及终止条件。遗传算法虽在复杂的工程优化问题中得到了广泛应用^[2,5,6],但由于算法随机搜索而带来的算法收敛速度慢及计算稳定性差已成为其应用的最大阻碍。为了改善算法的性能,已对其进行了大量研究,提出了不少改进方法。为了弥补遗传算法在工程应用上的不足,本文针对无功优化问题采用了一种改进的遗传算法。

3.1 混合编码方式

IEEE30 节点系统总共有 12 个控制量,其中包括 6 个连续可调的发电机端电压,2 个离散可调的无功补偿和 4 个离散可调的变压器变比。发电机端电压采用实数编码,直接表示机端电压;其他两种离散变量采用整数编码,通过对定义数组的搜索得到其对应实际值。

3.2 优选父代自适应交叉操作

借助优生学原理,该操作在进行交叉操作时,提高被交叉父代个体的质量,以期产生高质量的子代。具体操作是从上代群体中随机选择 2 个个体,保留适应值大的个体(如二者适应值相同,则随机保留一个),再进行一次上述两两优选操作。对保留下来的 2 个个体进行交叉。为了保证交叉质量,交叉概率采用自适应方式产生,即交叉概率由进化程度来控制。自适应交叉概率为:

$$P_c = \begin{cases} 1-0.2 \times (f_c - f_{avr}) / (f_{\max} - f_{avr}), & f_c \geq f_{avr} \\ 1.0, & f_c < f_{avr} \end{cases} \quad (3)$$

式(3)中: $f_{\max}$ 为上代群体最优适应值; f_{avr} 为上代群体平均适应值; f_c 为要交叉的两串中较大适应值。

3.3 非一致自适应变异操作

变异算子保证算法能搜索到解空间中的每一点,使算法具有全局收敛性。使用实数编码时,变异算子不

再像二进制编码时仅是简单的恢复群体的多样性,它已成了一个重要的搜索算子。变异对经过优选交叉的个体进行,具体采用实数编码的非一致变异方式。该算子的结果同进化代数密切相关,使得在进化初期,变异范围相对较大,而随着进化代数的推进,变异范围越来越小,起一种对进化系统微调的作用。

3.4 产生新种群

将原种群和杂交变异生成的新种群依照网损最小原则进行排序,并去处相同的个体。考虑到目标函数计算时,加入了罚函数,单纯依照网损最小原则选择前 30%的个体会造成种群多样性的下降,出现“早熟”。而且对于状态量越界的个体,某几位变异后可能得到更优解,所以不能单纯的排除这些越界个体。为了解决这个问题,采用了保留网损最小的个体(也就是最优个体),对其他个体采用平均概率法选择出其中的剩余新父代个体的方法。这样既保证了遗传算法的收敛性,也尽可能的保证了父代种群的多样性,有利于避免过早收敛的问题。初始种群为 30 个个体,杂交生成 40 个新个体,变异生成 60 个新个体,将这 130 个个体放在匹配池。首先保留最优个体,再在剩下的个体中选择出另外 29 个个体作为新的父代。最大迭代次数为 100 次,当十次迭代最优值不变时,则认为计算收敛,输出最优个体的控制参数和网损。改进遗传算法流程图如图 2 所示。改进遗传算法计算结果统计如表 2 所示。

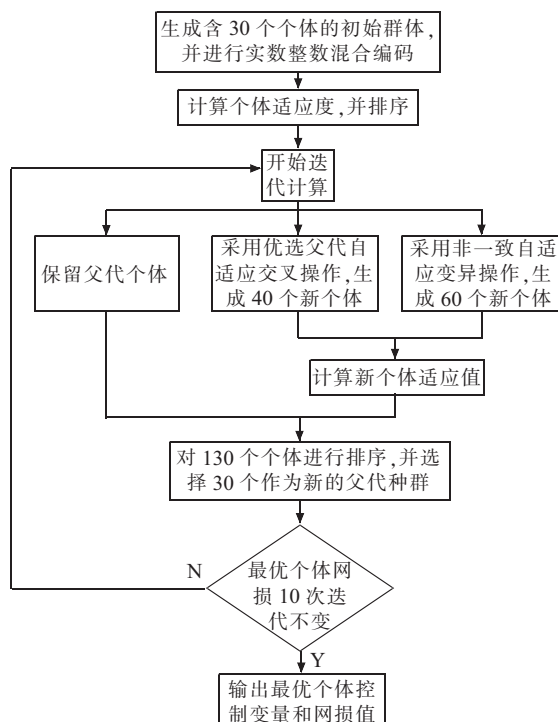


图2 改进遗传算法流程图

表2 改进遗传算法优化结果

平均迭代时间/s	最优网损/p.u.	最差网损/p.u.	平均网损/p.u.
90.7	1.985 6	2.142 1	2.061 59

4 改进粒子群算法

粒子群算法^[7-9]是 1995 年由美国社会心理学家 James Kennedy 和电气工程师 Russell Eberhart 共同提出,其基本思想是受他们早期对鸟类群体行为研究结果的启发,并利用生物学家 Frank Heppner 的生物群体模型。粒子群算法与其他进化类算法相类似,也采用“群体”与“进化”的概念,同样也是依据个体(粒子)的适应值大小进行操作。所不同的是粒子群算法不像其他进化算法那样对于个体使用进化算子,而是将每个个体看作是在 n 维搜索空间中的一个没有重量和体积的粒子,并在搜索空间中以一定的速度飞行。该飞行速度由个体的飞行经验和群体的飞行经验进行动态调整。设 $X_i=(x_{i1},x_{i2},\cdots,x_{in})$ 为粒子 i 的当前位置; $V_i=(v_{i1},v_{i2},\cdots,v_{in})$ 为粒子 i 的当前飞行速度; $P_i=(p_{i1},p_{i2},\cdots,p_{in})$ 为粒子 i 所经历的最好位置,也就是粒子 i 所经历过的具有最好适应值的位置,称为个体最好位置。对于最小化问题,目标函数值越小,对应的适应值越好。 P_g 为所有粒子经过的最好位置。基本粒子群算法的进化方程可描述为:

$$\begin{cases} v_{ij}(t+1)=v_{ij}(t)+c_1r_{1j}(t)(p_{ij}(t)-x_{ij}(t))+ \\ c_2r_{2j}(t)(p_{gj}(t)-x_{ij}(t)) \\ x_{ij}(t+1)=x_{ij}(t)+v_{ij}(t+1) \end{cases} \quad (4)$$

式(4)中:下标“ j ”为粒子的第 j 维;“ i ”为粒子 i ; t 为第 t 代; c_1,c_2 为加速常数,通常在 0~2 间取值; r_1,r_2 为 2 个相互独立的 0 到 1 之间的随机数。为了减少在进化过程中,粒子离开搜索空间的可能性, v_{ij} 通常限定于一定范围内。

对于不同的问题,如何确定局部搜索能力与全局搜索能力的比例关系,对于其求解过程非常重要。甚至对于同一个问题而言,进化过程中也要求不同的比例。为此,Yuhui Shi 1998 年提出了带有惯性权重的改进粒子群算法^[8,9]。其进化方程为:

$$\begin{cases} v_{ij}(t+1)=wv_{ij}(t)+c_1r_{1j}(t)(p_{ij}(t)-x_{ij}(t))+ \\ c_2r_{2j}(t)(p_{gj}(t)-x_{ij}(t)) \\ x_{ij}(t+1)=x_{ij}(t)+v_{ij}(t+1) \end{cases} \quad (5)$$

进化过程中动态调整惯性权重以平衡收敛的全局性和收敛速度:

$$w(t)=0.9-\frac{t}{MaxNumber}\times 0.5 \quad (6)$$

其中, $MaxNumber$ 为最大截止代数。这样,将惯性权重看作迭代次数的函数,可从 0.9 到 0.4 线性减少。改进粒子群算法的流程如图 3 所示。其计算结果统计如表 3 所示,且结果表明粒子群法收敛速度快,收敛点相对稳定,较其他算法表现出更多的优良特性。

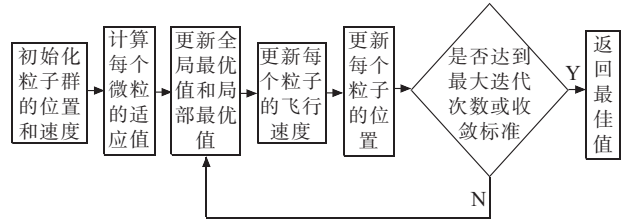


图 3 改进粒子群算法流程图

表 3 改进粒子群算法优化结果

平均迭代时间 /s	最优网损 /p.u.	最差网损 /p.u.	平均网损 /p.u.
19.6	1.978 5	2.016 3	1.985 0

5 算法比较

各种不同算法的结果汇总如表 4 所示。

表 4 优化结果汇总

实现方法	序列二次规划法	遗传算法	粒子群算法
平均迭代时间 /s	2.3	90.7	19.6
最优网损 /p.u.	1.982 6	1.985 6	1.978 5
最差网损 /p.u.	1.982 6	2.142 1	2.016 3
平均网损 /p.u.	1.982 6	2.061 59	1.985 0

通过以上结果来看,序列二次规划法、和粒子群算法所得的结果最优,在同时处理连续变量的情况下,PSO 算法的平均值没有二次规划法好,但最优值比二次规划法略好。由于实际的电力系统中无功补偿容量和变压器变比是离散变量,因此将所得结果离散化后再和直接处理离散变量的 PSO 算法相比较,发现 PSO 算法更优。PSO 算法也存在一些弱势,比如算法还不够稳定,不是每次所得结果都能收敛到一个点,但总体来每次结果相差很小。二次规划法是传统优化方法,具有稳定性好,局部寻优能力强的等特点,而粒子群法属于现代算法,具有对目标函数要求低,能可靠地收敛到较优解等特点。

遗传算法和粒子群法同属进化算法,但 PSO 算法在进化过程中同时保留和利用位置与速度(即位置的变化程度)信息,而遗传算法仅保留和利用位置的信息。如果将 $x_{ij}(t+1)=x_{ij}(t)+v_{ij}(t+1)$ 看作一个变异,则 PSO 算法与进化规划很相似。所不同之处在于,在每一代,PSO 算法中的每个粒子只朝一些根据群体的经验认为是好的方向飞行,而在进化规划中可通过一个随机函数变异到任何方向。也就是说,PSO 算法执行一种有“意识”的变异。从理论上讲,进化规划具有更多的机会在优化点附近开发,而 PSO 则有更多的机会更快地飞到更好解的区域,如果“意识”能提供有用的信息。

总体来说,从理论上讲粒子群算法比遗传算法要表现出更多的优良特性,但在优化领域中,有一个值得

一提的著名理论,“No Free Lunch Theorems for Optimization”,即无免费午餐定理。在这2种算法的比较中也有所体现,PSO算法虽然能得到较好的结果,全局搜索能力强,但其局部搜索能力就相对较差,若用两次最优解不变作为算法的收敛条件,很容易就会返回一个较差的解,因为在搜索到较好解区域后,其局部搜索能力较差,往往会连续几次都不能找到更好的解,但遗传算法的局部搜索性能就相对较好,往往能很快在小区域内搜索到最优解,不过遗传算法往往更容易陷入局部最优解,因为其变异是没有方向的,寻到更好解区域的概率较小。另外,对于这2种算法本身,无免费午餐定理也有一定体现,首先看遗传算法,在遗传算法中,父代基因的保留个数和变异杂交概率率是此算法中最重要的两个量,父代基因保留得越全变异杂交率越小,则越容易收敛到局部最优解。反之则越难收敛,最极限的情况就是将变异概率置为无穷,不保留父代基因,则该算法就等同于随机搜索。粒子群算法也一样惯性权重取得越大,则越容易搜索到全局最优解,搜索速度最慢,反之取得越小,局部搜索能力越强,越容易收敛。理论上可以通过调节速度因子来使PSO算法的搜索能力更强,但这种调节是非常难做到的,目前位置并没有统一的调节方案,Yuhui Shi的调节方法也仅仅是一种指导性的方案,对于不同的对象,惯性权重的取法是很有讲究的,因为很难确定是否已经进入了全局最优解区域,若过早将惯性权重调小,则容易收敛到局部解,若惯性权重过大,则粒子每次位置变动过大,不但局部搜索能力变差,还很容易越界。

6 结束语

本文分析了3种常用的优化方法在解决电力系统无功优化问题时的优劣性。结果表明序列二次规划法属于传统算法,收敛性和稳定性非常好,每次都收敛到同一个点,且速度较快。遗传算法和粒子群算法属于现

代搜索算法,对原函数要求低,搜索能力强,但稳定性和速度不如序列二次规划法。遗传算法比粒子群算法的局部收敛能力强,但更容易收敛到局部最优解,而粒子群全局搜索能力强,但局部搜索能力不如遗传算法。总体来说,这3种算法中粒子群算法最优,它能处理离散变量,计算速度较快,并且优化所得到的结果最好。

参考文献:

- [1] 王锡凡,方万良,杜正春. 现代电力系统分析[M]. 北京:科学出版社,2004.
- [2] 熊信银,吴耀武. 遗传算法及其在电力系统中的应用[M]. 北京:华中科技大学出版社,2002.
- [3] 赵波,曹一家. 电力系统无功优化的多智能体粒子群优化算法[J]. 中国电机工程学报,2005(5):1-7.
- [4] 刘桂龙,王维庆,张新燕,等. 无功优化算法综述[J]. 电力学报,2010,25(5):372-376.
- [5] 郑宣耀,王芳. 一种改进的小生境遗传算法[J]. 重庆邮电学院学报(自然科学版),2005,17(6):721-723.
- [6] 周双喜,杨彬. 影响遗传算法性能的因素及改进措施[J]. 电力系统自动化,1996,20(7):24-26.
- [7] KENNEDY J, EBERHART R C. Particle Swarm Optimization [C]. Proc. IEEE Int'l. Conf. on Neural Networks. Piscataway, 1992-1994.
- [8] SHI Y, EBERHART R C. A Modified Particle Swarm Optimizer [C]. IEEE Press. Proceedings of the IEEE International Conference on Evolutionary Computation. Piscataway, 1998:69-73.
- [9] SHI Y, EBERHART R C. Empirical Study of Particle Swarm Optimization [C]. IEEE Service Center. Proceedings of the 1999 Congress on Evolutionary Computation. Piscataway, 1999:1945-1950.

作者简介

周文俊(1986),男,江苏常州人,助理工程师,从事电力调度运行工作;

吴熙(1987),男,江苏靖江人,博士研究生,研究方向为电力系统运行控制;

施伟成(1966),男,江苏丹阳人,高级工程师,从事电力调度运行工作。

Comparison and Analysis of Algorithms for Power System Reactive Power Optimization

ZHOU Wen-jun¹, WU Xi², SHI Wei-cheng¹

(1. Dispatching and Control Center, Zhenjiang Power Supply Company, Nanjing 210096, China;

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

Abstract: Power system reactive power optimization problem is a nonlinear problem containing multi-variable and multiple constraints. Domestic and Foreign researchers proposed a variety of reactive power optimization algorithms, but the comparison of these algorithms is rare. In order to facilitate further amendments and to improve the performance of the algorithm, a comprehensive comparison and analysis of these commonly used methods is required. In this paper, sequential quadratic programming, improved genetic algorithm and improved particle swarm algorithm are selected. The performance of the three algorithms in treatment for reactive power optimization problem is compared based on numerical examples, and some explanation is given from the principle of the algorithm.

Key words: reactive power optimization; sequential quadratic programming; genetic algorithm; particle swarm algorithm

基于锂电池组的变电站直流系统接线方式及其运行

花 盛¹, 潘晓明¹, 阚建飞², 俞世清²

(1. 苏州供电公司, 江苏 苏州 215004; 2. 南京工程学院, 江苏 南京 211167)

摘 要:以磷酸铁锂电池组作为后备电源的变电站直流系统, 不适合采用传统的接线方式。文中提出一种新的直流系统接线方式, 将馈电母线和充电母线分别设立, 配合快速切换开关, 解决在变电站直流系统中采用锂电池的问题。另外还讨论了新接线方式下直流系统的运行方式, 并通过一系列试验数据, 证明方案切实可行。

关键词:变电站; 磷酸铁锂电池组; 直流系统; 接线方式

中图分类号: TM912.9

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2013)04-0028-03

一种简单可靠的接线方式是变电站直流电源系统设计的基础。直流电源系统的各项技术指标, 尤其是系统可靠性, 与接线方式密切相关。传统上变电站直流电源的备用电源系统, 以铅酸蓄电池为储能元件, 工程技术人员经过多年的理论研究和实践探索, 为这种类型的直流电源系统, 确立了一种电池馈电拓扑结构, 基于这种拓扑结构的直流系统接线方式, 已经成为业内标准^[1,2]。

随着锂电制造工艺的成熟, 环保无铅的锂电池替代铅酸电池是一种发展趋势。锂电池具有和铅酸电池不同的充放电特性, 简单地将蓄电池组更换为锂电池, 直流系统无法正常工作, 还可能造成锂电池组使用寿命快速衰减。必须为锂电池在变电站直流电源系统中的应用, 设计一种新的电路拓扑, 以适应锂电池的工作特性, 确保整个直流电源系统的高可靠性。

1 磷酸铁锂蓄电池组

磷酸铁锂电池单体的额定电压为 3.20 V; 荷电率大于 92% 时开路端电压 3.35 V; 充电终止电压 3.70 V; 放电至 20% 荷电率时电压大于 3.00 V; 放电终止电压为 2.50 V。标称电压为 220 V 的直流母线, 正常运行时允许±10% 的电压波动。分别按照蓄电池荷电率 20% 时, 母线电压为-10% 偏差, 以及蓄电池荷电率为 92% 时, 母线电压为 +10% 偏差的条件计算串联电池的只数:

$$\frac{(1-0.1) \times 220}{3.00} = 66 \text{ 只}$$

$$\frac{(1+0.1) \times 220}{3.35} = 72 \text{ 只}$$

串联电池的只数应在 66 到 72 之间选取。在实际工程应用中, 从系统的可维护性考虑, 需要由设备生产厂家把多个锂电芯封装成一个电池包, 由施工人员在工程现场把几个电池包串接成一组。锂电池包技术

特性应尽可能的统一、规范, 同时也应兼顾 110 V 直流电源系统应用需求。综合考虑, 每个电池包由 17 只锂电单芯串接, 是比较适宜的选择。220 V 电池组, 由 4 个电池包组成, 共有 68 只电池单体串联而成。按这种方式构成的电池组, 在几种典型状态下的端电压如表 1 所示。

表 1 典型状态下电池组的端电压 V

状态	电池组端电压值
充满备用	$3.35 \times 17 \times 4 = 227.8$
荷电 20%	$3.00 \times 17 \times 4 = 204$
充电终止	$3.70 \times 17 \times 4 = 251.6$
放电终止	$2.50 \times 17 \times 4 = 170$

从表 1 可以看出, 充电时磷酸铁锂电池组的端电压超出规程关于最高母线电压 242 V 的规定, 不能直接输出到馈电母线, 必须对直流系统主接线进行特殊设计。

2 直流系统接线方式

采用铅酸蓄电池组的变电站直流系统, 典型的接线方式如图 1 所示。

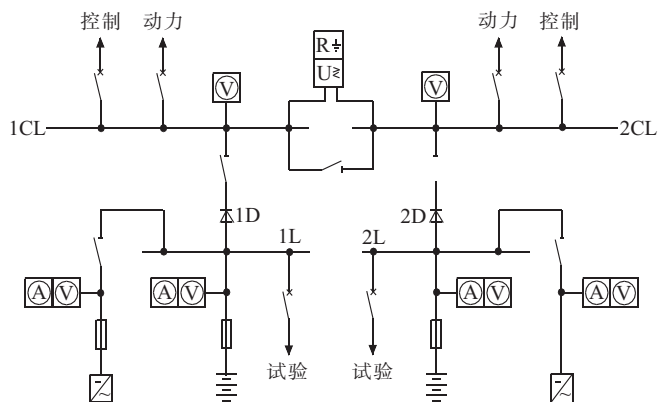


图 1 铅酸蓄电池直流系统接线方式

这种接线方式在生产实践中具有广泛的应用, 但是如前文所述, 磷酸铁锂电池组的最高端电压高于 242 V 的上限, 不能直接输出到馈电母线。依据文献[1]及磷酸铁锂电池的技术特性, 在典型设计 GDZW40 的基础上, 提出一种新的直流系统接线方式, 如图 2 所示。

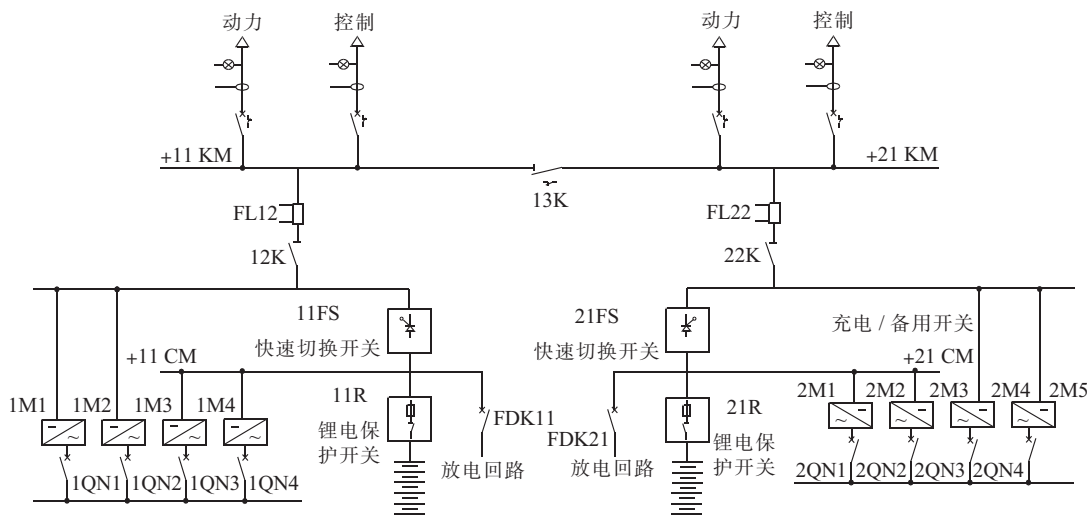


图2 磷酸铁锂电池组直流系统接线方式

这种接线方式下,整个直流电源系统由2组磷酸铁锂蓄电池、2组整流器组成,直流母线为单母线分段式,和图1所示接线方式比较,具有显著区别。

新的接线方式将馈电母线与充电母线分开,其间采用快速切换开关相连。磷酸铁锂电池组在充电时,电池组端电压较高,不能像铅酸蓄电池一样直接并联在直流母线长期浮充电。两类母线分开之后,馈电母线配置2个20A高频开关整流模块并联工作,自均流,以恒压限流模式运行,直流稳压值为223V,稳压精度0.5%,限流值为20A。2个20A模块的电流输出,可以满足正常的直流负荷。

充电母线另外配置2个20A高频开关整流模块并联工作,专门为磷酸铁锂电池充电。磷酸铁锂电池比较适宜的充电电流,为1小时放电电流的0.3倍,对于容量为100A·h的电池组,这一充电电流值为30A,2个模块所能提供的充电电流满足正常充电需求。馈电母线和充电母线分别设立,可以允许不同的母线电压范围,既保证了磷酸铁锂电池的正常充电,又使得馈电母线电压不超过正常范围。两类母线上的各自的双整流模块配置,满足“1+1”的备用原则。

3 直流系统运行方式

两类直流母线分别设立后,仍然必须保证在变电站的自用交流供电失去时,直流系统能够平滑切换到由备用蓄电池提供电源。这由系统的动态电源路径管理实现。动态电源路径管理通过控制快速切换开关,确保在各种不同运行条件下,直流馈电母线的持续稳定供电。

3.1 整流供电

交流供电正常情况下,交流电源经馈电整流模块组向直流负载提供电流,馈电母线电压由馈电整流模块的输出电压决定。考虑到连接馈线上的压降,整流模

块输出电压,通常比额定电压略高,典型的数值为223V。磷酸铁锂电池组在充满电后,充电整流模块处在待机状态,快速切换开关进入零电流隔离状态,将充电母线与馈电母线隔离,保护蓄电池组不会因为继续充电而受损。

3.2 冲击负荷

当馈电支路上出现短路,或者出现较大的合闸操作电流时,直流母线的电压应保持足够稳定,以保证符合规程内有关冲击放电曲线的规定。铅酸蓄电池直接并联在母线上浮充电的传统接线方式,就考虑了当直流系统出现上述冲击性负荷时,由电池组补充提供临时需要的瞬态大电流,以便维持直流母线电压的稳定。新的接线方式下,虽然磷酸铁锂电池组采用了不同的备用方式,当出现冲击负荷时,位于蓄电池组与馈电母线之间的快速切换开关自动导通,由磷酸铁锂电池组提供超出在馈电整流模块输出电流的额外电流,确保在外部冲击负荷时维持母线电压稳定。

3.3 电池供电

当外部交流电源失电时,处于隔离状态的快速切换开关变为导通状态,电池组向馈电母线提供负荷电流。馈电母线电压随电池放电过程,在规程容许的范围内有一定变化。就68串电池组而言,电池组荷电率从95%变化至15%时,所对应的电压变化在227~203V之间,符合相关技术规范对母线电压的要求。

3.4 电池充电

在交流电源正常供电时,充电整流模块组经充电控制开关对蓄电池组进行充电,充电母线电压在170~252V之间。充电母线上的电压与馈电母线上223V馈电电压,被快速切换开关隔离,互不影响。充电模块在电池管理系统(BMS)控制下为磷酸铁锂电池组充电。根据文献资料^[3,4]和电池生产厂的建议,锂电池组采用恒流限压模式充电,充电电流由电池管理

系统给出,限压值设置为 252 V。充电模块在电池组电压达到 252 V 后,继续对电池组进行一段时间的脉冲充电,以充分利用电池容量。充电过程中交流供电突然失去,直流系统会自动转入电池供电的运行状态,直流系统供电连续性不受影响。

4 系统试验

按照国家标准^[5]对采用新型接线方式的磷酸铁锂电池直流系统进行试验,试验数据表明:这种直流系统的特性符合国家标准,其冲击负荷下的电压稳定性明显优于采用铅酸电池的系统。在交流供电失去时直流馈电母线电压的波形如图 3 所示。从图 3 可看出交流供电电源的变化,不影响直流供电的连续性。在交流失电瞬间,直流馈电母线上电压的微小上升,是由于蓄电池组的输出电压,略高于高频整流馈电模块的输出电压。这种微小的波动小于国家标准规定的范围。

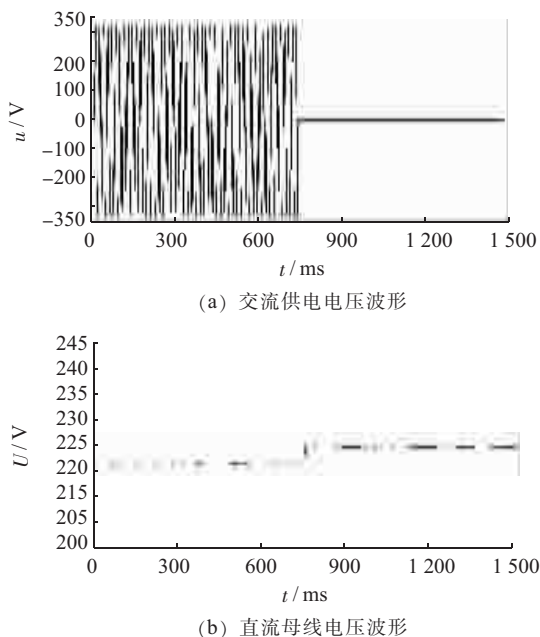


图 3 交流供电失去时的直流馈电母线电压

在蓄电池组供电情况下,交流供电恢复,系统自动转为使用整流模块输出提供直流馈电时,馈电母线的电压变化情况如图 4 所示。由图 4 看出,在交流恢复后,经过短暂的延时,等待馈电模块启动完毕,直流母线电压有微小的降低,这表明蓄电池同直流馈电母线隔离,系统改由整流模块供电。电压的变动范围和图 3 所示相同,只不过电压的变动方向相反。

5 结束语

磷酸铁锂电池的充放电特性与铅酸电池不同,需要设计一种新型接线方式,并保证这种接线方式之下

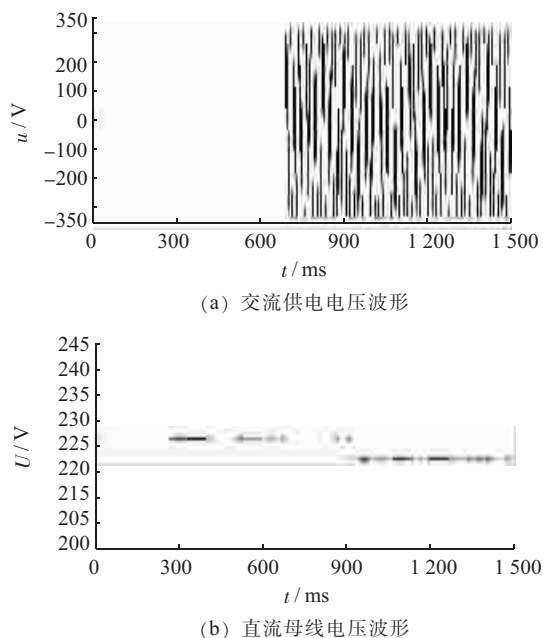


图 4 交流供电恢复时的直流馈电母线电压

的各种运行特性满足变电站的实际运行需要。针对变电站直流系统的应用环境,提出一种新的接线方式,将充电母线与馈电母线分别设立,采用快速切换开关保证交流供电、直流供电和充电状态下,直流供电母线的电压始终处于规程要求的范围之内。动态电源路径的管理方法,使得磷酸铁锂蓄电池组在充电过程结束后,不必长期工作在对其不利的浮充电状态下,从而解决了磷酸铁锂电池在变电站直流系统中应用的一个关键问题。

参考文献:

- [1] DL/T 5044—2004, 电力工程直流系统设计技术规程[S].
- [2] 白忠敏, 刘百震, 於崇干. 电力工程直流系统设计手册[M]. 北京: 中国电力出版社, 2009.
- [3] 武雪峰, 王振波. LiFePO₄/C 电池循环性能和安全性能的研究[J]. 电池工业, 2010(15): 156-159.
- [4] 徐 伟. 磷酸铁锂动力电池充电方法研究和均衡充电模块的设计[D]. 重庆: 重庆大学, 2010.
- [5] GB/T 19826—2005, 电力工程直流电源设备通用设计条件及安全要求[S].

作者简介:

花 盛(1976),男,江苏常熟人,工程师,从事变电站直流系统运维管理工作;
潘晓明(1977),男,江苏苏州人,工程师,从事变电站直流系统检修管理工作;
阚建飞(1965),男,江苏如东人,副教授,从事计算机应用研究与教学工作;
俞世清(1964),男,江苏江阴人,工程师,从事电力工程直流电源系统研究工作。

风电机组一次调频特性研究

郭 炜¹, 孔维君², 柳 伟³

(1.江苏省电力公司电力经济技术研究院,江苏 南京 210008;2.南京供电公司,江苏 南京 210009;
3.东南大学电气工程学院,江苏 南京 210096)

摘 要:针对目前流行的风力发电机组(定速风电机组和变速风电机组)的一次调频特性进行比较分析,并与常规火力同步发电机组进行比较,从而更全面地分析风电机组的一次频率控制特性。基于以上分析,设计出变速风电机组(主要针对双馈风电机组)一次调频辅助频率控制器,从而提高了变速风电机组的频率控制能力。基于PSCAD/EMTDC平台搭建仿真系统模型,对常规火电机组、定速风电机组、以及变速风电机组的调频特性进行了仿真验证和比较,证明了所设计的变速风电机组一次调频辅助频率控制器的有效性。

关键词:定速风电机组;变速风电机组;同步发电机组;一次调频;辅助频率控制器

中图分类号:TM614

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)04-0031-04

风力发电环境好、技术成熟、可靠性高、成本低且规模效益显著,但具有许多异于常规发电的特点,风电场并网运行后,出现了很多亟待解决的技术难题。大规模风电接入电网后,在向电网提供清洁能源的同时,也给电网的运行带来一些负面影响。风电场输出功率取决于风速,风速时刻都在发生变化,具有较强的随机性和间歇性^[1]。随着风电场数量和装机容量的不断增大,并网风电场风电功率波动将给电力系统安全经济运行带来诸多不利影响。尤其对于风电渗透率较高的地区,由于改变了电网原有的潮流分布、线路传输功率与整个系统的惯量,风电接入并网后系统的电压稳定性、暂态稳定性及频率稳定性都会受到较大的影响^[2]。

研究表明,在系统发生频率偏移时,定速风电机组可以释放动能为系统提供惯量支持,但目前流行的变速风力发电机组(本文主要指双馈风电机组),由于转子通过换流器与电网连接,造成转子转速与系统频率解耦,对系统的惯量没有贡献,从而无法提供一次频率控制^[3]。大规模变速风力发电接入将降低传统发电机组的运行比例,从而降低系统的总惯量和频率控制能力,这也意味着由于功率不平衡所造成的系统频率偏移将更大^[4,5]。目前,国家在鼓励风力发电入网的同时,又采用相关标准对接入地点、容量等进行限制,而随着风力发电在电网中渗透率的提高,其带来的严重惯量损失必将成为威胁电网安全和限制接入水平的关键因素^[6]。因此有必要对变速风电机组、定速风电机组、以及常规火电同步发电机组的调频特性进行比较,从而深入了解各类机组的调频特性,进而采取相应的措施来提高各类风电机组对系统有功功率和频率的控制能力,减小风电接入对电力系统的冲击,

对提高风电接入水平具有重要意义^[7,8]。

1 风电机组一次调频特性

1.1 变速与定速风电机组比较

在电网发生频率大幅度降低的事故时,系统的惯量对于频率降低的变化率起到了决定作用,即惯量越低,系统频率降低越快。在一定负荷情况下,不同类型的风电机组并网运行时,势必会取代部分常规发电机组,给系统的惯量带来较大的冲击。因此有必要对不同类型的风电机组的频率响应特性予以研究,以期找到合理有效的频率控制方法,提高系统运行的稳定性与可靠性。随着风力发电技术的发展,风力发电机的一次调频特性受到关注。大量文献研究各类风机的惯量反应和调频特性,文献[9,10]比较了定速风电机组和变速风电机组发生频率偏移时的频率响应特性。研究表明,当系统发生功率不平衡扰动导致频率偏移时,定速风电机组与变速风电机组表现出不同的频率响应特性。

(1) 定速风电机组。当系统发生频率偏移时,能够释放储存在风机叶片中的动能,为系统提供频率支撑;其工作原理是当电网频率发生变化时,转差出现变化,电枢反应跟着变化,因而机组与电网交换的有功与无功发生变化。同时因力矩的不平衡,异步电机转速将发生变化,最终达到稳定的转差率,功率交换也达到稳定值。

(2) 变速风电机组。其转子通过换流器与电网连接,造成转子转速与系统频率解耦,对系统的惯量没有贡献,也无法为一次频率控制提供支撑;由于变速风电机组采用了电力电子变换器,实现了机械功率与系统电磁功率的解耦控制,也因此失去了对频率的快速有效响应,导致其旋转动能对整个系统的惯量几乎没有贡献。

1.2 变速风电机组与常规火电机组比较

变速风电机组与常规火电机组惯量反应和频率响

应特性有很大区别^[11]。系统频率下降时,变速风电机组与常规火电机组频率响应特性对比曲线如图1所示。其中,变速风电机组安装有附加一次频率控制环节,可以通过降低转子转速释放转子叶片中的部分转子动能提供频率支撑;常规火电机组安装有调速器,在频率下降时能增大有功出力提供频率支撑。

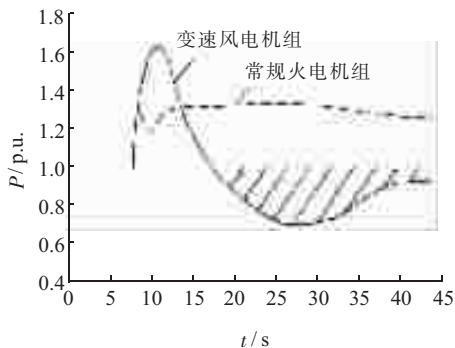


图1 频率响应特性比较

由图1中曲线看出,火电机组由于调速器动作增加原动机输入,提供持续的额外有功支撑,但响应有一定的延时;而安装附加转子控制环的变速风电机组对于频率变化可以做出快速响应,但转子转速需要一定的恢复过程,如图中阴影部分,根据能量守恒原理,风电机组转子转速需要一段过程才能恢复到最佳运行状态。由此可知,变速风电机组频率控制特性与常规火力发电机组相比具有一些不同之处^[12]:

(1) 快速性,即当控制系统有功参考值发生变化时,变速风电机组输出的有功功率能快速跟踪其变化;

(2) 暂态性,由于变速风电机组是通过调整转子转速,释放或吸收转子部分动能,改变其有功输出,而并不能调整原动机的输入变化,因此只能提供短暂的有功支撑。

2 变速风电机组一次调频辅助频率控制器

双馈变速风电机组一般运行在最大风能追踪控制模式下,输出的有功功率已经达到可利用风能的最大值。当系统发生功率扰动频率下降时,双馈风电机组无法增加原动机的出力为系统提供频率支持。而双馈风电机组控制系统实现了变转速运行,其转子转速的运行变化空间较大,可从风速较大时的超同步运行,转速为 $\omega=1.2$ p.u.到风速较低时次同步运行,转速为 $\omega=0.7$ p.u.运行。假设转子转速从 ω_0 变为 ω_1 ,频率从 f_0 变为 f_1 ,转子释放的动能为: $\Delta E = H(\omega_0^2 - \omega_1^2)$,其中, H 为惯性时间常数。如此,双馈风电机组最大可以提供转子约60%的动能,常规火电机组转子转速运行范围仅为0.95~1.00 p.u.,仅能提供转子约9.75%的动能。当双馈风电机组在电网中渗透率较高时,其转子动能对系统转动惯量的贡献不容忽视。因此双馈风电机组通过

调整转子转速释放或吸收转子部分转子动能参与一次频率控制^[13,14]。

通过设计频率附加控制环,控制双馈风电机组的转子动能,使双馈发电机组也能够像常规发电机一样参与系统一次频率调制,其附加辅助频率控制器结构如图2所示。

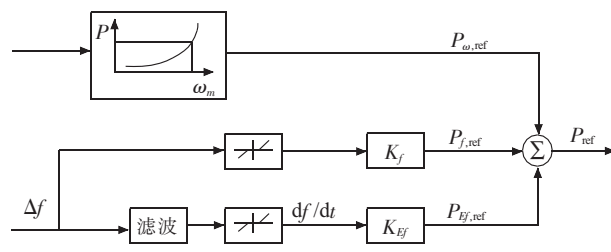


图2 辅助频率控制器结构

频率附加控制环可以用方程式描述:

$$\begin{cases} P_{f,ref} = K_f \Delta f \\ P_{Ef,ref} = K_{Ef} \frac{d\Delta f}{dt} \\ P_{D,ref} = P_{f,ref} + P_{Ef,ref} = K_f \Delta f + K_{Ef} \frac{d\Delta f}{dt} \end{cases} \quad (1)$$

式(1)中: K_f 和 K_{Ef} 分别为频率偏差和偏差变化率的比例系数; $P_{D,ref}$ 为附加控制得到的功率参考值增量; P_{ref} 为系统总的功率参考值。

为进一步研究含双馈风电机组系统的惯量反应特性,假设 P_c 为系统中常规发电机的功率输出; P_D 为双馈风力发电机组的功率输出; P_L 为负载有功功率; P_c 为与相邻系统间交换的功率; P_A 为总功率缺额。在稳定状态,功率平衡方程为:

$$P_A = P_c + P_D + P_c - P_L \quad (2)$$

假设风力发电机功率参考 P_{ref} 和实际输出功率 P_D 之间不存在动态交换,则有:

$$P_D = P_{D,ref} - P_D^0 \quad (3)$$

式(3)中: P_D^0 是频率变化之前的输出功率。

则总功率缺额与频率偏差及频率偏差变化率之间的关系可表示为:

$$2H \frac{d\Delta f}{dt} = P_A - D\Delta f = P_c + P_D + P_c - P_L - D\Delta f \quad (4)$$

$$(2H + K_f) \frac{d\Delta f}{dt} = P_c + P_D^0 + P_c - P_L - (D + K_{Ef})\Delta f \quad (5)$$

式(4,5)中: H 为系统的惯量时间常数; D 为系统阻尼。

根据式(5)可知,系统附加频率控制,将改变双馈风电机组的等效惯性,系统等效惯性由 H 变为 $H + K_f/2$,增加的等效惯性值由 K_f 决定。因此,控制频率偏差比例参数 K_f 在一定范围内变化即可改变系统的等效惯性, $K_f > 0$ 时提高系统惯性, $K_f < 0$ 时降低系统惯性。

3 仿真分析

3.1 调频特性比较

选 4 机 2 区域系统作为研究对象,基于 PSCAD 平台搭建仿真模型,对风机一次调频特性进行仿真分析。

(1) 比较同步电机、定速风电机组及双馈风电机组的一次调频特性;

(2) 分别对转子动能控制、备用功率控制、普通联合控制及模糊联合控制进行仿真分析,比较各控制策略的调频特性。

仿真所使用的系统为 4 机 2 区域系统。仿真所用系统包括同步电机 4 台,容量分别为 150 MW;风电场 1 个,采用集中式并网方式接入系统,接入点位于区域 1 同步电机 G2 母线侧。如图 3 所示。风电场总输出容量为 120 MW;总负荷为 720 MW。

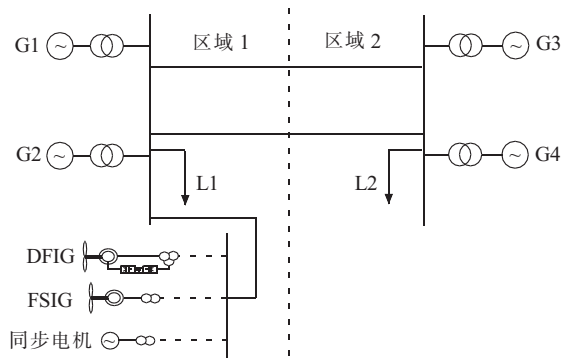


图 3 仿真系统

系统在 5 s 时,同步电机 G2 由于失步故障退出运行,分析此时系统频率变化情况。仿真区域风速均采用额定风速,分别对以下 3 种情况进行仿真分析:

(1) 120 MW 风电场由一台相同容量的同步电机代替;

(2) 风电场由定速风电机组组成;

(3) 风电场由双馈风电机组组成。

在 PSCAD 中搭建 4 机 2 区域系统仿真模型,并分别搭建定速风电机组定速风电机组仿真模型、变速风电机组双馈风电机组仿真模型以及同步发电机组仿真模型,如图 3 所示。3 种不同类型机组的系统频率变化曲线如图 4 所示。

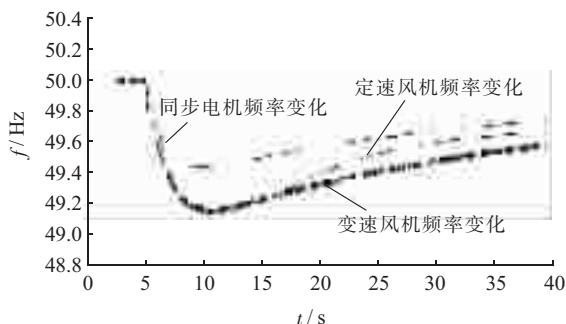


图 4 不同电机的频率变化规律

由图 4 可知,仿真分析结果证明在系统发生有功缺失故障时,双馈风电机组由于解耦控制,失去了对频率的快速有效响应,无法参与一次调频,相比常规同步电机和定速风电机组,频率跌落最严重。

3.2 辅助调频控制效果

针对双馈风电机组,采用辅助频率控制器,分析使用辅助频率控制策略前后系统频率变化曲线的差别,详细结果如图 5 所示。

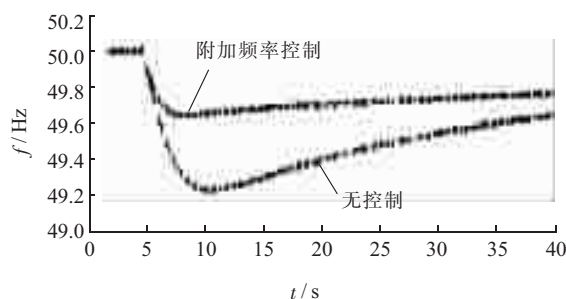


图 5 不同控制策略下频率变化曲线

由图 5 可知,采用辅助频率控制策略后,双馈风电机组能够参与系统一次调频,当系统发生频率偏移时,可释放储存在叶片中的转子动能来提供频率支撑,因此相比未使用该控制策略,其频率控制曲线明显改善,最低频率由 49.2 Hz 提高到 49.62 Hz,大于低频减载阈值 49.5 Hz,无需采取低频减载措施即可稳定运行。

4 结束语

基于 PSCAD/EMTDC 平台分别建立常规火电机组模型、定速风电机组模型以及变速风电机组模型,针对 3 种不同类型电源接入情况下,仿真分析了变速风电机组与常规火电机组和定速风电机组调频特性差异。仿真结果表明:在系统发生有功缺失故障时,变速风电机组由于解耦控制,失去了对频率的快速有效响应,无法参与一次调频,相比常规同步电机和定速风电机组,频率跌落最严重,且稳态频率最低。同时设置了一次调频辅助频率控制器,实验结果验证了其有效性。对于未来,风机一次调频还需要在以下几个方面展开深入研究:

(1) 研究变速风机与常规发电机的协调调频控制策略;

(2) 现有的变速风电机组的调频研究多集中在双馈风电机组,研究适用于直驱永磁同步风电机的调频控制策略;

(3) 研究基于轻型直流输电并网的一次调频控制技术。

参考文献:

- [1] 雷亚洲. 与风电并网相关的研究课题[J]. 电力系统自动化, 2003, 27 (8): 84-89.
- [2] 关宏亮, 迟永宁, 王伟胜, 等. 双馈风电机组频率控制的仿真研

- 究[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(7): 61-65.
- [3] CHINCHILLA M, ARNALTES S and BURGOS J C. Control of Permanent Magnet Generators Applied to Variable-speed Wind-energy Systems Connected to the Grid [J]. IEEE Trans. Energy Convers., 2006, 21(1): 130-135.
- [4] 柳 伟, 顾 伟, 孙 蓉, 等. DFIG-SMES 互补系统一次调频控制 [J]. 电工技术学报, 2012, 27(9): 108-116.
- [5] 马竹梧, 柳 伟, 王功胜. 变频技术与装置应用若干问题的探讨 [J]. 电气应用, 2011, 30(24): 16-19.
- [6] RODRIGUEZ A J L, ARNALTE S, BURGOS J C. Automatic Generation Control of a Wind Farm with Variable Speed Wind Turbines [J]. IEEE Trans. Energy Convers. 2002, 17(2): 279-284.
- [7] LALOR G, MULLANE A, O'MALLEY M J. Frequency Control and Wind Turbine Technologies [J]. IEEE Trans. Power Syst. 2005(20): 1903-1913.
- [8] MAURICIO J M, MARANO A, GOMEZ E A, et al. Frequency Regulation Contribution Through Variable-speed Wind Energy Conversion Systems [J]. IEEE Trans. Power. Syst. 2009, 24(1): 173-180.
- [9] HOLDSWORTH L, EKANAYAKE J B, JENKINS N. Power System Frequency Response from Fixed Speed and Doubly Fed induction Generator-based Wind Turbines [J]. Wind Energy, 2004, 07(1): 21-35.
- [10] EKANAYAKE J, JENKINS N. Comparison of the Response of Doubly Fed and Fixed-Speed Induction Generator Wind Turbines to Changes in Network Frequency [J]. IEEE Trans. Energy Convers, 2004, 19(4): 800-802.
- [11] 曹 军, 王虹富, 邱家驹. 双馈恒频风电机组频率控制策略 [J]. 电力系统自动化, 2009, 33(13): 78-82.
- [12] KEUNG P K, LI P, BANAKAR H, et al. Kinetic Energy of Wind Turbine Generators for System Frequency Support [J]. IEEE Trans. Power Syst., 2009, 24(1): 279-287.
- [13] KAYIKCI M, MILANOVIC J. Dynamic Contribution of DFIG-based Wind Plants to System Frequency Disturbances [J]. IEEE Trans. Power Syst, 2009, 24(2): 859-867.
- [14] MORREN J, HAAN S W H, KLING W L, et al. Wind Turbines Emulating Inertia and Supporting Primary Frequency Control [J]. IEEE Trans. Power. Syst, 2006, 21(1): 433-434.

作者简介:

郭 炜(1978), 女, 河北保定人, 硕士研究生, 研究方向为电力系统稳定和微电网;

孔维君(1988), 女, 江苏淮安人, 硕士研究生, 研究方向为电力系统稳定和电力系统运行控制;

柳 伟(1985), 男, 江苏泰兴人, 博士研究生, 研究方向为可再生能源、微电网和电力系统运行控制。

Research on Primary Frequency Regulation Characteristic of Wind Turbine

GUO Wei¹, KONG Wei-jun², LIU Wei³

(1. Electric Power Economic and Technological Research Institute of Jiangsu Electric Power Corporation, Nanjing 210008, China; 2. Nanjing Power Supply Company, Nanjing 210009, China; 3. Southeast University, Nanjing 210096, China)

Abstract: The frequency control abilities of the Fixed Speed Induction Generator (FSIG), Variable Speed Induction Generator (VSIG) and the synchronous generator are compared and studied to achieve a more comprehensive analysis of frequency control characteristic of different kinds of wind turbines. Based on the above analysis, an auxiliary frequency controller is designed for variable speed wind turbine to improve the frequency control ability of variable speed induction generator. Simulation about the frequency control abilities of different generators is carried out on PSCAD/EMTDC platform, verifying the effectiveness of the auxiliary frequency controller.

Key words: FSIG; VSIG; synchronous generator; primary frequency control; auxiliary frequency controller

(上接第 30 页)

The Connection Mode and Operation of DC Power System Based on Li-ion Batteries in Transformer Substation

HUA Sheng¹, PAN Xiao-ming¹, KAN Jian-fei², YU Shi-qing²

(1. Suzhou Power Supply Company, Suzhou 215004, Jiangsu, China;

2. Nanjing Institute of Technology, Nanjing 211167, China)

Abstract: The traditional connection mode of DC power system in transformer substation is unsuitable when the backup power is based on LiFePO₄ batteries. The new connection mode of DC power system which separates power supply bus from batteries charge bus using an instant switch is proposed in this paper to resolve that problem. Besides, the operation of DC system under new connection mode is discussed. The data of experiment has proved that the new connection mode is feasible.

Key words: substation; LiFePO₄ batteries; DC system; connection mode

110 kV 三圈变变电站备自投过负荷闭锁逻辑分析及改进

叶 婷

(南京供电公司,江苏 南京 210019)

摘 要:备自投装置是提高电力系统供电可靠性的重要设备,文中由一起 110 kV 变电站进线故障、35 kV 备自投拒动案例引发了对 110 kV 三圈变变电站备自投过负荷闭锁逻辑的思考,指出其中不足,提出了“求和整组闭锁法”和“先投后切法”,这 2 种方法能够根据实际负荷情况作出正确的备自投动作决策,可以有效避免备自投拒动的发生,优化了 110 kV 三圈变变电站备自投过负荷闭锁逻辑,有效地提高了地区电网运行的安全性和供电可靠性。

关键词:110 kV 变电站;备自投;三圈变;过负荷闭锁;继电保护

中图分类号:TM762

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)04-0035-03

备自投即备用电源自动投入装置,是电力系统故障或其他原因导致工作电源断开后,能迅速将备用电源或备用设备或其他正常工作的电源自动投入工作,使原工作电源所带用户能迅速恢复供电的一种自动控制装置,对提高多电源供电负荷的供电可靠性,保证连续供电有重要作用^[1]。备自投装置动作有一个重要原则,即不应使动作后备用电源侧的主变过载,一般规定 110 kV 两圈变二侧(10 kV 侧或 20 kV 侧)负荷电流之和如果超过 1.2 倍单台主变额定电流就闭锁备自投,以防止主变过载跳闸,扩大事故停电范围。对于 110 kV 三圈变而言,负荷电流取决于 35 kV 和 10 kV(或 20 kV)两侧之和,因此只有当 110 kV 三圈变二侧和变三侧负荷电流之和小于 1.2 倍单台主变额定电流,才允许 35 kV 和 10 kV(或 20 kV)备自投动作^[2-5]。

1 事故经过

一起线路故障备自投拒动案例。

2011 年 4 月 27 日,220 kV 变电站 B 站燕万 1 号线 743 开关接地距离 I 段、零序 I 段跳闸,A 相接地,重合不成。110 kV 变电站 A 站 1 号主变失电,35 kV 备自投未动作,10 kV 备自投动作跳开 1 号主变 101 开关、合上 10 kV 母联 110 开关。调度员在确认 A 站 2 号主变不会过载的情况下,发令拉开 A 站 1 号主变 301 开关,合上 35 kV 母联 310 开关。110 kV A 站接线方式如图 1 所示。

2 事故分析

2.1 A 站 35 kV 备自投拒动分析

在本次事故中,由于 A 站 35 kV 备自投未动作,导致 A 站所供的一些 35 kV 重要用户失电,且失电时间较长。通过分析 A 站 35 kV 备自投闭锁条件和

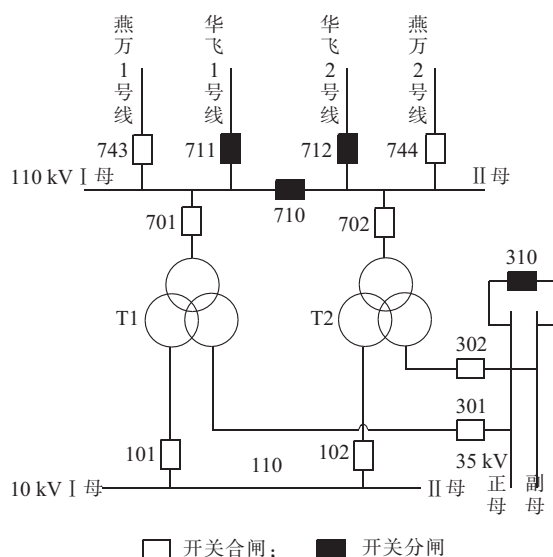


图 1 A 站接线示意图

继电保护定值单发现,35 kV 备自投过负荷闭锁电流闭锁定值为 0.45 倍额定电流,而故障发生时 A 站 301 开关和 302 开关流过的负荷电流之和(254 A)的确超过了 0.45 倍额定电流(210 A),导致备自投闭锁。按照备自投的动作逻辑分析是没有任何问题的,但是由于事故发生时 A 站 10 kV 负荷较轻,调度员模拟 35 kV 备自投的动作过程拉开 301 开关、合上 310 开关后,A 站 2 号主变并没有出现过载,所以理想的结果是在事故发生时 A 站 35 kV 备自投和 10 kV 备自投均动作。要想在确保主变不过载的情况下尽可能多的利用备自投装置恢复对用户的供电就要研究 35 kV 备自投和 10 kV 备自投的过负荷闭锁逻辑之间的配合整定。

2.2 110 kV 三圈变变电站备自投过负荷闭锁逻辑分析

110 kV A 站 35 kV 备自投、10 kV 备自投装置型号均为 RCS-9651 (南瑞继保),35 kV 备自投过负荷闭锁电流闭锁定值为 0.45 倍额定电流,10 kV 备自投过负荷闭锁电流闭锁定值为 0.75 倍额定电流。也就是说,当 35 kV 备自投和 10 kV 备自投均动作时一定能够保证

单台主变不过载。通过纵向对比该地区所有 110 kV 三圈变电站的备自投装置,发现无论型号是 PSP-691(国电南自)、PSP-642(国电南自)、RCS-9651(南瑞继保)、DSA2364(国电南瑞)或是 DSA2363(国电南瑞),都分别规定了 35 kV 备自投过负荷闭锁电流闭锁定值和 10 kV(或 20 kV)备自投过负荷闭锁电流闭锁定值,两者之和能够保证备自投动作后运行主变一侧负荷电流不超过 1.2 倍额定电流。但是,由于负荷电流是随时变化的,它受负荷特性、设备检修、运行方式、季节气候等多种因素的影响,因此 110 kV 三圈变的变二侧和变三侧的负荷电流也是不断变化的,如果简单地独立设定 35 kV 和 10 kV(或 20 kV)备自投过负荷闭锁电流闭锁定值,就相当于分别规定了主变 35 kV 侧和 10 kV(或 20 kV)侧负荷电流的上限,一旦某侧负荷电流超出上限就会导致备自投闭锁。这种整定方法不能随负荷的变化自动调整,实际上只要主变 35 kV 侧和 10 kV(或 20 kV)侧的负荷电流之和不会导致主变过载,那么 35 kV 和 10 kV(或 20 kV)备自投就都应该动作。

由此可见,想要避免上述 A 站发生的备自投拒动事故,就不能孤立地设定 35 kV 和 10 kV(或 20 kV)备自投过负荷闭锁定值,而应该把它们看成一个整体去分析和设定过负荷闭锁备自投的逻辑。

3 改进措施

从上述分析中可知,为了合理地设定过负荷闭锁备自投的逻辑,必须要将主变 35 kV 侧和 10 kV(或 20 kV)侧负荷作为一个整体综合考虑,本文提出以下 2 种方法,可以避免备自投拒动。

3.1 求和整组闭锁法

常规备自投控制策略中,备自投的动作存在一定的延时时间,该延时是为了躲开故障的切除时限和自动重合闸等装置的动作时间,在备自投启动后的这段延时时间中,可以增加一个数据处理单元来替代备自投过负荷闭锁电流闭锁定值。以 A 站 1 号主变失电为例,数据处理单元主要完成的逻辑功能:将 2 台主变故障前瞬间 35 kV 侧和 10 kV 侧的负荷电流统一归并求和,若两侧负荷电流之和小于 1.2 倍单台主变额定电流,则允许 35 kV 和 10 kV 备自投动作。若大于 1.2 倍单台主变额定电流,假设 A 站 1 号主变 35 kV 侧有重要双电源用户或重要负荷较多(与 10 kV 侧相比),则先选择将 1 号主变(失电主变)35 kV 侧负荷电流与运行主变两侧负荷电流归并求和,如果小于 1.2 倍单台主变额定电流,则允许 35 kV 备自投动作,闭锁 10 kV 备自投;如果大于 1.2 倍单台主变额定电流则再将 1 号主变 10 kV 侧负荷电流与运行主变两侧负荷电流归并求和,如果小于 1.2 倍单台主变额定电流,则

允许 10 kV 备自投动作,闭锁 35 kV 备自投;如果仍大于 1.2 倍单台主变额定电流,则闭锁 35 kV 和 10 kV 备自投。其逻辑流程如图 2 所示。

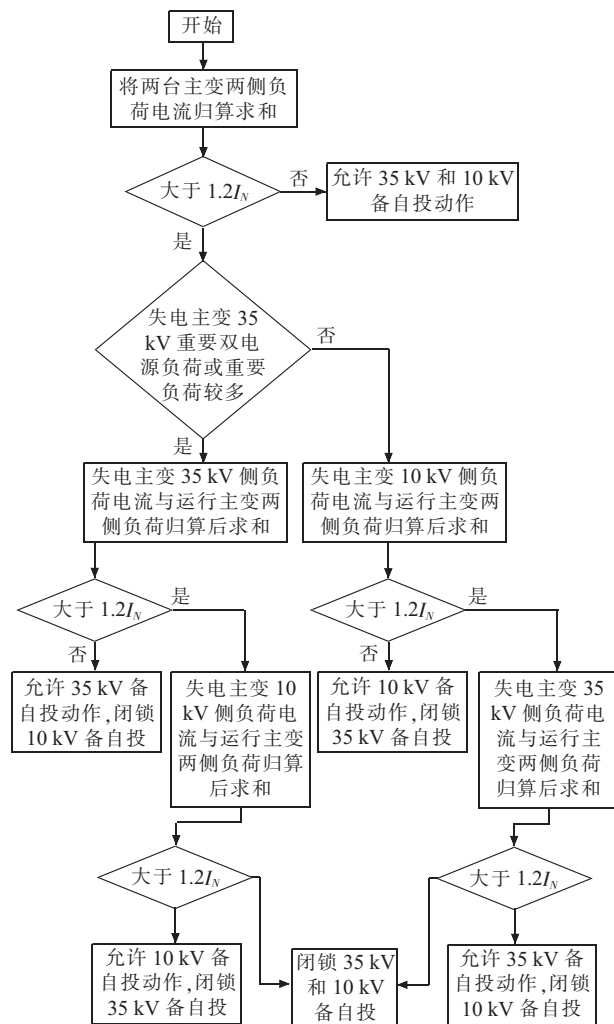


图 2 数据处理单元逻辑流程图

显然,利用数据处理单元来替代备自投过负荷闭锁电流定值后,可以使备自投装置灵活地根据故障时的负荷情况作出正确的动作决策,优化了备自投过负荷闭锁逻辑。

3.2 先投后切法

这种方法与上述第一种方法相同的是都增加了数据处理单元来替代备自投过负荷闭锁电流定值,不同的是将失电主变 35 kV 侧和 10 kV 侧馈供负荷分成 3 级,其中第 1 级负荷最为重要,第 2 级次之,如果 35 kV 和 10 kV 备自投均动作后会造成主变过载,就会按负荷重要程度计算需要切除的负荷(从失电主变第 3 级负荷开始),在 35 kV 和 10 kV 备自投均动作后切除经计算得出的部分馈线负荷。以 A 站 1 号主变失电为例,数据处理单元完成后的逻辑功能:将 2 台主变故障前瞬间 35 kV 侧和 10 kV 侧的负荷电流统一归并求和,若两侧负荷电流之和小于 1.2 倍单台主变额定电流,则允许 35 kV 和 10 kV 备自投动作。若大于 1.2 倍

单台主变额定电流, 则从失电主变第 3 级负荷开始计算需要切除的负荷, 待 35 kV 和 10 kV 备自投动作后, 直接切除计算出的负荷。其逻辑流程如图 3 所示。

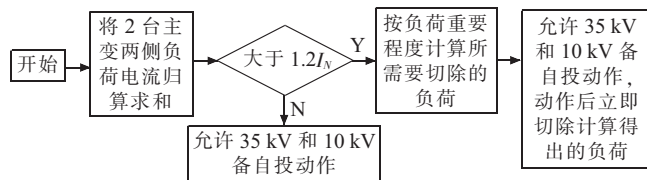


图 3 数据处理单元逻辑流程图

采用先投后切法, 不仅可以避免备自投拒动, 而且可以使备自投装置根据负荷的重要程度尽可能多地恢复失电负荷, 从而减少故障对重要用户的影响, 优化了备自投过负荷闭锁逻辑。

3.3 实现方法

为了实现“求和整组闭锁法”或“先投后切法”, 需要增加一个备自投过负荷闭锁装置, 该装置包含了上文提到的数据处理单元并且独立于 35 kV 和 10 kV (或 20 kV) 备自投装置之外, 能够根据实时的负荷情况对 35 kV 和 10 kV (或 20 kV) 备自投装置的动作做出正确决策, 用于替代 35 kV 和 10 kV (或 20 kV) 备自投装置中利用过负荷闭锁定值来闭锁或开放备自投的逻辑。要实现“求和整组闭锁法”, 以主变变二侧电压等级为 35 kV, 变三侧电压等级为 10 kV 为例, 该备自投过负荷闭锁装置需要输入每台主变变二侧 (35 kV 侧)、变三侧 (10 kV 侧) 的负荷电流值, 当 35 kV 和 10 kV 备自投装置启动后, 便启动该装置进行计算和逻辑判断, 然后将得出的备自投动作决策 (即闭锁或开放 35 kV 和 10 kV 备自投) 分别输出至 35 kV 备自投和 10 kV 备自投装置。

要实现“先投后切法”, 以主变变二侧电压等级为 35 kV, 变三侧电压等级为 10 kV 为例, 该备自投过负荷闭锁装置需要输入每台主变变二侧 (35 kV 侧)、变三侧 (10 kV 侧) 的负荷电流值以及每台主变 1 级、2

级、3 级负荷电流值, 当 35 kV 和 10 kV 备自投装置启动后, 便启动该装置进行计算和逻辑判断, 然后将得出的备自投动作决策 (即开放 35 kV 和 10 kV 备自投, 以及在 35 kV 和 10 kV 备自投动作成功后, 35 kV 侧和 10 kV 侧需要跳开哪些开关) 分别输出至 35 kV 备自投和 10 kV 备自投装置。当然, “先投后切法”在实现的时候较为复杂, 而且原 35 kV 和 10 kV 备自投装置也要做较大改动 (包括二次接线, 动作逻辑等等)。

4 结束语

随着经济的发展和科技的进步, 人们对于电力系统的可靠性要求越来越高, 而备自投装置逻辑功能的完善是保证供电连续性和可靠性的必要条件。针对该地区 110 kV 三圈变电站备自投过负荷闭锁逻辑存在的不足, 本文提出了“求和整组闭锁法”和“先投后切法”, 这 2 种方法不仅能够根据实际负荷情况作出正确的备自投动作决策, 有效避免备自投拒动, 而且能够在主变不过载的情况下尽可能多地恢复失电负荷, 优化了现有备自投过负荷闭锁逻辑, 提高了地区电网的供电可靠性。

参考文献:

- [1] 余 涛, 胡细兵, 黄炜, 等. 地区电网广域备自投控制系统研制[J]. 电力自动化设备, 2011, 31(3): 121-125.
- [2] 范寿忠. 备自投过负荷联切功能的实现[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(5): 139-141.
- [3] 王 颖. 220 kV 备自投装置程序优化分析[J]. 广西电力, 2011, 34(2): 30-32.
- [4] 李雪明, 秦文韬, 胥 鸣, 等. 基于稳控装置平台的电网双向备用电源自投功能的实现[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(14): 77-81.
- [5] 马小珍. 一种改进的备自投逻辑[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(8): 149-151.

作者简介:

叶 婷(1982), 女, 江苏南京人, 工程师, 从事电力调度工作。

Analysis and Improvement on the Overload Blocking Logic of Automatic Bus Transfer in 110 kV Substation with Three Winding Transformer

YE Ting

(Nanjing Power Supply Company, Nanjing 210019, China)

Abstract: The automatic bus transfer equipment is important to improve the reliability of the power system. The research focuses on the overload blocking logic of automatic bus transfer in 110 kV substation with three winding transformer failing to operate in a line fault of 110 kV substation caused by 35 kV automatic bus transfer. The drawback of the overload blocking logic is pointed out in this paper. Summation and entire group lockout method and removing after the operating method are proposed. These two methods are designed to make the right operation decisions for automatic bus transfer according to the load and to avoid automatic bus transfer failing to operate. The optimized overload blocking logic of automatic bus transfer in 110 kV substation with three winding transformer can efficiently improve the security and reliability of regional power network.

Key words: 110 kV substation; automatic bus transfer; three winding transformer; overload blocking; relay protection

一种基于 SoC 的三相智能电表设计

陶 军¹, 吕新伟²

(1.江苏省电力公司,江苏 南京 210036;2.湖南威胜集团公司,湖南 长沙 410205)

摘 要:设计了一种基于 SoC 的三相智能电表,采用 MK30N512VMD100 作为主芯片,使用主芯片内置的 ADC 进行电压、电流采样,通过程序实现电量计量,并以此为基础实现智能电表的功能。文中介绍了主 MCU 芯片用于三相智能电表设计的资源,对三相智能电表的硬件和软件设计进行了说明,提供了一整套基于 SoC 的三相智能电表设计方案,该方案不仅可以提高电表的稳定性和可靠性,同时也降低了电表制造的物料成本和生产成本。

关键词:三相智能电表;SoC;MK30N512VMD100

中图分类号:TM633.4

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)04-0038-03

智能电网是以特高压电网为骨干网架,以各级电网协调发展的坚强网架为基础,以通信信息平台为支撑,具有信息化、自动化、互动化特征,包含电力系统的发电、输电、变电、配电、用电和调度各个环节,覆盖所有电压等级,实现“电力流、信息流、业务流”的高度一体化融合的现代电网^[1-4]。智能电表作为智能电网的最终节点,是智能电网的重要组成部分,加快其发展对于电网实现信息化、自动化、互动化具有重要支撑作用^[3-6]。随着微电子技术的发展,电子芯片的集成度得到了极大提高,使得将整个计算机集成到一个芯片,即片上系统(System-on-Chip)成为可能^[7]。SoC 不但集成度高,更重要的是具有应用领域的行为和功能特征,具有更多的应用专业知识含量,使整机成本和体积以及功耗都大大降低,加快了整机系统更新换代的速度。与单功能芯片相比,SoC 芯片具有体积小、印制电路板(PCB)空间占用少、功耗低、抗电磁干扰能力强、可靠性高、成本低等优势^[7,8]。同时,采用 SoC 可以减少外围电路芯片,降低整机成本。

1 MK30N512VMD100 微控制器简介

MK30N512VMD100 是 Freescale 公司的 K30 系列微控制器族的一员,其内核采用 32 位的 ARM Cortex-M4,性能可达 1.25 DMIPS/MHz。工作频率最高 100 MHz。MK30N512VMD100 支持 10 种低功耗模式,支持低功耗定时器和低功耗 RTC,为智能电表低功耗设计提供有利支持。

MK30N512VMD100 内部集成 128 kB 的 RAM 存储器和 512 kB 的 Flash 存储器;内置 DMA 控制器,提供 32 个完全可编程通道;集成 16 位 SAR ADC,最大可支持 4 路差分信号或 24 路单端信号的模拟量输入;集成段码液晶驱动模块,最大支持 48 个液晶引脚,且段信号和公共端信号引脚可配置,其中

段码信号最大支持 44 路,公共端信号最大支持 4 路;支持 6 路 UART 异步通信接口,3 路 SPI 和 2 路 I2C 同步通信接口;同时,MK30N512VMD100 集成了 RTC、看门狗和硬件 CRC 发生器。

2 硬件设计

SoC 智能电表硬件由电源模块、计量单元、显示单元、存储单元、通信单元和输入输出单元 6 大部分组成,结构框图如图 1 所示。

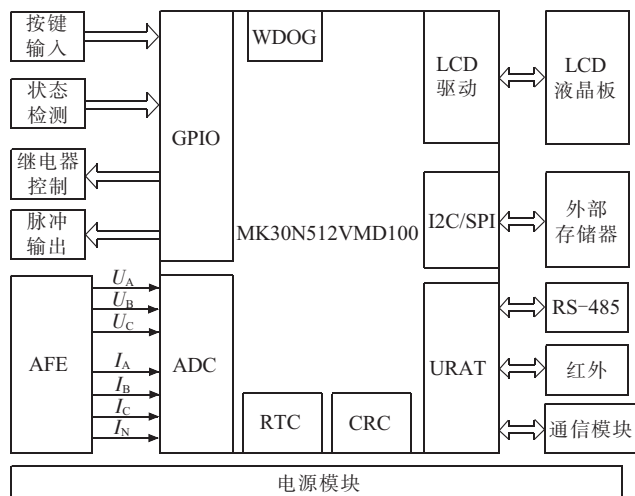


图 1 三相 SoC 智能电表硬件框图

电源是电能表工作的基本条件,由于在停电状态下对电表有显示和抄读的要求,同时要求停电不影响电表时钟连续,因此,需要在停电状态下通过后备电源对电表进行供电。且在设计中,电源模块分为主电源模块和辅助电源模块。主电源电路由电压进线端交流电源供电,为智能电表提供 3.3 V 和 12 V 直流电源,3.3 V 直流电源为智能电表内部数字电路供电,12 V 直流电源为电表外接通信模块和辅助端供电,同时为内部继电器提供驱动电流。辅助电源采用电池供电,在 220 V 交流电停电情况下,为智能电表提供 3.3 V 直流电源,由于

电池容量有限,为延长电池寿命,不可能维持电表所有硬件的正常运行,所以在电池供电的情况下,依照智能电表的功能需求,仅对 MCU、LCD 液晶板和红外通信电路供电,其余外部设备的电源均处于关闭状态。

计量单元是智能电表的核心工作单元。在很多电表的设计中,计量单元采用独立的计量芯片来实现对有功功率、无功功率、电压有效值、电流有效值、功率因数、相角等数据的测量和电能量的计量。在基于 SoC 的智能电表中,使用内部的高精度的 AD 进行电压电流采样,通过软件计算获得计量数据,因此相对于采用独立计量芯片的方案,SoC 智能电表的计量单元得以简化,只保留了交流电压、电流信号的模拟变换电路。

SoC 智能电表显示采用段码液晶,按照智能电表功能需求以及客户的要求,液晶显示屏显示需要设定的相关项,同时配合按键使用,完成相关项的显示。由于 MK30N512VMD100 芯片内置液晶驱动模块,所以显示单元的设计大大得到了简化,液晶引脚与 MK30N512VMD100 液晶驱动引脚直接进行连接。因智能电表显示内容十分丰富,液晶段数很多,则 MK30N512VMD100 的液晶驱动采用 32 个段信息,8 个公共端的配置方式。

存储单元由 1 片 Flash 芯片和 1 片 EEPROM 芯片构成。Flash 芯片采用 AT45DB161D,通过 SPI 接口与 MK30N512VMD100 连接,用来存储负荷记录、冻结数据、结算数据、时间记录等只需写入一次、此后只需抄读的数据;EEPROM 芯片采用 24LC256,用来保存电表参数和掉电保护数据,通过 I2C 接口与 MK30N512VMD100 连接。通信单元提供智能电表对外通信的接口,包括 1 路 RS-485 通信接口、1 路红外通信接口和 1 路通信模块接口电路,这 3 路对外通信接口分别占用 MK30N512VMD100 的 UART0, UART1 和 UART2。对 RS-485 通信电路,需要对 485 转换芯片的 RE/DE 引脚进行控制,以实现 485 通信的收发切换。对通信模块接口电路,由于智能电表的功能需求需要,增加 RST、STA 状态输入和 EVENT 状态输出。输入输出单元提供外部数字信号的输入输出接口,主要有辅助端子信号的输入输出隔离驱动电路,按键、编程键及开盖检测信号的输入,继电器的驱动电路等。

3 软件设计

由于 SoC 智能电表省去了外置专用计量芯片,对电量的计量必须通过对电压、电流进行 AD 采样,由软件进行计算处理。因此 SoC 智能电表软件分为计量程序和管理程序两部分。

3.1 计量程序

计量是智能电表的核心功能,计量精度对智能电

表的产品质量起着决定作用,要保障计量精度就必须保障对电压电流采样的时间周期恒定,因此 SoC 智能电表通过自动重载定时器来启动电压电流采样,以保证采样周期恒定^[9]。但由于 MK30N512VMD100 只有 4 路差分采样通道,这就决定不可能对 A、B、C 三相同时进行电压和电流采样,因此在定时器中断服务只启动 A 相电压电流采样,由在 AD 中断服务程序中依次启动其余 B 相和 C 相的电压电流采样。当一个周波采样完成后,进行计量计算。计量程序流程如图 2 所示。

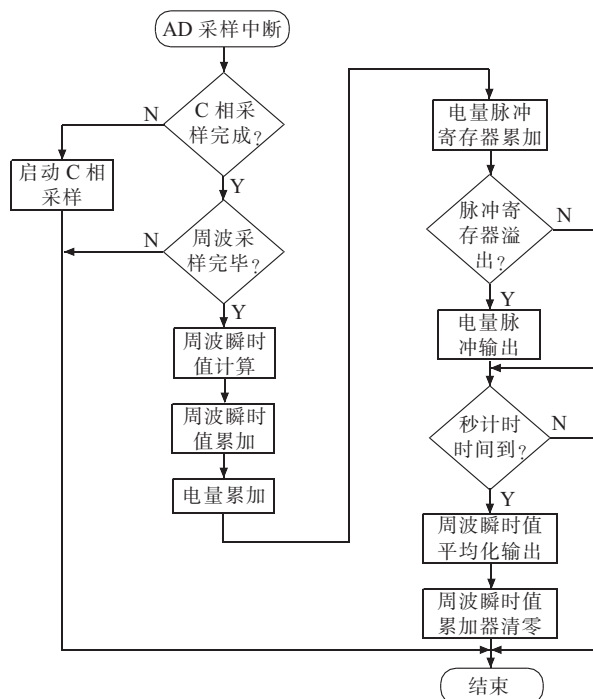


图 2 计量程序流程图

由于 A 相电压电流采样是由定时器启动,所以在 AD 中断服务程序中只需要启动 B 相和 C 相的电压电流采样。将 A、B、C 三相分别记为第一相、第二相、第三相,在 AD 中断服务程序中,首先判断产生当前中断的是第几相的采样,如果为第三相采样(即 C 相电压电流采样),则判断三相采样完成,否则启动下一相的采样。A、B、C 三相采样完毕,记为一个采样点,由于计量算法要求一个周波的采样数据,因此需要对一个周波采样完成后才能进行计量计算。而在三相交流电中, A、B、C 三相的电压频率是一致的,因此判断周波可以以任意一相电压波形是否为一个周波为依据。如果完成了在一个周波内所有三相电压电流采样,则计算一次周波瞬时值,并进行电量累加,然后根据累加的电量 and 脉冲常数,输出电量脉冲。最后以 1 s 为一个周期,对电压、电流、功率等计量数据取平均值输出,供管理程序使用。计量计算的数据有分相有功功率、无功功率、电压有效值、电流有效值、相角、功率因数。有功电量数据和无功电量数据通过对功率求积分获得,三相总功率通过对分相功率求代数和求得,三相总功率因数通

三相总有功功率和总无功功率计算得出。秒数据输出存放至公共变量缓冲区,供管理程序读取。

3.2 管理程序

由于智能电表功能较多,管理软件规模较大,嵌套程序频繁,为使程序易于调试、具有更好的可读性和便捷的维护性,SoC 智能电表软件设计采用模块化设计思想,即通过主程序循环调用子程序的工作模式。管理程序主流程如图 3 所示。

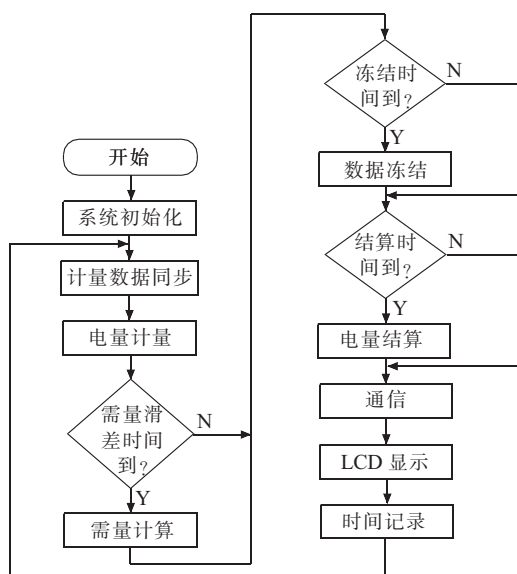


图 3 管理程序主流程图

电表在初始化完成后,进入主循环,依次调用各功能模块。管理程序功能模块主要有电能计量、需量计量、数据冻结、电量结算、通信、LCD 显示、事件记录等。系统上电后应首先初始化系统资源,它大致可以分为 MCU 初始化、外围功能初始化、功能模块初始化。MCU 初始化对 MCU 的运行模式进行设计,包括时钟选择、CPU 运行模式字、内存配置等;外围功能初始化对相关外围设备进行配置,如 UART、I2C、SPI、ADC 等,同时自动重载定时器,启动电表计量;功能模块初始化则初始化各功能模块的全局变量,为进入主循环后各功能模块正常运行做好准备。

由于计量程序是在中断服务程序中执行,计量数据的更新不受主程序控制,为保证主程序中数据的一致性,在每次执行主循环任务前,首先对电量数据进行同步,将计量程序输出的计量数据拷贝一份,管理程序各功能模块执行时均使用该数据拷贝。与计量程序不同,管理程序的电能计量模块是对计量程序得到计量数据进行管理。在电能计量模块中,按照智能电表的功能要求,根据有功电量和无功电量的方向,将秒输出电量累加到正向或反向有功电量以及四象限无功电量中,再根据当前时间、判断费率,将当前电量增量累加到相应的费率电量数据中。需量计量是对需量周期内的正反向有功功率、四象限无功功率以及组合有功功

率、组合无功功率的最大值、平均值进行记录。需量计量采用滑差式,滑差时间为计算需量的时间周期。数据冻结模块根据电表参数中的冻结时间,定时保存各项电量数据。数据结算是对于结算周期内的电量增量以及需量数据进行保存,在结算完成后,需量数据清零,结算周期内的电量数据重新开始累加。结算数据是用电费用管理的重要依据。通信程序模块实现电表对外通信的应答。

智能电表通信遵循国家电网公司 DL/T 645—2007 规约,可实现电智电表内所有数据的抄读和参数设置。LCD 显示模块实现电表的数据显示。智能电表显示分为循环显示和按键显示,在没有按键操作时,智能电表自动循环显示电表的各项数据,当有按键操作时,电表响应用户操作,显示指定内容。智能电表的各项数据均可通过 LCD 显示。事件记录模块记录各类电网事件和电表事件。电网事件包含掉电、失压、失流、缺相、断相、电压不平衡、电压逆相序等各种电网状态异常发生和恢复时间以及发生和恢复时的电表内电量、电压、电流等数据。电表事件包含开盖、参数设置等电表操作发生和结束的时间及各项相关数据。

4 结束语

本文在分析智能电网建设对智能电表发展的需求基础上,根据智能电表的技术标准,采用 SoC 芯片 MK30N512VMD100 设计了一种智能电表。相对基于独立功能芯片设计的智能电表,本文所设计的智能电表由于主芯片 MK30N512VMD100 的高度集成性,在稳定性、可靠性等性能方面表现更优,PCB 空间占用得到改善,元器件减少使得生产工艺得以简化,物料成本和生产成本都有所降低。

参考文献:

- [1] 李兴源,魏巍,王渝红,等. 坚强智能电网发展技术的研究[J]. 电力系统保护与控制,2009, 37(17):1-7.
- [2] 金振东. 电网调度自动化系统及能量管理系统的发展[J]. 江苏电机工程,2002,21(5):3-7.
- [3] 余贻鑫,栾文鹏. 智能电网述评[J]. 中国电机工程学报,2009, 29(34):1-8.
- [4] 姚建国,严胜,杨胜春,等. 中国特色智能调度的实践与展望[J]. 电力系统自动化,2009, 33(17):16-20,48.
- [5] 王思彤,周晖,袁瑞铭,等. 智能电表的概念及应用[J]. 电网技术,2010,34(4):17-23.
- [6] 静恩波. 智能电网 AMI 中的智能电表系统设计[J]. 电测与仪表,2010,47(7A):36-39.
- [7] 赵定远. SoC 与嵌入式系统[J]. 成都大学学报(自然科学版), 2007(4):305-308.
- [8] 赵丽莎,罗胜钦. SoC 技术及系统级低功耗设计[J]. 电子与封装,2008(9):27-31,42.

一种单相电路谐波及无功电流实时检测方法

车蓉蓉, 徐 蓉

(国电南瑞科技股份有限公司, 江苏 南京 210061)

摘要:为减小谐波对电网的污染和补偿无功功率提高功率因数, 针对单相电流, 在基于瞬时无功功率理论的基础上, 详细研究了对基波有功电流、无功电流和谐波电流的提取方法, 并在此基础上提出了一种检测任意高次谐波的方法, 该方法控制简单、容易实现。仿真和实验研究都证实了该方法的有效性和可行性。

关键词:谐波检测; 无功电流; 单相电路

中图分类号: TM714

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2013)04-0039-04

目前, 治理电网谐波和提高功率因数成为电力电子技术以及电力系统中的一个重要热门课题。有源滤波器(APF)是近年来发展起来的一种抑制电力谐波和补偿无功电流的新型电力电子装置^[1]。目前的 APF 大多是针对三相电路^[2,3], 而事实上由单相电路中的非线性负载所引起的谐波危害也很严重, 对单相电路中的谐波进行抑制也越来越引起了人们的重视。与三相有源电力滤波器系统相似, 要抑制谐波污染和提高功率因数, 必须准确的检测出单相电路中的谐波和无功含量。现有单相电路的谐波检测方法都有不足, 基于 FFT 的采样数字计算方法, 由于需要一定的采样计算时间, 造成谐波检测速度慢^[4]; 把基于瞬时无功功率理论的三相电路谐波检测方法推广到单相电路, 但是由于首先构造三相电路并要对畸变电流进行 90° 相移, 算法复杂, 实时性差^[5]。基于神经元的自适应谐波电流检测方法, 虽然电路结构简单、动态响应速度快、检测精度高, 但它不是一种常规的方法, 实际应用还需做进一步深入研究。

1 检测原理

基于瞬时无功功率理论的谐波检测方法已经成熟地运用在三相电路中^[3], 其实质是把需检测的三相瞬时电流、电压, 经线性变换后相乘, 从而使得基波电流所对应的瞬时功率为一直流量, 以便于分离出去。假设电网电压无畸变, 令 $u(t) = U \cos \omega t$ 。则周期性非正弦电网电流用傅里叶级数展开为:

$$\begin{aligned} i_L(t) &= i_1 \cos(\omega t + \theta_1) + \sum_{n=2}^{\infty} i_n \cos(n\omega t + \theta_n) = \\ i_1 \cos \theta_1 \cos \omega t + i_1 \sin \theta_1 \sin \omega t + \sum_{n=2}^{\infty} i_n \cos(n\omega t + \theta_n) &= \\ I_p \cos \omega t + I_q \sin \omega t + \sum_{n=2}^{\infty} i_n \cos(n\omega t + \theta_n) &= \\ i_p(t) + i_q(t) + i_h(t) \end{aligned} \quad (1)$$

式(1)中: $i_p(t)$ 为瞬时基波有功电流, $i_p(t) = I_p \cos \omega t = i_1 \cos \theta_1 \cos \omega t$; $i_q(t)$ 为瞬时基波无功电流; $i_q(t) = I_q \sin \omega t = i_1 \sin \theta_1 \sin \omega t$; $i_p(t) + i_q(t) = i_f(t)$, $i_f(t)$ 为基波电流大小; $i_h(t)$ 为瞬时谐波电流; θ_1 为基波电流 $i_1(t)$ 的初相角; θ_n 为各次谐波电流的相位角。

1.1 基波和谐波电流的检测:

要获得基波电流, 通过低通滤波器, 滤除高次谐波, 直接得到基波; 得到基波后, 再从总的电流中减去基波, 就得到了谐波电流。假设控制系统电路产生的正弦和余弦信号分别为 $\cos(\omega t + \theta)$ 和 $\sin(\omega t + \theta)$, θ 为任意的正余弦信号与电网电压的相位差 ($0 \leq \theta \leq 2\pi$)。将式(1)两边同乘以 $2\cos(\omega t + \theta)$, 则有:

$$\begin{aligned} 2i_L(t) \cos(\omega t + \theta) &= I_p [\cos(2\omega t + \theta) + \cos \theta] + \\ &I_q [\sin(2\omega t + \theta) - \sin \theta] + \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sum_{n=2}^{\infty} I_n \{ \cos[(n+1)\omega t + \theta_n + \theta] + \cos[(n-1)\omega t + \theta_n - \theta] \} &= \\ I_p \cos \theta - I_q \sin \theta + I_p \cos(2\omega t + \theta) + I_q \sin(2\omega t + \theta) + \\ \sum_{n=2}^{\infty} i_n \{ \cos[(n+1)\omega t + \theta_n + \theta] + \cos[(n-1)\omega t + \theta_n - \theta] \} \end{aligned} \quad (2)$$

式(2)中含有直流分量和大于或等于 2 次谐波分量, 通过截止频率低于两倍电流基波频率的低通滤波器后, 则可得到直流分量:

$$I_p' = I_p \cos \theta - I_q \sin \theta \quad (3)$$

再将式(3)两边同时乘以 $\cos(\omega t + \theta)$, 得:

$$\begin{aligned} i_p'(t) &= I_p' \cos(\omega t + \theta) = \\ I_p \cos \theta \cos(\omega t + \theta) - I_q \sin \theta \cos(\omega t + \theta) &= \\ \frac{I_p}{2} [\cos(2\omega t + \theta) + \cos \theta] - \frac{I_q}{2} [\sin(\omega t + 2\theta) - \sin \omega t] \end{aligned} \quad (4)$$

同理, 将式(1)两边同乘 $2\sin(\omega t + \theta)$, 得:

$$\begin{aligned} 2i_L(t) \sin(\omega t + \theta) &= I_p [\sin(2\omega t + \theta) + \sin \theta] - \\ I_q [\cos(2\omega t + \theta) - \cos \theta] + \end{aligned}$$

$$\sum_{n=2}^{\infty} i_n \{ \sin[(n+1)\omega t + \theta_n + \theta] - \sin[(n-1)\omega t + \theta_n - \theta] \} =$$

$$I_p \sin \theta + I_q \cos \theta + I_p \sin (2\omega t + \theta) - I_q \cos (2\omega t + \theta) + \sum_{n=2}^{\infty} i_n [\sin [(n+1)\omega t + \theta_n + \theta] - \sin [(n-1)\omega t + \theta_n - \theta]] \quad (5)$$

同样,通过截止频率为2倍基波频率的低通滤波器后,得到直流分量 $I_q' = I_p \sin \theta - I_q \cos \theta$ 再和 $\sin(\omega t + \theta)$ 相乘,得:

$$i_q'(t) = I_p \sin \theta \sin(\omega t + \theta) - I_q \cos \theta \sin(\omega t + \theta) = -\frac{I_p}{2} [\cos(\omega t + 2\theta) - \cos \omega t] + \frac{I_q}{2} [\sin(\omega t + 2\theta) + \sin \omega t] \quad (6)$$

把式(4)和式(6)相加,得:

$$i_p'(t) + i_q'(t) = I_p \cos \theta + I_q \sin \theta = i_p(t) + i_q(t) = i_f(t) \quad (7)$$

式(7)即为瞬时基波电流大小,检测到基波电流后,从总的电流中减去基波电流就可以直接得到谐波电流,即:

$$i_h(t) = i_L(t) - i_f(t) = i_L(t) - [i_p(t) + i_q(t)] \quad (8)$$

从上面的分析可看出,如为了检测基波电流或谐波电流,则相位角 θ 并不影响检测结果,可以是任意值。因此不必用锁相环产生与电网电压同频同相的正弦信号和余弦信号,只需系统的控制电路产生与电网电压同频率的正余弦信号即可,这样省去了锁相环,系统的控制更为简化。基波和谐波算法框图如图1所示。

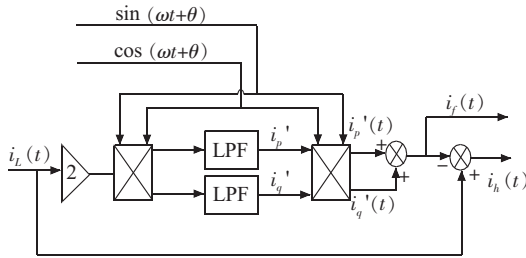


图1 基波和谐波检测框图

1.2 基波有功和无功电流的检测

由基波有功分量表达式 $i_p(t) = i_p \cos \omega t = i_1 \cos \theta_1 \cos \omega t$ 可知,如果能够先得到 i_p ,然后再和 $\cos \omega t$ 相乘,即可得到基波有功分量。从谐波电流的提取分析中可以看出,式(2)中的直流分量 $I_p' = I_p \cos \theta - I_q \sin \theta$ 中,如果 $\theta = 0$,则可以得出 $I_p' = I_p$,从而可方便得出基波有功分量。这里 $\theta = 0$,就要求系统控制电路中所产生的正弦余弦信号必须与电网电压同频同相,即要求增加锁相环,通过锁相环产生与电网电压同频同相的正余弦信号。

$\theta = 0$,即在检测基波有功分量中,式(1)两边同时乘 $2\cos \omega t$,得出的结果通过截止频率低于两倍基波频率的低通滤波器后,可直接得到直流分量 I_p ,再和 $\cos \omega t$ 相乘,则可得到基波有功分量:

$$i_p(t) = I_p \cos \omega t = i_1 \cos \theta_1 \cos \omega t \quad (9)$$

同理,在检测瞬时基波无功电流分量,只需在式(1)两边同乘 $2\sin \omega t$ 即可,其余的过程雷同。即可得到

基波无功电流:

$$i_q(t) = I_q \sin \omega t = i_1 \sin \theta_1 \sin \omega t \quad (10)$$

基波有功和无功电流检测框图如图2所示。

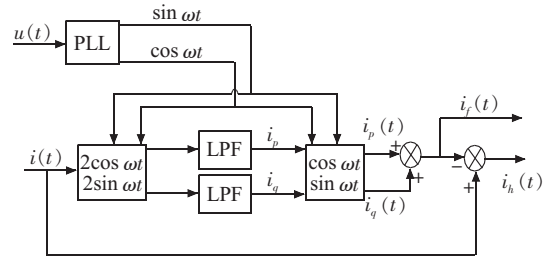


图2 基波有功和无功电流检测框图

从图2可以看出,如果系统需要同时对谐波和无功电流进行检测,则只需要对基波有功分量进行分离,剩下的则为基波无功部分与谐波电流之和 $i_L(t) - i_p(t) = i_q(t) + i_h(t)$,可作为系统补偿参考电流的指令信号,这样不必分别测量无功分量 $i_q(t)$,计算更加简便;如果系统只需要检测谐波,则同时对基波有功电流和无功电流进行分离,得出谐波含量:

$$i_h(t) = i_L(t) - i_f(t) = i_L(t) - [i_p(t) + i_q(t)] \quad (11)$$

由本文1.1节可知,检测谐波可省去锁相环,但在实际运用中,都常加锁相环进行统一的计算,这样当电网电压即使发生畸变时,该算法也能准确地检测出电网电流中的瞬时无功电流及瞬时谐波电流。

1.3 各次高次谐波的检测

采用相同的思想,把电流中某一高次谐波提取出来,在式(1)两边同时乘以 $2\cos n\omega t$,得:

$$2i_L(t) \cos(n\omega t) = I_p [\cos(n+1)\omega t + \cos(n-1)\omega t] + I_q [\sin(n+1)\omega t - \sin(n-1)\omega t] + \sum_{n=2}^{\infty} i_n [\cos(2n\omega t + \theta_n) + \cos \theta_n] \quad (12)$$

式(12)中,只有最后一项(第 n 项)含量为直流分量,其他项都含有 n 次谐波分量,则通过截止频率低于 $n-1$ 倍基频的低通滤波器后,即可得到直流分量 $i_{pn}(t) = i_n \cos \theta_n$,再和 $\cos n\omega t$ 相乘,则可得到第 n 次谐波电流的有功分量:

$$i_{pn}(t) = i_{pn} \cos n\omega t = i_n \cos \theta_n \cos n\omega t \quad (13)$$

同理,为得到瞬时第 n 次谐波无功电流分量,可在式(1)两边同乘 $2\sin n\omega t$,得:

$$2i_L(t) \sin(n\omega t) = I_p [\sin(n+1)\omega t + \sin(n-1)\omega t] - I_q [\cos(n+1)\omega t - \cos(n-1)\omega t] + \sum_{n=2}^{\infty} i_n [\sin(2n\omega t + \theta_n) - \sin \theta_n] \quad (14)$$

然后通过低通滤波器后,可直接得到直流分量 $i_{qn}(t) = -i_n \sin \theta_n$,再和 $\sin n\omega t$ 相乘,可得到第 n 次无功

分量 $i_{qn}(t) = -I_{qn} \sin n\omega t = -i_n \sin \theta_n \sin n\omega t$ 。

而由式(1)可知,第 n 次谐波电流为:

$$i_{hn}(t) = i_n \cos(n\omega t + \theta_n) = i_n \cos n\omega t \cos \theta_n - i_n \sin n\omega t \sin \theta_n = I_{pn} \cos n\omega t + I_{qn} \sin n\omega t = i_{pn}(t) + i_{qn}(t) \quad (15)$$

由式(15)可以知道,把所检测出的第 n 次谐波的有功分量和无功分量相加,正好等于所要求的第 n 次谐波含量,通过这种方法,可以任意地求出第 n 次谐波分量。第 n 次谐波算法框图如图 3 所示。

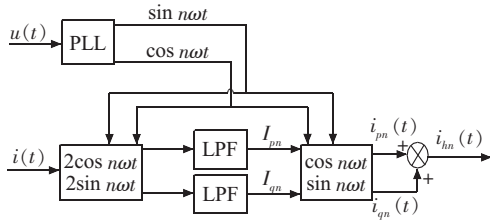


图 3 任意高次谐波电流的检测

2 仿真及实验研究

在以上的理论分析基础上,本文利用 Matlab 软件,以方波信号为对象对谐波和基波电流的提取进行了仿真分析,提取出基波有功和谐波电流,最后通过实验对方波信号分离出基波和谐波电流。方波信号的幅值为 2 A,周期为 0.02 s,滤波截止频率采用 20 Hz,输入的方波电流和提取出的基波电流如图 4 所示。谐波电流的频谱图如图 5 所示。

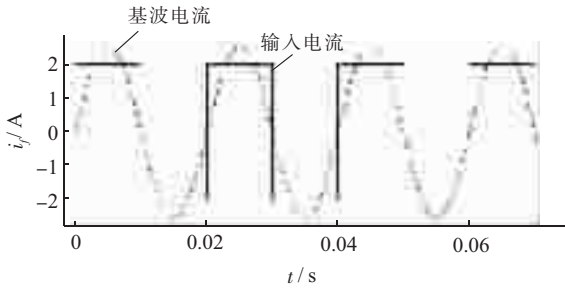


图 4 输入的方波和提取出的基波电流

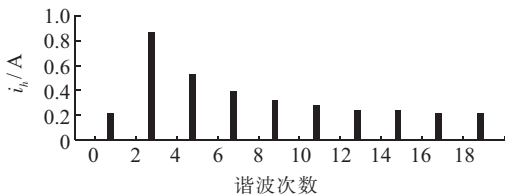


图 5 谐波电流的频谱

从图 4、图 5 中可以看出 3 次谐波含量最大;检测到的谐波电流如图 6 所示。谐波电流的检测中,对有无锁相环都进行了仿真,均有相同的结果。检测到的 3 次谐波电流如图 7 所示,从波形上可以看出其频率是基波的 3 倍。

在实验中,采用数字芯片 TMS320F240PQA 为工具,使用了锁相环技术,把输入信号经过滞环比较器后

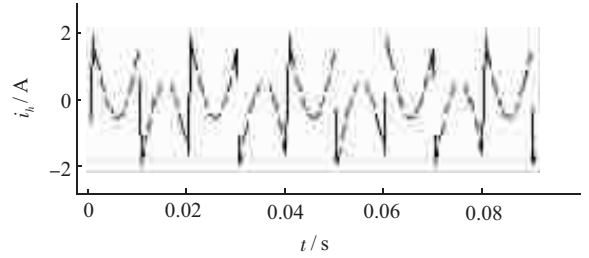


图 6 检测到的谐波电流

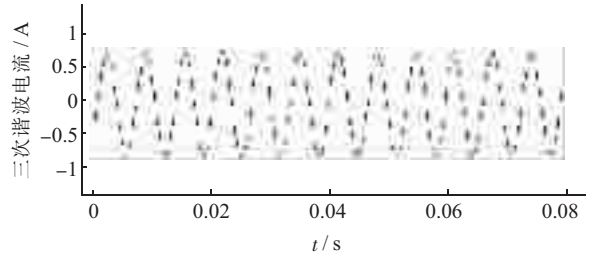


图 7 3 次谐波电流

得到的高低电平信号送入 Cap1 口,以此来捕获输入信号的上升沿,每当进入 Cap 中断后,立即清零正余弦表的指针,这样得到与电网电压同频同相的正余弦信号。数字滤波器设计中选用二阶的 Butterworth 滤波器,截止频率为 20 Hz。实验波形中,图 8 为输入的方波信号和检测到的基波电流大小,图 9 为检测到的谐波电流大小,图 10 为检测到的 3 次谐波电流大小,从波形上可以看出,实验和仿真的波形及数值都保持一致,证明了该方法的可行性。

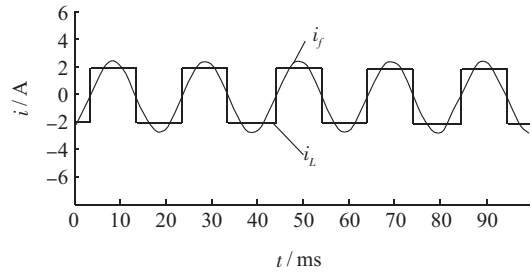


图 8 输入的方波信号和检测到的基波电流

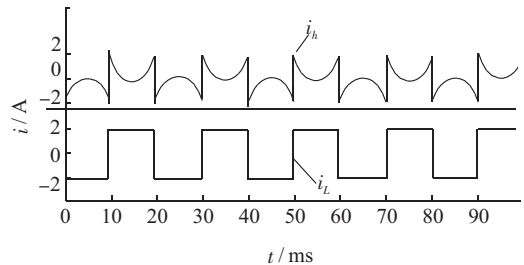


图 9 检测到的谐波电流和输入电流

3 结束语

本文针对目前单相电路中谐波及无功电流提取方法的一些不足,提出了一种简单可行的检测方法。该方法算法简单,更容易硬件实现。不仅能够检测出瞬时基波有功和无功电流,还能够检测出总的谐波电流或任

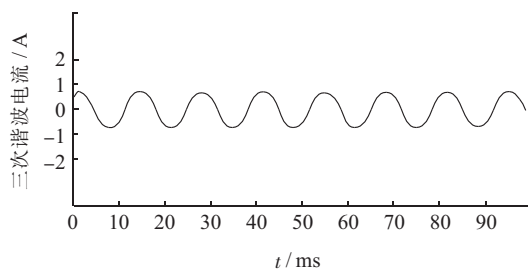


图 10 3 次谐波电流

意一次高次谐波电流。在只检测基波电流和谐波电流时,可以省去锁相环,简化了系统结构和算法,在检测瞬时无功电流时,则要加上锁相环,得到与电网电压同频同相的正余弦信号。这样即使电网电压发生畸变也能准确的检测出谐波和无功电流。最后通过仿真和实验都证明了方法的正确性。该方法在有源滤波器设计、谐波抑制与并网的统一控制和采用无功补偿的方法进行孤岛检测中都很有实用性。

参考文献:

- [1] HIROFURRI A. New Trends in Active Filters for Power Conditioning [J]. IEEE Trans. on Ind. Appl, 1996, 32(6):1312-1322.
- [2] 陆秀令,周腊吾. 基于瞬时无功功率的谐波电压检测法[J]. 高电压技术, 2006, 32(1): 88-92.
- [3] 葛玉敏,李宝英,刑硕云. 基于瞬时无功功率理论的单相电路谐波电流检测方法的研究[J]. 电网技术, 2006, 30(1): 225-229.
- [4] 王兆安,李 民,卓 放. 三相电路瞬时无功功率理论的研究[J]. 电工技术报, 1992, 07(3): 55-59.
- [5] 任永峰,李含善,贺 纲,等. 两种单相电路瞬时谐波及无功电流实时检测方法分析[J]. 电力系统及其自动化学报, 2003, 15(1): 95-98.

作者简介:

车蓉蓉(1983),女,江苏盐城人,助理工程师,从事励磁调节器科研与开发工作;

徐 蓉(1985),女,江苏高邮人,工程师,从事励磁调节器科研与开发工作。

A Real-time Detection Method of Harmonic and Reactive Currents for Single-phase Circuit

CHE Rong-rong, XU Rong

(NARI Technology Development Co. Ltd., Nanjing 210016, China)

Abstract: To reduce the harmonic pollution in the grid and compensate reactive power to improve power factor, considering the single-phase circuit, the method of detecting the fundamental active, reactive current and harmonic current is carefully researched based on the instantaneous reactive power theory. A method of detecting any high frequency harmonics is put forward. Control of this method is simple and easy to realize. Simulations and experimental studies illustrate the effectiveness and feasibility of this method.

Key words: harmonic detection; reactive current; single-phase circuit

(上接第 40 页)

- [9] 高怀平. 多功能电能表的无功计量[J]. 江苏电机工程, 2013, 32(1): 68-70.

陶 军(1956),男,江苏南京人,工程师,从事电测计量检测和管理

工作;
吕新伟(1975),男,湖南长沙人,工程师,从事电能表的研究和开发

作者简介:

A Design of Three-phase Smart Meter Based on SoC

TAO Jun¹, LYU Xin-wei²

(1. Jiangsu Electric Power Company, Nanjing 210036, China;

2. Hunan Wasion Group, Changsha 410205, China)

Abstract: A three-phase smart meter based on SoC is designed in this paper, using MK30N512VMD100 as the main chip. The main chip build-in ADC is used to sample the voltage and current, realizing electricity metering and calculating through program. On this basis, the function of smart meter is achieved. Using main MCU chip to design three-phase smart meter, the hardware and software design is introduced and a set of design scheme is provided. This scheme can not only improve the stability and reliability of the meter, but also reduce material cost and production cost of its manufacture.

Key words: three-phase smart meter; SoC; MK30N512VMD100

基于综合自动化系统的断路器遥控操作分析

李 晔, 朱 江, 吴 玲
(徐州供电公司, 江苏 徐州 221003)

摘 要:分析了基于综合自动化系统的断路器遥控操作的基本原理, 讨论了 220 kV 断路器遥控操作的基本过程、操作方法, 对断路器遥控相关二次回路进行了分析, 对遥控操作出现的异常现象的原因进行了探讨, 并提出了应对措施, 且对运行维护和调控有关工作的人员具有参考意义。

关键词:综合自动化; 断路器; 遥控操作

中图分类号: TM76

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2013)04-0045-04

综合自动化技术在变电站现场已得到广泛应用, 形成了由远方控制中心(监控中心)对无人值班的变电站设备不间断监控, 运行维护人员对变电站设备进行操作维护的一种工作方式。基于变电站综合自动化系统, 实现对断路器快速有效遥控操作, 保证了电力系统安全稳定运行。因此, 工作人员必须对基于综合自动化的断路器遥控原理要有清楚的认识, 特别是在遥控过程中出现的异常或遥控失灵情况下, 准确分析判断, 消除隐患, 找到正确的操作和控制方法, 提高安全管理的水平。

1 综合自动化系统

1.1 综合自动化网络概述

综合自动化系统是指利用计算机技术、自动控制技术、网络通信技术和数字信号处理等技术, 实现对变电站主要设备的自动监视、测量、控制、保护以及实现对变电站进行运行操作、信息远传与调度通信等综合协调的自动化功能。

变电站系统结构为网络拓扑的结构形式, 向上作为远方控制中心的网络终端, 同时又相对独立, 站内自成系统, 结构分为两部分: 站控层和间隔层, 层与层之间应相对独立。采用分层、分布、开放式网络系统实现各设备间连接。分层分布式结构系统具有以下明显的优点: (1) 可靠性提高, 任一设备故障只影响局部, 而不影响其他设备, 当站级系统或网络故障, 仅仅影响到监控部分, 而继电保护、控制功能仍可继续运行; (2) 可扩展性和开放性较高, 有利于工程的设计及应用。采用分层、分布、开放式网络系统实现各设备间连接, 如图 1 所示。站控层网络均采用双以太网, 主网与备用网同时运行, 主网故障退出, 备网自动切换成主网运行, 并能够满足与电力系统其他专用网络连接及容量扩充等需要的要求。

站控层网络与间隔层网络采用直接连接方式, 站

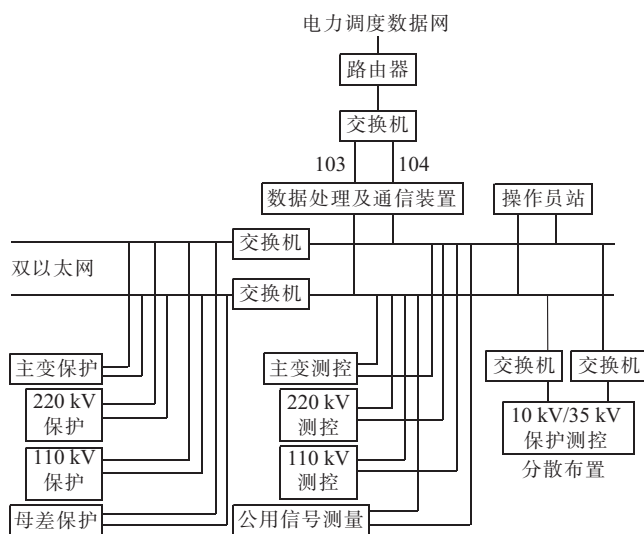


图 1 220 kV 变电站综合自动化系统结构框简图

控层、间隔层设备一般采用集中布置, 即 220 kV 和 110 kV 及主变的测控设备集中布置在继电器室内, 35 kV 及以下的测控设备按分散方式布置在配电装置室内, 其 35 kV 或 10 kV 保护及测控采用了在开关室就地分散布置, 且采用保护与测控一体的装置。

1.2 综合自动化断路器控制方式

断路器操作控制方式, 可按远方控制中心或者操作队、站控层、间隔层、设备级的分层操作原则来考虑。通过断路器“选择切换开关”的切换, 操作的权限也由远方控制中心—站控层—间隔层—设备级的顺序层层下放, 原则上站控层、间隔层和设备层只作为后备操作或检修操作手段。

依据 IEC 870-5-103《继电保护设备信息接口配套标准》及 IEC 870-5-104《远动网络传输规约》和 IEC 870-5-101《基本远动任务配套标准》, 远方控制中心的控制命令从选定的通道向选定的一台数据处理及通信装置发出, 收到命令的数据处理及通信装置向站内测控装置发令, 执行后仍由该台数据处理及通信装置原路返送信息。工作人员下达遥控操作预置命令, 由综合自动

化系统完成断路器的遥控操作,并将操作有关控制状态信息发出相关报文,如图2所示。在控制中心监控机上,通过人工控制,实现对远方变电站间隔层设备进行控制。上述三层的操作控制方式从图1可以看出,间隔层设备操作在220 kV测控装置上完成,利用操作员工作站完成站控层操作。而由远方控制中心完成对监控区域设备进行远方操作与控制,或由操作队利用综合自动化系统在操作队完成操作,无论断路器处在哪一层操作,开关运行状态和操作选择切换开关的状态都应处于综合自动化计算机监控系统的监视中。当任何一级在操作时,其他级操作均应处于闭锁状态^[1]。

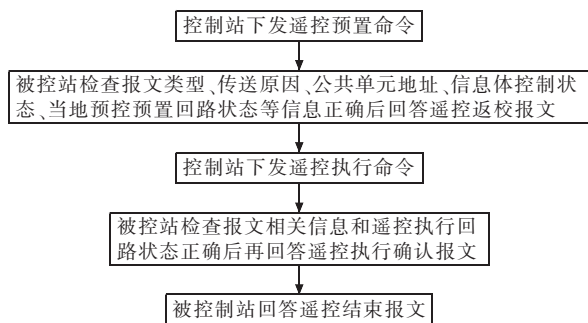


图2 IEC 60870-5-104 规约遥控流程图

2 断路器遥控基本原理

2.1 直流电源输入

220 kV 变电站继电保护及断路器操作电源由直流电源系统提供,分别由1号充电机、蓄电池、控母与合母直流母线等设备组成并提供第一组直流电源系统,第二组直流电源系统组成同前。目前变电站广泛采用DC 220 V作为保护及断路器操作控制电源,为满足220 kV保护双重化要求,要求直流小母线分列运行,每组小母线分别提供各自独立的保护电源和断路器操作控制电源,如图3所示。即1L+,1L-为第一组直流电源输入回路,2L+,2L-为第二组直流电源输入回路。第一组直流电源经1K空气小开关,送至断路器操作机构,另一路送至CZX-12R操作箱。第二组直流电源经2K空气小开关,也分别送至断路器机构及操作箱。12JJ,2JJ电压继电器用于监视直流电源回路,当直流电源出现故障时,综合自动化发出“直流电源消失”信号。

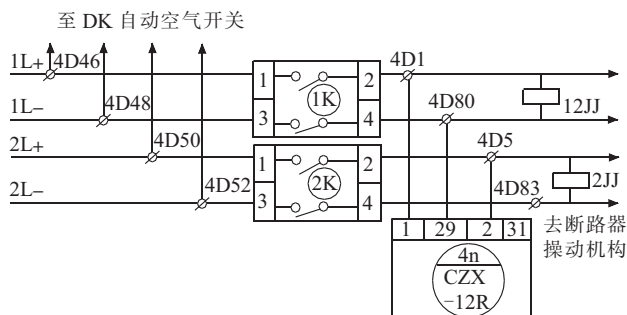


图3 CZX-12R 操作箱直流电源输入与监视回路

2.2 断路器遥控开出

变电所综合自动化系统具有手动控制和自动控制2种控制方式。手动控制包括远方控制中心控制、站内主控室控制、就地手动控制(含间隔层和设备层操作),并具备远方控制中心/站内主控室、站内主控室/就地手动的控制切换功能。控制级别由高到低顺序为:就地、站内主控、远方控制中心,3种控制级别间相互闭锁,同一时刻只允许一级控制。在实际工程应用中,220 kV测控装置与保护装置是分别各自独立组屏的。以变电站某间隔层设备测控装置来分析断路器的遥控操作过程如图4所示。

由站控层工作站或远方控制中心工作人员下达遥控操作指令后,综合自动化系统会将操作的设备名称、编号和设备惟一的节点号与数据处理装置进行比对后,再将满足条件的返校结果显示在控制中心的监控机上,工作人员可继续执行操作,同时监控系统具有操作监护功能,允许监护人员在操作员工作站上实施监护,防止误操作。即工作人员在监控机桌面上依次做选择、返校、执行、撤销、超时、告警、遥控执行时间等记录或操作,才能完成对断路器的遥控操作控制(见图2)。正常情况下220 kV无人值班变电站中测控装置面板上,断路器的“就地/远方”切换开关1QK均切至“远方”位置,此时其辅助接点“⑦⑧”接通,直流操作电源1L+经1YK1~1YK5开入到测控装置“701,703”端子,当满足遥控合闸条件时,测控装置接点HJ闭合,沟通“703,704”端子,操作电源经1LP5压板开入1YK9去执行断路器合闸;当满足遥控分闸条件时,测控装置接点TJ闭合,沟通“701,702”端子,操作电源经1LP4压板开入到1YK7去执行断路器分闸。

经分析看出,站控层工作站或远方控制中心对断路器遥控操作时,测控屏上的遥控合闸1LP5压板及遥控分闸1LP4压板应投入,同时1QK“就地/远方”切换小开关切至“远方”位置;而测控屏上的手合、手分断路器,只需将1QK“就地/远方”切换小开关切至“就地”位置,而不经遥控压板控制,此时闭锁上层“站控层工作站”或“远方控制中心”对断路器遥控操作。

2.3 断路器三相合闸

站控层工作站或远方控制中心工作人员下达遥控操作指令后,直流操作电源(1L+)1YK1经测控装置开入到1YK9,测控屏1YK1与1YK9之间的回路接通,启动断路器三相合闸,如图5所示。手合1SHJ继电器励磁,同时21SHJ,22SHJ,23SHJ继电器励磁,SHJ继电器组或ZHJ自动合闸继电器动作后各有3对动合触点闭合,并分别送到U,V,W3个分相合闸回路中,分别启动断路器的分相合闸线圈。其中21SHJ~23SHJ继电器动作后,其接点分别送给保护和重合闸,作为

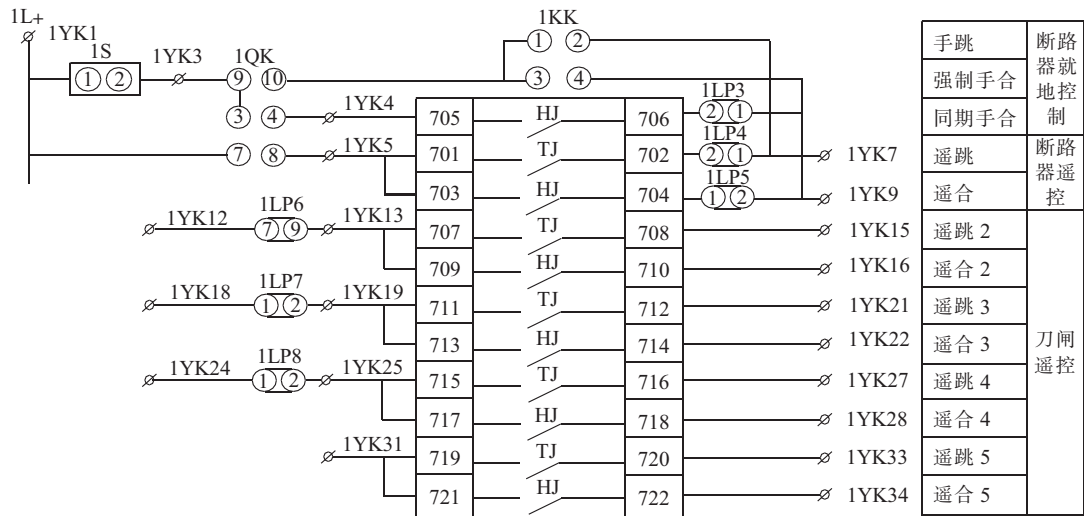


图 4 断路器遥控开出测控装置背面图

“手合加速”、“手合放电”等。电阻与电容构成的手动合闸脉冲展宽回路,用于保证就地操作或远方手合到故障线路时,使保护加速跳闸^[2]。1YK1 与 1YK9 之间回路接通后,励磁 1SHJ 手合继电器的同时,励磁双位置继电器 KKJ 的动作线圈,并保持断路器在合后位置,与断路器位置接点构成“不对应”启动重合闸,与断路器常闭接点一起启动“事故总”信号等。断路器遥控分闸后, KKJ 返回线圈励磁后动作,保持返回状态,返回后的 KKJ 接点去闭锁重合闸。

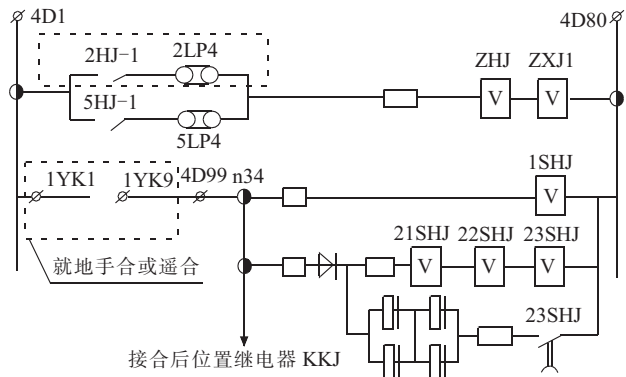


图 5 断路器三相合闸启动回路

2.4 断路器遥控执行分析

断路器合闸命令通过分相合闸回路发至断路器合闸机构,断路器外围执行及机构控制原理如图 6 所示。

(1) 遥控合闸。无人值班变电站的断路器机构箱中的“就地 / 远方”切换开关切至“远方”位置(见图 6),其“远方”接点接通,“就地”接点断开,此时 ZJ 失磁,合闸回路中的 ZJ2 常闭接点闭合。断路器合闸前,断路器处于分闸状态,其断路器常闭辅助触点 DL 闭合。在外围执行回路中,测控屏上的“就地 / 远方”QK 正常运行状态下切至“远方”位置,其接点“②④”接点接通,而接点“①③”不通。遥控合闸接点“YH”,在图 4 中对应的 1YK5 与 1YK9 的“703,704”端子;遥控分闸接点

“YT”,在图 4 中对应的 1YK5 与 1YK7 的“701,702”端子。断路器在分闸位置时,其常开辅助接点 DL 断开,使得 TBJ-I 防跳跃继电器的电流线圈失磁,其常开接点 TBJ1 断开,防跳继电器 TBJ-U 电压线圈失磁,其常闭接点 TBJ2 闭合。远方控制中心或站控层工作人员下达遥控操作“执行”指令后,“YH”接点闭合,DC 220 V 操作控制电源从 +KM 经就地 / 远方切换开关 QK 的“②④”接点到“YH”接点,

经电气防跳跃闭锁的 TBJ2 常闭接点到断路器机构箱,再经“就地 / 远方”切换开关的“远方”接点、ZJ2 和 DL 常闭辅助接点、合闸线圈 HQ 到 -KM,合闸线圈 HQ 带电,执行断路器机构合闸,完成遥控合闸操作。发出通信报文,监控画面显示开关变位。

(2) 遥控分闸。断路器机构箱中的“就地 / 远方”切换开关切至“远方”位置,其“远方”接点接通,“就地”接点断开。断路器分闸前,断路器处于合闸状态,其断路器常开辅助触点 DL 闭合。在外围执行回路中,测控屏上的“就地 / 远方”QK 正常运行状态下切至“远方”位置,其接点“②④”接点接通,而“①③”不通。遥控分闸接点“YT”,在图 4 中对应 1YK5 与 1YK7 的“701,702”端子。远方控制中心或站控层工作人员下达遥控“执行”操作指令后,“YT”接点闭合,DC 220 V 操作控制电源从 +KM 经 QK 的“②④”接点到“YT”接点,经防跳跃闭锁的 TBJ-I 电流线圈到断路器机构箱,再经“就地 / 远方”切换开关的“远方”接点和 DL 常开辅助接点、分闸线圈 TQ 到 -KM,使分闸线圈 TQ 带电,执行断路器机构分闸,完成遥控分闸操作,同样监控显示开关变位及报文信息。

3 断路器遥控操作异常分析及应对措施

在变电站正常操作工作中,许多情况是不能遥控断路器的。(1) 未通过综合自动化遥控验收的断路器。

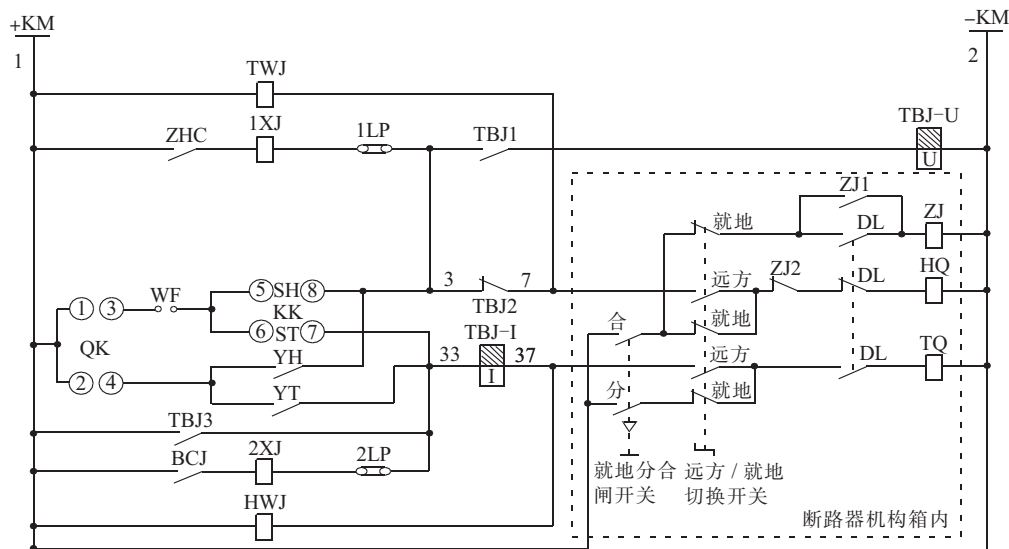


图6 断路器外围执行及机构控制原理图

(2) 断路器有缺陷影响安全运行的。(3) 断路器达到跳闸次数,仅剩余1次时。(4) 断路器“控制回路断线”信号发出时。(5) 断路器分合闸被闭锁时,比如机构压力降低闭锁分合闸、弹簧未储能闭锁合闸、灭火室SF₆压力异常,闭锁分合闸或断路器不满足操作条件时。(6) 现场正在操作相关设备时。(7) 综合自动化监控系统出现异常或故障时。(8) 设备正在检修时,而非验收设备。(9) 对于分相断路器,若三相位置信号未全部上传。

断路器遥控操作失败时,首先检查断路器有无“控制回路断线”、“分合闸闭锁”、“测控装置异常或通信中断”、“测控装置就地/远方”小开关位置是否正确等。

总结归纳有如下原因及一般处理方法:(1) 断路器控制回路断线时查找原因修理回路;(2) 断路器分合闸被闭锁或遥控被强行闭锁时,检查是否符合操作条件,有无违反操作规程等错误;(3) 测控装置异常故障时更换测控插件;(4) 网络通信异常或中断,厂站工况退出时,恢复通信系统;(5) 同期合闸操作,不满足同期合闸条件;(6) 在控制中心操作时,操作指令与设备遥信名称不匹配;(7) 断路器机构卡死,机械拒动。(8) 现场断路器遥控压板退出;(9) 断路器机构箱或者测控装置上的“就地/远方”切换开关切至“就地”; (10) 没有操作电源。对于(7)~(10)情况通知工作人员到现场处理。

在监控中心断路器遥控工作中,经常会遇到遥控“返校失败”或“遥控超时”。其原因也有许多,归纳起来有以下原因及处理方法。(1) 测控单元出口继电器故障,一般情况下更换出口插件即可消除。(2) 通信受到干扰,一般再次操作试一次。(3) 测控单元故障。(4) 测控单元地址冲突时,就需要重新设置测控单元地址,以免发生冲突。(5) 测控单元与数据处理通信装置通

信中断或数据处理通信装置通信与主站系统通信中断,通知自动化人员处理,恢复通信。(6) 在具体工作中遥控对象号设置错误,操作指令与遥控设备的遥控对象名不匹配,使得遥控设备与定义的设备节点号不正确,发“返校失败”,此时需重新设置遥控对象号。

结合查看厂站工况界面的相应变电站通道状况,若此时无“厂站工况退出”信号,“返校失败”说明从变电站总控单元到监控中心通信网络正常,问题在变电站设备或装置上,通知工作人员到现场检查设备^[3]。

在变电站断路器设备无异常情况下,综合自动化系统规定控制中心下达的指令15s内得不到响应,即发出“遥控超时”信号。当监控中心工作人员下达遥控指令后,遇到网络拥堵,数据传输慢,或下达的遥控指令得不到响应,综合自动化监控会出现“遥控超时”。若遥控工作中遇有“遥控预置超时”,一般处理方法是再试一次。结合厂站工况界面查看相应变电站通道状况,若2个通道同时退出,可能造成对此站失去监控的严重后果,此时要通知自动化工作人员检查通道,期间厂站监控职权交由变电运维人员管理。断路器在遥控过程中出现的异常或遥控失灵下,根据综合自动化系统遥控操作断路器的基本原理、方法,针对不同异常和遥控失败的原因,准确分析判断,消除隐患,从而找到正确的操作和控制方法。

4 结束语

220 kV 综合自动化系统的变电站,断路器的远方遥控操作控制成为一种工作常态,特别是在电力系统出现故障,快速处理事故,切除故障,恢复电力供电等工作中发挥了重要的作用。本文对220 kV变电站断路器遥控操作原理和操作过程进行了分析,对控制过程

基于放松弧垂法的架空地线带电更换方案

杜志佳, 宫衍平
(南京供电公司, 江苏 南京 210013)

摘 要:文中应用应力计算等相关知识论证了带电进行孤立档架空地线更换的可行性。并经过计算,提出在应力难以满足要求的情况下,通过放松架空地线弧垂的方法使带电作业在安全可靠的前提下能够进行。文中最后给出了相应计算结果,为带电更换架空地线提供了参考。

关键词:架空地线;带电作业;放松弧垂法

中图分类号:TM726.3

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)04-0049-04

架空地线又称为避雷线,其悬挂于杆塔顶部,并在每基杆塔上通过接地线与接地体相连接。其作用是减少雷击导线的几率,保护线路绝缘免受雷电过电压的破坏,保护线路安全。在将电能由发电厂输送到负荷中心的过程中,输电线路需要翻山越岭,对重要设施进行跨越,经受不同温度、不同气候条件的考验,同时还有着受到外力破坏的危险。因此,架空地线会出现损伤。对受损伤的架空地线进行更换,有停电作业和带电作业 2 种作业方法。采用带电作业更换架空地线,避免了输电线路停电,相应的时间耗费也少于停电更换。因此这一方法对于保证供电可靠性有着积极作用。

1 带电更换架空地线方法简述

带电更换架空地线主要采用翻转滑车和领头滑车。翻转滑车具有上、下两个滑轮;领头滑车上部具有一个滑轮,下部有一个固定装置。使用时,上轮放置在旧架空地线上,下轮放置新的架空地线,新线的头部固定在领头滑车上。

放线时,使用绝缘绳牵引领头滑车。当新线到位后,挂线杆塔上利用双钩紧线器倒换新、旧架空地线耐张线夹。同时,调整双钩紧线器,使旧架空地线驰度较以前略大。紧线时,在紧线端利用双钩紧线器紧线,当新线驰度略小于旧线驰度时,翻转滑车自动翻转,新、旧架空地线位置实现对调。最后安装好新架空地线的耐张线夹,回收旧线,更换工作即可完成。

2 架空地线应力计算

2.1 理论及公式准备

悬挂于两基杆塔之间的一段导(地)线,在自重、冰重、风压等荷载的作用下,任一横截面上均有内力存在^[1]。导(地)线应力是指导(地)线单位横截面积上的内力。从安全角度考虑,应力越小,导(地)线的安全

系数就越高。为了保证线路的安全运行,必须在带电作业前对架空地线能够承受的应力进行校验,确保其满足运行规程要求。由于线路经过地区的地形总是崎岖不平的,使用杆塔的高度也不一定完全相同,因此一档架空地线两侧悬点高度不同。对于高差不大于 10% 的线路档,采用平抛物线近似方程进行校验^[2]。导(地)线悬垂曲线示意如图 1 所示。

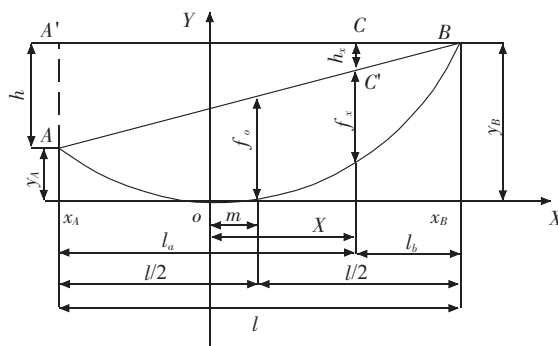


图 1 导(地)线悬垂曲线示意图

导线悬垂曲线的解析方程为:

$$y = \frac{g}{2\sigma_0} x^2 \quad (1)$$

因此:

$$\begin{cases} y_A = \frac{g}{2\sigma_0} x_A^2 \\ y_B = \frac{g}{2\sigma_0} x_B^2 \end{cases} \quad (2)$$

高差为:

$$h = y_B - y_A = \frac{g}{2\sigma_0} x_B^2 - \frac{g}{2\sigma_0} x_A^2 \quad (3)$$

根据相似关系:

$$h_x = \frac{x_B - x_A}{x_B + x_A} h \quad (4)$$

代入得:

$$h_x = \frac{g}{2\sigma_0} x_B - x_A (x_B - x_A) \quad (5)$$

因此:

$$f_x = \frac{g}{2\sigma_0} x_A - x x_B - x = \frac{g}{2\sigma_0} l_a l_b \quad (6)$$

对于档距中点弧垂 $l_a = l_b = \frac{l}{2}$, 因此:

$$f_0 = \frac{gl^2}{8\sigma_0} \quad (7)$$

式(7)中: f 为所求的弧垂; g 为对应线材的比载; l 为档距; σ_0 为确定临界条件下的应力。

2.2 带电作业时架空地线应力计算

根据输电线路电压等级的不同, 所采用架空地线的型号也有不同。不同电压等级输电线路与其采用的架空地线型号以及参数如表 1 所示^[3]。

表 1 不同电压等级输电线路架空地线型号

电压等级 /kV	架空地线型号	绞制方式	破坏拉断力 /N
110	GJ-35	1X7	43 424
220	GJ-50/ GJ-70	1X7/1X19	65 780/90 225
500	OPGW	36	92 400

以作业地点档距 为例, 在保持原有弧垂的情况下, 采用带电更换架空地线工具作业, 需要采用领头滑车 1 个, 翻转滑车 7 个, 工具总质量为 10 kg。新架空地线规格与旧线相同, 因此计算步骤如下。

旧导线承受的新、旧导线自重产生的应力:

$$\sigma_1 = \frac{2gl^2}{8\sigma_0} = 2\sigma_0 \quad (8)$$

最低点应力:

$$\sigma_0 = \frac{T_p}{KA} \quad (9)$$

由工具重量产生的应力:

$$\sigma_2 = \frac{g_T l^2}{8f_0} \quad (10)$$

相应导线长度 $L = l + \frac{8f^2}{3l}$, 可以得到:

$$g_T = \frac{G_T}{L \times s} \quad (11)$$

旧架空地线承受的总应力:

$$\sigma = \sigma_1 + \sigma_2 \quad (12)$$

于是, 能够计算出在不同断线股数的情况下, 原有架空地线在上述带电作业过程中承受的拉力。如表 2 所示。

由表 2 可以看到, 保持原架空地线弧垂不变的情况下, 钢绞线在断股为 2 股及以下的情况下, OPGW 光缆在断股为 6 股及以下的情况下是可以采取带电作业方式更换原架空地线的。但当断股数继续增加时, 这一作业方式存在隐患。

表 2 不同断线股数情况下地线承受拉力

型号	断线股数 / 股	平均每股承受拉力 /N	是否在规定范围
GJ-35	1	6 032.05	是
	2	7 238.46	否
	3	9 048.10	否
GJ-70	1	4 331.70	是
	2	4 586.51	是
	3	4 873.16	是
	4	5 198.4	是
	5	5 569.33	否
GJ-50	1	9 458.96	是
	2	11 350.76	否
	3	14 188.44	否
OPGW 光缆	1	2 191.19	是
	2	2 255.64	是
	...	...	...
	6	2 556.39	是
	7	2 644.54	否

2.3 放松旧架空地线后进行作业的安全性计算

在保持原有弧垂不变的情况下不能满足安全性要求, 则考虑通过调整弧垂, 达到减小旧有架空地线应力的目的。通过设计对南京地区的杆塔设计图纸查询可以得到不同电压等级的杆塔, 架空地线悬挂点与上横担的距离如表 3 所示^[3], 在不同电压等级线路上更换架空地线时, 地线与下方导线应保持的安全距离应按临近或交叉其他电力线工作的安全距离整定, 如表 4 所示^[4]。

表 3 架空地线悬挂点与上横担的距离

电压等级 /kV	距离 /m
110	4.1
220	4.6
500	6.6

表 4 临近或交叉其他电力线工作的安全距离

电压等级 /kV	作业安全距离 /m
110	3.0
220	4.0
500	6.0

再考虑到使用的带电作业工具长度为 0.2 m, 那么弧垂放松的实际裕度如表 5 所示。

表 5 不同电压等级线路弧垂放松裕度

电压等级 /kV	放松裕度 /m
110	0.9
220	0.4
500	0.4

此时弧垂 $f'_0=f_0+\Delta f$, 相应的:

$$\left\{\begin{aligned}\sigma_1&=2\sigma_0=\frac{2gl^2}{8f_0'}\\\sigma_2&=\frac{g_tl^2}{8f_0'}\end{aligned}\right.\tag{13}$$

则总的应力:

$$\sigma'=\sigma_1'+\sigma_2'\tag{14}$$

由此按照 2.2 节中的计算步骤计算弧垂不同放松程度下,旧有架空地线在带电作业过程中承受的拉力,如表 6—9 所示。

表 6 110 kV 线路不同弧垂放松程度下地线承受拉力

弧垂放松 $\Delta f/\text{m}$	断线股数 / 股	平均每股承受拉力 /N	是否在 规定范围
0.2	1	4 964.29	是
	2	5 957.15	是
	3	7 446.44	否
	4	9 928.59	否
0.4	1	4 217.77	是
	2	5 061.32	是
	3	6 326.65	是
	4	8 435.53	否
...	...	...	...
0.8	1	3 242.51	是
	2	3 891.01	是
	3	4 863.77	是
	4	6 485.03	是
...	...	...	...

表 7 220 kV 线路不同弧垂放松程度下地线承受拉力 (GJ-50)

弧垂放松 $\Delta f/\text{m}$	断线股数 / 股	平均每股承受拉力 /N	是否在 规定范围
0.1	1	8 499.24	是
	2	10 199.08	是
	3	12 748.85	否
	4	16 998.47	否
0.2	1	7 677.26	是
	2	9 212.71	是
	3	11 515.88	否
	4	16 354.51	否
0.3	1	7 000.25	是
	2	8 400.30	是
	3	10 500.37	否
	4	14 000.50	否
0.4	1	6 433.03	是
	2	7 719.63	是
	3	9 649.54	是
	4	12 866.05	否

表 8 220 kV 线路不同弧垂放松程度下地线承受拉力 (GJ-70)

弧垂放松 $\Delta f/\text{m}$	断线股数 / 股	平均每股承受拉力 /N	是否在 规定范围
0.1	...	...	...
	5	5 005.42	是
	6	5 390.45	否
	7	5 839.65	否
0.2	8	6 370.53	否
	...	...	...
	5	4 530.14	是
	6	4 878.61	是
0.3	7	5 285.16	否
	8	5 765.63	否
0.4	...	...	...
	5	4 137.25	是
	6	4 455.50	是
	7	4 826.79	是
0.8	8	5 265.59	是
	...	...	...
	5	3 806.99	是
	6	4 099.84	是
0.8	7	4 441.49	是
	8	4 845.27	是

表 9 500 kV 线路不同弧垂放松程度下地线承受拉力 (OPGW 光缆)

弧垂放松 $\Delta f/\text{m}$	断线股数 / 股	平均每股承受拉力 /N	是否在 规定范围
0.1	...	...	...
	7	2 375.83	是
	8	2 460.68	是
	9	2 551.81	是
0.2	10	2 649.96	否
	...	...	...
	7	2 316.23	是
	8	2 405.32	是
0.3	9	2 501.53	是
	10	2 605.76	否
0.4	...	...	...
	7	2 290.02	是
	8	2 385.44	是
	9	2 489.15	是
0.8	10	2 602.30	否
	...	...	...
	7	2 199.52	是
	8	2 286.15	是
0.8	9	2 399.47	是
	10	2 513.73	是

通过以上表格的数据可以看出,通过放松架空地线的弧垂,能够达到进行带电更换架空地线的目的。由于架空地线线型和绞制方式的不同,需要进行弧垂放

松的程度也不尽相同。需要特别指出的是,500 kV 线路的 OPGW 光缆采用铝包钢绞线中间嵌入光纤。在作业时除了满足应力要求以外,还应当考虑作业工具对于光纤层的磨损。在作业中,应采用在滑轮处装设橡胶护套的方式,增强对 OPGW 光缆的保护。

3 结束语

在对上述带电更换架空地线作业的分析与计算检验中,应用了导(地)线应力计算、弧垂计算、长度计算等相关知识。又考虑到架空地线损伤程度的不同,提出了通过放松架空地线弧垂进行带电作业的方法。最后应用 MATLAB 编制程序,把计算流程标准化,为今后同类型的输电线路检修工作提供依据。对于不能停电检修,或者跨越公路、铁路等设施的线路档,带电进行架空地线的更换简化了作业流程,节约了作业时间。特别值得注意的是,这一作业方式必须根据架空地线锈

蚀、断股等情况进行过牵引计算,校核其安全情况。在校核结果满足安全性要求的前提下才能进行。总体来说,带电更换架空地线这一作业方法对于提高供电可靠性、确保电网安全稳定运行是有益处的。

参考文献:

- [1] 陈景彦,白俊峰.输电线路运行维护理论与技术[M].北京:中国电力出版社,2009.
- [2] 胡国荣.输电线路基础[M].北京:中国电力出版社,1997.
- [3] 张殿生.电力工程高压送电线路设计手册[M].北京:中国电力出版社,2002.
- [4] DL/T 741—2010,架空输电线路运行规程[S].

作者简介:

杜志佳(1986),男,江苏南京人,助理工程师,从事输电线路高压带电检修工作;
宫衍平(1966),男,江苏南京人,高级技师,从事输电线路高压带电检修工作。

Scheme of Changing Overhead Ground Wire by Live-working Based on Sag-easier Method

DU Zhi-jia, GONG Yan-ping

(Nanjing Power Supply Company, Nanjing 210013, China)

Abstract: The feasibility of changing the overhead ground wire by live-working method is verified in this paper through stress calculation. According to the result, if the stress has exceeded the demanded level, the method of sag-easier can be used to guarantee that live-working process can be accomplished safely. Relevant calculation results are given in the end, providing reference for further use.

Key words: overhead ground wire; live working; sag-easier method

(上接第 48 页)

中出现异常和遥控失灵的各种问题,提出了具体的分析意见和应对措施。正确理解断路器遥控原理,掌握断路器遥控的基本方法,在不同的运行工况下,准确地分析判断遥控过程中的异常或问题,消除隐患,从而找到正确的操作和控制方法,保证断路器可控,能控、在控,对提高安全管理水平有益。有助于运行维护和监控工作人员在运行监控、断路器操作、事故处理、综合自动化设备验收等具体的工作中做到原理清楚,心中有数,确保变电设备安全运行。

参考文献:

- [1] 江苏省电力公司.江苏电网 35~220 kV 变电站自动化系统技

术规范[S].2007.

- [2] 许世辉,方国元,张辉明,等.国家电网生产技能人员职业能力培训通用教材(二次回路)[M].北京:中国电力出版社,2010.
- [3] 江苏省电力公司.江苏电网地区监控通用运行规程[S].2011.

作者简介:

李 晔(1964),男,江苏徐州人,高级工程师,从事电力系统技术培训工作;
朱 江(1968),男,江苏徐州人,工程师,从事电力系统继电保护工作;
吴 玲(1969),女,江苏徐州人,技师,从事电力系统用电管理工作。

Analysis on Circuit Breaker Remote Control Based on Integrated Automation System

LI Ye, ZHU Jiang, WU Ling

(Xuzhou Power Supply Company, Xuzhou 221003, China)

Abstract: The basic principle of circuit breaker remote control based on substation integrated automation system is analyzed in this paper. The basic process and operation method of 220 kV circuit breaker remote control are discussed and its relevant secondary circuit is analyzed. This paper also discusses the reasons of abnormal phenomena of remote control operation as well as providing solutions. It is of great reference significance for substation relative staffs.

Key words: integrated automation; circuit breaker; remote control operation

静止变频器系统变压器短路阻抗的算法研究

石祥建¹,司红建²,闫伟¹,牟伟¹,施一峰¹

(1.南京南瑞继保电气有限公司,江苏 南京 211102;2. 江苏沙河抽水蓄能发电有限公司,江苏 溧阳 213333)

摘 要:文中通过对静止变频器(SFC)系统的研究,提出一种新的变压器短路阻抗计算方法。该方法利用直流电压和晶闸管换相时间,计算变压器短路阻抗。并在江苏某抽水蓄能电站 SFC 上通过实验验证该方法的正确性,结果表明,该方法计算精度高,方便实用,有较高的应用价值。该方法还适用于直流输电系统、励磁系统中变压器短路阻抗的计算。

关键词:SFC;变压器;短路阻抗;漏感

中图分类号:TM934

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)04-0053-03

静止变频器(SFC)是大中型抽水蓄能电站的重要核心设备,承担抽水蓄能机组抽水工况下的机组启动任务。静止变频器主要由变压器、电抗器、功率桥构成,变压器对 SFC 系统的可靠稳定运行至关重要。短路阻抗是变压器的重要技术指标,它对供电系统的稳定性、对负载的供电质量等都有重要的意义^[1]。短路阻抗还是判断变压器绕组有无变形的重要依据^[2],是工程上核算变压器容量的常用方法^[3,4]。

工程上测量变压器短路阻抗通常有 2 种方法。一是采用变压器短路阻抗测试仪。在系统停运和变压器二次侧短路情况下,使用阻抗测试仪对变压器进行小电流测试。再将测试结果折算到额定电流,计算变压器短路阻抗。事实上,变压器短路阻抗测试仪的输出功率很小,常用的功率范围是输出电压 0~10 V,输出电流 0~10 A。这种用小电流下测得的短路阻抗来代替额定电流下短路阻抗的方式,存在较大的试验误差。按照国标规定测定变压器短路阻抗时,短路电流要大于额定电流的 50%,才认为结果是可靠的。二是变压器短路阻抗标准测试方法。将变压器二次侧短路,在变压器一次侧从 0 V 开始加压,加到高压侧电流为额定电流时,高压侧所加相电压与额定相电压之比的百分数即为变压器的短路阻抗。采用此方法测定变压器短路阻抗,需要配备调压器,变压器容量越大,所需的调压器容量也越大。大容量的调压器体积大,成本高,现场客户很少会专门配备一台大容量调压器,用于测定变压器短路阻抗。这种测定变压器短路阻抗的方法,一般会在变压器制造厂出厂试验时采用。本文通过对 SFC 系统的深入研究,推导出一种新的变压器短路阻抗计算方法。该算法简明清晰,易于理解。使用该方法可在 SFC 系统不停运的情况下,在额定电流或接近额定电流的工况下测量变压器短路阻抗,减少了短路阻抗的测试工作量,提高了短路阻抗的测量精度。

1 算法推导

该算法的核心思想是利用晶闸管换相时间与变压器漏感之间关系来计算变压器漏感,再由变压器漏感计算变压器短路阻抗。更重要的是,计算式中各电气量要方便现场测量,方法易于实施。换相重叠角计算式^[5]:

$$\cos \alpha - \cos (\alpha + \gamma) = \frac{\sqrt{2} I_d \times X_\gamma}{U_l} \quad (1)$$

式(1)中: α 为晶闸管触发角,rad; γ 为晶闸管换相重叠角,rad; I_d 为直流电流,A; U_l 为交流侧线电压,V; X_γ 为变压器短路阻抗有名值, Ω 。

输出直流电压平均值计算式^[5]:

$$U_d = \frac{3\sqrt{2} U_l}{2\pi} [\cos \alpha - \cos (\alpha + \gamma)] \quad (2)$$

式(2)中: U_d 为直流电压平均值,V; U_l 为交流侧线电压,V; α 为晶闸管触发角,rad; γ 为晶闸管换相重叠角,rad。

晶闸管换相重叠角 γ 与换相时间 T_γ 关系式:

$$\gamma = 2\pi \times f_1 \times T_\gamma \quad (3)$$

式(2)、式(3)整理后可得:

$$\alpha + \frac{\gamma}{2} = \arccos \left[\frac{\pi \times U_d}{3\sqrt{2} U_l \times \cos(\pi \times f_1 \times T_\gamma)} \right] \quad (4)$$

式(4)中: α 为可控硅触发角,rad; γ 为可控硅换相重叠角,rad; U_d 为直流电压平均值,V; T_γ 为可控硅换相时间,s; U_l 为交流侧线电压,V; f_1 为交流侧电压频率,Hz。

式(1)、式(2)进行和差化积后两式相除整理后可得:

$$L_\gamma = \frac{U_d}{6f_1 \times I_d} \tan \left(\alpha + \frac{\gamma}{2} \right) \tan \left(\frac{\gamma}{2} \right) \quad (5)$$

SFC 运行时,换相重叠角 γ 一般小于 20° ,那么 $r/2 \leq 10^\circ$,即 $r/2 \leq 0.175$ rad。此时,可近似认为(γ 用弧度制表示):

$$\tan \left(\frac{\gamma}{2} \right) = \frac{\gamma}{2} \quad (6)$$

由式(3)、式(5)、式(6),整理可得,

$$L_\gamma = \frac{\pi \times U_d \times T_\gamma}{6I_d} \tan(\alpha + \frac{\gamma}{2}) \quad (7)$$

式(7)中: L_γ 为变压器漏感,H; U_d 为直流电压平均值,V; I_d 为直流电流,A; T_γ 为可控硅换相时间,s; α 为可控硅触发角,rad; γ 为可控硅换相重叠角,rad。

由式(7)得到变压器漏感,在忽略变压器直流等值电阻后,计算变压器短路阻抗。变压器直流等值电阻一般比电抗小很多,工程上计算变压器短路阻抗,忽略直流等值电阻是允许的。变压器短路阻抗百分数 u_k 的计算式如下:

$$u_k = \frac{2\pi \times f_N \times L_\gamma \times S_N}{U_N^2} \times 100\% \quad (8)$$

式(8)中: u_k 为变压器短路阻抗百分数,%; f_N 为50 Hz; L_γ 为变压器漏感,H; U_N 为变压器额定线电压,V; S_N 为变压器额定容量,V·A。

现场测得直流电压 U_d 和晶闸管换相时间 T_γ ,由式(4)、式(7)、式(8)三式联立,即可以得到变压器的短路阻抗值。

2 实验验证

本文在江苏某抽水蓄能电站 SFC 系统上进行变压器短路阻抗算法验证。该抽水蓄能电站有 2 台 50 MW 可逆式发电机组,静止变频器采用法国 Converterteam 公司研制的 SFC 系统,其系统结构如图 1 所示。

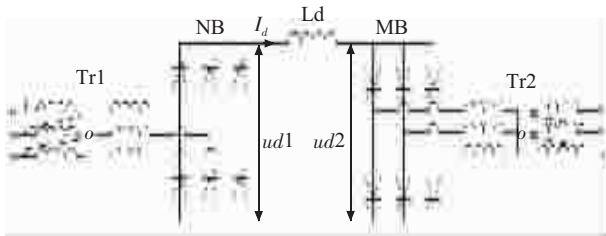


图 1 江苏某抽水蓄能电站 SFC 系统拓扑结构

图 1 中,Tr1 为输入变压器连接到工频 10.5 kV 母线,变压器变比 10.5 kV/1.4 kV,容量 4 MV·A,短路阻抗 9%;NB 为 6 脉动整流桥,Ld 为平波电抗器,MB 为 6 脉动逆变桥,Tr2 为输出变压器,变压器变比 10.5 kV/1.4 kV,容量 4 MV·A,短路阻抗 9%。SFC 系统额定直流电流=1 990 A, U_{d1} 、 U_{d2} 分别为整流桥侧和逆变桥侧直流电压。

现场测量时,通过电阻分压方法测得整流桥侧直流电压平均值和逆变桥侧直流电压平均值,通过示波器查看交流侧电压互感器二次侧波形,测得晶闸管换相时间。整流桥、逆变桥侧交流电压波形如图 2、图 3 所示,图 2、图 3 中电压的跌落是晶闸管换相导致的,电压跌落的时间,即为晶闸管换相时间。

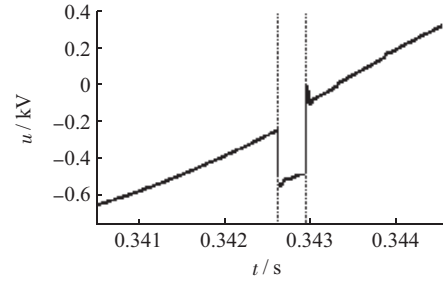


图 2 整流桥交流侧电压波形

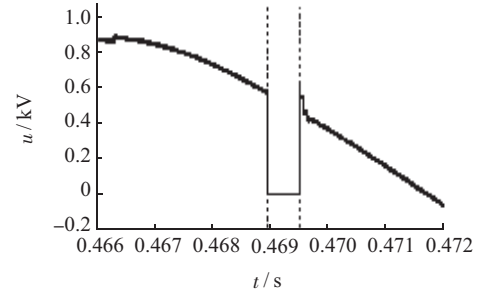


图 3 逆变桥交流侧电压波形

2.1 整流桥侧变压器短路阻抗计算

已知: $I_d = 1\,990\text{ A}$, $U_l = U_N = 1\,400\text{ V}$, $S_N = 4\,000\text{ kV}\cdot\text{A}$, $f_1 = f_N = 50\text{ Hz}$,变压器变比 10.5 kV/1.4 kV,变压器容量 4 000 kV·A,变压器标称短路阻抗 9%。

测量获得的数据: $U_{d1} = 1\,315\text{ V}$, $T_r = 0.36\text{ ms}$ 。由式(4)、式(7)、式(8)计算:

$$\alpha + \frac{\gamma}{2} = \arccos \left[\frac{\pi \times 1\,315}{3\sqrt{2} \times 1\,400 \times \cos(\pi \times 50 \times 0.36 / 1\,000)} \right] = 0.8\text{ rad}$$

$$L_\gamma = \frac{\pi \times 1\,315 \times 0.36}{6 \times 1\,990 \times 1\,000} \tan(0.8) = 0.000\,128\,3\text{ H}$$

$$u_k = \frac{2\pi \times 50 \times 0.000\,128\,3 \times 4 \times 10^6}{(1\,400)^2} \times 100\% = 8.23\%$$

输入变压器实际短路阻抗为 9%,通过本方法计算结果为 8.23%。且计算结果满足工程需要。

2.2 逆变桥侧变压器短路阻抗计算

已知: $I_d = 1\,990\text{ A}$, $f_1 = 45\text{ Hz}$, $U_l = 1\,260\text{ V}$, $U_N = 1\,400\text{ V}$, $S_N = 4\,000\text{ kV}\cdot\text{A}$, $f_N = 50\text{ Hz}$,变压器变比为 10.5 kV/1.4 kV,变压器容量为 4 000 kV·A,变压器标称短路阻抗 9%。

测量获得的数据: $U_{d2} = 1\,290\text{ V}$, $T_r = 0.52\text{ ms}$ 。由式(4)、式(7)、式(8)计算:

$$\alpha + \frac{\gamma}{2} = \arccos \left[\frac{\pi \times 1\,290}{3\sqrt{2} \times 1\,260 \times \cos(\pi \times 45 \times 0.52 / 1\,000)} \right] = 0.707\text{ rad}$$

$$L_\gamma = \frac{\pi \times 1\,290 \times 0.52}{6 \times 1\,990 \times 1\,000} \tan(0.707) = 0.000\,150\,8\text{ H}$$

$$u_k = \frac{2\pi \times 50 \times 0.000\,150\,8 \times 4 \times 10^6}{(1\,400)^2} \times 100\% = 9.67\%$$

输出变压器实际短路阻抗为 9%, 通过本方法计算结果为 9.67%。且计算结果满足工程需要。

3 结束语

本文通过对 SFC 系统的研究,提出一种新的变压器短路阻抗计算方法。该方法利用直流电压和晶闸管换相时间,计算变压器短路阻抗。该方法很好地解决了现有变压器短路阻抗测试方法存在的实施成本高、步骤复杂、精度不高等问题。在江苏某抽水蓄能电站 SFC 系统上通过实验验证该方法的正确性。试验结果表明,该方法不仅适用于整流桥侧工频工况下变压器短路阻抗的计算,还适用于逆变桥侧变频工况下变压器短路阻抗的计算。使用该方法计算变压器短路阻抗,不需要静止变频器系统停运,不需要解开变压器接线电缆,只需在静止变频器运行时,测得直流电压及晶闸管换相时间,就能得到准确的变压器短路阻抗值。本文提出的变压器短路阻抗计算方法,不仅适用于 SFC 系统,还适用于直流输电及励磁系统换流变压器短路阻抗的计算,该方法实际上是晶闸管三相全控整流或逆变系统变压器短路阻抗计算的普适方法。

参考文献:

- [1] 赵刚,施围,林海雪. 配电网短路阻抗测量方法的研究[J]. 电工技术杂志,2003(3):29-30,34.
- [2] 吴军,任士焱,程林. 变压器短路电压在线检测方法研究[J]. 仪器仪表学报,2006,27(S2):1170-1171.
- [3] 陆佳政,张红先,方针,等. 基于短路阻抗的配电变压器容量测试装置的研究与应用[J]. 电力设备,2008,09(1):45-48.
- [4] 孙恒峰,张扬,季楠,等. 低电压短路试验校核 110 kV 国际变压器容量[J]. 江苏电机工程,2011,30(6):57-59.
- [5] 王兆安,刘进军. 电力电子技术[M]. 北京:机械工业出版社,2009.

作者简介:

石祥建(1980),男,江苏徐州人,工程师,从事电力电子在电力系统中的应用研究、工业过程自动控制研究工作;
司红建(1979),男,江苏南通人,工程师,从事设备技术管理工作;
闫伟(1981),男,陕西咸阳人,工程师,从事电力电子在电力系统中的应用研究、发电机励磁系统研究工作;
牟伟(1981),男,四川成都人,工程师,从事发电机励磁系统研究、电力电子在电力系统中的应用研究工作;
施一峰(1979),男,江苏启东人,工程师,从事发电机励磁系统研究、电力电子在电力系统中的应用研究工作。

Algorithm Study of System Transformer Short Circuit Impedance in Static Frequency Converter

SHI Xiang-jian¹, SI Hong-jian², YAN Wei¹, MU Wei¹, SHI Yi-feng¹

(1. Nanjing NARI-relays Electric Co. Ltd., Nanjing 211102, China;

2. Jiangsu Shahe Pumped Storage Generation Co. Ltd., Liyang 213333, China)

Abstract: Through the study of Static Frequency Converter (SFC), a new method is proposed to calculate the short circuit impedance of transformer based on the direct voltage and commutated time of thyristor. Besides, experiment was carried out on the static frequency converter in a pumped storage plant of Jiangsu province, verifying the correctness of this method. The test result indicates that the practical method has high precision and the process is convenient, with high application value. The method is also fit for that of HVDC system and excitation system.

Key words: SFC; transformer; short circuit impedance; leakage inductance

下 期 要 目

- 提升特高压电网输电能力的方法
- 10 kV 线路故障引起主变差动保护动作的分析
- 有源滤波器在 6 脉中频炉谐波治理中的应用
- 风电场接地方式与零序保护整定计算
- 大容量冲击发电机短路电流衰减特性
- 换流变压器励磁涌流特性及其对差动保护的影响
- 110 kV 变电所单母线分段接线保护闭锁备自投分析
- 合同能源管理模式在闭式水泵高效节能泵改造上的应用

电网监控数据辅助分析系统的研发

叶 勇, 陆 路, 李 杰

(泰州供电公司, 江苏 泰州 225300)

摘 要:分析了当前电网监控人员在分析数据流程中遇到的问题,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,提高了监控数据分析的效率,并且有效地减少了监控数据分析人员的工作量,为监控数据分析流程的改进提供可靠依据。

关键词:电网监控;数据库;数据分类

中图分类号:TM76

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)04-0056-04

电网监控是电网安全运行的重要保障,随着江苏省用电负荷大幅增加,全省监控设备规模迅速扩张,江苏省电力公司调度控制中心为了规范化管理,制定了统一格式下的月度报表(以下简称“月报”),每个月月底统计监控数据。制作月报是比较耗时耗力的工作,所以需要设计新的方案来提高电力设备监控数据的分析效率。

1 目前电网监控数据分析存在问题

1.1 工作流程

传统监控数据分析的工作流程:技术人员从 OPEN-3000 系统中分类检索监控数据,将各类监控数据依照不同辖区的变电站分别统计汇总,依照数据类别将汇总的数据制作成报表。以泰州地区电网为例,一个月内 OPEN-3000 系统采集的所有监控数据总量达到 2 百多万条。

1.2 问题

(1) 监控数据类别较多,分析数据量大,其中包含:①“事故信息”分析;②“异常信息”分析;③“越限信息”分析;④“变位信息”分析;⑤“告知信息”;最后需要把这 5 类数据汇总,形成“监控信息总览”表,可见分析数据工作量比较大。

(2) 实际工作中,上述 5 类报表并不能直观统计,技术人员需要经过 OPEN-3000 系统内置的告警查询功能,选择不同数据信息表分类查询每个变电站的数据,然后按照变电站所在辖区分类汇总。完全依靠人工进行繁杂的监控数据统计工作会影响工作效率及数据的精准性。

2 监控数据辅助分析系统研发

2.1 监控数据采集原理

电力系统运行时,各级调度控制中心及发电厂、变电站之间要传递反映运行状态和进行控制调节的

信息,从调度控制中心角度出发,实时信息分为:(1) 遥信信息,断路器状态、隔离开关状态、变压器分接头位置、继电保护和自动装置的动作状态等;(2) 遥测信息,输电网中变压器和线路的有功功率、无功功率、电流、母线电压等;(3) 遥控信息,调度控制中心向所管辖的变电站发送的断路器分合闸、电容器及其他自动装置投切的遥控命令;(4) 遥调信息,调度控制中心向所管辖的变电站发送的变压器分接头以及其他电力设备的远方调节命令。

OPEN-3000 系统是基于 CDT, IEC 60870-5-104, IEC 60870-5-101 等通信协议,将上述变电站“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^[1,2]。具体结构如图 1 所示。

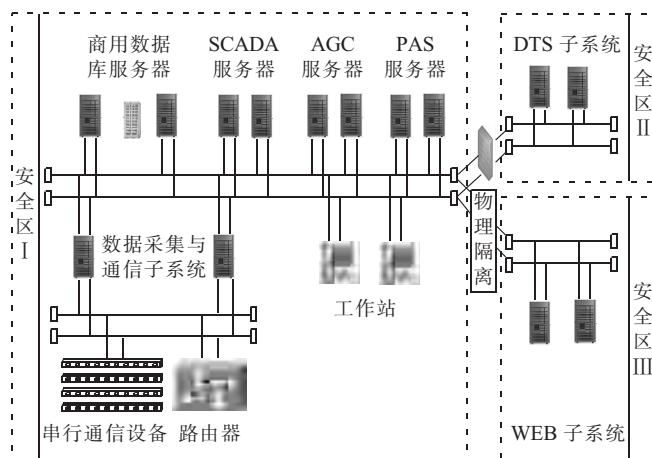


图 1 OPEN-3000 系统的硬件构架示意图

2.2 辅助分析系统设计方案及软件流程

基于 OPEN-3000 系统,变电站内设备的监控数据均能远方采集。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^[3]。设计“电网监控数据辅助分析系统”工作流程如图 2 所示。

现基于 OPEN-3000 系统 Web 浏览功能,依照监控

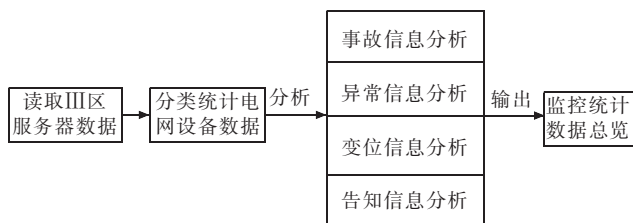


图2 电网监控数据辅助分析系统方案图

数据的分析内容划分,让计算机完成分析报表。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,对采集的数据进行计算分析^[4,5],监控数据分析结果结合工作需要,分为5大类:“事故信息”分析、“异常信息”分析、“越限信息”分析、变位信息分析、“告知信息”分析。最终形成“监控信息总览”表,工作人员可以通过设计的各类功能按键(如图3所示),直接得出需要的统计数据,完全依靠计算机来可靠完成电网监控数据分析,从根本上改变传统的人工分析数据缓慢问题。为保证监控数据辅助分析系统稳定运转,其物理结构设计如图4所示。

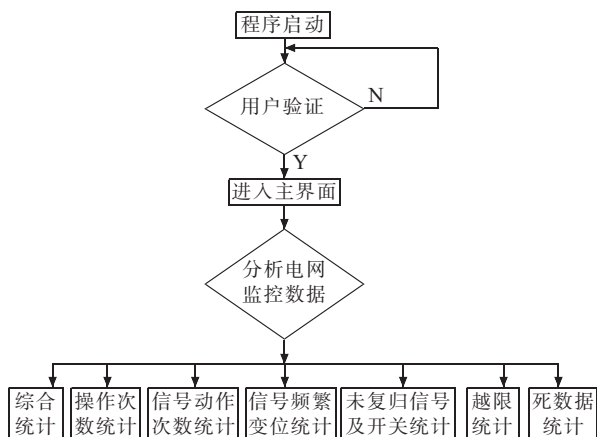


图3 电网监控数据辅助分析系统软件流程图

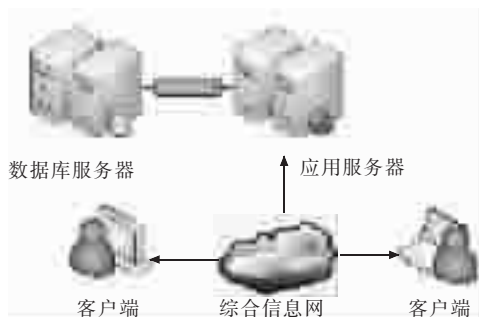


图4 电网监控数据辅助分析系统硬件构架示意图

电网监控数据辅助分析系统在具体技术实现上采用基于多层体系结构,满足系统在健全性、高性能、可维护性、可重用性等方面的要求。该系统在总体结构上采用多层架构,分为表现层、业务逻辑层、数据访问层3个层次。

(1) 表现层,负责应用程序的用户界面表示,主要包括用户界面的生成和用户操作的控制功能。

(2) 业务逻辑层,负责应用程序所有业务数据的逻辑处理,对数据访问层和服务提供层提供的数据进行逻辑处理,并提供给表现层或其他服务使用。

(3) 数据访问层,负责与后端数据库交互,为业务逻辑层或服务提供层提供读取和保存数据的中介服务,通过该层隐藏数据的存储方式。

系统各功能模块关系图如图5所示。

2.3 系统功能设计

为方便工作人员统计监控数据,针对不同监控数据特性,分别设计了各类查询功能。

(1) “操作统计”功能设计。首先从 OPEN-3000 系统“操作信息表”中将操作类型数据采集,再依照“电压等级”(10 kV, 20 kV, 35 kV, 110 kV, 220 kV, 500 kV)分类;同时结合“操作类型”分类,其中“操作类型”具体设计为控制合闸成功、控制分闸成功、遥控执行合闸、遥控执行分闸、遥控预置合闸、遥控预置分闸等。

(2) “信号动作次数统计”功能设计。从 OPEN-3000 系统中筛选出同一条信号的动作次数,设定“起止时间段”后进行统计,结合工作要求,统计出某一个时间段的信号动作次数。同时增加动作次数排名的功能模块,可以排列出各变电站信号动作次数顺序。

(3) “信号频繁变位统计”功能设计。从 OPEN-3000 系统的各类数据表中采集遥信变位数据,预先设定“信号变位次数”(例如设定为“10次”,表示频繁变位次数达10次及以上),结合“起止时间段”,“信号类别”等条件,计算出满足要求的频繁变位信号。其中“信号类别”的设计依照“事故信号、异常信号、越限信号、开关变位信号、其他变位信号、告知信号”分类。

(4) “未复归信号及开关统计”功能设计。从 OPEN-3000 系统的各类数据表中采集未复归的遥信变位数据,依照“电压等级、信号类别、开关类别”分类统计。其中“信号类别”设计为“事故、异常、越限、告知、其他变位”;“开关类别”设计为“电容器开关、其他类型开关”。“未复归的开关”定义为某一时间段内分闸,但未重合或者重合闸不成功的开关,其统计信息包括开关名称、所属变电站、分闸时间。

(5) “越限统计”功能设计。从 OPEN-3000 系统的“越限信息”数据表中采集遥测量越限的数据,依照“电压等级”、“越限类别”、“上下限值”分类。其中“越限类别”依照“电压、电流、温度、功率”来分类。遥测量越限的计算方法主要是设备遥测值与额定值的比例超出规定比值。

(6) “死数据统计”功能设计。设计数据不变化的时间限值,将 OPEN-3000 系统不变化的数据筛选出来,依照“电压等级”、“数据类别”分类。其中“数据类别”依照“电压、电流、主变压器温度”来分类。

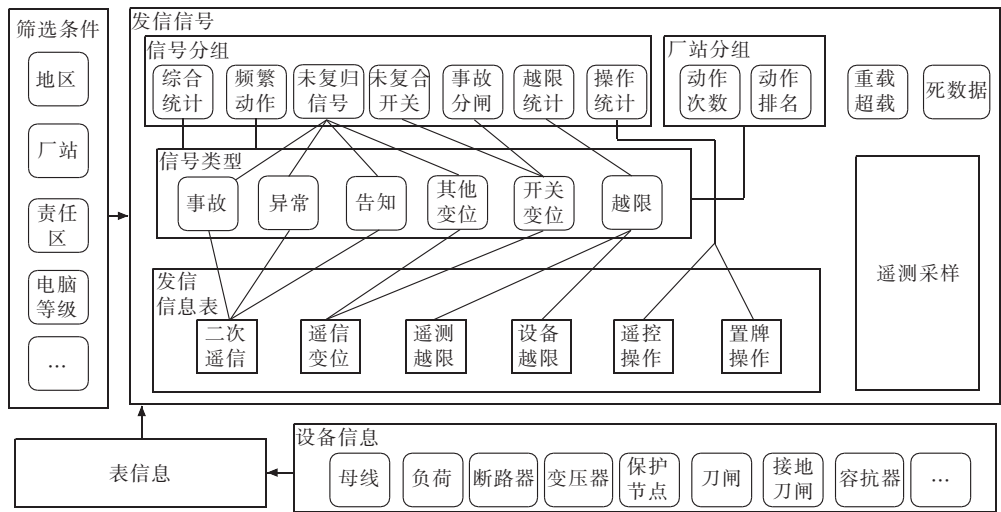


图 5 软件构架示意图

(7) 主程序界面的设计,将功能按钮依照“操作统计、信号动作次数统计、信号频繁变位统计、未复归信号及开关统计、越限统计、死数据统计”分类,点击相应功能按钮后,会显示具体的数据,并且设计相应的数据表导出功能,可形成各类图表便于直观分析设备状态。

电网监控数据辅助分析系统主界面如图 6 所示。

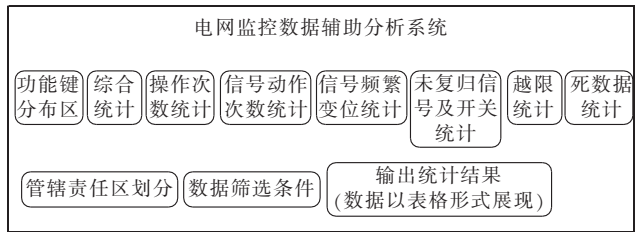


图 6 电网监控数据辅助分析系统主界面

2.4 数据分析具体流程

(1) 工作人员选择自己用户名及密码实名登录。

(2) 工作人员选择主界面中设定的各类统计功能按钮,针对不同数据的属性,设定分析条件,最后点击查询按钮,程序会自动显示出满足条件的所有统计结果(所有数据均来自 OPEN-3000 系统数据库)。最后通过综合统计功能按钮将所有类别的数据汇总。

(3) 工作人员将所有分类功能统计结果及综合统计结果以 Excel 表格形式导出程序,可以结合各类图表功能(柱状图、饼状图等)直观展示数据。

3 月度报表制作工作

2012 年 10 月至 12 月,江苏省电力公司泰州供电公司监控工作人员结合电网监控数据辅助分析系统,完成了每个月的数据报表。应用“电网监控数据辅助分析系统”之前分析电网数据使用时间如表 1 所示。2012 年第四季度,使用“电网监控数据辅助分析系统”之后分析电网数据使用时间如表 2 所示。

表 1 传统验收时间统计(2012 年第三季度)

监控数据月度报表制作时间统计	7 月 /h	8 月 /h	9 月 /h	时间合计 /h	监控数据统计时间所占百分比 /%
监控信息总览 T1	5	5	4	14	13.7
监控信息分析 T2	18	21	22	61	59.8
越限信息分析 T3	3	1	2	6	5.9
变位信息分析 T4	7	3	4	14	13.7
告知信息分析 T5	3	2	2	7	6.9
时间合计	36	32	34	102	100

表 2 使用自动校验系统之后验收时间统计

监控数据月度报表制作时间统计	7 月 /h	8 月 /h	9 月 /h	时间合计 /h	监控数据统计时间所占百分比 /%
监控信息总览 T1	6	5	5	16	20.5
监控信息分析 T2	10	13	14	37	47.4
越限信息分析 T3	3	3	4	10	12.8
变位信息分析 T4	3	2	3	8	10.3
告知信息分析 T5	2	3	2	7	9
时间合计	24	26	28	78	100

根据表 1、表 2 数据得到重复校验时间 T1 比例由 59.8%下降到 47.4%,有效提高了人员工作效率。以某段时间泰兴地区内变电站的“未复归信号”统计为例,将统计结果导出系统,如表 3 所示。

综上所述,调度控制中心监控技术人员使用“电网监控数据辅助分析系统”后,能够直观快捷地得到需要分析数据的结果;工作人员能够通过该系统同步掌握

表 3 泰兴地区设备异常类信号动作统计

序号	地区	变电站	信号名称	动作时间
1	泰兴	220 kV 徐庄变	徐洋 2694 线 753 保护通道故障	2012-12-21 10:33
2	泰兴	220 kV 徐庄变	徐东线 771 保护 装置呼唤	2012-12-19 07:35
3	泰兴	220 kV 洋思变	洋徐 2694 线 753 保护通道故障	2012-12-21 10:33
4	泰兴	220 kV 洋思变	2 号主变有载调 压步进功能故障	2012-12-22 07:34
5	泰兴	220 kV 盛泰变	35 kV 并列装置 2 M 保护电压消失	2012-12-18 09:38

主站端 OPEN-3000 数据库中的数据信息,这为数据分析的可靠性提供了强大的理论依据;主站端所有与 MIS 网络相连接的计算机均可通过网页形式,实名登陆进入“电网监控数据辅助分析系统”主界面,便于管理人员及时掌握电网设备的数据。

4 结束语

电网监控舒服辅助分析系统的研发,为监控技术人员在分析电网监控数据时,结合电网监控数据辅助

分析系统完成数据报表制作工作,会从根本上减少工作强度,并且在可靠分析数据的基础上提高工作效率。在运行管理方面,电网监控数据辅助分析系统将成为对现有电网监控数据分析管理工作的有效完善和补充,并具备实际推广意义。

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] 俞 浩. 通信电源监控系统在电力通信中的应用[J]. 江苏电机工程,2011,30(5):47-49.

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

[4] HORSTMANN C S. JAVA 核心技术[M]. 北京:机械工业出版社,2008.

[5] KYTE T. 深入数据库体系结构 [M]. 2 版. 北京:人民邮电出版社,2011.

作者简介:

叶 勇(1957),男,江苏六合人,工程师,从事变电检修、科技培训、企业管理工作;

陆 路(1984),男,江苏泰州人,工程师,从事电网调度控制工作;

李 杰(1982),男,江苏泰州人,工程师,从事电网调度工作。

Research and Development of Auxiliary Analysis System for Power Grid Monitoring Data

YE Yong, LU Lu, LI Jie

(Taizhou Power Supply Company, Taizhou 225300,China)

Abstract: The problem faced by power system monitor staffs in data analysis process is analyzed in the paper. Based on the basic principle of data collection and monitor system, the effective solution is proposed. Practical test operation shows that analysis efficiency of monitoring data is improved and the workload of the staff is reduced. It provides valid reference for the improvement of monitoring data analysis process.

Key words: power grid monitoring; database; data classification

国家电网高海拔地区无人机巡检技术获突破

2013 年 7 月 2 日,国家电网公司在济南组织召开了由山东电力科学研究院负责的"高海拔地区无人机巡检适用性研究"科技项目验收会。验收专家组认为,该项目开创了国内无人机在高海拔地区集中测试的先河,总结了一整套高原地区无人机的测试方式和方法,对后续高原地区电力巡线无人机选型提供了重要的技术支撑和理论依据,对高原地区无人机电力巡线的发展具有重要的指导意义。

我国西部地区电网普遍存在海拔高特点,特别是 2011 年底青藏联网工程投运,线路全长 1 038 km,最高海拔达 5 300 m。高海拔地区沿线自然环境恶劣,存在低气压、低氧、低温、干燥、风大和强日光辐射等特点,给线路运行检修工作构成巨大威胁。

2012 年 3 月 8 日,国家电网公司启动"高海拔地区无人机巡检适用性研究"项目。该项目依托山东电科院所属的国家电网公司电力机器人技术重点实验室,凭借该院在无人机巡检领域多年研发积累以及青海公司和甘肃公司长期在高海拔地区运维输电线路的经验,形成联合科研小组,发挥各自的优势,联合攻关。

从 2012 年 10 月底开始,项目组选取不同动力、不同气动结构、不同起降方式的无人机平台,总计 8 个机型,进行飞行测试,里程超过 6 000 km。通过项目组的需求分析、调研和高原测试,掌握了现有无人机在高原地区的适应性,熟悉了高原地形和气候,发现了多处适合无人机测试的场所,总结了一整套高原地区无人机的测试方式和方法。

GIS 电磁式电压互感器的励磁特性试验

赵华鑫, 吉亚民, 邵新苍

(江苏省电力公司检修分公司, 江苏 南京 211002)

摘要:介绍了某 110 kV 线路 GIS 电磁式电压互感器(TV)励磁特性曲线产生的"异常"现象,通过与出厂试验数据对比,定性分析了由于容性电流与感性电流复合影响的原因,为 GIS 电磁式 TV 励磁特性试验提供参考。

关键词:GIS; 电磁式 TV; 励磁特性曲线; 电容

中图分类号:TM451

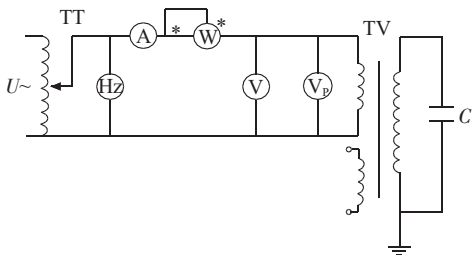
文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)04-0060-02

GIS 配套用电磁式电压互感器(TV)接于相与地之间,作为电压、电能测量及继电保护用,其励磁特性试验是保证其良好运行并准确服务于二次保护测量的重要手段。励磁特性是 TV 空载运行时空载电压和空载电流的关系。用励磁特性来验证 TV 铁心的设计计算、工艺制造是否满足标准和技术条件的要求,同时检验铁心制造是否存在缺陷,如局部过热、局部绝缘不良等。根据 TV 感应耐压试验前后两次空载试验测得的空载损耗比较,判断绕组是否有匝间短路情况等。TV 励磁特性是由空载试验确定的,从二次绕组施加波形是正弦波、额定频率的不同基准电压、一次绕组开路,从而得出不同基准电压下的励磁电流所形成的 $V-A$ 曲线。

1 特征分析试验及数据采集

某 220 kV 变电站 110 kV 线路 A 相 TV 是 GIS 中的一个组成元件,型号为 SVTR-10C。现场按照图 1 所示进行试验接线,测量点依据规程要求选取。试验过程中发现当试验电压从 0 V 升至 1.0 倍额定电压的过程中,励磁特性曲线呈上升趋势,从 1.0 倍额定电压升至 1.2 倍额定电压的过程中,励磁特性曲线呈下降趋势,在励磁电压继续升高至 1.5 倍额定电压的过程中,励磁特性曲线重新呈上升趋势。



TT 为自耦调压器; V 为有效值交流电压表;
W 为低功率因数功率表; V_p 为平均值交流电压表;
A 为交流电流表; Hz 为频率表;
TV 为被试电压互感器; C 为等值容量。

图 1 TV 励磁特性测量接线图

在 1.0 倍额定电压至 1.5 倍额定电压之间多点采样,共取了 10 个测量点重新进行测试, $V-A$ 曲线与生产厂家所提供 TV 空载励磁特性曲线基本一致,厂家所提供 TV 空载励磁特性曲线如图 2 所示。

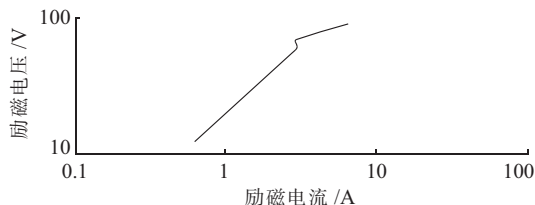


图 2 生产厂家提供的 TV 励磁特性曲线图

对相同的另外 6 只 TV 进行励磁特性试验,经横向比较,现象极为相似且均与出厂试验报告基本一致。对照规程要求,可判断该批 TV 励磁特性试验是合格的。

2 特征分析

由于 TV 铁心使用的是一种铁磁材料性质的电工钢带,其空载电流主要由电工钢带的 $B-H$ 曲线决定,分析空载电流时,可以略去磁滞回线的面积,得到电工钢带的 $B-H$ 曲线,如图 3 所示。

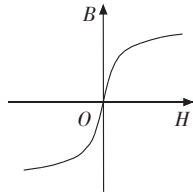


图 3 $B-H$ 磁化曲线

由于电工钢带的 $B-H$ 曲线是非线性的,因此在正弦励磁下,单相 TV 的空载电流也是非线性的,如图 4 所示^[1]。

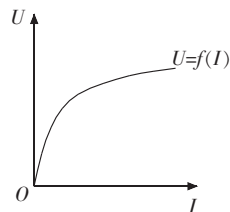


图 4 通常情况下的励磁特性曲线

图 2 与通常情况下的励磁特性曲线图 4 不相符合。针对此异常现象进行分析,TV 在空载情况下,空载电流主要包括阻性电流和激磁电流两部分,即阻性电流 I_r 、激磁电流 I_m 。激磁电流 I_m 在铁心中产生磁通,而气体绝缘 TV 高压端还存在对地电容 C ,因此空载电流中还包含一个电容电流 I_c [2]。现场测试时的等值电路如图 5 所示。

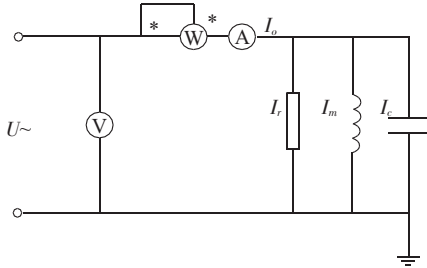


图 5 TV 励磁特性测量等值电路图

从 TV 励磁特性测量等值电路图可以看出是 $I_o = I_r + I_m + I_c$ 。线圈电阻和铁心损耗随着电压的上升而上升,这些有功损耗对于 1.0 倍额定电压升至 1.2 倍额定电压的过程中的曲线拐弯回折的特殊情况没有影响。为了分析方便,可先忽略线圈电阻和铁心损耗以及高次谐波的影响,仅考虑被试 TV 电容与电感的影响。即认为电路电流 $I = I_L + I_c$,图 5 等值电路图可以简化成电感 L 和电容 C 的并联电路图,如图 6 所示。

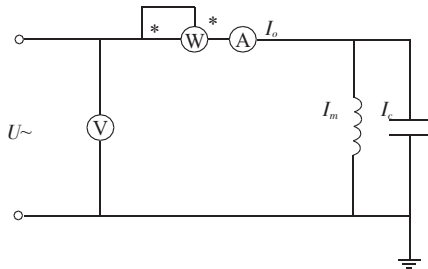


图 6 简化后等值电路图

由于随着电压的升高,铁心磁导率逐渐下降,所以 TV 的电感具有非线性特性,其电感值随电压升高逐渐下降,而整个实验过程中电容 C 的大小不会发生变化。TV 伏安特性试验时铁心线圈电感的电压电流曲线和电容电流的电压电流曲线如图 7 所示。流过电容的电流超前电压 $\pi/2$,流过铁心线圈的电流滞后电压 $\pi/2$,因为电容电流与电感电流的相位相反,所以总电流为二者之差,由曲线 $U_L(I)$ 减去 $U_c(I)$ 直线即得出整个电路的伏安特性曲线 $U(I)$ 。

随着试验电压的逐步上升,在起始阶段 $I_c > I_L$,电流超前于电源电压 U ,电路呈容性,电压大于 U_d 点 $I_c < I_L$,电流滞后于电压 U ,电路呈感性。

在随试验电压上升电路由容性向感性变化过程中,试验中测得的功率因数也应该有一个先上升后下降的过程。

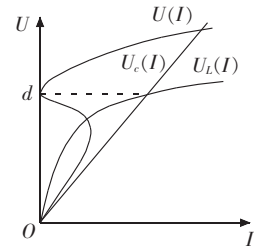


图 7 励磁曲线图(忽略线圈电阻和铁心损耗)

3 实例

以新竹变 110 kV II 母压变数据为例,根据现场试验数据的计算,也证明了以上的猜想。具体数据如表 1 所示。

表 1 TV 空载功率因数

二次绕组	电压 /V	A 相功率因数	B 相功率因数	C 相功率因数
1a1n	28.8	0.496	0.491	0.517
	46.2	0.526	0.523	0.548
	57.7	0.662	0.684	0.653
	69.2	0.670	0.775	0.669
	86.6	0.306	0.358	0.299
2a2n	28.8	0.506	0.517	0.512
	46.2	0.526	0.548	0.537
	57.7	0.650	0.636	0.654
	69.2	0.667	0.785	0.675
	86.6	0.308	0.347	0.318
dadn	50	0.483	0.528	0.500
	80	0.529	0.511	0.546
	100	0.630	0.630	0.652
	120	0.664	0.748	0.682
	150	0.292	0.331	0.318

如果考虑线圈电阻和铁心损耗的影响,由于线圈电阻与铁心的损耗随电压上升而逐渐增大,即有功电流会随电压上升而增大。将有功电流与无功电流相叠加后,励磁曲线电流的异常突变相对于图 7 就变得较为平滑,以 B 相 1a1n 的曲线为例,如图 8 所示。故图 2 所示的 TV 励磁特性曲线异常拐弯现象可以得到满意解释,属于正常现象。

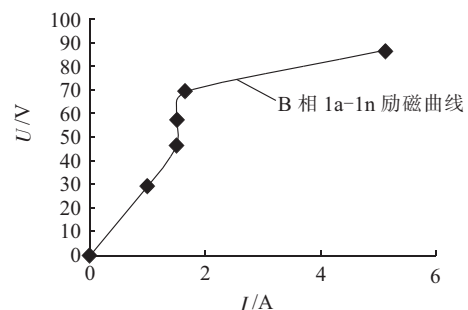


图 8 励磁曲线图(包括线圈电阻和铁心损耗)

630 MW 机组 DCS 与 DEH 一体化升级改造

朱又生

(江苏省国信集团,江苏 南京 210005)

摘要:江苏国信扬州第二发电有限公司1号机投产于1998年,汽轮机DEH采用WDPF控制系统,机组DCS采用TXP分散控制系统。机组控制系统运行时间较久,设备老化严重,故障率较高,严重影响机组的正常生产和运行安全。经过全面的市场调研和反复技术论证,决定采用Emerson过程控制有限公司的专家控制系统Ovation对DCS和DEH进行一体化改造。经过承接方和业主双方半年多的努力,1号机组已于2012年6月底完成改造并投入发电运行,各项性能指标均达到或超过现有系统。

关键词:Ovation控制系统;TXP控制系统;630 MW亚临界机组;DEH

中图分类号:TP273

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)04-0062-04

江苏国信扬州第二发电有限公司1号机为国外引进亚临界630 MW机组,锅炉、汽轮发电机组分别由美国巴威和西屋公司制造,于1998年11月建成投入商业运行。锅炉和汽轮机辅助系统采用Siemens公司的TXP分散控制系统,实现数据采集DAS、协调控制CCS、顺序控制SCS、燃烧器管理BMS等功能;汽轮机采用Westinghouse公司的WDPF控制系统,实现操作员自动OA、紧急跳机ETS、超速度保护控制OPC、汽轮机自动控制ATC、热应力监测RSM、旁路与轴封控制BP/GS、给水泵汽轮机控制MEH/METS等功能。

现有WDPF和TXP系统为上世纪九十年代中期产品,十多年运行已到寿命末期,系统和卡件严重老化,系统故障率大幅上升,维护费用持续增加的问题日趋突出,已严重影响着机组的安全、稳定运行;DCS落后的控制软件,其有限的可扩展性,制约了机组运行优化等先进技术应用,限制了脱硝等新增控制要求的加入。经广泛调研、全面的改造方案设计与论证和优化选型,确定对机组控制系统作一体化改造,选用EMERSON公司全新的专家控制系统Ovation替换现有的TXP和WDPF。改造工程于2012年4月到6月1号机组大修期间进行。

1 方案设计

1.1 存在问题

江苏国信扬州第二发电有限公司亚临界630 MW机组的现有DCS和DEH均为15年前产品,原制造厂对系统的硬件和软件已做全面的技术升级,功能和性能有了质的上升,但新硬件与老系统不兼容,不能作为老系统的备件。随着TXP和WDPF退市,备品、备件的供应变得困难,制造厂虽然还生产一定

备件,但量少成本高,因此老系统的维修面临成本逐年升高的严峻局面。现有DCS预制线缆通道已被基本用完,且无增加新的控制对象的可能,脱硝控制系统的接入、AGC性能优化,DCS已成为机组改造和控制技术升级的瓶颈。WDPF的80486处理器运算速度很慢,文本填表式组态软件使用极为繁琐,DEH中增加一次调频试验逻辑,就需占用系统20个点、19个文本算法。WDPF历经多次异动、逻辑修改,DPU基本处于临界负荷运行。因此迫切需要对DCS和DEH进行技术升级改造。机组DCS和DEH分设2套不同的控制系统,给集控运行带来不便。机组13套基地式调节仪表、电动给水泵就地PLC、励磁系统硬手操装置控制、6个磨煤机冲惰就地控制盘等均需要集成到DCS,汽轮机TSI、锅炉四管泄漏检测、吹灰PLC、胶球清洗等信息均需纳入DCS监视范围。为满足脱硝等新增控制要求和改善集控运行环境,并为机组控制功能升级创建扩展空间,对DCS和DEH进行一体化改造是必要和迫切的。现役机组DCS和DEH的升级改造,有基于现有系统的局部升级改造和全新系统整体升级改造两种不同的选择。

1.2 局部改造

基于现有系统的局部改造,仅对控制器、网络 and 上位机等升级,可充分利用现有机柜、接线端子和IO卡件,有基于TXP或基于WDPF的2个可选方案。Siemens公司的TXP系统已升级为T3000,Westinghouse公司的WDPF系统已升级为Ovation,所以,局部升级即用T3000或Ovation系统改造。选用T3000改造控制系统,可保持DCS的技术风格不变,由于DCS的控制器和运行监控画面远多于DEH,控制软件转化和新的HMI升级开发相对容易。DEH改用T3000,因Siemens公司的汽轮机控制策略与Westinghouse公司有较大不同,特别在汽轮机自动控制ATC和热应力监视RSM方面,故DEH的软件转换有

些难度。选用 Ovation 改造控制系统,可保持 DEH 的技术风格不变,现有 DCS 的 DUP 改为 Ovation 的控制器。尽管 DCS 的控制器和监控画面较多,但控制策略主要为通用算法,控制软件的转换相对较方便。局部改造解决了监控级网络设备的技术升级,且 DCS 和 DEH 集成在同一平台上,具有投入最少、工期最短、风险最低的优点,但 IO 卡件故障率高、系统可扩展性差等问题没得到根本解决,后续投资成本还会不断增大。

1.3 整体改造

基于现有过程电缆的 DCS 和 DEH 升级改造,用一套包括 IO 卡件在内的全新分散控制系统替代现有系统,使机组控制系统整体达到当前先进水平。现有 DCS 和 DEH 系统的寿命分析和风险评估显示:现有 IO 卡件大多已达到寿期末端,尽管还有一定剩余寿命可以利用,但故障风险很大,由此产生的机组安全风险,有可能产生很大的经济损失。电子产品的生命周期较短,升级换代很快,适时地对机组控制系统进行整体改造,跟上控制系统技术发展的时代步伐,保持机组运行技术可持续进步是十分必要的。

江苏国信扬州第二发电有限公司亚临界 630 MW 机组 DCS 和 DEH 整体集成改造,考虑技术的继承性,可选 T3000 或 Ovation 2 个不同方案。T3000 和 Ovation 均为技术成熟度很高的产品,都能满足改造的所有技术要求,且其技术风格已被热工专业和运行人员广为熟知。经技术、经济和后续技术支持与服务等综合比较,特别考虑汽轮机 DEH 中控制算法的完整继承性,确定 1 号机组的 DCS 和 DEH 一体化升级改造选用 Ovation 系统。整体改造不再受原有系统的限制,新增脱硝控制和原有基地式调节仪表、就地 PLC 等全部扩展需求纳入系统整体设计。

2 硬件改造方案

2.1 上位工作站点配置

将现有 TXP 及 WDPF 系统的所有工作站点,更换成 Ovation 基于 Windows 系统的工作站。Windows 平台具有维护方便,操作灵活,软硬件支持强大,功能丰富,简单易学的特点,其工作站点配置如表 1 所示。

表 1 Ovation 系统上位站点配置表

设备名称	数量
服务器 / 工程师站	1
工程师站	1
操作员站	6
值长站	1
历史站	1
OPC 站	1
大屏幕接口站	3
打印机	5

2.2 网络配置

网络结构采用 Ovation 系统的单层快速以太网,本项目共配置 3 对冗余 Cisco 交换机。改造后 DCS 与 DEH 系统控制器均通过以太网口接入交换机,使其形成一个整体网络。Ovation 系统为单层网络结构型式,每个站点(如工作站、控制器等)在网络中均作为独立的节点,相互间不存在任何依赖关系,任何一个站点的故障均不会影响其他站点的正常运行。网络结构示意图如图 1 所示。

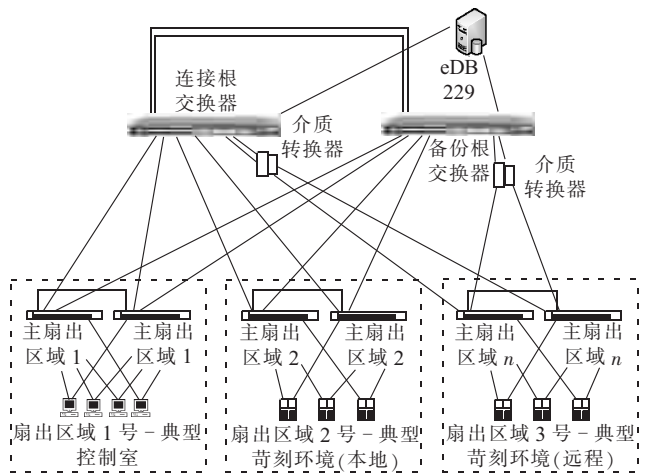


图 1 Ovation 专家控制系统网络结构示意图

2.3 控制器

本项目将现有的 TXP 系统控制单元和 WDPF 系统的 DPU 全部更换为 Ovation 系统 OCR400 控制器。为合理分配控制器的负荷率,提高系统的容错性,便于系统故障时隔离处理,改造中将原 16 对 DUP 扩展为 22 对,按热力对象将控制功能更加分散。改造后 Ovation 系统控制器的配置情况如表 2 所示。

表 2 Ovation 系统控制器配置表

系统	改造后 OVATION 机柜	中间端子柜
I & C	15 面控制控制器机柜 (CTRL 1 ~ CTRL 15)	为最大限度地使用现有电缆,本项目重新配置的中间端子柜配置数量与安装位置,与现有中间端子柜一致,共 14 面中间端子柜。
	5 面 IO 扩展机柜 (EXT 1-1 ~ EXT 5-1)	
ELE	3 面控制控制器机柜 (CTRL 16 ~ CTRL 18)	
	3 面 IO 扩展机柜 (EXT16-1 ~ EXT 18-1)	
CWP	2 面远程 IO 机柜 (RIO 1 & RIO 2)	
手动柜	IO 扩展机柜 EXT 19-2	
OPC 控制柜	CTRL 19	
OA	IO 扩展机柜 EXT 19-1	现有电缆之间接入 OVATION 卡件,不再另外配置中间端子柜。
RSM	控制柜 CTRL 20	
ATC	IO 扩展机柜 EXT 20-1	
BP/GS	控制柜 CTRL 21	
MEH/METS	控制柜 CTRL 22	
脱硝系统	控制柜 CTRL 12 (含 1 面 EXT12-1 扩展机柜)	新增电缆直接接入

2.4 I/O 卡件配置与机柜及电缆布置

改造中,将所有 I/O 卡件更换为 Ovation 的 R 系列模块。为了最大限度地利用现有电缆,减少重新敷设电缆的工作量,采取如下措施:

(1) 原 TXP 系统的电缆接入机柜位置保持不变,其中间端子柜变换为 Ovation 系统的中间端子柜。就地 I/O 信号电缆先接入中间端子柜,然后连接至 Ovation 的 I/O 卡件。

(2) 原 WDPF 系统采用背靠背的接线方式,前面是卡件,后面是接线端子。新的 Ovation 系统的机柜为双开门结构,采用前后进线方式,前后均可安装卡件。Ovation 卡件按原与 WDPF 卡件对应布置。

2.5 继电器柜

更新原 TXP 系统的继电器柜,柜内继电器、接线端子以及继电器柜至 DO 控制卡件连接电缆一并更新。原 WDPF 系统配置自身带有继电器输出的 FormC 和 FormX 卡件,无需另外配置继电器和继电器柜;MFT 柜按照当前主流设计方法,配置了新的 MFT 柜。

2.6 电源柜和网络柜

Ovation 系统配置了一面电源柜:为控制器、上位机、网络柜供电。电源柜为 2 路进线(1 路 UPS,1 路保安段);同时,配置一面网络柜,安装 3 对互为冗余的 CISCO 2960 交换机、1 台 IP 交换机、1 台与对外通信交换机、1 台路由器及 1 套冗余电源切换装置。

3 软件改造方案

本项目采用艾默生公司基于 Windows 开发的 Ovation3.3 软件。Ovation3.3 功能强大,应用灵活,人机界面友好,控制逻辑灵活,可读性强。

(1) 监控画面设计以保持现有 TXP 画面显示内容不变为原则,且风格与现有系统尽可能一致,艾默生公司根据 TXP 原始图纸进行画面组态。对于 WDPF 系统,改造后 Ovation 系统所有操作画面,包括过程图,弹出窗口等均与原系统保持一致。

(2) 为确保 DCS 改造后的控制功能与原系统保持一致,在充分消化 SIEMENS 的控制思想和设计理念基础上,依据原 TXP 系统的控制逻辑图,进行了一对一的转换;对于 DEH 系统,直接升级成了 Ovation 系统的控制逻辑。

4 实施与效果

4.1 I/O 接线

基于现有系统的 DCS 与 DEH 的一体化升级改造,突出的问题是如何保证数万个过程接线与改造前保持一致。本项目在改造前准备、停机后拆线和上电后测试等三个环节上编制工作程序和校核、检测技术规

范。为充分保证改造中接线正确和优化布置新增接线,在改造大修的前半年,从 TXP 和 WDPF 中导出完整的 I/O 清单,并按控制逻辑图逐点核对具体用途,确定改造中是保留还是取消,且现场逐点核查、确认和归档。对暂时不确定的点,列为疑问点汇总。依据改造中新增控制要求,对新增的 6 558 个 I/O 点按控制功能分配硬件通道和接线位置。根据停机后热力系统停运顺序,制订 DCS 退出运行与接线校核、拆线及标识的工作程序。每天分组核对 I/O 接线清单,拆线后对每对接线套上新系统的 I/O 号头并包裹标识。对疑问点,在此过程中逐一查清。由于前期准备工作充分,一次核对正确率达到 98.5%。

4.2 工厂验收与仿真测试

工厂验收除检查、确认设备供货完整性、安装质量和接线的规范性外,全面检查控制逻辑及组态与 TXP, WDPF 的一致性和完整性,检测电源柜、MFT 柜、ETS 柜的功能和验证控制与保护逻辑。在工厂仿真中心,对新系统进行上水、锅炉点火、汽机冲转、机组并网带负荷等动态仿真试验,完整检测系统的各项功能,评估控制品质,优化控制参数。

4.3 现场调试与控制优化

新系统上电、I/O 检测完成后,按热工联锁保护试验清单要求逐项进行试验验证,同步检查保护动作结果和报警信息;对于汽机电液控制(DEH/MEH)系统,通过外部仿真使调门动作,对阀门特性、保护功能、调节功能进行全面的测试。从机侧水系统投运开始,分项进行闭环调试、参数整定和试运行。机组点火前,完成大部分单回路自动的调试工作,汽轮机冲转前完成除 CCS 以外的全部自动调试工作。基于机组多年积累的运行数据,优化设计 CCS 和 RB 等控制参数,并网后一周内进行的 RB 试验,取得了一次性成功,CCS 控制性能优良。控制系统改造投产一个月后,进行了汽温控制和 AGC 性能优化试验,在 300~630 MW 区间内,AGC 能以 7 MW/min 速率连续运行,主蒸汽压力与温度控制精度和平稳性均较原系统有了显著提高,达到了行业标准的优良水平。

5 结束语

江苏国信扬州第二发电有限公司 1 号机的 DCS 和 DEH 经 10 多年运行,系统和卡件严重老化,系统故障率大幅上升,严重影响着机组的安全、稳定运行,适时地进行整体集成升级改造,对消除机组安全隐患、改善集控运行环境、满足新增控制要求、支持 AGC 等先进控制应用是非常必要的。江苏国信扬州第二发电有限公司 1 号机采用 EMERSON 公司专家控制系统 Ovation,基于现有过程电缆,实施了替代原 TXP 和

WDPF 的 DCS 与 DEH 一体化升级改造,完整地转换了原系统的控制与保护逻辑,实现了与原系统完全一致的联锁保护和顺序控制,改造后机组于 2012 年 6 月底正式并网运行,控制系统运行平稳,AGC 等控制性能大有提高。实践表明,改造方案完全可行,提高了全厂自动化水平,达到机组的安全、稳定运行要求。本项目成功案例,对现役控制系统改造有较强的借鉴意义。

参考文献:

- [1] 静铁盐. 热工控制系统运行手册(Ovation 控制系统)[M]. 北京:中国电力出版社,2008.
- [2] 孙奎明,时海刚. 热工自动化[M].2 版. 北京:中国电力工业出版社,2009.

- [3] 李 菁. Ovation 控制系统的应用[J]. 计算机光盘软件及应用, 2011(11).
- [4] 林 刚,郑 松. TelepermXP 电站控制系统技术特点与调试[J]. 电力建设,2001,22(10):17-19,23.
- [5] 蔡云达,张培华. 西门子 TelepermXP 控制系统分析与实践[J]. 电力科学与工程,2003(3):71-73.
- [6] 朱又生. 双抽汽冷凝式汽轮机的微机控制[J]. 测控技术,2000, 19(10):21-23.

作者简介:

朱又生(1965),男,安徽蚌埠人,高级工程师,从事大中型电站安全生产技术管理工作。

Integration Retrofit of DCS and DEH for 630 MW Unit

ZHU You-sheng

(Jiangsu Guoxin Group, Nanjing 210005, China)

Abstract: Unit #1 of Yangzhou 2nd Power Plant was put into service in 1998. The DEH and DCS were constructed respectively using WDPF control system and TXP distributed control system. Due to the long service time, aging issues along with the increasing faulty rate may have severe effects on the safety of the power plant. A comprehensive research was conducted, and Ovation control system is employed for the integration retrofit of DCS and DEH. After retrofit, unit #1 was put into operation in July 2012, and it is found that the current key performance indicators can reach or even exceed the previous system.

Key words: Ovation control system; TXP control system; 630 MW subcritical power plant; DEH

(上接第 61 页)

4 结束语

TV 的空载试验电流值与一次绕组高压端的电容有关。在对与 GIS 配套的气体绝缘 TV 进行励磁特性测量时,励磁电流中包含了容性电流和感性电流这两部分无功分量。容性电流随试验电压升高而线性增长,感性电流与铁心的饱和程度有关,随电压升高到一定值后逐渐迅速增加。因此这两部分电流叠加的结果是起初电压增加时以容性电流为主,接近均匀增大,到一定电压值后,由于感性电流增大,两者抵消的结果使总电流出现减小的趋势,随后由于感性电流逐渐增加

使得总电流又转为感性并呈现快速增大趋势。

参考文献:

- [1] 保定天威保变电气股份有限公司. 变压器试验技术[M]. 北京:机械工业出版社,2004.
- [2] 吴尊东,朱 旭,王晓明. 电磁式电压互感器空载励磁电流异常的原因分析[J]. 浙江电力,2010(1):18-21.

作者简介:

赵华鑫(1968),男,江苏泰州人,工程师,从事电气试验工作;
吉亚民(1972),男,江苏盐城人,高级工程师,从事高电压与绝缘技术工作;
邵新苍(1989),男,江苏无锡人,助理工程师,从事电气试验工作。

Test for Excitation Characteristic of GIS Electromagnetic Voltage Transformer

ZHAO Hua-xin, JI Ya-min, SHAO Xin-cang

(Jiangsu Electrical Power Maintenance Branch Company, Nanjing 211002, China)

Abstract: The abnormal phenomenon of excitation characteristics curve of a GIS electromagnetic voltage transformer on 110 kV line is introduced. By comparing with test data from the factory, a qualitative analysis about the composite of capacitive current and inductive current is made, providing reference for the test of excitation characteristics of electromagnetic voltage transformer in GIS.

Key words: GIS; electromagnetic voltage transformer; excitation curve; capacitance

2012 年江苏省电厂电气一次设备红外检测及分析

张 钰¹, 杨晓慧²

(1.江苏方天电力技术有限公司,江苏 南京 211102;2.江苏省电力设计院,江苏 南京 211102)

摘 要:文中对 2012 年江苏省内各类型发电厂的技术监督工作红外检测现场工作相关内容进行了归纳,结合现场经验及遇到的问题对红外检测现场判断、后期图像及数据处理等相关内容进行了总结,对现场工作中遇到的各类典型发热缺陷进行列举、分析。结合省内电厂地理分布、发电厂类型等实际情况,指出各电厂巡检人员及技术监督检测人员在今后工作中应加强注意的热缺陷类型及重点检测的设备,另外介绍了现场工作及后期数据处理中的一些注意点。

关键词:电气设备;红外检测;状态检修;污秽;过热

中图分类号: TN219

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2013)04-0066-04

红外检测的对象主要为具有电流、电压致热效应或其他致热效应的各电压等级电气设备,包括变压器、断路器、隔离开关、互感器、高压套管、电力电容器、避雷器、电力电缆、母线、导线、绝缘子等^[1]。红外检测能够在早期热异常的过程中及时发现设备隐患,提高检修工作效率,有效延长设备的使用寿命,节约运行成本。

1 2012 年电气一次设备红外检测

2012 年的技术监督工作中,3 名检测人员从 6 月 12 日至 8 月 2 日,对江苏省内燃煤、燃气、核电、抽水蓄能等二十余座电厂的各电压等级电气一次设备进行了红外检测,其中变压器约 105 台,断路器 200 余组,电流互感器 400 余组,隔离开关 400 余组,电压互感器 150 余组,避雷器 180 余组,电缆终端 10 组,此外还有较多数量的悬挂绝缘子、支柱绝缘子等,现场检测使用仪器为 SAT 及 FLIR 系列 2 台高精度红外热像仪。在整个红外检测过程中,检测到的设备发热缺陷主要有以下几类:

- (1) 变压器套管柱头,隔离开关刀口及转头,断路器导线接头等发热;
- (2) 电容式电压互感器油箱发热;
- (3) 电流互感器内、外接头发热;
- (4) 套管、绝缘子等表面污秽致热。

上述各类设备发热缺陷,有些属于往年检测中已存在发热缺陷隐患且监视运行的,有些则属于 2012 年新增发热缺陷。

2 典型缺陷及分析

红外检测的判断方法一般分为表面温度判断法、同类比较判断法、图像特征判断法、相对温差判断法、档案分析判断法、实时分析判断法。检测人员在现场

检测时应注意综合运用各种方法以快速发现设备发热缺陷。

2.1 变压器类

2012 年 7 月 26 日对常州某电厂 1 台 220 kV 主变进行红外检测时,发现其 B 相套管柱头存在过热缺陷,红外热像如图 1 所示。



图 1 某电厂 2 号主变 B 相

该 2 号主变 B 相套管柱头处热点温度 60.4 °C, A 相和 C 相套管相同部位分别为 43.2 °C, 44.1 °C, 与 B 相温差约 16 K, 相对温差约 74%。按照 DL/T 664—2008《带电设备红外诊断应用规范》中套管柱头发热缺陷的有关内容,属于严重缺陷(热点温度>55 °C或相对温差 $\delta \geq 80\%$)。该部位在往年检测中未发现过热现象,为新增发热缺陷,此处应为柱头内部接触不良引起,应对柱头内部并线等进行紧固处理。

2.2 互感器类

2012 年互感器类设备检测过程中较为典型的缺陷为电压互感器油箱发热,电流互感器内、外接头发热。

2.2.1 电压互感器

2012 年 7 月 25 日对苏州某电厂 220 kV 升压站进行红外检测时,发现 2 条 220 kV 出线电压互感器(均为电容式电压互感器)油箱部位存在过热缺陷,并且套管污秽现象严重。红外热像如图 2、图 3 所示。

图 2 中电压互感器油箱部位最高温度 39.1 °C,图 3 中电压互感器最高温度 38.9 °C,观察 2 台电压互感器成像可以明显看到其下部油箱部位较套管区域温度显著

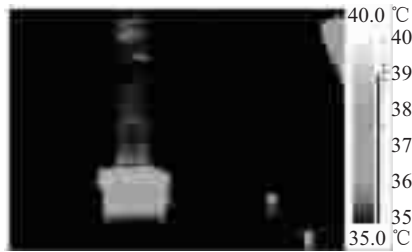


图 2 某电压互感器油箱发热



图 3 电压互感器油箱发热

升高,应结合检修机会对其内部进行检查、处理。电容式电压互感器油箱发热故障较为多见的是由于电磁单元内部或外部故障使保护电阻或阻尼电阻长时间通流发热所致^[2,3]。检测到存在油箱发热缺陷时应注意观察其缺陷发展,综合分析油相关试验结果及温升、部位等情况,对缺陷的性质进行初步判定,避免盲目停电。

2.2.2 电流互感器

2012 年的现场检测中发现有多家电厂存在电流互感器各部位的过热缺陷,主要为电流互感器内、外接头处发热。

(1) 某 500 kV 电流互感器接头处发热缺陷。2012 年 7 月 16 日对苏北某电厂 500 kV 升压站进行红外检测时,发现某电流互感器 A 相、C 相外部接头处发热现象较为明显,红外热像如图 4、图 5 所示。

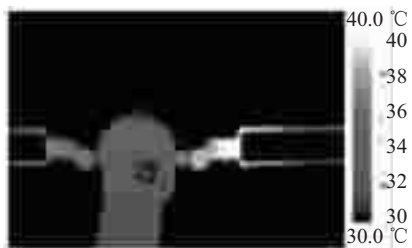


图 4 某 500 kV 电流互感器 A 相发热成像



图 5 某 500 kV 电流互感器 C 相发热成像

观察红外成像,A 相、C 相缺陷部位热点温度分别为 43.7 °C、44.0 °C,与正常相 B 相温差约为 5 K,为一

般过热缺陷(温差不超过 15 K),未达到严重缺陷热点温度 $>80\text{ }^{\circ}\text{C}$ 或相对温差 $\delta\geq 80\%$ 的规定,应监视运行,日常巡视中应加强对上述部位的红外检测。

(2) 某 220 kV 电流互感器发热缺陷。2012 年 7 月 12 日对徐州某电厂 500 kV、220 kV 升压站进行红外检测时,发现一组电流互感器 A 相变比接头部位存在过热缺陷。红外热像如图 6 所示。

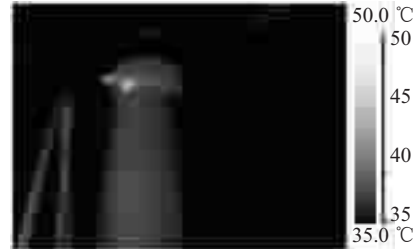


图 6 某电流互感器 A 相导流板螺丝发热缺陷

图 6 中,该电流互感器 A 相温度最高点温度为 43.5 °C,与正常相 B 相、C 相相同位置温差约为 6 K,该发热部位属于典型的电流互感器变比接头连接不良导致的一般过热缺陷(温差不超过 15 K,未达到严重缺陷热点温度 $>80\text{ }^{\circ}\text{C}$ 或相对温差 $\delta\geq 80\%$ 的规定)。

(3) 某 500 kV 电流互感器接头发热缺陷。2012 年 8 月 2 日对苏北某电厂 500 kV 升压站进行红外检测时,发现某 500 kV 电流互感器的 C 相存在接头部位过热缺陷,红外热像如图 7 所示。



图 7 某 500 kV 电流互感器 C 相发热缺陷

图 7 中,温度最高点热点温度为 47.0 °C,与 A 相、B 相温差约 5~6 K,属于一般过热缺陷(温差不超过 15 K),该发热缺陷为典型的接触不良致热现象。电流互感器外接头发热原因一般为接头接触不良。接头处的压力是否合适、接触面的氧化程度等均不同程度影响接触电阻,从而影响接头发热状况。

2.3 套管类

套管类设备存在的问题多为套管表面污秽致热。2012 年 7 月 25 日对苏州某电厂 220 kV 升压站进行红外检测,该升压站为室内布置,检测时发现大量设备存在表面污秽致热现象。以某电压互感器为例,其红外热像如图 8 所示。

从图 8 中可以明显观察到该电压互感器存在显著的表面污秽致热现象。该升压站内设备表面污秽现象



图 8 某电压互感器表面污秽致热

较普遍,应利用检修机会清理污秽,同时在日常巡检工作中应加强监测。

2.4 绝缘子类

绝缘子类设备存在的问题为表面污秽。2012 年 7 月 25 日对苏州某电厂 220 kV 室内布置升压站进行红外检测,绝缘子表面污秽致热缺陷较为普遍,包括刀闸、接地刀闸支柱绝缘子,母线悬挂绝缘子等。典型表面污秽缺陷红外热像如图 9、图 10 所示。



图 9 220 kV 母线悬挂绝缘子



图 10 某刀闸 A 相支柱绝缘子

图 9、图 10 的 220 kV 母线悬挂绝缘子及某刀闸支柱绝缘子红外成像图谱中,表面污秽现象显著,应结合检修对污秽部位进行处理。套管、绝缘子表面污秽致热主要特征为以瓷盘为发热区的热像,发热区由于表面污秽导致绝缘子泄漏电流增大而导致的发热较为明显。运行环境污秽条件下,绝缘子将不同程度降低绝缘性能,易导致发生闪络,从而对正常电力生产造成危害。该类缺陷目前在江苏省内较常见于室内布置且投运时间较长的电气设备,由于空气流通不畅、灰尘累积易造成绝缘子以及高压套管等表面污秽致热。

2.5 金属连接类

金属连接类设备发热比较常见于接头与线夹、金属导线、隔离开关的刀口与转头等。在 2012 年的检测中也发现了一定数量金属连接部位的发热缺陷问题。

(1) 某 500 kV 刀闸发热缺陷。2012 年 7 月 24 日对南京某电厂 500 kV 升压站进行红外检测时,发现某

500 kV 刀闸 B 相存在过热缺陷,其红外成像如图 11 所示。



图 11 50322 刀闸 B 相

图 11 中,缺陷部位热点温度为 45.2 °C,与正常相 A 相、C 相温差约为 5 K,由接触不良引起,属于一般缺陷(温差不超过 15 K 未达到严重缺陷热点温度 >80 °C 或相对温差 $\delta \geq 80\%$ 的规定)。

(2) 某 220 kV 刀闸发热缺陷。2012 年 8 月 1 日对镇江某电厂 220 kV 升压站进行红外检测时,发现某 220 kV 刀闸 C 相存在较为明显的过热缺陷,红外热像如图 12 所示。



图 12 某 220 kV 刀闸 C 相刀口发热

图 12 中,该刀闸主变侧刀口热点温度为 88.0 °C,与正常相温差达 42 K,相对温差约为 80%,属于严重缺陷。金属连接类设备过热缺陷可见于各类设备,如导线接头接触不良,隔离开关弹簧压接不良、转头接触不良等,此类缺陷由于发热往往较为显著,在现场检测中易于发现。在省内一些投运时间较长的升压站中,该缺陷较为多见。

2.6 开关类

2012 年 8 月 15 日对南京某电厂 500 kV 升压站进行红外检测时,发现其 500 kV 的 5002 开关 A 相主变侧导线接头部位存在较为明显的过热缺陷。红外热像如图 13 所示。



图 13 5002 开关 A 相主变侧

观察图 13,接头处热点温度 80.6 °C,与正常相温差 42 K,按照标准规定属于严重过热缺陷,属于连接部位接触不良致热。2012 年的检测工作中,开关类设备本体未发现明显的发热缺陷,存在的问题一般为类似上述 5002 开关 A 相的各类接触不良致热问题。

3 结束语

基于 2012 年红外检测工作中检测到的各类缺陷,建议电厂巡检人员在今后现场检测时应注意以下发热缺陷类型及缺陷设备类型:

(1) 对于变压器类设备的检测,应重视各电厂主变封闭母线及升高座部位由于涡流引起的发热缺陷的检测。检测时应注意对比相似负荷、环境条件下的历史检测数据。

(2) 互感器类设备的发热缺陷逐年增加,应加强对于电流互感器内、外连接不良致热缺陷及电压互感器油箱发热缺陷的检测。

(3) 套管类及绝缘子类的问题主要为表面污秽致热。室内升压站的电厂也应对此类缺陷加以重视。沿海电厂,由于空气盐分高、腐蚀性强,应加强表面污秽致热检测。

(4) 对于电压致热效应设备的检测应更加细致,对于细微的温差也应当加强重视。

此外,对于红外检测工作现场,电厂巡检人员应注意做到避免日照强、环境温度高时进行检测,负荷常年较高的电厂可根据实际情况缩短检测周期。抽水蓄能电站由于经常不能满足精确检测要求的通电时间等条件,应根据自身实际,结合过往检测情况对设备发热状况进行判断,同时各电厂应建立红外诊断数据库,有序管理历史检测数据,注意对设备发热缺陷发展的监视,为合理安排检修工作提供依据。

参考文献:

- [1] DL/T 664—2008. 带电设备红外诊断应用规范[S]. 北京:中国电力出版社,2008.
- [2] 何子东,付炜平,霍春燕. 红外监测诊断电容式电压互感器故障分析[J]. 高电压技术,2008,34(6):1310-1312.
- [3] 张 隼. 电容式电压互感器的特点及存在问题[J]. 江苏电机工程,2000,19(1):35-36.

作者简介:

张 钰(1986),男,江苏南通人,助理工程师,从事高电压试验及现场检测工作;

杨晓慧(1985),女,江苏泰州人,助理工程师,从事电力勘测与设计工作。

2012 Infrared Detection of Electric Equipment in Power Plants of Jiangsu Province

ZHANG Yu¹, YANG Xiao-hui²

(1. Jiangsu Fangtian Power Technology Co. Ltd., Nanjing 211102, China;

2. Jiangsu Electric Power Design Institute, Nanjing 211102, China)

Abstract: The infrared detection projects implemented in the power plants of Jiangsu Province in 2012 have been summarized in this work. The encountered problems as well as the issues associated with the field analysis, post image and data processing are presented. From the points of geographic position and plant type, suggestions, such as the typical defects frequently encountered, are proposed in this work to provide reference for technical inspection and supervision personnel. Besides, problems needed more attention during the periods of field operation and post data processing are also introduced.

Key words: electrical equipment; infrared detection; condition-based maintenance; foul; overheating

特高压交流设备通过联合抗震、减震试验

2013 年 3 月 27 日至 28 日,国家电网公司组织开展的世界首次特高压交流设备联合抗震和减震试验在重庆获得成功,标志着我国在特高压设备抗震、减震方面的研究取得了重要成果。

联合抗震和减震试验在重庆交通科研设计院进行。试验结果表明,采用管型导体连接方式的特高压交流设备联合系统能够满足 8 级地震的设防要求。加装减震装置后,特高压交流设备能够满足 9 级地震的设防要求。该试验充分验证了变电站的出线高抗回路优化设计方案的可行性和设备抗震性能,对后续特高压变电站的设计和结构选型、抗震和减震技术研究具有指导意义。

我国是地震多发国家,变电设备抗震能力将直接关系到电力安全可靠供应能力。特高压设备具有大、高、柔、重等结构特点,其连接导体和金具的作用力较大,对设备的抗震要求更为严苛。公司对此高度重视,组织系统内相关单位和设备厂家开展联合攻关和设计优化,对特高压变电站出线高抗回路首次采用避雷器与互感器作为管型导体的支撑构件,减少了设备数量和占地面积,但也对特高压交流设备的机械强度提出了新要求。

超临界 650 MW 汽轮机采用 DAS 汽封的技术改造

徐传堂¹, 姜涛²

(1. 华润电力(常熟)有限公司, 江苏 苏州 215536; 2. 广西防城港核电有限公司, 广西 防城港 538000)

摘要:文中介绍了日立技术生产制造的超临界压力机组, 针对汽轮机汽耗损失较大、效率偏低的情况, 进行了 DAS 汽封改造, 旨在提高机组的经济性、保证机组运行安全的情况下, 进一步减小汽封间隙、减小汽封泄漏量, 探索提高汽轮机工作效率的方法。

关键词:汽轮机; 汽耗损失; DAS 汽封改造; 提高效率

中图分类号:TK26

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)04-0070-04

华润电力(常熟)有限公司汽轮机为东方汽轮机厂引进日立技术生产制造的超临界压力机组, 型号为 CLN600-24.2/538/566, 是典型的超临界、一次中间再热、单轴、三缸四排汽、双背压、纯凝汽式汽轮机。该机组 2005 年 6 月投产运行, 于 2012 年 10 月 1 日进行第二次大修。为提高机组运行经济性, 根据机组实际运行情况, 结合国内机组汽封改造经验, 将汽轮机高中、低压缸隔板汽封由原来的梳齿式迷宫汽封改为 DAS 汽封。结果表明, 改造后汽轮机汽耗损失减少, 在额定工况下汽轮机汽耗率降低了 125.82 kJ/(kW·h)。

1 汽轮机通流部分与现状

高中压缸合缸、2 个低压缸都是双层缸结构, 高压缸共有 8 级, 中压缸共有 6 级, 低压缸共有 4×7 级, 全机共有 42 级; 高中压缸采用单流程、双层缸、水平中分结构, 外缸为上猫爪支撑形式, 上下缸之间采用螺栓连接。高中压内缸之间设置有分缸隔板, 在高中压外缸两端及高中压内缸之间设置有轴端密封装置, 在高中压外缸和轴承座之间设置有挡油环; 汽轮机的通流部分主要由各个级的通流部件和进、排汽部分组成, 它包括调节阀、喷嘴汽室的喷嘴、隔板静叶及动叶栅等部件, 是汽轮机完成能量转换的核心部件。

低压缸的通流部分, 共有 2×2×7 级, 2 个低压缸完全相同, 都是由内缸、外缸、隔板(隔板套)和转子等部件组成, 蒸汽沿中心线方向引入, 经环形进汽室, 均匀进入两侧的通流部分做功。为保证蒸汽在每一级中能自由膨胀, 避免动静部分的摩擦, 动静部分设置了一定的间隙, 为了减少漏汽, 在转子围带和隔板之间, 叶片围带和隔板之间均设置了汽封装置。

大修前经江苏省电力公司电力科学研究院测定, 在额定工况下, 修正后汽机汽耗为 8 071.68 kJ/(kW·h), 与同等级汽轮机相比, 机组汽耗损失较大。

高中、低压缸隔板汽封和轴端汽封采用传统的梳

齿式迷宫汽封, 又称曲径汽封。汽封背部有板弹簧, 其工作原理: 在合金钢环体上车制出一连串较薄的薄片, 每一个扼流圈后一个膨胀室, 当蒸汽通过时, 速度加快, 在膨胀室蒸汽的动能变化为热能, 压力降低, 比容增大, 依此类推, 在蒸汽通过多个扼流圈时, 其每个扼流圈的前后压差就很小, 汽封泄漏量就降低很多。梳齿式迷宫如图 1 所示。

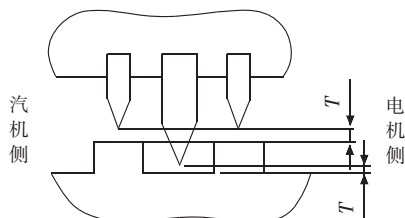


图 1 梳齿式迷宫汽封

由于梳齿汽封的本身特点, 汽封间隙设计偏大, 梳齿密封要想密封效果好又要安全稳定地运行, 必须满足 3 个条件: (1) 汽封齿端部厚度尽可能小; (2) 密封腔室尽可能多; (3) 安装间隙尽可能小。前 2 个条件因汽封材料、工艺和汽轮机设计等诸多因素的限制和影响, 很难再有突破。一方面, 若减小间隙, 在机组启、停过程中就会使转子与汽封发生碰磨, 导致汽封磨损, 增大了转子与汽封径向间隙(纵使机组在检修过程中将转子与汽封的径向间隙调整到了最佳值, 但经过几次启停后, 汽封仍被磨损); 另一方面, 为了机组的安全起见, 专业人员常常把间隙人为地放大, 导致梳齿汽封泄漏量较大, 也是造成机组经济性差的原因。

检修前, 高中、低压缸汽封径向间隙值(设计值)均偏大, DAS 汽封改造实施后, 隔板汽封间隙相对减少, 有利于减低汽轮机的汽耗损失, 检修前高中、低压缸汽封径向间隙值具体为: 高压第 2~8 级隔板汽封的上下、左右间隙均为 1.3 mm; 中压第 1~3 级隔板汽封的上下间隙为 1.3 mm, 左右间隙为 1.5 mm; 中压第 4~6 级隔板汽封的上下间隙为 1.3 mm, 左右间隙为 1.5 mm; 低压所有隔板汽封上下最小间隙为 1.6 mm, 左右最小

间隙为 1.8 mm; 低压轴封(4 号~7 号)的上、下、左、右间隙分别为 0.97 mm, 0.57 mm, 0.57 mm, 0.97 mm。

2 改造方案与 DAS 汽封工作原理

2.1 DAS 汽封改造方案

2 号机组高中压缸全部隔板汽封、高中压缸过桥汽封及低压缸全部隔板汽封改为 DAS 汽封。此外动叶顶部阻汽片(叶顶汽封齿)因长时间运行发生磨损导致间隙偏大,利用此次大修机会全部更换并重新调整间隙,更换的汽封包括高压 2~8 级隔板汽封、中压 1~6 级隔板汽封、2 号轴封的 1~4 段汽封、A、B 低压 2~7 级隔板汽封。总计 41 圈汽封改为东汽 DAS 汽封。

DAS 汽封安装方便,在原来的隔板 and 汽封槽道上安装调整即可,不需加工槽道宽度,每一块汽封块后面用 3 个支柱型弹簧支撑,测量和调整汽封齿上下间隙同样采用传统的贴胶布或压铅丝法即可,左右间隙用塞尺。高、中压缸以及低压叶顶汽封,依据汽机解体后测量其间隙是否超标酌情更换。DAS 汽封改造的高、中压隔板及部分轴封汽封圈径向汽封间隙记录, A, B 低压隔板汽封径向间隙值, A, B 低压轴封径向间隙如表 1—3 所示。高中压隔板、轴封汽封间隙如图 2 所示。 A, B 低压隔板汽封径向间隙如图 3 所示。

从表 1—3 可以看出:高压第 2~8 级隔板汽封,在 DAS 汽封改造后,DAS 汽封上下、左右设计间隙分别减少了 0.43 mm 和 1.05 mm;中压第 1~3 级隔板汽封,在 DAS 汽封改造后,DAS 汽封上下、左右设计间隙分别减少了 0.43 mm 和 1.25 mm;中压第 4~6 级隔板汽封,在 DAS 汽封改造后,DAS 汽封上下、左右设

计间隙分别减少了 0.43 mm 和 0.99 mm; 低压六级隔板汽封, 在 DAS 汽封改造后, DAS 汽封上下、左右设计间隙分别至少减少了 0.53 mm 和 1.49 mm; 低压轴封(4 号~7 号)间隙, 在 DAS 汽封改造后, DAS 汽封上、下、左、右设计间隙分别至少均减少了 0.26 mm。

2.2 DAS 汽封工作原理

在汽轮机启、停的过程中,由于过临界转速的影响,汽封齿有与转子产生摩擦的可能,因间隙 B 比间隙 A 小,所以汽封齿 1 应最先与转子产生碰摩,汽封齿 1 推动汽封圈退让,保护了汽封齿 2,3 不与转子产生摩擦。在汽轮机正常运行时,齿 2,3 的间隙 A 可达到设计值,从而保证了设计的密封效果。另一方面,由于间隙 B 比间隙 A 小,且齿 1 采用宽齿结构,材料也耐磨,即使与转子发生碰磨,其磨损量也非常小,运行时间间隙 B 远小于间隙 A ,整个汽封的泄漏量比传统设计的汽封泄漏量小,这样就可解决汽轮机各处汽封蒸汽泄漏量大的问题^[1]。

东方 DAS 汽封通过在各汽封弧段中用 2 个磨损保护汽封齿(DAS 齿)替代 2 个常规汽封齿来减少汽封磨损。汽封磨损齿原理如图 4 所示。

DSA 汽封在东汽 600 MW 超临界机组上应用是可行和成功的, 常规汽封在一个大修期内可能会产生一定磨损, 从而引起漏汽量的增加; 而 DAS 汽封则将能够在一个大修期内完全保证汽封间隙始终为设计值, 从而保证漏汽量始终为设计值。改造后不但提高了机组的安全性, 更重要的是提高了机组的经济性, 使机组的发电煤耗有了较大程度的降低, 为电厂带来了可观的经济性, 节能减排效果明显。

表 1 高中压隔板及部分轴封汽封圈径向汽封间隙记录

mm

[illegible]

表 2 A,B 低压隔板汽封径向间隙值 mm

名称	汽封片 A; 实测值 $T(-0.13\sim 0)$								汽封片 B; 实测值 $T(-0.05\sim +0.05)$							
	上		下		左		右		上		下		左		右	
	设计	实测	设计	实测	设计	实测	设计	实测	设计	实测	设计	实测	设计	实测	设计	实测
	值	值	值	值	值	值	值	值	值	值	值	值	值	值	值	值
正向第 2~6 级隔板汽封	1.07		1.07		0.31		0.71		1.07		1.07		0.31		0.71	
反向第 2~6 级隔板汽封	1.07		1.07		0.31		0.71		1.07		1.07		0.31		0.71	

表 3 A,B 低压轴封径向间隙 mm

汽封体	汽封圈	实测值 $T(-0.05\sim +0.05)$							
		上		下		左		右	
		设计	实测	设计	实测	设计	实测	设计	实测
4~7 号轴封	1 号汽封圈	0.71		0.31		0.31		0.71	
	2 号汽封圈	0.71		0.31		0.31		0.71	
	3 号汽封圈	0.71		0.31		0.31		0.71	

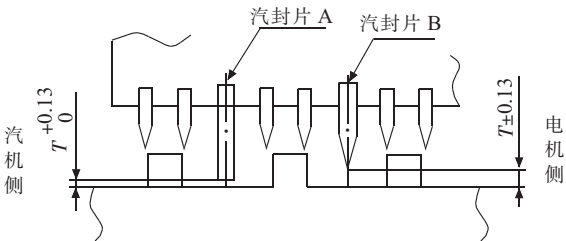


图 2 高中压隔板、轴封汽封间隙图示

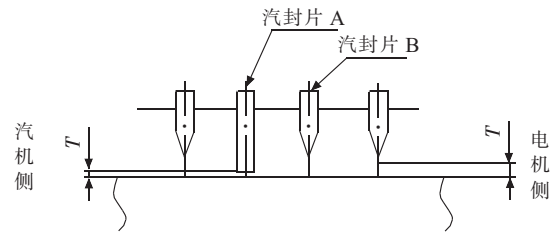


图 3 A,B 低压隔板汽封径向间隙值图示

3 改造实施及其注意问题

3.1 改造实施

在高中、低压缸转子中心和洼窝中心确定合格且具备安装条件的情况下,进行汽封的安装、间隙测量和调整工作。即以油档洼窝作为假轴找中心的依据,利用假轴调整低压内、外缸洼窝中心,调整隔板、轴封套洼窝中心;利用假轴调整汽封、轴封径向间隙(用特制的内径千分尺测量汽封至假轴的径向距离,再与真轴在该处的直径比较,对照汽封间隙标准计算出调整量),最后用滚胶布方法测量、调整汽封、轴封径向间隙。

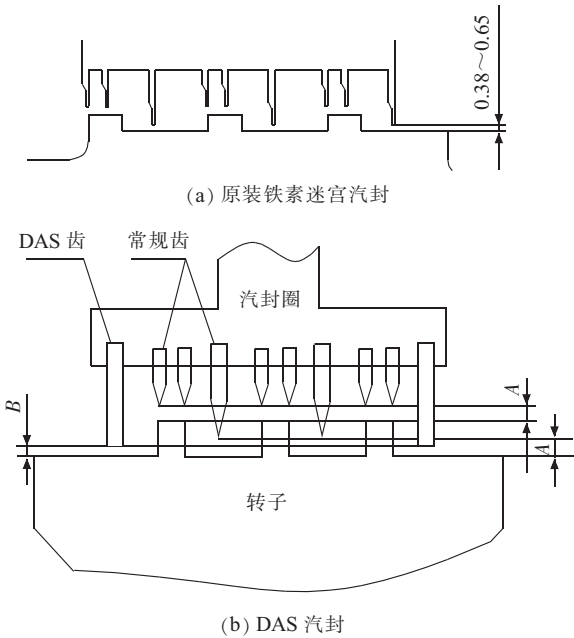


图 4 汽封磨损齿原理图

滚胶布方法测量、调整汽封、轴封径向间隙时,按规定的间隙要求,在每块汽封两端近 15 mm 处,贴、并压紧相应层数的胶布(常用医用胶布,做成 7~10 mm 宽的带子,每层一般按 0.25 mm 计算),在贴胶布前,汽封表面要清理干净,不能有灰、锈、油,这样胶布才会贴实,不会翘起,不会出现假间隙,切记要顺着转轴的旋转方向粘贴,以免胶布被转子刮掉。当所有汽封块的胶布都贴好后,吊入转子并在转子上涂少许红丹粉,通过全实缸滚胶布验收的方法,在全实缸、低压内外缸缸中分面间隙小于 0.10 mm 的情况下,盘车一周,滚胶布检查径向间隙,根据胶布与转子的接触情况,分析汽封的实际间隙,在调整块和汽封圈之间加减调整垫片,或修磨汽封圈与调整块的结合面,若阻汽片挡板过高,可在挡板和刷丝之间用插片隔开,再修磨挡板,直至间隙符合要求为止,并做好每次间隙调整的尺寸记录。在全实缸条件下,经过几次汽封调整后(最后少许调整时,可对汽封背板内缘采取“小削大冲”的调整方法),隔板汽封、轴封径向间隙合格,待全部汽封装复后,打入销钉,紧固上下隔板螺栓,扣内外缸,盘动转子,检查汽封

内有无动静摩擦声, 低压缸刷式汽封隔板改造位置示例见图 4。最后正式扣缸时, 仔细检查确无工具或其它杂物遗留, 用压缩空气吹扫隔板、汽封, 拆除孔洞封堵, 内窥镜检查, 确认夹层、孔洞内无杂物遗留后, 对刷式汽封进行正式安装, 进行低压内、外缸的正式扣缸。

3.2 注意事项

(1) 用塞尺测量间隙时, 不可用力过大, 以免因弹性变形造成测量误差。(2) 贴胶布时, 一定要贴的平整、均匀, 不可有重叠成翘起现象, 胶布的每织间应剪断, 以免碰磨时互相影响。(3) 转子涂红丹时, 不可太多, 以免影响测量精度。(4) 测量上半只汽封的径向间隙时, 要注意防止压板压出汽封块, 使间隙变大。装复时同样注意, 压板一定要装好, 防止汽封块转动。(5) 测量间隙和装复时, 均应先把汽封块撬松, 以免卡住。(6) 汽封块的垫片要平整, 不起皱、卷边, 螺钉要拧紧, 垫片不能比汽封块的调整块宽, 并且垫片不能过多。(7) 加减垫片必须注意螺钉要有一定的拧紧深度 (至少旋入 5 mm)。(8) 在进行最后一次调整时, 必须将螺钉的顶部用样冲封好, 以免松动。(9) 挫削汽封块端面时, 要保持平整, 不要偏斜。(10) 合缸时, 应注意挂耳接触面要清洁无杂物。(11) 用扁嘴钳将歪齿夹直, 并整理刷毛, 直至外观平直。

4 改造效果与分析

大修两周后, 江苏省电力公司电力科学研究院做性能试验。620 MW 工况下, 修正后机组热耗率为 7 945.86 kJ/(kW·h), 相比大修前, 降低 125.82 kJ/(kW·h); 高压缸通流效率 (包括门损) 较设计值偏低约 5.3% (绝对值), 中压缸效率 (试验值) 较设计值偏低约 3.93% (绝对值)。试验中, 高压缸效率偏低的一个原因是顺序阀控制方式下, 调门开度偏小, 节流损失偏大。由于大修前后试验高调门开度不同, 故高压缸效率不便于直接比较; 中压缸效率低于修前的原因是, 高中压缸过桥汽封漏汽量减少, 造成名义的中压缸效率下降。另外三抽温度较修前有大幅度上升从另一个角度反映

了过桥汽封漏汽量的减少。因大修前后两次试验高调门开度不同, 高压缸效率不便于直接比较。大修后试验 620 MW 工况时的调门开度较修前试验更小, 故节流损失更大, 这将影响到高压缸效率。从数值上看一抽、高排温度较修前有所下降, 如一抽下降达到 10.6℃, 这反应了高压缸性能与修前相比是有提升的; 三抽温度较修前有大幅度上升, 同时名义中压缸效率也低于修前, 从另一个角度反映了过桥汽封漏汽量的减少; 监视段温度依然高于设计值, 这主要与级间漏汽量偏大、叶片工作工况偏离设计工况、叶片型线变形等相关。

5 结束语

DAS 汽封用在超临界 600 MW 机组, 国内国内已有多例, 目前该汽封用于汽轮机, 确实能产生一定的节能效果, 但要注意首先在决定采用 DAS 汽封时, 在机组调试阶段要有启动或打闸几次的准备, 不要指望机组一次启动成功, 因为在安装过程中 DAS 汽封的径向安装间隙较原设计值要小 (与转子间的间隙较常规汽封小 0.1~0.13 mm), 使在机组启动初始阶段, 在没有充分暖机的情况下、在汽缸和转子没有充分膨胀的情况下 DAS 汽封的长齿会与转子发生碰磨, 导致震动过大而需打闸; 另外, DAS 汽封长齿较原来梳齿汽封的齿顶要宽的多, 故“碰磨”的效果并不好, 需在经过几次机组的启动、打闸后, 多次利用机组真空的升降及机组转速的变化来保证机组的持续运行、暖缸, 使得机组得以充分暖机, 转子、汽缸膨胀充分到位, 避免汽封长齿碰磨的发生, 机组才能够正常运行。

参考文献:

- [1] 郭振宇, 刘 凯. 汽轮机汽封型式及其应用效果评价方法[J]. 江苏电机工程, 2010, 29(3): 10-15.

作者简介:

徐传堂(1968), 男, 辽宁大连人, 高级工程师, 从事发电厂汽机技术支持管理工作;

姜 涛(1975), 男, 广西防城港人, 工程师, 从事汽轮机检修工作。

Technical Retrofit of DAS Steam Seal for 650 MW Supercritical Steam Turbine

XU Chuan-tang¹, JIANG Tao²

(1. Huarun (Changshu) Electricity Power Co. Ltd., Suzhou 215536, China;

2. Guangxi Fangchenggang Nuclear Power Co. Ltd., Fangchenggang 538000, China)

Abstract: Focusing on the overlarge steam consumption encountered in the supercritical power plant manufactured using the Hitachi technology, retrofit scheme for DAS steam seal, which is intended to improve the thermal efficiency, is performed. It is expected that the clearance can be further reduced and less steam is leaked. Furthermore, methods aiming to obtain higher operating efficiency are also analyzed in this paper.

Key words: steam turbine; loss of steam consumption; DAS seal retrofit; improving efficiency

650 MW 燃煤机组引风机和增压风机合并节能分析

严加发

(华润电力(常熟)有限公司,江苏 苏州 215536)

摘 要:650 MW 燃煤机组锅炉引风机与脱硫增压风机合并改造后,能够降低机组厂用电率,提高机组运行时的经济性,同时有利于锅炉机组、脱硫系统运行调整及事故处理。且对类似风机改造的经济性分析有一定参考意义。

关键词:燃煤机组;引风机;增压风机;合并;节能

中图分类号:TM621.7

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)04-0074-03

根据江苏省环保厅(2010)254 号文件关于“全省所有燃煤机组设旁路烟道的应于 2013 年底前将旁路烟道全部拆除”,以及江苏省运行火电机组在 2013 年前要上脱硝装置(SCR)的要求,华润电力(常熟)有限公司计划在未来两年必须进行锅炉脱硝改造,目前 2 号机组已改造完成,脱硝系统已投入运行。

根据日前 SCR 运行情况,SCR 运行烟气阻力增加 500~1 000 Pa,故 650 MW 燃煤机组进行 SCR 改造,必须对现有引风机进行增容改造。同时脱硫旁路烟气挡板拆除后,原有锅炉引风机、脱硫增压风机运行方式为并串并的方式,一旦发生某台风机故障,对故障处理较为复杂。为便于调节既保证机组更安全运行,需将增压风机与引风机进行合并改造。

1 合并必要性及可行性

1.1 合并必要性

目前运行的 650 MW 级全燃煤锅炉大多数装设有 2 台引风机与 2 台脱硫增压风机,采用并联-串联-并联的方式运行,如图 1 所示。从风机选型设计上,锅炉引风机出力按锅炉 BMCR 工况的 1.2 倍余量选型,脱硫增压风机出力按锅炉 BMCR 工况的 1.2 倍余量选型,势必造成串联的风机出力选型参数过大,实际运行中导致风机空耗过大,导致厂用电率过高,造成火力发电厂供电煤耗偏高,不符合火电厂节能减排的运行原则。

按国家环保要求,脱硫旁路烟气挡板必须拆除,无脱硫旁路后锅炉运行脱硫系统必须投入运行。如此引风机、增压风机串联运行方式成为惟一运行方式,一旦发生一台引风机跳闸或一台增压风机跳闸,或锅炉送风机、引风机跳闸,均会对引风机、增压风机调节造成影响,直接影响锅炉的安全运行,甚至导致炉膛压力过高或过低。为了锅炉主要辅机发生故障不会影响锅炉安全,以便实现引风机对炉膛压力的快速响应,将引风机、增压风机合并是必要的。

1.2 合并可行性

就目前 650 MW 燃煤机组引风机与脱硫增压风机运行工况进行分析,选择机组负荷 650 MW、脱硫 3 台浆液循环泵运行工况来分析目前增压风机与引风机实际运行参数及合并后系统参数,如图 2 所示。炉膛压力维持 -95 Pa,炉膛至空气预热器入口烟道阻力 + 空气预热器出入口阻力 + 预热器至电除尘烟道阻力 + 电除尘器阻力 + 引风机出口压力,则引风机入口压力需要 -3 752 Pa,则运行引风机运行全压为 3 730 Pa。如果再加上脱硝装置 1 000 Pa 阻力(实际运行阻力为 800~1 000 Pa),则引风机入口压力则为 -4 752 Pa,当增压风机与引风机合并则引风机出口压力应增加为 2 332 Pa,所以新引风机全压为 7 084 Pa。若考虑引风机出口加装烟气余热回收装置,回收装置烟气侧阻力为 600~800 Pa,引风机出口压力需要 3 132 Pa,引风机全压升为 7 884 Pa。目前单机静叶调节轴流引风机、双级动叶可调引风机均可达到全压 8 000~9 000 Pa,引风机可以实现引增压风机合并后运行要求^[1]。

华润电力(常熟)有限公司现运行引风机电机额定功率为 2 900 kW、增压风机额定功率为 2 500 kW。机组负荷 650 MW,单台引风机实际耗功为 2 050 kW、单台增压风机实际耗功为 1 920 kW,单侧引风机与增压风机耗功为 3 920 kW(实际运行时 2 台风机功率之和),如果脱硝系统接入系统阻力增加 1 000 Pa,则单侧单台耗功为 4 330 kW(考虑系统阻力后功率增加)。故新改造引风机电机额定功率应选为 5 000 kW,目前电动机完全满足要求,是可行的。

引风机与增压风机合并后,可简化系统、减少占地、维护成本小、降低运行成本。经多家电厂运行实践及专家分析,风机合并后对锅炉防爆没有影响,在锅炉运行中发生 MFT、送风机跳闸、引风机跳闸,由于风机调节速度较快,不会对炉膛承压能力构成威胁,故在锅炉防爆方面,风机合并后是安全的。合并风机后大大降低运行及维护成本。合并风机如果单级静叶调节风机可加装变频装置,实现变速调节后,调节性能更加快速,有利于

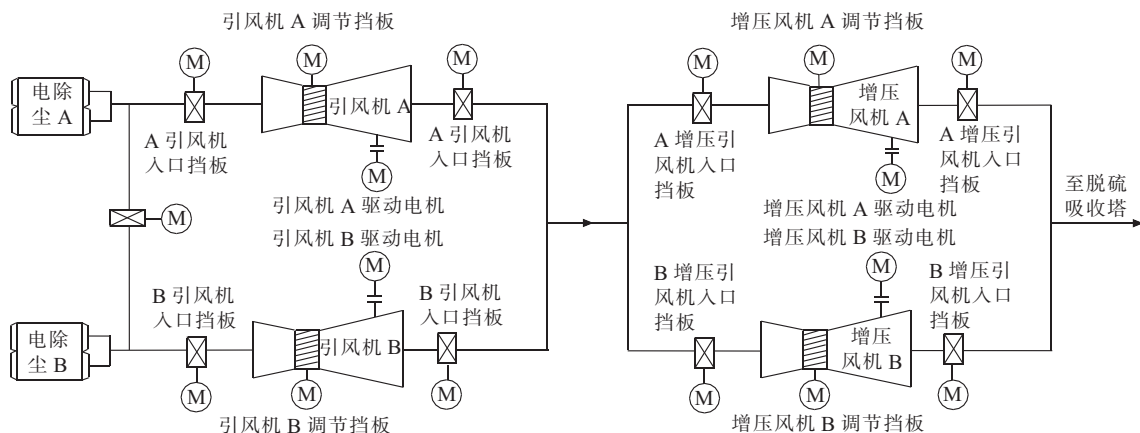


图1 运行火电厂锅炉引风机与增压风机系统

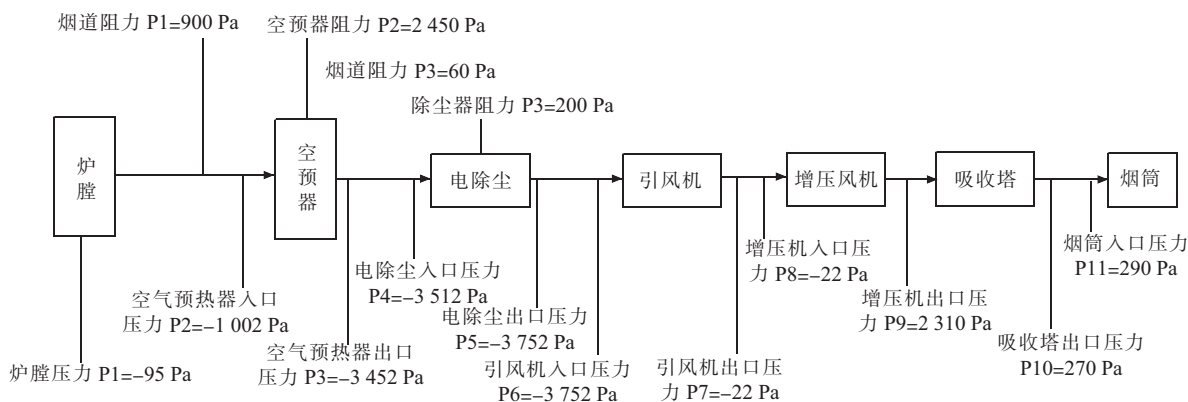


图2 锅炉各段阻力分配情况

锅炉炉膛压力调节;同时变速后启动力矩大,有利于风机安全稳定;变频调速后,节能量大,减少运行成本。同时亦可选用效率较高的双极动叶可调轴流风机^[2]。

2 合并风机选型

静叶可调轴流式风机的叶片为开放型叶片,如果单级叶片,风机转速要达到 990 r/min,叶片过长,速度过高在实际运行中由于工况不同风机易发生风机振动,风机可能会发生喘振等现象。而风机振动,在一定的运行时间以后,叶片会导致疲劳损坏,叶片可能会发生裂口。并且叶片磨损速度较快,影响叶片的使用寿命。静叶可调轴流风机运行效率偏低,影响厂用电耗,故经济性稍差。动叶可调轴流风机采用双极叶轮,转速 990 r/min,叶片较短,不易发生喘振、振动,调节速度快,风机动叶可调效率较高,运行经济好。

静叶可调引风机受其特性限制,风机装置效率不会超过 87%(比动调轴流风机低,且高效率区比轴流式风机小),适用于压力系数介于离心风机和动叶可调轴流式风机之间,而且前 600 MW 机组引风机的压力系数相对于流量系数来说普遍较小,与动叶可调轴流式风机的压力系数比较吻合。另外,其在小流量区的马鞍型喘振线,会使风机在小流量运行或启动后调节静

叶至运行工况的小流量阶段,进入喘振区。因此,对于大型调峰机组不宜选用静叶可调式轴流式风机^[3]。故锅炉引风机与增压风机合并后,采用双级动叶可调轴流风机为最佳,其系统图如图 3 所示。

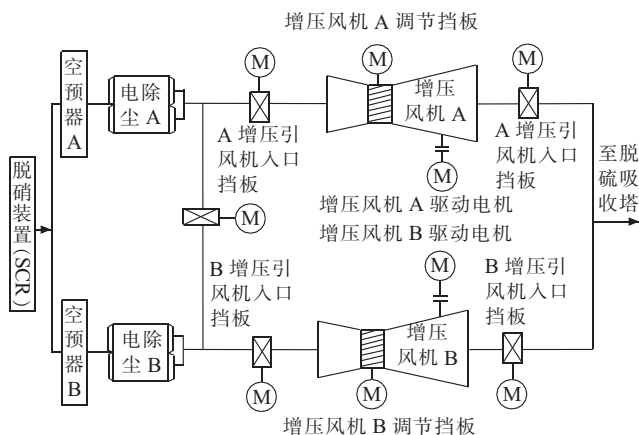


图3 引风机与增压风机合并后系统图

3 改造后节能情况分析

引增压风机合并后,减少了风机空耗,风机出口至吸收塔烟道进行了优化,阻力大大降低,合并后耗能将大幅降低^[4]。

在风机合并节能量预测方面,现在机组负荷 650

MW, 4 台风机运行总电流为 898 A, 耗功为 $6.3 \times 898 \times 1.732 \times 0.8 = 7\,838\text{ kW}$, 引风机、增压风机耗电率占机组耗电率在 1.0~1.3%, 燃用优质烟煤机组引风机、增压风机耗电率偏低在 1.0% 左右, 燃用褐煤机组引风机、增压风机耗电率在 1.3% 左右。合并改造为 2 台引风机后, 机组带相同负荷总电流为 600 A, 功率因数按 0.8 计算, 耗功量为 $6.3 \times 600 \times 1.732 \times 0.8 = 5\,238\text{ kW}$, 节能量为 $(7\,838 - 5\,238) / 7\,838 = 33.17\%$ 。所以, 将 2 台增压风机、2 台引风机合并为 2 台引风机, 其节能量为 33.17%; 风机合并前后风机占厂用电率变化为:

合并前 (引风机+增压风机) 耗电率为 $7\,838 / 630\,000$ (机组负荷 650 MW 时厂用电耗) = 1.244%;

合并后 (引风机与增压风机合并后) 耗电率为 $5\,238 / 630\,000$ (机组负荷 650 MW 时厂用电耗) = 0.8314%。

1 台机组年发电量按 40 亿 kW·h 计算、每 kW·h 电按 0.42 元计算, 年运行经济效益为 $40 \times (1.244 - 0.8314) = 1\,650$ 万 kW·h。则 $0.42 \times 1\,650 = 693$ 万元人民币。折合节约标准煤, 按国家标准节约每万 kW·h 电

折合 3.5 t 标准煤计算, 得 $1\,650 \times 3.5 = 5\,775\text{ t}$ (标准煤), 即节约标准煤 5 775 t。

4 结束语

为适应目前锅炉脱硝装置改造, 锅炉引风机与脱硫增压风机合并是可行的、必要的, 合并后能够保证锅炉更安全、稳定、经济、环保运行, 所以现运行 650 MW 级锅炉均应进行引风机与增压风机合并改造。

参考文献:

- [1] 蒋丛进, 蒋诗远, 封乾君. 锅炉引风机与脱硫增压风机合一技术经济分析[J]. 电力技术经济, 2009(2): 31-34.
- [2] 李远飞. 300 MW 机组引风机和脱硫增压风机合并分析[J]. 科技情报开发与经济, 2007, 17(36): 287-288.
- [3] 窦连玉, 李乐丰. 烟气脱硫增压风机的选型[J]. 山东电力技术, 2005(5): 66-67, 70.
- [4] 李燕青. 600 MW 火力发电厂湿法烟气脱硫系统增压风机的技术经济比较[J]. 电力技术经济, 2007, 19(3): 34-38.

作者简介:

严加发(1971), 男, 江苏泰州人, 工程师, 从事电厂运行管理工作。

Influence of Integrating Induced Fan and Pressurization Fan on Energy-saving of 650 MW Coal-fired Power Units

YAN Jia-fa

(Huarun (Changshu) Electricity Power Co. Ltd., Suzhou 215536, China)

Abstract: Through integrating the induced draft fan and desulphurization pressurization fan, the reformed 650 MW coal-fired power unit can achieve lower power consumption rate. The operation economy has been improved, and it is also found that this retrofit can benefit the operation of both the boiler and gas desulfurization system. This work can provide valuable reference for the economic analysis of similar units.

Key words: coal-fired power plant; induced fan; pressurization fan; integration; energy-saving

海湾地区有望成为全球主要的太阳能发电市场

海湾国家正在大力发展太阳能发电项目, 在建项目投资额已高达 1 550 亿美元, 未来几年该地区有望成为全球主要绿色能源生产基地。

据阿联酋《海湾新闻报》3 日报道, 中东北非地区最大的光伏太阳能会议组织 GulfSol 发布的最新报告说, 中东日照充足, 发展太阳能潜力巨大。在太阳能技术成本下降和电力需求日益上升的双重驱动下, 该地区可能成为全球主要太阳能发电市场。

为了降低对石油经济的依赖度, 海湾国家近年来积极探索可替代能源。阿联酋已斥资 33 亿美元在迪拜建设穆罕默德·本·拉希德太阳能公园, 这是目前海湾地区最大的太阳能工程。该项目计划于 2030 年竣工, 届时其发电量可满足迪拜 5% 的电力需求。在阿联酋首都阿布扎比, 一个面积达 6 km²、完全实现可再生能源供电的马斯达尔生态城已规划建设。

沙特阿拉伯也计划在 2032 年前投入建设总发电量达 54 千 MW 的可再生能源项目, 其中 41 千 MW 电力供应来自于太阳能。同为海湾地区的卡塔尔和科威特也已着手挑选合适的可再生能源项目。

不过, 虽然海湾地区太阳能资源丰富, 但建设太阳能发电项目还需解决包括沙漠地区选址、大风和沙尘天气, 以及电力传输等问题。

某超临界 600 MW 可调整式双抽供热机组供热经济性分析

曾广斌

(江苏南热发电有限责任公司,江苏 南京 210035)

摘 要:600 MW 超临界双抽供热机组是国内首台 600 MW 可调整式双抽供热机组,没有成熟的经验和案例,中压调门参与调整节流保证中压供热压力,中压缸排汽蝶阀节流保证低压供热压力,直接影响中压缸效率,负荷越低、供热流量越大节流损失越大,对经济性影响越大。文中重点分析了中压供热对机组经济性的影响。

关键词:中压供热;节流损失;经济性;热耗;煤耗

中图分类号:TM611

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)04-0077-04

江苏南热发电有限责任公司响应国家“上大压小”的要求,于 2007 年将总装机容量 405 MW 的 6 台小机组全部拆除,原址重建 2×600 MW 超临界供热机组。2007 年 5 月份开始主、辅机设备招标,2008 年 2 月份开工建设。分别于 2010 年 1 月、8 月通过电网 168 h 考核,脱硫、脱硝同步投入商业运行。2 号机组直到 2012 年 9 月 26 日才核准,在此之前仅在电网缺电时随时投入发电。2010 年 6 月,1 号机组开始对外供热,主要热用户为南京帝斯曼东方化工有限公司。经过多方努力和南京市环保部门的大力支持,东方公司 2 台 75 t/h 锅炉先后于 2011 年 5 月 16 日、2011 年 7 月 4 日停役,供热量由原来的 30 t/h 提高到 150 t/h,同时减少污染物的排放。通过机组供热,机组煤耗降低 3~8 g/(kW·h),年节约标煤约 2~3 万 t。

1 主要设备及技术规范

江苏南热发电有限责任公司 2×600 MW 超临界机组的主要设备及技术规范如表 1、表 2、表 3 所示。DCS 系统主、辅控均采用艾默生 OVATION 系统,DEH/ETS 采用日立 HIACS-5000M 系统。

2 中压供热现状

江苏南热 2×600 MW 机组是目前中国首台 600 MW 超临界燃煤双抽调整式供热机组,机组供热参数:中压蒸汽 3.8~4.2 MPa,380~430 ℃;低压蒸汽 0.8~1.2 MPa,300~330 ℃。机组供热抽汽流量按照额定中压 100 t/h 和低压 100 t/h 设计,最大可满足中压 150 t/h 和低压 150 t/h 的抽汽供热能力。其双抽调整式供热机组系统图如图 1 所示。

由图 1 可见,双抽机组有 2 个抽汽口,一个在中压缸下部排汽口处,靠联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。目前,南热 600 MW 超临界汽

表 1 锅炉参数

序号	项目	设计参数
1	锅炉型号	HG-1965/25.4-YM5
2	制造厂家	哈尔滨锅炉厂有限公司
3	锅炉型式	超临界参数变压运行,螺旋+垂直水冷壁直流本生炉,单炉膛、一次中间再热、采用对冲燃烧方式、平衡通风、露天布置、固态排渣、全钢结构、全悬吊结构 II 型锅炉
4	最大连续蒸发量 (B-MCR)/(t·h ⁻¹)	1 965
5	额定蒸发量(BRL)/(t·h ⁻¹)	1 871.5
6	额定主蒸汽温度/℃	543
7	额定主蒸汽压力(过热器出口 BRL)/MPa(a)	25.28
	额定主蒸汽压力(汽机入口)/MPa(a)	24.2
8	最高主蒸汽压力(BMCR)/MPa(a)	25.4
9	再热器进口蒸汽温度(B-MCR/BRL)/℃	304.6/299.1
10	再热器进口蒸汽温度(B-MCR/BRL)/℃	4.86
	再热器进口蒸汽压力(BRL)/MPa(a)	4.61
11	再热器出口蒸汽温度/℃	569
12	再热器出口蒸汽压力(B-MCR)/MPa(a)	4.67
	再热器出口蒸汽压力(BRL)/MPa(a)	4.43
13	锅炉给水温度(B-MCR)/℃	290.7
	锅炉给水温度(BRL)/℃	287.1

轮机为国内外最大的双抽调整式供热机组,因此在供热调试期间尚无成熟的技术经验可借鉴。2010 年 5 月 31 日,完成对东方公司中压供热管线冲管。2010 年 6 月 7 日,首次进行试供调试。2010 年 7 月 22 日,1 号机组正式供热。2010 年 7 月 23 日,1 号机组在做中压供热负荷底限试验过程中中调门关闭被迫停机,经东汽厂将 1 号汽轮机油动机油压由 11.2 MPa 升高到 14 MPa,中调门

表 2 汽轮机参数

序号	项目	参数
1	汽轮机型号	CC600/537-24.2/4.2/1.0/538/566
2	制造厂家	东方汽轮机厂
3	型式	超临界、一次中间再热、两级抽汽供热(可调式)、三缸四排汽、单轴、双背压、凝汽式
4	额定功率 / MW	600
5	额定主汽压力 / MPa(a)	24.2
6	额定主汽温度 /℃	538
7	额定再热蒸汽温度 /℃	566
8	额定排汽压力 / kPa(a)	4.4/5.4(平均 4.9)
9	配汽方式	复合配汽(喷嘴调节+节流调节)

表 3 发电机参数

序号	名称	技术参数
1	发电机型号	QFSN-600-2-22C
2	额定容量 S_N / (MV·A)	667
3	额定功率 P_N / MW	600
4	定子额定电压 U_N / kV	22
5	定子额定电流 I_N / A	1 749.5
6	额定功率因数 $\cos \varphi_N$	0.9(滞后)
7	额定励磁电流 I_{fN} / A	4 364.6
8	额定励磁电压 $U_{fN}(100^\circ\text{C})$ / V	398
9	定子线圈接线方式	YY
10	冷却方式	水氢氢
11	额定氢压 / MPa	0.414
12	满载效率 η / %	98.9
13	发电机漏氢量 / (Nm ³ ·d ⁻¹)	≤12
14	励磁方式	自并激静止可控硅励磁
15	允许强励时间 / s	20
16	制造厂家	东方电机股份有限公司

参调安全系数在原有基础上可增加 1.27 倍,中调门前最大压差可由 1.5 MPa 提高到 1.7 MPa;增加再热压

力与中调门后压差监控值;供热工况下采用中调门顺序阀运行模式。

经改造调整后 1 号机中压供热调试采用中调门顺序阀调节方式是可行的,能够提供合格的中压蒸汽产品,即中压供热压力达 3.80 MPa 以上,但惟一遗憾的就是 AGC 必须在 420~600 MW 之间变化,不能达到省调要求的 360 MW 低限运行。造成中压供热不能在 360 MW 负荷运行原因为中调门实际提升力不足,与理论计算有一定的误差。

2.1 调节情况

(1) 机组在启动、带负荷和纯冷凝工况,左、右中联阀同时开启,机组采用纯冷凝常规运行方式。

(2) 当机组达到一定负荷开始准备再热热段工业抽汽时,中调门将采用顺序阀调节方式。

(3) 接受供热指令后,再热供热压力不能满足要求时,按阀门曲线逐渐关闭中压调节阀,关闭的同时注意监测再热热段压力。

(4) 阀门关闭过程中注意监测中压调节阀前后压差,当压差大于 1.5 MPa(a)时停止关闭阀门,当压差超过 1.7 MPa(a)时减小或停止供热。

2.2 调节特点

在汽轮机中压供热工况下,出力范围在 400~550 MW 之间,采用顺序阀运行方式后,在此区间内可将中调门开度整体提高 5%,从而避开阀门在小开度参调时关闭的可能;同时阀门可调范围明显增加,调节性能得以明显改善。而其安全性已经得到东方汽轮机厂相关技术部门的认可。

南热发电责任有限公司的主要热用户南京帝斯曼东方化工有限公司,其 2 台 75 t/h 锅炉,经多方努力和南京市环保部门的大力支持,先后于 2011 年 5 月 16 日、2011 年 7 月 4 日停役,供热量由原来的 30 t/h 提高到 150 t/h。2012 年 4 月份公司又针对中压供热管道压

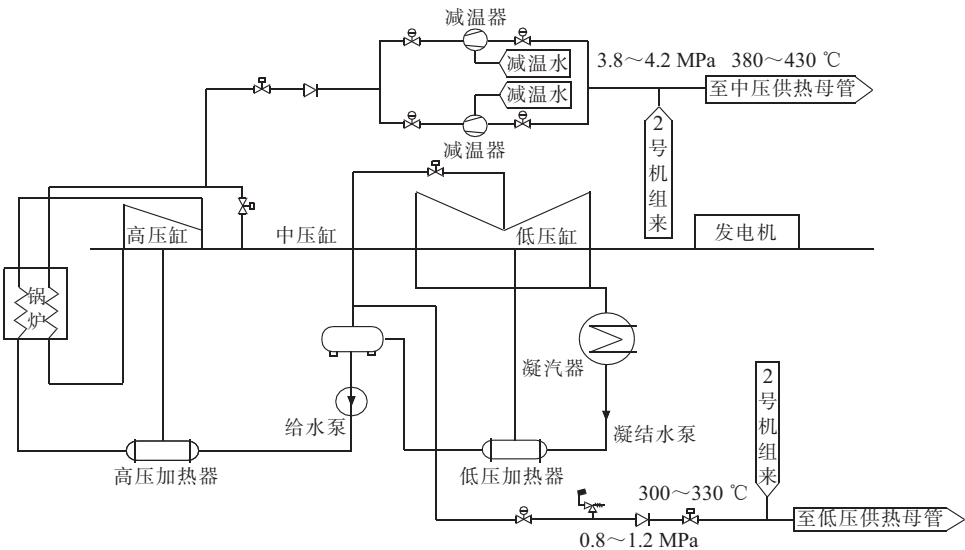


图 1 南热双抽调整式供热机组系统图

损大的问题,优化热网管线结构、增大热网通流面积,目的是降低压损。1 号机组中压热网经技术改造后,中压热网压损减小 0.28 MPa,热耗减少 63 kJ/(kW·h)。

目前中压供热量平均在 125 t/h 左右,低压供热几乎没有。采用的正常中压供热方式:1 号机组单独供中压供热,2 号机组的中压供热系统处于热备用状态,可在需要时进行快速切换。

3 中压供热经济性分析

3.1 中调门的节流损失

南热发电责任有限公司机组在 480 MW 负荷时供中压供热 130 t/h,根据计算与不供热时比节流损失达到 60 kJ/kg 左右,折算成热耗 100 kJ/(kW·h)左右,只有当负荷大于 520 MW 时节流损失才很小,因此负荷低供中压供热损失较大。

中调门的节流损失计算的思路。把中调门的节流过程看着绝热过程,节流前后焓值不变,熵增加,而熵增加就意味着可做功能力的下降。通过将熵增加的数值乘上节流点的绝对温度来计算节流损失。一组 1 号机组节流损失计算数据对照表如表 4、表 5、表 6 所示。

表 4 中调门在不同负荷下的固有节流损失

参数名称	1 号机组	1 号机组	1 号机组
负荷 / MW	479.27	549.82	553.44
中压供热量 / (t·h ⁻¹)	2.15	1.91	101.87
中调门前压力 / MPa	3.36	3.89	3.86
中调门前温度 /℃	561.77	562.68	563.15
中调门后压力 / MPa	3.26	3.77	3.74
中调门调节开度指令 /%	100	100	100
左侧中调门开度 /%	97.06	96.84	97.71
右侧中调门开度 /%	100.37	100.36	100.54
中调门前蒸汽焓 / (kJ·kg ⁻¹)	3 590.14	3 587.43	3 588.77
中调门前蒸汽熵 / [kJ·(kg·K) ⁻¹]	7.353 0	7.280 7	7.286 2
中调门后蒸汽熵 / [kJ·(kg·K) ⁻¹]	7.366 0	7.296 4	7.301 9
节流损失 / (kJ·kg ⁻¹)	10.879	13.061	13.07

从表 5 数据可以看出,当负荷大于 520 MW 时节流损失才很小,负荷低供中压供热损失增加幅度也越大。同时相同负荷下,供热量越大中调门的节流损失也越大。2011 年至 2012 年 1 号机组平均负荷率在 80% 左右,平均中压供热流量在 125 t/h 左右,从表 4 和表 6 的数据表,通过插入法可以算出因中压供热中调门节流增加的节流损失 55 kJ/kg 左右。

3.2 中压供热对机组指标的影响

2011 年 12 月和 2012 年 3 月,分别做了 1 号机组纯凝工况和供热工况的对照性能试验。试验结果如表 7 所示(供热工况试验时仅供中压供热,供热流量 112~122 t/h)。

表 5 大流量中压供热时中调门在不同负荷下的节流损失

参数名称	1 号机组	1 号机组	1 号机组	1 号机组
负荷 / MW	448.86	481.27	521.86	533.64
中压供热量 / (t·h ⁻¹)	111	114.36	121.33	121.16
中调门前压力 / MPa	3.75	3.75	3.91	3.91
中调门前温度 /℃	561.91	562.79	567.8	564.71
中调门后压力 / MPa	3.1	3.31	3.58	3.63
中调门调节开度指令 /%	73.87	80.23	85.79	89.47
左侧中调门开度 /%	60.14	79.6	88.97	93.69
右侧中调门开度 /%	2.48	10.82	18.61	23.34
中调门前蒸汽焓 / (kJ·kg ⁻¹)	3 586.93	3 588.94	3 598.96	3 591.89
中调门前蒸汽熵 / [kJ·(kg·K) ⁻¹]	7.298 4	7.300 8	7.291 9	7.283 4
中调门后蒸汽熵 / [kJ·(kg·K) ⁻¹]	7.383 1	7.358 1	7.334 8	7.3199 1
节流损失 / (kJ·kg ⁻¹)	70.73	47.927	36.143	30.556

表 6 相同负荷下中压供热不同流量时中调门在的节流损失

参数名称	1 号机组	1 号机组	1 号机组	1 号机组
负荷 / MW	475.27	478.3	478.2	481.27
中压供热量 / (t·h ⁻¹)	139.66	133.78	128.15	114.36
中调门前压力 / MPa	4.08	4.1	4	3.75
中调门前温度 /℃	564.89	569.09	567.68	562.79
中调门后压力 / MPa	3.32	3.37	3.34	3.31
中调门调节开度指令 /%	73.07	73.87	74.48	80.23
左侧中调门开度 /%	57.67	59.33	62.07	79.6
右侧中调门开度 /%	2.3	2.53	2.6	10.82
中调门前蒸汽焓 / (kJ·kg ⁻¹)	3 590.77	3 600.22	3 597.89	3 588.94
中调门前蒸汽熵 / [kJ·(kg·K) ⁻¹]	7.262 4	7.271 6	7.278 9	7.300 8
中调门后蒸汽熵 / [kJ·(kg·K) ⁻¹]	7.359 0	7.363 7	7.364 8	7.358 1
节流损失 / (kJ·kg ⁻¹)	80.981	77.578	72.295	47.927

从表 7 中可以看出,要供中压供热工况在相同供热流量时,随负荷增加热耗和煤耗下降幅度也随之增加,同时以上数据也反应出随负荷增加节流损失逐渐减少,且在 520 MW 时是临界点。

表 7 纯凝/供热工况性能试验数据对照表

工况	负荷 / MW	供热 比 /%	修正后热 耗率 /[kJ· (kW·h) ⁻¹]	厂用 电率 /%	修正后供电 煤耗 /[g· (kW·h) ⁻¹]	供电煤耗 差额 /[g· (kW·h) ⁻¹]
纯凝	550	0	8 019.70	4.26	309.18	11.58
供热		8.11	7 772.52	4.24	297.60	
纯凝	520	0	7 926.52	4.30	305.70	7.98
供热		8.65	7 756.70	4.47	297.72	
纯凝	510	0	7 956.57	4.40	307.18	8.53
供热		8.89	7 772.24	4.58	298.65	
纯凝	480	0	7 979.03	4.31	307.76	7.77
供热		9.23	7 809.63	4.49	299.99	

4 提高中压供热经济性的措施

通过以上数据分析可以得出相同供热量下负荷越低中压调门节流损失越大,同负荷下供热量越大中压调门节流损失越大,中压缸效率下降越多。负荷越高、供热量越大机组经济性越好,煤耗降低越多。从供热的安全性要求两台机组并供更安全,但由于中压供热需要减温,这样在两台机组并供时两台机组负荷不同且变化时,每台机组的供热抽汽流量波动较大,造成中压供热温度波动太大;同时从经济性的角度来说单机大流量供热的会更好,所以目前公司采用单机供热,另一台机组的中压供热系统处于热备用状态,在事故情况下可快速切换到邻机供热,最大程度地减少对热用户的影响。

在上述运行方式下,要尽可能提高供热的经济性,最好是稳定供热机组负荷在 520 MW 以上运行,但江苏省电力调度中心要求所有 600 MW 机组都必须投 AGC 运行。可以设法向市政府争取供热机组的优惠政策,要求用全厂负荷作为总量调整,将供热机组的负荷相对稳定,用另一台机组参与 AGC 调整。加大低压热用户的扩展,增加低压供热量,进一步提高机组的经济性。

5 结束语

超临界或超超临界大机组供热是个新课题,但却是大势所趋,也是随着环保节能要求的提高,新建大机组所要面临的一个共性问题。超临界 600 MW 机组供热在设计时考虑到热用户参数要求,尽量采用高排蒸汽作为中压供热汽源,温度不够可以利用压力匹配器来抽吸少量压力低但温度高的蒸汽混合,或是利用汽—汽交换器的方式来提高温度。同时也要考虑到机组运行时可能遇到的煤种变化对锅炉过热器和再热器的温度的影响;还需要考虑供热量变化对各级抽汽压力和温度的影响、对汽缸效率的影响。

参考文献:

- [1] 蒋明昌. 火电厂能耗指标分析手册[M]. 北京:中国电力出版社,2011.
- [2] 中国电力投资集团公司. 600 MW 火电机组节能对标指导手册[M]. 北京:中国电力出版社,2009.

作者简介:

曾广斌(1969),男,江苏南京人,技师,从事值长兼节能管理工作。

Analysis on Economy of 600 MW Adjustable Double-extraction Heat Supply Supercritical Thermal Power Plant

ZENG Guang-bin

(Jiangsu Nanre Power Generation Co. Ltd., Nanjing 210035, China)

Abstract: The plant introduced in this paper is the first 600 MW adjustable double-extraction heat supply power plant in China. The available experience and reference cases are limited. The intermediate heat supply pressure is maintained by the adjustment throttle employing intermediate pressure control valve. However, under this condition, the thermal efficiency of the intermediate pressure cylinder is seriously influenced by the large throttle loss, and with lower load, this situation will become even worse. The influence of intermediate pressure heat supply on the economy of the whole plant is also analyzed in this work.

Key words: intermediate pressure heat supply; throttle loss; economy; heat consumption; coal consumption

广 告 索 引

中国华电集团公司江苏分公司	封面	《江苏电机工程》协办单位	前插 4
南京南瑞继保电气有限公司	封二	宿迁电力设计院有限公司	(黑白) 文前
南瑞科技股份有限公司	前插 1	江苏南瑞帕威尔电气有限公司	封三
《江苏电机工程》协办单位	前插 2、3	远东电缆有限公司	封底

物联网在智能电网中的应用

杜 威¹, 潘 苗²

(1.江苏省宏源电力建设监理有限公司,江苏 南京 210009;

2.南京工业大学电气工程与自动化学院,江苏 南京 210008)

摘 要:针对智能电网中出现的各种问题,提出了将物联网与智能电网相结合的方法。介绍了物联网的关键技术,总结了智能电网的概念、特点,构建了面向智能电网的物联网结构模型,分析了物联网在智能电网输电、变电、配电、用电各个环节对应的需求,指出物联网技术融入智能电网的关键技术,对未来智能电网的发展也起到积极的推动作用。

关键词:智能电网;物联网;关键技术

中图分类号:F426.61

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)04-081-04

目前电网存在着一些突出的问题。不能快速调节电源不足,不能满足大规模接入电网要求;线路巡视检测、评估诊断与辅助决策的技术手段和模型不够完善;网架结构相对薄弱;配、用电网缺乏可靠、经济、实用化的通信方式,对公众用户支持能力不足。解决这些问题,需要依靠智能电网的建设。它们将在智能设备和优选的运算法则的帮助下实现电力系统的功能。利用物联网产品电子代码(EPC)、射频识别技术(RFID)、微纳传感技术、全球定位技术等,实现对智能电网中电气设备、输电线路、辅助设施、工作人员的识别、监测与管理,其技术特点是能在多种场合下满足智能化电网各重要环节上信息获取的实时性、准确性、全面性的需求。依托于物联网透彻的信息感知、可靠的数据传输、健全的网络架构及海量信息的智能管理和多级数据的高效处理等技术,实现电网及电气设备运行参数的在线监测,对设备状态的预测、预防、调控,基于可靠监控信息建立输电线路的辅助决策和配电环节的智能决策,加强与用户间的双向互动,以及新的增值服务等。基于以上优点本文分析了物联网在智能电网中的应用。

1 物联网含义及关键技术

物联网是指在物理世界的实体中部署具有一定感知能力、计算能力或执行能力的各种信息传感设备,通过网络设施实现信息传输、协同和处理,从而实现广域或大范围的人与物、物与物之间信息交换需求的互联。其中末端网包括各种实现与物互联的技术,例如传感器网络、RFID、二维码、短距离无线通信技术、移动通信模块等。物联网是继电信网和互联网实现人与人通信之后,着重连接物理世界的应用及相关产业。物联网应用的关键环节有 4 个。(1) 标识:身份标识(RFID、二维条码等)、位置标识(GPS 等);(2)

感知:面向生产、生活等各种应用的传感器;(3) 互联:广泛的物物相连,低成本、低功耗、小型化;(4) 应用:由感知延伸出来的各种信息处理及应用^[1,2]。

2 智能电网的概念及特征

我国用电面临的形势是用户侧分布式电源发展态势迅猛、储能设备大范围应用、电力资源优化配置成为全社会共识、社会对供电服务的需求日趋多样化、分布式电源对计量提出新要求、电力销售市场迎来较大发展机遇。综上所述,在新形势下,必须采取新方法、新思路、新技术对出现的新问题、新情况加以解决。迎接挑战、满足用户需求、突破用电发展瓶颈、提升效率,大力建设我国坚强智能电网。通过利用数字技术提高电力系统的可靠性、安全性和效率,利用信息技术实现对电力系统运行、维护和规划方案的动态优化,对各类资源和服务进行整合重组。其范畴不仅涵盖配电和用电,还包括输电、运行、调度等方面^[3]。智能电网的特征主要有 8 个方面。

2.1 自愈电网

“自愈”指的是把电网中有问题的元件从系统中隔离出来,并且在很少或不用人为干预的情况下,可以使系统迅速恢复到正常运行状态,从而几乎不中断对用户的供电服务。从本质上讲,自愈就是智能电网的免疫系统。这是智能电网最重要的特征。当出现故障或发生其他问题时,在电网设备中先进的传感器确定故障并和附近的设备进行通信,以切除故障元件或将用户迅速地切换到另外可靠的电源上,同时传感器还有检测故障前兆的能力,在故障实际发生前,将设备状况告知系统,系统就会及时地提出预警信息。

2.2 激励和包容用户

从智能电网的角度来看,用户的需求完全是另一种可管理的资源,它有助于平衡供求关系,确保系统的可靠性;从用户的角度来看,电力消费是一种经济的选择,通过参与电网的运行和管理,修正其使用和购买电

力的方式,从而获得实实在在的好处。在智能电网中,与用户建立双向实时的通信系统是实现鼓励和促进用户积极参与电力系统运行和管理的基础。实时通知用户其电力消费的成本、实时电价、电网目前的状况、计划停电信息,同时用户也可以根据这些信息制自己的电力使用的方案。

2.3 具有抵御攻击的能力

智能电网的安全策略包含威慑、预防、检测、反应,以尽量减少和减轻对电网的影响。面对重大威胁信息,不管是物理攻击还是网络攻击,智能电网都能通过加强电力企业与政府之间的沟通,在电网规划中强调安全风险,加强网络安全,提高智能电网抵御风险能力。

2.4 提供满足 21 世纪用户需求的电能质量

智能电网将减轻来自输电和配电系统中的电能质量事件。通过先进的监控电网基本元件,快速诊断并准确地提出解决任何电能质量事件的方案。此外,智能电网的设计还要考虑减少由于闪电、开关涌流、线路故障和谐波源引起的电能质量的扰动,同时应用超导材料、储能以及改善电能质量的电力电子技术的最新研究成果来解决电能质量的问题。另外,智能电网将采取技术和管理手段,使电网免受由用户的电子负载所造成的电能质量的影响,将通过监测和执行相关的标准,限制用户负荷产生的谐波电流注入电网。除此之外,智能电网将采用适当的滤波器,以防止谐波污染送入电网,恶化电网的电能质量。

2.5 容许各种不同类型发电和储能系统接入

智能电网将安全、无缝地容许各种不同类型的发电和储能系统接入系统,简化联网的过程,类似于“即插即用”,这一特征对电网提出了严峻的挑战。改进的互联标准将使各种各样的发电和储能系统容易接入。各种不同容量的发电和储能能在所有的电压等级上都可以互联,包括分布式电源如光伏发电、风电、先进的电池系统、即插式混合动力汽车和燃料电池。加强输电系统的建设,使这些大型电厂仍然能够远距离输送电力。同时各种各样的分布式电源的接入一方面减少对外来能源的依赖,另一方面提高供电可靠性和电能质量,特别是对应对战争和恐怖袭击具有重要的意义。

2.6 促使电力市场蓬勃发展

智能电网通过市场上供给和需求的互动,可以最有效地管理如能源、容量、容量变化率、潮流阻塞等参量,降低潮流阻塞,扩大市场,汇集更多的买家和卖家。用户通过实时报价感受到价格的增长从而将降低电力需求,推动成本更低的解决方案以及新技术的开发,新型洁净的能源产品也将给市场提供更多选择机会。

2.7 运行更加高效

智能电网优化调整其电网资产的管理和运行,以

实现用最低的成本提供所期望的功能。这并不意味着资产将被连续不断地用到极限,而是有效地管理需要什么资产以及何时需要,每个资产将和其他资产进行很好整合,以最大限度发挥其功能,同时降低成本。

2.8 高速通信在线监测

智能电网通过高速通信网络实现对运行设备的在线状态监测,以获取设备的运行状态,在最恰当的时间给出需要维修设备的信号,实现设备的状态检修,同时使设备运行在最佳状态。系统的控制装置可以被调整到降低损耗和消除阻塞的状态。通过对系统控制装置的调整,选择最小成本的能源输送系统,可以提高运行的效率。最佳的容量、最佳的状态和最佳的运行将大大降低电网运行的费用。

3 物联网技术在智能电网中的应用

智能电网利就是用信息技术和新能源技术对传统电网进行改造,物联网在智能电网中的结构构架如图 1 所示^[4,5]。

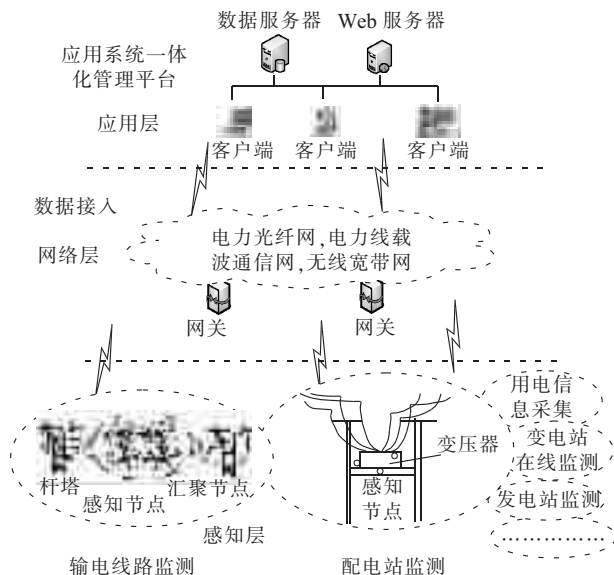


图 1 物联网在智能电网中的结构构架

面向智能电网的物联网的网络层次分别为：感知层、网络层、应用层。其中感知层通过部署在一定区域内的各种智能型的传感器检测各种环境参数信息,然后通过无线传感网络或者其他专用网络发送到网络层;网络层实现了物联网与智能网中专用网络的连接,其中网络层中的网关对所收到的信息进行数据处理和融合,可以向应用层传送感知层采集的信息,也同时向感知层发送应用层的客户端需要采集的任务,保证了数据传输的及时性和有效性;应用层主要包括应用基础设施和各种应用。其中应用基础设施为物联网应用提供信息处理、计算等通用基础服务设施、能力及资源调用接口,并在此基础上实现物联网的各种应用。物联网具体应用于智能电网的过程有 3 个方面。

3.1 智能输电

应用环境环境因素包括户外环境、战性问题、关键问题。

3.1.1 户外环境

户外环境:气象因素(温度、雨雪)变化会引起通信质量的变化、电磁干扰、研究表明高压输电线路对无线通信的干扰作用不明显。

3.1.2 战性问题

战性问题:链式拓扑结构。

3.1.3 关键问题

关键节点或链路失效影响网络通信;距网关近的节点通信量大,容易发生碰撞和拥塞;太阳能电池供电,需要节能。

根据物联网关键技术确定研究方案:(1) 基于动态功率控制的多径路由方法:每个传感器节点到网关至少要有两条通信路径;(2) 使用动态功率控制,修复受损的链路或越失效的节点;(3) 基于事件驱动的多优先级拥塞控制机制,根据消息的紧急程度设定优先级,紧急事件发送优先于周期性数据。事件发生时,拥塞点发反向抑制报文抑制拥塞。(4) 基于细粒度补偿的多跳时间同步,细化误差补偿周期^[6]。

智能输电传感网系统结构如图2所示。

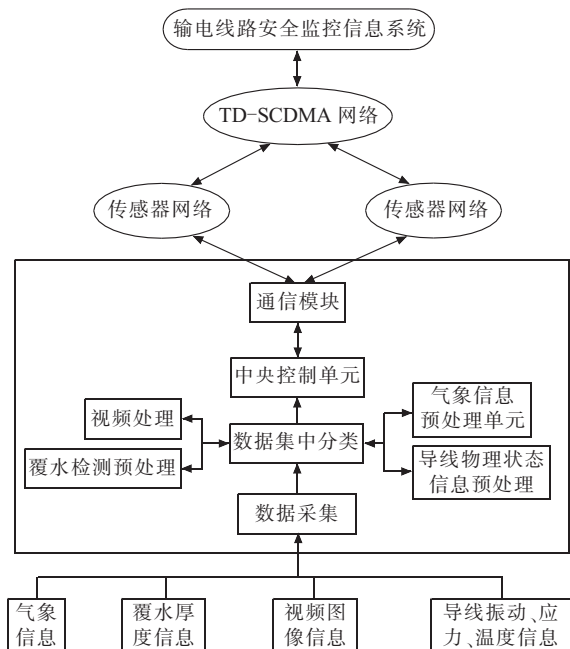


图2 智能输电传感网系统结构

3.2 智能变电站设备在线监测

智能变电站监测对象主要包括变压器、油色谱分析、油温、变压器铁心接地、局部放电、变压器套管介质损耗等;断路器、六氟化硫气体监测、绝缘、断路器触头动作速度和行程等;避雷器、漏电流检测。当出现以下恶劣的变电站环境时,如遮挡屏蔽环境、高振动、高湿度、极限温度在 $-40\sim+85\text{ }^{\circ}\text{C}$ 、高电磁噪声、电动机、变

频器、对讲机、开关电火花,要面临的挑战性问题是保证网络传输的可靠性^[7]。物联网在这个监测过程中的过程体现如图3所示。

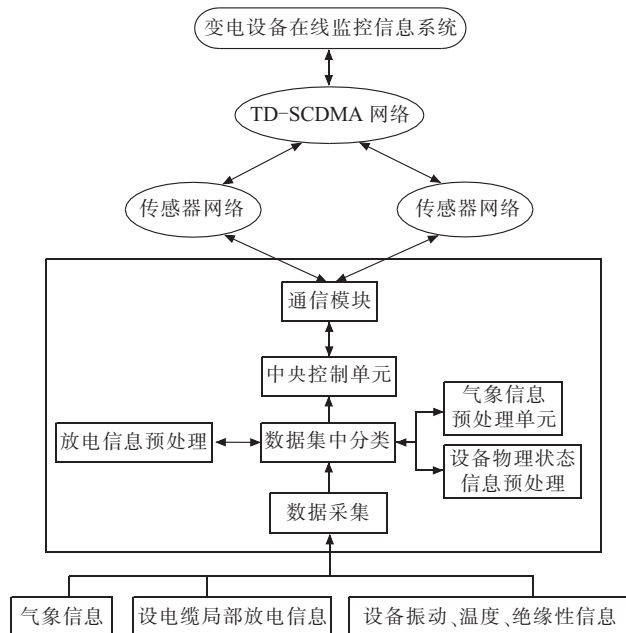


图3 智能变电站传感网系统结构

目前在江苏区域内实现智能化变电站在线监测,首推无锡 220 kV 西泾智能变电站。作为国家电网首座 220 kV 智能变电站,西泾变利用物联网技巧,由 385 个水浸、烟感、温湿感等传感器,55 个高清摄像头以及 2 台红外热成像仪及声光报警等措施树立的传感测控收集在线监测站内的一切。西泾变在国内综合利用智能传感、收集通信、实时监测、专家体系等技巧,将传统意义上的装备“活化”,使其具备智能,进而实现自我感知、判别和智能化决议计划,主动完成次序把持、一次装备在线监测、帮助体系智能联动及变电站主动化体系等功效,可大大提高供电可靠性和装备应用效力及寿命。

3.3 智能配电和用电一体化应用

智能配电和用电一体化监测对象为配电网电能质量的实时监测、台区变考核、防窃电大用户远程负荷控制、实时远程拉合闸控制和网络预付费、用电信息远程发布应用、居民用户用电实时、精确计量,用电事件上报、告警、居民家电设备用电的精细管理与计量^[8]。在这个环节中应对的挑战性问题是单节点的成本很低,在资源受限的传感网中实现 IPV6 (轻载 IPV6)8 位处理器、4~8 K RAM;内外网隔离条件下实现与社会用户的感知与互动。物联网应用在智能配、用电中的系统结构如图4所示。

4 物联网在智能电网中面临的关键技术

将物联网技术应用在智能电网中既是机遇又是挑

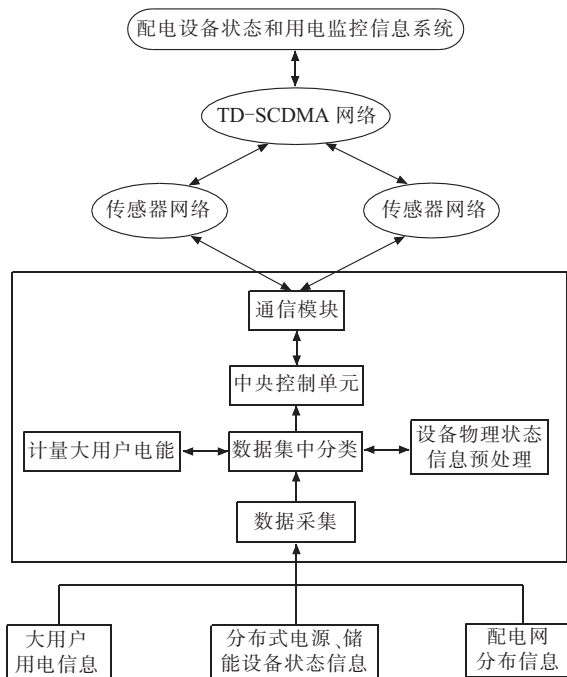


图4 智能配用电传感网系统结构

战。因我国对于物联网研究的应用还处于初级阶段,且面临很多关键技术的问题。

(1) 远程监测应用系统的开发。开发应用在智能输电、在线监测、配电及用电等方面的物联网客户端远程监测软件体系。智能电网的远程监测技术与系统集成相结合,智能的实现配网优化的运行,有助于提高供电的可靠性,提升电网系统的管理与服务水平。

(2) 物联网体系的标准性。共性基础标准规范、产业化标准规范和智能电网应用规范是物联网在智能电网中所要标定的内容。但目前无论是在国内还是在国际上,物联网标准都还处于研究制定阶段。因此,要推进物联网的快速发展与应用方面,必须加快相关标准的研究和制定。

(3) 建立安全的系统体系。物联网中的网关实现了各种通信协议的转换和信息转发的功能,但是在信

息传输的过程中可能随时面临黑客、病毒的袭击等外界因素的干扰。所以,信息的安全和传输稳定也是物联网应用于智能电网中要急于解决的问题。

5 结束语

要实现物联网技术在智能电网应用中的重大突破,必须要打造出电力物联网芯片设计、应用系统开发、标准规范体系、信息安全、软件及测试平台等完整的产业链,这些技术的实现是推动物联网在智能电网中发展的动力。物联网应用于智能电网将有效整合通信基础设施资源和电力系统基础设施资源,提高电力系统信息化水平,改善现有电力系统基础设施的利用效率,实现低碳经济和绿色增长。

参考文献:

- [1] 李祥珍. 借助物联网构建坚强智能电网[J]. 世界电信, 2010(6).
- [2] 孙利民, 李建中, 陈渝, 等. 无线传感器网络[M]. 北京: 清华大学出版社, 2005.
- [3] 李兴源, 魏巍, 王渝, 等. 坚强智能电网发展技术的研究[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(17): 1-5.
- [4] 李祥珍. 物联网与智能电网的融合与发展[J]. 办公自动化, 2010(6): 7-10.
- [5] GRAHAM A W, DAVID M F, COLIN F E T, et al. Tackling Smart Grid Deployment Challenges [C]//IEEE 20th International Conference on Electricity Distribution, 2009: 111-113.
- [6] 刘青松, 钱苏翔, 严拱标. 基于多传感器的信息数据融合技术在电力系统中的应用[J]. 传感器与仪器仪表, 2006, 22(31): 191-193.
- [7] 王秋瑾. 架空输电线路在线监测技术的开发与应用[J]. 电力信息化, 2009, 07(11): 59-62.
- [8] 黄新波, 张国威. 输电线路在线监测技术现状分析[J]. 广东电力, 2009, 22(1): 13-19.

作者简介:

杜威(1985), 男, 江苏徐州人, 助理工程师, 从事电力监理工作;
潘苗(1987), 女, 江苏徐州人, 在读硕士研究生, 研究方向为传感器与智能检测方面。

Application of the Internet of Things in Smart Grid

DU Wei¹, PAN Miao²

(1. Jiangsu Hongyuan Electric Power Construction Supervision Co. Ltd., Nanjing 210009, China;

2. School of Automation and Electrical Engineering, Nanjing University of Technology, Nanjing 210008, China)

Abstract: Facing the existing problems in smart grid, this paper proposes a method to combine the internet of things with smart grid. After introducing the key technologies of the internet of things, the concept and characteristics of smart grid are summarized and the network structure model for smart grid is designed. Besides, in terms of transmission, transformation, distribution and electricity consumption, relative demand is explained in detail with focus on the application of the internet of things in smart grid. Finally it is predicted that the internet of things technology will penetrate into the key technologies of smart grid, playing an active role in promoting the development of smart grid in the future.

Key words: smart grid; the Internet of things; key technology