

从一个实例看分散控制错误引发强迫功率振荡的可能性

盛 镨, 寻 新

(国网湖南省电力公司电力科学研究院, 湖南省长沙市 410007)

摘要: 针对一起由分散控制系统设置错误引发的机组安全事故, 分析了事故的发生原因, 并建立了汽轮机调节系统模型, 利用实时仿真平台再现了事故经过。进一步地, 利用电力系统综合分析程序 PSASP 建立的单机无穷大系统研究并分析了此时分散控制系统故障引起电力系统强迫功率振荡的可能性。研究表明, 分散控制系统故障可能造成电力系统强迫功率振荡, 且分散控制系统控制器的运算周期影响了强迫功率振荡幅度。

关键词: 分散控制系统; 汽轮机调节系统; 强迫功率振荡; 运算周期

0 引言

近年来, 中国电力系统发展迅速, 规模不断扩大, 结构日益复杂。大区电网联网和特高压输电线路的建设对电网和电源的协调发展提出了更高的要求。火电机组是中国电源结构中的重要组成部分, 作为电力系统中的一个重要环节, 承担着系统调频、调峰的任务, 对维护系统稳定意义重大。

火电机组对电力系统动态稳定的影响也越来越受到相关研究者的重视^[1-2]。文献[3]提出了分界频率的概念, 研究了火电机组汽轮机调速系统参数对电力系统阻尼特性的影响。文献[4]建立了考虑机组协调控制的火电机组汽轮机调速器模型, 并将其应用于电力系统动态稳定分析。文献[5]完善了用于电网稳定计算的火电机组汽轮机数学模型, 提出了高压缸功率自然过调系数的概念, 提高了模型的计算精度。文献[6]指出, 火电机组的阀门流量特性对电力系统的安全稳定具有重要的影响。文献[7]设计了基于内模控制的火电机组功率控制系统, 以提高火电机组的一次调频和自动发电控制性能。相关成果深化了该领域的研究, 对提高电力系统的安全稳定具有积极意义。

目前, 火电机组对电力系统安全性影响的研究较少考虑机组分散控制系统的工作机制和运行特性的作用。本文以湖南省内一起由火电机组分散控制系统设置错误引起的机组安全事故为例, 研究了该事故的发生原因及其原理, 并以此分析了分散控制系统相关工作特性对电力系统功率振荡的影响。

1 事故基本情况

2013 年, 湖南省内某 300 MW 机组发生一起高压调节汽阀异常抖动事故, 该事故包含以下具体事件: 机组并网时的高压调节汽门异常抖动和机组投功率回路时的高压调节汽门异常抖动。这 2 个事件均使机组的重要参数发生了剧烈的波动, 运行人员无法有效干预, 致使机组的安全稳定运行受到了严重影响。

2013 年 6 月 20 日, 该 300 MW 机组准备开机并网, 实现并网后负荷马上升至 86 MW, 同时 6 个高压调节汽门 GV1~GV6 剧烈晃动, 汽轮机大量进汽, 机组负荷与锅炉的热负荷出现了严重的不平衡, 主汽压力迅速下降, 如图 1 所示。

故障发生后, 热工人员通过强制赋值直接控制决定 GV 开度的总阀位指令, 使 GV1~GV6 停止抖动; 进一步地, 以强制赋值的方式调整总阀位指令, 使机组负荷与热负荷平衡, 从而逐步消除故障所产生的不利影响。

并网故障消失后, 机组能够正常运行。当功率回路投入后, GV1~GV6 再次剧烈晃动, 机组负荷也发生变化, 由原来的 125 MW 逐渐升至 140 MW 左右。故障曲线如附录 A 图 A1 所示。此时, 热工人员仍然以首次故障时的应对方法处理该故障, 直至故障最终消除。

2 事故原因分析

分析事故原因, 在检查汽轮机数字电液控制系统(DEH)组态时发现, DEH 中控制方式切换逻辑存在执行次序错误是造成此次事故的根本原因。

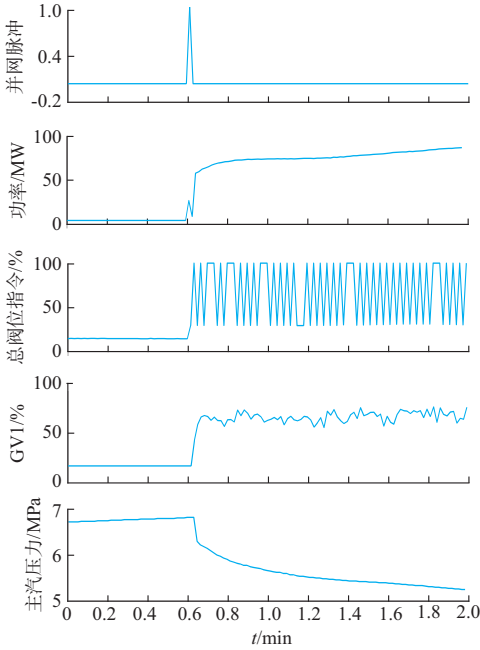


图1 并网时的机组主要参数曲线图
Fig.1 Main parameters curves during interconnection process of units

图2为该控制方式切换逻辑的示意图。图中，逻辑页2中的序号1,2(3),3(2)为对应功能块的执行次序，括号外的序号为正常执行次序，括号内的序号为故障时的执行次序。该机组的DEH采用新华控制工程有限公司的XDPS-400系统。DEH中的逻辑页和功能块的执行次序根据执行序号由小到大依次执行运算。当执行次序设置正常时，图2中逻辑页的各功能块按照其执行序号由左至右执行运算（左侧的功能块具有较小的执行序号）。而在事故发生时，逻辑页2中的执行次序不同于正常次序，其执行次序由“功能块1→功能块2→功能块3”被错误调整为“功能块1→功能块3→功能块2”。逻辑页2的数值传递也发生了如下变化：事故发生时，逻辑页2中的同期控制指令/协调控制指令为0，故按照新执行次序，参考需求 x_{REFDMD} 先将其值传递给功能块1；之后，由功能块2将该输出值传递给参考需求中间量 $x_{REFTEMP}$ 。然而，由于功能块2的输出值暂未更新，其输出仍为上一运算周期内 x_{REFDMD} 的值；最后，功能块1将该输出值传递给功能块2，功能块2的输出被更新，其值为本运算周期内 x_{REFDMD} 的值。异常的执行次序使 x_{REFDMD} 与 $x_{REFTEMP}$ 间的数值传递不能及时完成，相当于两者之间存在一个寄存器，它总是将 x_{REFDMD} 上一运算周期的值赋给当前运算周期的 $x_{REFTEMP}$ 。

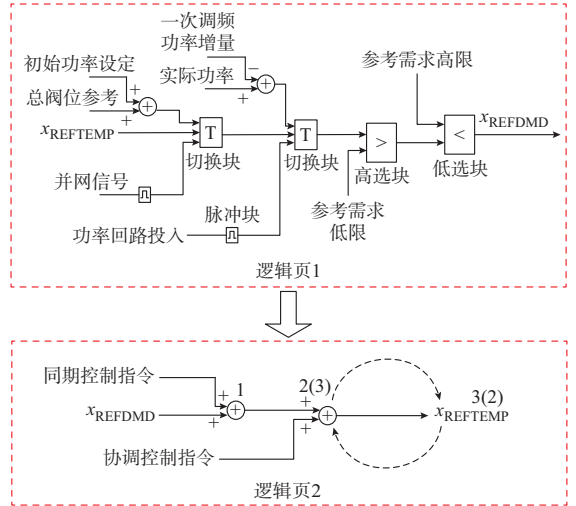


图2 控制方式切换逻辑
Fig.2 Switching logic of control mode

故障并网时的数值传递过程如图3所示。当执行次序异常时，并网脉冲被触发，切换块发生切换， x_{REFDMD} 的值等于总阀位指令与初始功率设定之和（本文将该值定义为 v_2 ）；寄存器存储的数值被更新，等于当前的 x_{REFDMD} 值，即 v_2 ；之后，寄存器将上一周期内的 x_{REFDMD} 值（即并网前的 x_{REFDMD} 值，本文将该值定义为 v_1 ）传递给 $x_{REFTEMP}$ 。下一周期内，并网脉冲消失， $x_{REFDMD} = x_{REFTEMP} = v_1$ ，寄存器存储的数值被更新为 v_1 ；之后寄存器将上一周期 x_{REFDMD} 值（即 v_2 ）传递给 $x_{REFTEMP}$ ，此时 $x_{REFTEMP} = v_2$ 。此后周而复始，控制器每一运算周期内 x_{REFDMD} 的值在 v_1 和 v_2 之间交替变化。由于总阀位指令又受 x_{REFDMD} 控制，因此，总阀位指令将发生振荡。

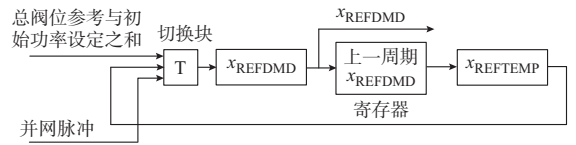


图3 数值传递(故障并网)
Fig.3 Value transmission process during grid connection

与之类似，功率回路投入时的故障现象也是由执行次序异常导致的。

3 仿真实验

通过实时仿真对上述分析结论进行验证，在该机组DEH的供应商新华控制工程有限公司开发的Simpanel实时仿真平台建立DEH虚拟控制器，将故障时的DEH组态逻辑置于虚拟控制器内仿真运行，同时建立并网前/后的仿真被控对象，形成完整的仿真控制系统。

并网前,机组处于转速控制,其控制流程如附录 A 图 A2 所示:转速比例-积分-微分(PID)控制器根据转速设定与实际转速的偏差控制电液伺服机构的开度,从而改变机组进汽量,满足转速控制的要求。并网后,机组处于功率控制,其控制流程如附录 A 图 A3 所示。故障发生时,DEH 功率控制涉及 2 种具体方式:阀控方式和功率自动方式。当机组处于阀控方式时,运行人员通过手动设置总阀位指令改变进入汽轮机的蒸汽流量,以实现功率的调整;当机组处于功率自动方式时,功率 PID 控制器根据功率设定与实际功率的偏差,控制电液伺服机构的开度,改变机组进汽量,满足功率控制的要求。

根据附录 A 图 A2 和图 A3 建立完整的控制系统,根据该机组汽轮机及其调节系统参数实测的结果建立虚拟的执行机构和被控对象。此时,执行机构传递函数 $G_H(s)$ 如式(1)所示:

$$G_H(s) = \frac{P_{GV}}{P_{CV}} = \frac{1}{T_s + 1} \quad (1)$$

式中: P_{GV} 为等效总阀位开度; P_{CV} 为总阀位指令; T 为惯性时间常数,本文取为 0.2 s。需要建立的被控对象分为功率被控对象 $G_E(s)$ 和转速被控对象 $G_W(s)$ 。

假设机械功率等于有功功率,则功率被控对象 $G_E(s)$ 可由式(2)表示:

$$\begin{cases} G_E(s) = \frac{P_E^*}{Q^*} = \frac{P_M^*}{Q^*} = G_T(s) = \\ \frac{1 + F_{HP}(1 + \lambda)T_{RH}s}{(1 + T_{CH}s)(1 + T_{RH}s)} \\ Q^* = P_{GV}P_T^* \end{cases} \quad (2)$$

式中: $G_T(s)$ 为汽轮发电机组模型的传递函数; P_E^* 为有功功率(标么值); P_M^* 为机械功率(标么值); Q^* 为进入汽轮机的蒸汽流量(标么值); P_T^* 为主汽压力(标么值),其基准值为机组额定主汽压力; F_{HP} 为高压缸功率比, $F_{HP}=0.265$; λ 为高压缸自然过调系数, $\lambda=0.6$; T_{CH} 为高压汽室容积时间常数, $T_{CH}=0.2$ s; T_{RH} 为再热蒸汽容积时间常数, $T_{RH}=19.7$ s。

转速被控对象 $G_W(s)$ 由式(3)表示:

$$G_W(s) = \frac{r}{Q} = \frac{kG_E(s)}{T_a s + \gamma} \quad (3)$$

式中: r 为机组的仿真转速; Q 为进入汽轮机的蒸汽流量; k 为比例系数; T_a 为转子转速时间常数,本文取 $T_a=15$ s; γ 为汽轮机自平衡系数,本文取 $\gamma=0.02$ 。

令 $K_r = k/\gamma$, K_r 为单位蒸汽流量变化引起的转速变化量,本文取 $k=36$, 则 $K_r=1\ 800$ 。

利用所建立的仿真控制系统模拟机组并网/功

率回路投入过程。执行次序正确,并网/功率回路投入的仿真过程正常。当执行次序按图 2 括号内序号设置时,仿真结果与实际故障相似,如图 4 所示。

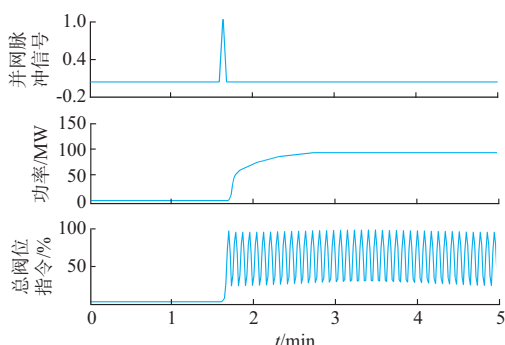


图 4 并网时机组主要参数的仿真结果
Fig.4 Main parameter simulation results during interconnection process of units

由图 4 可见,仿真并网时,机组出现了如图 1 所示的类似故障:机组负荷快速升高,总阀位指令大幅振荡。模拟结果能够重现并网故障的基本特征。

模拟功率回路投入的仿真结果如附录 A 图 A4 所示。由图可见,总阀位指令大幅振荡,仿真功率也有所增加。仿真结果与实际故障类似。

4 分散控制错误引发强迫功率振荡的可能性分析

上文中,DEH 执行次序的错误设置使得总阀位指令大幅周期性振荡,进而控制汽轮机的调节阀门摆动。此时系统存在周期性的扰动是引起电力系统强迫功率振荡的必要条件。本节将就分散控制系统设置错误与系统强迫功率振荡的关系进行分析。

分散控制错误引起总阀位指令振荡,总阀位指令控制汽轮机调节阀门调整进入汽轮机的蒸汽流量,并最终影响了汽轮机输出的机械功率变化。设 $\Delta P_{CV} = F_0 \sin \omega t$, 其中 ΔP_{CV} 为总阀位指令扰动量, F_0 为总阀位指令扰动幅值, ω 为扰动频率。结合文献[8]对振荡放大系数的推导可知,总阀位指令发生周期性扰动时,振荡放大系数 β 可由式(4)表示:

$$\beta = \frac{|G_H(j\omega)| |G_T(j\omega)|}{\sqrt{\left(1 - \frac{\omega^2}{\omega_n^2}\right)^2 + \left(2\xi \frac{\omega}{\omega_n}\right)^2}} \quad (4)$$

式中: $|G_H(j\omega)|$ 为电液伺服机构传递函数 $G_H(s)$ 的幅值特性; $|G_T(j\omega)|$ 为汽轮发电机组模型传递函数 $G_T(s)$ 的幅值特性; ω_n 为系统固有频率; ξ 为系统阻尼比。

由式(4)可知,强迫功率振荡的幅度与扰动频率有关。第 2 节分析表明,分散控制错误使总阀位指

令在 DEH 每一运算周期翻转 1 次。因此实际总阀位指令扰动 ΔP_{CV} 具有方波特征,且其周期 $T_w = 2T_s$,其中 T_s 为 DEH 运算周期,其扰动频率 $\omega = \pi/T_s$ 。由此可见,此分散控制错误引起的扰动频率取决于 T_s ,而 T_s 可调。一般来说,0.1~1 s 是 T_s 较为典型的设定值(事故发生时, $T_s = 0.2$ s)。将 ΔP_{CV} 转化为傅里叶级数,若仅考虑 ΔP_{CV} 的基频分量,则系统振荡放大系数仍由式(4)表示,见图 5。

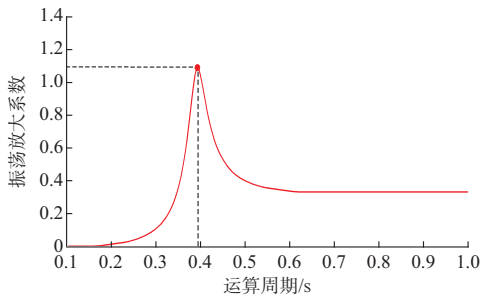


图 5 振荡放大系数
Fig.5 Oscillation amplifying coefficient

由图 5 可见, $T_s = 0.2$ s 时,振荡放大系数较小,扰动引起的功率摆动幅度也较小,这与事故发生时机组未出现明显功率振荡相符;当 $T_s = 0.385$ s 时,振荡放大系数最大,此时扰动将引起系统共振。

在 PSASP 中,建立附录 A 图 A5 所示的单机无穷大系统,对故障过程进行仿真。附录 A 图 A5 中的网络电抗是以 100 MVA 为基准容量计算得到的,发电机参数取暂态电抗 $X_d' = 0.3$,惯性时间常数 $T_J = 18$ s,额定功率为 300 MW。计算可得系统自然振荡频率 $\omega_n = 1.308$ Hz,阻尼比 $\xi = 0.053$ 。

对故障并网进行时域仿真,设置仿真条件如下:利用 PSASP 的用户自定义功能 UD 将 ΔP_{CV} 设置为方波,机组额定功率 $F_e = 0.125$ (标幺值,其具体值考虑了主汽压力的影响);令 T_s 分别取 0.2 s 和 0.4 s (由于 $T_s = 0.385$ s 不是典型设置,取其近似值,令 $T_s = 0.4$ s),对应扰动频率 ω 取 5π rad/s 和 2.5π rad/s。仿真结果如图 6 所示。

由图 6 可知,当 $T_s = 0.2$ s 时,由扰动引起的功率振荡幅度不超过 1 MW;而当 $T_s = 0.4$ s 时,功率振荡幅度大于 40 MW,系统将出现明显的功率振荡。由于事故发生时, T_s 的值设置较小,使扰动频率远离了系统谐振频率,故总阀位指令扰动未能引起明显功率振荡;而在典型的运算周期设置范围内,所设置的 T_s 有可能使扰动频率接近谐振频率,从而引发显著功率振荡,如图 6(b)所示。

本文中的强迫功率振荡是由分散控制系统设置错误引起的。由文献[6,9]可知,引起强迫功率振荡的因素较多,如汽轮机阀门流量特性、控制器参数设

置不合理等。如何有效识别由分散控制系统设置错误引起的功率振荡特征对于故障的辨识和处置很有必要。

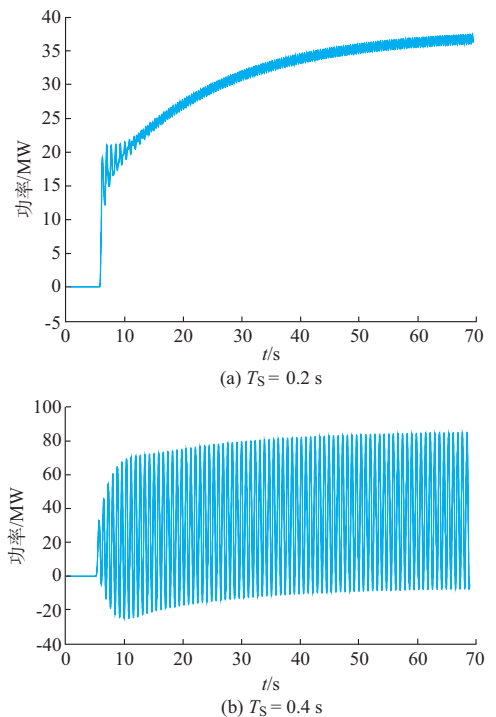


图 6 仿真功率曲线
Fig.6 Curve of simulated power

由上文分析可知,分散控制系统设置错误将导致总阀位指令的输出值在每一运算周期跳变,因此其扰动频率是一定的,只与控制器运算周期有关,扰动频率 $\omega = 0.5/T_s$,且曲线呈方波变化。这也是此类故障最典型的特征。但由于事故分析数据取之于分散控制系统历史数据库,其采样率较低(1 Hz),因此图 1 中的总阀位指令曲线难以复现其基本特征。由于振荡发生时,振荡频率与扰动频率一致,因此,可以依据此时量测到的物理量(如功率信号)的频谱分析确定振荡频率和扰动频率。以图 6(b)所示的功率曲线为例,稳态振荡时的功率变化量的频谱分析如附录 A 图 A6 所示。可以看出,基频分量的频率为 1.25 Hz,且与基频分量相比,谐波分量可忽略不计。此时振荡频率与扰动频率一致($T_s = 0.4$ s 时,扰动频率 $\omega = 0.5/T_s = 1.25$ Hz)。故当总阀位指令出现如图 1 所示的跳变,且 $\omega = 0.5/T_s$ 时,可作为判断此类故障的原始依据。

5 结语

本文对一起由分散控制系统设置错误引起的机组安全事故进行了研究,分析了事故的发生原因,并探讨了分散控制系统故障引起电网强迫功率振荡的

可能性。研究结果表明,分散控制系统设置错误时,不仅可能危及机组本身的安全,也可能会对系统的安全稳定性产生不利影响。尽管目前对于强迫功率振荡性质的甄别和扰动源的定位已有一定的理论研究和实践案例^[10-11],但对于引起强迫功率振荡的原因仍需进行具体分析。因此,如何有效地识别强迫功率振荡特征,使之之利于故障处置仍然是一个值得研究的问题。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参 考 文 献

- [1] 竺炜,谭喜意,唐颖杰,等.汽轮发电机组一次调频性能的分析[J].电力系统自动化,2008,32(24):52-55.
ZHU Wei, TAN Xiyi, TANG Yingjie, et al. Analysis and research on primary frequency modulation of the turbine generation unit[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(24): 52-55.
- [2] 竺炜,谭平,周孝信.低频振荡时的汽轮机调速控制方式在线调整策略[J].电力系统自动化,2010,35(14):87-92.
ZHU Wei, TAN Ping, ZHOU Xiaoxin. An on-line adjusting strategy for turbine speed control under low frequency oscillation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 35(14): 87-92.
- [3] 王官宏,陶向宇,李文锋,等.原动机调节系统对电力系统动态稳定的影响[J].中国电机工程学报,2008,28(34):80-86.
WANG Guanhong, TAO Xiangyu, LI Wenfeng, et al. Influence of turbine governor on power system dynamic stability[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(34): 80-86.
- [4] 刘辉,田云峰,吴涛.考虑机组协调控制的汽轮机调速器模型及其应用[J].电力系统自动化,2008,32(22):103-107.
LIU Hui, TIAN Yunfeng, WU Tao. A new turbine governor model including unit plant coordinated control system and its application[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(22): 103-107.
- [5] 盛镛,刘复平,刘武林,等.汽轮机阀门流量特性对电力系统的影响及其控制策略[J].电力系统自动化,2012,36(7):104-108.
SHENG Kai, LIU Fuping, LIU Wulin, et al. Influence of steam turbine valve discharge characteristics on power systems and its control strategy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(7): 104-108.
- [6] 盛镛.基于内模控制的火电机组功率控制系统[J].热能动力工程,2013,28(6):616-621.
SHENG Kai. Power control system for thermal power generator units based on the inner model control[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2013, 28(6): 616-621.
- [7] 汤涌.电力系统强迫功率振荡的基础理论[J].电网技术,2006,30(10):29-33.
TANG Yong. Fundamental theory of forced power oscillation in power system[J]. Power System Technology, 2006, 30(10): 29-33.
- [8] 文贤旭,钟晶亮,钱进.电网低频振荡时汽轮机控制策略研究[J].中国电机工程学报,2009,29(26):107-111.
WEN Xiankui, ZHONG Jingling, QIAN Jin. Research on the control strategy for turbine on low-frequency oscillation[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(26): 107-111.
- [9] 刘辉,杨寅平,田云峰,等.电力系统强迫功率振荡实例及机理分析[J].电力系统自动化,2012,36(10):113-117.
LIU Hui, YANG Yinping, TIAN Yunfeng, et al. Instances and mechanism analysis of forced power oscillation in power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(10): 113-117.
- [10] 代贤忠,沈沉.基于端口供给能量分解的电力系统振荡类型区分方法[J].电力系统自动化,2014,38(23):40-45.
DAI Xianzhong, SHEN Chen. A power system oscillation property identifying method based on decomposition of energy supply on port[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(23): 40-45.
- [11] 李颖,沈沉,刘锋.基于 Hamilton 实现的电力系统振荡源设备级定位[J].电力系统自动化,2012,36(23):6-11.
LI Ying, SHEN Chen, LIU Feng. Oscillation source location in control devices of generators based on Hamiltonian realization[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(23): 6-11.

盛 镛(1983—),男,通信作者,硕士,高级工程师,主要研究方向:热工自动控制与机网协调。E-mail: shengkai0815@163.com

寻 新(1969—),男,硕士,高级工程师,主要研究方向:热工自动控制优化及调整。

(编辑 钱梦骄 顾晓荣)

Analysis of Potential Forced Power Oscillation Caused by Distributed Control System Failure—a Case in Point

SHENG Kai, XUN Xin

(State Grid Hunan Electric Power Corporation Research Institute, Changsha 410007, China)

Abstract: First, the causes of a safety accident induced by a mistake in the set-up of the distributed control system (DCS) are analyzed, and a model for steam turbine governing system is developed. Then the whole accident is reproduced by a real-time simulation platform. Furthermore, a single machine infinite bus system based on PSASP is used to study and analyze the possibility of forced power oscillation due to DCS at the moment. Research results show that the fault of DCS may trigger forced power oscillation in the power system, and the operating period of DCS has an important influence on forced power oscillation amplitude.

Key words: distributed control system; steam turbine governing system; forced power oscillation; operating period