

国网冀北电力有限公司电力调度控制中心 组编

(2014 年版)

电网典型监控信息 处置手册



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

(2014 年版)

电网典型监控信息 处置手册

国网冀北电力有限公司电力调度控制中心 组编



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

为规范监控信息管理,提高监控信息处置效率,国网冀北电力调度控制中心在总结变电站集中监控运行经验的基础上,组织编写了《电网典型监控信息处置手册(2014年版)》。

本书对集中监控变电站的一次设备、二次设备及辅助设备频发信号进行梳理,共归纳出17类124项典型监控信息,分别从信息释义、原因分析、造成后果和处置原则四个方面对信息进行分析。

本书适用于从事调度监控、运行检修等工作的人员使用,也可供相关专业人员参考。

图书在版编目(CIP)数据

电网典型监控信息处置手册:2014年版/国网冀北电力有限公司电力调度控制中心组编. —北京:中国电力出版社, 2014.12

ISBN 978-7-5123-6906-1

I. ①电… II. ①国… III. ①电力系统运行-监视控制-信息处理-河北省-手册 IV. ①TM732-62

中国版本图书馆CIP数据核字(2014)第296597号

中国电力出版社出版、发行

(北京市东城区北京站西街19号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>)

北京九天众诚印刷有限公司印刷

各地新华书店经售

*

2014年12月第一版 2014年12月北京第一次印刷

850毫米×1168毫米 32开本 2.875印张 64千字

印数0001—2000册 定价15.00元

敬告读者

本书封底贴有防伪标签,刮开涂层可查询真伪
本书如有印装质量问题,我社发行部负责退换

版 权 专 有 翻 印 必 究

编 委 会

主 编 于德明

副 主 编 施贵荣 王玉林

编写人员 林 洋 李 平 王国鹏 庄 博
崔慧军 耿 艳 杨志刚 刘晓敏
李膨源 张 锐 郝东升 张 宇
李 晶 王晓锋 姚 冬 贾文昭
刘晓鹏 刘 蔚 高 旭 张 昊
阎 博 尚文清 杜广龙 周泽军
孟玲梅 白 昀 刘景林 陈 光

国网冀北电力有限公司电力调度控制中心 关于印发《电网典型监控信息 处置手册（2014年版）》的通知

冀调监〔2014〕12号

国网冀北电力有限公司唐山供电公司、国网冀北电力有限公司张家口供电公司、国网冀北电力有限公司秦皇岛供电公司、国网冀北电力有限公司承德供电公司、国网冀北电力有限公司廊坊供电公司、国网冀北电力有限公司检修分公司、国网冀北电力有限公司信息通信分公司：

为规范监控运行管理，冀北调控中心组织编制了《电网典型监控信息处置手册（2014年版）》，经充分征求公司安全监察质量部、运维检修部及相关单位意见，现予印发。请各单位加强宣贯，从2014年10月1日执行。各单位如在执行当中发现问题，要以书面形式及时反馈冀北调控中心监控处。

国网冀北电力有限公司电力调度控制中心（印）

2014年9月19日

前 言

为规范监控信息管理，提高监控信息处置效率，国网冀北电力调度控制中心在总结变电站集中监控运行经验的基础上，组织编写了《电网典型监控信息处置手册（2014 年版）》。

本书对集中监控变电站的一次设备、二次设备及辅助设备频发信号进行梳理，共归纳出 17 类 124 项典型监控信息，分别从信息释义、原因分析、造成后果和处置原则四个方面对信息进行分析。第 1、2、4、5、6、13 章按照设备类型，对一次设备常见的监控信号进行了分类说明；第 3 章主要介绍智能变电站特有的新设备——智能组件，对其发出的监控信息进行了详细说明；第 7～12 章按照保护原理的特点，对保护装置的监控信息进行了说明；第 14～17 章对辅助设施、交直流系统、测控装置的信号进行了详细介绍。

本手册广泛收集各类设备的典型监控信息，统一电网监控信息处置标准，明确风险控制措施，为各级调控机构在电网事故、异常等情况下的监控信息处置提供依据。

编写过程中，国网冀北电力调度控制中心充分征求国网冀北电力有限公司安全检查质量部、运维检修部、所辖五地市（唐山、张家口、秦皇岛、承德、廊坊）供电公司调控中心及检修公司专家的意见建议，并邀请北京、山西、山东等省（市）电力公司及

国网冀北电力有限公司相关专家进行评审，在此一并表示感谢！

由于编者水平有限，书中难免有不足之处，敬请读者给予谅解并提出宝贵意见。

编 者

2014年9月

目 录

前言

1 断路器	1
1.1 SF ₆ 断路器	1
1.1.1 断路器 SF ₆ 气压低告警	1
1.1.2 断路器 SF ₆ 气压低闭锁	1
1.2 液压机构	2
1.2.1 断路器油压低告警	2
1.2.2 断路器油压低重合闸闭锁	3
1.2.3 断路器油压低合闸闭锁	3
1.2.4 断路器油压低分合闸总闭锁	4
1.2.5 断路器 N ₂ 泄漏告警	5
1.2.6 断路器 N ₂ 泄漏闭锁	5
1.2.7 断路器油泵打压超时	6
1.3 气动机构	6
1.3.1 断路器气压低告警	6
1.3.2 断路器气压低合闸（重合闸）闭锁	7
1.3.3 断路器气压低分合闸总闭锁	8
1.4 弹簧机构	8
1.4.1 断路器弹簧未储能	8
1.4.2 断路器储能电机故障	9
1.5 机构通用信号	9
1.5.1 断路器本体三相不一致动作（出口）	9
1.5.2 断路器加热器（伴热带）故障	10

1.6	控制回路	10
1.6.1	断路器第一（二）组控制回路断线（220kV 及以上）	10
1.6.2	断路器第一（二）组控制电源消失	11
1.6.3	断路器控制回路断线（110kV 及以下）	12
2	GIS（HGIS）	13
2.1	气室 SF ₆ 气压低告警	13
2.2	断路器汇控柜交流电源消失	13
2.3	断路器汇控柜直流电源消失	14
3	智能组件	15
3.1	线路保护（测控）装置 SV 通信中断	15
3.2	线路保护（测控）装置 GOOSE 通信中断	15
3.3	线路智能终端 GOOSE 通信中断	16
3.4	线路合并单元 GOOSE 通信中断	17
3.5	线路智能终端闭锁重合闸	17
3.6	线路智能终端异常	18
3.7	线路智能终端对时异常	18
3.8	线路合并单元异常	18
3.9	线路合并单元对时异常	19
3.10	线路智能终端置检修状态	19
3.11	线路合并单元置检修状态	20
3.12	线路智能终端柜体空调失电	20
4	电流互感器	22
	电流互感器 SF ₆ 压力低告警	22
5	主变压器	23
5.1	冷却器	23
5.1.1	主变压器冷却器电源消失	23
5.1.2	主变压器冷却器故障	23

5.1.3	主变压器冷却器全停告警	24
5.2	本体信息	24
5.2.1	主变压器本体非电量（重瓦斯）保护动作	24
5.2.2	主变压器本体轻瓦斯告警	25
5.2.3	主变压器本体压力释放告警	26
5.2.4	主变压器本体压力突变告警	26
5.2.5	主变压器本体油温高告警	27
5.2.6	主变压器本体油位异常告警	28
5.3	有载调压	28
5.3.1	主变压器有载重瓦斯动作	28
5.3.2	主变压器有载轻瓦斯告警	29
5.3.3	主变压器有载油位异常告警	29
5.3.4	主变压器有载调压电源失电（220kV 及以下 主变压器）	30
6	线路并联电抗器	31
6.1	高抗本体非电量保护（重瓦斯）动作	31
6.2	高抗本体轻瓦斯告警	32
6.3	高抗本体压力释放告警	32
6.4	高抗本体油温高告警	33
6.5	高抗本体油位异常告警	34
7	断路器保护	35
7.1	断路器失灵保护动作	35
7.2	断路器重合闸动作	35
7.3	断路器保护装置异常	36
7.4	断路器保护装置故障	36
8	主变压器保护	38
8.1	主变压器差动保护动作	38
8.2	主变压器后备保护动作	38

8.3	主变压器过负荷告警	39
8.4	主变压器过励磁保护动作	40
8.5	主变压器保护装置异常	40
8.6	主变压器保护装置故障	41
8.7	主变压器保护电压互感器断线	41
8.8	主变压器保护电流互感器断线	42
9	高抗保护	43
9.1	高抗差动保护动作	43
9.2	高抗保护电流互感器异常告警	43
9.3	高抗保护电压互感器异常告警	44
9.4	高抗保护装置故障	44
9.5	高抗保护装置异常	45
10	线路保护	46
10.1	220kV 及以上线路	46
10.1.1	线路第一（二）套保护动作（出口）	46
10.1.2	线路第一（二）套保护通道异常	46
10.1.3	线路第一（二）套保护远跳发信	47
10.1.4	线路第一（二）套保护远跳收信	48
10.1.5	线路第一（二）套保护电流互感器断线	48
10.1.6	线路第一（二）套保护电压互感器断线	49
10.1.7	线路第一（二）套保护装置故障	49
10.1.8	线路第一（二）套保护装置异常	50
10.2	110kV 及以下线路	50
10.2.1	线路保护出口	50
10.2.2	线路保护通道异常（纵联保护）	51
10.2.3	线路保护重合闸出口	52
10.2.4	线路保护电流互感器断线	52
10.2.5	线路保护电压互感器断线	53

10.2.6	线路保护装置故障	53
10.2.7	线路保护装置异常	54
10.2.8	线路保护装置接地告警（小电流接地选线）	54
11	母线保护	55
11.1	3/2 接线方式	55
11.1.1	母线第一（二）套母差保护动作	55
11.1.2	母线第一（二）套母差保护电流互感器断线	55
11.1.3	母线第一（二）套母差保护装置异常	56
11.1.4	母线第一（二）套母差保护装置故障	56
11.2	双母线接线方式	57
11.2.1	母线第一（二）套母差保护动作	57
11.2.2	母线第一（二）套失灵保护动作	58
11.2.3	母线第一（二）套母差保护电流互感器断线 告警	58
11.2.4	母线第一（二）套母差保护电压互感器断线 告警	59
11.2.5	母线第一（二）套母差保护装置异常	60
11.2.6	母线第一（二）套母差保护装置故障	60
11.3	单母线分段接线方式	61
11.3.1	充电保护动作（母联断路器）	61
11.3.2	备自投动作（母联分段自投方式）	61
11.3.3	备自投动作（进线互投方式）	61
11.3.4	备自投装置故障	62
11.3.5	备自投装置异常	62
11.3.6	备自投装置未充电	62
11.3.7	母线接地告警（35、10kV）	63
11.3.8	电压互感器二次空开跳闸（计量、保护）	63

12 电容器、电抗器保护	65
12.1 500kV 变电站.....	65
12.1.1 电容器/电抗器保护动作.....	65
12.1.2 电容器/电抗器保护装置异常.....	65
12.1.3 电容器/电抗器保护装置故障.....	66
12.2 220kV 及以下变电站.....	66
12.2.1 电容器/电抗器过流保护出口.....	66
12.2.2 电容器过电压保护出口.....	67
12.2.3 电容器低电压保护出口.....	67
12.2.4 电容器不平衡保护出口.....	68
12.2.5 电容器/电抗器保护装置异常.....	68
12.2.6 电容器/电抗器保护装置故障.....	68
13 消弧线圈	70
13.1 消弧线圈装置异常.....	70
13.2 消弧线圈装置拒动.....	70
14 测控装置	72
测控装置异常.....	72
15 直流系统	73
15.1 直流接地.....	73
15.2 直流系统异常.....	73
15.3 直流系统故障.....	74
16 交流系统	75
16.1 站用电母线失电.....	75
16.2 站用变压器备自投动作.....	75
17 消防、安防系统	77
17.1 安防装置告警.....	77
17.2 火灾报警装置告警.....	77

1 断 路 器

1.1 SF₆断路器

1.1.1 断路器 SF₆ 气压低告警

信息释义：监视断路器本体 SF₆ 压力数值。由于 SF₆ 压力降低，压力（密度）继电器动作。

原因分析：① 断路器有泄漏点，压力降低到告警值；② 压力（密度）继电器损坏；③ 回路故障；④ 根据 SF₆ 压力温度曲线，温度变化时，SF₆ 压力值变化。

造成后果：如果 SF₆ 压力继续降低，会造成断路器分合闸闭锁。

处置原则：

（1）立即通知运维单位，了解当前实际 SF₆ 压力值、额定压力值、告警限值、闭锁限值，有无继续降低的迹象。

（2）如有继续降低的迹象，应立即汇报调度，告知调度进一步下降后可能有闭锁分闸的风险。

（3）如冬天极寒天气下出现该信号，可能为气温过低引起，有同类设备大范围出现该异常的可能，应询问临近变电站天气情况，加强同样气候范围内变电站的监视，将相关风险及时汇报调度并提示运维单位启动相关应急预案。

（4）了解异常的原因、现场处置的情况，现场处置结束后，检查信号是否复归并做好记录。

1.1.2 断路器 SF₆ 气压低闭锁

信息释义：断路器本体 SF₆ 压力数值低于闭锁值，压力（密度）继电器动作，断开开关控制回路，开关无法分合，正常应伴

有 SF₆ 气压低告警和控制回路断线信号。

原因分析：① 断路器有泄漏点，压力降低到闭锁值；② 压力（密度）继电器损坏；③ 回路故障；④ 根据 SF₆ 压力温度曲线，温度变化时，SF₆ 压力值变化。

造成后果：① 如果断路器分合闸闭锁，此时与本断路器有关设备故障，断路器拒动，失灵保护出口，扩大事故范围；② 造成断路器内部故障。

处置原则：

（1）立即通知运维单位并汇报调度，了解开关实际是否闭锁，了解当前实际 SF₆ 压力值及闭锁限值。

（2）考虑采取串带、旁路、解锁拉刀闸（3/2 接线）等方式将该开关隔离，做好相关操作准备。

（3）如冬天极寒天气下出现该信号，可能为气温过低引起，有同类设备大范围出现该异常的可能，应询问临近变电站天气情况，加强同样气候范围内变电站的监视，提示运维单位启动相关应急预案。

（4）做好事故后该开关拒动的事故预想。

（5）了解异常的原因、现场处置的情况，现场处置结束后，检查信号是否复归并做好记录。

1.2 液压机构

1.2.1 断路器油压低告警

信息释义：断路器操动机构油压值低于告警值，压力继电器或行程开关动作。

原因分析：① 断路器操动机构油压回路有泄漏点，油压降低到告警值；② 压力继电器损坏；③ 回路故障。

造成后果：如果压力继续降低，可能造成断路器重合闸闭锁、合闸闭锁、分闸闭锁。

处置原则：

(1) 立即通知运维单位并汇报调度，了解操动机构当前压力值、额定压力值、合闸分闸闭锁限值以及有无压力继续降低的迹象。

(2) 如现场汇报压力有继续降低迹象的，应立即做好拉开该开关的操作准备，汇报调度告知该信号以及压力继续降低将可能有闭锁重合闸、合闸及分闸的风险。

(3) 了解异常的原因、现场处置的情况，现场处置结束后，检查信号是否复归并做好记录。

1.2.2 断路器油压低重合闸闭锁

信息释义：监视断路器操动机构油压值，反映断路器操动机构情况。由于操动机构油压降低，压力继电器或行程开关动作。

原因分析：① 断路器操动机构油压回路有泄漏点，油压降低到重合闸闭锁值；② 压力继电器损坏；③ 回路故障。

造成后果：造成故障时断路器无法重合闸。

处置原则：

(1) 立即通知运维单位并汇报调度，了解操动机构当前压力值，合闸分闸闭锁限值以及有无压力继续降低的迹象。

(2) 如现场汇报压力有继续降低迹象的，应立即做好拉开该开关的操作准备，汇报调度告知压力继续降低将可能有闭锁合闸及分闸的风险。

(3) 如之前出现过油压低告警或显示油泵有故障的告警信息，应考虑为压力持续下降，做好拉开该开关的相关操作准备。

(4) 了解异常的原因、现场处置的情况，现场处置结束后，检查信号是否复归并做好记录。

1.2.3 断路器油压低合闸闭锁

信息释义：监视断路器操动机构油压值，反映断路器操动机构情况。由于操动机构油压降低，压力继电器或弹簧行程开

关动作。

原因分析：① 断路器操动机构油压回路有泄漏点，油压降低到合闸闭锁值；② 压力继电器损坏；③ 回路故障。

造成后果：造成断路器无法合闸，压力进一步下降有可能闭锁分闸。

处置原则：

（1）立即通知运维单位并汇报调度，了解开关实际是否闭锁，了解操动机构当前压力值、分闸闭锁限值以及有无压力继续降低的迹象。

（2）如现场汇报压力有继续降低迹象的，应立即做好拉开该开关的操作准备，汇报调度告知压力继续降低将可能有闭锁分闸的风险。

（3）如果顺序出现油压低的各级告警信号，体现压力在持续下降，应立即将情况详细汇报调度。

（4）了解异常的原因、现场处置的情况，现场处置结束后，检查信号是否复归并做好记录。

1.2.4 断路器油压低分合闸总闭锁

信息释义：监视断路器操动机构油压值，反映断路器操动机构情况。由于操动机构油压降低，压力继电器或弹簧行程开关动作，正常应伴有油压低闭锁合闸信号和控制回路断线信号。

原因分析：① 断路器操动机构油压回路有泄漏点，油压降低到分闸闭锁值；② 压力继电器损坏；③ 回路故障。

造成后果：如果当时与本断路器有关设备故障，则断路器拒动无法分合闸，失灵保护动作，扩大事故范围。

处置原则：

（1）立即通知运维单位并汇报调度，加强运行监控，了解开关实际是否闭锁，机构当前压力值及闭锁限值。

（2）考虑是否采取串带、旁路、解锁拉刀闸（3/2 接线）等方