

RCS-985
系列发电机变压器成套保护装置
培训教材

前言

南瑞继保电气有限公司经过十多年的积累，秉承“科技报国，实业报国，积极承担社会责任”的宗旨，坚持“做精主业，外延发展”的发展战略，不断创新和发展壮大，向着“成就百年优秀民族企业”的目标不断前进。今天的南瑞继保已经在海内外具有相当的知名度，在本行业内与国外老牌著名继电保护及自动化生产厂家并驾齐驱。南瑞继保的产品涵盖了电网、电厂和各类工业的电力系统保护、控制领域。

为了帮助大家更好了解南瑞继保电气有限公司的产品，南瑞继保电气有限公司特编写“南瑞继保产品培训教材”系列丛书，这套丛书包括：

《RCS-900 系列高压线路保护装置培训教材》

《RCS-915 系列母线保护装置培训教材》

《RCS-985 系列发电机变压器成套保护装置培训教材》

《PCS-978 变压器保护装置培训教材》

《RCS-9600C 系列保护测控装置培训教材》

《RCS-9700 变电站综合自动化系统培训教材》

《PCS-9580 静止型动态无功补偿系统培训教材》

《PCS-996R 故障录波装置培训教材》

《RCS-992 系列安全稳定控制系统培训教材》

本系列培训教材按照南瑞继保电气有限公司的产品线和产品应用领域分类，由浅入深地介绍了南瑞继保产品的原理、结构、特点和应用等知识。

本套培训教材的读者对象包括：

- 南瑞继保产品用户
- 南瑞继保新员工

特别需要说明，由于本套培训教材中涉及了相当多的电力系统背景的相关知识（继电保护、变电站自动化、电力系统通讯和自动控制等），所以读者需要这些知识有相当的了解，以便能够更好地理解本培训教材的内容。

版权声明

说明书版本: R1.00

P/N: ZL_PXJC.0106.0912

Copyright © 2009 南瑞继保电气有限公司版权所有

我们对本文档及其中的内容具有全部的知识产权。除非特别授权，禁止复制或向第三方分发。凡侵犯本公司版权等知识产权的，本公司必依法追究其法律责任。

我们定期仔细检查本文档中的内容，在后续版本中会有必要的修正。但不可避免会有一些错误之处，欢迎提出改进的意见。

我们保留在不事先通知的情况下进行技术改进的权利。

南瑞继保电气有限公司

中国南京江宁区苏源大道 69 号

电话: 86-25-87178185, 传真: 86-25-87178208

网址: www.nari-relays.com

电子信箱: NR_TechSupport@nari-relays.com

目录

前言	i
目录	iii
第 1 章 预备知识	1
1.1 同步发电机保护的基本知识	1
1.1.1 同步发电机的分类	1
1.1.2 铭牌	1
1.1.3 同步发电机的参数	1
1.1.4 同步发电机的功率特性及静态稳定极限角	4
1.2 发电机保护需要考虑的故障形式及异常运行状态	15
1.2.1 定子绕组故障	15
1.2.2 转子绕组故障	15
1.2.3 发电机的不正常运行状态	15
1.2.4 大机组特点及对继电保护的要求	17
第 2 章 保护配置原则	19
2.1 发电机保护	19
2.1.1 对发电机定子绕组及其引出线的相间短路故障	19
2.1.2 发电机定子绕组的单相接地故障的保护	19
2.1.3 对发电机定子匝间短路	19
2.1.4 对发电机外部相间短路故障和作为发电机主保护的后备	20
2.1.5 对发电机定子绕组的异常过电压	20
2.1.6 对过负荷引起的发电机定子绕组过电流	20
2.1.7 对不对称负荷、非全相运行及外部不对称短路引起起的负序电流	20
2.1.8 对励磁系统故障或强励时间过长的励磁绕组过负荷	21
2.1.9 发电机的转子一点接地故障	21
2.1.10 对励磁电流异常下降或完全消失的失磁故障	21
2.1.11 300MW 及以上发电机的过励磁	21
2.1.12 对发电机变电动机运行的异常运行方式	22
2.1.13 对低于额定频率带负载运行的 300MW 及以上汽轮发电机	22
2.1.14 对失步运行	22
2.1.15 对 300MW 及以上容量机组的异常运行方式	22
2.1.16 对调相运行的水轮发电机	22
2.1.17 对于发电机起停机过程中发生的故障和异常运行	22
2.1.18 对于抽水蓄能发电机组	22

2.1.19 双重化配置原则	23
2.1.20 对自并励发电机的励磁变压器	23
2.2 电力变压器保护配置原则	23
2.2.1 对升压、降压、联络变压器的下列故障及异常运行方式	23
2.2.2 瓦斯保护的配置	23
2.2.3 对变压器的内部、套管及引出线的短路故障	23
2.2.4 纵联差动保护应满足下列要求:	24
2.2.5 对外部相间短路引起的变压器过电流	24
2.2.6 对降压变压器, 升压变压器和系统联络变压器	24
2.2.7 与 110kV 及以上中性点直接接地电网连接的变压器	25
2.2.8 接地变压器接地故障或过电压保护	25
2.2.9 全绝缘变压器	25
2.2.10 分级绝缘变压器	25
2.2.11 10KV—66KV 系统专用接地变压器	25
2.2.12 一次接入 10kV 及以下非有效接地系统	26
2.2.13 小容量并列运行变压器及作为负荷备用电源的单台变压器	26
2.2.14 330kV 及以上变压器	26
2.2.15 其他非电量保护	26
第 3 章 保护元件工作原理	27
3.1 装置起动元件	27
3.2 纵差保护	29
3.2.1 差动保护基本原理	29
3.2.2 稳态发电机纵向差动保护	29
3.2.3 工频变化量比率差动保护	33
3.2.4 发变组及励磁变差动保护	34
3.3 发电机高灵敏横差保护	38
3.4 裂相横差保护	40
3.5 发电机的定子接地故障	42
3.5.1 定子接地保护的预备知识	42
3.5.2 常规式定子接地保护	47
3.5.3 外加电源式发电机定子接地保护	49
3.6 发电机定子匝间保护	50
3.6.1 发电机零序电压定子匝间故障保护	50
3.6.2 工频变化量方向匝间保护	53
3.6.3 负序过流保护	53

3.7 发电机失磁保护	54
3.7.1 同步发电机失磁基础知识	54
3.7.2 失磁保护的构成和工作原理	61
3.7.3 失磁保护的動作特性和工作逻辑	62
3.8 发电机转子接地保护	65
3.8.1 切换采样式（乒乓式）转子一点接地保护	66
3.8.2 外加电源式转子接地保护	67
3.9 发电机异常运行保护	68
3.9.1 定子绕组过负荷保护	68
3.9.2 发电机失步保护	68
3.9.3 功率保护	72
3.9.4 频率异常保护	73
3.9.5 起停机保护	74
3.9.6 误上电保护	74
3.9.7 发电机后备保护	76
3.9.8 发电机定子过负荷保护	78
3.9.9 负序过负荷保护	79
3.9.10 发电机电压保护	80
3.9.11 过励磁保护	81
3.9.12 发电机轴电流保护	82
3.9.13 励磁绕组过负荷保护	82
3.10 主变后备保护	84
3.10.1 相间阻抗保护	84
3.10.2 复合电压闭锁过流	85
3.10.3 复合电压闭锁方向过流	86
3.10.4 零序过流保护	88
3.10.5 零序方向过流保护	88
3.10.6 间隙零序过流过压保护	90
3.10.7 TV 断线判别原理	90
3.10.8 其它异常保护	90
3.11 励磁变（励磁机）保护	90
3.11.1 励磁变差动保护	90
3.11.2 励磁机差动保护	91
3.11.3 励磁变过流保护	91
3.11.4 励磁变复合电压过流保护	91

3.12 高厂变后备保护	92
3.12.1 高厂变高压侧后备保护.....	92
3.12.2 高厂变分支低压过流保护	92
3.12.3 高厂变分支复压过流保护	93
3.12.4 高厂变分支接地保护	93
3.12.5 高厂变其他异常保护	94
3.12.6 分支电缆差动保护	94
3.13 断路器跳闸过流闭锁	94
3.13.1 闭锁原理	94
3.13.2 逻辑框图	94
3.14 异常和回路断线报警功能	95
3.14.1 装置闭锁与报警	95
3.14.2 TA 断线报警功能	95
3.14.3 TV 断线报警功能	96
3.15 非电量保护接口	96
3.16 电制动闭锁功能	96
第 4 章 RCS-985 发电机变压器组成套保护.....	99
4.1 概述	99
4.2 保护功能配置及典型配屏方案	99
4.2.1 保护功能对照表	99
4.2.2 发变组保护组屏方案	106
4.2.3 配置方案说明	118
4.3 发电机变压器组保护推荐解决方案.....	119
4.3.1 火电机组——1000MW 机组推荐方案	119
4.3.2 火电机组——600MW 机组推荐方案	123
4.3.3 火电机组——100MW~300MW 机组推荐方案	123
4.3.4 火电机组——100MW 以下机组推荐方案	127
4.3.5 水电机组——700MW 机组推荐方案	127
4.3.6 水电机组——100MW~300MW 机组推荐方案	130
4.3.7 水电机组——100MW 以下机组推荐方案	134
4.3.8 抽水蓄能机组	135
4.3.9 燃汽轮机组	139
第 5 章 RCS-985 硬件平台及装置性能特征.....	145
5.1 高性能硬件平台	145
5.1.1 硬件工作原理	145

5.1.2 通道配置	146
5.1.3 保护录波功能和事件报文	146
5.2 性能特征	146
5.2.1 保护新原理	146
5.3 技术参数	149
5.3.1 电气参数	149
5.3.2 机械结构	150
5.3.3 环境条件参数	150
5.3.4 通讯接口参数	150
5.3.5 型式试验参数	151
5.3.6 认证	152
第 6 章 装置使用说明	155
6.1 装置液晶显示说明	155
6.1.1 保护运行时液晶显示说明	155
6.1.2 保护动作时液晶显示说明	155
6.1.3 保护异常时液晶显示说明	155
6.1.4 保护开关量变位时液晶显示说明	156
6.2 装置运行及报文说明	156
6.2.1 装置正常运行状态	156
6.2.2 运行工况及说明	156
6.2.3 装置闭锁与报警	156
6.2.4 报文打印及显示信息说明	157
6.3 命令菜单使用说明	164
6.3.1 命令菜单采用如下的树形目录结构	164
6.3.2 命令菜单详解	165
6.4 RCS-985 投运注意事项	167
6.4.1 开关传动试验	167
6.4.2 投运前检查	167
6.4.3 短路试验	167
6.4.4 启动过程电压量检查	167
6.4.5 定子接地保护定值校正	168
6.4.6 机组并网运行	168
6.4.7 运行记录	168
6.4.8 动作分析	168
6.5 RCS-985A 保护装置正常年检时的试验内容(建议)	169

第 7 章 工程案例	171
7.1 RCS-985R/S 微机发电机保护在岗南抽水蓄能机组上的应用	171
7.1.1 概述	171
7.1.2 机组的特点及其保护配置	171
7.1.3 换相和倒极对保护的影响	172
7.1.4 不同运行工况对保护的要求	172
7.1.5 保护调试与运行情况分析	174
7.1.6 结论	175
7.2 故障分析案例	175
7.2.1 135MW 机组发电机 AB 两相接地故障分析	175
7.2.2 300MW 机组主变内部故障保护动作分析	184
7.2.3 135MW 机组主变压器内部故障分析	187
7.2.4 300MW 机组失磁故障分析	193
7.2.5 300MW 机组区外 AC 相故障分析	196
7.2.6 125MW 机组励磁回路接地检查	201
7.2.7 300MW 机组大电机启动录波分析	203
第 8 章 说明书修订历史	207

第1章 预备知识

1.1 同步发电机保护的基本知识

电厂中的发电机都为同步电机，它把原动机的机械能转变为电能，通过输电线路等设备送往用户。

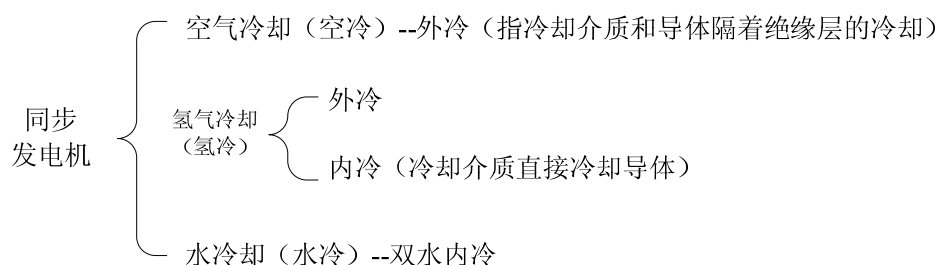
1.1.1 同步发电机的分类

同步发电机的种类按原动机不同来分，可分为：

汽轮发电机——一般是卧式的，转子是隐极式的。

水轮发电机——一般是立式的，转子是凸极式的。

按冷却介质和冷却方式分：



上述的冷却介质和方式还可以有不同的组合，如水-氢-氢（定子绕组水内冷，转子绕组氢内冷，铁芯氢冷）；水-水-空（定子、转子水内冷，铁芯空冷）；水-水-氢（定子、转子绕组水内冷、铁芯氢冷）等。

1.1.2 铭牌

电机上的铭牌是制造厂向使用单位介绍该台电机的特点和额定数据用的。其所标的量，如容量、电流、电压等都是额定值。所谓额定值，就是能保证电机正常连续运行的最大限值，即在此额定数据的情况下运行，发电机寿命可以达到预期的年限。

铭牌上标的主要项目有：

额定电流：额定电流是该台电机正常连续进行的最大工作电流。

额定电压：额定电压是该台电机长期安全工作的最高电压。发电机的额定电压指的是线电压。

额定容量：额定容量是指该台电机长期安全运行的最大输出功率。有的制造厂用有功功率的千瓦数，也有的是用视在功率的千伏安数表示。

额定功率因数 $\cos\Phi$ ：同步发电机的额定功率因数是额定有功功率和额定视在功率的比值。铭牌上一般标有功功率和 $\cos\Phi$ 值，或标视在功率和 $\cos\Phi$ 值。

上述额定电流、电压、容量、功率因数是相对应的，知道其中几个量，就可以求算出其余的量。

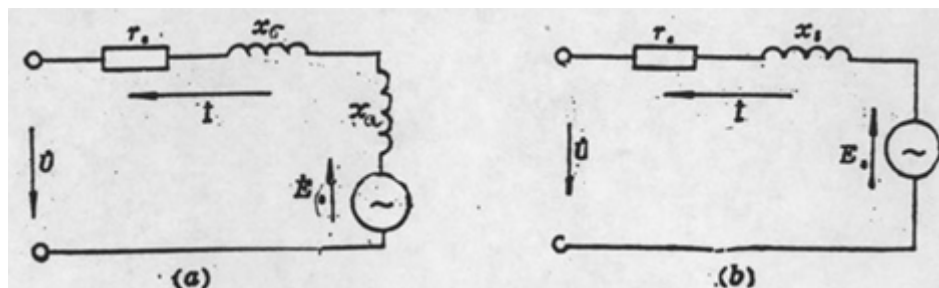
1.1.3 同步发电机的参数

1.1.3.1 隐极同步发电机的同步电抗

电枢反应磁场在定子每相绕组中所感应的电枢反应电势 E_a ，可以把它看作相电流所产生的一个电抗压降，这个电抗便是电枢反应电抗 X_a 。即 $E_a = -jI X_a$ ，进一步再把 X_a 与漏磁 X_a 合并为一个

电抗 $X_s = X_a + X_\sigma$ ，这个 X_s 就称为同步电抗。考虑定子的铜耗，则可写出同步阻抗 $Z_s = r_a + jX_s$ 的表示式。

需要强调指出，只有当定子流过对称电流时，亦即只有当空气隙磁场为圆形旋转磁场时，同步电抗才有意义。当定子绕组中流过不对称三相电流时，我们便不能无条件地应用同步电抗，这一点将在后文中阐明。



图中： E_0 空载电势； x_σ 为定子漏抗； X_a 为电枢反应等值电抗。

图 1.1-1 隐极同步发电机等值电路图 2

1.1.3.2 凸极同步发电机的同步电抗 X_d 、 X_q

对凸极同步发电机，因磁路并不是均匀的，所以电枢电流需要分解为直轴分量 I_d 和交轴分量 I_q 来分别讨论。

交轴同步电抗 X_q ：电枢反应的存在是实现能量传递的关键，假如 $\beta = 0^\circ$ ， I 与 E_0 同相，根据左手定则，电磁力将构成反转子方向的转矩，此时的电流为有功电流 $I = I_q$ ， I_q 所产生的电磁转矩与原动转矩相平衡。此时电枢反应在定子绕组中产生的电势 E_{aq} 与 I （或 I_q ）成正比，它们之间的比例常数为电枢反应交轴电抗 X_{aq} ，于是有 $E_{aq} = jX_{aq}I_q$ 。考虑定子的漏磁，交轴同步电抗 $X_q = X_\sigma + X_{aq}$ 。

直轴同步电抗 X_d ：同理：当 $\beta = 90^\circ$ ，则得到直轴同步电抗 X_d ，直轴同步电抗 $X_d = X_\sigma + X_{ad}$ 。

对凸极同步发电机而言， d 轴的磁路和 q 轴的磁路是不相同的，而且磁势所产生的磁密分布波也已不再是正弦波，我们这里讨论的均为正弦基波参数的同步电抗，对隐极机而言两个轴向的磁路基本相同，因而电枢反应也就无需分解为直轴分量和交轴分量了， $X_d = X_q$ ，需用一个参数 $X_s = X_\sigma + X_a$ 来代表同步电抗就可以。

同步电抗为同步电机的重要参数，常用标么值表示，以每相额定电压为电压的基值，以相额定电流为电流基值，以这两基值的比值为阻抗的基值。隐极同步发电机的同步电抗标么值在 0.9~3.5 之间；凸极式同步电机的直轴同步电抗在 0.6~1.6 之间，交轴同步电抗在 0.4~1.0 之间。

1.1.3.3 直轴瞬态电抗 X'_d 、直轴超瞬态电抗 X''_d

直轴瞬态电抗 X'_d ：在短路初瞬，由于磁链不变原则，短路电流所产生的电枢反应磁通不能通过转子铁芯去键链转子绕组，而是象图 1.1-2 (b) 中所示的 Φ'_{ad} ，被挤到转子绕组外侧的漏磁路中去了。定子短路电流所产生的磁通 Φ'_{ad} 所经路线的磁阻变大，这就意味着，此时限制电枢电流的电抗变小，使突然短路初瞬有较大的短路电流。这个限制电枢电流的电抗称为直轴瞬态电抗或直轴暂态电抗，用 X'_d 表示，可见 X'_d 远较 X_d 为小。

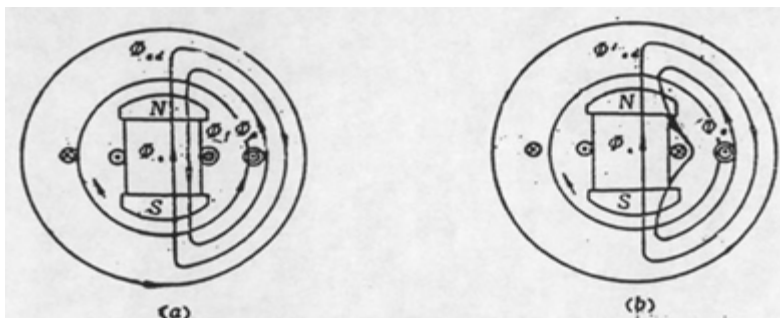


图 1.1-2 当没有阻尼绕组的同步发电机短路时电枢磁通所经的路径

(a) 稳定短路；(b) 突然短路初瞬

图 1.1-2 (b) 为三相突然短路初瞬时的情形。

由于转子绕组有电阻，应短路电流而产生的感应电流将因电阻的阻尼作用而衰减消失，然后电枢磁通便将穿过转子铁芯，其路径又将如图 1.1-2 (a) 所示。也就是说，由于转子绕组有电阻，使突然短路时较大的冲击电流逐渐减小，最后短路电流为 x_d 所限制。这时电机已从突然短路状态过渡到稳定短路状态。短路电流的衰减按时间常数衰减。需要指出的是：图 1.1-2 中电枢反应磁通 Φ_{ad} 是由三相交流电共同激励产生，但为图形表达清晰起见，图中的定子绕组仅画了一相，不能误解为仅一相有短路电流，也不应误解 Φ_{ad} 为某一相所产生；同样为了表达清晰简洁，图中的磁通只画出半边，实际上两边是对称的。

直轴超瞬态电抗 x_d'' ：当转子上装有阻尼绕组时，则因阻尼绕组也为闭合回路，它的磁链也不能突然改变。同理，在短路初瞬，电枢磁通将被排挤在阻尼绕组以外。也就是说，电枢磁通将依次经过空气隙、阻尼绕组旁的漏磁路和激磁绕组旁的漏磁路，如图 1.1-3 中 Φ_{ad}'' 所示。这时磁路的磁阻更大了，与之相应的电抗将有更小的数值 x_d'' 。 x_d'' 称为直轴超瞬态电抗或直轴次暂态电抗。

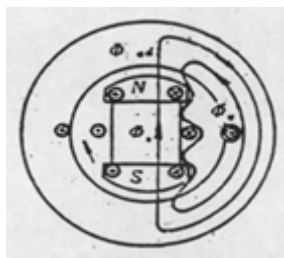


图 1.1-3 当同步发电机有阻尼绕组时，在短路初瞬电枢磁通所经的路线

在短路初瞬，定子绕组中的短路电流将为 x_d'' 所限制，由于阻尼绕组中的感应电流衰减得较快，故在最初几个周波以后，电枢磁通即可穿过阻尼绕组而取得如图 1.1-2 (b) 的 Φ_{ad}' 的路线。这时定子电流将为 x_d' 所限制。最后达到稳态值时，定子电流便为 x_d 所限制。

1.1.3.4 交轴瞬态电抗 x_q' 、超瞬态电抗 x_q''

在机端稳定短路情况下，电枢反应磁通 Φ_{ad} 全部穿过转子铁芯，如图 1.1-2 (a) 所示，这时的直轴同步电抗 $x_d = x_{\sigma} + x_{ad}$ ，是已证明过了的。

如果同步发电机不是出线端处发生短路，而是经过负载阻抗短路，则由短路电流所产生的电枢磁场不仅有直轴分量，而且也有交轴分量。由于沿着交轴的磁路与沿着直轴的磁路有不同的磁阻，相应的电抗也有不同的数值。前面早已阐明，对于凸极机而言，交轴同步电抗 x_q 较直轴同步电抗 x_d

为小。在突然短路初瞬，沿着交轴的电抗便为 x'_q 和 x''_q 。 x'_q 称为交轴瞬态电抗或交轴暂态电抗， x''_q 称为交轴超瞬态电抗或交轴次暂态电抗。它们和相应的直轴参数有不同的数值。

因为同步发电机在交轴没有激磁绕组，故一般说来，交轴瞬态电抗和交轴同步电抗相等，亦即： $x'_q = x_q$

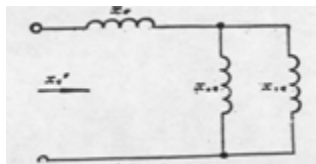


图 1.1-4 交轴超瞬态电抗的等效电路的隐极式电机中， x_d'' 便和 x_q'' 近似相等

在有阻尼的情况下，由于阻尼绕组为一不对称绕组，它在交轴所起的阻尼作用与在直轴所起的阻尼作用不同。交轴超瞬态电抗的等效电路如图 1.1-4 所示。由图中的简单关系，可得：

$$x''_q = x_{\sigma} + \frac{x_{aq} \cdot x_{1q}}{x_{aq} + x_{1q}} \quad (\text{公式 1.1-1})$$

一般说来，阻尼绕组在直轴所起的作用较在交轴所起的作用为大，故 x''_q 亦就较 x_d'' 略大。在不用阻尼绕组而由整块铁芯起阻尼作用的隐极式电机中， x_d'' 便和 x_q'' 近似相等。

1.1.3.5 同步发电机的序分量电抗 x_1 、 x_2 、 x_0

当同步电机对称运行时，定子电流为一稳定的对称三相电流，实际上即一组正序分量，它们所产生的旋转磁场（即正序旋转磁场）和转子之间没有相对运动，这个磁场并不能在转子绕组中产生感应电势，这个电流所遇到的电抗便是同步电抗。故同步电机的**正序电抗**即系同步电抗，即 $x_1 = x_s$

不对称运行时，负序电流所产生的负序旋转磁场以同步速向着和转子转向相反的方向旋转，即该磁场将以两倍同步速载切转子绕组，将在转子绕组中感应一个两倍于电源频率的交变电流。对于负序旋转磁场而言，转子绕组的作用为一短路绕组，致使负序电流所遇到的便不再是同步电抗，而是另一个电抗 x_2 ，称它为**负序电抗**，其数值远较同步电抗为小。

当零序电流流过定子绕组时，由各相零序电流所产生的三个脉动磁势，其幅值相等，时间上同相，而三者空间各相隔 120° 电角度，因此三相零序基波生成的磁势恰好相互抵消，不形成气隙互磁通，只存在一些漏磁场，数值一般很小。零序电流所遇到的电抗为带有漏抗性质的**零序电抗**，用 x_0 代表， x_0 较 x_2 更小。

由于现代电力系统的规模很大，在正常运行时负载电流的严重不对称是不常见的。具有实际意义的不对称运行情况为故障状态，如单相接地短路、二相短路和二相接地短路等。

1.1.4 同步发电机的功率特性及静态稳定极限角

1.1.4.1 凸极同步发电机输电系统向量图

图 1.1-5 是当忽略发电机定子绕组的电阻及联系电抗中的电阻成分，在不饱和情况下，凸极同步发电机输电系统的相（向）量图。由该相（向）量图可推导出同步发电机的功率特性方程。图 1.1-5 中。该相（向）量图是空间向量和时间相量组合在一起的相（向）量图，其空间向量有各磁通向量 Φ_0 、 Φ_{Σ} 、 Φ_K ，轴线为转子直轴方向；时间相量有各电流和电压量，轴线与交轴重合。其中 E_d 相量由电磁感应定律所定，落后于 Φ_0 90° ，是连接空间和时间量的关键量。其它电气量均为时间相量，由电路图可得。

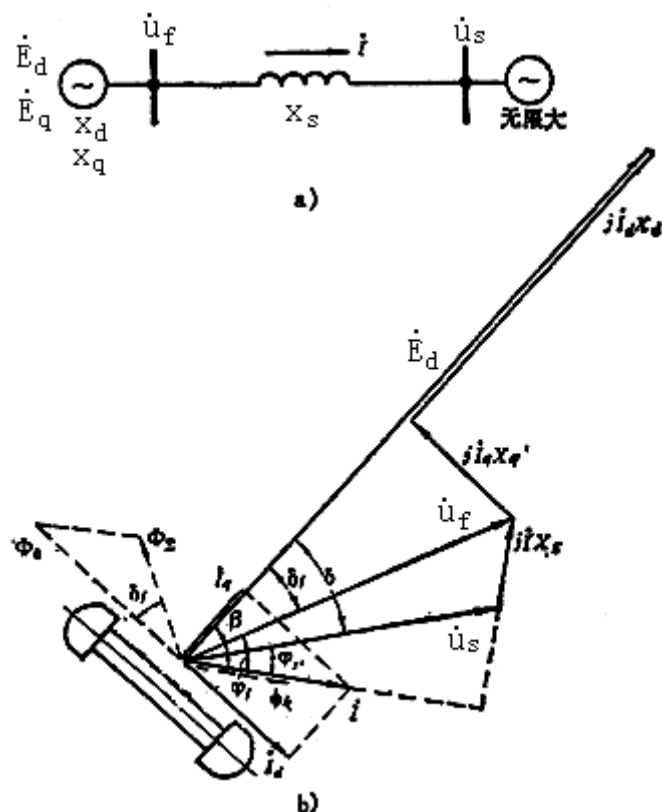


图 1.1-5 凸极同步发电机输电系统的相量图 (a.网络图, b.相量图)

E_d 纵轴同步电势, 也叫空载电势, 是仅由励磁绕组的励磁磁势在定子中所感应的电势。如果不计及饱和, 它是和励磁电流成正比的;

u_f 电机的端电压;

u_s 无限大系统母线电压;

I 定子电流, 它分解为直轴电流 I_d 及交轴电流 I_q ;

X_d 直轴同步电抗;

X_q 交轴同步电抗;

β 发电机的内功率因数角;

φ_f 发电机的功率因数角;

φ_s 无限大系统端的功率因数角;

δ_f 功率角, δ_f 有双重的物理意义, 一个意义是电势 E_d 和端电压 u_f 间的相角差, 另一个意义是产生电势 E_d 的转子主磁通 Φ_0 和产生端电压 u_f 的合成磁通 Φ_Σ 之间的相角差 (Φ_Σ 为 Φ_0 与 Φ_k 的相量和, 而 Φ_k 为定子电枢反应磁通加漏磁通);

δ 功率角, 为 E_d 与 u_s 间的相角差。

1.1.4.2 同步发电机的功率特性

由图 1.1-5 可得:

$$I_d X_d = E_d - u_f \cos \delta_f$$

$$I_d = \frac{E_d - u_f \cos \delta_f}{X_d}$$

$$I_q X_q = u_f \sin \delta_f$$

$$I_q = \frac{u_f \sin \delta_f}{X_q}$$

$$\varphi_f = \beta - \delta_f$$

因为忽略定子绕组的电阻，则电机的电磁功率就等于输出的有功功率 P_f 。

$$\begin{aligned} P_f &= u_f I \cos \varphi_f = u_f I \cos(\beta - \delta_f) \\ &= u_f I \cos \beta \cos \delta_f + u_f I \sin \beta \sin \delta_f \\ &= u_f I_q \cos \delta_f + u_f I_d \sin \delta_f \\ &= u_f \cos \delta_f \frac{u_f \sin \delta_f}{X_q} + u_f \sin \delta_f \frac{E_d - u_f \cos \delta_f}{X_d} \quad (\text{公式 1.1-2}) \\ &= \frac{E_d u_f}{X_d} \sin \delta_f + \frac{u_f^2}{X_q} \sin \delta_f \cos \delta_f - \frac{u_f^2}{X_d} \sin \delta_f \cos \delta_f \\ &= \frac{E_d u_f}{X_d} \sin \delta_f + \frac{u_f^2}{2} \left(\frac{X_d - X_q}{X_d X_q} \right) \sin 2\delta_f \end{aligned}$$

电机输出的无功功率为：

$$\begin{aligned} Q_f &= u_f I \sin \varphi_f = u_f I \sin(\beta - \delta_f) \\ &= u_f I \sin \beta \cos \delta_f - u_f I \cos \beta \sin \delta_f \\ &= u_f I_d \cos \delta_f - u_f I_q \sin \delta_f \\ &= u_f \cos \delta_f \frac{E_d - u_f \cos \delta_f}{X_d} - u_f \sin \delta_f \frac{u_f \sin \delta_f}{X_q} \quad (\text{公式 1.1-3}) \\ &= \frac{E_d u_f}{X_d} \cos \delta_f - \frac{u_f^2}{X_d} (\cos^2 \delta_f + \frac{X_d \sin^2 \delta_f}{X_q}) \\ &= \frac{E_d u_f}{X_d} \cos \delta_f - \frac{u_f^2}{X_d} \left(1 + \frac{X_d - X_q}{X_q} \sin^2 \delta_f \right) \end{aligned}$$

水轮发电机的 $X_d \neq X_q$ ，（公式 1.1-2）及（公式 1.1-3）就是水轮发电机输出的有功功率及无功功率的特性方程。

对汽轮发电机而言， $X_d \approx X_q$ ，则（公式 1.1-2）及（公式 1.1-3）变为：

$$P_f = \frac{E_d u_f}{X_d} \sin \delta_f \quad (\text{公式 1.1-4})$$

$$Q_f = \frac{E_d u_f}{X_d} \cos \delta_f - \frac{u_f^2}{X_d} \quad (\text{公式 1.1-5})$$

(公式 1.1-4) 及 (公式 1.1-5) 就是汽轮发电机输出的有功功率及无功功率的特性方程。

1.1.4.3 静态稳定极限角

同理, 从图 1.1-5 中的 E_d 、 u_s 所组成的电压三角形中, 类同上述的推导步骤, 则分别可得出水轮发电机及汽轮发电机输电系统中, 发电机功率输送到无限大系统母线端的有功功率 P_s 及无功功率 Q_s 的特性方程, 见 (公式 1.1-6) ~ (公式 1.1-9)。其结果只不过是把 (公式 1.1-2) ~ (公式 1.1-5) 中的电压 u_f 换成 u_s , 功率角 δ_f 换成 δ , 而电抗 X_d 换成 $X_d + X_s$, X_q 换成 $X_q + X_s$, 就可变换成 (公式 1.1-6) ~ (公式 1.1-9)。

(公式 1.1-6)、(公式 1.1-7) 为水轮发电机输电系统的 P_s 、 Q_s 值;

$$P_s = \frac{E_d u_s}{X_d + X_s} \sin \delta + \frac{u_s^2 (X_d - X_q)}{2(X_d + X_s)(X_q + X_s)} \sin 2\delta \quad (\text{公式 1.1-6})$$

$$Q_s = \frac{E_d u_s}{X_d + X_s} \cos \delta - \frac{u_s^2}{X_d + X_s} \left(1 + \frac{X_d - X_q}{X_q + X_s} \sin^2 \delta\right) \quad (\text{公式 1.1-7})$$

(公式 1.1-8)、(公式 1.1-9) 为汽轮发电机输电系统的 P_s 、 Q_s 值。

$$P_s = \frac{E_d u_s}{X_d + X_s} \sin \delta \quad (\text{公式 1.1-8})$$

$$Q_s = \frac{E_d u_s}{X_d + X_s} \cos \delta - \frac{u_s^2}{X_d + X_s} \quad (\text{公式 1.1-9})$$

无限大系统相当于一个等值大发电机, 该等值发电机的内阻抗为零, 则其端电压 u_s 等于电势 E_s 并为常数; 又其转动惯量 $M = \infty$, 则其频率 f_s 也为常数。这里讨论单机经一定的联系电抗与无限大系统相接的情况, 不仅能使研究的问题简化, 而且也符合实际情况, 因为在现代大电网中运行的发电机, 在绝大多数场合, 系统对它们而言都可以认为是无限大的。另外, 在实际计算中, 通常忽略联系电抗 X_s 中的电阻成分, 只计及其电抗成分; 因此, 发电机机端输出的有功功率 P_f 值与输送到无限大系统母线端的有功功率 P_s 值是相等的, 即 (公式 1.1-2) 与 (公式 1.1-6) 的值相等, (公式 1.1-4) 与 (公式 1.1-8) 的值相等。但是, 发电机机端输出的无功功率 Q_f 却与输送到无限大系统母线端的无功功率 Q_s 不等, 即 (公式 1.1-3) 与 (公式 1.1-7) 的值不等, (公式 1.1-5) 与 (公式 1.1-9) 的值也不等。

对于某特定的发电机 (X_d 为常数) 及一定的运行方式 (X_s 为常数), 在励磁固定的情况下 (E_d 为常数), 传输功率 P_s 与功率角 δ 的关系曲线称为功角特性曲线。汽轮发电机输电系统的功角特性曲线可由 (公式 1.1-8) 得到, 见图 1.1-6; 水轮发电机输电系统的功角特性曲线可由 (公式 1.1-6)

得到, 见图 1.1-6。图 1.1-6 及图 1.1-7 中曲线的最大值 P_{zd} 称为“系统的自然功率极限”, 理论上它是传输功率的最大值。实际上, 为运行可靠起见, 必须有一定的储备或裕度, 运行点 P_0 应比自然功率极限低些, 这个裕度称为“静态稳定储备系数”, 通常不小于 15%。

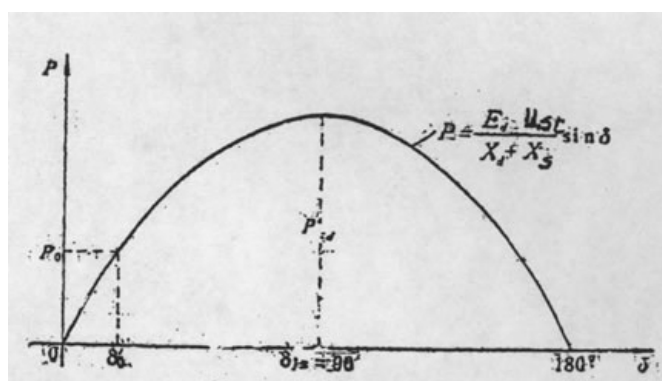


图 1.1-6 汽轮发电机输电系统的功角特性

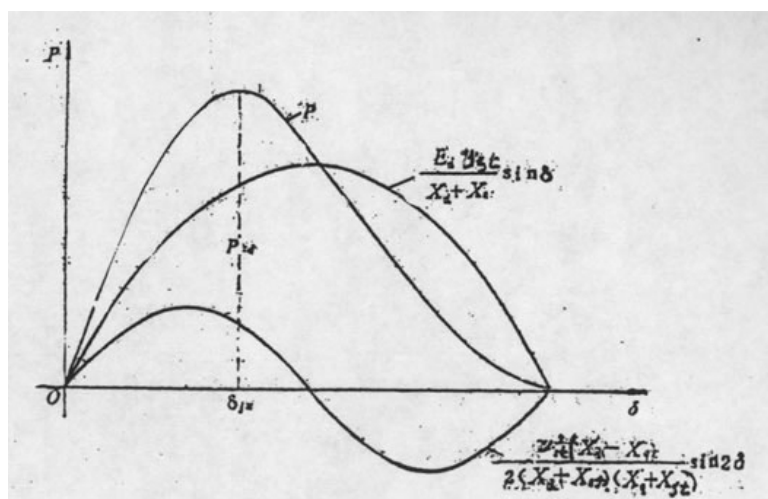


图 1.1-7 水轮发电机输电系统的功角特性

众所周知, 在图 1.1-6 及图 1.1-7 功角特性曲线的上升部分的所有点, 其 $\frac{dp}{d\delta} < 0$, 都是静态稳定的。相反, 在曲线下落部分的所有点, 其 $\frac{dp}{d\delta} < 0$, 都是静态不稳定的。而曲线的顶点, 即代表自然功率极限值之处, 其 $\frac{dp}{d\delta} = 0$, 则是由静态稳定过渡到静态不稳定的转折点, 即发电机开始与系统失步的转折点, 或称为临界失步点。临界失步点对应的 δ 角, 称为静态稳定极限角, 或称为临界失步角, 用符号 δ_{1x} 表示。

1.1.4.4 发电机与电力系统的同步运行稳定性及振荡

电力系统的同步运行稳定性, 是最受关注也得到认真考核的一种稳定性。

按照我国的现行规程, 把电力系统的同步运行稳定性分为三类, 即静态稳定、动态稳定和暂态稳定。

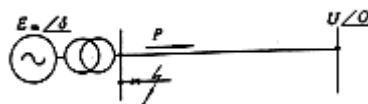


图 1.1-8 单机对无穷大送电方式

为了便于定性说清楚电力系统的同步运行稳定性问题，先研究单机对无穷大系统这种最简单的、也是最基本的一种运行方式，如图 1.1-8 考虑联络线阻抗为纯电感，则由发电机向无穷大系统送出的有功功率 P 是：

$$P = \frac{E_d U}{Z_\Sigma} \sin \delta \quad (\text{公式 1.1-10})$$

式中： Z_Σ --包括发电机阻抗在内的发电机电动势到无穷大系统母线的总阻抗。

（公式 1.1-10）可以用图表示为 $P = f(\delta)$ 关系，如图 1.1-9。

假定发电机送出的有功功率为 P_0 ，下文用图 1.1-9 来说明上述的三种稳定概念。

1.1.4.5 静态稳定

电力系统静态稳定是指小干扰后，不发生自发振荡或非周期性失步，自动恢复到初始状态的能力。电力系统几乎时时刻刻都在受到小干扰。例如，个别电动机的接入和切除或加负荷或减负荷；又如架空输电线因风摆动引起的线间距离（影响线路电抗）的微小变化；另外，发电机转子的旋转速度也不是绝对均匀的，即功角 δ 也是有微小变化的。因此，电力系统的静态稳定问题实际上就是确定系统的某个运行稳定能否保持的问题。

发电机送出的有功功率如（公式 1.1-10）所示，如果不考虑发电机的励磁调节器的作用，即认为空载电动势恒定，则发电机的功-角特性曲线如图 1.1-9（a）所示曲线。

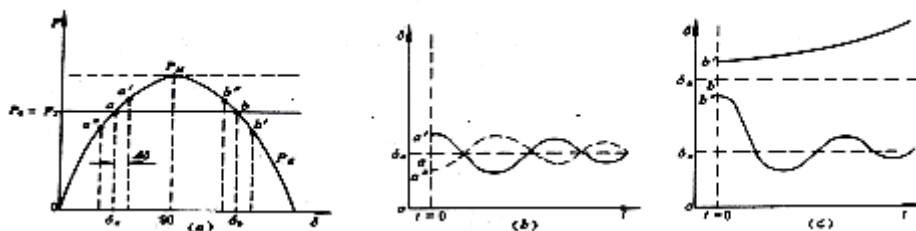


图 1.1-9 静态稳定功角变化特性

(a) 功率特性 (b) 运行点 a 功角变化 (c) 运行点 b 功角变化

若不计原动机调速器的作用，则原动机的机械功率为 P_T 不变。假定在某一正常运行情况下，发电机向无限大系统输送的功率为 P_0 ，由于忽略了电阻损耗以及机组的摩擦、风阻等损耗， P_0 即等于原动输出的机械功率 P_T 。由图 1.1-9(a) 可见，当输送 P_0 时，可能有两个运行点 a 和 b（即有两个 δ 值，其 $P=P_0=P_T$ ）。考虑到系统经常不断地受到各种小的扰动，从下面的分析可以看到，只有 a 点是能保持静态稳定的实际运行点，而 b 点是不可能维持稳定运行的，也就是静态不稳定的。

先分析 a 点的运行情况。如果系统中出现某种瞬时的微小扰动，使功角 δ 增加了一个微小增量 $\Delta\delta$ ，则发电机输出的电磁功率达到与图中 a' 相对应的值。这时，由于原动机的机械功率 P_T 保持不变，仍为 P_0 ，因此，发电机输出的电磁功率大于原动机的机械功率。即转子过剩转矩为负值，因而，发电机转子减速， δ 将减小。由于在运动过程中存在阻尼作用（后详），经过一系列微小振荡后运行点又回到 a 点。图 1.1-9 (b) 中给出了功角变化的情形。同样，如果小扰动使 δ 减小了 $\Delta\delta$ ，则发电机输出的电磁功率为 a'' 的对应值，这时输出的电磁功率小于输入的机械功率，转子过剩转矩为

正，转子将加速， δ 将增加。同样经过一系列振荡后又回到运行点 **a**。同上可见，在运行点 **a**，当系统受到小扰动后能够自行恢复到原先的平衡状态，因此是稳定的。

B 点的情况则完全相反，如果小扰动使 δ_0 有个增量 $\Delta\delta$ ，则发电机输出的电磁功率将减少到与图中 **b'** 相对应的值，小于机械功率。这时，即转子过剩转矩为正值， δ 将进一步增大。而功角增大时，与之相对应的电磁功率又将进一步减小。这样继续下去，功角不断增大，运行点不再回到 **b** 点，图 1.1-9 (c) 中画出 δ 随时间不断增大的情形。 δ 的不断增大标志着发电机与无限大系统非周期性的失去同步，系统中电流、电压和功率大幅度地波动，系统无法正常运行，最终将导致系统瓦解。如果小扰动使 δ_0 有一个负的增量 $\Delta\delta$ ，情况又不同，电磁功率将增加到与 **b''** 点相对应的值，大于机械功率，因而转子减速， δ 将减小，一直减小到 δ_a ，转子又获得加速，然后又经过一系列振荡，在 **a** 点抵达新的平衡。运行点不再回到 **b** 点。因此，对于 **b** 点而言，在受到小扰动后，不是转移到运行点 **a**，就是与系统失去同步，故 **b** 点是不稳定的，即系统本身没有能力维持在 **b** 点运行。由此可知静态稳定极限是 $\delta=90^\circ$ 。只有在由线的上升部分运行时系统才是稳定的。

1.1.4.6 暂态稳定

1.1.4.6.1 概述

暂态稳定是指电力系统在某个运行情况下突然受到大的干扰后，能否经过暂态过程达到新的稳态运行状态或者恢复到原来的状态。这里所谓的大干扰，是相对前面所提到的小干扰而言的，一般是指短路故障、突然断开线路或发电机等等。如果系统受到大干扰后仍能保持稳定运行，则系统在这种运行情况下是暂态稳定的。反之，如果系统受到大干扰后不能再建立稳定运行状态，而是发电机组转子间一直有相对运动，相对相角不断变化，因而系统的功率、电流和电压都不断振荡，以致整个系统不能再继续运行下去，则称为系统在这种运行情况下不能保持暂态稳定。显然，一个系统的暂态稳定和系统原来的运行方式及干扰方式是有关的。也就是说，同样一个系统在某个运行方式和某个干扰下是暂态稳定的，而在另一个运行方式下和另一个干扰下它可能是不稳定的。因此在分析一个系统的暂态稳定性时，首先必须结合系统的实际情况定出系统的初始运行方式。关于干扰方式，由于最严重的干扰（如三相短路）出现的概率较小，因此不要求以最严重的干扰来检验系统的暂态稳定性。我国现行《电力系统稳定导则》对 220KV 以上电压等级的系统，规定了系统必须能够承受的扰动方式。例如，任何线路上发生单相瞬时接地故障，故障后断路器跳开并重合成功，就是系统必须能承受的一组扰动。

电力系统受到大扰动，经过一段时间后，或是逐渐趋向稳态运行或是趋向失去同步。这段时间的长短与系统本身的状况有关。有的持续约 1 秒（例如联系紧密的系统），有的则要持续更长的时间。

分析电力系统暂态稳定性时要采用一些假定，这里先介绍几个最基本的假定：

由于发电机组惯性较大，在所研究的短暂时间里各机组的电角速度相对于同步角速度(314rad/s)的偏离是不大的。所以，在分析系统的暂态稳定时往往假定在故障后的暂态过程中，网络中的频率仍为 50Hz。

忽略突然发生故障后网络中的非周期分量电流。这一方面是由于它衰减较快；另一方面，非周期分量电流产生的磁场在空间不动，它和转子绕组电流产生的磁场相互作用将产生以同步频率交变、平均值接近于零的制动转矩。此转矩对发电机的机电暂态过程影响不大，可以略去不计。

根据以上两个假定，网络中的电流、电压只有频率为 50Hz 的分量，也就是说描述网络的方程仍可以用代数方程。

当故障为不对称故障时，发电机定子回路中将流过负序电流。负序电流产生的磁场和转子绕组的电流的磁场形成的转矩，主要是以两倍同步频率交变的。是平均值接近于零的制动转矩。它对发电机也既对电力系统的机电暂态过程也没有明显影响，也可以略去不计。如果有零序电流流过发电机，由于零序电流在转子空间的合成磁场为零，它不产生转矩，完全可以略去。这样，以前讨论过的只计及正序分量的电磁功率公式都可以继续应用。

必须强调指出，暂态稳定是研究系统受到大扰动后的过程，因此不能象研究静态稳定时那样将状态方程线性化。而且，在暂态过程中往往还同时伴随着系统结构的变化。

1.1.4.6.2 简单系统的暂态稳定

物理过程分析

图 1.1-10 (a) 所示为一简单系统，正常运行时发电机经过变压器和双回线路向无限大系统送电。

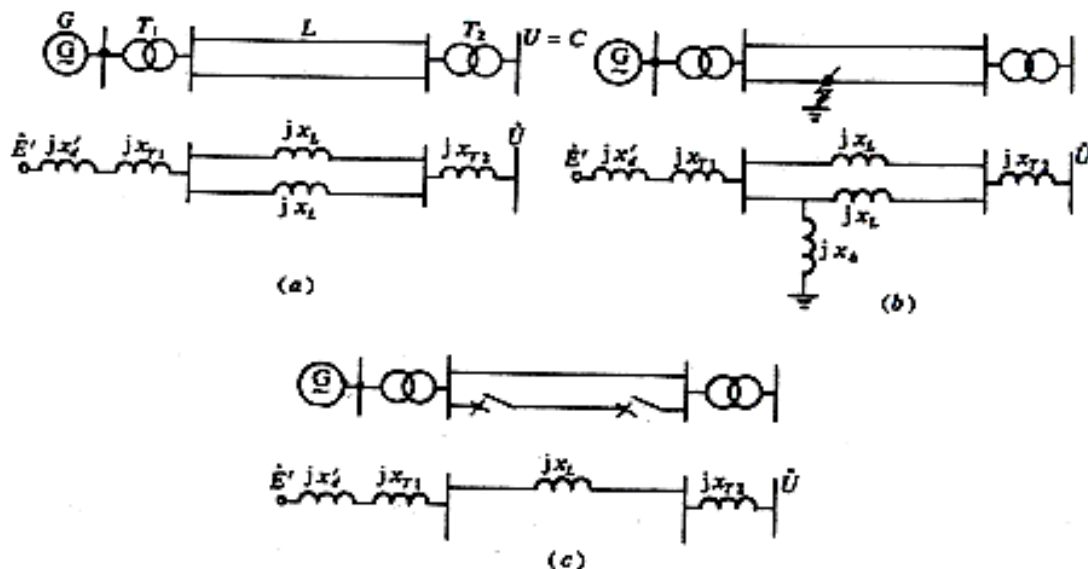


图 1.1-10 简单电力系统及其等值电路

(a)正常运行方式及其等值电路；(b)故障情况及其等值电路；(c)故障切除后及其等值电路

如果发电机用电动势 E' 作为其等值电动势，则电动势 E' 与无限大系统间的电抗为：

$$x_1 = x_d' + x_{T1} + x_L / 2 + x_{T2} \quad (\text{公式 1.1-11})$$

这时发电机发出的电磁功率可表达为：

$$P_i = \frac{E'U}{x_1} \sin \delta \quad (\text{公式 1.1-12})$$

如果突然在一回输电线始端发生不对称短路，如图 1.1-10 (b) 所示，则只需在正序网络的故障点上接一附加电抗 ($j\chi_{\Delta}$)，这个正序增广网络即可用来计算不对称短路时的正序电流及相应的正序功率。附加电抗的大小可根据不对称故障的类型，由故障点等值的负序和零序序电抗计算而得。根据发电机励磁回路磁链守恒原理，在故障瞬间暂态电动势 E' 是不变的，在近似计算中就认为 E' 不变。本来，在故障瞬间以后 E' 是要衰减的，但是考虑到一方面它本身衰减较慢，另一方面励磁调节器特别是其中的强行励磁装置的作用，可以近似认为 E' 在暂态过程中是常数。综上所述，故障后系统的等值电路如图 1.1-10 (b) 所示。这时发电机电动势和无限大系统之间的联系电抗可由图 1.1-10 (b) 中的星形网络转化为三角形网络而得：

$$x_{II} = (x_d' + x_{T1}) + x_L / 2 + x_{T2} + (x_d' + x_{T1})(x_L / 2 + x_{T2}) / x_{\Delta} \quad (\text{公式 1.1-13})$$

这个电抗总是大于正常运行时的电抗 x_1 的。如果是三相短路，则 χ_{Δ} 为零， χ_{II} 为无限大，即三相短路截断了发电机和系统间的联系。

故障情况下发电机输出的功率为：

$$P_{II} = \frac{E'U}{\chi_{II}} \sin \delta \quad (\text{公式 1.1-14})$$

三相短路时发电机输出功率为零（忽略了电阻）。

短路故障发生后，线路继电保护将迅速地断开故障线路两端的断路器，这时发电机电动势与无穷大系统间的联系电抗如图 1.1-10 (C) 所示，为：

$$\chi_{III} = \chi'_d + \chi_{T1} + \chi_L + \chi_{T2} \quad (\text{公式 1.1-15})$$

发电机输出的功率为：

$$P_{III} = \frac{E'U}{\chi_{III}} \sin \delta \quad (\text{公式 1.1-16})$$

下面分析系统受到这一系列大扰动后，发电机转子的运动情况。

在图 1.1-11 中画出了发电机在正常运行 (I)、故障 (II) 故障切除后 (III) 三种状态下的功率特性曲线。如果正常时发电机向无限大系统送有功功率为 P_0 ，则原动机输出的机械功率 P_T 等于 P_0 。假定不计故障后几秒钟之内调速器的作用，即认为机械功率始终保持 P_0 。图中的 a 点表示正常运行时发电机的运行点。发生短路故障后，功率特性立即降为 P_{II} ，但由于转子的惯性，转子的角度不会立即变化，其相对于无限大系统母线 U 的角度 δ_0 仍保持不变。因此发电机的运行点由 a 点突然变至 b 点，输出功率显著减少，而原动机机械功率 P_T 不变，故产生较大的过剩功率。故障情况愈严重， P_{II} 功率曲线幅值愈低（三相短路时为零），则过剩功率愈大。在过剩转矩的作用下发电机转子加速，其相对速度（相对于同步转速）和相对角度 δ 逐渐增大，使运行点由 b 点向 c 点移动。如果故障永久存在下去，则始终存在过剩转矩，发电机将不断加速，最终与无限大系统失去同步。实际上，短路后，继电保护装置将迅速动作切除故障线路。假设在 c 点时将故障切除，则发电机的功率特性变为 P_{III} ，发电机的运行点突然变至 e 点（同样由于 δ 不能突变）。这时发电机的输出功率比原动机的机械功率大，使转子受到制动，转子速度逐渐减慢。但由于此时的速度已经大于同步转速，所以相对角度还要继续增大，直到 f 点，速度等于同步转速，相对角度停止增大。但是，在 f 点是不能持续运行的，因为这时机械功率和电功率仍不平衡，前者小于后者。转子将继续减速， δ 开始减小，运行点沿功率特性曲线 P_{III} 由 f 点向 e、k 点转移。在达到 k 点以前转子一直减速，转子速度低于同步转速。在 k 点虽然机械功率与电磁功率平衡，但由于这时转子速度低于同步转速， δ 继续减小。但在越过 k 点以后机械功率开始大于电磁功率，转子又加速，因而 δ 一直减小到恢复同步转速后又开始增大。此后运行点沿着 P_{III} 开始第二次振荡。如果振荡过程中没有任何能量损耗，则第二次 δ 又将增大至 f 点的对应角度 δ_m ，以后就一直沿着 P_{III} 往复不已地振荡。实际上，振荡过程中总有能量损耗，或者说总存在着阻尼作用，因而振荡逐渐衰减，发电机最后停留在一个新的运行点 k 上持续运行。K 点即故障切除后功率特性 P_{III} 与 P_T 的交点。在图 1.1-12 中画出了上述振荡过程中负的过剩功率，转子角速度 ω 和相对角度 δ 随时间变化的情形。图中是计及了阻尼作用的。

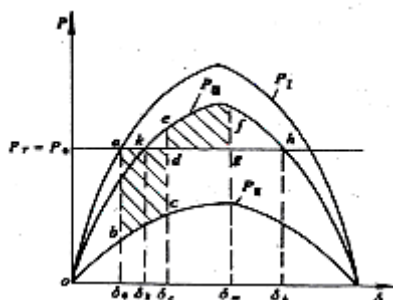


图 1.1-11 简单电力系统运行、故障和故障切除后的功率特性曲线

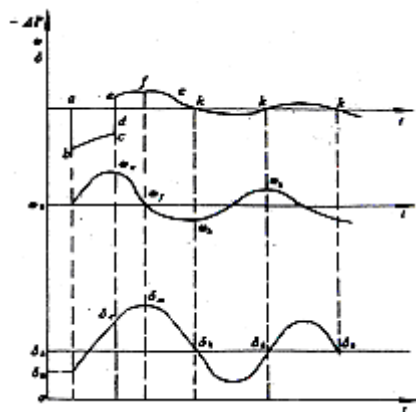


图 1.1-12 振荡过程

如果故障线路切除得比较晚，如图 1.1-13 所示。这时在故障线路切除前转子加速已比较严重，因此当故障线路切除后，在到达与图 1.1-11 相应的 f 点时转子转速仍大于同步转速。甚至在到达 h 点时转速还未能降至同步转速，因此 δ 将越过 h 点对应的角度 δ_h 。而运行点越过 h 点后，转子以立即承受加速转矩，转速又开始升高，而且加速度愈来愈大， δ 将不断增大，发电机和无限大系统之间最终失去同步。这种情况如图 1.1-14 中所示。

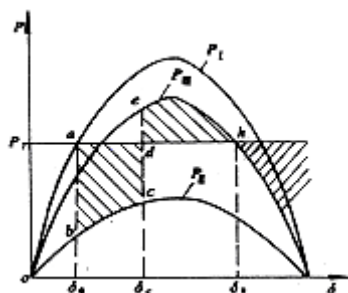


图 1.1-13 故障切除时间过晚的情形

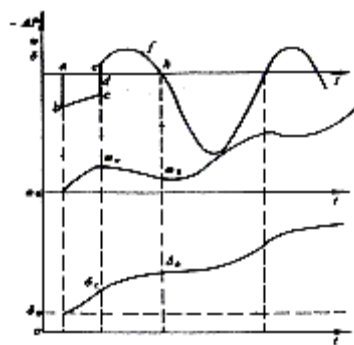


图 1.1-14 失步过程

由上可见，快速切除故障是保证暂态稳定的有效措施。

前面定性地叙述了简单系统发生故障后，两种暂态过程的结局，前者显然是暂态稳定的，后者是不稳定的。由两者的 δ 变化曲线可见，前者的 δ 第一次逐渐增大至 δ_m （小于 180° ）后即开始减小，以后振荡逐渐衰减；后者的 δ 在接近 180° （ δ_h ）时仍继续增大。因此，第一个振荡周期即可判断稳定与否。

由以上分析已可看出，系统稳定与否是和正常运行的情况（PT 和 E' 大小）以及扰动情况（发生什么故障、何时切除）直接有关。为了确切判断系统在某个运行方式下，受到某种扰动后能否保持稳定，必须通过定量的分析计算。

根据图 1.1-10 和图 1.1-12 分析简单系统暂态稳定的物理过程，在故障发生后，从起始角 δ_0 到故障切除瞬间所对应的角 δ_c 这段时间里，发电机转子受到过剩转矩能量正比于加速面积 $abcd$ ， $defg$ 或 deh 对应于减速面积。可以证明，可以用加速面积等于制动面积来判定发电机的暂态稳定，称作等面积定则。

1.1.4.7 动态稳定

动态稳定涉及发电机的阻尼力矩问题。所谓阻尼力矩是指当发电机转速变化时，发电机本身所具有的反应于这种转速变化的力矩。所谓正的阻尼力矩，是指这种力矩的方向正好制止（阻尼）转速变化，即当转速增高到大于额定转速时，这个力矩起制动作用；而当转速降低到低于额定转速时，则起加速作用。反之，就叫作有负的阻尼力矩。而负的阻尼力矩的作用，则是进一步推动转速的变化，使之不断加大。影响发电机阻尼力矩的有多种因素，单就发电机本身结构来看，水轮发电机转子上的阻尼绕组或者是汽轮发电机整体转子本身，当发电机转速与电枢反应产生的旋转磁场的转速不相同，即 $\Delta\omega \neq 0$ 时，产生的是正的阻尼力矩。十分显然，如果 $\Delta\omega = 0$ ，阻尼力矩也当然为零，也就无所谓正负了。

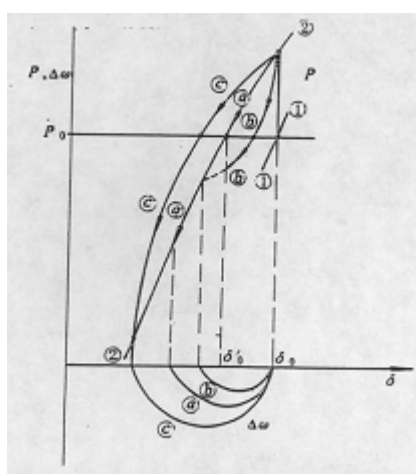


图 1.1-15 微扰动的动态稳定情况

1-①扰动前功角曲线；2-②扰动后功角曲线；

Ⓐ无阻尼力矩情况；Ⓑ正阻尼力矩情况；Ⓒ负阻尼力矩情况

由此可见，动态稳定问题发生在当发电机转子转速有所变化的情况下。仍以图 1.1-15 的情况为例。先说微扰动情况。假定由于系统的微小的状态变化，见图 1.1-15，例如无穷大母线侧电压微有增大，发电机的功角曲线将由曲线①跳到曲线②，并且应当稳定到新的角度 δ'_0 。在电压变化的开始，发电机输出的电功率大于机械输入功率 P_0 ，转子制动，转速开始降低， $\Delta\omega$ 为负值， δ 角也开始回摆。以没有阻尼的情况为标准。如果发电机有正的阻尼力矩，在整个转速下降过程中，这个阻尼力矩是加速力矩，因而由始点开始的功角曲线斜度将相对增大，在 δ 大于 δ'_0 时就将达到 P_0 值，然后向最后平衡点靠拢，经过一二个摇摆周期后，就可以达到新的稳定平衡，见图 1.1-15 中的曲线 b；如果发电机有负的阻尼力矩，由始点开始的功角曲线将变得较为平坦，因为在转速下降过程中，这个阻尼力矩将是制动力矩，使得在 δ 小于 δ'_0 时才能达到 P_0 值，然后进一步离开最终平衡点，经过这样的角度摇摆， δ 角愈摆愈大，直到超过 $(180^\circ - \delta'_0)$ 而失去稳定，见图 1.1-15 中的曲线 c。为了说清楚问题，图 1.1-15 中画出了第一个摇摆周期时，不同阻尼情况下的功角曲线 $P=f(\delta)$ 和 $\Delta\omega=f(\delta)$ 曲线。在大扰动情况下出现的动态稳定问题，其机理与此类同。

1.2 发电机保护需要考虑的故障形式及异常运行状态

发电机的故障类型主要有定子绕组故障和转子绕组故障。定子绕组故障：定子绕组相间短路；定子绕组一相的匝间短路；定子绕组单相接地；定子绕组开焊等。转子绕组故障：转子绕组一点接地或两点接地；转子励磁回路励磁电流消失。

1.2.1 定子绕组故障

发电机定子绕组故障主要是绝缘的损坏引起的。因为同步发电机组定子线棒嵌入在定子铁心槽中，而且多为双层布置，在一个槽中必有两个线棒，虽然上下线棒均有主绝缘，两层间还有层间绝缘，但是大型汽轮发电机定子绕组采用内冷水很普遍，漏水可以破坏绝缘；机端密封性差，端部引线积油、积尘以及过电压冲击等会引起绝缘损坏事故；线棒变形、振动而受到机械磨损及长期的受热和电老化也可以破坏绝缘。发电机定子绕组是分布式绕组，对于大型水轮机组每相分支数较多，气轮机组每相分支数多为2，较少为1，只要是双层分布式绕组，即使单分支绕组，不同铁心槽中上下线棒有的同相，又有不同相的，所以绝缘损坏事故必然引起定子绕组相间或匝间短路。上下层线棒与定子铁心间的绝缘损坏引起定子接地故障。由于定子线棒对铁心的绝缘比匝间绝缘弱及线棒在铁心中的布置结构决定了定子接地的概率大于相间及匝间故障的概率，又由于同名相两匝间的绝缘与异名相两匝间绝缘相同，而同名相两匝间的电压比异名相的低，所以匝间短路的几率小于相间短路，但是不可否认装设匝间保护的必要性。定子接地故障，相间故障及匝间故障的发生从绝缘损坏角度讲，没有固定的先后顺序，如果没有反映匝间故障的保护，一旦发生匝间故障，短路环电流往往与短路匝数成反比，较大的短路电流会引起接地故障，一般接地保护跳闸时间较长，会引起定子铁芯较大损坏。所以对于大型发电机组必须又完善的反映定子接地故障，相间故障及匝间故障的保护。

在发电机实际运行中定子绕组开焊故障超过匝间故障，但是要满足发电机低负荷时的定子绕组开焊的保护灵敏度是困难的，特别是每相分支数较多的大型水轮发电机困难更大，因为一个分支的开焊，各相电流变化较小。

1.2.2 转子绕组故障

发电机转子绕组故障也是由于绝缘损坏引起的。电刷粉末沉积在滑环下面的绝缘突出地方，使励磁回路绝缘电阻严重下降；氢内冷转子铜线匝上，带有开启式进氢出氢孔，在启动或停机过程中，由于转子绕组的活动，部分匝间绝缘垫片发生位移，使氢气孔部分堵塞，使转子绕组局部过热和绝缘损坏；转子绕组由于受潮、生锈或落入异物引起绝缘损坏，励磁回路故障等。

转子绕组绝缘破坏常见的故障形式有两种：转子绕组匝间短路和励磁回路接地。

转子绕组匝间短路必然使励磁电流增大，机组振动加剧，局部过热损坏主绝缘和铜线。励磁回路一点接地故障也是常见的故障，但是对发电机未造成损坏，但若再相继发生第二点接地故障，将严重威胁发电机安全。一点接地后继发第二点接地可能性较大，因为在一点接地后，转子绕组已确立地电位的基准点，当系统发生各种扰动时，定子绕组暂态过程必在转子绕组感应暂态过电压，使转子对地电压可能出现较大值，引发第二点接地故障，给发电机带来严重后果。两点接地时由于故障点流过相当大的故障电流而烧伤转子本体；由于部分绕组被短接，使气隙磁通失去平衡，从而引起振动，特别是多极电机引起更加严重的振动，特别是多极电机引起更加严重的振动，甚至造成灾难性后果。此外，汽轮发电机励磁回路两点接地，还可能使轴系和汽机磁化。

1.2.3 发电机的不正常运行状态

发电机的不正常运行状态主要有：由于外部短路引起的定子绕组过电流；由于负荷超过发电机额定容量则引起的三相对称过负荷；由外部不对称短路或不对称负荷（如单相负荷，非全相运行等）而引起的发电机负序过电流和过负荷；由于突然甩负荷而引起的定子绕组过电压；由于励磁回路故障或强励时间过长而引起的转子绕组过负荷；由于汽轮机主汽门突然关闭而引起的发电机逆功率。

对大型发电机， X_d 、 X'_d 、 X''_d 电抗普遍增大，还应考虑机与系统产生振荡，振荡中心可能落入发变组内，及低频、起停机、误上电、轴电流等现象。

具体来说，电压在 3kV 及以上，容量在 600MW 及以下的发电机，应对下列故障及异常运行方式，装设相应的保护。容量在 600MW 以上的发电机可参照执行：

- 定子绕组相间短路；
- 定子绕组接地；
- 定子绕组匝间短路；
- 发电机外部相间短路；
- 定子绕组过电压；
- 定子绕组过负荷；
- 转子表层（负序）过负荷；
- 励磁绕组过负荷；
- 励磁回路接地；
- 励磁电流异常下降或消失；
- 定子铁芯过励磁；
- 发电机逆功率；
- 频率异常；
- 失步；
- 发电机突然加电压；
- 发电机起停；
- 其他故障和异常运行。

各项保护装置，宜根据故障和异常运行方式的性质及动力系统具体条件，按各条的规定分别动作于：

- 停机 断开发电机断路器、灭磁，对汽轮发电机，还要关闭主汽门；对水轮发电机还要关闭导水翼；
- 解列灭磁 断开发电机断路器，灭磁，汽轮机甩负荷；
- 解列 断开发电机断路器，汽轮机甩负荷；
- 减出力 将原动机出力减到给定值；
- 缩小故障影响范围 例如双母线系统断开母线联络断路器等；
- 程序跳闸 对汽轮发电机首先关闭主汽门，待逆功率继电器动作后，再跳发电机断路器并灭磁。对水轮发电机，首先将导水翼关到空载位置，再跳开发电机断路器并灭磁；
- 减励磁 将发电机励磁电流减至给定值；
- 励磁切换 将励磁电源由工作励磁电源系统切换到备用励磁电源系统；
- 厂用电源切换 由厂用工作电源供电切换到备用电源供电；
- 分出口 动作于单独回路；
- 信号 发出声光信号。

1.2.4 大机组特点及对继电保护的要求

1) 大型机组有效材料利用率提高

大容量机组的体积并不随容量成比例地增大, 定子及转子重量增加的比例小于容量增加的比例。有效材料利用率的提高的直接后果是机组惯性常数明显降低, 使发电机易于失步, 因此大型机组必须装设失步保护。

有效材料利用率提高的另一后果是发电机热容量与铜损和铁损之比显著下降。比如 20 万 KW 定子绕组过负荷能力 1.5 倍额定电流允许持续时间 120S, 转子绕组过负荷能力为 2 倍额定励磁电流允许时间 30S; 对于 60 万 KW 汽轮发电机定子绕组 1.5 倍额定电流允许持续时间 30S, 转子绕组过负荷能力为 2 倍额定励磁电流, 允许时间 10S。转子表层承受负序过负荷能力, 中小机组(间接冷却方式下)为 30(汽轮发电机)或 40(水轮发电机), 直接冷却方式的大型机组一般为 3~8。为了在确保直接冷却方式大型机组安全运行的条件下充分发挥机组的过负荷能力, 定子绕组和转子绕组的过负荷保护、转子负序保护都不能再沿用定时限继电器, 代之而起的是反时限特性的过负荷继电器和负序电流继电器。

2) 电机参数的变化

电机参数的变化主要表现在 x_d 、 x'_d 、 x''_d 等电抗普遍增大, 定子、转子绕组电阻普遍减小, 其结果为:

短路电流水平下降, 要求继电保护更加灵敏。

定子回路时间常数 T_a 、及比值 T_a/T''_a 显著增大, 使定子非周期分量电流的, 减小大大变慢(中小机组 T_a 0.1~0.16S, 60 万 KW 0.3S~0.7S), 严重恶化了保护用互感器的工作特性, 也加速了转子不对称短路的附加发热, 使负序保护进一步复杂化。非周期电流的长期存在, 使暂态短路短路电流在若干个周期内不通过零点, 使断路器断流条件恶化。

由于 x_d 的增大使发电机的静稳储备系数减小, 因此系统受到扰动或发电机发生失磁故障时, 很容易失去静态稳定, 保护必须注意这种情况。

由于 x_d 、 x'_d 、 x''_d 等电抗的增大, 使发电机异步转距大大降低, 例如一般中小汽轮机组平均异步转距 2~3 倍额定转距, 而大型机组却只有近于或低于额定值, 因此大型机组失磁异步滑差大, 从系统吸收感性无功多, 允许异步运行负载小、时间短, 所以大型机组需要性能完善的失磁保护。

由于 x_d 增大, 使大型机组在满载突然甩负荷下, 变压器过励磁比中小机组更为严重。

3) 结构工艺方面

由于大机组的材料利用率高, 就必须用复杂的冷却方式, 这种直接冷却发电机故障率增加了。在铁心通风方面, 不仅有横向通风槽, 还有轴向通风槽、大齿横向通风槽等, 使铁心检修困难, 转子承受负序能力降低。

单机容量的增大, 汽轮发电机轴向长度与直径之比明显增大, 这将使机组振动加剧, 匝间绝缘磨损明显加快, 有时还可能引起冷却系统故障, 因此要加装匝间保护和漏水保护。振动的加剧还将气隙磁场产生不稳定畸变。

大型水轮发电机并联分支数较多, 每个分支电流不大, 但每相总电流很大中性点引出方式对保护配置影响较大。若采用分布中性点(即将各分支的三相先分别结成分支中性点, 然后将所有分支中性点接成总的中性点引出机体外), 或中性点没有引出六相端子, 则必须有新的匝间保护方案。

4) 运行方面的考虑

大型机组接成单元式接线, 机端与厂变高压侧不设断路器。在发电机失磁后机端电压严重下降, 所以必须考虑到厂用电安全。

第2章 保护配置原则

中国电力行业“继电保护和安全自动装置技术规程（GB/T14285-2006）”中有关发电机保护、变压器保护的有关条文对发电机或发变组保护的配置原则的规定如下，此配置原则适用于中国大陆地区的所有电厂。对于中国大陆以外的国家和地区，可作为参考。以下内容是对上述规程的内容引用。

2.1 发电机保护

2.1.1 对发电机定子绕组及其引出线的相间短路故障

- 应按下列规定配置相应的保护作为发电机的主保护：
- 1MW 以上的发电机，应装设纵联差动保护。
- 对 100MW 以下发电机变压器组，当发电机与变压器之间有断路器时，发电机与主要变压器宜分别装设单独的纵联差动保护功能。
- 对 100MW 及以上发电机变压器组，应装设双重主保护，每一套主保护应具有发电机纵联差动保护和变压器纵联差动保护功能。
- 在穿越性短路、穿越性励磁涌流及自同步或非同步合闸过程中，纵联差动保护应采取措施，减轻电流互感器饱和及剩磁影响，提高保护动作可靠性。
- 纵联差动保护，应装设电流回路断线监视装置，断线后动作于信号。电流回路断线允许差动保护跳闸。
- 本条中规定装设的过电流保护、电流速断保护、低电压保护、低压过流和差动保护均应动作于停机。

2.1.2 发电机定子绕组的单相接地故障的保护

发电机定子绕组单相接地故障电流允许值按制造厂的规定值，可参照下表中所列数据。

表 2.1-1 发电机定子绕组单相接地故障电流允许值

发电机额定电压 (kV)	发电机额定容量 (MW)		接地电流允许值 (A)
≤6.3	≤50		4
10.5	汽轮机发电机	50~100	3
	水轮发电机	10~100	
13.8~15.75	汽轮机发电机	125~200	2 ¹⁾
	水轮发电机	40~225	
18~20	300~600		1

注：1) 对氢冷发电机为 2.5A

发电机变压器组：对 100MW 以下发电机，应装设保护区不小于 90% 的定子接地保护，对 100MW 及以上的发电机，应装设保护区的 100% 的定子接地保护。保护带时限动作于信号，必要时也可以动作于停机。为检查发电机定子绕组和发电机回路的绝缘状况，应在发电机端装设测量零序电压的电压表。

2.1.3 对发电机定子匝间短路

- 应按下列规定装设定子匝间保护：

- 对定子绕组为星形接线、每相有并联分支且中性点侧有分支引出端的发电机，应装设零序电流型横差保护或裂相横差保护。200MW 及以上发电机有条件时可装设双重化横差保护。
- 50MW 及以上发电机，当定子绕组星形接线，中性点只有三个引出端子时，根据用户和制造厂的要求，也可装设专用的匝间短路保护。

2.1.4 对发电机外部相间短路故障和作为发电机主保护的后备

应按下列规定配置相应的保护,保护装置宜配置在发电机中性点侧。

- 1MW 以上的发电机，宜装设复合电压(包括负序电压及线电压)起动的过电流保护,灵敏度不满足要求时可增设负序过电流保护。
- 50MW 及以上的发电机,宜装设发电机,宜装设负序过电流保护和单元件低压起动过电流保护。
- 自并励（无串联变压器）发电机，宜采用带电流记忆（保持）的低压过流保护。
- 并列运行的发电机和发电机变压器组的后备保护，对所连接母线的相间故障，应具有必要的灵敏系数，并不宜低于表 2.1.2.3（表在原文中）短路保护的最小灵敏系数所列数值。
- 本条中规定装设的以上各项保护装置,宜带有二段时限,以较短的时限动作于缩小故障影响的范围或动作于解列,以较长的时限动作于停机。
- 对于按 2.2.8.2 条和 2.2.9.2 条规定装设了定子绕组反时限过负荷及反时限负序过负荷保护，且保护综合特性对发电机变压器组所连接高压母线的相间短路故障具有必要的灵敏系数，并满足时间配合要求，可不再装设 2.2.6.2 条规定的后备保护。保护宜动作于停机。

2.1.5 对发电机定子绕组的异常过电压

应按下列规定装设过电压保护：

- 对水轮发电机，应装设过电压保护，其整定值根据定子绕组绝缘状况决定。过压保护宜动作于解列灭磁。
- 对于 100MW 及以上的汽轮发电机，宜装设过电压保护，其整定值根据定子绕组绝缘状况决定，过电压保护宜动作于解列灭磁或程序跳闸。

2.1.6 对过负荷引起的发电机定子绕组过电流

应按下列规定装设定子绕组过负荷保护：

- 定子绕组非直接冷却的发电机，应装设定时限过负荷保护，保护接一相电流,带时限动作于信号。
- 定子绕组为直接冷却且过负荷能力较低（例如低于 1.5 倍、60s）过负荷保护由定时限和反时限两部分组成。
- 定时限部分：动作电流按在发电机长期允许的负荷电流下能可靠返回的条件整定，带时限动作于信号，在有条件时，可动作于自动减负荷。
- 反时限部分：动作特性按发电机定子绕组的过负荷能力确定，动作于停机。保护应反应电流变化时定子绕组的热积累过程。不考虑在灵敏系数和时限方面与其他相间短路保护相配合。

2.1.7 对不对称负荷、非全相运行及外部不对称短路引起起的负序电流

应按下列规定装设发电机转子表层过负荷保护：

- 50MW 及以上，A 值大于 10（转子表层承受负序电流能力的常数）的发电机，应装设定时限负序过负荷保护。保护与 2.2.6.3 条的负序过电流保护组合在一起。保护装置的动作电流

按躲过发电机长期允许的负序电流值和躲过最大负荷下负序电流滤过器的不平衡电流值整定，带时限动作于信号。

- 100MW 及以上 A 值小于 10 的发电机，应装设由定时限和反时限两部分组成的转子表层过负荷保护。
- 定时限部分：动作电流按发电机长期允许的负序电流值和躲过最大负荷下负序电流滤过器的不平衡电流值整定，带时限动作于信号。
- 反时限部分：动作特性按发电机承受负序电流的能力确定，动作于停机。保护应能反应电流变化时发电机转子的热积累过程。不考虑在灵敏系数和时限方面与其他相间短路保护相配合。

2.1.8 对励磁系统故障或强励时间过长的励磁绕组过负荷

- 在 100MW 及以上采用半导体励磁的发电机上，应装设励磁绕组过负荷保护。
- 对 300MW 以下，采用半导体励磁系统的发电机，可装设定时限励磁绕组过负荷保护，保护装置带时限动作于信号和降低励磁电流。
- 对 300MW 及以上的发电机其励磁绕组过负荷保护可由定时限和反时限组成。
- 定时限部分：动作电流按正常运行最大励磁电流下能可靠返回的条件整定，带时限动作于信号和降低励磁电流。
- 反时限部分：动作特性按发电机励磁绕组的过负荷能力确定，并动作于解列灭磁或程序跳闸。保护应能反应电流变化时励磁绕组的热积累过程。

2.1.9 发电机的转子一点接地故障

- 1MW 及以下发电机的转子一点接地故障可装设定期检测装置。1MW 以上发电机，应装设专用的转子一点接地保护装置，延时动作于信号，宜减负荷平稳停机有条件时可动作于程序跳闸，对旋转励磁的发电机宜装设一点接地故障定期检测装置。

2.1.10 对励磁电流异常下降或完全消失的失磁故障

应按下列规定装设失磁保护装置：

- 不允许失磁运行的发电机及失磁对电力系统有重大影响的发电机应装设专用的失磁保护。
- 对汽轮发电机，失磁保护宜瞬时或短延时动作于信号。有条件的机组可进行励磁切换。失磁后母线电压低于允许值时，带时限动作于解列。当发电机母线电压低于保证厂用电稳定运行要求的电压时，带时限动作于解列并切换厂用电源。有条件时机组失磁保护也可动作于自动减出力。当减出力至发电机失磁允许负荷以下，其运行时间接近于失磁场允许运行限时时，可动作于程序跳闸。
- 对水轮发电机，失磁保护应带时限动作于解列。

2.1.11 300MV 及以上发电机的过励磁

应装设过励磁保护。保护装置可装设由低定值和高定值二部分组成的定时限过励磁保护或反时限过励磁保护，有条件时应优先装设反时限过励磁保护。

- 定时限过励磁保护：
低定值部分：带时限动作于信号和降低励磁电流。
高定值部分：动作于解列灭磁。
- 反时限过励磁保护：

反时限过励磁通过对给定的反时限动作特性曲线进行线性化处理，在计算得到过励磁倍数后，采用分段线性插值求出对应的动作时间，实现反时限。反时限过励磁保护具有累积和散热功能。

给定的反时限动作特性曲线由输入的多组定值得到。

反时限的保护特性曲线应与发电机的允许过励磁能力相配合。

汽轮发电机装设了过励磁保护可不再装设过电压保护。

2.1.12 对发电机变电动机运行的异常运行方式

- 200MW 及以上的汽轮发电机，宜装设逆功率保护。对燃汽轮机电机，应装设逆功率保护。保护装置由灵敏的功率继电器构成，带时限动作于信号，经气轮机允许的逆功率时间延时动作于解列。

2.1.13 对低于额定频率带负载运行的 300MW 及以上汽轮发电机

- 应装设低频保护。保护动作于信号，并有累计时间显示。

2.1.14 对失步运行

- 300MW 及以上发电机宜装设失步保护。在短路故障、系统同步振荡、电压回路断线等情况下，保护不应误动作。
- 通常保护动作于信号。当振荡中心在发电机变压器组内部，失步运行时间超过整定值或电流振荡次数超过规定值时，保护还应动作于解列，并保证断路器断开时的电流不超过断路器允许的开断电流。

2.1.15 对 300MW 及以上容量机组的异常运行方式

- 对 300MW 及以上汽轮发电机，发电机励磁回路一点接地、发电机运行频率异常、励磁电流异常下降或消失等异常运行方式，保护动作于停机，宜采用程序跳闸方式。采用程序跳闸方式，由逆功率继电器作为闭锁元件。

2.1.16 对调相运行的水轮发电机

- 在调相运行期间有可能失去电源时，应装设解列保护，保护装置带时限动作于停机。

2.1.17 对于发电机起停机过程中发生的故障和异常运行

- 对于发电机起停机过程中发生的故障、断路器断口闪络及发电机轴电流过大等故障和异常运行方式，可根据机组特点和电力系统运行要求，采取措施或增设相应保护。对 300MW 及以上机组宜装设突然加电压保护。

2.1.18 对于抽水蓄能发电机组

- 抽水蓄能发电机组应根据其机组容量和接线方式装设与水轮发电机相当的保护，且应能满足发电机和调相机运行或电动机运行不同运行方式的要求，并宜装设变频起动和发电机制动停机需要的保护。
- 差动保护宜采用同一套差动保护装置能满足发电机和电动机两种不同运行方式的保护方案。
- 应装设能满足发电机或电动机两种不同运行方式的定时限或反时限负序过电流保护。应根据发电额定容量装设逆功率保护，并应在切换到抽水运行方式时自动退出逆功率保护。

- 应根据机组容量装设能满足发电机运行或电动机运行的失磁、失步保护。并由运行方式切换发电机运行或电动机运行方式下其保护的投退。
- 变频启动时宜闭锁可能由谐波引起误动的各种保护，启动结束时应自动解除其闭锁。
- 对发电机电制动停机，宜装设防止定子绕组端头短接触不良的保护。保护可短延时动作于切断电制动励磁电流。电制动停机过程宜闭锁会发生误动的保护。

2.1.19 双重化配置原则

- 对于 100MW 及以上容量的发电机变压器组装设数字式保护时,除非电量保护外,应双重化配置。当断路器有两组跳闸线圈时,两套保护宜分别动作于断路器的一组跳闸线圈。
- 对于 600MW 及以上容量的发电机组装设双重化保护,对于非电量保护应根据主设备配套情况,有条件的也可以进行双重化配置。

2.1.20 对自并励发电机的励磁变压器

- 宜采用电流速断保护作为主保护,过流保护作为后备保护。

2.2 电力变压器保护配置原则

2.2.1 对升压、降压、联络变压器的下列故障及异常运行方式

应按本条的规定装设相应的保护装置;

- 绕组及其引出线的相间短路和中性点直接接地或经小电阻接地侧的单相接地短路;
- 绕组的匝间短路;
- 外部相间短路引起的过电流;
- 中性点直接接地或经小电阻接地电力网中,外部接地短路引起的过电流及中性点过电压;
- 过负荷;
- 过励磁;
- 中性点非直接接地侧的单相接地故障;
- 油面降低;
- 变压器油温、绕组温度过高及油箱压力过高和冷却系统故障。

2.2.2 瓦斯保护的配置

- 0.8MVA 及以上油浸式变压器和 0.4MVA 及以上车间内油浸式变压器,均应装设瓦斯保护。当壳内故障产生轻微瓦斯或油面下降时,应瞬时动作于信号;当壳内故障产生大量瓦斯时,应瞬时动作于断开变压器各侧断路器。
- 带负荷调压变压器充油调压开关,亦应装设瓦斯保护。
- 瓦斯保护应采取措施,防止因瓦斯继电器的引线故障、震动等引起瓦斯保护误动作。

2.2.3 对变压器的内部、套管及引出线的短路故障

- 按其容量及重要性的不同,应装设下列保护作为主保护,并瞬时动作于断开变压器的各侧断路器。
- 电压在 10kV 及以下,容量在 10MVA 及以下的变压器,采用电流速断保护。

- 电压在 10kV 以上,容量在 10MVA 及以上的变压器,采用纵差保护。对于电压为 10kV 的重要变压器当电流速断保护灵敏度不符合要求时也可采用纵差保护。
- 电压为 220kV 及以上变压器装设数字式保护时,除非电量保护外,应采用双重化保护配置。当断路器有两组跳闸线圈时,两套保护宜分别动作于断路器的一组跳闸线圈。

2.2.4 纵联差动保护应满足下列要求:

- 应能躲过励磁涌流和外部短路产生的不平衡电流;
- 在变压器过励磁时不应误动作;
- 在电流回路断线时应发出断线信号,电流回路断线允许差动保护动作跳闸;
- 在正常情况下,纵联差动保护的保护区应包括变压器套管和引出线,如不能包括引出线时,应采用快速切除故障的辅助措施。在设备检修等特殊情况下,允许差动保护短时利用变压器套管电流互感器。此时套管和引线故障由后备保护动作切除;如电网安全稳定运行有要求时,应将纵联差动保护切至旁路断路器的电流互感器。

2.2.5 对外部相间短路引起的变压器过电流

- 变压器应装设相间短路后备保护,保护带延时跳开相应的断路器。相间短路的后备保护宜选用过电流保护、复合电压(负序电压和线间电压)启动的过电流保护或复合电流保护(负序电流和单相式电压启动的过电流保护)。
- 35KV—66KV 及以下中小容量的降压变压器,宜采用过电流保护。保护的整定值要考虑变压器可能出现的过负荷。
- 110kV--500kV 降压变压器、升压变压器和系统联络变压器,相间短路后备保护用过电流保护不能满足灵敏度要求时,宜采用复合电压起动的过电流保护或复合电流保护。

2.2.6 对降压变压器,升压变压器和系统联络变压器

- 根据各侧连接的系统和电源情况的不同,应配置不同的相间短路后备保护,该保护宜考虑能反映电流互感器与断路器之间的故障。
- 单侧电源的双绕组变压器和三绕组变压器,相间短路后备保护应装于各侧。非电源侧保护带两段或三段时限,用第一时限断开本侧母联或分段断路器,缩小故障影响范围;用第二时限断开本侧断路器;用第三时限断开变压器各侧断路器。电源侧保护带一段时限,断开变压器各侧断路器。
- 两侧或三侧有电源的双绕组变压器和三绕组变压器,各侧相间短路后备保护可带两段或三段时限为满足选择性要求或为降低后备保护的動作时间,相间短路后备保护可带方向,方向宜指向各侧母线,但断开变压器各侧断路器的后备保护不带方向。
- 低压侧有分支,并接至分开运行母线段的降压变压器,除在电源侧装设保护外,还应在每个分支装设相间短路后备保护
- 如变压器低压侧无专用母线保护,变压器高压侧相间短路后备保护,对低压侧母线相间短路灵敏度不够时,为提高切除低压侧母线故障的可靠性,可在变压器低压侧配置两套相间短路后备保护。该两套后备保护接至不同的电流互感器。
- 发电机变压器组,在变压器低压侧不另设相间短路后备保护,而利用装于发电机中性点侧的相间短路后备保护,作为高压侧外部,变压器和分支线相间短路后备保护。
- 相间后备保护对母线故障灵敏度应符合要求。为简化保护,当保护作为相邻线路的远后备时,可适当降低对保护灵敏度的要求。

2.2.7 与 110kV 及以上中性点直接接地电网连接的变压器

- 与 110kV 及以上中性点直接接地电网连接的降压变压器、升压变压器和系统联络变压器对外部单相单相接地短路引起的过电流,应装设接地短路后备保护,该保护宜考虑能反映电流互感器与断路器之间的接地故障。
- 在中性点直接接地的电网中,如变压器中性点直接接地运行,对单相接地引起的变压器过电流,应装设零序过电流保护。保护可由两段组成,其动作电流应与相关线路零序过电流保护相配合。每段保护可设两个时限,并均以较短时限动作于缩小故障影响范围,或动作于本侧断路器;以较长时限动作于断开变压器各侧断路器。
- 对 330kV、500kV 变压器,为降低零序过电流保护的动作时间和简化保护,高压侧零序一段只带一个时限,动作于断开变压器高压侧断路器;二段也只带一个时限,动作于断开变压器各侧断路器。
- 对自耦变压器和高、中压侧均直接接地的三绕组变压器,为满足选择性要求,可增设零序方向元件,方向指向各侧母线
- 普通变压器的零序过电流保护,应接到变压器中性点引出线回路的电流互感器;零序方向过电流保护宜接到高、中压侧三相电流互感器的零序回路;自耦变压器的零序过电流保护应接高、中压侧电流互感器的零序回路。
- 对自耦变压器,为增加切除单相接地短路的可靠性,可在变压器中性点回路增设零序过电流保护。
- 为提高切除自耦变压器内部单相接地短路故障的可靠性,可增设只接入高、中压侧和公共绕组回路电流互感器的星形接线电流相差动保护或零序差动保护。

2.2.8 接地变压器接地故障或过电压保护

- 110kV、220kV 中性点直接接地的电力网中,当低压侧有电源的变压器中性点可能接地运行或不接地运行时,对外部单相接地短路引起的过电流,以及对因失去接地中性点引起的变压器中性点电压升高,应按下列规定装设保护:

2.2.9 全绝缘变压器

- 应按 2.2.7 条规定装设零序过电流保护,满足变压器中性点直接接地运行的要求。此外,应增设零序过电压保护,当变压器所连接的电力网失去接地中性点时,零序过电压保护经 0.3~0.5s 时限动作断开变压器各侧断路器。

2.2.10 分级绝缘变压器

- 为限制此类变压器中性点不接地运行时可能出现的中性点过电压,在变压器中性点应装设放电间隙。此时应装设用于中性点直接接地和经放电间隙接地的两套零序过电流保护。此外,还应增设零序过电压保护。用于中性点直接接地运行的变压器按 2.2.7 条的规定装设保护。用于经间隙接地的变压器,装设反应间隙放电的零序电流保护和零序过电压保护。当变压器所接的电力网失去接地中性点,又发生单相接地故障时,此电流电压保护动作,经 0.3~0.5s 时限动作断开变压器各侧断路器。

2.2.11 10KV—66KV 系统专用接地变压器

- 应按 4.3.3.1、4.3.3.2、4.3.5 (原文条目) 各条的要求配置主保护和相间后备保护。对低电阻接地系统的接地变压器,还应配置零序过电流保护。零序过电流保护宜接于接地变压器中性点回路中的零序电流互感器。当专用接地变压器不经断路器直接接于变压器低压侧时,零序过电流保护宜有三个时限,第一时限断开低压侧母联或分段断路器,第二时限断开主变低压侧断路器,第三时限断开变压器各侧断路器。当专用接地变压器接于低压侧母

线上，零序过电流保护宜有两个时限，第一时限断开母联或分段断路器，第二时限断开接地变压器断路器及主变压器各侧变压器。

2.2.12 一次接入 10kV 及以下非有效接地系统

- 一次接入 10kV 及以下非有效接地系统，绕组为星形—星形接线，低压侧中性点直接接地的变压器，对低压侧单相接地短路应装设下列保护之一：
- 在低压侧中性点回路装设零序过电流保护。
- 灵敏度满足要求时，利用高压侧的相间过电流保护，此时该保护应采用三相式，保护带时限断开变压器各侧。

2.2.13 小容量并列运行变压器及作为负荷备用电源的单台变压器

- 0.4MVA 及以上数台并列运行的变压器和作为其它负荷备用电源的单台运行变压器,根据实际可能出现过负荷情况,应装设过负荷保护。自藕变压器和多绕组变压器,过负荷保护应能反应公共绕组及各侧过负荷情况。
- 过负荷保护可为单相式，具有定时限或反时限的动作特性。对经常有人值班的厂、所过负荷保护动作于信号；在无经常值班人员变电所，过负荷保护可动作跳闸或切除部分负荷。

2.2.14 330kV 及以上变压器

- 对于高压侧为 330kV 及以上的变压器，为防止由于频率降低或电压升高引起变压器磁密过高而损坏变压器，应装设过励磁保护。保护应具有定时限或反时限特性并与被保护变压器的励磁特性相配合。定时限保护由两段组成，低定值动作于信号；高定值动作于跳闸。

2.2.15 其他非电量保护

- 对变压器油温、绕组温度及油箱内压力升高超过允许值和冷却系统故障，应装设动作于跳闸或信号的装置。
- 变压器非电量保护不应启动失灵保护。

第3章 保护元件工作原理

3.1 装置起动元件

RCS-985 管理板针对不同的保护用不同的起动元件来起动，并且只有该种保护投入时，相应的起动元件才能起动。当各起动元件动作后展宽 500ms，开放出口正电源。CPU 板各保护动作元件只有在其相应的起动元件动作后，同时管理板对应的起动元件动作后才能跳闸出口；否则会有不对应起动报警。

- 发电机变压器差动保护、主变差动保护起动

发电机变压器差动起动：当发变组差动电流大于差动电流起动整定值时，起动元件动作。

主变差动起动：当主变差动电流大于差动电流起动整定值时，起动元件动作。

主变差动差流工频变化量起动时，起动元件动作。

- 变压器后备保护起动

相电流起动：当主变三相电流最大值大于相电流整定值时，起动元件动作。

工频变化量相电流起动：当相电流的工频变化量大于 $0.2I_n$ 时，起动元件动作。

零序电流起动：当主变零序电流大于零序电流整定值时，起动元件动作。

间隙零序电流起动：当主变间隙零序电流大于间隙零序电流整定值时，起动元件动作。

间隙零序电压起动：当间隙零序电压大于间隙零序电压整定值时，起动元件动作。

- 高厂变差动保护起动

高厂变差动起动：高厂变差动电流大于差动电流起动整定值时，起动元件动作。

- 高厂变后备保护起动

电流起动：当高厂变高压侧三相电流最大值大于相电流整定值时，起动元件动作。

分支电流起动：当 A、B 分支三相电流最大值大于相电流整定值时，起动元件动作。

分支零序电流起动：当 A、B 分支零序电流大于零序电流整定值时，起动元件动作。

- 发电机纵差、裂相横差保护起动

发电机纵差起动：当三相差动电流大于差动电流起动整定值时，起动元件动作。

当差流工频变化量起动时，起动元件动作。

裂相横差起动：当三相差动电流最大值大于差动电流起动整定值时，起动元件动作。

- 发电机匝间保护起动

单元件横差起动：当横差电流大于横差保护整定值时，起动元件动作。

零序电压匝间保护起动：当纵向零序电压大于纵向零序电压整定值时，起动元件动作。

工频变化量方向匝间保护起动：当发电机负序电压、负序电流及负序功率工频变化量大于起动门槛时，起动元件动作。

- 发电机定子接地保护起动

零序电压起动：当发电机机端、中性点零序电压大于零序电压整定值时，起动元件动作。

三次谐波电压比率起动：当三次谐波电压比率大于整定值时，起动元件动作。

三次谐波电压差动起动：当三次谐波电压差值大于整定值时，起动元件动作。

- 发电机转子接地保护起动

发电机转子一点接地起动：当转子接地电阻小于整定值时，起动元件动作。

发电机转子两点接地起动：当转子接地位置变化大于整定值时，起动元件动作。

- 发电机定子过负荷保护起动

定时限过负荷起动：当发电机三相电流最大值大于定时限整定值时，起动元件动作。

反时限过负荷起动：当反时限累计值大于反时限整定值时，起动元件动作。

- 发电机负序过负荷保护起动

定时限负序过负荷起动：当发电机负序电流大于定时限整定值时，起动元件动作。

反时限负序过负荷起动：当反时限累计值大于反时限整定值时，起动元件动作。

- 发电机失磁保护起动

当阻抗轨迹进入阻抗圆时，起动元件动作。

- 发电机失步保护起动

当阻抗轨迹离开阻抗边界时，起动元件动作。

- 发电机过电压保护起动

当发电机三相相间电压最大值大于整定值时，起动元件动作。

- 发电机过励磁保护起动

定时限过励磁起动：当测量值 U/F 大于定时限整定值时，起动元件动作。

反时限过励磁起动：当过励磁反时限累计值大于反时限整定值时，起动元件动作。

- 发电机逆功率保护起动

当发电机反向功率大于逆功率整定值时，起动元件动作。

- 发电机频率保护起动

低频保护起动：当发电机低频运行时间大于整定值时，起动元件动作。

频率保护起动：当发电机频率高于定值运行时间大于整定值时，起动元件动作。

- 发电机误上电保护起动

误合闸保护起动：当发电机三相电流最大值大于误合闸保护整定值时，起动元件动作。

断路器闪络保护起动：当发电机负序电流大于闪络保护定值时，起动元件动作。

- 启停机保护起动

主变、发电机、厂变、励磁变差流大于整定值时，起动元件动作。

当发电机零序电压大于整定值时，起动元件动作。

当发电机中性点低频电流大于整定值时，起动元件动作。

- 励磁变（励磁机）差动、过流保护起动

励磁差动起动：当三相差动电流最大值大于差动电流起动整定值时，起动元件动作。

励磁变（机）过流起动：当三相电流最大值大于整定值时，起动元件动作。

- 励磁绕组过负荷保护起动

励磁绕组定时限过负荷起动：当励磁绕组三相电流最大值大于定时限整定值时，起动元件动作。

励磁绕组反时限过负荷起动：当反时限积累值大于反时限整定值时，起动元件动作。

- 非电量保护起动

当非电量保护延时时间大于整定值时，起动元件动作。

3.2 纵差保护

发电机定子纵差保护是发电机定子绕组相间短路主保护。用于各被保护元件的纵差保护也分别是其主保护。

3.2.1 差动保护基本原理

差动保护比较被保护设备各引出线上的电流。如果规定电流的正方向为流入被保护设备，各引出线之间在电路上相联时，被保护设备可看作是电路中的一个节点。在正常运行即外部短路时按照基而霍夫电流定律有：

$$\sum_{j=1}^n \dot{I}_j = 0 \quad (\text{公式 3.2-1})$$

式中： $\dot{I}_j$ 引出线 j 上流入被保护设备相电流。

（公式 3.2-1）对每相都成立。在内部短路时，当总短路电流可以在故障点流入地或其它支路（如流入其它相）时：

$$\sum_{j=1}^n \dot{I}_j = \dot{I}_F \quad (\text{公式 3.2-2})$$

式中 $\dot{I}_F$ 故障点总短路电流。差动继电器实现判据是：

$$I^d = \left| \sum_{j=1}^n \dot{I}_j \right| \geq I^0 \quad (\text{公式 3.2-3})$$

I^d ：差动电流， I^0 ：差动继电器启动电流。

差动保护基本原理说明，不考虑 TA 误差，在正常及外部故障时 $I_d = 0$ 。差动保护可靠不动作；

在内部故障时 $I_d = I_F > I_0$ ，可靠地动作；纵联差动保护有绝对的选择性，保护动作不需延时。所以差动保护有选择性好、灵敏、快速的优点。

3.2.2 稳态发电机纵向差动保护

3.2.2.1 发电机纵差保护实现方式

发电机差动保护 TA 安装示意图如图 3.2-1 所示：用每相定子绕组的机端与中性点 TA 电流实现差动。两侧 TA 内部任一点发生相间短路，保护动作。

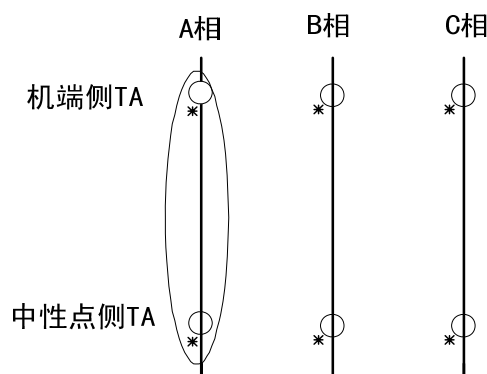


图 3.2-1 发电机纵差保护 TA 配置

3.2.2.2 在实际工程中发电机差动保护存在的问题

由于发电机普遍采用 P 级 TA，在区外故障及非同期合闸时，除了有较大周期性电流外，还有较大非周期分量电流，特别是大机组时间常数较大，两侧 P 级 TA 在长时间短路电流作用下，难以保证传遍特性的一致，不可避免产生较大的暂态不平衡电流，传统固定斜率比例差动不能与不平衡电流很好地配合。

内部故大型发电机造价昂贵，内部故障造成的损失巨大，内部相间故障由于故障点电势可能较低，故障时受过渡电阻影响较大，如何采用新原理，不受过渡电阻影响，提高内部故障时保护灵敏度已成为重要课题。

发电机差动 TA 尽管同型，但两侧电缆长度可能不一致，部分机组 TA 不是真正同型；区外故障电流倍数尽管小，但非周期分量衰减慢，结果发电机差动定值整定较低，其结果，导致 TA 饱和，不平衡差流增大，差动保护屡有误动发生。

3.2.2.3 RCS-985 装置保护新原理

在 RCS-985 中，发电机纵差保护包括工频变化量比率差动、变斜率比率差动、高值比率差动 3 种原理。它们具有以下技术特点：

首先将工频变化量原理引入纵差保护，工频变化量比率差动只反应故障分量，不受发电机正常运行时的负荷电流的影响，受过渡电阻的影响小，极大地提高了发电机、变压器内部轻微故障时保护的灵敏度；采用浮动门槛等自适应技术，区外故障不会误动。

变斜率比率差动动作特性较好地与差电流的不平衡电流配合（因为差电流的不平衡电流的增加随制动电流的增加是非线性的）。与传统纵差相比，增加了灵敏动作区，减少了易动作区；由于一开始就带制动并且采用了频率跟踪技术，因此、差动起始值可以安全地降低，提高了发电机内部故障时，尤其是机组起停过程中（45~55Hz）内部轻微故障差动保护的灵敏度。

高值比率差动由高比率制动系数抗 TA 饱和，区内严重故障时快速动作。

发生故障时，保护装置利用差电流工频变化量和制动工频变化量是否同步出现，先判出是区内还是区外故障（同步出现为区内、不同步出现为区外），如区外故障，则投入 TA 饱和闭锁判据，可靠防止 TA 饱和引起的比率差动保护误动。

3.2.2.4 RCS-985 系列稳态发电机纵差保护动作原理

以下是发电机纵差保护、发电机不完全纵差、发电机裂相横差保护、励磁机差动保护等的动作特性及实现方法。

1) 比率差动动作特性

比率差动动作特性如图 3.2-2。

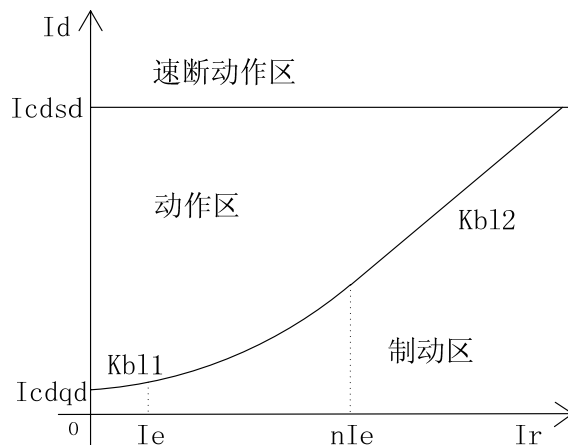


图 3.2-2 比率差动保护的动作特性

比率差动保护的动作方程如下：

$$\begin{cases} I_d > K_{bl} \times I_r + I_{cdqd} & (I_r < nI_e) \\ K_{bl} = K_{bl1} + K_{blr} \times (I_r / I_e) \\ I_d > K_{bl2} \times (I_r - nI_e) + b + I_{cdqd} & (I_r \geq nI_e) \\ K_{blr} = (K_{bl2} - K_{bl1}) / (2 \times n) \\ b = (K_{bl1} + K_{blr} \times n) \times nI_e \end{cases} \quad (\text{公式 3.2-4})$$

$$\begin{cases} I_r = \frac{|\dot{I}_1 - \dot{I}_2|}{2} \\ I_d = |\dot{I}_1 + \dot{I}_2| \end{cases}$$

式中： I_d 为差动电流， I_r 为制动电流， I_{cdqd} 为差动电流起动定值， I_e 为发电机额定电流。

两侧电流定义：

对于发电机差动，其中 I_1 、 I_2 分别为机端、中性点侧电流；

对于发电机不完全差动（即发电机差动 2）， I_1 、 I_2 分别为机端、中性点 2 分支电流；

对于裂相横差，其中 I_1 、 I_2 分别为中性点侧两分支组电流。

比率制动系数定义：

K_{bl} 为比率差动制动系数， K_{blr} 为比率差动制动系数增量；

K_{bl1} 为起始比率差动斜率，定值范围为 0.05~0.15，一般取 0.05；

K_{bl2} 为最大比率差动斜率，定值范围为 0.30~0.70，一般取 0.5；

n 为最大比率制动系数时的制动电流倍数，装置内部固定取 4。

2) 高性能 TA 饱和闭锁原理

为防止在区外故障时 TA 的暂态与稳态饱和时可能引起的稳态比率差动保护误动作，装置采用差电流的波形判别作为 TA 饱和的判据。

故障发生时，保护装置先判出是区内故障还是区外故障，如区外故障，投入 TA 饱和闭锁判据，当某相差动电流有关的任意一个电流满足相应条件即认为此相差流为 TA 饱和引起，闭锁比率差动保护。

3) 高值比率差动原理

为避免区内严重故障时 TA 饱和等因素引起的比率差动延时动作，装置设有一高比例和高起动作的比率差动保护，利用其比率制动特性抗区外故障时 TA 的暂态和稳态饱和，而在区内故障 TA 饱和时能可靠正确动作。稳态高值比率差动的动作方程如下：

$$\begin{cases} I_d > 1.2 \times I_e \\ I_d > I_r \end{cases} \quad (\text{公式 3.2-5})$$

其中：差动电流和制动电流的选取同上。

程序中依次按每相判别，当满足以上条件时，比率差动动作。

注：高值比率差动的各相关参数由装置内部设定（勿需用户整定）。

4) 差动速断保护

当任一相差动电流大于差动速断整定值时瞬时动作于出口继电器。

5) 差流异常报警与 TA 断线闭锁

装置设有带比率制动的差流报警功能（见 3.14.2），开放式瞬时 TA 断线、短路闭锁功能（见 3.13）。

通过“TA 断线闭锁差动控制字”整定选择，瞬时 TA 断线和短路判别动作后可只发报警信号或闭锁全部差动保护。当“TA 断线闭锁比率差动控制字”整定为“1”时，闭锁比率差动保护。

6) 比率差动的逻辑框图

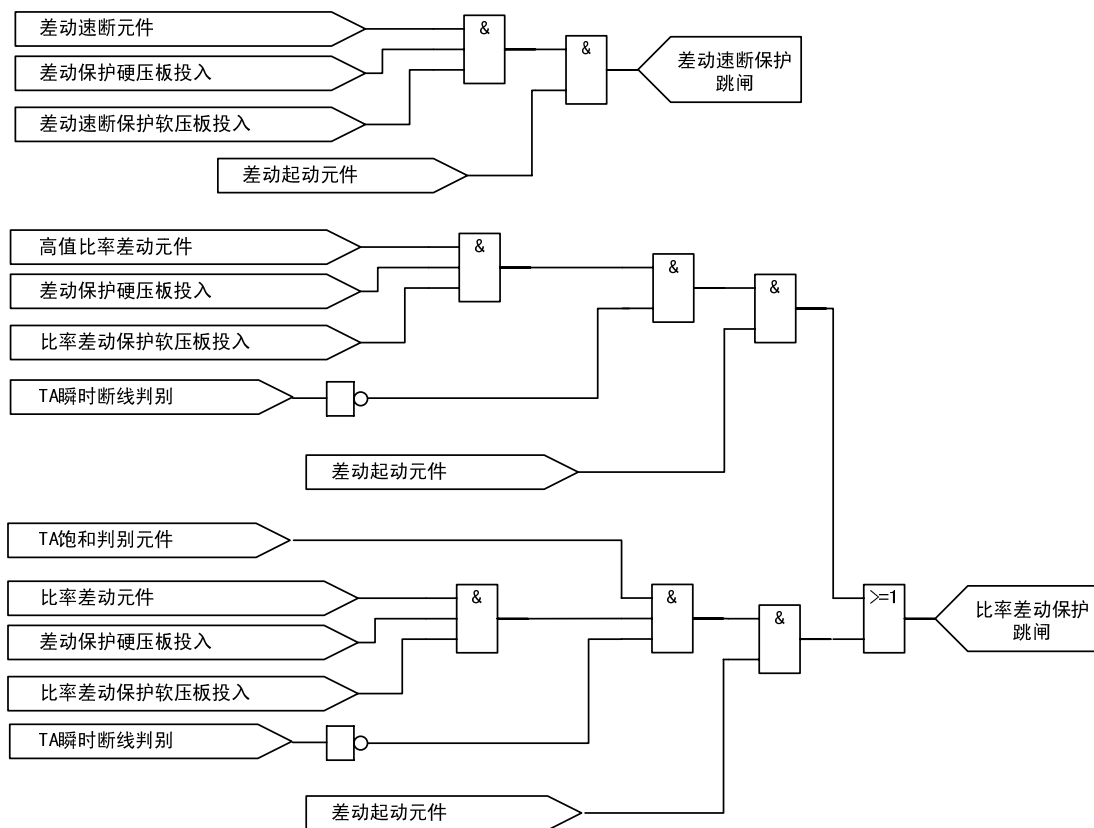


图 3.2-3 比率差动的逻辑框图

3.2.3 工频变化量比率差动保护

1) 配置

发电机、变压器内部轻微故障时，稳态差动保护由于负荷电流的影响，不能灵敏反应。为此本装置配置了主变压器工频变化量比率差动保护、发电机工频变化量比率差动保护，并设有控制字方便投退。

2) 工频变化量比率差动原理

工频变化量比率差动作特性如图 3.2-4。

工频变化量比率差动保护的動作方程如下：

$$\begin{cases} \Delta I_d > 1.25 \Delta I_{dt} + I_{dth} \\ \Delta I_d > 0.6 \Delta I_r & \Delta I_r < 2 I_e \\ \Delta I_d > 0.75 \Delta I_r - 0.3 I_e & \Delta I_r > 2 I_e \end{cases} \quad (\text{公式 3.2-6})$$

$$\Delta I_r = |\Delta I_1| + |\Delta I_2| + |\Delta I_3| + |\Delta I_4|$$

$$\Delta I_d = \left| \Delta \dot{I}_1 + \Delta \dot{I}_2 + \Delta \dot{I}_3 + \Delta \dot{I}_4 \right|$$

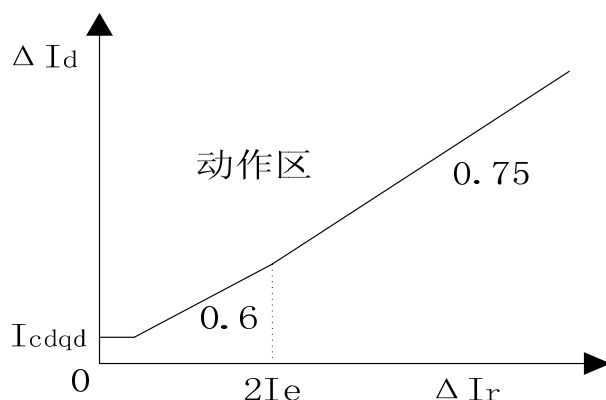


图 3.2-4 工频变化量比率差动保护的動作特性

其中： ΔI_{dt} 为浮动门坎，随着变化量输出增大而逐步自动提高。取 1.25 倍可保证门槛电压始终略高于不平衡输出，保证在系统振荡和频率偏移情况下，保护不误动。

对于主变压器差动， ΔI_1 、 ΔI_2 、 ΔI_3 、 ΔI_4 分别为主变 I 侧、II 侧、发电机出口、高厂变高压侧电流的工频变化量。

对于发电机差动， ΔI_1 、 ΔI_2 分别为发电机出口、发电机中性点电流的工频变化量， ΔI_3 、 ΔI_4 未定义。

ΔI_d 为差动电流的工频变化量。 I_{dth} 为固定门坎。 ΔI_r 为制动电流的工频变化量，它取最大相制动。



注意：工频变化量比率差动保护的制动电流选取与稳态比率差动保护不同。

程序中依次按每相判别，当满足以上条件时，比率差动动作。对于变压器工频变化量比率差动保护，还需经过二次谐波涌流闭锁判据或波形判别涌流闭锁判据闭锁，同时经过五次谐波过激磁闭锁判据闭锁，利用其本身的比率制动特性抗区外故障时 TA 的暂态和稳态饱和。工频变化量比率差动元件的引入提高了变压器、发电机内部小电流故障检测的灵敏度。

3) 工频变化量比率差动的逻辑框图

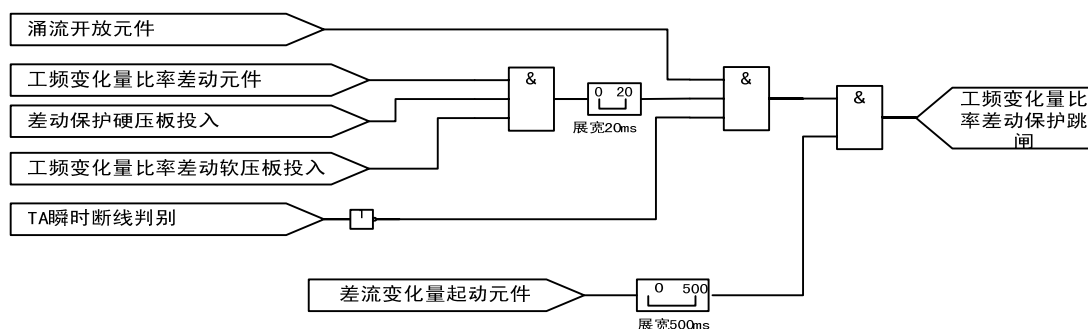


图 3.2-5 工频变化量比率差动的逻辑框图

注：工频变化量比率差动的各相关参数由装置内部设定（勿需用户整定）。

4) 差流异常报警与 TA 断线闭锁

装置设有带比率制动的差流报警功能（见 3.14.2），开放式瞬时 TA 断线、短路闭锁功能。

通过“TA 断线闭锁差动控制字”整定选择，瞬时 TA 断线和短路判别动作后可只发报警信号或闭锁差动保护。当“TA 断线闭锁比率差动控制字”整定为“1”时，闭锁比率差动保护。

3.2.4 发变组及励磁变差动保护

发电机变压器组差动保护、变压器差动保护、高厂变差动保护、励磁变差动保护。

3.2.4.1 比率差动原理

比率差动动作特性如图 3.2-6。

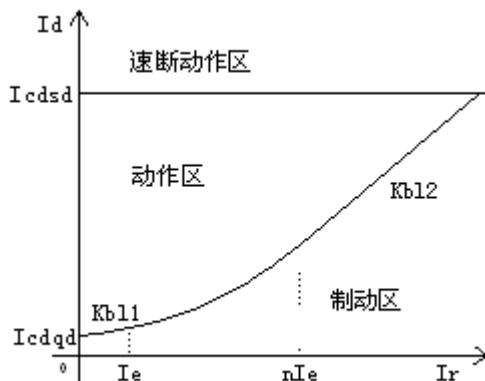


图 3.2-6 比率差动保护的动作特性

比率差动保护的動作方程如下：

$$\begin{cases} I_d > K_{bl} \times I_r + I_{cdqd} & (I_r < nI_e) \\ K_{bl} = K_{bl1} + K_{blr} \times (I_r / I_e) \\ I_d > K_{bl2} \times (I_r - nI_e) + b + I_{cdqd} & (I_r \geq nI_e) \\ K_{blr} = (K_{bl2} - K_{bl1}) / (2 \times n) \\ b = (K_{bl1} + K_{blr} \times n) \times nI_e \end{cases} \quad (\text{公式 3.2-7})$$

$$\begin{cases} I_r = \frac{|I_1| + |I_2| + |I_3| + |I_4| + |I_5|}{2} \\ I_d = \left| \dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3 + \dot{I}_4 + \dot{I}_5 \right| \end{cases}$$

式中 I_d 为差动电流， I_r 为制动电流， I_{cdqd} 为差动电流起动定值， I_e 为额定电流。

电流各侧定义：

对于发电机变压器差动、主变差动，不同程序版本配置不同侧的差动保护，详见工程原理图；

对于高厂变差动，其中 I_1 、 I_2 、 I_3 分别为高厂变高压侧、低压侧 A、B 分支电流， I_4 未定义；

对于励磁变差动，其中 I_1 、 I_2 分别为励磁变高压侧、低压侧电流， I_3 、 I_4 未定义。

比率制动系数定义：

K_{bl} 为比率差动制动系数， K_{blr} 为比率差动制动系数增量；

K_{bl1} 为起始比率差动斜率，定值范围为 0.05~0.15，一般取 0.10；

K_{bl2} 为最大比率差动斜率，定值范围为 0.50~0.80，一般取 0.70；

n 为最大斜率时的制动电流倍数，固定取 6。

一般的差动继电器均选用比率差动，主要是为解决区外故障时，故障电流引起的不平衡电流对差动继电器的影响。当区外故障电流增大时，不平衡电流会增大，制动电流也增大，比率差动特性可让定值也随制动电流也增大而抬高，此特性能躲过不平衡电流。由于硬件的限制，以前的特性大

都为直线特性，动作特性随制动电流也增大与不平衡电流随区外故障电流增大不匹配，降低了非线性部分的灵敏度，这种光滑的曲线特性能可提高这部分的灵敏度，而不引起误动。

3.2.4.2 励磁涌流闭锁原理

涌流判别通过控制字可以选择二次谐波制动原理或波形判别原理。

1) 谐波制动原理

装置采用三相差动电流中二次谐波与基波的比值作为励磁涌流闭锁判据，动作方程如下：

$$I_2 > K_{2xb} * I_1 \quad (\text{公式 3.2-8})$$

其中： I_2 为每相差动电流中的二次谐波， I_1 为对应相的差流基波， K_{2xb} 为二次谐波制动系数整定值。推荐 K_{2xb} 整定为 0.15。

2) 波形判别原理

装置利用三相差动电流中的波形判别作为励磁涌流识别判据。内部故障时，各侧电流经互感器变换后，差流基本上是工频正弦波。而励磁涌流时，有大量的谐波分量存在，波形是间断不对称的。

内部故障时，有如下表达式成立：

$$\begin{aligned} S &> K_b * S_+ \\ S &> S_t \end{aligned} \quad (\text{公式 3.2-9})$$

其中： S 是差动电流的全周积分值， S_+ 是（差动电流的瞬时值+差动电流半周前的瞬时值）的全周积分值， K_b 是整定值大于 1 的固定常数（不要求整定）， S_t 是门槛定值。 S_t 的表达式如下：

$$S_t = \alpha * I_d + 0.1 I_e \quad (\text{公式 3.2-10})$$

式中 I_d 是差电流的全周积分值， α 是某一比例常数。

而励磁涌流时，以上波形判别关系式肯定不成立，比率差动保护元件不会误动作。

3.2.4.3 TA 饱和时的闭锁原理

为防止在区外故障时 TA 的暂态与稳态饱和时可能引起的稳态比率差动保护误动作，装置采用各相差电流的综合谐波作为 TA 饱和的判据，其表达式如下：

$$I_n > K_{nxb} * I_1 \quad (\text{公式 3.2-11})$$

其中 I_n 为某相差电流中的综合谐波， I_1 为对应相差电流的基波， K_{nxb} 为某一比例常数。

故障发生时，保护装置利用差电流工频变化量和制动电流工频变化量是否同步出现，先判出是区内故障还是区外故障，如区外故障，投入 TA 饱和闭锁判据，可靠防止 TA 饱和引起的比率差动保护误动。

3.2.4.4 高值比率差动原理

为避免区内严重故障时 TA 饱和等因素引起的比率差动延时动作，装置设有一高比例和高起动值的比率差动保护，只经过差电流二次谐波或波形判别涌流闭锁判据闭锁，利用其比率制动特性抗区外故障时 TA 的暂态和稳态饱和，而在区内故障 TA 饱和时也能可靠正确快速动作。稳态高值比率差动的动作方程如下：

$$\begin{cases} I_d > 1.2 \times I_e \\ I_d > I_r \end{cases} \quad (\text{公式 3.2-12})$$

其中：差动电流和制动电流的选取同上。

动作特性如图 3.2-7。

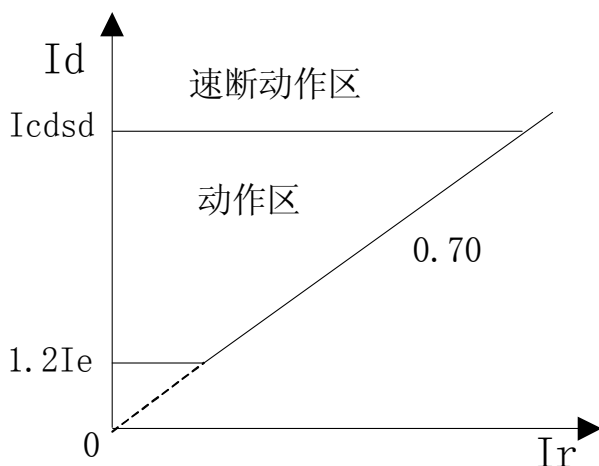


图 3.2-7 稳态高值比率差动保护的动作特性

程序中依次按每相判别，当满足以上条件时，比率差动动作。

注：高值比率差动的各相关参数由装置内部设定（勿需用户整定）。

3.2.4.5 差动速断保护

当任一相差动电流大于差动速断整定值时瞬时动作于出口继电器。

3.2.4.6 差流异常报警与 TA 断线闭锁

装置设有带比率制动的差流报警功能，开放式瞬时 TA 断线、短路闭锁功能。

通过“TA 断线闭锁差动控制字”整定选择，瞬时 TA 断线和短路判别动作后可只发报警信号或闭锁全部差动保护。当“TA 断线闭锁比率差动控制字”整定为“1”时，闭锁比率差动保护。

3.2.4.7 差动保护在过激磁状态下的闭锁判据

由于在变压器过激磁时，变压器励磁电流将激增，可能引起发变组差动、变压器差动保护误动作。因此在装置中采取差电流的五次谐波与基波的比值作为过激磁闭锁判据来闭锁差动保护。其判据如下：

$$I_5 > K_{5xb} * I_1 \quad (\text{公式 3.2-13})$$

其中 I_1 、 I_5 分别为每相差动电流中的基波和五次谐波， K_{5xb} 为五次谐波制动系数，装置中固定取 0.25。

注：高值比率差动不经过励磁五次谐波闭锁。

3.2.4.8 比率差动的逻辑框图

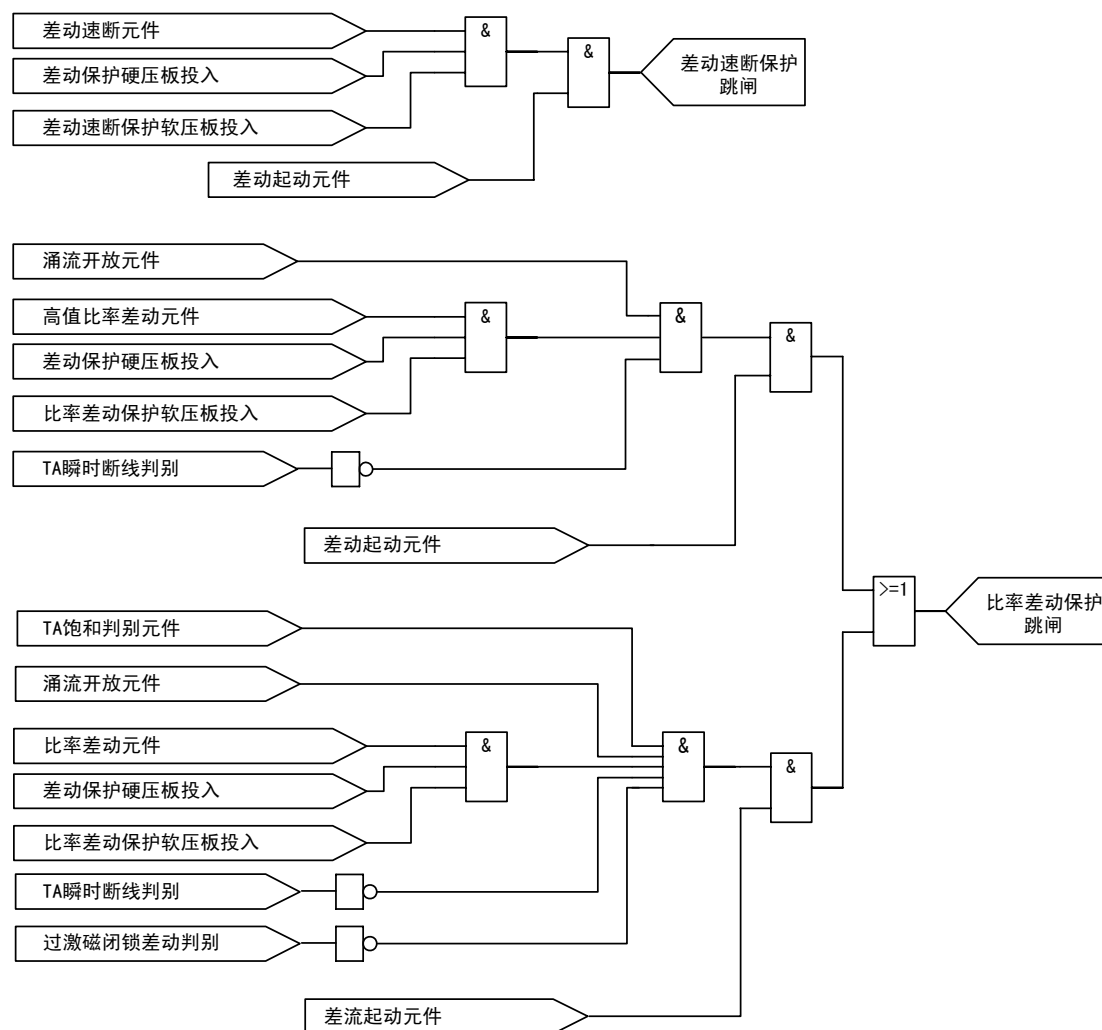


图 3.2-8 比率差动的逻辑框图

3.3 发电机高灵敏横差保护

对双星形接线中性点引出六个端子的机组，通常装设单元件式横差保护，见图 3.3-1。装设在发电机两个中性点联线上的单元件横差保护不仅能反映发电机定子绕组匝间短路、定子分支开焊故障、还能反映发电机定子绕组相间短路（但不反应机端相间短路），具有接线简单、功能齐全等优点，因而作为机组内部故障的主保护。

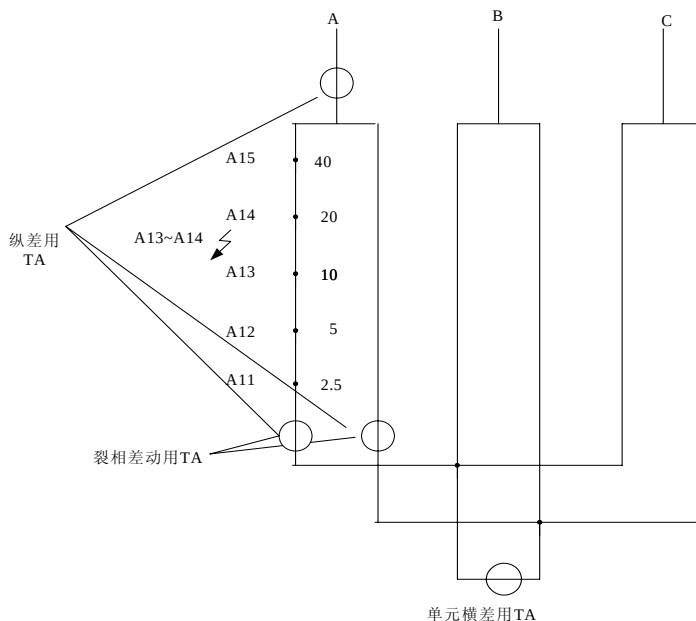


图 3.3-1 差动 TA 配置图

这种简单可靠、灵敏度颇高而且能反应发电机内部短路、定子绕组开路，该保护方案已被广泛使用。但此保护的動作电流决定于外部短路时的保护装置不平衡电流，后者难于理论计算，一种实际可行的测定不平衡电流的方法是在不同负荷工况下实测不平衡电流（包括大小和波形），做出正常运行中横差保护不平衡电流与负荷电流的关系。然后推算最大外部短路电流情况下的不平衡电流，根据此确定保护的動作值。为防止区外故障时的误动作，该值不能整定的太小，因而会存在一定的死区。

为保证在不会误动的前提下提高動作灵敏度，RCS-985 设置了采用相电流制动的灵敏段横差保护，见以后的保护原理说明。增加此灵敏段保护以后，普通段的保护定值可以提高，有效的解决了安全性和可靠的矛盾。

为防止三次谐波引起保护装置误动，特别是对水轮发电机更应如此，因此该保护動作前应有高三次谐波滤过比的滤波功能。

在 RCS-985 中，首次提出并实现了浮动门槛和电流比率制动相结合的高灵敏横差保护的新原理，有以下技术特点：

采用加权相电流比率制动，对于区外故障，加权相电流增加很大，能可靠制动；对于匝间轻微故障，横差电流增加较大，而相电流变化不大，有很高的動作灵敏度；对于定子相间故障，横差电流增加很大，而相电流增加也比较大，仅以小比率相电流增量作制动，保证了横差可靠動作。

采用浮动门槛技术躲过对其他工况下（不同负载、电压升高、失磁故障等）横差不平衡电流的增大。

频率跟踪与数字滤波器结合，频率偏移时，三次谐波滤过比仍大于 100。

由于采取了以上措施，横差电流定值只需按躲过正常运行时不平衡基波电流整定，区内故障灵敏動作，区外故障可靠制动。

装设在发电机两个中性点连线上的横差保护，用作发电机定子绕组的匝间短路、分支开焊故障以及相间短路的主保护。

由于保护采用了频率跟踪、数字滤波及全周傅氏算法，使得横差保护对三次谐波的滤除比在频率跟踪范围内达 100 以上，保护只反应基波分量。

1) 高定值段横差保护，相当于传统单元件横差保护。

2) 灵敏段横差保护

$$I_d > \left(1 + K_{hczd} * \frac{I_{MAX} - I_{ezd}}{I_{ezd}}\right) * I_{hczd} \quad I_{MAX} \leq I_{ezd} \quad I_{MAX} \geq I_{ezd} \quad (\text{公式 3.3-1})$$

式中： I_{hczd} 为横差电流定值， I_{MAX} 为机端三相电流中最大相电流， I_{ezd} 为发电机额定电流， K_{hczd} 为制动系数。

相电流比率制动横差保护能保证外部故障时不误动，内部故障时灵敏动作，由于采用了相电流比率制动，横差保护电流定值只需按躲过正常运行时不平衡电流整定，比传统单元件横差保护定值大为减小，因而提高了发电机内部匝间短路时的灵敏度。

对于其他正常运行情况下横差不平衡电流的增大，横差电流保护动作值具有浮动门槛的功能。

3) 横差保护出口逻辑

高灵敏横差保护动作于跳闸出口。发电机转子一点接地后，保护切换于一个可整定的延时。出口逻辑框图如图 3.3-2。

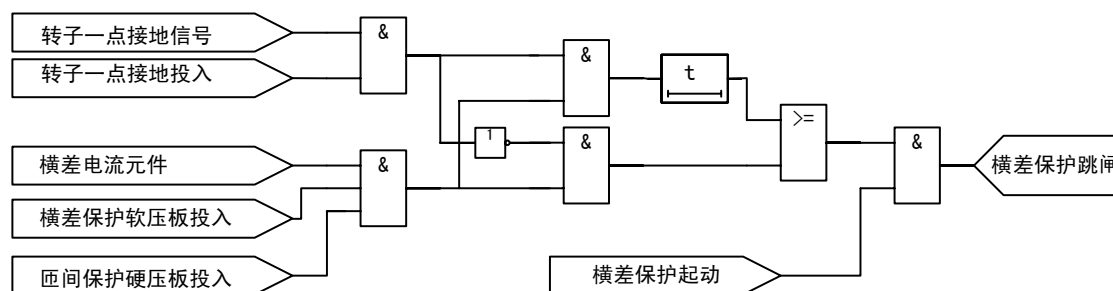


图 3.3-2 发电机横差保护逻辑框图

4) 横差保护 TA 断线报警

实测正常运行情况下，三次谐波分量太小，不容易实现。

3.4 裂相横差保护

在一些大型机组上，每相两相分支在中性点的端子全部引出，所以可以装设裂相横差保护，作为内部故障时的另一重主保护。

裂相横差原理接线图如图 3.4-1 所示，当定子绕组发生一分支的匝间短路（K1）、同相不同分支间的匝间短路（K3）和不同相两分支相间短路（K2）时，裂相横差保护均能动作；对于大负荷时一分支开焊（K4）时，裂相横差保护也有反应。因此裂相横差保护也是发电机定子绕组所有内部故障的主保护。RCS-985 中，裂相横差保护采用比率制动原理，动作判据和纵差保护一样，具有很高的灵敏度。

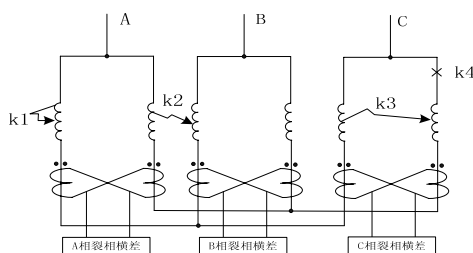
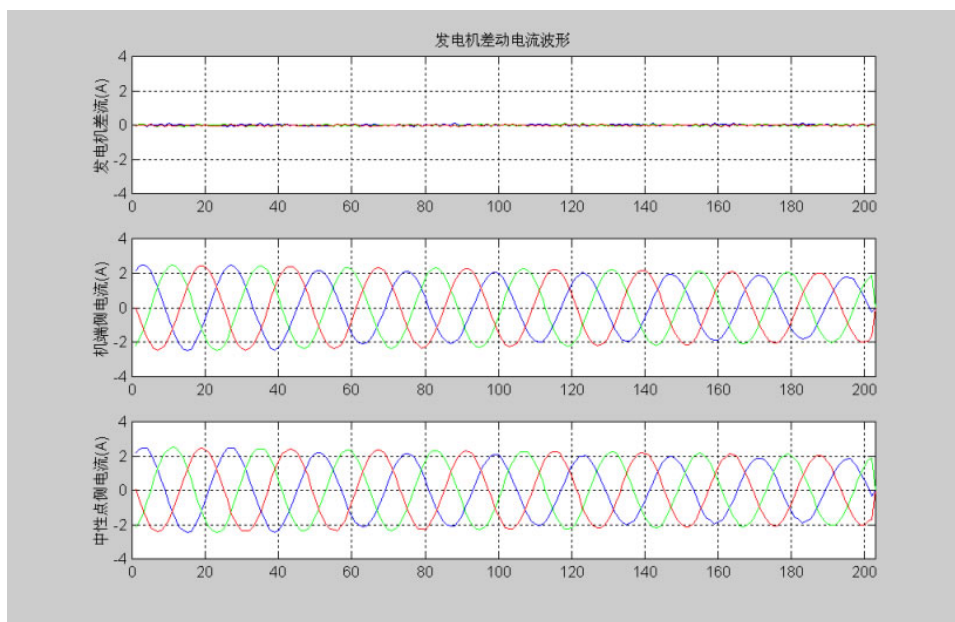
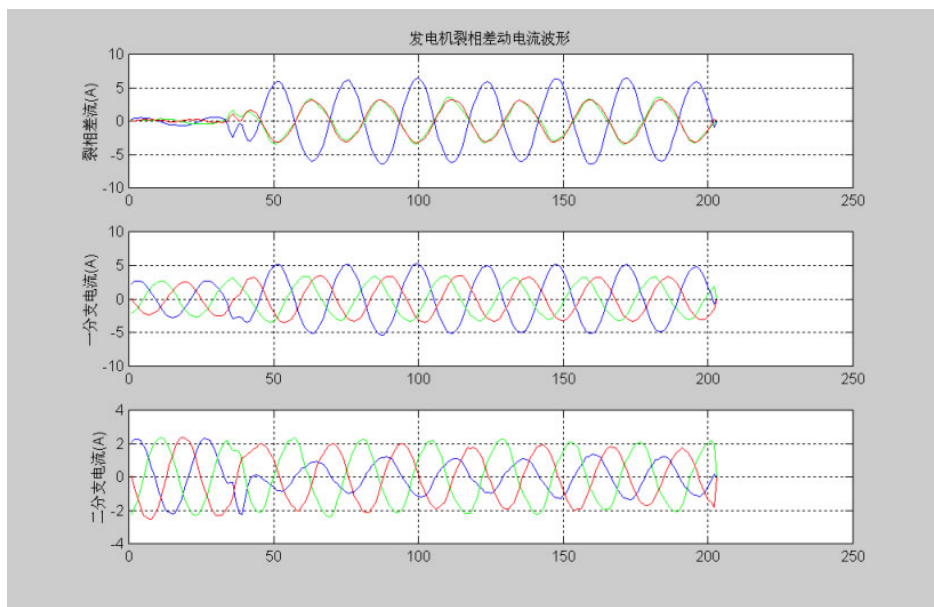


图 3.4-1 裂相横差原理接线图

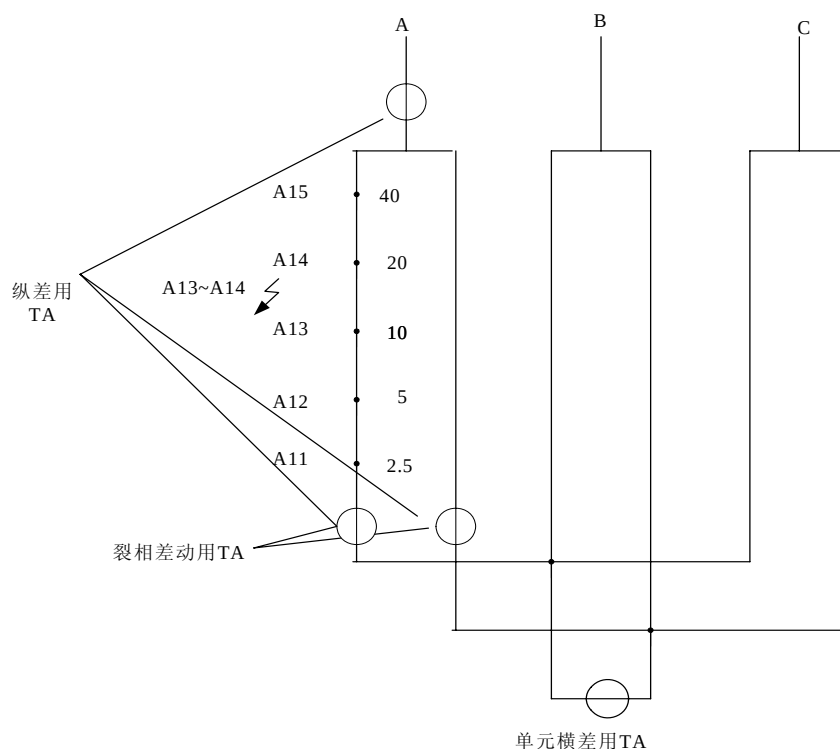
同分支匝间 $A_{13}A_{14}$ 故障纵差和裂相差动的故障录波图如图 3.4-2 所示。



(a) 同分支匝间故障纵差电流波形图



(b) 同分支匝间故障裂相差动电流波形图



(C) 故障点示意图

图 3.4-2 发电机区内同一分支 A_{13} A_{14} 故障电流波形图

3.5 发电机的定子接地故障

3.5.1 定子接地保护的预备知识

定子接地故障的危害：**a)** 单相接地引起发电机中性点及非故障相电位升高，或产生暂态过电压，引起绝缘损坏。**b)** 中性点附近经过渡电阻接地，若保护灵敏度不够而未动作，经过长期运行在机端侧再发生第二点接地，中性点电位升高，第一个接地点电流增大，而过渡电阻减小，结果发生相间或匝间短路。**c)** 其次单相接地引起铁心损伤。

3.5.1.1 定子一点接地电流应控制在规程允许范围

由于定子绕组与铁芯之间绝缘的破坏而造成定子绕组单相接地故障，这是发电机常见故障之一。由于发电机中性点不接地或经高阻抗接地，定子绕组单相接地并不引起大的故障电流，过去很长一段时间 100MW 以下发电机的定子接地保护只发信号而不立即跳闸停机。

多年的运行实践和事故教训表明，5A 的定子接地电流不能认为是安全电流。大型发电机定子接地故障电流必须限制在很小的范围内（如 1.0~2.0A），这对发电机定子铁芯的安全是十分有利的。过去认为这种要求给继电保护带来困难，最近几年由于继电保护技术的发展，单相接地电流很小的发电机（一般 50MW 及以上）定子接地保护已经完全可以解决。

发电机接地电流允许值见 GB14284-93 规定表 2.2.4.1。

在上述安全电流下，定子接地保护动作只发信号而不紧急跳闸，但应及时处理，不再继续运行，因为如果再发生另一点接地故障，发电机将发生灾难性后果。

3.5.1.2 发电机中性点的接地方式

发电机中性点的接地方式与定子单相接地故障电流的大小、定子绕组的过电压、定子接地保护的实现等因素有关，尽管接地方式不同，但均要求单相接地电流尽量小些，动态过电压倍数低些和易于实现高灵敏度的定子接地保护。我国目前应用的发电机中性点接地方式主要有：

中性点不接地或经单相电压互感器接地。

中性点经配电变压器高阻接地。

中性点经消弧线圈（欠补偿）接地。

1) 中性点经单相电压互感器（TV₀）接地

实际上这是一种中性点不接地方式，单相电压互感器仅用来测量发电机中性点的基波电压和三次谐波电压。对于单相接地电容电流小于安全电流的发电机可采用这种接地方式，实现无死区的定子接地保护也没有困难，唯一应当注意的是所用的单相电压互感器铁芯工作磁密不应太高，一般宜选取其一次额定电压为发电机的额定电压。这样当发电机机端发生单相接地故障时，中性点 TV₀ 一次电压为相电压，铁芯不会饱和，二次电压将比较真实地反映一次电压，从而保证定子接地保护装置的正确工作。

值得注意的是，TV₀ 的单相绕组在额定相电压 U_N 作用下的励磁电抗 X_{LN} 有可能与发电机每相对地容抗 X_{co} 发生谐振，从而引起过电压，试验研究表明，当 $X_{co}/X_{LN} < 0.01$ 时不会发生谐振现象，这就要求 X_{co}/X_{LN} 的数值尽可能减小。一般情况下都能满足，前提是电压互感器不能饱和，以免引起 X_{LN} 的急剧减小。

如果 X_{co}/X_{LN} 的大小落在谐振区，则应采取消振措施。最简单的办法就是在 TV₀ 的开口三角绕组接入消振电阻 R，R 越小，消耗作用越大，一般 R 约为几十到几万欧姆，具体数值不难由实际试验确定。

对于 6~10kV 的电压互感器，宜于采用 200W 的白炽灯泡作为非线性的消振电阻，这样既能有效消振，又不必增大电压互感器的容量。

2) 中性点经配电变压器高阻接地

这种方案在国外用的较多，它是靠调整中性点接地变压器二次侧的电阻来限制接地故障时的有功电流（如限制在 15A 以下认为是安全的）。采用这种接地方式的目的是，主要是为了降低机端金属性接地时，健全相发电机定子绕组过电压，减小发生谐振的可能性。

对于中性点经配电变压器的接地方式，一旦定子绕组发生单相接地故障，接地电流必然增大，为保证发电机的安全，定子接地保护必须立即动作于停机。

3) 中性经消弧线圈接地（欠补偿方式）

为减小单相接地故障电流，使之低于安全电流。选用 100% 无死区的定子接地保护，当发生接地故障时，定子接地保护灵敏动作，发出警告，采取措施，转移负荷，平稳停机。可选择发电机中性点经消弧线圈接地。在定子绕组发生单相接地故障的状态下，消弧线圈将在零序电压作用下产生电感电流，补偿发电机电压系统的接地电容电流，使单相接地电流小于安全电流。

现在我国已能设计和制造连续平滑调整电感量的消弧线圈，直接接于发电机中性点与大地之间。

发电机中性点消弧线圈容量的选择不同于 35kV 等不接地系统所用消弧线圈，因为后者要考虑系统配电线路的检修停用，防止发生电感电容的谐振现象。所以，35kV 等电压不接地系统的消弧线圈采用过补偿方式；而发电机组的三相对地电容，始终保持固定不变，不存在改变的问题。为了减少高压侧接地故障对发电机的传递过电压幅值，应采用欠补偿方式。很多权威资料也介绍，对于采用单元件连接的发电机中性点的消弧线圈，为了减少耦合传递过电压以及频率变动等对发电机中性点位移电压的影响，一般采用欠补偿方式。

发电机中性点经消弧线圈接地后，可使接地故障电流减小到安全电流以下（300MW 及以上发电机一般都欠补偿到 1A 以下），从而有效地防止了接地故障发展成相间或匝间短路，使故障点电

弧存在时间大为缩短，特别是在补偿良好时更是如此。这对构成无死区的 100% 定子接地保护没有任何困难，甚至比其他中性点接地方式的发电机定子接地保护具有更高的灵敏度。

3.5.1.3 正常运行和单相接地故障时的基波零序电压

- 1) 正常运行时。当发电机中性点没有消弧线圈时，即使三相电势完全对称相等，由于发电机电压系统三相对地电容不完全相等，中性点也有一定的不平衡电压存在。这个不平衡电压一般为额定电压的百分之几。当中性点接有消弧线圈（欠补偿）时，为降低定子接地保护零序电压的动作值，可适当改变并联电阻（视实际情况调整），使一般中性点的不平衡电压可降到规定值以内。
- 2) 单相接地时。图 3.5-1 所示为发电机定子单相接地示意图以及接地时基波零序电压 U_0 与 α 的关系（ α 为中性点到故障点的匝数占一相总数的百分数）。

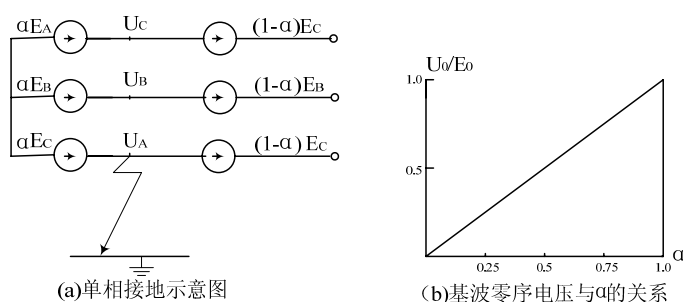


图 3.5-1 发电机定子绕组单相接地示意图

对于金属性接地，假设三相电源电势和三相相对地电容完全对称，并设故障点位于定子绕组 A 相距中性点 α 处。由于接地电流非常小，定子绕组感抗又远小于对地容抗，所完全可以忽略定子绕组感抗压降，这样零序电压 U_0 既是发电机中性点的位移电压，也是定子绕组任一相任一点的零序电压，即：

$$\begin{aligned}
 \left| \dot{U}_0 \right| &= \frac{1}{3} \left| \dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C \right| \\
 &= \frac{1}{3} \left| 0 + (\alpha \dot{E}_B - \alpha \dot{E}_A) + (\alpha \dot{E}_C - \alpha \dot{E}_A) \right| \quad (\text{公式 3.5-1}) \\
 &= \frac{1}{3} \left| \alpha (\dot{E}_A + \dot{E}_B + \dot{E}_C) - 3\alpha \dot{E}_A \right| = \alpha E_A
 \end{aligned}$$

当在机端接地时， $\alpha=1.0$ ， $U_0=EX$ ；

当在中性点接地时， $\alpha=0$ ， $U_0=0$ 。

当故障发生在定子绕组任一相的任一点 α 时，零序电压 $U_0=\alpha EX$ [见图 3.5-1 (b)]， U_0 与 α 成线性关系。

- 3) 减小正常运行时的不平衡电压。不平衡电压高的原因一般是由于电压互感器质量不高或铁芯饱和所致。从不平衡电压高的波形中分析得知，主要是三次谐波成份较高，基波成分很小（一般基波电压小于 1V）。为减小接地保护的电压，简单而有效的办法，就是将二次电压先经过三次谐波滤过比很高的阻波电路后再送入计算程序，通过这一措施，基波零序电压定子接地保护的电压，一般可降到 5~10 V，这是毫不困难的。
- 4) 对于主变压器高压侧为中性点直接接地系统，当高压系统发生接地故障时，若直接传递给发电机的零序电压超过定子接地保护的电压，则可使定子接地保护的电压时限大于系统接地保护的电压时间，从时限上保证选择性。

综上所述，基波零序电压型定子接地保护简单可靠，可以在发电机单相接地电流很小的情况下采用。一般中小型机组都是采用这种接地保护，保护区为 80%~90%。但还不足 100%。还必须进一步寻求 100%保护区的接地保护。利用基波零序电压型定子接地保护构成的保护工作原理见 3.5.2.1。

3.5.1.4 发电机三次谐波电势的分布特点

由于发电机气隙磁通密度的非正弦分布和铁磁饱和影响，在定子绕组中感应的电势除基波分量外，还含有高次谐波分量。其中三次谐波电势虽然在线电势中可以将它消除，但在相电势中依然存在。因此，每台发电机总有约百分之几的三次谐波电势，设以 E_3 表示。

如果把发电机的对地电容等效地看作集中在发电机的中性点 N 和机端 S，每端为 $1/2C_{0f}$ ，并将发电机端引出线、升压变压器、厂用变压器以及电压互感器等设备的每相对地电容 C_{0s} 也等效地放在机端，则正常运行情况下各相的等效网络如图 3.5-2 所示，同此即可求出中性点及机端的三次谐波电压分别为：

$$U_{N3} = E_3 \frac{X_N}{X_N + X_S} = \frac{C_{0f} + 2C_{0s}}{2(C_{0f} + C_{0s})} E_3 \quad (\text{公式 3.5-2})$$

$$U_{S3} = E_3 \frac{X_S}{X_N + X_S} = \frac{C_{0f}}{2(C_{0f} + C_{0s})} E_3$$

此时，机端三次谐波电压与中性点三次谐波电压之比为：

$$\frac{U_{S3}}{U_{N3}} = \frac{C_{0f}}{C_{0f} + 2C_{0s}} < 1 \quad (\text{公式 3.5-3})$$

由上式可见，在正常运行时，发电机中性点侧的三次谐波电压 U_{N3} 总是大于发电机端的三次谐波电压 U_{S3} 。极限情况是，当发电机出线端开路（即 $C_{0s}=0$ ）时， $U_{S3}=U_{N3}$ 。

当发电机中性点经消弧线圈接地时，假设基波电容电流得到完补偿，则：

$$\omega L = \frac{1}{3\omega(C_{0f} + C_{0s})} \quad (\text{公式 3.5-4})$$

依（公式 3.5-4）关系可得当发电机中性点经消弧线圈接地时，其等值电路如图 3.5-3 所示：

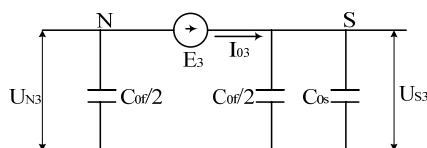


图 3.5-2 发电机三次谐波电势和对地电容的等值电路图

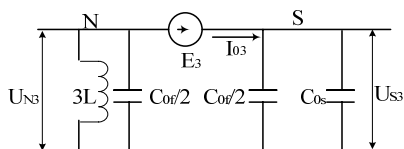


图 3.5-3 发电机中性点有消弧线圈时三次谐波电势对地电容的等值电路图

此时发电机中性点侧对三次谐波的等值电抗为：

$$X_{N3} = j \frac{3\omega(3L)(\frac{-2}{3\omega C_{0f}})}{3\omega(3L) - \frac{2}{3\omega C_{0f}}}$$

将（公式 3.5-4）代入整理后可得：

$$X_{N3} = -j \frac{6}{\omega(7C_{0f} - 2C_{0s})}$$

发电机端对三次谐波的等值电抗为：

$$X_{S3} = -j \frac{2}{3\omega(C_{0f} + 2C_{0s})}$$

因此，发电机端三次谐波电压和中性点三次谐波电压之比为：

$$\frac{U_{S3}}{U_{N3}} = \frac{X_{S3}}{X_{N3}} = \frac{7C_{0f} - 2C_{0s}}{9(C_{0f} + 2C_{0s})} \quad (\text{公式 3.5-5})$$

上式表明，接入消弧圈以后，中性点的三次谐波电压 U_{N3} 在正常运行时比机端三次谐波电压 U_{S3} 更大。在发电机出线端开路时， $\cos\phi=0$ ，则

$$\frac{U_{S3}}{U_{N3}} = \frac{7}{9} \quad (\text{公式 3.5-6})$$

在正常运行情况下，尽管发电机的三次谐波电势 E_3 随着发电机的结构及运行状况而改变，但是其机端三次谐波电压与中性点三次谐波电压的比值总是符合以上关系的。

当发电机定子绕组发生金属性单相接地时，设接地发生在距中性点 α 处，其等值电路如图 3.5-4 所示。此时不管发电机中性点是否接有消弧线圈，恒有：

$$U_{N3} = \alpha E_3; \quad U_{S3} = (1-\alpha)E_3$$

$$\frac{U_{S3}}{U_{N3}} = \frac{1-\alpha}{\alpha} \quad (\text{公式 3.5-7})$$

U_{S3} 、 U_{N3} 随 α 而变化的关系如图 3.5-5 所示。当 $\alpha < 50\%$ 时，恒有 $U_{S3} > U_{N3}$ 。

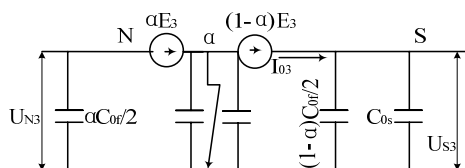


图 3.5-4 发电机内部单相接地时三相谐波电势分布等值电路图

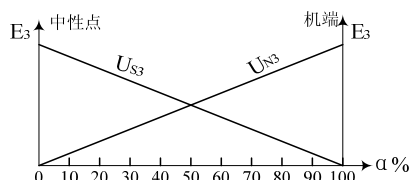


图 3.5-5 U_{S3} 、 U_{N3} 随 α 的变化曲线

因此，如果利用机端三次谐波电压 U_{S3} 作为动作量，而用中性点侧三次谐波电压作为制动量来构成接地保护，且当 $U_{S3} \geq U_{N3}$ 时为保护的動作条件，则在正常运行时保护不可能动作，而当中性点

附近发生接地时，则具有很高的灵敏性。利用这种原理构成的接地保护，可以反应定子绕组中性点侧约 50% 范围以内的接地故障。RCS-985 系列保护装置利用此原理构成的保护工作原理如下。

发电机定子接地保护原理分两种，分别是常规式定子接地保护和外加电源式发电机定子接地保护。

3.5.2 常规式定子接地保护

3.5.2.1 零序电压定子接地保护

基波零序电压保护发电机 85~95% 的定子绕组单相接地。

基波零序电压保护反应发电机零序电压大小。由于保护采用了频率跟踪、数字滤波及全周傅氏算法，使得零序电压对三次谐波的滤除比达 100 以上，保护只反应基波分量。

基波零序电压保护设两段定值，一段为灵敏段，另一段为高定值段。

1) 灵敏段基波零序电压保护，动作于信号时，其动作方程为：

$$U_{n0} > U_{0zd} \quad (\text{公式 3.5-8})$$

式中 U_{n0} 为发电机中性点零序电压， U_{0zd} 为零序电压定值。

灵敏段动作于跳闸时，还需经主变高压侧零序电压闭锁，以防止区外接地故障时定子接地基波零序电压灵敏段误动。对 C 型保护，还需要增加中压侧零序电压闭锁。二次闭锁电压均选取小于 40V 开放。

2) 高定值段基波零序电压保护，动作方程为：

$$U_{n0} > U_{0hzd} \quad (\text{公式 3.5-9})$$

保护动作于信号或跳闸均不需经主变高、中压侧零序电压辅助判据闭锁。时间整定以不损坏铁芯为条件，可紧急转移负荷停机检修。

3.5.2.2 三次谐波电压比率定子接地保护

三次谐波电压比率判据只保护发电机中性点 25% 左右的定子接地，机端三次谐波电压取自机端开口三角零序电压，中性点侧三次谐波电压取自发电机中性点 TV。

三次谐波保护动作方程：

$$U_{3t}/U_{3n} > K_{3wzd} \quad (\text{公式 3.5-10})$$

式中： U_{3T} 、 U_{3N} 为机端和中性点三次谐波电压值， K_{3wzd} 为三次谐波电压比值整定值。

机组并网前后，机端等值容抗有较大的变化，因此三次谐波电压比率关系也随之变化，本装置在机组并网前后各设一段定值，随机组出口断路器位置接点变化自动切换。

3.5.2.3 三次谐波电压差动定子接地保护

三次谐波电压差动判据：

$$\left| \dot{U}_{3T} - k_t \times \dot{U}_{3N} \right| > kre \times U_{3N} \quad (\text{公式 3.5-11})$$

式中： U_{3t} 、 U_{3n} 为机端、中性点三次谐波电压向量， K_t 为自动跟踪调整系数向量， Kre 为三次谐波差动比率定值。本判据在机组并网后且负荷电流大于 $0.2I_e$ (发电机额定电流) 时自动投入。

3.5.2.4 TV 断线闭锁原理

1) 发电机中性点、机端开口三角 TV 断线报警

由于基波零序电压定子接地保护取自发电机中性点电压、机端开口三角零序电压，TV 断线时会导致保护拒动。因此在发电机中性点、机端开口三角 TV 断线时需发报警信号。TV 断线判据：

机端 TV1 二次线圈正序电压大于 $0.9U_n$ (发电机运行正常)，发电机中性点电压、机端开口三角零序电压三次谐波分量小于 $0.1V$ 。延时 10S 发 TV 断线报警信号，异常消失，延时 10s 后信号自动返回。

2) 机端 TV1 一次断线

机端 TV1 二次断线不影响定子接地保护，机端 TV1 一次断线时机端零序电压基波分量增加，三次谐波分量减小，不会导致基波零序电压保护、三次谐波比率判据误动，但会导致三次谐波电压差动误动，因此，在机端 TV1 一次断线时闭锁三次谐波电压差动保护。动作判据：

TV2 负序电压： $3U_2' < 3V$

TV1 负序电压： $3U_2 > 8V$

TV1 自产零序电压： $3U_0 > 8V$

满足以上条件经小延时发 TV1 一次断线报警信号，并闭锁三次谐波电压差动定子接地保护。

3.5.2.5 定子接地保护出口逻辑

在以下逻辑图中，定子接地保护软压板投入整定在保护功能总控制字中整定。

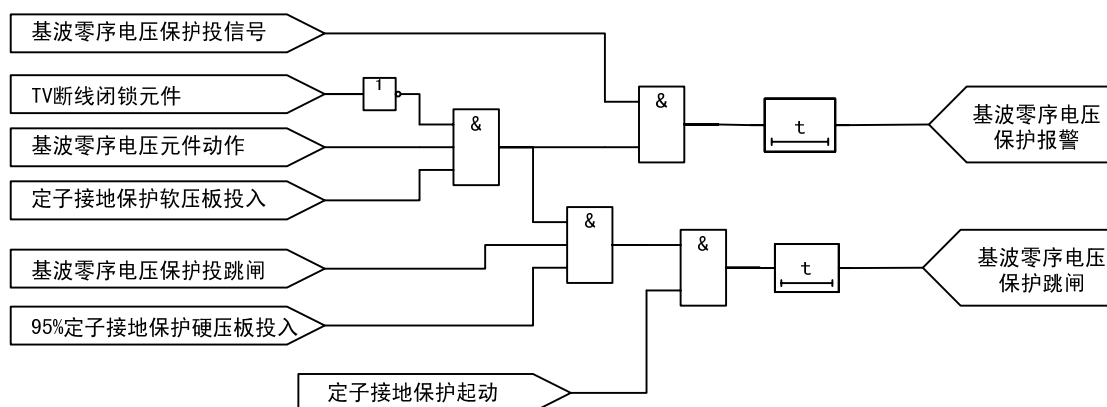


图 3.5-6 基波零序电压定子接地保护逻辑框图

以下逻辑图中三次谐波是电压元件可以认为是三次谐波比率定子接地保护元件，或三次谐波电压差动定子接地保护元件。

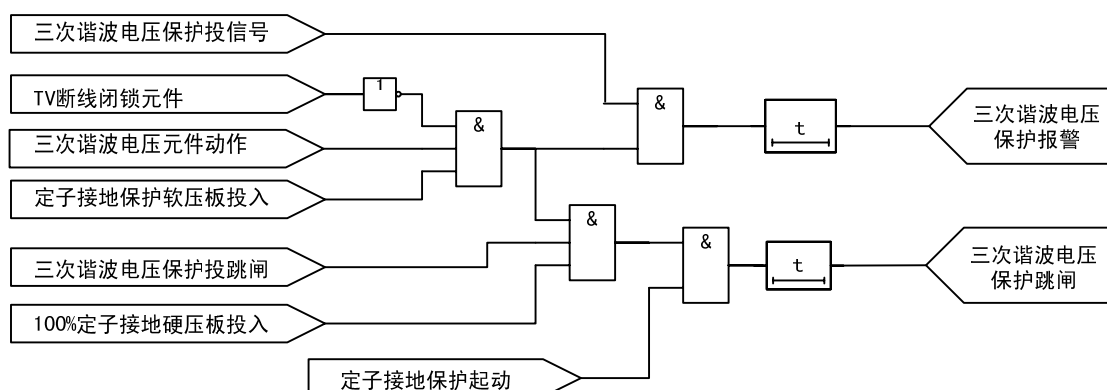


图 3.5-7 三次谐波电压定子接地保护逻辑框图

3.5.3 外加电源式发电机定子接地保护

3.5.3.1 外加 20Hz 电源式发电机定子接地保护图示

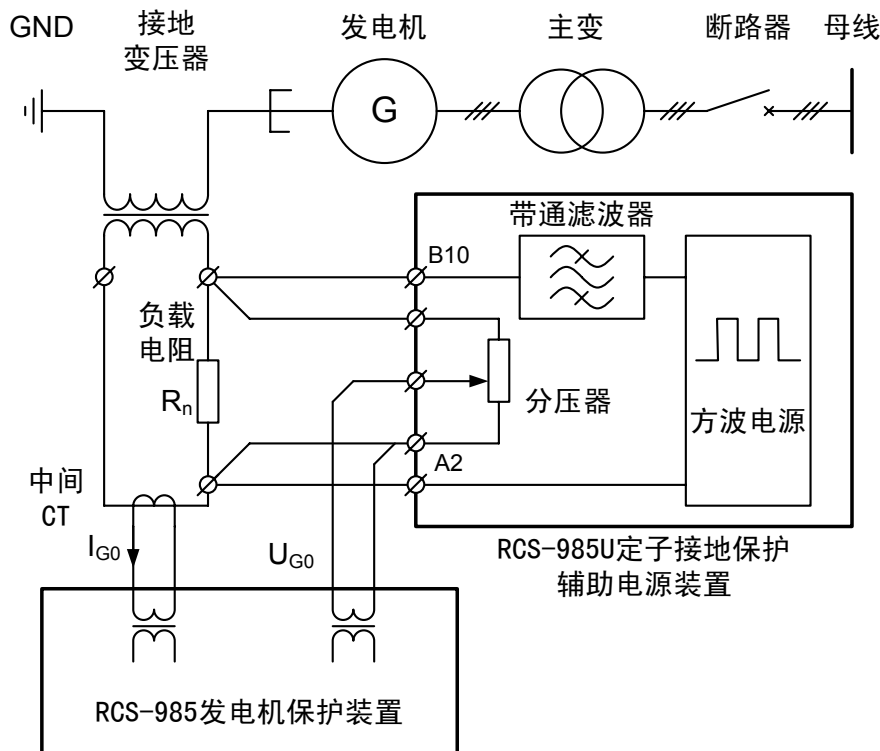


图 3.5-8 外加电源式发电机定子接地保护配置示意图

图中为从中性点接地变压器 I、n 接入 20Hz 电源，也可从机端 TV 开口三角二次 I、n 接入 20Hz 电源，构成外加电源式定子接地保护回路。中间变流器两路电流输出，与双套定子接地保护配合。

3.5.3.2 接地电阻定子接地判据

接地电阻判据与定子绕组的接地点无关，可以反映发电机 100% 的定子绕组单相接地。

接地电阻判据反映发电机定子绕组接地电阻的大小，设有两段接地电阻定值，高定值段作用于报警，低定值段作用于延时跳闸，延时可分别整定。其动作方程为：

$$R_E < R_{EsetL} \quad (\text{公式 3.5-12})$$

报警判据为：

$$R_E < R_{EsetH} \quad (\text{公式 3.5-13})$$

式中 R_E 为发电机定子绕组接地电阻， R_{EsetH} 和 R_{EsetL} 分别为发电机定子绕组接地电阻的高、低定值。

3.5.3.3 接地电流定子接地判据

考虑到当接地点靠近发电机机端时，检测量中的基波分量会明显增加，导致检测量中低频故障分量的检测灵敏度受到影响。为了提高此种情况下保护的灵敏度，增设接地电流辅助判据。接地电流判据能够反映距发电机机端 80~90% 的定子绕组单相接地，而且接地点越靠近发电机机端其灵敏度越高，因此能够很好的与接地电阻判据构成高灵敏的 100% 定子接地保护方案。

接地电流判据反应发电机定子接地电流的大小，其动作方程为：

$$I_E > I_{Eset} \quad (\text{公式 3.5-14})$$

式中 I_E 为发电机定子接地电流（不经数字滤波）， I_{Eset} 为接地电流定值。

3.5.3.4 外加电源回路故障报警和闭锁原理

当 U_{20} （ U_{sef} 经数字滤波后的 20HZ 正弦电压）和 I_{20} （ I_{sef} 经数字滤波后的 20HZ 正弦电流）同时低于一定值时，认为定子接地保护回路故障，闭锁保护出口并发出报警。

外加电源回路故障报警判据如下：

$$\begin{cases} U_{20} < U_{20set} \\ I_{20} < I_{20set} \end{cases} \quad (\text{公式 3.5-15})$$

式中 U_{20set} 和 I_{20set} 分别为 20HZ 电压和 20HZ 电流报警定值。当 U_{20} 和 I_{20} 同时低于报警定值时，报外加电源回路故障。

此外在机组频率严重偏离额定值时，闭锁外加电源式定子接地保护装置的接地电阻判据，但是接地电流判据不受影响。

3.5.3.5 外加电源式定子接地保护出口逻辑

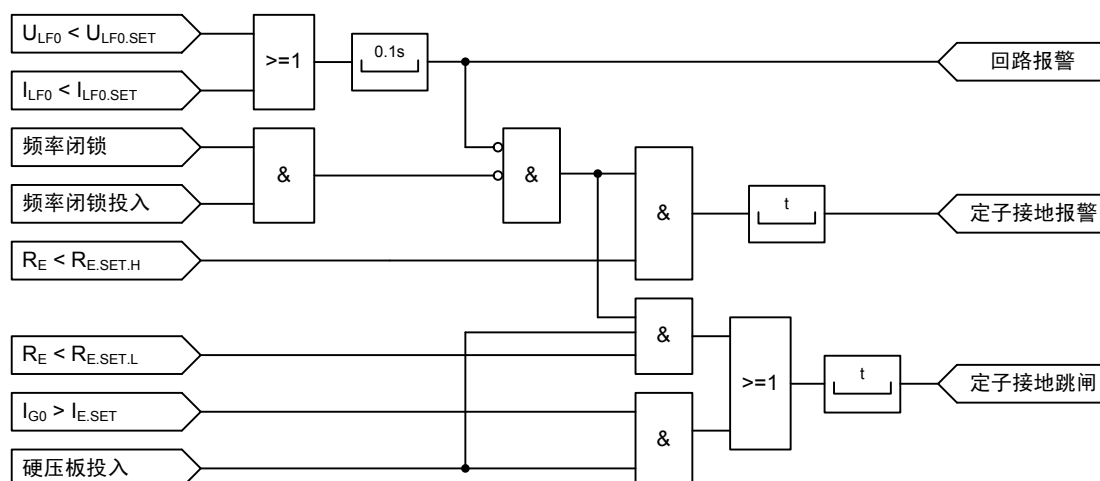


图 3.5-9 外加电源式定子接地保护逻辑框图

3.6 发电机定子匝间保护

3.6.1 发电机零序电压定子匝间故障保护

对大型发电机组，同相同槽的槽数约占比例较大。虽然匝间绝缘较对地绝缘强度高，但也不能不考虑由于线棒变形、振动造成绝缘老化而引起匝间短路。另外，发电机匝间短路的短路处电流可能超过机端三相短路电流很多，因此匝间短路同样是值得重视的一种严重故障。

对未引出双星星中性点的保护，我们还在发电机的出口装设一个专用全绝缘电压互感器，其一次绕组中性点直接与发电机中性点相连而不接地。用纵向零序电压原理构成定子匝间保护。该电压互感器二次绕组不能用来测量相对地电压。

当发电机正常运行和外部发生相间短路时，理论上它的开口三角绕组没有输出电压；即 $3U_0=0$ 。当发电机内部和外部发生不对称接地故障时，虽然一次系统出现了零序电压，即一次侧三相对地电压不再平衡，中性点电位升高 U_0 ，但是它的一次侧中性点并不接地，所以即使它的中性点电位升高，

而三相对中性点的电压仍然完全对称，故开口三角绕组输出电压 $3U_0$ 也等于零（若在有效接地系统发生故障，由于接地变压器的隔离，零序电压不可能传变到二次系统。若在非有效接地系统发生单相接地，无零序电压；若在非有效接地系统发生两相接地，相当于相间故障，也无零序电压）。只有当发电机内部发生匝间短路或者对中性点不对称的各种相间短路时，破坏了发电机电势三相对中性点的对称，产生了对中性点的零序电压，即纵向零序电压，在它的开口三角绕组才有输出电压，即 $3U_0 \neq 0$ ，使零序电压匝间短路保护正确动作。

匝间短路零序电压保护的動作值应大于正常运行和外部故障条件下 YH_0 第三绕组实际存在的最大不平衡电压，根据对大量正常运行发电机的实测和分析，这个不平衡电压主要是三次谐波，其二次电压值可达十分之几伏到 $10V$ 左右（有时由于电压互感器严重饱和， $3U_0$ 可超过 $20V$ ），而基波不平衡一般都很小，因此滤去三次 $3U_0$ 中的三次谐波，将可以大大减小不平衡电压，从而提高保护的灵敏度。但是整定太低，在外部短路时就容易误动作，因为 $3U_0$ 中的三次谐波电压几乎随短路电流线性增大，因而常使用负序功率方向或工频变化量方向闭锁。另外、在发电机启动过程中，由于频率甚低，固定 $150Hz$ 的滤波器容易失效，因此要选取频率跟踪的三次谐波滤波器。

以下具体分析一台具有 n 个并联分支的发电机，当一分支 α 部分发生匝间短路时，动作电压为 $1V$ （标么值 0.01 ）的零序电压保护的死区大小。

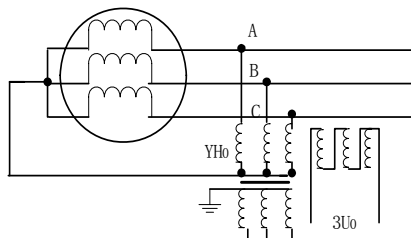


图 3.6-1 零序电压匝间保护用电压互感器

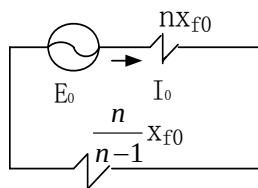


图 3.6-2 n 并联分支发电机零序等效电路

图中： $E_0 = \frac{1}{3} \alpha$

$$I_0 = \frac{E_0}{nx_{f0} + \frac{n}{n-1}x_{f0}} = \frac{(n-1)\alpha}{3n^2x_{f0}}$$

$$3U_0 = 3I_0 * \frac{n}{n-1}x_{f0} = \frac{\alpha}{n}$$

继电器的动作条件为： $3U_0 \geq 0.01$

$$\alpha \geq 0.01n$$

可见保护动作死区随分支数线性增大。

为减少保护的死区范围，并能解决零序电压匝间短路保护在外部短路时误动作问题，可将该保护分成两段式，高定值按躲过区外故障不平衡电压整定；灵敏段采用电流比率制动。

装设在发电机出口专用 TV 开口三角上的纵向零序电压，用作发电机定子绕组的匝间短路的保护。

由于保护采用了频率跟踪、数字滤波及全周傅氏算法，使得零序电压对三次谐波的滤除比达 100 以上，保护只反应基波分量。

1) 高定值段纵向零序电压匝间保护

按躲过区外故障最大不平衡电压整定；

2) 灵敏段匝间保护

装置采用电流比率制动的纵向零序电压保护原理，其动作方程为：

$$\begin{aligned}
 U_{z0} &> [1 + K_{z0} \times I_m / I_e] \times U_{z0zd} \\
 I_m &= 3 \times I_2 & I_{\max} < I_e \\
 I_m &= (I_{\max} - I_e) + 3 \times I_2 & I_{\max} \geq I_e
 \end{aligned}
 \quad (\text{公式 3.6-1})$$

式中 U_{z0zd} 为零序电压定值， $I_{\max}$ 为发电机机端最大相电流， I_2 为发电机机端负序电流， I_e 为发电机额定电流， K_{z0} 为制动系数。

电流比率制动原理匝间保护能保证外部故障时不误动，内部故障时灵敏动作，由于采用了电流比率制动的判据，零序电压定值只需按躲过正常运行时最大不平衡电压整定，因此提高了发电机内部匝间短路时保护的灵敏度。

对于其他正常运行情况下纵向零序电压不平衡值的增大，纵向零序电压保护动作值具有浮动门槛的功能。

匝间保护一般经短延时（0.10S~0.20S）出口。

3) 纵向零序电压保护逻辑

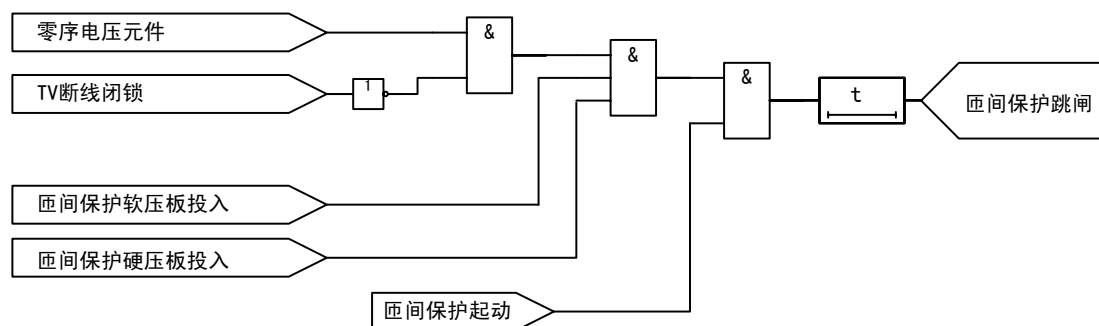


图 3.6-3 发电机匝间保护（纵向零序电压保护）逻辑框图

4) TV 一次断线闭锁判据

当发电机专用电压互感器 TV2 一次断线时，需闭锁定子匝间纵向零序电压保护。判据 1：TV1 负序电压 $3U_2 < U_{2_set1}$ 或 TV2 负序电压 $3U_2' < U_{2_set2}$

且 TV2 开口三角零序电压 $3U_0' > U_{z0zd}$ （动作定值）

判据 2： $U_{AB}-U_{ab} > 5V$ 或 $U_{BC}-U_{bc} > 5V$ 或 $U_{CA}-U_{ca} > 5V$ ，且 TV2 开口三角零序电压 $3U_0' > U_{z0zd}$ （动作定值）

U_{AB} 、 U_{BC} 、 U_{CA} 为 TV1 相间电压， U_{ab} 、 U_{bc} 、 U_{ca} 为 TV2 相间电压。

满足判据 1 或判据 2 延时 40ms 发 TV2 一次断线报警信号，并闭锁纵向零序电压匝间保护。TV 回路恢复正常，按复归清除闭锁信号。

3.6.2 工频变化量方向匝间保护

因为在故障附加网络中，唯一的电源在故障点，因而安装在机端的工频变化量方向继电器有很好的方向性，可以做为匝间保护区外故障误动作的闭锁元件，当没有条件安装单元横差和没有机端专用 TV 的情况下，可以用它来做为匝间保护。该原理的缺点是机组并网前无法反映匝间故障。

3.6.3 负序过流保护

3.6.3.1 负序电流对发电机运行的影响

当电力系统中发生不对称短路或在正常运行情况下三相负荷不平衡时，在发电机绕组中将出现负序电流，此电流在发电机空气隙中建立的负序旋转磁场相对于转子为两倍的同步转速，因此将在转子绕组、阻尼绕组以及转子铁心等部件上感应于 100Hz 的倍频电流，该电流使得转子上电流密度很大的某些部位（如转子端部、护环内表面等），可能出现局部灼伤，甚至可能使护环受热松脱，从而导致发电机的重大事故。此外，负序气隙旋转磁场与转子电流之间以及正序气隙旋转磁场与定子负序电流之间所产生的 100Hz 交变电磁转矩，将同时作用在转子大轴和定子机座上，从而引起 100Hz 的振动。

负序电流在转子中所引起的发热量，正比于负序电流的平方及所持续的时间的乘积。在最严重的情况下，假设发电机转子为绝热体（即不向周围散热），则不使转子过热所允许的负序电流和时间的关系，可用下式表示：

$$\int_0^t i_2^2 dt = I_2^2 * t = A \quad (\text{公式 3.6-2})$$

$$I_{2*} = \sqrt{\frac{\int_0^t i_2^2 dt}{t}} \quad (\text{公式 3.6-3})$$

式中： i_2 ——流经发电机的负序电流值；

t —— i_2 所持续的时间；

I_{2*}^2 ——在时间 t 内 i_2^2 的平均值，应采用以发电机额定电流为基准的标么值；

A ——与发电机型式和冷却方式有关的常数。

关于 A 的数值，应采用制造厂所提供的数据。其参考值为：对凸极式发电机或调相机可取 $A=40$ ；对于空气或氢气表面冷却的隐极式发电机可取 $A=30$ ；对于导线直接冷却的 100~300MW 汽轮发电机可取 $A=6\sim 15$ 等。

随着发电机组容量的不断增大，它所允许的承受负序过负荷的能力也随之下降（ A 值减少）。例如取 600MW 汽轮发电机 A 的设计值为 4，其允许负序电流与持续时间的关系为反射限特性曲线，这就对负序电流保护的性能提出了更高的要求。

在微机型保护中不仅可以模拟负序电流越限，反时限部分起动，并进行热累积，还可以模拟负序电流小于下限值时，发电机的积累通过散热过程，慢慢减少。

3.6.3.2 负序过流保护

针对上述情况而装设的发电机负序过电流保护实际上是对定子绕组电流不平衡而引起转子过热的一种保护，因此应作为发电机的主保护方式之一。

3.7 发电机失磁保护

3.7.1 同步发电机失磁基础知识

3.7.1.1 发电机的失磁运行及其产生的影响

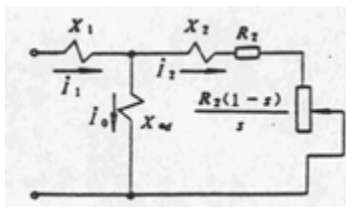


图 3.7-1 异步发电机的等效电路图

大型同步发电机励磁系统故障的种类很多，例如灭磁开关误动而转子线圈经灭磁电阻短接、转子线圈短路、转子线圈回路断线而开路、硅整流的故障以及自动调节励磁装置的故障等，都将导致发电机全部或部分失磁。根据我国 1995 年统计资料，100MW 及以上容量发电机共发生失磁故障 32 次，约占总数的 26.7%，是各种电气故障中发生最多的一种。这对电机本身及电力系统有时会造成重大危害，尤其是在失磁而失步以后。因此，现代大型发电机已经或正在普遍装设失磁保护与失步保护。

当发电机完全失去励磁时，励磁电流将逐渐衰减至零。由于发电机的感应电势 E_d 随着励磁电流的减小而减小，因此，其电磁转矩也将小于原动机的转矩，因而引起转子加速，使发电机的功角 δ 增大。当 δ 超过静态稳定极限角时，发电机与系统失去同步。发电机失磁后将从并列运行的电力系统中吸取电感性无功功率供给转子励磁电流，在定子绕组中感应电势。在发电机超过同步转速后，转子回路中将感应出频率为 $f_f - f_s$ （此处 f_f 为对应发电机转速的频率， f_s 为系统的频率）的电流，此电流产生异步制动转矩，当异步转矩与原动机转矩达到新的平衡时，即进入稳定的异步运行。

根据电机学的分析，异步发电机的等效电路与异步电动机的相似，可以用图 3.7-1 来表示，图

$$\left(= \frac{f_s - f_f}{f_s} \right); \frac{R_2(1-s)}{s}$$

中： X_1 为定子绕组漏抗； X_2 为转子绕组漏抗； R_2 为转子绕组电阻； s 为转差率
为反映发电机功率大小的等效电阻； X_{ad} 为定子与转子绕组之间的互感电抗。

当发电机失磁后而异步运行时，将对电力系统和发电机产生以下影响：

需要从电网中吸收很大的无功功率以建立发电机的磁场。所需无功功率的大小，主要取决于发电机的参数（ X_1 、 X_2 、 X_{ad} ）以及实际运行时的转差率。例如，汽轮发电机与水轮发电机相比，前

者的同步电抗 $X_d (=X_1+X_{ad})$ 较大，则所需无功功率较小。又当 s 增大时， $\frac{R_2(1-s)}{s}$ 减小， I_1 和 I_2 随之增大，则相应所需的无功功率也要增加。假设失磁前发电机向系统送出无功功率 Q_1 ，而在失磁后从系统吸收无功功率 Q_2 ，则系统中将出现 Q_1+Q_2 的无功功率差额。

由于从电力系统中吸收无功功率将引起电力系统的电压下降，如果电力系统的容量较小或无功功率的储备不足，则可能使失磁发电机的机端电压、升压变压器高压侧的母线电压、或其它邻近点的电压低于允许值，从而破坏了负荷与各电源间的稳定运行，甚至可能因电压崩溃而使系统瓦解。

由于失磁发电机吸收了大量的无功功率，因此为了防止其定子绕组的过电流，发电机所能发出的有功功率将较同步运行时不同程度的降低，吸收的无功功率越大，则降低的越多。

失磁后发电机的转速超过同步转速，因此，在转子及励磁回路中将产生频率为 $f_f - f_s$ 的交流电流，因而形成附加的损耗，使发电机转子和励磁回路过热。显然，当转差率越大时，所引起的过热也越严重。

根据以上分析,结合汽轮发电机来看,由于其异步功率比较大,调速器也比较灵敏,因此当超速运行后,调速器立即关小汽门,使汽轮机的输出功率与发电机的异步功率很快达到平衡,在转差率小于 0.5% 的情况下即可稳定运行。故汽轮发电机在很小的转差下异步运行一段时间,原则上是安全允许的。此时,是否需要并允许其异步运行,则主要取决于电力系统的具体情况。例如,当电力系统的有功功率供应比较紧张,同时一台发电机失磁后,系统能够供给它所需要的无功功率,并能保证电网的电压水平时,则失磁后就应该继续运行;反之,如系统中有功功率有足够的储备,或者系统没有能力供给它所需要的无功功率,则失磁以后就不应该继续运行。

对水轮发电机而言,考虑到:①其异步功率较小,必须在较大的转差下(一般达到 1%~2%)运行,才能发出较大的功率;②由于水轮机的调速器不够灵敏,时滞较大,甚至可能在功率尚未达到平衡以前就大大超速,从而使发电机与系统解列;③其同步电抗较小,如果异步运行,则需要从电网吸收大量的无功功率;④其纵轴和横轴很不对称,异步运行时,机组振动较大等因素的影响,因此水轮发电机一般不允许在失磁以后继续运行。

为此,在发电机上,尤其是在大型发电机上应装设失磁保护,以便及时发现失磁故障,并采取必要的措施,例如发出信号由运行人员及时处理、自动减负荷、或动作于跳闸等,以保证电力系统和发电机的安全。

3.7.1.2 发电机各种运行方式下的机端测量阻抗

为了便于对失磁情况下的机端阻抗进行鉴别,现对发电机在下列几种运行情况下的机端测量阻抗简要说明如下。

1) 发电机正常运行时的机端测量阻抗

当发电机向外输送有功和无功功率时,其机端测量阻抗 Z_f 位于第一象限,如下图中的 1 点所示,它与 R 轴的夹角 φ 为发电机运行时的功率因数角。

当发电机只输出有功功率时,测量阻抗位于 R 轴上的 2 点。

当发电机欠激运行时,它向外输送有功,同时从电网吸收一部分无功功率(Q 值变为负),但仍保持同步并列运行,此时,测量阻抗位于第四象限的 3 点。

2) 发电机外部故障 1 时的机端测量阻抗

当采用 0° 接线方式时,故障相测量阻抗位于第一象限,其大小和相位正比于短路点到保护安装地点之间的阻抗 Z_d ,如图中的 5 点。如继电器接于非故障相,则测绘阻抗的大小和相位需经具体分析后确定。

3) 发电机与系统间发生振荡时的机端测量阻抗

根据图 3.7-1 的等值电路和有关分析,当认为 $E_d \approx U_s$ 时,振荡中心位于 $\frac{1}{2} X_\Sigma$ 处。当 $X_S=0$ 时,振荡中心即位于 $\frac{1}{2} X_d'$ 处。此时机端测量阻抗的轨迹沿直线 OO' 变化,如图所示,当 $\delta=180^\circ$ 时、测电阻抗的最小值为 $Z_f = -j \frac{1}{2} X_d'$ 。

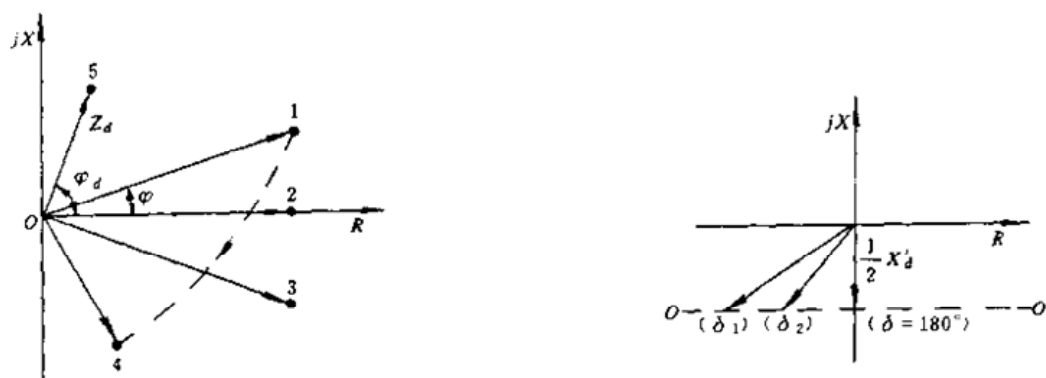


图 3.7-2 发电机各种运行方式下的机端测量阻抗

4) 发电机自同步并列时的机端测量阻抗

在发电机接近于额定转速，不加励磁而投入断路器的瞬间，与发电机空载运行时发生失磁的情况实质上是一样的。但由于自同步并列的方式是在断路器投入后立即给发电机加上励磁，因此、发电机无励磁运行的时间极短。对此情况，应该采取措施防止失磁保护的误动作。

3.7.1.3 发电机失磁后的机端测量阻抗

以汽轮发电机经一联络线与无穷大系统并列运行为例，其等值电路和正常运行的向量图如图 3.7-3 所示。图中 E_d 为发电机的同步电势； U_f 为发电机端的相电压； U_s 为无穷大系统的相电压； I 为发电机的定子电流； X_d 为发电机的同步电抗； X_s 为发电机与系统之间的联系电抗； $X_\Sigma = X_d + X_s$ ； Φ 为受端的功率因数角； δ 为 E_d 与 U_s 之间的夹角（即功角）。

根据电机学中的分析，发电机送到受端的功率 $W=P-jQ$ 分别为：

$$P = \frac{E_d U_s}{X_\Sigma} \sin \delta \quad (\text{公式 3.7-1})$$

$$Q = \frac{E_d U_s}{X_\Sigma} \cos \delta - \frac{U_s^2}{X_\Sigma} \quad (\text{公式 3.7-2})$$

受端的功率因数角为：

$$\varphi = \tan^{-1} \frac{Q}{P} \quad (\text{公式 3.7-3})$$

在正常运行时， $\delta < 90^\circ$ 。一般当不考虑励磁调节器的影响时， $\delta = 90^\circ$ 为静态稳定运行的极限， $\delta > 90^\circ$ 后发电机失步。

发电机从失磁开始到进入稳态异步运行，一般可分为三个阶段：

1) 失磁后到失步前

在失磁后到失步前的阶段中，转子电流逐渐衰减， E_d 随之减小，发电机的电磁功率 P 开始减小，由于原动机所供给的机械功率还来不及减小，于是转子逐渐加速，使 E_d 与 U_s 之间的功角 δ 随之增大， P 又要回升。在这一阶段中， $\sin \delta$ 的增大与 E_d 的减小相补偿，基本上保持了电磁功率 P 不变。

与此同时，无功功率 Q 将随着 E_d 的减小和 δ 的增大而迅速减小，按（公式 3.7-1）计算的 Q 值将由正变为负，即发电机变为吸收感性的无功功率。

在这一阶段中，发电机端的测量阻抗为：

$$\begin{aligned}
Z_f &= \frac{\dot{U}_f}{\dot{I}} \\
&= \frac{\dot{U}_s + \dot{I} jX_s}{\dot{I}} \\
&= \frac{\dot{U}_s \hat{U}_s}{\dot{I} \hat{U}_s} + jX_s \\
&= \frac{U_s^2}{W} + jX_s \\
&= \frac{U_s^2}{2P} \times \frac{P - jQ + P + jQ}{P - jQ} + jX_s \quad (\text{公式 3.7-4}) \\
&= \frac{U_s^2}{2P} \left(1 + \frac{P + jQ}{P - jQ} \right) + jX_s \\
&= \frac{U_s^2}{2P} \left(1 + \frac{We^{j\varphi}}{We^{-j\varphi}} \right) + jX_s \\
&= \left(\frac{U_s^2}{2P} + jX_s \right) + \frac{U_s^2}{2P} e^{j2\varphi}
\end{aligned}$$

如上所述，式中的 U_s 、 X_s 和 P 为常数，而 Q 和 φ 为变数，因此它是一个圆的方程式，表示在复数阻抗平面上如图 3.7-3 所示，其圆心 O' 的座标为 $\left(\frac{U_s^2}{2P}, X_s \right)$ ，半径为 $\frac{U_s^2}{2P}$ 。

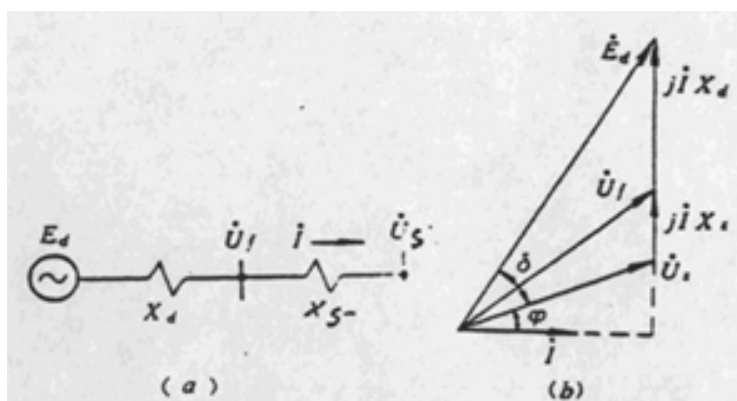


图 3.7-3 发电机与无限大系统并列运行

(a) 等值电路； (b) 向量图

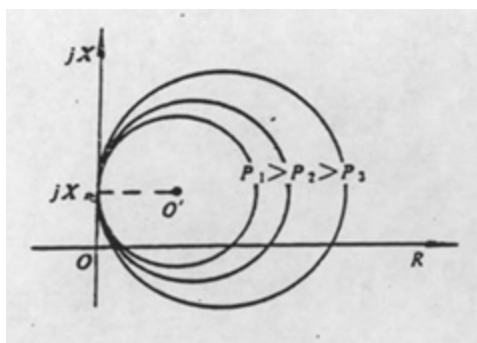


图 3.7-4 等有功阻抗圆

由于这个圆是在某一定有功功率 P 不变的条件下做出的，因此称为等有功阻抗圆。由（公式 3.7-4）可见，机端测量阻抗的轨迹与 P 有密切关系，对应不同的 P 值有不同的阻抗圆，且 P 越大时圆的直径越小。

发电机失磁以前，向系统送出无功功率， φ 角为正，测量阻抗位于第一象限。失磁以后，随着无功功率的变化， φ 角由正值变为负值，因此测量阻抗也沿着圆周随之由第一象限过渡到第四象限。

2) 临界失步点

对汽轮发电机组，当 $\delta=90^\circ$ 时，发电机处于失去静稳定的临界状态，故称为临界失步点。此时输送到受端的无功功率，根据（公式 3.7-2）式为：

$$Q = -\frac{U_s^2}{X_\Sigma} \quad (\text{公式 3.7-5})$$

式中 Q 为负值，表明临界失步时，发电机自系统吸收无功功率，且为一常数，故临界失步点也称为等无功点。此时机端的测量阻抗为：

$$\begin{aligned} Z_f &= \frac{U_f}{I} = \frac{U_s^2}{W} + jX_s \\ &= \frac{U_s^2}{-j2Q} \times \frac{P - jQ - (P + jQ)}{W} + jX_s \\ &= \frac{U_s^2}{-j2Q} \left(1 - \frac{P + jQ}{P - jQ} \right) + jX_s \\ &= \frac{U_s^2}{-j2Q} (1 - e^{j2\varphi}) + jX_s \end{aligned}$$

将（公式 3.7-5）的 Q 值代入并化简后可得：

$$\begin{aligned} Z_f &= \frac{X_d + X_s}{j2} (1 - e^{j2\varphi}) + jX_s \\ &= -j \frac{X_d + X_s}{2} + j \frac{X_d + X_s}{2} e^{j2\varphi} + jX_s \\ &= -j \frac{X_d - X_s}{2} + j \frac{X_d + X_s}{2} e^{j2\varphi} \end{aligned} \quad (\text{公式 3.7-6})$$

由（公式 3.7-5）可知，发电机在输出不同的有功功率 P 而临界失步时，其无功功率 Q 恒为常数。因此，在（公式 3.7-6）中， φ 为变数，也是一个圆的方程，如图 3.7-5 所示，其圆心 O' 的坐

标为 $\left(0, -\frac{X_d - X_s}{2}\right)$ ，圆的半径为 $\frac{X_d + X_s}{2}$ 。这个圆称为临界失步阻抗圆，也称等无功阻抗圆。其圆周为发电机以不同的有功功率 P 临界失步时，机端测量阻抗的轨迹，圆内为失步区。

3) 失步后的异步运行阶段

失步后的异步运行阶段可用图 3.7-1 所示的等效电路来表示，此时按图 3.7-3 所规定的电流正方向，机端测量阻抗应为：

$$Z_f = - \left[jX_1 + \frac{jX_{ad} \left(\frac{R_2}{S} + jX_2 \right)}{\frac{R_2}{S} + j(X_{ad} + X_2)} \right] \quad (\text{公式 3.7-7})$$

当发电机运行在 $f_f = f_s$ 失磁时， $S \approx 0$ ， $\frac{R_2}{S} \approx \infty$ ，此时机端的测量阻抗为最大：

$$Z_f = -jX_1 - jX_{ad} = -jX_d \quad (\text{公式 3.7-8})$$

当发电机在其他运行方式下失磁时， Z_f 将随着转差率的增大而减小，并位于第四象限内。极限情况是当 $f_f \rightarrow \infty$ 时， $S \rightarrow -\infty$ ， $\frac{R_2}{S}$ 趋近于零， Z_f 的数值为最小：

$$Z_f = -j \left(X_1 + \frac{X_2 X_{ad}}{X_2 + X_{ad}} \right) = -jX'_d \quad (\text{公式 3.7-9})$$

考虑到转子上装有阻尼条，或是隐极机本身的整块转子具有阻尼绕组作用，因此式中的 X'_d 可用 X''_d 代替。

综上所述，当一台发电机失磁前在过激状态下运行时，其机端测量阻抗位于复数平面的第一象限（如图 3.7-6 的 a 或 a' 点），失磁以后，测量阻抗沿等无功阻抗圆向第四象限移动。当它与临界失步圆相交时（ b 或 b' 点），表明机组运行处于静稳定的极限。越过 b （或 b' ）点以后，转入异步运行，最后稳定进行于 c （或 c' ）点，此时，平均异步功率与调节后的原动机输入功率相平衡。

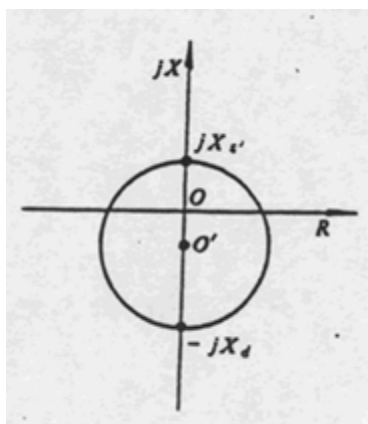


图 3.7-5 临界失步阻抗圆

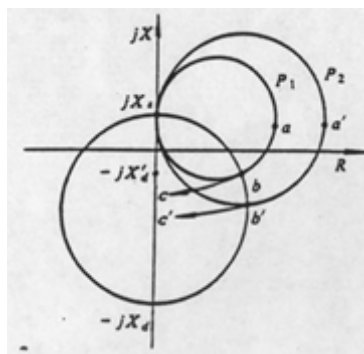
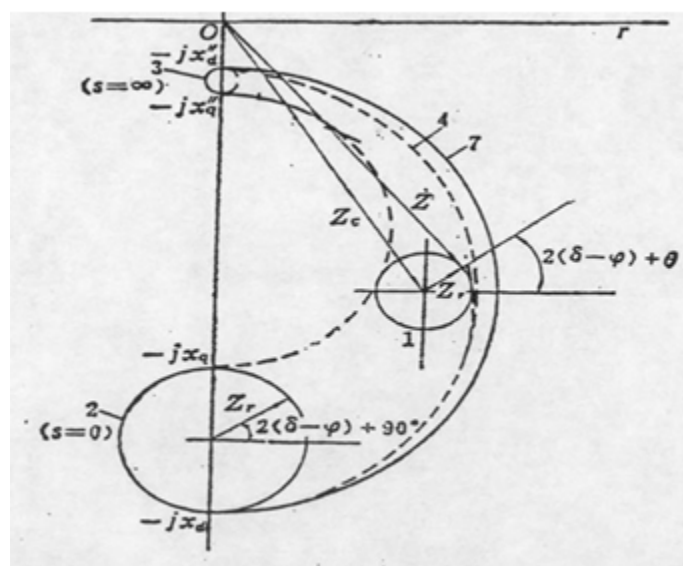


图 3.7-6 发电机端测量阻抗在失磁后的变化轨迹

$a \rightarrow b \rightarrow c$ 为 P_1 较大时的轨迹； $a' \rightarrow b' \rightarrow c'$ 为 P_1 较小时的轨迹；

为了确定失磁保护的动作边界和研究失磁保护的行为，异步阻抗的变化范围及其大小，是一个必须了解的问题，详细分析可参见王维俭、候炳蕴编著的大型机组继电保护理论基础第二板的第八章第五节，分析结论表明：对于任意的一个 s 值，则随 δ 变化都有一个相应的圆，我们给定一组 s 值，则可得到一个圆族， $s=0$ 时圆最大，随 $|s|$ 增大，圆逐渐变小，当 $s=\infty$ ，圆趋向于一个点。显然，这个圆族的外包线给出了发电机异步阻抗的边界，对于任意的 s 和 δ 值，机端测量阻抗 Z 的端点，都应当落在这个边界之内。这个边界如图 3.7-7 的曲线 4 所示。

图 3.7-7 转差 S =常数时机端测量阻抗 Z 的轨迹

因此，为简化计，可以把圆 7 近似看作异步阻抗的边界，其圆心和半径分别为：

$$\left. \begin{aligned} Z_c &= -j \frac{1}{2} (x_d'' + x_d) \\ |Z_r| &= \frac{1}{2} (x_d - x_d'') \end{aligned} \right\} \quad (\text{公式 3.7-10})$$

圆 7 包在边界 4 的外面。

3.7.2 失磁保护的构成和工作原理

3.7.2.1 失磁保护的判据

发电机失磁故障发生在转子回路中,早期的失磁保护判据就是以励磁电压的极度下降为特征。随着电力系统的发展,出现了许多超高压远距离输电线,它们具有很大的三相电容,当负荷处于低谷期时,由于输电线的电容电流使系统电压过高,发电机被迫减少励磁电压,有时进相运行,此时发电机成为吸收感性无功的设备,起到调相机的作用,虽然励磁电压较低,但机端电压正常,绝非失磁故障。因此失磁保护由简单的转子判据发展为定子判据,即根据机端三相电压和三相电流,用机端阻抗的变化来检测失磁故障。这种利用机端阻抗判据的失磁保护,在并非失磁的系统振荡、经过渡电阻发生内部短路等情况下,机端阻抗有可能进入失磁保护阻抗动作范围内引起误动,为此又增设转子励磁电压、机端电压、作为辅助判据,与机端阻抗主判据共同判别失磁故障与非失磁故障。

3.7.2.2 定子阻抗判据

取机端电压和电流测量发电机失磁后的阻抗,当阻抗落入静稳圆或动稳圆内时,可做为失磁后的定子阻抗判据。

3.7.2.3 转子判据

转子低电压判据: $U_r < U_{r1zd}$ (反应完全失磁的判据)

发电机的变励磁电压判据 (反应不完全失磁的判据)

用不变的励磁电压作为动作判据,在重负荷下低励时(既不完全失磁时)可能会拒动,在轻负荷下进相运行时可能误动,为此需增加此判据,让判据(1)按完全失磁状况整定。

不完全失磁的判据不是一个固定不变的阈值,它是在发电机所带有功 P 的工况下,根据静稳极限的技术要求所必需的最低励磁电压。若实际励磁电压小于静稳极限的技术要求所必需的最低励磁电压,失磁保护就动作。可见这种判据的励磁电压动作值是随着发电机带有功大小而变的,习惯上称为变励磁电压电压动作元件。

$$U_r < K_r * X_{dz} * (P - P_t) * U_{f0} \quad (\text{公式 3.7-11})$$

式中: $X_{dz} = X_d + X_s$, X_d 为发电机同步电抗标么值, X_s 为系统联系电抗标么值

P 为发电机输出功率标么值

P_t 为发电机凸极功率幅值标么值

对于汽轮发电机 $P_t = 0$

对于水轮发电机 $P_t = 0.5 * (1/X_{qz} - 1/X_{dz})$

U_{f0} 为发电机励磁空载额定电压有名值

K_r 为可靠系数

失磁故障时,如 U_r 突然下降到零或负值,励磁低电压判据迅速动作(在发电机实际抵达静稳极限之前),失磁或低励故障时, U_r 逐渐下降到零或减至某一值,变励磁低电压判据动作。低励、失磁故障将导致机组失步,失步后 U_r 和发电机输出功率作大幅度波动,通常会使励磁电压判据、变励磁电压判据周期性地动作。

3.7.2.4 系统低电压判据

失磁故障仅反应某台发电机的局部问题,继电保护的正确动作应使故障波及范围局限于失磁发电机。如果失磁保护选型不当或整定有错,相邻发电机组或其它发电厂值班人员操作处理失误,都有可能造成系统的电压崩溃,造成大面积停电,使一个电气设备的故障扩大为系统性故障。这是发电机失磁保护首先要考虑的问题。

为使发电机失磁故障不转化为系统电压崩溃，失磁保护装置中应设置系统电压低电压判据，它是确保系统安全的失磁保护主判据之一。其三相同同时低电压动作判据：

$$U_{op.3ph} = K_{rel} \times U_{h.min} \quad (\text{公式 3.7-12})$$

式中： K_{rel} 为可靠系数，取 0.85~0.90； $U_{h.min}$ 为高压侧系统最低正常运行电压。

本判据也可以取发电机机端电压，一般按 (0.85~0.90) U_{gn} 整定。

3.7.2.5 失磁保护减出力判据

失磁导致发电机失步后，发电机输出功率在一定范围内波动，负荷越大摆动越大，对发电机的危害越大。若首先选用减负荷的方法，当失磁后，快速把机械功率降低，使发电机能在固定转差下稳定异步运行后，维持一段时间，这段时间按定子端部边段铁心和构件的温升不越过允许值，以转子损耗不超过额定损耗的条件确定。在这检查失磁原因，排除故障，然后恢复运行，如果不能排除故障，再跳闸。

根据以上分析可知，每一种失磁保护的動作判据都能在一定程度上对发电机的失磁起到保护作用，但普遍存在容易误动的问题。因此比较理想的办法是把这些判据根据一定的逻辑关系组合起来，实现优势互补。

3.7.2.6 失磁保护的时间特性

发电机失磁保护的動作特性应满足系统和发电机两方面的要求。

如果系统有足够的无功储备，在发电机失磁后系统电压不会低于允许值，允许发电机在无励磁状态下异步运行，没有必要立即把失磁发电机切除，而只需发信号，这对系统是有好处的，可以避免在出现无功差额后又出现有功差额。因为发电机在无励磁异步运行时，有相当大的异步转矩，并能输出一定的甚至是接近额定值的有功功率。因此失步定子判据可以选择失磁异步阻抗园与无功反方判据相结合的方式，但是无励磁异步运行的条件和相应的允许时间，还决定于发电机的温升情况，如果系统和发电机不允许无励磁异步运行，则失磁保护装置应瞬时或经短延时动作于跳闸。如果允许无励磁异步运行，则失磁保护只发信号或自动减负荷，而以较长的延时切除失磁的发电机。图 3.7-8 是发电机失磁后机端测量阻抗变化趋势图。

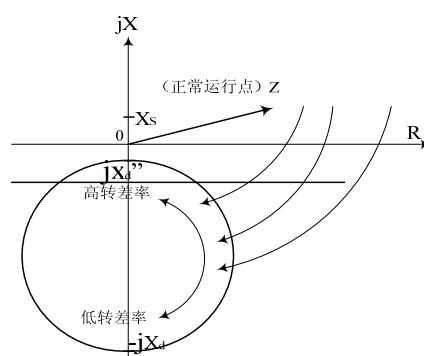


图 3.7-8 发电机失磁后机端测量阻抗变化趋势图

3.7.3 失磁保护的動作特性和工作逻辑

3.7.3.1 失磁保护原理

失磁保护反应发电机励磁回路故障引起的发电机异常运行。失磁保护由以下四个判据组合，完成需要的失磁保护方案。

1) 低电压判据

一般取母线三相电压，也可选择发电机机端三相电压。三相同同时低电压判据：

$$U_{pp} < U_{lezd}$$

对于取自母线电压，TV 断线时闭锁本判据。取自机端三相电压，一组 TV 断线时自动切换至另一组正常 TV。

2) 定子侧阻抗判据

该阻抗圆取机端正序电压和中性点正序电流，失磁工况为三相对称工况，用正序值计算更为合理。

阻抗圆：异步阻抗圆或静稳边界圆，动作方程为：

$$270^\circ \geq \text{Arg} \frac{Z + jX_B}{Z - jX_A} \geq 90^\circ$$

XA：静稳边界圆，可按系统阻抗整定，异步阻抗圆，XA= 0.5 X'd

XB：隐极机取 $X_d + 0.5 X'd$ ，凸极机取 $0.5 (X_d + X_q) + 0.5 X'd$

对于阻抗判据，可以选择与无功反向判据结合： $Q < -Q_{zd}$

对于静稳阻抗继电器，特性如图 3.7-9。图中阴影部分为动作区，图中虚线为无功反向动作边界。

对于异步阻抗继电器，特性如图 3.7-10。

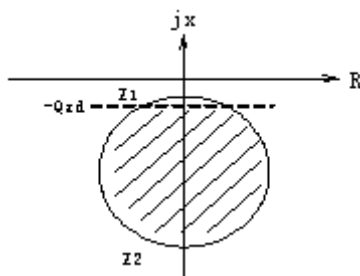


图 3.7-9 失磁保护阻抗图-静稳极限

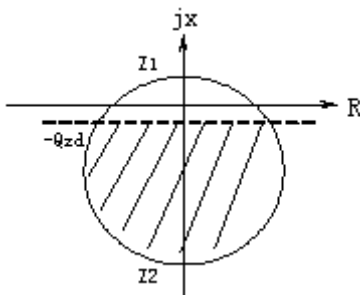


图 3.7-10 失磁保护阻抗图-异步阻抗圆阻抗继电器辅助判据：

- (1) 正序电压 $\geq 6V$
- (2) 负序电压 $< 0.1U_n$ (发电机额定电压)
- (3) 发电机电流 $\geq 0.1I_e$ (发电机额定电流)

3) 转子侧判据

转子低电压判据： $U_r < U_{r1zd}$ (反应完全失磁的判据)

发电机的变励磁电压判据 (反应不完全失磁的判据)

$$U_r < K_r * X_{dz} * (P - P_t) * U_{f0}$$

式中： $X_{dz}=X_d+X_s$ ， X_d 为发电机同步电抗标么值， X_s 为系统联系电抗标么值。

P 为发电机输出功率标么值

P_t 为发电机凸极功率幅值标么值

对于汽轮发电机 $P_t=0$

对于水轮发电机 $P_t=0.5*(1/X_{qz}-1/X_{dz})$

U_{f0} 为发电机励磁空载额定电压有名值

K_r 为可靠系数

失磁故障时如 U_r 突然下降到零或负值，励磁低电压判据迅速动作（在发电机实际抵达静稳极限之前），失磁或低励故障时， U_r 逐渐下降到零或减至某一值，变励磁低电压判据动作。低励、失磁故障将导致机组失步，失步后 U_r 和发电机输出功率作大幅度波动，通常会使励磁电压判据、变励磁电压判据周期性地动作与返回，因此低励、失磁故障的励磁电压元件在失步后（进入静稳边界圆）延时返回。

4) 减出力判据

减出力采用有功功率判据： $P > P_{zd}$

失磁导致发电机失步后，发电机输出功率在一定范围内波动， P 取一个振荡周期内的平均值。 P_{zd} 按机组容量的（40~50）%整定，在失磁的情况下，当满足该条件时，完成减出力。

3.7.3.2 失磁保护出口逻辑

装置设由三段失磁保护功能，失磁保护 I 段可动作于减出力或跳闸，也可动作于信号；II 段经母线电压低动作于跳闸；III 段经较长延时动作于跳闸。

图 3.7-11 失磁保护 I 段逻辑框图。

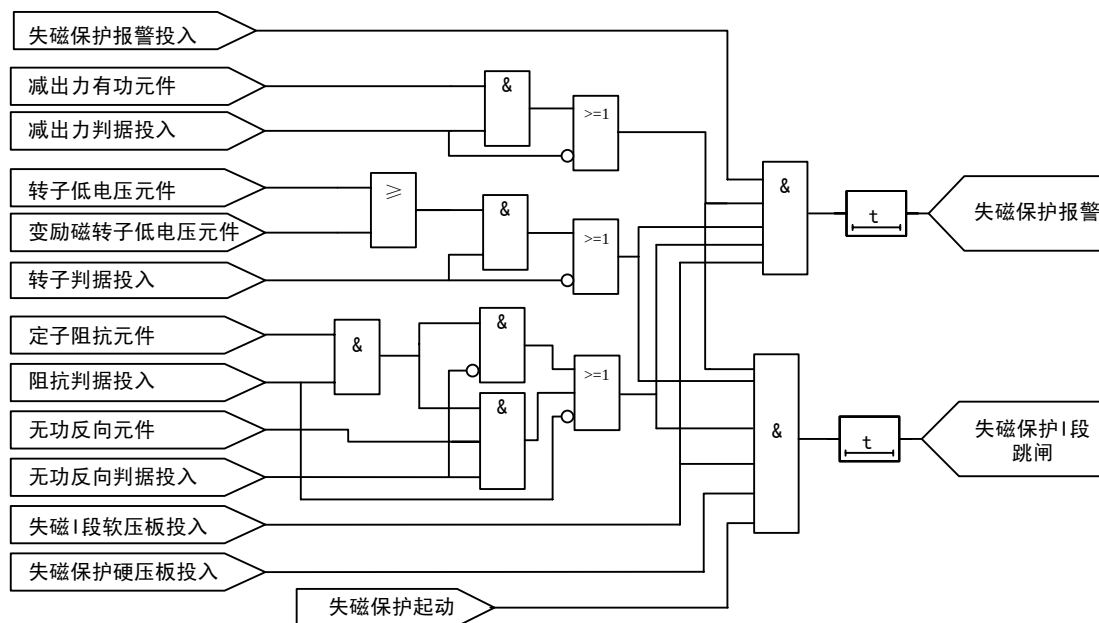


图 3.7-11 失磁保护 I 段逻辑框图

图 3.7-12 失磁保护 II 段逻辑框图。失磁保护 II 段投入，发电机失磁时，主变高压侧母线电压低于整定值（根据选择，可取机端电压），保护延时动作于跳闸。失磁 II 段判据选择时，除了母线低电压判据外，定子阻抗判据建议投入。不推荐只投母线电压判据和转子电压判据的方式。

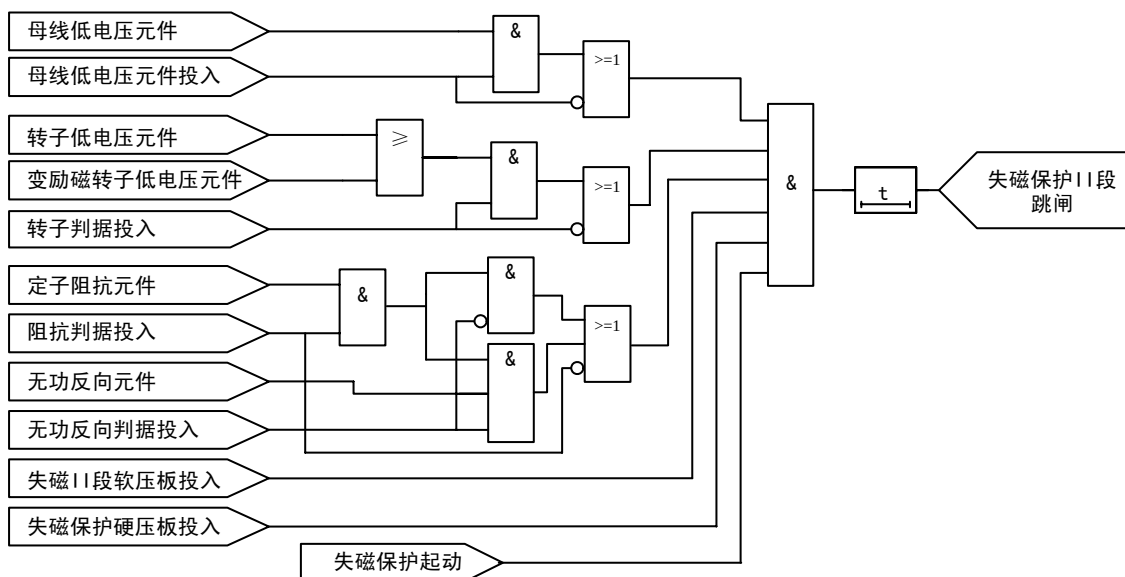


图 3.7-12 失磁保护II段逻辑框图

图 3.7-13 失磁保护III段逻辑框图，失磁保护III段为长延时段。

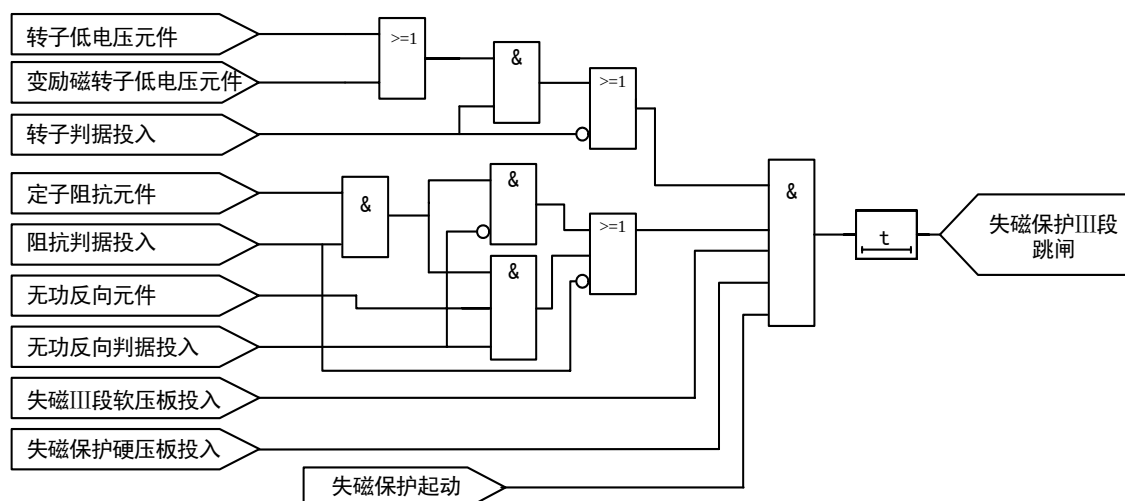


图 3.7-13 失磁保护III段逻辑框图

3.8 发电机转子接地保护

发电机励磁回路（转子）一点接地故障，是常见的故障形式之一。这种故障对发电机并不造成危害，但若再相继发生第二点接地，故障点流过相当大的故障电流而烧伤转子；由于部分绕组被短接，励磁绕组中电流增大，可能引起过热而烧伤励磁绕组；由于部分绕组被短接，使气隙磁通失去平衡，从而引起振动。此外，汽轮发电机励磁回路两点接地，还可能使轴系和汽机磁化，因此两点接地的后果是严重的。

转子一点接地保护反应发电机转子对大轴绝缘电阻的下降。一点接地动作于信号，不是为了长期一点接地运行，而是认为在一点接地之后，积极转移负荷，尽快安排停机。

RCS-985 系列装置提供了两种转子接地故障的检测方式：切换采样式（乒乓式）转子接地保护和外加电源注入式转子接地保护。

3.8.1 切换采样式（乒乓式）转子一点接地保护

3.8.1.1 保护原件工作原理

RCS-985 装置采用电子开关切换工作（电子开关的切换频率由 CPU 控制），对两种工作状态方程联立求解，可得到接地电阻和接地点位置。转子接地电阻测量图见图 3.8-1：

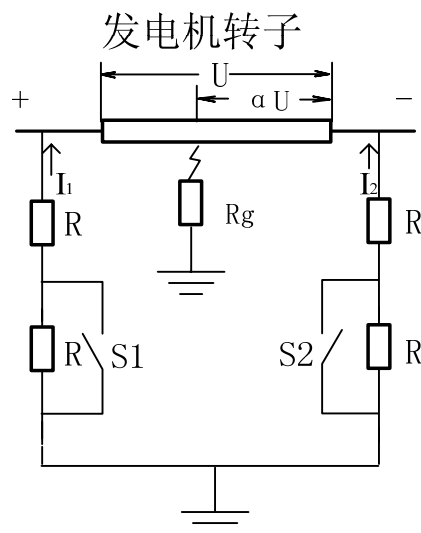


图 3.8-1 转子接地电阻测量图

在上图中：当 S1 合、S2 开可得：

$$I_1 R + (I_1 - I_2) R_g = (1 - \alpha) u$$

$$2I_2 R + (I_1 - I_2) R_g = \alpha u$$

当 S2 合、S1 开可得：

$$2I_1' R + (I_1' - I_2') R_g = (1 - \alpha) u'$$

$$I_2' R + (I_1' - I_2') R_g = \alpha u'$$

四式联立求解，已知 I_1 、 I_2 、 I_1' 、 I_2' 、 R 可求 α 、 R_g 。当 R_g 大于定值时，为一点接地故障。当接地位置 α 改变达到一定值时判为两点接地。

一点接地设有两段动作值，灵敏段动作于报警，普通段可动作于信号也可动作于跳闸。

3.8.1.2 乒乓式转子两点接地保护

若转子一点接地保护动作于报警方式，当转子接地电阻 R_g 小于普通段整定值，转子一点接地保护动作后，经延时自动投入转子两点接地保护，当接地位置 α 改变达一定值时判为转子两点接地，动作于跳闸。

3.8.1.3 乒乓式转子接地保护出口逻辑

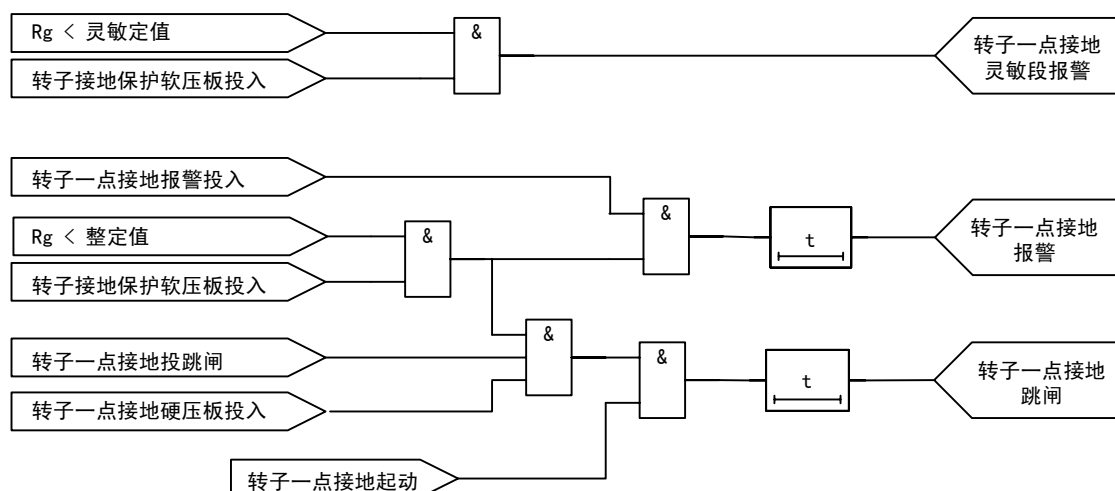


图 3.8-2 转子一点接地保护逻辑框图

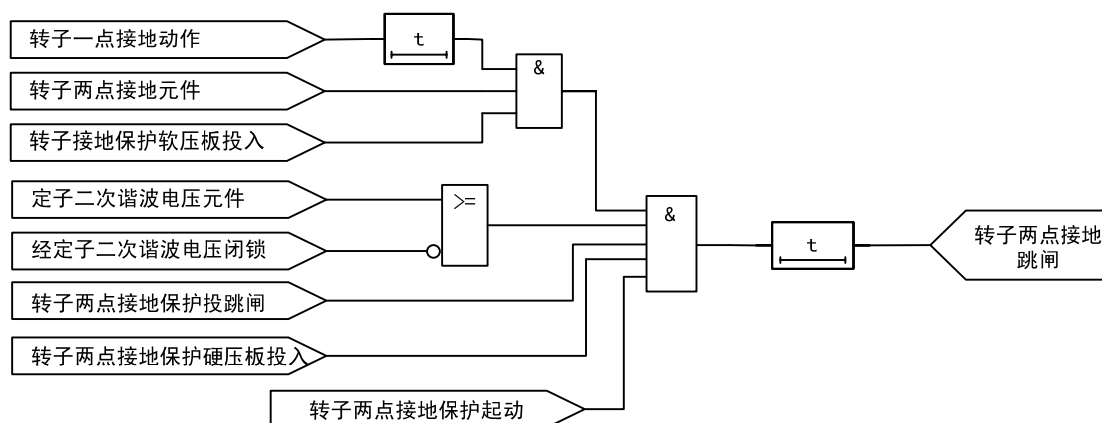


图 3.8-3 转子两点接地保护逻辑框图

3.8.2 外加电源式转子接地保护

3.8.2.1 外加电源式发电机转子接地保护工作原理

外加电源式发电机转子接地保护是针对无刷励磁机组只能引出转子电压单极情况下，或者非旋转励磁在未加励磁情况下对转子回路接地实现保护。

转子接地保护采用对转子回路注入偏移方波电源，工作电路如图 3.8-4。

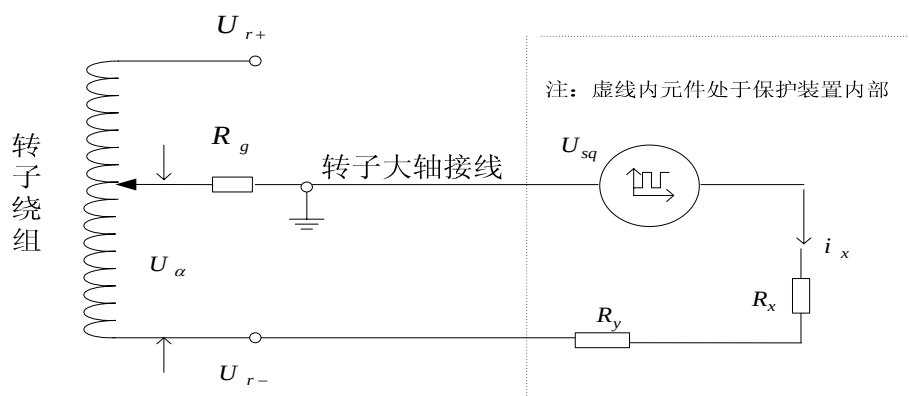


图 3.8-4 外加电源式转子接地电阻测量图

U_{sq} 是方波电源发生器，它产生的方波电压通过 R_x 、 R_y 测量电阻接入转子绕组负极端与转子大轴接线端，求解回路方程而求得转子绕组绝缘电阻 R_g ，低于定值报警或跳闸。

3.8.2.2 外加电源式转子接地保护出口逻辑

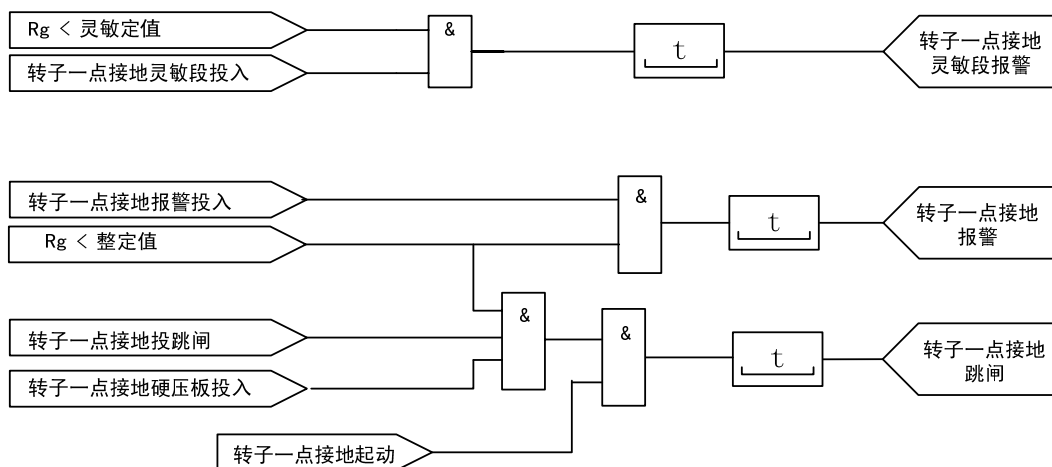


图 3.8-5 外加电源式转子接地保护逻辑图

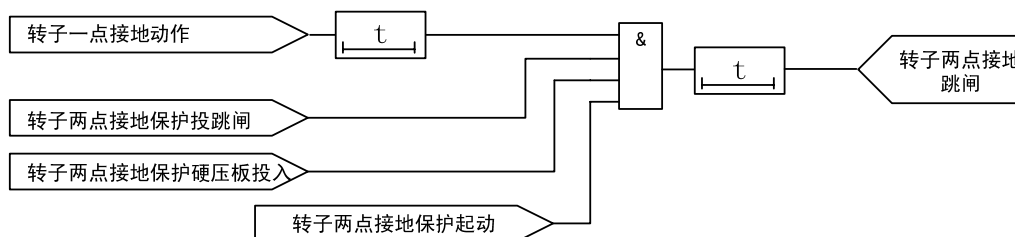


图 3.8-6 外加电源式转子接地保护逻辑框图

3.9 发电机异常运行保护

3.9.1 定子绕组过负荷保护

定子绕组过负荷保护分定时限和反时限两部分，因微机过流保护的返回系数可以提高，因而定值取 $1.05I_H$ ，其实发电机是不会长期运行在过负荷状态，应由运行人员调节负荷，维持额定工况下。反时限过流保护依过电流倍数与相应的允许持续时间关系特性整定，为防止定时限过负荷保护不起动的情况下，反时限保护可以跳闸，保护下限电流定值，按与定时限过负荷保护配合的条件整定。上限最小动作时限与区外故障保护一段保护配合，只作系统后备，不做发电机区内故障的后备。

3.9.2 发电机失步保护

3.9.2.1 为什么要装设失步保护？

对于中小机组，通常不装失步保护。当系统发生振荡时，由人加以判断，然后由人工增加励磁、增加或减少原动机出力、局部解列等方法来处理。对于大机组必须装设失步保护才能保证机组的安全。

对于大机组和高压系统，发电机装有快速响应励磁调节器，并与升压变压器组成单元接线，使发电机与系统阻抗比例发生变化，因此振荡中心可能落在发电机机端或升压变压器之内，如图 3.9-1 所示，单机与系统之间发生振荡时振荡中心落在发变组内；若是机组对系统之间发生振荡，振荡中心可能在机端附近，使震荡过程对机组的影响加重了。机端电压严重地周期性下降对大型汽轮发电机的安全运行特别不利。因为机炉的辅机都由机端厂用变压器供电。电压周期性严重下降，将使厂用机械不正常工作，可能导致停机、停炉及重大设备损坏。

对于给煤机或给油电动机，由于转速下降，可能导致锅炉灭火；电压回升后，转速增长，在热态下向炉内送入燃料，可能引起炉膛爆炸。

汽机转数的暂态上升，随后失步，将使调速汽门关闭，直到恢复同步转速为止对锅炉有很大的损害。

振荡过程中，当发电机电势与系统等效电势夹角 180° 度时，振荡电流幅值将接近机端三相短路时流经发电机短路电流的幅值。但是三相短路电流将有保护迅速切除，而振荡电流则在较长时间内反复出现。因此，有可能定子绕组端部遭受机械损伤。

从振荡电流引起热效应来看，由于大容量机组热容量相对下降，允许振荡电流时间较短，如果振荡时间较长，发电机绕组有可能过热而遭受损伤。

振荡过程常常伴随短路故障出现。发生短路故障和切除故障后，汽轮发电机轴系可能发生扭转振荡。当故障切除后，若随即发生电气参数的振荡过程，则加到轴系上的制动转矩是一脉动转矩，从而可能加剧轴系的扭转振荡，使大轴遭受机械损伤，甚至造成严重事故。

在短路伴随振荡的情况下，定子绕组端部先遭受短路电流产生的应力，相继又遭受振荡电流产生的应力，使定子端部先出现机械损伤的可能性增加。

对于电力系统来说，一台发电机与系统失步，如不能及时和妥善处理，可能扩大到整个电力系统，导致电力系统崩溃。特别是在电力系统中举足轻重的大机组，影响就更大。

为提高安全稳定运行水平，在一次、二次系统需采取多处措施，避免发电机与系统之间振荡。但长期的运行实践证明：“不管对系统稳定性的要求如何严格，措施如何完善，总可能因一些事先不可预计的各种偶然因素叠加，产生稳定破坏事故。特别对大容量的发变组、因为其参数的增大、振荡中心很可能落入其内。而过分提高对系统稳定性的要求，需要大量的投资”。在现代的电力系统中，系统持续振荡最令人关心的事情，是对大型发电机组有何严重影响。要求振荡时机组不解列、作为短时失步运行，对大型汽轮发电机组说来，能否造成严重的后果？GIGRE 大会以第八委员会的名义向大会提交了一篇报告，题目是《对同步发电机某些异常运行情况的导则草案》，其中涉及失步运行问题如下：失步运行这种保持励磁的同步机运行模式既不利于机组也不利于系统。由此可能引起水轮和汽轮发电机本身和汽轮发电机组轴的高机械应力和电磁应力。因而目前广泛采用：可以允许汽轮发电机在一定条件下作短时期的失步运行。这个条件可以简要地按在失步过程中，振荡中心是否多次落入发电机升压变压器及至发电机本身为标准。

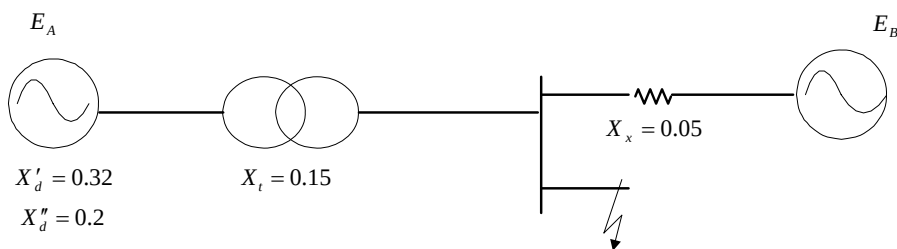


图 3.9-1 发电机与系统失步时的系统图

3.9.2.2 装设在机端的阻抗元件在失步时的测量阻抗

为测量发电机是否失步，在发电机机端装设阻抗保护，发电机与系统失步时的等效系统图如图 3.9-2 所示：

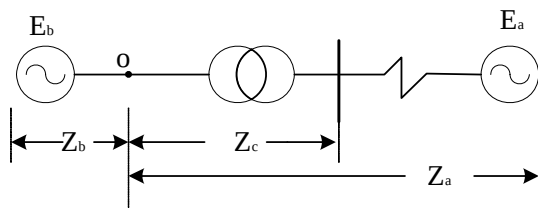


图 3.9-2 发电机与系统失步时的等效系统图

系统振荡中的某一时刻,系统各点的电流电压关系(当两侧电势相等、联系阻抗为电抗时)如图 3.9-3 所示。在电流电压关系图 3.9-3 中,如果认为电动势的幅值不变,则线路上各点电压、电流、及各元件上的压降将随功角 δ 的变化而变化。

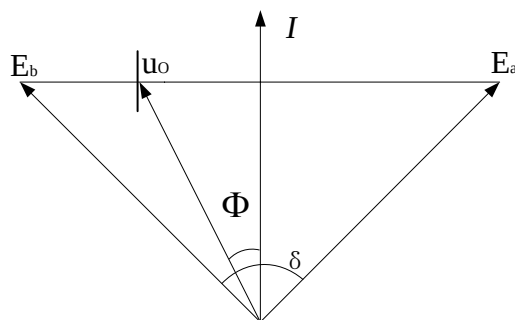


图 3.9-3 系统各点的电流电压关系图

图中:

$$I = \frac{E_b - E_a}{Z_b + Z_a} = \frac{E_b}{Z_b + Z_a} (1 - e^{-j\delta}) \quad (\text{公式 3.9-1})$$

$$U_0 = E_b - IZ_b \quad (\text{公式 3.9-2})$$

$$Z = \frac{U_0}{I} = \frac{E_b - IZ_b}{I} = \frac{E_b}{I} - Z_b$$

将(公式 3.9-1)代入(公式 3.9-2)得:

$$Z = [(Z_a + Z_b) / (1 - e^{-j\delta})] - Z_b \quad (\text{公式 3.9-3})$$

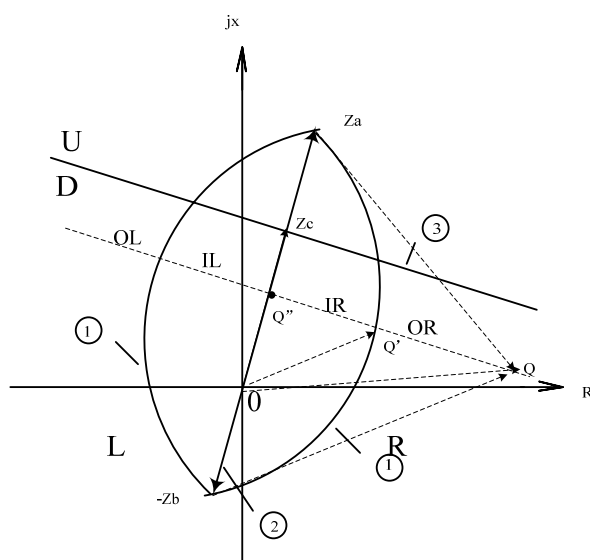


图 3.9-4 振荡中机端阻抗继电器的测量阻抗图

系统振荡时,阻抗继电器的测量阻抗依功角 δ 的变化情况可用图 3.9-4 表示。在图 3.9-4 中,假定系统各元件阻抗的相量是固定的,而继电器的测量阻抗在变化,当 Z 移动到 Q' 进而移动到 Z_a 线上时,该点 Q'' 就是振荡中心。当 Z 移动到整定特性上时,继电器就会误动。在以上理想参数的情况

况下，阻抗继电器感受阻抗相量的末端轨迹在 $QQ'Q''$ 的直线上运动，该相量末端落入整定特性内时，阻抗继电器就会误动。当 Q 移动点 Q'' 点振荡中心时，就相当于在 Q'' 点发生属性三相故障。但与故障又有区别，如果是故障，只要故障不切除，测量阻抗的末端就一持固定在 Q'' 点；如果是振荡，测量阻抗的末端不会一持固定在 Q'' 点，要随着时间的变化在 $QQ'Q''$ 的轨迹上变化，变化的速度与振荡周期有关。

保护采用三元件失步继电器动作特性，第一部分是透镜特性，图 3.9-4 中①，它把阻抗平面分成透镜内的部分 I 和透镜外的部分 O。第二部分是遮挡器特性，图中②，它把阻抗平面分成左半部分 L 和右半部分 R。

两种特性的结合，把阻抗平面分成四个区 OL、IL、IR、OR，阻抗轨迹顺序穿过四个区（OL→IL→IR→OR 或 OR→IR→IL→OL），并在每个区停留时间大于一时限，则保护判为发电机失步振荡。每顺序穿过一次，保护的滑极计数加 1，到达整定次数，保护动作。

第三部分特性是电抗线，图中③，它把动作区一分为二，电抗线以上为 I 段（U），电抗线以下为 II 段（D）。阻抗轨迹顺序穿过四个区时位于电抗线以下，则认为振荡中心位于发变组内，位于电抗线以上，则认为振荡中心位于发变组外，两种情况下滑极次数可分别整定。

保护可动作于报警信号，也可动作于跳闸。

失步保护可以识别的最小振荡周期为 120ms。

3.9.2.3 失步保护的工作原理和动作逻辑

1) 失步保护原理

失步保护反应发电机失步振荡引起的异步运行。

保护采用三元件失步继电器动作特性，如图 3.9-5。

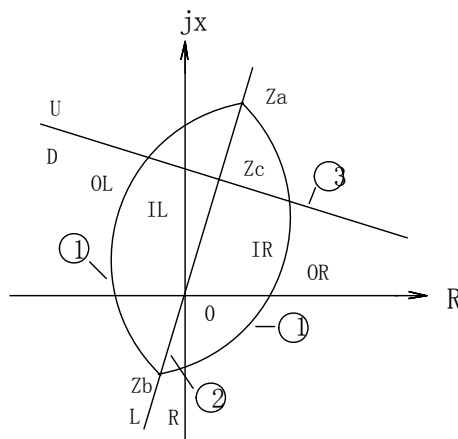


图 3.9-5 三元件失步保护继电器特性

第一部分是透镜特性，图中①，它把阻抗平面分成透镜内的部分 I 和透镜外的部分 O。第二部分是遮挡器特性，图中②，它把阻抗平面分成左半部分 L 和右半部分 R。

两种特性的结合，把阻抗平面分成四个区 OL、IL、IR、OR，阻抗轨迹顺序穿过四个区（OL→IL→IR→OR 或 OR→IR→IL→OL），并在每个区停留时间大于一时限，则保护判为发电机失步振荡。每顺序穿过一次，保护的滑极计数加 1，到达整定次数，保护动作。

第三部分特性是电抗线，图中③，它把动作区一分为二，电抗线以上为 I 段（U），电抗线以下为 II 段（D）。阻抗轨迹顺序穿过四个区时位于电抗线以下，则认为振荡中心位于发变组内，位于电抗线以上，则认为振荡中心位于发变组外，两种情况下滑极次数可分别整定。

保护可动作于报警信号，也可动作于跳闸。

失步保护可以识别的最小振荡周期为 120ms。

2) 失步保护出口逻辑

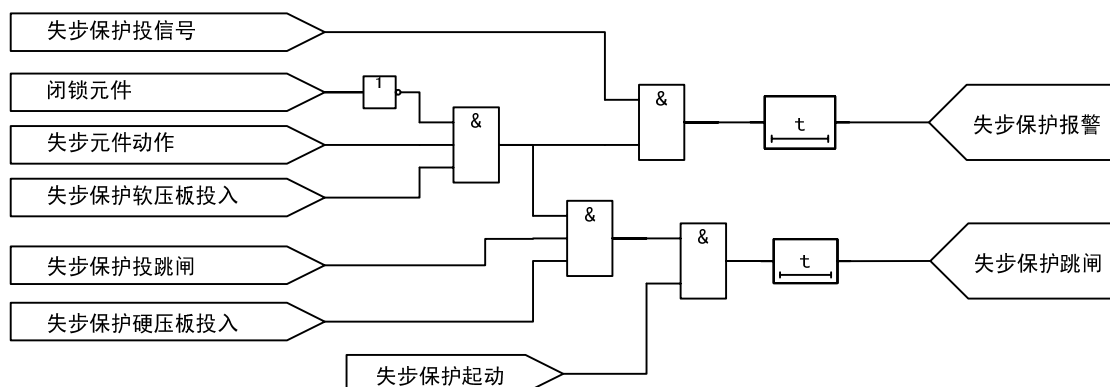


图 3.9-6 失步保护逻辑框图

上图中的闭锁元件为电流闭锁元件，防止失步过程中在振荡电流超出断路器切断容量的情况下跳闸。

3.9.3 功率保护

3.9.3.1 逆功率保护

逆功率保护，用于保护汽轮发电机。当主汽门关闭，或机炉保护动作关闭主汽门而出口断路器未跳闸时，发电机变成电动机运行，要从电力系统吸收有功功率。这种工况对发电机并无危险，但汽轮机尾部叶片有可能过热，造成汽轮机事故。因此不允许在这种情况下长期运行，根据汽轮机的情况，一般只允许几分钟。

按逆功率情况下，小于发电机和汽轮机最小有功功率之和整定。动作时间以不同跳闸方式而定。

由于各种原因导致失去原动力，发电机变为电动机运行，此时，为防汽轮机叶片、燃气轮机齿轮损坏，需配置逆功率保护。

发电机功率用三相电压、三相电流计算得到，

保护动作判据：

$$P \leq -RP_{zd} \quad (\text{公式 3.9-4})$$

逆功率保护设两段时限，可通过控制字投退。I 段发信号，固定延时为 10S。II 段定值可整定，延时动作于停机出口。

逆功率保护定值范围 0.5% - 10% P_n ， P_n 为发电机额定有功功率。延时范围 0.1- 600S。

3.9.3.2 功率保护

RCS-985A、RCS-985B 设有一段功率保护，经控制字整定可选择低功率保护或过功率保护，动作于跳闸。

3.9.3.3 功率保护出口逻辑框图

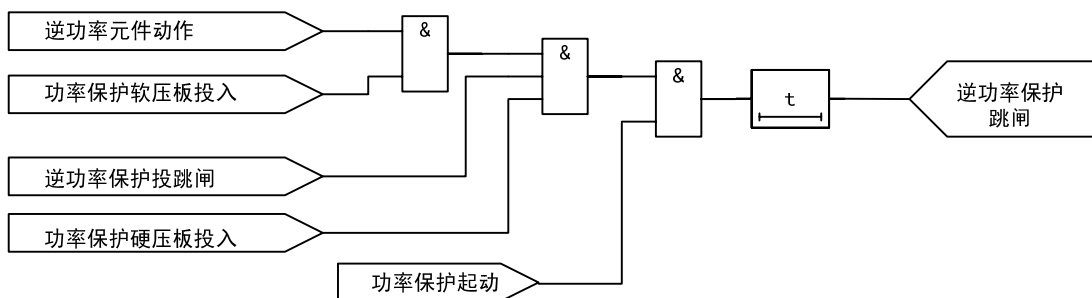


图 3.9-7 逆功率保护逻辑框图

3.9.3.4 程序逆功率保护

发电机在过负荷、过励磁、失磁等各种异常运行保护动作后，需要程序跳闸时。保护先关闭主汽门，由程序逆功率保护经主汽门接点闭锁和发变组断路器位置接点闭锁，延时动作于跳闸。

程序逆功率保护定值范围 $0.5\% - 10\% P_n$, P_n 为发电机额定有功功率。

3.9.3.5 程序逆功率出口逻辑

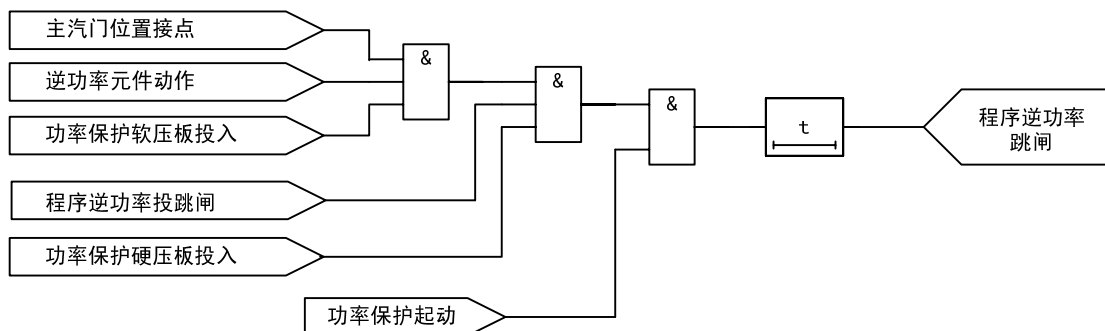


图 3.9-8 程序逆功率保护逻辑框图

3.9.4 频率异常保护

频率异常保护用于保护汽轮机，防止汽轮机叶片及其拉金的断裂事故，对于极低频率工况，还将威胁厂用电的安全。汽轮机的叶片，都有一自振频率，如果发电机运行频率的升高或者降低，以致接近或等于叶片的自振频率时，将导致共振，使材料疲劳，达到材料所不允许限度时，叶片或拉金就要断裂，造成严重事故。材料疲劳是一个不可逆的积累过程，所以汽轮机都给出了规定的频率下允许的累计运行时间。

为了保证机组的安全，需要有频率异常保护，以监视频率状况和积累偏离额定值的时间，达到规定定值后，则动作于信号。频率异常运行允许时间推荐表如下。

3.9.4.1 低频保护

大型汽轮发电机运行中允许其频率变化的范围为 $48.5 \sim 50.5\text{Hz}$ ，低于 48.5Hz 时，累计运行时间和每次持续运行时间达到定值，保护动作于信号或跳闸。

RCS-985A、RCS-985B 保护设四段定值，其中 I、II 两段为累计运行低频保护，III、IV 段为持续运行低频保护。频率保护受断路器位置接点、无流标志闭锁。

RCS-985C 保护设两段定值，为持续运行低频保护。频率保护受断路器位置接点、无流标志闭锁。

3.9.4.2 过频率保护

RCS-985A、RCS-985B 保护设两段定值，均可动作于信号或跳闸。

RCS-985C 保护设一段定值，可动作于信号或跳闸。

3.9.4.3 频率保护逻辑框图

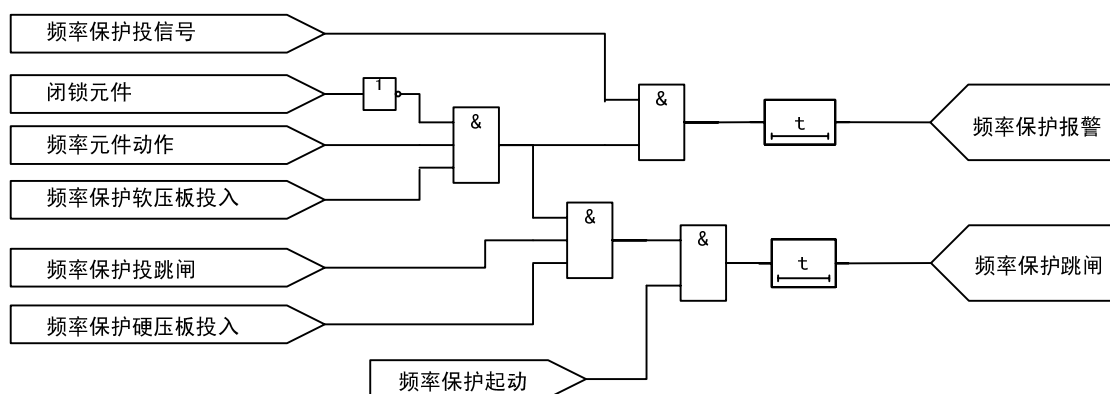


图 3.9-9 频率保护出口逻辑框图

3.9.5 起停机保护

有些情况下，发电机在起动或停机过程中，有励磁电流流过励磁绕组。例如双轴机组在低转速下进行并列时、某些机组在盘车过程中需要利用励磁绕组对车子进行预热，以及在一般机组上发生操作失误时，都可能如此。此时定子电压的频率很低。许多保护因受频率的影响而不能动作或根本就不动作，鉴于以上情况，对于在低速转速下可能加励磁电压的发电机，通常要装设反应定子接地故障和反应相间故障的保护装置。称为起停机保护或低频运行保护。

3.9.5.1 启停机保护配置

发电机启动或停机过程中，配置反应相间故障的保护和定子接地故障的保护。

对于发电机、变压器、厂用变、励磁变的故障，各配置一组差回路过流保护。对于发电机定子接地故障，配置一套零序过电压保护。对于发电机相间短路故障，还配置了发电机低频过流保护。

由于发电机启动或停机过程中，定子电压频率很低，因此保护采用了不受频率影响的算法，保证了启停机过程中对发电机的保护。

启停机保护经控制字整定，可以选择“低频元件闭锁”或“断路器位置接点闭锁”。

3.9.5.2 启停机保护逻辑框图

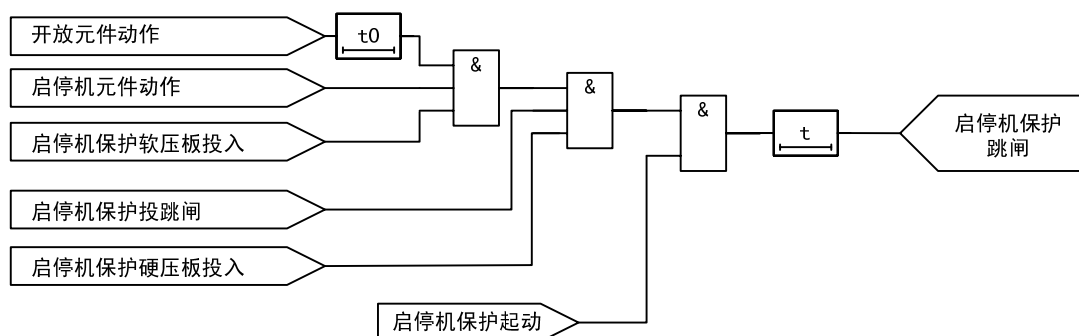


图 3.9-10 发电机启停机保护逻辑框图

3.9.6 误上电保护

发电机在盘车过程中，由于出口断路器误合闸，突然给发电机加上电压，而发电机会成为异步电动机运行，在几秒内对机组造成损伤。此时发电机的电抗为 X_d'' ，若与系统联络电抗很小，则定子电流会很大，可达 3-4 倍额定电流。定子电流产生旋转磁场，将在转子中产生差频电流，如果不

及时切除电源，流过电流持续时间过长在转子上产生热效应超过运行值，引起转子过热而遭到损坏。此外，转子的突然加速，还可能因润滑油压低而使轴瓦遭到损坏。所以对误加电源的异常运行，必须快速切断电源。

在主开关误上电情况下，不能通过反时限过负荷作为保护，因为过负荷保护动作时间可能到几秒数量级，即使跳闸，转子已经烧损。误上电时也不能通过程序逆功率保护来实现，因为在发电机转子有较大转差，定子电枢反应非常复杂，逆功率计算不准。所以必须有专门的误上电保护。

3.9.6.1 误合闸保护

1) 发电机盘车时，未加励磁，断路器误合，造成发电机异步起动

采用两组 PT 均低电压延时 t_1 投入，电压恢复，延时 t_2 （与低频闭锁判据配合）退出。

2) 发电机起停过程中，已加励磁，但频率低于定值，断路器误合

采用低频判据延时 t_3 投入，频率判据延时 t_4 返回，其时间应保证跳闸过程的完成。

3) 发电机起停过程中，已加励磁，但频率大于定值，断路器误合或非同期

采用断路器位置接点，经控制字可以投退。判据延时 t_3 投入（考虑断路器分闸时间），延时 t_4 退出其时间应保证跳闸过程的完成。

当发电机非同期合闸时，如果发电机断路器两侧电势相差 180° 附近，非同期合闸电流太大，跳闸易造成断路器损坏，此时闭锁跳断路器出口，先跳灭磁开关等其他开关，当断路器电流小于定值时再动作于跳出口开关。

3.9.6.2 误合闸保护逻辑框图如图

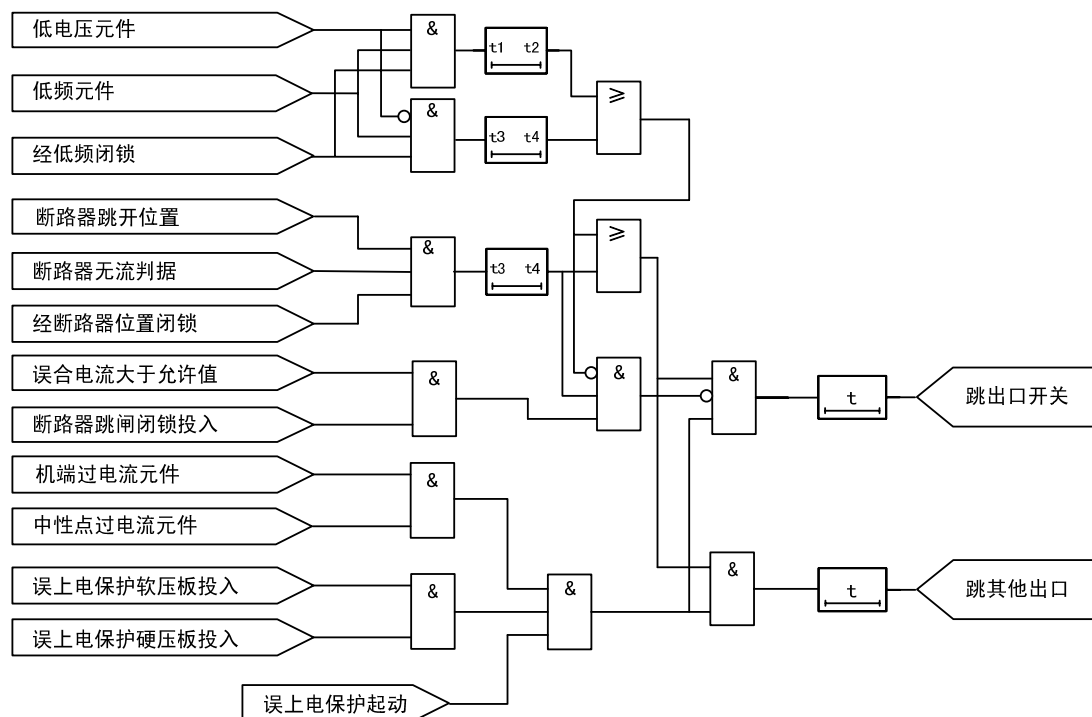


图 3.9-11 发电机误合闸保护逻辑框图

3.9.6.3 断路器闪络保护

接在 220KV 以上电压系统中的大型发电机变压器组，在进行同期并列过程中，断路器合闸前，作用于断口上的电压随待并发电机与系统等效发电机之间角度 δ 的变化而不断变化，当 $\delta = 180^\circ$ 时，其值最大，有时会造成断口闪络事故。

断口闪络要给断路器本身造成损坏，并可能扩大事故，破坏系统的稳定运行。闪络时一般是一相或两相闪络，这主要是造成对发电机的冲击转矩、二是要产生负序电流，都会威胁到发电机的自身安全。为此需要装设断路器闪络保护。出口方式跳灭磁开关及启动失灵。断路器断口闪络只考虑一相或两相，不考虑三相闪络。

判据：

- 1) 断路器三相位置接点均为断开状态；
- 2) 负序电流大于整定值；
- 3) 发电机已加励磁，机端电压大于一固定值。

保护动作于灭磁及启动断路器失灵。

3.9.6.4 断路器闪络保护逻辑框图如图

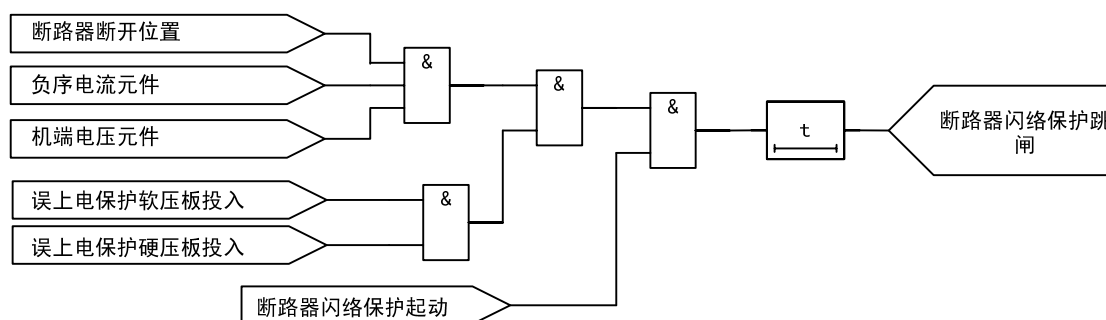


图 3.9-12 发电机断路器闪络保护逻辑框图

3.9.7 发电机后备保护

3.9.7.1 相间阻抗保护

在发电机机端配置两段阻抗保护，作为发电机相间后备保护，电流取中性点电流。第Ⅰ段：可通过整定值选择采用方向阻抗圆、偏移阻抗圆或全阻抗圆。第Ⅱ段：可通过整定值选择采用方向阻抗圆、偏移阻抗圆或全阻抗圆。当某段阻抗反向定值整定为零时，选择方向阻抗圆；当某段阻抗正向定值大于反向定值时，选择偏移阻抗圆；当某段阻抗正向定值与反向定值整定为相等时，选择全阻抗圆。阻抗元件灵敏角 $\varphi_m = 78^\circ$ ，阻抗保护的方向指向由整定值整定实现，一般正方向指向发电机外。阻抗元件的动作特性如图 3.9-13 所示。

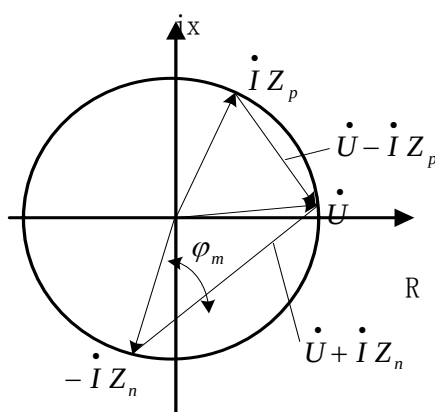


图 3.9-13 阻抗元件动作特性

图中： I 为某相间电流， U 为对应相间电压， Z_n 为阻抗反向整定值， Z_p 为阻抗正向整定值。

阻抗元件的比相方程为：

$$90^\circ < \text{Arg} \frac{(\dot{U} - \dot{I} Z_p)}{(\dot{U} + \dot{I} Z_n)} < 270^\circ \quad (\text{公式 3.9-5})$$

阻抗保护的起动元件采用相间电流工频变化量起动，开放 500ms，期间若阻抗元件动作则保持。起动元件的动作方程为：

$$\Delta I > 1.25 \Delta I_t + I_{th} \quad (\text{公式 3.9-6})$$

其中： ΔI_t 为浮动门坎，随着变化量输出增大而逐步自动提高。取 1.25 倍可保证门槛电压始终略高于不平衡输出，保证在系统振荡和频率偏移情况下，保护不误动。 I_{th} 为固定门坎。当相间电流的工频变化量大于 $0.2I_n$ 时，起动元件动作。

TV 断线对阻抗保护的影响：机端 TV1 断线闭锁阻抗保护。

相间阻抗保护逻辑框图

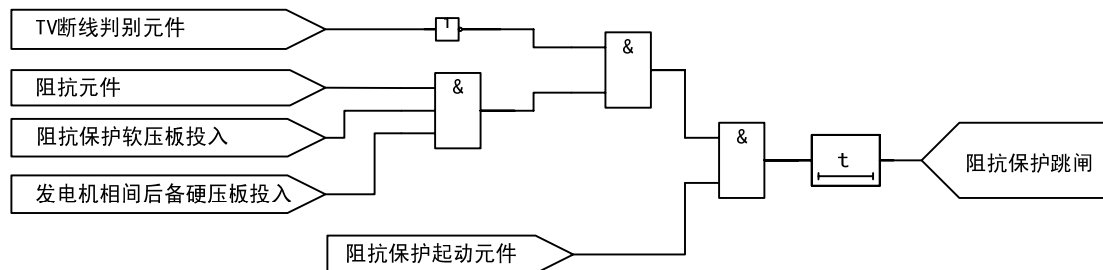


图 3.9-14 发电机阻抗保护逻辑框图

3.9.7.2 发电机复合电压过流保护

复合电压过流保护作为发电机、变压器、高压母线和相邻线路故障的后备。

复合电压过流设两段定值各一段延时，第 I 段动作于跳母联开关或其他开关。复合电压过流 II 段，动作于停机。

- 1) 复合电压元件：复合电压元件由相间低电压和负序电压或门构成，有两个控制字（即过流 I 段经复压闭锁，过流 II 段经复压闭锁）来控制过流 I 段和过流 II 段经复合电压闭锁。当过流经复压闭锁控制字为“1”时，表示本段过流保护经过复合电压闭锁。
- 2) 电流记忆功能：对于自并励发电机，在短路故障后电流衰减变小，故障电流在过流保护动作出口前可能已小于过流定值，因此，复合电压过流保护起动后，过流元件需带记忆功能，使保护能可靠动作出口。控制字“自并励发电机”在保护装置用于自并励发电机时置“1”。
- 3) 经高压侧复合电压闭锁：控制字“经高压侧复合电压闭锁”置“1”，过流保护不但经发电机机端复合电压闭锁，而且还经主变高压侧复合电压闭锁。
- 4) TV 断线对复合电压闭锁过流的影响：装置设有整定控制字（即 TV 断线保护投退原则）来控制 TV 断线时复合电压元件的动作行为。当装置判断出本侧 TV 断线时，若“TV 断线保护投退原则”控制字为“1”时，表示复合电压元件不满足条件；若“TV 断线保护投退原则”控制字为“0”时，表示复合电压元件满足条件，这样复合电压闭锁过流保护就变为纯过流保护。

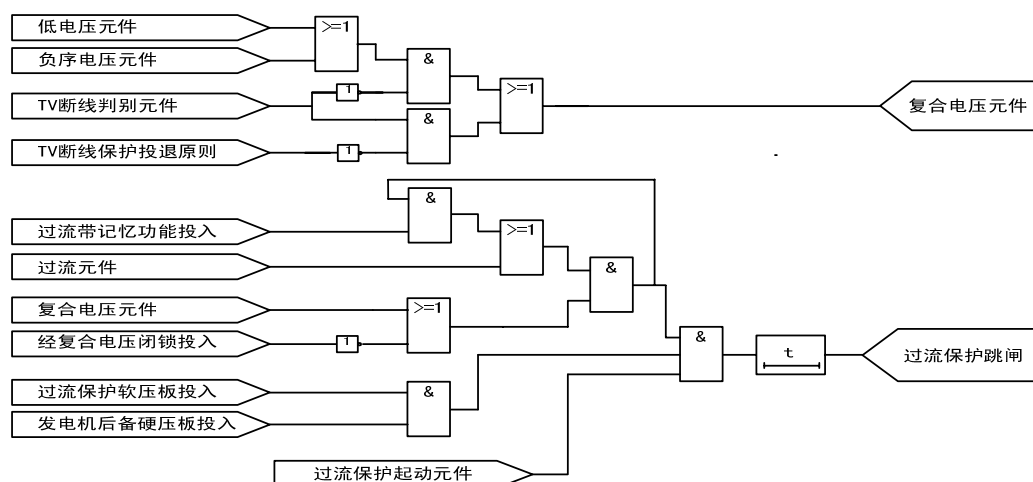


图 3.9-15 发电机复合电压过流保护出口逻辑框图

5) TV 断线判别原理

TV 断线判别见 3.14.3。

3.9.8 发电机定子过负荷保护

定子过负荷保护反应发电机定子绕组的平均发热状况。保护动作量同时取发电机机端、中性点定子电流最大相电流，试验时可以只给一相电流。

3.9.8.1 定时限定子过负荷保护

定时限定子过负荷保护配置一段跳闸、一段信号。

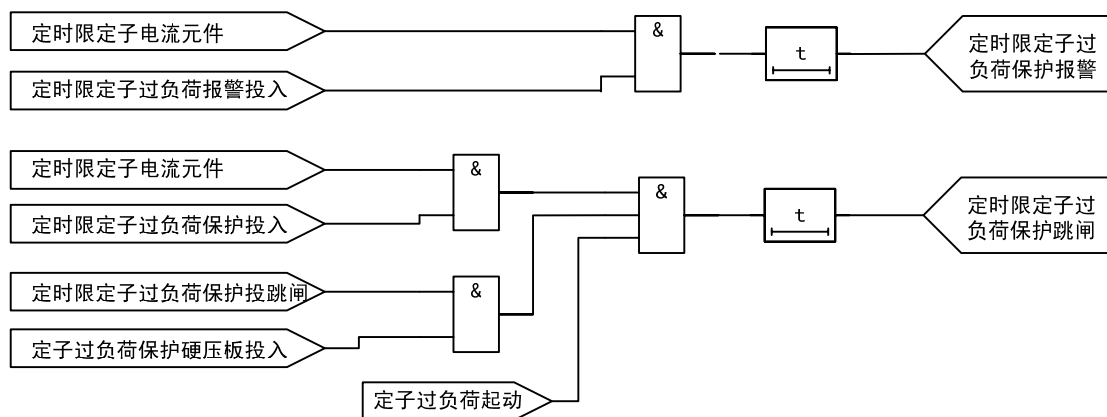


图 3.9-16 发电机定子过负荷保护逻辑框图

3.9.8.2 反时限定子过负荷保护

反时限保护由三部分组成：① 下限启动，② 反时限部分，③ 上限定时限部分。上限定时限部分设最小动作时间定值。

当定子电流超过下限整定值 **lszd** 时，反时限部分起动，并进行累积。反时限保护热积累值大于热积累定值保护发出跳闸信号。反时限保护，模拟发电机的发热过程，并能模拟散热。当定子电流大于下限电流定值时，发电机开始热积累，如定子电流小于额定电流时，热积累值通过散热慢慢减小。

反时限动作曲线如图 3.9-17, 反时限保护动作方程:

$$[(I/I_{ezd})^2 - (k_{srzd})^2] \times t \geq K s_{zd}$$

式中： K_{Szd} --发电机发热时间常数（由发电机给出）， K_{srzd} --发电机散热效应系数， I_{ezd} --发电机额定电流二次值。

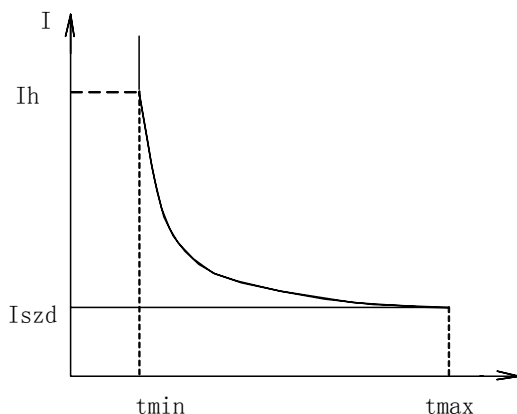


图 3.9-17 定子绕组过负荷反时限动作曲线图

图中： t_{min} --反时限上限延时定值， t_{max} --反时限下限延时定值， I_{szd} --反时限起动定值， I_h --上限电流值。

3.9.9 负序过负荷保护

负序过负荷反应发电机转子表层过热状况，也可反应负序电流引起的其它异常。保护动作量取机端、中性点的负序电流。

3.9.9.1 定时限负序过负荷保护

定时限负序过负荷保护配置一段跳闸、一段信号。

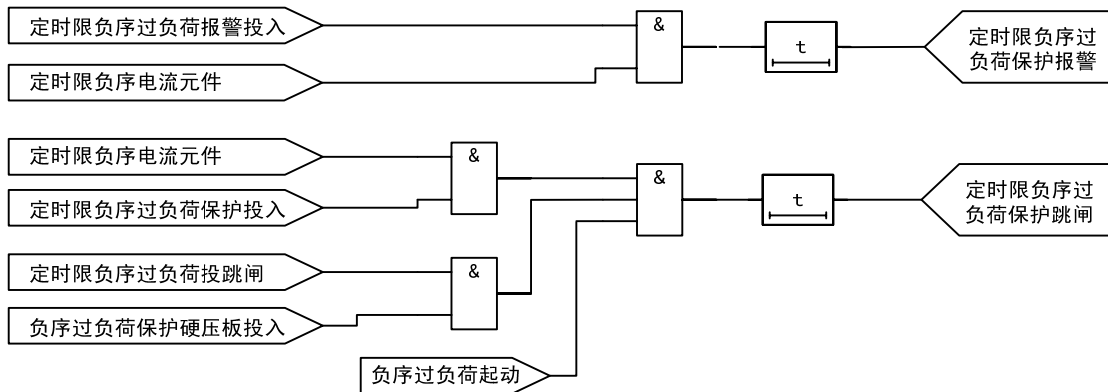


图 3.9-18 负序过负荷保护逻辑框图

3.9.9.2 反时限负序过负荷保护

反时限保护由三部分组成：①下限启动，②反时限部分，③上限定时限部分。

上限定时限部分设最小动作时间定值。

当负序电流超过下限整定值 I_{2szd} 时，反时限部分启动，并进行累积。反时限保护热积累值大于热积累定值保护发出跳闸信号。负序反时限保护能模拟转子的热积累过程，并能模拟散热。发电机发热后，若负序电流小于 I_2 时，发电机的热积累通过散热过程，慢慢减少；负序电流增大，超过 I_2 时，从现在的热积累值开始，重新热积累的过程。

反时限动作曲线如图 3.9-19，动作方程：

$$[(I_2/I_{ezd})^2 - I_{2f}^2] \times t \geq A$$

式中： I_2 --发电机负序电流， I_{2zd} --发电机额定电流， I_{2l} --发电机长期运行允许负序电流（标么值）， A --转子负序发热常数。

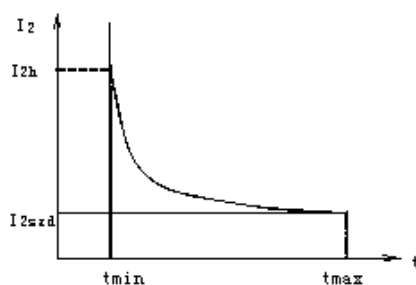


图 3.9-19 定子绕组过负荷保护逻辑框图

图中： t_{min} --反时限上限延时定值， t_{max} --反时限下限延时， I_{2szd} --反时限负序电流起动定值， I_{2h} --反时限上限负序电流值。

反时限负序保护可选择跳闸或报警，跳闸方式了解列灭磁。

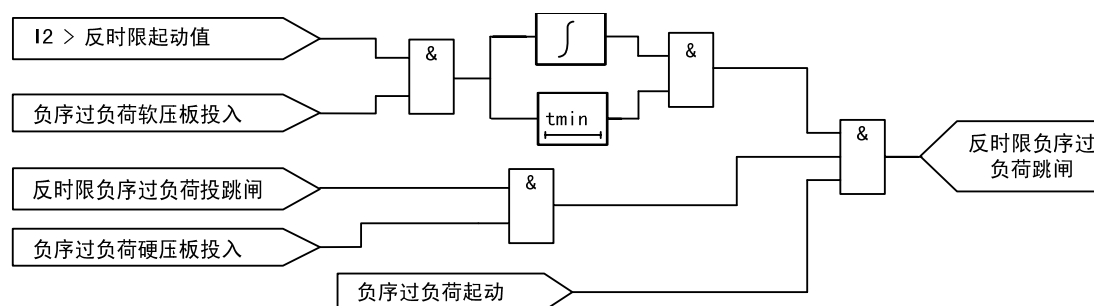


图 3.9-20 发电机负序过负荷保护逻辑框图

3.9.10 发电机电压保护

3.9.10.1 过电压保护

过电压保护用于保护发电机各种运行情况下引起的定子过电压。发电机电压保护所用电压量的计算不受频率变化影响。

过电压保护反应机端相间电压的最大值，动作于跳闸出口。

RCS-985A、RCS-985B 设两段过电压保护跳闸段，RCS-985C 设一段过电压保护跳闸段。

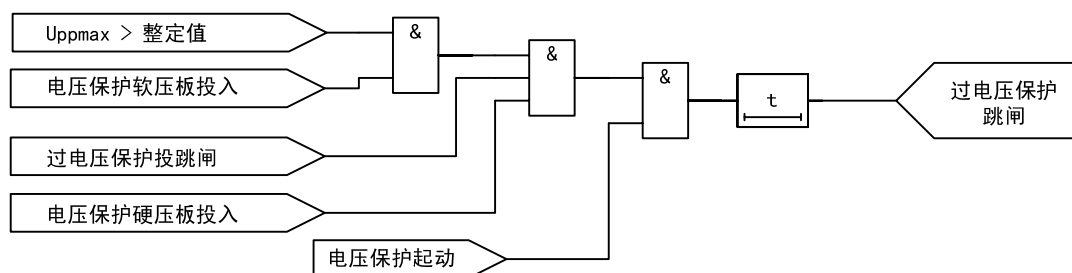


图 3.9-21 发电机过电压保护逻辑框图

图中， U_{ppmax} 为相间电压最大值。

3.9.10.2 低电压保护（调相失压保护）

低电压保护由经外部控制接点（调相运行控制接点）来闭锁的低电压构成，低电压保护反应三相相间电压的降低。低电压保护设一段跳闸段，延时可整定。

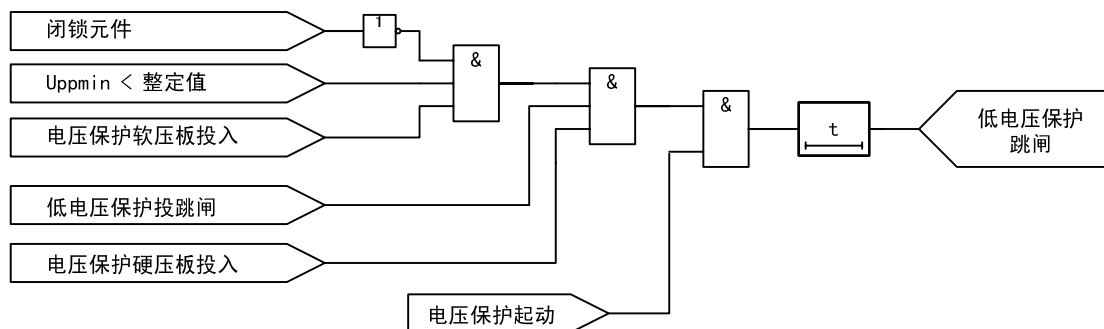


图 3.9-22 低电压保护出口逻辑框图

图中， U_{ppmin} 为相间电压最小值。

3.9.11 过励磁保护

3.9.11.1 定时限过励磁保护

过励磁保护用于防止发电机、变压器因过励磁引起的危害。过励磁保护反映发电机出口（变压器低压侧）的过励磁倍数。

装置设有发电机、主变两套过励磁保护。

定时限过励磁保护设有二段跳闸段，一段信号段，延时均可整定。

过励磁倍数可用表达式表示为：

$$n = U_* / f_* \quad (\text{公式 3.9-7})$$

式中： U_* 和 f_* 分别为电压的标幺值和频率的标幺值。

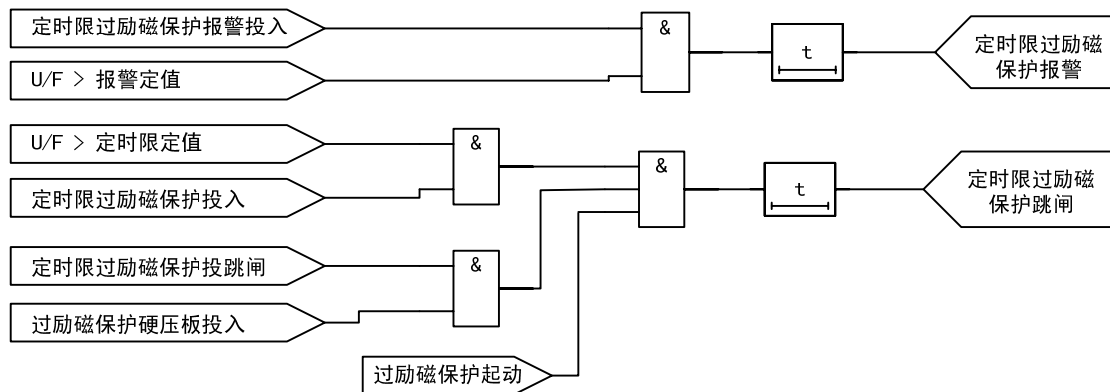


图 3.9-23 定时限过励磁保护逻辑框图

3.9.11.2 反时限过励磁保护

反时限过励磁通过对给定的反时限动作特性曲线进行线性化处理，在计算得到过励磁倍数后，采用分段线性插值求出对应的动作时间，实现反时限。反时限过励磁保护具有累积和散热功能。

给定的反时限动作特性曲线由输入的八组定值得到。过励磁倍数整定值一般在 1.0~1.5 之间，时间延时考虑最大到 3000 秒。

反时限过励磁动作曲线如图 3.9-24。

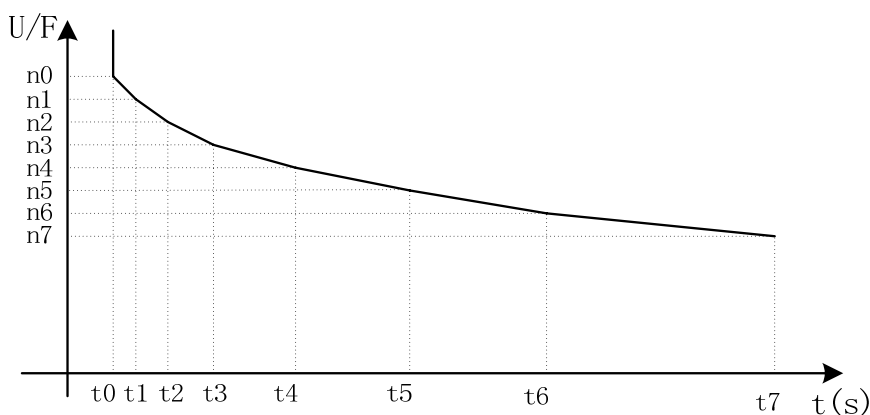


图 3.9-24 反时限过励磁曲线示意图

反时限动作特性曲线的八组输入定值满足以下条件：

- 1) 反时限过励磁上限倍数整定值 $n0 \geq$ 反时限过励磁倍数整定值 $n1$
- 2) 反时限过励磁上限时限整定值 $t0 \leq$ 反时限过励磁时限整定值 $t1$

依此类推到反时限过励磁倍数下限整定值。

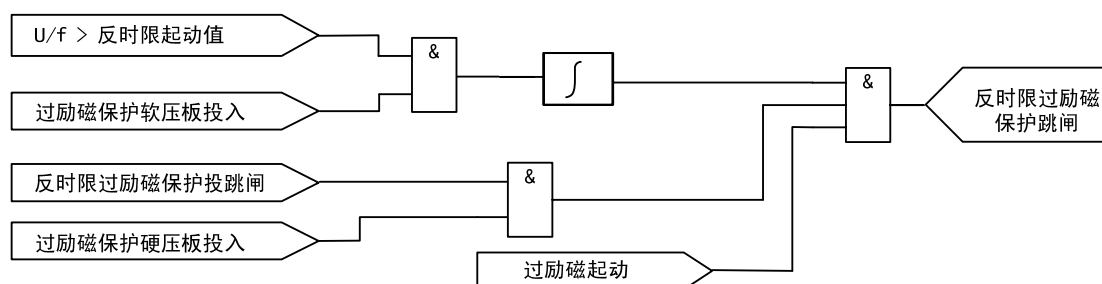


图 3.9-25 反时限过励磁保护逻辑框图

3.9.12 发电机轴电流保护

发电机轴电流密度超过允许值，发电机转轴轴颈的滑动表面和轴瓦就会被损坏，为此需装设发电机轴电流保护。发电机轴电流保护，一般选择反应基波分量的轴电流保护，也可经控制字选择反应三次谐波分量的轴电流。

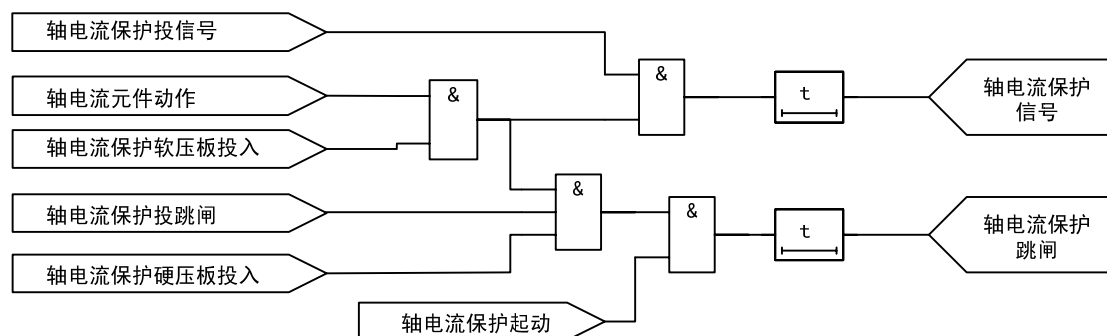


图 3.9-26 发电机轴电流保护逻辑框图

3.9.13 励磁绕组过负荷保护

励磁绕组过负荷保护反应励磁绕组的平均发热状况。保护动作量既可以取励磁变电流、励磁机电流，也可以直接反应发电机转子电流。对于励磁机，电流频率可以整定为 100Hz。

3.9.13.1 励磁绕组定时限过负荷保护

励磁绕组定时限过负荷保护配置一段跳闸、一段信号。

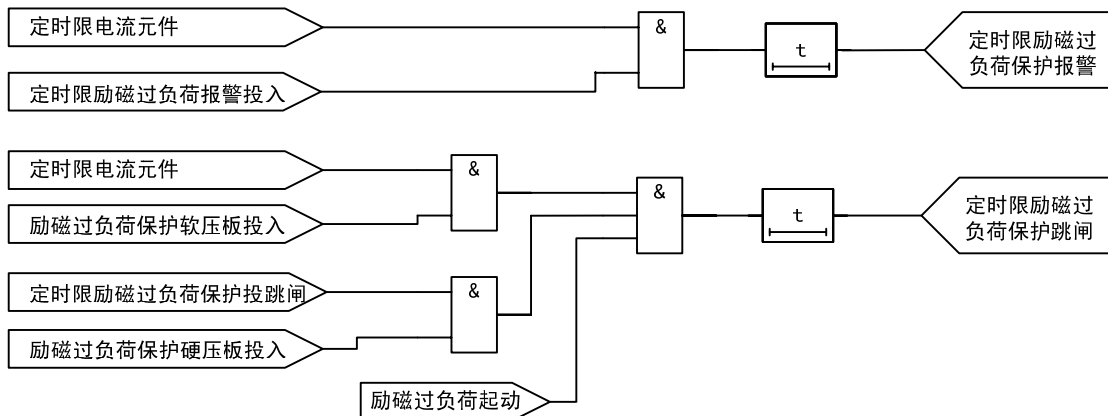


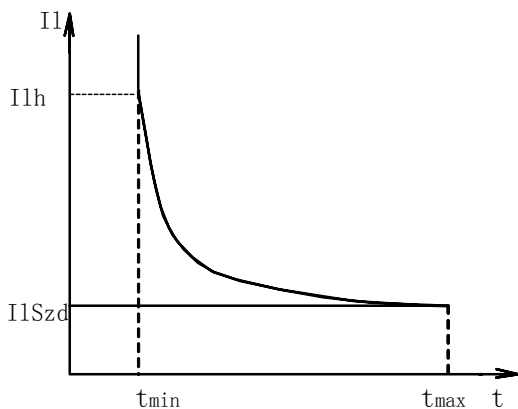
图 3.9-27 定时限励磁过负荷保护逻辑框图

3.9.13.2 励磁绕组反时限过负荷保护

反时限保护由三部分组成：① 下限启动，② 反时限部分，③ 上限定时限部分。

上限定时限部分设最小动作时间定值。

当励磁回路电流超过下限整定值 I_{lszd} 时，反时限保护起动，开时累积，反时限保护热积累值大于热积累定值保护发出跳闸信号。反时限保护能模拟励磁绕组过负荷的热积累过程及散热过程。



反时限动作曲线如

图 3.9-28，反时限保护动作方程：

$$[(I_l/I_{jzd})^2 - 1] \times t \geq KL_{zd} \quad (\text{公式 3.9-8})$$

式中： I_l --励磁回路电流， I_{jzd} --励磁回路反时限基准电流， KL_{zd} --励磁绕组热容量系数定值。

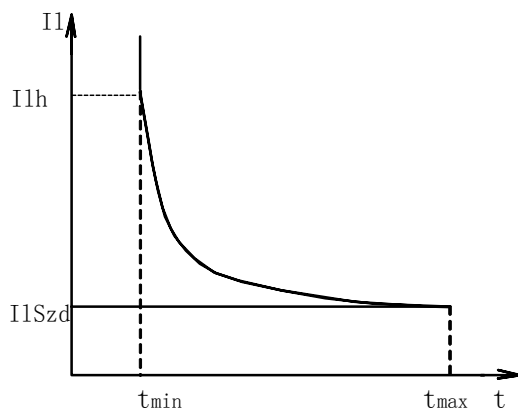


图 3.9-28 励磁绕组过负荷反时限动作曲线图

图中, $t_{\min}$: 反时限上限延时定值, $t_{\max}$: 反时限下限延时, I_{Lszd} : 反时限起动定值。 I_{Lh} : 上限电流值。

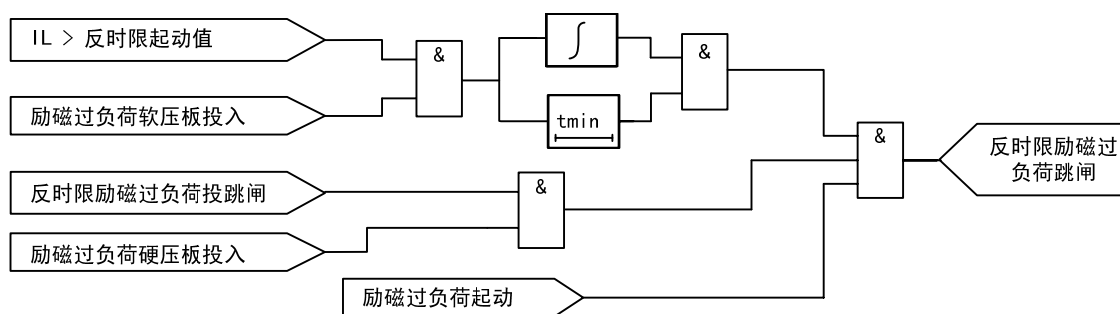


图 3.9-29 反时限励磁绕组过负荷保护逻辑框图

备注: 变压器保护基础知识参见变压器培训教材部分

3.10 主变后备保护

3.10.1 相间阻抗保护

阻抗保护作为发变组相间后备保护。可通过整定值选择采用方向阻抗圆、偏移阻抗圆或全阻抗圆。当某段阻抗反向定值整定为零时, 选择方向阻抗圆; 当某段阻抗正向定值大于反向定值时, 选择偏移阻抗圆; 当某段阻抗正向定值与反向定值整定为相等时, 选择全阻抗圆。阻抗元件灵敏角

$\varphi_m = 78^\circ$, 阻抗保护的方向指向由整定值整定实现, 一般正方向指向主变, TV 断线时自动退出阻抗保护。

阻抗元件的动作特性如图 3.10-1 所示。

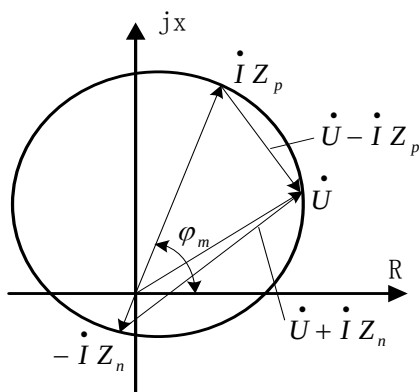


图 3.10-1 阻抗元件动作特性

图中： I 为某相间电流， U 为对应相间电压， Z_n 为阻抗反向整定值， Z_p 为阻抗正向整定值。

阻抗元件的比相方程为：

$$90^\circ < \text{Arg} \frac{(\dot{U} - \dot{I} Z_p)}{(\dot{U} + \dot{I} Z_n)} < 270^\circ \quad (\text{公式 3.10-1})$$

阻抗保护的起动元件采用相间电流工频变化量起动，开放 500ms，期间若阻抗元件动作则保持。起动元件的动作方程为：

$$\Delta I > 1.25 \Delta I_t + I_{th} \quad (\text{公式 3.10-2})$$

其中： ΔI_t 为浮动门坎，随着变化量输出增大而逐步自动提高。取 1.25 倍可保证门槛电压始终略高于不平衡输出，保证在系统振荡和频率偏移情况下，保护不误动。 I_{th} 为固定门坎。当相间电流的工频变化量大于 $0.3I_e$ 时，起动元件动作

TV 断线对阻抗保护的影响：当装置判断出变压器高压侧 TV 断线时，自动退出阻抗保护。

相间阻抗保护逻辑框图。

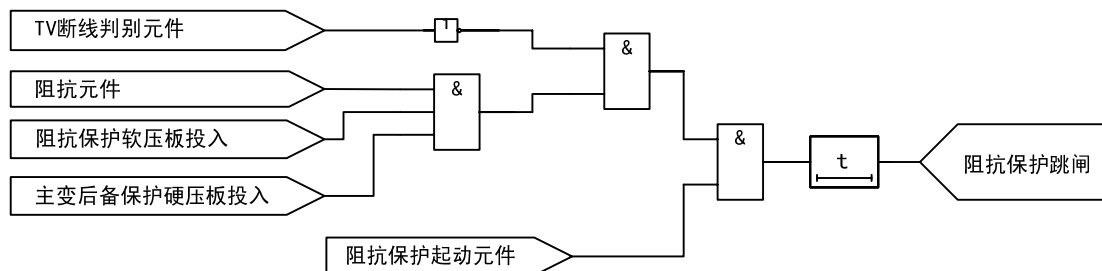


图 3.10-2 阻抗保护逻辑框图

3.10.2 复合电压闭锁过流

复合电压闭锁过电流保护，作为主变压器相间后备保护。通过整定控制字可选择是否段经复合电压闭锁。RCS-985A，RCS-985B 均配置两段各两时限复合电压过流保护。

3.10.2.1 复合电压元件

复合电压元件由相间低电压和负序电压或门构成，有两个控制字（即过流 I 段经复压闭锁，过流 II 段经复压闭锁）来控制过流 I 段和过流 II 段经复合电压闭锁。当过流经复压闭锁控制字为“1”时，表示本段过流保护经过复合电压闭锁。

经低压侧复合电压闭锁：控制字“经低压侧复合电压闭锁”置“1”，过流保护不但经主变高压侧复合电压闭锁，而且还经低压侧发电机机端复合电压闭锁。

TV 异常对复合电压元件的影响：

装置设有整定控制字“TV 断线保护投退原则”来控制 TV 断线时和复合电压元件的动作行为。若“TV 断线保护投退原则”控制字为“1”，当判断出本侧 TV 异常时，本侧复合电压元件不满足条件，但本侧过流保护可经其它侧复合电压闭锁（过流保护经过其他侧复合电压闭锁投入情况）；若“TV 断线保护投退原则”控制字为“0”，当判断出本侧 TV 异常时，复合电压元件满足条件，这样复合电压闭锁方向过流保护就变为纯过流保护。

3.10.2.2 电流记忆功能

对于自并励发电机，在短路故障后电流衰减变小，故障电流在过流保护动作出口前可能已小于过流定值，因此，复合电压过流保护起动后，过流元件需带记忆功能，使保护能可靠动作出口。控制字“电流记忆功能”在保护装置用于自并励发电机时置“1”。复合电压闭锁过流逻辑框图如图 3.10-3。

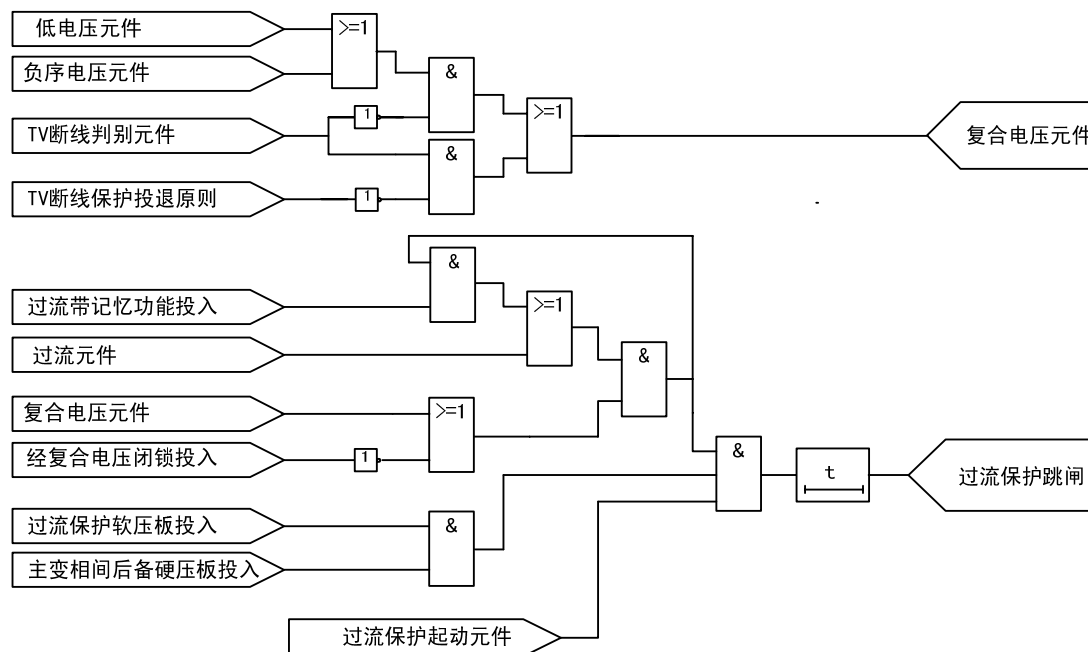


图 3.10-3 变压器复合电压过流保护出口逻辑框图

3.10.3 复合电压闭锁方向过流

复合电压方向过流保护主要作为主变压器相间故障的后备保护。通过整定控制字可选择各段过流是否经过复合电压闭锁，是否经过方向闭锁，是否投入。RCS-985C 共配置两段共五个时限复合电压方向过流保护，一段两时限的复合电压过流保护。

方向元件：方向元件采用正序电压，并带有记忆，近处三相短路时方向元件无死区。接线方式为零度接线方式。接入装置的 TA 极性如前面保护配置图所示，正极性端应在母线侧。装置后备保护分别设有控制字“过流方向指向”来控制过流保护各段的方向指向。当“过流方向指向”控制字为“0”时，表示方向指向变压器，灵敏角为 45° ；当“过流方向指向”控制字为“1”时，方向指向系统，灵敏角为 225° 。方向元件的动作特性如图 3.10-4 所示，阴影区为动作区。同时装置分别设有控制字“过流经方向闭锁”来控制过流保护各段是否经方向闭锁。当“过流经方向闭锁”控制字为“1”时，表示本段过流保护经过方向闭锁。

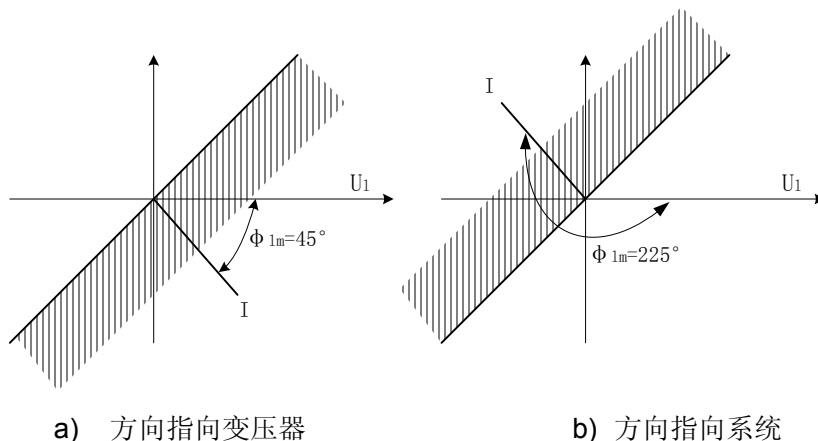


图 3.10-4 相间方向元件动作特性



注意：以上所指的方向均是 TA 的正极性端在母线侧情况下，具体参见前面保护配置图，否则以上说明将与实际情况不符。

复合电压元件：复合电压指相间电压低或负序电压高。对于变压器某侧复合电压元件可通过整定控制字选择是否引入其它侧的电压作为闭锁电压，例如对于高压侧后备保护，装置分别设有控制字，如“过流保护经中压侧复压闭锁”、“过流保护经低压侧复压闭锁”等，来控制过流保护是否经其他侧复合电压闭锁；当“过流保护经中压侧复压闭锁”控制字整定为“1”时，表示高压侧复压闭锁过流可经过中压侧复合电压起动；当“过流保护经中压侧复压闭锁”控制字整定为“0”时，表示高压侧复压闭锁过流不经过中压侧复合电压起动。各段过流保护均有“过流经复压闭锁”控制字，当“过流经复压闭锁”控制字为“1”时，表示本段过流保护经复合电压闭锁。

TV 异常对复合电压元件、方向元件的影响：装置设有整定控制字“TV 断线保护投退原则”来控制 TV 断线时方向元件和复合电压元件的动作行为。若“TV 断线保护投退原则”控制字为“1”，当判断出本侧 TV 异常时，方向元件和本侧复合电压元件不满足条件，但本侧过流保护可经其它侧复合电压闭锁（过流保护经过其他侧复合电压闭锁投入情况）；若“TV 断线保护投退原则”控制字为“0”，当判断出本侧 TV 异常时，方向元件和复合电压元件都满足条件，这样复合电压闭锁方向过流保护就变为纯过流保护；不论“TV 断线保护投退原则”控制字为“0”或“1”，都不会使本侧复合电压元件起动其它侧复压过流。

本侧电压退出对复合电压元件、方向元件的影响：当本侧 TV 检修时，为保证本侧复合电压闭锁方向过流的正确动作，需投入‘本侧电压退出’压板或整定控制字，此时它对复合电压元件、方向元件有如下影响：

本侧复合电压元件不启动，但可由其它侧复合电压元件起动（过流保护经过其它侧复合电压闭锁投入情况）；

本侧方向元件输出为正方向；

不会使本侧复合电压元件起动其它侧过流元件（其它侧过流保护经过本侧复合电压闭锁投入情况）。

复合电压闭锁方向过流逻辑框图如图 3.10-5 所示。

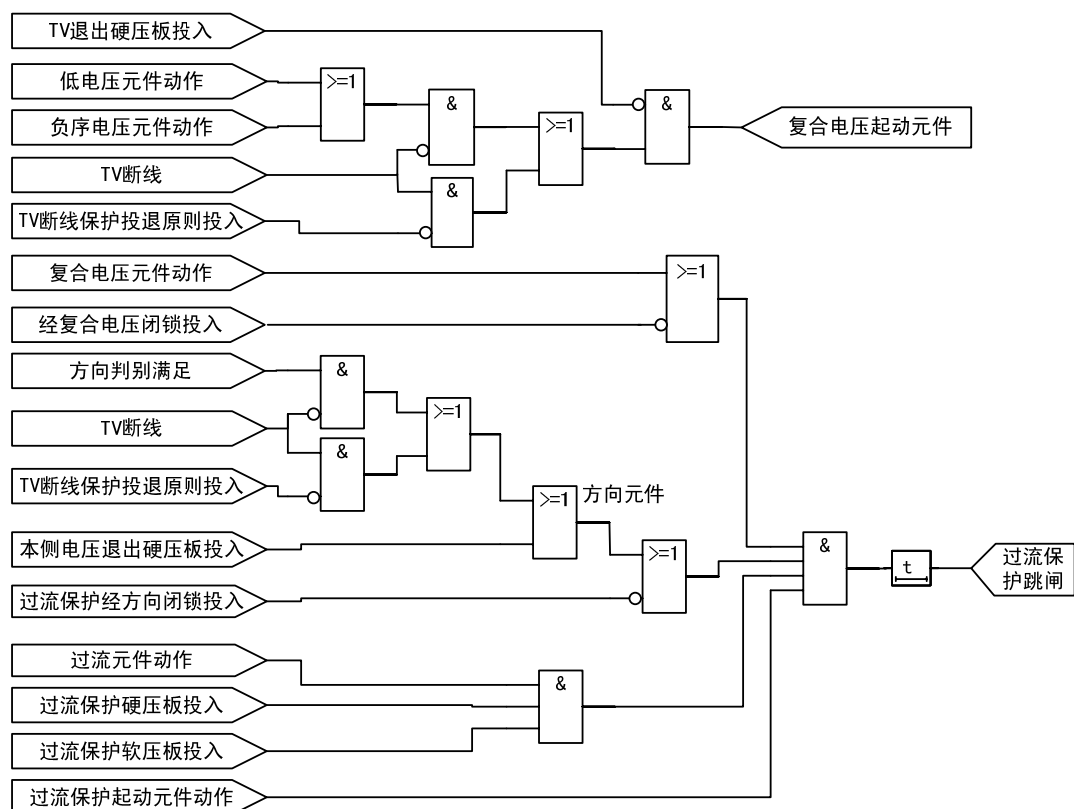


图 3.10-5 复合电压闭锁方向过流逻辑框图

3.10.4 零序过流保护

零序过流保护作为主变压器中性点接地运行时的后备保护。RCS—985A、RCS-985B 设有两段两时限零序过流保护。

零序过流保护可选择是否经零序电压闭锁。为防止涌流时零序过电流保护误动, 零序电流 II 段保护也可经谐波闭锁。零序过流 I 段一般不经谐波闭锁。

零序过流保护逻辑框图如图 3.10-6。

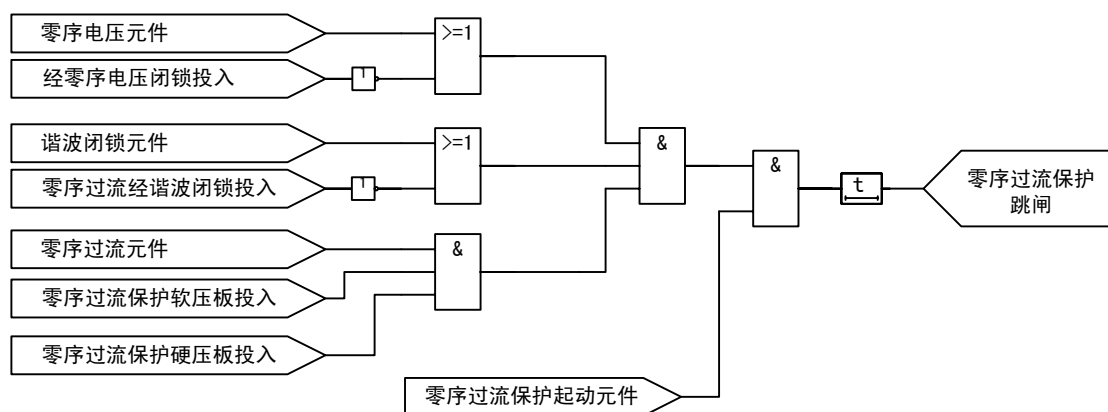


图 3.10-6 零序过流保护逻辑框图

3.10.5 零序方向过流保护

零序过流保护，主要作为变压器中性点接地运行时接地故障后备保护。RCS-985C 设有三段共 7 个时限的零序保护，通过整定控制字可控制各段零序过流是否经方向闭锁，是否经零序电压闭锁，是否经谐波闭锁，是否投入。

装置设有“零序方向判别用自产零序电流”控制字来选择方向元件所采用的零序电流。若“零序方向判别用自产零序电流”控制字为“1”，方向元件所采用的零序电流是自产零序电流；若“零序方向判别用自产零序电流”控制字为“0”，方向元件所采用的零序电流为外接零序电流。

装置分别设有‘零序方向指向’控制字来控制零序过流各段的方向指向。当“零序方向指向”控制字为“1”时，方向指向主变压器，方向灵敏角为 255° ；当“零序方向指向”控制字为“0”时，表示方向指向系统，方向灵敏角为 75° 。方向元件的动作特性如图 3.10-7 所示。同时装置分别设有“零序过流经方向闭锁”控制字来控制零序过流各段是否经方向闭锁。当“零序过流经方向闭锁”控制字为“1”时，本段零序过流保护经过方向闭锁。

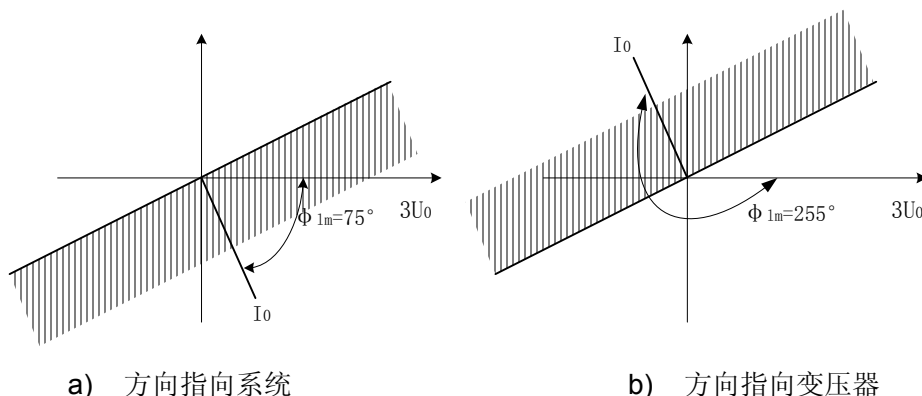


图 3.10-7 零序方向元件动作特性

方向元件所用零序电压固定为自产零序电压。以上所指的方向均是指零序电流外接套管 TA 或自产零序电流 TA 的正极性端在母线侧(主变压器中性点的零序电流 TA 的正极性端在主变压器侧)，具体参见前面保护配置图，否则以上说明将与实际情况不符。

装置分别设有“零序过流用自产零序电流”控制字来选择零序过流各段所采用的零序电流。若“零序过流用自产零序电流”控制字为“1”时，本段零序过流所采用的零序电流为自产零序电流；若“零序过流用自产零序电流”控制字为“0”时，本段零序过流所采用的零序电流是外接零序电流。外接零序电流可选择带方向控制。

装置设有“零序过流经零序电压闭锁”控制字来控制零序过流各段是否经零序电压闭锁。当“零序过流经零序电压闭锁”控制字为“1”时，表示本段零序过流保护经过零序电压闭锁。

零序电压闭锁所用零序电压固定为 TV 开口三角电压。

装置设有“TV 断线保护投退原则”控制字来控制 TV 断线时零序方向元件和零序电压闭锁元件的动作行为。若“TV 断线保护投退原则”控制字为“1”，当装置判断出本侧 TV 异常时，方向元件和零序电压闭锁元件不满足条件；若“TV 断线保护投退原则”控制字为“0”，当装置判断出本侧 TV 异常时，方向元件和零序电压闭锁元件都满足条件，零序电压闭锁零序方向过流保护就变为纯零序过流保护。

当本侧 TV 检修或旁路代路未切换 TV 时，为保证本侧零序电压闭锁零序方向过流的正确动作，需投入“本侧电压退出”压板或整定控制字，此时它对零序电压闭锁零序方向过流有如下影响：

零序电压闭锁元件开放；

方向元件输出为正方向。

为防止主变压器和应涌流对零序过流保护的影响，装置设有谐波制动闭锁措施。当谐波含量超过一定比例时，闭锁零序过流保护。装置分别设有“零序过流经谐波制动闭锁”控制字来控制零序过流各段是否经谐波制动闭锁。当“零序过流经谐波制动闭锁”控制字为“1”时，表示本段零序过流经谐波制动闭锁。

零序过流保护逻辑框图

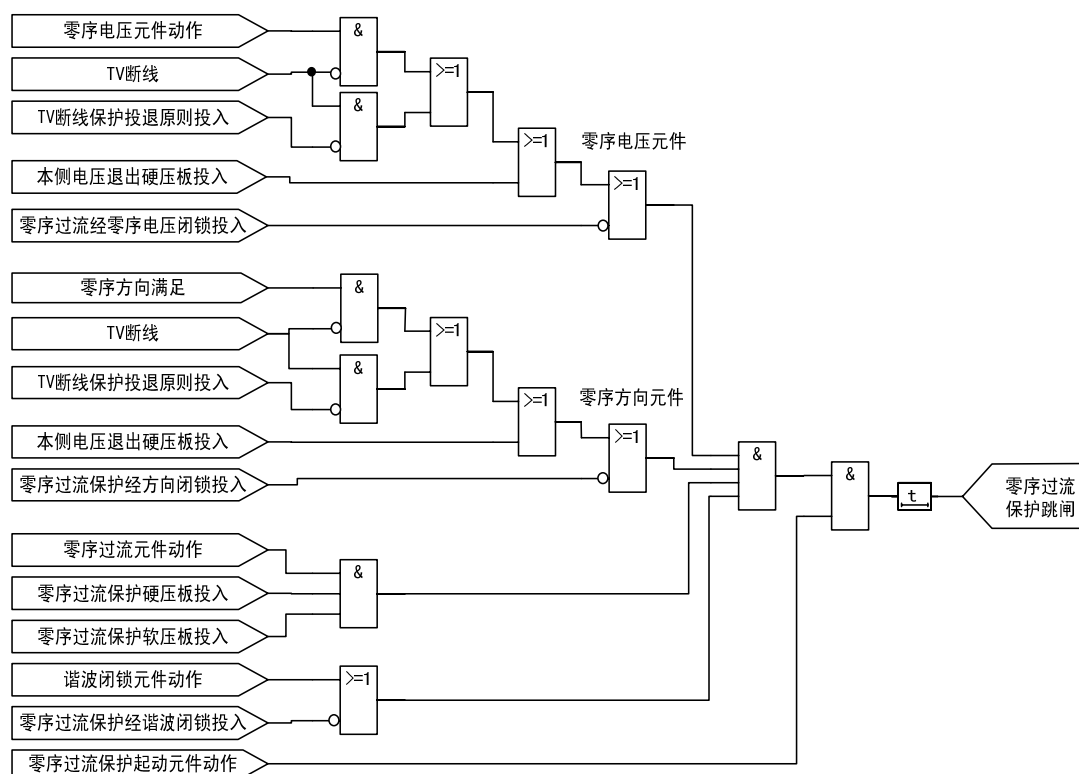


图 3.10-8 零序方向过流保护逻辑框图

3.10.6 间隙零序过流过压保护

零序过压保护来作为主变压器中性点不接地或经间隙接地运行时的后备保护。

RCS-985A、RCS-985B 设有一段两时限零序过电压保护和一段两时限间隙零序过流保护。RCS-985C 设有一段三时限零序过电压保护和一段两时限间隙零序过流保护，RCS-985C 中零序过电压保护除了压板投入还可经外部开入接点投入。

考虑到在间隙击穿过程中，零序过流和零序过压的交替出现，一旦零序过压或零序过流元件动作后装置就相互展宽，使保护可靠动作。

3.10.7 TV 断线判别原理

TV 断线判别见 3.14.3。

3.10.8 其它异常保护

装置主变高压侧后备保护设有过负荷报警、起动风冷、闭锁有载调压。过负荷报警和起动风冷可分别通过整定控制字来控制其投退。起动风冷动作后输出两付常开接点，闭锁有载调压动作后输出一付常开一付长闭接点。

3.11 励磁变（励磁机）保护

3.11.1 励磁变差动保护

励磁变差动保护方程见（公式 3.2-4）。

3.11.2 励磁机差动保护

励磁机差动保护方程见（公式 3.2-4）。励磁机差动可以适应 50HZ、100HZ 两种频率，励磁机频率通过定值输入，装置相应改变算法以适应保护需要。

3.11.3 励磁变过流保护

在励磁变或励磁机设两段过流保护，作为励磁变后备保护。各设一段延时，动作于跳闸。

过流保护逻辑框图

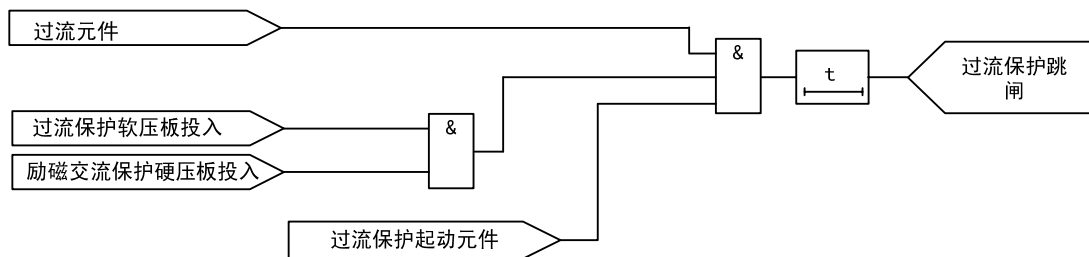


图 3.11-1 励磁变过流保护出口逻辑框图

3.11.4 励磁变复合电压过流保护

对于 RCS-985A 程序版本，励磁变或励磁机保护设两段复合电压过电流保护，作为励磁变后备保护。各设一段延时。动作于跳闸。通过整定控制字可选择过流 I 段、II 段是否经复合电压闭锁。

- 1) 复合电压元件：**保护有两个控制字（即过流 I 段经复合电压闭锁，过流 II 段经复合电压闭锁）来控制过流 I 段和过流 II 段是否经复合电压闭锁。
- 2) TV 断线对复合电压闭锁过流的影响：**装置设有整定控制字（即 TV 断线保护投退原则）来控制 TV 断线时复合电压元件的动作行为。当装置判断出本侧 TV 断线或异常时，若“TV 断线保护投退原则”控制字为“1”时，表示复合电压元件不满足条件；若“TV 断线保护投退原则”控制字为“0”时，表示复合电压元件满足条件，这样复合电压闭锁过流保护就变为纯过流保护。

励磁变复合电压过流逻辑框图如图 3.11-2 所示。

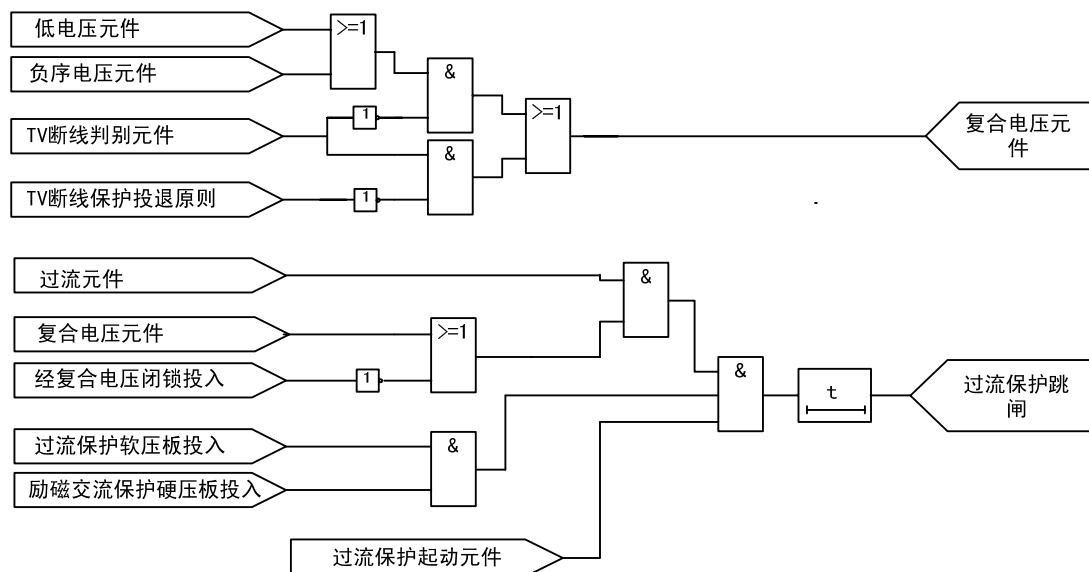


图 3.11-2 励磁变复合电压过流保护出口逻辑框图

3.12 高厂变后备保护

3.12.1 高厂变高压侧后备保护

设有两段过电流保护，作为高厂变后备保护。通过整定控制字可选择过流Ⅰ段、Ⅱ段经低压分支复合电压闭锁。

- 1) 复合电压元件：**复合电压元件由相间低电压和负序电压或门构成，保护有两个控制字（即过流Ⅰ段经复压闭锁，过流Ⅱ段经复压闭锁）来控制过流Ⅰ段和过流Ⅱ段经复合电压闭锁。当过流经复压闭锁控制字为“1”时，表示本段过流保护经过复合电压闭锁。
- 2) 电流记忆功能：**对于自并励发电机，在短路故障后电流衰减变小，故障电流在过流保护动作出口前可能已小于过流定值，因此，复合电压过流保护起动后，过流元件需带记忆功能，使保护能可靠动作出口。控制字“电流记忆功能”在保护装置用于自并励发电机时置“1”。
- 3) TV断线对复合电压闭锁过流的影响：**装置设有整定控制字（即TV断线保护投退原则）来控制TV断线时复合电压元件的动作行为。当装置判断出本侧TV断线或异常时，若“TV断线保护投退原则”控制字为“1”时，表示复合电压元件不满足条件；若“TV断线保护投退原则”控制字为“0”时，表示复合电压元件满足条件，这样复合电压闭锁过流保护就变为纯过流保护。

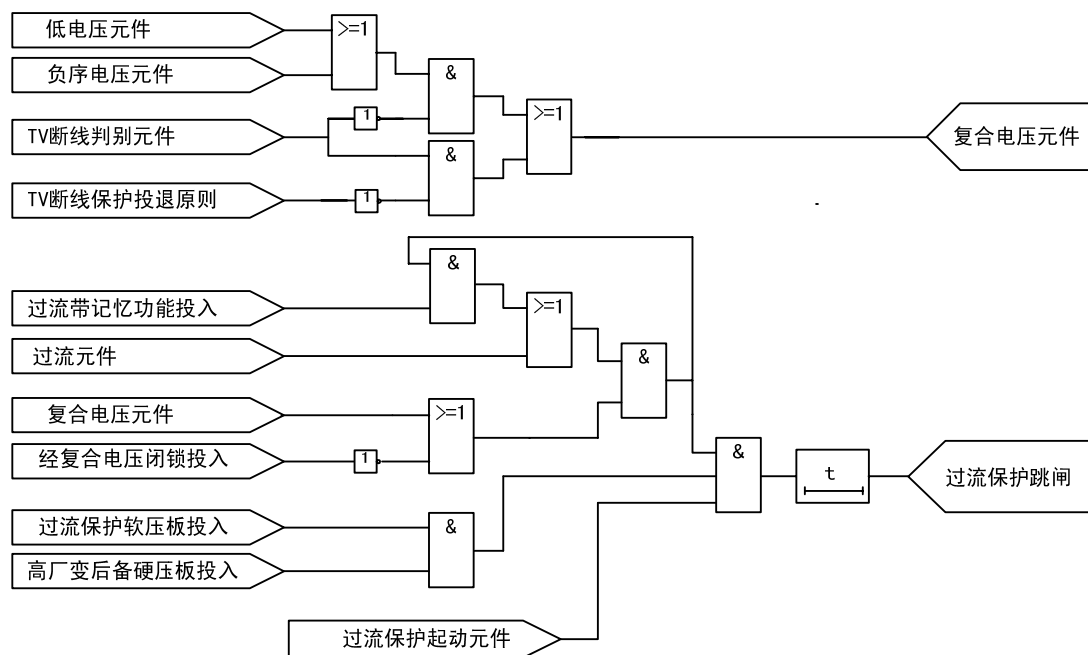


图 3.12-1 高厂变复合电压过流保护出口逻辑框图

3.12.2 高厂变分支低压过流保护

对于 RCS-985A、RCS-985B 程序版本，高厂变低压侧 A、B 分支各设有两段过电流保护，作为分支后备保护。通过整定控制字可选择过流Ⅰ段、Ⅱ段是否经低压闭锁。

- 1) 低电压元件：**保护有两个控制字（即过流Ⅰ段经低压闭锁，过流Ⅱ段经低压闭锁）来控制过流Ⅰ段和过流Ⅱ段是否经低电压闭锁。
- 2) TV断线对低压闭锁过流的影响：**装置设有整定控制字（即TV断线保护投退原则）来控制TV断线时低电压元件的动作行为。当装置判断出本侧TV断线或异常时，若“TV断线保护投退原则”控制字为“1”时，表示低电压元件不满足条件；若“TV断线保护投退原则”控制字为“0”时，表示低电压元件满足条件，这样低电压闭锁过流保护就变为纯过流保护。

低压过流逻辑框图：

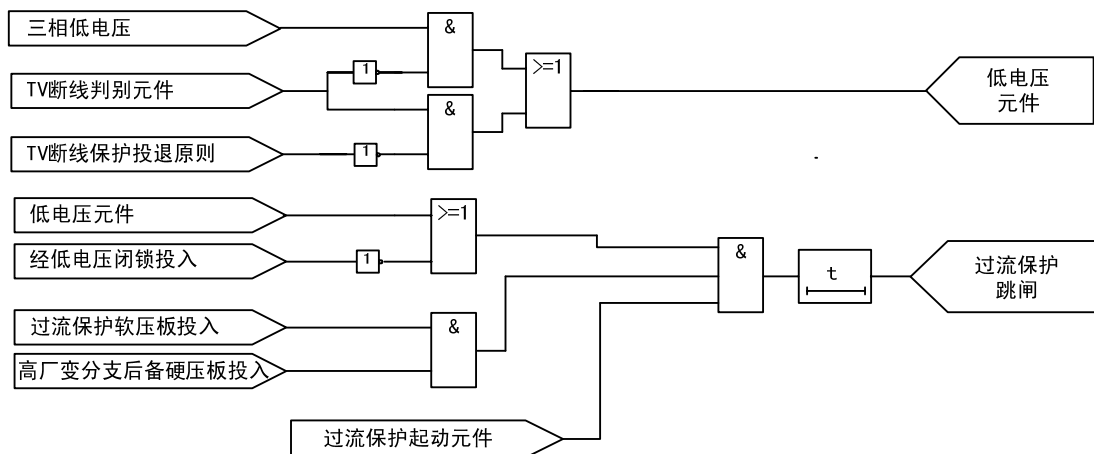


图 3.12-2 高厂变分支低压过流保护出口逻辑框图

3.12.3 高厂变分支复压过流保护

对于 RCS-985C 程序版本，高厂变低压侧 A、B 分支各设有两段过电流保护，作为分支后备保护。通过整定控制字可选择过流 I 段、II 段是否经复压闭锁。

- 1) **复合电压元件：**复合电压元件由相间低电压和负序电压或门构成，保护有两个控制字（即过流 I 段经复压闭锁，过流 II 段经复压闭锁）来控制过流 I 段和过流 II 段经复合电压闭锁。当过流经复压闭锁控制字为“1”时，表示本段过流保护经过复合电压闭锁。
- 2) **TV 断线对复合电压闭锁过流的影响：**装置设有整定控制字（即 TV 断线保护投退原则）来控制 TV 断线时复合电压元件的动作行为。当装置判断出本侧 TV 断线或异常时，若“TV 断线保护投退原则”控制字为“1”时，表示复合电压元件不满足条件；若“TV 断线保护投退原则”控制字为“0”时，表示复合电压元件满足条件，这样复合电压闭锁过流保护就变为纯过流保护。

复压过流逻辑框图：

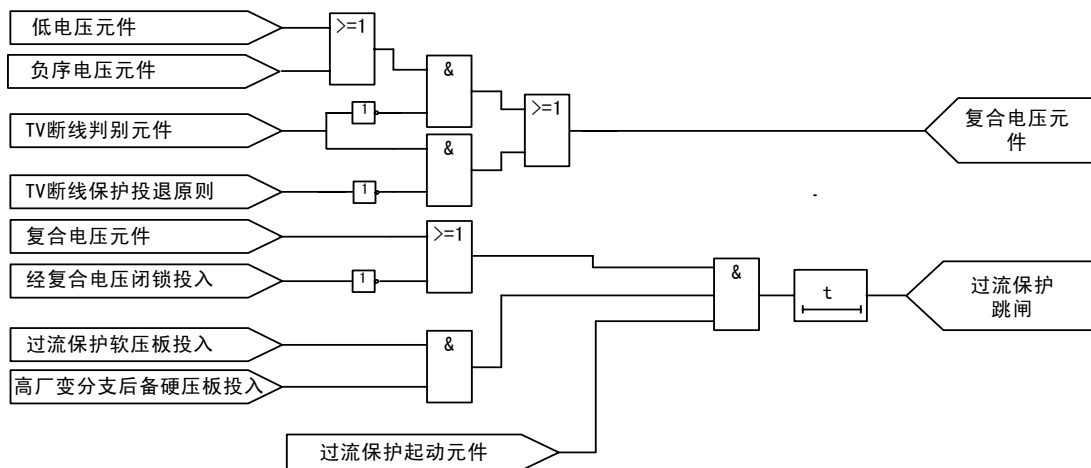


图 3.12-3 高厂变分支复压过流保护出口逻辑框图

3.12.4 高厂变分支接地保护

- 1) 零序过电流保护

高厂变低压侧 A、B 分支均设两段零序过电流保护，各设一段延时，动作于跳闸。

- 2) 零序过电压保护

高厂变低压侧 A、B 分支均设一段零序过电压保护，延时发报警信号。

3.12.5 高厂变其他异常保护

高厂变后备保护设有过负荷报警、起动风冷。过负荷报警和起动风冷可分别通过整定控制字来控制其投退。起动风冷动作后输出一付常开接点。

对于 RCS-985A 配置高厂变过载闭锁调压功能。

3.12.6 分支电缆差动保护

高厂变 A、B 分支电缆各配置一套差动保护以及一段分支下侧过流保护。

比率差动保护的動作方程如下：

$$\begin{cases} I_d > I_{cdqd} \\ I_d > K_{bl} \times I_r \end{cases} \quad (公式 3.12-1)$$

$$\begin{cases} I_r = \left(\left| \dot{I}_1 \right| + \left| \dot{I}_2 \right| \right) / 2 \\ I_d = \left| \dot{I}_1 - \dot{I}_2 \right| \end{cases}$$

式中 I_d 为差动电流， I_r 为制动电流， I_{cdqd} 为差动电流定值， K_{bl} 为比率制动系数。 I_1 、 I_2 分别为分支上、下两侧电流。

3.13 断路器跳闸过流闭锁

3.13.1 闭锁原理

发电机、变压器、厂用变高压侧发生故障，保护跳闸时，如果发电机出口、厂用变高压侧断路器开断容量不够，需要闭锁相应断路器。在其他断路器、灭磁开关等跳开后，断路器中流过的故障电流小于定值，断路器完成跳闸过程。采用两种方式供用户选择。

闭锁方式 1：保护发出跳闸命令时，跳发电机出口、厂变高压侧断路器的输出增加小延时（20MS），如判别出相应断路器过流元件未动作，则直接跳开断路器，如判别出相应断路器过流元件动作，则由保护装置本身根据大电流选跳跳闸控制字，选跳其他断路器等出口。

断路器过流闭锁元件动作时可输出一对常开一对常闭接点，与非电量保护配合，完成保护跳闸选择功能。

闭锁方式 2：保护发出跳闸命令时，跳发电机出口、厂变高压侧断路器的输出增加小延时（20MS），直接输出跳闸接点。

装置断路器过流闭锁元件动作时只输出一对常开一对常闭接点，与电量保护及非电量保护跳闸输出接点配合，完成保护跳闸选择功能。

注：如发电机出口、厂变开关闭锁功能退出时，保护发跳闸命令时，相应跳闸出口无小延时。

3.13.2 逻辑框图

保护逻辑框图如图 3.13-1，图中内容为断路器跳闸过流闭锁逻辑，发电机机端开关和厂变高压侧开关过流闭锁逻辑相同。其中 $I_a>$ 、 $I_b>$ 、 $I_c>$ 分别为断路器对应 a、b、c 三相过流元件动作。对于

机端开关电流闭锁元件取机端 TA 及主变低压侧 TA 中电流较大值，而厂变高压侧开关电流闭锁元件为防止厂变高压侧小变比 TA 饱和导致电流传变不正确，取大变比 TA 电流作为闭锁元件。

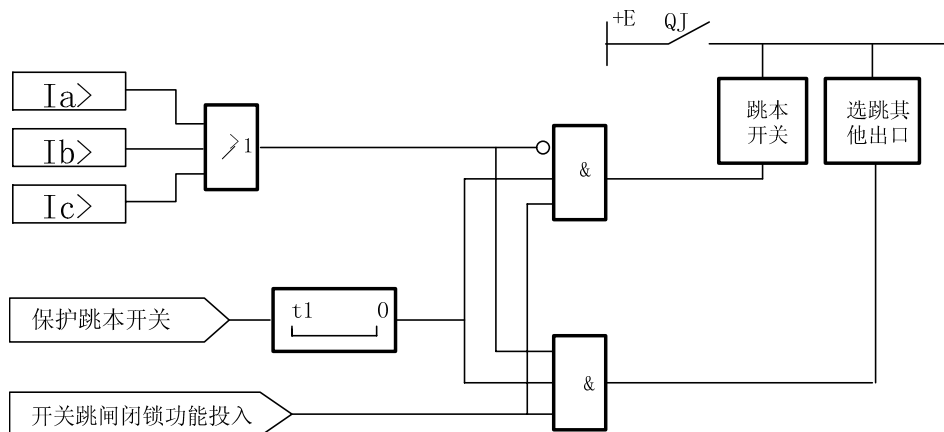


图 3.13-1 保护逻辑框图

3.14 异常和回路断线报警功能

3.14.1 装置闭锁与报警

- 1) 当 CPU(CPU 板或 MON 板)检测到装置本身硬件故障时，发出装置闭锁信号（BSJ 继电器返回），闭锁整套保护。硬件故障包括：内存出错、程序区出错、定值区出错、读区定值无效、光耦失电、DSP 出错和跳闸出口报警等。
- 2) 当 CPU 检测到下列故障时（装置长期起动、不对应起动、装置内部通信出错、TA 断线或异常、TV 断线或异常、保护报警），发出装置报警信号（BJJ 继电器动作）。

3.14.2 TA 断线报警功能

3.14.2.1 各侧三相电流回路 TA 断线报警

动作判据： $3I_0 > 0.04 I_e + 0.25 \times I_{\max}$

式中： I_e -二次额定电流（1A 或 5A）， $3I_0$ -零序电流， $I_{\max}$ -最大相电流。

满足条件，延时 10s 后发相应 TA 异常报警信号，异常消失，延时 10S 自动返回。

3.14.2.2 差动保护差流报警

只有在相关差动保护控制字投入时（与压板投入无关），差流报警功能投入，满足判据，延时 10S 报相应差动保护差流报警，不闭锁差动保护，差流消失，延时 10S 返回。

为提高差流报警的灵敏度，采用比率制动差流报警判据：

$$d_i > d_{i_bjzd} \quad \text{及} \quad d_i > k_{bj} \times I_{res}$$

式中： d_i 为差电流， d_{i_bjzd} 为差流报警门槛， k_{bj} 为差流报警比率制动系数， I_{res} 为制动电流。

3.14.2.3 差动保护 TA 断线报警或闭锁

对于正常运行中 TA 瞬时断线，差动保护设有瞬时 TA 断线判别功能。只有在相关差动保护控制字及压板均投入时，差动保护 TA 断线报警或闭锁功能投入。

内部故障时，至少满足以下条件中一个：

- 1) 任一侧负序相电压大于 2V
- 2) 起动后任一侧任一相电流比起动前增加

3) 起动后最大相电流大于 $1.2 I_e$

4) 同时有三路电流比启动前减小（不考虑三相同断线的情况，若出现此种情况，允许跳闸）

而 TA 断线时，以上条件均不符合。因此，差动保护启动后 40ms 内，以上条件均不满足，判为 TA 断线。如此时“TA 断线闭锁比率差动投入”置 1，则闭锁差动保护，并发差动 TA 断线报警信号，如控制字置 0，差动保护动作于出口，同时发差动 TA 断线报警信号。

在发出差动保护 TA 断线信号后，消除 TA 断线情况，复位装置才能消除信号。

在发电机变压器组未并网前，TA 断线报警或闭锁功能自动退出。

3.14.3 TV 断线报警功能

3.14.3.1 各侧三相电压回路 TV 断线报警

动作判据：

1) 正序电压小于 18V，且任一相电流大 $0.04 I_n$

2) 负序电压 $3U_2$ 大于 8V。

满足以上任一条件延时 10S 发相应 TV 断线报警信号，异常消失，延时 10s 后信号自动返回。

3.14.3.2 发电机机端电压平衡功能

发电机机端接入两组电压互感器，比较两组电压互感器的相间电压、正序电压是否一致来判断 TV 断线。动作判据：

$$|U_{AB}-U_{ab}| > 5V$$

$$|U_{BC}-U_{bc}| > 5V$$

$$|U_{CA}-U_{ca}| > 5V$$

$$|U_1 - U_1'| > 3V$$

满足以上任一条件延时 0.2S 发 TV 断线报警信号、并启动 TV 切换。

某一组 TV 断线时，失磁、失步、过电压、过励磁、逆功率、频率等相关保护不受影响。

当发电机机端只有一组 TV 时，经控制字退出本功能。

3.15 非电量保护接口

从发变组单元本体保护及其它外部来的接点，经装置重动，装置进行事件记录，发报警信号，并可经保护装置延时由 CPU 发出跳闸命令。保护装置配置了热工保护、断水保护、励磁系统故障、一路非电量备用。

每种非电量保护均通过压板控制投入跳闸，跳闸方式由跳闸矩阵整定。

热工保护跳闸延时，定值范围 0~6000.0 秒。

断水保护跳闸延时，定值范围 0~6000.0 秒。

励磁系统故障跳闸延时，定值范围 0~6000.0 秒。

非电量备用跳闸延时，定值范围 0~6000.0 秒。

3.16 电制动闭锁功能

RCS-985A/985C 程序版本设有电制动闭锁保护功能选择。为防止电制动时，相关保护误动，增加电制动保护控制字，定义如表 3.16-1。



不需要电制动闭锁功能，表中选择均为“0”；需要电制动闭锁功能，相应需闭锁的保护功能置“1”。如表中整定，适用于电制动位置在发电机差动内，闭锁所有与发电机电流电压相关的保护。

电制动闭锁功能投入，电制动开入接点输入，装置闭锁相应的保护以及 TA、TV 断线判别，并发出电制动开入闭锁信号。

电制动闭锁功能退出，装置不发电制动开入闭锁信号。

表 3.16-1 电制动闭锁选择控制字

保护功能															
状态 1: 闭锁 0: 不闭锁															

第4章 RCS-985 发电机变压器组成套保护

4.1 概述

RCS—985 采用了高性能数字信号处理器 DSP 芯片为基础的硬件系统，并配以 32 位 CPU 用作辅助功能处理的数字式发电机变压器保护装置。

RCS—985 为数字式发电机变压器保护装置，适用于大型汽轮发电机、水轮发电机、抽水蓄能机组、燃气轮发电机等类型的发电机变压器组单元接线及其他机组接线方式，并能满足电厂自动化系统的要求。

RCS—985 提供一个发电机变压器单元所需要的全部电量保护，保护范围：主变压器、发电机、高厂变、励磁变（励磁机）。

对于一个大型发变组单元，配置两套 RCS-985 保护装置，可以实现主保护、异常运行保护、后备保护的全套双重化，操作回路和非电量保护装置独立组屏。两套 RCS-985 取不同组 TA，主保护、后备保护共用一组 TA，出口对应不同的跳闸线圈，因此，具有以下优点：

- 1) 设计简洁，二次回路清晰；
- 2) 运行方便，安全可靠，符合反措要求；
- 3) 整定、调试和维护方便。

4.2 保护功能配置及典型配屏方案

RCS-985 装置充分考虑了大型火电、水电、核电及燃气轮机发电机变压器组保护最大配置要求。包括了主变、发电机、高厂变、励磁变（励磁机）的全部保护功能。

4.2.1 保护功能对照表

RCS-985 装置按照应用对象分为不同的分为不同的程序版本，分别适用于不同的主接线。

RCS-985A 适用于标准的发变组单元主接线方式：两圈主变（220KV 或 500KV 出线）、发电机容量 100MW 及以上、一台高厂变（三圈变或分裂变）、励磁变或励磁机；

RCS-985B 适用于两台高厂变的发变组主接线方式：两圈主变（220KV 或 500KV 出线）、发电机容量 100MW 及以上、两台高厂变、励磁变或励磁机；

RCS-985C 适用于多种发变组主接线方式：两圈或三圈主变、发电机容量小于 300MW、一台高厂变（三圈变或分裂变）、分支电缆、励磁变或励磁机；

RCS-985G 适用于大型发电机保护，可以满足汽轮发电机、燃气轮发电机、核电机组的保护要求。

具体保护功能与不同程序版本对照见表 4.2-1～表 4.2-6。

表 4.2-1 发电机保护功能一览表

序号	保护功能 (发电机保护部分)	软件版本			
		RCS-985A	RCS—985B	RCS-985C	RCS-985G
1	发电机纵差保护	●	●	●	●
2	发电机工频变化量差动保护	●	●	●	●
3	发电机裂相横差保护	●	-	-	●

序号	保护功能 (发电机保护部分)	软件版本			
		RCS-985A	RCS—985B	RCS-985C	RCS-985G
4	高灵敏横差保护	●	●	●	●
5	纵向零序电压匝间保护	●	●	●	●
6	工频变化量方向匝间保护	●	●	●	●
7	发电机相间阻抗保护	2 段 2 时限	2 段 2 时限	2 段 2 时限	2 段 2 时限
8	发电机复合电压过流保护	●	●	●	●
9	机端大电流闭锁功能	输出接点	输出接点	带选跳功能	输出接点
10	定子接地基波零序电压保护	●	●	●	●
11	定子接地三次谐波电压保护	●	●	●	●
12	转子一点接地保护	2 段定值	2 段定值	2 段定值	2 段定值
13	转子两点接地保护	●	●	●	●
14	定、反时限定子过负荷保护	●	●	●	●
15	定、反时限转子表层负序过负荷保护	●	●	●	●
16	失磁保护	●	●	●	●
17	失步保护	●	●	●	●
18	过电压保护	●	●	●	●
19	调相失压保护	●	●	●	●
20	定时限过励磁保护	2 段	2 段	2 段	2 段
21	反时限过励磁保护	●	●	-	●
22	逆功率保护	●	●	●	●
23	程序跳闸逆功率	●	●	●	●
24	低频保护	4 段	3 段	2 段	3 段
25	过频保护	2 段	2 段	1 段	2 段
26	起停机保护	●	●	●	●
27	误上电保护	●	●	-	●
28	非全相保护	●	-	●	-
29	电压平衡功能	●	●	●	●
30	TV 断线判别	●	●	●	●
31	TA 断线判别	●	●	●	●

注：外加电源注入式定子、转子接地保护根据工程需要可以选配。

表 4.2-2 励磁保护功能一览表

序号	保护功能 (励磁保护部分)	软件版本			
		RCS-985A	RCS—985B	RCS-985C	RCS-985G
1	励磁变差动保护	●	●	●	●
2	励磁机差动保护	●	●	●	●
3	过流保护	●	●	●	●
4	定、反时限励磁过负荷保护	●	●	●	●



序号	保护功能 (励磁保护部分)	软件版本			
		RCS-985A	RCS—985B	RCS-985C	RCS-985G
5	TA 断线	●	●	●	●

表 4.2-3 主变保护功能一览表

序号	保护功能 (主变保护部分)	软件版本		
		RCS-985A	RCS—985B	RCS-985C
1	发变组差动保护	●	●	●①
2	主变差动保护	●	●	
3	主变工频变化量差动保护	●	●	●
4	主变高压侧阻抗保护	2 段 4 时限	2 段 2 时限	2 段 4 时限
5	主变高压侧复合电压过流保护	2 段 4 时限	2 段 2 时限	1 段 2 时限
6	主变高压侧复合电压方向过流保护	-	-	2 段 5 时限
7	主变高压侧零序过流保护	3 段 6 时限	2 段 4 时限	1 段 2 时限
8	主变高压侧零序方向过流保护	2 段 4 时限	2 段 4 时限	2 段 5 时限
9	主变高压侧间隙零序电压保护	1 段 2 时限	●	1 段 3 时限
10	主变高压侧间隙零序电流保护	1 段 2 时限	●	1 段 2 时限
11	主变高压侧阻抗保护	-	-	2 段 4 时限
12	主变中压侧复合电压过流保护	-	-	1 段 2 时限
13	主变中压侧复合电压方向过流保护	-	-	2 段 5 时限
14	主变中压侧零序过流保护	-	-	1 段 2 时限
15	主变中压侧零序方向过流保护	-	-	2 段 5 时限
16	主变中压侧间隙零序电压保护	-	-	1 段 3 时限
17	主变中压侧间隙零序电流保护	-	-	1 段 2 时限
18	主变低压侧接地零序报警	●	●	●
19	主变定、反时限过励磁保护	●	●	-
20	主变过负荷信号	●	●	●
21	主变起动风冷	●	●	●
22	TV 断线	●	●	●
23	TA 断线	●	●	●

表 4.2-4 高厂变保护功能一览表

序号	高厂变部分保护功能 (RCS-985B 包括两台厂变保护)	软件版本		
		RCS-985A	RCS—985B	RCS-985C
1	高厂变差动保护	●	●	●
2	高厂变复压过流保护	2 段 2 时限	2 段 2 时限	2 段 2 时限
3	A 分支复压过流保护	2 段 2 时限	2 段 2 时限	2 段 2 时限
4	B 分支复压过流保护	2 段 2 时限	2 段 2 时限	2 段 2 时限
5	A 分支零序过流保护	2 段 2 时限	2 段 2 时限	-
6	B 分支零序过流保护	2 段 2 时限	2 段 2 时限	-
7	A 分支零序电压报警	●	-	-

序号	高厂变部分保护功能 (RCS-985B 包括两台厂变保护)	软件版本		
		RCS-985A	RCS—985B	RCS-985C
8	B 分支零序电压报警	●	-	-
9	A 分支电缆差动保护	-	-	●
10	B 分支电缆差动保护	-	-	●
11	厂变过负荷信号	●	●	●
14	起动风冷	●	●	●
15	高压侧大电流闭锁选跳	-	-	●
16	过流输出	●	●	-
17	TV 断线	●	●	●
18	TA 断线	●	●	●

表 4.2-5 非电量接口功能一览表

序号	保护功能 (非电量接口部分)	软件版本			
		RCS-985A	RCS—985B	RCS-985C	RCS-985G
1	外部重动跳闸 1	●	●	●	●
2	外部重动跳闸 2	●	●	●	●
3	外部重动跳闸 3	●	●	●	●
4	外部重动跳闸 4	●	●	●	●

表 4.2-6 通讯和辅助功能一览表

序号	保护功能 (通讯及辅助功能部分)	软件版本			
		RCS-985A	RCS-985B	RCS-985C	RCS-985G
1	4 个 RS-485 通讯口	●	●	●	●
2	两个复用光纤接口	●	●	●	●
3	1 个调试通讯口	●	●	●	●
4	IEC870-5-103 通讯规约	●	●	●	●
5	LFP 通讯规约	●	●	●	●
6	MODBUS 通讯规约	●	●	●	●
7	CPU 板: 保护录波功能	●	●	●	●
8	MON 板: 4 秒(或 8 秒)连续录波功能	●	●	●	●
9	汉化打印: 定值、报文、波形	●	●	●	●
10	汉化显示: 定值、报文	●	●	●	●

注:

- : 表示具有本项功能;
- : 表示不具有本功能;
- ① : 表示两项功能选其一。

RCS-985AW 适用于标准的水电发变组单元主接线方式: 两圈主变(220KV 或 500KV 出线)、发电机容量 100MW 及以上、一台高厂变(两圈变)、一台励磁变或励磁机;

RCS-985GW 适用于大型水电发电机保护, 主接线方式: 发电机容量 100MW 及以上、一台励磁变或励磁机;

RCS-985TW 适用于水电厂大型变压器保护, 主接线方式: 两圈主变(220KV 或 500KV 出线)、一台高厂变(两圈变)。

表 4.2-7 发电机保护功能一览表

序号	保护功能	软件版本	
		RCS-985AW	RCS-985GW
1	发电机完全差动保护	●①	●
2	发电机不完全差动保护		配置 2 套
3	发电机差动 2 保护*	●	—
4	发电机工频变化量差动保护	●	●
5	发电机裂相横差保护	●	●
6	高灵敏横差保护	配置 2 套	配置 2 套
7	发电机相间阻抗保护	●	●
8	发电机复合电压过流保护	●	●
9	发电机负序过流保护	●	●
10	定子接地基波零序电压保护	●	●
11	定子接地三次谐波电压保护	●	●
12	外加低频电源定子接地保护	需外加电源等附	需外加电源等附

序号	保护功能	软件版本	
		RCS-985AW	RCS-985GW
		件	件
13	转子一点接地保护	切换采样原理（乒乓式）或外加电源（注入式）原理	
14	转子两点接地保护	•	•
15	定、反时限定子过负荷保护	•	•
16	定、反时限转子表层负序过负荷保护	•	•
17	失磁保护	•	•
18	失步保护	•	•
19	定子过电压保护	•	•
20	定、反时限发电机过励磁保护	•	•
21	定、反时限励磁绕组过负荷保护	•	•
22	逆功率保护	•	•
23	频率保护	•	•
24	启停机保护	•	•
25	误上电保护	•	•
26	轴电流保护	•	•
27	发电机开关失灵保护	•	•
28	电制动闭锁功能	•	•
29	TV 断线	•	•
30	TA 断线	•	•

表 4.2-8 励磁保护功能一览表

序号	保护功能	软件版本	
		RCS-985AW	RCS-985GW
1	励磁变差动保护	•①	•①
2	励磁机差动保护		
3	励磁过流保护	•	•
4	励磁过负荷信号	•	•
5	TA 断线	•	•

表 4.2-9 主变保护功能一览表

序号	保护功能	软件版本	
		RCS-985AW	RCS-985TW
1	发变组差动保护	•	•①
2	主变差动保护	•	
3	主变工频变化量差动保护	•	•
4	主变零序差动保护	•	•
5	主变分侧差动保护	—	•
6	高压侧阻抗保护	•	•
7	高压侧复合电压过流保护	•	•

序号	保护功能	软件版本	
		RCS-985AW	RCS-985TW
8	高压侧复合电压方向过流保护	—	●
9	高压侧负序过流保护	—	●
10	高压侧零序过流保护	●	●
11	高压侧零序方向过流保护	—	●
12	高压侧不接地零序电压保护	●	●
13	高压侧不接地零序过流保护	●	●
14	低压侧接地零序报警	●	●
15	主变过励磁保护	●	●
16	断路器闪络保护	●	●
17	非全相保护	●	●
18	过负荷保护	●	●
19	启动风冷	●	●
20	TV 断线	●	●
21	TA 断线	●	●

表 4.2-10 厂变保护功能一览表

序号	保护功能	软件版本	
		RCS-985AW	RCS-985TW
1	厂变差动保护	●	●
2	厂变过流保护	●	●
3	低压侧零序过流保护	●	●
4	高压侧大电流闭锁选跳	—	●
5	过负荷信号	●	●
6	过流输出	●	—
7	启动风冷	—	●
8	TA 断线	●	●

表 4.2-11 非电量接口功能一览表

序号	保护功能	软件版本	
		RCS-985AW	RCS-985GW
1	外部重动跳闸 1	●	●
2	外部重动跳闸 2	●	●
3	外部重动跳闸 3	●	●
4	外部重动跳闸 4	●	●

表 4.2-12 通讯和辅助功能一览表

序号	保护功能	软件版本		
		RCS-985AW	RCS-985GW	RCS-985TW
1	4 个 RS-485 通讯口	●	●	●
2	2 个复用光纤接口	●	●	●

序号	保护功能	软件版本		
		RCS-985AW	RCS-985GW	RCS-985TW
3	1 个调试通讯口	●	●	●
4	IEC870-5-103 通讯规约	●	●	●
5	LFP 通讯规约	●	●	●
6	MODBUS 通讯规约	●	●	●
7	CPU 板：保护录波功能	●	●	●
8	MON 板：连续录波功能	●	●	●
9	汉化打印：定值、报文、波形	●	●	●
10	汉化显示：定值、报文	●	●	●

注：

- 表示具有本项功能；
- 表示不具有本功能；
- ① 表示两项功能选其一；
- * 在 985AW 版本中，发电机第二套差动保护为不完全差动保护，称为**发电机差动 2 保护**；第一套差动保护可在发电机完全差动保护中，通过控制字选择差动保护的类型（完全差动保护或者不完全差动保护）。

针对发电机变压器保护，需单独配置非电量保护装置。

非电量保护装置 RCS-974A/AG 的功能如表 4.2-13 所示。

详细内容请参见《RCS-974A(AG)变压器非电量及辅助保护装置技术说明书》。

表 4.2-13 RCS-974A/AG 非电量保护功能一览表

序号	保护功能	备注
1	非电量接口	共 15 路
2	断路器失灵保护启动	
3	非全相保护	

4.2.2 发变组保护组屏方案

4.2.2.1 RCS-985A 程序版本适应的主接线方式 1

如图 4.2-1 发变组单元，发变组按三块屏配置，A、B 屏配置两套 RCS-985A，分别取自不同的 TA，每套 RCS-985A 包括一个发变组单元全部电量保护，C 屏配置非电量保护装置。

图中标出了接入 A 屏的 TA 极性端，其他接入 B 屏的 TA 极性端与 A 屏定义相同。本配置方案也适用于 100MW 及以上相同主接线的发变组单元。图中为励磁机的主接线方式，配置方案也适用于励磁变的主接线方式。

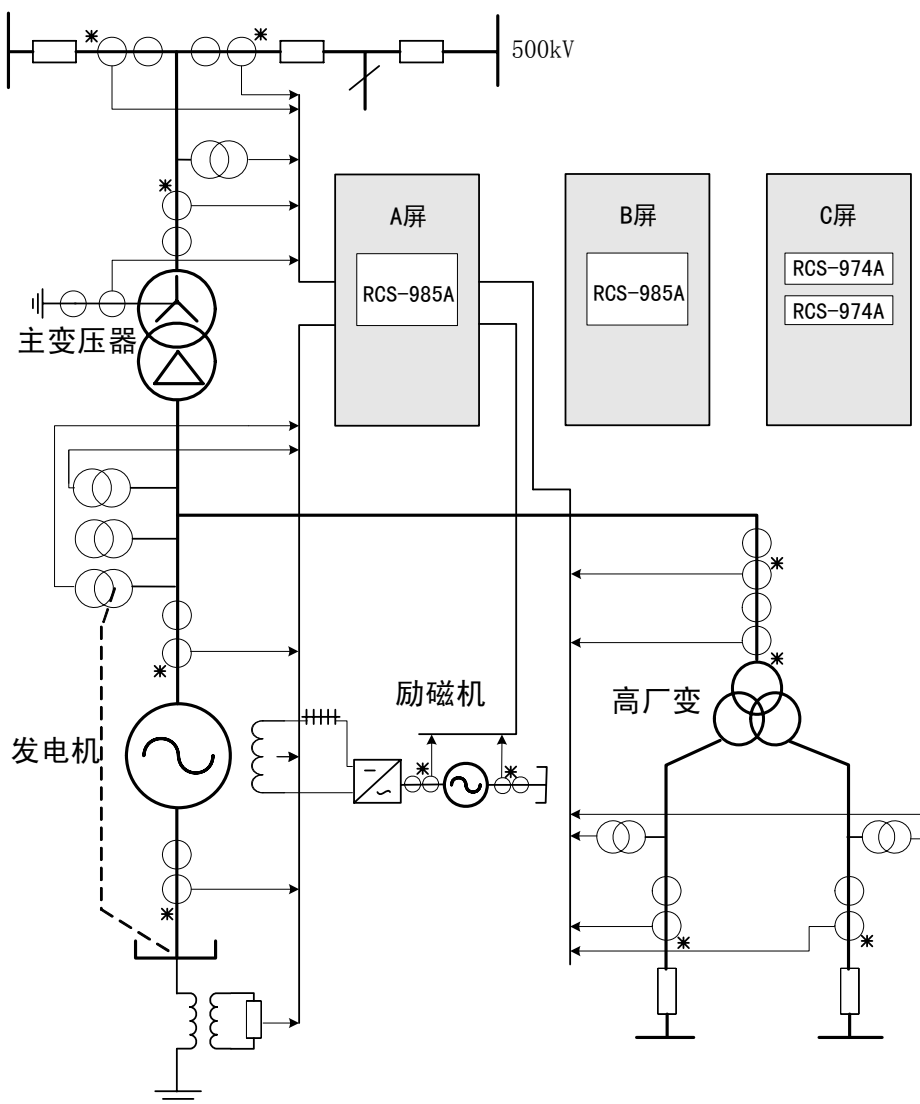


图 4.2-1 RCS-985A 机组保护方案 1 配置示意图

4.2.2.2 RCS-985A 程序版本适应的主接线方式 2

如图 4.2-2 发变组单元，发变组按三块屏配置，A、B 屏配置两套 RCS-985A，分别取自不同的 TA，每套 RCS-985A 包括一个发变组单元全部电量保护，C 屏配置非电量保护装置、失灵启动、非全相保护以及 220KV 断路器操作箱。

图中标出了接入 A 屏的 TA 极性端，其他接入 B 屏的 TA 极性端与 A 屏定义相同。本配置方案也适用于 100MW 及以上相同主接线的发变组单元。图中为励磁变的主接线方式，配置方案也适用于励磁机的主接线方式。

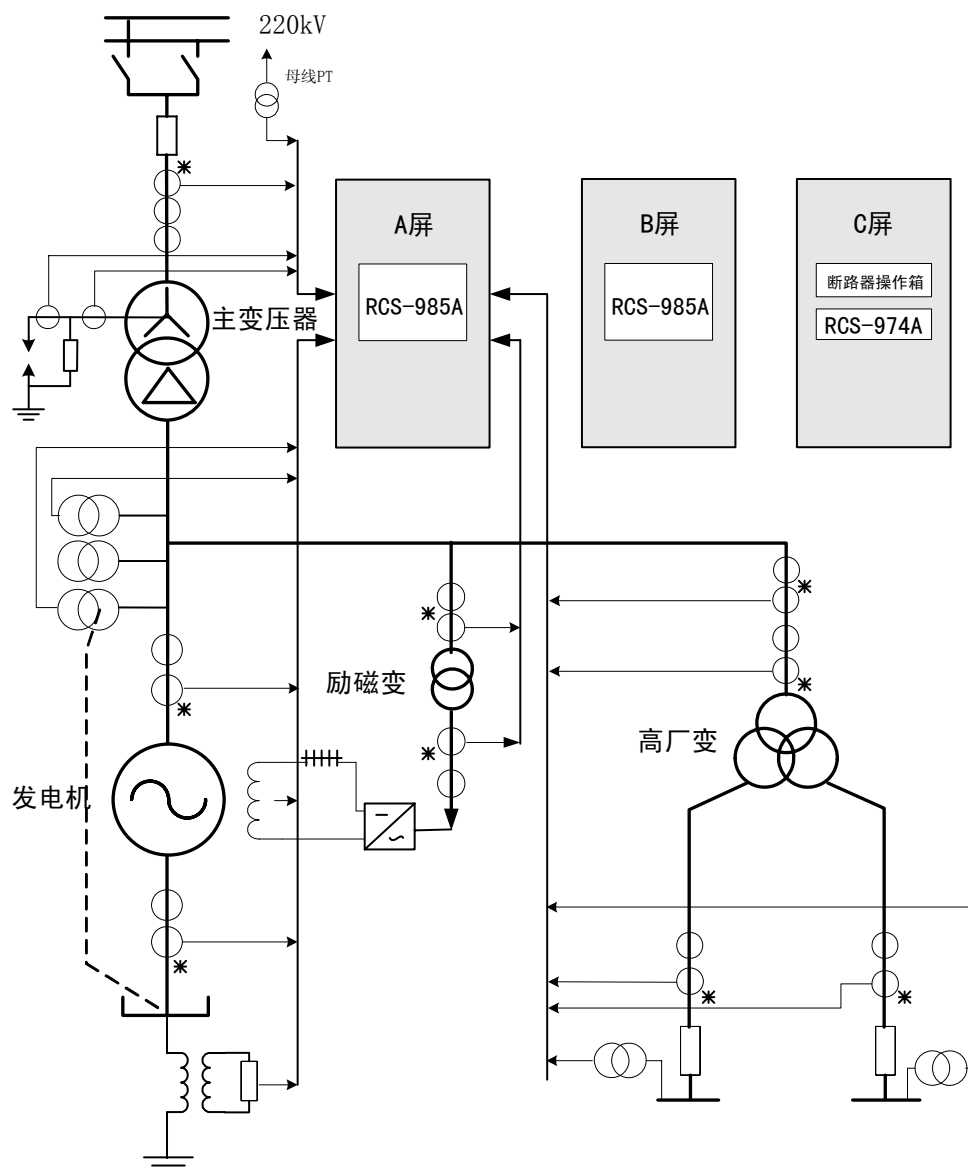


图 4.2-2 RCS-985A 机组保护方案 2 配置示意图

4.2.2.3 RCS-985B 程序版本适应的主接线方式 1

如图 4.2-3 发变组单元，发变组按三块屏配置，A、B 屏配置两套 RCS-985B，分别取自不同的 TA，每套 RCS-985B 包括一个发变组单元全部电量保护，C 屏配置非电量保护装置。

图中标出了接入 A 屏的 TA 极性端，其他接入 B 屏的 TA 极性端与 A 屏定义相同。针对这种主接线方式，RCS-985B 装置不包括励磁机（或励磁变）保护，励磁机（或励磁变）保护另外配置。可以配置在 C 屏内。

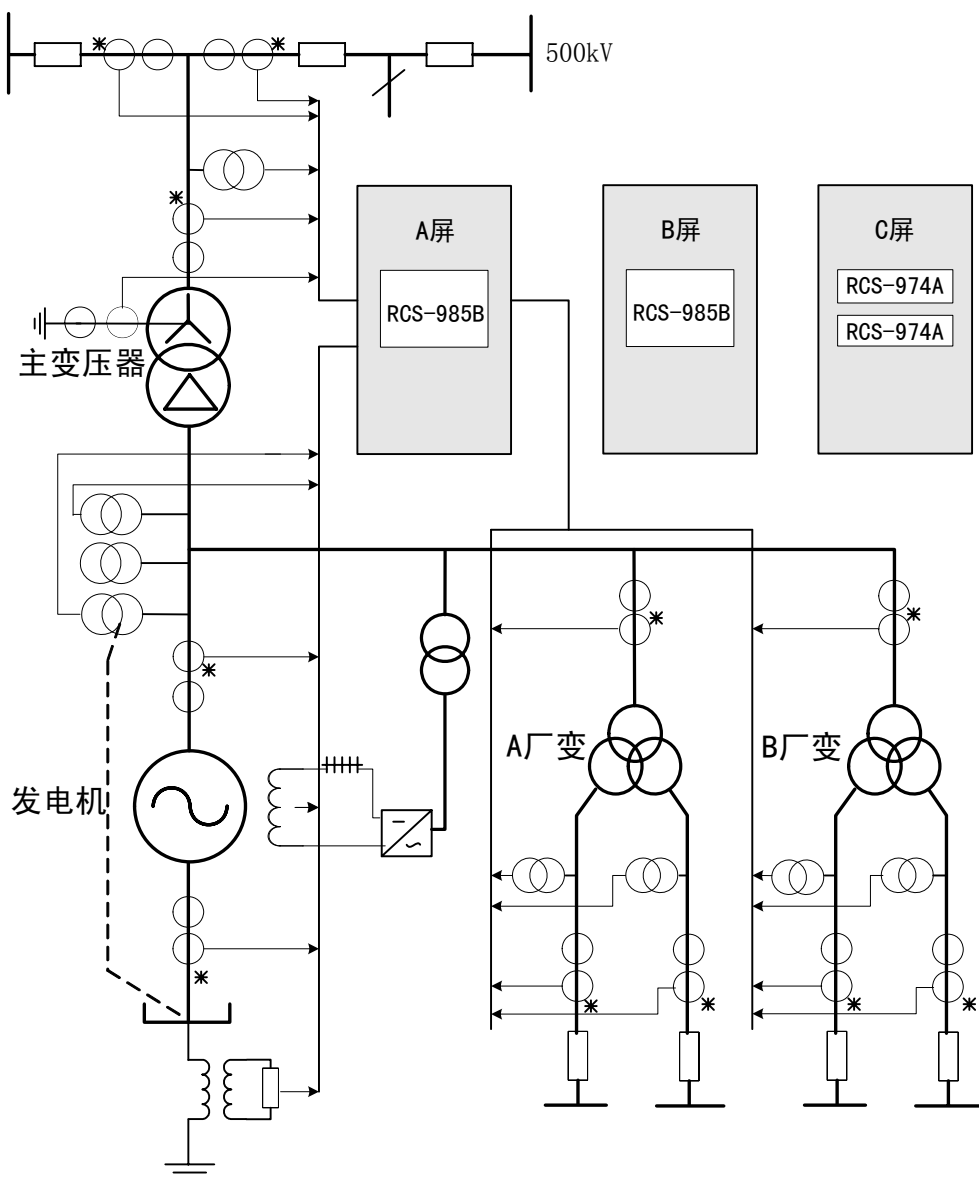


图 4.2-3 RCS-985B 机组保护方案 1 配置示意图

4.2.2.4 RCS-985B 程序版本适应的主接线方式 2

如图 4.2-4 发变组单元，发变组按三块屏配置，A、B 屏配置两套 RCS-985B，分别取自不同的 TA，每套 RCS-985B 包括一个发变组单元全部电量保护，C 屏配置非电量保护装置、失灵启动、非全相保护以及 220KV 断路器操作箱。

图中标出了接入 A 屏的 TA 极性端，其他接入 B 屏的 TA 极性端与 A 屏定义相同。本配置方案也适用于 100MW 及以上相同主接线的发变组单元。图中为励磁机的主接线方式，配置方案也适用于励磁变的主接线方式。

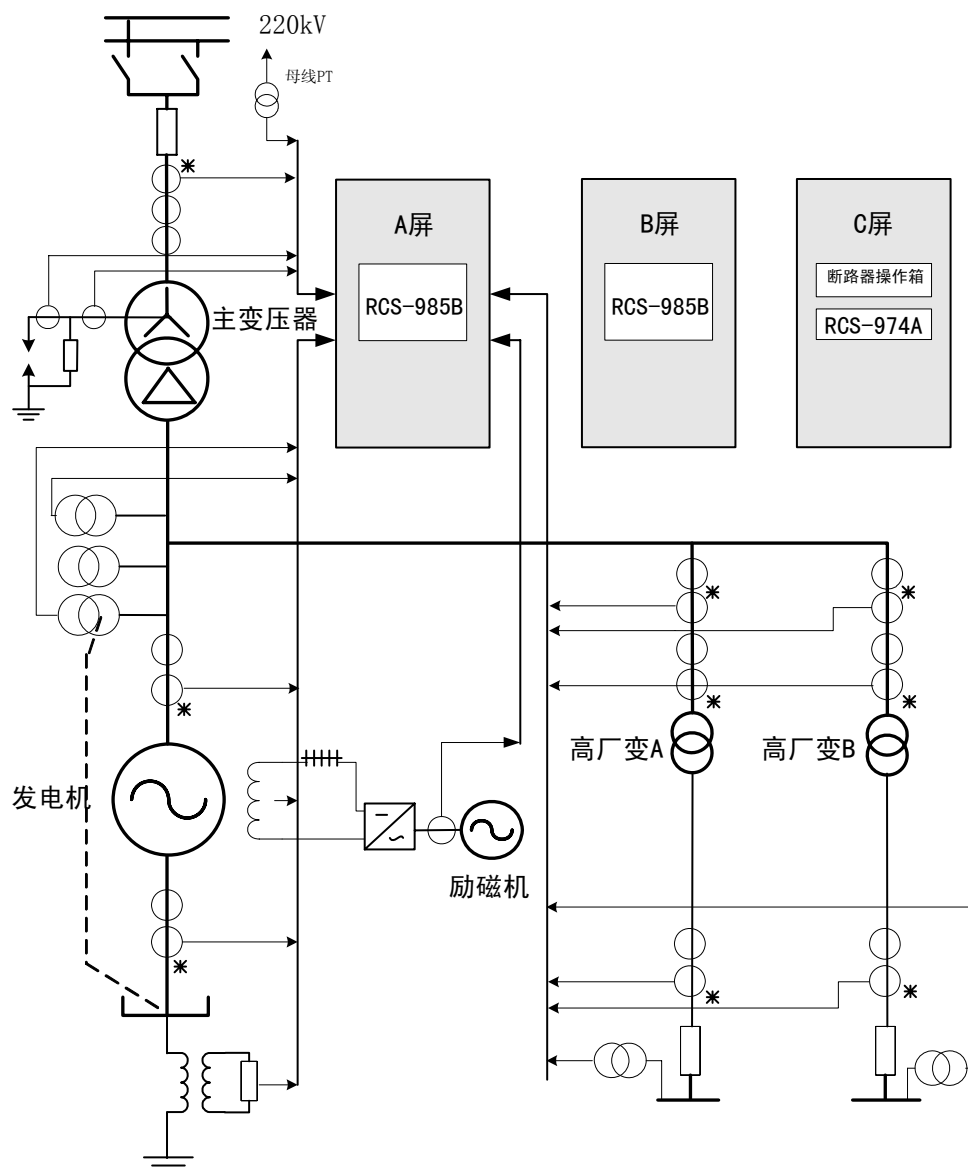


图 4.2-4 RCS-985B 机组保护方案 2 配置示意图

4.2.2.5 RCS-985C 程序版本适应的主接线方式 1

如图 4.2-5 发变组单元，A、B 屏配置两套 RCS-985C，分别取自不同的 TA，每套 RCS-985C 包括一个发变组单元全部电量保护，C 屏配置非电量保护装置、失灵启动、非全相保护以及断路器操作箱。

图中标出了接入 A 屏的 TA 极性端，其他接入 B 屏的 TA 极性端与 A 屏定义相同。本配置方案也适用于 300MW 以下相同主接线的发变组单元。图中只画出了励磁变的主接线方式，配置方案也适用于励磁机的主接线方式。

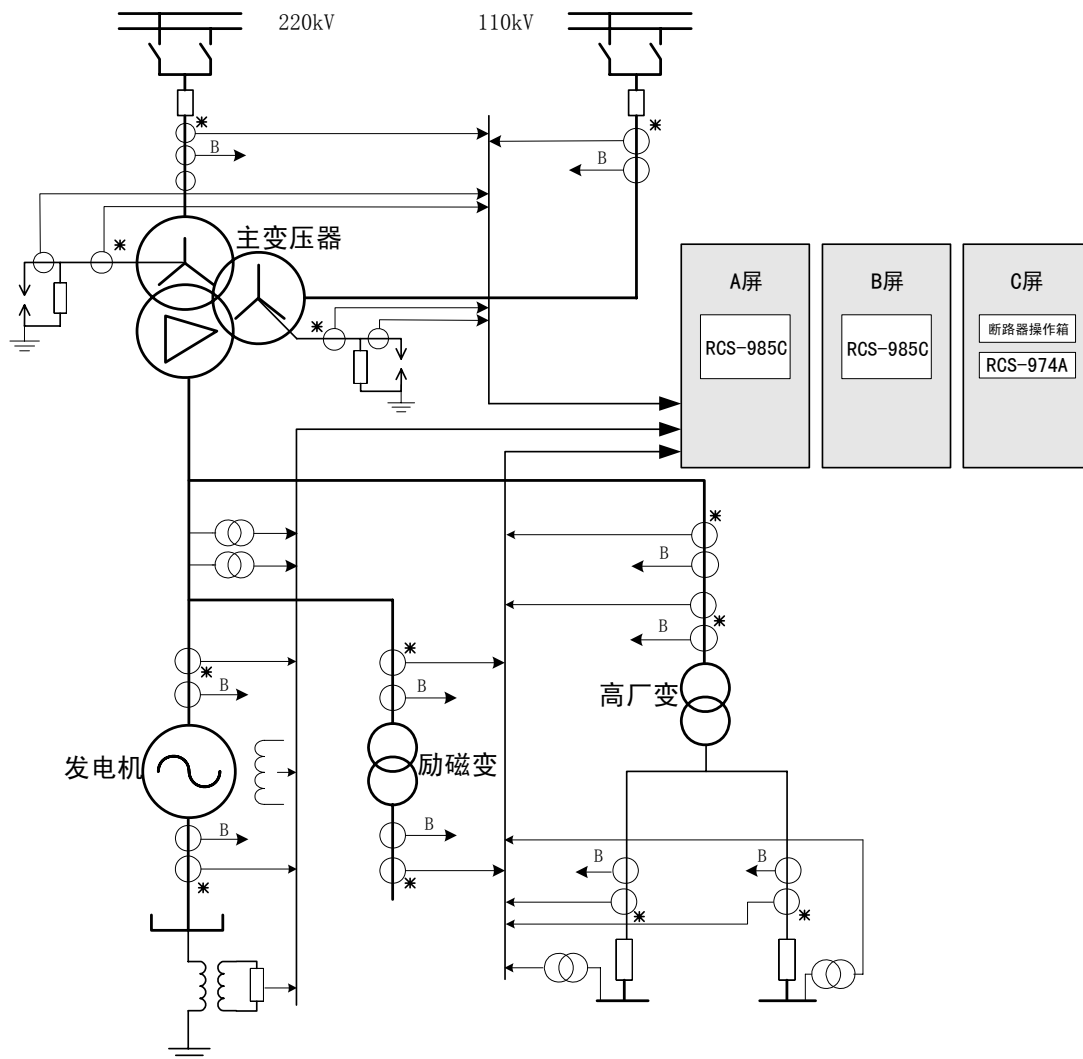


图 4.2-5 RCS-985C 机组保护方案 1 配置示意图

4.2.2.6 RCS-985C 程序版本适应的主接线方式 2

如图 4.2-6 发变组单元，发变组按三块屏配置，A、B 屏配置两套 RCS-985C，分别取自不同的 TA，每套 RCS-985C 包括一个发变组单元全部电量保护，C 屏配置非电量保护装置、失灵启动、非全相保护以及断路器操作箱。

图中标出了接入 A 屏的 TA 极性端，其他接入 B 屏的 TA 极性端与 A 屏定义相同。本配置方案也适用于 300MW 以下相同主接线的发变组单元。图中只画出了励磁变的主接线方式，配置方案也适用于励磁机的主接线方式。

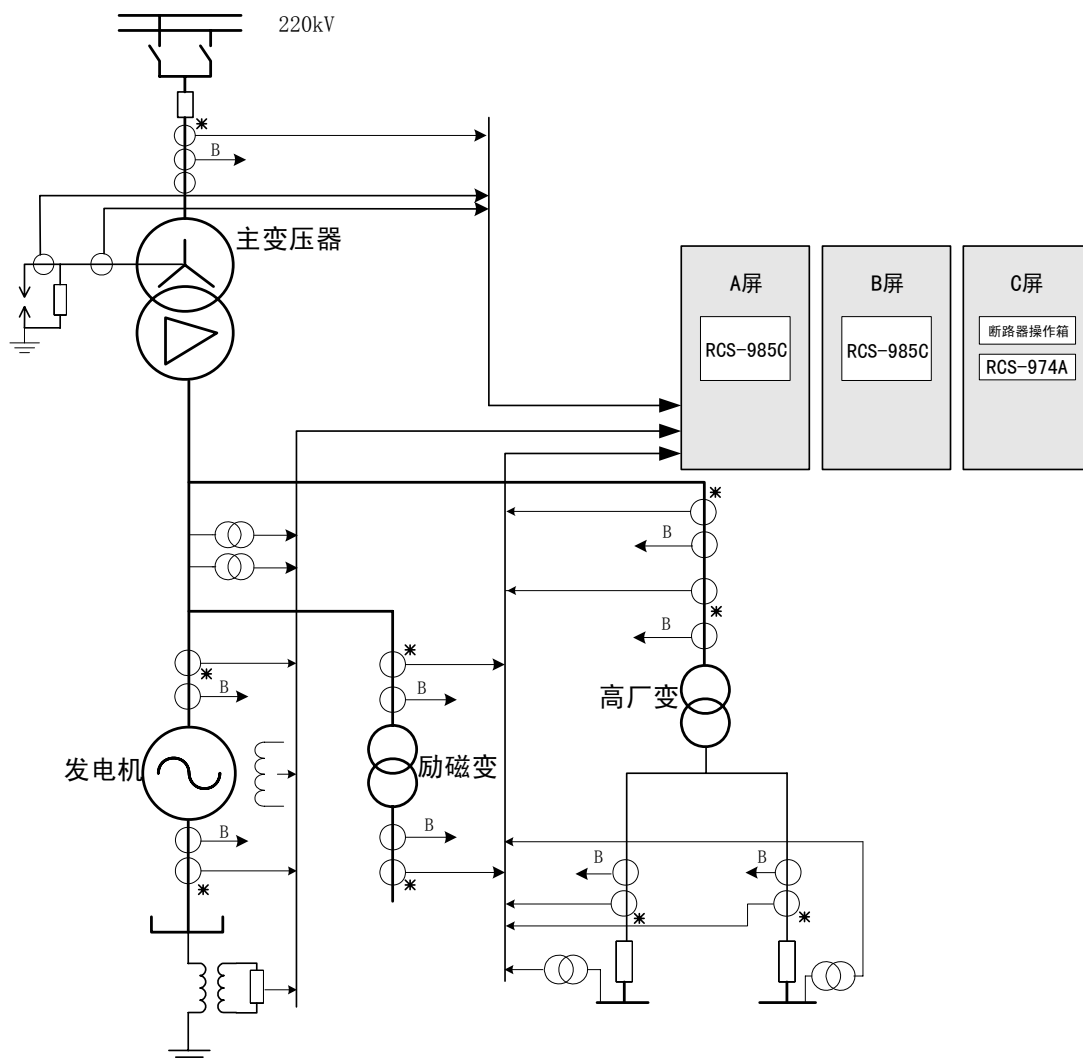


图 4.2-6 RCS-985C 机组保护方案 2 配置示意图

4.2.2.7 RCS-985C 程序版本适应的主接线方式 3

如图 4.2-7 发变组单元, A、B 屏配置两套 RCS-985C, 分别取自不同的 TA, 每套 RCS-985C 包括一个发变组单元全部电量保护, C 屏配置非电量保护装置、失灵启动、非全相保护以及 220KV、110KV 断路器操作箱。

本配置方案也适用于 300MW 以下相同主接线的发变组单元。图中只画出了励磁机的主接线方式，配置方案也适用于励磁变的主接线方式。

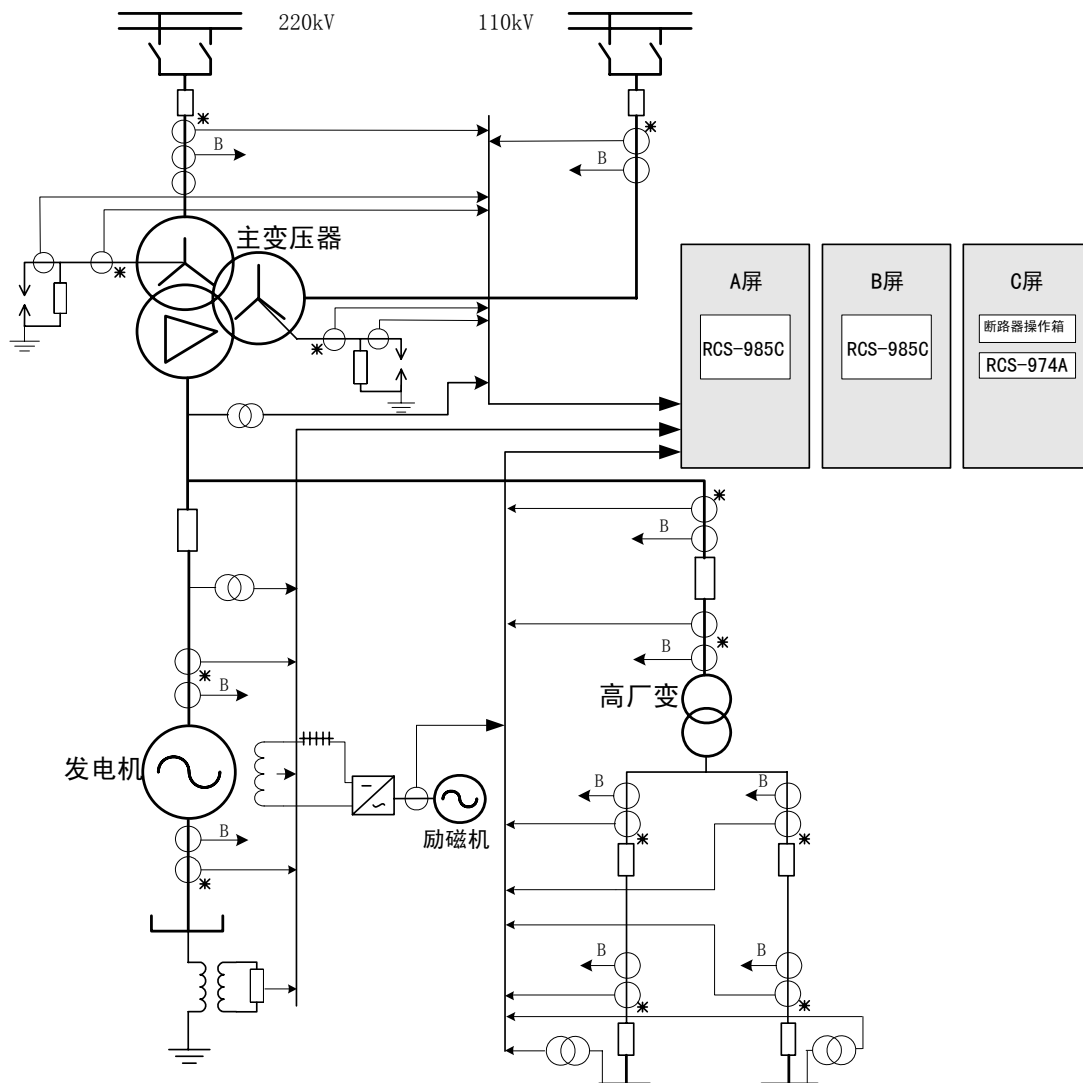


图 4.2-7 RCS-985C 机组保护方案 3 配置示意图

4.2.2.8 RCS-985G 程序版本适应的主接线方式

如图 4.2-8 发电机单元，A、B 屏配置两套 RCS-985G，分别取自不同的 TA，每套 RCS-985G 包括一个发电机单元全部电量保护。

图中标出了接入 A 屏的 TA 极性端，其他接入 B 屏的 TA 极性端与 A 屏定义相同。图中只画出了励磁变的主接线方式，配置方案也适用于励磁机的主接线方式。

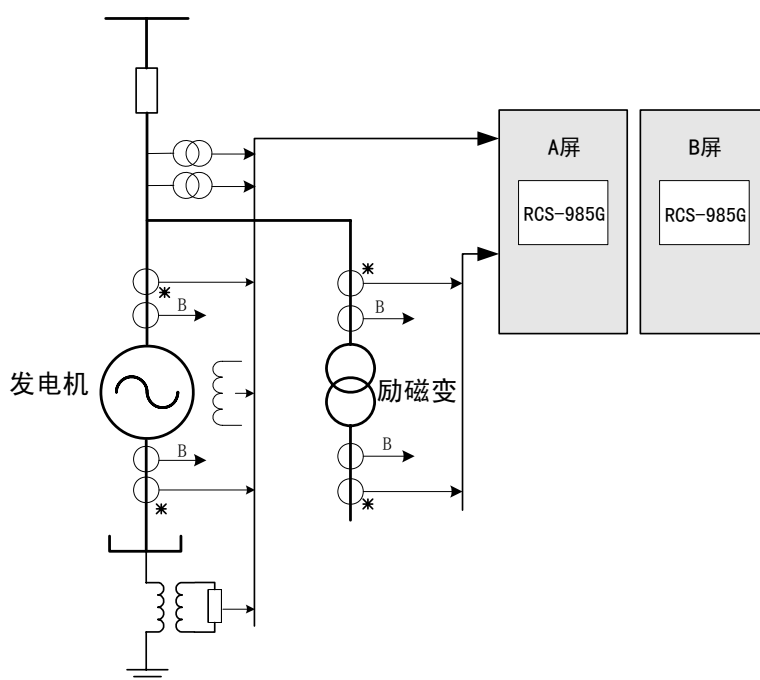


图 4.2-8 RCS-985G 发电机保护方案配置示意图

4.2.2.9 水电主接线方式 1 保护组屏配置

如图 4.2-9 发变组单元主接线方式，发变组按三块屏配置，A、B 屏配置两套 RCS-985AW 发电机变压器组保护装置，分别取自不同的 TA，每套 RCS-985 包括一个发变组单元全部电量保护，C 屏配置非电量保护装置。

图中标出了各侧 TA 极性端，其他接入 B 屏的 TA 极性端与 A 屏定义相同。图中为励磁变的主接线方式，配置方案也适用于励磁机的主接线方式。

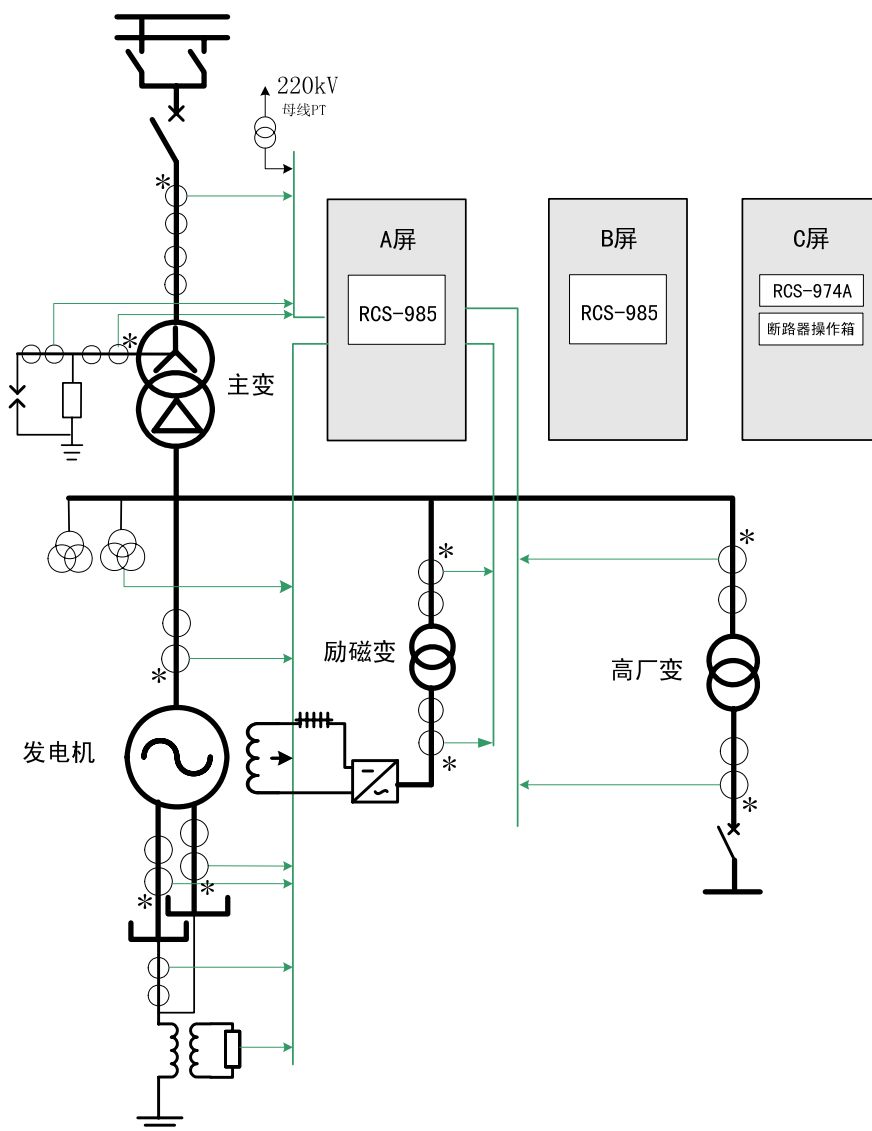


图 4.2-10 主接线方式 2 保护组屏示意图

4.2.2.11 水电主接线方式 3 保护组屏配置

如图 4.2-11 为发电机变压器主接线方式，发电机、励磁部分保护按两块屏配置，各配置一套 RCS-985GW 发电机保护装置，主变压器、厂变部分按两块屏配置，各配置一套 RCS-985TW 变压器保护装置。

图中标出了各侧的 TA 极性端，其他接入 B、D 屏的 TA 极性端与 A、C 屏定义相同。图中为励磁变的主接线方式，配置方案也适用于励磁机的主接线方式。

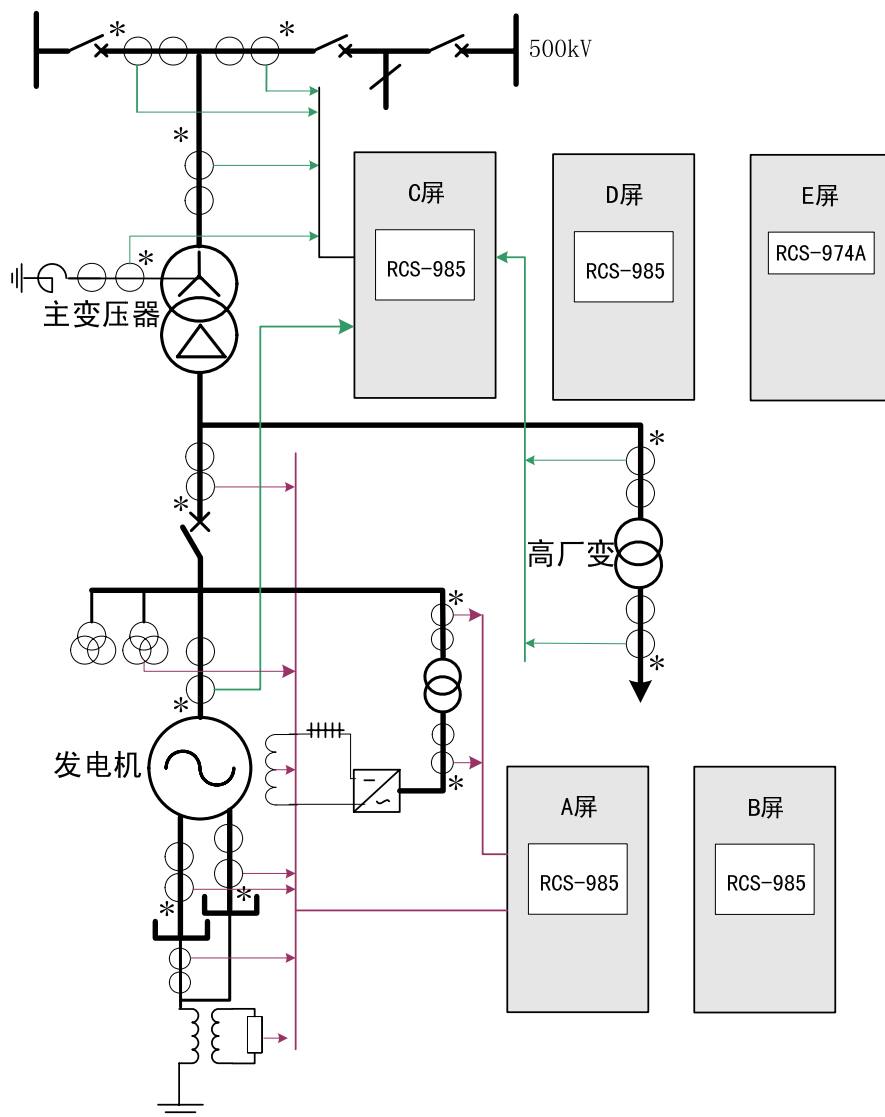


图 4.2-11 发电机变压器主接线方式 3 组屏示意图

4.2.2.12 水电主接线方式 4 保护组屏配置

如图 4.2-12 为发电机变压器主接线方式，发电机、励磁部分保护按两块屏配置，各配置一套 RCS-985GW 发电机保护装置，主变压器、厂变部分按两块屏配置，各配置一套 RCS-985TW 变压器保护装置。

图中标出了接入 A、C 屏的 TA 极性端，其他接入 B、D 屏的 TA 极性端与 A、C 屏定义相同。图中为励磁变的主接线方式，配置方案也适用于励磁机的主接线方式。

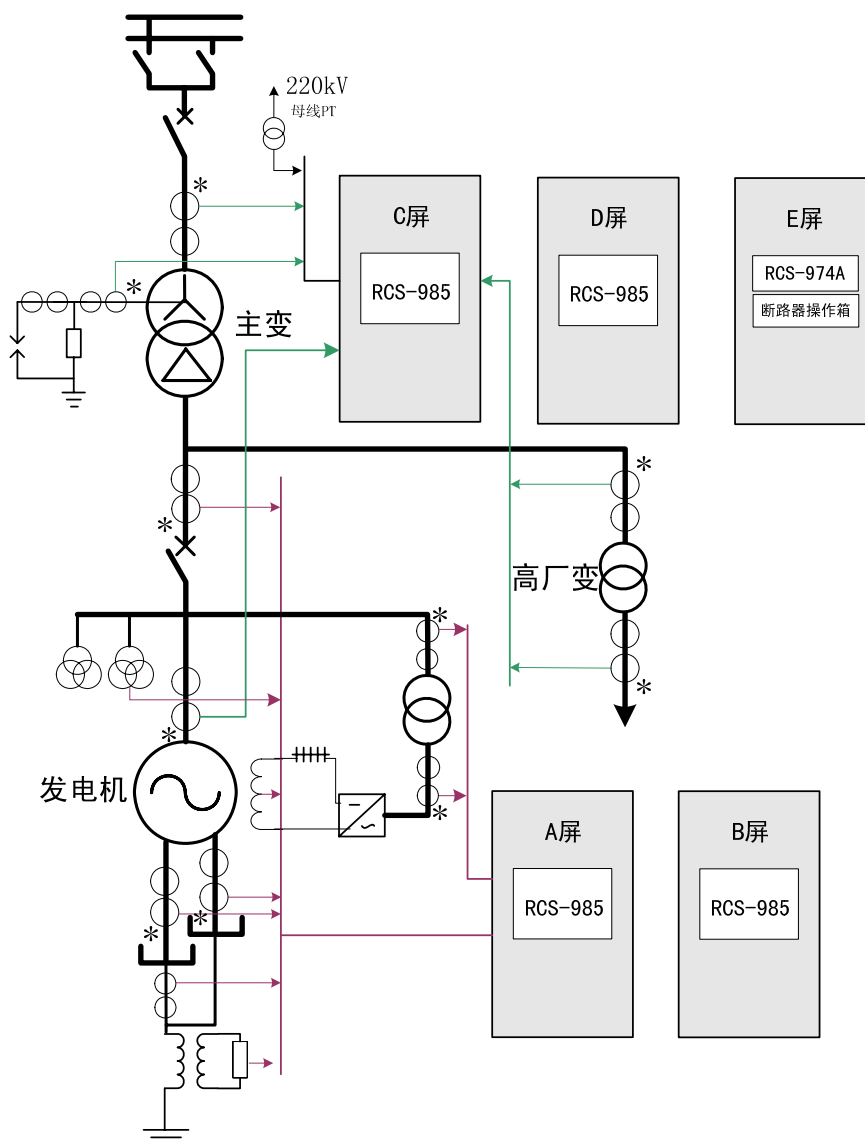


图 4.2-12 水电发电机变压器主接线方式 4 组屏示意图

4.2.3 配置方案说明

4.2.3.1 差动保护配置说明

配置方案 1：对于 300MW 及以上机组，A、B 屏均配置发变组差动、主变差动、发电机差动、高厂变差动。

配置方案 2：对于 100MW 以上、300MW 以下机组，A 屏配置主变差动、发电机差动、高厂变差动；B 屏配置发变组差动、发电机差动、高厂变差动。

发变组差动范围一般差至高厂变低压侧，也可选择差至高厂变高压侧。

差动保护原理方案：对于发变组差动、变压器差动、高厂变差动，需提供两种涌流判别原理，如二次谐波原理、波形判别原理等，一般一套装置中差动保护投二次谐波原理，另一套装置投波形判别原理。

发电机差动也具有两种不同原理的比率差动：比率差动、工频变化量差动。

水电机组内部故障可以配置：发电机完全差动保护，发电机不完全差动保护，发电机裂相横差保护，发电机单元件横差保护。

4.2.3.2 后备保护和异常运行保护配置说明

A、B 屏均配置发变组单元全部后备保护，各自使用不同的 TA。

对于零序电流保护，如没有两组零序 TA，则 A 屏接入零序 TA，B 屏采用套管自产零序电流。此方式两套零序电流保护范围有所区别，定值整定时需分别计算。

转子接地保护因两套保护之间相互影响，正常运行时只投入一套，需退出本屏装置运行时，切换至另一套转子接地保护。

4.2.3.3 电流互感器配置说明

A、B 屏采用不同的电流互感器；

主后备共用一组 TA；

主变差动、发电机差动均用到机端电流，一般引入一组 TA 给两套保护用，对保护性能没有影响。RCS-985 保留了两组 TA 输入，适用于需要两组的特殊场合。

主变差动、高厂变差动均用到厂变高压侧电流，由于主变容量与厂变容量差别非常大，为提高两套差动保护性能，一般保留两组 TA 分别给两套保护用，RCS-985 通过软件选择，可以适用于只有一组 TA 的情况。

220KV 侧应有一组失灵启动、非全相保护专用 TA。

4.2.3.4 电压互感器配置说明

A、B 屏尽量采用不同的电压互感器或互相独立的绕组。

对于发电机保护，配置匝间保护方案时，为防止匝间保护专用 TV 高压侧断线导致保护误动，一套保护需引入两组 TV。如考虑采用独立的 TV 绕组，机端配置的 TV 数量太多，一般不能满足要求。发电机机端建议配置三个 TV 绕组：TV1、TV2、TV3，A 屏接入 TV1、TV3 电压，B 屏接入 TV2、TV3 电压。正常运行时，A 屏取 TV1 电压，TV3 作备用，B 屏取 TV2 电压，TV3 作备用，任一组 TV 断线，软件自动切换至 TV3。（TV3 既匝间保护专用 TV，只做复压过流的复压后备，不做接地保护的后备）

对于零序电压，一般没有两个绕组，同时接入两套保护装置。

4.2.3.5 非全相保护和失灵启动

反措《实施细则》对非全相保护和失灵启动提出了详细的规定，非全相保护和失灵启动均含有发变组保护动作接点，由于断路器失灵保护的重要性，具体实施方案如下：

- 1) 非全相和失灵启动不应与电量保护在同一个装置内，以增加可靠性；
- 2) 非全相和失灵启动只配置一套，另外设一套断路器本体非全相保护功能。

4.3 发电机变压器组保护推荐解决方案

4.3.1 火电机组——1000MW 机组推荐方案

4.3.1.1 配置原则

百万千瓦级火电机组具有以下特点：中性点和出线侧通常只能引出 3 个端子，对定子、转子绕组的绝缘检测要求很高，定子回路时间常数较大，机组热容量较小，转子电压较高，直轴次暂态电抗 X_d'' 大，惯性时间常数较小，失磁后异步运行的滑差大，通常为自并励励磁方式，主变压器将大量选用三单相变压器形式等。百万千瓦级机组特殊的结构和参数要求特殊的保护配置，如：性能完善的失磁保护，可靠的 TA 饱和识别判据，注入式定子、转子接地保护，定子反时限过负荷保护，励磁绕组反时限过负荷保护，转子表层负序反时限过负荷保护，分侧纵差或零差保护等。

GB/T 14285-2006《继电保护和安全自动装置技术规程》中 4.2.22 明确规定，对于 600MW 级及以上发电机组应装设双重化的电气量保护，对非电气量保护应根据主设备配套情况，有条件的也可进行双重化配置。

4.3.1.2 推荐方案

百万千瓦级机组典型主接线方式为：1 台发电机、1 台励磁变（或励磁机）、1 台两圈主变（500kV 及以上电压等级出线）、2 台高厂变。根据这一典型主接线方式及其保护功能需求，推荐如图 4.3-1 所示的保护配置方案。

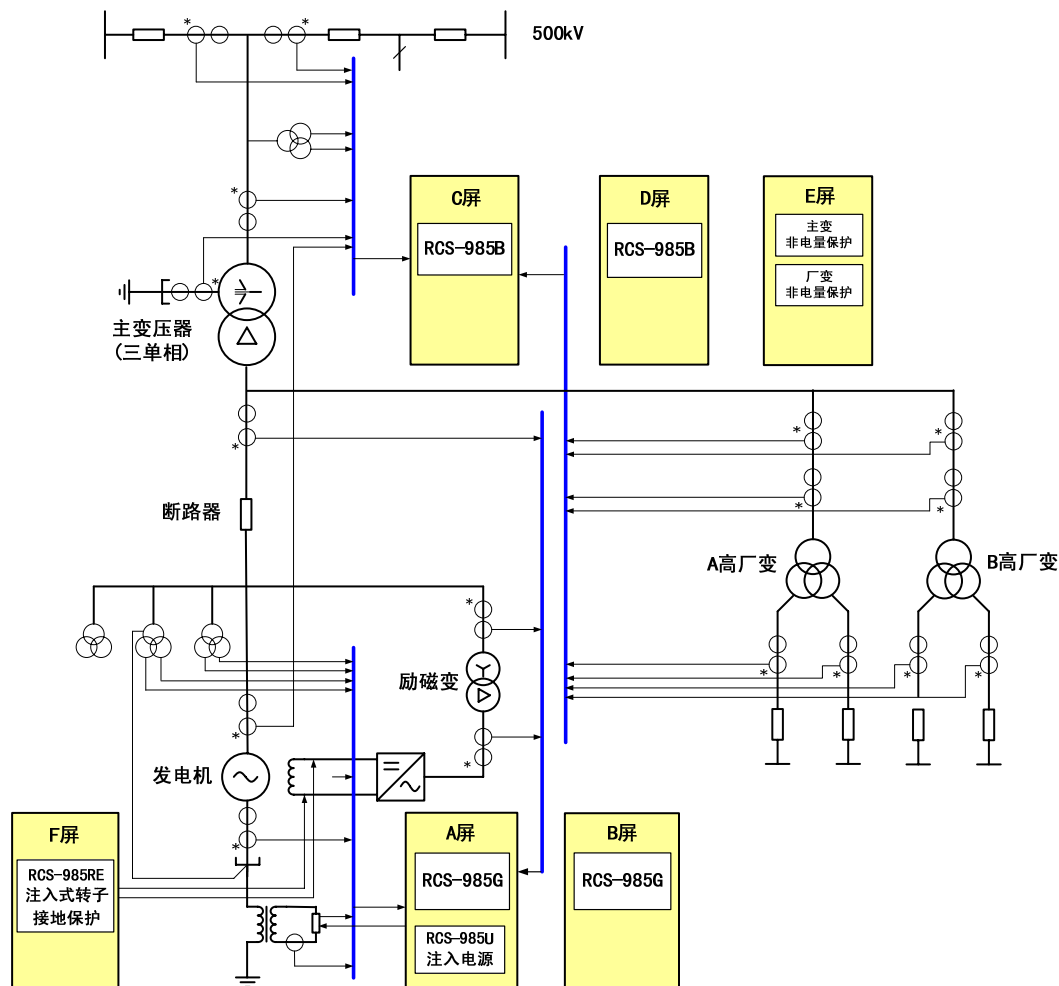


图 4.3-1 百万千瓦级机组保护配置方案

- 配置两套 RCS-985G 型装置，实现发电机、励磁变所有电量保护的双重化。
- 配置两套 RCS-985B 型装置，实现主变、厂变所有电量保护的双重化。
- 配置主变非电量保护、厂变非电量保护，非电量保护的出口回路独立于电量保护的回路，完全符合《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》继电保护实施细则中 6.3 节第 2) 条的要求。
- 配置一套 RCS-985U 注入式定子接地保护辅助电源装置，与 RCS-985G 发电机保护装置共同完成注入式定子接地保护。
- 配置一套 RCS-985RE 注入式转子接地保护装置，就地安装于励磁系统室内，励磁系统提供失磁保护用的转子电压，经变送器接入 RCS-985G 保护装置。

- 图中高厂变高压侧 CT 为两套，大变比 CT 用于主变差动，小变比 CT 用于高厂变差动。若只有一套 CT，主变差动和高厂变差动可共用该套 CT，也可以实现保护功能，同时又减少了保护装置的交流量输入。

注入式定子接地保护采用独立的辅助电源 RCS-985U，保护原理与发电机的运行工况无关，可以在发电机静止、启机、停机、空载、并网运行等各种工况下实现定子接地保护，同时还可以检测出定子绕组对地绝缘的缓慢下降。

针对发电机高阻接地方式，推荐如图 4.3-2 所示的典型配置方案。

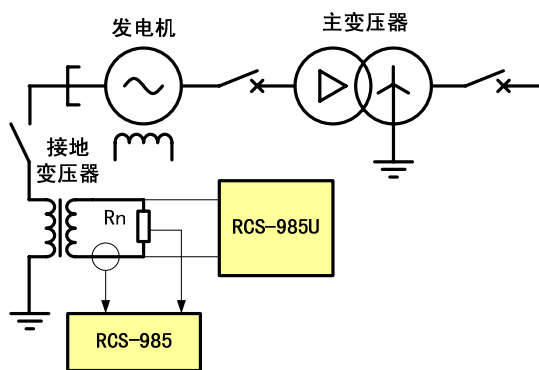


图 4.3-2 注入式定子接地保护的典型配置

RCS-985RE 采用注入式转子接地保护原理，独立实现发电机转子接地保护，且具有定时举刷和手动举刷功能，能够在未加励磁电压状态下，监视转子绝缘情况。特大型火电机组一般采用自并励励磁方式，推荐使用双端注入式原理，以便准确定位转子接地故障位置。图 4.3-3 给出了典型配置方案。

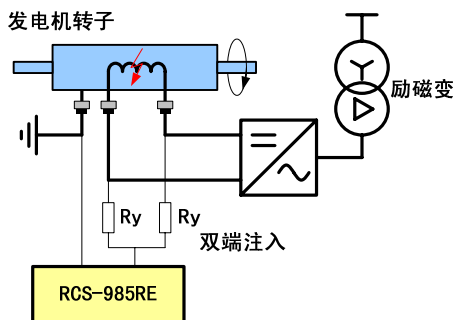


图 4.3-3 双端注入式转子接地保护的典型配置

对于其它主接线方式以及现场保护功能的特殊需求，配置方案有所不同，请咨询南瑞继保电气有限公司相关技术人员。

4.3.1.3 实现方案

百万千瓦级机组保护组屏设计方案如图 4.3-4~图 4.3-6 所示：

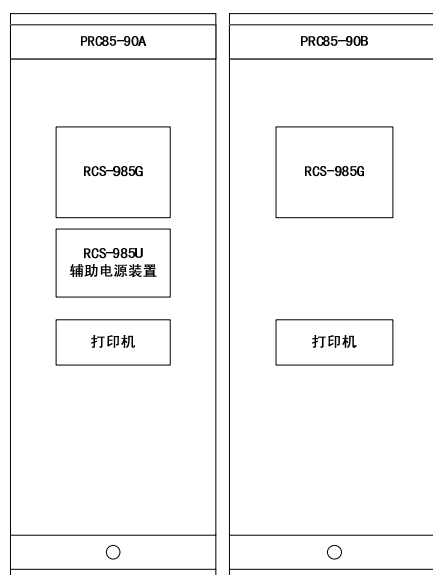


图 4.3-4 百万机组发电机、励磁变保护组屏设计方案

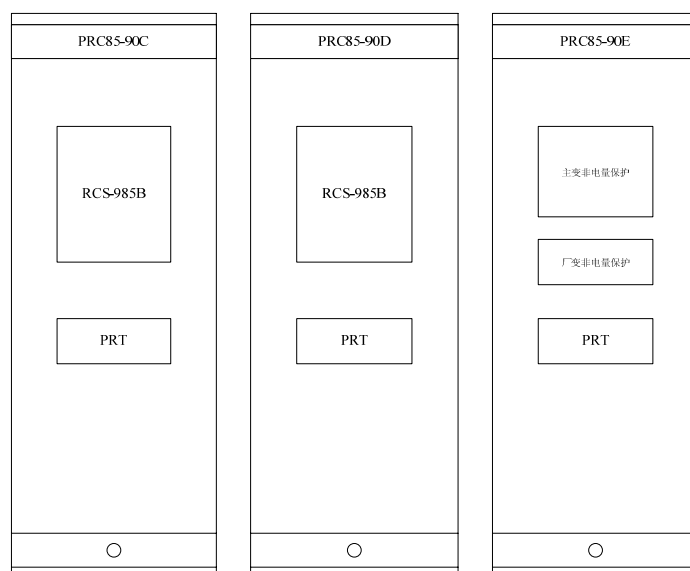


图 4.3-5 百万机组主变、厂变保护组屏设计方案

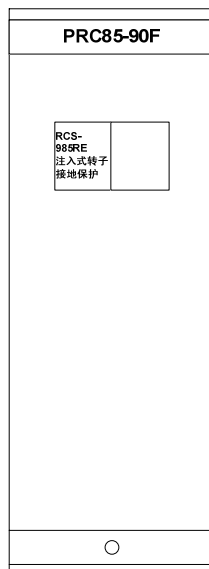


图 4.3-6 百万机组转子接地保护组屏设计方案

4.3.2 火电机组——600MW 机组推荐方案

4.3.2.1 配置原则

GB/T 14285-2006《继电保护和安全自动装置技术规程》中 4.1.12.1 明确规定，对仅配置一套主保护的装置，应采用主保护与后备保护相互独立的装置。这是针对 100MW 以下的机组，保护只需单套配置，发电机和主变保护均应采用主、后分开，完全独立的装置。

4.3.2.2 推荐方案

对于 100MW 以下火电机组，根据其保护功能配置的不同，配置方案有所不同，请咨询我公司研发或设计人员。

4.3.3 火电机组——100MW~300MW 机组推荐方案

4.3.3.1 配置原则

GB/T 14285-2006《继电保护和安全自动装置技术规程》中 4.2.21 明确规定，对于 100MW 及以上容量的发电机变压器组装设数字式保护时，除非电量保护外，应双重化配置。

100MW 及以上的汽轮发电机，宜装设过电压保护；100MW 及以上 A 值小于 10 的发电机，应装设由定时限和反时限两部分组成的转子表层过负荷保护。200MW 及以上容量发电机宜装设起停机保护。300MW 及以上发电机，应装设过励磁保护、失步保护、误上电保护等。

RCS-985 发电机变压器成套保护装置的总体方案为双主双后，即双套主保护、双套后备保护、双套异常运行保护的配置方案。其思想是将一个发变组单元的全套电量保护集成在一套装置中。对于一个发变组单元，配置两套完整的电气量保护，每套保护装置采用不同组 TA，均有独立的出口跳闸回路。非电量保护和操作回路独立组屏，其出口跳闸回路完全独立于电量保护。

4.3.3.2 推荐方案

100MW~300MW 级机组常用的主接线方式有三种：

- 1 台发电机、1 台励磁变（或励磁机）、1 台两圈主变、1 台高厂变；
- 1 台发电机、1 台励磁变（或励磁机）、1 台两圈主变、2 台高厂变；
- 1 台发电机、1 台励磁变（或励磁机）、1 台两圈（或三圈）主变、1 台高厂变（三圈变或分裂变）、分支电缆。

针对第1种主接线（1台发电机、1台励磁变（或励磁机）、1台两圈主变、1台高厂变）方式，推荐如图4.3-7所示的保护配置方案。

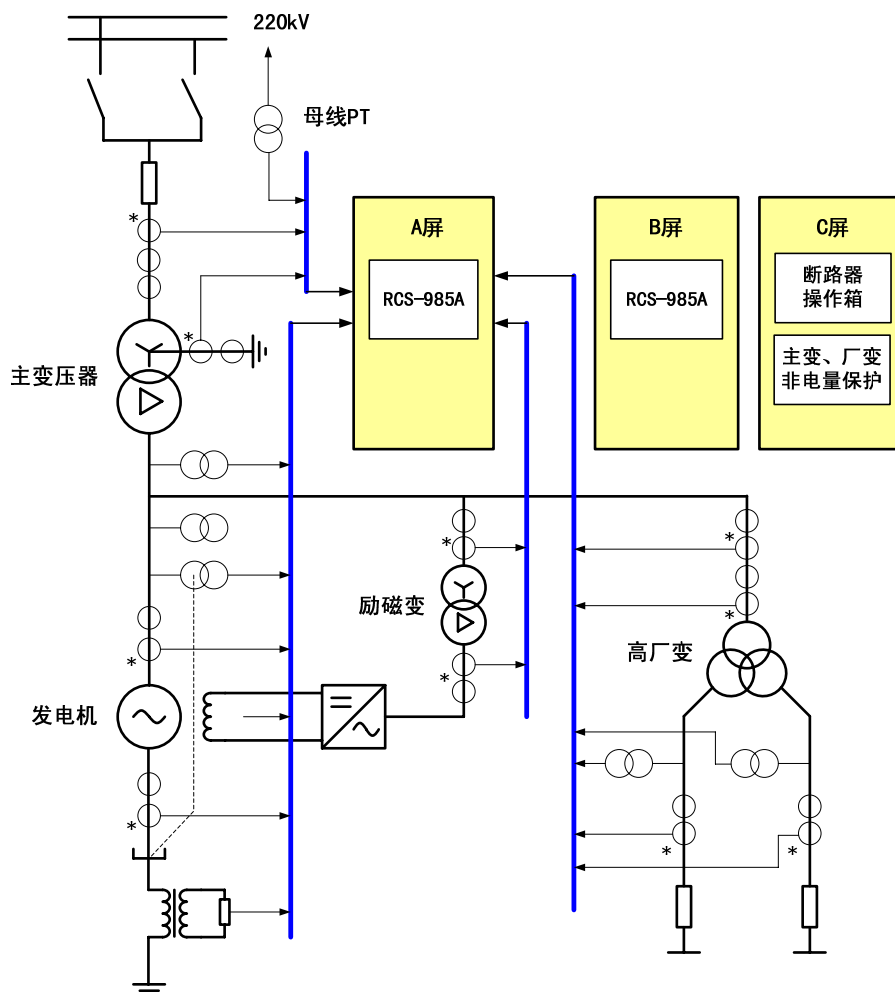


图 4.3-7 火电机组 RCS-985A 发变组保护配置方案

- 配置两套 RCS-985A 型装置，实现发电机、励磁变、主变、厂变所有电量保护的双重化。
- 配置非电量保护，根据主变、厂变非电量保护配置需求确定非电量保护装置的型号和数量。非电量保护的出口回路独立于电量保护的回路，完全符合《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》继电保护实施细则中 6.3 节第 2) 条的要求。
- 配置断路器操作箱，提供断路器手合、手跳及保护跳闸输入回路，并实现断路器跳、合闸线圈监视功能。
- 图中高厂变高压侧 CT 为两套，大变比 CT 用于发变组差动，小变比 CT 用于高厂变差动。若只有一套 CT，发变组差动和高厂变差动可共用该套 CT，也可以实现保护功能，同时又减少了保护装置的交流量输入。

针对第2种主接线（1台发电机、1台励磁变（或励磁机）、1台两圈主变、2台高厂变）方式，推荐如图4.3-8所示的保护配置方案。

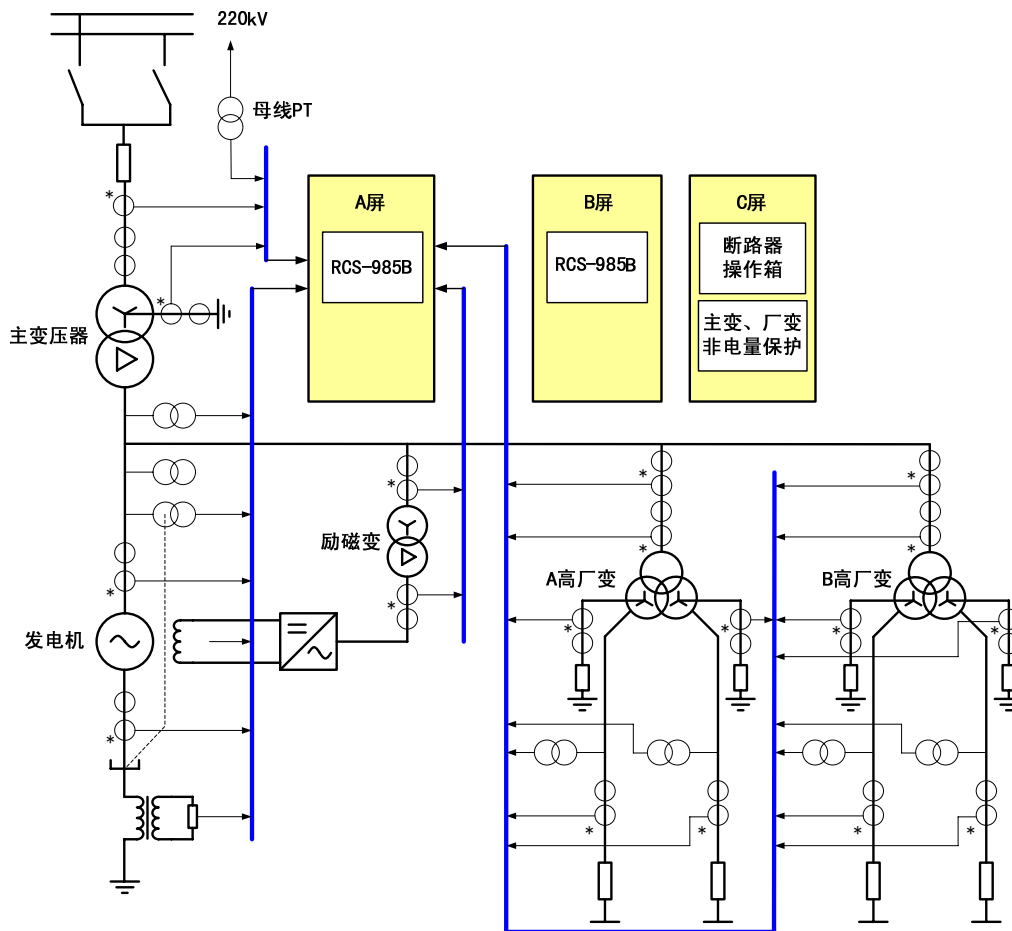


图 4.3-8 火电机组 RCS-985B 发变组保护配置方案

- 配置两套 RCS-985B 型装置，实现发电机、励磁变、主变、厂变所有电量保护的双重化。
- 配置非电量保护，根据主变、厂变非电量保护配置需求确定非电量保护装置的型号和数量。非电量保护的出口回路独立于电量保护的回路，《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》继电保护实施细则中 6.3 节第 2) 条的要求。
- 配置断路器操作箱，提供断路器手合、手跳及保护跳闸输入回路，并实现断路器跳、合闸线圈监视功能。
- 图中高厂变高压侧 CT 为两套，大变比 CT 用于发变组差动，小变比 CT 用于高厂变差动。若只有一套 CT，发变组差动和高厂变差动可共用该套 CT，也可以实现保护功能，同时又减少了保护装置的交流量输入。

针对第 3 种主接线（1 台发电机、1 台励磁变（或励磁机——、1 台两圈（或三圈）主变、1 台高厂变（三圈变或分裂变）、分支电缆）方式，推荐如

图 4.3-9 所示的保护配置方案。

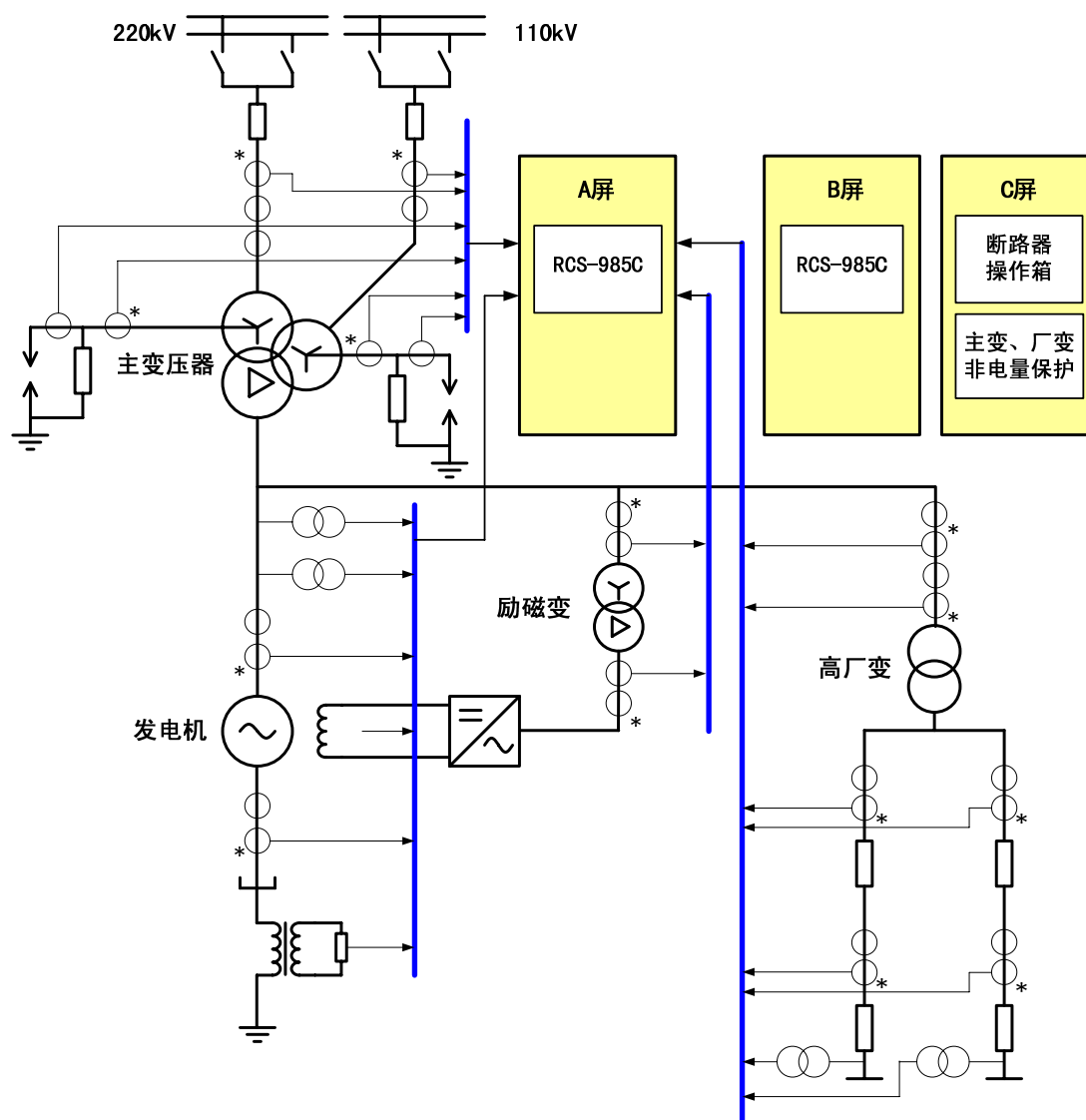


图 4.3-9 火电机组 RCS-985C 发变组保护配置方案

- 配置两套 RCS-985C 型装置，实现发电机、励磁变、主变、厂变所有电量保护的双重化。
- 配置非电量保护，根据主变、厂变非电量保护配置需求确定非电量保护装置的型号和数量。非电量保护的出口回路独立于电量保护的回路，完全符合《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》继电保护实施细则中 6.3 节第 2) 条的要求。
- 配置断路器操作箱，提供断路器手合、手跳及保护跳闸输入回路，并实现断路器跳、合闸线圈监视功能。
- 图中高厂变高压侧 CT 为两套，大变比 CT 用于发变组差动，小变比 CT 用于高厂变差动。若只有一套 CT，发变组差动和高厂变差动可共用该套 CT，也可以实现保护功能，同时又减少了保护装置的交流量输入。

对于其它主接线方式以及现场保护功能的特殊需求，配置方案有所不同，请咨询南瑞继保电气有限公司研发或设计人员。

4.3.3.3 实现方案

100MW~300MW 级火电机组保护组屏设计方案如下图所示：

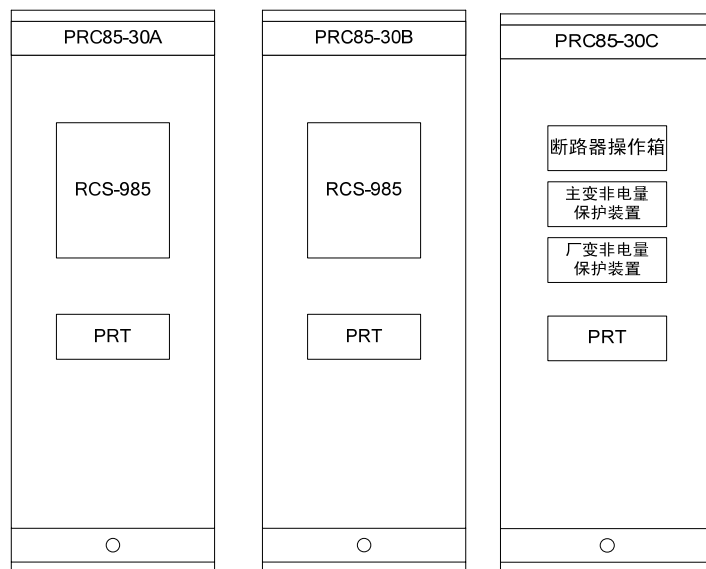


图 4.3-10 100MW~300MW 级火电机组保护组屏设计方案

4.3.4 火电机组——100MW 以下机组推荐方案

4.3.4.1 配置原则

GB/T 14285-2006《继电保护和安全自动装置技术规程》中 4.1.12.1 明确规定，对仅配置一套主保护的装置，应采用主保护与后备保护相互独立的装置。这是针对 100MW 以下的机组，保护只需单套配置，发电机和主变保护均采用主、后分开，完全独立的装置。

4.3.4.2 推荐方案

对于 100MW 以下火电机组，根据其保护功能配置的不同，配置方案有所不同，请咨询我公司研发或设计人员。

4.3.5 水电机组——700MW 机组推荐方案

4.3.5.1 配置原则

特大型水电机组具有以下特点：可以引出 2 个或 3 个中性点，对定子、转子绕组的绝缘检测要求很高，定子回路时间常数较大，机组热容量较小，转子电压较高，直轴次暂态电抗 X_d'' 大，惯性时间常数较小，静稳储备相对减小，失磁后异步运行的滑差大，通常为自并励静态励磁方式，主变压器将大量选用三单相变压器形式等。特大型水电机组特殊的结构和参数要求特殊的保护配置，如性能完善的失磁保护，可靠的 TA 饱和识别判据，完全纵差保护、不完全纵差保护、裂相横差保护、不完全裂相横差保护、高灵敏单元件横差（匝间）保护，注入式定子、转子接地保护，定子反时限过负荷保护，励磁绕组反时限过负荷保护，转子表层负序反时限过负荷保护，分侧纵差或零差保护、功率突降保护等。

GB/T 14285-2006《继电保护和安全自动装置技术规程》中 4.2.22 明确规定，对于 600MW 级及以上发电机组应装设双重化的电气量保护，对非电气量保护应根据主设备配套情况，有条件的也可进行双重化配置。

4.3.5.2 推荐方案

700MW 级水电机组典型主接线方式为：1 台发电机、1 台励磁变（或励磁机）、1 台两圈主变（500kV 及以上电压等级出线）、1 台高厂变。根据这一典型主接线方式及其保护功能需求，推荐如图 4.3-11 所示的保护配置方案。

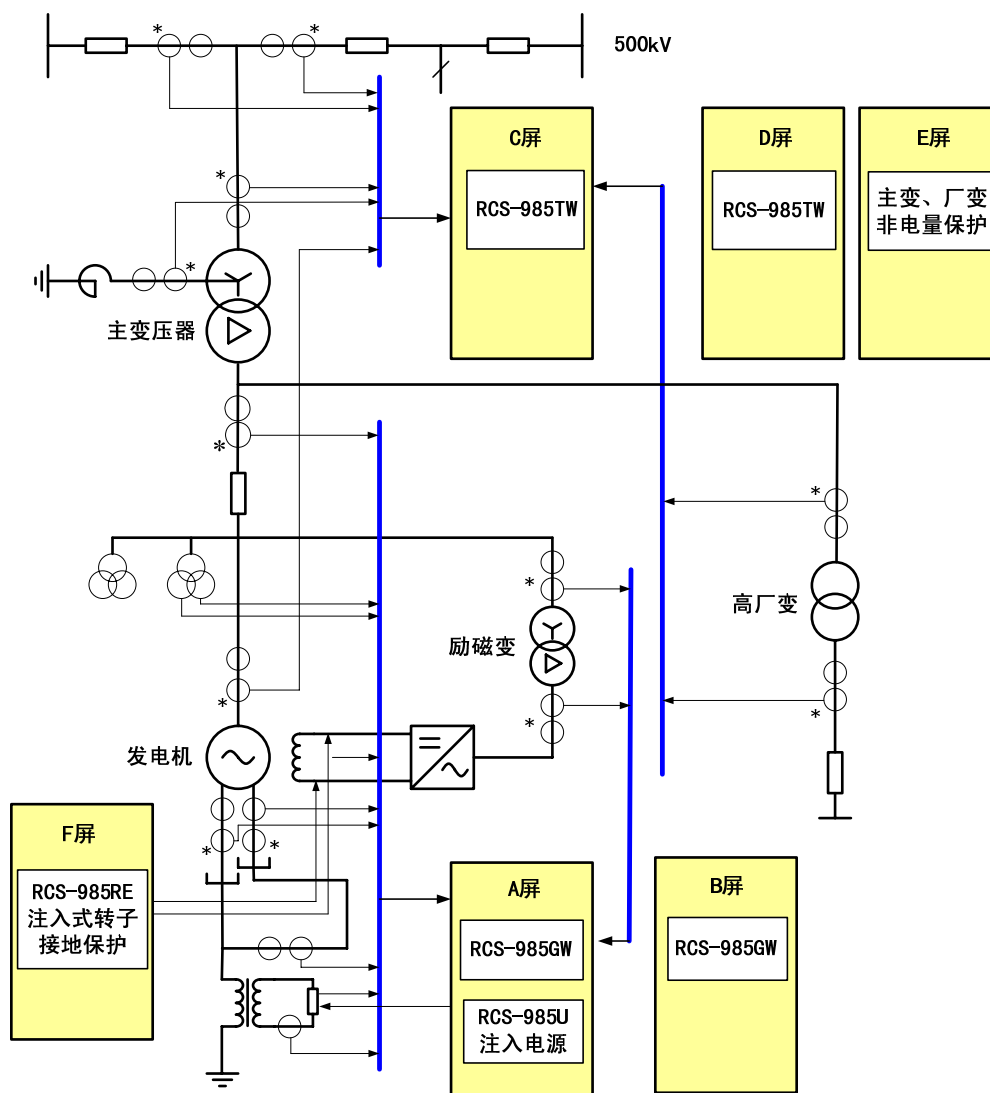


图 4.3-11 特大型水电机组保护配置方案

- 配置两套 RCS-985 GW 型装置，实现发电机、励磁变所有电量保护的双重化。
- 配置两套 RCS-985TW 型装置，实现主变、厂变所有电量保护的双重化。
- 配置非电量保护，根据主变、厂变非电量保护配置需求确定非电量保护装置的型号和数量。非电量保护的出口回路独立于电量保护的回路，完全符合《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》继电保护实施细则中 6.3 节第 2) 条要求。
- 配置一套 RCS-985U 注入式定子接地保护辅助电源装置，与 RCS-985GW 发电机保护装置共同完成注入式定子接地保护。
- 配置一套 RCS-985RE 注入式转子接地保护装置，就地安装于励磁系统室内，励磁系统提供给失磁保护用的转子电压，经变送器接入 RCS-985 GW 保护装置。
- 图中发电机中性点有 2 个分支，本配置方案同样适用于中性点有 3 个分支的机组。

注入式定子接地保护采用独立的辅助电源 RCS-985U，保护原理与发电机的运行工况无关，可以在发电机静止、启机、停机、空载、并网运行等各种工况下实现定子接地保护，同时还可以检测出定子绕组对地绝缘的缓慢下降。

针对发电机高阻接地方式，图 4.3-12 给出了典型的配置方案。

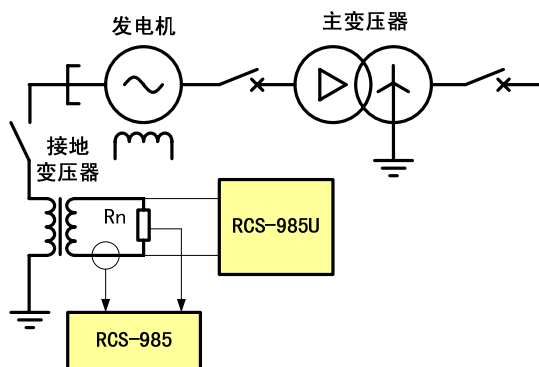


图 4.3-12 注入式定子接地保护的典型配置

RCS-985RE 采用注入式转子接地保护原理，独立实现发电机转子接地保护，且具有定时举刷和手动举刷功能，能够在未加励磁电压状态下，监视转子绝缘情况。对于特大型水轮机组，一般采用自并励励磁方式，推荐使用双端注入式原理，以便准确定位转子接地故障位置。图 4.3-13 给出了典型配置方案。

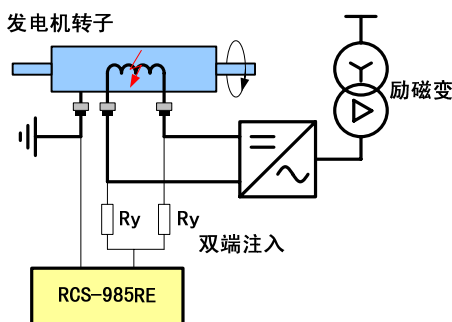


图 4.3-13 双端注入式转子接地保护的典型配置

对于其它主接线方式以及现场保护功能的特殊需求，配置方案有所不同，请咨询南瑞继保电气有限公司相关技术人员。

4.3.5.3 实现方案

700MW 级水电机组保护组屏设计方案如图 4.3-14~图 4.3-16 所示：

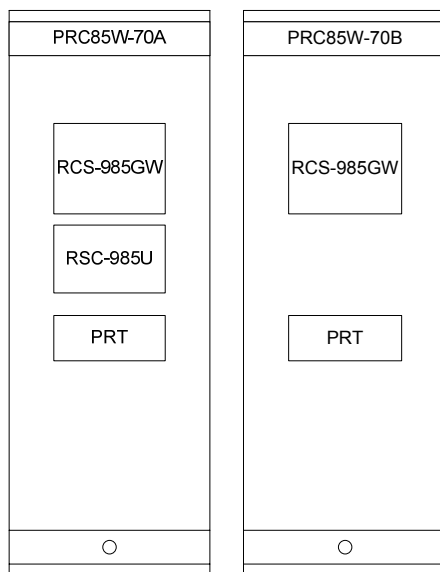


图 4.3-14 700MW 级水电机组发电机、励磁变保护组屏设计方案

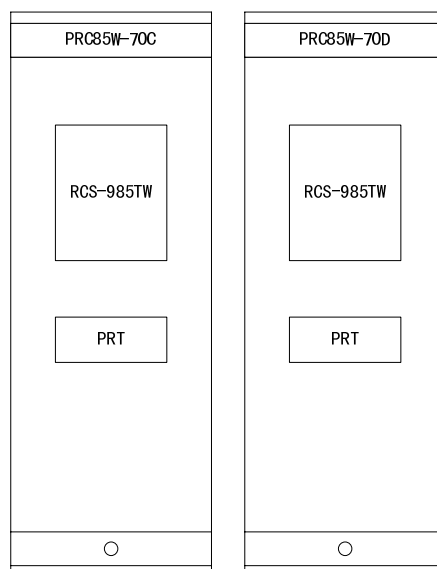


图 4.3-15 700MW 级水电机组主变、厂变保护组屏设计方案

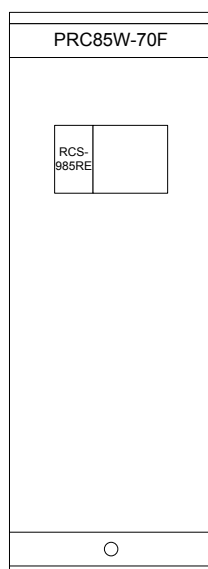


图 4.3-16 700MW 级水电机组转子接地保护组屏设计方案

4.3.6 水电机组——100MW~300MW 机组推荐方案

4.3.6.1 配置原则

GB/T 14285-2006《继电保护和安全自动装置技术规程》中 4.2.21 明确规定，对于 100MW 及以上容量的发电机变压器组装设数字式保护时，除非电量保护外，应双重化配置。

大中型水电机组需要性能完善的失磁保护，可靠的 TA 饱和识别判据，纵差保护、裂相横差保护、高灵敏单元件横差（匝间）保护，定子反时限过负荷保护，励磁绕组反时限过负荷保护，转子表层负序反时限过负荷保护等。

4.3.6.2 推荐方案

300MW 级水电机组典型主接线方式为：1 台发电机、1 台励磁变(或励磁机)、1 台两圈主变、1 台高厂变。根据这一典型主接线方式及其保护功能需求，推荐如图 4.3-17 所示的保护配置方案。

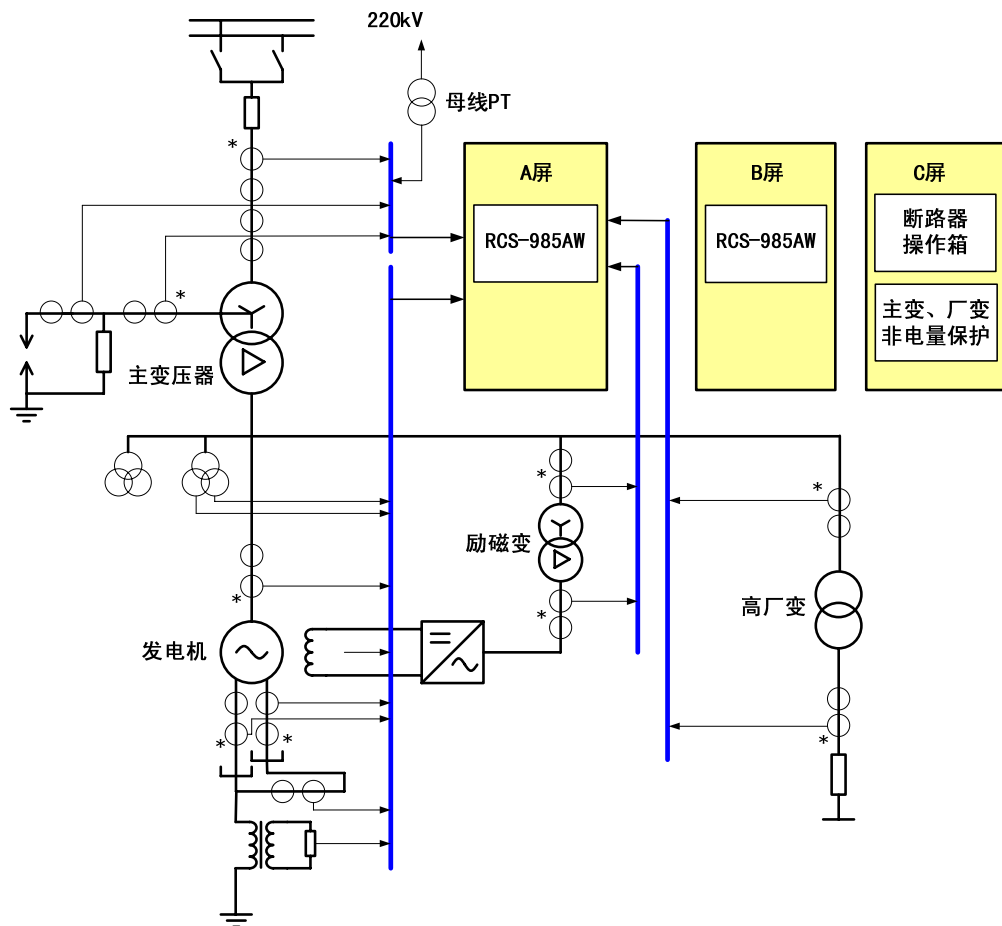


图 4.3-17 水电机组 RCS-985AW 发变组保护配置方案

- 配置两套 RCS-985 AW 型装置，实现发电机、励磁变、主变、厂变所有电量保护的双重化。
- 配置非电量保护，根据主变、厂变非电量保护配置需求确定非电量保护装置的型号和数量。非电量保护的出口回路独立于电量保护的回路，完全符合《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》继电保护实施细则中 6.3 节第 2) 条的要求。
- 配置断路器操作箱，提供断路器手合、手跳及保护跳闸输入回路，并实现断路器跳、合闸线圈监视功能。

若发电机机端有断路器，现场需要将发电机保护装置和变压器保护装置分置在两个保护室内，则推荐如图 4.3-18 所示的保护配置方案。

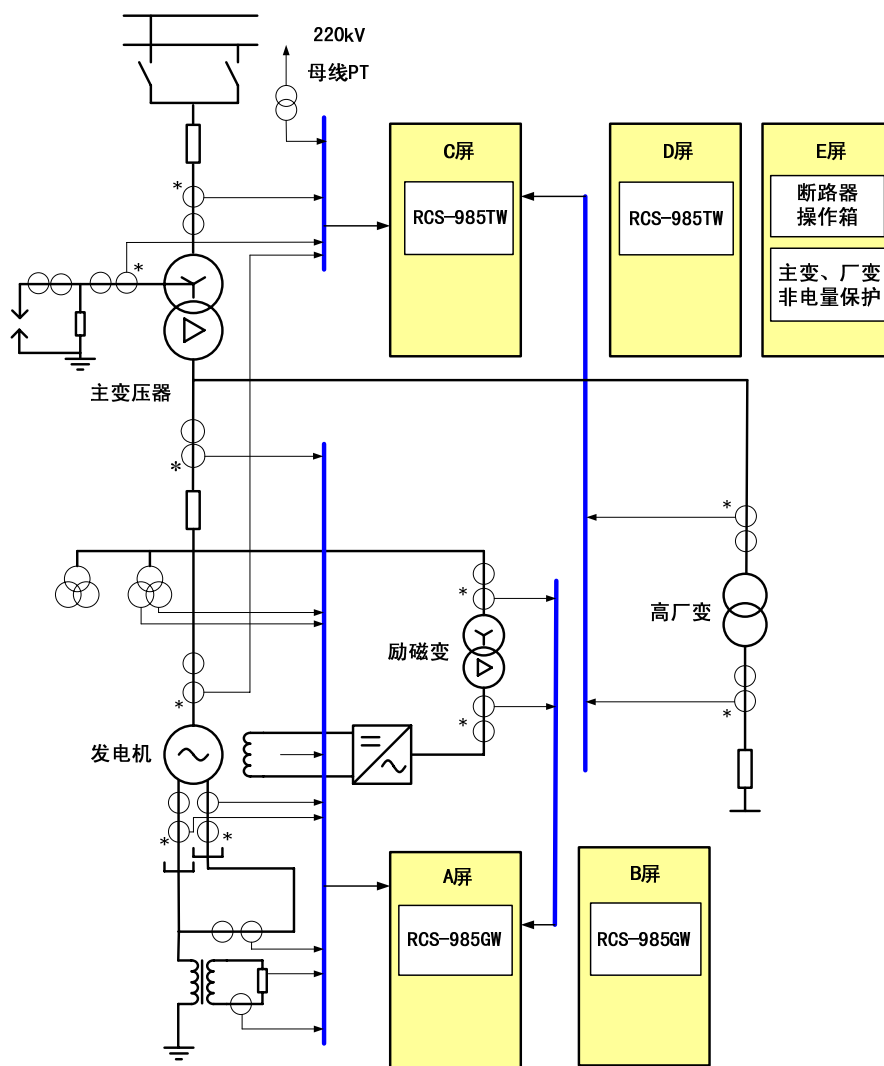


图 4.3-18 水电机组 RCS-985GW/TW 发变组保护配置方案

- 配置两套 RCS-985 GW 型装置，实现发电机、励磁变所有电量保护的双重化。
- 配置两套 RCS-985TW 型装置，实现主变、厂变所有电量保护的双重化。
- 配置非电量保护，根据主变、厂变非电量保护配置需求确定非电量保护装置的型号和数量。非电量保护的出口回路独立于电量保护的回路，完全符合《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》继电保护实施细则中 6.3 节第 2) 条要求。
- 配置断路器操作箱，提供断路器手合、手跳及保护跳闸输入回路，并实现断路器跳、合闸线圈监视功能。
- 另外，可根据现场保护功能需求，可选配注入式定子接地保护和注入式转子接地保护。
- 配置一套 RCS-985U 注入式定子接地保护辅助电源装置，与 RCS-985 保护装置共同完成注入式定子接地保护。

配置一套 RCS-985RE 注入式转子接地保护装置，就地安装于励磁系统室内，励磁系统提供给失磁保护用的转子电压，经变送器接入 RCS-985 保护装置。

注入式定子接地保护采用独立的辅助电源 RCS-985U，保护原理与发电机的运行工况无关，可以在发电机静止、启机、停机、空载、并网运行等各种工况下实现定子接地保护，同时还可以检测出定子绕组对地绝缘的缓慢下降。

针对发电机高阻接地方式，图 4.3-19 给出了典型的配置方案。

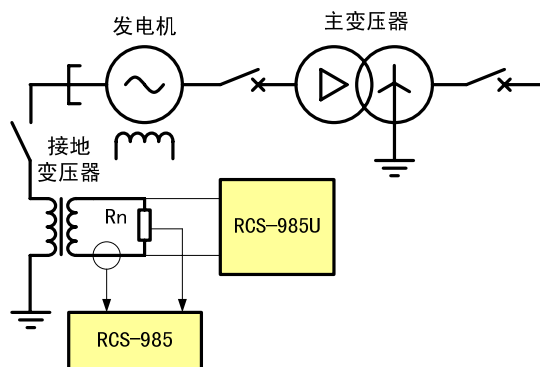


图 4.3-19 注入式定子接地保护的典型配置

RCS-985RE 采用注入式转子接地保护原理，独立实现发电机转子接地保护，且具有定时举刷和手动举刷功能，能够在未加励磁电压状态下，监视转子绝缘情况。图 4.3-20 给出了三种典型的配置方案。对于发电机转子电压正端和负端都能够引出的机组，推荐使用双端注入式原理，以便准确定位转子接地故障位置。对于发电机转子电压只能单端引出的机组，推荐使用单端注入式原理。

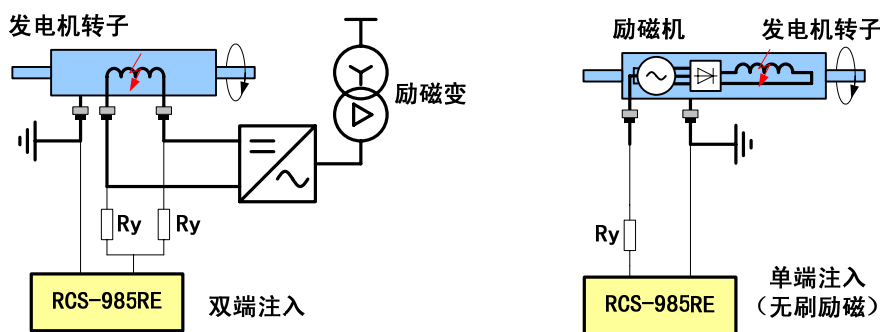


图 4.3-20 注入式转子接地保护的典型配置

对于其它主接线方式以及现场保护功能的特殊需求，配置方案有所不同，请咨询我公司研发和设计人员。

4.3.6.3 实现方案

300MW 级水电机组保护组屏设计方案（一）如图 4.3-21 所示：

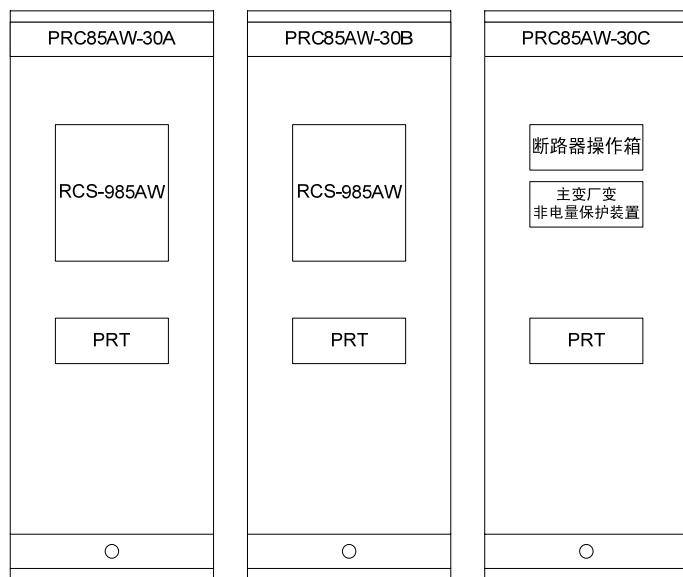


图 4.3-21 300MW 级水电机组保护组屏设计方案

300MW 级水电机组保护组屏设计方案（二）如图 4.3-22～图 4.3-23 所示：

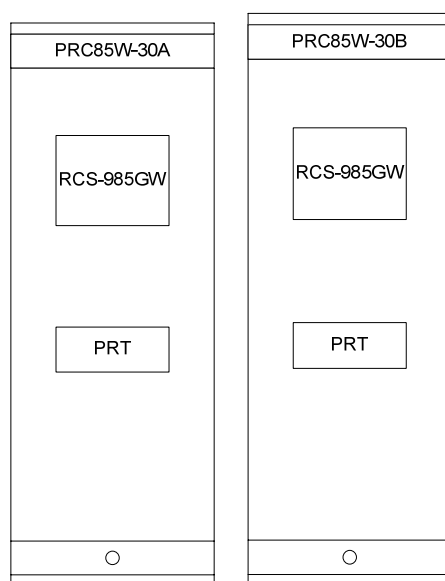


图 4.3-22 300MW 级水电机组发电机、励磁变保护组屏设计方案

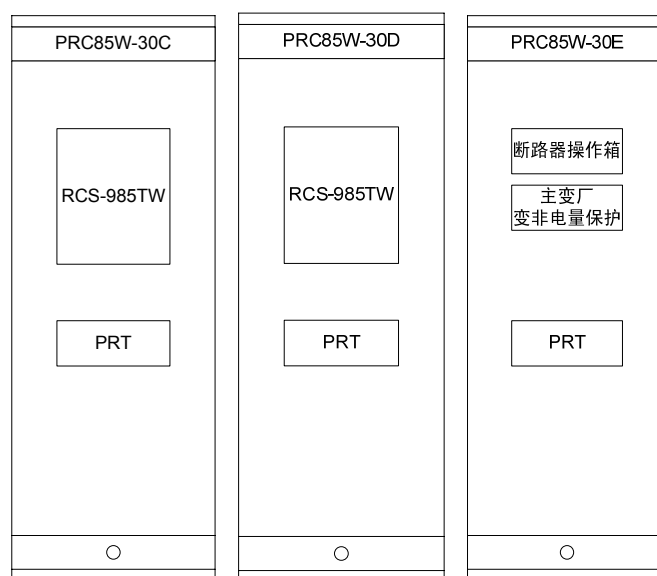


图 4.3-23 300MW 级水电机组主变、厂变保护组屏设计方案

4.3.7 水电机组——100MW 以下机组推荐方案

4.3.7.1 配置原则

GB/T 14285-2006《继电保护和安全自动装置技术规程》中 4.1.12.1 明确规定，对仅配置一套主保护的设备，应采用主保护与后备保护相互独立的装置。对于 100MW 以下的机组，保护只需单套配置，发电机和主变保护均应采用主、后分开，完全独立的装置。

4.3.7.2 推荐方案

对于 100MW 以下的水电机组，根据其保护功能配置的不同，配置方案有所不同，请咨询我公司研发和设计人员。

4.3.8 抽水蓄能机组

4.3.8.1 配置原则

抽水蓄能机组与常规机组的主要区别是前者运行方式多和工况转换频繁，同时在一次设备上要增加抽水启动装置、换相开关和启动母线等，这些都给继电保护功能的实现带来了困难。

要确保抽水蓄能机组保护的正确、可靠运行，必须合理处理好以下几个关键环节：

- 机组运行工况的判别；
- 换相和倒极对保护的影响；
- 水泵工况启动过程对保护的影响；
- 换相和倒极开入异常时保护的闭锁逻辑。

抽水蓄能机组的不同运行工况对应不同的保护配置。发电和水泵工况均投入的保护有纵差动保护、过流保护、失磁保护、基波零序电压定子接地保护、过电压保护、转子一点接地保护等；只在发电工况投入的保护是逆功率保护；水泵工况下应投入的保护：次同步过流保护，低功率保护，溅水功率保护、低频保护、低电压保护等。

RCS-985 发电机变压器成套保护装置满足规程要求和抽水蓄能机组各种运行工况的保护要求，具有抽水蓄能机组需要的所有保护配置。

4.3.8.2 推荐方案

GB/T 14285-2006《继电保护和安全自动装置技术规程》中 4.2.21 明确规定，对于 100MW 及以上容量的发电机变压器组装设数字式保护时，除非电量保护外，应双重化配置。针对大中型抽水蓄能机组的常用主接线方式，推荐如图 4.3-24 所示的保护配置方案。

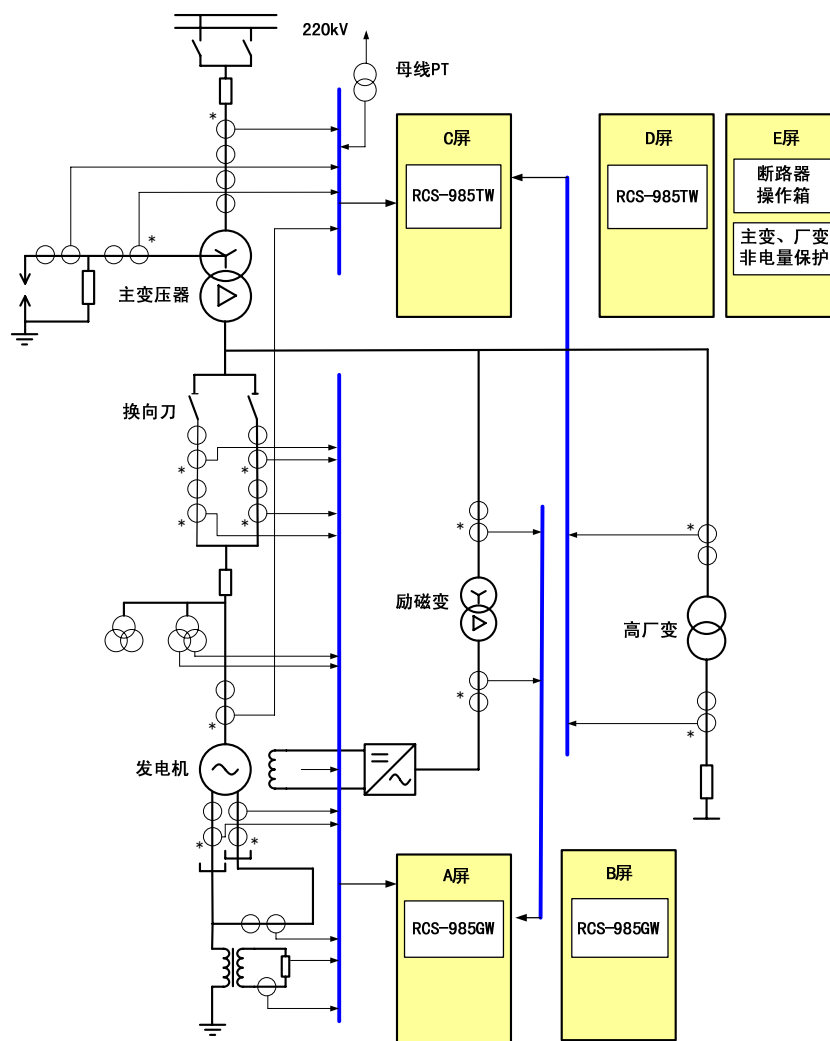


图 4.3-24 抽水蓄能机组 RCS-985GW/TW 发变组保护配置方案

- 配置两套 RCS-985 GW 型装置，实现发电机、励磁变所有电量保护的双重化。
- 配置两套 RCS-985TW 型装置，实现主变、厂变所有电量保护的双重化。
- 配置非电量保护，根据主变、厂变非电量保护配置需求确定非电量保护装置的型号和数量。非电量保护的出口回路独立于电量保护的回路，完全符合《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》继电保护实施细则中 6.3 节第 2) 条的要求。
- 配置断路器操作箱，提供断路器手合、手跳及保护跳闸输入回路，并实现断路器跳、合闸线圈监视功能。

GB/T 14285-2006《继电保护和安全自动装置技术规程》中 4.1.12.1 明确规定，对仅配置一套主保护的装置，应采用主保护与后备保护相互独立的装置。对于 100MW 以下的抽水蓄能机组，保护按单套配置，且采用主后分开的独立的装置，推荐如图 4.3-25 所示的保护配置方案。

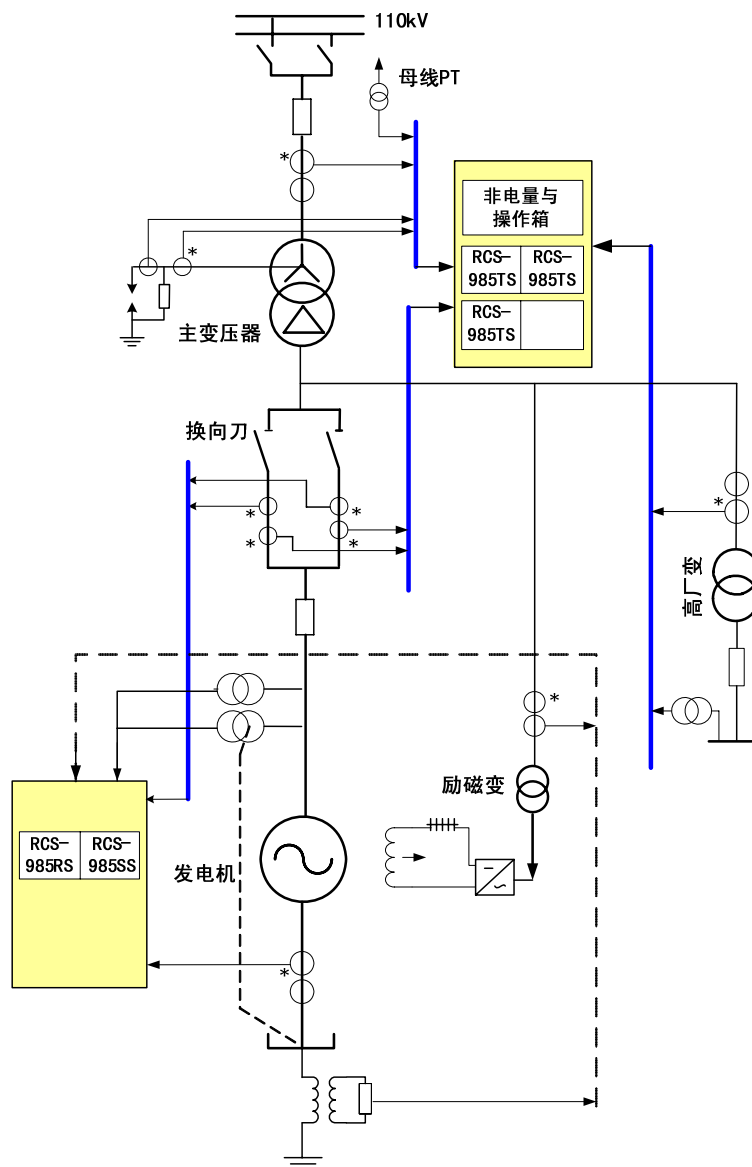


图 4.3-25 小容量抽水蓄能机组保护配置方案

- 配置一套 RCS-985RS/SS 型装置，将发电机主保护、后备保护、异常运行保护合理分配到两个装置中，共同提供一台发电机的全部电量保护。
- RCS-985RS 完成如下保护功能：发电电动机差动保护、转子接地保护、定子过负荷保护、负序过负荷保护、轴电流保护、励磁变过流保护以及非电量保护等。
- RCS-985SS 完成如下保护功能：横差保护、纵向零序电压匝间保护、工频变化量负序方向匝间保护、复压过流保护、失磁保护、定子接地保护、逆功率保护、低功率保护、频率异常保护、电压异常保护等。
- RCS-985SS 装置还提供一个操作回路（单跳圈或双跳圈）。
- 配置两套 RCS-985TS 型装置，分别实现主变差动保护、主变后备保护以及厂变所有电量保护。
- 配置一套非电量保护，实现主变、厂变的所有非电量保护。非电量保护的出口回路独立于电量保护的回路，完全符合《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》继电保护实施细则中 6.3 节第 2) 条的要求。

- 配置断路器操作箱，提供断路器手合、手跳及保护跳闸输入回路，并实现断路器跳、合闸线圈监视功能。

对于其它主接线方式以及现场保护功能的特殊需求，配置方案有所不同，请咨询我公司研发和设计人员。

4.3.8.3 实现方案

大中型抽水蓄能机组保护组屏设计方案如图 4.3-26～图 4.3-28 所示：

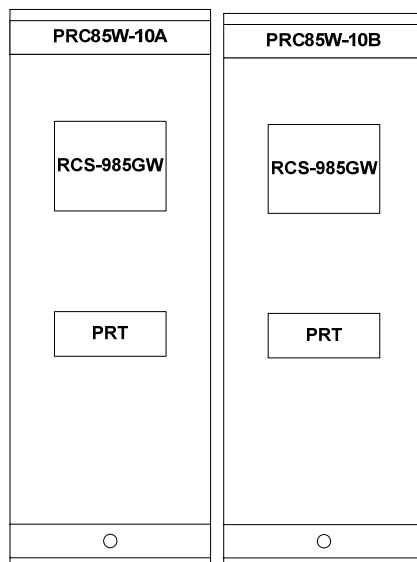


图 4.3-26 大中型抽水蓄能机组发电机、励磁变保护组屏设计方案

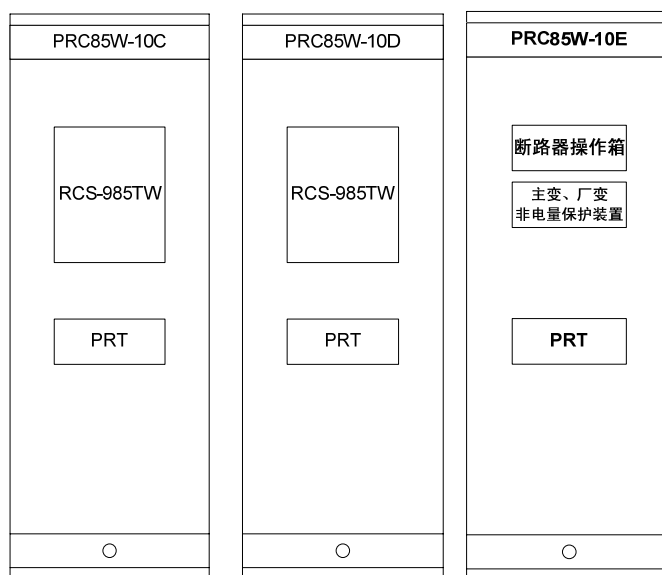


图 4.3-27 大中型抽水蓄能机组主变、厂变保护组屏设计方案

小容量抽水蓄能机组保护组屏设计方案如下图所示：

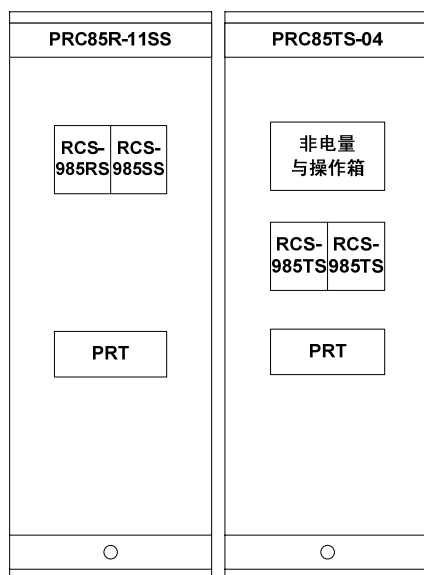


图 4.3-28 小容量抽水蓄能机组保护组屏设计方案

4.3.9 燃汽轮机组

4.3.9.1 配置原则

燃汽轮机组不能自行启动，需要发电机作为电动机来启动系统。启动过程由外部 SFC 电源装置来输送电力将电机拖动，启动时间长，并且在启动过程中输入电流电压量的频率均处于不断变化过程中。根据 SFC 变频启动过程中电气量的特征，需配置机组启动过程中的保护功能：

- 低频过流保护

在燃汽轮机启动过程中，频率较低，在此期间发生相间故障时，发电机的常规保护可能拒动。故增设低频过流保护。

- SFC 启动过程中定子接地保护

在变频启动过程中，发电机的转速不断变化，对应频率也不断变化，需要增设适用于低频过程的零序电压定子接地保护，零序电压取自发电机机端 PT 开口三角。

- SFC 启动过程中的过电压保护

为了保护 SFC 启动回路，设置 SFC 启动过程中的过电压保护，保护经发电机出口断路器位置和 SFC 输出端隔离开关的辅助接点双重闭锁。

- 变频启动期间需要闭锁的保护功能：逆功率保护、低频保护、发电机过励磁保护。

RCS-985 发电机变压器成套保护装置能够满足规程要求和燃气轮机组启动过程中特殊工况的保护需求，具有燃气轮机组需要的所有保护配置。

4.3.9.2 推荐方案

GB/T 14285-2006《继电保护和安全自动装置技术规程》中 4.2.21 明确规定，对于 100MW 及以上容量的发电机变压器组装设数字式保护时，除非电量保护外，应双重化配置。

大中型燃气轮机组常用主接线方式为：1 台两圈主变（220kV 或 500kV 出线）、1 台发电机、1 台（或两台）高厂变、1 台励磁变（或励磁机）。根据主接线方式及其保护功能需求，推荐如图 4.3-29 所示的保护配置方案。

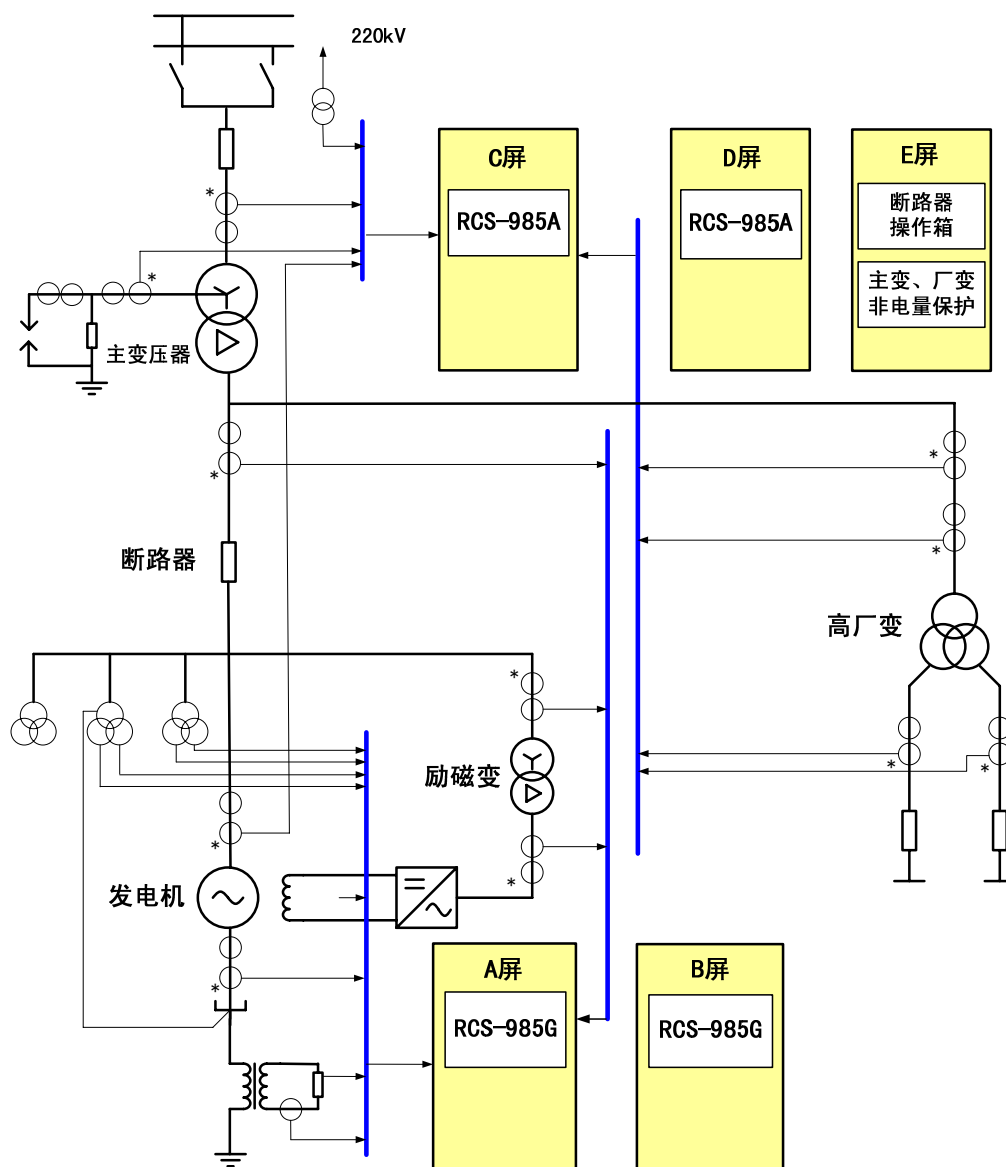


图 4.3-29 大中型燃气轮机组发变组保护配置方案

- 配置两套 RCS-985G 型装置，实现发电机、励磁变所有电量保护的双重化。
- 配置两套 RCS-985A 型装置，实现主变、厂变所有电量保护的双重化。
- 配置主变非电量保护、厂变非电量保护，非电量保护的出口回路独立于电量保护的回路，完全符合《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》继电保护实施细则中 6.3 节第 2) 条的要求。
- 配置断路器操作箱，提供断路器手合、手跳及保护跳闸输入回路，并实现断路器跳、合闸线圈监视功能。
- 图中高厂变高压侧 CT 为两套，大变比 CT 用于发变组差动，小变比 CT 用于高厂变差动。若只有一套 CT，发变组差动和高厂变差动可共用该套 CT，也可以实现保护功能，同时又减少了保护装置的交流量输入。
- 若主接线为两台高厂变，则需将两套 RCS-985 A 型装置改配为 RCS-985 B 型装置。

GB/T 14285-2006《继电保护和安全自动装置技术规程》中 4.1.12.1 明确规定，对仅配置一套主保护的装置，应采用主保护与后备保护相互独立的装置。对于 100MW 以下的燃气轮机组，保护只需单套配置，且采用主、后分开独立的装置，推荐配置方案如图 4.3-30 所示。

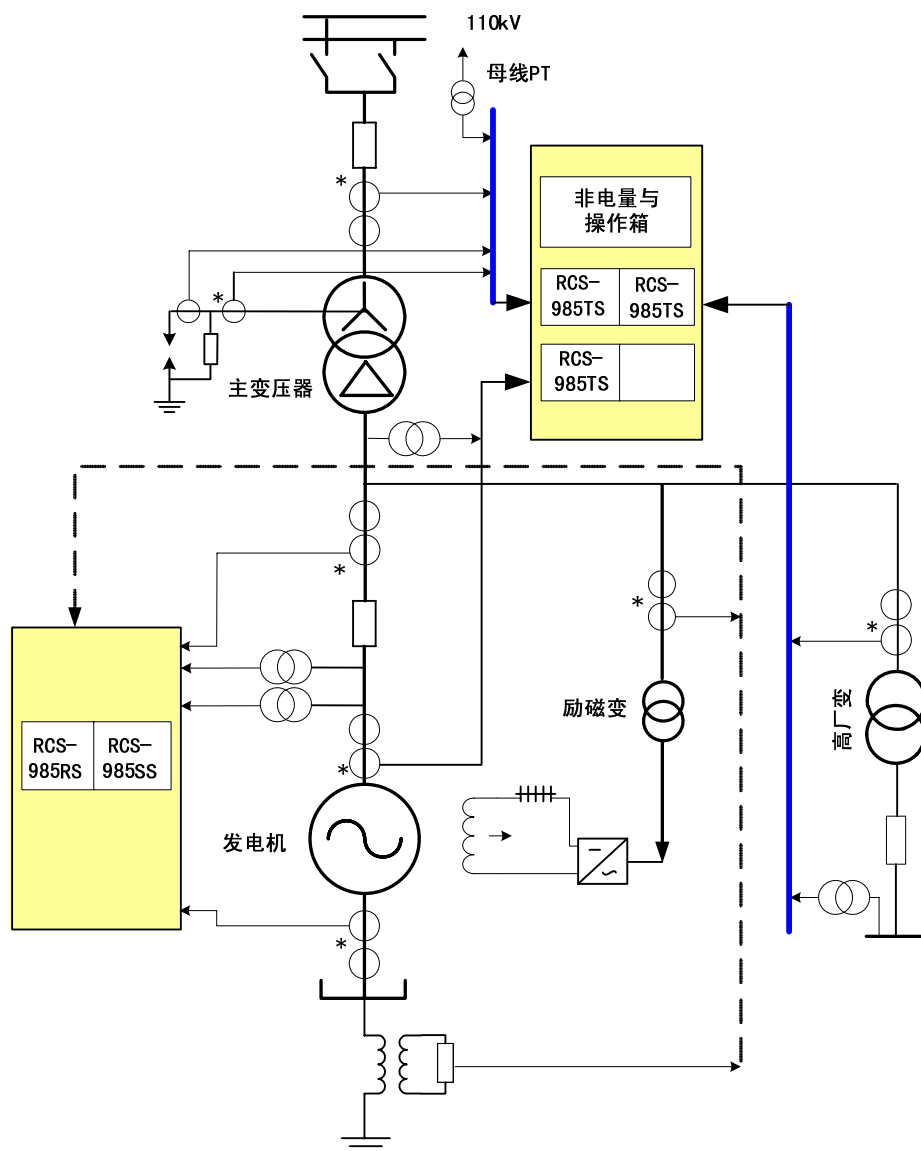


图 4.3-30 小容量燃气轮机组保护配置方案

- 配置一套 RCS-985RS/SS 型装置，将发电机主保护、后备保护、异常运行保护合理分配到两个装置中，共同提供一台发电机的全部电量保护。
- RCS-985RS 完成如下保护功能：发电机差动保护、定子过负荷保护、负序过负荷保护、转子接地保护、轴电流保护、励磁变过流保护以及非电量保护等。
- RCS-985SS 完成如下保护功能：横差保护、纵向零序电压匝间保护、工频变化量负序方向匝间保护、复压过流保护、失磁保护、定子接地保护、（程序）逆功率保护、频率异常保护、电压异常保护等。
- RCS-985SS 装置还提供一个操作回路（单跳圈或双跳圈）。
- 配置三套 RCS-985TS 型装置，分别实现主变差动保护、主变后备保护以及厂变所有电量保护。
- 配置一套非电量保护，实现主变、厂变的所有非电量保护。非电量保护的出口回路独立于电量保护的回路，完全符合《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》继电保护实施细则中 6.3 节第 2) 条的要求。

- 配置断路器操作箱，提供断路器手合、手跳及保护跳闸输入回路，并实现断路器跳、合闸线圈监视功能。

对于其它主接线方式以及现场保护功能的特殊需求，配置方案有所不同，请咨询我公司研发和设计人员。

4.3.9.3 实现方案

大中型燃气轮机组保护组屏设计方案如图 4.3-31～图 4.3-33 所示：

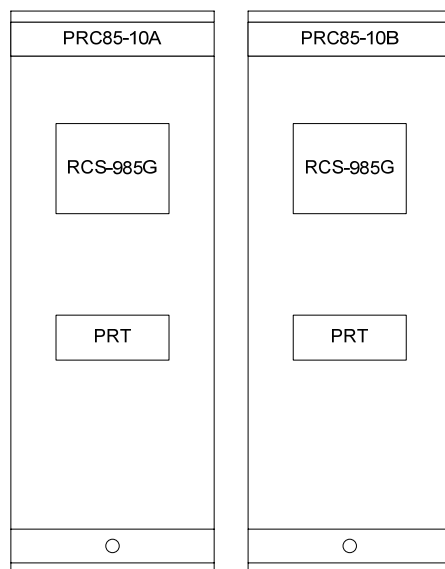


图 4.3-31 大中型燃气轮机组发电机、励磁变保护组屏设计方案

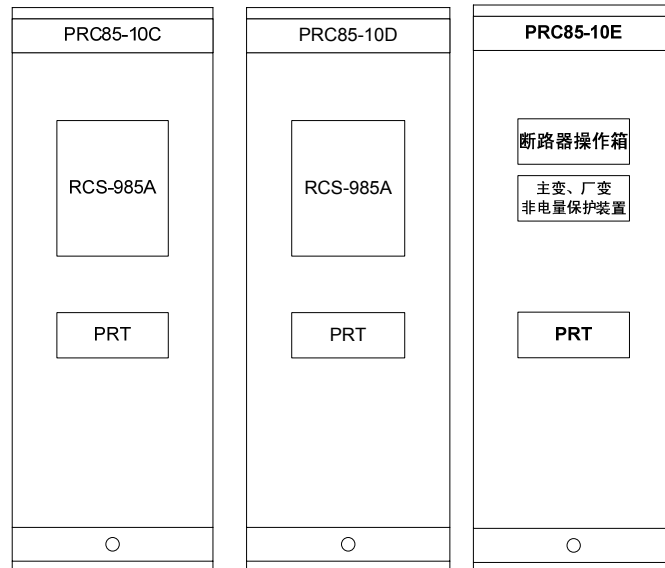


图 4.3-32 大中型燃气轮机组主变、厂变保护组屏设计方案

小容量燃气轮机组保护组屏设计方案如下图所示：

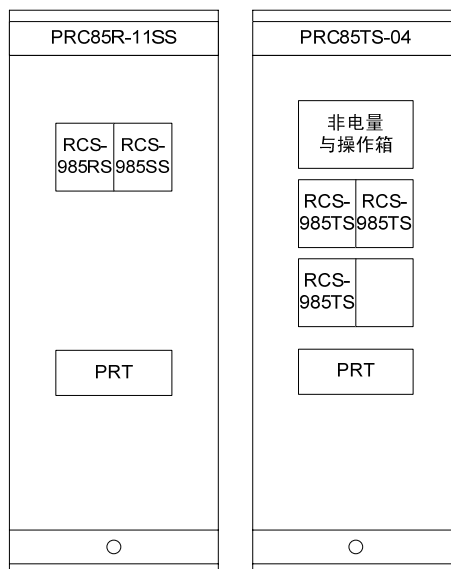


图 4.3-33 小容量燃气轮机组保护组屏设计方案



第5章 RCS-985 硬件平台及装置性能特征

5.1 高性能硬件平台

5.1.1 硬件工作原理

本套装置采用整体面板，全封闭机箱，抗干扰能力强。非电流端子采用接插端子，使屏上走线简洁，并可配合我公司专用的调试仪，提高生产效率，减少现场使用时调试及维护工作量。电路板采用表面贴装技术，减少了电路体积，减少发热，提高了装置可靠性。装置有两个完全独立的相同的 CPU 板，每个 CPU 板由两个数字信号处理芯片（DSP）和一个 32 位单片机组成，并具有独立的采样、出口电路。每块 CPU 板上的三个微处理器并行工作，通过合理的任务分配，实现了强大的数据和逻辑处理能力，使一些高性能、复杂算法得以实现。另有一块人机对话板，由一片 INTEL80296 的 CPU 专门处理人机对话任务。人机对话担负键盘操作和液晶显示功能。正常时，液晶显示时间，变压器的主接线，各侧电流，电压大小，潮流方向和差电流的大小。

装置核心部分采用 AD 公司高性能信号处理器 DSP 和 Mortorola 公司的 32 位单片微处理器 MC68332，DSP 完成保护运算功能，32 位 CPU 完成保护的出口逻辑及后台功能，具体硬件模块图见图 5.1-1。

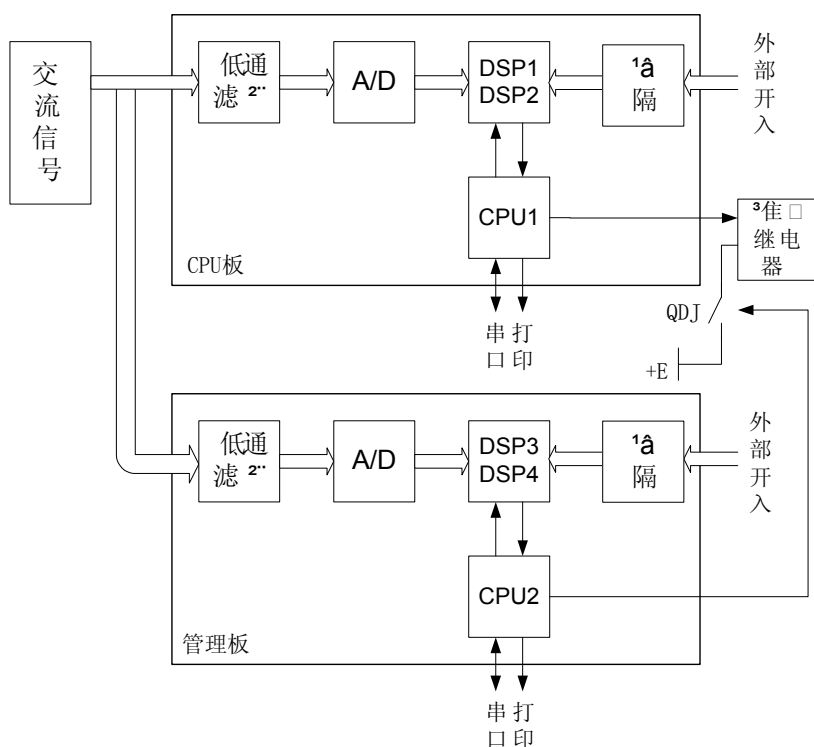


图 5.1-1 硬件模块图

输入电流、电压首先经隔离互感器、隔离放大器等传变至二次侧，成为小电压信号分别进入 CPU 板和管理板。CPU 板主要完成保护的逻辑及跳闸出口功能，同时完成事件记录及打印、录波、保护部分的后台通讯及与面板 CPU 的通讯；管理板内设总起动元件，起动后开放出口继电器的正电源；另外，管理板还具有完整的故障录波功能，录波格式与 COMTRADE 格式兼容，录波数据可单独串口输出或打印输出。

RCS-985 保护装置采用高性能数字信号处理器 DSP 芯片作为保护装置的硬件平台，为真正的数字式保护。

RCS-985 保护装置包含两个独立的 CPU 系统：低通、AD 采样、保护计算、逻辑输出完全独立，CPU2 系统作用于启动继电器，CPU1 系统作用于跳闸矩阵。任一 CPU 板故障，装置闭锁并报警，杜绝硬件故障引起的误动。

管理板中设置了独立的总起动元件，动作后开放保护装置的出口继电器正电源；同时针对不同的保护采用不同的起动元件，CPU 板各保护动作元件只有在其相应的起动元件动作后同时管理板对应的起动元件动作后才能跳闸出口。正常情况下保护装置任一元件损坏均不会引起装置误出口。

装置采样率为每周 24 点，且在每个采样间隔内对所有继电器（包括主保护、后备保护、异常运行保护）进行并行实时计算，使得装置具有很高的可靠性及动作速度。

5.1.2 通道配置

RCS-985 装置输入输出通道定义及端子排图详见技术说明书。

RCS-985 装置共设有 67 路模拟量输入通道，其中电压量输入共 22 路，电流量输入 41 路，转子电压电流输入 4 路，可以满足 100MW 以上各种发变组接线方式的保护需要。

RCS-985 装置共设有 36 个保护压板，4 路非电量接口，10 路辅助接点输入，另外还包括打印、复归、对时、光耦电源监视等开入。

RCS-985 装置共设有 67 路开出量，其中 18 组用于报警信号及辅助接点输出，49 组用于跳闸输出和信号。

5.1.3 保护录波功能和事件报文

1) 保护故障录波和故障事件报告

保护 CPU 起动后将记录下起动前 2 个周期、起动后 6 个周期的电流电压波形，跳闸前 2 个周期、跳闸后 6 个周期的电流电压波形。保护装置可循环记录 32 组故障事件报告、8 组录波的波形数据。故障事件报告包括动作元件、动作相别和动作时间。录波内容包括差流、差动各侧调整后电流、各侧三相电流和零序电流、各侧三相电压和零序电压以及负序电压、零差电流和跳闸脉冲等。

保护 MON 起动后将记录下长达 4S（每周波 24 点）或 8S（每周波 12 点）的连续录波，记录装置 174 路模拟量（采样量、差流量等）、装置所有开入量、开出量、启动标志、信号标志、动作标志、跳闸标志。特别方便事故分析。

2) 异常报警和装置自检报告

保护 CPU 还记录异常报警和装置自检报告，可循环记录 32 组异常事件报告。异常事件报告包括各种装置自检出错报警、装置长期起动和不对应起动报警、差动电流异常报警、零差电流异常报警、各侧 TA 异常报警、各侧 TV 异常报警、各侧 TA 断线报警、各侧过负荷报警、零序电压报警、起动风冷和过励磁报警等。

3) 开关量变位报告

保护 CPU 也记录开关量变位报文，可循环记录 32 组开关量变位报告。开关量变位报告包括各种压板变位和管理板各起动元件变位等。

4) 正常波形

保护 CPU 可记录包括三相差流、差动各侧调整后电流、各侧三相电流和零序电流、各侧三相电压和零序电压等在内 8 个周波的正常波形。

5.2 性能特征

5.2.1 保护新原理

1) 变斜率比率差动保护性能

- 比率差动的动作特性采用变斜率比率制动曲线(如图 3.2-2)。合理整定 K_{bl1} 和 K_{bl2} 的定值, 在区内故障时保证最大的灵敏度, 在区外故障时可以躲过暂态不平衡电流。为防止在 TA 饱和时差动保护的误动, 增加了利用各侧相电流波形判断 TA 饱和的措施。
- 2) 工频变化量比率差动保护性能
 - 工频变化量比率差动保护完全反映差动电流及制动电流的变化量, 不受正常运行时负荷电流的影响, 可以灵敏地检测变压器、发电机内部轻微故障。同时工频变化量比率差动的制动系数取得较高, 其耐受 TA 饱和的能力较强。
- 3) 涌流闭锁原理
 - 提供了二次谐波原理和波形判别原理两种方法识别励磁涌流, 可经整定选择使用任一种原理。
- 4) 异步法 TA 饱和判据性能
 - 根据差动保护制动电流工频变化量与差电流工频变化量的关系, 明确判断出区内故障还是区外故障, 如判出区外故障, 投入相电流、差电流的波形识别判据, 在 TA 正确传变时间不小于 5ms 时, 区外故障 TA 饱和不误动, 区内故障 TA 饱和, 装置快速动作。
- 5) 高灵敏横差保护性能
 - 采用了频率跟踪、数字滤波、全周傅氏算法, 三次谐波滤过比大于 100。
 - 相电流比率制动的功能:
 - 外部故障时故障相电流增加很大, 而横差电流增加较少, 因此能可靠制动。
 - 定子绕组轻微匝间故障时横差电流增加较大, 而相电流变化不大, 有很高的动作灵敏度。
 - 定子绕组发生严重匝间故障时, 横差电流保护高定值段可靠动作。
 - 定子绕组相间故障时横差电流增加很大, 而相电流增加也较大, 仅以小比率相电流增量作制动, 保证了横差保护可靠动作。
 - 对于其他正常运行情况下横差不平衡电流的增大, 横差电流保护动作值具有浮动门槛的功能。
- 6) 比率制动匝间保护性能
 - 采用了频率跟踪、数字滤波、全周傅氏算法, 三次谐波滤过比大于 100。
 - 发电机电流比率制动的新判据:
 - 外部三相故障时故障电流增加很大, 而纵向零序电压增加较少, 取电流增加量作制动量, 保护能可靠制动。
 - 外部不对称故障时电流增加, 同时出现负序电流, 而纵向零序电压稍有增加, 取电流增加量及负序电流作制动量, 保护能可靠制动,
 - 定子绕组轻微匝间故障时纵向零序电压增加较大, 而电流几乎没有变化, 有很高的动作灵敏度。
 - 定子绕组严重匝间故障时, 纵向零序电压高定值段可靠动作。
 - 对于其他正常运行情况下纵向零序电压不平衡值的增大, 纵向零序电压保护动作值具有浮动门槛的功能。
- 7) 定子接地保护性能
 - 采用了频率跟踪、数字滤波、全周傅氏算法, 三次谐波滤过比大于 100;
 - 基波零序电压灵敏段动作于跳闸时, 采用机端、中性点零序电压双重判据;

- 三次谐波比率判据，自动适应机组并网前后发电机机端、中性点三次谐波电压比率关系，保证发电机起停过程中，三次谐波电压判据不误发信号；
 - 发电机正常运行时机端和中性点三次谐波电压比值、相角差变化很小,且是一个缓慢的发展过程。通过实时调整系数（幅值和相位），使得正常运行时差电压为 0。发生定子接地时，判据能可靠灵敏地动作。
 - 注入式 100%定子接地保护：不受机组运行工况影响，直接反映定子绕组对地绝缘电阻的下降，能够监测绝缘缓慢老化。
- 8) 转子接地保护性能
- 切换采样（乒乓式）原理，直流输入采用高性能的隔离放大器，通过切换两个不同的电子开关，求解四个不同的接地回路方程，实时计算转子绕组电压、转子接地电阻和接地位置，并在管理机液晶屏幕上显示出来。
 - 注入低频方波原理，灵敏度高且一致，不受转子绕组对地电容的影响，满足无励磁状态下的测量要求，具有一点接地位置测量功能。
 - 若转子一点接地后仅发报警信号，而不跳闸，则转子两点接地保护延时自动投入运行,并在转子发生两点接地时动作于跳闸。
- 9) 失磁保护性能
- 失磁保护采用开放式保护方案，定子阻抗判据、无功判据、转子电压判据、母线电压判据、定子减出力有功判据，可以灵活组合，满足不同机组运行的需要。
- 10) 失步保护性能
- 失步保护采用三阻抗元件，可靠区分稳定振荡与失步，能正确测量振荡中心位置，并且分别实时记录区内振荡和区外振荡滑极次数。
- 11) TV 断线判别
- 发电机出口配置两组 TV 输入，任意一组 TV 断线，保护发出报警信号，并自动切换至正常 TV，不需闭锁发电机与电压相关的保护。
 - 对于变压器、高厂变与电压有关的保护则由控制字“TV 断线投退原则”选择，TV 断线时是否闭锁相应的保护。
- 12) TA 断线判别
- 采用可靠的 TA 断线闭锁功能，保证装置在 TA 断线及交流采样回路故障时不误动。
 - 智能化操作
- 13) 人机对话
- 正常时，液晶显示时间、变压器的主接线、各侧电流、电压大小和差电流大小。键盘操作简单，采用菜单工作方式，仅有+、-、↑、↓、←、→、RST、ESC、ENT 等九个按键，易于学习掌握。人机对话中所有的菜单均为简体汉字，打印的报告也为简体汉字，以方便使用。
- 14) 装置的全透明
- 运行时，保护装置可以显示多达 500 个各种采样量、差流、相角值，通过专用软件可以监视多达 1500 个装置内部数据，实现了保护装置的全透明。
- 15) 大容量录波功能
- 由于一台 RCS-985 装置引入了一个发变组单元的全部模拟量，因此，保护启动后，装置同时录下全部模拟采样量、差流及保护动作情况，连续录波时间长达 4 秒钟。
- 16) 通信接口

- 四个与内部其它部分电气隔离的 RS-485 通信接口，其中有两个可以复用为光纤接口；另外有一个调试通信接口和独立的打印接口；利用通信接口还可共享网络打印机；通信规约使用部颁 IEC870-5-103 标准。

5.3 技术参数

5.3.1 电气参数

5.3.1.1 直流电源输入

额定电压	24V, 110V, 125V, 220V, 250V
输入范围	80% ~ 120% 额定电压
纹波	按照 IEC 60255-11:1979, 最大为直流值的 15%
电压跌落及直流中断	按照 IEC 60255-11:1979, 直流中断 20ms, 不会导致装置重启; 跌落 60%可保证 100ms 装置不会重启
静态功耗	< 35W
动作时功耗	< 45W
备用电池	型号 1/2AA, 3.6V, 60mAh

5.3.1.2 交流电流输入

额定频率	50Hz, 60Hz, $\pm 10\%$	
相序	ABC	
额定电流 (In)	1A	5A
线性范围	40A	200A
连续过载能力	3In	3In
10s 过载能力	30In	30In
1s 过载能力	100In	100In
动稳定电流 (半波值)	250In	250In
额定电流下的功耗	< 0.2 VA/相	< 0.5 VA/相

5.3.1.3 交流电压输入

额定电压 (Un)	100V/ $\sqrt{3}$ 、110V/ $\sqrt{3}$	100V、110V	200V
线性范围	100V	173V	230V
连续过载能力	120V	120V	200V
10s 过载能力	200V	200V	350V
1s 过载能力	250V	250V	400V
额定电压下的功耗	< 0.2 VA/相@Un	< 0.5 VA/相@Un	< 2.5 VA/相@Un

5.3.1.4 开关量输入

额定电压	110Vdc	125Vdc	220Vdc	250Vdc
动作电压	77.0Vdc	87.5Vdc	154Vdc	175.0Vdc
返回电压	60.5Vdc	68.8Vdc	121Vdc	137.5Vdc
最大允许电压	150Vdc	150Vdc	300Vdc	300Vdc
耐压水平	2kVac			

5.3.1.5 开关量输出

输出接点分类	跳闸输出	信号输出
输出形式	干接点	
额定电压	250Vac/dc	250Vac/dc
开触点耐压	> 1000Vac rms	
接通电流	8A	5A
过载能力（200ms）	50A	
动作时间（典型/最大）	5ms/10ms	10ms/15ms
返回时间（典型/最大）	8ms/10ms	8ms/10ms
接点抖动时间	< 1ms	< 1ms
断弧能力（250Vdc 时）	0.4A 纯阻性 0.2A 阻抗性(L/R=40ms)	0.2A 纯阻性 0.05A 阻抗性 (L/R=40ms)
带载机械寿命	100,000 次	100,000 次
空载机械寿命	10,000,000 次	10,000,000 次

5.3.1.6 光耦电源输出

额定电压	24V
额定电流	200mA
最大电流	500mA

5.3.2 机械结构

机械尺寸（宽×高×深）	482.6mm×353.6mm×285mm（8U 机箱）
安装开孔尺寸（宽×高）	450mm×355mm，M6 螺丝（8U 机箱）
安装方式	表面齐平安装
装置重量	约 30 公斤
人机接口模块	3 个 LED 指示灯、一个 9 键键盘和一个 320x240 点阵液晶屏
机箱材料	铝合金
机箱颜色	银灰
接线端子位置	装置背面
防护等级	按照 IEC60529:1989，前面板 IP51、箱体侧面 IP30、后面板 IP20

5.3.3 环境条件参数

遵循标准	IEC 60255-6:1988
工作温度范围	-25°C ~ +60°C
贮存运输温度范围	-40°C ~ +70°C
相对湿度	5% ~ 95%，设备内部既不应凝露，也不应结冰
大气压力	70kPa ~ 106kPa
海拔	< 3000 米

5.3.4 通讯接口参数

和监控系统通讯的后置端口

RS-485 (EIA)	端口数目	2
	通讯速率	4800 ~ 38400bps
	传输距离	< 1000m@4800bps
	节点容量	32
	通讯协议	IEC60870-5-103:1997
	安全等级	绝缘符合人身安全电压等级
前置调试端口 (通过辅助软件 RCSPC 与 PC 机)		
RS-232 (EIA)	端口数目	1
	波特率	4800~9600bps
	接口形式	9 孔串口连接器
和打印机连接端口		
RS-232 (EIA)	端口数目	1
	通讯速率	4800 ~ 38400bps
	打印机型号	EPSON® LQ-300K
	安全等级	绝缘符合人身安全电压等级
时钟同步信号接口		
RS-485 (EIA)	端口数目	1
	传输距离	< 500m
	节点容量	32
	定时信号标准	秒脉冲 (PPS)、分脉冲 (PPM)、IRIG-B
	安全等级	绝缘符合人身安全电压等级

5.3.5 型式试验参数

5.3.5.1 大气环境试验

低温试验	IEC 60068-2-1:1990, 低温-25℃ 下 16 小时
高温试验	IEC 60068-2-2:1974, 高温+55℃ 下 16 小时
交变湿热试验	IEC 60068-2-30:1980, 高温 55℃, 低温 25℃, 相对湿度 95%, 试验时间 (12h+12h)的两个循环

5.3.5.2 机械试验

振动试验	IEC 60255-21-1:1988, 1 级
冲击试验	IEC 60255-21-2:1988, 1 级
碰撞试验	IEC 60255-21-2:1988, 1 级

5.3.5.3 电气绝缘性能

绝缘电阻	IEC 60255-5:2000: 直流 500V 下, 测得的绝缘电阻>100MΩ
耐压	IEC 60255-5:2000 测试电压: 2kV, 50Hz, 持续 1min 无击穿和闪络
冲击电压	IEC 60255-5:2000 短时单极冲击电压 5kV, 前沿时间: 1.2μs, 半峰时间:50μs, 无击穿和闪络

5.3.5.4 电磁兼容试验

1MHz 脉冲群干扰试验	按 IEC 60255-22-1 (idt IEC61000-4-12)
	共模: 3 级 2.5KV
	差模: 3 级 1.0KV
静电放电试验	按 IEC60255-22-2 4 级
	接触放电: 8kV
	空气放电: 15kV
辐射电磁场干扰试验	按 IEC 60255-22-3 3 级
	扫频 发射幅值 10V/m (rms), f=80...1000MHz
	点频 发射幅值 10V/m (rms), f=80MHz/160MHz/450MHz/900MHz
	发射脉宽 10V/m (rms), f=900MHz
快速瞬变干扰试验	按 IEC 60255-22-4
	电源, 开入/开出和交流端子: 4 级: 4kV, 2.5 kHz, 5/50ns
	通讯端子: 2 级: 2kV, 5.0 kHz, 5/50ns
浪涌试验	按 IEC 60255-22-5, 1.2/50us 3 级
	电源, 交流和开入/开出端子: 共模 2kV, 差模 1kV
射频传导干扰试验	按 IEC 60255-22-6, 3 级
	电源, 交流, 开入/开出和通讯端子 10Vrms, 150 kHz~80MHz
工频磁场抗扰度试验	按 IEC 61000-4-8:1993, 5 级
	100A/m 持续 1min, 1000A/m 持续 3s
脉冲磁场试验	按 IEC 61000-4-9: 1993, 5 级
	6.4/16μs, 1000A/m 持续 3s
阻尼振荡磁场试验	按 IEC 61000-4-10:1993, 5 级
	100kHz & 1MHz-100A/m

5.3.6 认证

ISO9001:2000 质量管理标准认证

ISO14001:2004 环境管理标准认证

OHSAS18001:1999 职业健康安全管理标准认证

ISO10012: 2003 测量管理体系认证

CMMI L3 软件能力成熟度模型认证

电磁兼容: 欧盟指令 89/336/EEC, EN50263:2000

产品安全: 欧盟指令 73/23/EEC, EN61010-1:2001、EN60950-2002



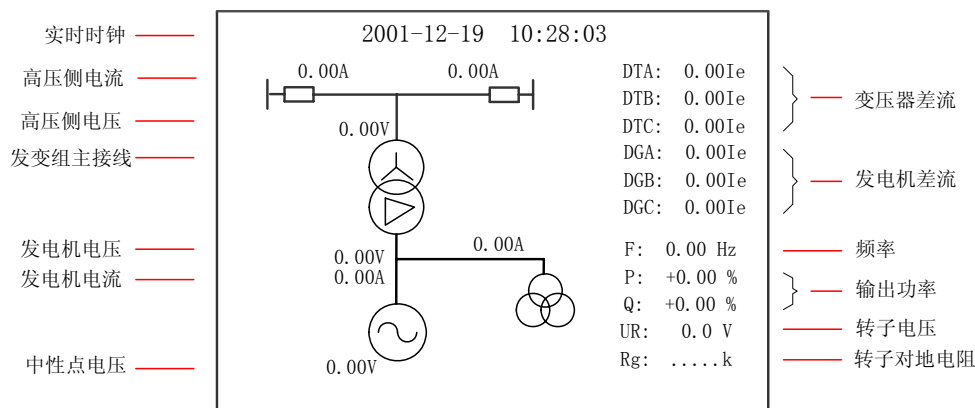
第6章 装置使用说明

6.1 装置液晶显示说明

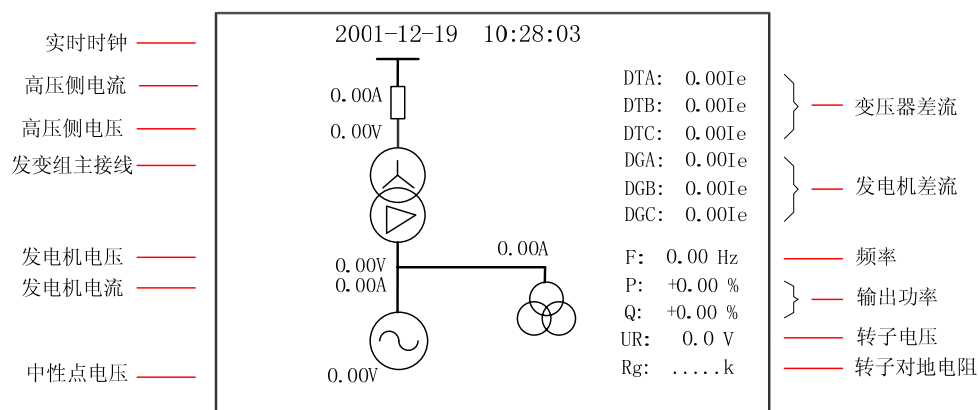
6.1.1 保护运行时液晶显示说明

装置上电后，装置正常运行，根据主接线整定，显示不同主接线。

当主接线整定为 500KV 出线两圈主变的发变组单元时，液晶屏幕将显示如下信息：



当主接线整定为 220KV 出线两圈主变的发变组单元时，液晶屏幕将显示如下信息：



当主接线整定为 220KV 出线三圈主变的发变组单元时，液晶屏幕将显示如下信息：

6.1.2 保护动作时液晶显示说明

当保护动作时，液晶屏幕自动显示最新一次保护动作报告，格式如下：

报告序号	No.008	保护动作报告
保护动作时间	2001-12-1 10:28:03:0273	
保护动作元件及动作时间	0023	发电机比率差动

6.1.3 保护异常时液晶显示说明

保护装置运行中，液晶屏幕在硬件自检出错或系统运行异常时将自动显示最新一次异常报告，格式如下：

报告序号	No.004	异常事件报告
异常发生时间	2001-12-1 10:06:01:0002	
异常动作元件	发电机机端TA异常	

6.1.4 保护开关量变位时液晶显示说明

保护装置运行中，液晶屏幕在任一开关量发生变位时将自动显示最新一次开关量变位报告，格式如下：

报告序号	No.006	开入变位报告
开入变位发生时间	2001-01-13 22:06:01:0870	
开入变位元件	发电机差动保护投入	0 -> 1

注：从显示任何报告切换转为显示变压器主接线图按“ESC”键。

除了以上几种自动切换显示方式外，保护还提供了若干命令菜单，供继电保护工程师调试保护和修改定值用。

6.2 装置运行及报文说明

6.2.1 装置正常运行状态

信号灯说明如下：

“运行”灯为绿色 -- 装置正常运行时点亮，熄灭表明装置不处于工作状态；

“TV 断线”灯为黄色 -- TV 异常或断线时点亮；

“TA 断线”灯为黄色 -- TA 异常或断线、差流异常时点亮；

“报警”灯为黄色 -- 保护发报警信号时点亮；

“跳闸”灯为红色 -- 当保护动作并出口时点亮，并磁保持；在保护返回后，只有按下“信号复归”或远方信号复归后才熄灭。

6.2.2 运行工况及说明

保护出口的投、退可以通过跳闸出口压板实现；

保护功能可以通过屏上压板或内部压板、控制字单独投退；

装置始终对硬件回路和运行状态进行自检，自检出错信息见 4.1，当出现严重故障时（备注带“*”），装置闭锁所有保护功能，并灭“运行”灯，否则只退出部分保护功能，发告警信号；

启动风冷、闭锁调压等工况，装置只发报文，不发报警信号（备注带“#”）。

6.2.3 装置闭锁与报警

当 CPU 检测到装置本身硬件故障时，发装置闭锁信号，闭锁整套保护。硬件故障包括：RAM 异常、程序存储器出错、EEPROM 出错、定值无效、光电隔离失电报警、DSP 出错和跳闸出口异常等。此时装置不能够继续工作。



当 CPU 检测到装置长期起动、不对应起动、装置内部通信出错、TA 断线、TV 断线、保护报警信号时发出装置报警信号。此时装置还可以继续工作。

6.2.4 报文打印及显示信息说明

装置信息含义及处理建议：

1) 装置闭锁信息含义

表 6.2-1 装置闭锁信息含义

序号	信息	含 义	处 理 建 议	备注
1	保护板内存出错	RAM 芯片损坏	通知厂家处理	*
2	保护板程序区出错	FLASH 内容被破坏	通知厂家处理	*
3	保护板定值区出错		通知厂家处理	*
4	该区定值无效	二次额定电流更改后 保护定值未重新整定	将保护定值重新整定	*
5	光耦失电	24V 或 220V 光耦 正电源失去	检查开入板的隔离电源 是否接好	*
6	跳闸出口报警	出口三极管或 CPU 板损 坏	通知厂家处理	*
7	内部通讯出错		检查 CPU 与 MON 连线， 检查 MON 板是否在升 级程序。仍无法恢复通 知厂家处理	*
8	保护板 DSP 出错	CPU 板上 DSP 损坏	通知厂家处理	*
9	DSP 采样异常	CPU 或 MON 板 上 FPGA 损坏	通知厂家处理	*
10	管理板内存出错	同 CPU 板	同 CPU 板	*
11	管理板程序区出错	同 CPU 板	同 CPU 板	*
12	管理板定值区出错	同 CPU 板	同 CPU 板	*
13	管理板 DSP 出错	同 CPU 板	同 CPU 板	*
14	面板 EPROM 错	EPROM 损坏	通知厂家处理	*

2) 装置报警信息含义

表 6.2-2 一般报警信息含义

序号	信息	含 义	处 理 建 议	备注
1.	非电量电源消失	非电量电源未给上	给上非电量电源	
2.	面板通讯出错		检查人机面板与 CPU 连 线，检查 CPU 板是否在 升级程序。无法恢复通 知厂家处理	
3.	不对应启动		检查 CPU 板和 MON 板 采样是否一致	#
4.	保护板长期起动		检查二次回路接线，定 值	
5.	管理板长期起动		检查二次回路接线，定	

序号	信息	含 义	处 理 建 议	备注
			值	
6.	断路器位置报警	断路器位置与机组状态不符合		
7.	起动	装置起动	无需处理或打印报告	#
8.	日期时间值越界			#

表 6.2-3 TA 断线、TV 断线报警信息含义

序号	信息	含 义	处 理 建 议	备注
1	主变 I 支路 TA 异常	此 TA 回路异常或采样回路异常	检查采样值、二次回路接线，确定是二次回路原因还是硬件原因	
2	主变 II 支路 TA 异常	同上	同上	
3	主变高压侧 TA 异常	同上	同上	
4	主变中压侧 TA 异常	同上	同上	
5	主变低压侧 TA 异常	同上	同上	
6	发电机机端 TA 异常	同上	同上	
7	发电机中性点 TA1 异常	同上	同上	
8	发电机中性点 TA2 异常	同上	同上	
9	高厂变高压侧 TA2 异常	同上	同上	
10	高厂变高压侧 TA 异常	同上	同上	
11	高厂变 A 分支 TA 异常	同上	同上	
12	高厂变 B 分支 TA 异常	同上	同上	
13	高厂变 A 分支下 TA 异常	同上	同上	
14	高厂变 B 分支下 TA 异常	同上	同上	
15	励磁一侧 TA 异常	同上	同上	
16	励磁二侧 TA 异常	同上	同上	
17	横差 TA 异常	同上	同上	
18	主变高压侧 TV 断线	此 TV 回路断线或异常	同上	
19	主变中压侧 TV 断线	同上	同上	
20	发电机机端 TV1 断线启动切换	同上	同上	
21	发电机机端 TV2 断线启动切换	同上	同上	
22	发电机 TV1 开口三角断线	同上	同上	
23	发电机 TV2 开口三角断线	同上	同上	
24	发电机 TV1 一次断线闭锁三次谐波电压保护	同上	同上	
25	发电机 TV2 断线闭锁匝间保护	同上	同上	
26	发电机中性点 TV 断线	同上	同上	

序号	信息	含 义	处 理 建 议	备注
27	高厂变 A 分支 TV 断线	同上	同上	
28	高厂变 B 分支 TV 断线	同上	同上	
29	转子电压回路断线	同上	同上	
30	失磁保护用转子电压回路断线	同上	同上	
31	发变组差动差流异常	差动回路异常	检查二次回路接线	
32	主变差动差流异常	同上	同上	
33	发电机差动差流异常	同上	同上	
34	裂相横差差流异常	同上	同上	
35	高厂变差动差流异常	同上	同上	
36	A 厂变差动差流异常	同上	同上	
37	B 厂变差动差流异常	同上	同上	
38	A 分支电缆差流异常	同上	同上	
39	B 分支电缆差流异常	同上	同上	
40	励磁变差动差流异常	同上	同上	
41	励磁机差动差流异常	同上	同上	
42	发变组差动 TA 断线	差动回路 TA 断线、短路	退出压板，检查二次回路接线，恢复正常后复位装置	
43	主变差动 TA 断线	同上	同上	
44	发电机差动 TA 断线	同上	同上	
45	发电机裂相横差 TA 断线	同上	同上	
46	高厂变差动 TA 断线	同上	同上	
47	A 厂变差动 TA 断线	同上	同上	
48	B 厂变差动 TA 断线	同上	同上	
49	励磁变差动 TA 断线	同上	同上	
50	励磁机差动 TA 断线	同上	同上	

表 6.2-4 保护报警信息含义

序号	信息	含 义	处 理 建 议	备注
1	主变过负荷信号	异常元件动作，同信息	按运行要求处理	
2	主变启动风冷	运行工况，同信息	按运行要求处理	#
3	主变低压侧接地信号	异常元件动作，同信息	按运行要求处理	
4	厂变过负荷信号	异常元件动作，同信息	按运行要求处理	
5	厂变启动风冷	运行工况，同信息	按运行要求处理	#
6	区外失步信号	异常元件动作，同信息	按运行要求处理	
7	区内失步信号	异常元件动作，同信息	按运行要求处理	
8	加速失步信号	异常元件动作，同信息	按运行要求处理	
9	减速失步信号	异常元件动作，同信息	按运行要求处理	
10	逆功率保护信号	异常元件动作，同信息	按运行要求处理	

序号	信息	含 义	处 理 建 议	备注
11	失磁保护信号	异常元件动作, 同信息	按运行要求处理	
12	过励磁信号	异常元件动作, 同信息	按运行要求处理	
13	过负荷信号	异常元件动作, 同信息	按运行要求处理	
14	负序过负荷信号	异常元件动作, 同信息	按运行要求处理	
15	励磁过负荷信号	异常元件动作, 同信息	按运行要求处理	
16	机端电流闭锁输出		按运行要求处理	
17	定子接地零序电压信号	定子 95%接地保护报警 元件动作, 同信息	按运行要求处理	
18	三次谐波电压比率信号	定子中性点附近接地保 护报警元件动作, 同信 息	按运行要求处理	
19	三次谐波电压差动信号	定子 100%接地保护报 警元件动作, 同信息	按运行要求处理	
20	20Hz 定子接地报警	定子 100%接地保护报 警元件动作, 同信息	按运行要求处理	
21	工频变化量匝间保护	发电机匝间保护报警, 同信息	按运行要求处理	
22	转子一点灵敏接地信号	异常元件动作, 同信息	按运行要求处理	
23	转子一点接地信号	异常元件动作, 同信息	按运行要求处理	
24	低频保护 I 段信号	异常元件动作, 同信息	按运行要求处理	
25	低频保护 II 段信号	异常元件动作, 同信息	按运行要求处理	
26	过频保护信号	异常元件动作, 同信息	按运行要求处理	
27	逆功率信号	异常元件动作, 同信息	按运行要求处理	
28	外部重动 1 开入信号	异常元件动作, 同信息	按运行要求处理	
29	外部重动 2 开入信号	异常元件动作, 同信息	按运行要求处理	
30	外部重动 3 开入信号	异常元件动作, 同信息	按运行要求处理	
31	外部重动 4 开入信号	异常元件动作, 同信息	按运行要求处理	
32	非电量开入监视信号	异常元件动作, 同信息	按运行要求处理	

3) 装置动作信息

表 6.2-5 主变压器保护动作信息含义

序号	信息	含 义	处 理 建 议	备注
1	发变组差动速断	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
2	发变组工频变化量差动	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
3	发变组比率差动	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
4	主变差动速断	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
5	主变工频变化量差动	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
6	主变比率差动	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
7	主变零序差动速断	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
8	主变零序比率差动	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
9	主变复压过流 I 段	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	

序号	信息	含 义	处 理 建 议	备注
10	主变复压过流Ⅱ段	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
11	主变阻抗 t1	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
12	主变阻抗 t2	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
13	主变零序过流Ⅰ段 t1	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
14	主变零序过流Ⅰ段 t2	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
15	主变零序过流Ⅱ段 t1	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
16	主变零序过流Ⅱ段 t2	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
17	主变零序过压	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
18	主变不接地零序过流	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
19	主变过励磁	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
20	主变反时限过励磁	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	

表 6.2-6 厂变保护动作信息含义

序号	信息	含 义	处 理 建 议	备注
1	厂变差动速断	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
2	厂变比率差动	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
3	厂变过流Ⅰ段	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
4	厂变过流Ⅱ段	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
5	厂变电流速断	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
6	厂变零序过流Ⅰ段	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
7	厂变零序过流Ⅱ段	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	

表 6.2-7 发电机保护动作信息含义

序号	信息	含 义	处 理 建 议	备注
1	发电机差动速断	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
2	发电机工频变化量差动	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
3	发电机比率差动	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
4	发电机不完全差动速断	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
5	发电机不完全比率差动	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
6	裂相横差速断	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
7	裂相横差比率差动	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
8	横差保护	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
9	横差保护高定值段	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
10	横差保护 2	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
11	横差保护 2 高定值段	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
12	定子零序过电压	定子 95%接地保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
13	定子零序过电压高段	定子 95%接地保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
14	三次谐波比率	定子 100%接地保护元件动作，同信息	按运行要求处理	

序号	信息	含 义	处 理 建 议	备注
15	三次谐波电压差动	定子 100%接地保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
16	20Hz 定子接地保护	定子 100%接地保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
17	零序电流定子接地保护	定子 95%接地保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
18	转子一点接地	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
19	转子两点接地	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
20	定时限定子过负荷	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
21	反时限定子过负荷	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
22	定时限负序过负荷	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
23	反时限负序过负荷	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
24	复合电压过流 I 段	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
25	复合电压过流 II 段	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
26	发电机相间阻抗 I 段	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
27	发电机相间阻抗 II 段	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
28	过电压保护	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
29	低电压保护	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
30	过励磁保护	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
31	反时限过励磁	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
32	低频保护 I 段	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
33	低频保护 II 段	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
34	过频保护	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
35	失磁保护 I 段	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
36	失磁保护 II 段	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
37	失磁保护 III 段	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
38	失步保护振荡中心区外	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
39	失步保护振荡中心区内	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
40	逆功率保护	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
41	程序逆功率	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
42	误上电保护	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
43	断路器闪络保护	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
44	发电机差动启停机	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
45	低频过流保护	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
46	零序电压启停机	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	

表 6.2-8 励磁变（励磁机）保护动作信息含义

序号	信息	含 义	处 理 建 议	备注
1	励磁差动速断	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
2	励磁比率差动	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	
3	励磁过流 I 段	保护元件动作, 同信息	按运行要求处理	



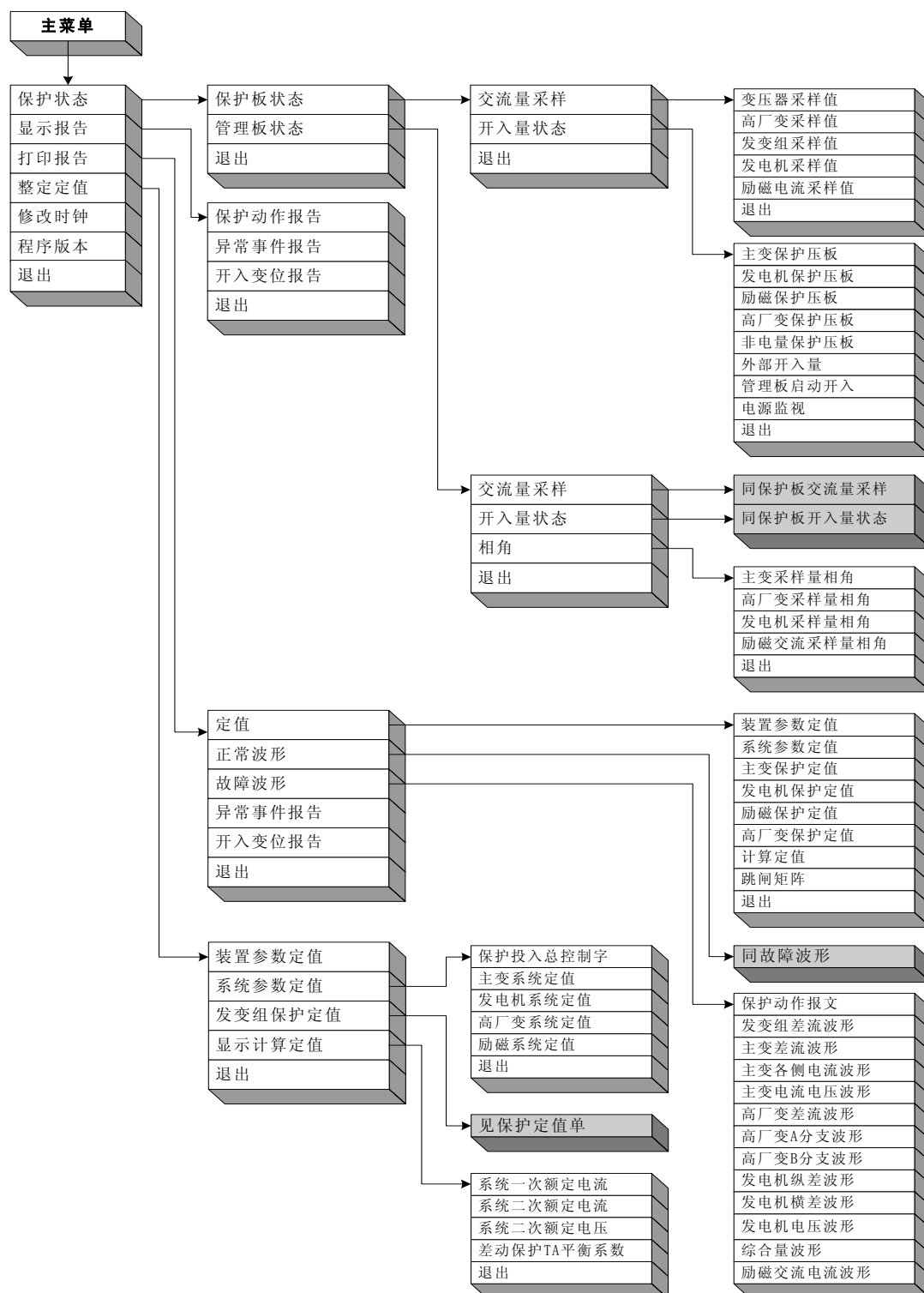
序号	信息	含 义	处 理 建 议	备注
4	励磁过流Ⅱ段	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
5	定时限励磁过负荷	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
6	反时限励磁过负荷	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	

表 6.2-9 非电量保护动作信息含义

序号	信息	含 义	处 理 建 议	备注
1	外部重动 1 跳闸	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
2	外部重动 2 跳闸	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
3	外部重动 3 跳闸	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	
4	外部重动 4 跳闸	保护元件动作，同信息	按运行要求处理	

6.3 命令菜单使用说明

6.3.1 命令菜单采用如下的树形目录结构



主菜单中注解：

- 1) 系统参数定义和发变组保护定值定义，参见本公司产品整定定值系列手册或相应产品说明书。

- 2) 本目录结构为 RCS-985A 的目录, RCS-985B、RCS-985C 目录结构稍有差别, 具体内容见装置菜单。

6.3.2 命令菜单详解

在主接线图状态下, 按“ESC”键可进入主菜单; 在自动切换至新报告的状态下, 按“ESC”键可进入主接线图, 再按“ESC”键可进入主菜单。

注: 按键“↑”和“↓”用来上下滚动, 按键“ESC”退出至主接线图。光标落在哪一项, 按“ENT”键, 即选中该项功能。

1) 保护状态

本菜单的设置主要用来显示保护装置电流电压实时采样值和开入量状态, 它全面地反映了该保护运行的环境, 只要这些量的显示值与实际运行情况一致, 则基本上保护能正常运行了。本菜单的设置在现场人员的调试与维护提供了极大的方便。

保护状态分为保护板状态和管理板状态两个子菜单:

(1) 保护板状态

显示保护板采样到的实时交流量、实时差动调整后各侧电流、实时压板位置、其他开入量状态和实时差流大小。对于开入量状态, “1”表示投入或收到接点动作信号, “0”表示未投入或没收到接点动作信号。

(2) 管理板状态

显示管理板采样到的实时交流量、实时差动和零差调整后各侧电流、实时压板位置、其他开入量状态、实时差流大小和电压电流之间的相角。对于开入量状态, “1”表示投入或收到接点动作信号, “0”表示未投入或没收到接点动作信号。

2) 显示报告

本菜单显示保护动作报告, 异常事件报告, 及开入变位报告。由于本保护自带掉电保持, 不管断电与否, 它能记忆保护动作报告, 异常记录报告及开入变位报告各 32 次。

主接线显示方式下:

- (1) 保护跳闸后, 屏幕显示跳闸时间、保护动作元件。
- (2) 装置发报警信号时, 屏幕显示报警发出时间、报警内容, 报警返回, 显示自动回到主接线方式。
- (3) 发报警信号后、装置再跳闸, 保护优先显示跳闸报文。此时如报警未消失, 可以按屏上复归按钮循环显示跳闸报文、异常报文、主接线方式。

按键“↑”和“↓”用来上下滚动, 选择要显示的报告, 按键“ENT”显示选择的报告。首先显示最新的一条报告; 按键“-”, 显示前一个报告; 按键“+”, 显示后一个报告。若一条报告一屏显示不下, 则通过键“↑”和“↓”上下滚动。 按键“ESC”退出至上一级菜单。

3) 打印报告

本菜单选择打印定值, 正常波形, 故障波形, 保护动作报告, 异常事件报告及开入变位报告。

正常波形记录保护当前 8 个周波的各侧电流、电压波形、差流及差动调整前后波形。用于校核装置接入的电流电压极性和相位。

装置能记忆 8 次波形报告, 其中差流波形报告中包括三相差流、差动调整后各侧电流以及各开关跳闸时序图, 各侧电流电压打印功能中可以选择打印各侧故障前后的电流电压波形。可用于故障后的事故分析。

波形组定义如下:

表 6.3-1

序号	RCS—985A	RCS—985A	RCS—985A	备注
1	发变组差流波形	发变组差流波形	发变组（主变）差流波形	
2	主变压器差流波形	主变压器差流波形	各侧电流波形	
3	各侧电流波形	各侧电流波形	主变高压侧波形	
4	主变电流电压波形	主变电流电压波形	主变中压侧波形	
5	高厂变差流波形	A 厂变差流波形	高厂变差流波形	
6	高厂变 A 分支波形	厂变 A 分支波形	高厂变电流电压波形	
7	高厂变 B 分支波形	厂变 B 分支波形	发电机差流波形	
8	发电机差流波形	发电机差流波形	发电机电压波形	
9	发电机横差电流波形	发电机横差电流波形	发电机综合量波形	
10	发电机电压波形	发电机电压波形	励磁交流电流波形	
11	发电机综合量波形	发电机综合量波形	高厂变 A 分支波形	
12	励磁交流电流波形	B 厂变差流波形	高厂变 B 分支波形	

打印定值包括一套当前整定定值，差动计算定值以及各侧后备保护跳闸矩阵。以方便校核存档。

按键“↑”和“↓”用来上下滚动，选择要打印的报告，按键“ENT”确认打印选择的报告。

4) 整定定值

此菜单分为 4 个子菜单：装置参数定值，系统参数定值，发变组保护定值，计算定值。而系统参数定值单包括 5 个子菜单：保护投入总控制字、主变压器系统参数定值、发电机系统参数定值、厂用变系统参数定值、励磁变或励磁机系统参数定值，发变组保护定值菜单包括 29 个子菜单。进入某一个子菜单可整定相应的定值。

按键“↑”，“↓”用来滚动选择要修改的定值，按键“←”，“→”用来将光标移到要修改的那一位，键“+”和“-”用来修改数据，按键“ESC”为不修改返回，键“ENT”为修改整定后返回。

注：若整定定值出错，液晶会显示错误信息，按任意键后重新整定。

5) 修改时钟

液晶显示当前的日期和时间。

按键“↑”，“↓”，“←”，“→”用来选择要修改的那一位，键“+”和“-”用来修改。按键“ESC”为不修改返回，键“ENT”为修改后返回。

注：若日期和时间修改出错，会显示“日期时间值越界”，并要求重新修改。

6) 程序版本

液晶显示保护板、管理板和液晶板的程序版本以及程序生成时间。

7) 显示控制

显示控制菜单包括液晶对比度菜单。

液晶对比度菜单用来修改液晶显示对比度，按键“+”调整对比度，键“ESC”退出。

8) 退出

主菜单的此项命令将退出菜单，显示发变组主接线图或新报告。

6.4 RCS-985 投运注意事项

6.4.1 开关传动试验

在保护调试试验完成后，具备了传动试验条件时，开始传动试验。

应用便携式电脑，在后台 DBG2000 系统上，整定 RCS-985 装置系统定值总控制字“保护传动试验状态”投入，此时，保护装置显示“传动试验状态”。

启动 DBG2000 传动试验状态，按照显示的保护功能，顺序进行传动试验。同时在 DBG2000 系统上观测返回的报文与整定是否一致。

注：如某保护功能没有投入，此保护信号出口或跳闸出口不会开放。

传动试验结束后，定值“传动试验状态”改为退出。

6.4.2 投运前检查

试验完成后，要严格对照定值单是否准确，相应的状态控制字是否正确，试验中的连线是否解除，解开的连线是否恢复。检查保护装置是否处于正常运行状态，压板投入是否正确。

6.4.3 短路试验

- 1) 电流回路检查，电流显示与机组试验电流是否一致。
- 2) 确定发电机差动、发变组差动、主变差动、高厂变差动、励磁变差动或励磁机差动保护电流极性；

正确的相角显示：

表 6.4-1

每个电流输入回路	AB、BC、CA 均为 120°
发电机差动	机端、中性点电流间相角显示： 0°
发电机裂相横差	中性点一、二分支电流间相角显示： 0°
主变差动	高压侧、机端电流间相角显示： 180° 高压侧、高厂变侧相角显示： $0\sim 90^\circ$ （高低压侧同时封地线）
发变组差动	高压侧、中性点电流间相角显示： 180° 高压侧、高厂变侧相角显示： $0\sim 90^\circ$ （高低压侧同时封地线）
A 厂变差动	高压侧、A 分支电流间相角显示： 180° 高压侧、B 分支电流间相角显示： 180°
B 厂变差动	一侧、二侧间相角显示： 180°
励磁机或励磁变差动	一侧、二侧间相角显示： 180°

- 3) 差流检查

试验电流在 50% 额定时，发电机差动差流小于 $0.02I_e$ ，其他各套差动保护差流小于 $0.05I_e$ 。

6.4.4 启动过程电压量检查

- 1) 发电机启动过程中加上励磁后，检查电压回路是否正常。
- 2) 检查电压回路相角，正确的相角显示：

每个电压回路：AB、BC、CA 均为 120°

- 3) 检查两组机端电压、开口三角电压、中性点零序电压是否正常。

6.4.5 定子接地保护定值校正

- 1) 记录发电机启动过程中机端、中性点零序电压三次谐波比率关系、相位关系；
- 2) 记录并网后机端、中性点零序电压三次谐波比率关系、相位关系；
- 3) 同时记录发电机在各种情况下机端、中性点基波零序电压值；
- 4) 根据以上记录，校正定子接地保护定值。在发电机启停过程中、正常运行时定子接地保护不误发信号。

6.4.6 机组并网运行

- 1) 机组并网后、检查并网时装置有无异常；
- 2) 机组带上负荷时，检查以下显示值：

发变组差流、主变差流、发电机差流、裂相横差差流、A厂变差流、B厂变差流；

各侧电流、电压、零序电流、零序电压；

有功功率、无功功率、频率、U/F 值；

转子电压、转子电流。

- 3) 检查各侧电流、电压相角显示
- 4) 打印正常运行波形

6.4.7 运行记录

正常运行时，可以从主菜单监视差流、电流、电压；如需详细的采样数据，进入保护状态检查各采样值，也可打印正常波形。

当保护装置动作跳闸后，“跳闸”灯亮并磁保持 此时应及时按屏上“打印”按钮打印报告，进入装置菜单打印相关波形报告，并准确记录装置动作信号灯后方可按屏上“复归”按钮进行信号复归。

当保护装置“报警”灯亮或“TV 断线”灯亮或“TA 断线”灯亮，“运行”灯亮，保护装置液晶屏上有异常，发出报警信号，根据信号类型，检查电流电压量，并打印事件报文；若是保护发出的信号，检查装置的交流输入量及开入量，分析原因，解决问题。

当保护装置“报警”灯亮，“运行”灯灭时，表示装置自检出现问题（EPROM、RAM、VFC、EEPROM 等），此时解开保护屏上出口跳闸压板，更换相应器件（插件），在排除故障后，重新启动保护装置，按管理板上“复位”按钮，待确信装置恢复正常后，再投上保护屏上出口跳闸压板。

6.4.8 动作分析

正常运行时，当机组有异常，相应保护发出报警信号，可以打印当前波形，如异常消失，保护延时返回，保护装置记录保护报警时间、返回时间。

机组发生故障，保护动作于跳闸，装置录下故障时发变组单元波形，通过打印波形，分析保护装置动作情况。也可用笔记本电脑取出波形数据，进行详细分析。

特别申明：对于双主双后配置的机组保护，由于 TA、TV 特性的差异（或者动作于临界情况），对于相同故障，两套装置可能会出现动作情况不一致。

对于内部故障，一般差动保护动作相同；后备保护和异常运行保护易出现动作不一致情况，这是因为一套装置动作后，另一套装置未来得及动作所致，属于正常。

若两套保护装置为不同厂家产品，更易出现动作不一致情况。

6.5 RCS-985A 保护装置正常年检时的试验内容(建议)

- 1) 保护装置各种开关量输入传动试验。
- 2) 保护装置各种出口跳闸接点、信号接点和其他异常输出接点传动试验。
- 3) 保护装置各种模拟量的采样值校验。
- 4) 根据需要，校核定值是否正确。

第7章 工程案例

7.1 RCS-985R/S 微机发电机保护在岗南抽水蓄能机组上的应用

7.1.1 概述

石家庄岗南电厂属于混合式蓄能电站，共有 6 台机组，其中 1 号机为斜流式抽水蓄能机组，其它 5 台为常规水电机组，1 号机于 1968 年投运，是我国投运最早的抽水蓄能机组，发电容量为 12MW，抽水最大容量为 14.5MW，发电电动机与变压器采用单元接线，发电电动机机端电压 10.5kV，主变压器与发电电动机之间设有换相开关。

抽水蓄能机组与常规机组的主要区别是前者运行方式多和工况转换频繁，同时在一次设备上要增加抽水启动装置、换相开关和启动母线等，这些都给继电保护功能的实现带来了困难。

迄今为止，我国抽水蓄能机组保护基本上由国外进口。岗南电厂抽水蓄能机组也不例外，该机组及其二次保护设备均由日本富士公司提供，保护采用分立式电磁型继电器，至今已运行近四十年，元器件严重老化，难以保证机组和电网的安全稳定运行，保护进行微机化改造势在必行。

7.1.2 机组的特点及其保护配置

1) 岗南抽水蓄能机组的特点

为了能够适应水库水头的变化，使得机组在全部水头变化幅度内保持较好的水力性能，发电电动机采用 24/22 极的变极结构，通过操作倒极刀闸来实现变极，使机组在水泵工况下可变速运行。在发电工况时，只接成 24 极（对应转速 250r/min）；而在水泵工况则有两种极数：高水头时采用较高转速，接成 22 极（对应转速 273r/min），低水头时采用较低转速，接成 24 极（对应转速 250r/min）。

水泵工况采用半压异步启动方式，即：从主变压器低压侧 10.5kV 抽头取半电压 5.25kV，作为机组启动电压，在机组转速为零时，强行合上半压开关将机组拖起转动，当转速达额定转速 95%时，跳开半压开关，合上全压开关，待转速达额定转速 98%以上，检查滑差小于 1.5%后，投入励磁将机组强行拉入同步。这种半压启动方式设备少、投资省、操作简单，此外，与变频启动以及同步启动方式所不同的是，半压启动过程中定子电流和电压均为工频，不存在低频运行工况，机组保护可以获得较好的动作性能。

2) 组屏设计及保护配置

为保证机组的安全运行，2005 年 3 月选用了南瑞继保电气有限公司研制的 RCS-985R/S 新型微机发电机保护装置，对 1 号抽水蓄能机组保护进行改造。

RCS-985R/S 发电机保护装置采用了以高性能数字信号处理器 DSP 芯片为基础的硬件系统，双 CPU 结构并行处理，具有很高的可靠性和动作速度。根据相似功能分开、相对独立的原则，将主保护、后备保护、异常运行保护合理分配到两个装置中，共同提供一台发电机所需要的全部电量保护功能。

保护按单套配置，由一台 RCS-985R 和一台 RCS-985S 共同完成发电电动机的全部电量保护，按一面屏组屏，如图 7.1-1 所示。其中，RCS-985R 完成如下保护功能：发电电动机差动保护、转子一点接地保护、励磁变过流保护以及非电量保护；RCS-985S 完成如下保护功能：复压过流保护、电流速断保护、失磁保护、定子接地保护、逆功率保护、低功率保护、低频保护、低电压保护以及过电压保护；此外 RCS-985S 装置还提供一个操作回路（单跳圈或双跳圈）。

7.1.3 换相和倒极对保护的影响

抽水蓄能机组可正、反两个方向运转，它是通过换相开关来改变相序达到正转或反转。抽水工况下，两种转速的转换，是通过倒极开关来改变极数。换相和倒极会影响取自换相开关以下 TA 和 TV 的电流电压相序。

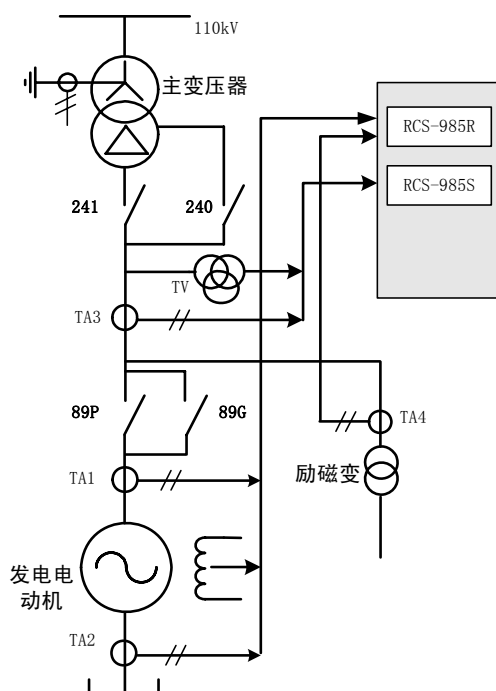


图 7.1-1 岗南电厂抽水蓄能机组保护配置图

为了最大限度地减少换相和倒极对保护造成的影响，设计时除差动保护的两侧电流取自换相开关下方的 TA 外，其他保护所用的电流量和电压量均取自换相开关上方，如图 7.1-1 所示，其中 240 为全压开关，241 为半压开关，89P 为换相开关于水泵工况，89G 为换相开关于发电工况。这样只有差动保护受换相和倒极的影响，需要根据运行工况自动进行相序转换，而其他保护均无需进行相序调整。

7.1.4 不同运行工况对保护的要求

7.1.4.1 不同运行工况的识别

抽水蓄能机组保护功能的实现首先是建立在正确识别发电电动机运行工况的前提下，为了提高运行工况判别的可靠性，岗南电厂 1# 抽水蓄能机组保护实现时，换相开关和倒极开关各引入一对常开和常闭辅助接点，分别对应为换相开关发电工况开入（89G）和换相开关水泵工况开入（89P）以及倒极开关 250r/min 开入和倒极开关 273r/min 开入。

通过以上开入的不同组合来判断机组的运行工况，并由软件来自动投入和退出相应的保护功能。

换相开关和倒极开关各辅助接点正常的情况下，发电电动机三种运行工况对应的辅助接点开入关系如表 7.1-1 所示，表中“1”表示开关处于合位，“0”表示开关处于开位。

表 7.1-1 不同运行工况下换相开关和倒极开关开入的对应关系

运行工况 \ 开入	换相开关 发电开入	换相开关 水泵开入	倒极开关 273r/min 开入	倒极开关 250r/min 开入
发电工况	1	0	0	1
水泵 250r/min	0	1	0	1
水泵 273r/min	0	1	1	0

7.1.4.2 换相和倒极开入异常对保护的影响

由于机组运行工况的判别直接取决于换相开关和倒极开关的辅助接点，因此必须确保辅助接点具有较高的可靠性。为防止辅助接点异常导致的误动，当换相开关或倒极开关的一对常开和常闭接点状态相同（同为 0 或同为 1）时，判为辅助接点开入异常，立即闭锁与运行工况相关的保护（差动保护、失磁保护、复压过流保护、低电压保护、低频保护、逆功率保护、低功率保护），并延时发报警信号，待开入异常消失后自动解除对以上保护的闭锁。

7.1.4.3 发电和水泵工况均投入的保护

1) 敏纵差动保护

在 RCS-985R/S 中，包括变斜率比率差动保护和高值比率差动保护，它们具有以下特点：

变斜率比率差动动作特性能够较好地与不平衡电流相配合。与传统纵差相比，增加了灵敏动作区，减少了易误动区；由于在一开始就带制动并且采用了频率跟踪技术，因此差动定值可以安全地降低，提高了发电电动机内部轻微故障差动保护的灵敏度。

高值比率差动由高比率制动系数抗电流互感器饱和，区内严重故障时快速动作。

2) 过流保护

过流保护设两段，第一段为带电流记忆功能的复压过流保护，第二段为电流速断保护。

考虑到水泵工况半压启动过程中，在合全压开关之前低压条件始终满足，复压闭锁条件开放，复压过流保护相当于纯过流保护，而水泵工况启动过程中冲击电流很大，根据现场试验测得的数据，最大可达 3~4 倍额定电流，复压过流保护必将误动。为避免此情况的发生，复压过流保护在水泵工况需经励磁开关辅助接点闭锁。

电流速断保护在定值整定时已躲过了水泵工况启动过程中的最大冲击电流，因此无需经任何辅助接点闭锁，在换相开关或倒极开关开入异常导致部分保护退出时，电流速断保护依然能够对机组起到一定的保护作用。

3) 失磁保护

失磁保护采用机端测量阻抗判据，带延时动作于出口。水泵工况下失磁保护需经励磁开关辅助接点闭锁，在励磁开关合上后延时自动投入，以免半压启动过程中失磁保护误动作。

为防止由于励磁开关跳闸导致失磁时，失磁保护因受励磁开关辅助接点闭锁而拒动，采取励磁开关辅助接点退出时失磁保护延时退出的措施，确保失磁保护在该情况下能够动作出口。

4) 基波零序电压定子接地保护

由于该机组中性点没有零序 TV，保护采用机端开口三角基波零序电压，构成 95% 定子接地保护，保护动作于信号。

5) 过电压保护

反映机组定子绕组异常过电压，保护检测机端三相相间电压的最大值，带短延时动作于出口。

6) 转子一点接地保护

转子接地保护采用切换采样原理，实时计算转子绕组电压、转子接地电阻和接地位置，并在液晶屏幕上实时显示。

7.1.4.4 只在发电工况投入的保护

发电工况和水泵工况均有逆功率故障，但两者所指有功功率流向刚好相反。水泵工况下逆功率保护与后面介绍的低功率保护有相近的功能，而且低功率保护先于逆功率保护动作（如图 7.1-2 所示，其中 P_{lzd} 为低功率定值， P_{rzd} 为逆功率定值），因此水泵工况下无需设置逆功率保护，逆功率保护只在发电工况投入。

7.1.4.5 只在水泵工况下投入的保护

1) 低电压保护

为防止水泵工况半压异步启动过程中低电压保护误出口，低电压保护需经励磁开关开入闭锁，在励磁开关合上后自动投入。

2) 低频保护

作为防止发电电动机抽水运行时系统出现低频的保护。保护只在抽水工况且励磁开关合上后投入，其他工况下闭锁。

3) 低功率保护

在水泵工况时，若因系统故障等原因突然失去电源，则会使电动机失去抽水动力，水流在很短的时间内即失去抽水向上的惯性，转为由水压作用下倒泻，使机组转为发电工况，但机组原为抽水运行工况，突然转为发电，轴上没有负荷制动力矩，最后将使机组飞转。这种工况的突然改变，对机组和输水管都很危险。为防止这一现象发生，应设低功率保护，这也是抽水蓄能机组所特有的。

值得注意的是，在水泵工况下，有功功率由系统流向电动机，此时有功功率为负值，低功率保护的动作特性如图 7.1-2 所示，图中定值 $-P_{ld}$ 上方为动作区。

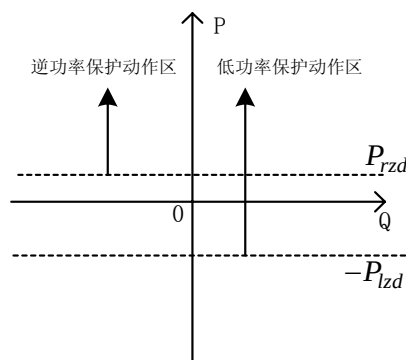


图 7.1-2 水泵工况下低功率和逆功率保护的动作特性

水泵工况机组启动过程中，励磁开关合上瞬间，会出现短时有功功率正负波动，为避免此过程中低功率保护误动，应在励磁开关合上后适当延时投入该保护，确保水泵工况启机成功。

7.1.5 保护调试与运行情况分析

机组投运过程中发现，发电电动机转子绕组初励时，直流绝缘监视回路会在绝缘良好的情况下，发出直流接地信号，下面简要地对该情况进行分析。

图 7.1-3 为直流监视回路与转子一点接地保护原理图，其中虚线框内为直流绝缘监视回路，虚线框外部分为转子接地保护回路。 r_1 和 r_2 为平衡电阻，其阻值为几十千欧， R_m 为兆欧级电阻，由过流元件检测直流绝缘情况。转子绕组初励时，同时合上开关 k_1 和 k_2 ，此时转子接地保护回路的两臂阻值（几十千欧）相对 R_m 来说相当于直接接地，直流绝缘监视回路必将发接地信号。为避免此情况的发生，可引入开关 k_1 和 k_2 的辅助接点，当 k_1 和 k_2 处于合位时暂时退出直流绝缘监视功能，待初励完成 k_1 和 k_2 拉开后再自动投入直流监视功能。

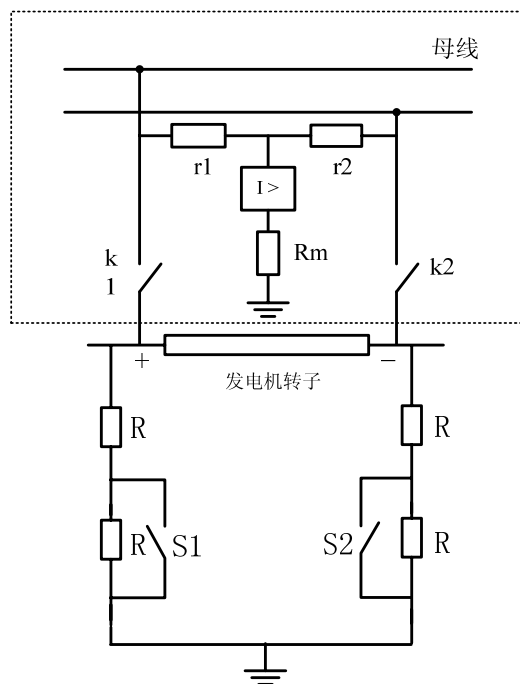


图 7.1-3 直流绝缘监视回路

经微机保护改造后，岗南 1 号抽水蓄能机组已于 2005 年 4 月初顺利投入运行，在各种运行工况下保护均未出现异常，运行情况良好。

7.1.6 结论

抽水蓄能机组保护要比常规发电机保护复杂得多，要确保抽水蓄能机组保护的正确、可靠运行，必须合理处理好以下几个关键环节：

机组运行工况的判别；

换相和倒极对保护的影响；

水泵工况启动过程对保护的影响；

换相和倒极开入异常时保护的闭锁逻辑。

本工程的技术改造，为今后国产微机保护在抽水蓄能机组上的应用提供了参考。

7.2 故障分析案例

7.2.1 135MW 机组发电机 AB 两相接地故障分析

7.2.1.1 概况

2003 年 12 月 2 日 9 时 07 分 28 秒 455 毫秒，南京某电厂 #5 机组 A、B 屏发电机比率差动、发电机差动速断、发电机工频变化量差动均动作于跳闸，动作报文如表 7.2-1。

表 7.2-1 RCS-985 装置保护动作报文

报告序号	启动时间	跳闸时间	动作元件
156	2003 年 12 月 02 日 09 时 07 分 28 秒 455 毫秒	007ms	发电机比率差动 * TJ 停机 * TMK 跳灭磁开关 * TCA 跳厂变 A 分支，

报告序号	启动时间	跳闸时间	动作元件
			* TCB 跳厂变 B 分支
		009ms	发电机差动速断
		014ms	机端开关选跳 * TH1 跳高压侧 1 * TH2 跳高压侧 2 * QSL 启动失灵
		022ms	发电机工频变化量差动
		100ms	跳发电机开关
		195ms	励磁系统故障 (灭磁开关联跳)
		295ms	非电量保护 (发电机开关联跳)
		2647ms	热工保护 (主汽门关闭联跳)

保护动作后及时打印出发电机差动电流波形,发现 A、B 相差电流波形约为 $13I_e$ (额定电流), A、B 相电压降为 5V 以下,可以初步分析知为发电机 AB 两相接地故障,停机后 A、B 两相对地绝缘为 $0K\Omega$ 。

#5 机组情况: 130MW 发电机,捷克机组,2003 年更换定子线棒,功率因数 0.85,机端电压 13.8KV,为自并励励磁方式,主变为 220KV/110KV/13.8KV 的三圈变,容量 150MVA,厂变为 Y/Y 两圈变,容量为 16.0MVA。主接线方式如图 7.2-1。

2003 年 2 月完成改造,投入运行。保护安装南瑞继保电气有限公司 RCS-985 机组保护装置, A、B 屏按双主双后方案配置,非电量和操作箱配置在 C 屏。

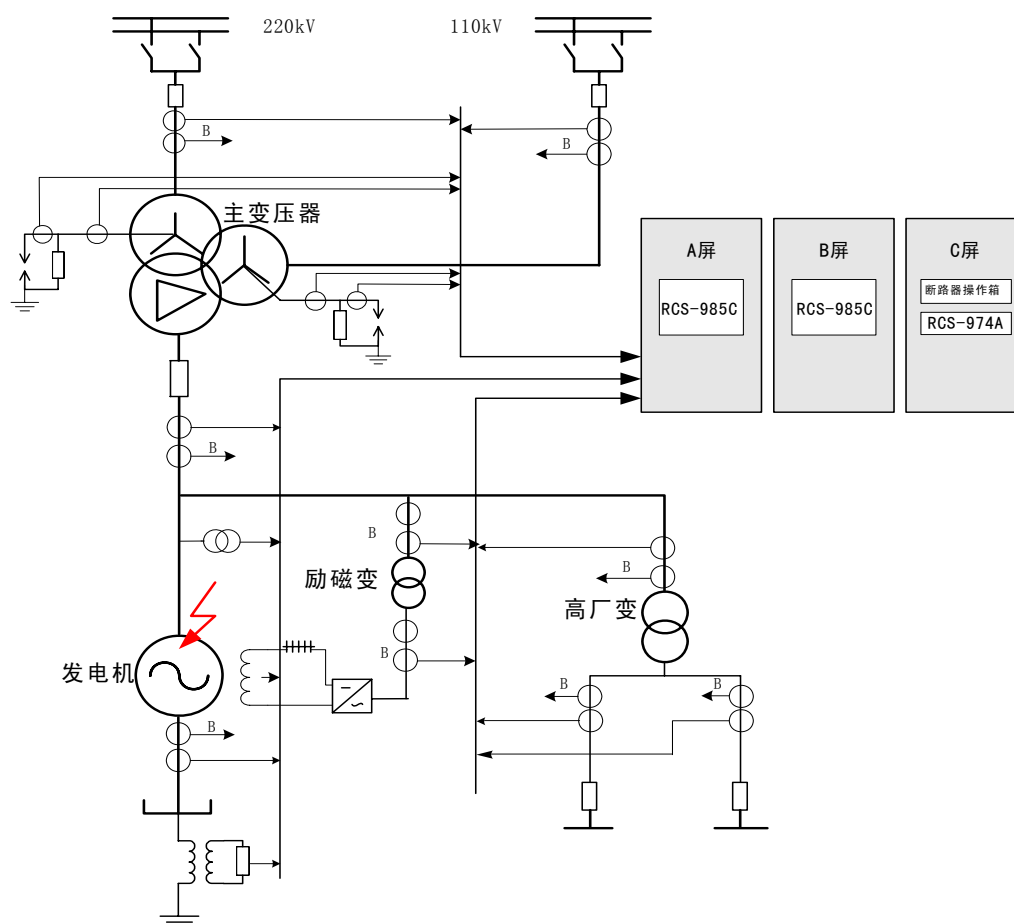


图 7.2-1 #5 机组主接线方式

7.2.1.2 数据分析

进一步分析，故障前、故障时各侧电流电压分别如下表 7.2-2--表 7.2-5。

发电机机端一次额定电流为 6398A，二次额定电流为 4.26A。

差动保护定值为 0.4I_e，比率制动系数最小为 0.05，最大为 0.5，差动速断为 4I_e。

表 7.2-2 发电机故障各侧电流（最大值）、电压数据

序号	名称	故障前 二次值	故障时刻 二次值	故障时刻 一次值	标么值 (I _e)
1	发电机差流 A 相	0.00 I _e	14.55 I _e /62.0 A	93000 A	
2	发电机差流 B 相	0.00 I _e	14.31 I _e / 60.9 A	91350 A	
3	发电机差流 C 相	0.01 I _e	0.16 I _e /0.67 A	1005 A	
4	机端电流 A 相	3.86 A	38.46 A	57690 A	9.03I _e
5	机端电流 B 相	3.91 A	41.35 A	62025 A	9.70I _e
6	机端电流 C 相	3.91 A	4.89 A	7335 A	1.15I _e
7	中性点电流 A 相	3.87 A	24.2 A	36300 A	5.68I _e
8	中性点电流 B 相	3.91 A	20.68 A	31020 A	4.85I _e
9	中性点电流 C 相	3.92 A	5.29 A	7935 A	1.24I _e
10	发电机电压 A 相	56.1 V	0.92 V		
11	发电机电压 B 相	55.95V	5.04 V		
12	发电机电压 C 相	55.95V	81.09 V		
13	发电机机端零序电压	0.32 V	47.23 V		
14	发电机中性点零序电压	1.03 V	42.53 V		
15	有功功率	110 MW			
16	无功功率	355 MVA			
17	转子电压	219 V			

主变高压侧一次额定电流为 357A，二次额定电流为 2.97A；

主变中压侧一次额定电流为 715A，二次额定电流为 2.97A。

表 7.2-3 故障前后主变各侧电流(最大值)、电压数据

序号	名称	故障前 二次值	故障时刻 二次值	故障时刻 一次值	备注
1	主变差流 A 相	0.02 I _e	0.46 I _e		
2	主变差流 B 相	0.01 I _e	0.50 I _e		
3	主变差流 C 相	0.01 I _e	0.19 I _e		
4	高压侧电流 A 相	1.77 A	6.58 A	790 A	2.21I _e
5	高压侧电流 B 相	1.78 A	16.4 A	1968 A	5.52I _e
6	高压侧电流 C 相	1.81 A	9.42 A	1130 A	3.17I _e
7	高压侧零序电流	0.01 A	0.01 A		
8	中压侧电流 A 相	0.81 A	7.55 A	1812 A	2.54I _e
9	中压侧电流 B 相	0.92 A	16.44A	3946 A	5.53I _e
10	中压侧电流 C 相	0.83 A	8.94 A	2146 A	3.01I _e

序号	名称	故障前二次值	故障时刻二次值	故障时刻一次值	备注
11	中压侧零序电流	0.05 A	0.17 A		
12	高压侧电压 A 相	58.80 V	56.50 V		
13	高压侧电压 B 相	59.70 V	55.10 V		
14	高压侧电压 C 相	58.90 V	56.80 V		
15	高压侧零序电压	0.24 V	1.96 V		
16	中压侧电压 A 相	60.60 V	51.30 V		
17	中压侧电压 B 相	61.10 V	37.50 V		
18	中压侧电压 C 相	60.70 V	51.90 V		
19	中压侧零序电压	0.28 V	0.98 V		

厂变主接线方式为 Y/Y-12, 13.8kV/6kV。

厂变高压侧一次额定电流为 669.4A, 二次额定电流为 4.18A;

厂变分支侧一次额定电流为 1466.4A, 二次额定电流为 4.88A;

表 7.2-4 故障前后厂变各侧电流(最大值)

序号	名称	故障前二次值	故障时刻二次值	故障时刻一次值	备注
1	厂变差流 A 相	0.05 I _e	0.17 I _e		
2	厂变差流 B 相	0.05 I _e	0.18 I _e		
3	厂变差流 C 相	0.05 I _e	0.05 I _e		
4	厂变侧电流 A 相	2.45 A	6.81 A	1090 A	1.63 I _e
5	厂变侧电流 B 相	2.49 A	10.18A	1629 A	2.44 I _e
6	厂变侧电流 C 相	2.47 A	6.92 A	1107 A	1.66 I _e
7	A 分支电流 A 相	0.94 A	2.82 A	846 A	0.58 I _e
8	A 分支电流 B 相	0.98 A	4.25 A	1275 A	0.87 I _e
9	A 分支电流 C 相	0.96 A	3.04 A	912 A	0.62 I _e
10	B 分支电流 A 相	1.73 A	4.76 A	1428 A	0.98 I _e
11	B 分支电流 B 相	1.75 A	7.03 A	2109 A	1.44 I _e
12	B 分支电流 C 相	1.74 A	5.02 A	1506 A	1.03 I _e

励磁变主接线为 Y/D-11, 13.8kV/640V。

励磁变高压侧一次额定电流为 66.9A, 二次额定电流为 2.23A。

励磁变低压侧一次额定电流为 1443.5A, 二次额定电流为 3.60A。

表 7.2-5 故障前后励磁变各侧电流(最大值)

序号	名称	故障前二次值	故障时刻二次值	故障时刻一次值	备注
1	励磁变差流 A 相	0.02 I _e	0.01 I _e		
2	励磁变差流 B 相	0.01 I _e	0.02 I _e		
3	励磁变差流 C 相	0.02 I _e	0.03 I _e		
4	高压侧电流 A 相	1.53 A	1.62 A	48.8 A	0.73 I _e

序号	名称	故障前二次值	故障时刻二次值	故障时刻一次值	备注
5	高压侧电流 B 相	1.54 A	1.63 A	48.8 A	0.73 I _e
6	高压侧电流 C 相	1.50 A	3.24 A	97.0 A	1.45 I _e
7	低压侧电流 A 相	2.43 A	0.04 A	14 A	0.01 I _e
8	低压侧电流 B 相	2.42 A	4.49 A	1804 A	1.25 I _e
9	低压侧电流 C 相	2.40 A	4.49 A	1804 A	1.25 I _e

从表 7.2-5 中可知故障时低压侧 A 相电流为 0。

7.2.1.3 发电机内部故障波形分析

选取重要波形图如图 7.2-2。图中电流波形 A 相蓝色，B 相绿色，C 相红色。

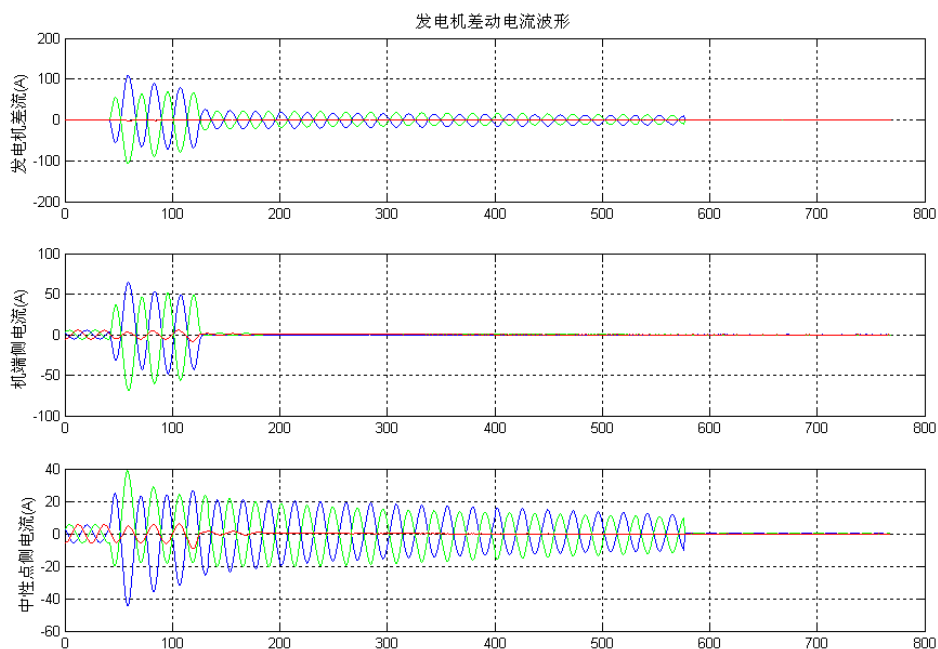


图 7.2-2 发电机差动电流波形

（蓝色为 A 相，绿色为 B 相，红色为 C 相，录波速率为每周波 24 点，图中横坐标 1=0.833ms，差流最大值为 $14.55I_e=62.0A$ ，机端电流最大值 B 相一次值为 62025A）

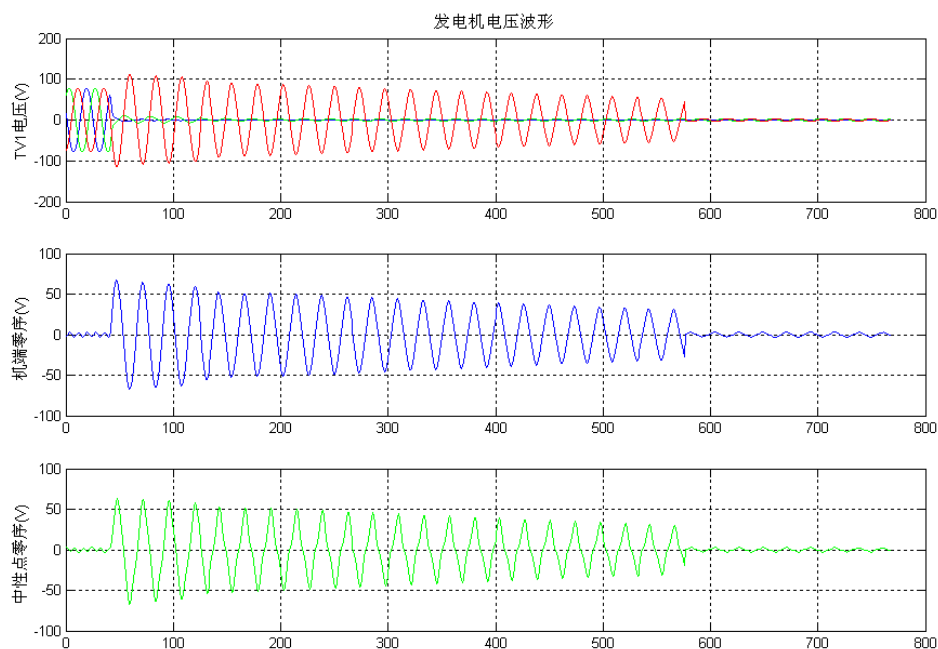


图 7.2-3 发电机机端三相电压和零序电压波形

(蓝色为 A 相, 绿色为 B 相, 红色为 C 相, 录波速率为每周波 24 点, 图中横坐标 1=0.833ms, 发电机中性点零序电压最大值为 42.53V)

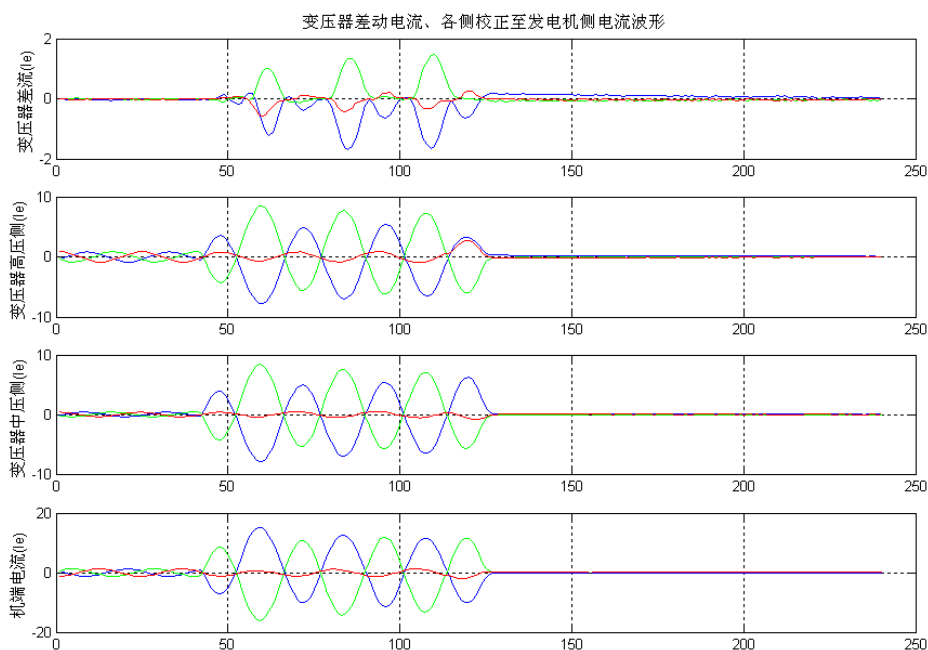


图 7.2-4 主变差动电流波形

(蓝色为 A 相, 绿色为 B 相, 红色为 C 相, 录波速率为每周波 24 点, 图中横坐标 1=0.833ms, 差流最大值 B 相为 0.50Ie)

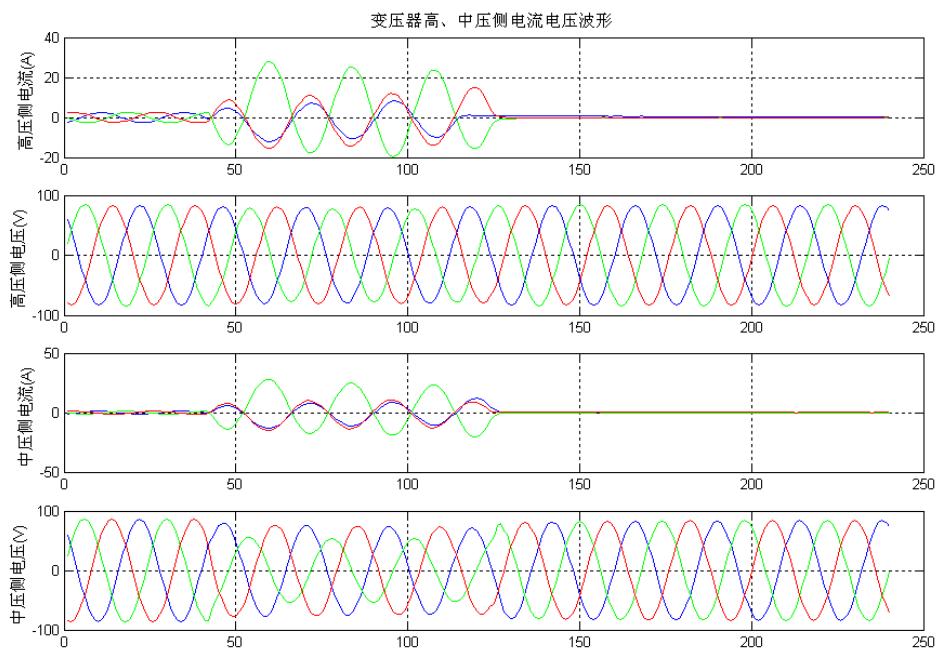


图 7.2-5 主变高、中压侧电流电压波形

(蓝色为 A 相, 绿色为 B 相, 红色为 C 相, 录波速率为每周波 24 点, 图中横坐标 1=0.833ms。主变高压侧最大电流 B 相一次值为 1968A, 中压侧最大电流 B 相一次值为 3946A)

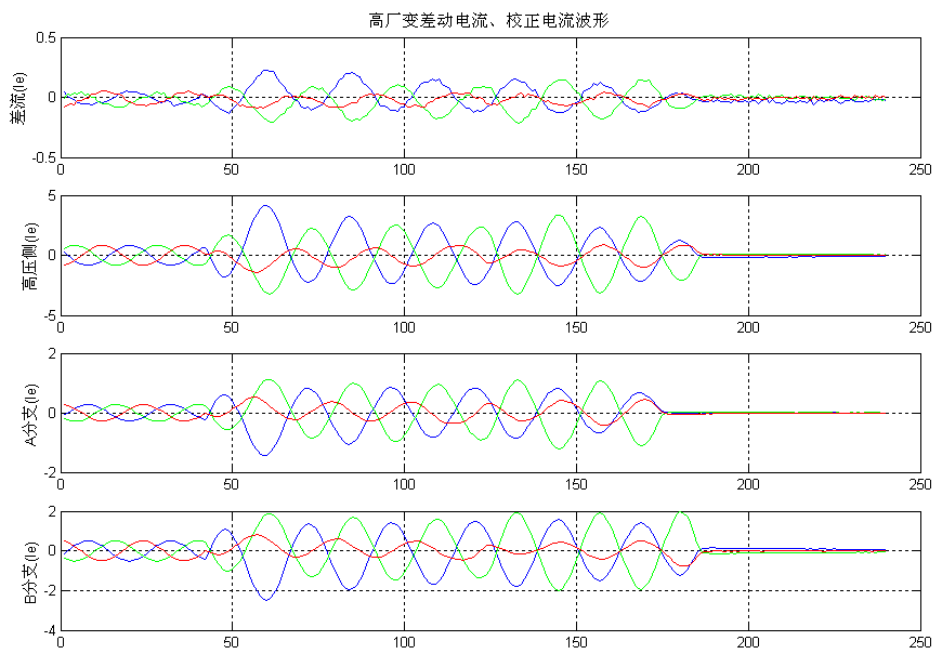


图 7.2-6 高厂变差动电流波形

(蓝色为 A 相, 绿色为 B 相, 红色为 C 相, 录波速率为每周波 24 点, 图中横坐标 1=0.833ms)

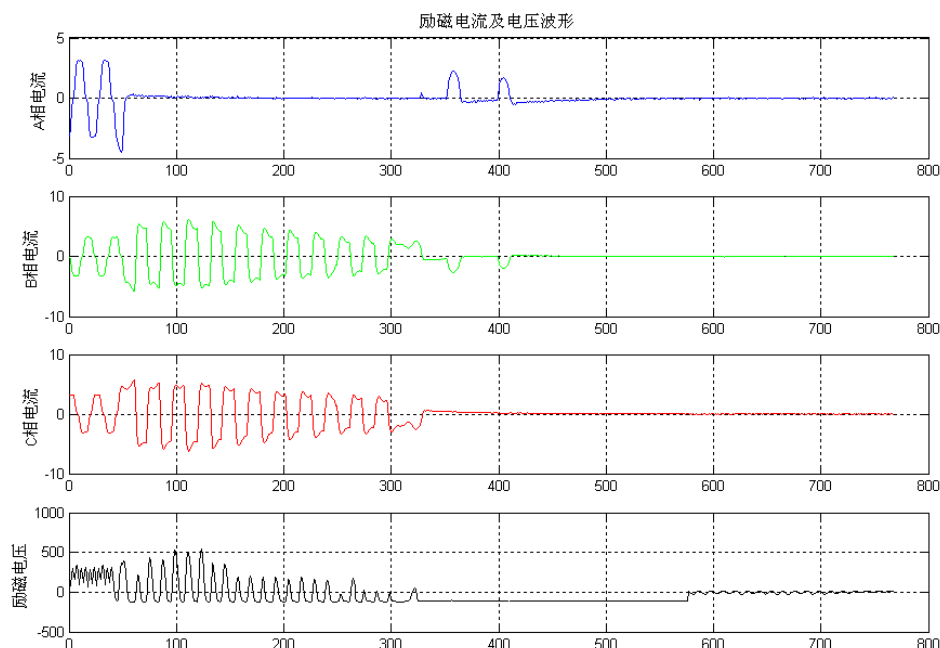


图 7.2-7 励磁交流电流和转子电压波形

(蓝色为 A 相, 绿色为 B 相, 红色为 C 相, 录波速率为每周波 24 点, 图中横坐标 1=0.833ms)

图 7.2-4、图 7.2-5、图 7.2-6 波形图为连续 10 个周期 (200ms)。

图 7.2-2、图 7.2-3、图 7.2-7 前面 24 个波形为连续波形(480ms), 后 8 个周波为故障发生 2.6 秒后的波形。

7.2.1.4 分析结论

由发电机差流波形可知, A 相差流最大为 $14.55I_e$, B 相差流最大为 $14.31I_e$, 而机端 A 相电压为 $0.92V$, B 相电压为 $5.04V$, 可知发生了 AB 两相故障, 因此, 发电机比率差动、发电机差动速断、发电机电流变化量差动动作正确;

由于机端 A、B 相电压小, C 相电压升高到 $81.09V$, 机端开口三角电压为 $47.23V$, 中性点零序电压为 $42.53V$, 可知, 故障为 AB 两相接地故障。机端两相完全接地中性点零序电压约为 $57.74V$, 因此故障点靠近机端。由于定子接地保护延时为 $2s$, 此时零序电压已衰减完毕, 因此定子接地保护不会动作出口;

发电机差动出口跳闸矩阵: 跳发电机开关、关主汽门、跳灭磁开关、跳厂变分支, 由于机端发电机开关跳闸允许电流定值为 $35A$ (相当于一次 $52500A$), 而机端电流最大 B 相为 $62025A$, 因此闭锁跳发电机开关, 选择跳主变高、中压侧开关, 高、中压侧开关在故障后 $69ms$ 跳开, 机端电流小于闭锁定值, 在 $100ms$ 时刻跳发电机开关, 整个选跳过程正确;

保护动作后, 厂变 A、B 分支开关分别在 $106ms$ 、 $116ms$ 跳开, 励磁开关跳开后 $195ms$ 联跳机组、发电机开关跳开后 $295ms$ 联跳机组、主汽门关闭后 $2647ms$ 联跳机组, 联跳功能全部正确;

灭磁开关跳开后, 由于正常运行时转子直流电流很大, 不能突变, 通过灭磁电阻释放能量逐渐衰减, 在此过程中, 定子侧仍具有较高电势, 导致中性点故障电流不能马上消失, 持续时间与转子电流、故障点弧光电阻有关。从图中可知, 故障后 $440ms$ 时发电机中性点 A、B 相故障电流为 $1.83I_e$ (相当于一次 $11700A$), 故障后 $2600ms$ 发电机中性点 A、B 相故障电流为 $69A$ (一次值), 基本衰减完毕;

故障时两套机组保护同时动作, 可靠性高, 由于采用了高速采样及 dsp 技术, 保护动作速度快 ($7ms$), 以最快速度切除故障, 最大限度的减小了故障对设备的损坏。

7.2.1.5 附件：定子故障照片



图 7.2-8 发电机定子端部视图



图 7.2-9 发电机定子端部故障线棒放大视图

7.2.2 300MW 机组主变内部故障保护动作分析

7.2.2.1 概述

2001 年 4 月 18 日, 深圳妈湾电厂 1 号 300MW—220KV 机组经过 18 天小修后顺利并网发电, RCS-985 发电机变压器组保护装置也顺利投入运行。

2001 年 6 月 11 日 9 时 39 分 31 秒, 妈湾电厂 #1 号机组在主变压器高压侧断路器内侧发生 C 相接地故障(见图 7.2-10), RCS-985 保护装置中主变差动速断保护、主变比率差动保护、间隙零序电流保护均正确动作, 并记录下整个完整的动作过程, 录下长达 4 秒的整个发变组保护所有相关的电流电压量波形, 获得了宝贵的资料。

7.2.2.2 妈湾电厂 #1 机组保护配置

妈湾电厂 #1 机组为 300MW-220KV 的单元接线方式, RCS-985 发电机变压器组保护装置配置一个发变组单元的全部电量保护。

主保护包括: 主变压器差动(87MT)、发电机差动(87G)、高厂变差动(87A)。

后备保护包括:

- 1) 主变后备保护: 阻抗保护(21T)、零序电流保护(51N)、间隙零序保护(51N)、TV 断线及 TA 断线等功能。
- 2) 发电机后备保护: 阻抗保护(21G)、匝间保护(59N)、100%定子接地保护(64G)、转子接地保护(64F)、定子过负荷保护(51)、转子表层负序过负荷保护(46)、失磁保护(40)、失步保护(78)、过电压保护(59)、过励磁保护(24)、逆功率保护(32)、频率保护(81)、误上电保护、TV 断线及 TA 断线等功能。
- 3) 高厂变后备保护: 复合电压过流保护(51V)、分支过流保护、TV 断线及 TA 断线等功能。

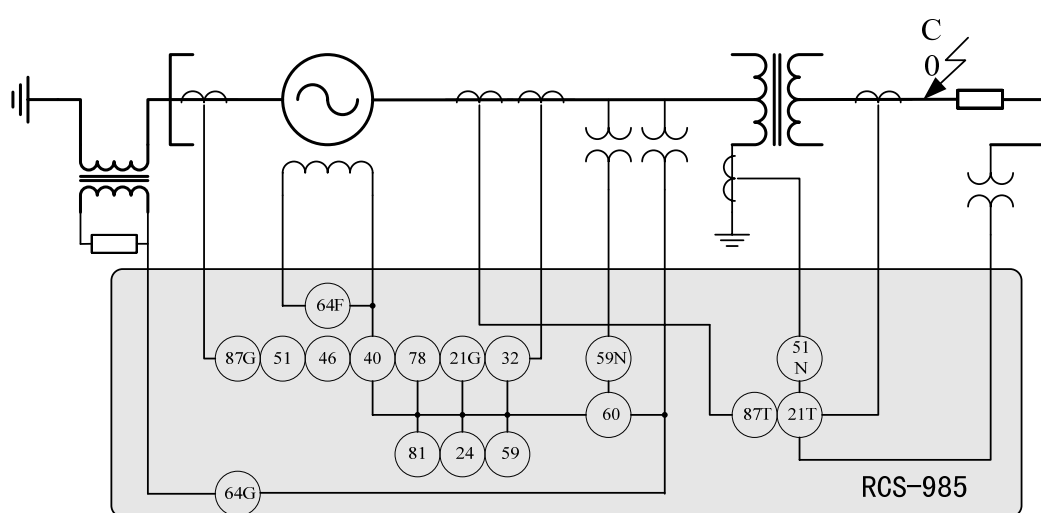


图 7.2-10 300MW-220KV 机组保护配置图

7.2.2.3 主变比率差动原理

RCS-985 保护装置中的比率差动动作特性采用变斜率比率制动曲线(如图 7.2-11)。在区内故障时保证最大的灵敏度, 在区外故障时可以躲过不平衡电流。

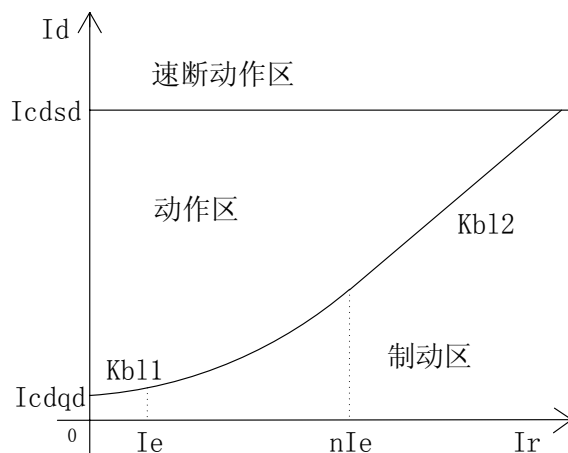


图 7.2-11 比率差动保护的动作特性

（其中 I_d 为差动电流， I_r 为制动电流， I_{cdqd} 为差动电流起动定值， K_{b11} 为比率差动起始比率制动系数， K_{b12} 为比率差动最大比率制动系数， I_e 为额定电流）

7.2.2.4 故障分析

● 差动保护动作分析

主变高压侧电流波形：故障发生时刻在图 7.2-12 中第 47 点（每周波采样 24 点），定义为 0 ms 时刻(图 7.2-12 中虚线)，故障为变压器高压侧 C 相对地故障，从图 7.2-12 中可以看出高压侧 TA 饱和非常严重，电流中谐波含量比较大，经分析二次谐波含量最大超过 30%。C 相电流最大峰值 78.6A，基波分量最大为 32.1A，TA 二次侧额定电流为 2.2A，峰值相当于 25.3 倍额定电流，基波分量相当于 14.6 倍额定电流。

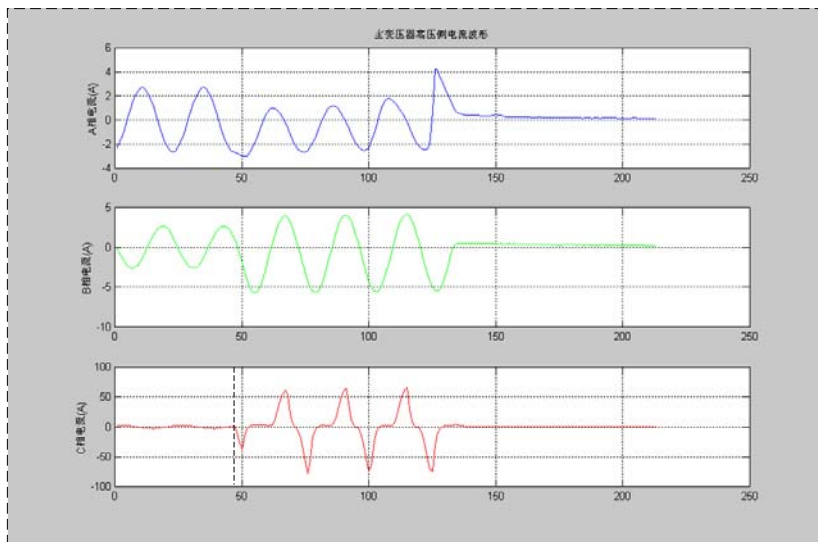


图 7.2-12 主变压器高压侧电流波形（横坐标 1=0.833ms，以下同）

主变压器 C 相差动电流见图 7.2-13。动作过程分两个阶段：

- 1) 主变压器高压侧发生 C0 单相接地故障，由于差电流电流很大，超过主变压器差动速断定值 $4I_e$ ，差动速断保护正确动作，从故障到保护发出跳闸命令约为 20ms，由于主变高压侧 TA 严重饱和，二次谐波含量大于 30%，比率差动不能动作。
- 2) 在主变压器中性点间隙击穿后，由发电机提供短路电流，短路电流基波分量最大为 2.45 倍额定电流，主变压器比率差动正确动作，分析可知，从间隙击穿到比率差动保护发出跳闸命令约为 28ms。

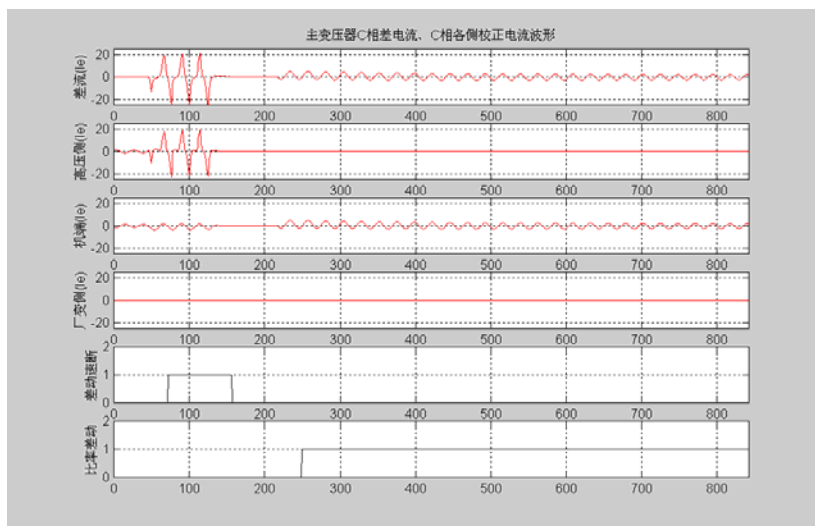


图 7.2-13 主变 C 相差动各侧电流波形

发电机机端电流故障前负荷电流为 0.95 倍额定电流，故障时 A 相电流基本未变，B 相电流最大为 2.1 倍额定电流，C 相电流最大为 1.44 倍额定电流。主变中性点间隙击穿后，发电机机端、中性点电流为对称的 B、C 两相故障电流，含有非周期分量，且时间常数较长，基波分量有效值为 2.45 倍额定电流。

● 间隙保护动作分析

故障发生后，主变高压侧开口三角零序电压最高达 164.6V，未达到 180V 定值，保护不动作，零序电流、间隙零序电流均为 0。主断路器在故障后 72 ms 时刻跳开，由于主变中性点为经间隙接地运行方式，断路器跳开后，接地故障未消除，导致故障后 140ms 时刻间隙击穿。从图 7.2-14 中可见出现零序电流、间隙零序电流，两个电流均严重饱和，电流峰值达到 55A，基波有效值最大为 20A，远超过 2.5A 的保护定值，保护延时发出跳闸命令。由于电压取自母线 TV，主变高压侧断路器断开后电压恢复正常。

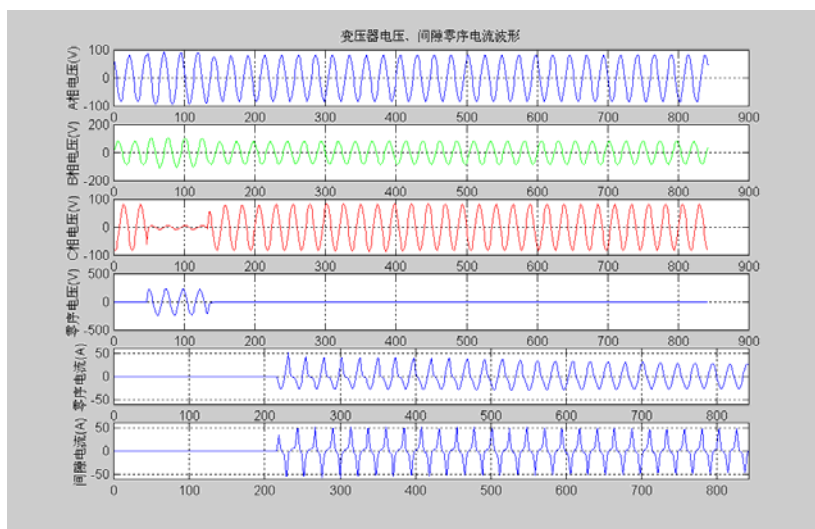


图 7.2-14 主变压器高压侧电压、零序电流波形

7.2.2.5 结论

2001 年 6 月 11 日 9 时 39 分 31 秒，妈湾电厂 #1 号机组故障保护动作全过程分析：

- 1) 主变压器高压侧断路器内侧发生 C 相接地故障，故障后 20ms 差动速断动作；

- 2) 故障后 72ms 变压器高压侧断路器跳开, 76ms 厂变分支断路器跳开, 130ms 灭磁开关跳开;
- 3) 故障后 140ms 变压器中性点间隙击穿; 168ms 主变比率差动动作, 448ms 间隙零序过流保护动作,
- 4) 2988ms 间隙烧断, 间隙电流消失;
- 5) 电压继续衰减。

在故障全过程中 RCS-985 发电机保护装置变压器变压器差动速断、比率差动、间隙零序电流保护均正确动作, 并且机组解列后, 在电压电流频率等参数均变化的过程中, 其他保护均没有误动, 也未误发一个信号。

7.2.3 135MW 机组主变压器内部故障分析

7.2.3.1 概述

2003 年 7 月 24 日 23 点 11 分 01 秒, 主变内部发生故障, RCS-985A 发变组保护装置主变差动速断、发变组差动速断、主变比率差动、主变工频变化量差动、发变组比率差动快速动作, 动作时间为 13ms。同时, 非电量保护 RCS-974A 装置中压力释放、轻瓦斯等保护动作。

主变容量:170MVA, 主变高压侧运行电压: 121kv, 主变低压侧电压为: 13.8kv。

发变组主接线如图 7.2-15。

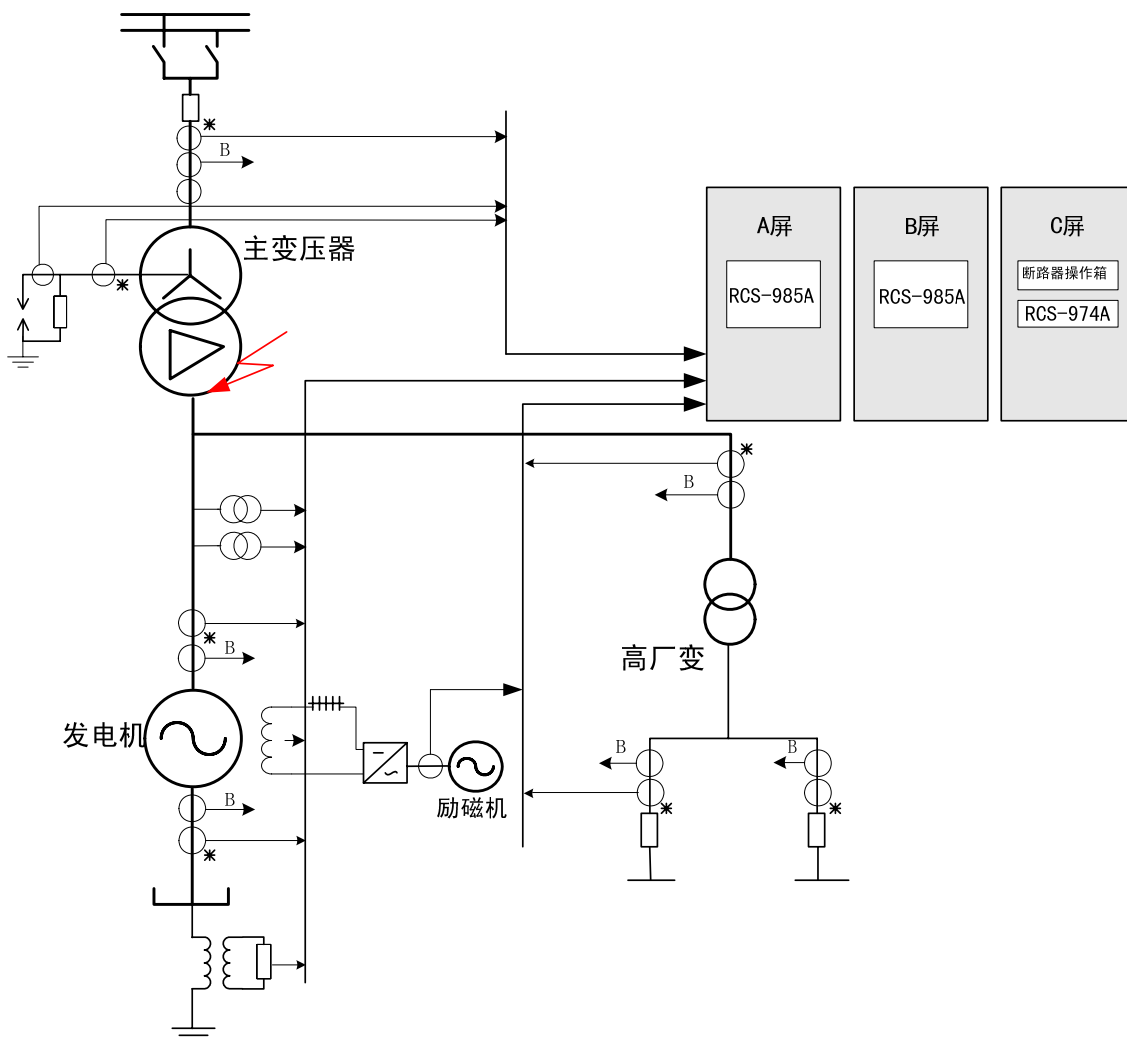


图 7.2-15 河南某电厂发变组主接线图

7.2.3.2 数据分析

计算得各侧额定电流：

主变高压侧一次额定电流：811A，二次额定电流：4.06A，

主变低压侧一次额定电流：7112A，二次额定电流：3.57A，

根据 RCS-985 装置录波情况，故障时各侧电流、电压量如表 7.2-6。

表 7.2-6 主变内部故障时各侧电流、电压数据

序号	名称	二次值	一次值	备注
1	发变组差流 A 相	8.28 标么值	6715 A	
2	发变组差流 B 相	0.02 标么值		
3	发变组差流 C 相	8.28 标么值	6715 A	
4	主变差流 A 相	8.30 标么值	6731 A	
5	主变差流 B 相	0.01 标么值		
6	主变差流 C 相	8.29 标么值	6723 A	
7	主变高压侧电流 A 相	15.02 A	3000 A	3.7 le
8	主变高压侧电流 B 相	9.63 A	1924 A	
9	主变高压侧电流 C 相	5.44 A	1087 A	
10	机组侧电流 A 相	16.42 A	32840 A	4.6 le
11	机组侧电流 B 相	2.68 A	5360 A	
12	机组侧电流 C 相	18.69 A	37380 A	5.24 le
13	厂变侧电流 A 相	0.99 A	1980 A	
14	厂变侧电流 B 相	0.55 A	1100 A	
15	厂变侧电流 C 相	0.52 A	1040 A	
16	主变高压侧电压 A 相	33.66 V	40.7 kV	
17	主变高压侧电压 B 相	52.46 V	63.5 kV	
18	主变高压侧电压 C 相	51.58 V	62.4 Kv	
19	主变高压侧零序电流	0.24 A		
20	主变高压侧零序电压	5.31 V		
21	发电机机端电压 A 相	7.28 V	21.38V (TV2)	
22	发电机机端电压 B 相	81.44 V	53.05 V (TV2)	
23	发电机机端电压 C 相	3.28 V	31.39 V (TV2)	
24	发电机机端零序电压	49.29V		
25	发电机中性点零序电压	28.38 V		
26	发电机机端匝间保护零序电压	1.10 V		

7.2.3.3 分析结论

从表中数据分析如下：

主变内部发生故障时，主变零序电压为 5.31V，零序电流为 0.24A，表现为不平衡量，因此，不是接地故障；

主变差流、发变组差流中 B 相差流为 0.02 倍额定电流，而 B 相差流在 110KV 侧为原始电流 B-C 校正得到，因此，主变高压侧 B、C 两相未发生故障，主变低压侧 B 相未发生故障；

由以上分析可得出有两种可能故障类型：主变高压侧 A 相匝间故障或主变低压侧 AC 两相故障，但根据发电机机端电压数据和主变高压侧电压数据比较，发生了主变低压侧 AC 两相接地故障。

RCS-985 发变组保护在故障后 13ms 即发出跳闸命令，主变高压侧开关在故障后 50ms 跳开，厂变开关在故障后 70ms 跳开，灭磁开关在 80ms 已经跳开（发电机综合量波形图，转子电压反相），但由于发电机转子电流不能突变为 0，衰减较慢，因此，发电机仍然能提供短路电流，直到故障后 465ms 短路电流消失。

7.2.3.4 主变内部故障波形图

附图：

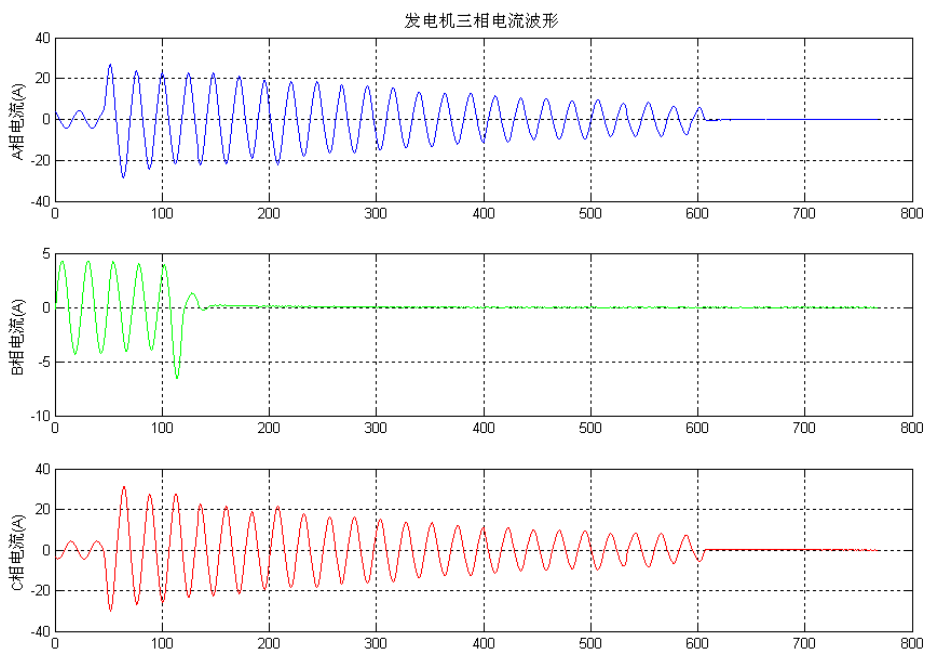


图 7.2-16 发电机机端三相电流波形

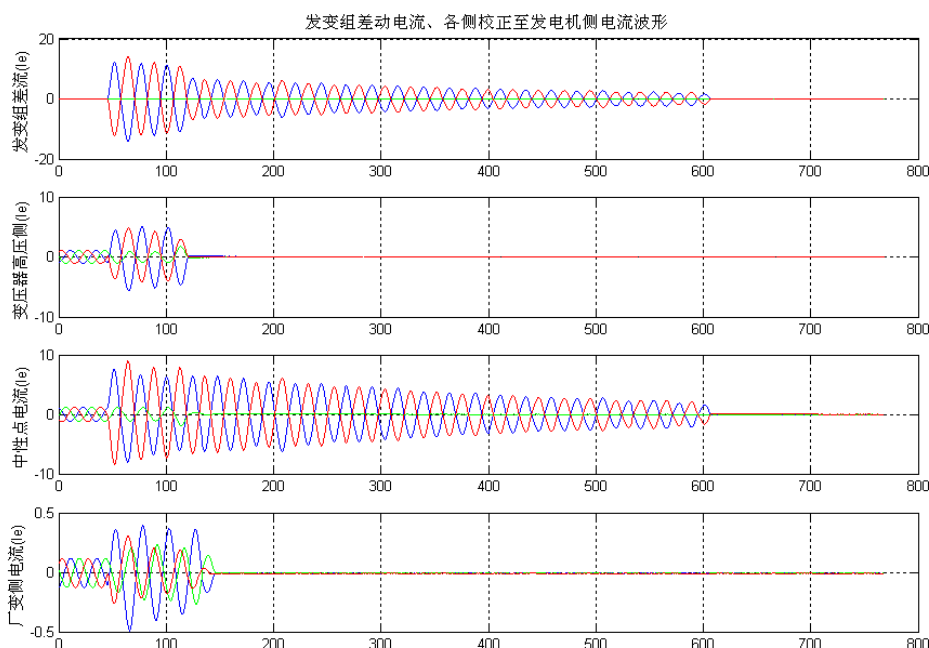


图 7.2-17 发变组差动电流波形

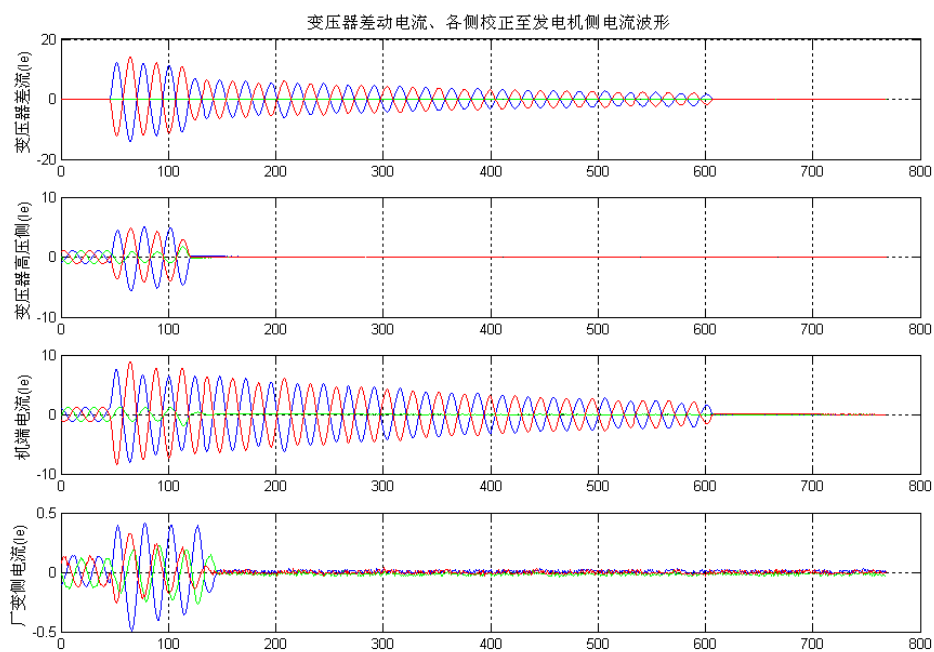


图 7.2-18 主变差动电流波形

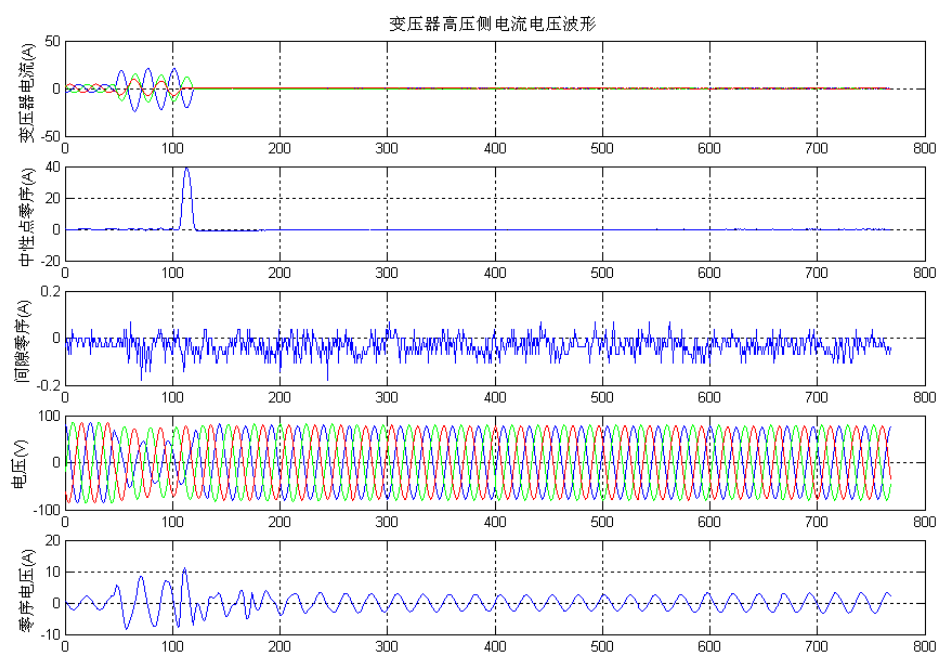


图 7.2-19 主变侧电流、电压、零序电流、零序电压波形

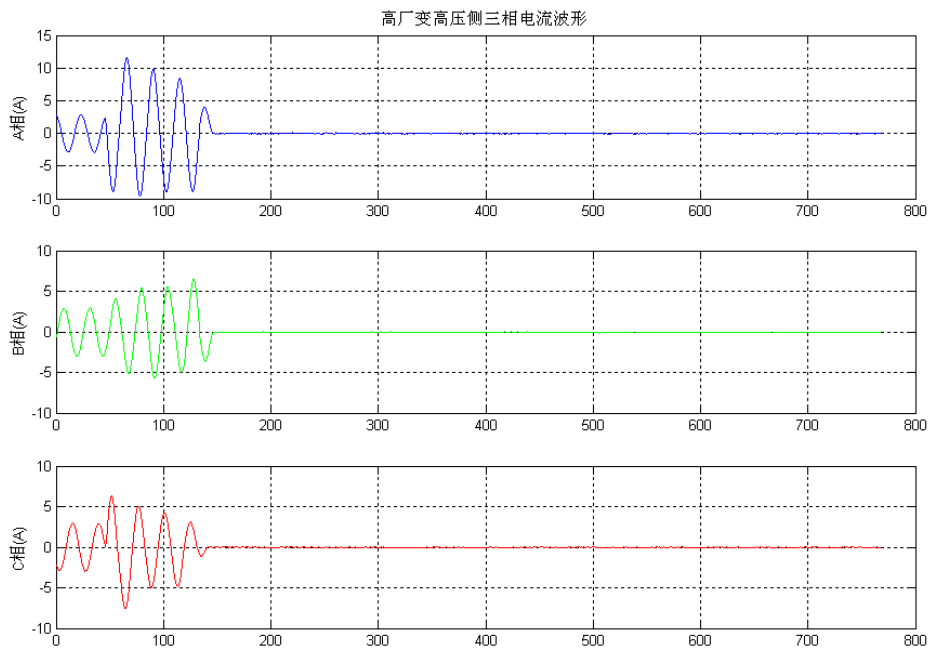


图 7.2-20 主变高压侧三相电流

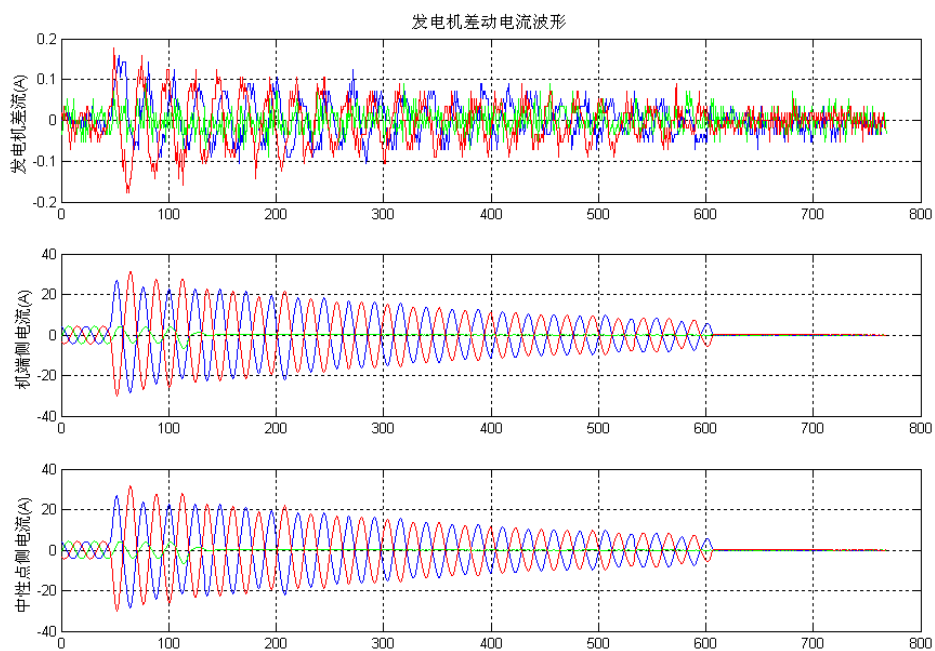


图 7.2-21 发电机差动电流波形

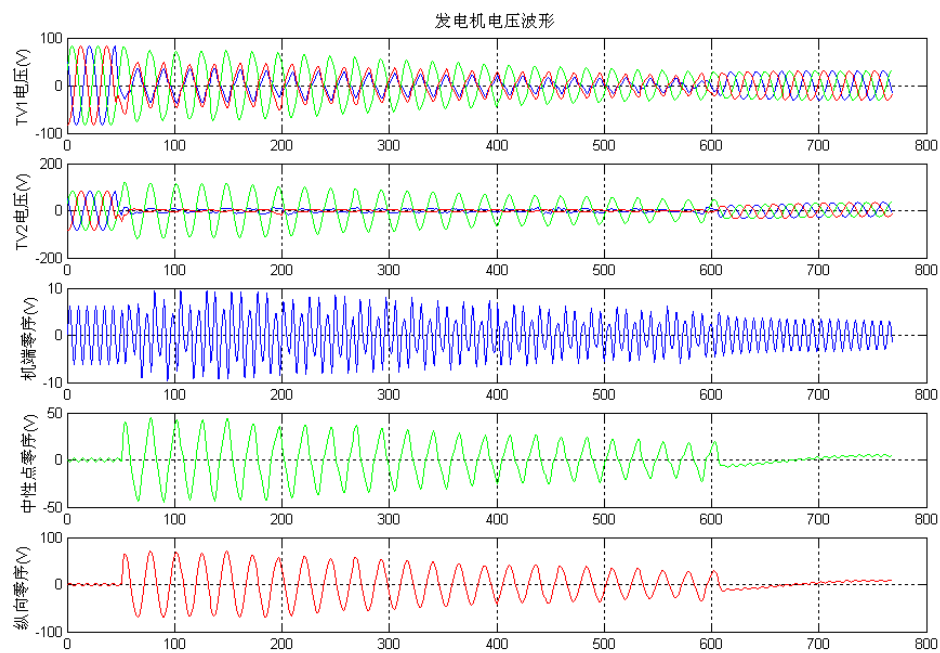


图 7.2-22 机端电压波形

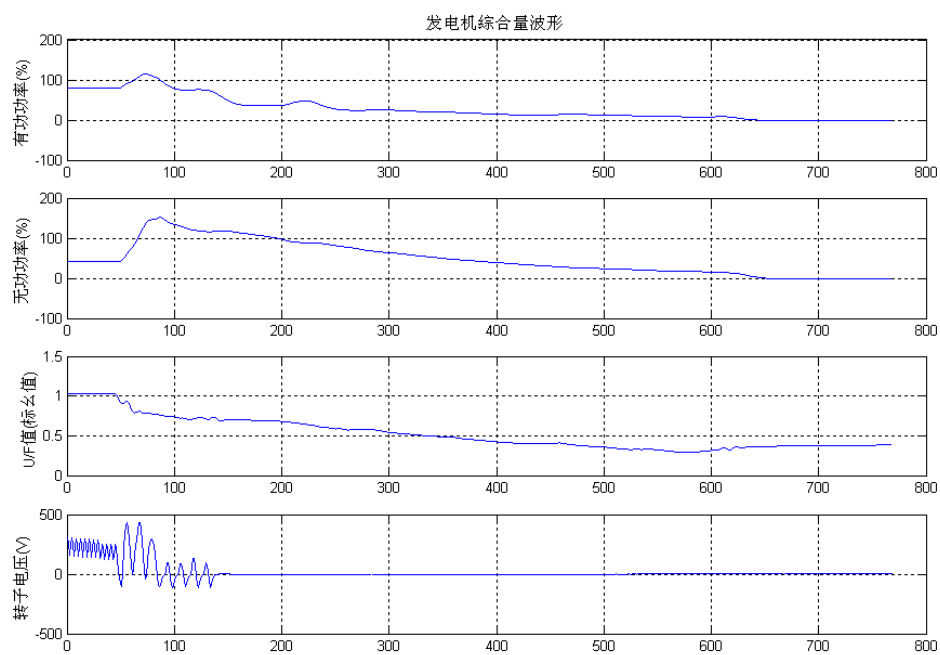


图 7.2-23 发电机综合量

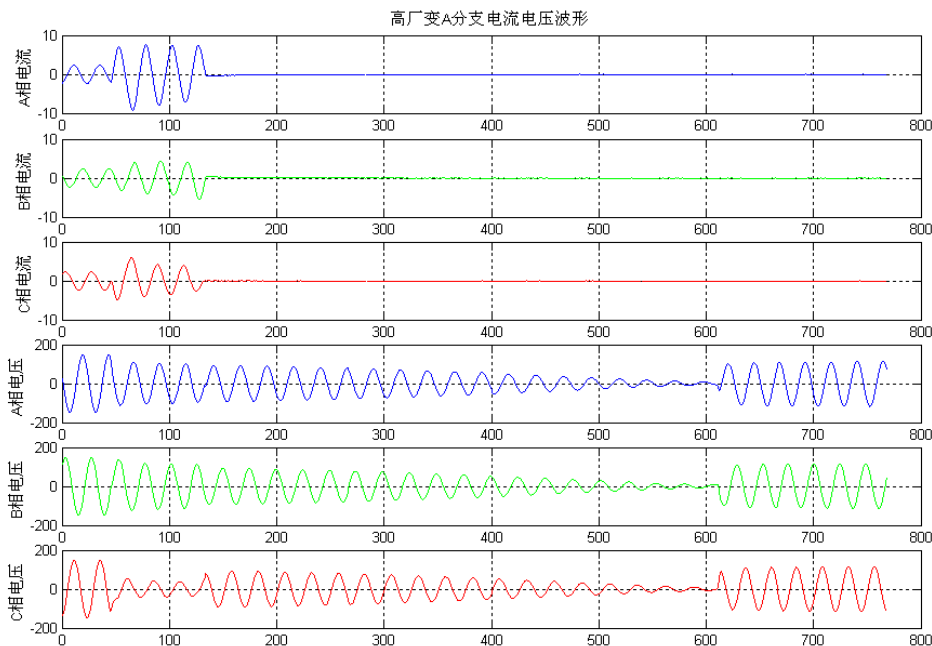


图 7.2-24 A 分支电流电压波形

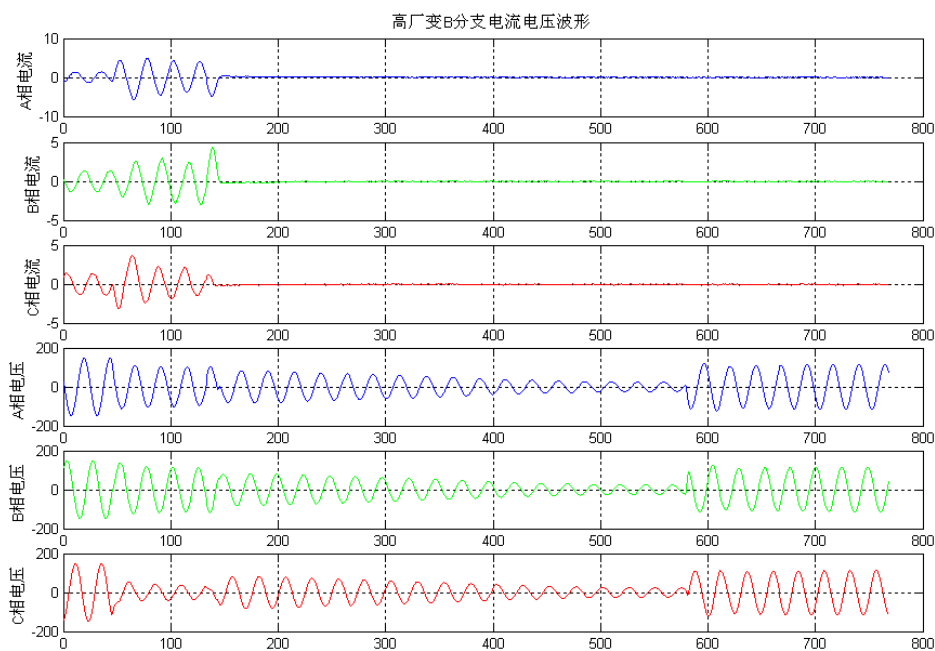


图 7.2-25 B 分支电流电压波形

7.2.4 300MW 机组失磁故障分析

7.2.4.1 概述

2003 年 11 月 20 日 9 时 26 分 00 秒 851 毫秒，江苏某电厂 300MW 机组失磁保护 II 段保护动作，保护动作于：

TH1 跳高压侧 1，TH2 跳高压侧 2，TJ 停机，TMK 跳灭磁开关，QSL 启动失灵，TBY 备用 1，TCA 跳厂变 A 分支，TCB 跳厂变 B 分支。

机组容量为 320MW，主变高压侧电压为 220KV，机端电压为机组 18KV，励磁机频率为 150HZ，失磁保护阻抗定值如表 7.2-7。

表 7.2-7 失磁保护定值单

序号	定值名称	数值	序号	定值名称	数值 I
01	阻抗定值 1	2.06Ω	10	I 段延时	10.0S
02	阻抗定值 2	36.70Ω	11	II 段延时	0.50S
03	无功反向定值	45.00%	12	III 段延时	1.00S
04	转子低电压定值	72V	13	IV 段延时	5.00M
05	转子空载电压定值	144V	14	I 段跳闸控制字	0000
06	转子低电压判据系数定值	2.05	15	II 段跳闸控制字	607F
07	发电机凸极功率	0%	16	III 段跳闸控制字	607F
08	机端母线低电压定值	88V	17	IV 段跳闸控制字	0000
09	减出力有功定值	45%			
控制字:					
01	I 段阻抗判据投入	0	08	III 段转子电压判据投入	0
02	I 段转子电压判据投入	0	09	IV 段阻抗判据投入	0
03	I 段减出力判据投入	0	10	IV 段转子电压判据投入	0
04	II 段阻抗判据投入	1	11	III 段投信号	0
05	II 段母线电压判据投入	1	12	阻抗圆特性选择	异步园
06	II 段转子电压判据投入	0	13	无功反向判据投入	0
07	III 段阻抗判据投入	1			

7.2.4.2 分析结论

- 1) 机组发生了失磁故障，由图 7.2-28 可见，失磁后发电机有功没有变化，即等有功过程，无功为-50%左右，持续增大，发电机转子电压为-2V，失磁保护正确动作；
- 2) 失磁故障发生后，由图 7.2-26-图 7.2-27 可见，机端电压下降（ $U_A=50.5V$ ），机端电流（ $I_A=4.24A$ ）上升超过额定电流（ $I_e=4.04A$ ）。
- 3) 失磁故障发生后，由图 7.2-28 可见，主变高压侧母线电压没有明显下降。

7.2.4.3 失磁故障波形图

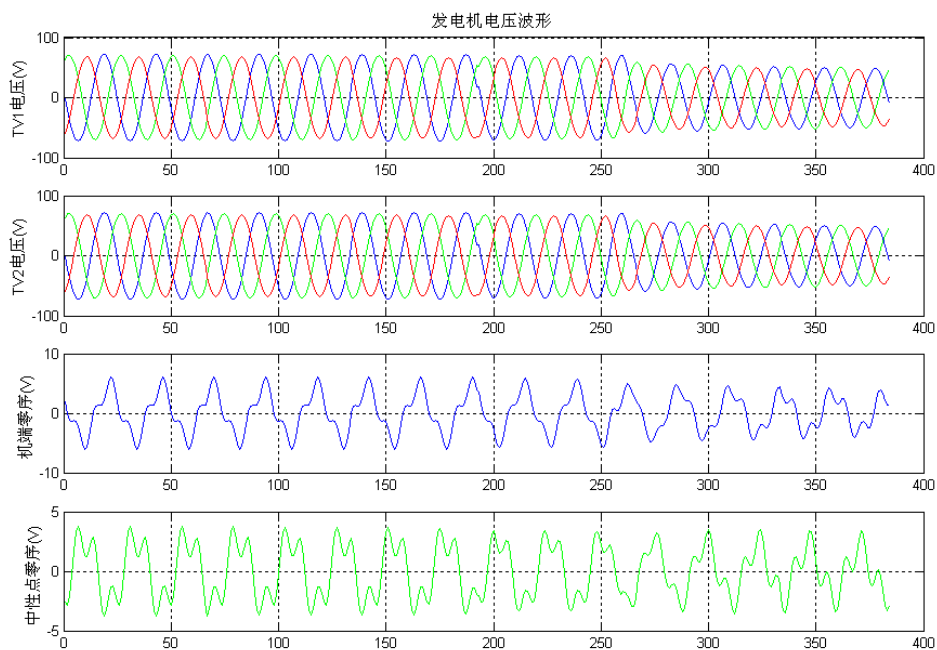


图 7.2-26 失磁故障时发电机机端电压和零序电压波形

(UA=50.5V, UB=49V, UC=47.2V)

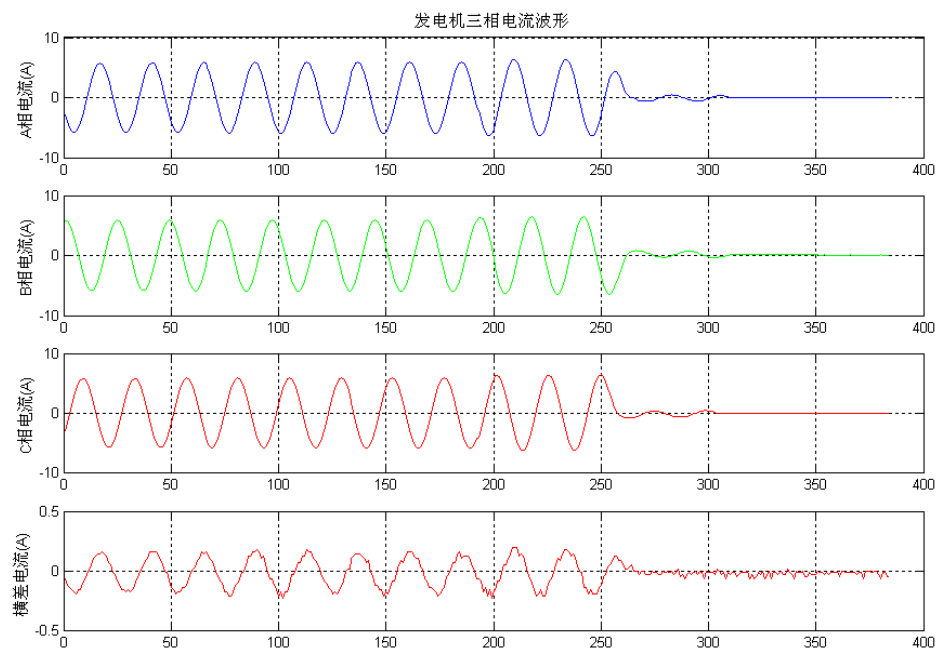


图 7.2-27 失磁故障时发电机机端电流和横差电流波形

(发电机额定电流 $I_e=4.04A$, $I_A=4.24A$, $I_B=4.24A$, $I_C=4.22A$)

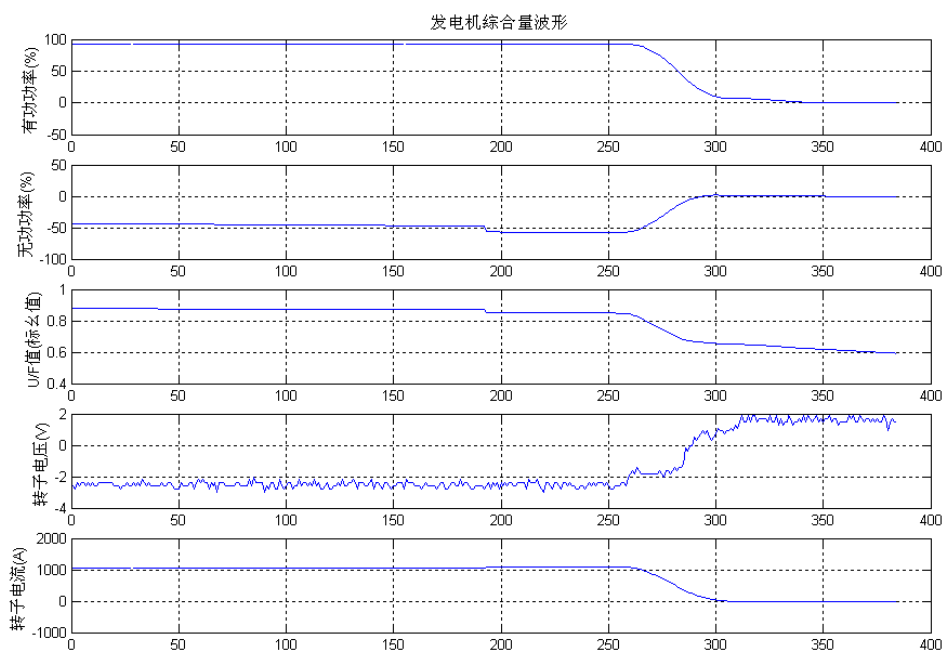


图 7.2-28 失磁故障时发电机有功、无功、U/F、转子电压、电流波形
(发电机额定转子电压=497V, 额定转子电流=1800A)

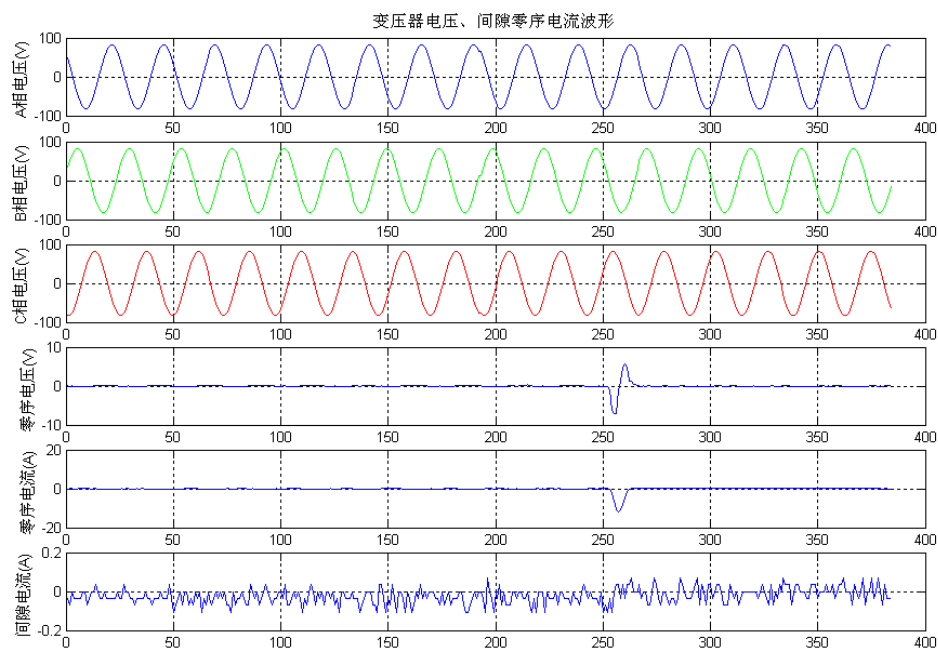


图 7.2-29 主变高压侧电压、电流波形

7.2.5 300MW 机组区外 AC 相故障分析

7.2.5.1 概述

南京某电厂 #2 机组为 300MW 的俄罗斯机组, 2003 年 4 月完成改造。

2003 年 5 月 6 日 RCS-985 装置有一次发电机后备保护启动报告, RCS-985 装置录下了发变组系统全部电流电压波形数据。

对录波数据进行分析, 图 7.2-30—图 7.2-37 为电流电压等波形图, 从波形分析得到表 1 数据, 主变高压侧 AB 两相电流明显变大, 电压变小, 而零序电压没有大的变化, 因此可以确定为一次区

外 AB 两相故障，故障时主变高压侧最大 A 相电流峰值为 1.25A（1.8 倍额定电流），有效值为 0.67A（额定电流为 0.49A）。

针对发电机后备保护启动进行进一步分析，发电机机端电流最大相 A 相电流为 6.85A，最小相间电压 CA 为 66.9V，负序电压为 5.8V，而发电机过流定值为 6.0A，低电压定值为 60V，负序电压定值为 4.6V，延时为 4.5S，因此，电流大于定值，负序电压也大于定值，故障发生后约 20MS 发电机后备保护启动（图 7.2-37），装置录下波形（波形总长度为 4S，图中选取了关键的 8 个波形），区外故障发生后约 40MS（图中为 48 个采样点）故障切除，电流恢复正常，发电机后备保护启动返回。

主变高压侧最大相电流为 0.67A，主变高压侧复合电压过流保护电流定值为 0.69A，未达到定值。

从图 7.2-37 转子电压波形可见励磁因机端电压降低而强励的过程。

同时对发变组差动、主变差动、发电机差动波形进行分析，均反映出区外故障特征，各套差动差流不平衡量较小，差动保护极性正确，工作正常。

表 7.2-8 故障前后发变组单元电流电压参数对照

序号	名称	A 相	B 相	C 相	零序	备注
1	主变高压侧电流 ($I_e=0.49A$)	0.40 A	0.40 A	0.40 A	0.15 A	
		0.67 A	0.51 A	0.40 A	0.31 A	
2	主变高压侧电压	61.0 V	60.9 V	61.0 V	0.70 V	
		45.6 V	46.6 V	59.4 V	0.62 V	
3	故障时发电机机端相间电压	UAB 56.0 V	UBC 78.8 V	UCA 77.4 V	负序 9.55 V	
4	发电机机端电流 ($I_e=4.52A$)	4.05 A	4.04 A	4.04 A	横差: 0.11 A	
		6.85 A	2.40 A	6.28 A	横差: 0.13 A	
5	发电机机端电压	58.1 V	58.0 V	58.1 A	0.15 V	转子电压 250V
		45.3 V	54.6 V	53.0V	0.16 V	转子电压 600V
6	故障时发电机机端相间电压	UAB 68.1 V	UBC 79.6 V	UCA 66.9 V	负序 5.80 V	

7.2.5.2 区外 AC 故障波形图

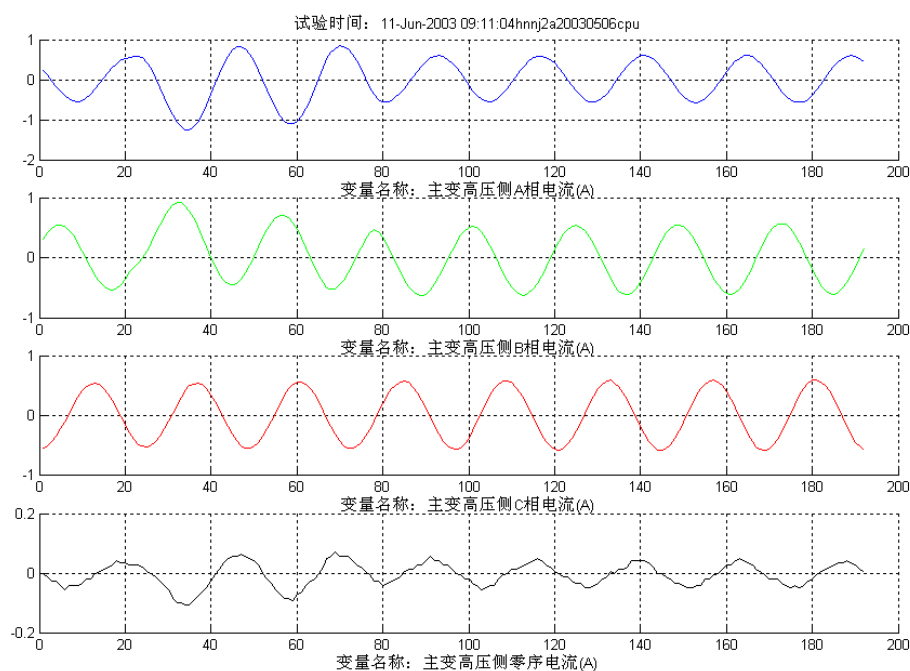


图 7.2-30 区外 AC 故障主变高压侧三相电流和零序电流波形

(蓝色为 A 相, 绿色为 B 相, 红色为 C 相, 录波速率为每周波 24 点, 图中横坐标 1=0.833ms)

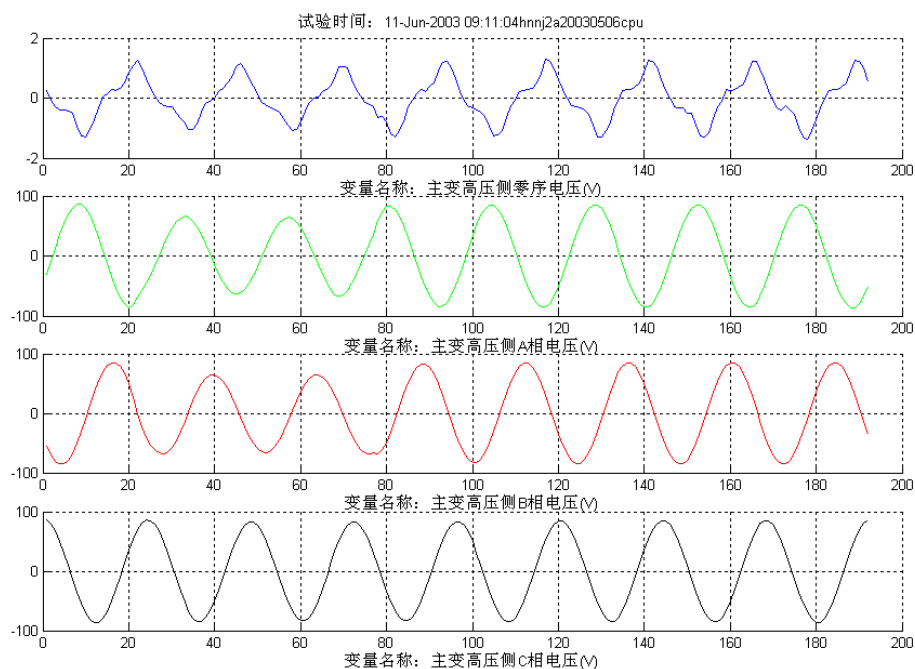


图 7.2-31 区外 AC 故障主变高压侧三相电压和零序电压波形

(蓝色为 A 相, 绿色为 B 相, 红色为 C 相, 录波速率为每周波 24 点, 图中横坐标 1=0.833ms)

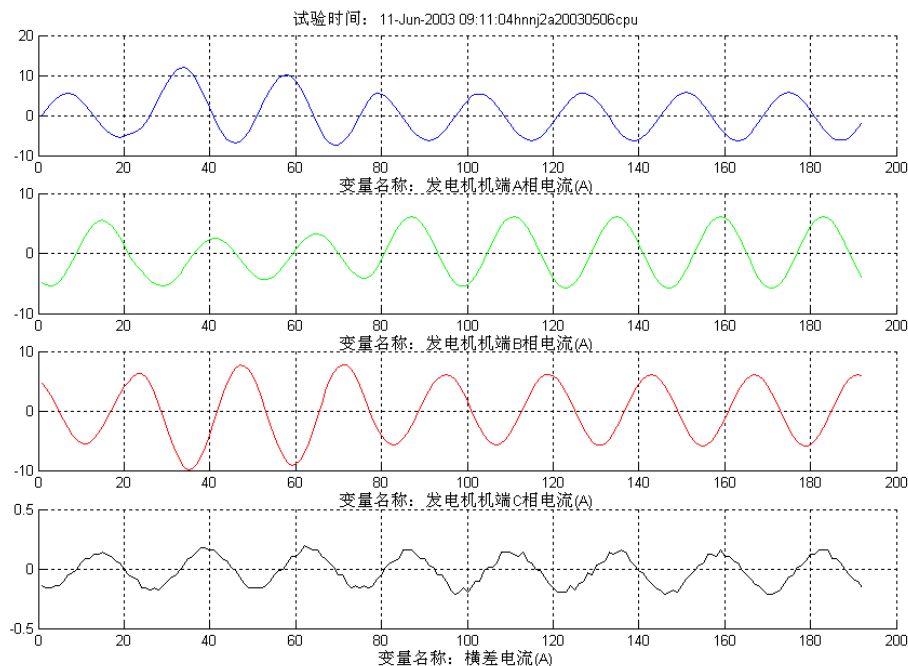


图 7.2-32 区外 AC 故障发电机机端三相电流和横差零序电流波形

(蓝色为 A 相, 绿色为 B 相, 红色为 C 相, 录波速率为每周波 24 点, 图中横坐标 1=0.833ms)

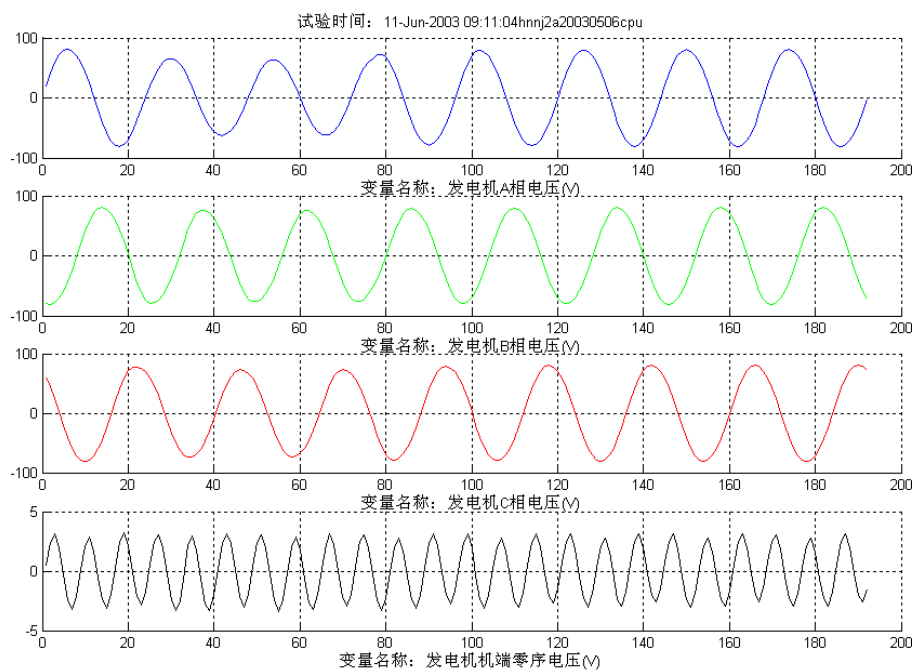


图 7.2-33 区外 AC 故障发电机机端三相电压和零序电压波形

(蓝色为 A 相, 绿色为 B 相, 红色为 C 相, 录波速率为每周波 24 点, 图中横坐标 1=0.833ms)

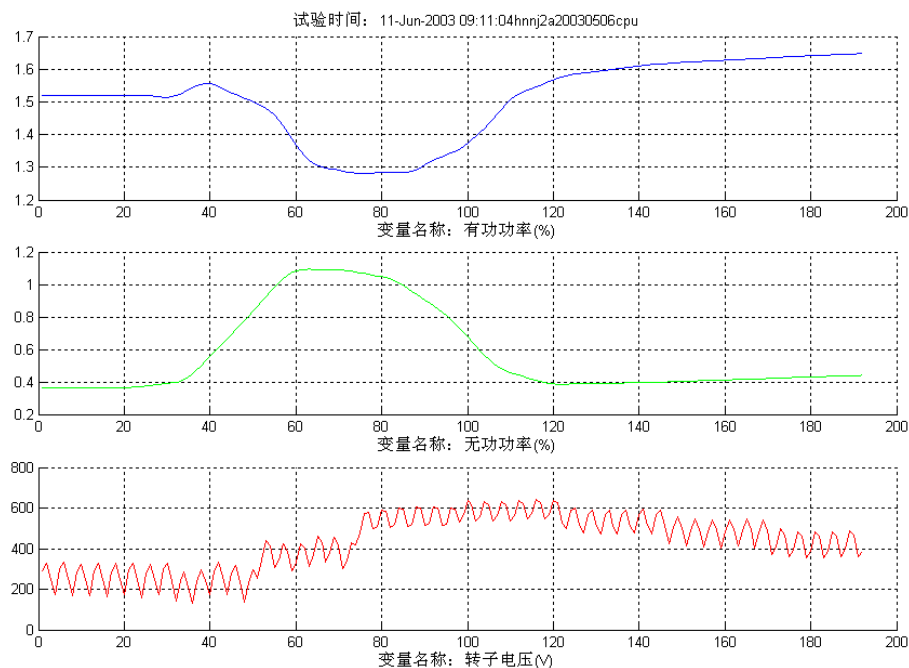


图 7.2-34 区外 AC 故障发电机有功无功及励磁电压波形

(蓝色为 A 相, 绿色为 B 相, 红色为 C 相, 录波速率为每周波 24 点, 图中横坐标 1=0.833ms)

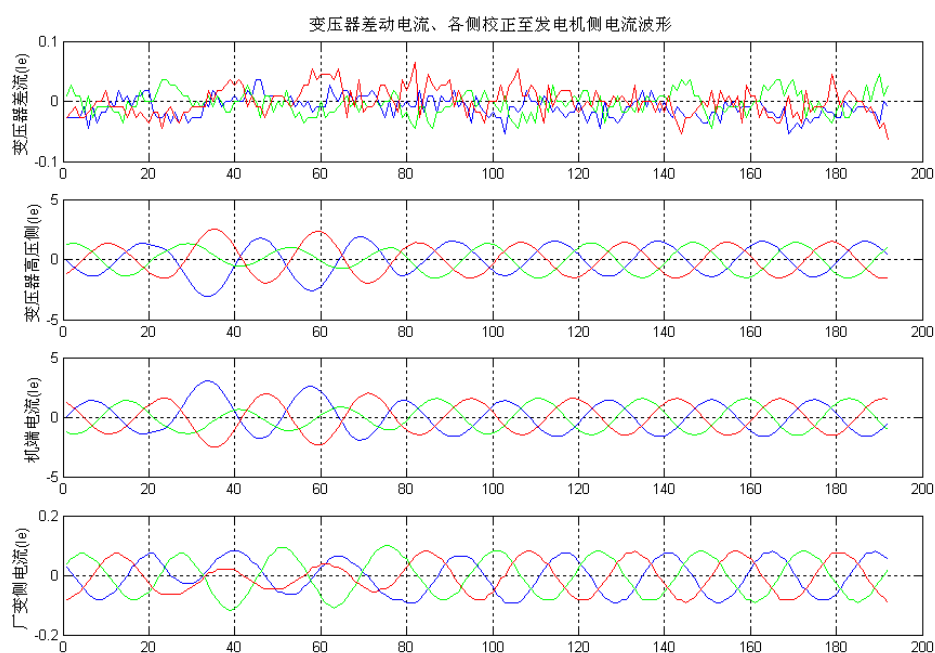


图 7.2-35 区外 AC 故障主变差动电流波形

(蓝色为 A 相, 绿色为 B 相, 红色为 C 相, 录波速率为每周波 24 点, 图中横坐标 1=0.833ms, 图中差流波形放大了 50 倍, 差流最大值为 0.002 倍额定电流)

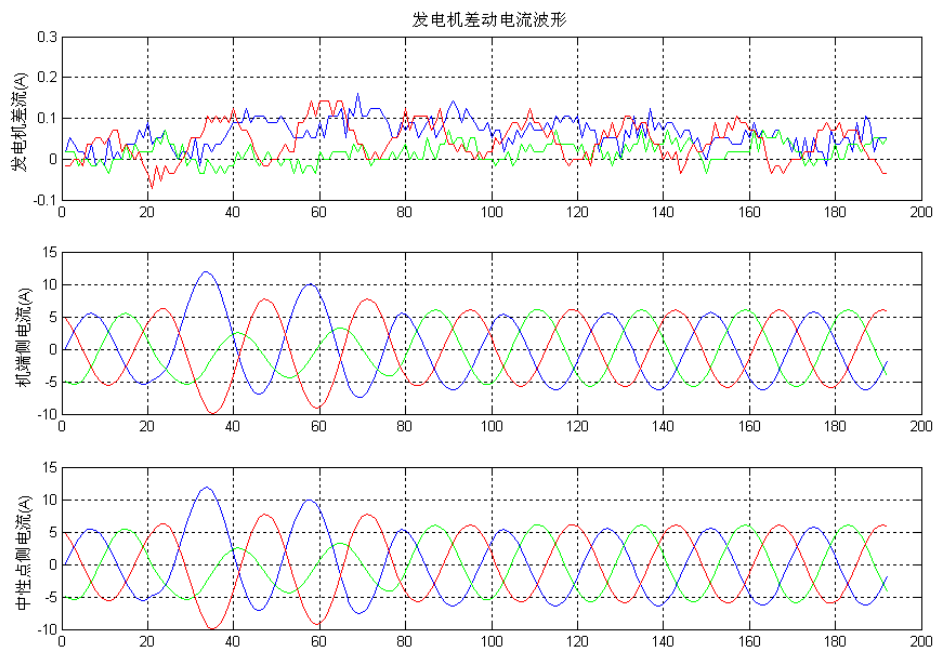


图 7.2-36 区外 AC 故障发电机差动电流波形

(蓝色为 A 相, 绿色为 B 相, 红色为 C 相, 录波速率为每周波 24 点, 图中横坐标 1=0.833ms, 差流最大值为 0.013A)

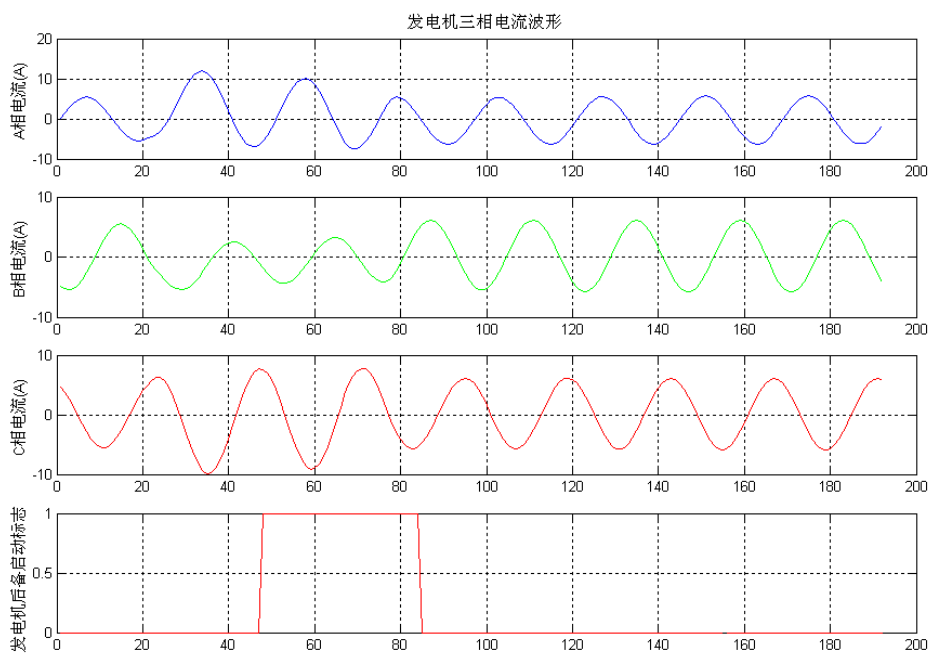


图 7.2-37 区外 AC 故障发电机机端三相电流波形和发电机后备保护启动标志

(蓝色为 A 相, 绿色为 B 相, 红色为 C 相, 录波速率为每周波 24 点, 图中横坐标 1=0.833ms)

7.2.6 125MW 机组励磁回路接地检查

某电厂#8 机为国产 125MW 两卷变单元机组, 三级励磁, 转子冷却方式为水冷, 机组保护 2003 年 12 月改造, 使用南瑞继保公司微型发变组保护 RCS985C。

8 号机组发变组保护在 2004 年 1 月 28 日 19 点 56 分至 19 点 59 分转子接地保护共发出多次转子一点接地报警信号, 检查装置查到 4 次启动报文、7 次两点接地故障报文 (未出口); 1 月 29 日

0 点 45 分至 5 点 57 分，转子一点灵敏接地保护共报警 10 次，6 点 52 分 #8 发电机保护又连续发转子一点接地信号。

根据 RCS-985 发变组保护装置录下当时故障的波形以及发变组保护 B 柜打印的波形分析，在 7 次转子接地报警中，发电机励磁回路负端对大轴电压维持在 -10V-30V 之间波动，转子负电源对大轴绝缘电阻为 6K 欧左右。

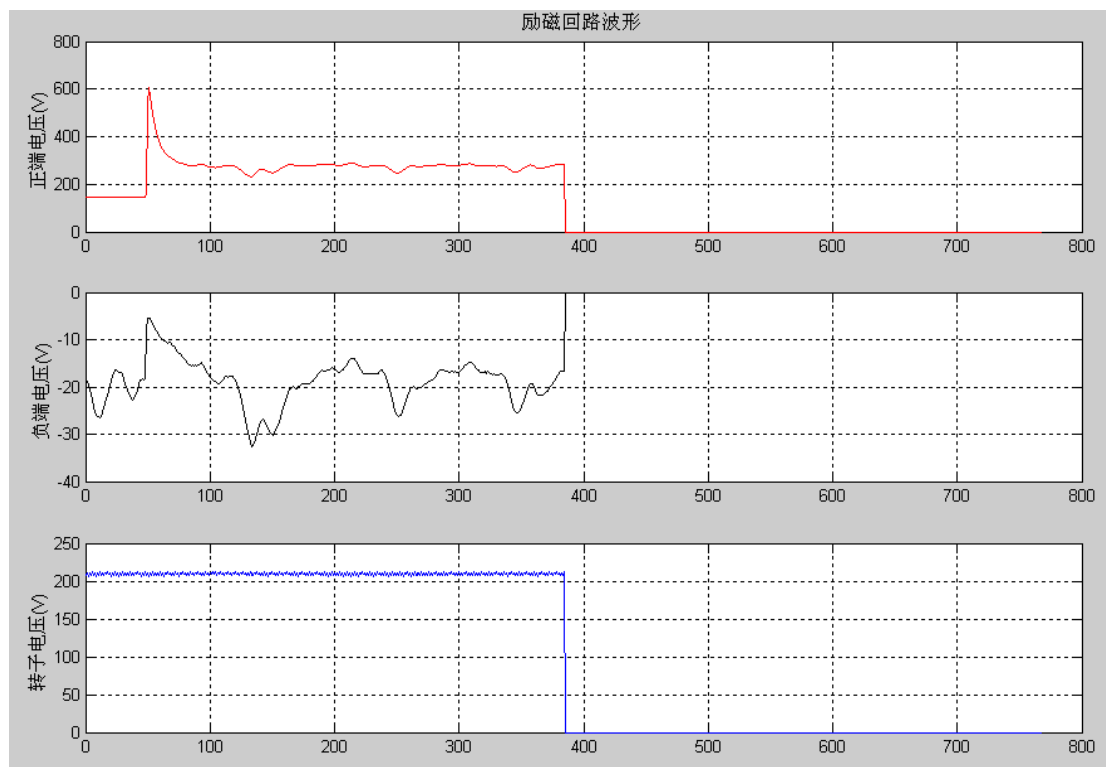


图 7.2-38 转子一点接地时转子电压波形图

针对以上发生异常情况，在 2004 年 2 月 17 日 22 点计划调停提前一天到现场搜集了定值、运行采样以及故障异常报告和录波文件，检查装置接线、外部回路、600 接地碳刷接触情况。在 60% 负荷状态下，转子电压+对大轴 82V；转子电压-对大轴 80V，绝缘电阻 137K 欧，接地位置 56%。在转子电压由 A 柜切换到 B 柜后，采样基本相同，两套保护装置正常。外部回路接线无异常，外观检查接地碳刷与大轴接触良好。

考察答应报告和录波波形，判断当时确应有励磁回路多次负端间隙非金属性接地，所以建议电厂有关人员重点检查转子到整流柜整个范围内的回路绝缘，同时在停机后对保护装置转子接地保护做进一步的性验。

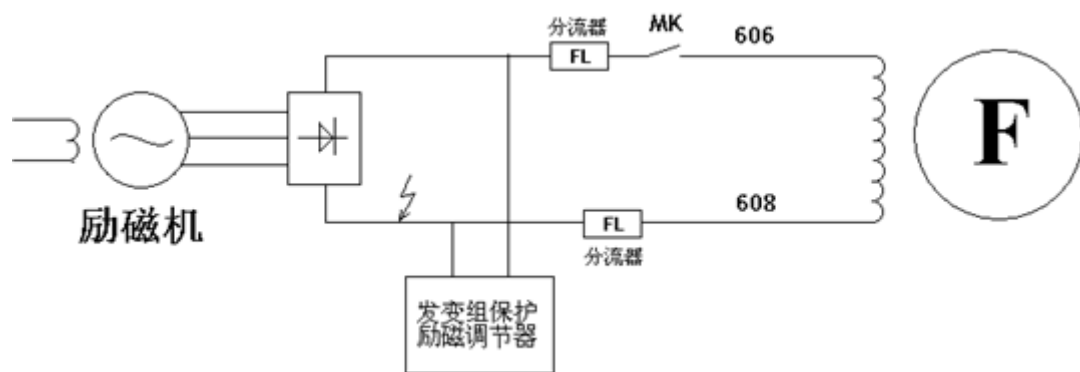
2 月 18 日上午，RCS985C 保护装置功能校验：

解开所有外部回路接线，外加直流 220V 电压，转子电压负端端子 1ZD3 与大轴端子 1ZD2 间外接可调电阻箱（0~11K 欧）进行试验。

装置直流电压、接地电阻采样准确，一点接地报警电阻 9.94K 欧，延时 10 秒后自动投入两点接地保护，再短接正端对地，两点接地动作，保护逻辑动作正确。另外在两点接地投入后，模拟一点间隙性接地时也有两点接地动作现象，基本符合故障发生时情况。对于一点间隙接地的实际情况，装置通过增加两点接地投入延时、CPU 与管理板之间相互闭锁等方法有效防止了停机跳闸情况的发生。

盐城#8 机组在改造启动时励磁回路接地电阻为 224 K 欧，现在为 137 兆欧，并且运行中曾发现绝缘电阻下降现象，鉴于接地情况的隐性存在还是建议电厂对回路做彻底检查。2 月 18 日至 19 日对励磁回路进行绝缘检查：

500V 摇表检查，励磁回路正负间绝缘 260 兆欧，正负分别对地绝缘 0.1 兆欧。分段检查：励磁回路到保护盘、调节器盘绝缘 500 兆欧；励磁回路分流器绝缘 500 兆欧；整流器柜内绝缘 200 兆欧；励磁电源母线至转子电缆绝缘 0.1 兆欧（转子内水阻），解开转子碳刷后摇 60 兆欧且指针晃动；解开励磁电源母线与整流控制柜连线，母线绝缘正常，整流控制柜内绝缘 1--60 兆欧摆动；柜内排查到接触器下端与可控硅负极之间绝缘不好，中间一段电缆延着角钢槽走线，在拐角处与角钢尖端在运行震动时产生磨损，绝缘层基本磨破内芯外露接触角钢，按压此处再摇绝缘降至 0，抬起电缆与角钢脱离绝缘 80 兆欧，确定了励磁回路负端接地点，经保护班人员处理后绝缘水平恢复正常，从而也消除了困扰机组安全运行的一个重要隐患。



鉴于#8 机组转子水冷机组绝缘情况较差，硅整流系统老化以及这次绝缘检查到的电缆破损等实际情况，建议电厂根据规程及现场实际情况，发变组转子接地保护正常运行时不投两点接地压板，在发出一一点接地信号后再投入两点接地保护，有条件时及时停机处理一点接地故障，以防引起发电机内部磁通变化给设备和系统造成的危害。

7.2.7 300MW 机组大电机启动录波分析

7.2.7.1 波形分析

某电厂 300MW 机组运行时，厂用大型电机启动时，高厂变差动启动，保护装置录下波形，图 7.2-39--图 7.2-41 分别为 A、B、C 三相厂变差动波形图。

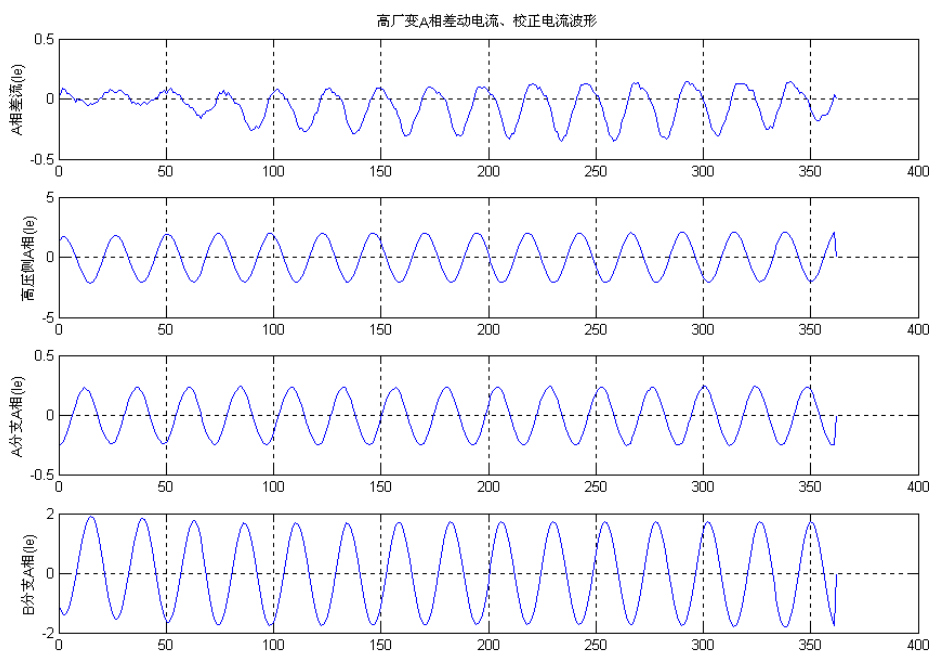


图 7.2-39 A 相差动波形

(三相波形图中, 蓝色为 A 相, 绿色为 B 相, 红色为 C 相, 录波速率为每周波 24 点, 图中横坐标 1=0.833ms, 以下同)

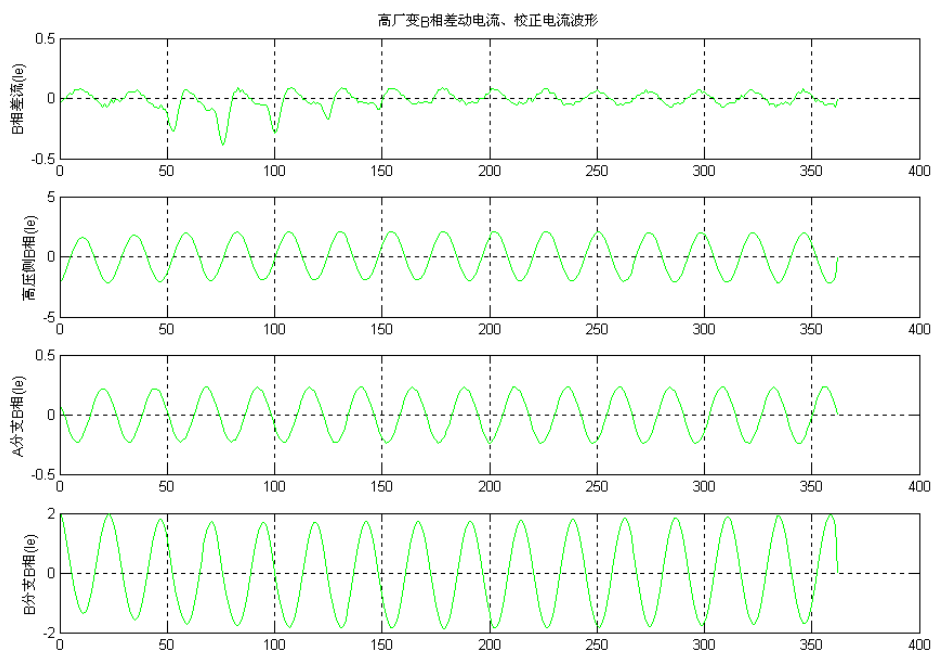


图 7.2-40 B 相差动波形

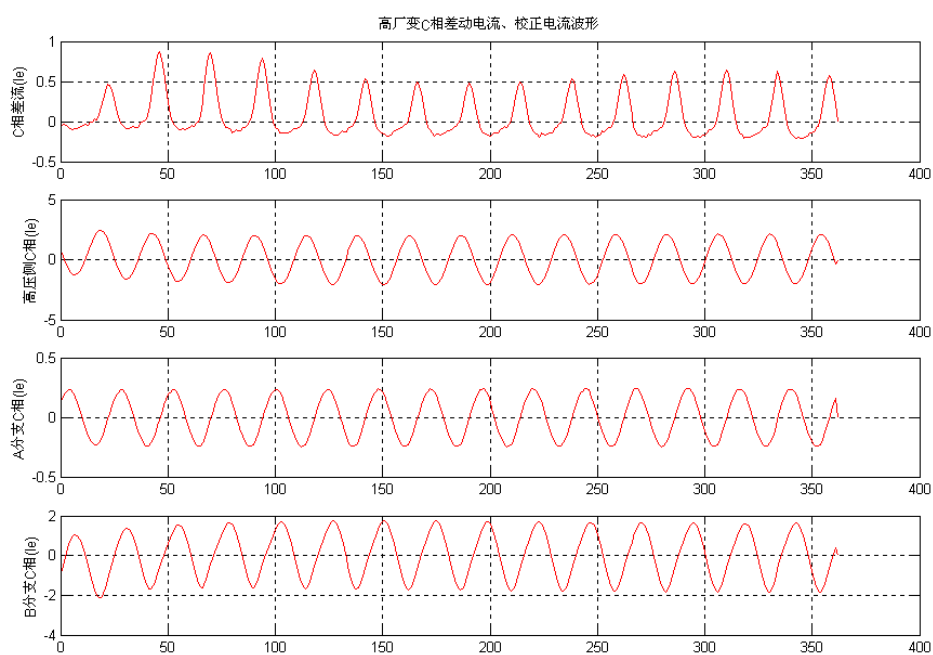


图 7.2-41 C 相差动波形

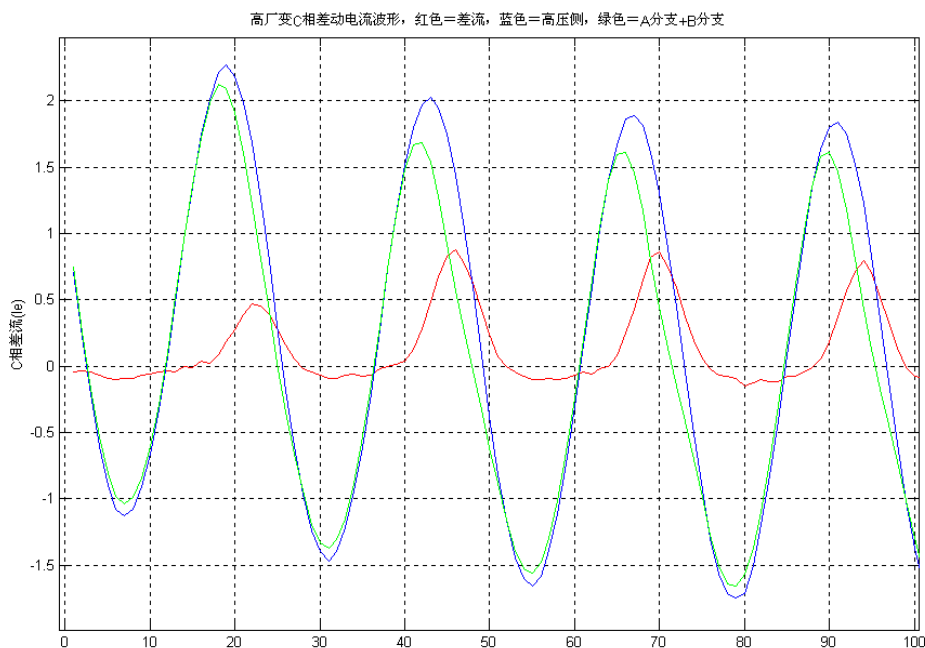


图 7.2-42 C 相差动高低压侧电流波形比较图

（图中红色为差流，蓝色为（高压侧电流-A 分支电流），绿色为低压侧 B 分支电流和，由图中看出差流产生的主要原因是 B 分支 TA 发生了饱和现象）

7.2.7.2 数据分析

经波形分析，各相最大差流如表 7.2-9，但出现时刻不一致，图中 A 相出现在第 12 个周波，C 相出现在第三个周波，其中 C 相差流最大，C 相差流的峰值达到 0.87I_e。表 7.2-9 中还给出了每相差流、高低压侧电流、制动电流以及根据比率制动曲线计算出的差动电流门槛，具体分析如表 7.2-9。

表 7.2-9 数据分析表（单位均为额定电流）

名称	A 相	B 相	C 相	备注
差电流	0. 17	0. 11	0. 31	
高压侧电流	1. 31	1. 31	1. 31	
A 分支电流	0. 17	0. 17	0. 17	
B 分支电流	1. 25	1. 22	1. 06	
制动电流			1. 27	
比率差动门槛	0. 63	0. 62	0. 61	
制动量 > 差动量	√	√	√	

图 7.2-43 为比率差动特性图，图中标出 C 相差动电流位置、C 相差动动作门槛。

从图 7.2-43 中及表 7.2-9 看出，C 相差流（0.31 倍额定电流）远远小于比率差动动作门槛（0.61 倍额定电流），变斜率比率差动可靠制动。

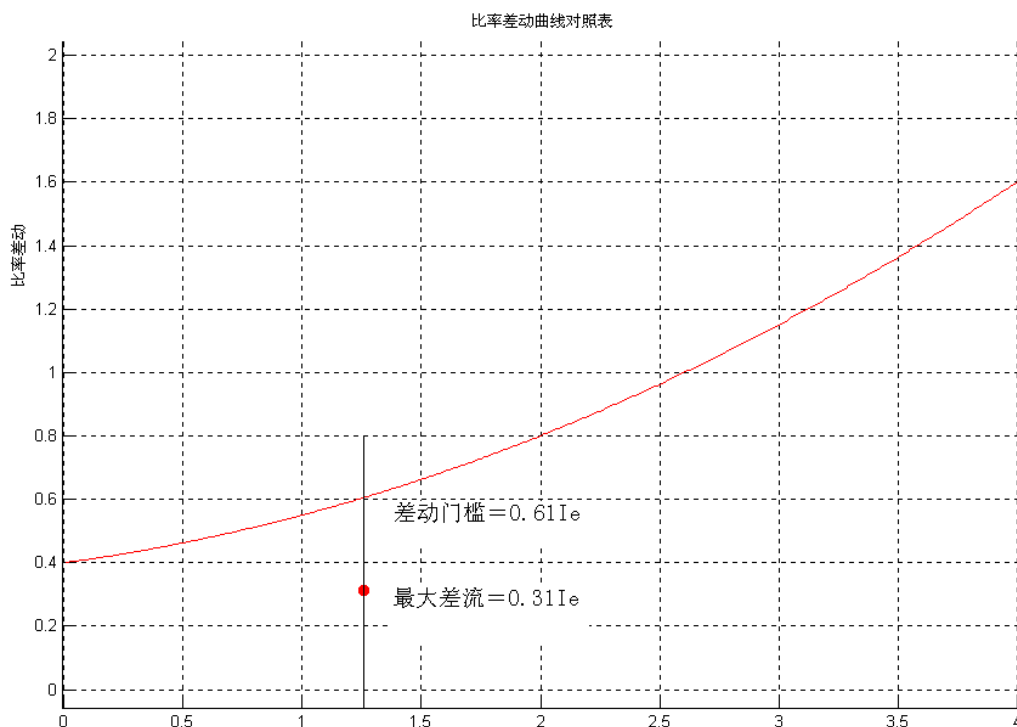


图 7.2-43 比率差动特性及 A 相差动分析

7.2.7.3 结论

综上所述，大电动机启动时，高厂变差动启动分析结果如下：

高厂变比率差动出现较大差流，保护启动记录波形，为保护人员定值设定参考、波形分析等服务，启动时装置不发报警或跳闸信号，因此，一般不需运行人员干预。

由图 7.2-43 可见，差电流有效值为 0.31 倍额定电流，小于比率制动门槛（0.61 倍额定电流），因此，RCS-985 保护装置可靠不误动。

差流形成原因比较复杂，主要是在电动机启动暂态过程中，高厂变差动两侧电流互感器特性、两侧电缆长度（负载）不一致引起的，此种情况比较具有代表性。RCS-985 装置已采用新型比率差动曲线（变斜率比率差动）、TA 饱和判别等措施改善差动保护，因此，RCS-985 保护在电动机启动过程中不会误动。

如果启动时差流有效值大于启动定值，则宜考虑适当提高定值，或更换厂变低压侧分支 TA，改善差动保护工作特性。每次电动机启动时不平衡电流的产生差别比较大，需要加以观测更大的差流是否可能出现。从改善差动保护的工作特性来讲，采用伏安特性较好的 TA 是最好的方法。



第8章 说明书修订历史

说明书版本历史记录：

说明书版本	来源	形成文档名称
R1.00	初始发布	RCS-985系列发电机变压器成套保护装置培训教材

说明书内容修改记录：

说明书版本	章节	页码	修改内容	备注