



国家电网
STATE GRID

配电网故障与处理

目录

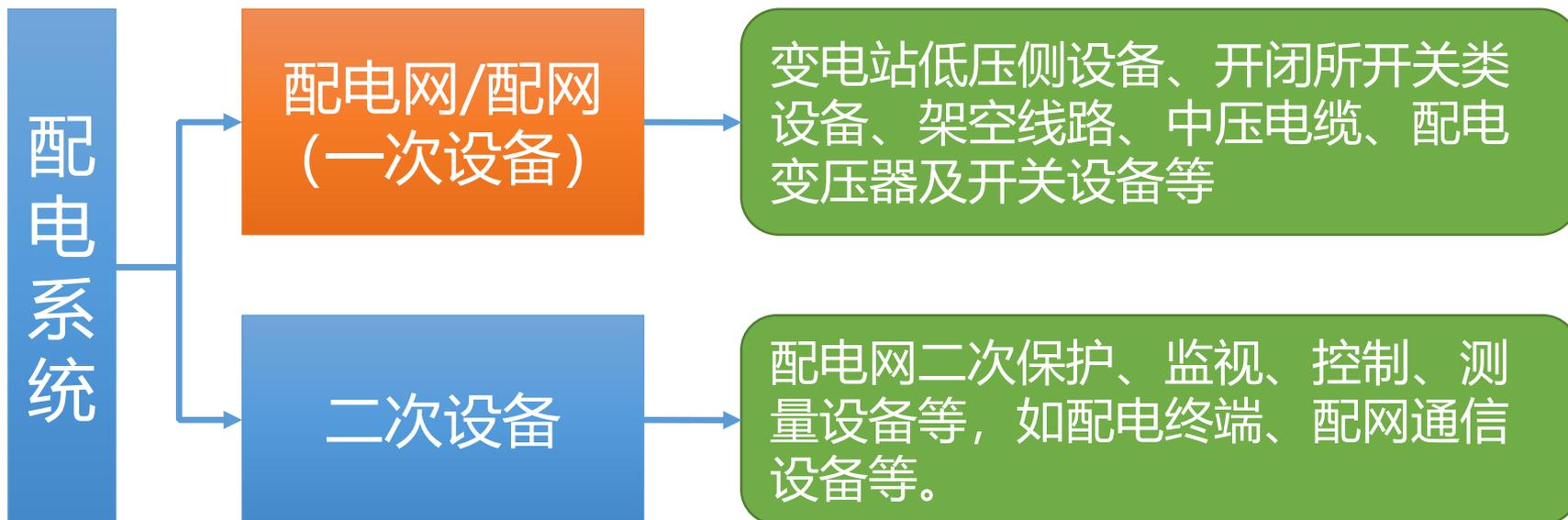
1. 配电网及接地方式
2. 配电网故障类型与特征
3. 配电网继电保护
4. 配电网馈线自动化
5. 基于新型故指的故障定位
6. 馈线自动化与继电保护配合
7. 分布式电源接入影响及应对

1.1 配电网运行可靠性问题

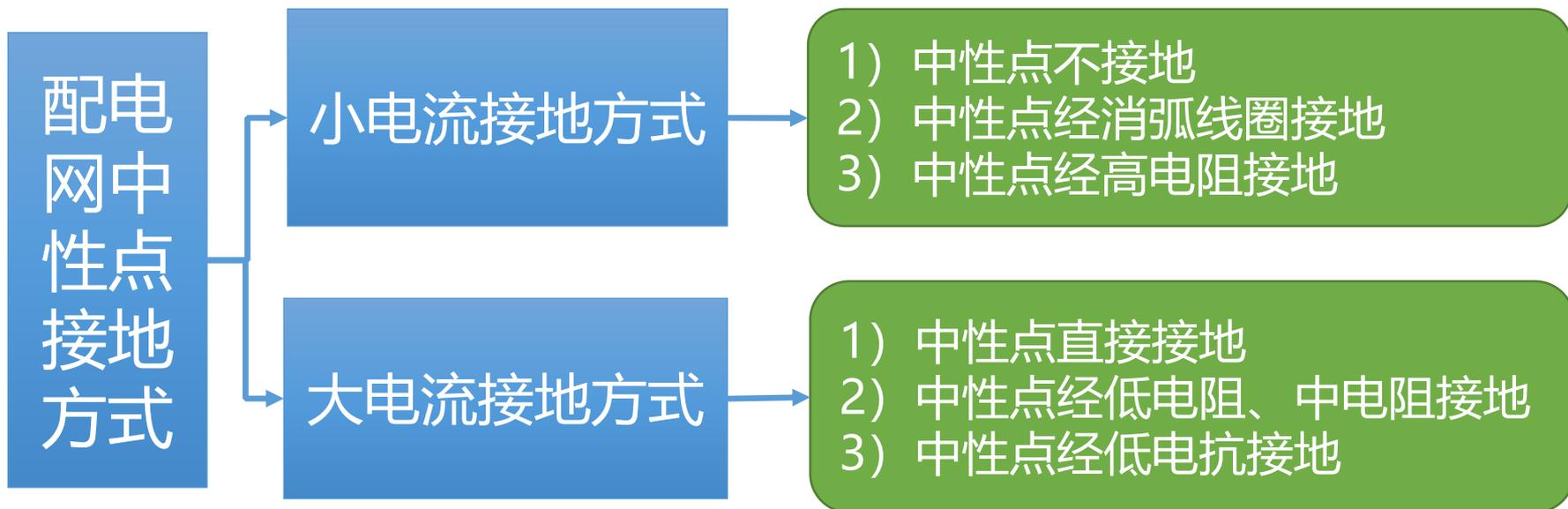
配电网故障多发，所导致的停电约占80%



1.2 配电网网架与设备



1.3 配电网接地方式



目 录

1. 配电网及接地方式
2. 配电网故障类型与特征
3. 配电网继电保护
4. 配电网馈线自动化
5. 基于新型故指的故障定位
6. 馈线自动化与继电保护配合
7. 分布式电源接入影响及应对

2.1 配电网故障类型



2.1.1 配电网故障危害与影响-短路故障

设备
损坏

短路电流可达到额定电流的几倍到几十倍，由于发热和电动力的作用，使电气设备损坏。

供电
中断

故障线路上用户供电中断，影响供电可靠性；

供电
异常

引起电网电压骤降，造成用户用电设备故障或工作不正常。

电磁
干扰

巨大的短路电流，特别是不对称电流产生的交变磁场，对周围的通信网络、电子设备产生电磁干扰。

2.1.2 配电网故障危害与影响-接地故障

电压升高问题

非故障相电压升高，对设备绝缘要求提高；导致中性点不接地系统氧化锌避雷器难以配合。

弧光过电压

发生弧光间歇性接地时，过电压可达额定电压的3.5倍，此过电压涉及整个系统；且电弧电流含很多高次谐波，可能导致谐振，致使电磁式电压互感器击穿。

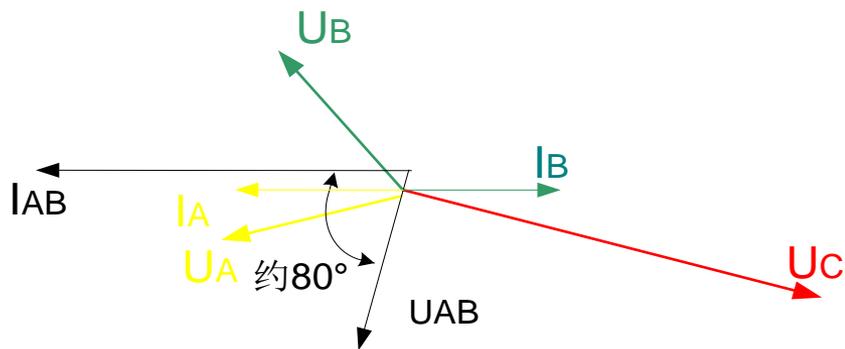
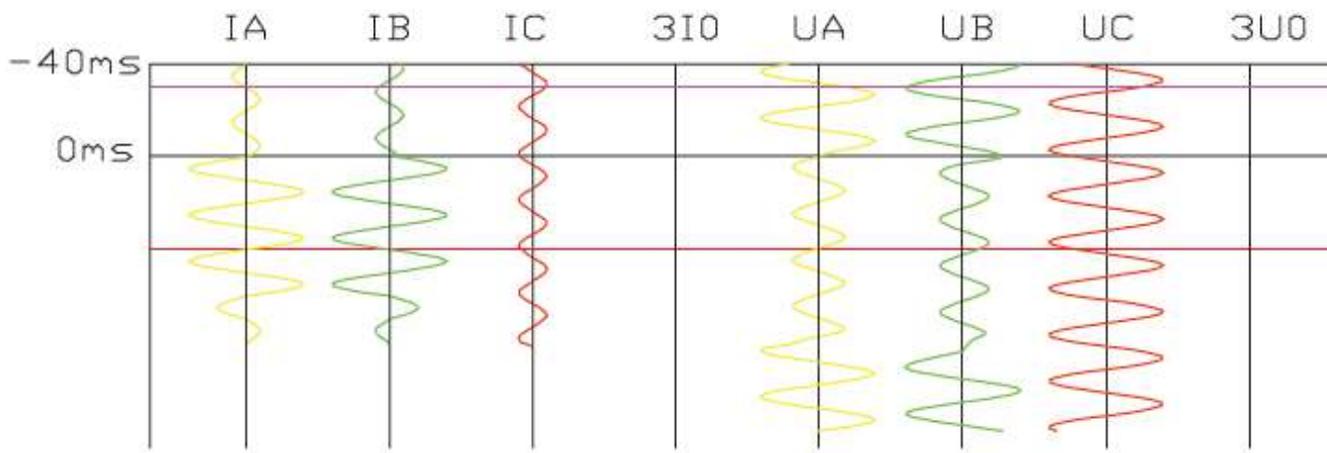
故障扩大化

单相接地故障如处理不及时，因过电压导致非故障相绝缘破坏，容易导致相间短路或三相短路故障。

2.1.3 配电网故障处理原则

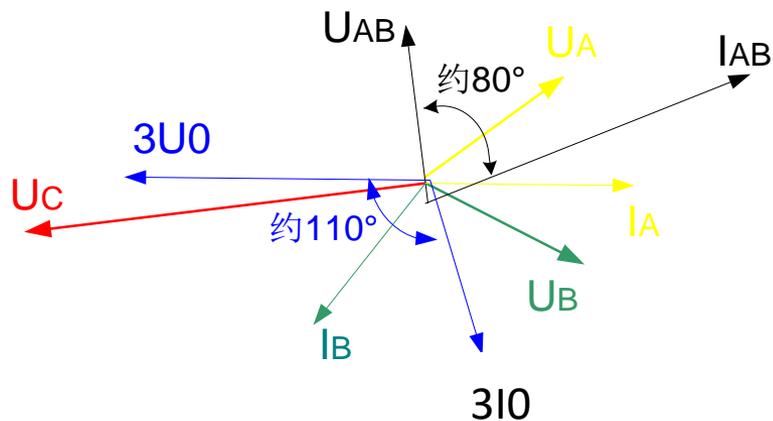
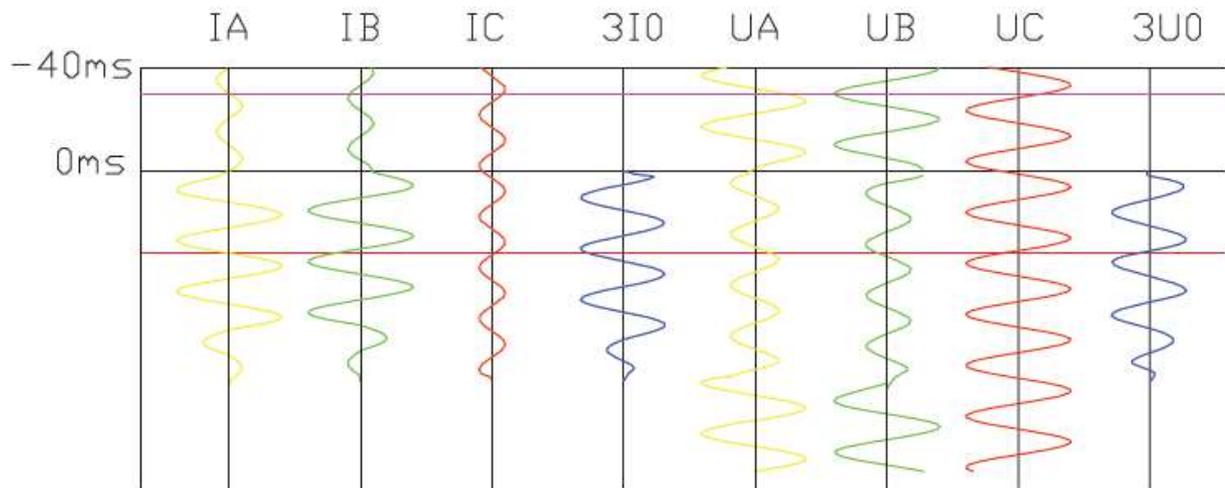
- 1) 配电网故障处理是配电自动化的**关键环节**，通常采用继电保护与馈线自动化相结合的方式实现，利用**继电保护快速切除故障**，利用**馈线自动化**实现故障的**定位和隔离**。
- 2) 故障后都必须对故障线路进行**事故巡查**，定位故障点并确定故障原因，是能否快速隔离故障、恢复供电的前提。故障查找的总原则是：先主干线，后分支线。

2.2.1 两相短路故障特征



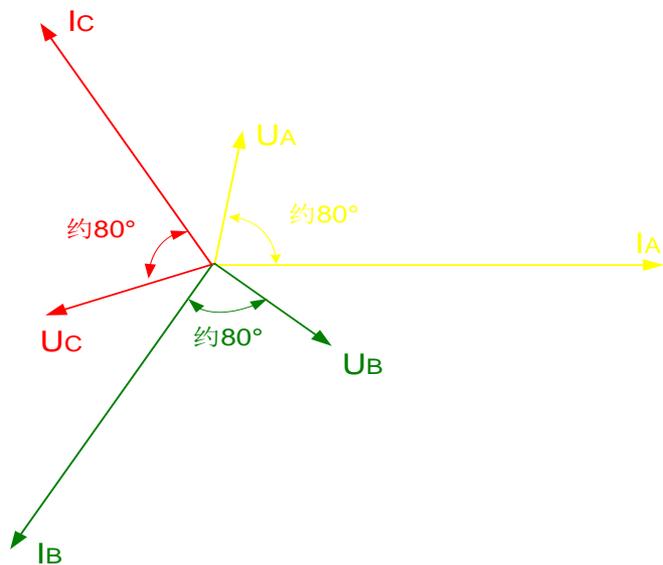
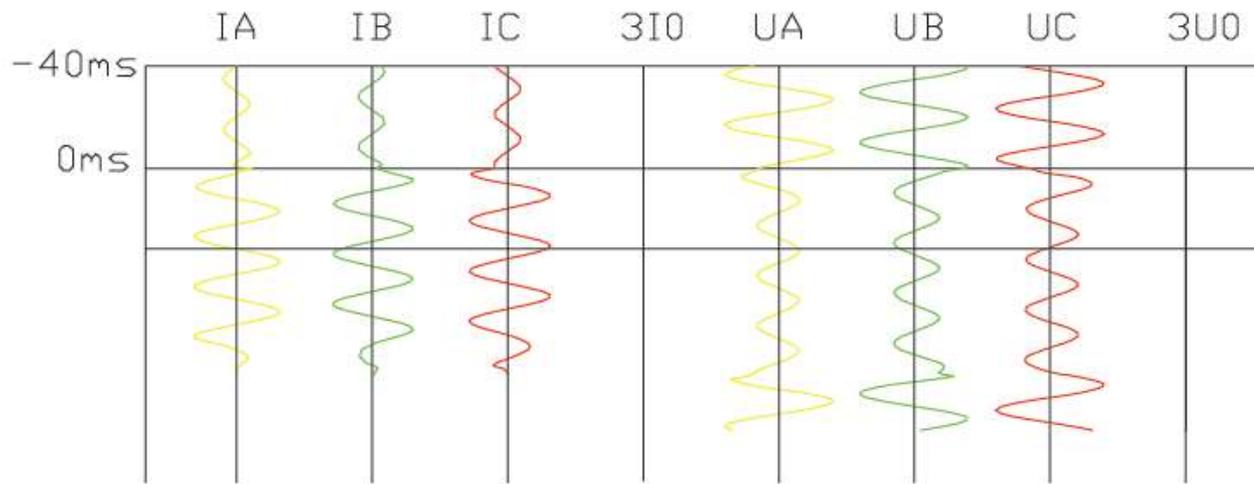
- 1) 短路电流和电压中不存在零序分量。
- 2) 两故障相中的短路电流的绝对值相等，方向基本相反。
- 3) 短路时非故障相电压在短路前后不变，两故障相电压总是大小相等，数值上为非故障相的一半。
- 4) 故障相间电压超前故障相间电流约80度。

2.2.2 两相接地短路故障特征



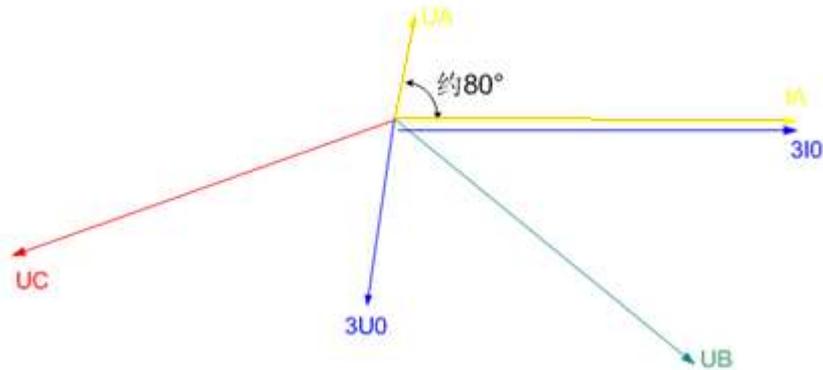
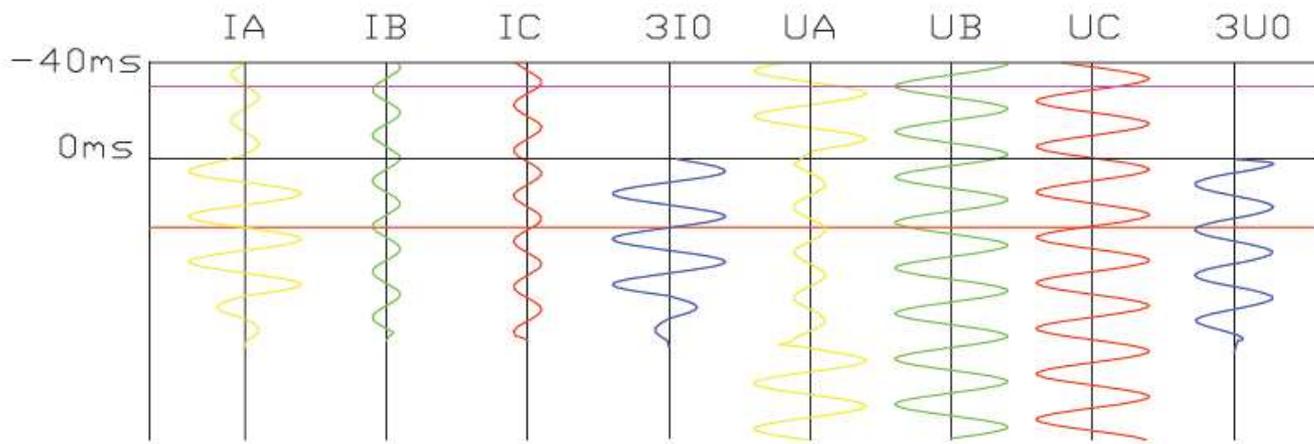
- 1) 故障两相电流幅值增大，相位相反，两相电压降低。
- 2) 非故障相对地电压将升高为额定电压的1.5倍。
- 3) 系统中出现零序电压和零序电流。
- 4) 故障相间电压超前故障相间电流约80度，零序电流超前零序电压约110度。

2.2.3 三相短路故障特征



- 1) 三相电流增大，三相电压降低。
- 2) 没有零序电流、零序电压。
- 3) 故障态的电压与电流仍然保持对称。
- 4) 故障相电压超前故障相电流约80度，故障相间电压超前故障相间电流约80度。

2.2.4 单相接地故障特征

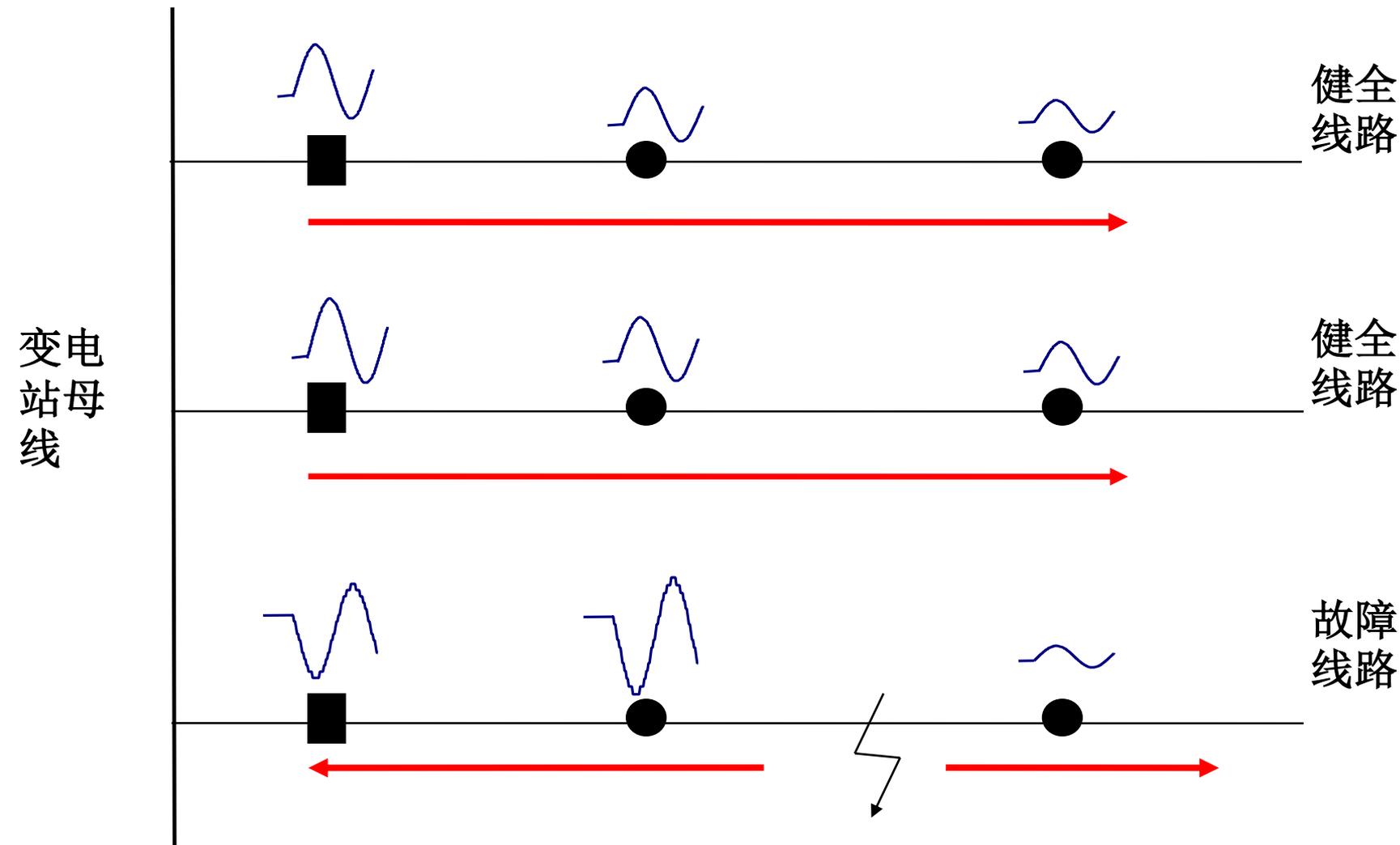


- 1) 故障相电压降低为0，非故障相电压升高为线电压。
- 2) 中性点电压升高为相电压。
- 3) 故障电流为电容电流，稳态电流幅值较小。
- 4) 故障相电压超前故障相电流约80度，零序电流超前零序电压约110度。

中性点不接地系统单相接地电流分析

- 1. 线路对地分布电容**---配电网各条出线对地之间存在分布电容，大小与出线长度成正比，三相对地电容相同。
- 2. 正常电容电流为零**---正常运行情况下，三相电压对称，对地电容电流之和等于零。
- 3. 单相接地时，接地相电压降低，正常相电压升高**---发生金属性单相接地时，接地相对地电容被短接，故障点对地电压变为零，其它两个非故障相对地电压变为相对于故障相的线电压，幅值升高 $\sqrt{3}$ 倍。
- 4. 单相接地时，正常相对地电容电流升高**---忽略负荷电流及对地电容电流在线路及电源阻抗上的电压降，发生金属性接地时，非故障相对地电容电流升高至 $\sqrt{3}$ 倍。
- 5. 流过故障点的电流是电网中所有非故障相对地电容电流之和**，是正常运行状态下电网三相对地电容电流的代数和。

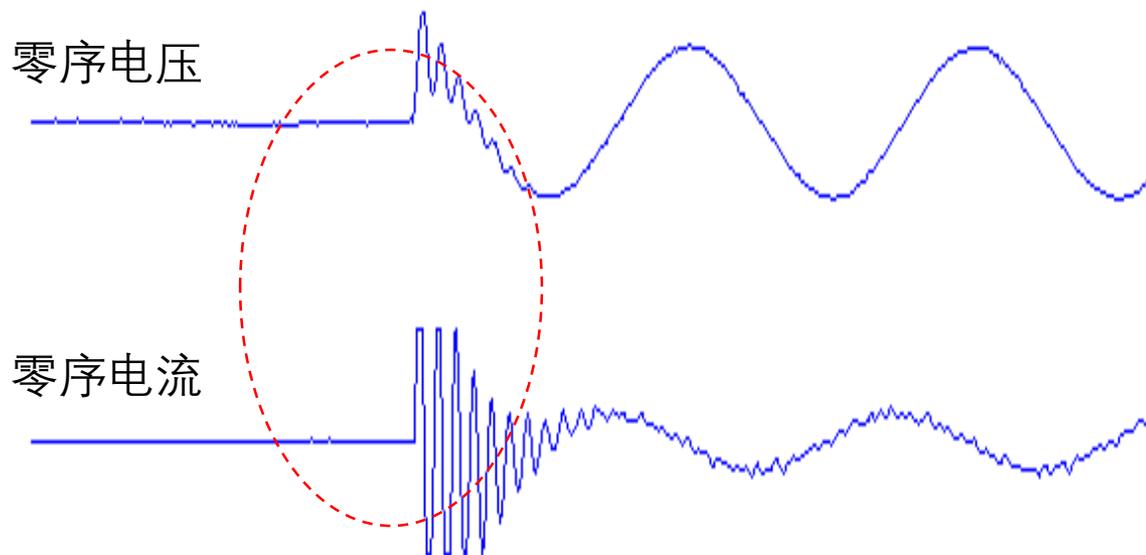
中性点不接地系统工频零序电流分布图





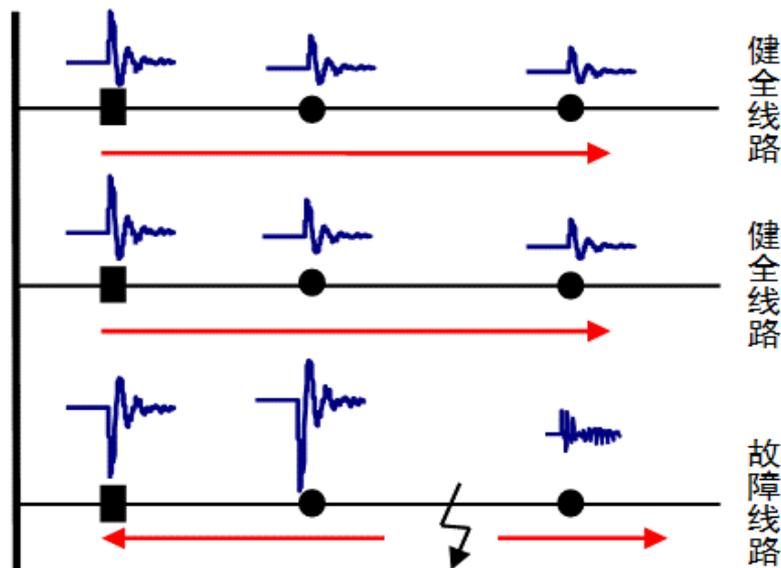
国家电网
STATE GRID

单相接地故障暂态电流波形



1. 从故障前稳态到故障后稳态，存在一个明显的**暂态过渡**过程；
2. 暂态过程一般持续5~20毫秒，零序电压与零序电流产生高频暂态信号，**暂态信号幅值可达稳态信号的几倍至十几倍**；
3. 暂态信号频率较高，基本**不受消弧线圈影响**。

单相接地故障暂态电特征



1. 故障线路和健全线路的暂态零序电流不同，故障线路暂态零序电流为健全线路之和，且流向相反；
2. 接地故障点**同侧**暂态零序电流幅值、频率接近，波形**相似程度高**；位于故障点**两侧**的检测点，暂态零序电流幅值、频率差异较大，**相似程度低**。

单相接地方式与接地电阻大小

接地方式主要包括稳定接地、间歇性（包括弧光）接地和高阻接地，其中间歇性接地约占10%，接地电阻1k以上的高阻接地约占5%。

对于金属与弧光接地，过渡电阻一般在100欧姆以内；

经潮湿草地一般500-100欧姆；

经水池一般100欧姆左右；

树枝一般200-500欧姆；

干燥沙土、岩石、沥青路面一般在1000欧以上。



目 录

1. 配电网及接地方式
2. 配电网故障类型与特征
3. 配电网继电保护
4. 配电网馈线自动化
5. 基于新型故指的故障定位
6. 馈线自动化与继电保护配合
7. 分布式电源接入影响及应对

3.1 站内-配电网继电保护

1) 线路保护装置

安装于变电站10kV馈线开关柜、开关站10kV**出线间隔**。主要配置三段式过流保护、**零序过流保护**以及重合闸，一些地区还要求配置低频或低压保护。

2) 光纤差动保护

安装于变电站的10kV馈线开关柜，以及10kV开关站的进线间隔。主要配置光纤差动保护、三段式过流保护、零序过流保护以及重合闸。

3) 站用变保护

站用变保护用于保护开关站内的配电变压器，主要配置三段式过流保护、零序过流保护、负序过流保护以及非电量保护。

4) 备用电源自动投入装置

一般安装于10kV开关站的**进线开关间隔**及**母线分段开关间隔**，用于在单侧母线失电时，通过备自投功能对失电母线恢复供电。。

3.2 线路-配电网继电保护

1) 柱上断路器保护+三遥馈线终端

安装于架空线路分段、大分支首端、用户分支线首端，主要配置三段式过流保护、单相接地保护以及重合闸。

2) 分界负荷开关保护+二遥动作型馈线终端

安装于用户界点，检测到短路故障后配合变电站出线开关重合闸隔离用户短路故障；配置零序电流保护，可主动切除用户接地故障。

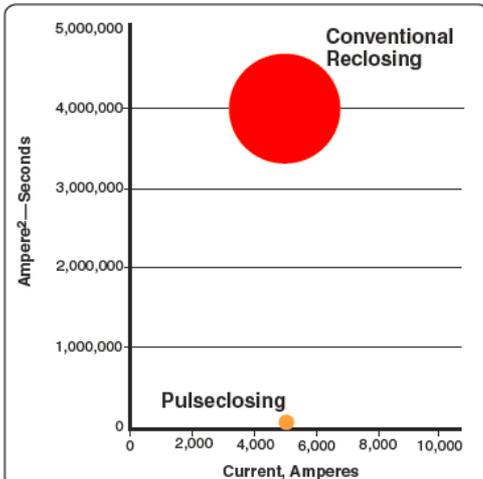
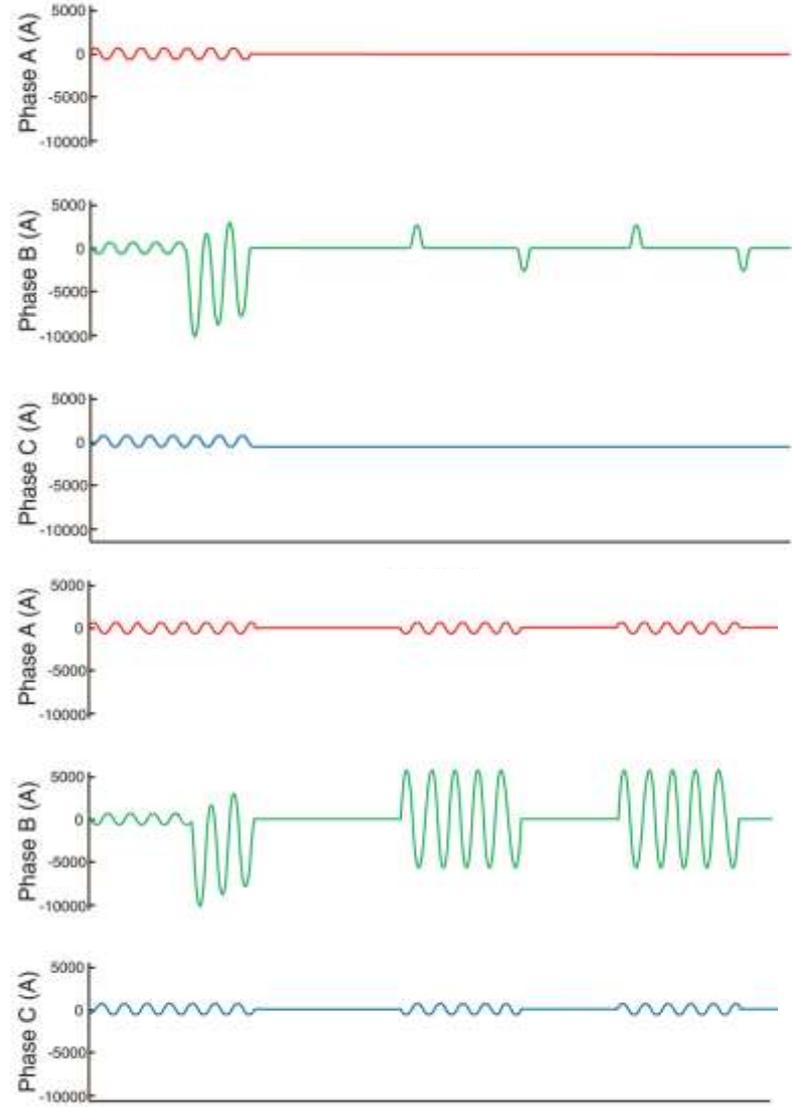
3) 环网单元断路器保护+二遥动作型站所终端

通常用于环网柜出线断路器单元，主要配置三段式过流保护、单相接地保护及重合闸。

4) 环网单元负荷开关+熔断器

通常用以开合配电变压器及其配送回路，对配电变压器中低压回路的短路电流及过载电流进行保护，可在10ms以内切故障。。

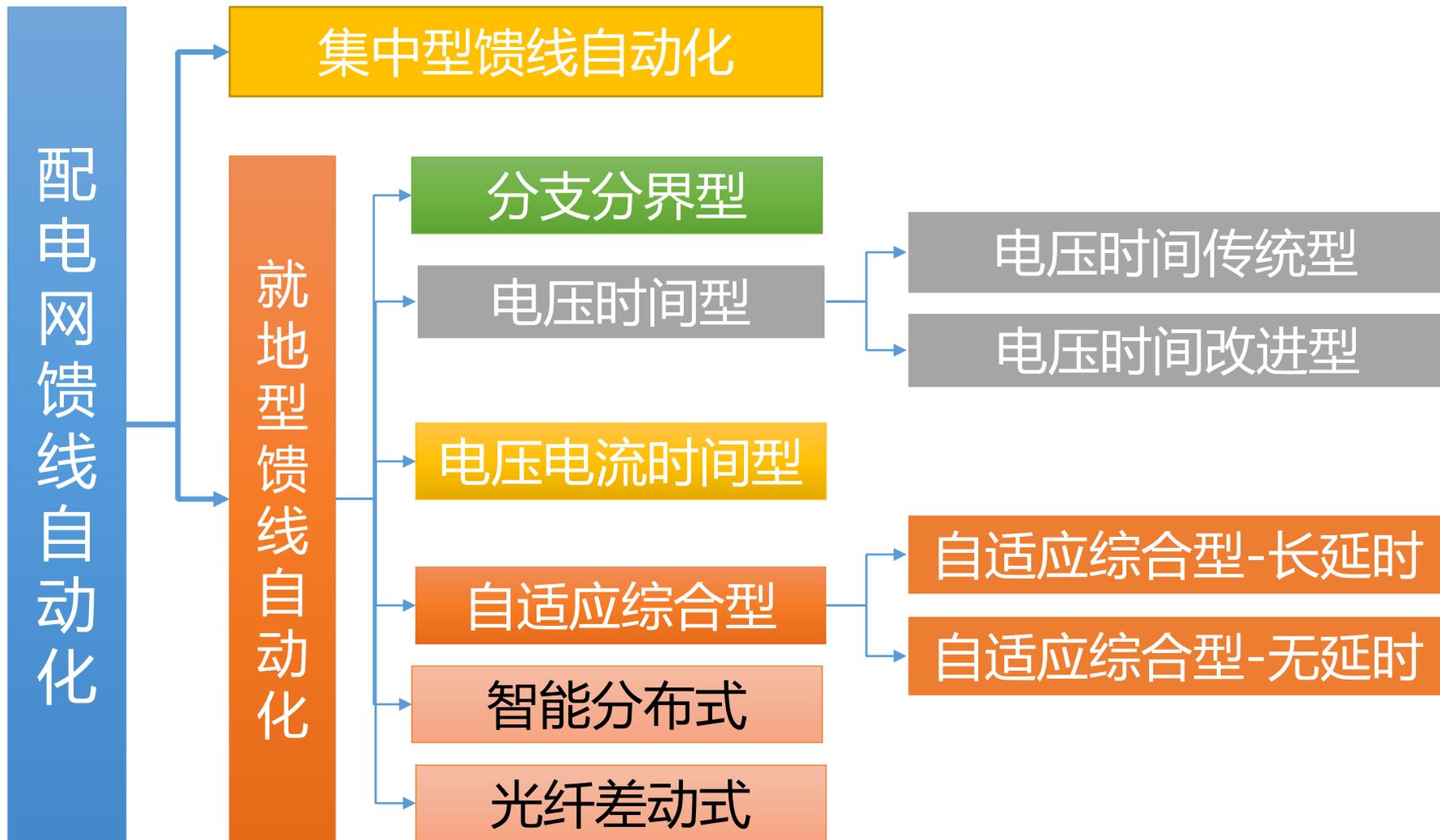
重合闸新技术-智能脉冲重合器介绍



目录

1. 配电网及接地方式
2. 配电网故障类型与特征
3. 配电网继电保护
4. 配电网馈线自动化
5. 基于新型故指的故障定位
6. 馈线自动化与继电保护配合
7. 分布式电源接入影响及应对

4 配电网馈线自动化分类



4.1 集中型馈线自动化-原理

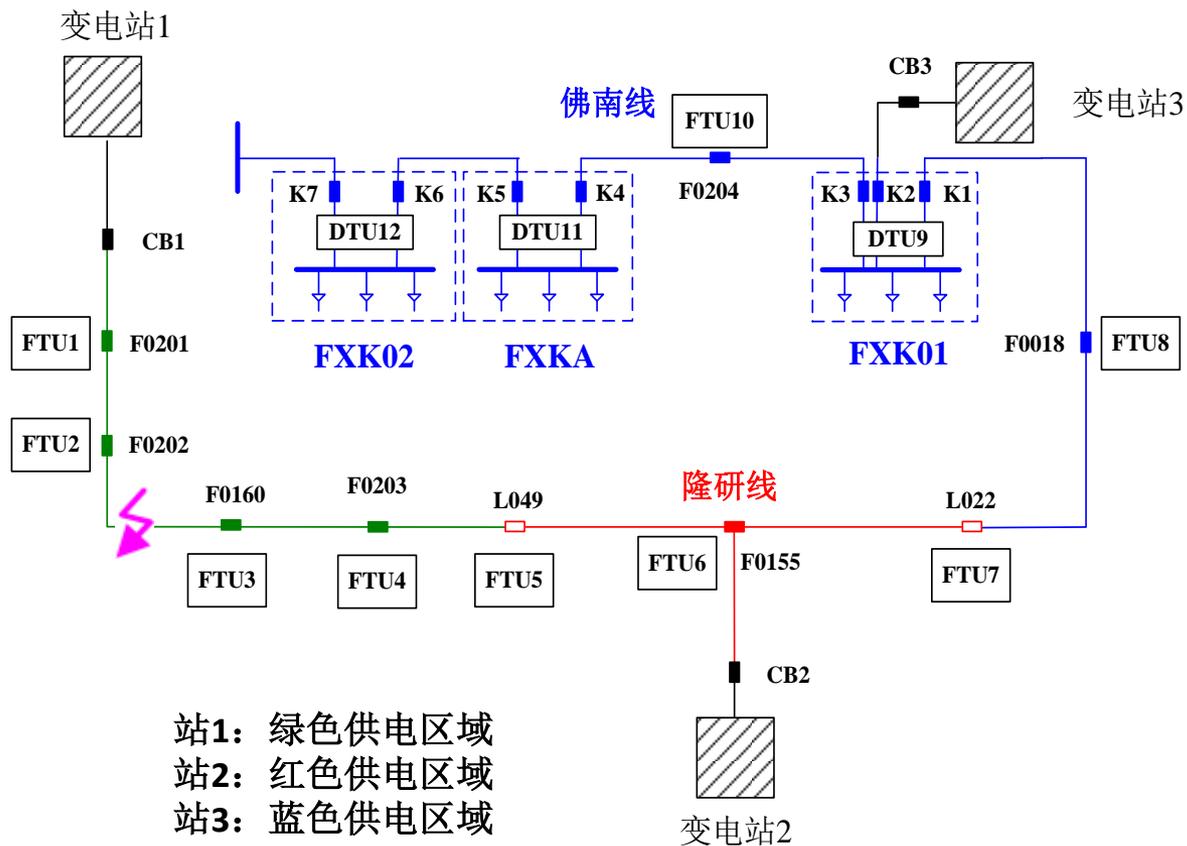


1. 保护跳闸，FTU1、FTU2检测故障并上报

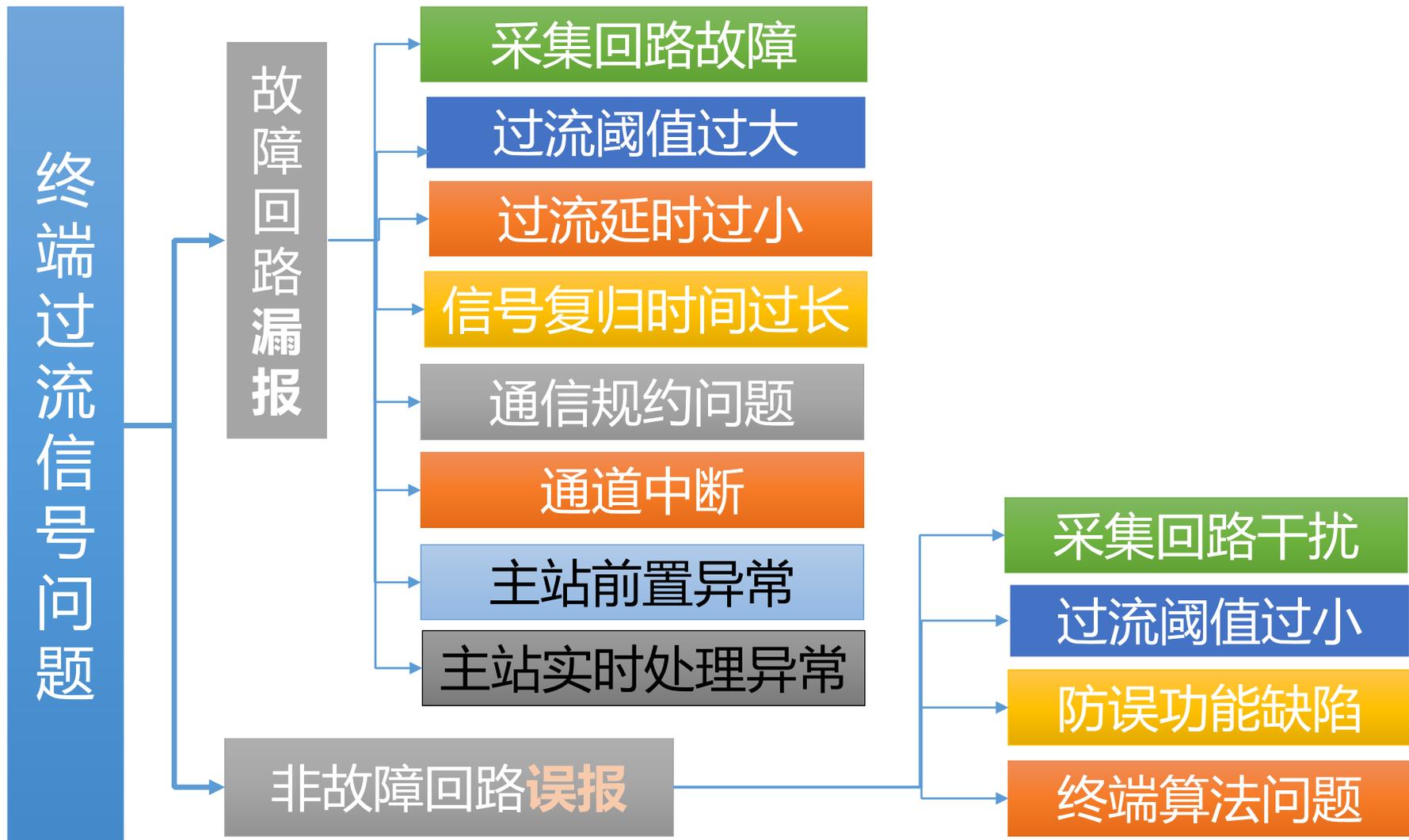
2. 主站定位故障区段

3. 主站下发命令分F202、F160

4. 远方遥控恢复非故障区域供电



4.1 集中型馈线自动化-终端过流信号





4.1 集中型馈线自动化-优缺点

优点

- 1) 采用电流型开关，通常为弹操机构；多采用蓄电池作为后备电源；开关实现三遥。
- 2) 安装双侧外置相间PT，CT内置；检测 U_{ab} 、 U_{bc} 、 I_a 、 I_c ，PT和CT兼作测量和保护。
- 3) 开关检测故障时过流信号，上送到主站；
- 3) 主站根据拓扑关系和过流信号定位故障点，遥控进行故障隔离和恢复。
- 4) 故障处理策略自动生成，适应多分段、多联络的复杂配电网络。

不足

- 1) 依赖主站与终端间可靠通信；
- 2) 定位故障点严重依赖故障点与电源点之间最近一个终端，该终端必须正确生成并可靠上送过流信号，否则主站将对故障区间定位和隔离错误，最后合联络开关时将合到故障点，导致对侧线路跳闸。
- 3) 故障处理策略不确定。

4.2 分支分界型馈线自动化-原理

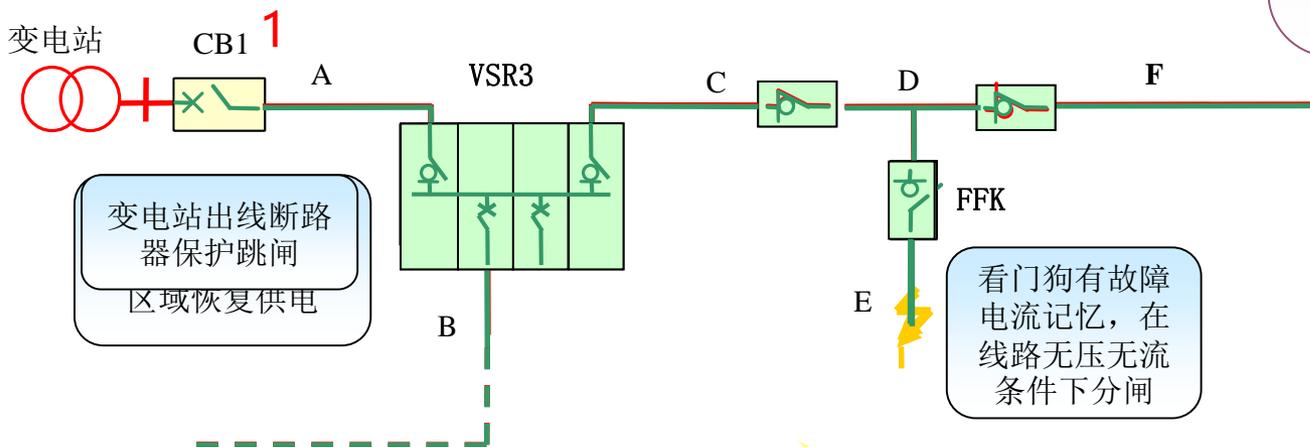
❖ 架空看门狗的故障处理

1. 单相接地故障

2. 相间短路故障

⚡: 故障
红色: 正常供电
绿色: 断电

CB1: 变电站出线断路器
FFK: 负荷开关看门狗
VSR3: 看门狗断路器柜



架空分支线
“看门狗”模式

E区 F区接地时

4.2 分支分界型馈线自动化-原理

❖ 电缆看门狗的故障处理

1. 单相接地故障

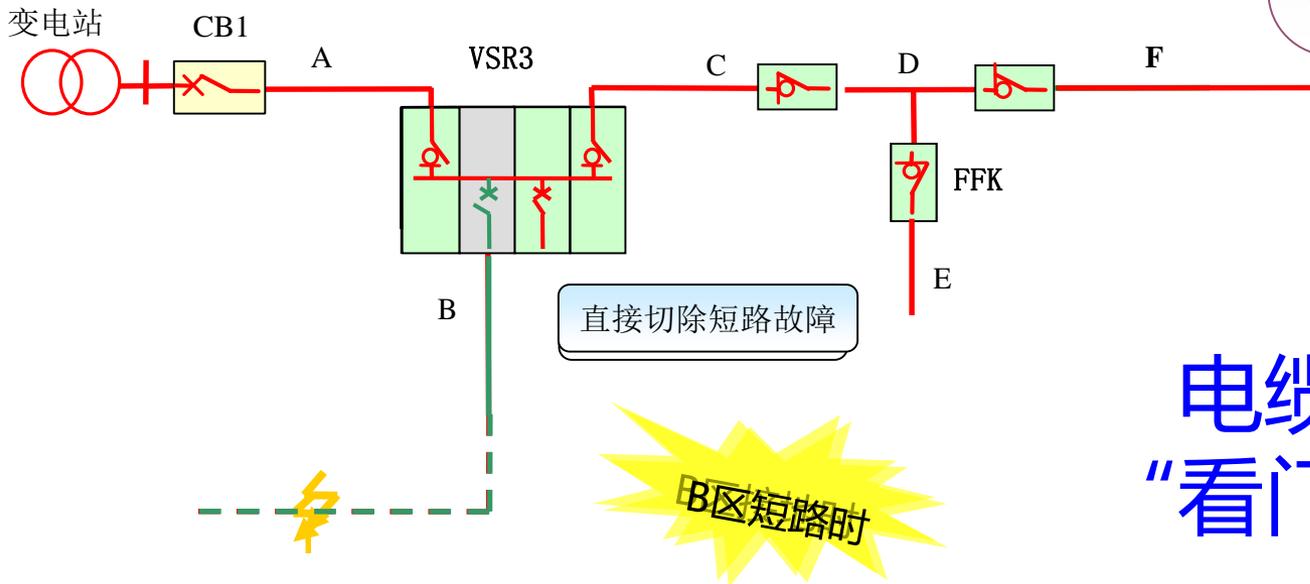
2. 相间短路故障

⚡: 故障
红色: 正常供电
绿色: 断电

CB1: 变电站出线断路器

FFK: 负荷开关看门狗

VSR3: 看门狗断路器柜



电缆分支线
“看门狗模式”

4.3 分支分界型馈线自动化-优缺点

优点

- 1) 就地隔离用户侧故障（用户故障不出门），避免一个用户故障影响全线；
- 2) 接地故障判别准确率较高，可直接切除用户接地故障；
- 3) 区别处理干线故障和支线故障，简化线路故障处理。

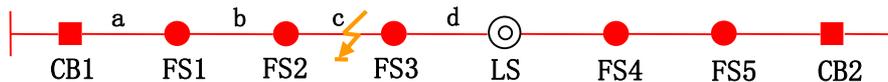
不足

- 1) 采用用户分界负荷开关时，用户侧短路故障导致整条线路短时停电；用户瞬时短路故障也直接隔离；
- 2) 采用用户分界断路器时，有时无法与上级断路器形成级差配合；
- 3) 接地故障检测通常只判零序电流，个别情况下存在误判。

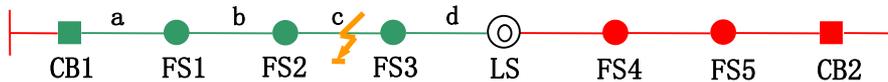
4.3 电压时间传统型馈线自动化-原理

短路故障

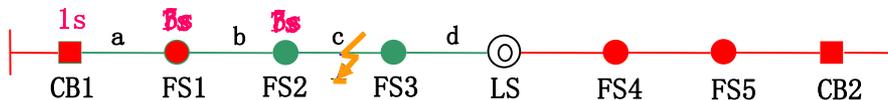
(1)正常工作



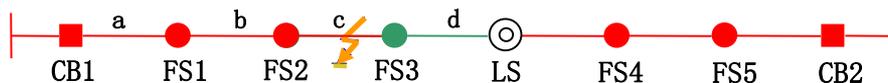
(2)故障跳闸



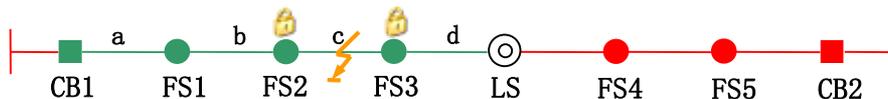
(3)第一次重合



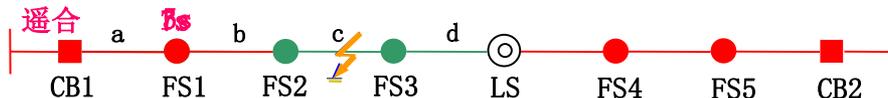
(4)FS2开关关合至故障点



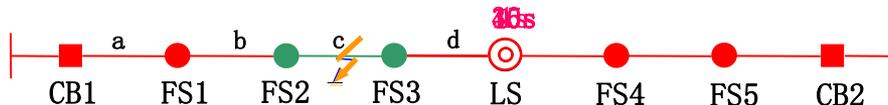
(5)再次跳闸



(6)主站遥控合闸,正常段供电



(7)故障区后端恢复供电



若是瞬时性故障自动躲避，恢复送电

若是永久性故障，再次跳闸

故障隔离完毕恢复正常区段供电



国家电网
STATE GRID

4.3 电压时间传统型馈线自动化-优缺点

优点

- 1) 采用电压型开关，电磁式机构，超级电容供电；开关二遥即可；
- 2) 电压型开关具备“来电延时合，无压即释放”的特点，动作可靠；
- 3) 出线开关两次重合完成故障定位和隔离。首次重合闸，闭锁故障点两侧开关隔离故障；二次重合，恢复电源侧非故障区域供电；
- 4) 非线路首段故障时，出线开关总能重合成功。

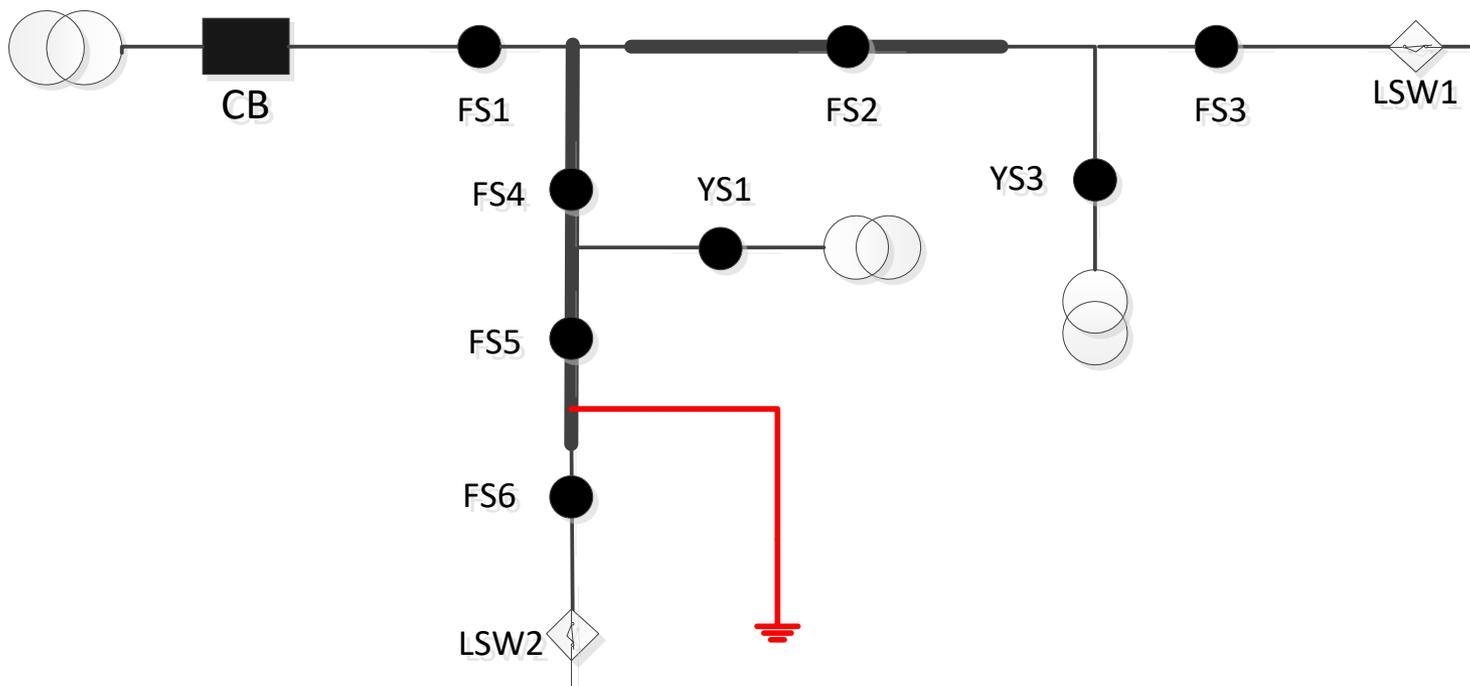
不足

- 1) 只能处理短路故障；
- 2) 通常不用于纯电缆线路，不适用复杂配电线路（分段多、分支多、联络多）；
- 3) 需配置所有开关的“延时合”X时限，同一时刻不能有两个开关同时闭合；
- 4) 运行方式调整时需同时调整相关开关的延时参数配置。
- 5) 故障点电源侧开关闭锁失败时，将导致出线开关反复重合到故障；
- 6) 故障点负荷侧开关残压闭锁失败时，将导致联络开关闭合时合到故障点（所采线电压两相短路故障时）；
- 7) 联络开关一侧PT断线时，如终端未识别到，将导致联络开关自动合。

4.4 电压时间改进型馈线自动化

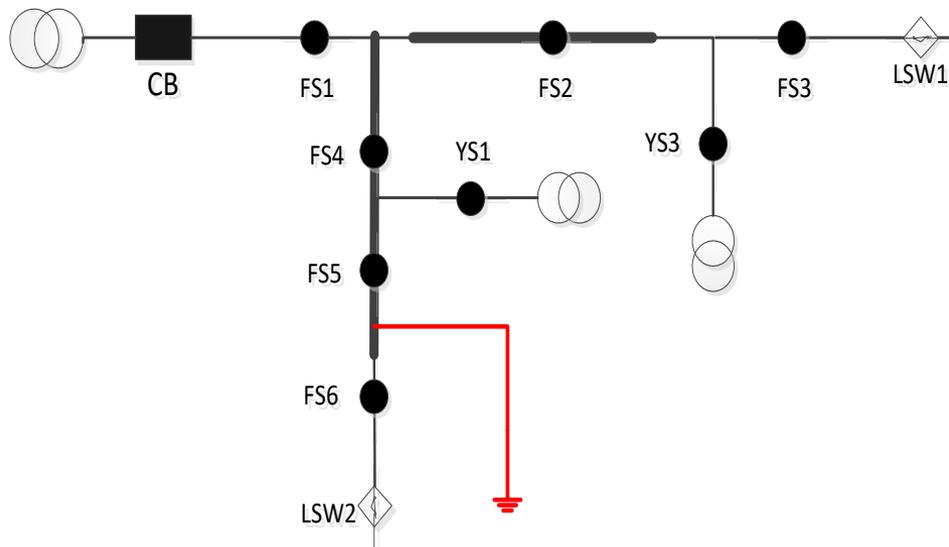
改进项

- 1) 分段FS1-FS6增加零序电压采集;
- 2) 首个分段FS1增加零序电流采集, 具备小电流接地检测和选线功能;
- 3) FS2-FS6具有零序电压X时限和Y时限闭锁功能。



4.4 电压时间改进型馈线自动化 接地故障处理原理

FS5与FS6之间发
生接地故障



动作步骤

- 1) FS1检测到本线路发生接地故障，延时（20S）跳闸，FS2-FS6失压分闸，FS1延时2S后重合；
- 2) FS2、FS3依次延时（7S）重合，未检测到零序电压；
- 3) FS4延时21S重合，未检测到零序电压；
- 4) FS5延时7S重合，即刻检测到零序电压，Y时限不满足分闸闭锁；
- 5) FS6检测到瞬时零序电压后失压，X时限不满足分闸闭锁，完成接地故障隔离。



国家电网
STATE GRID

4.4 电压时间改进型馈线自动化-优缺点

优点

- 1) 可定位并隔离短路和接地故障;
- 2) 只需首个分段开关具备接地故障选线功能, 其它分段开关只检测零序电压。

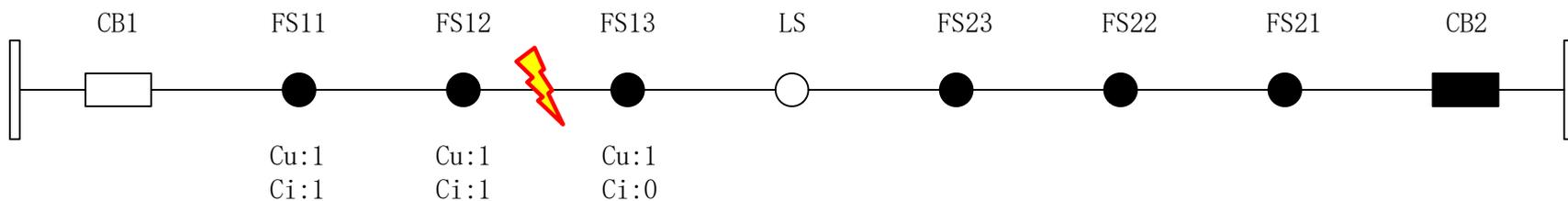
不足

- 1) 接地故障处理正确性依赖首个开关接地选线准确性;
- 2) 接地故障处理仍导致整条线路短时停电。

4.5 电压电流时间传统型馈线自动化 瞬时接地故障处理原理

利用在变电站出线开关的多次重合闸过程中记忆失压次数和过流次数，实现故障区间隔离和非故障区段恢复供电。**一次重合闸**识别瞬时性故障，**二次重合闸**定位故障区间并隔离，**三次重合闸**恢复故障点前端非故障区域供电。

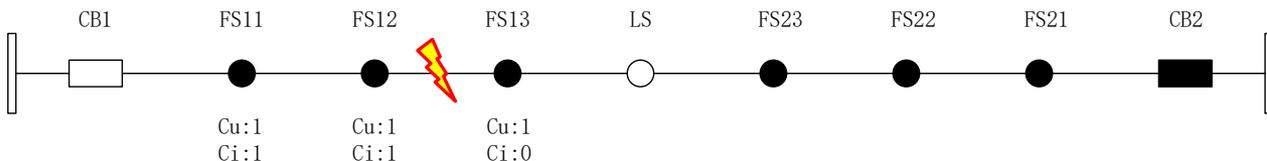
FS12与FS13之间发生瞬时故障



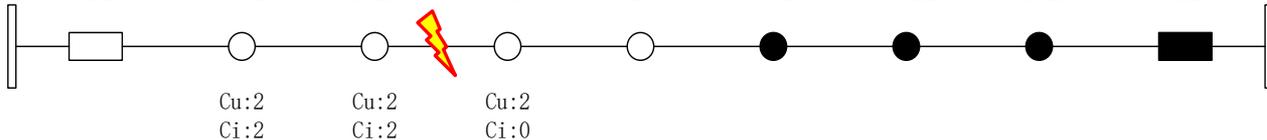
动作步骤

- 1) CB1跳闸，FS11、FS12、FS13失压计数1次，FS11、FS12过流计数1次，均保持合闸；
- 2) CB1一次重合成功。

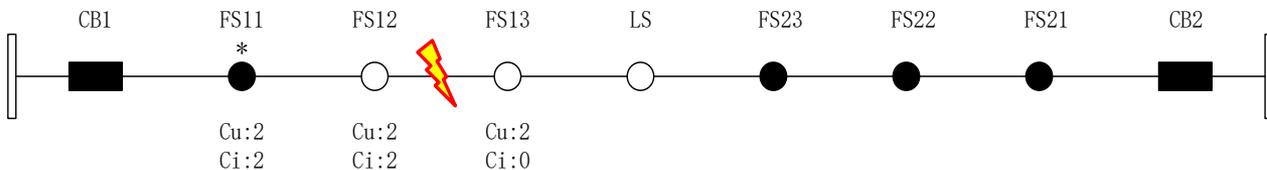
4.5 电压电流时间传统型馈线自动化 永久短路故障处理原理



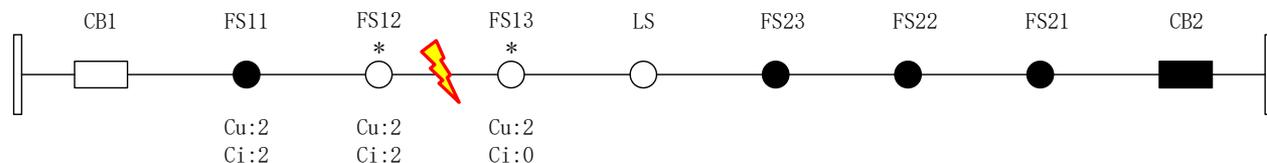
CB1跳闸，FS11、FS12、FS13失压计数1次，FS11、FS12过流计数1次。



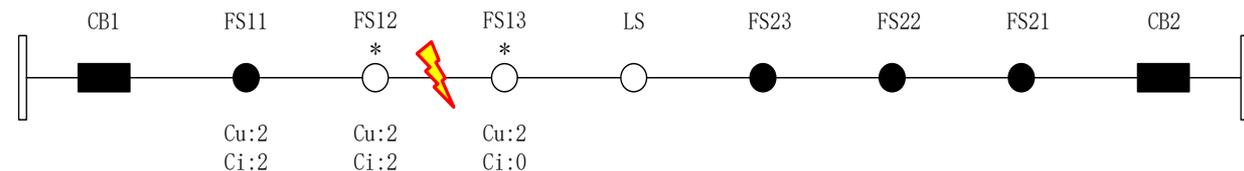
CB1一次重合失败，FS11、FS12、FS13失压计数2次，FS11、FS12过流计数2次。FS11、FS12、FS13均分闸。



CB1二次重合，经合闸闭锁时间X，FS11合闸，并经故障确认时间Y（一般为X-0.5），FS11闭锁分闸。

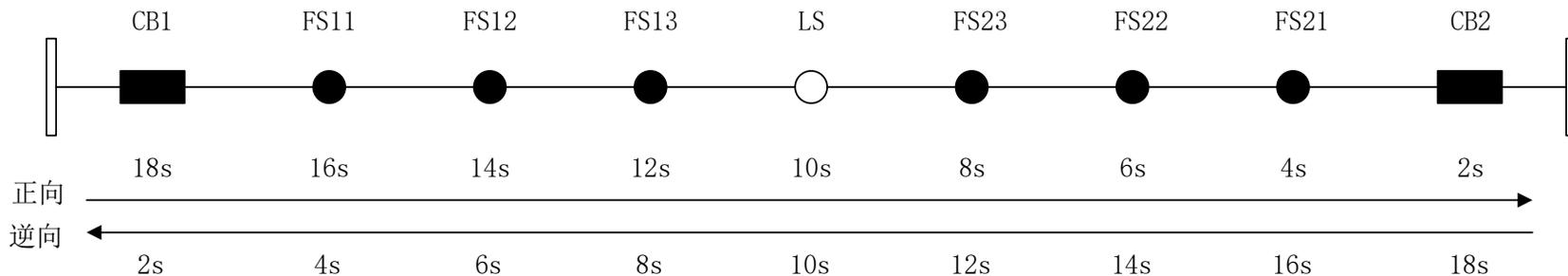


FS11合闸后经X时间，FS12合闸于故障，CB1跳闸，在Y时间内FS12检失压分闸并闭锁，FS13在X时间内检残压闭锁。

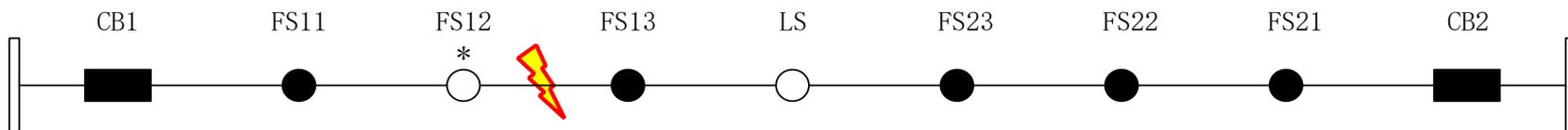


CB1三次重合成功。

4.5 电压电流时间传统型馈线自动化 接地故障处理原理

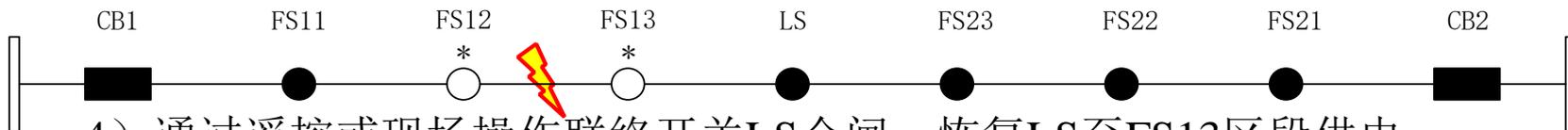


1) 按照功率方向整定各分段器的定值



2) FS12与FS13之间发生单相接地故障，FS12、FS11、CB1检测到负荷侧发生了单相接地故障，分别启动单相接地故障计时。

3) 14s后，FS12分闸并闭锁，完成故障定位和隔离。



4) 通过遥控或现场操作联络开关LS合闸，恢复LS至FS13区段供电。

5) FS13、LS、FS23、FS22、FS21、CB2检测到负荷侧发生了单相接地故障，分别启动单相接地故障计时。

6) 8s后，FS13分闸并闭锁，完成故障定位和隔离。



国家电网
STATE GRID

4.5 电压电流时间传统型馈线自动化- 优缺点

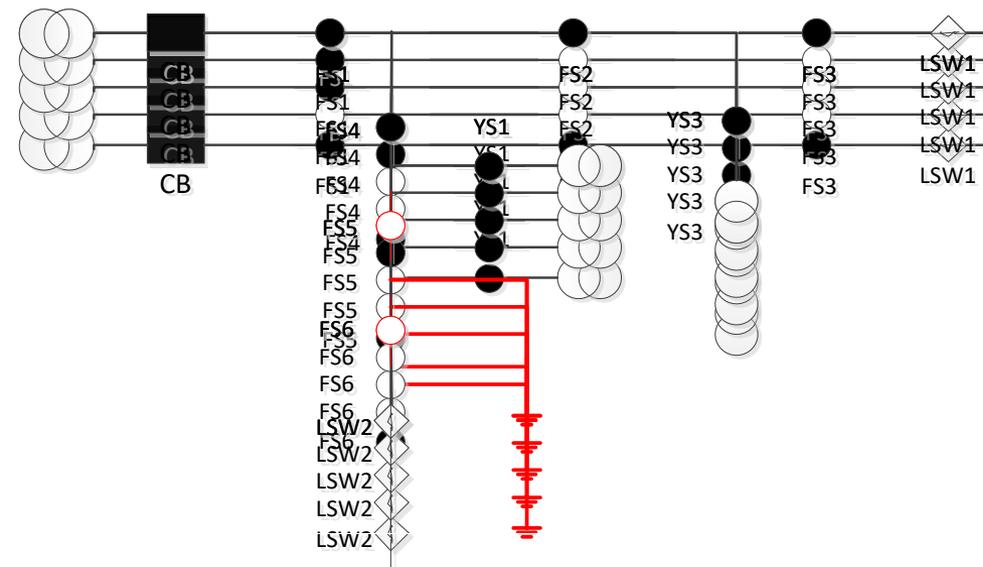
优点

- 1) 发生瞬时短路故障时，所有分段开关均不分闸，供电恢复快。

不足

- 1) 通常不用于纯电缆线路，不适用复杂配电线路（分段多、分支多、联络多）；
- 2) 需配置所有开关的“延时合”X时限，同一时刻不能有两个开关同时闭合；
- 3) 运行方式调整时需同时调整相关开关的延时参数配置；
- 4) 处理永久短路故障需配置3次重合闸；
- 5) 接地故障处理参数配置复杂。

4.6 自适应综合型-长延时馈线自动化 接地故障处理原理



安装前设置FS1为选线模式，其余开关为选段模式。

- 1) FS5后发生单相接地故障，FS1、FS4、FS5依据暂态算法选出接地故障在其后端并记忆；
- 2) FS1延时保护跳闸（20s），FS1-FS6无压分闸；
- 3) FS1在延时2s后重合闸；
- 4) FS4、FS5一侧有压且有故障记忆，延时7s合闸，FS2、FS3、FS6无故障记忆，启动长延时；
- 5) FS5合闸后发生零序电压突变，FS5直接分闸，FS6感受短时来电闭锁合闸；
- 6) FS2、FS3依次合闸恢复供电。



国家电网
STATE GRID

4.6 自适应综合型-长延时馈线自动化 优缺点

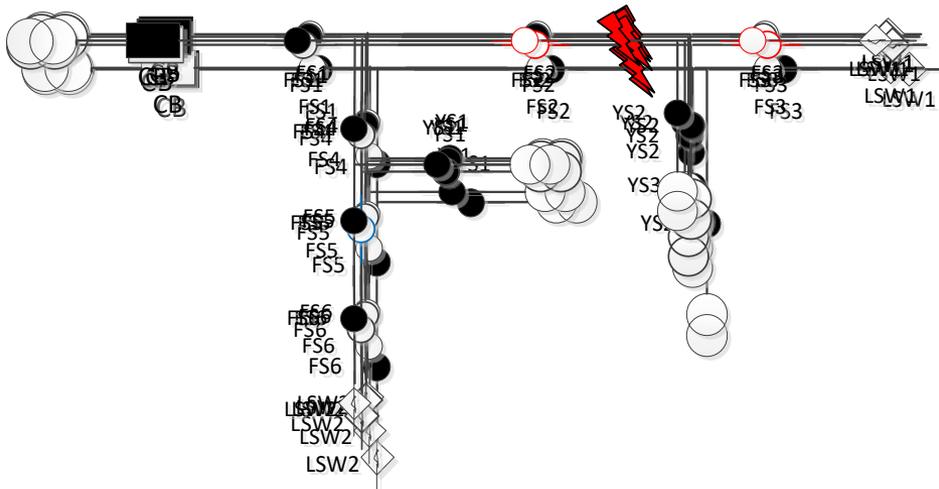
优点

- 1) 不依赖通信方式即可完成故障隔离，可靠性更高；
- 2) 具备处理短路故障和不同接地系统接地故障的能力；
- 3) 线路所有分段开关采用相同设备，具备选线、选段、联络点功能；
- 4) 线路上所有分段开关设备均无需现场设置短路、接地保护定值；
- 5) 相比传统电压一时间型，更快查找出分支线故障。

不足

相比传统电压一时间型和主站集中型非故障区域的恢复供电速度稍慢；停电检修后送电时间稍长，接近4分钟。

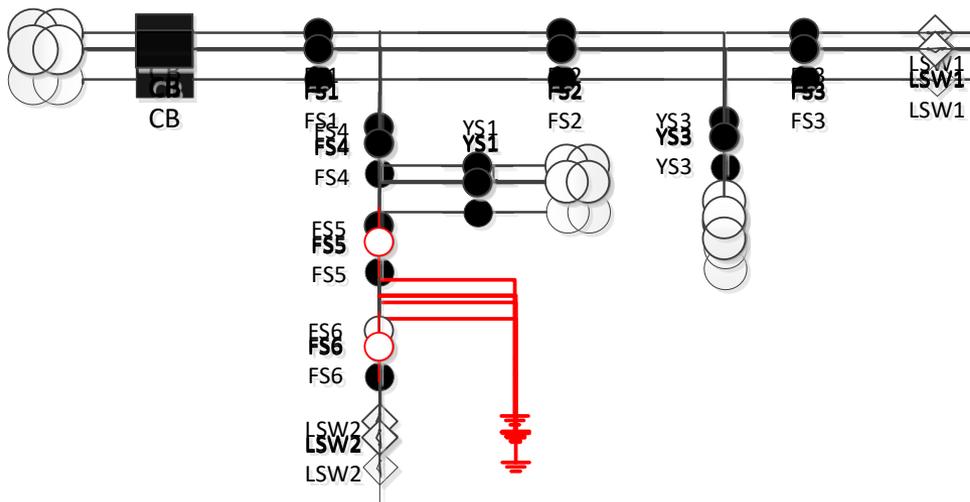
4.7 自适应综合型-无延时馈线自动化 短路故障处理原理



- 1) 结合故障检测信号（短路过流信号、界内接地故障信号），实现开关Y时限准确闭锁。
- 2) 位于故障路径上的开关，Y时限不满足且检测到故障信号时正向闭锁；
- 3) 位于非故障路径上的开关，Y时限不满足但检测不到故障信号时不闭锁。

- 1) FS2和FS3之间发生永久故障；
- 2) CB保护跳闸，FS1至FS6自动断开（FS1、FS2检测到过流信号，FS3、FS4、FS5、FS6未检测到过流信号）；
- 3) CB在2s后第一次重合闸；
- 4) FS1一侧有压，延时7s合闸；
- 5) FS2、FS4一侧有压，延时7s同时合闸；
- 6) FS2合到故障，CB跳闸，FS2失压分闸闭锁；FS4因Y时限不满足但未检测到过流，不闭锁正向合闸；FS3、FS5因短时来电闭锁反向合闸（残压闭锁）；
- 7) CB二次重合闸，FS1、FS4依次延时合闸，FS5正向来电延时合闸（反向闭锁解除），FS6延时合闸。

4.7 自适应综合型-无延时馈线自动化 接地故障处理原理



安装后设置FS1为选线模式，其余开关为选段模式。

- 1) FS5后发生单相接地故障，FS1、FS4、FS5检测到接地故障并记忆，FS2、FS3未检测到接地故障；
- 2) FS1延时接地保护跳闸（20s），FS1-FS6开关全部分闸；
- 3) FS1在延时2s后重合闸；
- 4) FS2、FS4一侧有压，延时7S同时合闸；FS3、FS5一侧有压，延时7S同时合闸；
- 5) FS5合闸后立即检测到界内存在接地故障信号，FS5直接分闸，FS6因短时来电闭锁反向合闸。



国家电网
STATE GRID

4.7 自适应综合型-无延时馈线自动化 优缺点

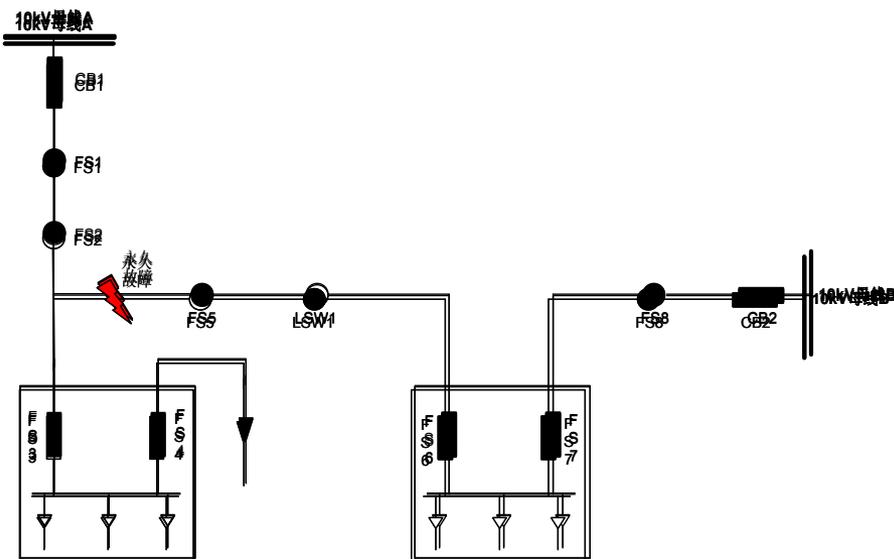
优点

- 1) 不依赖通信方式即可完成故障隔离，可靠性更高；
- 2) 具备处理短路故障和不同接地系统接地故障的能力；
- 3) 线路所有分段开关采用相同设备，具备选线、选段、联络点功能；
- 4) 线路上所有分段开关设备均无需现场设置短路、接地保护定值；
- 5) 结合电压和过流信号，优化分段开关闭锁逻辑，简化参数配置，减少停电时间；
- 6) 相比传统电压一时间型，更快查找出分支线故障。

不足

- 1) 非故障回路多经经受一次停电冲击，但减少了停电时间。
- 2) 在小概率条件下，在故障隔离过程中，如原非故障路径又出现短路故障，且同一时刻两个故障点前的开关同时合闸，可能导致其中一个故障点后的开关不能残压闭锁。

4.8 智能分布式馈线自动化原理



通过配电终端之间相互通信实现馈线的故障快速定位、隔离和非故障区域自动恢复供电的功能，并将处理过程及结果上报主站。。

- 1) 永久故障发生在FS2\FS3\FS5之间；
- 2) FS2开关通过与FS1\FS3\FS5的配电终端通信，判断出故障发生在FS2\FS3\FS5之间，FS2先跳闸；
- 3) FS2开关经过延时，自动重合，重合于永久故障再次跳闸，同时FS3和FS5跳闸，故障点隔离成功；
- 4) 故障点隔离成功后，合闸联络开关LSW1，恢复非故障区供电。

4.8 智能分布式馈线自动化-优缺点

优点

- 1) 快速故障处理。就地自主完成故障区段毫秒级定位，秒级快速隔离，非故障区域数秒内供电恢复；
- 2) 停电时间及次数少。一次完成故障定位隔离，减少停电及重合次数，缩小停电范围，减少停电时间；
- 3) 无级差配合。配电终端通过横向对等通信交互故障信息与控制信息，实现配电线路全线故障处理无级差配合；
- 4) 防误措施。自投前过载预判，避免盲投；区段隔离成败识别，避免误投。

不足

- 1) 逻辑复杂，运维难度较大。需要多终端同时信息互动，依赖于实时通信、拓扑关系以及参数配置的影响，复杂程度高，对现场运维人员的技术要求比较高；
- 2) 系统集成测试成本高。需对分布式FA各种逻辑、正常和异常多种情景，进行完整的系统测试；
- 3) 现场系统测试手段缺乏。依赖系统拓扑，当一次系统发生变化后，须对拓扑相关参数进行局部调整，对于已投运的一次网架进行扩展或拓扑调整，要对其进行现场逻辑验证，目前尚无特别有效的手段。

4.8 光纤差动式馈线自动化-优缺点

优点

- 1) 快速故障处理。就地自主快速完成故障切除，非故障区域快速恢复供电，故障切除和恢复供电总时间，最快小于200ms；
- 2) 对10kV大电流接地系统、小电流接地系统的单相接地故障都能提供有效解决方案。
- 3) 无需变电站出口断路器跳闸。直接就地完成故障定位隔离，缩小停电范围，减少停电时间；
- 4) 无需级差配合。光纤线路纵差保护及母线差动保护，对主干供电线路实现零延时快速就地故障切除。

不足

需要光纤通讯支持，逻辑相对复杂，对现场运维人员的技术要求比较高。

目录

1. 配电网及接地方式
2. 配电网故障类型与特征
3. 配电网继电保护
4. 配电网馈线自动化
5. 基于新型故指的故障定位
6. 馈线自动化与继电保护配合
7. 分布式电源接入影响及应对

5.1 架空暂态录波型故指 产品组成



1) 由采集单元和汇集单元组成，采集单元不带翻牌指示；

2) 采集单元与汇集单元间采用短距无线通信，自动跳频；

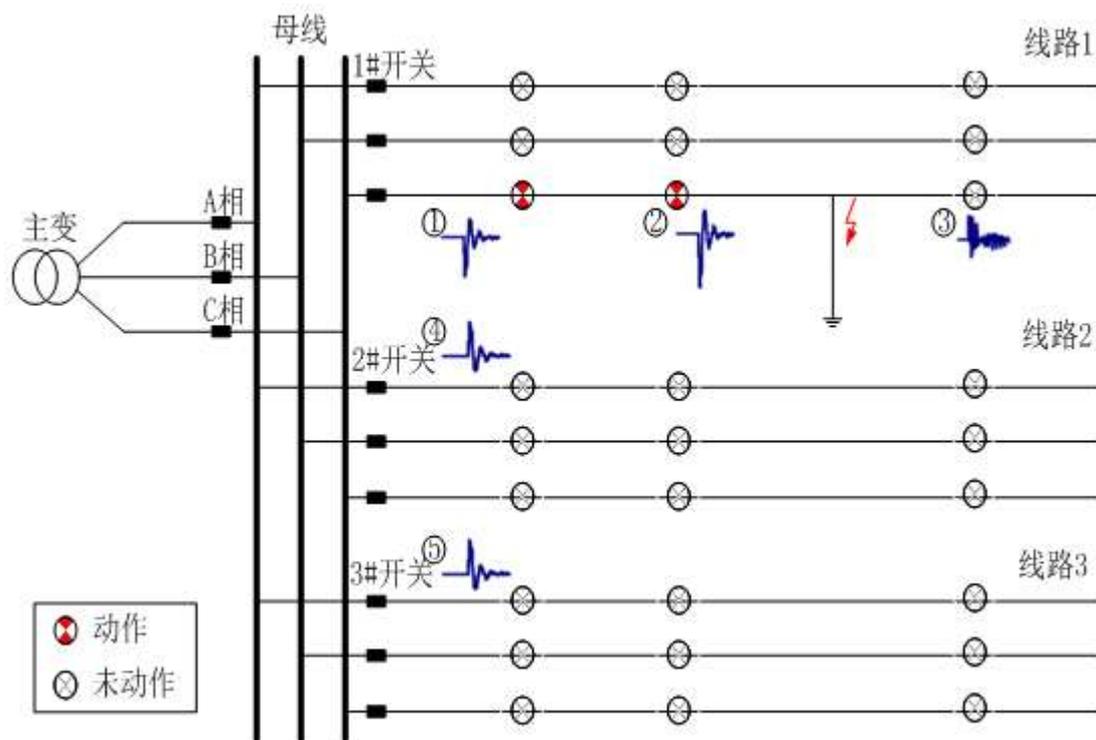
3) 采集单元尺寸较外施信号型大，质量不超过1000克。

5.1 架空暂态录波型故障指 接地检测原理

零序电流
暂态波形

- 1) 故障回路上相似
- 2) 故障与非故障线路不相似
- 3) 故障线路故障点前后不相似

主站判别
波形比对

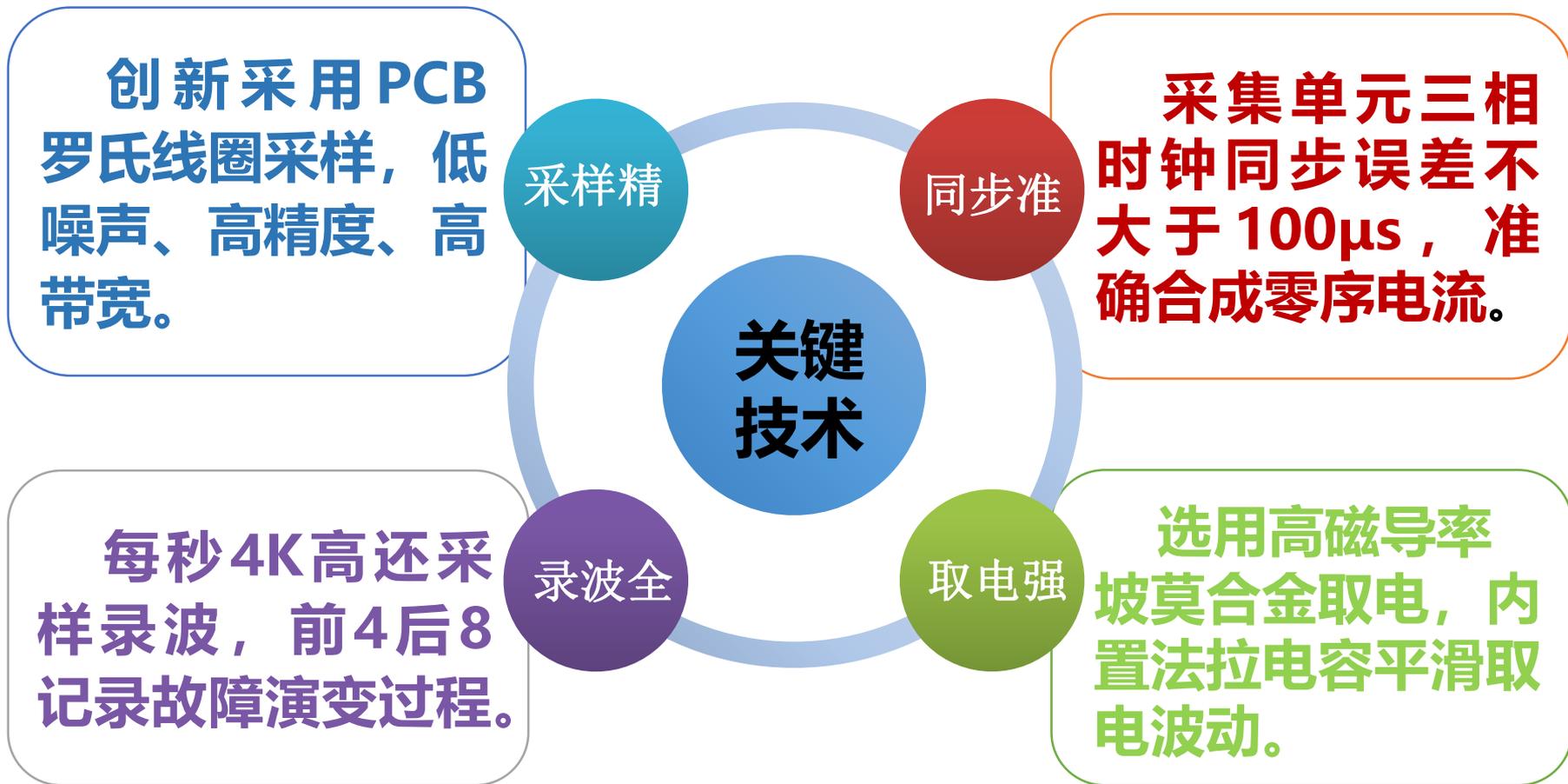


1. 暂态过程5~20毫秒；
2. 幅值为稳态几至十几倍；
3. 基本不受消弧线圈影响。



国家电网
STATE GRID

5.1 架空暂态录波型故指 关键技术



5.1 架空暂态录波型故指 优缺点

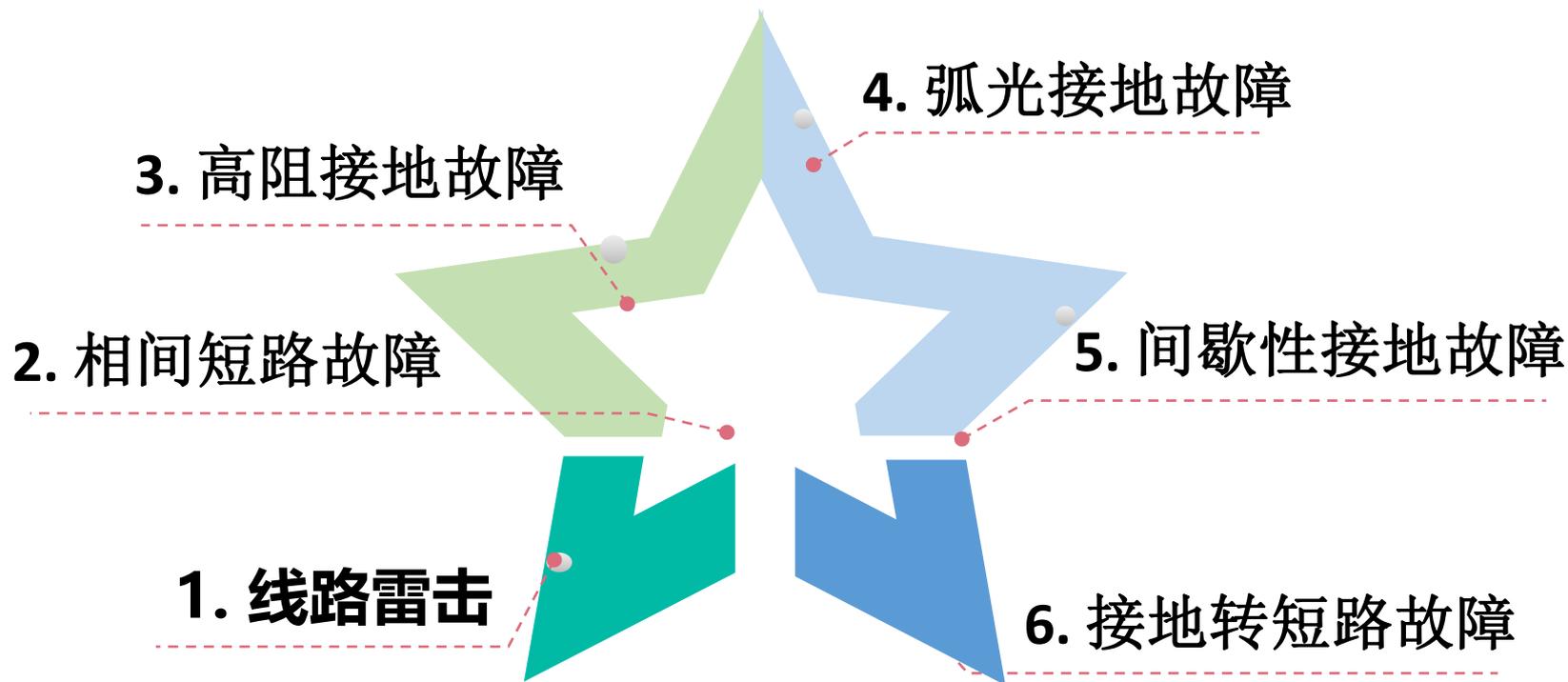
优点

- 1) 适应不同接地方式;
- 2) 可检测瞬时性、间歇性接地故障;
- 3) 录波数据为故障分析提供真实依据;
- 4) 两次录波启动闭锁时间短。

不足

- 1) 电压零度接地时, 故障相暂态峰值小;
- 2) 电场突启动接地录波, 存在干扰;
- 3) 依赖与主站通信, 依赖主站判别;
- 4) 采集单元功耗大, 负荷电流小于5A时不录波;

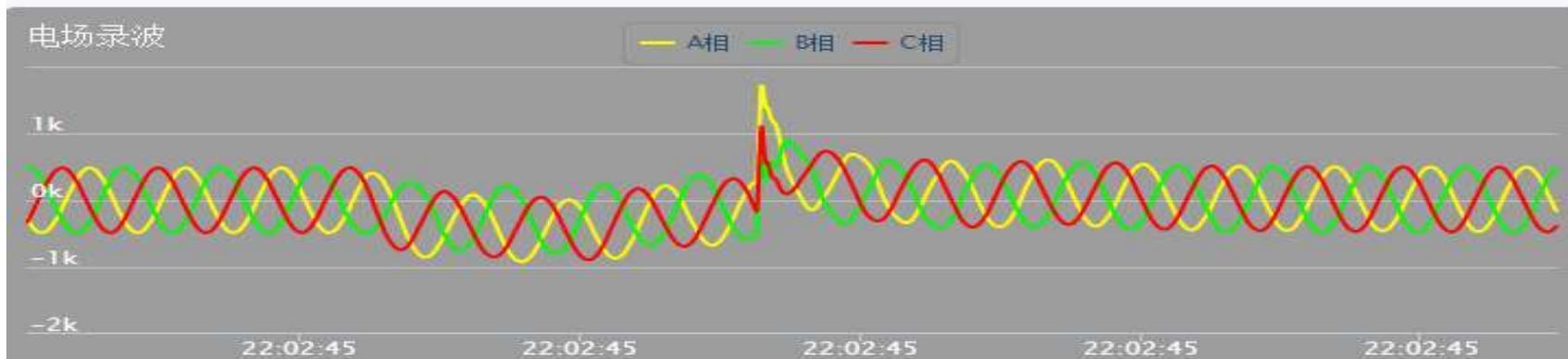
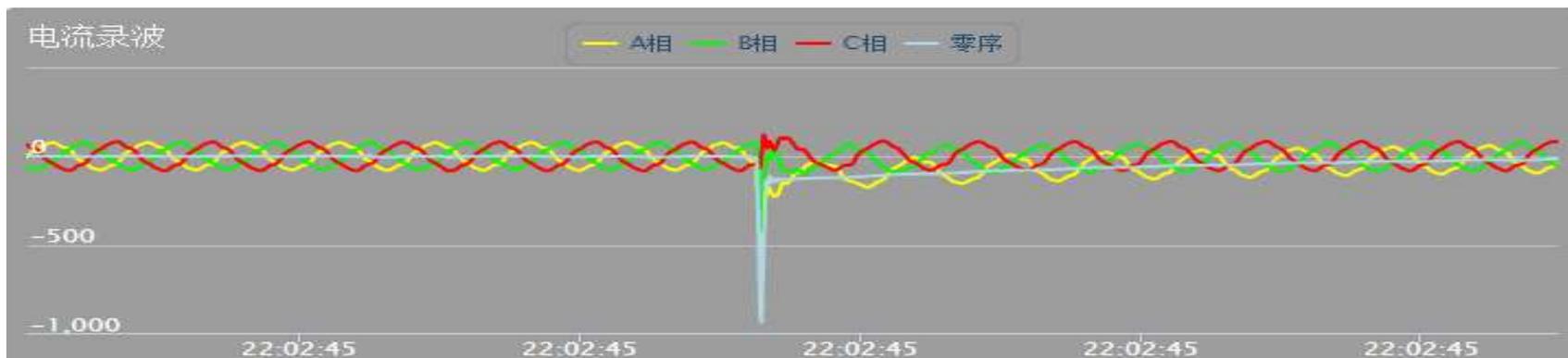
5.1 架空暂态录波型故指 现场案例



说明： 以下为暂态录波型故指试点应用案例，录波数据长度配置为16个周波。

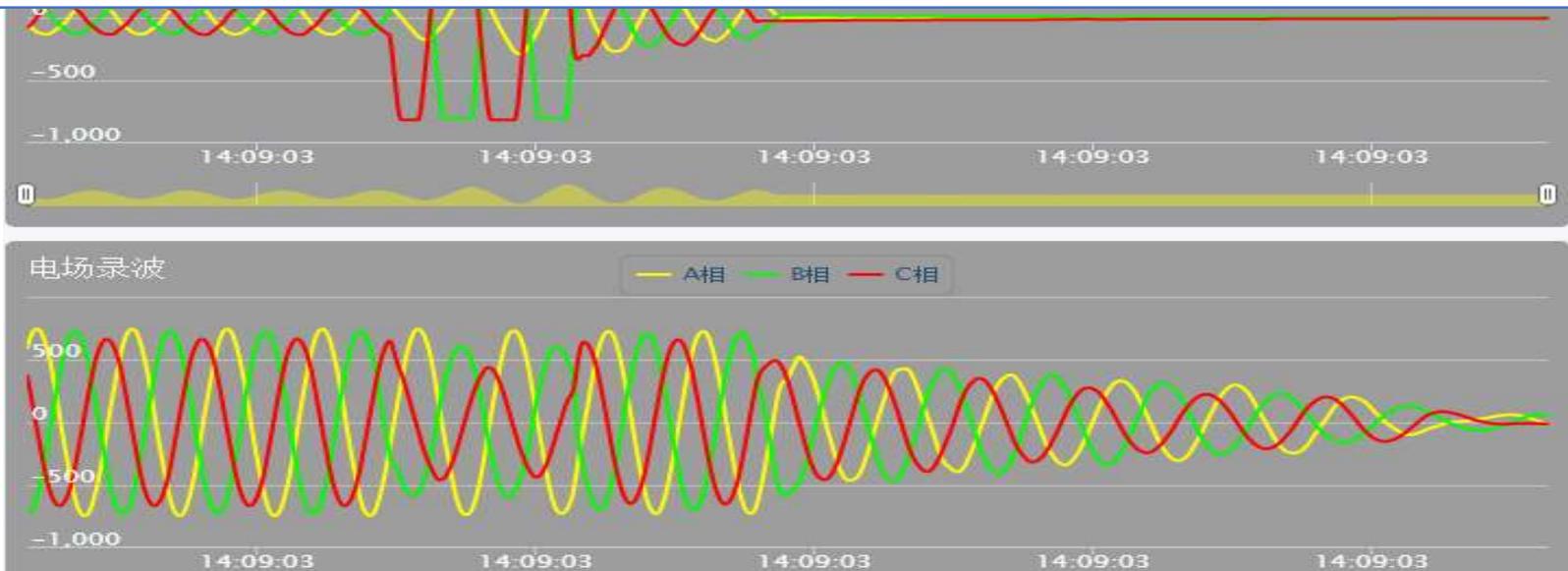
1) 线路雷击

- 1) A相遭受雷击对地放电，A相和零序电流出现上千安放电尖峰；
- 2) 三相电场幅值也出现尖峰且相位趋同。



2) 相间短路故障

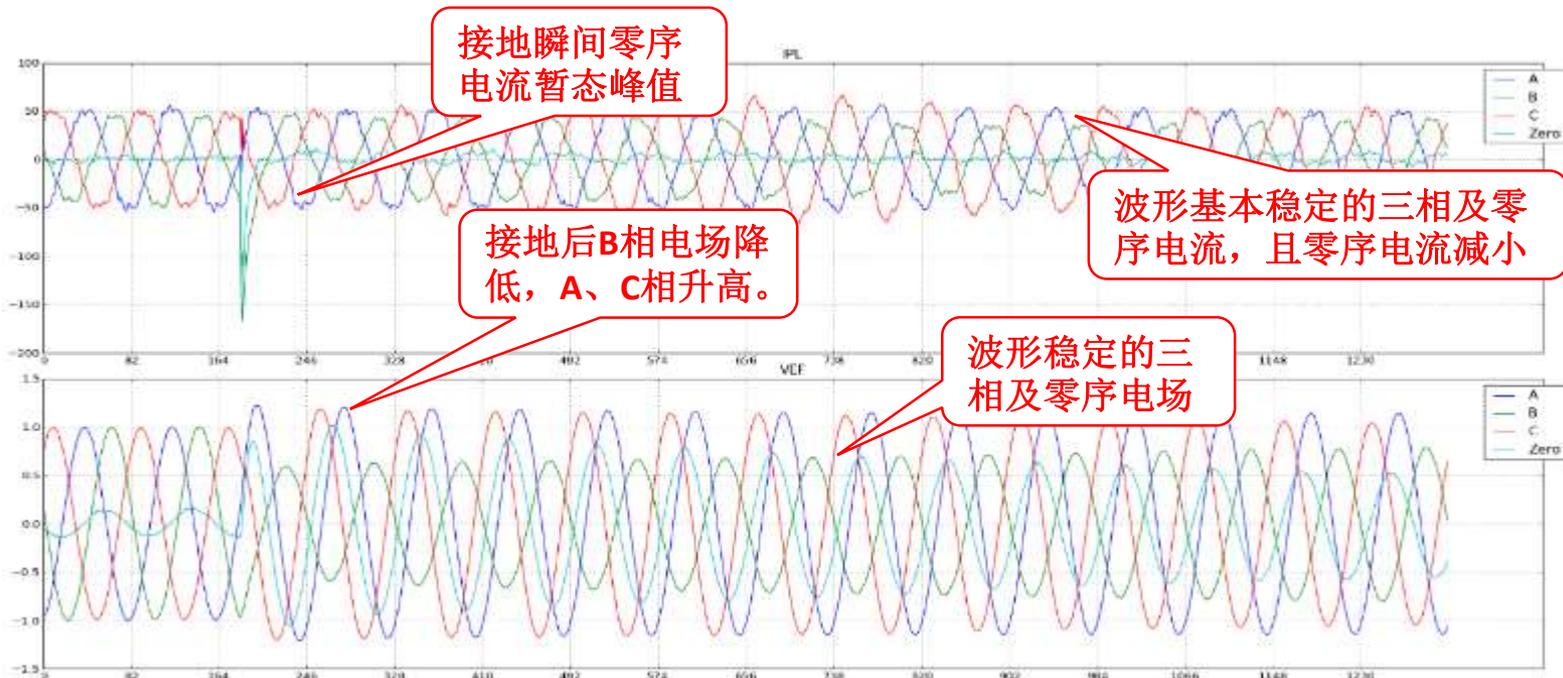
- 1) B、C相短路，电流峰值超过800A，两个周波恢复，启动保护跳闸；
- 2) 短路故障时B相与C相电场的相位差基本不变，两相间有较大的电阻值。



3) 高阻接地故障

故障特征：1) 零序电流出现约170A以上暂态峰值；2) 接地后工频电场波形基本稳定，零序电流有效值小于10A，且逐渐减小；

接地类型：非金属性物体搭接接地，接地相和大地之间形成稳定的高阻性通路。

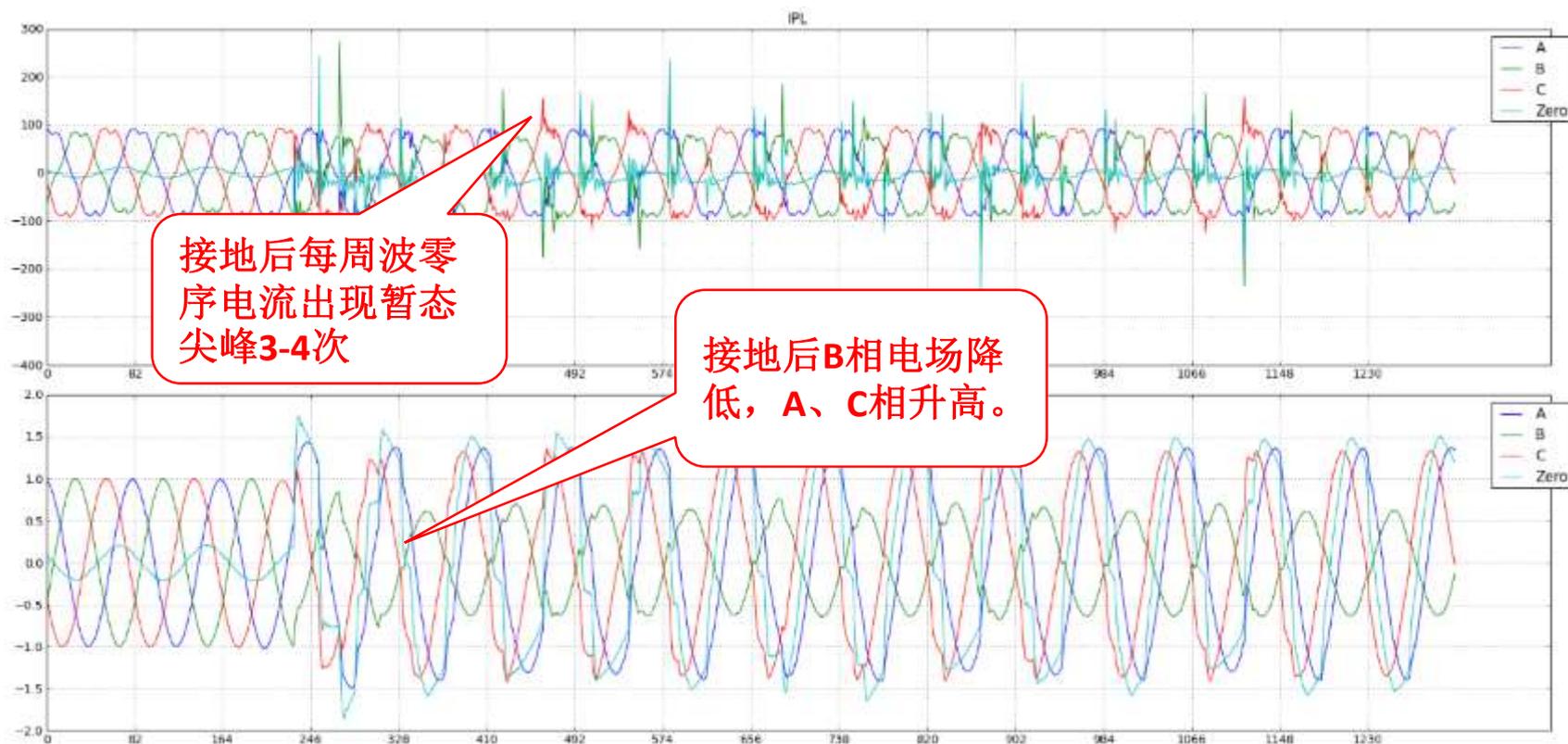




国家电网
STATE GRID

4) 弧光接地故障

故障特征：1) 接地瞬间零序电流尖峰最大超过300A，每周波放电尖峰3-4次；
接地类型：瓷瓶对地击穿，发生弧光接地。

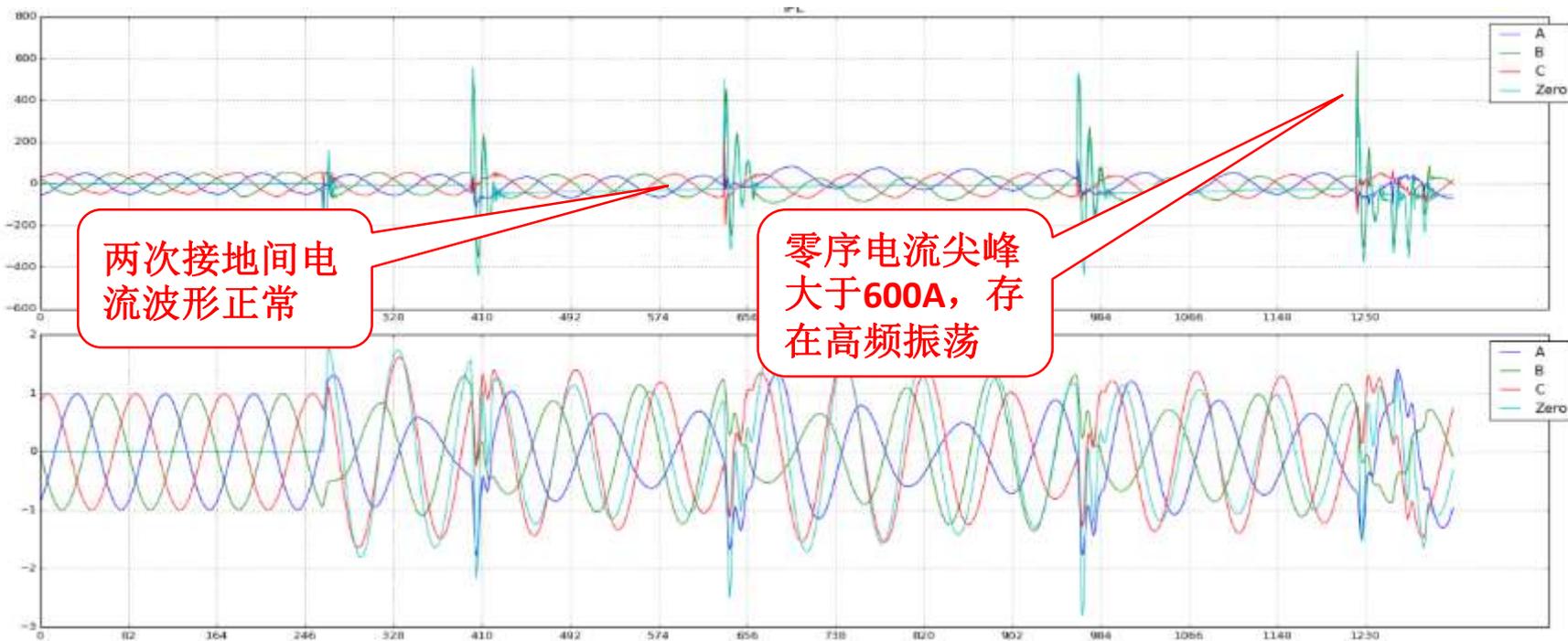




5) 间歇性接地故障

故障特征：1) 间歇性接地，零序电流尖峰最大超过600A；

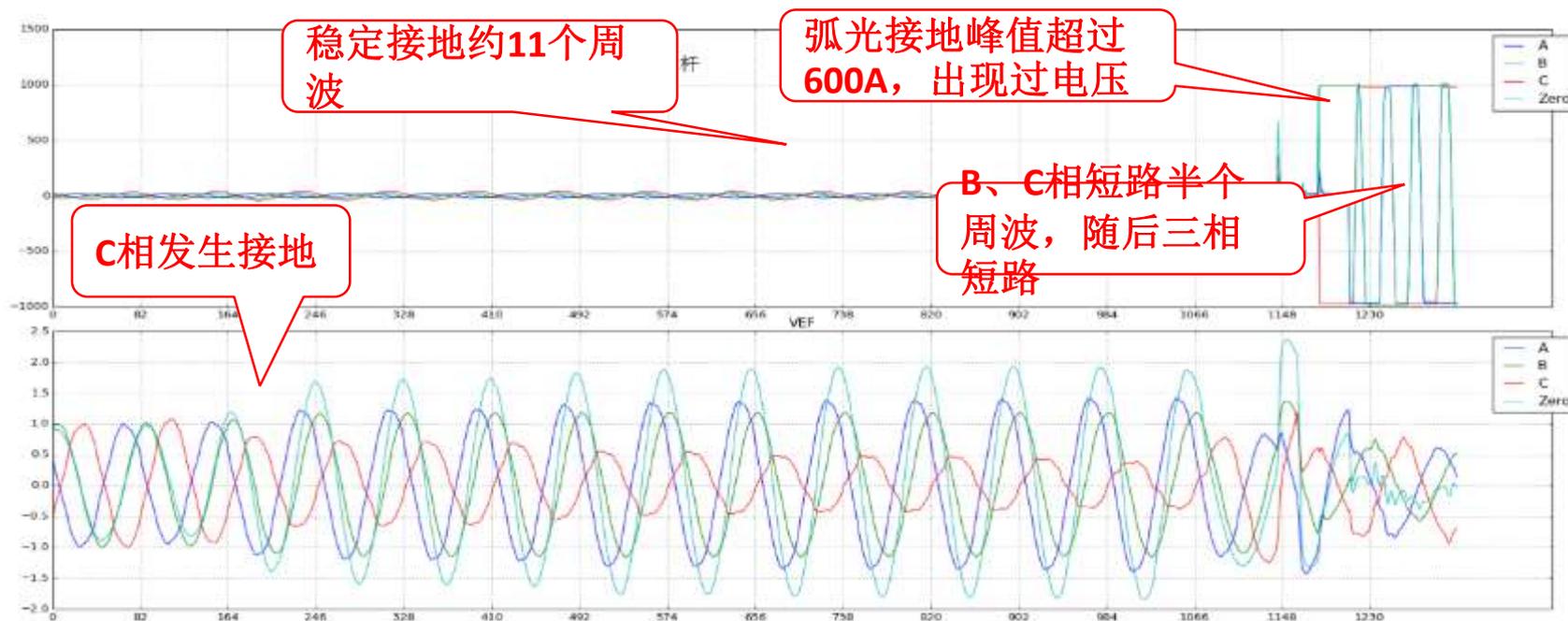
接地类型：金属性放电或异物触碰。



6) 接地转短路故障

故障特征：1) C相接地约11个周波，一个周波弧光放电，半个周波B、C相短路，随后三相短路，短路电流超过1000A；

接地类型：接地故障演变为三相短路。



5.2 架空外施信号型故指 产品组成

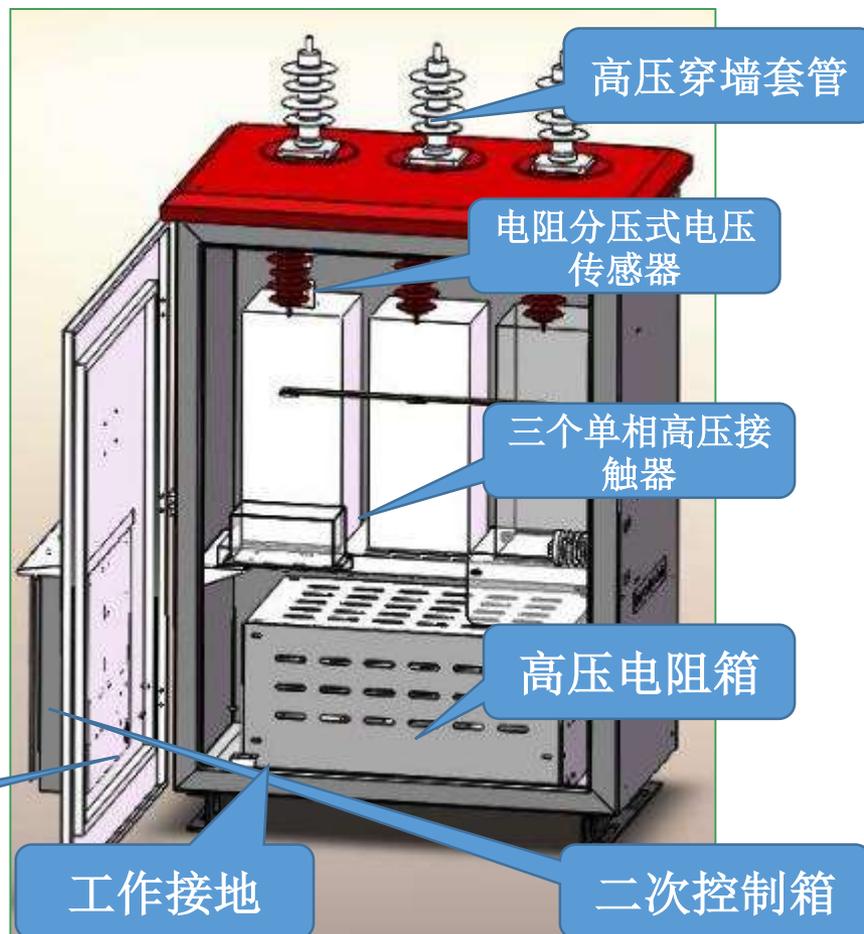


外施信号型故指与普通二遥远传型故指相似，采集单元尺寸较小。

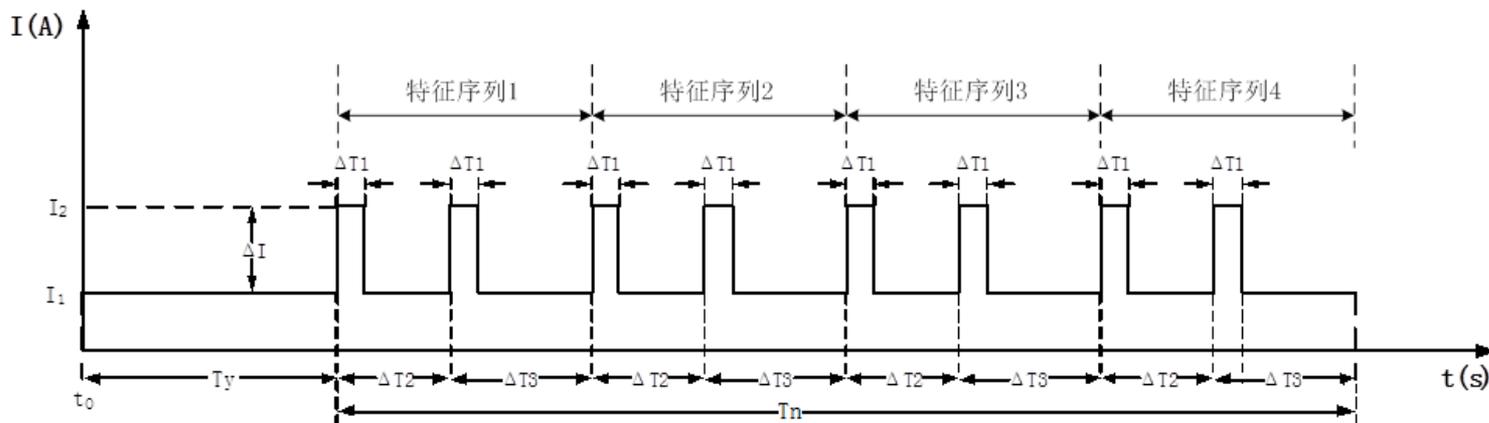
另需每段母线配置一台外施信号发生装置（右图）。

5.2 架空外施信号型故障 信号发生装置

一体式外施信号发生装置



5.2 架空外施信号型故障指示器 外施信号特征

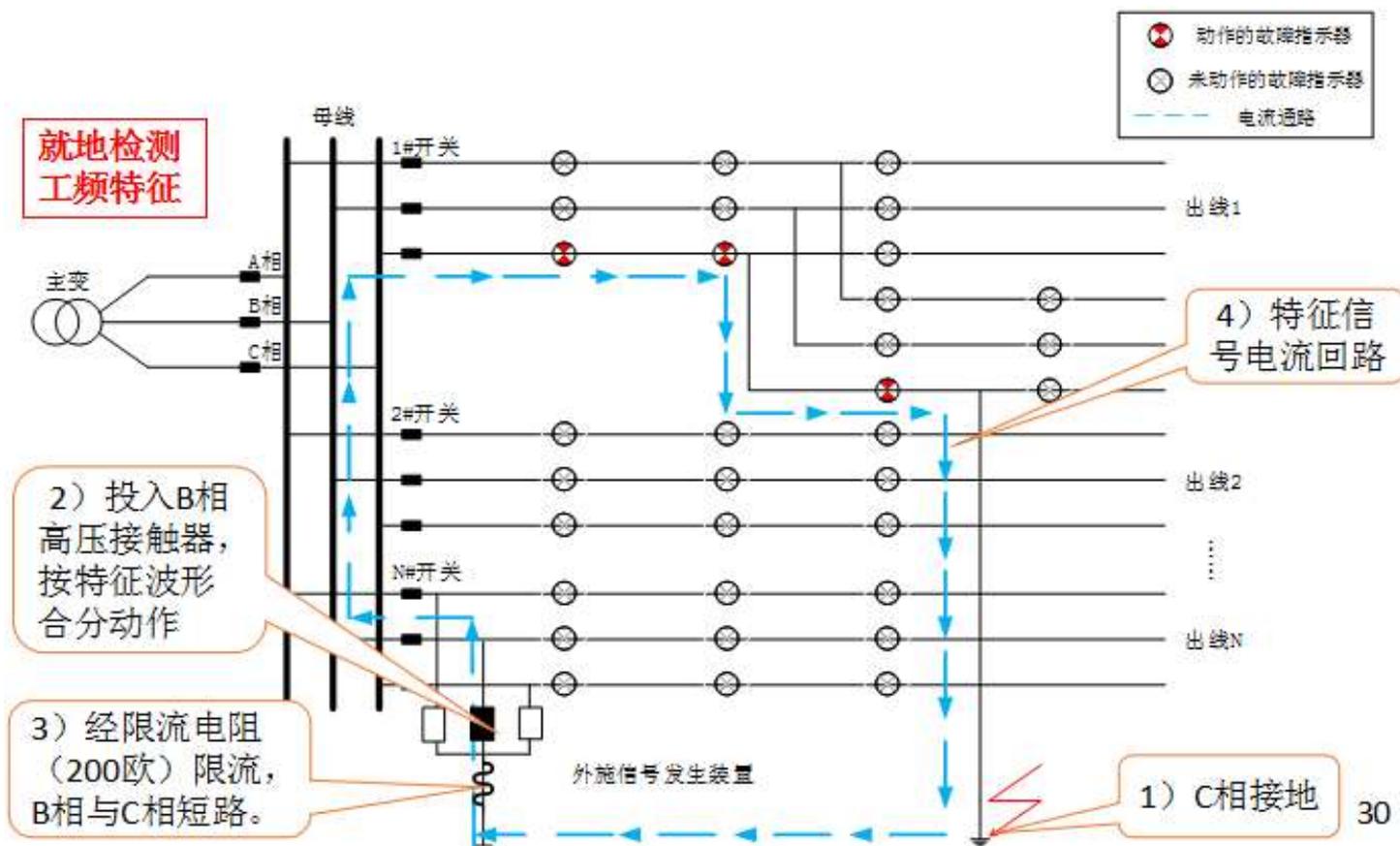


外施特征信号应符合《配电线路故障指示器技术规范》7.3.3.2条的规定，推荐参数要求如下：

- △T1: 120ms (± 30 ms) ;
- △T2: 800ms (± 30 ms) ;
- △T3: 1000ms (± 30 ms) ;
- △I= I_2-I_1 ，最小识别电流不大于10A。

外施信号特征序列包括4组特征信号，每组特征信号接触器先闭合120毫秒后断开680毫秒，再闭合120毫秒后断开880毫秒。

5.2 架空外施信号型故指 接地检测原理



5.2 架空外施信号型故指关键技术



5.1 架空外施座号型故指 优缺点

优点

- 1) 利用信号发生装置（电流源）将小电流接地信号放大数倍，检测可靠性和精度较高；
- 2) 适用于中性点不接地和消弧线圈接地方式，不受系统运行方式、拓扑结构的影响；
- 3) 采集单元仅通过检测负荷电流即可就地判别接地故障，装置功能简单；
- 4) 信号发生装置可安装于站外架空线路，施工和维护方便。

不足

- 1) 不能检测间歇性接地故障；
- 2) 每段母线上需选择一条出线安装一台信号发生装置，该出线停电检修时，将影响该对母线上所有出线接地故障的判别；
- 3) 在两次接地检测之间，因信号发生装置限流电阻的散热问题，信号发生装置需闭锁约15分钟；
- 4) 发生接地故障时，安装电流源位置的接地线将通过数十安的电流，需进行可靠的工作地和保护地设计。



国家电网
STATE GRID

5.5 高精度架空线路故障指示器

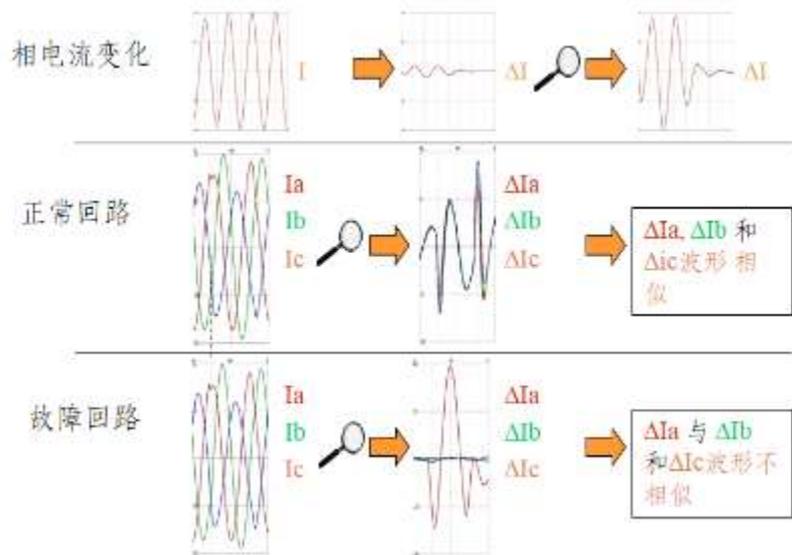


1. 开启式电流互感器：0.5级；
2. 故障录波，每周波256点录波；
3. 接地故障就地准确判别。



国家电网
STATE GRID

5.5 高精度电缆线路故障指示器

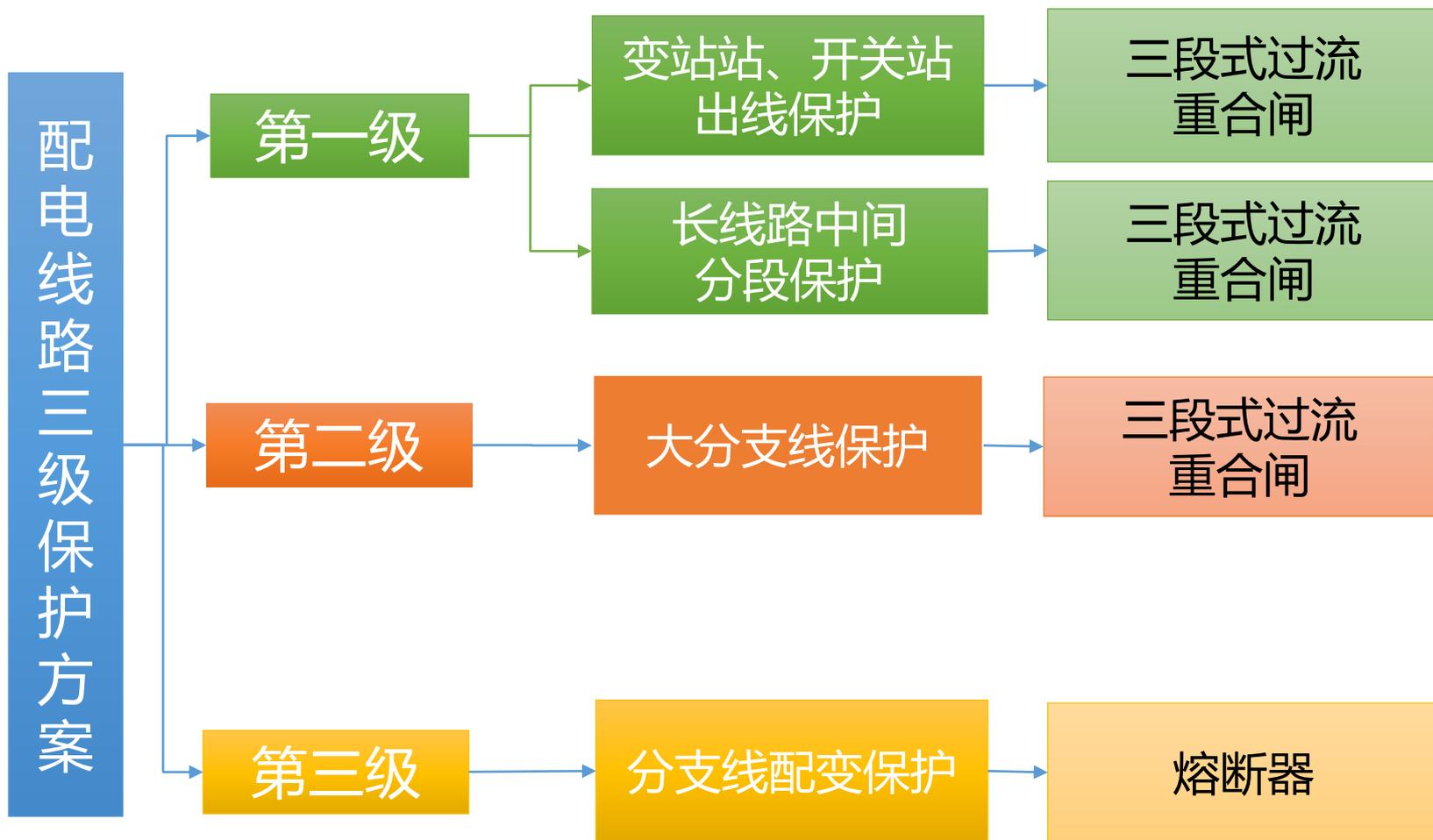


1. 三个开启式电流互感器：0.5级；
2. 最小可检测故障电流：0.6A；
3. 高阻接地检测最大可达6kΩ；
4. 可有效检测弧光接地故障。

目 录

1. 配电网及接地方式
2. 配电网故障类型与特征
3. 配电网继电保护
4. 配电网馈线自动化
5. 基于新型故指的故障定位
6. 馈线自动化与继电保护配合
7. 分布式电源接入影响及应对

6.1 配电线路三级保护方案



6.2 继电保护与集中型馈线自动化

1) 出线开关继电保护配置及整定

出线开关通常配置二段过流保护、二段零序过流保护、三相一次重合闸。

2) 配电终端功能配置需求

- 1) 干线分段开关配电终端宜配置过流保护，只发出过流信号。
- 2) 用户分支线分界开关为断路器开关可考虑配置过流保护，作用于跳闸，并与变电出线开关进行保护级差配合。

6.3 继电保护与智能分布式馈线自动化

1) 出线开关继电保护配置及整定

出线开关通常配置二段过流保护、二段零序过流保护、三相一次重合闸。二段过流保护、二段零序过流保护动作均可作用于跳开出线开关。

2) 配电终端功能配置需求

- 1) 线路开关采用断路器时，变电站出线开关保护若提供150ms（含）以上延时，分布式FA就地自动实现全线无级差故障判断、隔离，出线开关无需跳闸；对联络线转供下游非故障区进行过载预判，满足转供条件再自动合闸联络开关。
- 2) 线路开关采用负荷开关时，故障时出线开关跳闸，分布式FA先就地自动实现故障判断、隔离，出线开关一次重合闸，恢复上游非故障区域供电；对联络线转供下游非故障区进行过载预判，满足转供条件再自动合闸联络开关。

6.3 继电保护与就地型馈线自动化

1) 出线开关继电保护配置及整定

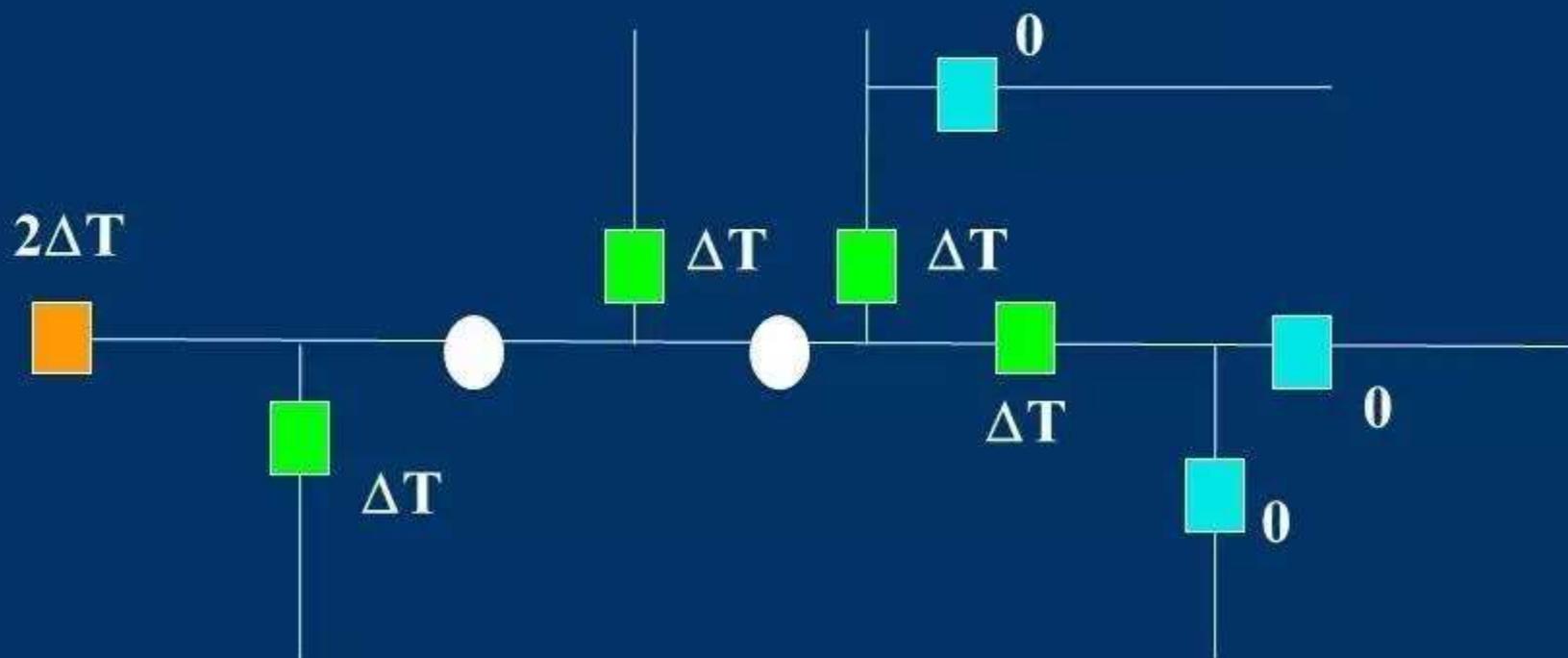
出线开关通常配置二段过流保护、二段零序过流保护、采用电压时间型和自适应复合型时宜配置三相二次重合闸，采用电压电流时间型时宜配置三相三次重合闸。二段过流保护、二段零序过流保护动作均可作用于跳开出线开关。

2) 配电终端功能配置需求

- 1) 主干线路配电终端应配置满足馈线自动化应用要求的逻辑功能，并至少具备二遥动作型终端功能要求；
- 2) 用户分支线分界开关为断路器开关可考虑配置过流保护，作用于跳闸，并与变电出线开关进行保护级差配合；
- 3) 如果变电站仅能配置一次重合闸，可通过设置首个分段开关来时间定值躲过变电站出线开关重合闸充电时间，使重合闸再次动作。

继电保护（动作型两遥终端）-1

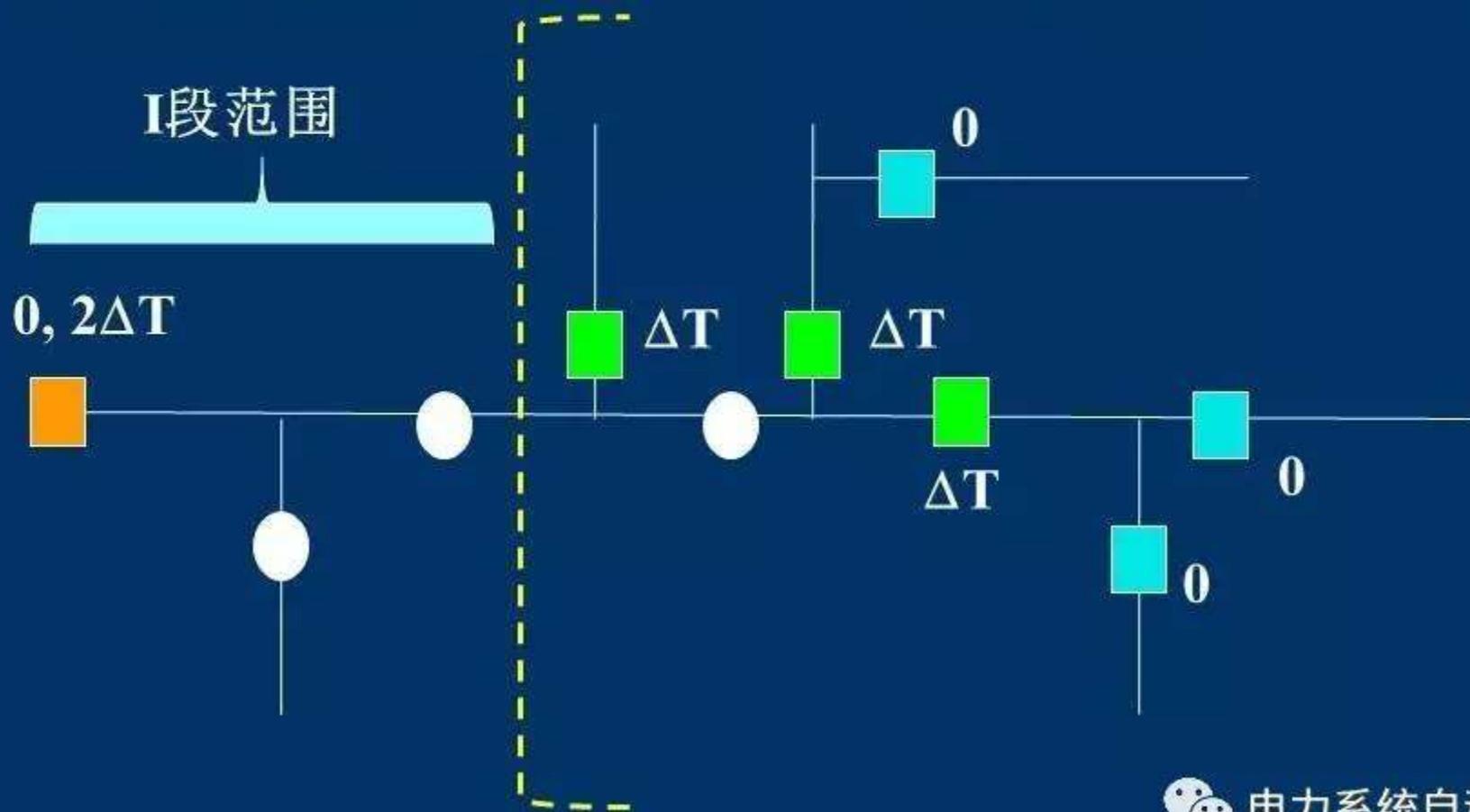
供电半径短的馈线：多级级差配合



- 用户/次分支线故障不影响分支，分支线故障不影响主干线

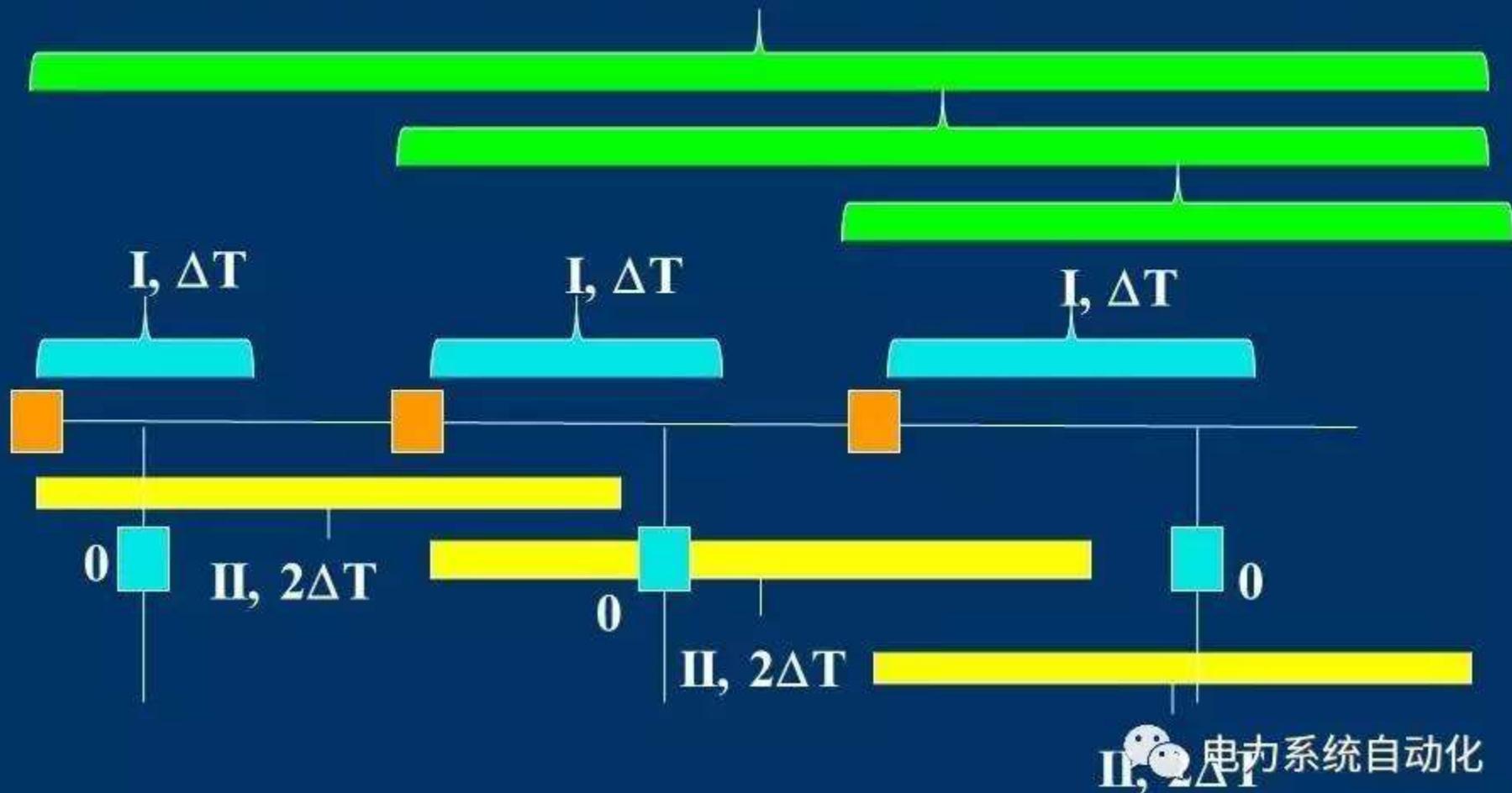
继电保护（动作型两遥终端）-2

- 多级级差部分配合（必须配置瞬时速断保护的情形）



继电保护（动作型两遥终端）-3

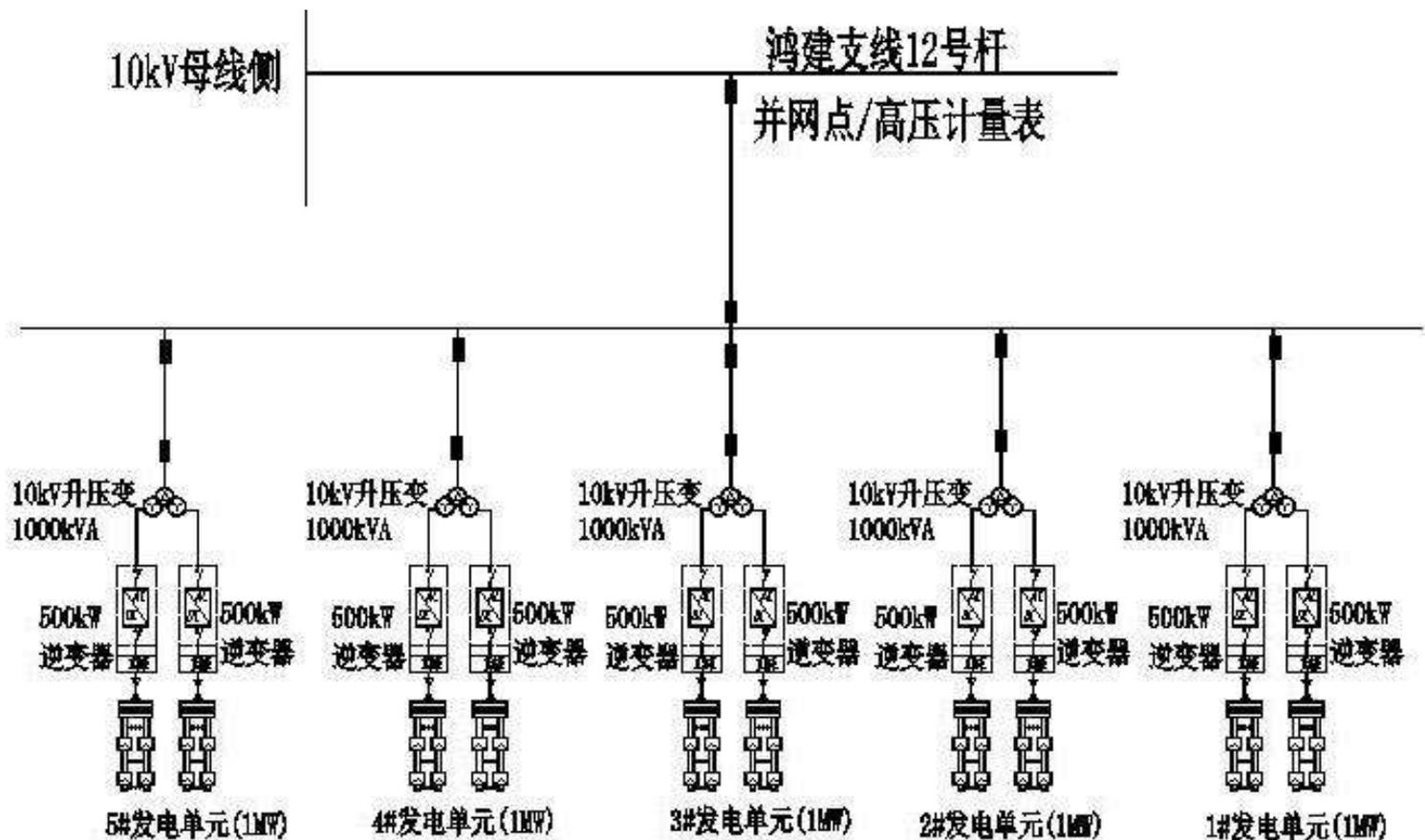
- 供电半径长的馈线：多级三段电流保护配合



目 录

1. 配电网及接地方式
2. 配电网故障类型与特征
3. 配电网继电保护
4. 配电网馈线自动化
5. 基于新型故指的故障定位
6. 馈线自动化与继电保护配合
7. 分布式电源接入影响及应对

7.1 分布式电源公共线路接入方式





7.2 大容量分布式电源接入 对配电网影响（一）

- 1) 同步发电机----短路电流约为额定电流的7倍;
- 2) 鼠笼式异步发电机---短路电流约为额定电流的5-7倍;
- 3) 双馈发电机—短路电流约为额定电流的8-10倍;
- 4) 三相电压源变流器---短路电流约为额定电流的1.2-1.5倍。

- 1) 位于故障点和DG 之间的保护检测到DG 提供的短路电流，可能发生误动;
- 2) DG 提供短路电流，使与其并列的电源提供的短路电流降低，可能使DG 上游的并列线路的保护拒动;
- 3) 由于DG 对短路电流的助增作用，使位于DG 和故障点之间的保护装置的保护范围扩大，影响其选择性。

7.2 大容量分布式电源接入 对配电网影响（二）

- 1) 对距离保护的影响。可能使距离保护的测量阻抗增大，从而保护拒动。
- 2) 对零序保护的影响。对于中性点非有效接地系统，分布式电源并不影响零序网络的结构；对于中性点经小电阻接地系统，DG 的接入会影响零序电流。
- 3) 对自动重合闸的影响。DG 的接入，除产生非同期合闸和故障点电弧重燃的威胁，同时，DG提供的故障电流对保护产生影响，从而会影响重合闸。



国家电网
STATE GRID

介绍完毕!