

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.191275

# 超高压电网反时限零序过流保护简化整定方法

孙正伟<sup>1</sup>, 刘家庆<sup>1</sup>, 鲍斌<sup>1</sup>, 王开白<sup>1</sup>, 漆家炜<sup>2</sup>, 黄宗超<sup>2</sup>, 李银红<sup>2</sup>

(1. 国家电网公司东北分部, 辽宁 沈阳 110180; 2. 强电磁工程与新技术国家重点实验室  
(华中科技大学), 湖北 武汉 430074)

**摘要:** 随着国内超高压电网中传统四段式定时限零序电流保护的整定配合越来越困难, 反时限零序过流保护作为后备保护逐渐得到应用。但目前其定值整定多依赖工程经验, 缺乏理论支撑, 给实际应用带来诸多限制。为此, 首先结合超高压电网变电站装设接地变压器的结构特点, 分析了零序网络电流的自然差异分布特性, 给出了简化整定的理论基础。然后提出采用全网统一定值整定原则的反时限零序过流保护简化整定方法。最后通过理论分析说明了简化整定后仍可保证选择性与灵敏性。利用国内某区域电网 500 kV 局部输电网算例进行计算, 其结果证明了所提简化整定方法有效且合理。

**关键词:** 反时限特性; 零序电流保护; 整定计算; 全网统一定值; 简化整定

## A novel simplified relay coordination method for inverse-time zero-sequence overcurrent relays applied in an extra-high voltage power grid

SUN Zhengwei<sup>1</sup>, LIU Jiaqing<sup>1</sup>, BAO Bin<sup>1</sup>, WANG Kaibai<sup>1</sup>, QI Jiawei<sup>2</sup>, HUANG Zongchao<sup>2</sup>, LI Yinhong<sup>2</sup>

(1. Northeast Branch of State Grid Corporation of China, Shenyang 110180, China; 2. State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Engineering and Technology (Huazhong University of Science and Technology), Wuhan 430074, China)

**Abstract:** With the increasing difficulty of coordination of conventional four-stage definite-time zero-sequence current relays in the domestic Extra-High Voltage (EHV) power grid, inverse-time zero-sequence overcurrent relays are gradually applied as backup protection. However, the settings of inverse-time relays are determined according to engineering experience rather than theoretical analysis. Such action brings many restrictions to its practical application. To this end, this paper first combines the structural characteristics of grounding transformers installed in the EHV power grid substations and analyzes the natural distribution difference characteristics of zero-sequence current to show the theoretical basis of the simplified setting. Then, the coordination method based on the unified setting principle of inverse-time zero-sequence relays is proposed. Finally, the paper proves that selectivity and sensitivity are still guaranteed after simplification via theoretical analysis. The proposed method is applied to the 500 kV partial transmission network of the domestic certain power grid. The results show that the proposed simplified relay coordination method is effective and reasonable.

This work is supported by Science and Technology Project of Northeast Branch of State Grid Corporation of China (No. SGDB0000DKJS1900180).

**Key words:** inverse-time characteristic; zero-sequence overcurrent protection; relay coordination; unified setting of relays; simplified relay coordination

## 0 引言

国内电压等级在 220 kV 及以上 1 000 kV 以下

的超高压交流电网采用中性点直接接地方式<sup>[1]</sup>。在超高压电网大电流系统短路故障统计中, 单相接地故障占 90% 以上<sup>[2-3]</sup>。利用不对称接地故障时出现零序电流构成的接地短路保护作为后备保护在超高压电网中获得了广泛应用<sup>[4-10]</sup>。其中, 阶段式定时限零序电流保护因其原理及构成简单而被国内电网采

用, 但不足的是整定计算工作量大。此外, 超高压电网的零序序网因自耦变压器和超短群线路等元件投入变得愈发复杂, 使得定时限零序电流保护最末段的整定配合愈加困难<sup>[11]</sup>。为保证灵敏性, 多数电网将零序电流最末段选取相同的启动电流和延时, 但发生高阻接地故障时易造成停电面积的扩大<sup>[12]</sup>。

反时限特性电流保护反应于被保护线路流经电流大小, 即故障电流越大, 保护元件动作时间越短, 能自动响应于电网故障轻重程度以实现故障的快速切除。当相邻线路短路电流大小存在差异时, 反时限电流保护能自然实现上下级保护选择性配合, 为简化过电流后备保护整定计算提供了基础。反时限零序过流保护若能在保证选择性的同时简化整定计算过程, 则可替代传统四段式定时限零序电流保护。因此研究反时限零序过流保护在超高压电网中的应用及其整定方法, 具有实际重要意义。

反时限过流保护因其实现简便和成本低廉等优点, 很早就在国外输电网和配电网中得到广泛应用<sup>[13]</sup>。就反时限保护整定配合问题, 许多学者在建立的优化数学模型基础上, 分别从数学解析优化<sup>[14-16]</sup>、元启发式智能优化<sup>[17-19]</sup>和混合优化<sup>[20-21]</sup>三个方面提出了众多优化算法来求取定值。然而, 受限于优化问题约束维度, 到目前为止仍未有一种适用于任意规模电网、通用且实用的高效优化定值求取算法。在国内电网中, 反时限保护主要采用零序电流构成, 目前也有相关文献探讨了反时限零序过流保护在超高压电网中的应用。文献[22]指出华东电网在 500 kV 网架中投入了反时限保护, 并讨论了反时限电流保护之间的配合以及反时限与定时限电流保护之间的配合问题。针对南方电网 500 kV 主变配置的一段针对高阻接地故障不带方向的反时限零序过流保护, 文献[23]以事故为例, 对主变中压侧及其出线采用反时限保护的必要性及其整定配合进行了研究。文献[24]以辽宁南部电网为例对辽宁电网 500 kV 线路反时限零序过流保护速动性进行了分析。需要指出的是, 上述探讨反时限保护应用的文献中线路反时限保护定值整定计算多依赖工程经验, 缺乏理论依据。此外, 业界对于反时限零序电流保护研究主要集中在反时限保护优化定值计算<sup>[14-21, 25-28]</sup>和反时限保护与定时限的相互配合<sup>[29-30]</sup>等方面, 而在工程实用化整定理论计算方面鲜有涉及。

为解决上述问题, 本文首先重点分析了国内超高压电网拓扑结构特点, 基于超高压电网零序序网特性, 对传统反时限零序过流保护逐级配合整定原则进行有效简化, 从理论上得出了一种适用于超高压电网的反时限零序过流保护简化整定方法, 即全

网保护采用统一的反时限特性、启动电流以及时间定值。然后理论分析证明所提简化整定方法仍能保证保护的选择性与灵敏性。最后利用国内某区域 500 kV 局部实际电网算例验证了所提方法的有效性与实用性。

## 1 反时限电流保护特性

描述反时限特性继电器时间-电流特性的一般动作方程可用式(1)表示<sup>[31]</sup>。

$$t(I_f) = T_p \left[ \frac{A}{(I_f/I_p)^\alpha - 1} + B \right] \quad (1)$$

式中:  $I_f$  为流经保护的故障电流;  $I_p$  为保护整定启动电流;  $T_p$  为整定时间定值;  $A$ 、 $B$  和  $\alpha$  为确定反时限特性曲线陡度的常数, 根据其值不同可将反时限保护分为标准反时限(Standard Inverse, SI)、非常反时限(Very Inverse, VI)、极端反时限(Extremely Inverse, EI) 三类。表 1 给出了常用的三类特性曲线对应的常数值<sup>[32]</sup>。

表 1 常用三类反时限特性常数

Table 1 Common standard characteristics constants			
反时限特性	$A$	$B$	$\alpha$
SI	0.14	0	0.02
VI	13.5	0	1
EI	80	0	2

不同反时限特性曲线所用场合不同, 根据国家电网公司有关规定<sup>[33]</sup>, 输电网中零序电流保护反时限特性统一采用 IEC 标准反时限特性曲线, 即

$$t(3I_0) = \frac{0.14T_p}{(3I_0/I_p)^{0.02} - 1} \quad (2)$$

式中,  $3I_0$  为故障时流经保护的三倍零序电流。

## 2 超高压电网零序网络特征

超高压电网中性点直接接地系统中, 各变电站通常装有接地变压器。超高压电网在发生不对称故障时, 接地变压器的存在为简化全网反时限零序过流保护整定计算提供了物理基础。以图 1(a)所示输电网结构为例, 当线路 BC 上 k 点发生接地故障时, 其零序等效网络示于图 1(b)。由基尔霍夫定律可知, 此时故障线路 BC 上保护 1 与上级线路 AB 上保护 1 流过的零序电流存在如下关系:

$$I_{k0,BC} = I_{k0,AB} + I_{k0,T2} \quad (3)$$

式(3)表明, 当 BC 线路发生接地故障时, 由于母线 B 上接地变压器 T2 的分流作用, 使得保护 1 测得的零序电流明显大于上级线路保护 2 测得的零

序电流,如图 1(c)所示。这种因零序网络拓扑结构导致故障零序电流在网络中呈现出上下级线路存在大小差异的自然分布特性,为简化电网中反时限零序过流保护整定计算奠定了物理基础。

### 3 反时限零序过流保护简化整定计算方法

为保证电网安全稳定运行,需要对配置的反时限零序过流保护进行整定配合,以满足保护选择性和灵敏性的要求。根据式(2)可知,当全网采用统一反时限特性 SI 后,各级保护整定配合主要在于求取每个保护的启动电流值  $I_p$  和时间定值  $T_p$ ,并使之满足选择性和灵敏性的要求。下面对两个参数的整定原则分别加以分析确定。

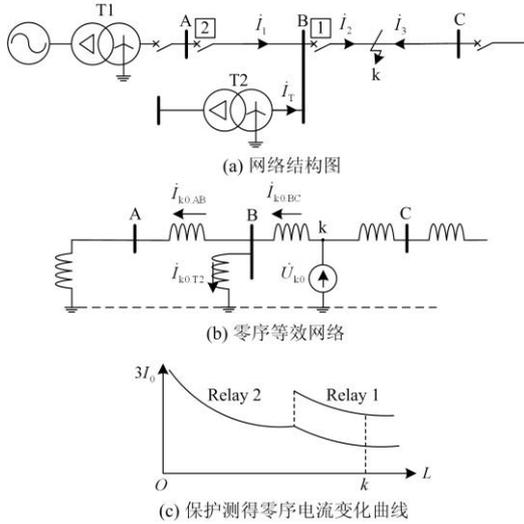


图 1 超高压电网中接地变压器作用示意图

Fig. 1 Schematic diagram of role of grounding transformer played in EHV power grid

#### 3.1 启动电流 $I_p$ 整定原则

输电线路零序反时限保护本质上属于过电流保护,故启动电流定值确定与相间短路电流保护 III 段相似。所不同的是,理论上系统正常运行时存在最大负荷电流但无零序电流,因此启动电流的选择主要考虑躲过线路正常运行时的最大不平衡电流  $I_{0.unb.max}$  且保证在发生线路高阻接地故障时有足够灵敏度。引入可靠系数  $K_{rel}$ , 则

$$I_p = K_{rel} I_{0.unb.max} \quad (4)$$

其中,线路正常运行时的最大不平衡电流结合线路最大潮流考虑,一般可取 0.1 倍线路负荷最大电流。

#### 3.2 时间定值 $T_p$ 整定原则

各级保护之间动作的选择性要求其动作时限需要逐级配合。引入整定时间级差(Coordination

Time Interval, CTI), 约束条件可写为

$$t_{bx} - t_p \geq CTI \quad (5)$$

式中,  $t_p$ 、 $t_{bx}$  分别为故障发生在本段线路时本级保护及与其相配合的上级保护相应动作时间。

为确定各保护时间定值,传统整定方法是选取各线路始端为配合点,计算线路末端故障时线路零序电流分布,首先确定末级线路  $T_p$ ,在配合点考虑 CTI 约束后逐级完成整定。整个过程示于图 2。

针对实际大型电网,传统整定方法显得过程繁琐且工作量庞大。事实上,只要各个保护对应的反时限特性曲线在  $t-I$  平面上不出现交叉,则选择性即可得到保证。上述做法是基于相邻线路在同一故障零序电流水平下考虑时间定值的不同取值,使反时限曲线逐级上移,从而满足选择性要求。而另一种思路则可以基于同一时间定值下考虑相邻线路保护所流经的故障零序电流水平不同从而形成上下级保护动作时间差,在  $t-I$  平面上相当于同一条反时限特性曲线。即只要零序电流相差水平所对应的时间差满足 CTI 约束,则保护选择性即可得到保证。

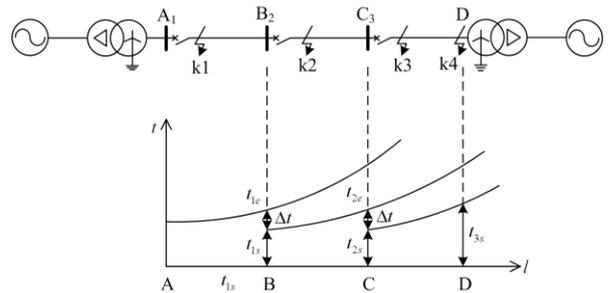


图 2 反时限零序过流保护传统整定配合

Fig. 2 Conventional coordination of inverse-time zero-sequence overcurrent relays

基于上述分析,全网保护反时限零序特性曲线可取统一时间定值。时间定值  $T_p$  的整定原则应满足系统发生金属性和高阻接地故障时保护能可靠动作,同时应满足系统非全相运行期间反时限零序保护不误动作要求。设系统非全相运行期间最大零序电流为  $I_{up0.max}$ , 可靠躲过系统非全相运行最大时延为  $t_{d.max}$ , 则

$$T_p \geq \frac{(I_{up0.max}/I_p)^{0.02} - 1}{0.14} t_{d.max} \quad (6)$$

式中,启动电流  $I_p$  为按上述原则式(4)的整定值。同时考虑到超高压电网对故障切除要求越快越好,原则上时间定值不应过大,一般有  $T_p \leq 1.1$  [25]。

确定  $I_p$  和  $T_p$  两个参数后,全网所有反时限零序

过电流保护均取同一参数定值即完成整定计算, 大大简化了整定计算过程, 减少工作量。

#### 4 反时限电流保护简化整定后特性分析

满足选择性及灵敏性要求是确保各个保护正常运行的重要基石。下面对采用所提简化整定方法后反时限电流保护选择性和灵敏性加以分析。

##### 4.1 选择性分析

选择性是超高压电网保护必须满足的首要条件, 一旦保护失去选择性, 将造成不可挽回的电网事故。

根据图 1 中超高压电网零序网络结构特征可知, 只要变电站接地变压器分流作用满足式(5)条件, 则保护间选择性即可满足。考虑利用接地变分流临界值定量评估接地变分流作用, 首先根据流经与故障线路共母线接地变的零序电流  $I_{k0,T}$  和故障线路零序电流  $I_{k0,L}$  定义接地变分流系数如式(7)所示。

$$K_T = I_{k0,T} / I_{k0,L} \quad (7)$$

当式(5)取等号时, 联立式(3)、式(7), 并定义电流比系数  $C_R$  和时间比系数  $T_R$  如式(8)。

$$C_R = \left( \frac{3I_{k0,BC}}{I_p} \right)^{0.02}; \quad T_R = \frac{CTI}{0.14T_p} \quad (8)$$

推导得接地变临界分流系数  $K_{Tcr}$ , 其表达式为

$$K_{Tcr} = 1 - \left( \frac{C_R \cdot T_R + C_R - T_R}{C_R^2 T_R - C_R \cdot T_R + C_R} \right)^{50} \quad (9)$$

根据上述推导过程和式(10)可知,  $K_{Tcr}$  是保证保护间选择性的最低要求。因此, 只要  $K_T \geq K_{Tcr}$ , 则说明接地变压器的分流作用就能保证上下级保护动作的选择性, 从而实现保护间自动配合。

下面以图 1 所示母线单支路结构讨论电流比系数  $C_R$  和时间比系数  $T_R$  变化时接地变临界分流系数  $K_{Tcr}$  大小取值范围。  $I_p$  取 300 A, CTI 取 0.3, 则接地变临界分流系数随故障零序电流和时间定值变化曲线如图 3 所示。可以看出: 当时间定值较小时,

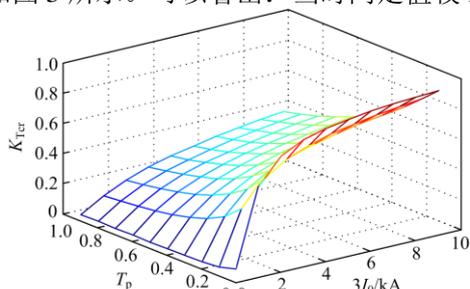


图 3 单支路结构下  $K_{Tcr}$  随  $C_R$  和  $T_R$  变化曲线  
Fig. 3 Influence of coefficients  $C_R$  and  $T_R$  on  $K_{Tcr}$  when single branch exists

$K_{Tcr}$  值大于 0.6, 说明实现上下级保护选择性自动配合对接地变的分流作用要求较高; 而当时间定值逐渐增大(大于 0.45)后, 即使故障线路三倍零序电流较大时  $K_{Tcr}$  值也不超过 0.5。

实际工程中, 一般情况下超高压电网大部分母线上存在多分支线路结构。如图 4 所示母线多分支线路的零序等效网络, 当考察同母线上级某一非故障线路  $L_j$  ( $j=1, 2, \dots, n$ ) 与故障线路  $L$  流经保护的零序电流差异时, 可将余下  $n-1$  条支路与接地变支路等效考虑为接地变分支。此时等效接地变分流系数可按式(10)计算。

$$K_{Teq} = \frac{I_{k0,T} + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n I_{k0,L_i}}{I_{k0,L}} = K_T + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n K_{bi} = 1 - K_{bj} \quad (10)$$

式中,  $K_{bj} = I_{k0,L_j} / I_{k0,L}$  为分支系数。设各条线路与接地变对应零序电抗分别  $x_i$  和  $x_T$ , 则根据电路理论知识, 该分支系数大小为

$$K_{bj} = \frac{x_p}{x_p + x_j} \quad (11)$$

式中,  $x_p$  为除去线路  $L_j$  后余下  $n-1$  条支路与接地变支路零序电抗的并联值。对于同母线分支线路有  $x_p < x_j$ , 则  $K_{bj} < 0.5$ , 即有等效接地变分流系数  $K_{Teq}$  大于 0.5。

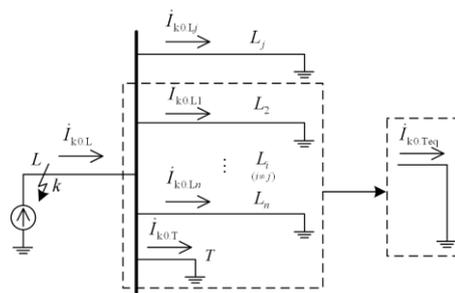


图 4 母线存在多分支线路时零序等效网络  
Fig. 4 Equivalent zero-sequence network when several branches exist

因此, 其他支路的分流作用将使得故障线路与上级非故障线路零序电流差异更为明显, 也即是更易满足  $K_T \geq K_{Tcr}$  条件, 从而有效实现了上下级保护间自动配合。

##### 4.2 灵敏性分析

灵敏性反映了保护对故障工况响应的程度, 体现了保护定值对故障的嗅探能力, 同样也是保证超高压电网正常运行的重要指标。采用系统最小运行方式下线路末端发生两相短路接地故障时流经保护的零序电流  $I_{k0}^{(1,1)}$  进行灵敏性校验。定义灵敏系数

$K_{sen}$ ，即

$$K_{sen} = I_{k0}^{(1.1)} / I_P \quad (12)$$

根据规程<sup>[34]</sup>，一般要求  $K_{sen}$  应大于 1.3~1.5。

结合式(12)可知，衡量保护灵敏性的灵敏系数大小仅与启动电流相关，与时间定值无关。而不论是传统反时限零序电流整定方法还是简化整定方法，其  $I_p$  定值整定原则是一致的，因而采用所提简化整定方法并不会带来灵敏性的降低。

## 5 算例

选取国内某区域电网 500 kV 局部输电网实际工程进行算例分析，其网络结构如图 5 所示。图中配置了编号 1~32 号共 32 个方向性反时限零序过流保护。

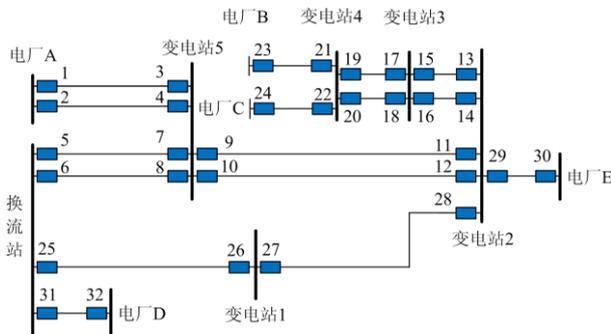


图 5 国内某区域电网 500 kV 局部输电网络拓扑图

Fig. 5 500 kV transmission network topology of part of Northwest power grid

### 5.1 定值计算

#### 5.1.1 启动电流整定

根据潮流计算结果，该区域电网 500 kV 输电线路正常情况下线路最大电流为 2 500 A，则不平衡电流为 250 A。此外，规程<sup>[34]</sup>规定，零序电流保护最末段电流定值一般应不大于 300 A。则反时限零序过流保护启动电流为 250~300 A。  $K_{rel}$  取 1.2，故  $I_p = 300$  A。

考虑到一般线路单相经高阻接地故障时流经保护的电流一般不小于 500 A<sup>[12]</sup>，校验灵敏系数大于 1.67，即满足灵敏性要求。

#### 5.1.2 时间定值整定

根据 3.2 节时间定值整定原则，首先计算躲过系统非全相运行最大时延。该区域 500 kV 电网单相重合闸最大时延 1.2 s<sup>[34]</sup>，增加一个周波时延后应大于 1.4 s。参考文献[12]中实际工程应用，此时需要再增设一个周波的线路串补重投时延，则有  $t_{d,max} = 1.6$  s。最大不平衡电流可按线路最大潮流 2 500 A 计算，则时间定值范围整定为

$$0.5 \leq T_p \leq 1.1 \quad (13)$$

因此，为保证反时限零序过流保护可靠躲过系统非全相运行，反时限时间定值应不小于 0.5。根据标准反时限特性方程可知，保护动作时间与时间定值成正比，时间常数越小，反时限零序动作时间越短。考虑该区域 500 kV 电网电压等级对快速故障切除时间要求，并留有一定裕度，可取  $T_p = 0.6$ 。

### 5.2 保护配合分析

选取母线指向线路为零序参考方向。结合图 5 所示 500 kV 局部输电网络拓扑图，可得本级线路保护与上级线路保护的相互配合关系，如表 2 所示。该网络中共 85 个相邻线路配合保护组，其中有 6 个保护无上下级配合关系，如表中短虚线所示，余下 79 个中每个保护至少与上级线路 1 个保护相配合。

表 2 相邻线路保护配合关系

Table 2 Primary/backup relay pairs on adjacent lines

本级	上级	本级	上级
1	—	17	13, 14
2	—	18	13, 14
3	5, 6, 11, 12	19	23, 24
4	5, 6, 11, 12	20	23, 24
5	26, 32	21	17, 18
6	26, 32	22	17, 18
7	1, 2, 11, 12	23	—
8	1, 2, 11, 12	24	—
9	1, 2, 5, 6	25	7, 8, 32
10	1, 2, 5, 6	26	28
11	15, 16, 27, 30	27	25
12	15, 16, 27, 30	28	9, 10, 15, 16, 30
13	9, 10, 27, 30	29	9, 10, 15, 16, 27, 30
14	9, 10, 27, 30	30	—
15	19, 20	31	7, 8, 26
16	19, 20	32	—

设置系统大方式运行下每条线路出口单相接地故障，计算各保护动作时间和相配合保护组动作时间级差。图 6 给出了系统发生单相金属性接地故障时各组相配合保护间动作时间级差分布。其中，时间级差为 0 对应于表 2 中无上级保护配合的保护组。图 6 表明，系统发生单相金属性接地故障时，各配合保护组上下级动作时间级差均在 0.3 s 以上，且大致分布在 0.3~1.5 s，完全满足选择性和快速性要求。

针对传统阶段式零序电流保护在高阻接地故障时选择性无法得到保证的问题，设置系统大方式运行下各线路出口单相经 300 Ω 过渡电阻接地短路检验反时限零序电流保护的配合性能，所得各保护配合组等效接地变分流系数大小分布示于图 7。可以看出，高阻接地故障时，除去图中 6 组  $K_{Teq}$  值为

0 的保护(对应上述无配合关系的 6 组保护)外, 其余 79 组保护的  $K_{Teq}$  值均大于 0.65(图中虚线), 且绝大多数处于 0.9 附近。图 7 表明, 当线路发生高阻接地故障时, 上下级线路反时限零序电流保护间的选择性能完全得到保证, 不会出现多级线路同时跳闸的问题。同时, 由于  $K_{Teq}$  根据等值零序网络结构推导所得, 其大小与系统短路电流水平无关, 进一步表明采用所提简化整定方法后保护选择性不受系统故障工况影响。

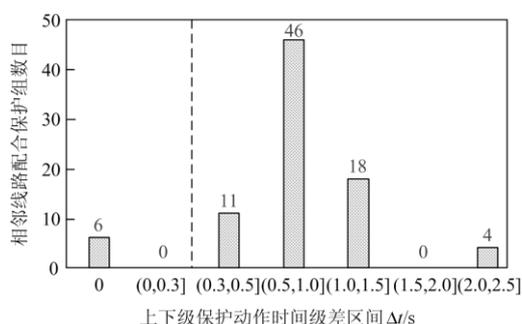


图 6 线路出口单相金属性接地故障保护组动作时间级差

Fig. 6 CTI of relay pairs under single phase metallic ground faults in the start of lines

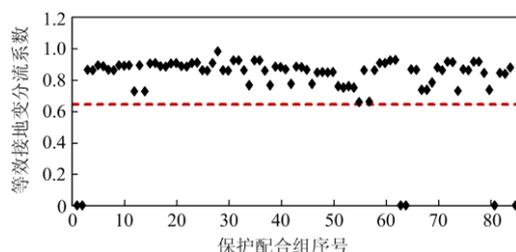


图 7 单相高阻接地故障时等效接地变分流系数

Fig. 7 Shunt coefficients of grounding transformer under single phase ground faults with 300 ohm resistance

### 5.3 保护灵敏性和耐过渡电阻能力分析

分别设置系统小方式运行下线路末端发生两相短路接地故障和系统大方式运行下线路出口发生单相高阻接地故障(过渡电阻  $300 \Omega$ )两种场景来校验反时限保护灵敏性和耐过渡电阻能力。各个保护灵敏系数大小如图 8 所示。据图 8 可知, 系统发生线路末端两相接地短路时, 各保护灵敏系数均在 1.5 以上, 能够满足灵敏性要求; 且大多数保护灵敏系数分布在 8 左右, 具有充足裕度。其中保护 21、29 和 31 所在线路末端为电厂出口, 发生接地故障时上级线路零序电流均由该级线路故障点流出, 故流经保护的电流很大, 因而灵敏系数显著增大。图中保护 30 和 32 灵敏系数为 0, 是因为在小方式下该线路末端电源未投入, 故流经该条线路保护的短

路电流为 0。

在图 8 过渡电阻达  $300 \Omega$  高阻接地场景中可以看出, 图中各保护灵敏系数分布在 4 左右, 相对于 1.5 仍有充分裕度, 表明该定值下反时限零序过流保护耐过渡电阻能力满足电网运行要求。而且, 由于上下级线路配置的反时限零序电流保护特性曲线自然配合, 也不会出现定时限零序电流保护配置时可能造成的停电面积扩大现象。

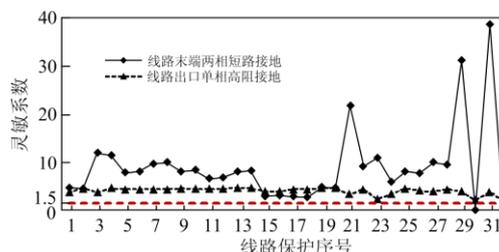


图 8 线路发生接地故障时保护灵敏系数大小

Fig. 8 Sensitivities of relays under ground faults

### 5.4 与已有整定方法比较

在相同工况下, 采用其他整定方法对网络中 32 个反时限零序过流保护进行定值计算。设置如下三种常见整定计算方法对比算例: 方法 1) 逐级整定配合方法<sup>[2]</sup>; 方法 2) 遗传算法优化方法(混合整数非线性规划)<sup>[17]</sup>; 方法 3) 本文基于全网统一定值原则的简化整定方法。主后备保护组间 CTI 取 0.3 s, 三种方法下各个保护定值计算结果分别列入表 3 中。表 3 最后一行为所有保护的时间定值之和。

由表 3 可知, 从保护速动性角度看, 方法 2 > 方法 1 > 方法 3, 这是智能优化算法将时间定值和启动电流定值作为决策变量同时进行优化的结果。从保护灵敏性角度看, 由于逐级整定方法中启动电流定值整定与简化整定中原则一致, 故满足灵敏性要求。在方法 2 中, 启动电流作为决策变量被限制在给定范围, 故灵敏性完全能够保证。然而零序反时限保护在超高压电网主要作为后备保护, 其选择性是评价保护定值性能的重要指标。为此, 定义约束值 (Constraint Value, CV) 指标<sup>[35]</sup>检验上述三种方法所求定值下各保护选择性满足情况

$$CV = t_{bx} - t_p - CTI \quad (3)$$

式中:  $CV < 0$  表示主后备保护组(p, bx)间失去选择性; 反之, 保护组间选择性满足要求。

图 9 示意了三种整定计算方法下 79 个主后备保护组间的约束值 CV 大小分布, 其中  $N_{VC}$  表示  $CV < 0$  的主后备保护组个数。由图 9 可知, 由方法 3 所得定值下各个保护选择性完全满足要求, 而方法 1 下保护组失去选择性数目最多, 失配比例达到了

表 3 三种整定方法下定值计算结果

Table 3 Settings calculation results of three methods

保护 序号	方法 1		方法 2		方法 3	
	$I_p$	$T_p$	$I_p$	$T_p$	$I_p$	$T_p$
1	300	0.21	260	0.23	300	0.60
2	300	0.20	300	0.21	300	0.60
3	300	0.65	260	0.11	300	0.60
4	300	0.64	260	0.12	300	0.60
5	300	0.56	263	0.26	300	0.60
6	300	0.55	274	0.26	300	0.60
7	300	0.25	260	0.25	300	0.60
8	300	0.25	260	0.26	300	0.60
9	300	0.25	263	0.25	300	0.60
10	300	0.22	270	0.25	300	0.60
11	300	0.43	260	0.25	300	0.60
12	300	0.43	265	0.25	300	0.60
13	300	0.30	261	0.20	300	0.60
14	300	0.24	264	0.20	300	0.60
15	300	0.34	268	0.26	300	0.60
16	300	0.42	260	0.32	300	0.60
17	300	0.32	262	0.14	300	0.60
18	300	0.21	260	0.10	300	0.60
19	300	0.24	300	0.24	300	0.60
20	300	0.28	267	0.24	300	0.60
21	300	0.79	260	0.10	300	0.60
22	300	0.52	261	0.10	300	0.60
23	300	0.31	279	0.32	300	0.60
24	300	0.22	260	0.22	300	0.60
25	300	0.26	260	0.25	300	0.60
26	300	0.37	262	0.24	300	0.60
27	300	0.27	260	0.23	300	0.60
28	300	0.35	260	0.28	300	0.60
29	300	0.87	260	0.11	300	0.60
30	300	0.37	300	0.32	300	0.60
31	300	0.93	260	0.11	300	0.60
32	300	0.53	260	0.34	300	0.60
$\Sigma T_p$	12.78		7.01		19.20	

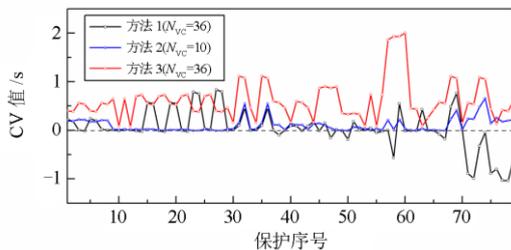


图 9 三种整定计算方法下 CV 系数大小

Fig. 9 Values of CV coefficient computed by three setting calculation methods

45.6%。造成该结果的原因在于该系统结构存在环网，采用逐级整定配合方法不可避免有断点产生。此外，方法 2 效果次之，比例仍有 12.7%。这说明该方法下并未求得完全满足约束的最优解。对于方法 3，该定值下保护组失配比例为 0，这与图 6 所示结果是一致的。

最后，从对电网适应性、计算性能、定值性能三个维度对上述三个整定计算方法进行综合比较，其结果示于表 4。相比之下，综合可得所提简化整定计算方法更能面向超高压电网实用化工程需求。

表 4 三种不同整定方法比较

Table 4 Comparison of three different coordination methods

比较内容	方法 1	方法 2	方法 3
适应性	环网需要选取断点	不适用于大规模电网	超高压电网均可适用
计算复杂性	繁琐	一般	简单
计算时间	最长	适中	最快
定值性能	选择性最差，灵敏性与速动性适可	选择性较差，灵敏性较好，速动性最好	速动性较差，选择性最好，灵敏性较好

## 6 结论

随着电力系统网架的快速扩大，超高压电网的零序网络随运行方式变化而越来越复杂，使得传统四段式定时限保护整定配合变得越来越困难，而反时限保护因其优良特性逐步在超高压电网得到应用。如何从理论上给出面向工程实用化的反时限保护整定计算方法是亟待解决的难题。为此本文做了如下工作：1) 基于超高压电网结构特征，分析了零序网络上下级线路零序电流自然差异分布特性；2) 从理论上提出了面向超高压电网的反时限零序过流保护简化整定计算方法；3) 理论上证明了所提简化方法下保护选择性与灵敏性仍可保证。实际电网工程算例分析表明，该方法大大简化了传统整定计算过程，更适用于实际电网工程化需求；该方法下所得定值满足保护选择性和灵敏性要求，且耐过渡电阻能力强，有效克服了传统阶段式零序电流保护在高阻接地故障时选择性无法保证的难题。

## 参考文献

- [1] 王士政, 冯金光. 发电厂电气部分[M]. 3 版. 北京: 中国水利水电出版社, 2002.
- [2] 张保会, 尹项根. 电力系统继电保护[M]. 2 版. 北京: 中国电力出版社, 2010.
- [3] 国家电力调度通信中心. 国家电网公司继电保护培训教材(上册)[M]. 北京: 中国电力出版社, 2009.

- [4] 刘尧, 韩伟, 李琼林, 等. 基于二次谐波复合闭锁的零序过流保护新方案[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(19): 1-9.  
LIU Yao, HAN Wei, LI Qionglin, et al. A new scheme of zero sequence overcurrent protection based on secondary harmonic compound blocking[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(19): 1-9.
- [5] 尤向阳, 葛笑寒, 吴萍. 基于零序电流波形相似度的接地故障定位方法[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(14): 125-130.  
YOU Xiangyang, GE Xiaohan, WU Ping. Grounding fault location method based on waveform similarity of zero-sequence current[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(14): 125-130.
- [6] 石吉银, 邓超平, 范桂有, 等. 基于双端电流波形相关度识别的线路零序差动保护启动元件[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(19): 126-131.  
SHI Jiyin, DENG Chaoping, FAN Guiyou, et al. Starting element of line zero-sequence differential protection based on correlation identification of double-terminal current waveform[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(19): 126-131.
- [7] 赵黎丽, 高昌培. 500 kV 自耦变压器零序过流保护的整定配合[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(7): 112-115.  
ZHAO Lili, GAO Changpei. Settings coordination of zero-sequence over-current relay for 500 kV autotransformer[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(7): 112-115.
- [8] 杨强, 翟海燕, 何长玉. 云南电力系统主网继电保护整定计算探讨[J]. 电力自动化设备, 2001, 21(1): 51-53.  
YANG Qiang, ZHAI Haiyan, HE Changyu. Discussion on calculation of relay protection setting for Yunnan main power network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2001, 21(1): 51-53.
- [9] 张旭俊, 上官帖, 唐建洪, 等. 采用零序功率绝对值构成反时限零序电流保护的方案探讨[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(23): 41-44.  
ZHANG Xujun, SHANGGUAN Tie, TANG Jianhong, et al. Research on inverse time current relay based on the absolute value of zero-sequence power[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(23): 41-44.
- [10] 张子衿, 丛伟, 肖静, 等. 含同杆双回线的输电网零序反时限过流保护加速配合方案[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(9): 159-165.  
ZHANG Zijin, CONG Wei, XIAO Jing, et al. Acceleration scheme of zero-sequence inverse-time overcurrent protection for double-circuit lines on same tower[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(9): 159-165.
- [11] 张延鹏. 东北电网 500 kV 线路零序反时限保护应用研究[J]. 东北电力技术, 2010, 31(5): 18-20.  
ZHANG Yanpeng. Study on zero-sequence inverse-time protection for 500 kV transmission line in Northeast Power Grid[J]. Northeast Electric Power Technology, 2010, 31(5): 18-20.
- [12] 高翔. 零序反时限保护应用相关问题研究[J]. 电工技术, 2007(2): 15-16.  
GAO Xiang. Study on zero sequence inverse time protection application[J]. Electric Engineering, 2007(2): 15-16.
- [13] ABYANEH H A, AL-DABBAGH M, KAREGAR H K, et al. A new optimal approach for coordination of overcurrent relays in interconnected power systems[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2003, 18(2): 430-435.
- [14] CHATTOPADHYAY B, SACHDEV M S, SIDHU T S. An on-line relay coordination algorithm for adaptive protection using linear programming technique[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1996, 11(1): 165-173.
- [15] BIRLA D, MAHESHWARI R P, GUPTA H O. A new nonlinear directional overcurrent relay coordination technique, and banes and boons of near-end faults based approach[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2006, 21(3): 1176-1182.
- [16] PAPASPILIOPOULOS V A, KORRES G N, MARATOS N G. A novel quadratically constrained quadratic programming method for optimal coordination of directional overcurrent relays[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2017, 21(1): 3-10.
- [17] BEDEKAR P P, BHIDE S R. Optimum coordination of directional overcurrent relays using the hybrid GA-NLP approach[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2011, 26(1): 109-119.
- [18] ALBASRI F A, ALROOMI A R, TALAQ J H. Optimal coordination of directional overcurrent relays using biogeography-based optimization algorithms[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2015, 30(4): 1810-1820.
- [20] SHIH M Y, CASTILLO S C A, CONDE E A. Adaptive directional overcurrent relay coordination using ant colony optimisation[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2015, 9(14): 2040-2049.
- [21] BEDEKAR P P, BHIDE S R. Optimum coordination of directional overcurrent relays using the hybrid GA-NLP approach[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2011, 26(1): 109-119.
- [22] RADOSAVLJEVI C J, JEVTI C M. Hybrid GSA-SQP algorithm for optimal coordination of directional

- overcurrent relays[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2016, 10(8): 1928-1937.
- [22] 严琪, 肖万芳. 反时限电流保护整定计算相关问题研究[J]. 电力自动化设备, 2008, 28(7): 77-80.  
YAN Qi, XIAO Wanfang. Setting coordination of inverse-time over-current relays[J]. Electric Power Automation Equipment, 2008, 28(7): 77-80.
- [23] 赵黎丽, 高昌培, 林虎. 线路和变压器零序反时限保护及其整定配合[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(17): 107-110.  
ZHAO Lili, GAO Changpei, LIN Hu. Characteristics and coordination of zero-sequence inverse-time over-current protection for transmission line and transformer[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(17): 107-110.
- [24] 陶冶, 田鹏飞. 辽宁电网零序电流反时限保护速动性分析[J]. 东北电力技术, 2012, 33(12): 34-36.  
TAO Ye, TIAN Pengfei. Analysis of fast-trip performance characteristic of zero-sequence inverse-time protection in Liaoning power grid[J]. Northeast Electric Power Technology, 2012, 33(12): 34-36.
- [25] CHUNG J L, LU Y, KAO W S, et al. Study of solving the coordination curve intersection of inverse-time overcurrent relays in subtransmission systems[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2008, 23(4): 1780-1788.
- [26] HAIRI M H, ALIAS K, ARAS M S M, et al. Inverse definite minimum time overcurrent relay coordination using computer aided protection engineering[C] // 2010 4th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO), June 23-24, 2010, Shah Alam, Malaysia: 304-307.
- [27] HUCHEL L, ZEINELDIN H H. Planning the coordination of directional overcurrent relays for distribution systems considering DG[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(3): 1642-1649.
- [28] KHOND S V, DHOMANE G A. Optimum coordination of directional overcurrent relays for combined overhead/cable distribution system with linear programming technique[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2019, 4(2): 114-120. DOI: 10.1186/s41601-019-0124-6.
- [29] 李银红, 段献忠. 电力系统线路保护整定计算一体化系统[J]. 电力系统自动化, 2003, 27(9): 66-69.  
LI Yinhong, DUAN Xianzhong. Study on line protection integrative coordination system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(9): 66-69.
- [30] 巨文伟, 张鹏. 反时限与定时限过电流保护配合的优化和改进[J]. 电气开关, 2010, 48(5): 65-66.  
JU Wenwei, ZHANG Peng. Optimization and improvement of inverse time and definite time overcurrent protection coordination[J]. Electric Switchgear, 2010, 48(5): 65-66.
- [31] Working Group G-7 of the Relay Standards Committee of the Power System Relaying Committee. IEEE standard inverse-time characteristic equations for overcurrent relays[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1999, 14(3): 868-872.
- [32] OJAGHI M, GHAREMANI R. Piece-wise linear characteristic for coordinating numerical overcurrent relays[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2017, 32(1): 145-151.
- [33] 线路保护及辅助装置标准化设计规范: Q/GDW 1161—2014[S]. 北京: 国家电网公司, 2014.  
Line protection and auxiliary device standardization design specification: Q/GDW 1161—2014[S]. Beijing: State Grid Corporation of China, 2014.
- [34] 220 kV-750 kV 电网继电保护装置运行整定规程: DL/T 559—2007[S]. 北京: 中华人民共和国国家发展和改革委员会, 2007.  
Setting regulations for relay protection operation of 220 kV-750 kV power network: DL/T 559—2007[S]. Beijing: National Development and Reform Commission of China, 2007.
- [35] NOGHABI A S, MASHHADI H R, SADEH J. Optimal coordination of directional overcurrent relays considering different network topologies using interval linear programming[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2010, 5(3): 1348-1354.

收稿日期: 2019-10-17; 修回日期: 2019-12-25

作者简介:

孙正伟(1972—), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电力系统继电保护; E-mail: sunzhengwei\_123@sina.com

刘家庆(1963—), 男, 硕士, 研究员, 研究方向为电力系统运行与分析; E-mail: liu-jiaqing@ne.sgcc.com.cn

鲍斌(1966—), 男, 硕士, 教授级高级工程师, 研究方向为电力系统继电保护。E-mail: baokz@sina.com

(编辑 葛艳娜)