



# 中华人民共和国电力行业标准

DL/T 1481 — 2015

---

## 架空输电线路故障风险计算导则

Guide of fault risk calculation for overhead transmission line

2015-07-01 发布

2015-12-01 实施

---

国家能源局 发布

目 次

前言 ..... II

1 范围 ..... 1

2 规范性引用文件 ..... 1

3 术语和定义 ..... 1

4 数据分类和来源 ..... 1

5 计算步骤 ..... 2

附录 A（资料性附录） 雷击故障风险计算方法选择 ..... 6

附录 B（资料性附录） 污闪故障风险计算方法选择 ..... 10

附录 C（资料性附录） 风偏故障风险计算方法选择 ..... 13

附录 D（资料性附录） 冰害故障风险计算方法选择 ..... 17

附录 E（资料性附录） 舞动故障风险计算方法选择 ..... 18

## 前 言

本标准依据 GB/T 1.1—2009《标准化工作导则 第1部分：标准的结构和编写》给出的规则起草。

本标准由中国电力企业联合会提出。

本标准由全国电力架空线路标准化技术委员会线路运行分技术委员会归口。

本标准负责起草单位：中国电力科学研究院。

本标准参加起草单位：国网湖北省电力公司、国网浙江省电力公司、国网河南省电力公司。

本标准主要起草人：邵瑰玮、胡霁、蔡焕青、闵绚、吴向东、龚坚刚、张建辉、陶留海。

本标准在执行过程中的意见或建议反馈至中国电力企业联合会标准化管理中心（北京市西城区白广路二条一号，100761）。

# 架空输电线路故障风险计算导则

## 1 范围

本标准规定了架空输电线路故障风险计算的数据要求、计算方法及计算步骤等。

本标准适用于 110（66）kV 及以上交、直流架空输电线路发生雷击、污闪、冰害、舞动、风偏类型故障的风险计算。

## 2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB 3095 环境空气质量标准

GB/Z 24842 1000kV 特高压交流输变电工程过电压和绝缘配合

GB/T 25095 架空输电线路运行状态监测系统

GB/T 26218.1 污秽条件下使用的高压绝缘子的选择和尺寸确定 第 1 部分：定义、信息和一般原则

DL/T 620 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合

DL/T 741 架空输电线路运行规程

## 3 术语和定义

GB/T 25095 和 DL/T 741 界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

### 3.1

**架空输电线路故障风险级别 level of fault risk in overhead transmission line**

对架空输电线路在运行中发生的雷击、污闪、冰害、舞动、风偏类型故障的风险程度高低进行划分，A 级表示发生故障的风险级别较低，B 级表示发生故障的风险级别低，C 级表示发生故障的风险级别较高，D 级表示发生故障的风险级别高。

### 3.2

**架空输电线路故障风险计算结果 calculation results for fault risk in overhead transmission line**

对架空输电线路发生雷击、污闪、冰害、舞动、风偏类型故障进行风险计算的结果，包括故障风险级别、分析结果、相关防治措施等。

### 3.3

**最小相间距离 minimum interphase spacing**

架空输电线路发生舞动、风偏等故障的过程中不同相导线之间距离的最小值。

## 4 数据分类和来源

### 4.1 架空输电线路台账信息

有关架空输电线路的各类台账信息，包括线路设计目标闪络概率、输电设备型号和参数、档距、高差、地形地貌等。

### 4.2 架空输电线路运行状态监测信息

通过架空输电线路运行状态监测系统、雷电定位系统、人工检测等手段获取的各类在线监测、检测信息，包括雷电流的幅值和极性、绝缘子污秽度（盐密和灰密）、风速和风向、覆冰形式和覆冰厚度、

舞动幅值等信息。

4.3 架空输电线路主要灾害分布图

架空输电线路的雷区、污区、风区、冰区和舞动区的分布图。

4.4 非电力行业信息

电网公司自身（如雷电定位系统）获取或通过气象部门、环保部门等获取的各类信息，包括雷电地闪密度、雷电活动预警信息、大雾（浓雾）预警信息、大风（台风）预警信息、雨雪冰冻预警信息、空气污染指数信息等。

4.5 运行经验

架空输电线路历年各类故障数据，包括发生的时间、地点、次数、主要原因；各类故障防治措施的应用效果；各类特殊区段，包括大跨越区段、多雷区、重污秽区、重冰区、易舞动区的分布和变化趋势。

5 计算步骤

5.1 雷击故障风险计算步骤

5.1.1 依据不同电压等级、不同区域线路的重要程度，选择合适的雷击风险分析方法。可分为以下两种情况进行选取：

- a) 220kV 及以下电压等级的一般线路，采用传统雷击风险分析法，参见附录 A 中的 A.1。
- b) 500（330）kV 及以上核心骨干网架、战略性输电通道和 110（66）kV 及以上重要负荷供电线路，采用差异化雷击风险分析法，参见附录 A 中的 A.2。

5.1.2 根据选择的雷击风险分析方法，输入相应的初始计算参数，包括线路特征参数和雷电参数等内容，参见附录 A 中的表 A.1 和表 A.2。

5.1.3 调用相应计算程序模块，计算某一区段线路的雷击跳闸率  $P$ ，计算方法参见附录 A。

5.1.4 以计算区段线路雷击跳闸率设计指标  $P_0$  为雷击风险分析指标，并结合雷害分布图和运行经验，以 50%、100%、150% 为分级点，将雷击风险级别分为 A 级、B 级、C 级、D 级，并将该区段线路的雷击跳闸率计算值  $P$  与设计指标  $P_0$  进行比较，分析该区段线路的雷击风险。

5.1.5 根据雷击风险分析结果，给出该区域线路的防雷措施，见表 1。

表 1 雷击计算结果分级和防雷措施

判 断 依 据	风险级别	分 析 结 果	防 雷 措 施
$P \leq 0.5P_0$	A 级	雷击闪络风险级别较低	正常巡视
$0.5P_0 < P \leq 1.0P_0$	B 级	雷击闪络风险级别低	在正常巡视的同时，关注天气变化
$1.0P_0 < P \leq 1.5P_0$	C 级	雷击闪络风险级别高	加强防雷措施改造及线路设备的巡视、检测、检修等维护工作
$P \geq 1.5P_0$	D 级	雷击闪络风险级别非常高	做好故障巡视和应急抢修的各项准备工作

5.1.6 根据该区域线路风险决定因素及防雷措施特点、运行经验及管理要求，选择有针对性的防雷措施。

5.1.7 对防雷配置方案的技术经济性进行评价，根据防雷改造目标与经费预算，对防雷配置方案进行调整和优化。

5.2 污闪故障风险计算步骤

5.2.1 依据不同电压等级、不同区域线路的重要程度，选择合适的污闪风险分析方法。一般，可分为以下两种情况进行选取：

- a) 220kV 及以下电压等级的一般线路，采用爬电比距分析法，参见附录 B 中的 B.1。

b) 500 (330) kV 及以上核心骨干网架、战略性输电通道和 110 (66) kV 及以上重要负荷供电线路，采用污耐压分析法，参见附录 B 中的 B.2。

5.2.2 根据选择的污闪风险分析方法，输入相应的初始计算参数，包括线路特征参数、盐密和灰密监测等内容，参见附录 B 中的表 B.1 和表 B.2。

5.2.3 调用相应计算程序模块，计算整条输电线路或线路某一区段在某种条件下（主要指绝缘子积污程度）的绝缘子统一爬电比距  $M_1$  和绝缘子片数  $N_1$ 。

5.2.4 将计算结果与该线路的绝缘子统一爬电比距设计值  $M_2$  和绝缘子片数设计值  $N_2$  比较，将污闪风险级别分为 A 级、B 级、C 级、D 级，并给出该区域线路的防污闪措施。

5.2.5 根据污闪风险分析结果，给出该区域线路的防污闪措施，见表 2 和表 3。

表 2 爬电比距法的污闪计算结果分级和防污闪措施

判断依据	风险级别	分析结果	防污闪措施
$1.1M_2 < M_1$	A 级	污闪风险级别较低	正常巡视
$M_2 < M_1 \leq 1.1M_2$	B 级	污闪风险级别低	在正常巡视的同时，关注天气变化
$0.9M_2 < M_1 \leq M_2$	C 级	污闪风险级别高	加强污秽观测和数据采集工作
$M_1 \leq 0.9M_2$	D 级	污闪风险级别非常高	做好故障巡视和污闪应急抢修的各项准备工作

表 3 污耐压法的污闪计算结果分级和防污闪措施

判断依据	风险级别	分析结果	防污闪措施
$1.1N_2 < N_1$	A 级	污闪风险级别较低	正常巡视
$N_2 < N_1 \leq 1.1N_2$	B 级	污闪风险级别低	在正常巡视的同时，关注绝缘子情况
$0.9N_2 < N_1 \leq N_2$	C 级	污闪风险级别高	加强污秽观测和数据采集工作
$N_1 \leq 0.9N_2$	D 级	污闪风险级别非常高	做好故障巡视和污闪应急抢修的各项准备工作

5.2.6 根据该区域线路特点及已采取的防污闪措施、运行经验及管理要求，选择有针对性的防污闪措施。

5.2.7 对防污闪配置方案的技术经济性进行评价，根据防污闪改造目标与经费预算，对防污闪配置方案进行调整和优化。

5.3 风偏故障风险计算步骤

5.3.1 依据不同电压等级、不同区域线路的重要程度，选择合适的风偏风险分析方法。可分为以下两种情况进行选取：

- a) 一般高压线路可采用刚体静力学模型法，参见附录 C 中的 C.1.2。
- b) 核心骨干网架、战略性输电通道及以上重要负荷供电线路，采用绝缘子串—导线整体数值模型法，参见附录 C 中的 C.1.3。

5.3.2 根据选择的风偏风险分析方法，输入相应的初始计算参数，包括线路特征参数和风场参数。

5.3.3 调用相应计算程序模块，计算某一区域整条线路或线路区段的逐基杆塔在相应风偏条件下带电部分与杆塔构件的最小空气间隙  $Z$ 。

5.3.4 将计算得到的最小空气间隙  $Z$  与该条输电线路工频电压下最小空气间隙的要求值  $L$  进行比较，划分风偏风险级别为 A 级、B 级、C 级、D 级。

5.3.5 根据风偏风险分析结果，给出该区域线路的防风偏措施，见表 4。

表 4 风偏计算结果分级和防风偏措施

判 断 依 据	风险级别	分 析 结 果	防风偏措施
$1.1L < Z$	A 级	风偏闪络风险级别较低	正常巡视
$L < Z \leq 1.1L$	B 级	风偏闪络风险级别低	在正常巡视的同时, 关注天气变化
$0.9L < Z \leq L$	C 级	风偏闪络风险级别高	加强防风偏措施改造及线路设备的巡视、检测、检修等维护工作
$Z \leq 0.9L$	D 级	风偏闪络风险级别非常高	做好故障巡视和应急抢修的各项准备工作

5.3.6 根据该区域线路风险决定因素及防风偏措施特点、运行经验及管理要求, 选择有针对性的防风偏措施。

5.3.7 对防风偏配置方案的技术经济性进行评价, 根据防风偏改造目标与经费预算, 对防风偏配置方案进行调整和优化。

5.4 冰害故障风险计算步骤

5.4.1 冰害故障可分电气类冰害故障和机械类冰害故障。有关电气类冰害故障风险计算的研究尚未形成较为统一的结论, 相关研究工作仍在进行, 本标准中关于冰害故障风险计算特指机械类冰害故障。

5.4.2 利用有限元仿真等计算方法, 结合所需线路的参数特点, 建立输电线路覆冰模型。

5.4.3 输入相应的初始计算参数, 包括线路特征参数、覆冰厚度等内容, 参见附录 D。

5.4.4 调用相应计算程序模块, 计算分析在不同条件下输电线路导线、地线、金具、绝缘子所承受的荷载  $W_1$ 。

5.4.5 将计算结果与相应的设计机械强度  $W_2$  比较, 将冰害风险级别分为 A 级、B 级、C 级、D 级, 并给出该区域线路的防冰害措施。

5.4.6 根据冰害风险分析结果, 给出该区域线路的防冰害措施, 见表 5。

表 5 冰害计算结果分级和防冰害措施

判 断 依 据	风险级别	分 析 结 果	防冰害措施
$W_1 \leq 0.8W_2$	A 级	冰害风险级别较低	开展正常巡视
$0.8W_2 < W_1 < W_2$	B 级	冰害风险级别低	在正常巡视的同时, 关注天气变化
$W_2 \leq W_1 < 1.1W_2$	C 级	冰害风险级别高	加强覆冰观测和数据采集工作
$1.1W_2 \leq W_1$	D 级	冰害风险级别非常高	做好故障巡视和应急抢修的各项准备工作

5.5 舞动故障风险计算步骤

5.5.1 利用有限元仿真等计算方法, 结合所需线路的参数特点, 建立输电线路舞动模型。

5.5.2 输入相应的初始计算参数, 包括线路特征参数、风速、风向、覆冰厚度、覆冰形状等内容, 参见附录 E。

5.5.3 调用相应计算程序模块, 计算整条输电线路或线路某一区段在某种气象条件(指覆冰厚度和风速的组合气象条件)下发生舞动的可能性, 并计算发生舞动后导线的最小相间距离  $D_1$ 。

5.5.4 将计算结果与相应的最小相间距离设计值  $D_2$  比较, 同时考虑舞动气象条件的持续时间  $T$  (单位为 h), 将舞动风险级别分为 A 级、B 级、C 级、D 级, 并给出该区域线路的防舞动措施。

5.5.5 根据舞动风险分析结果, 给出该区域线路的防舞动措施, 见表 6。

表 6 舞动计算结果分级和防舞动措施

范 围	风险级别	分析结果	防舞动措施
$1.1D_2 < D_1$ 且 $T < 2h$	A 级	舞动闪络风险级别较低	开展正常巡视
$D_2 < D_1 \leq 1.1D_2$ 或 $2h < T \leq 5h$	B 级	舞动闪络风险级别低	在正常巡视的同时，关注天气变化
$0.9D_2 < D_1 \leq D_2$ 或 $5h < T \leq 10h$	C 级	舞动闪络风险级别高	加强舞动观测和数据采集工作
$D_1 \leq 0.9D_2$ 或 $T > 10h$	D 级	舞动闪络风险级别非常高	做好故障巡视和舞动应急抢修的各项准备工作

5.5.6 根据该区域线路舞动决定因素及防舞措施特点、运行经验及管理要求，选择有针对性的防舞措施。

5.5.7 对防舞配置方案的技术经济性进行评价，根据防舞改造目标与经费预算，对防舞配置方案进行调整和优化。



附录 A  
(资料性附录)  
雷击故障风险计算方法选择

A.1 传统雷击故障风险分析法

A.1.1 计算参数

传统雷击风险分析法是以某一区段线路典型杆塔在传统雷电参数和典型地形地貌下计算得到的雷击跳闸率作为评价指标。该区段线路的雷击跳闸率计算值  $P$  = 典型杆塔的反击跳闸率  $P_1$  + 典型杆塔的绕击跳闸率  $P_2$ 。其中，典型杆塔的反击跳闸率和绕击跳闸率的计算方法见 A.1.2。

该分析结果无法反映线路走廊沿线各个区域的雷电活动特征、地形地貌特征等的差异性，无法达到预期效果，已很少采用。

传统雷击风险计算参数见表 A.1。

表 A.1 传统雷击风险计算参数

参数名称	额定电压	地形	接地电阻	杆塔等效电感	导线平均高度	地线平均高度	绝缘子串长	两避雷线间距	保护角
单位	kV		$\Omega$	$\mu\text{H/m}$	m	m	m	m	(°)
精度(小数点后位数)	0		0	2	2	2	2	2	1

A.1.2 计算方法

传统雷击风险分析法主要采用 DL/T 620 提出的规程法计算典型杆塔的反击跳闸率和绕击跳闸率。对于反击跳闸率计算，规程法是一种简化的计算方法，与实际雷电过程有一定的差距；对于绕击跳闸率计算，规程法存在无法解释屏蔽失效问题、对双回路绕击问题考虑不足、计算误差大等问题。因此，规程法不适用于高电压等级线路和高杆塔线路。

A.2 差异化雷击故障风险分析法

A.2.1 计算参数

差异化雷击风险计算参数见表 A.2。

表 A.2 差异化雷击风险计算参数

参数名称	输电线路台账信息															
	电压等级	线路回数	档距	地形地貌	地面倾斜角	塔型	相导线排列方式	导(地)线弧垂	导(地)线对地高度	导(地)线距塔中线距离	绝缘子型号	串长	绝缘子串最小干弧距离	绝缘子串耐受电压值	地线保护角	工频接地电阻值
单位	kV		m		(°)			m	m	m		m	m	kV	(°)	Ω
精度 (小数点后位数)	0		1		2			2	2	2		3	3	2	2	2

表 A.2 (续)

参数名称	雷电定位系统长期监测数据		气象部门发布的 天气预警信息	运行经验	
	雷害等级	地闪密度	是否有雷雨天气 预警信息	历史上发生 雷击的次数	已采取的 防雷措施
单位		次/ (km <sup>2</sup> · a)		次	
精度 (小数点后位数)		1		0	
<p>注 1: 由表 A.2 中参数计算反击跳闸率。采用电磁暂态分析程序 (EMTP) 法, 由表 A.2 中的电压等级、塔型、相导线排列方式、导 (地) 线弧垂、导 (地) 线对地高度、导 (地) 线距塔中线距离、线路回数、档距、工频接地电阻值、绝缘子型号、串长、绝缘子串耐受电压值这些参数, 建立 EMTP 法中的杆塔、线路、绝缘子闪络的计算参数模型; 同时考虑工作电压和感应电压的影响, 采用式 (A.2) 和式 (A.3), 建立相关的计算模块, 计算该区段线路的反击耐雷水平; 由计算的反击耐雷水平, 再结合雷电定位系统长期监测数据和运行经验等参数计算反击跳闸率。</p> <p>注 2: 由表 A.2 中参数计算绕击跳闸率。采用改进电气几何模型 (EGM) 法, 由表 A.2 中的电压等级、线路回数、地面倾斜角、地线保护角、导 (地) 线弧垂、导 (地) 线对地高度、导 (地) 线距塔中线距离等参数, 并结合雷电定位系统长期监测数据和运行经验等参数, 编制计算程序, 计算绕击跳闸率。</p>					

A.2.2 计算方法

差异化雷击风险分析法是针对不同区域、不同电压等级、不同重要性线路雷击特性的差异性, 通过计算线路某一区段逐基杆塔的雷击跳闸率来分析该区段线路的雷击风险。该区段线路的雷击跳闸率计算值  $P$  由下式确定:

$$P = \sum_{k=1}^n (P_{k1} + P_{k2}) \tag{A.1}$$

式中:

- $n$ ——该区段线路杆塔的总基数;
- $P_{k1}$ ——第  $k$  基杆塔的反击跳闸率;
- $P_{k2}$ ——第  $k$  基杆塔的绕击跳闸率。

计算方法应综合考虑线路沿线走廊的雷电活动特征、地形地貌特征、杆塔结构特征和绝缘配置等因素, 选择合适的计算方法, 计算该区段线路逐基杆塔的反击和绕击跳闸率。

采用 GB/Z 24842 推荐的雷击跳闸率计算分析方法, 对于反击跳闸率采用 EMTP 法或行波法计算, 对于绕击跳闸率采用电气几何模型计算。

反击跳闸率和绕击跳闸率计算方法如下:

- a) 反击跳闸率计算。EMTP 法或行波法将雷电波传播的过程等效为电阻性网络电路模型, 计算实际电路的波过程。该方法充分考虑了雷电波过程, 与实际电路的波过程吻合较好, 在反击雷跳闸率精确计算中得到了广泛的应用。

EMTP 法宜考虑下列因素:

- 1) 考虑工作电压的影响。工频电压对双回线路的影响比较复杂, 它与线路运行电压的相角有关, 当工频电压相位角在  $0^\circ \sim 360^\circ$  变化时, 工频电压的幅值为:

$$U_p = \frac{U_1}{\sqrt{3}} \sqrt{2} \tag{A.2}$$

式中:

- $U_p$ ——工频电压幅值, kV;
- $U_1$ ——线路最高运行电压, kV。

- 2) 考虑感应电压的影响。综合比较欧美、日本等和中国提出的各类感应电压计算方法, 并结

合实际防雷计算,本标准中采用武汉大学和武汉高电压研究所合作研究提出的感应电压分量计算方法。

感应电压分量  $U_i$  的近似计算公式为:

$$U_i = 2.2I^{0.4}h_c \left(1 - \frac{h_s}{h_c}k_0\right) \quad (\text{A.3})$$

式中:

$h_c$ ——导线对地平均高度, m;

$h_s$ ——避雷线对地平均高度, m;

$k_0$ ——导线和避雷线间的耦合系数。

- 3) 空气间隙闪络的判据。大量实际应用表明,采用相交法或先导传播模型作为空气间隙闪络判据进行反击跳闸率计算,两种计算方法的计算结果比较接近。本标准采用常用的相交法作为空气间隙闪络的判据。
- 4) 考虑土壤电阻率及流过接地体的电流对冲击阻抗的影响,接地电阻采用杆塔冲击接地电阻模型。杆塔冲击接地电阻值可采用 IEC 推荐的公式:

$$R_{ch} = \frac{R_0}{\sqrt{1 + I/I_g}} \quad (\text{A.4})$$

式中:

$R_0$ ——工频接地电阻值;

$I$ ——通过接地电阻的电流;

$I_g$ ——土壤电离化的最小电流。

$$I_g = \frac{E_0\rho}{2\pi R_0} \quad (\text{A.5})$$

式中:

$E_0$ ——土壤电离时的场强,一般取 300kV/m~400kV/m;

$\rho$ ——土壤电阻率,  $\Omega \cdot \text{m}$ 。

- b) 绕击跳闸率计算。目前,绕击跳闸率计算方法主要有 DL/T 620 推荐的规程法、电气几何模型 (EGM) 法和先导传播模型 (LPM) 法。对于电气几何模型 (EGM) 法,人们根据实际应用情况对其进行不断改进,改进电气几何模型 (EGM) 法是目前较为成熟的绕击跳闸率计算方法。本标准采用改进电气几何模型 (EGM) 法计算绕击跳闸率。

改进电气几何模型 (EGM) 法宜考虑下列因素:

- 1) 雷电先导入射角  $\theta$  的分布概率  $P(\theta)$ , 计算公式为:

$$P(\theta) = K_m \cos^3 \theta \quad (\text{A.6})$$

式中:

$K_m$ ——系数,一般取 0.75。

- 2) 雷电先导对大地的击距与对导、地线击距不同,可依据导线对地的平均高度,雷电先导对大地的击距采用相应的击距修正系数  $\beta$  进行修正。同时,关于改进电气几何模型 (EGM) 法,目前也正在研究同塔双回线路的上、中、下导线击距系数的不同,该内容还需要理论和实践的进一步验证,本标准中尚未采用。

不同国家对击距修正系数有不同的计算方法,本标准采用 IEEE 标准推荐的下列计算式:

$$\beta = \begin{cases} 0.36 + 0.17 \ln(43 - H_c) & H_c < 40\text{m} \\ 0.55 & H_c \geq 40\text{m} \end{cases} \quad (\text{A.7})$$

式中：

$H_c$ ——导线对地平均高度，m。

3) 地形的影响。采用改进电气几何模型进行绕击计算，对于地形的考虑主要有两种方法：

① 在电气几何模型中以地面倾斜角等效地形的影响；② 根据地形选取不同的导线平均高度。本标准采用以地面倾斜角等效地形的影响，当地面倾角为 $\theta_g$ 时，雷电先导对导、地线的最大击距可按下式计算：

$$r_{k0} = \frac{(h_b + h_d) \cos \theta_g + \sqrt{(h_b + h_d)^2 \cos^2 \theta_g - \frac{\cos^2(\alpha + \theta_g)(h_b - h_d)^2}{\cos^2 \alpha}} \sin(\alpha + \theta_g)}{2 \cos^2(\alpha + \theta_g)} \quad (\text{A.8})$$

式中：

$h_b$ ——避雷线平均高度；

$h_d$ ——线平均高度；

$\alpha$ ——保护角；

$\theta_g$ ——地面倾角。

### A.3 风险指标

以计算区段线路雷击跳闸率设计指标  $P_0$  作为雷击风险评估指标，将该区段线路的雷击跳闸率计算值  $P$  与设计指标  $P_0$  进行比较，分析该区段线路雷击风险。

附录 B  
(资料性附录)  
污闪故障风险计算方法选择

B.1 爬电比距法

B.1.1 参数

用爬电比距法进行污闪分析时，应综合考虑绝缘子爬电比距、污秽等级及其爬电比距设计值等输电线路台账信息，绝缘子盐密和灰密监测值等输电线路运行状态监测信息，环保部门发布的可吸入颗粒物、二氧化硫、二氧化氮等污染物浓度大气环境监测信息，污闪运行经验。爬电比距法计算参数见表 B.1。

表 B.1 爬电比距法计算参数

参数名称	输电线路台账信息			输电线路运行状态监测信息		环保部门发布的大气环境监测信息			运行经验
	绝缘子爬电比距	污秽等级	污秽等级对应的爬电比距设计值	盐密监测值	灰密监测值	可吸入颗粒物浓度监测值	二氧化硫浓度监测值	二氧化氮浓度监测值	历史上发生污闪的次数
单位	mm/kV	a、b、c、d、e	mm/kV	mg/mm <sup>2</sup>	mg/mm <sup>2</sup>	mg/m <sup>3</sup>	mg/m <sup>3</sup>	mg/m <sup>3</sup>	次
精度(小数点后位数)	1		1	2	2	2	2	2	0

B.1.2 计算方法

依据统一爬电比距和现场污秽度之间的关系，验证绝缘子片数是否满足目前现场污秽度的要求。宜考虑以下因素：

a) 统一爬电比距和现场污秽度之间的关系如图 B.1 所示。

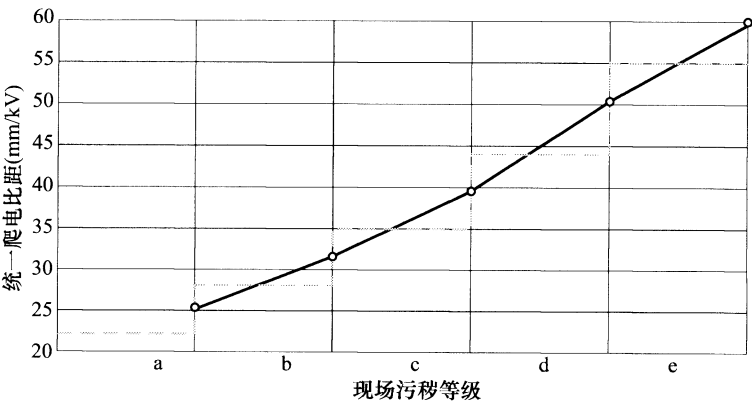


图 B.1 统一爬电比距和现场污秽度的关系

b) 现场污秽度应根据污区分布图、等值盐密/灰密测量值或监测值确定，等值盐密/灰密测量方法依据 GB/T 26218.1 执行。当缺少污区分布图、等值盐密/灰密测量值或监测值时，可利用输电线路周边大气环境参数，推算理论盐密值，代替绝缘子盐密和灰密监测值。

设独立项为  $\frac{U_K}{B_K}$ ，可在  $\frac{U_{SO_2}}{B_{SO_2}}$ 、 $\frac{U_{PM_{10}}}{B_{PM_{10}}}$ 、 $\frac{U_{NO_2}}{B_{NO_2}}$  中选取，将某一条线路的某一串绝缘子所在地区的可吸入颗粒物（PM10）、NO<sub>2</sub> 和 SO<sub>2</sub> 浓度与其评价标准值之比作为影响因子，影响因子较大者作为独立项带入式（B.1）：

$$P = \sqrt{\frac{U_K}{B_K} \times \frac{1}{3} \times \left( \frac{U_{SO_2}}{B_{SO_2}} + \frac{U_{NO_2}}{B_{NO_2}} + \frac{U_{PM_{10}}}{B_{PM_{10}}} \right)} \tag{B.1}$$

将  $P$  带入式（B.2），计算理论盐密值：

$$ESDD = -0.015 + 0.0806 \times P \tag{B.2}$$

根据 GB 3095 中的规定，选取 SO<sub>2</sub>，NO<sub>2</sub>，PM10 的评价标准值  $B$ 。

B.1.3 风险指标

当现场污秽等级增加时，绝缘子统一爬电比距不满足现场污秽等级对应的要求，计算增加绝缘子爬电距离，满足图 B.1 的要求。

B.2 污耐压法

B.2.1 参数

污耐压法风险分析计算参数见表 B.2。

表 B.2 污耐压法风险分析计算参数

参数名称	输电线路台账信息			输电线路运行状态监测信息		绝缘子试验参数			
	线路设计目标闪络概率 $P_n$	污秽等级	污秽等级对应的爬电比距设计值	盐密监测值	灰密监测值	绝缘子污耐压与盐密（ESDD）的关系曲线	等值盐密修正系数	灰密修正系数	上下不均匀积污修正系数
单位		a、b、c、d、e	mm/kV	mg/mm <sup>2</sup>	mg/mm <sup>2</sup>				
精度（小数点后位数）	2		1	2	2				

B.2.2 计算方法

根据污耐压法，利用绝缘子污耐压与盐密（ESDD）的关系曲线，计算在当前污秽等级条件下的绝缘子片数配置情况，与线路实际绝缘子片数配置情况进行比较。宜考虑以下因素：

- a) 确定线路所经地区的现场污秽度。当缺少污区分布图、等值盐密/灰密测量值或监测值时，可利用输电线路周边大气环境参数，推算理论盐密值，代替绝缘子盐密和灰密监测值。
- b) 根据人工污秽试验结果，获得不同绝缘子的 50%污秽闪络电压（ $U_{50\%}$ ）和盐密之间的关系，可按式（B.3）计算：

$$U_{50\%} = A \times ESDD^{-b} \tag{B.3}$$

式中：

- $A$ ——常数；
- $ESDD$ ——盐密值，mg/cm<sup>2</sup>；
- $b$ ——污秽特征指数。

- c) 计算绝缘子的耐受电压  $U_{n1}$ 。由线路设计目标闪络概率  $P_n$  确定单串绝缘子闪络概率  $P_1$ ，按式 (B.4) 计算：

$$P_n = 1 - (1 - P_1)^n \quad (\text{B.4})$$

式中：

$P_n$ ——线路设计目标闪络概率；

$P_1$ ——单串绝缘子闪络概率；

$n$ ——同一线路一定区域范围内并列运行的绝缘子串数。

污耐压校正系数  $k$  按正态分布函数由式 (B.5) 计算：

$$\phi(k) = 1 - P_1 \quad (\text{B.5})$$

由单串绝缘子的闪络概率  $P_1$  依据正态分布表求得  $k$ 。将  $k$  带入式 (B.6)，可求得绝缘子的耐受电压  $U_{n1}$ ：

$$U_{n1} = (1 - k\sigma)U_{50\%} \quad (\text{B.6})$$

式中：

$\sigma$ ——标准偏差，可取 7%。

- d) 进行可溶盐的盐密修正。在等值盐密  $0.02\text{mg}/\text{cm}^2 \sim 0.2\text{mg}/\text{cm}^2$  范围内，单一 NaCl 所对应的试验盐密与不同  $\text{Ca}^{++}$  离子组合盐所对应的等值盐密修正系数  $K_1$  按式 (B.7) 计算：

$$K_1 = 1 - 1.13 \times D^{2.57} \quad (\text{B.7})$$

式中：

$D$ ——组合盐中  $\text{Ca}^{++}$  离子浓度。

当盐密较小时，有机可溶物可有效影响污秽物中  $\text{CaSO}_4$  的溶解度，可不进行等值盐密修正。当盐密较大时，有机可溶物难以继续促进  $\text{CaSO}_4$  中的溶解，需进行等值盐密修正。

- e) 进行灰密修正。灰密修正系数  $K_2$  按式 (B.8) 计算：

$$K_2 = (\text{NSDD})^{-0.12} \quad (\text{B.8})$$

式中：

$\text{NSDD}$ ——灰密， $\text{mg}/\text{cm}^2$ 。

- f) 进行上下表面污秽不均匀分布修正，上下不均匀积污修正系数为  $K_3$  按式 (B.9) 计算：

$$K_3 = 1 - N \cdot \ln(T/D) \quad (\text{B.9})$$

式中：

$N$ ——与绝缘子有关的常数；

$T/D$ ——绝缘子上下表面积污比。

- g) 对  $U_{n1}$  修正后的耐受电压  $U_{n2}$  按式 (B.10) 计算：

$$U_{n2} = K_1 K_2 K_3 U_{n1} \quad (\text{B.10})$$

- h) 进行海拔修正，某海拔下，线路悬式绝缘子串片数  $m$  按式 (B.11) 计算：

$$m = \frac{U_{\max}}{(1 - K_4 H) U_{n2}} \quad (\text{B.11})$$

式中：

$U_{\max}$ ——系统最高运行电压；

$H$ ——海拔；

$K_4$ ——该种绝缘子污闪电压的海拔修正系数，由试验确定。

### B.2.3 风险指标

若通过污耐压法计算出的当前现场污秽等级下绝缘子片数计算值大于实际绝缘子片数，说明绝缘子片数不足，有发生污闪的风险。

附 录 C  
(资料性附录)  
风偏故障风险计算方法选择

### C.1 计算方法

#### C.1.1 弦多边形法

弦多边形法可精确计算悬垂绝缘子串风偏后各点的空间位置,如图 C.1 所示。宜考虑下列因素:

- a) 此方法依据的是静力平衡原理,因此计算时选用稳态风(或静风)。
- b) 风速的观测高度一般取离地面 10m,若观测高度不统一可根据风速高度变化系数进行换算。
- c) 将观测到的风速换算为连续自记 10min 平均风速。
- d) 当输电线路架设于迎风山坡、山脊等类似地形时,考虑风向与水平面的夹角。
- e) 绝缘子串中各片绝缘子视为刚体单元。
- f) 绝缘子串各单元之间铰接且忽略摩擦。
- g) 悬垂串风偏角计算方法如图 C.1 所示。

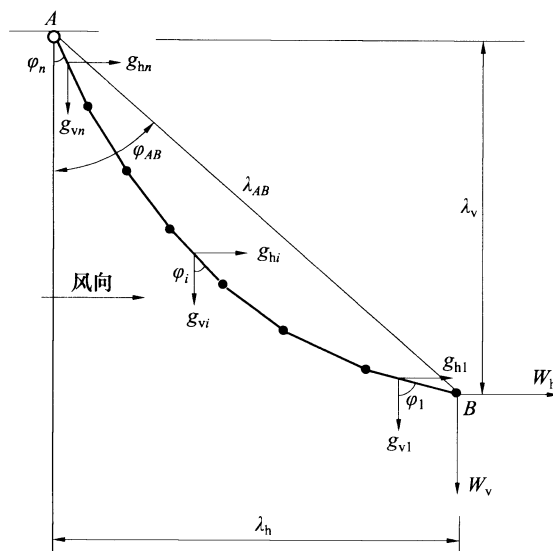


图 C.1 弦多边形法计算示意图

悬垂绝缘子串末端  $B$  点分别作用着导线传递过来的水平横向荷载  $W_h$  及垂直荷载  $W_v$ 。设悬垂串中各刚体单元长分别为  $\lambda_1$ 、 $\lambda_2$ 、 $\dots$ 、 $\lambda_n$ , 水平横向荷载分别为  $g_{h1}$ 、 $g_{h2}$ 、 $\dots$ 、 $g_{hn}$ , 垂直荷载分别为  $g_{v1}$ 、 $g_{v2}$ 、 $\dots$ 、 $g_{vn}$ , 各荷载分别作用在单元的中央。根据风偏后静力平衡条件,可得悬垂绝缘子串水平方向偏移距离  $\lambda_h$ 、垂直方向投影长度  $\lambda_v$  和风偏角  $\varphi_{AB}$  分别为:

$$\begin{aligned} \lambda_h &= \sum_{i=1}^n \lambda_i \sin \varphi_i \\ &= \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i \left( W_h + 0.5g_{hi} + \sum_{m=1}^{i-1} g_{hm} \right)}{\sqrt{\left( W_v + 0.5g_{vi} + \sum_{m=1}^{i-1} g_{vm} \right)^2 + \left( W_h + 0.5g_{hi} + \sum_{m=1}^{i-1} g_{hm} \right)^2}} \end{aligned} \quad (C.1)$$



$$\lambda_v = \sum_{i=1}^n \lambda_i \cos \varphi_i$$

$$= \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i \left( W_v + 0.5g_{vi} + \sum_{m=1}^{i-1} g_{vm} \right)}{\sqrt{\left( W_v + 0.5g_{vi} + \sum_{m=1}^{i-1} g_{vm} \right)^2 + \left( W_h + 0.5g_{hi} + \sum_{m=1}^{i-1} g_{hm} \right)^2}} \quad (C.2)$$

$$\varphi_{AB} = \arctan \left( \frac{\lambda_h}{\lambda_v} \right) \quad (C.3)$$

由于弦多边形法计算较为烦琐，实际工程中很少采用。

### C.1.2 刚体静力学模型法

工程中大多采用刚体静力学模型法计算悬垂绝缘子串和跳线的风偏，如图 C.2 所示。宜考虑下列因素：

- 此方法依据的是静力平衡原理，因此计算时选用稳态风（或静风）。
- 风速的观测高度一般取离地面 10m，若观测高度不统一可根据风速高度变化系数进行换算。
- 将观测到的风速换算为连续自记 10min 平均风速。
- 当输电线路架设于迎风山坡、山脊等类似地形时，考虑风向与水平面的夹角。
- 整支绝缘子串为以铰接方式与横担相连接的刚体直棒，在外力作用下不发生弯曲或变形。
- 悬垂串风偏角  $\varphi$  可按下列计算式计算：

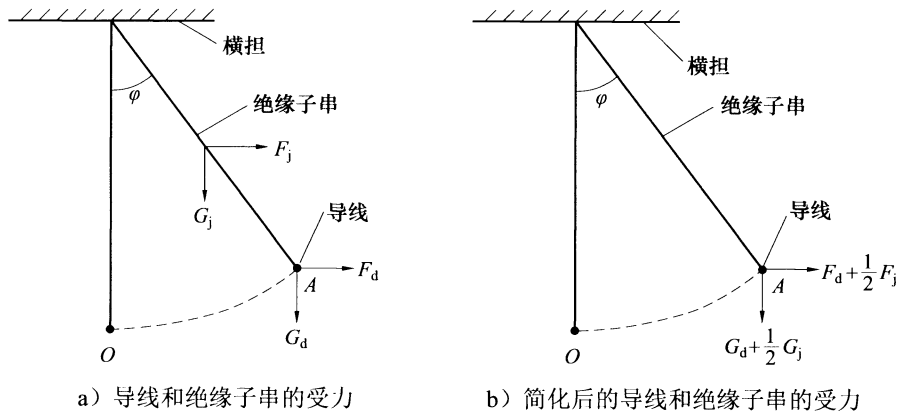


图 C.2 刚体静力学模型法绝缘子串和导线受力分析

绝缘子串上水平风荷载和重力集中作用于其中点，为便于分析和计算，根据力矩不变原理，可将力  $F_j$  和  $G_j$  的作用点移到绝缘子串与导线连接处。由此可得悬垂绝缘子串摇摆角为：

$$\varphi = \arctan \left( \frac{F_d + 0.5F_j}{G_d + 0.5G_j} \right) \quad (C.4)$$

式中：

$F_d$ ——垂直作用于导线的水平风荷载，kN；

$F_j$ ——绝缘子串风荷载，kN；

$G_d$ ——导线垂直荷载，kN；

$G_j$ ——绝缘子串重力，kN。

刚体静力学模型法在不考虑高差、导线两侧挂点所受约束、风荷载分布方式、脉动风影响等条件时，计算绝缘子串摇摆角较为准确。

### C.1.3 绝缘子串-导线整体数值模型法

绝缘子串-导线整体数值模型法可精确模拟绝缘子串和导线（或跳线）风偏运动轨迹，考虑了脉动

风的影响，来计算悬垂绝缘子串的风偏角。该方法宜考虑下列因素：

- a) 悬垂串风偏考虑左右各相邻两档的档距建立绝缘子串-导线整体数值模型，模型边界模拟耐张串，内部模拟悬垂串，如果相邻档为耐张塔则只需考虑相邻一档即可；跳线风偏考虑一档建立跳线数值模型，边界模拟耐张串即可。
- b) 依据悬链线理论，将导线离散为若干个节点单元。
- c) 盘形绝缘子串接方式为球窝和槽型连接，因此可采用球铰模拟相邻绝缘子之间的约束关系，摩擦力一般可忽略不计。
- d) 棒型绝缘子可依据芯棒大小建模，伞群作为均布质量添加到芯棒质量中。
- e) 绝缘子串和金具、金具和导线、子导线间隔棒和导线的连接均按自由度耦合来考虑，即接点处在 6 个自由度上的位移一致，绝缘子串最上端按铰接处理，即只固定 3 个线位移。
- f) 根据线路实际布置形式输入模型参数，包括线路档距、高差、导线（或跳线）型号及分裂数、导线张力、导线最大弧垂、某挂点处导线与水平面夹角、放线长度、绝缘子串型号及长度、子导线间隔棒安装位置及质量、金具质量、重锤质量等。
- g) 风荷载选取脉动风（或动态风），风速选取观测到的瞬时大风。
- h) 风速的观测高度一般取离地面 10m，若观测高度不统一可根据风速高度变化系数进行换算。
- i) 动态风的模拟采用随高度变化的 Kaimal 功率谱，但该功率谱与实际线路的风场特性存在一定的差别，若线路现场气象资料充足，可以得出实际的脉动风功率谱，建议采用实际的脉动风功率谱。
- j) 当输电线路架设于迎风山坡、山脊等类似地形时，考虑风向与水平面的夹角。
- k) 脉动风条件下绝缘子串及导线风偏运动轨迹是随着时间的推移而不断变化的，采用概率统计法来描述绝缘子串风偏形态的特征参量。以绝缘子串风偏角为例，根据随机过程理论，可按下式描述其统计特征：

$$\varphi = \bar{\varphi} + \mu\delta \quad (\text{C.5})$$

式中：

$\varphi$ ——绝缘子串风偏角统计值，(°)；

$\bar{\varphi}$ ——脉动风条件下绝缘子串风偏角平均值，(°)；

$\delta$ ——绝缘子串风偏角均方差；

$\mu$ ——保证系数，表示统计结果的保证率或置信度。

$\mu$  取 2.2 时对应的保证率为 98.61%， $\mu$  取 2.5 时对应的保证率为 99.38%。

绝缘子串-导线整体数值模型法考虑了脉动风的影响，但是经验脉动风功率谱与实际的风场特性存在一定的区别，因此，还需要长期积累和分析线路现场气象资料来完善脉动风功率谱。

## C.2 计算参数

在进行风偏分析时需综合考虑输电线路台账信息、输电线路运行状态监测信息、风偏跳闸运行经验。风偏故障风险计算参数见表 C.1。

## C.3 风险指标

对于一般的输电线路，采用刚体静力学模型法计算分析即可；对于经过微地形、微气象区的重要线路，应考虑脉动风等影响因素，采用绝缘子串-导线整体数值模型法进行风偏分析。得出在当前风速下绝缘子串的风偏角大小和水平位移，以及在相应风偏条件下带电部分与杆塔构件的最小间隙，然后将计算结果与设计值进行比较，达到对风偏风险进行分析的目的。

表 C.1 风偏故障风险计算参数

参数名称	输电线路台账信息											输电线路运行 状态监测信息		运行经验
	绝缘 子串 型号	绝缘 子片 数/串 长	导线 型号	导线 张力	导线 最大 弧垂	某挂 点处 导线 与水 平面 夹角	放线 长度	分裂 数	杆塔 呼高	小/大 号侧 档距	小/大 号侧 杆塔 呼高	风速	风速的 测量 高度	历史上发 生风偏跳 闸的次数
单位		片/m		N	m	(°)	m	根	m	m	m	m/s	m	
精度(小数点 后位数)		整数 /1 位		1	1	1	1		1	1	1	1	2	

C.4 计算示例

绝缘子串为 54 片 XWP-300，导线型号为 8×JL/G1A-500/35，分裂间距 400mm，子导线间隔棒质量为 20kg，每隔 50m 安装一个，10m 高度处的风速为 30m/s，导线悬挂平均高度 40m，风向平行于水平面且与导线垂直，导线水平应力 30MPa。连续 5 基直线塔，研究对象为第 3 基直线塔的悬垂串。 $L_1$  和  $h_1$  分别为研究对象绝缘子串的小号侧档距和高差， $L_2$  和  $h_2$  分别为研究对象绝缘子串的大号侧档距和高差。高差示意图见图 C.3，计算结果见表 C.2。

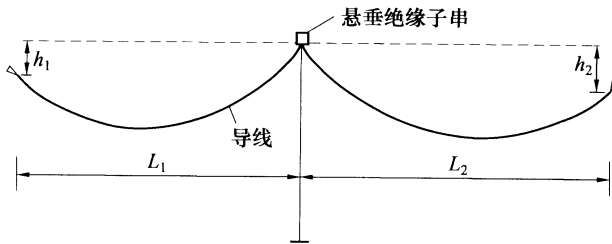


图 C.3 高差示意图（低于基准线为正，反之为负）

表 C.2 风偏故障风险计算结果

$L_1$ m	$L_2$ m	$h_1$ m	$h_2$ m	风偏角 (°)		
				弦多边形法	刚体静力学模型法	绝缘子串-导线整体数值模型法 ( $\mu=2.2$ )
600	600	-30	-30	49.11	49.79	73.19
600	600	0	0	45.00	45.01	67.61
600	600	30	30	41.41	40.92	62.47

附录 D  
(资料性附录)  
冰害故障风险计算方法选择

D.1 参数

冰害故障风险计算时应综合考虑输电线路台账信、输电线路运行状态监测信息、气象部门发布的雨雪冰冻预警信息、冰害运行经验。风险计算参数见表 D.1。

表 D.1 冰害故障风险计算参数

参数名称	输电线路台账信息			输电线路运行状态监测信息		非电力行业信息	运行经验
	线路档距	高差	导线、地线、绝缘子、金具的设计荷载值	覆冰厚度监测值	覆冰位置	是否有雨雪冰冻预警信息	历史上发生冰害的次数
单位	m	m	N	mm		有/无	次
精度（小数点后位数）	1	1		1	1		0

D.2 计算方法

- 利用有限元仿真等计算方法进行冰害风险计算时，应建立输电线路覆冰模型，宜考虑以下因素：
- a) 以输电线路台账信息为参照，真实模拟线路档距、导线型号、绝缘子型号、金具型号、高差、导线初始张力、导线分裂数、悬挂点处的约束等输电线路的结构参数。
  - b) 依据悬链线理论，将导线离散为若干个节点单元。
  - c) 绝缘子、金具等可依据实际质量换算成对应的杆单元或梁单元建模。
  - d) 以输电线路运行状态监测信息、非电力行业信息等为参照，真实模拟输电线路的覆冰厚度、覆冰位置等信息。
  - e) 绝缘子串和金具、金具和导线、子导线间隔棒和导线的连接均按自由度耦合来考虑，即接点在 6 个自由度上的位移一致，绝缘子串最上端按铰接处理，即只固定 3 个线位移。
  - f) 计算分析在不同条件下输电线路导线、地线、金具、绝缘子等所承受的荷载。

D.3 风险指标

可将输电线路覆冰后，导线、地线、金具、绝缘子等所承受的荷载计算值作为冰害风险分析指标。将计算结果与设计机械强度进行比较，若计算结果大于设计机械强度，说明有发生冰害的风险。

附录 E  
(资料性附录)  
舞动故障风险计算方法选择

E.1 参数

舞动故障风险计算时应综合考虑输电线路舞动特征参数、输电线路结构参数、气象部门发布的寒潮天气预警信息、舞动运行经验。风险计算参数见表 E.1。

表 E.1 舞动故障风险计算参数

参数名称	输电线路台账信息				输电线路运行状态监测信息			非电力行业信息	运行经验
	线路档距	高差	导线排列方式	导线相间距离	覆冰厚度监测值	风速监测值	与线路走向夹角	是否有寒潮天气预警信息	历史上发生舞动的次数
单位	m	m	倒三角、正三角、水平、垂直	m	mm	m/s	度	有/无	次
精度(小数点后位数)	1	1		1	1	1	1		0

E.2 计算方法

利用有限元仿真等计算方法进行舞动风险分析时，应建立输电线路舞动模型，宜考虑以下因素：

- a) 以输电线路台账信息为参照，真实模拟线路档距、导线型号、绝缘子型号、金具型号、高差、导线初始张力、导线分裂数、悬挂点处的约束等输电线路的结构参数。
- b) 依据悬链线理论，将导线离散为若干个节点单元。
- c) 相间间隔棒、绝缘子、金具等可依据实际质量换算成对应的杆单元或梁单元建模。
- d) 以输电线路运行状态监测信息、非电力行业信息等为参照，真实模拟覆冰形式、覆冰厚度、风速、风向等输电线路的舞动特征参数。
- e) 绝缘子串和金具、金具和导线、子导线间隔棒和导线、相间间隔棒和子导线间隔棒的连接均按自由度耦合来考虑，即接点在 6 个自由度上的位移一致，绝缘子串最上端按铰接处理，即只固定 3 个线位移。
- f) 计算分析在不同线路结构参数和舞动特征参数等条件下输电线路发生舞动的可能性，以及发生舞动后的最小相间距离。

E.3 风险指标

可将舞动后的最小相间距离作为舞动风险分析指标，若最小相间距离小于设计安全限值，说明有发生相间闪络的风险。

中 华 人 民 共 和 国  
电 力 行 业 标 准  
架空输电线路故障风险计算导则  
DL/T 1481 — 2015

\*

中国电力出版社出版、发行  
(北京市东城区北京站西街 19 号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>)  
北京九天众诚印刷有限公司印刷

\*

2015 年 4 月第一版 2015 年 4 月北京第一次印刷  
880 毫米×1230 毫米 16 开本 1.25 印张 37 千字  
印数 001—300 册

\*

统一书号 155123 · 2788 定价 11.00 元

敬 告 读 者

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

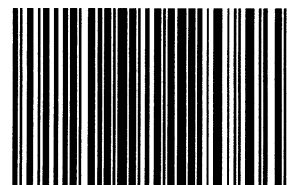
版 权 专 有 翻 印 必 究



中国电力出版社官方微信



掌上电力书屋



155123.2788