



中华人民共和国电力行业标准

DL / T 1680—2016

大型接地网状态评估技术导则

Guide for condition evaluation of large grounding grid

2016-12-05 发布

2017-05-01 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 评估基本条件 3

5 评估一般原则、项目、流程和周期 3

6 现场试验 4

7 接地网特性参数数值仿真计算 5

8 判断标准 6

9 评估和结论 7

附录 A（规范性附录） 大型接地网状态评估流程 9

附录 B（资料性附录） 站址视在土壤电阻率测试 10

附录 C（资料性附录） 接地网特性参数测试 12

附录 D（规范性附录） 设备接地引下线和接地网导体热稳定性校核 14

附录 E（资料性附录） 接地网特性参数数值仿真计算 15

附录 F（资料性附录） 大型接地网状态评估 18

附录 G（资料性附录） 大型接地网状态评估案例 19

前 言

本标准按照 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。

本标准由电力行业过电压与绝缘配合标准化技术委员会归口。

本标准主要起草单位：广东电网有限责任公司电力科学研究院、江苏方天电力技术有限公司。

本标准参与起草单位：国网陕西省电力公司电力科学研究院、中国电力科学研究院、国网江西省电力科学研究院、国网湖南省电力公司电力科学研究院、国网辽宁省电力有限公司电力科学研究院、广东电网有限责任公司惠州供电局、清华大学、武汉大学、成都桑莱特科技股份有限公司、上海大帆电气设备有限公司。

本标准主要起草人：李谦、肖磊石、张劲松。

本标准参与起草人：饶章权、彭向阳、王森、李志忠、时卫东、裴锋、何智强、王东烨、彭刚、张波、文习山、何华林、邵建康。

本标准为首次发布。

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（北京市白广路二条一号，100761）。

大型接地网状态评估技术导则

1 范围

本标准规定了大型接地网状态评估的一般原则、方法、项目、流程、判断标准和实施周期。

本标准适用于变电站、发电厂、换流站、高抗站、串补站和新能源电站等大型接地网工频特性的状态评估。

本标准的接地网数值仿真方法也适用于大型接地网设计阶段的安全性评估。

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/T 50065—2011 交流电气装置的接地设计规范

DL/T 475—2006 接地装置特性参数测量导则

DL/T 596—1996 电力设备预防性试验规程

DL/T 1532—2016 接地网腐蚀诊断技术导则

DL/T 1554—2016 接地网土壤腐蚀性评价导则

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本标准。

3.1

大型接地网 large grounding grid

110kV 及以上电压等级变电站、装机容量在 200MW 以上的火电厂和水电厂的接地网以及等效面积在 5000m² 以上的接地网，通常指大短路电流系统的接地网。

3.2

接地网特性参数 grounding grid characteristic parameters

接地网电气完整性、接地阻抗、接地故障时接地网分流、接地网电位升高、接地网电位差、跨步电位差和接触电位差等参数或指标。除了电气完整性为直流特性参数外，其他参数均为工频特性参数。

3.3

大型接地网状态评估 condition evaluation of large grounding grid

通过站址视在土壤电阻率和接地网特性参数现场测试来完成接地网计算模型工程校验，在此基础上，主要借助数值仿真计算手段，对实际故障短路状态下反映接地网安全性的接地网特性参数的现时状态进行多维度评估，判断接地网的状态是否符合运行要求，并针对存在的缺陷提出整改建议，提高接地网的安全性。

3.4

接地引下线 grounding conductor

电力设备应接地的部位与地下接地极之间的金属导体，指接地端子与接地极连接用的金属导电部分，包括垂直和水平部分。

3.5

接地阻抗 ground impedance

接地网对远方电位零点的阻抗，数值上为接地网与远方电位零点间的电位差，与通过接地网流入

地中的电流的比值。本标准均指工频接地阻抗。

3.6

接地网电气完整性 electric integrity of grounding connection

接地网的各部分及与接地的各设备的接地端子之间的电气连接性。实测中以测量设备接地引下线间直流回路电阻的方式，检查接地网各部分的电气完整性，以及所有设备接地引下线与接地网的连接情况。

3.7

接地网电位升高 grounding grid potential rise

发电厂、变电站接地故障电流经接地网流入大地时，接地网与大地零电位点之间的电位差。

3.8

接地网电位差 grounding grid potential differences

发电厂、变电站接地故障时，接地网上不同两点之间存在的电位差。为便于操作，常考核接地网场区最大电位差。

3.9

跨步电位差 step potential difference

地面上水平距离为 1.0m 的人体两脚接触地面两点间的电位差。

3.10

接触电位差 touch potential difference

人体两脚站在地面离设备水平距离为 1.0m 处与人手接触设备外壳、构架或墙壁离地面垂直距离 1.8m 处的两点间的电位差。

3.11

最大故障短路电流 maximum earth fault current

系统发生短路故障时，由系统提供的最大故障电流。

3.12

地线分流 ground wire shunting

系统发生接地短路故障时，架空避雷线〔包括普通地线和光纤复合架空地线（OPGW）〕和两端接地的电缆外护套将向外流出部分故障电流，将导致接地网实际散流的故障电流减少。

3.13

接地网分流系数 current division factor of grounding grid

通过接地网泄放的故障电流与总故障电流之间的比值。

3.14

最大入地故障短路电流 maximum grid current

系统发生接地短路故障时，由系统提供的最大故障短路电流中，考虑出线架空避雷线（包括普通地线或 OPGW）和电缆外护套的分流后，实际经接地网泄放的故障短路电流部分。

3.15

接地故障电流持续时间 continuous time of ground fault current

接地故障出现起直至其终止的全部时间。为严格起见，考虑一级后备保护（主保护失灵）动作的时限。

3.16

中性点环流 circulating transformer neutral current

发电厂和变电站发生接地短路故障时，从故障点经过接地网流回主变压器中性点的电流。

3.17

接地网特性参数数值仿真计算 calculation of grounding grid characteristic parameters

在工频接地故障状态下，考虑变电站地线（架空避雷线和电缆外护套）对故障入地电流的分流

后，计算经接地网实际入地电流所引起的反映接地网安全性的接地网特性参数（主要指接地网电位升高和电位差、地表电位和跨步电位差、接触电位差等）的分布。

3.18

接地网和接地引下线导体腐蚀诊断检查 **diagnostic test of grounding conductor corrosion**

采用选点开挖检查，结合导体取样腐蚀率量化测试，以及基于电气和理化特性的接地网腐蚀综合诊断新技术，对发电厂和变电站接地网和接地引下线导体腐蚀状况进行诊断检查。

3.19

接地网导体热稳定性 **maximum allowable temperature limit**

系统发生接地短路故障时，在继电保护隔离短路故障前，接地网导体应能够承受系统最大运行方式和最恶劣系统短路初始条件下工频故障电流载流而不发生断裂或熔断。

4 评估基本条件

4.1 资料要求

4.1.1 需具备接地网竣工图纸，或最近一次改造或扩建后的接地网图纸。

4.1.2 站址土壤电阻率数据，通过现场实测得到一组不同间距站址和站址附近视在土壤电阻率。

4.1.3 待评估的厂、站出线和杆塔相关参数，包括：

- a) 架空出线回路数量、长度和挡距；
- b) 导线和地线型号；
- c) 杆塔数量、型式、几何尺寸和接地电阻；
- d) 出线电缆长度和型号；
- e) 对侧变电站的接地阻抗。

4.1.4 系统最大接地短路电流，通常取最大单相接地短路电流。运行变电站由调度部门根据年度或远景规划系统最大运行方式计算得到，新建变电站则由设计部门提供（考虑远景规划）。

4.2 试验条件要求

围绕接地网状态评估所开展的站址视在土壤电阻率和接地网特性参数现场试验，应在土壤干燥状态下进行。

4.3 接地网状态评估数值仿真计算要求

采用的接地网专业计算分析软件应满足下列要求：

- a) 以多层土壤的电磁场理论为基础，包含土壤电阻率分析、接地网电流分布分析和地中电位分析等基本功能单元；
- b) 具备建立多层土壤分层模型功能，能反演得到土壤分层数、各层的电阻率和厚度；
- c) 具备架空地线和电缆外护套对故障电流的分流计算功能，得到通过接地网入地短路故障电流；
- d) 接地网数值计算采用矩量法、边界元法、有限元法等，通过叠加方法求得电流注入点的地电位升，从而求得接地网的接地阻抗、地表电位分布、接触电位差和跨步电位差等。

5 评估一般原则、项目、流程和周期

5.1 一般原则

应依据现场试验和仿真计算，得到站址土壤结构状况、接地阻抗、接地故障时接地网分流、接地网电位升高和电位差、跨步电位差和接触电位差的分布，结合接地网完整性、接地网和接地引下线导

体腐蚀状况和热稳定校验结果，比对评估标准，得到反映整个接地网状态的各指标状况，对接地网进行评估，指出存在的安全隐患，有针对性地提出整改意见，并对整改措施进行仿真计算，为整改方案提供理论指导。

5.2 大型接地网状态评估项目

大型接地网状态评估项目包括：

- a) 站址视在土壤电阻率测试和土壤结构分析；
- b) 接地网特性参数测试；
- c) 接地网特性参数数值仿真计算；
- d) 接地网电气完整性测试；
- e) 接地网和接地引下线导体腐蚀诊断检查；
- f) 接地网和接地引下线导体热稳定校验。

5.3 大型接地网状态评估基本流程

大型接地网状态评估基本流程见附录 A 中图 A.1，分为资料准备、现场实测、数值仿真计算、状态评估和整改建议等步骤。

5.4 大型接地网状态评估周期

应根据接地网运行年限、运行情况及运行单位的运行经验确定大型接地网状态评估周期。220kV 及以上变电站和 200MW 以上的电厂接地网评估周期不宜超过 10 年，其他接地网根据其重要性和运行状态而定，在下列情况下可适当缩短评估周期：

- a) 厂、站扩容或负荷增加导致接地短路电流明显提高；
- b) 接地网（尤其是外扩接地网）遭到局部破坏；
- c) 接地网或接地引下线导体腐蚀严重；
- d) 运行中发生与接地网有关的设备故障；
- e) 怀疑接地网在雷击或工频接地短路状态下性能不满足要求；
- f) 接地网整体改造前后。

6 现场试验

6.1 站址视在土壤电阻率测试

6.1.1 可采用四极法，推荐采用温纳（Wenner）四极法，改变极间距离 a ，得到一组视在土壤电阻率数据。

6.1.2 站址土壤结构模型宜分成表（浅）层、中层和深层，与此对应，视在土壤电阻率实测宜分为长距、中距和短距测试 3 个步骤，至少测量 7 个点，最大极间距离 $a_{\max}$ 不宜小于接地网尺寸（取最大等效对角线）。

6.1.3 为避免接地网导体及延长线对电位测量的影响，不应在变电站内或杆塔附近进行测试。

6.1.4 现场作业按照 DL/T 475 的规定进行，其注意事项见附录 B。

6.2 接地网特性参数测试

6.2.1 总体要求

接地网特性参数测试现场作业按照 DL/T 475 的要求，其操作步骤和注意事项见附录 C。

6.2.2 接地阻抗测试

针对现场情况和地形地貌，选择和制订合理的试验方案，并尽量减小引线间互感的影响。

6.2.3 地线分流测试

测量架空地线和电缆外护套对测试电流的分流，同时测量各分流向量与测试电流向量之间的相角差，以便对各分流进行向量求和，得到实际通过接地网散流的测试电流向量，进而修正接地阻抗测试结果。

6.2.4 跨步电位差和接触电位差测试

跨步电位差和接触电位差测试应符合下列要求：

- a) 在接地网边缘附近、站内人员活动频繁区域和大门等重点区域测试跨步电位差；
- b) 在各个电压等级设备场区，选择 5 个～10 个有代表性的观测点，重点在靠近围墙场区边缘的人员常接触的设备处测量接触电位差。

6.3 接地网电气完整性测试

按照 DL/T 475 的要求，以测量直流回路电阻的方式进行接地网电气完整性测试。

6.4 接地网和接地引下线导体腐蚀诊断检查

6.4.1 按照 DL/T 596 的规定，根据实际情况，在各个设备场区选择有代表性的多个点进行开挖检查，同时应对接地网和接地引下线导体取样，进行腐蚀率量化检测。

6.4.2 宜按照 DL/T 1532 和 DL/T 1554 的规定，采用基于电气和土壤理化特性的接地网腐蚀综合诊断新技术，以提高接地网腐蚀诊断的效果。

6.5 接地网导体热稳定校核

6.5.1 根据接地网和接地引下线导体腐蚀诊断结果，考虑导体腐蚀的因素，进行设备接地引下线和接地网导体热稳定性校核，其中，短路等效持续时间 t_e 取值同第 8.3。

6.5.2 新建或需进行接地网改造的变电站，故障电流应选择站内断路器最大开断短路电流。

6.5.3 具体步骤和注意事项见附录 D。

7 接地网特性参数数值仿真计算

7.1 基本流程

7.1.1 基于接地分析软件的大型接地网特性参数数值仿真计算见附录 E 中图 E.1，包括：

- a) 站址土壤结构分析；
- b) 接地网拓扑结构输入和接地网模拟；
- c) 接地网参数仿真计算模型的准确性校验；
- d) 地线分流和经接地网最大入地故障短路电流计算；
- e) 工频接地故障时接地网电位分布计算，得到接地短路故障状态下接地网电位、跨步电位差和接触电位差分布。

7.1.2 其数值仿真计算步骤和注意事项参见附录 E。

7.2 站址土壤结构分析

7.2.1 基于实测得到一组不同电极间距的视在土壤电阻率基础数据，采用接地分析软件，反演得到站

址等效分层土壤结构模型。

7.2.2 根据站址土壤实际情况，选择水平分层、垂直分层、复合结构或分块模型。

7.3 接地网拓扑结构输入和模拟

依据接地网的竣工图纸，利用接地分析软件输入接地网导体参数，对接地深井、缓释型离子接地装置、接地模块或深井爆破致裂加压力灌注降阻剂等降阻措施进行合理等效，建立接地网拓扑结构。

7.4 接地网参数仿真计算模型的准确性校验

7.4.1 利用接地网拓扑结构模型和土壤分层结构模型，输入接地阻抗实测时二维布线路径，以及变电站出线和外护套两端接地的电缆线路二维路径，输入实测时测试电流值，计算接地网相对电位极的电位升高。

7.4.2 比较电位极的电位升高计算值与实测值的差别，如果两者偏差在 20%以内，说明站址土壤结构、接地网和出线的拓扑结构模型准确性满足接地网参数仿真计算的要求。

7.4.3 如果上述偏差大于 20%，应检查并确认接地网图纸为竣工图或后期扩建（改造）的最新图纸，在确保接地网拓扑结构图的准确性基础上，微调站址土壤结构直至上述偏差满足要求。

7.4.4 考虑现场实测存在众多的干扰因素，宜取模拟计算值作为接地网状态评估的接地阻抗值。

7.5 接地网分流和经接地网最大入地故障短路电流计算

基于变电站或发电厂单相接地故障短路电流、线路参数和对侧变电站接地阻抗等参数，考虑接地运行变压器引起环流的因素，对故障电流的分布进行计算，求出出线地线（架空地线和双端接地的电缆外护套）对故障电流的分流和变压器中性点环流，经过相量求和处理后，得到不同电压等级设备场区发生接地故障时接地网的实际入地故障电流。

7.6 工频接地故障时电位分布计算

7.6.1 基于站址土壤分层结构模型、接地网拓扑结构和接地网入地短路电流，对变电站不同等级设备场区内典型观测点（尤其是靠近接地网边缘区域），以及变压器各侧发生接地故障时，接地网电位升高、场区地表电位、跨步电位差和接触电位差的分布进行计算。

7.6.2 宜取场区最大电位差作为接地网电位差。

7.6.3 跨步电位差分布应关注接地网边缘和接地网延长线、接地斜井等区域的计算结果。

7.6.4 接触电位差分布应关注距离围墙接地网边缘 3m~5m 的站内设备场区的计算结果。

7.6.5 对于采用扩网方式的降阻措施，考虑外扩接地网被破坏的情形，基于工频接地故障时接地网电位分布计算，对接地网安全性状态进行预测。

8 判断标准

8.1 接地阻抗

接地阻抗水平应在兼顾技术经济性的前提下尽可能低，以取得较高的安全裕度，并应符合下列要求：

- a) 有效接地系统接地网的接地阻抗 Z 应符合 $Z \leq 2000/I_g$ 的要求（ I_g 为第 7.5 中计算的经接地网最大入地故障短路电流），或者接地网电位升高（GPR） $U = ZI_g \leq 2000$ （V）。如不符合上式要求，接地阻抗值可通过技术经济比较适当地增大，在符合 GB/T 50065—2011 中 4.3.3 规定的前提下，地电位升高可提高至 5000V。

b) 不超过新建或改造接地网的接地阻抗设计值。

8.2 接地网电位升高和场区电位差

8.2.1 一次设备耐受

接地故障状态下，接地网导体电位升高导致的 10kV 及以下无间隙金属氧化物避雷器两端非周期分量电位差，不应超过其短时过电压耐受能力。

8.2.2 二次设备和二次系统耐受

考虑二次电缆和二次设备的绝缘耐受，接地网电位升高宜低于 2000V，最高不应超过 5000V；接地网电位差宜低于 1000V。

8.2.3 电力电缆外护套过电压保护器耐受

接地故障状态下，电力电缆护层过电压保护器两端电位差应低于其额定电压。

8.3 跨步电位差和接触电位差

接地故障状态下，接地网场区跨步电位差和站内设备场区接触电位差不应超过由 GB/T 50065 计算得到的跨步电位差和接触电位差安全限值，其中，接地故障持续时间取一级后备保护（主保护失灵）动作的时限，500kV 及以上系统宜取 0.35s，330kV 系统宜取 0.5s，220kV 和 110kV 系统宜取 0.7s。

8.4 接地网电气完整性

参照 DL/T 475 的要求。

8.5 接地网和接地引下线导体腐蚀状况

参照 DL/T 596、DL/T 1532 和 DL/T 1554 的要求。

8.6 接地网和接地引下线导体热稳定

根据接地网和接地引下线导体腐蚀诊断结果，考虑导体腐蚀的因素，接地网和设备接地引下线导体截面应满足 GB/T 50065—2011 中附录 E 的热稳定校验要求。

9 评估和结论

9.1 接地阻抗

评估当前接地网接地阻抗值是否满足设计和运行要求。接地阻抗除了满足第 8.1 的要求外，与交接验收测试值比较不应有明显增大，否则应考虑在技术经济合理的前提下，提出接地网降阻目标值，并通过仿真计算推荐科学的降阻措施。

9.2 接地网电位升高和场区电位差

9.2.1 评估接地故障状态下，接地网电位升高水平和接地网电位差能否满足 10kV 及以下无间隙金属氧化物避雷器、二次电缆和二次设备，以及电缆外护套过电压保护器绝缘的安全运行要求，对存在安全隐患者，结合仿真计算提出合理的降阻或均压等整改措施。

9.2.2 接地故障状态下，评估是否存在接地网导体高电位引外的风险，对存在安全隐患者，提出完善的防风险措施。

9.3 跨步电位差和接触电位差

评估接地故障状态下，是否存在部分区域跨步电位差和变电站内设备场区接触电位差超标或偏高的风险，对存在安全隐患者，通过仿真计算提出局部加密水平接地网的措施。

9.4 接地网电气完整性

设备接地引下线与接地网连接情况和接地网电气完整性测试结果应满足要求。

9.5 接地网和接地引下线导体腐蚀状况

综合接地网和接地引下线导体腐蚀性开挖和取样，以及腐蚀性诊断结果，评估接地网和接地引下线导体腐蚀性指标是否满足全寿命周期内的运行要求。

9.6 接地网和接地引下线导体热稳定

考虑导体腐蚀的因素，评估接地网和设备接地引下线导体截面是否满足最大接地故障方式下的热稳定要求，以及剩余寿命的校核。

9.7 综合结论和建议

根据以上评价结果，给出接地网状态综合评估结论，对存在的缺陷，提出整改建议，并对整改设计方案进行仿真计算校核，应包括：

- a) 在目前的系统运行条件下，接地网状态能否基本满足站区发生单相接地短路故障时设备和人员的安全运行要求。
- b) 对于接地阻抗超过判断标准，或者与交接验收测试值比较有明显增大者，应考虑在技术经济合理的前提下，实施降阻改造，提出接地网降阻目标值，并通过仿真计算推荐科学的降阻措施。
- c) 对接地网电位升高和场区电位差不满足要求者，提出合理的降阻或均压等整改措施。
- d) 对防接地网高电位引外措施不完善者，提出合理的隔离措施。
- e) 对存在跨步电位差和接触电位差超标或偏高的区域，提出局部加密水平接地网或接触电位差风险防范方案。
- f) 设备接地引下线与接地网连接情况和接地网电气完整性不满足要求的部分，提出局部补强或大修改造方案。
- g) 对接地网或接地引下线导体腐蚀状况较严重的情形，提出加强跟踪检查的建议；对腐蚀严重者，提出大修方案。
- h) 接地网导体热稳定校核不满足要求时，应立即安排大修整改。

9.8 大型接地网状态评估注意事项

参见附录 F。

9.9 大型接地网状态评估案例

参见附录 G。

附录 A
(规范性附录)
大型接地网状态评估流程

大型接地网状态评估流程图如下：

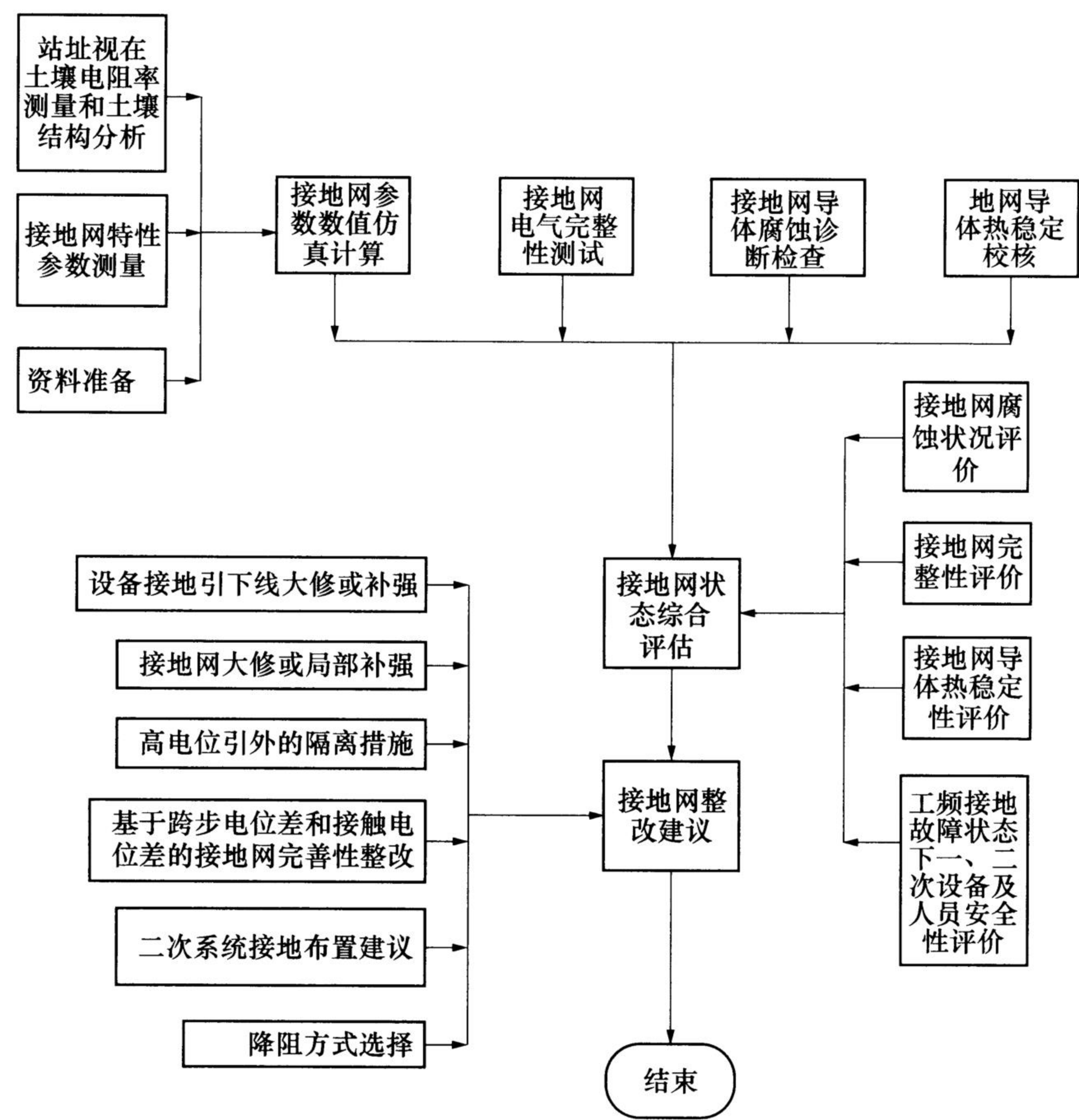


图 A.1 大型接地网状态评估流程图

附录 B
(资料性附录)
站址视在土壤电阻率测试

B.1 测试方法

四极等距法也称温纳 (Wenner) 法, 是测量分层结构土壤电阻率最常用的方法, 图 B.1 为其原理图, 被测场地深度 a 处的视在土壤电阻率可通过下式得出:

$$\rho = 2\pi a U / I \tag{B.1}$$

式中:

ρ ——视在土壤电阻率, $\Omega \cdot \text{m}$;

a ——测量电极间距, m ;

U ——电位极间电位差, V ;

I ——电流回路电流, A 。

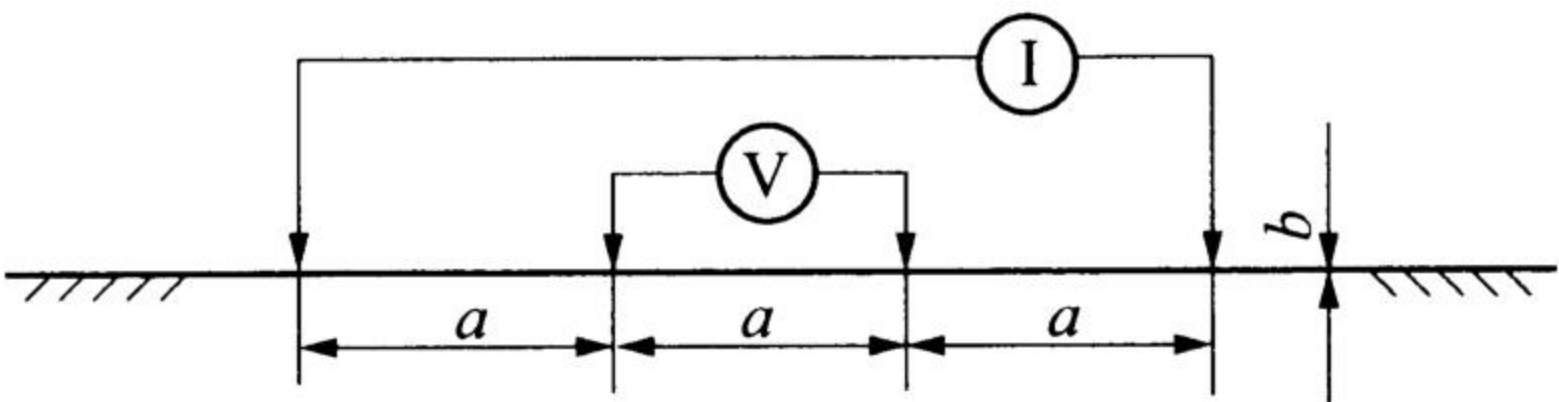


图 B.1 温纳法测量土壤电阻率原理图

若采用接地电阻测试仪, 则得到被测场地深度 a 处的视在土壤电阻率:

$$\rho = 2\pi a R \tag{B.2}$$

式中:

R ——接地电阻测试仪示数, Ω 。

B.2 测试要求

B.2.1 视接地网的尺寸和形状, 最大的极间距离 $a_{\max}$ 不宜小于接地网尺寸 (取最大等效对角线)。当布线空间路径有限时, $a_{\max}$ 可酌情减少, 但至少应达到接地网最大对角线的 $2/3$ 。对于 110kV 变电站, $a_{\max}$ 要求达到 $150\text{m} \sim 200\text{m}$, 220kV 变电站应达到 $250\text{m} \sim 300\text{m}$, 500kV 变电站则 $a_{\max}$ 取 $400\text{m} \sim 600\text{m}$, 考虑外扩接地网的情形 $a_{\max}$ 甚至取更大值。以 500kV 变电站为例, 测量极间距见表 B.1。

B.2.2 长距测试通过测量 50m 以上极间距离的视在土壤电阻率, 反映深层土壤的土壤状况, 一般在站外选择道路进行, 至少测量 3 个点。

B.2.3 中距测试通过测量 50m 及以内极间距离的视在土壤电阻率, 反映中层和浅层土壤的土壤状况, 至少测量 3 个点。尽可能在站址附近进行测量, 建议在进站道路上布线测试, 但要注意进站道路上是否有接地网的延长线, 如果进站道路存在接地网, 应更换测量位置。

B.2.4 短距测试通过测量 5m 及以内极间距离的视在土壤电阻率, 主要反映表层和浅层土壤的状况。一般在站内空旷场地或围墙边测试, 注意避免接地网对测试结果的影响。

B.2.5 涉及跨步电位差和接触电位差安全限值计算的表层土壤电阻率测试, 应在站内选择不同场地的多个有代表性测试点进行测量, 并对数据进行综合处理得到站内表层土壤电阻率数据。

B.2.6 通常采用接地电阻测试仪进行测量, 但长间距测试应注意电位线与电流线之间的互感耦合影响, 建议采用交变直流电源原理的仪器以解决测量线之间互感影响的问题。

- B.2.7** 两邻近电极的间距 a 应不小于电极埋设深度 b 的 10 倍，即 $a \geq 10b$ 。在测量表层视在土壤电阻率时，应选择尺寸较小的电极，如探针型电极。
- B.2.8** 为了确保测试准确性，电极间距应精确测量，短距测试时，建议采用卷尺确定电极位置；而中距和长距测试时，应以测量点为基准点，采用 GPS 定位。
- B.2.9** 长距和中距测试时，应避免与金属管道平行，尽量减小地下金属管道的影响。
- B.2.10** 采用交变直流测试时，应注意电流线和两侧电流极的安全问题，需要沿途安排人员看守。
- B.2.11** 电位线对地应有良好的绝缘，沿线不能存在高阻接地点，应避免在雨中或雨后地未全干时布线测试，布线时应避免浸泡入水中。

表 B.1 站址视在土壤电阻率测试结果

	极间距 a m	电流极间注入电流 I mA	电位极间电位差 U mV	视在土壤电阻率 ρ $\Omega \cdot \text{m}$
长距测试	500			
	400			
	300			
	200			
中距测试	100			
	50			
	20			
	10			
短距测试	5			
	3			
	2			
	1			
	0.5			
	0.2			

附 录 C
(资料性附录)
接地网特性参数测试

C.1 接地网接地阻抗和地线分流测试

C.1.1 确定接地网的尺寸

通过接地网竣工设计图，掌握扩网、接地网延长线和斜井等情况，计算合理的接地网尺寸。对于斜井和射线等广义扩网情形，应在保证原则性的前提下，根据现场实际地形情况灵活地选取接地网对角线长度，控制因对角线长度取得过短所带来的测量误差。

C.1.2 现场踏勘，确定测试方案

针对现场情况和地形地貌，按照 DL/T 475 的规定和要求，选择和制订合理的试验方案，首选远离夹角法，推荐反向法，以克服土壤不均匀性的影响。

应采用 GPS 定位，确定电位极和电流极与放线同侧接地网边缘的直线距离，以及电位线与电流线之间的夹角。

尽量选择车辆能通行的路径，以便于电位线和电流线的布放。

如果补偿法测试结果异常，或者接地阻抗测试结果超过要求值，应选择更为准确的远离夹角法（或反向法）重新布线测试。

C.1.3 确定电位极和电流极位置

首先确定电流极的位置，在测试方案的电流线长度范围内，寻找水源、独立接地网等适合布置电流极的位置。

电流极和电位极的选择应尽量避免接地网延长线，即不要打在接地网延长线附近，电位线和电流线也不要沿着接地网延长线和金属管线布放。

C.1.4 电流线和电位线布放

优先推荐异频（类工频）小电流法测试。

对于工频大电流法测试，测试电流应选择在 50A 以上，为此建议选用截面积 25mm^2 的特制编织铜导线，外皮绝缘耐压满足 5000V、1min。需要说明的是，大电流法测试无法实现地线分流测试。

如果电位线和电流线不得不并行一段路程时，应注意两线尽量拉开距离，如分别布放在道路两侧，最好相距 10m 以上，尽量减小引线间互感的影响。

电位线应保持与地面足够的绝缘，电位线的接头必须用绝缘胶布包缠好，要求地面干燥，避免电位线接头浸泡在水中或电位线沿途地湿等，避免雨中或雨后地未干的情况下布线测试。

电流线和电位线布放完毕后，为安全起见，沿途应每隔一段设专人看护；电流极作为高风险源，应留专人看护，试验期间严禁人畜接近电流极。

C.1.5 电压回路和电流回路调试

电流线和电位线的布放完成后，用接地电阻测试仪测量回路电阻的方法，进行电压回路和电流回路的调试，以确认电流线和电位线没有断点，排除电位线沿线的高阻入地点，同时确认电流回路电阻满足测试电流的要求，否则需要对电流极进行降阻处理。

C.1.6 加压测试

电流回路和电压回路调试好后，应用接地电阻测试仪进行粗测，了解待测接地网接地阻抗水平。完成测试系统安装调试后，施加测试电流试验，尽可能缩短加压时间，控制安全风险。

类工频法测试时，视工频干扰电压水平高低，选择与工频对称频率进行测试，并对结果取平均值。

根据电流极和电位极与接地网边缘直线距离，以及电流线与电位线之间的夹角，计算远离夹角法的修正系数，对接地阻抗测试结果进行修正。

C.1.7 分流测试及处理

接地阻抗测试完毕后，对于运行变电站和线路架设进变电站的基建变电站，进行架空地线和电缆外护套的分流测试。

应测量各分流向量与测试电流向量之间的相角差，以测试电流为基准向量，对各分流向量进行求和，得到实际通过接地网散流的入地电流。

C.2 跨步电位差和接触电位差测试

C.2.1 在接地网边缘附近、站内人员活动频繁区域和大门等所关心的重点区域测试跨步电位差；在各个电压等级设备场区，选择 5 个~10 个有代表性的观测点，重点在靠近围墙场区边缘的人员常接触的设备处测量接触电位差。跨步电位差和接触电位差测试满足 DL/T 475 的规定。

C.2.2 电流极与接地网边缘直线距离应选择 4 倍~5 倍接地网最大对角线长度，可选择工频或异频（类工频）法进行测试，建议通过加大测试系统容量和提高输出电压等途径，增大异频电流（宜达到 30A 以上），解决异频法测试信号响应偏弱的问题。

C.2.3 应在两个相互垂直的方向上分别测量跨步电位差，再进行均方根处理，以得到该处跨步电位差的最大值。

C.2.4 应按照 DL/T 475 对跨步电位差和接触电位差测量值按实际短路电流水平进行换算，得到实际短路状态下的跨步电位差和接触电位差。

附录 D (规范性附录)

设备接地引下线 and 接地网导体热稳定性校核

D.1 系统发生接地短路故障时，在继电保护隔离故障前，持续的接地故障电流流经接地导体所带来的热效应非常显著，接地网导体应能够承受系统最大运行方式和最恶劣系统短路初始条件下工频故障电流载流而不发生断裂或熔断。

D.2 发电厂或变电站设备接地导体（线）和接地网导体的截面，应按接地短路电流进行热稳定校验。

D.3 首先应核算当前或将来发电厂或变电站的系统最大短路电流水平，以确定现有设备接地引下线和接地网能够承受的最大短路电流，按照每年调度部门给出的年度发电厂或变电站最大短路电流，进行接地网和接地引下线的热稳定校验核算。

D.4 新建变电站和需进行接地网改造的变电站，故障电流原则上应选择变电站远景接线情况下（15年～20年），站内发生接地故障时的接地故障电流。当系统远景不是十分明确时，取站内断路器最大开断短路电流值。

D.5 根据热稳定条件，未考虑腐蚀时，接地引下线的最小截面应符合式（D.1）的要求。

$$S_g \geq \frac{I_g}{c} \sqrt{t_e} \quad (\text{D.1})$$

式中：

S_g ——接地线的最小截面， mm^2 ；

I_g ——流过接地线的短路电流稳定值，A，根据系统 5 年～10 年发展规划，按系统最大运行方式确定；

t_e ——短路的等效持续时间，s，为严格起见，一般取一级后备保护（主保护失灵）动作的时限，500kV 及以上系统取 0.35s，330kV 系统取 0.5s，220kV 和 110kV 系统取 0.7s；

c ——接地线材料的热稳定系数，根据材料的种类、性能及最高允许温度和短路前接地线的初始温度确定，钢质材料取 70，铜质材料取 210。

D.6 热稳定校验应分别按地上接地导体和地下导体两个部分进行。根据热稳定条件，未考虑腐蚀时，接地网接地体和接地极的最小截面不宜小于连接至接地网的接地导体（线）截面的 75%。

D.7 同一电压等级接地体截面不同时，应按最小截面进行核算。对于腐蚀情况严重的接地体，应根据该接地体的有效截面进行接地体的热稳定校验。有效截面指已处理过腐蚀表面的接地体的截面。

D.8 如变电站接地体截面存在多种规格，应以最小截面进行校验。

D.9 热稳定校核时应考虑腐蚀因素的影响，结合接地网开挖检查的导体腐蚀程度进行校正。可按照接地网导体的规格尺寸和实测的年平均渗入度，计算运行若干年后接地体的截面，比较并评价接地体目前的截面是否满足接地体热稳定条件确定的最小截面要求，同时根据腐蚀率预测剩余使用寿命是否满足接地装置的设计使用年限要求。

附录 E

(资料性附录)

接地网特性参数数值仿真计算

E.1 接地网特性参数数值仿真计算基本流程

基于接地分析软件的大型接地网特性参数数值仿真基本流程如图 E.1 所示。

E.2 站址土壤结构分析

E.2.1 基于现场实测得到一组不同电极间距的视在土壤电阻率基础数据，采用接地分析软件，通过对站址土壤分层结构的数值分析，得到土壤电阻率随测量极间距变化的曲线，通过优化处理，反演得到站址多层土壤结构模型。

E.2.2 对于一般的站址土壤结构，可将土壤等效为水平分层模型或垂直分层模型，计算得到等效的土壤分层结构、各层厚度及相应的土壤电阻率。

E.2.3 选择土壤模型的层数，应在接地网特性参数计算仿真精确度与计算耗时之间取得平衡。对于大型接地网，选择 4 层即可满足工程上的误差要求，同时耗时合理。

E.2.4 对于更为复杂的土壤结构，选择半球-多层、圆柱-水平、圆柱-垂直以及任意不同成分的复合结构土壤模型等，输入时需要边界进行界定并输入边界数据。

E.2.5 针对典型沿海地区复杂地质条件，如地势不平，地形多样，一边为大海、一边为丘陵等，可考虑水平和垂直复合结构土壤模型、考虑海岸大陆架倾角土壤模型，以及高台土壤模型的沿海丘陵地区典型土壤模型的智能反演。

E.2.6 对于有水网、厂房接地网和边坡接地网，诸如水电站大坝综合接地网，可选择任意不同成分的复合结构土壤模型，可以任意设置土壤分块个数，通过定义各小分块土壤电阻率，编辑混合土壤结构，建立有限体积混合土壤分块模型，以较为准确地模拟大型水电站立体接地系统的土壤结构。

E.3 接地网拓扑结构的模拟

E.3.1 依据接地网的竣工图纸，在接地分析软件中输入接地网导体参数，建立接地网拓扑图形文件。

E.3.2 对接地网金属导体进行圆柱体等效，对目前应用较多的接地深井结合压力灌注降阻剂、电解离子接地极、接地模块或深井爆破致裂加压力灌注降阻剂等降阻措施进行适当等效。

E.4 接地网计算模型的校验

E.4.1 在所建立的接地网拓扑结构和土壤分层结构模型上，输入接地阻抗实测布线路径，以及变电站出线和外护套两端接地的电缆线路二维路径，计算接地阻抗实测电流下的接地网相位电位极的电位升高。

E.4.2 比较接地网相对电位极的电位升高计算值与接地阻抗测量时的实测值，如果两者偏差在 20% 以内，则接地网计算模型准确性满足接地网参数仿真计算的要求；否则，通过微调站址土壤结构直至上述偏差满足要求。

E.5 地线分流和经接地网入地故障电流的数值仿真计算

E.5.1 基于发电厂、变电站单相接地故障短路电流、线路参数和对侧变电站接地阻抗等参数，采用接地分析软件，对故障电流的分布进行计算，求出架空地线和电缆外护套对故障电流的分流，经过相量求和处理后，得到接地网的实际入地故障电流。

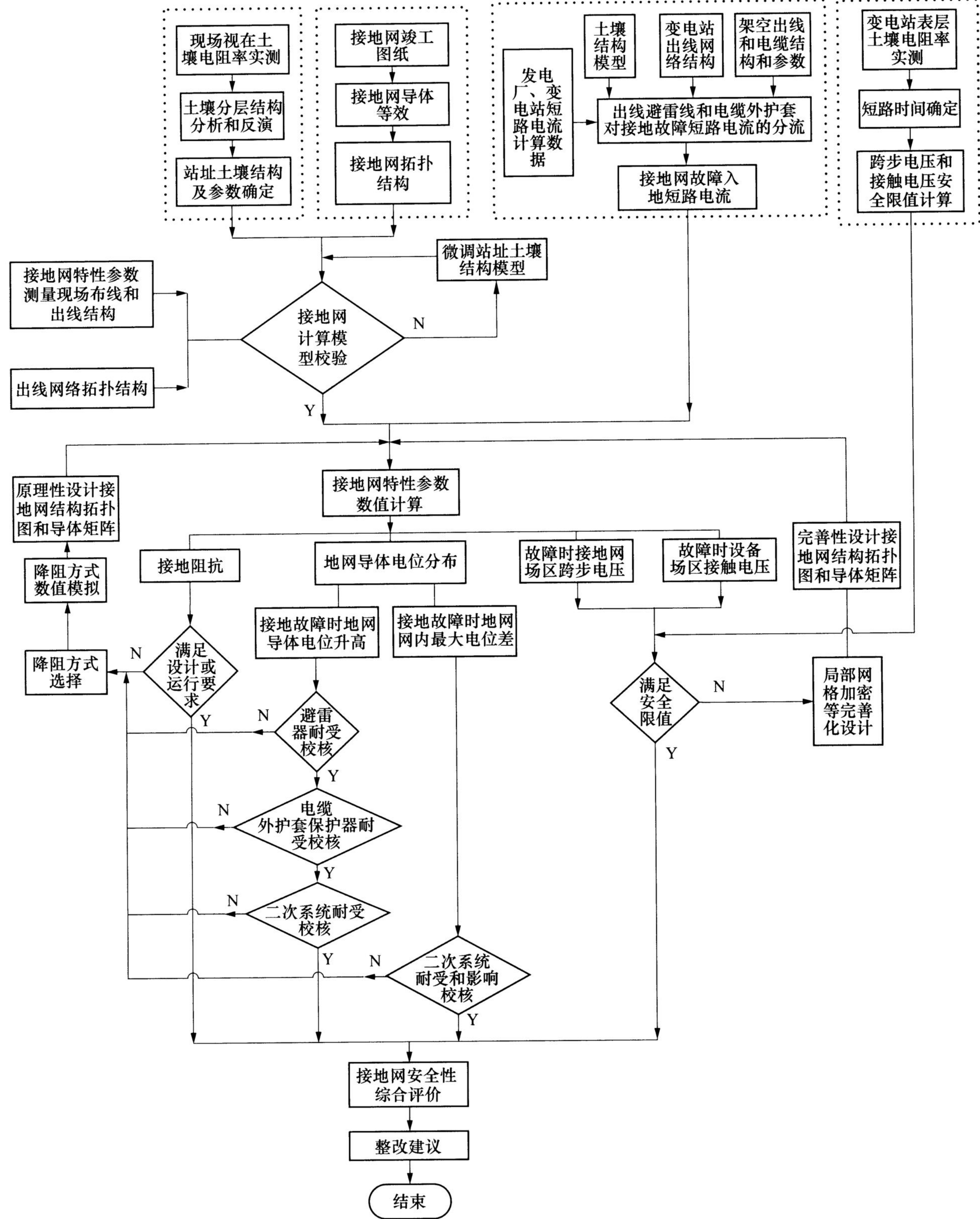


图 E.1 接地网特性参数仿真计算基本流程

Y—满足要求；N—不满足要求

E.5.2 对于运行变电站故障电流分布的准确计算，应考虑：①高压、中压和低压几个场区；②主变压器各侧发生短路时每条线路提供的短路电流；③考虑接地运行变压器引起环流的因素，得到不同电压等级场区发生短路时，短路点经接地网泄放的入地故障电流和接地变压器中性点环流。

E.5.3 基建设计无法给出各进线实际提供的短路电流和主变压器环流时，可不考虑主变压器环流，对各进出线提供的短路电流做简易处理，将总故障电流平均分配到各出线，计算地线分流。

E.5.4 110kV 及以上电力电缆外护套一般采用单端接地，无需考虑对故障电流的分流。35kV 及以下电力电缆通常为外护套两端接地，由于数量众多，电缆外护套的总分流将占较大比例。

E.6 工频接地故障短路时接地网特性参数的数值仿真计算

E.6.1 导体电位升高和网内电位差主要考核对一次、二次设备运行的影响，需考察整个接地网。

E.6.2 跨步电位差和接触电位差主要考核接地故障期间对人身和站外接地网边缘牲畜的影响，需要定义覆盖整个接地网的观测面，对于超大型接地网、采用大面积水平外扩接地网或采用多根延长线接地体的接地网，考虑到计算时间的因素，观测面应至少包含延长线接地体 2m~3m 的范围。

E.6.3 需要对不同电压等级的设备场区，以及主变压器各侧，选取有代表性的数个短路故障电流注入点进行计算，原则上，每个场区应选择 4 个~5 个点，以充分反映变电站发生单相接地故障时的电位分布，为简化计算，可考虑靠近边角区域的 2 个~3 个点，以反映最严重的情形。

E.6.4 采用接地分析软件，对单相接地故障时整个接地网电位升高的数值和分布进行计算，应考虑接地运行变压器中性点环流因素的影响，需要输入观测点场地的入地故障电流和主变压器中性点入地电流（即变压器环流）。

E.6.5 选择合理的土壤模型层数，在接地网特性参数仿真精确度要求与计算耗时之间取得平衡；对于超大型接地网、采用大面积水平外扩接地网或采用多根延长线接地体的接地网，选择 3 层~4 层即可满足误差要求，同时耗时合理；对于较小型接地网，应选择至少 4 层的土壤结构，以保证计算结果准确性。

E.6.6 读取整个接地网场区导体电位升高计算结果，并读取感兴趣的场区接地网电位差，了解对二次设备的影响程度，为方便起见，可取变电站围墙内的接地网场区最大电位差，结果偏于严格。

E.6.7 通过电缆出线处接地网电位升高和电缆终端或第一个交叉互联处地表电位升高，计算得到电缆外护套保护器两端的电位差。

E.6.8 读取整个接地网场区跨步电位差计算结果，得到跨步电位差分布。

E.6.9 读取可能发生接地短路的距离围墙一定距离（3m~5m）的站内设备场区的接触电位差，得到接触电位差分布。

E.6.10 对于采用扩网方式的降阻措施，进行外扩接地网被破坏后接地网特性参数计算，对接地网安全性状态进行预测。

附 录 F
(资料性附录)
大型接地网状态评估

大型接地网状态评估内容及注意事项如下：

- a) 比较接地阻抗的变化，是否与交接验收存在偏差，或存在反弹的情况，校核接地阻抗值是否满足运行要求。
- b) 发生接地短路故障时，接地网电位升高应低于 2000V，不宜高于 5000V；网内最大电位差宜低于 1000V。
- c) 校核接地短路故障状态下，接地网电位升高引起 10kV 及以下电压等级无间隙金属氧化物避雷器两端非周期分量电位差，是否超过其短时过电压耐受能力，可能引起避雷器动作甚至动作后不能承受被赋予的能量（超过避雷器通流能力）而发生热崩溃。
- d) 校核电力电缆外护套保护器两端的电位差，是否超过其耐受水平，存在故障下热崩溃风险。
- e) 比对计算得到跨步电位差安全限值，校核整个接地网（包括外延水平网和射线、斜井等）范围的跨步电位差，重点关注接地网边缘、大门、围墙边等区域，是否满足人员安全要求，确认哪个区域的跨步电位差水平偏高。对于偏高的区域，考虑下雨或地面潮湿情形下的校核。
- f) 比对计算得到接触电位差安全限值，校核距离围墙边一定距离（3m~5m）的实际设备场区接触电位差，重点关注靠近围墙的出线侧设备、经常操作的设备、主变压器高压侧场区等，是否满足人员安全要求，以及确认哪个区域的接触电位差水平偏高。对于偏高的区域，考虑下雨或地面潮湿情形下的校核。
- g) 预测外扩接地网被破坏后接地网安全性计算结果，评价是否满足接地网安全性指标要求。
- h) 基于核算的当前或将来系统最大短路电流水平，对接地引下线和接地网导体截面进行热稳定校核，应结合接地网开挖检查，对接地体的腐蚀程度进行校正。
- i) 在目前短路电流水平下，发生接地短路故障时，接地网电位升高、网内电位差和跨步电位差、接触电位差分布所反映出的接地网安全性状态，是否能基本满足场区接地短路故障下站内设备和人员的安全要求，存在何种风险。
- j) 做好引外金属水管、通信线路和电源等的隔离措施，消除接地网高电位引外的风险。
- k) 如果经校核的接地阻抗、故障时接地网电位升高或场区电位差不满足要求，对于站址土壤状况比较差且接地短路电流水平较高的发电厂或变电站，应在技术经济比较基础上，在征地红线内选择技术经济合理的长效降阻措施实现有效降阻，全面降低故障时接地网电位升高，改善设备在故障下的运行条件。
- l) 评价外扩接地网被破坏后接地网安全性状态是否满足要求，提出整改措施。
- m) 指出跨步电位差或接触电位差超过安全限值的区域，在接地网降阻、对不完整的接地网格进行完善化处理、局部接地网（主要考虑靠近接地网边缘部分）加密网格、地表高阻隔离（如铺设砾石层或喷涂高阻层）等诸多手段中，选择技术经济合理的整改措施，并进行计算校核，以指导整改设计。
- n) 对于低土壤电阻率和低接地阻抗水平的发电厂或变电站，注意高短路电流可能带来接地网电位差、跨步电位差或接触电位差等指标偏高的问题，必要时进行非等间距网格和加密网格等完善化处理。
- o) 对于接地网网格设计不完整，网格间距明显偏大，部分水平接地网没有闭合或留有尖端，导致接地网电位差、跨步电位差或接触电位差水平偏高的缺陷，可采取对接地网进行诸如加密网格或闭合水平网等完善化的整改措施。

附录 G
(资料性附录)
大型接地网状态评估案例

G.1 基本情况和接地网拓扑结构的模拟

某 500kV 变电站已运行近 10 年，有 4 台容量各为 1000MVA 的 500kV 主变压器，共有 3 回 500kV 出线和 7 条避雷线；共有 12 回 220kV 出线和 11 条避雷线。变电站位于丘陵地区，由一山坡平整而成，站址土壤条件较差。变电站敷设了由 $\phi 22$ 热镀锌圆钢构成的以水平接地体为主的接地网，接地网埋深为 0.8m，使用钢材长度为 8200m；共打 10 个 30m 深的垂直接地深井，并使用 10t 降阻剂和电解离子接地极，主接地网尺寸为 230m $\times$ 196m，接地网拓扑结构如图 G.1 所示。接地阻抗设计值为 0.50 Ω 。核算的变电站 500kV 和 220kV 母线单相接地短路电流分别为 35.72kA 和 22.05kA。

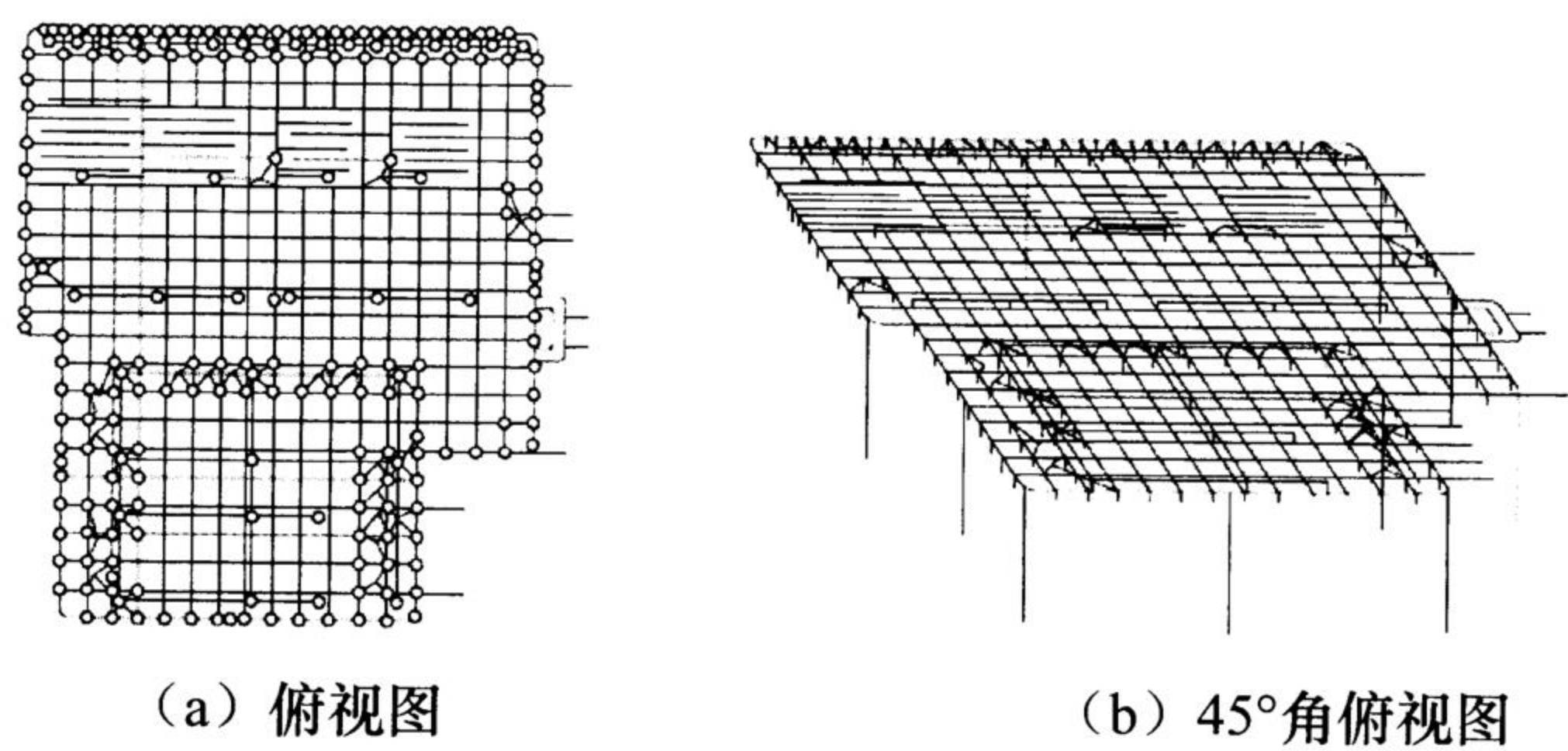


图 G.1 500kV 变电站接地网拓扑结构示意图

G.2 站址土壤分层结构模型的建立

通过现场视在土壤电阻率测试和模拟计算，反演得到图 G.2 的土壤结构模型，可分为水平四层的分层结构，深层土壤电阻率较高，总体土壤条件比较差。

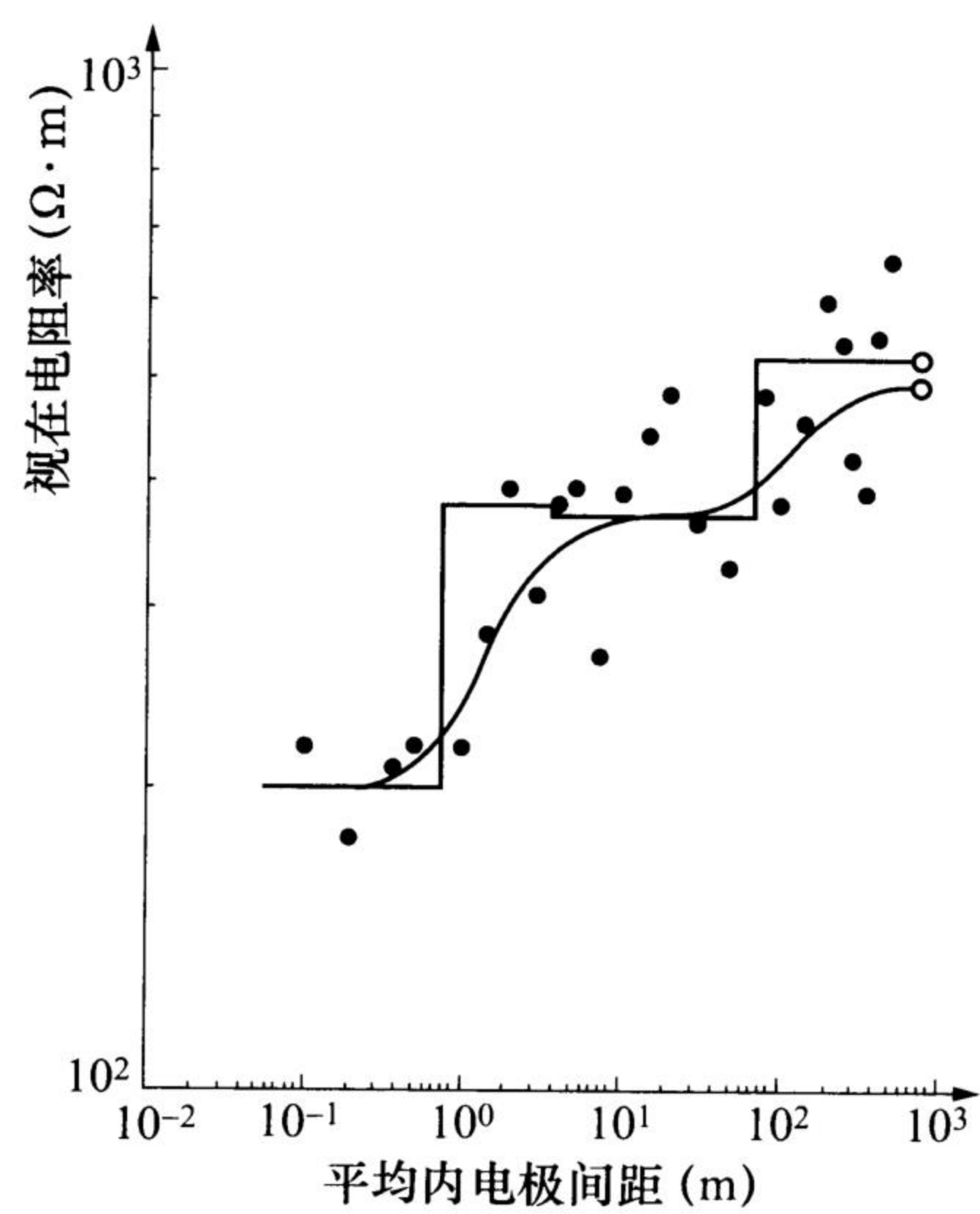


图 G.2 500kV 变电站站址土壤分层结构计算模型

G.3 接地网计算模型准确性校验

在出线构架上带着 500kV、220kV 避雷线和 OPGW 光纤地线的运行状态下，采用施加 6.0A 类工频小电流的远离夹角的电流-电压法所测得的变电站接地网与电位极的电位差为 1.344V，接地阻抗值为 0.224Ω，500kV、220kV 架空避雷线和 OPGW 光纤地线的实测分流系数为 72.52%，剔除地线分流影响的接地网接地阻抗值为 0.8151Ω。

基于接地网拓扑结构模型、出线线路和杆塔布置、实测过程的电流极和电位极布置，以及土壤分层结构模型，注入 6.0A 类工频电流时，接地网与电位极的电位差为 1.383V，地线总分流系数为 68.27%，接地网计算模型满足接地网特性参数仿真计算准确性要求。

考虑现场测试存在众多干扰因素，而仿真计算能更好地反映接地网的真实情况，取基于土壤水平分层结构的模拟计算值 0.8891Ω 作为变电站接地网的接地阻抗值。

G.4 考虑变压器环流的接地网入地短路电流计算

根据核算的变电站 500kV 和 220kV 母线单相接地短路电流水平，以及变电站站址土壤结构和出线结构，计算得到架空地线分流系数（模）大致为 75% 的水平。

500kV 开关区单相接地故障时，故障点入地电流 $9.542 \angle 73.255^\circ$ kA，主变压器中性点入地电流 $1.312 \angle -51.173^\circ$ kA；220kV 开关区单相接地故障时，故障点入地电流 $5.617 \angle 59.117^\circ$ kA，主变压器中性点入地电流 $10.931 \angle 66.969^\circ$ kA；主变压器区域 500kV 侧单相接地短路电流 $8.867 \angle 66.246^\circ$ kA；主变压器区域 220kV 侧单相接地短路电流 $16.513 \angle 64.306^\circ$ kA。

G.5 工频接地故障时接地网导体电位分布计算

取变电站场区发生单相接地短路这种最常见的故障情形，计算得到接地网导体电位升高（GPR）的分布。计算结果显示，尽管变电站出线避雷线对单相接地短路故障的分流贡献很大，但由于变电站单相接地故障短路电流水平和接地阻抗比较高，无论是 500kV 区域、220kV 区域还是主变压器区域发生单相接地故障，从接地网入地的故障电流都将引起很高的接地网导体稳态工频电位升高，220kV 场地和主变压器中压侧发生单相接地故障时场区地中金属导体电位升高均在 14.6kV 以上，500kV 场地和主变压器高压侧发生单相接地故障时则将近 8kV，变电站接地网高电位外引对变电站外的人员和设备造成相当大的威胁；同时必须校核变电站内 10kV 无间隙金属氧化物避雷器是否能耐受接地网的电位升高。

由于变电站一次设备的绝缘水平普遍比较高，足以耐受故障时接地网电位升高，10kV 及以下避雷器是其中过电压耐受能力最薄弱的设备，接地网导体电位升高过高有可能引起避雷器动作甚至动作后不能承受被赋予的能量（超过避雷器通流能力）而发生热崩溃，对一次设备影响主要考核变电站发生单相接地故障时，在最严重的情况下，接地网导体电位升高导致 10kV 及以下电压等级的无间隙金属氧化物避雷器两端非周期分量电位差是否超过其短时过电压耐受能力，是否存在可能导致避雷器发生热崩溃而爆炸的风险。

避雷器不动作要求的接地阻抗值 Z_w 按式（G.1）计算

$$Z_w \leq \frac{U_{gf} - U_{xgc}}{1.8I} \quad (G.1)$$

式中：

U_{gf} ——10kV 及以下阀型避雷器工频放电电压下限值或无间隙金属氧化物避雷器 1s 工频耐受电压，kV；

U_{xgc} ——避雷器所在的系统标称相电压，kV，对于 10kV 避雷器，取 $10/\sqrt{3}$ kV；

I ——计算用的入地短路电流, kA。

以典型的 10kV 无间隙金属氧化物避雷器为例, 额定电压 16.5kV, 电阻片通流容量为 2ms、200A 方波不小于 18 次, 取接地短路电流持续 0.5s 时避雷器短时耐受系数为 1.1, 避雷器所能承受的短时过电压为 $16.5 \times \sqrt{2} \times 1.1 = 25.664$ (kV)。

校核时应考虑变电站发生单相接地故障时, 接地网导体电位与避雷器相电压相位相反的最恶劣情形, 通过接地软件计算出的避雷器接地端处的接地网工频电位升高稳态值为 U_w ; 考虑接地网电位升高非周期分量叠加在交流分量上引起的地电位升高冲击峰值 $U_i = U_w \times D_e$ (其中 D_e 为冲击系数, 取 2.55), 避雷器相和地两端承受的短时过电压 $U_{\max} = U_i + 10/\sqrt{3}$, 将 $U_{\max}$ 值与 10kV 避雷器的短时过电压耐受能力比较, 以校核变电站发生单相接地故障时, 在最严重的情况下, 接地网导体电位升高是否存在可能导致避雷器发生热崩溃而爆炸的风险。

变电站站用变压器室内有一组保护 10kV 0 号站用变压器用的无间隙金属氧化物避雷器 (型号 YH5WZ-16.5/45, 额定电压 16.5kV, 持续运行电压 13.6kV, 直流 1mA 参考电压 24kV, 通流容量为 2ms、200A 方波不小于 18 次), 安装在站用变室 10kV 进线电缆头和专制线排的驳接处。

取接地短路电流持续 0.5s 时避雷器短时耐受系数为 1.1, 该组避雷器所能承受的短时过电压为: $16.5 \times \sqrt{2} \times 1.1 = 25.664$ (kV)。

考虑变电站发生单相接地故障时接地网导体电位与避雷器相电压相位相反的恶劣情形, 当 220kV 场地典型的 10 个点和 4 台主变压器中压侧发生单相接地故障时, 即便是接地网导体电位升高的最低值 14.465kV, 避雷器接地端所接地网导体电位非周期分量叠加在交流分量上引起的地电位升高冲击峰值为: 14.465×2.55 (冲击系数) = 36.886 (kV), 此时避雷器相和地两端承受的短时过电压: $36.886 + 10/\sqrt{3} = 42.659$ (kV), 该值将超过 10kV 无间隙金属氧化物避雷器的短时过电压耐受能力, 可能导致避雷器发生热崩溃而爆炸。当 500kV 场地典型的 9 个点和 4 台主变压器高压侧发生单相接地故障时, 考虑接地网导体电位升高的最大值 7.949kV, 按上述核算的避雷器相和地两端承受的短时过电压为 25.664kV, 该值低于避雷器所能承受的短时过电压, 不会引起避雷器热崩溃。由此可见, 在 220kV 场地和 4 台主变压器中压侧发生单相接地故障时, 在最严重的情况下, 接地网导体电位升高存在引起变电站 10kV 无间隙金属氧化物避雷器热崩溃的隐患。

另一方面, 发生接地短路故障时整个接地网场区最大电位差水平最高为 237V, 大部分发生单相接地故障短路情形均在 200V 以下, 对二次设备或二次回路绝缘不会造成威胁, 二次设备或二次回路绝缘能够承受接地网导体的电位升高。

G.6 跨步电位差分布计算

变电站场区发生单相接地故障时, 整个场区的地表电位分布和跨步电位差分布分别如图 G.3 和图 G.4 所示。500kV 场地和主变压器高压侧发生单相接地故障时, 包括围墙周围的接地网边缘区域的整个接地系统场地的跨步电位差最高值为 367.434V, 低于场区跨步电位差安全限值 U_s (530.66V)。

220kV 场地和主变压器中压侧发生单相接地故障时, 围墙外接地网边缘区域的跨步电位差最大值均超过场区跨步电位差安全限值 (最高达 687.539V, 普遍在 600V 以上), 而围墙内场区的跨步电位差最大值最高为 520.173V, 普遍在 450V 以上, 虽低于安全限值, 但也很接近安全限值, 需要引起重视。

G.7 接触电位差分布计算

考虑到设备运行实际情况, 考察距离接地网边缘一个网格以内的接触电位差水平, 整个设备场区的接触电位差分布如图 G.5 所示。高水平接触电位差出现在靠围墙的接地网边缘地带, 220kV 场区和变压器中压侧区域发生单相接地短路故障时, 接触电位差水平较高 (最高值为 908.128V, 普遍在

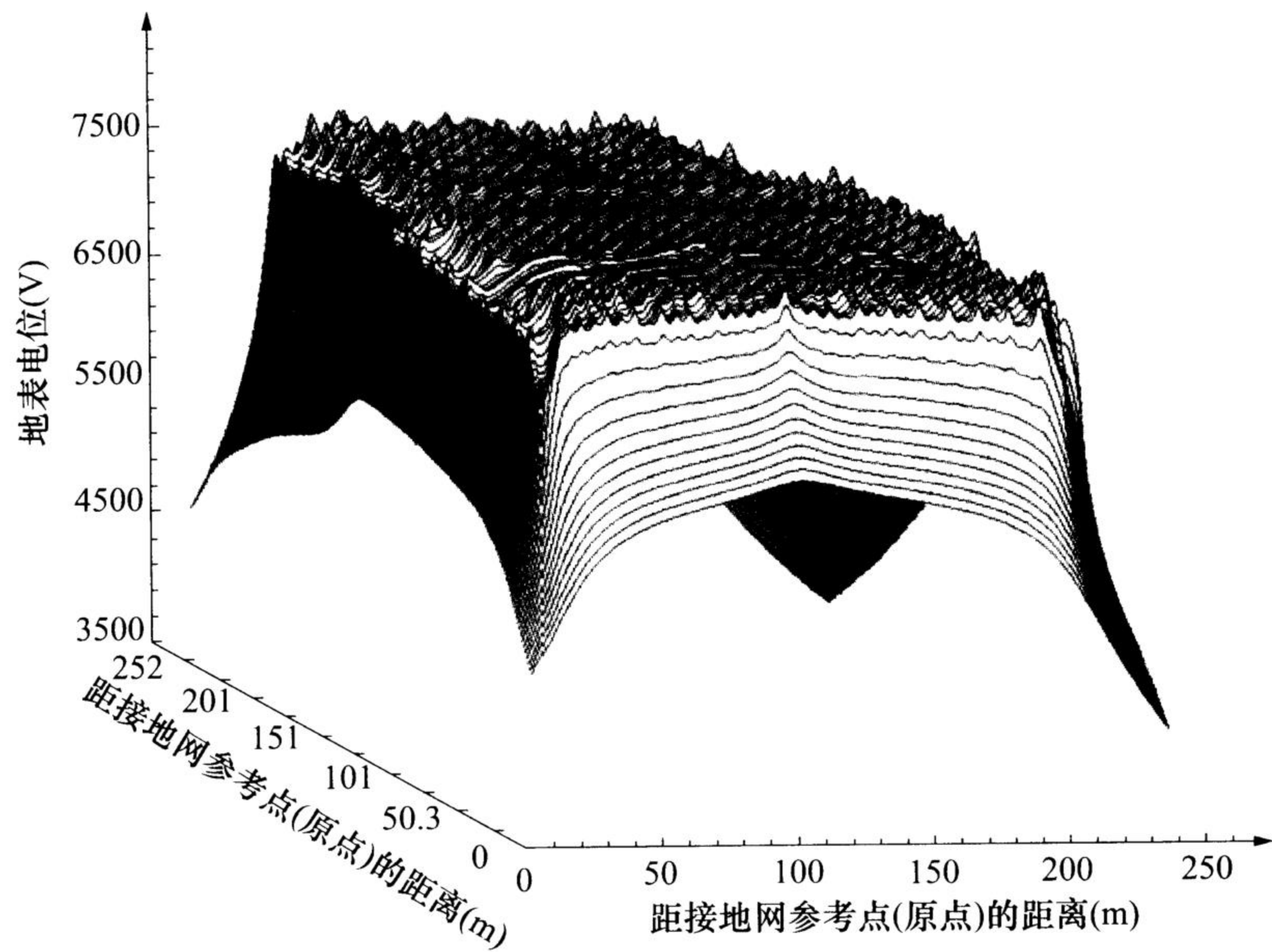


图 G.3 变电站 500kV 设备场区单相接地故障时场区地表电位分布计算结果

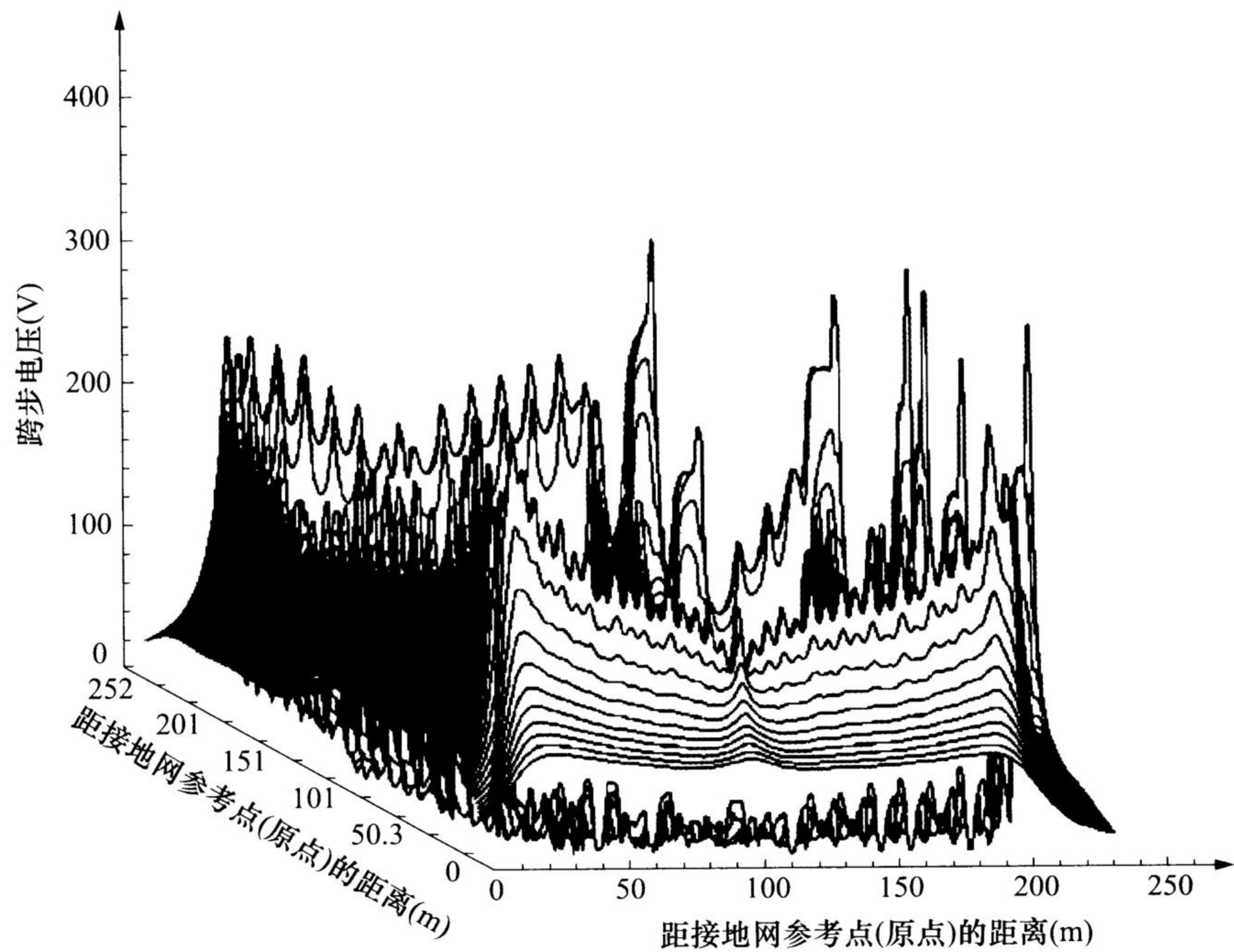


图 G.4 变电站接地故障时场区跨步电位差分布

870V~900V 范围); 500kV 场区和变压器高压侧区域发生单相接地短路故障时, 接触电位差最大值稍低 (在 450V~490V 范围), 均超过安全限值, 变电站边缘场区高水平的接触电位差给变电站内人员的安全带来威胁, 变电站将来扩容时, 这种情况更趋严重, 应引起重视。

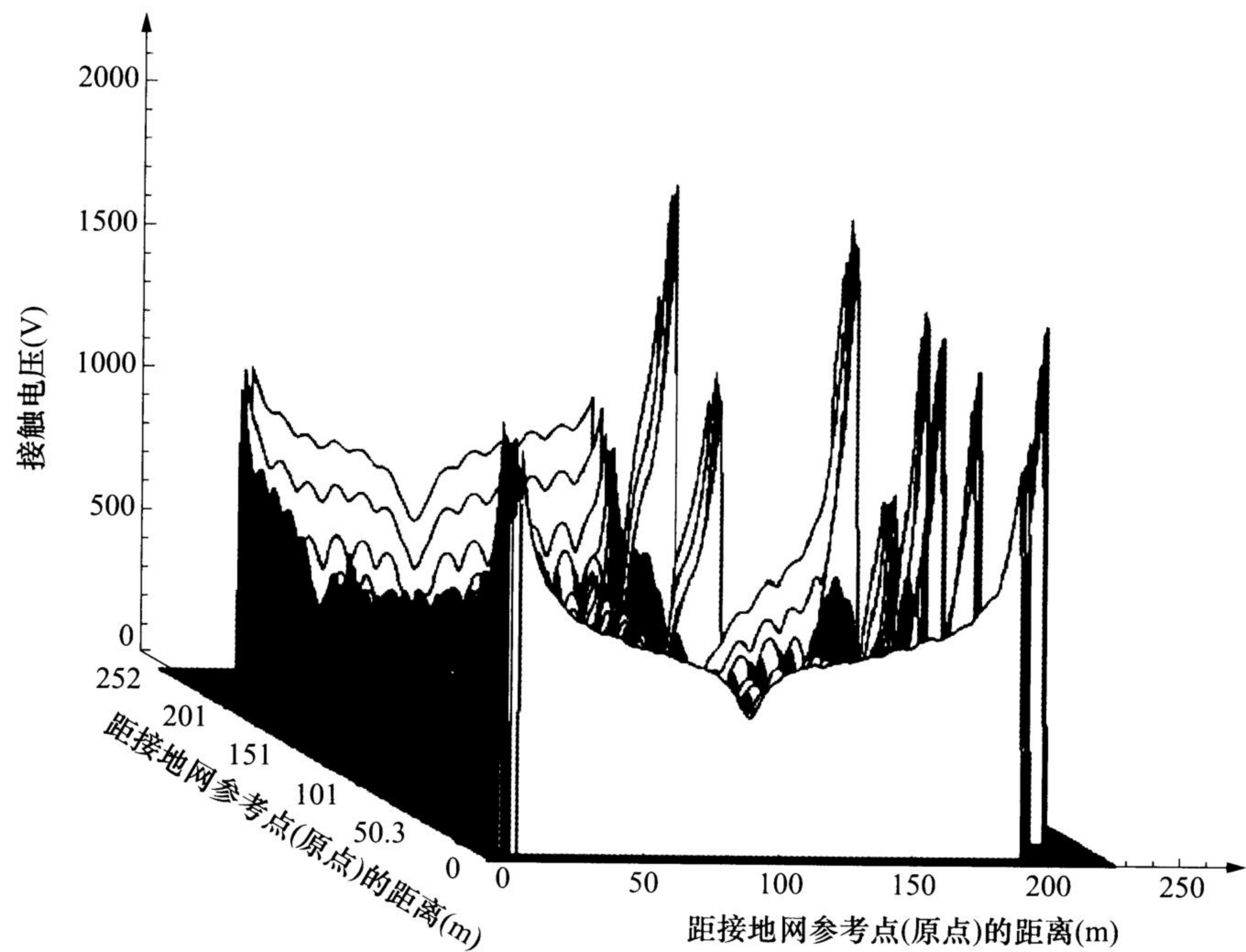


图 G.5 变电站接地故障时场区接触电位差分布

G.8 接地网电气完整性

变电站电气设备接地引下线与接地网连接情况良好，接地网电气完整性良好。

G.9 接地网和接地引下线导体腐蚀性诊断评价

已运行近 10 年的变电站水平接地网整体腐蚀情况一般，水平接地网状况良好，接地网水平金属导体平均腐蚀率为 6.22%，平均失重为 9.82g/50mm，年平均失重为 1.24%。

电缆沟内敷设 50×5 镀锌扁钢的镀锌层已基本上被破坏，并已锈蚀，除个别腐蚀状况偏严重外，总体腐蚀情况一般。

G.10 接地网状态综合评价

变电站站址的深层土壤电阻率较高，总体土壤条件比较差。变电站接地网接地电阻值超过设计要求（0.50Ω）。

发生接地短路故障时整个接地网的电位升高水平比较均匀，接地网导体电位差对二次设备或二次回路绝缘不造成威胁；但接地网导体高电位外引将对变电站外的人员和设备造成相当大的威胁；且在最严重的情况下，存在接地网导体电位升高引起 10kV 避雷器热崩溃的隐患。

站内电气设备接地引下线与接地网连接情况良好，接地网电气完整性良好。

变电站水平接地网状况良好，水平接地网和电缆沟内敷设 50×5 镀锌扁钢，整体腐蚀情况一般。

场区发生单相接地故障时，围墙周围的接地网边缘区域跨步电位差将接近或超过安全限值，靠围墙的接地网边缘地带接触电位差将超过安全限值，给变电站内人员的安全带来威胁，应引起重视。

尽管在目前的系统运行条件下，变电站水平接地网状态基本上能满足站区发生单相接地短路故障时站内设备和人员的安全要求，但由于接地阻抗超过设计值，将带来以下风险：发生单相接地故障时接地网电位升高过高，靠近围墙区域的跨步电位差和接触电位差将普遍超过安全限值，对站内 10kV 避雷器和人员、站外人员和设备均存在相当大的威胁。

建议：

- a) 在变电站红线内采取技术经济合理的措施实现有效降阻，以有效降低单相接地故障时接地网导体电位升高，消除对站内一次设备和二次设备绝缘，以及人员的安全威胁。
 - b) 作为临时措施，在完成接地网有效降阻之前，更换 10kV 0 号站用变压器用 10kV 避雷器，提高其通流容量；也可考虑采取现有参数避雷器多组并联以提高总通流容量，从而降低单个避雷器能量吸收负担的方案，以提高避雷器的运行安全性。
 - c) 做好引外金属水管、通信线路和电源等的隔离措施，消除接地故障时高电位外引带来的风险。
 - d) 在靠近围墙场区边缘的设备地面铺设高阻砾石或高阻层，也可考虑采用在设备构架或设备外壳喷涂高阻层（到 2m 高度）等措施，消除变电站接地故障状态下接触电位差对站内人员的威胁。
 - e) 对接地网导体腐蚀情况进行密切跟踪检查，同时对电缆沟内敷设的镀锌扁钢进行普查，对腐蚀情况严重者安排进行大修。
 - f) 根据系统短路电流的变化定期校核接地体的热容量，以及接地故障时接地网电位升高、跨步电位差和接触电位差水平，是否满足人员和设备的安全要求。
-