

CS 29.240

K 45

备案号: 57183-2017

DL

中华人民共和国电力行业标准

DL / T 1631 — 2016

并网风电场继电保护配置及整定 技术规范

Technical specification for protection configuration and setting of
grid-connected wind power plant

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 总则.....	2
5 继电保护配置原则.....	2
6 继电保护整定原则.....	7
7 整定管理.....	11
附录 A（资料性附录） 风电场典型接线示意图.....	14

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标准化中心提出。

本标准由电力行业继电保护标准化技术委员会、能源行业风电标准化技术委员会归口。

本标准起草单位：国家电网西北电力调控分中心、国家电力调度控制中心、中国南方电网电力调度控制中心、甘肃电力调度控制中心、新疆电力调度控制中心、冀北电力调度控制中心、辽宁电力调度控制中心、中国电力科学研究院、西北勘测设计研究院、新疆金凤科技股份有限公司、南京南瑞继保电气有限公司、北京四方继保自动化股份有限公司、国电南京自动化股份有限公司。

本标准主要起草人：张健康、粟小华、胡勇、王德林、周红阳、陈新、孟兴刚、孙刚、刘蔚、孟志宏、沈晓凡、奚瑜、艾斯卡尔、陆明、张春合、李琰、张志强、陈福锋。

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）。

并网风电场继电保护配置及整定技术规范

1 范围

本标准规定了并网风电场风电机组、机组单元变压器、主升压变压器、站用变压器、接地变压器、无功补偿设备、汇集线路、汇集母线、汇集母线分段断路器等电力设备继电保护的配置及整定原则。

本标准适用于通过 110kV 及以上电压等级送出线路与电网连接的风电场，通过其他电压等级送出的风电场可参照执行。

并网风电场继电保护相关的科研、设计、制造、施工、调度和运行等单位及部门均应遵守本标准。

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 14285 继电保护和安全自动装置技术规程

GB/T 15543 电能质量 三相电压不平衡

GB/T 19963 风电场接入电力系统技术规定

GB 20840.2 互感器 第 2 部分：电流互感器的补充技术要求

DL/T 478 继电保护和安全自动装置通用技术条件

DL/T 553 电力系统动态记录装置通用技术条件

DL/T 559 220kV~750kV 电网继电保护装置运行整定规程

DL/T 584 3kV~110kV 电网继电保护装置运行整定规程

DL/T 866 电流互感器和电压互感器选择及计算规程

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

风电场 wind farm; wind power plant

由一批风电机组或风电机组群、汇集线路、主升压变压器及其他设备组成的发电站。

3.2

风电场并网点 point of connection of wind farm

风电场升压站高压侧母线或节点。

3.3

风电场送出线路 transmission line of wind farm

从风电场并网点至公共电网的输电线路。

3.4

风电机组/风电场低电压穿越 low voltage ride through of wind turbine/wind farm

当电力系统事故或扰动引起并网点电压跌落时，在一定的电压跌落范围和时间间隔内，风电机组/风电场能够保证不脱网连续运行。

DL/T 1631 — 2016

3.5

机组单元变压器 unit transformer of wind turbine
风电机组升压变压器。

3.6

汇集线路 collection line
从风电机组单元变压器高压侧至升压站主升压变压器低压侧的输电线路。

3.7

汇集母线 collection bus
风电场升压站主升压变压器低压侧母线。

3.8

汇集系统 collection system
从风电机组单元变压器高压侧至升压站主升压变压器低压侧的所有电气设备。

3.9

静止无功发生器 static var generator; SVG
利用全控型电力电子器件的动态无功补偿装置。

3.10

带平衡绕组变压器 transformer with balance winding
高、低压侧为星形接线，并装有为三次谐波提供通路的三角绕组的变压器，在改变交流电压的同时，为汇集系统中性点经低电阻接地提供接地点。

4 总则

4.1 本标准是并网风电场继电保护配置及整定应遵守的基本原则、方法和要求，附录 A 给出了风电场典型接线示意图。

4.2 本标准适用于汇集系统中性点经低电阻接地、经消弧线圈接地以及不接地的风电场。

4.3 低电阻接地通过接于汇集母线上的接地变压器或者带平衡绕组的主升压变压器实现。

4.4 当风电场从主网脱离后，风电机组不应带汇集系统继续孤立运行。

4.5 低电阻接地系统每段汇集母线必须且只能有一个中性点接地运行，当接地点失去时，应断开汇集母线所有断路器。

4.6 分段的汇集母线在正常情况下不允许并列运行，汇集母线为单母线或单母线分段并列运行时，有且只能有一台接地变压器（或带平衡绕组变压器）投入运行。

4.7 在满足一次系统要求前提下，低电阻接地系统中接地电阻及零序电流的选取应确保零序电流保护对汇集系统单相接地故障有足够的灵敏度。

4.8 本标准中主升压变压器以低压侧为单分支的普通双绕组变压器及带平衡绕组的变压器为例，其他情况可参照执行。

4.9 升压站高压系统其余电力设备继电保护的配置及整定参照 GB/T 14285、DL/T 559 及 DL/T 584 执行。

4.10 对继电保护在特殊运行方式下的处理，应经所在单位生产主管领导批准，并备案说明。

5 继电保护配置原则

5.1 一般规定

5.1.1 继电保护装置应满足可靠性、选择性、灵敏性、速动性的要求。

5.1.2 保护配置、设备规范及二次回路应满足 GB/T 14285、DL/T 478 要求。

- 5.1.3 应选用技术成熟、性能可靠、质量优良、有成功运行经验的继电保护装置，并综合考虑运行业绩、技术支持及售后服务等因素。
- 5.1.4 220kV 及以上电压等级电力设备应配置双重化保护。继电保护双重化包括保护装置的双重化以及与实现保护功能有关的回路的双重化。双重化配置的保护装置及其回路之间应完全独立，不应有直接的电气联系，当一套保护异常或退出时不应影响另一套保护的运行。
- 5.1.5 变压器保护应提供便于用户修改的跳闸矩阵，以实现不同的运行要求。
- 5.1.6 继电保护的配置和选型应满足工程投产初期和终期的运行要求。
- 5.1.7 保护用互感器性能应符合 GB 20840.2 及 DL/T 866 要求，其配置应避免使保护出现死区。
- 5.1.8 装置中所有涉及直接跳闸的开入均应采取措施防止保护误动作。
- 5.1.9 微机保护装置应使用满足运行要求的软件版本。
- 5.1.10 风电场汇集系统采用保护、测控一体化装置时，保护、测控功能应相互独立，三相操作插件应含在装置内。
- 5.1.11 风电场汇集系统单相接地故障应快速切除。对于中性点经低电阻接地的风电场，应配置动作于跳闸的接地保护；对于中性点不接地或经消弧线圈接地的风电场，应配置小电流接地故障选线等装置来实现跳闸。
- 5.1.12 风电机组涉网保护定值及动作报告应能方便调阅，保护定值应方便修改并有保证安全的措施。
- 5.1.13 风电场继电保护装置、故障录波器应支持 IRIG-B 码对时，时钟误差不超过 1ms，外部对时信号消失采用自身时钟时的误差每 24h 不超过 5s。风机保护系统及单元变压器保护采用网络对时，误差不超过 1s。
- 5.1.14 保护装置软压板与保护定值相对独立，软压板的投退不应影响保护定值。
- 5.1.15 风电场汇集系统设备的保护配置和整定应与一次系统相适应，防止其故障造成主升压变压器跳闸。

5.2 汇集线路保护

- 5.2.1 每回汇集线路应在汇集母线侧配置一套线路保护，在风机侧不配置线路保护。
- 5.2.2 对于相间短路，应配置阶段式过电流保护，还宜选配阶段式相间距离保护。
- 5.2.3 中性点经低电阻接地系统，应配置反应单相接地短路的两段式零序电流保护，动作于跳闸。
- 5.2.4 线路保护应能反应被保护线路的各种故障及异常状态，并满足就地开关柜分散安装和组屏安装的要求。

5.3 汇集母线保护

- 5.3.1 汇集母线应装设单套专用母线保护。
- 5.3.2 母线保护应具有差动保护、分段充电过电流保护、分段死区保护、TA 断线判别、抗 TA 饱和、TV 断线判别等功能。
- 5.3.3 母线保护应具有复合电压闭锁功能。
- 5.3.4 母线保护应允许使用不同变比的 TA，通过软件自动校正，并适应于各支路 TA 变比差不大于 10 倍的情况。
- 5.3.5 母线保护各电流互感器相关特性应一致，避免在遇到较大短路电流时，因各电流互感器的暂态特性不一致导致保护不正确动作。
- 5.3.6 母线保护应具有 TA 断线告警功能，除母联（分段）外，其余支路 TA 断线后均闭锁差动保护。
- 5.3.7 母线保护应能自动识别分段断路器的充电状态，合闸于死区故障时，应瞬时跳分段断路器，不应误切除运行母线。
- 5.3.8 母线保护应具有其他保护动作联跳功能。

DL/T 1631 — 2016

5.3.9 母线保护各支路宜采用专用 TA 绕组。

5.4 主升压变压器保护

5.4.1 220kV 及以上电压等级变压器按双重化原则配置主、后备一体的电气量保护，同时配置一套非电量保护；110kV 电压等级变压器配置主、后备一体的双套电气量保护或主、后备独立的单套电气量保护，同时配置一套非电量保护。保护应能反应被保护设备的各种故障及异常状态。

5.4.2 电气量主保护应满足以下要求：

- a) 应配置纵差保护。
- b) 除配置稳态量差动保护外，还可配置不需整定且能反应轻微故障的故障分量差动保护。
- c) 纵差保护应能适应在区内故障且故障电流中含有较大谐波分量的情况。
- d) 主保护应采用相同类型电流互感器。

5.4.3 220kV 及以上电压等级变压器高压侧配置一段带偏移特性的阻抗（含相间、接地）保护，设三个时限，第一时限跳高压侧母联（分段）断路器，第二时限跳本侧断路器，第三时限跳各侧断路器；配置两段式零序电流保护，第一段设两个时限，第一时限跳高压侧母联（分段）断路器，第二时限跳本侧断路器，第二段不带方向，延时跳各侧断路器。可根据需要配置一段式复压闭锁过电流保护，延时跳各侧断路器。

5.4.4 220kV 及以上电压等级变压器零序电流保护，带方向段取本侧自产零序电压和自产零序电流，不带方向段取中性点侧零序电流。

5.4.5 110kV 变压器高压侧配置一段式复压闭锁过电流保护，第一时限跳高压侧母联（分段）断路器，第二时限跳本侧断路器，第三时限跳各侧断路器；配置两段式零序电流保护，第一段设两个时限，第一时限跳高压侧母联（分段）断路器，第二时限跳本侧断路器，第二段不带方向，延时跳各侧断路器。

5.4.6 变压器低压侧配置两段式过电流保护，过流 I 段延时跳本侧断路器，过流 II 段延时跳各侧断路器；配置一段式复压闭锁过电流保护，延时跳各侧断路器。

5.4.7 带平衡绕组变压器低压侧除按 5.4.6 要求配置过电流保护外，还需配置两段式零序电流保护，不带方向，作为变压器单相接地故障的主保护和系统各元件接地故障的总后备保护。低压侧过流及零序电流保护延时动作跳变压器各侧断路器，同时切除所接汇集母线的的所有断路器。零序电流保护的零序电流应取自中性点零序电流互感器。

5.4.8 阻抗保护应具备振荡闭锁功能。

5.4.9 配置间隙电流保护和零序电压保护。

5.4.10 间隙保护间隙电流应取自中性点间隙专用 TA，间隙电压应取自变压器本侧 TV 开口三角电压或自产电压。

5.4.11 配置过负荷保护，过负荷保护延时动作于信号。

5.4.12 330kV 及以上电压等级变压器高压侧配置过励磁保护，保护应能实现定时限告警和反时限特性功能，反时限曲线应与变压器过励磁特性匹配。

5.4.13 变压器电气量保护与非电气量保护的出口分开。220kV 及以上电压等级变压器电气量保护起动失灵保护，并具备解除失灵保护的复压闭锁功能；非电气量保护不起动失灵保护。

5.4.14 变压器间隔断路器失灵保护动作后宜通过变压器电气量保护跳各侧断路器。失灵开入宜经灵敏的、不需整定的电流元件并带 50ms 延时确认。

5.4.15 非电量保护应满足以下要求：

- a) 非电量保护动作应有动作报告。跳闸类非电量保护，启动功率应大于 5W，动作电压在 55%~70%额定电压范围内，额定电压下动作时间为 10ms~35ms，应具有抗 220V 工频干扰电压的能力。

- b) 变压器本体宜具有过负荷启动辅助冷却器功能, 变压器保护可不配置该功能。
- c) 变压器本体宜具有冷却器全停延时回路, 变压器保护可不配置该延时功能。

5.4.16 变压器保护各侧 TA 变比, 不宜使平衡系数大于 10。

5.4.17 变压器低压侧外附 TA 宜安装在低压侧母线和断路器之间。

5.5 无功补偿设备保护

5.5.1 电抗器保护

5.5.1.1 配置电流速断保护作为电抗器绕组及引线相间短路的主保护。

5.5.1.2 配置过电流保护作为相间短路的后备保护。

5.5.1.3 对于低电阻接地系统, 还应配置两段式零序电流保护作为接地故障主保护和后备保护, 动作于跳闸。

5.5.1.4 晶闸管控制电抗器支路还应配置谐波过电流(包含基波和 11 次及以下谐波分量)保护作为设备过负荷能力保护。

5.5.2 电容器保护

5.5.2.1 配置电流速断和过电流保护, 作为电容器组和断路器之间连接线相间短路保护, 动作于跳闸。

5.5.2.2 配置过电压保护, 过电压元件(线电压)采用“或”门关系, 带时限动作于跳闸。

5.5.2.3 配置低电压保护, 低电压元件(线电压)采用“与”门关系, 带时限动作于跳闸。

5.5.2.4 配置中性点不平衡电流、开口三角电压、桥式差电流或相电压差动等不平衡保护, 作为电容器内部故障保护, 三相不平衡元件采用“或”门关系, 带时限动作于跳闸。

5.5.2.5 滤波器支路还应配置谐波过电流保护(包含基波和 11 次及以下谐波分量)作为设备过负荷能力保护。

5.5.2.6 对于低电阻接地系统, 应配置两段式零序电流保护作为接地故障主保护和后备保护, 动作于跳闸。

5.5.3 SVG 变压器保护

5.5.3.1 容量在 10MVA 及以上或有其他特殊要求的 SVG 变压器配置电流差动保护作为主保护。

5.5.3.2 容量在 10MVA 以下的 SVG 变压器配置电流速断保护作为主保护。

5.5.3.3 配置过电流保护作为后备保护。

5.5.3.4 配置非电量保护。

5.5.3.5 对于低电阻接地系统, 高压侧还应配置两段式零序电流保护作为接地故障主保护和后备保护。

5.6 汇集母线分段断路器保护

配置由压板投退的三相充电过电流保护, 具有瞬时和延时段。

5.7 站用变压器保护

5.7.1 容量在 10MVA 及以上或有其他特殊要求的站用变压器配置电流差动保护作为主保护。

5.7.2 容量在 10MVA 以下的变压器配置电流速断保护作为主保护。

5.7.3 配置过电流保护作为后备保护。

5.7.4 配置非电量保护。

5.7.5 对于低电阻接地系统, 高压侧还应配置两段式零序电流保护作为接地故障主保护和后备保护。

DL/T 1631 — 2016

5.8 接地变压器保护

5.8.1 接地变压器电源侧配置电流速断保护、过电流保护作为内部相间故障的主保护和后备保护。

5.8.2 配置两段式零序电流保护作为接地变压器单相接地故障的主保护和系统各元件单相接地故障的总后备保护。

5.8.3 在汇集母线分段断路器断开情况下，接地变压器电流速断保护、过电流保护及零序电流保护动作，跳所接母线的的所有断路器。

5.8.4 在汇集母线分段断路器并列情况下，接地变压器电流速断保护、过电流保护及零序电流保护动作，除跳所接母线的的所有断路器外，还应跳另一母线的的所有断路器。

5.8.5 配置非电量保护。

5.8.6 电流速断及过电流保护应采取软件滤除零序分量的措施，防止接地故障时保护误动作。

5.8.7 零序电流取自接地变压器中性点回路中的零序电流互感器。

5.9 风机涉网保护

5.9.1 配置低电压和过电压保护，带时限动作于跳闸。

5.9.2 配置低频和高频保护，带时限动作于跳闸。

5.9.3 配置三相电压不平衡保护，带时限动作于跳闸。

5.9.4 配置其他在系统发生故障或异常运行时保护风机设备安全的保护功能。

5.9.5 风电机组应具备运行信息记录功能，记录机端电压、交流侧三相电流、功率、变频器直流母线电压、机组保护动作等信息，同时应记录转速、风速、变桨角等非电量及开关量。应能记录故障前100ms至故障后5s的电气量数据，采样频率不小于4000Hz。记录信息在机组掉电后不能丢失。

5.10 风电机组单元变压器保护

5.10.1 风电机组单元变压器应采用可靠的保护方案，确保变压器故障的快速切除。

5.10.2 单元变压器高压侧未配有断路器时，其高压侧可配置熔断器加负荷开关作为变压器的短路保护，应校核其性能参数，确保满足运行要求；单元变压器高压侧配有断路器时，应配置变压器保护装置，具备完善的电流速断和过电流保护功能。

5.10.3 风电机组单元变压器低压侧设置空气断路器时，可通过电流脱扣器实现风机出口至变压器低压侧的短路保护。

5.10.4 独立配置保护装置时，保护装置电源宜采用AC/DC变换，直接从风电机组单元变压器取用，并具备可靠的备用电源。

5.10.5 配置非电量保护。

5.11 小电流接地故障选线装置

5.11.1 汇集系统中性点不接地及经消弧线圈接地的升压站应按汇集母线配置小电流接地故障选线装置。

5.11.2 汇集系统发生单相接地故障时，应选线准确，并显示接地线路或母线名称。在系统谐波含量较大或发生铁磁谐振接地时不应误报、误动。

5.11.3 具备在线自动检测功能，在正常运行期间，装置中单一电子元件（出口继电器除外）损坏时，不应造成装置误动作，且应发出装置异常信号。

5.11.4 具备跳闸出口功能。在发生单相接地故障时快速切除故障线路，若不成功，则通过跳相应升压变压器各侧断路器方式隔离故障。

5.11.5 汇集线路应配置专用的零序电流互感器，供小电流接地故障选线装置使用。

5.12 故障录波器

5.12.1 升压站应配置线路故障录波器和变压器故障录波器，动态无功补偿设备宜配置专用故障录波器。故障录波器数量根据现场实际情况确定。

5.12.2 升压站汇集系统运行信息，如汇集母线电压、汇集线电流、无功补偿设备交流量、保护动作信息等应接入站内故障录波器。

5.12.3 故障录波器应具备远传功能，并满足二次系统安全防护要求。

5.12.4 应能记录故障前 10s 至故障后 60s 的电气量数据，暂态数据记录采样频率不小于 4000Hz，故障录波器技术性能应满足 DL/T 553 规定。

6 继电保护整定原则

6.1 一般规定

6.1.1 继电保护整定计算参数包括线路、变压器、无功补偿设备、风电机组等一次设备参数，以及相关等值阻抗。具体参数应包括：

- a) 线路（含架空线及电缆）参数。具体有：线路长度，正序阻抗值，零序阻抗值，零序互感阻抗值，电缆容抗值。
- b) 变压器参数。
 - 1) 主升压变压器的参数有：绕组类别，绕组接线方式，额定容量，额定电压，额定电流，各侧短路阻抗值及零序阻抗值，中性点电阻值，过励磁曲线，热稳电流。
 - 2) 机组单元变压器、站用变压器、SVG 变压器的参数有：额定容量，额定电压，额定电流，各侧短路阻抗及零序阻抗。
 - 3) 接地变压器的参数有：额定容量，额定电压，额定电流，各侧短路阻抗值及零序阻抗值，中性点电阻值。
- c) 风电机组参数：额定容量，额定电压，额定电流，短路电流特性。
- d) 无功补偿设备参数：电抗器额定容量，额定电压，额定电流及电抗值，电容器额定容量，额定电压，额定电流及容抗值。
- e) 等值电源参数：最大、最小方式下的正序、零序阻抗值。
- f) 其他对继电保护影响较大的有关参数。

6.1.2 风电场需提供风电机组及风电场的计算模型、参数及控制特性等资料，以便进行风电场接入电网的相关计算分析。

6.1.3 在整定计算中，风电机组应采用符合实际情况的计算模型及参数。

6.1.4 继电保护整定计算以常见运行方式为依据，充分考虑风电场运行特点。

6.1.5 10kV 及以下电压系统继电保护一般采用远后备原则。

6.1.6 继电保护的运行整定，应以保证系统的安全稳定运行为根本目标。继电保护的整定应满足速动性、选择性和灵敏性要求，如果由于运行方式、装置性能等原因，不能兼顾速动性、选择性或灵敏性要求时，应在整定时合理地进行取舍，优先考虑灵敏性，并执行如下原则：

- a) 局部服从整体。
- b) 下级服从上级。
- c) 局部问题自行处理。
- d) 尽量照顾局部和下级的需要。

6.1.7 继电保护之间的整定，一般应遵循逐级配合的原则，满足选择性的要求。不同原理保护之间的整定配合应满足动作时间上的逐级配合。

6.1.8 下一级电压母线的配出线路或变压器故障切除时间，应满足上一级电压系统继电保护部门按系统稳定要求和继电保护整定配合需要提出的整定限额要求。

6.1.9 对于微机型继电保护装置，保护配合宜采用 0.3s 的时间级差。

6.1.10 在选择电流互感器变比时，应综合考虑系统短路电流、线路及元件的负荷电流、测量误差及其他相关参数等因素的影响，满足保护装置整定配合和可靠性的要求。

6.1.11 同一套保护装置中闭锁、启动和方向判别等辅助元件的灵敏度系数应不低于所控的保护测量元件的灵敏度系数。

6.1.12 为防止电压降低造成风电机组大规模脱网，应快速切除单相短路、两相短路及三相短路故障，视情况允许适当牺牲部分选择性。

6.1.13 风电场有关涉网保护的配置整定应与电网相协调，并报调度机构备案。

6.2 汇集线路保护

6.2.1 过流 I 段按本线路末端相间故障有足够灵敏度整定，灵敏度系数不小于 1.5，时间可取为 0s。

6.2.2 过流 II 段按躲过本线路最大负荷电流整定，尽量对本线路最远端风电机组单元变压器低压侧故障有灵敏度，时间比过流 I 段多一个级差。

6.2.3 过电流保护可不经方向控制，不经电压闭锁。

6.2.4 相间距离 I 段按本线路末端相间故障有灵敏度整定，灵敏度系数不小于 1.5，时间可取为 0s。

6.2.5 相间距离 II 段按躲过线路最大负荷电流时负荷阻抗整定，并尽量对相邻元件有远后备作用，时间比相间距离 I 段多一个级差。

6.2.6 负荷限制电阻定值应按躲最小负荷阻抗整定。

6.2.7 相间阻抗偏移角应结合线路长度及装置性能整定。

6.2.8 汇集线路不采用自动重合闸。

6.2.9 汇集线路距离保护不经振荡闭锁。

6.2.10 中性点经低电阻接地系统，零序电流 I 段对本线路末端单相接地故障有足够灵敏度，灵敏度系数不小于 2，动作时间应满足风电场运行电压适应性要求。零序电流 II 段按可靠躲过线路电容电流整定，时间可比零序电流 I 段多一个级差。

6.2.11 当风电机组单元变压器配有电气量保护时，为保证选择性，汇集线路过流 I 段及相间距离 I 段可适当增加短延时。

6.3 汇集母线保护

6.3.1 母线保护是汇集母线相间故障的主保护，也是低电阻接地系统汇集母线接地故障的主保护，其差动电流元件应保证最小方式下母线故障有足够灵敏度，灵敏度系数不小于 1.5。

6.3.2 中性点经低电阻接地系统，低电压闭锁元件的电压值宜整定为 60%~70%的额定电压，负序电压 (U_2) 宜整定为 4V~12V (二次值)，零序电压 ($3U_0$) (单相接地时 $3U_0$ 为 100V) 宜整定为 4V~12V (二次值)。

6.3.3 对中性点不接地或经消弧线圈接地系统，低电压闭锁元件的电压值，宜整定为 60%~70%的额定电压；负序电压 (U_2) 宜整定为 4V~12V (二次值)，零序电压 ($3U_0$) 退出 (按装置允许的最大值整定)。

6.4 主升压变压器保护

6.4.1 变压器主保护按变压器内部故障能快速切除，区外故障可靠不动作的原则整定。

6.4.2 变压器后备保护整定应考虑变压器热稳定的要求。

6.4.3 指向变压器的阻抗不伸出变压器对侧母线，可靠系数宜取 0.7；指向母线的阻抗按与本侧出线距

离保护定值配合整定。

6.4.4 变压器高压侧复压过电流保护电流元件应对低压侧母线故障有足够灵敏度并躲过负荷电流，灵敏度系数不小于 1.5，在保护范围和动作时间上宜与低压侧过流 I 段保护配合。低电压元件灵敏系数不小于 1.3，负序电压元件灵敏系数不小于 1.5。

6.4.5 变压器高压侧零序电流 I 段保护按本侧母线故障有灵敏度整定，灵敏度系数不小于 1.5，并与本侧出线零序电流保护配合。平衡绕组变压器高压侧零序电流 I 段保护应带方向，宜指向本侧母线；普通双绕组变压器的高压侧零序电流 I 段保护可不带方向。

6.4.6 变压器高压侧零序电流 II 段保护，按与本侧出线零序保护最末一段配合整定。

6.4.7 间隙保护零序电压取 TV 开口三角电压时，其 $3U_0$ 定值（ $3U_0$ 额定值为 300V）可整定为 180V 和 0.5s；当取自产电压时，其 $3U_0$ 定值（ $3U_0$ 额定值为 173V）可整定为 120V 和 0.5s。间隙电流定值可按间隙击穿时有足够灵敏度整定，一次电流定值可整定为 100A，时间按与线路保全线有灵敏度段接地保护动作时间配合。

6.4.8 变压器低压侧过流 I 段按低压侧汇集母线相间故障有灵敏度并可躲过负荷电流整定，灵敏度系数不小于 1.5，在保护范围和动作时间上宜与本侧出线保护 I 段配合。过流 II 段按变压器低压侧汇集线路末端相间故障有灵敏度并躲负荷电流整定，灵敏度系数不小于 1.5，在保护范围和动作时间上宜与本侧出线保护 II 段配合。过电流保护灵敏度不能满足要求时，宜采用复压闭锁过电流保护。

6.4.9 带平衡绕组变压器低压侧过电流保护按 6.4.8 整定；零序电流 I 段按汇集线路末端接地故障有足够灵敏度整定，灵敏度系数不小于 2，并与汇集母线各连接元件零序电流 II 段配合，动作时间应大于母线各连接元件零序电流 II 段的最长动作时间。零序电流 II 段按单相高阻接地故障有灵敏度整定，动作时间应大于零序电流 I 段的动作时间。

6.4.10 过励磁保护应按照变压器制造厂家提供的过励磁曲线整定。

6.4.11 非电量保护参照有关规程规定及设备制造厂家提供的参数设定。

6.4.12 变压器高压侧过电流保护躲不过负荷电流时，可经方向控制，方向应指向变压器；变压器低压侧过电流保护躲不过负荷电流时，也可经方向控制，方向应指向汇集母线。

6.5 无功补偿设备保护

6.5.1 电抗器保护

6.5.1.1 电流速断保护电流定值应躲过电抗器投入时的励磁涌流，一般整定为 3 倍~5 倍额定电流，在常见运行方式下，电抗器端部引线故障时有足够灵敏度，灵敏度系数不小于 1.3，时间可取为 0s。

6.5.1.2 过电流保护电流定值应可靠躲过电抗器额定电流，一般整定为 1.5 倍~2.0 倍额定电流，时间可取 0.3s。

6.5.1.3 中性点经低电阻接地系统，零序电流 I 段按对电抗器端部引线单相接地故障有灵敏度整定，灵敏度系数不小于 2，动作时间应满足风电场运行电压适应性要求。零序电流 II 段按躲正常运行时出现的零序电流整定，时间可比零序电流 I 段多一个级差。

6.5.1.4 谐波过电流保护计算方法及保护定值由动态无功补偿设备厂家提供。

6.5.2 电容器保护

6.5.2.1 电流速断保护电流定值按电容器端部引线故障有足够灵敏度整定，灵敏度系数不小于 2，一般取 3 倍~5 倍额定电流，时间一般取 0.1s。

6.5.2.2 过电流保护按躲电容器额定电流整定，一般取 1.5 倍~2 倍额定电流，时间可取为 0.3s。

6.5.2.3 过电压定值按 1.3 倍电容器额定电压整定，动作时间为 30s。

6.5.2.4 低电压定值按电容器所接母线失压后可靠动作整定，一般取 0.2 倍~0.5 倍额定电压，时间与

所接母线出线保护最末段配合，并考虑低电压穿越影响。为防止 TV 断线保护误动，可经电流闭锁，定值按 0.5 倍~0.8 倍额定电流整定。

6.5.2.5 中性点经低电阻接地系统，零序电流 I 段按对电容器端部引线单相接地故障有灵敏度整定，灵敏度系数不小于 2，动作时间应满足风电场运行电压适应性要求。零序电流 II 段按躲正常运行时出现的零序电流整定，时间可比零序电流 I 段多一个级差。

6.5.2.6 不平衡保护计算方法及保护定值由电容器制造厂家提供。

6.5.2.7 谐波过电流保护计算方法及保护定值由动态无功补偿设备制造厂家提供。

6.5.3 SVG 变压器保护

6.5.3.1 差动保护最小动作电流按躲正常运行时不平衡电流整定，一般为 0.3 倍~0.5 倍额定电流。

6.5.3.2 电流速断保护电流定值按高压侧引线故障有灵敏度并躲过低压侧母线故障和励磁涌流整定，时间可取为 0s。

6.5.3.3 过电流保护电流定值按低压侧故障有灵敏度并可靠躲过负荷电流整定，灵敏度系数不小于 1.5，时间可取为 0.3s。

6.5.3.4 中性点经低电阻接地系统，零序电流 I 段按对变压器高压侧单相接地故障有灵敏度整定，灵敏度系数不小于 2，动作时间应满足风电场运行电压适应性要求；零序电流 II 段，按躲正常运行时出现的零序电流整定，时间可比零序电流 I 段多一个级差。

6.6 汇集母线分段断路器保护

分段断路器充电过电流保护，按最小运行方式下被充电元件故障有足够灵敏度整定，灵敏度系数不小于 1.5，瞬时段动作时间 0s。

6.7 站用变压器保护

6.7.1 差动保护最小动作电流按躲正常运行时不平衡电流整定，一般为 0.3 倍~0.5 倍额定电流。

6.7.2 电流速断保护电流定值按高压侧引线故障有灵敏度并躲过低压侧母线故障和励磁涌流整定，时间可取为 0s。

6.7.3 过电流保护电流定值按低压侧故障有灵敏度并可靠躲过负荷电流整定，时间一般取 0.3s。

6.7.4 中性点经低电阻接地系统，零序电流 I 段按对站用变高压侧单相接地故障有灵敏度整定，灵敏度系数不小于 2，动作时间应满足风电场运行电压适应性要求；零序电流 II 段，按躲正常运行时出现的零序电流整定，时间可比零序电流 I 段多一个级差。

6.8 接地变压器保护

6.8.1 电流速断保护按保证接地变压器电源侧在最小方式下相间短路时有足够灵敏度并躲过励磁涌流整定，一般取 7 倍~10 倍额定电流，时间可取为 0s。

6.8.2 过电流保护按躲过接地变压器额定电流整定，动作时间应大于母线各连接元件后备保护动作时间。

6.8.3 零序电流 I 段按单相接地故障有灵敏度整定，灵敏度系数不小于 2，并与汇集母线各连接元件零序电流 II 段配合，动作时间应大于母线各连接元件零序电流 II 段的最长动作时间。

6.8.4 零序电流 II 段按可靠躲过线路的电容电流整定，动作时间应大于接地变压器零序电流 I 段的动作时间。

6.9 风机涉网保护

6.9.1 风电机组应具备符合 GB/T 19963 标准要求的低电压穿越能力，低电压保护定值应符合 GB/T

19963 低电压穿越曲线要求。

6.9.2 当风电场并网点电压不低于 0.9 倍标称电压且不高于 1.1 倍标称电压时，风电机组应能正常运行。更高电压时风电场的运行状态由风电机组的性能确定，风电机组应具有必要的高电压耐受能力。

6.9.3 当频率不低于 49.5Hz 且不高于 50.2Hz 时，风电机组应能正常运行。当频率高于 50.2Hz 时，高频保护动作时间应不小于 5min，并执行调度机构下达的降低出力或高周切机策略。当频率低于 49.5Hz 但不低于 48Hz 时，低频保护动作时间应不小于 30min；当频率低于 48Hz 时，低频保护动作时间由风电机组特性确定。

6.9.4 三相电压不平衡保护定值应符合 GB/T 15543 要求。

6.9.5 风电机组主控系统参数和变流器参数设置应与电压、频率等保护协调一致。

6.9.6 风电机组相关设备性能指标应能满足以上要求。

6.10 风电机组单元变压器保护

6.10.1 变压器高压侧熔断器的时间—电流特性宜与汇集线路保护相配合，以避免汇集线路保护在单元变压器故障时失去选择性。

6.10.2 电流速断保护电流定值按变压器低压侧故障有灵敏度整定，灵敏度系数不小于 1.5，时间一般取为 0s。

6.10.3 过电流保护电流定值按可靠躲过变压器负荷电流整定，时间一般取为 0.3s。

6.11 小电流接地故障选线装置

6.11.1 零序电压元件对汇集系统单相接地故障有足够灵敏度，灵敏度系数不小于 1.5。

6.11.2 经较短延时（一般不超过 1s）切除故障汇集线路；经较长延时（一般不超过 2s）跳相关升压变压器低压侧断路器；经更长延时（一般不超过 2.5s）跳相关升压变压器各侧断路器。

6.12 故障录波器

6.12.1 变化量启动元件按最小运行方式下线路末端金属性故障最小短路检验灵敏度，电流定值（一次值）可取 $\Delta I_{\phi} \geq 0.1$ 倍额定电流， $\Delta I_2 \geq 0.1$ 倍额定电流（ $3I_0 \geq 0.1$ 倍额定电流）；相电压定值（二次值）可取 $\Delta U_{\phi} \geq 6V$ ， $\Delta 3U_0 \geq 6V$ 。

6.12.2 稳态量相电流启动元件按躲最大负荷电流整定，一般取 $I_{\phi} \geq 1.1$ 倍额定电流。过电压启动元件一般取 $U_{\phi} \geq 1.1$ 倍额定电压，低电压启动元件一般取 $U_{\phi} \leq 0.9$ 倍额定电压。

6.12.3 负序（零序）分量启动元件按躲最大运行工况下不平衡电流整定，一次值可取 $3I_2 \geq 0.2$ 倍额定电流（ $3I_0 \geq 0.2$ 倍额定电流）。

6.12.4 频率越限及频率变化率可取 $f > 50.2\text{Hz}$ 或 $f < 49.5\text{Hz}$ ， $df/dt \geq 0.2\text{Hz/s}$ 。

7 整定管理

7.1 管理职责划分

7.1.1 各级调度机构按照直调范围（含上级调度授权）履行管理职责。

7.1.2 风电场应定期向电网调度机构收集整理所需的系统侧等值参数，对自行整定的保护装置定值进行校核。与交界面有配合关系的保护定值应提交上级调度机构备案。

7.1.3 交界面处保护整定计算管理，应依照调度管理规定执行。

7.1.4 整定计算人员应熟悉并掌握相关专业理论、技能及规程，具备从业经验。

7.1.5 调度管辖范围变更时，应同时移交有关图纸、资料、定值单等；接管单位应复核相关保护定值。

7.1.6 整定范围的分界点、整定限额和等值阻抗（网络）（包括最大、最小正序、零序）应书面明确，

共同遵守。

7.1.7 新建和扩建风电场在拟定并网前，应将风电机组的过电压、低电压、高频、低频保护和调度机构认为有必要列入管理范围的其他保护的定值，报相应调度机构备案。

7.1.8 风电场应向相关调度机构提供风电机组设备承受各种异常运行能力及短路电流特性的详细技术资料。

7.2 参数管理规定

7.2.1 应定期交换等值阻抗（网络），等值阻抗（网络）界面应由整定计算各方共同商定，以保证系统安全稳定运行为原则。

7.2.2 为计算方便，所有参数值一般都用标么值表示，可以根据系统基准容量和元件所在电压等级的基准电压转换为有名值。

7.2.3 数据交换时，选取系统基准容量应统一，各个电压等级的基准电压为平均额定电压，各个电压等级的标称电压与平均额定电压见表 1。

表 1 各个电压等级的标称电压与平均额定电压

电压等级 kV	标称电压 kV	平均额定电压 kV
750	750	765
500	500	525
330	330	345
220	220	230
110	110	115
66	66	69
35	35	37
10	10	10.5
0.69	0.69	0.72

7.2.4 各级调度间计算参数的交换流程应符合相关要求。

7.2.5 工程投产前 3 个月，工程组织方应提供继电保护整定计算的全部参数，包括线路的设计参数，变压器、无功补偿设备等一次设备的实测参数，风电机组模型及参数等。

7.3 图纸资料管理规定

7.3.1 工程投产前 3 个月，工程组织方应将继电保护整定计算相关的图纸资料提交相应的继电保护整定计算单位。工程投产前 15 个工作日提供保护装置定值清单、装置说明书、软件版本等。

7.3.2 工程项目投产后的 3 个月内，工程组织方负责向运行单位提供与保护设备相符的竣工图纸及电子版（可修改）图纸。

7.4 定值单管理

7.4.1 整定计算必须保留中间计算过程（整定书），整定书应妥善保管，以便日常运行或事故处理时核对。整定计算结束后，需经专人全面复核，以保证整定计算的原则合理、定值计算正确。编制定值通知单时应注明定值单编号、编发日期、限定执行日期和作废的定值通知单等。

7.4.2 定值通知单应严格履行编制及审批流程，应有计算人、复核人及审批人签字并加盖“继电保护专用章”方能有效。

7.4.3 运行单位应严格按照定值通知单要求设定保护装置定值，并进行定值核对。如有疑问应主动、及时地向整定计算专责人汇报，由整定计算专责人负责相应的定值调整，现场试验人员应做好记录。定值设定工作结束后，在定值通知单上签字并移交现场运行部门。

7.4.4 调度机构下发的定值变更后，现场运行人员应主动与调度值班员核对定值，并在整定单上记录核对人员姓名、核对日期等。运行单位负责整定计算的保护定值变更后，运行单位内部也应严格履行核对手续。

7.4.5 定值通知单宜一式四份，其中下发定值通知单的部门自存 1 份、调度 1 份、运行单位 2 份（现场及继电保护专业各 1 份）。

7.4.6 有效定值单与作废定值单应分别存放管理。

附录 A
(资料性附录)
风电场典型接线示意图

风电场典型接线示意图见图 A.1。

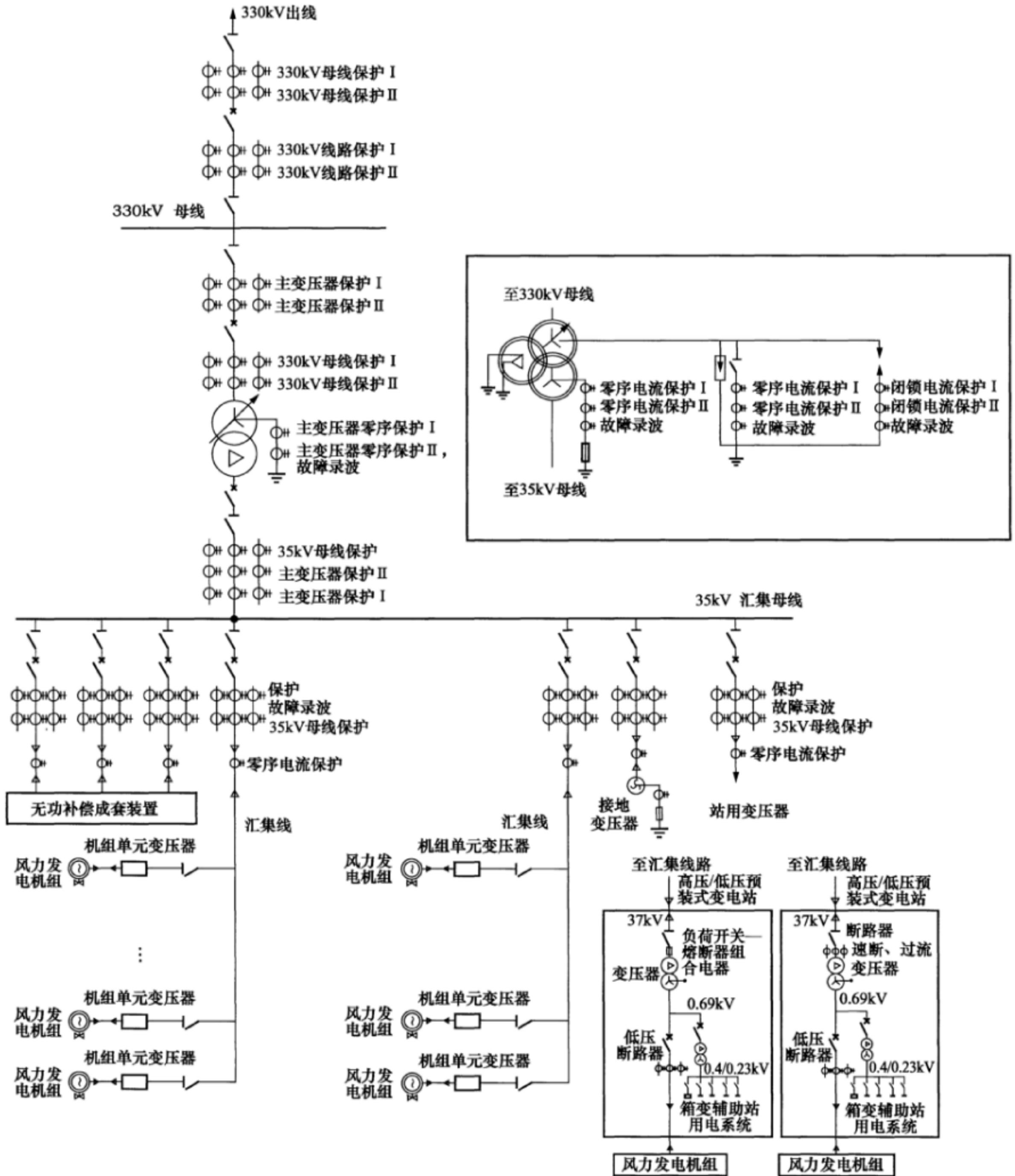


图 A.1 风电场典型接线示意图