



中华人民共和国国家标准

GB/T 40585—2021

电网运行风险监测、评估及可视化 技术规范

Technical specifications for monitoring, assessment and visualization of
power grid operational risk

2021-10-11 发布

2022-05-01 实施

国家市场监督管理总局 发布
国家标准化管理委员会

目 次

前言 I

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 1

4 总体技术要求 2

5 电网运行风险监测 2

6 电网运行风险评估 3

7 电网运行风险可视化 4

附录 A（资料性） 电网运行风险指标体系 6

附录 B（资料性） 电网运行风险指标定义、计算方法和评价方法 8



前 言

本文件按照 GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第 1 部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由中国电力企业联合会提出。

本文件由全国电网运行与控制标准化技术委员会(SAC/TC 446)归口。

本文件起草单位：国家电网有限公司国家电力调度控制中心、中国电力科学研究院有限公司、中国南方电网电力调度控制中心、北京科东电力控制系统有限责任公司、国家电网公司华北分部、国家电网有限公司华东分部、国网河北省电力有限公司、国网内蒙古东部电力有限公司、国网湖南省电力有限公司、国网上海市电力公司、国网福建省电力有限公司、国网甘肃省电力有限公司、南瑞集团有限公司。

本文件主要起草人：陈国平、许洪强、常乃超、冷喜武、高保成、周华锋、于之虹、冯长有、周劼英、皮俊波、牟佳男、王晶、李文朝、孟鑫、李增辉、嵇士杰、李旭洋、叶俭、汪明、万雄、朴林、程芸、张坤、王治华、张勇、袁启海、丁平、周毅、徐伟、栾士岩、赵林、戴红阳、赵勇、陈浩、尚学伟、赖永生、田国辉、吕颖、吴峰、庞传军、刘敏、张东良、孙湃、何江、贾海波、朱晓松、张金龙、杨洪帅、张璐路、邓小元。

电网运行风险监测、评估及可视化 技术规范

1 范围

本文件规定了电网运行风险监测、评估及可视化的技术要求。

本文件适用于省级及以上电力调度机构及运维单位,其他电力调度机构及运维单位和电网规划、设计等单位可参照执行。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中,注日期的引用文件,仅该日期对应的版本适用于本文件;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 30149 电网通用模型描述规范
- GB/T 31992 电力系统通用告警格式
- GB/T 33602 电力系统通用服务协议
- GB/T 33607 智能电网调度控制系统总体框架
- GB 38755—2019 电力系统安全稳定导则
- DL/T 1230 电力系统图形描述规范

3 术语和定义

GB/T 30149 和 DL/T 1230 界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1

电网运行风险 power grid operational risk

实时或超短期内影响电网安全稳定运行的因素或事件发生的可能性和危害性的综合度量。

3.2

风险场景 risk scenario

影响电网安全稳定运行的因素或事件发生的特定场景。

3.3

风险危害 risk severity

影响电网安全稳定运行的因素或事件导致的严重后果。

3.4

风险评估 risk assessment

对风险危害的综合性评估。

3.5

风险预警 risk early warning

以风险来源为基础,根据风险的危害程度,以可视化方式告知风险信息,供电网运行维护人员参考和决策。

3.6

可视化 visualization

利用计算机图形学和图像处理技术,将数据转换成图形或图像在屏幕上进行显示和交互处理的理论、方法和技术。

4 总体技术要求

电网运行风险应分析实时或超短期内可能影响电网安全稳定运行的事件或因素对电网运行的危害,应全面监测电网的运行信息,基于监测信息生成风险场景,并进行指标计算和风险评估,最后对风险进行可视化展示。电网运行风险监测、评估和可视化流程见图 1。

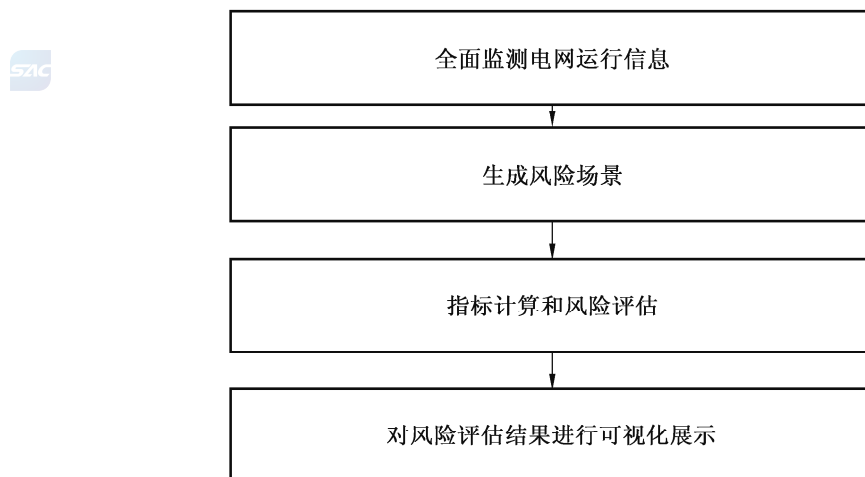


图 1 风险监测、评估和可视化流程图

5 电网运行风险监测

电网运行风险监测对电网资源的实时数据和历史数据进行全面监视,应包括但不限于下列内容:

- a) 量测数据:指电网、电厂、变电站及交流线路、直流线路、机组、母线、变压器、断路器、并联电容器、并联电抗器等一次设备相关的电力数据。量测数据来源于电网调度控制系统。
- b) 电量数据:指电网、发电厂、直流输电系统、断面以及发电机、变压器绕组、交流线路、电容器、电抗器等一次设备相关联的电表测量值、功率积分值或人工填写的报表值。电量数据来源于电网调度控制系统。
- c) 故障与运行事件数据:包括设备故障、设备缺陷、设备停电和负荷控制数据。故障与运行事件数据主要来源于电网调度控制系统。
- d) 告警数据:主要指告警日志,包括告警信号、开关或刀闸位置变化,母线电压、线路电流或变压器功率量测越限等。告警数据来源于电网调度控制系统。
- e) 计划预测数据:指电网、电厂以及交流线路、直流线路、机组、母线等一次设备相关的负荷预测和电能计划数据。计划预测数据来源于电网调度控制系统。
- f) 外部环境数据:包括大风、气温、台风、冰灾、雷电、暴雨、山火、沙尘、鸟害、洪水、地震、疫情、网络攻击、人为破坏等。外部环境数据主要来源于气象信息系统、台风预测系统等。

6 电网运行风险评估

6.1 电网运行风险指标体系

电网运行风险指标体系是电网运行状态的评估依据,宜包含安全稳定、平衡调节、外部环境等三大类指标。各级电网可结合实际情况进行调整。安全稳定类包括静态安全水平、功角稳定水平、电压稳定水平、频率稳定水平、短路电流水平等指标。平衡调节类包括平衡能力、调节能力等指标。外部运行环境类包括气象灾害等指标。电网运行风险指标体系详细情况见附录 A。

6.2 风险评估流程

风险评估应基于风险监测数据生成风险场景,根据风险场景逐一计算风险指标,最后结合概率因素汇总得到电网运行风险值,并进行风险预警。

6.3 风险场景生成

风险场景包括由外部环境直接造成的风险场景和由预想故障导致的风险场景,各级电网可根据历史统计信息或实际情况考虑概率因素。外部环境类风险场景,通过电网风险监测直接获取。预想故障类风险场景在电网运行状态基础上,叠加预想故障生成。预想故障可从下列集合中选取:

- a) N-1 预想故障;
- b) 本地区历史事故统计中常见事故集合;
- c) GB 38755—2019 中 4.2 部分前两类大扰动;
- d) 可能性较大的 N-2 及以上非常规故障,可包括但不限于下列故障:
 - 1) 自然灾害和恶劣气候下可能发生的两个及以上元件同时或相继跳闸;
 - 2) 故障时开关拒动;
 - 3) 控制保护、安全稳定控制、通信自动化等二次系统异常导致的故障。

6.4 风险危害评估方法

风险危害评估可采用包括但不限于下列计算分析方法:

- a) 电网拓扑结构分析;
- b) 电力系统潮流及无功电压分析;
- c) 电力电量平衡分析;
- d) 电力系统静态安全分析;
- e) 电力系统静态稳定计算分析;
- f) 电力系统暂态稳定计算分析;
- g) 电力系统小扰动稳定计算分析;
- h) 电力系统电压稳定计算分析;
- i) 电力系统频率稳定计算分析;
- j) 电力系统短路电流计算分析;
- k) 次同步/超同步振荡计算分析。

6.5 风险评估和定级

风险评估和定级要求如下:

- a) 对于外部环境类风险场景,应基于电网风险监测数据,直接判定或统计风险指标;
- b) 对于故障类风险场景,应基于电网运行状态和故障信息,计算运行风险指标;电网运行风险指

标定义、计算方法和评价方法见附录 B；

- c) 系统级综合风险指标应基于各风险场景的运行风险指标进行计算,综合风险指标值宜分为紧急、告警、正常三级,也可自定义评分。各级电网可结合实际情况考虑概率因素；
- d) 应具备风险预警功能,风险评估结果预警信息应符合 GB/T 31992 的规定。

7 电网运行风险可视化

电网运行风险可视化应包括运行状态风险、电网结构风险、初始设备故障风险、运行方式改变调整风险、灾害天气风险等数据的可视化。对于各类数据,应根据数据特点,结合可视化展示图元和可视化展示手段,对风险危害和风险级别进行展示。可视化展示图元应包括饼图、柱形图、气泡图、趋势曲线、雷达图、刻度盘和信息表格等。可视化信息展示手段应包括等高线、定位、挂牌等,可结合地理信息、电网架构图、电气潮流图使用。电网运行风险可视化应符合 GB/T 33607 的规定。

7.1 风险指标展示

风险指标展示要求如下：

- a) 应支持指标信息分级、分类、分区展示；
- b) 应支持历史趋势显示、历史断面显示、按主题排序、最值排序、阈值筛选、动态告警；
- c) 应支持查看风险关联信息,支持指标数据的画面联动；
- d) 风险指标信息应与电网架构图关联展示,电网架构图上应显示各区域位置风险指标信息；
- e) 数值型数据可使用表格、仪表盘、雷达图、棒图、饼图、趋势图等可视化展示图元展示；
- f) 风险级别应根据严重程度,定义不同颜色标识不同级别的风险等级。风险级别颜色定义见表 1。

表 1 风险级别颜色定义表

风险级别	颜色
紧急	红色
告警	黄色
正常	绿色

7.2 风险场景展示

风险场景展示要求如下：

- a) 气象与环境风险展示应基于地理信息系统,结合图标、等高线云图、罗盘、挂标志牌等方式；
- b) 设备故障风险展示应结合潮流图使用定位和挂标志牌方式；
- c) 运行状态类风险展示可使用饼图、趋势曲线和信息表格等方式；
- d) 三跨、密集通道、同杆并架等信息展示应结合地理信息使用定位和信息表格等方式；
- e) 计划、检修和操作风险展示可使用定位和挂标志牌方式。

7.3 可视化展示接口

可视化展示接口要求如下：

- a) 可视化展示应遵循电网通用模型描述规范(CIM/G)和电力系统图形描述规范(CIM/E), CIM/G 用于描述画面布局、画面中可视化图元的类型和属性, CIM/E 用于描述可视化图元关

联的数据；

- b) 可视化展示的数据交互应支持多种查询方式,包括按关键字查询、按指定属性查询、按指定属性集查询、模糊查询等;可视化展示的交互数据存储应支持数据库和文件方式,支持的数据库包括关系数据库和非关系数据库、磁盘和内存数据库等,支持的文件包括可扩展标记语言(XML)、CIM/E 等文件;
- c) 可视化展示客户端应通过服务调用实现与服务端的图形、数据和消息等系统资源的交互;服务调用应符合 GB/T 33602、DL/T 1230 的规定;
- d) 可视化展示应支持访问本地和远程、同构和异构系统中图形和数据资源。

附 录 A
(资料性)
电网运行风险指标体系

电网运行风险指标体系见表 A.1。

表 A.1 电网运行风险指标体系

指标分类	一级指标	二级指标	指标说明
安全稳定类	静态安全水平	线路过载安全裕度	反映输电线路电流距离或偏离允许载流量的程度
		主变过载安全裕度	反映主变电流距离或偏离额定电流的程度
		母线电压安全水平	反映系统中枢点电压距离或偏离稳定规定给定运行区间的程度
		频率安全裕度	反映同步电网频率距离或偏离额定频率的程度
		断面安全裕度	反映电网稳定断面潮流距离或偏离稳定规定给定限额的程度
		N-1 线路过载安全裕度	应用 N-1 原则检验故障后输电线路电流距离或偏离允许载流量的程度
		N-1 主变过载安全裕度	应用 N-1 原则检验故障后主变电流距离或偏离额定电流的程度
		N-1 母线电压安全水平	应用 N-1 原则检验故障后中枢点电压距离或偏离稳定规定给定运行区间的程度
	功角稳定水平	静态功角稳定储备系数	反映电力系统受到小干扰后,不发生非周期性失步,自动恢复到起始运行状态的能力
		暂态功角稳定裕度	反映电力系统受到大扰动后发电机保持同步运行的能力
		小扰动系统阻尼比	反映电力系统受到小干扰后的系统阻尼特性
		大扰动系统阻尼比	反映电力系统受到大干扰后的系统阻尼特性
		实测低频振荡阻尼比	反映电力系统潜在振荡模式的频率、阻尼比
	电压稳定水平	多馈入直流有效短路比	反映电力系统强弱的“绝对”量化指标
		静态电压稳定储备系数	反映电力系统受到诸如负荷增加等小扰动后,系统所有母线维持稳定电压的能力
		暂态电压稳定水平	反映电力系统受到大扰动后,不发生电压崩溃的能力
		暂态过电压安全裕度	反映特定故障下母线的过电压水平
		稳态过电压安全裕度	反映电力系统发生大扰动后,母线的稳态过电压水平
	频率稳定水平	系统转动惯量	反映同步电网的系统转动惯量
		暂态频率安全裕度	反映同步电网的暂态频率稳定水平
	短路电流水平	单相短路电流安全裕度	反映母线单相短路情况下短路电流距离或偏离断路器开断能力和相关设备设计的短路电流耐受能力的程度
		三相短路电流安全裕度	反映母线三相短路情况下短路电流距离或偏离断路器开断能力和相关设备设计的短路电流耐受能力的程度

表 A.1 电网运行风险指标体系（续）

指标分类	一级指标	二级指标	指标说明
平衡调节类	平衡能力	旋转备用	反映系统应对负荷波动、单台大机组跳闸、单一电网元件故障导致的多台大机组失去、直流闭锁冲击等突发情况的能力
		负备用	反映系统应对负荷向下偏差、清洁能源超预期发电、外送通道突然失去等突发情况的能力
		可调度负荷	反映可以根据电网运行需要或调度指令灵活调整的负荷值
		超短期平衡裕度	反映电网超短期(15 min~4 h)预测平衡裕度,主要指向上调节平衡裕度
	调节能力	电压调节能力	反映区域内电压可调程度和无功电压支撑能力
外部环境类	气象灾害	交直流通道灾害数值及等级	反映大风、雷电、山火、降水、覆冰等恶劣天气给交直流线路走廊带来的影响
		灾害下设备故障规模	反映受恶劣天气影响的设备数量规模



附录 B

(资料性)

电网运行风险指标定义、计算方法和评价方法

B.1 安全稳定类

B.1.1 静态安全水平

B.1.1.1 线路过载安全裕度

B.1.1.1.1 指标定义

线路过载安全裕度是指量化反映输电线路电流距离或偏离允许载流量的程度。

本指标属于实时类指标,计算对象为单条输电线路和全网。

B.1.1.1.2 计算方法

基于电网调度控制系统实时数据,确定输电线路电流,计算单条输电线路过载安全裕度如公式(B.1)所示:

$$\eta_{\text{line}} = \left(1 - \frac{I_{\text{real}}}{I_N}\right) \times 100\% \quad \dots\dots\dots (\text{B.1})$$

式中:

η_{line} ——线路过载安全裕度;

I_{real} ——线路实际电流,单位为安培(A);

I_N ——线路的允许载流量,单位为安培(A)。

判断单条输电线路过载安全裕度是否满足裕度要求如公式(B.2)所示:

$$f_{i,R} = \begin{cases} 1 & , \quad \eta_{\text{line},i} \text{ 满足要求 } R \\ 0 & , \quad \eta_{\text{line},i} \text{ 不满足要求 } R \end{cases} \quad \dots\dots\dots (\text{B.2})$$

式中:

$f_{i,R}$ ——第 i 条线路的线路过载安全裕度是否满足裕度要求 R 的判断结果;

$\eta_{\text{line},i}$ ——第 i 条线路的线路过载安全裕度;

R ——线路过载安全裕度判断条件,如 $\eta_{\text{line},i}$ 满足裕度要求 R , $f_{i,R}$ 值为 1,反之 $f_{i,R}$ 值为 0。

评价全网线路过载安全裕度,以 60%分位数和超载流量线路条数评价全网的线路过载安全裕度水平如公式(B.3)、公式(B.4)所示:

$$F_{<60\%} = \frac{\sum_{i=1}^N f_{i,<60\%}}{N} \times 100\% \quad \dots\dots\dots (\text{B.3})$$

$$N_{<0\%} = \sum_{i=1}^N f_{i,<0\%} \quad \dots\dots\dots (\text{B.4})$$

式中:

$F_{<60\%}$ ——线路过载安全裕度 $<60\%$ 的线路条数占全网线路条数的比例;

N ——全网输电线路条数;

$f_{i,<60\%}$ ——第 i 条线路的线路过载安全裕度是否 $<60\%$;

$N_{<0\%}$ ——全网线路过载安全裕度 $<0\%$ (即线路电流超载流量)的线路条数;

$f_{i,<0\%}$ ——第 i 条线路的线路过载安全裕度是否 $<0\%$ 。

B.1.1.1.3 数据来源及计算周期

线路电流来源于电网调度控制系统实时数据,线路允许载流量属于静态参数。
计算周期为 15 s。

B.1.1.1.4 指标评价方法

单条输电线路过载安全裕度根据 η_{line} 划分为正常、告警、紧急三个状态,对 500 kV 及以上线路,评价方法见表 B.1,220 kV/330 kV 线路参照执行。

表 B.1 单条输电线路过载安全裕度评价方法

正常	告警	紧急
$[60\%, 100\%]$	$[0\%, 60\%)$	$<0\%$

全网线路过载安全裕度结合 $F_{<60\%}$ 和 $N_{<0\%}$ 进行综合评价,划分为正常、告警、紧急三个状态,对 500 kV 及以上线路,评价方法见表 B.2,220 kV/330 kV 线路参照执行。

表 B.2 全网线路过载安全裕度评价方法

正常	告警	紧急
$F_{<60\%} \leq 10\%$ 且 $N_{<0\%} = 0$	$F_{<60\%} > 10\%$ 且 $N_{<0\%} = 0$	$N_{<0\%} \geq 1$

注：附录 B 中出现的指标阈值仅为说明指标计算和评价方法之用,各级电网可结合实际情况进行调整。

B.1.1.2 主变过载安全裕度

B.1.1.2.1 指标定义


主变过载安全裕度,量化反映主变电流距离或偏离额定电流的程度。
本指标属于实时类指标,计算对象为单台主变和全网。

B.1.1.2.2 计算方法

基于电网调度控制系统实时数据,确定主变电流,计算单台主变过载安全裕度如公式(B.5)所示：

$$\eta_{\text{transf}} = \left(1 - \frac{I_{\text{real}}}{I_N}\right) \times 100\% \quad \dots\dots\dots (B.5)$$

式中：
 η_{transf} ——主变高/中压侧过载安全裕度；
 I_{real} ——主变高/中压侧实际电流,单位为安培(A)；
 I_N ——主变高/中压侧额定电流,单位为安培(A)。
实际计算中,可分别计算主变高、中压侧的 η_{transf} ,取较小值作为主变过载安全裕度。
也可采用视在功率计算主变过载安全裕度,如公式(B.6)所示：


$$\eta_{\text{transf}} = \left(1 - \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{S_N}\right) \times 100\% \quad \dots\dots\dots (B.6)$$

式中：
 η_{transf} ——主变高/中压侧过载安全裕度；
 P ——主变高/中压侧实际有功功率,单位为兆瓦(MW)；

Q ——主变高/中压侧实际无功功率,单位为兆乏(Mvar);

S_N ——主变高/中压侧额定视在功率,单位为兆伏安(MVA)。

实际计算中,可分别计算主变高、中压侧的 η_{transf} ,取较小值作为主变过载安全裕度。

判断单台主变的主变过载安全裕度是否满足裕度要求,如公式(B.7)所示:

$$f_{i,R} = \begin{cases} 1 & , \quad \eta_{\text{transf},i} \text{ 满足要求 } R \\ 0 & , \quad \eta_{\text{transf},i} \text{ 不满足要求 } R \end{cases} \quad \text{..... (B.7)}$$

式中:

$f_{i,R}$ ——第 i 台主变的主变过载安全裕度是否满足裕度要求 R 的判断结果;

$\eta_{\text{transf},i}$ ——第 i 台主变的主变过载安全裕度;

R ——主变过载安全裕度判断条件,如 $\eta_{\text{transf},i}$ 满足裕度要求 R , $f_{i,R}$ 值为 1,反之 $f_{i,R}$ 值为 0。

评价全网主变过载安全裕度,以 35%分位数和越额定电流主变台数评价全网的主变过载安全裕度水平,如公式(B.8)、公式(B.9)所示:

$$F_{<35\%} = \frac{\sum_{i=1}^N f_{i,<35\%}}{N} \times 100\% \quad \text{..... (B.8)}$$

$$N_{<0\%} = \sum_{i=1}^N f_{i,<0\%} \quad \text{..... (B.9)}$$

式中:

$F_{<35\%}$ ——主变过载安全裕度 $<35\%$ 的主变台数占全网主变台数的比例;

N ——全网主变台数;

$f_{i,<35\%}$ ——第 i 台主变的主变过载安全裕度是否 $<35\%$;

$N_{<0\%}$ ——主变过载安全裕度 $<0\%$ (即主变电流超额定电流)的全网主变台数;

$f_{i,<0\%}$ ——第 i 台主变的主变过载安全裕度是否 $<0\%$ 。

B.1.1.2.3 数据来源及计算周期

主变电流来源于电网调度控制系统实时数据,主变额定电流属于静态参数。

计算周期:15 s。

B.1.1.2.4 指标评价方法

单台主变过载安全裕度根据 η_{transf} 划分为正常、告警、紧急三个状态,对 500 kV 及以上主变,评价方法见表 B.3,220 kV/330 kV 主变参照执行。

表 B.3 单台主变过载安全裕度评价方法

正常	告警	紧急
[35%,100%]	[0%,35%)	$<0\%$

全网主变过载安全裕度结合 $F_{<35\%}$ 和 $N_{<0\%}$ 进行综合评价,划分为正常、告警、紧急三个状态,对 500 kV 及以上主变,评价方法见表 B.4,220 kV/330 kV 主变参照执行。

表 B.4 全网主变过载安全裕度评价方法

正常	告警	紧急
$F_{<35\%} \leq 20\%$ 且 $N_{<0\%} = 0$	$F_{<35\%} > 20\%$ 且 $N_{<0\%} = 0$	$N_{<0\%} \geq 1$

B.1.1.3 母线电压安全水平

B.1.1.3.1 指标定义

母线电压安全水平,反映系统中枢点电压距离或偏离稳定规定给定运行区间的程度。
本指标属于实时类指标,计算对象为单条母线和全网。

B.1.1.3.2 计算方法

基于电网调度控制系统实时数据,确定中枢点母线电压信息,计算母线电压安全水平如公式(B.10)所示:

$$\eta_V = \frac{V - V_{\min}}{V_{\max} - V_{\min}} \times 100\% \quad \dots\dots\dots (B.10)$$

式中:

- η_V ——母线电压安全水平;
- V_{\max} ——母线电压上限,单位为千伏(kV);
- V_{\min} ——母线电压下限,单位为千伏(kV);
- V ——母线实际电压,单位为千伏(kV)。

判断单条母线的母线电压安全水平是否满足要求如公式(B.11)所示:

$$f_{i,R} = \begin{cases} 1, & \eta_{V,i} \text{ 满足要求 } R \\ 0, & \eta_{V,i} \text{ 不满足要求 } R \end{cases} \quad \dots\dots\dots (B.11)$$

式中:

- $f_{i,R}$ ——第 i 条母线的母线电压安全水平是否满足要求 R 的判断结果;
- $\eta_{V,i}$ ——第 i 条母线的母线电压安全水平;
- R ——母线电压安全水平判断条件,如 $\eta_{V,i}$ 满足要求 R , $f_{i,R}$ 值为 1,反之 $f_{i,R}$ 值为 0。

评价全网母线电压安全水平,以 10%、90%分位数和越限母线条数评价全网母线电压安全水平,如公式(B.12)、公式(B.13)、公式(B.14)、公式(B.15)所示:

$$F_{<10\%} = \frac{\sum_{i=1}^N f_{i,<10\%}}{N} \times 100\% \quad \dots\dots\dots (B.12)$$

$$F_{>90\%} = \frac{\sum_{i=1}^N f_{i,>90\%}}{N} \times 100\% \quad \dots\dots\dots (B.13)$$

$$N_{<0\%} = \sum_{i=1}^N f_{i,<0\%} \quad \dots\dots\dots (B.14)$$

$$N_{>100\%} = \sum_{i=1}^N f_{i,>100\%} \quad \dots\dots\dots (B.15)$$

式中：

$F_{<10\%}$ ——母线电压安全水平 $<10\%$ 的母线条数占全网母线条数的比例；

N ——全网母线条数；

$f_{i,<10\%}$ ——第 i 条母线的母线电压安全水平是否满足 $<10\%$ ；

$F_{>90\%}$ ——母线电压安全水平 $>90\%$ 的母线条数占全网母线条数的比例；

$f_{i,>90\%}$ ——第 i 条母线的母线电压安全水平是否满足 $>90\%$ ；

$N_{<0\%}$ ——电压越下限的全网母线条数；

$f_{i,<0\%}$ ——第 i 条母线是否电压越下限；

$N_{>100\%}$ ——电压越上限的全网母线条数；

$f_{i,>100\%}$ ——第 i 条母线是否电压越上限。

B.1.1.3.3 数据来源及计算周期

母线电压来源于电网调度控制系统实时数据。

计算周期:15 s。

B.1.1.3.4 指标评价方法

单条母线电压安全水平根据 η_v 划分为正常、告警、紧急三个状态,评价方法见表 B.5。

表 B.5 单条母线电压安全水平评价方法

正常	告警	紧急
[10%, 90%]	低电压:[0%, 10%) 高电压:(90%, 100%]	低电压: $<0\%$ 高电压: $>100\%$

全网母线电压安全水平结合 $F_{<10\%}$ 、 $F_{>90\%}$ 和 $N_{<0\%}$ 、 $N_{>100\%}$ 进行综合评价,划分为正常、告警、紧急三个状态,评价方法见表 B.6。

表 B.6 全网母线电压安全水平评价方法

正常	告警	紧急
$F_{<10\%} + F_{>90\%} \leq 20\%$ 且 $N_{<0\%} = N_{>100\%} = 0$	$F_{<10\%} + F_{>90\%} > 20\%$ 且 $N_{<0\%} = N_{>100\%} = 0$	$N_{<0\%} \geq 1$ 或 $N_{>100\%} \geq 1$

B.1.1.4 频率安全裕度

B.1.1.4.1 指标定义

频率安全裕度,反映同步电网频率距离或偏离额定频率的程度。

本指标属于实时类指标,计算对象为同步电网频率。

B.1.1.4.2 计算方法

频率安全裕度计算如公式(B.16)所示：

$$\Delta f = f - f_N \quad \dots\dots\dots (B.16)$$

式中：

Δf ——频率安全裕度；

f ——实时频率,单位为赫兹(Hz);
 f_N ——额定频率 50 Hz。

B.1.1.4.3 数据来源及计算周期

频率来源于电网调度控制系统实时数据。
计算周期:5 s。

B.1.1.4.4 指标评价方法

根据阈值来划分为正常、告警、紧急三个等级,评价方法见表 B.7。

表 B.7 频率安全裕度评价方法

正常	告警	紧急
偏离 0.1 Hz 以内	偏离 0.1 Hz~0.2 Hz	偏离 0.2 Hz 以上

B.1.1.5 断面安全裕度

B.1.1.5.1 指标定义

断面安全裕度,反映电网稳定断面潮流距离或偏离稳定规定给定限额的程度。
本指标属于实时类指标,计算对象为单个输电断面和全网。

B.1.1.5.2 计算方法

断面功率是指组成断面的支路有功功率之和,断面安全裕度计算如公式(B.17)所示:

$$\eta_{lg} = \left[1 - \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{real}}}{P_N} \right] \times 100\% \quad \dots\dots\dots (B.17)$$

式中:

η_{lg} ——断面安全裕度;
 P_{real} ——断面组成支路的有功功率,支路类型可为交直流线路、变压器绕组等,单位为兆瓦(MW);
 P_N ——断面的稳定限额,单位为兆瓦(MW)。

判断单个断面的断面安全裕度是否满足裕度要求如公式(B.18)所示:

$$f_{i,R} = \begin{cases} 1 & , \quad \eta_{lg,i} \text{ 满足要求 } R \\ 0 & , \quad \eta_{lg,i} \text{ 不满足要求 } R \end{cases} \quad \dots\dots\dots (B.18)$$

式中:

$f_{i,R}$ ——第 i 个断面的断面安全裕度是否满足裕度要求 R 的判断结果;
 $\eta_{lg,i}$ ——第 i 个断面的断面安全裕度;
 R ——断面安全裕度判断条件,如 $\eta_{lg,i}$ 满足裕度要求 R , $f_{i,R}$ 值为 1,反之 $f_{i,R}$ 值为 0。

评价全网断面安全裕度,以 10%分位数和越限额断面个数评价全网断面安全裕度,如公式(B.19)、公式(B.20)所示:

$$F_{<10\%} = \frac{\sum_{i=1}^N f_{i,<10\%}}{N} \times 100\% \quad \dots\dots\dots (B.19)$$

$$N_{<0\%} = \sum_{i=1}^N f_{i,<0\%} \quad \dots\dots\dots (B.20)$$

式中：

$F_{<10\%}$ ——断面安全裕度 $<10\%$ 的断面个数占全网断面个数的比例；

N ——全网断面个数；

$f_{i,<10\%}$ ——第 i 个断面的断面安全裕度是否 $<10\%$ ；

$N_{<0\%}$ ——断面安全裕度 $<0\%$ (即断面越限)的全网断面个数；

$f_{i,<0\%}$ ——第 i 个断面的断面安全裕度是否 $<0\%$ 。

B.1.1.5.3 数据来源及计算周期

断面有功功率来源于电网调度控制系统实时数据。

计算周期:15 s。

B.1.1.5.4 指标评价方法

单个断面的断面安全裕度根据 η_{ig} , 划分为正常、告警、紧急三个状态, 评价方法见表 B.8。

表 B.8 单个断面安全裕度评价方法



正常	告警	紧急
$[10\%, 100\%]$	$[0\%, 10\%)$	$<0\%$

全网断面安全裕度结合 $F_{<10\%}$ 和 $N_{<0\%}$ 进行综合评价, 划分为正常、告警、紧急三个状态, 评价方法见表 B.9。

表 B.9 全网断面安全裕度评价方法

正常	告警	紧急
$F_{<10\%} \leq 50\%$ 且 $N_{<0\%} = 0$	$F_{<10\%} > 50\%$ 且 $N_{<0\%} = 0$	$N_{<0\%} \geq 1$

B.1.1.6 N-1 线路过载安全裕度

B.1.1.6.1 指标定义

N-1 线路过载安全裕度, 应用 N-1 原则检验故障后输电线路电流距离或偏离允许载流量的程度。

本指标属于实时类指标, 计算对象为单条输电线路和全网。

B.1.1.6.2 计算方法

通过静态安全分析计算, 确定 N-1 后输电线路电流, 计算线路过载安全裕度如公式(B.21)所示:

$$\eta_{\text{line}} = \min_{j \in 1, 2, \dots, M} \left[\left(1 - \frac{I_{\text{real}, j}}{I_N} \right) \times 100\% \right] \dots\dots\dots (\text{B.21})$$

式中：

η_{line} ——N-1 线路过载安全裕度；

M ——预想故障个数；

$I_{\text{real}, j}$ ——第 j 个预想故障后的线路电流, 单位为安培(A)；

I_N ——线路的允许载流量, 单位为安培(A)。

判断单条输电线路的 N-1 线路过载安全裕度是否满足裕度要求如公式(B.22)所示：

$$f_{i,R} = \begin{cases} 1 & , \quad \eta_{\text{line},i} \text{ 满足要求 } R \\ 0 & , \quad \eta_{\text{line},i} \text{ 不满足要求 } R \end{cases} \dots\dots\dots (\text{ B.22 })$$

式中：
 $f_{i,R}$ ——第 i 条线路的 $N-1$ 线路过载安全裕度是否满足裕度要求 R 的判断结果；
 $\eta_{\text{line},i}$ ——第 i 条线路的 $N-1$ 线路过载安全裕度；
 R —— $N-1$ 线路过载安全裕度判断条件，如 $\eta_{\text{line},i}$ 满足裕度要求 R ， $f_{i,R}$ 值为 1，反之 $f_{i,R}$ 值为 0。

评价全网 $N-1$ 线路过载安全裕度，以 10% 分位数和 $N-1$ 后越载流量线路条数评价全网的线路过载安全裕度水平，如公式(B.23)、公式(B.24)所示：

$$F_{<10\%} = \frac{\sum_{i=1}^N f_{i,<10\%}}{N} \times 100\% \dots\dots\dots (\text{ B.23 })$$

$$N_{<0\%} = \sum_{i=1}^N f_{i,<0\%} \dots\dots\dots (\text{ B.24 })$$

式中：
 $F_{<10\%}$ —— $N-1$ 线路过载安全裕度<10%的线路条数占全网线路条数的比例；
 N ——全网输电线路条数；
 $f_{i,<10\%}$ ——第 i 条线路的 $N-1$ 线路过载安全裕度是否<10%；
 $N_{<0\%}$ —— $N-1$ 线路过载安全裕度<0%（即 $N-1$ 后线路电流超载流量）的全网线路条数；
 $f_{i,<0\%}$ ——第 i 条线路的 $N-1$ 线路过载安全裕度是否<0%。

B.1.1.6.3 数据来源及计算周期

$N-1$ 后输电线路电流来源于在线安全分析计算结果，允许载流量属于静态参数。 $N-1$ 计算需考虑安控策略。
计算周期：5 min。

B.1.1.6.4 指标评价方法

单条线路 $N-1$ 线路过载安全裕度根据 η_{line} 划分为正常、告警、紧急三个状态，评价方法见表 B.10。

表 B.10 单条线路 $N-1$ 线路过载安全裕度评价方法

正常	告警	紧急
[10%，100%]	[0%，10%)	<0%

全网 $N-1$ 线路过载安全裕度结合 $F_{<10\%}$ 和 $N_{<0\%}$ 进行综合评价，划分为正常、告警、紧急三个状态，评价方法见表 B.11。

表 B.11 全网 $N-1$ 线路过载安全裕度评价方法

正常	告警	紧急
$F_{<10\%} \leq 20\%$ 且 $N_{<0\%} = 0$	$F_{<10\%} > 20\%$ 且 $N_{<0\%} = 0$	$N_{<0\%} \geq 1$

B.1.1.7 N-1 主变过载安全裕度

B.1.1.7.1 指标定义

N-1 主变过载安全裕度,应用 N-1 原则检验故障后主变电流距离或偏离额定电流的程度。
本指标属于实时类指标,计算对象为单台主变和全网。

B.1.1.7.2 计算方法

通过静态安全分析计算,确定 N-1 后主变电流,计算主变过载安全裕度如公式(B.25)所示:

$$\eta_{\text{transf}} = \min_{j \in 1, 2, \dots, M} \left[\left(1 - \frac{I_{\text{real},j}}{I_N} \right) \times 100\% \right] \quad \dots\dots\dots (\text{B.25})$$

式中:

η_{transf} ——N-1 主变高/中压侧过载安全裕度;

M ——预想故障个数;

$I_{\text{real},j}$ ——第 j 个预想故障后的主变高/中压侧电流,单位为安培(A);

I_N ——主变高/中压侧额定电流,单位为安培(A)。

也可采用视在功率计算 N-1 主变过载安全裕度,如公式(B.26)所示:

$$\eta_{\text{transf}} = \min_{j \in 1, 2, \dots, M} \left[\left(1 - \frac{\sqrt{P_j^2 + Q_j^2}}{S_N} \right) \times 100\% \right] \quad \dots\dots\dots (\text{B.26})$$

式中:

η_{transf} ——N-1 主变高/中压侧过载安全裕度;

P_j ——第 j 个预想故障后主变高/中压侧实际有功功率,单位为兆瓦(MW);

Q_j ——第 j 个预想故障后主变高/中压侧实际无功功率,单位为兆乏(Mvar);

S_N ——主变高/中压侧额定视在功率,单位为兆伏安(MVA)。

判断单台主变的 N-1 主变过载安全裕度是否满足裕度要求如公式(B.27)所示:

$$f_{i,R} = \begin{cases} 1 & , \quad \eta_{\text{transf},i} \text{ 满足要求 } R \\ 0 & , \quad \eta_{\text{transf},i} \text{ 不满足要求 } R \end{cases} \quad \dots\dots\dots (\text{B.27})$$

式中:

$f_{i,R}$ ——第 i 台主变的 N-1 主变过载安全裕度是否满足裕度要求 R 的判断结果;

$\eta_{\text{transf},i}$ ——第 i 台主变的 N-1 主变过载安全裕度;

R ——N-1 主变过载安全裕度判断条件,如 $\eta_{\text{transf},i}$ 满足裕度要求 R , $f_{i,R}$ 值为 1,反之 $f_{i,R}$ 值为 0。

评价全网 N-1 主变过载安全裕度,以 0%分位数和 N-1 后越 1.3 倍额定电流主变台数评价全网的主变过载安全裕度水平,如公式(B.28)、公式(B.29)所示:

$$F_{<0\%} = \frac{\sum_{i=1}^N f_{i,<0\%}}{N} \times 100\% \quad \dots\dots\dots (\text{B.28})$$

$$N_{<-30\%} = \sum_{i=1}^N f_{i,<-30\%} \quad \dots\dots\dots (\text{B.29})$$

式中:

$F_{<0\%}$ ——N-1 主变过载安全裕度 $<0\%$ 的主变台数占全网主变台数的比例;

N ——全网主变台数;

$f_{i,<0\%}$ ——第 i 台主变的 N-1 主变过载安全裕度是否 $<0\%$;

$N_{<-30\%}$ ——N-1 主变过载安全裕度 $<-30\%$ (即 N-1 后越 1.3 倍额定电流)的全网主变台数;

$f_{i,<-30\%}$ ——第 i 台主变的 $N-1$ 主变过载安全裕度是否 $<-30\%$ 。

B.1.1.7.3 数据来源及计算周期

$N-1$ 后主变电流来源于在线安全分析计算结果,主变额定电流属于静态参数。
计算周期:5 min。

B.1.1.7.4 指标评价方法

单台主变 $N-1$ 主变过载安全裕度根据 η_{transf} 划分为正常、告警、紧急三个状态,评价方法见表 B.12。

表 B.12 单台主变 $N-1$ 主变过载安全裕度评价方法

正常	告警	紧急
$[0\%,100\%]$	$[-30\%,0\%)$	$<-30\%$

全网 $N-1$ 主变过载安全裕度结合 $F_{<0\%}$ 和 $N_{<-30\%}$ 进行综合评价,划分为正常、告警、紧急三个状态,评价方法见表 B.13。

表 B.13 全网 $N-1$ 主变过载安全裕度评价方法

正常	告警	紧急
$F_{<0\%} \leq 20\%$ 且 $N_{<-30\%} = 0$	$F_{<0\%} > 20\%$ 且 $N_{<-30\%} = 0$	$N_{<-30\%} \geq 1$

B.1.1.8 $N-1$ 母线电压安全水平

B.1.1.8.1 指标定义

$N-1$ 母线电压安全裕度,应用 $N-1$ 原则检验故障后中枢点电压距离或偏离稳定规定给定运行区间的程度。
本指标属于实时类指标,计算对象为单条母线和全网。

B.1.1.8.2 计算方法

通过静态安全分析计算,确定 $N-1$ 后母线电压,计算母线电压安全裕度,如公式 (B.30)、公式 (B.31) 所示:

$$\eta_{V,\max} = \max_{j \in 1,2,\dots,M} \left(\frac{V_j - V_{\min}}{V_{\max} - V_{\min}} \times 100\% \right) \quad \dots\dots\dots (B.30)$$

$$\eta_{V,\min} = \min_{j \in 1,2,\dots,M} \left(\frac{V_j - V_{\min}}{V_{\max} - V_{\min}} \times 100\% \right) \quad \dots\dots\dots (B.31)$$

式中:

- $\eta_{V,\max}$ —— $N-1$ 母线电压安全裕度上限;
- M —— 预想故障个数;
- V_j —— 第 j 个预想故障后的母线电压,单位为千伏(kV);
- V_{\min} —— 母线电压下限,单位为千伏(kV);
- V_{\max} —— 母线电压上限,单位为千伏(kV);
- $\eta_{V,\min}$ —— $N-1$ 母线电压安全裕度下限。



判断单条母线的 $N-1$ 母线电压安全水平上限、下限是否满足要求,如公式(B.32)、公式(B.33)所示:

$$f_{\max,i,R} = \begin{cases} 1 & , \quad \eta_{V,\max,i} \text{ 满足要求 } R \\ 0 & , \quad \eta_{V,\max,i} \text{ 不满足要求 } R \end{cases} \dots\dots\dots (\text{B.32})$$

$$f_{\min,i,R} = \begin{cases} 1 & , \quad \eta_{V,\min,i} \text{ 满足要求 } R \\ 0 & , \quad \eta_{V,\min,i} \text{ 不满足要求 } R \end{cases} \dots\dots\dots (\text{B.33})$$

式中:

$f_{\max,i,R}$ ——第 i 条母线的 $N-1$ 母线电压安全水平上限是否满足 R 的判断结果;

$\eta_{V,\max,i}$ ——第 i 条母线的 $N-1$ 母线电压安全水平上限;

$f_{\min,i,R}$ ——第 i 条母线的 $N-1$ 母线电压安全水平下限是否满足 R 的判断结果;

$\eta_{V,\min,i}$ ——第 i 条母线的 $N-1$ 母线电压安全水平下限;

R —— $N-1$ 母线电压安全水平上限或下限判断条件,如 $\eta_{V,\max,i}$ 满足要求 R , $f_{\max,i,R}$ 值为 1,反之 $f_{\max,i,R}$ 值为 0, $f_{\min,i,R}$ 同理。

评价全网 $N-1$ 母线电压安全水平,以 5%、95% 分位数和越限母线条数评价全网母线电压安全水平,如公式(B.34)、公式(B.35)、公式(B.36)、公式(B.37)所示:

$$F_{<5\%} = \frac{\sum_{i=1}^N f_{\min,i,<5\%}}{N} \times 100\% \dots\dots\dots (\text{B.34})$$

$$F_{>95\%} = \frac{\sum_{i=1}^N f_{\max,i,>95\%}}{N} \times 100\% \dots\dots\dots (\text{B.35})$$

$$N_{<0\%} = \sum_{i=1}^N f_{\min,i,<0\%} \dots\dots\dots (\text{B.36})$$

$$N_{>100\%} = \sum_{i=1}^N f_{\max,i,>100\%} \dots\dots\dots (\text{B.37})$$

式中:

$F_{<5\%}$ —— $N-1$ 母线电压安全水平 $<5\%$ 的母线条数占全网母线条数的比例;

N ——全网母线条数;

$f_{\min,i,<5\%}$ ——第 i 条母线的 $N-1$ 母线电压安全水平下限是否 $<5\%$;

$F_{>95\%}$ —— $N-1$ 母线电压安全水平 $>95\%$ 的母线条数占全网母线条数的比例;

$f_{\max,i,>95\%}$ ——第 i 条母线的 $N-1$ 母线电压安全水平上限是否 $>95\%$;

$N_{<0\%}$ —— $N-1$ 后电压越下限的全网母线条数;

$f_{\min,i,<0\%}$ ——第 i 条母线的 $N-1$ 母线电压安全水平是否越下限;

$N_{>100\%}$ —— $N-1$ 后电压越上限的全网母线条数;

$f_{\max,i,>100\%}$ ——第 i 条母线的 $N-1$ 母线电压安全水平是否越上限。

B.1.1.8.3 数据来源及计算周期

$N-1$ 后母线电压来源于在线安全分析计算结果。

计算周期:5 min。

B.1.1.8.4 指标评价方法

单条母线 $N-1$ 母线电压安全水平根据 $\eta_{V,\max}$ 、 $\eta_{V,\min}$ 划分为正常、告警、紧急三个状态,评价方法见表 B.14。

表 B.14 单条母线 N-1 母线电压安全水平评价方法

正常	告警	紧急
$\eta_{V,\max} \in [5\%, 95\%]$ 且 $\eta_{V,\min} \in [5\%, 95\%]$	$\eta_{V,\min} \in [0\%, 5\%]$ 或 $\eta_{V,\max} \in (95\%, 100\%]$	$\eta_{V,\min} < 0$ 或 $\eta_{V,\max} > 100\%$

全网母线电压安全水平结合 $F_{<5\%}$ 、 $F_{>95\%}$ 和 $N_{<0\%}$ 、 $N_{>100\%}$ 进行综合评价,划分为正常、告警、紧急三个状态,评价方法见表 B.15。

表 B.15 全网 N-1 母线电压安全水平评价方法

正常	告警	紧急
$F_{<5\%} + F_{>95\%} \leq 20\%$ 且 $N_{<0\%} = N_{>100\%} = 0$	$F_{<5\%} + F_{>95\%} > 20\%$ 且 $N_{<0\%} = N_{>100\%} = 0$	$N_{<0\%} \geq 1$ 或 $N_{>100\%} \geq 1$

B.1.2 功角稳定水平

B.1.2.1 静态功角稳定储备系数

B.1.2.1.1 指标定义

静态功角稳定是指电力系统受到小干扰后,不发生非周期性失步,自动恢复到起始运行状态的能力,其物理特性是指与同步力矩相关的小干扰动态稳定性,其计算的目的是应用相应的判据,确定电力系统的稳定性和输电功率极限。该指标主要用于确定电力系统的稳定性和大电源送出线、跨区或省际联络线以及电网中的薄弱断面的输送功率极限。

本指标属于实时类指标,计算对象为单个输电断面和全网。

B.1.2.1.2 计算方法

对单个断面,静态功角稳定储备系数计算如公式(B.38)所示:

$$K_P = \frac{P_{\max} - P_0}{P_0} \dots\dots\dots (B.38)$$

式中:

- K_P ——静态功角稳定储备系数;
- P_0 ——实际运行工况下功率,单位为兆瓦(MW);
- P_{\max} ——静态稳定功率极限,单位为兆瓦(MW)。

对整个电网,选取所有断面中最小的静态功角稳定储备系数,如公式(B.39)所示:

$$M_P = \min_{i=1 \dots N} (K_{P,i}) \dots\dots\dots (B.39)$$

式中:

- M_P ——全网静态功角稳定储备系数;
- N ——断面个数;
- $K_{P,i}$ ——第 i 个断面的静态功角稳定储备系数。

B.1.2.1.3 数据来源及计算周期

数据来源为电网状态估计数据,可利用在线安全分析计算断面输电极限功率。



计算周期:5 min。

B.1.2.1.4 指标评价方法

静态功角稳定储备系数划分为正常、告警、紧急三个状态,评价方法见表 B.16。

表 B.16 静态功角稳定储备系数评价方法

正常	告警	紧急
$15\% < K_p$	$10\% < K_p \leq 15\%$	$0\% < K_p \leq 10\%$
$15\% < M_p$	$10\% < M_p \leq 15\%$	$0\% < M_p \leq 10\%$

B.1.2.2 暂态功角稳定裕度

B.1.2.2.1 指标定义

电力系统的功角稳定从本质上是扰动后电磁力矩和机械力矩的动态平衡问题,与扰动的严重程度、系统机组的有功出力、关键断面的输电功率、网架结构强壮性和扰动后系统的电压支撑能力密切相关。

本指标属于实时类指标,计算对象为单个大扰动和全网。

B.1.2.2.2 计算方法

对单个扰动的暂态功角稳定裕度的计算,有两种可选的方式:

a) 定性计算

针对单个大扰动进行时域仿真,得到全网各机组的功角随时间变化的曲线,观察是否有机组发生失步。若无,则判断暂态功角稳定;若有,则判断暂态功角失稳。目前在线安全分析软件中一般将功角失稳判据设为 500° ,如公式(B.40)所示。

$$\xi = \begin{cases} 1 & , \quad \text{暂态功角稳定,全网各机组功角均小于或等于 } 500^\circ \\ 0 & , \quad \text{暂态功角失稳,全网存在机组功角大于 } 500^\circ \end{cases} \quad \dots\dots\dots (\text{B.40})$$

式中:

ξ ——单个大扰动的暂态功角稳定判断结果。

b) 定量计算

具体在某故障下,暂态功角稳定裕度求取公式根据各摆次的性质而定,当轨迹遇到最远点(FEP)时如公式(B.41)所示,当轨迹遇到动态鞍点(DSP)时如公式(B.42)所示:

$$\eta = \frac{A_{\text{dec,pot}}}{A_{\text{inc}} + A_{\text{dec,pot}}} \times 100\% \quad \dots\dots\dots (\text{B.41})$$

$$\eta = \frac{A_{\text{dec}} - A_{\text{inc}}}{A_{\text{inc}}} \times 100\% \quad \dots\dots\dots (\text{B.42})$$

式中:

η ——暂态功角稳定裕度;

$A_{\text{dec,pot}}$ ——稳定摆次的虚拟减速面积;

A_{inc} ——当前摆的动能增加面积;

A_{dec} ——当前摆的动能减小面积。

将各摆稳定裕度取最小值得到该分群模式下的轨迹稳定裕度,对所有候选分群下轨迹稳定裕度取最小值,可得到原高维系统稳定裕度,如公式(B.43)所示:

$$\xi = \min_{i=1, \dots, N_1} (\eta_i) \quad \dots\dots\dots (\text{B.43})$$

式中：
 ξ ——单个大扰动的暂态功角稳定裕度；
 N_1 ——候选分群个数；
 η_i ——第 i 个候选分群的暂态功角稳定裕度。

对整个电网，暂态功角稳定裕度为所有故障中裕度最小故障的暂态功角稳定裕度，如公式(B.44)所示，定性计算同样适用：

$$M = \min_{i=1 \dots N} (\xi_i) \dots\dots\dots (B.44)$$

式中：
 M ——全网暂态功角稳定裕度；
 N ——预想大扰动个数；
 ξ_i ——第 i 个扰动时的暂态功角稳定裕度/暂态功角稳定判断结果。

B.1.2.2.3 数据来源及计算周期

数据来源于在线安全分析计算结果。
计算周期：15 min。



B.1.2.2.4 指标评价方法

若采用定性方式计算，划分为正常、紧急两个等级，评价方法见表 B.17。

表 B.17 暂态功角稳定裕度定性方式计算评价方法

正常	紧急
1	0

若采用定量方式计算，划分为正常、告警、紧急三个等级，评价方法见表 B.18。

表 B.18 暂态功角稳定裕度定量方式计算评价方法

正常	告警	紧急
[10%，100%]	[0%，10%)	$[-\infty, 0\%)$

B.1.2.3 小扰动系统阻尼比

B.1.2.3.1 指标定义

小扰动动态功角稳定性是指系统遭受到小干扰后保持同步的能力，小扰动系统阻尼比主要用于表征系统阻尼力矩是否满足要求，判断系统的抵抗小扰动能力和存在的振荡模态。
本指标属于实时类指标，计算对象为单个振荡模态和全网。

B.1.2.3.2 计算方法

小扰动动态稳定计算多采用基于电力系统线性化模型的特征值分析法，以电网实时的运行工况为基础，结合电网安全稳定计算模型和参数，形成描述线性系统的状态方程，通过求解状态矩阵的特征值在线分析系统的动态性能。小扰动动态稳定计算分析的基本内容包括系统特征值计算、系统中主导振荡模式的阻尼比分析、系统中负阻尼或弱阻尼振荡模式的模态分析(参与因子分析、特征向量分析、特征值灵敏度分析等)等。在线小干扰分析核心指标如公式(B.45)所示：

$$\xi = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad \dots\dots\dots (B.45)$$

式中:

ξ ——阻尼比;

σ, ω ——为共轭特征值的实部和虚部,它确定了振荡幅值衰减的速度。

振荡频率定义如公式(B.46)所示:

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad \dots\dots\dots (B.46)$$

式中:

f ——该模式的振荡频率,单位为赫兹(Hz)。

振荡模态定义为,特征值的右特征向量,反映了在状态向量上观察相应的振荡时,相对振幅的大小和相位关系,可根据与某振荡模式相对应的振荡模态得出该振荡模式反映的是那些机群之间的失稳模式。

机电回路相关比 ρ_i 反映了特征值 λ_i 与变量 $\Delta\omega, \Delta\delta$ 的相关程度。在实际应用中,若对于某个特征值 λ_i ,如公式(B.47)所示,则认为 λ_i 为低频振荡模式,即机电模式。

$$\begin{cases} \rho_i \gg 1 \\ \lambda_i = \sigma_i + j\omega_i = \sigma_i + j2\pi f_i \quad f_i \in (0.2 \sim 2.5) \text{ Hz} \end{cases} \quad \dots\dots\dots (B.47)$$

式中:

ρ_i ——第 i 个振荡模式下的机电回路相关比;

λ_i ——第 i 个振荡模式下的特征值;

σ_i, ω_i ——第 i 个振荡模式下共轭特征值的实部和虚部;

f_i ——第 i 个振荡模式下的振荡频率。

对整个电网,使用所有振荡模态的阻尼比的最小值进行评价,如公式(B.48)所示:

$$M = \min_{i=1 \dots N} (\xi_i) \quad \dots\dots\dots (B.48)$$

式中:

M ——小扰动系统阻尼比;

N ——振荡模式个数;

ξ_i ——第 i 个振荡模式下阻尼比。



B.1.2.3.3 数据来源及计算周期

数据来源于在线安全分析计算结果。

计算周期:15 min。

B.1.2.3.4 指标评价方法

小扰动系统阻尼比评价方法有两种,一种是评价指定振荡模式的阻尼比,另一种方法是评价系统中的最低阻尼比。

a) 评价指定振荡模式阻尼比

实时评估指定振荡模式的阻尼比,判断是否满足小干扰稳定要求。各级电网可以根据关注的振荡模式确定扫描的频率范围。

b) 评价系统中的最低阻尼比

通过在线小干扰程序计算,筛选出满足机电回路相关比的机电振荡模态并根据参与的机群选择出需要关注的振荡模式,判断系统的最低阻尼比,并确定参与机组(与该模态强相关的机组)、最低阻尼比(表示当前断面最低阻尼比)、对应频率(为当前断面最低阻尼比对应的频率)。其中,最低阻尼比反映了小干扰稳定的程度。

根据阈值来划分为强阻尼、适宜阻尼、弱阻尼三个等级,评价方法见表 B.19。

表 B.19 小扰动系统阻尼比评价方法

强阻尼(正常)	适宜阻尼(告警)	弱阻尼(紧急)
$[0.05, +\infty)$	$[0.03, 0.05)$	$(-\infty, 0.03)$

B.1.2.4 大扰动系统阻尼比

B.1.2.4.1 指标定义

大扰动动态稳定是指电力系统受到大的扰动后,在自动调节和控制装置的作用下,保持较长过程的功角稳定性的能力,通常指电力系统受到扰动后不发生发散振荡或持续的振荡,与暂态功角稳定均是大扰动功角稳定的不同形式。

本指标属于实时类指标,计算对象为单个大扰动和全网。

B.1.2.4.2 计算方法

相比于小扰动,由于大扰动的扰动量较大,不再适用于状态方程线性化的分析方法,而需要用非线性方程来描述系统的动态过程。因此,大扰动动态稳定一般要用到时域分析法,根据大扰动后发电机转子摇摆曲线判断系统在大扰动下能否保持稳定。大扰动动态稳定的计算时间需达到 10~15 个振荡周期,根据功角摇摆曲线、有功功率振荡曲线和中枢点电压变化曲线可以确定系统的大扰动动态稳定性;进行分析时去除暂态分量的影响。

大扰动动态稳定性的判据为,在时域解上表现为系统在受到扰动后,在动态摇摆过程中发电机功角、发电机有功功率和输电线路有功功率呈衰减振荡状态,电压和频率能恢复到允许范围内。

在大扰动动态稳定分析中,时域仿真的分析方法通常采用结合 Prony 辨识的分析方法和正弦振荡曲线阻尼比分析等方法。前者通过曲线拟合进行振荡模式分析,可适用于具有多个主导振荡模式的情况;后者分析方法较简单,但只适用于分析单个主导振荡模式的情况。

当时域仿真曲线为非标准衰减正弦曲线时,可用正弦振荡曲线阻尼比分析方法求取第 N 次振荡的平均阻尼比,如公式(B.49)所示:

$$\zeta = \ln(A_i/A_{i+N})/2\pi N \dots\dots\dots (B.49)$$

式中:

ζ ——第 i 个振荡模式下的阻尼比;

A_i ——第 i 次振荡的幅值;

A_{i+N} ——第 $(i+N)$ 次振荡的幅值。

振荡次数(衰减到 10%)与阻尼比的关系见表 B.20。

表 B.20 振荡次数与阻尼比关系

阻尼比	0.2	0.1	0.05	0.03	0.02	0.015	0.01	0.005
次数	2	4	7	12	18	24	36	73

对整个电网,使用所有振荡模态的阻尼比的最小值进行评价,如公式(B.50)所示:

$$M = \min_{i=1\dots N} (\zeta_i) \dots\dots\dots (B.50)$$

式中:

M ——大扰动系统阻尼比;

N ——预想大扰动个数;

ζ_i ——第 i 个大扰动阻尼比。

B.1.2.4.3 数据来源及计算周期

数据来源于在线安全分析计算结果。

计算周期:15 min。

B.1.2.4.4 指标评价方法

根据阈值来划分为适宜阻尼、弱阻尼、负阻尼三个等级,评价方法见表 B.21。

表 B.21 大扰动系统阻尼比评价方法

适宜阻尼(正常)	弱阻尼(告警)	负阻尼(紧急)
$[0.015, +\infty)$	$[0, 0.015)$	$(-\infty, 0)$

B.1.2.5 实测低频振荡阻尼比

B.1.2.5.1 指标定义

实测低频振荡阻尼比是在动态监视系统中在线监视 220 kV 及以上电压等级重要线路、断面 PMU 测点的有功功率,并滚动计算潜在振荡模式的频率、阻尼比。

本指标属于实时类指标,计算对象为单个断面和全网。

B.1.2.5.2 计算方法

低频振荡在线滚动扫描分析利用重要线路、断面有功的相量测量装置(PMU)实测数据,采用自回归滑动平均法(ARMA 法)、改进的 Prony 法,计算系统潜在振荡模式,给出振荡模式信息,跟踪模式变化;识别主导振荡模式和参与机组;根据相位关系同调分群,给出振荡中心大致区域。

单个断面的低频振荡阻尼比计算结果用 ξ 表示。

对整个电网,使用所有监测断面的阻尼比的最小值进行评价,如公式(B.51)所示:

$$M = \min_{i=1 \dots N} (\xi_i) \quad \dots\dots\dots (B.51)$$

式中:

M ——全网低频振荡阻尼比;

N ——监测断面个数;

ξ_i ——第 i 个监测断面的阻尼比。

B.1.2.5.3 数据来源及计算周期

数据来源于 WAMS 系统计算结果。

计算周期:5 min。

B.1.2.5.4 指标评价方法

根据阈值来划分为强阻尼、适宜阻尼、弱阻尼三个等级,评价方法见表 B.22。

表 B.22 实测低频振荡阻尼比评价方法

强阻尼(正常)	适宜阻尼(告警)	弱阻尼(紧急)
$[0.05, +\infty)$	$[0.03, 0.05)$	$(-\infty, 0.03)$

B.1.3 电压稳定水平

B.1.3.1 多馈入直流有效短路比

B.1.3.1.1 指标定义

对于交流电力系统,短路容量是描述电网电压强度的一个量值。短路容量值大,表明所考察的短路点至系统(等值)电源之间的阻抗小,系统(等值)电源对所考察节点的电压支撑强;短路容量值小,则表示系统弱。因此,交流系统的短路容量可以看作是描述系统强弱的一个“绝对”量化指标。

短路比(SCR)是描述交流系统“相对”强弱的一个常用量化指标,是指被考察节点处的短路容量与有关设备额定容量的比值。基本的 SCR 给出了交流系统的固有相对强度,应用该指标可以评估设备投入时对系统运行影响的大小。短路比大,意味着设备投入或运行状态变化对系统的影响小。

在多馈入直流系统中,各逆变站短路比的计算需要统筹考虑所有落点于受端交流电网直流输电系统的综合作用,其他直流输电系统的影响通过对应的多馈入相互作用因子与其额定直流功率乘积来表示。

本指标属于实时类指标,计算对象为单个直流和全网。

B.1.3.1.2 计算方法

多馈入短路比(MISCR)指标定义如公式(B.52)所示:

$$\text{MISCR}_i = \frac{S_{ac,i} - Q_{cn}}{P_{deq,i}} = \frac{S_{ac,i} - Q_{cn}}{P_{d,i} + \sum_{j,j \neq i}^n \text{MIIF}_{ji} P_{d,j}} \quad \dots\dots\dots (\text{B.52})$$

式中:

MISCR ——多馈入短路比;

S_{ac} ——换流母线短路容量,单位为兆伏安(MVA);

Q_{cn} ——交流滤波器投入容量,单位为兆乏(Mvar);

P_{deq} ——考虑其他直流影响的等值功率,单位为兆瓦(MW);

i ——直流编号;

P_d ——直流运行功率,单位为兆瓦(MW);

j ——直流编号;

MIIF ——多馈入影响因子。

MIIF 定义为:在第 i 回直流系统换流母线上投入小容量电抗器,使得该母线电压降落幅度恰好为 1%,其他直流系统换流母线电压变化量与第 i 回直流系统换流母线电压 1%变化量的比值,如公式(B.53)所示:

$$\text{MIIF}_{ji} = \frac{\Delta U_j}{\Delta U_i} \quad \dots\dots\dots (\text{B.53})$$

式中:

MIIF_{ji} ——其他直流系统换流母线电压变化量与第 i 回直流系统换流母线电压 1%变化量的比值;

ΔU_j ——第 j 回直流系统换流母线电压变化量($j \neq i$);

ΔU_i ——第 i 回直流系统换流母线电压 1%变化量。

为了简化 MIIF 指标的计算,根据不同直流换流母线对应节点的互阻抗和自阻抗近似计算,如公式(B.54)所示:

$$\text{MIIF}_{ji} = \frac{\Delta U_j}{\Delta U_i} \approx \frac{Z_{eq,ij}}{Z_{eq,ii}} \quad \dots\dots\dots (\text{B.54})$$

式中：

$Z_{eq,ii}$ ——直流系统 i 馈入换流母线对应的自阻抗；

$Z_{eq,ij}$ ——直流系统 i 和直流系统 j 馈入换流母线对应的互阻抗。

对整个电网,使用所有受入直流的多馈入直流阻尼比最小值进行评价,如公式(B.55)所示：

$$M = \min_{i=1 \dots N} (MISCR_i) \quad \dots\dots\dots (B.55)$$

式中：

M ——全网多馈入直流短路比；

N ——受入直流个数；

$MISCR_i$ ——直流系统 i 的多馈入短路比。

B.1.3.1.3 数据来源及计算周期

数据来源于在线安全分析计算结果。

计算周期:5 min。

B.1.3.1.4 指标评价方法

根据阈值来划分为强系统、一般系统、弱系统三个等级,评价方法见表 B.23。

表 B.23 多馈入直流有效短路比评价方法

强系统(正常)	弱系统(告警)	极弱系统(紧急)
$[3, +\infty)$	$[2, 3)$	$[0, 2)$

B.1.3.2 静态电压稳定储备系数

B.1.3.2.1 指标定义

电力系统的电压稳定性是指系统受到小或大的扰动后,系统电压能够保持或恢复到允许的范围內,不发生电压崩溃的能力。

本指标属于实时类指标,计算对象为负荷中心的受电断面和全网。

B.1.3.2.2 计算方法

针对多机系统的静态电压稳定分析主要采用连续潮流法。

静态电压稳定有功功率稳定裕度计算如公式(B.56)所示：

$$K_P = \frac{P_{\max} - P_0}{P_0} \quad \dots\dots\dots (B.56)$$

式中：

K_P ——静态电压稳定储备系数；

P_{\max} ——静态电压稳定功率极限,单位为兆瓦(MW)；

P_0 ——实际运行工况下功率,单位为兆瓦(MW)。

对整个电网,使用所有监测断面的静态电压稳定储备系数的最小值进行评价,如公式(B.57)所示：

$$M = \min_{i=1 \dots N} (K_{P,i}) \quad \dots\dots\dots (B.57)$$

式中：

M ——全网静态电压稳定储备系数；

N ——监测断面个数；

$K_{P,i}$ ——第 i 个监测断面的静态电压稳定储备系数。

B.1.3.2.3 数据来源及计算周期

数据来源于在线安全分析计算结果。
计算周期:5 min。

B.1.3.2.4 指标评价方法

静态电压稳定储备系数划分为正常、告警、紧急三个等级,评价方法见表 B.24。



表 B.24 静态电压稳定储备系数评价方法

正常	告警	紧急
$8\% < K_P$	$5\% < K_P \leq 8\%$	$0\% < K_P \leq 5\%$
$8\% < M$	$5\% < M \leq 8\%$	$0\% < M \leq 5\%$

B.1.3.3 暂态电压稳定水平

B.1.3.3.1 指标定义

暂态电压稳定是指系统受到大扰动后,不发生电压崩溃的能力。
本指标属于实时类指标,计算对象为单个大扰动及整个电网。

B.1.3.3.2 计算方法

针对暂稳计算故障集,判断扰动后 10 s 处负荷母线的电压恢复情况,并与判据(0.8p.u.)进行比较,如公式(B.58)所示:

$$K_v = \frac{V - 0.8}{0.8} \dots\dots\dots (B.58)$$

式中:
 K_v ——暂态电压稳定系数;
 V ——扰动后 10 s 处的母线电压。

对整个电网,使用所有扰动下暂态电压稳定水平的最小值进行评价,如公式(B.59)所示:

$$M = \min_{i=1 \dots N} (K_{v,i}) \dots\dots\dots (B.59)$$

式中:
 M ——全网暂态电压稳定水平;
 N ——预想大扰动的个数;
 $K_{v,i}$ ——第 i 个大扰动后的暂态电压稳定系数。

B.1.3.3.3 数据来源及计算周期

数据来源于在线安全分析计算结果。
计算周期:15 min。

B.1.3.3.4 指标评价方法

根据暂态电压稳定水平划分为正常、告警、紧急三个等级,评价方法见表 B.25。

表 B.25 暂态电压稳定水平评价方法

正常	告警	紧急
$[5\%, +\infty)$	$[0, 5\%)$	$[-1, 0)$

B.1.3.4 暂态过电压安全裕度

B.1.3.4.1 指标定义

暂态过电压是指快速突升的高电压脉冲,暂态过电压不仅决定系统的电力设备绝缘水平,也威胁设备的安全运行。

本指标属于实时类指标,计算对象为单个大扰动及整个电网。

B.1.3.4.2 计算方法

暂态过电压可采用暂态稳定分析程序,计算特定故障下母线的过电压水平。

通过在线计算预想故障下母线的暂态过电压水平,并与设备允许的暂态过电压值进行比较,计算得到暂态过电压安全裕度,如公式(B.60)所示:

$$R_T = \left(1 - \frac{U}{U_{\max}}\right) \times 100\% \quad \dots\dots\dots (B.60)$$

式中:

R_T ——暂态过电压安全裕度;

U ——暂态最高电压;

U_{\max} ——暂态过电压允许值。

对整个电网,使用所有扰动下暂态过电压安全裕度的最小值进行评价,如公式(B.61)所示:

$$M = \min_{i=1\dots N} (R_{T,i}) \quad \dots\dots\dots (B.61)$$

式中:

M ——全网暂态过电压安全裕度;

N ——预想大扰动的个数;

$R_{T,i}$ ——第 i 个大扰动下的暂态过电压安全裕度。

B.1.3.4.3 数据来源及计算周期

数据来源于在线安全分析计算结果。

计算周期:15 min。

B.1.3.4.4 指标评价方法

根据暂态过电压水平,将暂态过电压安全裕度划分为正常、告警、紧急三个状态,评价方法见表 B.26。

表 B.26 暂态过电压安全裕度评价方法

正常	告警	紧急
$5\% < R_T$	$0\% < R_T \leq 5\%$	$R_T \leq 0\%$
$5\% < M$	$0\% < M \leq 5\%$	$M \leq 0\%$

B.1.3.5 稳态过电压安全裕度

B.1.3.5.1 指标定义

稳态过电压是指系统发生大扰动后,母线电压经历暂态过程后达到的稳态值。
本指标属于实时类指标,计算对象为单个大扰动及整个电网。

B.1.3.5.2 计算方法

通过在线计算预想故障下母线的稳态过电压水平,并与设备允许的稳态过电压值进行比较,计算得到稳态过电压安全裕度,如公式(B.62)所示:

$$R_s = \left(1 - \frac{U}{U_{\max}}\right) \times 100\% \quad \dots\dots\dots (B.62)$$

式中:
 R_s ——稳态过电压安全裕度;
 U ——故障后稳态电压;
 U_{\max} ——稳态过电压允许值。

对整个电网,使用所有扰动下稳态过电压安全裕度的最小值进行评价,如公式(B.63)所示:

$$M = \min_{i=1,\dots,N} (R_{s,i}) \quad \dots\dots\dots (B.63)$$

式中:
 M ——全网稳态过电压安全裕度;
 N ——预想大扰动的个数;
 $R_{s,i}$ ——第 i 个大扰动下的稳态过电压安全裕度。

B.1.3.5.3 数据来源及计算周期

数据来源于在线安全分析计算结果。
计算周期:15 min。

B.1.3.5.4 指标评价方法

根据稳态过电压水平,将稳态过电压安全裕度划分为正常、告警、紧急三个状态,评价方法见表 B.27。

表 B.27 稳态过电压安全裕度评价方法

正常	告警	紧急
$5\% < R_s$	$0\% < R_s \leq 5\%$	$R_s \leq 0\%$
$5\% < M$	$0\% < M \leq 5\%$	$M \leq 0\%$

B.1.4 频率稳定水平

B.1.4.1 系统转动惯量

B.1.4.1.1 指标定义

惯性是电力系统的固有属性,表现为系统对外来干扰引起能量波动的阻抗作用,是系统安全稳定运行的基础保障。电力系统的惯性通常由并网同步旋转的质量(转子、轴系、齿轮等)存储的动能提供,并且体现在系统“有功-频率动态过程”中,这里采用系统转动惯量这一指标进行表征。

本指标属于实时类指标,计算对象为同步电网。

B.1.4.1.2 计算方法

系统通过实时感知网内常规机组的运行状态(并网/停运),结合机组动态参数库(机组惯性时间常数),可实现同步电网系统转动惯量的全景化监视。根据电网调度控制系统中常规机组的开机状态,计算系统转动惯量,如公式(B.64)所示:

$$J_{\Sigma} = \sum_{i=1}^N \frac{P_{G,i} T_{J,i}}{\omega_0^2} \quad \dots\dots\dots (B.64)$$

式中:

J_{Σ} ——同步电网的系统转动惯量;

N ——机组个数;

$P_{G,i}$ ——机组 i 的额定容量,单位为兆瓦(MW);

$T_{J,i}$ ——机组 i 的惯性时间常数;

ω_0 ——角速度。

a) 计算系统所需的最小转动惯量

对于送受端电网而言,确定系统所需的最小转动惯量的约束并不一致。对于送端电网,频率稳定主要制约故障为特高压直流闭锁后的系统暂态高频问题。综合考虑负荷动态特性,为确保直流闭锁、安控正确动作前不触发系统高频防线,系统最小转动惯量计算如公式(B.65)所示:

$$J_{\min} = \frac{t_c}{\omega_0 \ln\left(1 + \frac{\Delta f_{\max}}{f_0}\right)} (k_1 \Delta P^2 + k_2 \Delta P) \quad \dots\dots\dots (B.65)$$

式中:

J_{\min} ——送端电网系统最小转动惯量;

t_c ——安控动作时间,一般取 300 ms;

k_1, k_2 ——通过系统仿真得到的负荷波动特性修正项参数;

ΔP ——系统负荷突变带来的扰动;

Δf_{\max} ——不触发高频防线的最大频率偏差;

f_0 ——额定频率 50 Hz。

对于受端电网,频率稳定主要制约故障为特高压直流闭锁后的系统低频问题,其系统最小转动惯量可通过不触发低频减载装置动作作为校核边界获取。综合考虑负荷动态特性、一次调频特性,为确保直流闭锁情况下不触发系统低频减载动作,系统最小转动惯量可通过下式给出,如公式(B.66)所示。

$$J_{\min 1} = \frac{K_G P_{G0} P_{e0} T}{\omega_0^2} \left[\frac{(K_G P_{G0} + K_L P_{e0}) \Delta f_m}{f_0 \Delta P} - 1 \right]^{-2} e^{2at_m} \quad \dots\dots\dots (B.66)$$

式中:

$J_{\min 1}$ ——受端电网不触发系统低频减载动作对应的最小转动惯量;

K_G ——机组频率调节系数,取近期故障数据的辨识值(典型值 $K_G = 25$);

P_{G0} ——运行机组额定容量之和;

P_{e0} ——系统功率扰动时的系统负荷;

T ——一次调频响应时间,取以往故障数据的辨识值(典型值 $T = 3$);

K_L ——负荷的频率系数,取近期故障数据的辨识值(典型值 $K_L = 1.5$);

ΔP ——电网可能发生的最大功率缺额;

t_m ——频率最低点的时刻。

此外,受端电网出现大功率缺额后,若惯量不足导致频率变化率过大可能造成分布式电源连锁脱

网,导致频率进一步恶化。因此,对于分布式光伏装机较大的受端电网,需综合考虑不触发低频减载装置动作和最大频率变化率等要求,进而确定系统正常运行需要的最小转动惯量,如公式(B.67)所示:

$$J_{\min 2}=\frac{\Delta P}{\omega_0^2} \frac{f_0}{\text{RoCoF}} \quad \cdots \cdots \cdots \text{(B.67)}$$

式中:
 $J_{\min 2}$ ——受端电网满足最大频率变化率要求对应的最小转动惯量;
 ΔP ——电网可能发生的最大功率缺额;
 ω_0 ——角速度;
 f_0 ——额定频率 50 Hz;
RoCoF——系统(分布式电源)最大可承受的频率变化率。

受端电网综合考虑上述两项情况后,可得系统正常运行需要的最小转动惯量,如公式(B.68)所示:

$$J_{\min }=\max \left(J_{\min 1}, J_{\min 2}\right) \quad \cdots \cdots \cdots \text{(B.68)}$$

式中:
 $J_{\min }$ ——受端电网系统最小转动惯量;
 $J_{\min 1}$ ——受端电网不触发系统低频减载动作对应的最小转动惯量;
 $J_{\min 2}$ ——受端电网满足最大频率变化率要求对应的最小转动惯量。

b) 指标评价

系统转动惯量裕度计算,如公式(B.69)所示:

$$P_J=\frac{J_{\Sigma}-J_{\min }}{J_{\min }} \times 100 \% \quad \cdots \cdots \cdots \text{(B.69)}$$

式中:
 P_J ——转动惯量裕度;
 J_{Σ} ——同步电网的系统转动惯量;
 $J_{\min }$ ——受端电网系统最小转动惯量。

B.1.4.1.3 数据来源及计算周期

常规机组惯性时间常数来源于电网调度控制系统。
计算周期:5 min。

B.1.4.1.4 指标评价方法

根据系统转动惯量裕度将系统运行状态划分为正常、告警、紧急三个状态,评价方法见表 B.28。

表 B.28 系统转动惯量裕度评价方法

正常	告警	紧急
$10 \% \leq P_J$	$0 \% \leq P_J < 10 \%$	$P_J < 0 \%$

B.1.4.2 暂态频率安全裕度

B.1.4.2.1 指标定义

系统发生大的功率不平衡时,需要进行频率稳定计算。计算中考虑可能出现的最大功率缺额或功率过剩,例如,系统中最大的(或几个)发电机切除、系统联络线断开、直流双极闭锁等事件发生。频率稳定的判断是扰动后系统频率能迅速恢复到额定频率附近继续运行,不发生频率崩溃,也不使事件后的系

统频率长期悬浮于某一过高或过低的数值。在线计算中,通常使用暂态最低/最高频率衡量同步电网的暂态频率稳定性。

本指标属于实时类指标,计算对象为区域电网。

B.1.4.2.2 计算方法

通过在线计算预想故障下暂态频率水平,并与电网允许的最低/最高暂态频率值进行比较,计算得到暂态频率安全裕度。对一个同步电网,一般考虑可能出现的最大功率缺额或功率过剩即可,如公式(B.70)、公式(B.71)所示:

$$\eta_{f,\text{transf}}^{\text{low}} = \left(1 - \frac{f_N - f_{\text{transf}}^{\text{low}}}{f_N - f_{\text{min}}}\right) \times 100\% \quad \text{..... (B.70)}$$

$$\eta_{f,\text{transf}}^{\text{high}} = \left(1 - \frac{f_{\text{transf}}^{\text{high}} - f_N}{f_{\text{max}} - f_N}\right) \times 100\% \quad \text{..... (B.71)}$$

式中:

$\eta_{f,\text{transf}}^{\text{low}}$ ——最大功率缺额预想故障下的暂态频率安全裕度;

f_N ——系统额定频率;

$f_{\text{transf}}^{\text{low}}$ ——最大功率缺额预想故障下计算得到的暂态最低频率(对于功率损失故障);

f_{min} ——系统允许的暂态最低频率;

$\eta_{f,\text{transf}}^{\text{high}}$ ——最大功率过剩预想故障下的暂态频率安全裕度;

$f_{\text{transf}}^{\text{high}}$ ——最大功率过剩预想故障下计算得到的暂态最高频率(对于负荷损失故障);

f_{max} ——系统允许的暂态最高频率。

在线计算中, f_{min} 、 f_{max} 按不触发系统低频减载、高频切机动作来考虑,并注意与系统中运行机组及其辅机的低频/过频保护配合。

B.1.4.2.3 数据来源及计算周期

暂态最低、最高频率来源于在线安全分析计算结果。

计算周期:5 min。

B.1.4.2.4 指标评价方法

根据阈值来划分为正常、告警、紧急三个等级,评价方法见表 B.29。

表 B.29 暂态频率安全裕度评价方法

正常	告警	紧急
10%~100%	0~10%	<0%

B.1.5 短路电流水平

B.1.5.1 单相短路电流安全裕度

B.1.5.1.1 指标定义

单相短路电流安全裕度,反映母线单相短路情况下短路电流距离或偏离断路器开断能力和相关设备设计的短路电流耐受能力的程度。

本指标属于实时类指标,计算对象为单条母线和全网。

B.1.5.1.2 计算方法

对于某母线,单相短路电流安全裕度计算如公式(B.72)所示:

$$\eta_{sc}^{sp} = \left(1 - \frac{I_{sc}^{sp}}{I_{brk,max}}\right) \times 100\% \dots\dots\dots (B.72)$$

式中:

- η_{sc}^{sp} ——母线单相短路电流安全裕度;
- I_{sc}^{sp} ——母线单相短路电流;
- $I_{brk,max}$ ——母线处断路器的遮断容量。

对于整个电网,取所有母线单相短路电流安全裕度的最小值作为全网的评价依据,如公式(B.73)所示:

$$F_{sc}^{sp} = \min_{i=1\dots N} (\eta_{sc,i}^{sp}) \dots\dots\dots (B.73)$$

式中:

- F_{sc}^{sp} ——全网母线单相短路电流安全裕度;
- N ——母线条数;
- $\eta_{sc,i}^{sp}$ ——第*i*条母线的单相短路电流安全裕度。

B.1.5.1.3 数据来源及计算周期

数据来源于在线安全分析计算结果。
计算周期:5 min。

B.1.5.1.4 指标评价方法

单条母线单相短路电流安全裕度根据 η_{sc}^{sp} 划分为正常、告警、紧急三个状态,评价方法见表 B.30。

表 B.30 单条母线单相短路电流安全裕度评价方法

正常	告警	紧急
[10%,100%]	[0%,10%)	<0%

全网母线单相短路电流安全裕度根据 F_{sc}^{sp} 划分为正常、告警、紧急三个状态,评价方法见表 B.31。

表 B.31 全网母线单相短路电流安全裕度评价方法

正常	告警	紧急
[10%,100%]	[0%,10%)	<0%

B.1.5.2 三相短路电流安全裕度

B.1.5.2.1 指标定义

三相短路电流安全裕度,反映母线三相短路情况下短路电流距离或偏离断路器开断能力和相关设备设计的短路电流耐受能力的程度。
本指标属于实时类指标,计算对象为单条母线和全网。

B.1.5.2.2 计算方法

对于某母线,三相短路电流安全裕度计算如公式(B.74)所示:

$$\eta_{sc}^{ip} = \left(1 - \frac{I_{sc}^{ip}}{I_{brk, max}}\right) \times 100\% \quad \dots\dots\dots (B.74)$$

式中：

η_{sc}^{ip} ——母线三相短路电流安全裕度；

I_{sc}^{ip} ——母线三相短路电流；

$I_{brk, max}$ ——母线处断路器的遮断容量。

对于整个电网,取所有母线三相短路电流安全裕度的最小值作为全网的评价依据,如公式(B.75)所示：

$$F_{sc}^{ip} = \min_{i=1, \dots, N} (\eta_{sc, i}^{ip}) \quad \dots\dots\dots (B.75)$$

式中：

F_{sc}^{ip} ——全网母线三相短路电流安全裕度；

N ——母线条数；

$\eta_{sc, i}^{ip}$ ——第 i 条母线的三相短路电流安全裕度。

B.1.5.2.3 数据来源及计算周期

数据来源于在线安全分析计算结果。

计算周期:5 min。

B.1.5.2.4 指标评价方法



单条母线三相短路电流安全裕度根据 η_{sc}^{ip} 划分为正常、告警、紧急三个状态,评价方法见表 B.32。

表 B.32 单条母线三相短路电流安全裕度评价方法

正常	告警	紧急
$[10\%, 100\%]$	$[0\%, 10\%)$	$<0\%$

全网母线三相短路电流安全裕度根据 F_{sc}^{ip} 划分为正常、告警、紧急三个状态,评价方法见表 B.33。

表 B.33 全网母线三相短路电流安全裕度评价方法

正常	告警	紧急
$[10\%, 100\%]$	$[0\%, 10\%)$	$<0\%$

B.2 平衡调节类

B.2.1 平衡能力

B.2.1.1 旋转备用

B.2.1.1.1 指标定义

电网旋转备用指电网实时运行过程中,为应对负荷波动、单台大机组跳闸、单一电网元件故障导致的多台大机组失去、直流闭锁冲击,由电力调度部门安排的 10 min 内能够全部调出、不受电网稳定限额约束且能至少持续 1 h 的预留发电容量。其来源原则上是已运行机组剩余发电容量。

本指标属于实时类指标,计算对象为区域、省级电网。

B.2.1.1.2 计算方法

省调可将省内电网按 500 kV/220 kV 电磁环网开环的标准,划分为若干分区,并分别计算各分区备用。根据分区装机、负荷等情况,将其分为电源送出片区和非电源送出片区两大类。计算全省备用时,非电源送出片区提供片区全部备用,电源送出片区提供考虑断面限制的片区备用,如公式(B.76)所示:

$$R_{\text{省}} = \sum_i R_i^{\text{非电源送出片区}} + \sum_j \min[(R_j^{\text{电源送出片区}}, P_{L,j} - P_{LR,j})] \quad \dots\dots\dots (\text{B.76})$$

式中:

$R_{\text{省}}$ ——省级电网备用,单位为兆瓦(MW);

$R_i^{\text{非电源送出片区}}$ ——第 i 个非电源送出片区备用,单位为兆瓦(MW);

$R_j^{\text{电源送出片区}}$ ——第 j 个电源送出片区备用,单位为兆瓦(MW);

$P_{L,j}$ ——第 j 个电源送出片区最大外送能力,单位为兆瓦(MW);

$P_{LR,j}$ ——第 j 个电源送出片区实际外送功率,单位为兆瓦(MW)。

省调完成省内备用计算后,区域电网根据各省备用和直调机组情况,计算区域电网备用,如公式(B.77)所示:

$$R^{\text{区域}} = \sum_i R_i^{\text{省}} + R^{\text{区域直调}} \quad \dots\dots\dots (\text{B.77})$$

式中:

$R^{\text{区域}}$ ——区域电网备用,单位为兆瓦(MW);

$R_i^{\text{省}}$ ——第 i 省的备用,单位为兆瓦(MW);

$R^{\text{区域直调}}$ ——区域电网直调机组提供的备用,单位为兆瓦(MW)。如各省调在计算省内备用时,已考虑区域电网直调机组提供的备用,则在计算区域电网备用时, $R^{\text{区域直调}}$ 取 0;如省调计算省内备用时,未考虑区域电网直调机组提供的备用,则 $R^{\text{区域直调}}$ 取区域电网直调机组备用之和。

计算机组备用时,一般只考虑火电、常规水电、抽蓄机组提供的备用,不计风电、光伏、核电、径流式水电机组提供的备用,如公式(B.78)所示:

$$R = P_s - P_{\text{resist}} - P_{\text{real}} \quad \dots\dots\dots (\text{B.78})$$

式中:

R ——机组提供的备用,单位为兆瓦(MW);

P_s ——机组额定容量,单位为兆瓦(MW);

P_{resist} ——考虑水头和机组缺陷等因素的机组受阻电力,单位为兆瓦(MW);

P_{real} ——机组实际出力,单位为兆瓦(MW)。

各省级/区域电网根据本电网相关规定,自行规定所需的最小运行备用容量 R_{\min} 。定义实际备用占规定需求备用的比例,如公式(B.79)所示:

$$P = \frac{R}{R_{\min}} \times 100\% \quad \dots\dots\dots (\text{B.79})$$

式中:

P ——省级/区域实际备用占规定需求最小备用的比例;

R ——省级/区域电网备用,单位为兆瓦(MW);

R_{\min} ——省级/区域电网所需最小运行备用容量,单位为兆瓦(MW)。

B.2.1.1.3 数据来源及计算周期

各类备用由各级调度机构计算。



计算周期:30 s。

B.2.1.1.4 指标评价方法

根据阈值划分为正常、告警、紧急三个状态,评价方法见表 B.34。

表 B.34 旋转备用评价方法

正常	告警	紧急
$P \geq 1.1$	$1 \leq P < 1.1$	$P < 1$

B.2.1.2 负备用

B.2.1.2.1 指标定义

负备用指为应对负荷向下偏差、清洁能源超预期发电、外送通道突然失去等突发情况,由电力调度部门安排的预留机组下调容量。其一般由运行机组出力与最低可调出力间可下调的发电容量组成,特殊情况下可纳入有抽水空间抽蓄机组、可应急调停机组等。

本指标属于实时类指标,计算对象为区域、省级电网。

B.2.1.2.2 计算方法

负备用计算如公式(B.80)所示:

$$R_{\text{neg}}^{\text{区域}} = \sum_i R_{\text{neg},i}^{\text{省}} + R_{\text{neg}}^{\text{区域直调}} \quad \dots\dots\dots (\text{B.80})$$

式中:

$R_{\text{neg}}^{\text{区域}}$ ——区域电网负备用,单位为兆瓦(MW);

$R_{\text{neg},i}^{\text{省}}$ ——第 i 省的负备用,单位为兆瓦(MW);

$R_{\text{neg}}^{\text{区域直调}}$ ——区域电网直调机组提供的负备用,单位为兆瓦(MW)。如各省调在计算省内负备用时,已考虑区域电网直调机组提供的负备用,则计算区域电网负备用时, $R_{\text{neg}}^{\text{区域直调}}$ 取 0;如省调计算省内负备用时,未考虑区域电网直调机组提供的负备用,则 $R_{\text{neg}}^{\text{区域直调}}$ 取区域电网直调机组负备用之和。

计算机组负备用时,一般只考虑火电、常规水电、抽蓄机组提供的负备用,不计风电、光伏、核电、径流式水电机组提供的负备用,如公式(B.81)所示:

$$R_{\text{neg}} = P_{\text{real}} - P_{\text{resist,neg}} - P_{\text{min}} \quad \dots\dots\dots (\text{B.81})$$

式中:

R_{neg} ——机组负备用,单位为兆瓦(MW);

P_{real} ——机组实际出力,单位为兆瓦(MW);

$P_{\text{resist,neg}}$ ——考虑弃水风险和供热保障限制等因素的机组向下调节受阻电力,单位为兆瓦(MW);

P_{min} ——机组最低技术出力,单位为兆瓦(MW)。

省调可将省内电网按 500 kV/220 kV 电磁环网开环的标准,划分为若干分区,并分别计算各分区负备用。计算全省负备用时,按各片区提供片区全部负备用进行计算,如公式(B.82)所示:

$$R_{\text{neg}}^{\text{省}} = \sum_i R_{\text{neg},i} \quad \dots\dots\dots (\text{B.82})$$

式中:

$R_{\text{neg}}^{\text{省}}$ ——省级电网负备用,单位为兆瓦(MW);

$R_{\text{neg},i}$ ——第 i 个分区电网负备用,单位为兆瓦(MW)。

各省级/区域电网根据本电网相关规定,自行规定所需的最小负备用容量 $R_{\text{neg,min}}$ 。定义实际负备用占规定需求最小负备用的比例,如公式(B.83)所示:

$$P = \frac{R_{\text{neg}}}{R_{\text{neg,min}}} \times 100\% \quad \dots\dots\dots (\text{ B.83 })$$

式中:
 P ——省级/区域实际负备用占规定需求最小负备用的比例;
 R_{neg} ——省级/区域电网负备用,单位为兆瓦(MW);
 $R_{\text{neg,min}}$ ——省级/区域电网所需最小负备用容量,单位为兆瓦(MW)。

B.2.1.2.3 数据来源及计算周期

各类备用由各级调度机构计算。
计算周期:30 s。

B.2.1.2.4 指标评价方法

根据阈值划分为正常、告警两个状态,评价方法见表 B.35。

表 B.35 负备用评价方法

正常	告警
$P \geq 1$	$P < 1$

B.2.1.3 可调度负荷

B.2.1.3.1 指标定义

可调度负荷容量反映可以根据电网运行需要或调度指令灵活调整的负荷值。
本指标属于实时类指标,计算对象为区域、省级电网。

B.2.1.3.2 计算方法

使用实际可调度负荷容量与应有可调度负荷容量的比率评价可调度负荷,如公式(B.84)所示:

$$K = \left(\frac{Q_k}{Q_e} \right) \times 100\% \quad \dots\dots\dots (\text{ B.84 })$$

式中:
 K ——可调度负荷比例;
 Q_k ——实际可调度负荷值;
 Q_e ——应有可调度负荷容量,其值由各区域电网、省级电网根据对可调度负荷的定位和需求自行确定。

B.2.1.3.3 数据来源及计算周期

数据来源于电网调度控制系统。
计算周期:30 s。

B.2.1.3.4 指标评价方法

根据阈值划分为正常、告警、紧急三个状态,评价方法见表 B.36。



表 B.36 可调度负荷评价方法

正常	告警	紧急
$K \geq 1.2$	$1 \leq K < 1.2$	$K < 1$

B.2.1.4 超短期平衡裕度

B.2.1.4.1 指标定义

反映电网超短期(15 min~4 h)预测平衡裕度,主要指向上调节平衡裕度。

本指标属于预测类指标,计算对象为区域、省级电网。

B.2.1.4.2 计算方法

向上调节平衡裕度:省调可将省内电网按 500 kV/220 kV 电磁环网开环的标准,划分为若干分区,并分别计算各分区平衡裕度。根据分区装机、负荷等情况,将其分为电源送出片区和非电源送出片区两大类。计算全省平衡裕度时,非电源送出片区计算片区全部平衡裕度,电源送出片区计算考虑断面限制的片区平衡裕度,如公式(B.85)所示:

$$M_{\text{省}} = \sum_i M_i^{\text{非电源送出片区}} + \sum_j \min[(M_j^{\text{电源送出片区}}, P_{L,j} - P_{LP,j})] \quad \dots\dots\dots (\text{B.85})$$

式中:

$M_{\text{省}}$ ——省级电网平衡裕度;

$M_i^{\text{非电源送出片区}}$ ——第 i 个非电源送出片区平衡裕度;

$M_j^{\text{电源送出片区}}$ ——第 j 个电源送出片区平衡裕度;

$P_{L,j}$ ——第 j 个电源送出片区最大外送能力;

$P_{LP,j}$ ——第 j 个电源送出片区计划外送电力。

省调完成省内平衡裕度计算后,区域电网根据各省平衡裕度和直调机组情况,计算区域电网平衡裕度,如公式(B.86)所示:

$$M_{\text{区域}} = \sum_i M_i^{\text{省}} + M_{\text{R}}^{\text{区域直调}} \quad \dots\dots\dots (\text{B.86})$$

式中:

$M_{\text{区域}}$ ——区域电网平衡裕度;

$M_i^{\text{省}}$ ——第 i 省的平衡裕度;

$M_{\text{R}}^{\text{区域直调}}$ ——区域电网直调机组提供的平衡裕度。如各省调在计算省内平衡裕度时,已考虑区域电网直调机组提供的平衡裕度,则在计算区域电网平衡裕度时, $M_{\text{R}}^{\text{区域直调}}$ 取 0;如省调计算省内平衡裕度时,未考虑区域电网直调机组提供的平衡裕度,则 $M_{\text{R}}^{\text{区域直调}}$ 取区域电网直调机组提供的平衡裕度之和。

计算机组提供的平衡裕度时,一般只考虑火电、常规水电、抽蓄机组,不计风电、光伏、核电、径流式水电机组提供的平衡裕度,如公式(B.87)所示:

$$M_{\text{R}} = P_{\text{S}} - P_{\text{resist}} - P_{\text{P}} \quad \dots\dots\dots (\text{B.87})$$

式中:

M_{R} ——机组提供的平衡裕度;

P_{S} ——机组额定容量;

P_{resist} ——考虑水头和机组缺陷等因素的机组受阻电力;

P_{P} ——机组计划出力。

电网超短期平衡裕度计算如公式(B.88)所示：

$$P = \frac{M}{M_{\min}} \times 100\% \dots\dots\dots (B.88)$$

式中：
P ——省级/区域电网平衡裕度占所需最小平平衡裕度的比例；
M ——省级/区域电网平衡裕度；
M_{min} ——省级/区域电网所需最小平平衡裕度。

B.2.1.4.3 数据来源

数据来源于电网调度控制系统。

B.2.1.4.4 指标评价方法

计算值根据阈值归化后划分为正常、告警、紧急三个等级,评价方法见表 B.37。

表 B.37 超短期平衡裕度评价方法

正常	告警	紧急
≥1.1	[1,1.1)	<1

B.2.2 调节能力-电压调节能力

B.2.2.1 指标定义

稳态可调电压幅度作为表征区域母线电压可调的重要指标,可反映区域内电压可调程度和无功电压支撑能力。指标越大则表示区域无功充足,电压可调程度高,电压保持稳定能力越强,反之则电压保持稳定能力较差。电压调整具有升降两个方向,因此可将稳态可调电压幅度分为稳态可上调电压幅度和稳态可下调电压幅度两个指标。

本指标属于实时类指标,计算对象为单条母线和整个电网。

B.2.2.2 计算方法

母线可上调电压裕度指标定义,如公式(B.89)所示：

$$K_{bs}^{up} = \frac{\sum_{i=1}^m S_{u-b}^i [\min(Q_u^{i,max} - Q_u^i), Q_u^{i,step}] + \sum_{i=1}^n S_{c-b}^i Q_c^i + \sum_{i=1}^k S_{t-b}^i T_t^i}{V_{up} - V_{dn}} \dots\dots\dots (B.89)$$

式中：
K_{bs}^{up} ——母线稳态可上调电压裕度；
m ——和计算母线存在耦合灵敏度的机组个数；
S_{u-b}ⁱ ——机组对母线电压影响灵敏度；
Q_uⁱ ——机组的当前无功；
Q_u^{i,max} ——机组的无功最大值；
Q_u^{i,step} ——机组的无功单次调节最大步长；
n ——和计算母线存在耦合灵敏度的电容器/电抗器个数；
S_{c-b}ⁱ ——电容器/电抗器对母线电压影响灵敏度；
Q_cⁱ ——电容器/电抗器的容量；

- k ——和计算母线存在耦合灵敏度的主变分接头个数；
 S_{t-b}^i ——主变分接头无功或挡位对母线电压影响灵敏度；
 T_t^i ——变压器分接头的最小有效挡位(考虑主变并联对挡、滑挡等因素)；
 V_{up} ——母线电压的上限值；
 V_{dn} ——母线电压的上下限值。

同理,母线可下调电压裕度指标定义,如公式(B.90)所示:

$$K_{bs}^{dn} = \frac{\sum_{i=1}^m S_{u-b}^i [\min(Q_u^i - Q_u^{i,min}), Q_u^{i,step}] + \sum_{i=1}^n S_{c-b}^i Q_c^i + \sum_{i=1}^k S_{t-b}^i T_t^i}{V_{up} - V_{dn}} \quad \dots\dots\dots (B.90)$$

式中:

- K_{bs}^{dn} ——母线稳态可下调电压裕度；
 $Q_u^{i,min}$ ——机组的无功最小值。

判断单条母线的稳态可上调电压裕度或可下调电压裕度是否满足要求,如公式(B.91)所示:

$$f_{i,R}^{up/dn} = \begin{cases} 1, K_{bs,i}^{up} \text{ 或 } K_{bs,i}^{dn} \text{ 满足要求 } R \\ 0, K_{bs,i}^{up} \text{ 和 } K_{bs,i}^{dn} \text{ 均不满足要求 } R \end{cases} \quad \dots\dots\dots (B.91)$$

式中:

- $f_{i,R}^{up/dn}$ ——第 i 条母线稳态可上调/可下调电压裕度是否满足要求 R 的判断结果；
 $K_{bs,i}^{up}$ ——第 i 条母线的稳态可上调电压裕度；
 $K_{bs,i}^{dn}$ ——第 i 条母线的稳态可下调电压裕度；
 R ——可上调、可下调电压裕度判断条件,如 $K_{bs,i}^{up}$ 或 $K_{bs,i}^{dn}$ 满足要求 R ,则 $f_{i,R}^{up/dn}$ 值为 1,反之若 $K_{bs,i}^{up}$ 和 $K_{bs,i}^{dn}$ 均不满足要求, $f_{i,R}^{up/dn}$ 值为 0。

评价全网电压调节能力,如公式(B.92)所示:

$$F_{<10\%} = \frac{\sum_{i=1}^N f_{i,<10\%}^{up/dn}}{N} \times 100\% \quad \dots\dots\dots (B.92)$$

式中:

- $F_{<10\%}$ ——母线稳态可上调电压裕度 $<10\%$ 或母线可下调电压裕度 $<10\%$ 的母线条数占全网母线条数的比例；
 N ——全网母线条数；
 $f_{i,<10\%}^{up/dn}$ ——第 i 条母线的稳态可上调电压裕度或可下调电压裕度 $<10\%$ 。

B.2.2.3 数据来源及计算周期

数据来源于自动电压控制(AVC)系统。

计算周期:30 s。

B.2.2.4 指标评价方法

单条母线的电压调节能力,计算值根据阈值归化后划分为正常、告警、紧急三个等级,评价方法见表 B.38。

表 B.38 单条母线电压调节能力评价方法

正常	告警	紧急
$K \geq 0.5$	$0.1 \leq K < 0.5$	$K < 0.1$

根据 $F_{<10\%}$ 评价电网电压调节能力,划分为正常、告警两个等级,评价方法见表 B.39。

表 B.39 全网电压调节能力评价方法

正常	告警
$F_{<10\%} \leq 20\%$	$F_{<10\%} > 20\%$

B.3 外部环境

B.3.1 交直流通道灾害数值及等级

B.3.1.1 指标定义

交直流线路走廊外部环境包括风力、雷电、山火、降水、覆冰等 5 种类别,灾害等级信息以外部运行环境系统中的告警信息为依据进行量化,其灾害等级由外部环境系统直接提供。外部环境系统的告警分为两个级别:一级告警(预警)、二级告警(预警)。

外部环境系统中各类灾害等级的评价标准见表 B.40。



表 B.40 外部环境各类灾害等级评价标准

类别	一级告警(预警)	二级告警(预警)
降水	1 h 降水量 ≥ 16 mm(暴雨)	1 h 降水量 ≥ 8 mm(大雨)
风力	≥ 8 级	≥ 7 级
雷电	线路 1 km 范围内落雷 10 个以上	线路 1 km 范围内落雷 3 个以上
山火	线路距火点 ≤ 0.5 km	线路距火点 ≤ 3 km
覆冰	覆冰超过 10 mm	覆冰超过 5 mm

以上外部环境告警中,降水、风力属于天气信息,包括实时天气(每小时更新)和预报天气(未来 24 h,每 6 h 更新)。雷电包括雷电实测(每半小时更新)和雷电预测(未来 15 min、30 min、24 h)。山火只有实测数据,覆冰只有未来 10 天的预报数据(每天更新)。以上外部数据的预测时间长度、更新频度可能随具体实施的调度中心而不同,具体情况具体分析。

本指标属于实时类指标和预测类指标。

B.3.1.2 计算方法

灾害告警等级表示为 K_{gj} ,可从外部系统获取。

B.3.1.3 数据来源及计算周期

数据来源于电网调度控制系统的外部环境数据。

B.3.1.4 指标评价方法

各级调度机构可根据获取的外部环境数据情况自行定义评价等级,见表 B.41。

表 B.41 交直流通道灾害等级评价方法

正常	告警	紧急
无告警(预警)	二级告警(预警)	一级告警(预警)

B.3.2 灾害下设备故障规模

B.3.2.1 指标定义

本指标计算结果以合理方式构成安全评价类指标的预想故障,参与相关安全评估计算。故障概率大于某一告警阈值值的设备数量,用于评估恶劣天气影响的设备数量规模。

B.3.2.2 计算方法

灾害下架空输电线路故障概率定义,如公式(B.93)所示:

$$P_i = 1 - \prod_{j=1}^m (1 - P_{ij}) \quad \dots\dots\dots (B.93)$$

式中:

P_i ——线路 i 的故障概率;

m ——线路挡个数;

P_{ij} ——线路 i 第 j 挡在灾害下的故障概率。

各级调控中心,根据关注的输电线路范围的不同,可以输出各自分区内灾害下输电线路的故障概率。线路 i 第 j 挡在灾害下的故障概率 P_{ij} 与每类灾害的致灾机理和途径有关,根据提炼出的致灾状态变量与故障概率的关系,建立量化评估模型,再根据在线获得的灾害实测预测数据,实现故障概率的在线评估。

灾害下设备故障规模定义,如公式(B.94)、公式(B.95)所示:

$$S_i = \begin{cases} 1, P_i > P_{th} \\ 0, P_i \leq P_{th} \end{cases} \quad \dots\dots\dots (B.94)$$

$$S = \sum_{i=1}^N S_i \quad \dots\dots\dots (B.95)$$

式中:

S_i ——第 i 个设备是否满足统计要求的指标;

P_i ——第 i 个设备的故障概率;

P_{th} ——故障概率告警阈值;

N ——设备个数;

S ——灾害下设备故障规模。

若不具备计算概率条件时,简化为达到一级告警预警阈值的设备规模。 F_{ac} 为达到一级告警(预警)的 500 kV 及以上交流线路条数, F_{dc} 为达到一级告警(预警)的直流线路条数。

B.3.2.3 数据来源及计算周期

各调度机构自行组织计算,可简化为达到一级告警预警阈值的设备即认为存在跳闸风险。

计算周期:60 min。

B.3.2.4 指标评价方法

根据阈值来划分,结合概率阈值及故障设备电压等级与个数,评价方法见表 B.42。

表 B.42 灾害下设备故障规模评价方法

正常	告警	紧急
$F_{ac}=0$ 且 $F_{dc}=0$	$1 \leq F_{ac} \leq 4$ 或 $1 \leq F_{dc} \leq 2$	$F_{ac} \geq 5$ 或 $F_{dc} \geq 3$
