

ICS 29.240

# Q/GDW

## 国家电网公司企业标准

Q/GDW 10651—2015

代替 Q/GDW 651—2011

---

# 电能质量评估技术导则

Technical guide for power quality assessment

2016 -12 -08 发布

2016 - 12 - 08 实施

---

国家电网公司 发布

## 目 次

前 言 .....	III
1 范围 .....	1
2 规范性引用文件 .....	1
3 术语和定义 .....	1
4 评估指标及限值 .....	4
4.1 供电电压偏差 .....	4
4.2 电压波动和闪变 .....	5
4.3 三相电压不平衡 .....	6
4.4 频率偏差 .....	7
4.5 谐波 .....	7
4.6 间谐波 .....	8
5 评估方法 .....	9
5.1 总则 .....	9
5.2 监测评估法 .....	9
5.3 预测评估法 .....	9
5.4 评估指标选择 .....	9
6 评估流程 .....	10
6.1 监测评估流程 .....	10
6.2 预测评估流程 .....	10
7 监测评估 .....	10
7.1 供电电压偏差 .....	10
7.2 电压波动和闪变 .....	12
7.3 三相电压不平衡 .....	13
7.4 频率偏差 .....	14
7.5 谐波 .....	14
7.6 间谐波 .....	14
8 预测评估 .....	15
8.1 供电电压偏差 .....	15
8.2 电压波动和闪变 .....	16
8.3 三相电压不平衡 .....	19
8.4 谐波 .....	19
9 附则 .....	20
附录 A (资料性附录) 不平衡度的计算 .....	21
附录 B (规范性附录) 注入同步发电机的负序电流允许值 .....	23
附录 C (资料性附录) 典型电能质量干扰源 .....	24
附录 D (资料性附录) 电能质量监测评估报告主要内容及要求 .....	25
附录 E (资料性附录) 电能质量预测评估报告主要内容及要求 .....	26
附录 F (资料性附录) 大容量电机起动电压波动计算模型 .....	28

附录 G（资料性附录） 闪变的叠加和传递.....	30
编制说明 .....	32

## 前 言

为规范公用电网和用户接入电力系统电能质量评估的指标体系、评估方法和评估过程，指导电能质量控制工作，提高电网电能质量水平，制定本标准。

本标准代替 Q/GDW 651—2011，与 Q/GDW 651—2011 相比，主要技术性差异如下：

- 删除了监测点、闪变合格率、频率合格率的定义；
- 删除了对低压系统的三相电压不平衡的要求；
- 增加了用户引起的电压不平衡度允许值换算方法；
- 删除了“谐波电压和谐波电流的限值应按照 GB/T 14549—1993 中的规定执行，标准修订后按照新标准执行”；
- 修改了监测评估流程和预测评估流程；
- 删除了对输电系统电压监测点的设置和评估要求；
- 修改了电压波动的监测评估方法；
- 删除了对闪变合格率和频率合格率的评估要求；
- 删除了对不平衡度测量仪器和计算方法的要求；
- 增加了三相电压不平衡的监测评估中对评估对象不同监测时间的要求；
- 删除了频率监测点和谐波监测点的设置要求；
- 删除了对间谐波 10min 测量值的计算；
- 增加了电压波动预测评估中对不同电压等级用户直接接入电网的要求；
- 修改了周期性矩形（或阶跃波）电压变动的单位闪变（ $P_{st}=1$ ）曲线对应的部分数据；
- 增加了评估对象引起的不平衡度与背景值的叠加方法；
- 增加了附录 A 不平衡度的计算。

本标准由国家电网公司运维检修部提出并解释。

本标准由国家电网公司科技部归口。

本标准起草单位：国网智能电网研究院、中国电力科学研究院、国网冀北电力有限公司、国网北京市电力公司、国网天津市电力公司、国网吉林省电力有限公司、国网上海市电力公司、国网江苏省电力公司、国网黑龙江省电力有限公司、国网浙江省电力公司、国网安徽省电力公司。

本标准主要起草人：周胜军、丁宁、杨柳、田世明、王鹤、蔡维、钱叶牛、李晓辉、刘座铭、金家培、陈兵、张明江、李培、罗亚桥、李杰、季良、苏玲、冯华。

本标准 2011 年 11 月首次发布，2015 年 12 月第一次修订。

本标准在执行过程中的意见或建议反馈至国家电网公司科技部。

# 电能质量评估技术导则

## 1 范围

本标准规定了公用电网、用户以及新能源发电接入电力系统的电能质量评估方法、评估流程等，包括供电电压偏差、电压波动和闪变、三相电压不平衡、频率偏差、谐波和间谐波等电能质量指标。

本标准适用于交流额定频率50Hz，电力系统在正常运行条件下的电能质量指标评估。

## 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 156—2007 标准电压（IEC 60038:2002，MOD）
- GB 755 旋转电机 定额与性能
- GB/T 12325—2008 电能质量 供电电压偏差
- GB/T 12326—2008 电能质量 电压波动和闪变
- GB/T 14549—1993 电能质量 公用电网谐波
- GB/T 15543—2008 电能质量 三相电压不平衡
- GB/T 15945—2008 电能质量 电力系统频率偏差
- GB 17625.1 电磁兼容 限值 谐波电流发射限值（设备每相输入电流 $\leq 16\text{A}$ ）（GB 17625.1—2012，IEC 61000-3-2:2009，IDT）
- GB 17625.2 电磁兼容 限值 对额定电流不大于16A的设备在低压供电系统中产生的电压波动的限制（GB 17625.2—2007，IEC 61000-3-3:2005，IDT）
- GB/Z 17625.3 电磁兼容 限值 对额定电流大于16A的设备在低压供电系统中产生的电压波动和闪烁的限制（GB/Z 17625.3—2000，IEC 61000-3-5:1994，IDT）
- GB/Z 17625.6 电磁兼容 限值 对额定电流大于16A的设备在低压供电系统中产生的谐波电流的限制（GB/Z 17625.6—2003，IEC 61000-3-4:1998，IDT）
- GB/T 17626.30 电磁兼容 试验和测量技术 电能质量测量方法（GB/T 17626.30—2012，IEC 61000-4-30:2008，IDT）
- GB/T 19963 风电场接入电力系统技术规定
- GB/T 19964 光伏电站接入电力系统技术规定
- GB/T 20320 风力发电机组 电能质量测量和评估方法（GB/T 20320—2013，IEC 61400-21:2008，IDT）
- GB/T 24337—2009 电能质量 公用电网间谐波
- GB/T 30137—2013 电能质量 电压暂降与短时中断
- DL/T 1198—2013 电力系统电能质量技术管理规定

## 3 术语和定义

GB/T 156—2007、GB/T 12325—2008、GB/T 12326—2008、GB/T 14549—1993、GB/T 15543—2008、GB/T 15945—2008、GB/T 24337—2009和GB/T 30137—2013界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1

**电能质量评估 power quality assessment**

基于对评估对象的实际测量或建模仿真获得的数据,对其各项指标是否满足电能质量相关标准要求进行考查与推断,并做出评价的过程。

[DL/T 1198—2013, 定义3.3]

3.2

**监测评估 monitoring assessment**

将实测数据与评估指标限值比较,对各项电能质量指标进行评估。

[DL/T 1198—2013, 定义3.21]

3.3

**预测评估 predicted assessment**

基于对评估对象建模仿真获得的数据,对各项电能质量指标进行评估。

[DL/T 1198—2013, 定义3.22]

3.4

**供电点 supply terminals**

输配电网中供用电双方合同约定的电能计量点。

3.5

**供电电压 supply voltage**

供电点处的线电压或相电压。

[GB/T 156—2007, 定义3.4]

3.6

**公共连接点 point of common coupling**

**PCC**

电力系统中一个以上用户的连接处。

[GB/T 12326—2008, 定义3.6]

3.7

**电压偏差 voltage deviation**

实际运行电压对系统标称电压的偏差相对值,以百分数表示。

[GB/T 12325—2008, 定义3.4]

3.8

**电压波动 voltage fluctuation**

电压方均根值一系列的变动或连续的改变。

[GB/T 12326—2008, 定义3.3]

3.9

**闪变 flicker**

灯光照度不稳定造成的视感。

[GB/T 12326—2008, 定义3.7]

3.10

**电压变动 relative voltage change**

***d***

电压方均根值曲线上相邻两个极值电压之差,以系统标称电压的百分数表示。

[GB/T 12326—2008, 定义3.5]

### 3.11

**电压变动频度** rate of occurrence of voltage changes

$r$

单位时间内电压变动的次数（电压由大到小或由小到大各算一次变动）。不同方向的若干次变动，如间隔时间小于 30ms，则算一次变动。

[GB/T 12326—2008, 定义3.6]

### 3.12

**短时间闪变值** short-term severity

$P_{st}$

衡量短时间（若干分钟）内闪变强弱的一个统计量值。

[GB/T 12326—2008, 定义3.8]

### 3.13

**长时间闪变值** long-term severity

$P_t$

由短时间闪变值  $P_{st}$  推算出，反映长时间（若干小时）闪变强弱的量值。

[GB/T 12326—2008, 定义3.9]

### 3.14

**电压不平衡** voltage unbalance

三相电压在幅值上不同或相位差不是  $120^\circ$ ，或兼而有之。

[GB/T 15543—2008, 定义3.1]

### 3.15

**不平衡度** unbalance factor

三相电力系统中三相不平衡的程度。用电压、电流负序基波分量或零序基波分量与正序基波分量的方均根值百分比表示。电压、电流的负序不平衡度和零序不平衡度分别用  $\varepsilon_{U2}$ 、 $\varepsilon_{U0}$  和  $\varepsilon_{I2}$ 、 $\varepsilon_{I0}$  表示。

[GB/T 15543—2008, 定义3.2]

### 3.16

**短时** temporary

用于量化短时间变化持续时间的修饰词，指时间范围为3s~1min。

[GB/T 15543—2008, 定义3.9]

### 3.17

**频率偏差** frequency deviation

系统频率的实际值和标称值之差。

[GB/T 15945—2008, 定义2.2]

### 3.18

**谐波（分量）** harmonic (component)

对周期性交流量进行傅立叶级数分解，得到频率为基波频率大于 1 整数倍的分量。

[GB/T 14549—1993, 定义3.4]

### 3.19

**间谐波（分量）** interharmonics (component)

对周期性交流量进行傅立叶级数分解，得到频率为基波频率非整数倍的频率分量。

注：频率低于工频的间谐波又称为次谐波。

### 3.20

**电压合格率 voltage qualification rate**

实际运行电压偏差在限值范围内累计运行时间与对应的总运行统计时间的百分比。

[GB/T 12325—2008, 定义3.5]

3.21

**电压方均根值曲线 R. M. S. voltage shape**

$U(t)$

每半个基波电压周期方均根值（有效值）的时间函数。

[GB/T 12326—2008, 定义3.4]

3.22

**波动负荷 fluctuating load**

生产（或运行）过程中周期性或非周期性地从供电网中取用变动功率的负荷。例如：炼钢电弧炉、轧机、电弧焊机等。

[GB/T 12326—2008, 定义3.2]

3.23

**电压暂降 voltage dip (sag)**

电力系统中某点工频电压方均根值突然降低至 0.1 p. u. ~0.9p. u.，并在短暂持续 10ms~1min 后恢复正常的现象。

[GB/T 30137—2013, 定义3.1]

4 评估指标及限值

4.1 供电电压偏差

4.1.1 供电电压偏差限值

供电电压偏差限值应满足下列规定：

a) 35kV 及以上用户供电电压正、负偏差绝对值之和不超过额定电压的 10%；

注：如供电电压上下偏差同号（均为正或负）时，按较大的偏差绝对值作为衡量依据。

b) 20kV 及以下三相供电电压允许偏差为额定电压的±7%；

c) 220V 单相供电电压允许偏差为额定电压的+7%、-10%；

d) 对供电点短路容量较小、供电距离较长以及对供电电压偏差有特殊要求的用户，由供、用电双方协议确定。

4.1.2 电压合格率

电压合格率应依据监测点的电压限值，通过电压偏差的统计计算得到。电压偏差监测统计的时间单位为分钟，通常每次以月（或周、季、年）的时间为电压监测的总时间，电压偏差超上限和超下限的时间累计之和为电压超限时间，监测点电压合格率应按式（1）进行计算。

$$\gamma_i(\%) = \left(1 - \frac{T_{ui} + T_{di}}{T_i}\right) \times 100\% \quad (1)$$

式中：

$\gamma_i$ ——第  $i$  个监测点的电压合格率；

$T_{ui}$ ——电压超上限时间累计之和，单位为分钟（min）；

$T_{di}$ ——电压超下限时间累计之和，单位为分钟（min）；

$T_i$  ——电压监测的总时间，单位为分钟（min）。

#### 4.1.3 电压合格率评定等级

电压合格率按六级评定，评定周期为月（或周、季、年），见表1。

表1 电压合格率评定等级划分表

级别	电压合格率的范围 %
一级	$99 \leq \gamma \leq 100$
二级	$98 \leq \gamma < 99$
三级	$97 \leq \gamma < 98$
四级	$95 \leq \gamma < 97$
五级	$90 \leq \gamma < 95$
六级	$\gamma < 90$

#### 4.2 电压波动和闪变

##### 4.2.1 电压波动限值

任何一个波动负荷用户在电力系统公共连接点产生的电压变动，其限值和电压变动频度、电压等级有关。对于电压变动频度较低（例如 $r \leq 1000$ 次/h）或规则的周期性电压波动，可通过测量电压方均根值曲线 $U(t)$ 确定其电压变动频度和电压变动值。电压波动限值见表2。

表2 电压波动限值

$r$ /(次/h)	$d$ /%	
	$U_N \leq 35\text{kV}$	$35\text{kV} < U_N \leq 220\text{kV}^a$
$r \leq 1$	4	3
$1 < r \leq 10$	$3^b$	$2.5^b$
$10 < r \leq 100$	2	1.5
$100 < r \leq 1000$	1.25	1

注：很少的变动频度（每日少于1次），电压变动限值 $d$ 还可以放宽，但不在本标准中规定。

<sup>a</sup> 对于220kV以上系统的电压波动限值可参照执行。 $U_N$ 为系统标称电压。

<sup>b</sup> 对于随机性不规则的电压波动，如电弧炉负荷引起的电压波动，表中标有“<sup>b</sup>”的值为其限值。

##### 4.2.2 闪变的限值

###### 4.2.2.1 电力系统公共连接点闪变限值

电力系统公共连接点，在系统正常运行的较小方式下，以一周（168小时）为测量周期，所有长时间闪变值 $P_{Ti}$ 都应满足表3闪变限值的要求。

表3 闪变限值

$P_{lt}$	
$\leq 110\text{kV}$	$> 110\text{kV}$
1	0.8

#### 4.2.2.2 用户引起的公共连接点闪变限值

每个波动负荷用户按其协议用电容量和总供电容量之比，考虑上一级对下一级闪变传递的影响（下一级对上一级的传递一般忽略）等因素后确定该用户的闪变限值。单个用户闪变限值先按式（2）计算出接于 PCC 点全部负荷产生闪变的总限值，计算中各电压等级的闪变限值见表 3；再按式（3）计算出单个波动负荷用户的闪变限值。

$$G = \sqrt[3]{L_p^3 - T^3 L_H^3} \quad (2)$$

$$E_i = G \sqrt[3]{\frac{S_i}{S_t} \cdot \frac{1}{F}} \quad (3)$$

式（2）～（3）中：

- $G$ ——接于 PCC 点全部负荷产生闪变的总限值；
- $L_p$ ——PCC 点对应电压等级的长时间闪变值  $P_{lt}$  限值；
- $T$ ——上一电压等级对下一电压等级的闪变传递系数，推荐为 0.8。不考虑标称电压大于 220kV 系统对下一级电压系统的闪变传递；
- $L_H$ ——上一电压等级的长时间闪变  $P_{lt}$  限值；
- $E_i$ ——第  $i$  波动负荷用户的闪变限值；
- $S_i$ ——第  $i$  个用户的用电协议容量，单位为兆伏安（MVA）；
- $S_t$ ——公共连接点的供电容量，单位为兆伏安（MVA）；
- $F$ ——波动负荷的同时系数，其典型值  $F=0.2\sim 0.3$ （但应满足  $S_i/F \leq S_t$ ），标称电压大于 35kV 的 PCC 总供电容量  $S_{HV}$  可参考 GB/T 12326—2008 的附录 B 计算求取。

### 4.3 三相电压不平衡

#### 4.3.1 电力系统公共连接点电压不平衡度限值

电网正常运行时，负序电压不平衡度不超过 2%，短时不得超过 4%。

注：本标准中不平衡度为在电力系统正常运行的最小方式（或较小方式）下、负荷的最大生产（运行）周期中所引起的电压不平衡度的实测值或计算值。

#### 4.3.2 用户引起的公共连接点电压不平衡度限值

接于公共连接点的每个用户引起该点负序电压不平衡度允许值一般为 1.3%，短时不超过 2.6%。根据连接点的负荷状况以及邻近发电机、继电保护和自动装置安全运行要求，该允许值可作适当变动，但应满足 4.3.1 的规定。

#### 4.3.3 用户引起的电压不平衡度允许值换算

负序电压不平衡度允许值一般可根据连接点的正常最小短路容量换算为相应的负序电流值作为分析或测算依据。有关不平衡度的计算参见附录 A。

#### 4.3.4 注入同步发电机的负序电流允许值

注入同步发电机的负序电流应满足附录B的规定。

#### 4.4 频率偏差

4.4.1 电力系统正常运行条件下频率偏差限值为±0.2Hz。当系统容量较小时，偏差限值可以放宽到±0.5Hz。

4.4.2 冲击负荷引起的系统频率变化为±0.2Hz，根据冲击负荷性质和大小以及系统的条件也可适当变动，但应保证近区电力网、发电机组和用户的安全、稳定运行以及正常供电。

#### 4.5 谐波

##### 4.5.1 谐波电压限值

公用电网谐波电压（相电压）应满足表4所示的限值。

表4 公用电网谐波电压（相电压）

标称电压 kV	电压总谐波畸变率 %	各次谐波电压含有率 %	
		奇次	偶次
0.38	5.0	4.0	2.0
6	4.0	3.2	1.6
10			
35	3.0	2.4	1.2
66			
110	2.0	1.6	0.8

注：标称电压为220kV及以上的公用电网可参考110kV执行，标称电压为20kV的公用电网可参考10kV执行。

##### 4.5.2 谐波电流允许值

###### 4.5.2.1 全部用户注入公共连接点的谐波电流允许值

公共连接点的全部用户向该点注入的谐波电流分量（方均根值）不应超过表5中规定的允许值。当公共连接点处的最小短路容量不同于基准短路容量时，表5中的谐波电流允许值应按式（4）进行换算。

$$I_h = \frac{S_{sc\min}}{S_{sc1}} I_{hp} \quad (4)$$

式中：

$I_h$  ——短路容量为  $S_{sc\min}$  时的第  $h$  次谐波电流允许值，单位为安培（A）；

$S_{sc\min}$  ——公共连接点的最小短路容量，单位为兆伏安（MVA）；

$S_{sc1}$  ——基准短路容量，单位为兆伏安（MVA）；

$I_{hp}$  ——表5中的第  $h$  次谐波电流允许值，单位为安培（A）。

表5 注入公共连接点的谐波电流允许值

标称电压 kV	基准短路容量 MVA	谐波次数及谐波电流允许值 A																							
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
0.38	10	78	62	39	62	26	44	19	21	16	28	13	24	11	12	9.7	18	8.6	16	7.8	8.9	7.1	14	6.5	12
6	100	43	34	21	34	14	24	11	11	8.5	16	7.1	13	6.1	6.8	5.3	10	4.7	9.0	4.3	4.9	3.9	7.4	3.6	6.8
10	100	26	20	13	20	8.5	15	6.4	6.8	5.1	9.3	4.3	7.9	3.7	4.1	3.2	6.0	2.8	5.4	2.6	2.9	2.3	4.5	2.1	4.1
35	250	15	12	7.7	12	5.1	8.8	3.8	4.1	3.1	5.6	2.6	4.7	2.2	2.5	1.9	3.6	1.7	3.2	1.5	1.8	1.4	2.7	1.3	2.5
66	500	16	13	8.1	13	5.4	9.3	4.1	4.3	3.3	5.9	2.7	5.0	2.3	2.6	2.0	3.8	1.8	3.4	1.6	1.9	1.5	2.8	1.4	2.6
110	750	12	9.6	6.0	9.6	4.0	6.8	3.0	3.2	2.4	4.3	2.0	3.7	1.7	1.9	1.5	2.8	1.3	2.5	1.2	1.4	1.1	2.1	1.0	1.9

注：标称电压为220kV的公用电网可参考110kV执行，基准短路容量取2000MVA；标称电压为20kV的公用电网可参考10kV执行。

#### 4.5.2.2 单个用户注入公共连接点的谐波电流允许值

同一公共连接点的每个用户向电网注入的谐波电流允许值按此用户在该点的协议容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配，分配的计算方法见式（5）。

$$I_{hi} = I_h (S_i / S_t)^{\frac{1}{\alpha}} \quad (5)$$

式中：

$I_{hi}$ ——每个用户向电网注入的谐波电流允许值，单位为安培（A）；

$I_h$ ——第一次换算的第  $h$  次谐波电流允许值，单位为安培（A）；

$\alpha$  ——相位叠加系数可按表 6 进行取值。

表6 相位叠加系数的取值

$h$	3	5	7	11	13	9, >13, 偶次
$\alpha$	1.1	1.2	1.4	1.8	1.9	2.0

## 4.6 间谐波

### 4.6.1 公共连接点间谐波电压限值

220kV 及以下电力系统公共连接点各次间谐波电压含有率应不大于表 7 所示的限值。

表7 间谐波电压含有率限值

限值 %	频率 Hz	
	<100	100~800
1000V 及以下	0.2	0.5
1000V 以上	0.16	0.4

注：频率800Hz以上的间谐波电压限值还处于研究中。

#### 4.6.2 用户引起的公共连接点间谐波电压限值

接于 PCC 的单个用户引起的各次间谐波电压含有率一般不得超过表 8 所示的限值。根据连接点的负荷状况，此限值可以做适当变动，但公共连接点间谐波电压仍应满足 4.6.1 的规定。

表8 单一用户间谐波电压含有率限值

限值 %	频率 Hz	
	<100	100~800
1000V 及以下	0.16	0.4
1000V 以上	0.13	0.32

## 5 评估方法

### 5.1 总则

- 5.1.1 公用电网和用户接入电力系统的电能质量评估可采用监测评估法和预测评估法。
- 5.1.2 电源接入的电能质量评估可参考采用监测评估法和预测评估法。
- 5.1.3 评估对象负荷或系统运行方式发生重大变化时应重新进行电能质量评估。

### 5.2 监测评估法

- 5.2.1 对新建或改扩建项目投运后、公用电网日常运行的电能质量评估应采用监测评估法。
- 5.2.2 监测评估法使用测量设备进行现场测量，获得电能质量测试数据，与相对应的评估指标限值比较，判断是否满足标准要求，根据需要进行电压合格率和等级评定。

### 5.3 预测评估法

- 5.3.1 对新建或改扩建项目在规划可研阶段开展电能质量评估时应采用预测评估法。
- 5.3.2 预测评估法根据相关负荷资料和系统参数，对评估对象建模仿真或分析计算得出各项电能质量数据，与相对应的评估指标限值比较，判断是否满足标准要求。

### 5.4 评估指标选择

5.4.1 公用电网电能质量评估根据不同情况对供电电压偏差、频率偏差、谐波电压、电压波动和闪变、三相电压不平衡、间谐波等进行评估。

5.4.2 用户接入电力系统电能质量评估根据需要对供电电压偏差、谐波电压、谐波电流、电压波动和闪变、三相电压不平衡、负序电流、频率偏差和间谐波等进行评估。典型电能质量干扰源参见附录 C。

## 6 评估流程

### 6.1 监测评估流程

6.1.1 根据评估任务的来源和目的确定评估对象与范围。

6.1.2 收集与评估对象相关的电力系统和设备资料，确定监测评估点和评估指标限值。

6.1.3 分析评估对象的运行方式、设备工况、生产工艺特点等，制定监测方案。

6.1.4 使用测量方法满足 GB/T 17626.30 要求的测试仪器，根据需要按 GB/T 12325—2008、GB/T 12326—2008、GB/T 14549—1993、GB/T 15543—2008、GB/T 15945—2008 和 GB/T 24337—2009 要求确定合适的测量条件、测量时间和测量取值，获取实测数据。测量宜在电力系统正常运行的最小方式（或较小方式）、评估对象正常工作状态下进行，并保证监测时段包含评估对象的最大扰动工作周期。

6.1.5 对实测数据进行处理与统计，将分析结果与相应指标限值作比对，并根据实际情况按需分析背景和用户所产生的待评估指标值，形成评估结论。

6.1.6 评估结果超出限值时，应提出改善建议。

6.1.7 编制监测评估报告。监测评估报告主要内容参见附录 D。

### 6.2 预测评估流程

6.2.1 根据评估任务的来源和目的确定评估对象及范围。

6.2.2 收集与评估对象相关电力系统和设备资料（当无法提供时，可参考同类型设备），确定评估考核点和评估指标限值。

6.2.3 根据评估对象对待评估指标影响程度的大小，按三级评估方法对其进行预测评估。评估时应考虑负荷投产年、达产年系统正常运行的最小方式（或较小方式）和最大负荷水平。

6.2.4 编制预测评估报告。预测评估报告主要内容参见附录 E。

## 7 监测评估

### 7.1 供电电压偏差

#### 7.1.1 供电电压监测点设置原则

当评估结果用于解决供用电纠纷时，监测点应设置在供电协议规定的电能计量点或合同约定点；当评估结果用于其他目的时，可根据相关规定选取监测点。供电电压监测点分为 A、B、C、D 四类：

a) A 类为带地区供电负荷的变电站和发电厂的 20kV、10（6）kV 母线电压：

- 1) 变电站内两台及以上变压器分列运行，每段母线均设置监测点；
- 2) 一台变压器低压侧为分裂母线运行的，只需在一段母线设置监测点。

b) B 类为 20kV、35kV、66kV 专线供电的和 110kV 及以上供电电压。B 类电压监测点设置应符合下列要求：

- 1) 20kV、35kV、66kV 专线供电的宜设置在产权分界处，110kV 及以上非专线供电的应设置在用户变电站侧；
- 2) 对于两路电源供电的 35kV 及以上用户变电站，用户变电站母线未分裂运行，只需设一个

电压监测点；用户变电站母线分裂运行，且两路供电电源为不同变电站的应设置两个电压监测点；用户变电站母线分裂运行，两路供电电源为同一变电站供电，且上级变电站母线未分裂运行的，只需设一个电压监测点；用户变电站母线分裂运行，双电源为同一变电站供电的，且上级变电站母线分裂运行的，应设置两个电压监测点；

- 3) 用户变电站高压侧无电压互感器的，电压监测点设置在给用户变电站供电的上级变电站母线侧。
- c) C类为20kV、35kV、66kV非专线供电的和10(6)kV供电电压。每10MW负荷至少应设一个电压监测点。C类电压监测点设置应符合下列要求：
- 1) C类电压监测点应安装在用户侧；
  - 2) C类负荷的大小为C类用户年度售电量与统计小时数之比；
  - 3) 应选择高压侧有电压互感器的用户，不考虑设在用户变电站低压侧。
- d) D类为380/220V低压网络和用户端的电压。城网每百台公用配电变压器至少设2个电压监测点，农网每百台至少设1个电压监测点，不足百台的按百台计算。监测点应设在有代表性的低压配电网并涵盖首末两端和部分重要用户。

## 7.1.2 测量时间

系统运行方式的变化和用户生产周期的改变（负载的改变）都会影响电压偏差，电压偏差评估的监测时间应连续，当评估结果用于解决供用电纠纷时应至少持续监测一周；当评估结果用于其他目的时，可缩短监测时间，但不得少于24小时。

## 7.1.3 数据处理与分析

7.1.3.1 获得电压有效值的基本测量时间窗口宜为10周波，等间距选取测量时间窗口，连续测量并计算电压有效值，最终计算获得供电电压偏差值。监测数据应每分钟存储一组，1分钟电压有效值应按式(6)进行计算。

$$U_{1\min} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N U_i^2}{N}} \quad (6)$$

式中：

$U_{1\min}$  ——1分钟电压有效值；

$U_i$  ——10周波电压有效值；

$N$  ——1min内 $U_i$ 的个数，取300。

7.1.3.2 电压偏差评估结果超出限值时，应提出相应的控制措施或建议。

## 7.1.4 电压合格率统计

电压合格率分为监测点电压合格率、各类电压合格率、综合电压合格率。监测点电压合格率 $\gamma_i$ 应按式(1)进行计算；各类电压合格率为其对应监测点个数的平均值，应按式(7)计算，各监测点统计时间不相同宜按式(8)计算；综合电压合格率应按式(9)计算。

$$\left. \begin{aligned} \gamma_A &= \sum_{i=1}^n \frac{\gamma_{Ai}}{n} \\ \gamma_B &= \sum_{i=1}^n \frac{\gamma_{Bi}}{n} \\ \gamma_C &= \sum_{i=1}^n \frac{\gamma_{Ci}}{n} \\ \gamma_D &= \sum_{i=1}^n \frac{\gamma_{Di}}{n} \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

$$\left. \begin{aligned} \gamma_A(\%) &= \left( 1 - \frac{\sum_{i=1}^n T_{Aui} + \sum_{i=1}^n T_{Adi}}{\sum_{i=1}^n T_{Ai}} \right) \times 100\% \\ \gamma_B(\%) &= \left( 1 - \frac{\sum_{i=1}^n T_{Bui} + \sum_{i=1}^n T_{Bdi}}{\sum_{i=1}^n T_{Bi}} \right) \times 100\% \\ \gamma_C(\%) &= \left( 1 - \frac{\sum_{i=1}^n T_{Cui} + \sum_{i=1}^n T_{Cdi}}{\sum_{i=1}^n T_{Ci}} \right) \times 100\% \\ \gamma_D(\%) &= \left( 1 - \frac{\sum_{i=1}^n T_{Dui} + \sum_{i=1}^n T_{Ddi}}{\sum_{i=1}^n T_{Di}} \right) \times 100\% \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

$$\gamma_T = 0.5\gamma_A + 0.5 \left( \frac{\gamma_B + \gamma_C + \gamma_D}{3} \right) \quad (9)$$

式 (7) ~ (9) 中:

$\gamma_A$ 、 $\gamma_B$ 、 $\gamma_C$ 、 $\gamma_D$  ——分别为 A、B、C、D 类监测点的电压合格率;

$\gamma_{Ai}$ 、 $\gamma_{Bi}$ 、 $\gamma_{Ci}$ 、 $\gamma_{Di}$  ——分别为 A、B、C、D 类监测点中第  $i$  个监测点的电压合格率;

$T_{Aui}$ 、 $T_{Bui}$ 、 $T_{Cui}$ 、 $T_{Dui}$  ——分别为 A、B、C、D 类监测点中第  $i$  个监测点的电压超上限时间累计之和;

$T_{Adi}$ 、 $T_{Bdi}$ 、 $T_{Cdi}$ 、 $T_{Ddi}$  ——分别为 A、B、C、D 类监测点中第  $i$  个监测点的电压超下限时间累计之和;

$T_{Ai}$ 、 $T_{Bi}$ 、 $T_{Ci}$ 、 $T_{Di}$  ——分别为 A、B、C、D 类监测点中第  $i$  个监测点电压监测的总时间;

$\gamma_T$  ——综合电压合格率。

注: 如果没有 B 类监测点, 则式 (9) 中的 3 变为 2。

## 7.2 电压波动和闪变

### 7.2.1 电压波动的测量计算

#### 7.2.1.1 测量时间

对电力系统公共连接点, 在系统正常运行的较小方式下, 测量获得至少一周 (168h) 的电压波动值。对波动负荷用户在电力系统公共连接点引起的电压波动, 在其处于正常、连续工作状态, 并保证波动负

荷的最大工作周期包含在内，测量获得至少一天（24h）的电压波动值，电压波动的观测周期宜取1小时的整数倍。

### 7.2.1.2 数据处理与分析

7.2.1.2.1 电压波动通过电压方均根值曲线  $U(t)$  来描述，电压变动  $d$  和电压变动频度  $r$  是衡量电压波动大小和快慢的主要指标，电压变动  $d$  的定义可按式（10）来表达。

$$d = \frac{\Delta U}{U_N} \times 100\% \quad (10)$$

式中：

$\Delta U$  ——电压方均根值曲线上相邻两个极值电压之差；

$U_N$  ——系统标称电压。

7.2.1.2.2 电压方均根值应采用波形两个相邻过零点间的半周期数据的有效值算法，每半个周波计算一个方均根值。

7.2.1.2.3 按照 3.11 和 3.10 的定义，计算出电压变动频度  $r$  和电压变动  $d$ ， $d$  取对应于  $r$  次变动所测量的  $d$  的最大值作为该测量时间窗口的值，数据的时标为测量时间窗口的结束时刻。

7.2.1.2.4 电压波动的测量时间窗口宜取 1 小时的整数倍。

7.2.1.2.5 电压波动评估结果超出限值时，应提出相应的控制措施或建议。

## 7.2.2 闪变的测量计算

### 7.2.2.1 测量时间

对电力系统公共连接点，测量获得至少一周（168h）的最大长时间闪变值。对波动负荷接入电力系统，在波动负荷处于正常、连续工作状态，并保证波动负荷的最大工作周期包含在内，测量获得至少一天（24h）的最大长时间闪变值，以及波动负荷退出时的背景闪变值。

### 7.2.2.2 数据处理与分析

7.2.2.2.1 对电力系统公共连接点，所有闪变测量值中的最大值应不大于表 3 的规定值。

7.2.2.2.2 波动负荷用户在电力系统公共连接点单独引起的闪变值通过式（11）计算获得，最大值应不大于按式（3）计算出的闪变限值  $E_i$ 。

$$P_{it2} = \sqrt[3]{P_{it1}^3 - P_{it0}^3} \quad (11)$$

式中：

$P_{it2}$  ——波动负荷单独引起的长时间闪变值；

$P_{it1}$  ——波动负荷投入时的长时间闪变测量值；

$P_{it0}$  ——背景闪变值，是波动负荷退出时一段时期内的长时间闪变测量值。

7.2.2.2.3 闪变评估结果超出限值时，应提出相应的控制措施或建议。

## 7.3 三相电压不平衡

### 7.3.1 测量时间

对于电力系统的公共连接点，测量持续时间不少于一周（168h），每个不平衡度的测量时间窗口可为 1min 的整数倍。对于波动负荷，在正常工作日进行 24h 以上连续测量，每个不平衡度的测量时间窗口为 1min，可将评估对象按功率波动特征（或工作周期）分为以下三类：

- a) 长期类，其重复波动周期以月计，监测时间根据需要确定；
- b) 中期类，其重复波动周期以日计，监测时间应不少于七天；
- c) 短期类，其重复波动周期以小时计，监测时间应为一至七天。

### 7.3.2 数据处理与分析

7.3.2.1 对于电力系统的公共连接点，供电电压负序不平衡度测量值的 10min 方均根值的 95% 概率大值应不大于 2%，所有测量值中的最大值应不大于 4%。

注：为了实用方便，实测值的 95% 概率大值可将实测值按由大到小次序排列，舍弃前面 5% 的大值取剩余实测值中的最大值。

7.3.2.2 对于接于公共连接点的每个用户，引起的供电电压负序不平衡度测量值的 1min 方均根值的 95% 概率大值应不大于 1.3%，所有测量值中的最大值应不大于 2.6%。为了实用方便，可取注入系统负序电流测量值的 1min 方均根值的 95% 概率大值和最大值，其值应不大于按 4.3.3 规定换算得到的注入系统负序电流的允许值。

7.3.2.3 三相电压不平衡度评估结果超出限值时，应提出相应的控制措施或建议。

### 7.4 频率偏差

7.4.1 测量电网基波频率，每次取 10s 间隔内计到的整数周期与整数周期累计时间之比（和 10s 时钟重叠的单个周期应丢弃）。测量时间不能重叠，每 10s 间隔应在 10s 时钟开始时计。本标准不排斥更先进的频率测量方法的采用。

7.4.2 频率偏差评估结果超出限值时，应提出相应的控制措施或建议。

### 7.5 谐波

#### 7.5.1 测量时间

测量时间应包括谐波源负荷运行全工况生产周期，宜不低于 24 小时。对于负荷变化快的谐波源（例如：炼钢电弧炉、晶闸管变流设备供电的轧机、电力机车等），测量时间窗口应不大于 1min。

#### 7.5.2 数据处理与分析

7.5.2.1 谐波测量采样窗口宽度为 10 个工频周期。取 3s 内  $j$  个测量数值的方均根值作为第  $h$  次谐波（电压或电流）的测量结果，应按式（12）进行计算。

$$U_h = \sqrt{\frac{1}{j} \sum_{k=1}^j u_{h,k}^2} \quad (12)$$

式中：

- $j$  —— 3s 内均匀间隔的测量次数，取 15；
- $u_{h,k}$  —— 第  $k$  次测量得到的第  $h$  次谐波值；
- $U_h$  —— 3s 内第  $h$  次谐波的测量结果。

7.5.2.2 谐波测量的数据应取有效测量时段内各相实测量值的 95% 概率大值中最大的一相值，作为判断谐波是否超过允许值的依据。

7.5.2.3 谐波评估结果超出限值时，应提出相应的控制措施或建议。

### 7.6 间谐波

#### 7.6.1 测量时间

测量时间应包括谐波源负荷运行全工况生产周期，宜不低于 24 小时。

## 7.6.2 数据处理与分析

7.6.2.1 间谐波测量的频率分辨率应为 5Hz，测量采样窗口宽度应为 10 个工频周期。取 3s 内  $j$  次测量数值的方均根值作为第  $ih$  次间谐波电压的一个测量结果，可按式 (13) 计算得到。

$$U_{ih} = \sqrt{\frac{1}{j} \sum_{k=1}^j u_{ih,k}^2} \quad (13)$$

式中：

$U_{ih}$  ——3s 内第  $ih$  次间谐波的一个测量结果；

$j$  ——3s 内均匀间隔的测量次数，取 15；

$u_{ih,k}$  ——第  $k$  次测量得到的第  $ih$  次间谐波值。

7.6.2.2 间谐波的测量可以在 3s 测量取值结果的基础上，综合出 3min 的测量值，可按式 (14) 计算得到。

$$U_{ih(3min)} = \sqrt{\frac{1}{60} \sum_{k=1(3s)}^{60} u_{ih,k}^2} \quad (14)$$

式中：

$U_{ih(3min)}$  ——第  $ih$  次间谐波的 3min 的测量值；

$u_{ih,k}$  ——第  $k$  次测量得到的第  $ih$  次间谐波值。

7.6.2.3 以有效评估时间段内三相综合值 95% 概率大值中较大的一相值为评估依据。

7.6.2.4 间谐波评估结果超出限值时，应提出相应的控制措施或建议。

## 8 预测评估

### 8.1 供电电压偏差

#### 8.1.1 第一级评估规定

满足下列条件之一的电力用户，可直接接入电网：

- 供电电压 35kV 及以上、66kV 以下，容量小于（等于）2MVA 的电力用户；
- 供电电压 380V/220V 以上、20kV 及以下、容量小于（等于）0.63MVA 的电力用户；
- 无特殊供电负荷的 10kV 以下供电系统等。

#### 8.1.2 第二级评估规定

8.1.2.1 不满足第一级且符合下列条件的电力用户，应进行第二级评估：

- 供电电压 35kV，容量大于 2MVA、小于 40MVA 的电力用户；
- 供电电压 20kV 及以下，容量大于 0.63MVA、小于 6.3MVA 的电力用户。

8.1.2.2 本级评估可采用式 (15) 进行简化计算，电压偏差不符合要求的应进入第三级评估。

$$\delta U = \frac{Q_{\max}}{S_{sc \min}} \times 100\% \quad (15)$$

式中：

$\delta U$  ——电压偏差；

$Q_{\max}$  ——负荷最大无功容量，单位为兆乏（Mvar）。

### 8.1.3 第三级评估规定

66kV 及以上的电力用户、不满足第二级条件及第二级评估不符合要求，应进行第三级评估。评估结果不符合要求的应提出可行的改善措施。本级电压偏差评估宜采用专业软件进行计算。

## 8.2 电压波动和闪变

### 8.2.1 电压波动预测评估

#### 8.2.1.1 第一级评估规定

满足下列条件之一的电力用户，可直接接入电网：

- a) 对于低压电气设备或者小型低压用户（ $U_N \leq 1\text{kV}$ ），设备每相输入电流  $\leq 16\text{A}$ ，符合国家标准 GB 17625.2 规定的低压电气设备在低压供电系统中产生的电压波动限值的；
- b) 对于额定电压小于等于 35kV 的用户，满足表 9 所规定的限值；
- c) 对于额定电压大于 35kV 小于等于 220kV 的用户，满足  $(\Delta S/S_{sc})_{\max} < 0.2\%$ 。

表9 第一级限值

$r$ 次/min	$k = (\Delta S/S_{sc})_{\max}$ %
$r < 10$	0.4
$10 \leq r \leq 200$	0.2
$200 < r$	0.1

注：表中  $\Delta S$  为波动负荷视在功率的变动； $S_{sc}$  为公共连接点的短路容量。

#### 8.2.1.2 第二级评估规定

8.2.1.2.1 对于不满足第一级评估规定的 66kV 以下电力用户应进行第二级评估，评估结果不符合要求的应进入第三级评估。本级电压波动评估可采用简化公式进行计算。

8.2.1.2.2 当已知三相负荷的有功功率和无功功率的变化量分别为  $\Delta P_i$  和  $\Delta Q_i$  时，可按式（16）进行计算。

$$d = \frac{R_L \Delta P_i + X_L \Delta Q_i}{U_N^2} \times 100\% \quad (16)$$

式中：

$R_L$ ——评估点（一般为 PCC）在正常较小方式下的电网阻抗的电阻分量；

$X_L$ ——评估点（一般为 PCC）在正常较小方式下的电网阻抗的电抗分量。

8.2.1.2.3 在高压电网中，一般  $X_L \gg R_L$ ，则按式（17）进行计算。

$$d \approx \frac{\Delta Q_i}{S_{sc \min}} \times 100\% \quad (17)$$

8.2.1.2.4 在无功率的变化量为其主要成分时（例如大容量电动机起动），对于平衡的三相负荷可采用式（18）进行粗略估算，对于相间单相负荷可采用式（19）进行粗略估算。大容量电动机起动也可采用附录 F 所述方法进行计算，其他波动负荷参照执行。

$$d \approx \frac{\Delta S_i}{S_{sc \min}} \times 100\% \quad (18)$$

式中：

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/198076065047006074>