



中华人民共和国国家标准

GB/T 20320—2013/IEC 61400-21:2008
代替 GB/T 20320—2006

风力发电机组 电能质量测量 和评估方法

Measurement and assessment of power quality characteristics of
wind turbines generator systems

(IEC 61400-21:2008, Wind turbines—
Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics
of grid connected wind turbines, IDT)

2013-12-31 发布

2014-10-01 实施

中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局
中国国家标准化管理委员会 发布

目 次

前言	I
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	2
4 符号和单位	4
5 缩写	6
6 风力发电机组电能质量特性参数	6
7 测试程序	10
8 电能质量评估	22
附录 A (资料性附录) 报告格式样本	25
附录 B (资料性附录) 电压波动和闪变	34
附录 C (资料性附录) 有功功率、无功功率和电压测量	41
参考文献	43
图 1 有功功率设定值调整	9
图 2 无功功率设定值调整	9
图 3 测量系统示例	11
图 4 用于虚拟电压仿真的虚拟电网	13
图 5 测试风力发电机组对电压跌落响应的测试系统(含电压跌落发生装置)示意图	18
图 6 电压跌落允许误差	19
图 B.1 连续运行状态下风力发电机组闪变的测量和评估程序	34
图 B.2 切换操作状态下风力发电机组电压变动和闪变的测量及评估程序	35
图 B.3 闪变系数与风速之间的函数关系	35
表 1 电压跌落规格(规定的电压跌落幅值、持续时间和波形对应被测风力发电机组未接入的情形) ...	8
表 2 测量设备的要求	12
表 3 指数参数(IEC 61000-3-6)	24
表 B.1 切入风速至 15 m/s 风速范围内每个风速区间内的测量数据个数 $N_{m,i}$ 及出现频率 $f_{m,i}$ 与 $f_{y,i}$...	36
表 B.2 每个风速区间的加权系数 w_i	36
表 B.3 所有风速区间的总加权系数乘以测量数据个数	37
表 B.4 不同风速分布下闪变系数的加权累积分布 $P_r(c < x)$	37
表 B.5 连续运行状态下闪变系数结果值	38
表 B.6 不同风速的概率和百分位数	38

前 言

本标准按照 GB/T 1.1—2009 给出的规则起草。

本标准代替 GB/T 20320—2006《风力发电机组 电能质量测量和评估方法》。与 GB/T 20320—2006《风力发电机组 电能质量测量和评估方法》相比,主要内容变化如下:

- 补充了“运行模式”和“风力发电机组”术语和定义(见 3.8、3.21);
- 取消了原术语和定义中的“最大允许功率”“额定无功功率”和“公共供电点”;
- 取消了风电机组电能质量特性参数中的“最大允许功率”和风力发电机组规格中的“额定无功功率”项目;
- 取消了测试条件中关于“中压电网接入点处的短路容量”和“湍流强度”的要求;
- 修改了测试条件中关于“风力发电机组输出端 10 min 测量电压平均值”的要求(见 7.1.2);
- 取消了测试设备中关于功率变送器的要求;
- 增加了电流间谐波和低频分量的测试内容和测试、评估方法(见 6.4、7.4);
- 增加了“电压跌落响应”测试内容和测试方法(见 6.5、7.5);
- 增加了有功功率升速率限制和有功功率设定值控制的测试内容和测试方法(见 6.6.2、6.6.3、7.6.2、7.6.3);
- 增加了无功功率能力和无功功率设定值控制的测试内容和测试方法(见 6.7.1、6.7.2、7.7.1、7.7.2);
- 增加了电网保护和重并网时间的测试内容和测试方法(见 6.8、6.9、7.8、7.9);
- 增加了附录 C 有功功率、无功功率和电压测量(见附录 C)。

本标准使用翻译法等同采用 IEC 61400-21:2008《风力发电机组 第 21 部分:风力发电机组 电能质量测量和评估方法》。

与本标准中规范性引用文件有一致性对应关系的我国文件如下:

- GB 1207—2006 电磁式电压互感器(IEC 60044-2:2003, MOD);
- GB 1208—2006 电流互感器(IEC 60044-1:2003, MOD);
- GB/T 2900.53—2001 电工术语 风力发电机组(idt IEC 60050-415:1999);
- GB/T 4365—2003 电工术语 电磁兼容(idt IEC 60050(161):1990);
- GB/T 17626.15—2011 电磁兼容 试验和测量技术 闪烁仪 功能和设计规范(IEC 61000-4-15:2003, IDT);
- GB/T 18451.2—2012 风力发电机组 功率特性测试(IEC 61400-12-1:2005, IDT)。

本标准作了下列编辑性修改:

- 将标准名称修改为《风力发电机组 电能质量测量和评估方法》。

本标准由中国机械工业联合会提出。

本标准由全国风力机械标准化技术委员会(SAC/TC 50)归口。

本标准起草单位:中国电力科学研究院、中国农业机械化科学研究院呼和浩特分院、新疆金风科技股份有限公司、华锐风电科技(集团)股份有限公司、内蒙古自治区农牧业机械试验鉴定站、国电联合动力技术有限公司、深圳市禾望电气有限公司。

本标准主要起草人:李庆、王建平、王相明、王伟、张利、秦世耀、王瑞明、陈默子、乔元、苏丽营、苏日娜、宫玉鹏、董健、李东坡。

本标准的历次发布情况为:

- GB/T 20320—2006。

风力发电机组 电能质量测量 和评估方法

1 范围

本标准规定了风力发电机组电能质量特性参数的定义、测量程序和评估方法。内容包括：

- 对并网型风力发电机组电能质量特性参数的定义和定量描述；
- 量化特性参数的测量程序；
- 电能质量符合性评估程序,包括评估安装在某一场地,可能为机群中某型风力发电机组的电能质量。

本标准中的测量程序适用于与电网三相连接的单台风力发电机组。本标准只要求在风力发电机组中压或高压系统公共连接点处测试并按本标准的规定进行评估,测量程序适用于任何容量的风力发电机组。

测量得到的特性参数仅对特定配置和运行模式的被测风力发电机组类型有效。其他机组配置,包括改变控制参数会引起风力发电机组的电能质量发生变化,需要另行评估。

测量程序是尽可能的按照非特定场地的要求进行设计的,因此,在某一测试场地的测量结果同样适用于其他场地。

电能质量符合性评估程序适用于连接于中压或高压电网公共连接点的风力发电机组,要求电网频率偏差不得超过 ± 1 Hz,并具有足够的有功功率和无功功率调节能力。其他情况下,电能质量符合性评估原则可作为指南。

本标准适用于风力发电机组的测试,同时包含了可用于风电场测试的信息。

注:本标准对系统电压等级的定义如下:

- 低压,指 $U_n \leq 1$ kV;
- 中压,指 1 kV $< U_n \leq 35$ kV;
- 高压,指 $U_n > 35$ kV。

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 17626.7—2008 电磁兼容 试验和测量技术 供电系统及所连设备谐波、谐间波的测量和测量仪器导则(IEC 61000-4-7:2002, IDT)

IEC 60044-1 互感器 第1部分:电流互感器(Instrument transformers—Part 1: Current transformers)

IEC 60044-2 互感器 第2部分:电磁式电压互感器(Instrument transformers—Part 2: Inductive voltage transformers)

IEC 60050-161 国际电工词汇 第161部分:电磁兼容(International Electrotechnical Vocabulary—Part 161: Electromagnetic compatibility)

IEC 60050-415 国际电工词汇 第415部分:风力发电机组(International Electrotechnical Vocabulary—Part 415: Wind turbine generator systems)

IEC 61000-4-15 电磁兼容性(EMC) 第4部分: 试验和测量技术 第15节: 闪变仪 功能和设计规范(Electromagnetic compatibility (EMC)—Part 4: Testing and measurement techniques—Section 15: Flickermeter—Functional and design specifications)

IEC 61400-12-1 风力发电机组 第12-1部分: 风力发电机组功率特性测试 (Wind turbines—Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines)

IEC 61800-3:2004 可调速电力传动系统 第3部分: 电磁兼容要求和特定试验方法 (Adjustable speed electrical power drive systems—Part 3: EMC requirements and specific test methods)

IEC 62008 数字数据采集系统及相关软件的性能特征和校准方法 (Performance characteristics and calibration methods for digital data acquisition systems and relevant software)

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

连续运行(风力发电机组) continuous operation(for wind turbines)

风力发电机组正常的运行状态, 不包括启动和停机。

3.2

切入风速(风力发电机组) cut-in wind speed(for wind turbines)

风力发电机组开始发电时, 对应轮毂高度处的最低风速。

3.3

连续运行时的闪变系数(风力发电机组) flicker coefficient for continuous operation(for wind turbines)

风力发电机组在连续运行状态下产生闪变的规格化测量值:

$$c(\psi_k) = P_{st, fic} \times \frac{S_{k, fic}}{S_n} \dots\dots\dots (1)$$

式中:

$P_{st, fic}$ —— 虚拟电网中风力发电机组产生的闪变;

S_n —— 风力发电机组额定视在功率;

$S_{k, fic}$ —— 虚拟电网短路容量。

注: 连续运行状态下短时间(10 min)闪变值与长时间(2 h)闪变值相同。

3.4

闪变阶跃系数(风力发电机组) flicker step factor(for wind turbines)

风力发电机组进行切换操作时产生闪变的规格化测量值:

$$k_f(\psi_k) = \frac{1}{130} \times \frac{S_{k, fic}}{S_n} \times P_{st, fic} \times T_p^{0.31} \dots\dots\dots (2)$$

式中:

T_p —— 测量周期, 测量时间应足够长, 确保切换操作引起的暂态过程基本结束, 但是不能完全消除湍流引起的功率波动的影响;

$P_{st, fic}$ —— 虚拟电网中风力发电机组产生的闪变;

S_n —— 风力发电机组的额定视在功率;

$S_{k, fic}$ —— 虚拟电网短路容量。

注: 此处闪变值 $P_{st, fic}$ 的计算周期为 T_p 。

3.5

最大测量功率(风力发电机组) maximum measured power(for wind turbines)

在规定的平均时间内,风力发电机组连续运行状态下的有功功率最大测量值。

3.6

电网阻抗相角 network impedance phase angle

电网短路阻抗相角:

$$\psi_k = \arctan(X_k/R_k) \dots\dots\dots(3)$$

式中:

X_k ——电网短路电抗;

R_k ——电网短路电阻。

3.7

正常运行(风力发电机组) normal operation(for wind turbines)

在风力发电机组手册中描述的无故障运行状态。

3.8

运行模式(风力发电机组) operational mode(for wind turbines)

根据控制设置运行模式,例如电压控制模式、频率控制模式、有功功率控制模式、无功功率控制模式等。

3.9

输出功率(风力发电机组) output power(for wind turbines)

风力发电机组在输出端输出的有功功率。

3.10

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。

3.11

功率汇集系统(风力发电机组) power collection system(for wind turbines)

汇集风力发电机组的电能并将其送入电网的电气系统。

3.12

额定视在功率(风力发电机组) rated apparent power(for wind turbines)

风力发电机组在额定电流、额定电压和额定频率条件下运行时的视在功率:

$$S_n = \sqrt{3}U_n I_n \dots\dots\dots(4)$$

式中:

U_n ——额定电压;

I_n ——额定电流。

3.13

额定电流(风力发电机组) rated current(for wind turbines)

正常运行条件下风力发电机组设计能达到的最大连续输出电流。

3.14

额定功率(风力发电机组) rated power(for wind turbines)

正常运行条件下风力发电机组设计能达到的最大连续输出功率。

3.15

额定风速(风力发电机组) rated wind speed(for wind turbines)

风力发电机组达到额定输出功率时,对应轮毂高度处的最低风速。

3.16

停机(风力发电机组) standstill(for wind turbines)

风力发电机组停机未运行的状态。

3.17

启动(风力发电机组) start-up(for wind turbines)

风力发电机组从停机到发电之间的过渡状态。

3.18

切换操作(风力发电机组) switching operation(for wind turbines)

启动或发电机之间的切换。

3.19

湍流强度 turbulence intensity

风速标准偏差与平均风速的比,用同一组风速测量数据和规定的周期进行计算。

3.20

电压变动系数(风力发电机组) voltage change factor(for wind turbines)

风力发电机组切换操作状态下电压变动的规格化测量值:

$$k_u(\psi_k) = \sqrt{3} \times \frac{U_{fic,max} - U_{fic,min}}{U_n} \times \frac{S_{k, fic}}{S_n} \dots\dots\dots (5)$$

式中:

$U_{fic,min}$ —— 风力发电机组切换操作时,虚拟电网一个周期内相电压的最小有效值;

$U_{fic,max}$ —— 风力发电机组切换操作时,虚拟电网一个周期内相电压的最大有效值;

U_n —— 额定线电压;

S_n —— 风力发电机组的额定视在功率;

$S_{k, fic}$ —— 虚拟电网的短路容量。

注:电压变动系数 k_u 与最大浪涌电流和额定电流的比率 k_i 相似,但 k_u 是电网阻抗相角的函数。 k_u 的最大值在数值上与 k_i 接近。

3.21

风力发电机组 wind turbine; WT

将风的动能转化为电能的系统。

3.22

风力发电机组输出端 wind turbine terminals

风力发电机组与功率汇集系统的连接点,该点为风力发电机组的一部分并由机组制造商标记。

4 符号和单位

本标准使用下列符号和单位:

$\frac{\Delta U_{dyn}}{U_n}$	最大允许电压变动(%)
ψ_k	电网阻抗相角(°)
$\alpha_m(t)$	测量电压的基准电气角(°)
β	与总谐波相关的指数
$c(\psi_k)$	连续运行状态下闪变系数
d	相对电压变动(%)
E_{P1ti}	长时间闪变值限值

$E_{\text{Pst}i}$	短时间闪变值限值
f_g	电网额定频率(50 Hz 或 60 Hz)
$f_{m,i}$	第 i 个风速区间内闪变系数值出现的频次
f_{over}	过频率保护水平
f_{under}	欠频率保护水平
$f_{y,i}$	第 i 个风速区间内风速出现的频次
h	谐波次数
$I_{h,i}$	第 i 台风力发电机组的第 h 次谐波电流畸变
$i_m(t)$	瞬时电流(A)
I_n	额定电流(A)
$k_i(\psi_k)$	闪变阶跃系数
k_i	最大浪涌电流与额定电流的比值
$k_u(\psi_k)$	电压变动系数
L_{fic}	虚拟电网电感(H)
$N_{10\text{m}}$	10 min 周期内某一种切换操作的最多次数
$N_{120\text{m}}$	120 min 周期内某一种切换操作的最多次数
N_{bin}	$v_{\text{cut-in}}$ 至 15 m/s 之间风速区间总数
n_i	第 i 台风力发电机组变压器变比
N_m	闪变系数测量值总数
$N_{m,i}$	第 i 个风速区间内闪变系数测量值个数
$N_{m,i,c < x}$	第 i 个风速区间内闪变系数值小于 x 的个数
N_{wt}	风力发电机组台数
P	有功功率(W)
$P_{0.2}$	最大测量功率(0.2 s 平均值)(W)
P_{60}	最大测量功率(60 s 平均值)(W)
P_{600}	最大测量功率(600 s 平均值)(W)
P_{lt}	长时间闪变值
P_n	风力发电机组额定功率
$P_r(c < x)$	闪变系数 c 累积分布
P_{st}	短时间闪变值
$P_{\text{st},\text{fic}}$	虚拟电网中短时间闪变值
Q	无功功率(var)
R_{fic}	虚拟电网电阻(Ω)
S_k	电网短路容量(VA)
$S_{k,\text{fic}}$	虚拟电网短路容量(VA)
S_n	风力发电机组额定视在功率(VA)
THC	电流总谐波畸变率($\%I_n$)
T_p	一次切换操作的瞬态周期(s)
U	线电压(V)
$u_0(t)$	理想电压源相电压瞬时值(V)
$u_{\text{fic}}(t)$	虚拟电网模拟相电压瞬时值(V)
$U_{\text{fic,max}}$	虚拟电网最大相电压(V)
$U_{\text{fic,min}}$	虚拟电网最小相电压(V)

U_n	额定线电压(V)
U_{under}	欠电压保护水平
U_{over}	过电压保护水平
v_a	年平均风速(m/s)
$v_{\text{cut-in}}$	切入风速(m/s)
v_i	第 i 个风速区间中点值
w_i	第 i 个风速区间加权系数
X_{fic}	虚拟电网电抗(Ω)
Z_1	限流阻抗(Ω)
Z_2	短路阻抗(Ω)

5 缩写

本标准使用以下缩写：

A/D converter	模数转换器
DFT	离散傅里叶变换
HV	高压
LV	低压
MV	中压
PCC	公共连接点
RMS	有效值
SCADA	数据采集与监控系统
THC	电流总谐波畸变率
WT	风力发电机组

6 风力发电机组电能质量特性参数

6.1 总则

本章给出了描述风力发电机组电能质量的特性参数,即风力发电机组规格(6.2)、电压质量(6.3~6.4)、电压跌落响应(6.5)、功率控制(6.6~6.7)、电网保护和重并网时间(6.8~6.9)。附录 A 给出了报告样本。

本标准采用发电机符号惯例,即潮流的正方向定义为从发电机流向电网。如果将风力发电机组用电阻和电感替代,则有功功率与无功功率均为负值。

6.2 风力发电机组规格

应说明风力发电机组(指风力发电机组输出端)的额定参数,包括 P_n 、 S_n 、 U_n 和 I_n 。

注:本标准中额定参数仅用于进行数据的规格化。

6.3 电压波动

6.3.1 总则

风力发电机组产生的电压波动(闪变和电压变动)应按照 6.3.2 和 6.3.3 的规定描述。

6.3.2 连续运行

风力发电机组连续运行时,分别按年平均风速 v_a 为 6 m/s、7.5 m/s、8.5 m/s 和 10 m/s 时的 4 种不同风速分布,对应电网阻抗相角 ϕ_k 为 30° 、 50° 、 70° 和 85° 时列表说明风力发电机组的闪变系数 $c(\phi_k, v_a)$,并按其累积分布概率为 99% 所对应的百分位数取值。假定风速的 10 min 平均值服从瑞利分布(参见注)。年平均风速为风力发电机组轮毂高度处的风速。

测量特性参数时,风力发电机组输出的无功功率应尽可能接近零,即如果可行,无功功率设定值控制应设定为 $Q=0$ 。如果采用其他运行模式,应清楚说明。

注:瑞利分布是一种常用于拟合年风速分布的概率分布。

瑞利分布用式(6)表示:

$$F(v) = 1 - \exp\left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v}{v_a}\right)^2\right) \dots\dots\dots (6)$$

式中:

$F(v)$ ——风速的瑞利累计概率分布函数;

v_a ——轮毂高度处的年平均风速;

v ——风速。

6.3.3 切换操作

风力发电机组进行以下几种切换操作时应说明相应的特性参数:

- a) 风力发电机组在切入风速时启动;
- b) 风力发电机组在额定风速或更高风速时启动;
- c) 发电机切换的最恶劣工况(仅适用于有多台发电机或多绕组发电机的风力发电机组)。(参见注 1)。

对上述每种切换操作类型,应给出以下参数(参见注 2 和注 3):

- 10 min 周期内某一种切换操作的最多次数 N_{10m} ;
- 2 h 周期内某一种切换操作的最多次数 N_{120m} ;
- 电网阻抗相角 $\phi_k = 30^\circ$ 、 50° 、 70° 和 85° 时的闪变阶跃系数 $k_f(\phi_k)$;
- 电网阻抗相角 $\phi_k = 30^\circ$ 、 50° 、 70° 和 85° 时的电压变动系数 $k_u(\phi_k)$ 。

测量特性参数时,风力发电机组输出的无功功率应尽可能接近零,即如果可行,无功功率设定值控制应设定为 $Q=0$ 。如果采用其他运行模式,应清楚说明。

注 1: 发电机切换的最恶劣工况,如果以闪变阶跃系数考核,定义为最大闪变阶跃系数对应的切换操作;如果以电压变动系数考核,定义为最大电压变动系数对应的切换操作。

注 2: 参数 N_{10m} 和 N_{120m} 可参照制造商提供的信息,而 $k_f(\phi_k)$ 和 $k_u(\phi_k)$ 需要进行测量和计算。

注 3: 2 h 内切换操作的最多次数可能低于 10 min 内切换操作最多次数的 12 倍,这取决于风力发电机组的控制系统。

6.4 电流谐波、间谐波和低频分量

应给出连续运行期间电流谐波、间谐波及高频分量的发射值(参见注)。

当风力发电机组有功功率输出分别在 P_n 的 0%、10%、20%、...、100% 区间内时,以与 I_n 的百分比形式列表给出各电流分量(谐波、间谐波及高频分量)及电流总谐波畸变率。此处,0%、10%、20%、...、100% 为区间中点。

应采用子群的方法给出直到电网基波频率 50 倍的各次谐波电流分量和电流总谐波畸变率。

根据 GB/T 17626.7—2008 附录 A 并采用子群的方法给出频率直到 2 kHz 的间谐波电流分量。

根据 GB/T 17626.7—2008 附录 B 并采用子群的方法给出频率在 2 kHz~9 kHz 之间的高频电流分量。

测量电流谐波、间谐波和高频分量时,风力发电机组的无功功率应尽可能接近零,即如果可行,无功功率设定值控制应设定为 $Q=0$ 。如果采用其他运行模式,应清楚说明。

注:持续时间很短的谐波认为是无害的。因此,本标准对风力发电机组启动或其他切换操作引起的短期谐波不作要求。

6.5 电压跌落响应

当风力发电机组有功功率输出分别在 a) $0.1 P_n \sim 0.3 P_n$ 之间和 b) 大于 $0.9 P_n$ 时,测试风力发电机组对表 1 中规定的电压跌落的响应。从电压跌落发生前至电压跌落影响已消除的时间内,在风力发电机组输出端对每种情况(VD1~VD6)连续进行两次测试,得到有功功率、无功功率、有功电流、无功电流和电压的时间序列数据,此外还应注明风力发电机组的运行模式。

测试主要是为了验证风力发电机组对电压跌落(由电网故障引起)的响应,并为风力发电机组数字仿真模型验证提供基础数据。为了更详细地开展仿真模型评估与并网导则符合性验证,可进行其他试验和测量(比如桨距角和转速)。

表 1 电压跌落规格(规定的电压跌落幅值、持续时间和波形对应被测风力发电机组未接入的情形)

电压跌落情况	线电压幅值	正序电压幅值	持续时间/s	波形
VD1-对称三相电压跌落	0.90 ± 0.05	0.90 ± 0.05	0.5 ± 0.02	
VD2-对称三相电压跌落	0.50 ± 0.05	0.50 ± 0.05	0.5 ± 0.02	
VD3-对称三相电压跌落	0.20 ± 0.05	0.20 ± 0.05	0.2 ± 0.02	
VD4-两相电压跌落	0.90 ± 0.05	0.95 ± 0.05	0.5 ± 0.02	
VD5-两相电压跌落	0.50 ± 0.05	0.75 ± 0.05	0.5 ± 0.02	
VD6-两相电压跌落	0.20 ± 0.05	0.60 ± 0.05	0.2 ± 0.02	

注 1:电压跌落引起风力发电机组切除的原因有很多,不仅与电气传动链有关,也可能与机械振动或附属系统的低电压承受能力有关。因此应对整个风力发电机组进行测试而不能仅进行传动链测试。

注 2:对于不具备低电压穿越能力的风力发电机组,VD1 和 VD4 是基本的测试内容,是进行数字仿真模型验证的基础。

6.6 有功功率

6.6.1 最大测量功率

应给出风力发电机组的最大测量功率,包括 10 min 功率平均值 P_{600} 、1 min 功率平均值 P_{60} 和 0.2 s 功率平均值 $P_{0.2}$ 。

6.6.2 升速率限制

测试风力发电机组以升速率限制控制模式运行的能力,测试结果以图表形式表示。图表中应给出 10 min 测试周期内有功功率可获取值和测量值,设置升速率为(额定功率 $\times 10\%$)/min。

报告中测试结果为 0.2 s 平均值。

6.6.3 设定值控制

测试风力发电机组以有功功率设定值控制模式运行的能力,测试结果以图表形式表示。图表中应

给出风力发电机组的有功功率设定值从额定功率的 100% 开始,以 20% 额定功率为步长运行 2min 逐步降至额定功率的 20% 期间,风力发电机组有功功率的可获取值和测量值,如图 1 所示。

报告中测试结果为 0.2 s 平均值。

注:风力发电机组参与自动频率控制计划的能力与有功功率设定值控制模式运行的能力密切相关。例如,通过风电场 SCADA 系统不断更新单台风力发电机组的有功功率设定值达到要求的频率响应来参与自动频率控制。

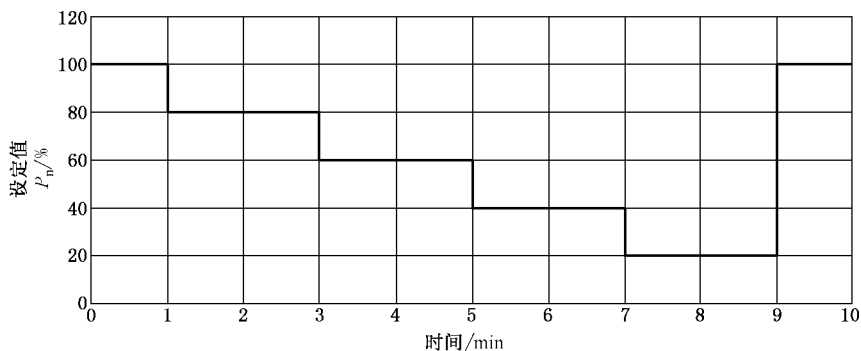


图 1 有功功率设定值调整

6.7 无功功率

6.7.1 无功功率能力

当风力发电机组 1 min 平均输出有功功率分别为额定功率的 0%、10%、...、90%、100% 时,列表给出风力发电机组的最大感性无功功率和最大容性无功功率,测试结果为 1min 平均值。

6.7.2 设定值控制

描述无功功率设定值控制能力的图表要求如下:

表中应给出无功功率设定值为零,有功功率输出分别为 0%、10%、20%、...、100% 额定功率时对应的无功功率测量值。有功功率和无功功率应为 1 min 平均值。

图中应给出无功功率设定值按照图 2 阶跃变化时无功功率的测量值。测试期间有功功率输出应约为额定功率的 50%,有功功率测量结果为 1 min 平均值。无功功率测量结果为 0.2 s 平均值。

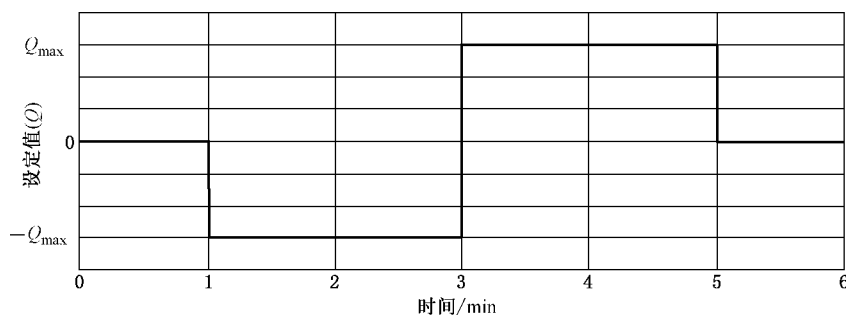


图 2 无功功率设定值调整

注:风力发电机组参与自动电压控制的能力与无功功率设定值控制模式运行的能力密切相关。例如,通过风电场 SCADA 系统不断更新单台风力发电机组的无功功率设定值达到要求的电压响应来参与自动电压控制。

6.8 电网保护

测试风力发电机组电网保护系统的功能。在过电压、欠电压和过频率、欠频率情况下,设置保护水

平及脱网时间,确定风力发电机组的实际保护水平及脱网时间。

保护水平是指风力发电机组脱网时的电压和频率值。

脱网时间是过/欠电压或过/欠频率的开始时刻至风力发电机组脱网时刻之间的时间段。

6.9 重并网时间

测试电网故障导致风力发电机组脱网后的重并网时间,测试结果以表格形式给出。表格中应注明电网故障分别持续 10 s、1 min 和 10 min 时风力发电机组对应的重并网时间。重并网时间是从风力发电机组输出端电网电压恢复正常至风力发电机组开始发电的时间。

7 测试程序

7.1 总则

7.1 给出了有关测量有效性、测试条件及设备要求。7.2~7.9 规定了确定风力发电机组电能质量特性参数必需的测量内容,即风力发电机组规格(7.2)、电压质量(7.3~7.4)、电压跌落响应(7.5)、功率控制(7.6~7.7)、电网保护和重并网时间(7.8~7.9)。

测量程序适用于与电网三相连接的单台风力发电机组。测量目的一般是检验风力发电机组在所有运行范围内的电能质量特性参数。风速高于 15 m/s 时不要求进行测量(参见注 1),这是由于高风速很少出现,如果要在高风速时进行测量一般只会显著延长测量周期,而且也不会明显改善风力发电机组电能质量特性参数的测试结果。(参见注 2)。

注 1:风速超过 15 m/s 的测量数据可以忽略。如果测试数据中包含风速超过 15 m/s 的测量数据,应在报告中说明采用的风速范围。

注 2:包含风速超过 15 m/s 的测量数据能提高闪变系数的准确度,对某些风力发电机组会使最大测量功率(0.2 s 平均值)更大。但为保持成本与准确度之间的平衡,不要求测量风速超过 15 m/s 的数据。如果测试数据中包含风速超过 15 m/s 的测量数据,对于高风速场地的情况,会提高 8.2 程序所得结果的置信度(参见 7.3.3 中注 5)。

7.1.1 测试有效性

测量得到的特性参数仅对特定配置的风力发电机组产品有效。其他配置的机组,包括改变控制参数也会引起风力发电机组的电能质量变化,就需要另行评估。评估可通过仿真实现。

对于设计有内置变压器的风力发电机组,测量电气参数时应在风力发电机组的输出端进行。测试时由风力发电机组制造商说明在变压器的低压侧还是高压侧测量。改变变压器的输出电压不会引起风力发电机组的电能质量变化,因此,除非变压器的额定电压和额定电流发生变化,否则变压器输出电压改变时不要求另行评估。

在测试报告中(附录 A)应清楚的说明风力发电机组输出端(测量点)的位置及包括有关控制参数设置的风力发电机组具体配置。

可以选择各项测试内容进行单独测试并出具报告,例如电压质量(7.3~7.4)、功率控制(7.6~7.7)和电压跌落响应(7.5)。

7.1.2 测试条件

测试条件作为测试程序的内容应写入测量报告(参见注 1)。任何不满足给定测试条件期间内得到的测试数据均应剔除。测试条件应满足以下要求:

——风力发电机组通过标准变压器与中压电网直接相连,该变压器的额定视在功率至少应与被测风力发电机组的额定视在功率相当。

——风力发电机组未发电时,在风力发电机组输出端测量的直到 50 次谐波的电压总谐波畸变率

10 min 平均值应小于 5%。在风力发电机组测试前通过测量确定电压总谐波畸变率。

——电网频率的 0.2 s 平均值应在额定频率的 $\pm 1\%$ 范围内,并且测量所得电网频率变化率的 0.2 s 平均值应小于额定频率的 0.2%。如果电网频率非常稳定并满足上述要求,则不必再进行评估,这种情况通常为大型互联电力系统。否则,测试时应测量电网频率。

——风力发电机组输出端的电压 10 min 平均值应在额定值的 $\pm 10\%$ 范围内。

——风力发电机组输出端测量得到的电压不平衡度 10 min 平均值应小于 2%。电压不平衡度可以依据 IEC 61800-3:2004 中 B.3 确定。如果已知电压不平衡度满足上述要求,则不必再进行评估。否则,测试时应测量电压不平衡度。

——环境条件应符合制造商对仪器及风力发电机组的要求。虽然要求测量报告中将环境条件作为基本测试条件予以描述,但通常并不要求对环境条件进行在线测量(参见注 2)。

在任何湍流强度和短路比的情况下均可以进行测试,但相关条件(平均湍流强度、短路容量和电网阻抗相角)应作为测试报告/认证证书的一部分予以说明。湍流强度应基于障碍物和地形变化的扇区-方向识别或基于测量风速进行说明。

注 1: 为获得可靠的测试结果,应满足规定的测试条件,注意不要与满足可靠电网连接及风力发电机组运行的条件相混淆。

注 2: 某些风力发电机组设计的最大测量功率可能在一定程度上取决于空气密度。因此,在低空气密度场地进行测量并按 7.6.1 中程序计算得到的最大测量功率可能小于高空气密度场地的测量结果。不过,由于没有规定空气密度范围所引入的不确定度,因此并不需要增加硬件设备及相关的程序来校正测量结果。

7.1.3 测试设备

测量系统假定采用数字化数据采集系统,其组成部分如图 3 所示。

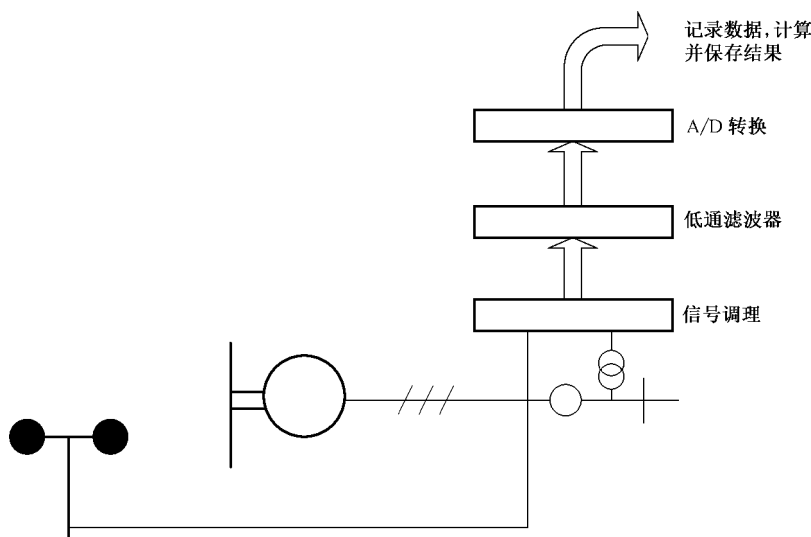


图 3 测量系统示例

风速计、电压传感器(互感器)和电流传感器(互感器)是测量系统必需的传感器。信号处理环节是 将这些传感器与用于信号抗混叠的低通滤波器相连。为满足测量准确度的要求,模数转换(A/D)分辨率最低应为 12 位。设备准确度的要求见表 2。

表 2 测量设备的要求

设 备	准确度	符合标准
电压传感器	1.0 级	IEC 60044-2
电流传感器	1.0 级	IEC 60044-1
风速计	± 0.5 m/s	IEC 61400-12-1(作为指导)
滤波器 + A/D+ 数据采集系统	量程的 1%	IEC 62008

如后续条款所述,数字化数据采集系统用于记录、计算并保存结果。附录 C 给出了利用图 3 所示系统计算电压有效值、有功功率和无功功率的方法。要求每个通道的电压及电流信号的采样速率最小为 2 kHz。测量谐波(高频分量)时,每个通道的采样速率最小应为 20 kHz。

风速信号的采样速率最低为 1 Hz。

理想情况下,应采用安装在轮毂高度位置、不受风力发电机组阻挡或风力发电机组尾流影响的风速计测量风速,一般选择上风向 2.5 倍风轮直径处的位置。此外,轮毂高度处的风速可利用较低处测量风速推算,或者利用校正后的机舱风速计信号结合测量功率及功率曲线计算得到。无论采用哪种方法,由风速计位置引起的不确定度应不超过 ± 1 m/s。

7.2 风力发电机组规格

应给出 6.2 规定的基于制造商提供信息说明的风力发电机组规格。

7.3 电压波动

7.3.1 总则

按 7.1.2 的规定,被测风力发电机组应与中压电网相连。中压电网通常还连接有其他波动性负荷,可能在风力发电机组输出端造成明显的电压波动。此外,电网特性决定了风力发电机组产生电压波动的程度。而测试需要达到的目标是在测试地点得到不受测试场地电网条件影响的测试结果。为此,本标准确定了一种方法,即利用风力发电机组输出端处测量得到的电流和电压时间序列在虚拟电网中模拟电压波动,虚拟电网中除风力发电机组外没有其他电压波动源(参见注)。

虚拟电网的应用在 7.3.2 中有更详细的描述。电压波动的测量程序分为连续运行(见 7.3.3)和切换操作(见 7.3.4)。这种划分反映了风力发电机组连续运行期间产生的闪变具有随机噪声的特征,而在切换运行状态下的闪变和电压变化则有许多时间上的限制,且不一致。

注: 尽管在虚拟电网中模拟电压波动的方法避免了电网实际电压波动对测量点闪变的直接影响,但其他波动源引起的电压波动可能影响风力发电机组的测量电流,这又会影响虚拟电网的模拟电压波动。不过,这种影响相对较小,并不能证明需要改变确定闪变系数的评估程序。

7.3.2 虚拟电网

图 4 为虚拟电网的单相电路图。

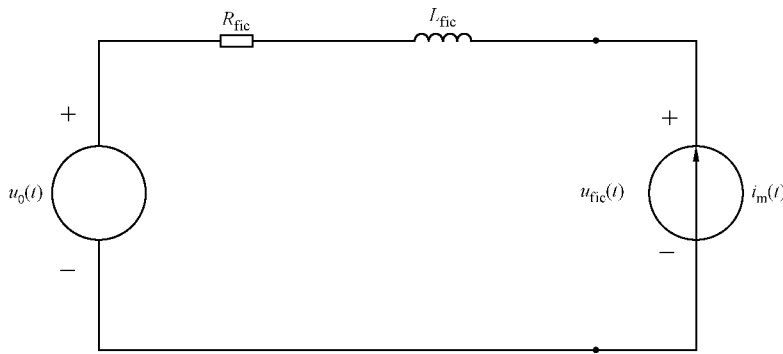


图 4 用于虚拟电压仿真的虚拟电网

虚拟电网用一个瞬时值为 $u_0(t)$ 的理想单相电压源和由电阻 R_{fic} 和电感 L_{fic} 串联组成的电网阻抗表示。风力发电机组用电流源 $i_m(t)$ 表示； $i_m(t)$ 为线电流的测量瞬时值。根据式(7)，可以得出这个简单模型中模拟电压的瞬时值 $u_{fic}(t)$ ：

$$u_{fic}(t) = u_0(t) + R_{fic} \times i_m(t) + L_{fic} \times \frac{di_m(t)}{dt} \dots\dots\dots (7)$$

理想电压源 $u_0(t)$ 可以通过不同方法得到。但应满足理想电压的以下两个特性：

- a) 理想电压源不应有任何波动，即电压闪变变为零；
- b) $u_0(t)$ 应与测量电压的基波具有相同的电气角 $a_m(t)$ 。只要 $|u_{fic}(t) - u_0(t)| \ll |u_0(t)|$ ，就可确保 $u_{fic}(t)$ 与 $i_m(t)$ 之间的相角正确。

为满足以上条件， $u_0(t)$ 定义如下：

$$u_0(t) = \sqrt{\frac{2}{3}} \times U_n \times \sin(a_m(t)) \dots\dots\dots (8)$$

式中：

U_n ——电网额定电压的有效值。

测量电压基波电气角的定义如下：

$$a_m(t) = 2\pi \times \int_0^t f(t) dt + a_0 \dots\dots\dots (9)$$

式中：

$f(t)$ ——频率(可能随时都在变化)；

t ——自时间序列开始记录起的时间；

a_0 —— $t=0$ 时的电气角。

利用式(10)选择 R_{fic} 和 L_{fic} 以获得合适的电网阻抗相角 ψ_k ：

$$\tan(\psi_k) = \frac{2\pi \times f_g \times L_{fic}}{R_{fic}} = \frac{X_{fic}}{R_{fic}} \dots\dots\dots (10)$$

式中：

f_g ——电网额定频率(50 Hz 或 60 Hz)。

虚拟电网的三相短路容量按式(11)计算：

$$S_{k,fic} = \frac{U_n^2}{\sqrt{R_{fic}^2 + X_{fic}^2}} \dots\dots\dots (11)$$

为确保采用的闪变算法或设备测量的 P_{st} 值在 IEC 61000-4-15 要求的量程内，应采用适当的短路比 $S_{k,fic}/S_n$ 。由于 IEC 61000-4-15 给出的方法旨在确定某一特定的电压波动是否会引闪变，没有很精确考虑小的电压波动的影响。降低短路比会得出更大的电压波动。另一方面，短路比太小会使 $u_{fic}(t)$

的平均有效值明显偏离 $u_0(t)$ 的有效值,同时由于对绝对电压变动进行规格化时采用的平均值不同,因此这也会影响相对电压变动。尽管选择适当的短路比是评估人员的责任,但为保证模拟电压波动在闪变仪的量程内,本标准推荐短路比 $S_{k, \text{fic}}/S_n$ 在 20~50 之间。此外,为获得更好的分辨率,推荐使用 6 400 分级数代替 IEC 61000-4-15 标准推荐的 64 级。计算得到的 P_{st} 值准确度应好于 5%。

7.3.3 连续运行

通过测量和仿真确定闪变系数 $c(\psi_k, v_a)$,并按 6.3.2 的要求说明。

本条给出了详细的测量程序,相关资料性概述参见附录 B.1。

测量步骤如下:

- a) 在风力发电机组输出端测量三相线电流瞬时值和三相相电压瞬时值(参见注 1);
- b) 在切入风速至 15 m/s 之间每 1 m/s 的风速区间内,应至少采集 15 个(测试 5 次、三相)10 min 时间序列的瞬时电压和电流测量数据,此处,风速为 10 min 平均值;
- c) 风速按 7.1.3 进行测量;
- d) 排除切换操作状态下的测量数据,但与风力发电机组正常运行期间电容器组投切相类似的情况除外。

报告中应给出测试期间的电压闪变值。依据 IEC 61000-4-15 标准,在风力发电机组输出端测量电压闪变。(参见 7.3.1 注)。

测量时采用的测量系统配置如图 3 所示,使用的电压和电流传感器及风速计的规格要求见表 2。测量电压和电流时截止频率至少为 400 Hz(参见注 2)。

对测量数据进行处理得到风力发电机组的闪变系数,该系数是电网阻抗角和风速分布的函数。对 6.3.2 中规定的每种电网阻抗角和风速分布,重复下面的程序。

首先,确定每组 10 min 测量电压和电流时间序列的闪变系数。确定闪变系数的程序如下:

- 1) 将测量的时间序列代入式(7),得到电压时间序列 $u_{\text{fic}}(t)$;
- 2) 对于虚拟电网的每个 10 min 时间序列,将电压时间序列 $u_{\text{fic}}(t)$ 输入到与 IEC 61000-4-15 一致的闪变值算法,得出短时间闪变值 $P_{\text{st}, \text{fic}}$;
- 3) 对于每个计算得到的短时间闪变值,按式(12)确定闪变系数:

$$c(\psi_k) = P_{\text{st}, \text{fic}} \times \frac{S_{k, \text{fic}}}{S_n} \dots\dots\dots (12)$$

式中:

S_n —— 风力发电机组的额定视在功率;

$S_{k, \text{fic}}$ —— 虚拟电网的短路容量。

(参见注 3)。

其次,确定每个风速区间的加权系数,来修正与假定风速分布一致的闪变系数出现频次的测量值。确定加权系数的程序如下:

- 4) 按 6.3.2 的规定,假定风速在第 i 个风速区间内出现的频率 $f_{y,i}$ 与瑞利分布一致,即:

$$f_{y,i} = \exp\left(-\frac{\pi}{4} \times \left(\frac{v_i - 0.5}{v_a}\right)^2\right) - \exp\left(-\frac{\pi}{4} \times \left(\frac{v_i + 0.5}{v_a}\right)^2\right) \dots\dots\dots (13)$$

式中:

v_i —— 第 i 个风速区间的中点;

v_a —— 假定的年平均风速。

- 5) 按下式计算在第 i 个风速区间内所测闪变系数出现的实际频率 $f_{m,i}$:

$$f_{m,i} = \frac{N_{m,i}}{N_m} \dots\dots\dots (14)$$

式中:

$N_{m,i}$ ——第 i 个风速区间内的闪变系数测量值个数;

N_m ——闪变系数值的总数。

- 6) 对在 $v_{\text{cut-in}}$ 至 15 m/s 之间的每 1 m/s 风速区间的加权系数,将 $f_{y,i}$ 和 $f_{m,i}$ 的计算值代入式 (15):

$$\omega_i = \frac{f_{y,i}}{f_{m,i}} \dots\dots\dots (15)$$

最后,确定闪变系数测量值的加权累积分布,闪变系数 $c(\psi_k, v_a)$ 取累积分布概率为 99% 时对应的百分位数(参见注 4 和注 5)。相应的程序如下:

- 7) 闪变系数的加权累积分布概率见式(16):

$$P_r(c < x) = \frac{\sum_{i=1}^{N_{\text{bin}}} \omega_i \times N_{m,i,c < x}}{\sum_{i=1}^{N_{\text{bin}}} \omega_i \times N_{m,i}} \dots\dots\dots (16)$$

式中:

$N_{m,i,c < x}$ ——第 i 个风速区间内小于或等于 x 的闪变系数的个数;

N_{bin} ——风速区间总数。

- 8) 闪变系数取加权累积分布概率为 99% 时对应的百分位数。先通过计算 $P_r(c < x)$,再计算分析得到该值。

上述程序中步骤 4)~ 8)在附录 B.3 中有详细的说明。

根据 IEC 61000-3-7,长时间闪变值可由 12 个连续的短时间闪变值的立方均根计算。考虑到风力发电机组产生的闪变是风速的函数,同时持续 2 h 时间周期即 12 个短时间闪变值周期的风况很可能相同。因此,风力发电机组的长时间闪变系数与短时间闪变系数相等。

注 1: 如果不能获得相电压,应测量线电压,然后通过线电压测量值计算相电压。利用线电压测量值计算相电压的公式如下:

$$u_1 = \frac{u_{12} - u_{31}}{3} \dots\dots\dots (17)$$

$$u_2 = \frac{u_{23} - u_{12}}{3} \dots\dots\dots (18)$$

$$u_3 = \frac{u_{31} - u_{23}}{3} \dots\dots\dots (19)$$

式中:

u_1, u_2, u_3 ——瞬时相电压;

u_{12}, u_{31}, u_{23} ——瞬时线电压。

注 2: 根据 IEC 61000-4-15 给出的闪变算法得出 $u_{\text{fic}}(t)$ 的有效值,然后去掉高于 35 Hz 的变量。本标准中要求连续运行时闪变测量的最低截止频率为 400 Hz,相应的最小采样频率为 800 Hz。测试计算表明该采样频率对于获得一致的结果非常必要。采样速率低会影响测量电压基波电气角 $\alpha_m(t)$ 的精度。

注 3: 闪变系数计算公式的详细说明见附录 B.4.1。

注 4: 闪变允许限值通常取与之相关的概率为 99% 对应的百分位数。

注 5: 按 6.3.2 的要求,应分别计算出年平均风速 v_a 等于 6 m/s、7.5 m/s、8.5 m/s 和 10 m/s 时对应的 $c(\psi_k, v_a)$ 值。此外,本条所述的测量区间上限为 15 m/s。假定风速服从瑞利分布,则可以计算出年平均风速 $v_a = 6$ m/s 时,15 m/s 风速所对应概率为 99% 时所对应的百分位数,同样也可以计算年平均风速 $v_a = 7.5$ m/s、8.5 m/s 和 10 m/s 时,分布概率分别为 96%、91% 和 83% 时所对应的百分位数。因此,虽然在本条款中 $c(\psi_k, v_a)$ 是按其 99% 累积分布概率所对应的百分位数确定的,但当年平均风速 $v_a = 7.5$ m/s、8.5 m/s 和 10 m/s 时,服从瑞利分布的风速分布对应的百分位数取值应低一些。进一步的说明见 B.3。不过,当 $v_a = 7.5$ m/s、8.5 m/s

和 10 m/s 时,实际百分位数造成的不确定度对扩展高速测量数据集以确保 99% 百分位数无硬性要求,因为这会显著增加测试周期。不过,本标准允许用户在 15 m/s 以上进行测量,以提高 $v_a > 6$ m/s 时 $c(\psi_k, v_a)$ 的精度。

7.3.4 切换操作

基于制造商提供的信息,对于 6.3.3 中规定的每种切换操作类型,应确定切换操作的最大次数 N_{10m} 及 N_{120m} 。如果风力发电机组制造商不能提供这些数据,或制造商不能提供风力发电机组控制系统的充分的技术说明以支持上述切换操作的最大次数,应作以下假设:

- a) 风力发电机组在切入风速时启动: $N_{10m} = 10, N_{120m} = 120$;
- b) 风力发电机组在额定风速或更高风速时启动: $N_{10m} = 1, N_{120m} = 12$;
- c) 发电机切换时最恶劣工况: $N_{10m} = 10, N_{120m} = 120$ 。

通过测量及后续的仿真计算,确定 6.3.3 中规定的每种切换操作类型对应的电压变动系数 $k_u(\psi_k)$ 和闪变阶跃系数 $k_f(\psi_k)$ 。

本条给出了详细的测量程序,相关资料性概述参见 B.2。

按照 6.3.3 a) 和 6.3.3 b) 的规定进行切换操作,测试人员应对 6.3.3 c) 所述条件予以鉴别,鉴别时可通过评估风力发电机组的设计进行,如果不能得到满意的佐证,则应通过测量鉴定 6.3.3 c) 中所述条件(参见 6.3.3 中的注 1)。

为确定电压变动系数 $k_u(\psi_k)$ 和闪变阶跃系数 $k_f(\psi_k)$,需要进行以下测量:

- d) 在风力发电机组输出端测量三相线电流瞬时值和三相相电压瞬时值;
- e) 测量周期 T_p 持续时间应足够长,确保切换操作引起的暂态过程基本结束,但可能不能完全消除湍流引起的功率波动的影响;
- f) 每种情况均应测量 5 次,确保测量结果能代表正常运行状态;
- g) 按 7.1.3 测量风速。切换操作期间 1 min 平均风速应在要求风速的 ± 2 m/s 范围内。

测量应在如图 3 所示测量系统配置下进行,使用的电压及电流传感器和风速计规格要求见表 2。电压和电流测量的截止频率至少为 1 500 Hz (参见注 1)。对于采用软启动或其他可有效限制冲击电流装置的风力发电机组,电流传感器宜按风力发电机组额定电流的 2~4 倍选取。对于没有任何冲击电流限制的风力发电机组,电流传感器宜按风力发电机组额定电流的 10~20 倍选取。

采用下列程序对测量数据进行处理,确定电压变动系数和闪变阶跃系数:

- 1) 将测量的时间序列代入式(7),得到电压时间序列 $u_{fic}(t)$;
- 2) 将模拟电压时间序列 $u_{fic}(t)$ 作为符合 IEC 61000-4-15 标准要求的闪变算法的输入,计算得出虚拟电网上每个时间序列 $u_{fic}(t)$ 对应的闪变 $P_{st, fic}$ 。每种工况下得到 15 个(三相,分别测试 5 次) $P_{st, fic}$ 值;
- 3) 闪变阶跃系数 $k_f(\psi_k)$ 按式(20)计算:

$$k_f(\psi_k) = \frac{1}{130} \times \frac{S_{k, fic}}{S_n} \times P_{st, fic} \times T_p^{0.31} \dots\dots\dots (20)$$

(参见注 2 和注 3)。

- 4) 电压变动系数 $k_u(\psi_k)$ 按式(21)计算:

$$k_u(\psi_k) = \sqrt{3} \times \frac{U_{fic, max} - U_{fic, min}}{U_n} \times \frac{S_{k, fic}}{S_n} \dots\dots\dots (21)$$

式中:

$U_{fic, min}$ ——切换操作期间虚拟电网电压周期有效值的最小值;

$U_{fic, max}$ ——切换操作期间虚拟电网电压周期有效值的最大值。

(参见注 4)。

5) 闪变阶跃系数和电压变动系数应为 15 个值的平均值。

注 1: 为确保电压变动系数及闪变阶跃系数中包含由“软启动”电力电子器件引起的波动谐波,截止频率至少应为 1 500 Hz (参见 7.3.3 注 2)。

注 2: 闪变阶跃系数的计算公式根据 IEC 61000-3-3 标准推导得到,相关说明见 B.4.2。

注 3: 短时间闪变值 $P_{st,flc}$ 的计算时间周期为 T_p 。

注 4: 确定电压变动系数的公式说明见 B.4.3。

7.4 电流谐波、间谐波和 高频分量

测量风力发电机组连续运行期间的电流谐波、间谐波和 高频分量,并按照 6.4 的要求在报告中说明。

测试结果应基于每个有功功率区间(按照 6.4 的规定,区间中点为 0%、10%、20%、…、100% P_n)的 10 min 观测周期以及电网电压谐波畸变率最小的情形。风力发电机组产生的谐波电流幅值在几秒钟内就会发生变化,采用的测量程序应适合这种情况。

应剔除明显受电网背景噪声影响的测量数据。

在每个 10%额定功率区间内,应至少采集 9 组(每相测试 3 次,共三相)10 min 时间序列的瞬时电流测量数据。

根据 GB/T 17626.7—2008 进行测量并对频谱分量进行分组。选择分组方法时应能反映测量对象是一个波动源。采用 GB/T 17626.7—2008 中定义的准确度等级 I。

推荐 50 Hz 系统采用 10 周期窗,60 Hz 系统采用 12 周期窗。时间窗的大小应在测试报告中注明(参见附录 A)。

电流谐波小于 0.1% I_n 的谐波次数不必写入测试报告。

采用离散傅里叶变换对测量电流进行矩形加权,即不需对测量数据采用特殊的加权窗函数(汉宁窗、汉明窗等)进行处理。评估有功功率时采用的时间窗应与评估谐波时保持一致。

对于频率在电网基波频率 50 倍以内的谐波电流分量,利用 GB/T 17626.7—2008 中 5.6 的子群方法进行分组(参见注)。

利用式(22)计算电流总谐波畸变率:

$$THC = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} I_h^2}}{I_n} \times 100 \quad \dots\dots\dots (22)$$

式中:

I_h ——第 h 次谐波电流的分组有效值;

I_n ——风力发电机组的额定电流。

频率在 2 kHz 以下的间谐波电流分量,应按 GB/T 17626.7—2008 附录 A 的子群方法进行分组[等式(A.3)和等式(A.4)分别适用于 50Hz 和 60 Hz 系统]。

高频分量,即频率在 2 kHz~9 kHz 之间的电流分量,应按 GB/T 17626.7—2008 附录 B 的方法进行测量、分组[等式(B.1)]。离散傅里叶变换原始数据输出时分组带宽为 200 Hz。

对于每个 10 min 时间序列数据,应计算每个频带的 10 min 平均值(即每个子群的谐波、间谐波和 高频电流分量),然后报告每个 10%额定功率区间内每个频带的最大 10 min 平均值。

应给出测试期间的电压谐波情况。在风力发电机组输出端按 GB/T 17626.7—2008 测量电压谐

波,在报告中至少给出电压总谐波畸变率的 10 min 平均值。

注: GB/T 17626.7—2008 中 5.6 规定了谐波电压的评估方法。推荐采用标准给出的分组方法评估风力发电机组等波动性电源的谐波电流情况。

7.5 电压跌落响应

应测量风力发电机组对表 1 中规定的电压跌落的响应,并按 6.5 的要求记录测试结果。测试结果应包括在风力发电机组输出端测量的有功功率、无功功率、有功电流、无功电流和电压的时间序列,时间区间为电压跌落发生前瞬间至电压跌落的影响已消除的时间。还应注明风力发电机组的运行模式及 10 min 平均风速。

测量每个工频周期(50 Hz 或 60 Hz)内基波正序分量的有功功率、无功功率、有功电流、无功电流和电压(参见附录 C)。

风力发电机组有功功率输出在 a) $0.1P_n \sim 0.3P_n$ 之间和 b) 大于 $0.9P_n$ 时进行测试。

测试时可采用如图 5 所示的测试装置。通过电压跌落发生装置产生电压跌落,将三相或两相电路经过阻抗接地,或者将三相或两相电路经过阻抗连接在一起产生电压跌落。

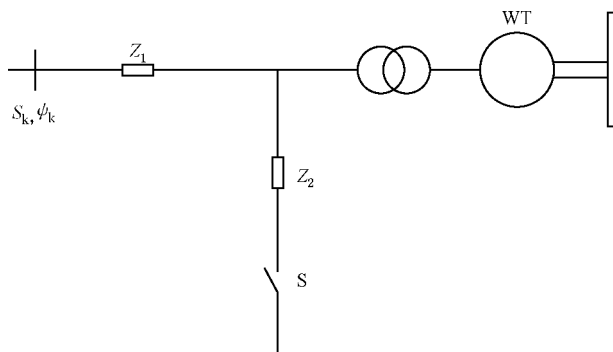


图 5 测试风力发电机组对电压跌落响应的测试系统(含电压跌落发生装置)示意图

阻抗 Z_1 用于限制短路对电网的影响。应选择阻值适当的阻抗,确保电压跌落测试不会对电网造成不可接受的影响,同时也不会显著影响风力发电机组的暂态响应。电压跌落发生前后阻抗 Z_1 可旁路短接。

通过开关 S 与阻抗 Z_2 相连产生电压跌落。风力发电机组未接入时,调整 Z_2 的大小得到表 1 中规定的电压幅值。

在测试设备描述中应说明测试中使用的阻抗 Z_1 和 Z_2 的阻值。

开关 S 应能精确控制所有三相或两相电路中阻抗 Z_2 的投入时间。例如,开关 S 可以是机械断路器或电力电子装置。

由于可能受风力发电机组运行的影响,因此表 1 中规定的电压幅值仅适用于图 5 中所示风力发电机组未接入的情况。风力发电机组未接入时,电压跌落应在图 6 所示范围内。电压跌落的持续时间为开关 S 闭合至开关 S 断开的时间。考虑到开关 S 存在操作时间误差,以及正序电压不会瞬间跌落或升高,而是有一定的斜率,因此图 6 给出了允许的时间偏差。

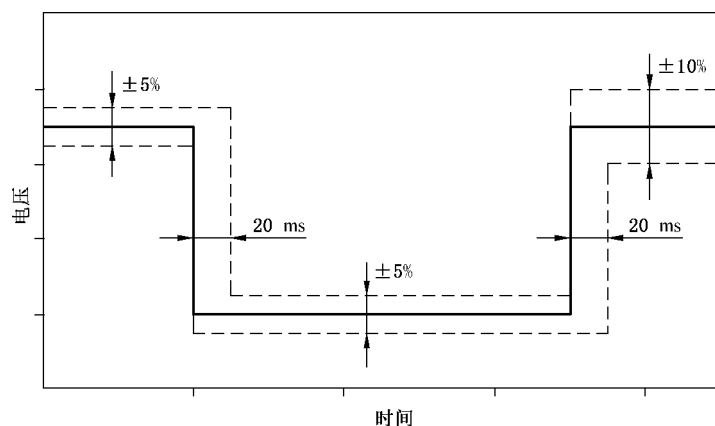


图 6 电压跌落允许误差

注：当风力发电机组有功功率输出在 a) $0.1 P_n \sim 0.3 P_n$ 之间时进行测试，以获得最可能的运行模式下（取决于风况）风力发电机组的响应；当风力发电机组有功功率输出在 b) 大于 $0.9 P_n$ 时进行测试，以获得更苛刻条件下风力发电机组的响应。

7.6 有功功率

7.6.1 最大测量功率

根据 6.6.1 的要求，最大测量功率包括 10 min 平均值 P_{600} 、1 min 平均值 P_{60} 和 0.2 s 平均值 $P_{0.2}$ ，测试时采用下列程序：

- 仅采集连续运行状态下的数据；
- 在风力发电机组输出端测量有功功率；
- 切入风速至 15 m/s 之间，每个 1 m/s 风速区间至少应采集 5 个 10 min 时间序列的功率测量数据；
- 根据 7.1.3 的要求，风速测量结果为 10 min 平均值；
- 利用分块平均将功率的测量数据转换为 0.2 s 平均值和 1 min 平均值；
- $P_{0.2}$ 定义为测量周期内 0.2 s 平均值的最大值；
- P_{60} 定义为测量周期内 1 min 平均值的最大值；
- P_{600} 定义为测量周期内 10 min 平均值的最大值。

测量过程中测量系统配置如图 3 所示，使用的电压及电流传感器和风速计的要求见表 2。

测量电流时满刻度量程可以是风力发电机组额定电流的两倍。

7.6.2 升速率限制

根据 6.6.2 的要求，测试风力发电机组有功功率升速率限制控制模式。测试时采用下列程序：

- 风力发电机组从停机状态开始启动；
- 功率升速率设定为 10 % 额定功率/min；
- 风力发电机组并网运行后测试 10 min；
- 整个测试过程中，可获取的有功功率输出至少应为额定功率的 50 %；
- 在风力发电机组输出端测量有功功率；
- 报告中测试结果为 0.2 s 平均值。

测试过程中系统配置如图 3 所示，使用的风速计、电压及电流传感器的规格要求见表 2。风速测量结果以测试周期内 1 Hz 数据的时间序列图表示。

可获取的有功功率输出应从风力发电机组控制系统中读取，如果从风力发电机组控制系统读取不易实现，可基于测量风速参考风力发电机组的功率曲线得到近似值。

7.6.3 设定值控制

根据 6.6.3 的要求,对风力发电机组以有功功率设定值控制模式运行的能力进行测试。测试时采用下列程序:

- 每个测试周期为 10 min;
- 为获得尽可能快的响应,测试期间应取消升速率限制功能;
- 如图 1 所示,有功功率设定值从 100%开始以 20%的步长依次降低,每个设定值运行时间为 2 min;
- 整个测试过程中,可获取的有功功率输出至少应为额定功率的 90%;
- 在风力发电机组输出端测量有功功率;
- 报告中测试结果为 0.2 s 平均值。

测试过程中系统配置如图 3 所示,使用的风速计、电压及电流传感器的规格要求见表 2。风速测量结果以测试周期内 1 Hz 数据的时间序列图表示。

可获取的有功功率输出可从风力发电机组控制系统中读取,如果从风力发电机组控制系统读取不易实现,可基于测量风速参考风力发电机组的功率曲线得到近似值。

7.7 无功功率

7.7.1 无功功率测试

根据 6.7.1 的要求对最大感性无功功率和最大容性无功功率进行测试。

- 测量风力发电机组的最大感性无功功率时,风力发电机组运行模式应设置为对应整个功率范围内感性无功功率最大的运行模式。
- 测量风力发电机组的最大容性无功功率时,风力发电机组运行模式应设置为对应整个功率范围内容性无功功率最大的运行模式。

这两种设定模式均采用下列程序进行测试:

- 仅采集连续运行状态下的数据;
- 在风力发电机组输出端测量有功功率和无功功率;
- 对于每个 10%额定功率区间,至少应采集 30 个 1 min 有功功率及无功功率时间序列的测量数据;
- 在每个 1 min 时间周期内,利用分块平均方法将采样数据转换为 1 min 平均值。
- 按照区间方法对 1 min 平均值进行整理,在表格中说明有功功率输出分别为 0%、10%、…、90%、100%额定功率时对应的无功功率平均区间值。此处,0%、10%、…、90%、100%为额定功率区间的中点。

测试过程中系统配置如图 3 所示,使用的风速计、电压及电流传感器的规格要求见表 2。

7.7.2 设定值控制

根据 6.7.2 的要求,对风力发电机组以无功功率设定值控制模式运行的能力进行测试。

风力发电机组的无功功率设定值为零时,测试时采用下列程序:

- 仅采集连续运行状态下的数据;
- 在风力发电机组输出端测量有功功率和无功功率;
- 对于每个 10%额定功率区间,至少应采集 30 个 1 min 有功功率及无功功率时间序列的测量数据;
- 在每个 1 min 时间周期内,利用分块平均方法将采样数据转换为 1 min 平均值;

——按照区间方法对 1 min 平均值进行整理,在表格中说明有功功率输出分别为 0%、10%、…、90%、100% 额定功率时对应的无功功率平均区间值。此处,0%、10%、…、90%、100% 为额定功率区间的中点。

无功功率阶跃变化时采用下列程序进行测试:

- 仅采集连续运行状态下的数据;
 - 在风力发电机组输出端测量有功功率和无功功率;
 - 有功功率输出约为额定功率的 50%;
 - 无功功率测试结果为 0.2 s 平均值;
 - 无功功率的设定值根据图 2 变化;
 - 无功功率测试结果以图表形式表示,图中结果为 0.2 s 测试数据及对应的无功功率设定值。
- 测试过程中系统配置如图 3 所示,使用的风速计、电压及电流传感器的规格要求见表 2。

7.8 电网保护

确定过电压、欠电压和过频率、欠频率时风力发电机组的保护水平和脱网时间。测试时可采用单独的电压和频率均可调的三相电源,与风力发电机组的控制系統相连。还应给出风力发电机组主控制器的设定值保护水平及脱网时间。基于安全原因考虑,进行电网保护测试时风力发电机组的发电机应停止运行。

采用下列程序确定风力发电机组的保护水平:

- 欠电压保护水平 U_{under} :单独供电的三相电源的三相电压,在额定频率条件下,从额定电压开始,以额定电压 1% 的步长逐步降低,直至风力发电机组脱网。每个步长至少应持续 20 s。
- 过电压保护水平 U_{over} :单独供电的三相电源的三相电压,在额定频率条件下,从额定电压开始,以额定电压 1% 的步长逐步升高,直至风力发电机组脱网。每个步长至少应持续 20 s。
- 欠频率保护水平 f_{under} :单独供电的三相电源的频率,在额定电压条件下,从额定频率开始,以 0.1 Hz 为步长逐步降低,直至风力发电机组脱网。每个步长至少应持续 20 s。
- 过频率保护水平 f_{over} :单独供电的三相电源的频率,在额定电压条件下,从额定频率开始,以 0.1 Hz 为步长逐步升高,直至风力发电机组脱网。每个步长至少应持续 20 s。

采用下列程序确定风力发电机组的脱网时间:

- 根据风力发电机组的数据表单或通过测量确定风力发电机组的脱网时间。
- 脱网时间为电压阶跃开始至风力发电机组脱网之间的时间间隔。
- 欠电压:由单独电压源向风力发电机组的断路器提供从额定电压至 $U_{\text{under}} - 5\%$ 额定电压的电压阶跃。
- 过电压:由单独电压源向风力发电机组的断路器提供从额定电压至 $U_{\text{over}} + 5\%$ 额定电压的电压阶跃。
- 过频率:由单独电压源向风力发电机组的断路器提供从额定频率至 $f_{\text{over}} + 1$ Hz 的频率阶跃。
- 欠频率:由单独电压源向风力发电机组的断路器提供从额定频率至 $f_{\text{under}} - 1$ Hz 的频率阶跃。

7.9 重并网时间

按照 6.9 的要求,测试风力发电机组的重并网时间并记录测试结果。测试时采用下列程序:

- 分别在 6.9 中规定的 3 种电网故障时间下进行测试。
- 重并网期间平均风速应大于 10 m/s。
- 通过断开电网中的断路器实现风力发电机组脱网,此断路器一般为连接风力发电机组和功率汇集系统的中压断路器。断开断路器时风力发电机组应处于运行状态。断路器闭合后风力发电机组可重新并网。

- 故障时间为断路器断开、闭合之间的时间间隔(段)。断路器通常为人工操作,测试人员应确保电网故障时间在规定的±1 s 误差时间内。
 - 在风力发电机组输出端测量有功功率。
 - 在风力发电机组输出端测量电压。
 - 基于功率和电压的 0.2 s 平均值报告测试结果。基于测量功率和电压,重并网时间定义为从电压恢复至正常水平(0.9 p.u.~1.1 p.u.)至风力发电机组开始发电($P>0$)的时间。
- 测试过程中系统配置如图 3 所示,使用的风速计、电压及电流传感器的规格要求见表 2。

8 电能质量评估

8.1 总则

本章规定了安装在指定场地的一台风力发电机组或风力发电机组群电能质量的评估方法,测试结果可以与其他国家标准出版物的要求进行比较。

如果电网运营商和监管机构采用他们自己的要求代替本标准或作为本标准的补充,本章所述评估方法可作为指南。

电能质量一致性评估程序,适用于连接至中压或高压电网的风力发电机组,要求电网频率偏差不超过±1 Hz,并具有足够的有功功率和无功功率调节能力。其他情况下,电能质量一致性评估原则可作为指南。

8.2 电压波动

8.2.1 总则

风力发电机组产生的闪变应在式(23)和式(24)规定的闪变限值范围内:

$$P_{st} \leq E_{Psti} \dots\dots\dots (23)$$

$$P_{lt} \leq E_{Plti} \dots\dots\dots (24)$$

式中:

- P_{st} ——风力发电机组产生的短时间闪变值;
- P_{lt} ——风力发电机组产生的长时间闪变值;
- E_{Psti} ——公共连接点处的短时间闪变值限值;
- E_{Plti} ——公共连接点处的长时间闪变值限值。

此外,根据式(25)限制风力发电机组引起的相对电压变动:

$$d \leq \frac{\Delta U_{dyn}}{U_n} \dots\dots\dots (25)$$

式中:

- d ——风力发电机组切换操作时引起的相对电压变动;
- $\frac{\Delta U_{dyn}}{U_n}$ ——最大允许电压变动。

IEC 61000-3-7 给出了评估中压及高压设备的闪变发射限值和最大允许电压变动的推荐方法。后续条款是评估风力发电机组引起的闪变发射和相对电压变动的推荐程序。

8.2.2 连续运行

单台风力发电机组连续运行状态下产生的闪变发射值按式(26)评估,取概率分布为 99% 时对应的百分位数:

$$P_{st} = P_{lt} = c(\psi_k, v_a) \times \frac{S_n}{S_k} \dots\dots\dots (26)$$

式中:

$c(\psi_k, v_a)$ ——在给定公共连接点处电网阻抗相角 ψ_k 及现场风力发电机组轮毂高度年平均风速 v_a 的情况下, 风力发电机组的闪变系数;

S_n ——风力发电机组额定视在功率;

S_k ——公共连接点处的短路容量。

对于现场实际 ψ_k 和 v_a 对应的风力发电机组闪变系数, 可根据 7.3.3 得到的测量结果数据表用线性插值的方法得到。

对于多台风力发电机组接入公共连接点的情况, 按式(27)评估所有风力发电机组的闪变发射值:

$$P_{st\Sigma} = P_{lt\Sigma} = \frac{1}{S_k} \times \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wt}} \left(c_i(\psi_k, v_a) \times S_{n,i} \right)^2} \dots\dots\dots (27)$$

式中:

$c_i(\psi_k, v_a)$ ——第 i 台风力发电机组的闪变系数;

$S_{n,i}$ ——第 i 台风力发电机组的额定视在功率;

N_{wt} ——接入公共连接点的风力发电机组数目。

8.2.3 切换操作

单台风力发电机组切换操作引起的闪变发射值按式(28)和式(29)评估:

$$P_{st} = 18 \times N_{10m}^{0.31} \times k_f(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_k} \dots\dots\dots (28)$$

$$P_{lt} = 8 \times N_{120m}^{0.31} \times k_f(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_k} \dots\dots\dots (29)$$

式中:

$k_f(\psi_k)$ ——在公共连接点处给定的 ψ_k 条件下风力发电机组的闪变阶跃系数(参见注 1)。

对于现场实际 ψ_k 对应的风力发电机组闪变阶跃系数, 可根据 7.3.4 得到的测量结果数据表用线性插值的方法得到。

对于多台风力发电机组接入公共连接点的情况, 所有风力发电机组的闪变发射值按式(30)和式(31)评估:

$$P_{st\Sigma} = \frac{18}{S_k} \times \left(\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{10m,i} \times \left(k_{f,i}(\psi_k) \times S_{n,i} \right)^{3.2} \right)^{0.31} \dots\dots\dots (30)$$

$$P_{lt\Sigma} = \frac{8}{S_k} \times \left(\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{120m,i} \times \left(k_{f,i}(\psi_k) \times S_{n,i} \right)^{3.2} \right)^{0.31} \dots\dots\dots (31)$$

式中:

$N_{10m,i}$ ——第 i 台风力发电机组在 10 min 内切换操作的次数;

$N_{120m,i}$ ——第 i 台风力发电机组在 2 h 内切换操作的次数;

$k_{f,i}(\psi_k)$ ——第 i 台风力发电机组的闪变阶跃系数;

$S_{n,i}$ ——第 i 台风力发电机组的额定视在功率(参见注 2)。

如果风力发电机组的控制系统限制了切换操作次数, 需要采取适当的措施评估其影响。

单台风力发电机组切换操作引起的相对电压变动按式(32)进行评估:

$$d = 100 \times k_u(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_k} \dots\dots\dots (32)$$

式中:

d ——相对电压变动, 以百分比表示;

$k_u(\psi_k)$ ——在公共连接点处给定的 ψ_k 条件下风力发电机组的电压变动系数。

对于现场实际 ψ_k 对应的风力发电机组电压变动系数,可根据 7.3.4 得到的测量结果数据表用线性插值的方法得到。

对于多台风力发电机组接入公共连接点的情况,由于同一时刻不大可能出现两台风力发电机组同时进行切换操作的情况,因此评估多台风力发电机组引起的相对电压变动时不必考虑求和影响。

注 1: 根据附录 B.4.2 中的公式,按 10 min 和 2 h 的测量周期可分别推导出式(28)和式(29)。

注 2: 式(30)和式(31)的推导过程与式(28)和式(29)类似,只是包含了对接入公共连接点的风力发电机组数目进行求和的过程。考虑到切换操作的暂态部分,即对闪变有显著影响的部分,通常持续时间很短,因此对其进行求和和计算是合理的。

8.3 电流谐波、间谐波和 高频分量

为避免在公共连接点产生不允许的谐波电压,应限制风力发电机组的谐波电流。

IEC 61000-3-6 的指南部分给出了适用的谐波发射限值。

IEC 61000-3-6 给出了对由负荷引起的电流谐波畸变进行求和计算的指南。据此,在公共连接点处多台风力发电机组产生的谐波电流可按式(33)计算:

$$I_{h\Sigma} = \sqrt[\beta]{\sum_{i=1}^{N_{wt}} \left(\frac{I_{h,i}}{n_i}\right)^\beta} \dots\dots\dots (33)$$

式中:

N_{wt} ——接入公共连接点的风力发电机组数目;

$I_{h\Sigma}$ ——公共连接点处第 h 次谐波电流畸变;

n_i ——第 i 台风力发电机组变压器变比;

$I_{h,i}$ ——第 i 台风力发电机组的第 h 次谐波电流畸变;

β ——指数,根据表 3 及以下几点说明选择其数值。

表 3 指数参数(IEC 61000-3-6)

谐波次数	β
$h < 5$	1.0
$5 \leq h \leq 10$	1.4
$h > 10$	2.0

如果每台风力发电机组相同,而且它们的变流器是电网换相运行,则谐波电流可能同相,各次谐波计算时取 $\beta=1$ 。

式(33)未考虑利用变压器的不同联结组合消除特定谐波的情况。对于这种情况,需要采取适当的措施评估其影响。

式(33)同样适用于电流的间谐波和 高频分量。由于电流间谐波和 高频分量不相关,因此对它们进行求和计算时推荐取 $\beta=2$ 。

附录 A
(资料性附录)
报告格式样本

本报告格式样本给出了表征风力发电机组电能质量参数测试结果的推荐报告格式。测试人员应在空白表格中填写测试结果,并在相应标题下插入图形。

风力发电机组电能质量测试结果报告

报告中的特性参数仅适用于特定配置的被测风力发电机组类型。其他机组配置,包括改变控制参数会引起风力发电机组的电能质量发生变化,需要另行评估。

测试机构名称	
报告编号	
风力发电机组型号	
风力发电机组制造商	
风力发电机组序列号	

依照 GB/T 20320 已经对上述风力发电机组进行测试。风力发电机组的主要数据如下:

风力发电机组类型(水平轴/垂直轴)	
叶片数目	
风轮直径/m	
轮毂高度/m	
叶片控制(变桨/失速)	
速度控制(定速/双速/变速)	
发电机类型和额定功率/kW	
变流器类型和额定容量/kVA	
无功补偿类型和额定无功功率/kvar	
变压器变比和额定容量/kVA	
风力发电机组输出端标识	

测试报告中应包含下表中规定文件

信息类型	文件名和日期
测试风力发电机组描述,包括相关控制参数的设置	
测试场地和电网连接情况描述	
测试设备描述	
测试条件描述	
不符合 GB/T 20320 的情况记录	
编写	
审核	
批准	
签发日期	

对采用 GB/T 20320 之外的方法确定的特性参数应进行标记,包括通过计算而不是测量得到的参数值。采用 GB/T 20320 之外的情况记录文件应描述采用的替代方法。

以下为特性参数指标结果说明。

A.1 风力发电机组输出端额定数据

额定功率 P_n /kW	
额定风速 v_n /(m/s)	
额定视在功率 S_n /kVA	
额定电流 I_n /A	
额定电压 U_n /V	
额定频率 f_n /Hz	

A.2 电压波动

A.2.1 连续运行

测试期间风力发电机组的控制模式为：

无功功率设定值控制 $Q=0$
其他模式：

电网阻抗相角 ϕ_k /(°)	30	50	70	85
年平均风速 v_a /(m/s)	闪变系数 $c(\phi_k, v_a)$			
6.0				
7.5				
8.5				
10.0				

A.2.2 切换操作

测试期间风力发电机组的控制模式为：

无功功率设定值控制 $Q=0$
其他模式：

切换操作情况	切入风速时启动			
切换操作的最多次数 $N_{10\text{ m}}$				
切换操作的最多次数 $N_{120\text{ m}}$				
电网阻抗相角 ϕ_k (°)	30	50	70	85
闪变阶跃系数 $k_f(\phi_k)$				
电压变动系数 $k_v(\phi_k)$				

切换操作情况	额定风速或更高风速时启动			
切换操作的最多次数 N_{10m}				
切换操作的最多次数 N_{120m}				
电网阻抗相角 $\phi_k / (^\circ)$	30	50	70	85
闪变阶跃系数 $k_f(\phi_k)$				
电压变动系数 $k_u(\phi_k)$				

切换操作情况	发电机切换时最恶劣工况			
切换操作的最多次数 N_{10m}				
切换操作的最多次数 N_{120m}				
电网阻抗相角 $\phi_k / (^\circ)$	30	50	70	85
闪变阶跃系数 $k_f(\phi_k)$				
电压变动系数 $k_u(\phi_k)$				

A.3 电流谐波、间谐波和低频分量

风力发电机组有功功率分别在 10、20、…、100% P_n 功率区间时，分别给出电流谐波、间谐波和低频分量发射值与 I_n 的百分比表示。

测试期间风力发电机组的控制模式为：

无功功率设定值控制 $Q=0$
其他模式：

A.3.1 谐波

$P_{bin} / \%$	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
h	$I_h / \%$	$I_h / \%$	$I_h / \%$	$I_h / \%$	$I_h / \%$	$I_h / \%$	$I_h / \%$	$I_h / \%$	$I_h / \%$	$I_h / \%$	$I_h / \%$
2											
3											
4											
5											
6											
7											
8											
9											
10											
11											
12											

$P_{bin}/\%$	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
h	$I_h/\%$	$I_h/\%$	$I_h/\%$	$I_h/\%$	$I_h/\%$	$I_h/\%$	$I_h/\%$	$I_h/\%$	$I_h/\%$	$I_h/\%$	$I_h/\%$
13											
14											
15											
16											
17											
18											
19											
20											
21											
22											
23											
24											
25											
26											
27											
28											
29											
30											
31											
32											
33											
34											
35											
36											
37											
38											
39											
40											
41											
42											
43											
44											
45											
46											
47											
48											
49											
50											
THC/%											

A.3.2 间谐波

$P_{bin}/\%$	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
f/Hz	$I_h/\%$	$I_h/\%$	$I_h/\%$	$I_h/\%$	$I_h/\%$	$I_h/\%$	$I_h/\%$	$I_h/\%$	$I_h/\%$	$I_h/\%$	$I_h/\%$
75/90											
125/150											
175/210											
225/270											
275/330											
325/390											
375/450											
425/510											
475/570											
525/630											
575/690											
625/750											
675/810											
725/870											
775/930											
825/990											
875/1 050											
925/1 110											
975/1 170											
1 025/1 230											
1 075/1 290											
1 125/1 350											
1 175/1 410											
1 225/1 470											
1 275/1 530											
1 325/1 590											
1 375/1 650											
1 425/1 710											
1 475/1 770											
1 525/1 830											
1 575/1 890											
1 625/1 950											
1 675											
1 725											
1 775											
1 825											
1 875											
1 925											
1 975											

A.3.3 高频分量

$P_{bin}/\%$	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
f/kHz	$I_h/\%$	$I_h/\%$	$I_h/\%$	$I_h/\%$	$I_h/\%$	$I_h/\%$	$I_h/\%$	$I_h/\%$	$I_h/\%$	$I_h/\%$	$I_h/\%$
2.1											
2.3											
2.5											
2.7											
2.9											
3.1											
3.3											
3.5											
3.7											
3.9											
4.1											
4.3											
4.5											
4.7											
4.9											
5.1											
5.3											
5.5											
5.7											
5.9											
6.1											
6.3											
6.5											
6.7											
6.9											
7.1											
7.3											
7.5											
7.7											
7.9											
8.1											
8.3											
8.5											
8.7											
8.9											

A.4 电压跌落响应

风力发电机组运行模式：

测试条件：

图 A.1 风力发电机组未并网时电压跌落测量值的时间序列图(VD1~VD6)。

风力发电机组有功功率输出在 $0.1P_n \sim 0.3P_n$ 之间的测量结果：

图 A.2a)基波正序分量有功功率测量值的时间序列图(VD1~VD6)；

图 A.2b)基波正序分量无功功率测量值的时间序列图(VD1~VD6)。

图 A.3a)基波正序分量有功电流测量值的时间序列图(VD1~VD6)；

图 A.3b)基波正序分量无功电流测量值的时间序列图(VD1~VD6)。

图 A.4 风力发电机组输出端基波正序分量电压测量值的时间序列图(VD1~VD6)。

风力发电机组有功功率输出大于 $0.9P_n$ 时的测试结果：

图 A.5a)基波正序分量有功功率测量值的时间序列图(VD1~VD6)；

图 A.5b)基波正序分量无功功率测量值的时间序列图(VD1~VD6)。

图 A.6a)基波正序分量有功电流测量值的时间序列图(VD1~VD6)；

图 A.6b)基波正序分量无功电流测量值的时间序列图(VD1~VD6)。

图 A.7 风力发电机组输出端基波正序分量电压测量值的时间序列图(VD1~VD6)。

A.5 有功功率

A.5.1 最大测量功率

10 min 平均值

测量值 P_{600}/kW	
规格化值 $p_{600} = P_{600}/P_n$	

1 min 平均值

测量值 P_{600}/kW	
规格化值 $p_{600} = P_{600}/P_n$	

0.2 s 平均值

测量值 $P_{0.2}/\text{kW}$	
规格化值 $p_{0.2} = P_{0.2}/P_n$	

A.5.2 升速率限制

风力发电机组运行模式：升速率限制设定为 $10\% P_n/\text{min}$

图 A.8a)有功功率可获取值和测量值的时间序列图。

图 A.8b)测试期间风速测量值的时间序列图。

A.5.3 设定值控制

风力发电机组运行模式:有功功率设定值控制模式

图 A.9a)有功功率设定值、可获取值和测量值的时间序列图。

图 A.9b)测试期间风速测量值的时间序列图。

A.6 无功功率

A.6.1 无功功率能力

风力发电机组运行模式:无功功率设定值控制模式

有功功率(额定功率的百分比/%)											
最大感性无功功率/kvar											
最大容性无功功率/kvar											

A.6.2 设定值控制

风力发电机组运行模式:无功功率设定值控制模式

无功功率设定值=0 kvar;

有功功率(% P_n)											
无功功率/kvar											

无功功率设定值阶跃变化:

图 A.10 无功功率设定值和测量值的时间序列图。

图 A.11 测试期间有功功率的时间序列图(应约为额定功率的 50%)。

A.7 电网保护

	保护水平		脱网时间/s	
	设定值	测量值	设定值	测量值
过电压				
欠电压				
过频率				
欠频率				

A.8 重并网时间

电网故障持续时间	10 s	1 min	10 min
实际测量电网故障持续时间/s			
重并网时间/s			

附录 B
(资料性附录)
电压波动和闪变

B.1 连续运行

连续运行状态下闪变的测量和评估程序如图 B.1 所示。图 B.1 中所示测量程序比较全面，而评估程序相对简单。

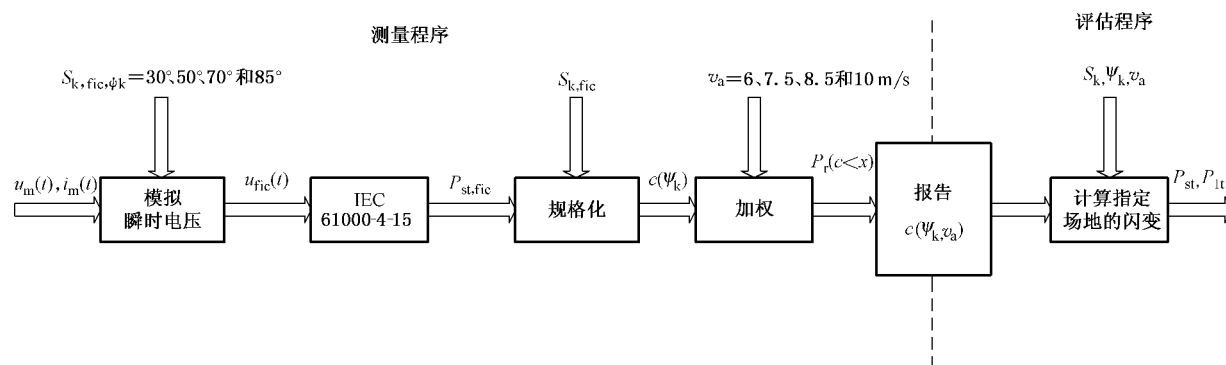


图 B.1 连续运行状态下风力发电机组闪变的测量和评估程序

图 B.1 所示测量程序具体如下：

- 1) 在切入风速至 15 m/s 的风速区间内测量电压和电流时间序列 $u_m(t)$ 和 $i_m(t)$ ；
- 2) 测量得到的每组电压和电流时间序列作为输入，在短路容量为 $S_{k, fic}$ 的虚拟电网中模拟 4 个不同电网阻抗相角 ϕ_k 下的电压波动 $u_{fic}(t)$ ；
- 3) 将模拟得到的每组瞬时电压时间序列 $u_{fic}(t)$ 作为输入，根据 IEC 61000-4-15 规定的闪变仪算法，得出闪变发射值 $P_{st, fic}$ ；
- 4) 将每个 $P_{st, fic}$ 规格化得到闪变系数 $c(\psi_k)$ ，该系数原则上与所选的短路容量 $S_{k, fic}$ 无关；
- 5) 在假定的 4 种不同风速分布下，对应每个电网阻抗相角 ϕ_k ，经过加权计算后得出闪变系数的加权累积分布函数 $P_r(c < x)$ ， $P_r(c < x)$ 表示在平均风速 v_a 服从瑞利分布的测试场地测量得到的闪变系数分布；
- 6) 每个累积分布中，闪变系数 $c(\psi_k, v_a)$ 取概率为 99% 时对应的百分位数。

评估程序规定了如何利用闪变系数测量结果评估任意指定场地的单台或一组风力发电机组在连续运行状态下产生的闪变。

B.2 切换操作

切换操作状态下闪变的测量和评估程序如图 B.2 所示。该程序说明了如何测量和评估电压波动和闪变。可以看出测量程序比较全面，而评估程序相对简单。

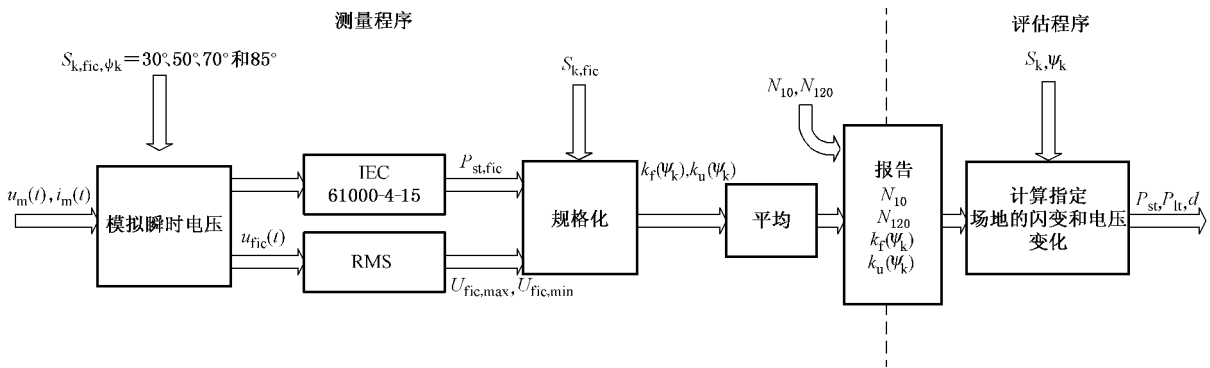


图 B.2 切换操作状态下风力发电机组电压变动和闪变的测量及评估程序

切换操作时测量程序如下：

- 1) 对每种指定类型的切换操作,测量一系列电压和电流的时间序列 $u_m(t)$ 和 $i_m(t)$;
- 2) 将测量得到的每组电压和电流时间序列作为输入,在短路容量为 $S_{k, fic}$ 的虚拟电网中模拟 4 个不同电网阻抗相角 ψ_k 下的电压波动 $u_{fic}(t)$;
- 3) 将模拟得到的每组瞬时电压时间序列 $u_{fic}(t)$ 作为输入,根据 IEC 61000-4-15 规定的闪变仪算法,得出闪变发射值 $P_{st, fic}$;同时作为 RMS 计算算法的输入,确定单个周期内最大有效值 $U_{fic, max}$ 和最小有效值 $U_{fic, min}$;
- 4) 将 $P_{st, fic}$ 规格化得到闪变阶跃系数 $k_f(\psi_k)$,将电压变动 $U_{fic, max} - U_{fic, min}$ 规格化,得到电压变动系数 $k_u(\psi_k)$;
- 5) 在每个电网阻抗相角 ψ_k 下,分别取闪变阶跃系数和电压变动系数测量结果的平均值;
- 6) 对每种类型的切换操作,给出平均闪变阶跃系数和电压变动系数,以及 10 min 时间内切换操作的最多次数 N_{10m} 和 120 min 时间内切换操作的最多次数 N_{120m} 。

切换操作的评估程序规定了如何利用闪变阶跃系数和电压变动系数的测量结果评估任意指定场地机组切换操作时的闪变发射和电压变动。给定的评估方法适用于单台风力发电机组或一组风力发电机组。

B.3 闪变系数加权

下面举例说明本标准中用于计算 4 种不同风速分布下闪变系数 $c(\psi_k, v_a)$ 的加权程序。

算例中仅说明了电网阻抗相角 $\psi_k = 50^\circ$ 时闪变系数的计算程序。电网阻抗相角为 $30^\circ, 70^\circ$ 和 85° 时闪变系数的计算方法与之相同。

图 B.3 所示为电网阻抗相角 $\psi_k = 50^\circ$ 时,闪变系数 $c(\psi_k)$ 测量值与风速之间的函数关系。

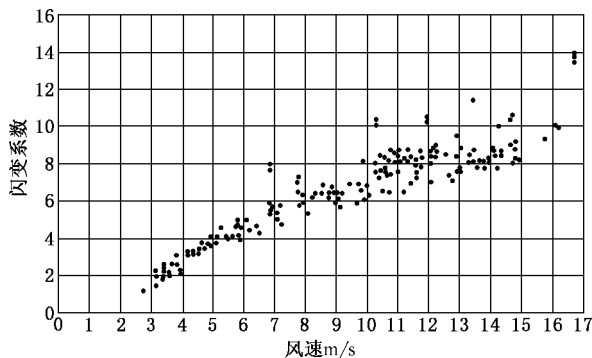


图 B.3 闪变系数与风速之间的函数关系

利用闪变系数可以得出不同风速分布下的闪变系数 $c(\psi_k, v_a)$, 具体步骤如下:

- 以 1 m/s 为风速区间对闪变系数 $c(\psi_k)$ 进行分类;
- 统计每个风速区间内的测量数据个数;
- 确定每个风速区间的加权系数 w_i ;
- 确定加权累积分布 $P_r(c < x)$;
- 确定概率为 99% 时对应的百分位数, 得出闪变系数 $c(\psi_k, v_a)$ 。

本算例中, 风力发电机组的切入风速 $v_{\text{cut-in}} = 3 \text{ m/s}$ 。由于低于切入风速和超过 15 m/s 风速的测量数据很少, 计算过程中未考虑这些测量数据。只采用大于切入风速和低于 15 m/s 风速的测量数据来确定闪变系数 $c(\psi_k, v_a)$ 。

表 B.1 分别列出了风速区间、每个区间内的测量数据个数、每个风速区间内闪变系数测量值出现的相对频率 $f_{m,i}$ 和年平均风速 $v_a = 6 \text{ m/s}$ 、7.5 m/s、8.5 m/s 及 10 m/s 对应的瑞利分布 $f_{y,i}$ 。

表 B.1 切入风速至 15 m/s 风速范围内每个风速区间内的测量数据个数 $N_{m,i}$ 及出现频率 $f_{m,i}$ 与 $f_{y,i}$

风速区间范围/ (m/s)	测量数据个数 $N_{m,i}$	$f_{m,i}$ %	$f_{y,i}$ % (6 m/s)/%	$f_{y,i}$ (7.5 m/s)/%	$f_{y,i}$ (8.5 m/s)/%	$f_{y,i}$ (10 m/s)/%
3~<4	30	5.38	11.64	8.21	6.64	4.98
4~<5	36	6.45	12.57	9.44	7.83	6.02
5~<6	45	8.06	12.37	10.04	8.59	6.80
6~<7	33	5.91	11.26	10.04	8.91	7.32
7~<8	42	7.53	9.58	9.53	8.83	7.56
8~<9	33	5.91	7.67	8.65	8.41	7.56
9~<10	33	5.91	5.80	7.52	7.74	7.34
10~<11	69	12.37	4.15	6.29	6.88	6.93
11~<12	87	15.59	2.82	5.07	5.94	6.39
12~<13	60	10.75	1.82	3.95	4.97	5.75
13~<14	45	8.06	1.11	2.97	4.05	5.07
14~<15	45	8.06	0.65	2.16	3.21	4.37
总计 N_m	558					

加权系数 w_i 为风速出现频率 $f_{y,i}$ 与闪变系数测量值相对出现频率 $f_{m,i}$ 之比。表 B.2 给出了每个风速区间的加权系数 w_i 。

表 B.2 每个风速区间的加权系数 w_i

风速区间范围/ (m/s)	w_i 6 m/s	w_i 7.5 m/s	w_i 8.5 m/s	w_i 10 m/s
3~<4	2.165	1.527	1.236	0.927
4~<5	1.949	1.464	1.214	0.933
5~<6	1.533	1.245	1.065	0.843
6~<7	1.904	1.698	1.507	1.237
7~<8	1.273	1.267	1.173	1.005

表 B.2 (续)

风速区间范围/ (m/s)	w_i 6 m/s	w_i 7.5 m/s	w_i 8.5 m/s	w_i 10 m/s
8~<9	1.297	1.462	1.423	1.278
9~<10	0.980	1.272	1.308	1.241
10~<11	0.335	0.509	0.557	0.561
11~<12	0.181	0.325	0.381	0.410
12~<13	0.169	0.367	0.463	0.535
13~<14	0.138	0.368	0.502	0.628
14~<15	0.081	0.267	0.398	0.542

每个风速区间的加权系数乘以测量数据个数然后累加,见表 B.3。

表 B.3 所有风速区间的总加权系数乘以测量数据个数

v_a / (m/s)	6.0	7.5	8.5	10
$\sum_{i=1}^{N_{bin}} w_i \times N_{m,i}$	454.40	467.99	457.64	424.60

接下来,根据闪变系数 $c(\phi_k)$ 对测量数据进行整理。如表 B.4 中所示,最上边一行为 3 m/s~15 m/s 风速范围内所有闪变系数 $c(\phi_k)$ 的最大值。闪变系数 $c(\phi_k)$ 的最大值是 100 分位点,即加权累积分布系数 $P_r(c < 11.495) = 1.0$ 所对应的百分位数。表 B.4 中的其他各行数据是由上一行的数据,减去相应测量值的加权系数(见表 B.2)与总加权系数(见表 B.3)的商计算得到的。

表 B.4 不同风速分布下闪变系数的加权累积分布 $P_r(c < x)$

整理后的闪变系数	相应风速 m/s	$P_r(c < x)$ 6 m/s	$P_r(c < x)$ 7.5 m/s	$P_r(c < x)$ 8.5 m/s	$P_r(c < x)$ 10 m/s
11.495	13.4	1.000 0	1.000 0	1.000 0	1.000 0
11.379	13.4	0.999 7	0.999 2	0.998 9	0.998 5
11.298	13.4	0.999 4	0.998 4	0.997 8	0.997 0
10.584	14.6	0.999 1	0.997 6	0.996 7	0.995 6
10.472	11.9	0.998 9	0.997 1	0.995 8	0.994 3
10.444	14.6	0.998 5	0.996 4	0.995 0	0.993 3
10.418	11.9	0.998 3	0.995 8	0.994 1	0.992 0
10.418	10.3	0.997 9	0.995 1	0.993 3	0.991 1
10.364	14.6	0.997 2	0.994 0	0.992 1	0.989 8
10.308	14.6	0.997 0	0.993 5	0.991 2	0.988 5
10.286	10.3	0.996 8	0.992 9	0.990 3	0.987 2
10.280	11.9	0.996 1	0.991 8	0.989 1	0.985 9
10.104	10.3	0.995 7	0.991 1	0.988 3	0.984 9

表 B.4 (续)

整理后的闪变系数	相应风速 m/s	$P_r(c < x)$ 6 m/s	$P_r(c < x)$ 7.5 m/s	$P_r(c < x)$ 8.5 m/s	$P_r(c < x)$ 10 m/s
10.059	14.2	0.995 0	0.990 0	0.987 1	0.983 6
9.931	14.2	0.994 8	0.989 4	0.986 2	0.982 3
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
8.882	12.9	0.990 6	0.978 8	0.971 3	0.962 0
8.858	12.9	0.990 2	0.978 0	0.970 3	0.960 8
8.846	12.1	0.989 8	0.977 2	0.969 3	0.959 5
8.836	11.3	0.989 5	0.976 5	0.968 3	0.958 2
8.831	12.1	0.989 1	0.975 8	0.967 4	0.957 3

在表 B.4 中用黑体字标示的是累积分布概率为 99% 对应的百分位数。表 B.5 中列出了测试报告中电网阻抗相角为 50° 时, 取累积分布概率为 99% 所对应的百分位数而得到的闪变系数 $c(\psi_k, v_a)$ 。

表 B.5 连续运行状态下闪变系数结果值

$\psi_k / (^\circ)$	30	50	70	85
$v_a / (m/s)$	闪变系数			
6.0		8.9		
7.5		10.1		
8.5		10.3		
10.0		10.4		

报告中闪变系数为切入风速至 15 m/s 风速区间内, 取累积分布概率为 99% 所对应的百分位数, 不必计算零风速至无穷大风速区间内的值。

表 B.6 说明了由于测量范围有限引起的不确定度。表中前三行表示根据瑞利累积分布计算的风速低于、位于或高于指定的 3 m/s~15 m/s 测量范围的概率。最佳状况是所有测量区间之外的闪变系数均小于测量区间内累积分布概率 99% 所对应的百分位数。这种情况下, 得到的数据实际上对应表 B.6 中最佳状况的百分位数。最差状况是所有大于 15 m/s 风速的闪变系数均大于测量区间内累积分布概率 99% 所对应的百分位数。这种情况下, 得到的数据实际上对应表 B.6 中最差状况的百分位数。从表中可以看出, 对于具有高年平均风速值的风速分布, 所得结果的实际概率不确定度大。通过将测量区间范围提高至 15 m/s 以上, 可以将不确定度降低至期望水平。但通常也会显著延长测试周期, 导致测试费用增加。

表 B.6 不同风速的概率和百分位数

$v_a / (m/s)$	6.0	7.5	8.5	10.0
$P_r(v < 3 m/s) / \%$	17.8	11.8	9.3	6.8
$P_r(3 m/s < v < 15 m/s) / \%$	81.4	83.9	82.0	76.1
$P_r(v > 15 m/s) / \%$	0.7	4.3	8.7	17.1
最佳状况百分位数 / %	99.2	99.2	99.2	99.2
最差状况百分位数 / %	98.4	94.8	90.5	82.2

注: 前三行列出了风速低于、位于或高于指定的 3 m/s~15 m/s 区间内出现的概率。根据这些概率值, 最后两行给出了实际测量百分位数的可能区间。

B.4 定义详解

B.4.1 闪变系数

模拟得到的闪变值 $P_{st, fic}$ 取决于电网短路容量 $S_{k, fic}$ 和电网阻抗相角 ψ_k 。 $P_{st, fic}$ 与 $S_{k, fic}$ 近似成反比，而 $P_{st, fic}$ 与 ψ_k 之间的关系取决于风力发电机组类型。因此，闪变系数 $c(\psi_k)$ 的定义如下：

$$P_{st, fic} = c(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_{k, fic}} \dots\dots\dots (B.1)$$

式中：

S_n ——风力发电机组的额定视在功率。

因此，闪变系数 $c(\psi_k)$ 为：

$$c(\psi_k) = P_{st, fic} \times \frac{S_{k, fic}}{S_n} \dots\dots\dots (B.2)$$

B.4.2 闪变阶跃系数

IEC 61000-3-3 规定了根据电压波动和形状系数评估闪变的分析方法。形状系数 $F=1$ 对应阶梯状的电压阶跃变化。本标准中采用该方法确定闪变阶跃系数 $k_f(\psi_k)$ 。闪变阶跃系数可用于计算等效电压阶跃，它与切换操作具有相同的闪变强度。其定义如下：

$$d_{max} = k_f(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_{k, fic}} \times 100 \dots\dots\dots (B.3)$$

式中：

d_{max} ——等效电压阶跃与额定电压的百分比。

根据 IEC 61000-3-3，电压阶跃 d_{max} 对闪变的影响时间 t_f 规定如下：

$$t_f = 2.3 \times d_{max}^{3.2} \dots\dots\dots (B.4)$$

根据闪变影响时间推算闪变强度 $P_{st, fic}$ ：

$$P_{st, fic} = \left(\frac{\sum t_f}{T_p} \right)^{1/3.2} \dots\dots\dots (B.5)$$

在测量周期 T_p 内，考虑单个闪变的影响时间 t_f ，上式变为：

$$P_{st, fic} = 100 \times k_f(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_{k, fic}} \times \left(\frac{2.3}{T_p} \right)^{1/3.2} \dots\dots\dots (B.6)$$

由此可以推算出闪变阶跃系数 $k_f(\psi_k)$ ：

$$k_f(\psi_k) = \frac{S_{k, fic}}{100 \times S_n} \times \left(\frac{T_p}{2.3} \right)^{1/3.2} \times P_{st, fic} \dots\dots\dots (B.7)$$

式(B.7)中测量周期 T_p 为模拟电压以秒为单位的时间序列长度。

B.4.3 电压变动系数

切换操作引起相对电压变动 Δu ，电压波动又取决于电网短路容量 $S_{k, fic}$ 和电网阻抗角 ψ_k 。 Δu 与 $S_{k, fic}$ 近似成反比，而 Δu 与 ψ_k 之间的关系取决于风力发电机组技术。因此，电压变动系数 $k_u(\psi_k)$ 的定义为：

$$\Delta u = k_u(\psi_k) \times \frac{S_n}{S_{k, fic}} \dots\dots\dots (B.8)$$

代入电网的模拟电压变动及电网短路容量 $S_{k, fic}$ ，可得出电压变动系数为：

$$k_u(\psi_k) = \sqrt{3} \times \frac{U_{\text{fic,max}} - U_{\text{fic,min}}}{U_n} \times \frac{S_{k,\text{fic}}}{S_n} \dots\dots\dots (B.9)$$

式中：

$U_{\text{fic,max}}$ ——虚拟电网中模拟相电压 $u_{\text{fic}}(t)$ 周期有效值的最大值；

$U_{\text{fic,min}}$ ——虚拟电网中模拟相电压 $u_{\text{fic}}(t)$ 周期有效值的最小值。

附录 C
(资料性附录)

有功功率、无功功率和电压测量

本附录给出了基于瞬时电压及电流测量计算有功功率、无功功率、有功电流、无功电流和电压的基波正序分量的推荐程序。

采用基波正序分量表示功率、电流和电压可以明确定义这些量,且对不平衡电力系统有特别意义。此外还有下列原因:

- 1) 基波正序分量是旋转机械中产生力矩的分量。负序分量和谐波仅引起损耗。
- 2) 许多情况下,需要确定无功电流而不是无功功率。利用基波正序分量可以直接计算无功电流分量,这同样适用于功率因数计算的情况。
- 3) 许多电力系统仿真软件仅使用基波正序分量。为便于进行仿真验证,测量结果应与仿真软件有相同的表示方法。

为测量电压及电流的基波正序分量,需要高采样速率的多通道数据记录仪(通常每个通道采样速率至少为 2 kHz)。为防止出现相位误差,所有输入电压及电流,模拟抗混叠滤波器(低通滤波器)应具有相同的频率响应。此外,基波频率下由抗混叠滤波器引起的幅值误差应可以忽略不计。

测量相电压及相电流后,首先计算一个基波周期内基波分量的傅里叶系数。(这里仅给出 a 相电压 u_a 的算式,其他相电压及相电流的计算方法与之相同)。

$$u_{a,\cos} = \frac{2}{T} \int_{t-T}^t u_a(t) \cos(2\pi f_1 t) dt \quad \dots\dots\dots (C.1)$$

$$u_{a,\sin} = \frac{2}{T} \int_{t-T}^t u_a(t) \sin(2\pi f_1 t) dt \quad \dots\dots\dots (C.2)$$

式中:

f_1 ——基波频率。

其基波相电压有效值为:

$$U_{a1} = \sqrt{\frac{u_{a,\cos}^2 + u_{a,\sin}^2}{2}} \quad \dots\dots\dots (C.3)$$

利用下式计算基波正序分量的电压及电流矢量分量:

$$u_{1+,\cos} = \frac{1}{6} [2u_{a,\cos} - u_{b,\cos} - u_{c,\cos} - \sqrt{3}(u_{c,\sin} - u_{b,\sin})] \quad \dots\dots\dots (C.4)$$

$$u_{1+,\sin} = \frac{1}{6} [2u_{a,\sin} - u_{b,\sin} - u_{c,\sin} - \sqrt{3}(u_{b,\cos} - u_{c,\cos})] \quad \dots\dots\dots (C.5)$$

$$i_{1+,\cos} = \frac{1}{6} [2i_{a,\cos} - i_{b,\cos} - i_{c,\cos} - \sqrt{3}(i_{c,\sin} - i_{b,\sin})] \quad \dots\dots\dots (C.6)$$

$$i_{1+,\sin} = \frac{1}{6} [2i_{a,\sin} - i_{b,\sin} - i_{c,\sin} - \sqrt{3}(i_{b,\cos} - i_{c,\cos})] \quad \dots\dots\dots (C.7)$$

则基波正序分量的有功功率和无功功率为:

$$P_{1+} = \frac{3}{2} (u_{1+,\cos} i_{1+,\cos} + u_{1+,\sin} i_{1+,\sin}) \quad \dots\dots\dots (C.8)$$

$$Q_{1+} = \frac{3}{2} (u_{1+,\cos} i_{1+,\sin} - u_{1+,\sin} i_{1+,\cos}) \quad \dots\dots\dots (C.9)$$

基波正序分量的线电压有效值为:

$$U_{1+} = \sqrt{\frac{3}{2}(u_{1+, \sin}^2 + u_{1+, \cos}^2)} \dots\dots\dots (C.10)$$

基波正序分量的有功电流及无功电流有效值为：

$$I_{P1+} = \frac{P_{1+}}{\sqrt{3}U_{1+}} \dots\dots\dots (C.11)$$

$$I_{Q1+} = \frac{Q_{1+}}{\sqrt{3}U_{1+}} \dots\dots\dots (C.12)$$

基波正序分量的功率因数为：

$$\cos\varphi_{1+} = \frac{P_{1+}}{\sqrt{P_{1+}^2 + Q_{1+}^2}} \dots\dots\dots (C.13)$$

这些计算可通过电子表格程序或专门的电脑软件进行。每个基波周期内应采用最新数据至少进行一次计算，得到无功功率和有功功率的新数值。

参 考 文 献

- [1] IEC 61000-3-3 Electromagnetic compatibility (EMC)—Part 3-3: Limits—Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current ≤ 16 A per phase and not subject to conditional connection
- [2] IEC/TR 61000-3-6 Electromagnetic compatibility (EMC)—Part 3-6: Limits—Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems
- [3] IEC/TR 61000-3-7 Electromagnetic compatibility (EMC)—Part 3-7: Limits—Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems—Basic EMC publication
- [4] IEC 61000-4-30 Electromagnetic compatibility (EMC)—Part 4-30: Testing and measurement techniques—Power quality measurement methods
- [5] IEC 61400-1 Wind turbines—Part 1: Design requirements
- [6] Thomas Ackerman (editor). Wind power in power systems. John Wiley and Sons Ltd, January 2005.
-

中 华 人 民 共 和 国
国 家 标 准
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

*

中国标准出版社出版发行
北京市朝阳区和平里西街甲2号(100029)
北京市西城区三里河北街16号(100045)

网址: www.gb168.cn

服务热线: 400-168-0010

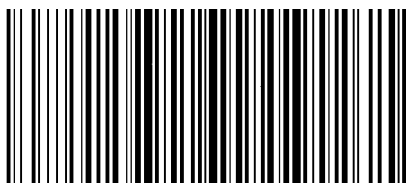
010-68522006

2014年5月第一版

*

书号: 155066·1-48843

版权专有 侵权必究



GB/T 20320-2013