



中华人民共和国国家标准

GB/T 20320—2006/IEC 61400-21:2001

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 turbine generator system

(IEC 61400-21:2001, Measurement and assessment of power quality
characteristics of grid connected wind turbines, IDT)



2006-07-20 发布

2007-01-01 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

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—2006/IEC 61400-21:2001

*

中国标准出版社出版发行
北京复兴门外三里河北街16号
邮政编码:100045

网址 www.bzcbbs.com

电话:68523946 68517548

中国标准出版社秦皇岛印刷厂印刷
各地新华书店经销

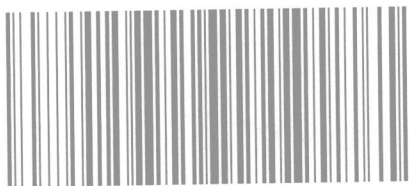
*

开本 880×1230 1/16 印张 2 字数 54 千字
2006 年 11 月第一版 2006 年 11 月第一次印刷

*

书号: 155066 · 1-28239 定价 16.00 元

如有印装差错 由本社发行中心调换
版权专有 侵权必究
举报电话:(010)68533533



GB/T 20320-2006

前 言

本标准等同采用 IEC 61400-21:2001《风力发电机组电能质量测量和评估方法》(英文版)。

本标准等同翻译 IEC 61400-21:2001。为便于使用,本标准作了如下编辑性修改:

- 删除 IEC 61400-21:2001 的前言和引言;
- 用采用 IEC 标准的我国标准代替对应的 IEC 标准;
- 在第 5 章“缩写”中保留了 A/D 变送器和机组,其余 5 项缩写:高压(HV)、低压(LV)、中压(MV)、公共供电点(PCC)和均方根(RMS)未保留。

本标准的附录 A、附录 B 为资料性附录。

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:新疆金风科技股份有限公司、全国风力机械标准化技术委员会秘书处等。

本标准主要起草人:王相明、王志红、李力、霍晓萍、王建平、庄岳兴、田野。

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 符号与单位 4

5 缩写 5

6 机组电能质量特性参数 6

7 测量程序 7

8 功率质量评估..... 14

附录 A(资料性附录) 测试报告样表 17

附录 B(资料性附录) 电压波动及闪变 21

参考文献 27



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、测量程序和功率质量的评估。

本标准适用于风轮扫掠面积大于或等于 40 m² 的并网型风力发电机组。

注 1: 本标准范围包括:

- 对并网型风力发电机组电能质量的特性的定义和定量描述;
- 量化特性参数的测量程序;
- 评估电能质量的一致性程序,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在电网的任何地方与电网三相连接并且不主动控制频率和电压的单台风力发电机组。

本标准只要求风力发电机组在中压、高压系统公共连接点处测试并按本标准中所述进行评估,测量程序适用于任何容量的风力发电机组。

测量所得的特性仅适用于被评估的指定配置的风力发电机组,其他风力发电机组控制参数不同,产生的电能质量也不同,应予以单独评估。

测量程序尽可能按照非特定场地要求来设计,因此,在某一测试地点的测量结果也同样适用于其他地方。

电能质量一致性评估程序,适用于风力发电机组通过公共连接点与中压或高压电力系统并网,电网频率变化不超过 ± 1 Hz,并具有足够的有功和无功调节能力以及足够的负荷吸收风能所产生的电能。作为指南,电能质量一致性评估的原则也仍适用于其他场合。

注 2: 本标准对系统电压等级定义如下:

低压,指 $U_n \leq 1$ kV;

中压,指 $1 \text{ kV} < U_n \leq 35$ kV;

高压,指 $U_n > 35$ kV。

注 3: 本标准中没有涉及谐波影响,但有关的 IEC 委员会正在考虑制定适当的测量和评估程序。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款,通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件,其随后所有的修改单(不包括勘误的内容)或修订版均不适用于本标准,然而,鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件,其最新版本适用于本标准。

GB 755—2000 旋转电机 定额和性能(idt IEC 60034-1:1996)

GB 1208 电流互感器(GB 1208—1997,eqv IEC 185:1987)

GB/T 2900.53 电工术语 风力发电机组(GB/T 2900.53—2001,idt IEC 60050-415:1999)

GB/T 4365 电工术语 电磁兼容(GB/T 4365—2003,IEC 60050(161):1990,IDT)

GB/T 13850 交流电量转换为模拟量或数字信号的电测量变送器(GB/T 13850—1998,idt IEC 60688:1992)

GB/T 17626.7 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(GB/T 17626.7—1998,idt IEC 61000-4-7:1991)

IEC 60050(393) 国际电工词汇 第 393 章:核用仪器仪表:物理现象和基本概念

IEC 60186 电压互感器,附件 1,附件 2

IEC 61000-4-15 电磁兼容性(EMC) 第 4 部分:试验和测量技术 第 15 节:闪烁计 功能和设计规范

IEC 61800-3 可调速电力传动系统 第 3 部分:包括特定试验方法的电磁兼容(EMC)产品标准

3 术语和定义

GB/T 2900.53 和 GB/T 4365 中确立的以及下列术语和定义适用于本标准。

3.1

连续运行(风力发电机组) **continuous operation(for wind turbine)**
机组正常的运行状态,不包括启动和停机。

3.2

切入风速(指 WTGS) **cut-in wind speed(for wind turbine)**
WTGS 开始发电时,轮毂高处的最低风速。

3.3

连续运行的闪变系数(风力发电机组) **flicker coefficient for continuous operation(for wind turbine)**
机组在连续运行状态下所产生闪变的标准化测量值:

$$c(\Psi_k) = P_{st, fic} \cdot \frac{S_{k, fic}}{S_n}$$

式中:

$P_{st, fic}$ ——在虚拟电网中机组所产生的闪变;

S_n ——机组额定视在功率;

$S_{k, fic}$ ——机组短路视在功率。

注:连续运行状态下的闪变系数与短期(10 min)的和长期(2 h)的闪变系数相同。

3.4

闪变阶跃系数(风力发电机组) **flicker step factor(for wind turbine)**
单台机组在切换状态下所产生闪变的标准化测量值:

$$k_f(\Psi_k) = \frac{1}{130} \cdot \frac{S_{k, fic}}{S_n} \cdot P_{st, fic} \cdot T_p^{0.31}$$

式中:

T_p ——测量周期,测量时间应足够长,确保消除瞬时切换运行的影响,但是不能完全消除湍流引起的功率波动的影响;

$P_{st, fic}$ ——在虚拟电网上运行的机组的闪变;

S_n ——机组额定视在功率;

$S_{k, fic}$ ——机组短路视在功率。

3.5

最大允许功率(风力发电机组) **maximum permitted power (for wind turbine)**
不考虑气候和电网条件下机组运行 10 min 不许被超出的平均功率。

3.6

最大测量功率(风力发电机组) **maximum measured power (for wind turbine)**
在规定平均时间内机组连续运行状态下测到的功率。

3.7

电网阻抗相角 **network impedance phase angle**
电网短路阻抗相角:

$$\Psi_k = \arctan(X_k/R_k)$$

式中:

X_k ——电网短路感抗;

R_k ——电网短路阻抗。

3.8

正常运行 normal operation (for wind turbine)

在机组手册中所描述的无故障运行状态。

3.9

输出功率(指 WTGS) output power (for wind turbine)

WTGS 在终端处输出的有功功率。

3.10

公共供电点 point of common coupling (PCC)

供电网的一点,距某一特定负荷最近,在这一点可能还会连接其他负荷。

3.11

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

汇集风力发电机组的电能并将其送入电网。

3.12

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

机组在额定功率、额定电压和额定频率条件下运行时的视在功率:

$$S_n = \sqrt{P_n^2 + Q_n^2}$$

式中:

P_n ——额定功率;

Q_n ——相应的无功功率。

3.13

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

机组在额定功率、额定电压和额定频率条件下运行时的电流。

3.14

额定功率(指 WTGS) rated power (for wind turbine)

根据设计,WTGS 在正常运行状态下要达到的最大连续电功率。

3.15

额定风速(指 WTGS) rated wind speed (for wind turbine)

WTGS 达到额定输出功率时的风速。

3.16

额定无功功率(风力发电机组) rated reactive power(for wind turbine)

机组运行在额定功率、额定电压、额定频率条件时的无功功率。

3.17

停机(指 WTGS) standstill (for wind turbine)

WTGS 停机未运行状态。

3.18

启动(风力发电机组) start-up(for wind turbine)

机组从停机到发电之间的过渡状态。

3.19

切换运行(风力发电机组) switching operation(for wind turbine)

启动或电机之间的切换。

3.20

湍流强度 turbulence intensity

风速的标准偏差与平均风速的比率。用同一组风速测量数据和规定的周期进行计算。

3.21

电压变化系数(风力发电机组) **voltage change factor(for wind turbine)**

由于机组切换运行引起电压变化的标准化测量值:

$$k_u(\Psi_k) = \sqrt{3} \cdot \frac{U_{\text{fic,max}} - U_{\text{fic,min}}}{U_n} \cdot \frac{S_{k,\text{fic}}}{S_n}$$

式中:

$U_{\text{fic,min}}$ 和 $U_{\text{fic,max}}$ ——在虚拟电网上,风力发电机切换运行时相电压的最小和最大均方根值;

U_n ——额定线电压;

S_n ——机组的额定视在功率;

$S_{k,\text{fic}}$ ——虚拟电网的短路视在功率。

注:电压变化系数 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 的最高值与 k_i 接近。

3.22

风力发电机组输出端 **wind turbine terminals**

机组与电力系统的连接点,该点为机组的一部分并由机组供方标记。

3.23

公共连接点(PCC) **point of common coupling(PCC)**

公共电网中的点,该点至负荷的距离在电学上为最近,该处也可能连接其他负荷。

注1:这些负荷可以是设备、装置或系统,也可以是各不相同的用电设施。

注2:在一些场合,术语“公共连接点”仅限于公共电网。

4 符号与单位

本标准使用下列符号和单位:

$\frac{\Delta U_{\text{dyn}}}{U_n}$	最大允许电压波动率(%)
Ψ_k	电网阻抗相角(deg)
$\alpha_m(t)$	测量电压的基准电气角(deg)
β	与总谐波有关的指数
$c(\Psi_k)$	连续运行状态下的闪变系数
d	相对电压波动率(%)
E_{Plti}	长期闪变限定值
E_{Psti}	短期闪变限定值
f_g	电网的基准频率(Hz)
$f_{m,i}$	第 i 个风速 bin 内闪变系数值出现的次数
$f_{y,i}$	第 i 个风速 bin 内风速出现的次数
h	谐波次数
$I_{h,i}$	第 i 台机组的第 h 次谐波畸变(A)
$i_m(t)$	瞬时测量电流(A)
I_n	额定电流(A)
$k_f(\Psi_k)$	闪变阶跃系数
k_i	最大浪涌电流和额定电流的比值
$k_u(\Psi_k)$	电压波动系数
L_{fic}	虚拟电网感抗(H)
N_{10}	10 min 内某一切换运行方式的最大次数

N_{120}	120 min 内某一切换运行方式的最大次数
N_{bin}	切入风速到 15 m/s 风速之间风速 bins 的总个数
n_i	第 i 台风力发电机组的变压器变比
N_{m}	闪变系数值的测量总数
$N_{\text{m},i}$	第 i 个风速 bin 内闪变系数值的测量个数
$N_{\text{m},i,c<x}$	第 i 个风速 bin 内小于 x 的闪变系数值的测量个数
N_{wt}	风力发电机组台数
$P_{0.2}$	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_{lt}	长期闪变扰动系数
P_{mc}	最大允许功率(W)
P_{n}	机组额定功率(W)
$P_{\text{r}}(c<x)$	闪变系数值的累积分布
P_{st}	短期闪变扰动系数
$P_{\text{st, fic}}$	虚拟电网上的短期闪变分布系数
Q_{n}	机组的额定无功功率(var)
$Q_{0.2}$	在 $P_{0.2}$ 下的无功功率(0.2 s 平均值)(var)
Q_{60}	在 P_{60} 下的无功功率(60 s 平均值)(var)
Q_{mc}	最大允许功率时的无功功率(var)
R_{fic}	虚拟电网的阻抗(Ω)
$S_{0.2}$	在 $P_{0.2}$ 下的视在功率(0.2 s 平均值)(VA)
S_{60}	在 P_{60} 下的视在功率(60 s 平均值)(VA)
S_{k}	电网短路视在功率(VA)
$S_{\text{k, fic}}$	虚拟电网的短路视在功率(VA)
S_{mc}	最大允许功率时的视在功率(VA)
S_{n}	机组的额定视在功率(VA)
T_{p}	切换运行的瞬变周期(s)
$u_0(t)$	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)
$U_{\text{fic, max}}$	虚拟电网相电压最大值(V)
$U_{\text{fic, min}}$	虚拟电网相电压最小值(V)
U_{n}	额定线电压(V)
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 bin 的中值
w_i	第 i 个风速 bin 的加权系数
X_{fic}	虚拟电网电抗(Ω)

5 缩写

本标准中使用了以下缩写：

A/D 变送器	模拟/数字变送器；
机组	风力发电机组。

6 机组电能质量特性参数

6.1 总则

本章给出了描述机组电能质量特性所指定的量。附录 A 给出了一个报告样本。
采用发电机惯例,即假定从机组到电网的功率流为正向。

6.2 额定值

机组规定的额定值,包括 P_n 、 Q_n 、 S_n 、 U_n 和 I_n 。

注:使用额定值只是为了在本标准中使数据标准化的目的。

6.3 最大允许功率

机组确定的最大允许功率 P_{mc} (控制系统所允许的值)。

6.4 最大测量功率

机组测定的最大测量功率,包括 0.2 s 的平均值 $P_{0.2}$ 和 60 s 的平均值 P_{60} 。

6.5 无功功率

列表表示机组 10 min 平均额定功率的 0%、10%、20%……90%、100% 所对应的 10 min 平均无功功率,应包含 P_{mc} 、 $P_{0.2}$ 、 P_{60} 对应的无功功率。

6.6 电压波动

因机组产生的电压波动(闪变和电压变化)按 6.6.1 和 6.6.2 规定描述其特性。

6.6.1 连续运行

分别按年平均风速为 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 Ψ_k 为 30°、50°、70° 和 85° 时列表计算连续运行状态下机组的闪变系数 $c(\Psi_k, v_a)$,并按其累积分布概率为 0.99 所对应的百分位数取值。假定风速的 10 min 平均值为瑞利分布(参见注)。年平均风速为机组轮毂高度处的年平均风速。

注:瑞利分布是一种常用于拟合风速年平均分布的概率分布。瑞利分布可用下式表示:

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

式中:

$F(v)$ ——风速的累计瑞利概率分布;

v_a ——轮毂高度的年平均风速;

v ——风速。

6.6.2 切换运行

指定下述几种切换运行的状态特性:

- a) 机组在切入风速时起动。
- b) 机组在额定风速时起动。
- c) 电机之间切换的最恶劣工况(仅适用于有多个电机或多绕组电机的机组)(参见注 1)。

针对上述每种切换运行状态,应指定下述参数值:

- 1) 10 min 时间内切换运行的最多次数 N_{10} ;
- 2) 2 h 内切换运行的最多次数 N_{120} ;
- 3) 电网阻抗相角 $\Psi_k = 30^\circ、50^\circ、70^\circ、85^\circ$ 时的闪变阶跃系数 $K_f(\Psi_k)$;
- 4) 电网阻抗相角 $\Psi_k = 30^\circ、50^\circ、70^\circ、85^\circ$ 时的电压波动系数 $K_u(\Psi_k)$ 。

注 1:电机之间切换的最恶劣工况是指在此情况下切换状态的闪变阶跃系数为其最大值,同样切换状态下的电压波动系数为其最大值。

注 2:参数 N_{10} 和 N_{120} 可以参照制造厂的信息,而 $K_f(\Psi_k)$ 和 $K_u(\Psi_k)$ 需要进行测量和计算。

注 3:120 min 内的切换运行最大次数可能要小于 10 min 内的切换运行次数的 12 倍,这取决于风力发电机组的控制系统。

6.7 谐波

对于一个带有电力电子变换装置的机组(参见注 1、注 2、注 3、注 4),应规定其在连续运行期间的机组产生的谐波电流。频率在 50 倍电网基准频率以内的应指定其独立谐波电流和最大总谐波电流畸变率(参见注 5)。各次谐波的独立谐波电流在输出功率产生最大谐波电流时取 10 min 平均值,谐波电流低于额定电流 0.1%时各次谐波均不作要求。

注 1: 有报告表明个别采用感应电机但无电力电子变换装置的风力发电机组产生谐波。现在还没有被认可的测量方法来测量来自感应电机的谐波。此外,没有此类风力发电机组产生的谐波干扰用户或损伤设备的实例。因而本标准不要求对此类风力发电机组产生的谐波进行测量。

注 2: 同步发电机产生的电压波形与气隙中的磁场分布和定子线圈的规则性相关。对于同步发电机直接并网的风力发电机组,8.4 要求的波形应符合 GB 755—2000 的 8.9 的要求。由于此类机组仅产生很有限的谐波和间谐波电流,本标准对此不做要求。

注 3: 短时间持续的谐波可视为是无害的。根据安装了“软启动”装置机组的经验,短时间谐波引起故障并不常见。因此,本标准对机组启动或切换运行产生的短时间谐波不作要求。

注 4: 有报告表明,在风力发电机启动期间,产生的谐波电流会引起低压回路接地保护误动作的故障。这个问题将在本标准以后的版本中加以考虑。

注 5: 电力电子变换装置工作切换频率在 kHz 范围内时会产生电网基准频率 50 倍以上的谐波。对超过 50 倍电网基准频率的谐波问题在考虑之中,还需要更多的经验,相应的技术委员会确定合适的测量与评估方法。

7 测量程序

7.1 给出了有关测量、测试所需的条件和设备的一般性规定。7.2~7.7 规定了在确定被评估机组电能质量特性参数时所需的测量项目。

7.1 总则

本测量程序适用于与电网三相连接的单台机组,并且机组不主动对电网中任意点的频率和电压进行调整。

测量目的一般是检验被评估机组所有运行范围内的电能质量特性参数。风速高于 15 m/s 时不要要求测量(参见注 1)。这是由于高风速很少出现,获取高风速下的测量数据通常需要相当长的时间,而且也无法期望会得到对被评估机组的电能质量特性参数更有意义的验证数据(参见注 2)。

所测量的特性仅适用于指定配置的被评估机组。其他的配置包括不同的控制参数,会使机组产生不同的电能质量,需另行评估(参见注 3)。

注 1: 风速 15 m/s 以上的测量值可以省略。不过如果有这些测量值,则应在报告中说明采用的风速范围。

注 2: 对于某些风力发电机组设计给定了较大的最大测量功率(0.2 s 平均值),测量包括 15 m/s 以上的范围应能提高闪变系数精度。但是权衡费用和精度,不要求测量 15 m/s 以上的数据。但若测量包括了 15 m/s 以上的数据,会提高在高风速场址由 8.3 所得结果的可靠性。

注 3: 某些机组设计有一个内置变压器。对电气特性的测量将在机组输出端完成。由机组供方指定机组输出端是在变压器的低压侧或是在高压侧。改变变压器的输出电压不会导致机组不同的电能质量。因此,除非是额定电压和额定电流变化了,否则不要求对变压器输出电压改变进行单独的评估。

7.1.1 测试条件

测试条件要求如下(参见注 1):

- 机组应通过标准变压器与中压电网连接,该变压器的额定功率至少应与被评估机组的最大允许视在功率相当;
- 在中压电网接入点处的短路视在功率至少应为被评估机组 P_{mc} 对应视在功率的 50 倍。电网的短路视在功率可通过计算或参考以前电网运行方对机组进行的测试来确定(参见注 2);
- 50 次谐波在内的电压总谐波畸变率应不超过机组没有发电时在其输出端测得的 10 min 平均值的 5%;
- 电网频率的 0.2 s 测量平均值应在额定频率的 $\pm 1\%$ 的范围内,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而且满足上述的要求,例如处在一个大型的互联电力系统内,通常不需要再进行评测。否则,测试时应测量电网频率,而且要删去电网频率不符合要求期间所采集的测试数据;
- 在机组输出端处所测量 10 min 平均电压值应在额定电压的±5%范围内。如果电网电压非常稳定而且满足上述的要求,例如机组与一个庞大的电力系统并网,通常不需要再进行评测。否则,测试时应测量电网电压,而且应删去电网电压不符合要求期间所采集的测试数据;
 - 在机组输出端处测量的 10 min 平均电压不平衡度应小于 2%。电压不平衡度应按 IEC 61800-3 的 B.3 确定。如果电压不平衡度已满足上述要求,就不需要再进行评测。否则,测试时应测量电压不平衡度,而且要删去电压不平衡度不符合要求期间所采集的测试数据;
 - 10 min 湍流强度应在 8%~16%之间。湍流强度应根据障碍物的扇区分布描述和地形变化评估,或根据测风数据进行评估。应删去扰动强度超出上述要求期间采集的数据(参见注 3);
 - 环境条件应符合仪器和机组制造商的要求。尽管测试报告总则部分要求对此进行了描述,通常不必要求对环境条件进行任何形式的实时测量(参见注 4)。

注 1: 为了获得可靠的测试结果,要求满足规定的条件,不应与可靠的电网连接和机组的运行条件相混淆。

注 2: 由于某些原因包括机组自身影响和其他产品或电网上的负荷的影响,可能会使机组输出端电压变动相当大。与一个强电网连接可限制机组引起的电压变动。通过采用建议的电网连接方式可使测试所要求的电压变化在合理范围内。

注 3: 一些测量的电能质量特性,如最大测量功率和电压波动对于一些机组的设计来讲可能在一定程度上取决于湍流强度。通常,按 7.4, 7.6.2 和 7.6.3 所述程序所确定的特征值和测量值,在湍流强度低的场地会比湍流强度高的场地小。不过,如 7.1.1 中所述,测试结果应基于在 8%~16%的湍流强度范围内的测量值,这样可以保证测试结果代表了正常湍流条件下的情况。

注 4: 最大测量功率对一些机组的设计来讲在一定程度上取决于空气密度。因此,按上述条款所述在低空气密度场址处得到的最大测量功率会比高空气密度场址处的测量值低。不过,没有对空气密度范围进行规定所造成的不确定性并不能表明需要增加设备的成本和相关的程序。

7.1.2 测试设备

图 1 描述了一个包括元器件的测量系统的应用。



注: 配置可选,如模拟转换器和过滤器可用数字数据采集系统的一部分软件执行功能所代替。不同的元件可以是独立或集成在某一仪器中。

图 1 测试系统采用的元器件

测量设备应满足表 1 要求。

表 1 测量设备的技术参数

设 备	规定精度	对应标准
电压互感器	1 级	IEC 60186
电流互感器	1 级	GB 1208
视在功率变换器	1 级	GB/T 13850
有功功率变换器	1 级	GB/T 13850
无功功率变换器	1 级	GB/T 13850
风速仪	±0.5 m/s	—
过滤器+A/D 转换+数据采集系统	全程 1%	—

测量设备的量程和响应应足以测量有关的波动。所要求的量程和响应取决于测量值。

一般来讲量程应尽可能小,以达到最佳精度。关于选择合适量程的指南参见有关章节。

传感器、变换器和低通滤波器,不包括风速仪(参见注),其综合响应比 7.2~7.7 中所规定的截止频率要高。存贮低通滤波器信号的数据采集系统的采样速率至少是截止频率的 2 倍。

理论上,应采用安装在轮毂高处,不受风力发电机组障碍或尾流影响的风速仪测量风速。通常认为上风向 2.5 倍叶轮直径处是个较好的位置。或者从较低处测量来推算轮毂高度处的风速,或根据测量功率结合功率曲线对机舱上测量风速进行修正测算。无论如何,由于测风仪安装位置造成的误差不应超过 $\pm 1 \text{ m/s}$ 。

注:因为仅用于计算 10 min 平均值,因此对风速仪的响应时间设置没有特殊的要求。

7.2 额定数据

根据制造商提供的信息,对额定数据进行鉴定。

7.3 最大允许功率

根据制造商提供的信息,对最大允许功率 P_{mc} 进行鉴定。

7.4 最大测量功率

最大测量功率既要测量 60 s 平均值 P_{60} ,又要测量 0.2 s 平均值 $P_{0.2}$,要求如下:

- 仅采集连续运行状态下的数据。
- 测量风力发电机组输出端处的功率。
- 从切入风速到 15 m/s 风速之间,每个 1 m/s 的风速 bin 至少要采集到 5 个 10 min 功率时间序列数据。这里的风速是 10 min 平均测量值。
- 按 7.1.2 进行风速测量。
- 检查测量数据,剔除不正确的数据。
- 应通过分段平均将功率测量值转换为 0.2 s 平均值和 60 s 平均值。
- $P_{0.2}$ 应为测量周期内 0.2 s 平均值最高记录有效值。
- P_{60} 应是测量周期内 60 s 平均值最高记录有效值。

应按图 1 配置的测量方式进行测量,采用的仪器如电压互感器、电流互感器,功率变换器和风速仪应满足表 1 的要求。功率测量的截止频率至少应为 5 Hz。原则上,功率测量仪器的量程应为风力发电机组额定功率的 2 倍。

7.5 无功功率

按照 6.5 要求测量确定有功功率和无功功率之间的关系,应采用如下程序:

- 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。
- 从切入风速到 15 m/s 风速之间,每个 1 m/s 的风速 bin 至少要采集到 5 个 10 min 的有功功率、无功功率时间序列数据。这里的风速是 10 min 平均测量值。
- 每 10 min 按照分段平均方法将采样数据转换为 10 min 平均值;
- 按 bins 法存贮 10 min 平均数据,这样无功功率就能按额定功率的 0%、10%、……、90%、100% 的列表形式表达。这里,0%、10%、……、90%、100% 是有功功率 bins 的中值点。
- P_{mc} 、 P_{60} 和 $P_{0.2}$ 时的无功功率可通过测量所得的有功功率与无功功率之间关系通过外推法来确定,需要时扩大测量范围。

应按图 1 配置的测量方式进行测量,采用的仪器如电压互感器、电流互感器,有功功率和无功功率变换器应满足表 1 的要求。对于有功、无功测量值的截止频率设置没有特殊的要求,因为这些值都是 10 min 平均值。

7.6 电压波动

正如 7.1.1 所述,被测试机组应与一个中压电网连接。其他一些变动负荷会引起机组输出端(测量点)电压波动。另外,电网的特性决定了机组产生电压波动的程度。我们的目的是在测试地点得到不依

赖电网条件的测试结果。为此,本标准确定了一种利用机组输出端处测得的电流和电压时间序列来模拟虚拟电网上电压波动的方法,该虚拟电网上只有机组产生的电压波动。

虚拟电网的应用在 7.6.1 中有进一步的描述。电压波动测量被分为连续运行(参见 7.6.2)和切换运行(参见 7.6.3)过程。分开测量反映出在连续运行过程中机组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。

7.6.1 虚拟电网

图 2 为虚拟电网的相电路图。

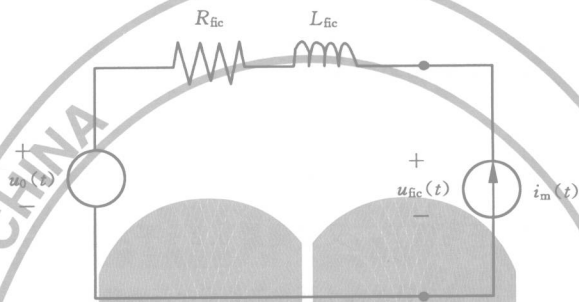


图 2 在具有理想电压源 $u_0(t)$ 的虚拟电网上仿真虚拟电压 $u_{fic}(t)$

虚拟电网用一个理想的相电压源 $u_0(t)$ 和一个由电阻 R_{fic} 和电感 L_{fic} 串联构成的电网阻抗来表示。机组用电流源 $i_m(t)$ 用线电流的测量瞬时值表示。这个简单模型给出了模拟 $u_{fic}(t)$ 瞬时值如下:

$$u_{fic}(t) = u_0(t) + R_{fic} \cdot i_m(t) + L_{fic} \cdot \frac{di_m(t)}{dt} \dots\dots\dots (1)$$

理想电压源 $u_0(t)$ 可用不同方法得到。不过理想电压应具有如下两个特性:

- a) 理想电压不应有任何波动,即电压闪变为 0;
- b) $u_0(t)$ 必须与测量电压的基波具有相同的电气角度 $\alpha_m(t)$ 。这样确保了 $u_{fic}(t)$ 和 $i_m(t)$ 之间的相角正确,规定 $|u_{fic}(t) - u_0(t)| \ll |u_0(t)|$ 。

要满足以上条件,则 $u_0(t)$ 定义如下:

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

式中:

U_n ——电网额定电压的均方根值。

测量电压的基波的电气角定义如下:

$$\alpha_m(t) = 2\pi \int_0^t f(t) dt + \alpha_0 \dots\dots\dots (3)$$

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;

α_0 —— $t=0$ 时的电气角。

利用 R_{fic} 和 L_{fic} 按公式(4)计算相应电网阻抗相角 Ψ_k 。

$$\tan(\Psi_k) = \frac{2\pi \cdot f_g \cdot L_{fic}}{R_{fic}} = \frac{X_{fic}}{R_{fic}} \dots\dots\dots (4)$$

虚拟电网的三相短路视在功率按公式(5)计算:

$$S_{k,fic} = \frac{U_n^2}{\sqrt{R_{fic}^2 + X_{fic}^2}} \dots\dots\dots (5)$$

$S_{k,fic}$ 与 S_n 之间比率应适当选取,以保证采用的闪变算法或设备测量的 P_{st} 值在 IEC 61000-4-15 所要求的量程内。因为 IEC 61000-4-15 所述的程序旨在确定某一特定的电压波动是否会引起闪变,

IEC 61000-4-15标准没有很精确地考虑小的电压波动的影响。为了使模拟电压波动在闪变测量仪器量程范围内,本标准建议 $S_{k, \text{fic}}$ 与 S_n 的比率取 50。只要所选的比率在仪器有效量程内,不会影响测量结果。

7.6.2 连续运行

通过测量和模拟,测定闪变系数 $c(\Psi_k, v_a)$ 并按 6.6.1 进行确定。

这里叙述了详细的测量程序,有关资料概述参见附录 B.1。

测量项目如下:

- 在机组输出端测量三相瞬时线电流和三相瞬时相电压值(参见注 1);
- 保证从切入风速至 15 m/s 风速之间每 1 m/s 的风速 bin 内,至少采集 15 个 10 min 时间序列(测试 5 次,三相)的瞬时电压和电流值的测量值。此处,风速为 10 min 平均值;
- 风速按 7.1.2 进行测量;
- 不包括在连续运行过程中发生的切换运行,诸如电容器换切等。

按图 1 配置的测量方式进行测量,根据表 1 的要求配置电压互感器、电流互感器和风速仪。电压和电流测量值的截止频率至少为 400 Hz(参见注 2)。

测量应将闪变系数作为电网阻抗相角和风速分布的函数来处理。针对 6.6.1 中规定计算电网阻抗相角和风速分布,重复下面的程序:

首先,确定每组 10 min 测量时间段内测得的电压、电流的闪变系数。程序见 1)~3) 如下:

- 所测量的时间序列应包含公式(1)所给定 $u_{\text{fic}}(t)$ 的电压时序。
- 按 IEC 61000-4-15 的要求,将电压时序 $u_{\text{fic}}(t)$ 代入闪变计算公式或算法,得出虚拟电网上每 10 min 时序的一个闪变值 $P_{\text{st, fic}}$ 。
- 对于每个计算的闪变值,按下式确定其闪变系数:

$$c(\Psi_k) = P_{\text{st, fic}} \cdot \frac{S_{k, \text{fic}}}{S_n} \quad \dots\dots\dots (6)$$

式中:

S_n ——机组额定视在功率;

$S_{k, \text{fic}}$ ——虚拟电网短路视在功率。

(参见注 3)。

其次,每一个风速 bin 都要考虑一个加权系数,来修正与假定风速分布相关的闪变系数出现频次的测量值。加权系数的确定见 4)~8)。

- 正如 6.6.1 中所述,假设风速在第 i 个风速 bin 内出现的频率 $f_{y,i}$ 与瑞利分布一致,即:

$$f_{y,i} = \exp\left(-\frac{\pi}{4}\left(\frac{v_i - 0.5}{v_a}\right)^2\right) - \exp\left(-\frac{\pi}{4}\left(\frac{v_i + 0.5}{v_a}\right)^2\right) \quad \dots\dots\dots (7)$$

式中:

v_i ——第 i 个风速 bin 的中值;

v_a ——假设年平均风速。

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

$$f_{m,i} = \frac{N_{m,i}}{N_m} \quad \dots\dots\dots (8)$$

式中:

$N_{m,i}$ ——第 i 个风速 bin 内的闪变系数的测量值个数;

N_m ——闪变系数的总测量数。

- 切入风速与 15 m/s 风速之间每 1 m/s 风速 bin 的加权系数,可由 $f_{y,i}$ 和 $f_{m,i}$ 插值计算,见下式:

$$w_i = \frac{f_{y,i}}{f_{m,i}} \quad \dots\dots\dots (9)$$

最后,就可得出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 0.99 时对应的分位数(参见注 4,注 5)。具体过程见 7)~8)。

7) 闪变系数加权累积分布概率如下式:

$$P_r(c < x) = \frac{\sum_{i=1}^{N_{bin}} w_i \cdot N_{m,i,c < x}}{\sum_{i=1}^{N_{bin}} w_i \cdot N_{m,i}} \dots\dots\dots (10)$$

式中:

$N_{m,i,c < x}$ ——在第 i 个风速 bin 内小于或等于 x 的闪变系数的个数;
 N_{bin} ——切入风速与 15 m/s 风速之间风速 bin 的总个数。

8) 闪变系数取其累积分布概率为 0.99 时对应的分位数。先计算出 $P_r(c < x)$,然后从中得出该值。

上述程序 4)~ 8)在附录 B.3 中作了详细的说明。

根据 IEC 61000-3-7,长期闪变可按 12 个连续的短期闪变值的立方均值计算。可以认为机组产生的闪变是风速的函数,假设风况持续约 2 h,12 个连续的短期闪变值近似相等。这样,对于机组来说,其长期闪变值与短期闪变值是相等的。

注 1: 如果不能获得相电压,则可通过测量线电压计算出相电压。计算公式如下:

$$\begin{aligned} u_1 &= \frac{u_{12} - u_{31}}{3} \\ u_2 &= \frac{u_{23} - u_{12}}{3} \\ u_3 &= \frac{u_{31} - u_{23}}{3} \end{aligned}$$

式中:

u_1, u_2, u_3 ——瞬时相电压值;
 u_{12}, u_{31}, u_{23} ——瞬时线电压值。

注 2: 根据 IEC 61000-4-15 所述闪变算法得出 $u_{fic}(t)$ 的均方根值,然后去掉高于 35 Hz 的变量。本标准中要求测量持续运行状态的闪变最小截止频率为 400 Hz,相应的最小采样频率为 800 Hz。测试计算显示该采样频率对于获得一致的结果非常必要。采样频率低会影响测量电压基波电气角 $\alpha_m(t)$ 的精度。

注 3: 闪变系数计算公式更详细说明见附录 B.4.1。

注 4: 闪变允许限值通常取与之相关的概率为 0.99 对应的分位数。

注 5: 如 6.6.1 中所述,应分别计算出年平均风速为 6 m/s、7.5 m/s、8.5 m/s 及 10 m/s 时对应的 $c(\Psi_k, v_a)$ 值。另外,本条所述的测量仅限于风速在 15 m/s 以内。假定风速呈瑞利分布,则可以计算出年平均风速 v_a 为 6 m/s 时 15 m/s 风速所对应概率为 99% 所对应的分位数,同样也可以计算年平均风速为 7.5 m/s、8.5 m/s 和 10 m/s 时分布概率为 96%、91% 和 83% 所对应的分位数。虽然在本条款中 $c(\Psi_k, v_a)$ 是按其 0.99 累积分布概率所对应的分位数定义的,但对于瑞利风速分布年平均风速 $v_a=7.5$ m/s、8.5 m/s 及 10 m/s 来讲,其百分位数应取值低一些。进一步的说明见附录 B.3。在年平均风速 $v_a=7.5$ m/s、8.5 m/s 和 10 m/s 时,因为需要相当长的时间,故不要求在高风速下测量,但由此所导致的数据的不完整性,并不会对确定分布概率 0.99 所对应的分位数有所影响。不过本标准允许用户在 15 m/s 以上进行测量,以提高年平均风速 $v_a>6$ m/s 时的 $c(\Psi_k, v_a)$ 的精度。

7.6.3 切换运行

根据制造商的资料,确定 6.6.2 a)、6.6.2 b)、6.6.2 c)中所述切换运行的最大值 N_{10} 和 N_{120} 。如果机组制造商不能提供这些数据或者不能提供足够的机组控制系统技术参数来推断这些值,可以假定:

- 对于 6.6.2 a)和 6.6.2 c)令 $N_{10}=10, N_{120}=120$;
- 对于 6.6.2 b)令 $N_{10}=1, N_{120}=12$ 。

通过相应的测量、模拟和计算来确定 6.6.2 a)、6.6.2 b)、6.6.2 c)中所述每种切换运行时的电压波

功率 $k_u(\Psi_k)$ 和闪变阶跃系数 $k_f(\Psi_k)$ 。

本章叙述了详细的测量程序,有关资料概述见附录 B.2。

6.6.2 a) 和 6.6.2 b) 分别规定了特定风速下的切换运行,评估者应对 6.6.2 c) 所述条件予以鉴别。可通过分析机组的设计来完成,如果不能得到满意的佐证,则应通过测量来确定 6.6.2 c) 的条件。参见 6.6.2 中的注 1。

按下述要求测量确定电压波动系数 $k_u(\Psi_k)$ 和闪变阶跃系数 $k_f(\Psi_k)$ ：

- a) 测量机组输出端三相瞬态相电流和相电压(参见 7.6.2 中注 2)；
- b) 测量时间 T_p 应持续足够长的时间,以减少切换运行的瞬态影响,但不至于排除湍流引起的功率波动；
- c) 每个工况均测量 5 次,以保证测量结果能代表正常运行状态；
- d) 按 7.1.2 进行风速测量。要求在切换运行时的 10 min 平均风速不超过规定风速的 ± 2 m/s。

按图 1 提供的测量配置方式进行测量,电压互感器、电流互感器和风速仪的配置应满足表 1 的技术要求。电压、电流测量截止频率至少为 1 500 Hz(参见注 1)。通常,对于具有软启动或其他能限制冲击电流装置的机组,电流互感器按 2 倍~4 倍的额定电流选取。对于没有限制涌流装置的机组,电流互感器量程按额定电流的 10 倍~20 倍选取。

电压波动率和闪变阶跃系数测量程序如下：

- 1) 所测量的时间序列应包含 $u_{fic}(t)$ 的电压时序；
- 2) 根据 IEC 61000-4-15,将 $u_{fic}(t)$ 的模拟电压时序代入闪变算法,得出虚拟电网上每个时间序列 $U_{fic}(t)$ 所对应的闪变 $P_{st, fic}$ 。得到每种工况 15 个 $P_{st, fic}$ 值,即对三相各测 5 次。
- 3) 闪变阶系数 $k_f(\Psi_k)$ 按下式计算：

$$k_f(\Psi_k) = \frac{1}{130} \cdot \frac{S_{k, fic}}{S_n} \cdot P_{st, fic} \cdot T_p^{0.31} \dots\dots\dots (11)$$

参见注 2。

- 4) 电压波动率 $k_u(\Psi_k)$ 按下式计算：

$$k_u(\Psi_k) = \sqrt{3} \cdot \frac{U_{fic, max} - U_{fic, min}}{U_n} \cdot \frac{S_{k, fic}}{S_n} \dots\dots\dots (12)$$

式中：

$U_{fic, min}$ ——虚拟电网切换运行状态下一个周期内电压均方根值的最小值；

$U_{fic, max}$ ——虚拟电网切换运行状态下一个周期内电压均方根值的最大值。

参见注 3。

- 5) 闪变阶跃系数和电压波动率应是 15 个结果值的平均值。

注 1：截止频率至少是 1 500 Hz,保证由“软启动”等功率电子器件引起的波动谐波能包含在电压波动率和闪变系数之中,参见 7.6.2 注 2。

注 2：闪变系数计算公式根据 IEC 61000-3-3 标准推算,见附录 B.4.2 说明。

注 3：电压波动率计算公式见附录 B.4.3。

7.7 谐波

本条仅适应于有电功率转换装置的机组。

有电功率转换装置的机组在连续运行过程中产生的最大谐波电流应按 6.7 确定。

按 GB/T 17626.7 规定的最高精度在机组输出端测量谐波电流。

结果应来自 10 min 观测值(参见注)。

测试程序应适应机组,也就是谐波电流的数量级在几秒钟内就可能发生变化的情况。

注：用 10 min 平均值取代短期数据,因为 10 min 平均值易于测量,而且其结果与短期数据很接近。