

风电场并网电能质量分析与评估

随着大型风电场不断接入系统以及变速风电机组的广泛应用,由其并网所引起的电网电能质量问题,越来越受到人们的关注。结合某风电场的接入实例,建立了永磁直驱式风机模型,并结合该区电网已有数据及风机厂家技术参数,对其并网引起的电压偏差、电压变动、电压闪变及谐波等电能质量问题进行了分析与评估,对今后的风电场并网电能质量评估工作具有一定的参考意义。

杜旭浩 魏力强 马天祥 孙翠英/国网河北省电力公司电力科学研究院

0 引言

风能是一种安全、干净且无污染可再生的绿色能源,风力发电是现有新能源发电技术中最成熟、最具规模开发和商业化前景的发电方式之一^[1]。风电场并网运行对所接入电网电能质量的影响是风电场接入电网研究中的主要内容之一^[2]。随机的、不稳定的风速所造成的风力发电输出功率的波动,将引起电压波动与闪变、谐波等电能质量问题。电压、频率波动和风机运行中所产生的谐波会对电网电压的品质造成直接的影响,严重时危害电网的安全稳定运行。风电场对电网电能质量的影响程度,与风电机组的类型、控制方式、所接入系统的短路容量以及线路参数等诸多因素有关。现有风机类型主要包括恒速异步风力发电机、双馈异步风力发电机和永磁直驱式风力发电机^[3]。永磁直驱式风力发电系统由于可提高发电效率,减少系统维护成本等优点已成为风力发电的方向之一。

文章根据某风电场的接入实例,建立了永磁直驱式风机模型,并结合该区

电网已有数据及风机厂家技术参数,对风电场并网引起的电能质量问题进行了分析,并给出了此风电场并网点电能质量的评估建议,对今后的风电场并网电能质量分析评估工作具有一定的参考价值。

1 风机建模

永磁直驱风力发电系统结构如图1所示,包括以下几个基本组成部分:变桨距风轮机、同步发电机、全功率变流器、滤波电容及控制系统等部分。

本文应用德国电力系统分析软件DIgSILENT/Power Factory建立了永磁直驱式风机模型,采用双PWM背靠背变流器作为直驱式风力发电系统的全功率变流器,即PWM整流器+PWM逆变器拓扑结构。网端变流器稳定直流母线电压以及控制网侧功率因数,机端变流器实现对发电机功率、转速的控制。双PWM系统控制灵活,可以有效地提高系统的运行特性^[4]。根据数学模型,在DIgSILENT/Power Factory中将各个部分的数学模型转化为各个具体的模块,整合成一个风电机组模型,从而进行仿真分析。

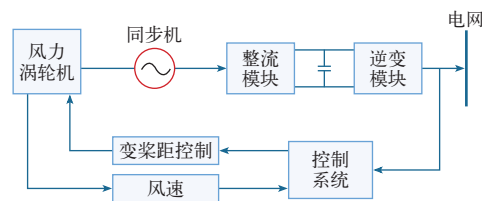


图1 永磁直驱风力发电系统结构图

DIgSILENT/Power Factory中,永磁直驱发电机和变流器的控制结构如图2和图3所示。



杜旭浩/工程师

关键词/Keywords

风电场并网·
电压偏差·
电压变动·
电压闪变·
谐波·

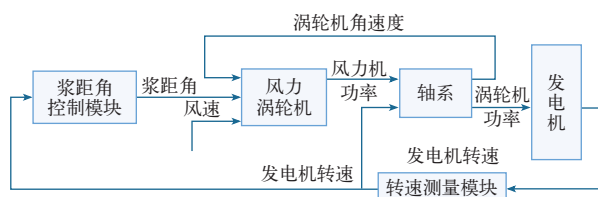


图2 永磁直驱发电机控制结构图

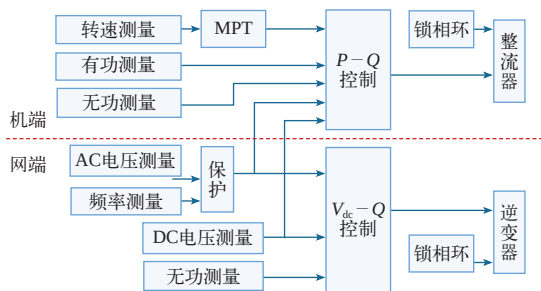


图3 全功率变流器控制结构图

图2中，原动机模型包括三个子模块：风力涡轮机、桨距角控制模块和轴系。对风力机采用变桨距调节策略，实现风电机组的变速恒频控制^[5]。图3中，对于发电机转子侧的变流器，左上方三个模块所需要的电气值都是直接测量得到的，分别是发电机转速、发电机有功功率和发电机无功功率。测得的发电机转速经过最大功率跟踪模块（MPT）得到发电机有功功率的标准参考值。对于电网侧的变流器，右下方四个模块所需要的电气值是直接测量得到的，分别是并网点交流电压、并网点频率、直流母线电压和并网点无功功率。保护模块将并网点交流电压和频率控制在允许范围内，并参与 $P-Q$ 模块和 $V_{dc}-Q$ 模块内部PI环节的控制。经过 $P-Q$ 控制模块和 $V_{dc}-Q$ 控制模块的控制变换，分别得到发电机转子侧变流器的控制变量和电网侧变流器的控制变量。右上方锁相环模块连接于同步发电机输出端，并将其测得的相位信息反馈给转子侧PWM变流器。右下方锁相环模块连接于并网点交流母线，并将其测得的相位信息反馈给电网侧PWM变流器。

2 实例分析

以某风电场并入某220 kV变电站110 kV侧的公共连接点即PCC点处电能质量问题进行研究，本次研究电能质量分析的内容主要包括电压偏差、电

压变动、电压闪变和谐波四个部分。该风电场一期规划装机容量为49.5 MW，拟安装33台1 500 kW的风力发电机组，并网方案采用单回110 kV线路并入附近110 kV变电站。风电场并网接线图，如图4所示。

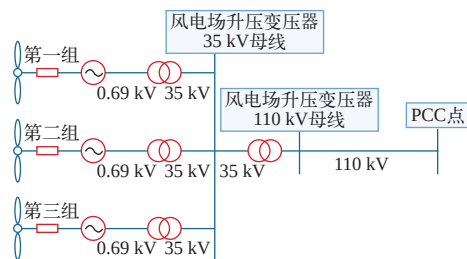


图4 风电场并网接线图

2.1 电压偏差

风速变化使得风电场的输出功率发生波动，从而引起电网电压波动^[6]。根据国家电网公司《风电场接入电网技术规定》的规定，风电场应当能够在其容量范围内，控制风电场并网点电压在额定电压的 $-3\% \sim +7\%$ ^[7]，研究中对风电并网后电网电压的要求遵循上述的规定。

采用BPA软件，利用某区电网已有的数据，按照风电机组采用恒定功率因数控制方式，在夏季和冬季两种运行方式下，对风电场接入后的无功电压进行比较分析，得出风电场不同出力下，无功补偿前后，PCC节点的电压控制范围如表1所示。风电场出力与PCC节点电压的关系曲线，如图5所示。

表1 风电场不同负荷方式下PCC节点的电压控制范围
(单位: pu)

负荷方式	补偿前	补偿后
夏季	0.955 ~ 0.959	0.976 ~ 0.980
冬季	0.952 ~ 0.956	0.974 ~ 0.978

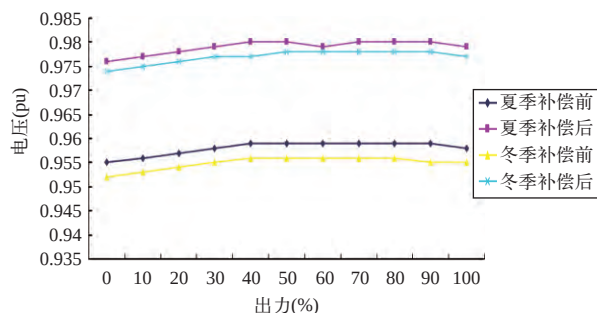


图5 风电场出力与PCC点电压的关系曲线

由表1可知,在风电场由零出力到满发的过程中,风电场PCC节点电压的变化幅度很小,可见风电场出力变化对PCC点电压水平的影响很小。

无功补偿前,风电场PCC点处的电压偏差,不能满足标准要求,需进行无功补偿。无功补偿后,风电场PCC点电压达到规程要求。

在风电场加装容性无功补偿设置^[8],有助于补偿送出线路的无功损耗及升压变压器主变压器无功损耗,提高各母线电压值,以达到规程的要求。

2.2 电压变动

电压变动频度 r ,是指单位时间内电压变动的次数(电压由大到小或由小到大的各算一次变动)。同一方向的若干变动,如时间间隔小于30 ms,则算一次变动^[9]。由该风电场的实测风速数据分析可知,风电场附近风速变化较为缓慢,风电场出力变化也较为平缓,因此风电场并网点电压变动主要考虑风机的出力变化影响,对于该风电场出力变化引起的电压变动,其频度按照 $r \leq 1$ 考虑。GB 12326—2008《电能质量 电压波动和闪变》中规定了由波动性负荷产生的电压变动限值与变动频度、电压等级的关系,如表2所示,110 kV风电场PCC点的电压变动最大不得超过3%^[10]。

表2 电压变动限值

$r/(\text{次}/\text{h})$	$d(\%)$	
	LV, MV	HV
$r \leq 1$	4	3
$1 < r \leq 10$	3*	2.5*
$10 < r \leq 100$	2	1.5
$100 < r \leq 1\,000$	1.25	1

注:1. 很少的变动频度 r (每日少于1次),电压变动限值 d 还可以放宽。

2. 对于随机性不规则的电压波动,表中标有*的值为其限值。

3. 系统标称电压 U_n 等级按以下划分:低压(LV) 0.4 kV;中压(MV) 10 kV、35 kV;高压(HV) 110 kV。

根据BPA无功电压的分析结果,当某风电场通过110 kV线路接入时,PCC点电压随风电场出力变化的最大变动幅度在各种运行方式下的最大变动为0.4%,远小于3%的限值,满足标准的要求。

2.3 电压闪变

风速变化及风电机组自身固有的特性可能导

致电网电压波动,进而使电网出现可察觉的闪变现象^[11]。文章采用数字仿真法和经验公式验证法两种方式对PCC点的闪变值进行了估算。

2.3.1 数字仿真法

通过并网模型取出风电场PCC点处的电压波形,然后采用IEC 61000-4-15提供的闪变值仿真算法,采用Matlab软件进行数字仿真,并参考厂家提供的风机参数,计算沙井子风电场在PCC点处的短时间闪变值。

因为在一个统计周期内,风速的平均变化值接近于恒定,因此一般认为长时闪变值与短时闪变值相等。采用仿真算法计算时,闪变值大小主要取决于PCC点的电压变化情况,对同种类型且控制策略相同的风机而言,决定PCC点电压变化的主要外力因素就成了风速,考虑风剪切作用和塔影效应的风速模型^[12],在风速扰动的前提下,利用上述方法可求得PCC母线处的无功补偿前后的闪变值,如表3所示。

表3 PCC点的电压闪变值

无功补偿前	无功补偿后
0.176 4	0.175 5

依照GB 12326—2008《电能质量 电压波动和闪变》中的规定,电力系统PCC点在系统正常运行的较小方式下,以一周(168 h)为测量周期,所有长时间闪变限值都应该满足表4中闪变限值的要求。

表4 PCC点的电压闪变限值

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

由表3可知,小于等于110 kV电压等级的闪变值为1,因此由风电场引起的PCC点的闪变值要远小于该电压等级的闪变限值。

2.3.2 经验公式法

根据IEC 61400-21规定和厂家提供的闪变系数,并根据以下经验公式,计算短时间闪变值和长时间闪变值,以此评估风电机组引起的电压闪变情况。

单台风电机组引起的PCC点闪变值

$$P_{st} = P_{lt} = c(\phi_k, v_a) \frac{S_n}{S_k} \quad (1)$$

式中, S_k 为风电机组公共连接点的短路容量。

多台风电机组引起的PCC点闪变值

$$P_{st\Sigma} = P_{lt\Sigma} = \frac{1}{S_k} \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wt}} [c_i(\phi_k, v_a) S_{n,i}]^2} \quad (2)$$

式中, $c_i(\phi_k, v_a)$ 为单台风电机组的闪变系数; $S_{n,i}$ 为单台风电机组的额定视在功率; N_{wt} 为连接到公共连接点的风电机组的数目。

厂家提供的拟用风机的闪变系数如表5所示。

表5 风电机组连续运行时的闪变系数

网络阻抗角(°)	30	50	70	85
(轮毂高度) 年均风速/(m/s)	闪变系数			
6.0	5.31	4.52	3.12	2.96
7.5	5.99	4.64	3.67	3.95
8.5	6.01	4.70	3.71	3.98
10.0	6.17	4.82	3.85	6.46

该风电场80 m高度处的年平均风速为7.06 m/s, 并计算出风电场的网络阻抗角为82.17°, 由表5可得风电场单台机组的闪变系数为3.95。根据IEC 61400-21规定, 可计算出沙井子风电场110 kV侧的闪变值为0.003 2, 远小于国标中规定的限值。

因此, 当风电场通过110 kV电压等级接入电网时, 经仿真算法计算和经验公式验算, 由风电场引起的PCC点处的闪变值要远小于该电压等级的闪变限值, 满足规程要求。

2.4 谐波分析

由发电机本身产生的谐波是可以忽略的, 在变速恒频风电机组的运行过程中, 机组的变流器始终处于工作状态, 是主要的谐波源^[13-14]。本文主要分析风电机组中电力电子元件产生的谐波, 根据厂家提供的相应风机型号的数据计算风电场PCC点处的谐波情况。风电场拟采用的某1.5 MW永磁直驱风电机组谐波电流相关实测数据, 如表6所示。

2.4.1 谐波电流计算

根据表6中给出的风电机组的谐波电流实测参数以及该风电场的并网方式, 通过DIgSILENT/Power Factory仿真软件可得到PCC点的各次谐波电

表6 某1.5 MW永磁直驱风电机组的谐波电流(690 V侧)

谐波次数	谐波电流(%)	谐波次数	谐波电流(%)
2	2.81	3	2.32
4	1.56	5	1.72
6	1.08	7	0.85
8	0.49	9	0.33
10	0.24	11	0.44
12	0.16	13	0.62

注: 谐波电流大小以谐波电流和基波电流的百分比表示。该1.5 MW风电机组的额定电流为1.255 kA。

流, 计算结果如表7所示。根据GB/T 14549—1993《电能质量 公用电网谐波》规定的相应电压等级下的谐波电流注入限值和谐波电流允许值换算方法, 并结合所测点处的最小短路容量, 可求得各次谐波的电流允许值^[15]。

表7 PCC点(110 kV)的注入谐波电流以及谐波电流允许值
(单位: A)

谐波次数	注入谐波电流	谐波电流允许值	谐波次数	注入谐波电流	谐波电流允许值
2	6.67	6.29	3	3.76	2.97
4	1.66	3.15	5	1.51	3.27
6	0.74	2.10	7	0.56	2.70
8	0.24	1.57	9	0.14	1.46
10	0.12	1.26	11	0.16	2.18
12	0.06	1.05	13	0.22	1.94

由表7仿真结果得到, 风电场PCC点处, 除2次和3次谐波电流超出允许值外, 其余各次谐波电流均不超过允许值。实际工程项目, 针对超标的2次和3次谐波电流, 应在相应的母线位置, 安装滤波装置^[16]。

2.4.2 谐波电压计算

GB/T 14549—1993《电能质量 公用电网谐波》110 kV电压等级下的各次谐波电压含有率限值, 如表8所示。

表8 公用电网谐波电压限值

电网标称电压/kV	电压总畸变率(%)	各次谐波电压含有率(%)	
		奇次	偶次
110	2.0	1.6	0.8

在仿真模型中进行谐波潮流计算可得到风电场PCC点处的各次谐波电压含有率, 如图6所示。

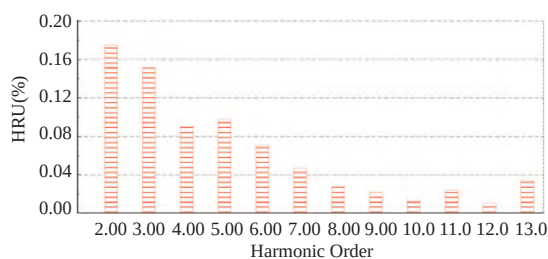


图6 PCC点 (110 kV) 各次谐波电压含有率

由图6仿真结果得到,在风电场PCC处的各次谐波电压含有率最大不超过0.2%,总的电压畸变率为0.31%,小于国家标准规定的限值。

3 结束语

风电场并网运行引起的电能质量问题是风电场接入电网研究中的主要内容,其影响程度,与风电机组的类型、容量、控制方式、所接入系统的短路容量以及线路参数等诸多因素有关。文章建立了永磁直驱式风力发电机组并网的仿真模型,并在具体的工程实例中加以应用,对今后的风电场并网电能质量评估工作具有一定的参考意义。分析结果表明:①该风电场无功补偿后,PCC点的电压偏差在规程允许限值范围之内。在风电场加装无功补偿设置,有助于改善PCC点电压偏低的情况,补偿送出线路的无功损耗及主变压器无功损耗,提高各母线电压值。②在风速扰动情况下,该风电场出力变化引起电压变动和电压闪变在规程规定的允许限值范围之内。在实际风电场建设过程中,应充分考虑当地风速变化。③永磁直驱风电机组由于自身结构原因,在并网时会给系统带来谐波影响,风电场注入系统的各次谐波电流中2次、3次等低次谐波的含量较大,应考虑安装相应的滤波装置加以抑制。当谐波超标时,应制定合理的滤波方案。

参考文献

[1] 肖创英. 欧美风电发展的经验与启示 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2010.

[2] 吉兴全, 刘贵彬, 李丹, 等. 一种双馈式风机并网的电能质量在线监测方法 [J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42 (17): 145-150.

[3] 王继东, 张小静, 杜旭浩, 等. 光伏发电与风力发电的并网技术标准 [J]. 电力自动化设备, 2011, 31 (11): 1-7.

[4] 刘波, 金昊. 永磁直驱风电系统双PWM变换器前馈补偿控制 [J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42 (15): 52-57.

[5] 任碧莹, 同向前, 孙向东. 具有限定功率运行的永磁直驱风力发电并网控制设计 [J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42 (2): 87-92.

[6] 白鸿斌, 王瑞红. 风电场并网对电网电能质量的影响分析 [J]. 电力系统及其自动化学报, 2012, 24 (1): 120-124.

[7] 国家电网公司. Q/GDW 392—2009 风电场接入电网技术规定 [S]. 北京: 中国电力出版社, 2010.

[8] 杨洁, 刘开培, 龚汉阳, 等. 基于LCC的配电网电压偏差治理措施的优化 [J]. 电力自动化设备, 2014, 34 (1): 21-26.

[9] 朱明星, 裴延涛, 高敏. 关于电能质量国标中电压变动频度定义的探讨 [J]. 电测与仪表, 2012, 49 (8): 61-65.

[10] GB 12326—2008 电能质量 电压波动和闪变 [S]. 北京: 中国标准出版社, 2008.

[11] 刘威, 潘卫华, 习新魁. 风电场并网电压波动问题研究 [J]. 河北电力技术, 2013, 32 (5): 21-23, 32.

[12] 王淼, 尹忠东, 姜喆, 等. 风电场引起电压闪变值估算方法研究 [J]. 华北电力大学学报, 2013, 40 (6): 46-50, 108.

[13] 王继东, 杜旭浩, 杨帆. 基于三次样条插值信号重构的微网谐波及间谐波分析算法 [J]. 电网技术, 2012, 36 (11): 7-11.

[14] 丁明, 张颖媛, 茆美琴. 微网研究中的关键技术 [J]. 电网技术, 2009, 33 (11): 6-11.

[15] GB/T 14549—1993 电能质量 公用电网谐波 [S]. 北京: 中国标准出版社, 1993.

[16] 彭卉, 邹舒, 付永生, 等. 冲击负荷接入电网的电能质量分析与治理方案研究 [J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42 (1): 54-61.

(收稿日期: 2015-08-10) EA