

大规模风电并网系统控制问题综述

罗 亘¹ 汪万平²

(1. 国网四川省电力公司 四川 成都 610041; 2. 国网四川省电力公司电力科学研究院 四川 成都 610072)

摘要: 随着国家能源结构的调整,风电并网系统的规模迅速扩大,大规模风电并网对电网安全稳定运行会带来很大冲击。介绍了中国风电发展的整体概况,分析了风电并网对电力系统运行的影响因素,综述了风电并网系统控制技术的研究现状与发展方向。

关键词: 风力发电; 控制技术; 风电并网; 电力系统

Abstract: With the adjustment of national energy structure, the scale of wind power integration increases rapidly. Large-scale wind power integration has a great impact on the safe and stable operation of power grid. The general situation of wind power development in China is introduced, and the influence of wind power integration on the operation of power system is analyzed. Finally, a review of the research status and development trend of control technique in wind power integration is given.

Key words: wind power generation; control technique; wind power integration; power system.

中图分类号: TM711 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2014)06-0040-04

0 引言

随着电力系统中风力发电水平持续保持高速增长,越来越多的风电场开始接入电压等级更高的电网。风电的大规模接入对电网的运行带来诸多影响,如电网安全稳定、调峰调频、电能质量、备用配置等问题。这些问题不仅影响到大电网的安全运行,同时也是制约电网接纳风电的瓶颈^[1]。通过研究风电并网关键技术,对风电并网过程进行有效控制,能在现有的网架结构、电源结构、负荷特性、风电功率预测水平、风机制造技术水平等前提条件下,提高电网接纳风电的能力,从而保障电网的安全稳定运行^[2]。

1 中国风电发展整体概况

近十年来,风电技术快速发展,中国风力发电的发展尤为突出。从20世纪90年代以来,中国风电并网容量以年均20%左右的速率高速增长,在各类新能源中,风电装机增长速度居于首位,截至2013年,风电并网总容量达到62.4 GW,居世界第一位。华北、东北、西北、华东、华中电网风电并网容量分别达到24 GW、19.2 GW、12.6 GW、4.7 GW、0.88

GW,分别占各自总装机容量的11.85%、19.01%、10.64%、2.15%和0.43%。其中,北方地区的风电并网容量占总并网容量的90%以上。目前,有12个省级电网的风电成为第二大装机电源,分别是天津、冀北、蒙东、山东、山西、蒙西、辽宁、吉林、黑龙江、宁夏、江苏和上海。可见,风电已成为中国支柱能源之一^[3]。

2 风电并网对电力系统的影响

2.1 风电并网对电网稳定性的影响

(1) 风电并网对电网暂态稳定性的影响。在风电装机比重较大的区域电网中,由于风电并网改变了电网原有的潮流分布、线路传输功率和整个系统的惯量,风电接入和电网的暂态稳定性会发生变化^[4]。如果区域电网足够坚强,则在系统发生故障后,风电机组故障清除并恢复机端电压并稳定运行,区域电网的暂态稳定性能得到基本保证;如果地区电网相对薄弱,则风电机组在系统故障清除后,无法重新建立机端电压,风电机组运行失去稳定,从而引发地区电网暂态电压稳定性的破坏。此时,需要利用风电场或风电机组的保护将风电场或风电机组切除以保证区域电网的暂态稳定性;或者通过在风电场侧安装动态无功补偿装置,在暂态过程中及故障

后电网恢复过程中支撑电网电压,保证区域电网的暂态电压稳定性。

(2) 风电机组低电压穿越能力问题。低电压穿越(low voltage ride through, LVRT)是指在风机并网点电压跌落时,风电机组能保持并网,甚至向电网提供一定的无功功率,支撑电网恢复电压,直到电网电压恢复正常,从而“穿越”低电压时间^[5]。当风电装机在区域电网中所占的比例较低时,若电网出现故障,风电机组能实施被动自我保护而立即解列,不需考虑故障的持续时间及严重程度,从而最大限度地保障风电机组安全。然而,当风电装机容量在区域电网中所占的比例较大时,如果风电机组在系统发生故障时仍然采用被动保护式解列方式,则会增加整个系统的恢复难度,甚至可能加剧故障严重程度,最终导致电网电压崩溃和系统其他机组的彻底瓦解。此时必须要求风电机组具有相应的低电压穿越能力,且必须采取有效的低电压穿越措施,以维护风电场电网的安全稳定。不同国家和地区电网所提出的低电压穿越要求不尽相同。

在德国,由于风电装机比例很高,电网运营商对风电机组的低电压穿越能力要求高。如果风电机组丧失低电压穿越能力,则在故障发生后风电场切除、风机转速为零,风电场出线上有功功率、无功功率发生震荡并最终趋近于零。如果风电机组具备低电压穿越能力,则故障发生后,风电机组仍然能对系统提供有功支援,从而维持整个系统的有功平衡。

2.2 风电并网对电能质量的影响

风电场并网运行会在一定程度上影响电网电能质量。主要包括电压、频率、谐波、电压波动和闪变以及电压降落等方面,其影响程度与风电机组的类型、控制方式、风电场布置、接入系统的短路容量以及线路参数等诸多因素有关^[5]。随着风电装机容量的增大,对电网电能质量的影响也越来越大。

(1) 无功电压。电压偏差问题属于电网的稳态问题。大幅度波动的风速引起风电机组出力大幅波动,因此风电功率的波动导致电网内某些节点电压偏差超过国家标准规定的限值。这种情况下可以采取在风电场装设一定的无功补偿装置或切除部分风电机组等措施来改善电压水平或使注入电网的风电功率减少,进而缓解风电接入对系统电压的影响^[6]。另外,加强网架结构,采用具有电压无功控制能力的双馈变速风电机组等方法都可以更好地改

善风电接入区域电网的电压水平和电压稳定性。在电网的实际运行中,在风电功率波动大、无功需求量大且变化相对较快时,单纯依靠电容器组快速投切不能满足控制的要求,需要在风电场内安装能够在风速波动时提供快速的无功支撑,有利于电网和风电场的无功电压调节的动态无功电压补偿装置。

(2) 频率。风电场与常规能源最大的区别在于其输出功率的间歇性。间歇性波动的风电功率使风电场所接入系统的潮流长期处于一种重新分配的过程。除影响电压外,也在一定程度上影响系统的频率特性^[7]。对于一个区域电网而言,如果风力发电容量超过区域总装机容量的一定比例,就必须采取有效的频率控制策略,增加调频容量。

(3) 谐波。含功率变换器的电力电子设备是电网产生谐波畸变的主要根源。无论何种类型的风电机组,发电机本身产生的谐波是可以忽略不计的,谐波产生的主要来源是风电机组中的变换器,谐波干扰的程度取决于变换器及滤波系统的结构状况,而且与电网的短路容量及风电机组的输出功率密切相关,即与风速的大小相关^[8]。对于固定转速风电机组,在持续运行过程中没有电力电子元件的参与,几乎不产生谐波电流。实际需要考虑谐波干扰的是变速恒频风电机组,因为其运行过程中变速恒频的变换器始终处于工作状态。运用PWM开关变流器和合理设计的滤波器可以有效降低谐波畸变率从而抑制谐波。

(4) 电压波动和闪变。风电机组并网运行引起的电压波动及闪变,源于波动的功率输出。由风速动力特性诱发的有功功率波动取决于当地的风况和湍流强度,频率不定;与此不同,风电机组输出功率的波动主要由风速快变、塔影效应、风剪切、偏航误差等因素引起,其波动频率与风力机的转速有关。固定转速风电机组引起的闪变问题相对较为严重,某些情况下已经成为制约风电场装机容量的关键因素^[9]。

(5) 电压降落。风电并网带来的电压降落通常是由风电机组的突然启动引起的,以感应电机作发电机的固定转速风电机组投入运行时引起的电压暂降较为严重^[5]。为了减小风电机组投入操作引起的电压暂降,可以通过风电场中心管理系统来控制风电机组启动时的电压和出力,避免同时投入多台机组。除启动条件之外,风电并网电压降落的另一

个原因是风的变化性。

2.3 风电并网对系统运行成本和电网调度运行的影响

(1) 风电并网对系统运行成本的影响。风力发电的运行成本与火电机组相比很低,甚至可以忽略不计。但是风力发电的波动性和间歇性使风电场的功率输出具有很强的随机性,目前的预报水平难以满足电力系统实际的运行需要。为了保证风电并网后系统运行的可靠性,需要在原有运行方式基础上,额外安排一定容量的旋转备用以维持电力系统的功率平衡与稳定。可见风电并网对整个电力系统具有双重影响:一方面分担了传统机组的部分负荷,降低了电力系统的燃料成本,另一方面又增加了电力系统的可靠性成本^[10]。

(2) 风电并网对电网调度运行的影响。风电接入给电网带来的调度问题及额外备用容量的要求完全是由于风的随机及间歇特性引起的^[11]。在风电功率无法预测时,电网必须按比较保守的方案为风电留出足够的备用容量以平衡风电功率的波动;而当风电功率可以预测并且有足够的精度时,将风电功率作为负的负荷叠加到负荷预测曲线上,就可以像传统的电力系统调度方式一样根据预测的负荷与风电功率安排常规机组的发电计划,从而优化发电机组的开机组合,降低整个电网运行的费用。

3 风电并网系统控制技术的研究现状

国内外电网企业和研究机构风电接入及风电并网控制技术开展了深入的研究。

西班牙作为欧洲第二大风电国家,于 2006 年 6 月成立了世界上第一个可再生能源电力控制中心。对全国以分散接入为主的装机容量大于 10 MW 的风电场进行集中控制,提高了电网公司对风电的实时监控能力,有效降低了瞬时风电波动对电网的影响,提高了西班牙电网的安全运行水平。

2006 年,德国人 M Wolff 等对风电场的集群控制进行了研究,将地理上相邻分布的几个大型海上风电场汇成一个百万千瓦级的集群,控制系统协调运行该风电集群,使其从运行性能上如同一个大风电场,优化间歇性能源接入电网的性能指标。

中国在提高电网接纳风电能力的控制领域也开展了一些有益的技术实践和探索。主要包含电网安

全稳定控制、考虑电网约束条件的风电有功控制、无功电压控制 3 个方面^[11-13]。

3.1 电网安全稳定控制现状

安全稳定控制是提高电网输送能力,保证电网安全稳定运行的重要手段,目前在电网中已有大量的应用。如二滩送出安全稳定控制、华中-西北直流背靠背联网安全稳定控制、三峡发输电系统安全稳定控制、江苏苏北安全稳定控制等。但国内电网用于提高风电送出能力的电网安全稳定控制系统还处于探索阶段,如甘肃嘉酒电网区域稳定控制系统、承德地区风电电网安全稳定控制系统等。其实现方法都是在电网故障情况下,通过采取紧急控制措施来提高正常情况下的风电送出能力。

风电场往往远离负荷中心,而这些地区的网架结构一般比较薄弱,电网送出能力有限。如甘肃酒泉千万千瓦级风电基地目前已实现风电并网 5 600 MW,到 2015 年风电装机容量将大于 12 000 MW,但刚投产的 750 kV 送出通道,以及原有的 330 kV 送出通道,由于电网安全稳定问题,送出能力不能满足需求。因此,考虑风电特性的电网安全稳定控制系统还有待进一步研究和探索。

3.2 风电有功控制现状

风电发展初期,从电网角度,一般将其作为负的负荷考虑,通过采取一些手段,提高电网接纳风电能力,不考虑控制风电。随着风电的快速发展,通过其他手段,如改善负荷特性、优化开机方式、部署安全稳定控制提高风电送出能力等,提高电网接纳能力已经不能满足风电全部并网的需求,需要控制风电。

电网公司在控制风电有功时,初期采取调度员人工控制的模式,经过一段时间的运行,发现人工控制存在如下问题。

(1) 若调度端调节不及时,将威胁电网安全。

(2) 场站端调节速率慢,电网需要留较大的裕度保证安全。

(3) 在电网最大允许及风电出力一定的情况下,由于风电出力的随机性、间歇性,人工控制难以根据各风电场来风情况实时优化控制,易造成分配不公,且难以保证风电出力的最大化。

(4) 风电运行单位众多,调度员压力较大。

(5) 各风电场看不到其他风电场的计划及出力,不利于网源和谐。

因此,风电有功控制需考虑电网的约束条件,实

时计算电网最大可接纳风电能力,根据接纳能力的变化以及各风电场当前出力和风电场提出的加出力申请、风电功率预测,利用各风电场风资源的时空差异优化计算各风电场的计划,并下发至各风电场,各风电场有功功率控制装置根据该计划值进行控制。

目前控制风电有功功率主要考虑 2 个约束条件,一个是送出问题,另一个是调峰。风电场是否参与调频控制,国家尚没有相关规定。无论是送出还是调峰原因对风电进行控制时,一般分为 3 种控制级别:超前控制、正常控制、紧急控制。风电控制中心系统将对应的控制计划量下发至各风电场,风电场根据收到的控制级别的不同,采用不同的控制手段,超前控制一般通过变桨、启停风机实现;正常控制通过变桨、启停风机、优化切除风电场 35 kV 或 10 kV 馈线实现;紧急控制,应对紧急突发情况,通过优化切除风电场 35 kV 或 10 kV 馈线实现。

目前风电场参与有功功率控制时主要有 2 种模式:一种是最大出力控制模式,即在保证电网安全稳定的前提下,根据电网风电接纳能力计算各风电场最大出力上限值,风电场低于上限值时处于自由发电状态(爬坡速率必须满足要求),超出本风场上限值时,可根据其他风场空闲程度占用其他风场的系统资源,以达到出力最大化和风电场之间风资源优化利用的目标;二是出力跟踪模式,即以各风电场风功率预测(经控制中心站安全校核后下发的各风电场发电计划)为依据,各风电场必须实时跟踪发电计划进行有功功率的调整。

为满足风电大规模接入电网的需求,电网公司、科研院所考虑对风电有功功率进行智能控制,旨在提高电网对风电的接纳能力,保证电网的安全稳定运行,实现电网对风电有功功率控制的智能性、公平性、公开性、快速性、可靠性、经济性,提高风电的可控性,实现风电出力的最大化、最优化。

3.3 风电无功控制现状

目前国内实际投产应用的无功电压控制技术和装置,主要是通过对常规电厂、变电站的调节来实现无功电压控制的,并未将风电场纳入进来进行调节控制。

风电的随机性和间歇性易造成电网电压波动大,无功补偿设备投切频繁,传统电压调节控制方式已不再适用。目前国内电网对风电场接入的技术管理规范均是针对单个风电场并网点的技术指标进行

考核的。一般要求首先充分利用风电机组的无功容量及其调节能力,仅靠风电机组的无功容量不能满足系统电压调节需要的,需在风电场集中加装无功补偿装置。实际运行的风电场都是根据自身并网点的考核指标进行无功电压控制来满足电网要求。

随着风电的大规模集中开发,现有的以风电场为单位、各自独立的无功电压调节方式无法兼顾地区电网的调压需求,从而影响电网接纳风电能力。

因此,有必要研究集群风电的无功电压协调控制,提高整个区域电网的电压水平。

4 结论与展望

随着大规模风力发电的快速发展,其接入电网的比例逐渐增大,其对系统的影响也日益明显。对风电进行有效的控制是其大规模并网的必然选择。如何提高并网可控性,最大程度降低电网运行风险,增强其替代常规火电机组的能力成为亟待解决的问题。

此外,风电场集中控制策略的研究在国内也处于初级阶段,主要集中在基于不同目标的各类风电机组控制策略,双馈风电场的有功功率控制、无功电压控制策略,如何改善地区电压稳定性的风电控制策略等。但是在网源如何协调控制,风电接入如何影响原有的控制系统,如何实现分层分区控制等方面,还值得进一步研究。

目前,风电控制技术还处于初期阶段,随着电网企业、风电场对风电控制的持续关注及运行管理水平的提高,风电控制将面临巨大的机遇和挑战。

参考文献

- [1] 丁宇,陈永华,李雪明,等.大规模风电并网控制技术现状与展望[J].广东电力,2011,24(5):24-28.
- [2] 迟永宁,刘燕华,王伟胜,等.风电接入对电力系统的影响[J].电网技术,2007,31(3):77-81.
- [3] 潘华君,许晓峰.风电并网对电力系统稳定性影响的研究综述[J].沈阳工程学院学报,2013,9(1):54-58.
- [4] 张红光,张粒子,陈树勇,等.大容量风电场接入电网的暂态稳定特性和调度对策研究[J].中国电机工程学报,2007,27(31):46-51.
- [5] 王伟胜.风电并网:联网与系统运行[M].北京:机械工业出版社,2011.

(下转第 64 页)

关,同时应联切小电源岩通线 151 开关和金通线 154 开关(即无论跳进线 I 或 II,两段母线上的小电源均须联切)。

(2) 分段备自投方式 3 运行,备自投跳崇通线 152 开关同时应仅联切小电源岩通线 151 开关(只联切本段母线的小电源)。

(3) 方式 4 运行,备自投跳隆通线 153 开关同时应仅联切小电源金通线 154 开关(只联切本段母线的小电源)。

根据第 2 节“并网小电源联切原则”第(6)条,联切岩通线 151 开关和金通线 154 开关的取自 110 kV 备自投跳主供电源崇通线 152 开关和隆通线 153 开关的备用跳闸出口接点的重动接点。在二次回路上,增加备自投跳 152 开关分别配置联切 151 开关(1LP1)和 154 开关(1LP3)的出口压板;备自投跳 153 开关分别配置联切 151 开关(1LP2)和 154 开关(1LP4)的出口压板。回路示意图见图 4。

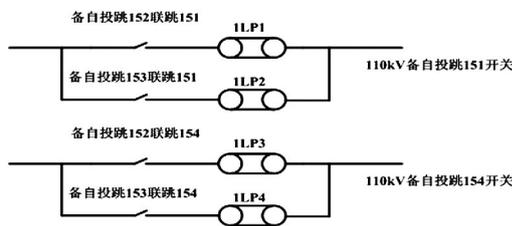


图 4 110 kV 备自投联切 110 kV 小电源回路示意图

在实际运行中,可根据不同的运行方式投入不同的出口压板,来实现上述联切要求。当投进线备自投方式 1 或 2 时,同时投入 1LP1、1LP2、1LP3 和 1LP4;当投分段备自投方式 3 或 4 时,只投 1LP1 和 1LP4。

4 结 论

通过分析并网小电源对电力系统各相关元件保护的影响,较全面概括了 110 kV 负荷终端变电站相关保护及自动装置动作后应采取的联切措施,在此基础上归纳提出了并网小电源联切原则,根据该原则制定了四川某 110 kV 变电站相关保护和备自投联切并网小电源方案,经过现场调试和实际运行检验表明:该方案能切实可靠地联切并网小电源,并且联切装置及回路简单,便于实现,有利于变电站的安全稳定运行。

参考文献

- [1] 梁兆庭,黄金. 110 kV 终端变电站小电源故障解列实例研究[J]. 四川电力技术, 2011(2): 30-31.
- [2] 方学智. 小电源上网对系统内保护影响及解决方案[J]. 贵州电力技术, 2012(9): 75-76.
- [3] 杨萍,王翠霞,张杏元. 并网小电源故障解列的探讨[J]. 陕西电力, 2003(6): 30-31.
- [4] 黎瀚. 小电源并网可靠性及故障解列问题探讨[J]. 机械与电气, 2009(11): 46-47.
- [5] 雍丽华. 小电源接入电网相关继电保护的配置和整定[J]. 电工技术, 2013(2): 27-28.
- [6] 周晨. 地方小电源对备自投控制策略的影响研究[J]. 中国科技信息, 2012(23): 39-40.

作者简介:

孙文成(1985),本科,助理工程师,研究方向为电力系统运行分析与控制;
 崔明德(1981),硕士,高级工程师,研究方向为电力系统运行分析与控制。(收稿日期:2014-07-07)

(上接第 43 页)

- [6] 王虹富. 并网风电场的有功功率补偿与稳定性控制[D]. 杭州:浙江大学, 2010.
- [7] 师楠,朱显辉. 风电并网的频率控制问题[J]. 哈尔滨理工大学学报, 2012, 17(2): 84-88.
- [8] 王兆安,黄俊. 电力电子技术[M]. 北京:机械工业出版社, 2000.
- [9] 史保壮, Jason MacDowell, Richard Piwko, 等. 风电并网技术的新进展[J]. 电力设备, 2008, 9(11): 20-24.
- [10] 范高锋,裴哲义. 2011 年中国“三北”地区风电并网运

行及反事故措施[J]. 中国电力, 2012, 45(12): 86-90.

- [11] 康潇. 风电并网对系统稳定性的影响及改善措施研究[D]. 保定:华北电力大学, 2011.
- [12] 张少泉,仇英辉,刘超,等. 风电并网对云南电网潮流分布与电网调峰的影响[J]. 南方电网技术, 2012, 6(5): 36-38.
- [13] 李正然,洪祖兰. 云南电网吸纳大容量风电的若干问题讨论[J]. 南方电网技术, 2009, 3(4): 80-84.

(收稿日期:2014-09-13)