

大规模风电接入电网的相关问题及措施

张丽英¹, 叶廷路¹, 辛耀中¹, 韩丰², 范高锋³

(1. 国家电网公司, 北京市 西城区 100031; 2. 国网北京经济技术研究院, 北京市 宣武区 100761;
3. 中国电力科学研究院, 北京市 海淀区 100192)

Problems and Measures of Power Grid Accommodating Large Scale Wind Power

ZHANG Liying¹, YE Tinglu¹, XIN Yaozhong¹, HAN Feng², FAN Gaofeng³

(1. State Grid Corporation of China, Xicheng District, Beijing 100031, China; 2. State Power Economic Research Institute, Xuanwu District, Beijing 100761, China; 3. China Electric Power Research Institute, Haidian District, Beijing 100192, China)

ABSTRACT: Large scale wind power development is an important strategic choice in China's new era. Aiming at problems which were brought by wind power integration, comparison was made with the foreign experience. It was pointed out that, the wind power in China had some distinct characteristics such as large scale, centralized development, long-distance and high voltage transportation, which resulted in some problems in operation and control, i.e. system frequency regulation, peak regulation, wind power prediction and LVRT (low voltage ride-trough) and so on. Then some comparisons in policy, wind power integration requirement, test and certification were made, and the existing problems were pointed out. In the end some relevant measures against large scale wind power integration were put forward.

KEY WORDS: wind power; power grid; regulation; policy; standard; measure

摘要: 大规模风电的开发利用是我国在新时期做出的一项重要战略选择。针对目前我国大规模风电接入电网的相关问题, 借鉴国外先进经验展开论述。指出我国风电大规模、集中开发、远距离、高电压输送的独有特点, 以及由此带来的系统调频、调峰、风电功率预测、低电压穿越等运行控制问题。在政策法规、并网导则和检测认证等方面与国外进行比较, 指出了存在的问题。最后提出了大规模风电接入电网的相关措施。

关键词: 风电; 电网; 法规; 政策; 标准; 措施

0 引言

我国风能资源丰富, 据最新风能资源普查成果初步统计, 我国陆上和近海区域 10m 高度可开发和利用的风能储量约为 10 亿千瓦。近年来, 随着我国《可再生能源法》的实施以及一系列促进可再

生能源发展政策的颁布, 我国风电装机容量快速增长。与此同时, 在国家“建设大基地、融入大电网”的风电发展战略指导下, 风电场呈现出规模化发展的趋势, 单一风电场装机容量由几万千瓦增长到几十万, 甚至上百万千瓦。甘肃酒泉千万千瓦级风电基地已开始建设, 计划 2010 年投产 5 160 MW。我国风电正在由分散、小规模开发、就地消纳, 向大规模、高集中开发和远距离、高电压输送方向快速发展。风电对电网的安全稳定运行带来越来越大的挑战。本文针对我国风电发展的热点问题, 借鉴国外的先进经验, 论述了风电发展的现状及特点、风电接入电网的运行控制、政策标准等方面的问题, 最后提出了相关措施。

1 风电发展现状及特点

1.1 风电发展速度

2008 年底我国风电装机容量为 12 210 MW^[1], 居世界第 4 位。2008 年我国新增风电装机 6 246 MW, 仅次于美国, 位居世界第 2 位。近 10 年, 世界风电装机年均增长 31.8%, 我国风电装机年均增长 70%, 增速约为世界风电年均增速的 2 倍。近 3 年我国风电装机保持翻番增长, 3 年年均增速约为世界平均增速的 4 倍。

1.2 风电机组技术水平

随着风电机组制造水平的快速提升, 单机容量越来越大。目前, 兆瓦级机组已成为市场主流机型, 世界最大风电机组的容量已达 6 MW。受风资源、运输条件等因素限制, 陆上风电场单机容量一般在 3 MW 以下, 海上风电场及近海陆地风电场单机容量可达 5~6 MW。目前我国风电单机平均容量

1.05 MW, 最大容量 3 MW。

目前, 主要有 3 种风电机组类型: 恒速风电机组、双馈变速风电机组和永磁直驱风电机组。新建风电场以双馈变速风电机组和永磁直驱风电机组为主。恒速风电机组采用普通感应发电机, 风机转速恒定, 运行中需从电网吸收无功功率。双馈变速风电机组采用双馈电机, 永磁直驱风电机组采用多极永磁同步电机, 这两种机组转速可变, 具有提供无功支撑的能力。

恒速风电机组在配备快速无功补偿装置的情况下, 具有一定的低电压穿越能力; 而双馈变速和永磁直驱风电机组, 可通过自身的控制系统实现低电压穿越能力。

我国并网风电机组中, 双馈变速风电机组约占 60%, 恒速风电机组约占 30%, 其他约占 10%, 由于未配备快速无功补偿装置或相应控制系统(我国没有这方面的要求), 目前在运风电机组大多不具备低电压穿越能力。

1.3 接入电网方式

风电接入电网主要有 2 种方式: 分散接入和集中接入。分散接入主要用于风电开发规模小、以就地消纳为主的情况, 接入电压等级低, 对系统运行影响较小。集中接入主要用于风电开发规模大、以异地消纳为主的情况, 接入电压等级高, 远距离输送, 对系统运行影响较大。

欧洲的发达国家风电大多采用分散接入, 其大力发展风电等可再生能源的主要目的, 是应对气候变暖和减少碳排放。这些国家电网结构趋于稳定, 负荷需求增长缓慢。开发风电主要是替代常规电源, 因此除近期集中开发的大规模海上风电场采用高电压远距离输送外, 风电大多分散接入, 就地消纳, 不存在大量风电接入后的电网大规模改造问题。以德国为例, 目前绝大多数风电场装机容量小于 50 MW, 就地分散接入 110 kV 以下配电网的规模约占总量的 70%。

近年来, 德国风电开发重点由小规模陆地开发转向大规模海上开发, 预计 2020 年海上主要风电装机(北海和波罗的海风电)2 300 MW, 规划采用直流外送至南部负荷中心, 并且需加强电网建设, 经高电压等级远距离输送。

我国风电已由发展初期的小规模、分散接入转变为大规模、集中接入。我国风能资源主要分布于“三北”及东南沿海地区, 大多远离负荷中心。目

前, 我国风电接入 110 kV 及以上的风电装机容量约占总量的 75%。

根据我国风能资源分布情况, 目前按照“建设大基地、融入大电网”的规划布局, 初步在内蒙、甘肃、河北、吉林、新疆、江苏沿海等省区建设十多个百万千瓦和 7 个千万千瓦风电基地。这些风电基地大都远离负荷中心, 需要依托更高电压等级、大规模远距离输送。

1.4 风电运行特点

1) 风电出力随机性强、间歇性明显。风电出力波动幅度大, 波动频率也无规律性, 在极端情况下, 风电出力可能在 0~100% 范围内变化。风电出力有时与电网负荷呈现明显的反调节特性。

2) 风电年利用小时数偏低。根据我国部分省区 2007 年风电年利用小时数统计, 风电场年利用小时数参差不齐, 一般在 2 000 h 左右^[2]。

3) 风电功率调节能力差。风机在采用不弃风方式下, 只能提供系统故障状况下的有限功率调节。机组本身的运行特性和风资源的不确定性, 使得风电机组不具备常规火电机组的功率调节能力。

2 风电接入电网运行控制

2.1 系统调频

电力系统是个实时动态平衡系统, 发电、输电、用电必须时刻保持平衡。常规电源功率可调、可控, 用电负荷的预测精度已经很高, 在没有风电的情况下电网频率完全可控。风电功率具有波动性和间歇性, 并且很难精确预测, 这给电网调频带来一定影响。

风电机组输出的有功功率主要随风能变化而调整, 一般情况下风电机组不参与系统调频。德国只要求风电机组在高频时候可减出力(即采用放弃部分风能的做法); 英国要求参与调频, 但一般不用; 丹麦要求在大规模、集中接入、远距离输送的大型风电场留有一定的调节裕度(即采用弃风方式保留一定的调整容量), 不仅参与调频, 还参与调峰^[3]。我国现行的标准没有对于风电机组参与系统调频提出要求, 现有运行风电机组均不参与系统频率调整。

由于风电机组功率不可控, 电网频率调整必须由传统电厂分担。在大规模风电接入电网的情况下, 随着风电装机容量在电网中的比重增加, 参与电网调频电源容量的比例显著下降, 需同步配套相应容量的调频电源。

2.2 系统调峰

由于风电具有随机性、间歇性、反调节性及波动大的特点，所以在对系统调峰的影响主要表现在：1) 大规模风电接入导致电网等效负荷峰谷差变大，客观上需要增大调峰容量；2) 风电的反调节特性进一步加大了对系统调峰容量的需求。

调峰问题是制约我国风电大规模并网的主要矛盾之一。如目前我国风电所占比例最高的吉林电网，调峰问题突出。吉林省调直调的供热机组占直调容量的 90%，风电装机占 7.8%。吉林负荷峰谷差和等效负荷峰谷差年变化曲线如图 1 所示。在冬季夜间的低负荷、大风时段，风电出力大，电网调峰困难，被迫限制风电出力。如 2009 年春节期间，吉林电网被迫限制风电最大发电出力约 450 MW，约占风电装机的 60%。

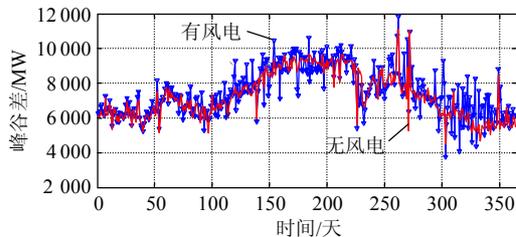


图 1 吉林电网峰谷差

Fig. 1 Peak-valley difference of Jilin power grid

电源结构不合理是导致调峰困难的根本原因。我国电源结构与德国相比有较大的差异。2008 年德国优质调峰电源——燃气、燃油和抽水蓄能约占总装机容量的 25%，其它可调峰电源占 8%；燃煤和核电占总装机容量的 51%。到 2008 年底，我国火电占总装机容量的 75.9%，水电只占 21.6%。火电比重大，供热机组较多，快速调节机组少且运行制约因素多。

从德国的电源结构来看，燃油、燃气、水电等快速调节电源占有较大比例，具有较强的调峰能力，为风电的开发利用提供了较好的基础条件。我国快速调节机组所占比例较低，大规模风电集中接入将增加电网调峰压力，必须配套建设相应容量的调峰电源，加强全国联网，采用风火、风水打捆外送的方式来实现。

2.3 风电功率预测

风电功率预测根据数值天气预报数据，采用物理方法或统计方法生成预测模型和预测核心程序，然后进行预测^[4]。

目前国内外风电功率预测手段还不太成熟，预测精度与电网负荷预测相比还有较大差距。国外对

风电功率预测的研究已经有 20 多年的历史，并已在电网调度中心和风电场中普遍应用^[5-12]。我国风电功率预测工作刚刚起步。中国电力科学研究所和吉林省电力公司已经合作开发了风电功率预测系统，并在吉林省电力调度中心实现了工程应用^[13]。预测精度的进一步提高和系统完善还需要做大量的工作。

从吉林电网和德国风电功率预测的情况看，预测精度与预测范围的大小有关。单个风电场的预测均方根误差一般为 10%~20%，单个控制区(约 400 km×400 km)预测均方根误差在 7.5%~10%之间，更大区域的预测均方根误差可达到 6%以下。

在分散接入电网方式下，由于地域上的广泛分布性，不同风电场的预测误差在一定程度上相互抵消，使得风电功率预测误差相对较小。集中接入电网方式下，风电功率预测误差相对较大，要求系统提供更多的备用容量。

2.4 低电压穿越

低电压穿越能力是指在电网运行中，当系统出现扰动或远端(近端)故障时，可引起局部电压的瞬间跌落，期间电源维持并网运行的能力。

在这种情况下，常规机组(火、水、气、核)均可通过快速励磁调节，提供电压支撑，保持在系统低电压期间机组的可靠联网运行而不脱网(一般为故障重合闸时间)，低电压穿越能力强。

风电机组也应具有低电压穿越能力，以防止在系统出现扰动或故障情况下脱网停机，对电网造成更大冲击。丹麦、德国、英国、西班牙、美国、加拿大、澳大利亚等国家都对风电机组提出了低电压穿越的要求，典型的低电压穿越曲线如图 2 所示。

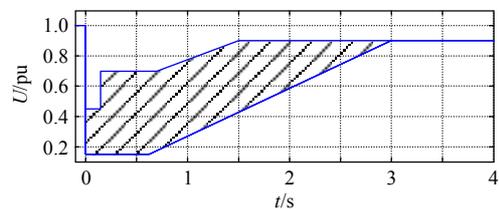


图 2 典型的低电压穿越曲线

Fig. 2 Typical low voltage ride through curves

我国并网风电机组，由于未配备快速无功补偿装置或相应控制系统(我国没有这方面的要求)，均不具备低电压穿越能力。

图 2 所示的标准国外均强制执行，我国尚未制定强制性国家标准^[14]，国家电网公司已制定相关企业标准^[15]。

在电网发生故障低电压穿越期间,风电机组有功、无功响应速度对电网电压恢复是重要的,我国目前没有这项要求,而德国、英国均已提出明确要求。德国还对低电压期间电压恢复时的有功响应速度提出了要求,如图3所示,电压跌落程度不同时,要求有功输出的增长速率不同。

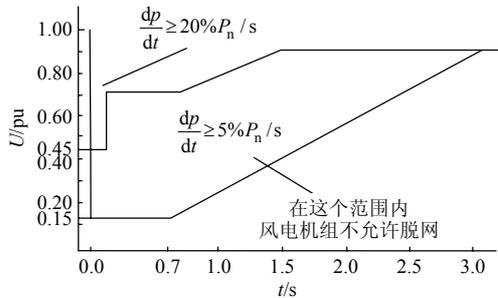


图3 低电压期间电压恢复时有功响应要求

Fig. 3 Active power response requirements during fault

英国对低电压期间电压恢复时无功响应速度提出要求,如图4所示。要求1s内要达到无功功率需求量的90%;2s后无功输出的波动应在 $\pm 5\%$ 。

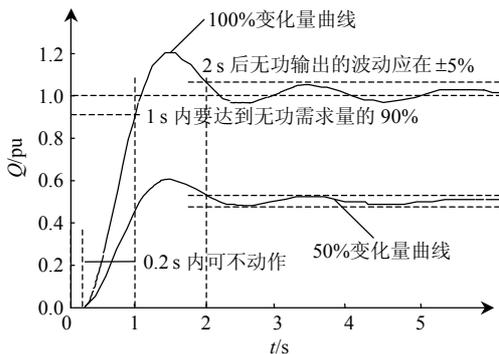


图4 低电压期间电压恢复时无功响应要求

Fig. 4 Reactive power response requirements during fault

我国曾发生因为风电机组不具备低电压穿越能力,导致风电大量脱网事故。2009年5月18日7:20,白城一次变10kV侧发生故障,同发风电场220kV母线电压降至190kV,致使同发及洮南风电场共330MW机组出力全停。

研究表明:大规模风电场的低电压穿越能力对电网的安全稳定运行有一定影响,在某些情况下,具有低电压穿越能力的风电场反而对系统稳定不利。风电机组低电压穿越能力如何配置需要根据电网的实际情况,通过仿真计算来决定。

新建风电场应根据电网要求,选用具有低电压穿越能力的机组,并进行功能配置;对现有不满足低电压穿越能力的风电机组进行改造,对双馈和直驱型风电机组增配低电压穿越功能模块,使其具有低电压穿越能力;对不具备改造条件的风电场,在

风电场并网点配置无功补偿设备,如静止无功补偿器(static var compensator, SVC)、静止同步补偿器(static synchronous compensator, STATCOM)等。

3 风电接入电网相关政策标准

3.1 政策法规

3.1.1 世界各国政策法规概述

世界各国制定的促进风电发展的政策法规主要有强制性、经济激励性、研究开发性、市场开拓性4类政策。

1) 强制性政策主要指政府主持制定的有关法律、法规和政策,以及其他非政府部门提出、政府批准的技术政策、法规、条例和其他一些具有强制性的规定。如美国的能源政策,英国、意大利、波兰的配额体系(绿色证书)。

2) 经济激励性政策包括由政府制定或批准执行的各种经济刺激措施。如各种形式的补贴、价格优惠、税收减免、贴息或低息贷款等(德国、法国、西班牙、丹麦的上网电价政策)。

3) 研究开发性政策是风电技术在研究开发和试点示范活动中,政府所采取的行动策略。

4) 市场开拓性策略是在项目实施过程中,采用有利于风电技术进步的新的运行机制和方法。如公开招标、公平竞争、联合开发方式等。

3.1.2 我国风电发展政策

我国已制定的促进风电产业发展的政策法规主要有:

1) 可再生能源法及配套政策。

2006年1月1日可再生能源法颁布实施,要求通过减免税收、鼓励发电并网、优惠上网价格、贴息贷款和财政补贴等激励性政策来激励发电企业和消费者积极参与可再生能源发电。

风电全额上网要求电网企业为可再生能源电力上网提供方便,并全额收购符合标准的可再生能源电量。

财税扶持要求设立可再生能源发展专项资金,为可再生能源开发利用项目提供财政补贴等优惠政策。

2) 风电特许权。

2003年通过特许权方式,在风电领域引入市场运作机制,刺激投资者的积极性,促进风电设备制造的本地化,降低风电设备的造价,促进风电规模化发展。

3) 国产化要求。

2005 年 7 月出台了《关于风电建设管理有关要求的通知》，明确规定风电设备国产化率要达到 70% 以上，进口设备要按章纳税。

4) 其他有关政策。包括《可再生能源产业发展指导目录》(发改能源[2005]2517 号)，《可再生能源发电有关管理规定》(发改能源[2006]13 号)，《促进风电产业发展实施意见》(发改能源[2006]2535 号)，《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》(发改价格[2006]7 号)，《国家发展改革委关于调整电网电价的通知》(发改价格[2006]2006 年 6 月 30 日)，《可再生能源中长期发展规划》(发改能源[2007]2174 号)，《可再生能源“十一五”发展规划》(发改能源[2008]610 号)。

上述政策法规主要涉及风电产业发展、发电管理、电价及附加、发展规划等方面原则性的行业管理要求。

3.1.3 德国风电发展政策

德国非常重视风电相关政策法规和技术标准的制定和实施，制定了 2 个法律，开展了 2 项研究，完善并网导则并严格检测认证。

1) 在可再生能源战略方面，制定了 2 个法律。1991 年制定了可再生能源购电法，2000 年升级为可再生能源法，2008 年通过可再生能源法修正案。现行的“可再生能源法”要求：新风电机组必须满足输电导则和中压电网技术规范要求；对已经并网运行且不能满足新并网导则要求的老旧机组，限期进行改造。在电价上，就新机组和老旧改造机组分别制定了补贴政策，支持鼓励老旧机组技术改造以满足并网导则要求。

电网扩展法案要求加快审批程序，加强电网建设改造，提高风电输送能力。

2) 在系统研究方面，德国能源署(deutsche energie agentur-German energy agency, DENA)开展了 2 项研究(DENA Grid Study I, II): 针对 2015 年和 2020 年风电等可再生能源的发展规划，分 2 期对电网的适应性和建设改造进行了系统研究；同时组织输电运营商及专家对输电资产的优化利用和电网长期规划进行专题研究^[16]。

3) 在并网导则方面。在制定并网导则的同时，又针对风电接入电网的特点制定了中压电网规范，对风电机组无功功率控制能力、有功/频率特性、低电压穿越能力、电压跌落后的有功和无功功率响应特性、继电保护与控制装置做出了具体规定。

4) 在检测认证方面。根据并网导则的要求，制订了严格的检测认证标准，并规定由国家认可具有资质的检测认证机构强制执行。

3.1.4 中德风电政策比较

德国注重风电政策法规的导向作用，在风电发展初期就着手制定了相关法律规定。在风电达到一定规模后，根据风电技术水平、电网规划、运行等情况，及时进行风电评估，对相关政策法规进行修订，并强调其强制性，以通过严格的政策要求、电网规划、检测认证、标准制订促进风电技术进步。通过不断技术进步使风电机组技术性能达到或接近常规电源的性能，以保证能源战略的有效实施，保证风电产业健康和整个电力系统的协调发展。

我国风电事业起步晚、发展快、成熟期短，存在政策法规、技术标准、规划研究较为原则等不配套的情况。在当前风电相关政策中，风电处于被保护的优势地位，所以应更注重风电产业自身的保护和发展，为适应风电大规模发展，需要及时、科学修订。

3.2 并网导则

3.2.1 国际主要风电并网导则

国外风电发展较快的国家都制定了风电并网导则，如德国的输电导则 2007^[17]、中压等级电网规范 2008 和 E.ON 公司制定的高压及超高压电网导则(2006 年)^[18]；丹麦 Energinet 制定的接入 100 kV 及以上电网的风电机组技术规定(2004 年)^[19]，Eltra 制定的风电场接入输电网技术规定(2002)^[20]；爱尔兰国家电网制定的风电场并网导则(2004 年)；加拿大的阿尔伯塔系统运营商制定的风电场技术规定(2004 年)^[21]；美国风能协会制定的并网导则(2004 年)。

3.2.2 我国风电并网相关标准

现有的国家标准有：GB/Z 19963—2005《风电场接入电力系统技术规定》、GB/T 20319—2005《风力发电机组验收规范》和 GB/T 20320—2005《风力发电机-电能质量测量和评估方法》。

国家电网公司的标准有：国家电网公司(2009)《风电场接入电网技术规定》、国家电网公司(2009)《风电场接入系统设计内容深度规定》。

与欧美相比，我国的风电并网导则尚未就风电对电网运行影响较为重要的内容进行规定，仅为原则性要求，并非强制性标准，且已过有效期。国家电网公司的企业标准技术上较为全面，规定较为严格，但作为企业标准缺乏有效的约束力，难以强制

执行。

3.2.3 国内外风电并网导则比较

1) 在低电压穿越方面。

我国的国标 GB/Z 19963—2005《风电场接入电力系统技术规定》，没有低电压穿越的相关要求。

德国要求比较高，故障持续时间为 1.5 s 内不从电网切除；在并网点电压降低到 $45\%U_N$ ，保持并网运行 150 ms；降低到 0，保持并网运行 150 ms。

英国要求当在故障持续时间为 3 min，电压下降到额定电压的 15%，故障清除总时间在 140 ms 或以下时，全部风电机组都必须保持与电网连接。

加拿大要求故障持续时间为 3 s，电压下降到额定电压的 15%，风电场必须保持并网运行 625 ms。

2) 在运行电压方面。

我国要求风电场连续运行区间为额定电压的 $-10\%\sim+10\%$ ；并网电压为 110 kV 及以下时，并网点电压的正、负偏差绝对值之和不超过 10%；并网电压为 220 kV 及以上时，电压的正、负偏差绝对值之和 $-3\%\sim+7\%$ 。

德国要求正常运行时，保持如下电压特性：380 kV 时为 $-8\%\sim+11\%$ ，220 kV 时为 $-12\%\sim+11\%$ ，110 kV 时为 $-13\%\sim+12\%$ 。若并网点电压降低并保持在基准电压的 85% 以下，且同时向风电场提供无功功率，则风电机组必须在 5 s 延时后从电网切除。

英国要求风电场连续运行区间为额定电压的 $-10\%\sim+10\%$ ，并对接入 400 kV 电压等级的风电场提出特别的要求：当风电场电压处于额定电压的 $+5\%\sim+10\%$ 之间时，风电场的运行时间不能超过 15 min。

德国对于不同等级电压要求制定了不同的规定，德国给出的是电压/无功特性，如图 5 所示。我国仅要求风电场电压为 $-3\%\sim+7\%$ ，没有考虑无功限制。

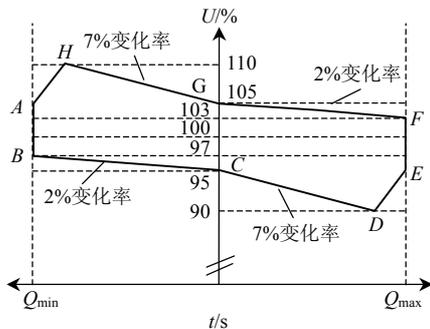


图 5 德国的无功电压要求

Fig. 5 Reactive power and voltage requirement in Germany

3) 在运行频率方面。

我国的国标 GB/Z 19963—2005《风电场接入电力系统技术规定》中的相关要求，如表 1 所示。

表 1 风电机组运行频率要求

频率范围/Hz	要求
<49	根据风电场中风力发电机组运行的最低频率而定
49~49.5	每次频率低于 49.5 Hz 时至少能运行 10 min
49.5~50.2	连续运行
50.2~51	每次频率高于 50.2 Hz 时至少能运行 2 min，且当频率高于 50.2 Hz 时，无其他风电机组启动
>51	风电场机组逐步退出运行或根据电网调度部门的指令限功率运行

德国规定：正常运行范围是 49.5~50.5 Hz；在 47.5~51.5 Hz 范围内，不允许从电网自动切离；在频率达到 47.5 Hz 或 51.5 Hz 时，必须无延时地从电网自动切除；额定容量大于或等于 100 MW 的风电场都必须有能力控制功率以参与一次频率调整。

英国规定：正常运行范围是 49.5~50.5 Hz；在 47.5~52 Hz 时应能连续运行；47~47.5 Hz 时，有功出力降低的幅度不得大于 5%；低于 47.5 Hz 时至少能运行 20 s。

德国要求在不同频率时，风机不脱网的持续时间与电压有关，如图 6 所示。我国仅是对频率持续时间做出要求，没有考虑电压限制。

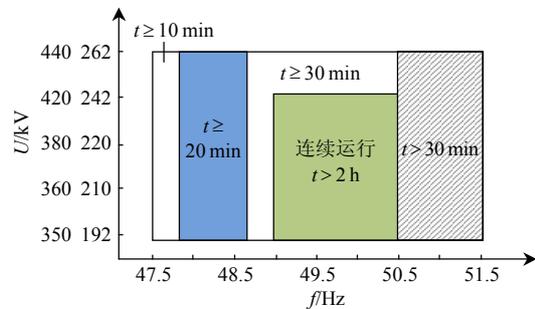


图 6 德国的频率要求

Fig. 6 Frequency requirements of Germany

4) 在无功功率方面。

我国规定：1) 风电场在任何运行方式下，该容量为风电场额定运行时，功率因数为 0.98(超前)~0.98(滞后)所确定的无功功率容量范围；2) 在百万千瓦及以上的风电基地，其单个风电场无功功率调节容量为风电场额定运行时，功率因数为 0.97(超前)~0.97(滞后)。

丹麦规定：功率因数控制范围原则上在 0.995(超前)~0.995(滞后)之间。

德国规定：无功功率在功率因数 0.95(超前)~0.925(滞后)之间，并且指出了电压范围和无功功率

变化率，如图 7 所示。

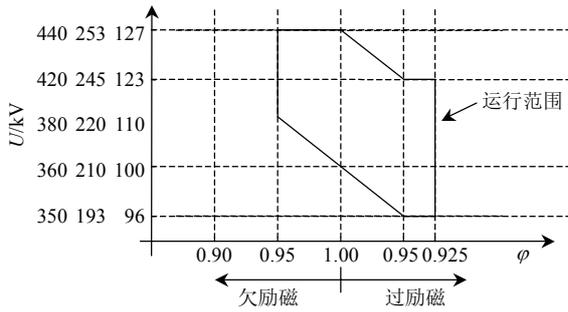


图 7 德国无功功率要求

Fig. 7 Reactive power requirements in Germany

英国规定：风电机组能够连续满发在功率因数 0.95(滞后)~0.95(超前)之间。

加拿大规定：风电机组应能连续满发在功率因数 0.95(滞后)~0.9(进相)之间，风电场动态无功补偿能力应满足或超过功率因数 0.95(滞后)~0.985(进相)的要求。

可见，我国对风电场的无功功率容量要求相对较低，不能满足电网运行要求。

5) 在有功功率方面。

我国规定：在特定情况下(电网故障、调频能力不足等)，风电场能根据电网调度部门指令控制其有功功率输出，对风电场最大功率变化率给出了推荐值。

丹麦规定：必须能限制到额定功率 20%~100% 范围内随机设置的某个值，其上行和下行调节速度应设置在 10~100% 额定功率/分钟的区间内。

德国规定：风电场都必须有降低出力运行的能力，并能在最小功率和连续运行的实际功率之间以每分钟 1% 额定功率的恒定速度变化；规定了有功出力 and 线电压等级与频率的关系；在 49~50 Hz 范围内，一定时间内必须保持有功出力不降低，即使风电场处于额定功率运行状态。

可见，我国有功调节范围较窄，对电压、频率的变化适应性不强。

3.3 检测认证

检测认证是风电场接入系统并网导则顺利实施的基础。风电机组模型参数的测试和验证，是大规模风电接入后电网运行仿真和定量考核大型风电场对电网影响的需要，是保证电网安全稳定运行的保障。

在检测认证规定方面，世界各国对风电均有明确的检测和认证规定，并强制执行；而我国目前没有这方面的规定和强制要求，也没有规范的认证标

准和流程。

在检测认证机构方面，风电发达国家均有国际认可的检测和认证机构，并市场化运作；我国目前只有中国电力科学研究院具备开展功率特性、电能质量和噪声检测的资质和能力，正在开展低电压穿越能力测试等方面的建设。

检测的内容包括：1) 风电机组特性检测，包括功率特性、噪声、载荷、电能质量；2) 风电机组并网检测，包括电能质量、低电压穿越、有功/无功控制、频率电压适应性等；3) 风电场的并网测试，包括电能质量、低电压穿越、有功/无功控制等。

德国的风电检测和认证采取市场化运作手段，流程规范。首先由 IEC 认可的测试实验室对风电机组进行检测，然后认证办公室召集风机制造商、风电运营商和电网运营商等组成的专家委员会进行认证，如图 8 所示。

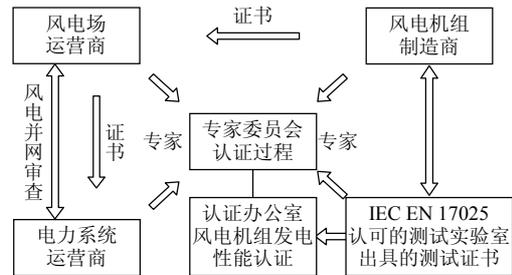


图 8 德国认证流程

Fig. 8 Certification flow in Germany

德国等国均建立和执行着严格的风电检测认证制度，检测项目多、程序严格、手段科学；而我国风电并网管理中缺失检测认证环节，并且检测能力也有一定的差距。中德检测认证体系比较如表 2 所示。

表 2 中德检测认证体系比较

Tab. 2 Comparison of test and certification system of China and Germany

国家	认证要求	认证标准	认证流程	认证机构
中国	无	欠缺	无	正在建设
德国	强制性	明确	规范	市场化运作

4 风电接入电网的相关措施

4.1 在电网建设和规划方面

1) 积极推进“一特四大”战略的实施，建设以特高压为骨干网架、各级电网协调发展的统一坚强智能电网，为接纳可再生能源搭建更坚实、更广阔的平台。

2) 促进全国风电整体布局规划尽快出台，指导各地区风电规划和项目前期工作；争取将风电规

划纳入电力工业中长期发展规划,在国家层面实现风电与电网及其他电源的统筹规划。

3) 结合全国风电发展规划,开展大型风电基地接入系统和电网消纳能力专题研究,合理安排风电建设时序。

4) 结合统一坚强智能电网的发展规划,进一步加强全国电网互联和风资源丰富地区的特高压电网建设,实现全国范围内的资源优化配置,使风电等新能源送得出、落得下、用得上。

5) 统筹考虑大规模风电与配套水、火电电源的建设,打捆外送,提高输电系统的经济性和安全稳定水平。

6) 同步建设一定容量的调峰调频电源,解决风电大规模发展带来的调峰调频问题,确保电网安全稳定运行。

4.2 在政策和技术标准方面

1) 积极主动配合国家有关部门做好风电接入电网相关战略、政策及规划问题的研究工作。

2) 积极开展与风电发展相关的系统接纳能力、电价机制等重大问题研究,为我国风电政策体系的完善提供坚强决策支撑。

3) 促进国家尽快制订、修订国家相关标准,严格风电技术要求,明确并强制执行风电机组和风电场接入电网技术性能要求。

4) 促进建立我国强制性的风电并网认证和检测制度,完善并网检测认证体系,对并网风电机组实行强制检测认证,确保电网的安全稳定运行。

4.3 在电网运行控制方面

1) 加强风电大规模接入电网的运行控制技术研究,制定调度管理规程、规定,规范调度运行、计划管理、检修安排和事故处理。

2) 加快风电机组和风电场模型的研究工作,深化大规模风电接入后的电网稳定分析与运行控制研究。

3) 加强风电功率预测方法和系统研究,总结积累实际预测经验,提高预测精度,加快风电功率预测系统推广应用。

4) 依法加强风电场的并网安全性评价,提高风电场和电网的安全稳定运行水平。

4.4 在技术支撑和人才保障方面

1) 加快建设国家风电并网研究检测中心,尽快完成风电试验基地的建设,全面开展风电机组和风电场检测工作。

2) 以公司风光储示范项目为依托,整合公司研究资源,加快大容量储能技术的研发和推广应用。

3) 加快人才培养,加强国际技术交流与合作,满足风电快速发展的需要。

5 结论

大规模风电接入电网给电网的运行控制带来越来越大的影响。在扶持风电发展的同时,应加强风电对电网影响的相关技术研究;建设统一坚强的智能电网;建立或完善相关政策法规、标准体系和检测认证制度;建设高素质的人才队伍,保障风电与电网的和谐发展和电网的安全稳定运行。

参考文献

- [1] Global Wind Energy Council. Global installed wind power capacity (MW): regional distribution 2009[R/OL]. [2009-05-06]. <http://www.gwec.net>.
- [2] 国家电网公司. 风电并网运行报告[R]. 北京: 国家电网公司, 2009. State Grid Corporation of China. Wind power integration and operation report[R]. Beijing: State Grid Corporation of China, 2009 (in Chinese).
- [3] Kristoffersen J R, Christiansen P. Horns rev offshore windfarm: its main controller and remote control system[J]. Wind Engineering 2003, 27(5), 351-359.
- [4] 谷兴凯, 范高锋, 王晓蓉, 等. 风电功率预测技术综述[J]. 电网技术, 2007, 31(增刊 2): 335-338. Gu Xingkai, Fan Gaofeng, Wang Xiaorong, et al. Summarization of wind power prediction technology[J]. Power System Technology. 2007, 31(S2): 335-338(in Chinese).
- [5] Sideratos G, Hatziazyriou N D. An advanced statistical method for wind power forecasting[J]. IEEE Transactions on Power Systems. 2007, 22(1): 258-265.
- [6] Brand A J, Gibescu M, Kling W L, et al. Impacts of wind power on thermal generation unit commitment and dispatch[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion. 2007, 22(1): 44-51.
- [7] Ernst B, Oakleaf B, Ahlstrom M L, et al. Predicting the wind[J]. IEEE Power & Energy, 2007, 5(6): 78-89.
- [8] Lange M, Focke U. Physical approach to short-term wind power prediction[M]. Berlin: Springer, 2006: 7-21.
- [9] Lange M. On the uncertainty of wind power predictions[C]. EWEA Special Topic Conference, Delft, Netherlands, 2004.
- [10] Nielsen T S, Madsen H. WPPT: a tool for wind power prediction [C]. Wind Power for the 21st Century, Kassel, Germany, 2000.
- [11] Kariniotakis G N, Stavrakakis G S, Nogaret E F. Wind power forecasting using advanced neural networks models[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 1996, 11(4): 762-767.
- [12] Bossanyi E A. Short-term wind prediction using Kalman filters[J]. Wind Engineering, 1985, 9(1): 1-8.
- [13] 中国电力科学研究院. 风电功率预测系统开发研究技术报告[R]. 北京: 中国电力科学研究院, 2009. China Electric Power Research Institute. Technical report on wind

- power prediction system research and development[R]. Beijing: China Electric Power Research Institute, 2009(in Chinese).
- [14] 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. GB/Z 19963—2005 风电场接入电力系统技术规定[S]. 北京: 中国标准出版社, 2006.
General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China, Standardization Administration of the People's Republic of China. GB/Z 19963—2005 Technical rule for connecting wind farm to power network[S]. Beijing: Chinese Standard Press, 2006(in Chinese).
- [15] 国家电网公司. 风电场接入电网技术规定[S]. 北京: 国家电网公司, 2009.
State Grid Corporation of China. Technical rule for connecting wind farm into power grid[S]. Beijing: State Grid Corporation of China, 2009(in Chinese).
- [16] Deutsche Energie-Agentur GmbH. Summary of the essential results of the study, planning of the grid integration of wind energy in germany onshore and offshore up to the year 2020[R]. Dena: Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2008.
- [17] Germany Verband der Netzbetreiber. Transmission code 2007 network and system rules of the German transmission system operators[S]. Dena: Germany Verband der Netzbetreiber, 2007.
- [18] Germany Verband der Netzbetreiber. E O N, grid code, high and extra high voltage[S]. Dena: Germany Verband der Netzbetreiber, 2006.
- [19] Energinet. Vindmoller tilsluttet net med spandinger over 100 kV[S]. Denmark: Energinet, 2004.
- [20] Eltra. Specifications for connecting wind farms to the transmission networks[S]. Second Edition. Denmark: Eltra, 2002.
- [21] Alberta. Alberta electric system operator wind power facility technical requirements[S]. Canada: Alberta, 2004.



张丽英

收稿日期: 2009-11-16。

作者简介:

张丽英(1960), 女, 教授级高级工程师, 从事电网运行管理工作;

叶廷路(1964), 男, 硕士, 高级工程师, 从事电网运行管理工作;

辛耀中(1956), 男, 教授级高级工程师, 主要研究方向为电力系统运行分析与控制、电网调度等;

韩丰(1962), 女, 高级工程师, 长期从事电力系统设计、电力系统规划、输变电与发电厂工程可研咨询评估、电力市场、电价分析等研究工作;

范高锋(1977), 男, 博士, 从事风力发电和太阳能发电并网方面的研究和咨询工作, fangaofeng@epri.sgcc.com.cn。

(责任编辑 张玉荣)