

光伏风电消纳技术如何突围



头一天，在风还没来时，就能确定风机第二天的发电量。通过收集气象等关键数据及一套复杂算法，新能源功率预测已经可以实现更高的预测精度。

2015年12月23日，浙商证券电力设备与新能源行业首席分析师郑丹丹告诉《中国经济信息》记者，风电、光伏具有间歇性、随时性，新能源功率预测，可以带来更大的调度空间，也有利电网安全。

在我国，各地区对新能源功率预测的精度要求不一，但趋势是越来越严。我国普遍要求，风电场预测次日发电功率，与实际功率的误差应小于20%。但要彻底解决新能源的消纳问题，仅靠新能源功率预测技术也不行，技术与市场双重手段才能彻底解决弃风弃光。

精度仍待提高

新能源功率预测并不稀奇。早在1997年，丹麦国家电网就开始了风电功率实时预测。在我国，随着2012年《风电场接入电力系统技术规定》、《光伏电站接入电力系统技术规定》相继实施，功率预测系统也成为风电场、光伏电站的并网前提。

东润环能研发总监娄勇刚说，风电场功率预测系统首先要根据风电场的历史功率、历史风速、地形地貌、数值天气预报、风电机组运行状态等数据建立风电场输出功率的预测模型，以风速、功率和数值天气预报数据输入，结合风电场的运行状况，得到风电场未来的输出功率。

所以，新能源功率预测精度主要由气象数据的准确性、预测系统计算方法和电厂运行数据等因素决定。

气象预报决定新能源功率预测的精度不难理解。计算方法也是关键因素。比如，IBM采用了独家的“认知计算”分析方式，提高了新能源功率预测的精度，应用在张北地区风场。

但在现实中，风电场、光伏电站的运行数据，常常成为制约新能源功率预测的关键原因。娄勇刚说，我国风电从业人员普遍年轻，管理比较粗糙，风电场经常出故障，运行数据又不能实时共享，自然降低了功率预测的精度。

为了提高预测精度，2012年国家能源局发布《风电功率预测预报考核办法（试行）》后，各地陆续制定了风电功率预测考核管理的相关条款，通过经济手段考核，这才逐渐使得各地风电场预测次日功率与实际功率误差小于20%。

但与发达国家相比，差距依然明显。国外预测次日新能源功率误差普遍小于10%，一些地区预测误差甚至在5%左右。多位业内人士认为，原因之一，在于国外风电场管理水平远高于我国，风机故障率也较低。

为补上这一短板，我国众多企业都成立了专门的巡检小组，为新能源发电项目提供新能源功率预测的培训。还有的企业推出了更高精度的预测产品，改原先定期巡检，变为专人维护，每天根据风场、光伏电站运行状况来调整模型。

同时，电网也积极行动起来。据了解，国家电网公司已在各省级以上电网安装新能源功率预测系统。由中国电科院开发的新能源智能监测与调度系统，就含有新能源功率预测功能，已在22个省级及以上电网应用。

难解弃风弃光

业内普遍认为，提高新能源功率预测精度，对电网容纳更多可再生能源意义重大。

2005年《可再生能源法》颁布，要求可再生能源“全额上网”，电网调度逐渐转变为以可再生能源并网为主，传统能源辅助调峰的模式。

现实操作中，燃煤发电机组分调度机组与生产机组，前者执行调峰，最小出力可以降到额定功率的50%，后者一般不执行调峰，不得已时，最小出力可以降到额定功率的70%。

国网冀北电力公司调度中心主任施贵荣介绍，新能源并网发电时，备用以燃煤发电机组为主。“新能源功率预测更精准，就可以减少更多备用机组。”施贵荣说，这些减掉的机组释放出来的容量，就可以接纳更多的新能源。

冀北电力公司覆盖5个地级市，是我国可再生能源装机比例最高的地区之一。截至目前，冀北电力公司负责调度的电力装机为2155万千瓦，其中新能源装机930万千瓦。2015年6月30日，冀北电网风电产生有史以来最大的单日波动幅度，为512.5万千瓦，接近冀北电网总装机容量四分之一。

据了解，冀北电力对风电场进行主动管理，提升发电侧的功率预测精度，并结合调度侧研发的风电功率预测系统，对不同预测曲线进行组合预测，2014年全年预测准确率达到88%以上。此外，冀北电力还要求并网的风电场、光伏电站安装功率控制系统。

这样，冀北电力公司可以精准预测功率，提前安排调度计划，当风电出力与预测结果偏差过大时，还可以通过分钟级的功率控制系统调节风电出力，保障电网安全运行。

施贵荣透露，冀北电力对风电场、光伏电站进行考核，不达标准的，会扣除上网电量，这部分电量会用来奖励功率预测超过考核标准的企业。

风电运营商认为，功率预测的另一好处是让运营商提前知道功率情况，这样可以把检修计划安排在没有风或少风的时段，也提升了整体的发电量。

但仅依靠提高新能源功率预测精度，并不能解决弃风、弃光限电顽疾。施贵荣说，冀北一到供暖季，热电联产机组必须运行供热，这些机组维持运行的最小出力，就足以满足当地的电力需求，新能源的调度空间非常有限，“新能源预测准确率达到100%，也没有办法不弃风”。

电力市场之基

国外新能源功率预测与我国显著不同，其已在电力市场中扮演更重要的角色。以德国为例，德国由电网公司进行功率预测，含新能源在内的发电公司，统一在欧洲电力市场竞价，预测不准的电量，由电网公司在平衡市场购买，来保证电网的实时平衡。

新能源电力公司参考预测功率来决定其报价。新能源功率预测，成为了电力市场的基石之一。在我国，电力购销均集中在电网公司，上网电价、销售电价也由政府制定，不存在成熟的电力市场。新能源功率预测，扮演着帮助新能源友好并网的角色。

但这一情况正在改变。2015年3月，中共中央国务院发布了《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（俗称“9号文”）。要求“加快构建有效竞争的市场结构和市场体系，形成主要由市场决定能源价格的机制”。

2015年11月30日，国家发改委又批准了电改的六个配套文件，涉及输配电价改革、电力市场建设、电力交易机构组建和规范运行、有序放开发用电计划、售电侧改革以及加强和规范燃煤自备电厂监督管理等。

江苏省电力科学研究院电网技术中心李强博士认为，随着电改的深入推进，新能源功率预测可以发挥更大的作用。

“2015年江苏省最高用电负荷超过8000万千瓦，夏季用电高峰期间，仅空调用电负荷就接近3000万千瓦。”李强说，通过对需求侧管理，可以有效削峰填谷，保证电网安全。

目前，我国的峰谷电价对用户削峰填谷激励有限。以江苏为例，普通工业用电高峰电价约为每度1.4元左右，低谷电价约为0.4元左右；普通居民用电峰谷价差更小，高峰电价约为每度0.56元左右，低谷电价约为每度0.36元，而国外电价价差动辄在5倍以上。德国新能源参与竞价后，由于有政府补贴，在风电多的时候，常常报出负电价。

李强认为，随电改的推进，中国电力市场形成，新能源也会走上竞价上网的道路。届时更灵活的电价，会激励需求侧更好削峰填谷，与新能源功率波动曲线趋向一致，最终也会促成新能源更高比例的并网。“而这一切，都建立在高精度的新能源功率预测上。”他说。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/89323.html>