

资源禀赋好 外送通道少 西藏“绿电”前景几何？

■ 本报记者 李丽曼

核心阅读

弃光最为严重的西藏地区却成为未来几年我国风光资源开发的热土。从多个维度综合分析，西藏的可再生能源发展前景究竟如何？

日前，全国新能源消纳监测预警中心公布我国新能源电力消纳最新情况，去年在可再生能源装机迎来大发展的同时，各地弃电现象却有所抬头，其中尤为引人注目的是西藏地区高达25.4%的弃光率。

地处“世界屋脊”，西藏作为我国面积第二大省区，其可再生能源资源禀赋也一直为业界所看好，西藏可再生能源发展前景究竟如何？

弃光严重难掩开发热度

在最新披露的我国新能源电力消纳情况中，截至去年12月底，风电、光伏并网装机分别达到2.8亿、2.5亿千瓦，实现了历史性突破，但2020年第四季度弃电率有明显上升，四季度风电、光伏发电利用率同比分别下降0.3和0.6个百分点，至96.3%和97.0%，弃风、弃光电量分别为49.7和18.3亿千瓦时。其中，全国弃光率前三的地区分别为西藏、青海和新疆，西藏以25.4%成为了目前弃光最为严重的地区。

尽管弃光严重，但西藏却仍成为了未来几年里我国风光资源开发的热土。

清洁能源外送通道建设。

风、光资源禀赋好潜力大

鼓励政策陆续出台，西藏可再生能源资源禀赋究竟如何？一位不愿具名的业内专家告诉记者，从目前国内现有的研究成果来看，西藏地区光伏可开发资源量超过3000吉瓦，而风电资源也有数百吉瓦的规模，西藏地区具备不可比拟的风光资源开发优势。

在业内人士看来，西藏风光资源一旦开发利用，对于我国清洁能源转型大有助益。厦门大学中国能源政策研究院院长林伯强指出：“国内清洁能源资源开发程度尚不足以支撑‘力争2030年碳达峰、力争2060年碳中和’目标的实现，而西藏地区不论是风电资源还是光伏资源都很好，政策对于这一区域的可再生能源发展肯定是鼓励的。”

另外，此前也有业内专家指出，绿氢产业也可能成为西藏可再生能源未来发展的一大契机。此前有研究测算显示，因其广阔的土地以及丰富的光照资源，青藏高原光伏制氢成本明显低于国内其他地

区，西藏地区绿氢产业前景可期。

外送通道建设尤为必要

尽管资源禀赋优异，政策扶持力度也相对较大，但始终高企的弃光率却也为开发商带来了隐忧。

林伯强指出，由于西藏当地电力需求较弱，不论光伏还是风电，都面临如何送出的问题。“西藏地处高原地带，空气密度相对较低，也存在缺氧的状况，这也导致西藏地区电网建设难度大，另外，西藏地区电网架构也不如东部地区那么坚强，可再生能源并网发电送出仍存在一定的困难。从目前情况来看，最为合适的送出方式仍是特高压输电线路。鉴于现状，短期内西藏可再生能源难以获得大发展。”

为此，也有业内人士认为，风光配储可能将是化解弃风、弃光情况的一大利器，大规模储能预计将在西藏未来绿电发展中起到重要作用。分析指出，随着国内储能行业迎来爆发之年，风光配储不仅能够实现削峰填谷、功率补偿等功能，也将有助于新能源平滑出力，友好并网，实现稳定持续地外送。

成本有望快速下降

根据国家能源局去年发布的《关于做好可再生能源发展“十四五”规划工作有关事项的通知》，氢能被列入可再生能源发展“十四五”规划编制重点任务。截至目前，全国已有多个省发布了“十四五”氢能规划，抢滩布局氢能产业。

上海燃料电池汽车商业化促进中心秘书长张焰峰表示，作为新兴产业，氢能是高投资高技术密集产业，只要提供良好的政策环境和发展空间，氢能产业将在规模经济效应下实现成本的快速下降。

“随着技术的进步，现阶段产业面临的成本问题都将迎刃而解。”在张家港云新能源研究院院长魏蔚看来，液氢技术的出现，管道局域网的逐步试点、市场规模的扩大，都将导致氢能设备、工程建设的成本下降。“换言之，一方面，技术的进步将带来储运效率的提升，另一方面，市场规模的扩大将带来装备成本的下降。”

北京氢璞创能科技有限公司董事长欧阳洵认为，燃料电池产业链的成本会持续下降，预计每年下降20%-30%，在“十四五”中后期，成本预计能够降到与柴油发动机竞争。其中，氢气成本的下降是大势所趋，考虑到氢气主要来自我国丰富的煤炭及可再生能源，国家层面可能会做一些价格杠杆调控。

谈及氢能企业如何在“十四五”期间实现高质量发展，张焰峰指出，企业不应过度依赖补贴政策，而是需要基于真实的市场需求制定研发方向，跳出补贴带来的束缚，挖掘真实市场需求，提高自身产品竞争力。

魏蔚也认为，企业要谋求商业化发展，应抓住“十四五”这个氢能产业的窗口期，同时也要不断提升技术水平以降低成本。

多种商业模式及应用领域尚待探索

氢燃料电池汽车是氢能领域目前发展最火热的产业，但事实上，受访专家纷纷指出，氢能适用于电力、交通、建筑、工业四大领域，不应忽视氢能在这些领域的发展。

“氢燃料电池汽车产业是氢能科普教育的切入点和新型产业的示范点，同时能够让大家注意到氢能对我国能源安全、碳中和的重要意义。”张焰峰表示。

记者了解到，除了汽车，氢能在其它领域的应用还存在一系列问题和发展阻碍。比如政策体系尚未建立、法规标准不完善、供应体系和应用体系未建立等；与此同时，准入、监管、安全、应急等能源保障体系和建立统一的氢能数据平台也亟待进一步推进。

除了科学的规划和政策的有力支撑，在市场推广初期，合适的商业模式也非常重要。“探索并制定合适的商业模式将会带动燃料电池车辆的推广、基础设施的建设和氢储运加成本的降低，能够快速找到可以商业化的切入点，实现商业化运营，是帮助产业逐步摆脱补贴的重要路径。”魏蔚强调，氢能产业链非常长，涉及的企业较多，因此，良好的商业模式需要具备强大的资源整合能力，应在氢能资源丰富、产业集群密集的区域大力发展可持续发展的商业模式。

欧阳洵表示，对燃料电池商业模式而言，集中于运输和电力两大应用场景，预计“十四五”期间，燃料电池的发展重心仍会在运输行业，重要的商业场景将包括港口物流、城际物流、干线物流、轨道交通以及船舶等。与此同时，基于光伏发电的成本大幅下降，氢能发电也面临新的机遇，便宜的电价用来制氢，对于燃料电池在发电领域的推广以及整个氢能经济的成本下降十分有利。

需尽快明确国家层面发展路径

展望“十四五”，氢能产业将会有怎样的发展趋势？张焰峰认为，氢能作为新兴产业，目前处于产业的启动和示范期，随着国家及多省市“十四五”规划落实，氢能在国家能源体系的占比和重要性会更加凸显，完全没有碳排的绿氢所占比例将会越来越大。

“在‘十四五’期间，氢能政策会聚焦在一些特定的应用领域，比如重型货车，另外在‘以奖代补’的基础上增加‘择优奖励’。”欧阳洵表示，业内希望“十四五”期间保持产业政策连续性，避免大范围的调整。预计在后期，补贴会逐渐从电堆系统转移到应用端，同时，无论是公交车、环卫车、重卡、叉车，对购置和使用成本都比较敏感，因此对氢气价格的补贴也将成为未来政策制定方向之一。

“希望‘十四五’期间，氢能的能源属性能够进一步明确，国家层面的氢能发展路径尽快明确，国家氢能产业中长期发展的战略规划尽快出台。”张焰峰建议，国内氢能体系建设可参考韩国去年颁布的全球首部氢法案——《促进氢经济和氢安全管理法》，设立专门的管理机构，明确管理部门将提升我国氢能产业发展的效率，让产业发展更具章法。

图片新闻

山东淄博：10千伏农光互补电站并网发电



日前，山东省淄博市周村区首座10千伏农光互补光伏发电项目并网发电。该工程位于山东省淄博市周村区南郊镇清泉村，占地40余亩，总投资2亿元人民币，其中扶贫资金320万元。该站以光伏蔬菜大棚进行设计，大棚顶上进行光伏发电，大棚内进行蔬菜种植，合理利用有效空间，做到了发电、种植两不误。
李汉栋/摄

碳达峰目标下，新电力系统需要怎样的储能？

■ 韩洁

为了实现碳达峰、碳中和的目标，到2030年我国风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿千瓦以上，这就要求电力系统更加可靠、灵活、柔性。与煤电灵活性改造、建设气电等调节技术手段相比，储能技术多样化，具有广阔的应用前景。源、网、荷、储将共同构建未来电力系统，储能作为性能优异的调节资源，将具有广泛的应用前景。

“强配只是暂时的”

事实上，随着新能源装机快速增长，各地政府已经开始陆续出台政策，要求新上新能源项目必须配套相应比例储能。到2020年底，已经有17个省份出台了要求新能源配储的政策。

然而目前不少新能源企业认为，现在配储能除了增加成本，储能的成本并没有体现出来。配了之后，电网不一定会调用，调用了能不能回收投资成本也是未知。尽管目前业内纷纷认为储能行业进入发展的春天，但事实上，储能市场的表现却相当平静。

“新能源配储能目前还是一个以政策驱动为主的市场。”远景能源高级副总裁田庆军称，随着碳达峰、碳中和目标落地，未来新能源还会迎来更快发展，新能源配储能是一个看得见的巨大市场。

田庆军表示，从短期看，远景主攻新能源配储能市场，同时在虚拟电厂中也有部分市场空间，但从中长期看，考虑

到分布式能源的增长潜力等多重因素，用户侧储能的市场前景更为广阔。“强配只是暂时现象，未来的储能系统一定是多身份、智能化的，相比风机，储能的应用场景要广泛得多，未来的电动汽车也是天然的储能单元。”

高比例新能源需要储能支撑

我国已宣布2030年前实现碳达峰、2060年实现碳中和。2030年非化石能源消费比重将达到25%。为确保完成这一政策目标，绿色能源成为主体电源，2030年风电光伏装机规模超过国家承诺的12亿千瓦下限已是共识。

国网预测，到2030年我国风电光伏装机规模为16.2亿千瓦，未来十年风电光伏新增装机空间为11亿千瓦。这意味着，高比例新能源应用已经成为我国电能输送、配用、消纳的主要场景，而储能是实现并保障高比例电力系统安全、稳定、可靠和高效的强力支撑。

专家指出，从应对气候挑战的战略层面看，储能是支撑“3060”大目标的关键技术，它不仅可以实现并保障高比例新能源在电力系统的应用，对整个电力系统能量平衡和功率平衡以及建设电力冗余，进而提高系统效率、降低用能成本都具有“革命性”的贡献。

田庆军认为，储能产业发展已从技术示范进入商业化初期发展的新阶段。但同时，安全、成本、性能和效率仍是影响储能在发电侧、电网侧和用户侧规模化应用的“四大”因素。值得提及的是，远

景能源在储能、能源智能物联网领域掌握最底层的关键核心技术，从储能电芯到系统集成再到控制系统，已经完全自主并在不同的场景均有成功的案例，安全、高效和低成本成为国内外客户看重的价值点。

据了解，远景储能具备电芯、电池管理系统(BMS)、逆变器(PCS)、能量管理系统(EMS)等储能系统核心部件的自主研发、制造和测试能力，2021年排产交付量预计200万千瓦时。

“会交易的储能才有价值”

能源系统正面临前所未有之大变局。随着中国电力市场建设的推进，发电商的生产管理将从过去以电量最大化为目标的发电生产模式，逐渐转向电力价值最大化的电力交易模式；从过去面向传统基建和追求规模的投资模式，转向面向风险管理投资。

电力系统中的高比例风电光伏，意味着未来的能源公司本质上将变成能源风险管理公司，只有通过智能化的手段预测、管理和匹配光伏、风电、储能、电动车等多种能源的生产和消费，才能有效管理成本和安全风险。

随着电改的推进和市场规则的建立，储能要承担多种身份，因此要和电网、负荷、光伏电站、风场、风机瞬态特征、风机预测特征整体结合起来。没有掌握核心部件的关键技术、核心控制技术、软件智能平台技术，储能的成本很难发掘。“只能做应对强配的简单的硬件盒子”。储能要对不同场景下的充

放电特性有深刻的理解，能够对电芯进行针对性的设计，减少冗余，才能将电芯的性能和成本做到极致。

在远景能源，从智慧储能事业部成立的那天起，就形成了一个共识，也是CEO张雷反复强调的——储能的本质是交易，会交易的储能才会代表未来。因此，远景从没有把储能定位为一个简单的充放电容器，而选择成为目前储能市场上的特立独行侠——做智慧储能的系统提供商，坚持构建包括电芯在内的储能核心部件的全栈技术能力。远景能源副总裁兼CTO王晓宇博士说，“时代赋予我们的使命，是提供有利于高比例风电和光伏适应电网系统柔性的一整套技术方案。帮助发电商为光伏电站和风电场做智能化、懂得交易策略的解决方案，使电源更加匹配电网需求。能源结构调整、产业高质量发展和电力市场化改革，需要的绝不是储能硬件的简单组合。”

因此，远景的最终储能目标，是利用搭载远景EnOS™的储能，将源网荷储连接起来，实现储能系统的健康管理、功率预测、电力交易等，通过软件将储能与电力系统连接，实现能量交易的价值。

将EnOS™底层的智能物联网平台技术应用在智能交易策略终端的场景，会让远景智慧储能系统为客户呈现出领先的独特产品价值。王晓宇博士指出，“在经济性方面，基于远景的电芯技术和全栈整合的系统能力，在电力交易的大趋势下，配备了远景智慧储能系统的电站被赋予了更多的盈利潜能。”