

# 消纳顽疾难除 风光发电路在何方

► 本报记者 叶伟报道

近日,国家能源局发布的《2016年度全国可再生能源电力发展监测评价报告》显示,2016年,全国非水电可再生能源电力消纳量为3717亿千瓦时,占全社会用电量比重为6.3%,同比上升1.3个百分点。但从各地可再生能源消纳情况来看,多地均未达到风电、光伏发电最低保障收购年利用小时数的要求,尤其以“三北地区”更为严峻。

有专家认为,尽管我国风光发电装机容量增长迅猛,在多个利好因素推动下,风光消纳取得一定成效,但短期内难以根治。

## 取得一定成效

报告显示,从非水电可再生能源(主要是指风光电)消纳比重增长来看,云南、宁夏、青海三省同比增长较快,分别为176千瓦时、169千瓦时、117千瓦时,上升了7.4、5.7和4.8个百分点。从完成2020年非水电可再生能源电力消纳比重目标情况来看,青海、宁夏、云南、内蒙古、吉林和山西非水电可再生能源消纳比重已达到2020年目标,贵州、甘肃、黑龙江、安徽、江西和京津冀接近实现目标。

“风光消纳之所以取得一定成效,是

国家调控和系列政策发挥出杠杆作用的显现。”中国可再生能源学会副理事长孟宪淦表示,这一方面是为节能减排、绿色发展而限制燃煤发电等,为风光发出来的电“让路”;另一方面,出台了包括做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作以及调整风光标杆上网电价等一系列政策促进了风光消纳问题的解决。

事实上,早在2016年5月,国家发改委和国家能源局就发布了《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》,首次公布了风电和光伏的最低保障利用小时数。2016年光伏发电重点地区的最低保障收购年利用小时数为1300-1500小时,风电为1800-2000小时之间。

“该通知的出台是为了优先确保风光发电上网,在一定程度上有利于解决其消纳问题。”国家可再生能源产业技术创新战略联盟理事长张平表示,事实证明也是如此。报告显示,2016年,辽宁、河北和山西达到风电最低保障收购年利用小时数的要求;山西和黑龙江达到光伏发电最低保障收购年利用小时数的要求。

孟宪淦表示,国家还实施清洁能源(新能源)示范省(区)以及示范基地和光伏领跑者基地建设,加速了增强风光发电的消纳能力。



## 问题仍需重视

报告显示,到2016年底,全国可再生能源发电装机容量为5.7亿千瓦,占全部电力装机的34.6%。其中风电装机为1.49亿千瓦,占全部电力装机的9.0%;光伏发电装机为7742万千瓦,占全部电力装机的4.7%。

报告还显示,2016年,内蒙古、新疆、甘肃、宁夏、黑龙江和吉林六省(区)未达到要求,其中,甘肃全省、新疆III类

资源区、吉林III类资源区实际利用小时数与最低保障收购年利用小时数偏差超过480小时;内蒙古I类资源区、新疆、甘肃、青海I类资源区、宁夏、陕西、吉林、辽宁和河北等地区未达到要求,其中,新疆和甘肃实际利用小时数与最低保障收购年利用小时数偏差超过350小时。

风光发电装机容量爆发式增长与市场消纳能力不足的矛盾是导致其消纳问题长期存在的重要原因。张平表

示,在国家政策的推动下,一些地方过分追求经济发展,盲目、冲动上马风电、光伏等项目,大规模地开发建设,导致当地供需失衡。

“从报告可以看出,‘三北地区’弃风弃电现象仍然突出,主要原因在于当地经济相对落后、工业基础薄弱,对风光消纳能力严重不足。”孟宪淦表示,主要大型风光电站也集中在这些地区,再加上电网建设滞后,不利于当地风光发出来的过剩电力外送。

张平表示,更重要的是,与火电等传统电源相比,风光发出的电价相对较高,中东部地区不愿意花费更多的资金购买西部地区的富余电力。

另外,国家能源局发布的统计数据显示,2016年全国弃风电量达497亿千瓦时,其中弃风率最高的是甘肃,达43%。同时统计数据也显示,2016年仅西北五省(区)弃光电量就达70.42亿千瓦时,弃光率达19.81%。

## 多措并举促风光消纳

我国风光装机量迅猛增长,但我国风电、光电消纳难题却越来越严重,“边建边弃”的怪圈长期存在。如何有效解决这一难题呢?

“应进一步降低风光的电价,让企业愿意购买。”张平表示,国家应进一步完

善上网电价政策,落实补贴力度,让更多的居民、工业、商业等使用风光发出来的电。

“国家在批准建设风光电站时,应做到合理规划布局。”孟宪淦表示,对风光消纳问题严重的地区,少建或不建;反之亦然。同时应大力发展分布式风光发电,如风光+农业、村级风光电站、光伏小镇、屋顶光伏等,实现就近消纳。

同时,针对“三北地区”风光发电集中地区,还应增强送电能力。“要加快特高压电网建设和已有电网改造,通过市场自我调剂余缺,让中东部地区少发电,欠缺的用电西北地区风光发出的电补上。”孟宪淦表示,还可以建设微型电网,促进风光消纳。同时,在风光电站附近建设抽水蓄能电站,实现多能互补,提高风光发电调峰能力,确保电力系统平稳运营。

此外,当前我国正大力实施“一带一路”倡议,张平认为,可以依托“一带一路”,加强与沿线国家的能源合作,优化风光电的输出。

“应加快电改步伐,进一步完善风光跨省跨区消纳和交易的价格机制,破除市场壁垒。”张平表示,要建立灵活有效合理的电价机制和跨省跨区价格疏导机制,提高接纳地区使用风光发出来的电的积极性。

# 我国再生资源行业步入“初春”

► 刘雷

随着循环经济发展理念的不断深入,我国再生资源行业发展步入“初春”,2016年实现回收量和回收值双增长。不过专家认为,我国资源利用率与发达国家相比仍存在差距,相关行业标准、法规建设亟待完善加强。

中国再生资源回收利用协会日前发布的《中国再生资源行业发展研究报告(2016)》显示,2016年废钢等10个主要品种国内回收量为2.47亿吨,同比增长5.5%;回收值为5563亿元,同比增长5.2%,扭转了近年来连续下滑的趋势。

中国再生资源回收利用协会会长蒋省三介绍,2016年我国再生资源市场出现多个好迹象,回收量和回收值扭转了多年下滑趋势。资本市场开始关注并进入这一行业。截至2016年12月,在“新三板”挂牌再生资源类企业已有33家。

蒋省三说,行业内企业开始关注垃圾分类、注重农村废弃物回收利用,进入了原来未曾进入的领域。有些企业正在研究生产可降解、可做肥料的地膜。这些新业态、新模式将带动行业加快转型升级。

山东永平再生资源公司通过建设回收站,搭建大数据平台,对废弃物回收利用进行精细化管理,

不断延伸深加工产业链。

“从废品到产品再到艺术品,通过分类回收、深加工利用,废弃物实现了华丽转身。”永平再生资源公司董事长孙学萍介绍说,废旧轮胎可以加工成胶颗粒,生产成轮胎;废塑料可以加工成艺术镜框;废钢可以加工成钢艺雕塑,实现更高的价值。

在专家看来,再生资源在我国生态文明建设中具有极为重要的地位和作用。再生资源如果做大,可以减少对原生资源、自然资源的开发,保护生态系统。

国务院发展研究中心资源与环境政策研究所所长助理程会强说,资源通常是越来越稀缺的,而再生资源是少数仍在不断增长的资源之一。

“再生资源是我国破解资源瓶颈的有效突破口。”中国再生资源开发有限公司董事长管爱国说,我国钢铁产业铁矿石大量依赖进口,而废钢利用率却偏低。由于技术障碍,以前我国废钢铁添加利用率不到9%,现在有些钢厂转炉里添加的废钢比例已经达到18%、19%,既减少了污染排放,也减少了铁矿石的进口量。

全国人大环境与资源保护委员会法案室主任翟勇说,我国正大力推进垃圾分类,是提高资源利用效率的具体体现。目前我国对铜的回收率可以达

到80%,而以前因回收不当,大量资源被当作垃圾废弃掉,不仅产生浪费,而且对土壤、地下水、河流造成污染。

不过,与欧美发达国家相比,目前我国在资源利用效率和相关行业标准、法规建设等方面仍存在较大差距。

翟勇说,我国资源利用率水平比欧美发达地区低20%-30%,回收率也存在较大差距。如工业固废在欧洲一些国家叫工业附产物,通过物联网、互联网搭建平台实现了再回收再利用。在行业标准和相关法规建设方面,美国和俄罗斯都有相关法规注重生态系统恢复建设。

“行业标准和行业规划缺失是再生资源行业发展必须要解决的问题。”管爱国说,如果行业标准不完善、发展规划不清晰,就容易存在弄虚作假,导致劣币驱逐良币。企业很难做大做强,资本市场的投资者也不敢投资这一领域。

中国环境科学研究院清洁生产中心总工程师乔琦说,完善行业标准不仅要着眼从业标准、产品标准建设,也要进一步明确再生资源用途、行业分类以及进出口管理标准,加快解决再生资源行业目前存在的“想收的资源收不上来,想进的资源不能进”等问题。

# 油气改革落地在即 管网独立先行

► 王璐

虽然油气体制改革方案还未全面下发,但作为重头戏的管网独立已先动了起来。近日获悉,日前有关部门已经成立12个工作组,分赴多地全面启动管输企业定价成本监审工作,后续将研究制定天然气管道价格,加快规范省级以下管网定价。

这只是第一步。按照即将出台的油气体制改革方案,未来要对相关管道投资、建设、运营、收费等标准进行统筹设计,分步推进国有大型油气企业的干线管网独立,组建国有控制、多主体的油气管网公司,省级管网要统筹规划,促进互联互通。

在业内人士看来,这一版本相对“温和”,但落实起来难度并不小。作为配套文件,目前相关部门正在研究制定管输设施独立、公平开放等方面的细则办法。而“三桶油”也在加速谋划备战,推进管道资产剥离等工作。

按照国家对能源领域改革的总体部署,油气体制改革从2014年就已经开始酝酿,2015年年底才形成初稿,之后因分歧较大经历数次修改。“方案已经获通过,发布实施指日可待。”国家发改委副主任、国家能源局局长努尔·白克力表示。据了解,目前该方案已下发到地方一定层级,听取意见后再全面发布。

“改革重在完善机制,首先是中游实现管网独立,因为管网不独立,市场化是永远做不到的。”

中国石油大学中国油气产业发展研究中心主任董秀成表示。

中国石油规划总院专家郭海涛、韩景宽表示,促进管输设施独立,并向第三方公平开放将是改革的最大亮点。目前我国天然气管网第三方准入程度并不高,来自上游经营主体垄断准入的要求,有来自中游管网设施互联互通不足、输送能力有限的短板限制,有来自下游市场“长协”消纳困难的客观现实,也有配套法律法规不健全、缺少可操作性实施细则和准入条件标准等制度方面的原因。

据了解,当前我国油气中游输配环节仍高度集中在中石油、中石化和中海油三大国有石油公司,分别占到85%、8%和5%。在保证自身销售利益的情况下,“三桶油”天然不具备开放基础设施的积极性。

成立独立的国家管网公司曾是此次油气体制改革的最大关注点。不过改革思路较为温和,提出改革油气管网运营体制,提高企业运输和公平服务能力,实现油气管网独立,有一个分步走的过程。首先是明确管输价格,在油气企业内部先实现管输业务的相对独立,和上下游分离,研究制定相关办法保证第三方公平接入;其次将管网公司彻底从油气企业独立出来,允许油气生产企业继续保留一定的非战略性管道和分支管道,但要独立核算;最后是待时机成熟后,组建国有控股、多主体、多样化的油气管网公司。

除了干线管网,省级管网也是改革的一个重要领域。当前我国油气管网管理体制复杂,从干线到

用户终端,还包括省级管网、市管网和城市燃气管网等多个中间环节,层层加价。如某省门站气价为2.18元,但下游工业用户气价为4.37元,中间环节增幅超过100%。而且管网基本都是独立操作运行,相互之间未能实现充分有效的互联互通。

“现行管网管理体制下价格很难传导,销售价格下不来,跟替代能源没有竞争,消费量也上不去。而且,很多省级管网都是靠天然气销售加成来赚钱,很难对第三方开放。未来要剥离销售业务,实现省级管网独立,并且统筹规划,实现互联互通。”一位参与改革的业内人士说。

第一步已然迈出。去年10月以来,国家发改委陆续发布8个文件直指输配体制改革和第三方准入两大核心焦点,并在今年全面启动管道运输企业定价成本监审工作,制定和调整天然气管道运输价格。

“一定要有公开、公平的管输定价办法;同时也应建立起成本监审制度。这不只是天然气定价市场化的需要,也是加强天然气管网建设的需要,更是成功推进油气改革方案落地的基础。”中国国际经济交流中心研究员景春梅表示。

据悉,中石化、中海油和石油先后公告了公开油气设施信息,并且以不同形式加快自身改革的步伐。

不过,郭海涛、韩景宽坦言,待油气体制改革总体方案落地后,各相关方还有一场“硬仗”需要打。上述参与改革的业内人士也表示,目前在细则的制定中,各方还存在很多争议。与干线管网相比,省级管网的改革难度更大。

# 探寻储能商业发展新路径

► 何英

近日在第七届中国国际储能大会上,与会企业、专家围绕储能行业政策、项目规划、技术进展及市场展望进行了深入探讨。

自2016年以来,储能越来越得到国家的重视,各种储能政策不断出台,尤其是今年3月国家能源局下发的《关于促进储能技术与产业发展的指导意见(征求意见稿)》,为我国未来储能政策的实施明确了路径。在政策的助力下,业界预计储能的春天或已来临。同时,不少企业争相进军储能市场,加大投资布局。

## 呼吁国家对储能扶持

储能系统作为新能源发展的“最后一公里”,在可再生能源并网、分布式发电与微网、调峰调频等领域发挥着重要作用。但是,长期以来,国家对储能领域的重视程度相对薄弱。“2013年开始行业就期待对储能实施补贴政策,到现在也没出来。”山东圣阳电源副总经理隋延波说。

“对储能电池的支持比较少,这一点希望政府能够很好的重视。”中国工程院院士杨裕生说。

《征求意见稿》提出,未来政府将会根据不同的应用场景进行针对性的补偿政策,研究建立分期补偿以及补偿退坡机制,将电力改革与储能价格政策进一步结合。

对此,不少企业表示,希望能够尽快落实,“这样对储能才会有一个很好的预期。”

在华北电力大学教授、中国能源政策研究中心主任王鹏看来,储能行业发展有赖于良好的体制和政策支撑,未来要明确储能和储能服务的商品属性,明确储能在电力市场中拥有独立的市场地位,确保储能公平参与市场且价格商业化。

据中国化学与物理电源行业协会秘书长刘彦龙透露,为推动储能行业发展,该协会与国家发改委价格司正在起草关于支持储能产业发展价格的政策建议。

## 出台储能补贴可能性不大

相比新能源汽车动力电池享有的大力度补贴政策,国家是否会出台储能补贴?在不少与会人士看来,“可能性并不大。”

王鹏坦言,现在国家可再生能源补贴尚且存在很大的缺口,再要求对储能进行补贴,几乎是不可能的。

没有补贴的情况下,处于爆发前夕的储能行业该怎样突围?王鹏表示:“一是建立一个好的市场体系,坚持市场化原则;二是全产业链支撑储能辅助服务市场体系。关键是要改变依赖政府补贴、支持的思想观念,转变成希望市场开

放,进入比较规范化的渠道。”

隋延波建议,政府应该在政策上推动储能。“可对业界公认的最成熟、最经济的抽水蓄能,开放抽水蓄能电站储能政策,合理设计退役式储能峰谷电价差政策,共推分布式储能在源-网-荷-储-用的建设,构建链接能源互联网、支撑可再生能源快速高效发展的云储。”

此外,隋延波还建议,储能可从小(纳米网、微电网、局域网)入手,发掘储能系统价值,将储能与备电、需求侧响应、电能质量管理等结合,满足客户的需求导向,从而寻找可商用的机会。

## 探索储能商业模式

相比物理储能,电化学储能有着显著的优越性,如高效性、多样化和灵活性等,但经济性是绕不开的槛,使得一些储能商业模式无法实现盈亏平衡。如何体现储能经济性,凸显储能价值,不少企业已在积极探路。

南都电源自2015年年底推出“投资+运营”的商用模式,为工业用户提供削峰填谷及需求侧响应、电能质量改善等节能解决方案,实现在没有补贴情况下的商业化应用。

“2016年公司商用储能电站项目推进迅速,目前累计已交付的示范项目及投资项目总容量已达到242兆瓦时。”南都电源总裁陈博说,“公司进行了投资与运营架构设置,成立能源互联网运营公司,正在推进组建总规模为50亿元的储能电站产业基金。”

银隆董事长魏银仓创新性地提出了金融租赁模式,“凡是国企的电厂、变电站,只要上储能,银隆可以做到零价供货,靠金融租赁的模式让运营方赚钱,运营方可以不投资,也没有风险。钛酸锂电池长寿命、高可靠带来的技术模型支撑了金融模型,而两个模型支撑了银隆未来发展储能的商业模式。”

魏银仓说,尽管钛酸锂储能初期投入大,“但一定要计算全寿命周期,要把经济效益、社会效益和全生命周期剖析透。这一模式解决了三大问题:一是用户不必一次性负债或借款或用自己的现金流进行投资;二是证实了产品的质量和生命周期;三让技术模型进入市场变成商品。用户通过直接衡量经济效益,选择是投资还是租赁。”

山东圣阳电源则提出BOT(建设—运营—转让)的商业模式。“在储能系统中,电池成本占到2/3,而电池长循环寿命在短期内难于验证,成为投资方最大的担忧。从风险可控角度,公司愿意用BOT方式与业界合作,我们自己投资或与其共同投资。”隋延波表示,“目前正在做项目对接。通过这一模式兜底,整合各方资源,将储能资产变为具有固定收益的、风险可控的优质资产,从而有利于推动储能的商业化发展。”