

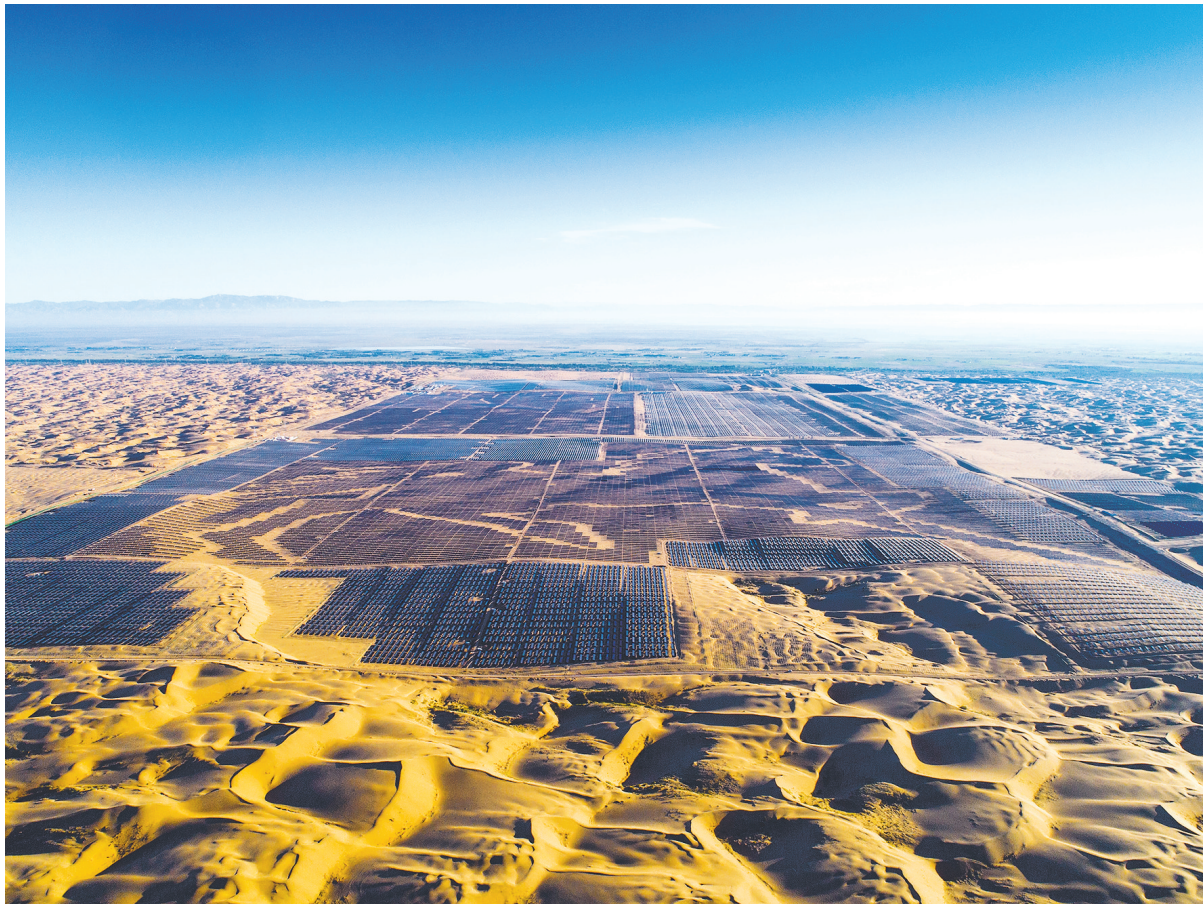
在高功率和性价比的推进下,大尺寸光伏产品正在形成大气候。一方面,大尺寸化加速推进,以实践验证技术,以方法推动趋势;另一方面,大尺寸也面临多重挑战,其中规格标准能否统一最受行业关注。有业内人士表示,唯有相关标准迎头赶上后,产业链才能更加协调有序发展。

新机制开局良好 2019 光伏竞价收官

北京、天津等22个省(区、市)在内的3921个项目纳入国家竞价补贴范围

“

国家能源局指出,各项目按要求建成并网后依政策纳入国家竞价补贴范围,享受国家补贴。此次光伏发电项目国家补贴竞价结果的公布,意味着作为实行“新机制”的第一年,2019年光伏发电补贴竞价工作正式收官。日前,国家可再生能源信息中心副处长徐国新接受记者采访时表示,从竞价结果来看,新机制的实行保障了行业稳中求进的发展基调,有利于推动行业长期健康发展。



成本、补贴显著的下降幅度,体现了竞价实施后光伏行业的高质量发展。图为内蒙古自治区达拉特光伏发电应用领跑基地,通过“光伏+治沙”“光伏+农林”“光伏+旅游”,推进沙漠生态治理、可再生能源发电产业、沙漠农林结合、沙漠特色旅游等多产业融合发展的新思路。

张小宝 摄

□ 本报记者 吴昊

7月11日,国家能源局公布2019年光伏发电项目国家补贴竞价结果。包括北京、天津等22个省(区、市)在内的3921个项目纳入2019年国家竞价补贴范围,总装机容量2278.8642万千瓦,其中普通光伏电站366个、装机容量1812.3316万千瓦,工商业分布式光伏发电项目3555个、装机容量466.5326万千瓦。国家能源局指出,各项目按要求建成并网后依政策纳入国家竞价补贴范围,享受国家补贴。此次光伏发电项目国家补贴竞价结果的公布,意味着作为实行“新机制”的第一年,2019年光伏发电补贴竞价工作正式收官。日前,国家可再生能源信息中心副处长徐国新接受记者采访时表示,从竞价结果来看,新机制的实行保障了行业稳中求进的发展基调,有利于推动行业长期健康发展。

消纳条件是重点

记者注意到,此次各地申报的项目中,Ⅲ类资源区占比最高。国家能源局的公开数据显示,在4338个申报光伏发电国家补贴竞价的项目中,I类资源区申报项目103个,装机容

量215.1995万千瓦,占申报总容量比例为8.8%;Ⅱ类资源区申报项目452个,装机容量298.9865万千瓦,占申报总容量比例为12.2%;Ⅲ类资源区申报项目3783个,装机容量1941.7115万千瓦,占申报总容量比例为79.1%。

根据国家能源局官方解读文件,I类、Ⅱ类资源区由于市场环境监测为红色或消纳能力不足等原因,申报容量相对较少。该文件还指出,新疆、甘肃和新疆生产建设兵团市场环境监测为红色,不能申报光伏发电补贴竞价项目;有个别省因电网消纳能力有限,在统筹考虑风电和光伏发电平价项目的情况下,没有组织项目参与补贴竞价;此外,还有个别省份受限于电网消纳能力,申报规模较少。

在5月30日发布的《2019年光伏发电项目建设工作方案》中,国家能源局强调,各省级能源主管部门应与当地省级电网企业充分沟通,对所在省级区域光伏发电新增装机容量的接网和消纳条件进行测算论证,有序组织项目建设。按照申报的结果,各省组织有力有序,且严格落实了消纳条件。

记者了解到,随着光伏行业技术

成本的不断降低,并网消纳日益成为光伏新增装机的前置条件。在徐国新看来,Ⅲ类资源区占比最大,一定程度上反映了消纳条件已是光伏装机的主要因素。不过,徐国新同时指出,除了消纳条件,申报项目的组织力度也是重要的影响因素。他表示,“在Ⅲ类资源区中,各省的差异也很大,例如江苏、山东申报的项目和纳入补贴范围的项目都较少,与其消纳能力并不成正比。”

对此,国家发改委能源研究所可再生能源中心研究员时璟丽表示认同,她告诉记者,Ⅲ类资源区占比最大,虽然在一定程度上体现了消纳条件对本次竞价项目的影响,但同时也存在诸多其他因素影响,尤其是在Ⅱ类资源区。时璟丽进一步介绍,“对于Ⅱ类资源区,按照全国竞价排序的原则,可降价的空间是有限的,如果进行竞价时降价太多,所能拿到补贴的数量会很有限,所以,Ⅱ类资源区更适合平价项目。”

成本下降显成效

从纳入2019年国家竞价补贴范围项目的电价情况来看,从I类资源区到Ⅲ类资源区,普通光伏电站平均电价分别为0.3281元/千瓦时、

0.3737元/千瓦时、0.4589元/千瓦时,全额上网分布式项目平均电价分别为0.3419元/千瓦时、0.4027元/千瓦时、0.4817元/千瓦时。从I类资源区到Ⅲ类资源区,普通光伏电站平均电价降幅分别为0.0719元/千瓦时、0.0763元/千瓦时、0.0911元/千瓦时,其中,Ⅲ类资源区最高电价降幅达到0.1930元/千瓦时。

国家能源局数据显示,光伏成本和电价下降的幅度明显,在补贴强度上,自发自用、余电上网的分布式项目和Ⅲ类资源区普通光伏电站的最低补贴强度均为0.0001元/千瓦时,补贴退坡明显。时璟丽告诉记者,成本、补贴显著的下降幅度,体现了竞价实施后光伏行业的高质量发展。她表示,此次竞价政策中,更加市场化的机制是推动高质量发展的重要方式。此外,竞价项目在消纳条件、土地条件上提高了保障度,项目建成率将会提高,同时,项目建成后,弃光限电的比例也会大幅减小。

据记者了解,竞价政策制定的初衷,就是通过市场导向和竞争配置,推动光伏行业的高质量发展。实行光伏发电补贴竞价是光伏发电建设管理政策的一次重大改革和创新,实行新机制后,光伏发电发展的市场化

导向更明确、补贴退坡信号更清晰、财政补贴和消纳能力落实的要求更强化、“放管服”的改革方向更坚定。在徐国新看来,高质量发展体现在多个方面,比如更加注重项目前期工作的扎实程度,他表示,申报情况就能看出,前期工作扎实、准备充分,申报和复核过程也较为顺利,并网消纳条件也较为落实。

徐国新指出,“新机制”实施的过程中,项目竞价合理有序,避免了粗放式发展。他表示,“申报竞价项目平均降幅约为8分钱,大部分电站都是在经济合理的情况下尽可能压低报价,大幅降低了补贴资金需求,这也是申报项目通过复核的均能入选的重要原因,表明粗放式的高补贴模式转向了低补贴精细化发展模式。”

此外,徐国新还告诉记者,补贴以收定支确保了项目收益长期稳定,“与以往不同,这次竞价入围项目,补贴是及时发放的,确保项目收益的长期稳定,也有利于企业避免短期投资冲动,转向长期稳健的投资,有利于光伏产业产能的合理利用。”

》7版

能源快讯

我国最大单体风电项目 全部并网发电

本报讯 特约记者孙睿报道 “经过近一周的观察,目前风场已达到95万千瓦额定出力,日最大发电量达到1121万千瓦时,标志着我国最大单体风电项目(风机)全部并网发电。”国家电投黄河公司风力发电公司共和项目部经理魏月涛日前向记者透露。

我国最大单体风电项目位于青海省海南州切吉乡和海西州乌兰县茶卡地区,配套建设两座330千伏升压站及204公里330千伏送出线路,共安装(金风2.0MW、远景2.2MW、明阳2.5MW)风机447台。

据介绍,莫合风电场F234风力发电机组为多能互补400兆瓦风电项目,共安装182台远景能源异步双馈型风力发电机组,单机容量2.2兆瓦,总装机容量400兆瓦。其中有10台风力发电机组机位处于沼泽地带,地形复杂,风机基础施工难度大。该项目的并网发电,意味着国家电投黄河水电公司2018年12月31日投产的全球一次性并网单体容量最大的莫合、那仁共计95万千瓦风电场447台风机全部并网运行。

魏月涛表示,95万千瓦项目投产后,截至目前,今年已发电7.04亿千瓦时,该项目设计年发电量可达19.5亿千瓦时,相当于年节约标准煤约78.78万吨,减少粉尘约53万吨,减少二氧化碳排放约194.42万吨,有利于保护青藏高原脆弱生态环境,实现经济与环境的协调发展。

粤港澳融合电力 建设方案日前发布

本报讯 特约记者王华 蓝旺报道 南方电网公司日前公布,规划5年内在珠三角电网投资超1700亿元,构建与国际一流湾区相匹配的能源保障体系。

第九届粤港澳电力企业高峰会日前在澳门举行。其间,南方电网公司代表发布了《粤港澳大湾区中长期电力发展规划研究报告》(以下简称《报告》),提出了粤港澳融合的电力建设方案。该份《报告》规划期为2019年~2022年、2035年,部分指标展望至2050年,为粤港澳大湾区电力发展、布局重大电力项目提供决策支持,并计划今后5年内在珠三角电网投资超1700亿元,构建国际一流能源保障体系。

据了解,粤港澳三地电网已实现互联互通。2018年,从广东对香港送电量达到香港用电量的25%,向澳门送电量达到澳门用电量的88%。

目前,南方电网与澳门通过6回220千伏线路、4回110千伏线路相联。澳门回归20年来,南方电网累计向澳门输送电量457.11亿千瓦时。2018年,对澳送电49.08亿千瓦时,年送电规模较1999年增长24.24倍,为澳门经济社会发展提供了有力电力保障。

能源发展编辑部
主任:张宇
执行主编:焦红霞
新闻热线:(010)56805160
监督电话:(010)56805167
电邮:ceeg66@sina.com
网址:www.nationalee.com

动力电池企业亟须创新谋转型

□ 张锐

近日,2019年新能源汽车补贴退坡方案正式落地,50%的退坡幅度直接对新能源整车生产与销售带来不小压力,也给国内动力电池生产企业带来了很大挑战。应对这种挑战,动力电池生产企业必须作出相应改变。

在新能源汽车补贴退坡方案公布的同时,工信部发出通知,停止执行《汽车动力蓄电池行业规范条件》,被业界称为“白名单”制度的本土动力电池保护政策就此画上了句号。这意味着今后国外动力电池可无门槛地进入中国,国内动力电池生产商将与国外厂商短兵相接,可能会在对手竞争压力下丢失一部分存量市场,

而且争夺增量市场也变得更为艰难。可以说,本土动力电池企业已经被推到了必须肉搏的前沿,亟须寻找守城与攻城之策。

首先,未来动力电池企业的竞争很大程度上就是成本竞争,本土电池生产企业必须围绕降低成本深耕细作。目前来看,动力电池系统占国内整车成本的比例仍高达40%左右。瑞士联合银行的统计分析报告显示,松下、LG化学、三星SDI的电池生产成本大约是0.11美元/瓦时~0.13美元/瓦时,国内动力电池龙头企业宁德时代与比亚迪的电池成本却达0.15美元/瓦时。显然,如何通过技术创新以及行业联盟方式降低成本以形成价格优势是国内动力电池企

业必须迅速拿下的战略制高点。

其次,必须积极抢占服务高地。随着整车生产厂商电动汽车销量大幅攀升,动力电池的回收压力将越来越大。据中国汽车技术研究中心预测,到2025年,国内动力蓄电池年报废量或达到35万吨,按照《新能源汽车动力蓄电池回收利用溯源管理暂行规定》,汽车生产企业承担动力蓄电池回收的主体责任。不过,无论是财务成本还是技术处理能力,目前汽车生产商都难以承重。如果动力电池企业能够在电池回收处理上与汽车生产企业展开有效合作,甚至二者在盈利模式上形成紧密的利益共同体,不仅可以对原有客户形成强力粘连,而且还有利于拓展新客户。

再次,作为“白名单”废止之后行业必然进一步出清的结果,国内众多动力电池存在着变道转型要求。一方面,伴随着更多外资与合资新能源整车进口,为动力电池企业实际创造了更大的合作空间,并且本土不少汽车生产商也在有意识调整原有单一供应商格局,以提高自己在产业链上的话语权,本土电池企业可以借此从品质、成本、技术以及安全等多维度细分出市场,形成自己独有的服务路径与客户黏合力。另一方面,市场份额相对较低的本土动力电池企业在选择战略合作伙伴时,可以考虑将主战场迁移到电动单车、电动船舶、城轨交通以及无人机等领域,并在转身中创造与锁定自己新的竞争方位。

“

未来动力电池企业的竞争很大程度上就是成本竞争,本土电池生产企业必须围绕降低成本深耕细作。