

合理利用小时数细则出台 存量可再生能源补贴“确权”

存量可再生能源补贴“账本”来了

■ 本报实习记者 赵紫原

核心阅读

细则出台后,几家欢喜几家愁。实际发电小时数高于核定小时数的区域最“受伤”。同时,有观点指出,政策对光伏与风电未能“一碗水端平”,不少业内人士对“厚”光伏“薄”风电颇有微词。

近日,财政部、发展改革委、国家能源局联合印发《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》(以下简称《意见》),对可再生能源电价附加补助资金结算规则进行了明确。值得注意的是,本次《意见》仅针对存量可再生能源项目,增量的平价项目并不在《意见》范围之内。

从今年6月明确2020年923.55亿元的补贴预算,到“以收定支、优先级明确”的发放原则,再到当前“合理利用小时数”的确定,多部委连发文件,旨在“治愈”可再生能源补贴拖欠之痛。

“合理利用小时数”首次出现在今年1月财政部发布的财建4号文《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》和财建5号文《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》中,是相关部门综合考虑多种情况,计算出来的地区合理的满发小时数,与补贴发放金额直接挂钩。《意见》出台将对可再生能源行业产生什么影响?

“游戏规则变了”

明确补贴数额和时间

《意见》对风电、光伏发电以及生物质发电项目都进行了合理利用小时数的划定。相关项目的实际利用小时数,只有在合理利用小时数内的部分,才能获得中央财政的补贴资金。

以陆上风电为例,I至IV类资源区全生命周期合理利用小时数分别为48000小时、44000小时、40000小时和36000小时,经折算,年合理利用小时数约为2400、2200、2000和1800小时。

同时,补贴发放机制有了明显变化。《意见》要求在时间轴上,并网之日起20年,全生命周期合理利用小时数,两者取其一,以首先到达的时间节点计算核定发电量补贴,此后不再享受补贴。同时明确,选取核准容量和实际容量中的低值为补贴容量,如在核查中发现申报容量与实际容量不符,将按不符容量的2倍核减补贴资金。

中国光伏行业协会副秘书长刘泮阳表示:“这意味着,此前逐批进补贴目录的发放机制不再继续,国家批复的项目相当于‘确权’了,国家认拖欠补贴的账,利好光伏行业,可大大减少光伏企业不确定性。”



易渡(武汉)咨询服务有限公司负责人

宋燕华表示,《意见》对补贴电价公式存在歧义的部分进行了修正。“2019年5月,财政部发布《关于下达可再生能源电价附加补助资金预算的通知》,文末补贴计算公式中的‘电网企业收购价格’引起激烈讨论。本次《通知》对此表述进行了修改,正本清源,减少了不必要的麻烦。”

“几家欢喜几家愁”

配额、绿证交易大势所趋

几家欢喜几家愁。有观点指出,《通知》对光伏与风电未能“一碗水端平”,光伏发电政策倾斜明显,不少业内人士对“厚”光伏“薄”风电颇有微词。

“光伏组件存在明显衰减,这一点在行业内已是共识,但是本次政策对‘衰减’二字只字未提。按合理利用小时数反算,光伏项目首年发电小时数可达1200-1800,高于目前光伏实际平均发电小时。发一度电有一度电的补贴,基本没有起到像风电一样‘砍’补贴的效果。”宋燕华表示。

“对于海上风电而言,新政对海上风电‘全生命周期合理利用小时数为52000小时’的确定,以及2021年以后国家补贴的退出,无疑会加剧海上风电项目的投资风险。”一位业内人士表示,远景能源高级副

总裁田庆军表示:“这个政策主要针对已经获取补贴电价的项目,明年开始陆上风电全面平价,不再享受补贴,后年开始海上项目全面平价。行业应该正确看待此政策的出台,不必过度解读,政策更多导向可再生能源积极参与市场化绿证交易,减少对补贴的依赖。”

田庆军所说的绿证交易,也是《通知》中的重要内容之一,不再享受国家补贴后可核发绿证、参与绿证交易。刘译阳表示,未来在发展机制上,绿证、可再生能源配额要发挥更大作用。“绿证、配额制均是发挥全社会的力量支持可再生能源发展。要绿水青山、蓝天白云,就需要付出一定的代价。原机制大部分成本由电力企业承担,现在是‘谁付出,谁受益’,全社会所有电力用户共同承担。”

“避免出现反激励”

积极拥抱变革谋得生存空间

部分企业向记者透露,实际发电小时数高于核定小时数的区域最“受伤”,政策应避免对技术提升形成反激励。

中国新能源电力投融资联盟秘书长彭澎告诉记者,同一个资源区更优质项目补贴额会变少。“以青海海南州为例,在不使用任何先进技术手段的前提下,II类资源区的海南州某光伏电站的实际发电小时数

可以达到1400小时,如果加上双面、跟踪等技术手段,实际发电小时在1600-1700小时左右。《通知》中,光伏II类资源区合理利用小时数为1300小时,这意味着,这些光伏电站要提前两至三年退出补贴。”

兴业证券研报分析认为,本次《意见》充分说明,今年国家补贴收尾关门,低成本有竞争力的新能源发电形式将迎来更广阔的空间。平价之后,利用小时数无上限,产能利用率大幅度提升,而高成本的没有竞争力的发电形式,在成本降低至平价之前,不具备大规模发展的条件。

对存量项目来说,企业如何创新发展?宋燕华表示,在合理利用小时的激励下,未来业主进行技改提效和参与市场化交易的动力将会增强,如风资源和消纳条件允许,实际发电小时低于合理利用小时的项目应该成为技改服务商和售电主体的主攻方向,由于回报率提升显著,还可采用收益分成模式。

“由于提升发电量的增收效果边际效益递减,对于正在抢装的项目,如建设方案仍可调整,业主应更关注即期造价降本而非发电量提升;对于已并网项目来说,由于折旧、利息费用等因素已经确定,运维服务应成为降本突破口,业主可以考虑放弃对运维人员数量的执念、接受和推广集控模式,以运行指标而非管理人数作为考核运维主体的标准。”宋燕华说。

风光资源能否让老工业基地再现昔日荣光

东北探路高比例可再生能源系统

■ 本报记者 张胜杰

核心阅读

东北地区风光资源丰富,业内认为,依托能源互联网进行大规模的可再生能源利用将是其能源转型的重要途径。

作为共和国长子,东北地区曾为我国的经济增长作出了不可磨灭的贡献,但单一产业结构,让老工业基地的增长速度持续放缓。如今,东北地区大力发展光伏、风电、储能、氢能等,尝试采用能源互联网等先进的技术理念,提高可再生能源发电比例。

发展可再生能源是能源转型的重要途径,高比例可再生能源并网是未来我国电力系统的重要特征。然而,高比例可再生能源并网为电力系统带来严峻的挑战,将改变电力系统的结构形态。在此情况下,东北能否走上“风光之路”?10月22日,在2020第五届东北能源经济转型与发展峰会上,专家、学者以及企业家展开了热烈的探讨。

丰富的风光资源尚待开发

众所周知,2003年,我国提出“振兴东北老工业基地”的战略,为东北经济发展注入了强大的动力。而今,我国要推动形成国内大循环为主,国内国际双循环互相促进的战略格局。

就在不久前,中国提出将提高国家自主贡献力度,采取更加有力的政策和措施,实现“二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值,努力争取2060年前实现碳中和”的目标。

“‘十三五’期间,我国可再生能源规模持续快速增长,可再生能源消费比重稳步提升,进入较高比例增量替代和区域性存量替代新阶段。”国家发展和改革委员会能源研究所可再生能源研究中心副主任陶治说,可再生能源技术为推动能源结构调整、保护生态环境和培育经济发展新动能发挥了重要作用。

陶治强调,“十四五”期间,风电和光伏发电将成为推进电力市场化、储能、微网、增量配网、综合能源服务的关键动力。

对此,中国电力科学研究院新能源研究中心太阳能发电实验与检测室主任张军军表示赞同。在他看来,电力是能源转型的中心环节,依托能源互联网进行大规模的可再生能源利用将是能源转型的重要途径。

东北地区风光资源丰富。光照方面,东北属于光伏辐照的二类地区,全年辐射量在5400—6700MJ/m²,相当于180—230kg标准煤燃烧所发出的热量,拥有其他诸多地区不具备的光照时间;风能方面,黑龙江省是东北地区风能资源最丰富的省份,该省2/3以上的区域属于风能资源较丰富区,由西向东覆盖全省大部分区域,其中有近1/3的区域属于风能资源丰富区。据中国气象局第四次风能资源调查结果显示,吉林省潜在开发量约2亿千瓦,可装机容量约为5400万千瓦。

“若是将东北地区的可再生能源潜力释放出来,其前景将十分可观。”一名参会者向记者表达了自己的看法。

仍面临多重挑战

作为拥有丰富自然资源和深厚工业基础的东北,在建国之初的相当长一段时间内,为国家的建设事业作出了突出贡献。然而,片面倚重工业尤其是资源型工业的

发展模式,使老工业基地的增长速度持续放缓。

面对着沉重的转型压力,2013年以来,在全国新能源迅猛发展的大背景下,东北的也大力发展可再生能源。2017年10月,白城市经过竞争优选,被国家确定为第三批光伏发电应用领跑基地,成为东北地区首个光伏领跑基地。如今,该市正在打造“中国北方氢谷”。

随着可再生能源的大规模并网,其能源结构加速优化升级,清洁化水平显著提升,但由于与传统能源特性不同,也对其提出了新的要求。

谈起高比例可再生能源电力系统的挑战,张军军也坦言:“从发电资源、发电设备及能源系统的层面考虑,电力系统面临着实现新能源高效消纳、保障系统安全运行,创新体制机制这三方面挑战。尤其是新能源大规模接入系统后,安全运行方面面临着频率问题、电压问题、平衡和调峰等难题。”

他举例称,比如,新能源电站内单机容量小、数量多,机—机、机—网交互影响大,单机并网性能无法表征整站性能;电站容量大、电压等级高,故障穿越能力无法试验验证,如何准确高效仿真验证电站的故障穿越能力难度大。

对此,国网能源研究院副院长柴高峰曾表示,随着可再生能源电力占比的大幅提升,将对电网安全稳定运行和产业发展带来深刻影响,对整合源网荷储调节资源、满足互动需求、提质增效、塑造新业态新模式、带动产业链协同发展提出了更高要求。

在柴高峰看来,未来,电力供需双向互动将广泛存在。一方面,电力市场化改革、智能电网建设、可再生能源大规模并网促进互动方式多样化、互动程度深入化;另一方面,需求响应进一步扩大范围,需求侧竞价将大规模展开,用电权交易、负荷调度、含分布式

电源的调度将逐步试点、稳步推进。

推动开发和消纳模式创新

谈起近几年的变化,白城市能源投资开发有限公司副总经理张民结合在白城光伏发电应用领跑基地建设说:“白城之所以有大发展,与领导重视、全力支持基地建设,及时解决建设中的难题等因素是分不开的。”如今,白城已全面释放出了全国领跑效应。比如,大力实施农光、牧光、渔光互补等“光伏+”应用,不仅提高了土地利用效率,而且带动了地区生态、经济的综合发展,为盐碱地的治理提供新的思路,将白城打造成了东北生态光伏发展样板区。

当下,随着“十四五”能源规划的展开,各项筹备工作也在紧锣密鼓地进行着。中国电建集团吉林省电力勘测设计院有限公司新能源分公司总经理李钦伟建议,可再生能源规划要与国土空间、生态环境规划、其他能源品种规划以及地方规划相衔接。

李钦伟强调,吉林省要重点建设平价基地,打造“北方氢谷”、“高载能高技术基地”配套工程、综合能源示范项目以及“吉电南送”特高压建设。他进一步称,在电力消纳方面,要吸引传统和新型高载能企业落户,探索新能源制氢的消纳模式、加大外送电力的协调力度以及发展电动汽车等。

对此,陶治建议,要坚定落实绿色发展理念,大力推动可再生能源发展,不能因为眼前困难,弱化激励、放缓发展,延误时机。同时,推动构建可再生能源集中式与分布式并举,就地利用与跨省外送并举,单品种开发与多品种协同并举,单一场景与综合场景并举。另外,还要大力推动体制机制市场化改革,推动可再生能源并网消纳、大规模应用。

关注

风电遭遇产业链瓶颈之痛

■ 本报实习记者 韩逸飞

在“抢装”关口,供应链成为中国风电产业的痛点。

在日前举行的2020北京国际风能大会上,与会人士表示,叶片、主轴承、齿轮箱等核心部件紧缺,成为今年风电行业的最大瓶颈。

供需关系失衡

中材科技风电叶片股份有限公司总经理王欣表示,对于叶片来说,瓶颈在于两个方面:一方面是原材料短缺;另一方面是供需之间的关系不平衡。2019年至2020年,市场上141、147级别叶片特别火,但行业在今年8月才开始大规模生产模具,一个模具真正发挥价值需要半年时间,这就导致了目前市场上大叶片供应量仍在爬坡,上升速度缓慢。

“现在业内不仅要担心叶片的供应量能否满足市场,还要担心在平价时代到来后,需求踩下刹车,叶片过剩产能怎么消化。”王欣说。

实现产业链深度协同

显然,如何打破原材料短缺与供需关系失衡所带来的供应链瓶颈,是业内最为关注的问题。

维斯塔斯中国区总裁托马斯·凯勒认为,对于整个风电行业来说,需要不断地进行变革和转型。风电行业需向汽车行业学习,制造商应该与供应商联手做集成,通过模块化的生产方式,让行业进入更好更快速的发展周期,开发商、整机商、零部件商都要协同发展。

“业主和整机厂在破解供应链问题上可以发挥更大作用。”中车株洲电力机车研究所有限公司风电事业部副总经理陈长春表示,“首先,从全产业链以及全生命周期去进行成本分析及协同降本,当前,一些整机厂已经启动了和供应链、业主协同降本的探讨;其次,是基于整机和部件之间的深度协同降本,风机在现有技术路线下还存在一些设计冗余、功能重复,如果整机厂和部件商能够深度协同,可以把风机做得更小、更轻,有助于打破原材料瓶颈;最后,供应链的新材料、新工艺应用,在整机商的配合下,可进一步提升设计计算能力和试验验证能力。”

走出当下的“抢装”困局,风电行业需要产业链协同;降本产业更大发展,进一步降本,成为有竞争力的替代能源,风电行业同样需要补齐供应链短板。

此前,我国郑重作出二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值,努力争取2060年前实现碳中和的承诺。

业内人士表示,要实现这一目标,需要整个产业链的高度协同发展,共同应对挑战,形成最优的风电产业链,兼顾规模化和专业化。

“不仅要致力于在研发方面加大投资,在对供应链、技术方面进行深度合作的同时,还需要树立非常坚定的发展目标,在有限的时间内调整好产业发展路线。”托马斯·凯勒表示,“碳中和目标对行业来说是巨大挑战和机遇,风电全产业链要携手合作共同谋求发展。”

