

全额收购破解可再生能源消纳难

■中国城市报记者 康克佳

3月18日,国家发展改革委发布《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》(以下简称《监管办法》),以推动新型电力系统建设,规范电力市场相关成员全额保障性收购可再生能源电量行为。根据《监管办法》要求,新规自4月1日起施行,由原国家电力监管委员会于2007年9月1日印发的《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》(以下简称“原《办法》”)将在同日废止。

重新修订极有必要

近年来,我国可再生能源发展迅速。

按照国家能源局数据显示,截至2023年底,我国可再生能源发电装机容量已达15.16亿千瓦,占全国发电总装机的51.9%,历史性地超过了

火电,其参与电力市场交易量占比也已突破40%;在新增装机上,2023年全国可再生能源新增装机3.05亿千瓦,占全国新增发电装机的八成以上。

然而,与新能源装机量不断攀升相对应的,是消纳问题日益凸显。在“双碳”目标下,体量庞大、增长迅速的可再生能源为电网消纳、电力系统成本带来了不小压力。

中国宏观经济研究院能源研究所可再生能源发展中心副主任陶冶提出,从制度执行实际情况看,全额保障性收购全面落实难度持续增加,个别省份在实际执行中难以达到国家规定的最低保障收购年利用小时数,且低于国家有关政策明确的电价水平收购,特别是“保价不保量”和“保量不保价”问题时有发生,不利于保障发电企业合法权益。另一方面,高比例可再生能源电力系统下,全额收购可再生能源使电力系统成本高昂。

不少业内人士认为,目前由电网企业承担全额保障性收购可再生能源电量的模式,已难以适应当前可再生能源的发展形势。

国家能源局相关负责人在近日接受媒体采访时表示,原《办法》有效规范可再生能源电量保障收购行为,为推动可再生能源规模化健康发展,实现清洁低碳发展目标发挥了重要作用。随着新型电力系统建设的不断推进和电力市场化改革的深入开展,我国可再生能源发展的宏观环境、行业形势和可再生能源电量收购方式发生深刻变化,原《办法》部分条款已难以满足当前能源行业监管工作实际,修订《监管办法》十分必要。

多主体将参与电力收购

“《监管办法》明确了电网将不再承担100%的收购责任。”中国新能源电力投资联盟

秘书长彭澎告诉记者,《监管办法》与原《办法》的第一个区别,就是在文件名称中去掉了“电网企业”,这就意味着未来收购任务不再由电网全部承担。

据国家能源局数据显示,2023年上半年,全国电力辅助服务费用共278亿元,占上网电费1.9%,较2019年同期130亿元的费用翻了一番。另据财新报道,国内不少地区的辅助服务调峰价格远在可再生能源平均上网电价之上,0.6—1.0元/千瓦时的调峰价格并不鲜见,以此来高价消纳0.3元/千瓦左右的新能源,消纳成本远超新能源自身收益水平,带来昂贵的系统成本。

“《监管办法》将更多的电力市场相关成员纳入到收购主体范围,可以说是改变了之前电网企业100%收购可再生能源电量的现状,减轻了电网企业的压力。”彭澎解释说,修订后的《监管办法》除电网企业外,售电企业、电力用户、电力调度机构、电力交易机构等都会承担可再生能源电量收购义务。

除了对电力收购主体做了调整外,《监管办法》还明确了保障收购范围,细化了电力市场相关成员的责任分工。

《监管办法》第4条提出,可再生能源发电项目的上网电量包括保障性收购电量和市场交易电量。保障性收购电量是指按照国家可再生能源消纳保障机制、比重目标等相关规定,应由电力市场相关成员承担收购义务的电量。市场交易电量是指通过市场化方式形成价格的电量,由售电企业和电力用户等电力市场相关成员共同承担收购责任。

全额入市还需多久

近年来,随着我国可再生能源发展,全额保障性收购制度已与现状产生了一定矛盾。

按照国家能源局数据,2023年新能源市场化交易电量6845亿千瓦时,占新能源总发电量的47.3%。在2030年中国可再生能源全面进入电力市场的目标下,可再生能源市场化定价已成为趋势。

新的《监管办法》对价格机制进行了调整,提出因可再生能源发电企业原因、电网安全约束、电网检修、市场报价或者不可抗力等因素影响可再生能源电量收购的,对应电量不计入全额保障性收购范围。

陶冶表示,《监管办法》体现了可再生能源电量收购价格,由全部政府定价转变为部分政府定价,其余部分通过市场化交易形成价格的重大机制转变,明确可再生能源发电项目上网电量中市场化交易电量价格通过市场化方式形成。

“这其实是改变了以往政策中可再生能源保障性收购电量‘保量’‘保价’的描述,转为与国家可再生能源消纳保障机制关联。结合此前市场关于电网公司大概率放开95%消纳红线的声音,文件实际上弱化了全额保障性收购制度。因此,实行新规后,此前单一的政府定价模式也将转变为政府定价+市场化交易的模式,最终就是完全的市场化。”彭澎说。

不过,在具体操作层面,对于可再生能源“全额保障性收购”比例如何确定、如何分配,《监管办法》暂未做出明确的规定。未来如何让监管办法更好落地实施?

国家能源局相关负责人表示,国家能源局将切实组织落实可再生能源电量全额保障性收购监管工作,做好对电力市场成员和社会公众的政策解读,加强对电力市场相关成员落实责任情况的监管,充分发挥监管工作在推动可再生能源电力消纳、服务能源绿色低碳转型等方面的重要作用。

江西新余： 加快建设光伏电站 推进绿色能源发展

3月22日,江西省新余市渝水区总装机200兆瓦“光伏+农业”南安光伏电站建设现场,工人忙碌于安装太阳能组件等设备。

近年来,新余市加快农光、渔光、林光互补模式光伏发电项目的同时,加大新能源开发利用力度,有序推进风电开发,因地制宜推动生物质和城镇生活垃圾发电发展,构建了环保、低碳、绿色、可持续发展的新能源结构。

人民图片



服务绿电需求 保障电力供应

去年广东绿电交易电量增长160%

■人民日报报记者 刘书文

去年全社会用电量达到8502亿千瓦时,同比增长8.0%;制造业用电量约3965亿千瓦时,占工业用电量比重超八成。“三新”行业用电量保持高位增长,同比增长39.8%,风能原动设备制造、充换电服务业、汽车制造用电需求旺盛,用电增速分别达16.9%、61.6%、6.5%……这是去年广东省的用电“成绩单”。

“不少出口企业通过购买绿电来推进碳减排。”南方电网

广东电网公司市场部营业科高级经理李传健介绍,“这也成为提升广东制造业企业国际竞争力的有效途径之一。”据统计,去年广东省绿电交易电量达39.7亿千瓦时,同比增长160%,相当于减少二氧化碳排放量253.2万吨。

除了购买绿电,越来越多企业还主动参与到负荷管理能力建设中。“去年一年,我们公司的交易电量规模达6500万千瓦时。”深圳蔚来能源有限公司总经理贾儒说。为更好服务用户用电管理,广东省能源局

组织广东电网为首批9000多户协议用户安装了负荷管理装置,为用户自主优化用能、参与市场化调节奠定了基础。

发展电力现货交易也是广东近年来不断探索的方向之一。去年12月,广东电力现货市场转入正式运行。截至去年底,共有7.94万家经营主体进入广东电力市场,市场电量规模超过5750亿千瓦时,占当地全社会用电量比重近七成。与此同时,广东积极采取市场化手段增购外电,充分发挥闽粤联网工程作用,与福建省建立

电力电量互送交易机制,实现了两省间电力余缺互济、应急互备。

随着电力供应能力持续提升,广东经济社会发展的用电需求得到了进一步保障。去年广东统调最高负荷再创历史新高,达到1.45亿千瓦;目标网架工程全面建成,推进广东省东西部电力互济能力提升至1000万千瓦。

针对产业新赛道,当地印发推动新型储能产业高质量发展指导意见,促进新型储能电站发展若干措施,促进创新试

点全面落地。截至去年底,广东新型储能电站累计装机规模突破160万千瓦,同比增长125%。目前,粤港澳大湾区规模最大的储能电站佛山宝塘项目已正式投产,广东省新型储能创新中心创新实证示范项目等被列入国家新型储能试点示范项目。

今年,广东能源系统还将持续推动骨干电源投产,积极深化电力市场建设,全面增强电力供应保障能力,服务企业日益增长的绿色用能需求,全力提升惠民利民水平。