

建立更灵活广泛可再生资源电力交易市场

□ 李靖恒

10月24日,国家发改委公布《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》(以下简称《指导意见》),明确从2020年1月1日起取消煤电价格联动机制,将现行燃煤发电标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。这标志着我国电价市场化改革迈出关键一步。

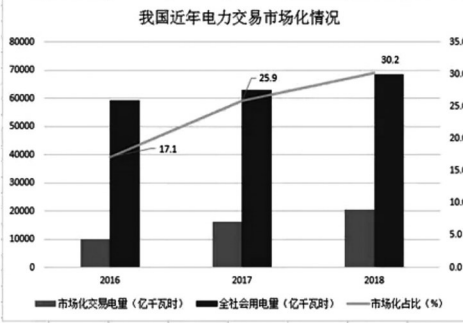
国发能研院、绿能智库认为,目前煤电市场化改革对煤电和可再生能源发电产业的长期发展都有积极的作用;未来光伏风电的定价应该跟随目前电力市场化改革,改变现有的固定电价补贴政策,更多地采取竞价形式;同时,还应该建立更灵活、范围更大的可再生资源电力交易市场。

煤电市场化改革之路

为了解决我国“市场煤”和计划电之间的矛盾,2004年我国确立了燃煤发电标杆上网电价和煤电联动机制。该机制对规范发电电价的形成、提高电力企业的效率、推动煤电行业的发展发挥了重要的作用。

然而,随着电力体制改革的推进,燃煤发电标杆上网电价和煤电联动机制越来越难以适应形势的变化。首先,煤电联动机制本身存在着无法反映供需双方关系的缺陷,因为该定价机制只考虑到了成本,而没有充分考虑需求的变化。尤其是在近几年经济下行、电力需求疲软的背景下,现有的定价机制无法对电力下行的压力做出有效反应。其次,煤电价格本来是不同电源的定价基准,然而其本身的定价却存在缺乏弹性等问题,这就会影响水电、核电、可再生能源发电等其他电源的定价。

近年来,我国电力市场化交易规模不断扩大。2018年,全国市场化交易电量约2.17万亿千瓦时,比2017年增长30.7%。市场化交易电量占全社会用电量从2016年的17.1%上升到了2018年的30.2%。同时,电力现货市场也开始建立。发电、售电、用电等相关主体的市场化意识和交易意愿也不断增强。



能源视点

站位新起点 最大沥青生产商登陆上期所

中国石化“东海牌”石油沥青进入期货市场,是深度参与原油、燃料油、沥青三大能源化工期货品种的全新实践

□ 本报记者 朱黎

“登”过世界屋脊,也“跑”过F1赛道,日前,中国石化携“东海牌”沥青又踏上了新征程。10月31日,上海期货交易所发布公告,同意中国石化炼油销售有限公司“东海牌”70号A级道路石油沥青注册,标志着中国石化作为国内最大沥青生产商成功登陆上海期货交易所,“东海牌”石油沥青也成为中国石化首个上海期货交易所注册商品。

进一步扩大可交割资源

近日,沥青期货市场迎来重要时刻,“东海牌”沥青于10月31日在上期所成功注册,填补了中国石化长期缺位的遗憾。“中国石化‘东海牌’沥青的加入,将有利于扩大石油沥青期货的可交割资源,为投资者提供更为高效、更具权威性的沥青交易平台,助力石油沥青期货全面深入地服务石油化工行业高质量健康发展。”上期所总经理王海海表示,中国石化“东海牌”沥青正式成为石油沥青期货注册商品,标志着中国石化在石油沥青期货市场迈出了历史性的第一步,是中国石化集团顺应市场变化,积极推动企业结构优化与创新发展的重要改革成果。在发布会现场,记者了解到,石油沥青期货合约已成为国内期货品种中较为成熟和活

今年8月7日,国家发改委、国家能源局联合印发《关于深化电力现货市场建设试点工作的意见》,要求进一步发挥市场决定价格的作用,建立完善现货交易机制,以灵活的市场价格信号,引导电力生产和消费。这标志着我国电力现货市场试点进入“深水区”。

近日发布的《指导意见》规定,将现行标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制,基准价按各地现行燃煤发电标杆上网电价确定,浮动幅度范围为上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%;现执行标杆上网电价的燃煤发电电量中,具备市场交易条件的,上网电价由市场化方式在“基准价+上下浮动”范围内形成;暂不具备市场交易条件或没有参与市场交易的工商业用户用电对应的电量,仍按基准价执行。

国发能研院、绿能智库认为,此次市场化改革能够使未来电力价格更好地反映供求关系,从而提高电力资源的配置效率。预计在改革后,市场化交易电量将进一步大幅增加,改革对煤电行业上下游的长期发展都有着重要的影响。

煤电改革对可再生能源发电的影响

在煤电价格改革后的短期内,由于煤电价格有下降的可能性,相对可再生能源会有竞争力。中国能源研究会可再生能源专业委员会主任委员李俊峰表示,取消煤电标杆上网电价后,进一步下降的煤电价格将加大光伏发电实现平价上网的难度。国发能研院、绿能智库认为,即使短期内煤电下降的可能性会影响新能源的竞争力,但电力交易的市场化对可再生能源发电的长期发展仍会起到积极的作用。

首先,更灵活的电力市场也更能帮助消纳可再生能源。北京电力交易中心副主任谢开认为,电力现货市场能够兼容新能源波动性、随机性等特点,有利于扩大新能源消纳空间。国家电网公司于2017年8月正式启动跨区域省份之间富余可再生能源电力现货交易试点,已累计达成跨区现货交易电量超过百亿千瓦时。并且,煤电标杆电价政策转为浮动式电价之后,如果配套相应的分布式市场化交易(隔墙售电)政策,将进一步推动分布式新能源的发展。

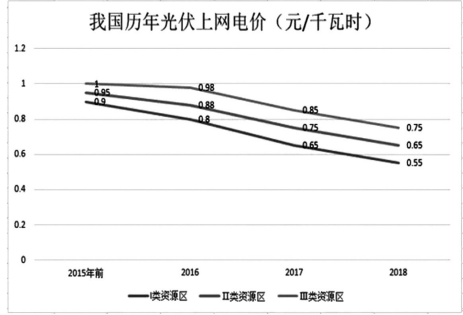
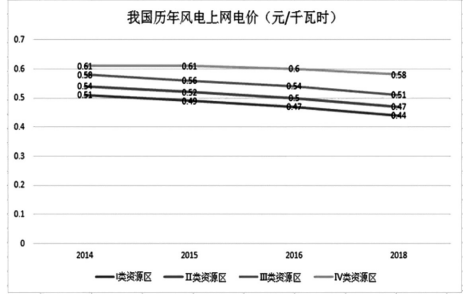
在竞价模式下,发电的优先上网权由边际成本决定。而尽管可再生能源的装机成本较高,但边际成本却很低。因此,国发能研院、绿能智库认为,竞价模式能够提高可再生能源未来的竞争力。另外,可再生能源发电由于其不稳定性,需要煤电机组的调峰,而更

灵活的电力市场可以保证煤电机组的调峰得到合理的回报,从而进一步促进可再生能源发电的消纳。中国工程院院士倪维斗认为,通过建立有实时价格信号引导的现货市场,可以保证尖峰机组的成本回收,以满足部分地区用电高峰期的电力需求。他还指出,随着新能源装机容量的迅速增长,可再生能源发电也进入了电力现货市场。2017年,甘肃省200余家新能源发电场站全部接入现货交易系统,当年实现了新能源现货交易32.7亿千瓦时。蒙西区域新能源企业70%以上也都进入了市场,2017年交易规模达到89亿千瓦时。

可再生能源定价的未来

国发能研院、绿能智库认为,我国未来光伏风电的定价应该跟随目前电力市场化改革的步伐,改变现有的固定电价补贴政策,更多地采取竞价模式;同时,还应该建立更灵活、范围更大的可再生资源电力交易市场。

2009年7月,国家发改委发布了《关于完善风力发电上网电价政策的通知》,对风力发电上网电价政策进行了改善。文件规定,全国按风能资源状况和工程建设条件分为四类风能资源区,相应设定风电标杆上网电价。分区域核定电价的方法一直延续至今,但价格经历了多次变动,补贴逐年减少。2013年,国家发改委也将全国分为三类太阳能资源区,分别制定光伏电站标杆上网电价。光伏电站标杆上网电价高于当地燃煤机组标杆上网电价(含脱硫等环保电价)的部分,通过可再生能源发展基金予以补贴。



为了支持可再生能源的发展,根据2006年颁布的《可再生能源法》,我国采取了固定电价政策。风电和光伏发电电价与当地燃煤机组标杆电价的差异由补贴支持,而补贴资金来源于全国售电征收的可再生能源电价附加。在补贴的支持下,我国的太阳能和风能经历了一段高速发展期。然而,高额补贴和固定电价政策的问题却逐渐显现出来。首先可再生能源补贴的资金缺口越来越大。2016年底资金缺口为600亿元,2017年为1000亿元,而2018年则扩大到了1400亿元。巨额的补贴资金缺口说明目前的可再生能源补贴政策急需改革。高额的补贴也激发了地方的冲动性投资建设,为严重的弃风弃光问题埋下了隐患。而且,固定电价缺乏灵活性,往往每年会向下调整一次,这也使得光伏和风电的装机出现周期性的抢装潮。

国发能研院、绿能智库梳理发现,补贴支持下的固定电价政策在很大程度上推动了我国可再生能源,尤其是光伏、风电的迅猛发展,但其本身存在着无法及时反映电力市场供求的缺陷。在电力市场化改革的背景之下,可再生能源的定价方式也有待改革。例如,在固定电价的政策下,德国成为风电强国,全球市场占有率仅次于英国,很多国家纷纷效仿德国,采取固定电价收购可再生能源。然而高额的补贴却难以持续。因此,德国在2016年修改《可再生能源法》,规定从2017年开始改原有的固定价格政策变为市场化的上网电价竞标政策。

北京大学教授王敏等人在对我国光伏发电补贴缺口和弃电问题的研究中提出,我国未来也应扩大上网电价竞标项目的范围。风电和光伏发电企业的成本存在高度信息不对称的问题,而竞价项目能够有效地揭示企业的成本,把资源配置到最有效率的企业;对于没有纳入竞标的风电和光伏项目,应提高上网电价的调整频率,并将当地上一年的弃风弃光率作为调整价格的依据,因为高弃电率其实反映了过高补贴带来的资源浪费。

国发能研院、绿能智库认为,为了给可再生能源提供合理的定价机制,我国还应该进一步加快电力市场的改革,尤其是要减少省际交易壁垒对电力输送的阻碍。我国大量的风能太阳能资源集中在用电负荷较少的地区,这些地区的可再生能源发电目前高度依赖省际电网的外送。而新能源发电由于其不稳定性则需要更灵活、范围更大的交易市场。

(作者系北京国发智慧能源技术研究院研究员)

能源快报

黑龙江:小秸秆变大能源

本报讯 黑龙江省是我国农业大省,日前,一项生物质热电联产和清洁能源供暖项目在该省落地,助推小秸秆变身大能源。

该项目是由国家电投集团产业基金管理有限公司、上海中电投融和新能源投资管理中心与哈尔滨九洲电气股份有限公司三方共同出资,设立了总规模20亿元的新能源产业基金,将着力打造以秸秆为原材料,集发电、供暖等为一体的综合能源系统。

哈尔滨九洲电气股份有限公司董事长李寅说,黑龙江省生物质废弃物具有集中连片、便于收储的特征,这为秸秆的能源化利用提供了便利。同时,由于黑龙江冬季气候寒冷,供暖需求量大,为减少燃煤造成的空气污染,改用清洁能源已是大势所趋。

据介绍,该基金首期到位的10亿元募集资金,将投资在黑龙江省齐齐哈尔市梅里斯区、碾子山区、泰来县、富裕县、龙江县5个热电联产项目。哈尔滨电气集团有限公司将为其自主研发制造总装机容量为360兆瓦的锅炉及生物质发电机组。

项目建成后,预计每年将消耗秸秆300万吨,提供绿色电力25亿千瓦时,实现清洁能源供暖面积1000万平方米,并带动农民就业增收,有效减少二氧化碳排放及燃煤消耗,推动美丽乡村建设。

(杨思琪)

河北临漳:让秸秆变废为宝

本报讯 “这些秸秆,焚烧吧,污染环境;不焚烧,占地不说,还存在消防安全隐患。”每年秋冬季节,河北省临漳县狄邱乡北孔村党支部书记古玉海都要为村里的农作物秸秆问题发愁。

现如今,摆在古玉海面前的还是一堆秸秆,但他脸上的愁容却变成了笑容。“我们村去年就是用秸秆产的沼气取暖,屋内温度能保持在23摄氏度左右,每立方米沼气的价格要比天然气便宜一块多。”古玉海说,“以前焚烧秸秆污染空气,冬天家里都不敢开窗,现在好多了,不仅天变蓝了,有时晚上还能看到星星。”

近年来,河北省临漳县将农作物秸秆资源化利用作为乡村振兴的重点工作,启动了临漳县规模化生物天然气示范工程项目,每年可回收利用农作物秸秆20余万吨,把废秸秆变成了环保、利民的能源产品和生物有机肥。

在位于河北临漳工业园区的中国节能环保集团厂区内,工人们将回收的农作物秸秆倒入发酵罐,经过发酵、提纯、净化等多道工序,生物天然气、绿色有机肥料等节能环保产品最终输出管道,送到千家万户。

在厂区门前的秸秆回收处,一辆辆满载玉米秸秆的车辆排起了长龙。“现在我们这的玉米秸秆供不应求。”来这里卖秸秆的农民王滨说,“村民们现在都不舍得把秸秆烧掉,我现在每年靠卖秸秆能多挣2000多元。”

据悉,该项目每年依托农作物秸秆回收处理可生产生物质燃料2130万立方米,在冬季可满足5000户居民炊事取暖能耗。同时,每年将产出生物有机肥7万吨,可实现7万亩农田绿色生产。

(冯维健)

吉林:建成秸秆直燃发电项目18个

本报讯 新华社记者从吉林省政府了解到,吉林省将推进秸秆直燃发电装机、生物质燃料和天然气产业发展,力争到2021年,全省秸秆能源化利用量达到863万吨,占全省秸秆产量的21%。

吉林省是农业大省,农作物秸秆年产量约为4000万吨。吉林省能源局总工程师柴坤表示,截至2019年9月底,全省建成秸秆直燃发电项目18个,装机规模54.7万千瓦,每年可消耗秸秆380万吨,秸秆成型燃料加工产业每年消耗秸秆130万吨。

接下来,吉林省将重点推进磐石、伊通、扶余等16个秸秆直燃发电项目建设,力争到2021年,全省秸秆直燃发电装机97万千瓦,年消耗秸秆约670万吨。同时,还将大力推动生物质燃料、生物天然气产业发展,力争在2021年通过这两个产业消耗193万吨秸秆。

此外,吉林省还将进一步协调电网企业及时拨付秸秆直燃发电项目电价附加补贴,推进农林生物质发电项目及时并网发电,提高项目整体经济效益。

(段续)