

生物质供热迎政策利好 有望成清洁供热生力军

▶ 本报记者 叶伟报道

近日,国家发改委、国家能源局公布的《关于促进生物质能供热发展的指导意见》提出,把扩大市场应用、加快形成产业作为发展生物质能供热的基本立足点,构建有利于生物质能供热应用的市场环境和政策环境,建立资源收集、热力生产和服务一体化规模化专业化市场化的绿色低碳清洁供热体系。

有业内专家认为,随着环境压力的持续加大,生物质供热将迎来政策利好,有望成为清洁供热的生力军,市场潜力巨大。该政策的出台,将掀开生物质能供热发展新的篇章。

发展潜力巨大

据了解,生物质能清洁供热是指利用各类生物质原料,及其加工转化形成的固体、气体、液体燃料,在专用设备中清洁燃烧供暖的方式。主要包括达到相应环保排放要求的生物质热电联产、生物质锅炉等。中华环保联合会废弃物发电专委会筹备委员会秘书长郭云高表示,《指导意见》印发,表明国家将通过政策引导,一方面应对农村散煤污染、农村秸秆露天焚烧等环境问题,从而有效治理雾霾;另一方面为新型城镇化建设提供清洁供热,从而加快生物质能供热产业化发展,推动生物质能产业转型升级。

“生物质能供热布局灵活,适用范围广,非常适合城镇民用清洁供暖以及替代中小型工业燃煤燃油锅炉。”郭云高表示,生物质能供热就地收集原料、就地加工转化、就近消费,既减少了农村秸秆露天焚烧、散煤取暖带来的污染问题,又可提供清洁热力,经济环保效益显著。公开数据显示,截至2016年底,我国北方地区生物质能清洁供暖面积约2亿平方米。“北方地区生物质能供暖,可实现清洁取暖,有效减少大气污染和雾霾的形成。”

据公开资料显示,目前我国35吨/小时以下燃煤小锅炉约45万台,总规模为140万吨/小时,农村散煤消费量每年超过3亿吨。“治理燃煤小锅炉和农村散煤任务很重,仅采用煤改气、煤改电等方式,成本较高,而且县及农村财力有限,居民价格承受力较弱。”国家可再生能源产业创新战略联盟理事长张平表示:“《指导意见》的出台,表明国家将生物质能供热作为大气污染防治、清洁供热,打好蓝天保卫战的重要举措。同时,经济成本相对较低,特别适合‘缺水、少油、电费’地区。”

同时,我国农作物秸秆及农产品加工剩余物、林业剩余物等生物质资源丰富,每年可供能源化利用约4亿吨标煤,发展生物质能供热具有较好的资源条件。“生物质就是老百姓身边的清洁能源来源。”张平表示,如不加以利用会导致秸秆露天焚烧等问题,成为大气污染及



雾霾的重要源头。同时,我国生物质能技术比较成熟,能够保障生物质能利用产业大发展。

《指导意见》提出,到2020年,生物质热电联产装机容量将超过1200万千瓦,生物质成型燃料年利用量约3000万吨,生物质燃气年利用量约100亿立方米,生物质能供热面积约10亿平方米,年直接替代燃煤约3000万吨。业内估计,若按此目标投资建设,生物质能源产业每年将会新增直接投资约300亿元,带动上下游和相关产业投资约1500亿元,发展潜力巨大。

生物质热电联产是重点

《指导意见》特别强调,加快生物质发电向热电联产转型升级,提高能源利用效率和综合效益,构建区域清洁供热体系,能为具备资源条件的县城、建制镇提供民用供暖,以及为中小工业园区集中供热,直接在消费侧替代燃煤供热,促进大气污染防治。业内专家认为,我国以发电为主的生物质能利用体系将发生重大变化,将由生物质发电向生物质热电联产和生物质能供热方向转变。

公开数据显示,截至2016年底,全

国已产生生物质发电项目665个,并网装机容量1224.8万千瓦,年发电量634.1亿千瓦时,年上网电量达542.8亿千瓦时。然而目前投运项目中绝大多数都是仅发电不供热。“随着我国能源供暖结构的调整,对生物质能源的发展及利用模式提出了更高的要求。国家希望通过生物质能供暖,化解我国‘缺热不缺电’的现状。”郭云高表示,“因此,《指导意见》对此特别予以强调。”

同时,近年来,在国家政策大力扶持下,生物质热电联产技术日益成熟,能源利用效率取得显著。以3万千瓦生物质热电联产项目为例,其供热面积一般为150万平方米左右,在资源许可的情况下,增设生物质锅炉后供热面积可超过300万平方米,适合为人口10万左右的县城及相应的中小区域供暖,能源效率超过80%。“发展生物质热电联产,可形成完整的产业链条,包括生物质原料的收储运、燃料的加工装备、配套的热能装备,热电联产装备等。”张平表示,这将大大提升生物质行业的综合效益。

此外,《指导意见》还提出,加快发展以农林生物质、生物质成型燃料、生物质燃气等为燃料的生物质锅炉供热,为城镇中小区域集中供热或点对点供热,有效替代农村散煤。“生物质锅炉供热在工业供热领域具备较强竞争力。”张平表示,这种供热模式可有效降低企业供热成本。“成本仅为天然气的60%或更少。”

积极支持生物质能供热发展

虽然生物质能供热发展市场潜力巨大,但生物质能供热发展还处在初期,市场培育不完善,产业体系不健全,政策支持不够。专家认为,应加大支持力度,加快推动生物质能供热发展。

值得关注的是,《指导意见》明确,生物质能供热在锅炉置换、终端取暖补贴、供热管网补贴等方面享受与“煤改气”“煤改电”相同的支持政策,电价按《国家发展改革委关于印发北方地区清洁供暖价格政策意见的通知》中有关规定执行。

“《指导意见》将生物质能供热与煤改气‘煤改电’放在同等地位,将大大激发生物质能供热市场潜力和活力。”郭云高还建议,国家对于生物质能供暖项目以供热面积为单位,给予一定的热价补贴。

“目前,生物质原料地与生物质发电、小火电等项目选址存在偏差。”郭云高表示,要统筹规划,合理安排物质供热项目,尤其合理布局农林生物质和城镇生活垃圾焚烧热电联产项目。同时完善生物质收储运体系。

同时,生物质能供热规模小、数量多、分布广,为行业监管带来了不小挑战。张平建议,应建立健全生物质能供热产业体系,将生物质能供热纳入能源管理体系,完善项目管理和技术管理,建立供热信息统计和监测评价体系。同时,制定生物质供热污染物排放标准,建立完善环保监测体系,促进生物质能供热健康发展。

我国垃圾发电装机和发电量均居世界之首

本报讯 日前从中国城镇生活垃圾焚烧发电创新发展高峰论坛上获悉,预计到2017年底,我国垃圾发电装机容量达到680万千瓦,年发电量超过350亿千瓦时,年垃圾处理量超过1.05亿吨,占全国城镇垃圾清运量的比重超过35%。我国垃圾发电装机容量、发电量和垃圾处理量均居世界第一。同时,《中国城镇生活垃圾焚烧发电产业发展报告(2017)》正式对外发布。

随着经济快速发展,以及人口聚集进程加快,居民消费水平提高,我国生活垃圾产生量逐步增长。《报告》显示,2016年,我国城市和县城生活垃圾清运量达2.7亿吨,比2015年增加了5%。面对城市生活垃圾对社会生活、环境带来的困扰,全球各国都在积极探索先进的处理技术。在我国,垃圾焚烧发电因占地面积小、处理量大、减量化程度高而被重点推广应用。

《报告》显示,截至2016年底,全国投产生活垃圾焚烧发电项目273个,分布在除青海、西藏、新疆以外的28个省(区、市)的23个省会城市、113个地级城市、74个县,并网装机容量为543万千瓦,年发电量约298亿千瓦时,年垃圾处理量超过8000万吨,占全国城镇(县城及以上,不含

农村)生活垃圾清运量的比重超过30%。

“截至2017年6月,我国共有28个省(区、市)投产了垃圾发电项目296个,装机容量625万千瓦,约占全国生物质发电总装机容量的47%。”国家可再生能源信息管理中心主任郭雁珩介绍,“与欧美发达国家垃圾焚烧热电联产不同,我国垃圾焚烧厂往往远离城区和热用户,因此主要以纯发电为主。”

据了解,作为主流的垃圾处理方式,城镇生活垃圾焚烧发电是城市可持续发展的重要基础设施,以及新型城镇化建设的重要配套设施。2016年以来,国家研究出台了一系列政策措施,推进垃圾焚烧发电可持续健康发展。2017年是垃圾焚烧发电产业变革的关键年,国家发改委印发了《“十三五”全国城镇生活垃圾无害化处理设施建设规划》,国家能源局、环保部、住房和城乡建设部也相继出台了相关文件支持垃圾焚烧产业发展,政策体系逐渐趋于完善。

“目前,国家相关部门正在编制城镇生活垃圾焚烧发电中长期发展规划。”水电水利规划设计总院新能源部主任谢宏文说,“按照《可再生能源发展‘十三五’规划实施指导意见》的初步布局,全国各

省市生物质发电布局方案中涉及垃圾发电布局项目529个,规模总量达1022万千瓦,未来5年东部与中部地区规划装机规模将实现区域平衡,均在395万千瓦左右,而西部地区加快布局,规划规模达229万千瓦。”

谢宏文介绍,根据我国各省人口数量、城市化进程及生态文明建设目标,预计到2025年,全国垃圾年清运量约4.4亿吨,垃圾焚烧发电年处理垃圾约2.6亿吨,垃圾焚烧发电装机容量约1500万千瓦。

谢宏文说:“这一时期,垃圾焚烧发电产业布局将出现很大程度的发展,东部地区装机容量预计达到690万千瓦,中部地区为500万千瓦,西部地区达到310万千瓦;各省布局方面,广东、江苏、山东、浙江、安徽装机量位居全国前5位。”

谢宏文预计,到2035年,全国垃圾年清运量约5.5亿吨,垃圾焚烧发电占垃圾清运总量比例将达到75%,垃圾焚烧发电年处理垃圾约4.1亿吨,垃圾焚烧发电装机容量将达到2200万千瓦,年发电量将达到1300亿千瓦时,形成6000亿规模的现代化产业,年收入约1000亿元,垃圾问题有望得到有效解决。 苏南

全国天然气管网须加快实现互联互通

本报讯 近日,天然气供应紧张局势引起多方注意,加快天然气基础设施建设和体制改革成为业界共识。在日前举行的第二届能源企业高层论坛上,多位专家强调,要加快实现全国天然气管网互联互通。

据介绍,实现全国天然气管网互联互通,意味着三大石油公司、省网公司的管道与各种气源相联接,从而可使城市拥有多个气源,为城市稳定供气供气提供多重保障。

“全国天然气管网完全互联互通后,调气能力及灵活性会增强。就像公路铁路一样,路路连通,从一地到另一地会有多个路径可选。”中石油规划总院高级工程师蒲明表示,加快实现全国天然气管网互联互通,可以增强资源调配灵活性,有利于市场保供。

据统计,截至2017年底,全国天然气管网总里程达6.8万公里,总输气能力约2900亿方/年,形成了由西气东输系统、陕京系统、川气东送系统、西南管道系统为骨架的横跨东西、纵贯南北、联通海外的全国性供气网络。

由于天然气管道归属不同,再加上区域性管网不完善,管网之间没有完全互联互通,关键时刻难以发挥调峰保供作用。例如中海油的深圳迭福LNG接收站,“因没有外输管道而没有投产,而其距离中石油西气东输二线管道只有30公里左右。”与会业内人士说。据了解,深圳迭福LNG接收站建设规模300万吨/年,若能与西气东输二线互联互通,冬季可为北方采暖季调峰用。

另外,目前我国LNG接收站气化后的天然气大都就近供应,只有少量接入大管网系统,沿海输送干线还没有形成。蒲明表示,如果两条管道交叉或并行,引联络线将其连通,其中一条管道上游事故停输时,可由另一条管道上游紧急增供,从而保障事故管道下游用户基本用气需求,增强管道应急保障能力。如2016年“7·20”川气东送事故,西二线通过与之相连的联络线紧急调气注入川气东送管道,保障了川气东送事故点下游武汉用户的用气。

此外,个别地区还存在天然气管道重复建设现象,浪费土地资源和资金的同时,

造成管道无序竞争,对企业运营造成不良影响。强化天然气管网互联互通意识,有利于企业在进行管道规划时更加科学有效。

2017年冬天,由于中亚向我国的供气量计划内大幅减少,再加上北方“煤改气”推行致使天然气需求量大增,全国大部分地区供气紧张并已扩大到华中地区。为应对供气紧张形势,三大石油公司纷纷采取互联互通等多举措保供。

2017年12月以来,三大石油公司在天津、浙江、福建、广东等地通过各自的管道、设施进行资源互换,增加北方取暖地区天然气供应。其中中海油在浙江地区替换了中石化的100万立方米天然气供应,以调配更多资源支持民用燃气供应;中石油和中海油已互通两条输送管线,串换资源量目前接近1000万立方米/天,预计未来将达到2000万立方米/天。

中国城市燃气协会理事长助理迟国敬表示,2017年的“气荒”现象让国家和上下游企业意识到天然气管网互联互通的必要性,对早日实现全国天然气管网互联互通起到了很大促进作用。 李倩

排污企业戴上环保税紧箍咒

本报讯 作为我国第一部推进生态文明建设的单行税法,《中华人民共和国环境保护税法》于2018年1月1日起正式施行。这标志着我国环境保护领域“费改税”将以立法形式确认固化,也意味着我国施行了近40年的排污收费制度将退出历史舞台。对于企业而言,2018年起大气污染物和水污染物排放企业等污染企业戴上“紧箍咒”。

2016年12月25日,十二届全国人大常委会第二十五次会议表决通过了《中华人民共和国环境保护税法》。依据环境保护税法,直接明确向环境排放应税污染物的企业事业单位和其他生产经营者为纳税人。征税对象则指“环境保护税法”所附《环境保护税目税额表》、《应税污染物和当量值》规定的大气污染物、水污染物、固体废物和噪声4类应税污染物。

在计税依据方面,将应税污染物的排放量作为计税依据。其中大气污染物、水污染物按照排放量折合的污染当量数确定;固体废物按照固体废物排放量确定;噪声按照超过国家规定标准的分贝数确定。与此同时,在税收征管方面,环境保护费改税后,征收部门由环保部门改为税务机关,环保部门配合,将开启“企业申报、税务征收、环保监测、信息共享”的税收征管模式。

例如,重庆环保税税额方案出炉,即:2018年1月1日至2020年12月31日,大气污染物税额标准为每污染

当量2.4元,水污染物税额标准为每污染当量3元;自2021年1月1日起,大气污染物税额标准为每污染当量3.5元,水污染物税额标准为每污染当量3元。

据了解,目前,全国大部分省份已确定具体税额,环保税开征前的各项准备工作正在稳步有序推进中。其中,辽宁、吉林、安徽、江西等省份明确应税大气污染物和水污染物适用税额根据环保税法确定的最低税额征收,即每污染当量分别为1.2元和1.4元。浙江、湖北等部分地区制定的税额略高于环保税法规定的最低税额,江苏、海南和四川确定的税额适中。而京津冀等则普遍对大气污染物和水污染物确定了较高的具体适用税额。北京市执行最高税率,应税大气污染物适用税额为每污染当量12元,应税水污染物适用税额为每污染当量14元,均按环保税法规定的税额幅度上限执行。

有业内人士预计,环保税一旦开征,规模将远超现行排污费,年征收或达到500亿元。其中,大气污染物和水污染物排放企业受影响最大。

专家指出,以排污费倒逼企业加强环境治理、减少污染物排放,对我国防治环境污染、保护环境起到了重要作用。但实际执行中存在执法刚性不足、地方政府和部门干预等问题,影响了该制度功能的有效发挥。环保税法实施后,我国环境保护领域“费改税”将以立法形式确认固化。

孙韶华 高伟

6座抽水蓄能电站相继开工 计划2026年全部竣工投产

本报讯 国家电网公司近日宣布正式开工建设6座抽水蓄能电站,其分别位于河北易县、内蒙古芝瑞、浙江宁海、浙江缙云、河南洛宁、湖南平江等地。6个项目总投资524亿元,总装机容量840万千瓦,计划全部于2026年竣工投产。

“近年来,我国电源结构调整步伐加快,特别是风电、光伏等新能源电力的规模迅速扩大,对电力系统的灵活调节能力提出了更高要求。”国家能源局副局长刘宝华表示,抽水蓄能电站是目前最具经济性的大规模储能设施,做好建设和调度运行,有利于更好地利用新能源资源,有利于提升电力系统综合效益。

此次新建的6座抽水蓄能电站经济、社会、环境效益显著,主要体现在四个方面。

一是提高系统整体经济性,促进节能减排和大气污染防治。工程投产后,通过远距离输电通道,可实现与西部、北部地区风电、太阳能发电的联合协调运行,减少机组调停,每年促进消纳富余风电、太阳能发电量133亿千瓦时,有效缓解西部、北部地区窝电和弃风、弃光问题。

二是优化当地电源结构,缓解系统调峰调频压力。目前,河北、内蒙古、河南电源结构以火电机组为主,系统调峰主要依靠燃煤火电。浙江、湖南水电丰枯出力悬殊,在枯水期系统调节能力较为紧张。建设河北易县等一批抽水蓄能电站,可以有效提高系统调节能力,同时可以满足东中部地区风电、太阳能发电快速增长所增加部

分调峰需求,为当地大规模发展新能源提供有利条件。

三是提高电力系统安全可靠,在新一代电力系统中充分发挥“稳定器”“调节器”“平衡器”的作用。抽水蓄能机组启停便捷、反应迅速,对稳定系统频率、提供事故支援、提高电力系统稳定性具有重要作用。以180万千瓦规模的抽水蓄能电站为例,可以在5分钟内由满负荷抽水转变为满负荷发电,提供360万千瓦的电力支援能力。

四是有力深化供给侧结构性改革,扩大就业,增加财政收入,推动装备制造业转型升级。抽水蓄能电站等电网基础设施投资大、建设周期长,具有带动力强、中长期经济效益显著等优势。根据投资估算,6座电站可拉动GDP增长超过707亿元,增加电工装备制造业产值112亿元,提供就业岗位约17万个。

国家电网公司总经理寇伟表示,5年来,国家电网已累计开工建设21项抽水蓄能电站工程,装机容量达3015万千瓦;累计投产5座抽水蓄能电站,装机容量610万千瓦。

随着风电、太阳能发电等新能源快速发展,必然要求系统调节能力和保障手段的同步增强。“目前,我国抽水蓄能装机在电力装机中占比不到2%,还远远不能满足系统发展的需要。”刘宝华说,国家“十三五”能源和电力规划都要求加快抽水蓄能电站建设,并明确“十三五”期间新开工抽水蓄能容量达到6000万千瓦左右,到2020年我国抽水蓄能运行容量将达到4000万千瓦。 王轶辰