

国能日新一直致力新能源场站功率预测、功率控制、集中监控、并网运行、消纳管理等领域,以及为电网提供新能源规划等。截至目前,国能日新服务了全国上千家电厂和供电站。因此,在对数据的积累和理解层面,国能日新具有独到优势。

绿色发展取得积极实效

全国公共机构人均综合能耗三年下降逾7%

本报讯 记者张宇报道 记者日前从在四川成都举行的2019年节能宣传周全国公共机构节约能源资源宣传启动仪式上了解到,2018年,全国公共机构人均综合能耗相比2015年下降7.87%,单位建筑面积能耗、人均用水量分别下降6.13%和9.11%。

该活动由国家机关事务管理局和四川省人民政府共同举办。

国家机关事务管理局副局长王永红表示,做好节能宣传周对调动公共机构推进绿色发展的积极性具有重要意义,对于营造全社会崇尚节俭、厉行节约的良好氛围,形成简约适度、绿色低碳的生活方式具有十分重要的作用。

据了解,今年全国公共机构节能宣传周活动包括举办公共机构参与绿色高效制冷行动研讨活动、组织开展高校“毕业季”可回收垃圾兑换活动、举办公共机构生态文明宣讲活动等。

湖南举办工业节能峰会

将制定出台《湖南省节能管理示范单位》评价标准

本报讯 记者邢成敏 程虹报道 6月21日,湖南省工业节能绿色发展峰会在郴州国际会展中心举行,来自全省14个市州工信局和工业节能监察机构领导、企业及银行机构代表等150余人与会。

本次峰会围绕“绿色发展,节能先行”这一节能宣传周主题,研究和探讨推进全省工业节能减排实现高质量绿色发展,发布了“湖南省工业节能绿色发展倡议”。

湖南省工业通信业节能监察中心主任廖哲智表示,近年来湖南工业节能降耗取得较好成绩,能源资源利用效率大幅提升。“十二五”期间,全省单位规模工业增加值能耗累计降低46.2%,绿色制造工作实现新进展,16家单位获批国家绿色制造示范单位,46家企业评估认定为省级绿色工厂,中联重科等6个项目获得国家绿色制造系统集成项目支持,项目数和资金额度均居全国前列。制定出台《湖南省绿色制造体系建设实施方案》,明确湖南省绿色制造体系建设的总体思路、实施内容、实施程序、年度计划和保障措施。

下一步,湖南将充分创新体制机制,推进工业节能高质量绿色发展。将制定出台《湖南省节能管理示范单位》评价标准,引导优秀企业积极主动对标高标准、实现高发展,同时通过示范引领,带动更多的企业加入到“对标创优”行动中来,从而推动全省工业节能实现“量质齐升”。对评定的示范单位将采取减少监察频次、纳入湖南省产融合作“白名单”和社会信用体系“红名单”。

湖南拟筹备成立“湖南省工业节能绿色发展联盟”,通过整合行业内外资源,打造集“产、学、研、用、资、宣”于一体的共生合作发展平台,实现联盟内信息资源共享、上下游产业合作、技术与市场协同、企业与资本互动,形成推进工业节能高质量绿色发展的长效市场机制。

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:cee966@sina.com
网址:www.nationalee.com

现货市场范围扩大 新能源消纳成关键

日前发布的《中国电力发展报告2018》预测,2019年~2021年,跨省区输电通道建设还需进一步优化,大力发展新能源仍是能源供给侧改革的重点

□ 本报记者 朱黎

未来3年,能源电力行业将何去何从?走进提质增效阶段,新能源消纳难题何解?近日,电力规划设计总院在北京发布了《中国电力发展报告2018》(以下简称《报告》),从热点、焦点、难点问题出发,全面梳理总结了2018年电力工业发展状况,并深入研判了未来3年我国电力发展的趋势及重点。

回望2018年,电力行业在满足用电较快增长的同时,电力结构持续优化,清洁能源消纳能力明显增强,电力市场化改革取得积极进展,电力服务水平明显提升,营商环境显著改善。

《报告》预测,2019年~2021年,跨省区输电通道建设还需进一步优化,电力现货市场范围将持续扩大,大力发展新能源仍是能源供给侧改革的重点。

“北电南送”新格局有望形成

能源转型,电力先行,经济高质量发展为电力消费增长注入新动能。2018年,电能占终端能源消费

比重继续提高,约为25.5%,较2017年提高约0.6个百分点;全社会用电量达68,449亿千瓦时,同比增长8.5%。

与电力消费刚性增长形成对应的是,我国电力资源配置能力不断增强,提升了电力外送能力。目前我国已建成投产跨省区直流输电通道29条,京津冀鲁、长三角、珠三角受人电力约1.3亿千瓦。截至2018年年底,“西电东送”能力同比增长7.5%,达2.4亿千瓦。全国省间交易电量接近1万亿千瓦时,其中清洁能源占比达到45.2%。预计2021年,我国跨省区输电规模约为2.9亿千瓦,西南水电也将新增跨省跨区3000万千瓦以上配置能力。

《报告》预计,未来3年,高技术产业和高端制造业的稳步发展将带动二产用电继续刚性增长。另外,新兴服务业快速发展,家庭电气化水平持续提升也将驱动三产和居民生活用电保持快速增长。2019年,全社会用电量将达7.3亿千瓦时;2020年将达7.6亿千瓦时~7.7亿千瓦时;2021年将达7.8亿千瓦时~8.1亿千瓦时,年均增速约为

4.8%~5.4%。预计到2035年,电力需求总量将突破12万亿千瓦时。

值得关注的是,为满足电力资源优化配置的需要,我国跨省区输电通道建设还需进一步优化。《报告》建议,为保障电力供需平衡,可将锡盟至山东、榆横至潍坊、上海至山东、宁东至浙江、准东至安徽、酒泉至湖南特高压输电通道减半投产配套电源移出缓建名单;落实锡盟至泰州、陕北至武汉特高压输电通道配套电源;加强华中主网架,释放酒泉至湖南、哈密至郑州输电通道输电能力;加快完善市场化定价机制,尽快提升扎鲁特至青州输电通道送电规模;及时启动一批火电项目前期工作,同时在华东、华中及南方等区域根据实际需求安排一定规模应急调峰储备电源。

能源格局的深刻变化将催生巨大的发展活力。《报告》认为,未来需要逐步对三峡外送、黔电外送、皖电东送等存量外送电力流进行优化调整,提前谋划四川、云南北水电外送接续方案。北方以新能源为主的综合能源基地和西南藏东南水电基地仍具开发潜力;中东部地区受生态环

保、能源“双控”等政策性因素影响,电力市场空间巨大。

在此基础上,未来我国将逐步形成稳定“西电东送”、增加“北电南送”的电力资源配置新格局,预计2035年全国电力流规模达到4亿千瓦左右。

与此同时,电力现货市场作为能源优化配置的重要平台,在2018年进入试运行阶段。预计2019年,现货市场范围将进一步扩大。第一批现货市场试点将全部完成规则编制并投入试运行。电力现货市场将在全国范围内铺开。根据实际情况,省级(区域)现货市场建设试点将分批分阶段地开展,在省级市场试点选择中坚持自愿和优先从负荷中心起步相结合的思路开展,相应的试点建设方案评审机制也将逐步完善。

新能源消纳能力逐步增强

作为引导优化开发布局的关键,新能源消纳利用问题一直备受关注。2018年,全国风电平均利用率93%,同比提高5个百分点;弃风电量合计277亿千瓦时,同比减少142亿千瓦时,较上年下降34%;全国光伏发电平均利用率96%,同比提高3

个百分点;弃光电量合计55亿千瓦时,同比减少18亿千瓦时,较上年下降25%。

尽管如此,2019年,部分省份的弃风弃光问题仍较为严重。

新疆、甘肃两省区弃风率将大于15%;蒙西以及冀北地区将大于10%;吉林、蒙东、黑龙江将大于5%;陕西、宁夏、贵州、青海、山西、山东、辽宁、海南、云南、湖南、安徽等省将出现5%以内的弃风。光伏消纳方面,新疆、甘肃、西藏弃光率将大于10%;青海、陕西北部将大于5%;蒙西、蒙东、宁夏将大于3%;吉林、冀北、山西、山东、安徽、贵州、云南将出现3%以内的弃光。

记者了解到,在政策支持下,新能源消纳问题正在逐年改善。“可再生能源电力消纳责任权重”政策的出台,令中东部地区新能源开发的紧迫性持续增强。而随着“分布式发电市场化交易”政策的落实,将推动中东部地区分散式风电、分布式光伏快速发展。2021年,“三北”地区弃电率将降至5%,中东部和南方地区将不超过1%。

《报告》预计,未来3年,华东、华北和西北地区的消纳能力位居全国前三,分别为15,920万千瓦、13,800万千瓦、11,530万千瓦。而全国新能源消纳空间将达到3.5亿千瓦。反观消纳空间方面,虽然华东地区依然以10,450万千瓦排在全国第一,但华北、西北地区却仅有3990万千瓦和2490万千瓦,与南方、华中地区差距较大。

此外,随着内蒙古、甘肃、新疆等地区用电需求持续快速增长,红色橙色预警有望解除。《报告》预测,未来3年内,内蒙古、甘肃、新疆的消纳能力分别为4410万千瓦、2150万千瓦、3270万千瓦;消纳空间分别为630万千瓦、70万千瓦、390万千瓦,在平价上网时代,仍具有大规模开发潜力。

记者了解到,对于开发建设速度加快、但仍处于起步阶段的海上风电来说,实现高质量发展,加强海上风电建设与市场消纳统筹协调、创新海上风电并网投资新机制已刻不容缓,《报告》预计,在现有调峰能力和网架条件下,未来3年海上风电消纳空间约为1900万千瓦左右。

随着国家财政补贴逐步退出,“十四五”开始,我国新能源将进入以消纳为主导的全面无补贴平价发展新阶段。

位于江苏省南京市的220千伏宁莫线电缆隧道完成基于大数据、物联网、人工智能的数据化升级改造,5月正式投运。

经过升级改造,800多台感知设备可实时采集信息,实现了电缆隧道和线路状态的实时感知和控制。通过“人机协同立体巡检”,随时查验、发现设备隐患,有效保障城市供电安全。图为工作人员在宁莫线电缆隧道综合监控中心查看隧道和线路运行状态。(资料图片)

新华社记者 李响 摄

改革亦需兼顾“差异化”注重“精细化”

□ 杨驿昕

5月底,国家相关部委联合印发了《油气管网设施公平开放监管办法》,围绕实践中影响公平开放的突出问题和关键因素设置了条款,为国家管网公司成立后油气管网设施公平开放进行了政策铺垫。

考虑到我国当前的发展阶段、国际国内有别的体制与国情、广袤疆域不同地点的禀赋特征,笔者认为,随着管网独立时代渐行渐近,我国天然气市场化改革的推进不适合“一刀切”式的一概而论,而需要非常精妙

的差异化和精细化的处理。

首先,我国国情和发展阶段决定,不宜简单套用西方发达国家全盘市场化的模式,宜将暂缓市场化的部分类型进行差异化处理。

对于西方发达国家而言,天然气民生属性较弱,纯粹是由气量买卖合同约定的市场行为。在完全市场化的情景假设中,居民气价失去政策保护后面临大幅上涨风险,可能影响社会舆论和稳定,而高价的国际进口长协则面临低价现货冲击,可能产生国际违约风险和外交争端。因此,在改革过渡期内,对居民用气和进口长协

的差异化处理存在一定必要性,但从长期来看,随着资源供给和基础设施的丰富,政策导向的差异有望趋于消失。

其次,国内不同区域发展程度、资源禀赋存在巨大差异,需要改革方案在合理范围内考虑政策的“区域有别”。

从管输环节看,国内主干管网负荷根据区域不同存在差异,西一线、陕京线等处于市场好、消费量高的地区沿线,管网负荷率基本处于饱和状态;而西南、东北等区域的干线管网负荷率只在20%~55%之间。

从供给侧和消费侧看,我国主要

的国产气源位于西部,而主要的消费市场则位于华北供暖区和东南沿海工业区。资源地政府倾向于将更多气量留在门站价更低的资源地附近,以促进当地经济和工业发展,而气源销售企业则倾向于将更多气量输往价格承受力高的东部市场,以获得更好的销售收益。

因此,为平衡天然气市场化改革对不同区域的影响,政策应该尽可能精细化,相同经济发展程度、资源禀赋条件的区域可以统一政策,而不同区域间由于管道负荷率、价格承受力差异较大,建议根据“一事一议”的原则进行市场化竞价、管道运营机制层

面的讨论。

再次,管道运营和监管机制需要精细化的设计,使“有规可依、有法可查”成为天然气管网连通上游生产商和下游用户的制度基础。

管网独立后,管网公司与销售公司和其他委托输气的用户是独立法人的关系,依据约定的合同、行业认可的规则运作是确保管网运营顺利实施的关键因素,也是实现天然气市场化的关键保证。

此外,监管机制设计方面,管网公司作为政策性垄断环节,应该面临最严格的监管,以避免其发展成为“统购统销”的强势中间商模式,脱离基础设施服务提供商的定位。目前,我国油气行业欠缺专门的监管机构,存在一定程度的专业缺口,尚未建立专门针对管网公司的监管职能。