

年内5连涨——

成品油价跃入“9元时代”

主管部门筹措积极应对,确保足量稳定供应

■ 本报记者 姚金楠 李玲

3月17日,国家发改委发布成品油调价公告,自2022年3月17日24时起,国内汽、柴油价格(标准品,下同)每吨分别提高750元和720元。至此,国内成品油最高零售限价价格已经历2022年以来“5连涨”,其中部分地区95#汽油最高零售价突破9元/升,创历史新高。

今年以来,国际油价持续上涨。自2月24日盘中突破100美元/桶大关后,便一路高歌猛进,最高曾逼近140美元/桶大关。虽然近几日重新跌破100美元/桶,但由于前几日的强劲走势,导致此次国内成品油价格仍出现大幅上调。

国际形势瞬息万变,国内成品油价格走势将如何发展?国内炼厂运行状况如何?针对成品油供需市场可能出现的变化,相应主管部门又有哪些应对措施?

未来半年油价大幅波动或成常态

“近期,受国际局势影响,成品油价格大幅上涨的情况在国际上普遍存在,欧洲部分国家尤其明显。”中石油经济技术研究院石油市场所主任工程师王利宁指出。

据记者了解,当前,法国、英国的汽、柴油价格均已突破12元/升。

“根据现行《石油价格管理办法》,我国成品油价格与国际原油价格联动,但以10个工作日为周期进行调整,这样可以平抑一些极端行情,无论是对国内成品油市场还是中下游用户而言,都比较有利。”中国宏观经济研究院能源所经济中心副主任田磊指出。

田磊表示,也正是基于这样的调价方式,我国的成品油价格水平尚低于日本、韩国等周边国家,“而且波动幅度相对较小。”

事实上,近几日,国际油价已经出现了大幅下跌的情况,田磊认为,这也是此次调价水平较大幅度低于此前市场预期(92#汽油将迈入9元时代)的主要原因。

“俄乌冲突仍存在高度不确定性,并不排除未来国际油价盘中价格会再创新高。”田磊表示,全球油气市场正在重构,在这一过程中,国际油价大幅波动可能会成为常态。“虽然本轮成品油价格一次性上调较多,但展望下个月甚至未来半年,肯定会有一定程度回调,且波动幅度也会加大。”

就新一轮调价而言,专家预测,成品油价格存在一定下调空间。“比较肯定的是,至少不会像本轮这样大幅上调。”

炼化亏损已现

卓创资讯公司分析师孟鹏指出,近期随着国际油价一路走高,国内炼厂炼油成本明显增加,虽然成品油价格随之上调,但利润空间仍有一定收窄,一些企业已出现亏损。

以山东为例,据卓创资讯统计数据,截至3月9日,当周山东地炼平均综合炼油利润为-213元/吨。受亏损和原料欠缺影响,部分山东地炼厂开始降低开工负荷。截至3月9日,当周山东地炼一次常减压装置平均开工负荷56.33%,环比下降4.6%。

现行《石油价格管理办法》明确,当国际原油价格超过80美元/桶以后,就需要相应扣减炼厂的加工利润率;高于130美元/桶时,汽、柴油价格原则上不提或少提,即触动“天花板价格”机制。

“这是为了平抑价格变化,防止油价过快升高加重国内市场压力。”田磊表示,也是国家兼顾生产者、消费者利益作出的制度安排,有利于保持经济整体平稳运行。

主管部门积极应对

3月7日,国家发改委相关负责人在新闻发布会上表示,今年要重点做好能源

保供稳价工作,保障能源安全,煤电油气运协调机制将充分发挥作用。

那么,要如何应对部分地方炼厂加工积极性受挫、开工率下降的情况?春耕在即,工业企业复工复产等带来的成品油需求增长又将如何满足?

据记者了解,针对上述问题,相关主管部门已经提前研判,并做好了相应准备工作。

具体而言,根据现实情况和以往经验,可以通过调整汽、柴、煤油的产出比例,优先满足需求大量的油品。

“整体而言,当前,为达到保供要求,国内主营炼厂的开工率并没有出现明显下滑。”孟鹏指出,未来市场稳定还要依托国家相关主管部门积极组织各相关企业保证日常生产,以及央企国企切实承担起保供责任,确保提高国营炼厂开工率。



峰谷价差超过0.7元/千瓦时——

新政激发高耗能企业自建储能热情

■ 本报记者 韩逸飞

日前,国家电网、南方电网公司陆续公布27省市2022年3月电网代理购电价格。据记者统计,3月,安徽、北京、福建、黑龙江、江苏、内蒙古、宁夏、山西、陕西、上海、天津11省市峰谷电价差较2月呈现上涨态势。此外,有19个省市峰谷电价差超过0.7元/千瓦时。

事实上,从去年12月起,国家电网和南方电网开始执行电网代理购电,且在部分条件下执行1.5倍的电网代理购电价。电网代理电价的增加将为用户侧储能催生更大发展空间。

高耗能企业自建储能热情高涨

近期,关于用户侧储能的消息不断,面向用电企业的储能商战已经“打响”。3月14日,广东功率最大的用户侧储能项目正式并网投产;3月4日,重庆首个用户侧储能项目成功投运;3月4日,江苏盐城环保科技城某精密科技公司用户侧储能电站示范项目签约落地;3月3日,广东电网4个用户侧储能项目招标;2月22日,华能首个用户侧光储一体化项目——江苏公司蜂巢能源常州园区二期项目正式投产……

中国化学与物理电源行业协会储能应用分会产业政策研究中心研究员张锋告诉记者,新政出台后,高耗能企业购电价格是一般用户的1.5倍,用电成本明显增加,此时自建储能,尖峰时段峰谷价差更大,经济性显著提高,项目投资收益率非常可观。另外,当前电池技术发展很快,电池成本不断降低,因此,高耗能企业自建储能具有经济可行性。”

张锋指出,自有储能电站不仅可以节约用电成本、获得良好收益,还能避免第三方电力供应商拉闸限电的风险,在新政加持下,目前高耗能企业自建储能电站意愿非常高。

储能电站盈利趋于稳定

根据现行政策规定,代理购电的价格包含平均上网电价、辅助服务费用,以及保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益分摊三部分。其中辅助服务费用主要包括储能、抽水蓄能电站的费用和需求侧响应等费用。

张锋指出,峰谷电价差套利是用户侧储能的最基本盈利方式。“计入辅助服务费后,用户侧储能就有了新的收益模式,即由工商业用户或者高耗能企业以电价的方式共同分担。这样储能项目的固定成本能够得到分摊,且能够逐年收回,收入相对稳定。”

在盛世景资本智造中国投资总监吴川看来,利用峰谷价差套利是储能的电量服务功能,是一种初级的服务手段,早期在用户侧实践较多。“从电网的宏观布局看,辅助服务逐渐成为稀缺资源,是一种高级服务手段,未来在发电侧和输配电领域的应用空间更广。”

对监管提出新要求

“以广东省的《电网企业代理购电实施方案(试行)》为代表,该政策将储能费用首次纳入代理购电价格,意味着储能商业模式在广东率先‘跑通’,从市场化角度进一步为储能的商业化大规模运用扫清了障碍。”吴川说。

吴川同时提醒,代理购电是传统能源体系向新能源体系演进的产物,在引导新体系建设和应用方面会有积极作用。“从过往经验看,通过电价引导高耗能企业节能减排的手段是有效的,监管机构要认可储能给电网和企业带来的好处,同时要防止高耗能企业钻政策和技术的空子。”

张锋进一步指出,代理购电新政提出,“储能、抽水蓄能电站的费用具体按电网企业每月实际发生成本的金额确定。”这就意味着费用的结算取决于电网企业的成本,需要监管部门加强监管以确保公正性。

“还要厘清成本费用的边界在哪,是否包含储能的建设成本。有的地区经济较好,可能将储能的投资成本进行分摊,但不排除一些地区仍将储能投资成本划到投资企业一方。这一点投资企业需要注意。”张锋说。

首个煤电二氧化碳捕集与矿化利用示范项目开工



图片新闻

3月10日,全国首个煤电二氧化碳捕集与矿化利用示范项目——浙能兰溪二氧化碳捕集与矿化利用集成示范项目顺利开工。项目由浙能集团投资建设,总投资约10亿元,建成后将实现每年捕集1.5万吨二氧化碳,并用于加气砌块砖制作,相当于1.5万亩森林每年吸收的二氧化碳总量。图为工程现场一角。

李梦/摄

国家能源局启动流域可再生能源一体化研究——

流域“基地”式可再生能源开发成趋势

■ 本报记者 苏南

日前,国家能源局发布的《关于开展全国主要流域可再生能源一体化规划研究工作有关事项的通知》(下称“通知”)指出,依托主要流域水电开发,在合理范围内配套建设一定规模风电和光伏为主的新能源项目,建设可再生能源一体化综合开发基地,实现一体化资源配置、规划建设、调度运行和消纳。

受访人士解读认为,通过主要流域可再生能源一体化开发利用,可推动可再生能源更大规模、更高质量、更有效率地发展,促进传统电力系统的变革与重构,加快构建新型电力系统。

催生可再生能源开发新模式

中国社会科学院可持续发展研究中心副主任张安华对记者表示,对主要流域进行“基地”式能源开发研究的提议由来已久。随着大容量远距离接入、配置、输送可再生能源的技术日臻成熟,风电、光伏等可再生能源生产成本日益满足相关开发条件,国家能源局适时启动了此次研究工作。

“‘一体化’规划研究,有利于开辟可再生能源消纳的新途径,可通过水

电、抽水蓄能的储能和灵活调节作用,平抑风电、光伏等可再生能源发电出力波动,搭配相应规模的可再生能源开发,整体提高可再生能源的消纳比例。”张安华认为,“一体化”还有助于推动可再生能源开发的新模式和新业态形成,兼顾流域内煤电、地热、生物质能等能源资源融合发展,实现能源资源集约化发展,从而提高综合开发的经济性。

流域可再生能源“打捆”是大势所趋

“水电传统的功能定位正发生改变,大规模非水可再生能源赋予水电更多任务,水电除了自身发电外,还可利用水库的调节能力,克服风光等新能源间歇性、随机性的缺点,为大量可再生能源并网提供支撑,所以,主要流域可再生能源‘打捆’是大势所趋,也是对原有水电基地的再升级。”中国水力发电工程学会研究员杨永江对记者表示。

张安华则认为,从某种程度上说,“一体化”规划与原来提出的水电基地开发思路有一定联系,但不能认为这只是水电基地升级版。“首先内涵有较大变化,

原来主要围绕水电做文章,现在将水、风、光以及流域内煤电、地热、生物质能等能源资源均纳入视野,提升了对抽水蓄能的重视程度;其次是水电的地位有变化,原来的水电基地以水电为主,现在转变为水、风、光为主,兼顾流域内相关能源资源融合发展,目的就是建立多能互补的清洁能源基地;再次是水电的功能定位有变化,由电量为主、调节为辅转变为量调并重或调主量辅,由电量支撑为主逐步转变为以容量支撑为主,提升了流域水电灵活调节能力,更好地发挥了水电优质调峰资源的作用。”

始终坚持国家主导

采访中,不少水电央企向记者大倒“苦水”——“推进风光水储为主的清洁能源基地难度不小”“目前省内获取新能源项目较困难”“实际开发时受当地风光配额限制,面临不少挑战”。

谈及上述问题的解决,杨永江直言,最关键是要建立利益共享的开发机制。风光“插进”水电基地后,水电机组开机、启停、磨损、能耗、运行难度都会增加,运行成本也随之上升,需要有补偿机制。但若

建立起一体化利益机制,补偿机制就不是亟需解决的问题了。“建议主要流域探索建设新型开发模式,如水电、电网企业控股,其他企业根据可再生能源份额,成立流域可再生能源开发主体,这也符合我国多元化混合所有制改革方向。”

张安华建议,“一体化”规划研究及其以后的开发建设中,要始终坚持国家主导,避免有关地区、市场主体等局部利益因素干扰,并要严格把好评审环节,有序推进,谨防“跑马圈地”和盲目竞争,“同时完善利益共享机制,尽力避免因利益分配原因形成可再生能源消纳壁垒。”

“应突出集成效益研究。流域内各种能源资源‘一体化’后,其整体综合效益应大于非‘一体化’效益,否则无‘一体化’必要。”张安华对记者表示,在充分把握流域内水、风、光和抽水蓄能等各种能源资源,以及能源输送、调节、消纳的存量价值和潜在价值的基础上,结合环境影响、开发难度、可持续发展指数等相关因素,对其“一体化”集成后的整体、长期、可控、可持续发展的效益进行科学评价,进而得出科学的决策结论,形成正确的决策方案。