

国家能源局就基本规则和监管办法征求意见

# 电力现货市场“基本法”快来了

■本报记者 卢奇秀

日前,国家能源局发布《电力现货市场基本规则(征求意见稿)》《电力现货市场监管办法(征求意见稿)》(以下分别简称《基本规则》《监管办法》),旨在规范电力现货市场的运营和管理,依法维护电力市场主体的合法权益,推进统一开放、竞争有序的电力市场体系建设。

业内人士指出,两份征求意见稿是国家层面首次出台电力现货市场规则性文件,不仅明确了电力现货市场建设目标、路径、任务和运行要求,还对参与市场主体、市场衔接、信用管理等作出细则性要求,将推动电力现货市场从试点走向全国。

## ■为全国统一电力现货市场奠定基础

电力现货市场是电力市场体系中的重要组成部分,能够发挥市场在电力资源配置中的决定性作用,实现电力资源优化和电网经济调度,促进可再生能源消纳。推进电力现货市场建设是电力体制改革的重要任务。

2017年8月,国家发改委、国家能源局联合印发《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》,选择南方(以广东起步)、山西、四川、甘肃、蒙西等8个地区作为第一批试点,开启我国电力现货市场建设实践。2021年,又新增上海、江苏、安徽、辽宁等六省市为第二批电力现货试点。

“试点地区有关方在一些重点共性问

题上存在分歧。”中电联电力市场分会副秘书长周正道在近日召开的电力市场新规研讨会上指出,现阶段,有必要对现货试点进行总结,市场主体普遍希望国家层面出台电力现货市场的基本规则。

山西省电力调度中心处长邹鹏指出,《基本规则》总结了第一批现货试点的建设经验,市场规模将不断扩大、交易周期更短、频次更高、交易范围越来越大,为全国推广现货试点、建设统一电力现货市场奠定了基础。

此外,《监管办法》还要求电力现货市场运营机构做好信息披露,确保披露信息的真实性、及时性、准确性和完整性,不得有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏,不得更改封存信息、泄露市场交易内幕信息。能源监管机构不定期开展现场检查,以规范电力现货市场交易行为,维护市场秩序。

## ■加快储能、虚拟电厂发展

“两份征求意见稿是全国电力现货市场的顶层设计和规范性文件。”在周正道看来,《基本规则》有三大亮点,首先明确了参与电力市场的主要范围,包括各类型发电企业、电力用户(含电网企业代理购电用户)、售电企业和储能、分布式发电等其他市场主体,市场运营机构包括电力市场机构和电度调度机构;其次,提出构建容量补

偿机制,各地要按照国家总体部署,结合实际需求探索建立市场化容量补充机制,用于激励各类电源投资建设,保障系统发电容量充裕度、调节能力和电网运行安全;最后明确了辅助服务费用的疏导,电力用户获得公平的输配电服务和电网接入服务,应按照规定支付购电费、输配电费、辅助服务费用、政府性基金及附加等。

值得一提的是,《基本规则》明确推动储能、负荷聚合商、虚拟电厂和新能源微电网等新兴市场主体参与交易,引发业内热议。“这体现了政策对储能行业的支撑,将加速行业发展。”某储能企业人士认为,我国新型储能市场尚未形成稳定的收益模式,随着电力现货市场建设的加速,将提升储能项目的市场活跃度,拓展行业的盈利空间。

在周正道看来,电力市场改革是虚拟电厂发展的基石。目前我国虚拟电厂收入来源主要为参与需求响应获得补贴,盈利模式较为单一,市场发展空间有限。通过鼓励负荷聚合商、虚拟电厂参与电力现货交易,将逐步推动虚拟电厂商业模式的探索,虚拟电厂运营商可逐步通过参与电能量市场、辅助服务市场、容量市场等多种方式获取收益。

## ■最终目标是回归到以用户为中心

近年来,电力市场交易电量规模快速增长。今年前9月,全国市场交易电量3.89



万亿千瓦时,占全社会用电量比重达到60%,今年全年有望突破5万亿千瓦时。其中,煤电已全部进入电力市场,通过“基准价+上下浮动20%”机制形成价格;新能源于2021年实行了平价上网,部分参与了市场交易。

根据今年年初国家发改委、国家能源局发布的《加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》,2025年,全国统一电力市场体系初步建成,到2030年,全国统一电力市场体系基本建成。

《基本规则》明确了近期和远期任务,要求按照“统一市场、协同运行”的框架,构建省间、省/区域现货市场,建立健全日前、日内、实时市场,稳妥有序推进新能源参与电力市场,并与现有新能源保障性政策做好衔接。要进一步完善现货市场机制,健全中长期市场,健全电力辅助服务市场,推进更大范围内的辅助服务资源共享和互济;

推动省/区域市场逐步融合,扩大省/区域市场范围,向全国统一电力市场体系过渡。

周正道认为,2023年电力市场交易规模还会有小幅增长。现货市场建设将进入快速发展阶段,第三批试点要求在年底提交现货市场建设方案,明年会有更多省市在国家规划指引下,开启电力现货市场的探索。

“电力市场建设的初心就是要打破垄断,引入竞争,提高效率,降低成本。”在业内人士看来,按照电力工业发展趋势,电改开放到上个世纪末的第一个20年是以发电为中心,通过集资办电等多种形式解决全社会有电可用的问题。本世纪的前20年是以大电网为中心,通过特高压、超高压输电网的大规模建设解决电力资源大范围配置、有网可送的问题。未来40年将回归到以电力用户为中心,通过以电力为核心的能源互联网建设,解决“方便用电、低碳多能”问题。

# 油气探矿权出让提速 民企探转采拔头筹

■本报记者 梁沛然

日前,青海省自然资源厅发布7份公告,宣布多个油气勘查探矿权挂牌出让。

根据公告,此次油气勘查探矿权挂牌出让区块分别为青海柴达木盆地大柴旦-都兰区块、格尔木东北区块、都兰-乌兰区块、德令哈区块、乌兰区块、德令哈-乌兰2区块、德令哈-乌兰1区块,首设出让期限5年。

“国家相关部门在市场准入、探矿权管理体制、激励措施等方面不断释放政策红利,推进上游勘探开发市场化改革。除市场主体不断丰富增多外,也有民营企业做出了成绩。”一位长期从事油气勘探开发研究的专业人士称,“不过新机遇也给通过改革进入这一市场的社会资本带来了新挑战。未来,出让政策与措施的不协调、不配套、不完善等问题仍待解决。”

## ■出让不断提速

“十三五”以来,在页岩气探矿权招标、两轮常规油气探矿权邀标及新疆常规油气区块招标等工作基础上,国家相关部门通过委托地方政府以招标、挂牌、拍卖等方式开展了多次常规、非常规油气探矿权竞争出让工作。

今年以来,自然资源部继续贯彻落实《自然资源部关于推进矿产资源管理改革若干事项的意见(试行)》,石油天然气探矿权挂牌出让频次和数量不断增加,油气探矿权出让再提速。截至目前,已挂牌出让包括广西柳城北区块、鹿寨区块、黑龙江松辽盆地林甸1、2、3区块、拜泉南区块等多个常规和非常规油气勘探区块。

11月11日,新疆2022年第一批塔里木盆地轮台北区块油气勘查、塔里木盆地麦盖提区块油气勘查等9个油气区块探矿权成功挂牌出让,成交总额31.17亿元。此次挂牌出让共吸引23家企业报名参与竞买,其中,国有企业7家,民营企业16家,占70%。

11月16日,新疆准噶尔盆地中部新安区块、塔里木盆地永兴区块和铁门关区块公开挂牌出让,通过

竞价,最终以5.3158亿元成交,3家公司分别竞得3个区块。

“此前,油气资源上游勘查开采市场主体单一、竞争不强、活力不足。随着我国石油天然气探矿权挂牌出让频次和数量不断增加,以大型国有油气公司为主导、多种经济成分共同参与的新油气勘查开采体系正在加速形成。”长期从事油气勘探开发研究的专业人士说。

## ■民企出成绩

在油气改革中,高风险、高投入的上游板块难度最大。随着改革进程的推进,越来越多的市场主体参与油气勘探开采,矿业权高度集中的“围城”正被逐渐打破。

在获得油气勘查探矿权后,一些企业“跑马圈地”后“圈而不探”,但也有企业获得了成绩。

2019年,民企中曼石油温宿项目完成投标、中标、勘探、发现、试采等过程,产油量达5903.6吨。截至2022年上半年,温宿项目实现原油产量19.79万吨,同比增长294.22%。

中曼石油相关负责人向记者透露,自然资源部油气资源战略研究中心组织了来自自然资源部、中国石化、中国石油等单位的8人检查组对中曼石油新疆温宿区块进行了为期2天的深入检查。“通过严格检查,专家组一致认为,中曼新疆温宿区块是本次迎检区块中投入工作量最多,是实现探转采的唯一区块,为民营企业在油气勘探开发工作中树立了典范,为自然资源部大力实施区块招拍挂奠定了坚实的基础。”

“现在我们的新疆温宿区块、柯坪南区块、柯坪北地区东部区块、温宿西区块等四个区块还在接受检查。探转采情况良好,目前日产原油1000多吨,有9支钻井队伍正在快马加鞭进行钻探。”中曼石油相关负责人说。

“从现有区块成功案例不难看出,只有温宿区块实现了探转采,这也说明通过改革进入这一市场的社

会资本,在资金、技术、风险承担能力等因素影响下,勘查开采领域较难有突破性进展。”上述长期从事油气勘探开发研究的专业人士道出顾虑。

## ■持续统筹推进

该如何破解出让区块勘探难的“困境”?

业内人士指出,目前,我国竞争性出让的区块大部分来自于以往石油企业退出的区块,油气地质工作较少,汇交的地质资料更少。长期以来,油气地质资料由国家石油公司托管,加之石油公司商业秘密等限制,第三方主体要全面搜集某一地区以往所有的油气地质资料,难度较大,尤其是地震、钻井的原始资料和实物资料难以获取,企业难以先行利用已有资料开展前期研究。

“建议制定出让计划后,应该及时完善地质‘资料包’并向社会公开,鼓励感兴趣的企业尽早了解拟出让区块的基本信息,提前开展研究,降低风险。”上述长期从事油气勘探开发研究的专业人士说,“要健全完善油气勘探开发支持政策,加大技术创新支持力度,大幅降低增储上产成本,减轻石油企业负担。企业需要完善的政策支持其探索。”该人士补充说。

“一直以来我们都十分需要资金支持,今年获得项目贷款后,保障了我们的投入和上产。”中曼石油相关负责人表示。

今年7月,中曼石油与昆仑银行、中国银行、乌鲁木齐银行、华夏银行组成的银团在温宿县举行了项目贷款签约仪式,四家银行将共同提供18亿元贷款投入温北油田温7项目的开发建设,充足的资金保障未来将大幅提升该区块的油气上产步伐。

上述长期从事油气勘探开发研究的专业人士还建议,要综合考虑竞标企业的资金、技术、安全环保、风险承担能力等,加强对竞标企业油气勘查开采综合能力的审查,遏制竞价中的不理智现象,促进矿业权内切实开展油气勘探开发活动。

# 新能源大规模发展 三大难题待解

■本报记者 苏南

“新能源大规模高比例发展不能一蹴而就”“我国是在电力需求刚性高速增长的情形下发展新能源,能源系统面临巨大的挑战”“过高的新能源利用率会导致系统附加成本的快速上升”“目前新能源发展面临的土地约束开始显现”,这是记者在中国能源研究会12月13日举行的“大规模、高比例发展新能源的可行路径”会上听到的声音。

与会专家认为,将新能源转化为稳定电力供应的技术体系尚未形成,构建以新能源为主体的新型电力系统,面临电力保供、生态红线、经济性等诸多挑战。新能源大规模发展需要把握转型节奏,统筹考虑“能源安全性、可持续性、经济可承受性”三要素来构建更系统、更稳妥的发展路径。

## ■电力系统调度复杂性陡增

在业内人士看来,新能源靠天吃饭带来的出力不稳定增加了电力电量平衡难度。随着清洁能源占比逐渐提升,电气化水平不断提高,能源供应保障的重心和责任主体将逐步向电力系统转移。

“高比例新能源电力系统,不仅易引发电力系统运行安全的问题,还涉及到供电安全的问题。”国网能源研究院新能源研究所所长李琼慧表示,新能源发电空间分布广、单体数量大、运行特性复杂。目前,国网经营

区大型新能源场站超6000个、低压接入的分布式发电系统约260万个。未来,全国集中式和分布式新能源发电单元将达数千万个,信号数量可达数十亿。“高比例新能源电力系统是一个多时空尺度、多层次、多系统耦合的复杂巨大系统,电网调度运行更为复杂,复杂海量的控制信号数据带来了网络安全隐患。”

“新能源在系统电量比例达到30%时,不仅是电力系统运行安全的问题,还涉及到供应安全的问题。”李琼慧表示,目前,国内煤炭供需格局失衡引发大范围电煤短缺和供电紧张的风险依然存在。与此同时,新能源同时率水平低,波动大,供电保障能力不足。新能源“大装机小电量”、“极热无风晚峰无光”特征显著。区域范新能源年平均同时率较低,仅17%左右,对尖峰电力支撑能力有限。尤其是冬季负荷晚高峰期间,水电支撑能力下降,光伏出力基本为零,冬季保供用电负荷晚高峰时段只能按照装机水平15%的保障性出力纳入电力平衡。

电力规划设计总院清洁能源研究院副院长饶建业也提出,不同于欧美国家在达到基本饱和用电量情形下发展新能源,我国是在电力需求刚性高速增长的情形下大力发展新能源,这对能源保供以及能源转型提出更高的要求。

记者采访获悉,明年电力供需形势将依然偏紧,随着疫情防控政策的调整,很多省份将会迎来经济增长

和用电需求的快速增长,可能加剧明年部分地区的用电缺口。

## ■区域环境承载力冲突加大

与会专家认为,除了要协调考虑新能源的消纳和保供问题外,应考虑新能源大规模开发利用与区域环境承载力的冲突。

自然资源部国土空间规划局明确,位于生态功能极重要、生态脆弱区域零星的已建风电、光伏等设施可划入生态保护红线,新建风电、光伏等设施应避免划入生态保护红线。一些省区相继出台了相关生态保护规划和政策,部分省区提出全域一半以上的国土划入生态保护红线,已批准在建运营的矿山、风电、光伏等项目到期退出。

水电水利规划设计总院综合能源部主任工程师李少彦认为,在发展空间方面,由于能量密度低,新能源发展高度依赖土地,相比较于百万千瓦火电厂用地约800亩,同规模的光伏电站占地2.5-3万亩,风电场用地2000亩(外包络线15万亩)。面向碳达峰碳中和要求,新能源持续大规模发展面临的土地约束开始凸显,为此,应首先在国土空间规划中预留出新能源发展空间,同时探索开发场地融合、多样化场景的发展模式。

在李琼慧看来,要依托技术创新破解环境承压

力,可以充分考虑生态承载力,鼓励开发建设具有生态修复作用的“新能源+”项目,加快推进以沙漠、戈壁、荒漠化地区为重大的大型风电光伏基地项目建设。

## ■系统施策降低转型成本

业内人士认为,新能源与传统电源不一样,其本身不能随着负荷的需求变化而调节,所以,保障能源安全,推进“双碳”目标在相当长时间内是需要付出经济代价的,对此需要有充分的制度和政策准备。

“研究新能源经济性问题,要从三个维度需要考量。一是宏观经济的维度,从国家层面、环境代价来讲,发展煤电虽然便宜,但是煤电本身造成的环境损失综合算下来肯定不如风光。”李琼慧表示,二是行业经济性和项目经济性维度,新能源平价,可能是从项目上网、项目本身的经济性来谈,但是新能源电在电力市场不同时段价格不一样,所以现在谈的平价更多的讨论是从项目维度谈度电成本,但问题是谈项目经济性时不谈行业经济性问题,这样的讨论是没有太大价值的。三是需要从行业层面或者说系统层面看新能源的经济性问题,需要考虑新能源消纳的系统成本,新能源开发布局和开发时序,不仅要考虑项目本身经济性,还要考虑从输送到终端,从整体电力系统考虑新能源经济性。

李琼慧认为,未来需要优化新能源开发布局和时序,系统施策降低转型成本。要加强新能源规划与电力系统规划的协调,避免大幅抬高电力供应成本。新能源不同的开发布局和时序的带来的系统成本不同。研究表明,2021-2030年,新能源开发采用“优化开发时序”相比“无序开发”模式,电力供应成本上升幅度可降低约1.6个百分点。