

新能源

责任编辑:马玲
电话:59963159
邮箱:lingma@sinopec.com
审校:张春燕
版式设计:王强



新闻会客厅

积极应对新能源市场化改革带来的机遇与挑战



江苏油田
工程与设备管理部
总经理 李凡磊



江汉油田
水电分公司(新能源中心)
经理 孙建

问:“136号文”发布后,新能源建设项目有哪些变化?

李凡磊:“136号文”推动新能源全面参与市场交易,市场价格信号将引导新能源向市场价格水平高、消纳条件好的地区或节点转移。江苏油田在布局新能源建设项目时,会更加注重消纳能力的评估,优先选择在用电负荷较高、新能源消纳有保障的区域开展项目,以提高项目的经济效益。

同时,在新能源项目投资决策时会更加谨慎,综合考虑市场供求关系、电力价格波动、项目成本等多种因素,结合油田自身的生产特点,注重探索新能源与传统能源,以及其他新能源品种之间的互补融合,加大新能源技术创新的投入力度,提高新能源项目的发电效率和储能性能,降低项目成本,提升项目的整体竞争力。

孙建:“136号文”的发布标志着新能源项目全面转向市场化,结束了“早涝保收”旧模式。在这种背景下,电量由消纳责任与市场竞争双重约束决定,电价从固定电价转向市场化定价,经营模式从政策驱动转向市场竞逐,导致收益不确定性加大。未来,新能源项目将从“政策驱动”进入“市场主导”新阶段。

面对这些变化,江汉油田新能源产业化开发建设将围绕资源禀赋、绿电需求、运营效率做好相关工作。

一是投资逻辑重构,精细化评估资源禀赋、接入条件和电力需求,从“规模扩张”转向“精准选址+技术降本”。

二是储能配套从强制转向主动,大力发展源网荷储一体化协同,结合“虚拟电厂”技术,由单一发电到聚合运营,多途径获益,提升消纳,掌握主动。

三是市场交易能力成为核心竞争力,通过优化交易策略和灵活调配,提升发电效率和价格风险管理能力。

四是优质负荷资源才是王道。由“重装机轻消纳”转向“以负荷定开发”,优质负荷资源成为项目成败的关键,锁定负荷消纳,开展负荷管理,以源网荷储互动实现新能源竞争主动。

所以,以源网荷储为核心的新能源项目,只有在成本控制、模式创新、市场交易能力等方面形成差异化优势,才能应对市场化改革带来的机遇与挑战。

问:新能源项目建成后,如何精细运营,确保效益最大化?

李凡磊:在新能源项目运营方面,一是积极构建专业运营管理体系。组建专业的运维团队,负责新能源项目的日常管理,包括设备巡检、维护保养、故障排除等。同时,建立完善的运营管理制度和流程,明确各环节的工作职责和操作规范,确保项目稳定运行。

二是着力提升功率预测准确性。加强气象监测和功率预测技术的应用,提高对新能源发电功率的预测精度。根据生产用电需求和分时电价情况,合理安排发电计划,优化储能运行策略,提高新能源发电的可调度性和可靠性,增加项目收益。

三是优化项目成本控制。加强对新能源项目全生命周期成本的精细化管理,从项目规划、设计、建设到运营维护的各个环节,寻找降低成本的途径和方法。

孙建:在新能源项目全面市场化的背景下,精细运营需围绕“降弃电、强交易、

优配置”三大核心展开,结合技术升级、数据驱动与市场策略创新,构建全链条价值提升体系。

一是降弃电、保电量,精准调控与储能协同。强化新能源场站的运营维护,保障可靠运行,结合高精度功率预测优化调度,最大限度压降弃风弃光率,同时充分结合区域性电网运行规则,配用储能设施,保障应发尽发。

二是强交易、稳电价,市场策略与价值挖掘。建立专业交易团队,深入分析电力市场规则。抓牢“中长期交易稳定基础电价+现货交易抓住市场峰段高价”的组合策略平抑电价波动风险,挖掘虚拟电厂、电网辅助服务及绿证、碳资产潜在效益,稳定项目收益。

三是优配置、保稳定,源网荷储一体化协同,配置储能作为关键支撑,根据市场信号,灵活调整充放电策略。通过协同发力,构建“电量最大化、电价最优化、风险可控化”的综合运营体系,实现项目精细化运营、效益最大化。

问:取消强制配储,对储能的要求更高了,未来,布局新型储能更看重哪些性能?

李凡磊:储能容量决定了储能系统能够存储的电能总量,功率则反映了储能系统充放电的速度和能力。油田企业在布局新型储能时,需要合理选择储能容量和功率适配的储能设备,以满足项目在不同场景下的能量存储和释放要求,保障电力供应的稳定性和可靠性。

储能设备在运行过程中需要承受高电压、大电流等复杂的工况,油田企业在选择新型储能时,必须严格把控储能设备的安全性能,选择具有良好安全记录、符合相关标准和认证的储能产品,确保储能系统安全可靠运行。

具备良好智能化管理水平的储能系统可以实现对储能设备的实时监测、控制和管理,能够根据电网运行状况和市场价格信号,自动调整储能系统的充放电策略,优化储能系统的运行效率和经济效益。同时,智能化管理还可以提前预警设备故障,便于及时维护和修复,提高储能系统的可用性和可靠性。油田企业在布局新型储能时,应注重储能系统的智能化管理功能,选择配备先进智能监控和管理系统。

孙建:“136号文”取消强制配储后,储能产业正式从“政策驱动”转向“价值驱动”,从“新能源配套”升级为“电力系统枢纽”,用于解决新能源并网消纳、电网稳定及用户用能成本等核心问题,储能的核心价值将通过市场化重构及市场化机制充分释放。

为适应这一转型,储能需在经济性、安全可靠、响应多场景适配性等方面实现突破。

一是经济性要突破,全生命周期的度电成本与循环寿命是关键需求,低成本技术路线和系统效率是重要参数。

二是安全性与可靠性要强化,安全稳定运行是底线,只有强化本质安全设计和精细运维体系,才能保障储能和电力系统长期安全稳定运行。

三是响应特性和智慧管理系统决定多场景适配的竞争力,只有足够的响应速度、精度和深度,才能统筹平抑“源-荷”匹配失衡,满足电网调频、调压甚至黑启动所需,满足负荷的应急缓冲和生产激增所需。

(王庆辉 谢江 李红华 整理)

新能源全面登堂入“市”

——标志着新能源“保量保价”时代终结,开始全量进入市场化时代



胜利油田孤东采油厂106兆瓦光伏电站。

朱克民 摄

□本报记者 王维东 通讯员 巴丽蒙 王迪

刚刚过去的高考季,莘莘学子经历了人生重大节点。就在这个6月,新能源产业也经历了全面入市的历史性转折。

今年初,国家发展改革委、国家能源局重磅发布《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》(发改价格〔2025〕136号,简称“136号文”),对新能源全量入市、机制电价、储能行业高质量发展等多个方面作了明确规定。

在胜利油田电力技术专家严川看来,“136号文”是革命性的,标志着新能源“保量保价”时代终结,开始全量进入市场化时代。

新能源版本的“狼来了”

失去了“保量保价”的政策保护,很多人对未来感到焦灼和迷茫

根据“136号文”,6月1日是新能源项目的“分水岭”,6月1日之前的存量项目,依然享受政策红利,享有保障性电价;6月1日之后的增量项目全部入市,通过市场供需决定电价,由“政府定价”转向“市场定价”。

严川见证了新能源产业的时代变迁:补贴时代,政府给予补贴,扶持新能源产业发展;“保量保价”时代,85%的电量按燃煤发电基准价收购,剩余电量按照电力现货市场出清和定价,“相当于一只脚迈入了市场,身子还在市场之外”;“136号文”开启全量入市时代,新能源全电量入市,电价通过市场交易形成。

胜利油田高级专家朱铁军说,过去,新能源发电项目的收益相对简单,发电量乘以固定电价,刨除成本,剩下的就是收益,多发电等于多创效;如今,电价是波动的,陡然增加了收益的不确定性。

失去了“保量保价”的政策保护,很多人对未来感到焦灼和迷茫,市场惊呼,新能源版本的“狼来了”:有人选择观望,对新能源项目按下“暂停键”,静观其变;有人选择行动,按下“快进键”,抢装强上,想在6月1日前搭上“末班车”,抓住政策红利的尾巴。

“末班车”是颠簸的。严川解释,“老人老办法、新人新办法”,只是给存量项目一个过渡期,保障前期的投资免遭重大损失,一旦收回投资回报,最终要全量入市。他呼吁,新能源发电企业应尽快摒弃对政策的依赖和迷恋,不要再抱有幻想。

过去多年,在政策驱动下,新能源产业一路高歌猛进。一季度,我国风电光伏发电合计新增装机7433万千瓦,累计装机达14.82亿千瓦,首次超过火电装机。但快速膨胀的新能源产业同时引发行业乱象,产业链上游的设备制造商价格内卷,有的制造商不惜亏本拿订单,2024年,隆基、通威等头部企业亏损超百亿元,多地中小厂商爆雷,大规模退市或破产,反观产业链下游的发电企业,赚得盆满钵满,成了暴利行业。

从短期看,“136号文”的问世,引发新能源产业阵痛,但从长期看,让行业重新洗牌,重新分配价值,存量挤掉水分,增量市场博弈,倒逼行业回归理性,促进产业高质量发展。

“原来,新能源产业就像政策庇护下的小船,经不起风吹浪打,只有经历市场风浪洗礼的大船,才能顶住惊涛骇浪。”严川说,靠吃补贴,“保量保价”的时代一去不复返,新能源产业要学会在市场博弈中求生存。

他建议,胜利油田的存量项目,用电价格结算维持现状;增量项目参照山东省机制电价进行结算,激励新能源项目增量优化升级,降低用能成本。

为了最大限度提升新能源的消纳能力,长期以来,火电一直替新能源分担着调节任务,让路新能源发电,配合新能源发电调节自身的发电量。未来,新能源从辅助电源成长为主力电源,不仅体现在体量的大,更体现在体质的强。

储能不是万能的,但没有储能是万万不能的

新能源全量入市,谁配了储能,谁就有更强的量价调节能力

作为新能源产业发展不可或缺的一部分,储能行业也在这场动荡中受到了波及。

“136号文”明确规定,“不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件”,这意味着“强制配储”正式落幕。

行业苦储能久矣。储能曾是新能源装机的“标配”,各地政府要求,按照新能源装机规模的10%~20%配置储能。

严川说,配储不仅拉高了新能源的投资,而且后期要增加运维成本、承担电力损耗。

为了合规,很多新能源发电企业对储能的实际调节作用根本不抱多大希望,设备招标也是价低者得,导致一些成本低廉、粗制滥造、低价竞标的储能企业很容易拿到订单,陷入“劣币驱逐良币”的怪圈。

由于质量和安全没保障,新能源发电企业对储能是“配而不用”,电网企业害怕安全事故更不愿意调用。久而久之,储能设备成了“僵尸”。

叫停了强制配储,看似对储能行业是利空,实则是重大利好。

储能的本质是优化收益的资源,而不是满足政策合规的负担。在宁德时代储能解决方案技术总工程师林久标看来,配储的企业可以参与峰谷套利,可中断负荷、调峰服务、电能现货、虚拟电厂等市场化交易和辅助服务,通过对市场各类资源的整合优化,打开储能的盈利空间,调动配储的积极性。

储能不是万能的,但没有储能是万万不能的。严川说,新能源全量入市,谁配了储能,谁就有更强的量价调节能力。中午光伏高发期,电价低,有时甚至是负电价,有储能的企业可以把大发阶段的电储存起来,电价高位时段卖电,谷段充电、峰段放电,实现价值创造。

山东是用能大省,也是光伏装机规模大省,峰谷电价差在1元以上,具有巨大的利润空间。严川建议,根据现行国网分时分段电价,胜利油田应尽快优化完善分时电价传导机制,充分体现新能源消纳的供需关系,引导用电负荷削峰填谷,实现错峰降本。同时,加快大型储能项目论证,根据电力现货市场价格实时调整储能充放电策略,打开储能的收益空间,进而实现更大规模的新能源消纳。

“136号文”促使储能行业加速优胜劣汰,过去,“强制配储”是推动储能装机增长的核心驱动力,未来,储能将从政策驱动转向市场驱动,市场需求催生从“要我配储”转向“我要配储”,储能将真正迎来价值驱动的时代。

波动性、间歇性是新能源天生的缺陷,林久标相信,通过储能等市场资源的调节完全可以补齐新能源的短板,新能源在极端情况下配的储能足够多,完全可以像火电、水电一样可控。

“拼车”变“专车”

有了绿电直连,绿电相当于有了专属的通道,就像是坐上了“专车”

市场,看得见的是新能源全量入市、不得强制配储,看不见的是以荷定源。

大量新能源入市,如何消纳?

5月21日,国家发展改革委、国家能源局公布《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》(发改能源〔2025〕650号,以下简称“650号文”),创新性提出绿电直连新业态新模式,鼓励新能源发电企业使用专线将绿电“点对点”输送给特定用户,实现绿电“专供专销”。

在严川眼里,“650号文”和“136号文”是接续的,缓解了新能源项目过度建设而带来的消纳压力,未来,上马新能源项目,要遵循以荷定源的原则,找到负荷再建项目,否则,新能源入市了,有可能被市场吞噬,亏得血本无归。

对胜利油田而言,绿电直连无疑是重大利好,打开了新能源对外合作的政策空间,铺平了绿电直供通道,补上了源网荷储最后一公里短板,促进新能源就近就地消纳。

“650号文”,既是对新能源消纳问题的积极回应,又是应对国际碳关税壁垒的制度创新。

2023年8月,《欧盟电池与废电池法规》正式生效,出口欧盟的电池产品碳足迹超标,征收高额关税。同年10月,全球首个碳关税——欧盟碳边境调节机制正式实施,2026年1月1日正式开始对钢铁等六类产品征收碳关税。

朱铁军说,新能源上了电网,随波逐流,火电、绿电根本无法区分,各种电源在大网上传输就像是“拼车”;有了绿电直连,绿电相当于有了专属的通道,就像是坐上了“专车”,供应的电量可以进行清晰的物理溯源,帮助出口型企业免除碳关税,提升绿电溢价。

嗅觉敏锐的宁德时代似乎未卜先知,洞察到政策风向。3月15日,宁德时代全球首个高比例绿电直供零碳产业园落户山东省东营市,利用东营与生俱来的风光等新能源资源禀赋,建设高比例的绿电直供模式,打造零碳产业园。

不确定的项目收益正悄然改变着新能源从业者的理念。过去,朱铁军考虑更多的是多发电,关注的焦点是午间光伏大发期;现在,他追求的是发电价值最大化,挖掘弱光发电期价值,在项目设计选型上,不再单纯追求低成本,而是更看重全生命周期的综合价值,光伏组件选型上更愿意采购光电效率高的产品。

新能源全量入市,极大考验着经营者对新能源电站的管理运营水平。严川说,电价随行就市,对于新能源发电企业,唯一主导效益的只有成本,要提升项目全生命周期成本管控能力,以自身工作的确定性对冲电价的不确定性。

“136号文”只是一个指导性意见,具体操作细节尚未明确,由各省结合实际配套承接性细则。5月的最后一个工作日,山东打响第一枪,率先出台了全国首个细则——《关于做好2025年电力市场平稳衔接过渡有关工作的通知》,对新能源项目存量与增量划分原则、机制电价、竞价方式等作出详细说明。面对政策变化,眼下,胜利油田一方面加强新能源存量项目的高质量运维,另一方面加强对增量项目的效益评价和论证,着力构建清洁低碳、安全高效的新型能源体系。

2025年1月27日,国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》(发改价格〔2025〕136号)

■政策背景

●截至2025年一季度,新能源(光伏、风力)发电装机规模达到14.8亿千瓦,占全国总装机规模40%以上,首次超过煤电装机规模。

●传统的新能源固定上网电价,不能充分反映市场供求,也没有公平承担电力系统调节的责任,矛盾日益凸显,亟须深化新能源上网电价市场化改革,更好发挥市场在资源配置中的决定性作用。

●新能源本身的发电特性对其长期稳定的收益预期产生影响,机遇与挑战并存;我国省级绿色电力市场建设,需要在因地制宜发挥地方优势与符合全国电力市场统一规范中找准平衡。

2025年5月21日,国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》(发改能源〔2025〕650号)

■政策背景

●满足新能源就近消纳需要。近年来,随着我国新能源跃升式发展,新能源消纳压力逐年递增,在远距离输送的同时,需要通过绿电直连项目等探索新能源生产和消费集成发展模式,挖掘就近就地消纳需求,拓展新能源应用场景,提高新能源资源利用效率。

●满足用户绿电消费需求。近年来,有关国家实施绿色贸易壁垒,传统和新兴高载能行业增绿减碳意愿强烈,多元化绿色用能需求不断涌现,绿电直连项目能够一定程度满足用户绿色低碳转型需要。

●为用户降低用电成本提供更多选择。《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》鼓励用户在自主申报并网容量、自行承担相应责任的同时,通过提升灵活调节能力降低用电成本。