# 电力市场信用评价迎来“全国一把尺”

■本报记者 林水静



为加快建设全国统一电力市场信用体系,充分发挥信用手段在创新监管、破除信息壁垒、规范交易行为、激发市场活力等方面的作用,促进全国统一电力市场高质量发展,近日,国家能源局就《全国统一电力市场信用评价指引(征求意见稿)》(以下简称《指引》)公开征求意见。按照《指引》,发电企业、售电公司、电力用户、新型经营主体(含新型储能企业、虚拟电厂等)等全部纳入信用分级管理;对存在严重违法失信行为或列入严重失信主体名单的经营主体,依法依规限制其参与市场交易,或强制其退出市场。

中国电力企业联合会规划发展部改革处处长孙健接受《中国能源报》记者采访时指出,这份《指引》是电力行业完善企业信用评价体系的一项专门制度安排,确立了统一评价规则、评价结果全国通用的制度框架,把信用评价从地方性、自律性地探索,上升为全国统一电力市场体系的基础性制度,对于完善全国统一电力市场的制度体系、健全市场治理机制,具有重要意义。

## ■破解地方评价壁垒

我国电力市场信用监管长期以地方自主评价实践为主。

2018年,国家发展改革委、国家能源局印发《关于加强和规范涉电力领域失信联合惩戒对象名单管理工作的实施意见》,统一黑名单认定、推送、惩戒、信用修复基本流程,覆盖发电企业、售电企业、参与电力市场交易的电力用户、电网企业、电力建设、施工、监理、勘察、设计企业、电能服务企业、电力设备供应企业,侧重事后失信惩戒。

在此基础上,各省电力交易中心依托上述顶层原则,自主探索本地化电力市场信用评价机制,陆续电力用户纳入评价范围,自行设置评价指标、评级档位、评价周期与奖惩措施,但信用评价结果仅限本省使用,无法实现跨区域互认。

东南大学电气工程学院教授高赐威告诉《中国能源报》记者:“《指引》简单说就是用‘全国一把尺子’代替各地各评各的。统一指标、评分、等级和数据来源,再把企业跨省交易的信用信息汇总起来,评价结果全国通用。这样,企业不用每到一省就重新证明一次信用,也能避免‘在一个地方失信,换个地方重新再来’。当然,结果互认不等于各地的奖惩措施完全一样。信用也不再只是记录在案,而是会影响企业办事是否便利、要交多少履约保障,以及被检查的频次。”

“随着经营主体爆发式增长,各类新型经营主体大量入市,市场交易复杂度、履约风险持续抬升。《指引》将信用转为可量化、可落地、可应用的制度,为全国统一电力市场高质量运行筑牢信用底座,也是电力行业落实社会信用体系高质量发展的标志性实践。”孙健说。

## ■重塑市场交易逻辑

业内人士指出,《指引》的正式实施将给电力市场带来多重正向引导。孙健指出,《指引》推动信用成为经营主体的重要通行证,促使企业完善内部合规与交易履约管理,引导市场形成优胜劣汰的良性生态,同时降低市场整体制度性交易成本,促进跨省跨区更加高效交易,助力全国范围内电力资源优化配置。

“信用分级会直接改变我们参与市场的风险偏好。”国能神华九江发电厂运行部主任张冠群在接受《中国能源报》记者采访时表示,与电厂的调度考核考核不同,电力市场信用评价是面向市场交易行为的监管,重点评价我们在中长期、现货、辅助服务交易中的合同履约、信息报送、申报合规、有无恶意套利等市场诚信情况。

“一方面,高信用等级主体在市场申报、辅助服务遴选、保证金管理上更有优势;信用偏低,可能被限制申报额度、提高履约保证金,严重时压缩市场参与权限。另一方面,我们报价会更加审慎,不会再报超出机组实际保障能力的出力曲线,尤其是现货和快速辅助服务,一旦申报后无法履约,将形成失信记录,代价远大于以往调度考核。倒逼电厂内部交易、生技、运行、检修深度联动,把履约风险前置管控。”张冠群说。

在孙健看来,统一信用评价能带来多少正向引导,关键看评价结果如何使用。“《指引》坚持激励和约束并重,本质上是把信用从道德约束变成成本约束。守信者以更低成本、更高效率参与市场,失信者以更高成本、更小空间参与市场。当信用等级能够直接关联业务便利、资金成本和交易机会时,企业自然会从强制守信转向自觉守信。把经营理念、市场行为、经营成本、风险管理串成一条线,既给守信主体打开空间,也给失信主体划清边界,最终让信用成为全国统一电力市场高效运行、优胜劣汰的底层机制。”

## ■实操难题亟待捋清

全国统一标尺之下,实操边界成为焦点。

张冠群表示,电厂本身已有调度、安全生产相关考核,新增市场信用评价,客观上存在同一事件触发多项考核、重复追责的风险。比如机组突发非计划停运,如果前期已经在现货市场申报出力,既会触发调度考核,又会产生市场履约违约记录,容易“一事多罚”。“希望能规避叠加考核,关键是厘清边界、做好信息互认。”

对于新型储能企业、虚拟电厂等新型经营主体来说,最难的是分清“技术问题”和“信用问题”。高赐威表示:“比如虚拟电厂没有按要求响应,可能是平台、通信、计量或终端用户出了问题,不一定是企业故意失信。所以不能简单地把‘没做到’都算作‘不诚信’,要把原因查清楚,也要给企业申诉和纠错的机会。对新成立、经营历史短的企业,还要避免因为数据少就天然吃亏。”

张冠群建议,对电厂而言,信用评价指标设置要贴合火电运行特点,区分主观恶意失信和燃料、设备、电网方式变化等客观因素造成的履约偏差,避免“一刀切”扣分;同时完善失信认定的申诉、举证流程,遇到机组异常、保供任务调整等特殊情形,给企业复核通道;健全清晰可落地的信用修复机制,企业完成整改、补齐履约、完善内控后,明确修复条件和时限,给整改纠错空间;并提前公开信用结果的应用清单,划定应用边界,做到规则透明、预期稳定,防止出现规则外的限制性措施。

高赐威同时提到,统一的信用评价有助于减少市场信息不对称和违约风险,但它不能直接稳定电价,也不能代替实时风险监控和电网安全监管。信用约束如果管得过紧,反而会压制市场活力,把握好监管尺度尤为关键。

能聊能说

# 用电量“一冷一热”背后意味着什么?

■苏南

国家能源局数据显示,1—9月,全社会用电量累计80734亿千瓦时,同比增长3.9%。其中,第一产业、第二产业、第三产业、城乡居民生活用电量分别同比增长3.4%、4.1%、6.8%和-0.3%。数据中,用电量呈现出“一冷一热”,即第三产业增速领跑第一产业、第二产业,而城乡居民生活用电量却同比下降0.3%,为近十年来该统计口径下累计增速首次由正转负。

一边是产业用电稳健向上,一边是居民生活用电少见转负,“一升一降”背后意味着什么?

先看“降”,居民生活用电“转负”。居民用电的重要拐点出现在9月,9月单月城乡居民生活用电量1210亿千瓦时,同比下降6.0%,下拉了前8个月微弱的正增长。中电联的统计数据显示,9月当月,上海(-27.8%)、浙江(-22.6%)、江苏(-22.1%)、湖南(-21.4%)、江西(-18.4%)、湖北(-15.3%)、安徽(-13.8%)、福建(-11.8%)城乡居民生活用电量同比两位数负增长。

居民生活用电负荷由正转负,是消费需求走弱、经济基本面发生变化吗?答案是否定的。此轮数据被天气“蒙蔽”了。国家能源局也明确,居民用电回落并非“经济账”,而是源于“沙德尔”台风等极端天气的“气候账”。9月上中旬,华中、华东、南方等传统高负荷区域气温下降,空调制冷需求明显收缩。居民生活用电受气候因素扰动明显,特别是在夏季用电高峰,空调制冷负荷在多数省份的总负荷中占据较大比重。

随着供暖季的来临,居民用电大概率会回归正常增长区间。

同比下降的还有传统高耗能行业用电量,9月同比下降0.8%,其中,非金属矿物制品用电量同比增长1.1%,黑色金属冶炼和压延加工业用电量同比下降3.0%,有色金属冶炼和压延加工业、化学原料和化学制品制造业用电量略有下降。

再看“升”,第一产业、第二产业、第三产业用电量均正增长。这意味着,“缺席”的居民生活用电,并不会撼动我国全社会用电量增长的根基。第二产业、第三产业用电量仍是全社会用电量增量的“主引擎”。中电联的统计数据显示,9月当月,第二产业、第三产业用电量同比增量分别为94.8、85.6亿千瓦时,对全社会用电量增长的贡献率分别为86.9%和78.5%,反映出生产经营绝对规模仍在扩张,是电力消费保持增长的核心力量。

这种用电结构特征表明,与“看天吃饭”的居民用电不同,我国的产业用电与生产活动、服务业景气度直接挂钩,是观察经济运行精准的指标。

特别是制造业“新升旧降”的趋势得到延续,这折射出我国经济转型升级。今年9月,高技术及装备制造业用电量同比增长4.6%,对全社会用电量增长的贡献率达47.2%,也就是说,近一半的用电增量来自高技术及装备制造。子行业数据印证了这一格局:电气机械和器材制造业用电增长9.8%,专用设备制造业用电增长5.3%,通用设备制造业用电增长5.2%,计算机通信设备用电增长4.6%,汽车制造业用电增长3.3%,其中新能源车整车制造用电增速高达16.0%。

另一个增速领跑的是新业态用电量。中电联的数据显示,9月,全国充换电服务业用电量168亿千瓦时、同比增长57.0%;互联网数据服务用电量98亿千瓦时、同比增长35.4%。9月当月,互联网数据服务和充换电服务业用电量增量合计86.5亿千瓦时,占全社会用电量增量的79.4%,新业态相关行业用电量是第三产业乃至全社会用电重要的增量来源。

用电量是经济的晴雨表,其“一冷一热”“一升一降”,背后藏着我国经济动能转换的轨迹。用电量看经济,不仅要看用电量总量,更要拆解后看行业、企业,最主要的是看产业用电的结构性变化,看清用电量增量从何而来,这是我国经济动能转换的实时记录仪。

新疆能监办约谈12家储能企业——

# 储能行业从“催你建”步入“管你用”新阶段

■本报记者 苏南

近日,新疆能源监管办对辖区12家不服从调度命令、超计划充放电的储能企业开展集体约谈。

新疆能源监管办通报指出,部分独立储能、配建储能企业法规意识淡薄,无视调度命令擅自偏离调度曲线、超指令发电上网,此类违规行为极易造成电网运行参数波动,给电网安全稳定运行带来潜在风险。

通报引起业内强烈关注,受访的业内专家一致认为,12家储能企业被集体约谈,涵盖了独立储能和新能源配建储能,这标志着储能行业从过去“重建设、轻运行”的装机规模扩张,转向“严监管、强运营”的规范发展。

## ■违规并非偶然现象

从此次新疆的通报来看,问题存在多样化。最常见的违规是,超计划超额放电,获取多发电上网的超额收益。此外,企业为了加大放电,擅自偏离调度运行曲线,干扰调度全局部署。有的企业还存在选择性执行指令的情况。

集中约谈储能违规,并非偶然事件。此前,其他地方也存在同类问题,只是未集中曝光。

清华大学能源互联网创新研究院副研究员孟垚对《中国能源报》记者表示,此次新疆的集中约谈暴露出储能行业“重建设落地、轻运行合规、重市场套利、轻系统责任”的阶段性共性问题,行业普遍忽视储能保障电网安全、维系电力系统平衡的公共属性,过度追求市场化收益。

孟垚分析,具体违规运行问题主要分为四类。一是调度纪律意识淡薄,选择性执行调度指令。部分储能参与主体实践中更多聚焦储能电站的市场化收益空间,对其服务电力系统调节、保障系统安全稳定运行的公共属性重视程度不足。电网需储能充电消纳富余新能源、平抑电网波动时,消极执行调度指令,存在少充、不充的情况;在现货电价高位、辅助服务收益较高的时段,无视调度限发要求,违规超额放电,优先追逐企业经济效益,违背电网调度运行规则。

二是存在超出调度计划运行的情况,对电网功率平衡造成不利影响。部分储能主体未能严格按照日前、日内调度审定的充放电曲线执行运营,存在自主调整设备出力、变更充放电时序的现象。其中,超出调度指令上网发电表现相对突出,同时还存在压缩充电时长、随意调整运行工况等情形,容易偏离电网预设的功率平衡安排,对区域电网的稳定运行带来潜在安全压力。

三是运行计划申报精细化水平有待提升,源头协同管控存在短板。部分主体在充放电计划申报环节科学性、严谨性不足,存在申报方案偏于粗放、数据质量有待提升的情况;同时存在频繁、大幅度临时调整运行计划的现象,申报信息与电站实际运行工况偏差较大,易在源头层面影响电网调度预判,加大全网电力平衡与系统调控难度。

四是场站运维管理规范化不足,闭环管控存在薄弱环节。部分储能电站自控系统与调度指令之间的刚性联动机制尚不完善;部分项目运维团队专业能力存在提升空间,内部管理制度有待健全,针对运行偏差的日常管控未能充分落地。

储能企业优先追逐企业经济效益的违规行为,严重违背电网调度运行规则。

国家能源局一位不愿具名的人士对《中国能源报》记者表示,储能违规行为对电网运行构成了实实在在的威胁。在新疆高比例新能源、低转动惯量的电网结构下,功率失衡会更快引发频率越限,挤压电网安全裕度。大规模储能集群集中超计划充放电,会造成局部节点功率剧烈波动,带来母线电压越限风险,特别是在南疆储能高度集中的区域,局部电网网架相对薄弱,无序充放电更容易引发电压波动。

违规企业通过超计划放电获取超额收益,还会对合规运行企业形成不公平竞争,造成市场结算、调度运行数据失真,破坏电力市场信用基础。

## ■违规背后是利益博弈

此次约谈暴露出的矛盾,并非单一技术问题或企业主观违规问题,而是多重因素叠加引发的复合型问题。上述专家强调,“此次储能项目暴露的核心症结,是经济性失衡的深层行业问题。多数项目看似存在调度执行不规范、充放电计划偏差等表层违规现象,究其根源是项目盈利模型脆弱,在现有规则与市场机制下难以良性运营,最终衍生出各类合规偏差。若仅聚焦表面违规问题开展整改,不破解行业经济性底层矛盾,同类问题后续仍会在各地反复出现”。

众所周知,储能盈利模式高度依赖峰谷价差套利,大量新能源配储属于政策倒逼配套,而非商业回报投资。储能兼具电源与负荷双重属性,但现有市场规则多沿用传统同步电源框架,容量价值缺少稳定回收渠道,形成成本企业内部承担、电网安全收益全社会外溢的格局,缺少“调得动、用得好”的正向激励。孟垚分析:“储能投资承担全部电池衰减、设备折旧成本,但储能带来的电网安全收益由全社会共享,企业缺乏长期高质量运行的经济激励,响应电网调度的内生动力不足。”

一位储能行业研究者从机制设计角度指出,“新疆存量储能原有按放电量核算容量补偿,这存在漏洞,容易诱发企业通过偏差放电套利。今年新疆调整了该机制,新建项目情况有望得到改善。”

除了经济性因素,调度体系与技术标准层面的适配不足也是重要原因。孟垚表示,现有调度、仿真校核体系根植于同步发电机组,针对储能接入诱发的新型电网稳定风险,研判与分析能力仍存在短板。多数配储资产产权归属新能源场站,调度机构对储能调用权限、执行优先级缺少刚性制度约束,容易出现套利优先于电网安全的现象。部分储能场站可观、可测、可控落实不到位,上报运行数据失真,导致系统备用裕度评估出现偏差。

此外,现行标准更多聚焦设备出厂、工程竣工验收,缺少投运后电池衰减复测、BMS控制策略校验等强制性运行期管控要求。产业快速扩张下低价竞标盛行,部分项目设备降配,还存在私自修改储能控制参数的情况,纸面参数达标,但实际运行性能难以满足电网安全需要。“而且新能源开发商、独立储能运营商、电网企业诉求不一致,部分新能源配储项目首要目标是完成并网配套指标,而非发挥调节能力。储能装机增速远超专业运维供给,部分企业压缩运维投入,透支设备寿命。”孟垚表示。

## ■打通多重价值变现通道

解决储能与电网的协同问题,不能仅靠监管处罚,更需要构建容量保底、市场增益、绩效挂钩的储能收益体系,打通多重价值变现通道,推动容量政策、辅助服务市场、电能量市场协同联动,破解储能成本企业内担、系统收益外溢的结构性矛盾。

在政策层面,优化容量电价、辅助服务市场的分类化、绩效化设计是关键。孟垚建议:“容量电价实施分类施策、清单管理,区分独立储能与新能源配储。独立储能的容量电价重点覆盖固定资产投入,但补偿不能简单按装机规模核算,要与可用容量、调度指令执行率等运行绩效挂钩,考核不达标相应扣减容量电费,倒逼储能保持真实可调度能力。”

对于新能源配储,业内认为,不宜对全部配套装机给予容量补偿,仅对剥离出来、交由电网统一调度的共享开放容量予以补偿,避免“为指标建设、无法调用”的储能获取容量收益。辅助服务市场方面,需要丰富适配储能特性的品种,新增快速调频、惯量支撑、电压支撑等新型服务。同时,规则设计要兼顾电池循环衰减成本,允许报价合理体现损耗,落实“谁受益、谁承担”的成本分摊机制。

在市场建设层面,孟垚建议,理顺多市场耦合关系,统筹电能量、容量、辅助服务市场衔接,建立储能容量确权机制,防范同一容量重复计价、一容多售,清晰界定同一时段储能资源用于峰谷套利、容量备用、辅助服务的边界,做到价值叠加但收益不重复核算。此外,强化跨部门政策协同,避免容量政策、并网调度要求相互冲突。

新疆12家储能企业被集体约谈一事,表明我国储能行业正从“催你建”到“管你用”的新阶段。储能行业相关政策、监管规则仍处于持续优化过程中,现有规则体系会随着产业模式升级而不断修正完善。