

# 电价改革：从机制破局到市场重塑

■本报记者 杨梓

系逐渐建立,有效推动煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型。

“煤电容量电价机制将煤电机组固定成本通过容量电价回收,由工商业用户按用电量分摊。通过加强容量电价与机组固定成本、电量电价与燃料市场成本挂钩,以保障煤电调峰价值收益。”孙传旺表示,2021—2025 年是全国统一市场建设期。2022 年《加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》发布,推动多层次市场耦合,煤电“电量电价+容量电价”两部制改革落地,2 亿千瓦煤电机组完成灵活性改造。

依照要求,2026 年起,各地通过容量电价回收固定成本的比例要提升至不低于 50%。“政府核定的容量定价水平影响煤电机组收益,未来,政策应明确容量电价回收固定成本比例的提升节奏,在保证机组发电积极性的前提下,稳步提升电力系统容量充裕度、促进煤电灵活性转型。”罗兰贝格全球高级合伙人许季刚表示。

## ■ 新能源电价市场化改革深入推进

截至 2024 年底,我国新能源发电装机规模达到 14.5 亿千瓦,首超火电装机。随着新能源在电力系统中的占比不断攀升,其对电价形成机制、市场交易规则以及电力系统的稳定性提出更高要求。

今年 1 月,国家发改委、国家能源局联合印发的《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》(以下简称“136 号文”)提出,按照价格市场形成、责任公平承担、区分存量增量、政策统筹协调的总体思路,深化新能源上网电价市场化改革,旨在推动新能源上网电量全面进入电力市场,实现上网电价市场交易。同时,建立健全支持新能源可持续发展的价格结算机制,针对存量和增量项目分类施策。

华北电力大学教授、北京能源发展研究基地首席专家谭忠富告诉《中国能源报》记者:“新能源电价先后经历政府绿电补贴、标杆上网电价、平价上网和完全市场交易价格的阶段。新能源快速发展已带来规模经济效应,度电成本出现较大幅度下降,若继续按照煤电基准价定价,并由电网全部收购,再由各行各业用户分摊全部新能源的发电成本,已不合适。新能源只有通过市场化竞争报价才会发现其真实成本,只有通过市场竞争的统一清算价才能促进各竞争主体向低成本样板看齐,最后转化为促进用户电价下降。”

“136 号文颁布,我国新能源产业踏上从‘保障性收购’到‘市场化交易’的转轨运

行发展之路。”电力行业资深人士赵克斌表示,在电改大潮与电力系统转型的深水区,我国正面临双重考验。“一方面,电改原本在传统能源架构上稳步推进,但新能源大规模介入,尤其波动性为市场稳定带来前所未有的挑战。另一方面,随着新能源融入,电力系统的调节能力备受考验,传统火电与水电调节手段向‘源网荷储’互动转型,才会更好地应对新能源带来的冲击。”

鉴于此,新能源的广泛融入促使我国开始深入探讨电能量市场、容量市场以及辅助服务市场的构建问题,并形成清晰的方向性认识。同时,电力价值结构的重塑明确划分为三大价值维度:电能量价值、调节容量价值、辅助服务价值。

随着新能源电价市场化改革的深入推进,未来电力市场将更加注重价格信号对资源配置的引导作用。事实上,十年来,各区域对于电价体系创新探索不断涌现。国家能源局提供的资料显示,南方区域创新建立了省间增量水电的阶梯市场电价体系,考虑丰枯引导和消纳能力约束的水电阶梯价格机制。2019 年,创新提出基于省间送电峰谷电力曲线的差异化价格机制,推动低谷时段富余增送水电进一步降价,进一步体现电力市场的时空价值,低谷时段富余水电较基准时段降价 0.02 元。这些举措,标志着南方区域省间送电机制向引导时空价值差异的方向迈出重要一步。

## ■ 持续完善市场价格机制

对于煤电企业尚面临的燃料成本波动与电价市场化改革不匹配问题,孙传旺建议,完善市场化电价形成机制,推动全电量参与市场竞争,扩大电价浮动范围,强化价格信号作用。同时,构建多层次市场体系,提升辅助服务价值。“当前容量电价仅覆盖煤电固定成本的 30%—50%,难以支撑企业长期运营,需优化容量电价补偿标准,逐步过渡至容量市场机制,将灵活性调节能力纳入补偿范围。此外,还要打破‘双轨制’壁垒,推进全国统一电力市场建设。”

在业内人士看来,未来各方要通过进一步完善市场交易规则和价格机制,促进新能源与传统能源协同发展,提升电力系统的稳定性和韧性。

谭忠富指出,传统能源为主体时期,现货市场、辅助服务市场的价格曲线与负荷曲线具有一致性。新能源为主体时期,发电与用电两侧呈现“双随机”特性,发电侧现货价格曲线与负荷曲线的一致性被打破,市场价格走势反而由新能源发电出力

反向主导,即新能源出力越多,结算价格越低。由于新能源出力存在集聚效应即“一发聚发”“一无聚无”,对现货市场价格产生反向的冲击,不利于自身经营效益稳定,所以各新能源主体需对其经营模式进行战略思考。

“可与储能打捆报价,在现货市场获得价差套利,也可以弥补申报的出力曲线偏差,减少偏差考核,即减少辅助费用的分摊,还可以联合客户需求响应、储能组建虚拟电厂,参与调峰、调频辅助服务市场继而获得收益。”谭忠富解释。

在孙传旺看来,电改唤醒了电力商品属性,市场供需关系成为电价决定机制。“这一变革对发电企业而言,既是挑战也是机遇。”首先,竞争版图重塑——虽然传统火电仍居主体之位,但新能源发电市场份额飞速攀升;国有发电巨头依靠资源优势保持领先,而民营与外资企业则凭借灵活的策略抢占新能源市场。其次,盈利图谱调整——市场化交易浪潮下,“市场电”与“计划煤”的矛盾如同剪刀差,削减部分煤电企业的利润空间,煤企转型压力加大;反观新能源发电企业,在政策引导和资金补贴下提升营业利润,传统与新能源发电企业的业绩走势呈现明显分化。

“再次,企业发展策略的转舵——企业纷纷涉足现货、中长期、辅助服务等多领域交易,构建价格对冲机制。传统企业朝着‘煤电+新能源+综合能源’的多元发展模式转型。”孙传旺表示,最后是电网企业的角色转换——在电力市场新秩序中,正从传统输电者转变为更加智能、高效、服务的电力系统协调者。

值得注意的是,随着市场化发展,在新能源大规模接入、供需关系改变时,零电价、负电价、极高电价不时出现。

中国社科院能源经济研究中心副主任冯永晟接受《中国能源报》记者采访时指出,负电价现象在新能源比重日益增加的电力市场中愈发常见,虽然可能会削弱新能源项目的投资回报率,但也传递了重要的市场信息。

“负电价现象是电力市场供需关系的自然反映,电价机制设计旨在平衡发电企业的经济性和市场信号的传递,同时考虑到长期市场动态对新能源投资收益率的影响。”冯永晟指出,机制设计应考虑两方面,一是市场预期管理,通过政策引导和市场信息透明化,管理市场对未来电价的预期。二是激励兼容性,确保市场机制能够激励新能源投资,同时考虑到系统运行的稳定性。



图为闽粤联网工程云霄换流站。

从统购统销到引入竞争,从固定电价到市场化定价,电价改革作为电改的关键一环,十年来持续向纵深推进,目前初步建立起“能涨能跌”的市场化电价体系。

十年来,我国初步完成煤电上网电价市场化改革,平稳推进新能源发电上网电价走向市场。其间,取消工商业目录销售电价,建立电网企业代理购电制度,并开展输配电定价成本监审和价格核定,电价结构更合理、功能定位更清晰、激励约束机制更健全。

未来,随着价格机制不断完善,市场化电价将在优化电力资源配置、推动新能源消纳等方面发挥更关键的作用。

## ■ 价格体系体现电力多元价值

十年来,我国输配电领域实现历史性跨越,构建了一套完善、高效的输配电价机制和制度框架,遵循“准许成本+合理收益”原则,完成三轮监管周期的输配电价核定工作。在此过程中,全面放开燃煤发电上网电价,创新性建立煤电容量电价机制,将煤电价格体系由单一制升级为两部制。在此框架下,电量电价交由市场调节,容量电价有效回收部分固定成本,有效推动煤电行业向基础保障性与系统调节性电源转型。

厦门大学中国能源经济研究中心教授孙传旺接受《中国能源报》记者采访时表示,2015—2017 年是我国电力市场框架建设期,以输配电价独立核算为突破口,通过“准许成本+合理收益”核定省级电网输配电价,打破电网企业“购销价差”模式。售电侧开放率先在广东试点,社会资本涌入催生多元经营主体,中长期交易规则初步建立,市场化交易电量占比从 2016 年的 19% 提升至 2017 年的 26%。“此阶段通过制度设计稳定市场预期,为后续改革奠定基础。”

在关键的历史节点,为加速构建一个

能敏锐反映电力供求变化、与市场化交易机制有机衔接的价格形成体系,国家发改委 2019 年出台《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》,将沿用多年的燃煤发电标杆上网电价机制,转变为“基准价+上下浮动”的市场化电价模式,各地燃煤发电企业纷纷投身电力市场交易。

2021 年,国家发改委印发《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》,有序放开全部燃煤发电电量上网电价,扩大市场交易电价上下浮动范围。这一举措,不仅推动工商业用户全面融入市场,更取消工商业目录销售电价,建立了代理购电制度。“这一政策明确扩大市场交易电价上下浮动范围至±20%,并允许高耗能企业电价不受限,通过价格信号引导发电企业灵活应对燃料成本波动,例如在煤炭价格高涨时,通过电价上浮覆盖成本,有效避免企业长期亏损。”孙传旺表示。

随着工商业用户电价由目录电价转向市场化定价,国家能源局数据显示,十年来由电网企业代理 6000 万家中小工商业用户参与市场,通过市场化方式形成价格,实现平稳入市。

以甘肃省为例,2021 年该省在全国率先取消大工业目录电价,调整农业排灌和高扬程提灌用电价格,优化峰谷分时电价政策,压减中小企业用户电费支出,降低生产成本,大工业用户全部进入电力市场。同年,甘肃省内双边现货市场开始结算试运行,促进新能源消纳,推动电力市场化改革,并放开全部燃煤发电电量上网电价,甘肃工商业用户全部进入电力市场。

为适应煤电功能加快转型需要,2023 年 11 月,国家发改委、国家能源局印发《关于建立煤电容量电价机制的通知》,自 2024 年 1 月 1 日起实行煤电容量电价机制,对煤电实行两部制电价政策,标志着新型电力系统中体现电力多元价值的价格体

# 增量配电：为新一轮电改“破冰”

■本报记者 王林

增量配电改革堪称新一轮电体改的“破冰”之举。从最初的“试点探索”逐步迈向“深度耕耘”,十年来,在政策的强劲推动、地方的积极探索和社会资本的踊跃参与下,这项改革见证了电力市场投资主体日益丰富多元、拓宽新能源消纳渠道、供电服务质量持续提升等一次次突破,为电力行业蓬勃发展注入活力。

## ■ 新一轮电改的亮点

有序向社会资本放开增量配电业务,是新一轮电改的一大亮点。

2015 年,“9 号文”提出“有序放开配售电业务”,首次明确增量配电改革方向,旨在引入社会资本参与配电网建设。2016 年,《有序放开配电网业务管理办法》提出,鼓励社会资本积极参与增量配电网业务,通过市场竞争确定投资主体,同时启动三批共 320 个增量配电试点项目,覆盖工业园区、开发区等区域。至此,增量配电试点工作在全国范围铺开。2018 年,《增量配电业务配电区域划分实施办法(试行)》发布,随后对试点项目开展督导调研,要求地方政府和电网企业配合改革,并逐步完善配套政策,如明确增量配电网与公用电网的接入规则、优化电价结算机制等。

2015—2018 年,增量配电改革处于启动摸索阶段,不仅首次尝试通过社会资本参与配电网建设,推动电力市场化竞争,还为分布式光伏等新能源的本地化消纳提供初步

载体。2019 年开始,增量配电改革步入政策调整与深化试点期。一方面,政策督导与配套更完善,明确增量配电网与公用电网的接入规则等;另一方面,开始混合所有制探索,同时加大新能源就地消纳力度,直接推动增量配电网成为分布式新能源就地消纳的重要平台,进一步吸引更多社会资本。

近年来,增量配电改革进一步深化并实现体制突破。今年 1 月,国家电网宣布建立增量配电改革常态长效机制,全力支持增量配电改革试点各项工作,并积极开展虚拟电厂、新型储能、源网荷储一体化、负荷聚合商等新型主体经济技术特性和商业模式,引导更多主体参与电力市场。

中国社科院能源经济研究中心副主任冯永晟表示,“双碳”目标、能源转型赋予增量配电网新的功能和价值,其跟大电网之间的关系不应是简单的利益分割,而是超越现有定位的新角色,包括解决新能源消纳和维持电力系统平衡等。“好比将‘蛋糕’做得更大,大家都能分得更多,而不再仅仅局限于之前的定位和分工。”

## ■ 为电力体制转型积累经验

十年间,增量配电改革经历从政策设计到试点探索、从局部突破到深化调整的过程,通过混合所有制、绿电消纳和服务创新,激活了社会资本活力,并为新能源消纳提供了新路径。

罗兰贝格全球高级合伙人许季刚向

《中国能源报》记者表示,在新一轮电改大棋中,增量配电改革作为电网市场化的重要尝试,自 2016 年以来经历快速发展,并肩负绿电消纳重任。

从最初试点到当前的 450 多个试点,从最初的单一增量配电网模式到源网荷储一体化、新能源微电网示范等多元化形式,增量配电通过试点探索为电力体制转型积累了经验。《2024 年度新型配售电发展蓝皮书》显示,截至 2024 年 12 月,国家五批次增量配电试点项目 459 个,已有 331 个试点项目完成规划编制,360 个试点项目完成业主优选,256 个试点项目确定供电范围,227 个试点项目取得电力业务许可证(供电类)。

试点效果好的第一梯队有江苏、福建、浙江、河南。目前,河南、广西、吉林等省区在增量配电“源网荷储一体化”发展模式的实践中开展了积极探索。

供电营业区 17.11 平方公里,规划最高电压等级 220 千伏,集变电、运维、检修、营销以及调度业务于一体——广星电网晨丰 220kV 变电站去年 9 月并网。这是内蒙古及东北地区第一家由民营企业投资的具备全电压等级的增量配电网项目,也是国家第二批增量配电改革试点项目,为全国增量配电网项目发展提供了借鉴。

## ■ 公平主体地位有待明确

“配网端的核心矛盾在于消纳,尤其是分布式新能源的区域内消纳。”许季刚坦



图为国网新源河北丰宁抽水蓄能电站下水库。

言,开发用户绿电需求、保障变压器容量的更新,提升配网智能化水平、推动绿电直供等,是增量配电网改善消纳、提升主体性、真正实现价值破局的根本所在。

配售电改革资深专家吴俊宏告诉《中国能源报》记者,增量配电网规模更小、更灵活,在发展“源网荷储”一体化或微电网方面独具优势,有望成为此类模式创新的重要突破口。“这种基于增量配电网发展的新模式,对新能源消纳更友好,能更高效地实现能源优化配置与利用,推动电力行业向更清洁、智能、高效的方向发展。”

当前,增量配电网在“源网荷储”一体化技术提升上遭遇瓶颈,关键制约因素在于电源接入权、调度权以及合理收费权未有效落实。部分增量配电网具备接入更高容量新能源并实现合理消纳的条件,却因多种原因无法接入,使“源网荷储”一体化技术在增量配电网的应用缺乏必要的客观条件。

吴俊宏认为,要突破这一困境,关键在于明确增量配电网与传统电网平等的主体地位。“当增量配电网能毫无障碍地合理接入电源,在相关业务中获取合理收入,并拥有自主调度权、源网荷储一体化等相关技术将在增量配电网中得到更广泛的应用。”

许季刚表示,增量配电网开发商需逐步超越配网角色限制,将自身定位于区域综合能源运营商和服务商,全面打通域内电力的供给与消纳,最终实现“源网荷储”一体化的切实落地,同步实现自身在增量配电网市场地位的实质性突破。

受访专家普遍认为,增量配电网改革需在体制突破、市场化机制和政策协同上持续发力,以支撑“双碳”目标下的新型电力系统建设。一方面要深化输配分开,另一方面要强化市场化机制,还要强化区域协同发展。尤其是,进一步明确增量配电网公平的主体地位,是解锁其技术提升与发展模式创新潜力的关键钥匙。

