

系统层面拓宽新能源应用边界

——访北京大学能源研究院副院长杨雷

■本报记者 苏南

近年来,我国新能源产业异军突起,成为全球瞩目的焦点。新能源在能源增量中的比重逐年提高,展现出中国新能源产业的蓬勃生机。但在光伏、风电、储能产业快速发展的背景下,新能源行业在迈向高质量发展的道路上仍面临诸多挑战。如何持续深化国际合作,推动新能源行业健康发展,是我们需要探讨的问题。《中国能源报》记者近日专访了北京大学能源研究院副院长杨雷,就相关问题进行了深入交流。

新能源增长势头强劲,助力我国能源绿色转型

新能源增长势头强劲,为我国能源绿色转型注入了强大动力。随着技术的不断进步和政策的积极引导,新能源产业正成为推动我国能源结构优化的重要力量。特别是风能和太阳能的发展,使得我国能源结构更加多元化和清洁化,提高了可再生能源在总能源消费中的比重。

国家能源局数据显示,2024年,全国可再生能源发电新增装机3.73亿千瓦,同比增长23%,占电力新增装机的86%,全国光伏新增装机2.78亿千瓦,同比增长28%;全国风电新增装机容量7982万千瓦,同比



增长6%。

“在供应紧张、产业转型与市场需求迅猛增长的三重挑战面前,出路在于大力发展新能源,这要求我们必须全力以赴推进新能源的蓬勃发展,这是破局的关键所在。”杨雷表示,如今中国新能源的发展成果令人振奋,光伏、风电近年来成就斐然。与此同时,储能产业亦爆发式增长,连续多年实现翻倍。过去一年,我国新增储能累计装机规模突破百吉瓦时大关,再次刷新

了历史纪录。

更值得一提的是,电动汽车市场增速迅猛。去年,我国新能源汽车销量突破1300万辆,市场渗透率接近一半。“这意味着,每卖出两辆新车,就有一辆承载着新能源的梦想与力量。”杨雷表示。

与此同时,中国新能源的制造业迅猛发展,产能快速增长,全球80%以上的光伏组件,一半以上的储能电池来自中国制造,高性价比的中国新能源装备支撑了全球能源低碳转型的需求,为世界绿色发展注入了动力。

发展仍面临挑战,需创新商业模式和政策支持

在新能源迅猛发展的浪潮中,我们必须清醒地认识到,挑战与机遇并存,由于风光的波动性,高比例的风光发电消纳和送出都面临越来越大的困难,系统成本也快速提高。杨雷认为,新能源带来的问题表面上看好像是来自新能源本身,而实质是上百年来围绕原有化石能源设计的系统局限性,正如一百多年前马路上开始跑汽车,要改的不是汽车,而是要升级原来跑马车的马路。在新能源与电动汽车

的双重驱动下,一场系统性的产业革命正在上演。

目前,波动性风光占新能源发电的比重尚不足我国发电总量的1/5,若要实现新能源在能源体系的主体地位,单靠数量上的线性增长是难以实现突破的。“我们必须创新商业模式,打通供需的界限、行业的界限,实现源网荷储协同发展,推动政策与体制的深度革新,方能实现质的飞跃。”杨雷说。

生产力的发展推动生产关系的变革,这一过程在能源领域得到生动体现。随着可再生能源占比的不断提升,能源的结构和运作模式将发生深刻变化。在杨雷看来,我们决不能囿于传统能源的陈规旧律,要拓宽新能源的应用边界。必须深化能源革命,催生新的商业模式。

“正如新质生产力描述中所强调的,我们需要对生产力的全要素进行优化,这不仅仅涉及供应侧多能互补,还包括需求侧灵活响应,乃至整个产业系统的协同发展。”杨雷说,经过因地制宜的系统优化,我们能够解锁更为丰沛的灵活性资源,大幅度降低系统成本。这些宝贵的资源,如同强大的基石,将为新能源迈向更高占比提供支撑,助力我国能源结构转型升级。

新能源投资持续增长,产业链全球合作深化

新能源投资热潮涌动,产业链国际合作迈向新深度。据国际能源署最新数据,去年,全球新能源领域的投资额已是传统化石能源的两倍。今年,光伏、风电、储能等领域的投资势头依旧强劲,这也预示着中国新能源发展正逐步实现从数量扩张向质量提升转变。

杨雷指出,在能源领域,没有任何一个国家能够独善其身。能源的产业链具有天然的国际性,无论是传统的油气资源,还是新能源领域,无论是市场分布还是原材料供应,都呈现出全球化的特征。维护全球产业链的畅通,不仅对中国有利,也对世界各国的发展具有积极意义。中国制造,已成为全球能源快速转型的坚强支柱。

“尽管面临欧美国家的打压,以及对中国高端半导体、光刻机等技术设备的出口限制,但中国新能源产品在国际市场的份额依然稳步扩大。”杨雷认为,“挑战之下,‘一带一路’共建国家的新能源产业潜力更加显著,通过与中国的新能源合作,这些国家完全可以实现跨越式发展。”

展望未来,中国将继续在“一带一路”共建国家推广新能源解决方案,实现供需协同、产业链上下游一体化,借助新能源的发展实现产业的协同发展。中国企业也将不断创新商业模式,强化伙伴间的协同合作,助力新能源产业在全球范围内蓬勃发展。“在全球能源治理的舞台上,维护清洁能源技术全球产业链的畅通,是符合全球利益的必然选择。”杨雷表示,中国新能源产业发展未来可期。在政策扶持、技术创新和国际合作的共同推动下,新能源必将为全球能源转型和可持续发展贡献更大力量。

有效缓解里程焦虑

超充驶入「快车道」

■本报记者 杨梓



图中石油笔架山超充站采用华为数字能源新一代的全液冷超充架构。部署了3套600/720kW的全液冷超充主机,配备6把600kw的液冷超充枪和22把250kw的快充枪,可同时为28辆车提供充电服务。

付拥民/摄

超充技术因其能大幅缩短充电时间,有效缓解用户里程焦虑,正逐渐成为行业发展的焦点。近日,广东省公布2025年充电基础设施建设规划,其中计划建设超级充电站274座,超级充电桩492个。不久前,北京计划今年将建成1000座以上超级充电站。

与此同时,比亚迪、华为等企业也在积极推进超充技术革新,近期相继公布兆瓦级超充技术最新进展。业内人士认为,超充技术正朝着更加高效、便捷、普及的方向迈进。在政策支持、技术创新和行业协作的共同推动下,超充技术必将在未来的交通出行中发挥越来越重要的作用,助力全球能源转型和绿色发展。

●各地建设提速

自2022年以来,超充建设步伐不断加快,各地纷纷出台相关政策,积极布局超充网络,多个重点城市明确提出超充站建设目标,加入打造“超充之城”的行列。

2022年9月印发的《广州市加快推进电动汽车充电基础设施建设三年行动方案(2022—2024年)》显示,到2024年,广州要基本建成“一快一慢、有序充电”的充换电服务体系和“超充之都”,全市充换电设施服务能力约为400万千瓦,超级快充站约1000座、换电站约200座。

2023年6月,深圳正式启动“超充之城”建设。根据规划,2025年,深圳市将建设超充站300座,“超充/加油”数量比在国内率先达到1:1;2030年,超充站将增至1000座,完成超充骨干网建设,实现超充比加油更方便;2035年,超充站规模达到2000座以上,超充将无缝衔接,实现有路的地方就有充电设施。

2024年4月,重庆提出到2025年底,全市计划建成超充站2000座以上,建成超充桩4000个以上,并且制定了一系列的保障跟进措施,确保计划能够顺利完成。

中国汽车工业协会技术部副主任,高级工程师刘锴对《中国能源报》记者表示,目前我国已形成以家充电桩为主,公共桩为辅的充电设施补能网络。已初步形成乡村点状、高速路线状、城市面状的三级补能体系。具体到超充技术的应用而言,超充桩的数量占比还不到5%,后续有较大增长空间。

在各地规划相继发布的同时,相关企业也在积极推进技术革新。3月17日,比亚迪正式发布“兆瓦闪充”技术,最高充电倍率可达10C,最大充电功率达到1MW。为加速这一技术的普及,未来,比亚迪规划在全国各地建设4000多座“兆瓦闪充站”;据了解,华为兆瓦级超充产品最大充电电流为2400安,最大功率达1.44兆瓦,每分钟可以补能约20度电,15分钟内即可完成补能,补能效率提升近4倍;极氪科技将于今年第二季度发布单枪峰值功率1.2兆瓦全液冷充电桩,进入单枪兆瓦级的超快充时代。

●新技术提出更高要求

对于企业大力布局兆瓦级充电,刘锴认为,兆瓦级充电

对车和电池是一个技术高点,会引发汽车企业和电池企业的新一轮技术竞赛,这对我国持续保持新能源汽车产业的竞争优势有巨大推动作用。“随着此项技术的逐步推广和应用,一定会在车辆技术、电池技术、充电设备、电网支持、热管理、安全措施、成本等方面找到平衡点,从而为兆瓦级充电的普遍应用打好基础,真正做到大众化、普及化的油电同权。”

光大证券则认为,比亚迪的兆瓦闪充技术标志着高压快充进入“兆瓦时代”,推动整个行业从“续航竞赛”转向“补能效率竞赛”。

在广阔前景下,受访人士也提到,现阶段在企业布局兆瓦级充电的过程中,可能会面临技术和市场方面的风险。刘锴指出,现有行业标准不完全覆盖兆瓦闪充技术的应用,所以对产品和服务的要求要高于国标的要求。同时,超功率充电对电池的承受能力要求很高,还受到充电设备和电网的限制。兆瓦级充电技术需要高电压和大电流的支持,这对电网的要求很高。

“另外,兆瓦级充电桩及其配套车辆,都需要大量成本投入。所以,其发展必然是一个循序渐进的过程。倘若急于推广,可能会因投入过大而难以收回成本。”北方工业大学教授纪雪洪在接受《中国能源报》记者采访时提到。

●挖掘融合价值

针对未来超充建设,刘锴认为,应聚焦城市目的地(居住区、办公区等)、高速公路及沿线、乡镇农村等不同的充电需求场景,适配新技术的规模化应用,进一步提高充电的便捷性和安全性。

“从用户体验角度来看,兆瓦级充电无疑是有益的,不过超充建设是一个逐步提升的过程。”纪雪洪强调,超充的布局不能脱离消费场景与使用场景,在城市规划中应与慢充形成有机结合,与此同时,超充布局还要与城市的电力供应以及电网规划紧密配合。这样才能构建起一个既可以满足不同车辆充电需求,又与城市基础设施相适配的高效充电体系。

值得注意的是,随着各类超充技术加速普及应用,其与储能、电网等融合发展也将为用户带来更优体验与更高价值。

“长远来看,超充技术将融合电动汽车分布式能源的特性,伴随着V2G技术的规模化应用,纯电动汽车用户可以通过电力市场交易获得额外辅助服务、峰谷价差收益等实实在在的益处。”刘锴认为。

纪雪洪认为,对于用户而言,超充技术的应用很大程度上是为了解决其使用体验方面的问题,例如缩短充电时间,提升出行效率等。如果能够将超充技术与储能、智能电网很好地融合,将有望实现用户体验与经济性的更优结合,既让用户享受到更便捷的充电服务,又能在经济层面实现效益最大化,促进整个能源与交通领域的良性发展。

■周志方 程继鑫

随着能源结构的加速调整,新能源正成为我国电力供应的增长主力。截至2024年底,我国新能源装机容量突破14.1亿千瓦,占比超过40%,首次超越煤电,标志着我国能源结构转型迈入新阶段。

近日,国家发改委、国家能源局发布《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),旨在推动新能源上网电价全面进入市场交易,实现电价机制由政府定价向市场定价的转变。

为什么要深化新能源上网电价市场化改革?当前国内新能源电力市场建设进度如何?改革的有效推进仍受到哪些因素制约?可以从哪些方面入手破除改革痛点?这些问题仍待解答。

新能源电价波动风险亟待对冲 辅助服务市场化改革需加快

随着新能源在电力供应中的占比不断提升,原本采用的固定价格模式不能充分反映市场供求,也没有公平承担电力系统调节责任,亟须发挥市场化机制作用,促进行业更高质量发展。但需要注意的是,我国新能源电力市场风险对冲工具缺

及不同项目与地区。另一方面,明确差价结算资金来源,构建多元资金保障体系。可设立专项基金,通过碳市场收益或财政拨款补充资金池,减少电网企业及用户压力。同时,应明确成本分摊规则,建立动态监测机制,结合技术进步逐步缩减保障电量比例,促进责任公平。

跨区交易壁垒制约新能源发展 全国统一市场建设亟待提速

调研显示,在政策推进过程中,当前的新能源市场化改革尚存在“政策碎片化”特征,市场准入、交易品种等制度差异导致资源跨区流通受阻。同时,跨区输电费用分摊机制尚未形成统一标准,输配电价、辅助服务费用等关键环节存在省际博弈,制约清洁能源大范围优化配置。此外,区域交易平台信息互通还存在技术壁垒。

基于此现象,需要破除新能源跨区交易壁垒需强化顶层设计,通过市场化手段与数字化基建协同发力,统筹协调全国新能源市场建设。一是要加快构建全国统一的的新能源电力交易机制,明确交易规则,消除省际壁垒,推动跨省跨区中长期电力交易常态化。二是要建立健全跨省跨区输电费用分摊统筹协调机制,制定全国统一的输电费用核算及分摊标准,在西

做好新能源上网电价市场化改革“必答题”

失与辅助服务市场建设滞后等问题日益凸显,新能源发电企业面临较大经营压力:一是电价波动加剧导致企业收益不确定性增加。二是发电企业缺乏金融对冲手段和电价预测工具,导致企业收益波动率增加。三是辅助服务市场不成熟,加剧了新能源并网波动对电网安全的潜在冲击。

为此,完善风险对冲与辅助服务机制将成为新能源市场化改革平稳推进的关键。针对风险管控与市场机制短板,应加快推进电力期货市场建设,加强期货市场与现货、中长期市场的协同,帮助新能源发电企业锁定长期收益;同时,加快辅助服务市场化建设,实施强制配储与市场化准入相结合,推动辅助服务交易类别创新,鼓励第三方储能运营商参与市场;此外,还应搭建区域性电价预测共享平台,降低数据与工具获取成本,为发电企业提供标准化预测模型支持。

新能源电价机制亟待完善 市场化改革需破解资金难题

当前我国新能源电价机制设计与资金结算体系仍不完善,制约市场化改革进程。机制设计的模糊性与资金可持续性等问题亟待破解。首先,电价标准与执行周期尚未明确,补贴计算方式存在动态调整空间,导致经营主体预期不稳。其次,差价结算资金池来源未明,现行方案可能导致电网企业成本承压或工商业用户分摊争议,影响社会公平性。

针对现存问题,建议各部门从政策层面构建双轨并行的改革方案。一方面,细化新能源可持续发展价格结算机制。应明确机制电价、结算方式及适用范围,建立“动态调整机制”,根据市场供需适时调整电价,平衡价格波动,确保政策公平惠

北、西南等新能源外送集中区域开展试点示范。三是要加速完善跨区域电力交易平台功能,实现信息实时共享,供需匹配智能化及交易流程透明化,构建全网协同的智能调度系统,提升跨区域交易能力。

储能成新能源消纳短板 协同调度机制亟待完善

我国新能源装机规模持续攀升,但储能调节能力不足、与电网协同机制缺失正成为消纳瓶颈。数据显示,2024年底,我国风电、光伏装机分别达5.1亿千瓦和8.4亿千瓦。然而,储能设施建设滞后,调峰调频能力不足以满足新能源波动的需求。同时,电网消纳机制与储能协同不足,跨省输电通道配套储能建设滞后,新能源富集区难以通过“储能+外送”模式灵活消纳,负荷中心仍依赖化石能源调峰。

针对上述挑战,需要实现储能与电网深度协同政策与市场机制双驱动。首先要加速构建多层次储能技术应用体系,完善储能设施配建机制,加大新型储能技术研发支持,突破电化学储能、压缩空气储能、氢储能等技术瓶颈。其次,需要持续优化电网调节能力建设,在西北、华北等新能源富集区规划建设抽水蓄能电站,支持煤电机组灵活性改造,探索燃气调峰电站容量电价补偿机制。最后,探索建立储能与电网协同调度机制,明确储能参与电网调度的主体地位,推动“新能源出力预测—储能充放电策略—电网调度指令”全链条协同模式,提升新能源消纳水平。

(周志方系中南大学商学院数据科学与交叉学科系教授,博士生导师;程继鑫系中南大学商学院数据科学与交叉学科系助理教授,硕士生导师)