

山西、山东、四川、甘肃四省用户侧已参与电力现货市场

需求响应参与电力现货呈现“加速度”

■本报记者 苏南



继山东电力现货市场今年6月转入正式运行后，上海修订了电力现货模拟运行规则。

近日，上海市发改委会同相关部门组织国网上海市电力公司、上海电力交易中心对上海电力现货市场模拟试运行规则进行修订，形成《上海电力现货市场实施细则（结算试运行2024年修订征求意见稿）》（以下简称《意见稿》），向社会公开征求意见。《意见稿》新增了虚拟发电商以及虚拟电厂、独立储能电站等新型经营主体需求响应开展电力现货。

在受访业内人士看来，当前我国电力现货市场覆盖范围不断扩大，已覆盖全国80%以上的地区。山西、广东、山东等地的现货市场已正式运行，标志着电力现货市场建设步入加速期。而随着各地电力现货市场加速建设和完善，不仅在试点地

区，非试点地区也在积极探索和实施电力现货交易。

■ 电力现货市场新增需求响应资源

业内人士一致认为，《意见稿》发布标志着电力市场规则进一步成熟和完善，有助于入市参与者提供更明确的指导和规范。上海电力现货市场的发展有助于加强中长期市场与现货市场、辅助服务市场与现货市场之间的衔接，推动跨省跨区电力交易，加快构建全国统一电力市场体系。

“《意见稿》新增通过实现分布式电源、储能系统、可调负荷等多种分布式资源的聚合和协同优化，更高效地利用这些资源，提高整体能源利用效率。”华南理工大学电力经济与电力市场研究所所长陈皓勇告诉《中

国能源报》记者，分布式电源和储能系统的聚合优化有助于更好地消纳新能源，特别是可再生能源，从而推动能源结构清洁化和低碳化。虚拟发电商以及虚拟电厂可将分散的太阳能、风能、储能系统、可调负荷分布式能源资源等进行聚合，形成集中的、可控制的电力资源池，从而更有效地参与电力市场。“尤其虚拟电厂，可以为用户提供参与电力市场的机会，通过需求响应等方式，让用户在电力市场中扮演更积极的角色。”

国网能源研究院高级专家杨素对《中国能源报》记者表示，我国需求侧可控资源体量庞大，包括可调负荷、用户侧储能、电动汽车、分布式电源等，这些资源规模都处于快速上升期。但目前，受制于市场和技术因素，这些资源大部分处于“沉睡”阶段。

“目前，国网经营区域内12家省级现货试点省份中，第一批6家试点山西、山东

已转入正式运行，其他均已开展长周期结算试运行，第二批6家先后启动模拟试运行，并在此后各自进行了调电、结算试运行。其中，甘肃等省份用户侧已参与现货市场，上海等试点提出的通过引入新的市场参与主体，如虚拟电厂和独立储能，可以增加市场的参与度和竞争性，有利于形成更加合理的市场价格。”杨素透露。

■ 需求响应参与现货面临不少挑战

目前，国家出台了一系列电价政策，通过分时销售电价、分时零售套餐、带曲线中长期、现货市场四个制度，对工商业用户实现全覆盖；激励型需求响应指直接激励用户按系统信号指引的方式，调整用电安排。国网经营区内有多个省级公司已建立了包括市场化竞价、固定补偿、市场化竞价和固定补偿者结合的需求响应机制。

需要注意的是，需求响应参与电力现货面临不少挑战。杨素表示，在需求侧资源发掘方面，我国需求侧可调节资源规模巨大，可在电力保供中发挥巨大作用，但目前尚未充分挖掘利用。“具体而言，制约因素包括虚拟电厂等新兴市场准入门槛未明确、需求侧灵活资源参与系统调节品种较为单一、补贴模式不固定等。”

“另外，在价格型需求响应领域，我国各省份年最大负荷时段居民负荷占比普遍在20%以上，江西、河北甚至达到50%以上，但居民用户分时峰谷电价政策仅覆盖部分省市，对这部分越来越重要的负荷需要更加重视。”杨素指出，此外，激励型需求响应补偿邀约计划不确定使项目无稳定收益预期，而且需求响应补偿资金来源不明

确。“具体来看，山东、广东等地的激励型需求响应多按日、月发布计划，需给出更长期的信号使项目业主能够预测长期收益，更好地形成投资决策。在需求响应资金来源方面，目前各省需求响应资金来源主要包括财政补贴、尖峰电价、工商业用户分摊等，随着需求侧资源用量快速提升，需要进一步开拓补偿资金来源。”

■ 准确评估需求侧资源总量规模

谈及挖掘需求侧资源参与电力现货，国网能源研究院研究员马秋阳表示，一是准确评估需求侧资源总量规模。针对高耗能、大工业等重点用户，蓄冷蓄热、电动汽车等重点场景，准确评估当前和未来需求侧可调资源的规模，尤其是大规模电动汽车接入电网的场景；二是分类摸清需求侧资源技术经济特性。按照不同资源的底层原理和实际状况，在可调幅度、价格敏感度、爬坡速度等方面进行深入调查和研究；三是发挥负荷集成商“两个作用”，形成稳定商业模式。“一方面是聚合作用，使零散、异构的负荷侧资源对调度形成有统一技术和商业接口的虚拟电厂；另一方面是开发作用，以灵活的机制和团队，在社会中搜索、改造，挖掘出更多需求侧资源。”

在马秋阳看来，需求侧灵活资源参与电力现货市场，需要探索两个方面：一是探索分布式新能源交易组织方式，如聚合交易、直接交易、代理交易等；二是探索需求侧资源参与市场交易机制。通过现货交易等充分调动需求侧资源调节潜力，利用市场竞争促进需求侧“移峰填谷”。

京津地区首例高压供电「跨区域」业务成功落地

本报讯 企业总部位于北京，在京津冀地区拓展项目时，不用来回跑就可异地办电，这样的服务怎么样？

8月14日，根据国家电网有限公司（以下简称“国家电网公司”）构建的城际城市跨省通办供电服务体系和运行模式，国网北京市电力公司与国网天津市电力公司携手，顺利完成京津地区首例高压供电“跨区域”业务受理工作。据了解，这也是京津冀地区落地的首笔新能源汽车充电桩供电“跨区域”业务。

在京津冀三地交通、公共服务等重点领域持续突破，形成措施一体、互利共赢的发展格局下，总部位于北京市海淀区的北京双杰电气股份有限公司计划跨区域拓展业务，在天津市河东区启动新能源汽车公共充电桩项目。该项目涉及13个快充充电桩、26个可充电停车位建设，为周边小区居民和商业体用户提供新能源汽车充电服务，高压用电报装工作成为项目关键环节。

得知国家电网公司推出了“就近受理、异地帮办”的“跨区域”供电服务后，今年7月底，北京双杰电气股份有限公司经理孙承达在国网北京海淀供电公司客服中心营业厅员工的帮助下，通过“网上国网”App，在线提交了天津地区的用电报装业务申请。随后，国网北京海淀供电公司员工通过远程音视频连线方式，迅速与国网天津城东供电公司共享信息，联合启动办电业务。

接到申请后，国网天津城东供电公司第一时间与孙承达取得联系，远程为其用电报装业务提供了“云勘查”服务，并及时反馈了供电方案，将拟定的1600千伏安高压新装供电方案通过网络回传至国网北京海淀供电公司。

“本来是抱着试试看的想法，没想到很便捷地享受到了国家电网‘跨区域’服务，要不然我得往天津多跑两三趟，省了不少京津两地通勤的时间。”拿到供电方案后，孙承达表示。目前，孙承达的用电报装业务剩余流程正在顺利推进中。

据了解，为推进“高效办成一件事”，国家电网公司深入贯彻党中央、国务院关于深化“放管服”改革和优化营商环境工作部署，推广重点区域“跨区域”，进一步提升企业和群众的办电效率和用电获得感。在京津冀协同发展上升为国家战略十周年之际，国网北京市电力公司与国网天津市电力公司、国网河北省电力有限公司、国网冀北电力有限公司等兄弟单位共同聚焦京津冀一体协同发展，围绕企业、居民异地办电需求，联合推行“跨区域”供电服务，让“数据多跑腿，群众少跑腿”，为京津冀协同发展提供卓越供电服务。

在“跨区域”供电服务中，国网北京市电力公司与国网天津市电力公司协同互助，形成业扩报装和变更用电的业务标准和收资规范，建立京津冀区域供电服务线上、线下沟通联络机制，按照“简化易办、就近好办”原则，提供“就近受理、异地帮办”供电服务，为京津冀地区客户提供更便捷的办电体验。各方打通服务企业和居民办电、用电“最后一公里”，使办电渠道更便捷、客户互动更及时、业务办理更高效。京津冀地区的企业、居民可通过“网上国网”App或到供电营业窗口，提交异地办电业务申请，享受高频业务和重大项目“跨省办”“异地办”“一窗办”供电服务。

另据了解，今年7月，国网北京海淀供电公司、国网天津城东供电公司签订《供电服务“跨区域”党建联建共建协议》，建立京津地区首个供电服务“跨区域”合作机制，在两地营业厅均设立“跨区域”服务窗口。双方细化“即时响应”“联席会议”“资料互递”具体流程，明确跨区域受理两项渠道、提供两地重点项目及高频业务“跨区域”服务等四项合作内容，优化了企业和居民办电流程。（程伟 王洋）

多地支持独立储能容量租赁

■本报记者 杨梓



宁夏回族自治区发改委近日发布的《关于促进储能健康发展的通知（征求意见稿）》明确提出，提升容量租赁比例。支持容量（功率×时长）超过电化学储能容量2倍及以上的长时、安全、高效储能建设，新能源企业与该类储能签订租赁合同时，按其功率的1.2倍折算配储规模。

《中国能源报》记者注意到，今年以来，已有宁夏、江苏、河南、河北等多省区力推独立储能容量租赁模式的推广，未来越来越多的新能源企业按照自愿原则，可在省内租赁或购买独立新型储能项目容量的方式落实配建储能要求，相关价格和费用由各投资主体自主协商确定。独立新型储能项目容量在江苏电力交易中心统一登记并公开信息，供新能源企业租赁或购买使用，并鼓励签订与新能源项目全寿命周期相匹配的租赁协议或合同。

■ 旨在提高利用率

今年6月，江苏省发改委印发的《新型储能项目高质量发展的若干措施（征求意见稿）》明确，建立容量租赁机制。需要配建储能容量的新能源企业按照自愿原则，可在省内租赁或购买独立新型储能项目容量的方式落实配建储能要求，相关价格和费用由各投资主体自主协商确定。独立新型储能项目容量在江苏电力交易中心统一登记并公开信息，供新能源企业租赁或购买使用，并鼓励签订与新能源项目全寿命周期相匹配的租赁协议或合同。

河北省发改委日前发布的《关于促进独立储能加快发展有关事项的通知》明确提出，为促进新能源配建储能集约、高效、安全发展，自2024年9月30日起，未开工新能源项目需配建储能的，鼓励优先通过租赁方式配置储能，不再单独配建容量低于10万千瓦/20万千瓦时的储能设施。独立储能可在同一省级电网区域向新能源项目出租容量，不受地域限制。

业内人士认为，目前新能源配储方式愈发

灵活，储能容量租赁逐渐成为新型储能项目的重要运营模式。这个模式允许新能源项目通过租赁方式获取储能容量，而无需单独建设小规模储能设施，从而提高储能资源的集约、高效性和安全利用程度。

华南理工大学电力学院教授陈皓勇在接受《中国能源报》记者采访时表示，目前各地新能源强制配储机制下，部分地区储能难以实现优质高效利用，储能租赁容量可改变这一窘境，未来发展前景广阔。

中国新能源电力投融资联盟秘书长彭澎向《中国能源报》记者表示：“新能源配储往往按照成本最低方式采购储能设备，主要因为新能源企业通常不指望储能电站赚取高额利润，而是将其成本支出完全加在新能源电站的成本之中，视为为满足政策要求的辅助手段。所以，购买设备价格越低越好，但这就导致部分设备质量不佳，埋下事故隐患。”

“相比之下，租赁独立储能仅需支付租金，能够使投资方采购到更好的设备，提高充放电效率，并在电力市场中获得更好表现。”彭澎认为。

■ 收益有待观察

据了解，目前国内独立储能电站的收益主要源于四种方式，即容量租赁、现货市场、辅助服务、容量补偿。

有业内人士指出，随着储能容量租赁模式落地推广，或有越来越多风光电站选择通过租赁容量完成并网指标。不过，虽然储能容量租赁电站具有较高的灵活性，且适应性强，可以根据用电需求进行调整，但储能容量实际租赁价格与指导价格存在一定差异，且实际租赁年限较短。

“目前看，各地主要推广储能容量租赁，可间接提高储能设备质量，以预防火灾、爆炸等重大事故发生。然而，独立储能目前面临的主

要瓶颈是租赁周期普遍较短，导致相关项目的成本回收难以完成，盈利情况不够稳定。因此，企业投资意愿并不高，致使当前储能租赁更多是在大集团内部消化。”彭澎坦言。

一位资深业内人士向《中国能源报》记者表示，储能容量租赁利弊均有，应因地制宜，收益仍是关键问题。虽然容量租赁提供了一定灵活性，但租赁规模、时长也很重要，其可控性也值得观察。“若无其他优惠政策扶持，与其他储能盈利方式相比，最终收益或相差不多。”

■ 做好顶层设计

伴随容量租赁市场化脚步加快，独立储能或将进入高速增长期，进一步推动储能行业走向规范有序。

在陈皓勇看来，想要更好地发展储能容量租赁模式，以代替强制配储，关键在于做好顶层设计。“需要国家相关部门出台支持政策，做好总体规划，创新体制机制。”

“整体看，租赁模式相较于强制配储接受度更高，对系统整体效益也有显著提升，但具体收益与价格政策、市场机制、计量结算方式等都有关系，目前尚未明确。”陈皓勇表示。

业内人士认为，储能容量租赁机制依赖政策引导。针对当前独立储能租赁周期普遍较短的问题，可以探讨延长租赁周期的可能性。通过延长租赁周期，储能项目的回收期有望缩短，从而提高项目的盈利能力和投资吸引力。例如，宁夏明确，新能源场站通过容量租赁配储的，租赁合同期限原则上不低于1年。自建或签订多年（3年及以上）租赁合同的新能源场站，增加优先发电计划安排。

另外，在推进储能容量租赁市场时，需要关注实际租赁价格与指导价格的差异，并探索合理的价格机制，以促进储能市场健康发展。“未来希望储能的收益能够尽可能稳定，以激励更多第三方投资进入市场。”彭澎认为。