

湖南省发展和改革委员会文件

湘发改能源〔2024〕760号

湖南省发展和改革委员会 关于规范新型储能项目管理有关事项的通知

各市（州）发展改革委（能源局），各有关企业：

为落实《关于加快推动新型储能发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕1051号）、《新型储能项目管理规范（暂行）》（国能发科技规〔2021〕47号）、《电网公平开放监管办法》（国能发监管规〔2021〕49号）和《关于加快推动湖南省电化学储能发展的实施意见》（湘发改能源〔2021〕786号）等文件要求，推动我省新型储能健康有序发展，现将有关事项通知如下。

一、明确新型储能项目定义

新型储能是指除抽水蓄能以外，以输出电力为主要形式，

并对外提供服务的储能，按其接入系统位置分为电源侧储能、电网侧储能和用户侧储能三类。电源侧储能指装设并接入在常规电厂、风电场、光伏电站等电源厂站内部的新型储能设施；电网侧储能指在专用站址建设，直接接入公用电网的储能设施；用户侧储能指在用户内部场地建设，直接接入用户内部配电设施的新型储能设施，所充电能原则上在用户内部消纳。

二、科学合理做好项目发展规划

（一）省级能源主管部门负责编制全省新型储能发展规划和测算规模需求。在做好与能源、电力、产业等相关规划衔接基础上，制定年度建设计划，明确全省新型储能发展总体目标、结构布局和重点任务，并适时对规划进行动态调整。

（二）全省以发展电网侧及用户侧新型储能为主，电网侧新型储能应符合全省新型储能发展规划目标及布局，鼓励各类用户以“自主自愿”为原则开发建设用户侧新型储能。

（三）电源侧、电网侧新型储能项目纳入年度建设计划管理，项目业主在申请纳入年度建设计划前应委托具备相关资质的工程设计和咨询单位开展预可行性研究。

（四）市级能源主管部门根据全省规划，组织报送本地区新型储能项目年度建设计划建议，并按照省级能源主管部门下达的年度建设计划有序推进项目建设。不在年度建设计划内的新增项目经项目业主向省级能源主管部门申请批复同意后，纳入年度建设计划实施。额定功率 500 千瓦及以上（以交流侧额

定输出功率为准)的用户侧新型储能项目备案情况由市级能源主管部门按季度报送省级能源主管部门。

三、规范做好项目备案管理

新型储能项目由所在地县(市、区)能源主管部门实行备案管理。

(一)新型储能项目备案内容应包括:项目单位基本情况,项目名称,建设地点,建设规模,预计开工和投产时间,建设内容(含技术路线、应用场景、主要功能、技术标准、环保安全等),项目总投资,项目符合产业政策声明等。备案项目应在建设内容中明确本项目为电源侧储能、电网侧储能或用户侧储能。

(二)项目备案后,项目法人发生变化,项目建设地点、规模、内容发生重大变更,或者放弃项目建设的,项目单位应当及时报备原项目备案机关,并修改相关信息。

(三)县(市、区)能源主管部门应加强项目建设管理,督促建设进度,未在备案文件有效期内开工且未按程序取得延期批准的建设项目,如仍需建设,需重新办理备案手续。

四、加强项目建设过程管理

(一)新型储能项目完成备案后,应抓紧落实各项建设条件,尽快取得电网企业出具的项目接入系统意见,依法办理法律法规要求的其他相关审批手续。

(二)新型储能项目的建设应符合国家及省级标准规范和

有关管理规定要求，承担项目设计、咨询、施工和监理的单位应具有国家规定的相应资质。

（三）新型储能项目需强化设备监造与到货抽检管理 相关设备应满足国家（行业）安全性能技术要求，通过具有相应资质机构的检测认证，涉网设备应符合电网安全运行相关技术要求。

（四）项目建设、勘察、设计、施工、监理等单位应按照国家法律法规和技术规范，严格落实项目安全、消防、环保等相关标准和要求。项目业主须在项目投产前组织开展竣工验收，按照国家相关规定办理工程质量监督手续，依法申请建设工程消防验收及备案。

（五）新建动力电池梯次利用储能项目，必须遵循全生命周期理念，建立电池一致性管理和溯源系统，梯次利用电池需取得相应资质机构出具的安全评估报告。项目要定期维护和安全评估，提前做好应急预案。应用于居民生活的用户侧储能项目原则上不得使用动力梯次利用电池。

五、认真做好项目并网管理

（一）电网企业应进一步优化并公开新型储能项目接网服务流程，公平无歧视为已备案且满足安全技术要求的新型储能项目提供接入服务。对未按规定办理相关手续的新型储能项目，电网企业不得受理项目接网申请。

（二）新型储能项目业主应当委托具备储能专业检测检验

资质的机构开展并网检测。并网验收前，应完成项目主要设备及系统的型式试验、整站调试试验和并网检测等工作。

（三）电网企业应按有关标准和规范要求，明确并网调试、验收流程和涉网试验要求，组织开展新型储能项目的并网调试和验收工作。

（四）纳入调度管辖范围的新型储能电站应与电网企业签订《并网调度协议》，具备按照调度指令进行有功功率和无功功率自动调节的能力，并具备信息安全防护措施，制定并网调度运行规程。

（五）用户侧储能项目规模不得超过用户最大用电负荷或用电报装容量。

（六）用户侧储能项目接入配电网应满足《用户侧电化学储能系统接入配电网技术规定》（GB/T 43526）要求，额定功率100千瓦以内的用户侧储能项目可不单独配置计量装置。同一用户内部的用户侧储能与分布式光伏应单独配置计量装置，满足独立计量要求。并网电压等级10（6）千伏及以上的用户侧储能项目应当在接入电力系统规划可研阶段开展电能质量评估，配置电能质量在线监测装置；并网电压等级10（6）千伏以下的用户侧储能项目应当配置电能质量监测装置。

六、强化项目运行维护管理

（一）项目业主或其委托的第三方运维单位应根据相关法律法规和技术标准，制定储能电站安全运行管理制度、运行检

修和安全操作规程，定期开展储能电站运行安全自查。

（二）新型储能项目应配置必要的通信信息系统和满足“可观、可测、可控、可调”技术要求的相关设备，具备按调度指令参与电网运行调整的能力，相关设备属于由电网企业调度的用户受电设备。未经电网企业同意，私自迁移、更动和擅自操作上述相关设备，电网企业有权要求其立即恢复设备原状，项目业主应予以配合并承担违约责任。并网电压等级 10（6）千伏及以上的新型储能电站应按程序向电力调度机构上传运行信息，接受调度指令的设备及电能质量在线监测装置的配置由项目业主负责。并网电压等级 10（6）千伏以下的新型储能项目满足“可观、可测、可控、可调”技术要求的相关设备及电能质量监测装置的配置由电网企业负责。用户侧新型储能项目运维单位应进行电能质量指标超标主动控制。

（三）所有调管范围内的新型储能项目应接入电网企业相应调度机构的电网调度控制系统。用户侧储能项目应接入省级电网企业的新型电力负荷管理系统。

（四）调度机构应持续优化调度运行机制，充分发挥新型储能项目系统作用。在电力系统有调用需求时，调度机构有权调用系统中所有新型储能电站，所有新型储能电站应接受电力调度机构统一调用。

（五）所有新型储能项目可根据实际情况及交易规则，在满足相应技术条件后，作为独立市场主体参与市场化交易，鼓

励并网电压等级 380 伏及以下的新型储能项目优先考虑以聚合模式参与市场化交易。

（六）各市（州）能源主管部门要定期组织电网企业对新型储能项目并网运行情况进行检查，对无保护运行、电能质量不符合国家标准、擅自留有远方控制接口、项目运行管理规则制度缺失等安全隐患问题，督促项目单位限期整改。拒不整改或整改后仍不满足要求的，电网企业向市（州）能源主管部门报备后，依规予以解网。省级能源主管部门负责组织对新型储能项目并网运行情况进行抽查。

七、加强部门协同监管和责任落实

（一）各级能源主管部门要加强与住房城乡建设等相关部门的工作协同，按照职责开展安全监管和现场检查。

（二）电网企业要严格执行《电网公平开放监管办法》（国能发监管规〔2021〕49号）等有关规定，及时受理新型储能项目接网，营造良好开发环境。要围绕“分类分级聚合”目标，加快新型电力负荷管理系统建设，提升用户侧储能运行管理能力。要深化新能源云应用，为接网服务提供线上化便捷手段。

（三）项目未取得电网接入批复即开工建设或擅自并网的，电网企业应予以解网，项目业主须按《供电营业规则》承担违约使用电费。

本通知自印发之日起施行，已建成或在建的新型储能项目

参照本通知执行。施行期间国家另有规定的，从其规定。

特此通知。

