《驻马店新型储能发展规划》（征求意见稿）发布

2024年1月8日，驻马店市发展和改革委员会发布《驻马店新型储能发展规划》（征求意见稿）。明确到2025年，驻马店市新型储能规模达到100万千瓦以上、力争达到150万千瓦。

鼓励优先建设集中式储能电站，提高利用效率。单个集中式储能电站装机容量规模以不低于10万千瓦为宜，时长不低于2小时。

以下为原文

关于公开征求《驻马店新型储能发展规划》（征求意见稿）意见的公告

按照市政府工作安排，为加快推进我市新型储能发展，促进我市能源结构升级转型，结合我市实际，我委起草了《驻马店新型储能发展规划》（以下简称《规划》），根据《驻马店市人民政府工作规则》（驻政〔2020〕16号）规定，为确保《规划》的民主性、科学性，现特向社会广大群众征求意见和建议，有关事项通知如下：

一、反馈时间：2024年1月8日-1月14日

二、反馈方式：修改意见和建议请以电子邮件反馈至市发改委能源发展科邮箱（zmdfgwnyk@163.com）。

三、联系方式：驻马店市发改委能源发展科 张理航 0396-2601162

特此公告。

附件：驻马店新型储能发展规划（征求意见稿）

2024年1月8日

附件

驻马店新型储能发展规划（征求意见稿）

新型储能主要包括机械储能、电化学储能、蓄热/蓄冷储能、氢储能等。新型储能是加快构建新型电力系统的重要技术手段和基础装备，是实现碳达峰碳中和目标的重要支撑，是催生能源新业态、促进产业高质量发展的重要领域。新型储能在电网侧削峰填谷、增强可再生能源消纳能力、调频辅助服务、延缓输配电投资等方面发挥重要作用。为引导新型储能技术和产业健康发展，按照驻马店“十四五”能源、电力、可再生能源等专项规划要求，重点明确新型储能发展规模与布局规划，提出发展目标和主要任务。

一、发展基础

（一）新能源项目合理配置新型储能设施。

2021年起河南省开始推动新型储能规模化发展。年度风光开发方案中的新能源项目，要严格按照开发方案中承诺的储能配比配置储能设施，储能设施投运时间应不晚于新能源项目投运时间；如未投运，电网不得调度和收购其电力电量。同一调度区域内，优先消纳储能配比高、时长长的新能源项目电力电量。2022年，河南省发改委印发《关于开展2022年度省级独立储能电站示范项目（第一批）遴选工作的通知》，经专家评审，驻马店市有1个项目进入试点名单，为平煤神马集团驻马店市高新区独立共享储能项目一期（100MW/200MWh）；2023年，河南省发改委印发《关于开展第二批省级独立储能电站示范项目遴选工作的通知》，经专家评审，驻马店市有2个项目进入试点名单，分别为华能驿城区抽水压缩空气复合储能项目一期（100MW/400MWh）、三峡鹏辉汝南独立共享储能项目一期（100MW/200MWh）。2023年，河南省发改委印发《河南省分布式光伏接入电网技术指导意见》，明确提出分布式光伏应当落实《电力系统安全稳定导则》、《电力系统网源协调技术规范》等相关国家和行业标准要求，承担起成为合格电源的责任和义务，参与电力系统运行调节，并按照“光伏+储能”等方式进行开发，确保具备一次调频等相关调节能力。分布式电源承载力评估等级为黄色、红色的区域，通过加大电能替代力度、优化用电负荷曲线、合理布局储能设施、汇集升压接入等方式可提升接入能力。通过配置储能提升承载力的，一般黄色区域不低于装机容量15%、2小时，红色

区域不低于装机容量20%、2小时。

（二）新型储能装备制造产业快速发展。

随着新能源汽车的加快普及和新能源汽车制造业的迅速发展，动力电池开始实现本地化生产和大规模应用。驻马店依托鹏辉电源、惠强新材等企业，开展锂电、钠电新能源产业基础研究和应用基础研究，重点突破锂电池、钠电池能量密度、循环寿命、安全性能、生产成本、快充性能、湿法制膜等技术瓶颈，加快跟进全固态锂电池、锂空气电池、锂硫电池等新技术产业化、商业化应用；依托骏化发展等企业联合省内外高校，加快攻克绿色制氢、氢能储运、车载储氢等应用技术，积极布局氢燃料电池产业。

（三）新型储能发展配套政策持续完善。

探索建立新型储能政策体系，健全市场化运营机制。2023年，河南省人民政府办公厅印发《关于加快新型储能发展的实施意见》，明确提出完善独立储能项目价格政策、支持独立储能项目参与电力辅助服务市场，建立独立储能容量共享租赁制度，落实用户侧储能峰谷电价政策，优化调度运行机制等市场化运营机制，同时鼓励加快新型储能产业发展和技术创新，提出加大财政支持力度、建立健全储能金融体系等新型储能政策保障制度。上述新型储能发展配套政策，为新型储能商业应用和市场化运营创造了有利条件。

二、面临形势

（一）发展机遇。

构建新型电力系统为新型储能发展提供重大机遇。新型电力系统要求源网荷储各环节协调互动，具有绿色低碳、安全可控、灵活高效、智能互动等特征。碳达峰碳中和战略部署下，新能源发展按下“加速键”，预计至2025年驻马店全市风电、光伏发电装机将分别不低于100万千瓦、260万千瓦，风电、光伏发电等新能源出力稳定性差，新能源消纳压力和电网安全运行风险加大。新型储能具有多重功能，具有快速响应特性，可作为灵活性资源削峰填谷，平抑新能源并网波动性，扩大新能源消纳空间，对提升电力系统调节能力、顶峰能力、应急备用能力、运行效率、安全稳定水平具有重要支撑作用。

能源科技革命为新型储能技术进步创造了有利条件。受新能源发电、电动汽车及新兴产业的大力推动，多类型储能技术于近年来取得长足进步，新型储能技术和产业发展已成为能源技术创新的关键领域之一。以锂离子电池为代表的电化学储能技术发展迅猛，钠离子电池、液流电池等技术逐步具备规模化发展条件，固态电池、氢能储氢等创新储能技术百花齐放，技术进步预计将带动系统成本持续下降。

新型储能产业将为经济发展注入积极动力。新型储能产业是战略性新兴产业的重要组成部分，目前驻马店已具备新型储能部分材料、电池的生产条件及下游新能源储能应用市场。立足驻马店区位优势，充分发挥产业、市场基础作用，加快布局集材料、电池组、器件、系统集成、创新应用于一体的新型储能全产业链，有利于形成“双循环”新发展格局下的产业发展新动能，催生能源生产消费新模式新业态，为经济发展注入积极动力。

（二）面临挑战。

安全风险管控体系需升级。作为高能量密度元件，储能并网带来的消防、运维安全风险不容忽视，新的元件给系统还带来了新增考虑要素和安全维度，安全风险防控范围扩大。

电力规划设计、调度运营模式需调整甚至重塑。从规划设计看，储能分散化接入增加了负荷预测难度，局域分散平衡单元的增多将减少跨区电力流需求，旧有的规划要素和方式需要重新调整。从调度运营看，传统电力系统的技术运行规范根据能量单向流动特征设计，储能的双向调节能力使得能量双向流动成为可能，从而改变运维、检修、继保配置模式。此外，用户侧储能“不可调度”特点还将大大增加系统调度运行复杂度。

新模式、新业态、新市场创新亟需取得突破。传统电力商业模式以满足用户刚性需求的电能销售为主，以储能技术为驱动的业务革新将支撑单一电能销售者转变为能源产销一体者广泛大规模出现。随着信息流与能源流的深度耦合，虚拟电厂、“云储能”等新模式新业态层出不穷，技术创新亟需取得突破。当前新型储能技术经济性仍有进步空间，新型储能参与各类电力市场机制需进一步完善，项目建设和运营成本有待市场化疏导，新模式新业态不够丰富，稳定、可持续的投资收益机制尚未完善。

三、总体要求

（一）指导思想。

坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻落实党的二十大精神，围绕碳达峰碳中和目标要求，加快构建新型电力系统，着力推动新型储能与新能源融合发展，着力健全市场化运营机制，着力推动储能科技进步，着力完善政策制度，促进新型储能规模化、高质量发展，提升电力系统安全保障能力。

（二）基本原则。

坚持统筹规划、协同发展。强化规划引领作用，加强与能源、电力相关规划衔接。统筹新型储能产业上下游发展，差异化布局发展全产业链。针对各类应用场景，因地制宜多元化发展，优化新型储能建设布局，推动源网荷各侧协同发展。

坚持创新引领、示范先行。鼓励商业模式和体制机制创新，加快新型储能示范项目建设，先行先试形成典型经验全面推广。推动技术创新应用、产业升级、成本下降，有效支撑新型储能产业市场化可持续发展。

坚持市场主导、有序发展。明确新型储能独立市场地位，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，更好发挥政府引导。引导储能发展与电网建设、新能源装机增长以及负荷特性变化趋势先协调，避免储能无序发展。建立健全市场管理体系，探索新型储能市场新模式。

坚持立足安全、规范管理。加强新型储能安全风险防范，明确新型储能产业链各环节安全责任主体，严格落实国家新型储能项目管理规范和技术标准，严格核心部件产品安全质量要求，逐步完善新型储能技术、管理、监测、评估体系，加大行业监管力度，保障新型储能项目建设运行的全过程安全。

（三）发展目标。

到2025年，驻马店市新型储能规模达到100万千瓦以上，力争达到150万千瓦。实现新型储能由示范应用进入商业化应用并向规模化发展转变。新型储能技术创新能力显著提高，产业体系培育壮大，适应新型储能发展的市场机制初步建立健全，市场环境和商业模式基本成熟。

四、规划布局要求

需求导向，合理布局。积极引导新能源电站以市场化方式配置合理规模的新型储能。根据电力需求、负荷特性、电源结构、电网网架等电力系统特征，科学确定各区域建设规模，引导项目合理布局。

集中建设，高效利用。鼓励优先建设集中式储能电站，提高利用效率。单个集中式储能电站装机容量规模以不低于10万千瓦为宜，时长不低于2小时。发挥新型储能布局灵活的特点，就近就地高效利用。

因地制宜，科学选址。项目应在国土空间规划指导下，落实生态保护、耕地保护，综合考虑城乡发展、消防安全、交通运输、水文地质等要求，优先在消防、应急、电网接入等条件方便、经济，且远离居民生活区的地区选址。

专栏 1 驻马店新型储能布局规划				
序号	地市	区县	2024 年规模（万千瓦）	2025 年规模（万千瓦）
1	驻马店市	驻马店市区	12-15	18-28
2	驻马店市	平舆县	5-10	8-12
3	驻马店市	确山县	5-7	7-11
4	驻马店市	泌阳县	5-8	8-13
5	驻马店市	汝南县	7-9	9-14
6	驻马店市	西平县	5-7	8-13
7	驻马店市	遂平县	5-8	9-15
8	驻马店市	上蔡县	7-10	10-15
9	驻马店市	正阳县	5-10	5-10
10	驻马店市	新蔡县	10-20	20-30
	合计		66-104	102-161
备注：布局规划根据全区新能源发展形势、电力系统需求等因素滚动调整。				

五、主要任务

（一）加强新能源和新型储能融合发展。

鼓励存量以及增量新能源项目合理配置新型储能设施。鼓励已并网的存量新能源项目按照不低于装机功率的15%、时长不少于2小时的要求配置新型储能设施，项目企业后续开发新能源项目时，其存量项目配置的储能容量可与新建项目配套的储能容量叠加参与竞争排名。风光开发方案中的增量新能源项目，要严格按照开发方案中承诺的储能配比配置储能设施。

鼓励电网侧和用户侧建设新型储能设施。鼓励在调峰调频困难或电压支撑能力不足的正阳、新蔡等大电网关键节点建设新型储能设施，提高电网安全稳定运行水平。支持工业、通信、金融、互联网等对供电可靠性要求高的电力用户因地制宜配置新型储能设施，提升电力自平衡能力；鼓励党政机关、数据中心等重要电力用户建设一批移动式或固定式新型储能设施，提升应急供电保障能力。鼓励发展户外储能设施。

重点发展大型独立储能电站。发挥大型储能电站调节能力强、易于调度、方便管理等优势，重点建设容量不低于10万千瓦时的独立储能电站。存量新能源项目增配的储能设施，原则上按照大型独立储能电站标准进行建设。新能源项目已配建的新型储能设施，按照自愿原则，在具有独立法人资格，具备独立计量、控制等技术条件，达到相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，并接入调度自动化系统可被电网监控和调度的基础上，鼓励其转为独立储能设施。

支持新能源项目租赁独立储能容量。鼓励年度风光开发方案中的新能源企业采用租赁或共建共享方式配建储能设施。支持存量新能源项目优先通过租赁大型独立储能电站容量实现储备调节功能。对以后申请纳入年度风光开发方案的新能源项目，租赁独立储能项目容量并签订10年以上长期租赁协议的，同等条件下优先纳入。长时（超过2小时）储能项目容量租赁给新能源项目时，可按照比例折算到2小时系统功率。储能项目建成投产6个月后，匹配的新能源项目仍未建成的，相应的储能容量可重新选择新能源企业进行租赁。

专栏2 新型储能示范项目

集中共享新型储能示范项目：加快推进第一批、第二批省级独立储能电站示范项目建成投产。适时在遂平县、上蔡县、新蔡县等地区开展独立储能电站示范项目申报工作，支持建设国能上蔡生物发电有限公司100MW/200MWh储能

电站项目。

多能互补一体化项目配套储能项目：在具备条件的地区建设一批风光储项目配套储能项目。鼓励开展“风光火储”、“风光水储”等一体化示范。

常规电源配置储能项目：探索开展一批火储、水储联合调频示范项目。

大型新型储能调峰电站项目：在具备条件的内陆地区或内陆火电机组既有厂址，探索试点建设大型新型储能调峰电站。

（二）励新型储能多元化发展。

开展多元技术路线试点示范。持续推进技术成熟、低成本锂离子电池技术商业化应用。重点开展钠离子电池、固态锂离子电池等高能量密度储能技术试点示范应用。加快可再生能源富余电力制（储）氢技术研究和示范应用。以需求为导向，推动多种储能技术联合应用，探索多技术路线复合型储能试点示范。

促进分布式储能灵活多样应用。针对工业、通信、金融等用电量大且对供电可靠性、电能质量要求高的电力用户，根据优化商业模式和系统运行模式需求配置新型储能，提高综合用能效率效益。围绕大数据中心、5G基站、工业园区、公路服务区等终端用户，以及具备条件的农村用户，依托分布式新能源、微电网、增量配电网等配置新型储能，探索电动汽车在分布式供能系统中的应用，提高用能质量，降低用能成本。积极推动不间断电源、充换电设施等用户侧分散式储能设施建设，探索电动汽车、智能用电设施与电网双向互动模式，鼓励虚拟电厂等聚合技术应用示范，提升用能灵活性。围绕政府、医院、数据中心等重要电力用户需求，在安全可靠前提下，建设一批移动式或固定式新型储能作为应急备用电源。结合新型基础设施建设，积极推动新型储能与智慧城市、乡村振兴、智慧交通等领域的跨界融合。

推进源网荷储一体化协同发展。通过优化整合电源侧、电网侧、用户侧资源，合理配置各类储能，在确保电网安全稳定运行的前提下，鼓励以源网荷储一体化方式开展内部联合调度，提高源网荷储灵活互动水平，最大化调动或发挥负荷侧调节响应能力。在工业负荷大、新能源条件好的地区，鼓励开展源网荷储一体化绿色供电园区建设。

专栏3 新型储能技术示范

全钒液流电池、铁铬液流电池、锌溴液流电池等技术示范。

钠离子电池、固态锂离子电池技术示范。

锂离子电池高安全规模化示范应用。

超导储能、超级电容储能技术示范。

飞轮储能技术示范。

风光储氢一体化、核能制氢等技术示范。

复合型储能技术示范。

（三）加快新型储能产业发展和技术创新。

促进新型储能产业协同发展。引进培育具有自主知识产权和核心竞争力的储能骨干企业，聚焦建链、补链、延链、强链，推动“材料—电池—终端—检测—回收”全产业链协同发展，立足产业基础差异化发展，通过政企合作建设二级储能架构，统筹推动新型储能应用，重点支持鹏辉电源、平煤采日储能等储能电池生产企业参与本地新能源项目、电网侧、工商业用户侧配储，打造新能源电池特色产业集群。支持河南省鹏辉电源有限公司2.8MW/6.02MWh储能项目、驻马店中集华骏车辆有限公司2.848MW/5.696MWh储能项目、河南省鹏辉电源有限公司2MW/4.45MWh储能项目建设。

加强新型储能关键技术研发。开展磷酸铁锂电池、钠离子电池、液流电池等储能关键核心技术攻关，推动产学研用

各环节有机融合，鼓励电池头部企业设立研发机构，加快创新成果转化，提升新型储能领域创新能力。

专栏4 新型储能产业发展重点方向

重点发展磷酸铁锂电池、钠离子电池、液流电池等储能关键核心技术。在具备条件的地区建设一批储能电池新材料产业基地，健全先进适用正负极材料、电解质、隔膜、集流体等产业链。在具备条件的地区探索发展液流电池产业链。鼓励电池管理系统（BMS）、储能变流器（PCS）、能量管理系统（EMS）及相关芯片、电子元器件、软件系统等的研发和制造。鼓励具备条件地区提前布局储能电站退役管理、电池回收产业，实现废旧电池及储能材料的资源化和循环利用，研究电池一致性管理、安全评估和溯源系统。积极完善咨询设计、技术研发、检测认证、运营维护、应急管理、大数据应用等配套服务业。

（四）健全新型储能市场化运营机制。

完善独立储能项目价格政策。在进入电力现货市场前，独立储能项目放电、充电时，原则上分别作为发电和用电市场主体参与中长期交易。2025年年底前迎峰度冬、迎峰度夏期间，独立储能项目按照电网调度指令在高峰（含尖峰）时段放电的，由电网企业收购，上网电价按照当月煤电市场化交易均价的1.64倍执行；充电时，可选择由电网企业代理购电，其各时段充电电量享受分时电价政策。独立储能电站向电网送电的，其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加。进入电力现货市场后，独立储能电站用电电价、上网电价按照现货市场价格及规则结算。我市规定与上级部门今后出台的储能电价政策不一致的，按照上级政策予以调整。

支持独立储能项目参与电力辅助服务市场。独立储能项目参与电力辅助服务市场交易时，按照河南省火电机组第一档调峰辅助服务交易价格优先出清，调峰补偿价格报价上限暂定为0.3元/千瓦时。已并网的存量新能源项目按照要求配置储能设施并达到独立储能运行条件要求的，参与辅助服务分摊时给予一定减免。

建立独立储能容量共享租赁制度。按照河南省发展改革委年度发布的容量租赁参考价（2023年磷酸铁锂储能电站容量租赁参考价不超过200元/千瓦时·年），鼓励新能源企业和独立储能项目企业根据当年租赁参考价签订10年以上长期租赁协议。储能项目容量在河南电力交易中心统一登记备案，容量可根据调峰需求由新能源企业在全省范围内租赁使用。河南电力交易中心按月度组织租赁交易，交易结果作为新能源企业配置储能容量的依据。

落实用户侧储能峰谷电价政策。储能设施充电执行谷段电价政策，每日23时至次日7时谷段时间充电时，谷段电价按平段电价的41%执行，其中，每年1月、7月、8月、12月谷段电价按平段电价的47%执行。上述政策如有调整，按调整后的政策执行。政府性基金及附加、容（需）量电价不参与浮动。

优化调度运行机制。提高独立储能项目调度频次，独立储能项目每年调用完全充放电次数原则上不低于350次；为保障电力可靠供应和电网安全稳定，在电力供应紧张等特殊时段发挥作用的，视情况对独立储能电站给予适当补偿。同一调度区域内，优先调度储能配比高的新能源项目，容量比例相同的情况下优先调度储能时长长的新能源项目。

（五）健全新型储能行业管理体系。

分级分类管理。根据电力系统发展、新能源项目建设发展情况提出集中式新型储能布局规划建议，并定期滚动调整。适时组织开展集中式新型储能示范项目建设，优先支持符合布局规划、电力系统亟需、前期工作充分、技术示范性强的项目纳入示范。纳入年度建设方案的风电、光伏发电等项目的配建新型储能项目视同列入新型储能规划。

强化安全管理。明确产业上下游各环节安全责任主体，加强全过程责任落实和安全管控，严格落实项目准入、设计咨询、施工调试、质量控制、并网调度、运行维护、应急消防处置等各环节安全管理要求。项目业主要严格履行安全生产主体责任，落实全员安全生产责任制，建立健全风险分级管理和隐患排查治理双重预防体系。严格设备和核心部件把关，根据相关技术要求，优选安全、可靠、环保的产品。加强新型储能项目运行状态监测，实现对新型储能项目安全运行情况的全方位监督和评估。

健全标准体系。落实国家、行业新型储能有关标准体系。加强储能标准体系与现行能源电力系统相关标准的有效衔接。完善新型储能并网性能、辅助服务性能等相关技术要求，加快开展规模化储能集群调控、分布式储能聚合调控等相关技术标准研究。电网企业要牵头加快制定出台储能电站接入电网系统的安全设计、并网技术、运行控制等技术标准，以及测试验收、安全隐患排查、电池系统定期检验、应急管理等规范规则。健全新型储能检测和认证体系，积极培育新型储能产业检测认证机构。

做好并网运行调度管理。电网企业要根据新型储能项目布局规划，统筹开展电网规划和建设，建立和优化适应新型储能项目建设周期的接网工程项目建设管理流程，明确并网接入、调试验收流程与工作时限，为新型储能项目提供电网接入服务。电网企业应坚持按市场化原则，积极优化储能调度运行机制，提升新型储能利用率，加快制定完善各类型储能设施调度运行规程和调用标准，明确调度关系归属、功能定位、运行方式等。

六、环境影响分析

根据《中华人民共和国环境影响评价法》对规划实施进行环境影响评价，切实减少新型储能发展对生态环境的影响。

（一）环境影响分析。

新型储能项目建设施工期间，主要有噪声、扬尘、废水、固体废物、植被破坏、水土流失等环境影响；新型储能项目运行期间，主要有电磁辐射（工频电场、磁场）、噪声、固体废物、废液、危险废物等环境影响。

（二）环境保护措施。

规划实施过程中严格执行储能电站环境影响评价制度。加强覆盖新型储能项目布局、建设、运营和退役等全生命周期的环境保护，储能企业要严格执行环境保护和污染防治规定，加强项目建设和生产运行过程中的环境监测和事故防范。坚守生态保护红线和永久基本农田，在规划选址、并网线路等方面严格落实生态保护红线、环境质量底线。强化施工期环境保护及大气、水、固体废物污染防治措施，加强储能项目建设过程中的水土保持和环境保护修复。采取措施降低储能设施运行噪音和电网电磁辐射等区域性环境影响。按规定设置疏散通道、消防灭火设施和综合消防技术措施，制定火灾、爆炸等应急预案。严格落实危险废物处置要求，对废弃电池及电子元件按相关规定处置，强化储能电池气体、电解液等意外泄露和变压器事故排油的预防、监测和紧急处理措施。

（三）环境保护预期效果。

新型储能项目通过严格执行相应环境保护和污染防治措施并达到有关标准要求后，环境风险事故出现概率较低，对生态环境的影响在可接受的范围内。通过新型储能技术应用，可提高新能源和可再生能源消纳水平，实现化石能源消费替代，为实现碳达峰碳中和目标做出重要贡献。

七、保障措施

（一）强化组织实施。

建立健全工作协调机制。做好新型储能与国土空间、能源、电力等规划的衔接。加强沟通协调，建立健全覆盖项目投资建设、并网调度、运行考核、价格形成等方面的配套机制，统筹推进新型储能产业安全、高质量发展。各有关区、县要落实属地责任，科学有序推进项目建设，精心组织实施。各有关企业是规划实施的主体，要切实抓好项目建设、运营，确保规划顺利实施。

（二）加大政策支持。

加大财政支持力度。对于新能源项目配建非独立储能和用户侧的非独立储能规模在1000千瓦时以上的储能项目，投入使用并通过核查验收后，除省财政在下一年度给予一次性奖励外（2023年、2024年、2025年奖励标准分别为140元/千瓦时、120元/千瓦时、100元/千瓦时），受益财政给予适当奖励。

建立健全储能金融体系。强化绿色金融政策保障，建立新型储能项目融资对接项目库，加大专项再贷款支持力度，引导银行业金融机构创新专项信贷产品和服务、提供优惠利率，鼓励融资利率参照同期专项债项目利率执行。支持电池企业创新开展储能设备租赁业务或以设备直接入股、合同能源管理等方式参与储能项目建设，探索多样化商业模式。

（三）规范监督管理。

建立独立储能电站和用户侧储能纳规机制。独立储能电站项目规划建设情况每半年滚动更新发布，用户侧储能设施规划建设情况每月滚动更新发布。

强化新型储能项目技术监督。新型储能项目并网验收前要按照要求完成主要设备及系统的型式试验、整站调试试验以及消防验收，并网后要及时完成并网检测。独立储能项目要接入电力调度平台，开展在线运行监测。

严格储能容量配置情况考核。新能源项目投产后，配建或租赁的储能设施未达到项目承诺水平的，按照未完成储能容量对应新能源容量规模扣除其并网容量。配套的储能项目晚于新能源项目建成投产的，由储能项目企业承担其滞后期间新能源场站发电损失。

加快独立储能项目建设。电网企业统筹落实相关储能项目并网事宜。独立储能项目配套电网送出工程建设事宜按照新能源配套送出工程建设有关规定执行，储能企业自建的配套送出工程建成并稳定运行后，由电网企业适时回购。

（四）加强监督评估。

市发展改革委组织开展规划评估工作，密切跟踪规划实施情况，必要时按程序对规划进行滚动修编。建立健全涵盖项目实施、并网接入、市场机制建设、调度运行、安全管理等方面的闭环监管机制，保障新型储能发展全过程安全规范、公平公正、高效利用。强化新型储能项目动态监测和评估，要会同相关部门定期清理和废止长时间未开工的项目，要着力避免和解决新型储能“建而不用”、“建而不调”等问题。加强安全风险防范和监督检查，强化消防安全管理，全面提升安全水平。

原文地址：http://www.china-nengyuan.com/news/205946.html