“十五五”新型储能实施方案

“十五五”时期，新型储能将有效促进电力系统源网荷储各环节融合互动，进一步发挥多元价值，支撑建设新型电力系统。为积极培育新兴支柱产业，大力发展新型储能，依据《新型能源体系建设“十五五”规划》和《新型电力系统建设“十五五”规划》，制定本实施方案。

一、总体要求

坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的二十大和二十届历次全会精神，全面践行“四个革命、一个合作”能源安全新战略，锚定2030年前碳达峰目标，建设能源强国，坚持高质量发展主线，统筹发展和安全，综合平衡各类电源、电网及调节能力的关系，巩固提升新型储能产业核心竞争力，全面支撑新型能源体系和新型电力系统建设。

到2030年，新型储能由规模化发展阶段步入市场化发展阶段，全国新型储能装机规模达到3亿千瓦，平均储能时长3小时左右。“十五五”时期，新型储能主要满足系统“源网荷”侧日内调节需求，深化新型储能在促进新能源消纳、保障电力供应、支撑电力系统安全稳定运行等方面的应用，拓展创新应用场景和支撑新能源非电利用实践。加强关键技术装备攻关研发，新型储能技

术创新能力、产业发展水平稳居全球前列，核心技术装备自主可控。持续优化完善新型储能政策体系，行业管理、调度运用、标准规范等进一步完善。加快推动体制机制和商业模式创新，合理反映新型储能价值的电力市场机制和价格机制更加健全，新型储能可靠容量价值得以更好体现。推动新兴产业规模化发展，加强产业链供应链发展韧性。

二、构建新型储能多元应用场景

（一）积极鼓励发展电源侧新型储能

支撑新能源基地开发送出。在“沙戈荒”等新能源基地合理规划建设新型储能，提升通道可靠容量支撑。考虑水风光系统运行稳定性需求，在水风光一体化基地按需合理配置新型储能。在海上风电升压站、汇流站、登陆点等节点按需建设新型储能，支撑海上风电打捆送出。

专栏 1 新能源基地配置新型储能
到 2030 年，新能源基地配置新型储能规模约 5000 万—6000 万千瓦。 ➢ “沙戈荒”等新能源基地配置新型储能 按照《新能源基地送电配置新型储能规划技术导则》《沙漠、戈壁、荒漠外送基地电源配置技术经济规范（暂行）》等要求，鼓励在甘肃巴丹吉林沙漠基地、新疆塔克拉玛干沙漠基地、东北松辽清洁能源基地、内蒙古沙漠基地、青海清洁能源基地等大型新能源基地配套建设新型储能，提升基地新能源利用率和加强通道可靠容量支撑。

- **水风光一体化基地配置新型储能**

在雅砻江、金沙江上游、澜沧江上游、藏东南（玉察）、黄河上游（青海）、金沙江中下游等流域水风光一体化基地，综合考虑水电、新能源、抽水蓄能和输电通道建设时序，根据实际需要合理配置新型储能，提升通道稳定运行能力。

- **海上风电基地配置新型储能**

在渤海、黄海、东海、南海海域海上风电基地以及深远海区域海上能源岛，根据需要配套建设新型储能。

增强新能源参与市场能力。根据所在地区市场规则和电力供需情况，鼓励新能源按需配置一定规模新型储能，一体化参与电力市场交易，建设系统友好型新能源电站。

促进分布式新能源开发消纳。鼓励分布式光伏、分散式风电科学配置新型储能，促进分布式新能源就地消纳，提高民生用能供应保障水平。

提升常规电源灵活调节水平。探索煤电机组配置新型储能，优化电厂运行特性。支持利用退役火电机组既有场地和输变电设施建设新型储能。稳妥探索新型储能配合核电调峰应用。

（二）因地制宜建设电网侧新型储能

提升电力系统调节能力。统筹系统需求及各类调节能力建设，科学规划布局新型储能，鼓励长时储能应用，提升安全稳定水平和区域新能源消纳能力。推动构网型储能应用，服务系统调峰、调频、调压、事故备用、爬坡、黑启动等多重需求。

加强区域电力供应保障。在迎峰度夏、迎峰度冬或其他用电

高峰时期电力供应紧张地区，规划建设新型储能，提高系统顶峰能力，促进电力可靠供应。结合电力供应充裕度预警结果，分解落实《新型电力系统建设“十五五”规划》中明确的分地区新增可承担顶峰保供作用的电网侧独立新型储能指导规模。

支撑新型配电系统建设。推动在配电网科学建设新型储能，优化配网增容，提升配电网接入分布式电源承载力，支撑主配微电网协同发展。围绕重大活动、重要电力负荷保供电需求，探索新型储能应用，提升应急供电保障能力。

专栏 2 电网侧独立新型储能应用

到 2030 年，可承担顶峰保供作用的电网侧独立新型储能规模约 1.4 亿千瓦。

- **新能源富集区域独立新型储能应用**

在西北、华北、东北等风光资源富集区域布局一批独立新型储能，促进区域新能源开发消纳。

- **关键电网节点独立新型储能应用**

在华中、华东、南方等大规模新能源集中接入、负荷密集接入、大容量直流馈入等地区，建设一批独立新型储能，提升电力系统安全稳定运行能力。

鼓励在大规模新能源集中开发地区、输电通道送受端、负荷空心化城市、弱电网及孤岛电网等区域，合理配置构网型储能。

- **电力供应紧张地区独立储能应用**

在华东、西南、南方等用电高峰时段电力供应紧张地区，科学规划建设独立新型储能，提升负荷中心电力保障能力。

替代电力基础设施投资。推动在变电站变压器重过载、输变

电走廊资源紧张或项目建设难度大、季节性临时性负荷增长、供电能力不足的地区或缺乏网间联络的独立供电区等，科学评估新型储能替代输变电设施投资效益，探索电网替代型储能应用，研究电网替代型储能认定标准，延缓或替代输变电设施投资。

（三）加大力度创新多场景新型储能

服务用户负荷绿色低碳用能。积极支持产业园区探索建设新型储能，促进零碳园区建设。鼓励5G通信基站合理配置新型储能，提升基站运行稳定性。

支持与电力新模式协同发展。积极探索热储能、氢储能等新能源非电消纳利用。支持在源网荷储一体化、绿电直连、智能微电网、新能源接入增量配电网、虚拟电厂等新模式中应用新型储能，提高自调峰、自平衡能力。结合充电基础设施建设和光储充放一体化应用，鼓励合理配置储能，积极探索车网互动应用。

推动新业态跨领域融合发展。积极推动新型储能与智慧城市、智慧交通等领域跨界融合，提升能源综合利用效率。鼓励在数据中心合理配置新型储能，促进算力电力协同发展。

专栏3 新型储能多元创新应用场景
➢ 工业产业绿色发展 在中东部工业密集地区，支持大型工业园区建设新型储能，缓解电压波动，提升产业绿电比例和用能效率。 ➢ 虚拟电厂聚合应用 结合各地虚拟电厂建设情况，合理规划建设新型储能，并探索

与分布式电源、可调节负荷等聚合应用，充分发挥新型储能作用，提升系统调节能力。

➢ 算力设施可靠用能

服务全国一体化算力网建设，在京津冀、长三角、粤港澳大湾区、成渝及贵州、内蒙古、甘肃、宁夏等8大国家算力枢纽和青海、新疆、黑龙江等算电协同区，因地制宜建设新型储能电站，探索集群共享储能备用服务，提升算力设施供电可靠性，保障数据安全。

三、支持新型储能科技创新攻关

（四）大力推动新型储能技术创新

科学布局新型储能创新方向。加快锂离子电池储能迭代升级，推广钠离子电池储能应用。推动压缩空气储能、液流电池储能、飞轮储能等从试点应用向商业化应用过渡。鼓励超级电容、压缩二氧化碳储能、液态空气储能、重力储能、熔盐储热等技术试点应用。支持固态电池、热泵储电、热储能、氢储能等前沿技术储备。

进一步推动构网型储能发展。以场景需求为牵引，积极稳妥推进构网型储能布局应用，验证构网型储能技术可靠性及其对电网的支撑能力，逐步完善构网型储能规划配置及设备技术要求等标准规范。

促进不同时长储能技术应用。针对日内调节需求，加快发展安全性、寿命显著提升的中短时储能技术，及大容量、规模效应显著的长时储能技术。针对跨日及更长时间调节需求，探索推动

储电、储热、储氢等多类型技术协调发展和优化配置。

加快关键环节技术装备突破。加强新型储能装备供给体系建设，增强核心技术装备自主研发创新能力。

专栏 4 新型储能技术创新应用
➢ 中短时储能技术 发展短时高频功率型储能技术。研制飞轮储能低成本高强度材料、高性能轴承、真空高速电机等，优化转子散热技术；研究超级电容器高性能材料与器件，研究大容量高比功率电池储能，推动高比功率电池储能、超级电容器试点应用；研制高温超导材料。 发展中短时能量型电池储能技术。研制大容量、宽温域、高安全、抗干扰锂/钠离子电池储能系统；优化固液混合态电池核心部件，研究本质安全固态电池技术；开发基于水系、有机、无氟等新型电解液，以及多价离子、阴离子等新型正/负极材料体系的储能电池技术。 ➢ 长时储能技术 发展大容量长时物理储能技术。突破大容量高效压缩空气储能、高温熔盐储热、重力储能等技术；开展压缩二氧化碳储能、液态空气储能、热泵储电系统优化；攻关超临界二氧化碳储能、等温压缩空气储能、恒压压缩空气储能等高效压缩气体储能技术，及跨日跨季宽温域高效储热（冷）技术。 发展低成本长时化学储能技术。突破规模化、长时间、高效率、低成本液流电池储能技术，研制高性能钒基、铁基、锌基及有机液流电池；研究长时锂/钠离子电池储能技术；探索超长时、低成本氢储能、热化学储能技术。

（五）加快行业关键共性技术攻关

推动新型储能高效利用技术创新，促进调节作用发挥。加强数字化智能化技术创新融合，依托人工智能等前沿技术，实现系统能量流与信息流的高效融合。

专栏 5 新型储能关键共性技术攻关
➢ 新型储能高效利用技术 开展集中式储能—新能源协同优化调度、规模化储能集群智能调度等技术验证，探索分布式储能资源、电动汽车等柔性互联、聚合调控技术验证，开展构网型储能控制与主动支撑技术、多时间尺度多元储能混合应用技术和电站优化设计技术等试点应用，开展新型储能对新型电力系统支撑能力的系统级实证。 ➢ 新型储能与人工智能融合技术 开展新型储能系统结构设计优化、全生命周期电热管理和健康评估、电站老化诊断及寿命预测等智能运维技术探索。研究开发新型储能系统高精度数字孪生模型。研究人工智能大模型驱动的新型电力系统下多场景、多时间尺度、多类型新型储能规划及优化配置技术、智能调度控制技术、新型储能参与电力市场智慧交易技术。

（六）多措并举积极支持科技创新

完善新型储能技术创新支持体系。推进新型储能领域国家产业技术工程化中心、新兴产业创新中心、制造业创新中心等科技创新平台基地，国家能源局研发创新平台、人工智能应用中试基地等建设，加强与国家科技重大项目、能源领域首台（套）重大技术装备等政策衔接，大力支持新型储能技术攻关、装备研制和

试点验证。强化企业科技创新主体地位，鼓励新型储能企业与高校、科研院所等联合开展科研攻关。

推动新型储能创新技术落地应用。积极鼓励新型储能创新技术先行先试，通过试点应用验证新技术、新产品，为制定产业政策和技术标准提供依据。鼓励各地结合实际，组织开展新型储能试点。

加强新型储能领域急需人才培养。加强储能学科建设，深化新型储能专业人才和复合人才培养。进一步发挥产教融合平台作用，形成多层次、多渠道的人才培养体系，促进教育链、人才链和产业链深度融合。

四、完善新型储能行业管理体系

（七）持续加强新型储能项目管理

完善新型储能项目管理规范，明确项目全生命周期管理要求。进一步加强电网侧独立新型储能清单管理。省级能源主管部门完善本地区新型储能发展政策，加强本地区新型储能管理体系建设。

（八）提升新型储能调度运用水平

促进新型储能规范并网接入。按照平等互利、协商一致和确保电力系统安全运行的原则，电网企业规范做好新型储能并网服务，组织新型储能开展并网验收并签订并网调度协议。新型储能项目单位应按照有关规定配合开展并网工作。

引导新型储能科学调度运用。电力现货市场连续运行地区，按照市场出清结果组织新型储能运行。电力现货市场未连续运行地区，综合考虑经济效益、系统需要等因素科学调用新型储能。积极支持场站内电源侧配套新型储能与所属电源联合调用。在发生危及电力系统安全事故及其他必要情况时，所有调管范围内新型储能应接受电力调度机构统一直接调用。新型储能电站应满足相关技术规范要求，提升响应调度技术水平。按照安全优先、经济合理原则，支持具备条件的存量项目升级改造，持续提升调用水平。

（九）加强新型储能标准体系建设

逐步构建适应技术多元创新趋势、满足产业发展需求、与现有能源电力标准有效衔接的新型储能标准体系，加快关键环节标准制修订，促进新型储能技术与标准协同发展。统筹做好国际标准和国内标准工作，推动国内标准采用和国际先进标准转化。

专栏6 新型储能标准化工作
➢ **加强新型储能标准化工作统筹** 推动多部门联动，加强不同主管部门归口新型储能领域标准协调。发挥标准体系对标准制修订工作的规划和指导作用，适时修订《新型储能标准体系建设指南》。不断完善新型储能领域标准化技术组织体系，推动标准制定、实施、评估、复审修订的闭环管理。 ➢ **加快推动新型储能关键标准制修订** 针对锂离子电池储能、压缩空气储能、液流电池储能等相对成熟技术，梳理关键急需标准，加快标准研究制定工作。

针对试点验证和前沿探索的新型储能技术路线，适度超前开展标准布局。

➢ 积极推动新型储能国际标准工作

积极支持相关企业、高等院校、科研院所和行业专家参与国际标准化组织（ISO）、国际电工委员会（IEC）等国际标准化工作，推进新型储能国际标准制修订。

深化标准国际交流与合作，推动产品性能检测、碳排放等标准国际互认。加强标准外文版翻译，提升新型储能标准国际化水平。

（十）强化新型储能运行监督管理

开展新型储能行业监管。加强新型储能规划建设、并网验收、调度运用及后评价全过程监督管理，创新监管方式，强化新型储能参与电力市场交易情况监管，促进新型储能公平参与市场和合理获取收益。

加强新型储能安全管理。各地相关部门要牢固树立安全发展理念，将确保安全作为发展新型储能的重要前提，融入到新型储能发展各个环节。省级能源主管部门强化统筹协调，加快推动构建本地区新型储能安全监管体系，加强各类新型储能属地安全监管工作。新型储能项目单位落实安全生产主体责任，统筹做好项目全过程安全管理。项目安全设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用。强化安全隐患排查与治理，加强现场安全风险分级管控，健全企业安全生产规章制度，强化应急能力建设，保障安全运行。

五、健全新型储能发展市场机制

（十一）推动新型储能参与电力市场

进一步推动新型储能参与电能量市场。推动新型储能公平参与中长期、现货市场，通过市场价格信号激励新型储能合理安排运行计划。鼓励配置新型储能的新能源大基地作为一个整体，共同参与跨省区中长期市场。鼓励各地因地制宜推动配建储能可作为独立运行主体参与电力市场。研究完善电力中长期市场、现货市场限价区间设置，做好各类市场衔接，为新型储能发展创造空间。

结合实际加快辅助服务市场建设。现货市场连续运行地区，应加快建立调频辅助服务市场，研究探索备用、爬坡、转动惯量等辅助服务市场，充分体现新型储能调节资源价值。支持新型储能以独立电站、储能聚合商、虚拟电厂等多种形式参与辅助服务市场。完善电力辅助服务补偿和分摊机制。

（十二）加快完善新型储能价格机制

健全新型储能容量价值体现机制。在实行清单制管理前提下，建立电网侧独立新型储能容量电价机制。现货市场连续运行后，有序建立可靠容量补偿机制，按统一原则进行补偿，引导新型储能合理投资和高效利用。各地可完善配建储能容量租赁市场，合理体现配建储能容量价值。

推动完善新型储能充放电价格机制。推动新型储能公平参与

各类电力市场，通过市场交易合理形成充放电价格。研究优化系统运行费分摊方式。根据电力供需实际情况动态完善峰谷分时电价机制，引导工商业用户和产业园区建设新型储能。

六、推动新型储能产业健康发展

（十三）引导新型储能产业有序发展

鼓励新型储能制造企业提高关键原材料资源保障水平和产品质量等。夯实全产业链自主研发制造能力。优化新型储能性能检测能力建设。研究新型储能回收体系。鼓励各地因地制宜培育新型储能产业生态集群，加强市场研判与评估，发挥新型储能发展需求对产业的引导作用，促进产能合理布局和结构优化。落实锂电池产业调控要求，指导储能电池企业合理有序推进项目建设，防范盲目扩张风险。

（十四）加大新型储能产业支持力度

引导民营企业与高校、科研院所等协同创新，支持民营企业参与新型储能领域科技重大专项评选和投资新型储能。用好新型政策性金融工具、制造业中长期贷款、地方政府专项债券等，支持符合条件的新型储能项目建设。鼓励金融机构加大对新型储能的绿色金融支持力度。

七、深化新型储能国际交流合作

（十五）建立健全国际交流对话机制

探索将新型储能领域国际合作纳入“一带一路”、亚太经济合

作组织（APEC）、金砖国家、上海合作组织等多边合作机制和中欧等双边合作机制，加强与重要国际组织和国家间的新型储能政策对话及合作。利用国际能源变革论坛等国际会议，搭建具有国际影响力的新型储能行业交流平台。

（十六）构建互利共赢国际合作模式

按照优势互补、互利共赢的原则，鼓励新型储能企业加强国际技术与产业研发合作。鼓励新型储能企业、行业协会、研究机构等加强国际交流，及时跟踪有关国家市场准入、环境保护等政策法规，提升国际化发展能力。积极支持新型储能企业开拓海外市场，结合项目所在国家发展需求，打造一批经济效益好、示范效应强的新型储能标志性工程和“小而美”项目。

八、保障措施

国家发展改革委、国家能源局加强全国新型储能发展工作统筹和协同联动，持续完善新型储能发展政策体系。省级能源主管部门结合地区发展和实际需求，做好与国家新型储能实施方案衔接，推动本地区新型储能发展。国家能源局各派出机构加强新型储能项目并网调用和参与市场情况监管。国家、省级能源行业主管部门和国家能源局各派出机构要依托全国新型储能大数据平台，加强实施方案实施情况跟踪监测。新型储能企业要积极有序推进重点项目前期论证和建设实施。