

浙江省“十四五”新型储能发展规划

新型储能作为新型电力系统中可在源、网、荷“三侧协同”发力的关键性变量，具备建设周期短、调节速度快、运行效率高、技术路线多元等优势，对推动能源绿色转型、保障能源安全、催生能源产业新业态具有积极意义。根据《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）《“十四五”新型储能发展实施方案》（发改能源〔2022〕209号）和《浙江省电力发展“十四五”规划》（浙发改内〔2022〕16号）《关于浙江省加快新型储能示范应用的实施意见》（浙发改能源〔2021〕393号），为引导“十四五”期间我省新型储能健康有序发展，特编制本发展规划。

一、发展基础

（一）发展现状

新型储能是除抽水蓄能电站之外以输出电力为主要形式，并对外提供服务的储能，主要包括电化学储能、抽水蓄能、压缩空气储能、飞轮储能、氢（氨）储能、热（冷）储能等。当前，新型储能整体处于研发示范向商业化初期过渡阶段。我省在新型储能产业发展上具有一定优势，在新型储能技术装备研发、示范项目建设、商业模式拓展、政策体系构建等方面均开展了有益探索。

积极探索各类应用场景。我省新型储能在应急电源、微电网、“互联网+”智慧能源等应用场景和商业模式上均有应用。截至2021年底，全省累计建有电化学储能电站31个，总装机规模约7.6万千瓦。建成全国第一个规模化应用储能项目——浙江东福山新能源储能项目，提升新能源消纳能力；宁波110kV越瓷变10kV储能项目，有效增加当地电网调峰能力，节省电网投资；用户侧宁波旭升光储一体项目，通过源网荷储灵活互动，以峰谷差价空间维持正常运营；中国铁塔义乌5G基站储能项目，引入负荷聚合能效管控模块控制储能电池充放获取收益。

基本建立政策和市场体系。储能发展受政策和市场环境影响较大。2021年，浙江出台分时峰谷电价政策，峰谷价差进一步扩大到4:1，为新型储能加快发展奠定了政策基础；《关于浙江省加快新型储能示范应用的实施意见》（浙发改能源〔2021〕393号）正式印发，进一步明确新型储能发展的重点任务、技术参数标准和容量补贴政策，扶持力度大幅领先于其他省份。浙江是现货市场试点省，前期现货市场结算试运行已纳入储能参与模拟结算，获投资者广泛关注。

初步形成一批优势企业和产业集群。“十三五”以来，受益于新能源汽车动力电池的大规模应用，我省电化学储能技术加快发展。目前，省内拥有多家储能相关的国家认可实验室，国家动力及储能电池产品质量监督检验中心（浙江），以及高等院校产学研合作平台，具备新型储能核心技术和全产业链的研发能力与竞争力。南都电源、万向集团、天能集团、中恒电气、恒龙等企业均在积极拓展相关市场。湖州市长兴县被誉为“中国电池产业之都”。

（二）面临形势

在全国率先构建新型电力系统，是贯彻落实习近平总书记“双碳”目标、推进浙江能源电力绿色转型的关键途径。随着“负荷过亿”时代的到来，浙江迫切需要发展新型储能以支撑新能源消纳、保障电力供应、提升电力系统安全稳定水平。

构建新型电力系统为新型储能加快发展提供新的契机。在电力消费侧，2021年浙江峰谷差已超过3450万千瓦，是全国峰谷差最大的省份之一。随着产业结构进一步调整，第三产业、居民生活用电比例进一步上升，我省负荷峰谷差仍有进一步拉大趋势。在电力供给侧，2021年全省可再生能源装机规模已达到3776.3万千瓦、占境内装机比重34.8%。新能源出力的随机性和波动性，对电力系统造成不稳定风险。新型储能可作为灵活性资源削峰填谷，平抑新能源并网波动性，支撑分布式电力及微电网发展。

高质量建设共同富裕示范区对新型储能发挥安全保供作用提出更高要求。“十四五”浙江电力需求仍将保持较快增长，供需形势紧张。我省是典型的受端电网，外来电占比超三分之一；属于台风多发地区，建国以来已有48个台风直接登陆，长距离、大容量、密集通道送电对电网安全稳定运行和紧急事故备用容量提出了更高要求。新型储能具有快速响应特性，可辅助提供电力顶峰需要，提升电网对特高压故障的主动防御能力，并实现灾后快速复电。

新一轮产业革命为新型储能技术发展创造了有利条件。全球新一轮科技和产业革命蓬勃兴起，传统能源工业加速数字化、智能化转型，信息技术和能源技术深度融合，新型储能技术和产业发展已成为能源技术创新关键领域之一。充

分发挥我省市场和产业优势，加快提升新型储能技术竞争力和产业链现代化水平，实现新型储能从材料、器件到系统集成全产业链发展，有利于形成“双循环”新发展格局下的战略新优势。

（三）存在问题

一是技术和商业模式尚不成熟。现有新型储能技术经济性不高，不能满足大规模商业应用要求，稳定、可持续的投资收益机制尚未建立。新型储能施工调试、并网验收、运行检修、安全环保等技术标准尚不健全。

二是长期运行存在安全风险。新型储能特别是电化学储能具有易燃、易爆特征，随着电池能量密度和功率密度的提高，长期运行发生事故的危险性也将增大。据统计，2011-2021年，全球范围共发生30多起储能电站电池火灾事故，影响新型储能加快推广。

三是相关扶持政策还需统筹。电源侧、电网侧储能设施暂未建立成本分担与疏导机制，储能独立市场主体的地位仍有待进一步破题，社会资本对新型储能投资仍处于观望状态。发展新型储能可带来电力系统整体能效的优化，但单一新型储能项目却仍需要承担充放电电能损耗，占用能耗指标。

二、总体要求

（一）指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，以“四个革命、一个合作”能源安全战略和“碳达峰、碳中和”目标为引领，统筹电力需求、电网需要与产业发展，实现技术、市场、政策多轮驱动，全力推动新型储能高质量、规模化、集成式发展，重点突破电源侧和电网侧储能，科学引导用户侧储能，支撑在全国率先构建新型电力系统，助力电源清洁化、电网智能化和社会电气化“三大转型”。

（二）基本原则

规划引导、创新引领。强化规划引导作用，统筹电网安全、电源结构和系统调节能力，科学评估储能配置需求，合理布局新型储能项目建设，促进源网荷储一体化发展。营造开放包容的创新环境，加强关键技术装备研发攻关，形成产业竞争优势。

主体多元，示范先行。坚持技术多元、场景多元、投资多元，因地制宜发展新型储能。通过落实一批新型储能示范试点项目建设，以点带面形成典型经验，加快新型储能技术及项目应用推广，推动商业模式和体制机制创新。

市场驱动、政策扶持。加快推进电力体制改革，充分发挥市场资源配置决定性作用，鼓励主体独立、公平参与市场竞争，建立完善的电力市场化交易价格形成机制。加大绿色金融、容量补贴、能耗指标等相关配套政策扶持力度，营造有利的政策环境。

规范管理、保障安全。建立健全新型储能规划、备案、建设、投运、后评估闭环管理体系。逐步完善新型储能技术标准、监测、评估体系，严守核心部件产品国家安全质量标准，保障新型储能项目建设运行全过程安全。

（三）发展目标

到2025年，全省新型储能技术创新能力显著提高，核心技术装备自主可控水平大幅提升，标准体系基本完善，产业体系日趋完备，商业模式基本成熟，参与电力市场机制基本健全，有效提升高比例新能源接入后系统灵活调节能力和安全稳定水平。“十四五”期间，建成新型储能装机规模300万千瓦左右。

表：分区域新型储能规划建设目标

分区域电网	电力系统特征	2025年储能规模
浙北与萧绍区域电网（主要包括杭嘉湖绍）	负荷基数大，供电安全和供电可靠性要求高，通过差异化配置一定规模储能，提供特高压直流故障等情况下的紧急频率支撑、重大活动保供电、促进局部区域新能源消纳。	120万千瓦以上
东部沿海区域电网（主要包括宁舟温台等沿海地区）	我省未来新能源开发的主阵地，海上风电发展迅速，再加上沿海核电、煤电基地开发，将成为省内电源集中地区。通过配置一定规模储能，保障新增光伏、海上风电消纳，提供台风洪涝等情况下的应急保障，满足电厂一次调频需求。	135万千瓦以上
浙西南区域电网（主要包括金衢丽山区）	负荷基数不大，但区域内分布有大量的水电及新能源装机，同时受入宾金直流，对系统稳定性有一定影响。通过配置一定规模新型储能，提供特高压直流故障等情况下的紧急频率支撑、促进局部区域新能源消纳。	45万千瓦以上

三、重点任务

（一）支持多元应用，推动储能规模发展

促进源网荷储一体化协同发展。探索不同技术路径和发展模式，统筹大规模海上风电、集中式光伏电站开发建设，推动布局一批新能源电站周围的独立储能电站项目；鼓励整县光伏开发地区集中建设独立储能。推动高精度长时间尺度功率预测、智能调度控制等技术应用，利用新型储能协同保障新能源消纳利用，为系统提供容量支撑及调峰能力。

提升常规电源调节能力。积极鼓励火电合理配置新型储能，缩短机组发电自动控制（AGC）响应时间，提高调节速率，优化提升系统运行特性和整体效益。探索开展新型储能配合核电调峰、调频等多场景应用。探索利用退役火电机组既有厂址和输变电设施建设新型储能或风光储设施。

专栏1 “十四五”火储调频示范项目

- 国能宁海电厂百万机组电化学储能辅助AGC调频项目
- 大唐乌沙山电厂“火电+储能”联合AGC调频项目
- 浙能乐电1、2号机组电化学储能AGC调频项目
- 华能玉环电厂电储能辅助AGC调频项目

提高电网安全稳定运行水平。在杭州、绍兴、金华等大容量特高压直流输电工程馈入点附近配置一定规模新型储能，提升电网对特高压交直流严重故障的主动防御能力。在促进新能源消纳、提升安全稳定水平的关键电网节点，以及在电网末端或部分负荷密度较大且增长缓慢、但输电走廊和站址资源紧张区域，合理布局电网侧新型储能，延缓或替

代输变电设施升级改造。在台风、洪涝灾害易发区域，配置变电站内或移动式储能，提高系统应急保障能力。在海岛等地区，通过新型储能支撑光伏、风能开发利用，满足当地用能需求。

专栏2 “十四五”电网侧独立储能项目区域示范

浙北与萧绍区域电网

——萧山电厂电化学储能电站（第一阶段）示范项目、浙江普星蓝天新型储能电站示范项目、华能长兴独立储能电站示范项目（一期）、湖州菱湖大规模储能示范项目、秦山独立储能电站示范项目、浙能嘉兴电厂调峰储能示范项目、上虞35kV直挂式储能示范项目、新昌高新园区储能示范项目、龙能电力上虞储能示范项目。

东部沿海区域电网

——宁波杭湾建中变储能电站示范项目、宁波朗辰新能源有限公司独立储能电站示范项目、中国能建永嘉瓯北储能示范项目、温州乐清湾港区共享储能电站示范项目、国能浙江温州梅屿新型储能电站示范项目、远景舟山市岱山县储能电站示范项目、舟山定海工业园区共享储能电站示范项目、台州三门电网侧储能电站示范项目、温岭铁-铬液流储能系统示范项目。

浙西南区域电网

——义乌万里扬苏溪变独立储能示范项目、浙江龙泉磷酸铁锂储能示范项目。

积极支持用户侧储能多元化发展。围绕分布式新能源、微电网、大数据中心、5G基站、充电设施（换电站）、电动汽车等终端用户，促进形成“储能+”多元融合发展新场景；聚合利用不间断电源、电动汽车、用户侧储能等分散式储能设施，依托大云物移智链等技术，探索智慧能源、虚拟电厂、电动汽车有序充电等多种商业模式，提高用能质量、降低用能成本。

专栏3 “十四五”用户侧多元化储能示范项目

——杭州医药港零碳电厂熔盐储能示范项目、浙江安吉天子湖热电有限公司熔盐储能零碳综合供能示范项目、绿电熔盐储能项目。

——桐乡市荣翔染整“数智共享”储能项目。

——金凤凰公司新型复合储能项目、欧路莎股份有限公司分散式储能项目、海宁晶科能源有限公司用户侧储能项目、浙江银轮机械股份有限公司用户侧电化学储能项目、浙江瑞浦科技有限公司储能项目。

（二）鼓励试点示范，推动核心技术进步

开展多元储能技术路线研究示范。以“揭榜挂帅”方式调动企业、高校及科研院所等各方面积极性，主动参与国家储能示范项目申报，推动储能材料、单元、模块、系统、安全等基础技术攻关。开展液流电池、飞轮、压缩空气等大容量储能技术，钠离子电池、水系电池等高安全性储能技术，固态锂离子电池等新一代高能量密度储能技术试点示范。拓展储氢、储热、储冷等应用领域。结合系统需求推动多种技术联合应用，开展复合型储能试点示范。

专栏4 “十四五”新型储能技术示范

多元电池类型

——宁波朗辰新能源有限公司独立储能电站将采用钛酸锂电池技术、华能长兴独立储能电站示范项目将采用铅蓄电池技术、温岭铁-铬液流储能系统项目将采用铁-铬液流电池技术、桐乡市荣翔染整“数智共享”储能项目将采用AGM铅酸铅碳电池技术、金凤凰公司新型复合储能项目将采用锌镍空液流电池技术。

多元技术路线

——杭州医药港零碳电厂、安吉天子湖热电零碳综合供能、柯桥绿电等熔盐储能技术示范；浙江LNG三期配套等液

态空气储能技术示范；开展压缩空气储能技术研究。

探索新型储能运营模式。充分发挥中央企业、地方国有企业、非国有企业及源网荷储等各类投资主体利用其资源、技术、机制、管理等各自优势，参与新型储能投资建设。鼓励各类主体通过开展项目合作、股权合作、技术合作、签订战略合作协议等方式，合作开发大型独立储能项目，鼓励通过市场化方式探索形成共享储能可持续发展的商业模式。

推动新型储能的数字化改革和融合发展。集中攻关规模化储能系统集群智能协同控制技术，开展分布式储能系统协同聚合，实现源网荷储一体化和多能互补发展。依托大数据、云计算、人工智能、区块链等技术，开展储能多功能复用、需求侧响应、虚拟电厂等领域先进能源技术融合应用示范。

（三）完善体制机制，营造良好市场环境

进一步确立新型储能独立市场主体地位。加快完善新型储能参与中长期、现货等各类电力市场的准入条件、交易机制、技术标准和价格形成机制。推动建立电网侧独立储能电站容量电价机制，鼓励储能独立或与其他市场主体联合参与辅助服务市场，引导市场主体在实时电价、调峰调频电（量）价等量价环境下，通过配置储能优化运行。

优化支持用户侧储能发展模式。有效衔接电价市场化改革和销售侧分时电价机制，更好反映电能时间属性，激励用户增配储能。健全与电力现货市场相衔接的需求侧响应机制，引导用户通过配置储能优化用电负荷。鼓励用户采用储能技术减少接入电力系统的增容投资。

健全新型储能项目激励机制。建立绿色电力抵扣能耗机制，优先保障纳入电网侧示范规模的储能设施能耗指标。对于配套建设或共享模式落实新型储能的新能源发电项目，动态评估其系统价值和技术水平，在竞争性配置、项目核准（备案）、并网时序、系统调度运行安排、保障利用小时数等方面给予适当倾斜。

（四）规范行业管理，提升建设运行水平

完善新型储能技术标准体系。健全新型储能相关材料研发、设备制造、规划设计、项目审批、施工调试、并网验收、运维检修、安全防控、应急处置、质量监管和环保监督等全领域、各环节协同发展的标准体系。强化储能标准体系与现行能源电力系统相关标准的有效衔接，推动省内具有优势的产品和技术转化为国家标准和行业标准，加大国际标准化制定参与度。

强化项目全过程管理。新型储能项目实行属地备案管理。电网侧和电源侧新型储能项目需纳入规划才可办理备案和电网接入等前期报建手续。单个储能项目超过一定规模的，视情组织专题论证。进一步优化用户侧新型储能并网管理，鼓励对用户侧提供“一站式”服务。研究建立储能项目运行数字化管理平台，形成新型储能从规划、备案、设计、建设、运行的闭环监管和评价机制。制定各类型储能设施调度运行规程和调用标准，电源侧、电网侧新型储能的接入、运行参照常规电源管理，用户侧储能的接入、运行参照分布式电源管理。

强化新型储能安全及消防管理。加强新型储能全过程安全管控，规范执行储能电站选址、监控预警、防火分区、防火间距、消防给水、灭火设施等设计要求。新型储能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。科学制定应急处置预案，配备专业人员和装备，定期组织演练。建立新型储能消防验收（备案）制度，建立健全新型储能安全及消防管理机制。

（五）加大政策扶持，壮大关联产业体系

加大储能行业金融支持。加快推动设立储能发展基金，加大对储能应用领域的绿色金融支持，健全社会资本融资手段。对技术水平高、市场竞争力强的相关骨干企业和拥有自主知识产权的创新型成长型中小企业，在财政专项资金申报安排、高新技术企业认定等方面予以倾斜支持。

加快新型储能全产业链建设。以示范项目带动形成全省储能材料生产、设备制造、储能集成、运行检测全产业链。重点培育杭州、宁波、湖州等地建设国家储能高新技术产业化基地。

专栏5 自主核心产业应用示范项目

带动储能电池产业

——浙江龙泉120MW/240MWh磷酸铁锂储能示范项目，项目建设可带动新型储能相关制造业年产15GW储电系统一体化项目落户龙泉。

——浙江普星蓝天新型储能电站示范项目，项目将使用省内电池企业产品，带动本土电池产能发展。

带动储能系统集成

——新昌高新园区储能示范项目，项目将采用省内企业自主研发生产的集装箱储能系统。

带动储能能量管理系统

——义乌万里扬苏溪变独立储能示范项目，项目将采用省内企业自主研发的百兆瓦级储能能量管理系统和嵌入式信息采集通讯模块。

带动光伏产业

——龙能电力上虞储能示范项目，项目将发挥光储联合产业优势，为项目所在园区范围光伏高效利用提供支持。

四、保障措施

加强统筹协调。省发展改革委、省能源局牵头建立新型储能发展多部门协调机制，加强本规划与能源、电力等相关规划衔接，制定新型储能项目管理办法、新型储能参与电力市场指南等政策文件，确保规划刚性执行，引导规范新型储能有序发展。

细化任务实施。各市地能源主管部门要将本规划确定的指标、重点任务和示范项目列入本地区能源电力发展规划计划，分解落实目标任务，明确进度安排和目标考核机制，精心组织实施，加强对示范项目用地、资金等要素协调保障力度。各级供电企业要做好电网接入服务，示范项目要优先接入。

压实主体责任。压实各项目业主的建设和安全主体责任，推动一批新型储能项目有序落地实施和安全规范运行。省能源局对各地、各单位项目推进实行动态监测、通报考核，浙江省能源监管办公室联合应急管理、消防等部门定期开展安全检查。

加强监督评估。密切跟踪规划执行情况，及时总结问题成效。注重舆论引导宣传，完善规划项目信息报告和发布制度。委托开展规划第三方中期评估，如有必要，适时调整优化并按程序修订后公布。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/182892.html>