

96个项目共6.6GW 江西发布新型储能发展规划(2024-2030年)

1月9日，江西省能源局于印发了《江西省新型储能发展规划(2024-2030年)》。到2025年、2030年，力争实现各设区市新型储能投产规模不少于新增新能源装机的15%和20%。到2035年，力争实现全省新型储能投产600万千瓦以上。

以下为原文

江西省能源局关于印发《江西省新型储能发展规划（2024-2030年）》的通知

赣能电力字〔2024〕2号

省科技厅、省工业和信息化厅、省财政厅、省自然资源厅、省住房城乡建设厅、省应急厅、省市场监管局、省消防救援总队、省地震局，各设区市发展改革委（能源局），赣江新区经发局，国网江西省电力有限公司：

为深入贯彻落实习近平总书记考察江西重要讲话精神，聚焦“走在前、勇争先、善作为”的目标要求，加快构建源网荷储多向协同的新型电力系统，促进“十四五”“十五五”时期我省新型储能健康有序发展，按照《关于加快推动新型储能发展的指导意见》《“十四五”新型储能发展实施方案》等文件要求，我们组织编制了《江西省新型储能发展规划（2024-2030年）》。现印发给你们，请认真组织实施。

联系人：陈皓淳；联系电话：0791-88915225；

电子邮箱：jxnjdcl@163.com

2024年1月9日

江西省新型储能发展规划（2024-2030年）

新型储能是除抽水蓄能外，以输出电力为主要形式并对外提供服务的储能技术，包括但不限于电化学储能、压缩空气储能、重力储能、飞轮储能、依托可再生能源制氢（氨）的储能（以下简称“氢（氨）储能”）等。发展新型储能对提高电力供应保障能力、促进全省能源绿色转型、构建新型电力系统具有重要意义。为促进“十四五”“十五五”时期我省新型储能健康有序发展，按照《“十四五”现代能源体系规划》《“十四五”电力发展规划》《关于加快推动新型储能发展的指导意见》《“十四五”新型储能发展实施方案》和《江西省“十四五”电力发展规划》等文件精神，结合我省实际制定本规划。

一、发展基础与形势

（一）发展基础

近年来，伴随新能源大规模发展，电力系统灵活性需求不断提升，带动新型储能行业逐步由研发示范阶段向商业化初期过渡，并在技术装备、商业模式、政策环境、标准体系等方面迈出实质性步伐。截至2023年11月底，我国新型储能装机规模超过2500万千瓦。

“十四五”以来，我省始终贯彻落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，不断优化能源产业结构，积极推进新型储能示范应用落地、规范构建全过程管理体系、逐步完善相关配套政策，全面推动新型储能产业健康有序发展。截至2023年底，我省已投产新型储能30座，规模47.5万千瓦。

一是多元示范应用相继落地。华中区域首个“火电+储能”调频项目落地新昌电厂，成为新型储能与传统火电融合发展的先行示范；一批源网荷储一体化示范项目正在抓紧建设；用户侧新型储能项目也在加快推广应用。

二是管理体系逐步建立。我省出台了《关于做好新型储能项目全过程管理工作的通知》，规范新型储能项目全过程管理，推动新型储能规模化应用。

三是配套政策不断完善。制定并发布了《江西省电力辅助服务市场运营规则（试行）》《江西电力调频辅助服务市场运营规则》，支持新型储能发展的市场机制逐步完善。

（二）发展机遇

新型电力系统构建衍生储能需求。随着新型电力系统加快构建，我省新能源占比不断提高，其间歇性、随机性、波动性特点对电网调节、系统平衡和安全保障提出了更高要求。新型储能作为构建新型电力系统的重要技术和基础装备，能够满足电力供应保障和大规模新能源消纳需求，提高电网安全稳定运行水平，促进我省电力行业高质量发展。

配建政策不断完善注入强劲动力。国家层面制定印发了《关于加快推动新型储能发展的指导意见》《“十四五”新型储能发展实施方案》《新型储能项目管理规范（暂行）》等政策文件，在技术发展、市场定位、运行管理等方面强化了政策引导，为新型储能发展提供了有力支撑。

（三）面临挑战

一是技术成熟度有待进一步提升。“十四五”时期是新型储能技术快速发展的重要窗口期，需要加快关键技术创新突破步伐。但现阶段，各类新型储能技术仍需进一步提升运行寿命、放电时长、能量密度、转换效率等关键环节水平。其中，锂离子电池需提高电池循环寿命，压缩空气储能需提升压缩机、膨胀机等关键主机设备标准化设计制造水平，液流电池需进一步提升单机规模和效率，钠离子储能、飞轮储能、重力储能等技术路线需进一步加快关键技术研发攻关和示范应用进程。

二是商业模式和市场机制尚不成熟。当前，新型储能商业模式较为单一，电力市场体系建设尚不健全，不充分不协调不平衡问题较为突出。稳定、可持续的投资回收机制尚未建立，新型储能设施的建设投资成本难以得到有效疏导。

三是电力调度模式亟需升级。传统电力调度方式主要是以常规电源为主力的计划调度机制，难以适应新能源大规模并网条件下源网荷储“多向互动”的灵活变化，技术手段、调度机制等需要升级。

二、总体要求和发展目标

（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，全面贯彻党的二十大精神，深入贯彻落实习近平总书记考察江西重要讲话精神，聚焦“走在前、勇争先、善作为”的目标要求，遵循“四个革命、一个合作”能源安全新战略，围绕碳达峰、碳中和目标和加快构建新型电力系统要求，以政策环境完善为有力保障，以技术创新应用为内生动力，以市场机制建设为依托，稳妥有序推动我省新型储能高质量发展。

（二）基本原则

规划引领，有序发展。强化规划引领作用，加强与全省能源、电力等规划有机衔接。结合电力系统需求，科学制定新型储能发展目标和布局原则，研究探索集中式储能与分散式储能分层分区配置的合理模式，引导新型储能多元有序发展，促进新型储能科学合理布局。

创新驱动，示范先行。积极推动技术创新、模式创新、机制创新，驱动新型储能实现跨越式发展。鼓励探索具有不同技术路线、多元应用场景、多样化商业模式的储能项目先行试点示范，带动全省新型储能实现规模化发展。

深化改革，市场主导。持续深化电力体制改革和加快电力市场建设，充分发挥市场在资源优化配置中的决定性作用。确立新型储能市场主体地位，不断建立健全新型储能参与各类电力市场的政策机制，为新型储能发展创造良好政策环境。

强化管理，安全发展。建立健全新型储能全过程管理体系，压实新型储能项目全生命周期各环节安全生产企业主体责任和属地监管责任，贯彻落实新型储能技术标准、安全规范、评估体系等，不断完善独立储能、共享（租赁）储能等新型储能新业态的调度运行机制，推动新型储能安全可靠发展。

（三）发展目标

预计到2025年，我省新能源规模将达到3220万千瓦，2030年、2035年仍将保持高速增长，电力系统调节难度增加，调峰缺口进一步加大。在抽水蓄能建设周期较长的情况下，我省需要建设一批满足电网灵活调节需求、助力新型电力系统构建的新型储能项目。

到2025年，重点依托“新能源+储能”发展模式，力争实现各设区市新型储能投产规模不少于新增新能源装机的15%。新型储能技术创新水平逐步提升，管理体系基本完善。共享储能容量租赁交易等商业模式基本成熟，适应新型储能发展的市场机制不断健全。

到2030年，新型储能在源、网、荷各侧开展规模化布局应用，力争实现各设区市新型储能投产规模不少于新增新能源装机的20%。新型储能技术创新水平显著提升，管理体系、商业模式、市场机制成熟健全。

展望到2035年，锂离子电池、液流电池、钠离子电池、压缩空气储能、飞轮储能、重力储能、氢（氨）储能等多种新型储能技术并行发展，力争实现全省新型储能投产600万千瓦以上。源网荷储协调能力大幅提升，适应新能源大规模发展的平衡控制和调度体系成熟完备，新型储能成为保障电力可靠供应、提升电网调节能力的主力军之一。

三、主要任务

（一）统筹优化新型储能布局，促进源网荷储协调发展

1.加大力度推进电源侧新型储能发展

优先推动新能源项目配建新型储能。积极引导新能源电站以市场化方式配置新型储能，新建新能源项目配建储能容量不低于新能源装机规模的10%，储能时长不少于2小时。结合我省电力系统调峰需求，适时调整“新能源+储能”配建政策。通过竞争优选的新能源项目，其承诺的配建储能项目自动纳入规划。

全面推进常规电源与新型储能融合发展。支持煤电、水电等存量常规电源根据需求合理配建新型储能设施，提高系统整体运行灵活性和经济性。鼓励探索利用退役火电机组既有厂址和输变电设施，基于新能源开发条件和电网输电能力，建设风光火储一体化项目，推进多能互补发展。

专栏1 江西省电源侧新型储能规划项目

集中式配建储能：在宜春袁州、上饶鄱阳、南昌进贤、赣州宁都等新能源项目汇集区域鼓励配建储能集中建设。

2.因地制宜统筹电网侧新型储能布局

充分发挥新型储能电网调节作用。在负荷密集接入、大容量直流馈入、大规模新能源汇集、调峰调频困难、电压支撑能力不足的关键电网节点合理布局新型储能，提升电力系统抵御突发事件和故障后恢复能力；在负荷中心、临时性负荷增加区域等输变电资源紧张地区合理布局新型储能，延缓或替代输变电设施升级改造，降低电网基础设施综合建设成本。

有序推动电网侧新型储能发展。依据国家电价政策，充分考虑我省输配电价疏导能力，结合我省实际需求，统筹布局、适度建设一批电网侧新型储能。参照抽水蓄能政策探索电网侧新型储能项目业主确定机制，有序推动项目实施。

专栏2 江西省电网侧新型储能规划项目

电网侧新型储能：支持纳入国家试点示范的新型储能项目发挥电网侧储能灵活调节能力。重点研究特高压直流落点和省内枢纽变电站等重要区域，聚焦大规模新能源汇集区域、调峰困难地区和电力负荷中心，因地制宜建设安全可靠、长时稳定的电网侧新型储能项目。

3.灵活多样支持用户侧新型储能建设

鼓励用户按需配置新型储能。鼓励工业、通信、金融、互联网等用电量大、电能质量要求高的电力用户配置新型储能设施。通过探索智慧能源、虚拟电厂等商业模式，降低用户用电成本，提高电力供应质量。

支持分布式供能系统配置新型储能。围绕大数据中心、5G基站、工业园区等终端用户，支持依托分布式新能源、增量配电网、微电网等配置新型储能，提高分布式供能系统供电可靠性和经济性。

（二）推动新型储能多元发展，全面提升系统调节能力

1.有序推进新型储能多元技术应用

积极推动具有高安全性、高灵活性、高经济性的新型储能技术发展，推进多时间尺度新型储能技术规模化应用、多种类型储能协同运行。鼓励不同技术路线下储能装备、系统集成、规划设计、调度运行、安全防护等关键技术研究，促进新型储能技术进步和产业化发展。

2.积极推动新型储能多元形式发展

积极鼓励地方和企业在工业负荷大、新能源资源条件好的地区，开展园区级源网荷储一体化项目试点示范建设，按照“成熟一批、推动一批”的模式有序推进项目评估、立项、建设工作。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，支持依托新型储能发展虚拟电厂、智慧能源等新模式，不断拓展新型储能应用模式和应用场景。

3.积极探索新型储能多元主体建设

探索开展共享储能等商业创新模式应用示范，打造开放共享的新型储能生态。积极引导新能源电站以自建、租赁或购买等形式配置储能，发挥新型储能“一站多用”的共享作用。鼓励有实力的发电企业、独立储能运营商、电网企业等相关主体联合投资建设集中式新型储能项目，建立协调运营和利益共享机制。

专栏3 江西省新型储能示范项目

重点技术示范：

——稳妥推进长寿命、低成本及高安全的电化学储能建设，推动全钒液流电池、铁铬液流电池、锌溴液流电池等产业化应用。

——适度探索压缩空气储能、重力储能等大容量、中长时间尺度储能技术规模化应用。支持建设铅山县压缩空气储能示范项目（30万千瓦/120万千瓦时）。鼓励在具备相应条件的地区依托废弃矿井规划建设重力储能示范项目。

——拓展氢（氨）储能等多元技术路线，开展氢（氨）储能等示范项目建设。

——探索复合型储能技术示范应用。支持建设分宜县混合新型储能示范项目（5.5万千瓦/10.9万千瓦时）。

（三）建立健全市场机制，促进新型储能健康有序发展

1.加快完善电力市场体系

建立健全涵盖中长期交易市场、现货市场、辅助服务市场的新型储能交易体系。支持新型储能参与电力市场，鼓励配建新型储能与所属电源联合参与电力市场。研究新型储能参与电力市场的准入规划和交易机制，探索制定独立储能认定标准、配套政策，为新型储能营造更广阔的生存空间。完善“按效果付费”的电力辅助服务补偿机制，探索制定调峰辅助服务补偿标准，适时扩充项目纳入的辅助服务品类。

2.研究落实新型储能价格机制

研究落实电网侧储能容量电价机制，科学评估新型储能输变电设施投资替代效益，探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收。研究新型储能容量租赁模式，探索构建新型储能容量交易平台。逐步完善分时电价政策，为用户侧储能发展创造更大空间。鼓励用户采用储能技术减少接入电力系统的增容投资，发挥储能在减少配电网基础设施投资的积极作用。

（四）完善新型储能管理体系，保障储能安全稳妥发展

1.积极推动新型储能标准体系建设

严格落实国家、行业新型储能有关标准体系，鼓励并支持企业、社会团体和教育、科研机构等单位参与基础装备、规划设计、勘测施工、并网运行、测试验收、隐患排查、系统检验、应急管理新型储能全产业链相关国家标准、行

业标准制修订工作，在勘测施工和并网运行中增加到货抽检环节。健全新型储能监测和认证体系，探索建立新型储能检测认证机构，开展新型储能核部件到货抽检、并网检测和运行考核检测，保障新型储能系统应用质量与安全。

2.健全储能备案并网流程

各县级以上电力行业管理部门要按照《江西省企业投资项目核准和备案管理办法》和《江西省能源局关于做好新型储能项目全过程管理工作的通知》要求，进一步压实新型储能行业管理职责，严格落实项目安全性评估和属地备案管理程序。需单独接入电网的新型储能项目，在完成项目论证工作的同时其送出通道应同步完成电网规划论证。电网企业应明确新型储能项目（含独立储能等）并网调试和验收流程，及时出具并网接入意见，负责建设接网工程，鼓励对用户侧储能提供“一站式”服务。

3.优化新型储能项目调度运用

电网企业应建立科学调度机制，完善调度流程，提升新型储能利用率，充分发挥储能作为灵活性资源的功能和效益。制定完善各类型新型储能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。项目主体应加强储能设施系统运行维护，并配备必要的通信信息系统，确保调度指令有效执行。

四、保障措施

（一）强化组织领导

建立健全新型储能综合监管和多部门协调机制，坚持统筹规划、统筹管理、统筹推进。加强重大问题沟通协商，明确各方责任分工，形成电力行业管理部门统筹、多部门参与的组织领导格局，推动落实新型储能相关政策和配套机制。

（二）加强规划管理

加强规划动态评估及跟踪监测，结合发展需求变化情况实时调整规划目标及主要任务，必要时按程序滚动修编。各设区市电力行业管理部门要研究编制市级新型储能发展规划，分解落实省级规划发展目标，进一步明确新型储能项目连续充电时长、技术路线、接入站点和电压等级等信息，做好与国民经济、国土空间、生态环境保护、安全生产等同级规划的衔接。市县两级电力行业管理部门要切实抓好项目审批、建设、运营，加强资金、土地等协调保障力度，推动项目有序实施。电网企业要积极探索新型储能的应用场景，参与电网侧新型储能选址论证。

（三）加大政策支持

结合省内发展实际，研究调整新能源配储标准及政策，进一步研究细化独立储能电站管理程序，加强共享储能容量交易机制研究，积极开展试点示范项目政策研究，推动新型储能规模化、高质量发展。

（四）压实发展责任

新型储能项目单位是新型储能规划的实施主体。项目主体应按照国家要求，规范执行新型储能项目勘测设计、建设施工、运行维护等各环节标准，严格落实新型储能项目全方位管理要求。电网企业应公平无歧视为纳入规划的新型储能项目提供接入服务。

（五）加强风险防范

新型储能项目建设单位要严格落实企业安全生产主体责任，建立并完善电力安全生产保证体系和监督体系，建立全过程安全生产管理制度，实行全员安全生产责任制，做好安全设施“三同时”，确保各项工作安全有序推进。市县两级电力行业管理部门要贯彻落实“三管三必须”的总体要求，强化电源侧和电网侧储能的属地安全监管。地方政府要进一步厘清各部门和市场参与主体的安全职责与界面，多维度加强储能项目全过程监督，形成监管合力，确保新型储能规划实施过程中的建设和生产安全。

附表 1

江西省新型储能规划容量分解情况表

单位：万千瓦

序号	设区市	2025 年	2030 年	2035 年	分区比重
1	九江	不少于新增新能 源装机的 15%	不少于新增新能 源装机 20%	70	北部约 10%
2	鹰潭			15	东部约 20%
3	上饶			80	
4	景德镇			20	
5	南昌			80	中部约 30%
6	抚州			80	
7	新余			40	西部约 20%
8	宜春			65	
9	萍乡			20	
10	赣州			80	南部约 25%
11	吉安			50	

注：1.表中规划容量充电时长均默认 1 小时，以充电时长×规划容量为基数进行相应调整。
2.表中的规划容量不含用户侧储能。

附表 2

各地已开展前期研究的新型储能项目表

单位：万千瓦

设区市	项目名称	项目规模
九江	修水县四都镇大坪村、太阳升镇西坳村光伏发电项目配套储能项目	1
	江西赣能股份有限公司抱子石水电厂独立储能电站项目	5
	江西华电濂溪区独立储能电站项目	10
	江西瑞昌压缩空气储能调峰调频电站项目（一期）	30
	大唐永修新能源异地配套储能项目	18.27
鹰潭	龙源鹰潭贵溪白田 150MW（一期 95MW）林光互补光伏发电项目配套储能项目	0.95
	华电鹰潭市余江区 100MW/200MWh 储能电站项目（一期）	10
上饶	金风天润余干县杨埠镇风电项目配套储能项目	0.6
	铅山陈坊乡金风科技 50MW 风电场项目配套储能项目	0.2
	景能德兴市绕二风电场项目配套储能项目	0.5
	江西德兴市香屯街道 100MW 林光互补项目配套储能项目	1.5
	德兴市花桥金矿有限责任公司工矿废弃地光伏发电项目配套储能项目	0.15
	江西德兴压缩空气储能调峰调频电站项目（一期）	30
	鄱阳 500MW/1000MWh 独立（共享）储能电站项目（一期）	20
	婺源县太白镇 80MW 农光互补光伏发电项目配套储能项目	0.45
	上饶经开区 300MW/300MWh 储能电站项目（一期）	15
	上饶市广信区黄沙岭乡大屋村光伏发电项目配套储能项目	1.5
	中广核广信 120MW 农（林）光互补发电项目（一期 100MW）配套储能项目	1.5
	万年齐埠 80MW 光伏项目配套储能项目	0.8
	万年县齐埠乡 200MW 农光示范项目配套储能项目	3
	万年县梓埠镇 75MW 渔光互补光伏电站项目配套储能项目	1.125
	大唐江西万年二期 60MW 光伏发电项目配套储能项目	0.9
	江西万年石镇镇一期 60MW 渔光互补光伏电站项目配套储能项目	0.9
	江西万年石镇镇二期 80MW 渔光互补光伏电站项目配套储能项目	1.2
	江西万年石镇镇 80MW 农光互补光伏电站项目配套储能项目	1.2
	江西省铅山县 300MW/1200MWh 压缩空气储能示范项目	30
	鄱阳 200MW/400MWh 铅晶电池配套储能项目	20
南昌	华能南昌向塘黄山光伏发电项目一期配套储能项目	1.5
	华能南昌向塘黄山光伏发电项目二期配套储能项目	1.5
	国电电力江西恒湖风力发电项目配套储能项目	1.5
	江西普慧能源有限公司进贤县独立共享储能电站项目	30
抚州	抚州市临川区腾桥镇 60MW 农光互补项目配套储能项目配套储能项目	0.6
	乐安县和光新能源有限公司山碛镇 200MW 光伏发电项目配套储能项目	3
	金溪县吴家岭风电项目配套储能项目	0.52
	金溪县安田储能电站项目	20
	东乡区岭上风电项目配套储能项目	0.45

	江西资溪县 300MW/1200MWh 压缩空气储能项目	30
	抚州市东恒新能源 80MW 风力发电项目配套储能项目	1.2
	国家电投抚能抚州市东乡区杨桥殿镇 100MW 风电项目配套储能项目	1.5
	国家电投抚能抚州市东乡区黎圩镇甘坑林场 85MW 分散式风电项目配套储能项目	1.3
	国家电投抚能抚州市东乡区孝岗镇王桥镇瑶圩乡甘坑林场 75MW 分散式风电项目配套储能项目	1.15
	华润抚州东乡光伏发电项目二期配套储能项目	1.5
	华润抚州东乡光伏发电项目三期配套储能项目	0.75
	华润抚州东乡一期风电项目配套储能项目	1.2
新余	渝水区罗坊风电项目配建储能项目	2
	渝水区珠珊风电项目配套储能项目	0.5
	大唐江西渝水区南安光伏项目配套储能项目	2.85
	渝水区罗坊镇 100MW 农光互补光储一体化项目	1.5
	新余市仙女湖区观巢镇 200MW 农光互补光伏发电项目配套储能项目	2.1
	新余矿业新余市高新区 100MW/200MWh 储能项目	10
	江西省分宜县 55MW/109.01MWh 混合储能示范项目	5.5
宜春	樟树吴城、义城、昌傅风储一体化项目	2.75
	宜春市黄茅绿色农业+光储一体化项目	0.3
	时代绿能奉新县赤岸镇风电项目配套储能项目	1.2
	时代绿能奉新县赤田风电项目配套储能项目	1.65
	丰城董家风电项目储能配套项目配套储能项目	2
	丰城淘沙风电项目储能配套项目配套储能项目	2
	袁州 500MW/1000MWh 独立（共享）储能电站项目（一期）	20
	中广核湘赣边慈化 100MW/200MWh 集中式（共享式）钠离子高压级联新型复合储能项目	10
	上高县赣能 150MW/300MWh 储能电站项目	15
	江西华电宜丰独立电化学储能电站项目	20
	京能石市谭下 100MW 光伏发电项目配套储能项目	1.5
	宜丰县 100MW/200MWh 储能项目	10
	宜丰润时新能源石市镇 50MW 光伏发电项目配套储能项目	0.75
	江西省宜春市丰城地区 100MW/200MWh 独立储能电站项目	10
	江西宜春铜鼓 100MW/200MWh 储能电站项目	10
	江西华电宜春万载 100MW/200MWh 储能电站项目	10
	江西华电宜春奉新 200MW/400MWh 储能电站项目（一期）	20
	宜春袁州区华电 150MW/300MWh 共享储能电站项目	15
	宜春时代新能源科技有限公司 30MW 光伏配套储能项目	3
	万载县压缩空气储能项目	30
赣州	中广核赣县五云镇独立储能项目	25
	中广核赣县新型独立储能项目	10
	会昌 500MW/1000MWh 独立（共享）储能电站项目（一期）	20
	中电建江西院会昌盘古嶂二期风电项目配套储能项目	1.5
	会昌县富城乡平价风电项目配套储能项目	0.8

	会昌县筠门岭镇平价风电项目配套储能项目	0.8
	会昌县耀太新能源有限公司 50MW 农光互补光伏发电项目配套储能项目	0.75
	宁都县南华山分散式风电项目配套储能项目	0.1
	三峡新能源宝能长胜光伏发电配套储能项目	1.5
	江西宁都大布光伏发电配套储能项目	0.9
	全南县瑶山风电场项目配套储能项目	0.7
	于都马安风电场配套储能项目	0.75
	龙源宁都武华山风电项目二期配套储能项目	0.6
	龙南 400MW/800MWh 独立（共享）储能电站项目（一期）	10
	定南县爱康新能源 300MW/600MWh 独立储能电站项目	30
	三峡江西宁都县 50MW/100MWh 钠离子储能电站项目	5
	龙南市汉昌新能源 100MW/200MWh 新型独立储能电站项目	10
吉安	华能永新沙市光伏发电项目配套储能项目	2.25
	国家电投江西遂川县 50MW（一期 22MW）光伏发电项目配套储能项目	0.33
	青原区风光储一体化项目（一期富滩风电项目）配套储能项目	0.675
	国家能源集团吉水县八都镇 200MW 光伏发电项目（一期 100MW）配套储能项目	3
	中广核吉水县枫江镇 70MW 农光互补项目配套储能项目	1.05
	大唐永丰恩江光伏发电项目配套储能项目	1.5
	江西华电新干 400MW/800MWh 储能电站项目（一期）	10
	江西华电井开区 400MW/800MWh 储能电站项目（一期）	10

注：1.项目的装机规模和充电时长以最终通过论证的方案为准。

2.表中的项目不含用户侧储能。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/207123.html>