

江苏省发展和改革委员会文件

苏发改能源发〔2021〕715号

签发人：李侃桢

江苏省发展改革委关于报送“十四五” 电力源网荷储一体化和多能互补发展 工作方案的报告

国家能源局：

根据《国家发展改革委、国家能源局关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕280号）和《国家能源局综合司关于报送“十四五”电力源网荷储一体化和多能互补发展工作方案的通知》要求，我委组织编制完成了《江苏省“十四五”电力源网荷储一体化和多能互补发展工作方案》，现予以呈报。

下一步，我委将按照国家相关要求，加快推进源网荷储一体化和多能互补项目建设，促进我省电力高质量发展。

特此报告。

附件：江苏省“十四五”电力源网荷储一体化和多能互补发展工作方案



(联系人：吴雷；025-85693323)

抄送：国家能源局江苏能源监管办，省电力公司。

江苏省发展和改革委员会办公室

2021年7月27日印发

江苏省“十四五”电力源网荷储一体化和多能互补发展工作方案

江苏省发展改革委（省能源局）

2021年7月

为促进清洁能源就近消纳，提高能源系统综合效率，推动我省电力源网荷储一体化和多能互补健康有序发展，根据《国家发展改革委 国家能源局关于推进源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕280号）、《国家能源局综合司关于报送“十四五”电力源网荷储一体化和多能互补发展工作方案的通知》，制定本工作方案。

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，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，深入落实党中央、国务院和省委、省政府决策部署，紧紧围绕统筹推进“五位一体”总体布局和协调推进“四个全面”战略布局，落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，将源网荷储一体化和多能互补作为电力工业高质量发展的重要举措，积极构建清洁低碳、安全高效的新型电力系统，促进能源行业转型升级，为实现“争当表率、争做示范、走在前列”、推动“强富美高”新江苏建设再出发提供坚实、清洁、低碳的能源保障。

二、基本原则

低碳为先，协调互济。以保障电力系统安全稳定运行为

前提，推动新能源项目成为电力装机增量的主体，提高电力自给自足能力，发挥源网荷储协调互济作用，结合需求侧负荷特性、电源结构和电网调节能力，促进清洁能源就地消纳，构建布局合理、发展可持续的低碳能源体系。

创新机制，政策支持。更好结合有为政府和有效市场，坚持能源企业主体地位，还原能源商品属性，深化实施电力体制改革，完善市场化电价机制，发挥市场在资源配置中的决定作用。引导多元化资本投入，创新投资、运维机制，鼓励社会资本积极参与源网荷储一体化和多能互补项目建设。

规范管理，示范引领。发挥政府管理职能，加强项目“事前事中事后”管理，严格工作流程。推动典型示范项目建设，促进多能互补、电力调度、储能等各个领域关键技术创新发展，形成宜复制宜推广的典型模式和经验，逐步推广。

三、工作目标

优化整合电源侧、电网侧、负荷侧资源，完善电力交易市场建设、健全电力辅助服务，着力构建绿色低碳、安全可靠、高效灵活的省级源网荷储一体化系统；依托重点城市坚强局部电网建设，提升重要负荷中心应急保障能力和风险防御能力，同步建设局部电网安全稳定运行的市级源网荷储一体化系统；探索园区能源多元发展路径，因地制宜开展可再生能源开发、强化电网支撑能力、适度配置储能设施，建设一批园区级源网荷储一体化项目；结合存量电源，统筹各类电源规划，以降低新能源项目对电力系统的冲击、提升新能源的消纳能力为目标，建设一批多能互补项目。

四、重点任务

积极建设可持续发展的清洁低碳、安全高效的能源供应体系，通过省级源网荷储一体化、市级源网荷储一体化、园区级源网荷储一体化、多能互补等模式，探索电源、电网、负荷和谐发展的新途径。

（一）省级源网荷储一体化

省发展改革委（能源局）协调省电力公司统筹整合本地电源侧、电网侧、负荷侧资源，积极探索区域型源网荷储高度融合的信息电力系统发展路径，在“十三五”期间已初步建成了“江苏省大规模源网荷储友好互动系统”，将可中断负荷纳入电网实施控制，实现电源、电网、负荷三者之间的友好互动和快速协调，满足电网应急要求。“十四五”期间将进一步扩大和完善省级源网荷储一体化规模，力争实现源网荷储的规模化接入及负荷资源在调度端的全景感知及连续可控，构建“源随荷动、荷随网动”、源网荷储多元协同友好互动的电力调控新模式，为提高江苏电网安全稳定运行水平，进一步大规模接纳清洁能源奠定坚实基础。

1、系统主要功能

江苏大规模源网荷储友好互动系统包括毫秒级控制及秒级（分钟级）控制两个部分。

毫秒级控制部分包含四个控制层级，分别为1个控制中心站、4个控制主站、16个500千伏控制子站、2000多个智能控制终端。控制对象包括电力大用户、燃煤电厂可中断辅机、南水北调翻水站抽水泵以及大型电化学储能电站，控制对象超过1万个。毫秒级控制部分实现系统保护快速切负荷

功能，即针对频率紧急控制要求，设置苏南、苏北切负荷控制中心站，与华东电网频率紧急协调控制系统互联互通，650毫秒内切除部分可中断负荷。秒级控制部分主要由调度主站，营销集控系统和各大负荷聚合商协控系统组成。

秒级控制部分实现友好互动精准切负荷功能，即针对潮流越限、口子超用以及备用不足等电网稳定问题，由调度主站向江苏省电力有限公司营销集控系统发出需求，营销集控系统根据需求以及事先规定好的策略向各大负荷聚合商协控系统发出指令，实施可中断负荷的秒级、分钟级精准负荷控制。

2、系统运行模式

目前通过尖峰电价机制获得资金来源，用于补偿主动需求响应的可中断负荷机制、精准切负荷机制与柔性负荷调控机制的支出。针对应急场景与非应急场景下的源网荷互动形式制定合理可行的商业模式。

面向应急场景商业模式，基于市场调研，综合考虑企业与客户的接受程度，同时尽量缩短切负荷时间，降低客户损失，系统按照负荷的不同中断时间分别拟定 20~100 元/千瓦不等的经济激励标准。

面向非应急场景的友好互动商业模式分为柔性负荷调控与主动需求响应两种形式。其中，柔性负荷调控商业模式是通过市场化方式引导用户削减或转移尖峰用电需求。主动需求响应商业模式分为面向工商业用户与居民用户两种。其中面向工商业用户的商业模式包括尖峰电价机制与可中断负荷机制。

3、系统建设成效

2016年6月，省电力公司建成国内首套“大规模源网荷友好互动系统”，实现了毫秒级和秒级两种快速切负荷功能。2018年7月，镇江大规模电化学储能示范工程成功并网运行，江苏“大规模源网荷友好互动系统”正式升级为“大规模源网荷储友好互动系统”。经过多轮扩建和完善，目前江苏大规模源网荷储友好互动系统已具备310万千瓦毫秒级、376万千瓦秒级可中断负荷精准控制容量和22.7万千瓦电网侧储能容量，可确保任意一条外电入苏特高压通道故障下的电网可靠运行。在需求响应方面，已实现2000多户公共楼宇空调共30万千瓦负荷的柔性控制，实现了352万千瓦工商业客户负荷自主需求响应。

江苏源网荷储一体化系统的建设，为大电网安全运行提供保障，有效接纳大规模区外来电，有力支撑了分布式电源发展，服务能源绿色转型，具有显著的社会效益、经济效益和环境效益。项目成果已获得国网公司科技进步特等奖、中电联电力创新一等奖、全国质量卓越项目奖、中国电力科技进步一等奖、江苏省科技进步一等奖等多项重要荣誉，已在其他省级电力系统中得到推广应用。

4、下一阶段主要工作

“十四五”期间，将以建市场为手段、提能力为目标、推重点为抓手，进一步扩大江苏大规模源网荷储友好互动系统规模，不断完善系统功能，打造全国一流的省级源网荷储一体化系统。

一是推进电力市场建设。依托江苏电力辅助服务、中长

期和现货市场等体系建设，公平无歧视引入电源侧、负荷侧、独立电储能等市场主体，充分调动和发挥各类市场主体参与调节的作用。按照谁受益、谁承担的原则，建立用户参与辅助服务分担共享机制，培育市场化用户负荷管理能力，促进发、用电资源优化配置和清洁能源消纳，提升电网调节能力和安全经济运行水平。继续深化研究源网荷储协同互动的运营能力，建立负荷侧可调节资源参与电力市场运作机制，通过不断固化虚拟电厂等负荷聚合商的盈利模式，吸引多元市场主体主动参与，通过市场机制引导各类资源参与电力市场交易。

二是持续开展省调调度主站可调度资源池建设。利用 5G 等现代信息通讯及智能化技术，优化在线评估和调用策略，推动包括负荷聚合平台、区域综合能源协调控制系统、营销可调负荷集控系统、电动汽车平台等各类可调控负荷资源接入调试，进一步扩大控制用户规模，扩展可调控负荷资源类型，充分挖掘聚合各类可调节资源调控能力，实现可调控负荷在调度端的“可观、可测、可调、可控”。

三是推广区域综合能源协调控制系统建设。制定标准化接入和调试流程，接入省地两级调度主站，开展联合调试，进行同质化管理。建立源网荷储省地协同调控机制，在地调部署源网荷储协同调控系统，探索可调控负荷资源通过地调调度主站上送省调调度主站技术路线。

四是推进电网侧储能建设。电网侧储能具有安全可靠性强、能量密度高、充放电速率快、使用寿命长的优势。江苏目前已建成 10 个电网侧储能电站，总规模达到 22.7 万千瓦。

“十四五”期间，江苏还将发展电网侧储能在内的多种新型储能，建设约 30 万千瓦的电网侧电化学储能项目，不断扩大电源侧、用户侧电化学储能规模，拓展对新型储能的统一调控，充分发挥新型储能在调峰、调频、优化电网运行、提高电网安全稳定运行水平等方面的作用。

（二）市级源网荷储一体化

依托南京、苏州坚强局部电网建设，梳理城市重要负荷，按照低碳供能、清洁用能、灵活运行、需求管理、协同调节原则，打造南京、苏州市级源网荷储一体化系统。

1、南京市源网荷储一体化

（1）加强本地电源建设

扩大清洁能源规模。“十四五”期间，南京将建设一批清洁能源发电项目，优化地区电源结构，为地区电力供应保驾护航。项目主要包括：高淳协鑫燃机项目（20 万千瓦）、大唐溧水燃机项目（20 万千瓦）、大唐南电二期燃机创新示范项目（65.5 万千瓦）、光伏等可再生能源约 30 万千瓦。

加强本地保障电源建设。围绕构建坚强局部电网，以保障重要用户负荷供电为重点，基于本地实际建设类型多样的本地保障电源。纳入南京本地保障电源机组包括：金陵燃机电厂（75 万千瓦），华能南京电厂（64 万千瓦），江北生活垃圾焚烧发电厂一期（4 万千瓦），江北生活垃圾焚烧发电厂二期（6 万千瓦），浦口经济技术开发区天然气分布式能源站项目（4 万千瓦），东大储能电站（13.1 万千瓦）。

完善黑启动电源建设。将金陵燃机电厂作为南京坚强局部电网黑启动电源点，电厂初步规划建设 3 台 1600 千瓦柴

油发电机组及相关配套装置，保证极端方式下电网启动、运行、调节等各方面的要求。

（2）构建坚强局部电网

合理划定坚强局部电网范围。按照网架结构相对独立、结构清晰，覆盖目标重要用户的原则，南京坚强局部电网初步规划包含五个行政区（鼓楼区、建邺区、秦淮区、玄武区和江北新区），共计 107 个重要电力用户，其中一级重要用户 5 个，二级重要用户 102 个，2023 年总负荷约 53.5 万千瓦，保安负荷约 13.1 万千瓦。

优化完善局部电网网架。结合重要用户保障需求，分步完善基础网架建设，构建坚强局部电网网架结构；优化用户接入系统方案，提高重要用户电网供电标准。“十四五”期间，南京规划建设 220 千伏及以下输变电工程 7 项，新建线路长度 167 公里，新增变电容量 68 万千伏安。

差异设计建设电力设施。结合城市规划发展、综合管廊建设等要求，按照差异化建设标准，因地制宜提升坚强局部电网相关线路、变电站建设标准。“十四五”期间，南京坚强局部电网差异化建设电网输变电工程 6 项，新建线路长度 23 公里，新增变电容量 102 万千伏安。

（3）扩大需求响应规模

重要用户需求响应。在全省“大规模源网荷储友好互动系统”的统一调控下，南京市已具备 20 万千瓦毫秒级和 30 万千瓦秒级可中断负荷精准控制能力。“十四五”期间将进一步扩大可控制用户规模，扩展可调控负荷资源类型，充分挖掘聚合各类可调节资源调控能力。

重要用户应急电源承担兜底。重要用户应完善汽、柴油发电机、不间断电源（UPS）等应急自备电源配置，使之具备极端状态下安全自保能力。纳入南京坚强局部电网保障范围内的重要用户，约有 85 户需进一步完善应急自备电源配置。新建及扩容的重要用户，应配置应急电源，并保证具备公用应急移动电源接入条件。

（4）增加储能配置

新型储能具备启动速度快、调节能力佳等优点。南京江北地区规划建设一座电化学储能电站，包含锂电池储能和梯次利用储能。锂电池储能规模为 11.088 万千瓦/19.36 万千瓦时，采用户外预制舱布置，梯次利用储能规模为 2 万千瓦/7.5 万千瓦时。

（5）强化协调控制

坚持全生命周期能源管理贯穿城市级源网荷储一体化的建设和运营。一是以南京江北新区为示范性，构建各类用能终端灵活融入、智能调控、能源互联的微平衡系统，形成清洁低碳的城市能源体系；二是形成国际一流高可靠性城市电网，应对严重自然灾害等可能引发大面积停电事故的风险；三是形成高效协同的能源系统，打造源网荷储多源头协调控制，全面提升资源配置水平和能源利用效率。

2、苏州市源网荷储一体化

（1）加强本地电源建设

扩大清洁能源规模。“十四五”期间，苏州将建设一批清洁能源发电项目，优化地区电源结构，为地区电力供应保驾护航。项目主要包括：华兴张家港燃机项目（88 万千瓦）、

吴江盛泽燃机项目（20万千瓦）、中电常熟燃机项目（20万千瓦）、望亭发电厂二期 F 级燃气轮机示范项目（48.5 万千瓦）、华能苏州燃机创新示范项目（10 万千瓦）、吴淞江科技产业园燃机项目（10 万千瓦），光伏、风电等可再生能源约 200 万千瓦。

加强本地保障电源建设。围绕构建坚强局部电网，以保障重要用户负荷供电为重点，基于地区特点建设类型多样的本地保障电源。纳入苏州本地保障电源机组包括：华能苏州燃气机创新发展示范项目（21.5 万千瓦）、苏州北部燃机热电有限公司（18 万千瓦）、苏州工业园区蓝天燃气热电公司（18 万千瓦）、华能苏州热电有限公司（12 万千瓦）、上海华电电力发展有限公司望亭电厂（31 万千瓦）、光大环保能源公司垃圾焚烧发电厂提标改造项目（18 万千瓦）。

完善黑启动电源建设。将华能苏州燃气机创新发展示范项目作为苏州坚强局部电网黑启动电源点，电厂初步规划建设 2 台 1600 千瓦柴油发电机组及相关配套装置，保证极端方式下电网启动、运行、调节等各方面的要求。

（2）构建坚强局部电网

合理划定坚强局部电网范围。按照网架结构相对独立、结构清晰，覆盖目标重要用户的原则，苏州坚强局部电网初步规划包含六个行政区（姑苏区、吴中区、相城区、高新区、工业园区和吴江区的部分重点区域），共计 89 个重要电力用户，其中一级重要用户 2 个，二级重要用户 87 个，2025 年总负荷约 50.23 万千瓦，保安负荷约 6.41 万千瓦。

优化完善局部电网网架。结合重要用户保障需求，分步

完善基础网架建设，构建坚强局部电网网架结构；优化用户接入系统方案，提高重要用户电网供电标准。“十四五”期间，苏州规划建设 220 千伏及以下输变电工程 21 项，新建线路长度 281 公里，新增变电容量 211.3 万千伏安。

差异设计建设电力设施。结合城市规划发展、综合管廊建设等要求，按照差异化建设标准，因地制宜提升坚强局部电网相关线路、变电站建设标准。“十四五”期间，苏州坚强局部电网差异化建设电网输变电工程 12 项，新建线路长度 48 公里，新增变电容量 200 万千伏安。

（3）扩大需求响应规模

重要用户需求响应。在全省“大规模源网荷储友好互动系统”的统一调控下，苏州市已具备 75 万千瓦毫秒级和 120 万千瓦秒级可中断负荷精准控制能力。“十四五”期间将进一步扩大可控制用户规模，扩展可调控负荷资源类型，充分挖掘聚合各类可调节资源调控能力。

重要用户应急电源承担兜底。重要用户应完善汽、柴油发电机、不间断电源（UPS）等应急自备电源配置，使之具备极端状态下安全自保能力。纳入苏州坚强局部电网保障范围内的重要用户，约有 3 户需进一步完善应急自备电源配置。新建及扩容的重要用户，应配置应急电源，并保证具备公用应急移动电源接入条件。

（4）增加储能配置

储能具备启动速度快、调节能力佳等优点。苏州昆山地区已建成一座电化学储能电站，采用磷酸铁锂电池，规模为 11.088 万千瓦/19.36 万千瓦时，后续继续加大新型储能的规

划建设。

（5）强化协调控制

拓展各级调度运行灵活手段，深度挖掘火电调峰能力，全力消纳四川锦屏、白鹤滩等西南水电。合理制定新能源侧、用户侧、电网侧配套储能控制策略，发挥需求响应等负荷聚合作用，统筹考虑协调控制手段。提升区域电网资源优化配置作用，挖掘大电网内的省间错峰效益。形成高效协同的能源系统，打造源网荷储多源头协调控制。加强长三角地区配电网互联互通，在苏州吴江等地新建跨省配电线路与上海青浦和浙江嘉善实现互联互通，增强负荷转移能力，全面提升资源配置水平和能源利用效率。

（三）园区级源网荷储一体化

在园区级范围内充分发挥源网荷储协调互济能力，因地制宜开展可再生能源开发、强化电网支撑能力、适度配置储能设施，实施源网荷储一体化绿色供电园区建设，探索能源促进园区多元发展的新道路。

1、遵循以新能源为主体的建设模式

优先利用清洁能源资源，针对城市商业区、综合体、工业园区等不同性质的区域，在分析资源禀赋、负荷需求、网架现状等情况的基础上，进一步加大新能源开发力度，结合园区建设规划确定电源合理规模与配比，支持分布式电源建设和就近接入消纳，助力电力绿色发展。

2、减轻电力系统消纳及调峰压力

源网荷储一体化项目伴随可再生能源大规模接入，应以市场消纳为导向，充分挖掘和释放生产侧、消费侧调节潜力，

鼓励优化配置调节性电源、实践电动汽车充放电模式，配合储能建设，发挥市场主体的调节能力和主动性，在实现新能源的高效开发利用的同时提高系统的自我平衡能力。

3、注重智能协控系统的开发利用

依托“云大物移智链”等技术，在能源设施建设的基础上，积极试点开发园区一体化协调管控系统，实现各环节的统筹优化、加强源网荷储多向互动，充分发挥园区内负荷侧灵活调节能力，降低对电力系统的调节支撑需求的同时提高数字化管理水平。协控系统应支持建设范围内可再生能源、配电网、用户、充电桩、各类储能的信息接入、能量管理，建议与当地其他管控系统形成数据交互，为实现更大范围内的源网荷储协调控制提供基础。

4、鼓励项目参与电力市场交易

源网荷储一体化项目应充分利用可再生能源发电和负荷侧响应能力，发挥要素整合优势，通过虚拟电厂等一体化聚合模式参与市场交易。随着江苏电力市场建设的进一步完善，项目主体单位应根据自身的资源能力和周边的负荷情况，积极参与电力中长期、辅助服务、现货电能量市场交易等，提高新能源消纳能力并获取相应收益。

5、支持积极探索市场化商业模式

为保障项目稳步推进及可持续发展，发挥市场在资源配置中的决定性作用，鼓励社会资本参与项目投资，并积极探索风电、光伏平价上网后的商业发展模式。园区级源网荷储一体化项目可结合增量配电网业务，不局限于资产建设，寻求“投资+运营+服务”的发展模式，开展综合能源服务，有

条件地区可实践多种能源的综合调度、供应，形成电、冷、热、气、水等能源的耦合接入、协调整合，打造智慧园区，提高核心竞争力。

按照上述发展思路和建设要求，结合各地市的项目申报情况，计划在徐州、扬州、无锡等地实施4个源网荷储一体化项目，预计可新增可再生能源装机规模121.35万千瓦，新增年发电量约15.37亿千瓦时，新增储能容量约71.9万千瓦/144.6万千瓦时，将进一步提升江苏能源清洁利用水平和电力系统运行效率。

项目具体规模如下：徐州上海大屯能源源网荷储一体化（沛县）示范基地源网荷储一体化示范项目规划建设105万千瓦光伏，31.5万千瓦/63万千瓦时电化学、废弃矿井巷道压缩空气储能，建成后年均新能源发电量约13.36亿千瓦时；扬州智慧能源科创示范中心源网荷储一体化能源项目规划建设16万千瓦光伏、40万千瓦/80万千瓦时储能电站，制氢储氢加氢一体站、充换电站、大数据中心等设施，建成后年均新能源发电量约1.85亿千瓦时；扬州仪征枣林湾“两园”电力源网荷储一体化项目规划建设1000千瓦分布式屋顶光伏、光充储一体化停车站、锂电池储能系统；无锡星洲工业园源网荷储一体化能源项目规划建设2500千瓦分布式光伏、19200千瓦规模集中供能能源站、2×9800千瓦级分布式燃机、4000千瓦/16000千瓦时储能，升级园区协控系统，建成后年均新能源发电量约1700万千瓦时。（项目信息见附件1）

（四）多能互补

江苏将大力发展风电、光伏等清洁能源，新能源将成为

电力系统的主体电源。由于风电、光伏先天具有间歇性的特点，需要与其他类型的能源叠加互补，才能有效保障供电安全性和可靠性。江苏将结合存量电源、合理配置储能，统筹各类电源规划，推动多能互补一体化项目，降低新能源项目对电力系统的冲击，提升新能源的消纳能力。

1、最大化利用清洁能源

根据《江苏省“十四五”可再生能源发展专项规划（征求意见稿）》，“十四五”期间全省光伏、风电每年分别将有 200 万千瓦与 220 万千瓦的装机空间。结合多能互补项目申报，积极推进以可再生能源为主、分布式电源多元互补的应用示范工程，充分利用垦区农场、鱼塘水面、沿海滩涂、山地丘陵、沟渠等各类空间资源，集中布局一批风光项目，充分发挥规模化开发优势，尽量实现电源出力特性的内部互补。

2、强化电源侧调节能力

解决新能源消纳、减轻受端系统的调峰压力是下一步工作的重点，结合项目可再生能源开发条件及出力特性、受端系统消纳空间，在考虑项目综合发电成本的基础上，充分激发存量电源调节的积极性，优化增量储能规模，提高可再生能源综合利用率和项目综合竞争能力。

3、合理推进增存量项目

多能互补项目的发展应与地方电力发展规划相匹配，杜绝借机扩张化石电源规模、加剧电力供需和可再生能源消纳矛盾。统筹各类电源规划、设计、建设、运营，优先发展新能源，结合江苏的资源禀赋和环保要求，推进增存量“风光储一体化”项目。

按照上述发展思路和建设要求，结合各地市的项目申报情况，计划在泰州实施多能互补项目，预计可新增可再生能源装机规模 29 万千瓦，新增储能规模为 2.5 万千瓦/5 万千瓦时，新增年均发电量达 3.24 亿千瓦时，助力江苏构建以新能源为主体的新型电力系统。

项目具体规模如下：大唐泰州多能互补项目规划建设 29 万千瓦光伏，建设 2.5 万千瓦/5 万千瓦时储能，建设多能互补综合服务平台，建成后年均新能源发电量约 3.24 亿千瓦时。（项目信息见附件 2）

五、保障措施

（一）加强组织领导。以电力系统安全稳定为基础、以市场消纳为导向，发挥统筹协调作用，加强源网荷储一体化项目、多能互补项目规划和地方电力发展规划、可再生能源发展规划等的衔接，有序推进项目实施。

（二）建立协调机制。在规划层面，各投资主体积极提出规划建议，协同推动前期工作，实现规划一体化；在建设层面，协调各电力项目建设进度，确保同步建设、同期投运，推动建设实施一体化；在运行层面，建立各类电源协调运营和利益共享机制，发挥各类电源互补作用，促进项目运行调节和管理规范的一体化。

（三）守住安全底线。实现发输配用等各个环节安全可靠运行，坚持电力供应安全底线思维，强化电网规划建设，以需求侧管理、多元储能、长三角电力互济为支撑，构建源网荷储高效融合的电力安全保障体系。

（四）完善支持政策。紧紧围绕电力体制改革“三放开、

“一独立、三强化”核心内容，立足省情，进一步深化电力体制改革，构建“中长期+现货+辅助服务”有机结合、规范有序的电力市场，支持参与跨省区电力市场化交易、增量配电改革及分布式发电市场化交易，充分挖掘电源、储能、负荷等各方调节能力，提升新能源消纳水平，促进以新能源为主体的新型电力系统建设。

- 附件：1. 源网荷储一体化项目基本情况表
2. 多能互补项目基本情况表

附件 1

源网荷储一体化项目工作方案基本情况表

序号	项目名称	项目概况	负荷情况	建设地点
一	徐州上海大屯能源源网荷储一体化(沛县)示范基地源网荷储一体化示范项目	规划建设 105 万千瓦光伏、31.5 万千瓦/63 万千瓦电化学、废弃矿井巷道储能, 对大屯电网存量 12 万千瓦自备火电机组开展灵活性改造。 总投资约 48.83 亿元, 年均新能源发电量约 13.36 亿千瓦时。	“十四五”末大屯电网用电量预计 21.1 亿千瓦时, 新能源消纳电量占比 50.4%。	徐州市沛县
二	扬州智慧能源科创示范中心源网荷储一体化能源项目	规划建设 16 万千瓦光伏、40 万千瓦/80 万千瓦时储能, 制氢储氢加氢一体站、充换电站、大数据中心等设施, 建设源网荷储一体化协控系统。 总投资约 35.68 亿元, 年均新能源发电量约 1.85 亿千瓦时。	智慧能源科创示范中心建成后年用电量预计 3.13 亿千瓦时, 新能源消纳电量占比 59.1%。	扬州高邮市三垛镇
三	扬州仪征枣林湾“两园”电力源网荷储一体化项目	规划建设 1000 千瓦分布式光伏、光充储停车场、储能, 结合增量配电网建设源网荷储一体化项目。	项目及周边远景年用电量预计 8.35 亿千瓦时。	扬州仪征市枣林湾
四	无锡星洲工业园源网荷储一体化能源项目	规划建设 2500 千瓦分布式光伏、19200 千瓦规模能源站、2×9800 千瓦级分布式燃机、4000 千瓦/16000 千瓦时储能, 结合增量配电网, 升级源网荷储协控系统。 总投资约 2.26 亿元, 年均新能源发电量约 1700 万千瓦时, 集中供能节约电量约 5100 万千瓦时。	“十四五”期间星洲工业园用电量预计保持在 9 亿千瓦时水平。	无锡市新吴区

附件 2

多能互补项目工作方案基本情况表

序号	项目名称	项目概况	负荷情况	建设地点
一	大唐泰州多能互补项目	规划建设 29 万千瓦光伏, 2.5 万千瓦/5 万千瓦储能, 多能互补综合服务平台。 总投资约 12.85 亿元, 年均新能源发电量约 3.24 亿千瓦时。	预计 2021 年姜堰区最高用电负荷 66.76 万千瓦, 供电量约 36 亿千瓦时; 2024 年将达到 80 万千瓦, 供电量约 45 亿千瓦时。	泰州市姜堰区俞垛镇、淤溪镇