

嘉峪关市发展和改革委员会文件

嘉发改能源发〔2021〕99号

嘉峪关市发展和改革委员会关于转发省发改委 《关于组织申报甘肃省“十四五”电力源网荷 储一体化和多能互补发展首批试点项目的 通知》的通知

各企业、市属有关部门：

现将省发改委《关于组织申报甘肃省“十四五”电力源网荷储一体化和多能互补发展首批试点项目的通知》（甘发改能源〔2021〕258号）转发给你们，请按照试点项目相关要求，抓紧委托编制试点项目实施方案，并于2022年1月14日前报送市发改委，我委将统一汇总上报省发改委集中评估。

联系方式：能源科 0937-6312403

邮 箱：jygnyk@126.com

附件：省发改委《关于组织申报甘肃省“十四五”电力源网荷储一体化和多能互补发展首批试点项目的通知》

嘉峪关市发展和改革委员会

2021年12月20日



嘉峪关市发展和改革委员会办公室

2021年12月20日印发

甘肃省发展和改革委员会

甘发改能源函〔2021〕258号

关于组织申报甘肃省“十四五”电力源网荷储 一体化和多能互补发展首批试点 项目的通知

各市州发展改革委、能源局、兰州新区经发局，省电力公司：

按照国家能源局综合司《关于推进2021年度电力源网荷储一体化和多能互补发展工作的通知》相关要求，我委会同有关方面拟启动“十四五”电力源网荷储一体化和多能互补首批试点项目（以下简称“一体化”项目）规划实施工作。现将有关事项通知如下：

一、电力多能互补试点项目

由各地结合“光伏+”综合利用行动、新能源电站升级改造行动和沙漠、戈壁、荒漠大型风电光伏基地建设等工作自行组织，纳入全省新能源建设规划建设范围统一管理；项目规划应就近、打捆，项目布局宜相对集中，与公网电力系统的连接方式简单清晰，不降低存量电源参与系统调节能力。

二、源网荷储一体化试点项目

（一）实施方案编制要求

1、以市（州）为单位，每个市（州）最多上报 2 个源网荷储一体化试点项目，原则上项目应在 2023 年内全部建成投产。

2、源网荷储一体化试点项目应优先落实电力消纳负荷，源、网、储项目应与负荷项目同步规划、同步建设、同步投产；利用存量负荷的，要严格落实国家对新能源消纳电量和占比要求，并开展对大电网调节支撑需求效果分析，尽量减少对大电网调峰支撑需求；承诺的增量电力消纳负荷未建成的，配套建设的源、网、储项目不得并网。

3、支持存量燃煤自备电厂电量替代和工业园区、大型生产企业、大数据中心、可再生能源供暖等领域新能源电力绿色直供电示范项目建设；负荷为增量且配套电源项目电力电量可全部由增量负荷消纳的项目优先纳入支持范围，项目建成后电源项目所发电量不得上网；支持规模化风光（水、火）储用输一体化控制系统等关键技术和示范应用。

4、试点项目应力求物理界面与调控关系清晰，划出与大电网的物理分界面，可通过组织虚拟电厂等一体化聚合模式参与电网运行和市场化交易。

5、项目实施方案应附项目建设联合体（如组建联合体）、源网荷储投资方协议、承诺函和地方政府承诺函。

6、每家企业（包括独资、控股、参股等方式）仅可参与 1 个市（州）1 个试点项目申报，参与多个项目申报的，

该企业参与的所有项目和项目所在地所有申报项目一律不纳入评审范围。

（二）工作节奏安排

1、项目实施方案编制阶段（2021年12月中旬-2022年1月15日）。请各地按照国家发展改革委、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》、《关于推进2021年度电力源网荷储一体化和多能互补发展工作的通知》等相关文件要求，按照“先试点、再推广”的节奏，认真组织相关单位按项目编制电力源网荷储一体化试点项目建设方案，由各地发展改革委（能源局、经发局）统一汇总上报我委。

2、项目实施方案评审阶段（2022年1月中旬-2022年1月31日）。各地项目汇总上报我委后，我委将会同有关方面委托有资质的第三方咨询机构对实施方案进行集中评估，必要时开展现场评估，届时请各地做好评估准备和配合工作。

3、项目纳规实施阶段（2022年2月-2022年12月）。项目集中评估后，我委将会同甘肃能源监管办等相关方面，结合第三方评估机构评估意见，研究确定将具备实施条件的项目纳入我省“十四五”电力发展规划试点项目启动实施，纳规试点项目原则上应于2022年6月底全部开工建设，2023年底全部建成投产。

4、项目滚动调整阶段（2022年12月）。对于已纳规项目，因故无法全部建成投产或未启动建设的，我委将结合国家对后续批次“一体化”项目工作要求，研究论证后进行滚动调整；因承诺负荷未落实或未达到承诺标准等原因造成项目无法实施的，取消项目试点资格，后续批次“一体化”项目不再考虑项目所在地和项目实施相关企业。

三、有关要求

“一体化”试点项目布局不得与陇电入鲁、陇电入浙、陇电入沪等省级重点推动的外送通道项目配套电源规划相冲突；严禁借“一体化”项目名义为违规电厂转正、将公用电厂转为自备电厂；储能项目建设模式、源网荷储一体化项目电力负荷要考虑多元化，原则上不推荐储能项目建设模式、电力负荷类似的多个项目同时纳入试点范围；无成熟项目的市（州）可不参加此次申报。

附件：国家能源局综合司关于推进2021年度电力源网荷储一体化和多能互补发展的通知

甘肃省发展和改革委员会

2021年12月20日

（联系人：陈龙 0931-8929183 邮箱：gsfgwdlc@163.com）

抄送：甘肃能源监管办。

国家能源局

国家能源局综合司关于推进 2021 年度 电力源网荷储一体化和多能互补发展工作 的通知

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，各派出机构：

按照《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）（以下简称《意见》）、《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》（以下简称《通知》）相关要求，为指导各地有序推动 2021 年度电力源网荷储一体化和多能互补项目（以下简称“一体化”项目）规划实施，积极探索“一体化”项目发展路径，现将有关事项通知如下：

一、责任主体

各省级能源主管部门是组织推进电源开发地点与消纳市场均属于本省（区、市）的“一体化”项目责任主体，应会同国家能源局派出机构组织相关电源、电网、用电企业及咨询机构开展项目及实施方案的分类论证、评估筛选、建设实施、跟踪监测等工作。

二、项目要求

(一) 严守“一体化”项目要求底线。坚持以消纳为导向，着力提升利用效率，强化自主调峰、自我消纳，兼顾开发和利用，充分落实可再生能源消纳能力，确保符合绿色低碳发展方向。坚持底线思维，统筹发展和安全，充分评估各类安全风险，明确应对策略，确保电力系统安全稳定运行。

电力源网荷储一体化项目应充分挖掘和释放生产侧、消费侧调节潜力，重点通过引导用户积极性，最大化调动（或发挥）负荷侧调节响应能力，加强源网荷储多向互动；电力多能互补项目应强化电源侧灵活调节作用，在不降低存量电源参与系统调节能力的前提下，重点通过挖掘配套电源的调峰潜力，激发存量电源调节积极性与潜力，优化配置增量调节性电源或储能，进而实现各类电源互济互补。

(二) 突出“一体化”项目阶段特点。在合理范围内，电力源网荷储一体化项目可通过组织虚拟电厂等一体化聚合模式参与电网运行和市场交易，力求物理界面与调控关系清晰，划出与大电网的物理分界面；电力多能互补项目应就近、打捆，项目布局宜相对集中，与电力系统的连接方式简单清晰，以此充分发挥规模化开发优势、有效衔接各类电源建设进度、实现各类电源出力特性内部互补。

(三) 把握“一体化”项目推进节奏。按照“优化存量资源配置，扩大优质增量供给”的原则，优先实施存量燃煤自备电厂电量替代、风光水火（储）一体化提升，“量入而出”适度就近打捆新能源。按照“先试点，再推广”的节奏，

2021 年度各省（区、市）试点开展的“一体化”项目增量电源并网容量应在本省（区、市）电力规划、可再生能源发展规划内统筹平衡，在总结经验的基础上再扩大推进规模。

三、工作要求

（一）积极开展方案论证。各省级能源主管部门应制定“一体化”项目管理办法，明确新能源电量比重、对系统调节能力影响等关键指标，组织发电企业、电网企业、具备资质的研究咨询单位开展“一体化”项目实施方案的研究论证和编制工作（研究报告内容包括但不限于系统消纳能力分析、接入系统方案、经济效益分析、系统安全稳定运行影响分析等）。通过深入调研、系统研究、严密论证，确保“一体化”项目实施方案内容深度满足《意见》和《通知》相关要求。

（二）科学有序评估纳规。各省级能源主管部门应会同国家能源局派出机构，组织或委托第三方咨询机构开展“一体化”项目评估工作，与国家“十四五”可再生能源发展规划充分衔接，逐项论证明确“一体化”项目立项条件、消纳条件、建设规模、接入系统方案、配套电网工程等，在充分征求相关电力企业意见基础上，于 12 月底前择优纳入本省（区、市）电力规划。对于所选的第三方咨询机构，原则上应具备评估电力系统安全稳定风险、省级电网及“一体化”项目新能源消纳水平的能力。

（三）落实项目核准要求。各省级能源主管部门应规范“一体化”项目核准（备案）审批程序，核准前对项目的各

类电源建设条件、电力负荷落实情况、项目接入和消纳条件、长期送电协议、电价水平与交易机制等关键因素进行再评估、再核实、再把关，并作为项目核准的重要前置条件，可按照“成熟一批、推动一批”的模式分批核准，并报国家能源局备案，通过分步实施，避免出现因建设规模与规划方案不符导致的严重弃电现象。“一体化”项目建设内容发生变更的，应依照有关规定，以书面形式向原项目核准机关提出变更申请。

（四）统筹推动开工建设。“一体化”项目投资主体应按照国家关于项目开工管理的要求，落实项目开工建设条件和质监注册后再行施工，确保项目建设运行环保、安全和项目质量效益，并根据国家相关规定和技术标准进行项目验收。“一体化”项目的设计、施工、安装和监理等工作应根据项目特征由国家规定具备相应资质的单位承担。项目采用的关键设备应符合国家相应产品准入标准和检测认证要求。

（五）细化并网运行管理。“一体化”项目并网应符合国家及行业相关技术标准，满足电网安全、稳定运行要求。各省级能源主管部门应会同国家能源局派出机构，组织电网企业并征求发电企业、第三方主体等意见，细化“一体化”项目并网标准、流程、时限等相关细则，确保项目并网运行规范有序。对于满足并网要求的“一体化”项目，由电网企业予以并网；对于尚不满足并网要求的“一体化”项目，电网企业应提出具体要求，具备条件后予以并网。“一体化”项目业主应与电网企业协商约定并网运行管理权利和义务，

接受相应电力调度机构统一调度。“一体化”项目应根据系统运行需要和自身情况，响应电力调度机构调节指令，提供电力辅助服务并获得相应补偿，在紧急情况下可作为地区应急电源，为地区电网提供必要支持。

（六）优先推进乡村振兴项目。发挥能源行业在巩固拓展脱贫攻坚成果同乡村振兴有效衔接的作用，优先考虑并重点推进相关脱贫地区“一体化”项目。

（七）鼓励重大创新示范。各省级能源主管部门应在确保安全前提下，以需求为导向，优先考虑含光热发电，氢能制输储用，梯级电站储能、抽汽蓄能、电化学储能、压缩空气储能、飞轮储能等新型储能示范的“一体化”项目。积极鼓励“一体化”项目在规划、建设、运行各个阶段实现统筹管理，充分发挥虚拟电厂调节作用，积极推进一体化智慧联合调控，系统集成管理体制和商业模式。

四、监测监管

（一）“一体化”项目必须符合电力行业相关政策、规范、标准，满足有关环保、安全等要求，严禁借“一体化”项目名义为违规电厂转正、将公用电厂转为自备电厂、拉专线、逃避政府性基金及附加等行为。

（二）各省级能源主管部门应积极建设所辖区内“一体化”项目管理平台，建立项目建设、运行信息的统计报送机制，细化项目信息汇总、动态监测，定期向国家能源局报送项目纳规、核准、建设、运行等推进情况。

（三）国家能源局派出机构负责业务领域内所有“一体

化”项目相关的电力业务许可证核发工作，加强对项目前置手续、建设流程、实施过程等环节的事中事后监管，并提出针对性监管意见，对于批建不符、运行不符合项目技术要求的，应责令项目单位限期整改。

（四）国家能源局将对所有纳入省级规划的“一体化”项目开展动态监测，定期预警，及时有效预警存在重大风险的项目，以此作为下一年度各省（区、市）开展“一体化”项目纳规工作的前置条件。

联系人：国家能源局电力司 王佳明 010-81929282



抄送：国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限责任公司、中国长江三峡集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、中国国际工程咨询有限公司、电力规划设计总院、水电水利规划设计总院、国网经济技术研究院有限公司、国核电力规划设计研究院有限公司