义乌：推动源网荷储协调发展和加快区域光伏产业发展

义乌市发展和改革局 国网浙江义乌市供电有限公司发布关于印发《关于推动源网荷储协调发展和加快区域光伏产业发展的实施细则》的通知。

“十四五”末实现义乌全域用能数据感知归集，光伏装机容量达到50万kWp以上，储能装机达到100MW/200MWh以上。

以下为原文

义乌市发展和改革局
国网浙江义乌市供电有限公司关于印发《关于推动源网荷储协调发展和加快区域光伏产业发展的实施细则》的通知

各镇人民政府、街道办事处，市机关各部门：

为推动我市新能源产业科学有序发展，根据国家发改委《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〔2021〕280号）、《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）等文件精神，结合我市实际，制定《关于推动源网荷储协调发展和加快区域光伏产业发展的实施细则》，现予以印发，请认真贯彻执行。

义乌市发展和改革局　国网浙江义乌市供电有限公司
2021年11月12日

关于推动源网荷储协调发展和加快区域光伏产业发展的实施细则

根据国家发改委《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〔2021〕280号）、《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）、《关于引导加大金融支持力度 促进风电和光伏发电等行业健康有序发展的通知》（发改运行〔2021〕266号）和金华发改委《关于加快金华市新能源科学发展有关事项的通知》等文件精神，结合我市实际，制定本实施细则。

一、实施内容

根据“2030碳达峰、2060碳中和”总体部署和能源“双控”工作要求，稳妥有序推进光伏等清洁能源项目的建设、运营，合理配建储能，推进虚拟电厂（可中断负荷资源库）建设，推广储能置换配额交易（共享储能）商业模式，规范企业能效治理，提升电力系统灵活调节水平，降低碳排放，促进清洁能源全消纳和高效利用。

“十四五”末实现义乌全域用能数据感知归集，光伏装机容量达到50万kWp以上，储能装机达到100MW/200MWh以上，可中断负荷资源库达到50MW以上。

二、实施范围

（一）义乌市域范围内发电、用能的自然人、法人和非法人组织。

（二）义乌市域范围内符合相关政策和管控要求，可用于发展分布式光伏发电项目的空间。

（三）近期或即将有机更新范围的、禁止改扩建的工业用地等区域，不列入实施范围。

三、实施要求

（一）国网义乌市供电公司（以下简称供电公司）依据《义乌市分布式光伏建设管理办法（试行）》（见附件一）和各镇街编制的辖区内光伏安装资源规划，对拟备案项目出具接入意见。同时应强化供电基础设施建设，提升光伏项目接入和服务能力。

（二）光伏项目原则按照装机容量的10%以上配建储能系统，储能系统配建可自建或采用储能置换配额交易（共享

储能）模式。用户侧储能系统管理按《义乌市用户侧储能系统管理办法（试行）》（见附件二）执行。供电公司制定相应用户侧储能系统布局、并网、运维技术指导性文件，简化工作流程，在用户侧储能系统并网申请、备案核准、调试验收、结算等环节，实行“一站式”服务。

（三）积极开展可中断负荷资源库建设，提升负荷侧的调节能力。鼓励新建企业配电设计时可中断负荷（空调、照明、非流水线生产设备等）资源达到供电容量的10%以上，并具备远程集中调控的功能；亩产效益评价为C、D类的企业原则达到实际用电容量的50%以上。可中断负荷容量可用储能系统容量替代，替代储能系统可自建或采用储能置换配额交易（共享储能）模式。储能系统替代了可中断负荷，不可参与光伏配建储能置换交易。

（四）光伏项目和储能系统应具备远程运行数据传输和接受远程调控的功能，与可中断负荷资源一并接入义乌市智慧能源平台，并签订调控协议，在“能源双控”时，实施精准调控。

（五）供电公司应充分发挥电力能源企业的技术优势，积极推动“供电+能效”综合能源服务（见附件三《义乌市供电+能效实施方案（试行）》），用能企业应积极配合开展，降低能耗总量和能耗强度。

四、实施保障

（一）建立组织协调机制，由发改局，自然资源和规划局、建设局、行政执法局、各镇街、供电公司等成立源网荷储建设工作小组，强化统筹协调、指导、监督光伏发电项目建设。发改局组织编制市域能源发展规划，统筹推进新能源项目建设；自然资源和规划局组织编制市域屋顶光伏发展规划；建设局按照建筑光伏建设标准要求，指导和监督不同建筑类型以及新建、既有民用建筑屋顶光伏发电系统建设；执法局负责对未按规划要求、未按标准建设的光伏发电项目进行查处；供电公司负责新能源发电项目接入并网，强化区域电网建设，保障电网运行安全；各镇街按计划统筹推进区域光伏建设，完成光伏建设任务。

（二）接受电网统筹调度的用户侧储能系统按《义乌市储能系统建设补贴实施办法》的规定，根据峰段实际放电量给予储能运营主体0.25元/千瓦时的补贴，补贴两年，补贴资金在“十四五”期间以500万元为上限；已参与储能置换交易的储能系统不再享受此补贴，已享受实际放电量补贴的储能系统不得参与储能置换交易。

（三）储能系统优先参与（小时、秒级响应）需求侧响应，签订需求侧响应合同的，按义乌市需求响应相关文件给予补贴。

（四）鼓励构建市域内循环光伏产业发展，有效降低产品运输和运维成本，保证光伏产品供应，促进光伏产业链延伸。

（五）鼓励各金融机构加大信贷支持力度，按照风险可控原则，开发“光伏贷”、“储能贷”等绿色信贷品种，推动绿色信贷年均增速高于20%，为新能源建设项目提供支撑。

本实施细则自公布之日起实施，有效期至2025年12月31日止。

附件1

义乌市分布式光伏建设管理办法（试行）

为规范分布式光伏发电项目建设管理，推进分布式光伏发电应用，根据《中华人民共和国可再生能源法》、《中华人民共和国电力法》、《中华人民共和国行政许可法》，以及国能新能〔2013〕433号《国家能源局关于印发分布式光伏发电项目管理暂行办法的通知》、国能新能〔2014〕406号《国家能源局关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知》，制定本办法。

本办法适用于以“全部自用”、“自发自用余量上网”、“全额上网”三种发电量消纳方式的分布式光伏发电设施的建设项目管理。

一、总体原则

按照自愿有偿原则，通过政府补贴、协议安排等方式，引导自然人、法人、非法人组织建设分布式光伏发电设施。

二、编制规划

各镇街应按照“宜装应装、应装尽装”的原则编制光伏前期规划，前期规划应当符合以下指标及要求：

党政机关建筑屋顶总面积可安装光伏发电比例达到50%以上;学校、医院、村委会等公共建筑屋顶总面积可安装光伏发电比例达到40%以上;工商业厂房屋顶总面积可安装光伏发电比例达到30%以上;
农村居民屋顶总面积可安装光伏发电比例达到20%以上。

三、建设条件

（一）分布式光伏发电项目的设计和安装应符合有关管理规定、设备标准、建筑工程规范和安全规范等要求。承担项目设计、咨询、安装和监理的单位，应具有国家规定的相应资质。

（二）现有建（构）筑物建设光伏发电设施的，建设设计单位应充分考虑日照、立面风貌、光污染等因素影响，在规划设计时应与主体建筑相匹配，满足建设主管部门在结构安全、消防安全方面的技术标准要求，保持自身形态及周边建筑风貌的协调。

（三）分布式光伏发电项目所依托的建筑物及设施应具有合法性，项目单位与项目所依托的建筑物、场地及设施所有人非同一主体时，项目单位应与所有人签订建筑物、场地及设施的使用或租用协议，视经营方式与电力用户签订合同能源服务协议。

（四）分布式光伏发电项目采用的光伏电池组件、逆变器等设备应通过符合国家规定的认证认可机构的检测认证，符合相关接入电网的技术要求。

（五）分布式光伏发电项目原则上按照装机容量的10%以上配建储能系统，储能系统连续充电时间不低于2小时，第8年容量保持率不低于70%。光伏项目配建的储能系统可自建或采用储能置换配额交易（共享储能）模式。

（六）已改造的社区居民低层建筑，在不影响安全、美观和使用功能的前提下，由街道社区统一规划、统一组织，有序引导居民安装光伏发电设施。

四、规模管理

义乌市发改局负责光伏发电规划指导和监督管理，会同自然资源和规划局、建设局、供电公司等部门依据上级下达的指标、义乌市能源发展规划，结合屋顶光伏专项规划下达年度光伏发电建设规模；供电公司负责分布式光伏发电项目接入并网、运维、统计等技术性指导。

五、引导措施

（一）协议安排。新出让的工业和物流项目原则上需布局屋顶光伏和可中断负荷分类调控设施，应与主体建筑一体化设计，并纳入出让前招商协议或工业用地”标准地”出让会审意见。

（二）政府补贴。光伏发电建设项目所发电量按照有关规定给予政府补贴。

六、项目备案

（一）供电公司依据各镇街编制的辖区内光伏安装资源规划，对拟备案项目出具接入意见。同时应强化供电基础设施建设，提升光伏接入和服务能力。

（二）对个人利用自有住宅及在住宅区域内建设的分布式光伏发电项目，可由供电公司直接登记并集中向发改局备案。

（三）免除发电业务许可、规划选址、土地预审、水土保持、环境影响评价、节能评估及社会风险评估等支持性文件。建立与电网接入申请、并网调试和验收、电费结算和补贴发放等相结合的分布式光伏发电项目备案、竣工验收等一站式服务体系，简化办理流程，提高管理效率。

七、电网接入和运行

（一）供电公司收到项目单位并网接入申请后，应在20个工作日内出具并网接入意见，对于集中多点接入的分布式光伏发电项目可延长到30个工作日。

（二）接入公共电网的分布式光伏发电项目，接入系统工程以及因接入引起的公共电网改造部分由供电公司投资建设。接入用户侧的分布式光伏发电项目，用户侧的配套工程由项目单位投资建设。因项目接入电网引起的公共电网改造部分由供电公司投资建设。

（三）分布式光伏发电项目及其配套的储能系统应具备远程运行数据传输和接受调控的功能，一并接入义乌市智慧能源平台，建立并网运行监测、功率预测和优化运行相结合的综合技术体系。并与供电公司签订调控协议，发改局在能源双控需要时，实施精准调控。

（四）分布式光伏发电项目本体工程建成后，向供电公司提出并网调试和验收申请。供电公司指导和配合项目单位开展并网运行调试和验收。供电公司应根据国家有关标准制定分布式光伏发电电网接入和并网运行验收办法。

（五）分布式光伏发电项目并网点的电能质量应符合国家标准，工程设计项目和施工应满足《光伏发电站设计规范》和《光伏发电站施工规范》等国家标准。

八、计量与结算

供电公司负责对分布式光伏发电项目的全部发电量、上网电量分别计量，免费提供并安装电能计量表，不向项目单位收取系统备用容量费。供电公司在有关并网接入和运行等所有环节提供的服务均不向项目单位收取费用。

九、违规处理

（一）建（构）筑物安装光伏发电设施未按备案图纸施工，出现违章升层和违章搭建的；经检查合格的并网用户，擅自改变备案图纸所载的内容的（安装方式、安装高度、安装容量、接线方式、并网点等）；供电公司上报行政执法局，由行政执法局依法出具处置意见书，供电公司按处置意见书不予并网或拆除并网。

（二）供电公司应强化供电基础设施建设，提升光伏、储能接入和服务能力，做到可并尽并。供电公司未按照规定收购分布式光伏发电项目余电上网电量，造成项目单位损失的，应当按照《中华人民共和国可再生能源法》的规定承担经济赔偿责任。

（三）对发生多次违规建设的光伏企业，限期整改，加强监管。

本办法如与国家标准或上级文件有抵触的，以国家标准或上级文件为准。

附件2

义乌市用户侧储能系统管理办法（试行）

为了实现双碳目标，确保清洁能源消纳和杜绝倒送电等安全事故发生，保障人身和电网安全稳定运行，依据《电力法》、《电力供应与使用条例》、《供电营业规则》特制订本办法。

本办法适用于义乌市安装有光伏配建储能（共享储能）、用户侧并网储能系统的用户及储能系统投资方。

一、储能系统并网

（一）储能系统并网点电压等级在10kV以下或储能功率在100kW以下的在投入运行前应向当地供电企业备案；并网点电压等级在10kV及以上或储能功率在100kW及以上的，需向供电公司申请，并经供电公司验收合格后才能并网运行。

（二）储能系统运行及辅助功能应用，按数智化管理要求接入到义乌市智慧能源平台，接受电网统筹调度，以确保清洁能源消纳和公用电网安全运行，并开展削峰填谷、备电、需求侧响应、无功响应等应用。

（三）用户及储能系统投资方要明确储能系统安全责任方，并由安全责任方办理相关业务。

（四）在申请或备案时，须向当地供电企业报送下列资料：

1.储能系统可行性报告；

2.储能系统接入工程设计报告、图纸及说明书；

3.储能系统测试报告，应包括但不限于以下内容：电能质量测试；功率控制能力测试；额定功率性能测试；电网适应性测试；保护与安全自动装置测试；通信与自动化测试；

4.储能系统竣工报告。

（五）必须按储能系统接入工程设计报告进行建设，不得擅自更改。

（六）用户及储能系统投资方对储能系统安全运行、管理、维护作出安全承诺，承担因自身原因造成向电网倒送电及其他事故引起的一切法律责任。

二、技术管理要求

（一）用户储能系统的保护应符合可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。

（二）用户储能系统保护的配建及整定应与电网侧保护相适应，与电网侧重合闸策略相配合。

（三）用户储能系统应配建防孤岛和逆功保护装置，防孤岛保护应与电网侧线路保护相配合，配建的逆功保护设备，当检测到逆向电流超过额定输出的5%时，储能设备应在0.5s～2s内停止向电网线路送电。

（四）用户储能系统的智能并离网器必须符合国家标准及电力行业的规程和规定

（五）储能系统应以单点方式接入配电网。接有储能系统的低压配电台区，不能与其他台区建立低压联络。

（六）储能系统不得向厂区围墙外供电，确需供电的，需经国网义乌市供电公司批准后，必须采用电缆供电。

（七）用户厂区内的储能系统与电网电源不得同杆架设，储能系统供电线路与供电企业线路有交叉跨越时，不得使用裸导电体，施工前必须报当地供电企业批准。

（八）严禁用户擅自变更储能系统使用地点，使用移动式储能设备在同一用户内以流动等方式给用电设备提供临时、备用电源时，在接入点必须安装有智能并离网器。

（九）储能系统并网点应安装经鉴定合格的具有四象限计量功能的电能表、互感器，计量充放电电能量。

（十）储能系统的接地网应独立设置，接地电阻应符合规程规定。

（十一）储能系统连续充电时间不低于2小时，第8年底容量保持率不低于70%。

（十二）光伏配建采用储能置换配额交易（共享储能）商业模式时。义乌区域内光伏业主与储能系统业主，就光伏需配建储能容量在义乌市智慧能源平台进行配额置换的市场化交易。交易价格建议不低于储能系统成本的25%或不低于500元/kWh。

（十三）大数据中心、数据站、5G基站、充放电设施（电动汽车）等储能系统，原则上应依托义乌市智慧能源平台聚合托管，探索用户侧碎片化储能聚合托管商业模式，参与需求侧响应，促进用户侧储能多元化发展，提升电网灵活调节能力。

三、安全检查

（一）供电公司根据《电业安全工作规程》、与用户或储能系统投资方签订的《储能系统调度协议》条款，加强对储能系统防倒送电的安全检查。

（二）供电公司检查中发现储能系统安全缺陷，应及时以书面形式发送缺陷通知单，限期整改，对拒不整改的，报当地电力管理部门，予以封存。

（三）经检查合格的用户，不得随意更换接线方式、并网点或拆除并离网器。确需变更的，应按新装程序，到供电公司营业场所办理相关手续。

四、违规处理

（一）未向供电公司申请或备案，擅自使用、接入（或供出）储能系统电源或者将储能系统擅自并网均属危害供电、用电安全，扰乱正常供电、用电秩序的行为，如发生用户储能系统电力倒送等造成电力运行及人身伤害事故，给电网或者其他用户造成损害的，该用户或储能系统投资方应依法承担赔偿责任。

（二）凡有下列行为之一者，一经发现，供电公司可按《电力法》、《电力供应与使用条例》、《供电营业规则》等法律、法规、规章的规定和《储能系统调控协议》的约定实施违约处理，用户或储能系统投资方应按有关规定承担相应的违约使用电费；对拒不改正的，除实施违约处理外，报当地电力管理部门依法处理；危及用电安全的，有权封存或拆除储能系统，直至按规定程序中止供电；向电网倒送电，造成严重后果的，可依法追究责任。

1.将储能电能转供其他用户；

2.擅自安装使用储能系统并网运行；

3.擅自改变储能系统接线方式、并网点，自行拆除智能并离网器；

4.擅自更改调度指令，改变储能系统运行状态；

5.用户储能系统的供电线路与电网供电线路同杆架设的、或交叉跨越采用裸导线的。

本办法如与国家标准或上级文件有抵触的，以国家标准或上级文件为准。

附件3

深入开展“供电+能效”服务工作行动方案（试行）

为缓解义乌市用能紧张的现状，充分发挥供电公司电力能源供应的技术、产品和客户优势，开展能效服务帮助客户优化用能结构，提升企业用能效率，推动社会经济高质量发展，根据浙江省印发《浙江省碳达峰碳中和科技创新行动方案》要求，围绕零碳电力技术创新、零碳非电能源技术发展、零碳工业流程重塑、低碳技术集成与优化、CCUS及碳汇技术等5个技术方向，特制定如下行动方案。

一、能效服务定义

能效服务就是以供电服务为基础，以电为中心，聚集客户用能优化，通过电能替代推动终端用能电气化，开展综合能源服务提升全社会能效水平，实施需求响应实现源网荷储友好协同互动，具有经济高效、资源综合利用、提高电网供电能力等特征的能源服务。

二、工作内容

（一）工作目标

深入贯彻落实国家能源安全新战略，以服务客户能效提升为目标，依托信息化支撑平台，构建“线上线下”高效协同的公共能效服务实施体系。由供电公司全面开展客户用能普查，发掘具有节能潜力的用户开展电能基础分析、综合能效诊断、服务质量评价等免费基础服务，提升客户能效意识，发掘能效提升潜力，引导客户积极提升能效，降低用能成本，实现全市能效普遍提升。

（二）重点任务

1.开展节约用能宣传

供电公司积极推广“网上国网”电能能效账单、“绿色国网”，提高客户节约用能意识，鼓励客户依托网上国网，广泛实施电能基础分析、开展节能自评估，提高自身能效水平。

2.开展用能普查

供电公司对所有高压客户进行综合能源用能普查，了解客户用能情况。供电公司结合用电新装、增容、抄表催费等接触客户的传统工作，为用户同步提供供电方案、优化用电方案和能效方案，供电公司需根据用户年能源消费等级提交“固定资产投资项目节能评估工作节能评估文件”并填写能效信息调查表。在供电公司营业厅窗口设立“供电+能效”专窗开展电能替代咨询服务、分布式光伏建设、需求响应咨询服务。

3.开展节约用能潜力挖掘

根据综合能源用能普查结果，由供电公司邀请行业内专家对客户开展开展高潜力用户的公共用能诊断等相关业务，为用户后期节能改造提出节能方案，推动能效服务业务市场化。具体诊断报告应含如下内容：

（1）技术工艺方案及电能替代

应评估项目有无采用明令禁止或淘汰的工艺、技术、装备及设备。对照节能工艺、技术、装备、设备（产品）推荐目录，应评估项目采用的节能新技术、新工艺。对照同行业先进工艺、技术、装备及设备水平，应评估项目的先进性。应提供交通、建筑及工艺用能中使用能源品种现状及电能替代是否可行的文字描述。

（2）主要用能设备

应根据用能设备（产品）能效限定值及能效等级（或节能评价值）标准对设备选型进行评估。设备用能情况按照GB/T 2587和GB/T 8222的有关规定进行分析。设备的经济运行按照节能监测测试标准及用能设备经济运行标准的规定进行对标分析。

（3）需求侧响应开发

应通过文字描述反应客户逐时用能特性及负荷可中断、可转移特性。列出主要可中断、可转移用能设备及容量。应列出主要储能设备及应急保障设备，通过文字描述说明以上设备使用场景。

（4）供/用电系统

根据GB/T 3485和GB/T 16664的要求应对电力系统的用能合理性进行评估。电力变压器根据GB 24790、GB 20052、T/CEEIA 258的要求进行选型评估，并按照GB/T 13462评估其经济运行情况。各类用电设备，根据相应的能效标准进行设备的选型评估，并对照相应设备的节能监测标准及经济运行标准进行节能评估分析。

（5）供/用热（冷）系统

根据GB/T 3486的要求应对热力系统的用能合理性进行评估。各类供/用热（冷）设备根据相应的能效标准进行设备的选型评估，并对照相应设备的节能监测标准及经济运行标准进行节能评估分析。设备及管道的保温、保冷按照GB/T 4272、GB/T 8174、GB/T 8175的规定进行绝热技术要求、绝热设计及绝热效果的评价。热力输送系统的节能指标按照GB/T 15910进行评估。

（6）可再生能源开发

应提供建筑屋顶现有或已计划安装光伏、光热的容量信息。对于具备屋顶开发资源而未启动开发的客户，应提供建筑屋面形式、图纸及荷载信息。应填写已建或计划建设BIPV（光伏建筑一体化）、光伏车棚、光伏幕墙、风电等形式可再生能源形式的容量信息。

（7）余能利用

根据GB/T 1028、GB/T 17719的要求应对余能进行计算与利用效果评估。

（8）工业建筑

按照行业规定的工厂节能设计规范进行评估。办公楼、食堂等附属生产系统建筑的节能设计按照GB 50189的要求进行评估。建筑采光系统的节能评估按照GB 50033的要求进行。建筑照明系统的节能评估按照GB 50034的要求进行。

4.开展能效指标数字化评估

依托智慧能源平台，主动服务企业开展能效管理，通过企业终端传输、平台对接等方式，实现电、气、水灯全品类用能数据采集和在线分析。建立健全行业能效指标体系，动态预警用能趋势，服务企业用能诊断和能效对标，提升能源管理水平，评估从以下几方面入手。

（1）能源消耗实物量

项目所消耗的各种能源品种及耗能工质的实物量应有详细的分析、计算依据和测算过程。项目单位产品实物量的统计、核算应遵循相应的国家、行业、地方和企业标准或有关的核算规程。应根据碳排放计算方法学（暂未出台）中的能源细分清单，列出能源发生、利用及转化的品种及数量清单（应包含沥青等作为工业材料使用的能源品种）。

（2）项目综合能耗

能源消费品种按照国家统计部门编制的P201表确定。电力按照浙江省统计部门公布的上一年度等价值折标系数选取，其他能源类型的折标系数参照GB/T 2589选取。等价值综合能耗应扣除可再生能源量。

（3）单位产品能耗指标

项目产品（可比）单位综合能耗、产品（可比）单位电耗等能效指标的计算，按照GB/T 2589、GB/T 12723、GB/T 5623及浙江省相关产品能耗限额标准规定的方法进行测算。

（4）单位工业增加值能耗指标

应对项目达产后的产值、增加值及产值能耗、增加值能耗进行测算。增加值计算依据统计部门规定， 有详细的计算过程及数据来源说明。可比工业增加值能耗参照浙江省统计部门公布的工业品出厂价格指数进行修正计算。核算项目产值能耗及增加值能耗等经济能效指标时，耗能工质不计入项目综合能耗。

（5）能效指标对标

应对照国家、行业和地方的单位产品（工序）能耗限额标准，评价项目用能先进程度。办公楼、食堂等附属建筑物（可比）单位面积综合能耗、建筑物（可比）单位面积电耗的计算，按照国家及地方的相关建筑物综合能耗及电耗定额（限额）标准。

三、保障机制

（一）加强组织领导。服务“碳达峰、碳中和”政策落实，充分认识开展能效服务的重要性，将能效服务工作纳入各单位重点工作任务。

（二）强化资源保障。加强对能效服务业务发展的全方位资源保障，根据能效服务业务发展加强人员配建；编制具有本地特色、行业特色的示范项目集，为全社会树立能效服务典型。

原文地址：http://www.china-nengyuan.com/news/177385.html