

省发改委 省能源局关于有序推动绿电直连项目建设的通知

鄂发改能源〔2025〕270号

各市、州、直管市、神农架林区发改委（能源局），国网湖北省电力有限公司：

为贯彻落实《国家发展改革委 国家能源局关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》（发改能源〔2025〕650号），结合湖北实际，现就有序推动绿电直连项目建设通知如下。

一、建设类型

绿电直连项目由风电、光伏发电、生物质发电等新能源通过直连线路向单一电力用户供给绿电，以满足企业绿色用能需求、提升新能源就近就地消纳水平。主要包含如下四种类型：

（一）未向电网企业报装，或已报装但未确定供电方案的新增负荷，可配套建设通过直连线路供电的新能源。

（二）有自备燃煤、燃气电厂的企业，在足额清缴可再生能源发展基金的前提下开展绿电直连，通过压减自备电厂出力，实现清洁能源替代。

（三）具备相应资质和出口实绩的出口型企业，利用周边新能源资源探索开展绿电直连。

（四）支持尚未开展电网接入工程建设或因新能源消纳受限等原因无法并网的新能源项目，在履行相应变更手续后开展绿电直连。

二、方案编制

各县（市、区）发改局根据本地绿电直连需求，统筹新能源和用电负荷资源，组织编制项目实施方案（方案编制大纲见附件）。项目方案应符合以下要求：

（一）方案应为整体化方案。包含电源、负荷、直连线路和接入系统、储能装置等内容。新能源场站与负荷原则上应位于同1个县（市、区）或相邻的2个县（市、区），根据用电需求、用电特性、风光资源、接入距离等合理确定新能源建设容量，接入用户和公共电网产权分界点的用户侧；发电量主要由负荷承担消纳责任，通过配置储能等措施保证合理的利用率，自行承担弃风弃光等经营风险。

（二）方案应明确投资主体。绿电直连项目电源可由负荷投资，也可由发电企业或双方成立的合资公司投资，直连专线原则上应由负荷、电源主体投资。负荷和电源不是同一投资主体的，应明确不同投资主体的责任义务。原则上由负荷作为主责单位。

（三）方案应符合土地、环保、技术、政策要求。新能源场站、直连线路取得自然资源等部门的支持性意见，排除“三区三线”、交叉跨越等限制性因素。提出保证施工安全、用电安全、电能质量具体技术措施。

（四）方案应做好源荷匹配。按照“以荷定源”原则确定电源规模，新能源年自发自用电量占总可用发电量的比例不低于 60%；占直连负荷总用电量的比例不低于 30%，后续年度不断提高，2030 年前不低于 35%。鼓励绿电直连项目新能源发电量全额自发自用，确需采用余电上网模式的，上网电量占总可用发电量的比例不超过 20%，并取得电网企业并网意见。

三、咨询评审

（一）市（州）发改委会同有关单位对方案进行初审，审查项目是否具备实施条件、实施方案的完整性等。将通过初审的项目报省能源局，并附初审意见。

（二）省能源局委托具备资质的第三方机构开展方案评审，听取省电力公司、国家能源局华中监管局等意见，依据评审和征求意见情况复函确认。确认后的项目风电和太阳能发电建设规模自动纳入当年度新能源开发建设方案。

（三）绿电直连项目实施方案有重大变化的，应报省能源局重新组织评审。

四、建设运行

（一）绿电直连项目中的新能源、直连线路、储能等项目，按照《湖北省企业投资项目核准和备案管理办法》在属地办理核准（备案）手续，投资主体相同、核准（备案）机关相同的，可以合并核准（备案）。风电项目办理核准手续。新建负荷项目依规办理核准（备案）手续。

（二）绿电直连项目应按照实施方案开展建设。项目为新增负荷的，电源与直连工程应与负荷同步投运。建成后应及时组织竣工验收，并将竣工验收报告报送省能源局和国家能源局华中监管局。

（三）绿电直连项目自主申报负荷供电容量，电网企业按照项目申报容量和有关协议履行供电责任。项目调节内部发电和负荷，确保项目与公共电网的交换功率不超过申报容量，自行承担由于自身原因造成供电中断的相关责任。对电力系统提供的稳定供应服务，按照发改价格〔2025〕1192号文要求公平承担相应责任。

（四）负荷投资主体与电源投资主体、电网企业分别签订相关协议，约定投资建设、产权划分、运行维护、调度运行、结算关系、违约责任等事项。

五、退出机制

（一）各市州发改委组织调度绿电直连项目前期工作情况，对确实无法实施的项目，报请省能源局从年度建设方案中移除。

（二）绿电直连项目建成投运后，因负荷发生重大变化不能持续运营的，可申请变更其他符合建设类型的负荷。确实无法变更的，由项目所在地县（市、区）发改局会同电网企业审核后，电源投资主体可申请参与全省年度新能源开发建设规模竞争性配置，具备条件后将直连电源转为公共电源。

本通知未尽事宜，按照发改能源〔2025〕650号有关规定执行。

附件：绿电直连项目实施方案编制大纲

湖北省发展和改革委员会

湖北省能源局

2025年10月27日

附件

绿电直连项目实施方案编制大纲

一、项目概况

（一）项目基本情况

项目类型（并网型或离网型）、负荷类型（增量或存量）、项目建设地点、建设规模、投资主体、投资估算。

（二）建设必要性

从企业绿色用能需求、就近消纳能力、资源条件等方面论证项目实施基础与政策支撑。

（三）投资效益分析

从经济效益和社会效益综合分析项目效益。

二、项目实施条件

（一）负荷条件

用电负荷、用电量、可调节能力等。

（二）资源条件

新能源发电建设资源条件分析。

（三）建设条件

项目选址、地质、水文、交通等条件。新能源与负荷的距离。

三、项目总体设计

（一）源荷储匹配方案

分析负荷特性、电源特性、电源与负荷匹配性，提出风、光、储装机配置方案。

（二）用电管理方案

合理确定报装容量，提出用电管理技术手段和措施，依政策测算发输用各环节电费。

四、具体建设方案

（一）负荷建设方案

新增负荷建设内容、建成投产时序等。

（二）电源建设方案

装机规模、场址布置、设备选型、发电量估算、建成投产时序等。

（三）直连线路建设方案

提出直连线路的路线通道、电压等级、产权划分及安全距离，尽量避免跨越公共设施，确需跨越的提出相应安全技术措施。

（四）接入系统方案

明确项目并网方案、计量方式、电网接口技术方案和责任界面划分情况。

（五）储能设施配置方案

根据项目需要，合理配置储能设施，增强系统调节能力，满足峰谷差、电能质量管理等要求。

五、电力系统安全评估

评估系统风险、用电安全、电能质量等，提出具体技术措施。

六、附件材料

（一）项目投资主体（负荷企业、新能源企业）营业执照、信用证明等。

（二）新增负荷建设单位与地方政府签署的投资框架协议。存量负荷分别提供外向出口型企业相关材料或自备电厂压减出力承诺。

（三）县级以上自然资源、林业、水利、生态环境、军事、文物等部门出具的新能源场址合规性审核意见。

（四）投资主体对项目新能源自发自用占比、上网比例、自发自用电量占总用电量比例等指标承诺函。

（五）县级以上电网企业关于直连电源（采用余电上网模式）的并网意见。