

关于印发《云南省推动绿电直连建设 实施方案》的通知

云发改能源〔2025〕577号

省直有关部门，各州（市）发展改革委（能源局），有关企业：

为进一步发挥云南绿色能源优势，推动绿电资源就地转化，助力“绿电+先进制造业”走深走实，按照国家有关文件要求，现将《云南省推动绿电直连建设实施方案》印发你们，请认真贯彻执行并抓好落实。

云南省发展和改革委员会

云南省工业和信息化厅

云南省能源局

2025年7月8日

（此件公开发布）

云南省推动绿电直连建设实施方案

为深入贯彻习近平总书记考察云南重要讲话重要指示精神，锚定“3815”战略发展目标，发展壮大“三大经济”，充分发挥云南绿色能源优

势，通过绿电与产业集成发展塑造我省产业新优势，推动产业绿色低碳转型升级，特制定本方案。

一、适用范围

绿电直连是指风电、光伏、生物质发电等清洁能源不直接接入公共电网，通过直连线路向单一电力用户供给绿电，可实现供给电量清晰物理溯源的模式。电源原则上为在建、新建项目，支持因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。分布式光伏项目严格按照国家关于《分布式光伏发电开发建设管理办法》有关政策规范执行，确保建设实施有序推进，促进分布式光伏健康发展。

二、发展目标

绿电直连项目在公平合理承担安全责任、经济责任与社会责任的前提下，按照安全优先、绿色友好、权责对等、源荷匹配原则建设运行，促进新能源就近就地消纳、更好满足企业绿色用能需求，为用户降低用电成本提供更多选择。

三、直连类型

直连线路是指电源与电力用户直接连接的专用电力线路。按照负荷是否接入公共电网分为并网型和离网型两类。

（一）并网型项目。项目作为整体接入公共电网，与公共电网形成清晰的物理界面与责任界面，电源应接入用户和公共电网产权分界点的用户侧。

（二）离网型项目。电源与电力用户之间通过专用线路直接供电且负荷不接入公共电网的运行模式，形成独立于公共电网的小型供电系统。

离网型项目不与公共电网发生实质性电能交换，通常适用于具备就地负荷、具备离网运行条件、暂不具备接入公共电网能力或电网接入条件受限的区域。项目应明确电源与负荷间的电力平衡机制、安全保护边界、运行控制职责，确保系统独立、安全、稳定运行。

四、重点领域

（一）新增负荷方向。重点支持绿色铝、硅光伏、新能源电池、有色金属（包括稀贵金属）、数据中心、氢能、磷化工、有机硅、农产品加工、生物制药等行业符合国家和省级产业政策的新建项目，以及延链补链强链环节新增项目，优先支持负荷调节能力较强的产业项目。

（二）存量负荷方向。支持有降碳刚性需求的出口外向型企业利用周边新能源资源探索开展存量负荷绿电直连。

（三）其他重点方向。各州（市）因地制宜谋划的其他产业项目，需经省级有关部门评估同意后方可实施。

五、实施路径

（一）加强规划统筹。省发展改革委、省工业和信息化厅、省能源局加强对绿电直连项目的统筹规划，确保绿电直连模式有序发展。用电负荷规模应有依据和支撑，直连线路、接入系统等按电压等级纳入省级或州（市）的能源电力规划，加强与有关国土空间规划的衔接及“一张图”的核对，批复后纳入国土空间规划“一张图”，并按《企业投资项目核准和备案管理办法》等规定进行核准或备案。项目接入电压等级原则上不超过 220（330）千伏；确有必要接入 220（330）千伏的，由省级能源主管部门会同国家能源局云南监管办公室组织电网企业、项目单位

等开展电力系统安全风险专项评估，确保电网安全稳定运行。项目应按照整体化方案统一建设，同步投产。

（二）创新建设模式。绿电直连项目原则上由负荷企业作为主责单位，鼓励由同一投资主体统筹开发。项目电源可由负荷企业投资，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。实行多主体协作模式的，应由负荷侧业主牵头编制项目实施方案，明确电力配置与合作模式，签订绿色电力中长期购售电协议或合同能源管理协议。支持民营企业在内的各类经营主体（不含电网企业）投资绿电直连项目。尚未开展电网接入工程建设或因新能源消纳受限无法并网的新能源项目，开展绿电直连，需经电网企业重新批复接入系统方案。为便于实现新能源就近就地消纳、统一协调电源负荷及接入线路的投资备案等有关手续，负荷距离电源汇集站原则上不超过 50 公里，负荷、电源布局原则上在同一州（市）行政区域范围内。

（三）强化源荷匹配。并网型项目应按照“以荷定源”的原则，科学确定电源类型、装机规模和储能规模，以自发自用为主，余电上网为辅，电源年自发自用量占总可用发电量的比例应不低于 60%，占总用电量的比例应不低于 30%，2030 年前不低于 35%，上网电量占总可用发电量的比例上限不超过 20%。云南省现货市场在运行期间出现中断，期间并网型绿电直连项目不允许向公共电网反送电力。

（四）加强运行管理。电网企业应向满足并网条件的绿电直连项目公平无歧视提供接网服务，按照《电网公平开放监管办法》办理有关接网手续。并网型项目整体及内部电源按照接入电压等级和容量规模接受

调度机构管理。除发生影响公用系统安全稳定运行的突发情况外，调度机构应按照项目自主安排的发用电曲线下达调度计划。并网型绿电直连项目与公共电网按产权分界点形成清晰明确的安全责任界面。项目应统筹考虑内部源荷特性、平衡能力、经济收益、与公共电网交换功率等因素，自主合理申报并网容量，并与电网企业协商确定并网容量以外的供电责任和费用。项目应具备分表计量条件，在并网点及内部电源、负荷、储能、直连线路等环节设置必要计量装置，确保电量数据真实准确、可用于交易结算和监管。

（五）提升调节能力。绿电直连项目应实现内部资源协同优化。并网型项目应通过合理配置储能、挖掘负荷灵活性调节潜力等方式，确保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有关责任。项目规划方案应合理确定项目最大的负荷峰谷差率，项目与公共电网交换功率的电力峰谷差率不高于方案规划值。在新能源消纳困难时段，项目不应向公共电网反送电。

（六）交易与价格机制。并网型绿电直连项目原则上应作为整体参与电力市场交易，并按照与公共电网的交换功率进行结算。项目负荷不得由电网企业代理购电。项目电源和负荷不是同一投资主体的，以聚合形式参与电力市场交易。绿电直连项目应按国务院价格、财政主管部门有关规定缴纳输配电费、系统运行费用、政策性交叉补贴、政府性基金及附加等费用。各地不得违反国家规定减免有关费用。在国家绿电直连项目输配电价政策出台前，并网型绿电直连项目的自发自用电量除公平承担政府性基金、交叉补贴、缴纳系统运行费外，暂按需要公用电网的

备用容量缴纳系统备用费，从公共电网下网电量执行国家和我省统一核定的输配电价；离网型绿电直连项目公平承担政府性基金、政策性交叉补贴，对确不需要公用电网提供备用容量的，暂不收取系统备用费；在国家政策明确后按有关规定进行清算。

六、工作程序

（一）开展项目申报。各地各部门要结合本地区本行业发展现状、能源保供和要素保障条件等，谋划储备一批绿电直连项目。负荷企业牵头根据项目成熟度编制项目实施方案，各州（市）发展改革委、工业和信息化局、能源局会同电网企业进行初审，对项目建设规模、实施条件、消纳能力、接入电网可行性等进行评估，通过评审的项目由三个部门联文向省发展改革委、省工业和信息化厅和省能源局报送项目实施方案（含初审评估意见）。各州（市）每季度末 10 日前按程序报送项目（首次报送时间为 2025 年 7 月 31 日）。

（二）组织方案评审。省发展改革委、省工业和信息化厅、省能源局委托第三方咨询机构开展项目实施方案评审，充分听取国家能源局云南监管办、电网企业意见，确保方案具备经济技术可行性和系统安全性，综合研判确定项目清单，在部门门户网站进行公示（不低于 5 个工作日）后联文印发全省绿电直连项目清单，并作为项目审批依据。绿电直连项目中尚未在新能源年度建设清单的新能源项目直接纳入年度新能源建设清单。

（三）推进建设实施。绿电直连项目中的电源、负荷、储能及直连线路，依据绿电直连项目清单明确的建设内容和规模，分类别依法依规

办理核准、备案手续。绿电直连项目完成审批、核准或备案后，由项目业主向电网企业报送并网申请。绿电直连项目接入方案通过后，项目业主开展绿电直连项目及并网线路建设，电网企业开展电网配套工程建设，协同保障绿电直连项目按期并网。

（四）开展跟踪评估。省发展改革委、省工业和信息化厅、省能源局组织有关单位建立跟踪指导和中期评估机制，定期调度项目建设进度，协调解决项目推进过程中的困难和问题，2026年年底开展中期评估工作，对进展缓慢的项目及时调整出项目清单。对已纳入项目清单的项目，若负荷企业因停建、停产、搬迁、破产等原因不再具备持续用电能力的，由项目所在州（市）发展改革委、工业和信息化局、能源局组织第三方机构开展核实评估，及时终止绿电直连项目实施资格，并报省级有关部门备案。支持符合条件的电源项目转为其他用途或市场化并网消纳，确保电源投资资产可持续运行和合理回报。

七、组织保障

省发展改革委、省工业和信息化厅、省能源局等单位组建绿电直连项目推进工作专班，对项目实施方案进行审核把关，协调解决项目推进中的重大问题，及时评估项目成效。电网企业、电力市场运营机构要按照职责分工，全面落实本文的有关规定，不断提升项目接入电网和参与市场交易的服务能力与技术保障水平。各州（市）发展改革、工信、能源部门要履行属地管理责任，组织项目实施，督促有关单位严格落实安全生产管理制度，强化前期、建设、运行等各环节的风险防控措施，推动绿电直连模式健康有序发展。

附件：绿电直连项目实施方案编制大纲

附件

绿电直连项目实施方案编制大纲

一、编制依据及实施原则

（一）编制依据

依据《中华人民共和国能源法》《企业投资项目核准和备案管理办法》《分布式光伏发电开发建设管理办法》及《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通知》等有关政策文件。

（二）适用范围及项目类型

适用于风电、光伏、生物质发电等清洁能源通过专用电力线路直接向单一电力用户供电的绿电直连项目，分为并网型和离网型。并网型项目需与公共电网形成清晰物理界面，接入用户侧。项目电压等级原则上不超过 220 千伏。

（三）基本原则

坚持安全优先、绿色友好、权责对等、源荷匹配的原则，推动清洁能源就近就地消纳，促进企业绿色转型发展。

（四）设计水平年

明确绿电电源建设进度、负荷形成规模及电网接入完成节点，统筹考虑电源、负荷、储能及直连线路等内容的投产时间。

二、项目概况与建设必要性

（一）项目概况

说明项目地点、建设规模、投资主体及项目分类（并网型或离网型），明确电源种类及负荷类型。

（二）建设必要性分析

从企业绿色用能需求、就近消纳能力、资源条件、电网接入条件等方面论证项目实施的现实基础与政策支撑。

三、项目总体方案设计

（一）整体方案设计

统筹编制电源、负荷、储能及直连线路和接入系统的整体化建设方案，明确系统风险评估、电能质量管理和安全措施，做到同步设计、同步建设、同步投产。

（二）源荷匹配及调节能力分析

分析电源与负荷的匹配性，自发自用比例应不低于项目总发电量的60%、总用电量的30%，目标为2030年前不低于35%。具备合理的调节能力与储能配置，明确峰谷调节水平及备用机制。

四、主要设计内容

（一）电源建设方案

明确电源属性（存量/增量）、项目是否纳入省级开发建设方案、是否完成项目业主优选、建成投产时序等。

（二）负荷建设方案

描述新增或存量负荷情况，是否符合重点领域方向，以及用能时序与负荷强度。

（三）直连线路建设方案

提出直连线路的建设主体（明确负荷还是电源企业建设），明确线路路径、电压等级、产权划分及安全距离，尽量避免跨越公共设施，如确需跨越，应提出相应安全技术措施。

（四）接入系统配置

说明项目并网方案、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

根据项目情况，配置合理比例的储能系统，增强系统柔性调节能力，满足峰谷差、电能质量管理等要求。储能应自行建设，不得作为独立主体参与电力市场交易。

五、项目实施条件分析

（一）电源建设条件

说明项目选址、接入条件、审批手续办理情况等。

（二）负荷侧实施条件

说明负荷形成基础及有关投资协议、能源管理制度落实情况。

（三）线路建设条件

涉及的用地、通道、安全性及与公共电网的交界等问题。

（四）储能实施条件

储能站址、技术路线、设备配置、运行方案及安全措施等。

六、电力系统安全评估

依据《电网运行准则》等标准，评估项目对区域电网稳定性、电压支撑、电能质量的影响，明确应对措施。

七、投资估算及财务测算

明确电源、负荷、直连线路、储能系统等各部分投资构成及总投资估算，开展财务内部收益率、投资回收期等指标分析，合理测算电力销售单价及成本。

八、经济效益与社会效益分析

应从经济效益和社会效益两个方面，综合分析项目实施的综合价值，突出绿电直供在促进产业绿色转型、提升能源利用效率、推动区域经济发展等方面的积极作用。

九、项目实施路径及保障措施

明确项目投资主体职责、投建模式（如自投、合资、合同能源管理等）、关键节点时序安排和风险控制机制。若电源、负荷、储能及直连线路非同一投资主体，电源由州（市）按照有关规定通过市场化方式开展项目业主优选。

十、附件材料

- 1.项目投资主体工商营业执照、信用证明等。
- 2.负荷建设的核准（备案）文件或项目建设单位与地方政府签署的框架协议。
- 3.如绿电直连项目中的电源为在建项目，需附电源项目业主与负荷企业的合作协议。如为新增风、光电源，需提供项目矢量坐标，并附州（市）要素部门出具项目选址支持性意见

4.项目实施所在地初审意见。

5.项目整体方案技术文本（包括接入方案、继电保护及二次系统配置等）

6.源荷购售电协议、合同能源管理协议、产权划分与运行维护协议等