

云南保山电力股份有限公司

新能源项目并网服务指南

第一章 总则

第一条 按照简化并网流程、提高服务效率、促进高效利用和“分层分区受理”的基本原则，由云南保山电力股份有限公司（以下简称公司）各级业务归口管理部门按照职责权限提供并网服务。

第二条 针对每个新能源项目，公司提供并网服务的部门明确专人负责，履行指导和服务职责，协助新能源项目业主业务办理本业务环节的相关事项，各环节提供的服务全部免费。

第三条 新能源项目并网服务按并网电压等级分为 110 千伏项目、35 千伏项目、10 千伏项目、380（220）伏非自然人投资项目、380（220）伏自然人投资项目五类。对存在多个参照电压等级的按最高电压等级相关服务模式执行，最终并网电压等级以公司出具的接入系统设计方案回复意见为准。

第四条 新能源项目并网服务一般按照并网答复、接入系统设计方案受理、接入系统设计方案回复、接网协议签订、并网调试与运行等环节开展。

第五条 接入保山市电网、归属公司电力调度机构调管（含共调）的集中式新能源、分布式新能源（含中压分布式、低压分布式）、新型储能、虚拟电厂、分布式智能电网等类型的新能源和新能源并网主体均纳入涉网安全管理范围。公司应根据并网类型、容量规模、接入电压等级、系统运行特性等分类提出相应涉网安全管理具体要求，把必须管住的管到位。

第二章 并网答复

第六条 满足如下条件的新能源项目可向公司提交并网意向书，办理并网事宜。

（一）符合国家产业政策，不属于国家《产业结构调整指导目录》中淘汰类及限制类项目。

（二）已列入省级及以上政府能源主管部门批准的电力发展规划或专项规划项目，或已纳入省级及以上政府能源主管部门年度实施方案的项目，或已纳入省级及以上能源主管部门能源项目库的项目。

第七条 新能源项目业主提交的并网意向书应包括以下内容：

（一）电源项目名称及所在地；

（二）电源项目规划及本期工程规模（本期建设总容量、机组数量、单机容量、机组类型、主要技术参数等）；

（三）电源项目拟建成投产时间；

（四）电源项目的性质（公用或自备）；

（五）电源项目前期工作进展情况；

（六）电源项目纳入政府能源主管部门批准的电力发展规划或专项规划，或省级及以上政府能源主管部门年度实施方案的证明文件，以及有权部门出具的核准文件、备案文件等；

（七）与电源项目相关的其他必要信息。

第八条 公司在书面收到新能源项目业主提交的并网意向书后，于5个工作日内（分布式新能源项目于2个工作日内）完成材料完备性审核，书面出具新能源项目并网意见。

第九条 并网意向书受理部门

（一）110 千伏、35 千伏电压等级接入公司电网的新能源项目由公司计划发展部受理。

（二）10 千伏、380（220）伏接入公司电网的新能源项目由县（市、区）分公司受理。

第三章 接入系统设计方案受理

第八条 接入系统设计方案受理

（一）容量小于 200 千瓦的 380（220）伏接入公用配电网的新能源项目由公司负责提供接入系统设计方案。

（二）容量 200 千瓦及以上的新能源项目，采用 10 千伏及以上电压等级并网，由业主自行委托具有相应资质的设计单位，按照相关技术标准制定接入系统设计方案。

（三）公司在收到新能源项目业主报送的接入系统设计方案报告后，于 5 个工作日内（分布式新能源项目于 2 个工作日内）完成报告内容完整性和规范性审核，书面出具接入系统设计方案报告受理意见书。

（四）接入系统设计方案受理部门

1. 110 千伏、35 千伏电压等级接入公司电网的新能源项目由公司计划发展部受理。

2. 10 千伏、380（220）伏接入公司电网的新能源项目由县（市、区）分公司受理。

第四章 接入系统设计方案回复

第九条 接入系统设计方案研究

（一）110 千伏、35 千伏电压等级接入公司电网的新能源项目，公司计划发展部在受理接入系统设计方案后，及时组织工程设备部、市场营销部、电力调度中心、相关县（市、区）分公司开展接入系统设计方案研究。

（二）10 千伏、380（220）伏电压等级接入公司电网的新能源项目，县（市、区）分公司在受理接入系统设计方案后，及时组织生产技术科、市场营销科、调度所、相关供电所开展接入系统设计方案研究。

第十条 接入系统设计方案回复

（一）110 千伏电压等级接入公司电网的新能源项目，公司应于 30 个工作日内出具书面回复意见，其中分布式新能源项目应于 20 个工作日内出具书面回复意见。

（二）35 千伏电压等级接入公司电网的新能源项目，公司应于 20 个工作日内出具书面回复意见，其中分布式新能源项目应于 10 个工作日内出具书面回复意见。

（三）10 千伏、380（220）伏电压等级接入公司电网的新能源项目，县（市、区）分公司应于 20 个工作日内出具书面回复意见，其中分布式新能源项目应于 10 个工作日内出具书面回复意见。

第十条 接入系统设计方案回复意见自印发之日起原则上 2 年内有效，超期未投产的，需重新办理审批手续。公司视系统发展情况重新回复或延期接入系统设计方案，延长期不超过 2 年。

第十一条 接入系统设计方案回复意见有效期内，若电源容量、

电网结构发生重大变化，公司根据需要进行评估复核，复核报告由引起变化方负责组织编制。

第五章 接网协议签订

第十二条 新能源项目和接网工程项目均核准（备案）后，公司与新能源项目业主一般情况下应于 30 个工作日内（分布式新能源发电项目应于 15 个工作日内）签订接网协议。如暂不具备签订条件，新能源项目应向公司出具书面说明。

（一）110 千伏、35 千伏电压等级接入公司电网的新能源项目，由公司计划发展部牵头，相关部门审核后，与新能源项目业主签订接网协议。

（二）10 千伏电压等级接入公司电网的新能源项目，由县（市、区）分公司生产技术科牵头，相关科室审核后，与新能源项目业主签订接网协议。

（三）380（220）伏电压等级接入公司电网的新能源项目，无需签订接网协议。

第十三条 接网协议应考虑电源本体和接网工程的合法建设和合理工期，内容包括电源项目本期规模、开工时间、投产时间、配套送出工程投产时间、产权分界点、电力电量计量点、并网电电能质量限值要求及控制措施、违约责任及赔偿标准等内容。

第六章 工程设计与建设

第十四条 新能源项目应符合国家及行业相关技术规范要求。新

能源项目场站内部的电力设施建设，由新能源项目业主投资建设；并网引起的公共电网加强及改造部分由公司投资建设。

（一）新能源送出需建设的公用变电站、开关站等配套工程以及电网侧变电站的线路间隔设备，原则上由公司投资建设。为满足新能源项目投产时序，接入系统工程可由新能源业主出资先行建设和运营管理，新能源项目投产1年后，接入系统工程按照《云南省发展和改革委员会 云南省能源局关于进一步规范开发行为加快光伏发电发展的通知》（云发改能源〔2023〕264号）执行，双方另行签署协议，由公司依法合规回购。

（二）单个业主（指母公司或控股方为同一主体）的不同新能源项目，以汇流方式并入公共电网的，场站内部、场站间汇集线路，由电源项目业主投资建设。

（三）容量小、零散的集中式新能源项目（含多个项目业主），需要串行搭接后并入公共电网的，各升压站之间的汇集线路，由新能源项目业主投资建设。若升压站产权属于不同电源业主，各升压站之间的汇集线路及升压站新增间隔，原则上由后接入升压站的新能源项目业主投资建设。

（四）同一集中式新能源项目分期建设，或同一区域多个集中式新能源项目分批建设，首期新能源项目的接网工程为满足后续新能源送出，需要预留大截面导线的，若后续新能源开发列入省级及以上新能源规划的，可由公司投资建设，公司与相关新能源项目业主同时签订接网协议，约定后续新能源项目全容量投产规模和时间，如后续新能源项目未按约定时间投产的，相关新能源项目业主应按

协议处罚条款向公司进行赔付。

（五）其他电源的接网工程投资建设主体按国家有关政策执行。

第十五条 由新能源项目业主投资建设的接网工程应遵循国家和行业相关技术标准，并满足接入系统设计方案回复要求。公司参与新建集中式新能源项目接网工程初步设计的技术方案研究，对新能源项目业主是否执行国家、行业相关技术标准进行把关。

第七章 并网验收及电源投产

第十六条 纳入涉网安全管理范围的新能源和新型并网主体应组织开展并网验收工作，确保一二次设备及各类系统满足并网要求。公司电力调度机构应做好并网主体涉网设备的配置、参数、性能、调控能力等并网条件确认工作，条件不满足的不得并网。并网后，各并网主体应完成全部涉网试验，在规定时间内将合格的试验结果提交公司电力调度机构。

第十七条 公司接到涉网相关部分的并网验收邀请后，在相应时限内参与新能源业主对新能源项目接网工程及厂站涉网安全要求进行并网验收。若验收未通过，一次性向新能源项目业主提出解决方案。

（一）110 千伏、35 千伏电压等级接入系统的接网工程，由公司工程设备部组织相关部室参与验收并反馈验收意见。

（二）10 千伏、380（220）伏电压等级并网的接网工程，由县（市、区）分公司组织相关科室参与验收并反馈验收意见。

第十八条 并网验收通过后，公司在 3 个工作日内与新能源项目业主签订并网调度协议和购售电合同。

（一）110 千伏、35 千伏电压等级接入系统的项目，由公司电力调度中心与新能源项目业主签订并网调度协议，由公司市场营销部与新能源项目业主签订购售电合同。

（二）10 千伏电压等级接入系统的项目，由县（市、区）分公司与新能源项目业主签订并网调度协议和购售电合同。

（三）380（220）伏电压等级接入系统的项目，由县（市、区）分公司与新能源项目业主签订购售电合同。380（220）伏电压等级接入系统的项目无需签订并网调度协议，

第十九条 110 千伏、35 千伏电压等级接入系统的项目，在接网工程线路通过电力建设工程质量监督机构监督检查、取得并网意见书后，与公司电力调度中心联系并网。

第八章 并网调试与运行

第二十条 110 千伏、35 千伏、10 千伏电压等级接入系统的新能源项目，按相应电网调度机构要求纳入调管范围，新能源项目业主应在投产前 3 个月按调度机构要求报送场站涉网资料、试验方案及并网调试计划等；将厂站自动化相关信息传送至相应调度机构，并在并网前 1 个工作日内完成接入调试；宜在具备并网调试条件且完成计量装置安装后 3 个工作日内组织首次并网带电调试，按国家、行业及电网企业相关标准开展并网调试、试验验证、试运行等工作；试运行结束后由相应电网调度机构出具并网调试运行意见书。

第二十一条 380（220）伏分布式项目，可不纳入调度机构调管范围，完成计量装置安装后转入并网运行，场站涉网相关安全要求

在购售电合同中明确。鼓励应用分布式电源采集、控制新技术、新产品，将分布式电源相关运行数据传送至相应调度机构。

第二十二条 新能源项目应接受相应电网调度机构的调度管理和专业指导，开展功率预测、运维检修、风险管控等业务。

第二十三条 相应电网调度机构安排新能源项目并网的公用线路开展计划检修前，按规定提前通知新能源项目业主，并在并网点做安全隔离和接地措施。

第九章 咨询与投诉

第二十四条 新能源项目业主可通过 0875-2122999 服务热线、“保山电力”APP、保山电力公司实体营业窗口、微信公众号等多种渠道，获取并网服务指南、相关政策规定解释等服务，也可以提出意见建议或进行投诉。

第二十五条 公司将及时处理新能源项目业主诉求，受理投诉后，24 小时内联系新能源项目业主，5 个工作日内将处理意见答复新能源项目业主。

第十章 附则

第二十六条 本服务指南由公司负责解释。

第二十七条 本服务指南自发布之日起施行。

附件：1. 新能源项目并网申请资料清单

2. 业主委员会或物业公司出具的项目同意书模板

3. 所有相关居民签字的项目同意书模板
4. 新能源项目并网申请受理意见通知书模板
5. 新能源项目接入系统方案审查受理意见通知书模板
6. 新建电源接网协议书模版

抄送：公司党政领导班子成员。

云南保山电力股份有限公司行政办公室

2024年8月15日印发

附件 1

新能源项目并网申请资料清单

一、380 (220) 伏自然人投资分布式新能源项目需提交的并网申请资料

1. 客户身份证明资料 (居民身份证、户口簿、军人证、护照、回乡证等任意一种) 。

2. 项目拟建设地点的物业权属证明资料 (房产证、购房合同、《国有土地使用证》、宅基地证、含有明确房屋产权判词的且发生法律效力的法院法律文书 < 判决书、裁定书、调解书等 >、政府土地职能部门意见等任意一种) 。

3. 如项目位于共有产权区域，需提供业主委员会出具的项目同意书 (详见附件 2，未成立业主委员会的，可由物业管理处出具) 或所有相关居民签字的项目同意书 (详见附件 3) 。

二、380 (220) 伏非自然人投资新能源项目、10 千伏分布式新能源项目并网申请资料

1. 营业执照或组织机构代码证，法人代表身份证明资料 (居民身份证、户口簿、军人证、护照、回乡证等任意一种) 。

2. 经办人身份证明资料、客户授权委托书 (如非法定代表人办理业务时出具) 。

3. 项目拟建设地点的物业权属证明等资料。

4. 如项目采用合同能源管理方式，需提供与电力用户签订

的能源服务管理合同。

5. 有权部门出具的项目核准文件、备案文件，或省级能源规划年度建设计划等文件。

6. 地方政府部门及监管机构要求提供的其他相关资料。

7. 分布式光伏可采用先受理、资料后补的“容缺受理”形式办理，并网验收前补齐相关并网申请资料。

三、10千伏新能源项目（不含分布式）、35千伏新能源项目、110千伏新能源项目需提交的并网申请资料

1. 致保山电力公司并网申请的函件，内容应包含但不限于：项目名称及所在地点，项目规划及本期工程规模（本期建设总容量、机组数量、单机容量、机组类型、主要技术参数等），项目性质（公用或自备），项目前期工作进展情况，项目拟建成投产时间。

2. 营业执照或组织机构代码证，法人代表身份证明资料（居民身份证、户口簿、军人证、护照、回乡证等任意一种）。

3. 经办人身份证明资料、客户授权委托书（如非法定代表人办理业务时出具）。

4. 已纳入省级及以上政府能源主管部门批准的电力发展规划或专项规划，或已纳入省级及以上政府能源主管部门年度实施方案，或已纳入省级及以上能源主管部门能源项目库的证明文件；以及有权部门出具的核准文件（可用纳入省级能源年度核准计划证明文件或省级能源项目中标通知书“容缺受理”，后补资

料)、备案文件等资料。

5. 电源项目可研(或预可研)审查意见(可后续提供)。

6. 地方政府部门及监管机构要求提供的其他相关资料。

7. 与电源项目并网相关的其他必要资料。

附件 2

业主委员会或物业公司出具的项目同意书模板

关于××安装分布式新能源发电项目的 同意书

×××居民：

收到您关于安装分布式新能源发电项目申请，经业主委员会讨论，意见如下：

一、同意您在××路××小区××栋××单位屋顶（屋面、阳台）安装××kW容量分布式新能源发电的申请。

二、请严格按照国家有关分布式新能源发电的规定，开展项目实施，并接受监督检查。

××业主委员会或物业公司（盖章）

年 月 日

附件 3

所有相关居民签字的项目同意书模板

关于××安装分布式新能源发电项目的 同意书

×××居民：

收到您关于安装分布式新能源发电项目申请，经我家庭讨论，意见如下：

一、同意您在××路××小区××栋××单位屋顶（屋面、阳台）安装××kW容量分布式新能源发电的申请。

二、请严格按照国家有关分布式新能源发电的规定，开展项目实施，并接受监督检查。

××小区××栋××单元业主（签字）

年 月 日

新能源项目并网意见模板

云南保山电力股份有限公司关于
××光伏发电项目并网意见

××公司：

贵公司《关于××光伏发电项目并网申请的函》收悉。经公司研究，现提出并网意见如下：

一、同意受理××光伏发电项目并网申请。

二、结合××光伏发电项目地理位置、装机容量、电网结构、送出消纳等因素考量，初定该发电项目接入系统方案为：交流侧装机容量××MW，新建××kV 升压站，以一回××kV 线路接入××kV 变电站。

三、为优化光伏电站的出力特性、平滑功率输出，并满足系统调频、调峰需求，××光伏发电项目按不低于装机容量的 10%，且可持续提供额定功率 2 小时的要求配置或购买调节性资源，即配置或购买调节性资源容量不低于××MW/××MW·h。

四、请贵公司委托有资质的设计单位开展该项目接入系统设计报告编制工作，报告编制完成后报我公司。

一、不同意受理××光伏发电项目并网申请。

二、写清楚不同意的原因

此函

（联系人：××；电话：××）

云南保山电力股份有限公司

××年××月××日

附件 5

新能源项目接入系统设计方案 审查受理意见通知书模板

新能源项目接入系统设计方案审查受理 意见通知书

××××公司：

贵公司于××××年××月××日正式向云南保山电力股份有限公司提交了××××××××项目的接入系统方案报告，办理接入系统方案的批复手续。根据国家能源局《电网公平开发监管办法》要求，经云南保山电力股份有限公司对贵公司所提供的项目接入系统设计报告内容完整性和内容深度进行审核、确认。

同意受理项目接入系统设计评审，将于____个工作日内出具接入系统回复意见。

不同意受理项目接入系统设计评审，请贵公司按照附表要求补充完善报告后，提交云南保山电力股份有限公司办理接入系统设计批复手续。

业务告知人：_____

业务告知人联系电话：_____

业务告知日期：_____

云南保山电力股份有限公司

(本通知书一式二份：电网企业、客户各执一份)

附件 6

新建电源接网协议书模板

新建电源接网协议书

本协议由下述双方签署：

(1) 甲方：云南保山电力股份有限公司

注册地：云南省保山市隆阳区

法定地址：云南省保山市隆阳区正阳北路 208 号

法定代表人（或其授权代表）：杨思锋

职 务：党委书记、董事长

(2) 乙方：××公司

(3) 注册地：××省××市××县

法定地址：××省××市××县××镇××社区××26 号

法定代表人（或其授权代表）：

职 务：

鉴于：

(1) 乙方在云南省保山市××县××镇建设 1 座光伏（风电）发电站（以下简称“电站”）。

电站名称	交流装机容量		直流装机容量		容配 比	所在位置
	总容量 (MWac)	方 阵 (MWac)	总容量 (MWdc)	组 串 (MWdc)		

(2) 乙方申请将电站太阳能电池（风机）方阵与甲方拥有的电网（以下简称“电网”）并网运行。

(3) 甲方同意根据本协议的条款将乙方电站太阳能电池（风机）方阵并入电网运行。

为保证电网的安全、优质、经济运行，规范本协议双方并网运行的行为，维护双方的合法权益，根据国家公布的法律法规、电力行业标准及国家和电力行业主管部门的有关规定，基于平等、自愿和诚实信用的原则，经协商一致，双方签订本协议。

根据本协议的原则，双方应签订《××发电项目并入电力系统调度管理协议》（以下简称“调度协议”）和《××发电项目购售电合同》（以下简称“购售电合同”）、《××发电项目安全责任书》（以下简称“安全责任书”）。

第一章 定义与解释

1.1 本协议中所用术语，除上下文另有要求外，具有如下含义：

(1) “电站”指将某种形式的原始能（例如水力、蒸汽、柴油、燃气）转化为电能以供固定设施或运输用电的动力厂（核能发电厂、风力电站、太阳能电站等），由售电人拥有并经营管理的1个总装机容量为××兆瓦的发电设施以及延伸至产权分界点的全部辅助设施。

(2) “首次并网日”指本协议双方商定的，电站首次同期与电网进行连接的第一天。

(3) “并网方式”指电站与电网之间一次系统的电气连接

方式。

(4) “购售电合同”指甲方与乙方就电站所发电量的购销及甲方的有关付款等事宜签订的合同。

(5) “解列”专指将与电网相互连接在一起同步运行的发电设备与电网断开的操作。

(6) “计划检修”指本协议双方为检查、试验、检修和大修电池方阵或其他设施而根据电力行业标准,参照设备供应商的建议、技术参数、电站运行经验而有计划安排的电池方阵处于计划检修期内的状态,包括大修、小修、节日检修和公用系统检修。

(7) “日发电有功曲线”指甲方所属电力调度中心每日以乙方申报的可用容量和年度发电计划为基础而制定的乙方日计划发电的有功曲线。

(8) “电网调度规程”指由甲方制定的用于规范在本网内的调度行为的技术规范。

(9) “电力调度中心”是甲方为确保电力系统安全、优质和经济运行而设立的,专门依法对电力系统生产运行、电网调度系统及其人员职务活动进行调度管理的机构。就本协议项下有关调度中心的任何条款而言,其已获得甲方的批准和认可。

(10) “电力行业标准”是指为了电网和设备安全稳定运行,由电力技术主管部门制定的一系列技术规范。

(11) “AGC”指自动发电控制,是 Auto-Generation-Control 的缩写。

(12) “AVC”指自动电压控制，是 Auto-Voltage-Control 的缩写。

(13) “RTU”指远动装置，是 Remote Terminal Unit 的缩写。

(14)“EMS”指能量管理系统，是 Energy Management System 的缩写，是现代电网调度自动化系统的总称。

(15)“LVRT”指低电压穿越，是 Low voltage ride through 的缩写，是指当电网故障或扰动引起的光伏电站并网点电压波动时，在一定范围内，光伏电站能够不间断地并网运行。

(16)“不可抗力事件”是指双方在签署本协议时不能预见，并且对其发生及后果不能避免并且超过合理控制范围的、不能克服的自然事件和社会事件。此类事件包括：火山爆发、闪电、龙卷风、海啸、暴风雪、山体滑坡、水灾、火灾、核辐射、战争、瘟疫、流行病、骚乱、外敌入侵、敌对行动、叛乱以及超设计标准的地震、台风等。

1.2 解释

1.2.1 本协议中的标题仅为阅读之方便，不应被视为协议的组成部分，亦不应以任何方式影响对本协议的解释。

1.2.2 本协议对任何一方的后继者或允许的受让人具有约束力。

1.2.3 除上下文另有要求外，本协议所指的日、月、年均为公历日、月、年。

1.2.4 本协议中的“包含”一词应解释为包括但不限于。

第二章 陈述和保证

2.1 本协议双方保证和陈述如下：

(1)任何一方均具有符合中国法律的合法民事主体的地位；

(2)任何一方完全有权签署并有能力履行本协议；

(3)任何一方已为本协议的有效签署获取一切必要的同意、批准和许可；

(4)任何一方签署本协议的是有效授权代表，并且本协议生效即具有法律约束力。

第三章 接入系统工程

3.1 接入系统工程投产时间及电池方阵并网时间

鉴于××发电项目已列入云南省××年第××批新能源项目建设清单，即：《云南省发展和改革委员会 云南省能源局关于印发云南省××年第××批新能源建设方案的通知（××〔××〕××号）》，根据《保山市发展和改革委员会关于××发电项目××kV送出线路工程核准的批复》（××〔××〕××号）、《云南保山电力股份有限公司关于××发电项目接入系统方案的复函》（××〔××〕××号），结合电站实际情况，××发电项目首次并网发电时间暂定为××年××月××日。如双方不能按此时间执行，按并网协议书的第五章违约责任执行。

3.2 接入系统方式

××发电项目交流侧装机×× MW，通过××kV以1回××

kV 线路接××kV××变电站××kV××间隔。

未经甲方同意,乙方不得随意变更接入电网方式或自行接入用户。

3.3 接入系统工程投资原则

接入系统工程由乙方出资先行建设和运营管理,××电站投产 1 年后,接入系统工程按照云南省发展和改革委员会文件(云发改能源〔2023〕264 号)执行,双方另行签署协议,由甲方依法合规回购。

3.4 投资界面和产权分界点

乙方负责接入系统的投资、建设,接入系统工程包括:××发电项目××kV××升压站出线龙门架外侧为起点,××kV××变电站××kV××间隔出线龙门架外侧为终点。共计××千米线路,××基铁塔。通讯光纤型号为××,导线型号为××。

甲方未完成回购前,双方产权分界点为××发电项目××kV××升压站出线龙门架外侧,即接入系统工程属乙方所有,由乙方负责运维管理,并承担运行安全责任;甲方完成回购后,双方产权分界点为××kV××变电站××kV××间隔出线龙门架外侧,即接入系统工程属甲方所有,由甲方负责运维管理,并承担运行安全责任。

3.5 电量计量点

乙方光伏(风机)方阵发电上网具体的电量计量条款及电量计量点在后续双方签订的购售电合同中进一步明确。

3.6 质量监督

乙方需及时将发电站主体工程委托可再生能源发电工程质量监督站开展光伏阵列区、逆变器、箱式变压器、汇集线路、升压站、开关站等光伏电站组成部分的质量监督工作，并在首次并网投运前取得并网意见书；接入系统工程在动工前，应在国家能源局电力可靠性管理和工程质量监督中心电力建设工程质量监督信息系统完成质量监督注册，在首次并网投运前应取得质检并网意见书，全部质量监督程序完成后及时取得质量监督报告。在质量监督过程中，要严格遵循相关质量标准与技术规范，对发现的问题及时整改完善，确保接入系统工程与发电项目主体工程同步投运。

3.7 涉网安全试验

在项目首次并网投运前，乙方需按照相关要求完成：并网安全性评价、态势感知系统集成、等保测评及备案等工作。项目并网后6个月内，乙方还需要按照相关要求完成：有功功率控制试验、无功功率控制试验、低电压穿越试验、高电压穿越试验、谐波检测试验、三相不平衡度检测试验、频率适应性试验等7个涉网安全试验，并向甲方电力调度中心报送正式试验报告（盖章），以便甲方电力调度中心完善相关继电保护定值配置及自动化装置定值配置。

3.8 发电许可证

根据《电力业务许可证（发电类）管理办法》、《电力业务

许可证监督管理办法》，本发电项目并网后 6 个月内，乙方应取得国家能源局云南监管办颁发的发电业务许可证或有效证明文件，投入商业运行前应满足能源监管机构关于投入商业运行的条件。

3.9 全容量技术认定

乙方确保相关逆变器数据能及时、可靠上传甲方电力调度数据库，以便双方开展发电数据技术认定。按照首次并网后 6 个月内，办理完成全容量并网认定。

第四章 并网条件和要求

4.1 电池方阵基本技术参数

乙方光伏(风电)电站通过逆变器和动态无功补偿协调控制，光伏电站输出有功功率大于其额定功率的 50%时，功率因数应在 ± 0.98 范围内连续可调；光伏电站输出有功功率在 $20\% \sim -50\%$ 之间时，功率因数应在 ± 0.95 范围内连续可调。

4.2 $\times\times$ 光伏(风电)发电项目升压站升压变压器为有载调压变压器，抽头为 $\times\times \pm \times\times\% \text{ kV}$ ，阻抗比为： $U_d = \times\times\%$ 。

4.3 升压站的电气主接线为： $\times\times$ 光伏(风电)发电项目升压站 $\times\times \text{ kV}$ 系统采用线变组接线，电站的电气主接线运行方式以及并网方式须满足甲方电网安全稳定运行的要求，执行甲方所属调度机构提出的电气主接线运行方式以及并网方式的方案，确保电站安全并入电网运行。

4.4 乙方应在电站投产初期对电站注入电网的谐波分量进

行实测，以准确评估光伏电站接入对电网电能质量的影响，如不能满足国家相关规程规定，应采取相应治理措施至达标后方可转入商业运行。

4.5 根据调度部门指令控制有功功率输出；根据并网点电压水平调节无功输出，参与电网电压调节。

4.6 电站逆变器应具备低电压穿越能力：并网点电压跌至 0 时，光伏电站应不脱网连续运行 150ms；并网点电压跌至 20% 额定电压时，光伏电站应不脱网连续运行 625ms。且并网点电压在发生跌落后 2s 内恢复至 90% 额定电压时，保证不脱网连续运行。

4.7 电站应配置光伏发电功率预测系统，具有 0h~72h 短期光伏发电功率预测以及 15min~4h 超短期光伏发电功率预测功能。

4.8 电站应具备完整可靠的继电保护、安全自动装置、通信、调度自动化装置，这些装置的技术特征和安装、投运应满足电网运行和有关标准、规范的要求。

4.8.1 电站的继电保护及安全自动装置需符合有关法律法规、电力行业标准、电网的技术要求和技术监督的规定。

4.8.2 电站至少配置主、被动防孤岛保护中各一种，具备快速检测孤岛且立即断开与电网连接的能力，与电网侧线路保护相配合。

4.8.3 电站的调度自动化设施应按电力行业标准、规程设计建成，实时信息须具备送达甲方所属调度机构电网调度自动化的条件。

4.8.4 电站的电力通信设施需符合电力行业的标准和甲方电力通信管理部门的有关规定。

4.8.5 乙方电池方阵的功率因数和母线电压应满足电力行业标准的要求,应具备在额定有功出力下功率因数为××的进相能力,并应在进入商业运行后半年内完成进相运行监控设备和变压器系统抽头位置的检验和调整,6个月内完成进相运行试验并提供相应报告。试验单位的资质、内容及报告应经甲方有关技术与运行部门审查确定。

4.9 乙方电池方阵计量和监测表计包括电能计量装置、有功功率表、无功功率表、电流表及母线电压表等必须完整、准确,并符合国家标准的有关规定。电能计量装置包括计费电能表、电压互感器、电流互感器及二次连接导线。上网电能计量装置由甲方确定技术指标,乙方付费购买,并由其负责日常管理和维护。装置必须经双方认可的电能计量检测机构现场验收合格后,才能投入运行。各上网和用网关口电能表应接入甲方电能计量自动化系统。

4.10 乙方应提供升压变压器、逆变器、SVG、接地变压器等主要设备参数。

4.11 电站生产运行人员应熟悉并严格执行《电网调度管理条例》和《电力调度规程》等有关法规和技术规程,需取得甲方所属调度机构颁发的调度受令资格证书。

第五章 违约责任

5.1 甲乙双方任一方违反本协议规定条款视为违约,另一方有权要求违约方赔偿因违约造成的经济损失,但不可抗力事件造成的损失由双方各自承担。

5.2 一旦发生违约行为,非违约方有权向违约方发出一份要求其纠正其违约行为的书面通知,违约方应在收到该通知后立即采取措施纠正其违约行为。

5.3 如果由于第三者的原因造成调度指令不能执行、信息通道受阻等使任何一方受损失的,则受损失方可依法向第三者索赔,任何一方均应为对方的此类索赔提供合理的协助。

5.4 乙方电站必须按照本协议以及电站接入系统审查意见所确定的技术方案和要求组织实施,并与甲方共同组织并网前验收,如果验收不合格,则按照要求进行整改,未满足并网技术条件前甲方不予并网。

5.5 乙方电站电池方阵如果没有按照本协议第 3.1 款约定的时间建成投产,甲方可以按照双方购售电合同所规定的折算购售电量要求赔偿,以 24 小时为基本折算时间;如果电站电池方阵提前投产,甲方视电网的需求决定是否接受其上网电量。

5.6 乙方电站如果未按照并网前验收整改要求进行整改的或未签订并网协议、调度协议、购售电合同、安全责任书以及新设备投运申请未获批准的情况下擅自并网的,甲方将给予乙方电站解网整顿 1 个月,上网电量不予结算。

5.7 乙方工程建设期间若发生不可抗力事件或受电网配套

工程建设进度的影响，乙方应在事件发生一周内或已知电网配套工程建设一周内无法完成时，及时与甲方取得联系并提供相应书面材料，甲方核实认定后，可不作违约责任赔偿。

第六章 争议解决办法

6.1 本协议执行过程中发生任何争议，由双方协商解决。无法协商一致的，则提交电力监管机构进行调解，调解不成的，双方均可向甲方所在地人民法院提起诉讼，同时，违约方应承担守约方为维护合法权益而产生的诉讼费、保全费、保全保险费、鉴定费、差旅费、律师费等费用。

6.2 诉讼过程中，双方仍按本协议继续执行。

第七章 其他

7.1 双方同意，在本协议生效后，任何一方均可将其在本协议项下的全部或部分权利转让给第三方，但转让方应在转让前书面通知对方；任何一方将其在本协议项下的全部或部分义务转让给第三方，必须事先征得对方的同意。

7.2 本协议及其附件构成双方达成的全部协议，并且取代所有双方在此之前就本协议所进行的任何讨论、谈判、协议和合同。

7.3 本协议若有未尽事宜，或需要修改、补充有关条款时，须经双方协商一致并签订补充协议。在补充协议生效前，仍按本协议原条款执行。

7.4 本协议履行过程中若与国家或省新颁布的有关法律法规及政策的强制性规定相抵触时，应进行相应的修改、补充，并按

该法律法规及政策的强制性规定执行。

7.5 本协议在符合第二章条款约定的前提下,自双方盖章和法定代表人或其授权人签字之日起生效。

7.6 在本协议执行过程中,如电池方阵参数或接入系统方案发生变化,需经双方协商一致并签订补充协议。

7.7 本协议一式六份,其中正本二份,副本四份,双方各持正本一份,副本二份,本协议经双方法定代表人或授权代表人签字并盖章后生效。

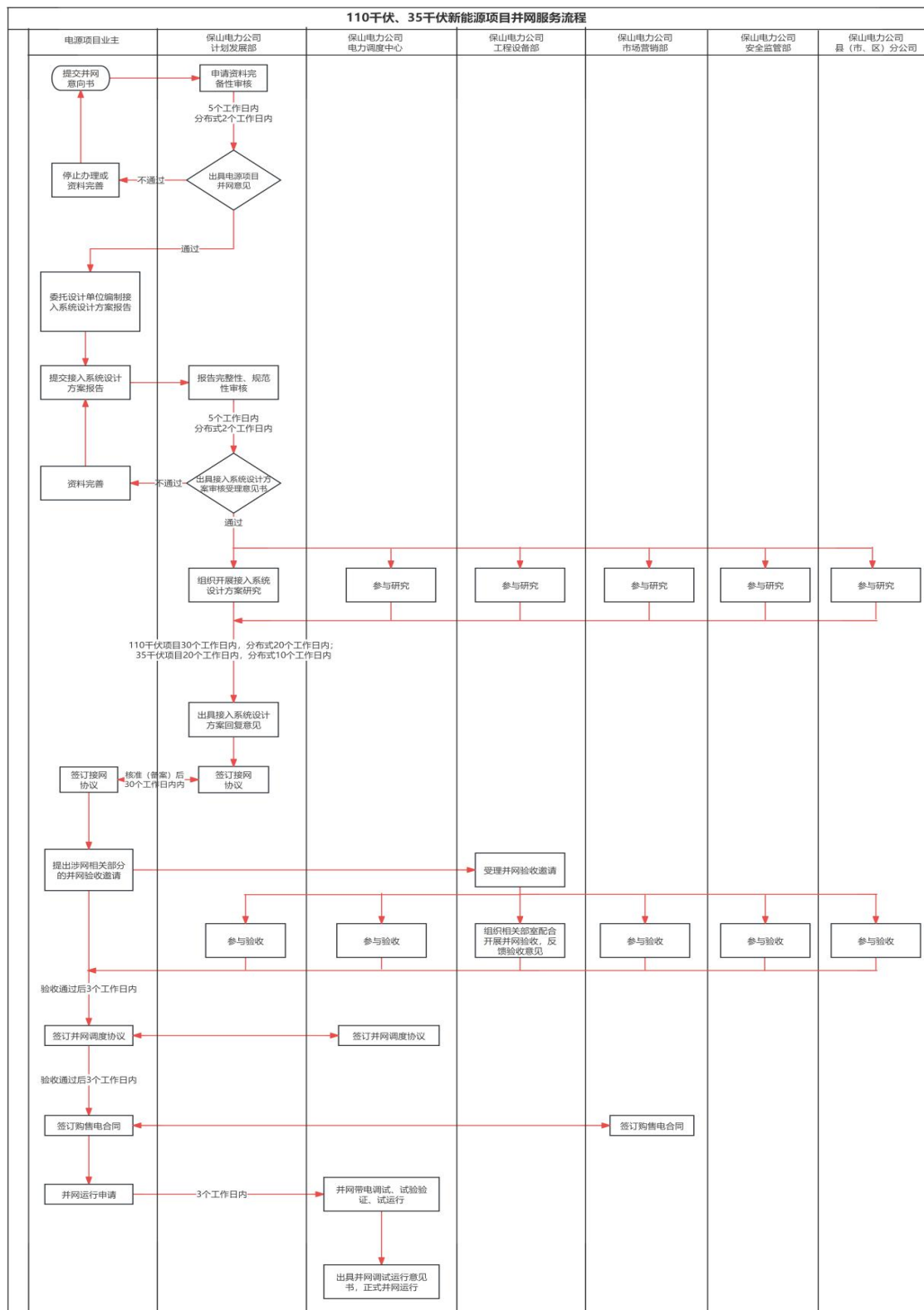
签署协议双方:

甲方(印章): 云南保山电力股份有限公司 乙方(印章): ××公司

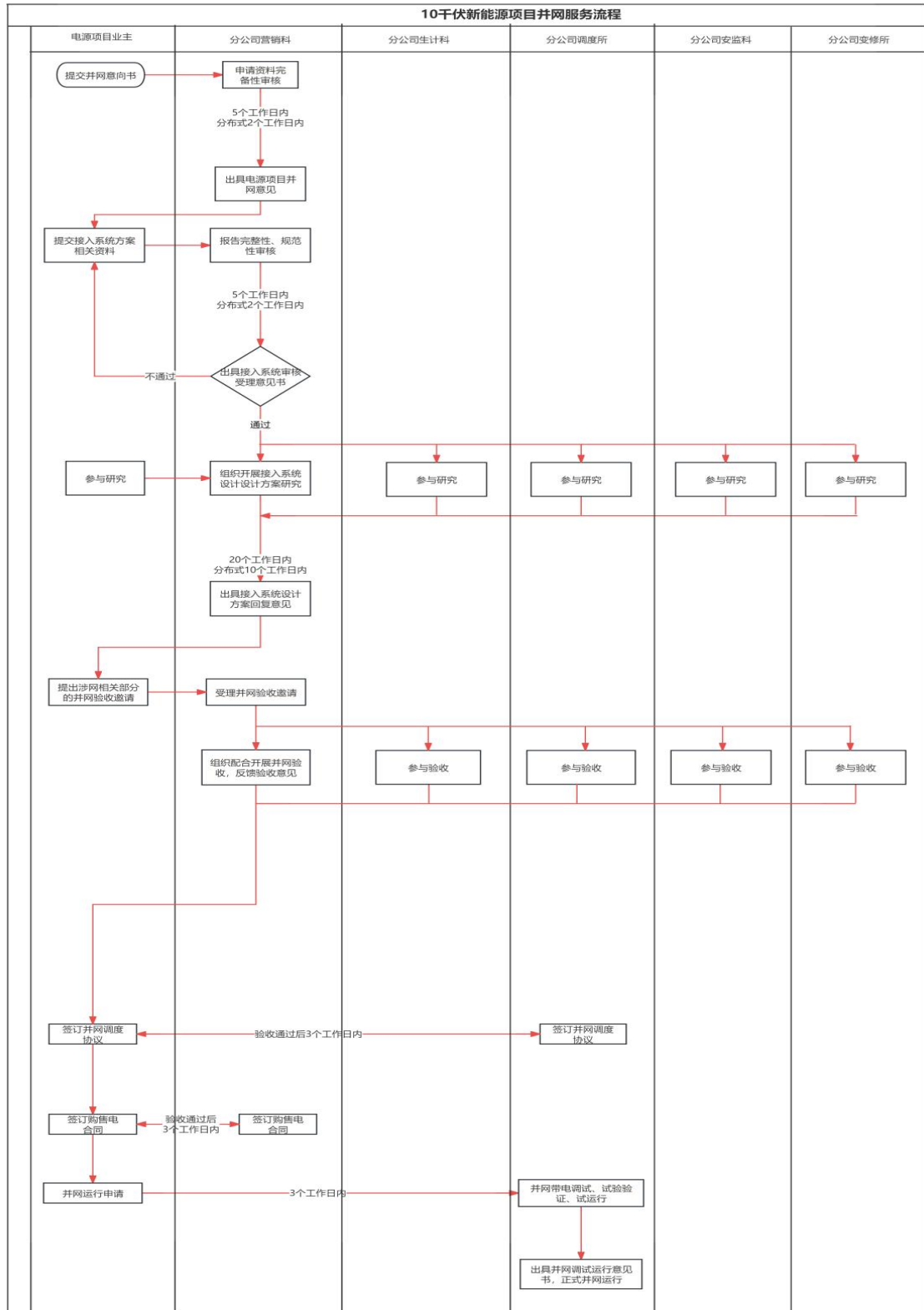
法定代表人(或其授权代表): 法定代表人(或其授权代表):

签署日期: ××年××月××日 签署地点:

附录 1：110 千伏、35 千伏新能源项目并网服务流程



附录 2：10 千伏新能源项目并网服务流程



附录 3：380（220）伏新能源项目并网服务流程

