

云南省 德宏州 瑞丽市

分布式光伏及其能源利用规划实施方案

2023 年 5 月 昆明

批准：

审核：

校核：

编写：

目 录

目 录	I
1 概 况	1
1.1 瑞丽市自然地理概况	2
1.2 瑞丽市社会经济概况	3
2 规划总则	7
2.1 编制依据	7
2.2 规划原则	7
2.3 规划水平年	8
2.4 规划思路	8
3 太阳能资源	9
3.1 云南省太阳能资源	9
3.2 德宏州太阳能资源	13
3.3 瑞丽市太阳能资源	14
3.4 灾害性天气分析	21
3.5 结论及建议	23
4 电力系统现状及规划	24
4.1 德宏州电力系统现状	24
4.2 瑞丽市电力系统现状	32
5 站址选择和建设条件	45
5.1 站址选择	45
5.2 工程建设条件	54
6 初步建设方案和发电量估算	58
6.1 初步建设方案	58
6.2 发电量估算	79
7 环境影响与水土保持	96

7.1 环境保护	96
7.2 水土保持	101
7.3 节能减排效益分析	102
7.4 结论和建议	103
8 投资匡算及财务初步评价	104
8.1 投资匡算	104
8.2 经济评价	107
9 项目开发目标及顺序	111
9.1 新能源项目开发目标	111
9.2 瑞丽市分布式光伏电站项目开发进度安排	111
10 规划实施和保障措施	112
10.1 建设模式	112
10.2 保障措施	113
10.3 商业模式	115
10.4 建设规模与建设进度安排	117
11 结论及建议	119
11.1 结论	119
11.2 建议	121

1 概况

能源是经济发展的物质基础，为保证国民经济的可持续发展，必须有可持续供应的能源作为支撑。随着我国经济的快速增长，能源需求逐年上升，能源进口也逐年增加。我国以煤为主的能源结构对国家经济发展带来的能源安全和环境问题已日益突出。从能源安全、减少污染、改善生态环境和立足于本国资源等方面来考虑，我国开发利用安全、可靠的可再生清洁能源，并提高其在能源结构中的比重，将是实现经济社会可持续发展的重要保证。

云南省地处祖国西南边陲，纬度低、海拔高。云南的山脉对寒潮起了屏障作用，除少数高寒山区外，冬季平均气温低于 0°C 的天气很少，多年平均气温较高，而且高原空气清新、稀薄，阳光透射强，终年太阳高度角大，日照时间长，太阳能辐射量大，是我国风能、太阳能开发利用的有利地区之一。

“十四五”时期（2021—2025年），是我国由全面建成小康社会、实现第一个百年奋斗目标之后，乘势而上开启全面建设社会主义现代化国家新征程、向第二个百年奋斗目标进军的第一个五年。也是云南打造世界一流“绿色能源牌”推动能源清洁、高效、安全、可持续发展的重要时期。

根据《瑞丽市分布式光伏发电项目投资开发协议》（2023年3月签订），其中对相应的项目建设方式及投资规模做了相应的界定：本项目规划投资建设260MW光伏发电项目，分为两期逐步投资建设，其中一期拟投资建设110MW（包括：瑞丽市党政机关公共建筑屋顶、学校医院建筑屋顶、工商业厂房建筑屋顶和厂区可利用边坡、停车场可利用建筑面、农村分散闲置土地、农村分散闲置土地）；二期拟投资建设150MW（包括：城镇农村居民屋顶、工商业扩建厂房建筑屋顶和厂区扩建可利用边坡）。

现阶段考虑到本项目地区太阳能资源属于B级丰富资源区，实际发生弃光的时间并不多，当地供电公司按照组件容量为依据确认并网容量，由于农户屋面的情况各不相同，且逆变器容量较小，现场可根据实际情况在1:1.0~1:1.15之间调整容配比。结合现场调研情况，现阶段按照容配比（交流侧：直流侧）取1:1.1进行容量规划，基于此，一期发电量等情况考虑按照已复核的规划交流侧容量121.759MW（规划安装直流侧容量为133.935MW_p）进行分析计算值作为基础值，后续一期项目可研基于此容量进行编制，若存在其他可利用及适合开发屋顶情况，可增补进一期项目名单。二期规划容量仍按照

规划交流侧容量 150MW（规划安装直流侧容量为 165MW_p）考虑，因建设条件相对弱于一期，故暂考虑于二期开发、利用。

因一期开发协议中部分区域产权及相应的租赁等权属问题均未完全解决，后续可研等工作开展过程中，建议按照现阶段已进行调研，已有相应资料（航拍影像及屋顶结构图纸（满足承载力要求条件））的屋顶先行纳入可研报告的范围。



图 1.1-1 瑞丽市分布式光伏电站规划区域地理位置

1.1 瑞丽市自然地理概况

瑞丽市位于中国西南边陲，云南省西部，德宏傣族景颇族自治州西南部；东连芒市，北接陇川县，西北、西南、东南三面与缅甸毗邻，村寨相望。瑞丽市地处东经 97.51'~98.02'，北纬 23.38'~24.14'之间。陆路距省会昆明 752 千米，距州府芒市 103 千米。截至 2022 年 9 月，瑞丽市全市行政区域面积 944.75 平方千米。

瑞丽市全境地形平面似袋状，地貌具有宽谷盆地的特征，主要由一山（户永山——盘山——二达山）、一坝（瑞丽坝）、一江（瑞丽江）、一河（南碗河）构成。地势东北高、西南低，向西南倾斜，倾斜角 10 度左右。瑞丽市境内最高海拔 2019.2 米，最低

海拔 743.2 米，相对高差 1276 米，山坝比例为 3:1。瑞丽市境内盆地和山地的形态，除与构造有关外，与其境内河谷形态一致。瑞丽江至北南而东西，贯通全坝，河道迂回，发育于宽盆地内；在老江道上形成有多个牛扼湖，坝子里形成有沼泽，江边形成有河漫滩。瑞丽江江心的沙洲比较发育，流水地貌广布，盆地内阶地宽广，由于多轮回上升的结果，有数级剥蚀而与多级阶地，层状地貌明显，西北而是大片阶梯式山地、丘陵逐级下降，丘陵相对高度在 20°至 120°之间，高丘陵破碎陡峻，低丘陵完整宽缓，坡度一般在 5°至 20°之间，但由于利用不当，各地均有不同程度的侵蚀和滑塌现象，坝子由第四系冲积物形成，平坦宽阔，盆地内积一层厚 1400 余米的河湖相碎屑物质，沉积中心在弄恩至等罕一带，由于应力运动，北升南降，运动强烈错动呈挤压状，有花岗岩侵入，间存裂隙，在其边缓谷口有冲积扇分布。

全境水资源丰富，其总量为 103.13 亿立方米，过境水量为 96.4 亿立方米，自产水量为 6.73 亿立方米（地表水为 5 亿立方米，地下水为 1.73 亿立方米）。森林面积 65672 公顷，森林覆盖率为 69.51%。耕地面积 222208 亩，其中水田 113453 亩，旱地 108755 亩。总面积 1162781 亩，水域 23450 亩，非生产用地 106769 亩。

瑞丽市地处北回归线北侧，属南亚热带湿润性季风气候，全年气候温和，具有夏长冬短、干湿分明、日照时间长、雨量充沛、冬季多雾等特点。年平均气温 21.0℃，最冷月平均气温 14.0℃，最热月平均气温 25.0℃，历年极端最高气温 36.4℃，极端最低气温 1.5℃。年平均降雨量 1384.5 毫米，其中 5-10 月降雨量 1234.4 毫米，占全年降雨量的 89.2%。月最大降雨量 567.1 毫米。年平均相对湿度 76%，最小相对湿度 13%。无霜期长，年平均无霜期 359.9 天。年日照时数 2312.7 小时，占可照时数的 52%。年平均风速 1.0 米/秒，最多风向西南风。年平均蒸发量 1123.0 毫米，年雷暴日数 65.7 天。地理地貌复杂，受海拔高差悬殊影响，立体气候突出，气候类型多样。

1.2 瑞丽市社会经济概况

1.2.1 社会概况

截至 2022 年 10 月，瑞丽市下辖 1 个街道、3 个镇、2 个乡；另辖 2 个乡级单位。其中，1 个街道为勐卯街道，3 个镇分别为：畹町镇、弄岛镇和姐相镇，2 个乡分别为：户育乡和勐秀乡，2 个乡级单位分别为：瑞丽农场和畹町农场。瑞丽市市政府驻勐卯街道。

截至 2021 年末，瑞丽市常住人口数 226639 人。其中，城镇人口 174115 人，农村人口 52524 人。出生率 8.89%，死亡率 7.80%，城镇化率 76.82%，自然增长率 1.09%。截至 2021 年末，瑞丽市共有少数民族人口 76321 人，占常住人口数 33.7%。少数民族以傣族、景颇族、德昂族、傈僳族、阿昌族为主。其中傣族 56882 人，景颇族 15455 人，阿昌族 951 人，傈僳族 1230 人，德昂族 1803 人。

瑞丽市交通线网以国省干线公路为主动脉，以县乡等农村道路为支脉，以运输站场等枢纽为节点，形成大通道网、骨架网、支线网和国边防公路“三网一路”。瑞丽市为杭州—瑞丽高速公路（龙陵—瑞丽高速公路）、320 国道（上海至瑞丽二级公路）、556 国道（镇安至瑞丽二级公路）、H320（上海至瑞丽二级公路）的终点。云南省道 S234、S321 等主要公路横穿境内，也是昆瑞公路（滇缅公路）和中印公路（史迪威公路）的交汇点，设有有瑞丽—木姐、瑞丽—南坎、瑞丽—八莫、畹町—九谷 4 条跨境公路。与全市“两廊两轴、一主两辅”空间发展格局相适应，建设以瑞丽市区为中心，东联畹町、芒市至昆明，西联弄岛至缅甸（八莫），南联姐告至缅甸木姐、仰光，北联陇川、腾冲至保山的“一心四射”交通大通道，连接州内县市以及南亚、东南亚，已形成了以国道、省道为主线，以市区为中心、市乡公路为支线的东联畹町、芒市至昆明，西联缅甸芒允至八莫，南联缅甸木姐、南坎至腊戍和仰光，北联陇川、腾冲至保山的公路辐射网络。瑞丽市规划建设有大瑞铁路，东起云南省大理市，西至瑞丽市，全长 330 千米，在瑞丽市规划设有瑞丽站。截至 2022 年 7 月，大瑞铁路瑞丽站尚处建设中，暂未开通。

根据《2023 年瑞丽市政府工作报告》：

扛牢政治责任，科学精准防控疫情成效显著。

始终坚持人民至上、生命至上，以“时时放心不下”的责任感，扎实做好疫情防控“内外上下”四篇文章，及时调整防控重心，高效统筹疫情防控和经济社会发展。

1) 坚持“内防反弹”管住面。划分一级网格 251 个，二级网格 1009 个，投入 6138 名党员干部、310 名警察、3674 名专兼职社工，突出政策宣传、人员精准管理、物资供应保障、社情民意化解，做到不漏一人、不漏一户，实现社会面无大规模疫情传播，形成了一套成熟的网格化管理模式，为多地提供了宝贵经验和有益借鉴。2) 坚持“外防输入”守住边。树牢国家意识、国土意识、国门意识，聚焦“三防”融合，压实“五级书记抓边防”“联防联控负责制”责任，完善边境联防和口岸管理组织指挥体系，实施边境管控“八大行动”、口岸管理“七个强化”，每日投入 3600 余人党政军警民力量在 169.8 公里

的边境线上值守，合力构建起边境疫情防控的“钢铁长城”，做到守土有责、守土尽责、守土担责，筑牢祖国西南安全稳定屏障。3) 做好“预防感染”上半篇文章。突出“五个快速”，成功处置“2·16”“8·26”疫情。累计救治病例 1634 例，全市人口感染率仅为 0.66%，全程疫苗接种率达到 105.05%。创新前置流调、“一病例一专班”，处置传播链 141 条，平均每条链仅用 3 天实现阻断，牢牢守住零死亡、零外溢的底线，为全国、全省疫情防控作出了瑞丽贡献。4) 做好“医疗救治”下半篇文章。牢牢把握“稳字当头、小步快走”基调，主动适应落实疫情防控转段新措施、新要求，由“防感染”转向“保健康、防重症”，坚持“分级分类”诊疗、服务“关口前移”等策略，着力提升医疗资源保障和医疗救治能力，配备重症床位 65 张，储备可转化重症床位 249 张，传染病医院主体完工即将投用，全力保障新冠感染者救治需求，最大程度保护人民生命安全和身体健康。

1.2.2 经济概况

根据《2023 年瑞丽市政府工作报告》：

开拓务实奋进，高效统筹疫情防控和经济社会发展成效明显。2022 年，全市实现地区生产总值 153.2 亿元，同比增长 4.2%；固定资产投资完成 59.32 亿元，同比增长 113.6%；社会消费品零售总额完成 101.7 亿元，同比下降 7.0%；地方一般公共预算收入完成 5.28 亿元，同比下降 34%；进出口贸易额完成 728 亿元，同比增长 21.94%；金融机构存贷款余额完成 425.49 亿元，同比增长 5.61%；城镇和农村常住居民人均可支配收入分别完成 36592 元、13723 元，同比增长 1.3%、4.5%。

一、全力以赴促增长，牢牢稳住经济基本盘

以招商促发展，聚焦进出口产品落地加工、商贸物流、文旅康养等重点产业，开展以商招商、精准招商，累计签约项目 29 个，协议资金 112 亿元。

1) **农业产业不断提质增效。**实现农林牧渔业总产值 23.6 亿元，同比增长 5.7%。粮食安全行政首长负责制有效落实，高标准农田增长至 9.51 万亩，全年粮食产量达 4.6 万吨。生猪、肉牛、禽类有效供给，市场保持稳定。高山蔬菜、柠檬、茶叶等高原特色农业稳步提升，玉米、甘蔗、柚子等传统农业持续巩固，实现产值 8.62 亿元；雪茄烟、香料烟等高附加值特色农业蓬勃发展，实现总产值 0.25 亿元；新型绿色农产品稳步发展，柠檬、柚子、百香果、牛油果等种植达到 10.1 万亩，逐步实现规模化。

2) **工业产业稳中有进。**实现规模以上工业增加值 5.54 亿元，同比增长 4.8%。园区平台集聚成势，工业园区、畹町生物园区、弄岛农畜产品加工园区累计投入 56.3 亿

元,建成标准厂房及配套用房 57.2 万平方米、园区道路 17.38 公里、污水处理厂 3 个,招引入园企业增加至 36 家,全年实现工业总产值 3.37 亿元。深入实施品牌和质量强市战略,“专精特新”企业培育不断提速,新能源、绿色食品、新材料、装备制造等产业稳步发展,天德新能源、竹通纸业、中朔中药材等一批绿色加工制造项目加快建设,新增规上企业 5 户,建筑业产值 13.5 亿元,同比增长 21.4%。协助企业注册商标 155 件、专利 109 件,助推工业发展提质增效。

3) **服务业有序恢复**。消费市场展现较强韧性,零售业商品销售额降幅进一步收窄;批发业商品销售额完成 732.5 亿元,增长 7.8%;住宿业营业额完成 2.6 亿元,增长 1.4%;餐饮业营业额完成 10.3 亿元,增长 12.5%。电子商务逆势增长,互联网销售行业企业达 329 家,增长 66%。开展“瑞丽接你回家”主题活动,举办珠宝文化节、第二届翡翠公盘等系列活动助力珠宝行业焕发新活力,样样好快手、多宝之城抖音、红柚等 7 家直播基地销售额近 20 亿元。姐告国际旅游购物节成功举办,莫里瀑布、一寨两国等景区景点重新开放,为全市文旅产业发展增添活力,全年旅游总收入达 25.44 亿元

二、开放水平稳步提升

“三跨”工作实现新突破,瑞丽口岸实现“9610、9710、9810”三种跨境电商出口模式全覆盖,累计完成跨境电商贸易额 3.9 亿元、市场采购贸易 1.4 亿美元,跨境贸易便利化综合服务平台项目获得“中国物流与采购联合会”颁发的“2022 数字经济典型案例奖”;推广应用“区块链+银行跨境结算”服务系统,完成 8 亿元交易结算,持续开展跨境保险合作,保单数突破 3000 单;先行启动中缅瑞丽—木姐边境经济合作区中方区域畹町国际产能合作区和姐告国际商务核心区建设。完成整改国务院大督查发现反馈问题 15 项,瑞丽口岸姐告通道实现复开,弄岛雷允、丙冒通道有序恢复货物通关,全市共完成口岸进出口总额 728 亿元,同比增长 21.94%,畹町口岸芒满通道过货量、进出口货值跃居全省对缅口岸首位。

2 规划总则

2.1 编制依据

- 1) 《光伏发电工程规划报告编制规程》（NB/T 32046-2018）
- 2) 《云南省太阳能资源评价报告》
- 3) 《云南省太阳能资源最佳开发区太阳能光伏电站选址规划报告》；
- 4) 《云南省太阳能发展“十三五”规划》
- 5) 《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》（发改能源〔2019〕19号）
- 6) 云南省自然资源厅 云南省能源局《关于进一步支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的通知》（云自然资〔2019〕196号）
- 7) 《国家能源局关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》国能发新能〔2021〕25号
- 8) 《云南电网有限责任公司分布式光伏发电并网管理手册》（2022年版）

2.2 规划原则

1) 以国家《中华人民共和国可再生能源法》、《可再生能源中长期发展规划》以及有关新能源政策为基础，以云南省、瑞丽市国民经济和社会发展规划、能源发展规划为前提。

2) 规划应贯彻统一规划、分期实施、综合平衡、讲求效益、有序开发、保护资源的原则，屋顶分布式光伏实施方案，应重点落实、排查、梳理可利用的屋顶资源，同时接入系统设计应满足分布式光伏发电与电网互适性要求，遵循“安全可靠、技术先进、投资合理”的设计原则，尽量做到应建尽建。

（1）城区屋顶光伏发电项目

率先在机关事业单位、城市公共建筑等屋顶建设光伏发电系统，推动城市连片商品住宅小区、~~搬迁安置区~~屋顶光伏发电项目、商业建筑建设屋顶光伏发电系统。

在各经济开发区、工业园区、工商业厂房等全面实施屋顶分布式光伏发电项目。

（3）农村屋顶光伏发电项目

结合乡村振兴和新农村建设，全面推动乡村现有居民住宅、新农村集中搬迁住房、村集体物业设施屋顶建设屋顶光伏发电系统，鼓励集中连片发展。

（4）边坡、停车场及农村分散闲置土地

根据边坡、停车场及闲置土地情况，将工业园区边坡、可利用公路边坡，可利用停车场，农村分散闲置土地纳入分布式光伏规划区域。

3) 场址应具备良好的资源条件，基本具备平价开发条件。

2.3 规划水平年

规划水平年 2025 年，规划基准年 2023 年。

2.4 规划思路

本次规划在研判瑞丽市“十四五”电力供需形势基础上，分析瑞丽市屋顶分布式光伏电站开发消纳条件，研究瑞丽市屋顶分布式光伏电站项目建设的必要性。通过梳理瑞丽市太阳能资源和屋顶建设条件等情况，结合屋顶产权及周边消纳等限制条件，按照“集中送出、就地上网、就近消纳”的原则，提出配比合理、界面清晰的规划开发方案，按照相关接入原则拟定接入系统初步方案，并进行总投资匡算和经济效益初步测算，拟定初步的项目开发时序。

3 太阳能资源

3.1 云南省太阳能资源

云南地处低纬高原，北回归线贯穿于省内南部，各地海拔相对较高，加之所处地理位置的特殊性，使得全年可接受的太阳辐射能比较充裕，全年太阳高度角变化幅度不大，冬夏半年太阳可照时数差别较小，一年中太阳辐射能量差异不大，季节分配比较均匀，四季温暖，年气温差较小。全省国土均位于北纬 30 度以南的区域，许多地区海拔都在 2000m 左右，分属热带山原或低纬高原。境内大部分地区地势较高，山地、高原占全省总面积的 94%，地表上空大气层厚度较薄，空气密度小而大气透明度高，太阳辐射获取量比平原地区多。

1) 云南日照时数分布

日照时数是指太阳在一地实际照射的时数。气象地面观测规范中定义：在给定时间，日照时数定义为到达地面的太阳直接辐射达到或超过 $120\text{W}/\text{m}^2$ 的时间总和。

(1) 空间分布：

云南地区年理论可照时数约 4400hr，南北纬度差造成的差异仅 6hr 左右。根据云南省各地气象资料分析，省内大部分地区的年实际日照时数在 2100~2500hr 之间。云南省各地年日照时数的分布情况见图 3.1-1。

(2) 时间分布：

根据全省 125 个气象站多年逐月平均日照时数分析显示，云南省月平均日照时数时间分布的特征是：干季日照时数(11 月~5 月中旬)要明显大于雨季(5 月下旬~10 月)，省内大多数地方全年月最高日照时数一般出现在 3 月，最低日照时数一般出现在 7、9 月份。

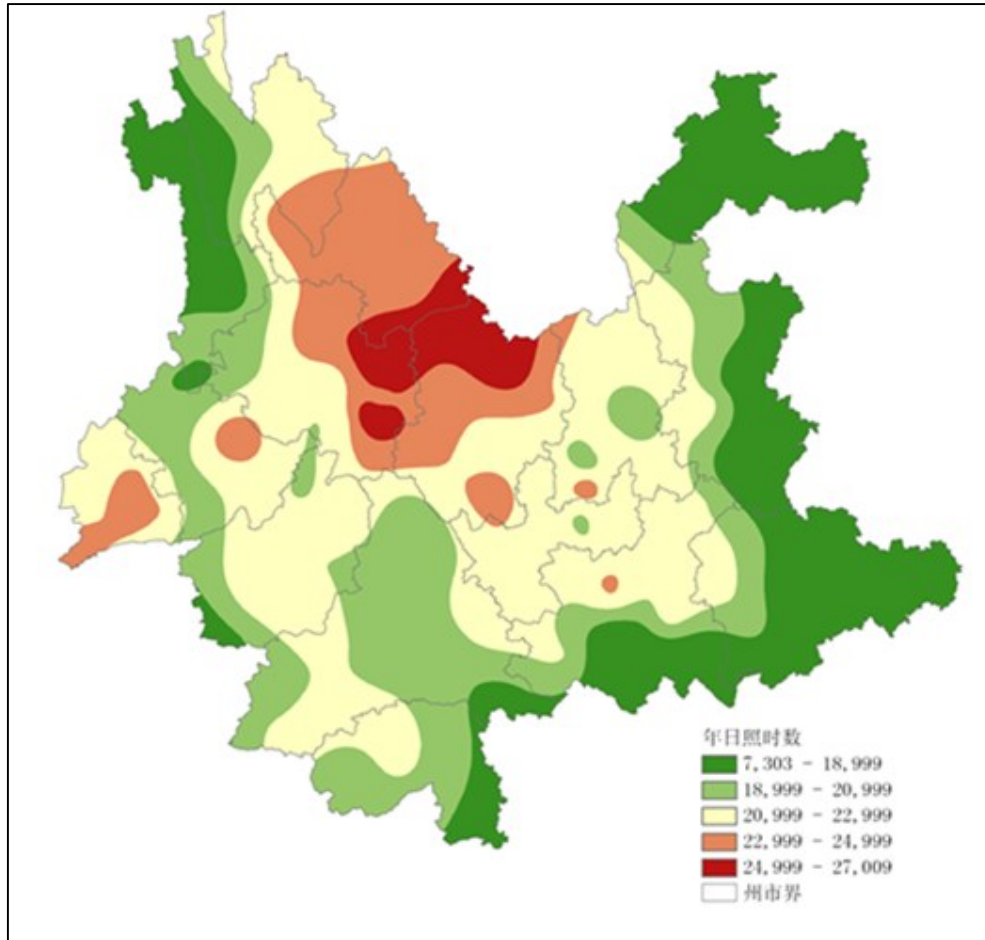


图3.1-1 云南省年日照时数分布图（单位：0.1hr）

2) 云南省太阳总辐射分布

太阳能资源状况是由太阳总辐射量来表征的，某地的太阳总辐射量的变化受太阳高度角和环流季节变化制约。

(1) 空间分布：

云南太阳总辐射量的区域分布受天气气候影响很大，不简单等同于太阳辐射随纬度增加而降低，随高度增加而增大的一般规律。

云南中部金沙江河谷地区干旱少雨，日照充足，为全省太阳总辐射量最多的地区。

云南省年太阳总辐射的空间分布趋势与年日照时数和年日照百分率的空间分布趋势是一致的，见图 3.1-2。

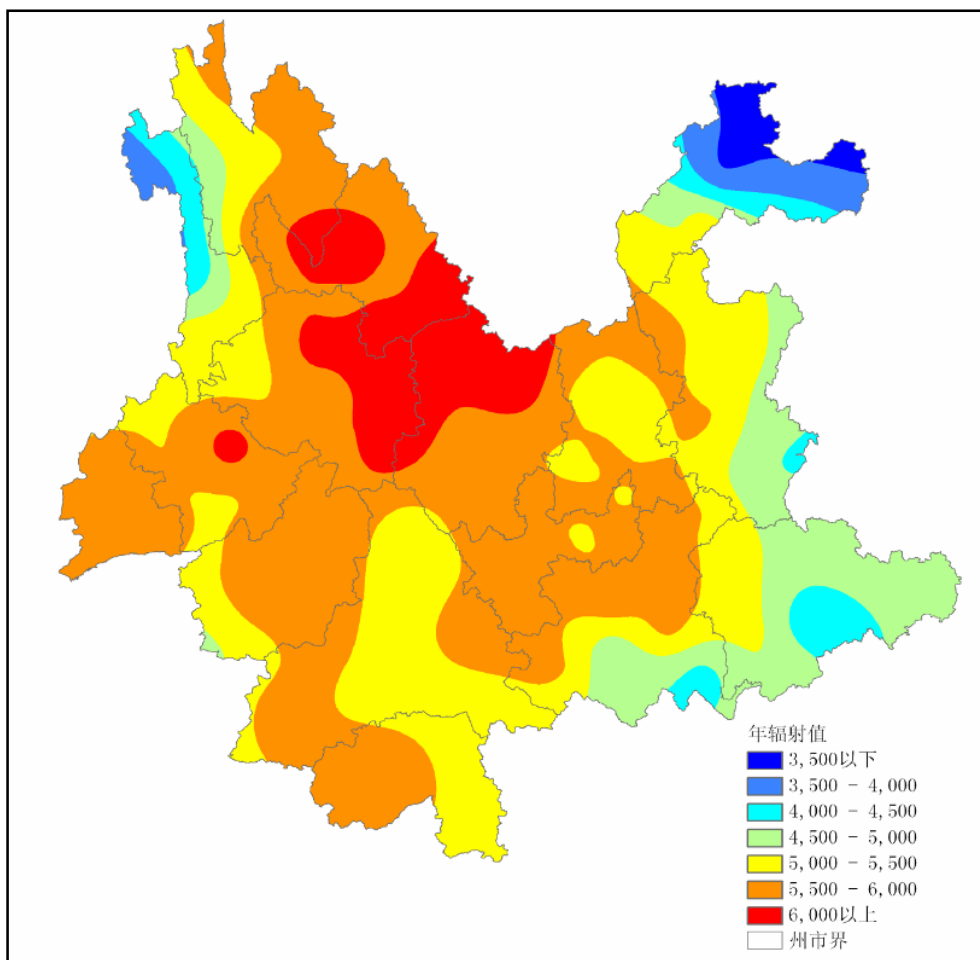


图3.1-2 云南太阳能年总辐射量分布图（单位：MJ/m².a）

（2）时间分布：

在云南，由于受季风气候的影响，夏季因受云雨影响，到达地面的太阳总辐射并非全年最多，云南省多数地区春季太阳总辐射量最大，极端最高气温常出现在春末夏初。一般情况下，云南全省范围内春季太阳总辐射量多于秋季太阳总辐射量。其中：

①云南省其它地区的太阳总辐射量多表现为“春大秋小”，一年中最高值大多出现在4~5月，这段时间正值雨季来临前，空气十分干燥，日照时间长，日照百分率高，到达单位地表的太阳总辐射量多；最低值一般出现在11~12月，主要是天文辐射量少的缘故。

②云南大部月太阳总辐射最低值并未与月日照时数最低值和月日照百分率最低值同步出现在7、8月份，是因为云南地处北半球，7、8月间云南各地天文赤纬为正值，且数值较高，所以天文辐射值较高，虽然日照不充分，但月太阳总辐射不会降为全年最低。

云南省7个辐射站连续10年的年太阳总辐射观测数据显示显示，7个站10年间逐

年太阳总辐射值与其本站 10 年太阳总辐射平均值的距平百分率，最大为 12.84%，最小为 0.084%，平均为 3.85%。可见这 7 个站年太阳总辐射的年际变化是很小的。

3) 区域分类

根据《云南省太阳能资源评价报告》，在综合考虑太阳总辐射、日照时数、日照百分率三个要素的基础上，《云南省太阳能资源评价报告》将云南省太阳能资源开发区划分为四类区域：最佳开发区、较佳开发区、可开发区、一般区。

(1) 最佳开发区：

此区域内年太阳总辐射在 $6000 \text{ MJ/m}^2\cdot\text{a}$ 以上，年日照时数在 2300 hr 以上，年日照百分率在 61%~53%之间。主要分布在丽江市中部和东部，临沧市东部，临沧市西部和北部。此区域内有 12 个县，国土总面积为 36603 km^2 ，占全省总面积的 9.29%。

(2) 较佳开发区：

此区域内年太阳总辐射在 $5500\sim 6000 \text{ MJ/m}^2\cdot\text{a}$ 之间，年日照时数在 2100~2300hr 之间，年日照百分率不低于 50%。主要分布在迪庆州东部、丽江市北部和西部、临沧市西部、保山市中部、德宏州、临沧市东部、弥渡县西部、西双版纳州西部、临沧市东部和南部、昆明市北部和南部、普洱市北部和西部、普洱市。此区域内有 59 个县，国土总面积为 170799km^2 ，占全省总面积的 43.35%。

(3) 可开发区：

此区域内年太阳总辐射在 $5000\sim 5500 \text{ MJ/m}^2\cdot\text{a}$ 之间，年日照时数在 2100 hr 左右，年日照百分率在 45%~50%间。主要分布在迪庆州西部、怒江州南部、保山市北部、临沧市西部、弥渡县中部、西双版纳州东部、昆明市中部、曲靖市西部、昭通市南部、文山州西部、普洱市中部。此区域内有 32 个县，国土总面积为 11.2960 km^2 ，占全省总面积的 28.67%。

(4) 一般区：

在此区域内年太阳总辐射在 $5000 \text{ MJ/m}^2\cdot\text{a}$ 以下，年日照时数在 2100 hr 以下，年日照百分率不到 40%。主要分布在文山州北部、东部和南部、昭通市北部、曲靖市东部、怒江州北部。在此区域内有 22 个县，国土总面积为 7.3639 km^2 ，占全省总面积的 18.69%。

3.2 德宏州太阳能资源

根据《云南省太阳能资源评价报告》，德宏州年日照时数在 2100~2300hr 左右，年太阳总辐射在 5500~6000MJ/m².a 之间，德宏州整体属于太阳能资源较佳开发区。

德宏州太阳能年总辐射量见图，从图中可以看出德宏州西部、西南部、东南部太阳能资源较好，较佳开发区主要位于盈江县西南部、芒市大部分区域、陇川县西南部和瑞丽市，盈江县北部及东北部、梁河县北部及陇川县东北部及芒市东部太阳能资源相对较差。

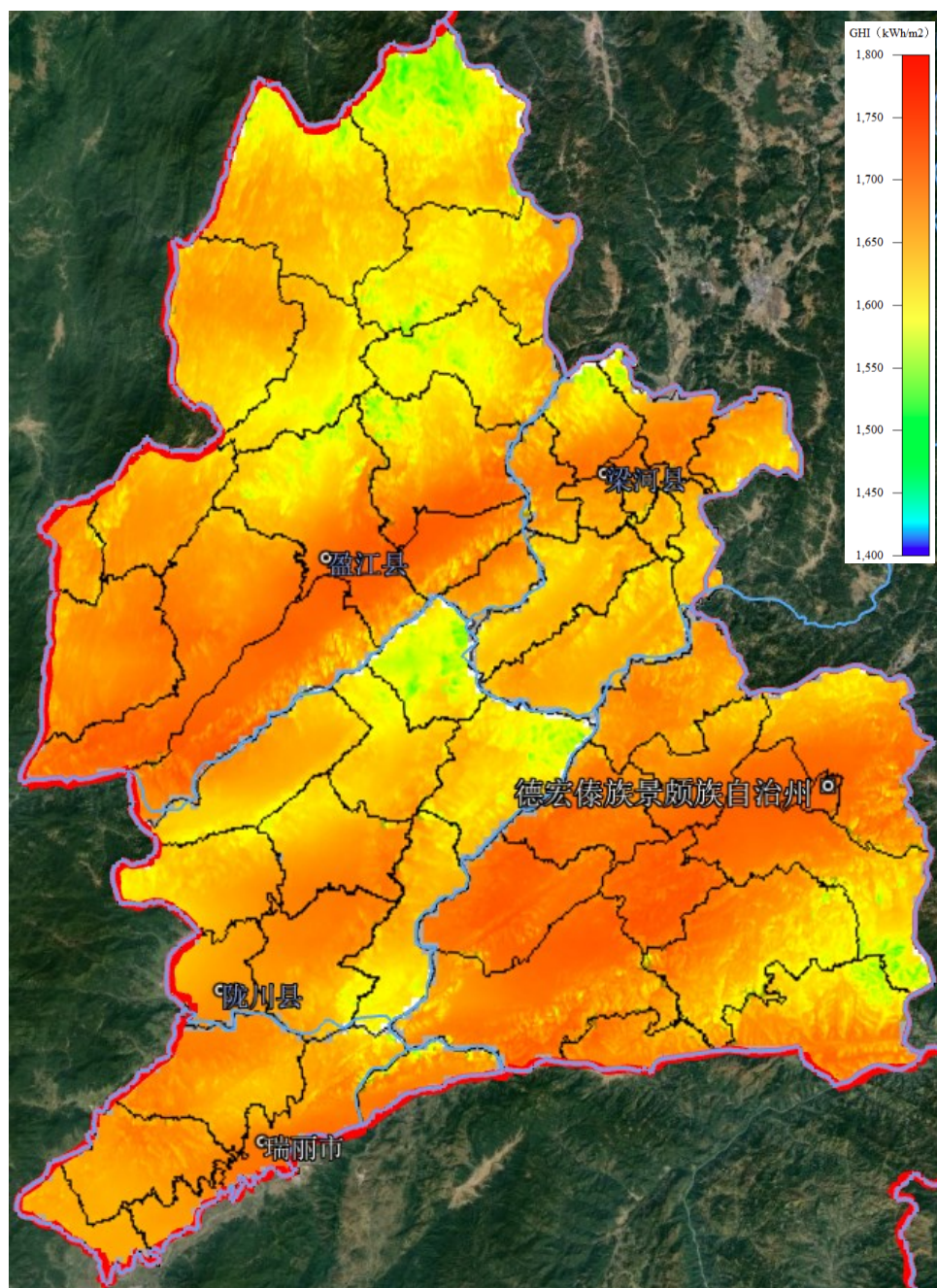


图 3.2-1 德宏州年总太阳辐射量分布图

3.3 瑞丽市太阳能资源

3.3.1 瑞丽市气候特征

瑞丽市地处北回归线北侧，属南亚热带湿润性季风气候，全年气候温和，具有夏长冬短、干湿分明、日照时间长、雨量充沛、冬季多雾等特点。年平均气温 21.0℃，最冷月平均气温 14.0℃，最热月平均气温 25.0℃，历年极端最高气温 36.4℃，极端最低气温 1.5℃。年平均降雨量 1384.5 毫米，其中 5-10 月降雨量 1234.4 毫米，占全年降雨量的 89.2%。月最大降雨量 567.1 毫米。年平均相对湿度 76%，最小相对湿度 13%。无霜期长，年平均无霜期 359.9 天。年日照时数 2312.7 小时，占可照时数的 52%。年平均风速 1.0 米/秒，最多风向西南风。年平均蒸发量 1123.0 毫米，年雷暴日数 65.7 天。

3.3.2 瑞丽市太阳能资源概况

根据《云南省太阳能资源评价报告》，瑞丽市年日照时数在 2100~2300hr 左右，年太阳总辐射在 5500~6000MJ/m².a 之间，瑞丽市整体属于太阳能资源较佳开发区。

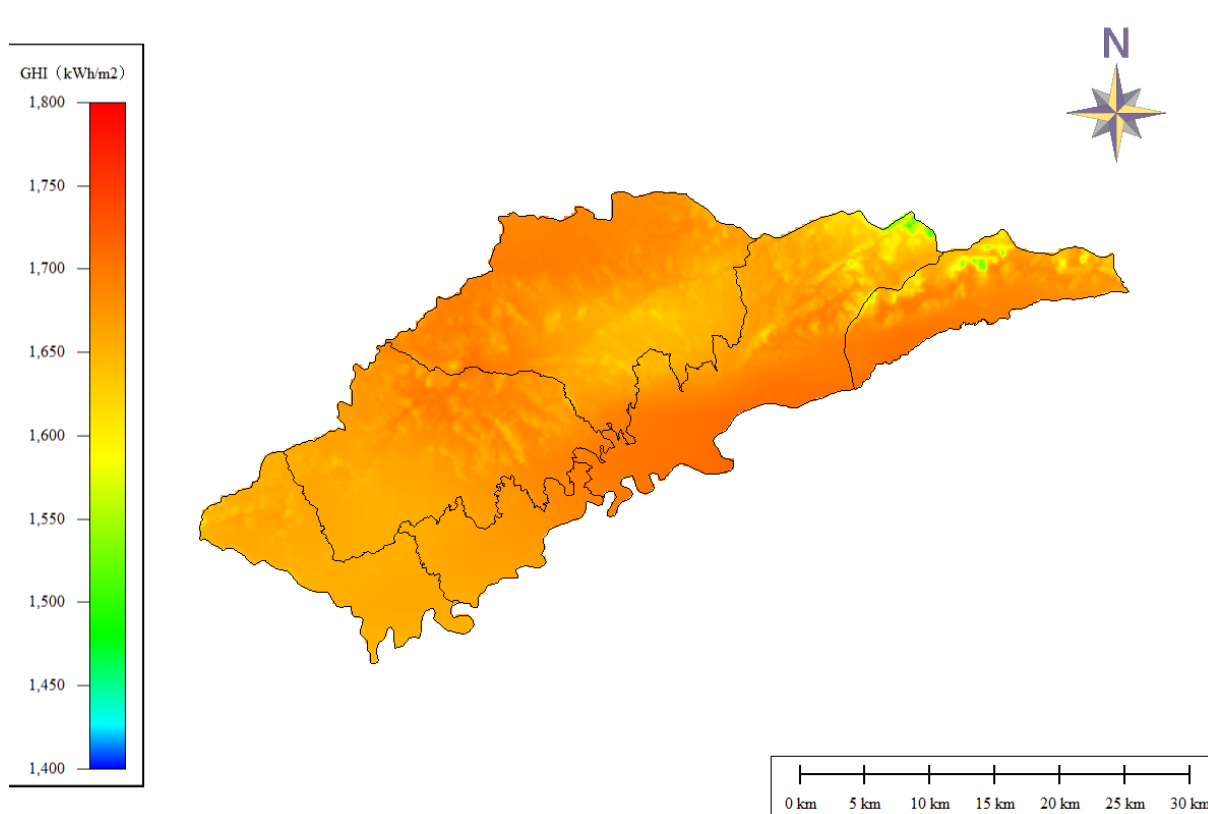


图 3.3-1 瑞丽市年总太阳辐射量分布图

瑞丽市太阳能年总辐射量见图 3.3-1，从图中可以看出瑞丽市整体太阳能资源较好，

较佳开发区主要位于中部及南部，东部及东北部太阳能资源相对较差。

3.3.3 瑞丽市日照时数情况

根据瑞丽市气象站（东经 97°51′、北纬 24°01′，海拔：776.6m）主要特征参数，瑞丽市日照时数多年平均逐月变化情况见表 3.3-1 及图 3.3-2。

表 3.3-1 瑞丽市日照时数统计表

月份	平均
1 月	218.7
2 月	233.0
3 月	264.4
4 月	247.4
5 月	222.3
6 月	148.9
7 月	112.7
8 月	144.3
9 月	166.2
10 月	184.6
11 月	179.8
12 月	193.6
全年	2315.9

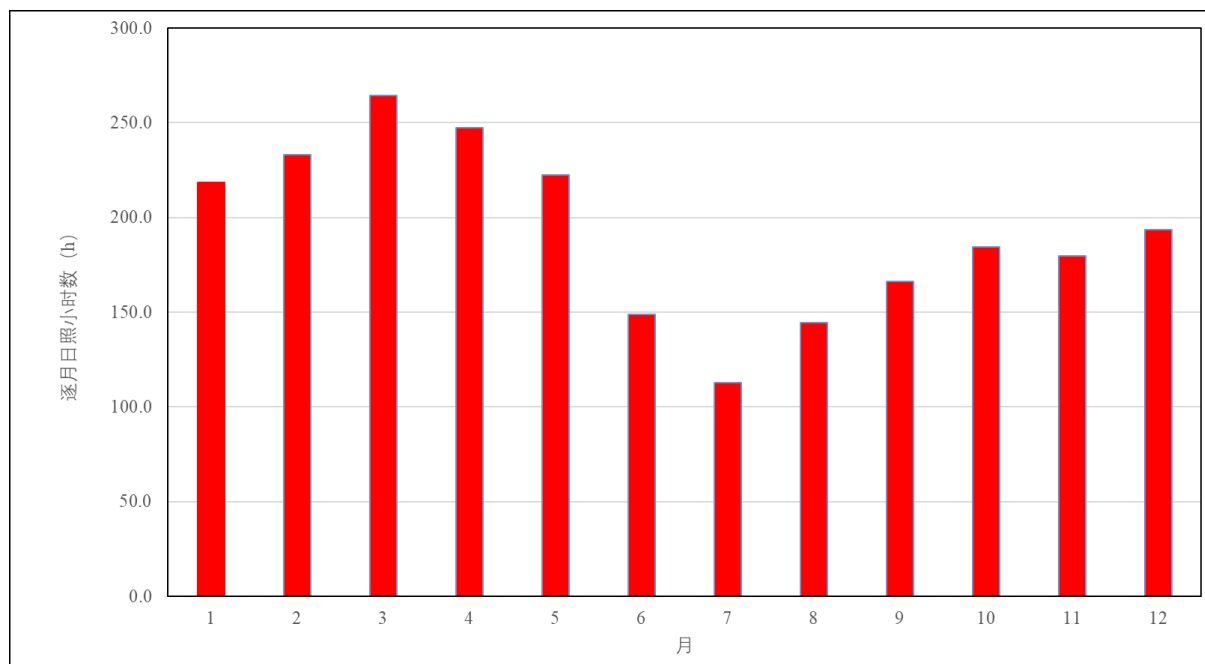


图 3.3-2 瑞丽市日照时数多年平均逐月变化直方图

根据上图、表可以看出：瑞丽市月日照时数最大月为3月，最小月为7月，多年平均年日照时数为 2315.9 h。

3.3.4 场址太阳能资源

目前，本工程项目业主未在场址内及附近设立辐射观测塔，为了分析项目所在地的太阳能资源情况，本次收集了 Meteonorm、SolarGIS 和 NASA 共 3 个数据库的多年平均太阳辐射数据作为基础分析资料。

(1) Meteonorm 数据库

Meteonorm 数据来源于瑞士 Meteonorm 研究所，包含有全球 7750 个气象站的辐射数据，是太阳能以及应用气象学的全球气象数据库，通过本软件可以计算地球上任何地方以及时刻的相关气象数据。Meteonorm 不仅拥有世界各地众多数据库，也有大量的国际研究机构开发的计算模型。主要功能为可在任何需要的位置上任意取向表面的太阳辐射计算方法。

(2) SolarGIS 数据库

SolarGIS 是 GeoModelSolar 公司旗下的唯一产品。SolarGIS 的本质是由一系列太阳辐射、光伏数据、气象和地理要素构成的数据库，以此数据库为基础，经科学算法计算得出包括 GHI、DNI、DIF 在内的太阳能或气象要素数值等。

(3) NASA 数据库

NASA（美国太空总署）数据库可查询任一地点的太阳能资源以及相关气象资料，因为基础数据为采用卫星遥感、GIS 技术和气象站点数据空间内插等的科学算法得到，普遍应用于太阳能资源评估和工程设计。NASA 太阳能资源可获取月平均、年平均的辐射数据，可获取全球相关太阳能资源及气象数据，其空间分辨率为 1 度。

1) 各数据库太阳能辐射数据对比

本阶段规划的分布式光伏电站场址绝大部分位于瑞丽市城区域附近，故在进行 3 种数据比较时，选取瑞丽市市政府所在位置处点（东经 97°51'2.56"、北纬 24° 0'49.36"，海拔：776m）的 Meteonorm 以及 SolarGIS 拟合数据，同时选取距离场址位置较近的海口 NASA 数据进行分析，瑞丽市分布式光伏电站项目代表点位置处各气象数据库拟合太阳辐射资源情况见表 3.3-2 和图 3.3-3。

表 3.3-2 各数据库多年平均太阳辐射数据

单位：MJ/m²

月份	瑞丽气象站-NASA 站	Meteonorm 数据模拟数据	Solar GIS 数据
1	543.8	500.4	490.5
2	547.8	493.2	533.9
3	666.8	594.0	629.2
4	664.7	626.4	626.2
5	620.7	622.8	593.7
6	488.5	410.4	484.7
7	430.3	435.6	450.6
8	450.4	471.6	479.9
9	441.6	450.0	490.6
10	502.5	435.6	474.3
11	494.3	475.2	459.6
12	501.3	475.2	428.1
全年	6352.8	5990.4	6141.2

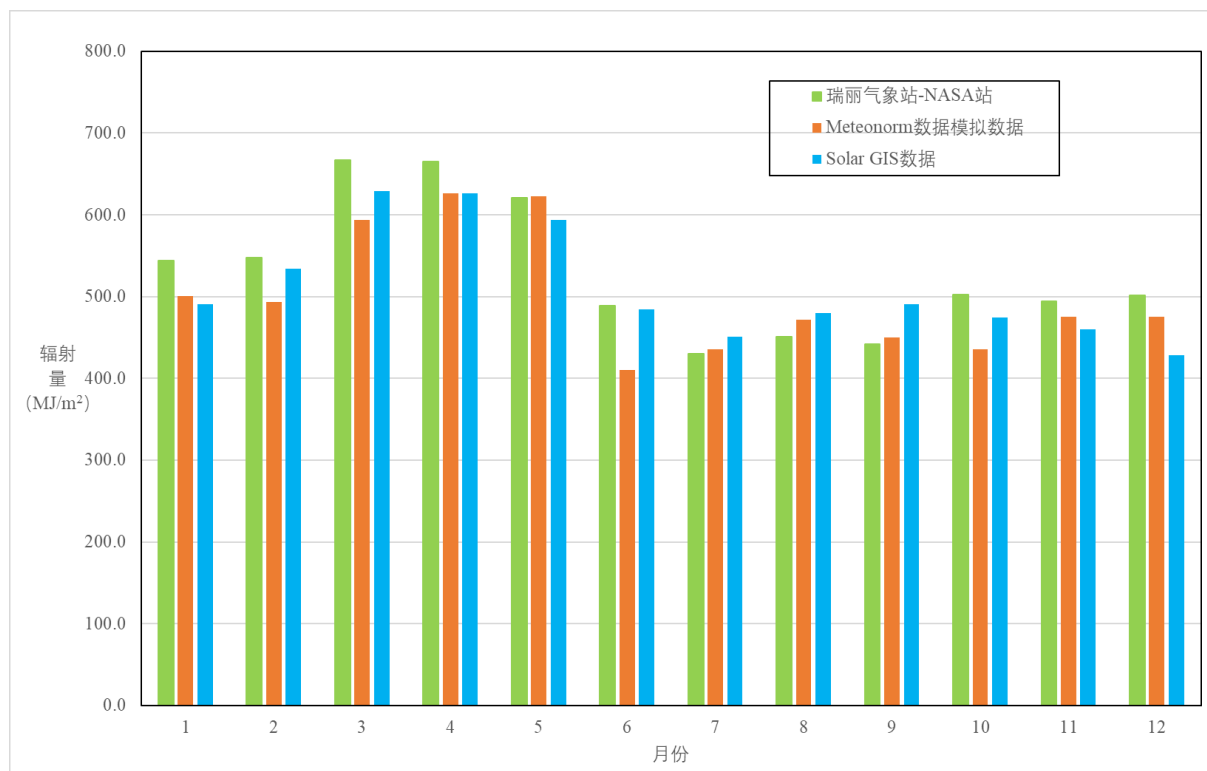


图 3.3-3 各气象数据库场址太阳总辐射变化示意图

根据表 3.3-2 及图 3.3-3 知：场址各气象数据库提供的太阳辐射数据在年内分布趋势方面是一致的；同时 SolarGIS 数据与实测数据更加接近，可信度更高，故 SolarGIS 数据更具有代表性。在资源总量方面，相较于另两种数据源，NASA 数据明显高于其他几组数据；SolarGIS 数据处于 Meteonorm 和 NASA 数据数值中间值，对比云南部分地区已建或有测光站的光伏电站实测数据表明：Solar GIS 数据在这一区域具有很好的代表性，故采用 Solar GIS 数据作为场址区太阳辐射代表年成果，并以此作为发电量计算的依据。

2) 场址太阳能资源代表点情况

按照瑞丽市行政区域分布情况，同时结合分布式光伏电站规划利用区域，本阶段在瑞丽市市域内选取 8 个 SolarGIS 代表点，8 个代表点具体情况见表 3.3-3。提取的 SolarGIS 软件拟合数据，以反映瑞丽市太阳能资源情况，同时作为后续规划场址区域发电量计算的基础数据，瑞丽市 8 个代表点拟合数据情况见表 3.3-4。

表 3.3-3 瑞丽市 8 个 SolarGIS 代表点情况表

序号	编号	取点名	街道/乡、镇	经纬度坐标		海拔 (m)
				东经	北纬	
1	1#	市驻地	勐卯街道	97°51'2.56"	24° 0'49.36"	776

序号	编号	取点名	街道/乡、镇	经纬度坐标		海拔 (m)
				东经	北纬	
2	2#	勐卯街道		97°53'45.80"	24° 2'11.59"	780
3	3#	怕跌	户育乡	97°43'50.14"	23°57'15.13"	800
4	4#	姐相街	姐相乡	97°44'56.75"	23°55'9.59"	754
5	5#	弄岛镇	弄岛镇	97°39'49.08"	23°52'31.35"	750
6	6#	立新	畹町农场	98° 1'4.59"	24° 4'10.67"	806
7	7#	畹町镇	畹町镇	98° 4'21.89"	24° 5'1.96"	860
8	8#	勐秀乡	勐秀乡	97°47'56.82"	24° 4'31.87"	1424

表 3.3-4 瑞丽市 8 个 SolarGIS 代表点太阳能资源情况表

月份	代表点太阳能资源 (MJ/m ²)							
	1#	2#	3#	4#	5#	6#	7#	8#
1	490.5	491.7	483.5	484.3	488.5	501.7	497.4	482.2
2	533.9	532.9	532.3	532.3	532.8	535.2	531.3	526.2
3	629.2	625.6	628.8	626.8	626.9	625.0	619.8	639.2
4	626.2	619.4	624.0	622.8	621.1	617.8	609.7	630.5
5	593.7	583.2	584.3	581.2	576.6	579.5	569.4	573.1
6	484.7	472.6	472.3	467.3	462.9	466.5	454.5	447.6
7	450.6	441.2	443.9	439.7	433.0	435.1	427.2	433.0
8	479.9	474.6	469.4	466.5	459.7	467.9	462.3	454.9
9	490.6	484.5	476.1	470.7	462.5	481.1	472.0	452.5
10	474.3	471.7	458.2	449.1	446.7	475.2	468.3	437.9
11	459.6	463.8	442.9	439.9	435.8	479.7	476.2	450.7
12	428.1	434.3	417.2	416.9	415.7	453.8	451.3	423.7
全年	6141.2	6095.5	6032.8	5997.6	5962.2	6118.6	6039.4	5951.5

由表 3.3-4 知：1) 瑞丽市市域水平面太阳能资源介于 5951.5MJ/m²~6141.2 MJ/m² 之间，太阳能资源较好；2) 瑞丽市市域水平面太阳能资源平均值为 6042.4 MJ/m²，该值与 3#即户育乡 SolarGIS 取值相当，故在瑞丽市太阳能资源分析时，选用 3#代表点处 SolarGIS 拟合数据作为分析数据，发电量计算时，仍然选用相应代表点处拟合数值作为基础数据进行分析、计算。

3) 瑞丽市太阳能资源情况分析

(1) 太阳能资源丰富程度等级

根据《太阳能资源评估方法》（GB/T 37526—2019）给出的划分方法，瑞丽市代表点处水平面太阳能总辐射为 6032.8 MJ/m^2 ，据此判定其太阳能资源属于很丰富区，等级为 B 级。

表 3.3-5 年水平面总辐照量（GHR）等级

等级名称	分级阈值 $\text{kW h}/(\text{m}^2 \text{ a})$	分级阈值 $\text{MJ}/(\text{m}^2 \text{ a})$	等级符号
最丰富	$\text{GHR} \geq 1750$	$\text{GHR} \geq 6300$	A
很丰富	$1400 \leq \text{GHR} < 1750$	$5040 \leq \text{GHR} < 6300$	B
丰富	$1050 \leq \text{GHR} < 1400$	$3780 \leq \text{GHR} < 5040$	C
一般	$\text{GHR} < 1050$	$\text{GHR} < 3780$	D

注：G 表示总辐射年辐照量，采用多年平均值（一般取 30 年平均）。

(2) 水平线总辐射稳定度等级

根据《太阳能资源评估方法》（GB/T 37526—2019）中规定的水平面总辐射稳定度（GHRs）的等级划分表，瑞丽市代表点区域代表年各月平均日水平面总辐照量最小值与最大值之比为 0.6471，据表可判定本项目太阳能资源稳定度等级为 A 级，等级名称为很稳定。

表 3.3-6 水平面总辐射稳定度（GHRs）等级

等级名称	分级阈值	等级符号
很稳定	$\text{GHRs} \geq 0.47$	A
稳定	$0.36 \leq \text{GHRs} < 0.47$	B
一般	$0.28 \leq \text{GHRs} < 0.36$	C
欠稳定	$\text{GHRs} < 0.28$	D

注：GHRs 表示水平面总辐射稳定度，计算 GHRs 时，首先计算代表年各月平均日水平面总辐照量，然后求最小值与最大值之比

(3) 太阳能资源直射比等级

根据《太阳能资源评估方法》（GB/T 37526—2019）中规定的太阳能资源直射比（DHRR）的等级划分表，瑞丽市代表点区域太阳能资源直射比为 0.5027，据表可判定本项目太阳能资源直射比等级为 B 级，等级名称为高。

表 3.3-7 太阳能资源直射比 (DHRR) 等级

等级名称	分级阈值	等级符号	等级说明
很高	$DHRR \geq 0.6$	A	直接辐射主导
高	$0.5 \leq DHRR < 0.6$	B	直接辐射较多
中	$0.35 \leq DHRR < 0.5$	C	散射辐射较多
低	$DHRR < 0.35$	D	散射辐射主导

注：DHRR 表示直射比，计算 DHRR 时，首先计算代表年水平面直接辐照量和总辐照量，然后求二者之比。

3.4 灾害性天气分析

瑞丽市气象站位于瑞丽市城内，经纬度坐标为：东经 97°51'、北纬 24°01'，海拔 776.6m，至今已有 30 多年实际观测资料，但无太阳能辐射资料。瑞丽市气象站的近 30 年气象数据见表 3.4-1。

表 3.4-1 瑞丽市气象站近 30 年气象观测主要气象特征数据汇总表

项 目		数 值
气压	平均气压 (hPa)	923.7
气温	平均气温 (°C)	20.3
	极端最高气温 (°C)	36.4
	极端最低气温 (°C)	1.4
湿度	平均相对湿度 (%)	79
	平均水汽压 (hPa)	19.0
风速及风向	平均风速 (m/s)	0.9
	主导风向	WSW
降水量	平均降水量 (mm)	1454.1
	最大日降水量 (mm)	116.6
日照	年平均日照时数 (h)	2315.6
	年平均日照百分率 (%)	52
天气日数	年平均雷暴日数 (d)	86.4
	年平均冰雹日数 (d)	0.4
	年平均雾日 (d)	18.0
	年平均大风日 (d)	1.9

1) 凝冻天气

凝冻灾害可能使光伏电站的光伏组件表面结冰、传感器故障，从而导致光伏组件的

使用寿命缩短。由瑞丽市气候条件知，该区域不会出现凝冻天气，故瑞丽市不需要考虑该极端天气的影响。

2) 雷暴天气

雷暴是一种局地性的但却很猛烈的灾害天气，常伴有大风、暴雨、冰雹和龙卷风。由于太阳能电池板、架构和电线线路等多建在空旷地带，处于雷雨云形成的大气电场中，相对于周围环境，往往成为十分突出目标，容易被雷电击中，雷电释放的巨大能量会造成电池板、控制元件等烧毁，致使设备和线路遭受严重破坏，即使没有被雷电直接击中，也可能因静电和电磁感应引起高幅值的雷电压行波，并在终端产生一定的入地雷电流，造成不同程度的危害。虽然通过安装雷电保护系统、在电器电路上安装避雷器等科学合理的防雷措施可以减少雷击事件，但仍不能保证太阳能光伏发电系统的绝对安全。因此，雷暴天气是光伏电站设计中需要重点考虑的危害性天气之一。

根据表 3.4-1 知，瑞丽市区多年平均雷暴天气约 86.4 天，本阶段大部分规划光伏建设场址与瑞丽市市域海拔相当，故雷暴天数基本为 86 天左右，故在光伏电站防雷接地系统设计时，需要特别考虑。

3) 冰雹天气

冰雹是从发展强盛的积雨云中降落到地面的冰球或冰块，是一种季节性明显、局地性强，且来势猛、持续时间短、以机械性伤害为主的天气灾害。冰雹颗粒撞击太阳能电池板，可能导致电池板开裂，引发电池短路等，从而给企业带来经济损失。

从多年气象特征参数及瑞丽市累年的气候条件知，该区域近 30 年冰雹天气日数为 0.4d，故冰雹天气对光伏电站的运营影响较小。

4) 大风天气

大风天气主要影响光伏电站的安全性。对光伏电站而言，设计寿命（25 年）期内的最大瞬时风速和每年的大风日数对于设备的抗风能力要求具有重要指示意义。

根据表 3.4-1 知，多年年平均风速为 0.9m/s，推算至设计寿命（25 年）期内的最大瞬时风速为 5m/s，本阶段大部分规划光伏建设场址与瑞丽市市域海拔相当，相应的受到风的风载荷与推算值 5m/s 产生值影响相当，在光伏电站光伏支架的设计时，需要考虑风载荷的影响。

5) 雾天气

雾天气主要影响光伏电站的发电，雾会削弱光伏阵列面接收的太阳辐射，从而减少发电量。

从多年气象特征参数及瑞丽市累年的气候条件知，该区域近 30 年年平均雾日数为 18.0 天，在光伏电站光伏发电量计算时，需要考虑相应的影响。

6) 暴雨天气

暴雨常伴随强对流天气同时发生，比如冰雹、大风等强对流天气；暴雨天气不仅影响光伏电站的发电，还可能诱发山洪泥石流等地质灾害，危害光伏电站安全；其次暴雨还可能因光伏组件无效导致其损坏，从而给企业带来直接或间接经济损失。

从多年气象特征参数及瑞丽市累年的气候条件知，该区域近 30 年年平均降水为 1454.1mm，在光伏电站光伏支架的设计时，需要考虑相应的影响。

3.5 结论及建议

(1) 瑞丽市代表点年太阳总辐射为 $6032.8\text{MJ}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$ ，根据《太阳能资源评估方法》(GB/T 37526—2019)，判定其太阳能资源属于很丰富区，等级为 B 级，其资源具备开发条件。

(2) 本项目所在区域代表年各月平均日水平面总辐照量最小值与最大值之比为 0.6471，根据《太阳能资源评估方法》(GB/T 37526—2019)可判定本项目太阳能资源稳定度等级为 A 级，等级名称为很稳定。

(3) 本项目场址所在区域太阳能资源直射比 DHRR 为 0.5027，根据《太阳能资源评估方法》(GB/T 37526—2019)可判定本项目太阳能资源直射比等级为 B 级，等级名称为高。

(4) 场址无沙尘、冰雹等灾害天气，气候条件有利于太阳能资源开发。

(5) 建议收集瑞丽市及周边已投运的光伏电站运行数据作为辐射数据参考，或者在规划市域范围内设立测光站一座，验证项目的太阳能资源条件。

4 电力系统现状及规划

4.1 德宏州电力系统现状

4.1.1 电源现状

至 2019 年末，德宏电网内共有电站 159 座，总装机容量 3921.651MW（其中水电 146 座，装机容量为 3861.313MW；光伏电站 12 座，装机容量为 51.338MW；余热 1 座，装机容量为 9MW；瑞丽一级电站按 200MW 统计）。其中省调直调电站 8 座，装机容量 2243MW；省地调共调电站 4 座，装机容量 185MW（德宏 2 座，装机容量为 145MW；瑞丽 2 座，装机容量为 40MW），德宏地调直调电站 142 座，装机容量 1491.011MW（其中水电 131 座，装机容量为 1470.673MW；光伏 10 座，装机容量为 11.338MW；余热 1 座，装机容量为 9MW）；瑞丽地调 5 座，装机容量为 2.64MW。

表4.1-1 德宏州现状电源情况

市/县	调度关系	类型	电站数（座）	装机（MW）
盈江	省调	水电	4	1363
	省地调共调	水电	2	145
	地调主网	水电	69	1240.4
		余热（自备）	1	9
	地调配网	水电	8	9.075
	盈江县合计	-	83	2766.475
陇川	地调主网	水电	8	57.8
	地调配网	水电	6	5.47
	陇川县合计	-	14	63.27
梁河	地调主网	水电	5	40.8
	地调配网	水电	6	2.508
		光伏	10	11.338
	梁河县合计	-	21	54.646
芒市	省调	水电	2	440
	地调主网	水电	13	102.52
	地调配网	水电	16	12.1

市/县	调度关系	类型	电站数（座）	装机（MW）
	芒市合计	-	31	554.65
境外(缅甸)	省调	水电	2	440
瑞丽供电局	共调	光伏	2	40
	地调	水电	5	2.64
调度关系		类型	电站数（座）	装机（MW）
省调		水电	8	2243
省地调共调（德宏）		水电	2	145
省地调共调（瑞丽）		光伏	2	40
德宏地调主网		水电	95	1441.52
		余热（自备）	1	9
德宏地调配网		水电	36	29.153
		光伏	10	11.338
瑞丽地调		水电	5	2.64
合计		水电	146	3861.313
		光伏	12	51.338
		余热（自备）	1	9
		合计	159	3921.651

4.1.2 电网现状

截止 2019 年末，德宏电网有 1 座 500kV 变电站，变电容量 1500 MVA；5 座 220kV 变电站，变电容量 1620MVA；19 座 110kV 变电站，变电容量 1458.5MVA，1 座 110kV 开关站；31 座 35kV 变电站，变电容量 210.5MVA；1 座 10kV 开关站。合计 35kV 及以上变电站 56 座，变电容量 4789MVA。

500kV 线路 4 条，合计 216.327km；220kV 线路 18 条，合计 696.988km；110kV 线路 111 条，合计 1427.948km；35kV 线路 144 条，合计 1098.81km。35kV 及以上线路合计 277 条，总长合计 3440.074km。

表 4.1-2 德宏州现状电网情况

序号	变电站	主变容量 (MVA)	序号	变电站	主变容量 (MVA)
1	500kV 德宏变	2×750	28	35kV 五岔路变	1×2.5
	500kV 合计	1500 MVA	29	35kV 西郊变	2×10
2	220kV 潞西变	2×180	30	35kV 芒海变	2*2.5
3	220kV 盈江变	2×180	31	35kV 勐嘎变	1×2+1×2.5
4	220kV 卡场变	2×180	32	35kV 嘎中变	2×8
5	220kV 傣龙变	2×180	33	35kV 城子变	2+8
6	220kV 坝托变	180	34	35kV 护国变	1×1+1×2.5
	220kV 合计	1620 MVA	35	35kV 拉影变	2×3.15
7	110kV 帕底变	2×40 (均有载)	36	35kV 陇把变	2×3.15
8	110kV 东郊变	2×31.5 (均有载)	37	35kV 清平变	2×2.5
9	110kV 芒弄变	2×63 (均有载)	38	35kV 王子树变	1×2.5
10	110kV 轩岗变	1×63 (有载)	39	35kV 勐约变	1×2.5
11	110kV 遮放变	2×63 (均有载)	40	35kV 象城变	2×8
12	110kV 中山变	1×10 (无载)	41	35kV 旧城变	2×5
13	110kV 芒北变	2×40 (均有载)	42	35kV 油松岭变	1×1+1×2.5
14	110kV 平原变	2×31.5 (均有载)	43	35kV 苏典变	1×2.5
15	110kV 昔马变	1×31.5 (无载)	44	35kV 弄璋变	2×8
16	110kV 芒允变	1×63 (有载)	46	35kV 帕歌变	1×2
17	110kV 章凤变	2×63 (均有载)	47	35kV 姐冒变	5+2.5
18	110kV 腊撒变	1×63+1×80 (均有载)	48	35kV 那邦变	1×2.5
19	110kV 大坪子变	1×31.5+1×40 (均有载)	49	35kV 勐弄变	2×2.5
20	110kV 梁河变	1×25+1×40 (均有载)	50	35kV 支那变	5+2.5
21	110kV 勐嘎变	1×63 (有载)	51	35kV 新城变	1×8
22	110kV 盏西变	1×10+1×31.5 (均有载)	52	35kV 大厂变	1×2+1×2.5
23	110kV 允金变	2×50 (均有载)	53	35kV 勐养变	2×2.5
24	110kV 景罕变	2×31.5	54	35kV 沙坝变	1×5+1×6.3
25	110kV 胜隆变	2×40	55	35kV 河东变	1×5
	110kV 合计	1458.5 MVA	56	35kV 平山变	1×2.5
26	35kV 江东变	1×2+1×2.5	57	35kV 西山变	1×2.5
27	35kV 街坡变	2×6.3		35kV 合计	212.5 MVA
				总合计	4791 MVA

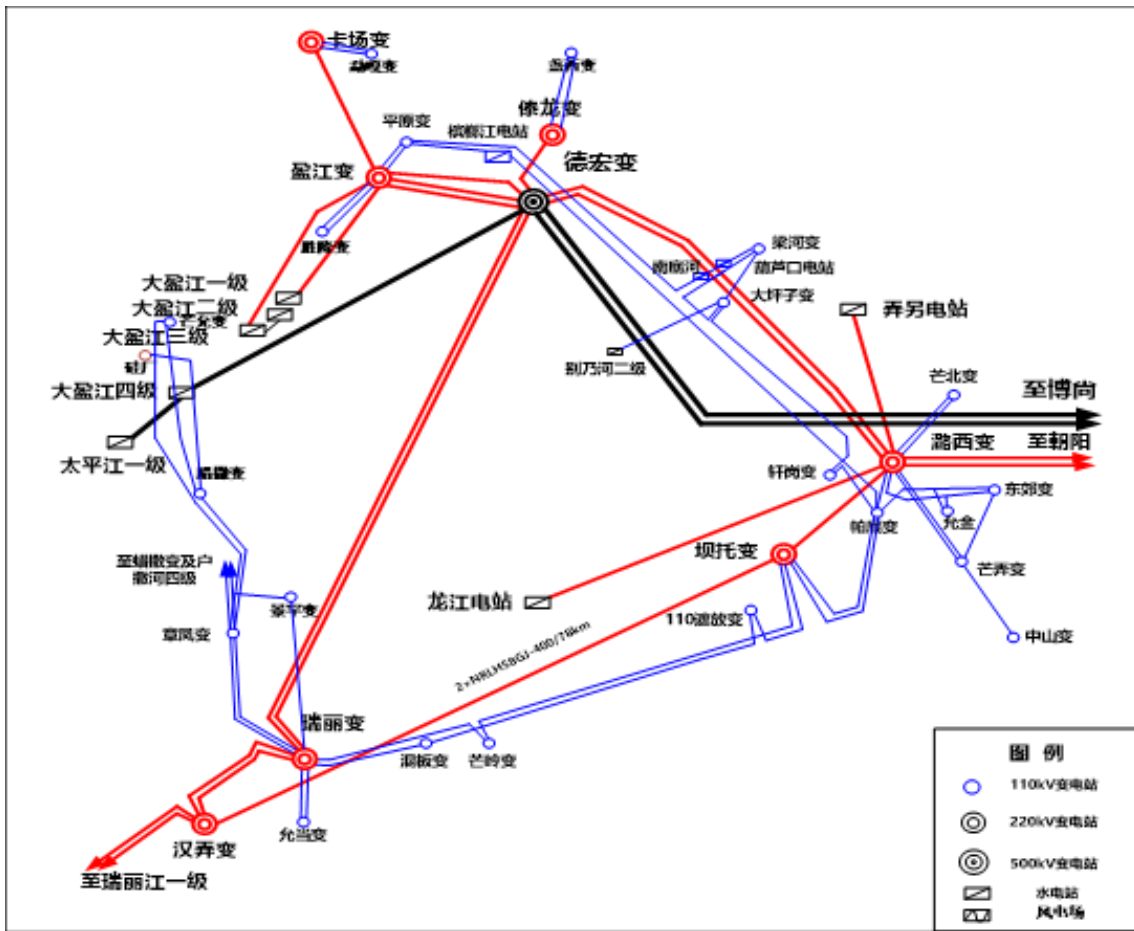


图4.1-1 历史年负荷情况

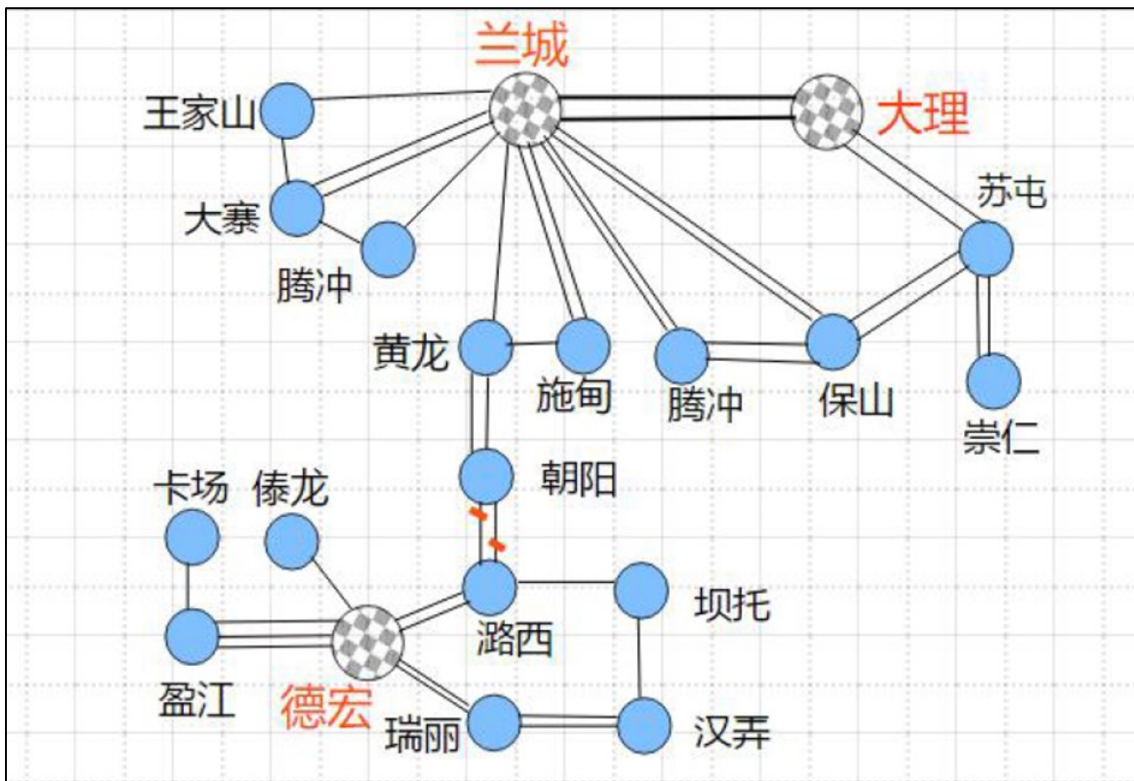


图4.1-2 2019年德宏州、保山市220kV以上电网网架图

4.1.3 用电现状

2015年至2019年，德宏州全社会用电量由49亿kWh增长到54亿kWh，年均增长率为2.6%，最大供电负荷由1024MW增长至1195MW，年均增长率为3.9%。

2019年末，德宏电网用电客户总计37万户；其中农业用户2854户，大工业用户342户，非普工业用户49429户，商业用户6017户，居民用户31.04万户，非居民948户。

表 4.1-3 德宏州现状电网情况

年份	全社会最大用电负荷 (MW)	全社会用电量 (亿 kWh)	三产及居民用电量 (亿 kWh)				人均用电量 (kWh/人)	人均生活用电量 (kWh/人)
			一产	二产	三产	居民		
2010年	614.05	31	0.28	24.35	3.69	2.68	2559	222
2015年	1024	49.09	0.21	41.44	3.86	3.57	3838	279
2016年	913.37	42.08	0.23	33.52	4.47	3.85	3252	298
2017年	1195.17	50.11	0.28	40.43	5.2	4.2	3828	321
2018年	1119.4	54.27	0.28	47.13	6.64	5.24	4356	358
2019年	1195.17	54.45	0.34	40.28	7.73	5.57	4082	421

4.1.4 德宏州复核预测及电力平衡

1) 负荷预测

至2025年，德宏州2025年用电量为83亿千瓦时，“十四五”年均增长率为4.3%。芒市、瑞丽市、陇川县、盈江县、梁河县分别为25、12、11、28、7亿kWh。

表 4.1-4 “十四五”期间德宏州负荷预测结果 单位：MW

分区	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	“十四五”年均增长率
芒市	463	516	536	559	571	597	5.2%
瑞丽市	176	187	198	211	233	248	7.1%
陇川县	180	186	194	202	212	222	4.3%
盈江县	425	434	467	477	498	511	3.7%
梁河县	140	145	151	157	165	173	4.4%
全州 (同时率 0.92)	1273	1350	1422	1478	1544	1610	4.8%

2) 电源规划

从目前收资来看，德宏州“十四五”期间有新增一个水电项目，即盈江高丽水电站，装机容量为 45MW，预计 2021 年投产。规划新增新能源装机 1435.3MW，其中风电项目一个，规划装机容量 200MW，光伏项目 17 个，规划装机容量 1180MW，垃圾焚烧发电项目 2 个，规划装机容量 24MW，生物质发电项目个，规划装机容量 30MW。

表 4.1-5 德宏州电源规划情况表 单位：MW

序号	项目名称	项目中心位置	规划容量 (MW)	
风力发电	1	平河风电	芒市风平镇平河村	200
序号	项目名称	项目中心位置	规划容量 (MW)	
光伏发电	1	混板光伏	瑞丽市勐卯镇芒令村	60
	2	芒令光伏	瑞丽市混板乡	80
	3	芒里光伏	芒市风平镇芒里村	60
	4	三台山光伏	芒市三台山德昂族乡	45
	5	平河光伏	芒市风平镇平河村	90
	6	勐养光伏	梁河县勐养镇	85
	7	九保光伏	梁河县九保阿昌族乡	55
	8	天宝光伏	梁河县平山乡天宝村	40
	9	劈石光伏	盈江县苏典傣族乡劈石村	60
	10	昔马光伏	盈江县昔马乡保边村	90
	11	旧城光伏	盈江县旧城镇东丙村	60
	12	勐盏光伏	盈江县昔马乡保边村	55
	13	铜壁关光伏	盈江县铜壁关乡棠梨坝	50
	14	户撒光伏	陇川县户撒阿昌族乡	70
	15	迭撒光伏	陇川县章凤镇迭撒村	130
	16	户弄光伏	陇川县章凤镇户弄村	115
	17	邦瓦光伏	陇川县城子镇邦瓦村	35
小计/加权平均			1399	
序号	项目名称	项目中心位置	规划容量 (MW)	
生物质和垃圾发电	1	陇川县生物质风电项目	陇川县	30
	2	瑞丽市生活垃圾焚烧处理厂	瑞丽市	12
	3	芒市生活垃圾焚烧发电项目	芒市工业园区	12

3) 德宏州电力平衡

从德宏全州电力平衡结果来看，由于德宏中小水电装机规模较大，丰期存在大量电力盈余，需要通过 500kV 电网外送；而枯期由于水电出力较小存在少量电力缺额。考虑到 2023 年德宏加强 1 回德宏-兰城 500kV 线路，德宏外送能力增强，本项目接入丰期可以外送至云南主网消纳，枯期可以一定程度上缓解德宏缺电的问题。

表 4.1-6 德宏州220kV层级电力平衡结果表 单位：MW

项目	2021		2022		2023		2024		2025		2030		2035	
	丰	枯	丰	枯	丰	枯	丰	枯	丰	枯	丰	枯	丰	枯
一、全州（市）供电负荷	1880	1600	1930	1640	2030	1730	2110	1790	2170	1850	2610	2220	3060	2600
二、220kV 及以下电源装机	2545	2545	2545	2545	2545	2545	2545	2545	2545	2545	2545	2545	2545	2545
二、220kV 及以下电源装机（含本项目）	2545	2545	2545	2545	2545	2545	2545	2545	2745	2745	2745	2745	2745	2745
其中：水电	2515	2515	2515	2515	2515	2515	2515	2515	2515	2515	2515	2515	2515	2515
火电	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
风电														
风电（含本项目）									200	200	200	200	200	200
三、220kV 及以下电源出力	2279	785	2279	785	2279	785	2279	785	2279	785	2279	785	2279	785
三、220kV 及以下电源出力（含本项目）	2279	785	2279	785	2279	785	2279	785	2479	985	2479	985	2479	985
其中：水电	2264	755	2264	755	2264	755	2264	755	2264	755	2264	755	2264	755
火电	15	30	15	30	15	30	15	30	15	30	15	30	15	30
风电														
风电（含本项目）									200	200	200	200	200	200
四、220kV 送受电力（“+”为送入，“-”为送出）	190	60	190	60	190	60	190	60	190	60	190	60	400	-240
芒市送保山龙陵县													210	-300
瑞丽江送德宏	190	60	190	60	190	60	190	60	190	60	190	60	190	60
五、500kV 上下网电力	589	-756	539	-795	439	-885	359	-945	299	-1005	-141	-1375	-381	-2055
五、500kV 上下网电力（含本项目）	589	-756	539	-795	439	-885	359	-945	499	-805	59	-1175	-181	-1855

表 4.1-7 德宏州500kV层级电力平衡结果表

项目	2021		2022		2023		2024		2025	
	丰	枯	丰	枯	丰	枯	丰	枯	丰	枯
一、全州（市）供电负荷	1880	1600	1930	1640	2030	1730	2110	1790	2170	1850

项目	2021		2022		2023		2024		2025	
二、500kV 及以下电源装机	3987	3987	3987	3987	3987	3987	3987	3987	3987	3987
二、500kV 及以下电源装机（含本项目）	3987	3987	3987	3987	3987	3987	3987	3987	4187	4187
其中：水电	3957	3957	3957	3957	3957	3957	3957	3957	3957	3957
火电	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
风电										
风电（含本项目）									200	200
三、500kV 以下电源出力	3576	1217	3576	1217	3576	1217	3576	1217	3576	1217
三、500kV 以下电源出力（含本项目）	3576	1217	3576	1217	3576	1217	3576	1217	3776	1417
其中：水电	3561	1187	3561	1187	3561	1187	3561	1187	3561	1187
火电	15	30	15	30	15	30	15	30	15	30
风电										
风电（含本项目）									200	200
四、全州电力平衡	1696	-383	1646	-423	1546	-513	1466	-573	1406	-633
四、全州电力平衡（含本项目）	1696	-383	1646	-423	1546	-513	1466	-573	1606	-433

4.1.5 近期电网规划情况

德宏州“十四五”期间没有新建 500kV 变电站。德宏州至 2025 年电网共有 500kV 变电站 1 座，变电容量达 1500MVA。德宏州“十四五”期间共新增 220kV 变电站 1 座，为 220kV 陇川变，新增 220kV 变电容量 360MVA；扩建 220kV 变电站 1 座，220kV 坝托变，扩建 220kV 变电容量 180MVA。德宏州电网现有 110kV 变电站 23 座，总容量 1771.5MVA，“十四五”期间，德宏州电网规划新建 110kV 变电站 11 座，容量 540MVA，扩建 110kV 变电站 2 座，容量 113MVA，至 2025 年共有 110kV 变电站 33 座，总容量 2393MVA。

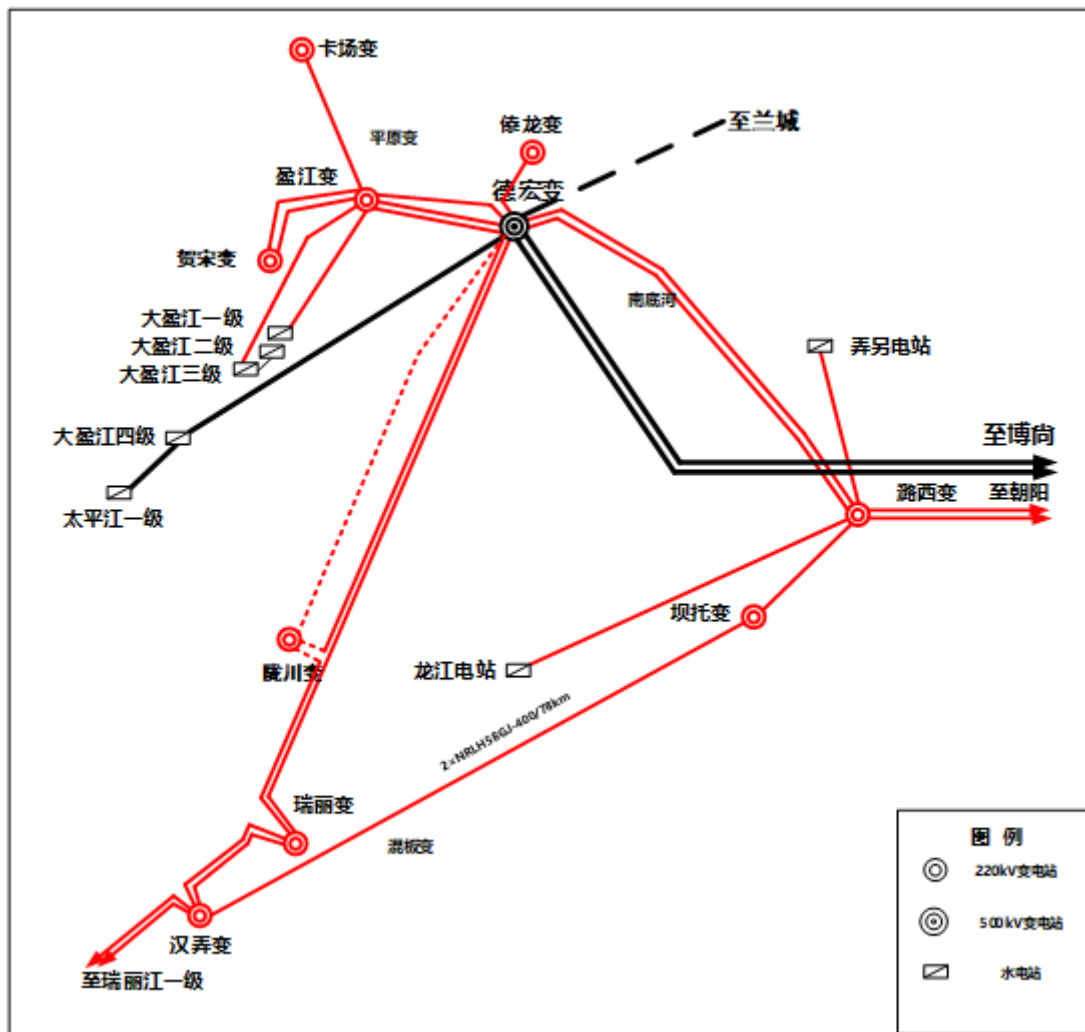


图 4.1-3 近区220kV网架规划图

4.2 瑞丽市电力系统现状

4.2.1 电网现状

1) 用电负荷情况

2019年，瑞丽市全社会用电量 8.06 亿千瓦时，供电量 8.06 亿千瓦时，售电量 7.55 亿千瓦时，全社会用电最高负荷 14.65 万千瓦，供电可靠率 99.83%，智能电表覆盖率 100%。

2019年瑞丽市地区概况及电网供电情况见表 4.2-1。

表4.2-1 2019年瑞丽市电网现状

区域	供电面积 (km ²)	供电人口 (万人)	全社会最大负荷 (万千瓦)	网供最大负荷 (万千瓦)	全社会用电量 (亿 kWh)	网供用电量 (亿 kWh)	售电量 (亿 kWh)	负荷密度 (MW/m ²)	供电可靠率 RS-3 (%)	110kV 及以下综合线损率 (%)	综合电压合格率 (%)	2019 年 GDP (万元)	智能电表覆盖率 (%)	用户数 (万户)
瑞丽市	727.05	21.05	14.65	14.6	8.06	8.06	7.55	2.01	99.83	--	99.26	1490800	100	7.7

2) 现状高压变电站分析

现状年瑞丽市共有 110kV 变电站 4 座,变电总容量 313MVA, 35kV 变电站 7 座,变电总容量 77.5MVA。其中单主变 2 座,为 110kV 芒岭变, 35kV 斑岭变。

现状年瑞丽市共有 10kV 出线间隔 114 个,已占用 83 个,间隔利用率 72.81%,现状已无出线间隔的变电站有 35kV 勐卯变、35kV 姐相变、35kV 弄岛变、35kV 斑岭变。

瑞丽市现状年共有 6 座变电站满足主变 N-1 校验,分别为 110kV 混板变、允当变、滇弄变,以及 35kV 勐卯变、畹町变、勐秀变。

表4.2-2 上级电源情况

变电站名称	电压等级 (kV)	主变台数	容量组成 (MVA)	总容量 (MVA)	无功补偿		高压侧年最大负荷 (MW)	负载率 (%)	10 (20) kV 出线间隔情况 (个)		是否满足主变 N-1	是否主变不平衡	中性点接地方式
					总容量 (MVar)	配置比例 (%)			总数	已占用			
混板变	110	2	2×31.5	63	6	9.52	9.27	14.71	12	8	是	否	
允当变	110	2	2×50	100	20.2	20.20	39.9	39.90	24	14	是	否	
滇弄变	110	2	2×50	100	16.03	16.03	39.44	39.44	24	15	是	否	
芒岭变	110	1	1×50	50	6	12.00	19.12	38.24	8	7	否	否	
勐卯变	35	2	2×10	20	0	0.00	12.7	63.50	10	10	是	否	
姐告变	35	2	2×5	10	0.6	6.00	8.71	87.10	8	7	否	否	
姐相变	35	2	2×5	10	0.6	6.00	5.86	58.60	5	5	否	否	
弄岛变	35	2	2×5	10	0	0.00	7.6	76.00	5	5	否	否	
畹町变	35	2	2×5	10	0.75	7.50	3.58	35.80	7	5	是	否	
勐秀变	35	2	2.5+10	12.5	0.4	3.20	2.08	16.64	7	3	是	是	
班岭变	35	1	5	5	0	0.00	2.94	58.80	4	4	否	否	

3) 中压配电网现状

(1) 概况

瑞丽市中压配电网现有 10 千伏公用线路 65 回，其中 B 类供电区 12 回，C 类供电区 17 回，D 类供电区 19 回，E 类供电区 17 回。线路长度总计 1001.1 千米，其中电缆 244.75 千米，架空线 756.35 千米。共有开关柜 104 面，柱上开关 1024 台，专用馈线 11 条。详见表 4.2-3。

表4.2-3 现状中压配电网设备统计

供电区	电压等级 (kV)	公用馈线						专用馈线
		公用馈线 (回)	电缆(km)	架空线 (km)	合计(km)	开关柜 (面)	柱上开关 (台)	(回)
B	10kV	12	137.93	71.91	209.84	49	217	2
C	10kV	17	74.88	76.47	151.35	49	117	3
D	10kV	19	24.66	304.03	328.69	4	423	6
E	10kV	17	7.28	303.94	311.22	2	267	0
合计	10kV	65	244.75	756.35	1001.10	104	1024	11

注：（1）中压线路按照路径距离统计，均为线路全线长度；

（2）10kV 开关柜指变电站围墙之外的户内开关柜。开关柜按实际间隔进行统计，以面为单位，如 2 进 2 出开关站计为 4 面，仅统计公用开关站和配电站中的开关柜数量；

（3）中压线路跨供电区分类的归属：按照装接配变容量所占比重来决定，线路归在装接配变容量所占比重较高的供电分区。例如：线路 A 跨 C、D 两个供电分区，所供 C 类供电区配变容量统计为 3000kVA，所供 D 类供电区配变容量统计为 4500kVA，则线路归在 D 类供电区，下同。

（2）网络结构水平

对目前中压配电网网架结构总体情况进行分析。

现状年瑞丽市可转供电率 35.38%，联络率为 61.54%，站间联络率 43.08%，过载占比 3.03%，重载占比 9.23%。

表4.2-4 10kV配网网架指标统计表

电压等级	10kV									
	供电区分类	可转供电率 (%)	目标接线占比 (%)	联络率 (%)	站间联络率 (%)	配电自动化覆盖率 (%)	自动化开关覆盖率 (%)	用户分界开关配置率 (%)	过载占比 (%)	重载占比 (%)
B		50.00	68.67	83.33	83.33	30.67	35.12	29.5	0	8.33
C		29.41	62.9	76.47	58.82	28.54	27.14	27.3	5.88	17.65
D、E		33.33	58.14	47.22	0.00	20.16	25.8	22.1	2.78	5.56
全县		35.38	60.09	61.54	43.08	25.78	27.3	24.5	3.08	9.23

①主干长度

中压配电线路的供电距离应满足末端电压质量的要求，线路长度不宜超过以下范围：
B类供电区为6千米，C类供电区为6千米，D类供电区为15千米。

瑞丽市10kV线路主干平均长度5.71km。

表4.2-5 现状公用线路主干长度分布情况

供电区分类 项目	电压等级	B	C	D	E	合计
主干线路平均长度 (km)	10kV	5.25	3.16	4.80	9.61	5.71
超出供电分区线路长度标准的回路数 (回)	10kV	5	1	0	0	6
占供电分区线路总数比例 (%)	10kV	41.67	5.88	0.00	0	9.23

表4.2-6 现状公用线路主干偏长线路明细

序号	供电分区	变电站名称	线路名称	主干导线型号	主干长度 (km)	线路总长度 (km)
1	B	35kV 勐卯变电站	10kV 允勐四回线	YJVV22-185、JKLGYJ-150、LGJ-50	8.56	30.04
2	B	35kV 勐卯变电站	10kV 允勐五回线	YJV-22-3×70、JKLGYJ-50	8.71	63.29
3	B	35kV 勐卯变电站	10kV 允勐二回线	YJV22-240、JKLGYJ-150、LGJ-150	7.18	17.15
4	B	35kV 勐卯变电站	10kV 允勐三回线	YJV22-185、JKLGYJ-35、LGJ-35	7.74	17.14
5	B	110kV 滇弄变电站	10kV 一号线	YJV-22-3×300	9.85	11.46
6	C	110kV 滇弄变电站	10kV 二号线	YJV22-8.7/15kV -3×300	9.04	11.54

②网架结构

现状年瑞丽市共65回线路，其中2-1单环网8回，占比12.31%，N分段n联络线路26回，占比40%，辐射型线路25回，占比38.46%，网络标准接线率92.31%，站间联络率43.08%。瑞丽市中压网络结构情况见表4.2-7~8。

表4.2-7 瑞丽市中压网络结构情况统计

供电区分类	电压等级(千伏)	线路条数(条)	各种接线模式条数(条)								环网率(%)	网络接线标准化率(%)	站间联络率(%)	线路平均分段数(段)
			典型接线							其他非典型接线				
			2-1单环网	3-1单环网	双环网	两供一备	三供一备	N分段n联络	辐射型					
B	10kV	12	4	1	0	0	0	1	2	4	83.33	66.67	83.33	3
C	10kV	17	4	0	0	0	0	8	4	1	76.47	94	58.82	3
D	10kV	19	0	0	0	0	0	9	10	0	47.37	100	26.32	2
E	10kV	17	0	0	0	0	0	8	9	0	47.06	100	41.18	2
小计	10kV	65	8	1	0	0	0	26	25	5	61.54	92.31	43.08	3

注：(1) 只统计公用网；

表4.2-8 现状公用辐射型线路明细

序号	供电区分类	变电站名称	线路名称	线路主干型号	主干长度 (km)	线路总长度 (km)
1	E	35kV 班岭变电站	10kV 木瓜坝线	JKLYJ-30 、 LGJ-35	2.14	2.16
2	E	35kV 勐秀变电站	10kV 小街线	LGJ-50	12.67	12.15
3	E	110kV 滇弄变电站	10kV 十一号线	YJV22-8.7/10kV -3×300	1.83	1.83
4	D	110kV 允当变电站	10kV 芒令线	YJV22-3*240 、 JKLYJ-120、 LGJ-95	3.83	17.58
5	D	110kV 芒岭变电站	10kV 药厂线	JKLYJ-50	1.46	3.4
6	E	35kV 姐相变电站	10kV 俄罗斯线	YVJ22-8.7/10kV-3X400、 JKLYJ-120、 LGJ-120	5.25	10.99
7	E	35kV 勐秀变电站	10kV 南京里线	JKLYJ-50	9.12	27.75
8	C	110kV 允当变电站	10kV 水泥厂线	YJVV22-3*240 、 LGJ-120	0.64	10.29
9	C	35kV 勐卯变电站	10kV 勐关线	YJV22-95 JKLYJ-120、 LGJ-120	4.44	15.76
10	D	35kV 弄岛变电站	10kV 大沙河线	JKLGYJ-120、 LGJ-50	6.1	4.99
11	E	35kV 班岭变电站	10kV 围角线	JKLYJ-35	1.68	2.44
12	E	35kV 弄岛变电站	10kV 南坎线	JKLYJ-120、 LGJ-50	17.91	15.64
13	B	35kV 姐告变电站	10kV 银象线	YVJ22-8.7/10kV-3X240	0.87	0.87
14	C	110kV 滇弄变电站	10kV 广母 II 回线	YVJ22-8.7/10kV-3X400	1.37	1.37
15	D	110kV 混板变电站	10kV 南岛线	LGJ-35	1.66	2.66
16	D	110kV 混板变电站	10kV 黑山门西段线	JKLGYJ-185	5.39	5.39
17	D	110kV 芒岭变电站	10kV 南湖线	JKLYJ-95	1.22	1.9
18	E	110kV 章凤变电站	10kV 煤场线 T 南多支线	JKLYJ-50	18.51	18.51

序号	供电区分类	变电站名称	线路名称	线路主干型号	主干长度 (km)	线路总长度 (km)
19	C	110kV 滇弄变电站	10kV 广母 I 回线	YVJ22-8.7/10kV-3X400 、 LGJ-35	0.75	0.75
20	D	110kV 芒岭变电站	10kV 广董线	JKLYJ-50	3.33	9.03
21	E	110kV 滇弄变电站	10kV 金滇线	YJV22-8.7/10kV-3X400、JKLYJ-120、LGJ-35	1	2.46
22	B	110kV 滇弄变电站	10kV 一号线	YJV-22-3×300	9.85	11.46
23	D	35kV 勐卯变电站	10kV 蒋家村线	JKLYJ-70、LGJ-25	0.88	5.03
24	D	35kV 畹町变电站	10kV 畹莫线	YVJ22-8.7/10kV-3X400、JKLYJ-120 、 LGJ-120	14.05	17.49
25	D	35kV 姐告变电站	10kV 木姐线	LGJ-120	0.15	0.71

(3) 负荷供应能力

①线路装接配变情况

结合瑞丽市中压配电网的实际特点，确定线路装接配变容量不宜超过 15 兆伏安。小于 2 兆伏安为装接容量偏小，2~4 兆伏安之间为装接容量有一定的裕度，4~10 兆伏安之间为装接容量较适宜，超过 15 兆伏安则装接容量偏高。

表4.2-9 现状公用中压线路装接配变容量分布情况

市（县、区）名称	装接配变容量 (兆伏安)	<4	4~10	10~15	>15	合计
瑞丽市	线路回数（回）	27	13	9	16	65
	所占比例（%）	41.54	20.00	13.85	24.62	100

注：此表统计范围为公用线路专变、公变装接配变容量之和。

由上表可以看出，瑞丽市 65 回公用线路中，配变装接容量较为适宜，其中小于 10 兆伏安的有 40 回，占线路总回数的 61.54%。同时大于 15 兆伏安的有 16 回，所占比例为 24.62%。

对于 D、E 类农村电网，造成配变装接容量偏大的主要原因是农村地区负荷水平低，电源点偏少，10 千伏线路供电范围较大，这种情况在城乡结合部尤为突出。

应对线路装接配变容量进行适当的控制。对于装接容量偏大，同时线路负载率偏高或电压质量不良的线路，在今后的建设改造中，应加大电源点布点，增加新的 10 千伏出线对原有负荷进行调配，解决线路负载率偏高、装接容量偏大、电压质量不良的状况。

②线路负载率

线路负载率是反映配电网运行状况的主要指标之一，依据线路实际运行情况，本次报告规定：以线路载流量为基准值，正常运行方式下，统计 1 天内馈线电流超过基准值 80%（或 100%）的持续时间，如果时间超过 1 小时，则计 1 次。如果 1 个自然月内累计出现 3 次，则判定该线路重载（过载）。

瑞丽市中压配电网现状公用中压线路负载率分布情况见表 4.2-10~11。

表4.2-10 现状公用中压线路负载率分布情况

地区	电压等级(kV)	<20%	20%~80%	80%~100%	>100%	轻载线路比例 (%)	重载线路比例 (%)	过载线路比例 (%)
瑞丽市	10kV	19	38	6	2	29.23	9.23	3.08

注：配网线路方面，以线路载流量为基准值，馈线电流超过基准值 80%（或 100%）且持续时间超过半小时以上判定该线路重载（或过载）；馈线电流小于基准值 20%判断为线路轻载。

由上表可以看出，2019 年瑞丽市中压配电网 65 回线路中，有 8 回重过载线路。

表4.2-11 中压配电网重、过载公用线路明细

序号	变电站	供电分区	线路名称	主干导线型号	安全电流 (A)	年最大电流 (A)	年最高负载率 (%)
1	35kV 班岭变电站	E	10kV 木瓜坝线	JKLYJ-30、LGJ-35	170	174.79	102.82
2	110kV 滇弄变电站	C	10kV 三号线	YJV22-8.7/10kV -3×300、LGJ-70	567	488.39	86.14
3	35kV 勐卯变电站	C	10kV 勐关线	YJV22-95 JKLYJ-120、LGJ-120	220	247.96	112.71
4	110kV 混板变电站	D	10kV 混曼线	YJV22-3*240、JKLGYJ-185、LGJ-185	335	276.19	82.44
5	110kV 允当变电站	C	10kV 地海线	YJVV22-3*240、JKLYJ-95	335	296.30	88.45
6	110kV 允当变电站	B	10kV 勐卯大道线	ZRYJV22-8.7/15kV-3X300、JKLGYJ-240	500	412.75	82.55
7	35kV 勐卯变电站	D	10kV 蒋家村线	JKLYJ-70、LGJ-25	249	228.15	91.63
8	110kV 滇弄变电站	C	10kV 二号线	YJV22-8.7/15kV -3×300	567	503.77	88.85

③线路可转供电情况

现状年瑞丽市共有 23 回可转供线路，占比 35.38%，其中 C 类及以上可转供线路 11 回，占比 37.93%。

4) 低压配电网现状分析

2019 年，瑞丽市共有公用配变 786 台，容量 24.74 万千伏安，专用配变 1829 台，容量 60.7 万千伏安。

表4.2-12 瑞丽市低压配电网配电设备统计

市(县、区)名称	电压等级(千伏)	室内配电站(座)	箱式配电站(座)	台架配电站(台)	公用配电变压器		专用配电变压器	
					台数(台)	容量(万千伏安)	台数(台)	容量(万千伏安)
瑞丽市	10	0	219	567	786	24.74	1829	60.70

注：(1)只统计公用网。

(2)室内配电站：变压器及其中低压配电装置装设于建筑物内（含地下层）的配电站，简称室内站。

(3)箱式配电站：在工厂内预先组装在箱体内，用以向低压配电网输送电能。简称箱式变。

(4)台架配电站：变压器安装在露天台架或杆上的配电站。简称台架变。

现状年瑞丽市低压偏长干线共 14 回。

表4.2-13 现状偏长的低压干线情况（问题库）

市（县、区）名称	供电区分类	偏长的线路回数（回）	备注
瑞丽市	B	0	
	C	0	
	D	14	
	E	0	

注：线路偏长标准按照 A 类供电区 200m，B 类供电区 250m，C 类供电区 400m，D 类供电区 500m，E 类供电区根据需要经计算确定。

现状年瑞丽市共疑似低电压用户 650 户，疑似低电压配变 1 台。

4.2.2 负荷预测

1) 历史负荷增长趋势及负荷特性分析

(1) 负荷增长趋势分析

从历史负荷电量增长来看，规划区随着工业发展及人民生活水平提高，用电负荷发展较快；进入“十三五”发展势头有所降低，这与整体经济形势放缓的大环境有关，第二产业、第三产业、居民生活用电得到快速增长，人均用电量由 2010 年 3156 千瓦时，提升至 2019 年的 3829 千瓦时，人均生活用电量由 598 千瓦时提升至 746 千瓦时。

(2) 负荷特性分析

① 负荷曲线（年、日曲线）

瑞丽市电网最大负荷一般出现在 11 月份，从年负荷曲线可以看出，瑞丽市电网 5-10 月负荷较低，10-12 月负荷较高。瑞丽市属于冬季高峰型的负荷特性，主要原因是瑞丽市负荷受天气原因和产业结构影响较大，冬季天气寒冷，制热负荷大量增加，同时受硅产业影响，出现高负荷。

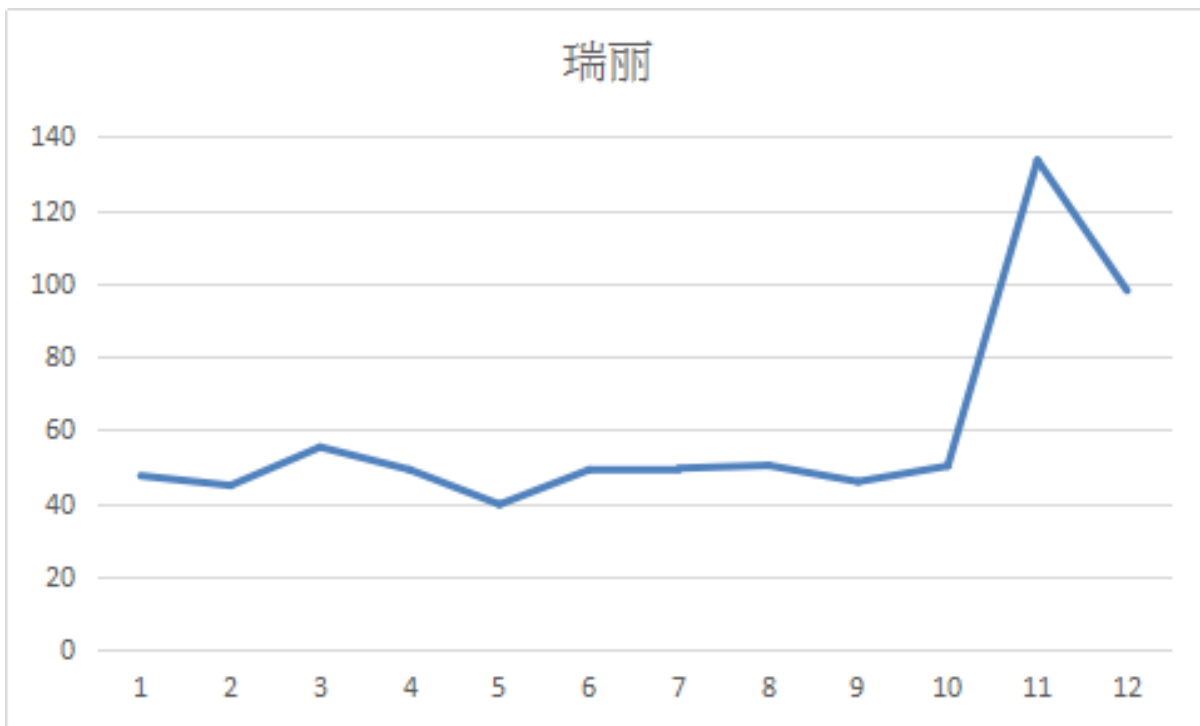


图4.2-1 瑞丽市全年最大负荷曲线 (单位: MW、月)

夏季典型日最高供电负荷出现在中午 12:00 时—13:00 时, 最低负荷出现在凌晨 1:00—7:00。对负荷影响较大的主要是企事业单位及生活等的基本照明、空调用电及其他电器。

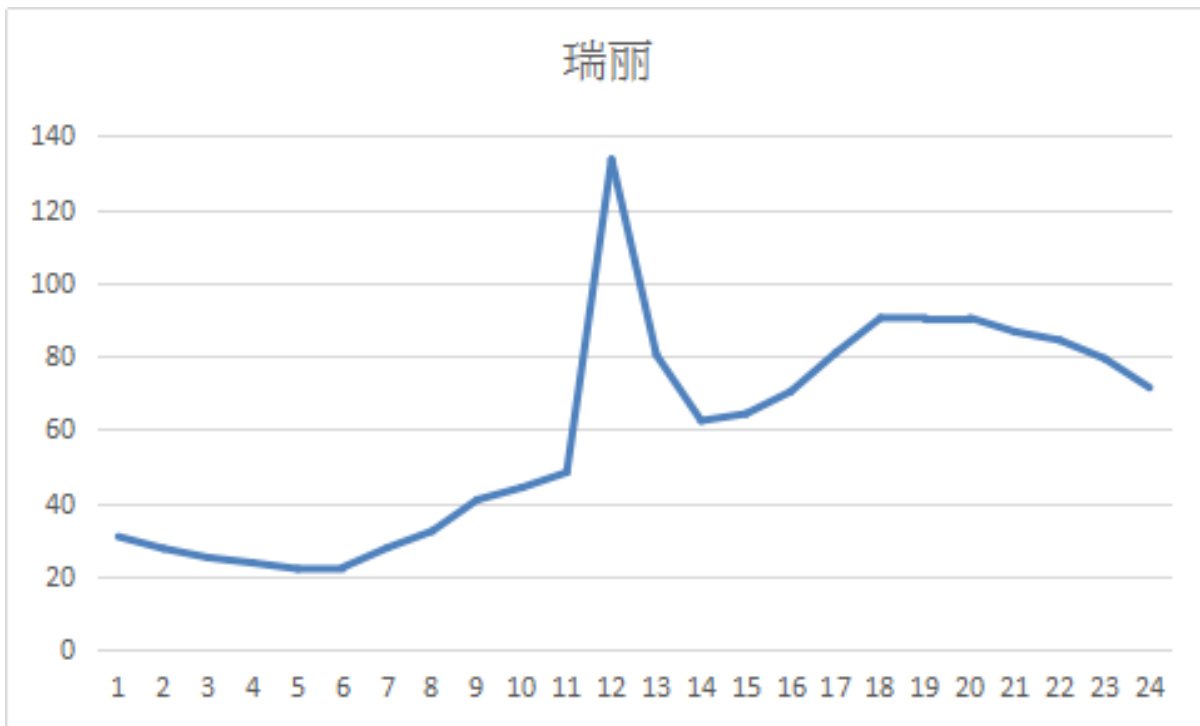


图4.2-2 瑞丽市典型日最大负荷曲线 (单位: MW、h)

②最大负荷利用小时数

瑞丽市 2010 年-2019 年电网最大负荷利用小时数变化较大，主要受硅行业影响较大，近期基本维持在 4738 小时左右。

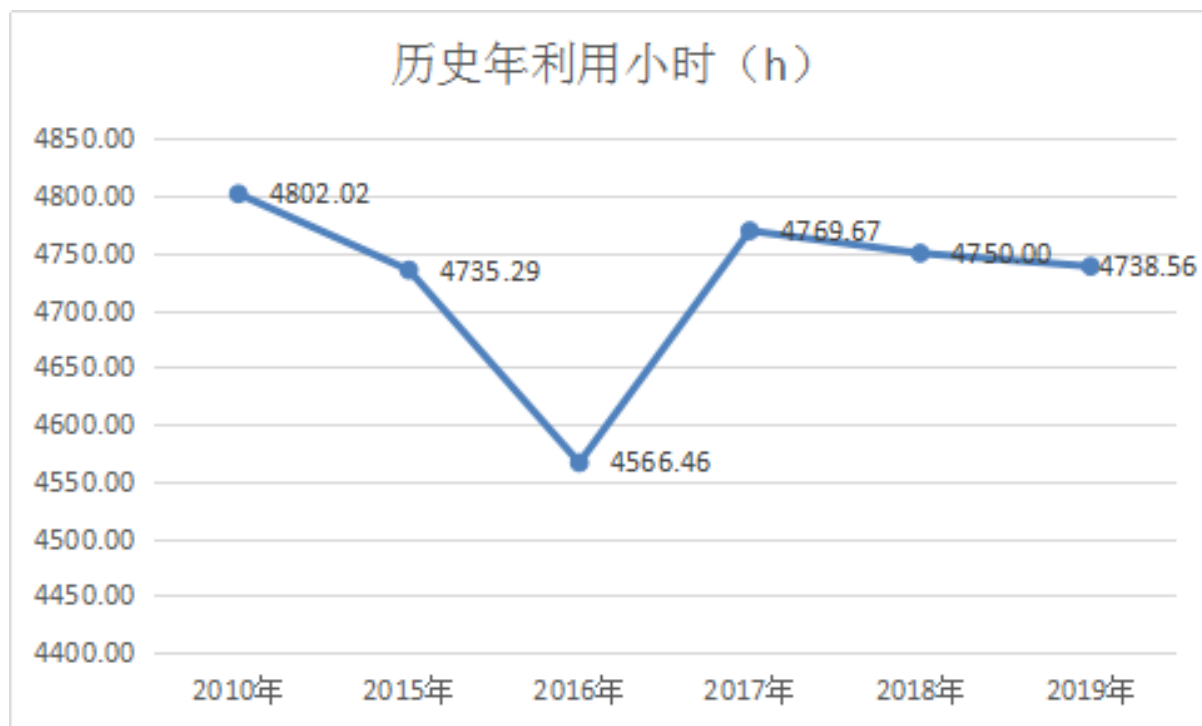


图4.2-3 瑞丽市历史年利用小时数

2) 用电量和用电负荷预测

(1) 电量预测

整体自然增长率法预测：根据电量历史数据，建立可以进行数学分析的数学模型，对未来的负荷进行预测的一种方法。从数学上看，通过对变量的观测数据进行统计分析，确定变量之间的相互关系，从而实现预测的目的。

规划区自然增长部分至 2020 年预测电量 6.05~7.71 亿 kWh，2025 年预测电量约 6.84~13.45 亿 kWh。综合考虑选择线性回归预测结果为自然增长结果，2020 年 6.2 亿 kWh，2025 年 8.98 亿 kWh。

近期电量预测结果=大用户电量荷预测结果+自然增长预测结果。具体结果见表 4.2-14。

表4.2-14 “十四五”期间地区全社会用电量预测结果

单位：亿 kWh

区域	项目	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年
瑞丽市	自然增长	6.02	6.2	6.67	7.19	7.74	8.34	8.98

区域	项目	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年
	大用户	2.04	2.19	2.19	2.19	2.19	2.69	2.69
	合计	8.06	8.39	8.86	9.38	9.93	11.03	11.67

由上表可知，瑞丽市 2020 年电量 8.39 亿 kWh，2025 年电量 11.67 亿 kWh。

(2) 负荷预测

整体自然增长率法预测：根据负荷历史数据，建立可以进行数学分析的数学模型，对未来的负荷进行预测的一种方法。从数学上看，通过对变量的观测数据进行统计分析，确定变量之间的相互关系，从而实现预测的目的。

规划区自然增长部分至 2020 年预测负荷约 128~146MW，2025 年预测负荷约 149~275W。综合考虑选择幂预测结果为自然增长结果，2020 年 136MW，2025 年 188MW。

近期负荷预测结果=大用户负荷预测结果+自然增长预测结果。具体结果见表 4.2-15。

表4.2-15 “十四五”期间地区全社会最大负荷预测结果

单位：MW

区域	项目	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年
瑞丽市	自然增长	123	136	147	158	171	173	188
	大用户	23.5	40	40	40	40	60	60
	合计	146.5	176	187	198	211	233	248

由上表可知，瑞丽市 2020 年负荷 176MW，2025 年负荷 248MW。

5 站址选择和建设条件

5.1 站址选择

5.1.1 项目背景及必要性

1) 总体思路

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，以“四个革命，一个合作”能源安全战略和“2030 碳达峰、2060 碳中和”目标为引领，以云南省打造“绿色能源牌”为抓手，坚持市场主导和政府引导，加强统筹规划，强化整县试点带动，努力将分布式光伏整县（市、区）推进工作打造成市场化程度高、普及面广、高质量发展的惠民实事工程。

2) 项目背景

2021 年 6 月 20 日，国家能源局印发了《国家能源局综合司关于报送整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点方案的通知》（以下称《通知》），计划加快推进屋顶分布式光伏发展，拟在全国组织开展整县（市、区）推进屋顶分布式光伏开发试点工作。

通知指出：我国建筑屋顶资源丰富、分布广泛，开发建设屋顶分布式光伏潜力巨大。开展整县（市、区）推进屋顶分布式光伏建设，有利于整合资源实现集约开发，有利于削减电力尖峰负荷，有利于节约优化配电网投资，有利于引导居民绿色能源消费，是实现“碳达峰、碳中和”与乡村振兴两大国家重大战略的重要措施。

3) 建设必要性

(1) 中国碳达峰目标和碳中和愿景的需要

2020 年 9 月 22 日，国家主席习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上发表重要讲话，郑重向国际社会宣布中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。

碳达峰目标与碳中和愿景，是党中央、国务院统筹国际国内两个大局作出的重大战略决策，不仅有助于推动全球气候治理进程，维护全球生态安全，还必将对全球的经济结构、发展模式等产生深刻的影响。这一重大宣示为我国当前和今后一个时期，乃至本世纪中叶应对气候变化工作、绿色低碳发展和生态文明建设提出了更高的要求、擘画了宏伟蓝图、指明了方向和路径。纵观世界，绿色低碳发展已经成为时代潮流，成为经济

社会高质量发展的一个重要指标。

2020年12月，习近平总书记在气候雄心峰会上提出，到2030年，中国单位国内生产总值二氧化碳排放将比2005年下降65%以上，非化石能源占一次能源消费比重将达到25%左右，风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿千瓦以上。

2021年3月15日，中共中央总书记、国家主席、中央军委主席、中央财经委员会主任习近平主持召开中央财经委员会第九次会议，研究促进平台经济健康发展问题和实现碳达峰、碳中和的基本思路和主要举措。会议指出，要构建清洁低碳安全高效的能源体系，控制化石能源总量，着力提高利用效能，实施可再生能源替代行动，深化电力体制改革，构建以新能源为主体的新型电力系统。

2021年4月22日，习近平主席在“领导人气候峰会”上讲话：中国将生态文明理念和生态文明建设写入宪法，纳入中国特色社会主义总体布局。将碳达峰、碳中和纳入生态文明建设整体布局。将严控煤电项目，“十四五”时期严控煤炭消费增长、“十五五”时期逐步减少。

2000~2020年，全球化石能源消费产生的二氧化碳占二氧化碳总排放量的85.3%，总体来看，减少化石能源消费是解决二氧化碳排放问题的根本途径。考虑我国水电开发已基本告罄；考虑非水可再生能源的技术、经济、市场、安全、资源禀赋等因素；考虑核电开发受场址稀缺性、核设施安全性、投资经济性等因素影响，我们对2030年以前各类一次能源在碳达峰、碳中和上的贡献权重进行了排序，结果为：太阳能>风能>核能>水能>化石能源+CCS/CCUS。

总体来看，发展风电、光伏发电是实现碳达峰、碳中和的根本途径。

（2）云南省打造“绿色能源牌”的战略需要

云南是我国能源大省，拥有巨大的绿色能源优势和应用发展前景。“十四五”是云南省经济社会实现高质量跨越式发展的关键时期，也是巩固和提升打造世界一流“绿色能源牌”、推进绿色能源高质量发展，构建现代能源体系，持续巩固第一支柱产业的重要机遇期。“十四五”期间，云南省将大力推动能源清洁低碳安全高效利用，培育绿色低碳发展新动能，强化以绿色电源为主体的电源保障体系，构建安全智能的坚强电网系统，为我国如期实现“双碳”目标作出贡献。

随省内铝、硅等重点载能产业项目落地实施，“十四五”时期云南省用电需求将会有大幅度增长。根据电网规划对云南“十四五”期间电力需求年均增速预计为8.2%，“十四五”期间，省内新增用电量约1000亿千瓦时，新增用电负荷1670万千瓦。在仅考虑明

确新增电源边界情况下，2025 年供需无法平衡，电力电量均存在缺口。根据云南省“十四五”新能源规划（初稿），预计“十四五”期间新增新能源装机超过 2500 万 kW。

（3）改善生态、保护环境的需要

保护与改善人类赖以生存的环境，实现可持续发展，是世界人民的共同愿望。中国政府已把可持续发展作为经济社会发展的基本战略，并采取了一系列重大举措。合理开发和节约使用自然资源，改进能源利用方式，调整资源结构配置，提高资源利用率，都是改善生态和保护环境的有效途径。

太阳能资源是清洁、可再生能源，开发太阳能符合国家环保、节能政策，太阳能光伏发电建设可有效减少常规能源尤其是煤炭资源的消耗，减少污染物排放，保护生态环境。

（4）乡村惠民新基建，以高质量发展促进乡村振兴

党的十九大提出实施乡村振兴战略，是以习近平同志为核心的党中央着眼党和国家事业全局，深刻把握现代化建设规律和城乡关系变化特征，顺应亿万农民对美好生活的向往，对“三农”工作作出的重大决策部署，是决胜全面建成小康社会、全面建设社会主义现代化国家的重大历史任务，是中国特色社会主义进入新时代做好“三农”工作的总抓手。乡村振兴体现了党的使命、时代的呼唤、发展的必然、人民的期盼。对于云南省而言，实施乡村振兴战略，既是重大历史机遇，也是重大时代命题，更是必须完成的新时代答卷。

光伏产业以其绿色环保，可再生的独特优势成为脱贫攻坚的重要力量，成为乡村振兴的重要抓手。乡村振兴战略的根本是不断拓宽农民增收渠道，全面改善农村生产生活条件，随着分布式光伏投资价值的回归，大力推广光伏发电项目，在农村的建设与应用则可以显著增加农村体的收入。

分布式户用光伏有着具有自身天然优势，太阳能资源无处不在，屋顶资源较为丰富，且不存在土地限制问题，更重要的是分布式户用光伏发电投资小、可以就地消纳、不存在限电风险。

光伏不仅给乡村产业提供了高效、持续发展的模式，也是改变乡村生态环境和人居环境的重要力量。例如在乡村振兴中广泛应用的屋顶光伏发电，一方面可以改变化石能源用电、取暖带来的环境问题；另一方面，还可以给老百姓的生产经营提供清洁能源。这种光伏产品在提升乡村百姓经济收益的同时，还能改善生态环境，帮助乡村留住绿水青山，提升生活的幸福指数。

（5）加强县城绿色低碳建设

县城是县域经济社会发展的中心和城乡融合发展的关键节点，是推进城乡绿色发展的重要载体。加强县城绿色低碳建设，是贯彻新发展理念、推动县城高质量发展的必然要求，是推进以县城为重要载体的新型城镇化建设、统筹城乡融合发展的重要内容，是补齐县城建设短板、满足人民群众日益增长的美好生活需要的重要举措。

近日，住建部、能源局等 15 部门发布了《关于加强县城绿色低碳建设》的意见。文件强调，大力发展绿色建筑和建筑节能。提升县城能源使用效率，大力发展适应当地资源禀赋和需求的可再生能源，因地制宜开发利用地热能、生物质能、空气源和水源热泵等，推动区域清洁供热和北方县城清洁取暖，通过提升新建厂房、公共建筑等屋顶光伏比例和实施光伏建筑一体化开发等方式，降低传统化石能源在建筑用能中的比例。

县城基础设施建设要适合本地特点，以小型化、分散化、生态化方式为主，倡导大分散与小区域集中相结合的基础设施布局方式，统筹县城水电气热通信等设施布局，因地制宜布置分布式能源、生活垃圾和污水处理等设施，减少输配管线建设和运行成本，并与周边自然生态环境有机融合。

构建县城绿色低碳能源体系，推广分散式风电、分布式光伏、智能光伏等清洁能源应用，提高生产生活用能清洁化水平，推广综合智慧能源服务，加强配电网、储能、电动汽车充电桩等能源基础设施建设。

5.1.2 政策支持和保障措施

1) 统筹安排、整体推进

统筹旧城改造、美丽乡村、未来社区、招商引资等工作，合理安排工作计划、工作重点和建设时序，整体、有序推进分布式光伏示范试点工作。

2) 做好规划衔接、加大前期工作力度

加强整市屋顶分布式光伏发展规划与其他行业规划的衔接，建立和完善与其他各类规划的协调机制，服从全省能源总体规划，与其在发展方针、目标、重大布局、重点举措等方面要相互衔接，避免矛盾冲突。重视基地规划的实施管理，强化与省生态环保、国土资源、住房和城乡建设等部门的沟通，做到与城乡规划等相匹配，保障项目建设用地。

以项目为抓手，加大前期工作经费的投入力度，扎实开展项目前期工作，及时完成项目可研和土地预审、环评、水保、选址意见、节能等支撑性报件，按照核准即开工的

标准开展相关工作。

3) 强化组织保障、健全目标责任制

充分发挥政府总揽全局、协调各方的领导核心作用。成立由主要领导挂帅的规划实施领导小组。设立领导小组办公室，负责整市屋顶分布式光伏规划目标任务的统筹协调、阶段目标任务分解、整体推进和督促落实。

加强与农业农村、住建、工信、电网等部门沟通衔接，各部门建立领导牵头负责机制，统筹协调，明确实施责任，切实履行对规划的领导责任。健全目标管理责任制，坚持目标任务导向，真抓实干，把各项规划目标任务落到实处，不断提高领导班子和领导干部推动规划执行和实施的能力。健全组织协调机制，加强工作推进沟通与协作，形成齐抓共建的有效管理机制。

4) 优化流程、强化服务

坚持整体规划、科学布局、试点先行、适度推广的原则，构建项目实施统一查勘选址、申请备案、招标实施、验收并网、补贴结算、运营维护“六个统一”发展模式，创新开展减程序、减路程、减时间，眼到、手到、心到、腿到“3+4”工作法，高质高效推进光伏项目备案、建运、并网。

5) 强化监督、落实考核

强化监测监督制度，加强对规划实施情况，特别是重要发展目标和重大项目进展情况进行动态跟踪和监测分析。建立健全重大事项报告制度，及时报告规划执行进展情况。自觉接受政府部门的监督检查，对重点项目、年度重点任务开展重点监查。健全规划评估制度，对规划中的重要目标、重大事项、重点工程项目实施进展情况进行中期和终期评估，分析研究规划实施中遇到的新困难、新问题，提出解决措施及建议供决策参考。

6) 构建社会参与机制

通过多种渠道、采取多种形式，加强规划宣传，使公众深入了解规划确定的方针政策和蓝图，让社会各界充分参与规划的实施与监督，形成全社会关心规划、积极参与和共同监督的良好氛围。

7) 强化电网保障

电网公司要加强对配电网的升级改造，切实保障试点地区分布式光伏的大规模接入需求，确保大量分布式光伏并网后的安全稳定运行。进一步完善和优化分布式光伏接网、备案等相关管理办法，鼓励对户用光伏整体打包代备案等。

5.1.3 工程建设的依据

1) 国家政策

(1) 国家发改委发布《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》

(2) 六部门关于开展第二批智能光伏试点示范的通知

(3) 国家发改委发布《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》

(4) 国家能源局发布《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》

(5) 国家发展改革委 国家能源局发布《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》

(6) 国家发展改革委 国家能源局发布《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〔2013〕433 号）

(7) 国家发展改革委 国家能源局发布《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》（国能新能〔2014〕406 号）、

(8) 云南省发展和改革委员会关于印发《云南省分布式光伏发电项目备案管理办法》（云发改能源〔2014〕1673 号）

2) 业主提供的项目资料及要求

3) 现行的国家及地方规程规范

5.1.4 场址选择原则

屋顶分布式光伏实施方案，应重点落实、排查、梳理可利用的屋顶资源，同时接入系统设计应满足分布式光伏发电与电网互适性要求，遵循“安全可靠、技术先进、投资合理”的设计原则，尽量做到应建尽建。

一、城区屋顶光伏发电项目

率先在机关事业单位、城市公共建筑等屋顶建设光伏发电系统，推动城市连片商品住宅小区、搬迁安置住宅小区、商业建筑建设屋顶光伏发电系统。

二、园区屋顶光伏发电项目

在各经济开发区、工业园区、工商业厂房等全面实施屋顶分布式光伏发电项目。

三、农村屋顶光伏发电项目

结合乡村振兴和新农村建设，全面推动乡村现有居民住宅、新农村集中搬迁住房、

村集体物业设施屋顶建设屋顶光伏发电系统，鼓励集中连片发展。

四、边坡、停车场及农村分散闲置土地

根据边坡、停车场及闲置土地情况，将工业园区边坡、可利用公路边坡，可利用停车场，农村分散闲置土地纳入分布式光伏规划区域。

5.1.5 典型安装方式、接入系统方案及运行模式

1) 典型安装方式



图 5.1-1 彩钢瓦屋顶分布式光伏安装示意图



图 5.1-2 平屋顶分布式光伏安装示意图



图 5.1-3 斜屋顶分布式光伏安装示意图

2) 典型接入系统方案

(1) 10kV 电压等级

本方案主要适用于自发自用/余量上网（接入用户电网）的光伏电站，单个并网点参考装机容量 200kW~6MW。

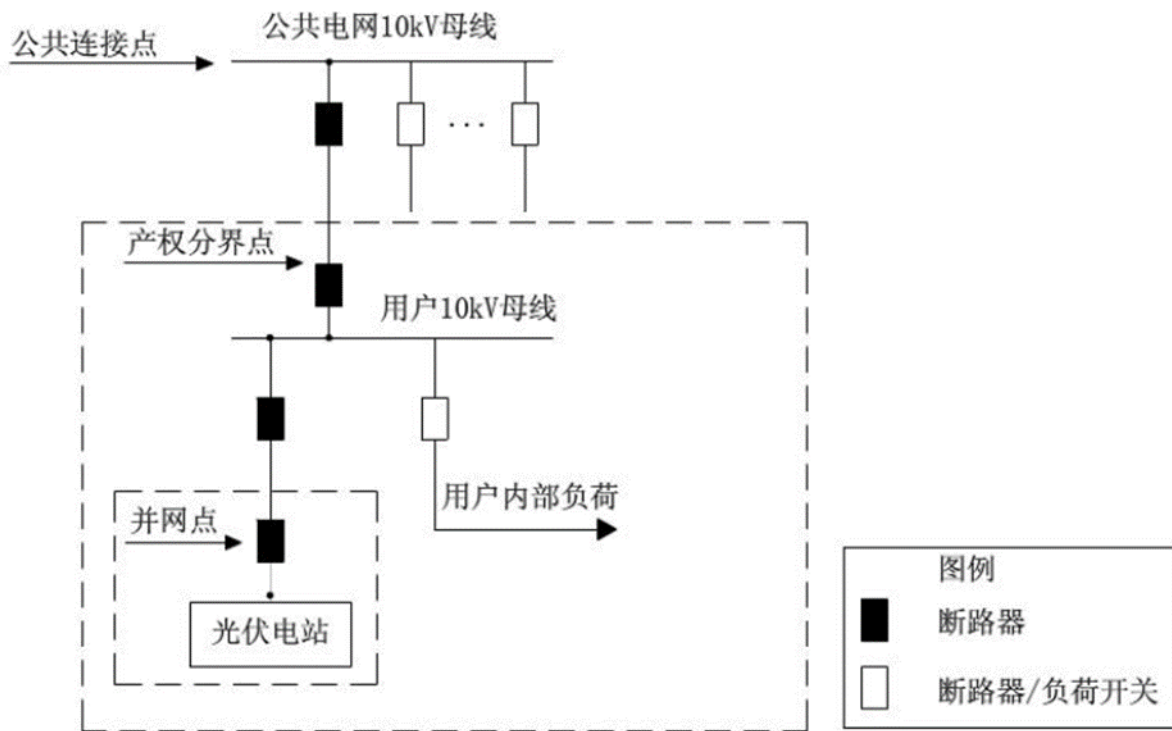


图 5.1-4 专线接入公共电网

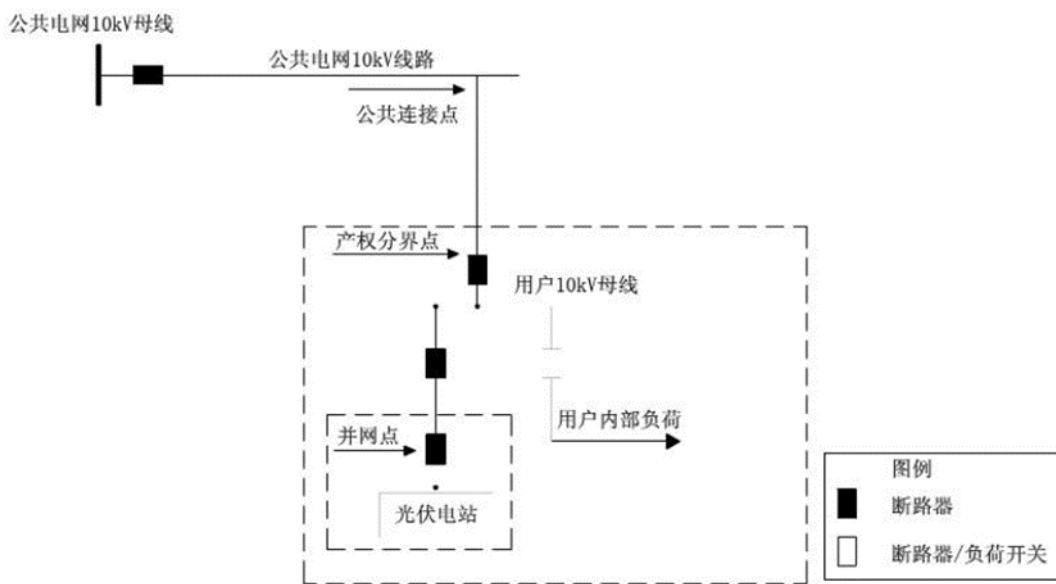


图 5.1-5 T 接接入公共电网

(2) 380V 电压等级

本方案主要适用于自发自用/余量上网（接入用户电网）的光伏电站，单个并网点参考装机容量不大于 200kW，采用三相接入；装机容量 8kW 及以下，可采用单相接入。

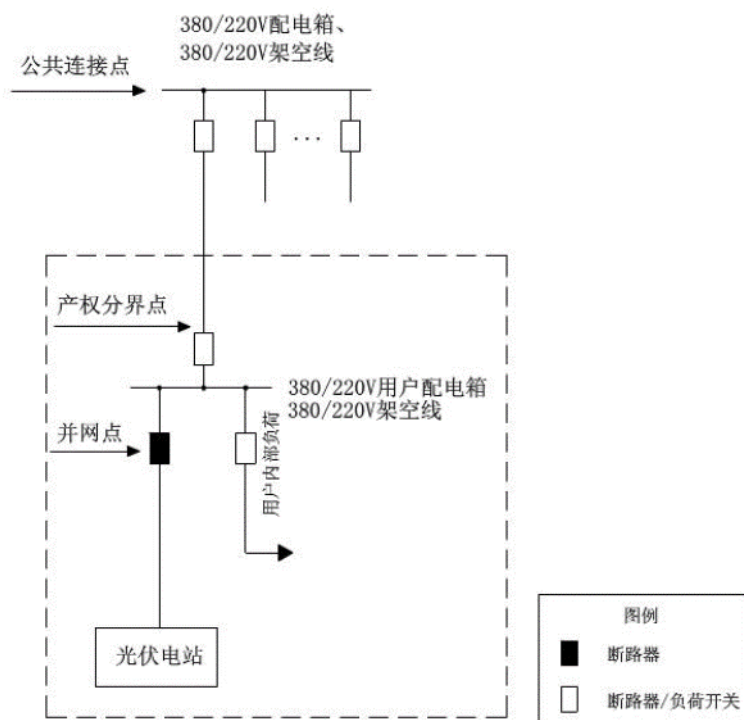


图 5.1-6 接入 380V 用户

3) 建设规模

瑞丽市可用于屋顶分布式光伏开发的党政机关、学校、医院、村委会、工商业厂房屋顶、可利用边坡、停车场等。

4) 运行模式

瑞丽市整体屋顶分布式光伏拟采用“自发自用，余电上网”的运行模式。“自发自用，余电上网”是指分布式光伏发电系统所发电量主要由用户自己使用，多余电量馈入电网。所发电量尽可能在自己内部消耗掉，实在用不掉的情况下，可以送入电网，以不浪费掉这部分光伏电量。

收益分配方面，可根据各建筑物实际情况，因地制宜地采取电价优惠或支付租金的方式。具体方案将在项目实施阶段详细落实。

5.2 工程建设条件

5.2.1 屋顶建设条件

1) 屋面选择标准

(1) 屋面年限：①混凝土屋顶选用建设于 2015 年前后；②彩钢瓦屋顶选用建设于 2018 年前后。10 年内无拆迁计划，寿命期大于 30 年，产权明晰；

(2) 屋面应安全，无漏水、无开裂、无风化、掉皮等影响承载的情况；

(3) 屋面应平整、坡度较小；

(4) 考虑消防及施工条件的方便性，木质结构不在此次实施范围内。

2) 屋面光伏载荷及复核标准

项目屋顶光伏布置整体增加载荷按照 0.30kN/m^2 考虑，该载荷对于居民屋面增加负荷较小，故屋面承载力基本满足要求，后续实施阶段应针对典设建筑屋面进行相应的承载力复核，确定满足工程建设需求。

根据载荷复核情况，控制施工人员、物料等区域分布，避免载荷集中情况。

3) 保护原屋面的施工措施

光伏支架采用混凝土/植筋方式固定建于屋面，在混凝土/植筋处做好二次防水处理，以免发生渗水及破坏原屋顶防水（保温层）的情况发生。

5.2.2 可利用边坡、停车场及闲置土地

根据边坡、停车场及闲置土地情况，将工业园区边坡、可利用公路边坡，可利用停车场，农村分散闲置土地纳入分布式光伏规划区域。

5.2.3 工程地质条件

根据 1: 4000000《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015），瑞丽市区域情况见图 5.2-1~2，瑞丽市区域的场地地震动反应谱特征周期为 0.45sec 和 0.40sec，本阶段选用最不利条件下进行分析，即场地地震动反应谱特征周期选用 0.45sec 作为基础数据，地震动峰值加速度 $0.30g$ ，对应地震基本烈度为 VIII 度。

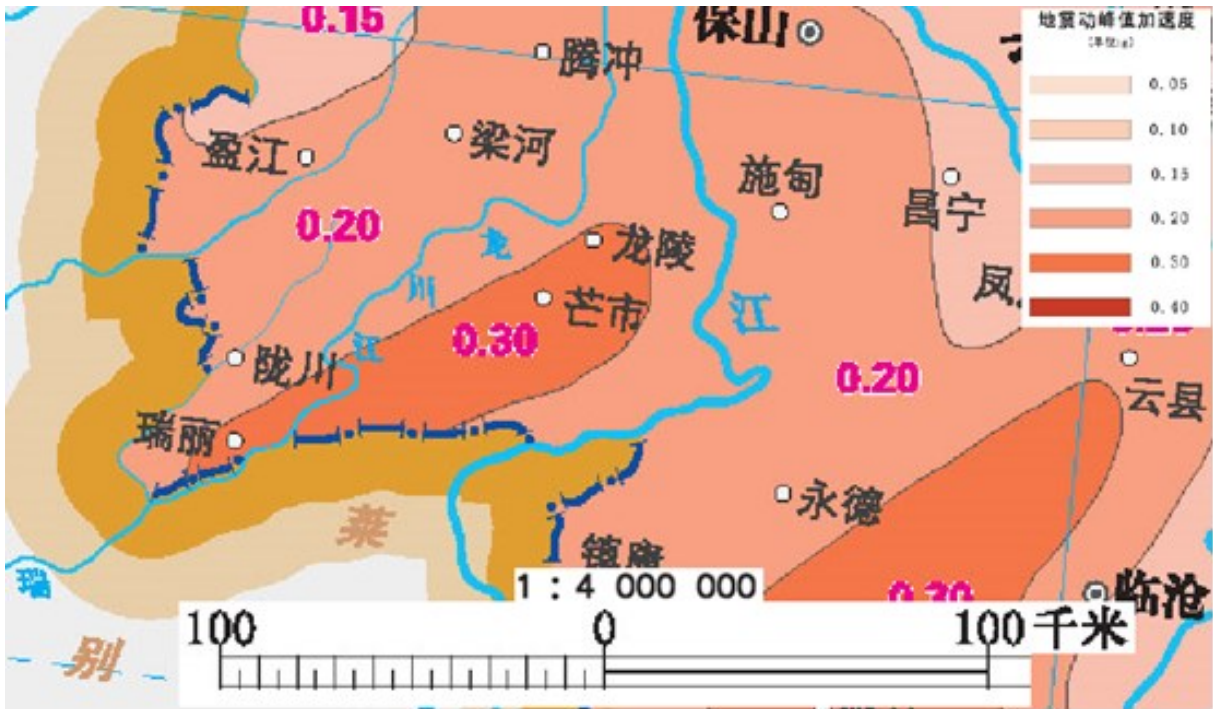


图5.2-1 工程区地震动峰值加速度区划图

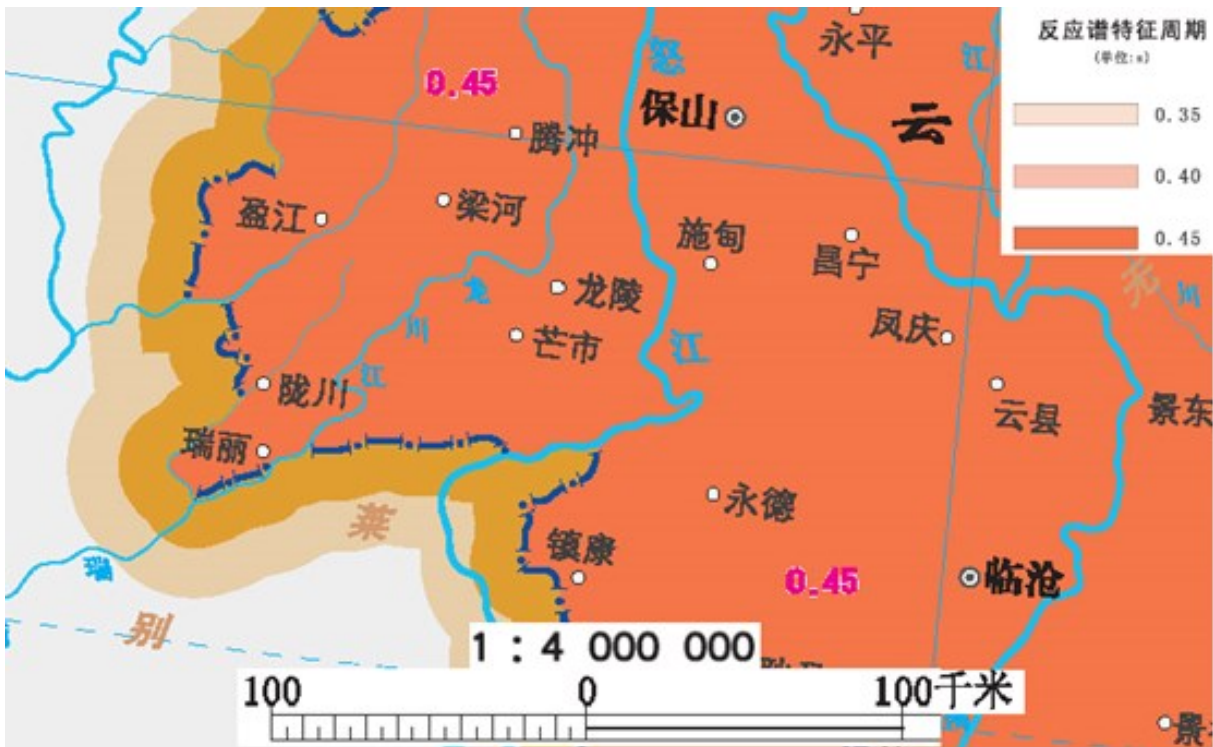


图5.2-2 工程区地震动峰值加速度特征周期区划图

根据《建筑抗震设计规范》（GB50011—2010）第 4.1.6 条相关规定，瑞丽市市域规划场地类别为II类建筑场地。

5.2.4 地下水、地基土腐蚀性评价

根据对已有的水文地质资料初步判断：地下水对混凝土结构及混凝土结构中钢筋具微腐蚀性，土对混凝土结构、混凝土结构中钢筋及钢结构具微腐蚀性。

本项目为分布式光伏项目，场址建设屋顶大部分为混凝土平屋顶，土壤电阻率建议 $P < 100$ ($\Omega \cdot m$)。

6 初步建设方案和发电量估算

6.1 初步建设方案

本项目规划投资建设 260MW 光伏发电项目，分为两期逐步投资建设，其中一期拟投资建设 110MW（包括：瑞丽市党政机关公共建筑屋顶、学校医院建筑屋顶、工商业厂房建筑屋顶和厂区可利用边坡、停车场可利用建筑面、农村分散闲置土地）；二期拟投资建设 150MW（包括：城镇农村居民屋顶、工商业扩建厂房建筑屋顶和厂区扩建可利用边坡）。

结合现场调研情况，现阶段一期发电量等情况考虑按照已复核的规划交流侧容量 121.759MW（规划安装直流侧容量为 133.935MW_p）进行分析计算值作为基础值，后续一期项目可研基于此容量进行编制，若存在其他可利用及适合开发屋顶情况，可增补进一期项目名单。二期规划容量仍按照规划交流侧容量 150MW（规划安装直流侧容量为 165MW_p）考虑，因建设条件相对弱于一期，故暂考虑于二期开发、利用。

6.1.1 组件选型

1) 光伏发电系统规模及构成

按照与电力系统的连接关系进行分类，光伏发电系统通常可以分为独立光伏发电系统和并网光伏发电系统。

独立光伏发电系统与电网没有电气连接，所发电力经过存储或不经过存储在系统内部被消耗。有存储单元的独立光伏系统通常受限于存储容量；无存储单元的独立光伏系统通常受限于所发电力的不稳定性，独立光伏的容量一般较小，通常不超过几十千瓦，有的甚至只有几十瓦。

并网光伏发电系统是与公共电网连接在一起的系统，一般可分为分散式和集中型两种。光伏阵列在阳光的照射下产生直流电，直流电再经过逆变器转换为电压较低的交流电；如果光伏系统直接通过低等级的电压（市电）把能量馈入电网，一般称之为分散式并网光伏系统；集中型并网光伏系统则需要通过升压变压器把逆变器输出的低压交流电升压至符合公共电网电压要求的交流电，通常接入 35kV 及以上的公共电网，并能接受电网的远程调度。受接入点功率容量的限制，分散式光伏系统的装机容量相对较小，一

般不超过几百千瓦；而集中型并网光伏电站工程的容量通常较大，一般在几百千瓦至几百兆瓦级，根据安装容量的不同又可分为大、中、小型系统。根据《光伏电站设计规范》（GB 50797-2012），安装容量小于或等于 1MW_p 的属于小型光伏发电系统；安装容量大于 1MW_p 和小于或等于 30MW_p 的属于中型光伏发电系统；安装容量大于 30MW_p 的属于大型光伏发电系统。

本工程多点分散建设，单点安装总容量不大于 30MW_p，属于中小型光伏发电系统，主要由光伏阵列、箱逆变单元、升压系统等部分组成。

2) 光伏组件选型

本工程属于瑞丽市屋顶分布式光伏发电项目，太阳能光伏组件的选择应综合考虑目前已投入商业化生产的各类太阳能光伏组件的技术成熟度、光电转换效率、运行可靠性、未来技术发展趋势等，并结合电站周围的自然环境、施工条件、交通运输条件等因素，经技术经济比较后选用适合分布式屋顶并网光伏电站使用的光伏组件的类型。

3) 光伏电池组件种类及性质

光伏组件根据其使用的材料可分为硅系太阳能电池、化合物系太阳能电池以及有机半导体系太阳能电池等种类，见图 6.1-1。

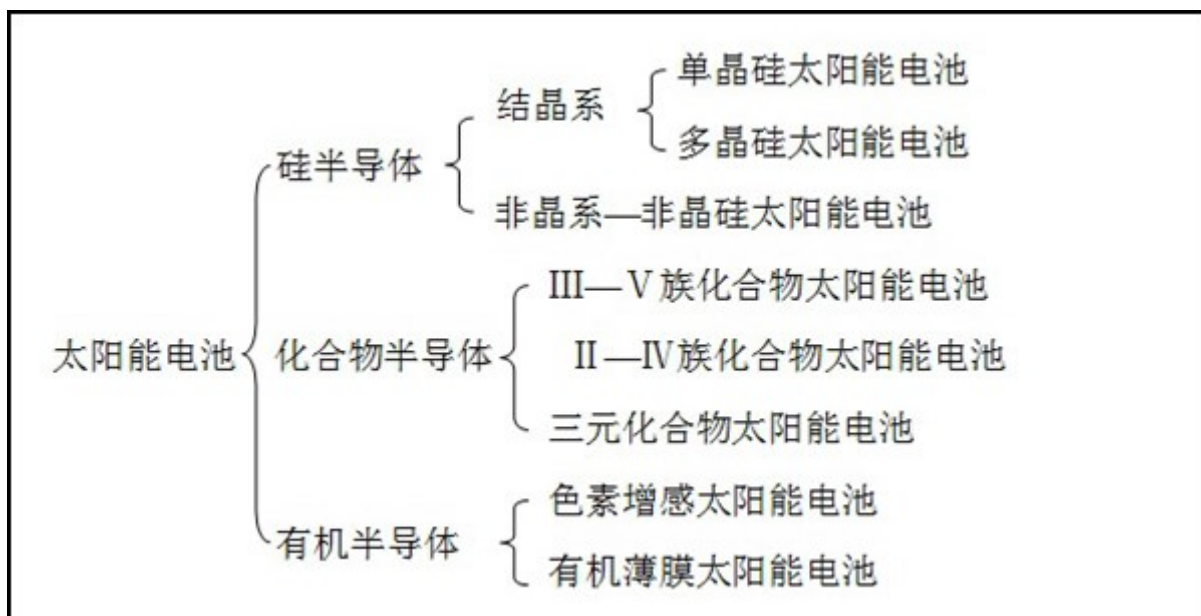


图 6.1-1 光伏电池组件类型

(1) 晶体硅电池

①单晶硅太阳能电池组件

自太阳能电池发明以来，多晶硅太阳能电池开发的历史最长。单晶硅电池的硅原子排列得非常规则，因其缺陷最少，在硅系太阳能电池中的转换效率最高，其理论值为

24%~26%，实际投入使用的单晶硅电池的转换效率在 16%~21%之间。单晶硅太阳能电池应用领域广泛，太空应用至普通民用领域均有涉及。

制造单晶硅太阳能电池所用的硅在自然界中储量较丰富，制造技术较成熟，结晶中的缺陷较少，转换效率较高；单晶硅电池的可靠性较高，特性比较稳定。

②多晶硅太阳能电池组件

多晶硅太阳能电池由多晶硅颗粒聚集而成，其转换效率的理论值为 20%，实际投入使用的电池转换效率在 15%~19%之间。由于多晶硅太阳能电池的原材料较丰富，因此多晶硅电池的制造相对比较容易。

(2) 薄膜电池

与之前介绍的各种根据生产材料区分太阳能电池不同，薄膜太阳能电池的生产是一种工艺方式的差别，它在成本较低的衬底上堆积厚度在几微米到几十微米半导体材料的薄膜而形成的元件。薄膜太阳能电池种类繁多，可以使用之前介绍的各种生产材料制作，主要有硅薄膜类（非晶硅 a-Si、微晶硅 c-Si、堆栈型 a-Si/c-Si 等）与化合物半导体类（铜铟镓硒 CIS/CIGS、碲化镉 CdTe），以及新概念的染料敏化类。

①非晶硅薄膜太阳能电池

非晶硅薄膜太阳能电池的原子排列呈无规则状态，目前实验室内的转换效率约为 13%，实际投入使用的电池转换效率为 5%~8%左右。

尽管非晶硅薄膜太阳能电池的转换效率不高，但由于非晶硅太阳能电池具有制造工艺简单，易于大规模生产，制造所需能源、使用材料较少（厚度 1 μm 以下，多晶硅为 300 μm ）、便于制成各种曲面形状等特点，因而在 BIPV 等场合具有广阔的应用前景。

②化合物半导体太阳能电池

化合物半导体太阳能电池由两种以上的半导体元素构成，主要有 III-V 族化合物（GaAs）太阳能电池、II-IV 族化合物（CdS/CdTe）太阳能电池以及三元（I-III-IV 族）化合物（CuInSe₂: CIS）太阳能电池等。各种化合物半导体太阳能电池因其所用材料不同，光电转换效率不尽相同，其中 GaAs 太阳能电池的转换效率最高，其在实验室中的效率可达 37%，实际投入使用的产品转换效率也在 20%以上。

温度上升对化合物半导体太阳能电池特性的影响不大，但由于制造太阳能电池的资源较少，材料费用较高，因而其生产成本较高，目前主要用于太空项目供电领域。

③有机半导体太阳能电池

有机半导体太阳能电池源于植物、细菌的光合成系的模型研究，在光合作用过程中，

叶绿素等色素吸收太阳光所激发的能量产生电子、空穴，导致电荷向同一方向移动而产生电能。有机太阳能电池是一种新型的太阳能电池，可分为色素增感太阳能电池和有机薄膜太阳能电池，其中色素增感太阳能电池的转换效率在 10%左右，有机薄膜太阳能电池的转换效率在 4.5%左右。

近年来，随着研究深入有机太阳能电池的转换效率大幅度提高，人类逐步认识了光合成系的高效率转换原理，有机太阳能电池的研究、开发已成为一大亮点，对它的研究、开发正在加速进行。

4) 不同种类的光伏组件技术比较

受国内太阳能电池市场的产业现状和技术发展情况影响，目前市场上主流光伏组件为晶体硅类太阳能电池和非晶硅薄膜太阳能电池。

(1) 晶体硅太阳电池

目前我国晶体硅太阳能电池产品质量逐年提升，尤其是在转换效率方面，骨干企业产品性能增长较快，单晶硅太阳能电池转换效率达到 16%~21%，多晶硅太阳能电池转换效率为 15%~19%。

(2) 非晶硅薄膜电池 (α -Si)

薄膜类太阳电池由沉积在玻璃、不锈钢、塑料、陶瓷衬底或薄膜上的几微米或几十微米厚的半导体膜构成。可大幅节省电池材料，降低生产成本；且由于非晶硅薄膜电池的制造工艺相对简单、成本低、不需要高温过程，以及发电过程中的弱光性能优于晶硅类太阳能电池等优点，非晶硅薄膜电池的仍然保有一定的市场占有率，薄膜等新型电池转换效率约为 5%~8%。

薄膜类太阳电池中碲化镉、铜铟硒电池则由于原材料剧毒或原材料稀缺性，对环境有一定影响，其规模化生产受到限制，目前仍在进一步研究中。

紧紧围绕提高光电转换效率和降低生产成本两大目标，世界各国均在进行各种新型太阳电池的研究开发工作。目前，晶体硅高效太阳电池和各类薄膜太阳电池是全球新型太阳电池研究开发的两大热点和重点。已进行商业化应用的单晶硅太阳电池、多晶硅太阳电池、非晶硅薄膜太阳电池、碲化镉薄膜太阳电池、铜铟硒薄膜太阳电池主要特性如表 6.1-1。

表 6.1-1 多晶硅、多晶硅和非晶硅薄膜太阳电池的比较

电池种类	晶硅类		薄膜类		
	单晶硅	多晶硅	非晶硅	碲化镉	铜铟硒
商用效率	16%~21%	15%~19%	5%~8%	5%~8%	5%~8%
实验室效率	24%	20%	13%	16.4%	19.5%
使用寿命	25年	25年	25年	25年	25年
组件层厚度	厚层	厚层	薄层	薄层	薄层
规模生产	已形成	已形成	已形成	已形成	已证明可行
环境问题	中性	中性	中性	有(使用镉)	除使用镉外为中性
能量偿还时间	2~3年	2~3年	1~2年	1~2年	1~2年
主要原材料	中	中	丰富	镉和碲化物都是稀有金属	铟是昂贵的稀有金属
生产成本	高	较高	较低	相对较低	相对较低
主要优点	效率高 技术成熟	效率较高 技术成熟	弱光效应好 成本较低	弱光效应好 成本相对较低	弱光效应好 成本相对较低

由上表可见，晶硅类电池中多晶硅电池和多晶硅电池最大的差别是单晶硅电池的光电转化效率略高于多晶硅电池，也就是相同功率的电池组件，单晶硅电池组件的面积小于多晶硅电池组件的面积。两种电池组件的电性能、寿命等重要指标相差不大，若仅考虑技术性能，在工程实际应用过程中，无论单晶硅还是多晶硅电池都可以选用。晶硅类太阳电池由于产量充足、制造技术成熟、产品性能稳定、使用寿命长、光电转化效率相对较高的特点，被广泛应用于大型并网光伏电站项目。

非晶硅薄膜太阳电池存在效率相对较低、占地面积较大、部分生产原料对环境有一定影响，稳定性不佳等缺点，随着技术和市场的发展，由于制造工艺相对简单、成本低、不需要高温过程、在弱光条件下性能好于晶硅类太阳电池等突出的优点，非晶硅薄膜电池也占据了一定的市场份额。

5) 光伏组件选型

根据目前市场供需情况，当前用于大型光伏电站的主流单晶硅光伏组件主要采用166mm 电池片和 182mm 电池片两种型号进行组装，采用 210mm 电池片组装的光伏组件产品目前也有一定的市场占有率。

采用 166mm 电池片组装的光伏组件主要有两类：一类是由 60 片 166mm 电池片组装成的电池板，其标称容量通常为 350Wp~390Wp；另一类是由 72 片 166mm 电池片组装成的电池板，其标称容量通常为 420Wp~460Wp。

采用 182mm 电池片组装的光伏组件主要有两类：一类是由 66 片 182mm 电池片组

装成的电池板，其标称容量通常为 480Wp~500Wp；另一类是由 72 片 182mm 电池片组装成的电池板，其标称容量通常为 525Wp~615Wp。

采用 210mm 电池片组装的光伏组件主要有三类：第一类是由 50 片 210mm 电池片组装成的电池板，其标称容量通常为 480Wp~505Wp；第二类是由 55 片 210mm 电池片组装成的电池板，其标称容量通常为 530Wp~555Wp；第三类是由 60 片 210mm 电池片组装成的电池板，其标称容量通常为 580Wp~690Wp。

各厂家在上述类型产品上形成了事实上的统一，不存在实质性区别。根据市场及相关组件厂家产能预测，至明年上半年市场主流产品均有 166mm、182mm 和 210mm 电池片组装的光伏组件，至下半年光伏组件产能主要为 182mm 电池片产品，210mm 电池片产品市场占有率进一步提升，但目前 210mm 电池片组件尺寸普遍比 182mm 电池片组件尺寸大，而组件效率比 182mm 电池片组装的产品较低。根据本项目特点，考虑建设工期、供货能力、场址用地等因素，推荐采用 182mm 电池片组装的光伏组件。

表 6.1-2 540Wp 及以上型号单晶硅太阳能电池组件比较表

序号	项目	内容			
1	模块类型	540Wp	550Wp	600Wp	660Wp
2	电气参数				
	标准输出功率 (W)	540	550	600	660
	输出功率公差 (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
	组件效率 (%)	20.90	21.29	21.2	21.6
	峰值功率电压 (V)	41.70	42.00	34.6	38.2
	峰值功率电流 (A)	12.95	13.10	17.34	17.55
	开路电压 (V)	49.52	49.82	41.7	46.1
	短路电流 (A)	13.83	13.97	18.42	18.62
	系统最大电压 (V)	DC1500V(IEC)	DC1500V(IEC)	DC1500V(IEC)	DC1500V(IEC)
3	参数热特性				
	电池额定工作温度 (°C)	45±2	45±2	45±2	45±2
4	机械参数				
	尺寸 (L/W/T) (mm)	2278×1134×30	2335×1134×30	2172×1303×35	2384×1303×35
	重量 (kg)	28.0	28.0	35.3	33.6
	包装信息	36 块每托	36 块每托	31 块每托	31 块每托
	接线盒防护等级	Ip68,分体式	Ip68,分体式	Ip68,分体式	Ip68,分体式

5	工作条件				
	温度范围 (°C)	-40°C - +85°C	-40°C - +85°C	-40°C - +85°C	-40°C - +85°C
	最大风荷载 (pa)	2.4K	2.4K	2.4K	2.4K
	最大雪荷载 (pa)	5.4K	5.4K	5.4K	5.4K
6	25 年年平均等效利用小时	1306.4hr	1322.6hr	1305.7hr	1319.9hr
7	单位千瓦静态投资 (不含送出)	4270.16 元 /kWp	4265.80 元 /kWp	4285.94 元 /kWp	4275.31 元 /kWp
8	度电投资	3.27 元/kW·h	3.23 元/kW·h	3.28 元/kW·h	3.24 元/kW·h
9	项目投资财务内部收益率 (税后)	5.38%	5.91%	5.43%	5.85%
10	资本金财务内部收益率	6.11%	7.26%	6.24%	7.04%

在相同单价下，光伏组件的效率越高，整个光伏系统的单位造价越低，对于采用 182mm 硅片进行封装的 66 片和 72 片光伏组件，如果所采用的硅片效率相同，其封装出来的光伏组件效率基本相当。

根据现阶段投资方提供厂家的组件参数，550Wp 组件转换效率较 540Wp 高，相应的衰减参数在主流组建中较优，同时度电成本、资本金财务内部收益率均最高，故本阶段选择目前技术较成熟且预测项目建设期间属市场主流的 550Wp 组件。

6) 单面及双面光伏组件比选

目前市场主流 550Wp 的单晶硅光伏组件分为单面组件和双面组件。单面组件价格通常比双面组件价格略高，而双面光伏组件依靠背面发电增益提高光伏电站发电量且双面光伏组件逐年衰减率比单面光伏组件逐年衰减率低，可有效提高光伏电站年平均等效利用小时。本项目采用的光伏支架离地高度不低于 1.5m，光伏组件背面接受的空间反射辐射可忽略。通过采用 PVsyst 软件进行背面发电增益模拟计算，对比单面光伏组件和双面光伏组件经济技术指标，本工程采用单面组件从度电投资及财务指标方面均较优，因此推荐本工程采用 550Wp 单晶硅单面光伏组件。单面和双面光伏组件比选见表 6.1-3。

表 6.1-3 单晶硅单面及双面光伏组件比选

项目	单晶硅单面光伏组件	单晶硅双面光伏组件
组件型号	550Wp	550Wp
组件衰减	首年衰减 2.0%，之后每年衰减 0.55%	首年衰减 2.0%，之后每年衰减 0.55%
背面发电增益	0%	1.65%
25 年年平均等效利用小时	1322.6hr	1344.4hr

项目	单晶硅单面光伏组件	单晶硅双面光伏组件
单位千瓦静态投资（不含送出）	4265.80 元/kW _p	4300.74 元/kW _p
度电投资	3.23 元/kW·h	3.20 元/kW·h
项目投资财务内部收益率（税后）	5.91%	5.99%
资本金财务内部收益率	7.26%	7.40%

上述比选为地面电站数据对比，考虑到本项目为分布式光伏电站，组件布置于混凝土屋面或彩钢瓦屋面。对于彩钢瓦屋面，组件随屋面平铺，采用单面组件即可，对于混凝土屋面，发电量增益不明显，本阶段暂按单面组件进行设计。

7) 单晶硅电池组件选型参数

本阶段推荐采用峰值功率 550W_p 单晶硅电池组件，产品主要性能参数见表 6.1-4。

表 6.1-4 550W_p 单晶太阳能电池组件主要性能参数表

序号	名称	单位	性能参数
1.1	最大功率 W _p	W	550
1.2	开路电压 V _{oc}	V	49.82
1.3	工作电压 V _{mp}	V	42.00
1.4	短路电流 I _{sc}	A	13.97
1.5	工作电流 I _{mp}	A	13.10
1.6	开路电压温度系数	%/°C	-0.27
1.7	短路电流温度系数	%/°C	+0.05
1.8	最大功率温度系数	%/°C	-0.35
1.9	工作温度范围	°C	-40~85
1.10	NOCT	°C	45±2
1.11	组件效率	%	21.29
1.12	最大系统电压	V	1500 DC
1.13	组件尺寸	mm	2278×1134×30
1.14	重量	kg	28.0

6.1.2 逆变器选型

逆变器的主要功能是将光伏组件输出的直流电能尽可能多地转换成交流电能。由于在一定的工作条件下，组件的功率输出随着组件两端的电压的变化而变化、并且在某个电压值时组件的功率输出最大，因此逆变器都具有最大功率跟踪功能（MPPT），即：

逆变器能够调整组件两端的电压使得组件的功率输出最大。

1) 主要技术要求

作为光伏发电系统中将直流电转换为交流电的关键设备，其选型对于发电系统的转换效率和可靠性具有重要作用。结合《云南电网有限责任公司新建电源项目并网服务指南》的及其他相关规范的要求，在本工程中逆变器的选型主要考虑以下技术指标：

(1) 逆变器容量

目前市场上较为常见的逆变器为大容量集中型并网逆变器和小容量组串式逆变器，对于大中型并网光伏电站工程，一般选用大容量集中型并网逆变器，目前市场的大容量集中型逆变器额定输出功率在 250kW~2500kW 之间，通常单台逆变器容量越大，单位造价相对越低，但容量过大，则故障时对发电系统出力影响较大。户用组串式逆变器输出功率在 8kW~125kW 之间，组串式逆变器电压跟踪范围较集中型逆变器宽，受局部阴影遮挡影响较小，但逆变器数量较多，初期投资相对较高，后期的维护工作量也大。因此，在实际选型时，应全面综合考虑。

(2) 转换效率

逆变器转换效率越高，则光伏发电系统的转换效率越高，系统总发电量损失越小，系统经济性也越高。因此在单台额定容量相同时，应选择效率高的逆变器。逆变器转换效率包括最大效率和欧洲效率，欧洲效率是对不同功率点效率的加权，这一效率更能反映逆变器的综合效率特性。而光伏发电系统的输出功率是随日照强度不断变化的，因此选型过程中应选择欧洲效率高的逆变器。

(3) 直流输入电压范围宽

光伏组件的端电压随日照强度和环境温度变化，逆变器的直流输入电压范围宽，可以将日出和日落时太阳辐照度较小的时间段的发电量加以利用，从而延长发电时间，增加发电量。如在日落时，辐照度小，光伏组件温度高，组件工作电压较低，如果直流输入电压范围下限低，便可以增加这段时间的发电量。

(4) 最大功率点跟踪

光伏组件的输出功率随光照强度变化，因此逆变器的输入端应能自适应于光伏发电系统的实际运行特性，随时准确跟踪最大功率点，保证光伏发电系统的高效运行。考虑不同组件串差异，逆变器 MPPT 数量越多，不同组串受阴影遮挡影响越小，发电效率越高，因此应选择 MPPT 数量多的逆变器。

(5) 输出电流谐波与功率因数

光伏电站接入电网后，并网点的谐波电压及总谐波电流分量应满足《电能质量公用电网谐波》GB/T 14549-1993 的规定，光伏电站谐波主要来源是逆变器，因此逆变器必须采取滤波措施使输出电流能满足并网要求。要求谐波含量低于 3%。逆变器功率因数接近于 1。

(6) 具有低电压穿越能力

《云南电网有限责任公司新建电源项目并网服务指南》中要求大型和中型光伏电站应具备一定的耐受电压异常的能力，避免在电网电压异常时脱离，引起电网电源的损失。这就要求所选并网逆变器具有低电压穿越能力，具体要求如下：

a) 光伏电站必须具有在并网点电压跌至 20% 额定电压时能够维持并网运行 1s；

b) 光伏发电并网点电压在发生跌落后 3s 内能够恢复到额定电压的 90% 时，光伏电站必须保持并网运行；

c) 光伏电站并网点电压不低于额定电压的 90% 时，光伏电站必须不间断并网运行。

(7) 系统频率异常响应

《云南电网有限责任公司新建电源项目并网服务指南》要求大型和中型光伏电站应具备一定的耐受系统频率异常的能力，逆变器频率异常时的响应特性至少能保证光伏电站表 4.6.1-1 所示电网频率偏离下运行。

表 6.1-5 光伏电站在电网频率异常时的运行时间要求

频率范围	运行要求
低于 48Hz	视电网要求而定
48Hz~49.5Hz	每次低于 49.5Hz 时要求至少能运行 10min
49.5Hz~50.2Hz	连续运行
50.2Hz~50.5Hz	每次频率高于 50.2Hz 时，光伏电站应具备能够连续 2min 的能力，同时具备 0.2s 内停止向电网线路送电的能力，实际运行时间由电网调度机构决定；此时不允许处于停运状态的光伏电站并网。
高于 50.5Hz	在 0.2s 内停止向电网线路送电，且不允许处于停运状态的光伏电站并网。

(8) 可靠性和可恢复性

逆变器应具有一定的抗干扰能力、环境适应能力、瞬时过载能力，如在一定程度过电压情况下，光伏发电系统应正常运行；过负荷情况下，逆变器需自动向光伏组件特性曲线中的开路电压方向调整运行点，限定输入功率在给定范围内；故障情况下，逆变器必须自动从主网解列。

系统发生扰动后，在电网电压和频率恢复正常范围之前逆变器不允许并网，且在系

统电压频率恢复正常后，逆变器需要经过一个可调的延时时间后才能重新并网。

（9）具有保护功能

根据电网对光伏电站运行方式的要求，逆变器应具有交流过压、欠压保护，超频、欠频保护，防孤岛保护，短路保护，交流及直流的过流保护，过载保护，反极性保护，高温保护等保护功能。

（10）监控和数据采集

逆变器采用 GPRS 无线通讯进行数据采集，便于电站数据处理分析。

2) MPPT 范围

对于太阳能方阵系统单元来说，MPPT 的高精度、宽范围意味着更多的发电量，考虑环境温度的变化使组件的开路电压较常温时升高或降低，因此选择宽范围 MPPT 并网逆变器，可以使光伏系统在更多的时间段、电压范围内均能获得该时刻的最大功率，系统整体效率得到有效提高。

3) 逆变器特点

并网逆变器的效率应不低于 98%，并网逆变器应具有一定的过载能力并具备可靠的最大输出电流限制功能，在 110% 的负载电流情况下，并网逆变器可连续可靠的长期工作，在 120% 的负载电流情况下，光伏电站连续可靠工作时间不小于 1 分钟；逆变器同时具有低电压穿越和孤岛保护的功能；具有 RS485 通讯接口，并开放通讯协议，配合监控系统能将逆变器相关参数及故障信号传至控制室，实现监控系统远方查看逆变器运行数据，发现故障。

4) 逆变器方案比选

一般情况下，单台逆变器容量越大，单位造价相对越低，但是单台逆变器容量过大，在故障情况下对整个系统出力影响较大，所以需要结合太阳能电池组件安装的实际情况，选择额定容量适当的并网型逆变器。

集中式逆变器一般用于日照均匀的大型厂房、荒漠化电站、地面电站等发电系统中，系统总功率大，一般是数百千瓦以上。其主要优势有：逆变器数量少，便于管理；逆变器元件数量少，可靠性高；谐波含量少，直流分量少，电能质量高；逆变器集成度高，功率密度大，成本低；保护功能齐全，电站安全性高；具备功率因素调节及低电压穿越功能，电网调节性能好。主要缺点是：直流汇流箱设备数量多，故障率高；最大功率跟踪模块数量少，串并联失陪时，损失发电量；逆变器安装相对困难，需要专用的机房和吊装设备；自身耗电及机房通风耗电相对较大，系统维护相对复杂；集中式并网逆变系

统无冗余能力，如有发生故障停机，影响系统发电面大。

组串式逆变器采用模块化设计，每几个光伏组串对应一台逆变器，直流端具有最大功率跟踪功能，交流端并联并网，其优点是减少光伏电池组件最佳工作点与逆变器不匹配的情况，最大限度的增加了发电量；组串式逆变器减少了系统的直流传输环节，减小了短路直流拉弧的风险；组串式逆变器的体积小、重量轻，搬运和安装方便，自身耗电低，故障影响小，更换维护方便等优势。主要缺点是电子元器件多，功率和信号电路在一块板上，容易故障；功率器件电气间隙小，不适宜高海拔地区；户外安装，风吹日晒容易导致外壳和散热片老化等。

集散式逆变器一般用于日照均匀的大型厂房、荒漠化电站、地面电站等发电系统中，系统总功率大，一般是兆瓦级以上。其主要优势有：逆变器数量少，便于管理；逆变器元件数量少，可靠性高；谐波含量少，直流分量少，电能质量高；逆变器集成度高，功率密度大，成本低；最大功率跟踪模块数量多，最大限度的提高发电量。保护功能齐全，电站安全性高；具备功率因素调节及低电压穿越功能，电网调节性能好。主要缺点是：光伏控制器设备数量多，故障率高；逆变器安装相对困难，需要专用的机房和吊装设备；自身耗电及机房通风耗电相对较大，系统维护相对复杂；集散式并网逆变系统无冗余能力，如发生故障停机，影响系统发电面大。

总的来说，集中式逆变方案、组串式逆变方案及集散式逆变方案各有优缺点。

从投资成本的角度，集中式逆变方案与组串式逆变方案初期投资相差不大，集散式逆变方案初期投资比前两者偏高。从发最大功率跟踪模块及发电量的角度，组串式逆变方案及集散式逆变方案优于集中式逆变方案；从故障影响范围的角度，组串式逆变方案优于集中式和集散式方案；从市场占有率及设备可靠性角度，组串式方案和集中式方案优于集散式方案。

综合以上技术、经济优劣分析，本项目重点考虑发电量、后期运维的便捷性及市场因素，推荐采用组串式逆变方案。

本工程采用组串式逆变方案，根据目前逆变器行业现状，组串式逆变器适用功率段为 20kW-225kW，结合工程实际，应采用单机功率较大的组串式逆变器，国内常见组串式逆变器参数详见下表，具体选用台数根据场地建设条件确定后的安装容量确定。

表 6.1-6 国内常见 20~320kW 逆变器性能参数表

产品型号	20kW 组串式逆变器	30kW 组串式逆变器	40kW 组串式逆变器	50kW 组串式逆变器	60kW 组串式逆变器	80kW 组串式逆变器	100kW 组串式逆变器	125kW 组串式逆变器	175kW 组串式逆变器	196kW 组串式逆变器	225kW 组串式逆变器	320kW 组串式逆变器
最大直流输入电压 (V)	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1500	1500	1500	1500
MPPT 电压范围 (V)	430V-850V	550 - 850V	560V~850V	550V~850V	550V~850V	550V~850V	550V~850V	550V~850V	550V~850V	550V~850V	550V~850V	550V~1300V
最大输入电流 (A)	50A (25A/25A)	78A(3x26A)	120A(3X40A)	130A (5x26A)	120A(4X30A)	130A (5x26A)	234A (9X26A)	234A (9X26A)	234A (9X26A)	234A (9X26A)	234A (9X26A)	234A (9X26A)
MPPT 路数	2	3	3	5	5	9	9	9	18	18	24	24
每路 MPPT 最大输入组串数	2	2	2	2	2	2	2	2	2(3)	2(3)	2(3)	2(3)
额定交流输出功率 (kW)	20	33	40	50	60	80	100	100	100	100	100	100
最大交流输出功率 (kW)	22	36.3	44	55	65	90	100kW	125kW	175kW	196kW	225kW	320kW
最大输出电流 (A)	31.9	55.2	66.9A	83.6A	90.5A	120.3A	158.8A	189A	265A	141A	162A	254A
额定电网电压	3 / N / PE, 230/400V, 220/380V	3 / N / PE, 230/400V, 220/380V	3 / N / PE, 230/400V, 220/380V	3 / N / PE, 230/400V, 220/380V	3 / N / PE, 230/400V, 220/380V	3 / N / PE, 230/400V, 220/380V	3 / N / PE, 230/400V, 220/380V	3 / N / PE, 230/400V, 220/380V	3 / N / PE, 230/400V, 220/380V	3 / N / PE, 800V	3 / N / PE, 800V	3 / N / PE, 800V

产品型号	20kW 组串式逆变器	30kW 组串式逆变器	40kW 组串式逆变器	50kW 组串式逆变器	60kW 组串式逆变器	80kW 组串式逆变器	100kW 组串式逆变器	125kW 组串式逆变器	175kW 组串式逆变器	196kW 组串式逆变器	225kW 组串式逆变器	320kW 组串式逆变器
额定电网频率 (Hz)	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
允许电网频率范围 (Hz)	45~55	45~55	45~55	45~55	45~55	45~55	45~55	45~55	45~55	45~55	45~55	45~55
电流总谐波分量 (THD)	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
功率因数	0.8 超前~0.8 滞后	0.8 超前~0.8 滞后	0.8 超前~0.8 滞后	0.8 超前~0.8 滞后	0.8 超前~0.8 滞后	0.8 超前~0.8 滞后	0.8 超前~0.8 滞后	0.8 超前~0.8 滞后	0.8 超前~0.8 滞后	0.8 超前~0.8 滞后	0.8 超前~0.8 滞后	0.8 超前~0.8 滞后
最大效率	98.60%	98.60%	98.60%	98.70%	98.60%	98.70%	98.70%	98.70%	98.70%	98.70%	98.70%	98.70%
中国效率	98.20%	98.20%	98.00%	98.30%	98.00%	98.30%	98.30%	98.30%	98.30%	98.30%	98.30%	98.30%
直流反接保护	支持	支持	支持	支持	支持	支持	支持	支持	支持	支持	支持	支持
漏电流保	支持	支持	支持	支持	支持	支持	支持	支持	支持	支持	支持	支持
组串故障检测	支持	支持	支持	支持	支持	支持	支持	支持	支持	支持	支持	支持
孤岛保护	支持	支持	支持	支持	支持	支持	支持	支持	支持	支持	支持	支持
防护等级	IP66	IP66	IP66	IP66	IP66	IP66	IP66	IP66	IP66	IP66	IP66	IP66
工作环境温度	-25~60℃	-25~60℃	-25~60℃	-25~60℃	-25~60℃	-25~60℃	-25~60℃	-25~60℃	-25~60℃	-25~60℃	-25~60℃	-25~60℃
冷却方式	智能强制风冷	智能强制风冷	智能强制风冷	智能强制风冷	智能强制风冷	智能强制风冷	智能强制风冷	智能强制风冷	智能强制风冷	智能强制风冷	智能强制风冷	智能强制风冷
待机自耗电	<5W	<5W	<5W	<5W	<5W	<5W	<5W	<5W	<5W	<5W	<5W	<5W

产品型号	20kW 组串式逆变器	30kW 组串式逆变器	40kW 组串式逆变器	50kW 组串式逆变器	60kW 组串式逆变器	80kW 组串式逆变器	100kW 组串式逆变器	125kW 组串式逆变器	175kW 组串式逆变器	196kW 组串式逆变器	225kW 组串式逆变器	320kW 组串式逆变器
允许海拔高度	5000m (4000m 以上降额)	5000m (4000m 以上降额)	5000m (4000m 以上降额)	5000m (4000m 以上降额)	5000m (4000m 以上降额)	5000m (4000m 以上降额)	5000m (4000m 以上降额)	5000m (4000m 以上降额)	5000m (4000m 以上降额)	5000m (4000m 以上降额)	5000m (4000m 以上降额)	5000m (4000m 以上降额)
通讯接口	电力载波 / RS485	电力载波 / RS485	电力载波 / RS485	电力载波 / RS485	电力载波 / RS485	电力载波 / RS485	电力载波 / RS485	电力载波 / RS485	电力载波 / RS485	电力载波 / RS485	电力载波 / RS485	电力载波 / RS485

6.1.3 光伏组串设计

光伏组件串联组数的确定主要依据其工作电压、开路电压、当地温度和瞬时辐射强度对开路电压、工作电压的影响来分析：

在光伏方阵中，同一光伏组件串中各光伏组件的电性能参数宜保持一致，光伏组件串的串联数参照 GB50797-2012《光伏发电站设计规范》按下列公式计算：

$$N \leq \frac{V_{dcmax}}{V_{oc} \times [1 + (t - 25) \times K_v]}$$

$$\frac{V_{mpptmin}}{V_{pm} \times [1 + (t' - 25) \times K'_v]} \leq N \leq \frac{V_{mpptmax}}{V_{pm} \times [1 + (t - 25) \times K'_v]}$$

式中：

K_v ——光伏组件的开路电压温度系数；

K'_v ——光伏组件的工作电压温度系数；

N ——光伏组件的串联数（ N 取整）；

t ——光伏组件工作条件下的极限低温（ $^{\circ}\text{C}$ ）；

t' ——光伏组件工作条件下的极限高温（ $^{\circ}\text{C}$ ）；

V_{dcmax} ——逆变器允许的最大直流输入电压（ V ）；

$V_{mpptmax}$ ——逆变器 MPPT 电压最大值（ V ）；

$V_{mpptmin}$ ——逆变器 MPPT 电压最小值（ V ）；

V_{oc} ——光伏组件的开路电压（ V ）；

V_{pm} ——光伏组件的工作电压（ V ）。

1) 户用式：

本项目拟选用逆变器最大直流输入电压为 DC1100V，电压跟踪范围为 200V~1100V。经计算，1000V 系统组串数： $6 < N < 20$ ，考虑单户安装容量及电气汇集等因素，并结合实际供货情况，本项目采用 550W_p 及以上 P 型单晶硅组件，在屋面条件允许的情况下，拟采用 10-20 块一串的组串方案，具体如下：

18kW 户用：550W_p 单晶硅太阳能组件 32 块，采用 16 块 550W_p 单晶硅太阳能组件串联为一串，共 2 串，接入一台 20kW 组串式逆变器，每户安装容量为 17.60kW_p。

20kW 户用：550Wp 单晶硅太阳能组件 36 块，采用 18 块 550Wp 单晶硅太阳能组件串联为一串，共 2 串，接入一台 20kW 组串式逆变器，每户安装容量为 19.80kWp。

28kW 户用：550Wp 单晶硅太阳能组件 51 块，采用 17 块 550Wp 单晶硅太阳能组件串联为一串，共 3 串，接入一台 30kW 组串式逆变器，每户安装容量为 28.05kWp。

30kW 户用光伏发电电站共使用 550Wp 单晶硅太阳能组件 51 块，采用 18/19 块 550Wp 单晶硅太阳能组件串联为一串，共 3 串，接入一台 30kW 组串式逆变器，每户安装容量为 30.25kWp。

36kW 户用：550Wp 单晶硅太阳能组件 66 块，采用 16/17 块 550Wp 单晶硅太阳能组件串联为一串，共 4 串，接入一台 40kW 组串式逆变器，每户安装容量为 36.30kWp。

40kW 户用：550Wp 单晶硅太阳能组件 73 块，采用 18/19 块 550Wp 单晶硅太阳能组件串联为一串，共 4 串，接入一台 40kW 组串式逆变器，每户安装容量为 40.15kWp。

2) 工业园区等集中式：

根据《光伏电站设计规范》（GB 50797-2012），要求“光伏发电系统直流侧的设计电压应高于光伏组串在当地昼间极端气温条件下的最大开路电压”。本工程选用的组串式逆变器的最高允许输入电压为 1500V，其 MPPT 工作电压范围下限为 500V。

本工程选用的组串式逆变器其允许最大直流电压为 1500V。550Wp 单晶硅在标准测试条件（STC）下的开路电压为 49.82V，在场址处-2.7℃极端最低环境温度下开路电压为 50.13V，组件在 200W/m² 辐射强度条件下的最佳工况下的输出电压约 42.00V，在 33.2℃ 下的组件温度条件下工作电压为 43.17V。根据设计原则计算光伏组件的串联数量： $INT(V_{dcmin}/V_{inmin}) \leq N \leq INT(V_{dcmax}/V_{inmax})$

其中： V_{dcmin} 为逆变器允许的最低输入电压

V_{dcmax} 为逆变器和光伏组件允许的最高输入电压（取较小值）

V_{inmin} 为光伏组件的最低输出电压

V_{inmax} 为光伏组件的最高输出电压

经计算，串联光伏组件数量 N 应满足： $9 \leq N \leq 28$ ，实际布置时按照建设场地具体情况情况进行布置。

6.1.4 光伏发电系统结构设计及布置方案

1) 光伏发电系统组成部分

本项目的主要系统组成部分如下：

(1) 直流发电系统

指太阳能电池组件到逆变器直流侧的电气系统，包括太阳能电池组件、直流光伏电缆、组串式逆变器。

(2) 交流输配电系统

指逆变器交流 220V/380/800V 输出侧到 0.4/10kV 箱式变压器以及箱式变压器到 10kV 并网点的电气系统，包括箱式变压器、交流电缆、高压开关柜等。

(3) 光伏发电监控系统

按照《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》中的相关规定，本项目属大中型屋顶光伏系统，应设置逆变器监控后台主机、相关通信设备等。分布式并网光伏发电系统需要设置必要的数据监控系统，对光伏发电系统的组串式逆变器、箱变等设备的运行状况、实时气象数据进行监测与控制，确保光伏电站在有效而便捷的监控下稳定可靠的运行。

2) 光伏发电系统的分层结构

(1) 光伏发电单元系统

一定容量的太阳能电池方阵与 1 台容量匹配的逆变器直接连接后所构成的发电系统称为光伏发电单元系统。

(2) 光伏发电分系统

通过一台升压变压器并接一台或多台逆变器（即光伏发电单元系统）所构成的发电系统称为光伏发电分系统。

3) 项目电站主要设备功能

(1) 太阳能电池组件

太阳能电池组件是通过光伏效应将太阳能直接转变为直流电能的部件，是光伏电站的核心部件。

在电站直流发电系统中，太阳能电池组件通过合理的连接，形成电站所需的太阳能电池方阵，并与逆变器构成直流发电系统。

(2) 并网逆变器

逆变器采用 MPPT（最大功率跟踪）技术最大限度将直流电（DC）转变成交流电（AC），输出符合电网要求的电能。具有交流过压、欠压保护，超频、欠频保护，高温保护，交流及直流的过流保护，直流过压保护，防孤岛保护等保护功能。此外，逆变器带有多种通讯接口进行数据采集并将数据发送到远控室，便于整个电站数据处理分析。

4) 光伏阵列的运行方式选择

太阳能光伏发电系统的发电能力主要取决于光伏组件接收到的太阳辐射量，而光伏组件接收到的太阳辐射量主要取决于光伏阵列的运行方式。目前较常见的光伏阵列运行方式主要有固定倾角式、固定可调式支架和平单轴自动跟踪三种。其中固定倾角式和平单轴自动跟踪式在电站运行期基本不需要人为干预，固定可调式支架在进行倾角调节时，需要专业工人进行相应的操作。

固定倾角式的运行方式为目前光伏行业运用最为普遍、可靠性最高的运行方式。光伏发电系统的发电量主要取决于电池板接收到的太阳总辐射量，而光伏组件接收到的太阳辐射量受安装倾角的影响较大。

本项目太阳能电池方阵的安装采用两种方式。针对混凝土屋顶（党政机关屋顶、学校屋顶、村镇户用屋顶）支架安装采用固定支架安装方式，倾角为采用最佳倾角安装。经分析、计算，本阶段推荐选用最佳倾角为 22°进行布置。

针对彩钢瓦屋顶（工业园区厂房屋顶）支架安装采用固定支架安装方式，组件倾角按照屋面排水坡度布置（3°~5°），本阶段选用 5°进行布置。

6.1.5 方阵接线方案设计

1) 太阳能电池组件的串、并联设计

光伏组串中组件的串联数量由逆变器（或 MPPT 智能汇流箱）的最高输入电压和最低输入电压以及光伏组件自身的电气参数等共同确定，在条件允许时，应尽可能提高直流电压，以降低直流线路的损耗，同时还可以减少汇流设备的耗电量。光伏发电系统中组串的并联数量由逆变器的额定容量和组串容量共同确定。

$$\text{INT}(\text{VDCmin}/\text{Vinmin}) \leq N \leq \text{INT}(\text{VDCmax}/\text{Vocmax})$$

其中：VDCmin 为逆变器允许的最低输入电压

VDCmax 为逆变器允许的最高输入电压

Vinmin 为光伏组件的最低输出电压

Vocmax 为光伏组件的最高输出电压

本工程选用的组串式逆变器其允许最大直流电压为 1500V。550W_p 单晶硅在标准测试条件（STC）下的开路电压为 49.82V，在场址处-2.7℃极端最低环境温度下开路电压为 50.13V，组件在 200W/m² 辐射强度条件下的最佳工况下的输出电压约 42.00V，在 33.2℃ 下的组件温度条件下工作电压为 43.17V。根据设计原则计算光伏组件的串联

数量，光伏发电系统应尽量提高串联光伏组件电压，有利于降低线损、尽可能使 MPPT 跟踪器处于最佳工作电压范围以提高系统发电量。

经计算，串联光伏组件数量 N 应满足： $9 \leq N \leq 28$ ，实际布置时按照建设场地具体情况情况进行布置。

2) 直流接线方案设计

电站直流系统指太阳能电池方阵到逆变器直流侧的电气系统，包括太阳能电池组件、组件连接电缆、组串式逆变器。本项目每个光伏组串采用 16/28 块 550Wp 单晶硅光伏组件串联成串。即每 16/28 块电池组件之间采用组件自带电缆串联成 1 个组串，每串采用 2 根型号为 PV-F-1×4mm² 的光伏电缆接入逆变器。

3) 交流接线方案设计

针对于单点装机容量 18kW~200kW，以 380V 电压并网的系统。采用出口电压 380V 额定功率 20~125kW 三相逆变器。每台逆变器出线采用 1 根型号为 ZC-YJV22-0.6/1.5kV-4×16~70mm² 的电力电缆接入配电箱或 0.4kV 变压器。

针对于单点装机容量 200kW~6000kW，以 10kV 电压并网的系统。采用出口电压 800V 额定功率 175~225kW 三相逆变器。每台逆变器出线采用 1 根型号为 ZC-YJV22-1.8/3kV-3×70~95mm² 的电力电缆接入 10kV 箱变，经过 0.8kV 至 10kV 升压后，接入 10kV 公共电网或用户用户 10kV 开关站。

4) 交、直流系统主要设备布置

(1) 组串式逆变器、通信柜可直接安装在电池组件支架上或单独设立的支架上，户外壁挂式安装，防水、防锈、防晒，满足室外安装使用要求。

(2) 10kV 升压箱变就近布置于园区拟建屋顶附近。

(3) 1.5kV 直流电缆、1.8kV 交流电缆、10kV 交流电缆均采用槽盒敷设至对应的逆变器、汇流箱、箱变。箱变出线电缆可根据实际情况采用槽盒敷设或直埋敷设。

6.1.6 容配比初步分析

容配比定义是光伏组件功率/逆变器额定功率。光伏系统由于组件功率的衰减、灰尘遮挡以及线路损耗的存在，再加上不同地区的光照条件的差异，在系统设计配置组件功率时仅考虑逆变器额定输入功率限制，会降低系统的经济性。目前直流侧功率标定是指组件的额定功率，而组件额定功率在标准测试条件下（STC）的功率。根据光照资源区域划分，只有特定区域的特定时间段能达到或超过标准测试条件，而且特定时间段持续

时间不长。如果从光伏系统能量流分析，直流侧还需要考虑组件衰减、污秽、遮挡、安装方位角差异、线缆损耗及组件串并联损失，逆变器的实际输入功率直流侧系统设计时按照 10%-15%估算。以 1MW 设计为例，直流侧损耗按照 10%估算，标准光照条件下，至逆变器直流侧输入功率为 $1000\text{kWp} \times 90\% = 900\text{kWp}$ ，而逆变器额定输入功率为 1000kWp ，同时逆变器具备 1.1 倍长期过载运行能力，没有充分利用逆变器的功率。目前国内众多业主及设计院重点关注容配比的设计问题，根据光伏资源分析及相关电站的发电量数据，逐步提高容配比系数。容配比大于 1，业内理解为超配系数，超配分为补偿性超配、主动超配。补偿性超配：系统设计时根据相关光照资源分析、仿真数据、系统效率估算，提高直流侧功率，保证至逆变器直流侧功率达到逆变器额定输入功率，逆变器不存在弃光现象；提高逆变器功率的利用率，进一步降低系统投资成本。主动超配：综合分析组件、支架、逆变器、线缆等核心设备成本与电价的关系，进一步提高直流侧功率，虽存在弃光现象，但系统的度电成本是降低的。系统角度分析：进一步提高逆变器的满载时间，提高逆变器功率输出的平稳性，更有利于实现电网的调度。根据项目的光照资源、系统损耗、组件安装方式及倾角，合理的优化系统容配比（组件功率/逆变器功率）可以进一步降低系统的度电成本（LCOE）。随着光伏系统快速发展，以及对系统应用研究的不断深入，结合不同地区的实际情况，进行合理的超配是提高系统利用率、降低系统成本和提升系统收益的十分有效的方法之一。考虑到本项目地区太阳能资源属于 B 级丰富资源区，实际发生弃光的时间并不多，当地供电公司按照组件容量为依据确认并网容量，不考虑光伏组件容量和逆变器容量比，即不考虑容配比。由于农户屋面的情况各不相同，且逆变器容量较小，现场可根据实际情况在 1:1~1:1.15 之间调整容配比。

结合现场调研情况，现阶段按照不超配，即容配比按照 1:1.1 进行容量规划。

6.1.7 组件清洗方案

所有太阳能电池组件均为露天布置，很容易积尘。为了保证光伏电站的发电效率，必需对太阳能电池组件上灰尘进行及时的清扫和去除。

太阳能电池组件上积尘的清除可采用以下几种方法：在太阳能电池组件上安装自动清除机构，根据需求预先设定好清扫时间对灰尘进行清除；用水对太阳能电池组件进行冲洗；采用移动空气压缩机产生压缩空气对太阳能电池组件进行吹扫；采用负压吸尘器来清扫太阳能电池组件上的灰尘。第一种方法，缺点是一次性投资较大，运行后对清扫机构的维护工作量大；优点是自动化程度高。第二种方法，简单易学，只需在布置组件的屋顶增加

自来水管即可，但用水量略大。第三种方法，一次性投资不大，操作简便，清出灰尘的时候没有任何东西和太阳电池组件接触；还可以有效的清除其他覆盖物。第四种方法，可以很好的用于积尘的清除，但无法兼顾除灰尘外的其他覆盖物。可以看出，用水对太阳电池组件进行冲洗，是投资少，操作简便，非常适合当地的实际情况的一种方法。

光伏组件均为露天摆放，日积月累后电池组件很容易积尘，影响发电效率。必须对光伏组件进行清洗，尽可能的保证电池板接收的辐射量无衰减以提高农业光伏发电项目工程的发电效率。光伏阵列的电池组件表面的清洗可分为定期清洗和不定期清洗。

本项目场址空气质量优良，定期清洗的频率不用过高，一般每六个月进行一次，制定清洗路线。清洗时间安排在日出前或日落后。

不定期清洗为恶劣气候后的清洗。

恶劣气候分为大风或雨雪后的清洗。每次大风天气后应及时清洗。雨雪后应及时巡查，对落在电池面组件上的泥点和积雪应予以清洗。

日常维护主要是每日巡视检查电池组件的清洁程度。不符合要求的应及时清洗，确保电池面组件的清洁。

由于光伏发电项目工程占地面积较大且场区地形复杂，距离道路较远处不利于机械清洗，故本光伏发电项目工程的清洗方式考虑靠近道路及方便清洗车辆进入的区域采用机械清洗，其他区域采用人工清洗。机械清洗分为粗洗和精洗两种方式。在组件表面积尘到一定程度后采用移动式空气压缩机吹洗电池组件表面进行粗洗，将电池组件表面较大的灰尘颗粒吹落，但由于二次扬尘的问题，细小的灰尘仍会落在电池组件表面。之后，采用移动式节能喷水设施进行精洗。电池组件清洗后应保持其表面干燥。

6.2 发电量估算

6.2.1 规划容量情况

本项目规划投资建设 260MW 光伏发电项目，分为两期逐步投资建设，其中一期拟投资建设 110MW（包括：瑞丽市党政机关公共建筑屋顶、学校医院建筑屋顶、工商业厂房建筑屋顶和厂区可利用边坡、停车场可利用建筑面、农村分散闲置土地）；二期拟投资建设 150MW（包括：城镇农村居民屋顶、工商业扩建厂房建筑屋顶和厂区扩建可利用边坡）。

结合现场调研情况，现阶段一期发电量等情况考虑按照已复核的规划交流侧容量 121.759MW（规划安装直流侧容量为 133.935MW_p）进行分析计算值作为基础值，后续一期项目可研基于此容量进行编制，若存在其他可利用及适合开发屋顶情况，可增补进一期项目名单。二期规划容量仍按照规划交流侧容量 150MW（规划安装直流侧容量为 165MW_p）考虑，因建设条件相对弱于一期，故暂考虑于二期开发、利用。

6.2.2 发电量估算采用的气象数据

由本报告第 3 章的论述可知，本报告发电量测算所采用的辐射数据为 SolarGIS 辐射数据，见表 3.3-4。

6.2.3 发电系统总效率

本阶段根据以上章节技术方案，对光伏电站进行 PV 计算。

光伏电站由这几部分组成：光伏阵列——逆变器——汇流箱——0.4kV 配电柜。每一个环节都有能量损失，根据工程经验，并网光伏发电系统的总效率取决于光伏电池阵列的效率、逆变器的效率、交流并网效率、厂用电效率。以下根据 PVsyst 软件拟合计算取值，对影响本工程发电系统总效率的主要分项做详细分析。

1、近处遮挡：辐照度损失：

光伏组件受地形影响主要体现在对组串匹配性（不同于组件匹配性）及阴影遮挡两方面。由于屋顶的限制，各个组件之间的安装间距，安装角度各异，一天中一定时间内不可避免会产生局部遮挡，特别是早晚时刻太阳高度角较低的时候，会损失一定的发电量。

针对本项目，由于直接在屋顶上，近景阴影遮挡损失主要为光伏组件阵列之间的遮挡损失。

2、总的辐射的 IAM 系数：

IAM 为相对透射率损失，与光学材料的反射和入射角度、光伏组件的封装玻璃有关。IAM 目前主要有三种类型：物理模型（菲涅尔定律）、ASHRAE 模型（美国采暖制冷与空调工程协会）、Sandia 桑迪亚模型。

IAM 损失取决于气象数据和组件的安装倾角等。

3、污秽损失系数：

污秽对组件的影响主要是遮挡光线，还影响散热，有些带有腐蚀性的污秽还会侵蚀太阳能电池表面。污秽和空气、降雨量、组件倾角和清洗状况等多方面因素有关。太阳能电池组件周围环境所产生的灰尘及杂物随着空气流动，会附着在电池组件的表面，影响其光电的转换效率，降低其使用性能，甚至引起太阳电池局部发热而烧坏太阳电池组件。因此，本项目需定期（适当增加）对太阳能电池组件表面进行清洗。

4、温度导致的光伏能量损失：

光伏电池的效率会随着其工作时的温度变化而变化。当组件温度升高时，电池效率均呈现降低的趋势。据统计，电池组件板温与环境气温之间的换算关系为：

$$T=T_{air}+K S$$

式中， T 为实际辐射强度和环境温度下的电池温度： $^{\circ}\text{C}$ ； T_{air} 为环境温度： $^{\circ}\text{C}$ ； K 为 $0.03^{\circ}\text{C m}^2/\text{W}$ ； S 为倾斜面辐射强度实际值： W/m^2 ；

目前，进口和国内一线光伏组件的最大功率温度系数一般在 $-0.38\%/^{\circ}\text{C}\sim-0.41\%/^{\circ}\text{C}$ 之间，其典型温度系数曲线如下图所示。

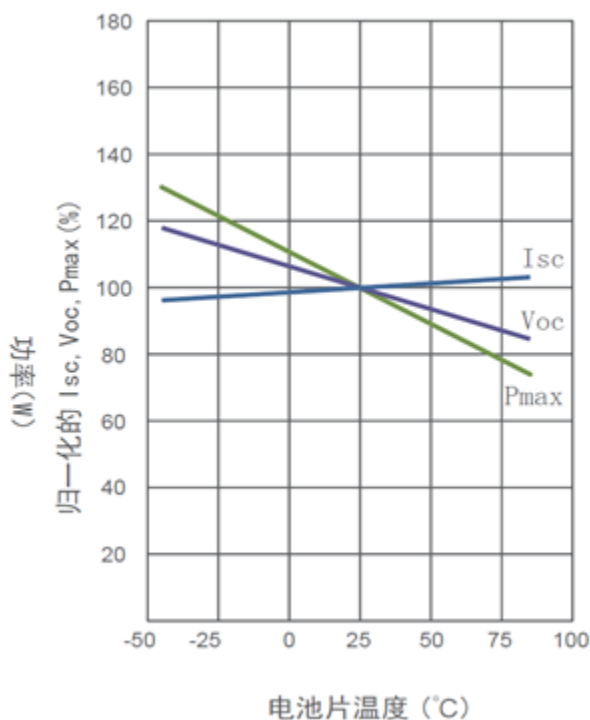


图 6.2-1 某一线组件温度系数曲线图

5、失配损失，组件和组串：

光伏组件个体由于在生产过程中环境和工艺的原因，其输出电气特性会有微小的差异，该差异会导致光伏组件在串联后发电产生损失，这就是光伏组件的失配损失。

6、直流电缆线损：

太阳能光伏电站中，由于电池方阵面积大，组件较多，线路较长，因此集中式方案直流电缆的损失较大。

7、逆变器运行导致的损失（对应效率）：

在遵守行业内相关标准的条件下并结合本工程所在地资源情况及场地分布，本项目组件及逆变器的配置比例按照对应的比例超配，逆变器的过载损失按照 PVsyst 拟合数据取值。

8、交流线损：

交流线路损失是指从逆变器到达升压变压装置电缆的损失，包括逆变器至箱变的线路损失和箱变至主变的线路损失。

9、系统失效度：

本项目的光伏组件、逆变器、电缆等设备在使用过程中可能出现老化、损坏等影响设备寿命及利用率的因素，通过日常检修及维护，可降低该项损失的影响。

表 6.2-1 瑞丽市发电系统总效率情况表

序号	损失项目	损失分项（%）
1	近处遮挡：辐照度损失	97.28
2	总的辐射的 IAM 系数	99.56
3	污秽损失系数	97.00
4	温度导致的光伏能量损失	95.22
5	失配损失，组件和组串	97.90
6	直流电缆线损	98.04
7	逆变器运行导致的损失（对应效率）	98.53
8	夜间消耗	100.00
9	辅助设备（风扇和其他）	99.78
10	交流线损	98.94
11	变压器损失	99.98
12	系统失效度	99.08
13	考虑气候因素损失	98.98
	系统总效率	81.89

6.2.4 光伏电站发电量估算

1) 一期规划

根据太阳辐射量、系统组件总功率、系统总效率等数据，太阳能电池组件采用固定系统。场址采用 550W_p 单晶硅太阳能电池组件，一期系统规划交流侧容量 110MW（规划安装直流侧容量为 121MW_p）。因大容量可利用屋顶均为彩钢瓦等厂房，同时结合建设条件等因素，现阶段均采用 5°倾角布置，据此计算并网光伏发电系统的年总发电量和各月的发电量。

瑞丽市一期规划分布式光伏电站整体首年理论发电量计算情况见表 6.2-2。

表 6.2-2 瑞丽市区域规划一期分布式光伏电站整体首年理论发电量计算情况表

月份	瑞丽市整体情况	
	发电量（万 kWh）	等效利用小时数（h）
1	1402.4	115.9
2	1519.8	125.6
3	1784.3	147.5
4	1766.7	146.0
5	1663.5	137.5
6	1348.0	111.4
7	1258.3	104.0
8	1353.7	111.9
9	1381.7	114.2
10	1345.3	111.2
11	1322.9	109.3
12	1238.7	102.4
全年	17385.3	1436.8

根据国家工业和信息化部发布的《光伏制造行业规范（2021 年本）》中提到的“晶硅组件衰减率首年不高于 2.5%，后续每年不高于 0.6%，25 年内不高于 17%；薄膜组件衰减率首年不高于 5%，后续每年不高于 0.4%，25 年内不高于 15%。”的指导意见，确定光伏组件各年的衰减率。

本项目采用单晶硅组件，按照目前高效组件的技术水平、厂家提供的电池组件参数，组件第 1 年内功率的衰减为 2.0%，次年起每年为 0.55%，瑞丽市一期规划分布式光伏电站整体发电量情况见表 6.2-3。

表 6.2-3 各年发电量和发电小时数
(121MWp 装机, 一期规划)

年序	上网电量 (万 kW·h)	年利用小时数 (hr)	年序	上网电量 (万 kW·h)	年利用小时数 (hr)
第 1 年	17037.6	1408.1	第 14 年	15858.8	1310.6
第 2 年	16943.9	1400.3	第 15 年	15771.6	1303.4
第 3 年	16850.7	1392.6	第 16 年	15684.8	1296.3
第 4 年	16758.0	1385.0	第 17 年	15598.6	1289.1
第 5 年	16665.8	1377.3	第 18 年	15512.8	1282.0
第 6 年	16574.2	1369.8	第 19 年	15427.4	1275.0
第 7 年	16483.0	1362.2	第 20 年	15342.6	1268.0
第 8 年	16392.4	1354.7	第 21 年	15258.2	1261.0
第 9 年	16302.2	1347.3	第 22 年	15174.3	1254.1
第 10 年	16212.5	1339.9	第 23 年	15090.8	1247.2
第 11 年	16123.4	1332.5	第 24 年	15007.8	1240.3
第 12 年	16034.7	1325.2	第 25 年	14925.3	1233.5
第 13 年	15946.5	1317.9	多年平均	15959.1	1318.9

2) 二期规划

根据太阳辐射量、系统组件总功率、系统总效率等数据, 太阳能电池组件采用固定系统。场址采用 550Wp 单晶硅太阳能电池组件, 二期系统规划交流侧容量 150MW (规划安装直流侧容量为 165MWp)。因二期规划为一期规划的改扩建及户用屋顶居多, 同时结合建设条件等因素, 现阶段亦均采用 5°倾角布置, 据此计算并网光伏发电系统的年总发电量和各月的发电量。

瑞丽市二期规划分布式光伏电站整体首年理论发电量计算情况见表 6.2-4。

表 6.2-4 瑞丽市区域规划二期分布式光伏电站整体首年理论发电量计算情况表

月份	瑞丽市整体情况	
	发电量 (万 kWh)	等效利用小时数 (h)
1	1886.8	114.4
2	2077.4	125.9
3	2453.9	148.7
4	2435.0	147.6
5	2280.5	138.2

月份	瑞丽市整体情况	
	发电量（万 kWh）	等效利用小时数（h）
6	1843.1	111.7
7	1732.6	105.0
8	1831.7	111.0
9	1858.0	112.6
10	1788.0	108.4
11	1728.5	104.8
12	1628.3	98.7
全年	23543.9	1426.9

根据国家工业和信息化部发布的《光伏制造行业规范（2021 年本）》中提到的“晶硅组件衰减率首年不高于 2.5%，后续每年不高于 0.6%，25 年内不高于 17%；薄膜组件衰减率首年不高于 5%，后续每年不高于 0.4%，25 年内不高于 15%。”的指导意见，确定光伏组件各年的衰减率。

本项目采用单晶硅组件，按照目前高效组件的技术水平、厂家提供的电池组件参数，组件第 1 年内功率的衰减为 2.0%，次年起每年为 0.55%，瑞丽市一期规划分布式光伏电站整体发电量情况见表 6.2-5。

表 6.2-5 各年发电量和发电小时数
(165MWp 装机，二期规划)

年序	上网电量 (万 kW·h)	年利用小时数 (hr)	年序	上网电量 (万 kW·h)	年利用小时数 (hr)
第 1 年	23073.0	1398.4	第 14 年	21476.6	1301.6
第 2 年	22946.1	1390.7	第 15 年	21358.5	1294.5
第 3 年	22819.9	1383.0	第 16 年	21241.0	1287.3
第 4 年	22694.4	1375.4	第 17 年	21124.2	1280.3
第 5 年	22569.5	1367.9	第 18 年	21008.0	1273.2
第 6 年	22445.4	1360.3	第 19 年	20892.5	1266.2
第 7 年	22322.0	1352.8	第 20 年	20777.6	1259.2
第 8 年	22199.2	1345.4	第 21 年	20663.3	1252.3
第 9 年	22077.1	1338.0	第 22 年	20549.6	1245.4
第 10 年	21955.7	1330.6	第 23 年	20436.6	1238.6
第 11 年	21834.9	1323.3	第 24 年	20324.2	1231.8

年序	上网电量 (万 kW·h)	年利用小时数 (hr)	年序	上网电量 (万 kW·h)	年利用小时数 (hr)
第 12 年	21714.8	1316.0	第 25 年	20212.4	1225.0
第 13 年	21595.4	1308.8	多年平均	21612.5	1309.8

3) 整体规划情况

综上，根据太阳辐射量、系统组件总功率、系统总效率等数据，太阳能电池组件采用固定系统。场址采用 550Wp 单晶硅太阳能电池组件，瑞丽市规划分布式光伏电站系统规划交流侧容量 260MW（规划安装直流侧容量为 286MWp）。瑞丽市规划分布式光伏电站整体首年理论发电量计算情况见表 6.2-6。

表 6.2-6 瑞丽市区域规划分布式光伏电站整体首年理论发电量计算情况表

月份	瑞丽市整体情况	
	发电量 (万 kWh)	等效利用小时数 (h)
1	3289.2	115.0
2	3597.2	125.8
3	4238.3	148.2
4	4201.7	146.9
5	3943.9	137.9
6	3191.2	111.6
7	2990.9	104.6
8	3185.4	111.4
9	3239.8	113.3
10	3133.3	109.6
11	3051.4	106.7
12	2867.0	100.2
全年	40929.1	1431.1

瑞丽市规划分布式光伏电站整体发电量情况见表 6.2-7~8。

表 6.2-7 各年发电量和发电小时数
(286MWp 装机，整体规划)

年序	上网电量 (万 kW·h)	年利用小时数 (hr)	年序	上网电量 (万 kW·h)	年利用小时数 (hr)
第 1 年	40110.5	1402.5	第 14 年	37335.4	1305.4
第 2 年	39889.9	1394.8	第 15 年	37130.1	1298.3

年序	上网电量 (万 kW·h)	年利用小时数 (hr)	年序	上网电量 (万 kW·h)	年利用小时数 (hr)
第 3 年	39670.5	1387.1	第 16 年	36925.8	1291.1
第 4 年	39452.4	1379.5	第 17 年	36722.7	1284.0
第 5 年	39235.4	1371.9	第 18 年	36520.8	1277.0
第 6 年	39019.6	1364.3	第 19 年	36319.9	1269.9
第 7 年	38805.0	1356.8	第 20 年	36120.2	1262.9
第 8 年	38591.5	1349.4	第 21 年	35921.5	1256.0
第 9 年	38379.3	1341.9	第 22 年	35723.9	1249.1
第 10 年	38168.2	1334.6	第 23 年	35527.4	1242.2
第 11 年	37958.3	1327.2	第 24 年	35332.0	1235.4
第 12 年	37749.5	1319.9	第 25 年	35137.7	1228.6
第 13 年	37541.9	1312.7	多年平均	37571.6	1313.7

表 6.2-8 整体项目上网电量统计表

项 目	单位	数值
安装容量	MWp	286
25 年总上网电量	万 kW·h	939289.5
年平均上网电量	万 kW·h	37571.6
年平均等效满负荷小时数	hr	1313.7

瑞丽市分布式光伏电站整体规划交流侧容量 260MW（规划安装直流侧容量为 286MWp），计算得出，25 年总发电量 939289.5 万 kW.h，25 年年平均发电量 37571.6 万 kW.h，25 年年平均等效满负荷利用小时数为 1313.7 小时，其中首年利用小时数为 1402.5 小时。

6.2.5 一期规划项目调研后容量情况

1) 规划场址容量

根据现场调研、结合规划场址航拍及结构图等资料情况，一期规划项目调研后，规划装机容量暂定按照规划交流侧容量 121.759MW（规划安装直流侧容量为 133.935MWp）进行初步考虑，因一期开发协议中部分区域产权及相应的租赁等权属问题均未完全解决，故现阶段规划报告仍然按照投资开发协议进行编制，该部分仅就现阶段调研后的规划交流侧容量 121.759MW（规划安装直流侧容量为 133.935MWp）进行分析、计算。一期调

研后纳入场址情况见表 6.2-9。

表 6.2-9 瑞丽市一期整体项目调研后容量统计表

序号	名称	屋顶情况	屋顶可利用面积 (m ²)	屋顶光伏容量 (MWp)	备注
一、弄岛片区					
1	弄岛鹏合牛肉	彩钢瓦+混凝土屋面	17438	3.711	航拍
2	弄岛污水处理厂	1.65%	2025	0.429	航拍
3	瑞丽市第四民族中学	混凝土	600	0.128	调研推荐
合计			20063	4.268	/
二、畹町片区					
1	瑞丽市嘉诚动物食品有限公司	彩钢瓦	5831	1.241	航拍
2	盛达食品有限公司	彩钢瓦	3103	0.660	航拍
3	畹町农贸市场	彩钢瓦+混凝土屋面	8250	1.756	航拍
4	畹町人民医院	混凝土屋顶	500	0.106	调研推荐
5	长合公司	彩钢瓦+混凝土屋面	52078	11.082	航拍
6	瑞丽市中朔中药材国际交易中心	彩钢瓦	9000	1.916	调研推荐
7	瑞丽市丙瑞公路生物产业园北 (畹町)	彩钢瓦	2250	0.478	调研推荐
合计			81012	17.239	/
三、瑞丽市工业园片区					
1	清一钢构	彩钢瓦	1145	0.243	航拍
2	尚宝	彩钢瓦	1310	0.279	航拍

序号	名称	屋顶情况	屋顶可利用面积 (m ²)	屋顶光伏容量 (MWp)	备注
3	晶富塑业	彩钢瓦	3375	0.717	航拍
4	瑞艺珠宝	彩钢瓦	940	0.199	航拍
5	石油储库周边	彩钢瓦	6075	1.293	航拍
6	管委会	彩钢瓦	10235	2.184	航拍
7	雅戈尔	混凝土	32410	6.898	航拍
8	村委会	彩钢瓦	2500	0.532	航拍
9	美诺塑胶	彩钢瓦	1500	0.319	调研推荐
10	尚宝电子原件有限公司 (I期)	彩钢瓦	3750	0.798	调研推荐
12	瑞艺珠宝有限公司 (I期)	彩钢瓦	900	0.191	调研推荐
14	志文木业有限公司 (I期)	彩钢瓦	4500	0.958	调研推荐
15	凯普医检 (I期)	彩钢瓦	1400	0.298	调研推荐
16	利航电子 (I期)	彩钢瓦	1400	0.298	调研推荐
17	缅光帽业 (I期)	彩钢瓦	4500	0.958	调研推荐
18	音皇电子科技有限公司 (I期)	彩钢瓦	1400	0.298	调研推荐
19	云丰农业发展有限公司 (I期)	彩钢瓦	3000	0.639	调研推荐
20	银翔摩托 (II期)	彩钢瓦	91500	19.481	调研推荐
21	瑞丽市坤坊建材有限公司 (I期)	彩钢瓦	9500	2.022	调研推荐
22	瑞丽市五联康达工贸有限公司东 (I期)	彩钢瓦	4900	1.043	调研推荐
23	红木园区 (I期)	彩钢瓦	27500	5.855	调研推荐
24	标准厂房配套区 (II期) (仁隆公司)	彩钢瓦	16500	3.513	调研推荐

序号	名称	屋顶情况	屋顶可利用面积 (m ²)	屋顶光伏容量 (MWp)	备注
25	标准厂房集聚区 (I期) (仁隆公司)	彩钢瓦	6000	1.277	调研推荐
合计			236240	50.292	/
四、瑞丽市区片区					
1	德冠仁隆	彩钢瓦	17500	3.725	航拍
2	边民互市	彩钢瓦	7430	1.581	航拍
3	永泰檀红木	彩钢瓦	5520	1.175	航拍
4	国通物流城	彩钢瓦	2976	0.634	航拍
5	仟仟物流	彩钢瓦	2915	0.621	航拍
6	瑞丽综合客运站	彩钢瓦	3520	0.749	航拍
7	国际文体中心	彩钢瓦	2378.4	0.506	航拍
8	瑞丽市砖瓦生产协会	混凝土屋顶+地面	25500	5.429	调研推荐
9	特警培训基地	混凝土	1000	0.213	调研推荐
10	瑞丽第一民族中学	混凝土	3750	0.798	调研推荐
11	旅游大厦	混凝土	600	0.128	调研推荐
12	瑞丽市民族中学	混凝土	1000	0.213	调研推荐
13	瑞丽市民族小学	混凝土	800	0.170	调研推荐
14	捷安商贸城	混凝土	3500	0.745	调研推荐
15	站前珠宝城	混凝土	10500	2.235	调研推荐
16	环境卫生管理站	混凝土	700	0.148	调研推荐

序号	名称	屋顶情况	屋顶可利用面积 (m ²)	屋顶光伏容量 (MWp)	备注
17	瑞丽综合客运枢纽站	混凝土	4000	0.851	调研推荐
18	瑞丽市妇幼保健院	混凝土	250	0.053	调研推荐
19	勐卯镇勐力小学	混凝土	450	0.096	调研推荐
20	勐卯小学	混凝土	600	0.128	调研推荐
21	瑞丽市综合农贸市场	混凝土	2750	0.585	调研推荐
22	瑞丽市人民医院	混凝土	800	0.170	调研推荐
23	瑞丽市第四小学	混凝土	600	0.128	调研推荐
24	彩云南集团药业有限公司	混凝土+彩钢瓦	4000	0.851	调研推荐
25	瑞丽食品药品检验所	彩钢瓦	3500	0.745	调研推荐
26	芒沙国际商贸城	彩钢瓦	9000	1.916	调研推荐
27	芒沙国际翡翠城	彩钢瓦	6000	1.277	调研推荐
28	德龙国际珠宝城	彩钢瓦	10000	2.129	调研推荐
29	瑞丽第三民族中学	混凝土	1250	0.266	调研推荐
30	恒大建材城	混凝土+彩钢瓦	11500	2.448	调研推荐
31	瑞丽市团结小学	混凝土	1000	0.213	调研推荐
32	团结建材市场	彩钢瓦	2500	0.532	调研推荐
33	瑞丽市第一初级中学	混凝土	2250	0.478	调研推荐
34	瑞江物流	彩钢瓦	4500	0.957	调研推荐
35	弄莫湖入口停车场	地面	3200	0.681	调研推荐
36	瑞丽市贡德进出口公司（金滇路 33 号）	混凝土+彩钢瓦	10400	2.214	调研推荐

序号	名称	屋顶情况	屋顶可利用面积 (m ²)	屋顶光伏容量 (MWp)	备注
37	瑞丽第7小学	混凝土	4000	0.851	调研推荐
38	第三幼儿园	混凝土	1000	0.106	调研推荐
合计			173139	36.744	/
五、党政机关、企事业单位					
1	党政机关	混凝土	8892	1.893	调研推荐
2	企事业单位	混凝土	56880	12.110	调研推荐， 部分房屋产权 归属于仁隆公司
3	停车场	地面	5000	1.065	调研推荐
合计			70772	15.068	/
六、边坡					
1	市工业园区	混凝土边坡-20°	40000	8.516	调研推荐
2	弄岛鹏合牛肉	混凝土边坡-20°	6000	1.277	调研推荐
3	高速公路边坡	混凝土边坡-25°	2500	0.532	调研推荐
合计			48500	10.325	/
总计			629726	133.935	/

注：1) 因一期开发协议中部分区域产权及相应的租赁等权属问题均未完全解决，现阶段将可利用屋顶均考虑再规划范围内，后续可研等工作开展过程中再行动态滚动调整；2) 高速公路边坡等可利用区域范围纳入规划阶段考虑，后续从运行、维护等角度，需与相关管理部门对接，落实其可利用情况。

2) 首年理论发电量情况

表 6.2-10 瑞丽市区域规划分布式光伏电站整体首年理论发电量计算情况表

月份	瑞丽市整体情况	
	发电量 (万 kWh)	等效利用小时数 (h)
1	1552.3	115.9
2	1682.2	125.6
3	1975.1	147.5
4	1955.6	146.0
5	1841.3	137.5
6	1492.1	111.4
7	1392.9	104.0
8	1498.4	111.9
9	1529.5	114.2
10	1489.1	111.2
11	1464.3	109.3
12	1371.1	102.4
全年	19243.8	1436.8

3) 发电量估算情况

本项目采用单晶硅组件，按照目前高效组件的技术水平、厂家提供的电池组件参数，组件第1年内功率的衰减为2.0%，次年起每年为0.55%，发电量情况见表6.2-11~12。

表 6.2-11 各年发电量和发电小时数
(133.935MWp 装机，调研后一期规划)

年序	上网电量 (万 kWh)	年利用小时数 (hr)	年序	上网电量 (万 kWh)	年利用小时数 (hr)
第1年	18858.9	1408.1	第14年	17554.1	1310.6
第2年	18755.2	1400.3	第15年	17457.6	1303.4
第3年	18652.1	1392.6	第16年	17361.6	1296.3
第4年	18549.5	1385.0	第17年	17266.1	1289.1
第5年	18447.4	1377.3	第18年	17171.1	1282.0
第6年	18346.0	1369.8	第19年	17076.7	1275.0
第7年	18245.1	1362.2	第20年	16982.7	1268.0
第8年	18144.7	1354.7	第21年	16889.3	1261.0

年序	上网电量 (万 kW·h)	年利用小时数 (hr)	年序	上网电量 (万 kW·h)	年利用小时数 (hr)
第 9 年	18044.9	1347.3	第 22 年	16796.5	1254.1
第 10 年	17945.7	1339.9	第 23 年	16704.1	1247.2
第 11 年	17847.0	1332.5	第 24 年	16612.2	1240.3
第 12 年	17748.8	1325.2	第 25 年	16520.8	1233.5
第 13 年	17651.2	1317.9	多年平均	17665.2	1318.9

表 6.2-12 调研后一期项目上网电量统计表

项 目	单位	数值
安装容量	MWp	133.935
25 年总上网电量	万 kW·h	441629.3
年平均上网电量	万 kW·h	17665.2
年平均等效满负荷小时数	hr	1318.9

7 环境影响与水土保持

7.1 环境保护

7.1.1 设计依据

(1) 法律法规

- ① 《中华人民共和国环境保护法》（2015-01-01）；
- ② 《中华人民共和国环境影响评价法》（2003-09-01）；
- ③ 《中华人民共和国水污染防治法》（2008-06-01）；
- ④ 《中华人民共和国水土保持法》（2011-03-01）；
- ⑤ 《中华人民共和国可再生能源法》（2006-01-01）；
- ⑥ 《中华人民共和国野生动物保护法》（2009年8月修订）；
- ⑦ 《中华人民共和国大气污染防治法》（2016-01-01）；
- ⑧ 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2013-06-29）；
- ⑨ 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（1997-03-01）；
- ⑩ 《建设项目环境保护管理条例》国务院令[1998]253号；
- ⑪ 《中华人民共和国行政许可法》（2004-07-01）；
- ⑫ 《中华人民共和国土地管理法》（2004-08-28）；
- ⑬ 《中华人民共和国电力法》（2015-04-24 修订版）；
- ⑭ 《中华人民共和国传染病防治法》（2004-12-01）。

(2) 标准规范

- ① 《环境空气质量标准》（GB3095-2012）
- ② 《声环境质量标准》（GB3096-2008）1类标准；
- ③ 《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准；
- ④ 《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）1类标准；
- ⑤ 《建筑施工场界噪声限值》（GB12523-2011）；
- ⑥ 《环境影响评价技术导则》（HJ/T2.1-2011）；
- ⑦ 《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ 19-2011）；

- ⑧《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ/T2.3-93）；
- ⑨《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2011）；
- ⑩《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ 2.2-2008）；
- ⑪《环境影响评价技术导则声环境》（HJ 2.4-2009）。

7.1.2 环境质量现状

（1）环境空气：本项目为屋面分布式光伏、无工业污染源，环境空气质量较好，区内环境空气质量满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。

（2）地表水：本项目区水质现状总体上满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。

（3）声环境：施工期噪声主要为施工机械设备所产生的施工噪声及物料运输产生的交通噪声，如挖掘机、推土机、起重机、振捣机和混凝土搅拌机等。根据电力系统对作业场所噪声源的监测资料，手风钻在露天作业时为90dB~100dB，小型混凝土搅拌车为91dB~102dB。根据几何发散衰减的基本公式计算出施工边界噪声达标衰减距离最大者为昼间35.5m，夜间223.9m。本工程施工大部分安排在白天，且厂址周围无工矿企业及居住区，故施工期对周围声环境影响较小。

（4）生态环境：项目区主要利用瑞丽市党政机关、学校、宅基地、工商业等屋顶建设光伏电站，电站的运行不影响候鸟飞行；不会改变当地的动植物分布，不会对当地的生态环境产生明显影响。

（5）光伏场址位于建筑物屋顶范围内，不涉及生态红线，避开了水源保护区。

7.1.3 工程施工期对环境的影响防治

本工程对环境的影响包括施工期和运行期两方面，主要还是施工期对周围的环境影响较大，但施工期的环境影响将随着工程的结束而消失。

7.1.4 噪声影响及防治

本工程施工内容主要包括基础土方开挖和回填、基础承台浇筑、光伏设备运输和安装等，施工期噪声主要为施工机械设备所产生的施工噪声及物料运输产生的交通噪声，如混凝土搅拌车等。根据其它工程对作业场所噪声源强的监测资料，小型混凝土搅拌车

的作业噪声一般为 91-102dB (A)。根据几何发散衰减的基本公式计算出施工噪声为距声源 250m 处噪声即降到 55dB (A) 以下, 本工程施工大部分安排在白天, 且场址周围环境大多为山地, 基本没有居民和工矿企业, 在施工工艺选择时, 将施工噪音控制在标准范围内; 同时施工过程中严格遵守作业时间, 故施工噪声对周围环境不会造成扰民影响。

7.1.5 扬尘、废气

在施工中由于土方的开挖和施工车辆的行驶, 可能在作业面及其附近区域产生粉尘和二次扬尘, 造成局部区域的空气污染。因此, 在施工过程中需保持场地清洁并采取经常洒水等措施, 可减轻工程施工对周围环境的影响。施工结束影响即消失。

7.1.6 运输车辆对交通干线附近居民的影响

光伏发电工程运输量不大, 因此运输车辆对交通干线附近居民的影响较小。

7.1.7 污染物排放

施工期的污染物排放主要包括废水和固体废弃物。

工程施工废污水主要来自于土建工程施工、材料和设备的清洗, 以及雨水径流。施工废污水的主要成分是含泥沙废水, 可在现场开挖简易池, 收集泥浆水进行沉淀处理, 处理后尾水全部回用于施工场地冲洗、工区洒水或施工机械冲洗等。

施工区的生活污水收集后经化粪池沉淀后, 定期清掏, 对环境的影响极小。

施工期的固体废物主要有建筑垃圾及生活垃圾, 要求及时清运并处置, 避免刮风使固体废弃物飞扬, 污染附近环境。

7.1.8 运行期的环境影响

光伏发电是利用自然太阳能转变为电能, 在生产过程中不消耗矿物燃料, 不产生大气污染物, 因此运行期间对环境的影响主要表现在以下几个方面, 通过采取一定的措施后, 可将环境影响降低至最小。

7.1.9 噪声影响

光伏发电运行过程中产生噪声的声源只有变压器，本工程变压器容量小、电压低，运行中产生的噪音较小（小于 65dB（A））；同时变压器布置在室内，电站厂界噪声将远低于《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 3 类标准。

7.1.10 废水影响

本工程建成后基本无生产废水。由于光伏发电具有较高的自动化运行水平，仅需少量人员值班，生活污水量极少，生活污水经沉淀处理达到当地污水处理厂的接管标准后，排入当地的污水管网，对环境基本无影响。

7.1.11 电磁场影响

有关研究表明当大强度的电磁辐射长期作用于人体时，可使其健康状况受到危害。光伏发电场运行时会产生一定能量的电磁辐射，但其电压交变，强度较低，不会对居民身体健康产生危害。对当地无线电、电视等电器设备不会产生干扰影响。因此可认为无电磁场不利影响。

7.1.12 雷击

本工程光伏发电系统拥有较完善的接地系统，可避免雷击对设备、人身造成影响。同时为避免雷雨季节造成人身伤害事故，光伏电站建成后将安设警示牌。

根据相应设计规程的要求，全站主要电气设备均采取相应的接地方式，以满足防雷保护的要求。

7.1.13 无线电干扰

无线电干扰源主要来自 10kV 高压配电装置，主要是高压屋外配电装置的电晕无线电干扰。防治的办法主要是对其设备提出技术要求，将配电装置产生的无线电干扰限制在规定的数值以下，并符合现行的《导体和电器选择设计技术规定》和《高压配电装置设计技术规程》的有关规定。

7.1.14 污染物排放总量分析

本工程无废气、废水排放，少量的生活污水经化粪池处理后排入工业区污水管网，经污水处理厂进一步处理后排放。生活垃圾由环卫部门统一处理。因此本项目无需申请污染物排放总量指标。

7.1.15 光污染及防治措施

光伏组件内单晶硅片表面涂覆一层防反射涂层，同时封装玻璃表面已经过特殊处理，因此光伏组件对阳光的反射以散射为主。其镜面反射性要远低于玻璃幕墙，故不会产生光污染。

7.1.16 光伏组件如单晶硅片等损坏的处理措施

光伏组件的主要组成成分为玻璃、边框、电池片、EVA 胶膜、背板。其中，玻璃的主要成分为二氧化硅，次要成分有纯碱、石灰石、氧化镁、氧化铝、芒硝、碳；EVA 主要是乙烯-醋酸乙烯共聚物；电池片的成分主要为单晶硅和多晶硅；边框的主要材质为金属铝；背板则由两层 PVF 薄膜和一层 PET 薄膜组成。这些材料中，九成以上都可再进行回收利用。废弃太阳能板，双面的玻璃也可二次回收再利用，物理分离法将光伏组件铝边框与接线盒拆除，随后拆解无框光伏组件，分离涂锡焊带与玻璃颗粒，剩下的部分再进行研磨，用静电分离方法得到金属、硅粉末、背板颗粒和 EVA 颗粒。该法得到是不同材料的混合物，实现单组分的充分分离，已经在国内和国外的市场中开始应用投产，目前的成套产线技术成熟，已经达到自动化。光伏组件的回收、利用对环境不会产生污染和不利影响。

光伏组件如单晶硅片、边框等损坏之后的具体维修的步骤：

- 1) 拆除光伏组件边框；
- 2) 使用返修加热台对组件进行加热；
- 3) 揭开背板；
- 4) 使用电致发光测试仪对组件进行测试；
- 5) 清除碎裂的电池片；
- 6) 裁切 EVA ；
- 7) 更换碎裂的电池片；
- 8) 修补胶坑；

- 9) 使用电致发光测试仪对组件进行测试;
- 10) 层压返修组件;
- 11) 使用电致发光测试仪对组件进行测试;
- 12) 将测试合格的组件安装太阳能铝边框。所述方法能够快速、准确的修复碎裂的电池片, 确保太阳能电池组件的质量和性能。

7.1.17 环境效益及节能效益

光伏发电是一种清洁的能源, 既不直接消耗资源, 同时又不释放污染物、废料, 也不产生温室气体破坏大气环境, 也不会有废渣的堆放、废水排放等问题, 有利于保护周围环境, 是一种绿色可再生能源。

7.1.18 环保投资费用

本工程环境保护投资费用由环境影响评价、环境保护竣工验收、污水处理装置、生态环境保护、固体废物处理、人群健康防护、环保监理和环境监测等费用组成, 最终环境保护工程费用以本工程环评报告表及批复意见为准。

7.2 水土保持

在光伏电站建设过程中, 由于建设场区、排弃土石、修建运行检查道路、铺设水管线、输电电缆敷设等, 破坏了本区的地貌和植被, 扰动了表层的岩土结构, 导致土体抗蚀能力降低, 土壤侵蚀加剧。依据《中华人民共和国水土保持法》及有关法律法规的规定, 按照“谁开发、谁保护、谁造成水土流失、谁负责治理”的原则, 对因电站建设造成的水土流失必须进行专项治理。

水土保持方案的任务, 主要是对光伏电站、线路、水管线等设施建设和生产过程中可能产生的水土流失进行预测, 针对工程建设施工中直接造成或因光伏电站建设施工可能诱发的水土流失布设水土保持防治措施, 确定水土保持措施工程量、治理进度和投资费用, 拟定水土保持方案实施的各项保证措施及监测计划等。

7.2.1 设计依据

- (1) 《中华人民共和国水土保持法》(1991-06-29);

- (2) 《中华人民共和国可再生能源法》(2005-02-28);
- (3) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》2004年12月修订。

7.2.2 设计任务及总体目标

经过对本工程的水土保持设计,分析本工程水土流失现状及成因,并预测工程建设可能造成的水土流失,提出有效措施使不利影响因素减至最低程度,使场址区水土在本工程建设与运行期内都得到很好的保护。

7.2.3 工程建设造成水土流失影响分析

在施工过程中要扰动地表,抽排水进行施工作业,因此有少量水土流失产生。运行期间,本工程没有扰动地表的可能,因此基本不存在水土流失问题。

7.2.4 水土保持工程投资

根据以上水土保持措施,最终以本项目水土保持报告及批复意见为准。

7.2.5 建议

(1) 为保证工程环境保护和水土保持措施能及时到位,以保护当地生态环境,建议建设单位要落实本工程的环保和水保费用,并做到专款专用。

(2) 做好施工期的环境管理工作,做到文明施工,避免施工期扬尘、噪声对周围环境产生污染,施工结束后施工场地应尽量恢复原貌。

(3) 加强对设备的维护,确保其正常运转,避免设备带病运行产生高噪声对环境造成影响。

(4) 优化施工道路设计,合理安排施工工序,减轻对场地原始地貌的破坏。

7.3 节能减排效益分析

瑞丽市规划光伏电站项目采用绿色能源—太阳能,并在设计中采用先进可行的节电、节水及节约原材料的措施,能源和资源利用合理,设计中严格贯彻节能、环保的指导思想,在技术方案、设备和材料选择、建筑结构等方面,充分考虑了节能的要求。通过贯彻落实各项节能措施,本工程节能指标满足国家有关规定的要求。

瑞丽市规划分布式光伏电站规划交流侧容量 260MW（规划安装直流侧容量为 286MW_p），预计光伏电站建成后年上网电量为 37571.6 万 kWh，每年可节约标煤约 11.48 万 t（按发电标煤耗 305.5g/kW·h 计），相应每年可减少因燃煤造成的废气排放，其中减少二氧化硫（SO₂）70.26t，氮氧化物（NO_x）73.26t，二氧化碳（CO₂）31.48 万 t，烟尘 14.28t。此外，每年还可以节约淡水 45.46 万 m³。25 年共节约标煤约 286.95 万 t（按发电标煤耗 305.5g/kW·h 计），减少二氧化硫（SO₂）1756.47t，氮氧化物（NO_x）1831.61t，二氧化碳（CO₂）787.12 万 t，烟尘 356.93t，节约淡水 1136.54 万 m³。

可见，瑞丽市规划分布式光伏电站项目的建设具有十分显著的环境效益。

7.4 结论和建议

各规划项目建设施工期将产生爆破噪声和施工设备噪声；工程建设会破坏少量植被，扰动局部地表，产生少量水土流失；施工期产生少量生活污水和生活垃圾排放影响。工程建设对环境的不利影响可通过工程措施得以改善，工程建成后可减少不可再生资源的损耗及由此带来的废气排放，具有明显的环境效益。

8 投资匡算及财务初步评价

8.1 投资匡算

8.1.1 编制依据及原则

依据国家、部门现行的有关文件规定、费用定额、费率标准等，设备和材料价格按照该地区 2023 年 4 月价格水平计列。

(1) 《光伏发电工程可行性研究报告编制规程》(NB/T 32043-2018)

(2) 《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T 32027-2016)

(3) 《光伏发电工程概算定额》(NB/T32035-2016)；

(4) 可再生定额[2016]61 号《关于发布<关于建筑业营业税改征增值税后光伏发电工程计价依据调整实施意见>的通知》

(5) 《关于调整陆上、海上风电场工程及光伏发电工程计价依据中建筑安装工程增值税税率及相关系数的通知》(可再生定额[2019]14 号)；

(6) 本阶段设计图纸、工程量、设备材料清单等；

(7) 编制水平年：2023 年 4 月。

8.1.2 基础数据

1) 人工预算价格

人工单价按《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》中的人工地区类别划分，德宏州瑞丽市属于一类地区，具体按下面所列的人工预算单价标准进行计算。

高级熟练工	10.26 元/工时
熟练工	7.61 元/工时
半熟练工	5.95 元/工时
普 工	4.9 元/工时

2) 材料预算价格

主要材料价格采用 2023 年 4 月德宏州瑞丽市信息价计列。

材料名称	单位	预算价格（除税价）	备注
钢筋（综合）	元/t	4500	到场价
水泥 42.5	元/t	476	到场价
汽油 92#	元/t	9220	
柴油 0#	元/t	8800	
碎石	元/m ³	83.5	到场价
砂	元/m ³	110.68	到场价
综合水价	元/t	3.8	
综合电价	元/kWh	0.43	

3) 施工机械台时费

根据《光伏发电工程概算定额》（2016版）及有关规定进行计算。

4) 主要设备价格

通过市场询价、参考已建、近期招标价、德宏在建工程价格等资料，主要设备价格详见表 8.1-1。

表 8.1-1 主要设备价格表

设备名称型号	单价
晶体硅电池组件 550Wp	1.805 元/Wp
组串式逆变器 320kW	0.10 元/W
组串式逆变器 225kW	0.10 元/W
组串式逆变器 80kW	0.12 元/W
组串式逆变器 60kW	0.12 元/W
组串式逆变器 50kW	0.13 元/W
组串式逆变器 40kW	0.13 元/W
组串式逆变器 30kW	0.13 元/W

8.1.3 本工程投资匡算

本报告按照 2023 年 4 月市场价格水平，依据相关规定，参照近期云南省分布式光伏电站的工程建设经验，对瑞丽市区域规划分布式光伏电站项目的工程投资进行估算，见表 8.1-2。

表 8.1-2 瑞丽市规划分布式项目投资匡算汇总表（万元）

一期			
编号	工程或费用名称	合计(万元)	占总投资比例 (%)
一	设备及安装工程	41380.97	82.14
二	建筑工程	3062.10	6.08
三	其他费用	4457.61	8.85
3.1	屋顶租金	194.90	/
	一至三部分投资合计	48900.68	97.07
四	基本预备费	733.52	1.46
	工程静态投资部分合计	49634.20	98.53
五	价差预备费		
	建设投资	49634.20	98.53
六	建设期利息	742.21	1.47
七	工程总投资合计	50376.41	100.00
	单位千瓦静态投资（元/kWp）	4102.00	
	单位千瓦动态投资（元/kWp）	4163.34	
二期			
编号	工程或费用名称	合计(万元)	占总投资比例 (%)
一	设备及安装工程	60115.30	82.14
二	建筑工程	4448.40	6.08
三	其他费用	6475.69	8.85
3.1	屋顶租金	285.40	/
	一至三部分投资合计	71039.39	97.07
四	基本预备费	1065.61	1.46
	工程静态投资部分合计	72105.00	98.53
五	价差预备费		
	建设投资	72105.00	98.53
六	建设期利息	1078.23	1.47
七	工程总投资合计	73183.23	100.00
	单位千瓦静态投资（元/kWp）	4370.00	
	单位千瓦动态投资（元/kWp）	4435.35	

整体			
编号	工程或费用名称	合计(万元)	占总投资比例 (%)
一	设备及安装工程	101495.91	82.14
二	建筑工程	7510.48	6.08
三	其他费用	10933.25	8.85
3.1	屋顶租金	480.31	/
	一至三部分投资合计	119939.64	97.07
四	基本预备费	1799.12	1.46
	工程静态投资部分合计	121738.76	98.53
五	价差预备费		
	建设投资	121738.76	98.53
六	建设期利息	1820.43	1.47
七	工程总投资合计	123559.19	100.00
	单位千瓦静态投资 (元/kWp)	4256.60	
	单位千瓦动态投资 (元/kWp)	4320.25	
调研后一期建议			
编号	工程或费用名称	合计(万元)	占总投资比例 (%)
一	设备及安装工程	45523.53	82.14
二	建筑工程	3368.64	6.08
三	其他费用	4903.85	8.85
3.1	屋顶租金	227.04	/
	一至三部分投资合计	53796.02	97.07
四	基本预备费	806.95	1.46
	工程静态投资部分合计	54602.97	98.53
五	价差预备费		
	建设投资	54602.97	98.53
六	建设期利息	816.51	1.47
七	工程总投资合计	55419.48	100.00
	单位千瓦静态投资 (元/kWp)	4076.82	
	单位千瓦动态投资 (元/kWp)	4137.78	

8.2 经济评价

1) 方法与思路

本规划电价部分：

按照云南省火电燃煤标杆电价 0.3358 元/kW·h（含税）。

按以上上网电价对本规划新能源项目进行财务效益分析，考察项目的清偿能力、盈利能力等财务状况，以判断项目在财务上的可行性。

2) 财务评价依据

依照《建设项目经济评价方法与参数（第三版）》，参考原电力部电力规划设计总院电规经（1994）2 号文关于印发《电力建设项目经济评价办法实施细则（试行）》，有关现行法律、法规、财税制度及《关于印发《公司国内新能源投资项目财务评价参数取值建议（2022 年版）》的通知》、《关于印发《中国电力建设集团（股份）有限公司新能源投资项目工程参考造价（2022 版）》的通知》。

3) 计算基础数据

(1) 资金来源

工程建设项目资本金按动态投资的 20% 计算，贷款利息按现行银行贷款利率，五年期及以上贷款利率 4.3%、短期贷款 3.65% 计算。自有流动资金占流动资金总额的 30%，流动资金率按照 30 元/kW 考虑。

(2) 可抵扣增值税

根据《关于印发《公司国内新能源投资项目财务评价参数取值建议（2022 年版）》的通知》，现阶段按照投资估算总额的 10% 进行匡算。

(3) 主要计算参数：根据《关于印发《公司国内新能源投资项目财务评价参数取值建议（2022 年版）》的通知》取值如下：

折旧年限：18 年

残值率：5%

其他资产摊销年限：5 年

维修费：建设期为 0；运营期 1~5 年取 0.2%，6~10 年取 0.25%，11~25 年取 0.5%

光伏电站定员：项目装机不超过 5 万 kW 按 8~10 人考虑，10 万 kW 按 10~12 人考虑，超过 10 万 kW 部分按每增加 2 万 kW 增加 1 人考虑，超过 50 万 kW 原则上不再增加人员。根据以上定员标准：一期规划 110MW，定员取 11 人；二期规划 150MW，定员按照 12 人考虑；总体规划 260MW，定员按照 23 人考虑。一期复核后容量为 121.759MW，定员按照 13 人考虑。

年人均工资：150000 元/人

福利费及其他：60%

保险费：按照 0.25%考虑

材料费取 8 元/kW

委托运维费用取 54.89 元/kW

其他费用：8 元/（kW·年）

企业所得税：15%（三免三减半+高新企业税率）

保险费率：0.25%

城市维护建设税：5%

教育费附加：3%

地方教育附加：2%

应付利润比例：75%

公积金及公益金：10%

含税上网电价 0.3358 元/kW·h。

4) 初步财务分析

采用以上参数，计算得到 4 种规划容量条件下初步财务指标汇总情况见表 8.2-1。

表 8.2-1 瑞丽市分布式光伏电站区域规划项目 4 种规划容量条件下财务测算成果表

序号	项目	单位	一期-121MWp	二期-165MWp	整体-286MWp	一期调研后-133.935MWp
			数值			
1	装机容量	MW	121.00	165.00	286.00	133.94
2	年上网电量	MWh	162144.35	219582.44	381729.86	179477.93
3	项目总投资	万元	50739.41	73678.23	124417.19	55821.27
4	建设投资	万元	49634.20	72105.00	121738.76	54602.95
5	单位千瓦静态投资	元/kW	4102.00	4370.00	4256.60	4076.82
6	建设期利息	万元	742.21	1078.23	1820.43	816.51
7	流动资金	万元	363.00	495.00	858.00	401.81
8	销售收入总额（不含增值税）	万元	120460.34	163132.26	283594.88	133337.80

序号	项目	单位	一期-121MWp	二期-165MWp	整体-286MWp	一期调研后-133.935MWp
			数值			
9	总成本费用	万元	79153.24	115251.98	193804.59	88083.89
10	销售税金附加总额	万元	1119.28	1471.77	2591.08	1241.96
11	利润总额	万元	40187.82	46408.50	87199.21	44011.95
12	经营期平均电价（不含增值税）	元/kWh	0.2972	0.2972	0.2972	0.2972
13	经营期平均电价（含增值税）	元/kWh	0.3358	0.3358	0.3358	0.3358
14	项目投资回收期（所得税前）	年	11.61	12.69	12.19	11.64
15	项目投资回收期（所得税后）	年	12.23	13.30	12.81	12.26
16	项目投资财务内部收益率（所得税前）	%	7.30	6.31	6.75	7.26
17	项目投资财务内部收益率（所得税后）	%	6.43	5.53	5.93	6.39
18	项目投资财务净现值（所得税前）	万元	5361.65	1852.99	7511.71	5747.61
19	项目投资财务净现值（所得税后）	万元	5989.75	3191.34	9457.17	6434.88
20	资本金财务内部收益率	%	8.88	6.91	7.77	8.79
21	资本金财务净现值	万元	5086.92	2375.08	7712.82	5447.16
22	总投资收益率（ROI）	%	4.14	3.49	3.78	4.13
23	投资利税率	%	3.26	2.60	2.89	3.24
24	项目资本金净利润率（ROE）	%	8.22	6.47	7.23	8.17
25	资产负债率（最大值）	%	70.00	70.00	70.00	70.00
26	盈亏平衡点（生产能力利用率）	%	66.33	71.29	68.97	66.68
27	盈亏平衡点（年产量）	MWh	107542.62	156546.05	263274.01	119679.12
28	度电成本（LCOE）	元/kWh	0.2770	0.2979	0.2884	0.2778

9 项目开发目标及顺序

9.1 新能源项目开发目标

对于瑞丽市区域分布式光伏电站规划建设目标，应结合瑞丽市区域的接入系统、交通运输、施工安装及生态环境保护等条件，并根据德宏州“十四五”新能源发电发展目标，研究确定瑞丽市区域“十四五”期间及后续的分布式发电规划建设目标。

9.2 瑞丽市分布式光伏电站项目开发进度安排

本次瑞丽市共规划了 260MW 分布式光伏项目，鉴于现阶段消纳条件及屋顶建设情况，建议进行分期建设，一期 110MW（包括：瑞丽市党政机关公共建筑屋顶、学校医院建筑屋顶、工商业厂房建筑屋顶和厂区可利用边坡、停车场可利用建筑面、农村分散闲置土地）；二期拟投资建设 150MW（包括：城镇农村居民屋顶、工商业扩建厂房建筑屋顶和厂区扩建可利用边坡）。

本阶段已先行对部分场址区域进行航拍等，在可研阶段优先进行航拍区域项目的可研工作，现阶段调研后一期规划交流侧容量 121.759MW（规划安装直流侧容量为 133.935MW_p），部分场址仍未进行航拍，建议后期逐步完善一期相关规划场址的资料完善工作。

10 规划实施和保障措施

10.1 建设模式

瑞丽市屋顶分布式光伏具体建设模式为结合瑞丽市域内各领域用能现状和当地农业产业优势，以户用屋顶及院落为主要依托，发挥企业产业技术与集成优势，打造“绿色、智慧、低碳、节能、生态”户用光伏及分布式等屋顶分布式光伏项目。

1、在瑞丽市各党政机关、学校、农贸交易市场、集镇中心场所屋顶及院落等区域建设单体容量为 15kWp-25kWp 光伏发电系统，以“全部自发自用”形式，以 380V 或 220V 接入就近用户侧配电装置，设计运行期为 25 年，分批次、分区域建设。

特点：企业投资建设，电站持有者为企业。采用“全部自发自用”等方式运行，最终运行方式待接入点落实后，以电网批复为准。

2、在具备应用条件的试点工商业厂房屋顶，建设屋顶分布式光伏项目，采用租赁屋顶模式。

特点：业主不投资，仅提供屋顶；光伏企业负责投资，并每年支付给业主一定的屋顶租金。甲乙双方签订合同，业主无风险且收益稳定，但收益最少。

根据接入条件将市域内可利用工商业屋顶划分为若区域，各区域以 0.4/10kV 接入就近电网，以“全部自发自用”方式运行，运行期 25 年，建成后电站所有权及收益归企业所有。

3、在具备应用条件的试点村镇和学校、工商业厂房屋顶，企业建设并运营光伏电站。



图 10.1-1 智慧小镇光伏实例



图 10.1-2 某地智慧光伏车棚



图 10.1-3 甘泉植物工厂



图 10.1-4 智慧光伏座椅

参照国家电投已实施的安徽小岗村美丽乡村综合智慧能源项目的成功案例，依托村镇现有资源，建设环保、低碳、节能、生态和与大数据相融合的智慧村镇，实现 1-2 个 100%清洁能源供能的“零碳”用能示范村镇。同步配套建设能源网、政务网和社群网“三网融合智慧平台”，在实现市域“碳中和”的同时，叠加实现经济效益、社会效益和生态效益的完美统一，助力打造乡村振兴新模式。



图 10.1-5 安徽小岗村美丽乡村综合智慧能源项目

10.2 保障措施

10.2.1 强化组织领导

瑞丽市牵头成立“碳达峰、碳中和”分布式光伏规模化开发试点工作组，统筹协调各方资源，大力推进光伏示范市、县（区）建设。

由瑞丽市主要负责人任组长，发改、工信、自然资源、生态环境、住建、农业农村、有关乡镇街道、供电公司等有关部门、单位为成员，研究决定“碳达峰、碳中和”分布式光伏规模化开发试点工作组的重大实施方案、重大政策意见、重大项目和年度工作安排，协调解决重大问题，督促落实重大事项。根据工作需要设立若干专题工作组，由牵头部门分工负责，围绕具体领域制定推进方案，抓好工作落实。

10.2.2 健全工作机制

瑞丽市各相关部门要注重联合行动，做好协调衔接，共同构建全市推进“碳达峰、碳中和”分布式光伏规模化开发试点的工作机制。要按照行动方案要求，压实责任，明确分工。围绕重点工作领域，加强对接沟通，积极向上争取，力求在规划、政策、项目、体制创新等方面赢得更大支持。要共同研究重大问题，协同实施重大项目，形成推进工作的强大合力，共建全面合作、互利共赢的发展格局。

10.2.3 加快电网升级改造

根据分布式光伏发电系统接入需求，提前规划建设电网设施，加强对配电网的升级改造。制定相应的标准规范，指导分布式光伏项目合理有序发展，切实保障分布式光伏试点项目的大规模接入需求，实现合理并网消纳。

10.2.4 政策引导

实行财政扶持。通过财政补贴、整合乡村振兴各类项目资金等方式给予支持，鼓励试点县（市、区）积极组织屋顶光伏开展分布式发电市场化交易。

实行“一企包一县”，统筹管理，助推先进技术应用落地。鼓励引导经济效益好的央国企或本地企业主动参与到分布式光伏工程推进中，实行企业与企业联合，整合项目资金，提高资金利用效率。

10.2.5 宣传发动

借助各种媒介渠道，发挥新闻媒体宣传引导作用，充分激发市场主体和社会组织的积极性、主动性和创造性，进一步提高公众参与度，推动全社会共同参与“碳达峰、碳中和”分布式光伏规模化开发试点工作。畅通政府与市场主体、社会大众的沟

通交流渠道，广泛听取社会各界意见建议，打好“碳达峰、碳中和”主动仗。

10.2.6 资金保障

(1) 设立项目专项资金。设立扶持项目建设专项基金，专项基金专项管理、滚动使用，主要用于支持项目建设的贷款贴息、股权投资、关键技术攻关、新产品开发、应用示范工程引导、公共技术平台建设、人才引进和培训等，以及清洁能源启动发展项目、关键技术研发创新、装备制造发展、重大工作经费等。

(2) 拓宽融资渠道。产业发展资金以企业自筹为主，充分运用资本市场的风险投资、金融信贷、利用外资、政府财政支持等多种渠道、多种形式解决建设资金。

(3) 鼓励企业充分利用资本市场融资。鼓励其他企业进入本规划共同开发项目，利用其配股，扩大资金来源；鼓励区域内企业在境内外的证券市场上市，通过证券市场募集发展基金。同时，在国家乡村振兴的背景下，国家、省市各项资金支持也会陆续而来，所以项目实施不存在资金问题。

10.2.7 技术保障

(1) 加强专业队伍建设，树立以人为本的理念，创造良好的个人发展环境。要加强本地现有技术骨干专业人才的培训力度，提高科技人员的素质和工作能力，以此为主要依托，逐步建立一支懂技术、懂管理的专业队伍。

(2) 建立信息技术网络平台，为可再生能源综合利用示范项目建设提供技术支持。为企业及时提供技术信息查询、数据存储和分析、网上办公和技术交流等服务。要建立废弃物再利用和回收信息平台，满足循环经济产业发展的要求。要通过信息技术网络向国内外发布聚集区的有关信息，进一步提高聚集区的知名度。

(3) 建立参与建设的专家咨询队伍。与省、市人才机构、国内高等院校和科研院所建立广泛的合作关系，通过建立专家库，为聚集区建设提供技术支持和专业培训，提供行业新技术信息和发展建设。

10.3 商业模式

10.3.1 投资合作模式

根据既往项目开发合作经验，结合全国典型合作案例，提供两种投资合作模式适配多种场景，具体项目具体分析。

（1）融资租赁模式

融资租赁模式是由投资方融资建设，有偿租赁业主方屋顶的商业模式。其主要特点是政府推动、银行护航、企业运营、多方受益。

其中政府和银行为项目开发建设提供政策保障。投资方可以是单一企业，也可以是企业、政府、银行等多方共同出资的合资公司，投资方将依托银行优惠贷款政策，融资开发、建设、运营光伏发电项目，光伏电站归投资方所有或在一定年限后归业主方所有。业主方是拥有光照资源良好的屋顶所有权人，包括居民、工商业业主等，业主方可向投资方提供屋顶资源，定期收取或一次性收取租赁费的模式参与合作。

（2）业主贷款模式

业主贷款模式是由屋顶持有者为投资主体，贷款投资建设光伏发电项目的模式，政府、企业、银行等可以共同参与投资。其特点是业主贷款、政府保障、企业运营、多方受益。该模式企业的资金压力和项目收益会降低，业主的收益会提升，但该模式的业主若为自然人，则会有一定的金融风险。

10.3.2 光伏并网模式

根据光伏建设场景和本地电网政策，可将光伏并网模式分为“全部自发自用”、“自发自用，余电上网”、“全额上网”三种模式。

（1）全部自发自用模式

这种模式一般应用于用户侧用电负荷较大、且用电负荷持续、一年中很少有停产或半停产发生的情况下，用户的用电维持负荷大小足以消纳光伏电站发出的绝大部分电力。

（2）自发自用余电上网模式

自发自用余电上网是投资方最理想的模式，这样即可以拿到自发自用部分的较高电价，又可以在电量用不完的情况下卖电给电网。光伏发电在自发自用余电上网模式时，投资方希望所发电量尽可能在企业内部消耗掉，实在用不掉的情况下，可以送入电网，以不浪费掉这部分光伏电量。

（3）全额上网模式

全额上网模式是将光伏发电量全部上送电网获取收益的模式，其财务模型简单，并且相对可靠。

在项目开发建设中，会提前确定项目并网模式，明确收益主体。本项目暂按“全部自发自用”并网模式。

10.3.3 收益分配模式

(1) 户用光伏收益分配

光伏电站由投资方采用融资租赁模式建设，有偿租赁业主方屋顶。其主要特点是政府推动、银行护航、企业运营、多方受益。

农户投资闲置屋顶无需任何费用，不担保、不贷款、不投资，所有电站设备、项目开发费用以及后期运维费用均由投资方承担。光伏系统安装并网发电后，农户可享受每年每块组件一定额度的固定收益，25年后设备免费赠送给农户。

(2) 工商业分布式光伏收益分配

工商业用电负荷较大，为提高新能源消纳水平、降低电能损耗，工商业分布式光伏采用签订能源分享协议或支付屋顶租金方式实现新能源就地消纳。

根据不同用户的用电能效现状及源侧电能供给情况进行综合分析，综合考虑屋顶占用情况与用户协商电价，既保证投资企业留有部分收益，同时降低工商业业主用电成本，实现收益分配。

10.4 建设规模与建设进度安排

10.4.1 建设规模

根据瑞丽市光照条件和屋顶资源情况，结合国家能源局政策要求，总体建设规模约为260MW，分两期建设。

10.4.2 项目总体布局规划

本工程根据合理配置，适度超前原则，对瑞丽市做相应规划。

10.4.3 月度实施计划及进度安排

瑞丽市分布式光伏建设分为近期和远期两个阶段。近期规划选择光照充足、屋顶条件好、日间负荷较大的部分乡（镇）作为先行试点开展分布式光伏整乡（镇）推进工作，主要工作安排如下：

主设备招投标及采购：1个月；（计划时间：2023年6月）

初步设计及施工图设计：2个月；（计划时间：2023年7~8月）

其它设备、材料采购：2个月；（计划时间：2023年9~11月）

土建施工：4个月；（计划时间：2023年9~12月）

设备安装：5个月；（计划时间：2023年9~2024年1月）

单体调试、联合调试：1个月；（计划时间：2024年2月）

工程竣工验收：1个月。（计划时间：2024年3月）

11 结论及建议

11.1 结论

1) 瑞丽市代表点年太阳总辐射为 $6032.8\text{MJ}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$ ，根据《太阳能资源评估方法》(GB/T 37526—2019)，判定其太阳能资源属于很丰富区，等级为 B 级，其资源具备开发条件。

2) 本项目所在区域代表年各月平均日水平面总辐照量最小值与最大值之比为 0.6471，根据《太阳能资源评估方法》(GB/T 37526—2019) 可判定本项目太阳能资源稳定度等级为 A 级，等级名称为很稳定。

3) 本项目场址所在区域太阳能资源直射比 DHRR 为 0.5027，根据《太阳能资源评估方法》(GB/T 37526—2019) 可判定本项目太阳能资源直射比等级为 B 级，等级名称为高。

4) 场址无沙尘、冰雹等灾害天气，气候条件有利于太阳能资源开发。

5) 本项目规划建设 260MW 光伏发电项目，分为两期逐步投资建设，其中一期拟投资建设 110MW；二期拟投资建设 150MW。

3) 瑞丽市分布式光伏电站整体规划交流侧容量 260MW (规划安装直流侧容量为 286MWp)，计算得出，25 年总发电量 939289.5 万 kW.h，25 年年平均发电量 37571.6 万 kW.h，25 年年平均等效满负荷利用小时数为 1313.7 小时，其中首年利用小时数为 1402.5 小时。

其中：(1) 一期规划交流侧容量 110MW (规划安装直流侧容量为 121MWp)：规划装机容量为 121MWp，计算得出，25 年总发电量 398977.7 万 kW.h，25 年年平均发电量 15959.1 万 kW.h，25 年年平均等效满负荷利用小时数为 1318.9 小时，其中首年利用小时数为 1408.1 小时。(2) 二期规划交流侧容量 150MW (规划安装直流侧容量为 165MWp)：规划装机容量为 165MWp，计算得出，25 年总发电量 540311.8 万 kW.h，25 年年平均发电量 21612.5 万 kW.h，25 年年平均等效满负荷利用小时数为 1309.8 小时，其中首年利用小时数为 1398.4 小时。(3) 一期调研后按照规划交流侧容量 121.759MW (规划安装直流侧容量为 133.935MWp) 计算：25 年总发电量 441629.3 万 kW.h，25 年年平均发电量 17665.2 万 kW.h，25 年年平均等效满负荷利

用小时数为 1318.9 小时，其中首年利用小时数为 1408.1 小时。

4) 瑞丽市规划分布式光伏电站项目投资估算及初步财务分析

(1) 投资估算：

瑞丽市规划分布式光伏电站项目共规划交流侧容量 260MW（规划安装直流侧容量为 286MW_p），静态投资合计 121738.76 万元，建设期利息为 1820.43 万元，单位千瓦静态投资为 4256.60 元/kW，单位千瓦动态投资为 4320.25 元/kW。其中：一期：共规划交流侧容量 110MW（规划安装直流侧容量为 121MW_p），静态投资合计 49634.20 万元，建设期利息为 742.21 万元，单位千瓦静态投资为 4102.00 元/kW，单位千瓦动态投资为 4163.34 元/kW；二期：共规划交流侧容量 150MW（规划安装直流侧容量为 165MW_p），静态投资合计 72105.00 万元，建设期利息为 1078.23 万元，单位千瓦静态投资为 4370.00 元/kW，单位千瓦动态投资为 4435.35 元/kW。

另，根据调研后，一期规划交流侧容量 121.759MW（规划安装直流侧容量为 133.935MW_p）条件下：共规划装机 133.935MW_p，静态投资合计 54602.97 万元，建设期利息为 816.51 万元，单位千瓦静态投资为 4076.82 元/kW，单位千瓦动态投资为 4137.78 元/kW；

(2) 初步财务分析

本项目按上网电价 0.3358 元/kWh 进行财务评价得出：

①整体规划交流侧容量 260MW（规划安装直流侧容量为 286MW_p）：项目投资财务内部收益率为 5.93%（税后，下同），资本金财务内部收益率为 7.77%，投资回收期为 12.81 年，总投资收益率为 3.78%，项目资本金净利润率为 7.23%。

②一期规划交流侧容量 110MW（规划安装直流侧容量为 121MW_p）：项目投资财务内部收益率为 6.43%（税后，下同），资本金财务内部收益率为 8.88%，投资回收期为 12.23 年，总投资收益率为 4.14%，项目资本金净利润率为 8.22%。

③二期规划交流侧容量 150MW（规划安装直流侧容量为 165MW_p）：项目投资财务内部收益率为 5.53%（税后，下同），资本金财务内部收益率为 6.91%，投资回收期为 13.30 年，总投资收益率为 3.49%，项目资本金净利润率为 6.47%。

④调研后一期规划交流侧容量 121.759MW（规划安装直流侧容量为 133.935MW_p）：项目投资财务内部收益率为 6.39%（税后，下同），资本金财务内部收益率为 8.79%，投资回收期为 12.26 年，总投资收益率为 4.13%，项目资本金净利润率为 8.17%。

5) 本次瑞丽市共规划了 260MW 分布式光伏项目, 鉴于现阶段消纳条件及屋顶建设情况, 建议进行分期建设, 一期 110MW (包括: 瑞丽市党政机关公共建筑屋顶、学校医院建筑屋顶、工商业厂房建筑屋顶和厂区可利用边坡、停车场可利用建筑面、农村分散闲置土地); 二期拟投资建设 150MW (包括: 城镇农村居民屋顶、工商业扩建厂房建筑屋顶和厂区扩建可利用边坡)。

6) 本规划项目的建设实施将推动国家和云南太阳能光伏产业的发展, 为清洁能源的利用和减少温室气体排放发挥积极和重要的作用。

11.2 建议

(1) 建议在“十四五”期间有序推进瑞丽市分布式光伏电站项目开发建设, 具备开工条件的项目加快推进建设, 争取早日建成投产。

(2) 建议尽快落实规划屋顶产权及相应的租赁等权属问题, 以便后续可研工作的开展及相应工作的推进。

(3) 在确定相应的可利用屋顶产权及租赁等相应问题明确后, 补飞相应的未有航拍数据的可利用屋顶资料, 以便后续工作的准确开展。

(4) 建议尽快对接相应接入部分, 针对规划项目的接入及消纳情况, 提前与相应部门对接, 以便工作的顺利开展。