

重庆市乐贝鲜食品有限公司厂区屋顶
分布式光伏发电项目

可行性研究报告



中煤科工重庆设计研究院(集团)有限公司

CCTEGCHONGQING ENGINEERING(GROUP)CO.,LTD.

二〇二三年八月

重庆市乐贝鲜食品有限公司厂区屋顶 分布式光伏发电项目 可行性研究报告

工程编号：910225 工程规模：小型，0.3584MWp

法定代表人：薛 巍

技术负责人：徐诗童

项目负责人：戴乐乐 2023 年 8 月



中煤科工重庆设计研究院(集团)有限公司

CCTEGCHONGQING ENGINEERING(GROUP)CO.,LTD.

二〇二三年八月



工 程 设 计 资 质 证 书

证书编号：A250000541

有效期：至2024年01月15日

中华人民共和国住房和城乡建设部制

企业名称：中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司

经济性质：有限责任公司（法人独资）

资质等级：石油天然气（海洋石油）行业（管道输送、油气库）专业乙级；冶金行业（冶金矿山工程）专业乙级；环境工程（固体废物处理处置工程、污染修复工程、物理污染防治工程）专项乙级；建材行业（非金属矿及原料制备工程）专业乙级；电力行业乙级。
可从事资质证书许可范围内相应的建设工程总承包业务以及项目管理和相关的技术与管理服务。*****

发证机关：



2020年05月25日

No.AZ 0178981

工程咨询单位甲级资信证书

资信类别：专业资信

单位名称：中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司
住 所：重庆市渝中区大坪长江二路179号
统一社会信用代码：915000002028031195
法定代表人：薛巍 技术负责人：卢溢洪
证书编号：915000002028031195-18ZYJ18
业 务：电力（含火电、水电、核电、新能源）， 建筑， 市政公用工程



发证单位：中国工程咨询协会

2019年07月30日



中华人民共和国国家发展和改革委员会监制



统一社会信用代码

915000002028031195

营业执照

(副本)



扫描二维码登录“国家企业信用信息公示系统”了解更多登记、备案、许可、监管信息。

名称 中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司

注册资本 贰亿壹仟万元整

类型 有限责任公司(法人独资)

成立日期 1990年09月27日

法定代表人 薛巍

营业期限 1990年09月27日至永久

经营范围

许可项目：各类工程建设活动（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）
一般项目：压力管道设计，煤炭行业设计甲级，建筑行业（建筑工程）设计甲级，市政（燃气工程、轨道交通工程除外）行业设计甲级，市政行业（城镇燃气工程）专业设计甲级，公路行业（公路）专业设计乙级、石油天然气（海洋石油）行业（管道输送、油气库）专业设计乙级，电力行业设计乙级，风景园林工程设计专项甲级，环境工程（水污染防治工程、大气污染防治工程）专项设计甲级，环境工程（固体废物处理处置工程、污染修复工程、物理污染防治工程）专项设计乙级，冶金行业（冶金矿山）专业设计乙级，建材行业（非金属矿及原料制备工程）专业设计乙级，从事上述资质证书许可范围内相应的建设工程总承包业务以及项目管理和相关的技术与管理服务；建筑工程施工总承包叁级，地基基础工程专业承包叁级，钢结构工程专业承包叁级，地质灾害危险性评估甲级，清洁生产审核，工程勘察综合类甲级，环境影响评价甲级，环境污染治理甲级，水土保持方案编制，对外经济合作，工程咨询，城乡规划编制，施工图文件审查，地质灾害治理工程勘察甲级，地质灾害治理工程设计甲级，工程造价咨询甲级，文物保护工程勘察设计乙级，工程监理甲级，测绘乙级，工程勘察劳务类，消防安全评估，（以上经营范围凭资质证书执业）销售计算机软硬件、建筑智能化设备、机电设备，计算机软硬件研发及相关技术咨询、工程管理服务，合同能源管理（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）

住所 重庆市渝中区大坪长江二路179号

登记机关



2021 年 07 月 15 日

国家企业信用信息公示系统网址：
<http://www.gsxt.gov.cn>

副本号：14-1

市场主体应当于每年1月1日至6月30日通过
国家企业信用信息公示系统报送公示年度报告

国家市场监督管理总局监制

参 加 设 计 人 员 名 单

专业	设计人员				专业负责人				
	姓名		日期	职称	姓名		日期	职称	注册情况
	打 印	签 署			打 印	签 署			
电 气	周 孟	周孟	2023 年 8 月 27 日	助工	温百东	温百东	2023 年 8 月 27 日	高工	
结 构	魏 清 平	魏清平	2023 年 8 月 27 日	高工	刘维	刘维	2023 年 8 月 27 日	高工	
经 济	刘 永 兴	刘永兴	2023 年 8 月 27 日	高工	刘永兴	刘永兴	2023 年 8 月 27 日	高工	注册造价师

目录

1 综合说明 1

 1.1 工程总体概况 1

 1.2 工程范围 1

 1.3 太阳能资源 1

 1.4 场址及建设条件 2

 1.5 工程任务和规模 2

 1.6 系统方案及发电量测算 3

 1.7 电气设计 3

 1.8 土建工程 3

 1.9 消防设计 3

 1.10 施工组织设计 4

 1.11 工程管理设计 4

 1.12 环境保护与水土保持设计 4

 1.13 劳动安全与职业卫生设计 5

 1.14 节能降耗分析 5

 1.15 工程投资估算 5

 1.16 财务评价 5

 1.17 项目风险分析 5

 1.18 结论及建议 5

2 太阳能资源 6

 2.1 区域太阳能资源概况 6

 2.1.1 全国太阳能资源概况 6

 2.1.2 重庆地区太阳能资源概况 7

 2.2 太阳能资源评估 8

 2.2.1 参考气象站日照时数年际变化分析 8

 2.2.2 参考气象站水平面总辐射年际变化分析 9

2.2.3 参考站水平面总辐射月际变化分析	9
2.2.4 Meteonorm 数据	10
2.2.5 NASA 数据	11
2.2.6 SolarGIS 数据	11
2.2.7 太阳能资源分析结论	12
2.3 气象条件影响分析	12
3 场址及建设条件	14
3.1 项目地理位置	14
3.2 区域地质构造及地震	15
3.2.1 站址地理状况描述	15
3.2.2 场地地震效应	15
3.2.3 建筑屋顶概况	16
3.3 用电负荷情况	16
3.4 道路条件	18
3.5 电网接入条件	18
4 项目任务与规模	20
4.1 工程任务	20
4.1.1 区域经济概况	20
4.1.2 工程开发任务	20
4.2 工程规模	21
4.3 工程建设必要性	21
4.3.1 符合我国能源发展策略的需要	21
4.3.2 为当地光伏发电提供示范作用	21
4.3.3 适应可持续发展的需要	21
4.3.4 符合国民经济发展的需要	21
4.3.5 推进太阳能开发利用技术发展的需要	22
5 系统方案及发电量测算	23
5.1 光伏系统总说明	23

5.2 电站主要系统	23
5.2.1 电站直流发电系统	23
5.2.2 电站监控系统	23
5.3 系统的分层结构设计	23
5.3.1 光伏发电单元	23
5.3.2 光伏发电系统	23
5.3.3 光伏发电站	23
5.4 光伏组件选型	24
5.4.1 光伏组件选型基本原则	24
5.4.2 晶体硅与非晶硅光伏组件之间对比选型	24
5.4.3 单晶和多晶的区别	26
5.4.4 镀膜与非镀膜的区别	27
5.4.5 PERC 组件与 TOPCon 组件的区别	27
5.5 光伏方阵布置	29
5.5.1 光伏阵列运行方式选择	29
5.5.2 方阵倾角设计	31
5.5.3 光伏方阵间距计算	32
5.5.4 组件布置	33
5.6 逆变器选型	34
5.7 串并联设计	39
5.8 监控和通讯	40
5.9 光伏组件清洗	41
5.10 光伏系统防雷保护	42
5.11 光伏系统设备配置	42
5.12 发电量计算	43
5.12.1 计算条件	43
5.12.2 系统发电效率分析	44
5.12.3 发电量计算	46

5.12.4 提升上网电量的方法	47
6 电气	48
6.1 电气一次	48
6.1.1 设计依据	48
6.1.2 接入电力系统方案	48
6.1.3 电气主接线	49
6.1.4 集电线路方案	50
6.1.5 自用电	50
6.1.6 主要电气设备选择	50
6.1.7 电气设备布置	50
6.1.8 防雷接地及过电压保护设计	51
6.1.9 电缆敷设	51
6.2 电气二次	52
6.2.1 设计依据	52
6.2.2 电站设计原则	52
6.2.3 电站监控系统	52
6.2.4 继电保护及安全稳定装置	54
6.2.5 电能计量系统	54
6.2.6 二次安全防护系统	55
6.2.7 主要工程量详见下表:	55
7 土建工程	57
7.1 概况	57
7.2 设计依据	57
7.3 结构设计	58
7.3.1 屋面利用情况	58
7.3.2 屋面的光伏支架设计	58
7.4 屋顶荷载核算	58
7.4.1 屋面承载力计算:	58

7.4.2 风载荷计算：	59
7.5 沉降观测	59
7.6 给水排水	59
7.7 采暖、通风与空气调节	60
8 消防设计	61
9 施工组织设计	62
9.1 施工条件	62
9.1.1 地理位置	62
9.1.2 用地条件	62
9.1.3 地形地貌	62
9.1.4 主要建筑材料	62
9.1.5 施工期水和用电条件	62
9.2 施工总布置	62
9.2.1 施工总布置原则	62
9.2.2 施工总布置方案	63
9.3 施工交通运输	63
9.3.1 对外交通运输	63
9.3.2 站内交通运输	64
9.4 主体工程施工	64
9.4.1 主体工程施工及安装	64
9.4.2 光伏件的安装和检验	64
9.4.3 电气设备安装	64
9.4.4 总体控制部分安装	65
9.4.5 检查和调试	65
9.5 施工总进度	65
10 工程管理设计	67
10.1 工程管理机构	67
10.1.1 工程管理机构的组成及编制	67

10.1.2 工程管理范围	67
10.2 主要管理设施	67
10.3 工程运行和维护	67
10.3.1 检修维护方案	67
10.3.2 备品配件及工具管理	70
11 环境保护	72
11.1 环境保护	72
11.1.1 设计依据	72
11.1.2 厂址现状	72
11.1.3 施工期环境影响分析	72
11.1.4 营运期环境影响分析	73
11.1.5 环境保护综合评价结论	74
11.2 水土保持	75
11.2.1 水土保持设计标准	75
11.2.2 水土流失预测及危害分析	75
11.2.3 水土保持措施	75
11.2.4 水土保持监测	76
11.2.5 水土保持结论	77
12 劳动安全与职业卫生	78
12.1 总则	78
12.1.1 编制目的及原则	78
12.1.2 设计依据	78
12.2 主要危险因素	78
12.2.1 施工期主要危险因素	78
12.2.2 运行期主要危险因素	79
12.3 劳动安全及职业卫生设计原则及措施	79
12.3.1 施工期劳动安全及职业卫生对策措施	79
12.3.2 运行期劳动安全及职业卫生对策措施	81

12.4 工程运行期安全管理	83
12.4.1 安全机构	83
12.4.2 应急预案	83
12.5 预期效果评价	83
12.6 建议	83
13 节能降耗	85
13.1 节能降耗措施	85
13.2 节能降耗分析	85
14 工程投资估算	87
14.1 编制说明	87
14.1.1 编制原则及依据	87
14.2 编制方法	87
14.2.1 工程量	87
14.2.2 主要机电设备价格	87
14.2.3 建筑材料及装置性材料价格	88
14.2.4 人工费	88
14.2.5 费率指标	88
14.2.6 其他费用	88
14.2.7 建设期贷款利息	88
14.2.8 主要技术经济指标表	88
14.3 工程设计概算	89
14.3.1 工程总概算表	89
14.3.2 设备及安装工程概算表	90
14.3.3 建筑工程概算表	92
14.3.4 其他费用概算表	92
15 财务评价	94
15.1 概述	94
15.2 财务评价	94

15.2.1 项目投资和资金筹措 94

15.2.2 分析和评价 94

15.3 财务评价结论 101

15.4 财务评价表 103

16 项目风险分析 116

16.1 政策风险 116

16.2 屋顶使用风险 116

16.2.1 屋顶风险 116

16.2.2 屋顶结构风险 117

16.2.3 屋顶火灾风险 117

16.3 经营风险 118

16.3.1 自用电比例降低风险 118

16.3.2 购电方电费结算风险 118

附图：

- 附图 1 《电气主接线图》
- 附图 2 《1#车间屋面光伏板布置图》
- 附图 3 《2#车间屋面光伏板布置图》
- 附图 4 《3#车间屋面光伏板布置图》
- 附图 5 《室外电缆及设备布置平面图》
- 附图 6 《光伏支架示意图》

1 综合说明

1.1 工程总体概况

项目名称：重庆市乐贝鲜食品有限公司厂区屋顶分布式光伏发电项目

建设单位：重庆天音光能有限公司

建设地点：重庆市九龙坡区西彭镇

项目规模：装机 0.3584MWp

项目性质：1#车间、2#车间和 3#车间屋顶分布式光伏发电项目

土地性质：工业用地

用电电价：用电价格执行重庆市大工业 10kV 用电分时直供电价的八折

运营期：25 年

屋顶面积：4537.5 平方米。

光伏发电网模式：自发自用，余电上网。

1.2 工程范围

重庆市乐贝鲜食品有限公司厂区屋顶分布式光伏发电项目包含：1#车间、2#车间和 3#车间屋面光伏组件布置、逆变器选型、光伏发电系统及相关配套系统设计，厂区原有部分及配电系统不在本次设计范围内。设计分界面：重庆市乐贝鲜食品有限公司 1#箱变(1000kVA)原有低压开关柜(D3)底部端子处。

1.3 太阳能资源

重庆地区位于北纬 28°10'~32°13'，东经 105°11'~110°11'，平均海拔高度 400m，地势由西向东逐步升高，从南北向长江河谷倾斜，全市以中低山为主，约占幅员面积的 63.3%，丘陵约占 25.3%，平坝、台地约占 11.4%。气候属于典型的夏热冬冷地区，冬暖春早、夏热秋凉、无霜期长、多云雾、少霜雪、阴天多、雨季长、湿度大，年平均气温约 18℃，冬季最低气温平均在 6~8℃，夏季平均气温在 27~29℃，最高气温 43℃，俗有“火炉”之称。

重庆地区太阳能辐射量在 3~10 月份较充足，夏季太阳能辐射最大，春季和秋季次之，冬季最小。东段较多在 970kWh/m² 以上，渝东北巫溪、巫山、奉节等地最多在 1020kWh/m² 以上；中西段较少在 970kWh/m² 以下。据相关气象资料统计，重

庆地区年辐射总量为 $940\sim 1160\text{kWh}/\text{m}^2$ ，年日照时数为 $1000\sim 1400\text{h}$ ，重庆市日照百分率为 $25\%\sim 35\%$ 。

MeteoNorm 软件包含了世界上 8300 多个气象站观测数据，数据种类包括太阳总辐射、温度、湿度、降水、降水日数、风速和风向以及日照时数数据。对于太阳总辐射，MeteoNorm 利用附近气象站太阳总辐射多年实测数据，结合 Shepard 重力插值方法求得。MeteoNorm 给出的重庆市太阳能资源分布见图 1.3-1。

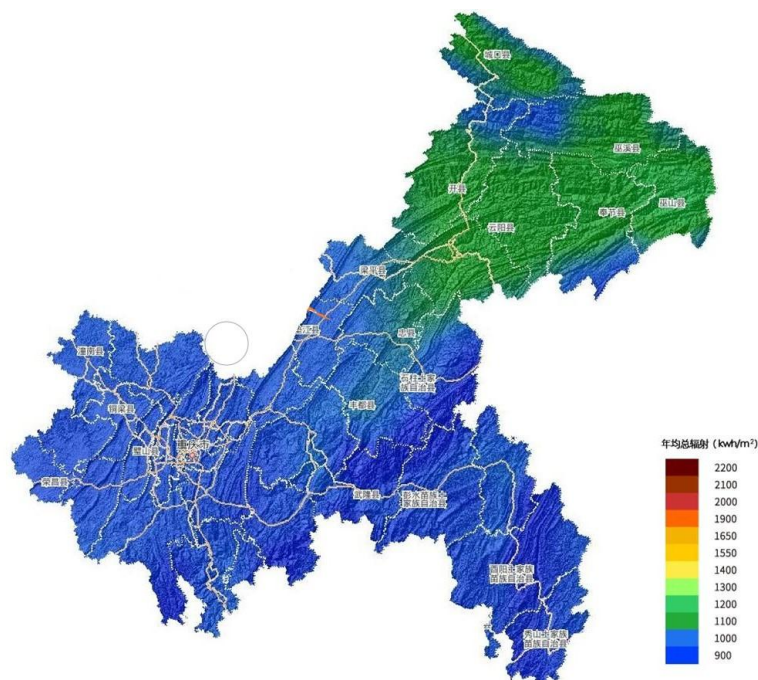


图 1.3-1 重庆市太阳能辐射分布图（年均总辐射）

1.4 场址及建设条件

本工程地址位于中国重庆市九龙坡区西彭镇重庆市乐贝鲜食品有限公司，经纬度位于经度：106.3，纬度：29.3。

本工程为基于既有建（构）筑物屋面上新建光伏电站，厂区道路满足设备运输条件，光伏厂区运行维护方便，在电气及安全生产要求的前提下，投资建设分布式光伏发电项目，建设条件是可行。

1.5 工程任务和规模

本工程利用重庆市乐贝鲜食品有限公司（以下简称“乐贝鲜”）现有的生产车间屋顶面积约为 4537.5 m^2 ，装机容量约 0.3584MWp ，项目设计运行寿命为 25 年。

根据系统设计软件及项目建设的具体情况，光伏方阵采用屋顶倾角安装，拟采用 560Wp 单晶硅光伏组件 640 块，采用 100kW 组串式逆变器 2 台和 80kW 组串式逆变器 1 台，以 380V 电压等级接入用户 380V 低压配电装置，以“自发自用，余电上网”的方式消纳电力，系统年均有效利用小时数约为 674.64 小时，项目投产后预计年平均发电量共约 24.172 万 kWh。

1.6 系统方案及发电量测算

经现场踏勘及光伏板初步布置，本工程总装机容量为 0.3584MWp，含 2 台 100kW 逆变器和 1 台 80kW 逆变器。光伏电站建成后，首年总发电量为 25.81 万 kWh，首年有效利用小时数 720.23h；25 年年均发电量为 24.18 万 kWh，25 年年平均发电小时数为 674.64h。

1.7 电气设计

本项目划分为 3 个光伏发电单元。其中 1#光伏发电单元由 234 块 560Wp 光伏组件组成，配 1 台 100kW 组串式逆变器；2#光伏发电单元由 220 块 560Wp 光伏组件组成，配 1 台 100kW 组串式逆变器。3#光伏发电单元由 186 块 560Wp 光伏组件组成，配 1 台 80kW 组串式逆变器。1#、2#、3#光伏发电单元出线至并网计量箱后接至原有 1#箱变(1000kVA)低压开关柜(D3)。

1.8 土建工程

现有的 1#车间、2#车间和 3#车间屋顶总面积约为 4537.5 m²，屋顶结构为砼屋面。屋顶有冷区塔和通风设备，无其他障碍物，屋面防水层良好。

钢筋砼屋面的光伏支架采用横梁支架，组件、柱等镀锌钢构件，通过镀锌构件柱直接与屋面混凝土墩固定，屋面板上设置混凝土支墩 0.3*0.3*0.3 m，不破坏屋顶原有的保温层及防水层，保证结构的安全性。

1.9 消防设计

本工程遵循电力工业“安全第一”及消防工作“预防为主、防消结合”的方针，按照有关规程、规范及规定的要求进行消防设计。消防设计力求技术先进，

性能可靠，使用方便，经济合理。消防设计原则：应严格执行《建筑防火通用规范》、《建筑设计防火规范（2018 版）》和《消防设施通用规范》；严格控制使用易燃、可燃材料；有利防火、灭火，便于火灾扑救；确保人身安全。

本工程在厂房屋顶布置光伏组件和组串式逆变器，在室外设置箱变旁布置并网计量箱。光伏组件为难燃烧物，但是屋顶一旦发生火灾，对厂房和正常生产会造成影响，故在屋顶光伏组件布置区域设置手提式干粉(磷酸铵盐)灭火器，1#车间、2#车间和 3#车间屋面各设置 3 台 8kg 手提式干粉(磷酸铵盐)灭火器，对于室外箱变区域配置 1 台 8kg 手提式干粉(磷酸铵盐)灭火器，用于扑救初期火灾。施工期施工区域布置一定数量手提式干粉灭火器，用于扑救初期火灾。

1.10 施工组织设计

根据当地的气候条件，发挥技术优势，积极配合其他各专业工种施工，科学的组织安装与装饰的交叉作业，精心施工，满足施工进度计划。

在安装过程中，光电系统将成为建筑的有机组成部分，实现与建筑风格统一，而不是将光电设备简单安装。

本项目施工生产用水从已有供水管网引接。

1.11 工程管理设计

结合本光伏发电工程的特点，明确工程的管理范围以及管理办法。本光伏电站的光伏方阵、逆变器、监测通信系统、配电系统等设施为本项目生产区范围。生活区充分利用工厂已有设施。各自范围严格区分，统一工程管理。

1.12 环境保护与水土保持设计

本工程为清洁能源发电工程，无生产废水，无烟尘、SO₂、NO_x等烟气污染物和温室气体 CO₂ 的排放，不会对周围环境产生负面影响，又能创造电力，因此本工程的建设有良好的环境效益：可减少大气污染，改善当地的生态环境，有利于环境和资源保护。可见，本工程的建设能实现经济与环境的协调发展，节能和环保效益显著。

1.13 劳动安全与职业卫生设计

本工程在设计中对防火、防电伤、防机械伤害以及防暑、防寒等各方面均按各项规程、规范、标准等采取了相应的措施，为分布式光伏电站的安全生产、减少事故发生创造了较好的条件。

1.14 节能降耗分析

本工程总装机容量 0.3584MWp，其建成后的发电量年平均值为 24.18 万度，与燃煤电厂相比，按照平均供电煤耗约 301.5g/度计算，每年可节约标煤约 72.9t，相应每年可减少多种大气污染物的排放，其中减少 SO₂ 排放量约 0.02t，氮氧化物（以 NO₂ 计）0.04t，温室气体（以 CO₂ 计）200.2t，烟尘 0.01t。在其经济使用寿命 25 年使用期内，该光伏发电项目总共节省标煤 0.18 万 t。

1.15 工程投资估算

1.16 财务评价

1.17 项目风险分析

项目建设过程中伴随着很多风险，主要包含：政策风险、屋顶使用风险和经营风险。

1.18 结论及建议

本工程的可行性研究表明，在技术上是可行，经济上合理。建议投资方加快项目开发进程，推动本工程早日竣工发电，以利于发挥其社会与经济效益。

2 太阳能资源

2.1 区域太阳能资源概况

2.1.1 全国太阳能资源概况

我国属世界上太阳能资源丰富的国家，全年辐射总量约 $91.7 \sim 2333 \text{ kWh/m}^2$ 。全国总面积 2/3 以上地区年日照时数大于 2000 小时，太阳能理论总储量约 $147 \times 10^8 \text{ GWh/年}$ 。我国西藏、青海、新疆、甘肃、宁夏、内蒙古高原的总辐射量和日照时数均为全国最高，亦属世界太阳能资源丰富地区。

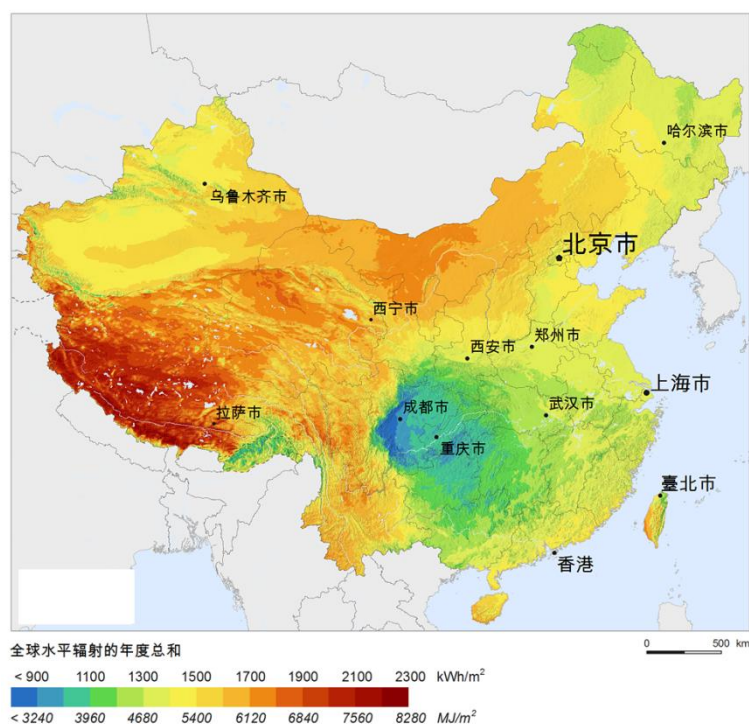


图 2.1- 1 我国各地区年太阳辐射量分布图

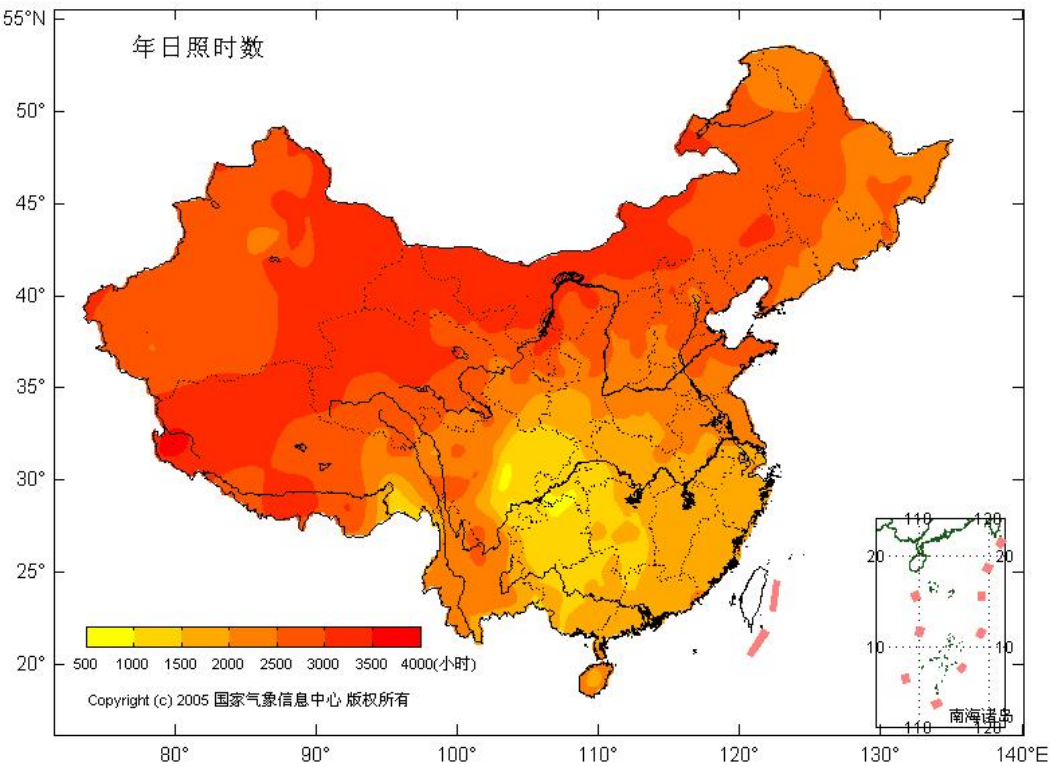


图 2.1- 2 我国各地区年日照时数分布图

根据国家标准 GB/T31155-2014《太阳能资源等级总辐射》中太阳能总辐射年辐照量等级，太阳能资源划分为四类，详见下表。

表 2.1- 1 太阳能总辐射年辐照量等级

等级名称	分级阈值/MJ/m ² ·a	等级符号
最丰富	$G\geq 6300$	A
很丰富	$5040\leq G<6300$	B
丰富	$3780\leq G<5040$	C
一般	$G<3780$	D

2.1.2 重庆地区太阳能资源概况

重庆地区位于北纬28°10′~32°13′,东经105°11′~110°11′,平均海拔高度400m,地势由西向东逐步升高,从南北向长江河谷倾斜,全市以中低山为主,约占幅员面积的63.3%,丘陵约占25.3%,平坝、台地约占11.4%。气候属于典型的夏热冬冷地区,冬暖春早、夏热秋凉、无霜期长、多云雾、少霜雪、阴天多、雨季长、湿度大,年平均气温约18℃,冬季最低气温平均在6~8℃,夏季平均气温在27~29℃,最高气温43℃,俗有“火炉”之称。

重庆地区太阳能辐射量在 3~10 月份较充足，夏季太阳能辐射最大，春季和秋季次之，冬季最小。东段较多在 $970\text{kWh}/\text{m}^2$ 以上，渝东北巫溪、巫山、奉节等地最多在 $1020\text{kWh}/\text{m}^2$ 以上；中西段较少在 $970\text{kWh}/\text{m}^2$ 以下。据相关气象资料统计，重庆地区年辐射总量为 $940\sim 1160\text{kWh}/\text{m}^2$ ，年日照时数为 $1000\sim 1400\text{h}$ ，重庆市日照百分率为 $25\%\sim 35\%$ 。

2.2 太阳能资源评估

距本项目最近气象站信息是沙坪坝气象站的数据：直线距离约 30km，且现阶段已收集到该站 1987 年~2016 年（其中 2014 年 1~11 月数据缺失）共 29 年的辐射月值数据以及 1987 年~2016 年共 30 年的日照，根据相关规范及工程经验，29 年的数据样本已足够满足规划阶段的资源评估要求。该气象站海拔高度、气候环境等因素与场址较为相近，故本阶段选取沙坪坝气象站作为参考站。

2.2.1 参考气象站日照时数年际变化分析

根据沙坪坝气象站提供的 1987 年~2016 年日照时数，绘制出该地区近 30 年日照时数变化图，见图 2.2-1。

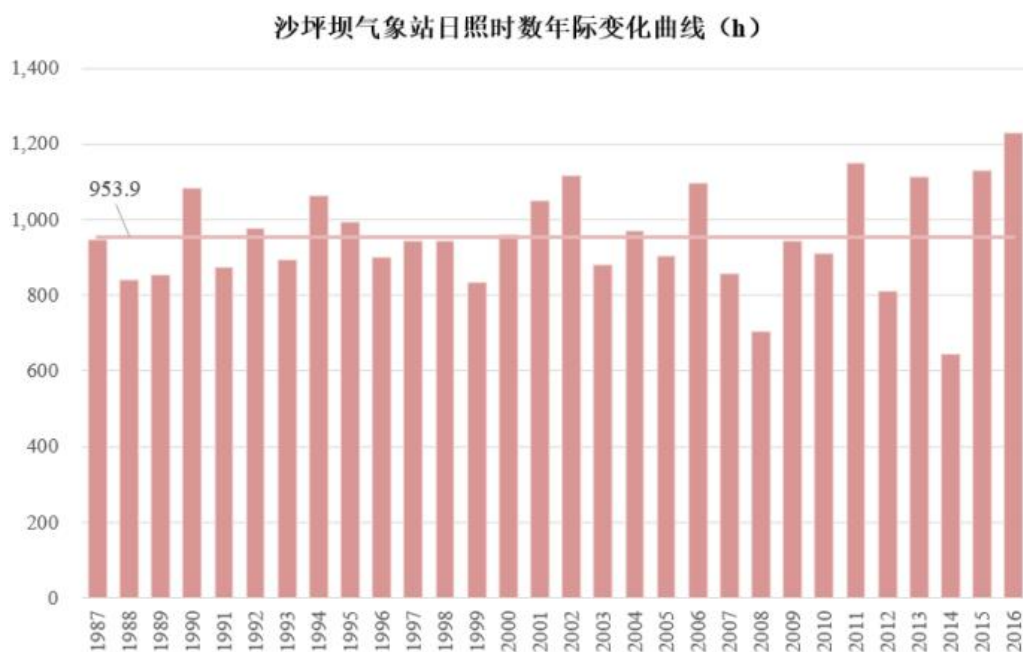


图 2.2-1 沙坪坝站气象站日照时数年际变化曲线(h)

从上图可看出，1987 年~2016 年间沙坪坝气象站日照时数分布年际变化数值

区间在 645.3h~1228.4h 之间。近 30 年的年平均日照时数为 953.9h，30 年间的年最大值出现在 2016 年，达 1228.4h；最小值出现在 2009 年，为 645.3h。

2.2.2 参考气象站水平面总辐射年际变化分析

为了有效的判断多年太阳总辐射量的变化趋势，利于数据分析，根据沙坪坝气象站提供的 1987 年~2016 年逐年水平面太阳总辐射量，绘制出该地区近 30 年太阳辐射量变化图，见图 2.2-2。



图 2.2-2 沙坪坝气象站辐射量年际变化曲线(kWh/m²)

从上图可看出，1987 年~2016 年间（2014 年除外）沙坪坝气象站太阳辐射分布年际变化基本稳定，其数值区间在 744.1~1033.2kWh/m²之间，30 年整体略有上升趋势。30 年平均太阳辐射量为 874.4kWh/m²。20 年间的年最大值出现在 2016 年，为 1033.2kWh/m²，最小值出现在 1989 年，为 744.1kWh/m²。

2.2.3 参考站水平面总辐射月际变化分析

根据沙坪坝气象站提供的 1987 年~2016 年（2014 年缺测 1~11 月辐射数据，该年份数据舍去）太阳辐射资料绘制出该站水平面太阳总辐射量月际变化图（29 年逐月平均值），见图 2.2-3。



图 2. 2-3 沙坪坝气象站逐月平均辐射量月际变化图 (kWh/m²)

表 2. 2-1 沙坪坝气象站逐月平均辐射量月际变化图表 (kWh/m²)

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
月平均辐射量 (kWh/m2)	29	40	67	87	99	99	133	129	85	50	36	26

从上图中可见，沙坪坝气象站太阳辐射的年内变化较大，其数值在 26～133kWh/m² 之间，月总辐射从 3 月开始急剧增加，7 月达全年最高值，为 133kWh/m²，9 月开始急剧下降，12 月为全年最小值，为 26kWh/m²。

2. 2. 4 Meteonorm 数据

Meteonorm 软件包含了世界上 8300 多个气象站观测数据，数据种类包括太阳总辐射、温度、湿度、降水、降水日数、风速和风向以及日照时数数据，数据库被用于 PVsyst《太阳能光伏系统设计软件》等软件，数据库最新版本为 Meteonorm。通过插值，Meteonorm 可以获得任何地方的太阳辐射数据。对于太阳总辐射数据，Meteonorm 利用附近气象站太阳总辐射多年实测数据根据 Sherpard 重力插值方法求得。

读取本光伏场址 Meteonorm 典型年数据，见表 2. 2-2。可知，场址总辐射年值为 886. 8kWh/m²，总辐射年内变化区间为 26. 2～131. 9kWh/m²。

表 2. 2-2 Meteonorm 典型月数据

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
月平均辐射量	29. 9	38. 1	61. 9	87. 5	101. 1	99. 7	131. 9	129. 8	87. 9	52. 6	40. 2	26. 2

(kWh/m ²)												
-----------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

2.2.5 NASA 数据

NASA 数据是美国国家航空航天局通过对卫星观测数据的反演，免费为用户提供分辨率为 3~110 公里近 22 年的平均逐月推算总辐射量。

读取本光伏场址 NASA 典型年数据，见表 2.2-3。可知，场址总辐射年值为 1118.2kWh/m²，总辐射年内变化区间为 53.9~142.0kWh/m²。

表 2.2-3 NASA 典型月数据

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
月平均辐射量 (kWh/m ²)	58.0	61.9	94.2	109.2	123.1	115.5	142.0	137.6	94.5	70.4	57.9	53.9

2.2.6 SolarGIS 数据

SolarGIS 是由 GeoModel Solars. r. o. 开发的太阳能评估和规划交互式工具，利用卫星遥感数据、全球大气再分析资料、GIS（地理信息系统）技术和先进的科学算法得到高分辨率太阳能资源及气候要素数据库，涉及范围已涵盖欧洲、非洲和亚洲。SolarGIS 实质上由一系列高分辨率的气象要素数据库构成，其中太阳辐射数据分辨率可达到 250m。SolarGIS 采用的是半经验的辐射传输模式，主要输入资料有 Meteosat、GOES、MTSAT 等卫星的云指数和降雪指数、CFSR、GFS 再分析数据的水汽资料，Merra-2、MACC 再分析数据的大气光学厚度数资料，GFS 和 CSFR 再分析数据积雪厚度资料以及 SRTM-3 的数字地形资料，最终计算得出的包括太阳辐射、温度在内的一系列气象要素值，日内瓦大学认为市场上最优秀的太阳能资源前期工具。

读取本光伏场址 SolarGIS 典型年数据，见表 2.2-4。可知，场址总辐射年值为 1003.9kWh/m²，总辐射年内变化区间为 32.2~140.2kWh/m²。

表 2.2-4 SolarGIS 典型月数据

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
月平均辐射量 (kWh/m ²)	34.5	53.7	70.2	98.1	112.3	114.7	140.2	134.5	97.8	64.8	50.9	32.2

2.2.7 太阳能资源分析结论

所在位置 Meteonorm、NASA 和 SolarGIS 月总辐射曲线图如图 2.2-4 所示：

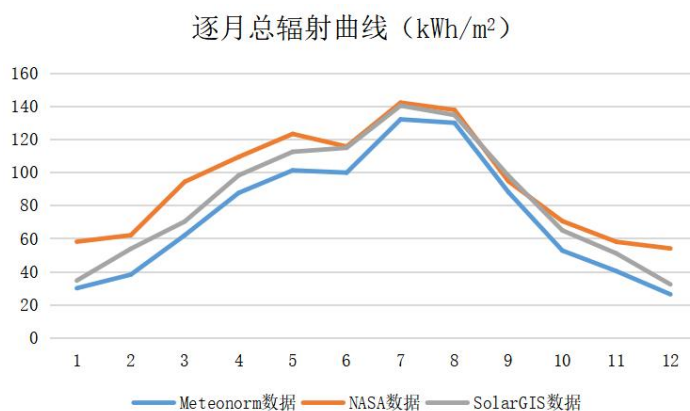


图 2.2-4 Meteonorm 和 NASA、SolarGIS 逐月总辐射曲线 (kWh/m²)

通过以上分析计算,各数据月际变化趋势基本一致。Meteonorm 中太阳能年总辐射值为 886.8kWh/m², NASA 中太阳能年总辐射值为 1118.2kWh/m², SolarGIS 中太阳能年总辐射年值为 1003.9kWh/m²。其中 NASA 数据较 Meteonorm 和 SolarGIS 提供的辐射数据偏高,误差相对较大;NASA 数据的空间分辨率偏低(110km×110km),从而数据精度也偏低。考虑到场区无长序列辐射数据,为避免出现较大不确定性,本阶段暂按 Meteonorm 与 SolarGIS 辐射数据的均值结合气象站数据进行场区太阳能资源评估,综合年总辐射值约 890kWh/m²,根据《太阳能资源等级总辐射》(GB/T31155-2014)中关于总辐射年辐照量等级相关规定,本工程地区太阳能资源年辐照量等级为 D 级。

该区域太阳能资源属于“一般”地区,适合光伏项目的建设。

2.3 气象条件影响分析

本工程场址位于重庆市九龙坡区西彭镇,西彭镇属亚热带季风湿润气候,冬季不冷,1月平均气温普遍在 0℃以上;夏季较热,7月平均气温一般为 25℃以上;冬夏风向有明显变化;年降水量一般在 1000mm 以上,主要集中在夏季。根据距离场址直线距离最短的气象站——沙坪坝气象站 1981 年~2010 年的实测气象资料,将各主要气象要素进行统计,如图 2.3-1 所示。

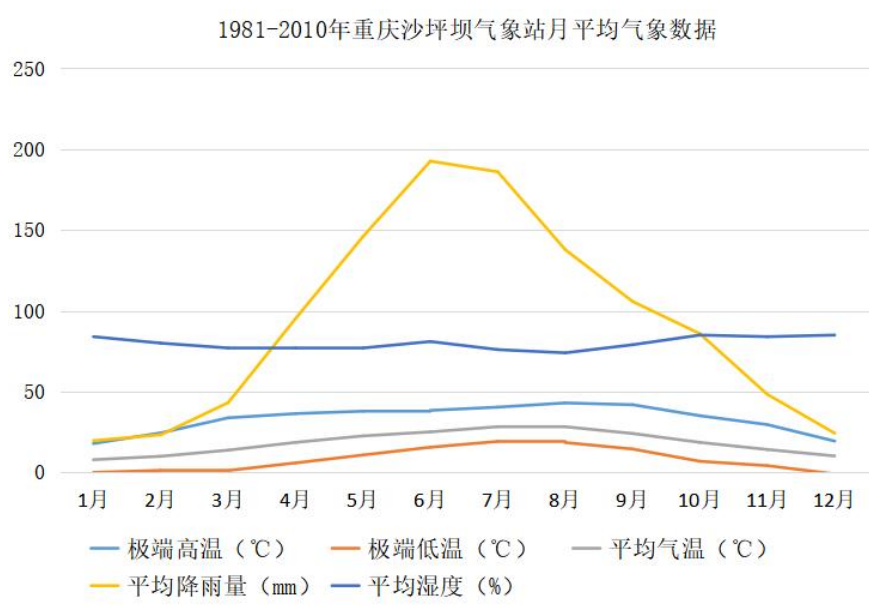


图 2.3-1 1981 年-2010 年重庆沙坪坝气象站月平均气象数据

(1) 气温条件影响分析

本工程光伏组件的工作温度应控制在其允许范围以内，对于本工程的逆变器，其工作温度也应控制在允许范围内。故本工程光伏组件及逆变器的选型应考虑气温的影响。

(2) 大风影响分析

本工程场址区地势平坦开阔，多年平均风速为 1.5m/s，多年最大风速 5.0m/s。当光伏组件周围空气处于低速风状态时，可增强组建的强制对流散热，降低光伏组件板面工作温度，从而在一定程度上提高发电量。累年最大瞬时风速为 20m/s，由于光伏组件方阵迎风面积较大，组件支架设计必须考虑风荷载的影响。

(3) 风沙影响分析

沙尘会削弱到达地面的太阳辐射，沉降在光伏组件表面的沙尘则会降低太阳能发电量。沙坪坝象站近年沙尘暴几乎没有，对光伏电站的发电量影响较小。但园区内在光伏组件使用过程中，仍需要对组件定期清洁，以保证其在使用过程中保持最佳工作状态。

(4) 雷暴影响分析

本工程拟建场址区年最多雷暴日为 36d。应根据光伏组件布置的区域面积及运行要求合理设计防雷接地系统。

3 场址及建设条件

3.1 项目地理位置

重庆市乐贝鲜食品有限公司厂区屋顶分布式光伏发电项目位于重庆市九龙坡区西彭工业园区，东经 106.3 度，北纬 29.3 度，海拔高度约 291 米，交通便捷，本项目主要利用重庆市乐贝鲜食品有限公司 1#车间、2#车间和 3#车间屋顶建设分布式光伏电站。厂址区域位置如下图：

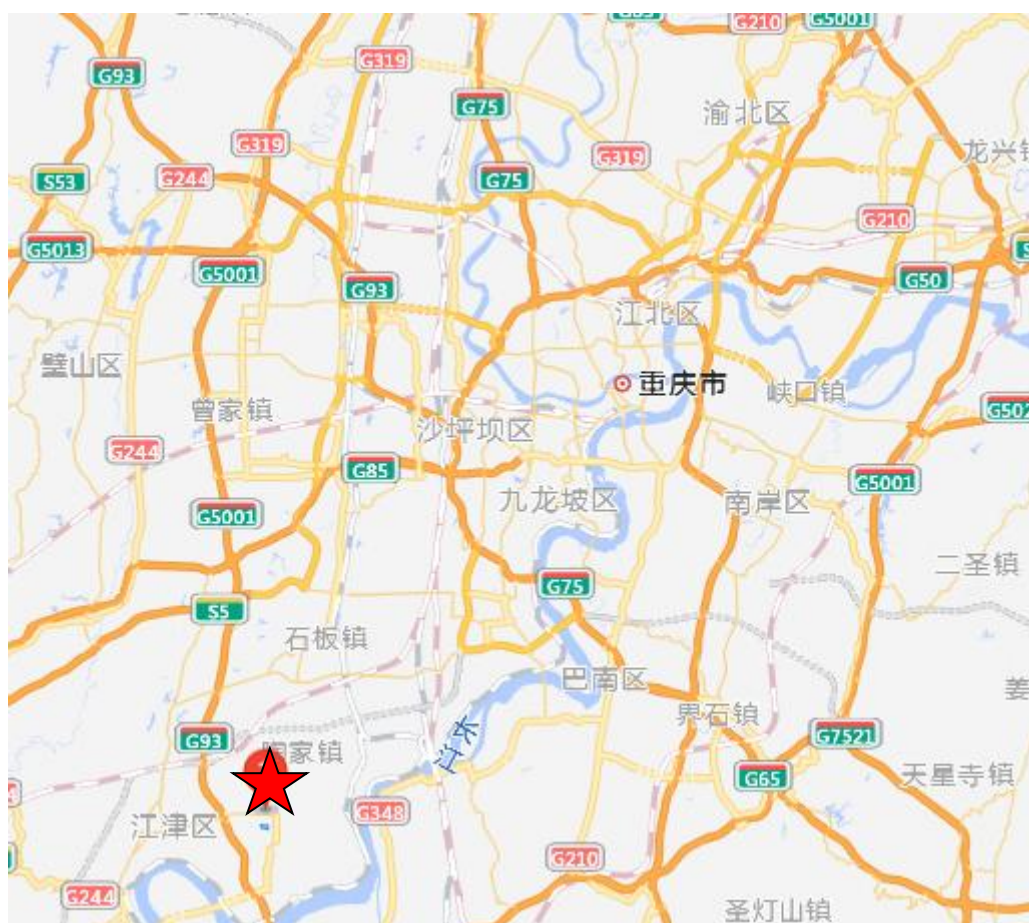


图 3.1- 1 西彭镇区域位置



图 3.1- 2 本项目现场实际照片

3.2 区域地质构造及地震

3.2.1 站址地理状况描述

本拟建站址处于川东褶皱带的重庆弧形构造的观音峡背斜西翼，岩层呈单斜产出，产状 $274^{\circ}\angle 68^{\circ}$ 。为层间裂隙，间距一般 $0.1\text{m}\sim 1.2\text{m}$ ，延伸长度大于 10m ，面平直光滑，张开宽 $3\text{mm}\sim 5\text{mm}$ ，泥质充填，部分泥夹岩屑充填，厚 $1\text{mm}\sim 4\text{mm}$ 。粉砂质泥岩与砂岩接触层面属软弱结构面，结合很差。构造裂隙较发育，据在场地内的基岩露头处实测，主要有 2 组裂隙，其特征分述如下：①组产状 $162^{\circ}\angle 63^{\circ}$ ，间距 $0.5\text{m}\sim 1.3\text{m}$ ，延伸长 $1\text{m}\sim 3\text{m}$ ，面平直，裂隙呈微张～闭合状，无充填胶结物或局部少许泥质充填，结合很差；②组 $332^{\circ}\angle 72^{\circ}$ ，间距 $0.8\text{m}\sim 1.5\text{m}$ ，延伸长 $2\text{m}\sim 4\text{m}$ ，面平直，呈微张～闭合状，无充填胶结物或局部少许泥质充填，结合很差，裂隙面均属软弱结构面。

据现场地面调查，场地内裂隙总体较发育，场内及附近未发现断层。

3.2.2 场地地震效应

1) 抗震设防烈度

据《建筑抗震设计规范》（GB50011—2010）附录 A 中我国主要城镇抗震设防

烈度、设计基本地震加速度和设计地震分组，将拟建站区划归为：抗震设防烈度的为 6 度，设计地震分组为第二组，《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）规定，设计基本地震加速度值为 0.05g。

本次勘测为可行性勘察，准确场地土类别待以后勘察阶段解决，场地土类别暂定为 II 类。

2) 建筑抗震地段划分

根据《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）表 4.1.1 中的有关规定，结合勘察场地的地质条件，综合初步判定，本场地属抗震一般地段。

3.2.3 建筑屋顶概况

本光伏发电项目建设于“乐贝鲜”屋顶上，该公司坐落于重庆市九龙坡区西彭镇，公司成立于 2007 年 10 月 10 日，企业的经营范围为：生产、销售：糕点（烘烤类糕点、月饼）、五金机电、模具、包装材料；批发兼零售：预包装食品、散装食品（以上经营项目在许可范围及有效期内经营）。

3.3 用电负荷情况

重庆市发改委《关于进一步完善我市分时电价机制有关事项的通知》（渝发改规范〔2021〕14 号）规定，10 千伏及以上且受电变压器容量 100kVA 及以上的大工业用户，执行分时电价，时段划分如下图：

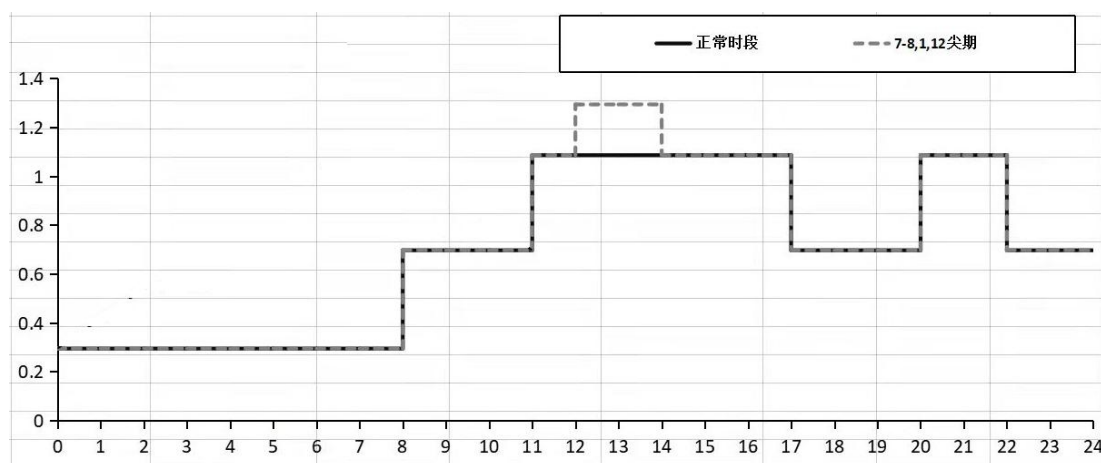


图 3.3-1 重庆分时电价时段分布图

高峰电价在平段电价基础上上浮 60%，尖峰电价在高峰电价基础上上浮 20%。

据市经信息委《关于调整我市电力市场化交易有关事宜的通知》（渝经信电

力（2022）2号），2022年5月1日起，燃煤发电企业交易价格参照上浮20%执行，“乐贝鲜”分时电价如表3.3-1。

表 3.3-1 “乐贝鲜” 分时电价（单位：元/kWh）

时段 月份	尖峰段	峰段	平段	谷段
2023.1	1.379719	1.149766	0.718604	0.273069
2023.2		1.125739	0.703587	0.267363
2023.3		1.068915	0.668072	0.253867
2023.4		1.034650	0.640560	0.262922
2023.5		1.034650	0.640560	0.262922
2023.6		1.034650	0.640560	0.262922
2023.7	1.229878	1.034650	0.640560	0.262922
2022.8	1.108911	0.924092	0.577558	0.219472
2022.9		1.039225	0.649516	0.246816
2022.10		1.114864	0.696790	0.264780
2022.11		1.095744	0.684840	0.260239
2022.12	1.417038	1.180865	0.738041	0.280455

注：不含基本电费。

光伏发电时段约为6:00~19:00，此时段内谷段时间为2h，平段时间为6h，峰段时间为6h（其中7、8、12、1月尖峰时段为2h）。

根据收集的“乐贝鲜”用电量情况，乐贝鲜典型日小时用电负荷曲线见图3.3.2，小时用电负荷与光伏小时发电负荷对比曲线见图3.3.3。



图 3.3-2 乐贝鲜典型日小时用电负荷曲线

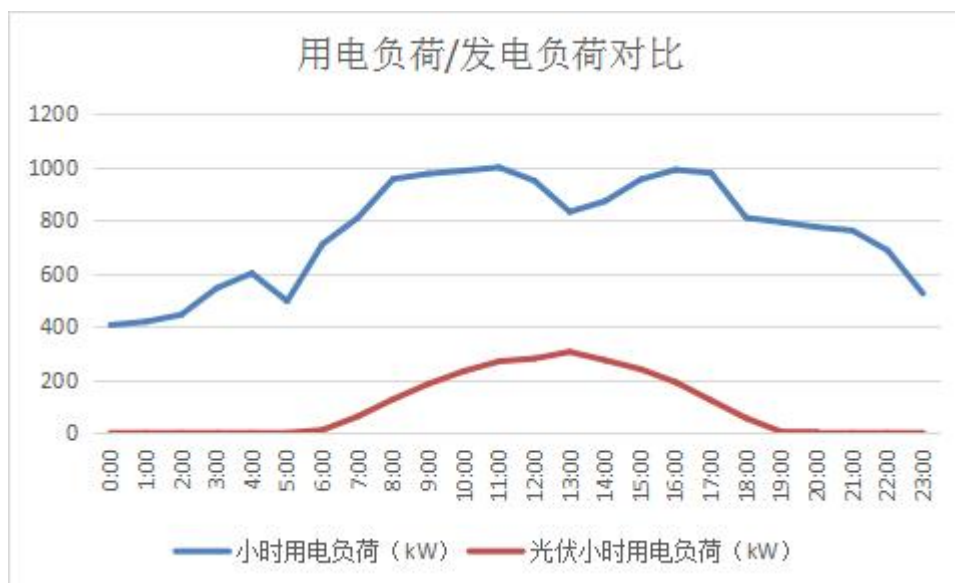


图 3.3-3 乐贝鲜小时用电负荷与光伏小时发电负荷对比曲线

对典型日小时用电曲线分析可知，“乐贝鲜”日小时用电负荷集中在上午 8:00-12:00 和下午 2:00-6:00，小时用电负荷约为 800kW。对乐贝鲜小时用电负荷与光伏小时发电负荷对比曲线分析可知，“乐贝鲜”工作时间正常用电负荷比较稳定，正常情况用电负荷在 700kW~1000kW 之间，本工程所发电量能被“乐贝鲜”消纳，仅检修期间部分电量须上国家电网。

3.4 道路条件

经现场收资，厂区道路状况良好，满足施工物资的运输要求。

3.5 电网接入条件

本工程光伏发电系统拟采用 380V 电压等级接入“乐贝鲜”配电系统现有 380V 侧。“乐贝鲜”公司变压器总容量为 1315kVA（1000kVA+315kVA），其中 1# 箱变（1000kVA）低压侧预留 1 路检修备用回路，须将此回路断路器更换为 630A 作为本工程 380V 并网接入点（共 1 处）。



图 3.5-1 重庆市乐贝鲜食品有限公司 1#箱变照片

4 项目任务与规模

4.1 工程任务

随着经济全球化进程不断加快，能源问题已引起党中央、国务院的高度重视，作为国民经济发展支柱产业，电力产业的发展受到更为广泛的关注。水电受制于地理、地质、气候及人文环境等因素，而且由于其对水资源、水生生物资源、水生态环境以及局部地区陆域环境的不利影响，发展受到越来越多的限制，个别地方甚至由于水电发展引起国际纠纷；火力发电是一个资源、能源消耗巨大的产业，而且伴随着相对严重的大气污染、水污染等；核电则由于安全隐患问题常常引起民众的担忧，近年来个别核电项目还因为舆情和民众反对声浪高涨而搁置。

所以，如何在保证发电良好运转和发展的同时又控制其对社会、环境的副作用是人们一直在探索的课题。太阳能是干净的、清洁的、储量极为丰富的可再生能源，太阳能发电是目前世界上先进的能源利用技术。发展光伏发电产业，不消耗煤、石油、天然气、水、大气等自然资源，亦不产生有害气体、污染粉尘，不引起温室效应、酸雨现象等，可有效地保护生态环境，目前已受到世界各国的重视。

4.1.1 区域经济概况

九龙坡区位于重庆主城都市区的中心城区，幅员面积 432 平方公里，辖 9 个街道、10 个镇，常住人口 153 万人，其中有 6 个镇、近 200 平方公里纳入重庆高新区直管园。2022 年全年完成地区生产总值 1763.94 亿元、增长 2.7%，总量保持全市第二位、增速位列中心城区第三位，经济运行保持在合理区间。

4.1.2 工程开发任务

重庆市乐贝鲜食品有限公司厂区屋顶分布式光伏发电项目位于重庆市九龙坡区西彭镇，总装机容量为 0.3584MWp，主要开发任务是发电，有效利用 1#车间、2#车间和 3#车间屋顶，建成后发出电力自用，余电上网。

4.2 工程规模

重庆市乐贝鲜食品有限公司厂区屋顶分布式光伏发电项目位于重庆市九龙坡区,光伏组件拟安装于1#车间、2#车间和3#车间屋顶,总装机容量为0.3584MWp。

4.3 工程建设必要性

4.3.1 符合我国能源发展策略的需要

当前,我国的能源结构以常规能源(煤、石油和天然气)为主,由于常规能源的不可再生性,势必使得能源的供需矛盾日益突出。开发新能源是国家能源发展战略的重要组成部分,《中华人民共和国电力法》规定:“国家鼓励和支持利用可再生能源和清洁能源发电”。作为可再生能源的太阳能,“取之不尽、用之不竭”。大力发展太阳能发电,实现能源多元化,缓解对有限矿物能源的依赖与约束,是我国能源发展战略和调整电力结构的重要措施之一,也是保证我国能源供应安全和可持续发展的必然选择。

4.3.2 为当地光伏发电提供示范作用

从长远看,光伏发电将会占据世界能源消费的重要席位,不但要替代部分常规能源,而且将成为世界能源供应的主体。本项目的建设有利于电网主管部门总结光伏电站对电网系统影响的运行经验,促进我国光伏产业发展。

4.3.3 适应可持续发展的需要

随着重庆经济的快速发展,能源消耗量也与日俱增,但对能源的依存度也随之增大,电源主要以火力发电为主,单一的电源结构已难以满足当地用电需求和经济可持续发展的战略要求。因此,积极地开发利用本地区的太阳能等清洁可再生能源已势在必行,以多元化能源开发的方式满足经济发展的需求是电力发展的长远目标。

为提高重庆市环境质量,创造良好的城区形象和国际影响力,积极开发利用太阳能等清洁可再生能源是十分必要的。本项目在生产过程中,不产生或排出有害废气、废渣、废液,系无三废工业生产项目,不会造成环境污染,光伏电站的建设必将会给该地区带来良好的社会效益。

4.3.4 符合国民经济发展的需要

在“乐贝鲜”1#车间、2#车间和3#车间屋顶建设光伏电站，积极开发利用太阳能资源符合国家的能源战略规划，是社会经济可持续发展的需要，光伏电站作为清洁能源将会对电网供电能力形成有益的补充，符合国民经济的发展需要。因此，本工程的建设是十分必要的。

4.3.5 推进太阳能开发利用技术发展的需要

本项目利用“乐贝鲜”1#车间、2#车间和3#车间屋顶开发光伏电站，为进行太阳能开发利用技术的实验和研究提供了有利条件，项目建成后必将对推进太阳能开发利用技术发展发挥重要作用。

5 系统方案及发电量测算

5.1 光伏系统总说明

重庆市乐贝鲜食品有限公司厂区屋顶分布式光伏发电项目位于重庆市九龙坡区，光伏组件拟安装于“乐贝鲜”1#车间、2#车间和 3#车间屋顶上，总面积约 4537.5 m²。共安装 640 块标准功率 560Wp 的单晶硅光伏组件，总装机容量为 0.3584MWp，光伏组件采用混凝土屋面倾斜安装方式，采用 100kW 和 80kW 组串式逆变器的光伏发电系统，1#组串式逆变器(100kW)连接 234 块光伏组件，2#组串式逆变器(100kW)连接 220 块光伏组件，3#组串式逆变器(80kW)连接 186 块光伏组件。

5.2 电站主要系统

5.2.1 电站直流发电系统

光伏方阵到逆变器直流侧的电气系统，包括光伏组件、组件串联电缆、逆变器等。

5.2.2 电站监控系统

光伏发电系统需要设置必要的数据监控系统，对光伏发电系统的设备运行状况、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。

5.3 系统的分层结构设计

5.3.1 光伏发电单元

以一定数量的光伏组件串，通过直流汇流箱汇集，经逆变器逆变与隔离升压变压器升压成符合电网频率和电压要求的电源，称为光伏发电单元。

5.3.2 光伏发电系统

利用太阳电池的光生伏特效应，将太阳辐射能直接转换成电能的发电系统称为光伏发电系统。

5.3.3 光伏电站

以光伏发电系统为主，包含各类建（构）筑物及检修、维护、生活等辅助设

施在内的发电站。

本电站发电系统由光伏发电单元系统组成。

5.4 光伏组件选型

5.4.1 光伏组件选型基本原则

光伏组件选择的基本原则：在产品技术成熟度高、运行可靠的前提下，结合电站周围的自然环境、施工条件、交通运输的状况，选用行业内的主导光伏组件类型。再根据电站所在地的太阳能资源状况和所选用的光伏组件类型，计算出光伏发电站的年发电量，最终选择出综合指标最佳的光伏组件。

光伏发电的最核心器件是太阳能电池，商用的太阳能电池主要有以下几种类型：单晶硅太阳能电池、多晶硅太阳能电池、非晶硅太阳能电池、碲化镉电池、铜铟硒电池等。

单晶硅、多晶硅太阳能电池由于制造技术成熟、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工程。非晶硅薄膜太阳能电池稳定性较差、光电转化效率相对较低、使用寿命相对较短，但由于其拥有良好的弱光发电能力和温度特性，在一定程度上可减少电网的波动。

在近几年光伏行业中占主流市场的光伏组件主要有单晶硅组件、多晶组件和非晶硅太阳能组件，其中根据 2022 年组件出货量统计结果，2022 年全球组件出货量达到 260GW，其中多晶组件出货量占比约 52%。

建设光伏电站过程中，组件选型主要通过以下几方面进行对比：（1）晶体电池与薄膜电池的区别，（2）单晶与多晶的区别，（3）镀膜与非镀膜的区别，（4）高效 PERC 组件与一般组件的区别。

5.4.2 晶体硅与非晶硅光伏组件之间对比选型

商用的光伏组件主要有以下几种类型：单晶硅光伏组件、多晶硅光伏组件、非晶硅光伏组件、碲化镉光伏组件、铜铟镓硒光伏组件等。上述各类型电池分类见图 5.4-1，主要性能参数见表 5.4-1。

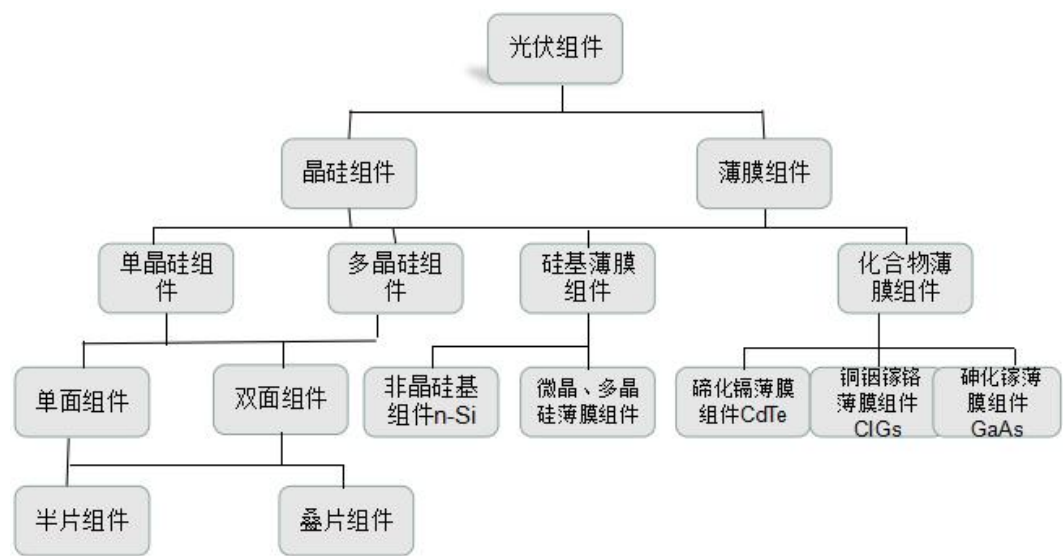


图 5. 4-1 光伏组件分类

表 5. 4-1 光伏组件性能参数比较

种类	组件类型	商用效率	实验室效率	使用寿命	特点	目前应用范围
晶体硅组件	单晶硅	17~25%	26%	25 年	效率高 技术成熟	集中发电系统 独立电源 民用消费品市场
	多晶硅	16~23%	23. 22%	25 年	效率较高 技术成熟	集中发电系统 独立电源 民用消费品市场
薄膜组件	非晶硅	8~13%	15%	25 年	弱光效应较好 成本相对较低	民用消费品市场 集中发电系统
	碲化镉	11~13%	18. 5%	25 年	弱光效应好 成本相对较低	民用消费品市场
	铜铟镓硒	11~13%	21. 5%	20 年	弱光效应好 成本相对较低	民用消费品市场 少数独立电源

注：商用效率资料来源公司产品手册和各种分析报告；实验室效率资料来源。



单晶硅光伏板



多晶硅光伏板

由表 5.4-1 可知，晶体硅组件由于制造技术成熟、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工程。

非晶硅薄膜太阳能电池稳定性较差、光电转化效率相对较低、使用寿命相对较短，但由于其拥有良好的弱光发电能力和温度特性，在一定程度上可减少电网的波动。

因此推荐选用晶体硅太阳能电池组件。

5.4.3 单晶和多晶的区别

单晶硅和多晶硅的区别是，当熔融的单质硅凝固时，硅原子以金刚石晶格排列成许多晶核，如果这些晶核长成晶面取向相同的晶粒，则形成单晶硅。如果这些晶核长成晶面取向不同的晶粒，则形成多晶硅。多晶硅与单晶硅的差异主要表现在物理性质方面。例如在力学性质、电学性质等方面，多晶硅均不如单晶硅。多晶硅可作为拉制单晶硅的原料。

单晶和多晶的生产制造工艺不一样，成分也有所不同，但成品（光伏组件）使用效果相差不大，2008 年之前两者的区别在于光电转换率不同，包括实验室条件下的单晶普遍比多晶转换效率高。除此之外，单晶材质优于多晶，在生产过程中不容易损坏。在外观上，单晶一般为单色（常规的是蓝色和黑色），多晶颜色相对单晶更杂，既有单色蓝色，也有彩色。

目前市场上单晶的占有量正逐步增多，转换效率高能够在电缆用量和占地面

积等方面有优势，但单晶的价格目前较多晶价格高，多晶在降低初始投资方面更有优势。

5.4.4 镀膜与非镀膜的区别

镀膜组件较非镀膜组件存在的优点有：高透光率：单层纳米级光学涂层技术能使超白玻璃的透光率增加到 2~3%，从而增加光伏组件输出功率。自清洁功能，超亲水特性无需人工清洗，利用雨水自洗。3H 级防刮划硬度。高热稳定性，耐高温急变。涂敷的涂层具有高化学稳定性，耐老化，耐酸碱侵蚀，帮助太阳能玻璃长期在户外应用仍然保持稳定的增透防污性能。耐用。可在恶劣环境中保持 25 年。平整度好。波筋小于千分之二。屏蔽红外线透过，减少红外线透过比，减少硅板温度，提高使用寿命。

故本工程推荐镀膜组件。

5.4.5 PERC 组件与 TOPCon 组件的区别

（1）电池技术对比

根据基底硅片不同，可以将组件电池分为 P 型电池和 N 型电池。

P 型电池就是在 P 型硅片(掺杂 3 价元素)制备 n+/p 结构的电池，P 型电池使用磷扩散工艺，主要代表为早期的铝背场电池和目前主流的 PERC 电池，PERC 电池的极限转换效率为 24.5%。

N 型电池就是使用硼扩散工艺，在 N 型硅片(掺杂 5 价元素)上制备 p+/n 结构，主要代表有 TOPCon 电池，TOPCon 电池的极限转换效率为 28.7%。

（2）价格对比

P 型组件工艺比较简单、成本低、效率较低；N 型组件质量要求更高、成本高、效率较高。下图是 2023 年 P 型组件与 N 型组件的均价对比图。

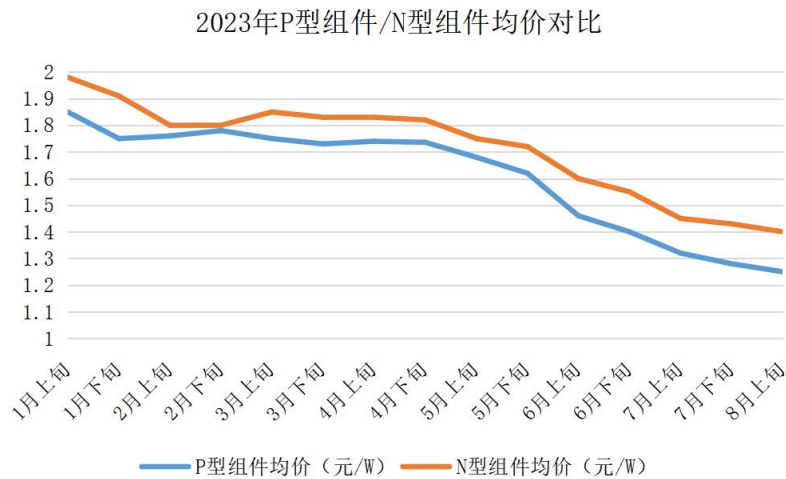


图 5.4-2 2023 年 P 型组件与 N 型组件均价对比曲线

(3) 度电成本对比

为确保本项目具有最佳经济性，以全容量装机为例，故对不同型号的光伏组件进行全寿命周期的平准化发电成本（LCOE）进行比较。其中，LCOE 公式为：

$$LCOE = [I_0 - \sum_{n=1}^N \frac{I_t}{(1+i)^n} - \frac{V_R}{(1+i)^N} + \sum_{n=1}^N \frac{M_n}{(1+i)^n}] / \sum_{n=1}^N \frac{Y_n}{(1+i)^n}$$

其中，各型组件的边界条件如表 5.4-2

表 5.4-2 度电成本计算边界条件

TOPCon 型 560Wp 单晶硅组件度电成本			PERC 型 560Wp 单晶硅组件度电成本		
序号	工程或费用名称	造价（万元）	序号	工程或费用名称	造价（万元）
1	设备及安装工程		1	设备及安装工程	
2	建筑工程		2	建筑工程	
3	其他费用		3	其他费用	
	一至三部分合计			一至三部分合计	
4	基本预备费(5%)		4	基本预备费(5%)	
	工程静态投资			工程静态投资	
5	价差预备费		5	价差预备费	
6	建设期利息		6	建设期利息	
	(注资比例 20%)			(注资比例 20%)	
	工程总投资			工程总投资	
	组件数量(块)			组件数量(块)	

7	容量(MWp) 生命周期内发 电量的现值(万 kWh) 平准化度电成本 (LCOE) 元/kWh		7	容量(MWp) 生命周期内发 电量的现值(万 kWh) 平准化度电成本 (LCOE) 元/kWh	
---	--	--	---	--	--

得出 LCOE 结果如下:

N 型 560Wp 组件 LCOE 结果:

P 型 560Wp 组件 LCOE 结果:

因此,综合考虑组件效率、技术成熟性、市场占有率、度电成本等情况,以及采购订货时的可选择余地,同时考虑工程造价及年上网发电量情况结合本工程实际情况,本项目选择 P 型 560Wp 单玻高效半片单晶硅组件,其参数见表 5.4-3。

表 5.4-3 拟定的 550Wp 单晶硅光伏组件技术规格

序号	技术参数	单位	参数值
1	类型		单晶硅组件
2	标称峰值功率	Wp	560
3	标称功率公差	Wp	0~+3
4	组件转换效率	%	21.68
5	标称最佳工作电压	V	41.09
6	标称最佳工作电流	A	13.63
7	标称开路电压	V	49.82
8	标称短路电流	A	14.21
9	最大绝缘耐受电压	Vdc	1500
10	额定电池工作温度	°C	45±2
11	短路电流温度系数	%/°C	0.050
12	开路电压温度系数	%/°C	-0.265
13	最大功率温度系数	%/°C	-0.340
14	组件尺寸(长×宽×厚)	Mm	2278×1134×35
15	重量	kG	28
16	可工作电池温度范围	°C	-40 至+80
17	表面最大承压	Pa	正面最大静载荷 5400 背面最大静载荷 2400

5.5 光伏方阵布置

5.5.1 光伏阵列运行方式选择

光伏方阵有多种安装方式,工程使用何种安装方式决定了工程的投资、收益

以及后期的运行、维护。大型并网光伏方阵的支架安装形式主要有固定式和跟踪式两种。固定式系统结构简单，安装调试和管理维护都很方便；跟踪式系统不仅需要配置自动跟踪机构，系统投资成本增加，而且安装调试和管理维护相对复杂，但可以增加发电量。因为光伏方阵的发电量与阳光入射强度有关，当光线与光伏方阵平面垂直时发电量最大，随着入射角的改变，发电量会明显下降。太阳能跟踪装置可以将太阳能板在可用的 8h 或更长的时间。一般来说，采用自动跟踪装置可提高发电量 20%~40% 左右。目前实际工程采用的安装方式主要包括：固定安装、单轴跟踪（平轴、斜轴）、双轴跟踪，每种安装方式有各自的特点。

固定安装方式是将光伏方阵按照一个固定的倾角和固定的方向安装。



图 5.5-1 固定安装方式布置图

单轴跟踪安装方式是将光伏方阵安装在一个旋转轴上，运行时方阵只能跟踪太阳运行的方位角或者高度角中的一个方向。旋转轴可以是水平南北向放置、水平东西向放置、地平面垂直放置或按所在地纬度角倾斜布置等。

双轴跟踪光伏方阵沿着两个旋转轴运动，能够同时跟踪太阳的方位角与高度角的变化，理论上可以完全跟踪太阳的运行轨迹以实现入射角为零。

根据国内光伏电站的运行经验，在太阳能电池性能等同等条件下，一般方阵平单轴安装方式的发电量约是固定式安装方式的 1.15~1.2 倍，工程总成本约为 1.05~1.2 倍；方阵双轴跟踪安装方式的发电量约是固定式安装方式的 1.3~1.4

倍,工程总成本约为 1.15~1.35 倍。综合考虑成本、发电量等因素,本工程的光伏组件安装方式推荐采用固定安装方式。

表 5.5-1 四种安装方式比较

工程	固定式	水平单轴	斜单轴	双轴跟踪
发电量提高	1	1.1~1.2	1.2~1.3	1.3~1.4
成本提高	1	1.2	1.2	1.3
占地面积	1	1	2	2~3
抗风能力	固定安装 抗风较好	抗风能力差	当风向为南北向时抗风能力差,东西向时,可将面板调至水平,抗风较好	风速太高时可将板面调至水平,抗风较好
运行维护	工作量小	有旋转机构,工作量较大,维护成本高	有旋转机构,工作量更大,维护成本更高	有旋转机构,工作量更大,维护成本更高

虽然跟踪方式能够提高光伏电站的发电量,但初始成本和维护成本比较高,安装跟踪装置获得额外的太阳能辐射产生的效益无法抵消安装跟踪装置所需要的综合成本。因此,本工程光伏组件方阵推荐采用固定式安装方式。

在光伏电站的设计中,光伏组件的放置有两种设计方案分别是组件横向和竖向布置两种。综合考虑组件布置安装便利程度和组串支架尺寸限制,本工程建议采用组件纵向方案。

5.5.2 方阵倾角设计

工程所在地的太阳能资源较好,水平面年均辐射量约为 940kWh/m²。将气象站数据导入 PVsyst 软件,经过计算分析,本工程光伏组件安装倾角为 14°,光伏组件采光面年均辐射量为 898kWh/m²。

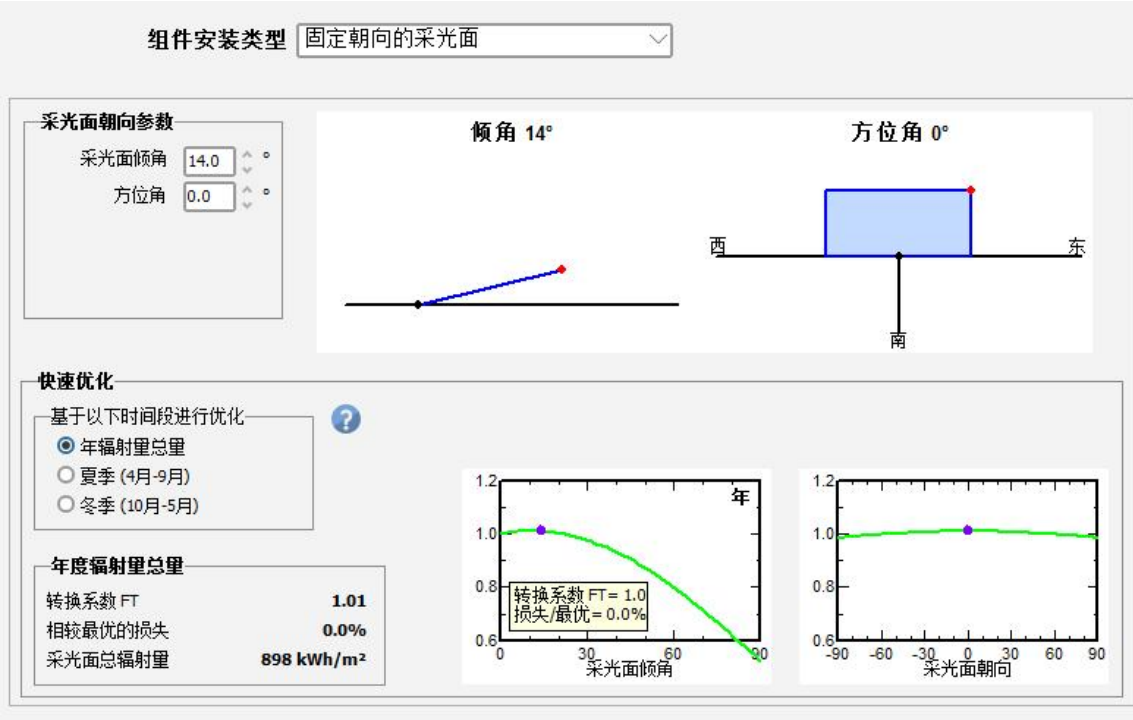


图 5.5-3 光伏组件倾角辐射量计算结果

通过国家通用光伏发电系统计算软件 PVsyst7.2 仿真，考虑工程经济最优化及实际承载力、检修维护等因素，混凝土屋面太能电池采用 14°安装。

5.5.3 光伏方阵间距计算

本工程光伏组件采用单排和双排纵向布置，沿屋面倾角布置，存在光伏方阵前后排遮挡问题，需要计算光伏方阵之间的最佳间距。

在北半球，对应最大日照辐射接收量的平面为朝向正南，阵列倾角确定后，要注意南北向前后阵列间要留出合理的间距，以免前后出现阴影遮挡，前后间距为：冬至日（一年当中物体在太阳下阴影长度最长的一天）上午 9：00 到下午 3：00，光伏组件间南北方向无阴影遮挡。

计算当光伏方阵前后安装时的最小间距 D，如下图所示：

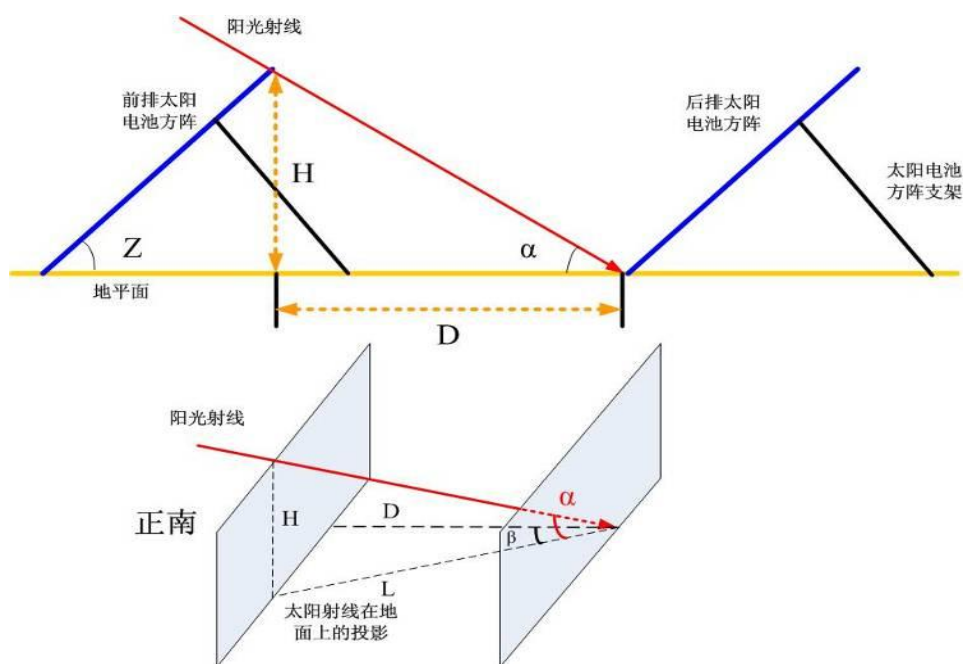


图 5.5-4 光伏阵列间距离示意图

一般确定原则：冬至日当天早 9:00 至下午 3:00 光伏方阵不应被遮挡。

计算公式如下：

太阳高度角的公式： $\sin\alpha = \sin\phi \sin\delta + \cos\phi \cos\delta \cos\omega$

太阳方位角的公式： $\sin\beta = \cos\delta \sin\omega / \cos\alpha$

式中：

ϕ 为当地纬度；

δ 为太阳赤纬，冬至日的太阳赤纬为 -23.5° ；

ω 为时角，上午 9:00 的时角为 -45° 。

H 为方阵前排最高点与后排组件最低位置的高度差。

$D = \cos\beta \times L$, $L = H / \tan\alpha$, $\alpha = \arcsin(\sin\phi \sin\delta + \cos\phi \cos\delta \cos\omega)$

根据《光伏电站设计规范 GB 50797-2012》7.2 节公式计算。1#车间、2#车间和 3#车间混凝土屋面光伏板间距不小于 1.98 米。组件距离屋面最低高度为 300mm。

5.5.4 组件布置

根据现有屋面情况，本工程选用单晶硅 560Wp 光伏组件，布置容量详见表 5.5-2

表 5.5-2 布置容量

安装位置	安装组件块数	安装容量 (MWp)	安装角度
1#车间、2#车间、3#车间	640	0.3584	14°
合计	640	0.3584	

5.6 逆变器选型

逆变器选型主要对以下指标进行比较：

(1) 作为光伏发电系统中将直流电转换为交流电的关键设备之一，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《光伏发电并网逆变器技术要求》（GB/T37048-2019）及《光伏发电站设计规范》（GB50797-2012）及其它相关规范的要求，在本工程中逆变器的选型主要考虑以下技术指标：

(2) 对于屋顶分布式光伏电站，均应选用组串式逆变器，以避免直流汇流箱带来的安全隐患，同时缩短直流电路长度，降低直流电路带来的风险。

(3) 组串式逆变器要求质保 10 年，必须满足系统抗 PID 性能，同时应具备反向充电修复功能。

(4) 逆变器转换效率越高，则光伏发电系统的系统效率越高，系统总发电量损失越小。故在单台额定容量相同时，应选择转换效率高的逆变器。

(5) 逆变器转换效率包括最大效率和中国效率。中国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。光伏发电系统的输出功率是随太阳辐射强度不断变化的，因此中国效率相较最大效率更有实用意义。

(6) 逆变器的直流输入电压范围宽，可以将早晨和傍晚太阳辐照度较低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。同时，还可以使逆变器所配用的组件类型多样化。因此应选择直流输入电压范围较宽的逆变器。

(7) 光伏组件的输出功率随时变化，且具有非线性特点，因此选择的逆变器应具备最大功率点跟踪功能，不论日照、温度等因素如何变化，逆变器都能通过自动调节实现光伏阵列的最佳运行。

(8) 逆变器要求能够自动化运行，运行状态可视化程度高。逆变器应提供大尺寸的人机界面。显示屏可清晰显示实时各项运行数据，实时故障数据，历史故

障数据，总发电量数据，历史发电量（按月、按年查询）数据。显示界面具有按键功能，工作人员可随时翻看所需运行数据；也可提供 app 蓝牙接入实现可视化人机界面实现上述功能。

（9）使用寿命不低于 25 年。在环境温度为 $-25^{\circ}\text{C}\sim+60^{\circ}\text{C}$ ，相对湿度 $\leq 99\%$ ，海拔高度 ≤ 2000 米情况下能正常使用。

（10）逆变器采取壁挂式或支架安装，防护等级 IP66；逆变器自身配套相应挂板，挂板便于安装且牢固；逆变器镶有设备的铭牌。

（11）具备对时功能。

（12）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 GB/T 14549《电能质量-公用电网谐波》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。

本工程系统容量较小且光伏组件布置分散，若是逆变器容量过大，则在一台逆变器发生故障时，发电系统损失发电量过大，从工程运行及维护考虑，建议选用单台容量小的逆变设备；若逆变器容量太小，数量太多，不但会影响到前期工程的初始投资成本，而且后期工程的维护量会成倍增加。通过综合比较及实际布置情况，本工程推荐选用容量为 100kW 和 80kW 的逆变器。详细参数和价格比选如下表 5.6-1：

表 5.6-1 100kW 逆变器主要技术参数和价格比选表

指标	逆变器规格参数			
逆变器型	固德威 GW100K-HT	阳光电源 SG110CX-P2-CN	华为 SUM2000-100KTL-M0	MAX 100KTL3-XLV
额定容量	110kVA			
隔离方式	无隔离变压器			
最大输入电压	1100V			
MPPT 电压范围	180V~ 1000V	180V~1000V	200V~1000V	200V~1000V
MPPT 路数	10	9	10	10
每路 MPPT 最大输入 组串数	2	2	2	2
每路 MPPT 最大输入 电流	30A	30A	30A	32A

额定交流输出功率	100kW			
最大输出交流	167A	158.8A	168.8A	158.8A
总电流波形畸变率	< 3%(满功率运行时)			
功率因数	0.8 超前~0.8 滞后			
最大效率	98.70%	98.70%	98.20%	98.70%
中国效率	98.10%	98.30%	98.20%	98.50%
额定电网频率	50Hz			
额定输出电压	380V	400V	380V	380V
使用环境温度	-30℃~+60℃	-30℃~+60℃	-25℃~+60℃	-30℃~+60℃
保护功能	防孤岛、输出过流、输入反接、直流浪涌、交流浪涌保护等			
通讯接口	RS485/PLC			
冷却方式	自然对流			
防护等级	IP66			
尺寸(宽×高×深)	1008×678 ×343	1051×660× 362.5	1035×700×365	970×640×345
重量	93.5kg	89kg	90kg	84kg
价格(元)	13000	13100	13200	13100

表 5.6-2 80kW 逆变器主要技术参数和价格比选表

指标	逆变器规格参数		
逆变器型	固德威 GW80KN-MT	锦浪 GCI-80K	科士达 KSG-80K
额定容量	88kVA		
隔离方式	无隔离变压器		
最大输入电压	1100V		
MPPT 电压范围	200V~1000V	180V~1000V	200V~1000V
MPPT 路数	4	9	4
每路 MPPT 最大输入组串数	4	2	4
每路 MPPT 最大输入电流	44A	30A	44A
额定交流输出功率	80kW		
最大输出交流	127A	133.7A	127A

总电流波形畸变率	< 3%(满功率运行时)		
功率因数	0.8 超前~0.8 滞后		
最大效率	98.80%	98.70%	99.00%
中国效率	98.50%	98.30%	98.50%
额定电网频率	50Hz		
额定输出电压	380V	400V	380V
使用环境温度	-30℃~+60℃	-30℃~+60℃	-25℃~+60℃
保护功能	防孤岛、输出过流、输入反接、直流浪涌、交流浪涌保护等		
通讯接口	RS485/PLC		
冷却方式	自然对流		
防护等级	IP66		
尺寸(宽×高×深)	586×788×267	1014×567×314	640×841×285
重量	70kg	82kg	79kg
价格(元)	10400	10300	10500

容配比比选：容配比为 1.1 时，平准化度电成本为 0.5321 元/kWh，容配比为 1.28 时，平准化度电成本为 0.5251 元/kWh，容配比为 1.35 时，平准化度电成本为 0.5341 元/kWh。结合以上分析本工程容配比为 1.28 较为合适。

结合本工程光伏组件布置情况及上述经济技术比选：固德威逆变器与其他厂家的逆变器价格差距不大，转换效率较高，容配合适，本工程暂按 GW100K-HT 和 GW80KN-MT 逆变器进行研究，其谐波电流含量小于 3%，满足 GB/Z 19964-2012《光伏电站接入电力系统技术规定》的要求。

逆变器直流输入具有最大功率跟踪 MPPT 技术，可进行远程监控。并网逆变器本身要求具备直流输入分断开关功能，具备输入、输出漏电与防雷保护、直流母线过电压保护、电网断电、电网过欠压、电网过欠频、光伏阵列及并网逆变器本身的接地检测及保护功能等。主要保护功能动作条件、保护动作逻辑表如下表所示：

保护功能	保护动作条件	保护时间	保护动作逻辑	自恢复时间
极性反接保护	当光伏组串的极性反接，PV 电流小于-2A 时触发保护	0.5s，不开机	自动脱开电网，逆变器进入故障模式并报故障信息	电检修，极性正接后，逆变器能自动恢复

保护功能	保护动作条件	保护时间	保护动作逻辑	自恢复时间
短路保护	$I_{out} > 1.5 \times I_e$	0.1s	自动脱离电网, 进入故障模式、并上报告警	待短路故障修复后, 60s 内逆变器恢复
交流过流及直流过流保护	$I_{out} > 1.3 \times I_e$	0.2s	自动脱离电网, 进入故障模式、并上报告警	故障消除后, 30s 内逆变器恢复
直流母线过电压保护	1500V	0.1s	自动脱离电网, 进入故障模式、并上报告警	直流侧电压恢复到逆变器允许工作范围后, 30s 内逆变器恢复
电网断电保护	电网电压小于 60V	0.05s	自动脱离电网, 进入故障模式、并上报告警	电网调减恢复正常后, 60s 内逆变器恢复
电网过欠压保护	$U < 0.9U_n$	符合 NB/T32004-2018 低电压穿越要求	自动脱离电网, 进入故障模式、并上报告警	符合低电压穿越的要求
	$0.9U_n \leq U \leq 1.1U_n$	正常运行		
	$1.1U_n < U < 1.3U_n$	符合 NBT32004-2018 高电压穿越要求		符合高电压穿越的要求
电网过欠频保护	$f < 46.0\text{Hz}$	200ms	自动脱离电网, 进入故障模式、并上报告警	符合 NB/T32004-2018 能标要求
	$46.0\text{Hz} \leq f < 46.5\text{Hz}$	5min		
	$46.5\text{Hz} \leq f < 47.0\text{Hz}$	5min		
	$47.0\text{Hz} \leq f < 47.5\text{Hz}$	5min		
	$47.5\text{Hz} \leq f < 48.0\text{Hz}$	连续运行		
	$48.0\text{Hz} \leq f < 48.5\text{Hz}$	连续运行		
	$48.5\text{Hz} \leq f < 50.5\text{Hz}$	连续运行		
	$50.5\text{Hz} \leq f < 51.0\text{Hz}$	连续运行		
	$51.0\text{Hz} \leq f < 51.5\text{Hz}$	5min		
	$51.5\text{Hz} \leq f < 52.0\text{Hz}$	5min		
	$f > 52.0\text{Hz}$	200ms		
光伏阵列及逆变器本身的接地检测及保护功能	绝缘阻抗小于 $37\text{k}\Omega$	不开机	低于设定值不工作, 并持续监测高于设定值逆变器开机	待接地故障修复, 逆变器恢复
孤岛效应保	电网过欠压和电网过	大于 2s	自动脱开电网, 逆	60s

保护功能	保护动作条件	保护时间	保护动作逻辑	自恢复时间
护	欠频触发保护		变器进入故障模式并报故障信息	

各逆变器的光伏组件数量及装机容量见下表：

表 5.6-2 各逆变器组件数量及装机容量表

逆变器编号	组件数量（块）	装机容量（kwp）
1#	234	131.04
2#	220	123.2
3#	186	104.16
总计：	640	358.4

5.7 串并联设计

光伏方阵通过组件串、并联组合而成，光伏组件的串联必须满足并网逆变器的直流输入电压要求，光伏组件并联必须满足并网逆变器输入功率的要求。

本工程拟采用 560Wp 单晶硅光伏组件，在计算光伏组件串联数量时，需要考虑组件的开路电压温度系数。随着光伏组件温度的增加，开路电压减小；相反，组件温度降低，开路电压增大。为了保证逆变器在当地极限低温条件下能够正常运行，在计算光伏组件串联电压时应考虑当地的最低环境温度进行计算，并得出串联的光伏组件个数和直流串联电压（保证逆变器对光伏组件最大功率点 MPPT 跟踪范围）。根据气象资料本工程多年极端最高气温：43℃，多年极端最低气温：-0.9℃。

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量应按照下列公式计算：

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

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

式中：

V_{oc} ——光伏组件的开路电压（V）；

V_{pm} ——光伏组件的工作电压（V）；

t ——为光伏组件工作条件下的极限低温（℃）；

t' ——为光伏组件工作条件下的极限高温（℃）；

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；

S ——光伏组件的串联数（ S 向下取整）；

V_{dmax} ——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）；

从公式中可以看出，组串的光伏组件串联数量由组件电气参数、逆变器直流输入电压参数、气象条件确定。设计原则是：

（1）组串开路电压应小于组件最大系统电压，并小于逆变器最大直流输入电压；

（2）组串最低工作电压应大于逆变器最低直流输入电压，并小于逆变器 MPPT 电压范围的上限；

（3）系统启动时，组串最低工作电压应大于逆变器启动电压，启动时的光照强度要求尽可能较小，工作温度要求尽可能较高。

将光伏组件的数据代入计算得到 100kW 逆变器串联数范围为 $4.6 \leq S \leq 20.6$ ，80kW 逆变器串联数范围为 $5.1 \leq S \leq 20.6$ 。受厂房屋顶原有设备的限制，本工程选定的光伏组件约为 16~20 块/串。

5.8 监控和通讯

光伏系统的监控和通讯原理图，如图所示：

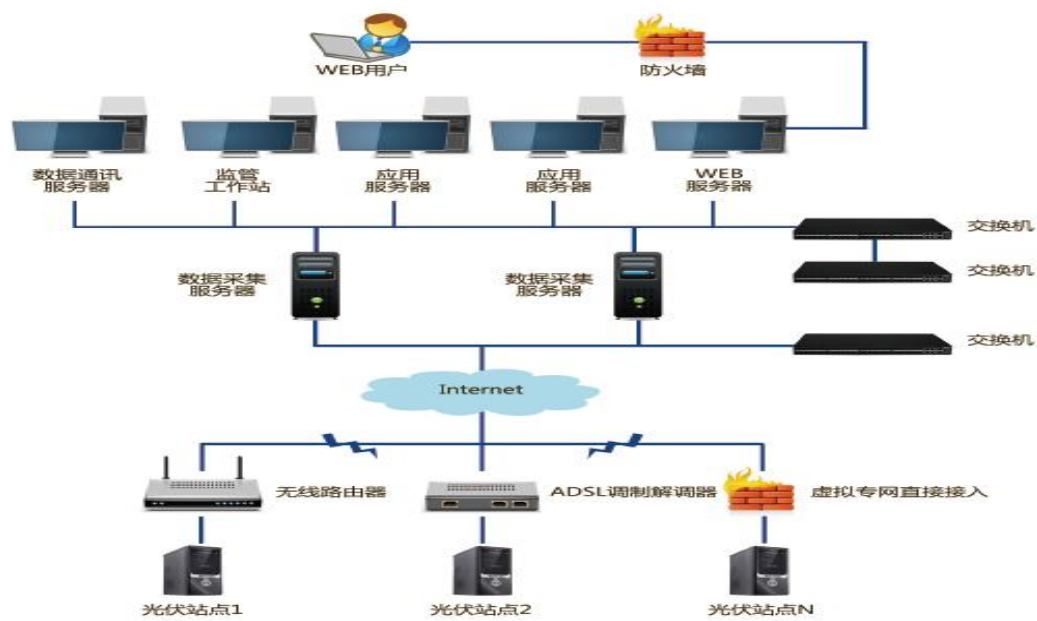


图 5.8- 1 监控和通讯原理图

监控系统，可监控系统的发电量、即时发电功率和节能环保效应。系统的功率维护界面，通过该界面可以了解到每串光伏组件的发电表现，及时发现问题组件或逆变器，以方便运维人员及时排除系统故障。

5.9 光伏组件清洗

(1) 组件表面清洗的必要性

光伏组件安装于户外环境中，长时间光伏组件面层会积累一定数量的灰尘，因而降低光伏组件的发电效率。为提高电站的发电效率，光伏组件面层应根据灰尘程度不定时用水进行清洗。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。

不定期清洗分为恶劣气候后的清洗和季节性清洗。

恶劣气候分为大风或雨雪后的清洗。每次大风后应及时清洗。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。

季节性清洗主要指春秋季位于候鸟迁徙线路下的发电区域，对候鸟粪便的清洗。在此季节应每天巡视，发现电池组件被污染的应及时清洗。

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。

（2）光伏组件清洗方案优化选择

根据项目选址区域的空气中污染物的情况来看，主要污染物是可吸入颗粒物。组件板面污染物主要以浮尘为主，也有雨后灰浆粘结物，组件板面结露后产生的灰尘粘结。由于组件表面一般采用了自洁涂层，经过雨水冲洗，组件表面的清洁度一般是有保证的。但是考虑到组件表面的清洁度直接影响到光伏系统的输出效率，长时间不下雨，会影响到组件的出力，所以本项目初步选定水冲洗的方案。光伏组件的冲洗由人工采用便携式光伏组件清洗机方式进行冲洗。

5.10 光伏系统防雷保护

（1）防直击雷措施

直击雷是指直接落到光伏阵列、低压配电线路、电气设备以及在其旁的雷击。该厂区厂房屋顶已建避雷带，所有光伏组件、电缆桥架、逆变器等室外可导电设备应与屋顶上接闪带可靠焊接，跨伸缩缝的应做防伸缩措施，可达到防直击雷的目的，并满足 GB50057-2010《建筑物防雷设计规范》中有关规定。

（2）防感应雷措施

光伏发电系统的雷电浪涌入侵途径，除了光伏阵列外，还有配电线路，接地线以及它们的组合；从接地线侵入式由于近旁的雷击使大地电位上升，相对于电源高，从而产生从接地线向电源侧方向的电流。对感应雷防护的措施为：在每路交流逆变器内装设浪涌保护装置；在交流配电柜处安装避雷元件，以防护从低压配电线侵入的雷电波及浪涌。由此不仅对太阳能组件起到防雷保护作用，还为系统的检测、维修和维护提供了方便，缩小电池组件故障检修范围。

5.11 光伏系统设备配置

该分布式光伏发电系统的主要设备配置见下表：

表 5.11- 1 分布式光伏发电系统主要设备配置

序号	名称	型号规格	单位	数量	备注
1	组件	单晶 560Wp	块		
2	逆变器	100kW	台		
3	逆变器	80kW	台		
4	数据采集器	-	台		

5	防雷装置	—	套		
6	并网装置	—	套		含保护
7	电缆	光伏专用线缆、电力线缆	米	按实际所需配置	
8	支架	镀锌支架	套	按实际所需配置	

5.12 发电量计算

5.12.1 计算条件

光伏电站年发电量计算主要依据以下条件进行：

(1) 光伏组件

本工程共设计安装 640 块标准功率 560Wp 的单晶硅光伏组件，光伏电站总容量为 0.3584MWp，组件效率为 21.68%。

(2) 根据《光伏发电站设计规范》GB 50797-2012，光伏发电站发电量 E_p 计算如下：

$$E_p = H_A \times \frac{P_{AZ}}{E_s} \times \eta$$

式中： H_A ——为水平面太阳能总辐照量(kWh/m²)；

E_p ——为上网发电量(kWh)；

E_s ——标准光照条件下的辐照度(常数=1kWh/m²)；

P_{AZ} ——组件安装容量(kWp)；

η ——为综合效率系数。

综合效率系数 η 是考虑了各种因素影响后的修正系数，其中主要包括：

- 1) 光伏组件类型修正系数；
- 2) 光伏方阵的倾角、方位角修正系数；
- 3) 光伏发电系统可用率；
- 4) 光伏温度因子；
- 5) 逆变器效率；
- 6) 集电线路损耗；
- 7) 光伏组件表面污染修正系数；
- 8) 其他损耗。

5.12.2 系统发电效率分析

并网光伏发电系统的能量损失主要由光伏阵列的能量损失、逆变器能量损失、交流并网的能量损失等三部分组成。

(1) 光伏阵列能量损失 η_1 : 光伏阵列在 $1000\text{W}/\text{m}^2$ 太阳辐射强度下, 实际的直流输出功率与标称功率之比。影响光伏阵列在能量转换过程中损失的因素很多, 在实际工程中需要针对引起损耗问题的原因采取相应的措施来降低损耗, 具体方案如下:

①组件不匹配的损失: 按照光伏组件厂家的生产工艺, 每块组件的工作电压和工作电流都有细微的差别, 由于同一光伏组件串内的所有组件之间为串联连接, 工作电流与逆变器的 MPPT 电流不同时会造成光伏组件的功率损失。

相应改善措施为: 在组件招标时明确必须采用同一生产厂家的同一生产线的同一批次产品, 并且组件厂家供货时将光伏组件按照工作电流划分为不同的档次, 在组件安装前要根据工作电流进行分档, 并且分档电流 $\leq 0.1\text{A}$, 同一档次的光伏组件安装在一起, 能够减少组件不匹配造成的功率损失。

在同一 MPPT 回路中的不同光伏组件串的工作电流不同时, 为达到最大功率点, 逆变器的 MPPT 工作电流会偏向于工作电流较低的回路。相应措施为采用具有多路 MPPT 回路的 MPPT 控制器。

根据 PVsyst 仿真结果, 组件不匹配损耗为 1%, 考虑实际的误差, 综合组件不匹配引起的效率因子按照 99%计算;

②防反二极管及线缆接头损耗: 该项损耗为光伏组件本身的原因, 减低该损耗的最有效方法是要求厂家进行光伏组件生产时采用性能优良的元器件、电阻率较低的导线和更先进的接头处理工艺。此部分的损耗应由组件厂家承担, 计入光伏组件的输出功率, 在系统发电效率中不考虑此项因素造成的损耗;

③不可利用的太阳辐射损失: 大型光伏项目中不可利用的太阳辐射损失主要是冬季半年(9月23日~3月21日)期间, 其中以冬至日的损失最为严重, 主要原因是光伏阵列的前后排之间发生的阴影遮挡。本项目选用半片组件, 不可利用的太阳辐射的造成的效率因子按照 99.5%计算;

④灰尘积雪及遮挡损耗: 组件表面的尘埃和积雪会减少光伏组件表面接收到的太阳辐射量, 造成系统发电效率的损失。

⑤局部遮挡产生的原因主要是光伏电站场区周边的山体、附近较高的树木及杂草、建筑物、构筑物以及架空输电线的阴影对光伏组件表面形成的遮挡。减少这项损失的主要措施是在光伏组件的布置位置尽量避免选择有阴影遮挡的区域，并且定期做好除草工作。

综合灰尘积雪及遮挡损耗造成的效率因子按照 99%计算；

⑥温度影响损耗；光伏组件的输出功率随温度上升而降低，不同生产厂家的光伏组件输出功率受到温度的影响程度不同。应优先选择输出功率受温度影响较小的光伏组件。光伏电站所在区域的温差较小。因此，温度影响损耗造成的效率损失按照 97%计算（PVsyst 仿真损耗为 2.95%）；

⑦组件 IAM 损失：项目所在地区的光照资源较丰富，太阳光照射在组件的玻璃材料时会产生相对透射率的光照损失，IAM 损失按照 99.4%计算（PVsyst 仿真损耗为 0.6%）。

⑧直流线路损失；光伏组件的占地面积较大，光伏组件串都通过直流输电线路接至逆变器，直流线路的数量较多，电缆较长，电缆压降增加，损耗较大。该问题的应对措施为：优化光伏方阵布置方案和逆变器位置，减少直流电缆长度。本工程中采用对比不同布置方案的直流电缆用量的方法，降低光伏电站直流电缆的总长度和最长电缆长度。直流线路损失按 99%计算。

⑨低辐照度造成的损失：逆变器运行对工作电压有一定要求，低辐照度时组件开路不能满足逆变器的启动电压要求。选用启动电压较低、工作电压范围较宽的智能 MPPT 控制器能够最大程度的利用辐照度较低的时段，因此这部分因子按 99%计算（PVsyst 仿真损耗为 0.04%）。

⑩系统故障及维护损耗；逆变器或升压变压器故障时，设备连接的光伏组件都要退出运行，造成发电量损失。主要应对措施为选用稳定性好、故障率低的设备，减少汇流的环节和设备的数量。本工程中采用了组串式逆变器方案。系统故障损耗按 99%计算；

上述因素的损失定量分析表如下：

表 5.12-1 光伏阵列能量损失定量分析表

序号	项目	数值
1	组件不匹配的损失	99%

2	不可利用的太阳辐射损失	99.5%
3	灰尘积雪及局部遮挡损耗	99%
4	温度影响损耗	97%
6	组件 IAM 损失	99.4%
5	直流线路损失	99%
7	低辐照度损失	99%
8	系统故障及维护损耗	99%
9	η_1 综合效率	91.23%

综合以上多种影响因素，光伏阵列的能量损失影响因子为 $\eta_1=91.23\%$ ；

(2) 逆变器转换能量效率 η_2 ：逆变器输出的交流电功率与直流输入功率之比，根据逆变器厂家提供的中国效率，考虑光伏发电大部分时间为非满载运行，确定 η_2 为93.9%；

(3) 交流并网能量效率 η_3 ：从逆变器输出至低压电网的传输效率。逆变器和箱变相对位置较远，使得低压交流电传输过程损失部分电能，传输效率为96%；

综合以上因素，交流并网能量效率为 $\eta_3=96.2\%$ ；

(4) 光伏电站的系统转换总效率为：

$$\eta_{\text{总}} = \eta_1 \times \eta_2 \times \eta_3 = 91.23\% \times 93.9\% \times 96.2\% = 82.15\%。$$

本工程的系统转换效率为82%（未计及衰减）

5.12.3 发电量计算

本工程设计安装640块标准功率560Wp的单晶硅光伏组件，光伏电站总容量为0.3584MWp。光伏电站首年理论发电量约为25.81万kWh。

单晶硅组件年发电衰减率按第1年 $\leq 2\%$ ，第2年起 $\leq 0.55\%$ /年线性衰减，25年衰减不超过15.2%来进行考虑，则首年衰减后有效利用小时数为720.23h，25年年均利用小时数为674.64h，25年年均发电量为24.18万kWh。

年份	组件累计衰减	年发电量 (万 kWh)	年有效利用小时 数 (h)	备注
第1年	2.00%	25.81	720.23	
第2年	2.55%	25.67	716.27	
第3年	3.10%	25.53	712.33	
第4年	3.65%	25.39	708.42	

第 5 年	4.20%	25.25	704.52	
第 6 年	4.75%	25.11	700.64	
第 7 年	5.30%	24.97	696.79	
第 8 年	5.85%	24.84	692.96	
第 9 年	6.40%	24.70	689.15	
第 10 年	6.95%	24.56	685.36	
第 11 年	7.50%	24.43	681.59	
第 12 年	8.05%	24.29	677.84	
第 13 年	8.60%	24.16	674.11	
第 14 年	9.15%	24.03	670.40	
第 15 年	9.70%	23.90	666.72	
第 16 年	10.25%	23.76	663.05	
第 17 年	10.80%	23.63	659.40	
第 18 年	11.35%	23.50	655.78	
第 19 年	11.90%	23.37	652.17	
第 20 年	12.45%	23.25	648.58	
第 21 年	13.00%	23.12	645.01	
第 22 年	13.55%	22.99	641.47	
第 23 年	14.10%	22.86	637.94	
第 24 年	14.65%	22.74	634.43	
第 25 年	15.20%	22.61	630.94	
合计		604.4811	16866.10151	
平均		24.1792	674.64	

表 5.12- 1 光伏电站 25 年发电量

5.12.4 提升上网电量的方法

从年上网电量的估算过程中可知，系统设计完毕后，运行期间的损耗是固定存在不可减少的。要提升上网电量必须在系统设计时，即选用损耗低的设备和导体，或者在夜晚切断光伏电场逆变器减少其运行时间。同时，提升检修能力、缩短设备检修时间；积极除尘、扫雪，提升辐射利用率；节减自用电等，都可提升上网电量。

6 电气

6.1 电气一次

6.1.1 设计依据

1. 业主设计委托书、相关专业设计资料单等；

2. 遵循的相关国家规范：

GB/T 50866-2013	光伏电站接入电力系统设计规范
GB50797-2012	光伏电站设计规范
GB 50217- 2018	电力工程电缆设计标准
DL/T 5222-2021	导体和电器选择设计规程
GB50057-2010	建筑物防雷设计规范
GB/T4208-2017	外壳防护等级
DL/T5044-2014	电力工程直流系统设计技术规程
GB/T 50064-2014	交流电气装置的过电压保护和绝缘配合
GB / T 50063-2017	电力装置电测量仪表装置设计规范
GB/T 50062-2008	电力装置的继电保护和自动装置设计规范
GB 50169-2016	电气装置安装工程接地装置施工及验收规范
GB 50065-2011	交流电气装置接地设计规范
GB/T 3482-2008	电子设备雷击试验方法
DB34/ 5006-2014	太阳能光伏与建筑一体化技术规程
GB 50016-2014	建筑设计防火规范(2018 年版)
GB/T 31366-2015	光伏电站监控系统技术要求
Q/GDW480-2015	分布式电源接入电网技术规定
GB 50054-2011	低压配电设计规范

国家现行的相关规程、规范和规定。

6.1.2 接入电力系统方案

根据国家电网公司《配电网技术导则》（Q/GDW10370-2016）第 11.1 条以及《分布式电源接入电网技术规定》（Q/GDW1480-2015）第 4 条规定：分布式电源接入配电网的电压等级，可根据装机容量进行初步选择：在分布式电源容量合计

不超过配电变压器额定容量和线路允许载流的条件下，8kW 及以下可接入 220V 电压等级；8kW~400kW 可接入 380V 电压等级；400kW~6000kW 可接入 10kV 电压等级；6000kW~20000kW 可接入 35kV 电压等级。

接入系统方案技术经济比较见下表：

表 6.1- 1 接入系统方案技术经济比较表

比较项	方案一（10kV 接入）		方案二（0.38kV 接入）	
	变配电部分	线路部分	变配电部分	线路部分
建设规模	新建 10kV 箱式变电站（400kVA）1 座； 配电自动化设备 1 套；	ZC-YJV22-8.7/15kV-3×120。 ZC-YJV-0.6/1kV-3×95+1×50， ZC-YJV-0.6/1kV-3×70+1×35。	并网计量箱 1 台；原有箱变改造 1 处。	ZC-YJV-0.6/1kV-3×185+2×95； ZC-YJV-0.6/1kV-3×95+1×50， ZC-YJV-0.6/1kV-3×70+1×35。
投资估算				
合计				
优点	无需改造原有箱变		配电系统简洁，投资少	
缺点	变配电系统复杂，须新增 10kV 箱变，投资高		线路损耗较大，电缆数量多，改造部分复杂	

本工程装机容量为 0.3584MWp，额定输出容量约 280kW，结合以上经济技术比较，拟推荐方案二，以 0.38kV 电压等级接入厂区原有配电系统 0.38kV 侧。

最终光伏电站的接入系统方案以电网主管部门审查通过的接入系统报告为准。

6.1.3 电气主接线

本系统共采用 2 台 100kW 和 1 台 80kW 组串式逆变器完成直交转换，逆变器布置在厂房屋顶支架安装，就近设置，发电单元每 10~13 串光伏组件串接入 1 台逆变器低压侧，逆变器接入并网计量箱再接入厂区 1#箱变内。

电气主接线图详见附图 1。

6.1.4 集电线路方案

(1) 光伏组件—逆变器

采用PV1-F-DC0.9/1.8kV-1×4mm²光伏专用线路从光伏方阵接至组串式逆变器

(2) 逆变器—并网箱

逆变器—并网箱低压电缆选用 ZC-YJV-0.6/1kV-3×95+1×50mm² 和 ZC-YJV-0.6/1kV-3×70+1×35mm²。

(3) 并网箱-1#箱变低压侧

并网箱-1#箱变低压电缆选用 2 根 ZC-YJV-0.6/1kV-3×185+2×95mm²。

6.1.5 自用电

本工程自用电包含逆变器损耗及相关设备损耗，总负荷约 1.0kW。年自用电约为 0.8 万 kWh。

6.1.6 主要电气设备选择

6.1.6.1 短路电流计算

本工程的短路电流及设备选型根据现有设备确定。0.4kV 设备短路电流水平选取 50kA。

6.1.6.2 设备选择

(1) 电能计量箱：

额定电压：400V

防护等级：IP30

(2) 无功补偿装置

光伏电站的电源出力变化快速、频繁，对系统运行电压产生较大影响，因此对于电站电压调节能力的要求也较高，一般要求光伏电站要配置充足的无功补偿设备以满足场站无功平衡及调压要求。

本工程原有 1#箱变低压侧已设置无功补偿装置，可满足工程需求。

6.1.7 电气设备布置

本工程新增电能计量箱布置于箱变旁，安装方式为落地安装。

6.1.8 防雷接地及过电压保护设计

为保证电力系统的安全运行和光伏发电及附属设施的安全，并网光伏电站必须有良好的避雷、防雷及接地保护装置。避雷、防雷装置应符合《建筑物防雷设计规范》(GB50057)要求，接地应符合《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》(GB50169)和《交流电气装置接地设计规范》GB 50065-2011 要求。

光伏电站场址所在区域环境按Ⅳ级污秽区对待，电气设备的绝缘配合按照国家标准《交流无间隙金属氧化物避雷器》(GB11032)、《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(GB/T50064)确定的原则进行选择。

(1) 直击雷保护及接地

在光伏阵列中设避雷针出现阴影对电池组件的性能影响较大，根据《光伏(PV)发电系统过电压保护导则》中有关条款的规定，主要通过光伏阵列采取光伏组件和支架与厂区接地网及避雷带连接进行直击雷保护，光伏组件、电缆桥架等金属物体均应通过 6mm^2 及以上黄绿接地线与屋顶上避雷带可靠焊接，跨伸缩缝的应做防伸缩措施，接地电阻应小于 4Ω 。

(2) 电气设备接地

本工程利用厂房屋原有的接地系统，各级电压的电气设备，均用 -40×4 的热镀锌扁钢暗敷成闭合回路的水平接地线，重要电气设备的工作和保护接地干线的连接不少于两处、变压器中性点单独接地。对所有要求接地或接零的设备均应可靠地接地或接零。所有电气设备外壳、开关装置和开关柜接地母线、架构、电缆支架和其它可能事故带电的金属物都应可靠接地。

(3) 光伏发电系统过电压保护

为防止直流线路上侵入波雷电压，在逆变器及配电柜内逐级装设防雷保护装置，满足《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》GB/T50064-2014 规范要求。

6.1.9 电缆敷设

6.1.9.1 电缆敷设方式

本工程电缆敷设方式主要有：电缆敷设于桥架和电缆穿管的方式。光伏组件之间的 $1\times 4\text{mm}^2$ 串联电缆可在光伏组件支架下方阻燃 PVC 管中，绑扎固定；组件串至逆变器 $1\times 4\text{mm}^2$ 直流电缆通过穿桥架/穿管敷设至逆变器；逆变器可通过桥架/穿

管方式敷设至并网计量箱再敷设至箱变内。

6.1.9.2 电缆防火及阻燃措施

(1) 在电缆主要通道上设置防火延燃分隔措施，设置耐火隔板、阻火包等。

(2) 墙洞、盘柜箱底部开孔处、电缆管两端进入建筑物入口处等采用防火封堵。

(3) 全站采用 C 级阻燃电缆。

6.2 电气二次

6.2.1 设计依据

GB50116-2013	火灾自动报警系统设计规范
DL/T448-2016	电能计量装置技术管理规程
DL/T5002-2021	地区电网调度自动化设计规程
DL/T5003-2017	电力系统调度自动化设计规程
DL/T5136-2012	火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程
DL/T5137-2001	电测量及电能计量装置设计技术规程
DL/T5044-2014	电力工程直流系统设计技术规程
GB50797-2012	光伏发电站设计规范
GB / T 50063-2017	电力装置电测量仪表装置设计规范
GB/T 50062-2008	电力装置的继电保护和自动装置设计规范
DL/T1936-2018	配电自动化系统安全防护技术导则
DL/T721-2013	配电自动化远方终端
GB/T35732-2017	配电自动化智能终端技术规范
DB34/ 5006-2014	太阳能光伏与建筑一体化技术规程
Q/GDW480-2015	分布式电源接入电网技术规定

6.2.2 电站设计原则

(1) 电站按“无人值班”（委托运维）的原则设计。

(2) 各二次系统和设备均满足电力系统二次安全防护要求。

6.2.3 电站监控系统

6.2.3.1 监控系统的主要任务

计算机监控系统根据电力系统的要求和光伏电站的运行方式，完成对光伏发电系统及电气设备的自动监视、控制和调节，主要包括：

- (1) 准确、及时地对电气设备运行信息进行采集和处理并实时上送。
- (2) 对电气设备进行实时监控，保证其安全运行和管理自动化。
- (3) 根据电力系统调度对本站的运行要求，进行最佳控制和调节。

6.2.3.2 计算机监控系统设备配置

本项目光伏电站有 3 个发电单元，监控按简化的结构进行配置，监控功能全部由逆变器一体化装置完成。

综合保护测控装置须具备智能接口，负责采集所在光伏发电单元内光伏并网逆变器、干式变压器的信息并提供智能分析、智能保护、故障预警、提出优化建议、提出巡检建议等核心功能。通信规约采用 IEC104。

6.2.3.3 监控系统的功能

计算机监控系统设置如下功能：

综合测控装置应连续监测其所在光伏发电单元内逆变器的信息。

6.2.3.4 光伏发电系统的计算机监控

- (1) 光伏发电系统监控包括以下几个部分：并网逆变器和电能计量箱。
- (2) 光伏发电系统的监控配置如下：

光伏发电系统中光伏组件不单独设监控装置，而是通过并网逆变器对光伏组串的实时数据进行测量和采集。

- (3) 光伏发电系统的监控功能如下：

a) 逆变器的监控功能

①逆变器 LCD 上显示运行、故障类型、实时功率、电能累加等参数。电站运行人员可以操作键盘对逆变器进行监视和控制。

②逆变器就地监控装置可实现集中控制室微机监控的所有内容。逆变器的保护和检测装置由设备生产厂家进行配置，如：低电压穿越、孤岛保护、温升保护、

过负荷保护、电网故障保护和传感器故障信号等。保护装置动作后跳逆变器出口断路器，并发出信号。

③可查看每台逆变器的运行参数，主要包括：直流电压、直流电流、直流功率、交流电压、交流电流、逆变器机内温度、时钟、频率、功率因数、当前发电功率、日发电量、累计发电量、累计 CO₂ 减排量、每天发电功率曲线图。

④监控所有逆变器的运行状态，采用声光报警方式提示设备出现故障，可查看故障原因及故障时间，监控的故障信息至少应包括以下内容：电网电压过高、电网电压过低、电网频率过高、电网频率过低、直流电压过高、直流电压过低、逆变器过载、逆变器过热、逆变器短路、散热器过热、逆变器孤岛、DSP 故障、通信失败。

b) 电能计量箱的监控功能

交流电压、交流电流、功率因数、有功无功和电能质量监测等。

6.2.3.5 电能质量监测系统

根据《光伏电站设计规范》（GB50797-2012），直接接入公用电网的光伏发电站应在并入点装设电能质量在线监测装置。

本工程并网点单独装设 1 套电能质量在线监测系统（共 1 套）。

6.2.4 继电保护及安全稳定装置

逆变器保护装置由逆变器成套、开关柜保护装置装设于开关柜内。有相间短路电流速断保护、单相接地短路保护、逆功率保护（逆变器自带）、过负荷保护、低电压保护、防孤岛效应保护、温度保护。逆变器保护装置的信息上传至光伏电站计算机监控系统。

本工程并网点单独装设 1 套防孤岛保护装置（共 1 套）。

6.2.5 电能计量系统

6.2.5.1 计量点设置

根据电能量计量关口点、考核点设置原则，分布式光伏电站电能量计量系统电能表的设置点为：

电能计量箱内（计量上、下网电量），共 1 处；

6.2.5.2 计量表计

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T448 的要求，电能表采用静止式多功能分时电能表，应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645 要求。计量表计按下表设置：

表 6.2-1 计量表计配置

计量点设置	计量表配置
并网计量箱（共处）	单表双向表配置，不低于 0.2s 级

6.2.5.3 计量互感器要求

电能表精度要求不低于 0.2S 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.2S、0.2 级。

6.2.6 二次安全防护系统

本分布式光伏电站的就地监控、信息上传应满足根据国家发改委令 14 号《电力监控系统安全防护规定》、《分布式电源并网技术要求》（GB/T33593-2017）、《配电自动化系统安全防护技术导则》（DL/T1936-2018）等规程规范的要求。

6.2.7 主要工程量详见下表：

表 6.2- 2 主要设备材料表

序号	名称、规格及标准号	单位	数量	备注
1	配电设备			
(1)	电能计量箱 IP55 含电能计量装置（具备分时计量功能）	套		
(2)	原有箱变改造	处		
2	光伏设备			
(1)	逆变器 100kW 逆变器 80kW	台 台		
(2)	光伏组件 560Wp	块		
(3)	光伏专用接头 MC4	对		
(4)	光伏专用电缆 PV1-F-DC0.9/1.8kV-1×4	km		

3	电缆			
(1)	ZC-YJV-0.6/1kV-3×185+2×95	m		
(2)	ZC-YJV-0.6/1kV-3×95+1×50	m		
(3)	ZC-YJV-0.6/1kV-3×70+1×35	m		
4	桥架			
	镀锌桥架 100×100	km		
	镀锌桥架 300×200	m		
5	防雷接地			
	-40×4 的热镀锌扁钢	m		
	绝缘铜绞线 BVR-1×6	km		
	绝缘铜绞线 BVR-1×16	km		
6	保护管			
	热镀锌钢管 SC100	m		
	热镀锌钢管 SC65	m		
	阻燃 PVC16	km		
7	镀锌钢支架	吨		
8	混泥土支墩	m ³		
9	防孤岛保护装置	套		
10	电能质量监测装置	套		
11	电能量采集装置	套		
12	清洗系统	套		
13	全站调试	套		
14	消防器材	项		
15	视频监控系统	套		
	含交换机, 6 台室外红外 400 万像素高清球形摄像头, 线缆, 光纤, 固定支架、基础等			

7 土建工程

7.1 概况

根据现场收资及规程规范，建筑设计标准如下：

本工程建筑物火灾危险性分类：丁类；

建筑结构安全等级：二级；

本工程抗震设防烈度：6 度；

设计地震分组：第一组；

设计基本地震加速度值：0.05g；

建筑场地类别：1#车间、2#车间、3#车间、II 类；

基本风压：0.40kN/m²；

基本雪压：-kN/m²。

7.2 设计依据

设计参照执行的规程、规范：

《建筑结构制图标准》	GB/T50105-2010
《建筑结构荷载规范》	GB 50009-2012
《建筑结构可靠性设计统一标准》	GB50068-2018
《混凝土结构设计规范》	GB50010-2010（2015 年版）
《建筑抗震设计规范》	GB50011-2010（2016 年版）
《钢结构设计标准》	GB50017-2017
《冷弯薄壁型钢结构技术规范》	GB50018-2002
《光伏支架结构设计规程》	NB / T 10115-2018
《铝合金结构设计规范》	GB50429-2007
《铝合金结构工程施工质量验收规范》	GB50576-2010
《构筑物抗震设计规范》	GB50191-2012
《建筑抗震鉴定标准》	GB50023-2009
《建筑抗震加固技术规程》	JGJ116-2009
《既有建筑屋顶增设光伏系统工程技术规程》	T/CECS 1176-2022

7.3 结构设计

7.3.1 屋面利用情况

本工程利用屋顶新建分布式光伏发电项目，1#车间、2#车间、3#车间屋顶呈矩形，由钢筋砼屋面构成。

7.3.2 屋面的光伏支架设计

支架采用镀锌钢构件支架，屋面板上设置混凝土支墩 $0.3 \times 0.3 \times 0.3 \text{ m}$ ，支架与砼段连接抵抗风荷载，保证结构的安全性。



图 7.3-1 屋面板上设置砼支墩方案照片

7.4 屋顶荷载核算

本工程所利用的屋面结构为钢筋混凝土屋面。

7.4.1 屋面承载力计算：

根据本项目“光伏组件排列及自重”要求，钢筋砼屋面新增屋顶光伏组件为倾角安装，屋面板上设置混凝土支墩 $0.3 \times 0.3 \times 0.3 \text{ m}$ ，通过夹件固定在混凝土支墩上，用镀锌钢构件做为组件支架，新增恒载（光伏组件+支架荷载）不大于 0.5 kN/m^2 。光伏组件尺寸： $2278\text{mm} \times 1134\text{mm} \times 35\text{mm}$ ，重量 27.6kg ，折合： 0.11 kN/m^2 。）。其余参数均按现行规范取值同原设计。

（1）1#、2#、3#车间屋面荷载

原施工图屋面均布活荷载标准值采用 2.0 kN/m^2 ，根据 1#车间、2#车间、3#车间新增荷载评估报告： 4.5 kN/m^2 （混凝土楼板+装修），活荷载： 2.0 kN/m^2 （外加

设备)。

重庆市基本风压 $W_0=0.40\text{kN/m}^2$ ，地面粗糙度为 C 类，不考虑雪荷载。

(2) 结论

根据荷载评估报告，本工程屋面光伏板布置满足结构荷载要求，方案可行。

7.4.2 风荷载计算：

采用 1 块标准模组 ($1.65\text{m}\times 1\text{m}$) 计算整个阵列：

(1) 基本风压为： 0.40kN/m^2 ；

(2) 阵风系数 $\beta_{gz}=1.902$ ，瞬时风压的阵风系数依据《建筑结构荷载规范》GB50009-2012 表 8.6.1。

(3) 风压高度变化系数 $\mu_z=0.867$ ，地面粗糙度属 B 类，高度 21.75m，查《建筑结构荷载规范》GB50009-2012 表 8.2.1 得出。

(4) 光伏支架标准按照《光伏电站设计规范》(GB50797-2012) 得出：

$$\omega_{\text{正}}=\beta_{gz}\mu_z\mu_s\omega_0=1.902\times 0.867\times 0.80\times 0.40=0.528\text{kN/m}^2$$

$$\omega_{\text{负}}=\beta_{gz}\mu_z\mu_s\omega_0=1.902\times 0.867\times 0.50\times 0.40=0.396\text{kN/m}^2$$

则正向风压的平均荷载为： 0.528kN/m^2

负向风压的平均荷载为： 0.396kN/m^2

光伏支架稳定性满足要求。

7.5 沉降观测

在铺设光伏的建筑物四角、大转角处及沿外墙每 15m 处设置沉降观测点，以判断建筑物的稳定性，为检测新建光伏发电对建筑物产生附加沉降影响的大小提供依据。

7.6 给水排水

本工程为已建屋顶分布式光伏项目，不新增建筑物，本工程不需新建给排水系统。排水利用原有建筑排水系统。

光伏组件的冲洗由人工采用便携式光伏组件清洗机方式进行冲洗作业。冲洗用水接原有给水系统办公楼给水点。

7.7 采暖、通风与空气调节

本工程不新增建筑物，本工程不考虑新建采暖、通风及空调系统。

8 消防设计

本设计遵循电力工业“安全第一”及消防工作“预防为主、防消结合”的方针，按照有关规程、规范及规定的要求进行消防设计。消防设计力求技术先进，性能可靠，使用方便，经济合理。消防设计原则：应严格执行《建筑防火通用规范》、《建筑设计防火规范（2018 版）》和《消防设施通用规范》；严格控制使用易燃、可燃材料；有利防火、灭火，便于火灾扑救；确保人身安全。

本工程在厂房屋顶布置光伏组件发电。光伏组件为难燃烧物，但是屋顶一旦发生火灾，对厂房和正常生产会造成影响，故在屋顶光伏组件布置区域设置手提式干粉(磷酸铵盐)灭火器，1#车间、2#车间和 3#车间屋面各设置 3 台 8kg 手提式干粉(磷酸铵盐)灭火器，对于室外箱变区域按规范配置 1 台 8kg 手提式干粉(磷酸铵盐)灭火器，用于扑救初期火灾。施工期施工区域布置一定数量手提式干粉灭火器，用于扑救初期火灾。

9 施工组织设计

9.1 施工条件

9.1.1 地理位置

项目场址位于东经 106.3 度，北纬 29.3 度，海拔高度约 291 米，交通便捷。本项目主要利用重庆市九龙坡区西彭镇重庆市乐贝鲜食品有限公司 1#车间、2#车间和 3#车间屋顶建设分布式光伏电站。

9.1.2 用地条件

本工程可用屋面约 4537.5 m²。

9.1.3 地形地貌

厂房屋面较为平坦，无杂物。

9.1.4 主要建筑材料

本工程主要包括光伏发电设备(光伏组件、逆变器等)及支架，场内集电线路(电缆)等。主要建筑材料：钢材(型钢、钢筋)等，站址区交通运输较为便利，一般建筑材料均可在重庆市购买，交通相对便利。

9.1.5 施工期水和用电条件

(1) 施工用水

本工程施工用水拟考虑采用厂区水源。

(2) 施工用电

本工程施工用电拟使用厂区用电。

(3) 施工通信

项目所在区域程控电话网络覆盖率达 100%。宽带网络、移动通信全部覆盖。施工现场的对外通信由当地电信通信网络提供，内部通信则采用无线电通信方式解决。

9.2 施工总布置

9.2.1 施工总布置原则

根据光伏电站建设特点，遵循施工工艺要求和施工规范，保证合理工期，施工总布置需按以下基本原则进行：

（1）路通为先，使用厂区原有道路。

（2）安全第一、质量至上的原则：光伏方阵的安装工程量相当大，而且安装质量要求高，为此，在全部工程实施的始终，都要贯彻执行安全第一、质量至上的原则。

（3）节能环保、创新增效的原则：光伏电站的建设本身就是节约一次能源、保护环境和充分利用可再生资源—光能的一项社会实践。但是，在光伏电站的建设中，对于具体的工程项目的实施，仍然要遵循充分节约能源、切实保护环境的原则。在整个光伏电站建成运营后，更能充分显示出开发新能源，对人类所创造出的经济效益、社会效益和绿色环保效益。

（4）高效快速、易于拆除的原则：尽量设计成易于加工、易于拆装的标准化构件，除能达到快速施工、节约能源的目的外，还能达到易于拆除、易于清理的目的。

9.2.2 施工总布置方案

本工程主要施工工程量为光伏组件镀锌支架和混凝土支墩安装工程。为节约投资及便于工厂化生产管理，在施工期间集中设置一个施工区，位于场区东南部。

施工生活区主要布置为临时存放仓库、材料临时堆放场地、材料堆放及组装场地和设备堆放场地。在每个光伏阵列逆变器空地处分散布置为材料堆放及组装场地。

9.3 施工交通运输

9.3.1 对外交通运输

本工程位于重庆市九龙坡区西彭镇重庆市乐贝鲜食品有限公司厂房屋顶，交通相对便利。

光伏组件属于易碎设备，根据目前的场外交通条件，满足设备运输要求。根据光伏组件易碎的特点，建议运输过程采取良好的防护措施。本项目推荐采用公

路运输方式，建议减少转运次数，以利于保护电池组件，可委托有资质的运输公司对设备途经道路进行勘察，并做出相应的运输组织措施。

9.3.2 站内交通运输

本工程站内道路使用重庆市乐贝鲜食品有限公司原有道路。

9.4 主体工程施工

主体施工建议采用工程招标的方式，选择有类似工程施工经验的施工企业承建本项目，施工企业资质应不低于三级(含三级)。设备安装应在设备制造厂家技术人员指导下进行。

施工方案合理与否，将直接影到工程施工的安全、质量、工期和费用。从工程的实际情况出发，结合自身特点，用科学的方法，综合分析、比较各种因素，制定科学、合理、经济的施工方案。

9.4.1 主体工程施工及安装

本工程主要项目的施工和安装包括：光伏组件支架制作安装等建筑安装工程。电缆敷设、光伏组件方阵的安装、电气设备的安装调试、系统的并网运行调试。

9.4.2 光伏件的安装和检验

连接光伏组件阵列架支柱连接件，检查其横列水平度，符合标准再进行铁架组装。检测单块电池板电流、电压，合格后进行光伏组件的安装。最后检查接地线、铁架紧固件是否紧固，光伏组件的接插头是否接触可靠，接线盒、接插头须进行防水处理。检测光伏组件阵列的空载电压是否正常，此项工作应由组件专业技术人员完成。

9.4.3 电气设备安装

具体安装方案，在施工时应参照厂商的设备技术要求和说明进行方案设计和多方案比较确定。

电缆安装：所有电缆按设计要求和相关规范分段施工。所有电缆分段分项施工完成后，要按设计要求和相关规范进行施工验收。

9.4.4 总体控制部分安装

参照产品说明书的要求，对并网逆变器、光伏组件、交流电网的配电柜按相应顺序连接，观察并网逆变器的各项运行参数，并做好相应记录，将实际运行参数和标称参数做比较，分析其差距，为以后的调试做准备。

9.4.5 检查和调试

- (1) 根据现场考察的要求，检查施工方案是否合理，能否全面满足施工及安装要求。
- (2) 根据设计要求、供货清单，检查配套元件、器材、仪表和设备是否按照要求配齐，供货质量是否符合要求。对一些工程所需的关键设备和材料，可视具体情况按照相关技术规范和标准在设备和材料制造厂或交货地点进行抽样检查。
- (3) 现场检查验收：检查光伏组件方阵、变配系统施工质量是否符合要求，并做记录。此项工作应由组件提供商技术人员完成。
- (4) 调试是按设备规格对已完成安装的设备在各种工作模式下进行试验和参数调节。系统调试按设备技术手册中的规定和相关安全规范进行，完成后须达到或超过设备规格所包含的性能指标。如在调试中发现实际性能和手册中的参数不符，设备供应商须采取措施进行纠正，达标后才具备验收条件。

9.5 施工总进度

按照国家关于加强建设项目工程质量管理的规定，本项目要严格执行建设程序，确保建设前期工作质量，做到精心设计，强化施工管理，并对工程实现全面的社会监理，以确保工程质量和安全。

施工总进度根据光伏组件及设备安装施工程序，参照国内外已建及在建光伏电站的施工工期和强度指标，采用先进的施工设备和工艺保证工程优质优量地完成。

本工程建设总工期为 3 个月，详见实施初步进度表 9.5-1 所示。

表 9.5-1 本工程实施进度

进度	建设周期 3 个月												
项目	15 天	20 天	25 天	30 天	35 天	40 天	45 天	50 天	60 天	70 天	80 天	90 天	

申请报告及审查												
主设备招标及采购												
初步设计及施工图设计												
设备、材料采购												
土建												
设备安装												
调试												

10 工程管理设计

10.1 工程管理机构

10.1.1 工程管理机构的组成及编制

根据生产和经营需要，结合现代化光伏电站运行特点，遵循精干、统一、高效的原则，对运营机构的设置实施企业管理。参照国家相关规定，结合新建电站工程具体情况，本光伏电站按“无人值守”的原则进行设计。

建设期结束后光伏电站项目公司职能转变为项目运营，由重庆天音光能有限公司人员承担项目运营管理工作，做好电站运行和日常维护及定期维护工作，电站的大修、光伏组件的清洗、光伏组件镀锌支架的维修养护、绿化养护、卫生保洁等工作均采用外委方式进行，以减少管理成本，提高经济效益。

主要管理对象为光伏电站内的组件及其他配套设施。主要工作为光伏电站光伏组件、逆变器和控制室等的日常巡视、维护、小规模设备检修。太阳能光伏电站，按少人值班的原则设计，可按无人值班（无人值守）方式管理，设备检修可委托给相关单位。

10.1.2 工程管理范围

结合本光伏发电工程的特点，明确工程的管理范围以及管理办法。本光伏电站的光伏组件方阵、逆变器、监测通信系统、配电系统等设施为本项目生产区范围。生活区充分利用工厂已有设施。各自范围严格区分，统一工程管理。

10.2 主要管理设施

（1）发电设备

固定式光伏阵列（包括光伏组件、光伏支架）。

（2）配电设备

组串逆变器、电能计量箱及其他配电设施。

（3）监控及通信设备

10.3 工程运行和维护

10.3.1 检修维护方案

项目公司应准备光伏电站的检验与维护手册，内容应包括进行定期和年度检验、日常维护、大修维护和年度维护的程序和计划，以及调整和改进检验及维护的安排程序。项目公司对于其主要设备的大、小修，输变电设备及影响供电能力的附属设备的计划检修，应根据电网的出力平衡和光伏电站太阳能特征提出建议，该建议应递交调度机构并经调度机构同意后纳入计划停运。

（1）维护计划的编制

光伏组件年度例行维护计划的编制应以组件制造商提供的年度例行维护内容为主要依据，结合光伏组件的实际运行状况，在每个维护周期到来之前进行整理编制。计划内容主要包括工作开始时间、工作进度计划、工作内容、主要技术措施和安全措施、人员安排以及针对设备运行状况应注意的特殊检查项目等。在计划编制时还应结合光伏电站所处地理环境和光伏组件维护工作的特点，在保证光伏组件安全运行的前提下，根据实际需要可以适当调整维护工作的时间，以尽量避开气象条件恶劣的时段。这样不但能减少由维护工作导致计划停机的电量损失，降低维护成本，而且有助于改善维护人员的工作环境，进一步增加工作的安全系数，提高工作效率。

（2）例行维护的主要内容和要求

① 方阵观察

观察方阵表面是否清洁，及时清除灰尘和污垢，可用清水冲洗或用干净抹布擦拭，但不得使用化学试剂清洗。检查了解方阵有无接线脱落等情况。

② 设备巡检

注意所有设备的外观锈蚀、损坏等情况，用手背碰设备外壳有无温度异常，检查外露的导线有无绝缘老化、机械性损坏，箱体内有否进水等情况。检查有无小动物对设备形成侵扰等其它情况。设备运行有无异常声响，运行环境有无异味，如有应找出原因，并立即采取有效措施，予以解决。

若发现严重异常情况，除了立即切断电源，并采取有效措施，还要报告有关人员，同时做好记录。

（3）定期检查

除了日常的巡检以外，还需要专业人员进行定期安全检查，内容包括：

① 检查、了解运行记录，分析光伏系统的运行情况，对于光伏系统的运行状态做出判断，如发现问题，立即进行专业的维护和指导。

② 外观检查和设备内部的检查，主要涉及活动和连接部分、导线，特别是大电流密度的导线、功率器件、容易锈蚀的地方等。

③ 对于逆变器应定期清洁冷却风扇并检查是否正常，定期清除机内的灰尘，检查各端子螺钉是否紧固，检查有无过热后留下的痕迹及损坏的器件，检查电线是否老化。

④ 有条件时可采用红外探测的方法对光伏方阵，线路和电器设备进行检查，找出异常发热和故障点，并及时解决。

⑤ 光伏系统每年应对照系统图纸完成一次系统绝缘电阻以及接地电阻的检查，以及对逆变器装置进行一次全项目的电能质量和保护功能的检查和试验。

（4）常规巡检

为保证光伏组件的可靠运行，提高设备可利用率，在日常的运行维护工作中应建立日常登记巡检制度。维护人员应当根据组件运行维护手册的有关要求并结合组件运行的实际状况，有针对性地列出巡检标准工作内容并形成表格，工作内容叙述应当简单明了，目的明确，便于指导维护人员的现场工作。通过巡检工作力争及时发现故障隐患，防范于未然，有效地提高设备运行的可靠性。有条件时应当考虑借助专业故障检测设备，加强对组件运行状态的监测和分析，进一步提高设备管理水平。

（5）非常规维护

发生非常规维护时，应当认真分析故障的产生原因，制定出周密细致的维护计划。采取必要的安全措施和技术措施，保证非常规维护工作的顺利进行。重要部件的非常规维护重要技术负责人应在场进行质量把关，对关键工序的质量控制点应按有关标准进行检验，确认合格后方可进行后续工作，一般工序由维护工作负责人进行检验。全部工作结束后，由技术部门组织有关人员进行质量验收，确认合格后进行试运行。由主要负责人编写光伏组件非常规维护报告并存档保管，

若有重大技术改进或部件改型，还应提供相应的技术资料及图纸。

10.3.2 备品配件及工具管理

（1）备品管理

备品配件的管理工作是设备管理全过程的一部分，技术性较强，做好此项工作对正常维护设备、提高设备完好率和经济效益、确保安全运行至关重要。光伏组件较多，配件的通用性、互换性较好，购买费用高、手续繁杂、供货期长。因此，光伏电站应保存足够的备品备件，根据设备运行经验及时优化库存定额，满足设备长期安全运行的需要。

（2）工具的使用管理

- ① 必须按操作规程正确合理使用工具，不得违章野蛮操作。
- ② 工具使用完毕后，应精心维护保养，保证工具完好清洁，并按规定位置及方式摆放整齐。
- ③ 工作过程中携带工具物品应固定牢靠，轻拿轻放，避免发生工具跌落损坏事故。
- ④ 临时借用的工具使用完毕后应主动及时归还，不得随意放置，以免丢失。
- ⑤ 贵重工具(如扭力扳手等)必须由值班长负责借用，并对使用者强调使用安全。

⑥ 对损坏的工具应当及时进行修复，暂无条件修复的妥善保管。

⑦ 工具的报废必须符合下列条件之一的工具，才能提出报废申请：

超过使用年限，结构陈旧，精度低劣，影响工作效率，无修复价值者；损坏严重，无修复价值或继续使用易发生事故者；绝缘老化，性能低劣，且无修复价值者；因事故或其他原因致使工具严重损坏，无修复价值者。

（3）库房管理

光伏电站因自然环境较为特殊且备品配件和生产用工器具价格较高、种类较多，所以对库房的管理有较高的要求。库房保管要求如下：

库房内有消防设备。

库房要采取防盗措施。

库房内长期物资要定期检验、保养，防止损坏、生锈。

淘汰损坏的物资及时处理或报废。

库房物资应实行档案规范管理，健全台帐。将有关图纸、说明、合格证、质量证明、验收记录、采购合同、联系方式等存入档案。

11 环境保护

11.1 环境保护

11.1.1 设计依据

- (1) 《光伏电站设计规范》(GB50797 - 2012)
- (2) 《光伏发电工程可行性研究报告编制规程》NB/T 32043-2018
- (3) 《环境空气质量标准》(GB3095—2012)
- (4) 《大气污染物综合排放标准》(GB16297—1996)
- (5) 《地表水环境质量标准》(GB3838—2002)
- (6) 《污水综合排放标准》(GB8978—1996) (GB18466-2005 部分代替 GB 8978-1996、GB 20426-2006 部分代替 GB 8978-1996、GB 20425-2006 部分代替 GB 8978—1996)
- (7) 《声环境质量标准》(GB3096—2008)
- (8) 《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348—2008)
- (9) 《建筑施工场界噪声排放标准》(GB12523—2011)
- (10) 《电磁环境控制限值》(GB8702—2014)

11.1.2 厂址现状

本项目位于重庆市九龙坡区西彭镇重庆市乐贝鲜食品有限公司厂房屋顶，厂址所在地环境噪声昼夜值 $<50\text{dB(A)}$ ，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 1类标准要求，声环境质量较好。空气环境质量满足《环境空气质量标准》(GB3095—2012) 2类标准，空气质量较好。

11.1.3 施工期环境影响分析

11.1.3.1 污水影响分析

施工期施工人员日常生活污水排放量较小，拟利用厂区内原有生活污水处理设施，对当地水环境质量不会产生大的影响。

11.1.3.2 大气环境影响分析

工程施工中由于施工车辆的行驶，在作业面及其附近区域将产生粉尘和二

次扬尘，同时施工机械和运输车辆在运行过程中也排放含 NO₂、CO 和 HC 等废气，造成局部区域的空气污染。由于施工区远离居民区，因此受影响的人群主要为施工人员。为减小施工扬尘和废气对施工人员的影响，必须配合相应的环境保护措施，如定期洒水清扫运输车进出的主干道、建筑材料堆场以及混凝土拌和处理，定点定位采取适当的防尘措施、加强对施工机械和运输车辆的维修保养等，同时提倡文明施工，加强施工管理。

11.1.3.3 固体废弃物

施工期间的固体废弃物，主要为生产和生活垃圾，应收集到垃圾箱内，由当地环卫部门分别收集统一处理。施工期产生的少量废弃零部件主要为电缆余料、型钢支架边角料等，具有一定的再利用价值，不宜随意丢弃，可收集后外卖给相关单位进行回收利用。本项目施工期少量固废均可妥善处理，不会对周边环境产生不利影响。

11.1.3.4 噪声

本项目施工内容主要包括光伏发电系统设备运输和安装等。施工噪声主要来自于施工机械以及运输车辆。本项目施工作业远离居民聚集区，因此施工期噪声对外界影响很小，受噪声影响人群主要为施工人员。尽管施工区对周围影响较小，但工程开工后仍应严格执行有关的条例、规定，使施工场地边界处的噪声值达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中的有关规定。

此外，施工运输车辆也将增大相关道路的交通噪声，虽然车辆运输主要利用现有公路，对公路附近居民的影响不大，但仍应对车辆行驶时间、行驶路线进行严格控制和管理，注意避开噪声敏感区域和噪声敏感时段，文明行车。

11.1.4 营运期环境影响分析

11.1.4.1 污废水影响分析

太阳能光伏电站内无转动机械，在运行过程中无生产性工艺废水排放。项目日常运营过程中无生活污水，对周围环境很小。

11.1.4.2 固体废弃物影响分析

运行期间产生的生活垃圾，应收集到原有的垃圾箱内，由当地环卫部门分别收集统一处理。

11.1.4.3 光学影响分析

工程安装为屋面太阳能光伏电站，光伏组件透光率可达 91.5%以上，即反射率低于 8.5%，基本不会产生反光、眩目现象，不会对周边环境产生光污染。

太阳能光伏方阵安装倾角取 14 度。光伏组件内晶硅片表面涂覆有防反射涂层，封装玻璃表面已作特殊处理，光伏组件对阳光的反射以散射为主，其总反射率低于玻璃幕墙，无眩光。因此，不会产生对周边道路及建筑物的光污染问题。

11.1.4.4 电磁影响分析

光伏电站潜在的电磁环境影响主要是逆变器产生的工频电磁场。本项目正常工作频率为 50Hz，属于工频，电磁环境影响较小，不属于电磁辐射范畴（100kHz--30GHz）。根据以往电磁环境资料分析，本项目建成后，厂区外的电场强度和磁感应强度均较低，对人体和环境不会造成危害。

11.1.4.5 噪声影响分析

光伏组件在运行过程中基本不产生噪声，本项目采用组串式逆变器，组串式逆变器运行过程中产生噪声很小，运营期噪声主要来源于逆变器散热风扇运转发出的电磁噪声。本项目逆变器拟采取的噪声防治措施为：

（1）采用低噪声散热风扇。噪声源较弱，对外界噪声影响很小。

（2）运营期加强对光伏电站逆变器的维护，使其处于良好的运行状态，避免对工作人员以及周边居民生活产生干扰。

11.1.4.6 大气影响分析

项目运行时，无废气产生，对大气环境无影响。

11.1.5 环境保护综合评价结论

本工程建成发电后，无废气、废水、生活垃圾产生，噪声、光和电磁不会对周边环境产生污染，因此本工程建成后不会对周边环境产生不利影响。

工程建设充分利用可再生的、清洁的太阳能资源，节约不可再生的化石能

源，减少污染、保护人类赖以生存的生态环境，其社会效益是明显的。工程建设将起到一定示范效应，它的建设对于重庆地区进一步推广太阳能发电应用，落实国务院节能减排战略部署，实践科学发展观，将起到十分积极的作用。

从环境保护角度分析，工程建设无制约性因素，工程建设是可行的。

根据《重庆市生态环境局关于印发重庆市不纳入环境影响评价管理的建设项目类型的通知》（渝环〔2020〕57号）附件第十五项“利用现有建筑/构筑物、发电量小于6兆瓦（含），且不位于环境敏感区的光伏发电项目”可不纳入影响评价管理。按《建设项目环境影响评价分类管理名录》本项目不属于“环境敏感区”，因此不用纳入环境影响评价管理。

11.2 水土保持

11.2.1 水土保持设计标准

工程建成后对人类活动程度影响不大，工程建设应做好环境生态保护及建设。同时，在开展水土保持设计时应遵守下列标准：

- （1）《中华人民共和国水土保持法》
- （2）《土壤侵蚀分类分级标准》SL190-2007
- （3）《水土保持综合治理技术规范》GB/T16453.1~6-2008
- （4）《水土保持监测技术规程》SL277-2002 等

11.2.2 水土流失预测及危害分析

工程区域为厂房屋顶，项目区域现状水土保持状况较好。

工程施工所使用道路和电缆通道都是厂房原有的，对土地损害微乎其微。

11.2.3 水土保持措施

本项目根据以下原则制定水土保持措施：

- （1）“谁开发谁保护，谁造成水土流失谁负责治理”的原则

在实地调查和资料分析的基础上，科学合理界定工程建设及生产过程中的水土流失防治责任范围，明确建设单位的防治责任。

- （2）“生态优先”的原则

水土保持防治措施，以防治水土流失和增加生态效益为目的，“因地制宜、因害设防”、“重点治理与一般防护相结合”，实现生态与经济的可持续发展。

（3）“预防为主、防治结合”的原则

工程建设中应以预防为主，对施工场地进行合理布设，避免建设过程中乱占、乱挖，破坏原地貌和地表植被，减少水土流失造成的危害。施工过程中贯彻“先挡后弃”的原则，做好土方调配工作，同时加强临时防护措施。

（4）“分区防治、重点突出”的原则

在光伏电站建设、生产过程中，根据水土流失预测结果，按照水土保持分区防治原则合理布置各项防治措施，建立结构合理、功能齐全、效果显著的水土保持综合防治体系。

（5）“综合治理”的原则

根据工程建设布局、施工生产工艺以及可能造成水土流失量和危害等，合理布置各项防治措施，工程措施与植物措施相结合，永久性防治措施和临时性防治措施相结合，进行综合治理。

（6）“三同时”的原则

应合理安排水土保持措施施工进度，按照先拦后弃的防治原则，首先实施水土保持拦挡工程，临时挡护工程及其它工程随着主体工程进度适时安排。植物措施在土建工程完工之后适宜的造林种草和农作物季节分步完成。

（7）“与主体工程相衔接”的原则

所采取水土保持措施应与主体工程相衔接，对主体设计进行综合分析的基础上，把主体工程中具有水土保持功能工程纳入本方案水土保持措施体系中，使之和方案新增水土保持措施一起，形成一个完整、严密、科学的水土保持防护体系，减少因工程建设造成的水土流失。

（8）“经济可行”的原则

从实际出发，在有效防治工程建设新增水土流失的同时，充分考虑经济合理，以较少的投入争取最大的生态和社会效益。

11.2.4 水土保持监测

本工程不存在水土保持监测内容。

11.2.5 水土保持结论

根据以上对光伏电站站址和工程建设可能引起的水保影响进行分析，可认为光伏电站建设和运行期间基本不会对当地水土保持产生影响，相反工程具有明显的环境效益和节能效益。因此从工程环境保护和节能的角度来衡量，光伏电站建设是可行的。

根据本项目的特点，结合当地的特征，针对工程建设过程中对自然地表的扰动采取相应的工程措施、绿化措施、以及临时防护措施，能有效地控制工程建设过程中和光伏电站运行期间产生的水土流失，从水土保持的角度分析，工程建设是可行的。

12 劳动安全与职业卫生

12.1 总则

12.1.1 编制目的及原则

为贯彻“安全第一，预防为主，综合治理”的工作方针，在设计中结合工程实际，采用先进的技术措施和可靠的防范手段，确保工程投产后符合劳动安全及职业卫生的要求，保障劳动者在生产过程中的安全与健康，编制劳动安全及职业卫生篇章，着重反映工程投产后职工及劳动者的人身安全与卫生方面紧密相关的内容，分析生产过程中的危害因素，对生产过程中的危险有害因素，采取综合治理措施。

12.1.2 设计依据

1. 《中华人民共和国安全生产法》2021年9月1日；
2. 《中华人民共和国劳动法》2018年12月29日修订版；
3. 《中华人民共和国电力法》2018年12月29日修订版；
4. 《中华人民共和国职业病防治法》2018年12月29日修正；
6. 《危险化学品安全管理条例》2013年12月7日修正；
7. 《电力安全事故应急处置和调查处理条例》2011年9月1日起实施；
8. 《建设项目安全设施“三同时”监督管理暂行办法》2015年4月2日修改；
9. 《生产安全事故应急预案管理办法》2019年9月1日版。

12.2 主要危险因素

12.2.1 施工期主要危险因素

- (1) 高处坠落
- (2) 坍塌
- (3) 物体打击和挤压伤害
- (4) 机械伤害（含起重伤害）
- (5) 电气伤害
- (6) 交通事故

(7) 传染性疾病

12.2.2 运行期主要危险因素

(1) 光伏组件触电伤害

(2) 火灾

(3) 雷击

(4) 高处坠落及机械伤害

(5) 防止车辆伤害

(6) 高温

(7) 低温

(8) 逆变器风机等设备的噪声污染

(9) 采光及照明不良

(10) 安全标志不完整

12.3 劳动安全及职业卫生设计原则及措施

12.3.1 施工期劳动安全及职业卫生对策措施

在工程建设期间，必须遵守《建设项目安全设施“三同时”监督管理暂行办法》的规定。

建设单位应按照《建设工程安全生产管理条例》的规定执行，按相关资质、条件和程度进行审查，对设计单位、施工单位、监理单位加强安全生产管理，明确安全生产责任，制定相应的施工安全管理方案，责成施工单位制定事故应急救援预案。

本工程建设过程中，建设单位、勘测单位、设计单位、施工单位、工程监理单位及与工程建设安全生产有关的单位，必须遵守安全生产法律、法规的规定，保证建设工程安全生产，依法承担建设工程安全生产管理责任。

针对施工期的主要的危险、有害因素提出如下建议：

1. 各施工单位应根据《中华人民共和国安全生产法》和国家有关安全生产规定，按照“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，结合建设工程的实际，制

定安全生产责任制和规章制度，切实可行的应急预案，杜绝事故发生。

2. 施工期用电应符合施工用电的一般规定。施工用电的布设应按已批准的施工组织设计进行，并符合当地供电局的有关规定；施工用电设施竣工后应经验收合格后方可投入使用；施工用电应明确管理机构并由专业人员负责运行及维护，严禁非电工拆、装施工用电设施；施工用电设施投入使用前，应制订运行、维护、使用、检修、实验等管理制度。

3. 电气设备设施建立和执行专人专机负责制，并定期检查和维修保养；不带电的外露导电部分应做保护接零，同时装设漏电保护器；检修由专职电工进行。检修前必须先切断电源，并挂上“严禁合闸”的警告牌。严禁带电作业。

4. 起重机械必须经技术监督部门审核合格后方可使用。起重作业的指挥和操作人员必须由专业人员担任；起重设备在使用前应对其安全装置进行检查，保证其灵敏有效；起重机吊运重物时一般要走吊运通道；不明重量、埋在地下的物件不得起吊；禁止重物空中长时间停留；高处露天作业，缆索吊装及大型构件起重吊装时，应根据作业高度和现场风力大小，对作业的影响程度，制定适于施工的风力标准，风力六级及六级以上时，不得进行起重作业；大雾、雷雨等恶劣天气，或照明不足，导致信号不明时不得进行起重作业；大型吊装现场区域应该有明显警告标志，禁止非工作人员入内。

5. 施工作业场所有可能坠落的物件，应一律先行撤除或加以固定；进入施工现场必须佩戴安全帽，高处禁止倾倒垃圾、废物等，在通道上方应加装硬质防护顶，通道避开上方有作业的地区；高空作业使用的工具，必须放入工具袋内或工具箱内，不得随意乱放；不准上下投掷材料，工具等物件；尽量避免上下垂直作业，分层作业时，应设置隔离设施。

6. 高空作业应满足《建筑施工高处作业安全技术规范》的一般要求。

7. 施工场地在夜间施工或光线不好的地方应加装照明设施。

8. 高空焊接前必须清理焊接点下方的易燃、易爆物品，且不允许下方有人员活动。

9. 在交叉施工中，施工人员应密切配合，相互协作，保证施工安全。

12.3.2 运行期劳动安全及职业卫生对策措施

12.3.2.1 防电气伤害

1. 光伏系统中的电池方阵面积较大且布置于室外，易受雷电影响，依据《建筑物防雷设计规范》的相关规定进行防雷接地设计。光伏组支架与支架之间，支架与主接地网之间通过扁钢焊接成电气通路，实现全场光伏组件支架电气接地。

2. 不带电的金属物保证可靠接地；金属物品单独接入接地干线，接地电阻满足其中的最小值，严禁串联后再接入接地干线。

3. 为防止人员触电，在施工检修等电气作业时，应按《电力安全工作规程 发电厂和变电站电气部分》等有关规程的要求进行操作，检修工器具应符合要求。电气设备的布置满足《高压配电装置设计技术规程》等有关规程的安全防护距离要求；带电裸露部位等与人行通道、栏杆等满足最小安全距离要求。

场地土壤对接地体有中腐蚀性，接地体采用镀锌材料或铜材，并满足接地截面和接地电阻值要求。

12.3.2.2 防火

电缆应选用耐氧化、耐高温、耐紫外线电缆；各类电缆分层敷设，靠近热体的电缆加装隔热板等。

1. 建(构)筑物的耐火等级、防火间距、安全疏散，按其在学习过程中的火灾危险类别，依据《建筑设计防火规范》的规定进行设计。

2. 建筑物按《建筑灭火器配置设计规范》要求配置灭火器的类型及数量。

3. 电缆选择与敷设及防火设计按《电力工程电缆设计标准》的规定设计。电缆选用耐氧化、耐高温、耐紫外线电缆；各类电缆分层敷设等。在建筑物、屏柜入口处及防火墙两侧 1m 内的电缆涂刷防火材料。在开关柜、控制屏的开孔部位，电缆贯穿隔墙、楼板的孔洞处采取有效的阻燃封堵处理。在公用主沟道的分支处，长距离电缆沟的适当分段处，至建筑物或配电装置的沟道入口处等适当部位设置防火墙。

12.3.2.3 防雷击

运行期间雷雨天气应避免屋面光伏组件检修、巡视等作业，保证施工人员的安全。

12.3.2.4 防高处坠落伤害

本工程投产后，加强对生产人员的培训教育，规范人员行为，并在四周树立安全警示牌，禁止无关人员逗留。

12.3.2.5 防车辆伤害

1. 光伏电站出入口、交叉路口按规定设置明显标志和安全措施。
2. 在显眼、清晰的位置按规定设置限速交通标志。
3. 场内机动车辆的安全性能应定期检测，及早发现潜在隐患，及时整改。所有机动车辆应逐台建立安全技术管理档案，对车辆的各项技术状况，年度检验和例保、大修作详细记录。

4. 车辆驾驶必须由经专业技术培训、考试合格并持有合格证的人员担任，其他人员不许驾驶或移动车辆。

12.3.2.6 防高温伤害

本工程室外作业应避开日高温时间段，避免高温危害，对需连续进行的工作，可采取定时更换工作人员，减少工作人员在高温环境下的作业时间等方式减免高温危害。

12.3.2.7 防低温伤害

运行检修人员冬季室外作业应进行个人的防护，减少低温环境下的作业时间，避免低温危害，防止滑跌等事故。光伏系统室外设备设施应采取防冻措施。

12.3.2.8 防噪声

本工程主要产生噪声的设备为逆变器，应考虑防噪措施。设备噪声设计值控制在《工业企业设计卫生标准》规定的限值以下，在设备订货时提出设备噪声限制要求，优先选用低噪声的设备；对于长期连续运行产生高噪声的地方，采取隔声措施，运行人员佩戴劳动安全防护用品如耳塞等。

12.3.2.9 防采光及照明不良

本工程照明系统按《建筑照明设计标准》进行设计，按工作场所的环境条件和使用要求选用照明灯具。在主要出入口、通道、楼梯间等处设置照明和应急照明。

12.3.2.10 安全标志的设置

本工程在有可能导致事故发生的危险场所均设置安全警示标志，设置的安全标志应满足现行的标准《图形符号 安全色及安全标志》、《安全色》及《安全标志及其使用导则》等规定。

12.4 工程运行期安全管理

12.4.1 安全机构

本工程投产后，运行管理单位应结合本工程实际，按《安全生产法》的要求设置专职或兼职安全员，严格遵守国家安全生产“三同时”的要求，对工程进行安全监督管理。

12.4.2 应急预案

本工程按《生产经营单位安全生产事故应急预案编制导则》(GB/T 29639-2020)，国家电力监管委员会《电力企业综合应急预案编制导则(试行)》、《电力企业专项应急预案编制导则(试行)》、《电力企业现场处置方案编制导则(试行)》等标准文件的要求，设立事故应急机构，结合本工程实际情况编制本企业应急预案体系，其中包括综合应急预案、专项应急预案和现场处置方案。

12.5 预期效果评价

本工程地质属于基本稳定区。由于光伏组件采用的生产工艺、设备操作和维护均较为成熟，自动化程度高，大都是远距离控制，且生产过程中基本不会产生易燃、易爆、有毒、有害物质。设计中采取了科学全面的安全措施，如：继电保护与自动化集中控制系统、自动报警防火系统、计算机监控系统等安全自动系统的设计、施工与管理，为光伏电站安全运行打下了良好的基础。总体来看，设备和人身安全方面存在的危险与有害因素较为简单和轻微，正常情况下安全性高。

12.6 建议

根据本光伏电站特点，本设计阶段已为工程设计了较为完善的工程监测系统，为保证主要建筑物在施工期和运行期的安全，建议生产经营单位建立健全监测制度，掌握有关建筑物的实际运行状况，以便及时对重点部位的安全状况做出综合评价，提做出预防及改进措施，以防患于未然。

本工程生产过程中，电气伤害事故、火灾爆炸事故的危险等级较高，是该光伏发电工程的主要劳动安全问题，在工程建成投产后应作为事故预防和劳动安全卫生管理工作的一项重要内容。本光伏电站应制定针对突发重大事故的预警机制、紧急处理措施与应急救援行动方案。对可能出现的重大事故，如火灾等典型事故做出相应的应急救援预案，以提高对突发重大事故的处理能力。建议对本光伏发电工程建设全过程建立职业安全健康管理体系。并在实践中对体系进行不断修正和完善，最终实现预防和控制工伤事故、职业病及其他损失的目标。

13 节能降耗

13.1 节能降耗措施

光伏发电技术已较成熟稳定，光伏组件设计和制造时充分考虑了节能降耗。太阳能光伏电站节能降耗一般围绕系统工程、电站总体规划、变电工程、线路工程展开。根据本项目工程内容，节能降耗措施主要包括以下内容：

（1）主设备规范的“通用性”和“经济性”。

通用性：主设备的设计考虑设备及其备品备件，在一定范围和一定时期的通用互换使用；不同厂家的同类产品，应考虑通用互换使用；设计阶段的设备选型要考虑通用互换。

经济性：按照企业利益最大化原则，不片面追求技术先进性和高可靠性，进行经济技术综合分析，优先采用性能价格比高的技术和设备。

（2）优化电气设计，节省材料用量：

主要措施如下：

1) 选用节能产品，降低损耗。

2) 有效减少电缆使用量、减少导体的截面，在有效降低电缆使用量的同时，达到降低电能损失的目的。

13.2 节能降耗分析

光伏电站的生产过程是将当地的太阳能转变为电能的过程。在整个流程中，不需要消耗其他常规能源，不产生大气、液体、固体废弃物等方面的污染物，也不会产生大的噪声污染。太阳能的节能效益主要体现在光伏电站运行时不需要消耗其他常规能源，环境效益主要体现在不排放任何有害气体和不消耗水资源。

本工程建成后的并网电量年平均值为 24.18 万度，与燃煤电厂相比，按照平均供电煤耗约 301.5g/度计算，每年可节约标煤约 72.9t，相应每年可减少多种大气污染物的排放，其中减少 SO₂ 排放量约 0.02t，氮氧化物（以 NO₂ 计）0.04t，温室气体（以 CO₂ 计）200.2t，烟尘 0.01t，净水 292.6t。由此可见，本光伏电站建设和运行在温室气体减排及生态环境保护上可起到显著作用，具有较好的环保效

益。运营期采取节约用电，节约用水等措施。在施工期能耗为汽柴油、水和电，主要为施工机械设备和施工期人员的生活设施生活及照明负荷。施工机械设备主要以油耗设备和电耗设备为主。故在施工机械设备选型和配套设计时，择优选用电动、液压、柴油等能耗低、生产效率高的机械设备。

14 工程投资估算

14.1 编制说明

14.1.1 编制原则及依据

- (1) 中华人民共和国能源行业标准《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T32027-2016）、《光伏发电工程概算定额》（NB/T32035-2016）和《光伏发电工程勘察设计的计算标准》（NB/T32030-2016）。
- (2) 《关于发布<建筑业营业税改增值税后光伏发电工程计价依据调整实施意见>的通知》（可再生定额〔2016〕61号）。
- (3) 水电水利规划设计总院可再生能源定额站文件可再生定额〔2019〕14号《关于调整水电工程、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》。
- (4) 工程所在地的相关规定。
- (5) 本工程设计成果。
- (6) 按《重庆工程造价信息》2023年7月份建设价格水平编制。

14.2 编制方法

14.2.1 工程量

根据设计人员提供的设备材料清册及建安工程量。本工程主要机电设备材料见下表。

表 14.2-1 屋顶光伏工程量

设备	单位	数量
单晶硅光伏组件 560Wp	块	
组串式逆变器 100kW	台	
组串式逆变器 80kW	台	
光伏镀锌支架	t	

14.2.2 主要机电设备价格

表 14.2-2 主要设备价格

序号	项目名称	单位	单价
1	单晶硅光伏组件 560Wp	元/Wp	
2	组串式逆变器 100kW	元/台	
3	组串式逆变器 80kW	元/台	
4	光伏镀锌支架	元/t	

其他机电设备价格参考近期同类工程订货价。

14.2.3 建筑材料及装置性材料价格

主要材料价格依据重庆市 2023 年 7 月份市场价格。

14.2.4 人工费

人工预算单价参考《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》规定，本项目属于一般地区，人工预算单价见表 14.2-3。

表 14.2-3 人工预算单价表

序号	定额人工名称	单位	人工预算单价
1	高级熟练工	元/工时	
2	熟练工	元/工时	
3	半熟练工	元/工时	
4	普工	元/工时	

14.2.5 费率指标

执行《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T32027-2016）。

14.2.6 其他费用

执行《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T32027-2016）。

14.2.7 建设期贷款利息

14.2.8 主要技术经济指标表

主要技术经济指标见下表：

表 14.2-4 主要经济技术指标

工程名称	重庆市乐贝鲜食品有限公司厂区屋顶分布式光伏发电项目					
建设地点	重庆市九龙坡区西彭镇					
设计单位	中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司					
建设单位	重庆天音光能有限公司					
装机规模	MWp		主要工程量	组件	块	
组件容量	Wp/块			支架	t	
年平均发电量	万 kWh			逆变器	台	
年利用小时数	h					
工程静态投资	万元					

建设期利息	万元					
工程总投资	万元					
单位千瓦静态投资	元/kWp					
单位千瓦投资	元/kWp		建设用地面积	永久用地	亩	
单位年发电量投资	万元			临时用（租）地	亩	
生产单位定员	人		总工期		月	

14.3 工程设计概算

14.3.1 工程总概算表

表 14.3-1 工程总概算表

序号	项目名称	设备购置 费(万元)	建安工 程费(万 元)	其他费 用(万 元)	合计(万 元)	占总投资 比例(%)
一	设备及安装工程					
1	发电设备及安装工程					
2	控制保护设备及安装工程					
3	其他设备及安装工程					
二	建筑工程					
1	发电场工程					
三	其他费用					
1	项目建设用地费用					
2	项目建设管理费					
3	生产准备费					
4	勘察设计费					
5	其他费					
	（一~三）部分合计					
四	基本预备费					
	工程静态投资					
	（一~四）部分合计					
五	价差预备费					
六	建设期利息					
七	工程总投资					
	（一~六）部分合计					
	单位千瓦静态投资(元/kw)					
	单位千瓦投资(元/kw)					
	增值税					

14.3.2 设备及安装工程概算表

序号	名称及规格	单位	数量	单价（元）			合计（万元）		
				设备费	安装费	装置性材料费	设备费	安装费	装置性材料费
一	发电设备及安装工程								
1	光伏发电设备								
1.1	光伏组件 560Wp	块							
1.2	镀锌钢支架	t							
2	汇流及变配电设备及安装								
2.1	逆变器 100kW	台							
2.2	逆变器 80kW	台							
2.3	断路器 MCCB 630A 3P 3300	个							
3	集电线路								
3.1	光伏专用接头 MC4	对							
3.2	光伏专用电缆 PV1-F-DC0.9/1.8kV-1×4mm²	km							
3.3	ZC-YJV-0.6/1kV-3×70+1×35mm²	km							
3.4	ZC-YJV-0.6/1kV-3×95+1×50mm²	km							
3.5	ZC-YJV-0.6/1kV-3×185+2×95mm²	km							
3.6	镀锌桥架 100×100	m							
3.7	镀锌桥架 300×200	m							
3.8	热镀锌钢管 SC100	m							
3.9	热镀锌钢管 SC62	m							
3.10	阻燃 PVC16	km							
4	接地								
4.1	-40×4 热镀锌扁钢	m							
4.2	绝缘铜绞线 BVR-1×6	km							
4.3	绝缘铜绞线 BVR-1×16	km							
二	控制保护设备及安装工程								

序号	名称及规格	单位	数量	单价（元）			合计（万元）		
				设备费	安装费	装置性材料费	设备费	安装费	装置性材料费
1	电能计量箱	套							
2	防孤岛保护装置	套							
3	电能质量监测装置	套							
4	电能量采集装置	套							
5	清洗系统	套							
6	全站调试	套							
三	其他设备及安装工程								
1	视频监控系统	套							
2	消防器材	项							

16 项目风险分析

16.1 政策风险

1. 风险分析

伴随着国民经济的发展，环境问题日益突出，国家大力提倡发展清洁能源，分布式光伏产业得到扶持。本项目光伏发电的收入基本来源于售电收入，本项目的售电收入受分时电价政策执行的影响较大，随着时间的推移，该政策的执行情况持续无法估计。然而，政策的持续性是光伏发电效益的重要保障，国家政策尚且会随着经济形式变化，对分布式光伏发电的长久稳定收入行成影响，现阶段已取消对光伏发电的大部分补贴。

2. 防范措施

宏观方面，投资方与相关政府机构建立畅通的沟通机制，及时了解行业信息，认真学习国家政策，准确解读政策意图，提高对分布式光伏产业的趋势判断和把握能力。微观方面，投资者需要在投资收益预测的经济模型中，做好政策变化导致的各种后果的敏感性分析，并且投资者应结合自身的整体投资布局，合理设置光伏发电的投资比重，保证综合投资收益稳中求进。

16.2 屋顶使用风险

本项目使用“乐贝鲜”厂房屋顶新建分布式光伏发电项目，并向其供电，光伏电站建设于“乐贝鲜”现有建筑物屋顶，其用电量、屋顶状态、分时电价的持续性等均对本项目持续经营和业绩带来风险。

16.2.1 屋顶风险

1. 风险分析

本分布式光伏发电设备需要安装在屋顶上，屋顶资源的保障成为顺利发电的基本保障，在投资者和屋顶所有者之间也潜藏如下风险，通常情况下，投资者通过与屋顶所有者（合作方）签署屋顶租赁或使用协议来取得发电场所。而协议的签署需要落实几个关键问题：第一，屋顶租用年限与光伏发电经营年限的匹配性

问题。考虑到租金上涨等因素，屋顶所有人较难一次性签署长期租赁合同，而光伏发电经营期通常在 25 年左右，使得光伏发电的延续性出现问题。第二，合作方在租赁协议中保留较强势条款，如有权单方解除合同并收回屋顶，造成投资方无法实施投资收益。而出租方单方解除合同或违约而产生的责任过轻，导致租赁合同终止的风险增加。第三，屋顶的所有权或使用权受让给第三方后，受让方是否继续履行协议。

2. 防范措施

详细核实合作方的屋顶产权、经营等相关情况，在屋顶租赁/使用合同中应对上述事项做出严格规定，以合同条款约束出租人。同时，引入当地政府的支持与监管，规范屋顶租赁行为，保障投资者利益。

本项目在前期开发过程中已与业主充分沟通，核实了企业营业执照、房屋产权证等相关证件，并在已签订的合同中明确了相关责任条款，规避或降低了相关合作风险。

16.2.2 屋顶结构风险

1. 风险分析

屋顶安装光伏系统必须注意屋顶结构和屋顶防渗透层的密封性。一般而言，每 100 瓦光伏组件都要求有一个支撑托架。对于一栋新建筑，支撑托架通常在安装屋顶盖板之后、加装屋顶防水材料之前进行安装。砖瓦屋顶在结构上往往被设计成接近于负重能力极限，在这种情况下，屋顶结构必须得到加强，以承受额外的光伏系统重量。

2. 防范措施

在施工前对屋顶结构资料进行现场查勘并全面核实，同时注重对防水层进行复查修补，施工过程中在支架基础下增垫防水卷材，后续也将尽可能全面地考虑各种易导致屋顶业主损失的各种风险事项，并加强与业主协商沟通，签订相关补充协议，规避或降低上述风险。

建议委托第三方专业机构做建筑结构检测鉴定，确保屋面荷载满足组件安装要求。

16.2.3 屋顶火灾风险

1. 风险分析

光伏发电运营过程中火灾对建筑物内的人身财产安全的风险，以及建筑物火灾对光伏发电的风险。光伏发电设备运行是否安全，主要考虑三方面：逆变器散热、电缆和组件二极管稳定性。三者是电站发生火灾的主要威胁因素。短路造成火灾，这也是国际上的电站运营商首要关注的问题，至今未找到行之有效的灭火方案，水灭火会导电；固体泡沫在有倾斜角度的组件上面无法停留。

2. 防范措施

所以，在建设电站的时候，应该充分完善电站安全措施，考虑防火、防震等应急快速反应预案。此外，还有加强建筑物火灾防范和应急处置，最大限度地降低建筑物内火灾对光伏系统的损毁。

16.3 经营风险

16.3.1 自用电比例降低风险

1. 风险分析

分布式光伏发电项目若要取得最佳收益率，通常自发自用比例越高越好。影响自发自用比例的因素：第一，光伏发电峰值与用户用电峰值之间的差异，发电量高于用户用电量，则自发自用比例相应降低，发电收入减少，发电量低于或接近用户用电量，则自发自用比例上升，发电收入增加。第二，由于屋顶业主的经营情况是不可控的，如果遭遇业主经营不善导致用电量急剧下降或停产、破产，将有可能导致屋顶上的光伏系统所发电力将全部变为余量上网（即自发自用比例降为 0%），仅能保证理论上的最低收益。

2. 防范措施

充分收资了解屋顶业主用电负荷情况，在设计上保证光伏峰值功率不超过业主光伏发电时段用电负荷谷值，这样就可确保自发自用比例达到最高。要对屋顶业主的经营情况考察了解，尽量选择经营业绩良好、市场潜力巨大，现金流稳定，没有不良记录或诉讼在身的优质企业，以确保自用电需求稳定，从而为投资者带来稳定的收益。

16.3.2 购电方电费结算风险

1. 风险分析

分布式光伏发电项目多采取签署能源管理合同或是购售电方及供电局三方签署供电合同作为售电方取得自发自用收入的基本保障。此类合同明确规定双方或三方的责任义务，收费标准和收费时间。存在以下潜在合同风险：第一，购电方无充盈的信用担保，从而降低其违约成本，增加违约可能性。第二，合同有效期与光伏发电经营期限不一致。

2. 防范措施

从合同层面出发，投资者需要完善条款，为自己争取更多保护。从经验层面而言，投资者需要考虑引入第三方管理机构，对用电户进行统一管理，集中收取费用，将与多个用电方的风险将集中于一家管理机构，以此降低经营成本和风险发生的概率。