

欧拓（重庆）防音配件有限公司
0.75MWp 分布式光伏发电项目

可行性研究报告

2022年07月

目 录

| | |
|---------------------------------|-----------|
| 第一章 综合说明 | 1 |
| 1.1 概述 | 1 |
| 1.2 太阳能资源 | 1 |
| 1.3 工程任务和规模 | 2 |
| 1.4 消防设计 | 2 |
| 1.5 土建工程 | 2 |
| 1.6 施工组织设计 | 3 |
| 1.7 环境保护和水土保持设计 | 3 |
| 1.8 劳动安全与工业卫生设计 | 3 |
| 1.9 节能降耗分析 | 3 |
| 1.10 设计概算 | 3 |
| 1.11 财务评价 | 3 |
| 1.12 项目工程特性 | 4 |
| 第二章 太阳能资源 | 5 |
| 2.1 区域太阳能资源 | 5 |
| 2.2 太阳能资源评估 | 6 |
| 2.3 气象条件影响分析 | 9 |
| 第三章 工程建设条件 | 10 |
| 3.1 站址区域概况 | 10 |
| 3.2 建筑屋顶概况 | 11 |
| 3.3 用电负荷情况 | 11 |
| 3.4 道路条件 | 12 |
| 3.5 电网接入条件 | 12 |
| 第四章 工程建设必要性 | 13 |
| 4.1 符合我国能源发展策略的需要 | 13 |
| 4.2 为当地光伏发电提供示范作用 | 13 |
| 4.3 适应可持续发展的需要 | 13 |
| 4.4 符合国民经济发展的需要 | 13 |
| 4.5 推进太阳能开发利用技术发展的需要 | 13 |
| 第五章 系统总体方案设计及发电量计算 | 14 |
| 5.1 太阳电池组件选择 | 14 |
| 5.2 电池阵列的运行方式设计 | 17 |
| 5.3 逆变器选型 | 19 |
| 5.4 光伏阵列设计及布置方案 | 20 |
| 5.5 光伏发电工程年上网电量计算 | 22 |
| 5.5 发电量计算 | 25 |
| 第六章 电气设计 | 27 |
| 6.1 设计依据 | 27 |

| | |
|-----------------------------|-----------|
| 6.2 接入电力系统方案 | 27 |
| 6.3 电气一次 | 28 |
| 6.4 电气二次 | 31 |
| 第七章 土建工程 | 35 |
| 7.1 概况 | 35 |
| 7.2 设计依据 | 35 |
| 7.3 结构设计 | 35 |
| 7.4 屋顶荷载核算 | 36 |
| 7.5 沉降观测 | 37 |
| 7.6 给水排水 | 37 |
| 7.7 采暖、通风与空气调节 | 37 |
| 第八章 工程消防设计 | 38 |
| 8.1 工程消防总体设计 | 38 |
| 8.2 工程消防设计 | 38 |
| 第九章 施工组织设计 | 40 |
| 9.1 施工条件 | 40 |
| 9.2 施工总布置 | 40 |
| 9.3 施工方案 | 40 |
| 9.4 工程建设用地 | 42 |
| 9.5 施工总进度 | 42 |
| 第十章 工程管理设计 | 43 |
| 10.1 工程管理机构 | 43 |
| 10.2 主要管理设施 | 43 |
| 10.3 电站运行维护、回收及拆除 | 43 |
| 10.4 项目招标 | 43 |
| 第十一章 环境保护 | 45 |
| 11.1 设计执行的环保标准 | 45 |
| 11.2 环境影响分析及防治措施 | 45 |
| 11.3 节能与减排效应分析 | 48 |
| 11.4 结论 | 48 |
| 第十二章 劳动安全与工业卫生 | 49 |
| 12.1 总则 | 49 |
| 12.2 设计依据 | 49 |
| 12.3 主要危害因素分析 | 49 |
| 12.4 劳动安全与工业卫生防治措施 | 50 |
| 12.5 光伏电站安全卫生机构设置 | 52 |
| 12.6 主要结论和建议 | 53 |
| 第十三章 节能降耗 | 54 |
| 13.1 设计依据 | 54 |

| | |
|-------------------------------|-----------|
| 13.2 节能减排 | 54 |
| 13.3 节能降耗措施 | 54 |
| 第十四章 工程设计概算 | 55 |
| 14.1 编制说明 | 55 |
| 14.2 编制方法 | 55 |
| 14.3 工程设计概算 | 56 |
| 第十五章 财务评价与社会效果分析 | 59 |
| 15.1 概述 | 错误！未定义书签。 |
| 15.2 财务评价 | 错误！未定义书签。 |
| 15.3 财务评价结论 | 错误！未定义书签。 |
| 15.4 财务评价表 | 错误！未定义书签。 |
| 第十六章 项目风险分析 | 59 |
| 16.1 政策风险 | 59 |
| 16.2 屋顶使用风险 | 59 |
| 16.3 建设风险 | 61 |
| 16.4 经营风险 | 62 |

第一章 综合说明

1.1 概述

项目名称：欧拓（重庆）防音配件有限公司 0.75MWp 分布式光伏项目

建设单位：重庆天泰能源集团有限公司

建设地点：重庆市九龙坡区西彭镇

项目规模：749.52kWp

项目性质：生产房屋顶分布式光伏发电项目

土地性质：工业用地

用电电价：用电价格执行在重庆市工业用电分时电价基础上九折

运营期：25 年

屋顶面积：7680 平方米

1.2 太阳能资源

重庆地区位于北纬 $28^{\circ}10' \sim 32^{\circ}13'$ ，东经 $105^{\circ}11' \sim 110^{\circ}11'$ ，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°C ，冬季最低气温平均在 $6 \sim 8^{\circ}\text{C}$ ，夏季平均气温在 $27 \sim 29^{\circ}\text{C}$ ，最高气温 43°C ，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 $25\% \sim 35\%$ 。

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 Sherpard 重力插值方法求得。MeteoNorm 给出的重庆市太阳能资源分布见图 1.2-1。

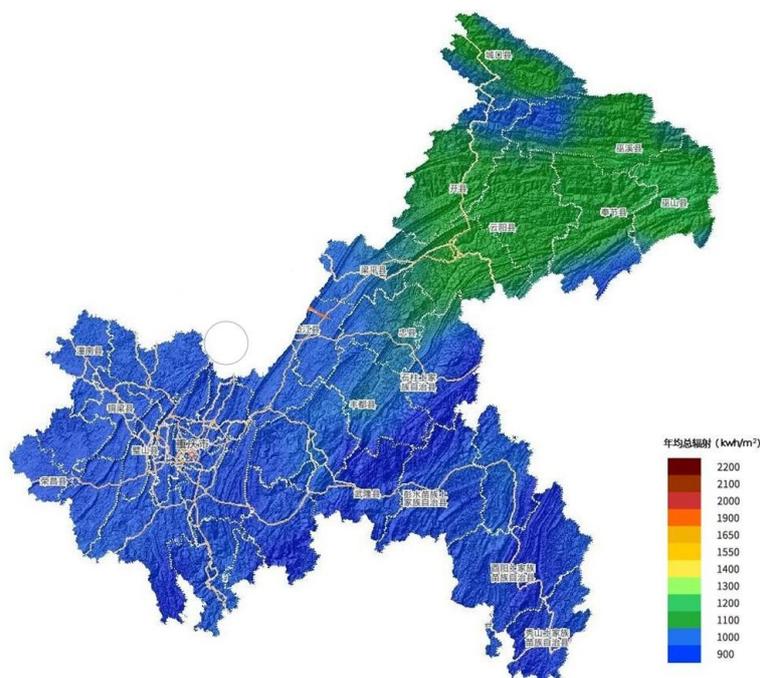


图 1.2-1 重庆市太阳能辐射分布图（年均总辐射）

1.3 工程任务和规模

本工程利用欧拓（重庆）防音配件有限公司（以下简称“欧拓防音”）现有的生产厂房屋顶面积约为 7680 m²，装机容量约 749.52kWp，项目设计运行寿命为 25 年。

根据系统设计软件及项目建设地具体情况，太阳能电池阵列采用屋顶平铺式安装，拟采用 540Wp 单晶硅太阳能光伏组件 1388 块，采用 100kW 组串式逆变器 6 台，以 0.4kV 电压等级接入用户 0.4kV 配电装置上，以“自发自用，余电上网”的方式消纳电力，系统年均有效发电小时数约为 671.82 小时，项目投产后预计年平均发电量共约 50.35 万 kWh。

1.4 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。

本工程设计考虑站区内发生各类火灾的防止和扑灭，光伏发电区火灾有其特殊性，应立足自救。本工程利用原有消防系统，故本工程不考虑新增消防设施。

1.5 土建工程

现有的厂房屋顶面积约为 7680 m²，厂房结构为角驰型彩钢瓦。屋顶有通气楼，无其他障碍物，屋面防水层良好。

角驰型彩钢瓦屋面的光伏支架采用横梁支架，组件、横梁支架通过成套夹具直接与屋面固定，与屋顶平行铺设，不破坏屋顶原有的防水层，保证结构的安全性。

1.6 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。

1.7 环境保护和水土保持设计

本工程为清洁能源发电工程，生产废水对周围地表水基本无影响，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，又能为管桩厂房创造电力，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。

1.8 劳动安全与工业卫生设计

本工程在设计中对防火、防爆、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。

1.9 节能降耗分析

本工程总装机容量 749.52kWp，其建成后的并网电量年平均值为 50.35 万 kWh，与燃煤电厂相比，按照平均供电煤耗约 360g/kWh 计算，每年可节约标煤约 181.28t，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 3.31t，氮氧化物（以 NO₂ 计）8.14t，温室气体（以 CO₂ 计）564.58t，烟尘 1.03t，还可减少灰渣排放量约 67.14t。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 0.453 万 t。

1.10 设计概算

本项目工程静态投资为万元，建设期利息万元，动态投资万元。注册资本金为静态投资的 30%，其余 70%考虑银行贷款。

1.11 财务评价

本项目装机容量约 749.52kWp，生产期取 25 年，25 年发电总量为 1258.86 万 kWh，年均设备利用小时数约为 671.82 小时。

综合平均自用电价按九折后 0.8501 元/kWh(含税不含补贴)测算，上网电价按照 0.3964 元/kW·h 测算，自用电比例为 90%，此时测得各项指标基本符合行业规定，项目在财务上

可行。

1.12 项目工程特性

表 1.12-1 项目工程特性

| 一、项目工程站址概况 | | | | |
|----------------|--------------------|----------|--------------|-----|
| 项 目 | 单 位 | 数 量 | 备 注 | |
| 建设规模 | kWp | 749.52 | | |
| 占地面积 | m ² | 7680 | | |
| 海拔高度 | m | 约 322 | | |
| 经度（东经） | 度 | E106.31° | | |
| 纬度（北纬） | 度 | N29.29° | | |
| 工程代表年太阳总辐射量 | kWh/m ² | 851 | | |
| 二、主要气象要素 | | | | |
| 多年平均气温 | °C | 14.5 | | |
| 多年极端最高气温 | °C | 39.7 | | |
| 多年极端最低气温 | °C | -5 | | |
| 多年平均风速 | m/s | 1.5 | | |
| 三、主要设备 | | | | |
| 编号 | 名 称 | 单 位 | 数 量 | 备 注 |
| 1 光伏组件（类型：单晶硅） | | | | |
| 1.1 | 峰值功率 | Wp | 540 | |
| 1.2 | 开路电压 Voc | V | 49.65 | |
| 1.3 | 短路电流 Isc | A | 13.85 | |
| 1.4 | 工作电压 Vmppt | V | 41.65 | |
| 1.5 | 工作电流 Imppt | A | 12.97 | |
| 1.6 | 峰值功率温度系数 | %/K | 0.340 | |
| 1.7 | 开路电压温度系数 | %/K | 0.265 | |
| 1.8 | 短路电流温度系数 | %/K | 0.050 | |
| 1.9 | 2~25 年每年功率衰减 | % | 0.55 | |
| 1.10 | 外形尺寸 | mm | 2278×1134×35 | |
| 1.11 | 重量 | kg | 27.5 | |
| 1.12 | 数量 | 块 | 1388 | |
| 1.13 | 向日跟踪方式 | / | 无 | |
| 2 组串式逆变器 | | | | |
| 2.1 | 最大输入电压 | V | 1100 | |
| 2.2 | 额定输入电压 | V | 6000 | |
| 2.3 | MPPT 范围 | V | 180~1000V | |
| 2.4 | 最大输入电流 | A | 26 | |
| 2.5 | MPPT | 个 | 10 | |
| 2.6 | 最大输入短路电流 | A | 40 | |
| 2.7 | 额定输出功率 | kW | 100 | |
| 2.8 | 交流输出线电压有效值 | V | 380V | |
| 2.9 | 额定输出电流 | A | 152.0 | |
| 2.10 | 额定电网频率 | Hz | 50 | |
| 2.11 | 总电流波形畸变率 | | <3% | |
| 2.12 | 功率因数 | | >0.99 | |
| 2.13 | 效率 | | 98.1% | |
| 2.14 | 防护等级 | | IP66 | |
| 2.15 | 工作温度 | °C | -25~60 | |
| 2.16 | 冷却方式 | | 智能冗余风冷 | |
| 四、建设施工 | | | | |
| 1 | 施工总工期 | 月 | 2 | |

第二章 太阳能资源

2.1 区域太阳能资源

2.1.1 全国太阳能资源概况

全国各地太阳年辐射总量范围为 3340~8400MJ/m²，中值为 5852MJ/m²。太阳能资源分布的主要特点有：①太阳能的高值中心和低值中心都处在北纬 22°~35°。这一带，青藏高原是高值中心，四川盆地是低值中心；②太阳年辐射总量，西部地区高于东部地区，而且除西藏和新疆两个自治区外，基本上是南部低于北部；③由于南方多数地区云多雨多，在北纬 30°~40°地区，太阳能的分布情况与一般的太阳能随纬度而变化的规律相反，太阳能不是随着纬度的增加而减少，而是随着纬度的升高而增长。这种分布特点反映了太阳能资源受气候和地理等条件的制约。根据太阳年总辐射量的大小，可将中国划分为 4 个太阳能资源带，太阳能资源分布见图 2.1-1。

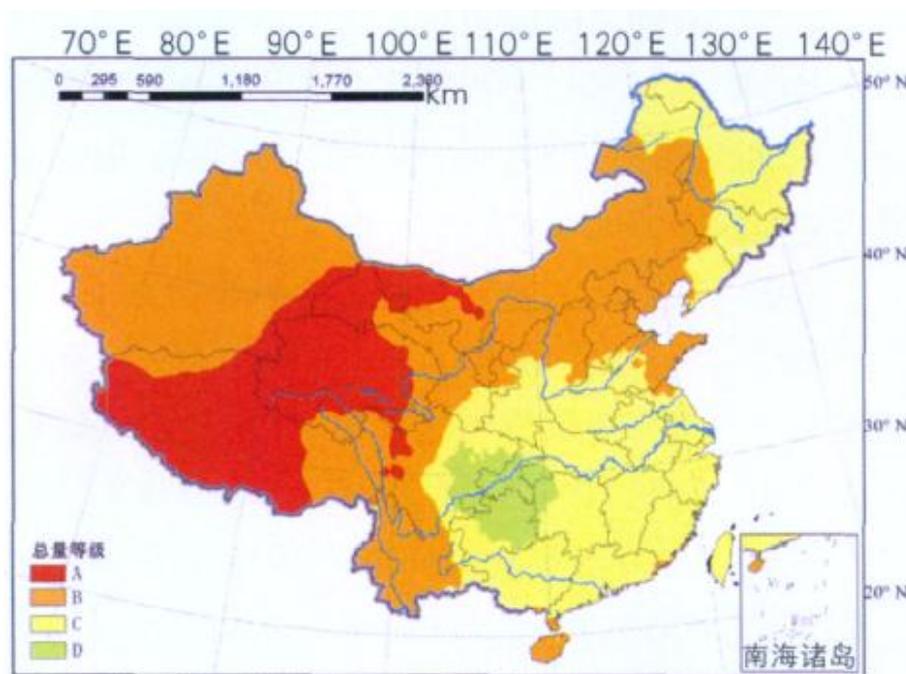


图 2.1-1 中国太阳能资源分布图

- A——资源最丰富区（太阳能辐射总量 $\geq 6300\text{MJ}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$ ）
- B——资源很丰富区（太阳能辐射总量 5040~6300MJ/（m²·a））
- C——资源丰富区（太阳能辐射总量 3780~5040MJ/（m²·a））
- D——资源一般区（太阳能辐射总量 $\leq 3780\text{MJ}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$ ）

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 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 940~1160kWh/m²，年日照时数为 1000~1400h，日照百分率为 25%~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资料：直线距离约 30km，且现阶段已收集到该站 1987~2016（其中 2014 年 1~11 月数据缺失）共 29 年的辐射月值数据以及 1987~2016 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，1987~2016 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 参考站水平面太阳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/m ²) | 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 26 kWh/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 887kWh/m²,总辐射年内变化区间为 22.1~137kWh/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 (kWh/m ²) | 31 | 40 | 64 | 87 | 104 | 96 | 137 | 124 | 89 | 51 | 42 | 22 |

2.2.4 SolarGIS 数据

SolarGIS 是由 GeoModel Solar s.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。读取本项目场区的 SolarGIS 总辐射年值为 851kWh/m²。

2.2.5 太阳能资源分析结论

通过以上分析计算，本阶段推荐光伏电站场址综合年总辐射值约 851kWh/m²，根据《太阳能资源等级总辐射》（GB/T 31155-2014）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稳定度等级为欠稳定（D 级）。

该区域太阳能资源属于“资源丰富”地区，适合光伏项目的建设。

2.3 气象条件影响分析

（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 66d。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。

第三章 工程建设条件

3.1 站址区域概况

3.1.1 站址地理位置

本项目位于重庆市九龙坡区欧拓（重庆）防音配件有限公司生产厂房屋顶上，站址坐标位置 E106.31°，N29.29°，海拔约 322m。地理位置如图 3.1-1。



图 3.1-1 本项目站址位置示意图

3.1.2 区域地质构造及地震

3.1.2.1 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 0.1~1.2m，延伸长度大于 10m，面平直光滑，张开宽 3mm~5mm，泥质充填，部分泥夹岩屑充填，厚 1~4mm。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 0.5~1.3m，延伸长 1~3m，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 0.8~1.5m，延伸长 2~4m，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。

3.1.2.2 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 建筑屋顶概况

本光伏发电项目建设于“欧拓防音”屋顶上，该公司坐落于重庆市九龙坡区西彭工业园区，厂房建成时间：2006 年 12 月，经营范围包括许可项目：货物进出口，技术进出口（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：汽车关键零部件，防音件，隔热件，地毯，内饰件，发泡件，树脂成型件及其相关模具的设计、开发与生产、加工、销售，并提供相关的技术咨询服务（除依法须经批准的项目外）。

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：

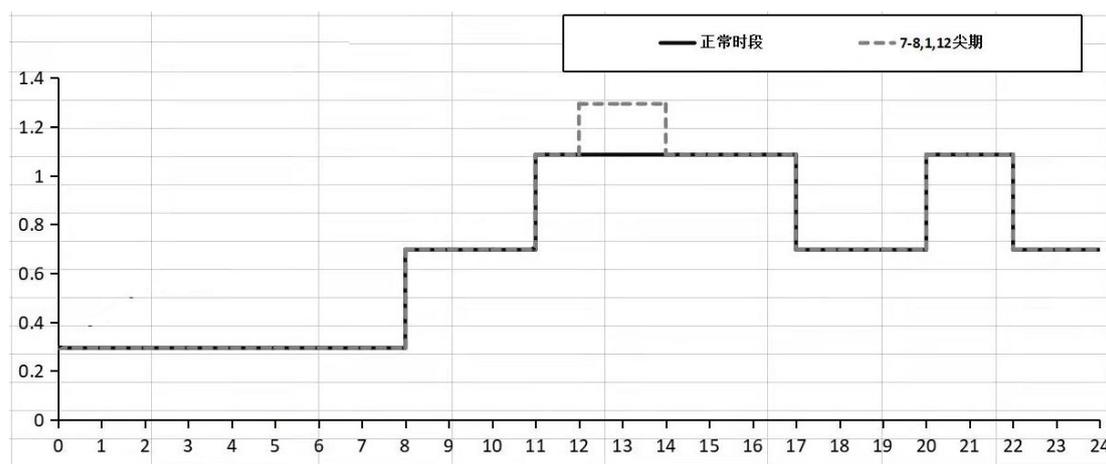


图 3.3-1 重庆分时电价时段分布图

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，“欧拓防音”分时

电价如表 3.3-1 所示。

表 3.3-1“欧拓防音”分时电价（单位：元/kW·h）

| 低谷 | 平段电价 | 峰段电价 | 尖峰段电价 |
|----|------|------|-------|
| | | | |

注：不含基本电费。

光伏发电时段为 8:00~17:00，此时段内平段时间为 3h，峰段时间为 6h（其中 7、8、12、1 月尖峰时段为 2h）。运行时间 365 天，平均电价按加权平均法计算，平均电价为元/kW·h，本项目财务评价按照电价九折计算，则光伏发电自用电电价为元/kW·h。

本项目上网电价参考重庆市脱硫煤电上网标杆电价，本项目按 0.3964 元/kW·h（含增值税）测算。

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

本工程光伏系统考虑 0.4kV 电压等级接入，“欧拓防音”现有 10kV 配电房 1 座，及 10kV 预装式箱变 2 座，单母线接线。配变总容量为 2900kVA（2*800kVA+800 kVA+500 kVA）。具备扩建开关柜和接入本光伏系统的条件，本期采用 6 台逆变器（100kW）分别并入三台 800kVA 变压器低压侧。



图 3.5-1 欧拓（重庆）配电房一次接线图

第四章 工程建设必要性

4.1 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。

4.2 为当地光伏发电提供示范作用

从长远看，太阳能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 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，太阳能电站的建设必将会给该地区带来良好的社会效益。

4.4 符合国民经济发展的需要

在“欧拓防音”屋顶建设太阳能光伏电站，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，太阳能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。

4.5 推进太阳能开发利用技术发展的需要

本项目利用“欧拓防音”屋顶开发光伏发电，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。

第五章 系统总体方案设计及发电量计算

5.1 太阳电池组件选择

太阳电池组件的选择应综合考虑目前已商业化的各种太阳电池组件的产业形势、技术成熟度、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、交通运输的状况，经技术经济综合比较选用适合屋顶分布式太阳电池组件类型。

5.1.1 太阳电池组件类型的选择

(1) 太阳能电池分类

目前太阳电池按基体材料主要分为：

1) 硅太阳电池：主要包括单晶硅 (SingleCrystalline-Si) 电池、多晶硅 (Polycrystalline-Si) 电池、非晶硅 (Amorphous-Si) 电池、微晶硅 ($\mu\text{c-Si}$) 电池以及 HIT 电池等。

2) 化合物半导体太阳电池：主要包括单晶化合物电池如砷化镓 (GaAs) 电池、多晶化合物电池如铜铟镓硒 (CIGS) 电池、碲化镉 (CdTe) 电池等、氧化物半导体电池如 Cr_2O_3 和 Fe_2O_3 等。

3) 有机半导体太阳电池：其中有机半导体主要有分子晶体、电荷转移络合物、高聚物三类。

4) 薄膜太阳电池：主要有非晶硅薄膜电池 ($\alpha\text{-Si}$)、多晶硅薄膜电池、化合物半导体薄膜电池、纳米晶薄膜电池等。

目前已经能进行产业化大规模生产的薄膜电池主要有 3 种：非晶体硅薄膜太阳电池、铜铟镓硒薄膜太阳能电池 (CIGS)、碲化镉薄膜太阳电池 (CdTe)。薄膜太阳能电池虽然在 20 世纪 80 年代就已出现，但由于早期科学技术相对落后致其光电转换效率低，加之衰减率 (光致衰退率) 较高等问题，早年未引起业界 (主要是应用领域) 的足够关注。统计数据显示，2013 年薄膜太阳能电池的市场份额约为 1.1%。但随着学界技术的不断进步，薄膜太阳能电池光电转换效率得到迅速提高。目前实验室数据显示，已有种类的薄膜太阳能电池光电转换效率已经逼近甚至部分超过传统的晶体硅太阳电池。其用料少、工艺简单、能耗低，成本低等因素使其具有一定优势，越来越被业界所接受。因此，薄膜太阳能电池产业得到较快发展。相信随着国家在新能源领域的投入加大以及社会可持续发展的需要，薄膜太阳电池会得到更加广泛的应用。

目前市场生产和使用的太阳能光伏电池大多数是用晶硅体材料制造的，随着晶硅体太阳电池生产能力和建设投资力度的不断增长，一些大型新建、扩建的项目也陆续启动。

（2）太阳能电池性能技术比较

结合目前国内太阳能电池组件市场的产业现状和产能情况，选取目前市场上主流太阳能电池组件（即晶体硅电池组件和非晶硅薄膜电池组件）进行性能技术比较。

1) 晶体硅太阳能电池组件

单晶硅太阳能电池组件是发展最早，工艺技术也最为成熟的太阳能电池组件，也是大规模生产的硅基太阳能电池组件中效率最高的电池组件，目前规模化生产的商用电池组件效率在 15%~24%，曾经长期占领最大的市场份额；规模化生产的商用多晶硅电池组件的转换效率目前在 13%~18%，略低于单晶硅电池组件的水平。和单晶硅电池组件相比，多晶硅电池组件虽然效率有所降低，但是生产成本也较单晶硅太阳能电池组件低，具有节约能源，节省硅原料的特点，易达到工艺成本和效率的平衡，目前已成为产量和市场占有率最高的太阳能电池组件。

晶体硅类太阳能电池组件在二十一世纪的前 30 年内仍将是居主导地位的光伏器件，并将不断向效率更高、成本更低的方向发展。

2) 非晶硅薄膜电池组件 (α -Si)

薄膜类太阳能电池组件由沉积在玻璃、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。由于其半导体层很薄，可大为节省电池组件材料，降低生产成本，因而是最有前景的新型太阳能电池组件，已成为当今世界光伏技术研究开发的重点项目、热点课题。

在薄膜类电池组件中非晶硅薄膜电池组件所占市场份额最大。其主要具有如下特点：

- a) 材料用量少，制造工艺简单，可连续大面积自动化批量生产，制造成本低；
- b) 制造过程消耗电力少，能量偿还时间短；
- c) 基板种类可选择；
- d) 温度系数低。

薄膜类太阳能电池组件中碲化镉、铜铟硒电池则由于原材料剧毒或原材料稀缺性，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能电池组件的研究开发工作。目前，晶体硅高效太阳能电池组件和各类薄膜太阳能电池组件是全球新型太阳能电池组件研究开发的两大热点和重点。

晶硅类电池组件中单晶硅电池组件和多晶硅电池组件最大的差别是单晶硅电池组件的光电转化效率略高于多晶硅电池组件，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。晶硅类太阳能电池组件由于产量充足、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。

非晶硅薄膜太阳能电池组件存在效率相对较低、占地面积较大、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电池组件等突出的优点，非晶硅薄膜电池组件占据了一定的市场份额。

从太阳辐照特征和环境条件的角度来说，本工程场址区内各种类型的电池组件均可应用，但在具体应用时应进行合理的系统设计，以达到最佳运行效果。

对市场上所占份额最大的两类电池（晶硅太阳能电池和非晶硅薄膜太阳能电池）的技术经济进行综合比较后，考虑到晶硅电池成熟度较高，效率稳定，国内外均有较大规模应用的实例，太阳能电池市场占有率最大。目前市场单晶硅电池价格相对又有所下降，趋于合理，且市场产能较大。故本工程推荐全部选用单晶硅电池组件。

5.1.2 太阳能电池组件的选型

根据项目特点，本项目采用晶硅太阳能电池组件。根据国内组件市场，目前主流组件分别为单晶 380Wp、多晶 330Wp、单晶 445Wp、单晶 540Wp。其中单晶 380Wp 组件为高效 PERC 组件，广泛应用于光伏扶贫、领跑者等国内项目，产能充足，价格适中；多晶 330Wp 组件为常规组件，由于其转换效率较低，无法满足近几年国内项目要求，组件厂家纷纷去产能，但由于其价格便宜，较多应用在对投资敏感的项目上；单晶 445Wp 组件为高效 PERC+半片技术叠加产品，技术先进，转换效率超高，能显著提升主件功率与阴影遮挡下的发电能力，除组件外的其他系统成本低，但生产厂家较少；单晶 540Wp 组件采用 PERC 电池结合电池半片技术，产品有更高的输出功率，有效降低单瓦系统成本，产品在遮挡损失、温度系数方面表现优异，同时电池切半技术有效降低功率组件的热斑风险，在系统应用中表现出更优的发电性能及可靠性。

另外，通过市场调查，国内主流厂商生产的应用于大型并网光伏发电系统的晶硅太阳能电池组件，多采用两种规格电池片：162mm×162mm 和 182mm×182mm 两种，按照 60 片（6×10）和 72 片（6×12）两种封装而成。综合考虑电池组件效率、技术先进性、市场占有率以及项目建设工期、厂家供货能力等多种因素，本阶段推荐选用单晶硅太阳能组件规格为单面 540Wp。单面 540Wp 单晶硅电池组件主要技术参数见表 5.1-1。

表 5.1-1 单面单晶硅电池组件性能指标表

| 序号 | 部件 | 单位 | 数值 |
|----|-----------------|------|--------------|
| 1 | 最大功率 (Pmax) | Wp | 540 |
| 2 | 最佳工作电压 (Vmp) | V | 41.65 |
| 3 | 最佳工作电流 (Imp) | A | 12.97 |
| 4 | 开路电压 (Voc) | V | 49.50 |
| 5 | 短路电流 (Isc) | A | 13.85 |
| 6 | 组件效率 | % | 20.9 |
| 7 | 工作温度范围 | °C | -40~+85 |
| 8 | 最大系统电压 | V | DC 1500 |
| 9 | 最大额定熔丝电流 | A | 25 |
| 10 | 输出功率公差 | % | 0~+3 |
| 11 | 最大功率(Pmax)的温度系数 | %/°C | -0.340 |
| 12 | 开路电压(Voc)的温度系数 | %/°C | -0.265 |
| 13 | 短路电流(Isc)的温度系数 | %/°C | 0.050 |
| 14 | 10 年功率衰减 | % | <6.95 |
| 15 | 25 年功率衰减 | % | <15.2 |
| 16 | 重量 | kg | 27.5kg |
| 17 | 光伏组件尺寸结构 | mm | 2278×1134×35 |

5.2 电池阵列的运行方式设计

5.2.1 电池阵列的运行方式选择

5.2.1.1 电池阵列的运行方式分类

在光伏发电系统的设计中，光伏组件方阵的运行方式对系统接收到的太阳总辐射量有很大的影响，从而影响到光伏供电系统的发电能力。光伏组件的运行方式有固定安装式和自动跟踪式几种型式。其中自动跟踪系统包括单轴跟踪系统和双轴跟踪系统。单轴跟踪（东西方位角跟踪和斜单轴跟踪）系统以固定的倾角从东往西跟踪太阳的轨迹，双轴跟踪系统（全跟踪）可以随着太阳轨迹的季节性位置的变换而改变方位角和倾角。

5.2.1.2 电池阵列的运行方式的比较及确定

对于自动跟踪式系统，其倾斜面上能最大程度的接收太阳总辐射量，从而增加了发电量。经初步计算，若采用水平单轴跟踪方式，系统理论发电量（指跟踪系统自日出开始至日落结束均没有任何遮挡的理想情况下）可提高 15%~20%；若采用斜单轴跟踪方式，系统理论发电量可提高 25%~30%，若采用双轴跟踪方式，系统理论发电量可提高 30%~35%。然而系统实际工作效率往往小于理论值，其原因有很多，例如：太阳电池组件间的相互投射阴影，跟踪支架运行难于同步等。双轴跟踪式投资远高于单轴系统，并且占地面积比较

大。

根据已建工程调研数据，安装晶硅类电池组件，若采用斜单轴跟踪方式，系统实际发电量可提高约 15%，若采用双轴跟踪方式，系统实际发电量可提高约 20%。在此条件下，以固定安装式为基准，对 1MWp 光伏阵列采用三种运行方式比较如表 5.2-1。

表 5.2-1 1MWp 阵列各种运行方式比较

| 项目 | 固定式 | | 跟踪式 | |
|------------------------|-------------|------------------|------------------------|------------------------|
| | 固定倾角 | 可调倾角 | 斜单轴 | 双轴 |
| 发电量增加率(%) | 100 | 105 | 125 | 135 |
| 占地面积(万m ²) | 1.9 | 2.4 | 3.8 | 4.0 |
| 直接投资增加率(%) | 100 | 105 | 114 | 122 |
| 支架系统运行维护 | 基本免维护 | 支架调整工作量大，操作要求高 | 有旋转机构，故障率高，实际工作量大 | 有多处旋转机构，故障率更高，工作量更大 |
| 可靠性与成熟度 | 市场占有率大，成熟可靠 | 少量应用，基本可靠，成熟产品较少 | 应用率低，多为示范试验性，国内成熟可靠设备少 | 应用率极低，国内基本无成熟可靠设备和控制系统 |
| 组件清洗 | 清洗方便 | 清洗较方便 | 清洗不便 | 清洗效率低，困难大 |

由表中数据可见，固定式与自动跟踪式各有优缺点：固定式初始投资较低、且支架系统基本免维护；固定式可调倾角方式后期运行支架角度调整工作量大，且操作要求高，后期投入的人力物力最大；自动跟踪式初始投资较高、需要一定的维护，但发电量较倾角最优固定式相比有较大的提高，假如能很好的控制后期维护工作增加的成本，采用自动跟踪式运行的光伏电站单位电度发电成本将有所降低。

5.2.1.3 电池阵列的运行方式确定

经对固定式和跟踪式两种运行方式的初步比较，考虑到本工程实际情况，固定式初始投资较低、且支架系统基本免维护；固定式可调倾角后期运行支架角度调整工作量大，且操作要求高，维护成本较大而提高的发电量较少；自动跟踪式虽然能增加一定的发电量，但目前初始投资相对较高、而且后期运行过程中需要一定的维护，运行费用相对较高，另外电池阵列的同步性对机电控制和机械传动构件要求较高，自动跟踪式缺乏在场址区或相似特殊的气候环境下的实际应用的可靠性验证，在我国气候环境较复杂的西南地区没有实际应用的工程。根据以上综合分析，本工程推荐选用固定倾角式运行方式。

5.2.2 电池阵列最佳倾角的计算

电池阵列的安装倾角对光伏发电系统的效率影响较大，对于固定式电池列阵最佳倾角即为光伏发电系统全年发电量最大时的倾角。

为增加光伏组件表面接受的太阳辐射量，在赤道以外地区，工程设计中通常将光伏组件朝向地球赤道方向倾斜一定角度。确定朝向赤道倾斜面上的太阳辐射量，通常采用 Klein 提出的计算方法：倾斜面上的太阳辐射总量 H_t 由直接太阳辐射量 H_{bt} 、天空散射辐射量

Hdt 和地面反射辐射量 Hrt 三部分组成。其计算公式为： $H_t=H_{bt}+H_{dt}+H_{rt}$

经 PVsyst 仿真计算，在不考虑遮挡及不可利用辐射等因素的前提下， 17° 倾斜面年度总辐射量最大，为 $1172.6\text{kWh}/\text{m}^2$ 。

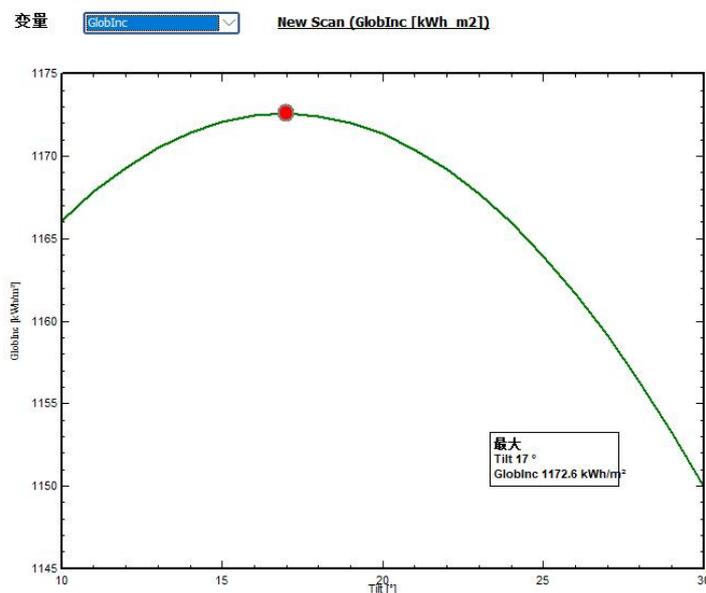


图 5.2-1 光伏安装倾角影响辐射量结果曲线

经计算，当电池组件倾角为 17° 时，全年日平均太阳总辐射量最大，并满足灰尘雨雪滑落要求及倾斜支架较好稳定性的角度范围，因此确定本工程电池方阵的最佳固定倾角为 17° ，全年倾斜面辐射量为 $1172.6\text{kWh}/\text{m}^2$ 。

但本项目光伏组件平铺在生产厂房彩钢瓦屋顶上，电池阵列的倾角与彩钢瓦屋顶倾角一致。

5.3 逆变器选型

本工程，推荐选用组串式逆变器，容量为 100kW ，将 $10\sim 20$ 个光伏组件串汇集后采用光伏专用电缆送入光伏逆变器。组串式逆变是与传统的集中式逆变的思路不同，功率较小，一般是 $50\text{kW}\sim 250\text{kW}$ 。同时组串式逆变器具有多路 MPPT 功能，能极大地减小阴影遮挡、组件差异等复杂环境对发电量的影响。组串式逆变器单击功率较小、初始投资较集中式大，发电量较高。本项目采用 100kW 组串式逆变器。主要逆变器技术参数如表 5.3-1。

表 5.3-1 组串式逆变器技术参数表

| | |
|----------------|-----------|
| 组串式逆变器容量 | 100 kW |
| 输入 | |
| 最大输入电压 | 1100V |
| 每路 MPPT 最大输入电流 | 32A |
| 每路 MPPT 最大短路电流 | 50A |
| 满载 MPPT 电压范围 | 180-1000V |
| 额定输入电压 | 600V |

| | |
|-----------|------------------|
| 组串式逆变器容量 | 100 kW |
| 最大输入路数 | 20 |
| MPPT 数量 | 10 |
| 输出 | |
| 额定输出功率 | 100 kW |
| 最大输出功率 | 110 kW |
| 最大输出视在功率 | 110 kVA |
| 额定输出电压 | 220/380V |
| 输出电压频率 | 50Hz |
| 最大输出电流 | 167.1A |
| 功率因数 | 0.8（超前）~0.8（滞后） |
| 最大总谐波失真 | 3% |
| 效率 | |
| 最大效率 | 98.70% |
| 中国效率 | 98.10% |
| 保护 | |
| 输入直流开关 | 支持 |
| 防孤岛保护 | 支持 |
| 输出过流保护 | 支持 |
| 输入反接保护 | 支持 |
| 组串故障检测 | 支持 |
| 直流浪涌保护 | II级 |
| 交流浪涌保护 | II级 |
| 绝缘阻抗检测 | 支持 |
| 残余电流监测 | 支持 |
| 显示与通信 | |
| 显示 | LED 指示灯，蓝牙+APP |
| RS485 | 支持 |
| USB | 支持 |
| MBUS | 支持 |
| 常规参数 | |
| 尺寸（宽/高/厚） | 1065*576*344.5mm |
| 重量（含挂架） | 91kg |
| 工作环境温度范围 | -25°C~60°C |
| 最高工作海拔 | 4000m |
| 相对湿度 | 0~100% |
| 防护等级 | IP66 |
| 拓扑 | 无变压器 |

5.4 光伏阵列设计及布置方案

5.4.1 并网光伏发电系统分层结构

（1）太阳电池组串

由几个到几十个数量不等的太阳电池组件串联起来，其输出电压在逆变器允许工作电压范围之内内的太阳电池组件串联的最小单元称为太阳电池组串。

（2）太阳电池组串单元

布置在一个固定支架上的所有太阳电池组串形成一个太阳电池组串单元。

（3）阵列逆变器组

由若干个太阳电池组串单元与一台并网逆变器联合构成一个阵列逆变器组。

（4）太阳电池子方阵

由一个或若干个阵列逆变器组组合形成一个太阳能电池子方阵。

(5) 太阳能电池阵列

由一个或若干个太阳能电池子方阵组合形成一个太阳能电池阵列。

5.4.2 系统方案概述

本分布式光伏电站工程额定总容量 0.6MW，安装总容量 0.7495MWp。本工程采用分块发电、分散并网方案。根据《光伏发电系统效能规范》NT/T 10394-2020，以及结合现场实际太阳能资源情况，本工程容配比按 1.25 考虑，容配比应按下列公式计算：

$$R = P_{ac}/P_{ac}$$

式中：

R ：容配比

P_{ac} ：光伏发电系统安装容量，单位为峰瓦（Wp）

P_{ac} ：光伏发电系统额定容量，单位为瓦（W）

5.4.3 太阳能电池阵列子方阵设计

5.4.3.1 太阳能电池阵列子方阵设计的原则

(1) 太阳能电池组件串联形成的组串，其输出电压的变化范围必须在逆变器正常工作的允许输入电压范围内。

(2) 每个逆变器直流输入侧连接的太阳能电池组件的总功率应大于该逆变器的额定输入功率，且不应超过逆变器的最大允许输入功率。

(3) 太阳能电池组件串联后，其最高输出电压不允许超过太阳能电池组件自身最高允许系统电压。

(4) 各太阳能电池板至逆变器的直流部分电缆通路应尽可能短，以减少直流损耗。

5.4.3.2 太阳能电池组件串设计

光伏方阵由太阳能电池组件经串联、并联组成，一个光伏发电单元系统包括 1 台逆变器与对应的 n 组太阳能电池组串、直流连接电缆等。

太阳能电池组件串联的数量由逆变器的最高输入电压和最低工作电压、以及太阳能电池组件允许的最大系统电压所确定，串联后称为太阳能电池组串。太阳能电池组串的并联数量由逆变器的额定容量确定。

太阳能电池组件的输出电压随着工作温度的变化而变化，因此需对串联后的太阳能电池组串的输出电压进行温度校验。根据项目地区的气象条件，本工程确定：逆变器的最小输入

电压是太阳能电池组串在 1000W/m²光照条件下、组件最高工作温度为 70℃、组件输出最大峰值功率时的输出电压；逆变器的最高输入电压是太阳能电池组串在 1000W/m²光照条件下、温度为-15℃时的开路电压。

太阳能电池组件串并联的数量及输出电压验算：

1) 计算串联数量

根据本工程所选逆变器的最高允许输入电压 V_{dcm}，输入电压 MPPT 工作范围。540Wp 单晶硅太阳能电池组件的开路电压 V_{oc} 为 49.50V，最佳工作点电压 V_{mp} 为 41.65V，开路电压温度系数为-0.284%/℃，工作电压温度系数为-0.350%/℃。

光伏组件串联数量计算，利用 GB50797-2012《光伏发电站设计规范》中组串计算公式，如公式 5-1 所示：

$$N \leq \frac{V_{dc\max}}{V_{oc} \times [1 + (t - 25) \times K_v]} \leq N \leq \frac{V_{mppt\max}}{V_{pm} \times [1 + (t - 25) \times K'_v]} \quad (5-1)$$

式中：

V_{dcm}——逆变器允许最大直流输入电压（V）；

V_{mpptmin}——逆变器 MPPT 电压最小值（V）；

V_{mpptmax}——逆变器 MPPT 电压最大值（V）；

V_{oc}——光伏组件开路电压（V）；

V_{pm}——光伏组件工作电压（V）；

K_v——光伏组件开路电压温度系数；

K'_v——光伏组件工作电压温度系数；

t'——光伏组件工作条件下的极限最高温度（℃）

t——光伏组件工作条件下的极限最低温度（℃）；

N——光伏组件串联数（N 取整）。

经初步计算，当地极端高温为 42.9℃，极端低温为-4℃，按此极端气温对组件可能达到的最大开路电压进行计算。组件允许串联数 10≤N≤20。

5.5 光伏发电工程年上网电量计算

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组件不匹配的损耗: 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; 大型地面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。本工程中采用了集散式逆变器方案。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 5.4-1 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 | 90.9% |

综合以上多种影响因素，光伏阵列的能量损失影响因子为 $\eta_1=90.9%$ ；

(2) 逆变器转换能量损失 η_2 ：逆变器输出的交流电功率与直流输入功率之比，根据 100kW 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 98.1%；

(3) 交流并网能量损失 η_3 ：从逆变器输出至高压电网的传输效率。由于设计优化后

逆变器和箱变相对位置较近，使得低压交流电的损失大大降低，而升压后的 10kV 交流电损失变压器部分效率损失为 98%；

根据电网的要求，光伏发电项目的计量点位置有所不同，如果上网电量以送出线路对端计量点为准，则光伏电站的发电效率需要考虑送出线路部分的损耗，此部分效率按 98% 考虑。

综合以上因素，考虑送出部分时，交流并网能量损失为 $\eta_3=0.98 \times 0.98=96.04\%$ ；

(4) 光伏电站的系统转换总效率为：

$$\eta_{\text{总}} = \eta_1 \times \eta_2 \times \eta_3 = 90.9\% \times 98.1\% \times 96.04\% = 86\%。$$

本工程的系统转换效率为 86%（未计及衰减）。

5.5 发电量计算

根据现场实测太阳能辐射量，单晶硅太阳能电池单个组件容量 540Wp，总容量 749.52kWp，同时考虑系统组件总功率、系统总效率等数据，计算各建筑屋顶发电量。由于太阳能电池组件的转换效率成逐年递减状态，因此随着时间的推移，实际发电量不断减少。按照《光伏制造行业规范条件（2015 年本）》并结合光伏组件厂家提供的组件衰减参数，按照“首年衰减率不超过 2%，逐年衰减率不超过 0.55%，25 年衰减率不超过 15.2%”的原则进行计算，建筑屋顶发电量如表 5.5-1。

表 5.5-1 各年发电量表

| 年份 | 发电量(万 kWh) | 利用小时数 (h) |
|--------|------------|-----------|
| 第 1 年 | 53.76 | 717.22 |
| 第 2 年 | 53.46 | 713.28 |
| 第 3 年 | 53.17 | 709.36 |
| 第 4 年 | 52.88 | 705.45 |
| 第 5 年 | 52.58 | 701.57 |
| 第 6 年 | 52.30 | 697.71 |
| 第 7 年 | 52.01 | 693.88 |
| 第 8 年 | 51.72 | 690.06 |
| 第 9 年 | 51.44 | 686.27 |
| 第 10 年 | 51.15 | 682.49 |
| 第 11 年 | 50.87 | 678.74 |
| 第 12 年 | 50.59 | 675.00 |
| 第 13 年 | 50.31 | 671.29 |
| 第 14 年 | 50.04 | 667.60 |
| 第 15 年 | 49.76 | 663.93 |
| 第 16 年 | 49.49 | 660.28 |
| 第 17 年 | 49.22 | 656.65 |
| 第 18 年 | 48.95 | 653.03 |
| 第 19 年 | 48.68 | 649.44 |
| 第 20 年 | 48.41 | 645.87 |
| 第 21 年 | 48.14 | 642.32 |
| 第 22 年 | 47.88 | 638.78 |
| 第 23 年 | 47.61 | 635.27 |

| 年份 | 发电量(万 kWh) | 利用小时数 (h) |
|--------|------------|-----------|
| 第 24 年 | 47.35 | 631.78 |
| 第 25 年 | 47.09 | 628.30 |
| 合计 | 1258.86 | 16795.58 |
| 平均 | 50.35 | 671.82 |

总装机容量约 749.52kWp，光伏电站在运营期 25 年内的总发电量为 1258.86 万 kWh，光伏电站的首年发电量约为 53.76 万 kWh，年均发电量为 50.35 万 kWh，年等效发电小时数为 671.82h。

第六章 电气设计

6.1 设计依据

NB/T 32043-2018 《光伏发电工程可行性研究报告编制规程》；
GB/T 19964-2012 《光伏电站接入电力系统技术规定》；
GB50797-2012 《光伏电站设计规范》；
GBT156-2007 《标准电压》；
DL/T5352-2018 《高压配电装置设计规范》；
GB1984-2014 《高压交流断路器》；
GB1985-2014 《高压交流隔离开关和接地开关》；
GB11032-2020 《交流无间隙金属氧化物避雷器》；
GB50217-2018 《电力工程电缆设计标准》；
GB50057-2010 《建筑物防雷设计规范》；
DL/T5352-2018 《高压配电装置设计规范》；
GB50227-2017 《并联电容器装置设计规范》；
GB/T 4208-2017 《外壳防护等级（IP 代码）》；
GB/T50064-2014 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》；
GB/T50065-2011 《交流电气装置的接地设计规范》；
DL/T5429-2009 《电力系统设计技术规程》；
DL/T5044-2014 《电力工程直流系统设计技术规程》；
DL/T5103-2012 《35kV~110kV 无人值班变电站设计规程》；
国家现行的相关规程、规范和规定。

6.2 接入电力系统方案

6.2.1 接入电压等级

本分布式光伏电站工程安装容量 0.75MWp，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 条之规定：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。分布式电源项目可以专线或 T 接方式

接入系统，最终并网电压等级应根据电网条件，通过技术经济比较选择论证确定。若高低两级电压均具备接入条件，优先采用低电压等级接入。

因此，本项目推荐以多点 0.4kV 电压等级接入

6.2.2 接入系统方案

根据《国家电网分布式电源接入系统典型设计》，本分布式光伏项目采用多点接入，每个点接入容量不大于 400kW。

接入方案具体以电网公司接入系统批复意见为准。

6.3 电气一次

6.3.1 设计依据

编制依据和主要引用标准、规范如下：

- (1) 《光伏电站接入电力系统技术规定》 GB/T19964-2012；
- (2) 《电力变压器选用导则》 GB/T 17468-2019；
- (3) 《绝缘配合第 1 部分：定义、原则和规则》 GB311.1-2012；
- (4) 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》 GB/T50064-2014；
- (5) 《交流电气装置的接地设计规范》 GB50065-2011；
- (6) 《变电站总布置设计技术规程》 DL/T5056-2007；
- (7) 《高压配电装置设计技术规程》 DL/T5352-2018；
- (8) 《导体和电器选择设计规程》 DL/T5222-2021；
- (9) 《光伏电站设计规范》 GB50797-2012；
- (10) 《电力工程电缆设计标准》 GB50217-2018；

6.3.2 电气主接线

6.3.2.1 光伏场电气接线

本工程光伏装机容量为 0.7495MWp，逆变器所发出电量经低压电缆引接至 0.4kV 光伏并网箱，再经过 3 回 0.4kV 电缆线路接到厂区 0.4kV 配电系统。

本电站有 3 个发电单元，采用分块发电、多点接入并网方案，各光伏站点的电气接线图如下：

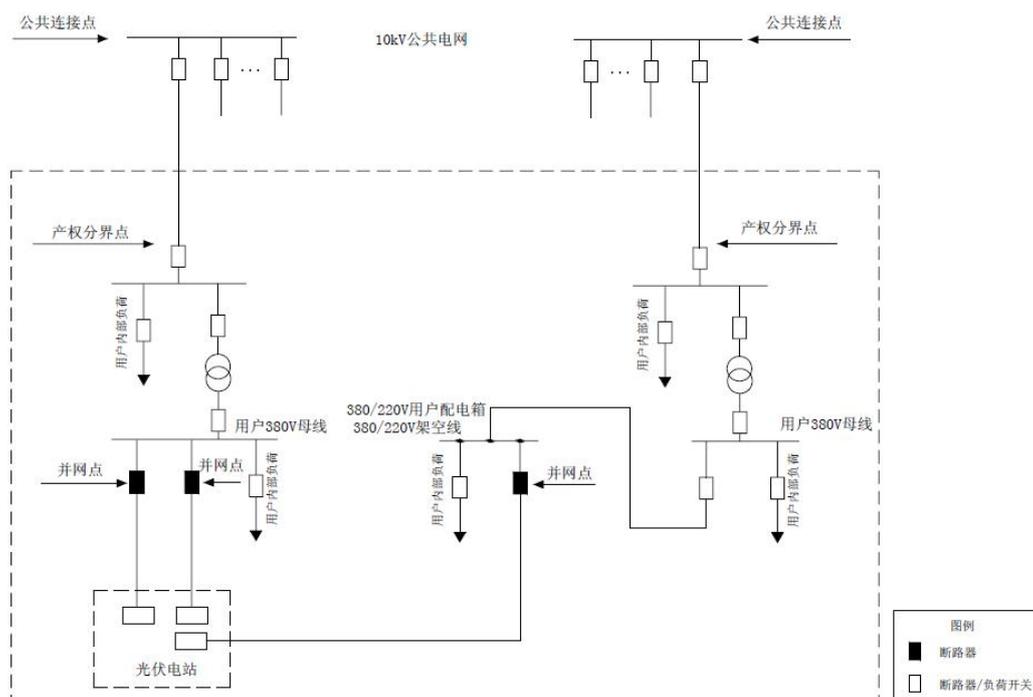


图 6.3-1 本次工程光伏电站电气接线示意图

6.3.2.2 集电线路方案

(1) 光伏组件—逆变器

采用 PV1-F-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—交流汇流箱

逆变器—交流汇流箱低压电缆选用 ZRC-YJV₂₂-1.8/3kV-3×70mm²。

(3) 交流汇流箱—光伏并网柜—低压配电柜

交流汇流箱—光伏并网柜—低压配电柜低压电缆选用 ZRC-YJV₂₂-1.8/3kV-3×185mm²。

6.3.3 主要电气设备选择

6.3.3.1 短路电流计算

本期工程的短路电流计算及设备选型是根据 2025 年系统规划容量进行计算。

断路器为空气断路器，具有抵操作过电压的特性，即在操作断路器分合所带负载时不产生危害电击及站用变压器的任何过电压，其主要参数如下：

额定电压：1kV

额定电流：800A

额定频率：50HZ

极限分段能力：40kA

6.3.4 电气设备布置

本工程的集电线路电缆采用架空桥架敷设或穿管敷设。

6.3.5 防雷、接地及过电压保护

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，大型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》（GB50057-2010）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》（GB50169-2016）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》（GB11032-2020）、《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》（GB/T 50064-2014）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，主要通过太阳电池阵列采取电池组件和支架与厂区接地网连接进行直击雷保护，光伏阵列区接地网与光伏电池组件基础钢筋焊接做接地体辅以垂直接地极，子方阵接地体焊接成网状，各子方阵接地体相互连接，光伏阵列区接地网材料为 50mm×6mm 的热镀锌扁钢和 2.5m 的Φ50 镀锌钢管光伏方阵接地应连续、可靠，接地电阻应小于 4Ω。接地网埋深位置应在冻土层以下。

（2）电气设备接地

布置有各级电压的电气设备，均用 50mm×6mm 的热镀锌扁钢暗敷成闭合回路的水平接地线，各建筑物间接地网用接地线 50mm×6mm 的热镀锌扁钢连成一体，重要电气设备的工作和保护接地干线的连接不少于两处。

（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 10kV 箱式变电站内逐级装设防雷保护装置。35kV 以下电气设备以避雷器标称放电电流 5kA 时雷电过电压残压为基础进行绝缘配合，满足《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》（GB/T 50064-2014）规范要求。

6.3.6 电缆敷设

6.3.6.1 电缆敷设方式

本工程电缆敷设方式主要有：电缆敷设于槽盒或电缆穿管的方式。光伏组件之间的 1×4mm² 串联电缆可敷设于光伏板支架下方槽型檩条内，绑扎固定；组件串至逆变器 1×4mm² 直流电缆通过穿波纹管至桥架或穿管敷设至逆变器；逆变器至配电室低压交流电

缆可通过桥架/穿管方式敷设至配电室内。

6.3.6.2 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。

6.4 电气二次

6.4.1 电气二次设计依据

电气二次部分编制依据及主要引用标准如下：

- (1) 《继电保护和安全自动装置技术规程》（GB/T14285-2006）
- (2) 《火灾自动报警系统设计规范》（GB50116-2013）
- (3) 《电能计量装置技术管理规程》（DL/T448-2016）
- (4) 《地区电网调度自动化设计规程》（DL/T5002-2021）
- (5) 《电力系统调度自动化设计规程》（DL/T5003-2017）
- (6) 《电力工程直流电源系统设计技术规程》（DL/T5044-2014）
- (7) 《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程》（DL/T5136-2012）
- (8) 《电测量及电能计量装置设计技术规程》（DL/ T5137-2001）
- (9) 《电力装置的电测量仪表装置设计规范》（GB/T50063-2008）
- (10) 《电力监控系统安全防护总体方案》（国能安全【2015】36号）
- (11) 《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）
- (12) 《电力系统通信设计导则》（DL/T 5599-2021）
- (13) 《电能量计量系统设计技术规程》(DL/T5202-2004)
- (14) 国家发改委 2014 第 14 号令《电力监控系统安全防护规定》
- (15) 《配电自动化系统安全防护技术导则》（DL/T1936-2018）
- (16) 《配电自动化远方终端》（DL/T721-2013）
- (17) 《配电自动化智能终端技术规范》（GB/T 35732-2017）

6.4.2 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。

6.4.3 电站监控系统

6.4.3.1 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升压变电站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。

6.4.3.2 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，监控系统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直流智能防雷汇流箱、光伏并网逆变器、油浸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。

6.4.3.4 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。

6.4.4 光伏发电系统的计算机监控

- (1) 光伏发电系统包括以下几个部分：并网逆变器。
- (2) 光伏发电系统的监控配置如下：

光伏发电系统中太阳能电池组件不单独设监控装置，而是通过并网逆变器对太阳能电池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。

6.4.5 继电保护及安全稳定装置

逆变器保护装置由逆变器成套。有相间短路电流速断保护、单相接地短路保护、逆功率保护、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。

6.4.6 电能计量系统

6.4.6.1 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厂站系统电能表的设置点为：

光伏电站配电系统 0.4kV 低压出线侧（计量上、下网电量）

6.4.6.2 计量表计

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T 448 的要求，电能表采用静止式多功能电能表，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 6.4-1 计量表计配置

| 计量点设置 | 计量表配置 |
|----------------|--------------------|
| 光伏电站 0.4kV 并网柜 | 单表双向表配置，不低于 0.5s 级 |

6.4.6.3 计量互感器要求

电能表精度要求不低于 0.5S 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。

6.4.7 二次安全防护系统

本期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/T 1936-2018）等规程规范的要求。

6.4.8 环境监测系统

在光伏电站内配置一套环境监测仪，实时监测日照辐照度、曝辐量、风速、风向、温

度等气象参数。该装置由风速传感器、风向传感器、日照辐射表、测温探头、控制盒及支架组成。可测量环境温度、风速、风向和辐射强度等参量，其通讯接口可接入计算机监控系统，实时记录环境数据。其功能纳入监控系统内。

第七章 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：

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：第三组；

设计基本地震加速度值：0.05g；

建筑场地类别：II类；

基本风压：0.43kN/m²；

基本雪压：0.16kN/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 |
| 《建筑结构可靠度设计统一标准》 | GB 50068-2018 |
| 《混凝土结构设计规范》 | GB 50010-2010 |
| 《建筑抗震设计规范》 | GB 50011-2010 |
| 《钢结构设计规范》 | GB 50017-2017 |
| 《冷弯薄壁型钢结构技术规范》 | GB 50018-2002 |
| 《铝合金结构设计规范》 | GB 50429-2007 |
| 《铝合金结构工程施工质量验收规范》 | GB 50576-2010 |
| 《构筑物抗震设计规范》 | GB 50191-2012 |
| 《建筑抗震鉴定标准》 | GB 50023-2009 |
| 《建筑抗震加固技术规程》 | JGJ 116-2009 |

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，“欧拓防音”屋顶呈矩形，由彩钢棚构成。

7.3.2 彩钢瓦屋面的光伏支架设计

支架采用镀锌钢型材作为横梁，并用专用夹具与屋面彩钢瓦凸起部分夹紧连接，不破

坏屋顶原有的防水层，植入后抵抗风荷载，保证结构的安全性。



图 7.3-1 夹具及镀锌钢条形横梁方案照片

7.4 屋顶荷载核算

本工程所利用的屋面结构为彩钢棚屋面。

7.4.1 屋面承载力计算：

本项目建设后，增加屋面荷载约 0.2kN/m^2 。根据业主提供的结构资料，屋顶经初步核算原结构满足安装光伏的荷载要求。

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： 0.43kN/m^2 ；

(2) 阵风系数 $\beta_{gz}=2.05$ ，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 $\mu_z=0.65$ ，地面粗糙度属 C 类，高度 4m，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：

$$\omega_{\text{正}}=\beta_{gz}\mu_z\mu_s\omega_0\sin 10=2.05\times 0.65\times 0.87\times 0.43\times 0.174=0.09\text{kN/m}^2$$

$$\omega_{\text{负}}=\beta_{gz}\mu_z\mu_s\omega_0\sin 10=2.05\times 0.65\times 1.18\times 0.43\times 0.174=0.116\text{kN/m}^2$$

则正向风压的平均荷载为： 0.09kN/m^2

负向风压的平均荷载为： 0.116kN/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

本工程为新建屋顶分布式光伏项目本工程控制室利用原有控制室，不新增建筑物，本工程不需新建给排水系统。

光伏电池组件的冲洗由人工采用便携式太阳能电池板清洗机方式进行冲洗作业，需 1 人操作。

7.7 采暖、通风与空气调节

本工程控制室利用电厂原有控制室，不新增建筑物，本工程不考虑新建采暖、通风及空调系统。

第八章 工程消防设计

8.1 工程消防总体设计

8.1.1 设计依据

- (1) 《中华人民共和国消防法》（2021年修正）
- (2) 《建筑设计防火规范》 GB50016-2014
- (3) 《火力发电厂与变电站设计防火标准》 GB 50229-2019
- (4) 《建筑内部装修设计防火规范》 GB 50222-2017
- (5) 《建筑灭火器配置设计规范》 GB 50140-2005
- (6) 《光伏电站设计规范》 GB 50797-2012
- (7) 《电力设备典型消防规程》 DL 5027-2015

8.1.2 设计原则

贯彻“预防为主、防消结合”的消防工作方针，做到防患于未“燃”。严格按照规程规范的要求设计，采取“一防、二断、三灭、四排”的综合消防技术措施。

工程消防设计与总平面布置统筹考虑，保证防火间距、安全出口等各项消防要求。

8.2 工程消防设计

8.2.1 建筑物的火灾危险性分类和耐火等级

本项目利用厂区已有建（构）筑进行光伏电站建设，以单晶硅光伏组件在原有厂房屋顶固定倾角安装，需要建造支架基础，使其在发挥太阳能发电功效的同时，又能保证整体建筑外形的美观。

8.2.2 设计依据

本工程消防总体设计采用综合消防技术措施，根据消防系统的功能要求，从防火、灭火、排烟、救生等方面作完善的设计，力争做到防患于未“燃”，减少火灾发生的可能，一旦发生也能在短时间内予以扑灭使火灾损失减少到最低程度，同时确保火灾时人员的安全疏散。

8.2.3 消防电气设计

内部连接电缆、电线均采用阻燃型。

8.2.4 建筑装修防火设计

建筑内部装修设计应妥善处理装修效果和使用安全的矛盾，积极采用不燃性

材料和难燃性材料，做到安装适用，技术先进，经济合理。

8.2.5 施工消防

本工程施工期无临时建筑，无临时变压器及柴油发电机，施工期无新增的建筑或设备需采取消防措施。

第九章 施工组织设计

9.1 施工条件

9.1.1 地理位置及公路运输

本项目位于重庆市九龙坡区西彭镇，光伏场站无大件装备，欧拓防音厂区内外周围公路均能满足本项目设备运输的要求。

9.1.2 建筑材料

本工程所需建筑材料，场址周边即可供应。

9.1.3 施工用水、用电

本项目施工生产和生活用水量很少，可从欧拓防音已有供水管网引接。施工用电可考虑直接由欧拓防音厂区内附近引接。

9.1.4 施工消防

可直接利用原有消防设施，无需新建。将危险品布置在远离其它建筑的区域，并设置明显的标志。

在施工现场应设置多处移动式灭火器，所有安放灭火器的位置要有明显的标志。易燃易爆物物品应设置专用的堆放厂地，同时堆放厂地应做好通风。用电应符合防火规范，指定防火负责人，配备消防器材，严格防火措施，确保施工安全。

9.2 施工总布置

施工总布置应符合下列要求：

- (1) 总体布局应合理，场地分配应与各标段施工任务相适应。
- (2) 应合理组织交通，并应避免相互干扰，交通应短捷。大宗材料堆场选择时应注意选择合理的运输半径。
- (3) 施工分区应符合施工总体部署和施工流程要求，各工序应互不干扰。
- (4) 应符合节能、环保、安全和消防等要求。
- (5) 应满足文明施工的要求。

本工程主要施工工程量为光伏支架及组件安装工程，大部分位于建筑顶部。具体布置可根据现场情况，进行安排。

9.3 施工方案

本工程利用现有的厂房屋顶面积约为 7860 m²，厂房结构为角驰型彩钢瓦。屋顶有通气楼，无其他障碍物，彩钢瓦无锈蚀，屋面防水层良好。

角驰型彩钢瓦屋面的光伏支架采用横梁支架，组件、横梁支架通过成套夹具直接与屋面固定，与屋顶平行铺设，不破坏屋顶原有的防水层，保证结构的安全性。

9.3.1 光伏支架及组件安装

(1) 施工准备：进厂道路通畅，光伏组件及光伏支架吊装至相应的方阵位置。现场的存放场地需要与屋顶业主协商解决，以就近、安全为原则；所有的材料到场后，需要存放在指定区域，并有专人负责看护；现场材料堆放整齐，不得影响欧拓防音内正常办公；现场材料避免露天存储，如果不得已有露天存储的，需要做好覆盖保护工作，并不造成场地的污染。

由于施工时是在彩钢瓦屋面，因此必须做好保护屋面的工作，施工前，必须了解屋面面层情况。屋面任何位置严禁集中堆放材料，屋面材料必须安装多少，运输多少，不得运输多余材料至屋面。地面材料转运至屋面时，采用垂直运输的方式；配备专门的材料运输小组，根据施工图纸，将所需材料分散运至安装位置，安装人员及时将已运至的材料及时安装；材料的运输和安装顺序为：施工所需的施工工具—夹具及其配件—檩条—组件—导流板等收边。

(2) 支架安装：主要为屋面夹具和电池板导轨。支架按照安装图纸要求，采用镀锌螺栓连接。安装完成整体调整支架水平后紧固螺栓。

(3) 光伏组件安装：细心打开组件包装，禁止单片组件叠摞，轻拿轻放防止表面划伤，用螺栓紧固至支架上后调整水平，拧紧螺栓。

(4) 注意事项：

吊装施工时间要尽量安排在风速不大的季节进行；安装前必须进行安装区域划分；夹具和导轨及电池板组件安装时，应均匀对称安装。有大雾，能见度低于100m时不得进行吊装；施工人员必须严格遵守电力工程施工安全规程要求。

9.3.2 施工要求

(1) 所有焊接处焊缝沿全长连续、均匀、饱满、平滑、无气泡和夹焊，焊后除净焊渣并涂防锈漆两道；焊接作业时，应采取保护措施防止烧伤型材或光伏组件。

(2) 电池板放置，槽钢、角钢的焊接及固定水泥墩，施工应严格按照工艺要求进行，表面应整齐、美观等。

(3) 角钢安装调整就位后，螺栓紧固，及时焊住，以防移动走位。

(4) 每道工序完成后，要及时做好产品保护工作，以防其它工种施工时对产品造成损坏。

9.4 工程建设用地

本工程利用屋顶新建分布式光伏发电项目。本次施工所需的临时建设用地首先考虑欧拓防音厂区内的空闲用地。

9.5 施工总进度

9.5.1 编制依据

- (1) 《光伏发电工程可行性研究报告编制办法（试行）》、《太阳能光伏与建筑一体化应用技术导则（暂行）》等国家规程规范；
- (2) 工程的建设规模和建设条件以及当地的气候条件；
- (3) 类似工程的设计和施工经验。
- (4) 业主对工程总工期的安排。

9.5.2 施工进度计划安排的原则

- (1) 坚持技术先进性、科学合理性、经济实用。
- (2) 调动一切可以利用的人员、机械设备、资金与物流，保证均衡生产。

9.5.3 筹建期及工程实施进度

由于本工程主要利用原有屋顶建筑屋面，施工周期相对短。整个工程周期为 2 个月，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 项目 | 建设周期 2 个月 | | | | | | | | | | | |
|------------|-----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 5 天 | 10 天 | 15 天 | 20 天 | 25 天 | 30 天 | 35 天 | 40 天 | 45 天 | 50 天 | 55 天 | 60 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 | | | | | | | | | | | ■ | ■ |

第十章 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和编制

根据生产和经营需要，结合现代化光伏运行特点，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。参照新型电厂最新的管理办法，结合新建电站工程具体情况，本光伏工程按少人值守的原则进行设计。

项目运营管理工作，按照整个厂区整体考虑，本项目计划整体项目外委负责综合计划、生产运营、安全管理、设备技术监控、定期检修和维护等工作。

10.1.2 主要管理范围

根据光伏电站的特点及电站的布置情况，将布置太阳能板的各个建筑屋顶定义为生产区，管理区由有欧拓防音整体规划。

10.2 主要管理设施

10.2.1 管理区、生产区电源及备用电源

生产、生活电源由欧拓防音提供。

10.2.2 管理区、生产区供水设施

本工程生产用水均由欧拓防音提供。

10.3 电站运行维护、回收及拆除

10.3.1 维护管理方案

电池组件维护采用日常巡检、定期维护、经常除尘。电池组件定期进行除尘和清洗。遇到恶劣天气，应及时清洗。春、夏、秋三个季节采用先除尘再用水洗。冬季不能水洗。每次清洗完成后应保持组件干燥。

10.3.2 拆除、清理方案

电站运行期（25年）满后，考虑电池组件由厂家负责回收及再利用。

10.4 项目招标

10.4.1 编制依据

本工程将依据《中华人民共和国招标投标法》、《工程建设项目招标范围和规模标准规定》（中华人民共和国国家发展计划委员会令第3号）等国家法律法规进行工程招投标工作。并依法使工程招标投标工作更加规范化，保护国家利益、社会公共利益和招标投标活动当事人的合法权益，提高经济效益，保证本项目质

量。

10.4.2 主要原则

本工程招、投标活动遵循公开、公平、公正和诚实的原则。应招标的严格依法招标，按公正、公平、公开的基本原则进行组织，标书编写规范，过程合法、严谨，评标严肃、细致。

10.4.3 招标内容

建设项目的招标内容主要包括：

- 1) 建设项目的施工、监理。包括：完成太阳能光伏组件的安装等。
- 2) 太阳能光伏组件等设备招标。
- 3) 招标方式：根据项目实际情况，由项目投资方按照《招投标法》以及相关管理规定进行招标。

第十一章 环境保护

11.1 设计执行的环保标准

11.1.1 环境质量标准

- 1) 《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准；
- 2) 《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的II类标准；
- 3) 《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准；
- 4) 《声环境质量标准》（GB3096-2008）。

11.1.2 污染物排放标准

- 1) 《污水排入城镇下水道水质标准》（GB/T 31962-2015）表 1；
- 2) 《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2；
- 3) 《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；

本报告暂按以上标准执行，最终的执行标准以批复的环评报告为准。

11.1.3 总量控制指标

本工程无废气及废水排放，不涉及“十四五”总量控制指标。

11.2 环境影响分析及防治措施

本工程主要环境影响分析分为施工期和运营期两个阶段：

施工期主要为屋顶布置过程和成品组建组装固定过程。施工期环境影响主要包括施工车辆、施工机械的运行噪声，汽车运输产生的扬尘，施工弃渣和施工人员的生活废水及垃圾，以及施工作业对生态环境的影响等。

运营期不产生工业废气，工业废水等，只有部分太阳能模板表面清洗用水。运营期环境影响主要包括逆变器运行产生的电磁噪声、电磁辐射，以及太阳能电池板产生的光污染等。

11.2.1 施工期

1) 施工噪声

本工程施工内容主要包括光伏支架安装、光伏设备运输和安装等。工程施工噪声主要为钻孔噪声，仅在钻出可供固定光伏发电系统支架的孔后即停止使用，影响时间非常短，且工程所在地距离周围居民点较远，对周边影响较小。同时，施工车辆带来的交通噪声贡献值较小，对环境的影响可忽略不计。

施工单位应尽量选用低噪声设备和施工工艺。尽量缩短高噪声机械设备的使

用时间，特别是高噪声施工作业应安排在非工作时间段，以降低对单位正常工作秩序的影响。施工中还应加强各种机械设备的维修和保养，使设备性能处于良好状态，减少运行噪声。加强道路交通管理，运输车辆在驶入厂区后应减速行驶，并禁鸣高音喇叭。加强道路养护和车辆的维修保养，降低机动车辆行驶速度。

2) 施工扬尘

施工期大气污染源主要车辆运输产生的粉尘和飘尘等。

施工现场、交通运输线路是扬尘的主要污染区，对施工区道路进行管理、养护，使路面平坦、清洁，处于良好运行状况，一旦有弃土、建材洒落应及时清扫。如遇到干燥、大风天气，可采用对运输车辆及道路洒水的方法，减少扬尘。本工程施工期对环境空气质量的影响是短期的和局部的。

3) 施工废水

施工期产生的废水主要是施工人员的生活污水。生活污水经厂区内现有生活污水管道汇集后至现有化粪池处理，出水排入厂区内市政污水管网，化粪池内污泥定期由市政污泥车运走。由于施工时段短、施工人员较少，故产生的生活污水量很小，对周围环境影响较小。

4) 固体废物

由于本工程仅为成品组件组装固定工程，施工时段很短，施工人员少，且施工人员一般不在某一处施工地点久驻，施工人员产生的生活垃圾量很少且不会集中在某一施工点。因此本工程生活垃圾影响很小。

工程施工期主要的固体废物为损坏的材料或组件，如固定光伏发电系统的支架（钢管+螺栓）、太阳能电池板等。由于太阳能电池板材料中含有有害物质，施工过程中发现损坏的材料由施工队伍收回，应当返还厂家进行回收和再利用，不得随意丢弃。

5) 生态环境影响

本工程在现有建筑顶安装太阳能电池组件，故产生的对生态环境的影响主要有：

a) 对土地利用的影响

工程在建设中占用土地量很少，且均在厂区单位内，故基本不会破坏地表植被，因此对厂区单位的生产、生活影响很小。

b) 对生态环境的影响

在工程建设期间，如增大的车流、钻孔声等将不可避免地惊居民生活，由于短期施工，不会影响附近周围居民生活质量。

11.2.2 运营期

1) 废气

本工程在运行过程中无大气污染产生。

2) 废水

本工程主要污水为生活污水和清洗废水：生产废水主要为太阳能模块表面的清洗用水，清洗的作用主要是减少表面灰尘覆盖等对太阳能吸收效率的影响。清洗频率按 1 次/月计，每次按单位用水量 $1.5\text{L}/\text{m}^2\cdot\text{次}$ 计算，每块太阳能光伏电池板面积约为 $2.278\times 1.134=2.5833\text{m}^2$ ，本工程总的太阳能电池板的面积为 $1388\text{片}\times 2.5833\text{m}^2/\text{片}$ ，故清洗废水约 $64.54\text{t}/\text{a}$ 。其污染物主要为固体悬浮物(SS)和 COD；生活污水主要为少量的现场运行维护与管理人员产生，这部分污水经生活污水管道汇集后至现有化粪池处理，出水排入现有市政污水管网，化粪池内污泥定期由市政污泥车运走。而清洗废水将通过屋面雨水排水管道被收集，进入厂内的雨污分流系统管道，送往厂区附近污水处理厂进行进一步处理,之后可用于灌溉农田或绿地。故废水对周围地表水影响较小。

3) 噪声

光伏组件在运行过程中基本不产生噪声，运营期噪声主要来源于逆变器及其他输变电设施等产生的电磁噪声。拟采取的噪声防治措施为：采用低噪声设备；逆变器采用壁挂式，其外壳可起到一定的隔挡降噪作用；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。故本工程运营期无明显噪声源。

4) 电磁环境影响

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、无线电干扰，可能对人体健康产生不良影响，以及信号干扰等种种危害。这种电磁环境影响的强弱与逆变器等级选型和距逆变器的距离等因素有关。本工程正常工作频率为 50Hz，属于工频和低压，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，本工程建成后，产生的电场强度和磁感应强度以及无线电干扰强度均较低，对人体和环境不会造成危害。

5) 光污染

为了高效利用太阳能，太阳能电池板本身生产工艺也要求尽量减少光的反射。本工程所采用的太阳能电池板有单晶硅。单晶硅电池板在制作时在有栅线的面涂减反射源，对光线的反射率极低；电池板安装时选择最佳阳光入射角度以最大限度利用太阳能，电池板倾角 20° 或 0° ，不会对地面居民生活及交通产生影响。

由此可见，太阳能电池板对光线的反射是有限的，对阳光的反射以散射为主，其总反射率远低于水面对光的反射造成的影响，无眩光，故不会产生光污染，基本不会对人的视觉以及飞机的运行产生不利影响，安装角度也不会对居民生活和地面交通产生影响。

6) 固体废物

本工程产生的固体废物主要是损坏的电池及太阳能组件以及职工日常生活中产生的生活垃圾：太阳能电池的使用寿命一般为 25 年，本工程运营期按 25 年考虑，报废后的电池及太阳能组件尚难定量，报废后将由厂家回收，不外排；光伏电站一般只有少数运行人员，生活垃圾少，应设立垃圾桶，定点收集后，由当地环卫部门定期清运。

11.3 节能与减排效应分析

太阳能光伏发电是一种清洁能源，与同样发电量的火电相比，本工程可节约大量的煤炭或油气资源，避免了多种大气污染物、温室效应气体以及灰渣的排放，有利于环境保护。同时，太阳能是取之不竭用之不尽的可再生能源，早开发早受益。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。

11.4 结论

综上所述，本工程为清洁能源发电工程，生产废水对周围地表水基本无影响，无烟尘、 SO_2 、 NO_x 等烟气污染物和温室气体 CO_2 的排放，不会对周围环境产生负面影响，又能为创造电力，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。

第十二章 劳动安全与工业卫生

12.1 总则

本工程遵循国家已经颁布的政策，贯彻落实“安全第一，预防为主”的方针，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工业卫生的要求，保障劳动者在生产过程中的安全与健康。

12.2 设计依据

- (1) 《中华人民共和国劳动法》（2018年12月第二次修正）；
- (2) 《中华人民共和国安全生产法》（2021年6月10日第三次修正）；
- (3) 《中华人民共和国消防法》（2021年4月29日第二次修正）；
- (4) 《中华人民共和国职业病防治法》（2018年12月29日第四次修正）；
- (5) 《中华人民共和国电力法》（2018年12月29日第三次修正）；
- (6) 《建设工程安全生产管理条例》（2004年2月1日起施行）。
- (7) 《建设项目（工程）劳动安全卫生监察规定》（1996年10月）原劳动部第3号令；
- (8) 关于“防止电力生产重大事故的二十五项重点要求”继电保护实施细则的通知（国电调 2002-138 号）。

12.3 主要危害因素分析

12.3.1 施工期危害因素

施工期主要危害安全的因素包括：设备运输作业、设备安装和施工时的高空作业、施工时用电作业、以及设备损坏、火灾等。单个太阳能电池组件的直流输出电压为 30V 左右，但是若串联一定数量的太阳能电池组件，则输出电压能达到 800V 以上，因此在施工中应予以特别重视。施工用电配电箱可能存在漏电问题，导致现场人员误触电，故应设置明显警示标识；如需进行改线和引接线操作，应由专人负责。

12.3.2 运行期危害因素

光伏电站运行期间可能发生安全事故的环节包括：太阳能光伏发电设备与输变电设备损坏、火灾、爆炸、雷击危害；噪声及电磁辐射的危害；电气伤害、电磁波辐射、坠落和其它方面的危害。

12.4 劳动安全与工业卫生防治措施

12.4.1 设备运输的安全措施

在实施运输前，必须对运输路线的道路、桥梁等进行全面的调查，以确保道路和桥梁的等级满足运输要求。同时需根据生产厂家对运输的要求，落实运输加固措施，并配套足够的运输装卸工具，以确保运输过程的安全。应制定严格的施工吊装方案，施工方案应符合《建设工程安全生产管理条例》（2004年2月1日起施行），并进行必要的审查核准。

12.4.2 施工时电力作业

该光伏发电项目设备安装时，应根据《电力建设安全工作规程》（变电所部分）（DL5009.3-2013）、《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）制定施工方案，施工方案应包括安全预防和应急措施。

12.4.3 防火、防爆

1) 光伏电站站区的逆变器、控制室等作业场所的防火分区、防火隔断、间距、安全疏散和消防通道严格按照《建筑内部装修设计防火规范》（GB50222-2017）、《火力发电厂与变电站设计防火标准》（GB50229-2019）、《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）等执行，满足规范要求。

2) 电气设备的布置满足带电设备安全防护距离，设必要的隔离防护和防止误操作措施。

3) 建筑物中电缆引至电气柜、盘或控制屏、台的开孔部位，电缆贯穿墙、楼板的孔洞处，均应采取防火封堵处理。电缆通道分支处、进配电室、控制室入口处均应采取防火封堵处理。

4) 辅助建筑物的主要通道、主要房间等疏散走道均设事故照明，各出口及转弯处均设疏散标志。

5) 防爆设计符合《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB50058-2014）、《电力工程电缆设计标准》（GB50217-2018）、《交流电气装置的接地设计规范》（GB/T 50065-2011）等标准规定。

6) 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站区消防设计。控制室内部连接电缆、电线均采用阻燃型。

7) 控制室配置灭火器能有效扑灭初期火灾。所以在控制室均置手提式磷酸

铵盐干粉灭火器。一个计算单元内配置的灭火器数量不得少于 2 具。

8) 控制室设充电式应急灯，应急时间不小于 60 min；设有直接对外的出口，满足安全疏散要求。

12.4.4 防雷电

太阳能光伏并网电站防雷主要是防直击雷和雷电侵入波两种，防雷措施依据《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》（GB/T 50064-2014）、《交流电气装置的接地设计规范》（GB/T 50065-2011）中有关规定设计。

1) 为使建筑在受到直击雷和感应雷的雷击时能有可靠的保护，在建筑物顶部上设置避雷带。

2) 直流侧防雷措施：电池支架接地良好，太阳能电池阵列连接电缆接入光伏阵列防雷汇流箱，汇流箱内含高压防雷器保护装置，电池阵列汇流后再接入直流防雷配电柜。

3) 交流侧防雷措施：每台逆变器的交流输出侧设防雷保护装置，所有的机柜接地良好。

4) 光伏阵列区域采用发电单元外轮廓的铝合金外框作为防止直击雷过电压保护接闪器。固定发电单元的铝合金外框及其各构件间应可靠连接后，再与其钢支架以不少于两点可靠焊接；通过 $\Phi 12$ 的铜包钢圆线，与地下的主接地网相连，组成一个立体的防雷体系。

5) 保护接地、工作接地、过电压保护接地使用同一个接地网。所有电气设备均应按规定进行接地，电力设备就地与接地网连接，电气设备每个接地部分应以单独的接地支线与接地干线相连接，配电柜的每个基础槽钢两端均可靠与室内接地干线连接，根据“反措”要求，电子设备间设置二次等电位接地网。

接地网设置有防腐离子接地体，加强接地网的防腐效果，提高接地网的使用寿命。

12.4.5 防电伤

1) 所有电气设备均按照现行的《电气设备安全设计导则》（GB/T 25295-2010）要求进行设计；高压电气设备周围设防护遮栏及屏蔽装置。

2) 所有电气设备的接地均按照《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》（GB50169-2016）要求进行设计，电气设备均接地或接零。

3) 按规定配置过载保护器、漏电保护器。

4) 为防止静电危害, 保证人身及设备安全, 电力设备均宜采用接地或接零防护措施。

5) 在有日照条件下施工时, 光伏组件会产生电压, 串联后电压升高, 对其进行接线等操作容易引起电伤事故, 因此需要对所有受光电池组件进行严格的临时遮光处理。检修太阳能电池组件时, 亦应在表面铺遮光板, 遮住太阳光后再进行维修; 同时尽量避免雨天作业。

6) 电气设备带电裸露部分与人行通道、栏杆、管道等的最小间距符合配电装置设计技术规程规定的要求。

7) 为确保工作人员自身安全以及预防二次事故, 在作业时必须穿适当的防护服装, 如戴安全帽、带好低压绝缘手套、穿安全防护鞋或轻便运动鞋等。

8) 考虑到雷电发生时运行人员的人身安全, 现场运行管理人员应在当地气象部门预报有雷电活动及直击雷发生时, 禁止任何人进入光伏阵列区域。

12.4.6 防暑、防寒及防潮

本工程按照《工业企业设计卫生标准》(GBZ 1-2010)、《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》(GB50019-2015) 等有关规定进行设计。

12.4.7 其它安全措施

1) 各建筑物、工作场所、设备及场区道路照明满足生产及安全要求, 控制室照度充足, 灯光柔和, 以保护运行人员的视力。

2) 所有设备及材料均满足太阳能电场运行的技术要求, 保护在规定使用寿命内能承受可能出现的物理的、化学的和生物的作用。

3) 所有设备均坐落在牢固的基础上, 以保证设备运行的稳定性。设计中做到运行人员工作场所信号显示齐全, 值班照明充足, 同时具有防御外界有害作用的良好性能。

4) 平台、走道、吊装孔等有坠落危险处, 应设栏杆或盖板, 需登高检查、维修及更换光伏组件处, 应设操作平台或扶梯。防坠落伤害设计符合《生产设备安全卫生设计总则》(GB5083-1999) 规定。

12.5 光伏电站安全卫生机构设置

光伏电站按照无人值班、少人值守设计, 不配备专门的安全卫生机构, 只设兼职人员负责站内的安全与卫生监督工作。

12.6 主要结论和建议

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

为使上述设计的各种技术措施、各种防范设施得以实施，在施工中要确保工程质量，保证安全工程、工业卫生工程与主体工程同时施工、同时投产。电站投产运行后应严格执行运行、检修、操作规程，使之本工程在劳动安全、工业卫生方面达到良好的效果。

第十三章 节能降耗

13.1 设计依据

- 1) 《中华人民共和国节约能源法》（2018年10月26日第二次修正）；
- 2) 《中华人民共和国建筑法》（2019年4月23日第二次修正）；
- 3) 《公共建筑节能设计标准》（GB50189-2015）；
- 4) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012年2月29日第一次修正）；
- 5) 《中华人民共和国可再生能源法》（2009年12月26日第一次修正）；

13.2 节能减排

太阳能是一种可再生的清洁能源，其节能减排效益、环境效益和社会效益均十分显著。太阳能的节能效益主要体现在光电建筑在运行时减少常规能源的消耗。其环境效益主要体现在不排放任何有害气体。太阳能与火电相比，在提供能源的同时，不排放烟尘、二氧化硫、氮氧化合物和其它有害物质。

13.3 节能降耗措施

- 1) 选择先进节能的发电工艺，降低了消耗。
- 2) 对光伏电站进行合理布局设计，节省材料用量；通过多种布置方案的比较，选择最优方阵布置，节省材料用量；设备和设备之间线路距离缩短，减少能量损失。
- 3) 选用了节能逆变器等节能型用电设备，发电系统和逆变器的容量设计合理，减少电能损耗。
- 4) 优化电缆沟布置，节省电缆的长度；合理选择电缆规格，减少电缆阻抗损耗。
- 5) 降低支线路导线的表面电位梯度，要求导体光滑、避免棱角，以减少电晕损耗，达到节能目的。
- 6) 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。

第十四章 工程设计概算

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)和《光伏发电工程概算定额》(NB/T32035-2016)。

(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》2022年第3期建设价格水平编制。

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

14.2.2 主要机电设备价格

表 14.2.2 主要设备价格

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 2022 年一季度市场价格。

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 14.2-1。

表 14.2-1 人工预算单价表

14.2.5 费率指标

执行《光伏发电工程概算定额》（NB/T32035-2016）。

14.2.6 其他费用

执行《光伏发电工程概算定额》（NB/T32035-2016）。

14.2.7 建设期贷款利息

本项目工程静态投资为万元，建设期利息万元，动态投资万元。

14.2.8 主要技术经济指标表

主要技术经济指标见下表：

表 14.2-2 主要经济技术指标

14.3 工程设计概算

本工程一次建成，规划总规模为 0.7495MWp，本工程总工期为 2 个月，工程静态投资万元，单位静态投资元/kWp；建设期利息万元，工程动态投资万元，单位动态投资元/kWp。

14.3.1 工程总概算表

表 14.3-1 工程总概算表

14.3.2 设备及安装工程概算表

表 14.3-2 光伏电站设备及安装工程概算表

14.3.3 建筑工程概算表

表 14.3-3 光伏电站建筑工程概算表

14.3.4 其他费用概算表

表 14.3-4 光伏电站其他费用概算表

第十五章 财务评价与社会效果分析

第十六章 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，该政策的执行情况及其持续时间无法估计。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程影响，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，保重综合投资收益稳中求进。

16.2 屋顶使用风险

本项目使用欧拓防音屋顶新建分布式光伏项目，并向其供电，光伏电站建设于欧拓防音现有建筑物屋顶，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，受让方未否继续履行协议。

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它的负重能力极限，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，或将砖瓦屋顶改变成专门带状的区域安装光伏阵列。

2. 防范措施

在施工前将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和财产安全的风险，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、汇流箱和组件的二极管。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对火灾对光伏系统的损毁。

16.3 建设风险

16.3.1 建设期风险

1. 风险分析

在光伏投资建设中，建设期的长短关系投资到资本化问题和投资回收期问题，电站建设期越短，就能越早获得电站收益和资本回报。但实际施工建设中，经常会出现工期过长的的问题。究其原因，一是项目施工计划和施工进度没有控制好，出现设备供应与施工建设脱节的严重问题；二是个别项目就维修屋顶未能与屋顶权属人达成一致，极大影响项目正常施工进度。

2. 防范措施

因此，在项目开工前，首先需做好项目技术勘察，就维修事项提前与屋顶权属人达成一致意见，其次必须制定详细的施工计划并严格按照计划实施。

16.3.2 设备质量风险

1. 风险分析

目前市场上光伏组件、逆变器等主要产品质量良莠不齐，一般是独自招投标。而组件较易发生隐裂、闪电纹等问题，但可能造成上述问题的原因很多，因此设备尤其是组件的质量问题非常值得关注。组件质量问题的风险主要在交付后。对投资者而言，虽风险不转移，但交付后发现质量问题仍会对投资者产生不利影响，

2. 防范措施

认真研究光伏市场行情，前期对设备制造供货商及其产品进行充分了解和调研。在组件采购合同中要严格规定保质期、质量问题的范围以及发生质量问题后的救济方式，以便于事后维护自身权益。

16.3.3 工程质量风险

1. 风险分析

在建设施工过程中，极易因操作不当导致设备损坏等问题，如卸货、安装、

保管等过程都可能因操作不当导致组件等设备损坏。

2. 防范措施

除需加强监管外，在合同中事先约定双方的权责，并严格规定施工方的责任。

16.3.4 施工安全风险

1. 风险分析

本项目施工过程中，需要进行设备运输、吊装、线缆释放、高压带电试验等工作，若现场无有效防护措施，将存在高空坠落、触电、烧伤、机械伤害等人身伤亡风险。

2. 防范措施

加强施工期间的作业管控，施工前认真开展安全培训教育，严格按照作业规程操作并佩戴防护用品。

16.4 经营风险

16.4.1 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有二：第一，光伏发电峰值与用户用电量之间的差异，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，发电量与低于或接近业主用电量，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干脆停产、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

一是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。二是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，以确保自用需求稳定，从而为投资者带来稳定的收益。

16.4.2 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。