

NZ23018K-A01

重庆沿浦汽车零部件有限公司分布式光 伏发电项目 可行性研究报告



编制单位：重庆九智项目管理有限公司

2023年08月



营业执照

(副本)

统一社会信用代码

91510104MA61X2HM2E



扫描二维码，
了解更多登
记、备案、许
可、监管、承
诺信息。

名称 重庆九智项目管理有限公司

注册资本 壹仟万元整

类型 有限责任公司(法人独资)

成立日期 2016年08月04日

法定代表人 谢福强

住所 重庆市北部新区金开大道99号12幢5楼

经营范围 许可项目：建设工程设计；建设工程勘察。（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：工程造价咨询业务；招投标代理服务；工程管理服务；采购代理服务；政府采购代理服务。（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）

登记机关



2023 年 02 月 10 日

副本号：3-1

国家企业信用信息公示系统网址：

<http://www.gsxt.gov.cn>

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



工程设计资质证书

企业名称:重庆九智项目管理有限公司

详细地址:重庆市北部新区金开大道99号12幢5楼

统一社会信用代码:91510104MA61X2HM2E

经济性质:有限责任公司(法人独资)

建立时间:2016年08月04日 注册资本金: 1000.0 万元人民币

证书编号:A350011039 有效期至:2027年03月24日

法定代表人:谢福强 职务:执行董事

单位负责人:谢福强 职务:执行董事

技术负责人:朱江 职称/执业资格:高级工程师

资质类别及等级:

电力行业(新能源发电)专业乙级; 电力行业(变电工程)专业乙级;
电力行业(送电工程)专业乙级。★★★★★



发证机关:



首页 >> 工程咨询 >> 工程咨询单位详细

重庆九智项目管理有限公司

基本情况

注册地	重庆	开始从事工程咨询业务时间	2016年
咨询工程师（投资）人数	3	通信地址	重庆市渝北区金开大道99号升伟鼎石公元3栋4楼
联系人	陈*	固定电话	023-63106978

专业和服务范围、非涉密咨询成果

序号	咨询专业	规划咨询	项目咨询	评估咨询	全过程工程咨询	非涉密咨询成果
1	电力（含火电、水电、核电、新能源）	√	√	√	√	查看
2	水文地质、工程测量、岩土工程	√	√	√	√	查看
3	水利水电	√	√	√	√	查看
4	铁路、城市轨道交通	√	√	√	√	查看
5	公路	√	√	√	√	查看
6	电子、信息工程（含通信、广电、信息化）	√	√	√	√	查看
7	石化、化工、医药	√	√	√	√	查看
8	市政公用工程	√	√	√	√	查看
9	生态建设和环境工程	√	√	√	√	查看
10	其他（城市规划）	√	√	√	√	查看

重庆沿浦汽车零部件有限公司分布式光伏发电项目

可行性研究报告

批 准:

谢福兴

审 定:

朱江

审 核:

周伟

校 核:

唐亮

设 计:

彭先科

目录

第一章 综合说明.....	1
1.1 概述.....	1
1.2 太阳能资源评估.....	1
1.3 工程任务及规模.....	1
1.4 光伏系统总体方案设计与发电量预测.....	1
1.5 电气设计.....	2
1.6 消防设计.....	2
1.7 土建设计.....	2
1.8 施工组织设计.....	2
1.9 环境影响评价.....	3
1.10 劳动安全与工业卫生.....	3
1.11 节能分析.....	4
1.12 工程概算.....	4
1.13 项目财务评价.....	4
1.14 结论与建议.....	5
第二章 太阳能资源.....	6
2.1 我国太阳能资源的地理分布.....	6
2.2 重庆市太阳能资源的地理分布.....	7
2.3 太阳能资源评估.....	8
第三章 建设规模和电站性质.....	14
3.1 电站性质.....	14
3.2 建设规模.....	14
第四章 系统总体设计方案及发电量预测.....	17
4.1 光伏组件选型.....	17
4.2 光伏阵列运行方式选择.....	19
4.3 逆变器选型.....	21
4.4 光伏方阵设计.....	26
4.5 汇流方案设计.....	27
4.6 辅助技术方案.....	28
4.7 发电量计算.....	28
第五章 接入系统及电气设计.....	33
5.1 电力系统.....	33
5.2 电气一次.....	34
5.3 电气二次.....	37
5.4 电气设备清单.....	38
第六章 土建设计.....	40
6.1 设计依据.....	40
6.2 光伏电站选址.....	40
6.3 设计安全标准.....	41
6.4 原厂房荷载验算.....	41
图6.4-1 验算平面示意图（斜线填充区域为不可布置区域，竖向区域为承重不满足，横向为屋脊通风装置）.....	42
6.5 组件卡扣安装.....	42
6.6 逆变器雨棚设计.....	44
6.7 总平面布置.....	45
6.8 竖向布置.....	46
6.9 道路及场地处理.....	46
6.10 绿化的布置原则.....	46
第七章 消防设计.....	47

7.1 工程总体布置.....	47
7.2 主要设计规范及标准.....	47
7.3 设计原则.....	47
7.4工程消防设计	47
7.5施工消防.....	48
第八章 施工组织设计	50
8.1施工条件.....	50
8.2施工总布置.....	51
8.3施工交通运输	51
8.4工程建设用地	51
8.5主体工程施工	51
8.6施工总进度.....	54
第九章 工程管理设计	55
9.1 组织机构设置.....	55
9.2 主要管理设施.....	55
9.3 光伏电站运营期管理设计	55
9.4检修管理设计	56
第十章 环境保护与水土保持设计	57
10.1 环境保护	57
10.2水土保持.....	58
第十一章 劳动安全与工业卫生.....	59
11.1设计依据、任务与目的和原则.....	59
11.2工程劳动安全和职业卫生危害因素分析	59
11.3对策与措施	60
11.4劳动安全和职业卫生工程量和专项投资概算	61
11.5主要结论和建议.....	61
第十二章 节能降耗	62
12.1用能标准和节能规范.....	62
12.2施工期能耗种类分析.....	62
12.3运行期能耗分析	62
12.4主要节能降耗措施	63
12.5项目节能效果分析	63
12.6.1结论	63
12.6.2建议	63
第十三章估算及经济评价.....	65
13.1 编制说明.....	65
13.2 工程设计估算表.....	67
第十四章财务评价与社会效果分析	68
14.1 概述	68
14.2 财务评价	68
第十五章 项目风险分析.....	75
15.1策风险	75
15.2屋顶使用风险	75
15.3风险	76
15.4经营风险.....	77
附图01: 光伏组件及逆变器布置平面图	
附图02: 屋顶桥架布置图	
附图03: 屋顶防雷接地布置图	
附图04: 地面电缆走向示意图	
附图05: 电气主接线图	
附图06: 检修步道平面布置图	

第一章 综合说明

1.1 概述

项目名称：重庆沿浦汽车零部件有限公司分布式光伏项目

建设地点：重庆市九龙坡区西彭镇

项目规模：0.82775MWp

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：国网重庆市电力公司同时段10kV大工业实时用电价（不含基本电费与力调电费）的85%（其中，政府基金及附加按照政府规定标准计入结算电价，不参与电价折扣）。

运营期：25年

项目提供屋顶单位：重庆沿浦汽车零部件有限公司

光伏电力消纳单位：重庆沿浦汽车零部件有限公司

光伏项目建设单位：重庆天音光能有限公司

1.2 太阳能资源评估

该区域太阳能资源属于“资源一般”地区，但仍有一定的利用价值，满足光伏项目的建设条件。

1.3 工程任务及规模

1.3.1 开发任务

本项目为屋顶分布式光伏发电项目，采用“就地消纳，余电上网”的开发模式，遵循因地制宜、清洁高效、分散布局、就近利用的原则，充分利用当地太阳能资源，替代和减少化石能源消费，作为区域负荷发展电源的补充。作为绿色能源的太阳能光伏发电的开发利用在给项目业主带来一定的经济效益的同时，也具有较好的社会效益。

1.3.2 电站规模

本项目规划建设光伏电站总装机容量为0.82775MWp，在建筑物屋顶上共安装1505块规格550Wp/块的单晶硅光伏组件。

1.4 光伏系统总体方案设计与发电量预测

1.4.1 光伏系统总体方案设计

本工程装机容量0.82775MWp，采用“就地消纳，余电上网”的开发模式。在建筑物屋顶布置550Wp规格光伏组件共1505块，光伏组件采用沿屋面倾角平铺的方式安装，配置110kW组串式逆变器6台，配置低压配电箱2面，通过2回低压电缆并入厂区1250kVA箱变低压母线。

1.4.2 发电量计算

本工程装机0.82775MWp，根据各屋面装机容量、倾斜面辐照量、系统效率以及光伏组件标称效率衰减等，计算出各屋面光伏电站发电量首年发电量、首年利用小时数、25年总发电量、年平均发电量和年平均发电利用小时数。

装机容量 (MWp)	首年发电量 (万kW·h)	首年利用小时数(h)	25年总发电量 (万kW·h)	年平均发电量(万kW·h)	年平均发电利用小时数(h)
0.82775	59.14	714.42	1379	55.15	666.31

1.5 电气设计

本项目划分为6个发电单元，共计装机容量0.82775MWp，共布置550Wp规格光伏组件1505块，每14-18块光伏组件串联构成一个组串，每14个组串接入1台110kW逆变器。其中1#、2#、3#、4#、5#号发电单元均由252块550Wp光伏板组成，6#号发电单元由245块550Wp光伏板组成。1#~3#发电单元出线分别通过1根ZC-YJV₂₂-0.6/1kV-3×95+2×50电缆至1#低压配电箱；4#~6#发电单元出线分别通过1根ZC-YJV₂₂-0.6/1kV-3×95+2×50电缆至2#低压配电箱；1#、2#低压配电箱分别通过2根（双拼）ZC-YJV₂₂-0.6/1kV-3×185+2×95电缆接入箱变内新建的壁挂式3#低压配电箱；壁挂式3#低压配电箱通过2组2根ZC-YJV₂₂-0.6/1kV-3×185+2×95电缆分别接入厂区已建1250kVA箱变3#、4#低压柜柜顶0.4kV低压母线。

1.6 消防设计

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、监测、灭火、救生等各方面入手，力争减少火灾发生的可能，一旦发生火情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。本工程在屋面光伏面板区域配置灭火器灭火。

1.7 土建设计

1.7.1 总体布置方案

本项目规划建设总容量为0.82775MWp，主要布置有太阳能电池组件、逆变器、低压配电箱等。光伏电站电池板方阵及逆变器规则摆放于建筑屋面上。

1.7.2 光伏阵列支架设计

本工程为彩钢瓦屋面光伏组件安装在铝合金支架上，铝合金支架采用夹具固定于彩钢瓦屋面上，确保组件及支架满足风荷载作用下的抗倾覆、抗滑移。

1.8 施工组织设计

本工程位于重庆沿浦汽车零部件有限公司，交通十分便利，能满足光伏电站的对外交通运输要求。

工程施工及生活用水拟采用自来水，可从厂区市政给水管网引接，取水方便。施工用电可以就近从厂区配电箱的备用开关上接出，以满足现场施工所需的用电。

工程所需生活物资和水泥、钢材等建筑材料可在附近采购，工程所需混凝土亦可从当地采购商品混凝土的方式获得。

施工期间的设备材料临时堆放场地利用厂区空地堆放。

整个施工周期自工程开工至发电预计需要2个月时间，施工工序为：施工图设计→主设备招标→土建施工→设备安装→单元调试、试验→工程验收→试运行→正式运行。

1.9 环境影响评价

太阳能光伏发电是可再生能源，其生产过程主要是利用太阳能电池组件将太阳能转变为电能的过程，不排放任何有害气体。

工程在施工中由于施工车辆的行驶，可能在作业面及其附近区域产生粉尘和二次扬尘，造成局部区域的空气污染。可采用洒水等措施，尽量降低空气中颗粒物的浓度。

光伏电站及站内设备运行噪声很小，对附近厂区内人员和周边居民生活无干扰。

本工程建成后对地方经济发展将起到积极作用，既可以提供新的电源，又不增加环境压力，具有明显的社会效益和环境效益。

1.10 劳动安全与工业卫生

劳动安全及工业卫生设计遵循国家已经颁布的政策，贯彻落实“安全第一，预防为主，综合治理”的方针，参照《水利水电工程劳动安全与工业卫生设计规范》GB50706—2011的要求，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。设计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，提出防范措施和对策。

劳动安全设计包括防火；防电气伤害；防机械伤害、防坠落伤害、防淹等内容。

工业卫生设计包括防噪声及防振动；采光与照明；防尘、防污、防腐蚀；防电磁辐射等内容。

采取安全防范措施及对生产运行人员的安全教育和培训后，对光伏电站的安全运行提供了良好的生产条件，有助于减少生产人员错误操作而导致安全事故以及由于运行人员处理事故不及时而导致设备损坏和事故的进一步扩大，降低了经济损失，保障了生产的安全运行。

1.11节能分析

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

项目建成后，与传统火电项目相比，运行期年平均发电量按55.15万kW·h/年计算，平均每年节约166.28吨标准煤，减排二氧化碳约456.64吨，氮氧化物0.084吨，二氧化硫0.056吨。有助改善当地的大气环境，促进我国的节能减排工作。

本工程的实施为新能源的推广起到积极的示范作用。光伏电站建设对于当地的环境保护、减少大气污染具有积极的作用，并有明显的节能、环境和社会效益。达到充分利用可再生能源、节约不可再生化石资源的目的，将大大减少对环境的污染，同时还节约大量淡水资源，对改善大气环境有积极的作用。

本工程将是一个环保、低耗能、节约型项目。

1.12工程概算

1.14 结论与建议

本工程的可行性研究表明，本工程在技术上是可行，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，以利于项目尽早发挥其社会与经济效益。

第二章 太阳能资源

2.1 我国太阳能资源的地理分布

根据《太阳能资源评估方法》GB/T 37526-2019，以太阳能年总辐射量为指标，对太阳能的丰富程度划分为4个等级，如表2.1所示。

表2.1太阳能资源丰富程度等级

序号	名称	指标(MJ/m ² a)	指标(kW · h/m ² a)
1	资源最丰富(A)	≥6300	≥1750
2	资源很丰富(B)	5040~6300	1400~1750
3	资源丰富(C)	3780~5040	1050~1400
4	资源一般(D)	<3780	<1050

我国是太阳能资源相当丰富的国家，年总辐射量在860~2080kW · h/m²之间，年直接辐射量在230~1500kW · h/m²之间，年平均直射比在0.24~0.73之间，年日照时数在870~3570h之间。我国的年总辐射量、年总直接辐射量、直射比年平均值和年总日照时数的空间分布情况如图2.1所示。

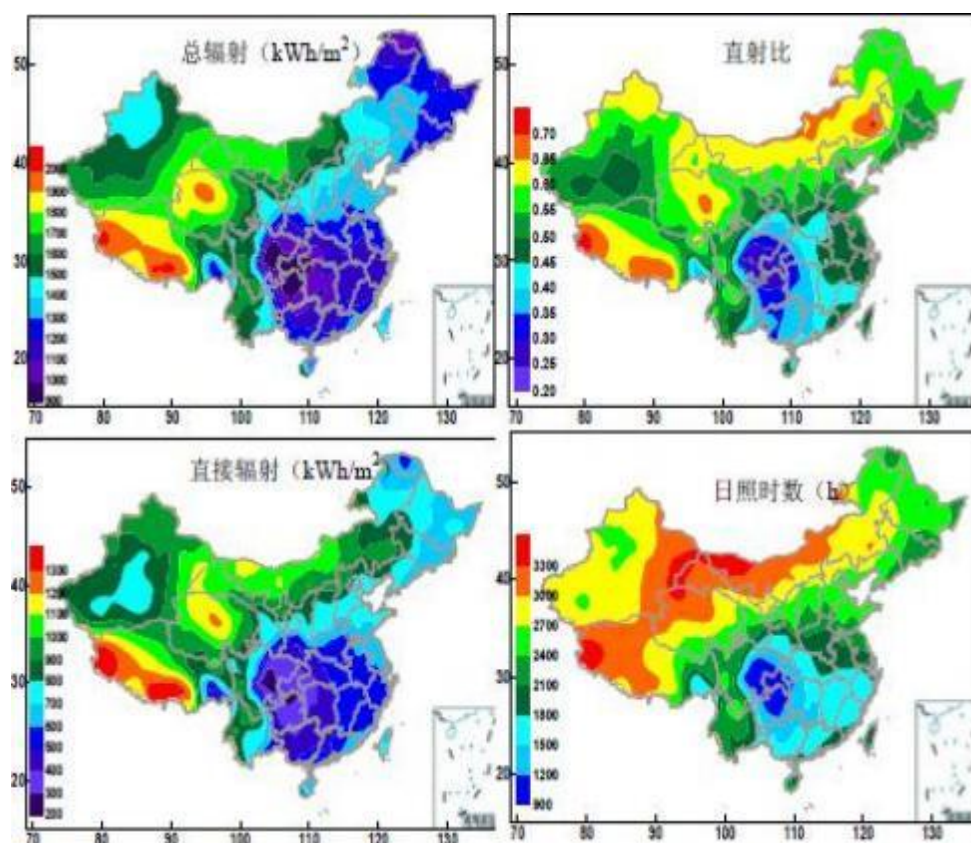


图2.1全国年平均太阳辐射、日照时数空间分布图

从图中可以看出：

新疆东南边缘、西藏大部、青海中西部、甘肃河西走廊西部、内蒙古阿拉善高原及其以西地区构成了太阳能资源“最丰富带”，其中西藏南部和青海格尔木地区是两个高值中心；新疆大部分地区、西藏东部、云南大部、青海东部、四川盆地以西、甘肃中东部、

宁夏全部、陕西北部、山西北部、河北西北部、内蒙古中东部至锡林浩特和赤峰一带，是我国太阳能资源“很丰富带”；中东部和东北的大部分地区都属于太阳能资源的“丰富带”；只有以四川盆地为中心，四川省东部、重庆全部、贵州大部、湖南西部等地区属于太阳能资源的“一般带”。

年总直接辐射量的空间分布特征与总辐射比较一致，在青藏高原以南以及内蒙古东部的部分地区，直射比甚至达到0.7以上。

年总日照时数的空间分布与年总辐射量基本一致，“最丰富带”的年日照时数在3000h左右，“很丰富带”的年日照时数在2400~3000h之间，“较丰富带”的年日照时数在1200~2400h左右，“一般带”的年日照时数在1200h以下。

2.2 重庆市太阳能资源的地理分布

重庆地处中国内陆西南部，长江上游地区，地势由南北向长江河谷逐级降低，西北部和中部以丘陵、低山为主，属于亚热带季风性湿润气候，其北部和东南部分布有山，构成四川盆地边缘山地，形成“夏热冬暖，无霜期长”的气候特点，为长江三大“火炉”之一，夏热冬暖，无霜期达340-350天，7、8月份常出现30-50天干旱，使太阳总辐射量呈现夏季最大，其次是春季和秋季：太阳总辐射年总量为3036~3947MJ/m²，高值区位于重庆地区的东北部，代表站为巫山，最大值为3947MJ/m²；低值区主要分布于重庆地区东南部，其中大部分站点均不足3300MJ/m²，最小值为3036MJ/m²，出现在彭水站；重庆地区西部有一个次低值区，代表站为大足(3070MJ/m²)和荣昌(3146MJ/m²)，冬季最小，四季及全年地面总辐射的区域分布高值区位于重庆地区的东北部，低值区出现在重庆地区东南部和西部边缘一带。重庆年日照时数1000~1400小时，全市年平均气温16~18℃，长江河谷的巴南、綦江、云阳等地达18.5℃以上，东南部的黔江、酉阳等地14~16℃，东北部海拔较高的城口仅13.7℃，最热月份平均气温26~29℃，历史局部极端高温可达44.5℃以上，最冷月平均气温4~8℃，历史局部极端低温可达-8℃，明显地划分四季。全市年平均降水量较丰富，大部分地区在1000~1350毫米，降水量分布有明显的季节变化，一般是夏季最多，冬季最少，雨量最多的月份(降雨量最高)是七月(109毫米)，最干燥的月份(雨量最少)是十二月(7毫米)，上述气象特征使得全市光温水同季，立体气候显著，气候资源丰富。

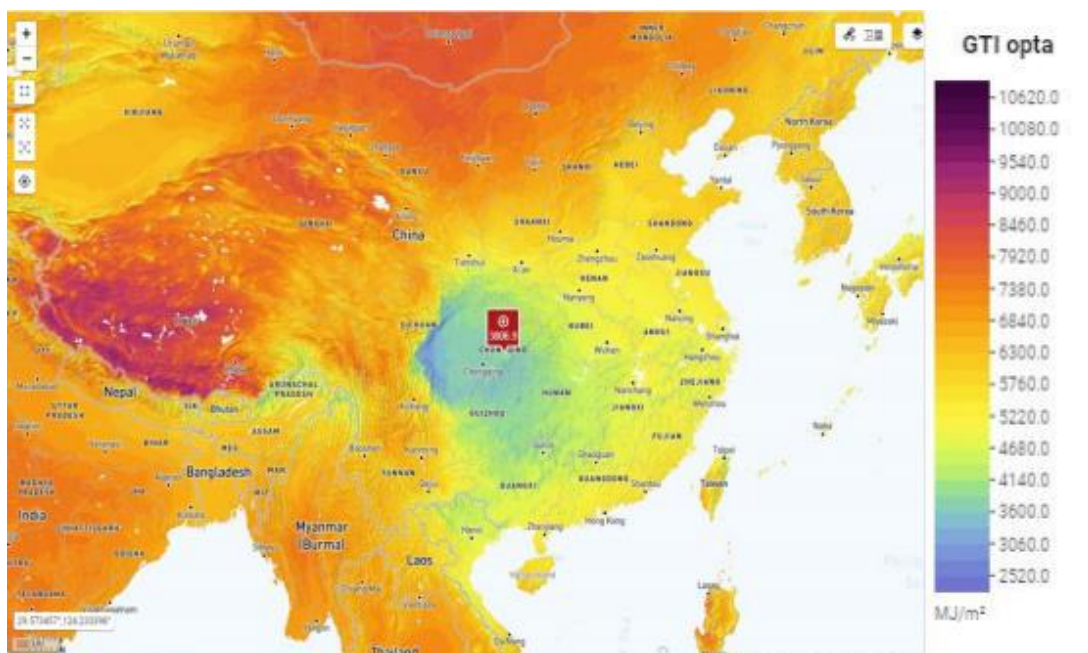


图2.2 重庆市年太阳总辐射量分布图(单位kW h/m²)

2.3 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1987~2016（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。

2.3.1 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2.2.3-1。



图2.2.3.1-1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。

2.3.2 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2.3.2-2。

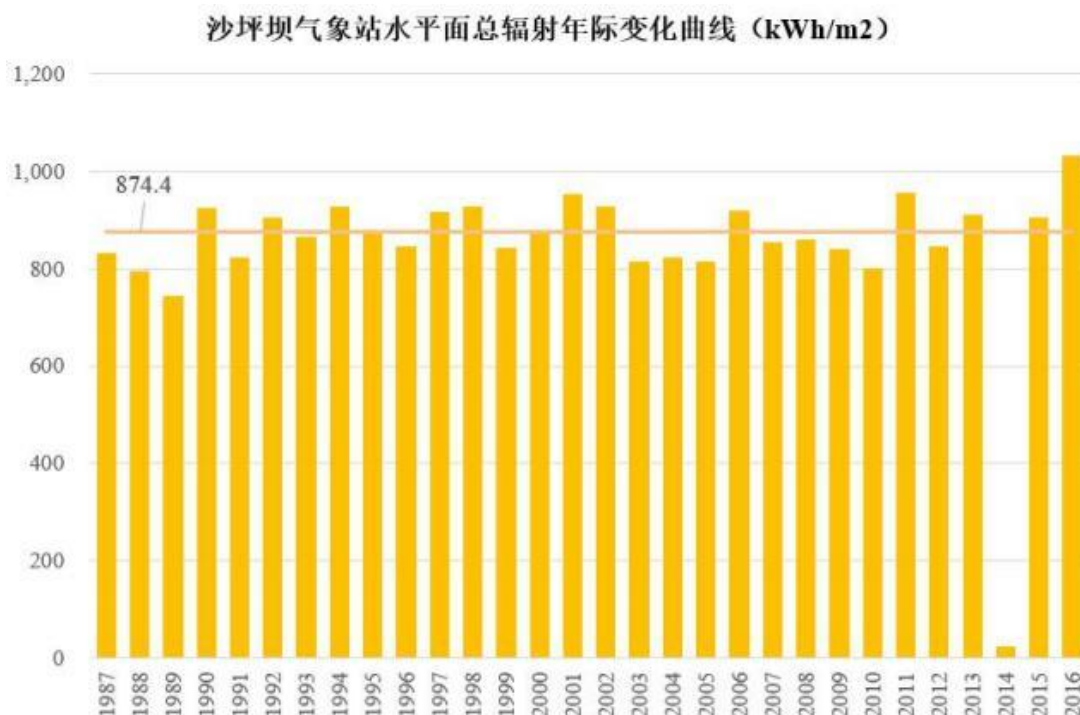


图2.3.2.2-2沙坪坝气象站辐射量年际变化曲线(kW·h/m²)

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744.1～1033.2kW·h/m²之间，30年整体略有上升趋势。30年平均太阳辐射量为874.4kW·h/m²。20年间的年最大值出现在2016年，为1033.2kW·h/m²，最小值出现在1989年，为744.1kW·h/m²。

2.3.3 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2.3.3-3。



图2.3.3-3沙坪坝气象站逐月平均辐射量月际变化图 (kWh/m²)

表2.3.3-1沙坪坝气象站逐月平均辐射量月际变化图表 (kW·h/m²)

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
月平均辐射量 (kW·h/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26~133kW·h/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133kW·h/m²，9月开始急剧下降，12月为全年最小值，为26kW·h/m²。

2.3.4 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2.3.4-1。可知，场址总辐射年值为886.8kW·h/m²，总辐射年内变化区间为26.2~131.9kW·h/m²。

表2.3.4-1Meteonorm 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 (kW·h/m²)	29.9	38.1	61.9	87.5	101.1	99.7	131.9	129.8	87.9	52.6	40.2	26.2

2.3.5 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。

本光伏场址NASA典型年数据，见表2.3.5-1。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2.3.5-1 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

2.3.6 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前期工具。

本光伏场址SolarGIS典型年数据，见表2.3.6-1。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2.3.6-1 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

2.3.7 太阳能资源分析结论

所在位置Meteonorm、NASA和SolarGIS月总辐射曲线如图2.3.7-1所示：



图 2.3.7-1 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辐射数据的均值进行场区太阳能资源评估，综合年总辐射值约940kWh/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，但具备光伏项目的建设条件。

2.4 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2.4-1所示。

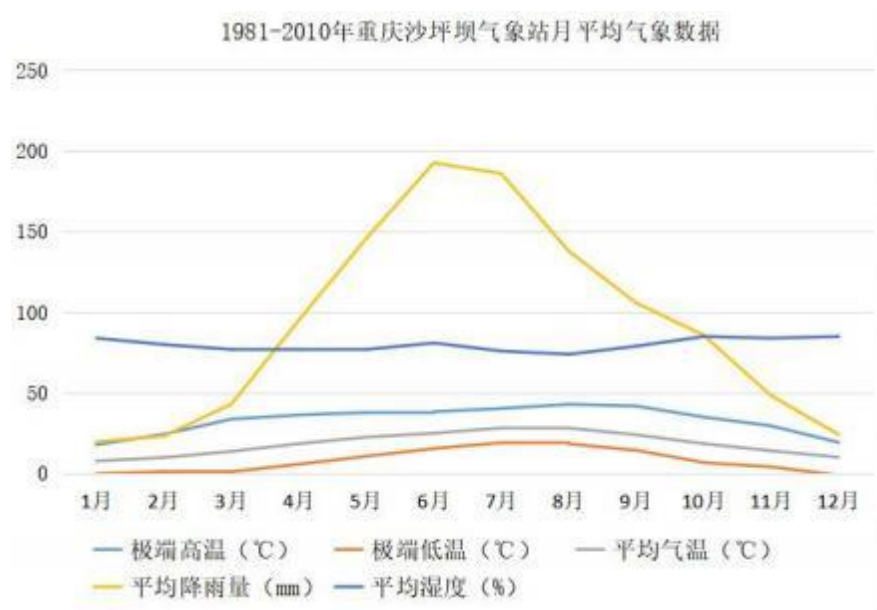


图 2.4-1 1981年-2010年重庆沙坪坝气象站月平均气象数据

(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

本工程场址为厂区彩钢瓦屋顶，位于重庆市九龙坡区西彭镇，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36天。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 建设规模和电站性质

3.1 电站性质

本工程拟利用重庆沿浦汽车零部件有限公司厂房屋顶进行光伏电站建设，根据本工程建设特征，本工程电站性质为“就地消纳，余电上网”光伏电站，属于小型光伏电站。

3.2 建设规模

3.2.1 厂房装机规模

重庆沿浦汽车零部件有限公司屋顶光伏阵列利用面积约6336平方米，厂房共铺设组件1505块，装机容量0.82775MW_p，组件初步布置方案如下图3.2-1所示。

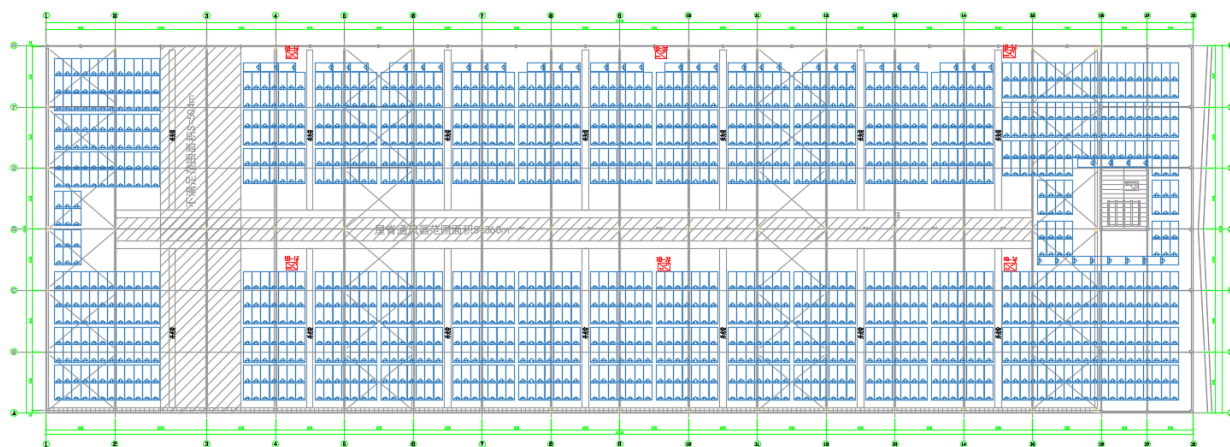


图3.2-1厂房屋面光伏组件布置图

3.2.2 屋顶现状及周边运输条件

本光伏发电项目建设于重庆沿浦汽车零部件有限公司厂房屋顶，屋面为东西坡向，坡度均为 2.86° 。屋面长宽约 $150\text{m} \times 48\text{m}$ ，屋面可使用总面积约 6336m^2 ，根据现场收资，其为压型钢板屋面，屋面布置部分采光带及通风器。厂区内设置环形道路并通向西彭镇市政道路，市政交通紧邻G93成渝环线高速，场区地形平缓，交通运输条件较好。



图3.2-2厂房区域位置



图3.2-3厂房屋面现状图

3.2.3 装机容量汇总表

表3.2-1装机容量汇总表

厂房名称	可使用面积 (m ²)	组件规格 (W _p)	组件数量 (块)	装机容量 (MW _p)
重庆沿浦汽车零部件有限公司	6366	550	1505	0.82775

第四章 系统总体设计方案及发电量预测

4.1 光伏组件选型

4.1.1 光伏组件类型的选择

光伏系统中最重要的是光伏组件，它是实现光电转换的基本单位，目前市场上光伏组件的类型有晶硅组件和薄膜组件。晶硅组件包括单晶硅组件、多晶硅组件和带状硅组件；薄膜组件包括非晶硅、微晶硅、铜铟镓硒(CIGS)、碲化镉(CdTe)组件等。

薄膜光伏电池相对晶硅光伏电池而言，组件转换效率较低，建设占地面积大，且其产品价格比晶硅光伏电池高，本工程不建议选用。晶体硅光伏电池以其稳定的光伏性能和较高的转换效率，是光伏发电市场的主流，在世界各地得到了广泛的应用，其国内的市场供应量非常充足，根据统计资料，晶硅组件产量占光伏组件市场总量的85%以上，常规光伏电站多采用晶硅组件，本工程推荐选用晶硅组件。

晶体硅组件包括单晶硅组件和多晶硅组件，光伏组件选型主要遵循如下原则：

1) 本工程为屋顶分布式光伏发电项目，原则上应选用效率更高的组件以提升单位面积的装机容量，实现规模化效益；

2) 单晶硅组件较多晶硅组件转化效率高，单块组件容量大，可节省占地面积，减少系统造价；

3) 单晶硅太阳能组件相对多晶硅组件价格差别较小。

综合上述分析，本工程选用转换效率更高的单晶硅组件以提升装机容量，降低系统单位造价。

表 4.1.1-1 单晶硅与多晶硅对比分析表

序号	比较项目	多晶硅	单晶硅	比较结果
1	转换功率	商业用电池片一般 15%~18%	商业用电池片一般 18%~21%	单晶硅比多晶硅转换效率更高
2	对光照、温度等外部环境适应性	输出功率与光照强度成正比，在高温条件下效率发挥不充分	输出功率与光照强度成正比，在高温条件下效率发挥不充分	单晶硅较多晶硅弱光发电性能略好
3	国内自主化生产情况	产业链完整，生产规模大、技术先进，产能大	产业链完整，生产规模大、技术先进，产能大	多晶硅和单晶硅产业链都很完整，生产规模大
4	实际工程应用比例	现阶段大多数电站采用多晶硅组件	现阶段电站采用单晶硅组件的比例逐年增加	现阶段单晶硅组件的应用率逐步提升



图4.1.1.1 单晶硅太阳能电池



图4. 1. 1. 2 多晶硅太阳能电池



图4. 1. 1. 3 非晶硅太阳能电池

4. 1. 2 光伏组件功率规格的选择

(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。



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550Wp单玻高效半片单晶硅组件，其参数见表4.1.2-1。

表4.1.2-1 550Wp单晶硅单面光伏组件技术参数

序号	性能指标	性能参数
1	最大输出功率 $P_{max}(W_p)$	550
2	开路电压 $V_{oc}(V)$	49.9
3	短路电流 $I_{sc}(A)$	14
4	工作电压 $V_{mppt}(V)$	41.98
5	工作电流 $I_{mppt}(A)$	13.11
6	组件转换效率(%)	>21.9
7	峰值功率温度系数(%/°C)	-0.34
8	开路电压温度系数(%/°C)	-0.265
9	短路电流温度系数(%/°C)	+0.050
10	输出功率公差(%)	0~+5
11	运行温度(°C)	-40~+85
12	最大系统电压(V)	1500
13	外形尺寸(长×宽×高)(mm)	2278×1134×35
14	重量(Kg)	27.6

4.2 光伏阵列运行方式选择

4.2.1 光伏阵列支架类型

光伏系统方阵支架的类型有固定支架和跟踪系统。太阳跟踪系统是一种支撑光伏方阵的装置，它精确的移动以使太阳入射光线射到方阵表面上的入射角最小，以获得最大的太阳入射。光伏跟踪器可分为“单轴跟踪”、“双轴跟踪”等几种类型。

固定式安装：按最佳倾斜角度将太阳能电池固定到地面上，前后排太阳能电池以不相互遮挡为宜。

单轴跟踪器：它通过围绕位于光伏方阵面上的一个轴旋转来跟踪太阳。该轴可以在任意方向，但通常取东西横向，或平行于地轴的方向。只能进行一种跟踪，或者方位角，或者高度角。

双轴跟踪器：它通过旋转两个轴使方阵表面始终和太阳光垂直。既能跟踪方位角也能跟踪高度角。

太阳能跟踪装置有被动式或电驱动式两种。被动式的跟踪装置适用规模较小的光伏系统。电驱动式在国外已经有大规模的应用，国内近年也做了大量的应用示范，技术基本成熟。

不同跟踪系统在当地条件下对发电量(与固定支架相比)的影响不同。据测算和实际验证，双轴跟踪器能使方阵能量输出提高35%~40%，单轴跟踪器能使方阵能量输出提高

15%~20%左右。跟踪系统虽然一定程度上提升了系统发电量，相较于固定式安装系统，有如下劣势：

(1) 初始投资大，单轴跟踪系统相对固定式安装系统增加投资10~15%，双轴跟踪系统相对固定式安装系统增加投资20~25%；

(2) 光伏阵列的同步性对机电控制和机械传动构件要求较高，自动跟踪式系统缺乏大量实际工程应用的可靠性验证；

(3) 跟踪式系统包含大量的机械传动装置，大大增加后期运维成本；

(4) 跟踪系统耗电量较大，降低系统发电效率；

(5) 跟踪式占地面积大，平单轴跟踪系统相对固定式安装系统增加占地约30%，斜单轴跟踪系统相对固定式安装系统增加占地约50%，双轴跟踪系统相对固定式安装系统增加占地约80%。

厂区比较结论：

(1) 本工程属屋面光伏，组件布置于厂房屋顶，屋顶形式为彩钢瓦不上人屋顶，跟踪式支架荷载大，不适用于本工程；

(2) 若采用跟踪式支架，组件前后排间距需要拉大，空间利用率较低；

(3) 国内工程跟踪式支架初始投资较大、实际应用少，成熟度不够，维护费高。综上所述，本项目选用固定式安装系统。

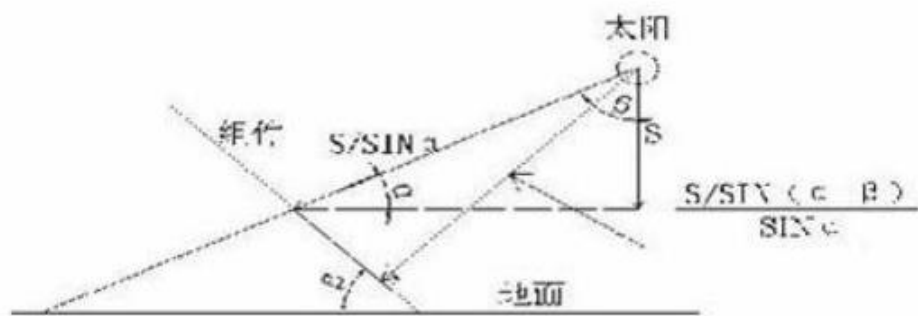
4.2.2 光伏阵列方位角选择

方位角就是太阳光线在地平面上投影和地平面上正南方向线之间的夹角。它表示阳光线的水平投影偏离正南方向的角度，取正南方向为起始点(即 0°)，向西为正，向东为负。本项目位于赤道以北。考虑本项目的实际情况，本工程屋面光伏方位角同建筑物方位角 90° 。

4.2.3 光伏阵列倾角选择

在光伏供电系统设计中，光伏组件方阵的放置形式和放置倾角对光伏系统接收到的太阳辐射有很大的影响，从而影响到光伏供电系统的发电能力，因此确定方阵的最佳倾角是光伏发电系统设计中不可缺少的重要环节。气象部门获得的太阳能总辐射量是水平面上的，实际光伏电池组件在安装时通常会有一定的倾角以尽可能多的捕捉太阳能。计算公式如下：

$$R\beta = S \times [\sin(\alpha + \beta) / \sin\alpha] + D$$



式中： R_{β} —倾斜方阵面上的太阳总辐射量；

D —散射辐射量，假定 D 与斜面倾角无关；

S —水平面上的太阳直接辐射量；

β —方阵倾角；

α —午时分的太阳高度角。

本期工程拟在重庆沿浦汽车零部件有限公司进行屋面光伏建设，屋顶光伏阵列利用面积约6336m²，考虑彩钢瓦铺设光伏组件，本工程彩钢瓦安装倾角约等于2.86度，安装倾角宜保持和彩钢瓦倾角一致。

4.3 逆变器选型

目前市场上主要的逆变器类型：集中式逆变器、组串式逆变器以及集散式逆变器。其中集中式逆变器多应用于地势平坦的光伏电站，组串式逆变器和集散式逆变器由于其多路MPPT的特点，多应用于屋顶、山地等布置朝向各异、遮挡条件复杂的光伏电。

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《光伏发电并网技术标准》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：

1) 最大逆变效率 $\geq 99\%$ ，中国效率 $\geq 98.4\%$ (不带隔离变压器)。

2) 额定功率下电流总谐波畸变率 $\leq 3\%$ ；交流输出三相电压的允许偏差不超过额定电压的 $\pm 10\%$ ；直流分量不超过其交流额定值的0.5%；具有电网过/欠压保护、过/欠频保护、防孤岛保护、恢复并网保护、过流保护、极性反接保护、过载保护功能。

3) 直流输入电压范围宽。太阳电池组件的端电压随日照强度和环境温度变化，逆变器的直流输入电压范围宽，可以将日出前和日落后太阳辐照度较小的时间段的发电量加以利用，从而延长发电时间，增加发电量。

4) 逆变器需具备PID防护功能。

5) 具备最大功率点跟踪(MPPT)功能。太阳电池组件的输出功率随时变化, 因此逆变器的输入终端电阻应能自适应于光伏发电系统的实际运行特性, 随时准确跟踪最大功率点, 保证光伏发电系统的高效运行。

6) 使用寿命不低于25年, 质保期不低于12年。在环境温度为 $-40^{\circ}\text{C}\sim 85^{\circ}\text{C}$, 相对湿度 $\leq 99\%$, 海拔高度 ≤ 2000 米情况下能正常使用。

7) 按照CNCA/CTS0004:2009认证技术规范要求, 通过国家批准认证机构的认证。逆变器输出功率大于其额定功率的50%时, 功率因数应不小于0.98, 输出有功功率在20%~50%之间时, 功率因数不小于0.95。同时逆变器功率因数必须满足供电部门相关技术要求。

8) 所有逆变器须具备防盐雾腐蚀措施, 具备防盐雾腐蚀功能, 逆变器具备无功补偿功能, 保证用电功率因数在超前0.95~滞后0.95区间内连续可调。

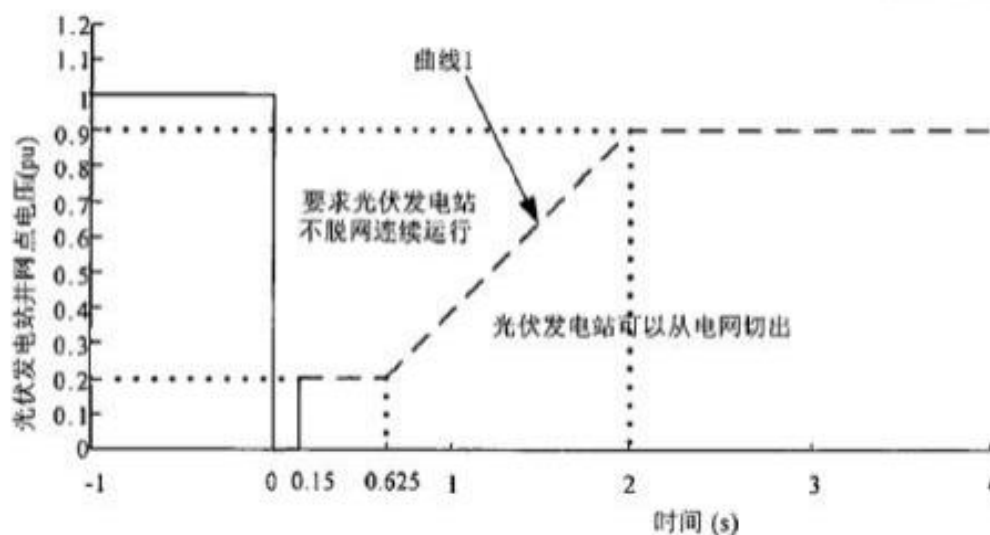
9) 投标方负责现场逆变器交接试验, 提供每台逆变器的出厂型式试验, 试验参考《并网光伏发电专用逆变器技术要求和试验方法》。

10) 提供每台逆变器不同带载率情况下的总电流谐波畸变率曲线(每10%一个点)。

11) 逆变器须有时钟及远程控制功能。

12) 逆变器箱内需安装高温排风装置, 在环境温度高于 45°C 时自动启动排风装置, 排风口应具有防尘措施。

13) 低电压穿越基本要求:



故障时保持并网:

光伏电站并网点电压跌至0时, 光伏电站应不脱网连续运行0.15s; 光伏电站并网点电压跌至曲线1以下时, 光伏电站可以从电网切出。

故障时通过发出无功支撑电网电压:

当电压跌落超过10%时，每1%的电压跌落，至少需要提供2%的无功电流；响应速度应在20ms之内，必要时，必须能够提供100%的无功电流。

有功功率控制：电站必须能够以10%的步长限制其有功出力(目前常用的设置点有100%, 60%, 30%, 和0%)；

低于48Hz视电网要求而定；

每次低于49.5Hz时要求至少能运行10min；

49.5Hz~50.2Hz，连续运行；

50.2Hz~50.5Hz时，每次频率高于50.2Hz时，光伏电站应具备能够连续2min的能力，同时具备0.2s内停止向电网线路送电的能力，实际运行时间由电网调度机构决定；此时不允许处于停运状态的光伏电站并网；

高于50.5Hz，在0.2s内停止向电网线路送电，且不允许处于停运状态的光伏电站并网，频率高于51.5Hz或低于47.5Hz时必须脱网。

14) 逆变器必须具备电网公司要求的有功、无功调节能力，并无偿配合后台监控厂家开发相应功能。

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/T14549-93《电能质量-公用电网谐波》的规定(如果有最新要求，按照最新要求执行)。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。

4.3.1 集中式逆变器

集中式逆变器一般用于日照均匀的荒漠电站，地面电站等大型发电系统中，系统总功率大，一般是兆瓦级以上。

主要优势有：

- (1) 逆变器数量少，便于管理；
- (2) 逆变器集成度高，功率密度大，成本低；
- (3) 逆变器各种保护功能齐全，电站安全性高；
- (4) 有功功率因素调节功能和低电压穿越功能，电网调节性好。

主要缺点有：

(1) 集中式逆变器MPPT电压范围窄，一般为450-850V，组件配置不灵活。在阴雨天，雾气多的部区，发电时间短。

(2) 逆变器机房安装部署困难、需要专用的机房和设备。

(3)集中式并网逆变系统中，组件方阵经过两次汇流到达逆变器，逆变器最大功率跟踪功能(MPPT)不能监控到每一路组件的运行情况，因此不可能使每一路组件都处于最佳工作点，当有一块组件发生故障或者被阴影遮挡，会影响整个系统的发电效率。

(4)集中式并网逆变系统中无冗余能力，如有发生故障停机，整个系统将停止发电。

4.3.2组串式逆变器

主要优势有：

(1)组串式逆变器采用模块化设计，每个光伏串对应一个逆变器，直流端具有最大功率跟踪功能，交流端并联并网，其优点是不受组串间模块差异，和阴影遮挡的影响，同时减少光伏电池组件最佳工作点与逆变器不匹配的情况，最大程度增加了发电量,逆变器数量少，便于管理；

(2)组串式逆变器MPPT电压范围宽，一般为180~1000V，组件配置更为灵活。在阴雨天，雾气多的部区，发电时间长。

(3)组串式并网逆变器的体积小、重量轻，搬运和安装都非常方便，不需要专业工具和设备，也不需要专门的配电室，在各种应用中都能够简化施工、减少占地，直流线路连接也不需要直流汇流箱和直流配电柜等。组串式还具有自耗电低、故障影响小、更换维护方便等优势。

主要缺点有：

(1)组串式逆变器相对集中式逆变器造价高。

(2)组串式逆变器数量多，管理较为不便。

4.3.3集散式逆变器

集散式逆变器系统主要由光伏组件、光伏控制器、1MW逆变器等组成。相比传统集中式方案，其最大的特点是采用单体1MW逆变器，并把MPPT功能前移到光伏控制器，这样每1MW光伏发电系统具有多路MPPT功能，而且在光伏控制器增加了DC/DC升压功能，使控制器的输出电压升高。主要优势有：

(1)配置多路MPPT，追踪的效率 high，降低了组件参数不一致，局部阴影、仰角差异等导致的效率损失，提高发电量；

(2)价格略低于组串式逆变器，略高于集中式逆变器。主要缺点有：

(1)光伏控制器配置大量的熔丝，属于易损件，使故障率高，维护量大，运行维护困难。

(2)光伏控制器升压单元会产生大量热量，导致自耗电提高，并且会影响熔丝的熔断，可靠性低。

(3)集散式采用分离式的两级功率变换，前级MPPT汇流箱，后级逆变器，两级分离，使系统控制更加复杂。前后级距离很远，无快速可靠的通信和控制。

(4)近几年使用量才逐渐增加，成熟度、可靠性有待验证

4.3.4本工程逆变器选型

综合考虑建议重庆沿浦汽车零部件有限公司屋顶光伏电站选用组串式逆变器，主要原因如下：

(1)装机地点为彩钢板不上人屋顶，屋面承载能力有限，集中式、集散式逆变器占地空间较大，质量重；

(2)屋面光伏电站装机容量较小，采用组串式逆变器可以使得系统配置更加灵活，减少交流线损，有效提升系统的发电量；组串式逆变器启动电压更低，与单晶硅组件配合，弱光发电性能好。

(3)此处厂房用电电压等级为0.4kV，厂房单元可用面积较小，装机容量较少，选用组串式逆变器具有较好的项目适用性，同时可以增加发电量结合本项目实际情况以及市场上主流厂家逆变器型号，拟采用110kW组串式逆变器。

表4.3.4-2 110kW组串逆变器主要技术参数

最大输入电压(V)	1100
MPPT输入电压范围	180~1000
MPPT数量	10
每路MPPT最大输入路数	2
最大输入电流(A)	10*30A
最大中国效率(%)	98.3
最大效率(%)	98.7
额定交流输出功率(kW)	110
最大输出视在功率(kVA)	121
最大输出电流(A)	174.6
额定电网电压	3W+N+PE, 400V,
额定交流频率	50Hz/60Hz
电流波形畸变率	<3%(额定功率下)
功率因数	0.8(超前)~0.8(滞后)
孤岛保护	具备
低电压穿越	具备
直流反接保护	具备
交流短路保护	具备
漏电流保护	具备
电网监控	具备
PID修复	可选
直流开关	具备
组串检测	具备

浪涌保护	直流二级/交流二级
夜间自耗电	<2W
工作环境温度范围	-25~+60℃
工作湿度范围	0~100%
最高海拔	4000m
通讯	RS485/PLC(选配)
冷却方式	智能强制风冷
直流端子类型	MC4-Evo2
防护等级	IP66

4.4 光伏方阵设计

4.4.1 设计原则

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。

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。

太阳能电池组件串联后，其最高输出电压不允许超过逆变器允许的最高系统电压。各太阳能电池组件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。

4.4.2 光伏组件串联数计算

在计算组件串联数量时，必须根据组件的工作电压和逆变器直流输入电压范围，同时需要考虑组件的开路电压温度系数。

在本项目中，拟选用550Wp单晶硅组件，110kW组串式逆变器。

根据气象资料：多年极端最高气温：42.5℃，多年极端最低气温：-2.7℃。

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。

光伏组件串联数量计算公式：

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

$$\frac{V_{mppt\min}}{V_{pm} \times [1 + (t' - 25) \times K_v']}] \leq N \leq \frac{V_{mppt\max}}{V_{pm} \times [1 + (t - 25) \times K_v']}$$

式中：N——光伏组件串联数（N取整）；

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；

t——光伏组件工作条件下的极限低温（℃）；

t'——光伏组件工作条件下的极限高温（℃）；

V_{dcmax} ——逆变器允许最大直流输入电压 (V) ;

$V_{mpptmax}$ ——逆变器MPPT电压最大值 (V) ;

$V_{mpptmin}$ ——逆变器MPPT电压最小值 (V) ;

V_{oc} ——电池组件开路电压 (V) ;

V_{pm} ——电池组件工作电压 (V)

根据上述公式计算结果得到:

$N \leq 20.57$ 且 $5.06 \leq N \leq 21.77$;

为了保证方阵的合理排列,结合本项目建筑屋面实际情况,并且在合理组件串并联数下满足逆变器的工作要求,本工程拟采用14-18块550Wp单晶硅组件为1个组件串联。

4.4.3 光伏阵列间距选择

光伏阵列安装地的选择应避免阴影影响,各阵列间应有足够间距,以防止前排阵列或高大建筑物阴影遮挡后排,否则在遮荫部分,非但没有电力输出,反而要消耗电力,形成局部发热,产生“热斑效应”,严重时损坏光伏组件。

阵列间距确定原则为:一年中冬至日太阳高度角最低,阵列间距应大于冬至日真太阳时上午9:00和下午15:00时的阴影的最大长度,保证在该时段不发生阴影遮挡,则光伏阵列一年之中太阳能辐射较佳利用范围内就不会发生阴影遮挡。

本工程地处北半球太阳回归线外,太阳总是位于天顶南部,太阳光线照射到地面障碍物上后,将在障碍物北侧地面上形成阴影。

本工程为分布式屋顶光伏发电工程,建设地点位于建筑物屋顶,电池架由南向北正向布置成排、由东向西正向布置成列。电池架因全部平铺安装于彩钢瓦屋面,阵列之间互不影响,故不会使各相邻的两排电池架南北向间产生阴影。由此,南北向间距可仅考虑维护人行通道,设置人行通道的电池架之间南北间距按500mm设计。

屋面电池架安装要考虑女儿墙、屋顶立体采光带的阴影影响。经计算,项目所在地冬至日遮挡系数为南北方向1.79、东西方向1.74;屋面排布时,要合理避让屋面的女儿墙、立体采光带等凸起物。

4.5 汇流方案设计

本项目划分为6个发电单元,共计装机容量0.82775MWp,共布置550Wp规格光伏组件1505块,每14-18块光伏组件串联构成一个组串,每14个组串接入1台110kW逆变器。其中1#、2#、3#、4#、5#号发电单元均由252块550Wp光伏板组成,6#号发电单元由245块550Wp光伏板组成。1#~3#发电单元出线分别通过1根ZC-YJV22-0.6/1kV-3×95+2×50电缆至1#低压配电箱;4#~6#发电单元出线分别通过1根ZC-YJV22-0.6/1kV-3×95+2×50

电缆至 2#低压配电箱；1#、2#低压配电箱分别通过 2 根（双拼）ZC-YJV22-0.6/1kV-3×185+2×95 电缆接入箱变内新建的壁挂式 3#低压配电箱；壁挂式 3#低压配电箱通过 2 组 2 根 ZC-YJV22-0.6/1kV-3×185+2×95 电缆分别接入厂区已建 1250kVA 箱变 3#、4#低压柜柜顶 0.4kV 低压母线。

4.6 辅助技术方案

4.6.1 组件表面清洗

光伏组件安装于室外环境，组件面层容易积尘，影响发电效率，且屋面光伏面板上可能沾有候鸟粪便等污染物，故日常维护应巡视检查电池组件的清洁程度，不符合要求时应及时清洗，以保证组件的发电效率。光伏电池组件表面的清洗可分为定期清洗和不定期清洗。定期清洗暂定为每两个月一次，制定清洗路线，不定期清洗分为恶劣气候的清洗和季节性清洗。考虑到光伏电站所处环境雨水天气较多，雨水会对电池板面层冲刷，起到一定的清洗作用。结合当地的气候条件及光伏电站的特点，本工程考虑采用人工清洁方式，拟在光伏组件区定点设置冲洗水龙头，水源由软管引接至冲洗点，自来水压力不够时需加压设备，由人工视具体情况不定时擦洗。

本工程屋顶光伏板采用人工清洗，产生的清洗排水量较少，可利用原有相应厂房的屋顶雨水排放设施排放，不再另行设置排水设施。

4.6.2 光伏站区巡视方案

彩钢瓦屋面外墙上设有爬梯可直达屋面。在检修、巡视中，检修人员可直接由爬梯上行到达屋面。同时在屋顶设置室外高清球形摄像头用于24小时监测屋顶设备外观情况，减少人员上屋顶次数。

4.7 发电量计算

光伏发电系统的发电量计算与当地的太阳辐射量、光伏发电系统的总效率、光伏方阵的安装倾角等因素有关。首先根据太阳辐射量、环境温度以及项目所在地经纬度，利用设计软件计算组件安装倾斜面上的辐射量，再根据电池组件总功率、输出衰减、系统总效率等求出电站的年发电量及各月发电量。

4.7.1 倾斜面光伏阵列表面的太阳辐射量

本项目倾斜面上各月太阳辐射量如下表所示：

表4.7.1-1 倾角倾斜面的太阳辐射量

辐照量 月份	总辐照量	直射辐照量	直射比
	kW·h/m ²	kW·h/m ²	--
1月	41.61	10.71	0.26
2月	51.75	10.75	0.21
3月	76.06	20.86	0.27

辐照量 月份	总辐照量	直射辐照量	直射比
	kW · h/m ²	kW · h/m ²	--
4月	110.44	31.84	0.29
5月	111.97	38.07	0.34
6月	105.22	34.92	0.33
7月	148.97	58.57	0.39
8月	149.53	64.33	0.43
9月	99.33	35.63	0.36
10月	62.94	15.94	0.25
11月	43.22	8.82	0.20
12月	41.94	10.24	0.24
合计	1043.0	340.70	0.33

4.7.2 并网光伏系统的效率分析

太阳能光伏组件输出的直流功率是太阳能电池板的标称功率。太阳能光伏系统在受到光伏组件匹配损失、线路损失等情况，太阳能光伏系统效率将受到一定影响，太阳能光伏系统效率分析如下：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1000W/m² 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 $\leq 0.1A$ ，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1.0%，考虑实际误差，综合组件不匹配引起的效率因子按照99%计算；

③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。

④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%计算；

⑤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。

⑥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、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为：在光伏组件的布置位置尽量避免选择有阴影遮挡的区域，并且定期做好树木修剪工作。

根据PVsyst仿真结果，远处山体遮挡损耗为0%，近处遮挡损耗为0.5%，灰尘积雪损耗取经验值1.5%，综合灰尘积雪及遮挡损耗造成的效率因子按照98%计算；

⑦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96.5%计算（PVsyst仿真损耗为3.5%）；

⑧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%计算（PVsyst仿真损耗为0.6%）。

⑨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。

⑩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0.08%）。

⑪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。

本工程中采用组串式逆变器方案，系统故障损耗按98%计算；

上述因素的损失定量分析表如下：

表5 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%
3	灰尘积雪及局部遮挡损耗	98%
4	温度影响损耗	96.5%
6	组件IAM损失	99%
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	98%
9	η_1 综合效率	88.14%

综合以上多种影响因素，光伏阵列的能量损失影响因子为 $\eta_1=88.14\%$ ；

(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97%；

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

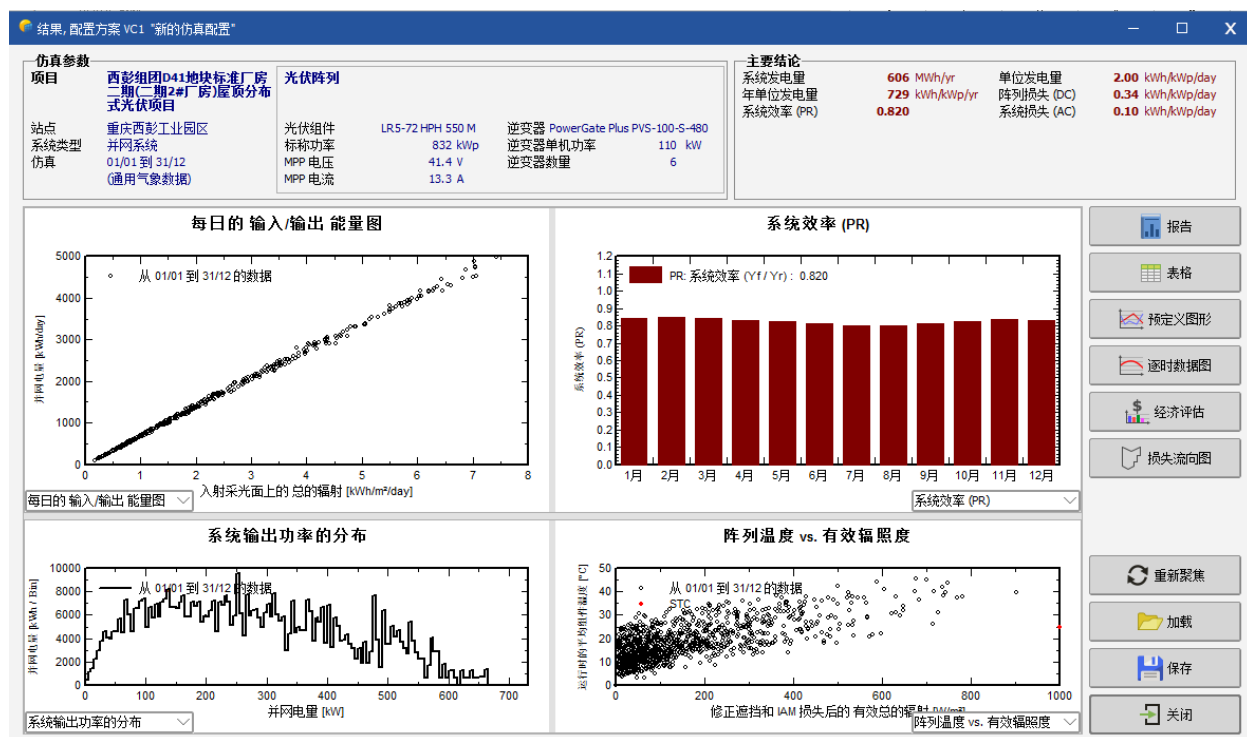
(4) 光伏电站的系统转换总效率为：

$$\eta_{\text{总}} = \eta_1 \times \eta_2 \times \eta_3 = 88.14\% \times 97\% \times 96\% = 82.07\%。$$

本工程的系统转换效率按82%计（未计衰减）。

4.7.3 上网发电量计算

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550Wp，总容量0.82775MWp，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（2021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，计算出光伏电站首年发电量。根据PVsyst计算，本工程首年利用小时数按729小时考虑，则首年衰减后有效利用小时数为714.42h。25年总发电1379万kW·h、25年年平均发电量55.15万kW·h、25年总发电利用小时数16658h，25年年平均发电利用小时数666.31h。



每日的输入/输出 能量图

每日的输入/输出 能量图 入射光面上的总的辐射 [kWh/m²/day]

系统效率 (PR)

PR: 系统效率 (Yf / Yr): 0.820

系统效率 (PR)

系统输出功率的分布

系统输出功率的分布 并网电量 [kW]

阵列温度 vs. 有效辐照度

阵列温度 vs. 有效辐照度

报告

表格

预定义图形

逆时数据图

经济评估

损失流向图

重新聚焦

加载

保存

关闭

年份	利用小时数 (h)	每年发电量 (万kW·h)
第1年	714.42	59.14
第2年	710.41	58.80
第3年	706.40	58.47
第4年	702.39	58.14
第5年	698.38	57.81
第6年	694.37	57.48
第7年	690.36	57.14
第8年	686.35	56.81
第9年	682.34	56.48
第10年	678.33	56.15
第11年	674.33	55.82
第12年	670.32	55.49
第13年	666.31	55.15
第14年	662.30	54.82
第15年	658.29	54.49
第16年	654.28	54.16
第17年	650.27	53.83
第18年	646.26	53.49
第19年	642.25	53.16
第20年	638.24	52.83
第21年	634.23	52.50
第22年	630.22	52.17
第23年	626.21	51.83
第24年	622.20	51.50
第25年	618.19	51.17
25年总	16658	1379
年平均	666.31	55.15

第五章 接入系统及电气设计

5.1 电力系统

5.1.1 设计依据

光伏发电工程可行性研究报告编制规程NB/T32043-2018；

光伏发电系统接入配电网技术规定GB/T29319-2012；

光伏发电接入配电网设计规范GB/T50865-2013；

分布式电源并网技术要求GB/T33593-2017；

分布式电源接入配电网技术规定NB/T32015-2013；

分布式电源接入配电网设计规范Q/GDW11147-2017；

分布式电源接入电网技术规定Q/GDW1480-2015；

分布式光伏发电接入系统典型设计(2016版)；

其他相关的国家、行业标准规范，设计手册等。

5.1.2 接入电力系统方案

本工程为屋顶光伏电站工程，建设地点位于重庆沿浦汽车零部件有限公司厂区屋顶。重庆沿浦汽车零部件有限公司厂区屋顶规划光伏发电容量为0.82775MWp，配置6×110kW逆变器，发电电力由“就地消纳，余电上网”。

根据《分布式电源接入配电网设计规范》QGDW11147-2013对分布式电源接入电压等级推荐，并结合现状重庆沿浦汽车零部件有限公司厂用电负荷情况，综合考虑项目投资经济性，本项目每3台逆变器经低压配电箱通过1回低压电缆并入厂区1250kVA箱变低压母线接入系统消纳。

单个并网点容量	并网电压等级
8kW 以下	220V
400kW 以下	380V
400kW~6MW	10kV
6MW ~20MW	35kV
注：最终并网电压等级应根据电网条件，通过技术经济比选论证确定。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。	

综合以上因素，本项目接入系统方案为：

本项目划分为6个发电单元，共计装机容量0.82775MWp，共布置550Wp规格光伏组件1505块，每14-18块光伏组件串联构成一个组串，每14个组串接入1台110kW逆变器。其中1#、2#、3#、4#、5#号发电单元均由252块550Wp光伏板组成，6#号发电单元由245块550Wp光伏板组成。1#~3#发电单元出线分别通过1根ZC-YJV22-0.6/1kV-3×95+2×50

电缆至 1#低压配电箱；4#~6#发电单元出线分别通过 1 根 ZC-YJV22-0.6/1kV-3×95+2×50 电缆至 2#低压配电箱；1#、2#低压配电箱分别通过 2 根（双拼）ZC-YJV22-0.6/1kV-3×185+2×95 电缆接入箱变内新建的壁挂式 3#低压配电箱；壁挂式 3#低压配电箱通过 2 组 2 根 ZC-YJV22-0.6/1kV-3×185+2×95 电缆分别接入厂区已建 1250kVA 箱变 3#、4#低压柜柜顶 0.4kV 低压母线。

5.1.3 继电系统的保护

应在并网点配置阶段式方向过流保护，配置防孤岛保护装置应具备高/低压解列、高/低频解列功能，实现频率、电压异常时紧急控制功能，以及在出现孤岛且逆变器孤岛检测失效时实现发电解列的功能。

5.1.4 调度自动化

接入的项目需上传发电量信息，电量信息发送至市区地调。

5.1.5 电能计量系统

计量装置应符合 DL/T448 和 DL/T614 的要求，并具备电流、电压、功率、电量等信息采集和三相电流不平衡监测功能，具备数据存储和上传功能。应配置计量采集终端，统一汇集各表计信息，通过服务器分别接入单位管理部门和光伏发电管理部门电能信息采集系统，作为电能计量依据。本项目关口贸易点分别设置于 2 面低压配电箱内。

计量表应具有正向有功、反向有功电能、四象限无功电能计量功能，并可以据此设置组合有功和组合无功电能。

四象限无功电能除能分别记录、显示外，还可通过软件编程，实现组合无功 1 和组合无功 2 的计算、记录、显示。（出厂默认：组合无功 1=一象限无功+二象限无功，组合无功 2=三象限无功+四象限无功）。

支持分时计量。存储最近 12 个结算日电量数据，结算时间设定满足重庆市分时时段计量要求。

5.1.6 通信

本项目项目采用无线网络通信方式。传送信息的规约应满足 IEC60870-5-101、104、DL451-91 等通信规约。

5.2 电气一次

5.2.1 设计依据

《光伏发电工程可行性研究报告编制规程》 NB/T 32043-2018；

《光伏电站设计规范》 GB 50797-2012；

《低压配电设计规范》 GB 50054-2011；

《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;

《光伏电站防雷技术规程》 DL/T 1364-2014;

《交流电气装置的接地设计规范》 GB/T 50065 - 2011;

《电力工程电缆设计标准》 GB 50217-2018;

《光伏电站无功补偿技术规范》 GB/T 29321-2012;

《光伏发电工程电气设计规范》 NB/T 10128-2019;

其他相关的国家、行业标准规范，设计手册等。

5.2.2 电气主接线

本工程总装机容量0.82775MWp，根据拟定的本光伏电站接入系统方式以及电站总容量，提出如下接线方案。

本期所选用并网逆变器交流侧的电压为400V。

根据拟定的接入系统方案，0.4kV系统接线如下：

本项目划分为6个发电单元，共计装机容量0.82775MWp，共布置550Wp规格光伏组件1505块，每14-18块光伏组件串联构成一个组串，每14个组串接入1台110kW逆变器。其中1#、2#、3#、4#、5#号发电单元均由252块550Wp光伏板组成，6#号发电单元由245块550Wp光伏板组成。1#~3#发电单元出线分别通过1根ZC-YJV22-0.6/1kV-3×95+2×50电缆至1#低压配电箱；4#~6#发电单元出线分别通过1根ZC-YJV22-0.6/1kV-3×95+2×50电缆至2#低压配电箱；1#、2#低压配电箱分别通过2根（双拼）ZC-YJV22-0.6/1kV-3×185+2×95电缆接入箱变内新建的壁挂式3#低压配电箱；壁挂式3#低压配电箱通过2组2根ZC-YJV22-0.6/1kV-3×185+2×95电缆分别接入厂区已建1250kVA箱变3#、4#低压柜柜顶0.4kV低压母线。

5.2.3 主要设备选择

(1) 短路电流水平

本阶段400V设备短路水平暂按50kA设计考虑。

(2) 主要电气设备选择

➤ 1#、2#低压配电箱：

断路器：剩余电流保护智能断路器630A	1只
断路器：MCCB 200A/3P 3300	3只
电流互感器：LZM2D-600/5A 0.2S 10VA	3只
电能表：三相四线制	2只

➤ 3#低压配电箱：

断路器：MCCB 630A/3P 3300

2只

(3)无功补偿装置

对于电源出力不确定性大的光伏电站，发电机自身的无功调节能力有限，机组的运行功率因数一般要求能在超前0.95-滞后0.95的范围内调节。由于这一类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，一般要求大型风电场、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。本工程原有箱变低压侧已设置无功补偿装置，可满足本工程需求。本工程不配置无功补偿装置。

5.2.4电气设备布置

本工程光伏组件及逆变器布置在屋面上，1#、2#低压配电箱布置在户外箱变低压侧空地上，3#低压配电箱布置在已建1250kVA箱变内。

5.2.5站用电及照明

本工程站用电负荷主要包括组串式逆变器自用电、二次负荷等。组串式逆变器、低压配电箱均采用自供电方式，无需外部电源供电。电能质量在线检测装置、电能量采集终端、防孤岛装置等二次用电均取至箱变低压母线。

本工程的主要工作场所户外的照明，充分利用天然采光。

既有箱变已装设照明，不涉及照明相关内容。

5.2.6防雷、接地及过电压保护设计

沿屋面光伏区域新建环形避雷带，环形避雷带必须沿屋面最高处敷设，若原建筑屋面未安装接地极，须将环形避雷带与厂房钢立柱可靠连接。

太阳能电池组件、逆变器等设备通过接地铜线与环形避雷带连接，光伏组件场区内，不再设置独立的避雷针保护装置。

(2)接地

屋面环形避雷带通过已建建筑物内钢柱作为自然接地体接地。

新建低压配电箱利用厂房屋原有的接地系统，均用-40×4的热镀锌扁钢暗敷成闭合回路的水平接地线，工作和保护接地干线的连接不少于两处。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。

5.2.7电缆敷设及防火封堵

本工程电缆拟选用ZC-YJV₂₂型交联聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套铜芯电缆。电缆敷设方式为电缆沟、穿管、桥架敷设相结合，尽量利用已有电缆设施。电缆构筑物中电缆引至电气

柜、盘、台的开孔部位，电缆贯穿墙的孔洞处，均应实施阻燃封堵。电缆沟道分支处、进配电室入口处均应实施阻燃封堵。施工时破坏的前期防火封堵应及时补齐。

5.3 电气二次

5.3.1 设计依据和原则

本工程按照“无人值班，少人值守”的运行方式设计，采用计算机监控的控制方式，实现光伏电站可靠、合理、完善的控制、监视和测量功能。主要设计依据如下：

《电力工程电气设计手册》；

《继电保护和安全自动装置技术规程》GB14285-2006；

《国家电网公司十八项电网重大反事故措施》；

《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》；

《电力工程直流电源系统设计技术规程》DL/T5044-2014；

《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T5137-2001；

《光伏系统并网技术要求》GB/T19939-2005；

《光伏发电站接入电力系统技术规定》GB/T19964-2012；

《光伏发电站接入电力系统设计规范》GB/T 50866-2013；

《光伏发电系统接入配电网技术规定》GBT29319-2012；

《光伏(PV)系统电网接口特性》GB/T20046-2006；

《电力系统调度自动化设计技术规程》DL / T5003-2017；

《电力系统数字调度交换机》DL/T795-2016；

《远动设备及系统第5部分：传输规约第102篇：电力系统电能累计量传输配套标准》DL/T719-2000；

《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规定》DLT5136-2012；

《国家电网有限公司十八项电网重大反事故措施(修订版)-2018版》；

《电力二次系统安全防护规定》；

《电力二次系统安全防护总体方案、变电站二次系统安全防护方案》。

5.3.2 继电保护及安全自动装置

(1) 逆变器保护

逆变器的保护装置由逆变器成套提供并安装于逆变器控制柜内。根据《光伏发电站继电保护技术规范》GB/T32900-2016，继电保护主要设置保护功能有：电流速断、过流保护、零序过流保护、逆功率保护、过负荷保护、低电压保护、反孤岛效应保护及温度保护等。

(2) 配电箱的保护

应在本项目并网点配置防孤岛保护装置，包括高/低压解列、高/低频解列装置，实现频率、电压异常时紧急控制功能，具备故障和异常工作状态报警和保护的功能，以及在出现孤岛且逆变器孤岛检测失效时实现发电解列的功能。

(3) 防孤岛保护装置

根据DB11T1773-2020《分布式光伏发电工程技术规范》5.4.9条，本工程设置快速检测孤岛。包括高/低压解列、高/低频解列装置，实现频率、电压异常时紧急控制功能，具备故障和异常工作状态报警和保护的功能，以及在出现孤岛且逆变器孤岛检测失效时实现发电解列的功能。

(4) 电能质量在线监测装置

考虑到光伏电站对系统的可能影响，根据Q/GDW617-2011《光伏电站接入电网技术规定》，本工程400V并网系统配置电能质量在线监测装置。

5.3.3 二次接线

(1) 控制

光伏监控系统主站负责对光伏系统主要设备获取测量数据和状态信号，并对所得信息作汇总、分析、存贮和报告输出，同时还负责与监控系统之间的联系，实现数据、状态量的传输和控制命令的传达。

(2) 测量表计

电气测量表计按《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T5137-2017配置。

(3) 电能计量CT配置

按照有关《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T5137-2017规定，电能计量装置应接于电流互感器和电压互感器的专用二次绕组(电流互感器准确级次为0.2S级)，计量专用的电流二次绕组及其二次回路不得接入与计量无关的设备。

5.3.5 视频监控系统

本工程设置一套独立的视频监控系统，监控设备通过视频专用同轴电缆接入视频监控主机。

5.4 电气设备清单

序号	材料	规范及型号	单位	数量	备注
1	光伏组件	单晶硅 550Wp	块		
2	逆变器	组串式逆变器 110kW	台		
3	光伏电缆	V1-F-DC0.9/1.8kV-1×4	米		

序号	材料	规范及型号	单位	数量	备注
4	光伏接头	MC4	对		
5	桥架	100×100 镀锌	米		
6	桥架	300×200 镀锌	米		
7	低压配电箱	XL-21	台		玻璃纤维加强型水泥材料的外壳,用于防水防晒
8	壁挂式低压配电箱	XL-21	台		安装于已建箱变中
9	低压电缆	ZC-YJV22-0.6/1kV-3×95+2×50	米		
10	低压电缆	ZC-YJV22-0.6/1kV-3×185+2×95	米		
11	电线	BVR-1×6	米		
12	电线	BVR-1×25	米		
13	电缆终端头	0.6/1kV-3×95+2×50	套		含镀锌堵油式铜端子
14	电缆终端头	0.6/1kV-3×185+2×95	套		
15	扁钢	40×4 热镀锌	米		
16	三相四线智能电能表	3×220/380V, 3×1.5 (6) A, 0.2S	套		供电局提供 2 套, 用户自购 2 套 (用户自购电能表具有正反向计量, 分时计量功能)
17	防火堵泥	有机	Kg		
18	防火板		m2		
19	视频监控设备		套		含交换机, 6 台室外红外 400 万像素高清球形摄像头, 6TB 网络硬盘录像机, 线缆, 光纤, 网线, 固定支架、基础等
20	发电子方阵系统调试		项		
21	全站调试 (一次)		项		
22	全站调试 (二次)		项		
23	防孤岛保护装置		套		
24	电能质量监测装置		套		
25	电能量采集装置		套		
26	后台接入费用		套		
27	电能采集接入费用		套		

第六章 土建设计

6.1 设计依据

- (1) 《民用建筑设计统一标准》GB50352—2019
- (2) 《建筑设计防火规范(2018年版)》GB50016-2014
- (3) 《工业建筑防腐蚀设计标准》GB/T 50046-2018
- (4) 《建筑结构制图标准》GB/T50105-2010
- (5) 《建筑地基基础设计规范》GB50007-2011
- (6) 《建筑结构可靠性设计统一标准》GB 50068-2018
- (7) 《混凝土结构设计规范（2015年版）》GB50010-2010
- (8) 《砌体结构设计规范》GB50003-2011
- (9) 《建筑抗震设计规范》GB50011-2010
- (10) 《钢结构设计标准》GB 50017-2017
- (11) 《建筑结构荷载规范》GB50009-2012

6.2 光伏电站选址

6.2.1 光伏站址选择原则

根据《光伏发电站设计规范》GB50797-2012规定，光伏发电站的站址选择应根据国家可再生能源中长期发展规划、地区自然条件、太阳能资源、交通运输、接入电网、地区经济发展规划、其他设施等因素全面考虑。

(1)从功能和必要性考虑，光伏发电应可以解决(或部分解决)无电地区的用电问题，也可以增加电网覆盖地区的环保电力的比例，提供清洁能源。

(2)从投资经济性考虑，光伏发电项目的投资要考虑总投资成本、发电量收益、气候气象条件、运营维护成本等决定项目投资价值的因素。

(3)从社会效益考虑，对闲置厂房屋面进行综合利用和治理，要求以合理可行的方式对光伏发电加以利用。

(4)从项目可行性考虑，光伏发电的利用还需要考虑交通运输、地质、电网输送和施工等条件因素。

6.2.2 光伏站址选择

本工程位于重庆市九龙坡区西彭镇，属于太阳能资源一般区，具备建设光伏电站条件。项目建设场地主要为1个彩钢瓦斜屋面，屋面为东西坡向，坡度均为 2.86° 。屋面长宽约 $150\text{m} \times 48\text{m}$ ，屋面可使用总面积约 6336m^2 。

本工程站址现场照片如下图所示。



图6.2-1 本工程拟选光伏电站现场照片

6.3 设计安全标准

光伏电站设计在满足光伏电站场区功能要求的条件下，按照国家的有关法规、规范、规程以及视觉造型美学原理，进行平面布置、安全疏散等的设计，以保证满足功能使用要求。

根据《光伏发电站设计规范》GB50797-2012本工程光伏组件支架设计使用年限为25年，其他建(构)筑物设计使用年限为50年。风荷载按九龙坡区25年一遇基本风压 0.3kN/m^2 设计。

根据《建筑抗震设计规范》GB50011-2010(2016年版)，本项目所在地区抗震设防类别为丙类。根据地质报告，工程区地震基本烈度为6度，设计基本地震加速度值为 $0.05g$ 。

本工程园区的厂房为彩钢板屋面，彩钢板屋面采用夹具固定。光伏支架组成件之间通过螺栓联接件紧固。

主要电气设备布置于原有建筑物内，不需新建建筑。施工道路拟采用厂区内原有道路，不新建道路。

6.4 原厂房荷载验算

本建筑屋面采用太阳能彩钢瓦屋面，结构安全等级二级，主体结构合理使用年限为50年，钢结构屋面防水等级为Ⅱ级。

彩钢板屋面新增钢结构屋顶：光伏组件系统为平铺，通过夹件固定在屋面板上，用C型钢做为组件支架，新增恒载（光伏组件+支架荷载）不大于 0.15kN/m^2 。光伏组件尺寸：

2278mm×1134mm×35mm，重量27.6kg，折合：0.11kN/m²）檩条跨中考虑检修荷载：1kN，清洗屋面组件时，人员不得聚集，同一跨檩条内只允许站一个人清洗。

结合重庆大恒工程设计有限公司二0二三年七月提供的《西彭组团D41地块标准厂房二期(二期2#厂房)屋顶增加光伏板荷载结构评估报告》，其结论如下：

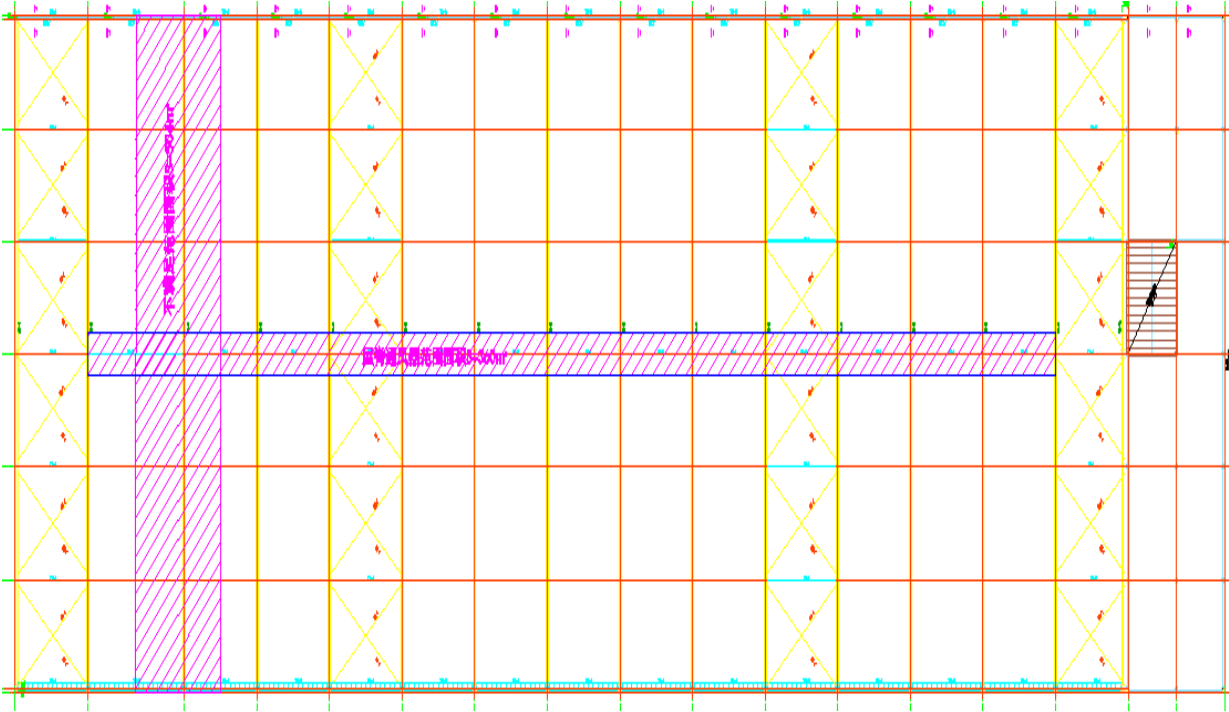


图6.4-1 验算平面示意图（斜线填充区域为不可布置区域，竖向区域为承重不满足，横向为屋脊通风装置）

验算满足承载力要求的面积为6336m²，验算不满足承载力要求（3轴线交A-G轴线区域）。

本工程按校验报告执行本次光伏板总平面布置及结构支架、布板设计。

6.5 组件卡扣安装

由于屋面彩钢瓦波峰为角驰型，本次采用夹具咬合于彩钢瓦波峰上的方式安装。



图6.5-1 本工程彩钢瓦示意

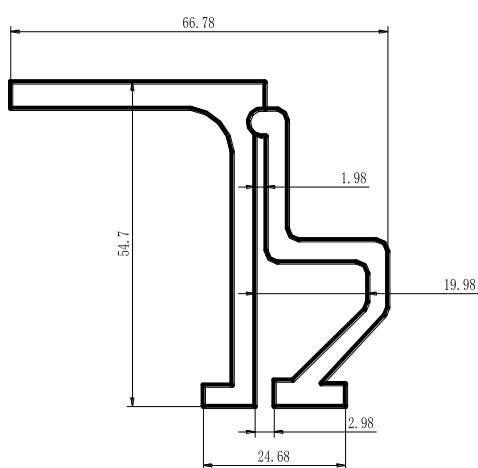


图6.5-2 本工程拟采用夹具

6.5.1 安装流程

- (1) 按图纸指定位置，将夹具正面卡在彩钢板上，并使用螺栓固定。
- (2) 本次采用角驰型夹具，夹具直接固定于波峰顶部，调整位置后用螺帽拧紧。
- (3) 将光伏组件按照图纸指示放置于轨道上。（按顺序放置，通常第一块位于侧边）
- (4) 第一块光伏组件放置完毕后，使用单侧压块固定。
- (5) 单双侧压块固定方式：a、将T型螺钉滑入轨道内（最好预先滑入所有T型螺钉方便安装），使用单、双侧压块贴紧光伏组件。并用螺钉固定紧。
- (6) 重复1-4步骤，直至安装完毕

主要材料如下：铝合金导轨、铝合金夹具、螺栓连接件材料应具有厂家出具的质量证明书或检验报告；其化学成分、力学性能和其他质量要求必须符合国家现行标准规定，光伏组件安装完成后离屋面有一定距离，保证光伏系统的通风散热。

本工程导轨组成件之间通过螺栓联接件紧固，光伏组件均通过螺栓件紧固于导轨之上。

所有光伏导轨材料通过荷载计算，均满足规范要求。

6.6 逆变器雨棚设计

针对屋顶光伏项目，在雨天的时候雨水有可能渗入逆变器箱体致使内部元器件短路，影响整个项目的运行。本工程设计逆变器雨棚，组串式逆变器底部采用铝合金横梁通过具固定于屋面，立柱同样采用铝合金支架固定成口字形框架，顶部通过斜撑支架拖住0.8mm厚热浸锌钢板，形成逆变器雨棚。详见图6.6-1。

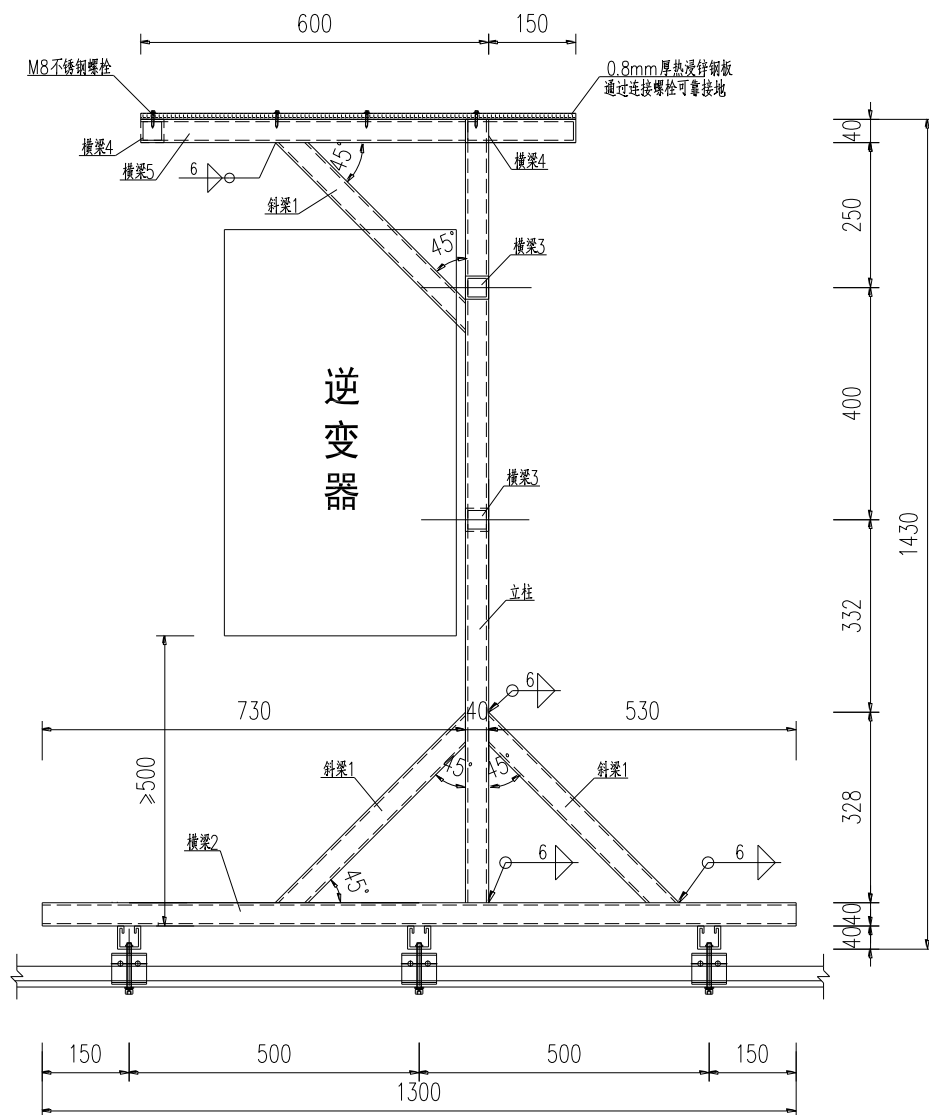


图6.6-1 本工程拟采用逆变器雨棚

6.7 总平面布置

6.7.1 场区总体规划

本工程场区总体规划分为两部分：光伏阵列、组串式逆变器。总体规划考虑了拟选厂址屋顶条件，光伏阵列布置，厂区道路，场区周围交通情况，接入位置等各方面因素，统筹安排，总体规划。

6.7.2 场区总平面布置

结合场区的总体规划及电气工艺要求，在满足工程特点的前提下，综合考虑安全、防火、卫生、运行检修、运输和环境保护等各方面因素进行总平面布置。

(1) 功能分区和总体布局

根据屋顶条件，本工程直接在厂区屋面上布置太阳能光伏板，以东西方向布置为主、南北方向布置为辅。

(2) 太阳能光伏方阵及内部检修通道

太阳能电池方阵阵列的布置原则是：合理利用屋顶，利于运营生产管理及维护，便于电气接线，并尽量减少电缆长度，减少电能损耗。

(3) 内部检修通道

考虑检修逆变器频次较高，光伏板检修频次较低，专用检修通道沿屋面四周可通向逆变器，检修通道采用玻璃钢格栅板，格栅板下部用夹具和铝合金导轨与彩钢瓦屋面连接。

6.8 竖向布置

本工程光伏电站内光伏阵列竖向布置方式为沿屋面铺设，光伏阵列顺应屋面坡度平行布置，逆变器采用支架式安装，利于施工和管理。

6.9 道路及场地处理

站址内道路利用厂区现有道路，结构为素混凝土结构路面；满足光伏电站建设设备运输及运维通道要求。

6.10 绿化的布置原则

根据现有厂区现状情况，本工程光伏电站不涉及绿化，对破坏的场地全部采用硬化处理即可。

第七章消防设计

7.1 工程总体布置

本工程可利用厂区内道路作为共用道路，光伏板布置于厂房屋顶。

7.2 主要设计规范及标准

本工程主要遵循的法律法规及技术标准：

《中华人民共和国消防法》

《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(2018年版)》 GB50016-2014

《建筑灭火器配置设计规范》 GB50140-2005

《建筑物防雷设计规范》 GB50057-2010

《电力工程电缆设计标准》 GB50217-2018

《电力设备典型消防规程》 DL 5027-2015

《火灾自动报警系统设计规范》 GB50116-2013

《光伏电站设计规范》 GB50797-2012

7.3 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。

机电消防设计原则：

消防供电电源可靠，满足相应的消防负荷要求。

电缆及其它电气设备的消防设置按《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB50229—2019、《电力工程电缆设计规范》GB50217—2018进行设计。

设置完善的防雷设施及其相应的接地系统。

电缆电线的导线截面选择不宜过小，避免过负荷发热引起火灾。

消防总体设计方案：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、监测、灭火、救生等各方面入手，力争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。根据生产重要性和火灾危险性程度配置消防设施和器材，本项目按规范配置了手提式干粉(磷酸铵盐)灭火器。

7.4 工程消防设计

本工程在厂房屋顶布置光伏电池板，光伏电池板为难燃烧物，但是屋顶一旦发生火灾，对厂房和正常生产会造成影响，故在屋顶区域设置灭火器，用于扑救初期火灾。

7.4.1 主要机电设备消防设计

本电站的主要机电设备消防包括逆变器、低压配电箱等设备消防。

根据《建筑灭火器配置设计规范GB》50140-2005，对于光伏组件、逆变器、低压配电箱等设备按规范配置一定数量的手提式干粉灭火器，根据上述规范光伏屋顶场地定义为E类火灾区域。屋顶光伏场区灭火器灭火半径按25m考虑，每组逆变器布置2具，灭火器布置于逆变器雨棚下，合计布置20具4公斤手提式干粉(磷酸铵盐)灭火器并配置灭火器箱固定于屋顶支架处。

7.4.2 消防电气

主要从电缆选型与布置上防止火灾发生及阻止电缆延燃。具体措施如下：动力电缆均采用阻燃型电缆，电缆穿越隔墙的孔洞和进出开关柜、配电箱等的孔洞均采用非燃烧材料进行封堵。

7.5 施工消防

7.5.1 施工现场消防安全组织建设

成立消防领导小组，组织职工建立义务消防队。

对进入本工程现场施工的所有单位，不论总包分包形式如何，均应签订消防安全环保协议，并加强对分包单位的监督作用。

有专人定期检查、管理灭火器具，做好各类安全生产，如实反映现场安全生产管理状况，凡是检查中发现的问题，必须定人、定时间、定措施整改，整改后进行验证，消除事故隐患。

7.5.2 现场防火要求

现场四周道路必须保证消防边道畅通。

施工区域配置二氧化碳气体灭火器。

临时施工堆场每25m²面积配置不少于一具干粉灭火器。

7.5.3 施工现场临时生活区防火安全管理

临时生活区应与施工主体建筑保持足够的防火间距，在防火间距内严禁放材料。临时生活区内严禁使用电炉和乱拉乱接电线，禁用大功率灯泡照明或碘钨灯。

7.5.4 灭火预案

当本工程发生火灾时，项目消防领导小组成员要及时组织义务消防队员和施工人员，应进行灭火、疏散等应急措施。

报警：当项目施工人员发现火灾时向周围人员大声呼喊报警，召集其他人员前来参加扑救，并及时拨打“119”报警。

灭火：当项目义务消防队接到报警后，立即按事先指定分工及疏散计划实施人员疏散及灭火工作。义务消防队队员分组使用项目各种灭火设施及时灭火。

断电：如发生电气火灾，或者火势威胁到电气线路时，或电器设备和电气影响灭火人员安全时，首先要及时切断电源，再进行灭火。

救护：对受伤人员应立即送往医院抢救。

第八章 施工组织设计

8.1 施工条件

8.1.1 现场条件

本项目位于重庆市九龙坡区西彭镇，场地条件良好，可根据需要在厂区内协商一处空地临时堆放施工用材料。

8.1.2 交通条件

重庆沿浦汽车零部件有限公司场址：位于重庆市九龙坡区西彭镇，外部交通紧邻G93成渝环线高速，场区地形平缓，交通运输条件较好。

8.1.3 施工水电及材料供应

施工用水：施工现场的供水量应满足全工地的直接生产用水、施工机具用水、生活用水和消防用水的综合最大需求。本工程施工及生活用水可直接从厂区内的给水管网引接，并设置专用水表计量。

施工用电：施工现场的供电量应满足全工地的土建和安装的动力用电、焊接、照明等的最大用电量。本工程建设期的施工用电可以在厂区现有配电箱备用开关上接出，并设置专用电表计量根据施工需要设置分电箱，分电箱由电工专门负责。

通讯系统：工程区通信事业较为发达，有线、无线通信网络基本形成，施工期的通讯条件十分便利，施工单位可自行安排。

生活物资及建筑材料供应：本项目所需生活物资和钢材、木材、油料等建筑材料可在西彭镇及附近地区采购。

8.1.4 其他特殊要求

环境保护：工程施工期间应选择合适的施工工艺，将施工噪音降低到标准范围内；合理制定施工规划，避免在夜间及午间休息时间使用强噪声施工机械，并禁止载重卡车等施工运输机械夜间作业。

劳动安全：工程施工期间应该对火灾、触电、机械伤害、高处坠落、物体打击以及其它设备损坏事故等提出防范措施。特别是在屋面上施工，要严防高空坠落伤害，系好安全带并防止踩空或踩塌屋面板。认真落实各项安全对策措施、职业危害防范措施，同时严格监理施工、安装活动，以便为作业人员提供较为安全的作业环境，并使生产过程中的各种危险、有害因素控制在可接受的范围内。

其他：工程施工场地位于厂房屋顶，工程施工需要与企业生产、生活进行协调，降低施工对企业的生产、生活的影响。在施工过程中应密切注意用水用电安全，防范火灾发生，保证各企业的生产安全稳定，保证施工安全有序的进行。

8.1.5 本工程施工特点

施工场地为重庆沿浦汽车零部件有限公司的屋顶，施工场地比较集中。

8.2 施工总布置

根据本工程特点，在施工总布置中考虑以下规划原则：

合理利用场地，尽量利用场内不建及缓建位置，节约场地。减少临时设施投资及现场运输费用。合理组织交通，避免相互干扰，力求交通短捷。

施工分区应符合施工总体部署和施工流程要求。土建及安装施工间互不干扰，便于管理。

符合节能、环保、安全和消防等要求。

8.3 施工交通运输

8.3.1 对外交通运输

场址毗邻G93成渝环线高速，各项目场区旁有多条公路环绕，交通十分便利。本工程主要设备为光伏组件、逆变器、低压配电箱等，根据构件尺寸和重量可利用汽车由公路运输运抵现场。根据目前的场外交通条件，满足设备运输要求。

8.3.2 站内交通运输

本工程既有厂内道路即可满足工厂运输要求，无需新增厂内交通。

8.4 工程建设用地

本工程不涉及征地。

8.5 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工程。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，将直接影响到工程施工的安全、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。

本节施工方案是针对部分重点施工项目编写的，突出施工作业时采用的主要施工手段、方法，以及应注意事项，对一般性工序和工艺过程、工艺质量要求不作专题描述。对于技术要求较高的施工部分，坚持公平、公开、公正和择优定标原则，打破地域限制，积极引进全国优秀电力施工单位和外系统业绩、能力、信誉等各方面较好的队伍，通过引进竞争机制达到控制质量及造价的目的。各施工承包商应在此方案的基础上，选用更合理优化的方案，详细编制相关施工项目的作业指导书，并按编、报、审、批的程序实行各级技术把关，确保作业文件的针对性、科学性和可靠性。

8.5.1 施工前的准备

根据物资清单以及施工过程中要用到的工具、部件编制《施工所需物料明细表》、《施工所需工具清单》、《安全措施保护工具清单》等，制定《现场施工手册》指导施工。根据物料明细表进行物料准备，外协购件应考虑供货周期等，提前准备、联系厂家，以免耽误工期。

8.5.2 光伏组件和支架安装

(1) 光伏支架安装

支架作为光伏组件的安装支撑固定的主要结构形式。本工程所有支架采用工厂定制加工，材质为铝合金支架，支撑组件的导轨采用铝合金附件，现场采用螺栓连接固定连接。

测量定位：现场采用经计量部门检定合格的激光经纬仪、水准仪等测量器具。采用“外控法”与“内控法”相结合的测设方法建立基准控制点和施工方格控制网，测量时注意天气的影响。水准控制点必须固定，保证施工过程中标高统一，高程控制点要联测现场交验的水准点控制上。在屋面上放样，并校对和复核。高程控制的水准点须满足整个面积之用，并要有高精度的绝对标高。用二等水准测量确定水准面的标高。水准测量结束后及时计算高差的闭合值调整闭合值。

构件拼装：构件拼装时，要利用水准仪、铅坠和钢尺对各点尺寸进行检验，合格后进行安装。支架安装工艺：

太阳能电池板支架夹子、导轨、螺丝、连接件等组成。

作业准备——复测——夹具定位安装——支撑件安装——导轨安装——导轨调平——组件安装——组件调平。

支架安装工艺：在夹具安装前，需根据图纸对整个屋面进行放线测量，做到合理规划，如能对设计图纸进行优化及时通知设计单位，考虑到现场屋面存在采光带，排气搭等设备，接到图纸后首先核对现场，保证图纸与现场相符。夹具的密度需要按照图纸要求，因为组件离屋面的高度较低，如果需要对夹具或支架返工，需要将组件拆除，返工工作量大，为此必须将质量落实到每一步，每个夹具的螺丝都要确保紧固，螺丝的方向统一规划。

(2) 光伏组件安装

本工程光伏发电组件全部采用固定式安装，光伏发电组件的安装分为两部分：支架安装、光伏组件安装。光伏阵列支架表面应平整，固定太阳能板的支架面必须调整在同一平面；各组件应对整齐并成一直线；倾角必须符合设计要求；构件连接螺栓必须加防松垫片并拧紧。将光伏组件支架调整为水平角度进行光伏组件安装。安装太阳光伏组件前，应根据组件参数对每个太阳光伏组件进行检查测试，其参数值应符合产品出厂指标。一般测试项目有：开路电压、短路电流。应挑选工作参数接近的组件在一子方阵内。应挑选额定工

作电流相等或相接近的组件进行串连。安装太阳光伏组件时，应轻拿轻放，防止硬物刮伤和撞击表面玻璃。组件在基架上的安装位置及接线盒排列方式应符合施工设计规定。组件固定面与基架表面不吻合时，应用铁垫片垫平后方可紧固连接螺丝，严禁用紧拧连接螺丝的方法使其吻合，固定螺栓应加防松垫片并拧紧。光伏组件电缆连接按设计的串接方式连接光伏组件电缆，插接要紧固，引出线应预留一定的余量。

8.5.3 逆变器及相关配电装置的安装

逆变器和配套电气设备通过汽车运抵后，采用吊车将设备吊至屋面就位。逆变器采用螺栓固定在支架上，并按逆变器安装说明施工，安装接线须确保直流和交流导线分开。由于逆变器内置有高敏感性电气设备，搬运逆变器应小心。

8.5.4 电缆敷设

电缆在安装前应仔细对图纸进行审查、核对，确认到场的电缆规格是否满足设计要求，施工方案中的电缆走向是否合理，电缆是否有交叉现象。

电缆在安装前，应根据设计资料及具体的施工情况，编制详细的《电缆敷设程序表》，表中应明确规定每根电缆安装的先后顺序。

电缆的使用规格、安装路径应严格按设计进行。电缆运达现场后，应严格按照规格分别存放，严格其领用制度以免混用。电缆敷设时，对所有电缆的长度应做好登记，尽量减少电缆中间接头。对电缆容易受损伤的部位，应采取保护措施，对于直埋电缆应每隔一定距离制作标识。电缆敷设完毕后，保证整齐美观，进入盘内的电缆其弯曲弧度应一致，对进入盘内的电缆及其它必须封堵的地方应进行防火封堵，在电缆集中区设有防鼠杀虫剂及灭火设施。

8.5.5 特殊气象条件下的施工措施

(1) 高温季节施工措施

在高温季节，集电线路排管包封砼浇筑温度不得高于 28°C 。合理地分层分块，采用薄层浇筑，并尽量利用低温时段或夜间浇筑。

尽量选用低水化热水泥，优化砼配合比，掺优质复合外加剂、粉煤灰等，降低单位体积砼中的水泥用量，并掺加适量的膨胀剂。

(2) 雨季施工措施

做好道路维护，保证运输通畅；

加强施工物资的储存和保管，准备足够量的防雨材料，满足施工物资的防雨要求和雨天施工的防雨要求，防止物品淋雨浸水变质；

雨季施工时，应随时调整施工配合比，并避开雨天，在浇筑中遇到下雨应设挡雨棚后覆盖塑料薄膜以防雨水冲刷；

堆放水泥的仓库四周应用防水砂浆抹面，地面铺一层油毡，并将水泥用架板支垫，屋面保温材料不得露天放置，进场堆放应有防水措施，保温层不得雨天施工；

加强雨期质量安全意识教育，制定有效的值班制度，责任落实到人。

8.6施工总进度

8.6.1施工总进度目标

本工程计划建设期2个月。工期总目标是：光伏电站全部设备安装调试完成，全部光伏阵列并网发电。

8.6.2工程施工进度计划

依据光伏电站建设特点对光伏电站主要工程的施工进度作原则性的安排，为编制工程施工组织设计提供指导方向。

坚持以人为本的原则：在工程前期准备阶段，进行施工生活设施、办公场所及生产设施建设，为工程建设人员提供较好的办公及生活条件，使工程建设人员全身心地投入到工程建设之中，同时可以提高工作效率降低管理费用。

电池阵列支架工程先期开工建设：由于本工程建设期2个月，为尽早产生经济效益，根据电池组件分批到货、开工至全部设备安装调试完时间短的特点，配套工程应有合理的顺序并优先考虑施工，以便每一部分电池组件安装完后既可调试，保证工程的连续性。

下列为控制性关键项目：

相关报告编写及批复。

设计与设备合同、施工合同签定，施工准备。

设备制造与运输。

支架施工。

设备安装、调试、运行。

以上五项要合理安排，保证总进度按期完成。

由于本工程主要利用屋面布置太阳能光伏组件，施工周期相对短。施工周期初步确定为2个月。详细进度应会同业主、施工方进一步协商确定，依据现场实际情况做适当调整。

第九章 工程管理设计

9.1 组织机构设置

本项目采取“远程集控、少人维护”的设计理念，依託运维单位进行运维管理，负责光伏电站的运行和检修维护，使光伏电站的设备处于良好的状态，并能在规定的参数范围内安全稳定的运行，以满足相关要求。

9.2 主要管理设施

光伏电站自动化程度很高，本光伏电站视频监控系统安装于屋顶光伏区域，实现对太阳能电池组件及逆变器的监视。

9.3 光伏电站运营期管理设计

建立健全运行规程、安全工作规程、消防规程、工作票制度、操作票制度、交接班制度、巡回检查制度、操作监护制度、设备缺陷管理制度等，严格遵守调度纪律，服从电网的统一调度，依据《并网调度协议》组织生产。

应及时全面地掌握设备运行情况和系统运行信息，组织协调光伏电站安全、稳定、经济地运行。

建立健全文明值班责任制和管理考核制度，做到分工明确、责任到人、考核严明。值班期内生产人员应举止文明、遵章守纪、坚守岗位，不做与值班无关的事情。各类标志齐全、规范，各种值班记录、报表整齐、规范。

加强运行监视以优化运行方式。现场备有运行记录以记录每小时发出的实际功率、所有设备的运行状态、计划停机、强迫停机、部分降低出力和运行期间发生的所有事故和异常。

保证光伏发电设备在允许范围内运行，若出现异常，应及时向调度部门汇报并申请改变运行方式。运行人员在遇到设备异常，应按现场有关规程、规定及时、果断处理，处理后马上向相关领导及部门进行汇报。根据设备运行状况、运行方式、天气变化和将要进行的操作，有针对性地做好事故预想，特别是进行重大操作、试验时，要做好风险预测、防范措施和应急预案。

建立健全设备缺陷管理系统，及时发现设备缺陷，填写设备缺陷通知单，通知检修人员，跟踪缺陷处理过程，认真对维修后的设备进行验收，实现设备缺陷的闭环管理。

建立并实施经济运行指标的管理与考核制度，进行运行分析并形成报告，找出值得推广的“良好实践”和“有待改进的地方”，提出改进意见。按规定将各项指标进行统计上报，并保证准确性、及时性和完整性。

9.4检修管理设计

坚持“质量第一”的思想，切实贯彻“应修必修，修必修好”的原则，使设备处于良好的工作状态。

认真分析设备状况，科学制定维护检修计划，不得随意更改或取消，不得无故延期或漏检，切实做到按时实施。如遇特殊情况需变更计划，应提前报请上级主管部门批准。

对于主要设备的大、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资源特征提出建议，该建议应递交地区电力调度通讯中心并经电力调度通讯中心同意后纳入计划停运。

年度维护检修计划每年编制一次，主要包括单位工程名称、检修主要项目、特殊维护项目和列入计划的原因、主要技术措施、检修进度计划、工时和费用等。

应提前做好特殊材料、大宗材料、加工周期长的备品配件的订货以及内外生产、技术合作等准备工作，年度维护检修计划中特殊维护检修项目所需的大宗材料、特殊材料、机电产品和备品备件，由使用部门编制计划，材料部门组织供应。

在编制下一年度检修计划的同时，宜编制三年滚动规划。为保证检修任务的顺利完成，三年滚动规划中提出的特殊维护项目经批准并确定技术方案后，应及早联系备品备件和特殊材料的订货以及内外技术合作攻关等工作。

建立和健全设备检修的费用管理制度。

严格执行各项技术监督制度。

严格执行分级验收制度，加强质量监督管理。检修人员应熟悉系统和设备的构造、性能；熟悉设备的装配工艺、工序和质量标准；熟悉安全施工规程。每次维护检修后应做好维护检修记录，并存档，设备检修技术记录，试验报告，技术系统变更等技术文件，作为技术档案保存。对维护检修中发现的设备缺陷，故障隐患应详细记录并上报有关部门。

第十章 环境保护与水土保持设计

10.1 环境保护

10.1.1 遵循的法律、法规和标准

本工程项目的环评和水土保持应遵循以下的法律、法规和标准：

《中华人民共和国环境保护法》；

《中华人民共和国环境影响评价法》；

《中华人民共和国水土保持法》；

《中华人民共和国电力法》；

《建设项目环境保护管理条例》国务院令253号；

《污水综合排放标准》GB8978—1996；

《声环境质量标准》GB3096—2008；

《建筑施工场界环境噪声排放标准》GB 12523-2011；

《电磁环境控制限值》GB 8702-2014。

《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）

10.1.2 环境保护设计任务及总体目标

本项目工程规划容量为0.82775MWp，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。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。

10.1.3 场址环境现状、主要环境问题、明确环境保护目标

本工程建设站址为重庆沿浦汽车零部件有限公司厂房屋顶，在厂房屋面上共安装1505块规格为550Wp/块的单晶硅光伏组件。

10.1.4 光伏发电工程施工期和运行期主要不利影响采取的对策措施和环境保护设计

（1）施工期的环境保护

粉尘污染控制：

外购商品混凝土，避免现场混凝土搅拌过程中产生的粉尘(同时也避免了噪声和废水的排放)。文明施工，保持施工场所的整洁，通过喷水，防止尘土飞扬。

在采取了上述防治措施后，可使施工现场满足《大气污染物综合排放标准 (DB50/418-2016)》的要求。

噪声控制：施工噪声来源于土建施工、设备安装以及运输作业。噪声控制以控制噪声源为主。施工机具和运输车辆满足噪声控制国家标准，禁用噪声超标的施工机具和车辆。施工噪声水平满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》GB12523—2011的要求。合理制定施工规划，避免在夜间及午间休息时间使用强噪声施工机械，并禁止载重卡车等施工运输机械夜间作业。

(2) 运行期的环境保护

太阳能光伏发电是一种清洁的绿色能源，发电过程中既不消耗资源，又不会产生废水、废气、噪声和固体废物。

本工程光伏组件均布置于建筑屋顶，不会出现电磁影响、光污染扰民的问题。

10.1.5 环境保护投资概算

本项目无因环境保护需要而增加的专项投资费用。

10.1.6 环境保护设计的综合评价与结论

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

项目对环境的不利影响主要产生在施工期，如粉尘、污水、噪声等，通过采取适当的措施，其影响是可接受的。

光伏电站利用太阳能发电替代化石燃料发电，可减排二氧化碳，具有环境效益。

10.2 水土保持

本工程厂房建筑物的屋面上安装单晶硅光伏组件。不占用土地、基本不扰动地表、也不破坏水土保持设施、也不新增水土流失。

根据《水利部关于进一步深化“放管服”改革全面加强水土保持监管的意见》（水保〔2019〕160号），征占地面积不足0.5公顷且挖填土石方总量不足1千立方米的项目，不再办理水土保持方案审批手续。

因此，本项目没有因水土保持需要而增加的专项投资费用。

第十一章 劳动安全与工业卫生

11.1 设计依据、任务与目的和原则

11.1.1 编制的目的、基本原则、主要内容、设计范围

根据《中华人民共和国安全生产法》(2020年修正),安全生产工作应当以人为本,坚持安全发展,坚持安全第一、预防为主、综合治理的方针。生产经营单位新建、改建、扩建工程项目的安全设施,必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用。

安全设施投资应当纳入建设项目概算。根据《中华人民共和国职业病防治法》(2018年修正),职业病防治工作坚持预防为主、防治结合的方针。建设项目的职业病防护设施所需费用应当纳入建设项目工程预算,并与主体工程同时设计,同时施工,同时投入生产和使用。根据《建设项目安全设施“三同时”监督管理办法》(国家安全监管总局令第7号),生产经营单位应当对其安全生产条件和设施进行综合分析,形成书面报告备查。生产经营单位在建设项目初步设计时,应当委托有相应资质的设计单位对建设项目安全设施同时进行设计,编制安全设施设计。由生产经营单位组织审查,形成书面报告备查。

根据《建设项目职业病防护设施“三同时”监督管理办法》(国家安全生产监督管理总局令第90号),建设单位应当在建设项目可行性论证阶段进行职业病危害预评价,编制预评价报告。其建设单位主要负责人或其指定的负责人应当组织具有职业卫生相关专业背景的中级及中级以上专业技术职称人员或者具有职业卫生相关专业背景的注册安全工程师对职业病危害预评价报告进行评审,并形成是否符合职业病防治有关法律、法规、规章和标准要求的评审意见。建设单位应当在施工前按照职业病防治有关法律、法规、规章和标准的要求,进行职业病防护设施设计。其建设单位主要负责人或其指定的负责人应当组织职业卫生专业技术人员对职业病防护设施设计进行评审,并形成是否符合职业病防治有关法律、法规、规章和标准要求的评审意见。职业病防护设施设计工作过程应当形成书面报告备查。

11.1.2 本项目劳动安全和职业卫生主要依据

《光伏发电工程劳动安全与职业卫生设计规范》(NB/T32040-2017);

《生产安全事故应急预案管理办法》(2019年7月11日应急管理部令第2号修正)。

11.2 工程劳动安全和职业卫生危害因素分析

11.2.1 施工期危害因素

施工期主要危害因素是触电、车辆伤害、机械伤害、起重伤害、高处坠落、火灾等。

11.2.2 运行期危害因素

运行期间存在主要危害因素有触电、高处坠落、火灾等。

11.3 对策与措施

11.3.1 施工期安全与职业卫生对策措施

为了避免以上危险因素对设备和人身造成伤害，在施工期间严格执行各项规章制度，尽量避免事故的发生。

当施工现场周边环境有影响施工人员健康的粉尘、噪音、有害气体时，应采取有效的防护措施；

化学材料及其产品应存放在远离火源的储藏室内，并应密封存放；

工作场地严禁烟火，并必须配备消防器材；现场若需动火应事先申请，经批准后按规定用火。电气设备安装时，根据电力行业有关规定制定施工方案，施工方案包括安全预防和应急措施，并配备有相应的现场安全监察机构和专职安全监督员。

施工时用电作业及其他安全措施：

施工现场临时用电采用可靠的安全措施；

施工时准备常用的医药用品；

施工现场配备对讲机；

带好绝缘手套；

使用已有绝缘处理的工具；

不要在雨天作业；

电池组件框和支架保持良好接地。

11.3.2 运行期安全与职业卫生对策措施

防火、防爆：设置必要的和合适的消防设施。电缆沟道各围护构件上的孔洞缝隙均采用阻燃材料堵塞严密。

防噪声、振动及电磁干扰：根据要求，对运行中的噪声、振动及电磁干扰，均采取相应的劳动安全保护措施，尽量降低各种危害及电磁辐射，降低噪声；对于振动剧烈的设备，从振源上进行控制，并采取隔振措施。

防电伤、防机械伤害、防坠落和其它伤害：电气设备周围设防护遮栏及屏蔽装置。所有设置检修起吊设施的地方，设计时均留有足够的检修场地、起吊距离，防止发生起重伤害。在施工、巡视及检修过程注意高空坠落危险，上屋面配备安全带。设置防护栏杆。工作场所、设备及场区道路照明满足生产及安全要求，照明度充足。所选设备及材料均满足光伏电场运行的技术要求，保证在规定使用寿命内能承受可能出现的物理的、化学的和生物的影响。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。

11.4 劳动安全和职业卫生工程量和专项投资概算

施工和建设期间，将严格按照国家和地方性法规、标准为职工配备劳动保护用品。对不同工种、不同劳动条件、发放不同的劳动保护用品。职工上岗工作时必须按规定使用，不得移作他用或领而不用。劳动保护用品主要包括头部、手部、呼吸道、足部、防坠落等防护劳保用品，施工期间必须佩带建筑或工业安全帽、劳保手套或止滑手套、防尘口罩或安全眼睛、防噪音耳塞等。本期工程劳动安全与职业卫生主要费用约0.3万元，已计列在工程概算中。

11.5 主要结论和建议

11.5.1 主要结论

本工程针对施工期及运行期各项危害因素，采取安全措施和职业病防护措施，满足国家法律、法规、技术标准的要求。

11.5.2 建议

根据安全生产条件和设施进行综合分析报告、安全设施设计及审查报告、职业病危害预评价报告及其评审意见、职业病防护设施设计及其评审意见，以及已运行的同类建设项目的经验等，补充完善安全措施和职业病防护措施。

按照《生产安全事故应急预案管理办法》（2019年7月11日应急管理部令第2号修正）、《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》GB/T29639-2020等，编制应急预案，并进行评审、公布、备案、培训、演练等。

第十二章 节能降耗

12.1 用能标准和节能规范

《中华人民共和国节约能源法》(国家主席令〔2016〕第48号)；
《中华人民共和国可再生能源法(2009年修正)》(国家主席令〔2009〕第23号)；
《中华人民共和国电力法(2015修订)》(主席令[2015年]第24号)；
《中华人民共和国建筑法》(国家主席令〔2011〕第46号)；
《中华人民共和国清洁生产促进法(修正案)》中华人民共和国〔2012〕54号；
《清洁生产审核办法》(国家发改委、环保部令第38号)；
《工业节能管理办法》(工信部令第33号)；
《可再生能源发电有关管理规定》(发改能源〔2006〕13号)；
《可再生能源中长期发展规划》(发改能源〔2007〕2174号)；
《能源技术革命创新行动计划(2016-2030年)》(发改能源〔2016〕513号)；
《中国节能技术政策大纲》2006年；
《固定资产投资项目节能评估和审查暂行办法》(国家发展和改革委员会令第6号)；
《电力网电能损耗计算导则》DL/T686-1999；
国家其它有关节能政策及标准。

12.2 施工期能耗种类分析

本工程施工期消耗能源主要为电力、水资源、油料、临时用地等。

12.2.1 施工用电

施工现场的供电量应满足全工地的土建和安装的动力用电、焊接、照明等的最大用电量。

本工程建设期的施工用电可以在厂区现有配电箱备用开关上接出，并设置专用电表计量。根据施工需要设置分电箱，分电箱由电工专门负责。

12.2.2 施工用水

施工现场的供水量应满足全工地的直接生产用水、施工机具用水、生活用水和消防用水的综合最大需求。本工程施工及生活用水可直接从厂区的给水管网引接，并设置专用水表计量。

12.2.3 施工用油

施工期车辆和备用发电机主要消耗柴油，另外有部分管理用车，汽油量消耗较少。

12.3 运行期能耗分析

本工程运行期消耗能源主要为电力、水资源、油料等。

12.3.1 电气损耗

本工程电气耗能的主要设备有:逆变器、集电线路及其他耗电设备。

12.3.2 水资源消耗

本工程运行期用水主要是电池组件清洗用水。

12.4 主要节能降耗措施

12.4.1 电气节能

通过多种布置方案的比较,选择最优方阵布置,节省电缆用量;设备选用节能产品,降低损耗。

12.4.2 运行管理节能

加强对运行管理人员的专业培训,提高其专业素质,培养节能意识。同时,加强管理,节约能耗。

12.5 项目节能效果分析

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

本电站总设计容量为:0.82775MWp,项目建成后,与传统火电项目相比,运行期年平均发电量按55.15万kW·h/年计算,平均每年节约166.28吨标准煤,减排二氧化碳约456.64吨,氮氧化物0.084吨,二氧化硫0.056吨。有助改善当地的大气环境,促进我国的节能减排工作。

光伏电站的建设替代燃煤电厂的建设,可达到充分利用可再生能源、节约不再生化石资源的目的,将大大减少对环境的污染,同时还可节约大量淡水资源,对改善大气环境有积极的作用。可见光伏电站建设对于当地的环境保护、减少大气污染具有积极的作用,并有明显的节能、环境和社会效益。

12.6.1 结论

本工程光伏电站是将太阳能转化成电能的过程,在整个工艺流程中,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。从节约煤炭资源和环境保护角度来分析,本工程的建设具有较为明显的经济效益及环境效益。

12.6.2 建议

为贯彻节能降耗原则,通过经济技术比较,采用新工艺、新结构、新材料。拟定合理的工艺系统,优化设备选型和配置,满足合理备用要求。优先采用先进的国内外成熟的新工艺、新方案、新材料、新结构的技术方案。

加强施工管理，施工期间砂石及其它所需建材、水泥等均可就地解决或采购，减少大距离运输及二次倒运造成的浪费。

施工现场应建立相应的质量管理体系，施工质量控制和检验制度，具有相应的施工技术标准，严格控制施工过程中对能源的浪费。

提高电站综合自动化水平，实现全场监控和信息系统网络化，提高电站运行的安全性和经济性。

第十三章估算及经济评价

13.1 编制说明

13.1.1工程概况

(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)；

(2) 国家能源局《光伏发电工程概算定额》(NB/T32035-2016)；

(3) 水电水利规划设计总院可再生能源定额站《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》(可再生定额(2019)14号)；

(4) 水电水利规划设计总院可再生能源定额站《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安全文明施工措施费费用标准的通知》可再生定额(2022)39号；

(5) 工程所在地的相关规定；

(6) 本工程设计成果。

13.1.3基础价格

13.1.3.1人工预算单价

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，本项目位于重庆市，属于一般地区，人工预算单价见表13.1-1。

表13.1-1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	

13.1.3.2材料价格

(1) 主要材料价

格根据工程所在地实际调查的价格确定，并计入材料运杂费及采购保管费，主要材料价格见表13.1-2。

表13.1-2主要材料价格一览表

序号	材料名称	单位	预算价格（元）
1	水泥42.5	kg	
2	钢筋	kg	
3	砂	m ³	
4	碎石	m ³	
5	柴油	kg	
6	汽油	kg	

（2）次要材料价格

参照同类在建工程相关资料并结合本工程所在地实际情况确定。

13.1.3.3主要设备价格

多晶硅电池组、逆变器等设备价格均按厂家询价确定，其他机电设备价格参考国内现行市场价格计算。主要设备价格如下：

单晶硅电池组件（550Wp/块）

110kW逆变器

13.1.4费率指标

13.1.4.1建筑安装工程单价取费费率

（1）措施费、间接费费率见表14.1-3。

表13.1-3建筑安装工程措施费、间接费费率表

项目名称	取费基数	措施费费率(%)	间接费费率(%)
土方工程	人工费+机械费		
石方工程	人工费+机械费		
混凝土工程	人工费+机械费		
钢筋工程	人工费+机械费		
基础处理工程	人工费+机械费		
砌体砌筑工程	人工费+机械费		
安装工程	人工费+机械费		
	人工费		

（2）利润

（3）税金

13.1.4.2其它费用计算标准

参考《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》规定，结合工程具体情况确定。

13.1.4.3基本预备费

13.1.4.5建设期利息

13.1.5主要技术经济指标

表13.1-4主要技术经济指标表

工程名称	重庆沿浦汽车零部件有限公司分布式光伏发电项目	光伏组件设备价格(P型组件)	元/Wp	
建设地点	重庆市九龙坡区	跟踪设备价格	元/套	
设计单位	重庆九智项目管理有限公司	光伏组件支架(铝合金)	元/t	
建设单位	重庆天音光能有限公司	升压变电站	万元/座	
装机规模	MWp	主要 工程 量	组件	块
组件容量	Wp/块		支架	t
年平均上网发电量	万kWh		逆变器	台
年利用小时数	h		箱式变电站	台
工程静态投资	万元		土石方开挖	m ³
建设期利息	万元		混凝土	m ³
工程总投资	万元		钢筋	t
单位千瓦静态投资	元/kW		桩	m
单位千瓦投资	元/kW		建设用地	永久用地
单位年发电量投资	万元		面积	临时用(租)地
生产单位定员	人	总工期		月

13.2 工程设计估算表

详见概算书附表。

第十四章财务评价与社会效果分析

14.1 概述

参照国家现行财税制度、现行价格、《建设项目经济评价方法与参数》（第三版）、《光伏发电工程可行性研究报告编制办法》（GD003-2011），对本工程进行财务效益分析，考察项目的清偿能力、盈利能力等财务状况，以判断其在财务上的可行性。

14.2 财务评价

14.2.1 项目投资和资金筹措

本项目总投资包括建设投资、建设期利息和流动资金。

（1）建设投资

（2）建设期利息

建设期借款按复利计算，借款当年按年中均匀投入计息。

（3）流动资金

（4）贷款条件

14.2.2.1 总成本费用计算

本项目发电总成本费用包括经营成本、折旧费、摊销费和利息支出，其中经营成本包括管理人员工资、委托运营费、保险费、运行期拆除安装费。

①折旧费

固定资产价值=项目固定资产投资+建设期利息-无形资产价值-增值税返还

②委托运营费

③保险费

④运行期拆除安装费

。⑤利息支出

经营成本不包括折旧费、摊销费和利息支出等费用。

14.2.2.2效益计算

(1) 销售收入

。

表14.1 两部制1-10kV分时电度用电价格及上网电价

单位：元/kWh

<div>月份</div> <div>时段</div>	2022.10	2022.11	2022.12	2023.1	2023.2	2023.3	2023.4	2023.5	2023.6	2023.7	2023.8	2023.9	电价平均值	扣减基金后的电价平均值
尖峰时段														
高峰时段														
平时段														
低谷时段														
政府性基金及附加														

根据PVsyst软件计算后导出的全年逐小时光伏出力曲线统计得到，光伏系统首年高峰时段有效发电小时数433.51h，尖峰时段有效发电小时数68.08h，平时段有效发电小时数为200.68h，谷时段有效发电小时数为12.15h。由此可得各时段发电出力占比如下：高峰时段60.68%，尖峰时段9.53%，平时段28.09%，谷时段1.70%。

根据表14.1得出的扣减政府性基金及附加下的平均分时电价，并结合各时段发电出力占比，计算电价如下表所示。

表14.2 分时电价计算表

单位：元/kWh

时段	扣减基金后的电价平均值	分时出力占比
尖峰时段		
高峰时段		
平时段		
低谷时段		
加权平均电价		
85折后		
政府性基金及附加		
计算电价		

（2）税金

根据国家税收政策，本项目缴纳的税金包括增值税、销售税金附加、所得税。

①增值税

根据国务院第34次常务会议修订通过的《中华人民共和国增值税暂行条例》和中华人民共和国财政部国家税务总局令第50号《中华人民共和国增值税暂行条例实施细则》规定，2018年1月1日起，对购进固定资产部分的进项税额允许从销项税额中抵扣。

②销售税金附加

销售税金附加包括城市维护建设税和教育费附加，以增值税税额为基础计征，分别取7%、5%（含地方教育附加2%）。

③所得税

。14.2.2.3清偿能力分析

（1）借款还本付息

①借款偿还期

②还贷资金

还贷方式为等额本金，根据国家现行财税制度的规定，偿还贷款的资金来源主要包括可用于归还借款的利润、固定资产折旧、无形资产及其他资产摊销费和其他还款资金来源。

（2）资产负债分析

计算表明，本项目在建设期资产负债率最高，随着机组投产发电，资产负债率逐渐下降。

14.2.2.4盈利能力分析

14.2.2.5敏感性分析

根据本项目的特点，测算发电量、静态投资、电价、经营成本等不确定因素单独变化时，

表14.2-3 敏感性分析结果表										
变化因素	变化率(%)	项目投资内部收益率(所得税后)(%)	项目投资内部收益率(所得税后)变化率(%)	项目投资内部收益率(所得税后)敏感度系数	资本金内部收益率(%)	资本金内部收益率变化率(%)	资本金内部收益率敏感度系数	资本金净利润率(%)	资本金净利润率变化率(%)	资本金净利润率敏感度系数
全部发电量										
含税)										
静态投资										
经营成本										

--	--

图14.2-1 敏感性分析图

14.2.3 盈亏平衡分析

盈亏平衡分析是通过盈亏平衡点（BEP）分析项目成本与收益的平衡关系的一种方法。各种不确定因素（如投资、成本、发电量、电价等）的变化会影响投资方案的经济效果，当这些因素的变化达到某一临界值时，就会影响方案的取舍。盈亏平衡分析的目的就是找出这种临界值，即盈亏平衡点（BEP），判断投资方案对不确定因素变化的承受能力，为决策提供依据。

图14.2-2 盈亏平衡分析图

14.2.4 财务评价结论

本工程光伏总装机容量为0.82775MWp。本项目光伏电站在运行期的总上网发电量为1378.84万kW h，平均年上网发电量为55.15万kW h，平均年利用小时666.31小时。根据施工进度安排，工程建设总工期为2个月。

表14.2-4 财务指标汇总表

序号	项目名称	单位	指标
1	装机容量	MWp	
2	年上网电量	MWh	
3	总投资	万元	
4	建设期利息	万元	
5	流动资金	万元	
6	销售收入总额(不含增值税)	万元	
7	总成本费用	万元	
8	营业税金及附加总额	万元	
9	发电利润总额	万元	
10	经营期平均电价(不含增值税)	元/MWh	
11	经营期平均电价(含增值税)	元/MWh	
12	项目投资回收期(所得税前)	年	
13	项目投资回收期(所得税后)	年	
14	项目投资财务内部收益率(所得税前)	%	
15	项目投资财务内部收益率(所得税后)	%	
16	项目投资财务净现值(所得税前)	万元	
17	项目投资财务净现值(所得税后)	万元	
18	资本金财务内部收益率	%	
19	资本金财务净现值	万元	
20	总投资收益率(ROI)	%	
21	投资利税率	%	
22	项目资本金净利润率(ROE)	%	
23	资产负债率	%	
24	盈亏平衡点(生产能力利用率)	%	
25	盈亏平衡点(年产量)	MWh	

第十五章 项目风险分析

15.1 政策风险

15.1.1 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形成影响，现阶段已取消对光伏发电的大部分补贴。

15.1.2 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。

15.2 屋顶使用风险

本项目使用重庆沿浦汽车零部件有限公司厂房屋顶新建分布式光伏项目，并向其供电，其用电量、屋顶状态、分时电价持续性等均对本项目持续经营和业绩带来风险。

15.2.1 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、房屋产权证土地使用证等相关证件，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。

15.2.2 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、配电箱和组件的二极管。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。

15.3 风险

15.3.1 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问題。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

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。

15.3.2 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。

15.3.3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。

15.3.4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、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。

15.4经营风险

15.4.1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。

15.4.2 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。