

潍坊旭远光伏新能源有限公司
潍坊市招商科瑞生物技术有限公司 1.2 兆瓦
分布式光伏项目
初步设计说明书

编制单位：山东华岳电力技术有限公司

资质等级：电力行业（送电工程、新能源发电、变电工程）

专业乙级 A237034790

2021 年 12 月

目录

第一章 综合说明	3
第二章 太阳能资源分析	14
第三章 建筑物屋顶载荷	26
第四章 工程任务和规模	27
第五章 系统总体方案设计及发电量	31
第六章 电气	39
第七章 土建工程	52
第八章 工程消防设计	56
第九章 施工组织设计	60
第十章 工程管理设计	68
第十一章 环境保护与水土保持方案	65
第十二章 劳动安全与工业卫生	68
第十三章 节能降耗分析	94
第十四章 工程设计概算	100

第一章 综合说明

1.1 概述

工程任务

我公司依据委托文件，根据当地水文气象和光伏系统相关软件数据通过计算分析的方法，按《光伏发电工程可行性研究报告编制办法（试行）》GD003-2011 和《光伏电站设计规范》GB50797-2012，进行潍坊市招商科瑞生物技术有限公司 1.2 兆瓦分布式光伏发电项目初设阶段的勘测设计工作。

安丘市位于山东省中部偏东，潍坊市南部，介于东经 $118^{\circ} 44'$ 至 $119^{\circ} 27'$ ，北纬 $36^{\circ} 05'$ 至 $36^{\circ} 38'$ 之间，东与高密、昌邑市以潍河为界，西接临朐县，南隔渠河与沂水县、诸城市毗邻，北连坊子区、昌乐县。南北最大距离 61.5 公里，东西最大距离 65.3 公里，市境总面积 1712 平方千米。

安丘市属季风区暖温带大陆性半湿润气候，冬冷夏热，四季分明。春季冷暖多变；夏季炎热多雨；秋季天高气爽，气候宜人；冬季干燥寒冷，少雨雪，盛行西北风。1986—2008 年平均气温 13.2°C ，一月平均气温 -1.4°C ，七月平均气温 26.2°C ，极端最高气温 40.5°C ，出现在 2005 年 6 月 23 日，极端最低气温 -13.6°C ，出现在 1998 年 1 月 19 日；安丘市年平均降水量 629.9 毫米；无霜期 227 天。

潍坊市招商科瑞生物技术有限公司 1.2 兆瓦分布式光伏发电项目位于山东省潍坊市安丘经济技术开发区新安北路 99 号，地理坐标东经： 119.2066 ；北纬 36.50137 ，本项目利用招商科瑞 1#、2#、3#车间 3 个屋顶厂房，面积约 0.92 万平方米，规划建设 1.1997MWp 分布式光伏发电项目。



图 1-1：地理位置图



图 1-2：厂区平面图

本项目利用项目所在地丰富的可再生资源，通过建设分布式光伏项目实现可再生能源在负荷侧的就近利用。

项目建成后，预计年首发电量可达 139.47 万 kWh，预计电站运营期内平均

年发电量 128 万 kWh，年均等效满负荷利用小时数 1067h。

我公司受建设单位委托，承担潍坊市招商科瑞生物技术有限公司 1.2 兆瓦分布式光伏发电项目设计工作。设计的主要内容包括太阳能资源、工程地质、项目任务与规模、系统总体方案设计及发电量计算、电气、土建工程、工程消防设计、施工组织设计、工程管理设计、环境保护与水土保持设计、劳动安全与工业卫生设计、节能降耗分析、工程设计概算、财务评价与社会效果分析等。

1.2 太阳能资源

安丘市地处温带季风气候区，大陆性季风影响明显，冬季干冷，夏季湿热，四季分明。年有效日照总时数 1537 小时。夏季盛行东南风，冬季盛行西北风，春季多东北风，秋季多西风。全年气温偏高，冬季出现阶段性寒冷，夏季出现阶段性酷热，冬季少大风严寒，春季温暖湿润，温度回升快；降水时空分布不均。2009 年，降水量 571.4 毫米，多集中在夏季。

潍坊市招商科瑞生物技术有限公司 1.2 兆瓦分布式光伏发电项目位于山东省潍坊市安丘经济技术开发区新安北路 99 号，地理坐标东经：地理坐标东经：119.2066；北纬 36.50137

通过对拟建光伏电站所在地区 NASA 数据的分析得到如下结论：
我国将太阳能资源分为五类地区，山东省太阳能资源较为丰富，年总辐射在 4480~5800MJ/m² 之间，处于 II 类区（很丰富区）和 III 类区（较丰富区）。高密市地区年多年平均水平太阳辐射量 5584MJ/m²/a，根据《太阳能资源评估方法》（QX/T89-2008）属我国第二类太阳能资源很丰富区域。安丘市地区地势平坦，交通运输等条件较好，并网接入条件优越，适合建设大型太阳能光伏并网电站。

表 1-2 太阳能资源丰富程度等级

太阳总辐射年总量	资源丰富程度
≥1750 kWh/（m ² &a）	资源最丰富
6300 MJ/（m ² &a）	
1400~1750 kWh/（m ² &a）	资源很丰富
5040~6300 MJ/（m ² &a）	
1050~1400 kWh/（m ² &a）	资源丰富

太阳总辐射年总量	资源丰富程度
3780~5040MJ/ (m ² &a)	
<1050 kW&h/ (m ² &a)	资源一般
<3780MJ/ (m ² &a)	

1.3 建设条件和场址选择

本项目利用招商科瑞 1#、2#、3#车间 3 个屋顶厂房，面积约 0.92 万平方米，规划建设 1.1997MWp 分布式光伏发电项目。各屋顶面积及安装容量详情如下：

屋顶名称	屋顶面积 (m ²)	屋顶安装容量 (kW)
车间 1#	622	176 块 (79.2)
车间 2#	4289	1274 块 (573.3)
车间 3#	4289	1216 块 (547.2)
总计	9200	1199.7

1.4 工程的任务和规模

潍坊市招商科瑞生物技术有限公司场区太阳能资源丰富，对外交通便利，并网条件好，开发建设条件优越，是建设太阳能光伏电站适宜的站址，同时本工程的建设是贯彻社会经济可持续发展要求的具体体现，符合国家能源政策的战略方向，可减少化石资源的消耗，减少因燃煤等排放有害气体对环境的污染，对于促进地方经济快速发展将起到积极作用，因此，开发本工程是必要的。

本工程任务共计安装高效瑞元天科 450W 组件 2666 块，总容量为 1.1997MWp, 一次性建成投产。

1.5 光伏系统总体方案设计及发电量计算

本项目总体设计遵从“技术先进、系统高效、安全稳定、示范性强”的理念及“就近并网、本地消耗、低损高效”的原则进行设计。项目采用自发自用、余电上网的方式，以 380V 电压等级接入当地电网。

本项目采用 450Wp 单晶硅组件 2666 块。实际装机容量为 1199.7KWp, 项目采用 8 台 100kW 光伏并网逆变器、3 台 80kW 光伏并网逆变器，18 块/16 为一串，每 15 串接入一台 100kW 逆变器，每 11/10 串接入一台 80kW 逆变器。

根据屋顶结构，考虑其可安装性和安全性，采用固定安装方式。由于屋面方位及面积限制，同时考虑结构安全、材料特性及建筑物的特点等因素，彩钢瓦屋

面光伏组件采用沿屋顶倾斜方向平铺的铺设方式进行布置。组件安装倾角与屋顶倾角一致。

本项目并网接入点电压为 380V，共分为 2 个并网点，接入厂区现有 1250kV A 变压器低压侧，各并网点接入情况如下：

用户名称	并网点	并网配变	变压器容量(kVA)	组件装机容量(kW)	逆变器台数	备注
招商科瑞	1#	1#1250	1250	547.20	100kW*4+80kW*1	
	2#	1#1250	1250	652.95	100kW*3+80kW*2	
总计				1199.7		

接入方案见附图。

本工程光伏系统综合效率取 82%，经计算电站建成后第一年发电量为 139.47 万 kWh。在运行期 25 年内合计发电量 26673kWh，25 年平均发电量为 128 万 kWh，年平均等效利用小时数为 1067h。

1.6 电气

1.6.1 电气一次

本项目采用“分区发电、就近并网”方案：根据组件分布及安装容量，将光伏发电系统分为若干个子系统，每个子系统相对独立，分别由光伏组件、组串式逆变器、交流配电柜检测与显示系统等组成，各子系统逆变器把光伏直流电力逆变成与厂区内市电相匹配的三相交流电后，经光伏并网柜汇集，并入子系统对应建筑的变压器低压 400V 侧，由低压配电系统统一调配，供给工厂内交流负载使用，余量部分，经原有供电系统变压器上网。

1.6.2 通信

光伏电站站内通信应包括生产管理通信和生产调度通信，为满足生产调度需要，采用无线采集终端将信息上传，统一供生产管理通信和生产调度通信使用。

1.7 土建工程

1.7.1 光伏阵列基础设计

本工程光伏发电系统在原有建筑上建设，采用夹具固定在彩钢瓦屋面上，铺设铝合金导轨进行组件安装。对原屋面没有破坏，无需做特别的防水措施。

1.8 消防设计

本工程消防设计贯彻“预防为主、防消结合”的设计原则。设计中，严格执行国家有关防火规范和标准，积极采用先进的防火技术，做到保障安全，使用方

便，经济合理。

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、救生等方面做完善的设计，力争做到防患于未“燃”，减少火灾发生的可能，从积极的方面预防火灾的发生及蔓延。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。

灭火器材配置按《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2005）的规定进行选择 and 配置。光伏组件为非易燃物，不考虑配置灭火器具。此外，配置一定数量的消防铲、消防斧、消防铅桶、砂箱等作为公用消防设施。

由于光伏电站工程消防设计尚没有相应的国家设计规范与之对应，本工程消防设计除参照国家现行消防设计规范外，还应征得当地消防部门的同意。

1.9 施工组织设计

潍坊市招商科瑞生物技术有限公司 1.2 兆瓦分布式光伏发电项目场区太阳能资源很丰富，对外交通便利，并网条件好，开发建设条件优越，是建设太阳能光伏电站适宜的站址。

本工程光伏电站施工用电采用 380/220V，施工用电均取自厂区低压配电箱。工程所需建筑材料当地均能满足供应。

根据施工总进度要求，施工主要设施均布置在厂区内，主要包括：生产区、生活区、施工仓库、施工临时设施和其他建材堆放用地等。

本项目工程从设计到并网发电，建设总工期约为 2 个月。

1.10 工程管理设计

本光伏电站的机构设置和人员编制暂参照同类工程和本工程实际条件确定。本工程定员标准暂定 2 人，主要负责光伏组件的巡视、日常维护和值班等。考虑到现代运行方式需要，结合其他光伏电站建设现状，设备检修拟聘用专业队伍，不专门设检修人员。

1.11 环境保护和水土保持设计

经过对潍坊市招商科瑞生物技术有限公司 1.2 兆瓦分布式光伏发电项目场区及其周围地区的调查和分析可知，本工程的建设对周围的自然环境和社会环境的影响有利有弊。有利的方面主要体现在光伏发电是清洁的可再生能源，与燃煤电厂相比，每年不仅可减少多种大气污染物的排放，还可减少大量灰渣的排放，

改善环境质量。项目建设对环境的不利影响主要体现在施工期，如施工粉尘、噪声、废水和生活垃圾对施工人员的影响等，但影响的范围小，时间短，可通过采取适当的防护措施以及加强施工管理，可将不利影响减小至最低程度。

潍坊市招商科瑞生物技术有限公司 1.2 兆瓦分布式光伏发电项目场区的建设不存在制约工程建设的重大环境问题，不会制约当地环境资源的永续利用和生态环境的良性循环，只要采取防、治、管相结合的环保措施，工程建设对环境的不利影响将得到有效控制，而且光伏发电本身就是一个清洁能源项目，从环境角度分析，不存在制约工程开发的环境问题，本工程建设是可行的。

1.12 劳动安全与工业卫生设计

遵循国家已经颁布的政策，贯彻落实“安全第一，预防为主”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，编制劳动安全及工业卫生篇。着重反映了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。

通过对施工期存在的防雷防电等工作可能存在的危害因素，对运行期可能存在的防火防爆、电气伤害、机械伤害、电磁辐射等可能存在的危害因素进行分析，提出相应对策，并成立相应的机构和应急预案。对光伏电场的施工和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。

1.13 节能降耗

本工程节能设计主要分为建筑节能设计和设备节能设计两部分。

本工程位于东营市垦利区，所处建筑气候分区为暖温带大陆性季风气候。建筑节能设计依据为《严寒和寒冷地区居住建筑节能设计标准》（JGJ26-2010）及《公共建筑节能设计标准》（GB50189-2015）中相应要求。

设备选型方面贯彻节能政策，选择节能型设备和产品，选择损耗低、效率高的逆变器。

通风与空气调节装置通过温度、湿度自动控制调节，以保证人员舒适与设备的正常运行。

对施工期和运行期的能耗进行详细的分析,并提出建设管理的节能措施建议,提高本工项目的综合效益。

潍坊市招商科瑞生物技术有限公司 1.2 兆瓦分布式光伏发电项目,光伏电站总装机容量 1.2MWp,平均年发电量约 128 万 kWh。同燃煤火电站相比,按标煤煤耗为 306.4g/kWh 计,每年可为国家节约标准煤 425.68t。相应每年可减少多种有害气体和废气排放,其中减少 SO₂ 排放量约为 41.1t, NO_x (以 NO₂ 计)排放量约为 20.25t,每年可减少温室气体 CO₂ 的排放量约为 1366.37t。

1.14 项目的投资估算

本工程投资概算依据国家、有关部门现行的有关文件、定额、费率标准等进行编制,材料、设备等价格主要参考同类型工程招投标价格计算。

本项目工程静态投资为 480 万元,工程建设投资其中 20%为资本金,其余为银行贷款,建设期利息为 10 万元,工程动态总投资为 490 万元。

1.15 经济性分析

财务评价是在国家现行财税制度和价格体系的前提下,从项目的角度出发,计算项目范围内的财务效益和费用,分析项目的盈利能力和清偿能力,评价项目在财务上的可行性。

本项目的财务评价是在国家现行财税制度和现行物价水平的基础上,依据国家发改委和建设部联合发布的《建设项目经济评价方法与参数》等有关文件进行测算。太阳能光伏电站建设期 2 个月,运行期 25 年。

本项目工程建设投资其中 20%采用自筹资金。经营期自发自用电价为 0.57 元/kWh,上网电价为 0.3949 元/kWh。按照 90%自用,10%余电上网核算,光伏发电电价为 0.553 元/度。

1.16 结论和建议

1.16.1 主要结论

1、为加快发展低碳经济,实现经济发展模式转型,打造清洁能源综合示范基地,建设潍坊市招商科瑞生物技术有限公司 1.2 兆瓦分布式光伏发电项目是十分必要的;

2、潍坊市招商科瑞生物技术有限公司 1.2 兆瓦分布式光伏发电项目所在地多年平均太阳辐射量在 5161.1 MJ/m²,太阳能资源很丰富,具有良好的开发

前景；

3、本项目拟安装 450Wp 单晶硅组件 2666 块，实际装机容量 1.1997MWp。预计电站运营期内平均年上网电量为 128 万 kWh，年均等效满负荷利用小时数 1067h。

综上所述，本工程所在区域太阳能资源很丰富，对外交通便利，并网条件好，是建设光伏电站的较为理想的站址。同时本工程的开发符合可持续发展的原则和国家能源发展政策方针，有利于缓解环境保护压力，带动地方经济快速发展将起到积极作用。

1.16.2 建议

1、潍坊市招商科瑞生物技术有限公司 1.2 兆瓦分布式光伏发电项目站址区域内没有太阳能测光站，本阶段在进行太阳能光伏发电设计时主要参考 Meteonorm 软件数据库和其他相关资料，因此下阶段建议在站址区域内设立太阳能测光站。

2、光伏电站周围环境 3km 范围内不能有粉尘、化工等污染源，建议光伏电站附近不得新建有粉尘、化工污染的工厂，且对已建好的污染源进行治理。

1.17 工程特性表

一、光伏发电工程站址概况			
项目	单位	数量	备注
装机容量	MW _p	1.1997	
海拔高度	m	20	
纬度（北纬）	(° ' ")	北纬 36.50137"	
经度（东经）	(° ' ")	东经：119.2066；	
工程代表年太阳总辐射量	MJ/m ²	5261.1	Meteonorm 气象数据
工程代表年日照小时数	h	1537	NASA 气象数据
二、主要气象要素			
项目	单位	数量	备注
多年平均气温	℃	12.3	
多年极端最高气温	℃	38.6	
多年极端最低气温	℃	-15.1	
多年最大冻土深度	cm	600	
多年最大积雪厚度	mm	33	
多年平均风速	m/s	4.8	

多年最大风速		m/s	22.3	
多年平均雷暴日数		日	27.2	
三、主要设备				
编号	项目	单位	数量	备注
1 光伏组件（450Wp）				
1.1	峰值功率	W _p	455	
1.2	开路电压 V _{oc}	V	49.75	
1.3	短路电流 I _{sc}	A	11.46	
1.4	工作电压 V _{mppt}	V	41.55	
1.5	工作电流 I _{mppt}	A	10.83	
1.6	峰值功率温度系数	%/K	-0.42	
1.7	开路电压温度系数	%/K	-0.33	
1.8	短路电流温度系数	%/K	0.04	
1.9	20 年功率衰减	%	≤14	
1.10	外形尺寸	mm	2095×1039×35	
1.11	重量	kg	24	
1.12	数量	块	2666	
1.13	向日跟踪方式		无	
1.14	固定倾角角度	（°）	无	
2 逆变器（100/80kW）				
2.1	输出额定功率	kW	100/80	
2.2	最大交流侧功率	kW	132/88	
2.3	最大交流电流	A	191.3/127	
2.4	最高转换效率	%	98.7	
2.5	中国效率	%	98.3	
2.6	输入直流侧电压范围	V DC	180-1000	
2.7	最大功率跟踪（MPPT）范围	V DC	500-850	
2.8	最大直流输入电流	A	30A×12/44×4A	
2.9	交流输出电压范围	V	380	
2.1	输出频率范围	Hz	50	
2.11	功率因数		>0.99	
2.12	宽/高/厚	mm	1008×678×343/ 568×788×267	

2.13	重量	kg	98.5/70	
2.14	工作环境温度范围	℃	-20℃-60℃	
2.15	数量	台	62/5	
三、概算指标				
编号	项目	单位	数量	备注
1	静态总投资	万元	480	
2	动态投资	万元	10	
3	单位千瓦静态投资	元/kWp	4	
4	单位千瓦动态投资	元/kWp	4.04	
5	建设期贷款利息	万元	10	

第二章 太阳能资源分析

2.1 项目地太阳能资源分析

我国的太阳能资源十分丰富，我国陆地表面每年接收的太阳能就相当于 17 000 亿吨标准煤。根据气象部门的调查、测算：我国太阳能年总辐射量最大值在青藏高原，高达 10100MJ/m²，最小值在四川盆地，仅 3300MJ/m²。从大兴安岭南麓向西南穿过河套，向南沿青藏高原东侧直至西藏南部，形成一条等值线。此线以西为太阳能丰富地区，年日照小时数>3000h，这是由于这些地区位于内陆，全年气候干旱、云量稀少所致；此线以东地区（即我国东北、华北、长江中下游地区）以四川最小，由此向南、北增加，广东沿海较大；内蒙古东部、华北较大，至东北北部又趋减小。由于丰富和较丰富区占国土面积 2/3 以上，因而我国是一个太阳能源丰富的国家，开发、利用前景看好。我国太阳能资源的分布如图 2-1 及表 2-1 所示。

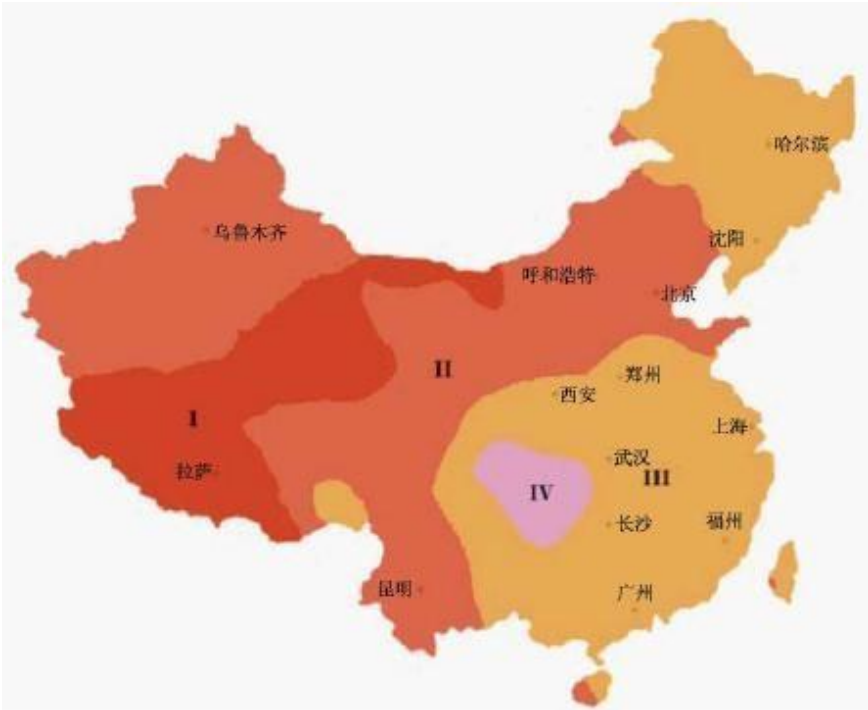


图 2-1 我国太阳能资源分布图

根据《太阳能资源评估方法》（QX/T89-2008）我国分为四类地区。

表 2-1 我国太阳能总辐射指标表

资源带号	资源带分类	年总辐射量（MJ/（m ² a））
------	-------	------------------------------

I	资源最丰富带	≥6300
II	资源很丰富带	5040～6300
III	资源丰富带	3780～5040
IV	资源一般带	<3780

2.2 区域太阳能资源分析

山东省地处东经 115° 08'—120° 53'、北纬 34° 84'—37° 91' 之间，具有丰富的太阳能资源，该省太阳能资源以济南、德州、聊城等地区最为丰富，日照地区同样具有开发价值。

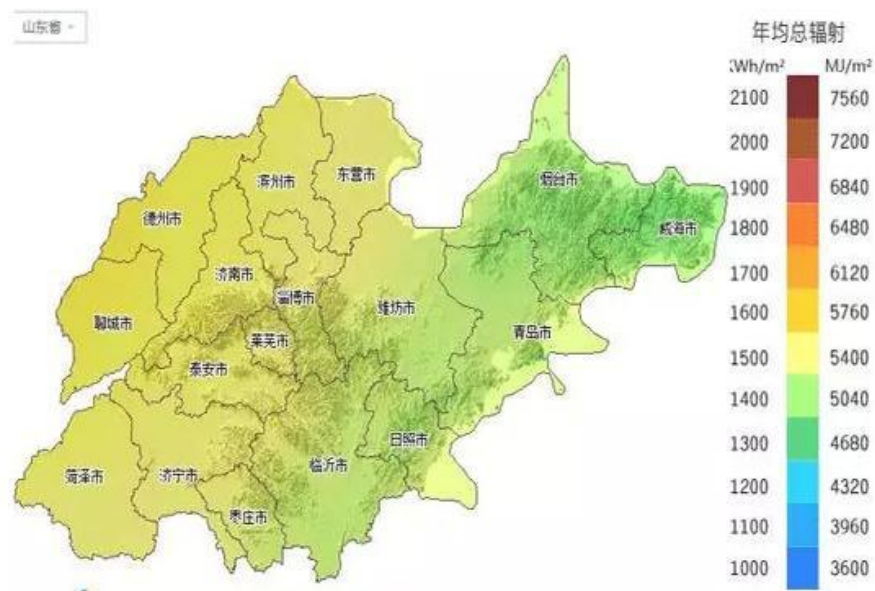


图 2-2 山东省年均日照时数

山东年平均日照时数的分布和云量的分布特点相反，从北往南减少，变化梯度，大致呈西南～东北走向，全省变化范围为 2200～2800h。半岛的中东部和鲁北的大部分地区在 2600～2800h 之间；鲁南最少，多数在 2200～2400h 之间变化，其它地区多在 2400～2600h 之间。蓬莱以 2807h 居全省之首，鲁西南的成武只有 2148h，是全省最少，也是唯一不足 2200h 的站点。

目前，山东省正在开展太阳总辐射观测的台站仅有 3 个，分别是济南、福山、莒县辐射观测站，其中，济南和福山辐射观测值为国家二级站，莒县为三级站，这三个站的地理信息和资料年代特征见表 2.2-1：

表 2.2-1 山东省三个太阳辐射站地理信息和资料年代特征

站点	纬度(N)	经度(E)	海拔高度(m)	资料年代
济南	36° 36′	117° 03′	170.3	1961-至今
福山	37° 30′	121° 15′	32.6	1961-至今
莒县	35° 35′	118° 50′	107.4	1990-至今

济南太阳总辐射最低值出现在 1990 年, 仅为 4142 MJ/m², 最高值出现在 1965 年, 为 5777MJ/m², 福山(1992 年以前在烟台)历年太阳总辐射最低值出现在 1966 年, 仅为 3859MJ/m², 最高值出现在 1968 年, 为 5777 MJ/m², 莒县历年太阳总辐射最低值出现在 2003 年, 仅为 4611.4 MJ/m², 最高值出现在 1997 年, 为 5498.81 MJ/m²。从济南市太阳总辐射变化趋势线可以看出, 济南地区的太阳总辐射呈明显的下降趋势, 下降幅度达到 20.35MJ/m², 这是由于“随着城市的发展, 大气污染的严重, 使大气混浊度逐年增加。同时大气中气溶胶增多使成云、成雾的可能性也增大, 致使城市日照时数逐渐减小”。从而造成“济南太阳总辐射量在逐渐下降”, “济南市大气污染物的增多对太阳总辐射量的变化起着决定性的因素”。莒县历年太阳总辐射变化趋势与济南一致, 但莒县历年太阳总辐射值均高于相应济南值。1990 年代以前, 福山太阳总辐射变化平稳, 1990 年代以后, 福山大部分年份太阳总辐射值均在 5000 MJ/m² 以上。

表 2.2-2 山东省三个太阳辐射站月天文辐射量 (MJ/m2)

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
济 平年	509.74	621.83	909.03	1062.53	1209.26	1207.46	1225.71	1138.68	949.41	768.47	544.54	455.67
南 闰年	508.69	645.91	914.46	1066.16	1211.04	1207.61	1224.41	1135.63	944.79	762.93	540.43	454.93
烟 平年	489.46	606.15	896.30	1055.33	1206.06	1206.29	1223.69	1133.29	939.52	753.24	526.05	434.75
台 闰年	488.40	629.70	901.87	1059.08	1207.91	1206.45	1222.33	1130.14	934.77	747.58	521.88	434.00
莒 平年	530.84	638.04	922.02	1069.71	1212.23	1208.32	1227.50	1144.08	959.63	784.39	563.92	477.56
县 闰年	529.81	662.65	927.31	1073.21	1213.92	1208.46	1226.26	1141.14	955.14	778.97	559.89	476.83

利用济南、福山、莒县三站的太阳总辐射、山东省其他台站的逐月日照百分率、逐月天文总辐射计算值即可得到当地逐月平均太阳总辐射。山东省太阳总辐射资源分布分别见图 2.2-1~图 2.2-12

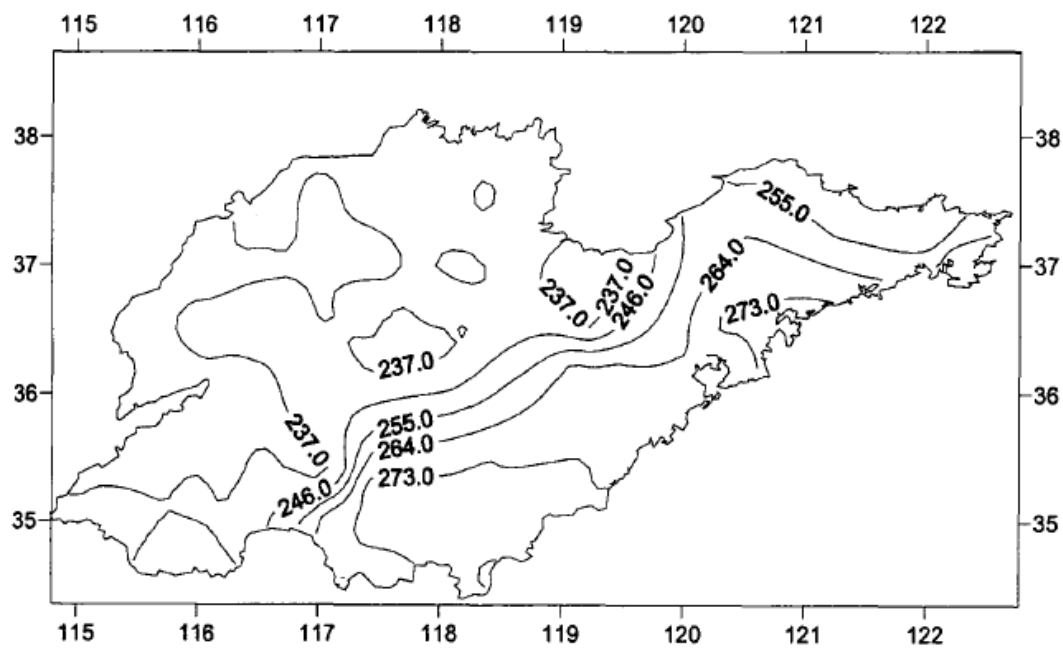


图 2.2-1 山东省一月份太阳能总辐射分布图

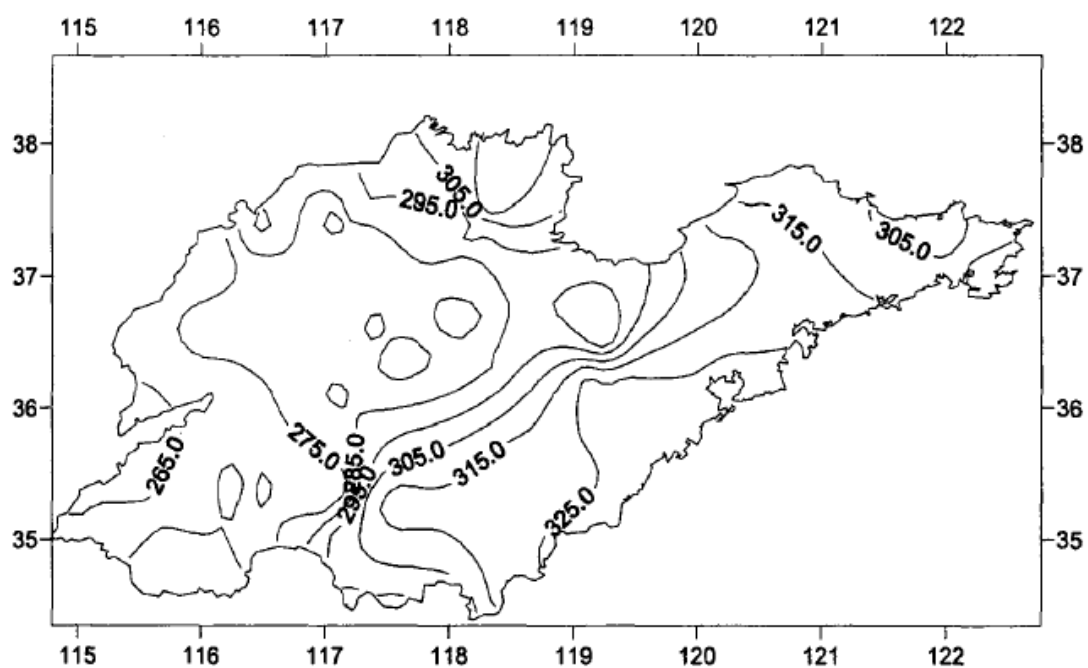


图 2.2-2 山东省二月份太阳能总辐射分布图

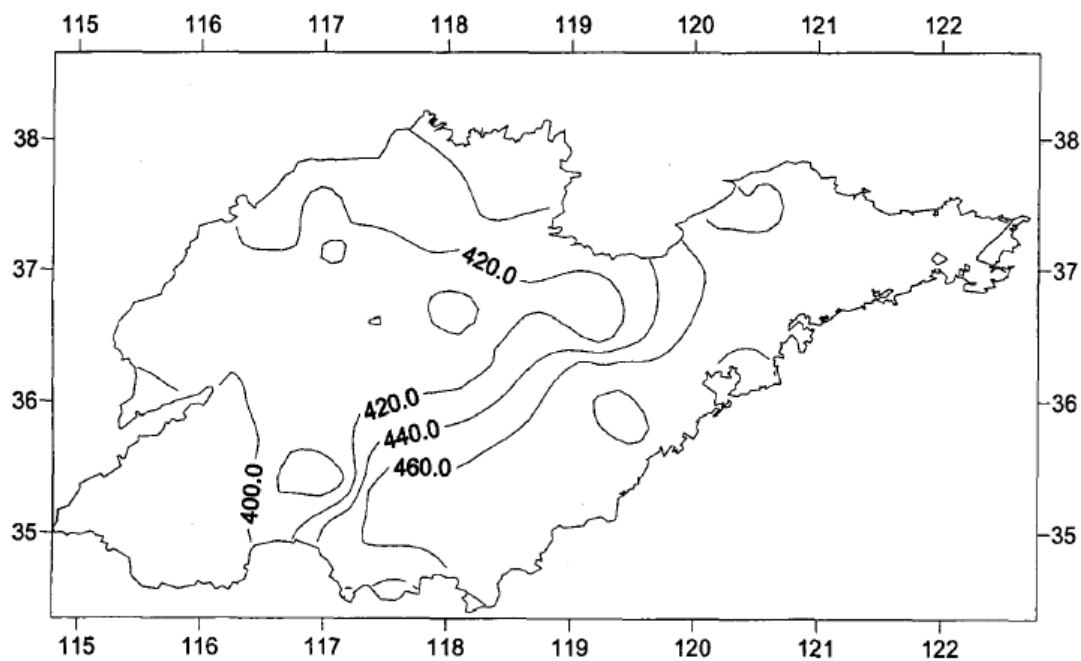


图 2.2-3 山东省三月份太阳能总辐射分布图

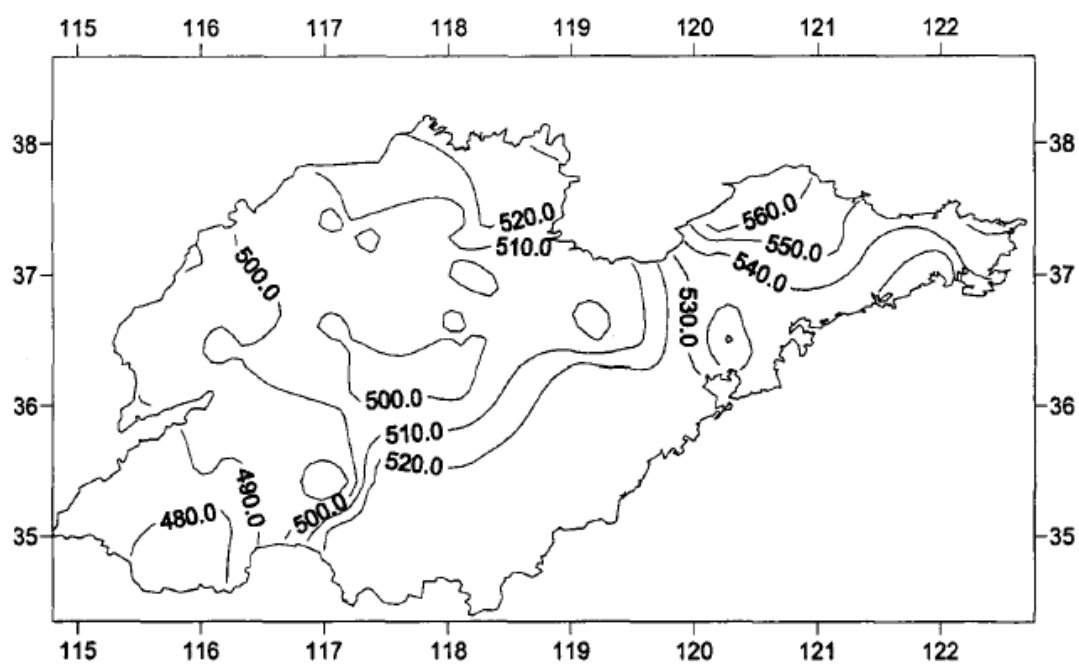


图 2.2-4 山东省四月份太阳能总辐射分布图

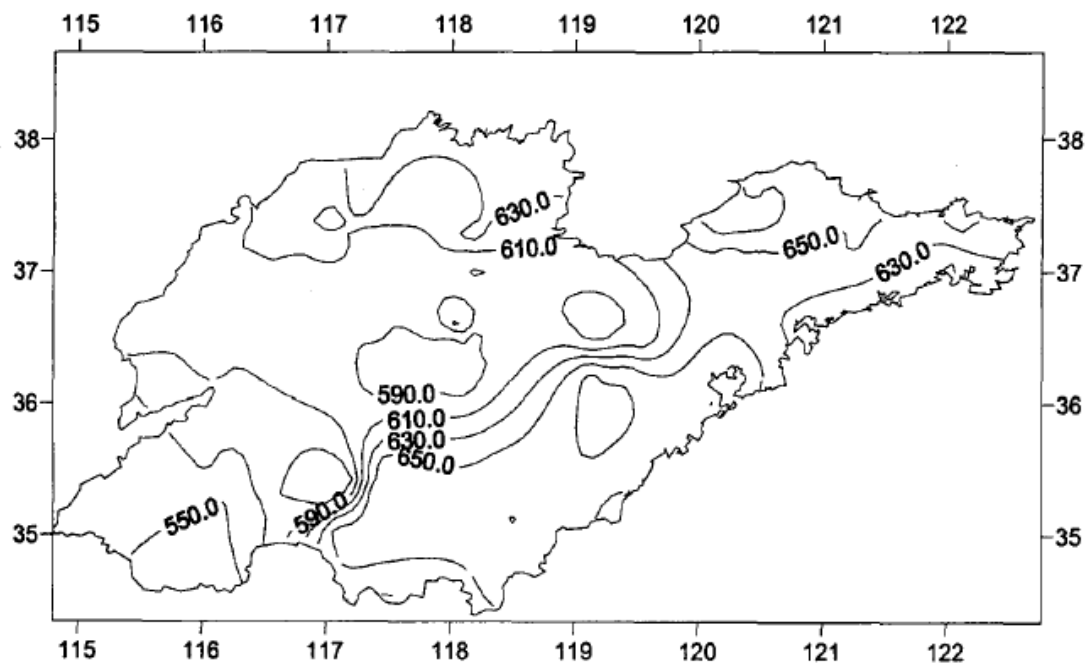


图 2.2-5 山东省五月份太阳能总辐射分布图

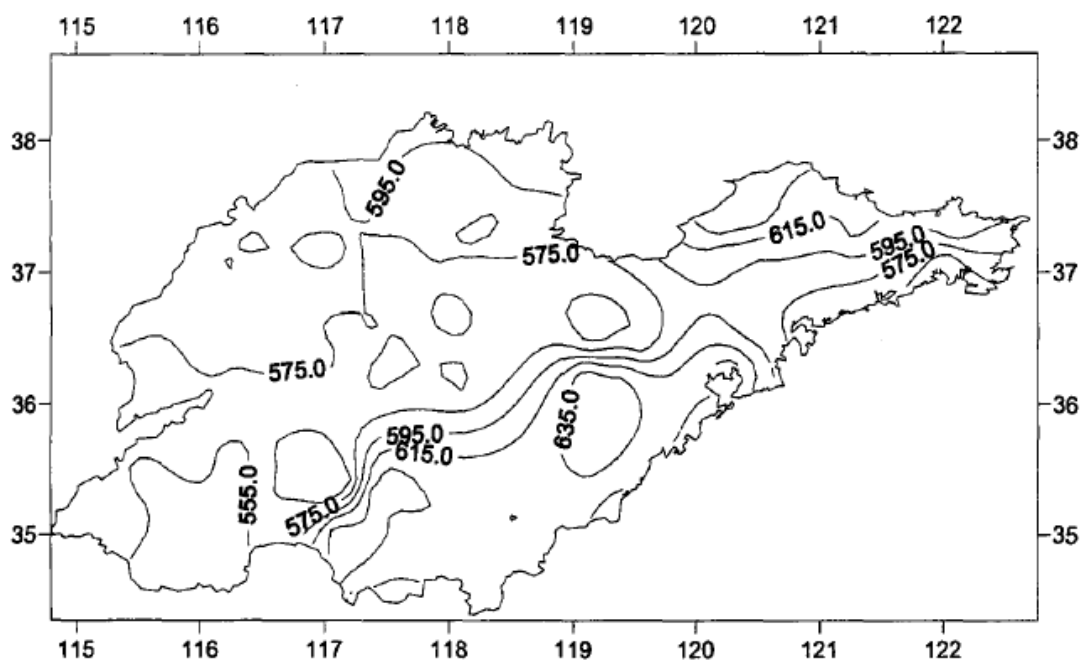


图 2.2-6 山东省六月份太阳能总辐射分布图

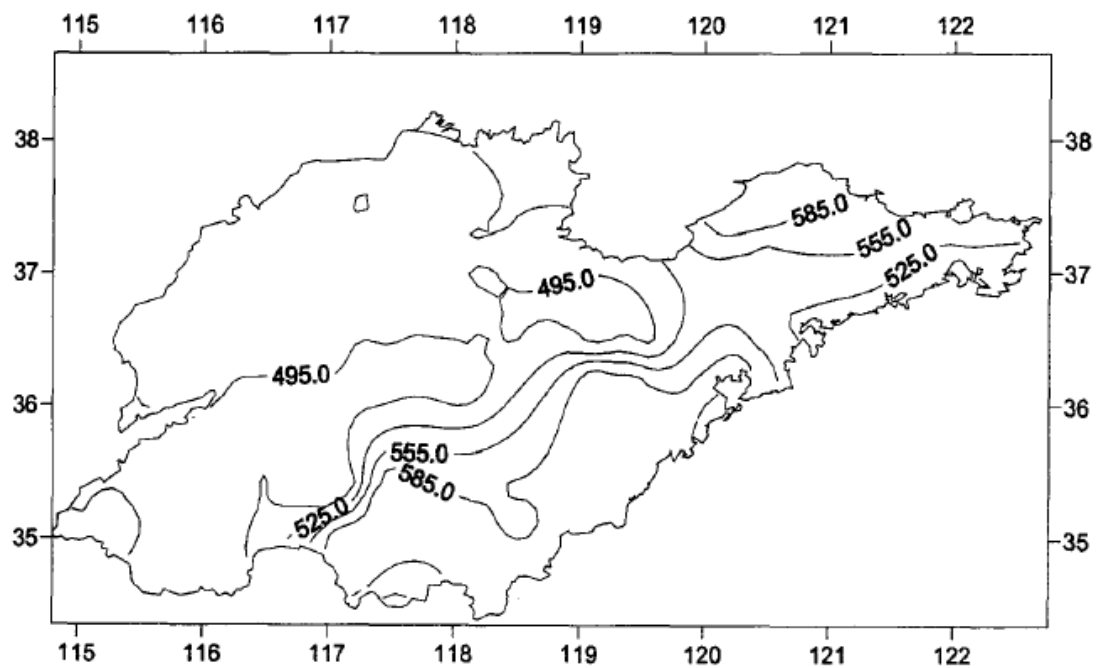


图 2.2-7 山东省七月份太阳能总辐射分布图

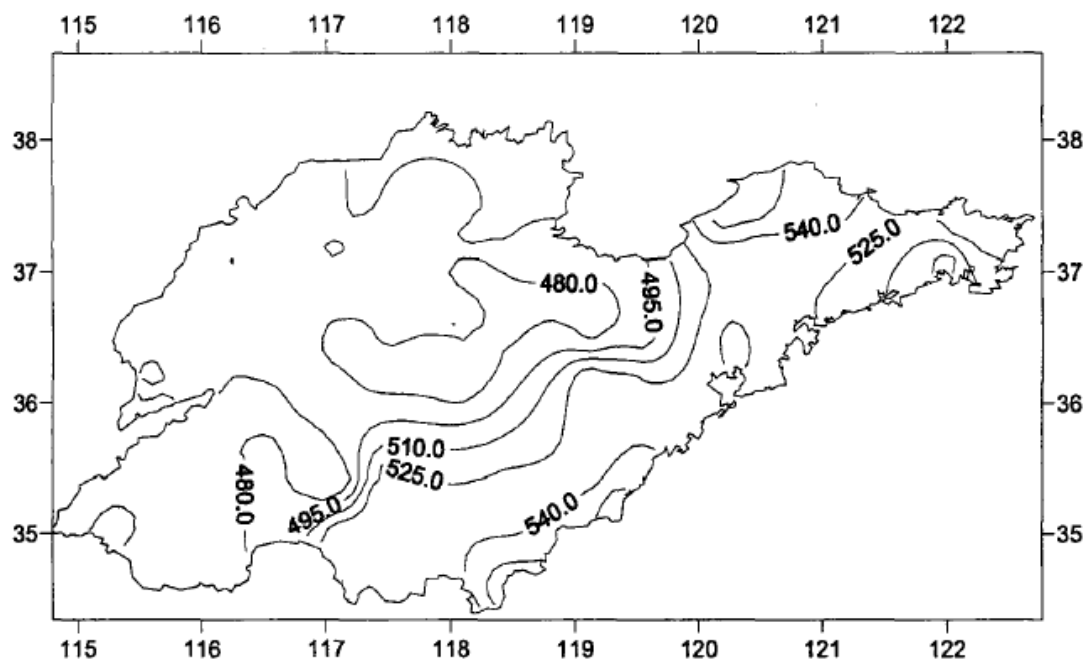


图 2.2-8 山东省八月份太阳能总辐射分布图

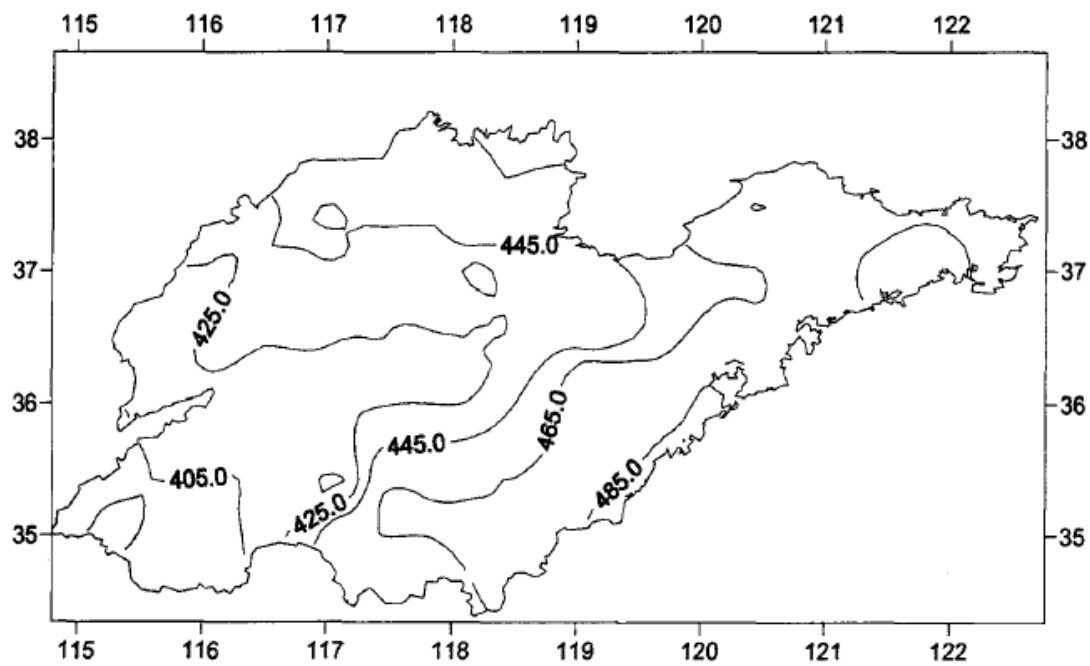


图 2.2-9 山东省九月份太阳能总辐射分布图

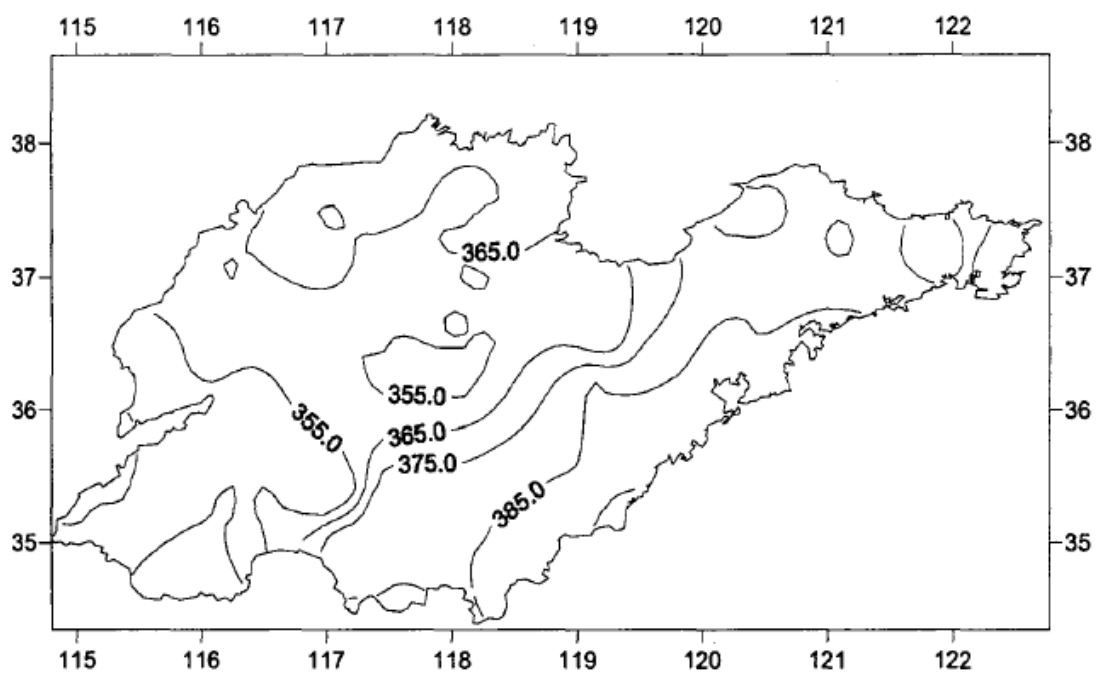


图 2.2-10 山东省十月份太阳能总辐射分布图

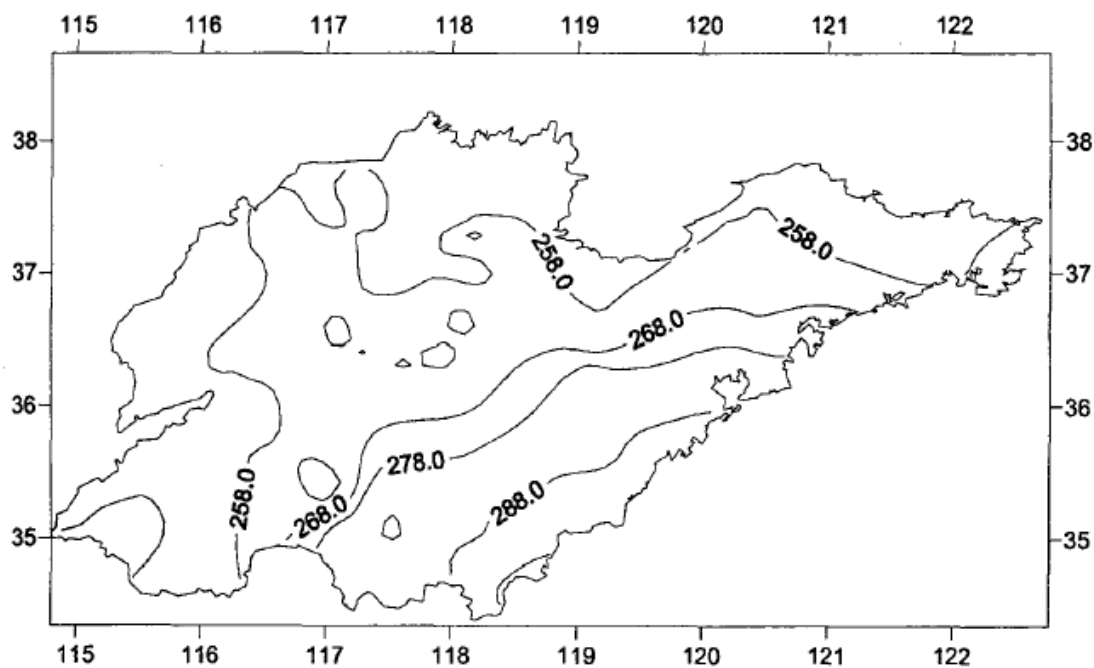


图 2.2-11 山东省十一月份太阳能总辐射分布图

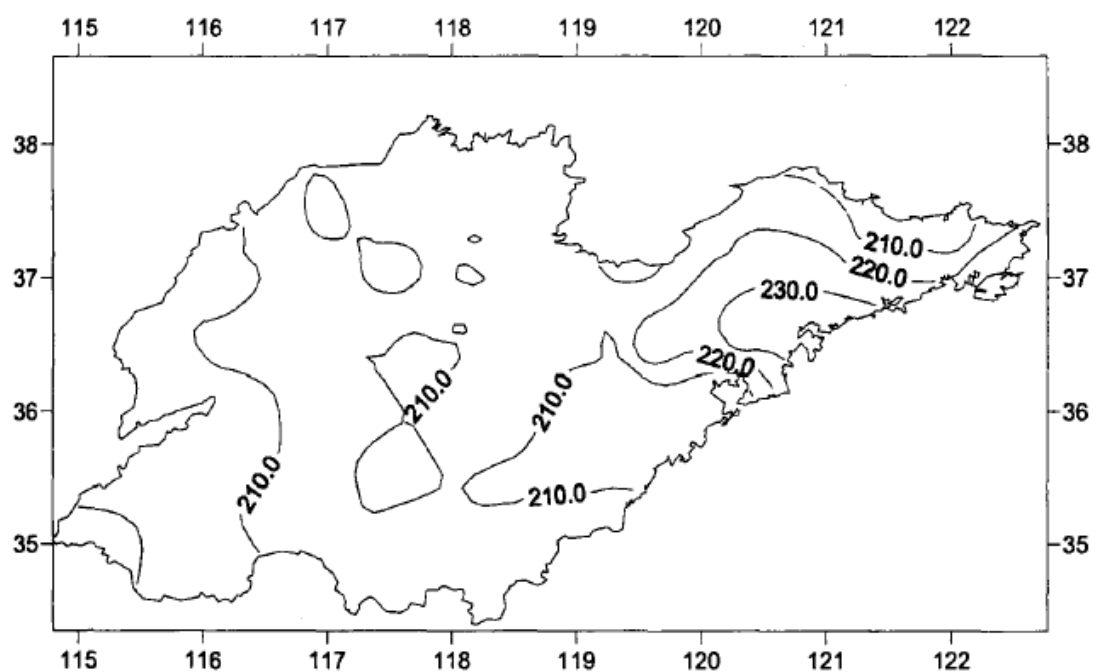


图 2.2-12 山东省十二月份太阳能总辐射分布图

山东省三站点累年逐月总辐照量变化，均为 5 月份最大，12 月份最小，由于每年的 6、7 月份为山东地区的雨季，雨季季节天空云量明显增多，日照减少，5 月份正处于夏季风盛行的时期，副热带高压稳定控制在山东区域，晴空

天气较多，造成太阳能总辐射的最大值出现在 5 月份而不是天文辐射最大的七月份。另外山东地区降水量偏少，太阳能总辐射的变化规律与天文辐射变化基本一致，12 月份辐射量最小。山东省各地太阳能资源丰富程度与太阳总辐射量的分布特征类似，胶东半岛北部、鲁东南、鲁北为资源较丰富区，年可利用量达到 1400kWh/m²，蓬莱地区最大年利用量为 1536.59 kWh/m²；鲁中、鲁西、鲁西南为资源较贫乏区，年可利用量不足 1400kWh/m²，尤以鲁西南最低，年利用量 1262.85kWh/m²。本项目位于山东省东部，太阳能资源很丰富，适合建设光伏电站项目。

2.3 项目地太阳能资源分析

本阶段，由于尚未收集到本工程光伏电站场址区域内的短期太阳能观测站的相关资料，无法对短期站实测年的观测资料进行整理与分析，也不能与长期参考气象站有关测光数据进行进一步分析，以订正出一套反映光伏电站长期平均水平的代表性数据。

现阶段采用 Meteonorm 最新软件进行站址所在地太阳辐射量进行分析。Meteonorm 软件基于数据库，利用耦合算法，推算出站址所在地的太阳能辐射等气象要素。该数据库收录了全球 7756 所气象站的观测资料，对于气象站分布较稀少的区域利用卫星观测数据进行插补。该软件在建筑和太阳能发电等领域有着广泛的应用，同样也有较大参考价值。分析结果如下：

图 2.3-1 为 PVsyst 软件中 Meteonorm7.3 气象数据库资料，站址区的气象测量数据界面和日照辐射量软件模拟界面。

	Global Irrad. MJ/m2.mth	Diffuse MJ/m2.mth	Temper. °C	Wind Vel. m/s
January	241.2	120.9	-2.2	2.90
February	305.0	142.0	1.3	3.25
March	441.0	250.5	7.4	3.72
April	537.2	298.7	14.6	3.87
May	650.7	355.6	20.1	3.28
June	621.8	363.7	25.1	3.10
July	561.7	356.9	27.2	2.62
August	512.5	316.2	25.6	2.37
September	458.0	259.8	21.5	2.38
October	366.0	173.5	14.7	2.75
November	245.8	124.0	6.5	2.74
December	220.1	115.8	0.0	2.75
Year	5161.1	2877.5	13.5	3.0
		Paste	Paste	Paste

图 2.3-1 站址区气象资料

以上分析可得出，项目所在地多年平均太阳辐射量在 $1434\text{kWh}/\text{m}^2$ ，合 $5161.1\text{MJ}/\text{m}^2$ 。太阳能资源很丰富，适合建设并网光伏电站。

下阶段在项目现场应设立太阳辐射观测系统以及包括风向、风速、温度、气压、能见度等观测的综合测站，并根据现场太阳辐射观测资料，复核本光伏电站太阳能资源量。

2.4 气象条件影响分析

根据气象站的气象数据资料和场区的实际情况，对影响光伏发电的特殊气候条件分析如下：

1) 环境温度条件分析

本工程选用逆变器的工作环境温度范围为 $-25\sim 60^{\circ}\text{C}$ ，选用电池组件的工作温度范围为 $-40\sim 85^{\circ}\text{C}$ 。正常情况下，太阳电池组件的实际工作温度可保持在环境温度加 30°C 的水平。

根据气象站的多年实测气象资料，本工程场址区的多年平均气温 12.6°C ，多年极端最高气温 38.6°C ，多年极端最低气温约 -15.1°C 。

因此，按本工程场区极端气温数据校核，本项目太阳电池组件的工作温度可控制在允许范围内。本项目逆变器工作温度也可控制在允许范围内。故场址区气温条件对太阳能电池组件及逆变器的安全性没有影响。

2) 最大风速影响分析

本工程地处平地，场址平坦四周无遮挡，场址区多年平均风速为 4.8m/s，太阳能电池组件迎风面积较大，组件支架设计必须考虑风荷载的影响。由于受季风影响，风随季节变化明显。冬季盛行偏北风，夏季盛行偏南风，春秋两季偏南风也占很大比例。风有助于增加太阳能组件的强制对流散热，降低电池组件板面的工作温度，从而在一定程度上提高发电量。同时，风载荷也是光伏支架及基础的主要载荷，本次设计支架荷载及基础设计确保在当地的极端最大风速条件下不受损坏。在计算支架风荷载的时候，一般按照 25 年一遇的极大风速来计算。

3) 积雪响分析

在气象观测站处多年最大积雪深度为 33cm；在进行光伏组件的支架设计时，光伏组件的最低点应高于当地最大积雪深度，同时要考虑积雪荷载的影响。由于太阳能电池板安装在屋面上，在冬天的时候会沉积一些积雪，使得太阳能电池板能够接收太阳光照的有效面积减小，降低了太阳能电池板的光电转化率，且影响太阳能电池板的使用寿命。本工程安装倾角小，雪不易自然脱落，需要人工清扫。

4) 雷暴天气影响

根据气象资料，安丘市多年平均雷暴次数为 27.2 次。电池组件及电气装置、建筑物等应采取相应防雷措施。

5) 风沙影响分析

本工程厂址区年平均沙尘暴天数很少。故本工程实施时暂不考虑采取防风沙措施， 仅需根据组件表面清洁度采取适当的清洗措施。

第三章 建筑物屋顶载荷

3.1 概述

潍坊市招商科瑞生物技术有限公司 1.2 兆瓦分布式光伏发电项目场址位于招商科瑞公司厂区内。根据区域地质图，拟建范围内及附近未发现断裂通过。场地稳定，适宜建筑。

因本项目主要建设在已有建筑物上，建筑物在设计建造时，已经充分考虑了地质结构问题，在本项目上不深入勘察地质情况。

3.2 建设条件

本项目利用招商科瑞公司 1#、2#、3#车间。各屋顶结构承载初步复核不满足光伏安装承重要求，需进行加固，加固后满足安装承重要求，加固方案及荷载报告见加固方案和荷载计算报告书，本处不在赘述。

第四章 工程任务和规模

4.1 地区社会经济概况

安丘市，山东省省辖县级市，山东省财政直管县，位于山东半岛中部，是国务院批准的首批沿海对外开放县市之一。[1] 市境总面积 1712 平方千米，耕地面积 130 万亩，辖 3 个街道、9 个镇，870 个行政村。[1] 根据第七次人口普查数据，截至 2020 年 11 月 1 日零时，安丘市常住人口为 840553 人。[25]

安丘市历史文化可溯至春秋莒国，莒之渠丘父封邑；汉高祖八年（前 199 年），以古渠丘地封将军张敖为安丘侯；汉景帝中元二年（前 148 年）以侯国名为县名正式置县。[2] 2017 年 10 月，安丘市被住建部命名为国家园林城市，首批全国农村社区建设示范单位。[3] 2020 年，安丘市被评为中国夏季休闲百佳县市。[4]

安丘市东距青岛 110 公里，西距济南 200 公里，北距潍坊 25 公里；国道 206、省道下小路、央赣路等多条主要干线交汇于境内，胶济铁路和济青、潍莱高速临境而过，潍日高速横贯市境南北。[1]

2020 年，安丘市实现 GDP329.83 亿元，同比增长 3.2%。分行业看，第一产业增加值 53.74 亿元，同比增长 2.7%；第二产业增加值 88.86 亿元，同比增长 2.9%；第三产业增加值 187.23 亿元，同比增长 3.5%

4.2 工程规模

本工程任务以发电为主，充分开发利用当地丰富的太阳能资源和风资源，建设并网光伏电厂为当地电网供电，促进地区经济可持续发展，建设绿色环保的新能源。

本工程任务以光伏发电为主，共计安装高效单晶 450W 组件 2666 块，总容量为 1.1997MW_p，一期建成。项目采用“自发自用，余电上网”的方式。光伏发电单元经并网逆变器输出 380V 交流电，通过交流并网柜接至厂区变压器低压侧。

4.3 电站建设的必要性

4.3.1 改善生态、保护环境的需要

在全球能源形势紧张、全球气候变暖严重威胁经济发展和人们生活健康的今天，世界各国都在寻求新的能源替代战略，以求得可持续发展和在日后的发展中获取优势地位。环境状况已经警示我国所能拥有的排放空间已经十分有限了，再不断加大清洁能源和可再生能源的份额，我国的经济和社会发展就将被迫减速。

提高可再生能源利用率，尤其发展太阳能发电是改善生态、保护环境的有效途径。太阳能光伏发电以其清洁、源源不断、安全等显著优势，成为关注重点，在太阳能产业的发展中占有重要地位。

4.3.2 开发利用太阳能资源，符合能源产业政策发展方向

我国政府已将光伏产业发展作为能源领域的一个重要方面，并纳入了国家能源发展的基本政策之中。已于 2006 年 1 月 1 日正式实施的《可再生能源法》明确规范了政府和社会在光伏发电开发利用方面的责任和义务，确立了一系列制度和措施，鼓励光伏产业发展，支持光伏发电并网，优惠上网电价和全社会分摊费用，并在贷款、税收等诸多方面给光伏产业种种优惠。在中国能源与环境形势相当严峻的情况下，该法将引导和激励国内外各类经济主体参与我国光伏技术的开发利用。

国家能源局《可再生能源“十三五”发展规划》，提出到 2020 年非化石能源占能源消费总量比例达到 15%，2030 年达到 20%，“十三五”期间新增投资约 2.3 万亿元。其中，到 2020 年底水电开发利用目标 3.8 亿 kW(抽水蓄能约 0.4 亿 kW)，太阳能发电 1.6 亿 kW(光伏 1.5 亿 kW)，风力发电 2.5 亿 kW。国家能源局《太阳能利用“十三五”发展规划》，提出了“十三五”期间太阳能发展的指导思想、原则、目标和主要任务。意见稿指出：全面推进分布式光伏发电，在具备场址、资源、就近接入、就地消纳等建设条件的地区推动分布式发电系统的全面开放建设，形成多元化的分布式光伏利用市场。在全国范围重点发展以大型工业园区，经济开发区、公共设施、居民住宅等为主要依托的屋顶分布式光伏发电系统，充分利用具备条件的农业设施、闲置场地等扩大利用规模，逐步推广光伏建筑一体化工程。探索移动平台光伏发电系统、移动光伏供电基站等新型商业利用模式。到 2020 年，累计分布式光伏发电装机规模 7000 万 kW。

因此，本项目利用当地丰富的太阳能资源，符合国家鼓励光伏产业发展，

支持光伏发电并网的能源产业政策。

4.3.3 项目的建设符合山东省产业政策规划

随着经济社会的快速发展，我省能源需求持续增长，能源资源约束日益加剧，生态环境问题日渐突出，保障能源安全、转变能源发展方式、调整优化能源结构的压力进一步加大。“十二五”以来，在国家的大力支持和省委、省政府的高度重视下，新能源和可再生能源发展成就显著，产业实力不断提升，技术研发能力明显增强，推广应用规模和范围显著扩大，成为我省能源行业发展的突出亮点。今后一个时期，是我省调整优化能源结构、推进能源转型发展的重要战略机遇期。

山东省新能源和可再生能源中长期发展规划（2016-2030 年）》指出：根据太阳能资源禀赋、场地条件、电网接入和消纳条件，坚持集中式、分布式并举，科学推进光伏电站建设，大力发展分布式光伏发电。力争到 2020 年，全省光伏发电装机容量达到 1000 万千瓦；到 2030 年，全省光伏发电装机容量达到 2500 万千瓦。大力发展分布式光伏发电，在可利用屋顶（含附属空闲场地）等建筑面积充裕、电网接入条件较好、电力负荷较大的开发区、产业园区，统一规划、连片建设分布式光伏发电系统。在用电价格较高的商场、宾馆、写字楼等建筑物，建设分布式光伏发电系统。在学校、医院、党政机关、事业单位、居民社区建筑和构筑物，推广小型分布式光伏发电系统。鼓励车站、机场、博物馆等公共设施，在新建、改扩建过程中，统筹考虑分布式光伏发电系统。结合新能源示范城市、绿色能源县以及新型农村社区建设、移民安置、棚户区改造、经济适用房建设等，建设分布式光伏发电项目，推动分布式光伏发电全面发展。到 2020 年、2030 年，分布式光伏发电装机容量分别达到 200 万千瓦、800 万千瓦。

4.3.4 具有明显的社会效益和环保效益

国家能源局发布的《太阳能发展“十三五”规划》提出：到 2020 年底，太阳能发电装机达到 1.1 亿 kW 以上，其中，光伏发电装机达到 1.05 亿 kW 以上，在“十二五”基础上每年保持稳定的发展规模；太阳能热发电装机达到 500 万 kW。太阳能热利用集热面积达到 8 亿平方米。到 2020 年，太阳能年利用量达到 1.4 亿吨标准煤以上。“十二五”时期，我国光伏产业体系不断完善，技术进步显著，光伏制造和应用规模均居世界前列。太阳能热发电技术研发及装备制

造取得较大进展，已建成商业化试验电站，初步具备了规模化发展条件。太阳能热利用持续稳定发展，并向建筑供暖、工业供热和农业生产等领域扩展应用。

“十三五”将是太阳能产业发展的关键时期，基本任务是产业升级、降低成本、扩大应用，实现不依赖国家补贴的市场化自我持续发展，成为实现 2020 年和 2030 年非化石能源分别占一次能源消费比重 15%和 20%目标的重要力量。

本项目的建设不仅对环境不产生任何损害，而且同火电相比还可以减少煤耗和二氧化碳排放。按标煤煤耗为 306.4g/kWh 计，每年可为国家节约标准煤 425.68t。相应每年可减少多种有害气体和废气排放，其中减少 SO₂ 排放量约为 41.1t，NO_x（以 NO₂ 计）排放量约为 20.25t，每年可减少温室气体 CO₂ 的排放量约为 1366.37t。对减轻环境污染、保护生态环境作用显著。

第五章 系统总体方案设计及发电量

5.1 光伏组件选择

5.1.1 几种太阳能电池的性能比较

对单晶硅、多晶硅、非晶硅和多倍聚光这四种电池类型就转换效率、制造能耗、安装、成本等方面进行了比较。

表 5.1-1 太阳能电池技术性能比较表

序号	比较项目	多晶硅	单晶硅	非晶硅薄膜	数倍聚光
1	技术成熟性	目前常用的是铸锭多晶硅技术，70 年代末研制成功	商业化单晶硅电池经 50 多年的发展，技术已达成熟阶段	70 年代末研制成功，经过 30 多年的发展，技术日趋成熟	发展起步较晚，技术成熟性相对不高
2	光电转换效率	商业用电池片一般 15%~18%	商业用电池片一般 17%~22%	商业用电池一般 10%~14%	能实现 2 倍以上聚光
3	价格	材料制造简便，节约电耗，总的生产成本比单晶硅低	材料价格及繁琐的电池制造工艺，使单晶硅成本价格居高不下	生产工艺相对简单，使用原材料少，总的生产成本较低	需要配套复杂的机械跟踪设备、光学仪器、冷却设施等，未实现批量化生产，总的生产成本较高
4	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	与多晶硅电池相同	弱光响应好。高温性能好，受温度的影响比晶体硅太阳能电池要小	为保证聚光倍数，对光照追踪精度要求高，聚光后组件温升大，影响输出效率和使用寿命。
5	组建运行维护	组件故障率极低，自身免维护	与多晶硅电池相同	柔性组件表面较易积灰，清理困难。	机械跟踪设备、光学仪器、冷却设施需要定期维护故障率大
6	组件使用寿命	经实践证明寿命期长，可保证 25 年使用期	与多晶硅电池相同	衰减较快，使用寿命只有 10-15 年	机械跟踪设备、光学仪器、冷却等设施使用期限较难保证

7	外观	不规则深蓝色，可作表面弱光着色处理	黑色、蓝黑色	深蓝色	表面为菲涅尔透镜
8	安装方式	利用支架将组件倾斜或平铺于地面建筑屋顶或开阔场地，安装简单，布置紧凑，节约场地	同多晶硅电池	柔性组件重量轻，对屋顶强度要求低，可附着于屋顶表面，刚性组件安装方式同晶硅组件	带机械跟踪设备，对基础抗风强度要求高，阴影面大，占用场地大
9	国内自动化生产情况	产业链完整，生产规模大、技术先进	同多晶硅电池	2007 年底 2008 年初国内开始生产线建设，起步晚，产能没有完全释放	尚处于研究论证阶段，使用较少

由上表可以看出：

- 1、晶体硅电池技术成熟，且产品性能稳定，使用寿命长。
- 2、商业化使用的太阳电池中，单晶硅转换效率最高，多晶硅其次，但两者相差不大。
- 3、晶体硅电池组件故障率极低，运行维护最为简单。
- 4、在开阔场地上使用晶体硅光伏组件安装简单方便，布置紧凑，可节约场地。
- 5、尽管非晶硅薄膜电池在价格、弱光响应，高温性能等方面具有一定的优势，但是使用寿命期较短。

因此综合考虑上述因素，本工程拟选用晶体硅太阳能电池。

同单晶硅光伏组件相比，多晶硅光伏组件转换效率稍低，但单瓦造价相对便宜，尤其是大功率组件价格要更便宜（采用大功率组件可以降低土建等费用，从而降低工程投资），适合建设项目用地比较充足、可大面积铺设的工程，而单晶硅光伏组件更适合建设项目用地紧缺、更强调高转换效率的工程。

另外，根据设备厂的资料，单晶硅光伏组件衰减较多晶硅光伏组件更小。

随着行业发展，单晶硅和多晶硅组件的价格都会不断降低，但是两者差价基本维持不变，因此对项目收益率的影响不变，另因本项目屋顶面积有限，综合考虑，推荐选用单晶硅光伏组件。

5.1.2 光伏组件选型

光伏组件是光伏发电系统的核心部件，其各项参数指标的优劣直接影响着

整个光伏发电系统的发电性能。光伏组件性能的各项参数主要包括：标准测试条件下组件峰值功率、峰值电流、峰值电压、短路电流、开路电压、最大系统电压、组件效率、短路电流温度系数、开路电压温度系数、峰值功率温度系数等。单晶硅光伏组件的功率规格较多，从 5Wp 到 650Wp 国内均有厂商生产，且产品应用也较为广泛。由于本工程系统装机容量为 1.1997MWp，选用的单晶硅太阳能电池组件达 1.1997MWp，组件用量大，占地面积广，组件安装量大，所以设计优先选用大功率光伏组件，以减少占地面积，降低组件安装量。施工进度快；且故障机率减少，接触电阻小，线缆用量少，系统整体损耗相应降低。

另外，通过市场调查，国内主流厂商生产应用于大型并网光伏发电系统的单晶硅光伏组件，其规格大多数在 150Wp 到 460Wp 之间。

2021 年 2 月 23 日中华人民共和国工业和信息化部发布《光伏制造行业规范条件（2021 年本）》，已于 2021 年 3 月 15 日正式实施。其中，多晶硅电池组件转换效率不低于 17%，单晶硅电池组件转换效率不低于 19.6%；硅基、铜铟镓硒（CIGS）、碲化镉（CdTe）及其他薄膜电池组件的光电转换效率分别不低于 12%、15%、14%、14%；晶硅组件自投产运行之日起，一年内衰减率分别不高于 2.5%，以后每年衰减不高于 0.6%，25 年内衰减率不高于 17%。

综合考虑组件效率、技术成熟性、市场占有率，以及采购订货时的可选择余地，本工程拟选用高效单晶硅 455Wp 组件。

表 5.1-2 光伏组件性能参数表

峰值功率	Wp	450
开路电压 V_{oc}	V	49.75
短路电流 I_{sc}	A	11.46
工作电压 V_{mppt}	V	41.55
工作电流 I_{mppt}	A	10.83
峰值功率温度系数	%/K	-0.42
开路电压温度系数	%/K	-0.33
短路电流温度系数	%/K	0.04
外形尺寸	mm	2095×1039×35
重量	kg	24

玻璃		单玻, 3.2mm 镀膜钢化玻璃
工作温度	℃	-40~+85
框架		阳极氧化铝合金
接线盒		防护等级 IP68

注：上述组件功率标称在标准测试条件（STC）下：1000W/m²、温度 25℃、AM1.5

5.2 逆变器的选择

5.2.1 逆变器技术指标

合理的逆变器配置方案和合理的电气一次主接线对于提高太阳能光伏系统发电效率,减少运行损耗,降低光伏并网电厂运营费用以及缩短电厂建设周期和经济成本的回收期具有重要的意义,合理的电气一次主接线可以简化保护配置、减少线路损耗、提高运行可靠性。同时合理的配置方案和合理的电气一次主接线对于我国大规模的光伏并网电厂建设具有一定的示范意义。

目前,国内市场上逆变器主要分为集中型逆变器、组串型逆变器。其中集中型逆变器规格主要为 50kW~1.26MW,组串型逆变器主要规格为 3kW 及 225kW 以下。其比较详见下表 5.2-1:

序号	比较项目	组串型逆变器	集中型逆变器
1	容量大小	目前主流功率为 5kW 至 225kW 不等,其主流为 5kW、10kW、17kW、20kW、30kW、50kW、60kW、70 kW、80kW, 100kW, 110kW, 175kW, 225kW	30kW 至 1MW, 其中主流为 100kW、250kW、500kW、630kW、1000kW、1260 kW
2	MPPT 数量/最大转换率	多个 MPPT, 正常在 97%至 98% 之间	单个 MPPT/>98.5%
3	安装要求	安装在支架上,不需单独建房子,装简单。	需单独建房子,占地面积较大,需要辅助设施。
4	经济性	每瓦单价在 0.25-0.3 元	每瓦单价在 0.2 元左右
5	技术成熟性	目前市场应用较多,技术成熟,尤其在小型系统中应用较多。	目前市场应用较多,技术成熟,尤其在 MW 级地面电站上应用较多。

7	系统效率影响	由于组串型逆变器正常有两个 MPPT 以上，降低组串匹配影响，其效率介于微型逆变器与集中型逆变器之间	由于集中型逆变器由多个组串并联，因此有组件匹配损失大。
8	其他	组串型逆变器在同等容量条件下设备数量介于微型逆变器及集中型逆变器之间。其发电影响范围也介于两者之间，不需配直流汇流箱及直流柜	由于集中型逆变器容量较大，故逆变器数据较少管理方便，但单台设备故障影响发电量较大。需配汇流箱及直流柜的设备

组串式逆变器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，因此，本工程推荐采用组串式逆变器。

5.2.2 并网逆变器系统设计方案

根据光伏方阵及市场情况，结合屋顶面积容量情况，采用 100kW/80kW 组串式逆变器。

5.2-2 100/80kW 逆变器主要技术参数表

编号	性能参数	参数
1	最大效率	98.70%
2	中国效率	98.30%
3	最大输入电压	1100V
4	MPPT 电压范围	180V~1000V
5	MPPT 数量	12/4
6	最大输入路数	24/16
7	每路 MPPT 最大输入电流	30A/44A
8	每路 MPPT 最大短路电流	45A/55A
9	额定输出功率	100/80kW
10	最大输出功率	120/88kW
11	最大输出电流	191.3/127A
12	额定输出电压	380V
13	输出频率范围	50Hz
14	输出电流波形畸变率	<3%
15	功率因数	0.8（超前）~0.8（滞后）
16	防护等级	IP66
17	允许运行环境温度	-25℃~+60℃
18	冷却方式	智能冗余风冷
19	允许相对湿度	0~100%，无冷凝
20	最高工作海拔	4000m
21	显示与通讯	RS485/GPRS/PLC/WIFI
22	外形尺寸（宽×高×深）	1008×678×343mm 568×788×267mm

23	净重	98.5kg/70kg
----	----	-------------

5.3 光伏方阵设计

5.3.1 光伏阵列的运行方式选择

光伏方阵的运行方式有简单的固定式、倾角季度调节式和自动跟踪式三种类型。自动跟踪式又可分为“单轴跟踪”、“双轴跟踪”两种类型。固定式：光伏方阵固定安装在支架上，混凝土屋面一般朝正南方向放置，且有一定的倾角。倾角可根据当地辐射和地理位置进行优化选择；彩钢瓦屋面通常采用平铺的方式，如图 5.3-1 所示。



图 5.3-1 固定平铺式光伏方阵

本项目推荐使用方案一固定式方案。

5.3.2 光伏组件的排布

本工程光伏组件布置的原则为：必须保证在太阳高度角最低的冬至日时，所有组件仍有 6 小时以上的日照时间。根据每栋建筑屋面及光伏走廊的实际情况，避开屋顶气楼、采光带、管道、女儿墙、屋顶构筑物、屋顶设备等及其阴影遮挡，优化布置设计，合理布置运行维护检修通道及组件清洗通道。

5.3.3 组件安装倾角及方位角的设计

本项目建筑为彩钢瓦屋面屋顶，受屋顶承重限制，为提高屋面利用率，同时考虑结构安全、材料特性及建筑物的特点等因素。

综合考虑，可本项目光伏组件建议平铺设。角度随屋面角度。

5.3.4 光伏方阵的串联、并联设计

本工程选用的并网逆变器其最大方阵开路电压为 1100V，MPPT 电压范围 180V~1000V。组件的最大系统电压为 1500V，假定每一个光伏方阵的串联组件数为 S，最大串联数为 S_{max} ，最少串联数为 S_{min} 。

本工程选用 450Wp 型单晶硅组件，其组件开路电压为 49.75V，工作电压为 41.

55V，开路电压温度系数 $-0.272\%/^{\circ}\text{C}$ ，环境温度范围为 $-45^{\circ}\text{C}\sim 85^{\circ}\text{C}$ ，当地极端最低温度为 -15.1°C 则：

$$V_{dcmax}/V_{oc}/[1+(-15.1-25)\times(-0.272\%)]=1000/49.85/[1+40.1\times 0.272\%]=19.12;$$

$$S_{max}=V_{mpptmax}/V_{pm}/[1+(-15.1-25)\times(-0.272\%)]=1000/41.82/[1+40.1\times 0.272\%]=21.56;$$

$$S_{min}=V_{mpptmin}/V_{pm}/[1+(85-25)\times(-0.272\%)]=180/41.82/[1-60\times 0.272\%]=5.2;$$

则组件的串联数需满足 $6\leq S\leq 19$ 要求，均可满足并网逆变器 MPPT 范围。综合考虑方阵布置合理性，本项目光伏组件选用 18、16 块光伏组件串联。

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

5.4 方阵接线方案设计

本项目光伏发电系统总装机规模 1.997MW_p，采用分块发电、就近并网方案。采用 100/80kW 组串式逆变器。每 18/16 块组件一串，每 15 串接入一台逆变器。系统分为 11 个光伏子系统。每个光伏发电子系统分别经并网逆变器输出 0.4kV 交流电，通过交流并网柜接至厂区变压器低压侧。

5.5 光伏支架设计

支架的结构设计应满足《铝合金设计规范》及《建筑结构荷载规范》等现行国家标准、规范的相应要求。支架方案需综合考虑当地基本风压、雪压、光伏组件载荷等因素；同时，支架设计以不破坏原有结构屋面，不破坏原有屋面的防水隔热层为原则。

1) 运用现代结构设计方法与有限元分析理论，对支架承载构件的结构进行优化设计与计算、分析与试验，得出性能优良的支架结构形式，能够充分发挥钢材的机械性能，物尽其用。

2) 结构支架采用标准化模块设计，通用性强，加工简单，安装方便。

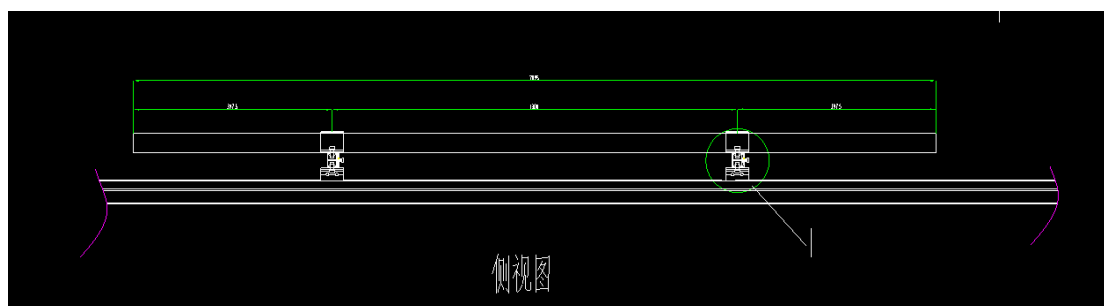


图 5.4 屋面光伏组件安装结构

5.6 辅助技术方案

5.6.1 光伏组件清洗方案

因光伏发电区处于工厂内，区域内及附近地区的灰尘及杂物等，随空气的流动，会附着在太阳能电池组件的表面，影响其光电的转换效率，降低其使用性能。灰尘、杂物附着在光伏电池组件的表面 5~8 个月后，其转换效率将降低到 8~10%；树叶、鸟粪粘在光伏电池组件表面还会引起太阳能电池局部发热而烧坏太阳能电池组件。为此，需对太阳能电池组件表面进行定期清洗，通过人工清洗太阳能电池组件的方式，减少灰尘、杂物对太阳能电池组件发电的影响。

光伏组件表面的清洗可分为定期清洗和不定期清洗。

定期清洗一般每一个月进行一次，制定清洗路线。清洗时间安排在日出前或日落后。不定期清洗分为恶劣气候后的清洗和季节性清洗。

恶劣气候分为大风、沙尘或雨雪后的清洗。每次大风或沙尘天气后应及时清洗。雨雪后应及时巡查，对落在组件面上的泥点和积雪应予以清洗。

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

日常维护主要是每日巡视检查光伏组件的清洁程度。不符合要求的应及时清洗，确保组件表面的清洁。

光伏电站占地面积较大，故本电站的清洗方式考虑采用人工冲洗与擦洗相结合的方式。在屋面预留取水接口，春夏等季节可以软管接水对电池板表面进行冲洗，

冬季等宜结冰的季节以湿布擦洗电池板表面。

5.7 系统效率及发电量估算

5.7.1 系统效率

序号	系统修正项	修正系数
1	阴影遮挡及透射率损失	2.00%
2	弱光性损失	0.70%
3	温度损失	2.00%
4	组件匹配损失	1.00%
5	积雪灰尘	4.00%
6	早晚不可利用的辐射损耗	2.00%
7	场区交直流线缆损失	2.46%
8	逆变器效率损失	1.70%
9	变压器等附加损失	0.00%
10	故障损耗	2.00%
首年综合系统效率 (PR)		82.14%

5.7.2 发电量估算

本项目的首年理论系统效率 PR 暂取 82.14%，单晶硅光伏组件效率考虑首年衰减 2%，随后每年衰减 0.55%。计算可得，本项目首年年年初的理论发电小时数为 1162h，25 年平均发电小时数为 1067h。本项目光伏系统运行首年各月发电小时数及 25 年发电小时数预测，如下表 2-3、表 2-4 所示。

表 2-3 首年年年初各月发电小时数模拟

月份	水平面总辐射量 (kWh/m ²)	温度 (°C)	发电小时数 (h)	综合系统效率 (PR 值)
一月	67	-1.53	59.027	0.881
二月	84	2.37	68.46	0.815
三月	122	8.89	96.99	0.795
四月	148	15.06	120.176	0.812
五月	175	20.67	139.125	0.795
六月	163	24.9	131.215	0.805

七月	156	26.58	126.516	0.811
八月	141	25.51	115.338	0.818
九月	127	20.95	104.267	0.821
十月	100	15.48	83	0.83
十一月	70	6.95	58.45	0.835
十二月	61	0.47	51.362	0.842
年度	1415	13.92	1162	0.8214

表 2-8 25 年发电小时数估算表

年份	等效利用小时数(h)	年发电量 (MWh)
0	1162	139.47
1	1139	136.68
2	1133	135.93
3	1127	135.18
4	1120	134.44
5	1114	133.70
6	1108	132.97
7	1102	132.24
8	1096	131.51
9	1090	130.78
10	1084	130.07
11	1078	129.35
12	1072	128.64
13	1066	127.93
14	1060	127.23
15	1054	126.53
16	1049	125.83
17	1043	125.14
18	1037	124.45
19	1031	123.77
20	1026	123.09
21	1020	122.41
22	1014	121.74
23	1009	121.07
24	1003	120.40
25	998	119.74
25 年合计	26673	3201
25 年年均	1067	128

注：单晶硅光伏组件考虑首年衰减 2 %，随后每年衰减 0.55%，实际衰减应以厂家提供的功率质保为准。

第六章 电气

6.1 设计原则

1、《国家发展改革委办公厅关于开展大型并网光伏示范电站建设有关要求的通知》（发改办能源〔2007〕2898 号）

2、光伏电站有关设计规程规范

《太阳光伏能源系统术语》	GB/T 2297-1989
《地面用光伏(PV)发电系统 概述和导则》	GB/T 18479-2001
《光伏（PV）系统电网接口特性》	GB/T 20046-2006
《太阳光伏电源系统安装工程施工及验收技术规范》	CECS:8596
《太阳光伏电源系统安装工程设计规范》	CECS:8496
《光伏电站接入电力系统技术规定》	GB 19964-2012
《光伏发电站设计规范》	GB 50797-2012

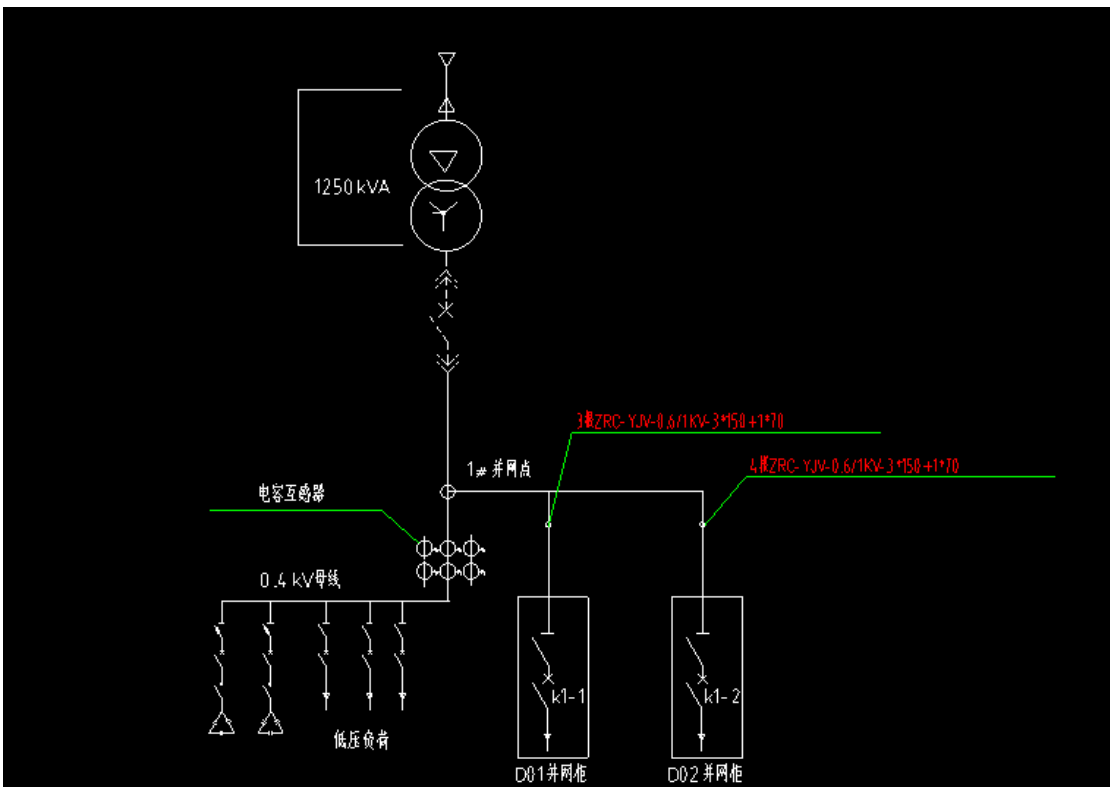
3、其它国家及行业设计规程规范

《建筑照明设计标准》	GB 50034-2013
《外壳防护等级（IP 代码）》	GB 4208-2008
《电能质量 供电电压偏差》	GB/T 12325-2008
《电能质量 电压波动和闪变》	GB/T 12326-2008
《继电保护和安全自动装置技术规程》	GB 14285-2006
《电能质量 公用电网谐波》	GB/T 14549-1993
《电能质量 三相电压允许不平衡度》	GB/T 15543-2008
《电能质量 电力系统频率允许偏差》	GB/T 15955-2008
《低压系统内设备绝缘的配合》	GB/T 16935-2008
《建筑设计防火规范》	GB 50016-2014（2018 年版）
《电力装置的继电保护和自动装置设计规范》	GB 50062-2008
《供配电系统设计范》	GB 50052-2009
《火灾自动报警系统设计规范》	GB 50116-2013
《入侵报警系统工程设计规范》	GB 50394-2007
《视频安防监控系统工程设计规范》	GB 50395-2007
《电力设备典型消防规程》	DL/T 5027-2015

6.2 接入系统方案

6.2.1 厂区现有配电系统

厂区内共一处低压配电间，1250kVA 变压器自高压配电室引出，厂区内的配电系统主接线图如下：



6.2.2 接入系统方式

本项目采用“分区发电、就近并网”方案：根据屋顶分布及安装容量，将光伏发电系统分为若干个子系统，每个子系统相对独立，分别由光伏组件、组串式逆变器、交流汇流箱、交流配电柜检测与显示系统等组成，各子系统逆变器把光伏直流电力逆变成与厂区内市电相匹配的三相交流电后，经光伏并网柜汇集，并入各子系统对应建筑的变压器低压 400V 侧，由低压配电系统统一调配，供给建筑内交流负载使用，余量部分，经原有供电系统变压器余电上网。

经现场踏勘，并网柜均设置于低压配电间室内，用电缆引接至配电室低压柜母线。

6.3 电气一次

6.3.1 发电单元接线

本工程拟采用 450Wp 单晶硅组件 2666 块，实际装机容量 1.199MWp。采用分块发电、就近并网方案。采用 100/80kW 组串式逆变器。每 18、16 块组件一串，每 15/11/10 串接入一台逆变器，后通过交流配电柜接至厂区变压器 400V 侧。

6.3.2 电气主接线

各发电单元所发直流均通过逆变器逆变至 400V 三相交流电。本项目分 2 个并网点。本项目每个并网点新增一台光伏并网柜，光伏并网柜应采用断路器保护，断路器具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣等功能，并按需求配置失压跳闸及低压闭锁合闸功能，同时应配置剩余电流保护。

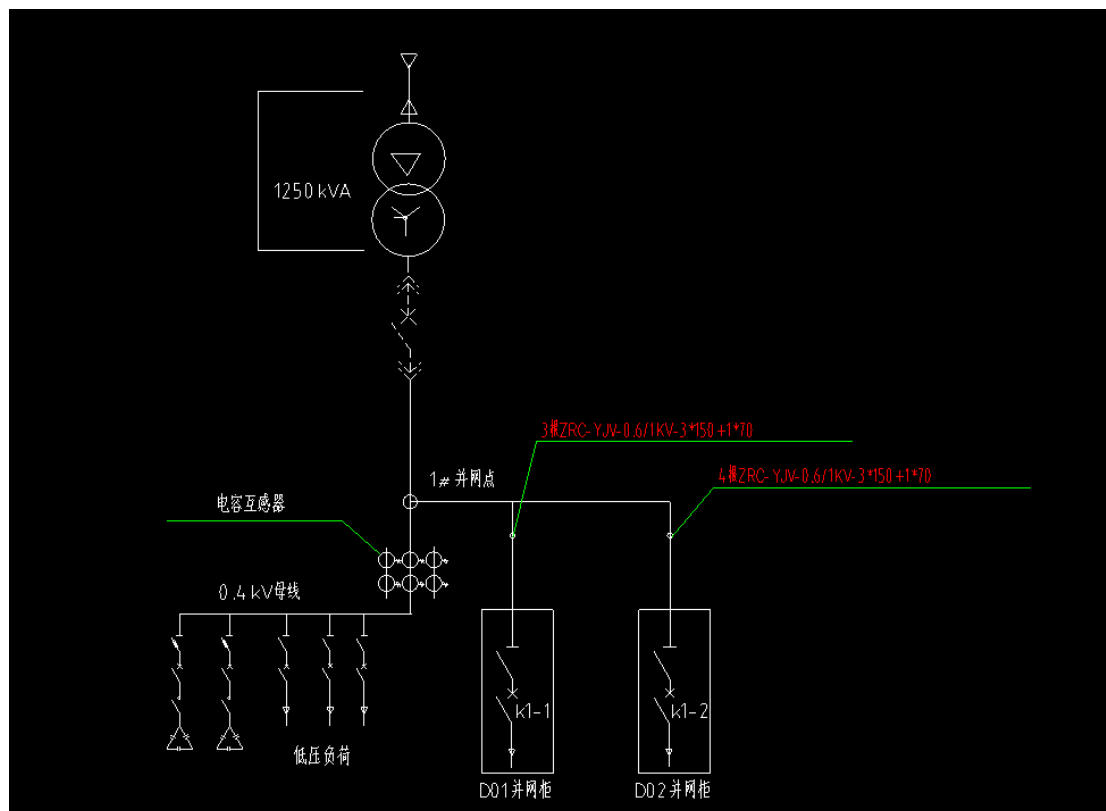


图 6.3.2 并网示意图

6.3.3 主要设备选择

6.3.3.1 400V 成套开关柜

选用 GGD 型固定式开关柜，选用智能断路器和智能仪表。室内安装，防护等级 IP27。

6.3.3.2 补偿电容装置

根据《国家电网公司关于印发分布式电源接入系统典型设计的通知》（国家电网发展【2013】625 号）规定“通过 380V 电压等级并网的光伏发电系统应保证并网点处功率因数在超前 0.98 至滞后 0.98 范围内连续可调”。

本工程采用的逆变器，根据逆变器厂家产品资料，该逆变器功率因数为 0.8（超前）～ 0.8（滞后），逆变器的无功调节范围可达到±40%的额定功率，对

于本工程而言可以提供的感性无功和容性无功均可满足本期新增线路的无功补偿需求。

6.3.3.3 站用电

本项目站用电考虑由厂区原 380V 配电系统提供。

6.3.3.4 电力电缆

太阳电池组件至组串式逆变器之间采用 PV-F-1×4mm² 光伏专用电缆连接，电缆敷设采用沿桥架和沿支架横梁两种方式。无桥架处穿 PVC 管保护。

逆变器至交流并网柜之间的电缆，采用 ZC-YJV22-0.6/1-3×70+1×35 电缆。屋面部分沿桥架敷设，地面部分破路穿管敷设方式。

6.3.4 防雷、接地及过电压保护设计

6.3.4.1 光伏阵列部分

(1) 直击雷保护及接地

屋顶光伏部分可考虑利用厂房原有主接地网，不必单独设立主接地网。光伏组件应将边框与光伏电池方阵支架牢靠连接，并与建筑屋顶原有防雷接地网可靠连接。采用-40×4 镀锌扁钢将组件支架的基础型钢相连(不少于两点)；再以-40×4 镀锌扁钢与建筑物接闪带(不少于两点)连接，通过建筑物防雷引下线与原地下主接地网相连。组件金属边框与金属支架采用 1×4 黄绿铜线通过螺栓连接。组串式逆变器通过 BVR-16mm² 的接地电缆与光伏支架或接地扁钢连接。光伏场区部分主接地网与光伏开关站主接地网可靠连接，接地电阻不大于 4 欧姆。

(2) 光伏发电系统过电压保护

为防止光伏线路上侵入波雷电压，在组串式逆变器及并网柜内逐级装设避雷器。10kV 及以下电气设备以避雷器标称放电电流 5kV 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。

在供电设计中考虑了多级防雷保护措施，太阳能电池板支架体和铠装电缆中的金属护铠各自接地。

6.3.4.2 感应雷保护

感应雷电过电压的接地线、接地极的布置方式应符合 DL/T620—1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》的要求；防雷电感应的接地电阻不应大于 3

0Ω。

6.3.4.3 侵入雷电波保护

为防止感应雷、浪涌等情况造成过电压而损坏配电房内的并网设备，其防雷措施主要采用防雷器来保护。并网柜内配置防雷器。

6.3.5 照明及检修网络

本工程不考虑照明，利用厂区现有照明系统。

6.3.6 消防报警

本工程布置在厂区内部，拟考虑利用厂区内的现有系统暂不考虑单独配置。

6.3.7 电缆设施

6.3.7.1 电缆敷设及构筑物

屋面光伏组件间连接直流电缆采用电缆沿组件支架敷设的方式。屋面其它电缆考虑电缆穿管或桥架敷设方式。

组串式逆变器至交流并网柜暂电缆到地面后采用直埋或电缆穿管等方式敷设，具体需视现场情况而定。

6.3.7.2 电缆选型

根据《电力工程电缆设计标准》（GB50217—2018）及《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》对电缆选型的要求，本工程对光伏电站内光伏发电区域电缆均采用 C 类阻燃电缆，对特别重要的回路，如消防系统、站用直流系统、事故照明系统采用耐火电缆。

对 1kV 及以下动力、控制电缆采用交联聚乙烯绝缘电缆或光伏专用电缆。计算机网络电缆采用网络五类线。

6.3.7.3 电缆防火措施

本工程电缆防火主要采用以下措施：采用阻燃和耐火电缆；在适当的地方设置防火隔墙，在隔墙两侧的电缆表层涂防火涂料；采用架空桥架敷设方式时，当电缆通过高温、易燃场所时采用带盖板的耐火槽盒；电缆沟、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。电缆沟道分支处、进配电室、控制室入口处均应采取防火封堵处理。

6.4 电气二次部分

6.4.1 二次线、继电保护及自动装置

6.4.1.1 监控室布置

监控室内设有微机监控系统操作台、工程师站。电站的调度管理方式只上传电量至调度。

6.4.1.2 二次设计原则

光伏发电系统按“少人值守”的原则设计，按运行人员定期或不定期巡视的方式运行。整个光伏电站安装一套综合自动化监控系统，负责整个电站的电力监控、调度、故障报警等功能；每组光伏阵列的运行数据及工作状态，通过通讯口连接到主监控室进行实时监控、故障报警、电力监测等功能。

本监控系统必须具备实时数据库及历史数据库查询；具备原始数据远传功能；具备万维网接入功能，能完成远程浏览电站监控功能。

6.4.1.3 系统功能

1、数据采集与处理

通过采集来自生产过程的模拟量、数字量、脉冲量及温度量等，生产过程设备包括 CT、PT、配电装置保护、所用电系统、UPS 等。

1) 采集信号的类型

- 模拟量信号：电流、电压、有功功率、无功功率、频率、功率因数、温度量、气压量。
- 开关量信号：位置及状态信号、事故信号、预告信号、公用信号。断路器、隔离开关状态应采用双位置信号。

2) 信号输入方式及要求

- 模拟量输入：温度、辐照度、直流系统电压外，其余电气量采用交流采样，输入 CT、PT 二次值，计算 I 、 U 、 P 、 Q 、 f 、 $\cos\Phi$ 。
- 开关量输入：通过无源接点输入；断路器、隔离开关等进行控制操作的设备，取双位置信号及光伏电池的信号。
- 电度量输入：通过串口通讯采集。
- 对于各种智能设备，通过串口通讯采集。对于重要的信号，采用硬接点接入监控系统。

3) 信息量

各采集单元按电气设备间隔（线路、母线、光伏阵列等划分）及环境监测划分，每个采集单元为一个独立的智能小系统，对所采集的输入量进行数字滤波、有效性检查、工程转换、故障判断、信号接点抖动消除、电度量及辐照度计算等加工。从而产生出可供应用的电流、电压、有功功率、无功功率、电度、功率因数、辐照度等各种实时数据，供数据库更新。并在形成分布的数据库结构时，在就地控制单元中保留本地处理的各种数据。

2、统计计算

对实时数据进行统计、分析、计算，例如通过计算产生辐照度、电压合格率、有功、无功、电流、总负荷、功率因数、电量日/月/年最大值/最小值及时间、日期、负荷率、电能分时段累计值、数字输入状态量逻辑运算值等，设备正常/异常变位次数并加以区分等，提供一些标准计算函数，用来产生用户可定义的虚拟测点进行平均值、积分值和其它计算统计。具体算法及图表按业主提出的要求制定。

3、画面显示

通过站控机的彩显和人机联系工具显示屏幕上各种信息画面，显示内容包括全部设备的位置状态、变位信息、保护设备动作及复归信息、直流系统及所用电系统的信息、各测量值的实时数据，各种告警信息、计算机监控系统的状态信息。

1) 画面显示的形成

- 报告显示
- 报告显示内容包括报警、事故和正常运行所必须的全部数据；
- 报告分类；显示格式。
- 图形显示
- 电气主接线图；保护设备配置图；定时报表；日报表；
- 月报表；年报表；运行报表；趋势曲线；
- 可显示编制好的操作票，根据运行人员的要求进行检索；
- 计算机监控系统硬件配置图；
- 各种计算统计结果的显示。

用图形方式显示出计算机监控系统的配置和连接，应用不同颜色表示出设备状态的变化，如打印机处于脱机或联机，通信通道处于故障或正常等。

2) 显示画面的调用

4、记录功能

状态变化记录；数据记录；画面记录；事故追忆记录；其它记录。

5、事件顺序记录

6、报警处理

事故报警；预告报警。

7、管理功能

操作票的编制；设备工况报告编制；设备档案的管理。

8、操作闭锁

1) 微机防误操作闭锁系统是专为防止电力系统五种误操作事故，应具有很强的操作票管理和五防功能，五防包括：

- 防止误入带电间隔；
- 防止误拉合断路器；
- 防止带负荷拉合隔离开关；
- 防止带地线（接地刀闸）合隔离开关；
- 防止带电挂接地线（合接地刀闸）。

系统应能对变电站的所有一次设备进行强制及非强制性闭锁可对操作进行预演；自动生成操作票、检验操作票和打印操作票；同时系统也可作为模拟仿真系统对操作人员进行培训。

9、时钟同步

10、人机联系

- 1) 调用、显示和拷贝各种图形、曲线、报表；
- 2) 发出控制和修改命令；
- 3) 在画面上定义数据库和各种数据集的动态数据和各种动态字符、汉字，并提供矢量字符和特殊字符；
- 4) 查看历史数值以及各项定值；
- 5) 图形及报表的生成、修改及调用；
- 6) 报警确认。

11、维护功能

1) 数据库的维护

- 各数据项的编号;
- 各数据项的文字描述;
- 数字量的状态描述;
- 输入量报警处理的定义;
- 测量值的各种限值;
- 测量值的采集周期;
- 测量值越限处理的死区;
- 测量值转换的计算系数;
- 数字输入量状态正常、异常的定义;
- 电能量计算的各种参数;
- 输出控制的各种参数。

2) 功能维护

3) 监控系统的故障诊断

6.4.2 电能质量

由光伏发电系统引起的各项电能质量指标应满足 GB/T 14549、GB/T 12325、GB/T 12326、GB/T 15543、GB/T 24337 等电能质量相关标准的规定。并网运行前应进行电能质量测试,如不合格用户须采取相应措施整改治理。

6.4.3 继电保护

变压器应具备速断保护,过电流保护,高低压侧零序过电流保护,零序电压保护等功能;400V 侧具备过载长延时保护,短路短延时保护,短路瞬时保护,接地保护,欠压、过压、失压保护等功能。

1、并网线路保护

本项目光伏发电系统共 2 处并网点,并网点断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣、欠压脱扣功能,线路发生短路故障时,线路保护能快速动作,瞬时跳开断路器。

2、母线保护

380V 母线不配置母线保护。

3、防孤岛检测及安全自动装置

380V 电压等级不配置防孤岛检测及安全自动装置，采用具备防孤岛能力的逆变器。逆变器必须具备快速检测孤岛且检测到孤岛后立即断开与电网连接的能力。

4、并网点、同期点与解列点

本项目并网点设置在配电室的 0.4kV 并网开关处。本项目并网点不设置同期装置，同期功能由逆变器实现。本项目解列功能由逆变器实现。

6.4.4 交流不停电电源系统（UPS）

本工程不配置交流不停电电源系统。

6.4.5 直流系统

本工程配置直流系统。

6.4.6 调度自动化

1、调度关系

本项目初步考虑为 400V 并网项目，由国家电网安丘供电公司管理，应上传发电量信息，电量信息发送至安丘电力营销部门。

2、远动信息的传送方式和通道要求

光伏电站县调通信采用无线传输方式。

3、远动信息

本工程暂只需要上传发电量信息。用户侧并网柜内需要配置相应的无线采集终端装置，通过无线方式，将 380V 并网运行信息采集后传输至相关部门。

4、电能量计量

本项目应在并网点各装设 1 套电能量计量表，0.4kV 并网点计量表精度为 1.0 级，计量点 CT 精度为 0.5S 级（CT 要求专用线圈）；电力公司为本项目免费提供电能量计量表。考虑本项目自发自用，余电上网模式，10kV 进线开关应配置双向电能表。之前已具备双向计量关口表，本项目不做更改。本项目计量表应采用静止式多功能电能表，至少应具有双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，应具备电流、电压、电量等信息采集和三相电流不平衡检测功能，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。

本项目并网点应配置电能信息采集终端和关口电量采集终端设备，并网点计量表信息应分别通过上述两个终端经无线通道，将电量信息传送至济南电力营销部门。

6.5 通信部分

6.5.1 工程概述

本设计为光伏电站站内通信部分，电站的调度管理方式暂定安丘市电网调度中心调度，预留市调接入信息接口。最终以系统接入意见为准。

6.5.2 站内通信

光伏电站内通讯采用对讲机加座机方式。调度、行政电话布置在控制室内，同时还在控制室内预留了网线。

第七章 土建工程

7.1 设计安全标准

根据《建筑抗震设计规范》（GB50011—2010）2016 年版、《火力发电厂土建结构设计技术规定》（DL5022-2012）的规定，本工程建（构）筑物为丙类建（构）筑物的有：光伏阵列支架和基础。

根据工程规模及相关标准，本工程主要建（构）筑物设计标准见表 7-1。

表 7-1 主要建（构）筑物设计标准

序号	建（构）筑物名称	建筑结构设计安全等级	地基基础设计等级	抗震设计				备注
				抗震设防类别	基本烈度	抗震措施设防烈度	抗震等级	
1	光伏支架	二	丙	丙	8	8	二	

工程重要性等级为二级，地基基础设计等级为丙类，场地土类别为Ⅲ类

7.2 设计依据及基本资料

7.2.1 设计依据

- 《光伏电站设计规范》GB 50797-2012
- 《砌体结构设计规范》GB 50003-2011
- 《建筑结构荷载规范》GB 50009-2012
- 《建筑抗震设计规范》GB 50011-2010（2016 年版）
- 《构筑物抗震设计规范》GB 50191-2012
- 《建筑设计防火规范》GB 50016-2014（2018 年版）
- 《建筑地基基础设计规范》GB 50007-2011
- 《建筑地基处理技术规范》JGJ 79-2012
- 《钢结构设计规范》GB 50017-2003
- 《钢—混凝土组合结构设计规程》DL/T 5085-1999
- 《屋面工程质量验收规范》GB 50207-2012
- 《建筑地面设计规范》GB 50037-2013
- 《电力工程制图标准》DL 5028-2015
- 《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204-2015
- 《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50205-2001

《建筑基桩检测技术规范》 JGJ 106-2014

《工业建筑防腐蚀设计规范》 GB 50046-2008

以上未列规范按国家现行的其它有关法令、法规、政策及有关设计规程、规范、规定等。

本工程土建设计内容包括：屋顶光伏组件支架、支架基础等。

本工程所有建（构）筑物均应遵循国家有关规范进行抗震设防设计, 主要建（构）筑物的抗震设防烈度应按土规表 9.1.4 “发电厂建筑物抗震措施设防烈度调整表” 执行。

7.2.2 基本资料和设计依据

根据《建筑抗震设计规范》，拟建场址地震动峰值加速度为 0.20g，对应的地震动基本烈度为 8 度。根据《建筑结构荷载规范》，拟建场地 50 年一遇的基本风压:0.4kN/m²，50 年一遇的基本雪压：0.4kN/m²。

7.3 光伏阵列支架、基础设计

7.3.1 屋顶光伏设计

屋顶支架采用铝合金材质，强度需执行国标

所有光伏支架均须全部在工厂内加工完成，不允许在项目现场制作加工。受弯构件的挠度不应超过下表要求：

表 7.3.1 构件挠度容许值

受弯构件		挠度容许值
主梁		L/250
次梁	无边框光伏组件	L/250
	其它	L/200

注： L 为受弯构件的跨度。对悬臂梁，L 为悬伸长度的 2 倍。受拉和受压构件的长细比应满足下表：

表 7.3.2 构件受压受压长细比

构件类别		容许长细比
受压构件	主要承重构件	180
	其它构件、支撑等	220
受拉构件	主要构件	350

	柱间支撑	300
	其它支撑	400

注：对承受静荷载的结构，可仅计算受拉构件在竖向平面内的长细比。

7.3.2 支架和基础防腐处理

考虑防腐要求，光伏组件铝合金支架夹具氧化膜层厚度不小于 $15\mu\text{m}$ 。

7.4 主要材料

由于前期不确定因素，暂按以往项目经验选用以下建筑材料，后期根据实际需要再做调整，材料的选用、检验必须满足国家标准和有关规范。

7.5 站区给排水设计

7.5.1 设计范围

组件冲洗系统的设计。

7.5.2 设计依据

火力发电厂水工设计规范 DL/T 5339-2006

室外给水设计规范 GB 50013-2006

室外排水设计规范 GB 50014-2006（2014 版）

建筑给水排水设计规范 GB 50015-2003（2009 版）

火力发电厂与变电站设计防火规范 GB 50229-2006

给水排水管道工程施工及验收规范 GB 50268-2008

注：以上规范均以现行最新版本为准。

7.5.3 给排水设计

本工程位于厂区内，生活用水采用自来水。

本工程建设时，生活用水增加很少，由厂区内原生活水管引接；此外，考虑光伏组件长时间因无雨水洗刷、表面变脏需要冲洗的要求，屋面组件区设冲洗水管网及快速取水阀，也接自厂区内原有生活水管网，并预留清洗系统所需的电源接口。春夏等季节可以软管接水对电池板表面进行冲洗，冬季等宜结冰的季节以湿布擦洗电池板表面。

组件清洗用水量：本工程太阳能电池板采用人工清洗，洗涤污水不再回收，沿屋顶现有雨水管网排出。需清洗的组件面积约 53000m^2 ，清洗用水量定额取 $2.0\text{L}/\text{m}^2 \cdot \text{次}$ ，则每次清洗用水量约为 84m^3 ，按春夏秋每月清洗一次，冬季采用人工擦洗的方式，用水量按半次估算，则每年清洗约 8 次，计算得年用

水量约为 98m³。

合计本工程年用水量约为 98m³。

第八章 工程消防设计

8.1 工程总体布置

本工程消防设计贯彻“预防为主，防消结合”的设计原则，针对工程的具体情况，积极采用先进的防火技术，做到保障安全，使用方便，经济合理。本工程消防总体设计采用综合消防技术措施，从防火、监测、报警、控制、灭火、排烟、逃生等各方面入手，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计。

8.2 设计依据

《建筑设计防火规范》	GB 50016-2014（2018 年版）
《火力发电厂与变电所设计防火规范》	GB 50229-2006
《建筑内部装修设计防火规范》	GB 50222-2017
《火灾自动报警系统设计规范》	GB 50116-2013
《电力工程电缆设计标准》	GB 50217-2018
《电力设备典型消防规程》	DL 5027-2015
《建筑灭火器配置设计规范》	GB 50140-2005
《发电厂供暖通风与空气调节设计规范》	DL/T 5035-2016
《建筑给水排水设计规范》	GB 50015-2003（2009 年版）
《室外给水设计规范》	GB 50013-2006
《变电站总体布置设计技术规程》	DL/T 5056-2007

8.3 主要设计原则、功能及配置

- 1、本工程消防依据国家有关消防条例、规范等，本着以“预防为主，防消结合”的消防工作方针，并结合本工程的具体情况进行消防部分的设计。
- 2、本工程在同一时间内的火灾次数按一次计。
- 3、火灾危险等级较高的场所为配电室，厂区原配电室内以配置消防设施。
- 4、本工程主体外屋顶需配置手提式灭火器。

8.4 消防系统

根据《火力发电厂与变电站设计防火标准》（GB50229-2019）规范的规定，本工程重点防火部位为屋顶所在区域。

在逆变器附近合理布置手提式灭火器，按照每台配置 1 具，共计配置手提

式灭火器 11 具。

8.4.1 消防电气设计

消防用电结合利用原有厂房的消防设计。电缆设施主要利用钢制电缆槽盒。按有关规程、规定对电缆槽电缆防火，阻燃设施；电缆敷设完成后，所有的孔洞均使用防火涂料进行封堵。

8.5 施工消防设计

8.5.1 工程施工消防规划

项目开工前编制施工组织设计、施工现场消防安全措施及消防设施平面图。

施工现场设置临时消防车道，其宽度不得小于 4 米，并保证临时消防车道的畅通。禁止在临时消防车道上堆物、堆料或挤占临时消防车道。

建筑施工现场的灶间严禁设于在建建筑物内，不应与宿舍、办公用房合建，其耐火等级不应低于四级，燃料的存放及使用应符合有关规范要求。

施工现场必须配备消防器材，做到布局、选型合理。要害部位应配备不少于 2 具灭火器材，要有明显的防火标志，并经常检查、维护、保养，保证灭火器材灵敏有效。

施工现场设置明显的防火宣传标志。组织施工现场的义务消防队员，定期组织教育培训及演练。

8.5.2 施工消防管理

因施工需要搭设的临时建筑，应符合防火要求，不得使用易燃材料。

使用电气设备和化学危险物品，必须符合技术规范和操作规程，严格防火措施，确保施工安全，禁止违章作业。

施工材料的存放、保管、应符合防火安全的要求，易燃材料必须专库储存；化学易燃物品和压缩可燃气体容器等，应按其性质设置专用库房分类存放，其库房的耐火等级和防火要求应符合公安部制定的《仓库防火安全管理规则》；使用后的废弃物料应及时消除。建设工程内不准作为仓库使用，不准积存易燃、可燃材料。

安装电器设备、进行电气切割作业等，必须由合格的焊工、电工等专业技术人员操。施工现场的电气设备、电气工具、线路必须符合有关电气安全工作规程，并配有专职人员维护管理。

冬季施工使用的电热器，须有工程技术部门提供的安全使用技术资料，并经施工现场防火负责人同意。重要工程如高层建筑冬季施工的保温材料，且不

得采用可燃材料。施工过程中使用化学易燃物品时，应限额领料。易燃、易爆、有毒物质的存放，必须设专用仓库、专人保管，并执行仓储消防安全管理制度；禁止交叉作业；禁止在作业场所分装、调料，禁止在工程内使用液化石油气钢瓶、乙炔发生器作业。建筑工地临时宿舍和办公用房的设置必须符合消防技术标准的要求，并配置相应的灭火器材，放置在通道等醒目和便于使用的地方，灭火器应当加强保养，确保处于备用状态。

设置消防车道，配备相应的消防器材。

施工现场的消防器材和设施不得埋压、圈占和挪作他用。冬季施工，须对消防设备采取防冻保温措施。

8.5.3 落实消防安全责任

建筑工程施工现场的消防安全由实施总承包单位负责。分包单位向总承包单位负责，服从总承包单位对施工现场的消防安全管理。

建设单位与施工单位在订立合同中应当明确各方对施工现场消防安全的责任。施工总承包单位应当承担下列防火职责：

确定一名行政领导为施工现场防火负责人，负责督促、检查施工现场日常防火工作；制定施工现场防火制度，确定岗位防火职责；

组织工程技术人员和工人开展防火知识培训和宣传，按工程进度落实相应的消防措施；

检查落实施工现场宿舍和临时办公房的防火措施；定期开展防火检查，及时消除火灾隐患；

建设单位应当承担下列防火职责：

督促施工单位按图施工，及时拨付安全措施费用；

根据工程施工的不同阶段，协同施工单位制定相应的防火安全措施，并予以督促、检查；派出工程技术人员共同参与工地的防火工作；

发现一般火险隐患，应当及时通知施工单位进行整改；发现重大火险隐患，应当责令其停止施工作业，同时向公安消防监督部门报告。

监理单位应当承担下列防火职责：

检查落实建筑工程的消防施工是否符合国家工程建设消防标准的要求；

对建筑工程选用的消防产品进行核查，不得同意在工程上使用或者安装不符合市场准入制度及质量不合格的产品；

安排监理技术人员参与并做好施工现场防火工作； 审查施工现场防火制度和防火安全措施；

监督建设单位按时拨付安全措施费用；检查施工现场各项防火措施的落实情况，督促施工单位及时进行隐患整改，发现重大火灾隐患，应责令其停止施工作业，同时向公安消防监督部门报告。

第九章 施工组织设计

9.1 施工条件

9.1.1 工程概述

潍坊市招商科瑞生物技术有限公司 1.2 兆瓦分布式光伏发电项目位于山东省潍坊市安丘经济技术开发区新安北路 99 号，地理坐标东经：119.2066；北纬 36.50137，本项目利用招商科瑞 3 个屋顶厂房，面积约 0.92 万平方米，规划建设 1.1997MWp 分布式光伏发电项目。

9.1.2 工程对外运输条件

拟建项目场址位于东营市垦利区，厂区周围市政道路纵横交错，并且邻近省道、高速，对外交通便利。

9.1.3 工程场址施工条件

因本项目主要建设在已有建筑物上，建筑物在设计建造时，已经充分考虑了地质结构问题，本项目上就不深入勘察地质情况。

9.1.4 主要建筑材料来源

本工程所需的主要材料为砂石料、水泥、钢材、木材、油料等。主要建筑材料来源充足，砂石料可以从场址区附近的砂石料场采购；水泥和钢材可从东营市购买。生活及小型生产物资，其它建筑材料（木材、油料）等可在当地购买。

9.1.5 施工用水、用电条件

施工及生活水源：施工用水包括生产、消防用水和生活用水两部分，厂区内已有市政供水管网，其施工及生活用水拟采用引接市政管网供水，单独装表计量，按表交费。

施工电源：本工程施工用电引自厂区，单独装表计量，按表交费。

9.1.6 工程施工特点

- 1、本项目整体工程量集中，速度快，难度不大。
- 2、施工高度较高，需注意安全防护。
- 3、零配件重量小，倒运方便，安装较为简单。
- 4、各类设备支架安装工作量较大，工期紧，土建与安装需紧密配合。

9.2 施工总布置

9.2.1 施工总体规划

- 1、施工总平面由工程部统一管理。
- 2、施工总平面管理应达到施工现场安全文明，力求做到场地紧凑合理、符合流程、方便施工、减少二次搬运、节约用地，防火、防爆、排水、消防及工业卫生等方面符合国家有关规定及标准的要求。
- 3、施工平面布置根据不同功能区域划分责任区，各区域内设备材料堆放整齐并在明显位置设置标示。检修组合场地有栏杆围护，设专人对文明施工情况进行巡视检查。
- 4、各施工人员及车辆根据划定的施工道路进出施工现场，大型设备起吊须有吊装方案。
- 5、施工总平面所确定的原则任何单位不得随意变动，必须变动时需经相关管理部门批准后方可执行。
- 6、现场指挥部或监理有权依据本工程施工总体进度进展的实际情况和施工单位的实际需要，对原有施工场地划分作适当的调整，各施工单位应无条件服从。

9.2.2 施工总体布置

为便于工程文明施工管理，结合本工程现场条件，将生产区、办公区及生活区严格分开，各区根据自身特点制定不同的管理制度，依据工程总体施工进度计划和各施工阶段的用地需求，进行布置。

1、施工临设

办公区布置

办公区设有小五金及贵重物资仓库，办公室，会议室等，办公区的布置服从总包安排。

生活区布置

现场不布置生活区，拟在站外租用民房以解决工人住宿。设备、材料堆放场地：500m²。

2、平面管理办法

施工平面管理由项目经理总负责，由施工主管、材料部门、机械管理部门、后勤组织部门实施，按平面分片包干管理措施进行管理。

施工现场按照 CI 标准设置“六牌一图”。即质量方针、工程概况、施工进度计划、文明施工分片包干区、质量管理机械、安全生产责任制、施工总平面布置

图。

9.2.3 施工用水、用电及通信方式

1、施工用水

施工用水包括生产、消防用水和生活用水两部分。厂区内有供水管网，其施工及生活用水拟采用引接厂区管网供水。本工程施工用水不多。

2、施工用电

现场施工时主要的机电设备是电动切割锯、电钻等，用电量最大的是电动切割锯，电路布置应以电焊机的布置为主要考虑因素，总的用电负荷约 70kW。

在使用总包方供电、供水设施时，单独装表计量，按表交费。

3、施工通信

通信线路：外部的通讯线路可就近引接至光伏电站内。其内部通信拟采用无线电对讲机的通信方式。

9.2.4 施工临建设施

根据施工总进度安排，本工程施工期的平均人数为 15 人，高峰人数为 20 人。施工临时办公区布置在管理区，该处场地交通便利。经计算，施工临时办公区占地面积约 50m²，包括办公室、会议室等用房。施工人员的住宿生活设施由施工单位在附近解决。

9.2.5 施工作业注意事项

1、材料设备的运输与安装应以不影响厂区生产为原则。

2、施工现场的临时建筑或材料设备的临时堆放点不应与原厂区生产作业区冲突。

3、屋面吊挂点不应设在生产与人员流动密集区域，并应加设防护网并悬挂警示标志。

4、屋面材料设备严禁堆积，起吊与安装应同步衔接，防止荷载集中，屋（棚）顶垮塌。

5、屋面铺设作业应避免与原厂区密集生产区域重合，在搬运与铺设作业时应防止对屋面的二次踩踏与破坏。

9.3 施工交通运输

本项目场址对外交通便利。本工程建设期间的设备材料以公路运输为主。

9.4 施工总布置

9.4.1 施工总平面布置原则

1、施工场、临建设施布置应当紧凑合理，符合工艺流程，便于施工，保证运输方便，尽量减少二次搬用，充分考虑各阶段的施工过程，做到前后照应，左右兼顾，以达到合理用地、节约用地的目的。

2、施工机械布置合理，施工用电充分考虑其负荷能力，合理确定其服务范围，做到既能满足生产需要，又不能产生机械浪费。

3、总平面布置尽可能做到永久、临时相结合，节约投资，降低造价。

4、按施工总图进行规划布置，生产生活、施工辅助设施和仓库等场地和设施，在规定的标段施工营地范围内集中布置。生活办公营地布置整齐划一，及时对营地进行绿化，并配齐消防、安全设施。柴油发电机油库、电焊用氧气和乙炔库等危险材料库的布置遵守国家安全、防爆、防火等规程要求。消防、安全设施应齐全到位，道路畅通、场地整齐干净，并处理好临时雨水、污水排放，以防止污染环境。

为便于工程文明施工管理，结合本工程现场条件，将生产区、办公区及生活区严格分开，各区根据自身特点制定不同的管理制度，依据工程总体施工进度计划和各施工阶段的用地需求，进行布置。

9.4.2 建设用地方案

9.4.2.1 建设用地方案的编制依据

光伏电站项目建设用地是在光伏电站满足发电、运维人员对电站内相关设备检修等相关要求的前提下编制的。

9.4.2.2 光伏电站永久用地面积

本工程光伏装机容量约 1.1997MW，全部采用固定式支架安装，拟利用的建筑屋顶面积和停车场区域满足装机容量要求，本工程不另外租地。

9.4.2.3 临时设施及施工用场地面积

为满足光伏电站项目施工便利，施工场、临建设施布置应当紧凑合理，符合工艺流程，便于施工，保证运输方便，尽量减少二次搬用，充分考虑各阶段的施工过程，做到前后照应，左右兼顾，以达到合理用地、节约用地的目的。

本光伏项目临建设施利用厂区内空闲地面，在不影响附近工厂安全生产的前提下布置，总临时占用面积为 500m²。

9.4.2.4 用地费用

本屋面电站项目为无偿使用厂房屋顶，临设场地搭建厂区内待建场地。本项

目无屋面租赁费用。

9.5 主体工程施工

9.5.1 光伏组件安装

1、光伏组件支架安装

光伏阵列安装之前要检查待安装的构件是否有破损，电镀层是否完好，有问题的构件要选出来进行相关的处理。光伏阵列支架表面应平整，固定光伏组件的钢件面必须调整在同一平面；各组件应对整齐并成一直线；构件连接螺栓必须加防松垫片并拧紧。

2、光伏组件安装

安装光伏组件前，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同一发电单元内。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。组件在支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。电池板的安装应自上而下，逐块安装，螺杆的安装方向为自内向外，并紧固电池板螺栓。安装过程中必须轻拿轻放以免破坏保护表面的保护玻璃；电池板的连接螺栓应有弹簧垫片和平垫圈，紧固后应将螺栓露出部分及螺母涂刷油漆，做防松处理。并且在各项安装结束后进行补漆；电池板安装必须做到横平竖直，同方阵内电池板间距保持一致；注意电池板的接线盒方向。

9.5.2 光伏组件串接线

光伏组件连接时，确保独立开关处于关闭状态。连接导线不应使接线盒端子机械应力，连接牢固，极性正确。电缆及馈线应采用整段线料，不得有中接头，导线应留有适当余量，布线方式和导线规格应符合设计图纸的规定。所有接线螺丝均应拧紧，并按施工图检查核对布线是否正确。电源馈线连接后，应将接头处电缆牢靠固定。组件接线盒出口处的连接线应向下弯曲，防止雨水流入接线盒。方阵的输出端应有明显的极性标志和发电单元的编号标志。

9.5.3 组串逆变器安装

在阳光下安装接线时，应遮住太阳能光伏电池板，以防光伏电池的高电压电击伤人。安装时，把可拆卸活动安装板分别插入箱体底部的安装板插座中，并用两个 M8*

8 螺钉固定，再用膨胀螺丝固定到安装位置。

输入端位于机箱的下部，注意与光伏组件输出正极的连线位于底部左侧，而与光伏

组件输出负极的连线位于底部右侧，用户接线时需要拧开防水端子，然后接入连线至保险丝插座，然后拧紧螺丝，固定好连线，最后拧紧外侧的防水端子。输出包括汇流后直流正极、直流负极与地，上面备有四个端子供选择，接地线为黄绿线本。用户接线时需要拧开防水端子，然后接入连线，然后拧紧螺丝，固定好连线，最后拧紧外侧的防水端子。

9.5.4 大件安装

本工程基本无大件安装、起吊。光伏组件安装支架应以散件供货，先在施工现场将其组装成模块，然后逐件起吊就位安装。现场拼装时对组合模块的尺寸、高度，应根据现场条件加以控制。

9.5.5 特殊气象条件下施工采取的主要技术措施

9.5.5.1 雨季节施工措施

1、现场总平面布置，应考虑生产、生活临建设施、施工现场、基础等排水措施。

2、雨季前，应做好排洪准备，施工现场排水系统应完整畅通。

3、做好道路维护，保证运输畅通。

4、加强施工物资的储存和保管，在库房四周设排水沟且要疏通，准备足够量的防雨材料，满足施工物资的防雨要求及雨天施工的防雨要求，防止物品淋雨浸水而变质。

5、雨季施工砼工程时，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免雨水冲刷砼，雨较大时应停止砼施工并合理留置施工缝。

6、雨期施工砌体时，砂浆的稠度应适当减小，每天砌筑高度不宜超过 1.2 m，收工时覆盖砌体上表面，如雨较大时则停止施工。

7、脚手架等要安装避雷装置，接地电阻不大于 $10\ \Omega$ 。雨过后要复工先检查现场临时用电线路、机电设备、外脚手架的安全情况，无隐患后方可复工作业。

8、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。

9、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。

9.5.5.2 炎热季节施工措施

1、做好施工区域的防暑降温工作，由专人收集天气预报，根据天气情况合理安排施工，施工尽量避开每天温度最高的中午时段，在不得扰民的情况下适当增加夜间施工时段，并做好防护工作。

2、露天作业集中的地方，应搭设休息凉棚。炎热季节混凝土灌注尽量安排在下午至夜间时段进行，并搭设遮阳棚防晒，混凝土浇筑完成后及时进行遮盖养护。

3、焊接等特殊高温作业地点，施工人员应带足饮用水，必要时采用茶水、冰水等降温，并注意休息。

4、根据实际情况每班组配备一定数量大容量的水壶和水杯，满足需要。施工人员配备足够劳保和防暑降温药品，如清凉油、风油精等。施工人员如感不适，应及时休息并检查。

5、为了降低混凝土入模温度，在炎热季节拌合混凝土时加入适量冰块进行降温处理，并做好混凝土运输环节的协调工作，尽量缩短混凝土运输时间，在运输过程中做好防晒工作。

6、电焊导线绝缘良好，不得靠近热源。气割、电焊作业时下方有电缆等易燃设备时，必须采取可靠的隔离或防护措施。

7、施工人员注意休息，精神充沛。

8、夏季天气炎热，加强卫生检查，灭四害。

9.5.6 主要施工机械

表 9.5-1 主要施工机械

序号	设备名称	型号及规格	单位	数量	备注
1	汽车式起重机	25t	台	1	
2	提升机		台	1	
3	电焊机	交直流	台	2	
4	钻孔机		台	2	

9.6 施工总进度

由于本项目为在现有屋顶上进行施工，施工周期较短。整个工程周期为 3 个月。整个光伏项目的关键施工工序如图 9.6-1 所示：

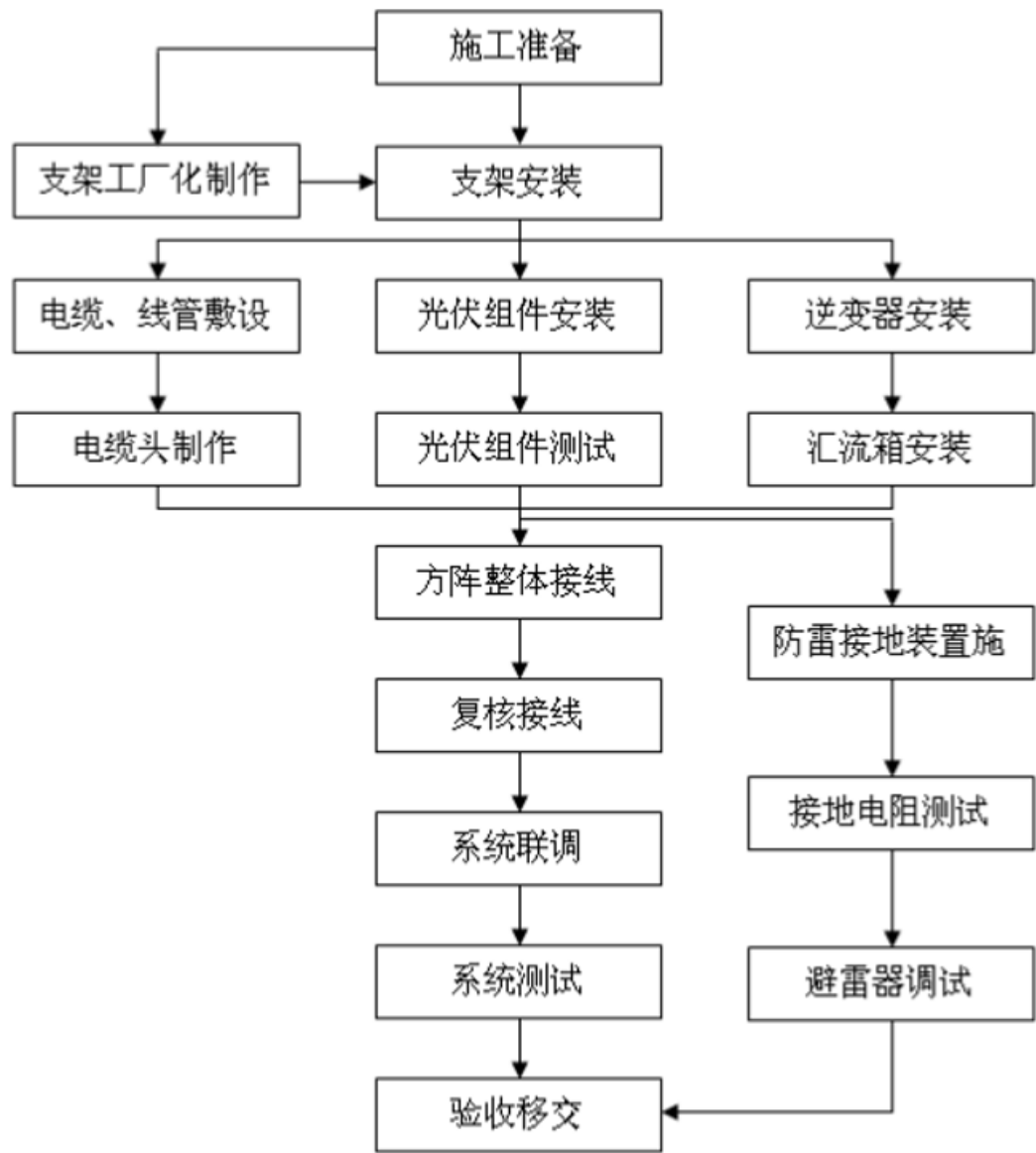


图 9.6-1 施工工序图

第十章 工程管理设计

10.1 工程管理机构

该项目建成后，站内光伏方阵和电气设备拟实行统一管理，接受专门设立的运营机构集中管理。

本光伏电站的机构设置和人员编制暂参照同类工程和本工程实际条件确定。本工程定员标准暂定 1 人，主要负责光伏组件的巡视、日常维护和值班等。考虑到现代运行方式需要，结合其他光伏电站建设现状，设备检修及组件清洗拟聘用专业队伍，不专门设检修、清洗人员。

10.2 电站运行维护、回收及拆除

10.2.1 计划检修和维护

项目公司应准备光伏电站的检验与维护手册，内容应包括进行定期和年度检验、日常维护、大修维护和年度维护的程序和计划，以及调整和改进检验及维护的安排程序。

项目公司对于其主要设备的大、小修，输变电设备及影响供电能力的附属设备的计划检修，应根据电网的出力平衡和太阳辐射年内变化规律提出建议，该建议应递交调度机构并经调度机构同意后纳入计划停运。

10.2.2 检修与维护管理

10.2.2.1 组织形式

针对本工程规模大、光伏组件数量多，组织形式拟采用分散流水式作业。将整个维护工作根据工作性质分为若干阶段，科学合理地分配工作任务，实现专业分工协作，使各项工作之间最大限度地合理衔接，以更好的保证工作质量，提高劳动生产率。

10.2.2.2 组织管理

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

2、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。

3、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太阳辐射年内变化规律特征提出建议，该建议应递交调

度机构并经确认后纳入计划停运。

4、年度维护检修计划每年编制一次，主要内容包括检修主要项目、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。

5、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。

6、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。

7、建立和健全设备检修的费用管理制度。

8、严格执行各项技术监督制度，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每组光伏组件的维护检修记录，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，作为技术档案保存在项目公司和技术管理部门。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。

10.2.3 工程运行

10.2.3.1 日常维护计划编制

光伏电站的日常维护计划编制主要是方便日常维护人员对光伏系统进行日常检查，及时发现隐患并得以排除，日常维护的内容主要包括：

1、光伏组件方阵

- 1) 检查表面有无污物、破损；
- 2) 检查支架是否腐蚀、生锈；
- 3) 检查外部布线是否破损；
- 4) 检查接地线的损伤，接地端是否松动。

2、电气部分

- 1) 接线箱、功率调节器的外壳是否腐蚀、生锈；
- 2) 接线箱、功率调节器的外部布线是否损伤；
- 3) 功率调节器工作时声音是否正常，有否异味产生；
- 4) 功率调节器换气口过滤网是否堵塞；

- 5) 电缆接线端子的检查与紧固;
- 6) 模块式插件检查与紧固;
- 7) 防雷系统检查;
- 8) 接地装置检查;
- 9) 控制柜柜体密封情况检查;
- 10) 显示器及控制按键开关功能检查。

10.2.3.2 年度例行维护安排

根据光伏发电系统的设计要求和本地区的气候、环境条件,在正常运行情况下,本光伏电站的年度例行维护周期执行下列标准:

新投运的光伏组件:运行 240h(一个月试运行期后)例行维护;已投运的光伏组件:每 2 年例行维护 3 次。

10.2.3.3 光伏组件的维护方案

光伏组件的年度例行维护计划的编制应以光伏组件制造商提供的年度例行维护内容为主要依据,结合光伏发电系统的实际运行状况,在每个维护年度例行维护周期到来之前进行整理编制。编制计划内容主要包括工作开始时间、工作计划、工作内容、主要技术措施和安全措施、人员安排以及针对设备运行状况应注意的特殊检查项目等。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,

每个月清洗一次。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,以湿布擦洗电池板表面。每次清洗完成后应保持组件干燥。

降雪和积雪对光伏电站运行的影响较大,降雪天气出现时,积雪会覆盖电池组件板面,对电站的发电造成较大影响。本项目固定安装的电池阵列面倾斜角度很小,不利于积雪滑落,也不能完全依靠自然融化除雪;实际运行中应在降雪天气后人工及时清理电池组件表面的积雪,使其对发电的影响降低到最小程度。

10.2.4 工程检修方案

10.2.4.1 检修时间安排

根据本光伏电站的光能资源年内分布特点,每年 11 月份至次年 1 月份光能资源相对较小,光伏电站的维修可安排在每年的 11 月份、12 月份或 1 月份,确保光伏电站的电量损失最小和操作人员的安全。

10.2.4.2 检修计划

1、大修计划：主要确定大修项目，解决大修设备检修时间、主要材料储备、备品配件供应来源等。

2、检修准备：以书面形式编制实施计划方案、施工技术措施和组织措施及人员分工等，明确安全、质量、进度、节约等方面的要求。进行安全技术交底，并落实物资材料、技术、人员等方面的准备工作。

3、检修计划内容：

1) 检修、消缺项目的施工内容、进度控制、工期。

2) 特殊检修项目、消除重大设备缺陷或技术改造项目的技术措施和组织措施。

4、对主设备检修前一周，应组织检修人员学习，对项目、技术措施、质量标准、安全要求进行交底。明确各岗位责任，落实检修项目总负责人和技术负责人。指定在检修中做好工时、原始记录，材料消耗记录及技术记录图表。

5、检修工作中，运行及检修人员都必须严格执行工作票制度。开工前要办理工作票手续，并认真检查与运行系统隔离的安全措施。

10.2.4.3 检修方案

1、检修开始后，检修负责人应迅速组织设备解体检查和必要的测绘，并做好原始记录。及时平衡人力、物力和检修进度。

2、交待安全注意事项，严格执行质量标准、工艺规程和岗位责任制。

3、作好检修技术记录，并及时、真实、准确、详细、清晰的登记设备台帐。

4、认真做好检修机具、配件、材料管理工作，经常保持检修工具、配件、材料摆放整齐、现场整洁。

5、做好检修工时定额及材料消耗定额工作。不断积累资料，分析对比，使检修工时、材料消耗定额合理先进，节约工料，防止浪费。

6、电气设备在进行关键性检修时，相关责任人员应到现场监护工作。

7、设备检修要达到下列要求：

1) 检修质量要达到规定标准并完成计划检修项目。

2) 消除设备上存在的缺陷。

3) 保护与自动装置动作可靠，仪表指示正确，信号正确齐全。

- 4) 主要经济技术指标达到设计值, 或比检修前有所提高。
- 5) 现场整洁, 无油污、油迹。
- 6) 检修技术记录和设备台帐正确、齐全。
- 7) 通过检修校核了配件备用图纸, 测绘了缺少的备品配件图纸
- 8) 凡设备变更部分, 给运行人员交代清楚, 有异动报告并存档。
- 9) 每天收工和检修工作结束时, 均应撤出用具, 并清扫现场。

8、大修后设备不允许有不合格设备出现。

10.2.5 拆除、清理方案

电站运行期满后, 考虑光伏组件由厂家负责回收及再利用。组件支架等钢材由物质再生公司回收。所有的建(构)筑物及其基础由拆迁公司拆除、清理。光伏组件及其他设备的回收应符合国家环保规范的要求。

第十一章 环境保护与水土保持方案

11.1 环境部分

11.1.1 设计依据

《中华人民共和国环境保护法》，1989 年 12 月 26 日；
《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，1997 年 3 月 1 日；
《中华人民共和国大气污染防治法》，2000 年 9 月 1 日；
《中华人民共和国水污染防治法》，1996 年 5 月15 日；
《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2005 年 4 月 1 日；
《中华人民共和国水土保持法》，1991 年 6 月29 日；
《电磁辐射环境保护管理办法》，[1997]国家环保局第 18 号令；
《建设项目环境保护管理条例》，1998 年 11 月 29 日，国务院第 253 号令

11.1.2 环境质量标准及污染物排放标准

《空气环境质量标准》（GB3095—1996）中二级标准；
《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准；
《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类水质标准；
《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准；
《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348—2008）中 2 类标准；
《建筑施工场界噪声限值》（GB12523-90）；
《大气污染物综合排放标准》（16297-1996）无组织排放源浓度限值。

11.1.3 施工期环境影响分析及防治

1、噪声防治

本工程施工内容主要包括光伏设备运输和安装等。施工噪声主要来自于施工机械以及运输车辆。本工程施工时建议使用低噪声设备和工艺，并加强设备的维护与保养，以减轻工程施工队周围环境的影响。

2、尘、废气

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。因此，在施工过程中需保持场地清洁并采取经常洒水等措施，以减轻工程施工对周围环境的影响。

3、运输车辆对交通干线附近居民的影响

光伏电站工程运输量不大，因此运输车辆对交通干线附近居民的影响较小，运输过程应注意对于居民区尽量绕道而行，避免或减轻对居民造成的噪声影响。施工车辆的运行应尽量避免噪声敏感区域和噪声敏感时段，文明行车。

4、废、污水

工程施工废污水主要来自于土建工程施工、材料和设备的清洗，以及雨水径流。施工废污水的主要成分是含泥沙废水，不可任其随地漫流，污染周围环境，应对废水进行收集，方法是在现场开挖简易池子对泥浆水进行沉淀处理，处理后尾水全部予以回用，可用于施工场地冲洗、工区洒水或施工机械冲洗等。

11.1.4 运营期环境影响分析及防治

太阳能光伏发电是利用自然太阳能转变为电能，在生产过程中不直接消耗矿物燃料，不产生污染物，因此运行期间对环境的影响主要表现为以下几个方面：

1、噪声影响

太阳能光伏发电运行过程中产生噪声声源的只有变压器，本工程没有变压器；同时逆变器是由电子元器件组成，其运行中的噪声也可以忽略。

2、电磁场的影响

逆变器等电气设备容量小，且密封，因此可认为基本无电磁场的影响。

3、对电网的影响

太阳能光伏电站运行时，选用的逆变器装置产生的谐波电压的总谐波畸变率控制在 3%以内，远小于 GB 14549-1993《电能质量 公用电网谐波》规定的 5%。

光伏电站并网运行（仅对三相输出）时，电网公共连接点的三相电压不平衡度不超过 GB 15543-1995《电能质量 三相电压允许不平衡度》规定的数值，接于公共连接点的每个用户，电压不平衡度允许值一般为 1.3%。

因此可认为本工程对电网的影响控制在国家标准允许的范围内。

4、光污染及防治措施

光伏组件内的晶硅板片表面涂覆有防反射涂层，同时封装玻璃表面已经过防反射处理，因此光伏组件对阳光的反射以散射为主。其总反射率远低于玻璃幕墙，无眩光，故不会产生光污染。

11.2 水土保持

本工程对环境的影响大部分是由于在施工过程中带来的环境影响，本工程利用现有厂房屋顶，土建部分施工量极少，故对环境的影响极小。施工造成的环境影响将随着

工程的结束而消失。

本工程建设对当地植物的总体影响较小，只在施工期间对厂区绿化带有所影响，施工完成后进行恢复。施工可通过避让现有树木而不对现场的树木有所影响。采取生态保护和水土保持措施，使本工程对生态环境的影响和工程造成的土壤侵蚀影响减少到最小。

第十二章 劳动安全与工业卫生

12.1 总则

12.1.1 设计目的、基本原则

为贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，做到电站投产后符合劳动安全与工业卫生的要求，保障劳动者在劳动过程中的安全与健康，为建设项目的的设计、施工、监理、运行提供科学依据，推动工程项目安全程度的提高，根据国家有关设计标准、规程规范进行该工程劳动安全工业与卫生专项设计。

该工程劳动安全工业与卫生专项设计，必须遵循国家的有关方针、政策，并结合工程的具体情况，积极采用先进的技术措施和设施，做到安全可靠、经济合理，设施符合国家规定的标准，为业主的工程招标管理、工程竣工验收和并网光伏电站的安全运行管理提供参数依据，确保施工人员生命与财产的安全。

12.1.2 设计范围和主要内容

依据本项目可行性研究报告与委托单位确定本次安全预评价的范围。预评价范围包括：光伏电站选址和总体布置、光伏组件及逆变器等光伏发电设备、电气设备及系统、并网安全、光伏电站安全监测系统、主要建（构）筑物、公用工程以及施工和运行期生产过程等。针对本项目评价范围可能存在的危险、有害因素进行了辨识及定性定量评价，并提出相应的对策措施。

凡涉及到本项目的消防、环保、地质灾害等，应执行国家有关标准和规定，并以相关批准、批复和文件为准。

12.1.3 主要依据文件

12.1.3.1 国家法律

《中华人民共和国安全生产法》 国家主席令[2014]第 13 号；

《全国人民代表大会常务委员会关于修改〈中华人民共和国可再生能源法〉的决定》 国家主席令[2009]第 23 号；

《中华人民共和国电力法》 国家主席令〔2015〕第 24 号；

《关于修改〈中华人民共和国建筑法〉的决定》 国家主席令[2011]第 46 号；

《中华人民共和国气象法》 国家主席令[1999]第 23 号；

《中华人民共和国防洪法》 国家主席令〔2009〕第 18 号 2015 年修正；

《中华人民共和国防震减灾法》 国家主席令[2008]第 7 号；

《中华人民共和国消防法》 国家主席令[2008]第 6 号；
《中华人民共和国道路交通安全法》 国家主席令[2011]第 47 号；
《中华人民共和国突发事件应对法》 国家主席令[2007]第 69 号；
《中华人民共和国劳动法》 国家主席令[1994]第 28 号；
《全国人民代表大会常务委员会关于修改〈中华人民共和国职业病防治法〉的决定》 国家主席令[2011]第 52 号。

12.3.1.2 国家行政法规及规范性文件

《中华人民共和国防汛条例》 国务院令第 86 号；
《气象灾害防御条例》 国务院令第 570 号；
《地质灾害防治条例》 国务院令第 394 号；
《电力设施保护条例》 国务院令第 239 号；
《建设工程安全生产管理条例》 国务院令第 393 号；
《电力监管条例》 国务院令第 432 号；
《电力安全事故应急处置和调查处理条例》 国务院令第 599 号；
《特种设备安全监察条例》 国务院令第 549 号；
《中华人民共和国道路交通安全法实施条例》 国务院令第 405 号；
《中华人民共和国道路运输条例》 国务院令第 406 号；
《劳动保障监察条例》 国务院令第 423 号；
《国务院关于进一步强化企业安全生产工作的通知》 国发[2010]23 号。

12.3.1.3 政府部门规章

《劳动防护用品监督管理规定》 国家安监总局令第 1 号；
《生产经营单位安全培训规定》 国家安监总局令第 3 号；
《安全生产事故隐患排查治理暂行规定》 国家安监总局令第 16 号；
《安全生产事故应急预案管理办法》 国家安监总局令第 17 号；
《作业场所职业健康监督管理暂行规定》 国家安监总局令第 23 号；
《特种作业人员安全技术培训考核管理规定》 国家安监总局令第 30 号；
《建设项目安全设施“三同时”监督管理暂行办法》 安监总局令 36 号；
《危险化学品重大危险源监督管理暂行规定》 安监总局令 40 号；
《国家电力监管委员会安全生产令》 国家电监会令第 1 号；
《电力安全生产监管办法》 国家电监会令第 2 号；

《电力二次系统安全防护规定》 国家电监会令第 5 号；
《电力业务许可证管理规定》 国家电监会令第 9 号；
《电网运行规则（试行）》 国家电监会令第 22 号；
《关于修改〈特种设备作业人员监督管理办法〉的决定》 国家质监总局令第 140 号；
《起重机械安全监察规定》 国家质监总局令第 92 号；
《建筑起重机械安全监督管理规定》 建设部令 166 号；
《电力设施保护条例实施细则》 国家经贸委、公安部令第 8 号；
《防雷减灾管理办法》 中国气象局令第 20 号；
《中央企业安全生产监督管理暂行办法》 国资委令第 21 号。

12.1.3.4 政府部门规范性文件

《国家发展改革委员会、国家安全生产监督管理局关于加强建设项目安全设施“三同时”工作的通知》 发改投资[2003]1346 号；
《关于加强重大工程安全质量保障措施的通知》 发改投资[2009]3183 号；
《可再生能源发电有关管理规定》 发改能源[2006]13 号；
《关于做好建设项目安全监管工作的通知》 安监总协调[2006]124 号；
《关于开展重大危险源监督管理工作的指导意见》 安监管协调字[2004]56 号；
《关于印发《电力建设安全生产监督管理办法》的通知》 电监安全[2007]38 号；
《关于加强电力建设起重机械安全管理的通知》 电监安全[2006]28 号；
《关于印发〈电力突发事件应急演练导则（试行）〉等文件的通知》 电监安全[2009]22 号；
国家电监会 国家安监总局《关于深入开展电力安全生产标准化工作的指导意见》 电监安全[2011]21 号；
《电力安全生产标准化达标评级管理办法（试行）》 电监安全[2011]28 号；
《电力安全生产标准化达标评级实施细则（试行）》 电监安全[2011]83 号；
国家电监会《关于印发〈发电企业安全生产标准化规范及达标评级标准〉的通知》 电监安全[2011]23 号。

12.1.3.5 国家标准

《生产过程安全卫生要求总则》 GB/T 12801-2008
《生产过程危险和有害因素分类与代码》 GB/T 13861-2009
《企业职工伤亡事故分类》 GB 6441-1986

- 《工业企业总平面设计规范》 GB 50187-1993
- 《工业企业厂内铁路、道路运输安全规程》 GB 4387-2008
- 《厂矿道路设计规范》 GB J22-1987
- 《建筑物防雷设计规范》 GB 50057-2010
- 《建筑物电子信息系统防雷技术规范》 GB 50343-2012
- 《防洪标准》 GB 50201-1994
- 《建筑灭火器配置设计规范》 GB 50140-2005
- 《建筑设计防火规范》 GB 50016-2014 （2018 年版）
- 《火力发电厂与变电站设计防火规范》 GB 50229-2006
- 《中国地震动参数区划图》 GB 18306-2015
- 《建筑工程抗震设防分类标准》 GB 50223-2008
- 《建筑抗震设计规范》 GB 50011-2010 （2016 年版）
- 《建筑地基基础设计规范》 GB 50007-2011
- 《建筑结构荷载规范》 GB 50009-2012
- 《钢结构设计规范》 GB 50017-2003
- 《混凝土结构设计规范》 GB 50010-2011
- 《地面用光伏（PV）发电系统 概述和导则》 GB/T 18479-2001
- 《光伏（PV）组件安全鉴定 第 1 部分：结构要求》 GB/T 20047.1-2006
- 《电力工程电缆设计标准》 GB 50217-2018
- 《低压配电设计规范》 GB 50054-2011 ；
- 《3~110kV 高压配电装置设计规范》 GB 50060-2008
- 《系统接地的型式及安全技术要求》 GB 14050-2008
- 《电力装置的继电保护和自动装置设计规范》 GB/T 50062-2008
- 《继电保护和安全自动装置技术规程》 GB 14285-2006
- 《光伏电站接入电力系统技术规定》 GB/Z 19964-2005
- 《光伏系统并网技术要求》 GB/T 19939-2005
- 《光伏（PV）系统电网接口特性》 GB/T 20046-2006
- 《电能质量 供电电压偏差》 GB/T 12325-2008
- 《电能质量 电压波动和闪变》 GB/T 12326-2008
- 《电能质量 公用电网谐波》 GB/T 14549-1993

- 《电能质量 三相电压不平衡》 GB/T 15543-2008
- 《用电安全导则》 GB/T 13869-2006
- 《起重机械安全规程 第 1 部分:总则》 GB 6067.1-2010
- 《防止静电事故通用导则》 GB 12158-2006
- 《剩余电流动作保护装置安装和运行》 GB 13955-2005
- 《建筑物电气装置第 4-41 部分: 安全防护电击保护》 GB 16895.21-2004
- 《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》 GB 50150-2006
- 《危险化学品重大危险源辨识》 GB 18218-2009
- 《工业企业设计卫生标准》 GB Z1-2010
- 《工作场所有害因素职业接触限值第 2 部分物理因素》 GB Z2.2-2007
- 《高处作业分级》 GB/T 3608-2008
- 《建筑照明设计标准》 GB 50034-2013
- 《建筑采光设计标准》 GB/T 50033-2013
- 《职业健康安全管理体系规范》 GB/T 28001-2001
- 《空调通风系统运行管理规范》 GB 50365-2005
- 《安全色》 GB 2893-2008
- 《安全标志及其使用导则》 GB 2894-2008

12.1.3.6 安全生产行业技术标准

- 《安全评价通则》 AQ 8001-2007
- 《安全预评价导则》 AQ 8002-2007
- 《生产经营单位安全生产事故应急预案编制导则》 AQ/T 9002-2006 电力行业技术标准
- 《电力变压器运行规程》 DL/T 572-2010
- 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》 DL/T 620-1997
- 《微机继电保护装置运行管理规程》 DL/T 587-2007
- 《电力系统安全自动装置设计技术规定》 DL/T 5147-2001
- 《电力工程地下金属构筑物防腐技术导则》 DL/T 5394-2007
- 《电力设备典型消防规程》 DL 5027-2015
- 《电力大件运输规范》 DL/T 1071-2007
- 《电业安全工作规程》 DL 408-1991

12.1.3.7 其它标准及规范性文件

《光电工程安全预评价报告编制规定》 水电规安办[2010]121 号

《光伏电站接入电网技术规定》 QGDW 617-2011

《工程建设标准强制性部分》 电力工程部分 2006 版

《太阳能资源评估方法》 QX/T 89-2008

《冻土地区建筑地基基础设计规范》 JGJ 118-1998

《钢结构高强度螺栓连接的设计、施工及验收规程》 JGJ 82-1991

《噪声作业分级》 LD/T 80-1995

《建筑施工扣件式钢管脚手架安全技术规范》 JGJ 130-2011

12.2 建设项目概况

12.2.1 项目地理位置

潍坊市招商科瑞生物技术有限公司 1.2 兆瓦分布式光伏发电项目

山东省潍坊市安丘经济技术开发区新安北路 99 号，地理坐标东经：119.2066；北纬 36.50137。

12.2.2 项目任务和规模

本工程任务以发电为主，充分开发利用当地丰富的太阳能资源，建设并网光伏电站为当地电网供电，促进地区经济可持续发展，建设绿色环保的新能源。

本工程选用 450Wp 单晶硅组件 2666 块，实际安装容量 1.1997MWp，采用“自发自用，余电上网”的方式。光伏发电单元经并网逆变器输出 0.4kV 交流电，通过交流并网柜接至厂区变压器低压侧。

根据厂区用电负荷情况，所发电量约 90%可被厂区用电负荷消纳。

12.3 主要危险、有害因素分析

工程运行中危害安全与卫生的因素

- 1、变压器、开关站配电设备-触电伤害，火灾及爆炸；
- 2、电气设备及电缆火灾-窒息、烧伤、死亡；
- 3、高空作业-坠落及机械伤害，致残、死亡。

12.4 工程安全与卫生设计

12.4.1 施工期劳动安全卫生主要对策措施

在工程建设期间，必须遵守生产经管单位新建、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“三同时”的安

全规定。

项目的施工、安装单位必须具有设备、设施的施工、安装资格的认可手续，经上级主管部门批准，取得相应的有关合格证书。在工程施工前，施工安装单位应根据有关标准、规程、法规编制施工组织设计，并报技监部门审查批准后，按施工组织设计严格执行，严格把好建筑施工、安装质量关。重要变更须报有关部门批准。建设单位与施工单位应签订施工期间安全生产责任书。

下面就施工过程中的主要危险提出安全对策措施：

1、施工时空中作业

- 1) 在施工过程中必须严格执行《电力建设安全健康与环境管理工作规定》。施工人员应进现场戴好安全帽，高空作业系好安全带，严防高空落物。高出作业人员在支架固定好之前，严禁登高作业。检查无误后方可作业，横梁就位时，构架上的施工人员严禁站在节点顶上，横梁就位后应及时固定。合理施工，尽可能减少和缩短作业人员在高处作业的时间。高处作业人员必须携带工具袋，传递物品用传递绳，支架上方及两端不需放置悬浮物品。
- 2) 设备应尽量在地面进行拼装和固定，以减少高空作业工程量。根据电力行业有关规定进行，并结合建构筑物状况设置的安全保护措施，避免高空作业事故的发生。安装时严禁利用屋（棚）顶作为临时堆场，必须落实合理的施工组织措施，起吊与安装应同步衔接，防止荷载集中，屋（棚）顶垮塌。
- 3) 高处作业平台、走道、斜道等应装设 1.2m 高的防护栏杆和 18cm 高挡脚板或设防护立网；高处作业使用的脚手架，梯子及安全防护网应符合相应的规定，在恶劣天气时（6 级以上的大风以及暴雨、打雷、大雾）应停止室外高处作业，高处作业必须系好安全带，安全带应挂在上方的牢固可靠处。

2、特种作业必须持证上岗。该工程特种作业如起重工、电焊工、电工、机动车驾驶员等工种必须持证上岗。

3、施工场所应符合施工现场的一般规定：施工总平面布置应符合国家防火、工业卫生等有关规定；施工现场排水设施应全面规划，以保证施工期场地排水需要；施工场所应做到整洁、规整。垃圾、废料应及时清除，做到“工完、料尽、场地清”，坚持文明施工。在高处清扫的垃圾和废料，不得向下抛掷，进入施工现场的人员必须正确佩戴安全帽，严禁酒后进入施工现场。

4、起重作业应符合起重工作的一般规定

- 1) 起重作业的指挥和操作人员必须由专业人员担任，起重设备在使用前应对其安全装置进行检查，保证其灵敏有效。
- 2) 起重机吊运重物时一般应走吊运通道。
- 3) 不明重量、埋在地下的物料不得起吊。
- 4) 禁止重物在空中长时间停留。
- 5) 起重设备应有防范倾覆措施。因为大风来时很快，可以反应的时间很短，预警较困难。所以应有加强起重设备防倾覆的警示性，风力六级及六级以上时，不得进行起重作业。
- 6) 大雾、雷雨等恶劣天气或照明不足导致信号不明时，不得进行起重作业。
- 5、施工现场的道路应坚实、平坦，双车道宽度不得小于 6m，单车道宽度不得小于 3.5m，载重汽车的弯道半径一般不得小于 15m。
- 6、施工期用电应符合施工用电的一般规定。施工用电的布置应按已批准的施工组织设计进行，并符合当地供电局的有关规定，不得任意接线、施工用电设施竣工后应该经过验收合格后方可投入使用。施工用电应明确管理机构并由专业班组负责运行及维护；严禁非电工拆装施工用电设施；施工用电设施投入使用前，应制定运行、维护、使用、检修等管理制度。
- 7、在通道上方应加装硬制防护顶，通道应避开上方有作业地区。
- 8、各种机械设备的安全防护装置应做到灵敏有效。应定期进行检查，发现问题及时解决，机械设备在使用时严格遵守操作规程操作，尽量减少误操作以防止机械伤害的发生。
- 9、做好现场的防火工作，配备必要的消防器材，灭火器应设置在明显和便于取用的地点，且不得影响安全疏散。保证施工现场消防通道畅通无阻。保温材料、各种油类、氧气瓶、乙炔瓶现场严禁吸烟，应设立禁烟区标志。非火警严禁动用拆除现场消防器材。
- 10、在地面以下施工的场所作好支护，防止坍塌事故的发生。
- 11、施工过程中所有孔、洞、井、池等均应加盖或设防护栏杆。
- 12、脚手架施工要注意以下问题：

周转性施工材料如脚手架、扣件等应把好采购关，定期进行检查，确保安全可靠。搭设脚手架应制定脚手架搭设专项安全施工方案，方案须由现场技术人员制定。执行作业指导书编制、审批制度；脚手架搭设前进行交底，执行安全交底制度。搭

设高度超过 15m 以上的脚手架，施工脚手架、特殊脚手架需要单独编制施工作业指导书。

搭设脚手架必须由持证架子工操作。搭设脚手架前，应检查脚手管、扣件、脚手板是否完好。严禁使用弯曲、压扁、有裂纹或严重锈蚀的脚手管，严禁使用有脆裂、变形、滑丝的扣件及断裂、有疤节的脚手板。

脚手架搭设时，地面必须设置专人监护，同时设安全警示围栏，严禁上下或水平抛掷扣件、脚手管、脚手板。

13、施工期间如需采用 X 射线仪探伤设备，应严格控制放射源的安全放置、屏蔽，从事有放射性危害工作的人员应穿着防护服。

14、在施工工地若有不同的施工单位，要强调相互协作，互通情况，步调一致地搞好施工安全工作。

15、施工中应尽量减少立体交叉作业。必需交叉时，施工负责人应事先组织交叉作业各方商定各方的施工范围及安全注意事项；各工序应密切配合，施工场地尽量错开，以减少干扰；无法错开的垂直交叉作业，层间必须搭设严密、牢固的防护隔离设施。交叉作业场所的通道应保持畅通；有危险的出入口处应设围栏或悬挂警告牌。

16、在施工期间要注意冬季施工中的防护措施。

17、气瓶使用应参“照特种设备安全对策措施”中“气瓶使用注意事项”内容使用。施工中使用的氧气、乙炔瓶按规定安全距离放置，气带、电焊把子线应摆放规范整齐，严禁乱拉、乱扯及乱放。

18、保证作业场所安全通道的畅通，安全通道不得堆放杂物，并及时清理。

19、施工前作好施工规划，尽量减小施工面，施工中对集中起尘区采取洒水抑尘。可有效减小扬尘对环境的影响。

20、在密闭空间作业时（如电缆沟、水沟作业等）应加强作业空间通风，并有专人监护。

21、加强作业人员安全知识培训教育，做好现场施工安全交底和技术交底工作，杜绝违章行为。

22、光伏组件开始安装前，施工单位应向建设单位提交安全措施、组织措施、技术措施，经审查批准后方可开始施工。安装现场应成立安全监察机构，并设安全监督员。安装现场道路应平整、通畅，能够保证各种施工车辆安全通行。

- 23、光伏组件安装和接线应严格按照要求进行，防止因野蛮作业带来的电气伤害，施工场所应设置防护设施，并设置警示牌，禁止无关人员进入施工区域。
- 24、电站各建（构）筑物及设施的施工，应编制自然灾害事故应急救援预案并定期进行演练、及时进行总结分析，补充完善预案。
- 25、基坑开挖设置必要的支撑和合适的边坡比。雨季施工应设置排水措施，防止发生坍塌事故。
- 26、电站区域昼夜温差大，为进一步保证混凝土层面结合质量，建议制定混凝土浇筑过程中的防沙和温控措施以及防止出现的冷缝的措施，并做好相应的防冻保暖措施。
- 27、在混凝土施工过程中，降雨时不宜浇筑混凝土，并尽量避免冬季施工。
- 28、柴油发电机保持完好，柴油发电机室柴油储存桶不宜过多，周围不应堆放杂物。
- 29、电焊机应装设剩余电流动作保护装置和二次空载降压保护器。一次线的长度不能大于 5m。
- 30、合理安排施工时间，避免人员在高温环境下持续作业，做好防暑降温工作。
- 31、施工期间场站内车辆伤害的防范措施
- 驾驶人员必须经过专业培训，并经有关部门考核批准，发给合格证件后，方准单独操作。
- 车辆厂内行驶遵守厂内的限速规定，在醒目位置设置“限速标志”，在主要路段设置减速带。道口、交叉口设有警告标志处或转弯、掉头时，最高时速不能超过 15km/h。
- 3) 制定《司机驾驶安全规程》，所有驾驶人员严格按规程进行操作，严禁超载、疲劳、酒后驾驶。
- 保证厂区照明灯布局合理，无照明盲区，照明灯具 100%完好。
- 厂内机动车辆在使用时不得超过制造厂规定的额定能力。未经制造厂批准，不得进行任何设计上的修改，也不得在车上附加任何物体，以免影响车辆的能力和作业安全。
- 32、材料设备的运输与安装应以不影响厂区生产为原则。
- 33、施工现场的临时建筑或材料设备的临时堆放点不应与原厂区生产作业区冲突。
- 34、屋面吊挂点不应设在生产与人员流动密集区域，并应加设防护网并悬挂警示

标志。

35、屋面材料设备严禁堆积，起吊与安装应同步衔接，防止荷载集中，屋（棚）顶垮塌。

36、屋面铺设作业应避免与原厂区密集生产区域重合，在搬运与铺设作业时应防止对屋面的二次踩踏与破坏。

12.4.2 运行期劳动安全与工业卫生对策措施

12.4.2.1 运行准备期安全措施

应做好该建设项目运行准备期的安全工作，制定详细全面的人员培训计划。培训方式灵活多样，力求实效，做到持证上岗。加强与有设计、制造，运行经验等单位、人员的交流，加强对制造厂家、相同类型运行电厂的收资与调研以及现场学习等。收集各类技术资料，结合工程实际编制运行规程、系统图、事故处理规程、检修规程等各项规章制度，严格执行两票三制（工作票、操作票；交接班制、巡回检查制、设备定期试验与轮换制），做好由基建向生产过渡的安全措施。

12.2.2.2 运行期劳动安全与工业卫生对策措施

1、光伏组件及其方阵系统安全对策措施

光伏电站的设计应遵守《工业企业总平面设计规范》、《太阳光伏电源系统安装设计规范》、《光伏系统并网技术要求》、《光伏 PV 系统电网接口特性》等标准的相关要求。

1) 系统总体安装的对策措施

(1) 光伏组件方阵应设置在周围无遮挡障碍物、无污染源（烟雾、粉尘）、无腐蚀性气体等的安全可靠的场所。

(2) 方阵平面应该朝向正南方。

(3) 方阵安装地的最大风力若大于十级应采取加固措施。

(4) 光伏电源系统应有过电压保护装置（措施），必须安装防雷装置。

(5) 光伏组件的安装至少包含以下步骤：组件安装面的粗调、组件的进场检验、组件安装、组件调平、组件接线。

2) 组件安装的对策措施

(1) 在运输过程中要注意不能碰撞到支架，不能堆积过高（可参照厂家说明书）。

光伏组件在运输和保管过程中，应轻搬轻放，不得有强烈的冲击和振动，不得横置重压。

(2) 光伏组件的安装应自下而上，逐块安装，组件的安装采用铝合金压块，压块螺杆的安装方向为自内向外，并紧固压块螺栓。安装过程中必须轻拿轻放以免破坏表面的保护玻璃；组件压块的联接螺栓应有弹簧垫圈和平垫圈，紧固后应将螺栓露出部分及螺母涂刷油漆，做防松处理。并且在各项安装结束后进行补漆；

(3) 组件安装必须作到横平竖直，同方阵内的组件间距保持一致；注意组件的接线盒的方向。

(4) 根据电站设计图纸确定光伏组件的接线方式。

(5) 光伏组件连线均应符合设计图纸的要求。

(6) 接线采用多股铜芯线，接线前应先将线头搪锡处理。

(7) 接线时应注意勿将正负极接反，保证接线正确。每串光伏组件连接完毕后，应检查光伏组件组串开路电压是否正确，连接无误后断开一块光伏组件的接线，保证后续工序的安全操作。

(8) 将光伏组件组串与控制器的连接电缆连接，电缆的金属铠装应接地处理。3) 方阵安装的对策措施

(1) 方阵的支撑结构应该牢固、可靠，应有防锈防腐措施。

(2) 方阵排列方式，应能便于安装、维护以及具有较强的抗风能力。

(3) 组件方阵的布线应有支撑、固定和防护等措施，导线应留有适当余量，应选用不同颜色的导线作为正极。负极和串联连接线。

(4) 连接导线的接头应镀锡，截面大于 6mm 的多股导线应加装铜接头（鼻子），截面小于 6mm 的单芯导线在组件接盒线打接头圈连接时，线头弯曲方向应与紧固螺丝方向一致，每处接线端最多允许两根芯线，且两根芯线间应加垫片，所有接线螺丝均应拧紧。

(5) 接线盒出口处的连接线应向下弯曲，防止雨水流入接线盒。组件连线和方阵引出电缆应用固定卡固定在机架上。

(6) 方阵布线及检测完毕，应盖上并锁紧所有接线盒盒盖。

(7) 方阵的输出端应有明显的极性标志和子方阵的编号标志。

4) 电源控制设备配置的对策措施

电源系统输入端应具备过电压保护措施，输入端应具备调压稳压装置。

采用能将电源系统的各种信息传送至远端并能在远端进行遥测、遥控的电源系统。

5) 逆变器技术要求方面的对策措施

并网逆变器应设置极性反接保护，短路保护，孤岛效应保护，过热保护，过载保护，接地保护。

6) 电源馈线敷设与连接的对策措施

- (1) 馈线穿过穿线管后应对关口进行防水、防鼠处理。
- (2) 电缆及馈线应采用整段线料，不得在中间接头。
- (3) 电源馈线连接后，应将接头处电缆牢靠固定在控制柜的导线卡上。
- (4) 控制柜出线孔必须加防护胶圈。

7) 系统防护的对策措施

太阳光伏电源系统的工作接地，保护接地，防雷接地等应单独设置防雷接地系统，必要时，也可与其它设施或建筑物的防雷接地系统的保护设施统一考虑。方阵至控制箱（柜）的电源输入馈线端应设置防雷电感应装置。

方阵需另设防雷装置时，避雷针应设置在方阵背面的最高处，且距离方阵边缘距离大于 5m，避雷针接地线严禁直接从方阵机架上引出。

接地的接地电阻不大于 1Ω 。

8) 减小过电压的对策措施

(1) 等电位（屏蔽接地）

等电位连接是用与低阻抗通路的相互连接来减少光伏发电系统内的过电压，如果存在地电极，低阻抗通路应连接到接地基准点上。

(2) 接 地

- a. 设备接地的措施：将金属箱体、盒、支架和设备外壳连接到接地基准点上。
- b. 系统接地的措施：将光伏发电系统用导线连接到设备接地端，形成该光伏系统系统接地。

(3) 屏蔽

当雷电在系统附近放电时，通过降低电磁场与系统输电线路的相互作用对系统提供保护。屏蔽可以采用密封的导电壳层、同轴外套或内通电缆的电缆管，或者在电缆沟中或电缆上面敷设裸露保护线等方式。屏蔽装置的外壳应连接到设备地线上。

(4) 避雷击

通过使用避雷针避雷线来实现防直击雷保护。

(5) 保护装置

保护装置用于对敏感设备如功率调节器或其它部件提供过电压保护,为了有效的保护系统,保护装置应满足下列要求:

- a. 在设计寿命内,即使在极端的工作条件下,保护装置衰退不得超过其最低性能。
- b. 保护装置必须把被保护端点的电压限制在安全水平上。
- c. 在预期的瞬变条件下,保护装置不应该失效,在某些情况下,直到线路上的某些装置起作用之前,保护装置应能安全的传导过电流。
- d. 即使在系统的极端工作条件下,保护装置不应该失效。
- e. 保护装置的衰减不得低于系统设计寿命的要求。
- f. 他们应对系统的效率影响最小。

电子设备保护装置的主要类型:二极管、变阻器、避雷器、气体放电熔断器、隔离变压器、滤波器、光耦合器。

9) 光伏组件维护保养方面的对策措施

- (1) 在设计、安装过程中保证光伏组件上下部分通风良好。
- (2) 接地可靠、电阻合格,检修电源加装漏电保护装置并定期试验。
- (3) 定期检查光伏组件,保证过电流保护装置的完好性;保证光伏组件的完好性和无遮挡,接通旁通二极管来防止光伏组件偶尔出现的阴影;加强对组件的维护,保持组件表面的完好整洁。
- (4) 对固定支架定期检修,对出现故障的及时更换,避免导线管弯曲,局部放电。
- (5) 光伏发电系统附近敷设的电缆应严格按照规程、设计图纸和有关防火、阻燃技术要求布设;电缆接头经过检验合格后,再用耐火防爆盒密封;电缆应采取阻燃或隔热措施;建立健全电缆运行、维护、检查及防火、报警各项规章制度,从根本上杜绝电力生产系统火灾的发生。
- (6) 严格按照光伏组件安装规程进行安装和调试,保证组件良好运行。
- (7) 在光伏系统运行过程中,通过测定工作温度来监测光伏组件各部件是否处于良好运行状态,并定期检查各部件并保养更换。
- (8) 加强光伏组件所在场地的巡视,保证组件不被外界袭击破坏。
- (9) 加强管理,提高防火意识。
- 10) 防止光伏并网发电系统对电网伤害的措施

- (1) 对设备及系统进行现场和实验室试验，确保抗孤岛功能的有效性；
- (2) 采用合适的孤岛效应检测方法，如被动式或主动式。电网失电时，逆变器能够快速并可靠的检测孤岛状态，在 2s 内停止向电网送电，同时发出警示信号；
- (3) 加强电站管理，杜绝检修人员触电等伤亡事故的发生。当停电对设备和线路进行检修时，需要先断开并网逆变器；
- (4) 电网恢复供电后，并网逆变器需要对电网的电信号进行持续检测，确认其在一段时间内（如90s）完全恢复正常，才能重新投入运行；
- (5) 严格控制滤波器质量，确保其设计能有效控制高次谐波对配电网的污染；
- (6) 针对光伏发电系统发电量波动引起的电压变化，配电网中可设置投切电容电抗器、配备旋转备用容量以及设置其他动态无功调节设备。

11) 其它安全对策措施

- (1) 加强对制造厂的监造，把好出厂、交接验收质量关，保证逆变器的质量。
- (2) 强化安全管理，对作业人员进行专业培训，防止误操作，提高安全意识。
- (3) 严格执行“两票”制度。

2、电气设备及其系统安全对策措施

1) 光伏电站安全对策措施

- (1) 选用合适的滤波设备消除谐波，达到净化电源的目的。
- (2) 利用屏蔽、接地及隔离等手段将谐波源设备有效隔离，阻断谐波侵入电网。
- (3) 光伏电场并网运行后 2 个月内，电场的最大功率变化率、电压偏差、电压变动、闪变、谐波应有具备相应资质的单位或部门测试，并在测试前将测试方案报接入电网管理部门备案。

2) 防止电缆火灾安全对策措施

- (1) 电缆的选择和敷设应符合现行国标《电力工程电缆设计标准》的有关规定。变电及其它用电场所中，易受外部影响着火的电缆密集场所，或可能因着火蔓延酿成严重火灾事故的电缆回路，应根据负荷重要程度和使用环境，采取防止电缆着火延燃的措施。
- (2) 特别重要的电源回路如高、低压厂用变压器进线、联络电源、火灾监测报警系统、事故照明、计算机等重要负荷线路，可选用满足《电线电缆燃烧试验方法》中 A 类耐火强度试验条件的耐火分隔型电缆。若采用非耐火型电缆，应将其布置在两个相互独立或有耐火分隔的通道中，也可对其中每个回路电缆作耐火处理。

- (3) 应采取防止着火延燃的措施,不得在一条电缆通道(沟、竖井等)中埋敷容纳全部主电源回路的电缆,否则应把主电源回路电缆敷设于耐火槽盒中或采取其它防火措施。
- (4) 重要回路的电缆沟中的下列部位宜设置阻火墙(防火墙):公共主沟道的分支处、多级配电装置对应的沟道适当分段处、长距离沟道中相隔约 200m 或通风区段处以及至控制室或配电装置的沟道入口,厂区围墙处。
- (5) 在密集敷设电缆的主控制室下电缆沟内,不得布置热力管道、油气管以及其它可能引起着火的管道和设备。
- (6) 电缆沟适当部分装设火灾自动监测报警装置和水喷射雾灭火装置,大负荷重要回路电缆宜设置防护层绝缘监测装置。
- (7) 应尽量减少电缆中间接头的数量。如需要,应按工艺要求制作安装电缆头,经质量验收合格后再用耐火防爆盒将其封闭。
- (8) 电缆沟应满足排水畅通,盖板及支架应足够强度,防止电缆沟倒塌或支架脱落。
- (9) 建(构)筑物中电缆引至电气柜、盘或控制屏、台的开孔部位,电缆贯穿隔墙、楼板的空洞应采用电缆防火封堵材料进行封堵,其防火封堵组件的耐火极限不应低于被贯穿物的耐火极限,且不应低于 1h。
- (10) 防火墙上的电缆孔洞应采用电缆防火封堵材料进行封堵,并应采取防止火焰延燃的措施。其防火封堵组件的耐火极限应为 3h。
- (11) 在电缆沟道中,严禁有可燃气、油管路穿越。
- (12) 电缆沟应保持清洁,不积粉尘,不积水,安全电压的照明充足,禁止堆放杂物。架空电缆上的粉尘应定期清扫。
- (13) 建立健全电缆维护、检查及防火、报警等各项规章制度。坚持定期巡视检查,对电缆中间接头定期测温,按规定进行预防性试验。

3) 配电装置的安全对策措施

- (1) 为防止高压配电装置中的高压开关设备事故,应认真贯彻《高压开关设备管理规定》、《高压开关设备反事故技术措施》和《高压开关设备质量监督管理办法》等有关规定。
- (2) 采用装置运行可靠的开关柜,严禁功能不完善的开关柜进入系统使用。应加强对隔离开关转动部件、接触部件、操作部件、操作机械、机械及电气闭锁装置的检查 and 润滑,并进行操作试验,防止机械卡涩、触头过热、绝缘子断裂等

事故的发生，确保隔离开关操作与运行的可靠性。

(3) 配电装置室的耐火等级，不应低于二级，配电装置室可按事故排烟要求，装设事故通风装置，将事故排烟逸出室外。

(4) 配电装置室内通道应保持畅通无阻，不得设主门槛，并不应有与配电装置无关的管道通过。

(5) 电气设备的继电保护采取双重化配置，应符合《继电保护和安全自动装置技术规程》及《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》。

(6) 配电装置应设置事故照明。照明设计应符合建筑照明有关规定和电力行业照明设计的要求。

(7) 为防止人身触电事故，中性点接地方式：同一系统中不得采用两种接地型式。配电装置的电气设备应保持与人和建筑物有足够的安全距离，对于容易造成误碰带电设备的场所，应采取屏护隔离措施。

(8) 检修和生活电源均应加装漏电保护器并定期试验。

(9) 根据工程所在地的实际情况，应特别注意户外电气绝缘方面的问题，从爬距、监测和清扫等几个方面加强控制。

(10) 应设置模拟电路、测试插孔、控制灯等，以便于运行检查和查找故障。

4) 照明

当正常照明因故障熄灭时，工作场所应装设继续工作应急照明或人员疏散用的应急照明。

继续工作用的应急照明，其工作面上的照度值，不应低于正常照明照度值的 10%。

人员疏散用的应急照明，在主要通道上的照度值，不应低于 0.5Lx。

当照明灯具表面的高温部位靠近可燃物时，应采取隔热、散热的防火保护措施。

5) 防雷接地网系统

根据《交流电气装置的接地》中的有关规定，接地装置应做到以下安全措施：

(1) 接地引下线和接地线截面必须满足热稳定要求，重要设备（如变压器等）应有两根均符合热稳定要求的接地引下线。

(2) 应保证接地引下线和接地线连接处的焊接质量。

(3) 按规定期限检测接地装置的接地电阻。

(4) 根据系统的用途下列系统须接地：工作系统接地、保护接地、雷电保护接地、防静电接地。

(5) 在下阶段设计中应考虑接地网腐蚀的问题,并结合本报告前面提出的安全对策措施提出具体的防护措施。

6) 防止污闪事故的对策措施

严格执行《电力系统瓷外绝缘防污闪技术管理规定》、《高压架空线路和发电厂、变电所环境污秽分区及外绝缘选择标准》、《加强电力系统防污闪技术措施(试行)》及其它有关规定。

(1) 完善防污闪管理体系,明确防污闪主管领导和专责人的具体职责。

(2) 严格执行电力系统绝缘子质量的全过程管理规定,加强管理,保证质量。硅橡胶复合绝缘子具有很强的抗污闪能力,可以有效地防止输电线路的污闪事故,按《合成绝缘子使用指导性意见》的要求使用执行。

室内设备外绝缘爬距要符合《户内设备技术条件》,并适时安排清扫,严重潮湿的地区要提高爬距。

坚持定期对输变电设备外绝缘表面的盐密测量、污秽调查和运行巡视,及时根据变化情况采取防污闪措施和完善污秽区分布图,做好防污闪的基础工作。

7) 防止监测监控系统失灵等的对策措施

系统配置应能满足机组任何工况下的监控要求(包括紧急故障处理),CPU 负荷率应控制在设计指标之内,并留有适当裕度。

主要控制器应采用冗余配置,重要 I/O 点应考虑采用非同一板件的冗余装置。

系统电源应设计有可靠的后备手段(如采用 UPS 电源),备用电源的切换时间应小于 5ms(应保证控制器不能初始化)。

主系统及与主系统连接的所有相关系统(包括专用装置)的通信负荷率设计必须控制在合理的范围之内,其接口设备(板件)应稳定可靠。

系统接地必须严格遵守技术要求,所有进入系统控制信号的电缆必须采用质量合格的电缆,且有良好的单端接地。

操作员站及重要操作按钮的配置应能满足机组各种工况下的操作要求,特别是紧急故障处理的要求。紧急停机按钮配置,应采用单独操作回路。

保护系统输出的操作指令应优先于其它任何指令,即执行“保护优先”的原则。

(8) 保护回路中不应设置供运行人员切、投保护的任意操作设备。

电子设备间的环境温度应保持在 $15^{\circ}\text{C}\sim 28^{\circ}\text{C}$,温度变化率应小于或等于 5°C 。相对湿度宜保持在 $45\%\sim 70\%$,在任何情况下,不允许结露。冬季相对湿度不能维持在

此范围内时，最低值应以不产生静电为宜；当空调设备发生故障时，应严密监视室温不超过制造厂允许值。

配备的控制运行维护人员应从设计、设备选型、出厂验收、安装施工到调试试运全程参与工作。在设备选型阶段，应注意所设计和选择的设备性能是否满足机组安全运行的需要。

8) 其它安全对策措施

(1) 继电保护系统

- a. 认真做好微机保护及保护信息管理机等设备软件版本的管理工作，特别注重计算机安全问题，防止因各类计算机病毒危及设备而造成微机保护不正确动作和误整定、误试验等。应加强继电保护微机型式试验装置的检验、管理与防病毒工作，防止因试验设备性能、特性不良而引起对保护装置的误整定、误试验。
- b. 在设计施工中注意执行继电保护反措，使保护装置的抗干扰措施与装置同时投运，避免重复施工。

(2) 防止触电伤害的对策措施

- a. 应选择具有“五防”功能的开关柜，升压站、高压配电室闭锁装置可靠。
- b. 检修和生活电源均应加装漏电保护器并定期试验。
- c. 保证设备接地可靠，接地电阻合格。
- d. 强化安全管理、提高员工自我保护意识，严格执行“两票”制度。
- e. 强化解锁管理，防止误操作，防误闭锁装置应与主设备同时投运。

(3) 防止蓄电池燃爆事故的对策措施

- a. 检查充蓄电池的放电电压电流是否符合标准要求，检查安全阀体是否堵死。
- b. 检查单体电池电压值，壳体有无渗漏变形，极柱安全阀有无酸雾溢出。
- c. 电池温度是否过高。
- d. 蓄电池室通风、照明及电气设备必须防爆。
- e. 蓄电池室必须防火防酸。
- f. 设置足够的消防器材，以备随时灭火。
- g. 定期核对容量放电，及时更换不合格电池。

3、 交通运输方面的安全对策措施

根据《工业企业厂内铁路、道路运输安全规程》等提出以下安全措施：

- (1) 强调运输调度作业的指挥重要性，在运输现场由 1 人统一指挥作业。

(2) 在运输途中注意路面情况。

项目开工后, 尽快开展道路工程, 并在重要地点增加安全标志, 以保证运输安全。

夏季运输作业中, 应随时检查汽车水箱, 及时补水。气温高, 及路况不好时, 应注意观察路面状况, 及时检查轮胎的气压, 准备好后备轮胎, 以防爆胎。

(5) 及时维修道路标志。

(6) 运输作业过程中注意保持车速, 及时避让车辆、行人。

(7) 保证车辆驾驶员持证上岗, 工作中应保持精神状态良好, 思想集中。

(8) 注意车辆检修和保养, 不驾驶带病车辆。及时发现车辆隐患并处理。

(9) 冬季应根据气温及路况采取在轮胎上绑防滑链, 危险路段覆土等措施, 防止因打滑产生的事故。

4、职业危害安装对策措施

采取设置消声、降噪、吸声合隔声等综合治理措施。如: 在设备订货时, 向产品制造商提出设备噪声限值要求。

为了降低逆变器产生的电磁辐射危害, 可为其加装金属外壳(如镀锌板)或在外围设置屏蔽隔墙。同时也可减少作业人员在逆变器附近工作时间来减少电磁辐射危害。

室内办公场所设置空调系统, 在高温季节配发防暑降温用品及用具。在低温季节配备相应的保暖设施和用品。尽量减少作业人员在高温或低温区域的工作时间。

(4) 应根据有关部门做出的建设项目职业病危害评价报告的相关要求采取措施, 防止人体伤害。

12.5 工程运行期安全管理及相关设备、设施设计

12.5.1 安全管理机构及相关人员配备

安全卫生管理机构必须和整个电站生产管理组织机构及人员配备统一考虑。工程投产后, 设置安全卫生管理机构及安全卫生监测站, 负责劳动安全与工业卫生方面的宣传教育和管理工作的, 保障电站顺利运行, 达到安全生产的目的。从“安全生产、安全第一”的角度出发, 管理和监测机构负责整个电站的消防、劳动安全卫生检查、日常的检测、劳动安全及职业卫生教育等, 并设置医务室。其机构人员的配置为 1 人~2 人, 可以为兼职人员, 归口生产运行部管理。

12.5.2 安全、卫生管理体系

12.5.2.1 安全生产监督制度

为了监督与安全生产有关的各项规章制度、反事故措施和上级有关安全生产指示的贯彻执行，对违章作业、违章指挥进行监察，本光伏电站应制定安全生产监督制度，规定安全监察的内容、安全监察人员的职权及职业标准、安全监察例行工作、事故调查、事故分析、事故预防、安全监察通知书等内容。

12.5.2.2 消防、防止电气误操作等管理制度

消防工作是光伏电站安全工作中的重中之重，为保证严格执行消防法规及条例，防止火灾事故的发生，光伏电站应制定详细的消防工作制度。

为有效地防止电气事故的发生，切实保障人身和设备安全，光伏电站应制定防止电气误操作的管理制度，规定操作、检修作业的程序及要求，防误管理、防误培训等内容。

12.5.2.3 工业卫生与劳动保护管理规定

为保护运行人员的健康、防止人身事故的发生，光伏电站应制定工业卫生与劳动保护管理规定，以规定安全监督部对防暑降温、防尘、放射防护、职业病防治、防毒、女职工特殊保护、劳动保护用品等的监督管理。

12.5.2.4 工作票、操作票管理制度

工作票和操作票（以下简称“两票”）制度是《电业安全工作规程》的核心，是保证人身和设备安全的重要组织措施。为严格执行两票制度，光伏电站应结合自身情况制定详细的工作票、操作票管理制度。

12.5.2.5 事故调查处理与事故统计制度

本光伏电站应按照国家 493 号令《生产安全事故报告和调查处理条例》法规要求，建立事故调查、事故上报、事故统计制度，以保证能够吸取事故教训，防止同类事故的再次发生。

12.5.2.6 其他劳动安全、工业卫生管理制度

遵照国家和地方有关法律法规要求，光伏电站还应制定机动车辆的安全管理规定，安全工（器）具购置、检测及使用规定，安全培训制度，安全奖惩制度，现场检修安全管理规定和外包工、临时工的安全管理规定，安全生产例会制度等规章制度；使安全生产工作制度化、规范化、标准化，保障本光伏电站的正常运行和职工的人身安全与健康。

12.5.3 事故应急预案

12.5.3.1 制定的目的和原则

1、 编制目的

重大事故应急救援预案是为了加强对突发重大事故的处理能力,根据实际情况预计未来可能发生的重大事故,所预先制定的事故应急对策。

制定应急预案的目的是要迅速而有效地将事故损失减少至最少。应急措施能否有效地实施,在很大程度取决于预案与实际情况的符合与否,以及准备的充分与否。

2、编制原则

编制预案时,应坚持以下原则:

以保护人身安全、防止人员伤害为第一目的,同时兼顾设备和环境的防护,尽量减少灾害的损失程度;

应急行动坚持“员工和应急救援人员的安全优先”、“防止事故扩展优先”、“保护环境优先”的原则;

结合本光伏电站的实际情况,针对本光伏电站可能造成本企业、本系统人员死亡或严重伤害、设备和环境受到严重污染或破坏而又具有突发性的灾害,或可能造成本企业附近区域生命财产受到巨大损失的灾害,按事故的性质、类型、影响范围与严重后果等分等级制定相应预案,其格式应适用于本光伏电站的具体情况;

本光伏电站不同类型的应急预案要形成统一整体,救援力量统筹安排;

预案应有足够的灵活性,以适应随时变化的实际紧急情况。

12.5.3.2 基本要求

制定事故处理预案的基本要求是:

- 1、具体描述可能的意外事故和紧急情况及其后果;
- 2、定应急期间负责人及所有人员在应急期间的职责;
- 3、应急期间起特殊作用的人员(例如:消防员、急救人员)的职责、权限和义务;
- 4、疏散程序;
- 5、危险物料的识别和位置及其处置的应急措施;
- 6、与外部应急机构的联系(消防部门、医院等);
- 7、与安全生产监督管理部门、公安部门、保险机构及相邻企业的交流;
- 8、重要记录和设备等保护(如装置布置图、危险物质数据、联络电话号码等)。

12.5.3.3 主要内容

事故应急预案的主要内容应包括：

- 1、光伏电站的基本情况：包括地理位置及周边生产经营单位的规模与现状、对外交通与运输情况；
- 2、危险目标的数量及分布图：包括危险源的确定、画出分布图并标出数量、潜在危险的评估；
- 3、指挥机构的设置和职责：包括指挥机构、指挥机构的职责、指挥人员分工；
- 4、装备及通讯网络和联络方式：必须针对危险源并根据需要，将抢险抢修、个体防护、医疗救援、通讯联络等装备器材配备齐全。平时有专人维护、保管、检验、确保器材始终处于完好状态，保证能有效使用；
- 5、信号规定：对各种通讯工具警报及事故信号，平时必须作出明确规定，报警方法、联络号码和信号使用规定要置于明显位置，使每一位值班人员熟练掌握；
- 6、应急救援专业队伍的任务和建立：包括组织救援队伍、加强救援队伍的训练和演习；
- 7、预防事故的措施：对已确定的危险源，根据其可能导致事故的途径，采取有针对性的预防措施；
- 8、事故的处置：包括制定事故处置方案和事故处理程序；
- 9、工程抢险抢修：指抢险人员根据事先拟定的方案，在做好个体防护的基础上，以最快的速度消除险情；
- 10、现场医疗救护：每个职工都应学会心肺复苏术，对受伤的人员应在现场进行必要的处理后再送往各类医院；
- 11、紧急安全疏散：发生重大事故，可能对场区内、外人群安全构成威胁时，必须在指挥部统一安排下，紧急疏散与事故应急救援无关的人员；
- 12、社会支援等：需涉及场外力量的如事故抢险、伤员救护，防灾指挥等，也应在预案中予以考虑。
- 13、事故后的恢复工作。

12.5.3.4 光伏电站事故应急救援预案纲要

本光伏电站应制定针对突发重大事故的预警机制、紧急处理措施与应急救援行动方案。对可能出现的重大事故如火灾、爆炸、大风引起的典型事故做出相应的应急救援预案（包含：火灾事故预案、电气误操作事故预案、压力容器爆破

事故预案、继电保护事故预案、变压器损坏和互感器爆炸事故预案、开关设备事故预案、接地网事故预案、人身伤亡事故预案、交通事故预案等防灾预警及应急方案等），以提高对突发重大事故的处理能力。同时应根据本光伏电站的实际情况来不断地进行补充和完善。

12.6 主要结论和建议

12.6.1 主要危险有害因素评价结果

根据对本工程区域水文气象条件的综合分析，冰雹、强风、雷电、低温等因素可能影响本工程安全，根据对工程地质及地震条件分析，本工程地质条件良好，地下水埋深大，对工程施工及运行影响较小，但场区地震烈度较高，土体对钢结构有较大的影响。

光伏电站场址选择、总平面布置基本符合安全生产的相关要求，主要设备布局基本合理，场内外交通方便。

根据对本工程建（构）物、相关设备危险有害因素的分析结果，本工程存在的潜在事故包括光伏方阵等主要建（构）物坍塌事故、电缆火灾等电气设备事故以及孤岛效应事故等。

生产过程中因人的因素、物的因素、环境因素以及管理因素可能导致高处坠落、物体打击、车辆伤害、机械伤害、起重伤害、电气伤害等人员伤害事故发生。

12.6.2 应重点防范的重大危险有害因素

项目地区冰雹、强风、雷电、低温等自然因素对光伏组件和设备有较大的影响和要求。

电缆火灾事故的危险性较高，事故发生后可能导致光伏电站停运事故。

光伏电站发生孤岛效应后，对电网用户、线路作业人员以及光伏电站安全影响大，且事故等级达到III级，应重点防范。

12.6.3 应重视的安全对策措施建议

光伏方阵构架应根据《建筑结构荷载规范》（GB50009-2012）、《钢结构设计规范》（GB50017-2003）等规范的要求进行设计，保证构架强度满足相关规范要求。

为防止出现热岛效应，光伏组件采光面应保持清洁，遇到风沙、雨、雪等天气后应及时进行清扫擦拭，定期对光伏组件的光电参数进行检测。

逆变器设备选型时应保证输出电压的稳定性及良好的起动性能，应配置过电

压、过电流及短路保护、欠电压保护、缺相保护及温度越限报警等功能。

箱变、电缆等电气设备应采取电缆封堵等防止火灾发生和蔓延的措施。

电气设备选型时应考虑高海拔、冰雹、低温、强风等因素；光伏电站的防雷、接地设计应满足光伏电站区域自然条件要求，防雷和接地设施应进行定期试验，确保满足相关规范要求；

应按照《安全生产事故隐患排查治理暂行规定》（国家安全生产监督管理总局令第 16 号）的要求，定期组织安全生产管理人员、工程技术人员和其它相关人员排查本单位事故隐患，并按照职责分工实施监控治理。

应按照《生产安全事故应急预案管理办法》（国家安全生产监督管理总局令第 17 号）及电力行业相关要求制定和完善事故应急救援预案，报当地安全生产监督管理部门备案，并对预案进行定期演练、改进。

12.6.4 主要危险有害因素的受控情况

通过严格按照标准规范设计，加强控制土建工程和发电设备的施工工艺和施工质量，不良自然条件带来的危险因素是可以有效控制的。

采取严格控制本工程土建、电气设备制造、安装工艺和质量；参照《风力发电场项目建设工程验收规范》进行工程过程控制和验收；加强对设备的运行、维护和自动化监控等措施后，本工程生产过程存在的危险因素是可控的。

通过制定操作规程、配置个人防护用品和加强工作人员安全管理等措施后，本工程作业环境有害因素是可控的。

本工程施工期通过采取安全管理、制定操作规程、配置个人防护用品和加强工作人员安全管理等措施后，本工程建设期间存在的危险、有害因素是可控的。

12.6.5 总体评价结论

本工程从安全生产角度符合国家的有关法律法规、行政规章、标准、规范的要求。本工程的建设在安全上是可行的。

本安全预评价报告通过评审后，将作为下一阶段设计的依据之一，提交本工程设计单位。设计单位应针对本报告的安全对策措施建议，在下一阶段的工程设计中予以落实。

12.6.6 劳动安全与工业卫生工程量和专项投资概算

光伏电站运行人员在开始工作前，需进行必要的安全教育和培训，并经考试合格后方能进入生产现场工作。同时按国家标准为生产运行人员配备相应的劳动

保护用品， 为生产运行人员创造必须和良好的防护条件，为发电站的安全运行有一个较好的软件基础，减少和预防由于生产运行人员的失误而导致生产事故。建立巡回检查制度、操作监护制度、维护检修制度，对生产设备的相关仪器、仪表和器材进行安全的日常维护。

第十三章 节能降耗分析

13.1 设计原则和依据

13.1.1 设计原则

1、贯彻“安全可靠、先进适用，符合国情”的电力建设方针。本工程设计按照建设节约型社会要求，降低能源消耗和满足环保要求，以经济实用、系统简单、减少备用、安全可靠、高效环保、以人为本为原则。

2、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，满足合理备用的要求。优先采用先进的且在国内外成熟的新工艺、新布置、新方案、新材料、新结构的技术方案。

3、运用先进的设计手段，优化布置，使设备布置紧凑，建筑体积小，检修维护方便，施工周期短，工程造价低。

4、严格控制电站用地指标、节约土地资源。

5、电站水耗、污染物排放、定员、发电成本等各项技术经济指标，尽可能达到先进水平。

6、贯彻节约用水的原则，积极采取节水措施，一水多用。

7、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，为实现现代化企业管理创造条件。

8、满足国家环保政策和可持续发展的战略：高效、节水、节能，控制各种污染物排放，珍惜有限资源。设计应满足各项环保要求，确保将该光伏电站建成环保绿色发电企业。

13.1.2 设计依据

本项目在建设和运行中，将遵循如下用能标准和节能设计规范：

《中华人民共和国节约能源法》2016 年 9 月 1 日起施行

《中华人民共和国建筑法》2011 年 7 月 1 日起施行

《机械行业节能设计规范》 JB/J 14-2004

《公共建筑节能设计标准》 GB 50189-2015

《民用建筑热工设计规范》 GB 50176-93

《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》 GB 50019-2015

建设部令第 143 号《民用建筑节能管理规定》；

建设部令第 81 号《实施工程建设强制性标准监督规定》；

建科[2004]74 号《关于加强民用建筑工程项目建筑节能审查工作的通知》；

国务院 国发[2006]28 号《国务院关于加强节能工作的决定》；

国务院《国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》；

国家发展和改革委员会发改投资[2006]2787 号《国家发展改革委关于加强固定资产投资项目节能评估和审查工作的通知》；

国家发展和改革委员会发改环资[2007]21 号《国家发展改革委关于印发固定资产投资项目节能评估和审查指南（2006）的通知》。

13.2 施工期能耗种类

本工程施工期消耗能源主要为电力、水资源、油料、临时施工用地和建筑用材料等。

13.2.1 施工用电

施工电源从附近已有电源点接入，经初步计算，本工程高峰期施工用电负荷约为 50kW。

13.2.2 施工用水

本工程施工用水由建筑施工用水、施工机械用水、生活用水等组成。施工用水从厂区已有水源取水，生活用水采用厂区内已有给水管网取水方式。

13.2.3 施工用油

施工期车辆和备用发电机主要消耗柴油，工程车辆约 1 辆，消耗量约为 0.03t/辆·d，总消耗量为 0.03t/辆·d。另外有部分管理用车，汽油量消耗较少。

13.2.4 施工临时用地

本工程施工临建工程主要有综合加工厂、材料及设备仓库、小型修配厂等临时生产设施和生活建筑设施。初步估算工程临时设施总占地约 500m²。

本工程地表经施工机械等人为扰动，易形成扬尘，影响环境。因此，施工总布置设计中，对场地利用、功能分区、以及工艺流程进行了优化布置，并采取了一定的防护措施，以期达到合理布局、减少用地、保护环境的目的。临时用地对当地土地资源和环境资源无不利长期影响。

13.2.5 建筑用材料

主要建筑物材料来源充足，所有建筑材料均可通过公路运至施工现场。主要建

筑物材料及生活用品可从附近采购。

13.3 运行期能耗种类、数量分析和能耗指标分析

本工程运行期能源消耗主要为电力、水、油资源等。

13.4 主要节能降耗措施

13.4.1 场址选择和电站布置

通过对电站场址区外交通条件、地形、地貌及太阳能资源情况的实地踏勘与分析，并经多方案比较后，确定电站采用厂房屋顶，以提高土地利用率；电站分两个区布置：管理区和生产区，功能分区明确，方便运行管理。本电站布置紧凑，土地利用率高，电缆和场内道路长度相对较小，有利于降低工程造价、降低场内线损。

13.4.2 电气设计节能降耗措施

1、系统工程

电力从电站送至电网过程中，在主干网络和配电网络均引起电能损失即功率损耗，输电功率损耗是输电线路功率损耗和变压器功率损耗。功率损耗包括有功损耗和无功损耗，有功损耗伴随电能损耗，使能源消费增加，无功损耗不直接引起电能损耗，但通过增大电流而增加有功功率损耗，从而加大电能损耗。

本电站系统送出工程贯彻了节能、环保的指导思想，工程设计中已考虑电站建设规模、地区电网规划、电站有效运行小时数等情况，并且结合电站总体规模考虑送出。另外，本工程选用的逆变器功率因子 ≥ 0.99 ，为电网提供了高质量、低损耗的电能，系统无需安装补偿装置。

2、变电工程

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

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

3、线路工程

本电站线路工程指电站内集电线路。

结合本工程的实际情况，在线路设计节能降耗的原则指导下，从路径方案、导线选型及绝缘配合等几个方面采取措施。

1) 路径方案

送电线路路径的选择是线路设计的关键，其优与劣、合理与否，直接关系着工程造价、工程质量、施工、运行安全等综合效益，因此本工程按照路径最短、施工方便、维护方便的原则进行场内线路设计，以达到最优的目标。

2) 导线选型

结合光伏电站有效运行小时数、建设规模、当地气候特点等条件选择合适的导线型号。

3) 绝缘配合及金具设计

结合现场污源调查，确定工程各段的污秽等级。绝缘子金具串采取均压、屏蔽等措施，加强制造工艺，减少泄漏，减少电晕，降低损耗。

4) 基础设计

结合场址工程地质条件及光伏电站的特点，在保障安全要求的前提下，尽量减少混凝土耗量。

4、其它电气部分

优化设计，减少占地面积，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，节省了材料用量；优化电缆沟布置，节省了电缆的长度。

主要措施如下：

1) 降低子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。

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

3) 严格控制建筑面积，减少采暖面积，有效降低相应的能耗。

4) 采用节能灯具，可节省电能。合理设计灯具，在满足照度要求的前提下，减少灯具的数量。

13.4.3 电站布置中的节能降耗措施

场区设计的合理与否关键在规划，在本电站的规划中着重抓总体规划。规划设计配合电气工艺在设计过程中充分考虑了电站集电线路、送出线路的分布。结合场址的环境、地理位置、交通运输等条件，充分比较并优化了电气总平面布置方案，从而做到布局合理、出线顺畅、节约占地、减少土方量等。优化场区的道

路、电缆沟及综合管线的布置，做到布局合理，电缆敷设路径最佳。

13.4.4 水资源节约

本工程运行期水消耗较少，主要为站内运行人员生活用水、组件清洗用水。

考虑到我国是一个缺水的国家，在设计中要本着节约用水的原则，使用节水节能型器具。

根据场地设计，合理布置组件清洗管线。

13.4.5 油料节约

施工期和运行期所需油料均可由市场采购解决，对项目所在地区的能耗负荷影响很小。

13.4.6 建设管理的节能措施建议

本工程的能源消耗主要为施工期的能源消耗和运行期的能源损耗。从节能的角度看，本工程已经在工程设计中选择符合节能标准的电气设备，同时在工程布置、方案选择中考虑了节能措施，但从光伏电站的运行特点看，节能的主要措施是节能管理措施。

在施工期，应制订能源管理措施和制度、防止能源无谓消耗；应对进场施工人员加强宣传，强化节能意识，注重节约成本；应对施工设备制订和工程施工特点相符合的能耗指标和标准、严格控制能源消耗；应加强对能源储存的安全防护、防止能源损失；应合理安排施工次序，做好施工设备的维护管理和优化调度。

在运行期，应对各耗能设备制定相应的能源消耗管理措施和制度，注重设备保养维修，降低能耗；应对管理人员和操作人员人员进行节能培训、操作人员要有节能上岗证，应制定用电、用油等燃料使用指标或定额，强化燃料管理；要合理安排运行调度，充分利用太阳能资源条件，力争多发电。

总之，工程运行管理中，要注重总结运行管理经验，加强设备日常维修保养，提高运行人员技术水准，不断优化运行调度管理模式，以达到充分利用太阳能资源的目的。

13.5 电站节能降耗效益分析

潍坊市招商科瑞生物技术有限公司 1.2 兆瓦分布式光伏发电项目，光伏电站装机容量 1.1997MWp，平均年发电量约 128 万 kWh。同燃煤火电站相比，按标煤煤耗为 306.4g/kWh 计，每年可为国家节约标准煤 425.68t。相应每年可减少多种有害气体和废气排放，其中减少 SO₂ 排放量约为 41.1t，NO_x（以 NO₂ 计）

排放量约为 20.25t，每年可减少温室气体 CO₂ 的排放量约为 1366.37t。。

13.6 结语

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，设计中严格贯彻了节能、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，减少了线路投资，节约了土地资源。本工程各项设计指标达到国内先进水平，为光伏电站长期经济高效运行奠定了基础，符合国家的产业政策，符合可持续发展战略，节能、节水、环保。

太阳能是一种清洁的可再生能源，太阳能光伏发电不会产生大气、水污染问题和废渣堆放问题。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。

本工程将是一个环保、低耗能、节约型的太阳能光伏发电项目。

第十四章 工程设计概算

14.1 编制说明

14.1.1 工程概况

工程投资编制基准期：2021 年 12 月。

工程项目动态投资为 490 万元，工程静态投资为 480 万元，单位千瓦静态投资为 4000 元，单位千瓦动态投资为 4083 元，建设期贷款利息为 10 万元。项目资本金占总投资的 20%，国内银行贷款占总投资的 80%，长期贷款利率按 4.9% 计算。

14.1.2 编制原则及依据

14.1.2.1 编制原则

本光伏发电工程投资概算编制参考执行国家能源局颁发的现行《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T32027-2016）、水电水利规划总院（可再生能源定额站）[2016]61 号《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》、可再生定额[2018]18 号文发布《关于调整陆上、海上风电场工程及光伏发电工程计价依据中建筑安装工程增值税税率及相关系数的通知》及国家和行业管理部门有关的法规和标准、规范和规定。

14.1.2.2 编制依据

（1）本工程项目计划；

（2）《光伏发电工程可行性研究报告编制办法》（GD003-2011）（试行）；

国家能源局发布的《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》

（NB/T32027-2016）、《光伏发电工程概算定额》（NB/T32035-2016）。不足部分采用

《陆上风电场工程概算定额》（NB/T31010-2011）补充予以补充；

水电水利规划总院（可再生能源定额站）[2016]61 号《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》；

（5）本工程投资概算按当地建筑材料信息价格水平编制；

（6）勘察设计的费用根据 2002 年国家计委、建设部计价[2002]10 号文颁发的《工程勘测设计收费标准（2002 年修订本）》及《风电场工程勘察设计收费标准》（NB/T31007-2011）计算，并结合太阳能工程实际情况调整。

(7) 本光伏电站的设计资料及建安工程量和设备材料清册。

14.1.3 基础价格

本概算静态价格基准年为 2021 年 12 月。基础价格编制应按照概算编制年的有关政策、规定及市场价格水平进行编制。

14.1.3.1 人工概算单价根据《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T 32027-2016) 内的标准计算。人工预算单价表如下：

序号	定额人工名称	工资标准 (元/工时)
1	高级熟练工	10.26
2	熟练工	7.61
3	半熟练工	5.95
4	普工	4.90

14.3.1.2 主要设备价格

电池组件、并网逆变器等设备价格根据厂家询价确定，其他机电设备价格参考国内现行市场价格计算。

序号	项 目 名 称	单位	价格
1	单晶硅电池组件 (455Wp)	元/Wp	2.1
2	组串式逆变器 100kW	元/Wp	0.19

14.1.4 费率指标

14.1.4.1 取费标准

建筑安装工程单价由直接费、间接费、利润和税金组成。单价的取费标准，按《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T32027-2016) 和水电水利规划总院 (可再生能源定额站) [2016]61 号《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》、可再生定额[2018]18 号文发布《关于调整陆上、海上风电场工程及光伏发电工程计价依据中建筑安装工程增值税税率及相关系数的通知》的规定计取。

14.1.4.2 其他费用

其他费用参照国家能源局发布的《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》

(NB/T32027-2016) 执行。

14.1.5 基本预备费

基本预备费：根据国家能源局发布的《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T32027-2016）规定计算，以设备及安装工程投资、建筑工程投资、其他费用 3 部分费用之和及相应费率计算，可研投资概算基本预备费费率按 1.5% 计取。

14.1.6 价差预备费

根据原国家计委（计投资【1999】1340 号文）《国家计委关于加强对基本建设大中型项目概算中“价差预备费”管理有关问题的通知》精神，投资价格指数按零计算，即本项目价差预备费暂不考虑。

14.1.7 建设期利息

长期贷款利率按 4.9% 计算。项目资本金占总投资的 20%，国内银行贷款占总投资的 80%。

14.1.8 投资概况

工程项目动态投资为 490 万元，工程静态投资为 480 万元，单位千瓦静态投资为 4000 元，单位千瓦动态投资为 4083 元，建设期贷款利息为 10 万元，投资回报周期为 6 年。