

图号	版号
33-NZ17071K-A01	0

甘肃腾格里沙漠河西新能源基地项目

组团 5：甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦 光伏项目

深化可行性研究报告

第 1 卷 光伏发电场本体报告 (收口版)

中国能源建设集团浙江省电力设计院有限公司

2025 年 7 月

批准： 田家平

田家平

审核： 沈洪流 陶 涌 王世英

沈洪流

陶涌

王世英

校核： 王惠祥

王惠祥

王 东

王东

焦伟杰

焦伟杰

王世英

王世英

王新涛

王新涛

唐 涛

唐涛

编写： 王 雪

王雪

高尤毅

高尤毅

李 根

李根

申耀铎

申耀铎

薛偲琦

薛偲琦

张雪琪

张雪琪

目 录

1.综合说明	1
1.1.概述	1
1.2.太阳能资源	4
1.3.工程建设条件	5
1.4.工程任务与规模	6
1.5.光伏发电系统	6
1.6.电气	6
1.7.总平面布置	7
1.8.土建工程	7
1.9.消防	8
1.10.施工组织设计	8
1.11.环境保护与水土保持	9
1.12.劳动安全与工业卫生	9
1.13.附图	10
2.太阳能资源	11
2.1.区域太阳能资源概况	11
2.2.太阳辐射数据	13
2.3.太阳能资源分析	17
2.4.太阳能资源评价	24
3.工程建设条件	26
3.1.场址条件	26
3.2.工程地质	26
3.3.气象和水文	38
4.工程任务与规模	44
4.1.工程建设必要性	44
4.2.工程任务	45
4.3.工程规模	45
5.光伏发电系统	46

5.1.主要设备选型	46
5.2.光伏阵列运行方式选择	61
5.3.光伏阵列设计	68
5.4.辅助方案设计	71
5.5.年上网电量计算	76
6.电气	78
6.1.电气一次	78
6.2.电气二次	85
6.3.35kV 架空线路	94
7.总平面布置	104
7.1.设计依据和原则	104
7.2.场址条件	104
7.3.总体规划	107
7.4.总平面布置	107
7.5.升压储能站	108
7.6.特殊天气危险性评估及预防	108
8.土建工程	110
8.1.基本资料和设计依据	110
8.2.设计安全标准	112
8.3.光伏阵列	112
9.消防	119
9.1.设计依据及原则	119
9.2.光伏发电场消防设计	120
10.施工组织设计	121
10.1.施工条件	121
10.2.场平设计方案	122
10.3.施工总布置	123
10.4.施工交通运输	124
10.5.工程用地	124

10.6.主体工程施工	125
10.7.施工总进度	132
10.8.施工资源供应	134
11.环境保护与水土保持	135
11.1.环境保护	135
11.2.水土保持	139
12.劳动安全与工业卫生	144
12.1.设计原则及依据	144
12.2.主要危险、有害因素分析	145
12.3.工程安全卫生设计	147
12.4.安全管理及应急设备、设施设计	152
12.5.预期效果评价	156
12.6.主要结论和建议	156
13.附件	158

1.综合说明

1.1.概述

1.1.1.项目背景

建设以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风光基地，是贯彻落实习近平总书记指示要求和党中央，国务院决策部署，支撑如期实现“双碳”目标任务，推进能源绿色低碳转型，提高安全保障能力的重大举措。2022 年 2 月，国家发改委、国家能源局发布了《以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地规划布局方案》（发改基础〔2022〕195 号），布局方案以沙漠、戈壁、荒漠等地区为重点，清洁能源开发和生态环境治理相结合，坚持规模化、集约化，坚持风电光伏资源，调节能力、外送通道等源网荷储要素协同，由近及远协调同步，加快建设绿色先进经济安全高效的大型风光基地，保障电力供应，建设新型电力系统，为实现双向目标提供有力支撑。根据《以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地规划布局方案》，“十四五”期间，为充分发挥甘肃省能源资源优势，规划以腾格里沙漠为重点，建设大型风电光伏基地，并依托“十四五”全国电力规划中拟建设的甘肃至浙江直流输电通道送电至华东地区，实现新能源资源的优化配置。

2021 年初开始，甘肃浙江两省发改委、能源局和电力公司四方就共同推动陇电入浙特高压直流工程开展了大量前期研究工作，形成了《甘肃河西第二条特高压直流高比例清洁能源外送工程规划研究报告》《河西地区电源开发建设条件及规划选址选线研究》《河西电源基地电力消纳方案研究》《风光火储一体化电源配置方案研究》《河西新能源发电基地接入系统论证》《河西电网优化方案研究》《河西电网支撑直流外送能力研究》等“1+6”研究成果。

2021 年 7 月，甘肃浙江两省政府签订《联合推进陇电入浙特高压直流工程战略合作框架协议》。初步规划陇电入浙特高压直流工程规划输电容量 800 万千瓦。2022 年 1 月，国家发展改革委、国家能源局将甘肃河西至浙江外送通道列入《以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏发电基地规划布局实施方案》，作为“十四五”期间安排的腾格里沙漠河西外送项目。3 月，国家能源局发文将外电入浙工程送端确定为甘肃，并同步纳入《国家“十四五”电力规划》。根据最新方案，甘肃-浙江±800 千伏特高压直流输电线路工程起于甘肃省武威市民勤县蔡旗乡的送端换流站，途经甘肃、宁夏、陕

西、河南、安徽、浙江 6 省，止于浙江省绍兴市上虞区驿亭镇的受端换流站，路径长度 2367.7 公里。

甘肃腾格里沙漠河西新能源基地配套建设 700 万千瓦光伏+400 万千瓦风电+4×100 万千瓦煤电+20 万千瓦光热+200 万千瓦储能（2 小时），配套建设 330kV 变电站、750kV 变电站及换流站。基地按照区域共分为 5 个组团，各组团分布情况见下图 1.1-1。

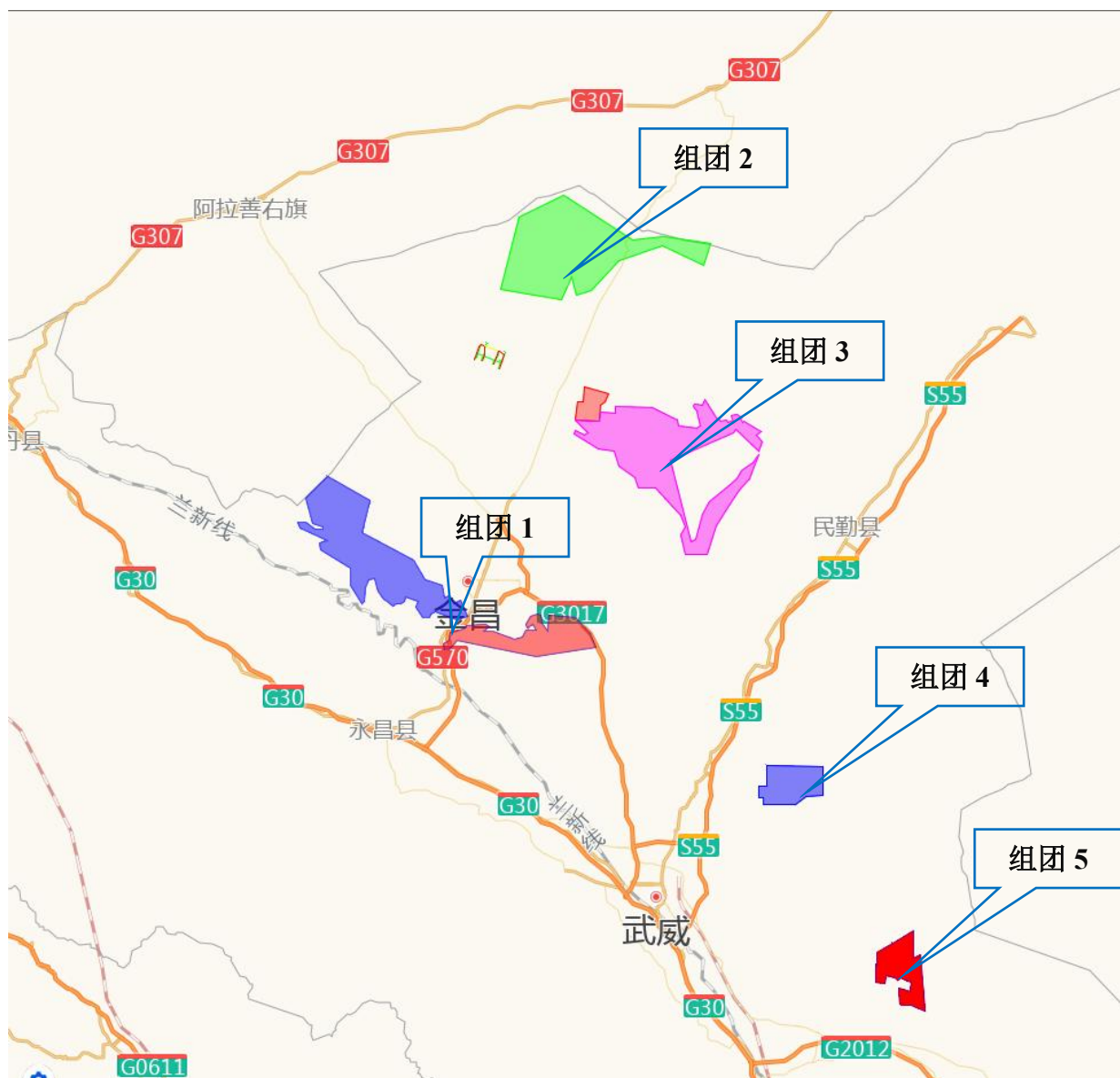


图 1.1-1 甘肃腾格里沙漠河西新能源基地组团分布图

1.1.2.项目前期工作开展情况

（1）电力规划总院有限公司编制了《甘肃腾格里沙漠河西新能源基地项目可行性研究》（以下简称《能源基地可研报告》）。2024 年 6 月起，中国国际工程咨询有限公司对《能源基地可研报告》进行了审查，2024 年 8 月 23~24 日召开收口审查会。

(2) 2024 年 5 月，浙能甘肃公司委托中电工程西北电力设计院编制了《浙能甘肃腾格里能源基地组团 5 黄花滩 2GW 光伏项目初可报告》，该报告未经评审。

(3) 2024 年 12 月 27 日，甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目完成备案。

(4) 2025 年 4 月 25 日，甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目用地红线确定，并取得国土、林业、交通等部门支持性意见。

1.1.3. 深化可研概况

本次深化可研总体沿用 1.1.3 确定的各项原则，针对地块调整、设备选型变化、地质初勘资料，开展深化设计。

甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目为甘肃腾格里沙漠河西新能源基地中的组团 5：200 万千瓦光伏及 48 万千瓦时×2 小时电化学储能项目。本项目位于古浪县北部的腾格里沙漠西南边缘地带，项目场址按照地理位置分为东区和西区两个部分。西区场址在《能源基地可研报告》规划场址内，北侧紧临武威市凉州区，南侧临近 G2012 及 S316 省道，与黄花滩镇直线距离约 13km，站址外部交通运输条件便利。东区场址位于古浪县海子滩镇西北部，与海子滩镇直线距离约 11km，场址南侧临近干武线铁路，中部临近乡村水泥路，对外交通较为便利。项目场址区相对位置示意图如下 1.1-2。

东、西区场址总面积约 67094 亩（合 44.73km²），场址内沙地总面积约 61582 亩（合 41.05km²），其他草地总面积约 5512 亩。西区场址总面积约 21758 亩，场址中心坐标为 N37°45'47"，E103°13'08"，属于风积沙丘区，地形起伏不平，海拔高度约 1650~1715m。场址区域内已进行了治沙工作，场址内的土地属性为沙地。东区场址总面积约 45336 亩，场址中心坐标为 N37°38'56"，E103°31'50"，属于风积沙丘区，地形起伏不平，海拔高度约 1719~1768m。场址区域内已进行了治沙工作，场址内的土地属性主要是沙地及其他草地间隔分布，其中沙地总面积约 39824 亩。

本项目额定装机容量 200 万 kW，直流侧安装容量 209.7576 万 kW_p，容配比 1.05。拟配套建设 2 座 330kV 升压储能站，西区场址配套建设的 1#330kV 升压储能站建设规模为 80 万 kVA，东区场址配套建设的 2#330kV 升压储能站建设规模为 120 万 kVA，光伏场区的 35kV 集电线路接入就近的 330kV 升压储能站 35kV 配电装置。汇集升压后，2#330kV 升压储能站以 1 回 330kV 输电线路接入 1#330kV 升压储能站，1#330kV 升压储能站以 2 回 330kV 输电线路接入凉州北 750kV 汇集站。

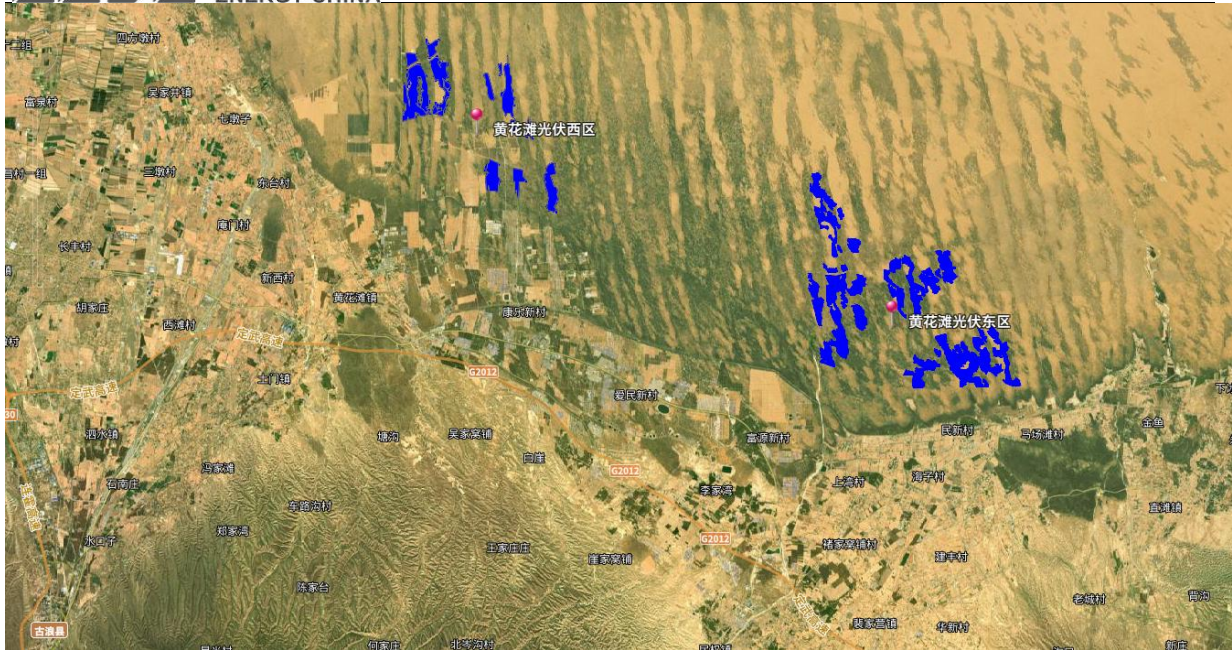


图 1.1-2 项目场址区相对位置示意图

1.1.4.编制依据

(1) 国家法律法规、规范

中华人民共和国国务院令第 588 号电力设施保护条例（修订）

国家发展和改革委员会令第 27 号《电力监控系统安全防护规定》

国家能源局《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（2023 版）

《光伏发电工程可行性研究报告编制规程》NB/T 32043-2018

(2) 其他依据

电规总院编制的《甘肃腾格里沙漠河西新能源基地项目可行性研究报告 第 1 卷 总报告》及批复

电规总院编制的《甘肃腾格里沙漠河西新能源基地项目可行性研究报告 第 4 卷 第 2 册 第 6 分册 武威市古浪县黄花滩 200 万千瓦光伏项目可行性研究报告》

电规总院编制的《甘肃腾格里沙漠河西新能源基地项目可行性研究报告 第 4 卷 第 3 册 第 6 分册 330kV 架空线路》

电规总院编制的《甘肃腾格里沙漠河西新能源基地项目可行性研究报告 第 8 卷 生态治理设计报告》

1.2.太阳能资源

项目选址区太阳总辐射年总量为 1660.3kWh/m^2 ，根据《太阳能资源评估方法》

(GB/T37526-2019)，场址区域太阳能的丰富程度为 B 等级，为资源很丰富区。场址区水平面总辐射稳定度 GHRS 为 0.422， $0.36 \leq \text{GHRS} < 0.47$ ，稳定度等级稳定（B）。场址区太阳能资源直射比 DHRR 为 0.61， $\text{DHRR} > 0.6$ ，直射辐射多。综合考虑，该地区适宜太阳能资源开发。

1.3.工程建设条件

（1）地质条件

本项目位于武威市古浪县腾格里沙漠西南边缘地带，西区场址距黄花滩镇绿洲小镇运距约 20km，东区场址距黄花滩镇绿洲小镇运距约 45km。场区场地为沙漠，为腾格里沙漠南侧边陲地带，沙丘多呈波浪状外观。厂址沙漠植被相对较好，经过一定的治理，主要为固定沙丘，局部为半固定沙丘。上部主要为全新世风积砂层，一般厚度大于 20m，底部为卵砾石层。沙丘以横向丘为多，呈北东向排列，月牙丘多见。

厂址总体地形相对起伏，远离区域活动断裂，较适宜本工程建设，场地适宜性和稳定性一般。所在区域 II 类建筑场地 50 年超越概率 10% 的地震动峰值加速度为 0.15g，相应抗震设防烈度为 VII 度，对应的反应谱特征周期是 0.45s，设计地震分组为第三组。场地土的类型属中软土，建筑场地类别为 II 类，现状条件下属对建筑抗震一般地段。

地下水埋深度一般大于 20m，埋藏较深，地下水对光伏发电项目工程建设影响相对小，可不考虑地下水对钢筋混凝土结构的腐蚀性影响。浅层土对混凝土结构具微腐蚀性，对钢筋混凝土结构中的钢筋的腐蚀性具有微腐蚀性，对钢结构有微腐蚀性。

厂址场地季节性冻土的标准冻土深度为 120cm，冻胀类别为不冻胀。

（2）气象条件

根据武威气象站多年资料统计，年平均气温为 9.1℃，极端最低气温出现在一月份，为 -27.2℃，极端最高气温出现在七月份，为 40.8℃。年平均降水量 181.2mm，最大冻土深度 141cm，最大风速 16.6m/s。

（3）供水条件

黄花滩净水厂能向本工程供水，其目前供水能力 1.2 万~1.6 万吨/天。引接点距离西区场址拟选 1#330kV 升压站位置约 13km，距离东区场址拟选 330kV 升压站约 21km，供水管道管径为 DN100，供水压力 0.2~0.4MPa。

（4）供电条件

黄滩镇的绿洲小镇及海子滩镇均具备可靠的市电网络，可向本工程临时供电。绿洲小镇距离西区场址拟选 1#330kV 升压站位置约 11km，海子滩镇距离场址拟选 2#330kV 升压站位置约 12km。

1.4.工程任务与规模

本项目是甘肃腾格里沙漠河西新能源基地中的组团 5：200 万千瓦光伏及 48 万千瓦时×2 小时电化学储能项目。甘肃省腾格里“沙戈荒”基地项目的建设实现多种能源协调互补，促进清洁能源高效利用，提升电力系统运行效率，推动河西地区资源优势转化为经济优势，推进能源清洁低碳转型；同时能够为中东部负荷中心提供清洁绿色电力供应，充分发挥甘肃省作为国家重要能源基地在全国“碳达峰”进程的支撑作用，助力受端地区低碳发展，符合国家战略发展导向。因此，本项目的开发任务为发电。本项目需与甘肃腾格里沙漠河西新能源基地内的其他新能源、传统电源协调运行，为送受端电网提供调峰、调频等功能支撑。

本项目建设光伏容量 2000MW，配置储能 480MW/960MWh。

1.5.光伏发电系统

太阳能光伏发电系统推荐采用“分块发电、集中并网”方案。本项目额定装机容量 2000MW，光伏组件安装容量 2097.576MW_p，容配比 1.05。光伏发电场区由 6 个容量为 2400kW 的光伏子方阵，397 个容量为 4800kW 的光伏子方阵和 16 个容量为 5000kW 的光伏子方阵组成，拟采用 N 型双面 720W_p 单晶硅电池组件及 300kW 组串式光伏并网逆变器。

本光伏电站建成后，第一年发电量约为 3428.76GWh，第一年等效利用小时数为 1634.63h；25 年期间，总发电量约为 81562.9GWh，25 年平均发电量约为 3262.51GWh，直流侧年等效利用小时数约为 1555.37h，交流侧年等效利用小时数约为 1631.26h。

1.6.电气

本项目考虑将交流侧 2GW 容量均匀分摊在每个升压站各主变低压侧，本项目采用 2400kW、4800kW 和 5000kW 三种子方阵，共建设 6 个容量为 2400kW 的光伏子方阵，397 个容量为 4800kW 的光伏子方阵和 16 个容量为 5000kW 的光伏子方阵。

拟将每 5~6 台箱变 35kV 侧并联接入 1 回 35kV 集电线路，将光伏发电场所发电能汇集至就近的升压储能站。本项目共 80 回 35kV 集电线路，采用电缆+架空线方式，其

中 32 回接入西区 800MW 升压站，48 回接入东区 1200MW 升压站，每回集电线路的汇集容量约 24MW~29.2MW。

本项目光伏组件至组串式逆变器间的直流电缆拟采用铠装 2 芯光伏专用电缆，截面积 4~6mm²；逆变器至箱变的交流电缆拟采用 1.8/3kV 铠装交联聚乙烯绝缘 3 芯铝电缆，截面积 240~300mm²；35kV 集电线路电缆拟采用铠装交联聚乙烯绝缘 3 芯铝电缆，截面积 95~400mm²。35kV 集电线路终端塔采用截面为 240mm² 或 150mm² 的双拼铝电缆；终端塔至 330kV 升压储能站的电缆拟采用双拼铠装交联聚乙烯绝缘 3 芯铝电缆，截面为 300/240mm²。

1.7.总平面布置

本项目位于古浪县北部的腾格里沙漠西南边缘地带，项目场址按照地理位置分为东区和西区两个部分。项目场址为多个不规则条带形状，西区场址位于古浪县黄花滩镇北侧，场址北侧紧临武威市凉州区，南侧临近 G2012 及 S316 省道，与黄花滩镇直线距离约 13km，场址周边有多条乡村道路穿过，外部交通运输条件便利。东区场址位于古浪县海子滩镇西北部，与海子滩镇直线距离约 11km，场址南侧临近干武线铁路，场址中部和东部均有乡村道路穿过，外部交通运输条件便利，东、西两个场址相距约 25km，有乡村道路连接两个场址，交通相对便利。

本光伏发电工程建设内容包括光伏阵列、逆变器、箱变、检修通道以及 330kV 升压储能站等，电站光伏组件全部采用固定式支架安装，本项目交流侧额定容量为 2000MW，本项目场址总用地面积约 67094 亩（合 44.73km²）。

本项目场址位于腾格里沙漠边缘，光伏场内检修道路宽度为 4m，所有道路的转弯半径均为 9m，检修道路宜尽量成环形布置，无法成环时应在道路尽端处设 12m×12m 回车场。为了便于封闭管理、安全生产，同时兼顾经济合理的实施原则，电站周界安装固定浸塑型成品简易围栏，固定围栏高度不低于 1.8m。

1.8.土建工程

本项目光伏支架及基础结构安全等级为三级，支架基础的设计等级为丙级；光伏支架结构抗震设防类别为丁类。场址区 50 年超越概率 10%的地震动峰值加速度为 0.15g，地震动反应谱特征周期为 0.45s。抗震设防烈度为 VII 度。防洪标准按 50 年一遇设计。

本工程光伏支架采用固定式双立柱支架方案。单个光伏阵列布置 52 块或 26 块光伏

组件，采用横向 2 行竖向 26 列或 13 列的布置方式，组件倾角为 36° ，组件最低点离地高度为 1.5m。光伏支架由斜梁、檩条、前后立柱及前后斜撑组成。光伏组件阵列支架及基础在满足安全的前提下，综合考虑经济性、适用性、施工方便等因素依照相关规程规范进行设计。光伏支架基础拟采用三叶片螺旋钢桩，桩径 89mm，平均桩长为 3.0m，入土深度为 2.7m，露出地面高度 0.3m。螺旋钢管桩壁厚 5mm，螺旋钢桩采用热浸镀锌防腐，镀锌层平均厚度不小于 $85\mu\text{m}$ 。

本工程共有 419 台 35/0.8kV 的箱变（油变），箱变基础均采用筏板式基础，基础埋深约 1.6m，砖混结构，箱变放置在顶部圈梁上。基础周边的变压器散热片侧设有储油池。

逆变器支架采用钢构件和抱箍固定于光伏支架钢立柱上。

1.9.消防

本工程消防设计贯彻“预防为主，防消结合”的设计原则，立足自防自救。布置时考虑消防通道，满足在发生火灾时施救人员及机械设备的通行。在工艺设计、设备及材料选用、平面布置、消防通道均按照有关消防规定执行。电缆选型选择阻燃型电缆，并积极采用先进的防火技术和新型防火材料，做到保障安全、使用方便、经济合理。

光伏电站场区内就地箱变的储油池（箱）火灾危害性为丙类，最低耐火等级为一级。在每台箱式变压器处均配置 2 台推车式磷酸铵盐干粉灭火器和 1 座消防砂箱，在每台箱变内设智能光电感烟探测器，在发生火情后，发出报警信号反馈到 330kV 升压储能站内。

1.10.施工组织设计

本工程位于武威市古浪县黄花滩镇和海子滩镇，隶属于腾格里沙漠南缘。工程区域内地貌类型为长期风蚀形成的沙漠地貌，因处在沙漠边缘地带沙丘坡度较小，天然植被稀少，零星有沙生植物，呈现荒漠化景观，开发利用条件优越。

本项目西区场址位于古浪县黄花滩镇北侧，东区场址位于古浪县海子滩镇西北部，场址南侧临近 G2012 高速及 S316 省道，东、西区场址周边均有县乡道路穿过，外部交通运输条件便利。

本工程施工所需的施工设备及机电设备等大型构件均可利用货运站通过 S308 省道、已有县乡道路运输至场区附近，对外交通运输条件较为便利。

本项目施工所需的砂石料、水泥、砖材、钢材、木材和油料等建材材料可从古浪县及附近乡镇购买，通过公路运输至施工现场。本工程基础施工采用商品混凝土，商砼场

位于古浪县，运距约 55km。

施工用水由施工生产用水、施工机械用水和生活用水等部分组成。按照同时开工 500MWp 考虑，施工区高峰日用水量约 400m³/d。施工用水采用从黄花滩镇康宁新村拉运方式，拉运距离 20km。为保证施工期间用水量充足，在东、西区场址施工作业面附近分别单独设置一座 100m³ 临时蓄水池（箱）。

施工区高峰用电负荷约 1500kW。施工用电西区考虑从附近康宁新村的 10kV 线路引接，西区场址的引接距离暂按 8km 考虑，东区考虑从海子滩镇附近村庄 10kV 线路引接，东区场址的引接距离暂按 10km 考虑。施工区外部通信采用由当地通信网络上提供通信线路的方式，内部通信采用无线电通信方式解决。

本项目光伏区总用地约 67094 亩（合 44.73km²），总工期约 12 个月。

1.11.环境保护与水土保持

太阳能光伏发电是一种清洁的再生能源。本工程建设对当地大气环境、声环境、电磁环境无影响，对生态环境影响很小，对水环境等的影响可通过采取相应环保措施及环境管理措施予以最大程度的减缓。因此，从环境保护角度来看，无制约工程建设的环境问题，工程建设是可行的。

工程在开发、建设、运行的过程中所产生的水土流失，随着水土保持措施的全面实施将会得到基本控制。本项目属于清洁能源开发工程，符合国家能源利用结构调整战略和环境保护要求。

1.12.劳动安全与工业卫生

劳动安全及工业卫生设计贯彻落实“安全第一、预防为主、综合治理”方针，规范生产经营单位应急管理工作，提高应对风险和防范事故的能力，保证职工安全健康和公众生命安全，最大限度地减少财产损失、环境损害和社会影响。

对施工过程中可能存在的主要危害，从管理方面对业主、工程承包商和工程监理部门提出安全管理要求，为业主的工程招标管理、工程竣工验收和光伏电站的安全运行管理提供参考依据，确保施工人员生命及财产的安全。

通过对高空作业、基坑开挖、防雷防电、电气伤害、机械伤害、电磁辐射等工作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。通过对太阳能光伏电站的施工和安全运行提供的良好生产条件，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，最大限度的降低经济损失，保障生产的安全运行。

1.13.附图

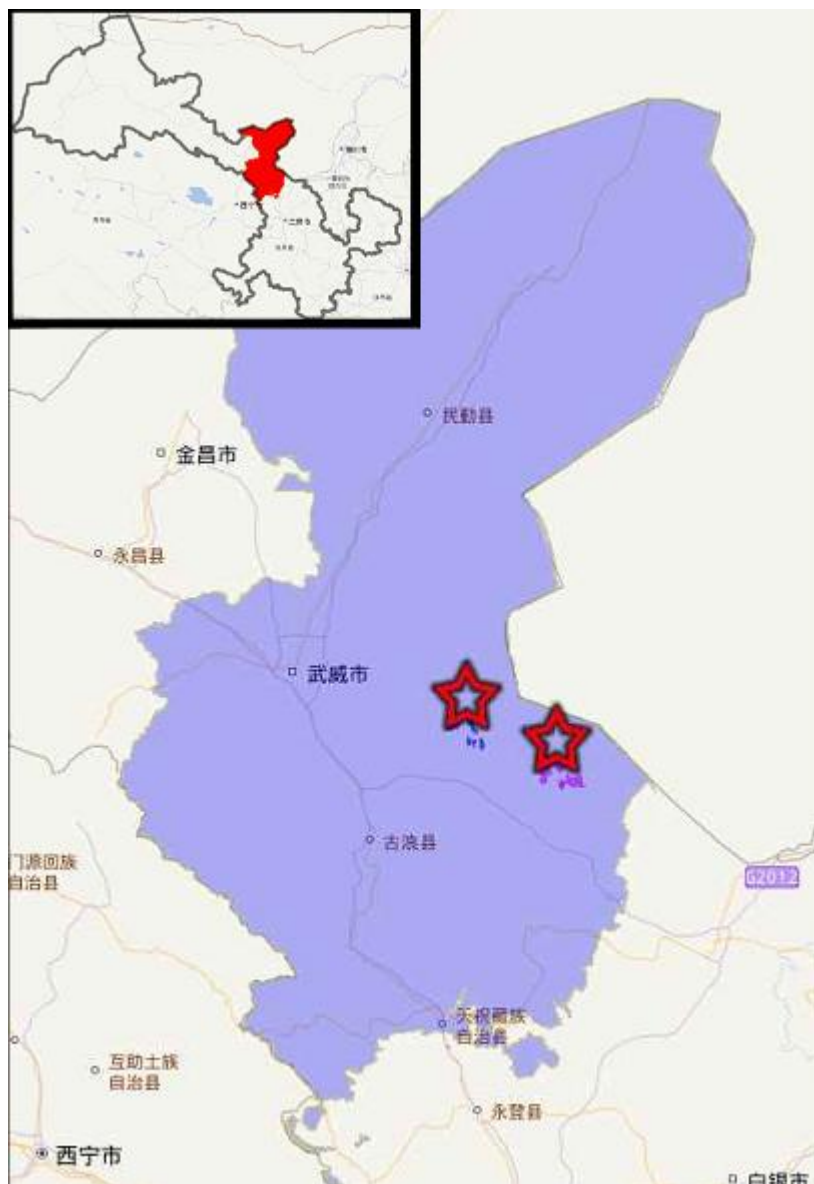


图 1.13-1 工程地理位置示意图

2.太阳能资源

2.1.区域太阳能资源概况

2.1.1.我国太阳能资源概况

我国各地的太阳能年辐射量达 $933 \sim 2330 \text{ kWh/m}^2$ ，中值为 1620 kWh/m^2 。我国太阳能资源分布的主要特点是：太阳能的高值中心和低值中心都处在北纬 $22^\circ \sim 35^\circ$ 一带，青藏高原是高值中心，四川盆地是低值中心；太阳年辐射总量，西部地区高于东部地区，而且除西藏和新疆 2 个自治区外，基本上是南部低于北部，我国太阳能资源分布图见下图。

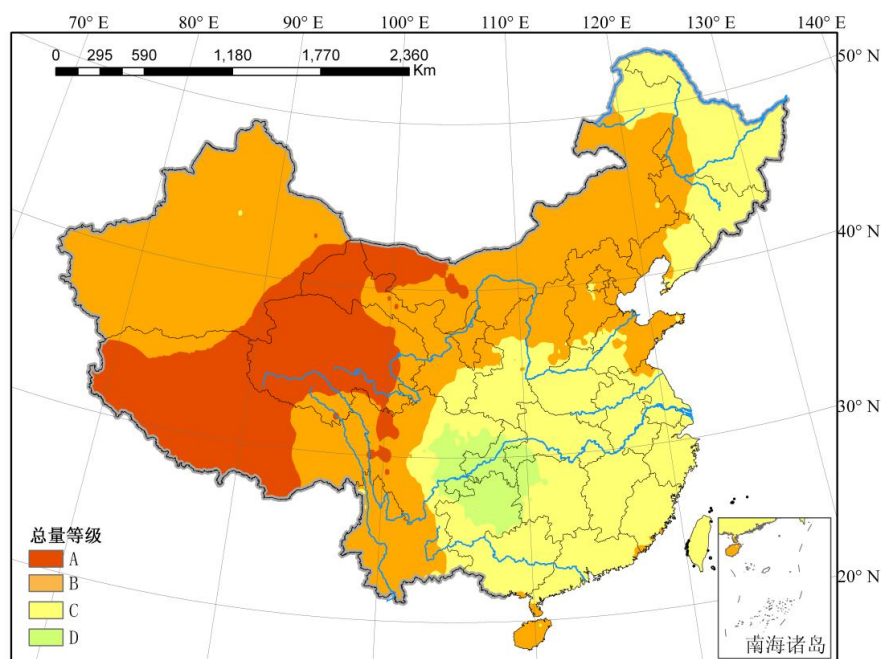


图 2.1-1 中国总辐射年辐照量等级分布

为了便于太阳能资源的开发与利用，按年太阳总辐照量空间分布，将我国太阳能资源划分为四个等级，如下表所示：

表 2.2-1 我国太阳能资源等级划分表

等级	符号	指标 ($\text{kW}\cdot\text{h/m}^2\cdot\text{a}$)	占国土面积 (%)	地区
最丰富带	A	≥ 1750	17.4	西藏大部分、新疆南部、青海、甘肃和内蒙古西部
很丰富带	B	$1400 \sim 1750$	42.7	新疆大部分、青海和甘肃东部、宁夏、陕西、山西、河北、东东北部、内蒙古东部、东北西南部、云南四川西部
丰富带	C	$1050 \sim 1400$	36.3	黑龙江、吉林、辽宁、安徽、江西、陕南、内蒙古东北部、河南、山东、江苏、浙江、两湖两广、福建、海南东部、四川、贵州、台湾
一般带	D	≤ 1050	3.6	四川中部贵州北部和湖南西北部

根据我国太阳能资源等级划分标准，项目所在地属于丰富（B）等级，处于 1400~1750kWh/m².a 的分级阈值内，具有较好的开发前景。

2.1.2.区域太阳能资源概述

甘肃省位于我国西北地区，东接陕西，西达新疆，南瞰四川、青海，北靠内蒙、宁夏，西北端与蒙古接壤。介于 32°11'N~42°57'N、92°13'E~108°46'E 之间，总面积 42.58 万 km²。甘肃地貌复杂多样，山地、高原、平川、河谷、沙漠、戈壁类型齐全，交错分布，地势自西南向东北倾斜。地形呈狭长状，东西长 1655km，南北宽 530km。甘肃地处黄土高原、青藏高原、内蒙古高原三大高原的交汇地带，境内地形复杂，山脉纵横交错，海拔相差悬殊，最主要的山脉为祁连山、乌鞘岭、六盘山，其次诸如阿尔金山、马鬃山、合黎山、龙首山、西倾山、子午岭山等，多数山脉属西北—东南走向。

甘肃具有太阳辐射强、日照充足，气温日较差较大，降水少、变化率大等特点。气候类型从南向北包括亚热带季风气候、温带季风气候、温带大陆性干旱气候和高原山地气候四大类型。年平均气温 0~15℃，大部分地区气候干燥。干旱、半干旱区占总面积的 75%。主要的气象灾害有干旱、暴雨洪涝、冰雹、大风、沙尘暴和霜冻等。

甘肃省太阳辐射强、光照充足、光能资源丰富，太阳能年总辐射量在 4800MJ/m²~6400MJ/m² 之间，各地年日照时数在 1700h~3320h 之间，自西北向东南逐渐减少，全省大部分地区的太阳能资源属于稳定和较稳定。全省年资源理论储量 241 万亿 MJ，具有广阔的开发利用前景。全省太阳总辐射四季变化明显，夏季最多，冬季最少，春季大于秋季。7 月各地太阳总辐射量介于 562MJ/m²~742MJ/m²；1 月介于 259MJ/m²~382MJ/m²；4 月介于 479MJ/m²~630MJ/m²；10 月介于 299MJ/m²~382MJ/m²；最大月与最小月的太阳能辐射量相差约 2 倍。日照时数高值、低值区位置与太阳总辐射高、低值区相一致，春夏季节日照时数高，秋冬季节日照时数低。

根据甘肃省年太阳总辐射空间分布图，各地年太阳总辐射量介于 4700MJ/m²~6350MJ/m² 之间，总辐射值自西北向东南依次减小，最大值位于敦煌和阿克塞地区，河西走廊大部分地区年总辐射值高于 6000MJ/m²，其次是民勤县和武威凉州区东北一带，年总辐射量的低值位于降水、云量较多的甘南地区，介于 4700MJ/m²~5200MJ/m² 之间。

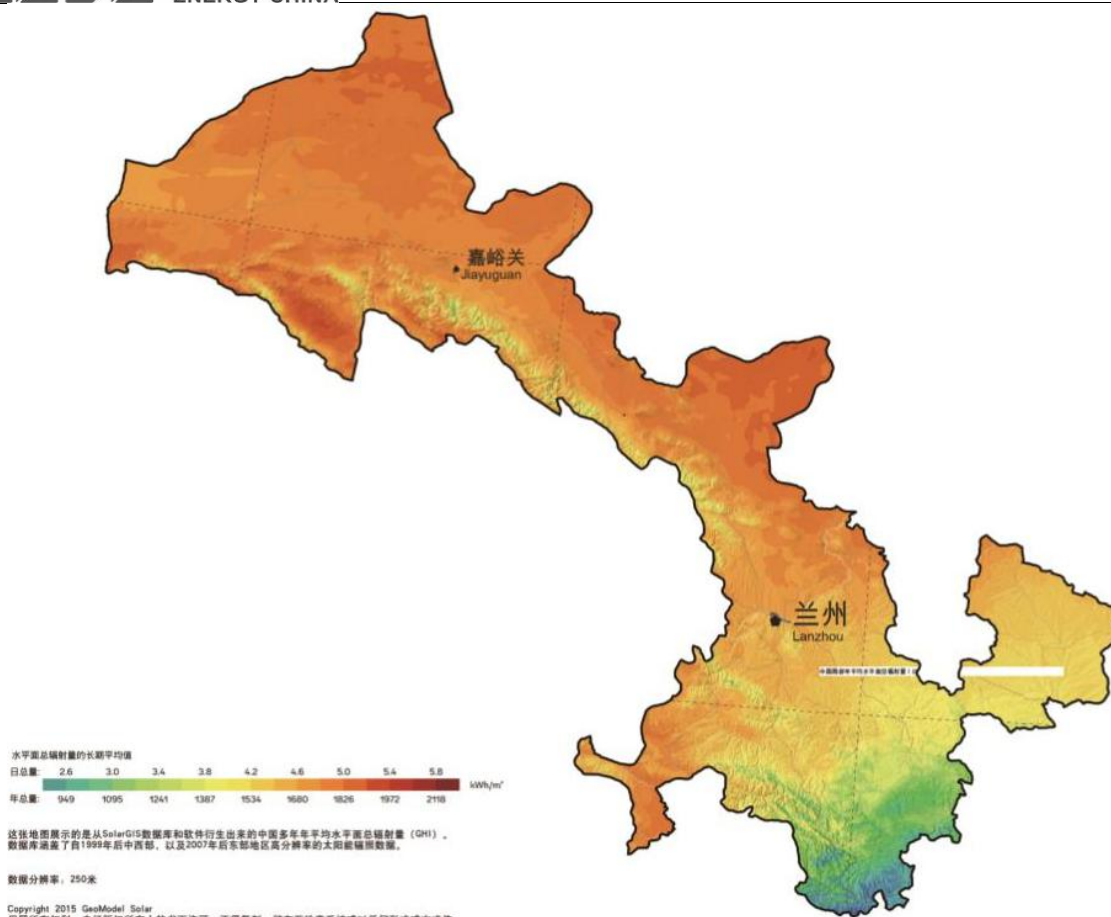


图 2.2-1 甘肃省多年平均年总辐射分布图(单位: kWh/m²)

甘肃武威市古浪县地处河西走廊东端, 地理坐标为北纬 37°09′~37°54′、东经 102°38′~103°54′, 为古丝绸之路要冲。全县国土总面积 5046 平方里, 东南分别与白银市景泰县和武威市天祝县相连, 西北与武威市凉州区接壤, 北邻腾格里沙漠, 是青藏、蒙新、黄土三大高原交汇地带。县境内区域类别多, 自然条件差异大, 县境南部为中、高山地, 中部为低山丘陵沟壑区, 中部为倾斜平原绿洲农业区, 北部为荒漠区。地势南高北低, 海拔在 1550 米至 3469 米之间, 地貌类型复杂多样, 地貌分带现象明显。古浪县属温带大陆干旱气候, 具有干旱少雨、日照充足、昼夜温差大的特点。

2.2.太阳辐射数据

太阳能资源数据分为短期实测数据和长序列数据, 长序列数据包括国家级辐射站长序列实测数据、参证气象站长序列计算数据、格点化长序列计算数据。

2.2.1.参考气象站选择

武威市古浪县黄花滩 200 万千瓦光伏项目位于武威市古浪县黄花滩镇和海子滩镇,

西区场址位于黄滩镇东北侧约 15km 处，工程场址坐标为 103°09'45"~103°16'45"E，37°42'35"~37°51'34"N，海拔高度在 1635~1755m 之间。东区场址位于海子滩镇西北侧约 11km 处，工程场址坐标为 103°27'57"~103°37'28"E，37°36'42"~37°39'45"N，海拔高度在 1706~1736m 之间。

距离场区较近的气象站为古浪气象站和武威气象站。古浪气象站海拔 2053.0m，经度 102°54'E，纬度 37°29'N，距离场址区约 43.5km；武威气象站海拔 1532.7m，经度 102°40'E，纬度 37°55'N，距离场址区约 49.6km。

根据甘肃省气象台站分布及观测范围，甘肃区域内有辐射观测资料的气象站有 6 个，分别是敦煌气象站、酒泉气象站、民勤气象站、西峰气象站、榆中气象站和兰州气象站。在以上六个气象站中，距离本工程拟建场址区最近的具有太阳辐射量数据的是民勤气象站，位于北纬 38°38'，东经 103°5'，海拔 1367.5m，距离场址区约 89.2km。

表 2.2.1-1 场址区域附近气象站位置

位置	东经	北纬	海拔（m）	距离场址（km）
场址西区	103°12'45"	37°51'34"	1635~1755	0
古浪气象站	102°54'	37°29'	2053	43.5
武威气象站	102°40'	37°55'	1532.7	49.6
民勤气象站	103°05'	38°38'	1367.5	89.2

武威气象站与项目选址的海拔、纬度更为接近，选择武威气象站作为本工程常规气象要素参考气象站，主要气象要素详见本报告 3.3 节。选择民勤气象站作为本工程太阳辐射参考气象站。

2.2.2. 极端气候情况

工程场址区位于甘肃省武威市古浪县北部沙漠，根据武威气象站的主要气候要素分析，对工程影响较大的灾害性天气有雷暴、阵性降水、大风和沙尘暴天气，冰雹发生极少。

1) 雷暴

雷暴天气主要发生在 5 月~9 月，年发生 10.4d，属于少雷区。本项目应根据电池组件

布置的区域面积及运行要求，合理设计防雷接地系统，并达到对全部电池阵列进行全覆盖的防雷接地设计，施工时严禁在雷暴天进行光伏组件连线工作，并做好防雷暴工作。

2) 最大日降水量

武威地区最大日降水量为 53.7mm。较强的阵性降水一般发生在夏季，可能会引起光伏厂区发生洪水等不良地质灾害，因此在基础设计和施工设计中需要考虑阵性强降水的影响。

3) 大风

据武威气象站资料统计，该地区大风天气主要发生在 3~4 月，年发生 5.0d，10min 最大风速为 16.6m/s，出现于 2016 年 6 月和 9 月，主导风向 WNW，累年瞬时风速达到 28.6m/s，全年主导风向为 NW。计算得到 50 年一遇离地 10m 高 10 分钟平均最大风速值分别为 17.8m/s，17.9m/s。

因武威气象站位于建筑密集的城区，而本工程场址区域位于较为开阔的沙地，地理环境差异较大，故代表气象站设计风速的计算成果对工程场区风速条件的代表性一般。根据《建筑结构荷载规范》(GB 50009-2012)表 E.5 全国各城市的雪压、风压和基本气温，查得场址区所在武威市 50 年一遇风压为 0.55kN/m^2 ，计算得出标准空气密度下，50 年一遇离地 10m 高 10 分钟平均最大风速为 29.7m/s，换算至当地空气密度下，50 年一遇离地 10m 高 10 分钟平均最大风速为 32.3m/s。

综合以上分析，考虑工程安全因素，电池方阵迎风面积较大，本工程场址离地 10m 高 50 年一遇设计风速取 32.3m/s。光伏组件支架、设备基础设计按此风荷载考虑。

4) 沙尘暴

据武威气象资料统计，该地区沙尘暴天气主要发生在 3~4 月，年发生 1.7d。沙尘暴天气时空气混浊，大气透明度大幅度减低，太阳辐射量也相应降低，会直接影响太阳能组件的工作，对光伏电站的发电量有一定影响。

本项目包含治沙工程，可以从根本上起到一定的防风沙作用，详见报告第 4 卷。在设计方面，组件选择时考虑防积尘措施。项目投运后，要求对光伏板进行定期清洗，以减少沙尘对发电量的影响。

5) 积雪

据武威气象资料统计，该地区累年最大积雪深度为 4.9cm，发生在 2016 年 1 月。在

设计上选取双面组件，上表面为玻璃结构，且采用自洁涂层，提高光滑度高，不易积雪；即使组件正面被积雪覆盖，雪地反照使背面发电时表面温升明显，组件表面不易积雪。由于以上气候情况及光伏组件自身特点，以及同地区同类型光伏发电系统实际运行经验来看，本项目光伏组件表面不会出现长时间积雪情况，即使出现积雪，会在晴天后迅速融化滑落，故无需采取特殊的融雪措施。

根据《建筑结构荷载规范》（GB 50009-2012），50 年一遇基本雪压为 0.2kN/m^2 ，25 年一遇基本雪压为 0.19kN/m^2 。光伏支架及基础设计时，按此雪荷载考虑，光伏支架高度设计时需要同时考虑积雪深度。

6) 极端天气

本工程选用逆变器的工作环境温度范围为 $-30\sim 60^{\circ}\text{C}$ ，选用光伏电池组件的工作温度范围为 $-40\sim 85^{\circ}\text{C}$ 。

正常情况下，光伏组件的实际工作温度可保持在环境温度加 30°C 的水平。根据当地多年月平均温度及极限温度分析，本工程场区的多年平均气温 9.1°C ，多年极端最高气温 40.8°C ，多年极端最低气温 -27.2°C ，由于寒潮时有发生，光伏系统运行昼间最低气温可达 $-15^{\circ}\text{C}\sim -18^{\circ}\text{C}$ 。

按本工程场区极端气温数据校核，本项目光伏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为 $-30\sim 60^{\circ}\text{C}$ 也在可控制在允许范围内。故地区气象温度条件对光伏组件及逆变器的安全性没有影响。设计计算组件串联数时，应考虑昼间极端低温情况。

2.2.3.再分析数据信息

格点化长序列数据主要有：NASA 数据、SolarGIS 数据、Meteonorm 数据三种。

NASA 数据是美国国家航空航天局提供的场址区 1983-2005 年太阳辐射平均值数据，该值为高空气象卫星观测数据通过计算修正后的地面太阳辐射数据。NASA 数据首先是通过卫星等手段得到较为准确的大气层顶辐射，然后再通过云层分布图、臭氧层分布图、悬浮颗粒物分布等数据，通过复杂的建模和运算得到地表水平面总辐射数据，这一步的准确度就受很多因素的制约。首先，卫星的传感器不能分辨云层的覆盖和地面雪的覆盖之间的区别；第二，在靠海、山区及有大型水体的区域，传感的准确度较差；第

三，云层对辐射的影响很难准确计算；第四，气溶胶（悬浮颗粒物）对辐射的影响很难准确计算。我国西北的开阔、干旱地区，云量、雪量、水体均较少，并且空气质量相对较好，因此地面辐射测量值与 NASA 数据库的值相差不大。但空间分辨率为 $1^{\circ} \times 1^{\circ}$ ，分辨率较粗，且年份较早。NASA 数据准确度较低，本报告不采用 NASA 数据进行分析。

Meteonorm 数据评估某地太阳能资源的主要方法是从此地周边三个距离最近的气象站收集长期月值数据，并用数学手段进行插补。当附近 10/20/30 千米（在欧洲/非洲/世界其他区域）内无气象站时，可采用基于卫星图像的建模数据，作为支持信息。但这种方法存在一些局限，一是分辨率受其数据库中约 1600 座气象站点分布影响，其中国区域站点较少，仅九十余个。二是在太阳能资源在短距离内发生巨大变化的区域，如岛屿，沿海地区和地貌复杂的区域，插补的数据会较不准确。三是无气象站时的卫星观测值为每小时或每三小时的观测值得出的结果。相对而言在云层变化快速的热带地区较不准确。Meteonorm8 是目前的最新版本，数据年份在 1996-2015 年。

SolarGIS 数据为收费数据，生成手段是首先使用经验晴空模型配合地面气象站修正来计算晴空辐照度，其次，用卫星数据通过计算云指数量化云层的削弱效应。最后，通过结合晴空辐照度和云指数得出全天辐照度。其在中国范围内分辨率可达到 2500m，时间跨度可达近 10 年以上，太阳水平面总辐射年总值的不确定性一般在 $\pm 2\%$ 至 $\pm 7\%$ 之间。计算方案中还考虑了多数太阳辐射量的大气衰减过程，也采用了一些输入的物理参数，因而此计算方案可较充分模拟出实际状况。

2.2.4. 辐射数据数据使用

本报告采用武威气象站资料分析该项目场址区域的气候特征和日照情况。

民勤气象站是距离项目场址最近的长期太阳辐射观测站，故本报告利用 1989~2018 年民勤气象站总辐射和日照百分率资料，推算 1989~2018 年武威气象站的太阳辐射量，并与再分析数据 Meteonorm8.0 (1996-2015)、Solargis (2007-2023) 和 NASA (1983-2005) 辐射数据进行对比，确定场址区域的太阳总辐射量及直射散射的构成等。

2.3. 太阳能资源分析

2.3.1. 参考气象站日照时数与日照百分率

武威气象站 1989~2018 年（30 年）的日照时数和日照百分率与《能源基地可研报告》收集数据一致，其年际变化分别如图 2.3.1-1、图 2.3.1-2 所示，年内变化分别如图 2.3.1-3、

图 2.3.1-4 所示。

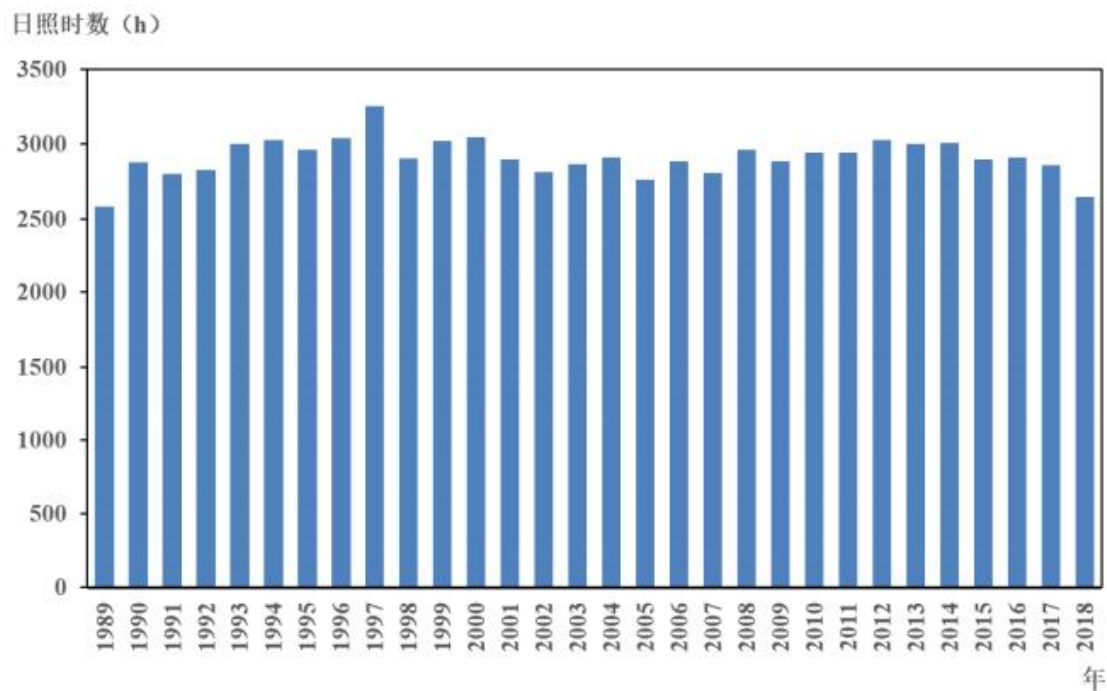


图 2.3.1-1 武威气象站 1989~2018 年日照时数年际变化图

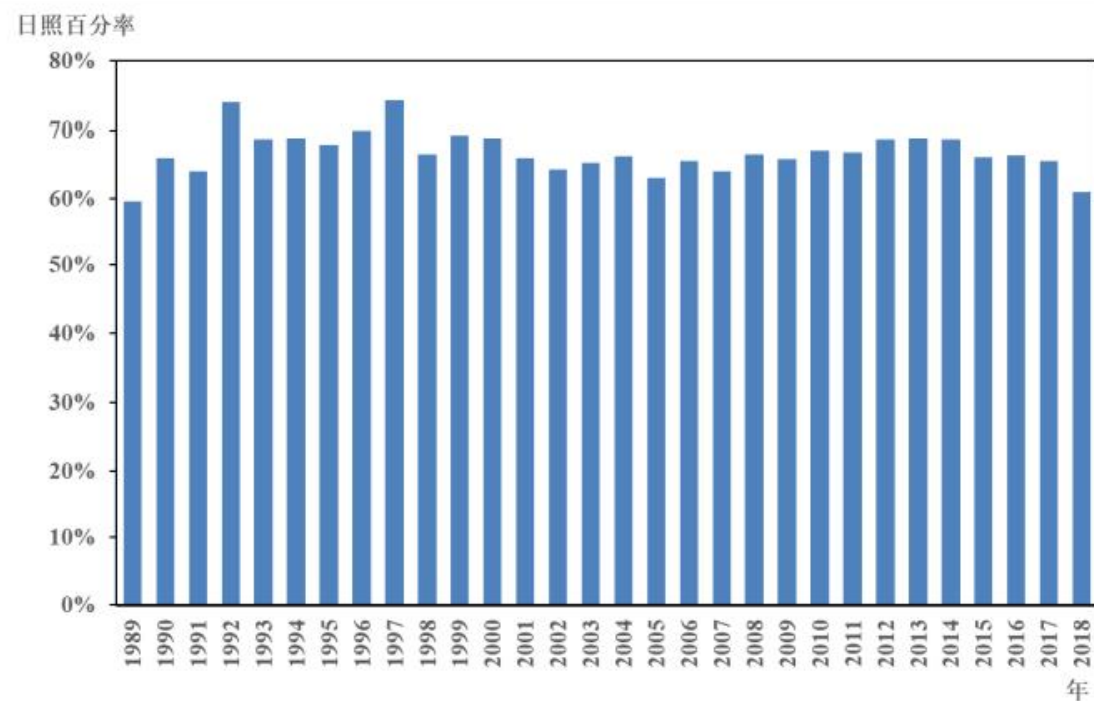


图 2.3.1-2 武威气象站 1989~2018 年日照百分率年际变化图

分析可得，1989~2018 年武威气象站年平均日照小时数为 2909.22h，最低值出现在 2018 年，为 2654.90h，最高值出现在 1997 年，为 3255.30h。武威站的日照百分率年际变化与日照时数年际变化趋势基本一致，日照百分率基本稳定在 59%~74%。

日照时数 (h)

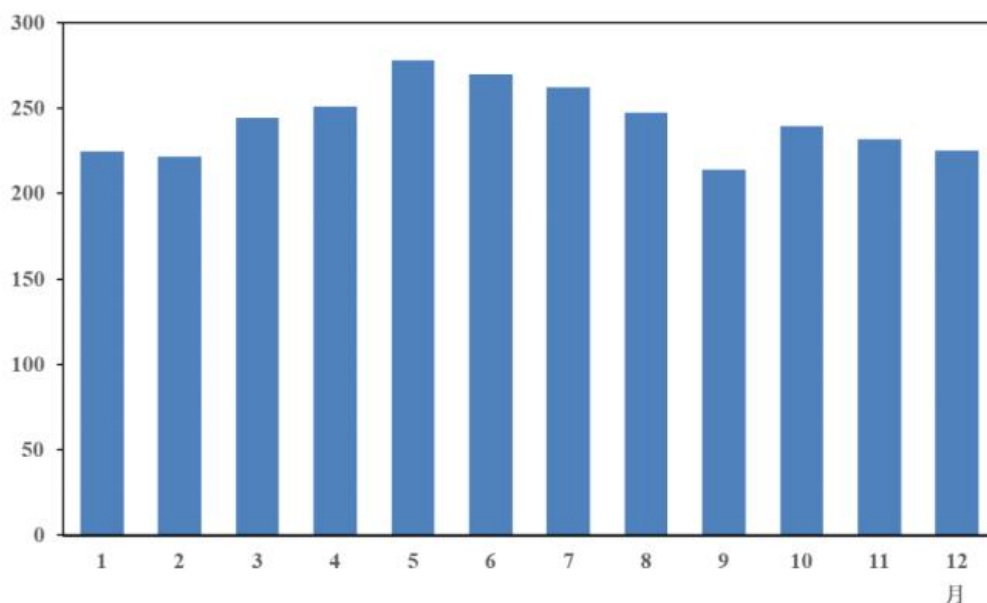


图 2.3.1-3 武威气象站 1989~2018 年日照时数年内变化图

武威气象站 1989-2018 年期间全年月平均日照时数为 242.43h，日照时数在 5 月达峰值，为 277.85h，最小值出现在 9 月，为 214.15h。



图 2.3.1-4 武威气象站 1989~2018 年日照百分率年内变化图

武威气象站 1989~2018 年期间全年平均日照百分率为 70.4%，日照百分率在 10 月最高，为 77.2%，在 7 月最低，为 58.8%。

2.3.2.水平面上太阳总辐射

由于武威区域无太阳辐射现场观测，本报告根据《太阳能资源评估方法》（GB/T37526-2019）采用经验公式推算法推算武威气象站区域的太阳能资源状况。并与再分析数据进行对比分析。

2.3.2.1.推算方法

计算公式如下：

$$Q = Q_0(a + bS) \quad (1)$$

其中， Q 为推算出的太阳总辐射， Q_0 为天文总辐射， S 为日照百分率， a 、 b 为经验系数。

首先，分别采用民勤气象站 1989~2018 年的逐月太阳总辐射和日照百分率进行拟合，得到上述三站的经验系数 a 、 b 。

然后，将民勤站的经验系数利用 GIS 进行全省范围的空间插值（反距离权重），从而得到无辐射观测地区的经验系数 a 、 b ，其中，武威气象站区域的经验系数 a 、 b 值分别为 0.2810 和 0.4175。

最后，通过计算得到武威站所在纬度的各月天文辐射值，再利用武威站累年逐月平均日照百分率，并根据公式（1）对项目场址地区的太阳总辐射状况进行推算。

2.3.2.2.推算结果

（1）武威气象站太阳辐射数据推算

由太阳总辐射的计算公式推算得到武威气象站年平均太阳辐射量为 5862.4MJ/m^2 （ 1628.4kWh/m^2 ），最低值出现在 2018 年，最高值出现在 1997 年。武威气象站 1989~2018 年太阳总辐射量年际变化图见图 2.3.2-1。

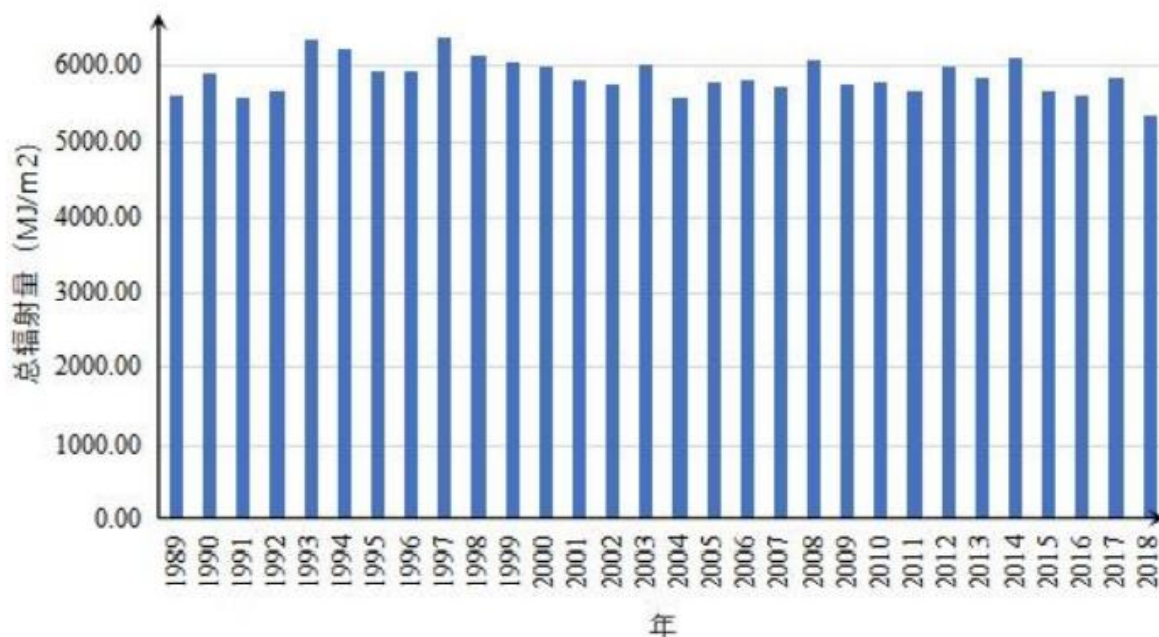


图 2.3.2-1 推算武威气象站 1989 年~2018 年太阳总辐射量年际变化图

武威气象站太阳辐射的年变化较大，其数值在 285.9MJ/m^2 ~ 686.8MJ/m^2 之间，月总辐射在 5 月达最高值，6 月、7 月和 8 月略小于 5 月，冬季 12 月为最小值。武威气象站 1989~2018 年太阳总辐射量年内变化图见图 2.3.2-2。

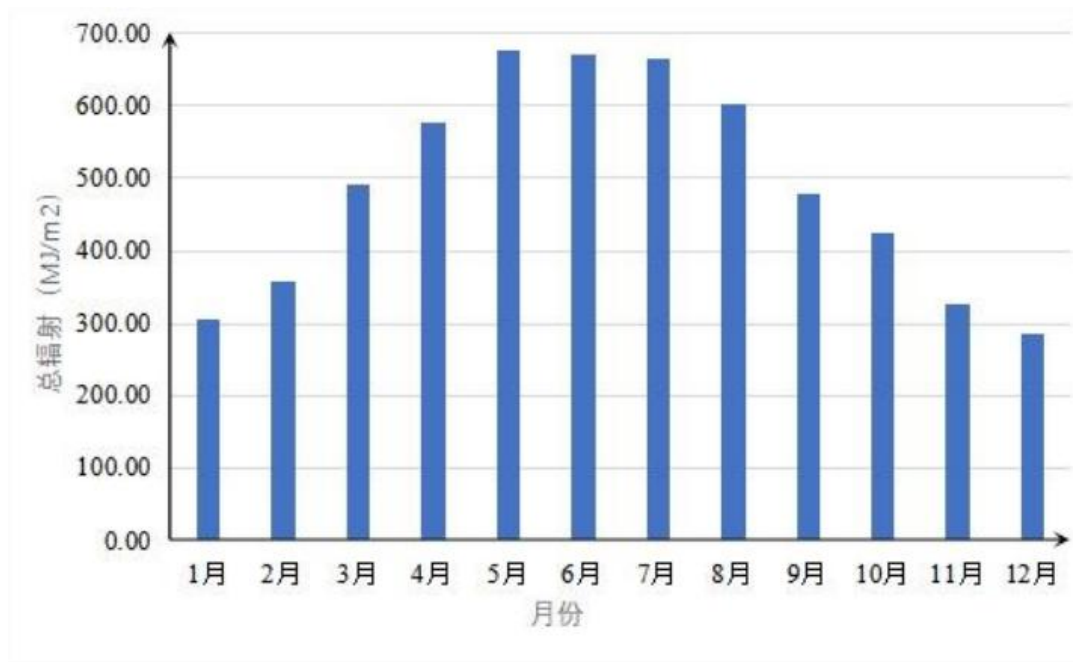


图 2.3.2-2 武威气象站 1989~2018 年太阳总辐射量年内变化图

（2）古浪气象站太阳辐射数据推算

由太阳总辐射的计算公式推算得到古浪气象站年平均太阳辐射量为 5741.3MJ/m^2

(1600.54kWh/m^2)，19 年间最低值出现在 2001 年，最高值出现在 2004 年。古浪气象站 2000~2018 年太阳总辐射量年际变化图见图 2.3.2-3。

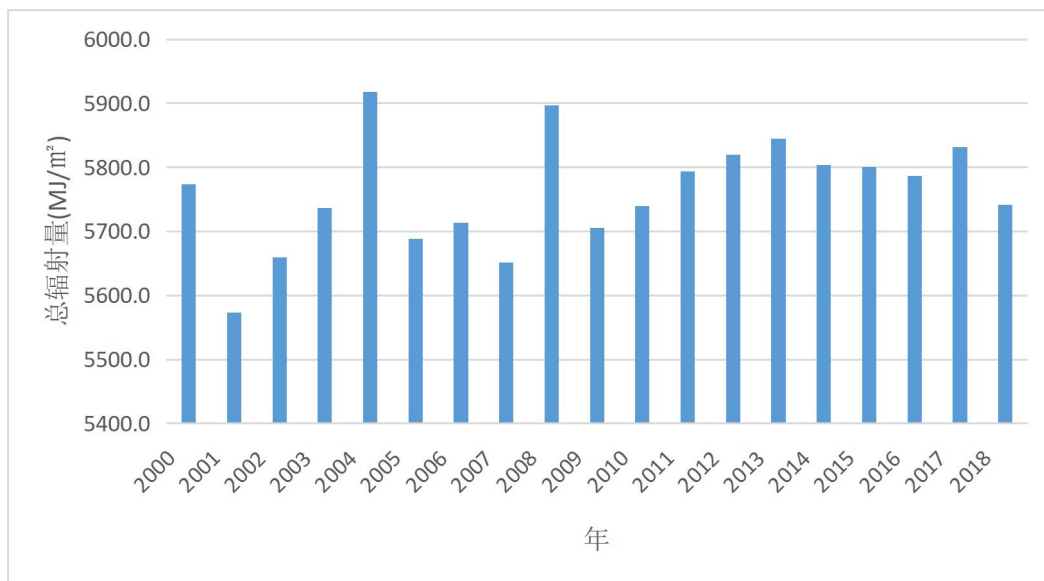


图 2.3.2-3 推算古浪气象站 1989 年~2018 年太阳总辐射量年际变化图

2.3.2.3.再分析数据太阳能资源对比分析

使用所收集到的 Meteonorm8.0 和 SolarGIS 再分析数据，分别与民勤气象站实测数据、武威气象站和古浪气象站推算辐射数据，如下表所示。

表 2.3.2-1 气象站及再分析数据水平面总辐射量对比表 (单位: kWh/m^2)

位置	实测/推算 (1989~2018)	Meteonorm8.0 再分析 (1996-2015)	Solargis 再分析 (2007-2023)
场址区域	/	1660.3	1694.4
民勤气象站	1733.2 (实测)	1738	1714.8
武威气象站	1628.4 (推算)	1720	1667.7
古浪气象站	1600.5 (推算)	1601	1624.2

由上表可以看出，推算得到的武威气象站数据和古浪气象站数据均低于对应气象站的 Meteonorm8.0 和 Solargis 再分析数据；从民勤气象站的实测数据来看，Meteonorm8.0 的再分析数据与气象站的实测数据基本相同。

综上推论，项目场址区域的实际辐射数据应当与场址处的 Meteonorm8.0 再分析数据基本相同甚至更低，因此，本报告采用场址区域的 Meteonorm8.0 再分析数据进行光资源评估，并据此进行后续的发电量估算。

2.3.2.4.Meteonorm8.0 数据太阳能资源情况

场址处 Meteonorm8.0 再分析数据显示，站址区域水平面多年平均水平面太阳总辐射量为 1660.3kWh/m²，逐月太阳辐射平均如下表所示。月总辐射在 7 月达最高值，为 190.5kWh/m²，6 月、7 月、8 月辐射量略小与 5 月，冬季辐射量较小，12 月为最小值，仅为 80.3kWh/m²。

表 2.3.2-2 场址区域多年逐月太阳能辐射数据

时间	水平面总辐射量 (kWh/m ²)	水平面散射辐射 量 (kWh/m ²)	水平面直接辐照 量 (kWh/m ²)	法向直接辐射量 (kWh/m ²)
1 月	89.9	24.31	65.6	168
2 月	107	30.1	76.9	158.4
3 月	147.1	53.4	93.7	164.5
4 月	169.1	63.22	105.9	167.3
5 月	182	81.9	100.1	150.9
6 月	171	82.33	88.7	133.9
7 月	190.5	73.74	116.8	174.7
8 月	171	82.65	88.4	135.3
9 月	142.5	55.03	87.5	153.2
10 月	117.2	46.06	71.1	139.2
11 月	92.7	25.77	66.9	160.7
12 月	80.3	23.08	57.2	151.6
全年	1660.3	641.6	1018.7	1857.7

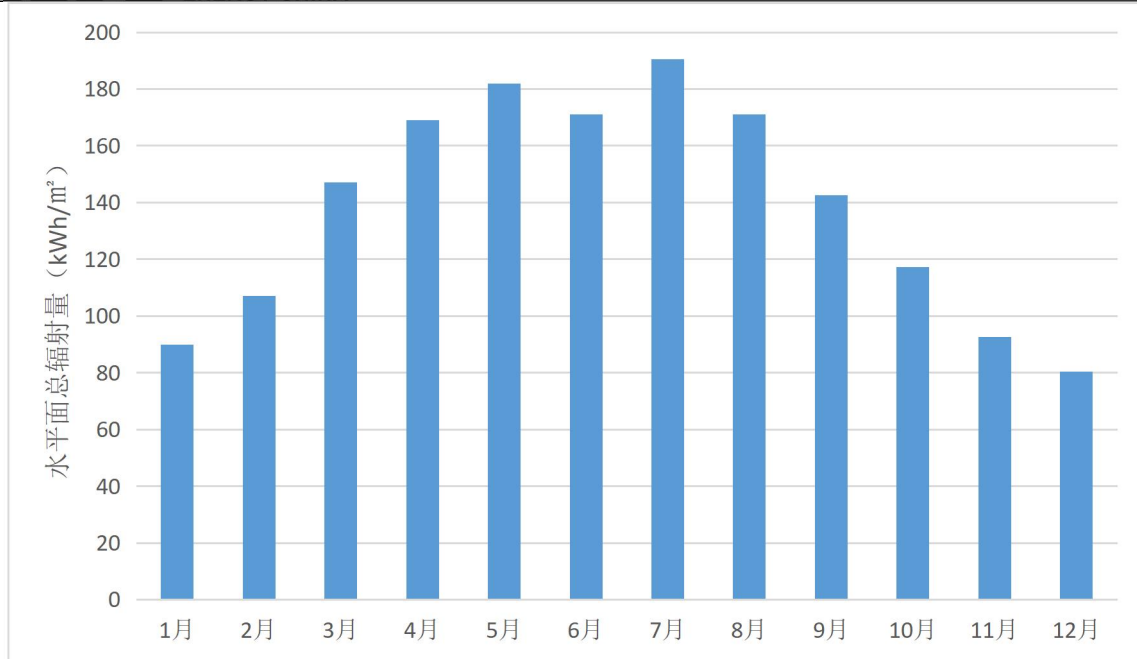


图 2.3.2-4 场址区域多年逐月太阳能辐射

2.4.太阳能资源评价

2.4.1.太阳能资源总量及丰富程度等级

项目选址区太阳总辐射年总量为 1660.3kWh/m^2 ，根据《太阳能资源评估方法》（GB/T37526-2019），场址区域太阳能的丰富程度为 B “很丰富” 等级，适宜开发光伏电站。

2.4.2.太阳能资源稳定度等级

根据《太阳能资源评估方法》（GB/T37526-2019），水平面总辐射稳定度（GHRS）等级划分如下：

表 2.4-1 水平面总辐射稳定度（GHRS）等级

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

根据代表年各月水平面总辐射量数据，计算各月平均日辐照量并计算水平面总辐射稳定度 $G_{HRS} = \text{各月平均日水平总辐照量最小值} / \text{各月平均日水平总辐照量最大值} = 0.422$ 。故项目所在地太阳能资源稳定度等级为 B 级“稳定”。

2.4.3. 太阳能资源直射比等级

按照《太阳能资源评估方法》（GB/T 37526-2019），太阳能直射比（DHRR）等级划分如下：

表 2.4-3 太阳能资源直射比（DHRR）等级

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

直射比为水平面直接辐照量在水平面总辐照量中所占的比例。评估项目所在地太阳能资源直射比 $DHRR = 1 - 0.43 = 0.61$ ，处于 $DHRR \geq 0.6$ 阈值内。故项目所在地太阳能直射比等级为“A 高”，直射辐射主导。

2.4.4 建议

根据《光伏电站设计标准》（2024 局部修订版），建议尽快在项目区域设立专用气象观测站，以获得完整年测光数据。

3.工程建设条件

3.1.场址条件

3.1.1.地理位置及交通运输

本项目位于武威市古浪县腾格里沙漠西南边缘地带，西区场址距黄花滩镇运距约 20km，直线距离约 15km；距古浪县运距约 55km，直线距离约 40km；距武威市运距约 90km，直线距离约 50km。场区西侧、南侧及中部有县乡道路通过，对外交通条件便利。东区场址与海子滩镇隔着干武线铁路，之间的道路通过铁路涵洞连接，建材材料经过涵洞时可能存在不便，建议从黄花滩镇运至现场。东区场址距黄花滩镇绿洲小镇运距约 45km，直线距离约 32km；距古浪县运距约 85km，直线距离约 59km；距武威市运距约 120km，直线距离约 80km。

3.1.2.地形地貌

场址区地形地貌以沙漠沙丘为主，地形为起伏沙丘，规划场址地面自然标高 1650~1768m 之间。场址内有治沙草方格，场区沙漠与林地带状相间分布，拟建设用地的沙漠区域有零星沙生植物，地表不存在民居、线路杆塔等建（构）筑物，无拆迁工程量。

3.1.3.电力送出

在本光伏发电场内配套新建 2 座 330kV 升压储能站，西区 1#330kV 升压储能站汇集 80 万 kW 光伏，东区 2#330kV 升压储能站汇集 120 万 kW 光伏。东区 2#330kV 升压储能站通过 1 回 330kV 线路接入西区 1#330kV 升压储能站，西区 1#330kV 升压储能站通过 2 回 330kV 线路就近接入凉州北 750kV 变 330kV 侧。最终以送出工程设计为准。

3.1.4.用水水源

黄花滩净水厂能向本工程供水，其目前供水能力 1.2 万~1.6 万吨/天，5~8 月份供水较为紧张。黄花滩净水厂位于本工程场址南边的古浪县黄花滩移民区，与本工程西区场址拟选 1#330kV 升压站位置的直线距离约 13 公里，与东区场址拟选 330kV 升压站位置的直线距离约 21km。

3.2.工程地质

本工程勘察场地分为东西两个场区，场区地理位置如下图所示。

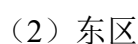


图 3.2-1 勘察区域位置

3.2.1.区域稳定性评价

3.2.1.1.区域地质构造

本工程场地近场区在区域大地构造上属中朝准地台之阿拉善台隆区内。



图 3.2-2 甘肃省断裂系统及构造分区图

中国西部阿拉善地块在大地构造位置上处于塔里木板块、华北板块、祁连山—秦岭造山带之间。以中部北大山构造带为界，可将阿拉善地块分为东、西两部分；西阿拉善地块西南紧邻祁连山造山带。东阿拉善地块东缘紧邻贺兰山造山带与鄂尔多斯盆地西

缘。本工程场地位于东阿拉善地块。地质构造上为长期稳定隆起的剥蚀地块，仅于燕山运动时期在南缘形成了一些断裂山地与拗陷盆地。一般海拔 1000-1500 米，以剥蚀石质戈壁和洪积砾石戈壁为主，盆地中心有砂砾戈壁与盐沼。

3.2.1.2. 区域内主要断裂构造

本工程场地附近潮水盆地内部未见发育断裂，断裂主要发育于工程场地西北及南侧的低山丘陵区（晚更新世~全新世断裂），工程场地与第四系全新活动断裂的最小距离大于 25km，拟建厂址内及附近均无活动性断裂通过。

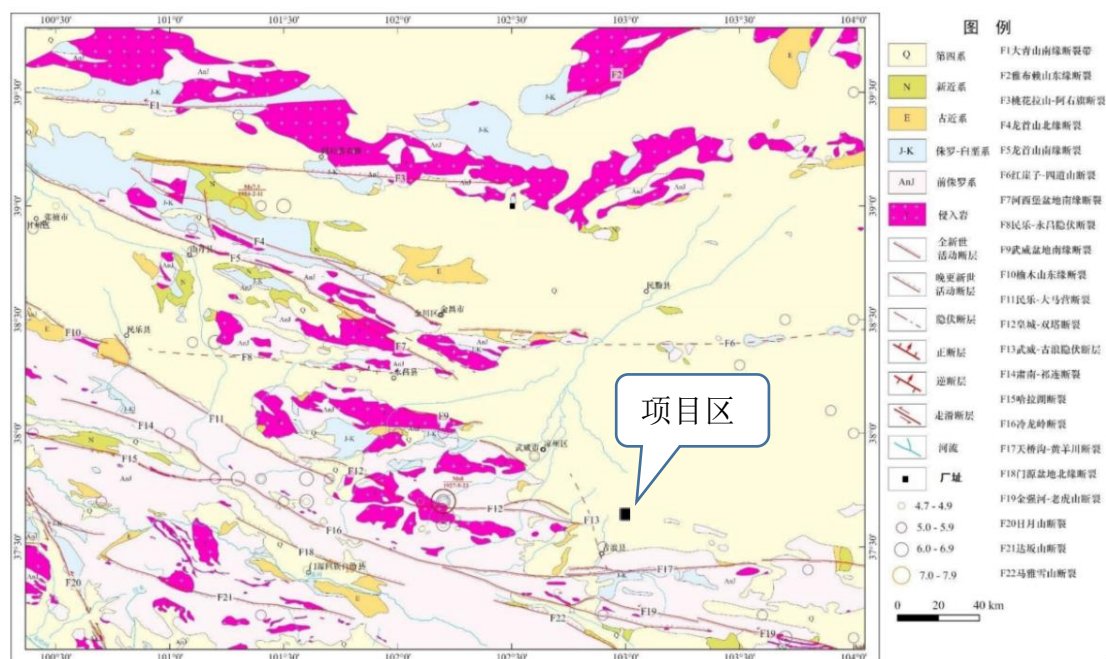


图 3.2-3 区域构造地质图

3.2.1.3. 地震地质条件

研究区区域最早的历史地震记载为 362 年 5 月 27 日甘肃武威 4 $\frac{1}{4}$ 地震，最大地震为 1927 年 5 月 23 日甘肃古浪 8 级地震。公元 362 年~2023 年 6 月，研究区内共记录到 4.7 级以上地震 67 次，其中 4.7~4.9 级地震 19 次，5.0~5.9 级地震 38 次，6.0~6.9 级地震 7 次，7.0~7.9 级地震 2 次，8.0 级以上地震 1 次。

自 1970 年 1 月~2023 年 6 月共记录到 M2.0~4.6 级地震 7946 次，其不同档次地震频数依次为：M2.0~2.9 级地震 6611 次，M3.0~3.9 级地震 1209 次，M4.0~4.6 级地震 126 次。

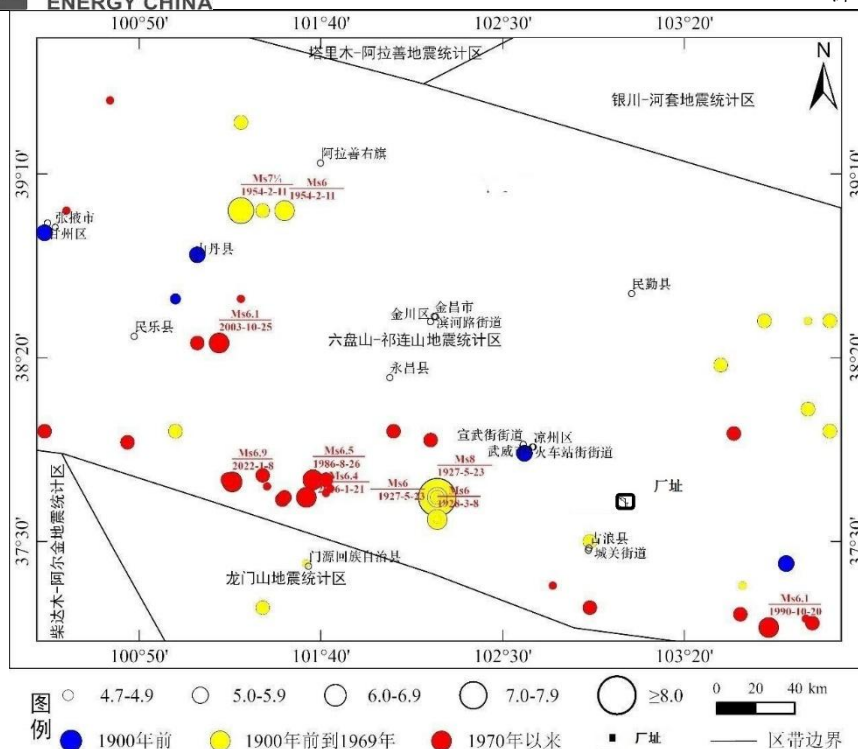


图 3.2-4 区域历史强震震中分布图（-26 年～2022 年 6 月 30 日， $ML \geq 4.7$ ）

3.2.1.4. 场地稳定性评价

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）（1/400 万），拟建工程区厂址所在区域 II 类建筑场地 50 年超越概率 10% 的地震动峰值加速度为 $0.15g$ ，相应抗震设防烈度为 VII 度，地震动加速度反应谱特征周期为 $0.45s$ 。场区周边 $25km$ 以内无活断层，综合判定厂区区域构造稳定性较好。

3.2.2. 场地自然地理与工程地质条件

3.2.2.1. 自然地理

场地属温带大陆性干旱气候区，四季分明，冬寒夏暑，气温日、年较差大，降水较少，分布不均，蒸发量大，气候干燥，太阳辐射强，光照充足，无霜期较短。根据武威气象站多年资料统计，年平均气温约 $9.1^{\circ}C$ ，极端高温 $40.8^{\circ}C$ ，极端低温 $-27.2^{\circ}C$ ，年平均降雨量 181.2 毫米。冬季（10～4 月）降水稀少，夏季（5～9 月）降水较多，但不均匀。主要气象灾害有干旱、大风、沙尘暴、寒潮、霜冻、雷电和冰雹等。

3.2.2.2. 地形地貌

拟建西区厂址位于古浪黄花滩镇北侧，东区厂址位于古浪海子滩镇北侧，场地为沙漠，为腾格里沙漠南侧边陲地带，沙丘多呈波浪状外观，主要为固定、半固定沙丘，纵

深地带为新月型沙丘链。厂址沙漠植被相对较好，经过一定的治理，主要为固定沙丘，局部为半固定沙丘。上部主要为全新世风积砂层，一般厚度大于 20m，底部为卵砾石层。沙丘以横向丘为多，呈北东向排列，月牙丘多见。

3.2.2.3. 场地地层分布规律及岩土特征

根据本次勘察钻孔揭露的地层，并参考周边已建工程及区域地质资料，西区厂址地层岩性主要有：

①中细砂(Q₄^{col}):浅黄～褐黄色,干燥,稍密-中密。主要矿物成分为石英、长石，少量白云母。以细砂为主，但中砂含量高局部以中砂为主，分选性好，层厚在 2.0-3.5m。

②中细砂(Q₄^{col}):浅黄～褐黄色,干燥,中密为主。主要矿物成分为石英、长石，少量白云母。以细砂为主，但中砂含量高局部以中砂为主，分选性好，层厚一般大于 10m。

东区厂址地层岩性主要有：

①中细砂(Q₄^{col}):浅黄～褐黄色,干燥,稍密-中密。主要矿物成分为石英、长石，少量白云母。以细砂为主，局部以中砂为主，分选性好，层厚在 1.8-4.2m。

②中细砂(Q₄^{col}):浅黄～褐黄色,干燥,中密为主。主要矿物成分为石英、长石，少量白云母。以细砂为主，局部以中砂为主，分选性好，层厚一般大于 10m。

表 3.2-1 (a) 西区地层分布统计表

地层编号	地层名称	层顶埋深(m) 最大~最小	层顶高程(m) 最大~最小	层底埋深(m) 最大~最小	层底高程(m) 最大~最小	层厚(m) 最大~最小
①	中细砂	0.00~0.00	1,715.23~ 1,648.64	3.50~2.00	1,700.66~ 1,645.64	3.50~0.60
②	中细砂	3.50~0.00	1,700.66~ 1,645.64	~	~	5.00~1.50

表 3.2-1 (b) 东区地层分布统计表

地层编号	地层名称	层顶埋深(m) 最大~最小	层顶高程(m) 最大~最小	层底埋深(m) 最大~最小	层底高程(m) 最大~最小	层厚(m) 最大~最小
①	中细砂	0.00~0.00	1758.80~ 1656.50	4.20~1.80	1755.80~ 1652.90	4.20~1.80
②	中细砂	4.20~1.80	1755.80~ 1652.90	~	~	3.20~0.80

3.2.2.4. 地下水

地下水埋深度一般大于 20m，埋藏较深，地下水对光伏发电项目工程建设影响相对小，可不考虑地下水对钢筋混凝土结构的腐蚀性影响。

3.2.2.5.不良地质作用

场地地貌属风积沙漠，地形总体开阔，不具备发生崩塌、泥石流等不良地质作用形成的基本条件，本次勘测未揭露暗河、暗浜、墓穴、孤石、防空洞等对工程不利的埋藏物。

厂址位于腾格里沙漠南部，地形以连续起伏的沙丘为主，形态多呈沙山、沙垄、新月型沙丘和新月型沙丘链，沙丘随下伏基岩起伏。局部沙丘相对高差较大，半固定，需考虑风蚀砂埋的影响。

由于风蚀沙埋情况不能躲避，需要在基础施工时，采取防沙和固沙措施。建议施工时尽量减少破坏现有植被，施工完毕应当恢复植被。场地周边环境治理措施一般有以下几种：改变塔基周围土性质，即采用大粒径材料覆盖周边地面等；降低风速，其主要是种树或采取草方格防止风蚀、风积；覆盖塔基，隔绝风沙活动，可使用不易风蚀材料如砾石、草皮、土袋等将地基完全覆盖等。

3.2.2.6.特殊性岩土

本场址区域特殊性岩土主要为季节性冻土。冻土是指温度在 0°C 或 0°C 以下，并含有冰的各种岩石和土壤。冻土区别于常规土的最本质的特征是含有冰，即冻土是四相体系。根据其冻结状态又分为多年冻土和季节性冻土。厂址场地属于季节性松散冻土，冻胀类别为不冻胀。

由于土层在天然情况下冻结时，土中水分向冻结线方向转移，以及冰在冻结时体积增大，造成土的冻胀，由于冰的胶结作用，冻土的抗剪强度比未冻土大许多，且随温度的降低，含水量的增加而增大，(含水量越大，其胶结作用的冰越多)，但在长期荷载作用下，其强度比瞬时荷载下的低得多。此外，由于冻土的内摩擦角不大，可近似地将其视为理想黏滞体，即 $\phi=0$ ，冻土融化时，土颗粒间粘聚力完全丧失，以及融化后的含水量远大于冻结之前，其承载力大为降低，压缩性急剧增高，又形成突然性融陷（或称融化下沉），建议沉降敏感建筑物基础埋深大于设计冻深，同时采用相对应措施，避免冻融影响。

本工程位于甘肃河西走廊，属较典型的大陆性温带干旱荒漠气候，冬季寒冷漫长干燥。民勤县气象站观测到的最大冻土深度为 116cm，武威市气象站观测到的最大冻土深度为 141cm。根据《建筑地基基础设计规范》（GB50007-2011）附录 F（中国季节性冻

土标准冻深线图），本工程拟建厂址场地季节性标准冻土深度 120cm。

3.2.3.岩土工程评价

3.2.3.1.地震效应评价

（1）建筑场地类别和设计特征周期

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）（1/400 万）及《建筑抗震设计标准》（GB 50011-2010）（2024 修订版），厂址所在区域Ⅱ类建筑场地 50 年超越概率 10%的地震动峰值加速度为 0.15g，相应抗震设防烈度为Ⅶ度，设计地震分组为第三组。

根据《建筑抗震设计标准》（GB 50011-2010）（2024 修订版），场地设计特征周期应根据场地类别和设计地震分组确定，见表 3.2-2。本工程Ⅱ类场地设计特征周期为 0.45s。

表 3.2-2 特征周期值(s)表

设计地震分组	场 地 类 别				
	I0	I1	II	III	IV
第一组	0.20	0.25	0.35	0.45	0.65
第二组	0.25	0.30	0.40	0.55	0.75
第三组	0.30	0.35	0.45	0.65	0.90

注：计算罕遇地震作用时，特征周期值应增加 0.05s。

（2）场地类别

根据《建筑抗震设计标准》（GB 50011-2010）（2024 修订版），场地浅部土以中软土为主，覆盖层厚度 3~50m，场地类别为Ⅱ类。属于抗震一般地段。

（3）地震液化

拟建工程场地抗震设防烈度为Ⅶ度，场地地面以下 20m 深度范围内未见地下水，该场址区可不考虑饱和砂土地震液化影响。

3.2.3.2.土的腐蚀性评价

本次勘察浅部土在西区共采取 35 组土样，东区共采取 32 组土样进行土的腐蚀性分析，根据试验成果，厂址区主要的腐蚀介质为硫酸根与氯离子。土的腐蚀性分析成果详见表 3.2-3。

表 3.2-3（a） 西区土的腐蚀性评价

环境类型按Ⅲ类考虑	对混凝土	对混凝土结构的腐蚀性	对钢筋混凝土结构中的钢筋
-----------	------	------------	--------------

				结构的腐蚀性		的腐蚀性 A
取样点	pH 值	离子含量(mg/kg)		按 pH 值判断	按 SO ₄ ²⁻ 离子含量	按 Cl ⁻ 含量
		Cl ⁻	SO ₄ ²⁻			
ZK43	7.43	6.736	10.182	微	微	微
ZK115	7.38	10.103	11.20	微	微	微
ZK48	7.36	10.10	26.47	微	微	微
ZK47	7.26	23.57	7.13	微	微	微
ZK117	7.23	25.258	48.875	微	微	微
ZK3	7.51	50.516	12.219	微	微	微
ZK11	7.30	30.30	70.258	微	微	微
ZK31	7.61	10.103	112.006	微	微	微
ZK40	7.68	18.523	24.438	微	微	微
ZK16	7.59	5.502	41.748	微	微	微
ZK8	7.70	20.207	61.094	微	微	微
ZK37	7.49	11.787	19.346	微	微	微
ZK66	7.60	26.942	97.751	微	微	微
ZK32	7.44	15.155	113.024	微	微	微
ZK51	8.26	136.394	153.754	微	微	微
ZK41	7.91	8.419	87.568	微	微	微
ZK113	7.78	13.471	79.422	微	微	微
ZK87	7.65	1262.906	1112.932	微	微	微
ZK34	7.62	33.678	45.821	微	微	微
ZK78	7.34	18.523	59.058	微	微	微
ZK49	7.20	16.839	45.821	微	微	微
ZK100	7.34	20.207	125.243	微	微	微
ZK69	7.52	10.103	106.915	微	微	微
ZK50	7.51	16.839	31.565	微	微	微
ZK86	7.30	40.413	119.134	微	微	微
ZK110	7.37	8.419	44.802	微	微	微
ZK18	7.44	10.103	30.547	微	微	微
CZK3	6.7	5.264	51.872	微	微	微
CZK8	7.72	3.51	98.423	微	微	微

CZK1	7.98	7.019	17.156	微	微	微
CZK7	7.93	10.529	30.701	微	微	微
CZK11	7.73	5.264	72.237	微	微	微
CZK13	7.13	14.038	23.477	微	微	微
CZK16	7.37	942.314	1179.617	微	弱	中
CZK15	7.82	1052.865	1454.348	微	弱	中

表 3.2-3 (b) 东区土的腐蚀性评价

环境类型按 III 类考虑				对混凝土结构的 腐蚀性	对混凝土结构的腐 蚀性	对钢筋混凝土结 构中的钢筋的腐 蚀性 A
取样点	pH 值	离子含量(mg/kg)		按 pH 值判断	按 SO ₄ ²⁻ - 离子含量	按 Cl ⁻ -含量
		Cl ⁻	SO ₄ ²⁻			
CZK67	7.19	3.51	17.291	微	微	微
CZK137	7.45	7.019	19.212	微	微	微
CZK111	7.46	3.51	165.223	微	微	微
CZK150	7.56	5.264	132.563	微	微	微
CZK20	7.65	3.51	74.043	微	微	微
CZK90	7.75	7.019	81.267	微	微	微
CZK140	6.65	21.057	11.527	微	微	微
CZK99	7.04	136.872	96.06	微	微	微
CZK124	6.98	5.264	5.764	微	微	微
CZK44	7	3.51	23.054	微	微	微
CZK130	7.22	94.758	232.465	微	微	微
CZK138	7.25	1.755	69.163	微	微	微
CZK153	6.98	10.529	34.582	微	微	微
CZK24	7.02	3.51	9.606	微	微	微
CZK132	8.3	3.51	104.744	微	微	微
CZK42	8.14	7.019	104.744	微	微	微
CZK97	7.82	12.283	68.625	微	微	微
CZK78	8.2	5.264	56.887	微	微	微
CZK26	8.09	10.529	10.836	微	微	微
CZK143	7.85	3.51	20.768	微	微	微
CZK147	7.21	22.812	6.321	微	微	微

CZK86	7.94	5.264	67.722	微	微	微
CZK122	8.03	5.264	13.544	微	微	微
CZK109	8.53	8.774	126.415	微	微	微
CZK119	7.93	10.529	88.49	微	微	微
CZK36	8.66	14.038	48.76	微	微	微
CZK82	7.87	17.548	7.224	微	微	微
CZK102	8.11	5.264	13.544	微	微	微
CZK34	7.51	22.812	9.933	微	微	微
CZK95	7.8	15.793	62.305	微	微	微
CZK55	7.76	12.283	47.857	微	微	微
CZK142	7.7	8.774	6.321	微	微	微

试验结果表明，按环境类型Ⅲ类、地层渗透性 A 类，所取 67 组土样中西区 32 组、东区 32 组浅层土对混凝土结构具微腐蚀性，对钢筋混凝土结构中的钢筋的腐蚀性具有微腐蚀性。

根据现场调查，厂区局部地势低凹地带，地表有盐碱化形成的盐霜结晶，腐蚀性相对严重，但多分布于地表，厚度相对薄，必要时可清除处理。ZK87 取样点，位于西区第 4 地块中部；CZK15、CZK16 取样点，位于西区第 6 地块中部，取样处为地表，地表有盐碱化形成的盐霜结晶，土样对混凝土结构具弱腐蚀性；对混凝土结构中钢筋有中腐蚀性。

3.2.3.3.地基土性能评价

(1) 地基土物理力学指标设计参数

根据本次勘察土工试验指标、原位测试（轻型动探）指标及地基土的岩土特征，参考前期勘测成果，依据《工程地质手册》（第五版）及相关规程规范，并结合当地经验综合评定各层土的主要物理力学性质指标设计参数见表 3.2-4。

表 3.2-4 地基土主要物理力学性质指标推荐值

岩土名称	重力密度 kN/m ³	粘聚力 kPa	内摩擦角 °	压缩模量 MPa	地基承载力特征值 kPa	预制桩		基土水平抗力系数的比例系数 m (MN/m ⁴)
						桩的极限侧阻力标准值 kPa	桩的极限端阻力标准值 kPa	
①层中细砂	16.0	-	28~30	4~6	100~120	24~30	-	6~10
②层中细	16.0	-	30~35	6~8	140~160	54~60	3000	10~15

砂							
---	--	--	--	--	--	--	--

(2) 地基基础分析评价

根据建（构）筑物的重要性程度、荷载大小、对沉降的敏感程度和承载力要求等，按照经济合理、安全适用、技术可行、就地取材的原则，综合考虑各建构筑物的地基方案。

场地上部地基土为中细砂，岩土工程性质较好。场地天然地基可能涉及的土层有①层和②层。

a) 升压站区域

①层中细砂，稍密~中密，岩土工程性质一般，承载力特征值为 100~120kPa，层厚在 0.6~3.5m，可作为储能舱等荷载较小建构筑物的天然地基持力层，建议宽基浅埋。

②层中细砂，中密，岩土工程性质较好，承载力特征值为 140~160kPa，层厚大于 10m，可作为配电装置楼和综合楼等荷载较大的建构筑物天然地基持力层，如基底下有已层或场平形成的填土时不能满足天然地基要求，可采用换填法进行处理或适当加大基础埋深，换填材料可采用砂卵石、碎石等，也可采用 CFG 桩和碎石桩等地基处理方式，以满足建构筑物承载力和变形控制要求。

b) 光伏阵列区域

阵列区的光伏支架基础荷载不大，对抗拔及水平抗力要求较高，可考虑采用天然地基，②层中细砂适宜作为建构筑物的天然地基持力层，地基稳定性较好，均匀性一般

除以上建议的地基处理方案外，设计也可经过技术经济比较选用更为有效的方案。不论最终采用何种地基处理方案，均应从技术、经济、工期及环境等因素综合比较确定，最终方案的适宜性、处理效果、地基承载力特征值及施工工艺、设计参数和质量控制标准应通过现场原体试验取得。

(3) 场地适宜性评价

拟建厂址场地区域构造稳定，周边无活动断裂，不良地质不发育，场地稳定性类别为基本稳定场地。场地有季节性冻土分布，有风蚀砂埋影响，场地属于对建筑抗震一般地段，场地工程建设适宜性分类为适宜性一般。

3.2.4.结论及建议

(1) 厂区总体地形相对起伏，厂址内无活动性断裂通过，满足有关的规程规范对全新活动性断裂的避让距离要求，在区域构造上处于相对稳定的位置，较适宜本工程建

设，场地适宜性和稳定性一般。

(2) 厂址所在区域 II 类建筑场地 50 年超越概率 10% 的地震动峰值加速度为 0.15g，相应抗震设防烈度为 VII 度，对应的反应谱特征周期是 0.45s，设计地震分组为第三组。场地土的类型属中软土，建筑场地类别为 II 类，现状条件下属对建筑抗震一般地段。

(3) 拟建厂址为腾格里沙漠，地形以连续起伏的沙丘为主，形态多呈沙山、沙垄、新月型沙丘和新月型沙丘链，局部沙丘相对高差较大，半固定，需考虑风蚀砂埋的影响。

(4) 升压站等对承载力要求相对较高、变形敏感的重要建（构）筑物，可采用天然地基或桩基础，②层中细砂适宜作为建构筑物的天然地基或桩端持力层，天然地基不能满足要求时，可采用换填法进行处理或适当加大基础埋深，也可采用 CFG 桩和碎石桩等地基处理方式，以满足建构筑物承载力和变形控制要求。

光伏区的建（构）筑物，可采用天然地基、钢螺旋桩等基础，②层中细砂适宜作为建构筑物的天然地基或桩端持力层。由于场地平整对浅层产生扰动，建议经过试桩后采用。

(5) 厂址地下水埋深度一般大于 20m，埋藏较深，地下水对光伏发电项目工程建设影响相对小，可不考虑地下水对钢筋混凝土结构的腐蚀性影响。

光伏阵列区：根据土壤电阻率测试成果，土对钢结构有微腐蚀为主。按环境类型 III 类、地层渗透性 A 类，所取 67 组土样中西区 32 组、东区 32 组浅层土对混凝土结构具微腐蚀性，对钢筋混凝土结构中的钢筋的腐蚀性具有微腐蚀性，K87 取样点，位于西区第 4 地块中部；CZK15、CZK16 取样点，位于西区第 6 地块中部，取样处为地表，地表有盐碱化形成的盐霜结晶，土样对混凝土结构具弱腐蚀性；对混凝土结构中钢筋有中腐蚀性。。

升压站地区：根据土壤电阻率测试成果，土对钢结构有微腐蚀为主。按环境类型 III 类、地层渗透性 A 类，浅层土对混凝土结构具微腐蚀性，对钢筋混凝土结构中的钢筋的腐蚀性具有微腐蚀性。

按照电阻率判定，厂区浅部土壤对钢结构有微腐蚀性。

(6) 本工程建构筑物基坑深度为 1.5~2.5m，浅部地层以中细砂为主，由于地层含水量低，基坑开挖回填碾压相对困难，同时基坑开挖过程中砂土易扰动降低强度，增加变形，容易使坑壁结构失稳坍塌，如基坑采取放坡开挖，建议放坡坡率按砂土休止角设

置，或选用钢板桩等支护措施。

(7) 本工程位于甘肃河西走廊，属较典型的大陆性温带干旱荒漠气候，冬季寒冷漫长干燥，本工程拟建厂址场地季节性标准冻土深度 120cm。场地基本可不考虑冻胀影响。升压站重要基础埋深均建议大于最大冻结深度，根据《冻土地区建筑地基基础设计规范》（JGJ 118—2011），场地设计冻深 $z_d = 1.2 \times 1.2 \times 1 \times 1 \times 1 = 1.44\text{m}$ 。季节性冻土地区基底持力层不宜残留冻土，冬季施工时如发现基底受冻应在基础浇筑前予以清除，并铺设垫层，保证地基土稳定。

3.3.气象和水文

3.3.1.气象条件

古浪黄花滩 200 万千瓦光伏项目场址位于甘肃省武威市古浪县黄花滩镇北侧的沙漠地区，属温带大陆性干旱气候，其特点是四季分明，冬寒夏暑，气温日、年较差大，降水较少，分布不均，蒸发量大，气候干燥，太阳辐射强，光照充足，无霜期较短。主要气象灾害有干旱、大风、沙尘暴、寒潮、霜冻、雷电和冰雹等。

距离项目场区较近的两个气象站是古浪气象站和武威气象站，两气象站分别距场址区中心约 44km、51km，距离较为接近。古浪气象站和武威气象站站址信息见表 3.3-1，工程场区与两气象站相对位置见图 3.3-1。

表 3.3-1 两气象站站址信息

区站号	站名	纬度	经度	海拔高度	气压传感器海拔高度
52784	古浪	37.467	102.902	2072.4m	2073.6m
52679	武威	37.917	102.667	1531.5m	1532.7m

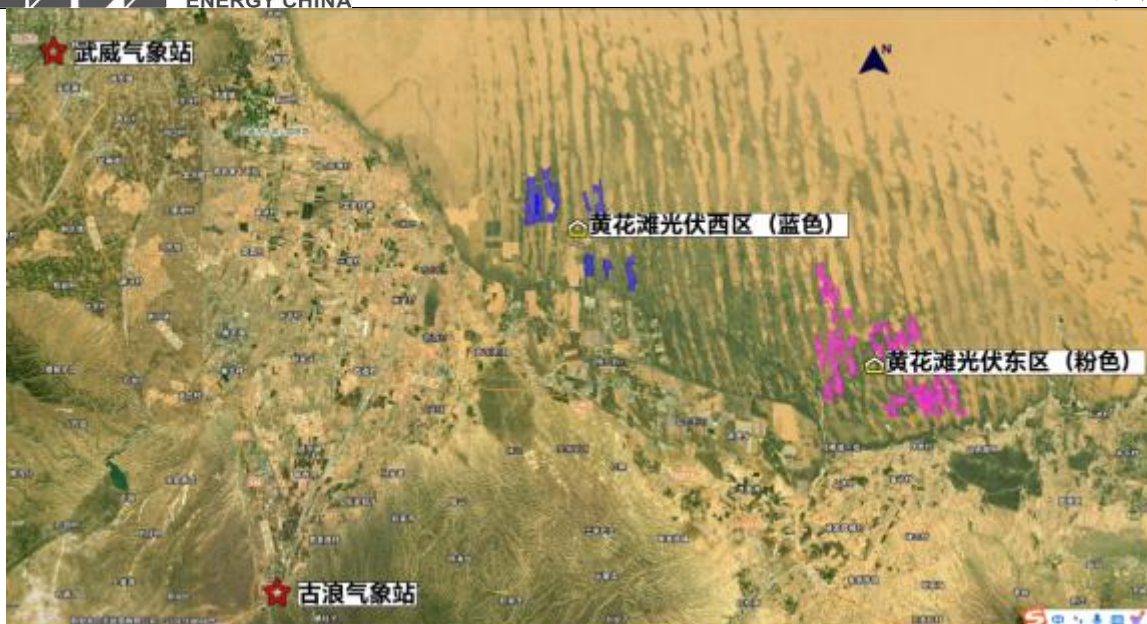


图 3.3-1 工程场区与附近气象站位置示意图（紫色区域为场区）

（1）常规气象要素特征值

考虑到古浪气象站和武威气象站与场址区距离差别不大，但武威气象站与场址区海拔更为接近，且其地形地貌特征与下垫面情况与场址区相似，因此采用武威气象站数据作为场址区后续常规气象特征和特殊气候影响分析的依据。

根据工程场区附近武威气象站和古浪气象站 1994~2023 年实测资料统计，各气象要素特征见表 3.3-2。

表 3.3-2 两气象站气象要素特征表

	武威气象站	古浪气象站
累年平均大气压(hpa)	846.6	793.6
累年平均气温(°C)	9.1	6.6
极端最高气温(°C)	40.8(1997.7.22)	35.0(2010.7.29)
极端最低气温(°C)	-27.2(2023.1.24)	-25.4(2023.1.24)
累年平均最高气温(°C)	37.1	37.1
累年平均最低气温(°C)	-21.1	-20.6
累年最热月(7 月)平均气温(°C)	25.0	22.0
累年最冷月(1 月)平均气温(°C)	-12.8	-13.5
累年平均相对湿度(%)	48.6	49.3

累年最小相对湿度(%)	0	0
累年平均水汽压(hpa)	6.8	5.8
累年平均降水量(mm)	181.2	360.2
累年最大年降水量(mm)	263.4(2018)	482.2(2019)
累年最小年降水量(mm)	85.2(2013)	240.4(2013)
累年最大 24 小时降水量(mm)	53.7	53.8
累年平均蒸发量(mm)	802.5	1932.1
累年平均雷暴日数(d)	10.4	15.2
累年平均年雾日数(d)	2.2	3.1
最多年雾日数(d)	8	10
累年最大积雪深度(cm)	4.9(2016.1)	15(1995.3)
累年平均风速(m/s)	1.8	2.9
累年最大风速(m/s)	16.6(WNW, 2016.6.9)	14.3(NNW, 2023.5.24)
累年瞬时最大风速(m/s)	28.6	25.0
全年主导风向	NW	S
夏季主导风向	NW	S
冬季主导风向	NW	S

(2) 风向风频及风速

武威气象站各风向风频及风速统计见表 3.3-3，全年风向玫瑰图见图 3.3-2；古浪气象站各风向风频及风速统计见表 3.3-4，全年风向玫瑰图见图 3.3-3。

表 3.3-3 武威气象站各风向风频及风速统计表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S
风频(%)	4.5	4.9	4.6	3.6	4	4.6	5.3	5.7	6.6
平均风速(m/s)	2.2	2.1	1.9	1.7	1.8	2	1.9	1.8	1.7
最大风速(m/s)	15.6	10	8.4	7.8	9	12.4	10.2	10.3	10.8
风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C	
风频(%)	7.6	6.8	3.7	3	5.4	11.6	7	11.1	
平均风速(m/s)	1.8	1.7	1.5	1.6	2.2	2.5	2.2	-	
最大风速(m/s)	9.6	8.5	11.6	12.6	16.6	15.5	13.8	-	

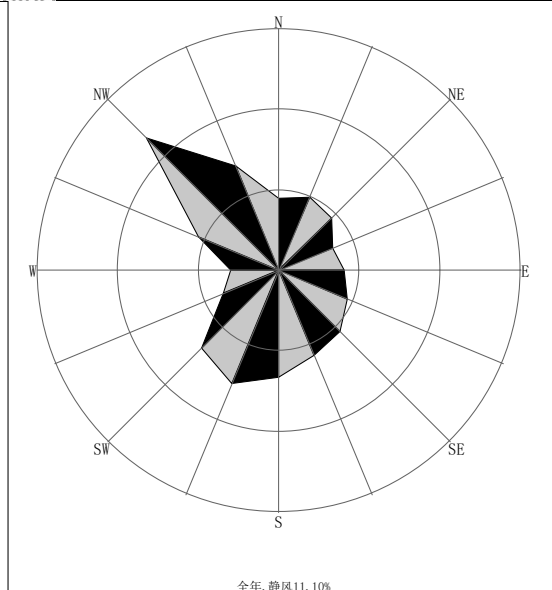


图 3.3-2 武威气象站全年风向玫瑰图

表 3.3-4 古浪气象站各风向风频及风速统计表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S
风频(%)	10.3	11.7	6.6	1.5	0.6	0.4	0.5	1.9	28.3
平均风速(m/s)	2.6	2.7	2.4	1.5	0.7	0.6	0.7	1.7	3.9
最大风速(m/s)	9.1	9.1	7.9	7.4	5.1	7.7	9.1	7.8	11.6
风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C	
风频(%)	17.8	2.3	1.4	1.2	0.8	1.8	5.5	7.4	
平均风速(m/s)	3.6	1.9	1.5	1	0.8	1.6	2.4	-	
最大风速(m/s)	10.2	10.4	11.3	10.7	9.7	9.1	14.3	-	

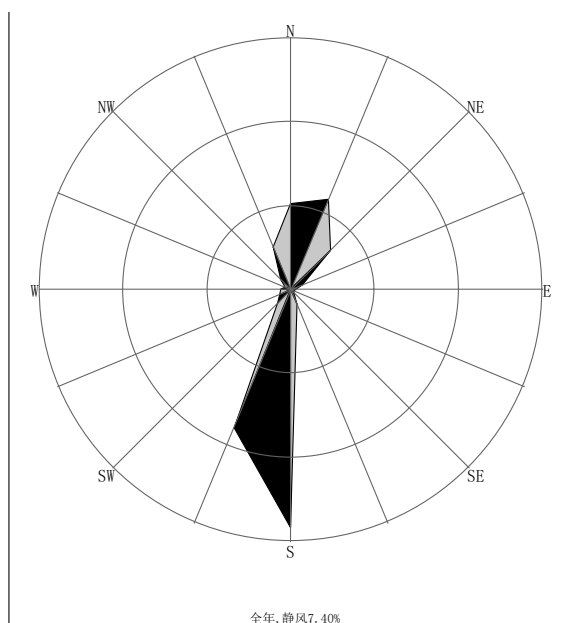


图 3.3-3 古浪气象站全年风向玫瑰图

(3) 设计风速

根据武威气象站 1994~2023 年历年离地 10m 高处 10min 平均最大风速资料进行频率统计分析，分别采用皮尔逊Ⅲ型、耿贝尔型曲线拟合，计算得到 50 年一遇离地 10m 高 10 分钟平均最大风速值分别为 17.8m/s，17.9m/s。

根据古浪气象站 2007~2023 年（该站最大风速数据从 2007 年开始观测）历年离地 10m 高处 10min 平均最大风速资料进行频率统计分析，分别采用皮尔逊Ⅲ型、耿贝尔型曲线拟合，计算得到 50 年一遇离地 10m 高 10 分钟平均最大风速值分别为 17.5m/s，17.1m/s。

因武威气象站和古浪气象站均位于建筑密集的城区，而本工程场址区域位于较为开阔的沙地，地理环境差异较大，故两气象站设计风速的计算成果对工程场区风速条件的代表性一般。

根据《建筑结构荷载规范》(GB 50009-2012)表 E.5 全国各城市的雪压、风压和基本气温，查得场址区所在武威市 50 年一遇风压为 0.55kN/m^2 ，计算得出标准空气密度下，50 年一遇离地 10m 高 10 分钟平均最大风速为 29.7m/s，换算至当地空气密度下，50 年一遇离地 10m 高 10 分钟平均最大风速为 32.3m/s。

另参考本工程附近其他光伏工程设计报告《甘肃武威 50 万千瓦立体光伏治沙产业化示范（古浪县 300MW）项目工程初步设计说明书》，其 50 年一遇离地 10m 高平均最大风速为 30m/s。

综合以上分析，考虑工程安全因素，建议本工程场址离地 10m 高 50 年一遇设计风速取 32.3m/s。

3.3.2.水文条件

本工程拟建光伏场西区位于甘肃省武威市古浪县黄花滩镇的荒漠地带，场区南侧约 16 公里有多个山口，出山口洪水受武定高速及干武铁路线阻挡，洪水经武定高速的多处涵洞进入场区西面约 8km 的天然冲沟，场区不受出山口洪水直接影响。光伏场东区位于甘肃省武威市古浪县海子滩镇的荒漠地带，在大靖河河道洪水泄洪区范围，场址与大靖河泄洪口最近的距离约 2 公里。

本工程东、西区场址范围均内无明显冲沟及天然河流发育，无明显冲刷影响的地貌特征；东区场址西侧约 100~200m 外有明显的泄洪冲沟及滞洪洼地。场区范围内地势高

差相对较大，场区未进行场地平整条件下，需考虑场区内自然条件下的山坡汇水影响。

下阶段将基于场平后的详细地形图，计算汇水区域设计洪峰流量及设计洪涝水位。

4.工程任务与规模

4.1.工程建设必要性

(1)实现清洁能源更大范围内优化配置

建设甘肃至浙江特高压直流输电工程，是认真贯彻党中央、国务院关于双碳战略和“四个革命、一个合作”能源安全新战略的重要举措，是落实总书记关于沙漠、戈壁、荒漠地区加快建设大型风电光伏基地项目重要指示的重要部署；是切实落实国家发展改革委、国家能源局关于电力源网荷储一体化和多能互补发展部署的具体实践；具有推进经济高质量发展和构建绿色低碳清洁高效能源系统、助力我国实现碳减排目标的双重效益。本项目作为甘肃至浙江特高压直流配套送端新能源的一部分，符合国家能源转型发展要求，有助于推进双碳目标的达成，是落实以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的新能源基地开发的重要依托。

(2)促进当地优势能源资源的开发与转化。

甘肃省位于西北内陆腹地，是我国重要能源生产基地，能源产业作为甘肃省的主导支柱产业，对全省国民经济和社会发展具有重要支撑和保障作用。甘肃省是国家煤炭重点建设省区和重要的能源输出省份，随着甘肃省新能源开发消费比重不断提升，电力对其能源转型的引领作用将更加突出。为充分利用甘肃省的新能源资源，实现传统能源经济向现代能源经济的跃升转变，实现能源与经济、生态的协调可持续发展，将甘肃新能源资源转换成电力送出，对于发挥中西部地区绿色能源优势具有重要意义。

(3)保障华东区域和浙江省能源安全、满足用电负荷快速增长的需要。

华东地区是我国经济最为发达的地区，但一次常规能源资源匮乏，绝大部分靠区外调入。根据受端浙江省电力平衡的结果，考虑核准、纳规电源后，2025 年最大电力缺口为 600~700 万千瓦，2030 年扩大至 930~1000 万千瓦，电网具备消纳甘浙直流电力的市场空间。通过特高压直流将电力直送华东负荷中心，对于缓解华东地区能源供需矛盾、满足地方经济的发展需要具有重要的战略意义。因此，积极接受区外来电是保障华东和浙江地区经济社会持续快速发展的重要途径。

(4)改善浙江省电力供应结构、促进浙江省碳达峰和碳中和目标实施。

通过区外新能源基地受入清洁电力，将有效改善浙江省能源和电源结构，同时降低浙江省单位电量碳排放水平，近期可促进“十四五”期间浙江省非水可再生能源的消纳，

远期有利于浙江省碳达峰、碳中和目标的实现。

本项目作为已核准的陇电入浙 ± 800 千伏特高压直流输电工程配套送端新能源的一部分，适时建设是必要的。

4.2.工程任务

建设甘肃至浙江特高压直流输电工程，是认真贯彻党中央、国务院关于双碳战略和“四个革命、一个合作”能源安全新战略的重要举措，是落实总书记关于沙漠、戈壁、荒漠地区加快建设大型风电光伏基地项目重要指示的重要部署；是切实落实国家发展改革委、国家能源局关于电力源网荷储一体化和多能互补发展部署的具体实践；能够为中东部负荷中心提供清洁绿色电力供应，充分发挥甘肃作为国家重要能源基地在全国“碳达峰”进程的支撑作用，助力受端地区低碳发展，符合国家战略发展导向，故拟定本项目的开发任务为发电。

本项目需与甘肃腾格里沙漠河西新能源基地内的其他新能源、传统电源协调运行，为送受端电网提供调峰、调频等功能支撑。

4.3.工程规模

2023 年 5 月，国家能源局电力司印发文件明确陇电入浙特高压直流配套电源为：火电 4000MW、风电 4000MW、光伏 7000MW、光热 200MW，并配置储能 2000MW。本项目作为陇电入浙特高压直流输电工程配套送端新能源的一部分，规划建设光伏容量 2000MW，配置储能 480MW/960MWh。

5.光伏发电系统

5.1.主要设备选型

5.1.1.光伏组件选型

根据太阳能电池片的类型可分为晶体硅光伏电池(单、多晶硅)、薄膜能光伏电池(非晶、铜铟镓硒 CIS/CIGS、碲化镉 CdTe)太阳、聚光光伏电池(砷化镓 GaAs)等。晶体硅电池是发展最早、工艺技术最成熟的太阳电池，也是大规模生产的硅基太阳电池中效率最高的电池，长期占领最大的市场份额。

5.1.1.1.电池片选择

晶体硅光伏电池可分为单晶硅电池和多晶硅电池。单晶组件转换效率一般在 23%以上，其中 2024 年规模化生产的 P 型电池片行业平均转换效率达到 23.5%，N 型 TOPCon 电池片行业平均转换效率达到 25.4%，HJT 电池片行业平均转换效率达到 25.6%，XBC 电池片行业平均转换效率达到 26.0%；多晶组件则在 18%-20%左右，效率天花板明显。单晶硅具有明显优势，在转换效率、弱光响应、效率衰减等方面优于多晶硅，能在有限面积上产生更多电能，这使得在土地资源紧张地区，单晶组件更受青睐。

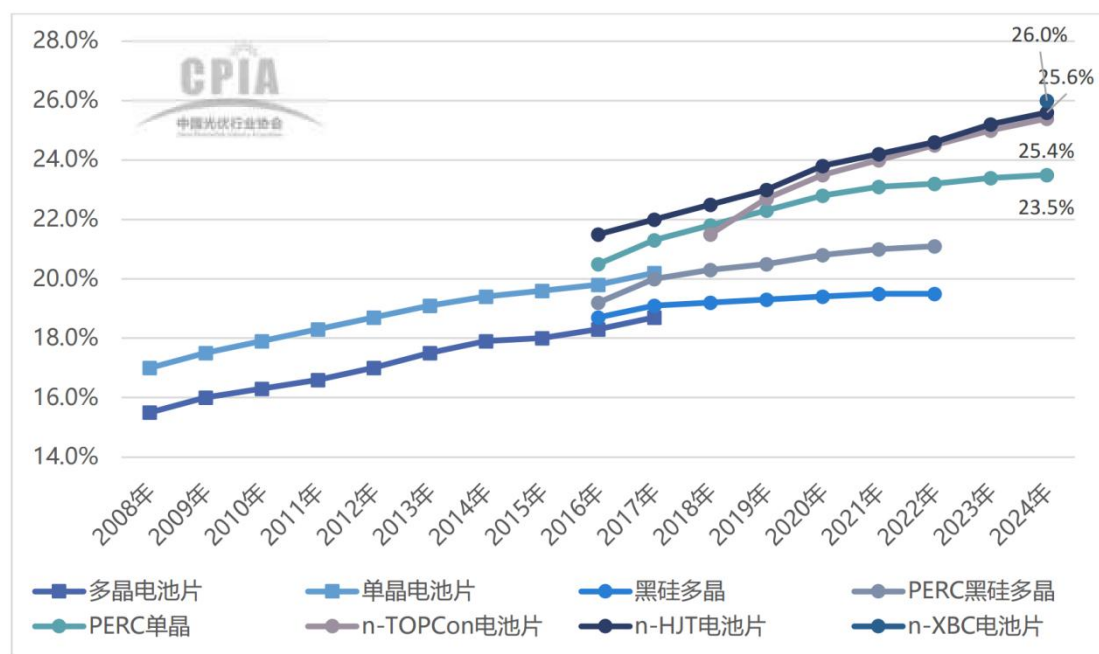


图 5.1.1-1 2008-2024 年国内电池片量产转换效率发展趋势

过去单晶硅电池因生产工艺复杂成本高，价格较贵。但随着单晶技术成熟和规模化生产，两者价格差距逐渐缩小，目前每瓦价格已经基本持平。

随着单晶硅电池相对于多晶效率优势扩大，成本下降，以及领跑者基地项目对高效产品的引导，国内大型组件生产商已将生产重心转移到高效单晶硅组件。2017 年以来，单晶硅组件份额快速长升，至 2019 年单晶组件市占率提升至 70%左右。2024 年，多晶产品市场份额被单晶产品几乎完全取代，单晶硅片（p 型+n 型）市场占比已接近 100%。

（一）单晶硅组件市场占有分析

目前，市场上主要的单晶硅电池包括 PERC、TOPCon、HJT、BC 等 4 类。

根据中国光伏行业协会（CPIA）及权威机构 InfoLink、PVInfoLink 的最新数据，2024 年晶硅电池片市场份额呈现出 N 型技术加速替代 P 型的格局，TOPCon 占据主导地位，BC 与 HJT 快速崛起。根据《2024-2025 年中国光伏产业发展路线图》统计，随着 N 型产品的释放，P 型单晶硅片市场占比减少至 27.5%，N 型单晶硅片占比增长至 72.5%。未来随着下游对 N 型单晶产品的需求增大，其市场占比也将进一步提升。

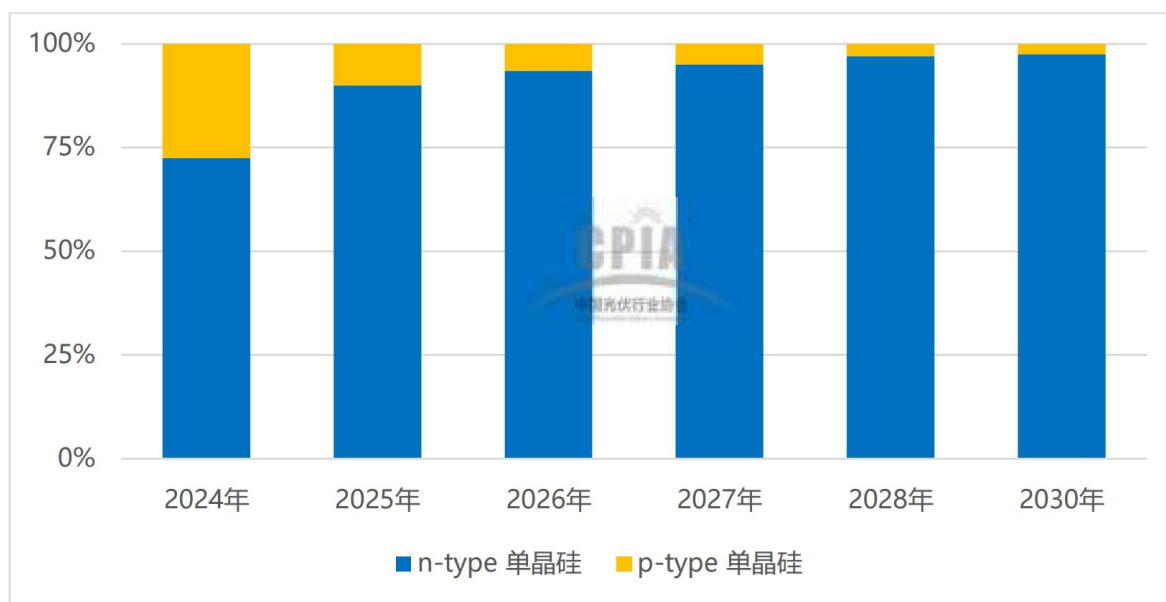


图 5.1.1-2 2024-2030 年不同类型硅片市场占比变化趋势

预计 2025 年及以后，N 型在光伏产业链占比达到 85%甚至更高，此前主流的 P 型占比可能大降至 15%以内。

在能源转型大背景下，光伏技术迭代加速，P 型效率已近极限，N 型时代加速到来。2024 年，P 型 PERC 单晶电池平均转换效率达到 23.5%，较 2023 年提高 0.1 个百分点，预计 2026 年以后 P 型技术路线基本退出市场，其效率指标的进步将基本停滞。在 N 型电池对 P 型电池实现全面替代的背景下，2024 年 N 型 TOPCon 电池平均转换效率达到 25.4%，异质结电池平均转换效率达到 25.6%，二者较 2023 年均有较大提升；XBC 电池

平均转换效率达到 26.0%。未来随着 N 型电池各技术路线工艺技术的进步及生产成本的降低，N 型电池将在未来一段时间内保持主流电池技术的地位，效率也将较快提升。

2024 年，新投产的量产产线基本都是 n 型电池片产线。随着 n 型电池片产能快速释放，PERC 电池片市场占比下降至 20.5%；n 型 TOPCon 电池片市场占比达到 71.1%，成为占比最高的电池技术路线；异质结电池片市场占比约 3.3%；XBC 电池片市场占比约为 5.0%，由于行业头部企业的大力推广，其市占率相较 2023 年有较大幅度的提升。2024 年，BSF、MWT 等电池片产品的市场占比约 0.1%。

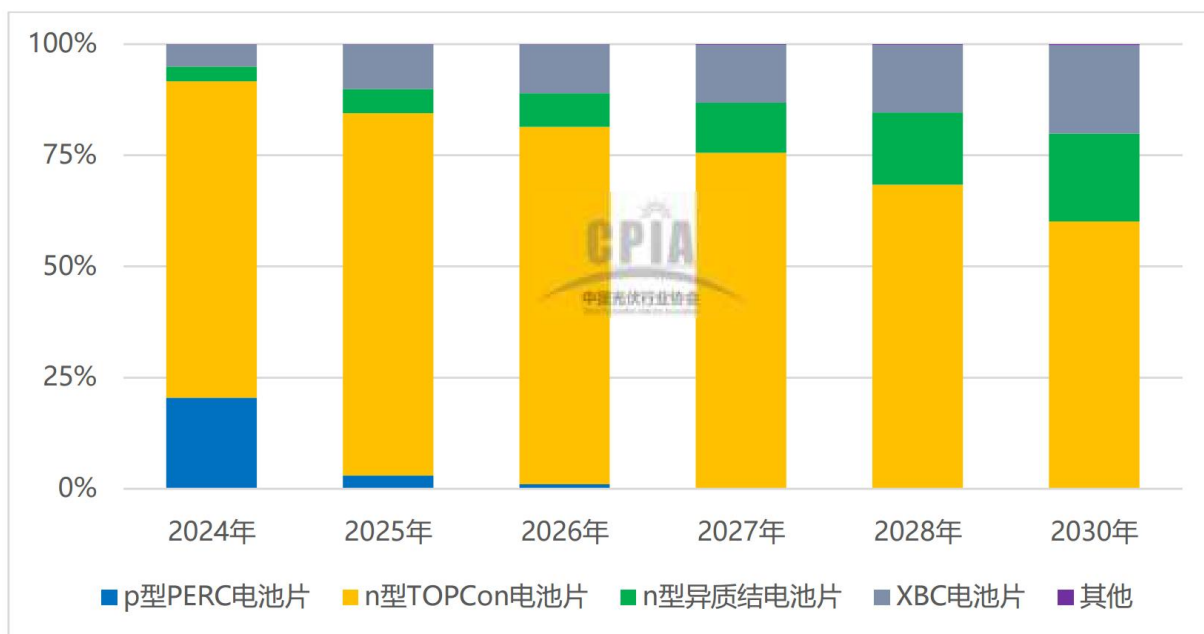


图 5.1.1-3 2024-2030 年不同电池技术路线市场占比变化趋势

（二）P 型组件和 N 型组件技术路线对比

P 型电池和 N 型电池在发电原理上无本质差异，都是依据 PN 结进行光生载流子分离。在 P 型半导体材料上扩散磷元素，形成 N+/P 型结构的太阳电池即为 P 型电池片；在 N 型半导体材料上注入硼元素，形成 P+/N 型结构的太阳电池即为 N 型电池片。

对于 P 型电池来说主要分为 BSF 和 PERC 电池技术；对于 N 型电池来说主要分为 TOPCon、BC 和 HJT 这三种电池技术。每种组件的电池技术平均转换效率变化趋势见表 5.1.1-1。

表 5.1.1-1 不同电池技术平均转换效率变化趋势

分类		2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2030 年
p 型单晶	PERC p 型单晶电池	23.5%	23.6%	23.7%	23.7%	23.7%	23.7%
n 型单晶	TOPCon 单晶电池	25.4%	25.7%	26.0%	26.2%	26.4%	26.6%
	异质结电池	25.6%	25.9%	26.2%	26.5%	26.7%	26.9%
	XBC 电池	26.0%	26.3%	26.6%	26.9%	27.2%	27.4%

（1）P 型电池

2015 年之前，BSF 电池占据 90% 市场；2016 年之后，PERC 电池接棒起跑，到 2020 年，PERC 电池在全球市场中的占比已经超过 85%，目前 P 型组件以双面 PERC 为主。

PERC（Passivated Emitter Rear Cell）——发射极及背面钝化电池技术，与常规电池不同之处在于背面，PERC 电池采用了钝化膜来钝化背面，取代了传统的全铝背场，增强光线在硅基的内背反射，降低了背面的复合速率，从而使电池的效率提升 0.5%-1%。2024 年，规模化生产的单晶电池平均转换效率已达到 23.5%。

由于 P 型单晶硅 PERC 电池理论转换效率极限为 24.5%，导致 P 型 PERC 单晶电池效率很难再有大幅度的提升；并且未能彻底解决以 P 型硅片为基底的电池所产生的光衰现象，这些因素使得 P 型硅电池很难有进一步的发展。

（2）N 型电池

与传统的 P 型单晶电池和 P 型多晶电池相比，N 型电池具有转换效率高、双面率高、温度系数低、无光衰、弱光效应好、载流子寿命更长等优点。

1）TOPCon

TOPCon（Tunnel Oxide Passivated Contact）——氧化层钝化接触。正面与常规 N 型太阳能电池或 N-PERT 太阳能电池没有本质区别，电池核心技术是背面钝化接触。电池背面由一层超薄氧化硅（1-2nm）与一层磷掺杂的微晶非晶混合 Si 薄膜组成，二者共同形成钝化接触结构。钝化性能通过退火过程进行激活，Si 薄膜在该退火过程中结晶性发生变化，由微晶非晶混合相转变为多晶。在 850℃ 的退火温度下退火， $iV_{oc} > 710mV$ ， J_0 在 $9-13fA/cm^2$ ，显示了钝化接触结构优异的钝化性能。

该结构可以阻挡少子空穴复合，提升电池开路电压及短路电流。超薄氧化层可以使多子电子隧穿进入多晶硅层同时阻挡少子空穴复合，超薄氧化硅和重掺杂硅薄膜良好的钝化效果使得硅片表面能带产生弯曲，从而形成场钝化效果，电子隧穿的几率大幅增加，接触电阻下降，提升了电池的开路电压和短路电流，从而提升电池转化效率。

经德国 ISFH 研究所测算，双面 TOPCon 理论极限效率为 28.7%，居各类电池之首。

2) HJT

HJT (Heterojunction with Intrinsic Thin-film) ——本征薄膜异质结电池。具备对称双面电池结构，中间为 N 型晶体硅。正面依次沉积本征非晶硅薄膜和 P 型非晶硅薄膜，从而形成 P-N 结。背面则依次沉积本征非晶硅薄膜和 N 型非晶硅薄膜，以形成背表面场。鉴于非晶硅的导电性比较差，因此在电池两侧沉积透明导电薄膜 (TCO) 进行导电，最后采用丝网印刷技术形成双面电极。

主要得益于 N 型硅衬底以及非晶硅对基底表面缺陷的双重钝化作用。目前量产效率普遍已在 24% 以上；25% 以上的技术路线已经非常明确，即在前后表面使用掺杂纳米晶硅、掺杂微晶硅、掺杂微晶氧化硅、掺杂微晶碳化硅取代现有的掺杂；HJT 未来叠加 IBC 和钙钛矿转换效率或可提升至 30% 以上。

由于 HJT 电池衬底通常为 N 型单晶硅，而 N 型单晶硅为磷掺杂，不存在 P 型晶硅中的硼氧复合、硼铁复合等，所以 HJT 电池对于 LID 效应是免疫的。HJT 电池的表面沉积有 TCO 薄膜，无绝缘层，因此无表面层带电的机会，从结构上避免 PID 发生。HJT 电池首年衰减 1-2%，此后每年衰减 0.25%，远低于 PERC 电池掺镓片的衰减情况(首年衰减 2%，此后每年衰减 0.45%)，也因此 HJT 电池全生命周期每 W 发电量高出双面 PERC 电池约 1.9%-2.9%。

HJT 电池理论极限效率为 28.5%，目前量产效率在 24%-24.5%。

HJT 电池单 GW 设备成本 3.5 亿元，是 TOPCon 的 2.3 倍，中小厂商扩产意愿较低。

3) IBC

IBC (Interdigitated Back Contact) ——交叉指式背接触电池技术。将 P/N 结、基底与发射区的接触电极以交指形状做在电池背面。核心技术：如何在电池背面制备出质量较好、成叉指状间隔排列的 p 区和 n 区。通过在电池背面印刷一层含硼的叉指状扩散掩膜层，掩膜层上的硼经扩散后进入 N 型衬底形成 p+ 区，而未印刷掩膜层的区域，经磷扩散后形成 n+ 区。前表面制备金字塔状绒面来增强光的吸收，同时在前表面形成前表面场 (FSF)。使用离子注入技术可获得均匀性好、结深精确可控的 p 区和 n 区，电池正面无栅线遮挡，可消除金属电极的遮光电流损失，实现入射光子的最大利用化，较常规太阳能电池短路电流可提高 7% 左右；由于背接触结构，不必考虑栅线遮挡问题，可适当

加宽栅线比例，从而降低串联电阻且有高的填充因子；可对表面钝化及表面陷光结构进行最优化的设计，可得到较低的前表面复合速率和表面反射，从而提高 V_{oc} 和 J_{sc} ；外形美观，尤其适用于光伏建筑一体化；但 IBC 电池成本较高尚未产业化，IBC 电池制程工艺复杂，多次使用掩膜、光刻等半导体技术，成本几乎为常规电池的两倍。

IBC 可以和 PERC 技术融合成 PBC，和 TOPCon 融合为 TBC，和 HJT 融合就是 HBC，故 BC 电池也称为“XBC 电池”，日常被提及的 IBC、HBC、PBC、ABC、HPBC 等都属于 BC 电池。

IBC 可以和 PERC 技术融合成 PBC，和 TOPCon 融合为 TBC，和 HJT 融合就是 HBC，故 BC 电池也称为“XBC 电池”，日常被提及的 IBC、HBC、PBC、ABC、HPBC 等都属于 BC 电池。

2024 年，XBC 电池片与 TOPCon 电池片保持类似的趋势，以 MBB 技术为主。由于 0BB 技术在降低银浆消耗、提升电池效率领域带来的巨大进步，预计在未来将成为 XBC 电池领域的市场主流。

XBC 电池目前处于生产爬坡阶段，技术处于不断优化的阶段，其效率的优势将弥补更多工序、更多用人需求带来的人均产出变化。预计 XBC 电池的人均产出将与 TOPCon 电池接近。BC 组件设备成本约高于 TOPCon，低于 HJT。隆基通过产线优化，已将 BC2 代新建产线单 GW 成本降至 2.5~2.6 亿元。

对比 **PERC、TOPCon、HJT、BC 四种技术路线**见表 5.1.1-2。详细对比见 A04 专题报告。

表 5.1.1-2 光伏组件技术对比

类型	PERC 组件	TOPcon 组件	HJT 组件	BC 组件
2024 量产 电池平均 效率	23.5%	25.4%	25.6%	26.0%
功率衰减	首年 2%，之后每 年 0.45%，第 25 年 87.2%	首年 1%，之后每 年 0.4%，第 25 年 89.4%	首年 1%，之后每 年 0.25%，第 25 年 93%。	首年 1%，之后每年 0.35%，第 25 年 90.6%。
功率温度 系数	-0.35%	-0.29%	-0.24%	-0.26%
双面率	70%	80%	85~90%	70%

综上所述，N 型光伏产品将会快速取代 PERC 组件占领市场，N 型组件中，HJT 产品性能表现优越，但是其制造成本较高，产品可靠性相对不足，量产化困难。BC 组件

较为小众，双面率不高且生产成本较高，市场主要由隆基、爱旭垄断。现阶段预测 TOPCon 组件将是市场主流且产能充足，因此本阶段主要推荐 N 型 TOPCon 技术路线，同时考虑与 TOPCon 融合的 TBC 组件。后续设计阶段根据技术发展水平及市场情况调整二者比例。

5.1.1.2. 单面组件和双面组件

双面组件即组件两面受光均可发电的组件，背面采用玻璃或透明背板封装，除正面正常发电外，背面也能接收来自环境的散射光和反射光发电。根据背面反射材质的不同，发电增益在 5~30% 间。相对于单面组件，由于双面发电，粗糙沙地或者雪天地面积雪情况带来的高反射使组件的发电增益更高，并使组件表面不易积雪。

2017 年以来，双面组件逐步得到推广，2019 年双面组件的产能达到总产能的 10% 左右，2022 年双面组件市场占比达到 40.4%，2023 年，随着下游应用端对于双面发电组件发电增益的认可，双面组件市场占比达到 67.0%，增长较多，远超单面组件，成为市场主流。受市场需求因素的影响，未来单/双面组件市场占有率将趋于稳定。

目前双面组件价格与单面组件非常接近，而 N 型电池片本身就是双面，组件发电增益一般在 5% 以上。本项目建设区域基本为西北沙漠地区，地面反射率较高，有利于双面组件的背面增益，因此本阶段推荐双面组件。

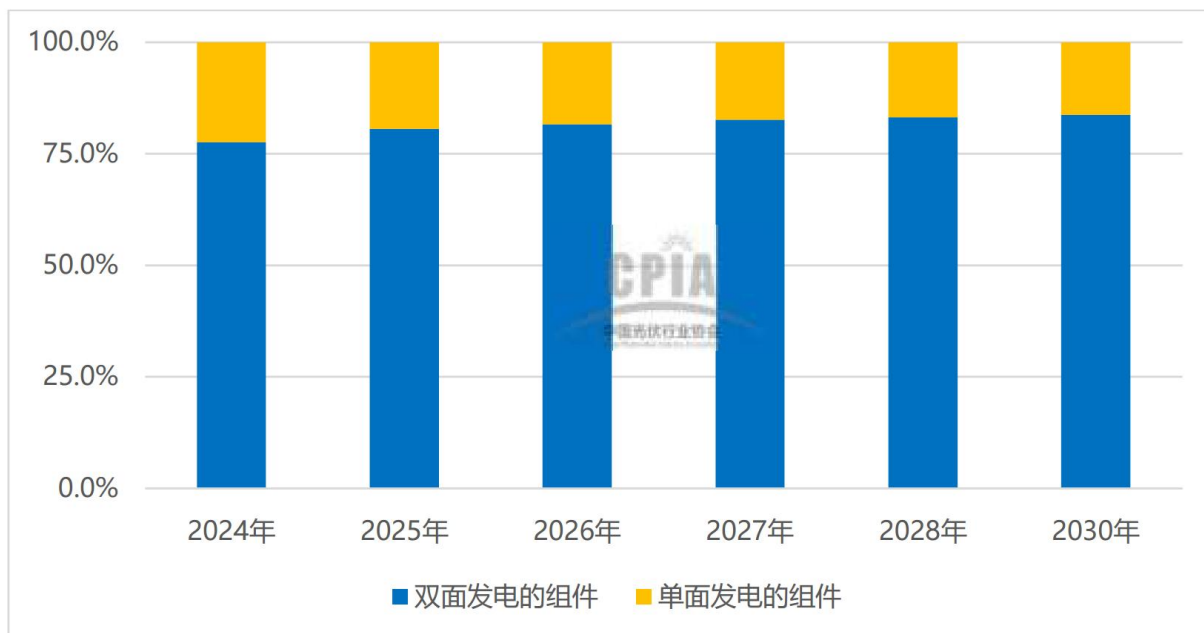


图 5.1.1-4 2024-2030 年单/双面组件市场占比变化趋势

5.1.1.3. 光伏电池片尺寸

光伏行业硅片尺寸一直跟随半导体行业晶圆尺寸发展步伐，在摩尔定律驱动，半导体晶圆尺寸不断变大，光伏硅片尺寸也相应迭代，大尺寸高功率成为不可阻挡的发展趋势。在制造端，大尺寸硅片可以提升硅片、电池和组件的产出量，从而降低每瓦生产成本；在系统端，随着单片组件的功率和效率提升，大尺寸硅片可以减少支架、电缆等成本，从而摊薄单瓦系统成本。大硅片已经成为光伏行业发展的必然趋势。

市场上硅片尺寸种类多样，包括 166mm 及以下硅片、182mm 方片、微矩形片（主要包括：182mm*183.75mm、182mm*185.3mm 等）、矩形片（主要包括：矩形 182mm*188mm、182mm*192mm、182mm*199mm、182mm*210mm 等）、210mm 方片等，且各占有一定的市场份额。

2024 年，采用 182mm 方片尺寸 72 片 PERC 单晶电池的组件功率达到 555W；采用 210mm 方片尺寸 66 片 PERC 单晶电池的组件功率达到 665W，预计 2026 年以后 p 型技术路线基本退出市场，其功率进一步增长将基本停滞。采用 182mm 方片尺寸 72 片 TOPCon 单晶电池组件功率达到 593W，采用 182*210mm 尺寸 66 片 TOPCon 单晶电池组件功率达到 619W，采用 210mm 方片尺寸 66 片 TOPCon 单晶电池组件功率达到 712W；采用 210mm 方片尺寸 66 片异质结电池组件功率达到 720W；采用 182*210mm 尺寸 66 片 XBC 电池组件功率达到 645W。

根据 PV InfoLink 数据及行业趋势分析，2024 年光伏组件尺寸市场呈现“矩形硅片主导、大尺寸加速替代”的格局，210R（182×210mm）与 210 尺寸组件构成主流，BC（背接触）组件在高端市场快速渗透。

数据显示，210R 和 210 尺寸产品市占率从 2024 年初的 22% 一路提升至 2024 年底的 43%。到 2024 年底，天合光能、通威股份、晶科能源、晶澳科技、隆基绿能等头部企业均具备了 210R 尺寸 N 型产品产能。预计 2025 年，210 及 210R 尺寸产品渗透率维持上升，合计占比将达 58.4%，完成对 182 系列产品的迭代。基于 210 大尺寸优势带来的功率及效率双提升，组件产品价值和客户价值愈发凸显，产业链各环节对尺寸的选择趋势更为确定。头部光伏组件企业不断加码 210 产品，全球组件出货量前十的组件企业里有七家布局 210+N 组件产品，预计 210+N 型光伏组件将成为未来组件市场的主流。

2024 年 XBC 组件出货量占比 12%，出货量约 42GW，主要由隆基绿能贡献（前三季度出货 13.77GW，占比 26.88%）。

本项目为大基地项目，光伏组件峰值功率越大，光电转换效率越高，支架和支架基础的成本、线缆成本越低，更节省用地。

本项目装机容量达到 2000MW，组件用量大，占地面积广，组件安装量大。对于本项目而言，还受用地范围限制，采用大功率组件可节约用地，节省工程投资。同时组件供货能力及组件价格也会影响到决定了组件的选型。专题报告对目前市场主流的三种尺寸的 N 型 ToPcon 和一种 TBC 双面组件进行经济性对比，分别为：182N-590WP(182mm 方片)、210R-620WP(210mm 矩形片)、210N-720WP(210mm 方片)和 TBC210R-645(210mm 矩形片)。

对比工程量及单位建安费用可见，组件尺寸越大，工程量及相关造价越低，考虑组件价格后 210 方形尺寸的单位造价成本最低，其次是 210 矩形片方案，BC 组件由于组件价格较高次之。

210mm 方片 N 型 ToPcon 光伏组件在经济、技术、市场等方面表现最为突出，本工程拟采用该组件作为后续设计依据。伴随 BC 组件技术的突飞猛进，当 BC 组件价格与常规 Topcon 组件价格持平时，本项目不排除采用 TBC 技术组件的可能性，后续根据市场及价格情况予以考虑。

5.1.1.4.组件选型结论

根据《沙漠光伏电站技术要求》GB/T 43056-2023，沙漠光伏电站应选用功率温度系数绝对值低的组件，本大基地光伏项目推荐采用 210mm 方形尺寸单晶 N 型 TOPCon 双面组件，拟选择组件参数见表 5.1.1-4。根据对组件市场 2025 年度主要型号及产能的调研，210mm 方形尺寸组件在 2025 年的主流型号为 710Wp 或 715Wp，下半年将推出 720Wp 组件并量产，考虑到行业内采购的灵活性，本报告以 720Wp 组件进行深化可行性研究。

表 5.1.1-4 光伏组件技术参数表

序号	名称	单位	数值	备注
1	组件类型		210 单晶硅	N 型双面组件
2	标准测试条件(STC)下参数			
2.1	峰值功率(Pmax)	Wp	720	
2.2	输出功率公差	W	0~5	

序号	名称	单位	数值	备注
2.3	开路电压(Voc)	V	49.2	
2.4	短路电流(Isc)	A	18.44	
2.5	工作电压(Vmp)	V	41.1	
2.6	工作电流(Imp)	A	17.4	
2.7	组件效率	%	23.1	
3	峰值功率温度系数	%/°C	-0.29	
4	最大系统电压	VDC	1500	
5	开路电压温度系数	%/°C	-0.24	
6	短路电流温度系数	%/°C	+0.04	
7	电池标称工作温度	°C	43±2	
8	工作温度	°C	-40~+85	
9	首年功率衰减	%	≤1	
10	25 年功率衰减	%	≤10.6	
11	组件尺寸	mm	2384×1303×33	

5.1.2.逆变器选型

5.1.2.1.逆变器类型

逆变器可以分为集中式逆变器、组串式逆变器和集散式逆变器三类。

(1) 集中型逆变器

集中式逆变器是将很多光伏组串经过汇流后连接到逆变器直流输入端，集中完成将直流电转换为交流电的设备。集中式逆变器通常使用单级两电平三相全桥拓扑结构，大功率 IGBT 和 SVPWM 调制算法，通过 DSP 控制 IGBT 发出两电平方波，通过 LCL 或 LC 滤波器滤波后输出满足标准要求的正弦波。集中式逆变器常见的输出功率为 1250kW、2000kW、3125kW，该逆变器转换效率通常>99%，中国效率>98.2%，每台逆变器具有 1 路 MPPT，1 台或 2 台逆变器组成 1 个方阵，通过一个双分裂绕组变压器升压后接入 35kV 中压电网。

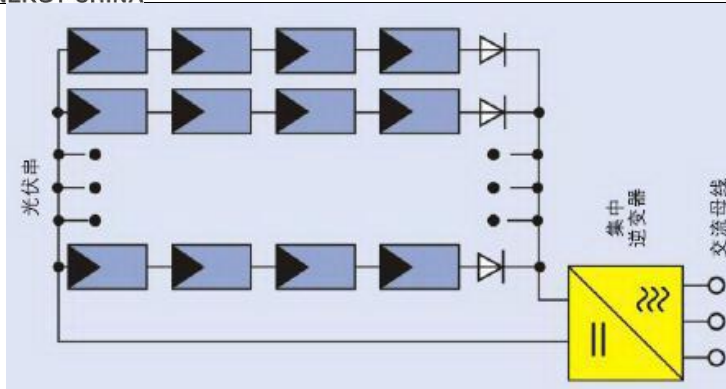


图 5.1.2-1 集中逆变器接线图

集中式逆变器方案特点：集中逆变器成熟度高，市场占用率大，单位千瓦成本低；逆变器为单路或双路 MPPT 跟踪，在日照均匀地区才能较好的保证最大功率输出。集中式逆变器多采用强制风冷的方式，风道密封效果差，盐雾、沙尘容易进入柜体造成损坏。由于集中式逆变器单体容量大，一旦发生损坏，会造成较大的发电量损失。

（2）组串型逆变器

组串式逆变器是基于模块化的概念，将光伏方阵中的每个光伏组串连接至指定逆变器的直流输入端，各自完成将直流电转换为交流电的设备。组串式逆变器通常使用两级三电平三相半桥拓扑结构，选用中小功率 IGBT 和 SVPWM 调制算法，通过 DSP 控制 IGBT 发出三电平方波，通过 LCL 或 LC 滤波器滤波后输出满足标准的正弦波。

组串式并网逆变器容量小，安装方便，适应性强。逆变器靠近组件，减少直流线损；节约场区宝贵的土地（或屋顶）资源；减少土建施工，减少环境影响；人工安装，不需要大型设备起吊。组串式逆变器常见的输出功率为 196kW、225kW、300kW、320kW。光伏组串直流输出直接接入逆变器。组串式方案简图如下：

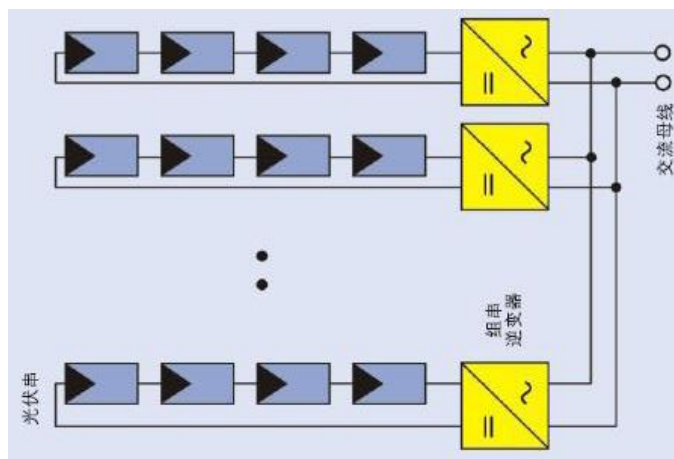


图 5.1.2-2 组串式逆变器接线图

组串式逆变器采用全密闭设计，防护等级可达 IP65 及以上（室外安装），能够将逆变器内外部环境良好隔离，防止外部风沙、高温、高湿、严寒对逆变器造成的恶劣影响；组串式逆变器方案拥有更加简化的直流环节，无需配置直流汇流箱和直流配电柜，直流电缆使用较少。

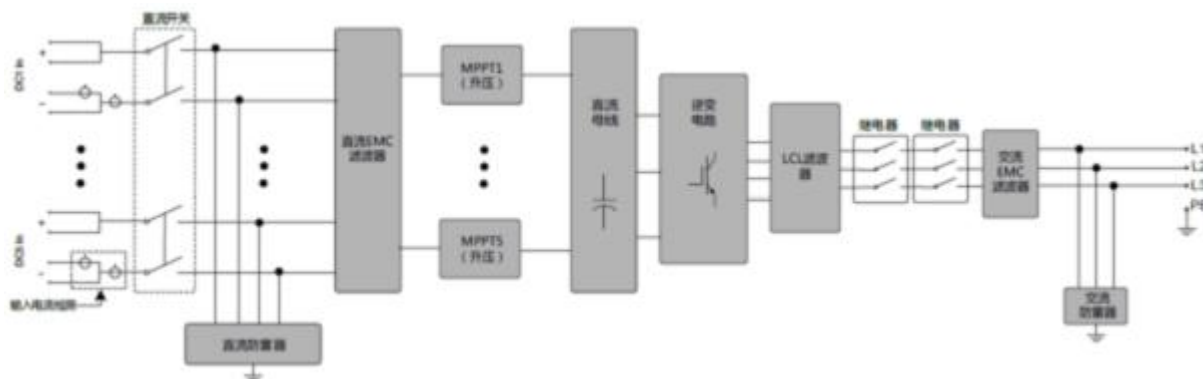


图 5.1.2-3 组串式逆变器主电路拓扑图

组串式逆变器小巧轻便，易于安装，具有高度灵活性，可以做成单组串接入，也可以多个组串接入逆变器的不同 MPPT 通道中，确保每一光伏组串都具有最大功率输出，尤其在弱光和云朵遮阴环境下效果较突出；系统冗余度高；目前组串式逆变器单位千瓦成本相对略高。

（3）集散型逆变器

集散式逆变器是将 MPPT 和 DC/DC 升压功能集成到光伏控制器，然后集中将升压后直流电转换为交流电的设备，相较组串式逆变器降低了交流线缆损耗，相较集中式逆变器降低了直流线缆损耗。集散式把 MPPT 的功能分散到与 PV 对应相连的集散式汇流箱中，有利于发挥组件利用率。集散式逆变方案当前的主流功率有 2000kW 和 3125kW 等。3.125MWp 阵列的 MPPT 路数共约 48~96 路。

5.1.2.2. 逆变器的技术指标

对于逆变器的选型，主要以以下几个指标进行比较：

(1) 逆变器输入直流电压的范围：由于太阳能电池组串的输出电压随日照强度、天气条件及负载影响，其变化范围比较大。就要求逆变器能够在较大的直流输入电压范围内正常工作，并保证交流输出电压稳定。

(2) 逆变器输出效率：大功率逆变器在满载时，效率必须在 90% 或 95% 以上。中小功率的逆变器在满载时，效率必须在 90% 以上。即使在逆变器额定功率 10% 的情况下，

也要保证 90%(大功率逆变器)以上的转换效率。

(3)逆变器输出波形:为使光伏阵列所产生的直流电经逆变后向公共电网并网供电,就要求逆变器的输出电压波形、幅值及相位等与公共电网一致,以实现向电网无扰动平滑供电。所选逆变器应输出电流波形良好,波形畸变以及频率波动低于门槛值。

(4)最大功率点跟踪:逆变器的输入终端电阻应自适应于光伏发电系统的实际运行特性。保证光伏发电系统运行在最大功率点。

(5)可靠性和可恢复性:逆变器应具有一定的抗干扰能力、环境适应能力、瞬时过载能力及各种保护功能,如:过电压情况下,光伏发电系统应正常运行;过负荷情况下,逆变器需自动向光伏电池特性曲线中的开路电压方向调整运行点,限定输入功率在给定范围内;故障情况下,逆变器必须自动从主网解列。

(6)监控和数据采集:逆变器应有多种通讯接口进行数据采集并发送到二次舱,其控制器还应有模拟输入端口与外部传感器相连,测量日照和温度等数据,便于整个电站数据处理分析。

逆变器主要技术指标还有额定容量、输出功率因数、额定输入电压、电流、电压调整率、负载调整率、谐波因数、总谐波畸变率、畸变因数等。

5.1.2.3.逆变器方案比选

本项目地形较为平缓,电气设计背景较为简单,综合考虑本项目实际情况及国内外近期项目运用数量,组串式和集中式两种逆变器方案应用较为广泛,本次设计不考虑采用集散型逆变器。

专题报告对组串式逆变器和集中式逆变器两种方案进行了充分的技术及市场比较,并对经济性进行了分析。本报告认同该比选结果,组串式逆变器可有效降低度电成本,并且鉴于组串式逆变器可精确检测组件、多路 MPPT 等优势特点,考虑本项目用地面积及逆变器与光伏组件的适配性,本项目推荐选择组串式逆变器。

表 5.1.2-1 逆变器对比表

类型	组串式	集中式	集散式
----	-----	-----	-----

发电量	1.系统损耗主要为交流侧电缆损耗； 2.散热条件相对较差； 3.多路 MPPT 应对朝向各异及局部遮挡，减轻组件失配损失，从而减少发电损失，提升收益；	1.系统损耗主要为直流侧电缆损耗； 2.体积大，散热条件相对较好； 3.MPPT 路数少，局部遮挡造成组件失配、汇流箱布局、直流线缆长度差异等都会造成组件失配，影响发电量；	1.系统损耗主要为直流侧电缆损耗； 2.体积大，散热条件相对较好； 3.MPPT 前置至汇流箱，可降低组件失配损失；
安全可靠	1.组串级监控，通讯可靠性高，风险可知可控； 2.电解电容设计；	1.直流走线长，拉弧风险相对较高，灭弧困难，电站火灾隐患相对大一些； 2.直流汇流箱通讯可靠性低； 3.膜电容设计；	1.直流走线长，拉弧风险相对较高，灭弧困难，电站火灾隐患相对大一些； 2.直流智能汇流箱通讯可靠性高； 3.膜电容设计；
后期运维	1.分散维护，设备出现问题，整机更换即可； 2.防护等级高； 3.组串级监控，定位精准，可实现智能运维；	1.集中维护，设备数量少； 2.易损件较多； 3.难以实现对组串的精准监控，运维难度大；	1.分散维护；设备数量多； 2.组串级监控，精度较集中式高；
占地及安装	可抱箍安装于支架立柱上，无需征地；	需浇筑混凝土基础，办理征地手续；	需浇筑混凝土基础，办理征地手续；
主流功率档	300kW、320kW	3300kW	3125kW
使用场景	山地/平地	平地	山地
市场占有率	高	低	高

从初始投资角度考虑，组串式逆变器方案成本略高于集中式箱逆变一体机方案成本；从发电量角度考虑，组串式逆变器的 MPPT 路数较多，能更好的追踪最佳功率点，使得组串式逆变器方案发电量会稍高于集中式箱逆变一体机方案；从项目的适应性方面考虑，本项目规模大、升压站距离光伏场区有一定距离，需要采用远程集中监控的方案，组串式逆变器相对直流汇流箱来说具有更高的监视精度和更全面的监视范围，便于定位故障及运维；由于初始投资的增加幅度小于全寿命期内的发电量提升，使得组串式逆变器方案度电成本低于集中式箱逆变一体机方案，且利用本工程运营期的全面远程监控。

综合考虑组串式逆变器具有更高的转换效率、适用性及较高的性价比，本工程暂选取组串式逆变器。

通过市场调研，结合本项目所需容配比约 1.05，综合考虑工程后期施工阶段的采购便利性，本工程现阶段逆变器暂按 300kW 进行相关设计，后续根据设备定标结果确定

最终选型。其技术参数见表 5.1.2-3。

表 5.1.2-3 逆变器技术参数

项目	单位	300kW
输入		
最大输入电压	kV	1500
额定输入电压	V	1080
启动电压	V	500
MPPT 电压范围	V	500~1500
MPPT 数量	路	6
输入路数	路	28
每路 MPPT 最大输入电流	A	70
输出		
额定输出功率	kW	300
最大交流输出功率	kVA	330
额定电网频率	Hz	50
功率因数范围		-0.8~0.8
效率		
最大效率	%	99.01%
中国效率	%	98.52%
常规数据		
尺寸（宽×高×深）	Mm	1048×732×395
重量	t	0.112
工作温度范围	℃	-30~60
散热方式		智能风冷
防护等级		IP66
最高海拔	m	5000
通信方式		PLC 电力载波

5.2.光伏阵列运行方式选择

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

5.2.1.支架运行方式选择

（1）最优倾角固定式

光伏组件的安装，考虑其经济性和安全性，目前技术最为成熟、成本相对最低、应用最广泛的方式为固定式安装。由于太阳在北半球正午时分相对于地面的倾角在春分和秋分时等于当地的纬度，在冬至等于当地纬度减去太阳赤纬角，夏至时等于当地纬度加上太阳赤纬角。对于并网型光伏电站，全年发电量达到最大的倾角即为最优倾角。



图 5.2-1 最优倾角固定式

（2）固定可调式

固定可调式安装方式是对最优倾角固定安装的改进。根据太阳在各个季度的高度角，将光伏支架倾角分为多个角度。光伏支架采用人工手动调节方式，按季节调整。光伏阵列前后排间距较大，因此可设计 3 个角度：春季（4~6 月）和秋季（9~11 月）的固定倾角较低，夏季（7~9 月）为 3 度，冬季（12 月、1 月、2 月）较高。

固定可调式支架需要多人协作、前后共同操作来调整倾角，本项目规模庞大，人工调节的工作量巨大，不适合采用固定可调支架。

（3）单轴跟踪

单轴自动跟踪器用于承载传统平板光伏组件，可将日均发电量提高 5~20%。如果单轴的转轴与地面所成角度为 0 度，则为水平单轴跟踪；如果单轴的转轴与地面成一定倾角，光伏组件的方位角不为 0，则称为极轴单轴跟踪。对于北纬 30~40 度的地区，采用水平单轴跟踪可提高发电量约 10%，采用极轴单轴跟踪可提高发电量约 20%。但与水平单轴跟踪相比，极轴单轴跟踪的支架成本较高，抗风性相对较差，一般单轴跟踪系统多采用水平单轴跟踪的方式。



图 5.2-2 水平单轴跟踪



图 5.2-3 斜单轴跟踪

（4）双轴跟踪

双轴跟踪是方位角和倾角两个方向都可以运动的跟踪方式，双轴跟踪系统可以最大限度的提高太阳能电池对太阳光的利用率。双轴跟踪系统在不同的地方、不同的天气条件下，提高太阳能电池发电量的程度也是不同的：在非常多云而且很多雾气的地方，采用双轴跟踪可提高发电量15~20%；在比较晴朗的地方，采用双轴跟踪系统，可提高发电量35%~40%。



图 5.2-4 双轴跟踪

（5）运行方式的确定

对普通的太阳能电池组件常用的布置方式是按当地的最佳倾角，采用固定式安装，这种布置方式的优点是支架系统简单，安装方便，布置紧凑，节约场地；缺点是不能对太阳能资源充分利用，当光伏发电系统整体造价较高时，不能充分发挥其经济效益。针对组件固定式布置方式存在的缺点，开发研制出逐日跟踪式太阳能光伏发电系统，根据组件阵列面旋转轴的数量又分为单轴和双轴跟踪。发电量较固定方式可提高20%和40%。逐日跟踪式光伏发电系统虽然能提高组件对太阳能资源利用效率，但是需要增加机械跟踪设备、光学仪器等，且系统故障点会增多，增加单位工程造价，随着晶体硅电池板价格的不断下降，相对于机械跟踪等设备所增加的成本，总体的经济效益并不划算。固定式安装与逐日跟踪式布置方式的详细比较见表5.2-1。

表 5.2-1 电池组件布置方式比较表

序号	比较项目	最优倾角固定式	固定可调式	单轴（极轴）跟踪式	双轴跟踪式	比较结果
1	增加的太阳能转换率	按当地最佳倾角 36 度安装，比水平面安装增加 20%左右的发电量。	最佳倾角固定式安装增加 1.5%左右的发电量。	比按最佳倾角固定安装增加 5~20%左右的发电量。	比按最佳倾角固定安装增加 15~40%左右的发电量。	跟踪式对太阳能的转换效率要比固定式高。
2	占地面积	光伏阵列前后排要有间距，东西向由于顺序固定布置不考虑遮挡间距，单位容量占地面积为较小。	光伏阵列前后排要有间距，东西向由于顺序固定布置不考虑遮挡间距，单位容量占地面积为较小。	既要考虑光伏阵列前后排南北向间距，又要考虑东西向跟踪遮挡间距，单位容量占地面积较大。	既要考虑光伏阵列前后排南北向间距，又要考虑东西向跟踪遮挡间距，为了保证追踪效果，单位容量占地面积最大。	跟踪式的平均占地面积比固定式高。
3	抗风能力、土建基础	东西方向风载较小，对土建基础的承载要求一般。	东西方向风载较小，对土建基础的承载要求一般。	东西方向风载较大，对土建基础的承载要求更高。	单支撑点结构，对土建基础的承载要求最高。	跟踪式的抗风能力对土建基础设计比固定式高。
4	安装要求	没有转动部件，安装相对简单，安装精度要求相对较低。	有转动部件，安装精度要求略高。	极轴跟踪式支架转动部件增多，为保证跟踪精度，安装更加复杂，安装精度要求也更高。	双轴跟踪式支架的传动机构最为复杂，跟踪精度要求很高，安装要求也最高。	跟踪式的安装要求对比固定式高。
5	经济性	支架系统价格可以控制 0.5 元/W _p 以内。	投资比最优倾角固定式约增加 2%。	整个工程价格比固定式增加 10~30%左右。	整个工程价格比固定式增加 50%左右。	跟踪式系统发电量的增加比例小于投资的增量，故经济性较固定式差。
6	技术成熟性	组件安装最通用的一种方式，支架系统简单，应用广泛。	逐步得到推广使用。	机械跟踪系统相对简单，逐步得到推广使用，具有一定的应用经验，技术相对成熟。	机械跟踪系统最复杂，正在逐步得到使用，国内大范围应用经验较少，国内技术不够成熟。	固定式支架系统简单，应用广泛。系统输出效率有保证。
7	可靠性	简单可靠	由于有转动部件，可靠性低于最优倾角固定式	跟踪机械、光学仪器较固定故障点增加式，维护要求提高，使用成本一般。	跟踪机械、光学仪器可靠性相对较低，维护要求较高，使用成本较高。	固定式简单可靠，维护成本低，单轴（极轴）跟踪式维护要求不高，使用成本一般。

本工程由于项目场址位于沙漠腹地，风沙较大，固定可调式支架和跟踪式支架的旋转机构易受风沙影响造成机构失灵。同时考虑到本工程直流侧装机规模巨大，固定可调式支架全部调整一次用时较长，人工成本较大，从项目本身属性、初始投资、后期综合维护考虑，本项目推荐选用固定式支架。

5.2.2.组件方位角选择

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。它表示太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。

当太阳能电池组件方位为正南向时，电池组件日平均发电量最大。一般情况下，方阵朝向正南（即方阵垂直面与正南的夹角为 0° ）时，光伏组件发电量是最大的。在偏离正南（北半球） 30° 度时，方阵的发电量将减少约 $10\% \sim 15\%$ ；在偏离正南（北半球） 60° 时，方阵的发电量将减少约 $20\% \sim 30\%$ 。因此本设计方案中方阵方位角选为 0° ，即朝向正南。

5.2.3.组件倾角选择

太阳电池组件的倾角是太阳电池组件平面与水面地面的夹角。倾角不同，方阵面各月接收到的太阳辐射量差别很大。本光伏发电项目根据当地数据库太阳辐射数据，利用PVsyst软件可以分析并计算出工程场址区光伏阵列在不同倾角下的辐射量值（见图5.2-6），当倾角到达 38° 时，光伏阵列表面年均总辐射量最高，为 2051kWh/m^2 。

表 5.2-2 不同倾角下光伏阵列表面年辐射量（单位： kWh/m^2 ）

角度	0°	33°	34°	35°	36°	37°	38°	39°	40°
倾斜面辐射量	1660.3	2039	2043	2045	2048	2049	2051	2051	2051
与水平面辐射量比值	1	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.24	1.24	1.24

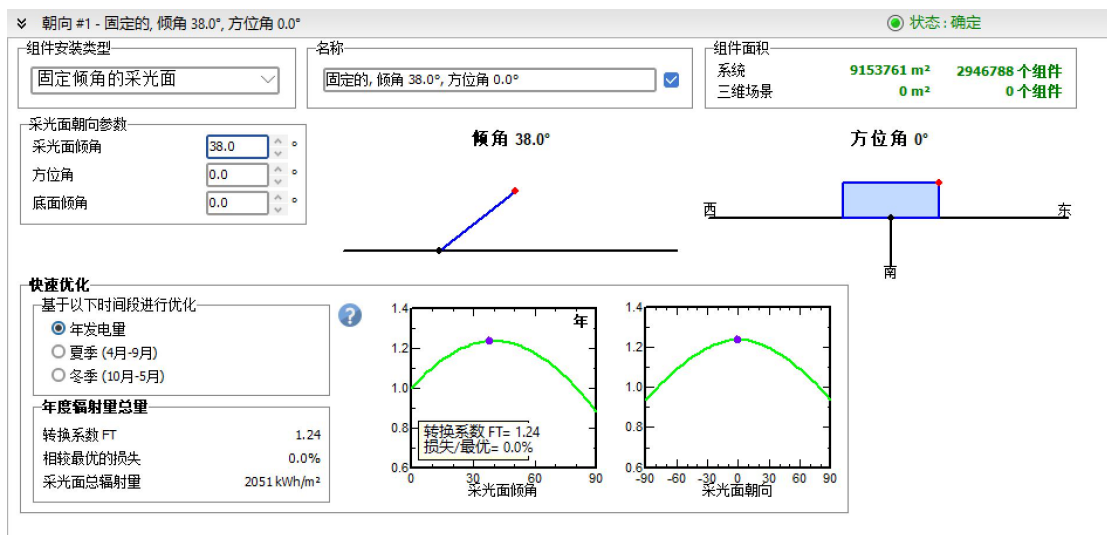


图 5.2-6 最佳倾角模拟

本报告使用PVsyst软件二次优化功能来分析适合本项目的安装倾角, 寻求发电量最佳倾角确定为本项目光伏组件安装倾角。

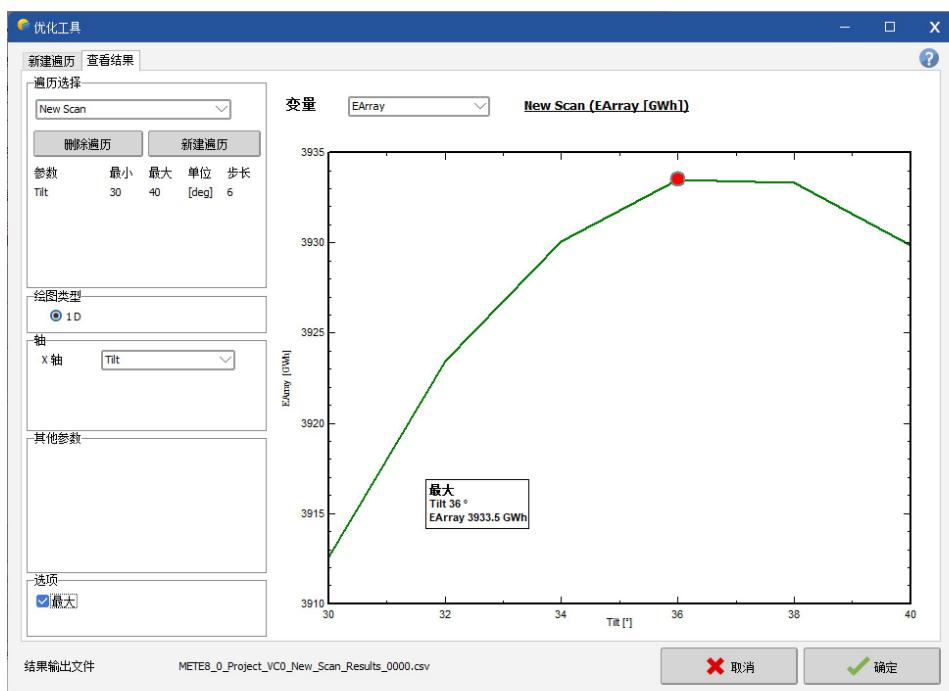


图 5.2-7 PVsyst 软件发电量最佳倾角测算

相比辐照量最佳倾角, 稍低一些的倾角可以延长电站的发电时间, 且可以提高土地利用率, 增大安装容量。本报告按照 38°时辐照量最佳倾角时测算出的组件前后间距, 固定间距, 针对组件倾角进行单参数优化。得出设计工况下光伏阵列发电量最佳倾角如图 5.2-7 所示。可见, 当组件倾角为 36°时, 方位角取 0°的情况下, 综合背面反射增益及全时段遮挡效应, 光伏阵列全年发电量最高。因此本深化可行性研究选择 36°作为发电量最

佳倾角。

确定本工程光伏组件方阵的固定安装最佳倾角为 36° ，对应倾角下光伏阵列表面接收的辐射量为 2048kWh/m^2 。

5.2.4. 支架高度选择

光伏方阵布置应根据站区地形、设备特点和施工条件等因素综合考虑，在《光伏发电站设计标准》中规定：光伏方阵内光伏组件串的最低点距地面的距离不宜低于 300mm ，并应考虑以下因素：当地的最大积雪深度、当地的洪水水位、植被的高度。

本项目光伏组件采用双面组件，组件安装高度除考虑最大积雪深度 4.9cm 因素外，主要考虑组件背面增益带来的发电量的增加，与基础和支架的工程量增加间的平衡关系。随着支架高度升高，光伏发电系统的造价水平逐步升高。本光伏项目场区采用局部场坪方案进行设计，原始地貌凹凸不平，设计距离地面过近会导致局部紧邻地面，影响地表作物生长。考虑双面组件发电特性及度电成本，本阶段支架高度按照 1.5m 进行设计。

5.3. 光伏阵列设计

工程拟建设直流侧总装机容量为 2097.576MWp ，共配置 6672 台 300kW 组串式逆变器。逆变器与箱变低压侧之间不设置交流汇流箱，逆变器交流侧输出经箱变低压侧进行汇流。就地箱变进行升压，升压至 35kV 后通过 80 回集电线路分别接入 2 个 330kV 升压站，送出至当地电网。

本项目采用分块发电、集中并网方案。电池组件采用 26 块单晶硅电池组件串联组成约 419 个子方阵，每个子方阵还包括逆变设备、升压箱变等设备部分。

5.3.1. 光伏组件串并联设计

光伏方阵通过组件串、并联得到，太阳能电池组件的串联必须满足并网逆变器的直流输入电压要求，太阳能电池组件的并联必须满足并网逆变器的输入功率要求。

本工程选用的组串式逆变器额定功率为 300kW ，最高允许输入电压 V_{dcmax} 为 1500V ，满载输入电压 MPPT 工作范围为 $500\text{V}\sim 1500\text{V}$ 。

根据组件额定工作温度 STC 电性能参数， 720Wp 单晶硅太阳能电池组件的开路电压 V_{oc} 为 49.2V ，最佳工作点电压 V_{mp} 为 41.1V ，开路电压温度系数为 $-0.24\%/^{\circ}\text{C}$ ，峰值电压温度系数为 $-0.29\%/^{\circ}\text{C}$ 。

根据《光伏发电站设计标准》（2024 局部修订版）光伏组串串联数的计算公式：

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

式中:

K_v —光伏组件开路电压温度系数;

K'_v —光伏组件工作电压温度系数;

N —光伏组件串联数 (N 取整);

t —昼间环境下光伏组件的极限低温 ($^{\circ}\text{C}$), 本工程考虑沙漠地区寒潮取 -18°C ;

t' —工作状态下光伏组件极限高温 ($^{\circ}\text{C}$), 本工程取 85°C ;

V_{dcmax} —逆变器和光伏组件允许的最大系统电压 (V);

$V_{mpptmin}$ —逆变器 MPPT 电压最小值 (V);

V_{oc} —光伏组件的开路电压 (V);

V_{pm} —光伏组件的最佳工作电压 (V)。

计算组串串联块数结果为 $14 \leq N \leq 27$ 。

结合实际组件布置数量及组件容量, N 实际取值为 26。

5.3.2.光伏阵列组件布置方式

本工程固定支架推荐采用光伏电池板竖排布置的方案。每 2X13 块组件为 1 串, 每组组件排列如图 5.3-1 所示。

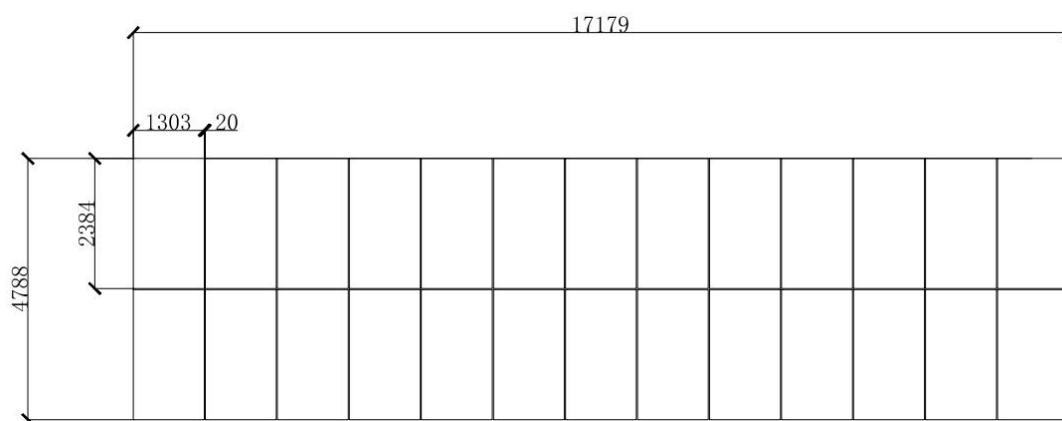


图 5.3-1 太阳能电池组布置图

5.3.3.光伏组件阵列间距计算

方阵场安装地的选择应避免阴影影响, 各阵列间应有足够间距, 一般要求在冬至影子最长时, 前后两排光伏阵列之间的距离要保证上午 9 点到下午 3 点之间前排不对后排

造成遮挡。

计算公式如下：

$$D = L \cos \beta + L \sin \beta \frac{0.707 \tan \phi + 0.4338}{0.707 - 0.4338 \tan \phi}$$

式中：

L—阵列倾斜面长度。本项目组件两块竖排，为 4.788m；

D—两排阵列之间距离；

β —阵列倾角，本项目取辐照量最佳倾角，为 38° （非安装倾角）；

—当地纬度，本项目为 37.85° 。

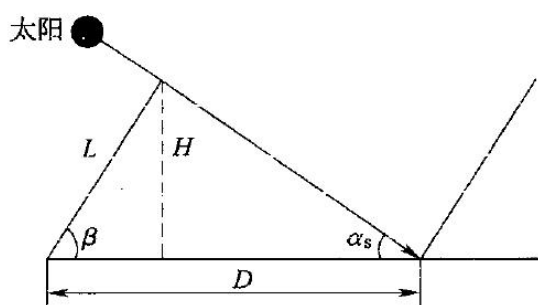


图 5.3-2 方阵间距示意

计算得平坦地面最小间距 $D=11.606\text{m}$ 。

5.3.4.容配比确定

容配比是指光伏电站中组件标称功率与逆变器额定输出功率的比例，本工程容配比根据本项目可行性研究报告、甘电入浙政策等统筹计算考虑。

由于光伏组件存在着效率衰减且经常工作在低于额定状态，逆变器和变压器都具备一定的过载能力，其中逆变器具备长期 1.1 倍稳输出运行的特性，而变压器也具备短期过载能力。因此，容配比设计主要考虑接入逆变器的光伏组串容量与逆变器额定输出的配比。为避免浪费逆变器的容量，光伏系统一般采用大于 1 的容配比进行容量配置。当容配比过高时将会影响发电量，从而影响电站的收益。

由于组件的额定功率是在 STC 测试环境下的输出结果，就工程实际而言，大部分时间下的太阳能辐照水平难以达到 STC 测试环境的辐照度。且光伏发电系统的能量从太阳辐射到光伏组件，经过直流电缆、逆变器、交流电缆等，当中各个环节都有损耗。也就是说，在组件容量和逆变器容量相等的情况下，由于客观存在的各种损耗，逆变器实际输出最大容量也无法达到逆变器的额定容量，即使在光照最好的时候，逆变器也没有满

载工作。另外，逆变器本身的过负荷能力，在直流侧适当增加组件配置容量，有利于提高逆变器的输入功率，使其在太阳能辐照水平较好的时候可以运行在工作效率较高的水平，太阳能辐射水平一般的时候也能接近逆变器额定容量。

受限于甘电入浙通道送电能力，过度提升容配比不利于新能源消纳，降低基地整体经济性，因此系统规划本项目容配比约为 1。因用地等因素改变，交直流电缆长度增大较多，系统损耗增加，本次深化可行性研究按照容配比为 1.05 进行设计，使交流侧利用小时数尽量接近系统规划小时数。

5.3.5.接线方案概述

本项目光伏组件直流侧标称装机容量 2097.576MW_p，交流侧容量 2000MW，共计 419 个光伏发电单元，分为 6 个 2.4MW 光伏子阵、397 个 4.8MW 光伏子阵和 16 个 5.0MW 光伏子阵。每 26 块组件组成一串，每串容量为 $720\text{Wp} \times 26 = 18.72\text{kW}$ 。各子阵每 16~17 个组串接一台 300kW 组串式逆变器。

光伏场区内，每 5 或 6 台箱变组成 1 回集电线路，共计 80 回集电线路分别接入 2 个 330kV 升压站，其中西区 800MW 升压站接入 32 回，东区 1200MW 升压站接入 48 回。

5.4.辅助方案设计

5.4.1.光伏数据采集系统

为了实时监测光伏发电系统的运行状态和工作参数，以及现场的环境情况（如风速、风向、日照强度和环境温度），光伏系统就地配置数据采集系统和环境监测仪。就地数据采集系统将数据采集后通过光缆通道送至光伏电场监控系统后台；环境监控仪实时监测日照强度、风速、风向、温度等参数。该装置由风速传感器、风向传感器、日照辐射表、测温探头、控制盒及支架组成。可测量环境温度、风速、风向和辐射强度等参量，其通讯接口可接入计算机监控系统，实时记录环境数据。

5.4.2.电池组件的清洗

5.4.2.1.积雪处理

根据本工程所在地区的气候情况，每年冬季 11、12、1、2 月份的降水量少，主要降水量集中在夏季，因此积雪量较少，而光伏组件又有以下特点：

组件上表面为玻璃结构，且采用自洁涂层，光滑度高，不易积雪。

组件朝向正南，有安装倾角，冬季受太阳能辐射量较大，电池片经表面植绒处理，

反光率低；即使组件正面被积雪覆盖，背面发电时表面温升明显，故组件表面不易积雪。由于以上气候情况及光伏组件自身特点，以及同地区同类型光伏发电系统实际运行经验来看，本项目光伏组件表面不会出现长时间积雪情况，即使出现积雪，会在晴天后迅速融化滑落，故无需采取特殊的融雪措施。

5.4.2.2.组件表面清洁

根据本工程所在地区的空气中污染物的情况来看，主要污染物是可吸入颗粒物。组件板面污染物主要是以浮尘为主，但是也有雨后灰浆粘结物，以及昼夜温差大，组件板面结露后产生的灰尘粘结。由于组件表面一般采用了自洁涂层，经过雨水冲洗，组件表面的清洁度一般是有保证的。但是考虑到组件表面的清洁度直接影响到光伏系统的输出效率，长时间不下雨，会影响到组件的出力，所以本工程初步选定气力吹吸与水车定期清洗相结合的方案，考虑到本项目所在地区为干旱地区，水资源比较宝贵，组件清洗采用节水型组件清理方案。

本工程光伏组件的清洁主要采用移动清洗水车，同时阶段性配合使用气力吹吸相结合的方案。在一般沙尘暴过后，可采用气力吹吸可较好的清理光伏组件表面细砂粒及小碎石。可示范性采用清扫机器人，在工程施工时同时设计施工。

5.4.3.光伏组件运行维护

光伏平价上网成为大势所趋，越来越多的业主期望通过提高电站运维效率来寻求更多收益。光伏组件作为电站中重要的发电单元，成为业主绕不开的话题。项目电站装机规模大，光伏组件隐性安全问题也伴随产生，光伏电站的后期运维巡检成了电站业主的一块心病。

传统的人工巡检需要耗费大量的人工及时间成本，无法细致到组件隐形安全问题的发现。在西部大型地面电站，巡检人员还常常面临不确定的人身安全威胁。人工巡检已经无法满足日益扩大的光伏发电项目需求。智能无人机技术为电站业主们指明了方向，成为光伏电站运维巡检的新思路。

1)相比于常规的人工巡检，无人机巡检的优势：

(1)巡检效率高，大幅缩减光伏电站巡检所需人数及巡检时间，节省人力运维成本，具有更高的经济效益；

(2)智能无人机机动性行可以不强，它在空中飞受地面障碍物等的限制，自由移动。

针对光伏电站幅员辽阔，地形起伏等特点，运用无人机巡检省时又省力；

(3)全自动飞行诊断，结合历史数据分析，可对光伏电站进行全面评估，还可对电站故障的出现进行有效预测；

(4)提升了电站巡检频次，有效提高电站巡检效率与精确性；

(5)解决了电站建设类型不同，组件难于巡检的难题，及以往人工巡检可能带来的人员安全问题；

(6)利用摄像头、声纳感应器等装置自动飞回地面基站。安全着陆以后，基站的机器又能够自动为无人机更换电池，无人机搜集的数据又能够及时地上传到云端。

2)无人机光伏电站巡检过程

(1)光伏板：通过结合可见光数据和红外数据，能快速便捷的检查光伏板表面有无破损、污渍，并通过红外热量信息直观的观察光伏板工作状态。

(3)升压塔：在升压塔巡检任务中，无人机进行了变压器漏油现象查看，并通过红外设备检测连接点对比温度，并保存检测数据。综上所述，本工程装机容量大，组件多，运维系统可以考虑采用无人机方案。

5.4.4.光伏组件安装

本工程规模庞大，且采用 210mm 型大尺寸组件，纯人工搬运及安装存在难度大、效率低的问题。本工程为大规模地面电站，场地开阔，在组件安装过程中考虑采用光伏组件安装机器人，便于机器人的移动和操作，可以高效地完成大面积的组件安装。

光伏组件安装机器人是一种专门用于太阳能光伏电站建设中光伏组件安装的自动化设备。它的主要功能是精确地抓取、搬运和安装光伏组件。例如，在大型光伏电站施工现场，它可以按照预先编程的指令，将光伏组件从堆放区域准确地搬运到光伏支架上的指定位置，并且进行固定安装，大大提高了安装的效率和精度。工作原理与关键技术如下：

(1)机械结构与运动控制：它通常具备多轴联动的机械臂结构。这些机械臂通过电机驱动，能够在三维空间内灵活运动。以六轴工业机器人为例，每个轴都有独立的电机和控制系统，使得机械臂可以像人的手臂一样进行各种复杂的动作，如伸展、弯曲、旋转等。在工作时，机器人通过对各个轴的精确控制，实现对光伏组件的抓取和放置。其运动控制算法基于先进的机器人学理论，如逆运动学算法，通过已知的目标位置计算出

每个关节的运动角度和速度。

(2) 视觉识别系统：这是光伏组件安装机器人的一个关键技术。视觉识别系统主要由摄像头和图像处理软件组成。摄像头安装在机器人的适当位置，用于获取光伏组件和安装支架的图像信息。图像处理软件则对这些图像进行分析，识别出光伏组件的边缘、角度、位置以及安装支架的位置和方向等关键信息。例如，通过对图像的边缘检测算法，确定光伏组件的轮廓，从而引导机器人精确地抓取组件。并且，视觉识别系统还可以用于检测安装过程中的偏差，如组件是否安装到位，与支架的连接是否准确等。

(3) 真空吸附技术：在抓取光伏组件时，机器人通常采用真空吸附的方式。它通过在机械臂末端安装真空吸盘，利用真空发生器产生的负压来吸附光伏组件。这种方式可以避免对光伏组件表面造成损伤，因为光伏组件的表面通常比较脆弱，如晶硅光伏电池片表面有一层很薄的玻璃。而且真空吸附能够提供足够的吸附力，确保在搬运过程中组件的稳定。一般来说，吸盘的数量和分布是根据光伏组件的尺寸和重量来设计的，以保证均匀受力。

采用光伏组件安装机器人优势的优势如下：

(1) 提高安装效率：相比传统的人工安装方式，光伏组件安装机器人可以实现连续作业，不需要休息。并且它的动作速度可以根据实际情况进行调整，一般安装速度比人工快很多。在大型地面光伏电站建设中，机器人可以在短时间内完成大量光伏组件的安装任务，有效缩短了电站的建设周期。

(2) 提升安装质量：机器人的安装精度高。由于其机械臂的运动是通过精确的控制系统和视觉识别系统来实现的，所以能够将光伏组件安装在准确的位置，减少了安装偏差。这对于提高光伏电站的发电效率非常重要，因为组件安装位置不准确可能会导致光照接收不均匀等问题。

(3) 降低人力成本和劳动强度：使用机器人安装可以减少大量的人工劳动力。在一些大型光伏电站建设项目中，人工安装需要雇佣众多工人，并且工人在长时间的户外作业中容易疲劳，炎热天气还会中暑，导致安装质量下降和效率降低。而机器人可以在恶劣的环境条件下持续工作，降低了人力成本和工人的劳动强度。

局限性：光伏组件安装机器人的初始投资成本较高，包括购买机器人设备、配套的软件系统以及相关的培训费用等。而且，它对光伏组件的尺寸、形状和材质等有一定的适应性要求。如果组件的规格发生较大变化，可能需要对机器人进行重新编程或调整机

械结构。



图 5.4-1 辅助安装机器人



图 5.4-2 自动安装机器人

目前，市场上的安装机器人主要分为辅助安装机器人和自动安装机器人。辅助安装机器人技术相对成熟且自动安装机器人不会考虑与人工混合使用，本工程推荐采用较为灵活的辅助安装机器人，对人工方案安装和采用辅助机器人安装进行经济分析如下：

项目	人工方式	辅助安装机器人	说明
工作单位	3~5 人一组	3~5 人+1 机	对比维度为 1 个安装组
工作效率	约 20-25 片/h	≥50 片/h	高海拔极大限制了人工的工作时间和强度；
安装效果	一致性较差，安装效果根据人员素质	一致性略好，人员素质对安装效果影响较小	
作业方式	纯人工组	可与人工组混合	
每天可安装数量	最多 250 片	最少 500 片	按工作 10 小时考虑
成本/天	5*360=1800 元	约 4466 元	机器人含日租赁费、折旧费、修理费、管理费、调试费以及日使用成本（燃料费、叉车费、工人费）等
成本/片组件	7.2 元/片	8.9 元/片	
2GW 最少安装天数	12878 天	6439 天	
2GW 安装成本估算	约 2318 万元	约 2875.7 万元	

可以看出，采用辅助机器人的方式安装每片组件的成本比纯人工成本约高出 23.6%，安装效率是采用纯人工的 2 倍，缩短一倍工期。

5.5.年上网电量计算

5.5.1.PVsyst 仿真计算的基础数据

直流侧总功率：2097.576MW_p

交流侧总功率：2000MW

水平面上年总辐射量：1660.3kWh/m²

（1）光伏组件

峰值功率：720W_p

光伏组件尺寸：2384×1303×33mm

光伏组件块数：2913300 块

（2）逆变器

额定输出功率：300kW

最大视在功率：330kVA

数量：6672 台

交直流侧容配比：1.05

（3）中压变压器

额定容量：4800kVA（397 台）

2400kVA（6 台）

5000kVA（16 台）

（4）主变压器（为仿真需要，保证主变总容量不变）

额定容量及数量：3x280MVA+4x320MVA

5.5.2.首年发电量

PVsyst 软件仿真后，得到首年上网发电量为 3428.76GWh，首年考虑衰减后直流侧利用小时数为 1634.63h。系统效率 PR 值为 82.2%。

5.5.3.运营期（25 年）逐年发电量计算

光伏组件的光电转换效率会随着时间的推移而降低，参照组件厂家衰减系数参数：N 型组件首年衰减不超过 1.0%，逐年衰减不超过 0.4%，进行光伏电站各年的发电量计算。本光伏电站建成后第一年发电量约为 3428.76GWh，第一年等效利用小时数为 1634.63h；

25 年期间，总发电量约为 81562.9GWh，25 年平均发电量约为 3262.51GWh，直流侧年等效利用小时数约为 1555.37h，交流侧年等效利用小时数约为 1631.26h。

表 5.5-1 光伏电站 25 年内上网电量计算

年数	发电量(MWh)	直流侧年 利用小时(h)	交流侧年 利用小时(h)
第 1 年	3428760.66	1634.63	1714.38
第 2 年	3414895.68	1628.02	1707.45
第 3 年	3401051.68	1621.42	1700.53
第 4 年	3387207.68	1614.82	1693.60
第 5 年	3373342.70	1608.21	1686.67
第 6 年	3359498.70	1601.61	1679.75
第 7 年	3345633.72	1595.00	1672.82
第 8 年	3331789.72	1588.40	1665.89
第 9 年	3317924.74	1581.79	1658.96
第 10 年	3304080.74	1575.19	1652.04
第 11 年	3290215.76	1568.58	1645.11
第 12 年	3276371.76	1561.98	1638.19
第 13 年	3262506.78	1555.37	1631.25
第 14 年	3248662.78	1548.77	1624.33
第 15 年	3234818.78	1542.17	1617.41
第 16 年	3220953.80	1535.56	1610.48
第 17 年	3207109.80	1528.96	1603.55
第 18 年	3193244.82	1522.35	1596.62
第 19 年	3179400.82	1515.75	1589.70
第 20 年	3165535.84	1509.14	1582.77
第 21 年	3151691.84	1502.54	1575.85
第 22 年	3137826.87	1495.93	1568.91
第 23 年	3123982.86	1489.33	1561.99
第 24 年	3110117.89	1482.72	1555.06
第 25 年	3096273.89	1476.12	1548.14
25 年内年均	3262506.78	1555.37	1631.26

6.电气

6.1.电气一次

6.1.1.设计依据

GB50797-2012	《光伏电站设计标准》
GB/T50866-2013	《光伏电站接入电力系统设计规范》
GB/T19964-2024	《光伏电站接入电力系统技术规定》
GB/T29321-2012	《光伏电站无功补偿技术规范》
GB/T20046-2006	《光伏（PV）系统电网接口特性》
GB50060-2008	《3~110kV 高压配电装置设计规范》
GB/T17468-2019	《电力变压器选用导则》
GB50054-2011	《低压配电设计规范》
GB/T50064-2014	《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》
GB50065-2011	《交流电气装置的接地设计规范》
GB17467-2020	《高压/低压预装式变电站》
DL/T5222-2021	《导体和电器选择设计技术规定》
Q/GDW1617-2015	《光伏电站接入电网技术规定》
GB/T 43056-2023	《沙漠光伏电站技术要求》
GB50217-2018	《电力工程电缆设计标准》
GB/T 44659.2-2024	《新能源场站及接入系统短路电流计算 第 2 部分：光伏发电》
GB20052-2024	《电力变压器能效限定值及能效等级》
《国家电网公司十八项电网重大反事故措施》（国家电网设备〔2018〕979 号）	
《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（2023 版）	

6.1.2.电气主接线

本项目光伏组件直流侧标称装机容量 2097.576MW_p，交流侧容量 2000MW，安装 720W_p 光伏组件 2913300 块，共计 419 个光伏发电单元，分为 6 个 2.4MW 光伏子阵，397 个 4.8MW 光伏子阵和 16 个 5.0MW 光伏子阵。每 26 块组件组成一串，每串容量为 720W_p×26=18.72kW_p。各子阵每 16~17 个组串接一台 300kW 组串式逆变器。

光伏场区内，每 5 或 6 台箱变组成 1 回集电线路，共计 80 回集电线路分别接入 2 个 330kV 升压站，其中西区 800MW 升压站接入 32 回，东区 1200MW 升压站接入 48 回。

6.1.3.短路电流计算和主要电气设备选型

6.1.3.1.短路电流计算

根据接入系统报告，2025 年腾格里基地古浪黄花滩 1#100 万千瓦光伏 35kV 母线三相短路电流约为 26.44kA，单相短路电流约为 27.95kA，黄花滩 1#100 万千瓦光伏 35kV 母线短路电流小于 31.5kA，短路器开断电流按照 31.5kA 选择。2025 年腾格里基地古浪黄花滩 2#100 万千瓦光伏 35kV 母线三相短路电流约为 26.46kA，单相短路电流约为 28.06kA，黄花滩 2#100 万千瓦光伏 35kV 母线短路电流小于 31.5kA，断路器开断电流按照 31.5kA 选择。

本项目 35kV 及以上电压等级设备短路电流由系统部分计算，本报告短路电流校核计算箱变低压侧 0.8kV 处短路电流。通过系统部分提资 35kV 母线三相短路电流，经计算 0.8kV 处短路点三相短路电流最大约为 31.6kA，断路器开断电流按照不低于 50kA 选择。

6.1.3.2.主要设备选择

（1）光伏组件

本工程暂定选用 N 型 720Wp 单晶硅双面太阳能光伏组件，详见本报告 5.3.1 光伏组件选型章节。

（2）逆变器

本工程暂定选用 300kW 组串式逆变器，详见本报告 5.3.2 逆变器选型章节。

（3）光伏升压变压器

35kV 箱式升压变压器有华式、美式及欧式等，主要区别在于一次设备配置形式及保护方式等。三种箱变的比较如下：

①欧式箱变：

技术成熟，各元器件相互隔离，任何元件故障不影响其他部分，检修、维护方便，可靠性及防腐性能较好；但欧变散热稍差，体积大，价格高。

优点：可以采用干式变压器无污染免维护且没有起火风险，配置灵活、维修方便、防腐性能好、可靠性高。

缺点：价格高、体积大、采用干式变压器的欧变过载能力差、变压器密封在箱壳内部散热性能差，高温时会影响变压器出力。

②美式箱变：

技术成熟，高压元器件封闭在变压器油箱内，高压元件故障时需打开油箱，检修复杂，可靠性稍差，防腐蚀性能较差，同时由于该工程箱变容量较大，箱变高压侧熔断器选型较为困难；但散热条件好，布置紧凑、体积小，价格低。

优点：价格低、体积小、散热性能好、过载能力强、变压器散热性能好同时出力性能优异。

缺点：防腐性能差、日常维护多，维修也不方便、油浸负荷开关动作时候产生的电弧会污染变压器油的质量、变压器油有起火风险。

③华式箱变：

基本沿用美式箱变的结构，增加高压开关室，各高压元器件均放入高压室内，检修、维护方便，可靠性稍差，防腐蚀性能稍差；但散热条件好，布置紧凑、体积小，价格比美变稍高，低于欧变。

优点：维修比较方便、散热性能好、过载能力强、变压器散热性能好同时出力性能优异。

缺点：价格比较高、体积比较大、防腐性能差。

为了使户外变压器安全可靠地运行，考虑其箱变容量、体积和造价，本工程暂定选用 35kV 油浸式双绕组升压变压器（华式箱变）。

技术参数如下：

型号：S20 型双绕组油浸式变压器（GB20052-2024《电力变压器能效限定值及能效等级》中二级能效）

额定容量：2400kVA，4800kVA，5000kVA

电压组合：37±2×2.5%/0.8kV

联接组标号：Dy11

阻抗：U_k=6.5%，7%，7%

①箱变高压侧：

高压组合式真空断路器 35/630A-31.5kA，1 台

避雷器：HY5WZ-51/134

配带电显示器

②箱变低压侧：

框架断路器额定壳架电流≥4000A（2000A），额定电流 4000A（2000A），额定短时

耐受电流 $\geq 70\text{kA}/1\text{s}$ ，额定运行分段能力 $\geq 70\text{kA}$ ；1 台

配置低压浪涌保护器 0.8kV，150kA

低压汇流支路断路器额定电流 315A，20 台

低压侧电流互感器 5000/1A（2500/1A），5P30/0.5，3 只

③辅助供电及通信：

检修变：SG-5kVA/0.8kV， $U_k=4\%$ ，D，yn11，1 台

UPS 电源：2kVA，1 台

智能测控装置（含通讯管理机功能）：能够实现远程控制低压开关分合闸功能。

微型纵向加密装置 1 台，源控终端 1 台，环网交换机 1 台。

6.1.4.电气总平面布置

每个支架东西间距 0.5m。

组串逆变器：就近安装在光伏阵列支架上，户外安装。

就地升压变：每个光伏发电单元布置集一台箱式变压器，就近布置于方阵周边靠近道路处。

6.1.5.绝缘配合、过电压及防雷接地

6.1.5.1.绝缘配合和过电压

电气设备的绝缘配合，参照国家标准 GB11032《交流无间隙金属氧化物避雷器》、行业标准 GB/T50064《交流电气装置的过电压保护绝缘配合设计规范》确定的原则进行避雷器配置和电气设备的绝缘配合。

根据 GB/T50065-2011《交流电气装置的接地》和 GB/T50064-2014《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》中规定：在升压箱变 35kV 侧分别装设一组无间隙金属氧化物避雷器对雷电侵入波和其他过电压进行保护。低压系统经绝缘配合逐级加避雷器或其他保护设备。

1) 避雷器选择

35kV 避雷器选择无间隙氧化锌避雷器，其主要技术参数见下表。

表 6.1-1 35kV 氧化锌避雷器主要技术参数

名称	数据
额定电压（kV，有效值）	51
最大持续运行电压（kV，有效值）	40.8

操作冲击残压 (kV, 峰值)	114
雷电冲击残压 (kV, 峰值)	134
陡坡冲击残压 (kV, 峰值)	154

2) 绝缘配合

35kV 电气设备的绝缘水平, 由雷电冲击耐压决定, 以避雷器雷电冲击 5kA 残压为基础, 配合系数不小于 1.25, 35kV 电气设备绝缘水平参数的选择及保护水平配合系数见下表:

表 6.1-235kV 电气设备绝缘水平参数选择

设备名称	设备耐受电压值					备注
	雷电冲击耐压（kV，峰值）			1min 工频耐压(kV，峰值)		
	全波		截波			
	内绝缘	外绝缘		内绝缘	外绝缘	
主变压器低压侧	200	185×Ka	220	85	80×Ka	1.25×134=167.5 实际配合系数>1.25
其它电器	200	185×Ka	220	95	95×Ka	
断路器断口间	185	185×Ka	/	95	95×Ka	
隔离开关断口间	/	215×Ka	/	/	118×Ka	

升压站所有设备外绝缘按照海拔 1800m 进行修正, 海拔修正系数, $ka=e^{m(H-1000)/8150}=1.11$, H 取 1800, m 取 1。

6.1.5.2. 光伏场区防雷接地

在光伏阵列中设避雷针出现阴影对光伏组件的性能影响较大, 根据《光伏 (PV) 发电系统过电压保护导则》中有关条款的规定, 并结合类似工程实际经验, 确定本电站光伏阵列中不再配置避雷针, 应装设避雷带。主要通过光伏组件阵列采取电池组件和支架与电站接地网连接进行直击雷保护。

保护接地、工作接地、过电压保护接地使用同一个接地网。根据地质资料, 场址区域气候干旱, 对钢结构具微腐蚀性, 光伏场区内接地材料选择钢材质。为保障接地网使用寿命不小于 25 年, 接地施工需采取一定的防腐措施。接地网采用人工复合接地网方式, 以水平接地体为主, 辅以垂直接地体。水平接地体采用 50×5 热镀锌扁钢 (镀层厚度≥70 微米), 垂直接地体采用 50×5 热镀锌角钢 (镀层厚度≥70 微米), 长度 2.5m。

对于光伏方阵接地设计方案, 光伏组件间通过其金属边框上专用接地孔采用 6mm²

单芯绝缘铜导线可靠相连，每个组串两端通过单芯绝缘铜导线与支架可靠相连，；每排光伏支架可靠连成一体后，再由两端利用扁钢就近与水平接地网可靠相连（连接点不小于 2 点），使光伏组件、光伏支架及光伏区主接地网可靠连成一体。

箱变的接地采用 50×5 热镀锌扁钢接地，可靠连接于主接地网，保护接地、工作接地采用共网接地方式，接地电阻值按不大于 4Ω 考虑。距箱式升压变 2 米的周围敷设一圈接地环和四根垂直接地极，构成接地网，然后与主电网可靠连接，连接点不少于 2 个。

光伏场区内的金属层电缆两端、所有金属埋件均需可靠与主接地网连接。

6.1.6. 自用电及照明

升压变压器的动力检修电源由箱式升压变压器内设置的 5kVA 检修干变提供，满足箱变内的通风、暖通、照明、数据采集、视频监控、通信及 UPS 设备正常运行供电。

箱式升压变内照明由厂家配套的照明箱及灯具提供，电源由本箱式升压变引接。光伏阵列外部不设照明装置。

6.1.7. 电缆敷设、选型及防火

6.1.7.1. 电缆敷设方式

光伏场区内电缆设施主要分为 35kV 高压电缆、1.8/3kV 电力电缆、光伏专用直流电缆和控制电缆、通讯电缆等。

本项目地处隔壁沙漠地区，为保护直流电缆不被细小沙砾损坏，同时降低穿管敷设工程成本，光伏直流电缆推荐采用 GF-WDZCEER23-DC1800V 型铠装双芯铜电缆，电缆敷设采用直埋和穿管相结合的方式：沿组件支架横向敷设时采用沿组件背板架空方式，在相邻组件缝隙处穿管保护；跨排组件支架敷设时采用埋地方式，在出入地及过路处穿管保护。

光伏场区逆变器到箱变的低压电缆主要采用铠装电缆直埋的方式，引上引下及过路需采用穿管敷设方式。每根电缆穿 1 根Φ100 镀锌钢管。

35kV 集电线路采用 35kV 三芯铝芯交联聚乙烯绝缘铠装电力电缆，通信光缆与电力电缆同路径敷设。光伏场内箱变间采用电缆直埋，过路穿镀锌钢管。电缆中间接头处设置预制电缆井。

6.1.7.2. 电缆选型

（1）光伏直流电缆

光伏组件至组串式逆变器间的直流电缆型号采用 GF-WDZCEER23-DC1800V-2×4mm²，对于距离逆变器较远的逆变器，为减少压降，GF-WDZCEER23-DC1800V-2×6mm² 直流电缆。

(2) 低压交流电力电缆（逆变器-箱变交流电缆）

为满足压降及载流量要求，组串式逆变器至 35kV 升压箱变电缆采用铝芯电缆，ZC-YJLY23-1.8/3kV-3×240mm²、ZC-YJLY23-1.8/3kV-3×300mm²，采用直埋敷设方式，过基础及过路部分穿镀锌钢管保护。

(3) 35kV 高压交流电力电缆

1) 电缆热稳定计算

按短路热稳定条件计算 35kV 电缆允许最小截面：

参考《手册》1，取短路时间 $t=0.15s$

根据接入系统报告，35kV 短路电流 $I''=26.46kA$

$$\text{短路电流热效应 } Q_t = \int_0^t i^2 dt = I''^2 t = 26.46^2 \times 0.15 = 105.02(kA^2 \cdot s)$$

$$\text{热稳定系数 } C = \frac{1}{\eta} \sqrt{\frac{4.2Q}{\alpha \times k \times \rho_{20}}} \times \ln \frac{1 + \alpha(\theta_m - 20)}{1 + \alpha(\theta_p - 20)} \times 10^{-2}$$

其中：Q—缆芯导体的单位体积热容量，铝芯取 2.48；

—短路作用时间内电缆缆芯允许最高温度，取 250℃

—短路发生前的电缆缆芯最高工作温度取

α —20℃时缆芯导体的温度电阻温度系数

铝芯为 $4.03 \times 10^{-3} / ^\circ C$

ρ —20℃时缆芯导体的电阻系数

铝芯为 $3.1 \times 10^{-6} \Omega \cdot cm$

η —计入包含电缆芯线充填物热容影响的校正系数取 0.93

K—20℃时电缆芯线的集肤效应系数，取 1.01

经计算，

$$S_{\text{铝}} \geq \frac{\sqrt{Q_t}}{C} \times 10^3 = \frac{\sqrt{105.02}}{82.4} \times 10^3 = 124.4(mm^2)(\text{按铝芯计算})$$

因此，35kV 铝芯电缆截面选择 150mm² 及以上。

2) 35kV 集电线路电缆选型

光伏场区内，每 5~6 台箱变组成 1 回集电线路，共计 80 回集电线路，分别接入 2 个 330kV 升压站，每回集电线路采用双拼电缆接入 1 面 35kV 开关柜。集电线路采用电缆直埋+架空线方式。

通过以往工程经验，一般采用铝芯电缆方案要比采用铜芯电缆方案的采购成本低，本工程综合考虑，确定采用铝芯电缆。电缆型号为 ZC-YJLY23-26/35-3×150、ZC-YJLY23-26/35-3×240、ZC-YJLY23-26/35-3×300、ZC-YJLY23-26/35-3×400。

35kV 集电线路采用铝芯 3 芯交联聚乙烯绝缘钢带铠装聚乙烯护套电缆，直埋敷设。

(4) 其他电缆

控制电缆选用 C 类阻燃交联聚乙烯绝缘钢带铠装聚乙烯护套铜芯电缆。电缆的绝缘水平 U₀/U 为 450V/750V，导体截面不小于 1.5mm²。为便于施工每根电缆的芯数不超过 24 芯。

用于计算机监控系统、微机保护等电缆，采用带屏蔽结构的电缆。

6.1.7.3. 电缆防火

根据《火力发电厂与变电站设计防火规范》中 11.3 条电缆防火主要采取以下措施：

(1) 电力电缆与控制电缆或通信电缆敷设在同一电缆沟内时，采用防火盒或防火隔板进行分隔。

(2) 各建筑物通向外部的电缆通道出口处，长度超过 100m 的电缆沟内设置防火墙。

(3) 电缆主通道分支处设置防火隔板。

(4) 电缆和电缆架分段使用防火涂料、防火隔板或防火包等封堵材料。

(5) 电缆敷设完成后，所有的孔洞均使用防火堵料进行封堵。

(6) 所有屏、盘柜底部采用防火堵料封堵。

(7) 在靠近含油设备（变压器等）的电缆沟盖板处予以密封处理。

(8) 采用阻燃电缆。光伏阵列区按照发电单元进行防火分隔，对沟的分支也进行防火分隔；防火分隔采用阻火包和有机堵料结合的方式。

6.2. 电气二次

6.2.1. 设计依据

《继电保护和安全自动装置技术规程》（GB/T14285-2023）

《电力装置的继电保护和自动化装置设计规范》（GB/T50062-2008）

《光伏电站继电保护技术规范》（GB/T32900-2016）

《电力装置的电测量仪表装置设计规范》（GB/T50063-2018）

《电流互感器和电压互感器选择及计算导则》（DL/T866-2015）

《电力系统调度自动化设计技术规程》（DL/T5003-2006）

《电力系统通信设计技术规定》（DL/T5391-2017）

《电测量仪表装置设计技术规程》（GB/T50063-2017）

《光伏电站接入电网技术规定》（Q/GDW1617-2015）

《新能源场站全景监控通用技术规范》（Q/GDW12056-2020）

《电力系统通信设计技术规定》（DL/T5391-2018）；

《电力系统调度通信交换网设计技术规定》（DL/T5157-2012）；

《电力系统自动交换电话网技术规范》（DL/T598-2010）；

《电力系统数字调度交换机》（DL/T795-2016）；

《通信用高频开关电源系统》（YD/T1058-2015）；

《通信用高频开关整流器》（YD/T731-2008）；

《通信用阀控式密封铅酸蓄电池》（YD/T799-2010）；

《通信线路工程设计规范》（YD5102-2015）；

《综合布线系统工程设计规范》（GB50311-2016）；

《国家电网公司十八项电网重大反事故措施》（国家电网设备〔2018〕979号）

《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（2023版）

《甘肃腾格里沙漠河西新能源基地项目可行性研究报告第4卷第2册第6分册武威市古浪县黄花滩 200 万千瓦光伏项目可行性研究报告》

其他相关的国家、行业标准规范等。

6.2.2.监控系统

光伏发电系统监控包括以下几个部分：光伏阵列、逆变器、35kV 箱变等。光伏发电系统监控由光伏发电主机、现地监控设备及网络设备组成，光伏发电主机、网络设备放置在共建升压站内，现地监控设备分布在各子方阵箱变内。

（1）光伏发电监控系统配置

①光伏发电监控系统中光伏组件不单独设监控装置，而是通过逆变器对光伏组串的

实时数据进行测量和采集。

②组串逆变器、箱变设备均设有现地监控装置，对监控信号进行分析处理、故障诊断和报警并及时发现设备自身存在的问题，并将采集到的数据和处理结果以光纤通讯方式传输到共建升压站，由光伏电站运行人员进行集中远方监视和控制。

③每个子阵设 1 套综合测控装置，各逆变器的监控信息通过 RS485 通讯方式接入箱变内的综合测控装置，各子阵的综合测控装置以光纤环网方式接入共建升压站“光储调”一体化监控系统站控层，由光伏电站运行人员进行远方集中监视和控制。

④光伏发电系统在每个 330kV 升压站对应设置 1 套监控主站，作为变电站计算机监控系统的一个间隔层控制单元，组屏布置在变电站二次盘室内。

（2）逆变器监控系统功能

远方控制逆变器启停、功率调节、功率因数调节。

逆变器现地显示屏上可显示运行、实时功率、故障、电能累加等参数。

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

逆变器的保护和检测装置为成套装置，主要保护有：电网过/欠压保护、过/欠频保护、过温保护、过负荷保护、过压保护、孤岛保护，高/低电压穿越功能，DSP 故障保护等。保护装置动作后跳逆变器出口断路器，并发出信号。

监控所有逆变器的运行状态，采用声光报警方式提示设备出现故障，可查看故障原因及故障时间，监控的故障信息至少应包括以下内容：电网电压过高、电网电压过低、电网频率过高、电网频率过低、直流电压过高、直流电压过低、逆变器过载、逆变器过热、逆变器短路、散热器过热、逆变器孤岛、DSP 故障、通讯失败。逆变器运行数据可上传至计算机监控系统，电站运行人员可以操作键盘对逆变器进行监视并远方调节功率输出和设置功率因数。

（3）箱变的保护及监控功能

1) 箱变的保护

本工程箱式变压器高压侧采用真空断路器，低压侧为断路器，当变压器过载或相间短路时，由熔断器实现开断短路电流功能。

非电量保护：油位异常、轻瓦斯、温度高发报警信号；重瓦斯、压力释放、温度超高动作跳开变压器高低压侧开关。

所有保护动作及报警信号均应以 I/O 接点送至监控装置。保护出口继电器有自保持、手动复归和远方复归的功能。

2) 箱变监控功能

每台箱变内设置 1 套综合测控装置，采集一体化设备高压侧断路器、负荷开关、低压侧开关位置信号、动作信号、变压器油温高报警\跳闸信号、油位低报警信号、变压器压力释放动作以及变压器温度（4~20mA）等非电量信号。同时，设置环网交换机并配置相应的光纤终端盒及相应的尾纤，通过光纤环网实现与共建升压站计算机监控系统互连。

箱变厂家配套提供的箱变保护测控装置（集成测控保护、自愈式环网交换机和通讯管理机功能）、微型纵向加密装置和光纤网络通信等设备安装于箱变内，升压站二次室内组屏安装自愈式光电环网主交换机及工业以太网交换机等设备，箱变厂家协助现场调试。

（4）监控系统安防配置

根据国调中心印发的《并网新能源场站电力监控系统涉网安全防护补充方案》（调网安〔2018〕10 号）要求，新能源场站应加强就地终端接入防护，强化就地采集终端的通信安全。本工程需在光伏集中监控系统站控层与光伏场区箱变现地测控单元之间部署加密认证装置，并在光伏集中监控系统与升压站计算机监控系统之间部署防火墙。

（5）全景监控

根据《新能源场站全景监控通用技术规范》（Q/GDW12056-2020），通过 35kV 及以上电压等级并网或装机容量在 40MW 及以上的风电场和光伏电站应加装全景监控系统。该系统主要由安全稳定控制层、紧急态监控层、场区网络层和源端终端层组成。本工程为每个光伏区域配置 1 套全景监控系统。

每个升压站配置 1 套安全稳定控制子站装置及相应通信接口装置，组 1 面屏布置于二次设备室；配置 1 套紧急态监控装置及相应通信接口装置，服务主机系统、核心交换机、环网交换机等组 1 面屏布置于二次设备室；每台箱变配置 1 套源控终端设备及其组网设备。

6.2.3.场内通信

场内通信为光伏场内各箱变测控单元信息汇集上传至升压站提供信息传输通道，并为光伏场内巡检提供通信通道。

光伏场区通信网络是通过电缆、光缆等介质将光伏场区设备和光伏集中监控系统进

行物理连接，传输介质的选择依据光伏场区的地理环境、设备数量、设备之间的距离等因素，确定采用以光纤为主，电缆为辅的方式。通信交换机支持链形、星形、环光形等网络结构。

各子阵的组串式逆变器以电力载波 PLC 的方式将数据传输给数据采集装置，数据采集器采用 RS485 通信方式与每台箱变测控联通，以光纤环网方式接入升压站内光伏监控系统站控层，由光伏电站运行人员进行远方集中监视和控制。

场区 35kV 集电线路共分为 80 回路。本工程场区内各箱变测控单元至 330kV 升压站之间组建光纤以太环网，场内通讯采用 36 芯非金属阻燃光缆，光缆线路共分为 80 个链路，均独立成环。光伏场内每 5~6 座箱变测控单元至主控室之间组建 1 个光纤以太环网，各箱变测控单元的监控及视频信息经光纤以太环网传输至升压站。

本工程运行人员检修、维护及巡视时相互之间的通信联络，场内配置无线对讲机，无线对讲机数量按 20 部考虑。

西区设计通信基站 3 座，东区设计通信基站 6 座，以实现厂区信号全覆盖。

6.2.4.继电保护及自动化

6.2.4.1.光伏发电系统继电保护及安全自动装置

（1）光伏场区升压变压器保护

本工程箱式变电站高压侧采用真空断路器，低压侧为断路器，当变压器过载或相间短路时，由断路器实现开断短路电流功能。35kV 箱变低压侧断路器采用延时脱口的欠压脱扣器，以符合电网对光伏电站主要电气设备低电压穿越能力的要求，避免当电力系统事故或扰动引起光伏电站并网点的电压跌落时因低压侧断路器瞬时脱扣跳开使得光伏大量脱网。

（2）并网逆变器保护

并网逆变器为制造厂成套供货设备，具有高/低电压穿越能力及孤岛效应保护、直流过电压/过流保护、极性反接保护、短路保护、接地保护（具有故障检测功能）、交流欠压/过压保护、过载保护、过热保护、过频/欠频保护、三相不平衡保护及报警、相位保护以及对地电阻监测和报警功能。

（3）低电压穿越

根据《光伏电站接入电力系统技术规定》（GB19964-2024）的要求，光伏电站应具备一定的低电压穿越能力。当电力系统事故或扰动引起光伏电站并网点的电压跌落时，

在一定的电压跌落范围和时间间隔内，光伏电站能够保证不脱网连续运行。具体要求如下：

- 1) 光伏电站并网点电压跌至 0 时，光伏电站内的光伏逆变器和无功补偿装置应能够不脱网连续运行 150ms；
- 2) 光伏电站并网点电压跌至标称电压的 20% 时，光伏电站内的光伏逆变器和无功补偿装置应能够不脱网连续运行 625ms；
- 3) 光伏电站并网点电压跌至标称电压的 20% 以上至 90% 时，光伏电站内的光伏逆变器和无功补偿装置应能在下图所示的阴影区域内不脱网连续运行。

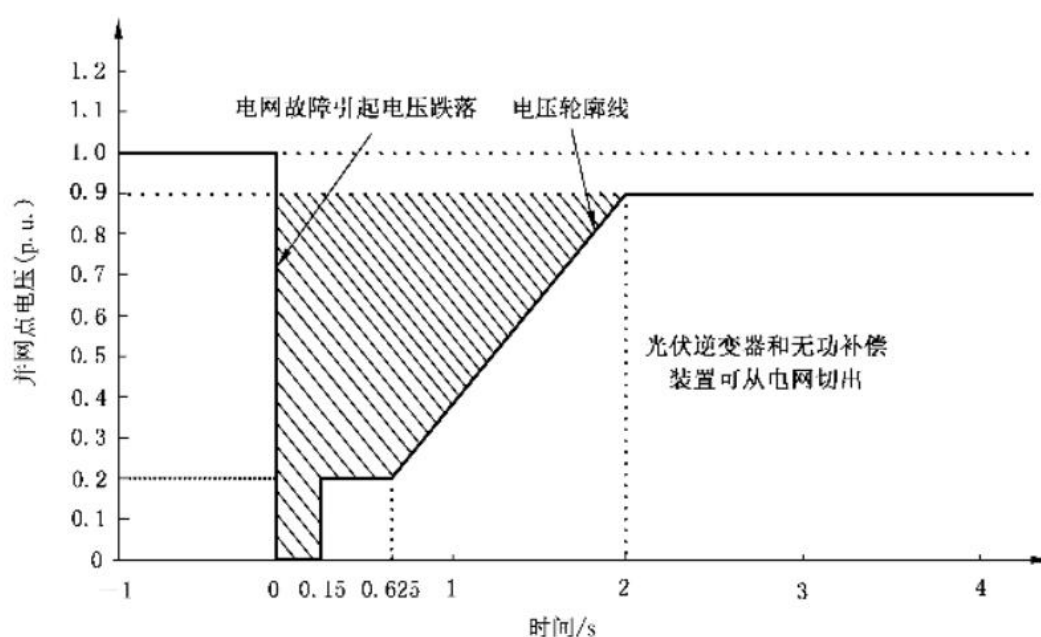


图 6.2-1 光伏电站低电压穿越能力要求

(4) 高电压穿越

根据《光伏电站接入电力系统技术规定》（GB19964-2024）的要求，光伏电站应具备一定的电压穿越能力。具体要求如下：

- ① 光伏电站并网点电压升高至标称电压的 125% 以上至 130% 时，光伏电站内的光伏逆变器和无功补偿装置应能够不脱网连续运行 500ms；
- ② 光伏电站并网点电压升高至标称电压的 120% 以上至 125% 时，光伏电站内的光伏逆变器和无功补偿装置应能够不脱网连续运行 1s；
- ③ 光伏电站并网点电压升高至标称电压的 110% 以上至 120% 时，光伏电站内的光伏逆变器和其他无功补偿装置应能够不脱网连续运行 10s。

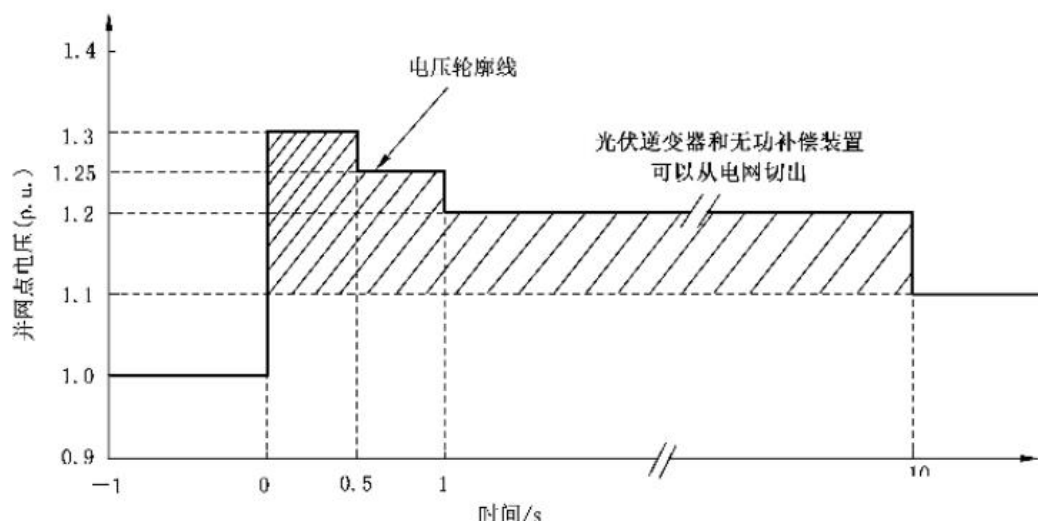


图 6.2-2 光伏电站高电压穿越能力要求

(5) 防孤岛保护

光伏电站具备防孤岛保护功能由逆变器实现。逆变器可采用主动和被动双重防孤岛保护，以保障在任何情况下逆变器能可靠切断与电网的连接。主动保护通常采用向电网注入很小的干扰信号，通过检测回馈信号判断是否失电，而被动保护通常采用检测输出电压、频率和相位的方式来判定孤岛状态的发生。

6.2.4.2. 光功率预测系统

本项目设置 2 套光功率预测系统（每个区域 1 套），该系统含气象数据处理服务器、功率预测系统服务器等。光伏发电站功率预测系统应收集气象资料，研究并积累太阳辐射对光伏电站输出功率的变化规律，能够进行超短期（0~4 小时）、短期（0~72 小时）、中期（0~240 小时）、长期（0~720 小时）的电站输出功率预测，时间间隔为 15min，当年预测以月为单位每月滚动刷新。便于电力调度部门及时调整调度计划，系统能够接入电站计算机监控系统和电网公司调度系统，并将预测信息传送至上级调度部门。

光功率预测系统包括主站端系统和厂站端系统两部分，升压站配置厂站端设备。光功率预测系统应设置光功率预测主机、测光塔、数据采集处理装置（测辐射数据、数值天气预报等）以及相关网络设备。

6.2.4.3. 环境监测系统

本项目在每个光伏场内配置一套环境监测仪，实时监测日照辐照度、曝辐量、风速、风向、温度等气象参数。

该装置由风速传感器、风向传感器、日照辐射表、测温探头、控制盒及支架组成。

可测量环境温度、风速、风向和辐射强度等参量，其通讯接口可接入计算机监控系统，实时记录环境数据。本部分内容可以在光功率预测系统实现。

6.2.4.4.阵列区图像监控系统

光伏区监控点设置原则为：每台箱变设备附近设 1 点，主要路口附近设置点位。光伏区各个子阵的图像监控信息通过环网交换机上送至变电站图像监控系统主机，实现运行人员在变电站对光伏区图像信息的远程监控。光伏区单独设置图像监控主机，主机分别安装在 2 个升压站。

6.2.4.5 有功功率控制系统

光伏电站监控系统应具备有功功率控制（AGC）功能，调节有功功率参，与电力系统的调频和调峰。光伏电站能够接收并自动执行电力调度部门发送的有功功率及有功功率变化的控制指令，确保光伏电站有功功率及有功功率变化按照电力调度部门的要求运行。

在光伏电站并网、正常停机以及太阳能辐照度增长过程中，光伏电站有功功率变化速率应满足电力系统安全稳定运行的要求，其限值应根据所接入电力系统的频率调节特性，由电网调度机构确定。光伏电站有功功率变化速率应不超过 10%装机容量/min，允许出现因太阳能辐照度降低而引起的光伏电站有功功率变化速率超出限值的情况。在电力系统事故或紧急情况下，光伏电站应根据电力系统调度机构的指令降低有功功率或切除整个光伏电站。

本项目在每座光伏升压站配置有功功率控制系统 1 套。

6.2.4.6 无功电压控制系统

光伏电站监控系统应具备无功电压控制（AVC）功能，具备无功功率调节及电压控制能力。系统应具有多种控制模式，包括恒电压控制、恒功率因数控制和恒无功功率控制，能够根据电力系统调度机构指令，自动调节光伏电站的无功功率，实现对并网点无功/电压的控制，其调节速度和控制精度应能满足电网电压调节的要求。

无功电压控制系统应具备计算、自动调节、监视、闭锁、通信、启动/停止顺序控制、文件记录等功能，应通过通信接口与站控和调度部门保持相互传送信息和运行命令，应能监控各部件的运行状态，统一协调并网逆变器和无功补偿装置。

无功电压控制系统响应时间不超过 10s，无功功率控制偏差的绝对值不超过给定值的 5%，电压调节精度在 0.005 倍标称电压内。

本项目在每座光伏升压站配置无功功率控制系统 1 套。

6.2.4.7.频率快速响应装置

根据西北监能市场【2018】41 号文要求，本项目在每个升压站内配置 1 套频率快速响应装置，使光伏电站具备快速频率响应功能。该独立控制装置应能够完成有功-频率下垂特性控制，使电站在并网点具备参与电网频率快速调整能力。

快速频率响应有功-频率下垂特性通过设定频率与有功功率折线函数实现。

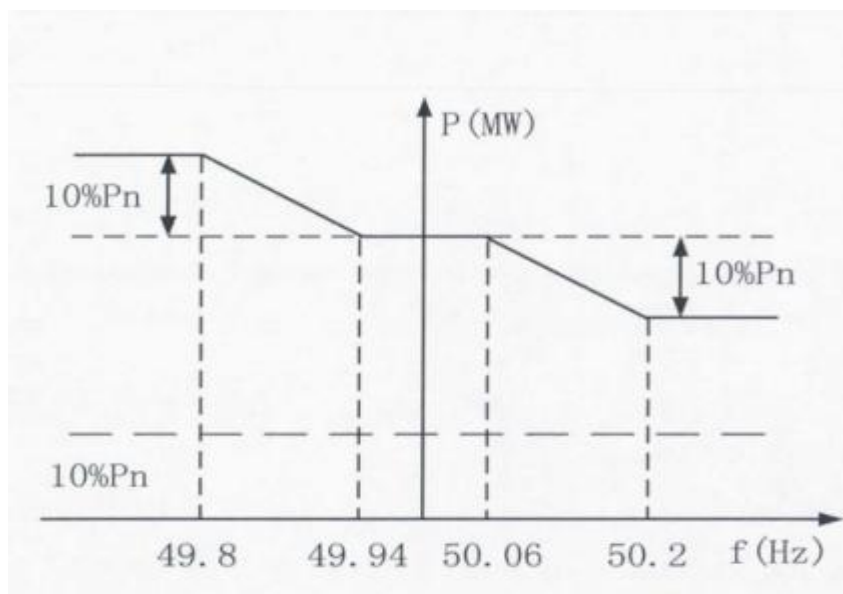


图 6.2-3 快速频率响应有功-频率下垂特性示意图

光伏电站快速频率响应技术指标要求如下：

对于调节目标变化量不低于额定出力 10% 的频率阶跃扰动，响应过程应满足以下要求：

(1) 响应滞后时间 t_{hx} : 自频率越过新能源场站调频死区开始到发电出力可靠的向调频方向开始变化所需的时间，光伏电站应不超过 2 秒。

(2) 响应时间 $t_{0.9}$: 自频率超出调频死区开始，至有功功率调节量达到调频目标值与初始功率之差的 90% 所需时间。光伏电站应不超过 5.0 秒。

(3) 调节时间 t_s : 自频率超出调频死区开始，至有功功率达到稳定（功率波动不超过额定出力 $\pm 1\%$ ）的最短时间。光伏电站应不超过 15 秒。

调频控制偏差指标：光伏电站应控制在额定出力的 $\pm 1\%$ 以内。

测频精度指标：频率测量分辨率不大于 0.003Hz。

频率采样周期：频率采样周期不大于 100ms。

新能源快速频率响应有功控制周期应不大于 1s。

新能源场站快速频率响应功能应能躲过单一短路故障引起的瞬时频率突变。

为实现光伏电站快速调频整体性能的保证，对于组串式逆变器及数据集中器等设备需满足以下性能要求：

a)从接收到快速调频装置的控制指令开始，到控制本方阵开始功率响应，耗时应小于 1s；

b)从接收到快速调频装置的控制指令开始，到控制本方阵响应调节量的 90%，耗时应小于 3s；

c)在光照满足的情况下，实发功率与有功目标值之间的误差不超过额定容量的 1%。

6.2.4.8.智能有功功率控制系统

根据甘肃省电力公司要求，在每个升压站配置智能有功功率控制系统一套。智能有功功率控制系统具有更完备的调度功能、更全面的运行数据信息，可以实时查看电网关键断面裕度情况和光伏电站当前总出力、当前计划、标杆计划等三公信息，可实现运行期间实时与周边场站对标发电计划。

6.2.4.9.二次设备布置

光伏发电监控系统、光功率预测系统、视频监控主机、全景监控、AGC/AVC、频率快速响应装置、智能有功功率控制系统均布置在 330kV 升压站中控室及二次设备室内，现地层设备分散布置在阵列区各个箱式变电站内。

6.3.35kV 架空线路

6.3.1.工程概况

甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目为甘肃腾格里沙漠河西新能源基地中的组团 5：200 万千瓦光伏及 48 万千瓦时×2 小时电化学储能项目，本项目位于古浪县北部的腾格里沙漠西南边缘地带。项目场址按照地理位置分为东区和西区两个部分，根据东区、西区 330kV 升压站选址位置对于光伏地块远离本区 330kV 升压站的进行 35kV 线路架空线路设计。其中本工程东区 4 回同塔架设 7 条 35kV 线路架空线路、西区 4 回同塔架设 4 条 35kV 线路架空线路进行设计，最终以电缆方式进入升压站；最终以接入系统报告及其审查意见为准。

本工程通过配套升压设备升压至 35kV，高压侧由电缆引出汇入 35kV 集电线路，最终接入 330kV 升压站 35kV 配电装置。

线路总长约为 124.1km，具体路径长度如下：

东区：35kV 集电线路架空路径总长约 78.9km，其中单回路路径长 11.09km、双回路

路经长 5.31km、三回路路径长 5.86km、四回路路径长 56.64km；导线采用 JL/G1A-240/30 钢芯铝绞线,地线单回路采用一根 36 芯 OPGW 光缆,双回路一根 72 芯 OPGW 光缆,三回路采用二根 72 芯 OPGW 光缆,四回路采用二根 72 芯 OPGW 光缆。所有电缆与线路连接处均装设避雷器保护。

西区：35kV 集电线路架空路径总长约 45.2km，其中单回路路径长 2.34km、双回路路径长 6.7km、三回路路径长 1.53km、四回路路径长 34.64km；导线采用 JL/G1A-240/30 钢芯铝绞线,地线单回路采用一根 36 芯 OPGW 光缆,双回路一根 72 芯 OPGW 光缆,三回路采用二根 72 芯 OPGW 光缆,四回路采用二根 72 芯 OPGW 光缆。所有电缆与线路连接处均装设避雷器保护。

6.3.2.气象条件

根据最新的《甘肃省电网风区图》（30 年一遇）划分，本工程线路风区处在 27 m/s 区域。同时结合该区域线路运行资料，建议本线路 10m 高度 30 年一遇设计基本风速取 27 米/秒。



图 6.3-1 甘肃省电网风区图（局部）

6.3.2.1.设计覆冰取值

对于设计覆冰取值，设计针对本工程线路情况作了具体分析，认为覆冰厚度符合《甘

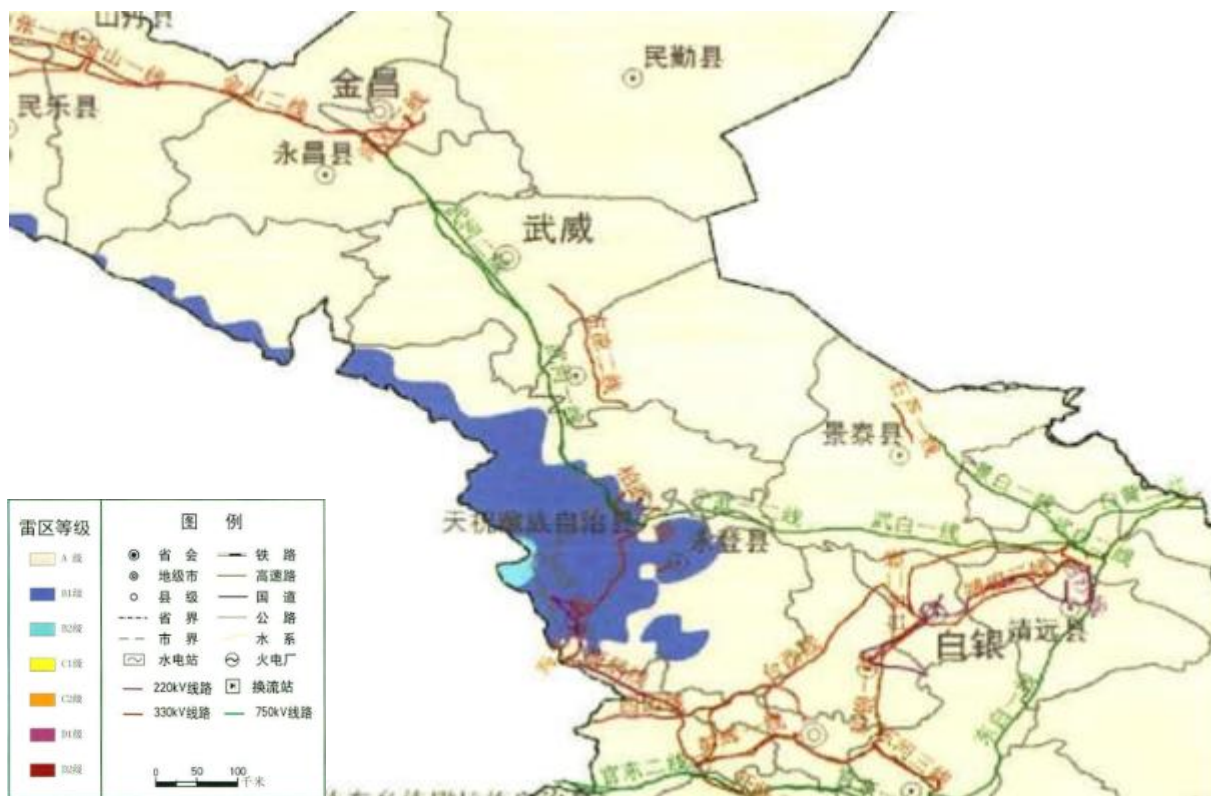


图 6.3-3 本工程路径所处雷区划分示意图

由上所述确定本工程设计气象条件汇总见表：

表 6.3-1 气象条件表

气象条件		气温(℃)	风速(m/s)	覆冰(mm)
最高气温		40	0	0
最低气温		-30	0	0
最大覆冰		-5	10	10
最大风速	基本风速	15	27	0
	线条风速（离地 10m）	15	27	0
年平均气温		10	0	0
安装情况		-15	10	0
外过电压		15	10	0
内过电压		10	15	0

6.3.3.线路路径原则

(1) 路径尽可能短，应便于施工、维护，尽量避开将要挖掘施工的地方，且便于维修；

(2) 尽量避开和减少穿越地下管道、公路、通讯电缆、高压线、村庄等；

- (3) 避开国家批准的自然保护区及旅游区；
- (4) 路径走廊位置应与市政设施统筹安排；
- (5) 避开不良地质区域；
- (6) 尽量避开三区三线、林地、水源保护地区域；
- (7) 尽量避免跨行政边界。

6.3.4. 电缆要求

详见第 6.1.7 节。

6.3.5. 导地线及金具选择

6.3.5.1. 导地线选择

本工程共 44 回 35kV 架空集电线路，按最大容量及考虑线路压降，本工程架空线暂考虑导线采用 JL/G1A-240/30，安全系数暂定 2.5；地线单回路采用一根 36 芯 OPGW 光缆，双回路采用一根 72 芯 OPGW 光缆，三回路采用二根 72 芯 OPGW 光缆，四回路采用二根 72 芯 OPGW 光缆，安全系数暂定 3.0。

导地线参数如下表：

表 6.3-5 导地线参数表

项目 型号	导线 JL/G1A-240/30	地线 OPGW
计算截面积 (mm ²)	275.96	36、72
计算外径 (mm)	21.6	13.2
计算重量 (kg/m)	0.922	0.457
计算拉断力 (N)	75620	59900
弹性系数 (N/mm ²)	73000	109000
线膨胀系数 (1/℃)	19.6×10 ⁻⁶	15.5×10 ⁻⁶

本线路全程导、地线需要加设防振锤：

JL/G1A-240/30 型导线采用 FDN-3/4 型防振锤防振

OPGW 的防振措施由其生产厂家在提供缆线时一并考虑。

6.3.5.2. 导地线金具

1. 本工程导线绝缘子选型参见下表：

表 6.3-6 绝缘子选型表

	绝缘子形式	绝缘子型号	形式
导线耐张绝缘子串	耐污型瓷绝缘子	U70BP/146D	双串
导线跳线绝缘子串	防风偏绝缘子	FSP-35/0.4	单串

导线悬垂绝缘子串	耐污型瓷绝缘子	U70BP/146D	单/双串
----------	---------	------------	------

架空线全线耐张绝缘子串采用双串形式；跨越重要设施、公路等的悬垂绝缘子串采用双串形式，其余为单串形式。地线由厂家配套提供金具。

2.本工程采用的金具是中华人民共和国电力行业标准《架空线路用预绞丝金具技术条件》（DL/T763-2001）中及 1985 年版“电力金具产品样本”中列出的产品，其主要金具型号如下：

1) 悬垂线夹

JL/G1A-240/30 导线： XGU-5 型

OPGW 悬垂：与中标 OPGW 型号配套

2) 耐张线夹

JL/G1A -240/30 导线： NY-240/30 型

OPGW 耐张：与中标 OPGW 型号配套

3) 接续管

导线：采用 JYD-240/30 型

金具压接方式采用液压。

6.3.6.污秽等级

6.3.6.1.线路污秽等级

根据当地气象条件数据，本地区最大设计风速为 27m/s，覆冰厚度为 10mm。本工程污秽等级按 C（II）级污区，全线均按 d 级污区上限配置绝缘，35kV 户外设备爬电比距按 3.0cm/kV(最高工作电压)。



图 6.3-4 本工程路径所处污区分布示意图

6.3.6.2 导线防舞动处理

根据《甘肃省电力系统舞动区域分布图（2013 版）》，本工程新建线路位于 0 级舞动区，不考虑防舞动措施。



图 6.3-5 本工程路径所处舞动分布示意图

6.3.6.2.空气间隙

35kV 线路带电部分与杆塔构件、拉线、脚钉的最小间隙见下表。

表 6.3-7 最小空气间隙

工作电压	内过电压	外过电压	带电检修
0.10m	0.25m	0.45m	0.60m

带电作业人员需要停留工作的部位，带电作业间距还应考虑人体活动范围 30~50cm。

6.3.7.防雷接地

本工程设计确定全线架设地线进行防雷保护，地线采用直接接地方式。在每电缆引上铁塔及终端塔电缆引下处，为保护电力电缆不受雷电流的侵入，在铁塔上加装一组氧化锌避雷器。

地线对导线的保护角一般不超过 25°，在气温 15℃，无风的条件下，档距中央导线与地线的间距满足 $S \geq 0.012L + 1$ 米的要求。

全线铁塔均接地，接地体采用 $\Phi 12$ 镀锌圆钢，接地型式采用放射式接地。按照《66kV 及以下架空电力线路设计规范》GB50061-2010 规定，接地电阻在雷雨季节干燥时的工频

接地电阻不得超过下表数值。

表 6.3.8 工频接地电阻

土壤电阻率($\Omega \cdot m$)	100 及以下	100~500	500~1000	1000~2000	2000 已上
工频接地电阻(Ω)	10	15	20	25	30

6.3.8 交叉跨越

本工程所在区域为沙漠地区，考虑实际情况及施工放线时可能存在的误差，线路按人口密集地区考虑，其导线对地最小限距 7m。

对各类交叉跨越的净空间距均按(GB 50061-2010)《66kV 及以下电力线路设计规范》中有关规定执行。具体的交叉跨越要求如下表 6.3-9。

表 6.3-9 35kV 交叉跨越要求

交叉跨越物	最小垂直距离(m)
建筑物	4.0
树木	4.0
通航河流	6.0(常年高水位)
公路	7.0
电力线、弱电线	3.0
地面（按人口密集地区）	7.0

跨越道路、通航河流及电力线时，导、地线均不允许接头。

表 6.3-10 主要交叉跨越

序号	项目		数量	备注
1	道路	光伏道路	36	高跨
2	电力线（次）	10kV 及以下	17	高跨
3	电力线（次）	35kV	4	高跨
4	通讯线（次）		25	高跨

6.3.9 杆塔及基础型式

(1) 杆塔荷载

作用在杆塔上的永久荷载主要有导地线及其附件的自重荷载，杆塔上自固定设备的自重荷载等；作用在杆塔上的可变荷载主要有风荷载，导地线张力荷载，导地线覆冰荷载，上人荷载及其它附加荷载等。

杆塔荷载组合主要考虑运行工况、断线工况和安装工况。

1) 运行工况

运行工况需考虑下述三种荷载工况：

- a.最大风速、无冰、未断线工况；
- b.覆冰、覆冰风速、未断线工况；
- c.最低温、无风、无冰、未断线工况。

2) 断线工况

对直线塔断线工况考虑下述二种荷载工况：

- a.断 1 根导线，此时地线未断、无风、无冰；
- b.断 1 根地线，此时导线未断、无风、无冰。

对耐张型塔断线工况考虑下述二种荷载工况：

- a.对单回路塔同时断两相导线，对双回路塔断 1/3 导线，此时地线未断、无风、无冰；
- b.断 1 根地线，此时导线未断、无风、无冰。

3) 安装工况

考虑导线及地线的起吊安装荷载，包括提升重力、紧线张力和安装人员及工具等的荷载，此时风速取安装风速，无冰。

(2) 杆塔设计

本工程途经 1 个气象区：基本风速 27m/s，设计覆冰 C=10mm。采用国网典设塔型 35B08，35B10 系列和我院按照国网通用设计原则自行设计的三回路铁塔 35-TJ 系列、四回路铁塔 35-FJ 系列、SSZCKX 塔型。铁塔材料采用 Q235 或 Q355 和 Q420，大断面主材采用 Q355 和 Q420，小断面主材及斜材、辅材采用 Q235，角钢塔杆件之间采用螺栓连接，连接螺栓采用 6.8 级。考虑野外防盗，塔身距地面 8m 以下全部采用防盗螺栓。全部塔材采用热镀锌防腐。

表 6.3-10 杆塔使用条件

塔型	LH	LV	转角度数
35B08-Z2	450	700	
35B10-SZ2	450	700	
35-TZ21	350	500	
35-FZ21	350	500	

SSZCKX	400	700	
35B08-J4	450	600	60° ~90° 兼终端
35B10-SJ2	300	450	20° -40°
35B10-SJ4	300	450	60° ~90 兼终端
35-TJ24	350	500	60° ~90°
35-FJ21	350	500	0~20°
35-FJ22	350	500	20° -40°
35-FJ24	350	500	60° ~90 兼终端

(3) 杆塔基础设计

根据本工程地质勘测报告，场区主要地层为第四系全新统风积成因的粉砂及冲洪积成因的粉土、细砂及粉质黏土。综合考虑塔位地形地质及荷载特点，本线路塔位采用板式基础。

据区域水文地质资料及本次调查，勘察区场地地下水类型为碎屑岩类孔隙裂隙水，该类水主要赋存运移于粉细砂层裂隙中，多以毛细水形式存在，富水性差，一般多呈咸水，水质较差，主要接受大气降水和季节性水流的入渗补给，由高向低径流，径流速度缓慢，其水量十分贫乏，富水性很弱，地下径流模数一般小于 0.1 L/s.km²。

同时根据同地区其他工程的地勘情况，提出本工程沿线地基土腐蚀性评价结果：地基土对混凝土具有强腐蚀性，对钢筋混凝土中的钢筋具有强腐蚀性。综合考虑地基土对建筑材料具有强腐蚀性。综合考虑本工程按照强腐蚀性设计基础。

基础钢筋采用 HPB300、HRB400，混凝土等级为 C40 级。基础按照《66kV 及以下架空电力线路设计规范》GB50061-2010 及《架空输电线路基础设计技术规程》DL/T5219-2023 等进行设计。

7.总平面布置

7.1.设计依据和原则

7.1.1.设计依据

《变电工程总布置设计规程》 DL/T 5056-2024

《变电站建筑结构设计规程》 DL/T 5457-2012

《光伏发电工程电气设计规范》 NB/T 10128-2019

《火力发电厂与变电所设计防火规范》 GB 50229-2019

《220kV~750kV 变电站设计技术规程》 DL/T 5218-2012

《光伏电站设计标准》 GB 50797-2012（2024 局部修订版）

7.1.2.设计原则

光伏发电是清洁、环保的能源形式之一，在光伏电站的设计过程中应始终秉持的理念是“绿色、创新、高效、智能”。以此理念为指导，光伏电站的总平面布置应贯彻以下原则：

1）在光伏组件支架基础形式选择及施工过程中应最大限度的减少对地表植被的破坏，保护相对脆弱的生态系统。

2）合理利用土地，坚持“适用、经济”的原则。采用优化设计间距布置，降低组件倾角。在不增加占初投资的前提下，减少支架用量，提高系统发电量。

3）应结合场地特点，光伏发电各种运行方式的特点及各个功能分区（光伏阵列区、逆变器、管理区等）之间的相互关系进行总体布置。

4）光伏电站各建（构）筑物之间的间距，除应在设计时段内不对光伏组件造成阴影遮挡外，还应满足防火等要求。

5）交通组织系统应便于较大设备的运输，满足日常巡查和检修的要求。

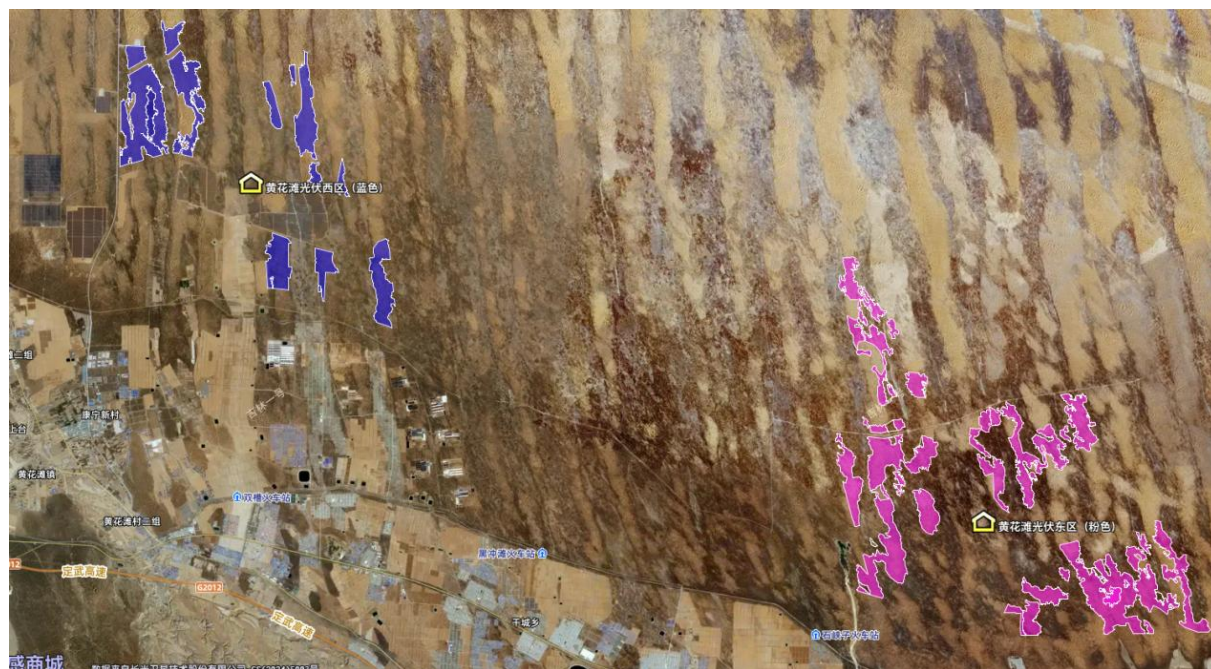
6）充分结合场地的地形、地质、水文等条件，进行光伏组件阵列基础、建（构）筑物及道路等的竖向布置，合理确定空间位置和设计标高。局部场平设计应尽量减少土石方量，做到填、挖方基本平衡。应合理、有效组织场地地面排水，如有必要，合理设计工程防、排洪设施，满足场地防、排洪要求。

7.2.场址条件

本项目位于古浪县北部的腾格里沙漠西南边缘地带，项目场址按照地理位置分为东

区和西区两个部分。西区场址位于古浪县黄花滩镇北侧，场址北侧紧临武威市凉州区，南侧临近 G2012 及 S316 省道，与黄花滩镇直线距离约 13km，场址周边有多条乡村道路穿过，外部交通运输条件便利。东区场址位于古浪县海子滩镇西北部，与海子滩镇直线距离约 11km，场址南侧临近干武线铁路，场址中部和东部均有乡村道路穿过，外部交通运输条件便利。

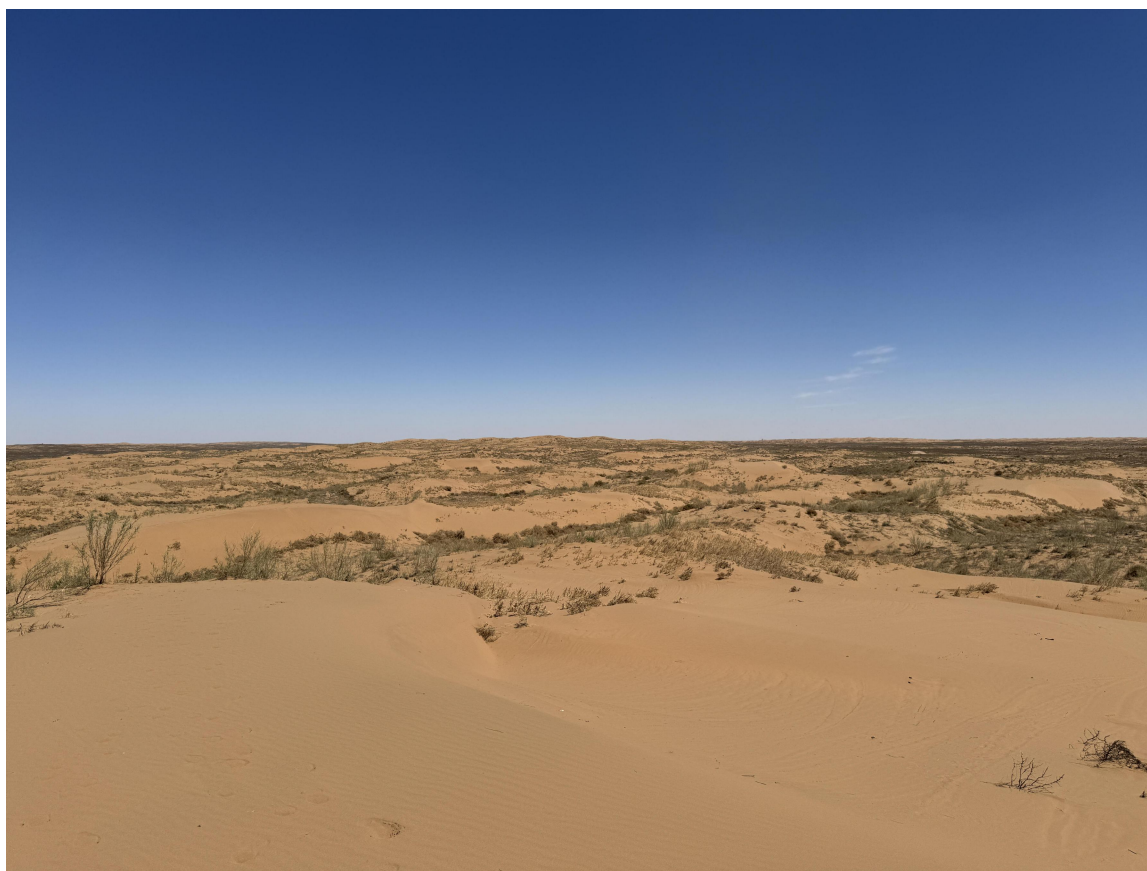
场址区较为起伏，地貌单元单一，拟建场地无新断裂构造穿越，场地稳定，场区成层一般。场址所在区域，无县级、自治区级及国家级文物保护单位和景点，未发现受保护的国家一、二级野生动物，规划范围内无水源保护地，无国家、省级及县级文物古迹及自然景观保护目标。



本项目用地区块图（西区地块和东区地块）



场址现状图 1



场址现状图 2

7.3.总体规划

本项目位于古浪县北部的腾格里沙漠西南边缘地带，项目场址按照地理位置分为东区和西区两个部分。本项目东、西区场址总用地面积约 67094 亩（合 44.73km²）。

本项目额定装机容量 200 万 kW，直流侧安装容量 209.7576 万 kWp，容配比 1.05。拟配套建设 2 座 330kV 升压储能站，西区场址配套建设的 1#330kV 升压储能站建设规模为 80 万 kVA，东区场址配套建设的 2#330kV 升压储能站建设规模为 120 万 kVA，光伏场区的 35kV 集电线路接入就近的 330kV 升压储能站 35kV 配电装置。

本项目主要包括光伏组件、箱变、330kV 升压汇集站电缆敷设及站内道路等的布置，光伏阵列箱变尽量位于方阵中心。

7.4.总平面布置

7.4.1.平面布置

本项目东、西区场址均为多个不规则形状区块布置，根据场区总布置在东、西区场址分别设置 1 座 330kV 升压储能站，2#330kV 升压储能站以 1 回 330kV 线路输送至 1#330kV 升压储能站，1#330kV 升压储能站以 2 回 330kV 线路输送至拟规划的凉州北 750kV 变电站。

本项目光伏发电工程建设内容包括光伏阵列、逆变器、箱变、检修通道等，电站光伏组件全部采用固定式支架安装，本项目光伏电站总占地面积约为 67094 亩。本项目额定装机容量 2000MW。

7.4.2.竖向布置

本项目站址位于腾格里沙漠边缘，西区场址位置相对较高，周边无河流，场址不受百年一遇洪水影响。东区场址整体地势较高，仅场址西南侧局部地块位于大靖河泄洪区附近，待洪评报告评估后确认是否需要采取相应防洪措施。

由于光伏电站建设区域地形起伏较大，存在高大起伏沙丘，为满足光伏支架布置的要求，需要用机械将沙丘上的沙土推入丘间低地，采用局部场平的设计方案，场平遵循挖填平衡原则。

7.4.3.场区道路、围栏及大门

本项目场址地块较为分散，拟设置多个出入口，均可由进场道路接引至场区周边既有县乡道路。进场道路采用 4.0m 宽砂砾石路面，路面转弯半径为 9m。场内检修道路采

用 4.0m 宽砂砾石路面，道路转弯半径为 9m。场内检修道路宜尽量成环形布置，无法成环时应在道路尽端处设 12m×12m 回车场。

为了便于封闭管理、安全生产，同时兼顾经济合理的实施原则，电站周界安装固定浸塑型成品简易围栏，固定围栏高度不低于 1.8m，光伏发电站与已有道路相接处设置多个出入口，出入口处采用围栅大门。

7.5. 升压储能站

本项目拟在东、西区场址分别设置一座 330kV 升压储能站，两座 330kV 升压储能站分别选址于东、西两个光伏场区，两个站址均临近站址南侧的现有乡村道路，站址交通较为便利，站址地势相对较高，已经避开凹地、沟槽等不利区域，站址位于沙漠中较高的位置，故满足 100 年一遇防洪水位的要求。两座升压站站址地势相对较为平缓，便于场地平整施工，场地基面承载力较好，能满足建筑要求。

330kV 升压储能站内建构筑物主要包括综合楼、电气一次配电楼、二次设备楼、升压变流一体舱、调相机、危废间及辅房、综合泵房及消防水池、电池舱等；构筑物主要包括主变基础及油坑、330kV 屋外配电装置架构及设备支架、动态无功补偿装置室外构筑物等构筑物、一体化污水处理设备等。

330kV 升压储能站详细布置详见第二卷《330kV 升压储能站工程研究报告》。

7.6. 特殊天气危险性评估及预防

7.6.1. 流沙

场址区位于腾格里沙漠的西缘，属风积沙丘区，地形波状起伏，降水稀少，场址区沙丘一般为新月形，多属半固定沙丘，沙丘表层无结皮现象，沙丘之上植被不发育，在沙丘之间的洼地及沙丘斜坡上零星发育有红柳、梭梭及低矮草木等。场址区存在不良地质作用流动沙丘的影响，迎风坡上的松散沙粒受吹扬作用而沉积于背风坡，使沙丘沿风力作用方向推进，导致地形经常变化，沙尘暴、风蚀会对光伏阵列区存在安全隐患。建议在光伏阵列区采取草方格、砾石沙障及植树等工程处理措施治理流动沙丘。

7.6.2. 沙尘暴

沙尘暴天气时空气混浊，大气透明度大幅度减低，太阳辐射量也相应降低，会直接影响太阳能组件的工作，对光伏电站的发电量有一定影响，本工程站址区平均沙尘暴天气 1.7d，本工程实施时需考虑采取防风沙及清洗电池板的措施。

7.6.3.洪水

场址区内无地表径流。西区场址区最大勘探深度 20m 范围内未发现地下水，故地下水对建筑物基础无影响。场址区所在地区较强的阵性降水一般发生在夏季，可能会引起光伏场区发生洪水等不良地质灾害，考虑雨水自渗，本项目场址地块均位于相对地势较高的沙地，周边地势较低的均是其他草地和灌木林地，全场采取自由散排的方式进行排水，以确保拟建工程在今后的运营过程中不遭受洪水冲蚀破坏，本光伏电场洪水标准按 50 年一遇。施工时通过调整尽量避免基础放置在回填沟道中，对位于低处回填土的基础应适当增加支架立柱长度。

东区场址整体地势较高，仅场址西南侧局部地块位于大靖河泄洪区附近，待洪评报告评估后确认是否需要采取相应防洪措施。

8. 土建工程

8.1. 基本资料和设计依据

8.1.1. 设计技术标准

本工程主要采用的我国现行的设计规范和标准（包括电力系统的行业标准）有：

- 《工程结构通用规范》 GB 55001-2021；
 - 《钢结构通用规范》 GB 55006-2021；
 - 《砌体结构通用规范》 GB 55007-2021；
 - 《混凝土结构通用规范》 GB 55008-2021；
 - 《建筑与市政地基基础通用规范》 GB 55003-2021；
 - 《建筑与市政工程抗震通用规范》 GB 55002-2021；
 - 《光伏电站设计标准（2024 年版）》 GB 50797-2012；
 - 《光伏支架结构设计规程》 NB/T 10115-2018；
 - 《太阳能发电站支架基础技术规范》 GB 51101-2016；
 - 《工程结构可靠性设计统一标准》 GB 50153-2008；
 - 《建筑结构荷载规范》 GB 50009-2012；
 - 《建筑工程抗震设防分类标准》 GB50223-2008；
 - 《建筑抗震设计标准（2024 年版）》 GB/T 50011-2010；
 - 《构筑物抗震设计规范》 GB 50191-2012；
 - 《混凝土结构设计标准（2024 年版）》 GB/T 50010-2010；
 - 《钢结构设计标准》 GB 50017-2017；
 - 《冷弯薄壁型钢结构技术规范》 GB 50018-2002；
 - 《建筑地基基础设计规范》 GB 50007-2011；
 - 《建筑桩基技术规范》 JGJ 94-2008；
 - 《建筑地基处理技术规范》 JGJ 79-2012；
 - 《电力工程地基处理技术规程》 DL/T 5024-2020；
 - 《工业建筑防腐蚀设计标准》 GB/T 50046-2018；
- 及其它相关的国家、地方、行业规范规程。

8.1.2.工程地质

本工程场区场地为沙漠，沙丘多呈波浪状外观，沙漠植被相对较好，经过一定的治理，主要为固定沙丘，局部为半固定沙丘。上部主要为全新世风积砂层，一般厚度大于 20m，底部为卵砾石层。

根据勘察钻孔揭露的地层，并参考周边已建工程及区域地质资料，西区厂址地层岩性主要有：

①中细砂(Q4eol):浅黄～褐黄色,干燥,稍密-中密。主要矿物成分为石英、长石，少量白云母。以细砂为主，但中砂含量高局部以中砂为主，分选性好，层厚在 2.0-3.5m。

②中细砂(Q4eol):浅黄～褐黄色,干燥,中密为主。主要矿物成分为石英、长石，少量白云母。以细砂为主，但中砂含量高局部以中砂为主，分选性好，层厚一般大于 10m。

东区厂址地层岩性主要有：

①中细砂(Q4eol):浅黄～褐黄色,干燥,稍密-中密。主要矿物成分为石英、长石，少量白云母。以细砂为主，局部以中砂为主，分选性好，层厚在 1.8-4.2m。

②中细砂(Q4eol):浅黄～褐黄色,干燥,中密为主。主要矿物成分为石英、长石，少量白云母。以细砂为主，局部以中砂为主，分选性好，层厚一般大于 10m。

地下水埋深度一般大于 20m，埋藏较深，地下水对光伏发电项目工程建设影响相对小，可不考虑地下水对钢筋混凝土结构的腐蚀性影响。

本次勘察所取 67 组土样中西区 32 组、东区 32 组浅层土对混凝土结构具微腐蚀性，对钢筋混凝土结构中的钢筋的腐蚀性具有微腐蚀性。ZK87 取样点，位于西区第 4 地块中部；CZK15、CZK16 取样点，位于西区第 6 地块中部，取样处为地表，地表有盐碱化形成的盐霜结晶，土样对混凝土结构具弱腐蚀性；对混凝土结构中钢筋有中腐蚀性。根据现场调查，厂区局部地势低凹地带，地表有盐碱化形成的盐霜结晶，腐蚀性相对严重，但多分布于地表，厚度相对薄，必要时可清除处理。浅层土对钢结构具有微腐蚀性。

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）（1/400 万）及《建筑抗震设计标准》（GB 50011-2010）（2024 修订版），厂址所在区域Ⅱ类建筑场地 50 年超越概率 10% 的地震动峰值加速度为 0.15g，相应抗震设防烈度为Ⅶ度，对应的反应谱特征周期是 0.45s，设计地震分组为第三组。

根据《建筑地基基础设计规范》（GB 50007-2011），本场地季节性标准冻土深度为

120cm。

8.1.3.气象条件

根据武威气象站多年资料统计，年平均气温为 9.1℃，极端最低气温出现在一月份，为-27.2℃，极端最高气温出现在七月份，为 40.8℃。年平均降水量 181.2mm，最大冻土深度 141cm，最大风速 16.6m/s。

8.1.4.设计主要技术数据

根据《建筑结构荷载规范》（GB 50009-2012），当地 50 年一遇基本风压为 0.55kN/m²，25 年一遇基本风压为 0.47kN/m²；50 年一遇基本雪压为 0.2kN/m²，25 年一遇基本雪压为 0.19kN/m²。

光伏组件倾角为 36°。

组件最低点离地高度为 1.5m。

8.2.设计安全标准

光伏支架的结构设计使用年限为 25 年，结构安全等级为三级，重要性系数不小于 0.90。支架基础设计使用年限为 50 年，设计等级为丙级。支架结构抗震设防类别为丁类。本工程的防洪等级为 I 级，防洪标准按 50 年一遇的高水（潮）位设计。

8.3.光伏阵列

8.3.1.光伏阵列支架

8.3.1.1.总体要求

本工程光伏阵列区支架结构采用固定倾角支架型式。支架及基础在满足安全的前提下，综合考虑经济性、适用性、施工方便等因素依照相关规程规范进行设计。

本工程支架受力设计的主要影响因素为风荷载和雪荷载，在各种荷载组合下，支架应满足规范对强度、刚度、稳定等各项指标要求。结构设计将针对结构的受力特点进行详细分析，确保体系稳定，构件受力合理，满足强度，刚度等要求。节点设计受力明确，传力可靠，便于安装，并加强节点设计。支架的强度满足在自重、风荷载、雪荷载和地震荷载共同作用下的使用要求；支架杆件截面经强度、稳定和变形计算校验后选定。

电气设备基础及相关辅助结构设计根据电气及其他相关专业要求确定。

光伏支架及基础设计均考虑防腐要求，光伏支架的构件可采用热镀锌方式防腐或镀锌铝防腐处理。根据《光伏电站设计标准（2024 版）》（GB 50797-2012）附录 D，当

地大气腐蚀环境分类为 C2。当采用热浸锌防腐处理时，支架热镀锌平均厚度不应小于 55 μm ，螺纹件热镀锌平均厚度不应小于 50 μm 。镀锌层技术要求及试验方法根据《金属覆盖层钢铁制件热浸镀锌层技术要求及试验方法》（GB/T 13912 -2020）规范执行。当采用镀铝锌防腐处理时，双面镀层重量不应小于 100g/m²，防腐寿命不低于 25 年。安装或运输过程中，镀锌构件防腐局部发生破坏时，需采用冷喷锌或涂防腐涂料等措施处理。光伏组件安装螺栓采用 304 不锈钢材质。混凝土结构根据环境类别确定保护层厚度。其他构件设计时按照《工业建筑防腐蚀设计标准》（GB/T 50046 -2018）相关规定采取相应的防腐措施。

8.3.1.2. 荷载组合

根据《光伏电站设计标准（2024 版）》（GB 50797-2012）及《光伏支架结构设计规程》（NB/T 10115-2018），光伏支架应按承载能力极限状态计算结构和构件的强度、稳定性以及连接强度，采用荷载效应的基本组合；按正常使用极限状态计算结构和构件的变形，采用荷载效应的标准组合。光伏支架基础应进行承载力验算和稳定性验算，采用荷载效应的标准组合。

8.3.1.3. 变形规定

为了不影响结构或构件的正常使用和观感，光伏支架构件挠度或侧移的变形应满足以下的规定：

在风荷载标准值或地震作用下，支架的柱顶位移不应大于柱高的 1/60；

受压构件中主要承重构件容许长细比为 150；

受压构件中次要构件容许长细比为 200；

受拉构件容许长细比为 350；

受弯构件的挠度容许值为 L/250（L 为受弯构件的跨度），对悬臂梁，可按悬臂长度的 2 倍计算受弯构件的跨度。

8.3.1.4. 支架结构设计

本工程光伏支架采用双立柱结构型式，光伏组件采用竖向 2×26 或 2×13 的布置方式，按倾角 36° 固定安装在单个支架阵列上。支架结构布置需合理设置檩条跨度和悬挑长度，避免在风载作用下发生明显风致振动。支架结构由前后立柱、斜梁、前后斜撑及檩条组成，如图 8.3-1、8.3-2 所示。在支架的斜梁上，按照光伏组件的安装宽度布置檩条，

檩条用于连接光伏组件，承受光伏组件的重量。组件每条长边上有二个点与檩条连接，一块光伏组件共有 4 个点与檩条连接固定。构件材质主要采用 Q235B、Q355B 钢。

支架构件间连接均采用螺栓连接，性能等级不小于 8.8 级。立柱与斜撑的连接等重要节点拟采用防松螺栓或双螺母连接，提高支架的抗风能力，避免在极端工况下因节点失效而造成结构破坏。

光伏组件与檩条通常采用压块连接或螺栓连接。本工程为了提高组件与檩条连接的可靠性，现阶段组件与檩条拟采用压块+螺栓连接，如图 8.3-3 所示。压块材质为铝合金材质，螺栓为不锈钢螺栓。

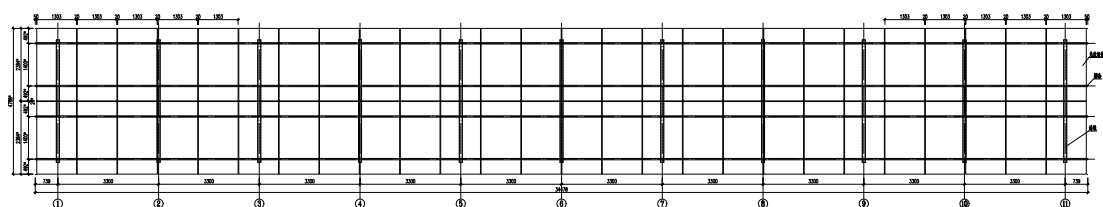


图 8.3-1 (a) 光伏组件平面布置图

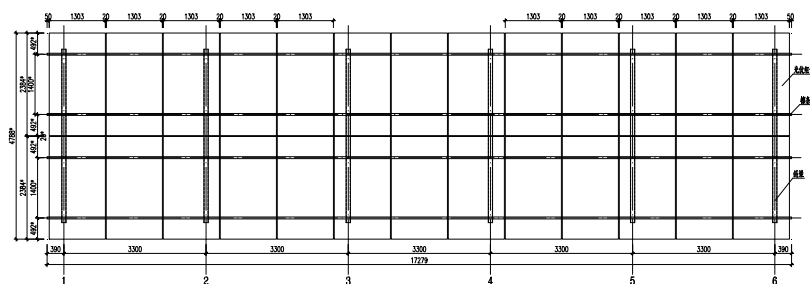


图 8.3-1 (b) 光伏组件平面布置图

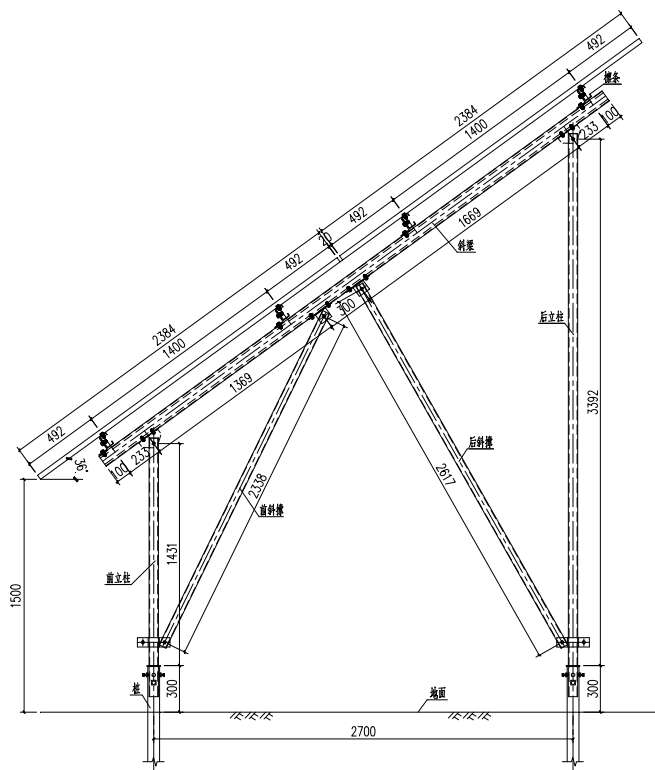


图 8.3-2 光伏支架结构图

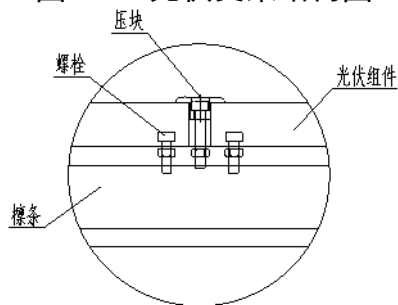


图 8.3-3 光伏组件连接方式示意图

现阶段初步采用 STAAD Pro 软件建模进行结构设计计算，支架结构计算模型及验算结果如图 8.3-4、8.3-5 所示。

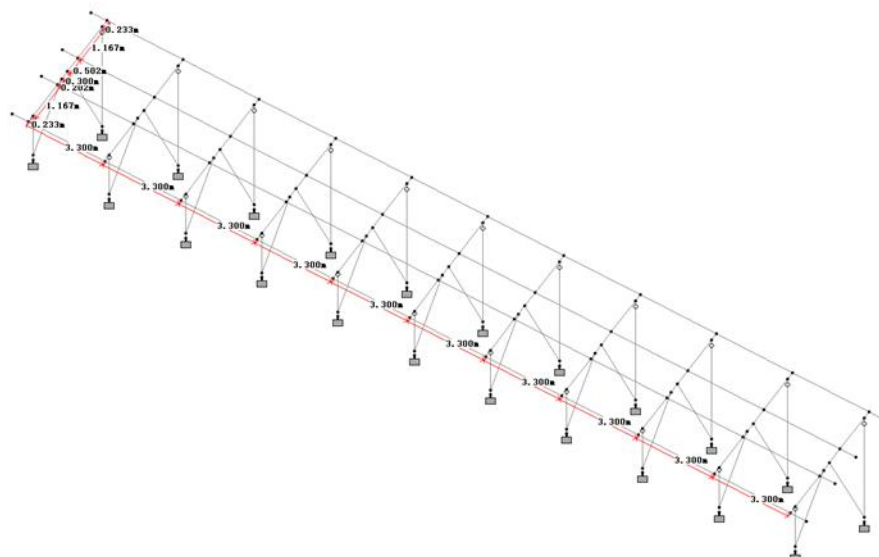


图 8.3-4 光伏支架结构计算模型

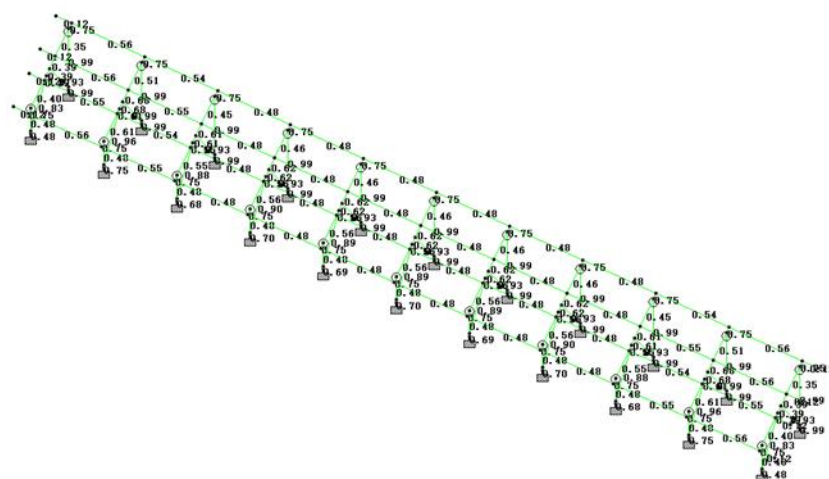


图 8.3-5 光伏支架构件应力比

8.3.2. 光伏阵列基础

目前工程中常用的光伏支架基础型式主要有重力式基础、预应力管桩、混凝土灌注桩、螺旋钢桩等。上述四种支架基础型式及其优缺点简要叙述如下：

（一）重力式基础

钢筋混凝土重力式基础可分为独立基础和条形基础，主要依靠基础自重和上覆填土抵抗上部荷载。基础顶可预埋地脚螺栓与上部光伏支架相连。此类基础的优点在于施工简单，可靠性较高；缺点是土方开挖及回填量大，对自然环境破坏较大，所需混凝土用量大，现浇基础需现场支模，施工周期长。其中，条形基础对场地平整度要求较高。在光伏项目中已较少使用。

（二）预应力管桩

预应力管桩基础主要依靠桩土间的摩擦力抵抗上部荷载，桩顶预留钢板或螺栓与上部支架相连。由于管桩为工厂化制作而成，桩身质量可靠。在施工方法上，通常采用静压法进行沉桩施工，沉桩过程慢速均匀加载，无冲击和反射应力波，对桩身冲击应力小，施工质量易保证。管桩由于可提前批量生产，不占用施工养护周期，沉桩完毕后桩体既有强度，承载力又能达到最终承载力 80% 以上。管桩基础具有施工速度快，压桩方便的优点，可以节约施工周期，同时对周边环境影响较小。

（三）混凝土灌注桩

混凝土灌注桩与预应力管桩抵抗上部荷载的原理相同，主要依靠桩土间的摩擦力。通常采用微型机械设备成孔，成孔较为方便，施工速度较快，仅有少量开挖，对环境的影响相对较小。但是现场需浇灌混凝土，露出地面的部分基础需支模，基础养护周期较长。本工程场地为沙丘地貌，表层砂土较松散，灌注桩成孔时易塌孔，因此不建议采用灌注桩。

（四）螺旋钢桩

螺旋钢桩通过桩侧与土体之间的侧摩阻力，尤其是螺旋叶片与土体之间的咬合力抵抗上拔力及承受竖向荷载，利用桩体、螺旋叶片与土体之间的桩土相互作用抵抗水平荷载。螺旋钢桩基础上部露出地面，与上部支架采用螺栓连接。螺旋钢桩通常采用 Q235 钢，热镀锌防腐，工厂加工制作，施工过程中采用专用的施工机械将其旋入土体中，现场施工速度快，没有开挖回填，对环境的影响较小。不受季节限制，可冬季施工。但是螺旋钢桩适用性受地层岩性影响较大，适合黄土或黏性土地区，钢桩长期处于潮湿的地下环境，容易发生腐蚀，会造成部分支撑系统的失稳，影响电站使用寿命。目前通常通过对桩身表面热浸镀锌处理进行防腐蚀，但 25 年防腐效果尚无实际经验。

根据现有的地质资料，支架基础持力层为中细砂层。结合上述各基础型式的优缺点，综合考虑经济性、施工便利性等因素，现阶段支架基础拟采用螺旋钢桩。螺旋钢桩采用热浸镀锌防腐，镀锌层平均厚度不小于 $85\mu\text{m}$ ，局部最小厚度不小于 $65\mu\text{m}$ ，实际施工时应避免镀锌层被破坏。在桩周围 300mm 范围内铺设碎石，减小风对桩周土的侵蚀。由于本工程场地地形起伏较大且变化频繁，但受客观条件限制仅能进行局部场平处理，因此针对跨越地形变化较大区域的支架基础需采取加长措施。现阶段拟采用的螺旋钢桩统一按平均桩长为 3.0m 考虑，入土深度为 2.7m，露出地面高度为 0.3m，桩径为 89mm，三叶片，叶片直径为 300mm。个别地表腐蚀性相对严重的区域，考虑场平时对该区域表层土

进行清除处理。具体桩径及桩长最终根据试桩结果确定。

8.3.3.逆变器及箱变基础

本工程每个光伏子阵配套布置一台箱式变压器。箱变基础采用筏板式基础，砖砌侧墙，箱变放置在顶部圈梁上，如图 8.3-7 所示。基础埋深约 1.6m，持力层为中细砂层，基础顶面高出地面 0.5m，地面至基础顶面在必要处设置踏步。箱变基础周边设有储油池，用于储放发生事故时泄油。储油池混凝土抗渗等级为 P8，底板及池壁采用防水砂浆抹面。储油池上部设置钢格栅，铺设 300mm 厚卵石，卵石粒径 50~80mm。

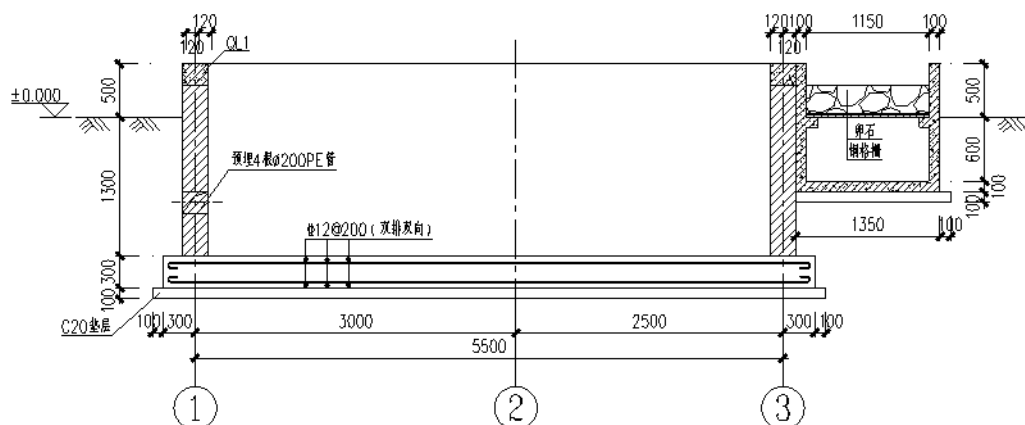


图 8.3-6 箱变基础示意图

逆变器支架采用钢构件和抱箍固定于光伏支架钢立柱上。构件尺寸规格根据实际设备型号、尺寸和安装要求确定。

9.消防

9.1.设计依据及原则

9.1.1.设计依据

规划编制中遵循的如下的相关规程规范、技术管理规定及办法：

- 1) 《中华人民共和国消防法》（2021 修正版）；
- 2) 《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB50229-2019；
- 3) 《3kV～110kV 高压配电装置设计规范》GB50060-2008；
- 4) 《35kV～110kV 变电站设计规范》GB50059-2011；
- 5) 《高压配电装置设计规范》DL/T5352-2018；
- 6) 《电力设备典型消防规程》DL5027-2015；
- 7) 《电力工程电缆设计标准》GB50217-2018；
- 8) 《火灾自动报警系统设计规范》GB50116-2013；
- 9) 《建筑灭火器配置设计规范》GB50140-2005。

其它相关的国家、行业标准规范，设计手册等，执行标准若有冲突，以最新要求为准。

9.1.2.消防设计原则

（1）贯彻“预防为主，防消结合”方针，坚决执行国家有关消防设计规程、规范，结合本工程的具体情况进行消防部分的设计。在设备与器材的选择及布置时均考虑预防为主措施，预防火灾的发生与阻止火灾的蔓延。

（2）对重要的建筑物及设备，设计安装火灾监测自动报警装置。对容易发生火灾的部位除上述措施外，还考虑分隔、封堵等阻燃措施，防止火灾向邻近蔓延。

（3）根据各设备和建（构）筑物的生产重要性和火灾危险性配置相应的消防设施和灭火器材。

9.1.3.机电消防设计原则

电气系统的消防范围包括电缆、各级电压配电装置、变压器等。其主要消防设计原则如下：

- 1) 根据规程规范的要求，电气设备的布置满足电气及防火安全的要求；
- 2) 尽可能采用阻燃、难燃性材料为绝缘介质的电气设备；

3) 电缆电线的导线截面的选择合适, 避免过负荷发热引起火灾, 消防设备采用阻燃型电缆;

4) 电缆从室外进入室内的入口处、电缆接头处以及长度超过 100m 的电缆沟均采取防止电缆火灾蔓延的阻燃或分隔措施。

9.2.光伏发电场消防设计

光伏发电场内主要构筑物和设备为光伏阵列、箱变、逆变器及电缆等, 光伏电站场区内箱变的事故储油池(箱)火灾危险性等级为丙类、耐火等级为一级。光伏区消防措施主要采用移动式灭火器为主。

光伏组件为非易燃物, 光伏组件安装在地面之上, 光伏组件之间留有运维检修通道, 可兼做消防通道。

9.2.1.场区消防通道

本工程建设内容为光伏电站场区, 总用地面积为 44.73km², 建设容量为 200 万 kW, 由 419 个方阵组成, 场区有纵横交叉的检修道路, 道路宽度均为 4m, 转弯半径不小于 6m, 道路上空无障碍物满足消防车道的要求。

9.2.2.灭火设施

每个光伏方阵中部的道路旁都设置有一座户外独立式箱式变电站, 在每台箱式变压器处均配置配置 2 台推车式磷酸铵盐干粉灭火器和 1 座消防砂箱, 消防车沿光伏发电场场内检修道路可到达箱式变压器附近进行灭火。连接光伏逆变器与箱式变电站的电缆采用穿管敷设, 并采用防火堵料进行封堵。

箱变内消防设备由设备厂家随机配备, 内容如下: 在每台箱变内设智能光电感烟探测器, 在发生火情后, 发出报警信号反馈到 330kV 升压储能站内。

10. 施工组织设计

10.1. 施工条件

10.1.1. 自然气象条件

本工程位于武威市古浪县黄花滩镇和海子滩镇，隶属于腾格里沙漠的南缘。工程区域内地貌类型为长期风蚀形成的沙漠地貌，因处在沙漠边缘地带沙丘坡度较小，天然植被稀少，零星有沙生植物，呈现荒漠化景观，开发利用条件优越。

场址区属风积沙丘区，地形波状起伏，主要为半固定沙丘，新月形沙丘多呈链状分布，沙丘链密而高大，沙丘相对高差一般 8~16m，链状沙丘间为风蚀洼地。沙丘沿西南~东北向展布，沙丘两侧不对称，迎风坡为西北向，地形较平缓，坡度一般 10~15°；背风坡为东南向，地形较陡，坡度一般 20~25°；沙丘间的风蚀洼地宽一般 3~25m，地势较为平坦。

工程区气候干旱，无常年地表径流。地下水类型主要为第四系孔隙性潜水，含水层为第四系中细砂，受大气降水补给，水量不大。场地可能存在的季节性冻土岩性主要为第四系风积中细砂层和砂质粉土层。冻胀等级为 I 级，冻胀类别为不冻胀，故季节性冻土对建筑物基础影响不大。地基土对混凝土结构具硫酸盐弱腐蚀性，对钢筋混凝土结构中的钢筋具微腐蚀性，对钢结构具微腐蚀性。

根据武威气象站多年资料统计，年平均气温为 9.1℃，极端最低气温出现在一月份，为 -27.2℃，极端最高气温出现在七月份，为 40.8℃。年平均降水量 181.2mm，最大冻土深度 141cm，最大风速 16.6m/s。

10.1.2. 交通运输条件

本项目位于古浪县北部的腾格里沙漠西南边缘地带，项目场址按照地理位置分为东区和西区两个部分。西区场址位于古浪县黄花滩镇北侧，场址北侧紧临武威市凉州区，南侧临近 G2012 及 S316 省道，西区场址距黄花滩镇运距约 20km，距古浪县运距约 55km，距武威市运距约 90km，场址周边有多条乡村道路穿过。东区场址位于古浪县海子滩镇西北部，距黄花滩镇运距约 45km，距古浪县运距约 85km，距武威市运距约 120km，场址南侧临近干武线铁路，场址中部和东部均有乡村道路穿过，外部交通运输条件便利，东、西两个场址相距约 25km，有乡村道路连接两个场址。

本工程施工所需的施工设备及机电设备等大型构件均可利用货运站通过 S308 省道、

已有县乡道路运输至场区附近，对外交通运输条件较为便利。

10.1.3. 建材及水电供应条件

1) 本项目施工所需的砂石料、水泥、砖材、钢材、木材和油料等建材材料可从武威市及附近乡镇购买，通过公路运输至施工现场。本工程基础施工采用商品混凝土，商砼场位于古浪县，运距约 55km。

2) 施工用水

施工用水由施工生产用水、施工机械用水和生活用水等部分组成。按照同时开工 500MW_p 考虑，施工区高峰日用水量约 400m³/d。施工用水采用从黄花滩镇康宁新村拉运方式，拉运距离 20km。为保证施工期间用水量充足，可在东、西区场址施工作业面附近分别单独设置一座 100m³ 临时蓄水池（箱）。

3) 施工用电

按照同时开工 500MW_p 考虑，施工区高峰用电负荷约 1500kW。施工用电西区考虑从附近康宁新村的 10kV 线路引接，西区场址的引接距离暂按 8km 考虑，东区考虑从附近海子滩镇附近村庄 10kV 线路引接，东区场址的引接距离暂按 10km 考虑。现场设置 1 台变压器先将引接电压降至 0.4kV，再通过动力控制箱、照明箱和绝缘软线送至施工作业面用电设备，并配备柴油发电机做为备用电源。

4) 施工通信

施工区外部通信采用由当地通信网络上提供通信线路的方式，内部通信采用无线电通信方式解决。

10.2. 场平设计方案

本项目位于腾格里沙漠西南边缘地带，场地新月形沙丘呈链状分布，沿西南～东北向展布，沙丘链密而高大，沙丘相对高差一般 8~16m，链状沙丘间距一般 5~20m。沙丘两侧不对称，迎风坡为西北向，地形较平缓，坡度一般 10~15°；背风坡为东南向，地形较陡，坡度一般 20°~30°。背风坡及沙丘顶部风积沙表层极其疏松，脚踩下沉 5~10cm，迎风坡及地形低洼处比背风坡相对密实，脚踩轻微下沉。风积沙颗粒较均一，多为中砂、细砂，新近沉积的风积沙厚度变化较大，背风坡及坡顶厚度较厚，一般 5~8m，迎风坡厚度较薄，一般厚度 3~5m，沙丘间洼地基本无新近沉积的风积沙。

在地块内，根据地形高差情况，实施不同的光伏布置与场平策略：在地形高差相对较小区域，尽量利用原地形进行光伏阵列布置，以此减少对地面植被的破坏；而在地形高差相对较大的区域，则采用局部场平方案，光伏阵列按照等间距布置。同时，依据现场各个地块的实际情况，在地块内分区块进行局部场平，从而减小场平工程量，降低对植被的破坏。

工程施工期间，注意防止破坏征地以外的地表，合理安排施工时序，避免大面积开挖，造成地表裸露面积过大。同时应注意边开挖边防护，防风固沙工程与主体工程同步实施，应避免先大面积场平，后治理的手段。

10.3.施工总布置

10.3.1.施工总体布置原则

施工总体布置的规划体现布置紧凑、用地集中节约，确保工程施工过程中各道工序能有序展开。包括施工人员的生活设施在内，统筹安排工程所需的仓库、设备堆放场地等施工设施和场地，同时，在施工总体布置规划时要体现工程永临相结合的原则，减少工程不合理的损耗，节约各类资源。

根据光伏电站的特点，拟定施工总体布置原则如下：

- 1) 施工总布置遵循因地制宜、有利生产、方便生活、易于管理、安全可靠、经济适用的原则；
- 2) 充分考虑光伏发电工程布置的特点；
- 3) 工程施工期应避免环境污染，施工布置必须符合环保要求；
- 4) 根据工程区地形地貌条件，施工布置力求紧凑，节约用地；
- 5) 充分考虑标段数量、统筹规划、合理布置施工设施和临时设施；
- 6) 参考其他工程经验，工程施工期间施工区实施封闭管理。

10.3.2.施工临建设施

1) 混凝土系统

本工程基础施工采用商品混凝土，商砼场位于古浪县，运距约 55km。搅拌运输车运送商砼至现场卸料，机动翻斗车场内运输直接入仓。

2) 施工管理及生活区布置

本工程在每一座升压站附近设置一处施工区，共两处，光伏组件堆场利用站区围栅

内空余用地即可，不需另外设置场地。

单个施工区主要包括设备临时堆场、木材及钢筋等综合加工厂，材料设备仓库、机械修配厂和临时宿舍及办公室，现场临时宿舍及办公室暂按照现场搭建板房考虑，临建设施总占地面积约 4.00hm²，各项施工临建的用地面积面积如下表所示。

表 10.3-1 施工临建占地面积表

名 称	用地面积（m ² ）
机械修配厂	2400
综合加工厂	2400
设备临时堆场及材料设备仓库	7200
临时宿舍及办公室	28000
合 计	40000

10.4.施工交通运输

10.4.1.对外交通运输

本工程施工所需的施工设备及机电设备等大型构件均可利用货运站通过 S308 省道、县乡道路及进场道路运输至场区，通过场外进站道路运输至升压站，交通便利。

本项目场址由多个不规则条带形状组成，因而进场道路有多条，进场道路均通过附近已有县乡道路接至临近光伏场区，进场路面采用砂砾石路面，路基路面等宽为 4m，最小圆曲线半径为 12m，最大纵坡为 6%，路面铺设砂砾石。

本项目有两个升压储能站，进站道路有两条，进站道路路面均采用水泥混凝土路面，路面宽度为 6m，最小圆曲线半径为 9m，最大纵坡为 8%。

10.4.2.场内交通运输

光伏场内检修道路均采用 4m 宽砂砾石路面，道路转弯半径为 9m，最大纵坡为 6%。检修道路宜尽量成环形布置，无法成环时应在道路尽端处设 12m×12m 回车场，道路排水采用自然散排。

10.5.工程用地

10.5.1.工程用地依据及政策

光伏电场占地应本着节约和集约利用土地的原则。本项目用地包括永久性征地、长

期租地及施工临时用地。

10.5.2.永久性征地

工程永久性征地包括：升压储能站用地、进站道路用地等。

10.5.3.长期租地

工程长期租地包括光伏场区租地、场外道路租地、架空线铁塔基础用地等。

10.5.4.施工临时用地

工程施工临时用地包括：场外直埋集电线和架空线铁塔施工临时用地，施工临建设施设置在光伏场区内，不额外占地。

10.6.主体工程施工

本工程主体工程分为：建筑工程和设备安装工程。

设备安装工程主要包括：光伏组件安装、箱变及逆变器安装。

10.6.1. 施工前的准备

根据设计物资清单以及施工过程中要用到的每个小部件、小工具，需编制《施工组织设计》、《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，指定《现场施工手册》指导施工。

根据物料明细表进行物料准备，外协外构件应考虑供货周期等，提前准备申购、联系厂家，以免耽误工期。

10.6.2. 道路的施工要求

道路路基清挖到设计高程后进行处理，并清除原始地面的松散软弱表层。道路填料在铺料、平整、洒水润湿后进行碾压压实，依靠粘土的粘结作用形成路基。路面及路基压实系数不小于 0.94，路面所用材料最大粒径不大于 40mm。

10.6.3. 基础施工

1) 螺旋钢管桩施工

螺旋钢桩基础，由空心锥形钢管、螺旋叶片，桩顶法兰或无法兰连接部组成。采用专用配套的螺旋桩机，在螺旋钢桩顶部施加扭矩和压力，使螺旋钢桩插入土壤并且螺旋叶片切割土壤。

钢管螺旋桩工艺流程：施工准备→放线定位→钻进移位对准桩孔→成孔钢管桩安置→试验。

(1) 测量定位

按设计施工图纸平整场地，用全站仪，测放出孔位，用刷上红漆的筷子进行标记。测放务必准确，要求测放过程中做好记录，检查无误后报监理审核，孔位放测完毕后保证偏差 $<2\text{ mm}$ 。

(2) 钻机就位

孔位定出来，即可移钻机就位，按照设计的倾角，用罗盘仪或吊线法调整好钻杆的角度，再适当调整钻机的位置，使钻头对准所要施工的孔位，倾角允许偏差为 $\pm 1^\circ$ 。

(3) 成孔

a) 钻孔直径为 89mm ，钻孔位置纵横向偏差均不得大于 $\pm 100\text{mm}$ 。

b) 在钻进过程中，应精心操作，精神集中，合理掌握钻进参数，合理掌握钻进速度，防止埋钻、卡钻等各种孔内事故。一旦发生孔内事故，应争取一切时间尽快处理，并备齐必要的事故打捞工具。

c) 达到设计深度后，不得立即停钻，稳钻 $1\sim 2\text{min}$ ，防止底端头达不到设计的锚固直径。

d) 每根桩的钻孔必须详细做好钻孔施工记录。

(4) 送桩

采用专用配套的螺旋桩机，使螺旋钢桩插入已钻孔位土壤中并且螺旋叶片切割土壤。

(5) 试验

施工完成后，应按规定进行检验，区域均衡随机抽取其中的不少于 3% 根试验，其单桩竖向抗压承载力特征值不小于 11.0kN ，单桩竖向抗拔承载力特征值不小于 9.0kN ，单桩水平承载力特征值不小于 6.0kN 。如试验结果无法达到设计要求或所被拔断、拔出等异常情况，应暂停试验并及时通报设计到场分析原因，确定后续处理方案。

2) 箱变基础施工

(1) 土方开挖：采用人工配合挖掘机开挖，渣料除回填利用部分就近堆放外，其余由自卸汽车运输至场区用于场地平整。

(2) 砂砾石换填：基础施工时开挖至设计高程后，使用级配砾石换填，要求压实系数不小于 0.96 ，地基的平面处理范围：边长超出基础 1m ，换填厚度为 1m ，分层碾压夯实。

(2) 砼浇筑：采用商品混凝土，搅拌运输车运送混凝土至现场卸料，机动翻斗车场内运输直接入仓，机械振捣，人工洒水养护。

(3) 预埋件：采用仪器定位，人工安装。具体施工程序和方法如下：

① 定位放线：在平整过的场地上，根据现场电站方位、各项工程施工图、水准点及坐标控制点确定本工程光伏组件基础设施、升压站配电设备的位置。

② 基坑开挖：基坑开挖尺寸应符合图纸要求，开挖基坑较深时应采取防护措施。

③ 验槽：按照施工图纸和施工验收规范的要求对基坑尺寸进行检验，使用水准仪检查坑底标高应在同一水平面上，发生超挖现象的应采用相同土质回填并夯实。

④ 混凝土工程和预埋件的安装

工艺流程为：土方开挖→砂砾石换填→商砼→混凝土垫层→钢筋制安→混凝土支模→预埋件定位→混凝土浇筑振捣→检验→养护→土方回填。

混凝土浇筑前应对施工水平面的位置、标高、轴线数量及牢固情况做细致的检查并做自检记录，并把预埋件固定好位置。

10.6.4.光伏组件安装

本项目光伏组件全部采用固定式安装，待光伏组件基础验收合格后，进行光伏组件的安装，光伏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，固定太阳能组件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。

光伏组件支架安装工艺为：

前期准备工作→安装支架基础槽钢→安装斜支架→支架总体调整→支架螺栓紧固→安装光伏组件支架檩条→校正檩条和孔位→紧固所有螺栓→符合光伏组件孔位。

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同一子方阵内。应挑选额定工作电流相等或相接近的组件进行串联。

安装太阳能光伏组件时，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。

10.6.5.箱变安装

1) 安装前的准备

电缆应在箱变就位前敷设好，并且经过检验是无电的。

开箱验收检查产品是否有损伤、变形和断裂。按装箱清单检查附件和专业工具是否齐全，在确认无误后方可按安装要求进行安装。

2) 箱变的安装

靠近箱体顶部有用于装卸的吊钩，起吊钢缆拉伸时与垂直线间的角度不能超过 30°，如有必要，应用横杆支撑钢缆，以免造成箱变结构或起吊钩的变形。箱变大部分重量集中在装有铁心、绕组的变压器，高低压终端箱内大部分是空的，重量相对较轻，使用吊钩或起重机不当可能造成箱变或其附件的损坏，或引起人员伤害。在安装完毕后，街上试验电缆插头，按国家有关试验规程进行试验。

由于箱变的具体型号和厂商需在施工阶段招标后才能最终确定，其安装方法在施工阶段应当按照厂商的要求和说明进行修正。

10.6.6.逆变器安装

逆变器和配套电气设备通过汽车运抵逆变器安装位置附近，采用吊车将逆变器吊门口，再采用液压升降小车推至逆变器安装位置进行就位。

安装的槽钢固定在光伏支架上，用 U 型螺栓或抱箍固定，调整好安装槽钢的水平度，逆变器采用螺栓固定在槽钢上，并按设备安装说明施工，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，搬运逆变器应非常小心。使用起吊工具将逆变器固定到基础上的正确位置。

10.6.7.电缆敷设

电缆在安装前应仔细对图纸进行审查、核对，确认电缆的走向是否合理，电缆是否有交叉现场，否则需提出设计修改。

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》，表中应明确规定每段电缆支架和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，电缆达到现场后，应严格按照规格分别存放，严格要求其领用制度，以免混用。电缆敷设时，对每盘电缆的长度应做好登记，动力电缆应尽量减少中间接头，控制电缆做到没有中间接头。对电缆容易受损伤的地方，应采取保护措施，对于直埋电缆应每隔一定距离做好标识。电缆敷设完毕后，应保证整齐美观，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封堵，在电缆集中区设有防鼠杀虫剂及灭火设施。

10.6.8 升压储能站施工

升压储能站内建筑物均为混凝土结构，施工顺序大致为：施工准备—场地平整、碾压—基础开挖—基础施工—砖墙砌筑、框架柱梁浇筑—梁、板、屋盖混凝土浇筑—电气管线敷设及室内外装修—电气设备入室。

（一）基础施工

升压站场地清理采用推土机配合人工清理。然后用振动碾，将场地碾平，达到设计要求。

升压站内所有建筑物的基础开挖，均采用小型挖掘机配人工开挖清理。人工清槽后、经验槽合格方可进行后序施工。

基础混凝土浇筑和地下电缆沟墙的砌筑、封盖及土方回填施工，同时做好各种沟、管及预埋管道的施工及管线敷设安装，重点是高低压配电房、综合楼的地下电缆、管沟等隐蔽工程。在混凝土浇筑工程中，应对模板、支架、预埋件及预留孔洞进行观察，如发现有变形、移位时应及时处理，以保证施工质量。混凝土浇筑后须进行表面洒水保湿养护 14 天。在其强度未达到 7 天强度前，不得在其上踩踏或拆装模板及支架。

升压站的设备基础施工。先清理场地、碾压后进行设备基础施工。按设计图要求，人工开挖设备基础，进行钢筋绑扎和支模。验收合格后，可进行设备基础混凝土浇筑。

（二）建筑物主体施工

建筑物主体为混凝土框架结构，先进行框架混凝土柱浇筑，然后进行梁、板浇筑。当柱和过梁的强度达到要求后进行填充墙施工。

在梁板柱的钢筋绑扎好后，立模浇筑混凝土。浇筑混凝土时应分段分层连续进行，浇筑层高度应根据结构特点、钢筋疏密决定，一般为振捣器作用部分长度的 1.25 倍，最

大不超过 50cm。柱子混凝土应一次浇筑完毕，如需留施工缝时应留在主梁下面。无梁楼板应留在柱帽下面。在与梁板整体浇筑时，应在柱浇筑完毕后停歇 1~1.5h，使其获得初步沉实，再继续浇筑。梁、板应同时浇筑，浇筑方法应由一端开始用“赶浆法”，即先浇筑梁，根据梁高分层浇筑成阶梯形，当达到板底位置时再与板的混凝土一起浇筑，随着阶梯形不断延伸，梁板混凝土浇筑连续向前进行。混凝土浇筑完毕后，应在 12h 以内加以覆盖和浇水，浇水次数应能保持混凝土有足够的润湿状态，养护期一般不少于 7 昼夜。已浇筑楼板、楼梯踏步的上表面混凝土要加以保护，必须在混凝土强度达到 2.5MPa 以后，方准在面上进行操作及安装结构用的支架和模板。在混凝土框架拆模后进行砖墙砌筑，墙体砌筑为人工。

建筑材料和混凝土吊运采用汽车吊。混凝土由搅拌车运输至现场，插入式振捣棒人工振捣密实。

（三）电气设备安装与调试

本期工程电气设备施工主要为升压站内主变压器及相应设备、电缆敷设和接地网布设。

主变压器采用 350t 汽车吊吊装就位。吊装时索具必须检查合格，钢丝绳必须系在设备的吊钩上。主变压器的安装程序为：施工准备→基础检查→设备开箱检查→起吊→就位→附件安装→绝缘油处理→真空注油试验→试运行。

电气设备安装前应做密封性和完整性检查。变压器就位时，变压器基础轨道应水平，轨距与轮距相配合；密封处理法兰连接处应用耐油密封垫密封，法兰连接面应平整、清洁；有载调压切换装置安装时传动机构应固定牢靠，连接准确，操作灵活，无卡阻现象，摩擦部分涂以润滑油；屏、箱、柜以及可开启的门，都应用裸铜软线与接地的金属构架可靠接地。接地闸刀下端应通过扁钢或铜排与地网直接相连接。

10.6.9. 施工需注意事项

1) 高温季节施工措施

在高温季节，混凝土浇筑温度不得高于 28℃。合理的分层分块，采用薄层浇筑，并另两利用低温时段或夜间浇筑；

尽量选用低水化热水泥，优化混凝土配合比，掺优质复合外加剂、粉煤灰等，降低单位体积混凝土中的水泥用量，并参加适量的膨胀剂。

2) 冬季施工措施

(1)、大体积混凝土应避开冬季施工

(2)、混凝土的防冻措施

(a) 搅拌过程的防冻措施

冬季混凝土施工,如果气温低于 5°C ,在混凝土的搅拌过程中,采取热水搅拌并在混凝土中加入防冻剂和早强剂,人为提高混凝土的入仓温度,从而保证混凝土在恶劣的气候情况下不受损伤。热水温度控制在 40°C 左右,保证混凝土的出罐温度大于 10°C ,防冻剂的掺量按规范进行,并在施工前进行试配。

(b) 运输过程中的防冻措施

混凝土从拌和站集中搅拌、罐车运输直至入仓需要一段时间,为减少混凝土在浇筑及运输过程中的热量损失,应尽量缩短混凝土的运输时间及空气中停放时间,要求施工前做好充分准备;减少混凝土罐车运输数量,增加运输的次数;现场混凝土及时入仓。

(c) 混凝土浇筑及养护过程中的防冻措施

混凝土在浇筑过程中必须保证新老混凝土接触面的温度在 2°C 以上,当新老混凝土接触面的温度小于 2°C 时,必须采取升温措施,可采用碘钨灯烘烤仓面,并在混凝土浇筑一段后及时用麻袋覆盖,以保证混凝土的表面温度不急速下降。

(3)、钢结构工程冬季施工措施

钢结构施工时除编制施工组织设计外,还应对取得合格焊接资格的焊工进行负温下焊接工艺的培训,经考试合格后,方可参加负温下钢结构施工。

在焊接时针对不同的负温下结构焊接用的焊条、焊缝,在满足设计强度前提下,应选用屈服强度较低,冲击韧性较好的低氢型焊条,重要结构可采用高韧性超低氢型焊条。

编制安装工艺流程图,构件运输时要清楚运输车箱上的冰、雪,应注意防滑垫稳;构件外观检查与矫正,机具、设备,负温下安装作业使用的机具,设备使用前就进行调试,必要时低温下试运转,发现问题及时修整。负温下安装用的吊环必须用韧性好的钢材制作,防止低温脆断。

3) 夜间施工措施

施工前和施工过程中做好对附近居民和单位的宣传、协调工作,公布施工期限,虚心听取意见,不断完善夜间文明施工工作。在沟槽、基坑外围设置牢固的安全护栏,施工人员上、下沟槽、基坑必须走安全梯。夜间施工作业必须由作业负责人统一指挥,分

工明确，并随时与防护人员保持联系；各道工序夜间施工时除当班的安全员、质检员必须到位外，还要建立质安主管人员巡查制度，发现问题必须立即解决。

10.6.10. 主要施工机械

根据光伏电站特点，施工面比较分散，无重大件等特殊运输安装设备。施工主要机具见表 10.6-1：

表 10.6-1 主要施工机械表

序号	设备	数量
1	螺旋钻机	90
2	350t 汽车吊	2
3	20t 汽车吊	30
4	8t 汽车吊	30
5	载重汽车	16
6	74kW 推土机	70
7	挖掘机	32
8	自卸卡车	60
9	20t 振动压路机	16
10	振捣器	32
11	钢筋切割机	50
12	钢筋弯曲机	45
13	钢筋调直机	16
14	电焊机	32
15	水罐车	40

10.7.施工总进度

10.7.1.编制原则依据

（一）施工总工期和总进度安排的原则、依据

- 1) 遵守国家关于光伏发电场的基本建设程序。
- 2) 在坚持合理施工顺序的前提下，宜将各施工阶段有效衔接起来。
- 3) 宜使同一工种的施工班组连续施工。

- 4) 根据关键路径安排进度，其余的施工过程应结合关键路径进行安排。
- 5) 编制时将各分项工程联系起来汇总成单位工程进度计划，形成进度计划的初步方案。
- 6) 依据项目特点，施工进度安排宜采用流水作业的方式，以加快施工进度，保证工期。

(二) 主体工程建筑安装项目、工程量及控制进度因素

光伏电场的施工主要包括：场区支架基础及箱变基础施工、电气设备安装等，本工程施工进度度的关键控制项目为支架基础和支架的施工、升压站电气设备的安装工程。光伏发电场的分布面积大、基础点位多，基础工程的施工方法及施工顺序基本一致，电气设备的安装也基本类似。因此，基础施工和安装工程均可采取分段流水作业的方式进行。

本工程单体光伏基础均可独立施工，计划设多个工作面同时施工，以保证施工进度。经估算，本工程每个子方阵基础工程土建施工占用直线工期 40 天，光伏组件安装工程占用直线工期 20 天。

10.7.2.工程施工总进度

依据光伏电站建设特点和经济条件对光伏电站主要工程的施工进度作原则性的安排，为工程的施工招标提供依据，为制定工程施工方案确定基本原则。

根据目前的设计、施工的经验及水平、主要设备订货情况，道路、集控站与光伏阵列基础先期开工，要求施工机械的工作能同时满足要求。本工程计划施工工期为 12 个月，计划于 2025 年 8 月开工，2026 年 7 月底并网发电。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。

要抓住控制性关键项目，合理周密安排。下列为控制性关键项目：

施工控制进度为：施工准备→站内道路施工→光伏支架基础和箱变基础施工→光伏支架、组件、和箱变安装→运行调试及并网。

以上各项应交错安排，有序进行，才能保证总进度按期完成。

表 10.7-1 施工进度一览表

序号	施工起止时间	施工项目
1	2025 年 08 月 01 日至 2025 年 08 月 30 日	施工准备期
2	2025 年 08 月 31 日至 2026 年 03 月 09 日	场内道路及场平施工

3	2025 年 09 月 25 日至 2026 年 06 月 24 日	光伏支架基础、箱变基础、升压站基础施工
4	2025 年 10 月 10 日至 2026 年 06 月 29 日	光伏支架及组件、箱变、升压站设备安装
5	2025 年 11 月 01 日至 2026 年 06 月 29 日	330kV 送出线路工程
6	2026 年 06 月 01 日至 2026 年 07 月 31 日	运行调试及并网

10.8.施工资源供应

工期的能否按期完成，主要看其施工方案是否符合基本的建设工程程序，其施工方法是否可行，在人员、材料、机械设备上是否有足够的数量及质量。施工单位应该编制工程配置的设备、人员按时、按质按量的进场道路工程施工资源供应计划方案。人员进场计划按照工程进度所需按时、按批进入，人员退场亦根据工程进展情况做到及时。

现场将根据施工的不同阶段、进度及需要及时组织专业素质高的劳务人员进场，保证现场的施工能够优质、高效的进行。进场后，项目技术人员根据工程预算和不同施工阶段的要求，及时提出材料的总体需用计划及月度需用计划，项目材料人员从材料供应商数据库中选择合格的有实力的材料供货商，按计划及时组织材料陆续进场。

11.环境保护与水土保持

本项目环境影响评价和水土保持方案工作目前尚未开展，本阶段依据国家及行业有关法律、法规、标准及规范进行设计。最终采取的措施以批复的环境影响报告和水土保持方案为准。

11.1.环境保护

11.1.1.设计依据

11.1.1.1.法律法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 1 月 1 日；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日；
- (3) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，2018 年 12 月 29 日
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2017 年 6 月 28 日；
- (5) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020 年 9 月 1 日；
- (7) 《建设项目环境保护管理条例》，国务院令 第 682 号，2017 年 10 月 1 日；
- (8) 《中华人民共和国水土保持法》，2011 年 3 月 1 日；
- (9) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》，生态环境部令 第 16 号，2020 年 11 月 30 日。

11.1.1.2.执行标准

- (1) 《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准；
- (2) 《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）新污染源二级排放标准；
- (3) 《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准；
- (4) 《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准；
- (5) 《建筑施工场界噪声排放标准》（GB12523-2011）；
- (6) 《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准。

11.1.2.环境质量现状及保护目标

11.1.2.1.环境质量现状

环境空气质量：根据《2023 年武威市生态环境状况公报》，2023 年剔除沙尘天气后，古浪县优良天数比率 85.4%；可吸入颗粒物（PM₁₀）年均浓度 56 微克/立方米，细颗粒物

(PM_{2.5}) 年均浓度 23 微克/立方米, 二氧化硫 (SO₂) 年均浓度 9 微克/立方米, 二氧化氮 (NO₂) 年均浓度 17 微克/立方米, 一氧化碳 (CO) 日平均第 95 百分位浓度值 0.6 毫克/立方米, 臭氧 (O₃) 日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度值 142 微克/立方米, 六项污染物浓度均达到或优于国家环境空气质量二级标准。

声环境质量: 根据《2023 年武威市生态环境状况公报》, 武威市区域环境噪声总体水平达到“一级”标准, 评价为“好”等次; 城市道路交通噪声昼间等效声级加权均值为 62.7 分贝, 道路交通噪声强度等级达到“一级”标准, 评价为“好”等次; 布设城市各类声环境功能区监测点位 10 个, 全年共监测 80 点次, 其中昼、夜间各监测 40 点次, 全年昼间监测达标 40 点次, 达标率 100%, 夜间监测达标 40 点次, 达标率 97.5%。

土壤环境质量: 根据《2023 年武威市生态环境状况公报》, 全市土壤环境质量总体良好稳定, 无受污染耕地, 重点建设用地全部安全利用。

生态环境质量: 根据《2023 年武威市生态环境状况公报》, 古浪县生态环境质量变化为“基本稳定”。

11.1.2.2. 环境保护目标

项目场址周围无珍稀动植物资源、自然保护区、风景旅游区、国家、省、市级重点保护单位和军事设施。

11.1.3. 环境影响分析及污染防治措施

11.1.3.1. 施工期环境影响及污染防治措施

(1) 环境空气影响分析

施工期对环境空气造成的污染, 主要来自土方开挖、回填、堆放及运输, 建筑材料的运输卸载以及道路扬尘, 主要污染物为粉尘等。

项目位于空旷区域, 植被稀少, 本项目建设期土方开挖、回填以及建筑材料堆卸引起的扬尘会在局部加重该区域中大气颗粒物的浓度。此外, 施工现场机械尾气的排放会对局部环境空气产生不良影响。但随着施工的结束, 这些影响也将消失, 不会对环境产生影响。

控制对策: 对于扬尘的控制, 首先, 要加强现场管理, 合理安排工期, 避免大风天气施工, 最大程度减少扬尘对周围大气环境质量的影响; 对车辆行驶道路必须及时清扫洒水, 以降低施工区域扬尘。其次, 在运输、装卸泥沙等散装易产生尘建筑材料时, 必须

采用封闭车辆运输，防止散落。

（2）水环境影响分析

在施工中设备冲洗废水很少，且水中污染因子很少，主要为悬浮颗粒物，沉淀处理后可回用。另外，施工生活区内设化粪池，对施工生活污水进行初级处理，处理后的生活污水用于施工场地及道路喷洒。该部分废水不会形成地表径流水流，因此施工期产生的废水不会产生不良影响。

（3）声环境影响分析

施工中的噪声主要来源于施工机械，建设期噪声具有阶段性、临时性和不固定性。在多台机械设备同时作业时，各台设备产生的噪声会互相叠加。施工过程中产生的噪声虽然较大，但随着距离的增加，噪声不断地衰减，对站址所在区域不会产生不良影响。

（4）固体废物影响分析

施工期的固体废物主要是施工弃土石和施工人员生活垃圾。施工弃土石是一种临时性的短期行为，至工程建成投入运行而告终。因此只要加强固体废物管理，及时、安全处理施工垃圾，就不会对环境产生污染。此外还有少量建筑垃圾和弃渣，其中有部分建筑材料可回收利用，剩余部分均用汽车运走。在施工期由于施工人员多而且较为集中，将会产生一定量的生活垃圾，这些生活垃圾可对环境产生一定的污染，对公共卫生及公众健康会带来不利影响。施工期产生的生活垃圾可定期收集后统一送往指定的垃圾处理处置场所集中处置，对周围环境无不良影响。

（5）生态环境影响分析

光伏电站建设过程中会对区域土地产生一定扰动。施工期对区域生态环境的影响主要表现为对土壤扰动后，地表植被破坏，可能造成水土流失。本工程厂址附近区域未发现珍稀、濒危野生动物，因此，本工程的建设对区域内野生动物的影响程度很小，但由于项目所在区域地表植被覆盖率较低，生态环境本底较差，加之项目施工过程的扰动，易产生水土流失，因此应强化项目建设过程中水土流失防治措施，拟对项目区域采取额外的治沙措施。水土保持具体措施见水土保持章节，专项治沙措施见第四卷《生态治理设计专题》。

11.1.3.2. 运行期环境影响及污染防治措施

（1）水环境影响分析

营运期污废水主要为光伏电站管理人员的生活污水，光伏电站的生活污水经由装粪

车定期清运，不外排。因此，电站运行期对区域地表水环境不会产生不良影响。

（2）声环境影响分析

光伏组件在运行过程中基本不产生噪声，运营期噪声主要来源于逆变器设备运转发出的电磁噪声。本工程逆变器拟采取的噪声防治措施为：

1）采用低噪声设备。根据逆变器设备资料，本工程主要噪声源为：逆变器，噪声值 55dB(A)。由于噪声源较弱，对外界噪声影响很小。

2）运营期加强对光伏电站逆变器的维护，使其处于良好的运行状态。

（3）固体废物对环境影响分析

项目运行产生的固体废物主要为生活垃圾，生活垃圾装袋放入场内垃圾箱里，定期由环卫部门统一清运处理。项目生产运行期满后产生的太阳能光伏电池板、支架、逆变器、废蓄电池等设备，及时交给有资质的回收部门回收利用。固体废物得到妥善处置后，对周围环境无不良影响。

（4）光污染分析

光伏电池组件内的晶硅板片表面涂覆有一层防反射涂层，同时封装玻璃表面已经过特殊处理，因此太阳能电池组件对阳光的反射以散射为主。其总反射率只有 5%左右，要远低于玻璃幕墙，放射角度指向天空，故不会产生光污染。

11.1.4.环境管理与监测计划

11.1.4.1.环境管理

工程建设主管部门和地方环保行政主管部门按有关法律法规对工程环境保护工作进行监督和管理。工程设兼职环境管理人员 1 人，施工期负责监督检查承包商就施工区环保措施的实施情况及质量，并接受主管部门的监督和管理；营运期负责光伏电场的环境管理工作，检查营运期环保措施，确保环保设施的正常运行。一旦发生环境纠纷应及时向地方环境保护部门汇报，并采取相应的控制措施。

11.1.4.2.环境监测

根据光伏电站环境特点及工程特征，制定环境监测计划见表 11.1-1。

表 11.1-1 主要环境监测计划一览表

监测内容	监测位置	监测时间、频率	监测项目
------	------	---------	------

噪声	厂界四侧	工程试运行期 1 次	LeqA, 昼夜各监测 1 次, 每次 10min
----	------	------------	---------------------------

11.1.4.3.环保投资估算

环保投资具体见表 11.1-2。

表 11.1-2 环保投资估算表

序号	项 目	投资额（万元）
1	施工期洒水扬尘	10
2	废水处理设施	20
3	固废分类收集、贮存等	20
4	环评编制费	20
5	环保监测费、监理费	10
6	环保竣工验收收费	20
7	合 计	100

11.2.水土保持

11.2.1.设计依据

- (1) 《中华人民共和国水土保持法》，2011 年 3 月 1 日；
- (2) 《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）；
- (3) 《生产建设项目水土流失防治标准》（GB50434-2018）；
- (4) 《水利水电工程水土保持技术规范》（SL575-2012）；
- (5) 《水土保持监测技术规程》（SL277-2002）；
- (6) 《水土保持工程设计规范》（GB51018-2014）；
- (7) 《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）；
- (8) 《开发建设项目水土保持设施验收技术规程》（GB/T22490-2008）；
- (9) 《甘肃省水土保持条例》（2023 年 12 月 1 日施行）；
- (10) 《甘肃省水土保持规划（2016-2030 年）》（甘肃省水利厅水土保持局，2016 年）；
- (11) 《2023 年甘肃省水土保持公报》（甘肃省水利厅，2024 年）；
- (12) 甘肃省发展和改革委员会、甘肃省财政厅、甘肃省水利厅联合发布《关于水土保持补偿费收费标准的通知》（甘发改收费〔2017〕590 号）；
- (13) 《甘肃省人民政府关于划定省级水土流失重点预防区和重点治理区的公告》（甘政发〔2016〕59 号）。

11.2.2.项目水土流失现状及成因分析

(1) 水土流失现状

根据《甘肃省水土保持公报 2023 年》统计水土流失数据显示，古浪县水土流失面积为 2444.07km²，轻度侵蚀面积为 1768.53km²，中度侵蚀面积为 321.77km²，强烈侵蚀面积为 164.43km²，极强烈侵蚀面积 66.95km²，剧烈侵蚀面积 122.39km²。

本项目地处荒漠地区，属风积沙丘区，地形起伏不平，地表植被稀疏，风大沙多，沙尘暴频发，风沙危害极为严重。项目区已经进行了治沙工作，有治沙草方格，场区沙漠与林地带状相间分布，治沙面积约 40km²。土地属性主要为沙地、灌木林地及其他草地间隔分布，规划光伏仅布置在沙地区域。

(2) 水土流失成因

工程施工对土壤的扰动包括光伏阵列基础占地、地上永久性建筑占地、电缆沟占地、场内道路等永久占地，以及临时堆放建筑材料占地、临时生活区占地、场内临时道路、设备临时储存场地等临时占地。这些占地均有可能造成土壤侵蚀，从而加大工程区土壤侵蚀强度。

地表开挖后破坏原地貌及地表植被，在一定程度上改变、破坏了原有地面的土壤结构，不同程度上对原有水土保持功能造成了损坏，导致土层松散、地表裸露，使土壤降低了原有的固土能力，致使水土流失急剧增加，环境抗逆能力下降。

11.2.3.水土流失防治目标及防治责任防治范围

根据《全国水土保持区划（试行）》，项目所在地位于北方风沙区。根据甘肃省人民政府印发的《甘肃省人民政府关于划定省级水土流失重点预防区和重点治理区的公告》（甘政发〔2016〕59 号），项目区涉及省级水土流失重点治理区—内陆河流域省级水土流失重点治理区。

根据《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T50434-2018）相关规定，本项目所在区属于干旱地区，水土流失治理度、林草植被恢复率和林草覆盖率可降低 3%~5%，因此对水土流失治理度、林草植被恢复率、林草覆盖率均降低 3%；原地貌土壤侵蚀强度为轻度，土壤流失控制比应不小于 1，因此确定土壤流失控制比为 1。

综上，本项目水土流失防治标准执行北方风沙区一级防治标准。施工期防治目标为渣土防护率 85%；设计水平年防治目标为水土流失治理度 82%，土壤流失控制比 1，渣土防护率 87%，林草植被恢复率 80%，林草覆盖率 17%。

按照《生产建设项目水土保持技术标准》（GB 50433-2018），本工程的水土防治责任范围包括项目永久占地和临时占地。

11.2.4.水土保持措施

根据主体工程布局、施工扰动特点、建设时序以及项目区可能造成水土流失特点等因素，将项目水土流失防治分为 4 个防治区：包括Ⅰ区光伏组件防治区、Ⅱ区道路工程防治区、Ⅲ区集电线路防治区、Ⅳ区施工生产生活防治区。各防治区水土保持措施如下：

（1）Ⅰ区 光伏组件防治区

工程措施：施工结束后，对光伏组件区内除永久占压设施外的其余扰动区域采取土地整治措施。

植物措施：在场区内播撒耐旱草籽进行绿化。

临时措施：施工过程中对建筑物基础开挖出的土体进行集中堆放，并采取彩条布苫盖、周边采用装土编织袋压盖，在整治过程中实施洒水碾压，以增加密实度。

（2）Ⅱ区 道路工程防治区

工程措施：在场内检修道路区铺设砾石压盖并在压盖前进行土地整治。

临时措施：施工过程中采取洒水降尘措施。

（3）Ⅲ区 集电线路防治区

工程措施：施工结束后，对集电线路地埋电缆沟及其施工作业带的扰动区域采取土地整治措施。

植物措施：在集电线路区内播撒耐旱草籽进行绿化。

临时措施：考虑到项目施工时易产生扬尘，增加施工过程的洒水降尘措施及临时堆放材料的苫盖措施。

（4）Ⅳ区 施工生产生活防治区

工程措施：施工结束后，对施工生产生活区采取土地整治措施。

植物措施：在施工生产生活区内播撒耐旱草籽进行绿化。

临时措施：考虑到项目施工时易产生扬尘，在施工过程中采取洒水降尘措施，并对临时堆放材料用密目网或土工布进行苫盖。

11.2.5.水土保持监测

水土保持监测的目的是为了掌握工程建设期水土流失及其防治情况，了解各项水土

保持设施运行情况，验证水土保持措施实施后水土流失变化和发展趋势，并为水土保持措施竣工验收提供依据。

水土保持监测工作由工程建设单位甘肃古浪陇电入浙黄花滩能源有限公司负责组织实施，委托具有水土保持监测资质的单位承担，按水土保持方案的要求由监测单位编制监测实施计划并负责实施。

本工程水土保持监测分区、监测内容、方法、时段和频率见表 11.2-1。

表 11.2-1 水土保持监测计划表

监测分区	主要监测内容	监测时段	监测频次	监测方法
光伏组件区	扰动原地表面积、土地恢复完成情况及治理达标面积、土壤流失量情况	建设期	正在实施的水土保持措施建设情况、扰动地表面积等至少每月调查记录 1 次；施工进度、水土保持植物措施生长情况至少每季度调查记录 1 次；水土流失灾害事件发生后 1 周内完成监测；定位监测根据	调查监测法 遥感监测法
道路工程区	扰动原地表面积、土地恢复完成情况及治理达标面积、土壤流失量情况	建设期	监测内容和方法采用连续观测或定期观测，排水含沙量监测应在雨季降雨时连续进行。	调查监测法 遥感监测法
集电线路区	扰动原地表面积、土地恢复完成情况及治理达标面积、土壤流失量情况	建设期	施工期：由于项目建设期跨过雨季，正在实施的水土保持措施建设情况、扰动地表面积等至少每月调查记录 1 次。	调查监测法 遥感监测法
施工生产生活区	扰动原地表面积、土地恢复完成情况及治理达标面积、土壤流失量情况	建设期		

11.2.6.水土保持投资估算

本工程水土保持新增投资为 7374 万元。

11.2-2 本工程水土保持新增投资估算表

序号	项目	水土保持新增投资（万元）	备注
1	1.1 工程措施	1146	撒播草籽、临时苫盖、洒水降尘
	1.2 植物措施		
	1.3 临时措施		
	1.4 水土保持监测费用		
2	2.1 建设管理费	35	
	2.2 独立费用 水土保持监理费	26	
	2.3 水土保持方案编制费	30	

3	3.1	水土保持补偿费	6337	1.4 元/m ²
	4	合计	7574	

12.劳动安全与工业卫生

12.1.设计原则及依据

12.1.1.设计原则及目的

(1) 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职业卫生的要求，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。

(2) 任务与目的

太阳能光伏电站在运行过程中应严格执行安全操作规程，对可能存在的直接危及人身安全和身体健康的危害因素如：火灾、雷击、电气伤害、机械、坠落伤害等应做到早预防，勤巡查，消除事故隐患，防患于未然。电气设备的检修、维护均按《国家电网公司电力安全工作规程(变电所和发电厂电气部分)》(试行)规定完成。

12.1.2.设计依据

- (1) 《中华人民共和国劳动法》2009 年 8 月 27 日修订；
- (2) 《中华人民共和国消防法》2009 年 5 月 1 日起施行；
- (3) 《中华人民共和国安全生产法》2014 年 12 月 1 日起施行；
- (4) 《中华人民共和国职业病防治法》2011 年 12 月 31 日起施行；
- (5) 《建设项目(工程)劳动安全卫生监察规定》1997 年 1 月 1 日起施行；
- (6) 《工业企业设计卫生标准》（GBZ1-2010）；
- (7) 《工业场所有害因素职业接触限值化学有害因素》（GBZ2.1-2007）；
- (8) 《工业场所有害因素职业接触限值物理因素》（GBZ2.2-2007）；
- (9) 《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）；
- (10) 《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）；
- (11) 《建筑物防雷设计规范》（GB50057-2010）；
- (12) 《交流电气装置的接地设计规范》（GB/T 50065-2011）；
- (13) 《起重机械安全规程》（GB6067-2010）；
- (14) 《安全标志及其使用导则》（GB2894-2008）；
- (15) 《安全色》（GB2893-2008）；

- (16) 《工作场所职业病危害警示标识》（GBZ158-2003）；
- (17) 《生产过程安全卫生要求总则》（GB12801-2008）；
- (18) 《光伏电站监控系统技术要求》（GB/T 31366-2015）；
- (19) 《太阳能发电站支架基础技术规范》（GB51101-2016）；
- (20) 《光伏电站防雷技术要求》（GB/T 32512-2016；
- (21) 《光伏电站设计标准》（GB 50797-2012）；
- (22) 《光伏发电工程验收规范》（GB50796-2012）；
- (23) 《光伏电站继电保护技术规范》（GB/T 32900-2016）；
- (24) 《光伏发电工程劳动安全与职业卫生设计规范》（NB/T 32040-2017）。

12.2.主要危险、有害因素分析

12.2.1.施工期危害因素

(1) 高处坠落

光伏板安装施工时存在高空坠落危险因素，可能导致人员伤残、死亡。

(2) 坍塌

本工程坍塌危险主要存在于施工期的基础开挖过程中，施工中若基坑支护不当，地质情况不良等可能造成基坑壁坍塌。施工材料堆放过高、管理不当也存在坍塌的危险,可能导致设备或材料损坏，人员伤残、死亡。

(3) 物体打击和挤压伤害

本工程的各类施工作业活动中，均存在操作人员受到坠落物的打击、运动着的重型设备的打击（如吊车、吊臂等）等危险因素，可能导致人员伤残、死亡。

(4) 机械伤害

本工程施工中使用的机械设备多，存在机械伤害因素，可能导致人员伤残、死亡。

(5) 触电伤害

本工程施工中使用的用电设备多，存在触电伤害因素，可能导致人员伤残、死亡。

(6) 交通事故

本工程施工中运输车辆多，可能由于施工现场内视野不良、疲劳作业、违章驾驶、车辆机械故障等因素引起的交通事故伤害危险，可能导致设备损坏或人员伤残、死亡。

(7) 传染性疾病

本工程施工过程中，施工人员数量较多，且集体生活、集体用餐，存在发生传染性疾病的隐患。

（8）火灾

施工中使用起重、电焊、照明等用电设备，数量多、用电量大，若用电管理不规范，超负荷，可能造成电气火灾。施工中还经常进行电焊、气割等明火作业，火灾危险性较大。设备除锈、防腐施工时时，大多涂料及其辅助用品等为可燃物，一旦遇明火，很容易发生火灾事故。

此外，施工期间如果遇到秋冬季节，天干物燥，施工时如果不注意防火，容易引发植被火灾，酿成事故。

（9）冬季严寒天气

冬季风雪天气严重影响作业视线，增加各类作业风险；若遇强降雪或大风天气，增加围栏倾倒风险。此外，低温使部分电缆绝缘材料变脆，易在弯曲、拖动时开裂破损，导致短路、漏电风险。

12.2.2.运行期危害因素

（1）触电伤害

光伏电站如人员不慎触碰到绝缘不良的导线、电缆等部位，存在触电伤害的危险。

（2）配电设备触电伤害、火灾及爆炸伤害

配电设备的带电部位均存在触电伤害的危险，也存在火灾及爆炸的危险，可能导致人员窒息、烧伤、死亡。

（3）电气设备及电缆火灾及中毒伤害

本工程布置有若干电气设备，还有一些充油设备，易于着火。特别是布置有大量的电力电缆等，而且连接到工程各个部位，电缆易燃，着火后产生大量有害烟气，可能导致设备损坏或人员窒息、烧伤、死亡。

（4）电气设备的电磁辐射伤害

本工程布置的部分电气设备会对人体产生电磁辐射，长期处于电磁辐射环境下会导致运行管理人员身体伤害。

（5）大风

光伏电站建设在荒地上，当大风或沙尘暴天气出现时，由于大风引起的扬尘或沙尘暴可能引起发电量下降，对电站运行不利。

(6) 雪灾

雪灾发生时，大雪有可能覆盖光伏组件，严重影响发电，造成运行事故。

12.3.工程安全卫生设计

12.3.1.施工期劳动安全和工业卫生对策措施

(1) 在工程施工期间，建设单位必须遵守“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。

(2) 建设单位应认真学习，严格贯彻执行《建设工程安全生产管理条例》（国务院 393 号令，2004 年 2 月 1 日施行），并对设计单位、施工单位、监理单位加强安全生产管理，按相关资质、条件和程度进行审查，明确安全生产责任，制定相应的施工安全管理方案，责成施工单位制定应急预案。

(3) 噪声

施工人员在使用打桩机、推土机、挖掘机等作业时接触高噪声设备，施工单位如能选择低噪声设备，并对产生高噪声的施工设备采取隔声、消声、隔振降噪并减少高噪声设备作业点密度，为工人配发防护耳罩，采用轮班作业等措施可有效降低噪声对施工人员的健康影响。

(4) 高温

土建施工多为室外作业，夏季施工时受到太阳辐射产生的高温影响，施工单位可采取避开中午作业时间，在各种机械和运输车辆的操作室和驾驶室设置空调等措施降低高温对工人的健康影响。

(5) 全身振动、局部振动

施工人员在使用打桩机、推土机、混凝土搅拌棒作业时接触全身振动或局部振动，施工单位可采取采用自动、半自动操作装置，减少手及肢体直接接触振动体，安装防振手柄，作业人员佩戴防振手套，挖土机、推土机、铺路机等司机设置减振设施，采取轮流作业方式等措施降低全身振动、局部振动对工人的健康影响。

(6) 电焊弧光

设备安装焊接时施工人员接触电焊弧光，施工单位可通过采用自动或半自动焊接方式，为施工人员配发面罩、防护镜减少电焊弧光对施工人员的健康影响，在产生电焊弧

光的施工现场应使用不透明或半透明的挡板将该区域与其他施工区域分割来降低电焊弧光对其他人员的影响。

（7）粉尘及化学毒物

设备安装焊接时施工人员会接触电焊烟尘、锰及其无机化合物、一氧化碳、臭氧、氮氧化物等。施工单位可通过采取通风措施，为工人提供防毒防尘口罩、防护手套、防护工作服等个人防护用品来降低作业场所粉尘、化学毒物对作业人员的影响。

（8）消防安全管理

施工期用电应符合《建设工程施工现场供用电安全规范》（GB50194-2014）的规定。施工用电应明确管理机构并由专业班组负责运行及维护，在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，严禁非电工拆装施工用电设施。施工现场临时用电应采取 TN-S 系统配置及“一机一闸一漏”等安全措施。

加强电气设备质量管理，按规程要求进行各项试验，完善防护设施，强化施工、检修管理；

加强施工过程人员的培训，完善施工现场安全警示标志；

仓库等临建设施应合理布置，确保安全距离；

做好消防水管网的防护措施，确保正常投入使用；

施工现场设置临时消防车道，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。严禁占用场内通道堆放材料；

做好现场的防火工作，配备必要的消防器材，如干粉灭火器、CO₂ 灭火器等，保证施工现场消防通道畅通无阻。现场严禁吸烟，应设立禁烟区标志。非火警严禁动用或拆除现场消防器材。用电焊机等设备时，要戴好防护眼镜，周围严禁火种或可燃物，防止火花飞溅，防止火灾发生。

锂电池属于危险物品，电池运输应由有资质单位承担且按相关要求运输。

电池安装仅允许经过适当培训的合格人员安装、操作和维护电池，且必须穿戴个人防护设备，接入电池的电缆都必须按规定接入。

每次动火作业结束后及时关闭氧气、乙炔阀门或电源。

施工设备用电应安装剩余电流动作保护器，防止由于配电导线绝缘破损失效、相线碰壳、相线断线等接地故障引起人身触电。

（9）土建施工管理

因施工需要进入他人作业场所，必须以书面形式告知对方。

交叉作业应加强从业人员的安全教育和培训，提高从业人员的技能，自我保护意识，预防事故发生的应急措施和综合应变能力，做到“四不伤害”。

作业人员在同一作业区域内进行高处作业时，应在施工作业前对施工区域采取全封闭、隔离措施，应设置安全警示标识，警戒线或派专人警戒指挥，防止高空落物、施工用具、用电危及下方人员和设备的安全。

施工各方应共同维护好同一区域作业环境，切实加强施工现场消防、保卫、治安，文明施工管理；必须做到施工现场文明整洁，材料堆放整齐、稳固、安全可靠（必须有防垮塌，防滑、滚落措施）。确保设备运行、维修、停放安全；设备维修时，按规定设置警示标志，必要时采取相应的安全措施（派专人看守、切断电源、拆除法兰等），谨防误操作引发事故。

浇筑时要防止低温天气对混凝土产生裂缝的相关影响，宜采取以下温度控制措施：

(1) 布设冷却水管，采用循环水降低混凝土内温度，并适当使用缓凝减水剂；
(2) 保证有足够的混凝土输送罐车和混凝土输送泵车（或混凝土输送泵），保证浇筑能连续施工；

(3) 设置温度监控仪器，进行温度跟踪监测，将温差控制在允许控制范围之内；
(4) 夏季施工应降低水泥入模温度，控制混凝土内外温差，如可采取骨料用水冲洗降温，避免曝晒等。及时对混凝土覆盖保温、保湿材料。

(5)混凝土浇筑后须进行表面洒水保湿养护 14 天，待承台混凝土强度达到 75%以上方可安装机组塔架。土方回填应在混凝土浇筑 7 天后进行。回填时应分层回填、电动打夯机分层进行夯实，并预留沉降量。

(6)电缆进入电缆沟、建筑物、盘柜以及穿入管子时，出入口应封闭，管口应密封。电缆线路隐蔽工程应有完整的隐蔽工程检查记录、电缆敷设记录及验收合格记录等。

(7)强夯作业前应清除场地上空和地下障碍物，与邻近建构筑物或带电线路保持一定的安全距离；在施工过程中，必须分工明确，专职安全员、维修工定期每班进行设备运转检查，严格执行设备安全操作规程；夯锤起吊后任何人不得由壁杆下经过或站立于壁杆转运半径之内；强夯作业面应保持平整，履带着地保持水平；确保夯机自动脱钩器运转灵活，夯锤上升接近规定高度时，需加强观察，防止因脱钩器失灵，夯锤上升过高而发生事故；在相应施工区域设置明显警示、提示标牌，拉设警戒线。

12.3.2.运行期劳动安全与工业卫生对策措施

12.3.2.1.防火及防爆

(1) 工程防火设计工程防火采用综合消防技术措施，消防系统从防火、监测、报警、控制、疏散、灭火、事故通风、救生等方面进行整体设计。本光伏电站建筑物防火设计完全满足现行有关防火设计规范的要求。

(2) 防静电设计

通风设备等均接地；防静电接地装置与工程中的电气接地装置共用时，其接地电阻不大于 30Ω 。

12.3.2.2.防电气伤害

1) 所有可能发生电气伤害的电气设备均可靠接地，工程接地网的设计满足相关规程规范的要求。

2) 对于可能遭遇雷击的构筑物屋顶、设备等采取避雷带或避雷针保护。

3) 配电装置的电气安全净距应符合《3~110kV 高压配电装置设计规范》(GB50060-2008) 及其它相关规范的有关规定。当裸导体至地面的电气安全净距不满足规定时，设防护等级不低于 IP2X 的防护网。

4) 高压开关柜具有“五防”功能即：防带负荷分、合隔离开关；防误分、合断路器；防带电挂地线、合接地开关；防带地线合隔离开关和断路器；防误入带电间隔。

5) 屋外开敞式电气设备，在周围设置高度不低于 1.5m 的围栏。

6) 在远离电源的负荷点或配电箱的进线侧，装设隔离电器，避免触电事故的发生。

7) 用于接零保护的零线上，不装设熔断器和断路器。

8) 对于误操作可能带来人身触电或伤害事故的设备或回路，设置电气联锁或机械联锁装置，或采取其它防护措施。

9) 供检修用携带式作业灯，符合《特低电压 (ELV) 限值》(GB/T3805-2008) 的有关规定。

10) 单芯电缆的金属护层、封闭母线外壳以及所有可能产生感应电压的电气设备外壳和构架上，其最大感应电压不大于 50V。否则，采取相应防护措施。

11) 电气设备的外壳和钢构架在正常运行中的最高温升：

a) 运行人员经常触及的部位不应大于 30K；

b) 运行人员不经常触及的部位不应大于 40K；

c)运行人员不触及的部位不应大于 65K，并设有明显的安全标志。

13) 电气设备的防护围栏符合下列规定：

a)栅状围栏的高度不应小于 1.2m，最低栏杆离地面静距不应大于 0.2m；

b)网状围栏的高度不应小于 1.7m，网孔不应大于 40mm×40mm；

c)所以围栏的门均应装锁，并有安全标志。

12.3.2.3.防机械及防坠落伤害

1) 采用的机械设备的布置，设计中满足有关国家安全卫生有关标准的要求，在设备采购中要求制造厂家提供的设备符合《生产设备安全卫生设计总则》（GB5083-1999）、《机械安全避免人体各部位挤压的最小间距》（GB12265-1997）、《机械安全防护装置固定式和活动式防护装置设计与制造一般要求》（GB/T8196-2003）、《防护屏安全要求》（GB8197-87）等有关标准的规定。

2) 所有机械设备防护安全距离，机械设备防护罩和防护屏的安全要求，以及设备安全卫生要求，均符合国家有关标准的规定。

3) 需上人巡视的屋面设置净高不小于 1.05m 的女儿墙或固定式防护栏杆。

12.3.2.4.防噪声

光伏电站采用以计算机为基础的全厂集中监控方案，并设置图像监控系统，因而少量的值守人员的主要值守场所布置在综合楼的中控室内，其噪声均要求根据《工业企业噪声控制设计规范》（GB/T50087-2013）规定，结合本电站的特点，限制在 60dB～70dB。

12.3.2.5.防大风、防沙尘暴、防雪灾

1) 在选择设备时，充分考虑这些设备在低温、超强大风荷载和沙尘暴、积雪覆冰等气象灾害状态下的工作情况。

2) 在组件支架设计时充分考虑风荷载，在设备基础设计施工时考虑冻土问题。

3) 大风、沙尘暴、雪灾天气结束后，尽快组织清理太阳能电池组件表面灰尘、积雪覆冰等。

4) 室外主要发电设备防护等级满足防沙尘暴的要求。

5) 施工完后，尽快进行环境绿化，植树种草，防止水土流失和沙尘对作业环境的影响。

6) 做好大风、沙尘暴、雪灾等的事故应急预案。

12.3.2.6.安全色和安全标志

根据《安全色》（GB2893-2008）和《安全标志及使用导则》（GB2894-2008）的规定，充分利用红(禁止、危险)、黄(警告、注意)、蓝(指令、遵守)、绿(通行、安全)四种传递安全信息的安全色，使人员能够迅速发现或分辨安全标志、及时受到提醒，以防止事故、危害的发生。

1) 在易发生火灾爆炸事故的场地设置疏散指示标志。

2) 光伏站区周围设置围墙，悬挂“严禁烟火”和“闲人免进”等警告标示牌。

3) 施工期间，吊车高空作业坠落危险场所，设置易于辨认的安全色标、醒目的警告标志牌。

12.4.安全管理及应急设备、设施设计

12.4.1.安全卫生机构设置、人员配备及管理制度

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统一考虑。工程投产后，设置安全卫生管理机构，负责劳动安全与职业卫生方面的宣传教育和管理工作，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。其机构人员的配置为 1~2 人，可以为兼职人员，归口生产运行部管理。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，以便生产运行人员有一个良好的身体条件，为电站的安全运行创造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、工作监护制度、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。安全卫生管理机构根据工程特点配置监测仪器设备和必要的安全宣传设备。

12.4.2.安全、卫生管理体系

工程投产后，设置安全卫生管理机构，并制定有效的安全生产监督制度，以保证电站顺利运行，达到安全生产的目的。

12.4.2.1.消防、防止电气误操作、防高空作业坠落的管理制度

(1) 消防管理制度主要包括：

a) 设备防火安全规定;

b) 防火检查制度;

c) 消防水泵管理规定;

d) 消防水池管理规定;

(2) 防电气误操作管理制度主要包括:

a) 落实责任制, 明确防误工作负责人, 形成防误工作网络;

b) 贯彻执行“五防措施”;

c) 熟练掌握相关设备的现场布置、系统联系、结构原理、性能作用、操作程序;

d) 建立防误工作的激励约束机制;

e) 严格执行《电业安全工作规程》、《电力事故调查规程》、《运行规程》和运行部的各种规章制度等。

(3) 防高空作业坠落管理制度主要包括:

a) 对实行高空作业的人员采取安全保护措施;

b) 对实行高空作业人员进行安全教育, 提高人员的安全意识和自我保护意识等。

12.4.2.2.职业卫生与劳动保护管理规定

各级行政正职是本单位(部门)的第一责任人, 对安全生产负全面的领导责任。各级行政副职是自己分管工作范围内的第一责任人, 对分管范围内的安全工作负有领导责任。各类人员必须认真落实规定中各自的安全职责, 认真贯彻执行国家有关安全生产的方针、政策、法律及法规, 并对所属部门人员履行安全职责的情况进行检查、考核。严禁违章指挥, 违章作业, 违反现场劳动纪律现象的发生。

坚持“管生产必须管安全”的原则, 做到计划、布置、检查、总结、考核生产工作和安全工作同步进行, 落实好有关职业安全卫生制度的执行。

12.4.2.3.工作票、操作票管理制度

编制光伏电站运行操作规程, 建立工作票与操作票管理制度, 保护运行人员在生产过程中的人身安全, 保障设备财产不受损失。

工作票与操作票管理制度的主要内容包括:

1) 工作票与操作票的类别;

2) 工作票与操作票的内容、格式及填写人员、签发人员资格规定;

3) 工作票与操作票的执行;

- 4) 工作票与操作票的终结;
- 5) 工作票与操作票的考核等内容。

12.4.2.4.事故调查处理与事故统计制度

事故调查处理与事故统计制度按照国家电力监管委员会颁布的《电力生产事故调查暂行规定》(自 2005 年 3 月 1 日起施行)进行编制。

12.4.3.安全卫生检测机安全教育设施设计

光伏电站运行人员在开始工作之前,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,同时按照国家标准为生产运行人员配备相应的劳动保护用品,以便生产人员有一个良好的身体条件,减少和预防由于生产人员的失误而导致生产事故,为光伏电站的安全运行建立一个良好的基础。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。安全卫生管理机构根据工程特点配置微波测量仪等监测仪器和必要的安全宣传设备。落实生产运行人员的安全教育和培训的相关经费,以及其他有关于生产安全和预防事故的经费。

12.4.4.事故应急救援预案

12.4.4.1.应急预案编制、评审、备案和实施

按照《生产经营单位安全生产事故应急预案编制导则》和《生产安全事故应急预案管理办法》等相关规定,编制本项目事故应急预案。

事故应急预案编制原则:先抢救遇险人员,后抢救国家财产;在扑灭火灾时,必须遵循:先控制后消火,救人第一,先重点后一般的原则。

事故应急预案需要通过相关专家(业主方安全总工程师、施工方安全总工程师、监理单位安全总工程师及相关单位负责安全的相关人员)评审复议,给出事故应急预案的评审意见,专家评审通过后方可执行。

编制好的事故应急预案应由业主,施工,监理等相关单位归档备案。

12.4.4.2.事故应急需要的物资

表 12.4-1 事故应急需要的物资表

序号	应急物资名称	数量	存放位置
1	防火服	10 套	电控楼工具间
2	灭火器	18 个	每个施工区
3	对讲机	10 个	办公室

4	应急就生医疗包	8 个	电控楼工具间
5	担架	5 副	电控楼工具间
6	消毒防尘面具	10 副	电控楼工具间
7	安全头盔	20 个	电控楼工具间
8	保险带	10 副	电控楼工具间
9	防静电服	10 套	电控楼工具间
10	防静电鞋	10 双	电控楼工具间
11	安全手套	10 双	电控楼工具间
12	其他	按规定达到最小数量	电控楼工具间

12.4.4.3.主要事故应急预案项目

根据光伏电站生产特点、危险因素情况，分析该工程可能发生的重特大事故类型、事故发生过程、破坏范围及事故后果，确定需要编制应急救援预案的类型。具体见表 12.4-2。

表 12.4-2 主要事故应急预案项目表

类别	三级事故险情	二级事故险情	一级事故险情
火灾爆炸	不在生产厂区内的小范围火灾，现场消防设施完好，没有涉及易燃易爆装置，容易扑救	在生产区外发生大面积火灾，没有涉及易燃易爆装置，不容易控制；只要在生产区内发生火灾；只要发生爆炸	发生大面积火灾、爆炸，涉及易燃易爆装置，有人员伤亡或受伤严重，现场消防设施损坏
泄露	可燃物小面积泄露，本单位能够容易控制	可燃物小面积泄露，本单位不能够控制或难控制；可燃物大面积泄露，本厂（施工项目）能够控制	可燃物大面积泄露，本光伏电站(施工项目)不能控制
触电	有人员触电但无伤亡	有人触电受伤	有人触电死亡或触电受重伤
急性传染病中毒	个别人，能够治疗，能够控制疫情发展	需要送医院救护，现场无法控制局面	疫情发展不断扩大，无法控制局势
交通事故		发生交通事故，无人员伤亡	有人员伤亡或受重伤，经济损失巨大
高空坠落		发生坠落事故，有人员受伤	有人员伤亡或重伤，经济损失巨大

12.4.4.4.劳动安全与职业卫生专项投资概算

本工程劳动安全和工业卫生防护措施投资估算包括主体工程已计列的防噪声、振动、防电磁辐射、照明、消防系统，新增职业卫生防护措施投资包括：职业病危害警示标示、个人使用的职业病防护用品、教育培训、应急预案和职业病防护设施预评价、竣工验收评估费等。各分项投资估算见 12.4-3。

12.4-3 劳动安全和职业卫生投资表

序号	设备名称	投资额 (万元)	备注
1	防机械伤害、防坠落伤害		包含在主体工程中，不单重复列项
2	防电伤害		
3	消防系统		
4	照明		
5	劳动安全和工业卫生标识	2	
6	个人使用的职业病防护用品	3	
7	教育培训、应急预案	5	
8	职业病防护设施预评价、竣工验收费	15	
9	安全设施预评价、竣工验收评估费	15	
10	合 计	40	

12.5.预期效果评价

本项目施工期安全问题为火灾、爆炸、电气伤害、机械伤害、高空坠落伤害、物体打击伤害等。本阶段安全设计从工程施工管理、安全生产制度、安全管理等方面提出了预防措施只要业主、工程监理、工程承包商各自严格按照管理办法运行，可有效预防危害事故的发生，最大限度保护工作人员。

光伏电站在建成投产后，主要预防灾害为自然灾害和工业灾害，包括防火爆炸、放触电、防静电和机械损伤等事故。本工程设计中各个专业均遵循国家有关安全生产的规定，对可能采取的事故拟定预防性措施，在自然灾害事故发生时可以将损失降到最低，并对工业灾害进行有效预防，最大限度保证工作人员和财产安全。

12.6.主要结论和建议

项目设计对电站存在的火灾、爆炸、电气伤害、机械伤害、高空坠落伤害、物体打击伤害以及其它设备损坏事故等提出了防范措施。只要在项目设计、制造、运行、维护各个环节严格遵守国家相关法律、法规、技术指标的有关规定，项目建设中认真落实各

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，并在设备运行、维护和维修全过程中认真落实《电业安全工作规程》、《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》等规程、规范的有关规定，则可为作业人员提供较为安全的作业环境，可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。建议本电站建设全过程建立职业安全健康管理体系（OSHMS），以利于促进企业长效安全生产，创造最佳经济效益。

13.附件