

检 索 号

37-NA43291K-A-01

国家电投泉源光伏发电项目工程 可行性研究阶段

可行性研究报告



工程咨询单位甲级资信证书 9137000070623483C-18ZYJ18

2025年3月 济南



山东电力工程咨询院有限公司

SHANDONG ELECTRIC POWER ENGINEERING CONSULTING INSTITUTE CORP., LTD.

山东电力工程咨询院有限公司文件签署页

检索号	37-NA43291K-A-01	版次	
文件名	国家电投泉源光伏发电项目可研报告	页数	
附件		页数	

版 权 声 明

本文件版权归山东电力工程咨询院有限公司所有，仅限于本项目使用。未经我公司授权，禁止向第三方传递、披露或在其他项目中使用。

编 制	郝泽燊 颜景增 陈泽 王卓 唐亮 王雪 安然 邢波 于赛玉 王昊 闫红
校 核	于龙 王磊 张振利 李晓庆 郑祖东 王宏伟 王春阳 刘若梅
会 签	
审 核	成 意
批 准	许卫东

目 录

第 1 章 综合说明	2
1.1 概述	2
1.2 太阳能资源	2
1.3 建设条件	2
1.4 工程任务和规模	5
1.5 光伏电站总体设计及发电量计算	6
1.6 电气部分	7
1.7 土建工程	9
1.8 消防设计	10
1.9 施工组织设计	11
1.10 工程管理设计	11
1.11 环境保护与水土保持设计	11
1.12 劳动安全与工业卫生	12
1.13 节能降耗分析	12
1.14 工程设计概算	13
1.15 经济评价	14
1.16 工程特性表	14
第 2 章 太阳能资源	18

2.1 区域太阳能资源概况	18
2.2 气象站概况	21
2.3 场址所在地区的太阳辐射量	21
2.4 太阳能资源评价结论	26
第3章 建设条件	28
3.1 气象资料分析	28
3.2 工程地质概况	30
3.3 站址的区域地质及构造稳定性	30
3.4 工程地质条件	32
3.5 站址地质评价	33
3.6 结论及建议	35
第4章 工程任务与规模	36
4.1 电网现状	36
4.2 电力负荷预测	38
4.3 电力平衡分析	40
4.4 建设必要性	46
4.5 本期工程接入系统方案	47
第5章 光伏电站总体设计及发电量计算	49
5.1 太阳电池种类	49
5.2 光伏阵列运行方式选择	61

5.3 逆变器选型	79
5.4 方阵接线方案设计	82
5.5 光伏方阵设计	83
5.6 辅助技术方案	84
5.7 光伏发电工程年上网电量计算	85
第6章 电气部分	89
6.1 电气一次	89
6.2 电气二次	111
6.3 储能	141
6.4 通信	158
第7章 给水排水及消防设计	161
7.1 给水排水设计	161
7.2 消防设计	162
第8章 采暖通风及空气调节	168
8.1 供暖、通风及空调	168
第9章 土建工程	169
9.1 设计安全标准及设计依据	169
9.2 光伏阵列支架及箱变基础设计	174
9.3 升压站土建设计	189
9.4 光伏电站总平面布置	194

第 10 章 施工组织设计	199
10.1 施工条件	199
10.2 施工总布置	199
10.3 施工交通运输	200
10.4 工程建设用地	201
10.5 主体工程施工	201
10.6 施工总进度	206
第 11 章 工程管理设计	208
11.1 工程管理机构	208
11.2 主要生产生活设施	208
第 12 章 环境保护与水土保持	209
12.1 环境保护	209
12.2 水土保持设计	213
第 13 章 劳动安全与职业卫生	217
13.1 设计依据、任务与目的	217
13.2 工程安全与卫生危害因素分析	217
13.3 对策与措施	219
13.4 结论	225
第 14 章 节能降耗分析	227
14.1 设计原则和依据	227

14.2 施工期能耗种类、数量分析和能耗指标分析	228
14.3 运行期能耗种类、数量分析和能耗指标分析	229
14.4 节能降耗措施	230
14.5 节能降耗效益分析	233
14.6 结论	233
第 15 章 工程设计概算	234
15.1 概述	234
15.2 编制说明	234
15.3 投资概况	237
15.4 附表	237
第 16 章 财务评价与社会效果分析	269
16.1 概述	269
16.2 财务评价	269

附 图

序 号	图 号	图 名
1	Z-01	场址地理位置图
2	Z-02	场区平面布置图
3	Z-03	升压站平面布置图
4	D-01	升压站电气主接线图
5	D-02	升压站电气平面及避雷保护范围图
6	D-03	升压站主要电气设备剖面图
7	D-04	升压站站用电系统示意图
8	D-05	升压站保护配置图
9	D-06	升压站计算机监控系统网络结构图
10	D-07	升压站直流系统接线图
11	D-08	升压站 UPS 系统接线图
12	D-09	储能计算机监控系统网络结构图
13	D-10	光伏区集电线路拓扑图
14	T-01	光伏支架及基础方案图
15	T-02	箱变基础方案图

第1章 综合说明

1.1 概述

1.1.1 项目概况

- 1) 项目名称：国家电投泉源光伏发电项目。
- 2) 项目选址：山东省临沂市郯城县泉源镇。
- 3) 占地面积：总用地面积：2431.03 亩，其中长期租地 2414.2 亩，升压站征地 16.83 亩。
- 4) 装机容量：交流侧装机 100MW，直流侧装机 117.4544MWp。

1.2 太阳能资源

项目地水平面月平均总辐射日总量最低值为 $7.55\text{MJ}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$ ，最高值为 $18.93\text{MJ}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$ ，二者的比值为 0.40。根据我国太阳能资源稳定度的等级划分见表，工程所在地的太阳能资源稳定度为稳定，等级为 B 类。工程具有开发利用价值。

项目采用 Solargis 数据集查询场址区域太阳年总辐射量为 $5065.2\text{ MJ}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$ 。该数据参照《太阳能资源评估方法》（GB/T 37526-2019），场址区域属于全国太阳能资源 C 类地区（资源丰富区），太阳能开发价值较好，适宜建设太阳能电站。

1.3 建设条件

1.3.1 站址概述

1.3.1.1 区域概况

郯城县隶属于山东省临沂市，位于山东省最南部，地处鲁苏交界，南临江苏省徐州市邳州市、新沂市、连云港市东海县，北半部与临沂市临沭县、河东区、罗庄区、兰陵县接壤，是山东省南大门、齐鲁大地与江淮地区交往的重要交通要道。

郯城县辖 16 个乡镇，114 个农村社区、11 个城市社区，616 个村，总面积 1195 平方公里，县总人口约 1044 万，郯城县地区生产总值 411.2 亿元。



项目区域位置示意图

1.3.1.2 站址地理位置

项目位于郯城县泉源镇前后班庄村、新庄村附近，场区中心地理位置为东经 $118^{\circ} 27' 58'' \sim 118^{\circ} 29' 30''$ ；北纬 $34^{\circ} 45' 06'' \sim 34^{\circ} 46' 40''$ 。



站址地理位置

1.3.2 地质条件

1.3.2.1 站址区地形地貌

站址区地貌成因类型为山前坡地，地貌类型为低山，地面高程为71.20m~126.40m

1.3.2.2 区域稳定性特征

拟建场区位于郯城县东部，附近主要有昌邑一大店断裂、安丘—莒南断裂，距拟建场区最小距离约3公里。

拟建场地的抗震设防烈度为8度，设计地震分组为第二组，在I₁类场地条件下，郯城县泉源镇基本地震动峰值加速度为0.02g，基本地震动反应谱特征周期为0.30s。

1.3.2.3 水文气象

郯城地区地处中纬度，属大陆性季风型气候，干湿季节分明，寒暑交替明显。县境属暖温带季风区，四季分明，雨热同季，利于农业生产。冬季寒冷少雨，为半干旱气候，夏季炎热多雨，为湿润性气候，春秋季节温暖宜人。

的半湿润气候。

1.3.2.4 其他

站址区域不压矿，无地上、地下文物保护单位和文物遗存分布，附近也无军事设施及重要通讯设施，但需业主取得政府有关部门的证明文件。

1.3.2.5 结论

1. 拟建场地区域地形起伏较大，地面高程为 71.20m~126.40m，地貌成因类型为山前坡地，地貌类型为低山。

2. 该场地为抗震一般地段，基本稳定场地，工程建设适宜性为较适宜。

3. 经调查，拟建场地构造基本稳定，场地未发现埋藏的河道、沟浜、墓穴、防空洞、孤石等对工程不利的埋藏物。

4. 本区新生代地层主要分布于低山丘陵区，出露地层为第四系坡积层（Q₄^{dl}）及中生界白垩系（K）砂质泥岩及泥质砂岩。

5. 根据区域地质条件，依据《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）

（2016 年版）有关规定，建筑场地类别划分为 I₁ 类。依《建筑抗震设计规范》 GB50011-2010 及《中国地震动参数区划图》GB 18306-2015，在 I₁ 类场地条件下，拟建场地抗震设防烈度为 8 度，设计地震分组为第二组，基本地震动峰值加速度值为 0.20g，基本地震动加速度反应谱特征周期值为 0.30s。拟建场区标准冻深线深度为地面以下 0.60m。

6. 本次依据《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）中有关规定进行判定，场地无饱和砂土、粉土。可不考虑液化影响。

7. 拟建场区未见地下水，可不考虑地下水对建筑材料的腐蚀性。

8. 场地土对混凝土结构具微腐蚀性，对钢筋混凝土结构中的钢筋具微腐蚀性；对钢结构的腐蚀性判别为弱腐蚀。

9. 根据本次项目踏勘、调绘及钻探等勘察工作及附近工程经验综合判断：该场址区在勘察深度范围内未见不良地质现象，特殊性岩土主要为填土和风化岩。

1.4 工程任务和规模

本项目建设容量 100MW，建设一座 110kV 升压站。

本工程光伏规划建设交流侧装机容量为 100MW，新建一座 110kV 升压站，各发电单元逆变、升压至 35kV，经 35kV 汇集线路接至升压站 35kV 配电装置，

经 1 台 110MVA 主变升压至 110kV，通过 1 回 110kV 线路接入国网变电站。

本工程新建 1 回 110kV 线路接至杏林 220kV 变电站，线路长 21km。

110kV 升压站内规划建设 1 台 110MVA 主变和 1 台 45MVA 主变，110kV 侧采用单母线接线型式，110kV 配电装置采用户外 GIS，设置 1 个出线间隔，2 个主变间隔和 1 个母线 PT 间隔。35kV 侧采用单母线接线型式，35kV 母线上安装 ±25Mvar 无功补偿装置 1 套。

储能装置：按照 40% 光光伏发电容量，2 小时调峰能力配置储能系统，储能为独立储能运营模式。

1.5 光伏电站总体设计及发电量计算

1.5.1 设备选型及主要技术参数

本工程直流容量 117.45448MWp，现阶段本工程推荐采用单晶 N 型双面双玻 715Wp 电池组件，组件尺寸 $2384 \times 1303 \times 33\text{mm}$ ，组件重量 37.9kg；共安装组件 164272 块。

表 1.5-1 单晶 N 型双面双玻 715Wp 双面太阳能电池组件参数

最大功率 (Pmax)	715Wp	组件尺寸 (mm)		2384*1303*33
开路电压 (Voc)	49.11V	组件转换效率		23%
短路电流 (Isc)	18.50A	温度系数	峰值功率的温度系数	-0.29%/°C
最大功率点电压 (Vmp)	40.86V		开路电压的温度系数	-0.25%/°C
最大功率点电流 (Imp)	17.50A		短路电流的温度系数	+0.046%/°C

1.5.2 光伏电站布置方案

本项目实际布置光伏组件直流容量为 117.45448MWp，共布置 164272 块单晶 N 型双面 715Wp 太阳能电池组件。

采用固定式支架，单支架 2 行 13 列；2 行 7 列、2 行 6 列布置，单（两）个支架布置 26 块组件。组件倾角 26°，方位角正向朝南。

1.5.3 年上网电量计算

本工程采用 Solargis 辐射量数据计算，26° 倾角下全年辐射量为 1551.4 kWh/m²；组件输出功率衰减首年 ≤1%，以后每年以 0.40% 线性衰减；光伏发电站考虑各种折减系数后，综合系统效率为 85.05%。

电站容量 117.45448MWp，按 25 年运营期考虑，本光伏电站整体年上网电量由第 1 年的 15342.74 万 kWh 下降到第 25 年的 13854.96 万 kWh。25 年总发电量约为 364971.21 万 kWh，年均上网电量约为 14598.85 万 kWh。年均有效可利用小时数为 1242.94h。

1.6 电气部分

1.6.1 电气一次

1.6.1.1 光伏场区

本工程规划光伏交流侧容量 100MW、直流侧容量 117.45448MWp。本工程采用分块发电、集中并网的设计方案。光伏区安装 330 台 300kW 组串式逆变器和 4 台 250kW 组串式逆变器，以 3MW 为一个发电单元将光伏区划分 33 个子阵，以 1MW 为一个发电单元将光伏区划分 1 个子阵，每个子阵分别配备一台 3000kVA/1000kVA 箱式变压器升压至 35kV；箱变通过电缆并接分组送至 110kV 光伏升压站 35kV 配电室，共 4 回集电线路。35kV 集电线路采用电缆直埋、穿管敷设及沿桥架敷设相结合的方式。组串式逆变器安装在靠近箱变的支架立柱上，箱变则分散在各子阵附近，靠近道路布置。

1.6.1.2 升压站

本工程新建一座 110kV 升压站，以 110kV 电压等级送出，接入对侧国网变电站。110kV 升压站内规划建设 1 台 110MVA 主变和 1 台 45MVA 主变，110kV 侧采用单母线接线型式，110kV 配电装置采用户外 GIS，设置 1 个出线间隔，2 个主变间隔和 1 个母线 PT 间隔。35kV 侧采用单母线接线型式，35kV 配电装置采用户内金属铠装手车式高压开关柜，每台主变低压侧对应 1 段 35kV 母线，本项目本期设置 4 个集电进线柜、1 个 SVG 柜、2 个主变进线柜、2 个母线 PT 柜、1 个接地兼站用变柜和 2 个储能进线柜。为补偿变压器、集电线路的无功损耗，本期工程拟在 35kV I 段母线上安装 ±25Mvar 无功补偿装置 1 套，以保证 110kV 线路出线侧功率因数维持在 0.95~1.0 之间。110kV 系统采用直接接地方式，光伏部分 35kV 系统采用经小电阻接地方式。

1.6.2 电气二次

1.6.2.1 光伏区监控

光伏区设备的监控由每个子阵的智能子阵控制柜里的数据采集器实现，主要监视组串的电流电压、逆变器及箱变的各项运行数据，实现对逆变器和

箱变的远控。本工程采用智能光伏电站方案，光伏区监控采用 PLC 电力载波+光纤环网通讯。

1.6.2.2 调度自动化

本工程由省调和地调两级调度管理。调度自动化方案以接入系统审查批复意见为准。

1.6.2.3 计算机监控系统

本工程按照“无人值班、少人值守、集中控制”的原则设计，110kV 线路、主变压器、35kV 线路、储能线路的集中监控和调度部门远方监控“五遥”功能由升压站综合自动化系统完成。升压站计算机监控系统采用开放式分层分布结构，由站控层、间隔层构成。升压站计算机监控系统站控层按远景规模配置，间隔层设备按工程实际建设规模配置。

1.6.2.4 保护及测控

35kV 进线、无功补偿回路、接地兼站用变回路、储能进线回路配置微机型保护测控一体化装置安装在相应 35kV 开关柜上。110kV 配电装置、主变压器的保护装置、测控装置和操作箱等辅助装置分别组屏安装在升压站内继保室。升压站配置交直流一体化电源系统、火灾报警系统、视频监控系统。

1.6.2.5 二次设备布置

升压站主控室、继保室布置在电气预制舱二层，主控室内操作台上布置有监控主机兼操作员站、五防工作站、功率预测系统工作站、有功无功控制系统工作站、光功率预测系统工作站等。继保室内布置有继电保护设备、监控系统设备、调度自动化设备、直流系统以及逆变电源屏等。蓄电池组屏安装在继保室内。

本工程设置远程集控接入设备，用于将监控数据接入国家电投集团区域新能源生产运营中心、陕西公司生产运营中心。

1.6.3 储能系统

本工程按照 40%光伏发电容量，2 小时调峰能力配置储能系统，共 40MW/80MWh，采用独立储能运行模式，配套建设 1 台 45MVA 主变。储能系统接入本工程升压站内 35kV II 段母线。

本工程储能方案共包含 8 套 5MW/10MWh 电池储能系统，最终的系统配置以电池及 PCS 厂家的实际应用数据为准。

本工程拟采用高安全性、高可靠性磷酸铁锂电芯进行系统设计。储能通过2回35kV线路接入站内35kV II段母线。

1.7 土建工程

1.7.1 总平面布置

项目位于郯城县泉源镇前后班庄村、新庄村附近，本项目拟采用地面光伏形式综合利用土地空间，规划容量为100MW，实际布置容量117.45448MWh。光伏场区拟用地面积约2408亩。升压站紧邻光伏场区南侧，向西出线，接入220kV杏林变电站。



图 1.7-1 站址位置示意图

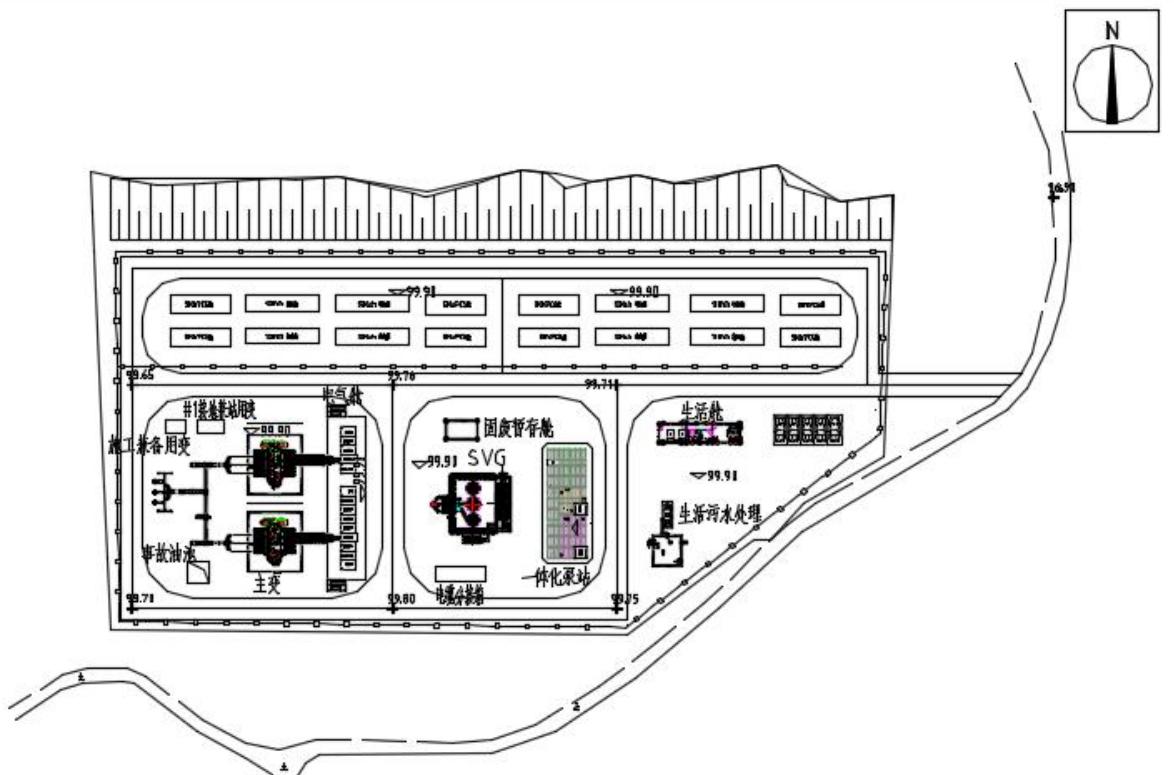


图 1.7-2 升压站布置示意图

1.7.2 土建设计

土建部分设计范围为：光伏支架及基础、箱变基础、升压站内各建筑物建筑设计、生产、生活及消防设施基础等。

光伏场区采用固定式支架方案。光伏阵列采用横向支架、纵向檩条的结构方案，组件倾角为 26 度，每块 715Wp 光伏组件尺寸为 $2384 \times 1303 \times 33\text{mm}$ （长×宽×厚），组件最低点离地高度 2.5m，单个阵列布置形式为 2×13 、 2×7 和 2×6 ，其中 2×13 阵列共 6050 组， 2×7 阵列共 250 组， 2×6 阵列共 250 组，容量合计 117.45448MWp。

本工程箱变基础结构型式为钢筋混凝土框架基础，基础混凝土强度等级为 C30，垫层为 100mm 厚 C20 素混凝土，基础埋深暂按-2.0m 考虑。

本工程新建一座 110kV 升压站，建（构）筑物包括一、二次预制舱基础、生活舱基础、危废舱基础、主变基础、主变防火墙及基础、架构、SVG 基础、110kV 配电设备基础、接地变兼站用变基础、一体化污水设施基础、一体化消防设施基础、事故油池、集水池、大门装饰墙等。

1.8 消防设计

消防设计贯彻“预防为主，防消结合”的方针，立足自防自救。针对不

同建（构）筑物和设施，采取多种消防措施。工艺设计、设备及材料选用、平面布置、消防通道等均按照有关消防规定执行，分别进行了对主要场所和主要机电设备的消防设计、消防电气设计、移动灭火器设计、通风消防设计等。

升压站的消防设施由下列部分构成：消火栓给水系统、移动灭火器的配置、火灾报警系统。本工程设置室外消防给水系统，消防给水系统由消防水泵、稳压泵、稳压罐、消防水池及消防给水管网组成。消防水源为站外市政自来水。在各建筑物内配置磷酸铵盐灭火器，在变压器容量周围布置消防砂箱、推车式干粉灭火器及其它相应消防设施。

升压站不设专职消防队，但需配备1~2名兼职消防人员，初期火灾由站内兼职消防人员自行组织灭火，同时通知当地消防队支援共同扑灭火灾。消防总体设计采用综合消防技术措施，从防火、监测、报警、控制、灭火、排烟、逃生等各方面入手，力争减少火灾发生的可能性，一旦火灾发生也能在短时间内予以扑灭，使损失减少到最低，同时确保火灾时人员的安全疏散。

1.9 施工组织设计

本工程逆变器、电池组件均可选用公路运输方案。场内道路紧靠光伏电池组件旁边通过，以满足设备一次运输到位、支架及光伏组件安装需要。电站内运输按指定线路将大件设备按指定地点一次到位，尽量减少二次转运。建筑材料均由当地供应，可通过公路运至施工现场。

1.10 工程管理设计

根据光伏电站生产经营的需要，本着精干、统一、高效的原则，本期工程拟定定员标准为3人，采用第三方委托运维管理方式。

1.11 环境保护与水土保持设计

工程建设对环境的不利影响主要产生在施工期，如施工扬尘、噪声对施工人员的影响、施工期生态影响等，通过采取适当的措施，可将不利影响减小至最低程度。

环境保护主要从大气环境、水环境、声环境、固体废物处理等几方面采取保护措施。水土保持设计主要针对工程建设对地表的影响，对施工场地清理平整、覆土绿化，尽量恢复被扰动的地表。

总体评价，本工程建设不存在制约工程建设的重大环境问题，不会制约当地环境资源的永续利用和生态环境的良性循环，只要采取防、治、管相结合的环保措施，工程建设对环境的不利影响将得到有效控制，而且工程本身就是一个清洁能源项目，从环境角度分析，不存在制约工程开发的环境问题，本工程建设是可行的。

1.12 劳动安全与工业卫生

劳动安全及工业卫生设计遵循国家已经颁布的政策，贯彻落实“安全第一，预防为主”的方针，在设计中结合工程实际，采用先进的技术措施和可靠的防范手段，确保工程投产后符合劳动安全及工业卫生的要求，保障劳动者在生产过程中的安全与健康。设计着重反映工程投产后，职工及劳动者的人身安全与卫生方面紧密相关的内容，分析生产过程中的危害因素，提出防范措施和对策。

劳动安全设计包括防火防爆、防电气伤害、防机械伤害、防坠落伤害等内容。工业卫生设计包括防噪声及防振动、防寒防暑等内容。

安全卫生管理包括安全卫生机构设置及人员配备，事故应急救援预案等，在采取安全防范措施及对生产运行人员的安全教育和培训后，为本工程的安全运行提供了保证，有助于减少生产人员错误操作而导致安全事故以及由于运行人员处理事故不及时而导致设备损坏和事故的进一步扩大，降低了经济损失，保障了生产的安全运行。

1.13 节能降耗分析

1.13.1 节能措施方案

本工程主要在设备选型、建筑方面采取节能措施，其中设备节能主要包括：

根据光伏发电系统输出容量的特性变化，合理选择升压变压器容量，并采用节能变压器，以降低变压器铁损。

合理配置光伏发电系统交、直流电压等级，降低线路损耗。

逆变器选型时要优先选择高效率、高可靠率的设备。

全厂采用低耗节能变压器，降低变压器损耗，节约厂用电。

照明系统选用性价比高的节能灯具，提高照明质量，降低能耗。

建筑节能主要包括：

(1) 建筑物满足建筑功能要求下尽可能采用联合布置，以提高容积率和建筑密度，节约土地资源。

(2) 建筑物外维护结构，如外墙、屋面采用保温构造，外门窗采用密闭构造的节能门窗，外窗玻璃采用双层中空玻璃，提高建筑物的保温隔热性能。

(3) 工程师室及办公用房内考虑采用分体式空调，功能布局上将空调房间集中布置在一起。空调设备选用自动控制，空调管道采取保温处理。

(4) 各电气设备间尽量采用通风，减少空调设备使用，通风设备能够根据室内温度自动启停，以降低站用电率。

(5) 建筑物体型紧凑，不过多地凹凸。采用环保型的建筑材料，在满足电气设备要求的情况下，尽量降低建筑层高，压缩建筑空间，节约建筑材料，减少能源损耗。

施工期和运行期的主要能耗种类、数量和能源利用分析详见后续第 14 章内容。

1.13.2 项目节能效果分析

太阳能是一种清洁的能源，既不通过消耗资源释放污染物、废料，也不产生温室气体破坏大气环境，更不会有废渣的堆放问题，有利于保护周围环境。与其它传统发电方式相比，太阳能发电可节省一定的发电用煤和减少环境污染治理费用，有利于空气质量和环保标准的提高。

光伏发电是将太阳能转换为电能，在转换过程中没有污染物排放。与相同容量的燃煤电厂相比，可节约煤炭资源和减少污染物排放。

本工程建成后年发均电量约为 14598.85 万 kWh，根据中电联发布的《中国电力行业年度发展报告 2024》中相关数据，以供电标煤耗 301.6g/kWh 为基准，年可节约标准煤约为 4.4 万吨，每年可减排 CO₂ 约为 12 万吨，减排 SO₂ 约为 12.2 吨，NO_x 约为 20 吨，烟尘约为 2.2 吨。因此在增加发电量的同时，对当地的大气环境质量不产生任何影响。

1.14 工程设计概算

依据国家能源局 2016 年颁布实施的光伏发电工程预规及定额。本项目编制基准期为 2024 年 12 月。

本工程的动态投资为 42364.54 万元，其中工程静态投资 41765.28 万元，单位千瓦动态投资为 3606.89 元/kW，单位千瓦静态投资为 3555.87 元/kW。

1.15 经济评价

依据国家发展改革委、建设部颁布实施的《建设项目经济评价方法与参数》（第三版）。

本项目运营期为 25 年，基于经营期平均上网电价为 0.3316 元/kWh（含税），进行经济效益分析测算，项目全部投资财务内部收益率（所得税后）为 6.22%，全部投资财务净现值（所得税后）为 4366.46 万元，投资回收期（所得税后）为 12.4 年，项目资本金财务内部收益率 10.53%。

从本项目的财务评价看，具有较好的盈利能力和偿债能力，总的财务指标较好，财务评价可行。

1.16 工程特性表

光伏发电工程特性表

编号	名 称	单 位	数 量	备注
一 光伏电站场址概况				
1	电站总装机容量	MW	117.45448	直流侧
2	电站总占地面积	hm ²	160.6	
3	经度		118° 27' 58" ~ 118° 29' 30"	东经
4	纬度		34° 45' 06" ~ 34° 46' 40"	北纬
5	工程代表年太阳总辐射量	MJ/m ²	4954	
6	年日照小时数	h	2184	
二 主要气象要素				
1	多年平均气温	℃	13.9	
2	多年极端最高气温	℃	38.6	
3	多年极端最低气温	℃	-18	
4	多年最大冻土深度	mm	600	
5	多年极大风速	m/s	28.7	
6	多年平均沙尘暴日数	日	1	
7	多年平均雷暴日数	日	40	

编号	名 称	单位	数 量	备注
三 主要设备				
1 光伏组件（单晶硅）				
1. 1	峰值功率	Wp	715	
1. 2	开路电压 (Voc)	V	49.11	
1. 3	短路电流 (Isc)	A	18.50	
1. 4	工作电压 (Vmpppt)	V	40.86	
1. 5	工作电流 (Imppt)	A	17.50	
1. 6	峰值功率温度系数	%/K	-0.29	
1. 7	开路电压温度系数	%/K	-0.25	
1. 8	短路电流温度系数	%/K	0.046	
1. 9	10 年功率衰降	%	<5.0	
1. 10	20 年功率衰降	%	<11.0	
1. 11	安装尺寸	mm	2384×1303×33	
1. 12	重量	kg	37.9	
1. 13	数量	块	164272	
1. 14	向日跟踪方式		无	
1. 15	固定倾角角度	(°)	26	
2 逆变器				
2. 1	输出额定功率	kW	300	
2. 2	最大交流侧功率	kVA	330	
2. 3	最大交流电流	A	238.2	
2. 4	最高转换效率	%	99.03	
2. 5	中国效率	%	98.53	
2. 6	输入直流侧电压范围	Vdc	0-1500	
2. 7	最大功率跟踪 (MPPT) 范围	Vdc	500-1500	

编号	名 称	单 位	数 量	备 注
2.8	每路 MPPT 最大直流输入电流	A	65	
2.9	额定电网频率	Hz	50	
2.10	功率因数		0.8 (超前) ~0.8 (滞后)	
3 箱式升压变电站				
3.1	台数	台	34	
3.2	容量	kVA	3000kVA/1000kVA	
3.3	额定电压	kV	35	
4 出线回路数和电压等级				
4.1	出线回路数	回	1	
4.2	额定电压	kV	110	
四 土建施工				
1	光伏组件支架钢材量	t	5285	
2	土石方开挖	10 ⁴ m ³	1.74	
3	土石方回填	10 ⁴ m ³	3.32	
4	基础混凝土	m ³	6741	
5	施工总工期	月	12	
五 概算指标				
1	工程静态投资	万元	41765.28	
2	单位千瓦静态投资	元/千瓦	3555.87	
3	建设期利息	万元	599.26	
4	动态投资	万元	42364.54	
六 经济指标				
1	装机容量	MWp	117.45	
2	年上网电量	MWh	143054.86	
3	经营期平均上网电价	元/ (kW • h)	0.3316	

编号	名 称	单 位	数 量	备 注
4	年利用小时数	h	1242.94	
5	项目投资内部收益率	%	7.21	税前
6	项目投资内部收益率	%	6.22	税后
7	资本金内部收益率	%	10.53	
8	投资回收期	年	12.40	税后
9	总投资收益率 (ROI)	%	4.13	

第2章 太阳能资源

工程位于山东省郯城县内，由于现阶段未收集到相关实测太阳辐射资料，分别采用 Meteonorm 数据库、Solargis 数据库分析场址区域太阳辐射值，供现阶段设计参考。

郯城地区地处中纬度，属大陆性季风型气候，干湿季节分明，寒暑交替明显。县境属暖温带季风区，四季分明，雨热同季，利于农业生产。冬季寒冷少雨，为半干旱气候，夏季炎热多雨，为湿润性气候，春秋季节温暖宜人的半湿润气候。但随着地球大气趋于变暖和污染加剧，县内气温增高，降水减少，日照率降低。

根据 1981~2010 年郯城气象站多年实测资料分析，场址区域多年平均日照时数 2184h，采用 Meteonorm 查询得到场址区域太阳年总辐射量为 4978.8 MJ/(m²·a)，该数据参照《太阳能资源评估方法》（GB/T 37526-2019），场址区域属于全国太阳能资源 C 类地区（资源丰富区）；采用 Solargis 数据集查询场址区域太阳年总辐射量为 5065.2 MJ/(m²·a)；该数据参照《太阳能资源评估方法》（GB/T 37526-2019），场址区域属于全国太阳能资源 C 类地区（资源丰富区）；根据参证气象站长系列计算数据，计算郯城年平均总辐射量为 4954 MJ/(m²·a)，该数据参照《太阳能资源评估方法》（GB/T 37526-2019），场址区域属于全国太阳能资源 C 类地区（资源丰富区）。工程所在地的太阳能资源稳定度为稳定，等级为 B 类；直射比等级为 C 级，散射辐射较多；太阳能开发价值较好，适宜建设太阳能电站。建议下阶段在场址区域建立日射观测站，利用实测资料对上述计算数据进行验证，以便进行本工程的最优化设计。

2.1 区域太阳能资源概况

2.1.1 我国太阳能资源分布及区划标准

我国是世界上太阳能资源最丰富的地区之一，太阳能资源丰富地区占国土面积 96% 以上，每年地表吸收的太阳能相当于 1.7 万亿吨标准煤的能量。按太阳能总辐射量的空间分布，我国可以划分为四个区域，见表 2.1.1-1。我

国 1978~2007 年平均的年总辐射量、年总直接辐射量、直射比年平均值和年总日照时数的空间分布情况如图 2.1.1-1 所示。

表 2.1.1-1 我国太阳能资源等级区划表

名称	等级	指标 (MJ/m ² ·a)	占国土 面积(%)	地 区
最丰富	A	≥6300	17.4	西藏大部分、新疆南部以及青海、甘肃和内蒙古的西部
很丰富	B	5040~6300	42.7	新疆北部、东北地区及内蒙古东部、华北及江苏北部（包括山东地区）、黄土高原、青海和甘肃东部、四川西部至横断山区以及福建、河南沿海一带和海南岛。
丰富	C	3780~5040	36.3	东南丘陵区、汉水流域以及四川、贵州、广西西部等地区。
一般	D	<3780	3.6	川黔区

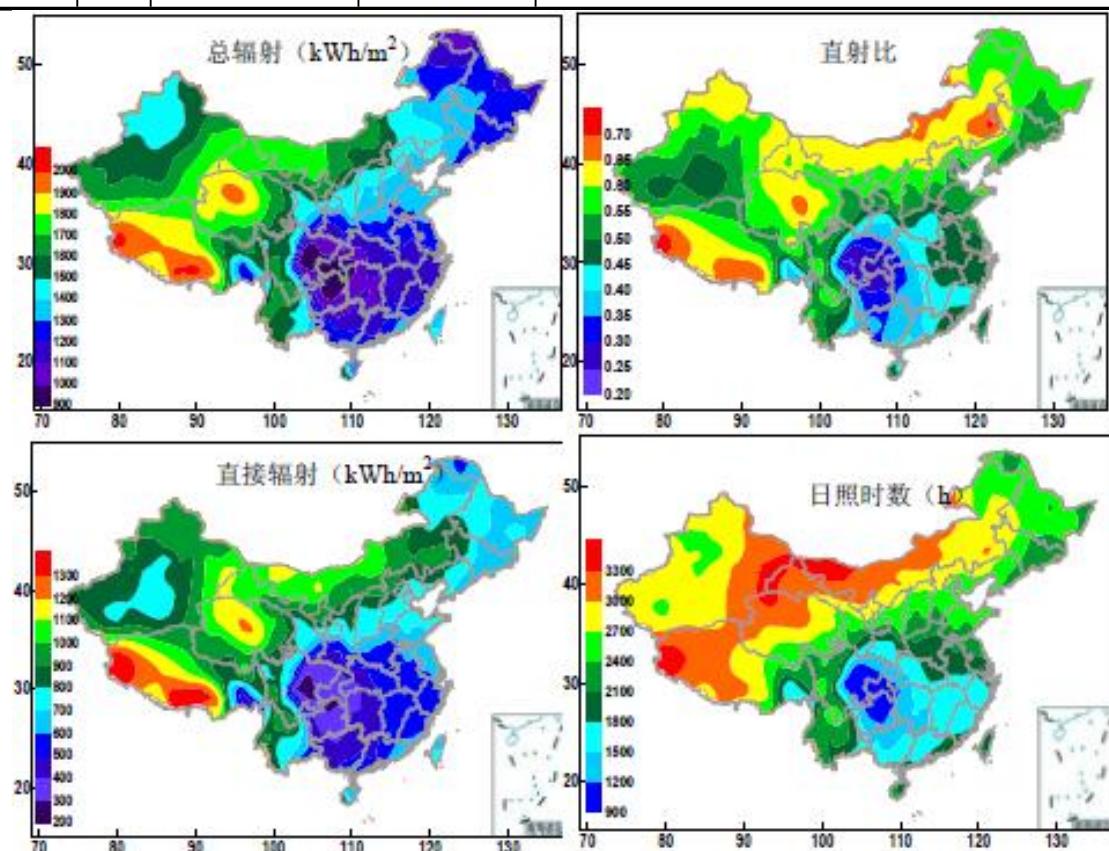


图 2.1.1-1 1978~2007 年平均的太阳能资源空间分布

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

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

年总直接辐射量的空间分布特征与总辐射比较一致，在青藏高原以南以及内蒙古东部的部分地区，直射比甚至达到0.7以上。年总日照时数的空间分布与年总辐射量基本一致，“最丰富带”的年日照时数在3000h左右，“很丰富带”的年日照时数在2400~3000h之间，“较丰富带”的年日照时数在1200~2400h左右，“一般带”的年日照时数在1200h以下。

2.1.2 山东太阳能资源分布

山东省目前仅有济南、福山和莒县3个日射站，项目所在地目前无日射观测站。根据平均太阳总辐射的逐日变化分析，总辐射量自1月底呈直线增大，到5月底或6月初达到最大值（约22MJ/m²·d）；自7月中下旬开始到10月初，总辐射量维持在15MJ/m²·d，期间有三次大的震荡；从10月初到11月中、下旬，总辐射量呈直线下降；到1月下旬，辐射量维持较低量值，逐日变化平缓。

年平均直接辐射与总辐射的逐日变化规律基本一致，从1月底开始直接辐射呈直线增大，到6月初达到最大值（约12MJ/m²·d）；自6月初到7月底，直接辐射开始减少到7MJ/m²·d；到10月初，直接辐射出现明显震荡，峰值分别出现在8月中旬、下旬和9月下旬。从10月初到11月下旬，直接辐射逐日减少，到1月中、下旬逐日变化趋于平缓。

根据散射辐射统计分析，散射辐射有明显的逐日变化规律，自1月下旬开始逐日增大，到4月底达到最高值，约9MJ/m²·d；到7月底辐射量略有下降，日变化平缓；自8月初到11月底，辐射量呈直线下降；到1月中下旬，散射辐射维持在3MJ/m²·d，变化平缓。散射辐射的峰值出现时间较直接辐射提前约1个月。

净辐射年平均的逐日变化比较平缓，类似正态分布的形状，上、下半年辐射量相差很小，从1月底逐日增大到5月下旬，此后到8月中旬，净辐射量逐日维持在9MJ/m²·d；之后逐日减小到11月底，从12月初到1月底变化平缓。与总辐射、直接辐射、散射辐射不同的是，从5月中旬到8月上旬，

净辐射量的峰值维持时间较长。

夏季太阳辐射的年际变化幅度相当于冬季的二倍，冬季太阳总辐射、直接辐射减少的变化趋势明显，而夏季散射辐射增大的趋势明显，即冬季对太阳总辐射、直接辐射的年际变化敏感，夏季对散射辐射的年际变化敏感。太阳总辐射、直接辐射和散射辐射在上、下半年分布不等，上半年约占全年辐射量的 54-55%。年平均的月散射辐射量，济南均大于福山，而净辐射则相反。

根据 1961~2000 年资料分析，济南站太阳辐射的年际变化范围在 4147（最小值）~5777（最大值） $\text{MJ}/\text{m}^2\cdot\text{a}$ 之间，福山站太阳辐射的年际变化范围约在 3900~5580 $\text{MJ}/\text{m}^2\cdot\text{a}$ 之间，莒县站太阳辐射的年际变化范围约在 3920~5720 $\text{MJ}/\text{m}^2\cdot\text{a}$ 之间。

2.2 气象站概况

场址位于山东省临沂市郯城县马头镇境内，郯城县气象站位于郯城县城南“乡村”，1957 年设站，至今已积累了 50 年的气象资料。该气象站位于拟选场址区域正北约 4.3km 处，气象站气象条件与场址区域相似，其气象资料具有较好的代表性。本次采用该气象站观测资料统计成果。

2.3 场址所在地区的太阳辐射量

本工程区域暂未开展相关的太阳辐射观测工作，依据《太阳能资源评估方法》（GB/T 37526-2019），场址处的辐射量需根据当地气象站及参证辐射站数据推求。由于本阶段未收集到相关的太阳辐射资料，故以下给出两种数据来源作为分析比对，供现阶段参考。

2.3.1 Meteonorm 数据

Meteonorm 软件数据来源于全球能量平衡档案馆（Global Energy Balance Archive）、世界气象组织（WMO/OMM）和瑞士气象局等权威机构，包含有全球 7750 个气象站的辐射数据，我国 98 个气象辐射观测站中的大部分均被该软件的数据库收录，项目地点的年总辐射量已经应用于我国大部分光伏工程中。

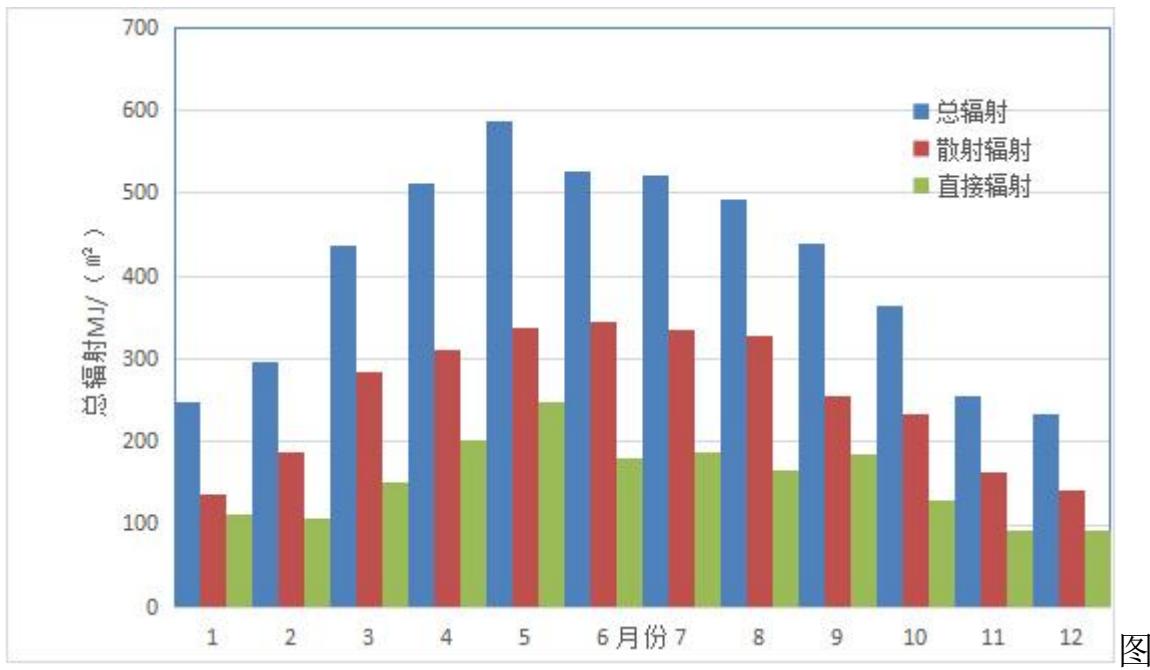
根据 Meteonorm 8.2.0 查询得到本工程区域太阳辐射量见表 2.3.1-1，总辐射逐月分布见图 2.3.1-1、2.3.1-2。

	Gh kWh/m ²	Dh kWh/m ²	Bn kWh/m ²	Ta °C	Td °C	FF m/s	
January	69	38	72	0.3	-6.8	2	
February	82	52	54	2.9	-4.1	2.3	
March	121	79	66	8.7	-0.2	2.6	
April	142	86	80	15	5.9	2.7	
May	163	94	94	20.6	12.5	2.5	
June	146	96	67	24.3	18	2.4	
July	145	93	69	27	22.8	2.2	
August	137	91	63	26.3	22.3	2.1	
September	122	71	80	22	16.6	1.8	
October	101	65	63	16.3	9.7	1.8	
November	71	45	55	9	2.6	1.9	
December	65	39	57	2.3	-4.4	2	
Year	1364	851	820	14.6	7.9	2.2	

图 2.3.1-1 工程区域辐射量逐月分布图

表2.3.1-1 工程区域 Meteonorm 太阳辐射量查询结果 (MJ/(m²·a))

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	全年
总辐射量	248. 4	295. 2	435. 6	511. 2	586. 8	525. 6	522	493. 2	439. 2	363. 6	255. 6	234	4978. 8
散射辐射	136. 8	187. 2	284. 4	309. 6	338. 4	345. 6	334. 8	327. 6	255. 6	234	162	140.	3056. 4
直接辐射 量	111. 6	108	151. 2	201. 6	248. 4	180	187. 2	165. 6	183. 6	129. 6	93.6	93.6	1854



2.3.1-2 工程区域太阳总辐射值逐月分布图

2.3.2 Solargis 数据

SolarGIS 是由 GeoModel Solar s.r.o. 开发的太阳能评估和规划交互式工具，利用卫星遥感数据、GIS（地理信息系统）技术和先进的科学算法得到高分辨率太阳能资源及气候要素数据库，涉及范围已涵盖欧洲、非洲和亚洲。

SolarGIS 使用的辐射数据是基于 Meteosat(©EUMETSAT,DE) 和 GOES(©NOAA,USA) 卫星遥感数据，另外结合 Meteosat(©EUMETSAT,DE) 和 GOES(©NOAA,USA) 的云指数和降雪指数、GFS 数据库(©NOAA,USA) 的水汽数据、MACC 数据库(©ECMWF) 的大气光学厚度数据、GFS 和 CSFR(©NOAA) 和 积雪厚度数据以及 SRTM-3 的数字地形数据，使用最终计算得出的包括太阳辐射、温度在内的一系列气象要素值。

根据 Solargis 数据库查询得到场址区域年总辐射量为 5065.2 MJ/(m²·a)。根据 Solargis 查询得到本工程区域太阳辐射量见图 2.3.2-1。

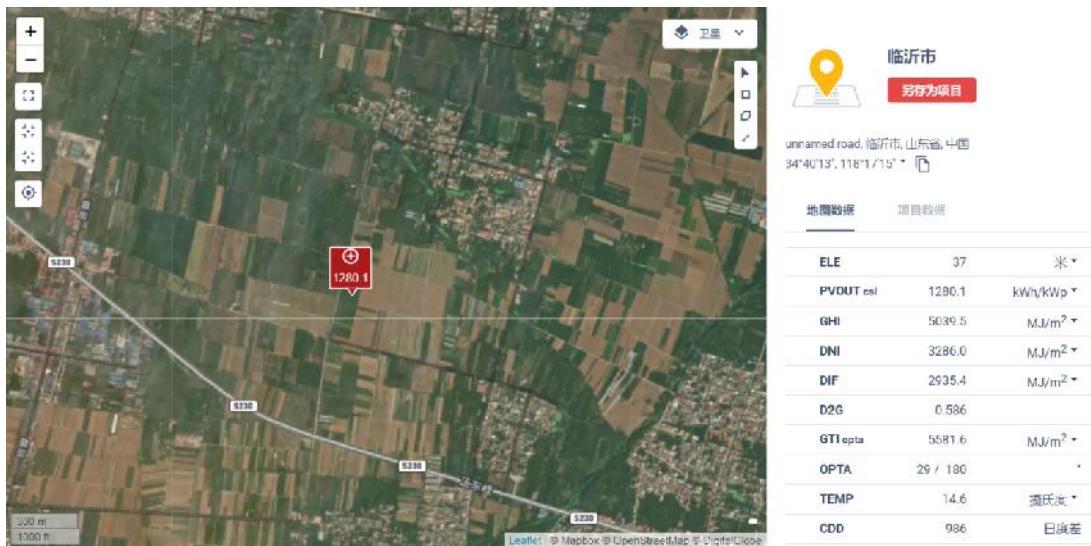


图 2.3.2-1 工程区域太阳总辐射值分布图

2.3.3 参证站辐射量计算

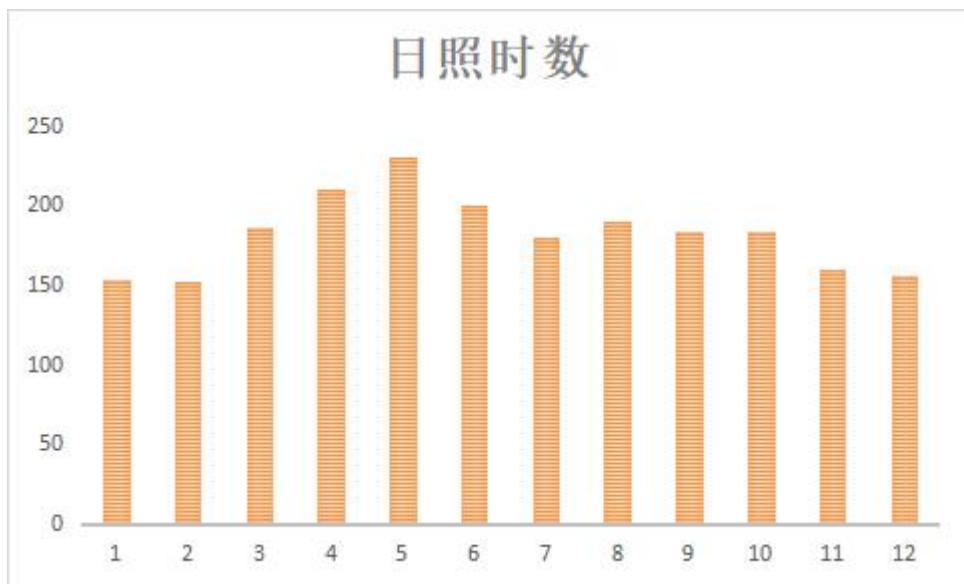
经计算，郯城年平均总辐射量为 $4954 \text{ MJ/(m}^2\cdot\text{a)}$ 。郯城无日射观测站，建议本阶段采用莒县站近 10 年实测值作为太阳能电站设计依据。

2.3.4 场址区域日照时数

根据廊坊气象站多年平均日照时数统计，该地区月平均日照时数的略有差异，大多都在 180h 以上，最多是 5 月，可达 229.7h，详见表 2.3.3-1 及图 2.3.3-1。

表 2.3.3-1 郯城气象站多年逐月平均日照时数统计表 单位：h

月	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	全年
日 照 时 数	153.	152.	186.	210.	229.	199.	179.	189.	182.	183.	160.	155.	218
	5	6	3	1	7	8	7	5	9	9	1	9	4



2.3.5 场址区域太阳辐射值

由以上分析可知，采用 Meteonorm 查询得到场址区域太阳年总辐射量为 4978.8 MJ/ (m²·a)，该数据参照《太阳能资源评估方法》(GB/T 37526-2019)，场址区域属于全国太阳能资源 C 类地区（资源丰富区）；采用 Solargis 数据集查询场址区域太阳年总辐射量为 5065.2 MJ/ (m²·a)。该数据参照《太阳能资源评估方法》(GB/T 37526-2019)，场址区域属于全国太阳能资源 C 类地区（资源丰富区），太阳能开发价值较好，适宜建设太阳能电站。

2.3.6 稳定度等级

全年 12 个月中，最小月平均日辐射量与最大月平均日辐射量的比值可表征总辐射年内变化的稳定程度。将稳定度 (R_w) 分为四个等级：稳定、较稳定、一般以及欠稳定。

表 2.3.6-1 场址区域月平均日辐射量 单位：MJ/m²

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
日辐射量	8.01	10.54	14.05	17.04	18.93	17.52	16.84	15.91	14.64	11.73	8.52	7.55

项目地水平面月平均总辐射日总量最低值为 7.55MJ/ (m²·a)，最高值为 18.93MJ/ (m²·a)，二者的比值为 0.40。根据我国太阳能资源稳定度的等级划分见表，工程所在地的太阳能资源稳定度为稳定，等级为 B 类。工程具有开发利用价值。

表 2.3.5-2 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	$GHRS \geq 0.47$	A
稳定	$0.36 < GHRS < 0.47$	B
一般	$0.28 < GHRS < 0.36$	C
欠稳定	$GHRS < 0.28$	D

注:GHRS 表示水平面总辐射稳定度, 计算 GHRS 时, 首先计算代表年各月平均日水平面总辐照量,然后求最小值与最大值之比

2.3.7 直射比

光伏电站年辐射量多年平均辐射量 $4978.83\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$, 散射辐射量 $3056.43\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$, 直接辐射量为 $1854\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ 。经计算, 直射比为 0.38, 根据《太阳能资源评估方法》(GB/T 37526-2019), 散接辐射较多, 属于中等级, 等级符合为 C。

表 2.3.6-1 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	$DHRR > 0.6$	A	直接辐射主导
高	$0.5 < DHRR < 0.6$	B	直接辐射较多
中	$0.35 < DHRR < 0.5$	C	散射辐射较多
低	$DHRR < 0.35$	D	散射辐射主导

注:DHRR 表示直射比,计算 DHRR 时,首先计算代表年水平面直接辐照量和总辐照量,然后求二者之比。

2.4 太阳能资源评价结论

综上所述, 场址区域多年平均日照时数 2184h, 采用 Solargis 数据集查询场址区域太阳年总辐射量为 $5065.2\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$, 建议下阶段根据项目现场实测数据进一步核实光资源情况, 该数据参照《太阳能资源评估方法》(GB/T 37526-2019), 场址区域属于全国太阳能资源 C 类地区(资源丰富区); 采用 Meteonorm 查询得到场址区域太阳年总辐射量为 $4978.83\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$, 该数据参照《太阳能资源评估方法》(GB/T 37526-2019), 场址区域属于全国太阳能资源 C 类地区(资源丰富区); 根据参证气象站长系列计算数据, 计算郯城年平均总辐射量为 $4954\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$, 该数据参照《太阳能资源评估方

法》（GB/T 37526-2019），场址区域属于全国太阳能资源C类地区（资源丰富区）。太阳能开发价值较好，适宜建设太阳能电站。下阶段在场址区域建立日射观测站，利用实测资料对上述计算数据进行验证，以便进行本工程的最优化设计。

项目地水平面月平均总辐射日总量最低值为7.55MJ/（m²·a），最高值为18.93MJ/（m²·a），二者的比值为0.40。根据我国太阳能资源稳定度的等级划分见表，工程所在地的太阳能资源稳定度为稳定，等级为B类。工程具有开发利用价值。

光伏电站年辐射量多年平均辐射量4978.83MJ/（m²·a），散射辐射量3056.43MJ/（m²·a），直接辐射量为18543MJ/（m²·a）。经计算，直射比为0.38，根据《太阳能资源评估方法》（GB/T 37526-2019），散射辐射较多，属于中等级，等级符合为C。

第3章 建设条件

3.1 气象资料分析

3.1.1 水文

场址西侧约 2.8km 为沂河自东北向西南汇流，场址西侧约 2km 为沭河，自东北向西南汇流，光伏场区内有白马河自北向南穿过场区。

沂河是郯城县内的一条主要河流，它纵贯县境，为过境主要河道之一。沂河的发源地和流经地区、流域面积等信息对于了解郯城的自然环境和经济发展具有重要意义。据 1956~1979 年同步观测系列统计，沂河多年平均年降水量为 849.1mm，多年平均年径流深为 326.3mm，折合年径流量为 35.1 亿 m^3 。最大年径流量出现在 1964 年，为 65.8 亿 m^3 ，最小值在 1968 年，为 8.49 亿 m^3 ；径流量的年内分配有 84% 集中在汛期 6~9 月份，其中 7、8 月份占全年径流量的 67.6%。

沭河发源于沂水县沙沟镇沂山南麓，自北向南流经沂水、莒县、莒南、河东、临沭、郯城六县区，在临沭县大官庄枢纽工程处分成两河，南流为老沭河，流经郯城、江苏新沂后汇入新沂河；东流为新沭河，流经临沭，入江苏省石梁河水库后，经临洪闸入黄海。临沂境内河长 178.05 km，郯城境内长 50km。主要支流有新白马河、郯新河、老墨河、柳沟河、赃圩河、大房沟、黄墩河、阴村排水沟、大沙河。

白马河是郯城县内的一条季节性河流，它发源于县境之北的分沂入沭水道南岸马陵山区，纵贯全境，对当地的生态环境和社会经济发展有着显著影响。白马河发源于郯城之北，自东北向西南，纵贯李庄、庙山、郯城街道、马头、港上、花园等 6 个乡镇，经江苏省新沂市汇入沂河，境内全长 38.8km，流域面积 442km²，是郯城最大的内河。

初步分析场址可能受沂河、沭河、白马河超标准洪水影响，具体洪水位待下阶段现场勘测后提出。

3.1.2 气象条件

3.1.2.1 气象特点概述

郯城地区地处中纬度，属大陆性季风型气候，干湿季节分明，寒暑交替明显。县境属暖温带季风区，四季分明，雨热同季，利于农业生产。冬季寒

冷少雨，为半干旱气候，夏季炎热多雨，为湿润性气候，春秋季节为温暖宜人的半湿润气候。

3.1.2.2 气象观测站情况

场址位于山东省临沂市郯城县马头镇境内，郯城县气象站位于郯城县城南“乡村”，1957年设站，至今已积累了50年的气象资料。该气象站位于拟选场址区域正北约4.3km处，气象站气象条件与场址区域相似，其气象资料具有较好的代表性。本次采用该气象站观测资料统计成果。

3.1.2.3 气象特征值

根据郯城气象站的观测资料，累年特征值统计成果、逐月特征值统计成果如下：

累年平均气温为13.9℃；

累年极端最高气温为38.6℃，发生于2002年7月14日；

累年极端最低气温为-18℃，发生于1982年2月6日；

累年平均降水量867.6mm；

累年最大降水量为1307.1mm，发生于1990年；

累年最小降水量为517.1mm，发生于1988年；

累年平均相对湿度为72%；

累年平均气压为1012.7hPa；

累年最大积雪深度为22cm；

累年最多雷暴日数为40天；

累年最多沙尘暴日数为1天；

累年最大瞬时风速：28.7m/s，2006年4月28日；累年平均风速：2.1m/s；

累年全年主导风向为：NNE，相应频率为11%；

累年冬季主导风向为：NNE，相应频率为16%；

累年夏季主导风向为：ENE、SE，相应频率为10%。

3.1.2.4 设计风速

依据全国基本风压等值线图，查得郯城市50年一遇基本风压为0.40kN/m²，相应50年一遇10m高10min平均最大风速为24.13m/s。

3.1.2.5 设计雪压

依据全国基本雪压等值线图，查得郯城市50年一遇基本雪压为

0.40kN/m^2 。

3.2 工程地质概况

根据本工程勘测要求及《岩土工程勘察规范》（GB50021-2001）（2009年版）、《光伏发电工程地质勘察规范》（NB/T10100-2018）的要求，进行了本次勘测。

3.3 站址的区域地质及构造稳定性

3.3.1 区域地层

本区新生代地层主要分布于低山丘陵区，出露地层为第四系坡积层(Q_4^{dl})及中生界白垩系(K)砂质泥岩及泥质砂岩。

3.3.2 断裂构造

郯城县地处郯城—庐江大断裂带中段，即沂沭断裂带之南延区段。断裂带东侧两条断裂：昌邑一大店断裂、安丘—莒南断裂，均较清晰明显；西侧两条断裂：唐郚—葛沟断裂、沂水—汤头断裂，则隐伏于第四系覆盖层下，并向西南延伸。这四条断裂走向基本平行通过县境，构成大型北北东向构造带。这一构造带晚期新构造活动中又被北西西向断裂所切错，致使区域地质更趋复杂。郯城县境内深源岩石主要有石灰岩、砂岩以及与金刚石有关的金伯利岩、留辉岩两类。新生代以来，纵向上发育一系列新活动的横向断裂，将郯庐断裂带中段切割成若干小块体，并控制着白垩纪至晚第四纪沉积。县境为本段内形成的三个晚第四纪沉降中心之一，横向上基本保持着地堑地垒相间的复杂格局。

县境内构造发育，均受沂沭断裂带控制和影响。该断裂带大都从沂、沭河之间及附近穿过，均呈北—北东向展开。由于断裂带规模大和受其影响严重，在两河中间及侧旁分布着许多小断裂组，局部呈现出不规则的地垒式和棋盘状构造。

沂沭断裂带为一古老构造。太古代已形成，后经多次构造运动改变才形成现在这样的格局。其断层性质，开始主要表现为张性正断，中生代后期，受燕山运动影响，表现异常活跃，在其自身形成两条十几公里的大裂谷，数百公里长的断裂带上到处是火山活动，两地堑中沉积了巨厚的火山碎屑岩和火山岩。新生代，改张性为压扭性，第四纪以来，受喜山运动影响，断裂带构造运动重新活跃。

县内所存之泉源乡纪庄断层，即为这一活跃的证见，在此断层中，白垩纪王氏组砂页岩低角度逆掩于第四纪全新统残坡积之上。

拟建场区位于郯城县东部，附近主要有昌邑一大店断裂、安丘—莒南断裂，距拟建场区最小距离约 3 公里。

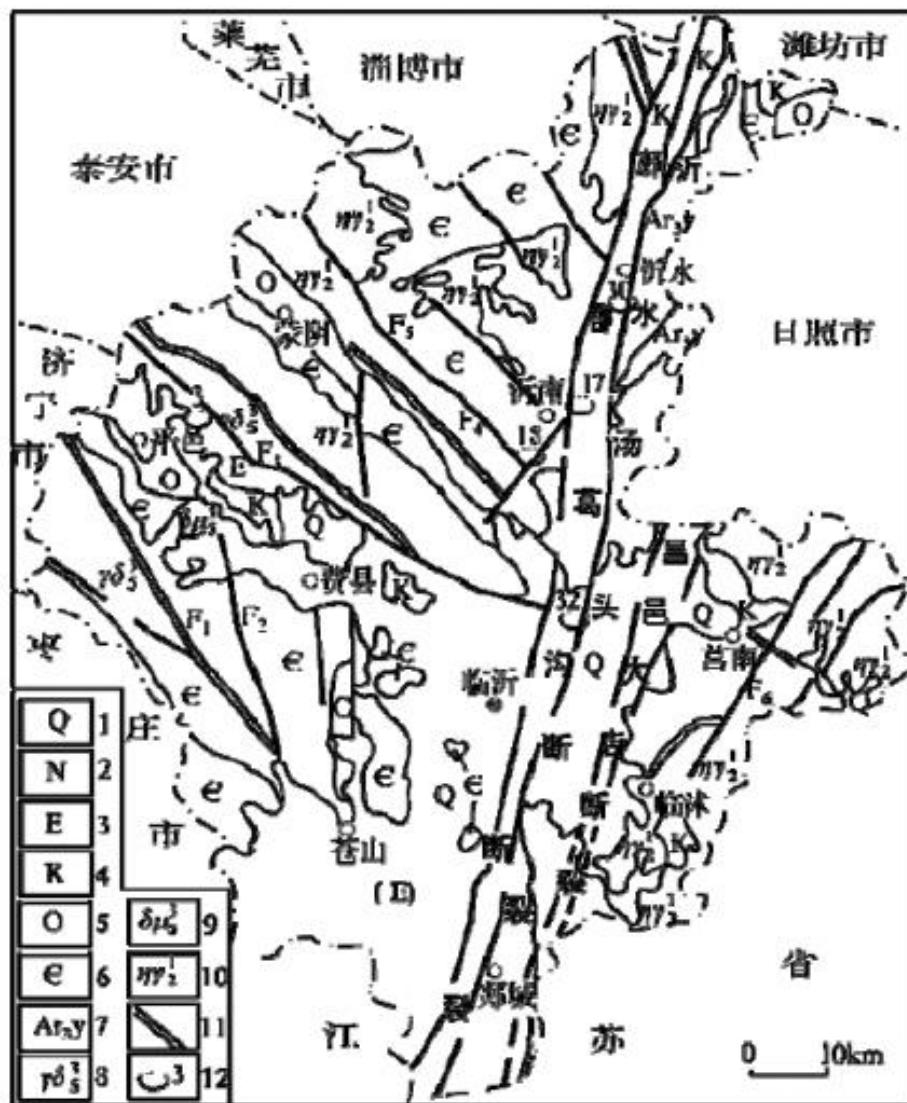


图 3-1 郯城县主要断裂位置图

3.3.3 历史地震与地震动参数

3.3.3.1 近场区地震活动特征

国家电投泉源光伏发电项目（光伏区）拟选场区活动断裂不发育，地震活动微弱，无论从地质构造，还是从新构造运动上分析，均处于相对稳定地块，建设可行。

3.3.3.2 地震动参数

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2001）及《建筑抗震设计规范》（2016年版）（GB 50011-2010），拟建场地的抗震设防烈度为8度，设计地震分组为第二组，在I₁类场地条件下，郯城县泉源镇基本地震动峰值加速度为0.02g，基本地震动反应谱特征周期为0.30s。

3.4 工程地质条件

3.4.1 地形地貌

国家电投泉源光伏发电项目（光伏区）位于郯城县泉源镇境内。地貌成因类型为山前坡地，地貌类型为低山，地面高程为71.20m~126.40m。

3.4.2 地层结构及岩性特征

根据本工程拟建场地所在区域地层的地质年代、岩土的类别，结合工程地质钻探、及室内土工试验情况，将场地地基土10m深度范围内岩土层划分为6个岩土体单元，各地基土层性质分述如下：

①耕土（Q₄^{pd}）：黄褐色，松散，稍湿，以粘性土为主，含少量植物根系及有机质。该层在场区局部分布，层厚：0.50~1.20m，平均0.79m；层底标高：70.20~125.70m，平均98.87m；层底埋深：0.50~1.20m，平均0.79m。

①-1 杂填土（Q₄^{ml}）：松散，干燥，以粘性土为主，含少量碎石块及生活垃圾。该层在场区局部分布，层厚：0.80~1.20m，平均1.00m；层底标高：77.40~79.20m，平均78.30m；层底埋深：0.80~1.20m，平均1.00m。

②全风化泥质砂岩：褐红色，原岩结构基本破坏，已风化为土状或砂状夹碎石块，干钻可钻进，手掰易碎。该层场区局部分布，层厚：1.00~2.90m，平均1.91m；层底标高：69.00~122.80m，平均95.86m；层底埋深：1.00~3.60m，平均2.31m。

②-1 强风化泥质砂岩：褐红色，泥砂质结构，层状构造，强风化，主要矿物成分为石英、长石，硅质胶结，岩质较软，岩体较破碎，多呈块状。该层场区局部分布，在勘探深度范围内未揭穿。

③全风化砂质泥岩：棕红色，局部灰白色，结构构造基本被破坏，岩芯呈土状，干钻可钻进，手掰即散。该层在场区局部分布，层厚：0.50~3.00m，平均1.51m；层底标高：69.40~99.90m，平均83.24m；层底埋深：0.50~3.30m，平均1.72m。

③-1 强风化砂质泥岩：棕红色，局部灰白色，泥质结构，层状构造，泥

质胶结，岩体破碎，多呈块状，岩质较软，手掰易碎。该层在场区局部分布，在勘探深度范围内未揭穿。

地基土承载力特征值建议采用：

土层序号及名称	天然重度 $\gamma(\text{kN/m}^3)$	承载力特征值 $f_{ak}(\text{kPa})$	压缩模量 $E_{s1-2}(\text{MPa})$	粘聚力C (kPa)	内摩擦角 $\Phi(^{\circ})$
①层耕土	18.5*	80	2.1*	3*	20*
① ₁ 层杂填土	19.0*	85	2.2*	3*	20*
②层全风化泥质砂岩	22.0*	150	19.5*	25*	27*
② ₁ 强风化泥质砂岩	24.0*	350	/	/	/
③层全风化砂质泥岩	23.5*	130	6.0*	25*	16*
③ ₁ 层强风化砂质泥岩	25.5*	330	/	/	/

注：表中带“*”的数值为经验数值

3.4.3 腐蚀性评价

场地地基土对混凝土结构具微腐蚀性，对钢筋混凝土结构中的钢筋具微腐蚀性，对钢结构具弱腐蚀性。

3.4.4 冻土深度

拟建场区标准冻深线深度为地面以下 0.60m。

3.4.5 水文地质

勘察期间（2024年11月27日—12月4日）未见地下水。场区地下水类型主要为基岩裂隙水，局部为第四系孔隙潜水，地下水主要补给来源为大气降水补给，主要排泄方式为地面蒸发、地下径流及农业灌溉用水。据调查，拟建场地常年最高地下水位标高约 58.5m，年水位变化幅度一般 0.5~1.5m 左右。

3.5 站址地质评价

3.5.1 地震效应

3.5.1.1 场地土类型与建筑场地类别

根据本次勘测及搜资结果，场区地上部覆盖层为第四系坡积层 (Q_4^{dl})，

其分布厚度不均匀。根据覆盖层厚度，按照《建筑抗震设计规范》（2016年版）（GB50011-2010）第4.1.3条和4.1.6条相关条款，场区上部覆盖层厚度小于5.0m，建筑的场地类别为I₁类，土的类型为软弱土。

3.5.1.2 地震液化

场区无饱和砂土、粉土，场地为非液化场地。

3.5.1.3 建筑抗震地段划分

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2001）及《建筑抗震设计规范》（2016年版）（GB 50011-2010），在I₁类场地条件下，郯城县泉源镇基本地震动峰值加速度为0.02g，基本地震动反应谱特征周期为0.30s，拟建场地的抗震设防烈度为8度。

3.5.2 地基评价

①层耕土：松散，主要成分以粘性土为主，含少量植物根系及有机质，土质不均匀，厚度不均匀，力学性质较差，不宜作为天然地基持力层。

①-1层杂填土：松散，主要成分以粘性土为主，含少量碎石块及生活垃圾，厚度不均匀，力学性质较差，不宜作为天然地基持力层。

②层全风化泥质砂岩：原岩结构基本破坏，已风化为土状或砂状夹碎石块，岩体基本质量等级为V级，属低压缩性土，力学性质较好。该层在场区局部分布，承载力较高，工程性质较好，若承载力能满足要求，可选用该层作为天然地基持力层。

②-1层强风化泥质砂岩：泥砂质结构，层状构造，岩芯呈块状夹粘性土，硅质胶结，岩体基本质量等级为V级，属低压缩性土，力学性质好。该层

在场区局部分布，承载力较高，工程性质较好，若承载力能满足要求，可选用该层作为天然地基持力层。

③层全风化砂质泥岩：原岩结构基本破坏，已风化为土状夹碎石块，岩体基本质量等级为V级，属低压缩性土，力学性质较好。该层在场区局部分布。承载力较高，工程性质较好，若承载力能满足要求，可选用该层作为天然地基持力层。

③-1层强风化砂质泥岩：泥质结构，块状构造，风化不均匀，岩芯多呈块状，少量短柱状，岩体基本质量等级为V级，属低压缩性土，力学性

质好。该层在场区局部分布，承载力较高，工程性质较好，若承载力能满足要求，可选用该层作为天然地基持力层。

3.5.3 不良地质作用

拟建场地无岩溶、滑坡、泥石流、采空区、地面沉降等不良地质作用发育。

3.5.4 矿产资源及文物

根据现场调查了解，拟建场址区域范围内未发现具有开采价值的矿产资源压覆，也未发现有文物遗迹分布，但需业主取得政府有关部门的证明材料。

3.6 结论及建议

1. 拟建国家电投泉源光伏发电项目（光伏区），场址位于山东省临沂市郯城县泉源镇，项目规划建设 100MW 光伏。场区邻 S38 岚荷高速，局部有乡间土路相通，交通较便利，部分场地交通较差。

2. 拟建场地区域地形起伏较大，地面高程为 71.20m~126.40m，地貌成因类型为山前坡地，地貌类型为低山。

3. 该场地为抗震一般地段，基本稳定场地，工程建设适宜性为较适宜。

4. 经调查，拟建场地构造基本稳定，场地未发现埋藏的河道、沟浜、墓穴、防空洞、孤石等对工程不利的埋藏物。

5. 本区新生代地层主要分布于低山丘陵区，出露地层为第四系坡积层 (Q_4^{dl}) 及中生界白垩系 (K) 砂质泥岩及泥质砂岩。

6. 根据区域地质条件，依据《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010)

(2016 年版) 有关规定，建筑场地类别划分为 I₁ 类。依《建筑抗震设

计规范》GB50011-2010 及《中国地震动参数区划图》GB 18306-2015，在 I₁ 类条件下，拟建场地抗震设防烈度为 8 度，设计地震分组为第二组，

基本地震动峰值加速度值为 0.20g，基本地震动加速度反应谱特征周期值为 0.30s。拟建场区标准冻深线深度为地面以下 0.60m。

7. 本次依据《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010) 中有关规定进行判定，场地无饱和砂土、粉土。可不考虑液化影响。

8. 拟建场区未见地下水，可不考虑地下水对建筑材料的腐蚀性。

9. 场地土对混凝土结构具微腐蚀性，对钢筋混凝土结构中的钢筋具微腐

10 根据本次项目踏勘、调绘及钻探等勘察工作及附近工程经验综合判断：该场址区在勘察深度范围内未见不良地质现象，特殊性岩土主要为填土和风化岩。

第4章 工程任务与规模

4.1 电网现状

4.1.1 山东电网概况

山东电网是一个以火电为主的电网，交流受电为五通道十回线，即通过1000kV 泉城～海河双回线路、泉城～邢台双回线路、曹州～邢台双回线路接入国家特高压网架，通过500kV 聊城～辛安双回、滨州～黄骅双回线路与华北电网交流联网。目前山东电网已形成以30万千瓦、60万千瓦和100万千瓦级发电机组为主力机型，1000kV 泉城站落点济南、昌乐站落点潍坊、高乡站落点临沂、微山湖站落点枣庄、曹州站落点菏泽，±800kV 广固站落点潍坊、沂南站落点临沂，±660kV 银东直流落点青岛，500kV 为山东电网主网架、220kV 市域电网主网架，发、输、变、配协调发展的交直流混联大电网。

截至2023年底，山东公司拥有35kV及以上电网线路长度、公用变电（换流）容量分别为14.51万公里、58783.53万kVA。其中，1000kV 变电站5座，变电总容量3600万kVA，境内线路长度2317公里；±800kV 换流站2座，换流总容量2000万kW，境内直流线路长度1129公里；±660kV 换流站1座，换流容量400万kW，境内直流线路长度415公里；500千伏变电站62座（含胶东、沂南换流站），变电总容量12000万kVA，线路长度1.22万公里。省内负荷多集中在中部及东部沿海地区，目前已形成以银东直流、昭沂直流、鲁固直流、泉城特高压站、昌乐特高压站、高乡特高压、微山湖特高压、曹州特高压为电源中心向外辐射的格局。

截至2023年底，全省电源总装机容量21152万kW，同比增长12.0%。其中燃煤火电装机10644万kW，占比50.3%；水电机组容量407万kW（含抽水蓄能电站400万kW），占比1.9%；核电机组容量265万kW，占比1.3%；

风电机组容量 2591 万 kW，占比 12.2%；光伏机组容量 5693 万 kW，占比 26.9%；生物质、生物质能及垃圾发电装机 421 万 kW，占比 2.0%；其它装机 733 万 kW，占比 3.5%；储能装机 398 万 kW，占比 1.9%。

2023 年山东电网发电量达 6487 亿 kWh，同比增长 3.9%。2023 年，山东省接受省外电量 1480 亿 kWh，同比增长 12.3%。

2023 年山东省全社会用电量达到 7966 亿 kWh，同比增长 5.4%；全社会最大负荷达到 1.281 亿 kW，同比增长 1.1%。

4.1.2 临沂市电网概况

临沂电网通过 4 回 1000kV 线路、14 回 500kV 线路与山东主网相连，通过 29 回 220kV 线路与日照、枣庄、泰安、莱芜、潍坊电网相连。依托 2 座特高压落点（高乡站、沂南站）和 4 座 500kV 变电站（沂蒙站、兰陵站、沂南站、沐河站），全面融入国家特高压骨干网，500 千伏网架“两纵两横”基本形成，220 千伏形成“东西两片区”供电格局。临沂境内有装机容量 130 万千瓦的费县电厂、112 万千瓦的临沂电厂 2 座直调电厂以及装机容量 140 万千瓦的临港热电直调自备电厂作为支撑，形成以费县、临沂两座主力电厂和 500kV 变电站为电源支撑，“三横两纵一环”220kV 网架结构的坚强电网。

截至 2023 年底，临沂境内共有 1000kV 变电站 1 座，±800kV 换流站 1 座，500kV 变电站 4 座：220kV 变电站 43 座，变压器 87 台，变电容量 1698 万千伏安，220kV 输电线路 129 条，长度 2959.73 千米。110kV 变电站 174 座，变压器 352 台，变电容量 1869.95 万千伏安，110kV 输电线路 320 条，长度 4073.56 千米。35kV 变电站 111 座，变压器 224 台，变电容量 388.47 万千伏安，35kV 输电线路 244 条，长度 2643.48 千米。

截至 2023 年底，临沂电网（不含孤网）装机容量为 1418.53 万千瓦。按接入电压等级分类，500kV 电网接入装机容量为 120 万千瓦，220kV 电网接入装机容量为 476.3 万千瓦，110kV 电网接入装机容量为 216.21 万千瓦，35kV 电网接入装机容量为 77.16 万千瓦，10kV 及以下电网接入装机容量为 528.86 万千瓦。按发电类型分类，储能装机容量 22.13 万千瓦，火电装机容量 477.7 万千瓦，水电装机容量 124.42 万千瓦，风电装机容量 122.61 万千瓦，光伏装机容量 546.15 万千瓦，垃圾生物质装机容量 47.2 万千瓦，其他能源装机 78.32 万千瓦。

2023年临沂市全社会用电量632.6亿kWh,全社会最大负荷1073万千瓦,2023年网供电量613.73亿kWh,网供最大负荷1041万千瓦。

4.2 电力负荷预测

4.2.1 山东电力负荷预测

山东省地处东部沿海、黄河下游，东临渤海、黄海，与朝鲜半岛、日本列岛隔海相望，西北与河北省接壤，西南与河南省交界，南与安徽、江苏省毗邻。山东半岛与辽东半岛相对，环抱着渤海湾。特殊的地理位置，使山东省成为沿黄河经济带与环渤海经济区的交汇点、华北地区和华东地区的结合部，在全国经济格局中占有重要地位，是我国重要的人口大省、资源大省和经济大省。全省现辖16个地级市，27个县级市，57个市辖区，53个县，土地总面积15.79万km²，2022年全省常住人口10162.79万人。

2023年山东省实现地区生产总值92068.7亿元，比上年增长6.0%。分产业看，第一产业增加值6506.2亿元，增长4.5%；第二产业增加值35987.9亿元，增长6.5%；第三产业增加值49574.6亿元，增长5.8%。三次产业结构为7.1：39.1：53.8。

今后五年，是山东省新时代社会主义现代化强省建设继往开来、跨越提升的关键时期，努力在服务和融入新发展格局上走在前、在增强经济社会发展创新力上走在前、在推动黄河流域生态保护和高质量发展上走在前，不断改善人民生活、促进共同富裕，开创新时代社会主义现代化强省建设新局面。

聚力动能转换创新驱动，推动综合发展实力实现新跃升。牢牢把握高质量发展这个首要任务，全力推进现代化强省建设。加快塑成动能转换优势。推动传统支柱产业绿色化高端化发展，大力发展战略性新兴产业。加快实施扩大内需战略。持续开展“十大扩需求”行动，统筹基础设施“七网”建设。深度融入共建“一带一路”高质量发展，建好国家进口贸易促进创新示范区，加快建设贸易强省。

加快促进区域协调联动发展。坚决落实黄河重大国家战略，做强“一群两心三圈”格局，推进新一轮突破菏泽鲁西崛起，提升乡村振兴齐鲁样板成色，加快建设农业强省，深化海洋强省建设行动，全面增强山东半岛城市群竞争力。

聚力绿色转型低碳发展，推动生态环境质量实现新跃升。加快发展方式

绿色转型。深化“四减四增”行动，建立绿色低碳发展体制机制。实施全面节约战略，加快节能降碳先进技术研发和推广应用，实施“氢进万家”科技示范工程，推动形成绿色低碳生产生活方式。积极稳妥推进碳达峰碳中和。实施碳达峰十大工程和能源转型发展九大工程，建好海上风电等五大清洁能源基地，规划建设一批新型储能项目，建立生态产品价值实现机制、碳汇补偿机制，推进蓝色碳汇开发利用，有效提升经济发展“含金量”“含绿量”。落实主体功能区战略，实施山水林田湖草沙一体化保护修复工程，建设科学绿化试点示范省，奏响人与自然和谐共生新乐章。

随着新动能转换、海洋振兴战略、自贸区建设等逐步实施，具有较强竞争力、创新性较好的产业将成为山东经济发展的核心推动力，基本形成新动能主导经济发展的新格局，经济增速有望企稳回升，整体经济发展形势持续向好。

综合预测，全省“十四五”期间年GDP年均增长5.8%，到2025年达到97120亿元，三次产业比重为6.5:36.0:57.5。人口“十四五”期间年均增长0.25%，到2025年达到10280万人。人均GDP“十四五”期间年均增长5.6%，到2025年达到9.4万元/人。

根据《山东“十四五”电网规划研究报告》及近期全省电力需求调整结果，预计2025年山东省全社会用电量达到8600亿kWh，全社会负荷达到14300万千瓦，“十四五”年均增速分别为4.4%、4.6%；至2030年全省全社会用电量达到10000亿kWh，全社会最大负荷达到16930万千瓦，“十五五”年均增速分别为3.1%、3.4%。至2035年全省全社会用电量达到11150亿kWh，全社会最大负荷达到19000万千瓦，“十六五”年均增速分别为2.2%、2.3%。

表4.2-1 山东省电力需求预测表单位：亿kWh、MW

年份	2023 (实际)	2024	2025	“十四五” 递增	2030	“十五五” 递增	2035	“十六五” 递增
全社会用电量	7967	8220	8600	4.4%	10000	3.1%	11150	2.2%
全社会最大负荷	12808	13830	14300	4.6%	16930	3.4%	19000	2.3%

4.2.2 临沂市电力负荷预测

临沂市位于山东省东南部，现辖3区9县、3个开发区，总面积1.72万

平方公里，人口 1180 万，是山东省人口最多、面积最大的市。

临沂市商贸物流繁荣，交通四通八达。临沂按照“经济大市、商贸强市、文化名市、宜居城市”的战略目标，内增经济实力，外树城市形象。在省率先获批新旧动能转换重大工程总体规划，明确“一城引领、两廊带动、三园集聚、全域协同”总体布局。对重点产业逐一制定专项规划，明确了主攻方向。“十三五”期间，临沂市经济社会呈现出提质增效、稳中向好的基本态势，2023 年全市实现生产总值 5778.5 亿元，增长 4.7%；三次产业比例调整为 9.2:36.5:54.3。

经济的快速发展带动了用电量的持续增长，2023 年临沂市全社会用电量 632.6 亿 kWh，网供最大负荷 10410MW。根据《临沂电网“十四五”发展规划》，预计 2024 年临沂市全社会用电量 680.2 亿 kWh，“十四五”期间年均增长 7.38%；网供最大负荷为 11370MW，“十四五”期间年均增长 5.90%。临沂市电力电量预测详见表 4.2-1。

表 4.2-1 临沂电量、负荷预测表 单位：亿 kWh、万 kW

年份	2023	2024	2025	十四五平均递增率	2030	十五五平均递增率
全社会用电量	632.6	680.2	713.7	7.38%	863.55	3.89%
全社会最大负荷	1073	1171	1220	5.92 %	1515	4.43%
网供电量（全网）	613.73	660.45	696.15	6.03%	849.3	4.06%
网供最大负荷（全网）	1041	1137	1190	5.90%	1490	4.60%

注：建有自备电厂的企业，其由自备机组供电的负荷未计入电网最大负荷。

4.3 电力平衡分析

4.3.1 山东省电力平衡及分析

电力平衡原则如下：

山东电网最大负荷呈现冬季、夏季双高峰，且最大负荷值相差不大，夏季略大。因此，山东省电力平衡按夏高峰进行计算，并采用全口径分析。

电力电量平衡中，省内装机根据其前期及建设工作实际进度参与平衡，区外送电规模根据山东省经济社会发展实际需求及相关特高压工程建设进度

考虑。

此外，在进行电力电量平衡计算时还考虑其他原则如下：

- 1) 孤网发电与负荷自平衡。
- 2) 系统备用率。依据《电力系统设计手册》相关规定，“一般负荷备用容量为最大负荷的 2%~5%，根据经验一般考虑事故备用容量为最大发电负荷的 10%左右。”考虑负荷备用和事故备用，合理备用率采用 12%。
- 3) 煤电。根据历年来运行数据，夏季、冬季负荷高峰时期，地方电厂出力率约为装机容量的 35%~40%，按装机容量的 40%参与电力平衡。考虑设备老化或缺陷、高温及供热受阻等因素，统调机组受阻容量夏季按装机容量的 5%计算、冬季按供热机组的 10%计算。
- 4) 风电、光伏发电。考虑风电、光伏出力随机性，按照负荷高峰时段风光置信出力系数开展平衡计算。根据山东历年来新能源实际出力数据，夏季午峰风电、光伏发电置信出力系数取 1%、25%；冬季午峰风电、光伏发电置信出力系数取 1%、2%；夏季晚峰、冬季晚峰风电置信出力系数取 5%、2%。
- 5) 核电。按全容量参与电力平衡。
- 6) 抽水蓄能。按全容量参与电力平衡。
- 7) 气电。目前山东无在运重型燃机项目，参照其他省市燃机实际运行情况，重型燃机受阻主要考虑机组及管道设备老化或缺陷、高温受阻、供热受阻等因素，按照装机容量的 70%参与电力平衡；分布式燃机参照山东省内地方小电厂出力水平，按照装机容量的 30%参与平衡。但目前来看，燃机气源供应不稳定，供电保障能力仍存在较大不确定性。
- 8) 生物质及其他（三余）。按装机容量 40%参与电力平衡。
- 9) 储能。考虑利用效率、电力供应缺口时长等因素，按照 30%参与平衡。
- 10) 需求侧响应。根据山东当前实际响应能力推算，削峰能力按照全网最大负荷的 3%-5%考虑。

表 4.3-1 山东省电力平衡表（考虑在建、核准、路条和纳入“十四五”规划机组）

单位：万 kW

项 目	2025 年	2030 年
-----	--------	--------

	夏午峰	夏晚峰	冬午峰	冬晚峰	夏午峰	夏晚峰	冬午峰	冬晚峰
一、全网最大负荷	12500	11700	11500	10900	15540	14920	14540	13990
二、省内备用容量 (全网)	1500	1404	1380	1308	1865	1790	1745	1679
三、需要装机容量 (全网)	14000	13104	12880	12208	17405	16711	16285	15669
四、省内计划装机总容量 (全网)	22535	22535	23426	23426	32022	32022	33984	33984
1、煤电	8245	8245	8047	8047	8949	8949	9116	9116
2、核电	570	570	570	570	1300	1300	1970	1970
3、燃气	252	252	373	373	955	955	1427	1427
4、水电	407	407	407	407	766	766	825	825
5、风电	3318	3318	3805	3805	5330	5330	5500	5500
6、光伏	7840	7840	8195	8195	12140	12140	12500	12500
7、生物质发电	504	504	530	530	540	540	543	543
8、其他(余热余能)	598	598	598	598	602	602	603	603
9、新型储能	800	800	900	900	1440	1440	1500	1500
五、省内可用容量 (全网)	11175	9348	9780	8999	14878	12056	14016	12821
1、煤电	7375	7375	6996	6996	8247	8247	8101	8101
2、核电	570	570	570	570	1300	1300	1970	1970
3、燃气	156	156	236	236	595	595	914	914
4、水电	400	400	400	400	759	759	818	818
5、风电	33	166	38	76	53	267	55	110
6、光伏	1960	0	820	0	3035	0	1250	0
7、生物质发电	202	202	212	212	216	216	217	217
8、其他(余热余能)	239	239	239	239	241	241	241	241
9、新型储能	240	240	270	270	432	432	450	450
六、省外来电	3250	3250	3250	3250	3400	3400	3400	3400

项 目	2025 年				2030 年			
	夏午峰	夏晚峰	冬午峰	冬晚峰	夏午峰	夏晚峰	冬午峰	冬晚峰
七、电力盈 (+) 亏 (-)	—	—	—	—	—	—	—	—
7-1. 基础方案	185	-746	-120	-229	441	-1687	681	102
7-2. 基础方案+储能	425	-506	150	41	873	-1255	1131	552
7-3. 基础方案+储能+需求侧响应	1025	94	750	641	1673	-455	1931	1352

表 4.3-2 山东省电量平衡表 单位：亿 kWh

项 目	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
一、全社会用电量	8600	8895	9185	9465	9735	10000
二、省内非煤电机组发电量	2452	2801	3138	3485	3827	4417
其中：1、风电发电量	664	795	862	930	998	1066
2、光伏发电量	862	955	1058	1157	1251	1335
3、常规水电发电量	1	1	1	1	1	1
4、抽水蓄能发电量						
5、核电	345	399	485	614	784	1145
6、气电	86	145	223	273	282	357
7、生物质、生物质能及垃圾	229	241	242	243	244	245
8、余热余能	266	266	267	267	267	268
三、省外来电发电量	1563	1563	1563	1608	1630	1630
其中：1、500kV 交流	158	158	158	158	158	158
2、特高压交流	180	180	180	180	180	180
3、直流	1225	1225	1225	1270	1293	1293
(1) 银东直流	280	280	280	280	280	280
(2) 昭沂直流	338	338	338	383	405	405
(3) 鲁固直流	338	338	338	338	338	338
(4) 陇东直流	270	270	270	270	270	270
(5) 第五直流	0	0	0	0	0	0
(6) 第六直流	0	0	0	0	0	0
四、省内煤电机组发电量	4585	4532	4485	4372	4278	3953
五、省内煤电机组年平均利用小时数（扣除孤网）	4110	3846	3591	3485	3468	3169

由电力平衡可见，2025 年，考虑陇东直流以及省内核准在建煤电、核电、

燃机、抽蓄等大型电源投运，并考虑储能顶峰作用后，夏晚峰全省最大供电缺口约 506 万 kW；考虑需求侧响应后，电力紧平衡。2030 年，预计 2030 年夏晚峰全省最大供电缺口约 1255 万 kW，考虑需求侧响应后，电力缺口仍在 455 万 kW 左右。需统筹省内外能源资源条件，超前谋划争取第五条直流外电通道，提升山东电力保障能力。

4.3.2 临沂电力平衡及分析

截至 2023 年底，临沂电网（不含孤网）装机容量为 1418.53 万千瓦。按接入电压等级分类，500kV 电网接入装机容量为 120 万千瓦，220kV 电网接入装机容量为 476.3 万千瓦，110kV 电网接入装机容量为 216.21 万千瓦，35kV 电网接入装机容量为 77.16 万千瓦，10kV 及以下电网接入装机容量为 528.86 万千瓦。按发电类型分类，储能装机容量 22.13 万千瓦，火电装机容量 477.7 万千瓦，水电装机容量 124.42 万千瓦，风电装机容量 122.61 万千瓦，光伏装机容量 546.15 万千瓦，垃圾生物质装机容量 47.2 万千瓦，其他能源装机 78.32 万千瓦。

目前，临沂市已获得国家或省发改委同意开展前期工作并计划在 2024～2025 年之间投产的大型电源项目有：

根据《2024 年山东省市场化并网项目名单》，2024～2025 年，临沂市规划建设集中式光伏发电项目 8 个，规划总装机容量 1120MW，蒙阴丰金漠河碳中和循环农业产业园项目 150MW、中节能太阳能临沂平邑一期光伏复合发电项目 300MW、山东兰陵泵阀光伏发电项目 18MW、兰陵双能棚顶光伏发电站项目 16MW、临沂沂堂光伏发电项目 35MW、山高能源费县光伏发电项目 250MW，2024 年底投产；郯城县国家电投泉源光伏发电项目 200MW、华润新能源蒙阴 150MW 农光互补项目 150MW，2025 年底投产。

风电项目 1 个，郯城县 TC-1 风电项目装机容量 190MW 计划 2025 年建成投产。

储能电站项目：山东省能源局 2023 年度新型储能入库项目（第一批）中临沂市 4 个项目，分别为山东电工临沂河东区 200MW/400MWh 储能电站示范项目、平邑县 300MW/600MWh 储能项目（一期）、费县山高新能源 200MW/400MWh 储能电站项目、大唐蒙阴 100MW 压缩空气储能项目。

根据临沂电网电力负荷预测结果，结合上述电源建设规划，临沂电网 2023

年～2025 年电力平衡见下表。

表 4.3-3 临沂电网 220kV 电网电力平衡表 单位：MW

年 份	2023 年	2024 年	2025 年
一、临沂网供最大负荷	8032	9550	11005
二、电网统调装机	3602	3462	3062
1、国电费县发电有限公司	1300	1300	1300
2、临沂电厂	1260	1120	700
3、地方电厂	1042	1042	1042
三、储能电站	201	601	1201
四、风电场	1226	1226	1416
五、光伏电站	5462	6231	6581
六、电力盈（+）亏（-）			
1、机组满发	-4430	-6088	-7943
2、停一台最大机组	-5100	-6758	-8613
3、正常 13% 备用	-4898	-6538	-8341
七、电力盈（+）亏（-）（考虑风电 5%、光伏 10% 及储能出力）			
1、机组满发	-3622	-4803	-7214
2、停一台最大机组	-4292	-5473	-7564
3、正常 13% 备用	-4090	-5253	-7612

由电力平衡可见，临沂电网长期处于受电状态，负荷增长远高于电源装机的增长，受电容量呈逐年增长的趋势。

4.4 建设必要性

（1）合理开发利用光能资源，符合能源产业发展方向

开发利用可再生能源是国家能源发展战略的重要组成部分，《中华人民共和国电力法》规定：“国家鼓励和支持利用可再生能源和清洁能源发电”。

并在（2005）2517号文件中将并网型的光伏发电列为可再生能源产业发展指导目录，本项目利用当地丰富的太阳能资源建设光伏电站，符合国家产业政策。

该光伏发电项目拟选厂址所在区域太阳能资源较为丰富，且交通便利、场址综合建设条件好，非常适宜建设光伏电站。

（2）光伏电站是国家能源战略的重要体现

随着石油和煤炭的大量开发，不可再生资源保有储量越来越少，终有枯竭的一天，因而新能源的开发已经提到了战略高度。风能、太阳能和潮汐能等新能源将是未来一段时间大规模开发的能源种类。不管从技术、经济，还是规模上来看，太阳能都有一定的优势，随着太阳能电池组件国产化进程加快，光电板的价格将进一步降低，光伏的竞争力也大大加强。光伏电站的开发可以节约大量的燃料和水资源，还可以形成太阳能发电基地，改善山西省地区能源结构。

（3）可促进地区经济社会发展

光伏发电工程主要是利用当地自然资源和人力资源，对促进地区经济发展具有重要意义。同时，光伏发电也是高新技术和新兴产业，快速发展的光伏发电已成为一个新的经济增长点，可以有效拉动装备制造等相关产业的发展，对调整产业结构，促进经济增长方式转变，扩大就业，推进经济和社会的可持续发展意义重大。本项目的开发建设，是开拓新的经济增长领域、促进经济转型、扩大就业的重要选择。

（4）光伏电站建设是改善生态、保护环境的需要

太阳能是清洁的、可再生的能源，开发太阳能符合国家环保、节能政策。太阳能是清洁的可再生能源，开发太阳能符合国家环保、节能政策，光伏电站的开发建设可有效减少常规能源尤其是煤炭资源的消耗，保护生态环境，营造出山川秀美的旅游胜地。

综上所述，随着光伏发电项目工程的开发，除了提供大量的绿色电能外，还将对带动地方经济快速发展起到积极作用。该光伏发电项目建成后可优化系统电源结构，促进地区经济可持续发展。因此，及时开发该光伏发电项目工程是十分必要的。

4.5 本期工程接入系统方案

本项目接入接入系统方案暂按电力出线电压等级 110kV，送至厂址西南的国网杏林变电站。

第5章 光伏电站总体设计及发电量计算

5.1 太阳电池种类

5.1.1 太阳能电池种类

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

薄膜电池分为非晶硅薄膜电池、CdTe 电池和 CIGS 电池。当前商业应用的薄膜电池转化效率较低，非晶硅薄膜电池为 8~10%，CdTe 电池为 15~18%，CIGS 电池为 13~16%。非晶硅薄膜电池商业化生产技术较为成熟，并已在国内外形成产能；CdTe 和 CIGS 电池在国内还没有形成商业化生产。由于薄膜电池的特有结构，在光伏建筑一体化方面，有很大的应用优势，但由于其商用组件转换效率低、单位造价较高等原因，并不适合用来建设大型光伏电站。



图 5.1.1-1 非晶硅电池太阳能电池

晶硅电池分为单晶硅和多晶硅电池，目前商业应用的光电转换效率 PERC 单晶电池已超过 23%，常规多晶硅 19.5~21%。在 2007 年前，市场主导产品是多晶硅组件，2007 年之后，单晶占比逐步提升，尤其 2015 年之后，随着金刚线切割及 PERC 以及 TOPCON 技术的引入，单晶电池片的成本大幅下降，电池效率大幅提升，从而使单晶在性价比上领先多晶，所以单晶电池的市场占有率达到逐年提升，多晶和单晶的市场占有率比值已经变为 10: 90。目前多晶产能已基本被淘汰，现有项目均以单晶组件来设计。

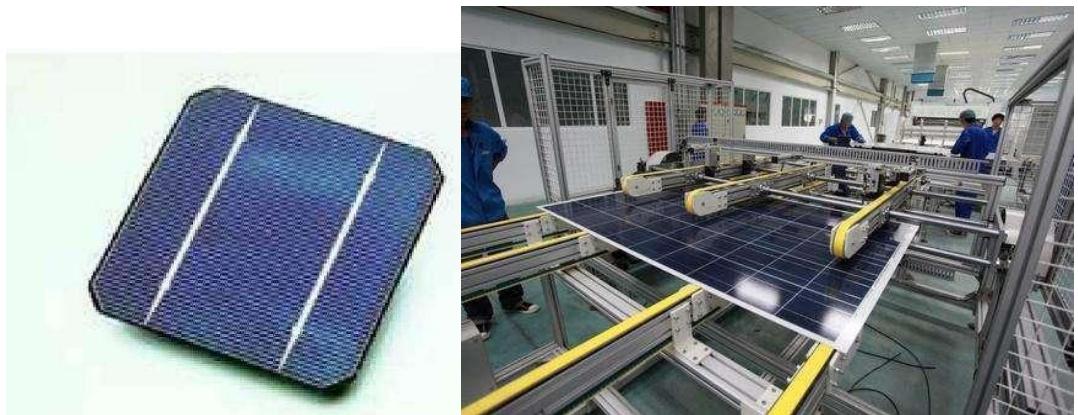


图 5.1.1-2 单晶硅太阳能电池



图 5.1.1-3 多晶硅太阳能电池

表 5.1.1-1 太阳能电池分类汇总表

种类	电池类型	商用效率	实验室效率	使用寿命	特点	目前应用范围
晶体硅电池	单晶硅	22~24.5%	27.6%	25年	效率高 技术成熟	中央发电系统 独立电源 民用消费品市场
	多晶硅	19.5~21%	23.3%	25年	效率较高 技术成熟	中央发电系统 独立电源 民用消费品市场
薄膜电池	硅基薄膜	8~10%	14%	20年	弱光效应较好 成本相对较低	民用消费品市场 中央发电系统
	碲化镉	15~18%	22.1%	20年	弱光效应好 成本相对较低	民用消费品市场
	铜铟镓硒	13~16%	23.4%	20年	弱光效应好 成本相对较低	民用消费品市场 少数独立电源

从以上比较可以看出：

(1) 晶体硅光伏组件技术成熟，且产品性能稳定，使用寿命长。

- (2) 商业化使用的光伏组件中，单晶硅组件转换效率略高于多晶硅。
- (3) 晶体硅电池组件故障率低，运行维护简单。
- (4) 在开阔场地上使用晶体硅光伏组件安装方便，结构简单紧凑。
- (5) 尽管非晶硅薄膜电池在价格、弱光响应，高温性能等方面具有一定优势，但是使用寿命期相对较短。

太阳能电池根据所用材料的不同可分为多种类型，根据国内外市场现状和技术发展影响，目前大规模商用电池组件类型主要是晶硅类电池和薄膜类电池。其中晶硅类太阳能电池是目前发展最成熟并且作为商用电站应用最为广泛的电池，在应用中居主导地位。薄膜电池因其产品特性，在运行维护过程中难以清洗且易损坏，近年来虽然极少应用于大型地面光伏电站。

光伏电站太阳电池组件作为光电转换的核心器件，应选用技术成熟、转化效率较高、已规模化生产的且在国内有工程应用实例。因此，本工程选用晶硅类太阳电池。

5.1.2 太阳能电池前沿技术应用

近年来，在普通晶硅电池的基础上，通过应用新的生产技术，发展出了背钝化电池、黑晶硅电池、N型双面电池等晶硅电池，使得光伏组件在光电转化效率、电池功率等方面都有不同程度的提高。

1) 背钝化（PERC）电池

背钝化组件采用新一代电池表面处理和背钝化技术，最大程度优化电池表面陷光能力，微观上使电池表面结构更加均匀统一，大幅提高光子利用率。同时，该技术进一步改善电池表面钝化水平，降低少数载流子的复合速率。新的背钝化工艺，能有效地提升电池片的电压及电流收集能力，大幅降低由激光制程造成的背面损伤，改善局部少数载流子复合速率，提升电池开路电压，从而提升产品的发电效率。

背钝化是目前国内、外最热门技术之一，其单晶电池较普通电池可以提高0.8%-1.2%的转化效率，多晶电池可以提高0.6%-1.0%的转化效率

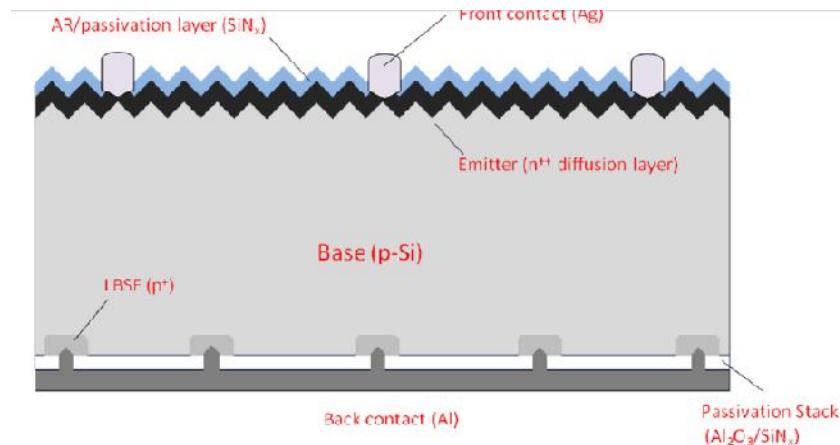


图 5.1.2-1 背钝化电池结构示意图

2) IBC (交叉背接触) 电池

IBC (交叉背接触) 电池，与常规电池的最大不同在于，常规电池的正负极分别在电池的迎光面和背光面，而 IBC 电池的正负电极均在电池片的背面，可使面朝太阳的电池片正面呈黑色，完全看不到多数太阳电池正面呈现的金属线，不仅为使用者带来同等面积更大的发电效率，且看上去更美观。IBC 电池的核心问题是如何在电池背面制备出质量较好、呈叉指状间隔排列的 P 区和 N 区，由于技术难度较大、设备复杂，因此制备成本高，至今没有实现大规模应用。

IBC 电池虽然转换效率高，但受高成本（制造工艺复杂，使用 n 型高质量单晶硅片）制约一直未实现规模化应用，目前在一些特定市场中有应用，如一些对转换效率有特殊需求的地方。未来仍需开发低成本制造技术以降低成本。

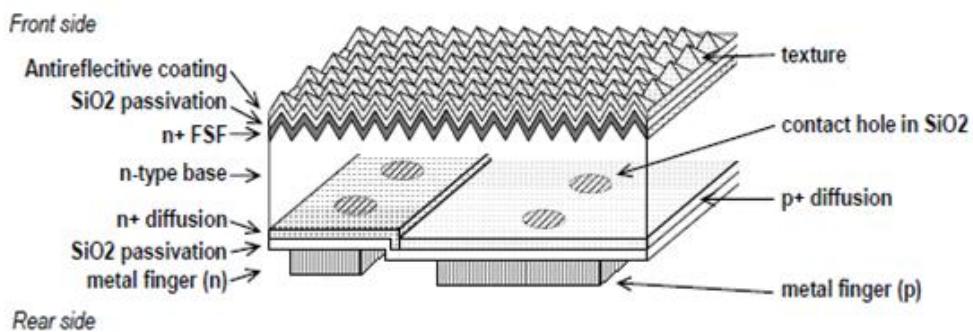


图 5.1.2-2 IBC 电池结构示意图

3) 多晶黑硅电池

多晶黑硅电池是利用纳米陷光技术生产的电池。相较普通电池可以提高0.3%~0.5%的转化效率，电池功率可以提升2W~4W，目前晶澳、阿特斯、晶科等企业均有所研究，其中晶澳采用RIE技术（润秀）；阿特斯采用湿法刻蚀技术。目前电池效率能够稳定在约19.0%。

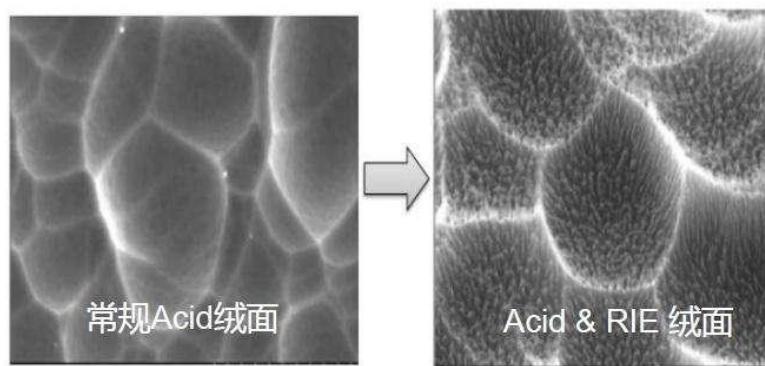


图 5.1.2-3 晶硅绒面照片

4) 双面电池技术

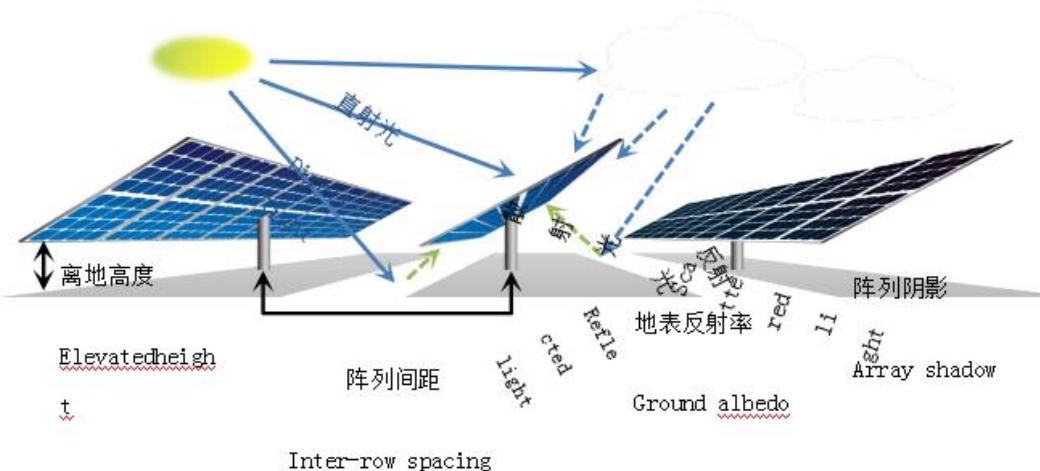


图 5.1.2-4 双面电池组件光照示意图

双面电池背面采用透明材料封装得到可以背面受光的组件，通常采用POE封装取代传统的EVA，提高组件可靠性，组件离地高度建议0.5m以上，地表反射率越高获得的发电增益越高，双面组件在应用中存在早晚发电增益高于日间，夏季发电增益高于冬季的情况。

5) N型双面电池

N型双面电池采用N型硅片实现双面发电，其工艺步骤与普通产线兼容性高。N型双面电池通过采用低离子注入等技术，精简产品工艺流程，提高产品良品率，使得N型单晶双面电池提高了组件单位面积10%~30%的发电量。N型单晶双面电池基于自身结构特性，具有双面光电转换效率高（正面电池转换平均效率>22%，背面电池转换效率平均效率>19%）、光衰减系数低、弱光响应高、温度系数低（温度系数≤0.4%）、工作温度低（工作温度可适应5~9℃）等5大优势。

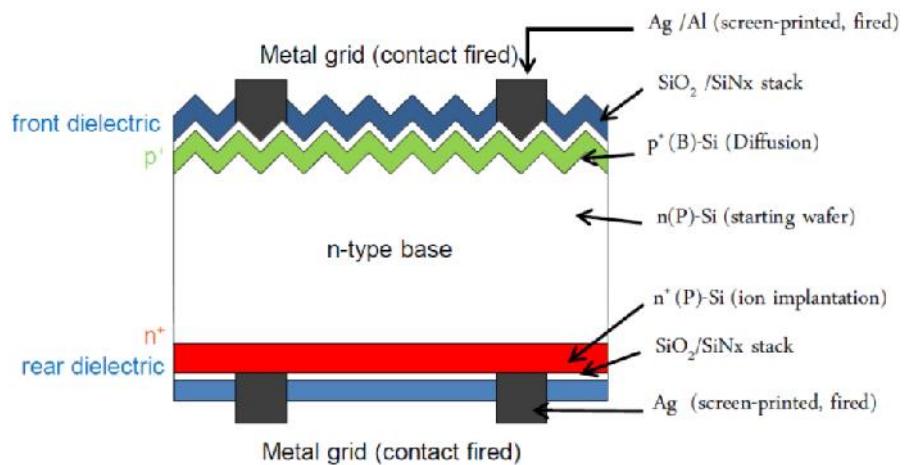


图 5.1.2-5 N型双面电池结构示意图

6) 聚光光伏电池

聚光光伏电池是指将汇聚后的太阳光通过高转化效率的光伏电池直接转换为电能的光伏电池。聚光光伏电池的基本原理是利用相对廉价的聚光光学系统来替代昂贵但是高效率的III-V半导体芯片，使得它在发电度电成本上与光热技术和通常的平板（晶硅）系统具有竞争力，特别是在一些高辐射度的地区。聚光光伏电池的光电转换效能介于36~40%之间，光电模组的效能在22~28%之间。整个系统的效能介于18~20%之间。以年度发电量而言，在相同的条件下，系统（结合双轴追日技术）约是传统硅晶型的1.2~1.4倍左右，此点是HCPV技术的竞争优势。HCPV技术最适合应用于大型电厂，特别是在阳光日照充足、干燥、低湿度的地区。

目前聚光光伏电池的技术还不成熟，在技术问题上需改进材料进一步提高光伏电池的耐光能力，高倍聚光下，解决光照不均匀，效率低的问题。另外光强不均匀，会导致电池表面受热不均，故对材料的要求也很高，还有散

热器性能的研发等等。一般认为，聚光光伏电池面临的挑战是平板光伏（晶硅）电池的价格竞争，而这个价格竞争来源于晶硅行业的大规模产能扩张导致的电池成本下降。目前聚光光伏组件的产能问题一直是影响其发展。

7) 金属缠绕 (MWT) 背接触电池技术

MWT 背接触电池技术是采用激光打孔、背面布线的技术消除了正面电极的主栅线，正面电极细栅线搜集的电流通过孔洞中的银浆引到背面，这样电池的正负电极点都分布在电池片的背面，有效减少了正面栅线的遮光，提高了转化效率，同时降低了银浆的耗量和金属电极-发射极界面的少子复合损失。

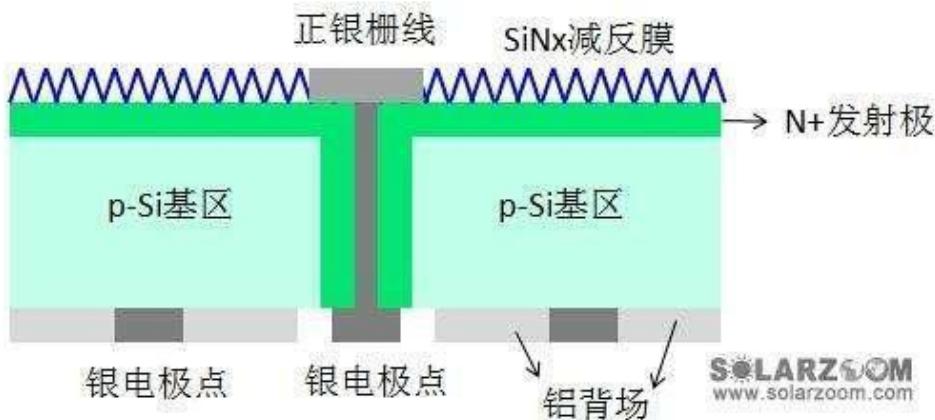


图 5.1.2-6 P 型硅 MWT 电池结构示意图

目前晶体硅电池产品量产的转化效率记录一直被美国 Sunpower 公司的全背接触式 (IBC) 电池所保持，其电池和组件的量产转化效率分别达到 22% 和 20% 以上，但其生产工艺过于复杂，生产成本较常规产品高出 50% 以上，所以只适合应用在一些面积有限的高端项目上。低成本的金属缠绕 (MWT) 背接触技术被越来越多的人所关注，其中 MWT 背接触技术发展更快，已经实现从实验室阶段向产线进行过渡，极具发展前景。

8) 半片技术

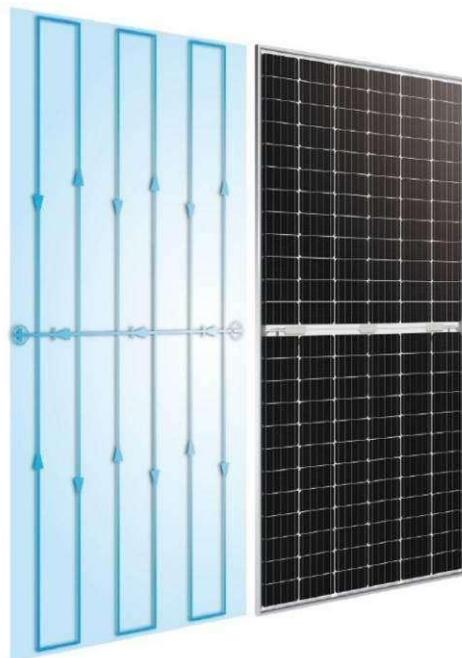


图 5.1.2-7 半片电池组件

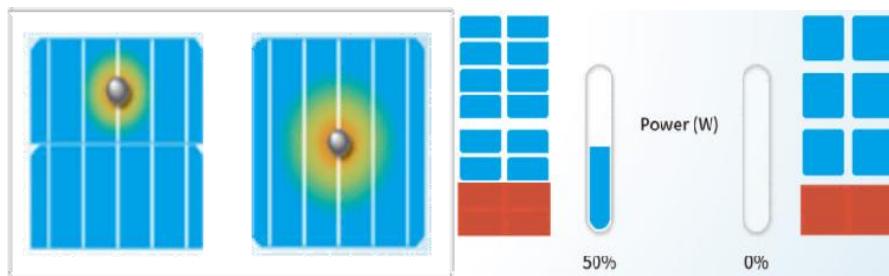


图 5.1.2-8 半片和全片电池组件发热对比

半片技术通过降低组件内部电学损耗，使组件功率提升 2%，此外最大的价值在于使热斑温度降低 10~20℃，电池效率提升、双面电池的应用、大硅片的出现均会使组件热斑温度提高，因此半片或其他切片技术将成为标配以确保热斑可靠性，相对全片组件，半片组件在高温及高辐照地区具有发电优势。

5.1.3 光伏组件规格选型

根据目前的市场情况，N 型电池生产成本逐步降低，电池平均转换效率可达 23.8%~24%，较常规的单晶硅电池具有少子寿命高、光致衰减小等优点，具有更大的效率提升空间。随着电池新技术和工艺的引入，N 型硅片市场占比迅速扩大，超过 P 型单晶的市场占比。

结合以上分析及目前国内太阳电池、光伏组件市场的产业现状和产能情

况，选取目前市场上主流光伏组件进行技术性能比较。

表 5.1.3 主流组件技术性能比较

组件类型	P-PERC 组件	N-TOPCon 组件
双面率 (%)	70±5	85±5
温度系数 (%/°C)	-0.35~-0.37	-0.28~-0.32
首年衰减 (%)	2~2.5	1.0
年度衰减 (%)	0.45~0.55	0.4
NOCT (°C)	44~45	42
LID (%)	1.5	无
LeTID	风险高	无风险
弱光性能	较好	好

基于以上特点，相较于 PERC 光伏组件，N-TOPCon 光伏组件具有更低的温度系数，更低的衰减率，更高的背面率，更好的弱光响应等优点。

大型供应商已经陆续从 2022 年开始增加 TOP Con 的产能，N 型组件已逐渐开始替代 P 型组件。表 5.1.3-1 显示了光伏组件制造商常见的产品系列。

表 5.1.3-1 组件产品品种类表

序号	光伏组件种类	电池片尺寸 (mm)	板型 (mm)	主流功率	转换效率
1	144 片 PERC 单面/双面/半片组件	166×83	2094×1038×35	445W/450W/455W	20.5%/20.7%/20.9%
2	144 片 PERC 单面/双面/半片组件	166×83	2111×1046×30	440W/445W/450W	19.9%/20.2%/20.4%
3	132 片 PERC 单面/双面/半片组件	182×91	2073×1133×35	490W/495W/500W	20.9%/21.1%/21.3%
4	150 片 PERC 单面/双面/三分片组件	210×70	2187×1102×35	490W/495W/500W	20.30%/20.50%/20.70%
5	144 片 PERC 单面/双面/半片组件	182×91	2278×1134×35	545W/550W/555W	21.10%/21.30%/21.50%
6	110 片 PERC 单面/双面/半片组件	210×105	2384×1096×35	540W/545W/550W	20.7%/20.9%/21.0%
7	132 片 PERC 单面/双面/半片组件	210×105	2384×1303×35	655W/660W/665W	21.1%/21.2%/21.4%
8	144 片 N 型双面/半片组件	182×91	2278×1134×30	570W/575W/580W	22.1%/22.3%/22.5

序号	光伏组件种类	电池片尺寸 (mm)	板型 (mm)	主流功率	转换效率
9	132 片 N 型双面/半片组件	210×105	2384×1303×35	700W/705W/710W	22.5%/22.7%/22.9%
10	144 片 N 型双面/半片组件	矩形电池片	2382×1134×30	610W/615W	22.6%/22.8%

表 5.1.3-1 中, 第 1、2 组光伏组件主要用于户用、工业和商业分布式光伏项目; 第 3-7 组光伏组件是过渡产品; 第 8、9 组光伏组件是目前大型电站的主流产品; 第 10 组光伏组件为矩形电池片产品, 由于各厂家的标准未完全统一, 产品供货能力和质量稳定度还有不确定性。

根据 2024 年下半年的市场预期, 182mm 型组件已渐渐淡出主流市场。因此, 本项目采用目前主流的 182mm N 型 585Wp 双面光伏组件和 210mm N 型 715Wp 双面光伏组件进行对比选择。

指标分析的主要基础条件分别是: 1、项目所在地区水平面年辐照量为 1409.4 kWh/m²; 2、光伏发电站运行方式设计为固定式运行; 不同光伏组件指标分析结果如下表所示, 其中前期建设度电成本未考虑光伏发电站运维成本和贷款利息等费用。

表 5.1.3-2 组件度电成本对比表

	182mmN 型单晶双面	210mmN 型单晶双面
组件版型	72 整片/144 半片	72 整片/144 半片
光伏组件功率 (Wp)	585	715
首年衰减	1.0%	1.0%
逐年衰减	0.40%	0.40%
装机容量 (MWp)	117.45448	117.45448
年均小时数 (h)	1260.22	1260.22
25 年总发电量 (万 kWh)	370045.03	370045.03
土建、电气投资 (万元)	6736.2	6647.7
度电成本 (元)	0.01820	0.01796

注: 土建、电气参考同规模、同类型光伏电厂等成本。下一步的精准光伏组件选型方案在光伏设备招标阶段, 根据项目工程可研概算以及各厂家光

伏组件报价计算。

根据市场调研，210mm 电池片 N 型光伏组件价格与 182mm 电池片 N 型组件每瓦价格基本一致。主要成本差异体现在土建、电气投资方面。根据上表的计算，210mm 电池片 N 型光伏组件度电成本有优势。

综上所述，本项目适合的光伏组件技术路线为 N 型单晶硅双面发电光伏组件。推荐使用 210mm 电池片 66/132 片型 N 型单晶硅双面发电光伏组件，根据生产企业提供的光伏组件参数表，推荐光伏组件峰值功率为 715Wp。

5.1.4 光伏组件主要技术参数

(1) 太阳电池的参数及外形

本工程采用单晶硅 N 型半片双面发电 715Wp 光伏组件。

① 光伏组件参数如下：

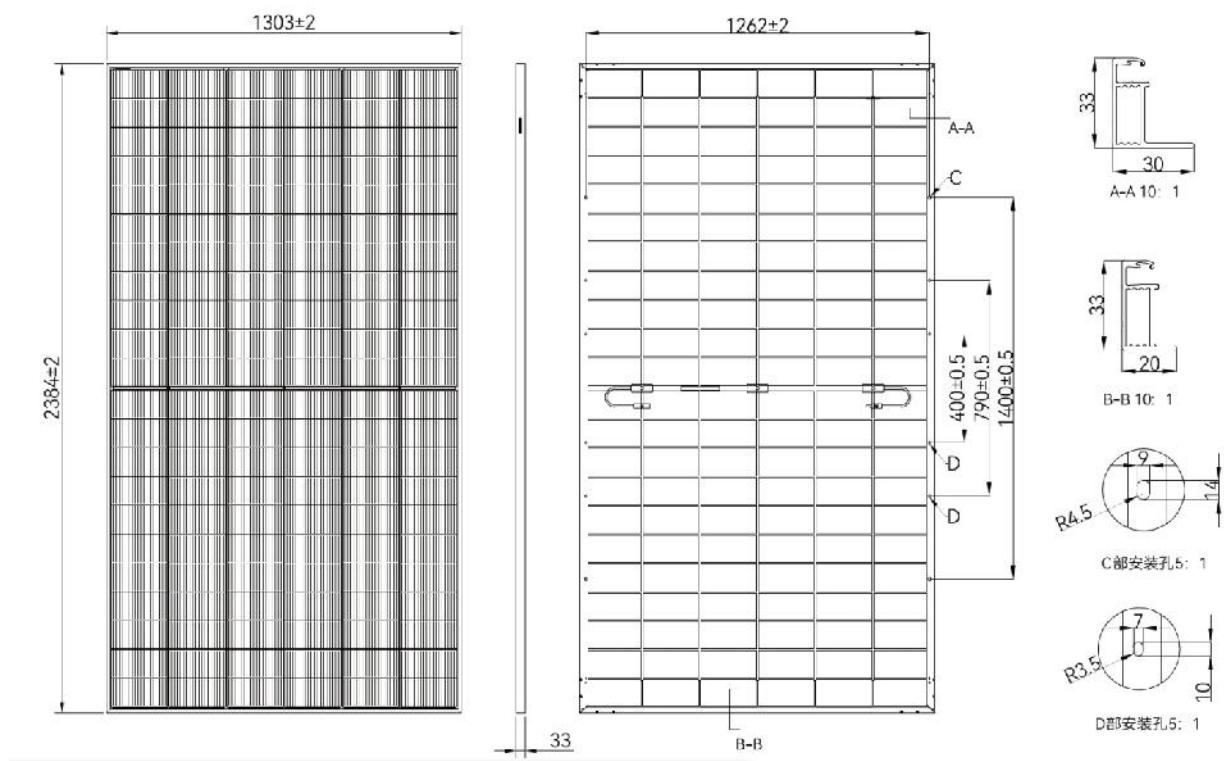
715Wp 双面太阳能电池组件参数

最大功率 (Pmax)	715Wp	组件尺寸 (mm)	2384*1303*33
开路电压 (Voc)	49.11V	组件转换效率	23%
短路电流 (Isc)	18.50A	温度系数	-0.29%/°C
最大功率点电压 (VmP)	40.86V		-0.25%/°C
最大功率点电流 (ImP)	17.50A		+0.046%/°C

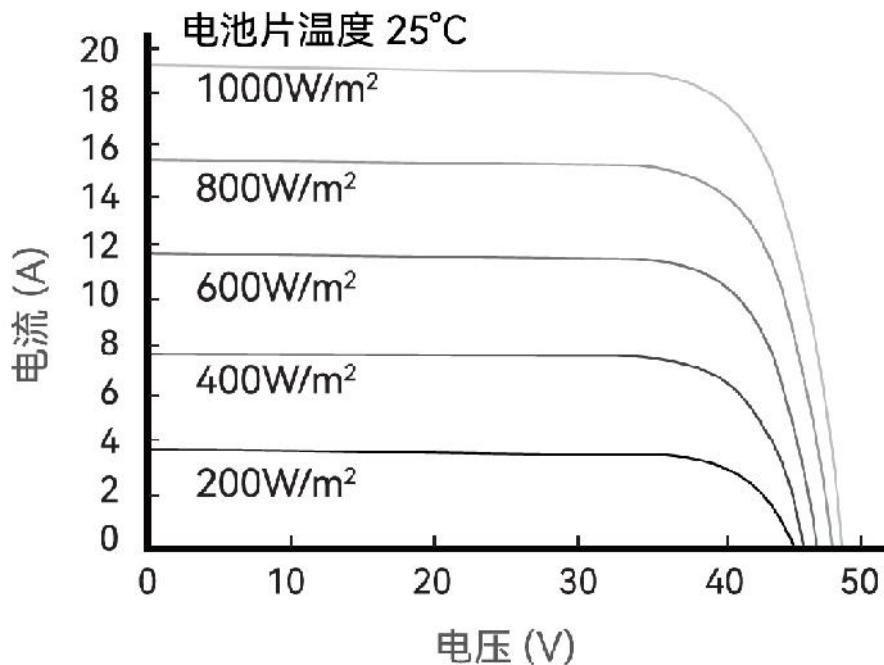
② 组件外观图



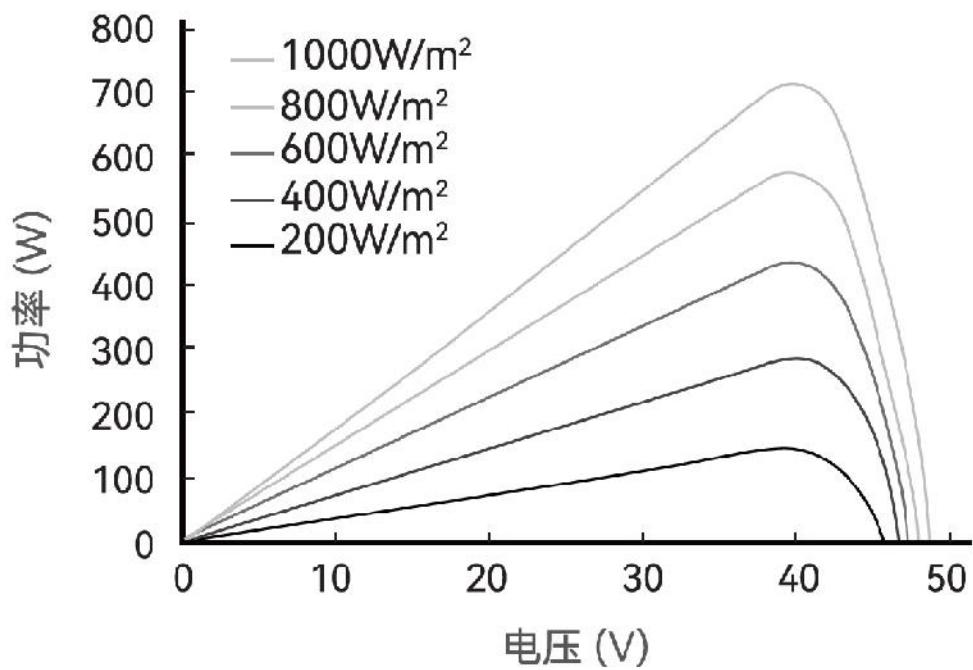
③ 组件尺寸特性



(2) 太阳能电池组件的相关曲线
④ 日照强度与 V-I 曲线关系曲线图



⑤ 日照强度与 P-V 曲线关系曲线图



5.2 光伏阵列运行方式选择

5.2.1 太阳能光伏组件的放置形式

5.2.1.1 光伏方阵的运行方式分类

对于光伏组件，不同的安装角度接受的太阳光辐射量是不同的，发出的电量也就不同。安装支架不但要起到支撑和固定光伏组件的作用，还要使光伏组件在特定的时间以特定的角度对准太阳，最大限度的利用太阳光发电。安装方式主要固定式、单轴跟踪和双轴跟踪等。

1) 固定式

光伏组件的安装，考虑其可安装性和安全性，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。如果条件允许，可以采取全年两次调节倾角的方式，也就是说在春分-夏至-秋分采用较小的倾角，在秋分-冬至-春分采用较大的倾角。如图 5.2-1 所示。



图 5.2-1 固定式安装

2) 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 20~35%。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 20%，采用极轴单轴跟踪可提高发电量约 35%。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，如图 5.2-2、5.2-3 所示。



图 5.2-2 水平单轴跟踪系统



图 5.2-3 极轴单轴跟踪系统

3) 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电池对太阳光的利用率。如图 5.2-4 所示。



图 5.2-4 双轴跟踪系统

双轴跟踪系统在不同的地方、不同的天气条件下，提高太阳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 20~25%；在比较晴朗的地方，采用双轴跟踪系统，可提高发电量 35%~45%。

5.2.1.2 光伏方阵的运行方式比较

对于自动跟踪式，其倾斜面上能最大程度的接收太阳能总辐射量，从而增加发电量。经初步计算，水平单轴跟踪方式，系统理论发电量可提高 15%~20%（与固定式比较）；若采用斜单轴跟踪方式，系统理论发电量可提高 25%~30%（与固定式比较）；若采用双轴跟踪方式，系统理论发电量可提高 30%~50%（与固定式比较）。然而实际工程中效率往往比理论值小，其原因有很多，例如：太阳能电池组件间的相互投射阴影，跟踪支架运行难于同步等。

根据已建工程调研数据，若采用斜单轴跟踪方式，系统实际发电量可提高约 18%，若采用双轴跟踪方式，系统实际发电量可提高约 25%。在此条件下，以固定安装式为基准，对 1MW_p 光伏阵列采用三种运行方式比较如表 5.2.1-1。

表 5.2.1-1 1MW_p 阵列各种运行方式比较

项 目	固定式	平单轴跟踪式	斜单轴跟踪式	双轴跟踪式
发电量 (%)	100	111	118	125
占地面积 (万 m ²)	2	3.5	4.6	4.9
支架造价	0.35 元/W _p	0.51 元/W _p	0.8 元/W _p	1.5 元/W _p

项 目	固定式	平单轴跟踪式	斜单轴跟踪式	双轴跟踪式
直接投资增加百分比（%）	100	110	115	124
运行维护	工作量小	旋转机构简单，工作量小	有旋转机构 工作量大	有旋转结构 工作量大
支撑点	多点支撑	多点支撑	多点支撑	单点支撑
板面清洗	布置集中 清洗方便	布置集中 清洗方便	布置分散，需逐个 清洗，清洗量较大	布置分散，需逐个 清洗，清洗量大

由表中数据可见，固定式与自动跟踪式各有优缺点：固定式初始投资较低且支架系统基本免维护；自动跟踪式初始投资较高，需要一定的维护，但发电量较倾角最优固定式相比有较大的提高（发电量提高的比例高于直接投资增加的比例），如果不考虑后期维护工作增加的成本，采用自动跟踪式运行的光伏电站单位电度发电成本将有所降低。若自动跟踪式支架造价能进一步降低，设备的可靠性和稳定性不断提高，则其发电量增加的优势将更加明显；同时，若能较好的解决电池阵列同步性及减少运行维护工作量，则自动跟踪式系统较固定安装式系统将更有竞争力。

5.2.1.3 电池阵列的运行方式确定

经过对固定式和跟踪式两种运行方式的初步比较，固定式初始投资较低，单位 MW 占地面积也小，且支架系统基本免维护；自动跟踪式虽然能增加一定的发电量，但目前初始投资相对较高，单位 MW 占地面积大，而且后期运行过程中需要一定的维护，运行费用相对较高。另外电池阵列的同步性对机电控制和机械传动构件要求较高。本项目用地紧张、地块零散，不具备大规模应用跟踪式支架的条件。

根据以上综合分析，并结合本项目情况、可利用面积、投资方的开发意向以及对装机容量、工期的要求等，本项目推荐选用固定式运行方式。

5.2.1.4 固定式运行方式的确定

对于固定式支架，又可分为固定不可调和固定可调式。经初步计算，采用固定可调式运行方式，系统理论发电量可提高 3%~5%（与固定不可调式比较）。但是由于可调式支架的倾角变化大，结构更加复杂的特点，随之带来装机容量的降低和相应结构成本的增加。

结合本项目实际，对两种运行方式进行了详细的比选计算，结果见表 5.2.1-2。

表 5.2.1-2 固定式支架运行方式度电成本分析

支架类型	固定不可调式	固定可调式
倾角 (°)	26	12~45
装机容量 (MWp)	117.45448	91.20254
组件数量 (块)	164272	127556
串联数量	26	26
支架数量	6050; 498	4906
单组支架组件排布	2 排 13 列； 2 排 7 列	2 排 13 列
平地间距 (m)	10	11.2
年均上网小时数 (h)	1242.94	1286
25 年总发电量 (万 kWh)	364971.21	293158
电缆工程量 (km)	1246.5	967.9
支架及安装费用 (万元)	4111	3192
支架桩基础长度 (m) 300mm 微孔灌注桩	84342m	0
PHC-300-AB 预制管桩	0	107932m
预钻孔	300mm 孔径 77082m	500mm 孔径 58872m
钢筋笼	1175.95t	0
C20 细石混凝土	0	11559.52m ³
C30 细石混凝土	379.75m ³	0
度电投资 (元/kWh)	0.1021	0.1246

由表中数据可见，针对本项目用地面积确定且不可增加的条件下，固定不可调式运行方式的度电成本和收益率，优于固定可调式运行方式。

根据以上综合分析，本项目推荐选用固定不可调式运行方式。

5.2.2 光伏组件阵列最佳倾角计算

5.2.2.1 倾斜面辐射分析

(1) 倾斜面辐射量计算模型

为增加光伏组件表面接受的太阳辐射量，在赤道以外地区，工程设计中通常将光伏组件朝向地球赤道方向倾斜一定角度。确定朝向赤道倾斜面上的太阳辐射量，通常采用 Klein 提出的计算方法：倾斜面上的太阳辐射总量 H_t 由直接太阳辐射量 H_{bt} 、天空散射辐射量 H_{dt} 和地面反射辐射量 H_{rt} 三部分组成。其计算公式为：

$$H_t = H_{bt} + H_{dt} + H_{rt}$$

因此，对于确定的地点，在已知全年各月水平面上的平均太阳辐射资料（总辐射量、直接辐射量或者散射辐射量）后，便可以计算出不同倾角的倾斜面上的全年各月的平均太阳辐射量。

(2) 相关计算参数的确定

太阳赤纬的确定

赤纬角是指地心和太阳中心的连线与其天赤道平面投影之间的夹角，也可以理解为太阳光线与地球赤道面的交角。赤纬度是反映地球绕太阳公转规律的角度变量，用 δ 来表示。太阳赤纬度随季节变化，按库珀（cooper）方程计算，见下式：

$$\delta = 23.45 \sin\left(360 \times \frac{284+n}{365}\right)$$

式中：n 为一年中的天数，如在 1 月 1 日，n=1，以此类推。根据此公式，计算得到一年各天的太阳赤纬角。

(3) 各月倾斜面日落太阳时角的计算

太阳时角是指太阳中心点到地心的连线与天子午线之间的夹角，简称时角。太阳正午时刻的时角为 0° ，上午时角为负值，下午为正值，太阳时角是反映一天内日照时间长短的指标。水平面、倾斜面上的日落时角可依据如下计算公式：

$$hs = \cos^{-1}(-\tan \Phi \tan \delta)$$

$$hs' = \min\{hs, \cos^{-1}(-\tan(\Phi - s) \tan \delta)\}$$

式中：

hs：水平面上的日落时角；

hs'：倾斜面上的日落时角；

Φ：当地纬度；

δ：太阳赤纬度；

s：太阳能电池板倾角。

根据以上公式，根据当地的地理纬度、太阳赤纬角等相关参数，便可计算出水平面上的日落时角和某一倾角 s 倾斜面上的日落时角。

大气层外太阳水平辐射量的确定

大气层外太阳水平辐射量是指在没有地球大气影响的情况下，水平面上的太阳辐射量。其计算公式如下：

$$H_0 = \frac{24}{\pi} I_{sc} \left[1 + 0.033 \cos\left(\frac{360n}{365}\right) \right] \times \left[\cos\phi \cos\delta \sinh s + \frac{2\pi hs}{360} \sin\phi \sin\delta \right]$$

式中：

H₀：大气层外水平面上辐射量；

n：一年中的天数；

I_{sc}：为太阳常数，指的是在平均日地距离时，地球大气层上界垂直于太阳光线表面积上单位时间内所接受到的太阳辐射能量，其参考值 1367W/m² • h。

根据已确定的相关参数和上述计算公式，可计算出本光伏电站所在地各月大气层外太阳水平面上辐射量平均值。

5.2.2.2 倾斜面辐射分析

倾斜面上直接辐射量的确定

在工程设计中，倾斜面直接辐射量常采用以下公式进行计算：

$$R_b = \frac{H_{0s}}{H_0}$$
$$R_b = \frac{\cos(\phi - s) \cos\delta \sinh s + \left(\frac{\pi}{180}\right) hs \sin(\phi - s) \sin\delta}{\cos\phi \cos\delta \sinh s + \left(\frac{\pi}{180}\right) hs \sin\phi \sin\delta}$$

式中：

R_b：倾斜面与水平面上直接辐射量的比值；

H_{bt}: 倾斜面上太阳直接辐射量;

H_b: 水平面上太阳直接辐射量;

hs: 水平面上的日落时角;

hs': 倾斜面上的日落时角。

依据以上公式，根据当地地理纬度、太阳赤纬度等相关参数，可计算出某一倾角 s 倾斜面上直接太阳辐射量。

倾斜面上天空散射辐射量的确定

对于天空散射辐射量采用 Hay 模型计算。Hay 模型认为倾斜面上天空散射辐射量是由太阳光盘的辐射量和其余天空均匀分布的散射辐射量两部分组成，其计算公式为：

$$H_{dt} = H_d \left[\frac{H_b}{H_0} R_b + 0.5 \left(1 - \frac{H_b}{H_0} \right) (1 + \cos s) \right]$$

式中：

H_b: 水平面上直接辐射量，气象站原始观测数据；

H_d: 水平面上散射辐射量，气象站原始观测数据；

H₀: 大气层外水平面上太阳辐射量；

根据当地地理纬度、太阳赤纬角等相关参数，依据上述公式，可计算出某一倾角 s 倾斜面上天空散射辐射量。

地面反射辐射量的确定

对于朝向赤道的倾斜面，其辐射量总量除了来自太阳的直接辐射量和来自天空的散射辐射量外，还应包括来自地面本身的反射辐射量，其计算公式为：

$$H_t = 0.5 \rho f f (1 - \cos s)$$

式中：

H_t 为水平面上总辐射量，为水平面上的直接辐射量与散射辐射量之和是气象站原始观测数据；

ρ 为地面反射率。本项目地面主要为较干燥的草地和农作物种植用地，一般计算时，可取 $\rho = 0.2$ 。

表 5.2.2-1 不同地表状态的反射率

地面状态	反射率	地面状态	反射率	地面状态	反射率
沙漠	0.24~0.28	干湿土	0.14	湿草地	0.14~0.26
干燥地帶	0.1~0.2	湿黑土	0.08	新雪	0.81
湿裸地	0.08~0.09	干草地	0.15~0.25	冰面	0.69

5.2.2.3 光伏组件辐射总量分析

通过上述分析可知，对于确定的地点，在已知该地区各月水平面上太阳直接辐射量和散射辐射量之后，倾斜面上的直接辐射量、散射辐射量以及地面反射辐射量均为以倾斜面倾角 s 为自变量的函数。其函数关系可表达为下式： $H_t = H_{bt}(s) + H_{dt}(s) + H_{rt}(s)$ ，因此，对于固定式阵列的并网光伏发电系统，应选择光伏组件阵列最佳倾角 s ，使倾斜面上的辐射总量 H_t 达到最大，从而达到光伏电站年发电量最大的目标。

5.2.2.4 光伏组件安装方式确定

本项目位于山东省临沂市郯城县，属暖温带季风区半湿润大陆性气候，季风显著，四季分明，雨热同季，日光充足。

根据“第2章太阳能资源”中的相关辐射数据，本项目场址区域水平面年总辐射量采用 Solargis 资源数据为 $1407\text{kWh}/\text{m}^2$ ($5065.2\text{MJ}/\text{m}^2$)。

5.2.2.5 光伏组件最佳倾角及辐射总量确定

计算倾斜面上的太阳辐射量，通常采用 Klein 计算方法。利用 PVSYST 软件，采用所选工程代表年的太阳辐射资料，调整倾角使发电量最大。本工程 Solargis 资源数据太阳辐射量资料见表 5.2.2-2

表 5.2.2-2 太阳辐射量资料

月份	水平面总辐射 (kWh/m ²)	水平面散射辐射 (kWh/m ²)	日均总辐射量 (kWh/m ²)	日均直接辐射量 (kWh/m ²)	日均散射辐射量 (kWh/m ²)
1	77.6	44.8	2.50	1.06	1.45
2	83.2	49.3	2.97	1.21	1.76
3	127	71.6	4.10	1.79	2.31
4	143.2	81.8	4.77	2.05	2.73
5	163.7	91.7	5.28	2.32	2.96
6	149.5	93.8	4.98	1.86	3.13
7	141.7	89.8	4.57	1.67	2.90
8	142.9	82	4.61	1.96	2.65
9	121.2	66.9	4.04	1.81	2.23
10	106.7	59.9	3.44	1.51	1.93
11	78	43.7	2.60	1.14	1.46
12	74.6	40	2.41	1.12	1.29
年	1407	815.4	3.86	1.63	2.23

根据倾斜面辐射量计算方法，可得出本工程不同倾角情况下电池组件上太阳辐射量，见表 5.2.2-3。

表 5.2.2-3 不同倾角情况下电池组件上太阳辐射量 (kWh/m²)

倾角 s	0°	12°	17°	22°	26°	30°
1月	77.6	92.5	97.9	102.7	106.1	109.1
2月	83.2	94.4	98.2	101.5	103.7	105.5
3月	127	138	141.4	143.9	145.3	146.2
4月	143.2	148.8	149.8	150	149.5	148.5
5月	163.7	165.3	164.5	162.7	160.7	158.1
6月	149.5	148.6	147	144.6	142.2	139.4

倾角 s	0°	12°	17°	22°	26°	30°
7月	141.7	141.8	140.6	138.6	136.6	134.2
8月	142.9	146.8	147.2	146.7	145.7	144.2
9月	121.2	129.7	132.1	133.7	134.4	134.6
10月	106.7	119.5	123.8	127.3	129.6	131.5
11月	78	92.5	97.6	102.2	105.4	108.3
12月	74.6	91.3	97.4	102.9	106.9	110.4
全年	1407.0	1509.4	1537.3	1546.8	1551.4	1554.1

从表 5.2.2-3 可以看出，光伏组件倾角为 30° 时，倾斜面上所接受的太阳辐射量最大。

根据既往工程实践，在相同的项目场址和固定的阵列间距条件下，倾斜面辐射量最大时系统的发电量并不是最大的，这是由于在间距固定的情况下，倾斜面辐射量虽然最大，然而这个辐射值是不考虑实际阴影遮挡的，而实际情况中很多时候，特别是冬季，在以最佳倾角计算出的最小间距下，上午九点以前及下午三点以后是会存在一定的遮挡。这部分阴影遮挡所带来的倾斜面上的辐射量损失以及组件电性能损失会大于由于组件倾角降低而造成的倾斜面辐射量损失，从而使发电量偏离最优值。

按照本项目阵列南北间距满足农光互补 10m 要求，利用 Pvsyst 软件，对不同的倾角的发电量进行了模拟计算。光伏组件倾角为 26° 时发电量最大。现阶段阵列倾角按 26° 设计，方位角正向朝南。

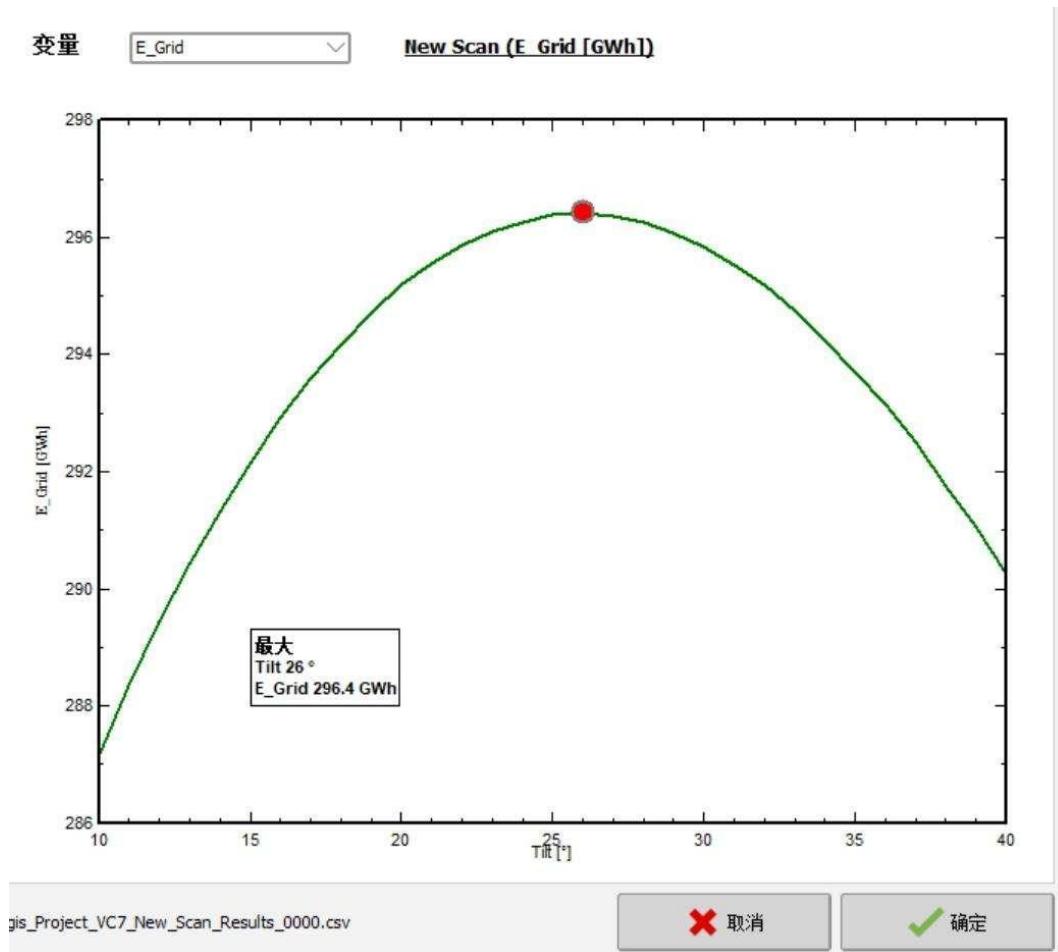


图 5.2.2-1 倾角优化结果

5.2.3 容配比

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值。光伏应用早期，系统一般按照 1:1 的容配比设计，这就导致逆变器长期不能满载运行，造成了逆变器的容量浪费。适当提高光伏电站组件容量与逆变器容量比例，即超配设计，可提高光伏系统综合利用率、降低系统度电成本（LCOE）、提升光伏电站收益。超配设计可分为：补偿超配、主动超配。

(1) 补偿超配：以系统不会出现限功率为原则增大系统容配比。系统设计时根据相关光照资源分析、仿真数据、系统效率估算，提高直流侧功率，保证至逆变器直流侧功率达到逆变器额定输入功率，逆变器不存在弃光现象；提高逆变器、箱变的利用率，降低系统投资成本。

(2) 主动超配：以系统 LCOE 最低为原则增大系统容配比。综合分析组

件、支架、逆变器、线缆等核心设备成本与上网电价的关系，进一步提高直流侧功率，虽存在弃光现象，但系统的度电成本是降低的。系统角度分析：进一步提高逆变器的满载时间，提高逆变器功率输出的平稳性，更有利于实现电网的调度。根据项目的光照资源、系统损耗、组件安装方式及倾角，合理的优化系统容配比（组件功率/逆变器功率）可以进一步降低系统的度电成本（LCOE）。

以系统 LCOE 最低为原则增大系统容配比，会出现逆变器限功率的情况，系统将会损失一部分能量，但是综合投资与产出，系统的度电成本会达到最低。所以，合理设计系统容配比，有利于提升光伏发电系统的经济性。随着容配比的增加，度电成本逐步下降，当超过容配比升高后同时限电率也逐步升高限制度电成本的降低。

本项目以可研方案为基准，比较容配比低于或高于可研方案容配比时的度电成本。根据下列表格数据，本方案直流侧装机容量为 117.45MWp，容配比约为 1.173，计算度电成本为 0.1021 元/kWh。方案一适当减少直流侧容量，使容配比低于可研方案，计算得到度电成本为 0.1061 元/kWh，略高于可研方案。方案二适当增加直流侧容量，使容配比高于可研方案，计算得到度电成本为 0.1004 元/kWh，度电成本略低于可研方案，但会导则用地面积增加。由于本项目现阶段光伏装机容量受用地面积限制，本阶段方案中容配比按 1.173 选择。

	方案一	可研方案	方案二
组件块数	155610	164272	171990
直流侧容量/MWp	111.26	117.45	122.97
交流侧容量/MW	100	100	100
容配比	1.104	1.173	1.220
用地面积/亩	2269	2408	2505
度电成本/元/kWh	0.1061	0.1021	0.1004

5.3.1 逆变器比选

作为光伏发电系统中将直流电转换为交流电的关键设备之一，其选型对于发电系统的转换效率和可靠性具有重要作用。本电站规模较大，设备分布广，维护难度大，对光伏电站的精细化监控管理、发电效率、电网友好性、设备和监控系统可靠性及可维护性指标要求较高，结合国家电网公司《光伏电站接入电网技术规定》Q/GDW617-2011 及其它相关规范的要求，在本工程逆变器的选型主要考虑以下技术指标：

(1) 转换效率高

逆变器转换效率越高，则光伏发电系统的转换效率越高，系统总发电量损失越小，系统经济性也越高。因此在单台额定容量相同时，应选择效率高的逆变器。本工程要求大容量逆变器在额定负载时效率不低于 95%，在逆变器额定负载 10%的情况下，也要保证 90%（大功率逆变器）以上的转换效率。逆变器转换效率包括最大效率和欧洲效率，欧洲效率是对不同功率点效率的加权，这一效率更能反映逆变器的综合效率特性。而光伏发电系统的输出功率是随日照强度不断变化的，因此选型过程中应选择欧洲效率高的逆变器。

根据工业和信息化部颁布的《光伏制造行业规范条件（2015 年本）》中第二节“生产规模和工艺技术”的要求，“含变压器型的光伏逆变器中国加权效率不低于 96%，不含变压器型的光伏逆变器中国加权效率不得低于 98%（微型逆变器相关指标分别不低于 94% 和 95%）”。

(2) 直流输入电压范围宽

太阳电池组件的端电压随日照强度和环境温度变化，逆变器的直流输入电压范围宽，可以将日出前和日落后太阳辐照度较小的时间段的发电量加以利用，从而延长发电时间，增加发电量。如在落日余晖下，辐照度小电池组件温度较高时电池组件工作电压较低，如果直流输入电压范围下限低，便可以增加这段时间的发电量。

(3) 最大功率点跟踪

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

逆变器的 MPPT 跟踪指标表征着其追踪光伏组串最大功率点的能力，影响组件发电量的环境原因主要有早晚阴影对下排组件遮挡、灰尘覆盖不均匀、组件衰减不一致、线缆长度导致的直流压降等。

MPPT 功率密度：表征着每路 MPPT 管理的组件功率大小，该值越小表示精细程度越高（计算方法：逆变器额定功率/MPPT 跟踪路数）；

MPPT 跟踪路数：表征着每台逆变器能够追踪到最大功率点的个数；

MPPT 跟踪效率：MPPT 效率主要包括静态效率和动态效率为 NB/T 32004-2018《光伏发电并网逆变器技术规范》中要求的必测项目，按照目前光伏逆变技术的平均水平，通常要求逆变器的 MPPT 静态效率不得低于 99%，MPPT 动态效率不低于 98%。

（4）输出电流谐波含量低，功率因数高

光伏电站接入电网后，并网点的谐波电压及总谐波电流分量应满足 GB/T 14549-1993《电能质量公用电网谐波》的规定，光伏电站谐波主要来源是逆变器，因此逆变器必须采取滤波措施使输出电流能满足并网要求。要求谐波含量低于 3%，逆变器功率因数接近于 1。

（5）具有低电压耐受能力

国家电网公司《光伏电站接入电网技术规定》Q/GDW617-2011 中要求大型和中型光伏电站应具备一定的耐受电压异常的能力，避免在电网电压异常时脱离，引起电网电源的损失。这就要求所选并网逆变器具有低电压耐受能力，具体要求如下：

a) 光伏电站必须具有在并网点电压跌至 20%额定电压时能够维持并网运行 1s；

b) 光伏电站并网点电压在发生跌落后 3s 内能够恢复到额定电压的 90%时，光伏电站必须保持并网运行；

c) 光伏电站并网点电压不低于额定电压的 90%时，光伏电站必须不间断并网运行。

根据 GB/T 19964-2012《光伏发电站接入电力系统技术规定》中对低电压穿越故障的要求，逆变器必须具备低（零）电压穿越能力，要求逆变器能够在电网电压跌至 0 时，保持 0.15s 并网运行，当电压跌至曲线 1 以下，允许逆变器从电网中切出。

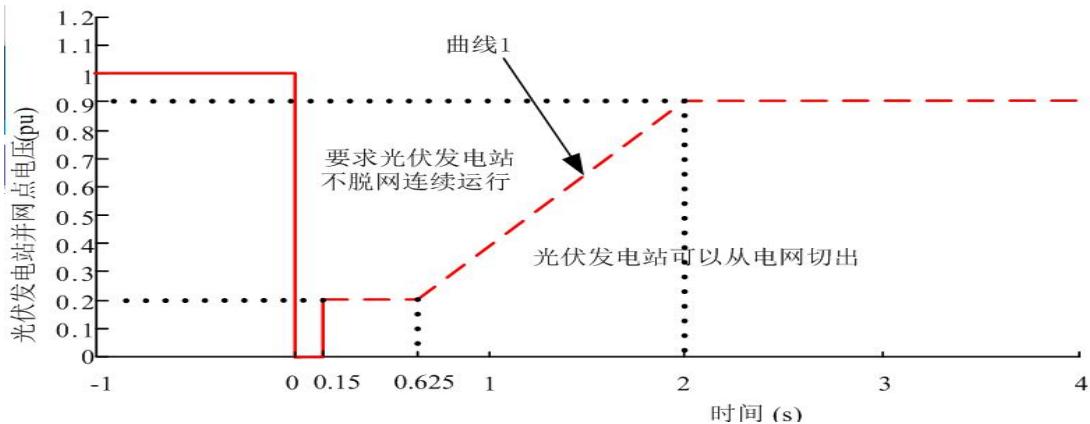


图 1 逆变器低电压穿越

根据 GB/T 14549-1993《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 24337-2009《电能质量 公用电网间谐波》、NB/T 32004-2018《光伏发电并网逆变器技术规范》标准要求，光伏逆变器的输出的电能质量需优于上述标准要求。

表 1 奇次谐波电流含有率限值

奇次谐波次数	含有率限值 (%)
3~9	4.0
11~15	2.0
17~21	1.5
23~33	0.6
35 以上	0.3

表 2 偶次谐波电流含有率限值

偶次谐波次数	含有率限值 (%)
2~10	1.0
12~16	0.5
18~22	0.375
24~34	0.15
36 以上	0.075

(6) 系统频率异常响应

国家电网公司《光伏电站接入电网技术规定》Q/GDW617-2011 中要求大型和中型光伏电站应具备一定的耐受系统频率异常的能力，逆变器频率异常时的响应特性至少能保证光伏电站在表 5.3.3 所示电网频率偏离下运行。

表 3 大型和中型光伏电站在电网频率异常时的运行时间要求

频率范围	运 行 要 求
低于 48Hz	视电网要求而定
48Hz-49. 5Hz	每次低于 49. 5Hz 时要求至少能运行 10 分钟
49. 5Hz-50. 2Hz	连续运行
50. 2 Hz -50. 5 Hz	每次频率高于 50. 2Hz 时，光伏电站应具备能够连续 2 分钟的能力，同时具备 0.2 秒内停止向电网线路送电的能力，实际运行时间由电网调度机构决定：此时不允许处于停运状态的光伏电站并网。
高于 50. 5Hz	在 0.2 秒内停止向电网线路送电，且不允许处于停运状态的光伏电站并网

(7) 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，如在一定程度过电压情况下，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。

系统发生扰动后，在电网电压和频率恢复正常范围之前逆变器不允许并网，且在系统电压频率恢复正常后，逆变器需要经过一个可调的延时时间后才能重新并网。

(8) 具有保护功能

根据电网对光伏电站运行方式的要求，逆变器应具有交流过压、欠压保护，超频、欠频保护，防孤岛保护，短路保护，交流及直流的过流保护，过载保护，反极性保护，高温保护等保护功能。

(9) 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主控室，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。

(10) PID 功能

逆变器具备抗 PID 功能，采用虚拟负极接地（外置防 PID 模块）技术抑制 PID 的方案，不允许采用电阻虚拟 N 线法，不采用负极接地方案抑制 PID 现象。

(11) 高电压穿越功能

逆变器具备高电压穿越功能，高电压穿越期间未脱网的逆变器，其电网故障期间输出的有功功率与故障前输出的有功差值不应大于 10%Pn。

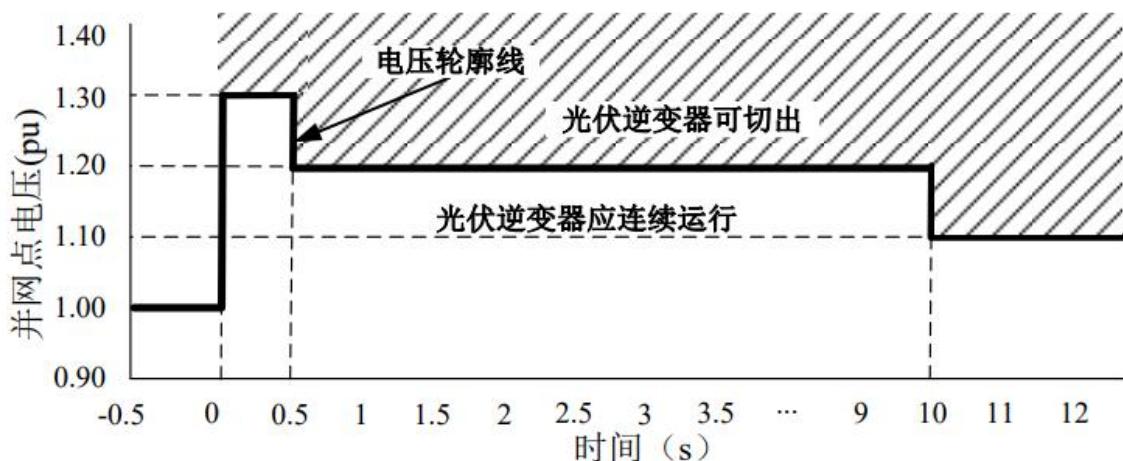


图 2 逆变器高电压穿越

5.3 逆变器选型

5.3.2 逆变器分类

(1) 集中式逆变器

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 500kW、630kW、1250kW、2500kW、3125kW。, 该款逆变器转换效率通常最大效率>98.5%，中国效率>98%，每台逆变器一般具有 1~2 路 MPPT，MPPT 电压跟踪范围为 500V~820V。

目前，大型集中逆变器可直接通过一台中压变压器与中压电网连接，省去低压变压器，减少逆变器输出交流侧电缆损耗，提高发电效率。

(2) 组串式逆变器

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全桥拓扑结构，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。

组串式逆变器常见的输出功率为 50kW、60kW、80kW、110kW、175kW、196 kW、225kW、300kW、320kW 等。组串式逆变器的最大转换效率为 >98.9%，中国效率 >98%，每台逆变器一般具有 2~12 路的 MPPT，MPPT 电压范围通常为 200V~1000V 或 500V~1500V。

(3) 集散式逆变器

集散式逆变器系统方案优势：是融合集中式逆变器与组串式逆变器各自优点推出的一种方案，集中逆变、分散式跟踪；在传统的光伏汇流箱内部增加 DC/DC 升压变换硬件单元和 MPPT 控制软件单元，实现每 2~4 串 PV 组件对应 1 路 MPPT 的分散跟踪功能，降低了组件参数不一致、局部阴影、仰角差异等导致的效率损失；将直流电压提升至 700~800V 左右，降低直流电缆传输线损；逆变器的交流输出电压升高到 520V，减小交流线缆传输损耗和逆变器的自身发热损耗；逆变器最大效率达到 >99%，中国效率 >98 %。

5.3.3 逆变器选型

目前，应用于并网光伏电站的逆变器按照容量大小可分为 50kW~320kW 的组串型逆变器、500kW、630kW、1250kW、3125kW 的集中型逆变器，按照冷却方式可分为液冷和风冷方式。通常单机容量大的逆变器单位成本低，但理论上同光伏阵列中所用逆变器 MPPT 数量越多，追踪精度越高，系统效率也越高，因此逆变器选型是一个综合效益最大化的选择，不能取决于逆变器的某一项技术参数。

表 4 三种逆变器方案优缺点对比

项目	集中式方案	组串式方案	集散式方案
----	-------	-------	-------

项目	集中式方案	组串式方案	集散式方案
主要优点	<ul style="list-style-type: none"> a. 逆变器数量少，便于管理； b. 逆变器元器件数量少，可靠性高； c. 谐波含量少，直流分量少电能质量高； d. 逆变器集成度高，功率密度大，成本低； e. 逆变器各种保护功能齐全，电站安全性高； f. 有功率因素调节功能和低电压穿越功能，电网调节性好。 g. 工程实际经验多，初始成本低。 	<ul style="list-style-type: none"> a. MPPT 数量最多，减少光伏电池组件最佳工作点与逆变器不匹配情况，发电效率高； b. MPPT 电压范围宽，组件配置更为灵活。在阴雨天，雾气多的部位，发电时间长； c. 体积小、重量轻，搬运和安装都非常方便； d. 自耗电低、故障影响小、更换维护方便。 	<ul style="list-style-type: none"> a. 逆变器数量较少。 b. 逆变器元器件数量少，可靠性高； c. 谐波含量少，直流分量少电能质量高； d. 逆变器 MPPT 数量 较多； e. 直流侧电压高，减少电缆损耗； f. 组串级之路电子开关，对应组串高精度电流检测； g. 三级主动式断路保护措施；
主要缺点	<ul style="list-style-type: none"> a. 组件配置不灵活； b. 逆变器安装需要专用的机房和设备； c. 逆变器自身耗电以及机房通风散热耗电较高； d. MPPT 不能监控到每一路组件的运行情况，在阵列布置不一时影响系统的发电量； e. 集中式并网逆变系统中无冗余能力，如有发生故障停机，整个系统将停止发电。 	<ul style="list-style-type: none"> a. 电子元器件较多，系统监控难度较大； b. 不带隔离变压器设计，电气安全性稍差； c. 多个逆变器并联时，会产生一定的谐波； d. 设备初始投资稍高，整体造价基本持平。 	<ul style="list-style-type: none"> a. 直流侧电压高，安全性、稳定性需要实际工程检验； b. 升压汇流箱存在大量熔丝，boost 升压产生更大热量； c. 自耗电高； d. 设备初始投资介于集中和组串之间。

依照本项目的逆变器选型依据和最终的对比分析，集中式、集散式和组串式逆变器都能满足电网接入的指标要求，在可靠性方面，组串逆变器防护等级高；初始投资方面，集中式逆变器方案稍低；三种逆变器方案均可实现电站智能化管理系统。考虑到本光伏电站厂址有山坡和平地，地形较为复杂，在兼顾投资和发电量的原则下，本项目考虑采用组串式逆变器。

现在市场上组串式逆变器按照容量大小可分为 50kW~320kW，主流厂家逆变器为 300kW 和 320kW。市场主流组件方案多样化，有 PERC、TOPCorn、HJT 等技术，也有 182、210、182×210 等不同的硅片方案，对逆变器的适应性提出了更高的要求。与小容量逆变器相比，容量 300kW 及以上的逆变器接入组串更多，适配性及经济性更好。同时实现更低 LCOE、更便捷的设计、施工及运维、更强的并网技术及电网支撑能力。

综合以上内容，本工程主要选用“300+”kW 及以上的组串式逆变器，本

阶段暂按 300kW 为基准设计，其中 3MW 为一个发电单元将光伏区划分 33 个子阵和 1MW 为一个发电单元将光伏区划分 1 个子阵，3MW 发电单元共安装 330 台 300kW 组串式逆变器和 1MW 发电单元配套 4 台 250kW 组串式逆变器。以 300kW 逆变器为例，300kW 组串式逆变器基本技术参数如下：

1	输出额定功率	kW	300
2	最大交流侧功率	kVA	330
3	最大交流电流	A	238.2
4	最高转换效率	%	99.03
5	中国效率	%	98.53
6	输入直流侧电压范围	Vdc	0~1500
7	最大功率跟踪（MPPT）范围	Vdc	500~1500
8	MPPT 路数		6
9	每路 MPPT 最大直流输入电流	A	65
10	额定电网频率	Hz	50
11	功率因数		0.8 (超前) ~ 0.8 (滞后)

5.4 方阵接线方案设计

光伏回路的组件串联数量主要根据光伏组件参数、逆变器参数以及当地环境温度选取，按以下原则设计：1) 光伏组串的最大开路电压应小于逆变器允许的最大直流输入电压；2) 在运行环境下，光伏组串的最大工作电压应小于逆变器 MPPT 电压最大值；3) 在运行环境下，光伏组串的最小工作电压应大于逆变器 MPPT 电压最小值。在满足设计要求的条件下，光伏回路组件串联数量越多，支架和电缆耗材越少。

根据 GB50797-2012《光伏发电站设计规范》，光伏组件串联数量计算公式为：

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

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

式中：

V_{dcmax} ——逆变器允许最大直流输入电压（V）；

$V_{mpptmin}$ ——逆变器 MPPT 电压最小值（V）；

$V_{mpptmax}$ ——逆变器 MPPT 电压最大值（V）；

V_{oc} ——光伏组件开路电压（V）；

V_{pm} ——光伏组件工作电压（V）；

K_v ——光伏组件开路电压温度系数；

$K' v$ ——光伏组件工作电压温度系数；

t' ——光伏组件工作条件下的极限最高温度（ $^{\circ}\text{C}$ ）；

t ——光伏组件工作条件下的极限最低温度（ $^{\circ}\text{C}$ ）；

N ——光伏组件串联数（ N 取整）。

本工程拟选用 715Wp 型单晶硅太阳能光伏组件和 300kW 型组串式逆变器。光伏逆变器直流工作电压范围为 500V~1500V，最大工作电压 1500V。本工程所在地极端最高气温 38.5°C ，极端最低气温 -23.4°C 。经计算，本工程串联光伏组件数量 N 为： $12.79 \leq N \leq 27.79$ 。结合光伏支架布置方式，光伏组件串联的数量选择为 26。

本工程采用分块发电、集中并网的设计方案，直流侧总建设规模为 117.45448MWp，交流侧装机容量为 100MW，根据光伏组件的布置方案，光伏场区共分为 33 个 3MW 子阵和 1 个 1MW 子阵。

光伏阵列接线采用 715Wp 双玻组件+固定支架+300kW 组串式逆变器+箱式变电站方案。每 26 块组件串联为 1 个光伏组串，每 20~21 路组串接入 1 台组串式逆变器，每 10 台组串式逆变器接入 1 台 3000kVA 的箱式变电站，每 3 台组串式逆变器接入 1 台 1000kW 箱式变电站。

根据光伏场区布置情况，每 8~9 台箱变并联为 1 回集电线路，以 4 回 35kV 集电线路接入配套新建 110kV 升压站，集电线路采用电缆直埋、穿管敷设及沿桥架敷设方式。

5.5 光伏方阵设计

5.4.1 电池组件总布置设计

本项目布置光伏组件直流容量为 117.45448MWp，共布置 164272 块单晶 N 型双面 715Wp 太阳能电池组件。

采用固定式支架，单支架 2 行 13 列；2 行 7 列、2 行 6 列布置，单（两）个支架布置 26 块，组件倾角 26°。

5.4.2 电池组件安装设计

确定光伏电池组件阵列间距，以避免南部的方阵对北部方阵形成遮阴，计算原则为保证在冬至日的午前 9 时至午后 3 期间南部的阵列对北部的阵列不形成阴影。其计算公式为：

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

式中：

L—阵列倾斜面长度；

D—两排阵列之间距离；

β —阵列倾角；

Φ—当地纬度。

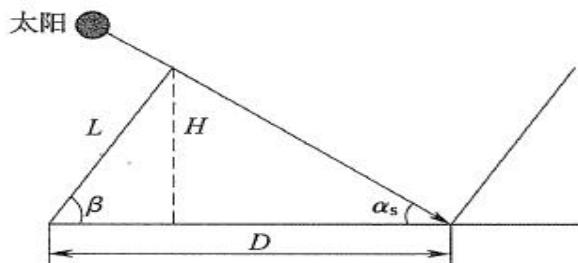


图 5.4-1 水平地面方阵示意图

经计算，电池组件双片纵向布置，组件安装角度为 26° 时，水平地面组件前后中心间距为 9.09m。由于本项目部分区域为非平地，固定式支架安装部分根据地形的不同，南北向支架间距为非固定值，根据光伏排布软件计算，组件中心南北间距约为 8m 到 11m 左右。本项目需满足当地农光互补政策要求，固定支架南北向中心间距最小按 10m 考虑。

5.6 辅助技术方案

本项目考虑灰尘、雨雪对组件、组件支架等设备的影响，需增加相应的维护措施。电池组件很容易积尘影响发电效率，故应对电池组件进行清洗，以保证电池组件的发电效率；组件支架起到固定组件的作用，应具有一定的抗风强度。

光伏阵列的电池板面的清洗，根据发电量的减少情况确定。当发电量减少 3%时，就应该清洗组件。清洗时间安排在日出前或日落后。

日常维护主要是每日巡视支架牢固情况、检查电池板的清洁程度，不符合要求的应及时清洗，确保电池面板的清洁，电池面板清洗后应保持干燥。根据当地的气候情况，降雪天气较少，以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，故无需采取特殊的融雪措施。

综上所述，光伏电池面板需定期进行冲洗，本项目取水方便，采用人工清洗。

(2) 组串式逆变器、箱式变压器等设备放置在室外，容易受到灰尘雨水侵蚀，应具有一定的防护等级，组串式逆变器防护等级按 IP66 考虑，箱式变压器防护等级按 IP54 考虑。

配电室、保护室等室内电气设备较多，尤其是计算机等设备洁净要求较高，防水防潮设计必不可少。本工程配电室、保护室等均为预制舱结构，预制舱配置的空调系统符合温度、湿度要求。

(3) 组件支架的设计使用年限应为 25 年，安全等级为 3 级，保证支架结构在运输、安装和使用过程中满足强度、稳定性和刚度要求，并符合抗震、抗风和防腐等的要求。

5.7 光伏发电工程年上网电量计算

5.7.1 光伏发电系统效率分析

(1) 不可利用的太阳辐射损耗

不可利用的太阳辐射包括：由于组件表面光线入射角造成反射、早晚光照强度较弱无法达到逆变器启动电压的光照、早晚的遮挡。

(2) 表面灰尘遮挡损耗

由于本项目建设于农田地区，可根据实际运维情况采用清洗方式，降低灰尘遮挡损耗。

(3) 温度效率折损耗

太阳能电池组件会因温度变化而输出电压降低、电流增大，组件实际效率降低，发电量减少，因此，温度引起的效率降低是必须要考虑的一个重要因素，在设计时考虑温度变化引起的电压变化，并根据该变化选择组件串联

数量，保证组件能在绝大部分时间内工作在最大跟踪功率范围内，考虑 $0.29\%/\text{K}$ 的功率变化、考虑各月辐照量计算加权平均值，可以计算得到加权平均值，因不同地域环境温度存在一定差异，对系统效率影响存在一定差异。

(4) 光伏组件不匹配折损耗

由于生产工艺问题，导致不同组件之间功率及电流存在一定偏差，单块电池组件对系统影响不大，但光伏并网电站是由很多电池组件串并联以后组成，因组件之间功率及电流的偏差，对光伏电站的发电效率就会存在一定的影响。

(5) 倾角及方位角损失

地形等因素引起的组件倾角和方位角损失

(6) 直流电缆效率折减

根据直流电缆压降损失。

(7) 逆变器效率折减

根据逆变器的有关参数及辐照强度分布规律分析。

(8) 各级变压器效率折减

各级变压器效率及夜间自用电损耗。

(9) 交流线路线损能量折减

输电线路损失。

(10) 系统故障及维护损耗

系统故障及维护检修折减。

(11) 送出线路线损能量折减

本项目各地块距离升压站的距离，引起送出线路损失。

综上所述，在未考虑电站设备元器件老化导致的效率衰减情况下，系统总效率取值如表 5.7-1。

表 5.7-1 系统发电效率分析

1	不可利用的太阳辐射损耗	-2.00%	98.00%
2	表面灰尘遮挡损耗	-2.00%	98.00%
3	温度影响损耗	-3.70%	96.30%
4	光伏组件不匹配损耗	-2.00%	98.00%

1	不可利用的太阳辐射损耗	-2.00%	98.00%
5	倾角及方位角损失	-1.00%	99.00%
6	风机线塔等引起的遮挡损失	-1.00%	99.00%
7	直流电缆损耗	-1.50%	98.50%
8	逆变器损耗	-2.10%	97.90%
9	升压变损耗	-1.50%	98.50%
10	交流线路损耗	-1.50%	98.50%
11	系统故障及维护损耗	-1.00%	99.00%
12	送出线路损耗	-1.50%	98.50%
	综合效率	-19.65%	81.00%

背面增益经计算为 5%。

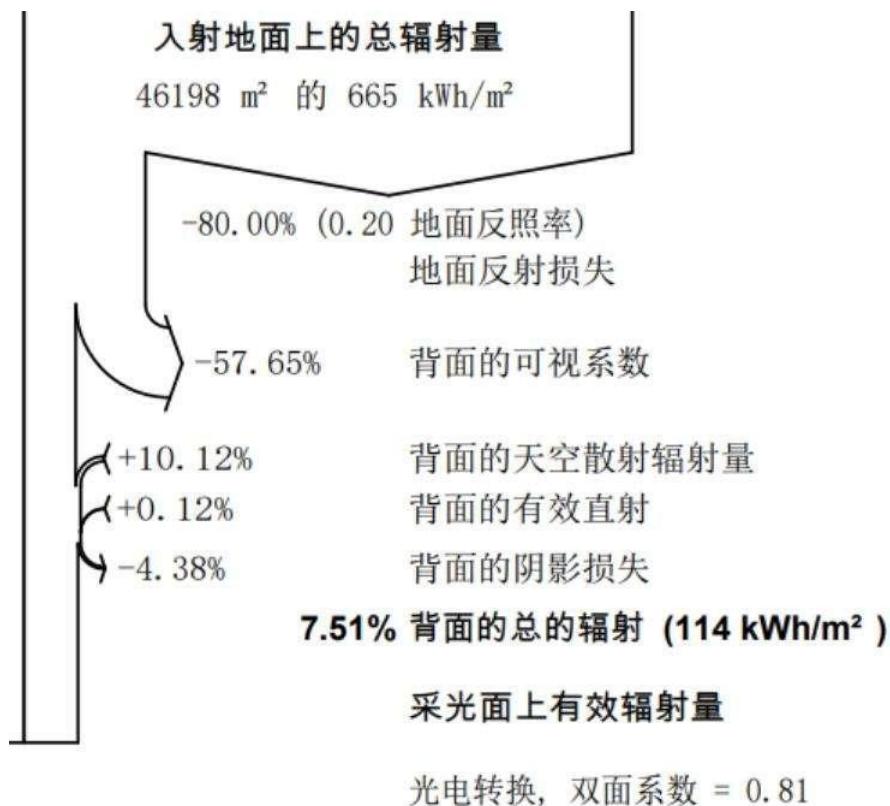


图 5.8-1 背面增益计算过程

叠加背面增益后综合系统效率为 $81.0\% \times 1.05 = 85.05\%$ 。

5.8.2 25 年发电量计算

根据分析，本计算采用 Solargis 辐射量数据计算， 26° 倾角下全年辐射量为 1551.4 kWh/m^2 ；组件输出功率衰减首年 $\leq 1\%$ ，以后每年以 0.40% 线性衰减；光伏发电站考虑各种折减系数后，综合系统效率为 85.05% 。

电站容量 117.45448 MWp ，按 25 年运营期考虑，计算结果见下表。

表 5.8-3 25 年发电量计算结果

年份	发电量(万 kWh)	等效可利用小时数 h	年份	发电量(万 kWh)	等效可利用小时数 h
第 01 年	15342.74	1306.27	第 15 年	14474.87	1232.38
第 02 年	15280.75	1300.99	第 16 年	14412.88	1227.10
第 03 年	15218.76	1295.72	第 17 年	14350.88	1221.83
第 04 年	15156.77	1290.44	第 18 年	14288.89	1216.55
第 05 年	15094.78	1285.16	第 19 年	14226.90	1211.27
第 06 年	15032.78	1279.88	第 20 年	14164.91	1205.99
第 07 年	14970.79	1274.60	第 21 年	14102.92	1200.71
第 08 年	14908.80	1269.33	第 22 年	14040.93	1195.44
第 09 年	14846.81	1264.05	第 23 年	13978.94	1190.16
第 10 年	14784.82	1258.77	第 24 年	13916.95	1184.88
第 11 年	14722.83	1253.49	第 25 年	13854.96	1179.60
第 12 年	14660.84	1248.21	25 年总发电量	364971.21	
第 13 年	14598.85	1242.94	25 年年均	14598.85	1242.94
第 14 年	14536.86	1237.66			

经计算，从第 1 年末到第 25 年末，本光伏电站整体年上网电量由第 1 年的 15342.74 万 kWh 下降到第 25 年的 13854.96 万 kWh。25 年总发电量约为 364971.21 万 kWh，年均上网电量约为 14598.85 万 kWh。年均有效利用小时数为 1242.94h 。

第6章 电气部分

6.1 电气一次

6.1.1 设计依据和原则

《光伏发电工程可行性研究报告编制规程》NB/T 32043-2018

《光伏发电站设计规范》GB 50797-2012

《35~110kV 变电所设计规范》GB 50059-2011

《35kV~110kV 无人值班变电站设计规范》DL/T 5103-2012

《高压配电装置设计技术规程》DL/T 5352-2018

《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》GB50064-2014

《导体和电器选择设计技术规定》DL/T 5222-2021

《电力工程电缆设计标准》GB 50217-2018

《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065-2011

《并联电容器装置设计规程》GB 50227-2017

《光伏发电站标识系统编码导则》GB/T 35691-2017

《高压/低压预装式变电站选用导则》DL/T 537-2018

《电力装置的电测量仪表装置设计规范》GB/T 50063-2017

《发电厂和变电站照明设计技术规定》DL/T 5390-2014

《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB 50229-2019

《电力设备典型消防规程》DL 5027-2015

《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》GB 50169-2016

《光伏发电站标识系统编码导则》GB/T 35691-2017

《国家电网设备〔2018〕979号 国家电网有限公司关于印发十八项电网重大反事故措施（修订版）的通知》

《国能安全〔2023〕22号 防止电力生产事故的二十五项重点要求》等
相关国家规范；各设计标准、规程按照现行最新版本执行。

6.1.2 接入系统方案

本工程光伏规划建设交流侧装机容量为100MW，新建一座110kV升压站，各发电单元逆变、升压至35kV，经35kV汇集线路接至升压站35kV配电装置，

经 1 台 110MVA 主变升压至 110kV。储能系统规划建设容量 40MW/80MWh，经 35kV 线路接入升压站内 35kV 配电装置，储能系统主变独立配置，经 1 台 45MVA 主变升压至 110kV，光伏及储能通过 1 回 110kV 线路接入国网变电站。

最终接入方案以本工程的接入系统批复意见为准。

6.1.3 电气主接线

6.1.3.1 光伏区电气主接线

本工程规划光伏交流侧容量 100MW、直流侧容量 117.45448MWp。本工程采用分块发电、集中并网的设计方案。光伏区安装 330 台 300kW 组串式逆变器和 4 台 250kW 组串式逆变器，以 3MW 为一个发电单元将光伏区划分 33 个子阵和以 1MW 为一个发电单元划分 1 个子阵，每个子阵配备一台 3000kVA 或 1000kVA 箱式变压器升压至 35kV；箱变通过电缆并接分组送至 110kV 升压站 35kV 配电室，共 4 回集电线路。35kV 集电线路采用电缆直埋敷设、穿管敷设及沿桥架敷设相结合的方式。组串式逆变器安装在靠近箱变的支架立柱上，箱变则分散在各子阵附近，靠近道路布置。

每个发电单元安装 1 台容量为 3000kVA 或 1000kVA 的 35/0.8kV 双绕组变压器，每台 3000kVA 箱变连接 10 台 300kW 组串式逆变器，1000kVA 箱变连接 4 台 250kW 组串式逆变器，每台 300kW 组串式逆变器接入 18~19 个组串，每台 250kW 组串式逆变器接入 15~16 个组串，每个组串由 26 块 715W 光伏组件串联而成。

6.1.3.2 110kV 升压站电气主接线

本工程新建一座 110kV 升压站，以 110kV 电压等级送出，接入附近国网变电站。采用两级升压方式，即 $0.8\text{kV} \rightarrow 35\text{kV} \rightarrow 110\text{kV}$ 。

(1) 主变压器容量及台数选择

本工程光伏装机 100MW，主变压器采用多级升压，主变压器容量和台数的选择主要按照以下原则：

- 1) 保证供电的可靠性和连续性。
- 2) 由于逆变器一般都运行在额定出力以下，一般不考虑超输出力，且逆变器同时超输出力的可能性比较小。
- 3) 节省投资。
- 4) 考虑视在功率需求。

根据以上原则，本工程选用 1 台 110MVA（110/35kV）和 1 台 45MVA（110/35kV）主变压器。

（2）110kV 侧接线方式

110kV 侧采用单母线接线。主变压器 110kV 中性点为直接接地。

（3）35kV 侧接线方式

35kV 侧采用单母线接线，每台主变对应一段 35kV 母线，光伏部分 35kV 母线为经小电阻接地系统。在 35kV I 段母线上装设 1 组容量为±25Mvar 的无功自动补偿装置，以保证 35kV 线路出线侧功率因数保持在 0.95~1.0 之间。最终接入方案以本工程的接入系统批复意见为准。

6.1.4 主要电气设备选择

6.1.4.1 短路电流水平

目前暂无系统资料，参考附近工程及以往工程经验，并考虑国内现有设备短路电流水平，本阶段电气设备的短路电流暂按如下取值：

- (1) 110kV 电压等级：40kA；
- (2) 35kV 电压等级：31.5kA；
- (3) 0.8kV 电压等级：50kA。

6.1.4.2 主要电气设备

电气设备均按正常持续工作条件选择，三相短路进行校验。在选择主要电气设备时，对设备的额定电流、短路开断电流、最大关合电流峰值、额定峰值耐受电流 t 秒额定短时耐受电流和持续时间等参数值的选择需考虑一定的裕度。由于本工程光伏升压站所处海拔高度低于 1000m，所以在选择主要电气设备时不需要考虑海拔对电气设备性能的影响。

（1）逆变器选型

本工程主要选用 1500V~300kW 及以上容量的组串逆变器。

以 300kW 组串式逆变器为例，其逆变器基本技术参数如下：

1	输出额定功率	kW	300
2	最大交流侧功率	kVA	330
3	最大交流电流	A	238.2
4	最高转换效率	%	99.03

1	输出额定功率	kW	300
5	中国效率	%	98.53
6	输入直流侧电压范围	Vdc	0~1500
7	最大功率跟踪（MPPT）范围	Vdc	500~1500
8	MPPT 路数		6
9	每路 MPPT 最大直流输入电流	A	65
10	额定电网频率	Hz	50
11	功率因数		0.8（超前）~0.8（滞后）

(2) 35kV 箱式升压站

目前市场上应用的箱变主要分为美变、华变和欧变。

三种箱变比较如下：

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，可靠性及防腐蚀性能较好；但欧变散热稍差，体积大，价格高。

② 华式箱变：

技术成熟，高低压元器件都有单独开关柜，变压器身无外壳保护，可靠性稍差，防腐蚀性能较差；但散热条件好，检修、维护方便，布置紧凑、体积小，价格适中。

③ 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，若遇故障停电期较长，防腐蚀性能较差；但散热条件好，布置紧凑、体积小，价格低。

三种箱变的技术均较成熟，从经济及散热情况来看，华变和美变都具有价格偏低，散热条件好、布置紧凑等优点，但华变检修运维方便、美变价格更便宜。本项目考虑推荐选择华式箱式变电站。其主要参数如下：

1) 型式	预装式升压站
2) 额定电压	

(a) 高压	40.5kV
(b) 低压	0.8kV(光伏)
3) 额定频率	50Hz
4) 额定绝缘水平	
(a) 工频 1min	85kV
(b) 冲击耐压	185kV
5) 三相双圈油浸式变压器	
(a) 型号	S20-3000/37、S20-1000/37
(b) 额定容量	3000kVA/1000kVA
(d) 接线组别	Dy11
(e) 额定电压比	37±2×2.5%/0.8kV
(f) 调压方式	无励磁调压
(g) 阻抗电压	8%
(h) 中性点接地方式	直接接地
6) 断路器+隔离开关组合	
(a) 型号	
(b) 额定电压	40.5kV
(c) 额定电流	1250A
(d) 开断能力	31.5kA
(e) 短路关合电流	80kA
(f) 短时耐受电流(有效值)/时间	31.5kA/4s

(3) 主变压器

由于光伏场区自身不能调节出力，有可能在电网电压较高时满出力，在电网电压较低时接近零出力，因此站内高压母线的电压偏差幅度会比电网侧大，若站内自身无调压手段，可能会使母线电压超过±10%范围而停机，或电

压过高造成变压器过励磁，因此主变压器选用有载调压变压器，其主要技术参数如下：

110kV 升压站内主变压器参数

1) 型式	SZ20-110000/110（光伏）、 SZ20-45000/110（储能）
2) 型号	ONAN
3) 冷却方式	50Hz
4) 额定频率	110MVA（光伏）、45MVA（储能）
5) 额定容量	SZ20-110000/110（光伏）、 SZ20-45000/110（储能）
6) 额定电压比	115±8×1.25%/37kV
7) 调压方式	高压侧有载调压
8) 阻抗电压	12%
9) 连接组别	Ynd11
10) 极性	负极性
11) 中性点接地方式	经隔离开关接地

(4) 110kV 高压配电装置

110kV 配电装置可采用 SF₆全封闭组合电器（简称 GIS）或敞开式电器设备（简称 AIS）。考虑到 GIS 供电可靠性高、维护工作小、检修周期长、安全性能好等方面因素，本工程 110kV 配电装置选用 SF₆全封闭组合电器(GIS)。

110kV 配电装置的设计除满足电气设备在技术上安全可靠的要求外，还应与升压站的占地面积与总体布局相协调。110kV 配电装置常用的型式有两种：屋外敞开式（AIS）、屋外 SF₆全封闭式组合电器（GIS）。根据本工程具体情况，对两种方式进行技术比较见表、经济比较见表。

表 110kV 配电装置型式技术比较

	屋外配电装置 (AIS)	屋外 GIS
--	--------------	--------

	屋外配电装置 (AIS)	屋外 GIS
可靠性	需采用大爬距电气设备,以防止闪络事故;由于电气设备暴露在空气中,受外界自然条件的影响,不能彻底防止污闪事故的发生,防盐污效果不理想。控制电缆敷设环境一般。	带电部分全部密封于惰性 SF ₆ 气体中,完全隔离盐雾、积尘、水分等外部影响,而且由于 GIS 设备所有元件都组合为一个整体,抗震性能好,防盐污效果好。控制电缆敷设条件好。
安全性	带电部分裸露在空气中,有触电的危险,在防止外物落击、人身触电等安全性方面不如 GIS。	带电部分全部密封于接地的金属壳体内,因而没有触电的危险; GIS 设备内没有用绝缘油, SF ₆ 气体又为不燃性气体,无火灾危险。
运行管理	全部设备敞开布置于户外,运行环境受环境气象条件影响。需定期巡检。	运行人员无需屋外巡检,检修工作量少。
维护检修	户外配电装置有大量金属部件暴露在室外,由于隔离开关容易锈蚀,需定期维护,备品备件多,检修工作量大。	检修周期长,维修工作量小,需要的备品备件较少,但检修工艺要求高, SF ₆ 气体经电弧作用形成的 SF ₄ 与水反应生成含毒物质。检修时要采取防护措施,防止吸入或接触中毒。
施工安装	户外配电装置占地面积大,地基需加固处理,土建工程量大,施工安装周期较长。	由于 GIS 设备的小型化并采用积木式结构,可在工厂内进行整机装配和试验合格后,以单元或整个间隔运达现场,因而可以缩短现场安装工期,节省施工费用,并提高可靠性。
抗干扰	带电部分裸露在外,对外界产生无线电干扰。来自断路器的开断过程的噪音对外界影响也相对较大。	由于 GIS 设备的带电部分均以金属壳体封闭,对电磁和静电实现屏蔽,不会发生无线电干扰等问题。噪音来自断路器的开断过程,也被外壳屏蔽,对外界影响较小。

表 110kV 配电装置型式经济比较

	屋外配电装置 (AIS)	屋外 GIS
占地面积 (m ²)	22×10=220	13×10=130
征地费	5. 15	3. 04
设备费 (万元)	51. 75	73. 68
安装费 (万元)	3. 82	2. 69
土建费 (万元)	43. 66	35. 17
初投资 (万元)	104. 38	114. 58
投资差 (万元)	0	10. 2
备注: 投资未计入运行维护费用。征地费按 234 元/ m ²		

由以上的技术、经济比较可见，对于本工程 110kV 配电装置来讲，采用 AIS 比采用 GIS 仅节省投资 10 万，考虑到工程投运后的运行、检修费用，AIS 在本工程中并无经济优势。屋外 GIS 布置占地面积小，施工周期短，可靠性非常高，运行维护费用低，有成熟地运行经验。

综合节约占地面积、优化总平面布置、提高设备稳定运行、减少设备的检修维护工作量等各方面因素，从提高长期经济效益的角度出发，推荐采用户外 GIS 方案。

升压站内 110kV 高压配电装置采用 SF₆全封闭组合电器，额定电流 2000A，额定短时耐受电流（4s）40kA（暂定），额定峰值耐受电流 100kA（暂定）。采用单母线接线方式，设置 1 个出线间隔、2 个主变间隔和 1 个母线 PT 间隔。

（5）35kV 配电装置

35kV 配电装置选用金属封闭户内成套装置 KYN61-40.5 开关柜，其主要元件技术参数如下：

1) 断路器	
(a) 型式	真空断路器
(b) 型号	
(c) 额定电压	40.5kV
(d) 额定电流	1250A/2500A
(e) 额定频率	50Hz
(f) 额定短路开断电流	31.5kA
(g) 额定短路关合电流（峰值）	80kA
(h) 额定短时耐受电流/时间	31.5/4s
(i) 额定峰值耐受电流	80kA
(j) 操作机构型式	弹簧
2) 电流互感器（装于柜内）	
(a) 型号	LZZBJ9-35
(b) 额定电压	35kV

(c) 额定电流比	
(d) 额定短时耐受电流和持续时间	31.5/4s
(e) 动稳定电流	80kA
(f) 级次组合	
3) 避雷器	
(a) 型号	HY5WZ-51/134
(b) 持续运行电压(有效值)	51kV
(c) 1mA 直流参考电压不小于	75kV
(d) 操作冲击电流残压不大于(峰值)	134kV
(e) 冲击波通流容量不大于	65kA
(f) 2ms 方波通流容量 18 次不大于	400A

(6) 35kV 接地变压器及接地电阻

升压站光伏部分接入 35kV I 段母线单相接地电容电流经计算大于 10A，储能部分接入 35kV II 段母线单相接地电容电流经计算小于 10A，根据国家电网公司相关规定，为防止 35kV 系统单相接地时出现弧光过电压，造成电气设备绝缘损坏，本工程中 35kV I 段母线采用接地变压器带电阻接地的方式来抑制弧光过电压，35kV 系统发生单相接地时继电保护动作，切除故障线路。根据 DL/T5222-2021《导体和电器选择设计规程》，并考虑保护整定的需要，经计算，考虑采用 630kVA 的接地变压器以及 300A-10s-71.21Ω 的接地电阻器。详见计算如下：

电缆线路 25km，

电缆线路的电容电流 $I_c = 0.1UL = 92.5A$

变电站增加电容电流按 13% 考虑 I_c 为 104.525A，IR 取 300A

阻值计算：选 $R = 71.21 \Omega$

$$P = I^2 R = 300^2 \times 71.21 = 6408.9 \text{ kW}$$

根据 IEEE-C62.92.3 标准，通流时间 10s，可允许过载 10.5 倍，变压器容量： $6408.9 / 10.5 = 610.37 \text{ kW}$ ，考虑留有一定裕量，选取接地变压器的容量

为 630kVA。

本工程 35kV 接地变兼作站用变，采用干式变压器，站用变容量为 400kVA(站用变容量计算详见 6.1.8 章节)，故接地兼站用变容量选用 1000kVA；型号为：DKSC-1000/37-400/0.4，额定电压 37/0.4kV。额定电流为 300A，电阻器阻值为 71.21Ω ，接地变的联接组别为：Zn，Yn11。

(7) 无功补偿

为补偿箱变及主变消耗的感性无功，根据本工程的情况，在升压站 35kV I 段母线上配置 1 套容量为 $\pm 25\text{MVar}$ 的无功补偿装置。无功补偿装置选用水冷 SVG 装置。最终以接入系统批复意见为准。

无功补偿装置选用 SVG 装置。该装置可实现配电站无功的连续快速平滑无断点可调；实现系统的无功动态平衡，而且能滤出谐波电流，抑制电压波动，当系统发生电压跌落时，快速调整无功输出，促使电压恢复。最终的无功补偿方式及容量以接入系统批复意见为准。

SVG 具备高低电压穿越功能。当电网电压异常跌落时，SVG 可以迅速发出无功电流，减弱 SVG 补偿点电网电压的跌落速率和幅度，避免电网故障进一步扩大。同时在电网电压恢复期间，帮助电网电压快速恢复至正常水平电网电压。SVG 检测到电网高电压发生时，SVG 应迅速向电网提供感性无功电流，减弱 SVG 补偿点电网电压上升速率和幅度，避免电网出线高电压期间大量功率设备频繁脱网和并网现象。同时在电网电压恢复期间，帮助电网电压快速恢复至正常水平电网电压。

(8) 电力电缆

1) 光伏区

光伏组件至组串式逆变器采用单芯铜芯直流电压 1800V 辐照交联聚烯烃绝缘及护套耐热 125℃ 无卤低烟阻燃直流电力软电缆，电缆型号为：GF-WDZCEESR-125 DC1800V-1×4mm² 电缆连接。组串式逆变器至 35kV 箱变电缆采用阻燃三芯铝芯交联聚乙烯绝缘聚乙烯内护层钢带铠装聚乙烯护套电缆，电缆型号为：ZC-YJLHY23-1.8/3kV-3×185mm²、3×240mm²，交流压降不小于 5%。35kV 电缆采用铝合金阻燃三芯交联聚乙烯绝缘聚乙烯内护层钢带铠装聚乙烯护套电缆，电缆型号为：ZC-YJLHY23-26/35kV，电缆截面与并接箱变台数如下表：

并接箱变台数	电缆截面 (mm ²)
1	3×95
2	3×95
3	3×95
4	3×185
5	3×185
6	3×300
7	3×300
8	3×400
9	2× (3×185)

光伏区 35kV 电缆接入升压站电缆分接箱后，采用铜芯阻燃三芯交联聚乙烯绝缘聚乙烯内护层钢带铠装聚乙烯护套电缆，电缆型号为：ZC-YJY23-26/35kV，电缆截面选用 3×300，接入升压站 35kV 开关柜内。

2) 110kV 升压站

110kV 升压站内电力电缆采用交联聚乙烯绝缘铜芯电缆，直流系统、火灾探测报警系统、UPS 系统等重要回路选用耐火电缆。连接微机设备的控制电缆选用聚氯乙烯绝缘屏蔽控制电缆。根据电缆载流量、热稳定性和回路允许的压降，选择合适的电缆截面。

6.1.5 过电压保护及绝缘配合

6.1.5.1 过电压保护

110kV 出线全线架设避雷线作为 110kV 升压站设备的第一道外过电压保护，用于减小进入升压站的雷电流幅度以及雷电波的陡度。

升压站 110kV GIS 设备、主变压器、35kV 配电装置等设备的雷电侵入波过电压保护均采用在出线上装设一级氧化锌避雷器进行保护。

主变压器中性点按分级绝缘设计，为防止主变压器中性点在非直接接地运行时受到大气过电压及不对称运行时引起的工频和暂态过电压损坏变压器绝缘，变压器中性点采用氧化锌避雷器与并联球形间隙配合保护。

6.1.5.2 绝缘配合

按照 GB/T50064-2014《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》规定进行绝缘配合。

- (1) 避雷器标称放电电流按 10kA 考虑;
- (2) 变压器内外绝缘和其它电气设备的全波雷电冲击耐压与保护避雷器标称电流下残压间的配合系数不小于 1.4;
- (3) 变压器和其它电气设备的截波冲击耐压与相应设备全波雷电冲击耐压比值不小于 1.1;
- (4) 断路器同极断口间内绝缘及断路器、隔离开关同极断口间外绝缘的全波雷电冲击耐压应不小于断路器全波雷电冲击耐压与 $\sqrt{2}U_{xg}$ 之和。
- (5) 本工程地处暂按 e 级污秽区考虑, 其电气设备外绝缘爬电比距按 3.1cm/kV(最高工作电压)设计。

6.1.6 防雷接地

6.1.6.1 直击雷保护

- (1) 光伏场电气设备直击雷保护

光伏电池组件边框为金属材质, 将光伏电池组件边框与支架可靠连接, 然后与接地网连接, 为增加雷电流散流效果, 可将站内所有光伏电池组件支架可靠连接。

- (2) 升压站内电气设备和建筑物的直击雷保护

110kV 升压站采用 1 根 35m 高的架构避雷针和 2 根 35m 高的独立避雷针联合保护。

110kV 升压站内建筑物采用屋顶避雷带保护。

6.1.6.2 接地

- (1) 光伏场接地

充分利用每个光伏电池组件基础内的钢筋作为自然接地体, 根据现场实际情况及土壤电阻率敷设不同的人工接地网, 以满足接地电阻不大于 4Ω 的要求。

本系统中, 支架、太阳能板边框以及连接件均是金属制品, 每个子方阵自然形成等电位体, 所有子方阵之间都要进行等电位连接并通过引下线与接地网就近可靠连接, 接地体之间的焊接点应进行防腐处理。

考虑项目所在地腐蚀性评价及电阻率, 并考虑接地产品的使用寿命及经

济性。光伏区主接地网采用 -60×6 热镀锌扁钢，垂直接地体采用热镀锌角钢，与地网相连引下线采用 -50×5 热镀锌扁钢。

(2) 升压站接地

110kV升压站均为有效接地系统，对保护接地、工作接地和过电压保护接地使用一个总的接地装置，接地电阻值暂按不大于 0.5Ω 设计。

升压站的接地网为以水平均压网为主，并采用部分垂直接地极构成复合环形封闭式接地网。水平接地线采用 -60×6 热镀锌扁钢，敷设深度不小于0.8m（在冻土层以下），垂直接地极采用热镀锌角钢，与地网相连引下线采用 -50×5 热镀锌扁钢。

6.1.6.3 等电位接地网

(1) 在保护室屏柜下层的电缆室（或电缆沟道）内，沿屏柜布置的方向逐排敷设 -25×4 （截面积不小于 $100mm^2$ ）的铜排，将铜排的首端、末端分别连接，形成保护室内的等电位地网。铜排每隔1m用绝缘子固定一次。该等电位地网应与变电站主地网一点相连，连接点设置在保护室的电缆沟道入口处。为保证连接可靠，等电位地网与主地网的连接应使用4根，每根截面积不小于 $50mm^2$ 的铜缆。

(2) 分散布置保护小室（含35kV预制舱、继保室舱）的变电站，每个小室均应设置与主地网一点相连的等电位地网，小室的等电位地网之间应使用截面积不小于 $100mm^2$ 的铜缆可靠连接，连接点应设在小室等电位地网与变电站主接地网连接处。

(3) 微机保护和控制装置的屏柜下部应设有截面积不小于 $100mm^2$ 的铜排（不要求与保护屏绝缘），屏柜内所有装置、电缆屏蔽层、屏柜门体的接地端应用截面积不小于 $4mm^2$ 的多股铜线与其相连，铜排应用截面不小于 $50mm^2$ 的铜缆接至保护室内的等电位接地网。

(4) 直流电源系统绝缘监测装置的平衡桥和检测桥的接地端以及微机型继电保护装置柜屏内的交流供电电源（照明、打印机和调制解调器）的中性线（零线）不应接入保护专用的等电位接地网。

(5) 微机型继电保护装置之间、保护装置至开关场就地端子箱之间以及保护屏至监控设备之间所有二次回路的电缆均应使用屏蔽电缆，电缆的屏蔽层两端接地，严禁使用电缆内的备用芯线替代屏蔽层接地。

6.1.6.4 专用铜排

(1) 为防止地网中的大电流流经电缆屏蔽层，应在开关场二次电缆沟道内沿二次电缆敷设-25*4（截面积不小于100mm²）的专用铜排；专用铜排的一端在开关场的每个就地端子箱处与主地网相连，另一端在保护室的电缆沟道入口处与主地网相连。铜排不要求与电缆支架绝缘。

(2) 接有二次电缆的开关场就地端子箱内（汇控柜）应设有铜排（不要求与端子箱外壳绝缘），二次电缆屏蔽层、保护装置及辅助装置接地端子、屏柜本体通过铜排接地。铜排截面积应不小于100mm²，一般设置在端子箱下部，通过截面积不小于100mm²的铜缆与电缆沟内不小于100mm²的专用铜排及变电站主地网相连。

(3) 由一次设备（如变压器、断路器、隔离开关和电流、电压互感器等）直接引出的二次电缆的屏蔽层应使用截面不小于4mm²多股铜质软导线仅在就地端子箱处一点接地，在一次设备的接线盒（箱）处不接地，二次电缆经金属管从一次设备的接线盒（箱）引至电缆沟，并将金属管的上端与一次设备的底座或金属外壳良好焊接，金属管另一端应在距一次设备3~5m之外与主接地网焊接。

6.1.7 电气一次设备布置

(1) 光伏场电气设备布置

组串式逆变器安装在立柱上。箱式升压变压器按子阵划分，分散布置在光伏组件安装现场。

(2) 110kV 升压站电气设备布置

110kV 升压站内 110kV 配电装置采用户外 GIS，主变户外布置于升压站中部，35kV 配电装置布置在 35kV 配电室内。接地兼站用变于户外布置。SVG 电抗器、隔离开关部分户外布置，功率单元集装箱布置。

6.1.8 站用电及照明

6.1.8.1 站用电

110kV 升压站站用电源容量按 400kVA 设置，采用干变。同时为保证场用电源的供电可靠性，保留施工外接电源作为站用电备用电源，由场外附近 10kV 引接。站用电为单母线分段接线，共 2 路进线，一用一备。

站用电为 380/220V 交流三相四线制中性点直接接地系统。升压站的站用

电系统由 6 面 MNS 型交流低压配电柜组成。

在各级电压配电装置处设有检修电源箱，以供给检修电源。

升压站负荷统计如下：

序号	名 称	额定容量 (kW)	安装台数	工作台数	工作容量 (kW)
1	主变本体端子箱	5	1	1	5
2	主变有载调压机构	5	1	1	5
3	主变中性点设备端子箱	5	1	1	5
4	110kV GIS 汇控柜	15	1	1	15
5	35kV 柜屏顶小母线	10	2	1	10
6	接地电阻柜	3	1	1	3
7	SVG 控制柜电源	5	1	1	5
8	SVG 水冷柜电源	30	1	1	30
9	继电保护试验电源屏电源	15	2	1	15
10	直流充电柜电源	20	1	1	20
11	UPS 电源柜主回路	15	1	1	15
12	UPS 电源柜旁路	15	1	1	15
13	消防稳压供水设备电源	6	2	1	6
14	储能备用电源	30	2	2	60
小计	动力负荷 P1 (kW) =				209
1	生活舱空调 (不同时运行)	30	1	1	30
2	生活舱电暖气(不同时运行)	30	1	1	30
3	电气舱动力 1	30	1	1	30
4	电气舱动力 2	30	1	1	30
5	生活舱动力	30	1	1	30
小计	电热负荷 P2 (kW) =				120

序号	名 称	额定容量 (kW)	安装台数	工作台数	工作容量 (kW)
1	应急照明切换屏	5	1	1	5
2	厂区照明箱	10	1	1	10
3	电气舱照明 1	20	1	1	20
4	电气舱照明 2	20	1	1	20
5	生活舱照明	20	1	1	20
6	危废品舱照明	10	1	1	10
小计	照明负荷 P3 (kW) =				85
1	电动消防水泵电源	15	2	0	0
2	检修箱	30	2	0	0
	合 计		48	34	
	计算变压器容量 0.85*P1+P2+P3 (kVA) =				382.65
	变压器容量选择 (kVA)				400
说明：空调与采暖通常分别在夏季与冬季运行，不同时计入，计入较大值。					

经计算，升压站站用电负荷为 382.65kVA。考虑到站用变宜适当留有裕量，故站用变容量按 400kVA 考虑。

6.1.8.2 照明

(1) 照明系统采用 TN-C-S 系统，所有灯具外壳接有专用地线。应急照明采用灯具内自带蓄电池供电，应急照明时间不少于 180 分钟。

(2) 继电保护室要求光线柔和，无阴影及照度均匀，采用漫射配光、嵌入式栅格 LED 灯，在顶棚上形成光带，作为工作照明。

(3) 场内的办公室等房间均为直射配光，主要采用 LED 灯。

(4) 高低压配电室各房间采用壁灯。

6.1.9 电缆设施

6.1.9.1 光伏场区

从光伏组件到组串式逆变器的电缆敷设采用架空、穿管直埋、槽盒方式。沿组件支架敷设时采用沿电池背板槽钢架空敷设，在相邻支架缝隙处穿管敷

设，跨组件支架敷设时采用穿管直埋方式，在出入地及直埋处穿管保护，进组串式逆变器时可采用穿管或槽盒敷设。

从组串式逆变器至 35kV 箱变间电缆采用直埋敷设，过路处穿热镀锌钢管敷设；35kV 箱变之间、35kV 箱变至升压站的电缆采用直埋敷设，过路处穿热镀锌钢管敷设。电缆直埋敷设于非冻土地区时，电缆外皮至地面深度不得小于 0.7m，当敷设于耕地下时，应适当加深，且不宜小于 1.0m。电缆直埋敷设于冻土地区时，应埋入冻土层以下，当受条件限制时，应采取防止电缆收到损伤的措施。

6.1.9.2 110kV 升压站

电气预制舱内的继保室、主控室设防静电地板，下设电缆夹层，35kV 预制舱做箱型基础，其余预制舱均采用电缆沟、电缆穿管或直埋敷设。室外场区电缆采用电缆沟或直埋敷设，穿墙过路处应穿管敷设。电缆设施遵循《电力工程电缆设计标准》的要求。电缆从室外进入室内的入口处、电缆接头处、长度超过 100m 的电缆沟、电缆通过的孔洞，均应进行防火封堵。

6.1.10 电气一次设备材料表

表 6.1.10-1 光伏区电气一次设备材料表

编号	名称及规格	单位	数量	备注
一	设备及安装工程			
1	汇流及变配电设备			
1.1	组串式逆变器			
1.1.1	组串式逆变器 300kW, 1500V	台	330.00	
1.1.2	组串式逆变器 250kW, 1500V	台	4.00	
1.2	35kV 箱变			
1.2.1	35kV 箱变 容量：3000kVA; 37±2x2.5%/0.8, Y, d11; 华变;	台	33.00	
1.2.2	35kV 箱变 容量：1000kVA; 37±2x2.5%/0.8, Y, d11; 华变;	台	1.00	
1.3	集电线路			

编号	名称及规格	单位	数量	备注
1.3.1	光伏专用电缆			
1.3.1.1	光伏专用电缆 GF-WDZCEER63-125 DC1800 1×4mm ² ;	m	1039000.00	组件至逆变器; 支架中沿檩条敷设、直埋敷设、穿管敷设
1.3.2	3kV 电缆			
1.3.2.1	3kV 电缆 ZC-YJLHY23-1.8/3kV-3×240mm ²	m	25000.00	逆变器至箱变; 直埋敷设
1.3.2.2	3kV 电缆 ZC-YJLHY23-1.8/3kV-3×185mm ²	m	40000.00	逆变器至箱变; 直埋敷设
1.3.2.3	3kV 电缆 ZC-YJY23-1.8/3kV-4×10mm ²	m	170.00	组串式逆变器子阵通讯柜至箱变; 直埋敷设
1.3.2.4	1kV 电缆 ZC-YJY23-0.6/1kV-3×4mm ²	m	170.00	组串式逆变器子阵通讯柜至箱变; 直埋敷设
1.3.3	35kV 电缆			
1.3.3.1	35kV 电缆 ZC-YJLHY23-26/35kV 3×95mm ²	m	3520.00	35kV 箱变至箱变; 直埋敷设
1.3.3.2	35kV 电缆 ZC-YJLHY23-26/35kV 3×185mm ²	m	2275.00	35kV 箱变至箱变; 直埋敷设
1.3.3.3	35kV 电缆 ZC-YJLHY23-26/35kV 3×300mm ²	m	3100.00	35kV 箱变至箱变; 直埋敷设
1.3.3.4	35kV 电缆 ZC-YJLHY23-26/35kV 3×400mm ²	m	2225.00	35kV 箱变至箱变; 直埋敷设
1.3.3.5	35kV 电缆 ZC-YJLHY23-26/35kV 3×400mm ²	m	7200.00	35kV 箱变至升压站电缆分接箱; 直埋敷设, 电缆沟内敷设
1.3.3.6	35kV 电缆 ZC-YJY23-26/35kV 3×300mm ²	m	1000.00	电缆分接箱至开关柜; 电缆沟内敷设
1.3.4	控制电缆			
1.3.4.1	网线 超五类、屏蔽、室外、铠装	m	170.00	组串式逆变器子阵通讯柜至箱变; 直埋敷设
1.3.4.2	光缆 铠装 24 芯单模	m	22600.00	35kV 箱变至箱变; 直埋敷设
1.3.5	电缆终端头			
1.3.5.1	35kV 电缆终端 冷缩型, 与 ZC-YJLHY23-26/35kV-3×95 配套	套	24.00	
1.3.5.2	35kV 电缆终端 冷缩型, 与 ZC-YJLHY23-26/35kV-3×185 配套	套	24.00	
1.3.5.3	35kV 电缆终端 冷缩型, 与 ZC-YJLHY23-26/35kV-3×300 配套	套	12.00	

编号	名称及规格	单位	数量	备注
1. 3. 5. 4	35kV 电缆终端 冷缩型, 与 ZC-YJLHY23-26/35kV-3×400 配套	套	8.00	
1. 3. 5. 5	35kV 电缆终端 冷缩型, 与 ZC-YJY23-26/35kV-3×400 配套	套	8.00	
1. 3. 5. 6	35kV 电缆中间接头 冷缩型, 与 ZC-YJLHY23-26/35kV-3×185 配套	套	6.00	
1. 3. 5. 7	35kV 电缆中间接头 冷缩型, 与 ZC-YJLHY23-26/35kV-3×300 配套	套	6.00	
1. 3. 5. 8	35kV 电缆中间接头 冷缩型, 与 ZC-YJLHY23-26/35kV-3×400 配套	套	22.00	
1. 3. 5. 9	35kV 电缆中间接头 冷缩型, 与 ZC-YJY23-26/35kV-3×400 配套	套	8.00	
1. 3. 5. 10	电缆分接箱 四进四出	台	1.00	
1. 3. 6	电缆桥架及埋管			
1. 3. 6. 1	PE 管 DN25/32/50/80 等型号	m	36500.00	电缆穿管用
1. 3. 6. 2	PE 管 DN100	m	7400.00	电缆穿管用
1. 3. 6. 3	热镀锌钢管 DN32	m	2100.00	电缆过路穿管用
1. 3. 6. 4	热镀锌钢管 DN100/150	m	2000.00	电缆过路穿管用
1. 3. 6. 5	电缆桥架 200×100mm 热镀锌	t	10.6	电缆跨越沟渠用
1. 3. 6. 6	电缆桥架 300×150mm 热镀锌	t	12.6	电缆跨越沟渠用
1. 3. 6. 7	电缆桥架 400×150mm 热镀锌	t	18.4	电缆跨越沟渠用
1. 3. 7	防火封堵			
1. 3. 7. 1	防火涂料	t	4.00	
1. 3. 7. 2	有机堵料	t	6.00	
1. 4	接地			
1. 4. 1	水平接地体 热镀锌扁钢-60*6	m	52800.00	
1. 4. 2	垂直接地体 热镀锌角钢, L63*63*6mm L=2.5m	根	660.00	

编号	名称及规格	单位	数量	备注
1.4.3	组件接地线 软铜线 4mm ²	m	24000.00	两端配铜鼻子，组件之间、组件与支架之间连接用 476784*0.25
1.4.4	逆变器或直流汇流箱接地线 软铜线 16mm ²	m	1050.00	两端配铜鼻子，逆变器接地用

表 6.1.10-2 升压站一次电气设备表

编号	名称及规格	单位	数量	备注
2	升压站变配电设备及安装工程			
2.1	主变压器			
2.1.1	主变压器 三相双绕组有载调压油浸自冷型 SZ20-110000/110 , 110MVA 115 ± 8 × 1.25%/37kV, YN, d11, ONAN, Ud=12%	台	1.00	二级能效
2.1.2	主变压器 三相双绕组有载调压油浸自冷型 SZ20-45000/110 , 45MVA 115 ± 8 × 1.25%/37kV, YN, d11, ONAN, Ud=12%	台	1.00	二级能效
2.1.3	主变中性点接地保护装置 含中性点避雷器、隔离开关、电流互感器 和间隙、支柱	套	2.00	
2.1.4	主变油色谱监测系统	套	2.00	
2.1.5	钢芯铝绞线 JL/G1A-400/50	米	20.00	主变与中性点装置连接用
2.2	高压配电装置设备			
2.2.1	110kV 高压配电装置设备			
2.2.1.1	SF ₆ 封闭式组合电器 110kV 线路间隔	间隔	1.00	附带电显示装置以及控制柜
2.2.1.2	SF ₆ 封闭式组合电器 110kV 主变间隔	间隔	2.00	附带电显示装置以及控制柜
2.2.1.3	SF ₆ 封闭式组合电器 110kV 母线 PT 间隔	间隔	1.00	附带电显示装置以及控制柜
2.2.1.4	110kV 避雷器 Y10W-102/266kV 10kA	台	3.00	
2.2.1.5	110kV 电容式电压互感器： 110/3/0.1/3/0.1/3/0.1/3/0.1kV 外置式	台	3.00	架空出线用，三相，附在线监测仪
2.2.1.6	钢芯铝绞线 JL/G1A-400/50	米	120.00	共2跨
2.2.1.7	110kV GIS 微水密度在线监测系统	套	1.00	
2.2.2	35kV 高压配电装置设备			

编号	名称及规格	单位	数量	备注
2.2.2.1	35kV 高压开关柜 KYN61-40.5, 电压互感器柜	面	2.00	
2.2.2.2	35kV 高压开关柜 KYN61-40.5, SVG 出线柜, SF ₆ 断路器: 1250A, 31.5kA (4s), 80kA	面	1.00	
2.2.2.3	35kV 高压开关柜 KYN61-40.5, 集电线路进线柜, 真空断路器: 1250A, 31.5kA (4s), 80kA	面	4.00	
2.2.2.4	35kV 高压开关柜 KYN61-40.5, 主变进线柜, 真空断路器: 2500A, 31.5kA (4s), 80kA	面	2.00	
2.2.2.5	35kV 高压开关柜 KYN61-40.5, 接地兼站用变进线柜 1250A, 31.5kA (4s), 80kA	面	1.00	
2.2.2.6	35kV 高压开关柜 KYN61-40.5, 储能进线柜, SF ₆ 断路器: 1250A, 31.5kA (4s), 80kA	面	2.00	
2.2.2.7	35kV 避雷器 YH5WZ-51/134	组	2.00	
2.2.3	半绝缘管母 2500A/35kV	单相 m	120.00	含安装附件
2.2.4	接地电阻成套装置 37kV-300A-10s, 电阻值 71.21 Ω	套	1.00	
2.2.5	接地兼站用变 DKSC-1000/37-400/0.4 37±2x2.5%/0.4kV D, yn11	套	1.00	带箱体
2.3	无功补偿系统			
2.3.1	无功补偿装置 SVG, ±25Mvar 直挂, 水冷 包含: 功率柜、控制柜、降压变或电抗器、 隔离开关、电缆支架及其连接导线等附件;	套	1.00	功率柜、控制柜等安装在厂家配套的集装箱内
2.4	站用电设备			
2.4.1	低压开关柜 MNS 系列, 宽×深×高 (800x800x2200)	面	6.00	
2.4.2	检修箱	面	4.00	
2.4.3	配电箱	面	4.00	
2.5	电力电缆			
2.5.1	电缆			
2.5.1.1	35kV 电缆 ZC-YJY23-26/35, 3×300	m	150.00	35kV 开关柜到±25MvarSVG
2.5.1.2	35kV 电缆 ZC-YJY23-26/35, 3×95	m	300.00	35kV 开关柜到接地兼站用变
2.5.1.3	1kV 电缆 ZC-YJY23-0.6/1, 3×35+1×16 及以下	m	3000.00	

编号	名称及规格	单位	数量	备注
2.5.1.4	1kV 电缆 ZC-YJY23-0.6/1, 3×50+1×25 及以上, 3×95+1×50 及以下	m	600.00	
2.5.1.5	1kV 电缆 ZC-YJY23-0.6/1, 3×120+1×70 及以上	m	400.00	
2.5.2	电缆终端头			
2.5.2.1	35kV 电缆终端头 冷缩型, 与 ZC-YJY23-26/35kV-3×400 配套	套	2.00	每套三相
2.5.2.2	35kV 电缆终端头 冷缩型, 与 ZC-YJY23-26/35kV-3×95 配套	套	2.00	每套三相
2.5.3	电缆支架, 桥架			
2.5.3.1	电缆沟支架 主架: L50*50*5 角钢, 热镀锌	t	2.80	
2.5.3.2	电缆沟支架 格架: L40*40*4 角钢, 热镀锌	t	6.00	
2.5.3.3	水煤气管 DN25~50, 热镀锌	m	1500.00	
2.5.3.4	水煤气管 DN70~100, 热镀锌	m	800.00	
2.5.4	防火封堵			
2.5.4.1	防火涂料	t	1.50	
2.5.4.2	有机堵料	t	1.00	
2.5.4.3	无机堵料	t	1.00	
2.5.4.4	耐火隔板	m ²	80.00	
2.5.4.5	阻火包	t	0.50	
2.6	升压站接地			
2.6.1	水平接地体 -60×6 热镀锌扁钢	m	1500.00	主接地网用
2.6.2	垂直接地体 热镀锌角钢, L63*63*6mm L=2.5m	根	45.00	
2.6.3	二次等电位接地网			
2.6.3.1	接地铜网 -30×4 铜排	m	600.00	电气舱、电缆沟内等电位接 地网用
2.6.3.2	支柱绝缘子 ZNA-6MM	个	600.00	固定铜排用
2.6.3.3	扁钢 -50×5, 热镀锌	米	300	固定支柱绝缘子用

编号	名称及规格	单位	数量	备注
2.6.3.4	电缆 ZC-YJY63-0.6/1-1×50mm ² 二次等电位接地网连接用	m	480.00	
2.6.4	电缆沟内专用铜排或铜绞线			
2.6.4.1	铜绞线 TJ-120mm ²	m	480.00	电缆沟内专用铜排或铜绞线
2.7	室外照明			
2.7.1	照明箱	只	4.00	
2.7.2	插座箱	只	3.00	
2.7.3	照明箱(时控光控)	只	1.00	
2.7.4	路灯/庭院灯 100W	只	20.00	
2.7.5	照明电线 ZC-YJY23-0.6/1, 5×4mm ²	m	1600.00	路灯用
2.7.6	水煤气管 DN25~50, 热镀锌	m	1600.00	
2.7.7	投光灯 100W	只	10.00	

6.2 电气二次

6.2.1 设计依据

《光伏发电工程可行性研究报告编制规程》NB/T 32043-2018

《电力装置的继电保护和自动装置设计规范》GB/T 50062-2008

《电力系统调度自动化设计技术规程》DL 5003-2017

《继电保护和安全自动装置技术规范》GB 14285-2006

《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116-2013

《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T 5137-2001

《电能量计量系统设计技术规程》DL/T 5202-2004

《电力系统安全自动装置设计技术规定》DL/T 5147-2001

《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》DL/T 5136-2012

《电力系统通信设计技术规定》DL/T 5391-2007

《地区电网调度自动化设计技术规程》DL/T 5002-2005

《电力系统调度自动化设计规程》DL/T 5003-2017

《电力系统继电保护及安全自动装置反事故措施要点》

《电力工程直流系统设计技术规程》DL/T 5044-2014

6.2.2 调度自动化

6.2.2.1 调度关系

根据本工程地理位置以及电压等级，暂定本工程属省调和地调双重调度，升压站远动与计量信息同时送往省调与地调。调度自动化方案以本工程的接入系统批复意见为准。

6.2.2.2 远动方案

本工程采用远动和监控系统综合考虑的方式，在升压站配置计算机监控系统一套，为避免信息量的重复采集，不设独立远动装置，远动与监控共用数据采集系统，站内所有远动信息的采集与传输均由监控系统的远动工作站完成。

远动信息以双主机独立通信模式采用调度允许的规约直送省调、地调自动化主站系统。

升压站上传调度信息包括升压站输变电设备运行信息、无功补偿设备运行信息、高压断路器合闸、跳闸位置信号、隔离开关、接地开关位置信号、涉网运行技术指标等，具体信息以并网调度部门要求为准。

6.2.2.3 有功/无功功率控制系统（AGC/AVC）

本工程光伏应具备有功功率调节能力，根据调度管理部门指令控制其有功功率输出。为实现对有功功率的控制，接收并自动执行调度部门远方发送的有功功率控制信号，确保最大有功功率值及有功功率变化值不超过调度部门的给定值。首先考虑逆变器的无功容量及其调节能力，仅靠逆变器的无功容量不能满足系统电压调节需要的，应在升压站集中加装适当容量的无功补偿装置，无功补偿装置应具有自动电压调节能力。

在 110kV 升压站配置有功无功控制系统一套，主机及通讯机双重配置，具备本地控制或按电网调度管理部门远方控制方式在线动态调节全场功率及无功设备。有功无功控制系统安装在 110kV 升压站内，与升压站监控系统、无功补偿装置等设备通信读取实时运行信息，将实时数据上传到主站系统，同时从主站接收有功/无功的调节控制指令，转发给升压站监控系统、无功补偿装置等进行远方调节和控制。

本工程拟在 110kV 升压站内 35kV 母线上安装动态无功补偿装置（SVG），动态调节的响应时间不大于 30ms。动态无功补偿装置信号接入升压站计算机监控系统，可采用通讯线上传，需保证与计算机监控系统通讯要求，至少包括以下内容：各断路器、隔离开关、接地开关的开合信号；补偿设备运行及故障信号；保护装置的运行及故障信号等。动态无功补偿装置（SVG）预留调度控制接口。动态无功补偿系统应能保证每段母线补偿容量正确，并满足考核点线路电压要求。

6.2.2.4 电量计费系统

a. 计量点配置

计量关口点暂按厂网产权分界处原则设定。

在并网线路对侧站设置关口计量点。在本工程升压站并网线路出线侧设置关口考核点，本侧按 I 类设置计量装置，配置 0.2S 的电能表 2 块，按主副表配置，在主变高压侧、35kV 光伏汇集线路和储能线路设置考核点，配置 0.2S 的电能表 16 块，按主副表配置。与计量表相匹配的电流互感器准确级为 0.2S，电压互感器准确级为 0.2 级。电能表具有两个相互独立的 RS485 通信接口，具备失压计时功能。最终配置以接入系统批复为准。

配置电能量远方终端 2 台，负责采集电量后远传到省调和地调电能量计量主站系统。

b. 电量计费通道及规约

电能量远方终端与省调、地调电量主站系统的通信方式采用专用电话拨号和数据网络通信两种方式，与地调电量主站系统的通信规约为 SCTM 和 IEC870-5-102。最终通信方式以接入系统批复为准。

6.2.2.5 电能质量监测

本工程 110kV 升压站配置一台电能质量监测装置，监测 110kV 出线，将频率、电压偏差、三相电压不平衡、电压波动和闪变、谐波等电能质量数据远传至电网调度管理部门。升压站送出的电能质量必须满足国家标准。

6.2.2.6 同步相量测量

根据《国家电网公司十八项电网重大反事故措施》，本工程 110kV 升压站配置同步相量测量装置（PMU）一套，为站内的安全监控与电网调度管理部门提供统一时标下的电站暂态过程中的电压、相角、功率等关键参数的变化

曲线，PMU 应具备双套主机。

6.2.2.7 调度数据网

本工程调度自动化、保护信息接入省地调数据网双平面，安全 I 区配置维护工作站 1 台、通讯机柜 1 面、网络机柜 2 面以及其他调试、维护设备。通讯机柜配置 2 套远动通信装置，上传信息来自计算机监控系统采集的实时数据；网络机柜配置网络设备和安全防护设备各两套，包括 2 台路由器、4 台交换机、4 台纵向加密认证装置，用于调度数据网的接入。最终设备配置以接入系统批复意见为准。

6.2.2.8 信息管理系统

管理信息网（互联网大区）配置互联网大区访问终端 1 台、硬件防火墙 1 台等，用于调度管理信息网的接入。最终配置方式以接入系统批复为准。

6.2.2.9 网络安全防护

按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，配置升压站二次系统安全防护设备。

二次系统的安全防护应遵循《电力监控系统安全防护规定》（国家发展和改革委员会令 2014 年第 14 号）、《电力监控系统安全防护总体方案》（国能安全〔2015〕36 号）和《变电站二次系统安全防护方案》的有关要求。

控制区：升压站计算机监控系统、继电保护、有功功率及无功电压控制系统等；

非控制区：电能量采集装置、功率预测系统、故障录波装置等。

纵向安全防护：控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装纵向加密装置或加密认证网关装置及相应措施，与调度端实现双向身份认证、数据加密和访问控制。非控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装电力专用纵向加密认证装置；以拨号方式接入调度端，应使用主站端到厂站端的单向拨号或部署拨号认证加密装置。

横向安全防护：控制区和非控制区的各应用系统之间网络互连应安装防火墙，实现逻辑隔离措施。专用生产控制大区与升压站内管理信息大区内的生产管理系统之间的互联必须采用接近物理隔离强度的隔离措施；如已网络方式相连，必须加装电力专用横向单向型安全隔离装置。属于控制区的各监控系统之间、各监控系统与集中系统之间应采用防火墙、具有访问控制功能

的设备或相当功能的设施进行逻辑隔离。

在 110kV 升压站配置双套 IDS 入侵检测系统，具备实时入侵检测和事后入侵检测功能。生产控制大区和调度管理III区均配置入侵检测系统。

根据国家电网调〔2017〕1084 号《国家电网公司关于加快推进电力监控系统网络安全管理平台建设的通知》和省调相关要求，在安全 I 区和 II 区分别配置 1 台 II 型网络安全监测装置。

生产控制大区的监控系统应当具备安全审计功能，能够对操作系统、数据库、业务应用的重要操作进行记录、分析，及时发现各种违规行为以及病毒和黑客的攻击行为。对于远程用户登录到本地系统中的操作行为，应当进行严格的安全审计。生产控制大区配置一套安全审计系统。

恶意代码防范应当及时更新特征码，查看查杀记录。恶意代码更新文件的安装应当经过测试。禁止生产控制大区与管理信息大区共用一套恶意代码管理服务器。生产控制大区和调度管理III区各配置一套恶意代码防范系统。

根据国能安全〔2015〕36 号《国家能源局关于印发电力监控系统安全防护总体方案等安全防护方案和评估规范的通知》和省调相关要求，应委托国家能源局认可的安全测评机构开展电力监控系统等级保护测评和安全防护评估工作，并向省调提交评估报告。最终以接入系统批复和满足等保 2.0 测评要求为准。

6.2.2.10 快速频率响应系统

为实现升压站快速频率响应功能，在 110kV 升压站配置一套快速频率响应系统。利用相应的有功控制系统、单机或加装独立控制装置完成有功-频率下垂特性控制，使升压站在并网点具备参与电网频率快速调整能力。

具体配置方案以接入系统批复为准。

6.2.2.11 安全态势感知

本工程在 110kV 升压站配置一套安全态势感知系统，满足集团要求。

6.2.3 光伏区监控和保护

6.2.3.1 逆变器的监控

光伏发电区主要包括以下部分：光伏组件、逆变器、箱变。光伏组件不单独设监控装置，而是通过逆变器对光伏组件串的实时数据进行测量和采集。

(1) 逆变器的监控

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

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

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。

子阵采集器设数据采集装置对监控装置的实时数据进行采集，将采集到的数据和处理结果上传给箱变测控单元。逆变器通讯采用 PLC，箱变测控单元至升压站通信采用光缆。光缆为 24 芯单模铠装。

（2）逆变器的保护

逆变器为制造厂成套供货设备，具有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）并网逆变器的集中监控

并网逆变器的集中监控由升压站计算机监控系统实现。其主要功能为：

1) 连续记录运行数据和故障数据。

实时显示工程的当前发电总功率、日总发电量、累计总发电量、累计 CO₂ 总减排量以及每天发电功率曲线图。可查看每台逆变器的运行参数。

2) 监控装置可每隔 5 分钟存储一次工程所有运行数据，可连续存储 20 年以上的工程所有的运行数据和所有的故障纪录。

3) 监控主机提供对外的数据接口，即用户可以通过网络方式，异地实时查看整个电源系统的实时运行数据以及历史数据和故障数据。

（4）并网逆变器测量和信号

并网逆变器测量逆变器主要的运行信号，具体如下：

直流电压、直流电流、交流电压、交流电流、逆变器温度、频率、功率因数、当前发电功率、电量。

不设常规音响信号系统。所有的事故、故障信号均输入控制室计算机监控系统，由计算机监控系统进行显示和语音报警，并打印记录。主要信号为：

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、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。

(5) 光伏子阵加密装置

本工程配置光伏子阵加密装置，每个子阵配置 1 台 10M 纵向加密装置，升压站配置 1 台 1000M 纵向加密装置。

6.2.3.2 箱变的监控和保护

为实现对箱变运行状况进行监控，箱变内设测控装置，测控装置应能够采集箱变运行及异常信号，其中包括箱变高压侧断路器位置信号、隔离开关信号、低压侧断路器位置信号、箱变温度等遥信量，以及箱变油温等遥测量，并将上述信号通过箱变环网系统上传至升压站计算机监控系统，实现升压站计算机监控系统对箱变的监控。

箱变高压侧采用断路器保护，作为变压器过载及短路保护；低压侧采用自动空气开关作为箱变内部及风电机组出口引线故障的保护。配置变压器重瓦斯、轻瓦斯、压力释放、油温等非电量保护，作用于跳闸和信号。

6.2.3.3 箱变纵向加密装置

本工程配置箱变纵向加密装置，每台箱变就地配置 1 台 10M 纵向加密装置，升压站配置 1 台 1000M 纵向加密装置。

6.2.4 升压站监控和保护

6.2.4.1 升压站的监控

升压站计算机监控系统采用开放式分层分布结构，由站控层、间隔层构成。升压站计算机监控系统站控层按工程远景规模配置，间隔层设备按工程实际建设规模配置。升压站的设计原则为“无人值班、少人值守、集中控制”。

(1) 站控层

站控层监控主机兼操作员工作站用于供运行、调试、维护人员在升压站进行控制操作，并承担升压站的数据处理、历史数据记录和事件顺序记录等任务，按双机配置。全站防误操作闭锁采用微机防误闭锁，纳入计算机监控系统。

升压站不设独立远动装置，计算机监控系统包含远动功能。远动通讯装置收集全站测控单元、保护装置及智能设备的数据，经规约转换后向调度端传送，同时接收调度端的命令向升压站设备转发。

（2）间隔层

间隔层采用单元式测控信号装置，负责各系统或配电装置每个间隔的各类数据、信号采集，并实时上传和执行控制命令。

升压站计算机监控系统站控层采用双以太网通讯，部分间隔层设备通过规约转换器完成通信规约转换后接入监控系统。各间隔设备相对独立，仅通过站内通讯网互联，并通过以太网与站控层的设备通信。

（3）监控功能

本工程计算机监控系统的监控范围至少包括如下信息：

a) 模拟量

主变压器的三相油温、三相绕组温度

主变压器高、低压侧的三相电流、三相电压、有功/无功功率

35kV 系统母线电压和绝缘监察

35kV 线路的三相电流、有功/无功功率

35kV SVG 三相电流、无功功率

110kV 线路三相电流、三相电压，有功/无功功率

b) 开关量

变压器调压分接头位置信号

主变压器高压侧断路器、电动隔离开关和电动接地刀闸位置信号

主变压器保护动作及报警信号

35kV 断路器、电动隔离开关和电动接地刀闸的位置信号

35kV SVG 保护动作及报警信号

110kV 线路保护动作及报警信号

110kV 线路断路器、电动隔离开关和电动接地刀闸的位置信号

c) 控制量

主变中性点接地开关

主变压器高压侧断路器、电动隔离开关和电动接地刀闸（接地刀闸的遥控本期暂不应用，但要求计算机监控系统具备该功能）

35kV 断路器、电动隔离开关

110kV 断路器、电动隔离开关

保护定值的远方整定及其信号的远方复归，保护压板投退（本期工程暂不应用，但要求计算机监控系统具备该功能）。

（4）时间同步系统

本工程配置北斗卫星双时钟同步系统 1 套。

6.2.4.2 升压站保护

元件保护采用微机型保护，保护装置的配置原则按《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285、《电力系统继电保护及安全自动装置反事故措施要点》、《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》、《国家电网公司十八项电网重大反事故措施》实施要求执行。

（1）主变压器保护

本工程 110kV 升压站为主变压器配置电量保护和非电量保护。保护配置原则如下：

1) 纵联差动保护：作为主变压器内部及引出线短路故障的主保护；保护装置应具有躲励磁涌流和外部短路时所产生的不平衡电流的能力，过励磁时应闭锁；纵联差动保护均瞬时动作跳主变两侧断路器。

2) 主变高压侧装设有复合电压闭锁的方向过流保护和复合电压闭锁的过电流保护，用于保护由于外部相间短路引起的变压器过流和作为变压器内部故障的后备。低压侧设有复合电压闭锁的速断、过流保护。

3) 为保护外部接地短路引起的变压器过流和作为变压器内部接地故障的后备，变压器设零序电流、电压保护。

4) 主变过负荷：设在高压侧，动作发信号和闭锁有载调压。

5) 非电量保护：

①瓦斯保护：主变本体和有载调压开关均设有该保护，轻瓦斯动作发信号，重瓦斯动作后瞬时跳主变两侧断路器。

②主变压力释放保护：保护瞬时跳闸跳主变两侧断路器。

③温度保护：温度过高时动作主变压器两侧断路器跳闸，温度升高时动作于发信号。

（2）35kV 系统继电保护

本工程 110kV 升压站中 35kV 系统各回路（除主变低压进线回路和 35kV 母线 PT 回路外）均配置有保护、测控一体化装置，安装于 35kV 开关柜内。

35kV 系统采用经电阻接地方式。35kV 线路、35kV 高压动态无功补偿回路、35kV 接地变回路、35kV 接地兼站用变回路均配置有零序电流互感器，用于测保装置的零序电流保护功能。

（3）110kV 线路保护

本工程 110kV 升压站 110kV 侧线路配置一套完整的、独立的能反映各种类型故障、具有选相功能的全线速动保护，主要有光纤差动主保护及相间、接地距离和零序电流保护。保护均配置分相操作箱，作用于断路器的跳闸线圈。保护采用直达 OPGW 通道，专用纤芯方式。具体保护型式以接入系统批复为准。

（4）110kV 母线保护

本工程 110kV 升压站为单母线接线，配置 1 套 110kV 母线保护装置。

（5）35kV 母线保护

为保证系统安全稳定运行和可靠供电，保证 35kV 母线故障保护的灵敏性及速动性，本工程 110kV 升压站每段 35kV 母线配置 1 套独立的、快速的、灵敏的微机型母线差动保护。

（6）安全自动装置

本工程 110kV 升压站设置防孤岛保护装置 1 套。具体配置方案以接入系统批复为准。

（7）故障录波

本工程 110kV 升压站配置故障录波屏 3 面。录波范围包括：主变高低压侧三相电流，35kV 各回路三相电流，35kV 母线电压、保护及开关动作信息，110kV 系统三相电流、三相电压及开关动作信息，无功补偿设备的保护及开关动作信息等。录波信息接入省调录波主站。

（8）保护及故障信息子站

为了满足保护及故障录波信息的集中管理和远传，本工程配置 1 套保护及故障录波信息管理子站。所有保护装置和故障录波器均接入故障信息子站，以数据网方式上传至省调、地调。

（9）故障解列装置

本工程 110kV 升压站设置故障解列装置 1 套；最终配置方案以接入系统批复为准。

6.2.5 电气二次接线方案

本工程电气二次接线参照 DL/T5136-2012《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程》、国能安全〔2014〕161号《防止电力生产事故的二十五项重点要求》等相关规程规范的要求执行。

6.2.5.1 防误闭锁系统

(1) 微机防误系统

本工程装设防误闭锁综合系统整合在监控系统中，微机防误闭锁综合系统为一独立的分支系统，微机防误闭锁综合操作系统达到具有两票三制管理制度的特点；配置工控主机（应具备与微机监控、RTU 等接口功能，实现数据共享，并可闭锁监控操作）、汉字显示器、开关闭锁控制器和电脑钥匙等。

(2) 电气闭锁

根据五防要求，本工程相应电气设备之间采用硬接线方式，通过在开关操作回路或电磁锁电源回路中串入相关开关的位置来实现闭锁功能。

6.2.5.2 电流互感器

(1) 电流互感器二次绕组的数量和准确级应满足测量、计量、继电保护、自动装置的要求

(2) 保护用电流互感器的配置应避免出现主保护死区；单套配置的保护使用专用的二次绕组；测量、计量应分别使用不同的二次绕组，故障录波装置可与保护共用一个二次绕组，也可单独使用一个二次绕组。

(3) 测量用电流互感器准确度等级为 0.5 级，计量用电流互感器准确度等级为 0.2S 级。电流互感器二次绕组所接入负荷，应保证实际二次负荷在 25%~100% 额定二次负荷范围内，额定二次负荷宜选取为实际二次负荷的 2 倍。

(4) 保护用的电流互感器准确级：本站各电压线路采用 TPY、5P 级电流互感器。保护用电流互感器考虑满足复合误差要求的准确限值倍数。

6.2.5.3 电压互感器

(1) 电压互感器二次绕组的数量、准确等级应满足测量、计量、保护、同步和自动装置的要求。

(2)保护用电压互感器设有剩余电压绕组,供接地故障产生剩余电压用。

6.2.6 控制电源

6.2.6.1 直流系统

本工程配置单套 220V 直流系统,采用控制负荷与动力负荷混合供电方式,作为控制、保护、信号的操作电源和供应急照明、储能电机等用电。直流系统设置单套蓄电池,容量为 280Ah,每组蓄电池数量按 104 只考虑,选用阀控铅酸蓄电池,不设端电池,浮充电运行方式。每组蓄电池组配置 1 套蓄电池巡检仪。

每组蓄电池设置 1 套微机型高频开关型充电装置,每套装置采用模块化设计,以 N+1 冗余模块并联组合方式供电。

直流系统的接线采用单母线接线方式,母线上装设一台微机直流绝缘在线监察装置,用来监测直流系统电压、绝缘和各分支路绝缘状况,该装置与监控装置接口后,远方可以监察直流系统接地状况。

直流系统采用辐射方式供电。

升压站直流负荷的初步统计如下表:

序号	负荷名称	装置容量 (kW)	负荷系数	计算电流 (A)	经常电流 (A)	事故放电时间及放电电流					
						初期	持续 (min)				随机
							1	30	60	120	
1	继电器室屏柜	8	0.6	21.82	27.28	27.28	27.28	27.28	27.28		5s
2	GIS 汇控柜	1	0.6	2.73	5.46	5.46	5.46	5.46	5.46		
3	35kV 配电柜	4	0.6	10.91	13.63	13.63	13.63	13.63	13.63		
4	SVG 控制柜	0.5	0.6	1.36	10.91	10.91	10.91	10.91	10.91		
5	380V 柜	0.2	0.6	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55		
6	UPS	15	0.6	40.91		40.91	40.91	40.91	40.91		
7	图像监控 主机屏	1	0.6	2.73	2.73	2.73	2.73	2.73	2.73		
8	长明灯	0.2	1	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91		

序号	负荷名称	装置容量(kW)	负荷系数	计算电流(A)	经常电流(A)	事故放电时间及放电电流					
						初期	持续(min)			随机	
						1	30	60	120	180	5s
I jc	I1	I2	I3	I4	I5	Ir					
9 应急照明	1	1	4.55		4.55	4.55	4.55	4.55	4.55		
10 通信电源	2	1	9.09	9.09	9.09	9.09	9.09	9.09	9.09		
11 随机负荷											5
电流统计(A)			95.55	50.09	95.55	95.55	95.55	13.6 4	13.6 4		5

(一) 蓄电池参数的选择

蓄电池类型为阀控铅酸蓄电池。

1、蓄电池个数的选择：

根据《电力工程直流系统设计技术规程 DL/T 5044-2014》附录 C. 1. 1：

系统标称电压：Un=220V

单体蓄电池浮充电电压：Uf=2.23V

蓄电池个数：n=1.05×(Un/Uf)≈104

2、蓄电池放电终止电压选择：

根据《电力工程直流系统设计技术规程 DL/T 5044-2014》附录 C. 1. 3：

根据蓄电池个数及直流母线电压允许的最低值选择单体蓄电池事故放电末期终止电压，

对于控制负荷和动力负荷合并供电：Um=0.875×(Un/n)=1.851V

则单体蓄电池放电终止电压为：Um=1.85V

(二) 蓄电池容量计算

根据《电力工程直流系统设计技术规程 DL/T 5044-2014》附录 C. 2：采用阶梯计算法。可靠系数 Kk=1.4。

1、第一阶段(0~1min)：

$$t_1=1\text{min} \quad K_{C1}=1.24 \quad I_1=95.55\text{A}$$

$$C_{c1} = K_K \frac{I_1}{K_c} = 113.36 \text{Ah}$$

2、第二阶段 (1~30min) :

$$t1=30\text{min} \quad Kc1=0.78 \quad I1=95.55\text{A}$$

$$t2=29\text{min} \quad Kc2=0.8 \quad I2=95.55\text{A}$$

$$C_{c2} \geq K_K \left[\frac{I_1}{K_{c1}} + \frac{I_2 - I_1}{K_{c2}} \right] = 177.17 \text{Ah}$$

3、第三阶段 (30~60min) :

$$t1=60\text{min} \quad Kc1=0.54 \quad I1=95.55\text{A}$$

$$t2=59\text{min} \quad Kc2=0.558 \quad I2=95.55\text{A}$$

$$t3=30\text{min} \quad Kc3=0.78 \quad I3=95.55\text{A}$$

$$C_{c3} \geq K_K \left[\frac{I_1}{K_{c1}} + \frac{I_2 - I_1}{K_{c2}} + \frac{I_3 - I_2}{K_{c3}} \right] = 257.24 \text{Ah}$$

4、第四阶段 (60~120min) :

$$t1=120\text{min} \quad Kc1=0.344 \quad I1=95.55\text{A}$$

$$t2=119\text{min} \quad Kc2=0.347 \quad I2=95.55\text{A}$$

$$t3=90\text{min} \quad Kc3=0.428 \quad I3=95.55\text{A}$$

$$t4=60\text{min} \quad Kc4=0.54 \quad I4=13.64\text{A}$$

$$C_{c4} \geq K_K \left[\frac{I_1}{K_{c1}} + \frac{I_2 - I_1}{K_{c2}} + \frac{I_3 - I_2}{K_{c3}} + \frac{I_4 - I_3}{K_{c4}} \right] = 179.97 \text{Ah}$$

5、第五阶段 (120~180min) :

t1=180min Kc1=0. 262 I1=95. 55A

t2=179min Kc2=0. 263 I2=95. 55A

t3=150min Kc3=0. 3 I3=95. 55A

t4=120min Kc4=0. 344 I4=13. 64A

t5=60min Kc5=0. 54 I5=13. 64A

$$C_{c5} \geq K_K \left[\frac{I_1}{K_{c1}} + \frac{I_2 - I_1}{K_{c2}} + \frac{I_3 - I_2}{K_{c3}} + \frac{I_4 - I_3}{K_{c4}} + \frac{I_5 - I_4}{K_{c5}} \right] = 175.13Ah$$

6、随机负荷计算容量:

t=0. 5s Kcr=1. 34 Ir=5A

$$C_r = \frac{I_r}{K_{cr}} = 3.94Ah$$

7、蓄电池容量计算结果:

将 Cr 叠加在 Cc2、Cc3、Cc4、Cc5 上，然后与 Cc1 比较，取最大值，既为蓄电池的计算容量：Cc3+Cr=257.24+3.94=261.17 (Ah)

考虑预留适当裕量，本工程蓄电池容量按 280Ah 选择。

直流系统共组 4 面屏：1 面充电屏、1 面馈线屏和 2 面蓄电池屏。

通信电源设置两套 DC/DC 模块供给通信设备-48V 电源，设置 1 面通信电源柜。

6.2.6.2 交流不停电电源系统

本项目 110kV 升压站内设置 2 套电力专用 UPS 主机，采用在线双并机运行方式，不单独配置蓄电池。不停电电源容量为 2×15kVA，双机冗余配置。

不停电电源系统正常运行时该系统由站用电源供电，当输入电源故障/消失时，装置自动转由直流电源供电，以实现交流 220V 不间断输出。

设置 1 面应急照明逆变电源屏，容量 3kVA。

升压站交流不停电电源系统负荷统计：

序号	负荷名称	额定容量 (kVA)	负荷换算 系数	负载功率 因数	计算负荷		计算负荷 S_c (kVA)
					Pc	Qc	
1	中控室控制台 电源	1.5	0.7	0.9	0.95	0.46	1.05
2	继保室交流环网 电源	2	0.8	0.8	1.28	0.96	1.6
3	调度数据网设备 屏1	0.6	0.8	0.95	0.46	0.15	0.48
4	调度数据网设备 屏2	0.6	0.8	0.95	0.46	0.15	0.48
5	功率预测服务器 机柜	0.8	0.8	0.95	0.61	0.20	0.64
6	火灾报警负荷	1.5	0.8	0.8	0.96	0.72	1.2
7	其他	2	0.8	0.8	1.28	0.96	1.6
	总计	10			5.99	3.60	7.05

根据负荷统计，计算出负荷有功功率 5.99kW，无功功率 3.6kVar，负荷综合功率因数 0.85，功率校正系数 Kf 取 0.93；可靠系数 Kk 取 1.25。计算得 UPS 容量为 9.97kVA，因此本阶段风电及光伏升压站建议 UPS 容量为 15kVA。

6.2.7 图像监控

本工程 110kV 升压站内集中配置一套图像监控系统，主要以实现全站安全、防火、防盗功能配置，监视站内现场设备的运行状况。摄像设备应按升压站建设周期随工程同期装设，并根据电气设备布置地点及运行需要，配置不同数量和类型的摄像设备，对站内主要设备进行全方位监视。摄像头拟采用高清网络球机，供电电源取自 UPS，在各生产性房间内设置室内中速球机，在升压站室外主要入口、设备区等设置室外高速球机。

本工程在继电器室和配电室设置门禁系统。智能门禁系统采用刷卡进门，按出门按钮出门的控制方式，门禁控制系统独立控制。门禁系统可为不同的管理人员，在不同的出入口、不同的时段设定不同的进出权限；监测门的开关状态；记录进出的时间、门区及人员，分类查询进出门统计资料和报警资料，为事后分析提供依据。

6.2.8 火灾报警系统

根据《电力设备典型消防规程》DL5027-2015，本工程需设置火灾报警系统，根据本工程实际条件，各房间按要求设置感烟、感温探头，报警信号发至监控系统。火灾报警系统与暖通的风机、空调和消防水泵等设备实现消防联动。火灾报警主机信号接入站内监控后台系统。

6.2.9 光功率预测系统

本工程 110kV 升压站配置 1 套光功率预测系统，系统应具有 0~72h 短期功率预测以及 15min~4h 超短期功率预测功能。

该系统应能够每 15min 自动向电力系统调度机构滚动上报未来 15min~4h 的发电功率预测曲线，时间分辨率为 15min。升压站每天按照电力系统调度机构规定的时间上报次日发电功率预测曲线，时间分辨率为 15min。

采用非 windows 安全操作系统，与远动主机等安全 I 区设备通信需增加硬件防火墙，与外网通讯需增加隔离装置，具备短期、超短期光功率预测功能，信息通过数据网上传至调度主站。

安全 II 区配置光功率预测工作站 1 台、NWP 数值天气预报下载工作站 1 台、网络机柜 1 面以及环境监测系统等。网络机柜配置功率预测服务器 2 台、交换机 2 台和 1 台反向物理隔离装置。

6.2.10 二次设备布置

本工程 110kV 升压站内主控室布置在电气舱二层，室内操作台上布置有监控主机兼操作员站、五防工作站、光功率预测系统工作站、有功无功控制系统工作站、光伏监控系统主机等。继保室布置于电气舱二层，室内布置有继电保护设备、监控系统设备、调度自动化设备、直流系统以及逆变电源屏等。

6.2.11 智慧场站

智慧场站建设依据国家电投集团公司《陆上光伏发电工程典型设计（1.0 版）》（2024 年 5 月）和《新能源电站单位千瓦造价标准值（2024 版）》（2024 年 4 月）进行设计。

6.2.11.1 主要原则

（1）满足“安全可靠、经济适用、技术先进、节能环保”的要求，具有通

用性、统一性、兼顾性和前瞻性。

(2) 遵守“无人值班、少人值守”的原则，建设智能化、智慧化的新能源场站。

(3) 应用一体化监控、远程智能巡检等先进数智化技术，实现场站安防、日常巡检、运行监控、维检管理的智能化、智慧化。

(4) 搭建智慧运营管理体系场站侧架构，实现数据标准统一、数据接口统一、接入规范统一。

(5) 根据国电投《陆上光伏发电工程典型设计（1.0版）》附录A 智慧化提升措施，进行智慧场站设计。

表 A.1-1 光伏智慧化分级表

等级	目标	“应”配置的部分	“宜”配置的部分	“可”配置的部分
L1	无人值守	1) 智能防误	/	/
	远程监控	2) 表计数字化		
	常规维检	3) 光纤测温预警		
L2	无人值守	4) 变压器在线监测	/	/
	远程监控	5) GIS 在线监测		
	少人维检	6) 35kV开关柜在线监测		
L3	无人值守 远程监控 智慧维检	7) 避雷器在线监测	1) 轨道机器人	1) 一键顺控 2) 智能锁控 3) 智能标签 4) 运维单兵 5) 光伏智能柔控装置 6) 光伏组件清扫机器人
		8) 线路故障监测	2) 轮式机器人	
		9) 站区消防	3) 智能无人机巡检	
		10) 智能门禁	4) 运维单兵	
		11) 周界防范	5) IV 诊断	
		12) 环境监测与控制		
		13) 视频巡视		
		14) 光伏场区防火预警		

智慧化分级表中“应”配置的部分全部配置，“宜”配置和“可”配置的部分推荐智能无人机巡检、IV 诊断、智能锁控、智能标签等 4 项。

6.2.11.2 光伏场区智慧化建设方案

6.2.11.2.1 IV 诊断

IV 诊断系统后台服务器接收逆变器数据，实现光伏电站组串的全量检测及故障识别，提高运维效率。

IV 诊断系统分析逆变器采集的完整的 IV 曲线数据，自动生成故障诊断报告，以便及时发现和处置电站运行中存在的各类故障。

IV 诊断可联动智能无人机巡检，实现针对性检测。

6.2.11.2.2 线路故障监测

线路故障监测系统分为架空线路故障监测系统和电缆线路故障监测系统，通过行波抵达装置的时间差，可实现故障区段精确定位、故障录波、隐患预警、故障告警等功能。

架空线路故障监测系统主要由后台服务器和监测终端部分组成。记录故障发生时线路的工频电流、行波电流波形，确定故障点的准确位置，自动辨识故障原因，准确区分雷击与非雷击故障。出现线路隐患时，通过甄别特征行波实现隐患预警。

电缆线路故障监测系统主要由后台服务器和监测终端部分组成。监测终端采用卡钳式安装在箱变内或电缆本体上。通过电缆型监测终端采集故障信号，实现对故障区间定位和故障点的精确定位。通常在电缆两端安装监测线圈，对电缆的放电信号进行实时监测，当电缆缺陷放电量达到设定阈值时，即可判定需开展检修操作。可具备光纤测温接口，实现电缆终端的温度监测。

线路出现故障、隐患后，终端直接将数据发送到后台服务器，后台服务器对收集的数据进行分析诊断，可将详细的诊断过程及结果以手机短信、WEB 等方式提供给用户，实现告警。

6.2.11.2.3 视频巡视

视频巡视系统由高精度摄像机、业务存储服务器和软件系统组成，实现

对场站设备、人员的全天候监视，视频巡视可与周界防范联动，满足现场安全规范管理的要求。实现信息实时监测、故障预警、远程巡视。

箱式变电站周围选配球式摄像机，通过智能识别实现区域入侵侦测、越界侦测、移动侦测，同时对人员违章、设备状态、环境隐患等情况实现实时监控。可与光伏场区防火预警共用摄像机。

摄像机可配置喊话器等装置，发现异常情况时，可自动或人工喊话，便于远程进行喊话警告或非法入侵人员驱离。摄像头应具备可见光、红外双光谱摄像功能，用于温度测量的摄像头应具备热成像功能。

6.2.11.2.4 智能无人机巡视

智能无人机巡检由机库和无人机组成，应用可见光视频分析及红外热成像分析技术获取架空线路异常和光伏场区的组件脱落破裂、支架变形、设备异形等。同时识别场站安防信息，包含人员违章、外来非法闯入、大门围栏异常、道路损坏、洪涝积水、组件隐裂及热斑检测等。提高场站安防水平、作业安全质量及效率、减轻现场巡检工作量。

无人机系统由无人机本体、无人机电池、挂载可见光和红外光相机及音箱组成，智能机库集飞行器智能操控、手动控制和云台控制于一体，负责向飞行器发送控制信号，同时接收飞行器回传的图像、位置信息、飞行数据以及其他数据信息，智能机库控制无人机作业。无人机与智能机库通过专用网络协议进行通信，实现无人机飞行控制、视频和图片实时传输。

6.2.11.2.5 光伏场区防火预警

光伏场区防火预警系统一般包含红外探火预警雷达、红外摄像机、可见光摄像机，三种均为基本配置，实施时至少选择一种作为光伏场区防火预警使用。具体实施时根据场区规模、环境选择配置方案。

红外探火预警雷达在场区较高处布置，能够覆盖全部光伏场区，监测火灾特征红外信号，实现火灾预警及火情定位。

红外摄像机或可见光摄像机在箱变周围等处布置，实时监测箱变片散、

箱变高压室等易引起火灾部位，实现实时告警。

红外探火预警雷达、红外摄像机、可见光摄像机电源引自箱式变电站低压侧。

6.2.11.3 升压站智慧化建设方案

6.2.11.3.1 智能防误

智能防误系统主要由智能防误主机、就地防误单元、防误电脑钥匙、防误锁具、隔离锁具、高压带电显示闭锁装置，以及智能钥匙管理机、采集控制器、智能地线等部件组成，具有支持防误逻辑双校核、解锁钥匙定向授权及管理监测、接地线状态实时采集、检修防误等功能。

在升压站配置就地防误装置，扩展二次防误、检修防误功能。

智能防误系统在微机防误系统的基础上，完善锁具管理、验电管理、地线管理、解锁操作管理、人员出入管理、安全工器具管理、业务协同管理等功能，形成由一次设备管控、二次设备管控、辅助设备管控、检修作业管控、接地线管理等组成的新一代综合智能防误系统，实现操作全防误、业务全覆盖、过程全管控，提升变电作业安全管控水平和作业效率。

6.2.11.3.2 升压站在线监测

(1) 表计数字化

数字化表计包括油温油位远传表计（主变）、气体密度远传表计（GIS）、泄漏电流远传表计（220kV/110kV 避雷器）等。

(2) 光纤测温预警

光纤温度监测系统由测温光纤、转接光纤、光纤连接器、测温调整器、后台服务器及配套设备本体连接件（如法兰盘、绝缘塞）等组成。实现远方设备健康度分析等高级功能。

在主变压器铁芯、片散、绕组、器身布置光纤测温装置，实现对主变的全方位温度监测。

在 GIS 绕组、器身布置光纤测温装置，实现对 GIS 的全方位温度监测。

在 35kV 开关柜静触头、开关柜母排、电缆接头处布置光纤测温装置，实现对开关柜的全方位温度监测。

(3) 变压器在线监测

变压器在线监测通常由变压器铁心夹件在线监测、变压器局放在线监测、变压器微水在线监测、变压器油色谱在线监测及变压器声纹在线监测等组成。该系统通过传感器、数据采集设备和网络通信技术，实时获取变压器的运行数据，进行数据分析和算法处理，检测变压器的异常情况，并向操作人员发送预警信息，以便及时处理。

1) 变压器铁心夹件在线监测系统

变压器铁心夹件在线监测由穿心式电流互感器+铁心/夹件接地电流监测模块和在线监测终端组成。在变压器铁心接地线和夹件接地线处安装电流互感器，实现对变压器内部绝缘状况的监测。

2) 变压器局放在线监测

变压器局放在线监测由超声波局放传感器、高频局放传感器、特高频局放传感器、射频局放传感器和局部放电监测模块组成，能够实现对变压器内部绝缘状态连续监测、定时监测或按设定程序监测等多种监测。

在套管升高座、线圈手拉手等重点区域的油箱表面采用磁吸等方式贴敷或采用专用工装固定超声波局放传感器。

在升高座等电位线、铁心、夹件等接地装置接地点安装高频局放传感器。

在法兰对接面、油箱对接面等具有密封胶垫的位置或套管下部安装外置式特高频局放传感器。在变压器人孔门位置安装内置式传感器。

在变压器套管附近或防火墙面安装射频局放传感器。

3) 变压器微水在线监测

变压器油中微水含量在线监测系统由变压器油中微水传感器和后台服务器组成。

在变压器绝缘油中配置 1 套油中微水传感器可准确监测变压器绝缘油中

的微水含量，并传输到变压器绝缘油在线监测设备平台，及时了解油中含水量，从而判断变压器的运行工况及潜在的运行故障。

4) 变压器油色谱在线监测

变压器油色谱在线监测系统由油色谱数据采集器和后台服务器组成。可以实时监测变压器组油中七种气体（氢气、甲烷、乙烷、乙烯、乙炔、一氧化碳、二氧化碳），并辅助实现油中微水的在线分析。

5) 变压器声纹在线监测

声纹在线监测系统由声纹振动监测传感器和后台服务器组成。可以根据变压器自身各处测取声纹振动信号改变的程度，判断出变聚究组或铁心是否有缺陷，在线监测电力变压器的声纹振动异常可实现变压器班路的检测和定位，在短路状况下变压器自身振动主是由绕组振动起的，可以利用发生短路事故时的变压器自身声纹振动信号，监测绕组是否发生了变形或松动。

(4) GIS 在线监测

GIS 在线监测通常由 GIS 局放在线监测、GIS 微水在线监测等组成，通过传感器、数据采集设备和网络通信技术，实时获取 GIS 的运行数据，进行数据分析和算法处理，检测 GIS 的异常情况，并向操作人员发送预警信息，以便及时处理。

1) GIS 局放在线监测

GIS 局放在线监测通常由特高频局放传感器和局部放电监测模块组成，实现对 GIS 间隔内部绝缘状态连续监测、定时监测或按设定程序监测等多种监测。

通过安装于 GIS 盆式绝缘子上的特高频传感器，来耦合 GIS 筒体内部的局部放电信号，耦合到的特高频信号传送至局放采集装置。

2) GIS 微水在线监测

GIS 微水监测系统主要由微水传感器和后台服务器组成。能够对 GIS 设备内部 SF₆ 气体的微水、密度、温度及其变化趋势实现实时监测，根据变化

曲线，做出报警或自启动闭锁装置，以保障设备和变电站整套系统的安全。

（5）35kV开关柜在线监测

开关柜在线监测通常由开关柜机械特性在线监测、开关柜局放在线监测、开关柜无线测温在线监测，该系统通过传感器、数据采集设备和网络通信技术，实时获取开关柜的运行数据，进行数据分析和算法处理，检测开关柜的异常情况，并向操作人员发送预警信息，以便及时处理。

1) 开关柜机械特性在线监测

开关柜断路器机械特性在线监测系统由位移传感器、电流传感器和环境温湿度传感器等多种智能传感器、监测及预警单元、分析诊断模块及数据传输与监控平台组成。实现对断路器操作动作、分合闸线圈电流、储能电机电流、电气接点温度和环境温、湿度等信息的监测，判断缺陷类型及严重程度并上送。

在开关柜二次仪表室内安装监测及预警单元。

在机构传动部件上安装位移传感器。

在电机储能及控制回路安装电流传感器。

2) 开关柜局放在线监测

开关柜局放在线监测通常由特高频局放传感器、和后台服务器组成，实现对开关柜内部设备的绝缘状态连续监测、定时监测或按设定程序监测等多种监测。

在开关柜柜门处安装局放传感器。

3) 开关柜无线测温在线监测

开关柜无线测温装置由无线测温传感器和后台服务器组成。实现对开关柜重点部位温度的实时监测。

在开关柜母线排、上下触头、电缆接头等部位布置无线测温传感器。

（6）避雷器在线监测

避雷器泄漏电流在线监测系统由传感器、数据采集单元、分析诊断模块

及数据传输与监控平台组成。实时采集泄露电流信号，通过通信接口传输至后台监控系统，能够及时发现并预警可能存在的故障风险，实现远程智能管理和决策支持。

在升压站送出线路、集电线路、中压母线等避雷器的接地线上均配置泄漏电流在线监测仪，并应采取防止二次接头受潮的措施。

6.2.11.3.3 站区消防

本项目油浸式变压器不需要采用排油注氮装置。

6.2.11.3.4 智能门禁

智能门禁系统通常由感应卡式门禁、面部识别门禁等组成。采用联网控制型门禁系统，由可识别设备、执行设备、传输设备、管理和控制设备以及相应的系统软件组成。旨在实现制卡管理、工作人员管理、访客管理、车辆出入管理、通道管理、反潜回及防复刷、时段转换、就地及远方报警、信息记录与报表、查询、火灾报警联动及图形显示、生物信息核对等功能。

在场站出入口配置门禁系统、车辆识别系统，人车可共用相关通道。在生活建筑物出入口配置门禁系统。在配电区、生产建筑物、站区控制室、继电保护室配置门禁系统，门禁系统预留与两票管理联动接口，综合实现人员管控功能。

6.2.11.3.5 周界防范

本工程在升压站分别安装一套周界防范系统。主要由电子围栏、激光对射入侵探测器、警铃等组成。

周界防范通常由电子围栏、激光对射入侵探测器、警铃等组成。旨在实现防止外部非法入侵的功能。周界防范可联动摄像机监测相关区域，通过智能算法识别相关入侵行为。周界防范同时需满足《电力系统治安反恐防范要求》(GA 1800-2021)的相关要求。

升压站围墙上方安装脉冲电子围栏，电子围栏独立分区不宜大于100m，采用四线制或六线制。电子围栏需具备防雷接地措施，应与主接地网连接，

接地电阻允许值不大于 10Ω 。

激光对射入侵探测器在站区大门出入口配置，检测外来人员的入侵。在站区大门上方配置 1 对激光对射入侵探测器。

警铃在主控室及大门安装，警情发生时启动发出声音警告，同时向远方告警。

周界防范与视频巡视、智能门禁实现综合联动，触发报警后，视频巡视锁定报警区域进行录像，同时智能门禁限制人员出入，及时反映场站现状。

6.2.11.3.6 环境监测与控制

环境监测与控制系统通常由温湿度传感器、水位探测器、红外探测器等多种传感器和监控主机组成，实时监测场站的环境信息，并反馈给系统后台，对特殊情况及时处理。对相关指标设置限值，可联动场站内轴流风机、空调等设备。

在升压站配置温湿度变送器、红外探测器、烟雾传感器，全方位监测场站环境情况。

6.2.11.3.7 智能锁控

本工程可配置一套智能锁控系统，实现对光伏场和升压站内的各类设备操作和通道门禁等进行统一、高效且安全的远程控制与管理。

智能锁控系统由云平台、工作站、手机 APP、智能钥匙、机械解锁钥匙、管理一体机、通信适配器及各类智能锁具等组成。实现对升压站（汇流站）内的各类设施、物资等进行统一、高效且安全的远程控制与管理。

在站区大门出入口配置和智能钥匙和智能锁具，对所有开锁操作进行记录，监控出入行为。

在设备操作处配置机械解锁钥匙及智能锁具，对开锁出入记录与预设巡检任务进行对比，对漏检、少检给出提醒，实现对设备巡检工作的落地管理。

6.2.11.3.8 视频巡检

视频巡视系统通常由高精度摄像机、业务存储服务器和软件系统组成，

实现对场站设备、人员的全天候监视，视频巡视可与周界防范联动，满足现场安全规范管理的要求。实现信息实时监测、故障预警、远程巡视。

在升压站大门处配置枪式摄像机，可以监控并记录场站的人员、车辆出入信息。

在升压站周界可选配球式摄像机，通过智能识别实现区域入侵侦测、越界侦测、移动侦测。

在升压站建筑物走廊进出口配置枪式摄像机，主控室及各个电气房间配置球式摄像机，可实现对站内建筑物全方位的监控与巡视。

在升压站站区、高压配电装置区、主变区、SVG 区等配置球式摄像机，实现设备状态监视。

摄像机可配置喊话器等装置，发现异常情况时，可自动或人工喊话，便于远程进行喊话警告或非法入侵人员驱离。

6.2.11.3.9 智能标签

基于场站的资产基础信息库，提供智能标签应用。通过手持终端以现场扫描方式快速展示标签信息，实现“即扫即看”，提高调试、检修和改扩建的效率及正确性，准确实现物理回路与逻辑回路的“虚实对应”。

智能标签主要布置于升压站（汇流站）内的各类一次设备（如主变、GIS、开关柜等）、光伏场区（箱变、逆变器等）、二次设备（如保护装置、测控装置等）、电缆及光缆等位置，通常采用射频识别（RFID）或二维码形式，牢固地贴附于设备显眼且不易磨损的位置，旨在实现设备信息数字化、透明化，减少人为错误，提高运维效率，并满足电力系统自动化和智能化管理的需求。

6.2.12 电气二次设备材料表

编号	名称及规格	单位	数量	备注
3	控制保护设备及安装工程			
3.1	监控（监测）系统			

编号	名 称 及 规 格	单位	数量	备注
3.1.1	计算机监控系统			
3.1.1.1	主机兼操作员工作站 具备站内监控及光伏区监控功能 采用国产系统，含防病毒软件等系统运行所需配套软件	台	2.00	
3.1.1.2	含1台主机兼工程师工作站（采用国产操作系统）、1台液晶显示器	台	1.00	
3.1.1.3	五防工作站	台	1.00	
3.1.1.4	网络通信及对时柜 800（宽）×600（深）×2260（高）mm，远动主机2台，规约转换器2台，组网交换机2台，卫星时钟同步系统2套（含北斗2套）	面	1.00	
3.1.1.5	主变测控柜 800（宽）×600（深）×2260（高）mm， 主变测控装置3台；	面	2.00	
3.1.1.6	110kV线路测控柜 800（宽）×600（深）×2260（高）mm， 线路测控装置1台；	面	1.00	
3.1.1.7	公用测控柜 800（宽）×600（深）×2260（高）mm， 公用测控装置4台；	面	1.00	
3.1.1.8	35kV测控保护装置 安装于35kV开关柜上，35kV线路测保装置6台， 接地兼站用变测保装置1台，高压动态无功补偿 测保装置1台；	台	8.00	
3.1.1.9	35kV组网交换机 安装于35kV开关柜上，24电口、2个光口，	台	2.00	
3.1.1.10	35kV电能表 安装于35kV开关柜上，35kV线路柜4面，35kV 储能柜2面，接地兼站用变柜1面，高压动态无 功补偿柜1台，主变进线柜2面，主变进线及集 电线路主副表双重配置；	台	16.00	
3.1.1.11	110kV主变压器保护屏 800（宽）×600（深）×2260（高）mm	面	2.00	
3.1.1.12	110kV母线保护屏 800（宽）×600（深）×2260（高）mm	面	1.00	
3.1.1.13	35kV母线保护屏 800（宽）×600（深）×2260（高）mm	面	2.00	
3.1.1.14	35kV测控装置，安装在35kVPT柜	台	2.00	

编号	名称及规格	单位	数量	备注
3.1.1.15	箱变控制屏 800(宽)×600(深)×2260(高)mm	面	1.00	35kV箱变 厂成套供货
3.1.1.16	升压站图像监控系统 室外高速球形摄像机：6个； 室内中速球形摄像机：9个； 被动红外探测器：10个； 红外对射1套； 图像监控主机屏 2260(H)×800(W)×600(D): 1面	套	1.00	
3.1.1.17	光伏区监控系统 监控软件，服务器，交换机等	套	1.00	
3.1.1.18	光伏区视频监控系统 每台箱变一个点位，共34台高速球摄像机。带安装支架。	套	1.00	
3.1.1.19	火灾报警系统 36点 火灾报警主机屏 2260(H)×800(W)×600(D): 1面	套	1.00	
3.1.1.20	门禁系统 10门控制	套	1.00	
3.2	保护设备			
3.2.1	110kV线路保护柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm, 光纤电流差动保护装置1台/柜，操作箱1台/柜	面	1.00	
3.2.2	故障录波器柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm	面	3.00	
3.2.3	二次设备在线监测装置柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm	面	1.00	
3.2.4	继电保护试验电源柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm	面	1.00	
3.2.5	频率电压紧急控制柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm	面	1.00	
3.2.6	一次调频柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm	面	1.00	
3.2.7	防孤岛保护柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm	面	1.00	
3.2.8	安全态势感知柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm	面	1.00	
3.3	交直流电源系统			
3.3.1	蓄电池屏 220V, 280Ah, 104只	面	2.00	

编号	名称及规格	单位	数量	备注
3.3.2	直流充电屏 800(宽)×600(深)×2260(高)mm	面	1.00	
3.3.3	直流馈线屏 800(宽)×600(深)×2260(高)mm	面	1.00	
3.3.4	UPS电源柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm 2*15kVA, 20回出线	面	2.00	
3.3.5	应急照明电源柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm 3kVA	面	1.00	
3.4	调度自动化设备及电量计量系统			
3.4.1	调度数据网络机柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm, 每面含：路由器1台，纵向加密认证装置2台， 交换机2台，入侵检测装置1台，网络安全监测 装置1台	面	2.00	
3.4.2	调度管理信息网络柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm, OMS工作站2台，含调度运行管理系统(OMS)系 统一套。路由器2台，交换机2台，硬件防火墙 2台。	面	1.00	
3.4.3	AVC/AGC机柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm, 具备有功功率控制、无功电压控制等功能。	面	1.00	
3.4.4	关口电能表柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm, 三相四线多功能电度表0.2S级，2块；电能量远 方终端2台。	面	1.00	
3.4.5	电能质量监测柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm 电能质量监测装置一台	面	1.00	
3.4.6	PMU柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm, 同步相量测量装置2台，主机2台	面	1.00	
3.4.7	网络安全(二次安全防护)，包含：	项	1.00	
3.4.7.1	入侵监测报警系统(IDS) 800(宽)×600(深)×2260(高)mm 入侵检测设备2台，含特征库病毒库1年，接口 6个千兆网口，2个扩展槽，应用吞吐800M，并 发链接100万，每秒新建3万，标准1U设备。	面	1.00	
3.4.7.2	网络安全监测系统，含网络安全监测装置2台、 网络探针、后台笔记本电脑；配套软件。	套	1.00	

编号	名称及规格	单位	数量	备注
3.4.7.3	双细则考核管理/优化调度工作站	台	1.00	
3.4.7.4	安全审计系统	套	1.00	
3.4.7.5	恶意代码防范系统	套	1.00	
3.4.7.6	信息安全等级保护测评和电力监控系统安全防护评估	套	1.00	
3.4.7.7	主机加固系统 按全站设防	套	1.00	
3.4.7.8	发电计划和报表终端	套	1.00	
3.4.7.9	仿真建模	套	1.00	
3.4.8	远程集控中心接入设备	套	1.00	
3.4.9	外网及集团专网系统	套	1.00	
3.5	功率预测			
3.5.1	光功率预测系统柜 800（宽）×600（深）×2260（高）mm， 包含数据库服务器一台，系统服务器一台，PC 工作站一台，通信及安全装置一台，kVM一套， 防火墙1台，并包含自动气象站等辅助系统和系 统运行所需要的系统软件和应用软件等。	面	1.00	
3.6	电缆			
3.6.1	耐火电缆 ZCN-YJY23-0.6/1	m	1000.00	
3.6.2	耐火电缆 ZCN-KVVP22-0.45/0.75	m	500.00	
3.6.3	控制电缆 ZCN-KVVP22-0.45/0.75kV	m	15000.00	
3.6.4	控制电缆 ZCN-DJYPVP22-0.45/0.75kV	m	1500.00	
3.6.5	控制电缆 RVSP22	m	1000.00	
3.6.6	光缆 24芯	m	800.00	
3.7	场站智慧化改造	项	1	

6.3 储能

6.3.1 储能系统集成拓扑结构

储能系统集成拓扑常见有以下三种结构：低压集中式、低压组串式、高压级联式。

6.3.1.1 低压集中式拓扑方案

低压集中式拓扑方案电池采取简单的串并联构成电池模组，电池簇在直流侧串联，通过汇流柜进入 PCS（储能双向变流器），经 PCS 逆变输出交流电压后滤波经升压变压器并入 6~35kV 电网，PCS 主要有以下两种：

- (1) 两电平 1000V（最大 630kW，直流电压<1000V，交流电压 0.4kV，通过升压变升至 6~35kV）；
- (2) 三电平 1500V(单机最大 1750kW, 直流电压<1500V, 交流电压 0.69~0.8kV，通过升压变升至 6~35kV）。

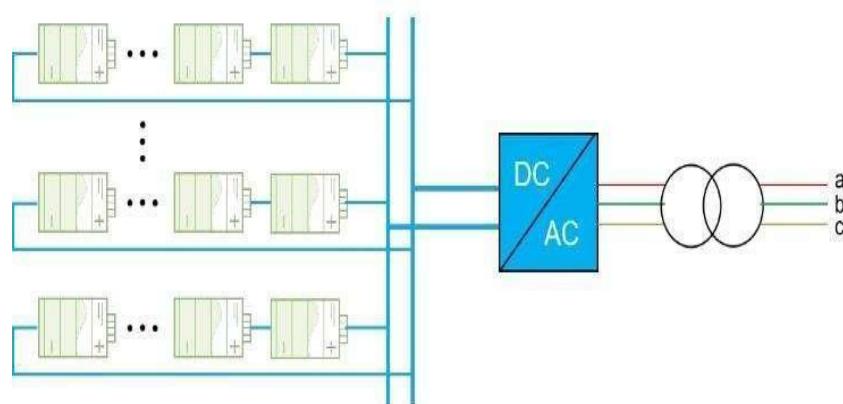


图 8.6.1-1 集中式拓扑结构示意图

(一) 电池簇直接并联的 DC/AC 集中变换拓扑

功率变换单元采用单台集中式 DC/AC 变流器，比如一台 1.25MW 或 2.5MW 变流器。电池成簇后经高压箱直接并联成一堆，再通过直流汇流开关接入集中式变流器直流侧，经过集中式 DC/AC 变流器变换成交流。高压箱主要由簇出口的接触器、直流开关、熔断器等组成，同时集成二次设备簇管理单元。拓扑示意图如下图。

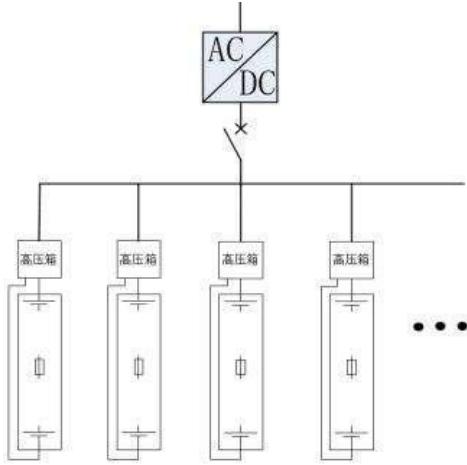


图 8.6.1-2 集中式 DC/AC 变流器

在这种拓扑下，功率变换由一台变流器集中控制，功率变换按堆管理；一堆内多个电池簇直接并联，堆电流在各簇的分布完全取决于各簇内电势和电阻大小，自然分布；各簇电阻不一致导致电流差异，内阻小电流大的簇会先充满，内阻大电流小的簇会先放电，会产生木桶效应，导致其他簇不能完全充电或放电，造成系统容量损失。另外，多簇直接并联会产生环流效应。

在这种拓扑下，直流汇流开关系统侧发生直流短路故障时，多簇电池的短路电流全部汇集经过直流汇流开关，短路电流较大；高压箱的簇开关电池侧发生短路故障时，并联的其他多簇电池的短路电流全部汇集经过簇开关，短路电流较大。比如，280Ah 电池串联成簇后，簇直流短路电流可达 10kA，7 簇汇流后将达 70kA，该短路电流超出了一般的直流断路器开断能力，只能依靠熔断器作为唯一的过流保护，极端情况下熔断器失效，如果回路内配置了断路器，超出开断能力的短路电流将导致断路器爆炸，加剧了电池火灾风险。目前行业内，直流侧两级开关——汇流开关和高压箱簇开关都仅仅通过熔断器作为大短路电流的速断保护。

在这种拓扑下，集中式变流器单元内的故障和日常检修将导致多簇同时停电，停电容量较大。

（二）电池簇经 DC/DC 控制的 DC/AC 集中变换拓扑

功率变换单元采用单台集中式 DC/AC 变流器，比如一台 1.25MW 或 2.5MW 变流器。电池成簇后不直接并联，而是经过一台 DC/DC 变流器并联成一堆，通过直流汇流开关接入集中式变流器直流侧，再经过集中式 DC/AC 变流器变换成交流。DC/DC 变流器内设置直流开关、接触器等，同时配套簇管理设备。

一些厂家将 DC/DC 变流器换成了内含直流变换电路的智能簇管理设备，同样实现单簇的部分控制和管理功能。拓扑示意图如下图。

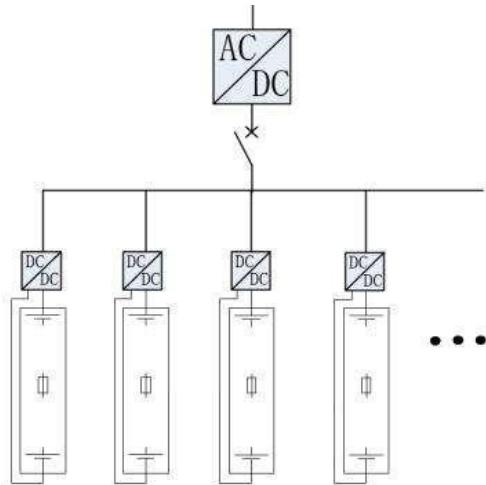


图 8.6.1-3 集中式 DC/AC+分布式 DC/DC 变流器

在这种拓扑下，功率变换由一台 DC/AC 变流器和多台 DC/DC 变流器共同控制，功率变换按簇管理，通过 DC/DC 变流器（或智能簇管理设备）的调节控制，能够保证各簇容量充放到极致，避免木桶效应引起的系统容量损失。另外，按簇管理也可以避免并联环流。

在这种拓扑下，直流汇流开关系统侧发生直流短路故障时，多簇电池的短路电流全部汇集经过直流汇流开关，但受 DC/DC 变流器（或智能簇管理设备）的保护控制，短路电流不大；高压箱的簇开关电池侧发生短路故障时，并联的其他多簇电池的短路电流全部汇集经过簇开关，但同时也受 DC/DC 变流器（或智能簇管理设备）的保护控制，短路电流不大。

在这种拓扑下，集中式变流器内多簇公共部分故障和日常检修将导致多簇同时停电，停电容量较大；单簇内部故障和日常检修时，可通过复杂的控制保护实现单簇退出，其他簇继续运行，停电容量小。

6.3.1.2 低压组串式拓扑方案

功率变换单元采用按簇配置的分散式 DC/AC 变流器。电池成簇后不并联，而是直接经过 DC/AC 变流器变换成交流，在交流侧并联，经升压变压器升压到 6-35kV 并入电网，一簇即为一堆。DC/AC 变流器内设置直流开关、接触器等，同时配套簇管理设备。

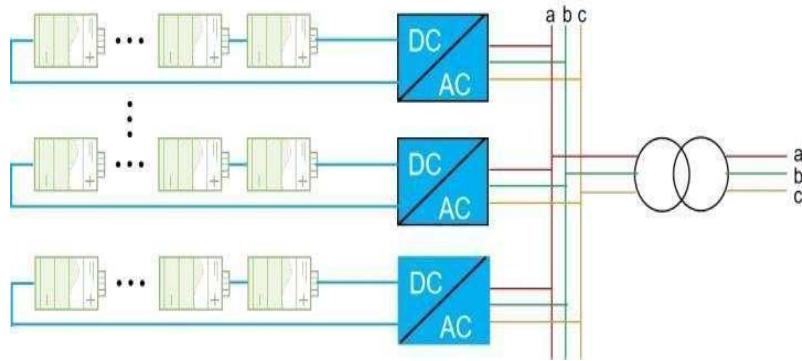


图 8.6.1-4 组串式拓扑示意图

在这种拓扑下，功率变换由每簇配置的 DC/AC 变流器单独控制，按簇管理，能够保证各簇容量充放到极致，避免木桶效应引起的系统容量损失。另外，按簇管理也可以避免并联环流。

在这种拓扑下，直流侧不并联，直流短路电流仅限单簇短路电流，比如，280Ah 电池串联成簇后，簇直流短路电流约 10kA，开关选型容易，直流侧短路保护无风险。

在这种拓扑下，分散式变流器作为独立的功率管理单元，内部故障和日常检修不影响其他簇运行，停电容量小，系统运维可用率高。

6.3.1.3 高压级联型拓扑方案

高压级联储能系统（单机 5~25MW，直流电压<1200V，无需变压器即可输出交流电压 6~35kV）是将电池进行了离散化处理，每一簇电池对应一个单相的 H 桥 PCS 功率单元，直流侧输入采取 500V-1200V 系统，交流侧输出 380V-700V 左右，每一相采取链节串联电压的方式组成（“正负手拉手”），三相采取星接的方式，无需滤波和升压直接输出 6~35kV 并入电网。该技术是成熟技术在储能领域的应用，该技术自 20 世纪 90 年代初出现，90 年代成功应用于国内外中高压变频调速系统领域、21 世纪在国内应用于高压 SVG 系统无功补偿领域、高压岸电系统、高压软启动系统等，超过 200 万台套的成熟应用案例。高压级联储能系统具备单机容量大，高效、安全的特点，对于电池充放电的管理具备主动均衡的能力，适合应用于大容量的发电侧、电网侧储能领域，在调频、调峰场合，高效和快速响应的特点应用效果显著。

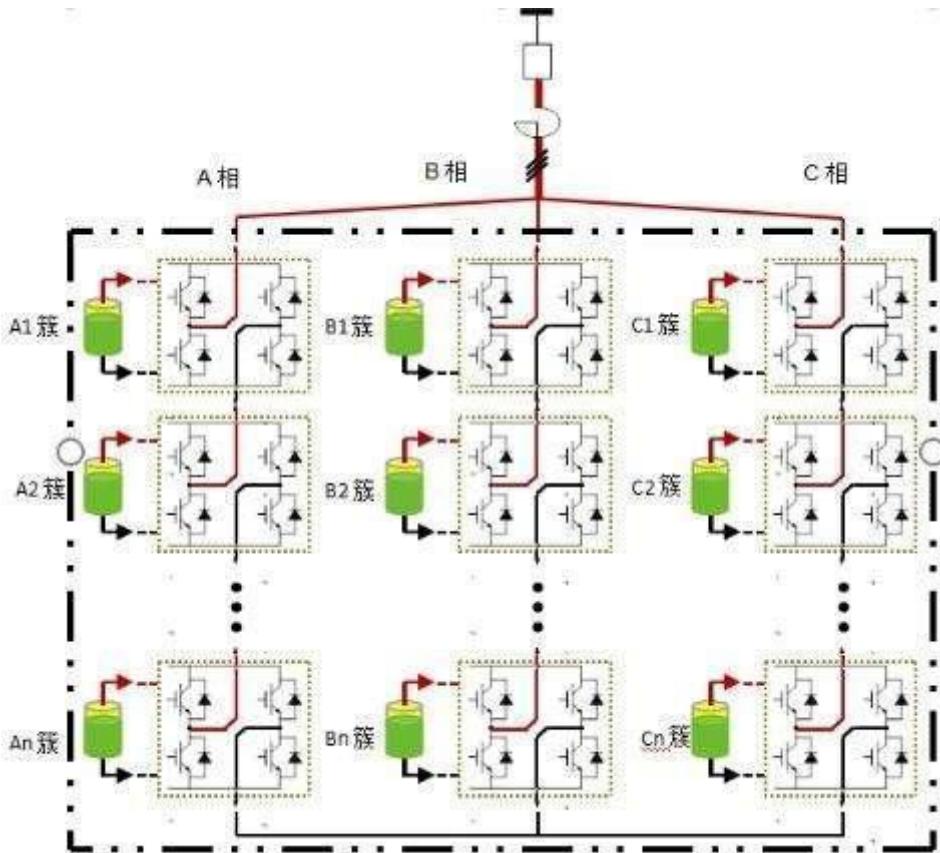


图 8.6.1-5 高压级联拓扑示意图

6.3.2 储能变流器

6.3.2.1 储能变流器的性能要求

储能变流器是构成电池储能系统的一个重要组成部分。储能变流器的功能和性能，对于整个电池储能系统的功能实现和性能优劣，以及系统的安全性，可靠性具有决定性的影响。本工程所选择的 PCS 满足以下要求：

- (1) PCS 运行时，根据电池的需要采取必要的限流措施，避免冲击电流对电池及 PCS 造成损害。
- (2) PCS 具备至少两台交流侧直接并联的能力。
- (3) PCS 应具备快速响应能力，热备用状态下，从接收到功率调度指令到响应功率输出的时间不超过 100ms。
- (4) PCS 应跟随储能电站监控系统指令控制其有功功率输出，热备用状态下，从接收到功率调度指令到响应功率输出的时间不大于 100ms，功率输出满足 PCS 不超过最大值。
- (5) PCS 应具备低电压穿越能力，低电压穿越时间可以调节。

对于电力系统故障时，要求 PCS 具有低电压穿越能力，低电压穿越曲线

包括瞬时电压跌落，最低电压水平持续时间及电压恢复曲线。一般的低电压穿越曲线如图所示，并网点电压在曲线1轮廓线及以上区域时，电站应不脱离连续运行；否则，允许电站离网。

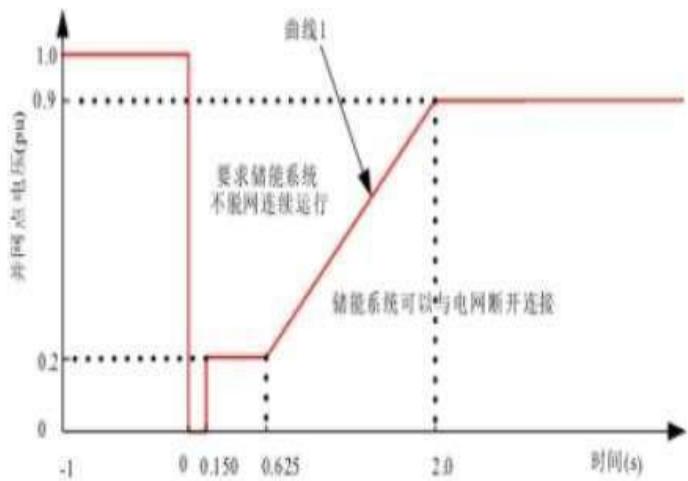


图 8.6.2-1 低电压穿越曲线图

(6) PCS 应具备高电压穿越能力。高电压穿越曲线如图所示，并网点电压在曲线2轮廓线及以下区域时，电站应不脱离连续运行；否则，允许电站离网。

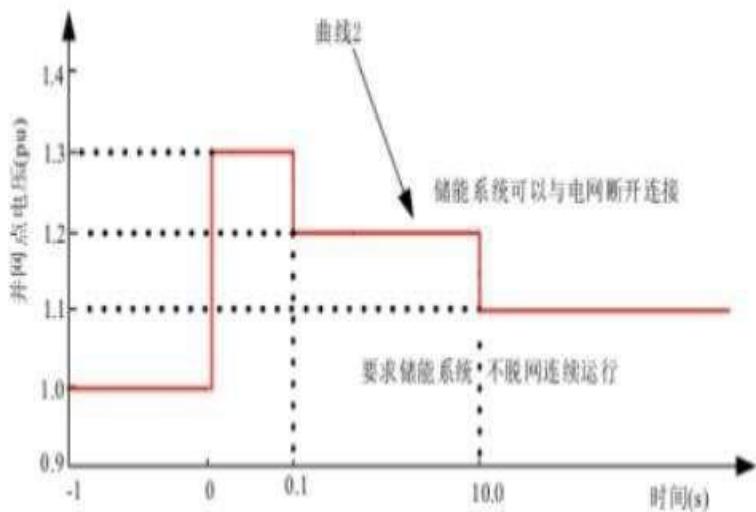


图 8.6.2-2 高电压穿越曲线图

(7) PCS 应具有主动、被动防孤岛检测能力。防孤岛保护动作时间应不大于 2S，且防孤岛保护还应与电网测线路保护相配合。

(8) PCS 应具有一次调频功能。一次调频由 PCS 实现，PCS 应具有频率

采样的功能。

6.3.2.2 储能变流器的分类

目前大规模应用的储能变流器主要有 100~250kW 小型机变流器、500kW 和 630kW 为代表的 DC1000V 低压变流器以及 1000kW 级以上的 DC1500V 高压变流器几种规格。主要特点如下：

(1) 100~250kW 小型机储能变流器成熟稳定，全新 T 型三电平拓扑，采用 DC1500V 高压方案，可与储能电池簇一对一使用，避免多簇并联带来的安全风险，同时可以实现模块化方案。小型机变流器交流侧并联接入低压电网，避免电池簇直接并联，电池极限短路电流控制在 13kA 以下，确保故障可靠切除。小功率变流器下容量颗粒度更高，单堆内部故障影响容量更小，提高了系统运维可用率。

(2) 500kW~630kW 储能变流器成熟稳定，自身不带隔离变压器，全新 T 型三电平拓扑，转换效率高，最大效率高达 99%，是储能电站初期使用最多的型号；

(3) 1000kW 及以上大容量储能变流器，目前是集中式储能单元采用较多的型号，可以与大容量储能单元配合，集成度高，功率密度大，但储能单元容量变大的同时也带来了运行安全的问题。大容量储能变流器直流侧电压高，对应单台储能变流器直流侧的电池簇并联数就较多，BMS 对多簇并联电芯充放电均衡控制变的更复杂和更难控制，簇间环流、电芯荷电状态的不一致等技术问题会导致整体储能电池性能降低，电芯老化严重，可靠性降低，同时多簇并联直流侧短路电流达几十千安，对回路设备及电芯都是严峻的考验，一旦发生故障安全风险很高。大功率变流器下，单堆内部故障影响容量大，系统运维可用率低。

6.3.3 储能电池

6.3.3.1 储能电池选型

6.3.3.1.1 电池选型原则

1) 配置灵活，安装建设方便

储能电池容易实现多方式组合，满足较高的工作电压和较大工作电流；易于安装和维护；配置灵活，安装建设方便。储能系统应配置灵活，可扩容性好，另外系统的建设周期要短，没有过多的特殊要求。

2) 循环寿命长，高安全性、可靠性

储能电池的循环寿命对于系统的可靠运行有重要影响。储能电池循环寿命长可减少电池的更换，对于节约运行成本，提高系统的经济性有重大意义。电池储能系统要求使用寿命能够达到 8-10 年，在放电深度为 70%的情况下，循环寿命在 6000 次以上。

由于电网的特殊性，运行安全作为电网运行需考虑首要问题，安全性不高的设备不能进入电网。储能系统的目的是保证电力系统安全、高效、稳定运行，只有安全性高的储能系统才能满足要求。要求储能电池在极限情况下，即使发生故障也在受控范围，不应该发生爆炸、燃烧等危及电站安全运行的故障；

3) 具有良好的快速响应、充放电能力及较高的充放电转换效率

电池储能系统间歇性运行要求系统有较好的启动特性，储能电池在充放电状态之间转换频繁，要求电池具有较快的响应速度。

由于能量损失使系统效率受到影响，而提高储能系统在存储过程中的能量转化率将有助于提高系统的整体效率。另外，电池充放电效率的高低也会影响到系统的成本。

4) 具有较好的环境适应性，较宽的工作温度范围。

5) 成本适合。成本是储能电池选择的重要参考依据，是储能电池能否大规模推广应用的决定因素。

6) 符合环境保护的要求，在电池生产、使用、回收过程中不产生对环境的破坏和污染。

6.3.3.1.2 主要电池类型比较

针对电力系统中主流锂电池、铅酸电池、液流电池、镍氢电池等进行综合对比，详细见表 8.6.3-1。

表 8.6.3-1 储能电池对比表

电池种类	铅酸电池	铅碳电池	锂电池	钠硫电池	液流电池	镍氢电池
应用等级	几 MW~几十 MW	几 MW~几 MW	几 MW~几十 MW	几 MW~几十 MW	几 MW~几十 MW	几 MW

		十 MW				
能 量 比 (Wh · kg ⁻¹)	30~50	40~60	130~200	150~240	80~130	80~90
功 率 比 (MW · kg ⁻¹)	150~350	300 ~ 400	200~315	90~230	50~140	160~230
充放电效率/%	60~75	70	90~95	80~90	65~75	55~65
常温循环寿命 /次	5~15 年, 500~1000	5~15 年, 约 4000	5~15 年, 2000 ~ 6000	12~20 年 , 1500~2500	15~20 年, > 16000	12~20 年, 2500
自放电(%/月)	2~5	1~2	1~2	0	0	25~35
单位成本(元 /kWh)	700~1200	800 ~ 1300	1500 ~ 2000	1500~2500	3500 ~ 4500	1300~2500
安全性	技术成熟, 安全	技术成 熟, 安 全	技术 成 熟, 安全	陶瓷隔膜比 较脆, 易引起 火灾或爆炸 事故	安全	安全
环保性	毒性物质	毒性物 质	无	无	无	无

从储能技术经济性来看, 锂离子电池综合性能较好, 应用较为广泛, 有较强竞争力。钠硫电池和钒液流电池未形成产业化, 供应渠道受限, 成本昂贵。从运营和维护成本来看, 钒液流电池需要泵进行流体控制, 增加了运营的成本, 锂电池和铅炭维护成本较低。铅炭电池成本较低, 但不宜深充深放, 循环寿命较低。

由上表可见, 锂电池优势在于对建设环境无特殊要求, 建设周期短, 能量效率高、功率和时间配置灵活。虽然铅碳电池对环境无特殊要求, 充放电性能好, 价格相对较低, 但循环寿命相比锂电池较短。全钒液流电池优势在于成本相对前者较低, 但是占地面积大, 后期维护繁琐, 适合长充放电时间大容量(能量)储能场合。

随着锂离子电池成本的不断降低, 锂离子电池在电网侧、新能源接入,

用户侧储能领域的优势凸显，国内外得到了爆发式的发展，综合考虑大规模储能对电池在循环寿命、响应速度、安全性等方面的要求，适合大规模储能的电池只有锂电池和液流电池。根据本工程的实际情况，在要求建设周期短，占地面积较小的储能项目上，推荐采用锂电池。

规模化应用电网侧储能电池有两种主流锂离子：磷酸铁锂电池及三元锂电池。

磷酸铁锂具有成本低、循环寿命长、耐高温、安全性高、无污染的特点，三元电池尽管能量密度高、低温性能好，但循环寿命一般且存在安全性问题，采用电池管理系统解决三元锂电池的安全问题在实际应用中并没有取得令人满意的结果。

磷酸铁锂电池存在一般锂电池可能的安全风险，但是磷酸铁锂材料在温度达到250℃以上才会出现放热现象，因此其以较高的热失控温度相对其他锂电池更安全，不容易出现热失控或火灾爆炸。同时，为了防备任何安全风险发生的可能性，许多厂家已经具有电芯、模组、电池簇到系统的四级安全保障设计，配备可燃气体探测/主动排气装置/被动防爆泄压装置/拉弧检测等装置，预防风险的发生。

考虑到储能系统对于安全性的高要求，相较于三元锂电池，磷酸铁锂电池在安全性问题上有着极大优势，更适用于电力储能场合。除技术适用性的考虑外，综合考虑磷酸铁锂的产能、价格下降趋势，本工程推荐采用磷酸铁锂电池。

6.3.3.2 储能电池热管理的重要性

锂电池寿命和使用温度息息相关，目前普遍认为锂电池最佳工作温度区间为15℃~35℃，过低的温度会导致电解液凝固、阻抗增加，过高的温度则隔膜易熔融。储能电池排列紧密，产热很大且散热不均，比如电池箱内电池温差大于10℃时电池寿命将缩短15%以上。长期运行下，模组间温升差异造成内阻差加大，导致电芯之间的不一致拉大，由于木桶效应，将直接导致系统容量下降。

为了使电池系统达到最佳的性能和寿命，保证电芯的一致性，需要通过热管理系统改善电池组温度曲线。主要作用包括：1)电池温度的准确测量和监控。2)当电池模组温度超过限制时，能有效快速地散热和降温。3)低温条

件下可有效预热提升电池温度，确保低温下的充电放电和安全性。4)保证电池组温度场的均匀分布，防止因局部温度过高导致电池过快衰减降低电池组整体寿命。不同的热管理方案会带来不同的效果。

6.3.3.3 风冷、液冷热管理分析对比

储能温控系统技术路线目前主要是风冷（采用空气介质）、液冷（液体介质），储能热管理技术为风冷和液冷。目前储能行业中以风冷方案为主、初期投资成本低。随着储能系统对电池安全性和循环寿命要求提升，热管理技术逐步向液冷转向；与风冷相比，液冷通过冷却液对流换热，散热更高效均匀，电池循环寿命更长、安全性更高，同时减少占地面积、提高储能系统能量密度。

风冷是以低温空气为介质，利用自然风或风机与电芯产生热对流，进而降低电池温度。风冷结构简单，但是换热效率低下且无法实现精准控温，相比而言液冷方案采用水、乙醇、制冷剂等冷却液，通过液冷板上均匀分布的导流槽和电芯间接接触，靠近热源、换热效率高、能耗低，可以保证电池单体温度的一致性。

风冷所涉及的冷却结构简单、便于安装、成本较低，但制冷效果低下、无法实现精准控温、需要大面积散热通道。液冷通过冷却液对流换热，散热更高效均匀。液冷利用管道内液体(水或含水乙醇、硅油等制冷剂)具有较高热容量和换热系数的特性，将低温液体与高温电池进行热量交换，制冷效果好且可靠性更佳。

液冷散热方案在各项性能指标上优势如下：

换热系数高：液冷的换热系数大概在 1000~50000 之间，风冷的换热系数只有 25~100 之间。

换热效率高：对于发热器件表面，液冷系统能够保证带走的热量密度约在 0.5~10 之间，而风冷系统只有零点几，液冷系统更适用于储能的 2C、3C 快充应用。

电池温差小，寿命长：液冷系统可将柜内所有电芯的温差精准控制在 3℃ 以内，使得电池寿命提升了 20%，温度均衡有效的保证了全生命周期运行中的电芯性能一致，从而使得电芯不一致导致系统容量损失大幅降低。

能耗低：液冷产品减少了风冷产品中 95% 的风扇旋转部件，等同于减少

大量故障点，后期运维工作量小。同时，风冷通过冷却空气间接冷却电芯，整个储能系统将产生很大的自耗电，而液冷产品能降低这部分额外成本。

占地面积小：通过集约化设计和大容量电芯，液冷储能产品与相同容量的集装箱方案相比，占地面积节约 50%以上，针对未来百 MW 级以上的大型储能电站，对占地成本的节约更明显。

能量密度更高：液冷省去了传统风冷产品中散热通道面积，储能系统能量密度可提升 60%以上。

环境适应性更强：液冷系统是一个全密封的柜体，Pack 可以到 IP65 的级别，对环境恶劣的配储场景更友好。

表 8.6.3-2 风冷、液冷分析对比表

冷却方案	风冷	液冷
冷却介质	空气	液体（水、含水乙醇、硅油等制冷剂）
接触方式	直接	间接
设计和安装难度	简单	复杂
换热系统	25–100	1000–50000
散热效率	中	高
占地面积	大	较小
PUE 值	1.5	<1.1
可靠性	部件多，可靠性低	部件较少，故障点少，可靠性优
自耗电	大	小
适合应用场景	小型储能	中大型储能电站

近年来随着新能源侧储能、共享独立储能等更大电池容量、更高系统功率密度的需求，据产业信息，液冷方案占比快速提升，目前主流厂商已纷纷推出液冷电柜产品，正在推广户外液冷电柜，用于户外储能系统。液冷其优势主要是靠近热源、温度均匀、能耗低，同时也比风冷更适合户外的环境。此类产品可实现储能的长期高可靠性和高稳定性，同时使得储能电站的占地面积减少 35%，并可不停机分区维护，实现灵活运维。户外液冷电柜可广泛应用于光伏储能、风电储能、电网储能、商业储能等多种储能场景。

6.3.4 直流侧电压

目前储能系统直流侧电压等级主要有 2 种类型：DC1000V、DC1500V，其中 DC1000V 方案起步早，DC1500V 起步晚但目前行业内应用更加广泛。

国内陆续有 DC1500V 方案的储能技术及相关产品推出，相关的商业化及技术演变也在持续推进。根据生产厂商的测算，采用 DC1500V 方案，储能系统的能量密度、功率密度等参数可在原有基础上提升 35% 以上，系统成本降低 5% 以上，系统效率提高 0.3% 以上。除了储能变流器（PCS）、电池、辅助配件成本可以减少外，人工、基础和土地成本也会有不同程度的下降。

6.3.5 储能管理系统

储能管理系统主要有电池管理系统（BMS）、变流器（PCS）系统、站端监控系统（EMS）构成。通过采集电池组、PCS 的实时数据，实现储能系统的实时监测和控制，满足电网调峰调频需求和电网安全稳定运行需要。

1) 电池管理系统（BMS）

BMS 即电池管理系统，用来管理电池，以便电池能够维持更好的状态，稳定工作。每套电池管理系统包含电池监测电路（CSC）、从电池管理单元（SBMU）、主电池管理单元（MBMU）、高压线路控制单元、储能柜预充电（并联）线路、高压检测单元、热管理单元、电流检测单元、急停系统、以及电池监控系统（PC）等。本管理系统用于检测电池柜内单体电池电压、温度及单柜总电流，计算电池柜电池 SOC，存储相关电池柜制造信息、版本信息及必要的运行历史数据，电池管理系统各单元通过 CAN 总线进行实时通讯，各级传送电池柜电池运行状态及报警信息给上一级管理系统，同时各级实时接收上级管理系统所下发的操作指令。管理系统可自动进行高压及热管理，统筹整个电池柜电池自动平衡功能，必要时，根据计算对 SOC 自动进行校准。

2) 变流器（PCS）系统

变流器（PCS）实现的直流与交流能量的双向转化，从而控制储能电池的充电、放电、并控制其速率，从而实现与调度端的互动，实现相应的高级应用功能。

3) 站端监控系统（EMS）

站端监控系统（EMS）的应用功能主要包括综合监控系统、数据统计分析、全站功率控制、故障报警保护等。

电池管理系统 BMS，由储能电池厂家成套提供，变流器（PCS）系统，由

PCS 厂家成套提供，站端监控系统（EMS）布置在控制室内，包括 EMS 主机、数据库服务器等，并充分利用储能场站监控系统配置的远动装置与调度通信。

6.3.6 储能选型

通过分析比对三种功率变换单元拓扑型式，按簇管理能有效避免簇间不一致容量损失和环流，避免直流侧并联造成的短路电流过大风险，簇内故障和日常检修不影响其他簇运行，停电容量小，是提升储能系统容量、保证电池性能和安全的有效手段，建议本工程采用按簇管理的功率变换拓扑。由于电池簇经 DC/DC 控制的 DC/AC 集中变换拓扑中，增加了 DC/DC 变流器（或智能簇管理设备）环节，设备成本、控制难度和风险大大增加，多簇公共部分故障和日常检修将导致多簇同时停电，停电容量较大，不推荐使用。建议采用按电池簇配置的 DC/AC 分散式变换拓扑。通过比对三种功率容量的变流器，得出小型变流器技术成熟、安全性高、效率高、运维可用率高，推荐使用。本工程储能系统采用 35kV 高压并网接入，需要单独配置升压变压器，因此变流器交流侧电压不受限，但电压选择越高，较少损耗，故选择直流侧 DC1500V，交流侧采用目前可用最高电压 AC690V。

综合功率变换单元拓扑、变流器功率容量、直流侧和交流侧电压等级的选择，本工程推荐使用基于按簇配置的组串式 DC/AC 变流器拓扑结构，直流侧 1500V，交流侧 690V。

本工程储能系统推荐采用模块化液冷储能一体柜，采用液冷散热，相比风冷散热效率提高 12%，功耗减少 10%；通过冷水机与 PCS 和液冷模块连接，整柜液冷管路并联连接，液冷介质与外界隔离，无外部环境干扰；液冷回路覆盖每一块电池，进行配水平衡设计，散热制冷更均匀，严控电芯温度，确保温度均衡，并给予仿真与实测进行优化，1C 运行下实现电芯温差 $\leq 5^{\circ}\text{C}$ ，0.5C 运行下实现电芯温差 $\leq 3^{\circ}\text{C}$ 。

对于低压组串式拓扑方案可采用模块化液冷变流器，变流器散热和电池统一考虑，冷水机的制冷量和管路设计实现综合利用，一体柜整体设计更加融和优化；相比风冷变流器，液冷无需考虑风冷的进风出风间距设计，整柜布置更加紧凑、优化，且不增加柜间距离。

6.3.7 储能配置方案

6.3.7.1 储能系统方案描述

本工程按照 40%光伏发电容量，2 小时调峰能力配置储能系统，共 40MW/80MWh，储能系统接入本工程升压站内 35kV II 段母线。

本工程储能方案共包含 8 套 5MW/10MWh 电池储能系统，最终的系统配置以电池及 PCS 厂家的实际应用数据为准。

本工程拟采用高安全性、高可靠性磷酸铁锂电池芯进行系统设计。储能系统通过 2 回 35kV 线路接入站内 35kV 母线。

每套电池储能系统含储能单元、电池柜、控制柜、汇流柜，并集成安装于标准预制舱中。考虑设备运维，检修的便利性，全站储能系统采用集装箱单层布置方案。电池储能系统集装箱及 PCS 系统集装箱均采用两侧开门，以便于设备安装维护。

电池预制舱之间的防火间距，长边端不应小于 3m，短边端不应小于 4m，当采用防火墙时，防火间距不限。防火墙长度、高度应超出预制舱外廓各 1m。

集装箱区域内设置环形道路，用于设备安装及维护，整体布置紧凑有序，空间充分利用。

6.3.7.2 储能电池系统方案主要特点：

- 1) 采用磷酸铁锂电池，能量密度高，循环寿命长；
- 2) 电池系统采用标准化模块式设计，可灵活扩展，系统维护检修方便；
- 3) 良好的散热管理系统，电池组寿命和可靠性有保证；
- 4) 电池组采用高效连接工艺，实现电池箱功率连接的高可靠、低阻抗及高一致性；
- 5) 采用高强度结构设计，保证电池系统在长途运输及极端情况下（如地震）的安全性；
- 6) 采用电池均衡控制策略，可有效保证储能系统的可用容量和使用寿命；采用电池及系统监控软件，可实现储能系统的自动运行；
- 7) 维护安装方便可靠，其主体设备与暖通、照明配电等系统能集成在一个标准集装箱内，节省设备占地空间。

6.3.7.3 PCS 系统方案主要特点：

- 1) 选用适应不同类型的蓄电池；
- 2) 选用全新拓扑结构的 PCS 系统，以提高转换效率；
- 3) 选用具备多机并联功能的 PCS 系统，便于系统扩容；

- 4) 具备 R、L、C 负载 100%三相不平衡能力;
- 5) 具备交流黑启动功能;
- 6) 充放电转换响应时间快;
- 7) 具备多种通讯接口，以太网、RS485、CAN 等;
- 8) 维护安装方便可靠，其主体设备与暖通、照明配电等系统能集成在一个标准集装箱内，节省设备占地空间。

6.3.8 储能系统设备材料表

编号	名 称 及 规 格	单位	数量	备注
4	储能系统			
4.1	电池舱 10MWh 磷酸铁锂电池，含电池管理系统	套	8.00	
4.2	PCS 及箱变一体化设备 5MW, 37/0.6kV, 5000kVA, 含 PCS 控制系统	套	8.00	
4.3	储能控制系统屏柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm EMS 能量管理系统	面	1.00	
4.4	储能终端管理屏柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm 采用不同厂家产品，与主站兼容	面	2.00	
4.5	储能数据处理屏柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm 含数据服务器	面	1.00	
4.6	网络通信及对时柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm, 远动主机 2 台，规约转换器 2 台，组网交换机 2 台，卫星时钟同步系统 2 套（含北斗 2 套）	面	1.00	
4.7	电力电缆 (35kV 电缆)			
4.7.1	电力电缆 (35kV 电缆) ZC-YJY23-26/35, 3×95 35kV 储能箱变到储能箱变	m	200.00	
4.7.2	电力电缆 (35kV 电缆) ZC-YJY23-26/35, 3×150 35kV 储能箱变到储能箱变	m	100.00	
4.7.3	电力电缆 (35kV 电缆) ZC-YJY23-26/35, 3×240 35kV 储能箱变到储能开关柜	m	500.00	
4.8	35kV 电缆终端头			

编号	名称及规格	单位	数量	备注
4.8.1	35kV 电缆终端头(35kV 铜芯) 冷缩型 与 ZC-YJY23-26/35kV-3×95 配套	套	8.00	
4.8.2	35kV 电缆终端头(35kV 铜芯) 冷缩型 与 ZC-YJY23-26/35kV-3×150 配套	套	4.00	
4.8.3	35kV 电缆终端头(35kV 铜芯) 冷缩型 与 ZC-YJY23-26/35kV-3×240 配套	套	4.00	
4.9	电力电缆(1kV 电缆)			
4.9.1	电力电缆(1kV 电缆) ZC-YJY23-0.6/1, 3×185 储能直流电缆	m	2000.00	
4.9.2	电力电缆(1kV 电缆) ZC-YJY23-0.6/1, 3×50+1×25 及以下 储能低压电缆	m	1800.00	
4.10	控制电缆 ZCN-KVVP22-0.45/0.75kV	m	4000.00	
4.11	光缆 GYTZA53-8B1 8 芯铠装光缆	m	1000.00	
4.12	网线	m	1800.00	

6.4 通信

6.4.1 厂内通信

6.4.1.1 生产调度、管理通信

本工程为升压站不配置调度程控交换机。本期配置一定数量的公网电话，公网电话线路调试以及互联缆线均由当地电信部门负责。

由于场区至升压站均有一定距离，为满足光伏电站人员检修、巡视值班等联络通信的需求，语音通信考虑使用无线对讲机，用户容量按 10 个考虑。

6.4.1.2 通信电源

本工程升压站配置 2 套 100A/48V 的高频开关电源和 2 组 200Ah 蓄电池组。每套高频开关电源接入两路独立的三相 380V 交流电路，这两路交流电路应来自不同厂用电母线段，每路容量不小于 8kVA。

6.4.1.3 升压站通信设施布置

本期工程升压站站内不设独立通信机房，通信与二次设备合用同一机房，并由电气专业集中布置。通信共需 7 面屏，包括通信电源 2 面屏、通信蓄电池 2 面屏、SDH 光传输设备 1 面屏、SPN 设备屏 1 面，配线设备 1 面屏。

通信电缆敷设利用电缆沟道或桥架，电缆采用阻燃特性的屏蔽电缆。场内通信设施应设置工作接地和保护接地。

6.4.2 系统通信

光伏电站配置 2.5G 光传输设备 1 套，向对侧变电站省网和地调分别开通 2.5G 光通信链路（1+1），对侧站相应增加光接口板。光伏电站配置 2 套 IAD 设备。

6.4.3 系统通信设备清单

序号	名 称	型号及规范	数 量		单位	备注
			电站侧	电网侧		
一	场内通信					
1	电力电缆		300		米	
2	通信电缆		1000		米	
3	场内配套设施		1		项	
4	公网通信		1		项	
5	无线对讲机		10		部	
6	通信电源	48V/100A	2		套	含屏柜 2 套
7	通信蓄电池	200Ah	2		套	含屏柜 2 套
二	系统通信					
1	SDH 设备屏		1		面	
1.1	STM-64 光通信设备	2.5G	1		套	不含光接口
1.2	STM-16 光接口	2.5G	2	2	块	
1.3	屏柜	800*600*2260	1		套	
2	SPN 设备屏		1		面	
2.1	SPN 设备	接入层	1		套	
2.2	GE 光接口板		2	2	块	
2.3	屏柜	800*600*2260	1		套	
3	综合配线柜		1		面	

序号	名称	型号及规范	数 量		单位	备注
			电站侧	电网侧		
3.1	ODF	12芯	12	12	套	
3.2	DDF	16系统	4		套	
3.3	MDF	100回	2		套	
3.4	网络配线单元	24口	1		套	
4	本地维护终端		1		套	
5	导引光缆	24芯	1200	1200	m	
6	PE套管		1200	1200	m	
7	调软交换设备屏		1		套	
7.1	IAD设备	16口	2		套	
7.2	屏柜	800*600*2260	1		面	

第7章 给水排水及消防设计

7.1 给水排水设计

(1) 设计依据

《建筑给水排水设计标准》(GB50015-2019)

《室外给水设计标准》(GB50013-2018)

《室外排水设计标准》(GB50014-2021)

《给水排水管道工程施工及验收规范》(GB50268-2008)

《变电站和换流站给水排水设计规程》(DL/T5143-2018)

《建筑给水排水与节水通用规范》GB55020-2021

(2) 给水系统

水源：本工程施工用水、生活用水、消防补水接自站外市政自来水，同时作为升压站运行后需要的生产、生活用水。

生活用水：本工程生活用水包括生产人员日常用水、淋浴用水、浇洒及绿化用水及未预见用水，最高日用水量约为 $3.0\text{m}^3/\text{d}$ 。

供水系统：站外市政来水，水量、水压均可以满足用水要求，直接通过管道送至升压站各用水点。

(3) 排水系统

本工程采用生活污水及雨水分流制排水系统。

生活污水由各室内排水点汇集后排至室外污水管网，厨房污水经隔油装置处理后排放至室外污水管网。生活污水经室外污水检查井汇集后流至站区内生活污水一体化处理设备（处理能力为 $0.5\text{t}/\text{h}$ ，满足升压站生活污水的排放量），经处理达标后排入回用集水池，用于厂区绿化。

生产废水主要指变压器油池废水及电缆沟排水。当主变压器发生事故时，油水混合物经排水管自流至事故油池进行油水分离，分离后的废水汇集到站内集水井。存入油池中的油单独运到符合规定的地点。电缆沟内的废水也汇集到集水井中，通过移动式潜污泵排至站外。

站内雨水利用道路自然坡度排入站外水沟。

(4) 光伏组件清洗

由于灰尘、杂物附着在光伏电池组件的表面一段时间后，会降低组件的

转换效率；树叶、鸟粪粘在光伏电池组件表面还会引起太阳电池局部发热而烧坏太阳能电池组件。为此，需对太阳能电池组件表面进行定期清洗，通过人工清洗太阳能电池组件的方式，减少灰尘、杂物对太阳电池组件发电的影响。本工程采用移动水车运水清洗，暂定电池组件每年大规模用水清洗 6 次，清洗系统初步选定水车定期清洗的方案。

7.2 消防设计

本工程依据国家有关消防法规、规范进行设计，贯彻“预防为主，防消结合”的方针，各专业根据工艺流程特点，在设备与器材的选择及布置上充分考虑预防为主的措施。在建筑物的防火间距及建筑结构设计上采取有效措施，预防火灾的发生与蔓延。

7.2.1 消防总体设计

7.2.1.1 消防设计依据的规程规范

《中华人民共和国消防法》（2009 年版）

《建筑设计防火规范》（GB50016—2014）（2018 年版）

《火力发电厂与变电站设计防火标准》（GB50229—2019）

《光伏发电站设计规范》（GB50797—2012）

《电力设备典型消防规程》（DL5027—2015）

《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140—2005）

《建筑给水排水设计标准》（GB50015—2019）

《变电站和换流站给水排水设计规程》（DL/T5143—2018）

《火灾自动报警系统设计规范》（GB50116—2013）

《消防给水及消火栓系统技术规范》（GB50974—2014）

《建筑防火通用规范》（GB55037—2022）

7.2.1.2 消防设计原则

为了保障工程的防火安全，在设计中，遵循“预防为主，防消结合”的工作方针，确保重点、兼顾一般、使用方便、便于管理、经济合理的原则，结合电站运行管理模式以及本工程的特点，对可能发生火灾的部位，从建筑、结构设计上采取切实的防火措施，防止火灾的蔓延扩散；设置火灾自动报警系统、安全出口、疏散通道及标志等，为人员疏散提供条件。对主要火灾危险场所和主要设备应设置相应的灭火设施，一旦发生火灾，及早扑灭，尽量

避免人员伤亡和减少经济损失。

消防设施以消防自救为主、外援为辅的原则配置。工程消防设计与枢纽总体布置一起统筹考虑，确保消防车道、防火间距、安全出口等均满足规范要求。充分发挥水灭火系统优势，同时消防系统的实施满足工程建设的要求，做到切实可行，保障安全。选用的消防设备均应安全可靠、使用方便、技术先进、经济合理，并满足本工程中的特殊要求。所选用的产品为经国家有关产品质量监督检测部门检验合格的产品。

7.2.1.3 消防总体设计方案

本工程总体设计方案主要考虑以下几个方面：

(1) 消防总体设计保证安全运行的要求，应按危险品火灾危险程度分区分类隔离，做到安全运行。

(2) 消防总体设计遵循适用的原则。所谓适用就是总体设计要满足各种区域的使用要求。升压站内部的建筑物、构筑物以及电气设备之间的防火距离要满足防火设计规范。各种区域尽管功能不一样，在使用上都有一个共同的要求：保证机组的正常运行。

(3) 消防总体设计满足经济性的要求。经济性体现在以下几个方面：

总体设计应使布局紧凑，既能保证建筑物、构筑物以及电器之间必要的防火间距，又能节省用地，以减少建设投资；总体设计要有利于各种设施、设备效能的充分发挥，保证各种设施设备的有效利用，提高劳动效率和电站的经济效益。

(4) 消防设备及报警系统安全可靠。在遵守国家有关消防规范的基础上，按照“少人值守，无人值班”的原则，合理确定各系统的自动化水平，使火灾报警、监测及系统自动化满足本电站的具体使用要求，做到及早发现和通报火警，防止和减少火灾危害，保护人身和财产安全。

(5) 升压站内、外交通道路净宽均大于4m，能兼作消防车道，各主要建筑物均有通向外部的安全通道。

(6) 在必要的场所设置防烟排烟系统，留有足够的疏散通道和必要的事故及安全通道指示灯，以方便消防人员顺利到达火灾地点实施灭火，并保证厂内人员安全撤离。

(7) 本工程不设专门消防机构，但配备一名消防管理人员，义务消防员

为职工总数的 50%，所有场内职工进入工作岗位之前，必须接受防火安全教育，建立义务消防组织，定期进行防火、报警、灭火、疏散和紧急抢救练习。落实消防设施的配备、维护、保养和管理工作。定期组织防火检查，总结防火经验，建立防火档案。

7.2.2 工程消防设计

7.2.2.1 主要场所及主要机电设备消防设计

升压站内均采用预制舱及一体化设备，根据容量大小及其重要性，配备适当数量和规格的手提式及推车式化学灭火器。设有精密仪器、仪表设备的房间，在其房间内或附近走廊内配置灭火后不会引起污损的灭火器。在变压器附近设消防柜一座，配备适当数量和规格的手提式及推车式灭火器以及消防铲、铅桶和砂箱。

(1) 主要场所消防设计

电缆防火：电缆选用阻燃电缆，最小截面满足负荷电流和短路热稳定要求。对主要的电缆通道采取防火阻燃措施。在各建筑物通向外部的电缆沟道出口处做防火封堵。（2）主要机电设备消防

根据《消防给水及消火栓系统技术规范》（GB50974-2014）的相关规定，厂区消防给水量按发生火灾时的 1 次最大消防用水量设计。

本工程设置一套消防给水系统，室外消火栓用水量取 20L/s，确定同一时间内的火灾次数为一次，延续时间按 3h 计，消火栓系统一次灭火用水量为 216m^3 。

本工程消防给水采用临时高压供水方式。在升压站内设一座地埋式箱泵一体化消防给水泵站，消防水池有效容积为 216 m^3 。消防水泵站内设置二台消防水泵（1 用 1 备），一套消防稳压设备。消防水泵规格为： $Q=20\text{L/S}$, $H=40\text{m}$ ，消防稳压泵规格为： $Q=2\text{L/S}$ $H=45\text{m}$ 。

在升压站内设 DN125 的消防给水环状管网，在管网上适当位置设置 DN100 的室外地上式消火栓，消火栓间距 $\leqslant 60\text{m}$ 。

根据《火力发电厂与升压站设计防火标准》（GB50229-2019），在变压器附近设消防柜一座，配备适当数量和规格的手提式及推车式灭火器以及消防铲、铅桶和砂箱。

变压器底部设有贮油坑，容积为变压器容量的 20%；贮油坑的周围设挡油坎，高出地面 100mm，大于变压器外廓每边各 1m；坑内铺设厚度为 250mm

的卵石，卵石粒径为 50~80mm，坑底设有排油管，能将事故油及消防废水排至事故油池中。再经过油水分离法将废水排至集水井中，用于厂区绿化或定期外排。

本工程在升压站内建一座事故油池，能收纳变压器 100%的事故油量，再经过油水分离将废水排至集水池中。

在通向控制室的墙洞及盘柜底部开孔处采用电缆防火堵料、填料或防火包等。电缆从室外进入配电室内的入口处、电缆接头处以及长度超过 100m 的电缆沟，均应采取防止火灾蔓延的阻燃或分隔措施。电缆沟内不应有积油。

7.2.2.3 光伏组件消防设计

太阳能电池板为非易燃物，电池板安装在地面上，太阳能电池组件板之间留有消防通道。

光伏阵列区内配置的箱变，防火间距满足《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）（2018 年版）的要求。

光伏阵列区箱变配置手提式磷酸铵盐干粉灭火器，室外主变压器和箱式升压变处配置存沙量不小于 1.0m³的消防砂箱作为补充。

7.2.2.4 电力电缆的消防设计

(1) 电力电缆在升压站内分布范围较广，为了满足电力电缆的防火要求，针对阻燃电缆具有氧气指数高、不易着火和延燃局限在一定范围内的特点，电缆选型时在电气设备布置的主要部位及重要场所均采用阻燃型电缆；

(2) 布置上采用动力电缆与控制电缆分上、下层排列敷设，并在层间采用防火隔板。同时在电缆经过的孔洞、高低压配电柜下部、楼板孔洞等处，均要求采用防火材料封堵。

(3) 电缆消防

电缆从室外进入室内的入口处及主控制室与活动地板下的电缆层之间，电缆沟内的电缆进入高压开关柜或低压配电屏等采取了防止电缆火灾蔓延的阻燃及分隔措施。具体措施是：

电力电缆选用聚乙烯绝缘电缆，控制电缆选用阻燃电缆。

电力电缆与控制电缆分层敷设，各层之间用防火隔板分隔，隔板的耐火极限不低于 0.75h。

所有电缆穿越的孔洞，均采用软质耐火材料封堵，孔洞两端 2m 以内的电

缆均喷涂防火涂料保护。

7.2.2.5 消防电气

(1) 消防电源

本工程升压站是新建站，消防电源采用双电源供电。

(2) 消防用电设备采用单独的供电回路，并发生火灾切断生产、生活用电时，仍能保证消防用电，其配电设备设有明显标志。消防用电设备的配电线路采用耐火电缆或电线并穿管保护。暗敷时敷设在非燃烧体结构内，其保护层厚度不应小于30mm，明敷时穿金属管，并采取防火保护措施。

(3) 封闭楼梯间建筑的疏散走道等设火灾事故照明。疏散走道和疏散门均设置灯光疏散指示标志。事故照明最低照度不应低于0.5lx。火灾事故照明和疏散指示标志采用电池浮充作为备用电源，连续供电时间为60min。

7.2.2.6 消防监控

在升压站易起火设备的房间、变压器等处设置火灾探测及报警装置。报警控制器安装在值班室，火灾探测报警控制系统对火灾进行监测，向值班人员和现场区域发出警报。

7.2.2.7 预制舱消防设计

升压站预制舱各部位火灾危险性类别为戊类、耐火等级为二级。在厂家设计时墙体、门窗、楼梯等均按火灾危险性分类、耐火等级进行设计，并确保各预制舱及设备之间的防火距离符合规范要求。同时根据相关规范在预制舱内配置灭火器，由预制舱厂家统一供货。

电池预制舱应单层布置。电池预制舱之间的防火间距，长度端不应小于3m，短边端不应小于4m；当采用防火墙时，防火墙间距不限。防火墙长度、高度应超出预制舱外廓各1m。

预制舱式储能电站内电池预制舱与其他功能区域的火灾报警及其联动控制系统宜分开设置。

根据相关规范，在电池预制舱内配置自动气体灭火系统及灭火器，并在电池预制舱预留标准水消防接口。二次舱须加配固定式自动灭火系统。

根据《预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范》(T/CEC373-2020)与《消防给水及消火栓系统技术规范》(GB50974-2014)的相关规定，预制舱设置消防给水系统，室外消火栓用水量取20L/s，延续时间按3h计。

消火栓在场地内路边均匀布置，间距不大于 60m。检修阀之间的消火栓数量不大于 5 个。

7.2.3 施工消防

7.2.3.1 工程施工场地规划

依据施工总布置原则，施工区域应远离易燃易爆仓库，总体规划应使布局紧凑、合理，既能保证建筑物、构筑物以及电器之间必要的防火间距，又能节省用地。结合电站区域地势、地形、地貌和发电机组布置的特点，进行施工设施的布置。在场区中间合适位置临时搭建仓库和加工厂，作为施工生产区。在施工现场附近找空地搭建临时宿舍，作为施工生活区；进场道路宽度均大于 3.5m。

7.2.3.2 施工消防规划

(1) 工程施工道路对外有公路相连通，道路宽度大于 4m，并有充足的回转场地，可作消防车道及紧急疏散通道。道路的具体规划、布置见施工总体布置图。

(2) 施工用电电缆导线截面积选择按工作电流及短路电流进行选择，并留有一定裕度。

(3) 施工期内，采用临时消防措施，即在施工用水管道上安装临时消火栓。材料加工厂、设备及材料仓库和辅助加工厂等施工现场室外消火栓按每个保护半径不超过 150m 的要求设置，并有足够的水龙带，其周围 3m 内，没有其他杂物堆放。消防供水管路，进水管直径不小于 100mm。消防用水量不小于 15L/s。

(4) 临建区域内，每 100m²配备 4 只 5kg 的手提式干粉灭火器。大型临时设施总面积超过 1200m²，备有专供消防用得太平桶、蓄水桶（池）、黄砂池等设施。临时木工房、油漆房和木、机具间等每 25m²配置一只种类合适的灭火器，油库、危险品仓库应配备足够数量、种类合适的灭火器。消防设施周围不堆放物品，阻塞通道。

(5) 施工单位应配有专业消防员，每天进行消防检查。

第8章 采暖通风及空气调节

8.1 供暖、通风及空调

8.1.1 设计标准及规程

《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》（GB 50019—2015）

《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》（GB 50736—2012）

《发电厂供暖通风与空气调节设计技术规程》（DL/T5035—2016）

《小型火力发电厂设计规范》（DL50049—2011）

《火力发电厂与变电站防火设计规范》（GB 50229—2019）

《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》（GB50242—2002）

《通风与空调工程施工质量验收规范》（GB50243—2016）

《工业建筑节能设计统一标准》（GB51245—2017）

《建筑设计防火规范》（GB 50016—2014）（2018年版）

《光伏发电站设计规范》（GB50797—2012）

《建筑防烟排烟系统技术标准》（GB 51251—2017）

《建筑防火通用规范》（GB55037—2022）

《消防设施通用规范》（GB55036—2022）

8.1.2 供暖

本项目位于山东省临沂市郯城，根据相关气象资料，本工程日平均 $<5^{\circ}\text{C}$ 的天数为103天，属于集中供暖地区，因此本工程中生产厂房和建构筑物均应设计供暖。预制舱类设备应参考相关要求对有人停留或工作、生活的房间设置供暖设备以满足房间对温度的要求，供暖设备由预制舱厂家配套供应。

8.1.3 通风及空调

预制舱内通风及空调设备由预制舱厂家设计、选型及安装，与预制舱工艺设备协同调试完成后，随预制舱整体出厂。

第9章 土建工程

9.1 设计安全标准及设计依据

9.1.1 工程规模及设计安全标准

本期工程包括光伏场区域及升压站区域。

光伏场区包括光伏组件支架及基础、箱变基础。光伏场区采用固定式支架方案。光伏阵列采用横向支架、纵向檩条的结构方案，组件倾角为26度，每块715Wp光伏组件尺寸为 $2384\times1303\times33\text{mm}$ （长×宽×厚），组件最低点离地高度2.5m，单个阵列布置形式为 2×13 、 2×7 和 2×6 ，其中 2×13 阵列共6050组， 2×7 阵列共250组， 2×6 阵列共250组，容量合计117.45448MWP。

根据各单体建筑物的工程规模及相关标准，确定光伏场区工程等级、主

要建（构）筑物级别及结构设计安全标准见表 9.1-1。

表 9.1.1-1 光伏场区主要建（构）筑物设计标准

序号	建（构）筑物名称	设计使用年限	建筑结构安全等级	地基基础设计等级	抗震设计				备注
					抗震设防类别	基本烈度	抗震措施设防烈度	抗震等级	
1	光伏阵列支架	25	三	/	丁	8	8	/	
2	光伏阵列支架基础	50	二	丙	/	8	8	/	
3	箱变基础	50	二	丙	/	8	8	/	
4	生活舱基础	50	二	丙	/	8	8	/	
5	危废舱基础	50	二	丙	/	8	8	/	
6	电气设备基础	50	二	丙	/	8	8	/	

9.1.2 建构筑物洪水设计标准

根据《光伏发电站设计规范》（GB50797-2012）的规定，综合考虑本工程的规模、重要性及失事后的影晌，并结合本工程实际地形特点，本工程光伏场区的防洪等级为 II 级，防洪标准考虑 50 年一遇洪水位。110kV 升压站的洪水设计标准为 50 年。

9.1.3 场区工程地质条件

9.1.3.1 地形地貌

拟建场地区域地形起伏较大，地面高程为 71.20m~126.40m，地貌成因类型为山前坡地，地貌类型为低山。

9.1.3.2 地层结构和岩性特征

根据本工程拟建场地所在区域地层的地质年代、岩土的类别，结合工程地质钻探、及室内土工试验情况，各地基土层性质分述如下：

①层：耕土（Q4 pd）

黄褐色，松散，稍湿，以粘性土为主，含少量植物根系及有机质，土质不均匀。该层在 ZK1~ZK22 钻孔中有揭露，层厚：0.50~1.20m，平均 0.79m；层底标高：70.20~125.70m，平均 98.87m；层底埋深：0.50~1.20m，平均 0.79m。

①-1 层：杂填土（Q4ml）

杂色，松散，干燥，以粘性土为主，含少量碎石块及生活垃圾。该层仅在 ZK27、ZK28 钻孔揭露，层厚：0.80~1.20m，平均 1.00m；层底标高：77.40~79.20m，平均 78.30m；层底埋深：0.80~1.20m，平均 1.00m。

②层：全风化泥质砂岩（K）

褐红色，全风化，原岩结构基本破坏，已风化为土状或砂状夹碎石块，干钻可钻进，手掰易碎。该层在 ZK1~ZK16、ZK33~ZK48、ZK60~ZK61 钻孔中有揭露，层厚：1.00~2.90m，平均 1.91m；层底标高：69.00~122.80m，平均 95.86m；层底埋深：1.00~3.60m，平均 2.31m。

②-1 层：强风化泥质砂岩（K）

褐红色，泥砂质结构，层状构造，强风化，主要矿物成分为石英、长石，岩芯呈块状，夹粘性土，硅质胶结，岩质较软，岩芯较破碎，多呈块状，块径一般为 3~8cm，最大为 10cm，少量短柱状，采取率 65~77%，RQD=0。该层在 ZK1~ZK16、ZK33~ZK48、ZK60~ZK61 钻孔中有揭露，层厚：4.40~9.00m，平均 6.46m；层底标高：63.30~117.10m，平均 89.40m；层底埋深：8.00~10.00m，平均 8.76m。本次勘察深度范围内该地层未揭穿。

③层：全风化砂质泥岩（K）

棕红色，局部灰白色，结构构造基本被破坏，全风化，岩芯呈土状，干钻可钻进，手掰即散。该层在 ZK17~ZK32、ZK49~ZK59 钻孔中有揭露，层厚：0.50~3.00m，平均 1.51m；层底标高：69.40~99.90m，平均 83.24m；层底埋深：0.50~3.30m，平均 1.72m。

③-1 层：强风化砂质泥岩（K）

棕红色，局部灰白色，泥质结构，层状构造，强风化，泥质胶结，岩质较软，手掰易碎，岩芯破碎，多呈块状，块径一般为 3cm~8cm，最大为 11cm，少量短柱状，采取率 62~85%，RQD=0。该层在 ZK17~ZK32、ZK49~ZK59 钻孔中有揭露，层厚：5.40~9.30m，平均 7.02m；层底标高：63.10~93.80m，平均 76.21m；层底埋深：8.00~10.00m，平均 8.74m。本次勘察深度范围内该地层未揭穿。

9.1.3.3 地基评价

①层耕土和①-1 层杂填土土质不均匀，厚度不均匀，力学性质较差，不

宜作为天然地基持力层；②层全风化泥质砂岩、②-1 层强风化泥质砂岩、③层全风化砂质泥岩、③-1 层强风化砂质泥岩承载力较高，工程性质较好，若承载力能满足要求，可选用该层作为天然地基持力层。对于光伏支架，设计拟采用微型灌注桩，设计参数可参考表 9.1.3-1。

表 9.1.3-1 桩基础参数推荐值

层序及 土层名称	钻孔灌注桩			
	桩的极限侧阻 力标准值 q_{sk} (kPa)	桩的极限端阻 力标准值 q_{pk} (kPa)	抗拔系数	水平抗力系数的 比例系数 $m(MN/m^4)$
①层耕土	20	/	0.5	5.5
① ₁ 层杂填土	22	/	0.5	5.0
②层全风化泥质砂岩	90	1100	0.7	150
② ₁ 层强风化泥质砂岩	150	1600	0.7	300
③层全风化砂质泥岩	80	1000	0.7	120
③ ₁ 层强风化砂质泥岩	140	1400	0.7	280

9.1.3.4 地下水条件及其水土腐蚀性评价

拟建区域基岩埋深较浅，勘察期间未见地下水。根据设计提供基础埋深，基础位于地下水位以下，本工程可不考虑地下水对设计和施工带来的影响。

根据地勘结果结合地区经验综合判定：场地土对混凝土结构具微腐蚀性，对钢筋混凝土结构中的钢筋具微腐蚀性，对钢结构具弱腐蚀性。

9.1.3.5 冻土深度

县内土壤冻结的最早日期始于 10 月下旬，终于 3 月上旬，根据《山东省地面气候资料》，拟建光伏区域的最大冻土深度 0.28m。根据《建筑地基基础设计规范》（G50007-2011）附录 F，拟建风场区域的标准冻土深度 < 0.60m。

9.1.3.6 地震效应

根据区域地质条件，依据《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）（2016 年版）有关规定，拟建场地土类型为软质岩石，根据区域地质资料覆盖层厚度小于 5m，建筑场地类别划分为 I1 类。

依《建筑抗震设计规范》GB50011-2010 及《中国地震动参数区划图》GB 18306-2015，在 I1 类场地条件下，拟建场区抗震设防烈度为 8 度，设计地震分组为第二组，基本地震动峰值加速度值为 0.20g，基本地震动加速度反应谱特征周期值为 0.30s。

依据《建筑抗震设计规范》（GB50011—2010）中有关规定进行判定，拟建场地未见饱和砂类土及粉土，可不考虑地震液化的影响。

9.1.3.7 不良地质作用

根据踏勘、调绘及钻探等勘察工作及附近工程经验综合判断：拟建场地构造基本稳定，勘察期间未发现滑坡、泥石流等不良地质灾害，未发现岩溶、地面沉降等不良地质作用。未发现埋藏的河道、沟浜、防空洞、孤石等对工程不利的埋藏物。

9.1.3.8 矿产资源及文物

据调查、收资，拟建场地不压覆具开采和利用价值的矿产资源，区内未发现有地上、地下文物保护单位和文物遗迹分布。

9.1.3.9 设计风压

根据《建筑结构荷载规范》（GB 50009-2012）全国基本风压分布图，查得场址处 50 年一遇相应风压为 $0.40\text{kN}/\text{m}^2$ 。

9.1.3.10 设计雪压

根据《建筑结构荷载规范》（GB 50009-2012）全国基本雪压分布图，本工程 50 年一遇基本雪压为 $0.40\text{kN}/\text{m}^2$ 。

9.1.4 设计依据

设计依据的规范主要有（包含但不限于，如有更新以最新版本为准）：

- (1) 《建筑结构制图标准》GB/T50105-2010
- (2) 《建筑地基基础设计规范》GB50007-2011
- (3) 《建筑地基处理技术规范》JGJ79-2012;
- (4) 《建筑抗震设防分类标准》GB50223-2008
- (5) 《混凝土结构设计标准》GB/T50010-2010
- (6) 《高耸结构设计标准》GBJ50135-2019
- (7) 《砌体结构设计规范》GB50003-2011
- (8) 《建筑结构荷载规范》GB50009-2012

- (9) 《建筑抗震设计标准》 GB/T50011-2010
- (10) 《建筑桩基技术规范》 JGJ94-2008
- (11) 《钢结构设计标准》 GB50017-2017;
- (12) 《光伏发电站设计规范》 GB50797-2012;
- (13) 《冷弯薄壁型钢钢结构技术规范》 GB50018-2016;
- (14) 《工业建筑防腐蚀设计标准》 GB50046-2018;
- (15) 《光伏支架结构设计规程》 NB/T10115-2018;
- (16) 《太阳能发电站支架基础技术规范》 (GB51101-2016)。
- (17) 《建筑设计防火规范(2018年版)》 GB50016-2014
- (18) 《35~110kV变电所设计规范》 GB50059-2011
- (19) 《建筑结构可靠性设计统一标准》 GB50068-2018
- (20) 《工业建筑防腐蚀设计标准》 GB50046-2018
- (21) 《工程结构通用规范》 GB55001-2021
- (22) 《建筑与市政工程抗震通用规范》 GB55002-2021
- (23) 《建筑与市政地基基础通用规范》 GB55003-2021
- (24) 《钢结构通用规范》 GB55006-2021
- (25) 《砌体结构通用规范》 GB55007-2021
- (26) 《混凝土结构通用规范》 GB55008-2021

9.2 光伏阵列支架及箱变基础设计

9.2.1 光伏阵列布置

①根据《光伏支架结构设计规程》NB/T10115-2018，光伏支架的设计使用年限宜为25年，安全等级为三级，重要性系数不小于1.0。

抗震设防烈度：8度

基本风压：0.36kN/m² (25年一遇)

基本雪压：0.33kN/m² (25年一遇)

基本风压：0.40kN/m² (50年一遇)

基本雪压：0.40kN/m² (50年一遇)

电池组件规格：

715Wp 单晶硅双面双玻电池组件：2384*1303*33mm (长×宽×厚)

固定支架倾角：26°

②主要构件控制参数:

受压构件容许长细比	180
受拉构件容许长细比	350
柱顶位移比	H/60
梁的挠度	L/250

③主要材料

钢材: Q235B、Q355B、Q420B。其材料应有钢铁厂出具的质量证明书或检验报告; 其化学成分、力学性能及其它要求必须符合国家现行相关规范规程的规定; 支架采用冷弯薄壁型钢, 用于次梁的板厚不宜小于 1.5mm, 用于主梁和柱的板厚不宜小于 2.5mm, 当有可靠依据时板厚可取 2.0mm。所有钢构件表面均采用热浸镀锌或镀铝镁锌, 所有钢构件热浸镀锌平均厚度不小于 65 μm , 或采用同等防腐效果的镀锌镁铝构件, 镀层双面不小于 275g/ m^2 。

焊条: E43、E55;

螺栓: 普通螺栓、不锈钢螺栓; 性能等级 8.8 级。

④荷载组合

(1) 荷载及其组合

光伏支架风荷载、雪荷载和温度荷载应按现行的国家标准《建筑结构荷载规范》GB50009 中的 25 年一遇的荷载数值取值。地面支架体型系数取值按照《光伏支架结构设计规程》NB/T 10115-2018 第 4.1.3 条执行。

1) 非抗震设计时, 荷载效应的基本组合应按下式计算, 取其不利值:

$$S_d = \gamma_g S_{GK} + \gamma_w \psi_w S_{wK} + \gamma_s \psi_s S_{sK}$$

式中: S_d 荷载组合的效应设计值;

γ_g 永久荷载分项系数;

S_{GK} 永久荷载标准值的效应;

S_{wK} 风荷载标准值的效应;

S_{sK} 雪荷载标准值的效应;

γ_w 、 γ_s 分别为风荷载、雪荷载的分项系数, 取 1.5。

ψ_w 、 ψ_s 分别为风荷载、雪荷载的组合值系数; 风荷载为主导可变荷载时, 风荷载组合值系数可取 1.0, 雪荷载组合值系数可取 0.7; 雪荷载为主导可变荷载时, 雪荷载组合值系数可取 1.0, 风荷载组合值系数可取 0.6。

2) 抗震设计时, 结构构件的地震作用效应和其他荷载效应的基本组合应按下式计算:

$$S_d = \gamma_G S_{GE} + \gamma_{Eh} S_{EhK} + \gamma_w \psi_w S_{wK}$$

式中:

S_d 地震组合的效应设计值;

γ_G 重力荷载分项系数;

S_{GE} 重力荷载代表值的效应;

γ_{Eh} 水平地震作用分项系数, 可取 1.3;

S_{EhK} 水平地震作用标准值的效应;

γ_w 风荷载作用分项系数, 可取 1.5;

ψ_w 风荷载的组合值系数, 应取 0.6;

3) 支架设计时, 宜对施工阶段进行验算, 并应符合以下规定:

a. 施工检修荷载宜取 1kN, 也可按实际荷载取用并作用于支架最不利位置。

b. 进行支架构件施工检修荷载承载力验算时, 荷载组合应取永久荷载和施工检修荷载进行组合, 永久荷载的分项系数取 1.3, 施工检修荷载的分项系数取 1.5。

c. 变形验算时, 荷载组合应取永久荷载和施工检修荷载进行组合, 永久荷载分项系数均取 1.0。

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。设计时采用 25 年一遇十分钟平均最大风速作为设计依据, 确保支架系统安全、稳定。

9.2.2 光伏阵列支架及基础结构设计

本工程根据业主要求对以下三种方案进行比选:

(1) 方案一: 光伏场区采用固定式支架方案。光伏阵列采用横向支架、纵向檩条的结构方案, 组件倾角为 26 度, 每块 715Wp 光伏组件尺寸为 2384×1303×33mm (长×宽×厚), 组件最低点离地高度 2.5m。单个阵列布置形式为 2×13、2×7 和 2×6, 其中 2×13 阵列共 6050 组, 2×7 阵列共 250 组, 2×6 阵列共 250 组, 容量合计 117.45448MWp。。

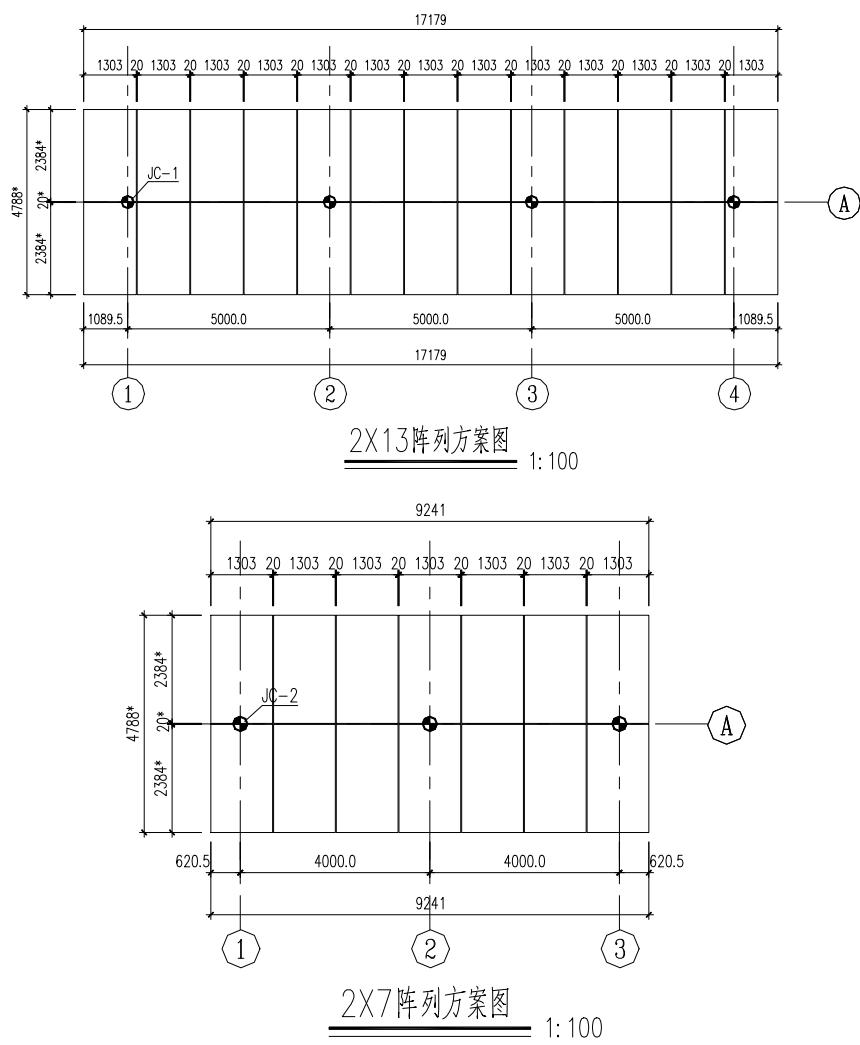
2×13 阵列单元内有 4 榼支架, 2×7, 2×6 阵列内有 3 榼支架, 阵列支

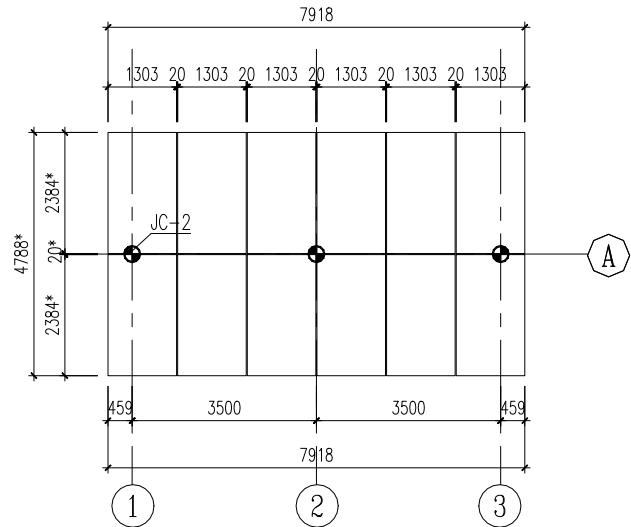
架由上下立柱、斜梁及前后斜撑组成。在支架的斜梁之间，按照光伏组件的安装宽度布置四道檩条，檩条与组件采用螺栓连接。

光伏支架风荷载、雪荷载和温度荷载应按现行的国家标准《建筑结构荷载规范》GB50009-2012 中的 25 年一遇的荷载数值取值，基本风压：0.36kN/m²（25 年一遇），基本雪压：0.33kN/m²（25 年一遇）。地面支架体型系数取值按照《光伏支架结构设计规程》NB/T 10115-2018 第 4.1.3 条执行，本工程支架角度为 26°，正风压荷载体型系数 $\mu_s=0.94$ ，负风压荷载体型系数 $\mu_s=-1.18$ 。组件积雪分布系数按照规范取值 1.00。

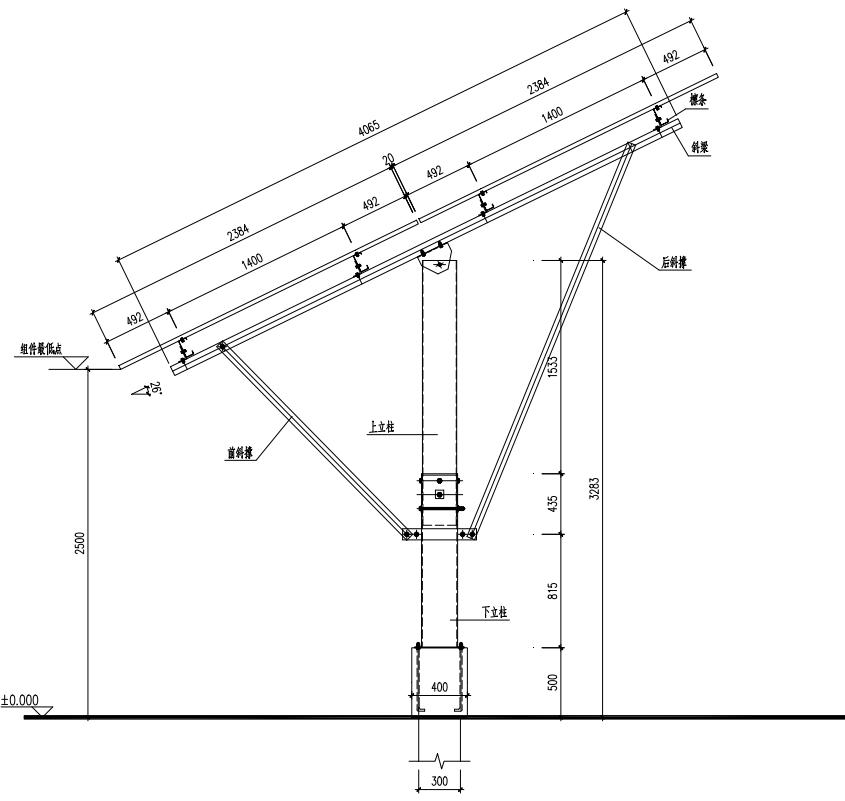
根据现行的国家标准《工程结构通用规范》GB55001-2021 和《建筑结构荷载规范》GB50009-2012，主要受力结构的风荷载脉动系数 β 取值为 1.2，山地地形修正系数 η 取值为 1.1。

经过计算，在各种荷载组合下，支架应满足规范对强度、刚度、稳定等各项指标均满足规范要求，光伏支架方案见图 9.2.2-1。





2X6阵列方案图 1:100



2X13光伏支架立面方案图 1:25

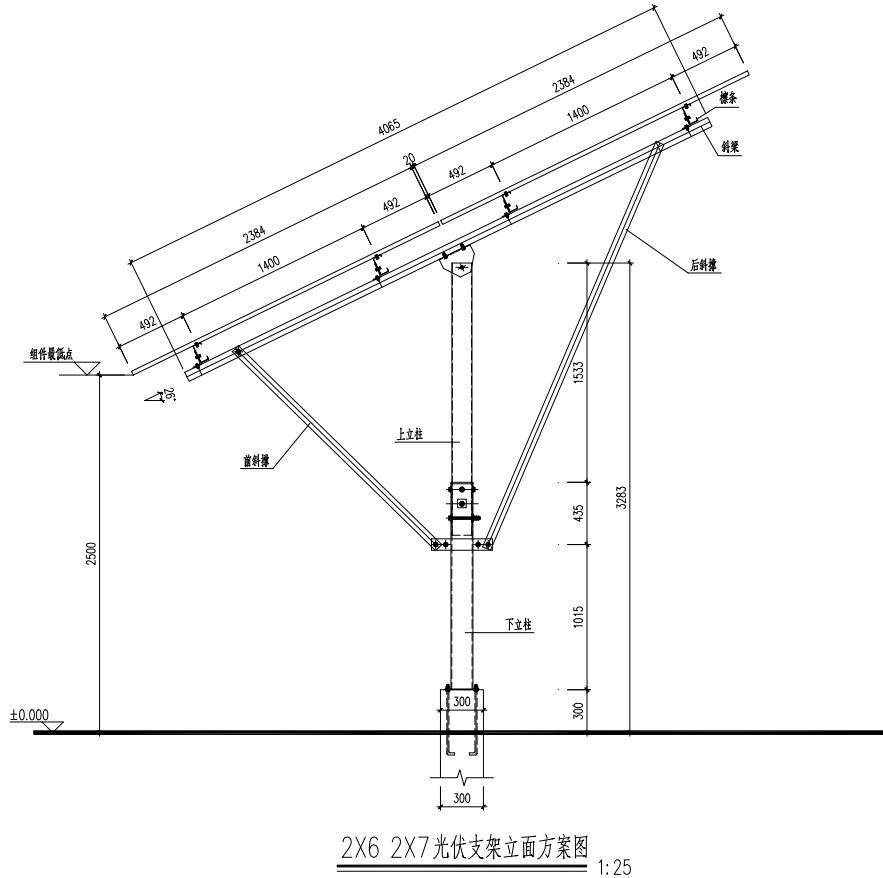


图 9.2.2-1 方案一光伏支架方案图

基础采用钢筋混凝土钻孔灌注桩， 2×13 阵列钻孔灌注桩地面以上桩径 400mm，高出地面 0.5m，地面以下桩径 300mm，桩端底标高为 -2.7m（相对标高），混凝土等级 C30； 2×7 、 2×6 阵列钻孔灌注桩桩径 300mm，桩端底标高为 -2.7m（相对标高），高出场区地坪 0.3m，混凝土等级 C30。桩身全长范围内钢筋笼要求为：主筋为 8 根 $\Phi 16$ 钢筋，箍筋为 $\Phi 6@100/200$ mm，沿主筋均匀分布。下立柱与桩顶预埋钢板焊接连接，与支架上立柱相互嵌套，采用螺栓连接，连接必须满足安全要求、不均匀沉降要求，钻孔灌注桩示意图如下。

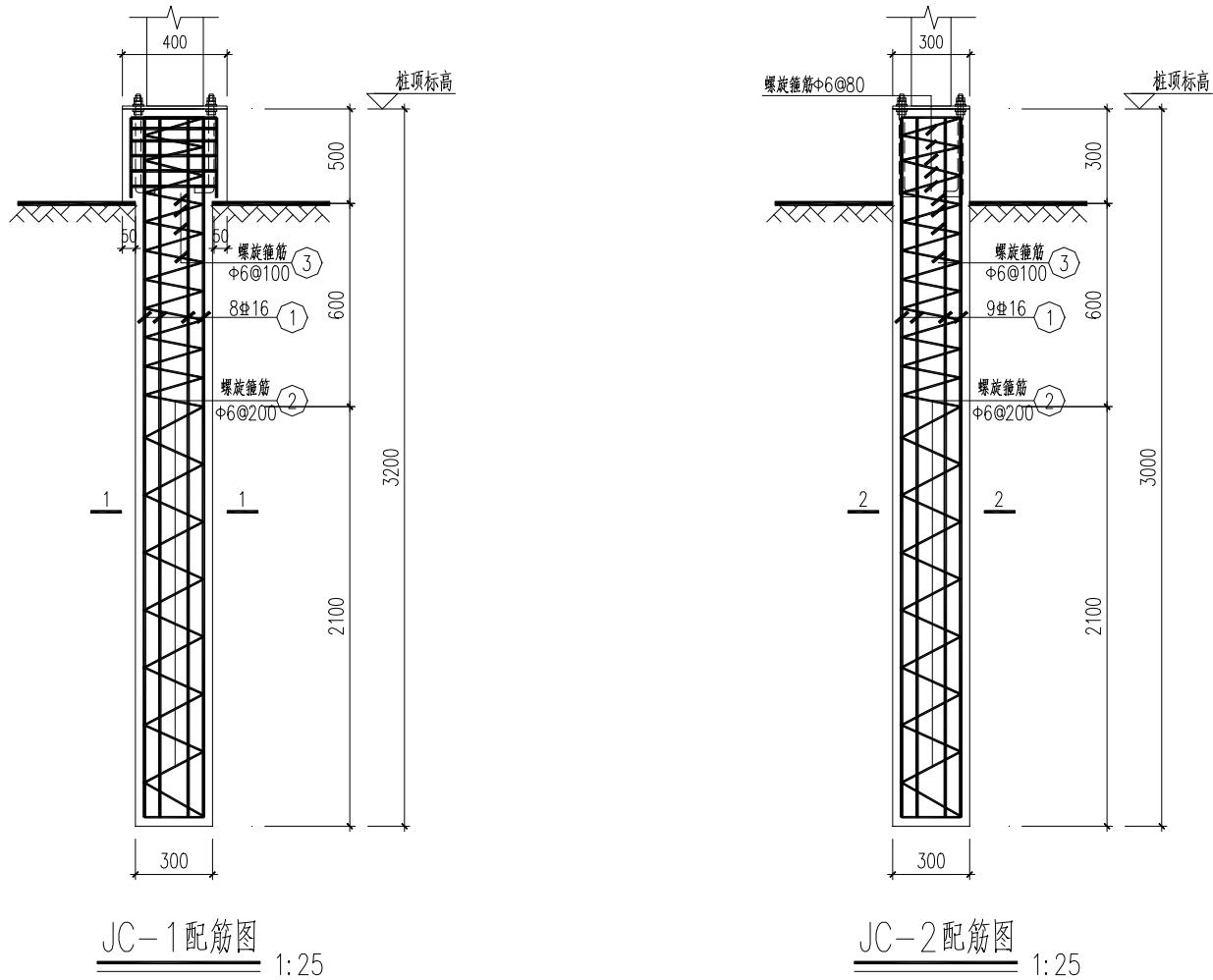


图 9.2.2-2 方案一光伏支架基础方案图

(2) 方案二：光伏场区采用固定式支架方案。光伏阵列采用横向支架、纵向檩条的结构方案，组件倾角为 26 度，每块 715Wp 光伏组件尺寸为 $2384 \times 1303 \times 33\text{mm}$ （长×宽×厚），组件最低点离地高度 2.5m。单个阵列布置形式为 2×13 、 2×7 和 2×6 ，其中 2×13 阵列共 6050 组， 2×7 阵列共 250 组， 2×6 阵列共 250 组，容量合计 117.45448MWP。

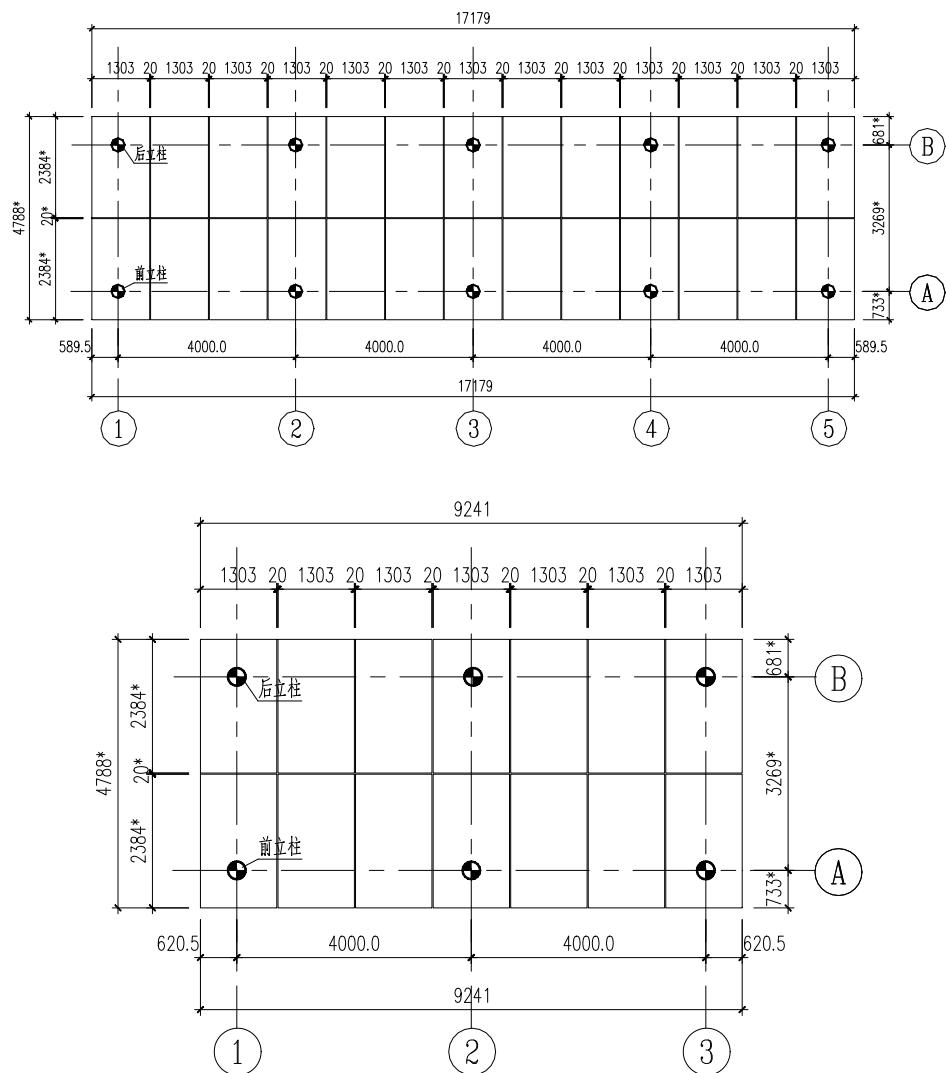
2×13 阵列单元内有 5 榼支架， 2×7 、 2×6 阵列单元内有 3 榼支架，阵列支架由前后立柱、斜梁及前后斜撑组成。在支架的斜梁之间，按照光伏组件的安装宽度布置四道檩条，檩条与组件采用螺栓连接。

光伏支架风荷载、雪荷载和温度荷载应按现行的国家标准《建筑结构荷载规范》GB50009 中的 25 年一遇的荷载数值取值，基本风压： 0.36kN/m^2 （25 年一遇），基本雪压： 0.33kN/m^2 （25 年一遇）。地面支架体型系数取值按

照《光伏支架结构设计规程》NB/T 10115-2018 第 4.1.3 条执行，本工程支架角度为 12° ，正风压荷载体型系数 $\mu_s=0.94$ ，负风压荷载体型系数 $\mu_s=-1.18$ 。组件积雪分布系数按照规范取值 1.00。

根据现行的国家标准《工程结构通用规范》GB55001-2021 和《建筑结构荷载规范》GB50009-2012，主要受力结构的风荷载脉动系数 β 取值为 1.2，山地地形修正系数 η 取值为 1.1。

经过计算，在各种荷载组合下，支架应满足规范对强度、刚度、稳定等各项指标均满足规范要求，光伏支架方案见图 9.2.2-2。



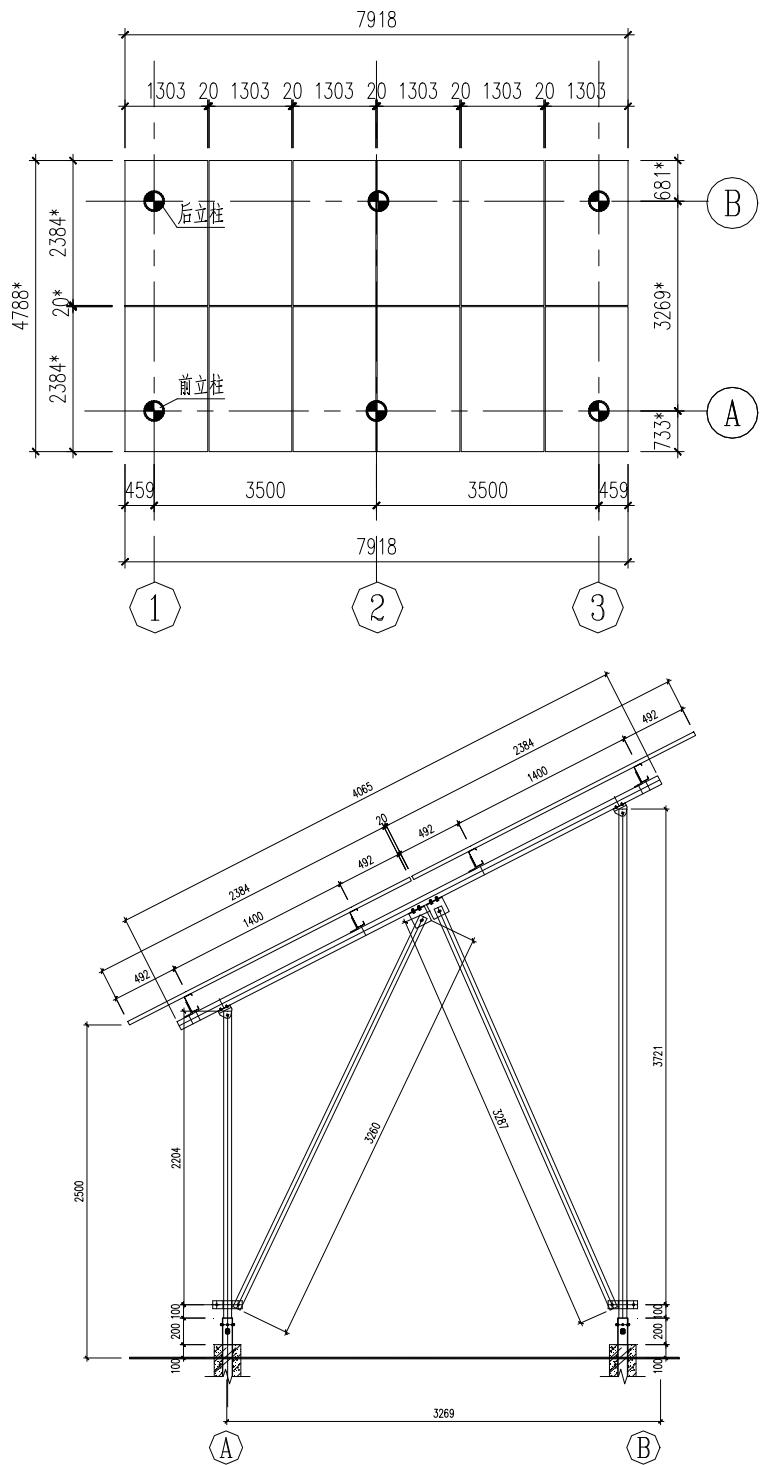


图 9.2.2-3 方案二光伏支架方案图

基础采用钢筋混凝土钻孔灌注桩， 2×13 、 2×7 和 2×6 阵列钻孔灌注桩
桩径均为 250mm ，桩端底标高为 -2.0m （相对标高），高出场区地坪 0.3m ，混
凝土等级 C30；桩身全长范围内钢筋笼要求为：主筋为 6 根 $\Phi 10$ 钢筋，箍筋
为 $\Phi 6 @ 100/200\text{mm}$ ，沿主筋均匀分布。桩顶预埋 $\Phi 76 \times 4$ 钢管，顶面高出自然

地坪 0.5m，与支架立柱相互嵌套，采用螺栓连接，连接必须满足安全要求、不均匀沉降要求，钻孔灌注桩示意图如下。

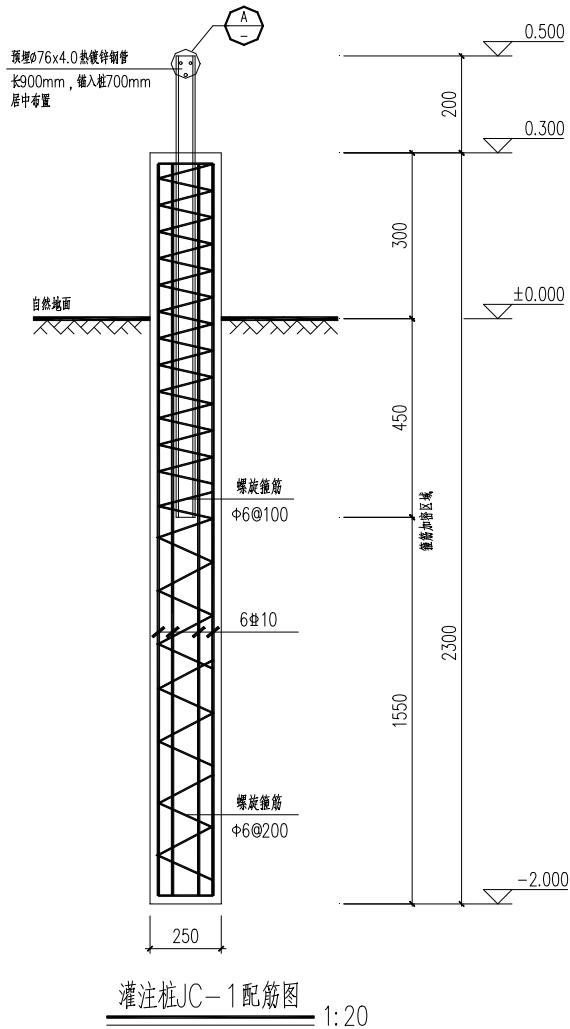


图 9.2.2-4 方案二光伏支架基础方案图

(3) 方案三：光伏场区采用固定可调式支架方案。光伏阵列采用横向支架、纵向檩条的结构方案，组件倾角为 26 度，每块 715Wp 光伏组件尺寸为 $2384 \times 1303 \times 33\text{mm}$ （长×宽×厚），组件最低点离地高度 2.5m。单个阵列布置形式为 2×13 ，其中 2×13 阵列共 4906 组，容量合计 91.20254MWP。

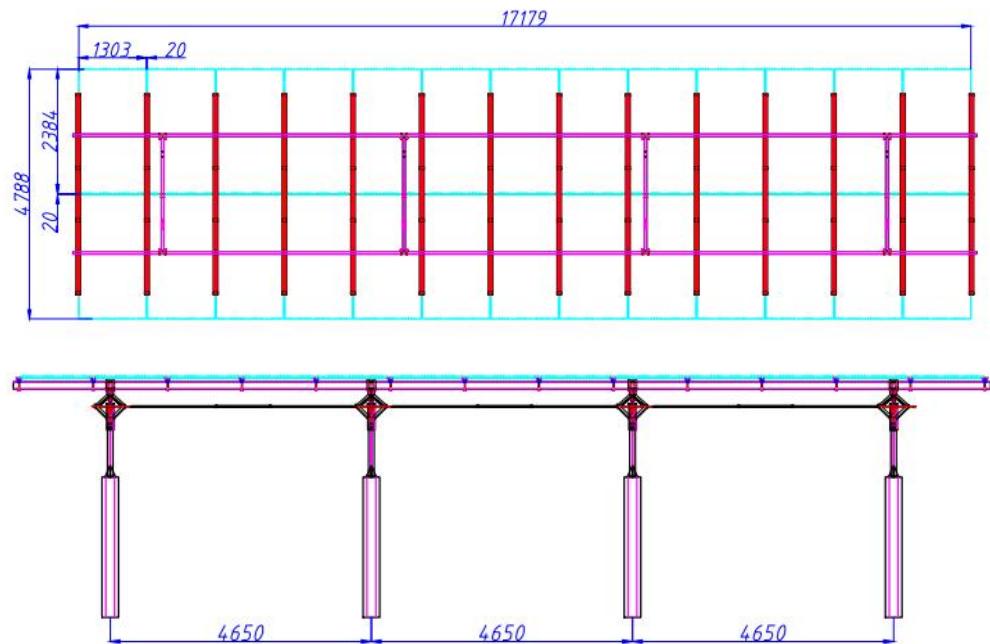
2×13 阵列单元内有 4 榼支架，阵列支架由立柱、斜梁及前后斜撑组成，最终形式及方案以厂家提供为准。

光伏支架风荷载、雪荷载和温度荷载应按现行的国家标准《建筑结构荷载规范》GB50009 中的 25 年一遇的荷载数值取值，基本风压： 0.36kN/m^2 （25 年一遇），基本雪压： 0.33kN/m^2 （25 年一遇）。地面支架体型系数取值按

照《光伏支架结构设计规程》NB/T 10115-2018 第 4.1.3 条执行，本工程支架角度为 $12\sim45^\circ$ ， 12° 正风压荷载体型系数 $\mu_s=0.8$ ，负风压荷载体型系数 $\mu_s=-0.95$ 。组件积雪分布系数按照规范取值 1.00； 45° 正风压荷载体型系数 $\mu_s=1.3$ ，负风压荷载体型系数 $\mu_s=-1.6$ 。组件积雪分布系数按照规范取值 0.20。

根据现行的国家标准《工程结构通用规范》GB55001-2021 和《建筑结构荷载规范》GB50009-2012，主要受力结构的风荷载脉动系数 β 取值为 1.2，山地地形修正系数 η 取值为 1.1。

经过计算，在各种荷载组合下，支架应满足规范对强度、刚度、稳定等各项指标均满足规范要求，光伏支架方案见图 9.2.2-2。



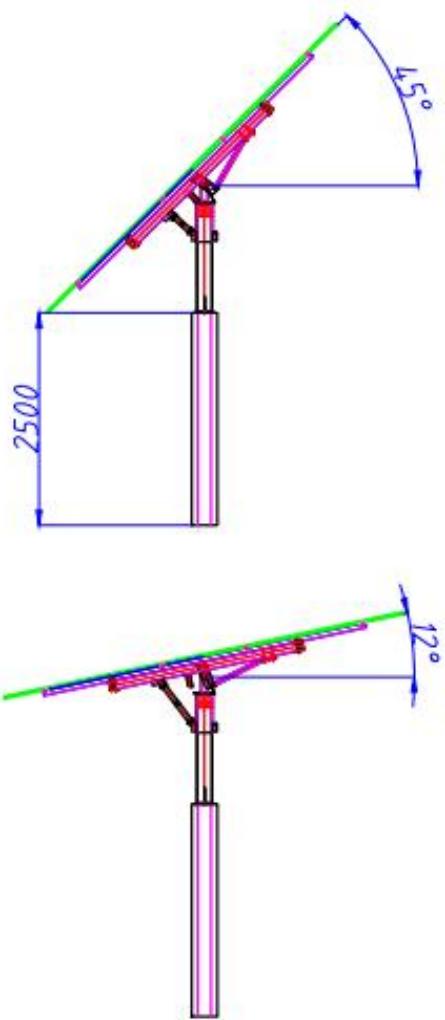


图 9.2.2-5 方案三光伏支架方案图

基础采用预应力高强钢筋混凝土预制管桩，桩型暂定 PHC-300-AB，桩端底标高为-3.0m（相对标高），桩顶高出自然地坪 2.5m，施工时预钻 500mm 孔径预钻孔，放入 PHC 管桩后浇筑 C30 细石混凝土。与支架立柱连接方式以厂家方案为准，预制桩基础示意图如下：

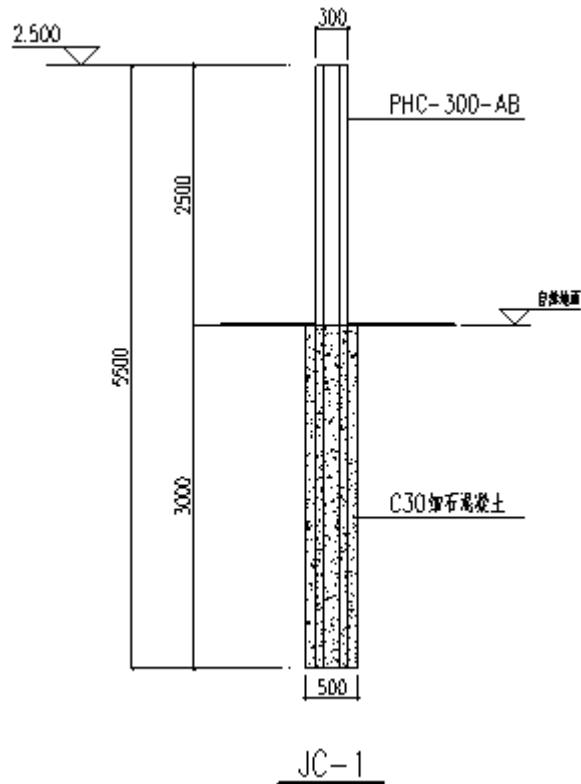


图 9.2.2-6 方案三光伏支架基础方案图

(4) 比选结果及结论

三种方案比选结果表格如下：

表 9.2.2-1 支架及基础方案比选表

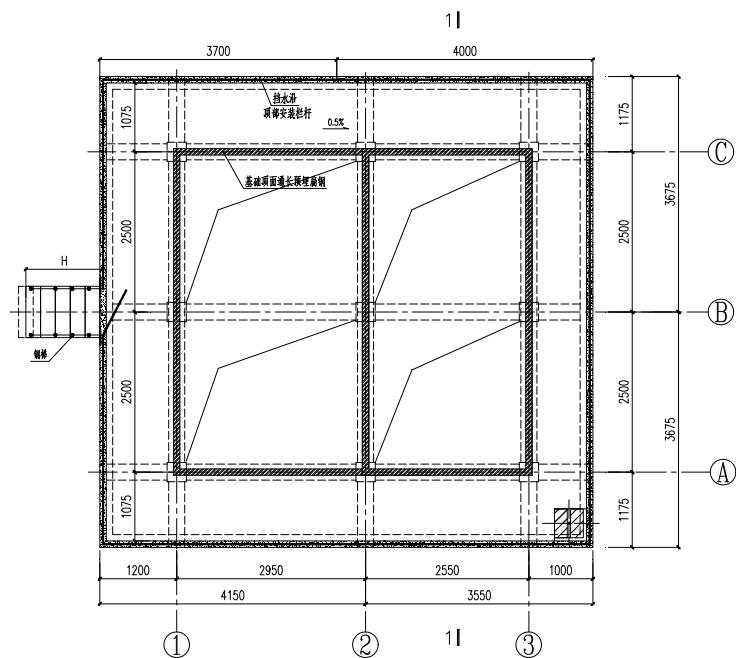
支架方案比选表			
名称	方案一	方案二	方案三
阵列形式	2×13 2×7 2×6	2×13 2×7 2×6	2×13
阵列数量	2×13 6050 2×7 250 2×6 250	2×13 6050 2×7 250 2×6 250	2×13 4906
容量/MWp	117.45448	117.45448	91.20254
支架形式	单立柱 固定支架	前后立柱 固定支架	单立柱 固定可调支架
支架价格/万元	3964.09	3347.45	2644.87
基础形式	钻孔灌注桩单桩	钻孔灌注桩前后双桩	预制桩单桩

支架方案比选表			
名称	方案一	方案二	方案三
基础价格/万元	1369.61	1685.67	2417.25
合计价格/万元	5333.70	5033.12	5062.13
每 MW 造价/万元	45.41	42.85	55.45

由表格可知，方案三固定可调支架每 MW 造价相较于固定支架方案一及固定支架方案二过高，故不考虑固定可调方案；固定支架方案二造价最低，相较于方案一每 MW 造价低 2.56 万元，经济性更好，但无法满足农光互补要求，故本工程暂定方案一为推荐方案，最终方案以施工图为准。

9.2.3 箱式变压器基础设计

本工程箱变基础采用天然地基方案，箱变轴线尺寸 $5.5m \times 5.0m$ ，基础形式为钢筋混凝土框架结构，基础底板及框架柱、梁采用 C30 钢筋混凝土，垫层为 100mm 厚 C20 混凝土，基础埋深暂按 2.0m 考虑，基础下侧布置钢筋混凝土油池，箱变基础方案示意图如下：



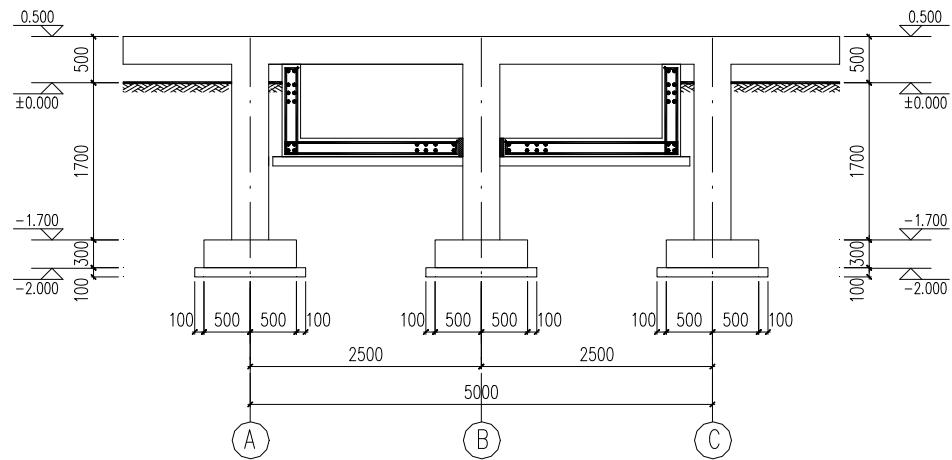


图 9.2.4-1 箱变基础方案图

9.2.5 光场区工程量清单

1.2	发电设备基础工程			
	2X13, 6050 组, 一组 4 榼支架及基础, 桩径 400/300mm;			
	2X7, 250 组, 一组 3 榼支架及基础, 桩径 300mm;			
	2X6, 250 组, 一组 3 榼支架及基础, 桩径 300mm			
1.2.1	微孔灌注桩, 地下桩径 300mm 地上 400mm, 桩长 3.2m	m3	6136.03	
1.2.2	微孔灌注桩, 桩径 300mm, 桩长 3.0m	m3	316.65	
1.2.3	微孔灌注桩钻孔, 桩径 300mm, 埋深 2.7m	m	69373.80	
1.2.4	钢筋笼, HRB400 占 80%, HPB300 占 20%	t	966.73	
1.2.5	桩基检测费	项	1.00	
1.2.6	试桩费	项	1.00	
1.3	箱变基础 变压器尺寸 5.5m*5m, 33+1 座			
1.3.1	土方开挖	m3	1428.00	
1.3.2	石方开挖	m3	612.00	
1.3.3	土方回填	m3	1292.00	
1.3.4	钢筋混凝土基础 C30	m3	680.00	
1.3.5	基础钢筋	t	68.00	
1.3.6	垫层混凝土, C20, 含油池垫层	m3	68.00	
1.3.7	铁件, Q235B, 热镀锌≥85 μm	t	17.00	

1. 3. 8	成品油池	个	34. 00
1. 3. 9	不锈钢栏杆	m	816. 00
1. 3. 10	钢梯 镀锌	t	17. 00
1. 3. 11	箱变围栏	m	816. 00

9. 3 升压站土建设计

本工程新建一座 110kV 升压站，建（构）筑物包括一二次预制舱基础、生活舱基础、危废舱基础、主变基础、主变防火墙及基础、架构、SVG 基础、110kV 配电设备基础、接地变兼站用变基础、一体化污水设施基础、一体化消防设施基础、事故油池、集水池、大门装饰墙等。

9. 3. 1 站内主要建（构）筑物结构设计

一二次预制舱基础、生活舱基础、危废舱基础各一座，采用钢筋混凝土箱型基础，混凝土等级为 C30，基础埋深暂定-2. 5m。

主变压器基础共两座，采用钢筋混凝土多柱筏板基础，埋深-2. 5m，周围设集钢筋混凝土油池，内铺洁净卵石，旁设钢筋混凝土事故油池。主变之间及主变与储能区之间设防火墙，共两道，防火墙墙体采用 MU15 机制砖，基础采用钢筋混凝土条形基础，埋深-2. 0m。

架构采用钢管梁，A 字钢管柱，一侧设置斜撑，其中出线架构顶部设置一根 35m 高变截面钢管避雷针。基础采用混凝土独立基础，杯口式基础，混凝土等级为 C30，基础埋深暂定-2. 5m。

110kV 配电设备基础采用钢筋混凝土筏板基础和钢筋混凝土独立基础，混凝土等级为 C30，基础埋深暂定-2. 0m

SVG 预制舱、接地变兼站用变基础采用钢筋混凝土箱型基础，混凝土等级为 C30，基础埋深暂定-2. 0m；户外电抗器等 SVG 配套设备采用钢筋混凝土独立基础，混凝土等级为 C30，基础埋深暂定-1. 5m。

光伏场区升压站进站大门采用电动伸缩大门，在大门右侧设置标志墙，墙体采用钢筋混凝土结构，基础采用条形基础，埋深-2. 0m。

事故油池为钢筋混凝土箱型结构，采用强度为 C30 的防水混凝土，钢筋混凝土池壁 300mm 厚，底板厚 400mm。

一体化污水设施基础、一体化消防设施基础各一座，采用钢筋混凝土筏

板基础，混凝土等级为 C30。

9.3.2 升压站工程量清单

110kV 升压站工程量清单			
2.2	主变压器基础工程 以下为总工程量	座	2
2.2.1	土方开挖	m ³	375.00
2.2.2	石方开挖	m ³	375.00
2.2.3	土方回填	m ³	510.00
2.2.4	垫层混凝土，C20，含油池垫层	m ³	40.00
2.2.5	钢筋混凝土 C30	m ³	200.00
2.2.6	钢筋 HRB400	t	20.00
2.2.7	铁件，Q235B，热镀锌≥85 μm	t	2.00
2.2.8	钢篦子，Q235B，热镀锌≥85 μm	t	10.00
2.2.9	池底铺石	m ³	60.00
2.3	主变防火墙 以下为总工程量	座	2
2.3.1	土方开挖	m ³	53.00
2.3.2	石方开挖	m ³	53.00
2.3.3	土方回填	m ³	81.00
2.3.4	钢筋混凝土 C30	m ³	21.00
2.3.5	钢筋 HRB400	t	2.40
2.3.6	防火墙 MU15 机制砖	m ³	60.00
2.3.7	垫层混凝土 C20	m ³	3.00
2.4	SVG 无功补偿基础 以下为总工程量	座	1
2.4.1	土方开挖	m ³	378.50
2.4.2	石方开挖	m ³	378.50
2.4.3	土方回填	m ³	588.00
2.4.4	垫层混凝土 C20	m ³	22.50

110kV 升压站工程量清单			
2. 4. 5	钢筋混凝土 C30	m3	90.00
2. 4. 6	钢筋, HRB400	t	9.00
2. 4. 7	铁件, Q235B, 热镀锌 $\geqslant 85 \mu m$	t	2.00
2. 5	110kV 配电设备基础 以下为总工程量	座	1
2. 5. 1	挖基坑土方	m3	240.00
2. 5. 2	石方开挖	m3	240.00
2. 5. 3	土方回填	m3	304.00
2. 5. 4	垫层混凝土 C20	m3	16.00
2. 5. 5	钢筋混凝土 C30	m3	160.00
2. 5. 6	钢筋	t	16.00
2. 5. 7	铁件, Q235B, 热镀锌 $\geqslant 85 \mu m$	t	1.00
2. 6	预制舱基础		
2. 6. 1	一二次预制舱基础		
2. 6. 1. 1	土方开挖	m3	225.00
2. 6. 1. 2	石方开挖	m3	225.00
2. 6. 1. 3	土方回填	m3	285.00
2. 6. 1. 4	垫层混凝土 C20	m3	15.00
2. 6. 1. 5	钢筋混凝土 C30	m3	150.00
2. 6. 1. 6	钢筋, HRB400	t	15.00
2. 6. 1. 7	铁件, Q235B, 热镀锌 $\geqslant 85 \mu m$	t	3.00
2. 6. 2	生活舱基础		
2. 6. 2. 1	土方开挖	m3	75.00
2. 6. 2. 2	石方开挖	m3	75.00
2. 6. 2. 3	土方回填	m3	95.00

110kV 升压站工程量清单			
2.6.2.4	垫层混凝土 C20	m3	5.00
2.6.2.5	钢筋混凝土 C30	m3	50.00
2.6.2.6	钢筋, HRB400	t	5.00
2.6.2.7	铁件, Q235B, 热镀锌≥85 μm	t	2.00
2.6.3	危废舱基础		
2.6.3.1	土方开挖	m3	37.50
2.6.3.2	石方开挖	m3	37.50
2.6.3.3	土方回填	m3	47.50
2.6.3.4	垫层混凝土 C20	m3	2.50
2.6.3.5	钢筋混凝土 C30	m3	25.00
2.6.3.6	钢筋, HRB400	t	2.50
2.6.3.7	铁件, Q235B, 热镀锌≥85 μm	t	1.00
2.7	接地变兼站用变基础		
2.7.1	土方开挖	m3	37.50
2.7.2	石方开挖	m3	37.50
2.7.3	土方回填	m3	47.50
2.7.4	垫层混凝土 C20	m3	2.50
2.7.5	钢筋混凝土 C30	m3	25.00
2.7.6	钢筋, HRB400	t	2.50
2.7.7	铁件, Q235B, 热镀锌≥85 μm	t	0.50
2.8	设备构(支)架 (含基础)		
2.8.1	金属构支架, Q355B, 热镀锌≥85 μm, 跨度 10m, 高 15m, 共一座	t	10.00
2.8.2	独立避雷针, Q355B, 热镀锌≥85 μm, 高 35m, 共两座, 含基础	t	8.00

110kV 升压站工程量清单			
3.1	辅助生产建筑工程		
3.1.1	一体化污水设施基础 1 座		
3.1.1.1	土方开挖	m ³	82.00
3.1.1.2	石方开挖	m ³	82.00
3.1.1.3	土方回填	m ³	110.00
3.1.1.4	混凝土垫层 C20	m ³	2.50
3.1.1.5	钢筋混凝土 C30	m ³	15.00
3.1.1.6	钢筋 HRB400	t	0.90
3.1.1.7	铁件, Q235B, 热镀锌 ≥85 μm	t	0.50
3.1.2	一体化消防设施基础 1 座		
3.1.2.1	土方开挖	m ³	164.00
3.1.2.2	石方开挖	m ³	164.00
3.1.2.3	土方回填	m ³	220.00
3.1.2.4	混凝土垫层 C20	m ³	5.00
3.1.2.5	钢筋混凝土 C30	m ³	30.00
3.1.2.6	钢筋 HRB400	t	1.80
3.1.2.7	铁件, Q235B, 热镀锌 ≥85 μm	t	1.00
3.1.3	事故油池 1 座		
3.1.3.1	事故油池 C30 防水混凝土 4*4*3 净空尺寸	m ³	48.00
3.1.4	集水池 1 座		
3.1.4.1	集水池 C30 防水混凝土 5*5*3 净空尺寸	m ³	75.00
3.2.1	大门装饰墙 1 座		
3.2.1.1	土方开挖	m ³	30.00
3.2.1.2	挖基坑石方	m ³	30.00

110kV 升压站工程量清单			
3. 2. 1. 3	土方回填	m3	35.00
3. 2. 1. 4	混凝土垫层 C20	m3	4.00
3. 2. 1. 5	钢筋混凝土 C30	m3	20.00
3. 2. 1. 6	钢筋 HRB400	t	2.00
3. 2. 1. 7	外墙面装饰 干挂大理石装饰	m2	25.00

9.4 光伏电站总平面布置

9.4.1 站址地理位置

项目位于郯城县泉源镇前后班庄村、新庄村附近，场区中心地理位置为东经 $118^{\circ} 27' 58.56'' \sim 118^{\circ} 29' 29.63''$ ；北纬 $34^{\circ} 45' 05.64'' \sim 34^{\circ} 46' 39.91''$ 。升压站紧邻光伏场区南侧，向西出线，接入 220kV 杏林变电站。



图 9.4-1 站址地理位置图



光伏场区现场照片

9.4.2 站址自然条件

站址地貌属矮丘平原，地形起伏较小，相对高差较小。

9.4.3 站区防排洪

本期项目装机容量为 100MW，光伏站址应满足 50 年一遇潮洪水位。升压站为 110kV，应满足 50 年一遇潮洪水位。

9.4.4 交通运输

郯城县境内胶新铁路、G2 京沪高速贯通南北，国道 G310、G205，省道 S230 穿境而过，交通十分便利。

站区位于郯城县泉源镇区域内，区域紧邻 X123 县道、X016 乡道，站区周围乡村道路相连县道，再与 G295 国道相连接。

光伏区内大多利用原有道路扩建作为检修道路，连接各个箱变。检修道路路面宽度为 3.5m，升压站内道路宽度为 4.0m。

9.4.5 光伏场区平面布置

本项目规划容量 100MW，，直流容量 117.45448MWp。共布置 2X13 支架 6050 组；2X7 支架 498 组. 共安装 715Wp 组件 164272 块。共布置 34 台箱变，33 台 3000kVA+1 台 1000kVA。

结合场区内现有道路的位置及光伏板布设范围等因素，在光伏场区内分区域设置 1.6m 高浸塑钢丝网围栏，围栅总长约 32km。

根据场区范围，进场道路由 X016 乡道引接，站内检修道路为 3.5m 宽碎石路，路基宽度为 4.5m，转弯半径不小于 9m，道路纵坡不大于 18%。新建检

修道路总长度约 3km，利用原有道路扩建约 8.5km。



图 9.4.5-1 站址平面位置示意图

光伏场区指标表

编号	项 目	单 位	数 量	备 注
1	光伏电站总用地面积	hm ²	160.6	
2	升压站占地面积	hm ²	0.8782	
3	检修道路	km	11.5	
4	厂区围栅	km	32	

9.4.6 升压站设计

9.4.6.1 升压站平面布置

光伏场区配套建设一座 110kV 升压站，升压站围墙内用地约 0.8791 公顷，东西长 147m，南北宽 82m，站内不考虑后期预留。

配电区位于站区西南侧，储能区域位于站区北侧，生活办公区位于站区

东侧。配电区、储能区设置环形消防通道。站址出入口位于东侧。生活办公区主要布置有生活舱、固废暂存舱、生活污水处理、一体化泵站；配电区主要布置有电气舱、SVG、主变、事故油池等；储能区域配置有8套储能设备。平面布置分区明确，组织流畅，站前景观较好。

由于升压站等级为110kV电压等级，防洪标准为50年一遇，根据现阶段水文专业的报告结论，场区不受100年一遇洪水位影响。

竖向布置采用平坡式，站内采用道路排水，最终可顺地势散排至站区北侧低洼区域。

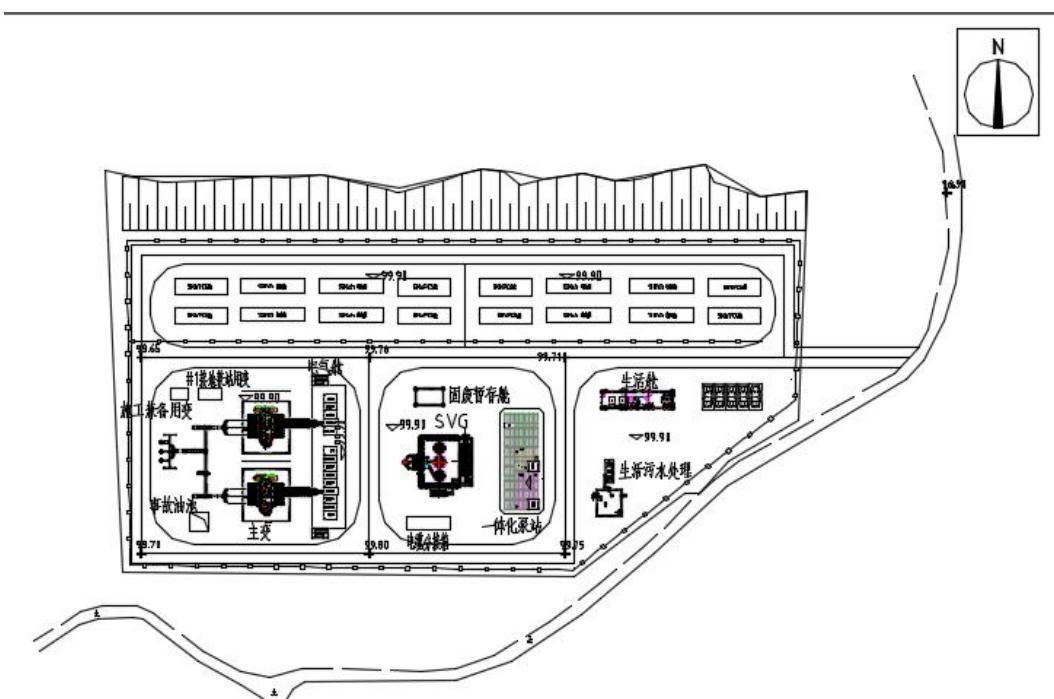


图9.4.3-1 升压站平面布置图

9.4.6.2 升压站防排洪

升压站室外地坪暂定为99.9m。站址北侧回填高度为6m~8m，南挖方高度为2m~6m。四周采用浆砌片石挡墙和砌片石护坡。

9.4.6.3 升压站道路

1) 进升压站道路

新建进升压站道路长490m，道路路面宽4.5m，站前200m采用公路型水泥混凝土道路，其余290m采用碎石路面，由站区北侧道路引接，道路纵坡不大于6%。

2) 升压站内道路，采用混凝土道路，宽4.0m，转弯半径主变区环形道

路为9m，其它区转弯半径不小于7m。

3) 配电区地面处理

为方便检修、巡视，配电装置设备周围地面铺设碎石。生活办公区场地铺设方砖。

9.4.6.4 围墙

站区围墙采用2.3m高0.24m厚实体砖围墙，毛石及挡土墙基础。大门标识墙选用业主单位公司标准式样。

9.4.6.5 主要技术指标表

主要技术经济指标表

编 号	项 目	单 位	数 量	备 注
1	升压站区总用地面积	hm ²	1.1215	
2	围墙上用地面积	hm ²	0.8791	
3	站内主电缆沟长度	m	800	
4	站区围墙长度	m	535	
5	站区场地平整	m ³	23200	填方
		m ³	8400	挖方
6	站内道路面积	m ²	2240	
7	站内广场面积	m ²	1000	
8	碎石铺砌地坪面积	m ²	2300	
9	进站道路	m	490	道路宽度4.5m

第 10 章 施工组织设计

10.1 施工条件

10.1.1 施工场地

施工场地可利用升压站站区及周边空地，场地能够满足现场施工的要求。

10.1.2 施工力能条件

施工变电源来自附近农网，施工变永临结合，施工电源 10kV 线路长度 1.5km。施工用水采用附近村庄引接，长度 1.5km。

10.1.3 建筑材料

各种建筑材料均可从邻城县地区采购。

10.1.4 施工特点

电站阵列支架、基础施工需分散进行，电池组件安装可集中施工。

10.2 施工总布置

10.2.1 施工总布置原则

充分利用、方便施工的原则进行场地布置，既形成施工需要的生产能力，又力求节约用地。施工总平面布置按以下基本原则进行：

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

(2) 施工机械布置合理，施工用电充分考虑其负荷能力，合理确定其服务范围，做到既满足生产需要，又不产生机械的浪费。

(3) 总平面布置做到永临结合，节约投资，降低造价。

(4) 施工场地布置

施工临建工程主要有综合加工厂、材料仓库、设备仓库以及生产、生活建筑等。

(1) 混凝土系统

本工程混凝土主要为建筑基础混凝土、设备基础混凝土及垫层混凝土，采用 2 台 JD250 型强制式搅拌机拌制混凝土。

(2) 砂石料系统

本工程不设砂石料加工系统，设砂石料堆场。

(3) 机械修配及综合加工厂

考虑到本工程施工规模，选用设备为中小型设备，因此在施工区设必要的小型修配系统即可满足工程施工机械修配需要。

(4) 电池板、箱式变压器等设备堆放场

在方阵间空地处设电池板、箱式变压器等设备堆放场，满足机械停放和电池板及设备堆放要求。

工程临时设施布置在方阵区内空地处，建筑面积 500m^2 ，占地面积 6000m^2 ，临时设施特性见表 10-1。

表 10.2-1 施工临建占地面积表

名 称	占地面 积 (m^2)
混凝土搅拌站及砂石料场	1400
混凝土构件预制场	600
钢筋加工场地	500
木材加工场地	500
临时宿舍及办公区	1000
仓储及光伏组件堆场	2000
小 计	6000

10.2.2 土石方平整工程量

本工程土石方开挖量为 1.74 万 m^3 ，回填量为 3.32 万 m^3 。

10.3 施工交通运输

10.3.1 对外交通运输

站区位于郯城县泉源镇区域内，区域紧邻 X016 乡道。站区道路与现有乡村公路相连，再与 G205 国道相连接，可满足施工期间运输要求。

10.3.2 场内交通运输

本工程站址范围内为山地。在施工中规划好固定的临时通道，即可满足运输条件。升压站内道路路宽 4.0m ，采用混凝土路面；站址内检修道路路宽

3.5m，采用泥结碎石路面。

10.4 工程建设用地

根据光伏电站施工特点及各发电单元的相互独立性，电池组件安装的时差性，电池组件周边的空地可作为临时的施工区，故本工程不考虑独立的临时占地。工程站址用地属于电厂所有。

工程租地面积如下：

光伏区租地面积：160.6hm²；升压站征地：1.1215hm²

10.5 主体工程施工

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

10.5.1 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。

10.5.2 土建工程总体施工方案

(1) 土建施工本着先地下、后地上的顺序，依次施工办公生活区、生产区、箱式变压器、光伏组件基础以及±0.00m以下地下设施。

(2) 接地网、地下管线主线与相应的地下工程设施（给排水、消防管道、电缆沟道）同步施工，电缆管预埋与基础施工应紧密配合，防止遗漏。

(3) 基础施工完后即回填，原则上要求影响起重设备行走的部位先回填。起重机械行走时要采取切实可行的措施保护其下部的设备基础及预埋件。

10.5.3 光伏发电组件基础施工

光伏设备基础采用钢筋混凝土灌注桩基础。施工应该分期分块进行，按施工工序逐步进行施工。

测量放样→钻机就位→钻机造孔→清孔→注垫层细石混凝土→振捣→插入型钢→补注细石混凝土→振捣→成型→养护。

桩基的施工应执行国家现行标准，并应符合下列要求：

- (1) 施工时先在已平整好的场地上准确放样出桩位中心点。
- (2) 采用钻机造孔，按设计要求成孔。
- (3) 成桩设备的就位应稳固，设备在成桩过程中不应出现倾斜和偏移。
- (4) 入桩施工过程中，桩身应保持竖直，不应偏心加载。
- (5) 采用桩式支架基础的强度和承载力检测，宜按照控制施工质量的原则，分区域进行抽检。
- (6) 支架桩基尺寸允许偏差应符合相关规范要求。

10.5.4 光伏组件安装

本工程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→紧固所以螺栓→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，插接要牢固，引出线应预留一定的余量。

10.5.5 箱式变压器基础施工及安装

(1) 基础施工

箱式变压器的基础采用混凝土基础。首先用小型挖掘机进行基坑开挖，并辅以人工修正基坑边坡，基坑开挖完工后，应将基坑清理干净，进行验收。

基坑验收完毕后。浇筑基础混凝土时，先浇筑垫层，待混凝土凝固后，再进行绑扎钢筋、架设模板，浇筑基础混凝土，混凝土经过 7d 的养护期，达到相应的强度后即可进行设备安装。

（2）箱式变压器的安装

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。

10.5.6 电缆支架安装与电缆敷设

电缆支架及电缆在安装前应仔细对图纸进行审查、核对，确认电缆支架的规格、层数是否满足设计要求，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。

电缆支架及电缆在安装前，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。

电缆支架及电缆的使用规格、安装路径应严格按设计进行，电缆支架的安装层数应符合设计规定。电缆桥架及电缆达到现场后，应严格按规格分别存放，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，支架上每敷设完一层电缆应及时整理绑扎好，不允许多层电缆敷设完后再一起整理。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。

10.5.7 升压站土建施工

升压站内主要为电气设备预制舱及生活舱，施工顺序大致为：施工准备

→场地平整、碾压→基础开挖→预制舱基础施工→安装整体预制舱。

(1) 基础施工

升压站场地清理，采用 132kW 推土机配合人工清理。然后用 16t 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（包括基础之间的地下电缆沟）。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。施工时要同时做好各种沟、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、中控楼的地下电缆、管沟等隐蔽工程。

10.5.8 施工需要注意的问题

10.5.8.1 暴雨季节施工措施

(1) 现场总平面布置，应考虑生产、生活临建设施、施工现场、基础等排水措施；

(2) 雨季前，应做好排洪准备，施工现场排水系统应完整畅通；

(3) 做好道路维护，保证运输畅通；

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

10.5.8.2 高温季节施工措施

(1) 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，并尽量利用低温时段或夜间浇筑；

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

10.5.8.3 冬季施工措施

冬季施工要做好防滑防冻措施。

(1) 混凝土的防冻措施，具体如下：

● 搅拌过程的防冻措施

冬季混凝土施工，如果气温低于 5℃，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℃左右，保

证混凝土的出罐温度大于 10℃，防冻剂的掺量按规范进行，并在施工前进行试配。

● 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。

● 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℃以上，当新老混凝土接触面的温度低于 2℃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。

(2) 钢结构工程的冬期施工：

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。

钢结构安装需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。

10.5.9 主要施工机具

根据光伏电站的特点，施工面比较集中，无重大件等特殊运输安装设备。施工主要机具见下表 10.5-1。

表 10.5-1 主要施工机械表

序号	设备名称	规格型号	单位	数量
1	汽车式起重机	50t	台	1
2	混凝土搅拌站	HZQ25	套	1

序号	设备名称	规格型号	单位	数量
3	混凝土搅拌运输车	6m ³ /h	台	1
4	混凝土搅拌机	400L	台	2
5	灰浆搅拌机	JI-200	台	1
6	内燃叉车	载荷能力 2t	台	1
7	拉水汽车	8000L	辆	1
8	内燃压路机	15t	辆	1
9	钢筋调直机	Φ14 内	台	1
10	钢筋切断机	Φ40 内	台	1
11	钢筋弯曲机	Φ40 内	台	1
12	柴油发电机	120kW	台	1
13	反铲挖掘机	1m ³	台	2
14	钎入式振捣器	CZ-25/35	台	2
15	交流电焊机		台	5
16	小型装载机	ZL20	台	1

10.6 施工总进度

本工程计划总工期为 12 个月。

表 10.6-1 项目实施初步进度表（12 个月）

项目	工 期											
	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
施工准备												
设备招投标及采购												
初步设计及施工图设计												
光伏组件及箱变、升压站土建施工												
设备安装												
调试												

第 11 章 工程管理设计

11.1 工程管理机构

根据生产和经营的需要，结合光伏电场运行特点，遵循精干、统一、高效的原则，对运营机构的设置实施企业管理。本期工程拟定定员标准为 3 人，采用第三方委托运维管理方式。

11.2 主要生产生活设施

11.2.1 生产区主要设施

本工程站内设置主变、SVG 变压器/箱式变电站等。

11.2.2 生产、生活电源及备用电源

本光伏电场生产、生活电源取自站用变低压侧，备用电源取自附近 10kV 电源，距离大约 1.0km，供水水源来自附近自来水管网，长度 1.0km。

11.2.3 生产、生活供水设施

本工程施工用水、生活用水由打水井网引接。可作为升压站运行后的生活用水。

11.2.4 工程管理内部和外部通信方式和设施

光伏电场内部和外部通信方式和设施详见本报告中通信章节。

第 12 章 环境保护与水土保持

12.1 环境保护

12.1.1 设计依据和环境保护目标

12.1.1.1 设计依据

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》
- (3) 《中华人民共和国水污染防治法》
- (4) 《中华人民共和国水土保持法》
- (5) 《中华人民共和国可再生能源法》
- (6) 《中华人民共和国大气污染防治法》
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》
- (8) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》
- (9) 《环境影响评价技术导则 总纲》
- (10) 《环境影响评价技术导则 生态影响》
- (11) 《环境影响评价技术导则 地面水环境》
- (12) 《环境影响评价技术导则 大气环境》
- (13) 《环境影响评价技术导则 声环境》

12.1.1.2 本工程执行的环境评价标准

本工程拟执行下述环保标准，具体标准将按本工程环评报告批复标准执行。

- (1) 《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准
- (2) 《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准
- (3) 《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准
- (4) 《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
- (5)一般固体废物执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2020)，危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)。
- (6) 《电磁环境控制限值》(GB 8702-2014)

12.1.1.3 设计任务和环境保护目标

经过对本项目的环境保护设计，分析环境与本项目间的相互影响要素，并采取有效措施使不利因素的影响减至最低程度，使项目场区及其周围环境在本项目建设与运行期内都得到很好的保护，进而使工程与其周围环境之间达到相互和谐发展的目标。

根据该项目及其所处环境特点，生态环境保护对象主要为项目所在区域的植被生态系统。环境保护目标是生态环境恢复到项目区规划目标；声环境达到区域环境噪声质量标准 2 类标准限值；大气环境达到环境空气质量标准二级标准。

12.1.2 环境概况

(1) 自然环境

郯城县隶属于山东省临沂市，位于山东省最南部，地处鲁苏交界，南临江苏省邳州、新沂、东海三市县，北半部与临沂市临沭县、河东区、罗庄区、兰陵县接壤。是山东省南大门、齐鲁大地与江淮地区交往的重要交通要道。郯城县总面积 1195km²，2020 年年末，郯城县总人口 104.54 万人。

郯城县地处鲁中南低山丘陵南部、临郯苍平原腹心地带，地势北高南低，地面平均比降为二千五百分之一，海拔 26~58m。

郯城县属暖温带季风区半湿润大陆性气候，四季分明，雨热同季。历年来年平均气温 13.9℃，年平均降水量 867.7mm。

(2) 厂址概况

项目场址位于临沂市郯城县泉源镇，本项目不涉及生态保护红线、自然保护区、风景名胜区等特殊生态敏感区。场址周边 200m 范围内有村庄和河流分布。

12.1.3 施工期环境影响分析及防治措施

12.1.3.1 大气环境影响分析和污染防治措施

施工期大气污染源主要是各类施工机械与车辆运输产生粉尘和飘尘，以及施工机械产生的燃油废气等。为有效控制施工期间的大气环境影响，建设单位拟采取防治措施如下：

(1) 扬尘

- ①施工场地定期洒水，防止浮尘产生，在大风时加大洒水量及洒水次数；
- ②施工场地内运输通道及时清扫、洒水，减少汽车行驶扬尘；

- ③运输车辆进入施工场地低速行驶或限速行驶，减少扬尘量；
- ④灰渣、水泥等易起尘原料，运输时应采用密闭式槽车运输；
- ⑤起尘原材料覆盖堆放；
- ⑥所有来往施工场地的多尘物料均应用帆布遮盖；
- ⑦尽量采用商品（湿）水泥和水泥预制件，少用干水泥。

采取上述措施后能有效减轻扬尘对环境的影响。

（2）燃油机械废气

针对机动车尾气污染，应尽量选用低能耗、低污染排放的施工机械和运输车辆等，并加强施工机械的管理、保养、维护，减少因其状况不佳造成的空气污染。

12.1.3.2 水环境影响分析和污染防治措施

施工期间，基础工程、混凝土工程会产生少量灰浆水、冲洗水等建筑废水，项目施工场地需设置废水沉淀池，废水经简易沉淀池处理后回用于施工场地喷洒，不外排，对水环境影响较小。

施工人员将产生少量生活污水，在施工营地建设临时防渗旱厕，生活污水排入临时旱厕，定期清掏不外排。

12.1.3.3 施工噪声

施工单位应尽量选用低噪声设备和施工工艺。尽量缩短高噪声机械设备的使用时间，特别是高噪声施工机械应控制在昼间工作时间运行。如需 24 小时施工，必须在工程所在地环保部门办理夜间施工许可证，同时做好与附近居民的沟通工作。施工中还应加强各种机械设备的维修和保养，使设备性能处于良好状态，减少运行噪声。

加强道路交通管理，运输车辆经过居民区时应适当减速行驶，并禁鸣高音喇叭。加强道路养护和车辆的维修保养，降低机动车辆行驶速度。同时，加强对施工人员的环保教育，提高全体施工人员的环保意识，坚持文明施工、科学管理。

12.1.3.4 施工固体废物

固体废物主要是建筑垃圾和施工人员生活垃圾。建筑垃圾需及时清运至最近的建筑垃圾场进行处理；生活垃圾集中分类收集，定期送往当地环卫部门指定垃圾中转站，由环卫部门统一处理，不外排。

12.1.3.5 生态环境

在施工建设过程中，通过采取规定车辆行驶路线、施工器材集中堆放等措施，尽量减少施工占地及临时占地，最大限度的减少对地表原貌的生态破坏。施工结束后，在光伏组件阵列下及阵中恢复原有植被，能起到较好的生态恢复及水土保持效果。

施工活动要控制在征地范围内，尽量减少对周边的影响。场内连接各发电机组的道路尽量利用原有道路，以便减少对原有地表的破坏，对坡度较大的边坡应采用砌体护坡、对裸露地面应绿化以防止水土流失。

通过落实上述措施，本项目对周边生态环境影响和项目建设所带来的水土流失可得到有效减缓。

12.1.4 运营期环境保护措施

12.1.4.1 噪声

光伏组件在运行过程中基本不产生噪声，运营期噪声主要来源于升压站内主变等电气设备运行发出的噪声。采用低噪声设备；加强对主变等电气设备的维护，使其处于良好的运行状态，避免对周围声环境产生干扰。

12.1.4.2 光污染

为了高效利用太阳能，太阳能电池板本身生产工艺也要求尽量减少光的反射。太阳能电池板主要是晶硅电池和钢化玻璃压制而成，晶硅电池制造时加入了防反射材料，对光线的反射率极低；钢化玻璃表面进行了磨砂处理以减少对光线的反射。站址周围较为空旷，无高大建筑和设施。电池板安装时要选择最佳阳光入射角度以最大限度利用太阳能，电池板倾角向上，不会对地面居民生活及交通产生影响。

由此可见，太阳能电池板对光线的反射是有限的，远不及水面对光的反射造成的影响，基本不会对人的视觉以及飞机的运行产生不利影响，也不会对居民生活和地面交通产生影响。

12.1.4.3 生活污水

光伏发电是清洁能源，运行期没有生产废水，只有少量运行人员的生活污水，运行人员在升压站内办公，生活污水经升压站内污水处理系统处理达标后回用于项目区道路洒水、绿化等。

12.1.4.4 固体废物

生活垃圾：生活垃圾分类收集后运往环卫部门指定地点处置，对周围环境影响较小。

废光伏电池：废旧或故障的太阳能电池组件由厂家维修和回收，对周围环境影响较小。

危险废物：主变和箱变若出现故障，会存在漏油风险；升压站内更换的废旧铅酸蓄电池，将存在泄漏危险，这些危险废物处置不当，将会对周围土壤及地下水环境造成影响。

废变压器油将由运行单位及时通知有资质的危废处理合作单位到现场对事故油池内的废油抽取并运走，若箱变的废油不能及时运走，则在升压站内危废暂存间暂存，定期由有资质单位运走并处置。废旧铅酸蓄电池在危废暂存间内暂存，由有资质的危废处理合作单位定期清运并处置。

12.1.4.5 电磁环境影响

升压站运行时会产生一定的电磁环境影响，根据相同规模已运行升压站的类比电磁环境影响数据，升压站运行期产生的工频电场、磁场均能满足工频电场 4kV/m 、工频磁感应强度 $100\mu\text{T}$ 的标准要求。因本项目距离居民区较远，可以认为升压站产生的电磁环境影响不会对其附近居民身体健康产生影响。

12.1.5 环境保护结论

光伏发电是将太阳能转换为电能，在转换过程中没有污染物排放。与相同容量的燃煤电厂相比，可节约煤炭资源和减少污染物排放。

本工程建成后年发均电量约为 14801.80万 kWh ，根据中电联发布的《中国电力行业年度发展报告 2024》中相关数据，以供电标煤耗 301.6g/kWh 为基准，年可节约标准煤约为 4.5 万吨，每年可减排 CO_2 约为 12.2 万吨，减排 SO_2 约为 12.4 吨， NO_x 约为 20.3 吨，烟尘约为 2.2 吨。此外，每年还可节约用水，并减少相应的废水排放和温排水，节能减排效益显著。

12.2 水土保持设计

12.2.1 设计依据

(1) 《中华人民共和国水土保持法》（中华人民共和国主席令 1991 年第 49 号发布，2010 年第 39 号修订）

(2) 《生产建设项目水土保持技术标准》（GB 50433-2018）

- (3) 《生产建设项目水土流失防治标准》(GB/T 50434-2018)
- (4) 《水土保持工程设计规范》(GB 51018-2014)
- (5) 《生产建设项目水土保持监测与评价标准》(GB/T 51240-2018)

12.2.2 水土流失现状

郯城县土壤侵蚀类型为水力侵蚀，侵蚀强度为轻度侵蚀。该区域属于北方土石山区，容许土壤流失量为 $200 \text{ t}/(\text{km}^2 \cdot \text{a})$ 。

根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》(办水保〔2013〕188号)和《山东省水利厅关于发布省级水土流失重点预防区和重点治理区的通告》(山东省水利厅鲁水保字〔2016〕1号)，确定本项目区不属于沂蒙山泰山国家级水土流失重点治理区，也不属于山东省水土流失重点治理区。

12.2.3 水土流失防治责任范围

按照“谁开发谁保护、谁造成水土流失，谁负责治理”的原则和《开发建设项目水土保持技术规范》有关规定，本工程水土流失防治责任范围包括工程建设区(永久征地、临时占地)和直接影响区。

12.2.4 水土流失危害分析

主体工程在建设过程中，由于扰动了原地貌，破坏了原水土保持设施，加剧了水土流失，如不采取有效的水土保持措施，将对当地的水土资源及生态环境带来不利的影响，主要表现在：

(1) 污染环境，影响居民生产、生活。由于各类建筑物基础开挖、坑洼地回填及施工机械碾压等，部分裸露的地表易产生扬尘，污染空气，影响施工人员及周围居民正常的生产生活。

(2) 损毁植被面积，造成水土流失。在工程建设过程中，由于破坏了原有的自然地貌，损毁了地表植被，同时因扰动表土层，为各种侵蚀创造了条件，在降雨径流的作用下，易造成水土流失。

(3) 由于原有的自然地貌、地表植被损毁，施工裸地增加，入渗能力增强，土壤侵蚀模数及径流模数增加。

因此，必须针对生产建设项目水土流失的特点，采取相应的工程措施和植物措施，进行综合治理，保障主体工程建设和运行的安全，保护生态环境。

12.2.5 水土流失防治措施

本项目土石方综合利用后无弃方，不设置弃土场，符合水土保持要求。本项目水土流失防治分区：本项目水土流失防治分区分为光伏场区、升压站区、集电线路区、道路工程区、施工生产生活区等共5个防治分区。

本方案针对工程建设生产中各防治分区的水土流失情况，因地制宜地布置水土保持防治措施。

（1）光伏阵列区

工程措施：施工前先对箱变、逆变、电缆沟等基础开挖、回填占用田地区域进行表土剥离，施工结束后，拆除临时设施，清理平整场地。

植物措施：施工结束后及时回覆表土，恢复原有植被。

临时措施：临时堆土采取编织袋装土临时拦挡和编织布覆盖措施。

（2）升压站区

工程措施：施工前先对扰动区域中占用田地的部分进行表土剥离；对开挖回填边坡设置浆砌石块护坡措施，对升压站设置永久排水系统，对进站道路两侧设置永久排水系统。施工结束后，对升压站临时占地和电缆沟道占地进行全面整地。

植物措施：施工结束后在预留绿地处进行表土回覆，采取绿化措施恢复植被。

临时措施：在基础开挖前后洒水降尘；基础开挖后的土方集中堆存临时防护，土体表层采取防尘网苫盖。

（3）道路工程区

工程措施：施工前施工道路临时占地及进站道路占用田地区域按需剥离表层土；施工结束后，对临时道路占地和临时堆土占地进行全面整地；地面排水根据地形、地势设置边沟、排水沟等排水设施；根据道路现场实际情况对道路边坡进行防护。施工结束后，对道路两侧空地进行清理平整，覆土。

植物措施：在道路两侧进行地表种草，上层种植林木，做到地表不裸露。

临时措施：土方开挖临时堆土拦挡、防护措施等。

（4）集电线路区

工程措施：施工前先对电缆及塔基占用田地区域进行表土剥离；施工结束后进行土地整治，表土回覆。

植物措施：位于农田的恢复农田植被，其他采取撒播草籽的方式进行植

被恢复。

临时措施：土方开挖临时堆土拦挡、防护措施等。

（5）施工生产生活区

该区包括施工营地、施工加工场地等占地，属于临时占地，后期土地整治后撒播草籽促进自然恢复。

工程措施：在施工营地等使用结束后，对其采取场地平整措施，及时拆除临时建构筑物、清理现场杂物，建筑垃圾等应外运至垃圾填埋场，不得随意倾倒。平整时采用机械的方式对扰动迹地内的松散土石进行平整、压实。

植物措施：为促进自然恢复，实施撒播草籽。

临时措施：考虑在拆除临建后采取洒水措施，一方面抑尘，一方面促进自然修复。

12.2.6 水土保持监测

水土保持监测内容包括水土流失自然影响因素、项目施工全过程各阶段扰动土地情况、水土流失状况、水土流失防治成效、水土流失危害等。

采取卫星遥感、无人机遥感、地面观测、实地调查量测、查阅资料等多种方法，对本项目水土流失进行定量监测和水土保持措施实施情况调查统计。

12.2.7 水土保持防治效果分析

通过采取水土保持工程措施和植物措施及临时措施，使建设区内的施工扰动、占压、破坏土地得到及时治理，使本项目在生产运行期得到全面有效防护。

本工程采取的各项水土流失防治措施将根据水土保持方案报告及批复意见进一步调整和完善。

第 13 章 劳动安全与职业卫生

13.1 设计依据、任务与目的

- (1) 《中华人民共和国劳动法》（中华人民共和国主席令〔1995〕第 28 号，2018 年第二次修正）
- (2) 《中华人民共和国安全生产法》（中华人民共和国主席令〔2021〕第 88 号修正）
- (3) 《中华人民共和国职业病防治法》（中华人民共和国主席令〔2011〕第 52 号，2018 年第四次修正）
- (4) 《工业企业设计卫生标准》（GBZ1—2010）
- (5) 《光伏发电站安全规程》（GB/T 35694—2017）
- (6) 《建设项目安全设施“三同时”监督管理办法》2015 年总局令第 36 号，总局 77 号令修订）
- (7) 《建筑设计防火规范》（GB50016—2014）2018 版
- (8) 《建筑物防雷设计规范》（GB50057—2010）
- (9) 《安全标志及其使用导则》（GB2894—2008）
- (10) 《安全色》（GB2893—2008）
- (11) 《安全标志及其使用导则》（GB2894—2008）
- (12) 《固定式钢梯及平台安全要求第 1 部分：钢直梯》（GB4053.1—2009）
- (13) 《固定式钢梯及平台安全要求第 2 部分：钢斜梯》（GB4053.2—2009）
- (14) 《固定式钢梯及平台安全要求第 3 部分：工业防护栏杆及钢平台》（GB4053.3—2009）
- (15) 《光伏发电站安全规程》（GB/T 35694—2017）

13.2 工程安全与卫生危害因素分析

13.2.1 施工期主要危险、有害因素分析

- (1) 高处坠落

本工程施工时存在高空坠落危险因素，可能导致人员伤残、死亡。

- (2) 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。

(3) 机械伤害

本工程施工中使用的机械设备较多，存在机械伤害因素。

(4) 触电伤害

本工程施工中使用的用电设备较多，存在触电伤害因素。

(5) 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交通事故伤害危险。

(6) 传染性疾病

本项目施工过程中，施工人员集体生活、集体用餐，存在发生传染性疾病的隐患。

13.2.2 运行期主要危险、有害因素分析

(1) 太阳能电池阵列触电伤害

太阳能电池阵列是光伏电站的主要发电设备，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) 变压器、变电站配电设备触电伤害、火灾及爆炸伤害

本工程布置有升压站、箱式变电站及若干其它电气设备。这些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及控制电缆、光缆等，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) 设备的噪声污染

升压站内电气设备等会产生低频噪声，噪声会对巡检人员产生一定影响。

(5) 高处坠落及机械伤害

本工程布置有较高的建筑物等设施，这些部位在维护时存在高处坠落及机械伤害因素。

(6) 雷击

太阳能电池阵列占地面积较大，遇雷暴发生时，存在雷击危险因素，能

导致设备损坏，引起运行事故或人员伤残、死亡。

(7) 大风

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。

(8) 雪灾

雪灾发生时，大雪有可能覆盖光伏电池组件板面，严重影响发电，造成运行事故。输电线积冰可能导致电线断裂，影响电力送出。

13.3 对策与措施

13.3.1 施工期劳动安全卫生主要对策措施

(1) 各施工单位应根据《中华人民共和国安全生产法》和国家有关安全生产规定，按照“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，结合建设工程的实际，制定安全生产责任制和规章制度，切实可行的应急预案，杜绝事故发生。

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

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

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

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

(6) 施工场地在夜间施工或光线不良的区域施工应加装照明设施。

(7) 高空焊接前必须清理焊接点下方的易燃、易爆物品，且不允许下方有人员活动。在交叉施工中，施工人员应密切配合，相互协作，保证施工质量。

(8) 施工期间应组织好相关物质、原材料的物流运输及管理，统筹车辆出入，加强车辆、道路与人员的管理，避免意外交通事故。

(9) 各种机械设备和车辆严禁无证人员操作，并对各种机械设备进行定期检修或更换。

(10) 用电作业应做好安全防护措施，必须进行接地保护。严禁一闸多机作业。对电缆进行绝缘检验，在施工用电的电缆周围禁止堆放易燃物品。高压设备要有警示牌。

(11) 加强工地食堂用餐管理，做好餐后残余垃圾清扫和处置工作，确保施工工地环境卫生安全。

13.3.2 运行期工程安全卫生设计

13.3.2.1 防火及防爆

为防止火灾的发生和蔓延，本工程在设计上充分考虑防火和灭火的方案，并采取切实有效的措施，发生火灾危险性较大的设施均单独布置；对不同类型的爆炸源和危险因素分别采取相应的防爆措施，同时，在生产过程中严格执行安全操作规程，落实各项管理措施，从根本上防止火灾和爆炸的发生。

根据“预防为主，防消结合”的消防指导方针和《建筑设计防火规范》的有关规定。设计时按以下原则考虑：变电所内建筑物、设备的耐火等级应符合规范要求；按规范设计开闭所、堆场、储罐之间，以及内部设备之间，建筑物之间的防火净距；根据容量大小和重要性，选择灭火器；防止电缆火灾蔓延的阻燃或分隔措施。

本工程各建筑物内配置手提式磷酸铵盐干粉灭火器，在通向控制室的墙

洞及盘柜底部开孔处采用电缆防火堵料、填料或防火包等。电缆从室外进入配电室内的入口处、电缆接头处以及长度超过 100m 的电缆沟，均应采取防止火灾蔓延的阻燃或分隔措施。

太阳能电池板为非易燃物，太阳能电池组件板之间留有消防通道。

2) 工程防爆安全设计

变压器设有泄压装置，以防止在设备故障保护装置失灵、通过泄压装置释放内部压力时，伤害工作人员。设备的选型和采购均符合现行相关规范。

13.3.2.2 防雷接地

(1) 防雷

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

① 直击雷保护

光伏电池组件边框为金属材质，将光伏电池组件边框与支架可靠连接，然后与接地网连接，为增加雷电流散流效果，可将站内所有光伏电池组件支架可靠连接。

在无功补偿装置附近设置独立避雷针，以实现直击雷保护。电气室屋顶设置避雷带，以实现对户内设备的直击雷保护。

② 配电装置的雷电侵入波保护

送出线全线架设避雷线作为升压站设备的第一道外过电压保护，用于减小进入升压站的雷电流幅度以及雷电波的陡度。

(2) 接地

充分利用每个光伏电池组件基础内的钢筋作为自然接地体，根据现场实际情况及土壤电阻率敷设不同的人工接地网，以满足接地电阻的要求。

13.3.2.3 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建筑物屋顶、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《高压配电装置设计技术规程》(DL/T 5352-2018) 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) 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。

(8) 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。

(9) 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。

(10) 电气设备的外壳和钢构架在正常运行中的最高温升：运行人员经常触及的部位不应大于 30K；运行人员不经常触及的部位不应大于 40K；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。

(11) 电气设备的防护围栏应符合下列规定：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；网状围栏的高度不应小于 1.7m，网孔不应大于 40mm×40mm；所以围栏的门均应装锁，并有安全标志。

(12) 加强从事电气工作的人员的安全培训教育，巡回检查及操作时穿戴绝缘鞋、绝缘手套、护目眼镜等。

13.3.2.4 防机械及防坠落伤害

(1) 机械设备的布置满足有关国家安全卫生有关标准的要求，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。

(2) 需上人巡视的屋面设置净高不小于 1m 的女儿墙或固定式防护栏杆。

(3) 进行维护检修，应采取防坠落措施，使用绝缘工器具、安全绳等防护用品。

13.3.2.5 防大风、防沙尘暴、防雪灾

(1) 在选择太阳能电池组件、逆变设备、输电线路及其辅助设备时，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) 在电池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) 在人员经常停留的室内场所或有防冻要求的设备间内设置采暖系统。

(5) 室外主要发电设备防护等级满足防沙尘暴的要求。

(6) 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。

(7) 做好大风、沙尘暴、雪灾等的事故应急预案。

13.3.2.6 通风、空调设计

升压站内生产预制舱设施其舱内供暖、通风、空调设施由预制舱厂家负责设计及安装。生活泵房采用自然通风。卫生间内设排风扇排除室内废气。

光伏电站的运维人员较少，供暖、空调设备采用分散式布置，提高设备利用的灵活性。电暖气设置温控装置。

13.3.2.7 照明措施

本工程照明系统分为正常照明系统和应急照明系统。站内正常照明用电源引自站用变低压侧。控制室设置应急灯照明，应急照明正常不投入运行。在控制室出入口处装设应急指示灯，其电源接至正常照明网络，当正常照明网络失电时，应急指示灯由自备的蓄电池供电。

光伏组件设备可靠，故障率低，维修简单，且夜间光伏阵列不发电，故光伏场区夜间不需要巡视检修，故不设置照明。

逆变器单元及就地升压箱变内，均由其自身交流电源提供照明电源，以供需要时使用。

13.3.2.8 防低温和高温伤害

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

措施。

运行检修人员室外作业应避开日高温时间段，避免高温危害，对需连续进行的工作，可采取定时更换工作人员，减少工作人员在高温环境下的作业时间以减免高温危害。

13.3.3 安全标志及安全色

对工作场所进行色彩调节设计，有利于增强识别意识，精力集中，减少视力疲劳。调节人员在工作时的情绪，提高劳动积极性，达到提高劳动生产效率、降低事故发生率的目的。

根据《安全色》(GB2893-2008)和《安全标志及其使用导则》(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。

13.3.4 安全教育培训

根据国家有关安全方面的法律、法规及标准，电站投产后需加强安全及职业卫生管理，有专人负责安全卫生教育培训。

(1) 必须经常对新增职工进行安全生产教育，组织安全生产操作技能培训，普及防火、防爆知识。该项工作由指定的管理人员监督实施和管理。

(2) 组织全厂职工学习生产安全和人身安全知识。传达上级有关劳动安全及工业卫生方面的文件。组织学习兄弟厂矿企业劳动安全的经验和教训。编制本厂劳动安全及工业卫生守则，监督贯彻执行。

(3) 生产经营单位的特种作业人员必须按照国家有关规定经专门的安全作业培训，取得特种作业操作资格证书，方可上岗作业。

(4) 本工程投入运行后，电站的安全管理网络必须覆盖本工程的各个部门，安全管理等部门必须对投入运行的机组及相关活动制定监督管理制度。

(5) 领导和安技部门研究、分析安全生产形势，并分析可能发生的各种事故，特别是产生后果重大的事故，包括火灾、爆炸、大面积毒物泄漏中毒、洪涝灾害及水害事故、突发性灾害等，并制定有针对性的预防对策措施，分清主、次、缓急及严重程度。

(6) 在招收人员时进行职业适应性测试，提高重要岗位（如控制室、值班人员等）作业人员的文化素质要求；对新职工、变换工种职工进行技术培

训和安全生产教育，开展危险预知活动，提高危险辨识能力；制定应急救援预案，定期进行事故处理和防灾自救的训练，包括紧急情况下的应急措施、自救互救知识，按规定发放并正确使用防护用品和消防器材等。

13.3.5 应急处理及事故应急救援预案

对本工程易发生重大事故的场所及系统，依据重大事故预防政策和安全管理体系建立事故应急处理及救援预案，并定期开展预案演练（包括紧急情况下的急救措施、自救互救知识、正确使用防护用品和消防器材等），提高职工对危险的辨识能力，增强职工预防和处理突发性事故的技能。并对重大危险源上报安全生产监督管理部门备案。

为了加强对电站生产过程中事故的控制，抑制事故蔓延扩大，减少人员伤亡和财产损失，根据事故的性质和特点编制事故应急救援预案。事故应急救援预案包含以下主要内容：

- (1) 参加事故救援预案的人员组成、分工、通知方法和顺序等。
- (2) 可能发生事故地点的自然条件、生产条件以及预计事故的性质、原因和预兆。
- (3) 处理各种事故的具体措施，以及为实现措施所需要的工程、设备、材料等的数量，使用地点和方法。
- (4) 通讯联络方法。
- (5) 现场人员的行动准则。
- (6) 可能影响范围内的非现场人员的行动准则。
- (7) 设施关闭程序。

13.4 结论

本工程不存在传统发电技术（例如燃煤发电）带来的污染物排放和劳动安全问题，劳动者的劳动安全条件较好。

本工程设计中对防火防爆、防雷、接地、防电气伤害、防机械及防坠落伤害、通风空调、照明、防高低温等方面采取了相应的技术防范措施，力图做到避免事故，尽可能将危害职工劳动安全和职业卫生的各种因素控制到最小或最低程度，为电厂安全生产、减少事故发生以及保障职工的安全创造了较好的条件。

为使上述设计的各项技术措施、防范设施得以实施，在施工中要确保工

程质量，保证劳动安全设施与主体工程同时施工、同时投产。电厂投产运行后应严格执行运行、检修、操作规程，本工程将在劳动安全和职业卫生方面达到良好的效果。

第 14 章 节能降耗分析

本工程建成后年发均电量约为 14598.85 万 kWh，根据中电联发布的《中国电力行业年度发展报告 2024》中相关数据，以供电标煤耗 301.6g/kWh 为基准，年可节约标准煤约为 4.4 万吨，每年可减排 CO₂ 约为 12 万吨，减排 SO₂ 约为 12.2 吨，NO_x 约为 20 吨，烟尘约为 2.2 吨。因此在增加发电量的同时，对当地的大气环境质量不产生任何影响。

14.1 设计原则和依据

14.1.1 设计原则

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

(2) 通过经济技术比较，采用新工艺、新结构、新材料。拟定合理的工艺系统，优化设备选型和配置，满足合理备用的要求。优先采用先进的且在国内外成熟的新工艺、新布置、新方案、新材料、新结构的技术方案。

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

(4) 严格控制电站用地指标、节约土地资源。

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

(6) 贯彻节约用水的原则，积极采取节水措施，“一水多用”。

(7) 提高电站综合自动化水平，实现全场监控和信息系统网络化，提高电站运行的安全性和经济性，为实现现代化企业管理创造条件。

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

14.1.2 设计依据

《中华人民共和国节约能源法》第三章规定：用能单位应当按照合理用能的原则，加强节能管理，制定并组织实施本单位的节能技术措施，降低能耗。用能单位应当开展节能教育，组织有关人员参加节能培训；加强能源计

量管理，健全能源消费统计和能源利用状况分析制度。

本项目在建设和营运中，将遵循如下主要的国家和地方的合理用能标准和节能设计规范：

- (1) 《中华人民共和国节约能源法》（2018 修正）
- (2) 《中华人民共和国可再生能源法(修正案)》中华人民共和国(2009)

23 号

- (3) 《中华人民共和国建筑法》（2019 修正）
- (4) 《中华人民共和国清洁生产促进法(修正案)》中华人民共和国(2012)

54 号

- (5) 《固定资产投资项目节能审查办法》（国家发展和改革委员会 2016 第 44 号令）

(6) 《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修改）

(7) 《民用建筑节能条例》国务院令第 530 号

(8) 《民用建筑节能管理规定》（建设部令第 143 号）

(9) 《公共建筑节能设计标准》（GB50189—2015）；

(10) 《采暖通风与空气调节设计规范》（GB50019—2003）

(11) 《电力变压器能效限定值及能效等级》（GB 20052—2020）

(12) 《电力网电能损耗计算导则》（DL/T686—2018）

(13) 《综合能耗计算通则》（GB/T2589—2020）

(14) 《企业节能量计算方法》（GB/T13234—2009）

14.2 施工期能耗种类、数量分析和能耗指标分析

本工程施工期消耗能源主要为电力、水资源、油料、临时施工用地和建筑材料等。

14.2.1 施工用电

(1) 根据光伏电站施工集中的特点，拟设一个施工电源，供钢筋制作场、生活、生产房屋建筑等辅助工程用电。光伏电站建筑工程施工电源利用就近电厂的电源，施工电缆送到施工现场的用电设备上。

(2) 现场施工用电设施要求：现场提供 380V 电源，场内用电线路的设计、安装、运行和维护按有关规程和规定进行，要加强施工用电的安全管理工作，从配电装置引出的低压回路，以敷设电缆为主，在施工区域的合理部

位布下级配电设施，室外布置的配电设备要有防雨设施，确保施工用电安全。

现场配电盘、箱应形式统一，颜色一致，并有明显的警示标示和定期检验合格标识，接地系统应符合标准。做好现场施工电源冬、雨季巡检工作，消除用电隐患。用电单位要采取措施节约用电。

(3) 经初步计算，本工程高峰期施工用电负荷为 150kW 左右。施工期耗电量估算约 26.3 万 kWh。

14.2.2 施工用水

本工程施工用水由建筑施工用水、施工机械用水、生活用水等组成。施工用水按永临结合考虑，在场地内打井供施工用水及将来的生活、消防、阵列清洗用水。本工程高峰期施工用水量为 30m³/d。施工期用水量较小，对区域内地下水资源影响较小。

14.2.3 施工临时用地

本工程施工临建工程主要有综合加工厂、材料及设备仓库、小型修配厂等临时生产设施和生活建筑设施。初步估算工程临时设施总面积为 2000m²。

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

14.2.4 建筑用材料

主要建筑物材料来源充足，所有建筑材料均可通过公路运至施工现场。主要建筑物材料及生活用品可从附近采购。

14.3 运行期能耗种类、数量分析和能耗指标分析

本工程运行期能源消耗主要为电力、水资源、油料等。

14.3.1 电气损耗

本工程发电设备损耗总量约为 516 万 kWh/a，该损耗在计算年平均发电量已经扣除。

14.3.2 建筑耗能

本工程的建筑耗能是预装舱的采暖、通风、供水、照明等的能源消耗。

14.3.3 水资源消耗

光伏电站运行期水资源消耗主要为运行人员生活、绿化用水、组件表面

清洗用水，厂区生活用水和杂用水平均日用水量为 $3\text{m}^3/\text{d}$ ，年用水量约 1095m^3 ；电池板冲洗用水：工程电池板冲洗用水年用水量约 1800m^3 ，采用罐车拉水，通过软管人工清洗。以上水量合计年总用水量 2895m^3 。

14.4 节能降耗措施

14.4.1 工程设计节能降耗措施

(1) 系统工程

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

本电站系统送出工程贯彻了节能、环保的指导思想，工程设计中已考虑电站建设规模、地区电网规划、电站有效运行小时数等情况，并结合电站总体规模考虑送出。

(2) 场址选择及电站布置

本电站布置紧凑，土地利用率高，电缆和场内道路长度相对较小。有利与降低工程造价、降低场内线路损失。

(3) 道路规划

本电站道路规划布置紧凑，土地利用率高。

(4) 变电工程

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

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

(5) 电气部分优化设计，节省材料用量。通过多种方案布置的比较，选择最优方阵布置，节约材料用量，节省电缆的长度。其主要措施如下：

a 降低子线路导线的表面电位梯度，要求导体光滑、避免棱角，以减少电量损耗，达到节能目的；

b 箱式升压站变压器、所用变压器等设备选用节能产品，降低变压器损

耗；

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

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

（6）土建部分

场区设计的合理与否关键在规划，在本电站的规划中着重抓总体规划。规划设计配合电气工艺在设计过程中充分考虑电站集电线路、送出线路的分布。

优化厂区电缆沟及综合管线的布置，做到布局合理，电缆敷设路径最佳。

考虑到我国是一个缺水的国家，在设计中要本着节约用水的原则，使用节水型卫生器具。管理站房生活污水经化粪池处理并消毒后排入污水集水池。化粪池定期清掏，清掏出的污泥外运。

建筑物维护材料避免使用实心粘土砖，积极推广新型建筑材料，采用能耗低的空心砌块、粉煤灰砌体。在设计过程中，重视建筑节能设计，降低建筑能耗，减少采暖负荷，在保证室内热环境及卫生标准的前提下，做好建筑采暖、空调以及照明系统设计，充分利用自然采光和自然通风，大力推广节能型门窗，提高建筑物的保温、隔热性能，确保单位建筑面积的能耗达标。

（7）线路工程

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

a 路径方案。

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

b 导线选型

结合电站有效运行小时数、建设规模、当地气候特点等条件选择合适的导线型号。通过集电线路负荷以及经济输送容量的计算，求得线路造价最低并且线路损耗最低来选择电站集电线路电压等级。

c 绝缘配合设计

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

14.4.2 建筑节能

(1) 建筑节能设计原则

a 贯彻国家有关法律法规，改善公共建筑室内环境，提高居民生活质量，并提高能源利用效率，创造节约型社会；

b 采用节能设计后，与未采用节能设计的建筑物相比，全年采暖、通风、空气调节和照明的总能耗减少约 50%；

c 根据本工程所处气候分区，建筑必须充分满足冬季保温要求。

(2) 建筑节能措施

管理站全部采用预制舱，站区采取节能措施，减少土方量，减少对原生态环境的破坏。各个预制舱对保温结构进行优化设计，减少损失。

14.4.3 水资源节约

本工程运行期水消耗较少，主要为站内运行人员生活用水、绿化用水，本工程最大日用水量约 3m³。

14.4.4 电气节能

本工程采用 110kV 导线送电线路方案；35kV 箱式变压器选用低损耗型变压器，它具有体积小、重量轻、效率高的优点；照明灯具选择用节能型灯具，以降低电气设备损耗及生活生产用电损耗。

14.4.5 油料节约

施工期和运行期所需油料均可由市场采购解决，对项目所在地影响很小。

14.4.6 建设管理的节能措施建议

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

在施工期，应制订能源管理措施和制度、防止能源无谓消耗；应对进场人员加强宣传，强化节能意识，注重节约成本；应对施工设备制订和工程施工特点相符合的能耗指标和标准，严格控制能源消耗；应加强对能源储存的

安全防护，防止能源损失；应合理安排施工次序，做好施工设备的维护管理和优化调度。

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

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

14.5 节能降耗效益分析

本工程建成后年发均电量约为 14598.85 万 kWh，根据中电联发布的《中国电力行业年度发展报告 2024》中相关数据，以供电标煤耗 301.6g/kWh 为基准，年可节约标准煤约为 4.4 万吨，每年可减排 CO₂ 约为 12 万吨，减排 SO₂ 约为 12.2 吨，NO_x 约为 20 吨，烟尘约为 2.2 吨。

14.6 结论

本工程技术方案和设备、材料选择、建筑结构等方面，充分考虑了节能的要求，并能够适应地区电网的发展。本工程的设计中严格贯彻了节能、环保的指导思想。

第 15 章 工程设计概算

15.1 概述

本项目装机容量 117.454MW（直流侧），拟安装 N 型单晶高效双面双玻组件共 164272 块。

本项目主要包括电池组件、固定支架、组串式逆变器、35kV 箱式变压器、升压站及其相关配套建构筑物。

本项目资本金比例为 20%，其余考虑银行融资。

本项目概算编制基准期为 2024 年 12 月。

15.2 编制说明

15.2.1 编制依据

可再生定额（2019）14 号-《关于调整水电工程、风电场工程及光伏发电工程计价依据中建筑工程增值税税率及相关系数的通知》

15.2.2 编制原则

1) 项目及费用划分

依据国家能源局发布的《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T32027-2016）进行项目及费用性质划分。

2) 工程量

根据设计人员提供的建安工程量和设备材料清册。

3) 定额选用

执行国家能源局发布的《光伏发电工程概算定额》（NB/T 32035-2016）：《机电设备安装工程概算定额》、《建筑工程概算定额》、《光伏工程施工机械台班费定额》；不足部分采用国家能源局颁布的《电力建设工程概算定额》（2018 年版）。

4) 设备价格及运杂费

主要设备价格：

N 型单晶高效双面双玻组件 715 组件 0.67 元/W，钢结构支架 6500 元/吨，组串式逆变器 0.11 元/W，储能电池 0.512 元/kwh；

其余设备价格参照近期同类型机组订货价或市场询价计列。

设备运杂费：按专家意见含在概算费用中。

5) 装置性材料

装置性材料价格：执行《电力工程装置性材料预算价格》（2018年版）。

6) 定额基础单价

(1) 定额人工预算单价

依据《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》中规定计列。

定额人工预算单价标准（一般地区）

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

(2) 定额材料价格

建筑材料价格：按项目所在地定额站颁布的2024年12月份信息价结合济南市2024年12月份信息价计列。

主要建筑材料价格如下：

主要建筑材料价格表（含税）

序号	材 料 名 称	单 价
1	碎石	165.23 元/ m^3
2	混凝土（C15）	390 元/ m^3
3	混凝土（C30）	410 元/ m^3
4	钢筋	3858 元/t
5	柴油	8.63 元/kg
6	汽油	9.7 元/ kg

(3) 施工机械台班

施工机械台班费执行国家能源局颁布的《光伏发电工程施工机械台班费定额》。

15.2.3 取费标准

项目建筑安装工程取费执行《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》，具体取费标准详见下表：

建安工程费率表

编号	费用名称	计价基数	建筑工程费率%	安装工程费率%
1	直接费	直接工程费+措施费		
1.1	直接工程费	人工费+材料费+机械费		
1.1.1	人工费			
1.1.2	材料费			
1.1.3	机械使用费			
1.2	措施费			
1.2.1	建筑工程	人工费+机械费	14.74	
1.2.2	安装其它设备	人工费+机械费		10.33
2	间接费			
2.1	土方工程	人工费+机械费	23.86	
2.2	石方工程	人工费+机械费	27.76	
2.3	混凝土工程	人工费+机械费	62.76	
2.4	钢筋工程	人工费+机械费	54.16	
2.5	基础处理工程	人工费+机械费	46.99	
2.6	砌体砌筑工程	人工费+机械费	50.9	
2.7	安装工程	人工费		139.78
3	利润	人工费+机械费+措施费+间接费	7	7
4	税金	直接费+间接费+利润	9	9
	单价合计	直接费+间接费+利润+税金		

15.2.4 其他费用

根据国家能源局颁布的《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》中的相关规定计取。

15.2.5 基本预备费

依据《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》中的规定，以设备及安装工程投资、建筑工程投资、其他费用三部分费用之和及相应费率计算，投资概算基本预备费费率按 2%计取。

15.2.6 建设期利息

五年期以上贷款年利率按 3.60%计算（现行 LPR），资本金比例为 20%，贷款比例为 80%。

15.2.7 其他说明

- 1) 建设单位提供计列余物清理费费 400 万元；
- 2) 建设单位提供计列国有资源有偿使用费 1000 万元；
- 3) 建设单位提供计列送出线路 2875 万元；
- 4) 建设单位提供计列青苗补偿费 4400 万元；

15.3 投资概况

本工程的动态投资为 42364.54 万元，其中工程静态投资 41765.28 万元，单位千瓦动态投资为 3606.89 元/kW，单位千瓦静态投资为 3555.87 元/kW。

15.4 附表

- 1) 总概算表
- 2) 设备及安装工程概算表
- 3) 建筑工程概算表
- 4) 其他费用概算

2 工程总概算表

编 号	工程或费用名称	设备购置 费 (万元)	建安工程 费 (万元)	其他费用 (万元)	合计(万 元)	占总投 资 比例 (%)
-	设备及安装工程	16201.18	4575.87		20777.06	49.04%
1	发电设备及安装工程	13573.19	3876.45		17449.64	
2	升压站变配电设备及安装工 程	1561.04	363.88		1924.93	
3	控制保护设备及安装工程	848.30	318.67		1166.97	
4	其他设备及安装工程	218.65	16.87		235.52	
二	建筑工程		3362.85		3362.85	7.94%
1	发电场工程		2118.98		2118.98	
2	升压变电站工程		336.10		336.10	
3	房屋建筑工程		377.11		377.11	
4	交通工程		348.89		348.89	
5	其他建筑工程		173.00		173.00	
三	其他费用			7607.43	7607.43	17.96%
1	项目建设用地费			5733.94	5733.94	
2	项目建设管理费			1378.98	1378.98	
3	生产准备费			48.79	48.79	
4	勘察设计费			250.00	250.00	
5	其他			195.71	195.71	
	(一~三)部分合计	16201.18	7938.72	7607.43	31747.33	
四	基本预备费 2%			634.95	634.95	1.50%
五	储能工程	4596.00	347.00		4943.00	
1	储能建安工程		347.00		347.00	
2	储能设备	4596.00			4596.00	
六	智慧化场站			275.00	275.00	

七	其他国有资产有偿使用费			1000.00	1000.00	
八	送出线路(23km 2*240 110kV)			3165.00	3165.00	7.47%
	工程静态投资(一~八)部分 合计	20797.18	8285.72	12682.38	41765.28	
九	建设期利息			599.26	599.26	1.41%
	工程动态投资(一~九)部分 合计	20797.18	8285.72	13281.64	42364.54	
	单位千瓦静态投资(元/kW)				3555.87	
	单位千瓦动态投资(元/kW)				3606.89	

3 设备及安装工程概算表

编号	名称及规格	单位	数量	单价(元)		合价(万元)		合计(万元)		
				设备费	安装工程费		设备费	安装工程费		
					安装费	装置性材料费		安装费	装置性材料费	
-	设备及安装工程						16201.18	2442.05	2133.83	20777.06
1	发电设备及安装工程						13573.19	1966.69	1909.75	17449.64
1.1	光伏发电设备及安装						11304.99	1203.50		12508.49
1.1.1	N型 715Wp 单晶双面双玻半片组件 安装	块	164272.00		25.00			410.68		410.68
1.1.2	N型 715Wp 单晶双面双玻半片组件 设备	Wp	117454480.00	0.67			7869.45			7869.45
1.1.3	固定支架 Q355B、Q420B(比例约为 1:1)镀锌层厚度不小于 65 μm 最低点离地面高度 2.5 米(含预埋套管)	t	5285.45	6500.00	1500.00		3435.54	792.82		4228.36
1.2	汇流及变配电设备及安装						2267.40	73.09		2340.49
1.2.1	组串式逆变器 300kW 安装	台	333.00		650.00			21.65		21.65
1.2.2	组串式逆变器 300kW 设备	wp	99900000.00	0.11			1098.90			1098.90
1.2.3	组串式逆变器安装支架 C型钢, C80x50x15x2.2, L=3100mm	t	7.58		8000.00			6.06		6.06
1.2.4	智能子阵控制器	台	34.00	5000.00			17.00			17.00
1.2.5	智能子阵控制器安装支架 C型钢, C80x50x15x2.2, L=3100mm	t	0.70		8000.00			0.56		0.56
1.2.6	箱式变压器 Y, d11; 3000kVA 37±2x2.5%/0.8kV 华变, 油变+35kV 侧配断路器隔离开关 接地开关一体机, 含一体化箱变测控装置	台	33.00	345000.00	13199.21		1138.50	43.56		1182.06
1.2.7	箱式变压器 Y, d11; 1000kVA 37±2x2.5%/0.8kV 华变, 油变+35kV 侧配断路器隔离开关 接地开关一体机, 含一体化	台	1.00	130000.00	12625.34		13.00	1.26		14.26

	箱变测控装置								
1.3	集电线路					0.80	569.05	1792.10	2361.95
1.3.1	光伏专用电缆 GF-WDZCEER63-125 DC1800 1×	m	1039000.00		3.00	4.00	311.70	415.60	727.30
1.3.2	3kV 电缆 ZC-YJLHY23-1.8/3kV-3×240mm ²	m	25000.00		13.57	115.00	33.91	287.50	321.41
1.3.3	3kV 电缆 ZC-YJLHY23-1.8/3kV-3×185mm ²	m	40000.00		20.78	85.00	83.11	340.00	423.11
1.3.4	35kV 电缆 ZC-YJLHY23-26/35kV 3×95mm ²	m	3520.00		18.53	170.00	6.52	59.84	66.36
1.3.5	35kV 电缆 ZC-YJLHY23-26/35kV 3×185mm ²	m	2275.00		20.32	210.00	4.62	47.78	52.40
1.3.6	35kV 电缆 ZC-YJLHY23-26/35kV 3×300mm ²	m	3100.00		23.13	270.00	7.17	83.70	90.87
1.3.7	35kV 电缆 ZC-YJLHY23-26/35kV 3×400mm ²	m	2225.00		23.13	310.00	5.15	68.98	74.12
1.3.8	35kV 电缆(进升压站) ZC-YJLHY23-26/35kV 3×400mm ²	m	7200.00		23.13	310.00	16.65	223.20	239.85
1.3.9	35kV 电缆(进升压站) ZC-YJY23-26/35kV 3×300mm ²	m	1000.00		20.32	885.00	2.03	88.50	90.53
1.3.10	35kV 电缆终端 冷缩型, 与 ZC-YJLHY23-26/35kV-3×95	套	24.00		355.18	1814.00	0.85	4.35	5.21
1.3.11	35kV 电缆终端 冷缩型, 与 ZC-YJLHY23-26/35kV-3×185 配套	套	24.00		482.09	1814.00	1.16	4.35	5.51
1.3.12	35kV 电缆终端 冷缩型, 与 ZC-YJLHY23-26/35kV-3×300 配套	套	12.00		482.09	2260.00	0.58	2.71	3.29
1.3.13	35kV 电缆终端 冷缩型, 与 ZC-YJLHY23-26/35kV-3×400 配套	套	8.00		482.09	2260.00	0.39	1.81	2.19
1.3.14	35kV 电缆终端 冷缩型, 与 ZC-YJY23-26/35kV-3×400	套	8.00		482.09	2500.00	0.39	2.00	2.39

	配									
1. 3. 15	35kV 电缆中间接头 冷缩型，与 ZC-YJLHY23-26/35kV-3×185 配套	套	6.00		861.08	2728.00		0.52	1.64	2.15
1. 3. 16	35kV 电缆中间接头 冷缩型，与 ZC-YJLHY23-26/35kV-3×300 配套	套	6.00		861.08	2830.65		0.52	1.70	2.22
1. 3. 17	35kV 电缆中间接头 冷缩型，与 ZC-YJLHY23-26/35kV-3×400 配套	套	22.00		861.08	2830.65		1.89	6.23	8.12
1. 3. 18	35kV 电缆中间接头 冷缩型，与 ZC-YJY23-26/35kV-3×400 配套	套	8.00		861.08	3500.00		0.69	2.80	3.49
1. 3. 19	电缆分接箱 四进四出	台	1.00	8000.00	650.00		0.80	0.07		0.87
1. 3. 20	光缆 铠装 24 芯单模，GYFTZY63-24B1	km	22.60		5000.00	6670.00		11.30	15.07	26.37
1. 3. 21	电缆桥架 200×100mm；材质：热镀锌	t	10.60		4303.46	8416.24		4.56	8.92	13.48
1. 3. 22	电缆桥架 300×150mm；材质：热镀锌	t	12.60		4303.46	8416.24		5.42	10.60	16.03
1. 3. 23	电缆桥架 400×150mm；材质：热镀锌	t	18.40		4303.46	8416.24		7.92	15.49	23.40
1. 3. 24	抱箍 50*5 热镀锌扁钢	套	625.00			100.00			6.25	6.25
1. 3. 25	3kV 电缆(铜芯)ZC-YJY23-1.8/3kV-4×10mm ²	m	170.00		6.00	47.32		0.10	0.80	0.91
1. 3. 26	1kV 电缆(铜芯)ZC-YJY23-0.6/1kV-3×4mm ²	m	170.00		6.00	11.56		0.10	0.20	0.30
1. 3. 27	网线 超五类、屏蔽、室外、铠装	m	170.00		7.74	9.04		0.13	0.15	0.29
1. 3. 28	电缆防火及防护							61.61	91.93	153.54
1. 3. 28. 1	有机堵料	t	6.00		5640.48	4271.40		3.38	2.56	5.95
1. 3. 28. 2	防火涂料	t	4.00		27222.65	17620.09		10.89	7.05	17.94
1. 3. 28. 3	PE 管 DN25/32/50/80 等型号	m	36500.00		6.00	8.00		21.90	29.20	51.10
1. 3. 28. 4	PE 管 DN100	m	7400.00		18.48	35.00		13.68	25.90	39.58
1. 3. 28. 5	热镀锌钢管 DN32 安装	m	2100.00		16.00			3.36		3.36

1. 3. 28. 6	热镀锌钢管 DN32 材料	t	7.00			5942.67			4.16	4.16
1. 3. 28. 7	热镀锌钢管 DN100/150 安装	m	2000.00		41.98			8.40		8.40
1. 3. 28. 8	热镀锌钢管 DN100/150 材	t	38.80			5942.67			23.06	23.06
1.4	接地							55.97	117.66	173.63
1. 4. 1	垂直接地体 热镀锌角钢, L63*63*6mm L=2.5m 安装	根	660.00		70.87			4.68		4.68
1. 4. 2	垂直接地体 热镀锌角钢, L63*63*6mm L=2.5m 装材	t	9.44			6544.96			6.18	6.18
1. 4. 3	水平接地体 热镀锌扁钢-60*6 安装	m	52800.00		8.25			43.57		43.57
1. 4. 4	水平接地体 热镀锌扁钢-60*6 材料	t	149.42			6544.96			97.80	97.80
1. 4. 5	设备接地体(组件接地线) 铜线 4mm2 两端配铜鼻子(费用含在设备)	m	24000.00		3.00	5.00		7.20	12.00	19.20
1. 4. 6	设备接地体(组串式逆变器接地线) 铜线 16mm2 两端配铜鼻子(费用含在设备)	m	1050.00		5.00	16.00		0.53	1.68	2.21
1.5	分系统调试							27.20		27.20
1. 5. 1	发电子方阵系统调试	元/子方阵	34.00		8000.00			27.20		27.20
1.6	整套系统调试							37.89		37.89
1. 6. 1	发电厂电气整套启动调试	元/系统	1.00		378854.25			37.89		37.89
2	升压站变配电设备及安装工						1561.04	151.94	211.94	1924.93
2.1	变压器设备及安装						650.00	14.59		664.59
2. 1. 1	主变压器 三相双绕组有载调压自冷型, 110MVA 115±8×1.25%/37kV SFZ20-100000/110, YN, d11, ONAN, Ud=12%, 二级能效	台	1.00	4300000.00	90656.68		430.00	9.07		439.07

2.1.2	主变压器 三相双绕组有载调压自冷型, 45MVA 115±8×1.25%/37kV SFZ20-40000/110, YN, d11, ONAN, Ud=12%, 二级能效	台	1.00	2000000.00	42972.65		200.00	4.30		204.30
2.1.3	中性点接地成套设备(主变高压侧) 含中性点避雷器、隔离开关、电流互感器和间隙、支柱	套	2.00	100000.00	6110.36		20.00	1.22		21.22
2.2	配电装置设备及安装						458.54	21.95	55.48	535.97
2.2.1	110kV 配电装置						268.54	12.00	1.48	282.01
2.2.1.1	SF6 封闭式组合电器 110kV 线路出线间隔	间隔	1.00	700000.00	26299.30		70.00	2.63		72.63
2.2.1.2	SF6 封闭式组合电器 110kV 母线 PT 间隔	间隔	1.00	400000.00	15779.58		40.00	1.58		41.58
2.2.1.3	SF6 封闭式组合电器 110kV 主变间隔	间隔	2.00	700000.00	26299.30		140.00	5.26		145.26
2.2.1.4	110kV 电容式电压互感器:110/3/0.1/3/0.1/3/0.1kV 外置式	台	3.00	52500.00	1915.17		15.75	0.57		16.32
2.2.1.5	110kV 避雷器 Y10W-102/266kV 10kA	组	1.00	13920.00	3550.32		1.39	0.36		1.75
2.2.1.6	35kV 避雷器 YH5WZ-51/134	组	2.00	7000.00	1994.53		1.40	0.40		1.80
2.2.1.7	钢芯铝绞线 JL/G1A-400/50 安装	跨	3.00		4000.43			1.20		1.20
2.2.1.8	钢芯铝绞线 JL/G1A-400/50 材料	t	0.69			21400.00			1.48	1.48
2.2.2	35kV 配电装置						190.00	9.95	54.00	253.95
2.2.2.1	35kV 高压开关柜 KYN61-40.5, 集电线路进线柜 1250A, 31.5kA(3s), 80kA	面	4.00	160000.00	8122.74		64.00	3.25		67.25
2.2.2.2	35kV 高压开关柜 KYN61-40.5, 主进进线柜 2500A, 31.5kA(3s), 80kA	面	2.00	180000.00	8122.74		36.00	1.62		37.62
2.2.2.3	35kV 高压开关柜 KYN61-40.5, 电压互感器柜	面	2.00	100000.00	2961.90		20.00	0.59		20.59

2.2.2.4	35kV 高压开关柜 KYN61-40.5, SVG 出线柜 1250A, 31.5kA(3s), 80kA, 配 SF6 断路器	面	1.00	220000.00	8122.74		22.00	0.81		22.81
2.2.2.5	35kV 高压开关柜 KYN61-40.5, 接地兼站用变进线柜 1250A, 31.5kA(3s), 80kA	面	1.00	160000.00	8122.74		16.00	0.81		16.81
2.2.2.6	35kV 高压开关柜 KYN61-40.5, 储能进线柜 1250A, 31.5kA(3s), 80kA	面	2.00	160000.00	8122.74		32.00	1.62		33.62
2.2.2.7	半绝缘管母 2500A 35kV 含安装附件	单相米	120.00		103.10	4500.00		1.24	54.00	55.24
2.3	无功补偿系统设备及安装						125.00	4.45		129.45
2.3.1	动态无功补偿装置 SVG, 25Mvar 直挂式, 水冷 配套 SVG 集装箱	套	1.00	1250000.00	44537.33		125.00	4.45		129.45
2.4	站用电设备及安装						55.00	1.74		56.74
2.4.1	接地兼站用变 DKSC-1000/37-400/0.4 37±2x2.5%/0.4kV 户外	台	1.00	300000.00	5631.78		30.00	0.56		30.56
2.4.2	低压配电柜 MNS 型 400V 宽×深×高(800x800x2200)	面	6.00	35000.00	1354.55		21.00	0.81		21.81
2.4.3	配电箱	面	4.00	5000.00	454.99		2.00	0.18		2.18
2.4.4	检修箱	面	4.00	5000.00	454.99		2.00	0.18		2.18
2.5	预制舱						272.50	27.26		299.76
2.5.1	35kV 及二次预制舱	m2	420.00	5000.00	500.00		210.00	21.00		231.00
2.5.2	生活舱	m2	105.00	5000.00	500.00		52.50	5.26		57.76
2.5.3	危废舱	m2	20.00	5000.00	500.00		10.00	1.00		11.00
2.6	电力电缆敷设							36.33	138.97	175.30
2.6.1	35kV 电缆 ZC-YJY23-26/35, 3×300 35kV 开关柜到 SVG	m	150.00		20.32	885.00		0.30	13.28	13.58
2.6.2	35kV 电缆 ZC-YJY23-26/35, 3×95 35kV 开关柜到接地兼站用变及接地变	m	300.00		18.53	371.44		0.56	11.14	11.70
2.6.3	1kV 电缆 ZC-YJY23-0.6/1, 3×35+1×16 及以下	m	3000.00		6.00	105.20		1.80	31.56	33.36

2.6.4	1kV 电缆 ZC-YJY23-0.6/1, 3 ×50+1×25 及以上, 3×95+1 ×50 及以下	m	600.00		9.54	286.20		0.57	17.17	17.74
2.6.5	1kV 电缆 ZC-YJY23-0.6/1, 3 ×120+1×70 及以上	m	400.00		9.54	400.00		0.38	16.00	16.38
2.6.6	耐火电缆 ZCN-YJY23-0.6/1 直流、UPS 系统动力电缆	m	1000.00		6.00	60.00		0.60	6.00	6.60
2.6.7	耐火电缆 ZCN-KVVP22- 0.45/0.75 2*4mm ²	m	500.00		6.00	10.00		0.30	0.50	0.80
2.6.8	35kV 电缆终端头 冷缩型, 与 ZC-YJY23-26/35kV-3×300 配 套	套	2.00		482.09	2260.00		0.10	0.45	0.55
2.6.9	35kV 电缆终端头 冷缩型, 与 ZC-YJY23-26/35kV-3×95 配 套	套	2.00		355.18	1707.43		0.07	0.34	0.41
2.6.10	电缆支架, 桥架							6.48	5.42	11.90
2.6.10.1	电缆沟支架 主架: L50*50*5 角钢, 热镀锌	t	2.80		7365.64	6153.98		2.06	1.72	3.79
2.6.10.2	电缆沟支架 格架: L40*40*4 角钢, 热镀锌	t	6.00		7365.64	6153.98		4.42	3.69	8.11
2.6.11	电缆保护管							4.53	7.04	11.57
2.6.11.1	保护管 钢管 DN25~50 安装	m	1500.00		14.39			2.16		2.16
2.6.11.2	保护管 钢管 DN25~50 材料	t	4.70			5942.67			2.79	2.79
2.6.11.3	保护管 钢管 DN70~100 安装	m	800.00		29.59			2.37		2.37
2.6.11.4	保护管 钢管 DN70~100 材料	t	7.15			5942.67			4.25	4.25
2.6.12	电缆防火							6.70	4.76	11.46
2.6.12.1	有机堵料	t	1.00		5640.48	4271.40		0.56	0.43	0.99
2.6.12.2	无机堵料	t	1.00		5640.48	3356.10		0.56	0.34	0.90
2.6.12.3	防火涂料	t	1.50		27222.65	17620.09		4.08	2.64	6.73
2.6.12.4	防火隔板	m ²	80.00		174.22	153.00		1.39	1.22	2.62
2.6.12.5	防火包	t	0.50		1874.99	2604.00		0.09	0.13	0.22
2.6.13	控制电缆							13.94	25.31	39.25
2.6.13.1	控制电缆 ZCN-KVVP22- 0.45/0.75kV	m	15000.00		7.74	15.01		11.60	22.52	34.12
2.6.13.2	控制电缆 ZCN-DJYPVP22- 0.45/0.75kV	m	1500.00		7.74	9.04		1.16	1.36	2.52

2.6.13.3	控制电缆 RVSP22	m	1000.00		7.74	9.04		0.77	0.90	1.68
2.6.13.4	光缆敷设 24 芯	km	0.80		5000.00	6670.00		0.40	0.53	0.93
2.7	接地							3.02	17.49	20.51
2.7.1	垂直接地体 热镀锌角钢, L63*63*6mm L=2.5m 安装	根	45.00		70.87			0.32		0.32
2.7.2	垂直接地体 热镀锌角钢, L63*63*6mm L=2.5m 装材	t	0.64			6544.96			0.42	0.42
2.7.3	水平接地体 热镀锌扁钢 60X6 安装	m	1500.00		8.25			1.24		1.24
2.7.4	水平接地体 热镀锌扁钢 60X6 材料	t	4.25			6544.96			2.78	2.78
2.7.5	二次等电位接地网铜网 -30×4 铜排	m	600.00		10.72	81.00		0.64	4.86	5.50
2.7.6	固定用扁钢-50*5, 热镀锌	t	0.20			6544.96			0.13	0.13
2.7.7	支柱绝缘子 ZNA-6MM 安装含在接地母线	个	600.00			16.95			1.02	1.02
2.7.8	电缆 ZC-YJY63-0.6/1-1×50mm ² 二次等电位接地网连接用	m	480.00		6.37	52.69		0.31	2.53	2.83
2.7.9	铜绞线 TJ-120mm ²	m	480.00		10.72	120.00		0.51	5.76	6.27
2.8	分系统调试							8.61		8.61
2.8.1	主变压器系统调试	元/系统	1.00		22400.65			2.24		2.24
2.8.2	配电装置系统调试	元/项	1.00		57621.75			5.76		5.76
2.8.3	母线系统调试	元/系统	1.00		2003.02			0.20		0.20
2.8.4	站用电系统调试	元/系统	1.00		4034.14			0.40		0.40
2.9	整套系统启动调试	元/系统	1.00		12217.57			1.22		1.22
2.10	电气特殊项目调试							32.79		32.79

2.10.1	变压器局放试验	台	2.00		24276.02			4.86		4.86
2.10.2	变压器交流耐压试验	台	2.00		17097.30			3.42		3.42
2.10.3	电力电缆交流耐压试验	元/回路	8.00		30638.09			24.51		24.51
3	控制保护设备及安装工程						848.30	315.46	3.21	1166.97
3.1	监控(监测)系统设备及安						186.30	6.76	0.53	193.59
3.1.1	计算机监控系统						99.30	3.10		102.40
3.1.1.1	主机兼操作员工作站 采用国 产操作系统	台	2.00	30000.00			6.00			6.00
3.1.1.2	五防工作站	台	1.00	90000.00			9.00			9.00
3.1.1.3	操作台	套	1.00	20000.00			2.00			2.00
3.1.1.4	网络通信及对时柜 800(宽) × 600(深)×2260(高)mm, 远动 主机 2 台, 规约转换器 2 台, 组网交换机 2 台	面	1.00	200000.00	2404.30		20.00	0.24		20.24
3.1.1.5	数据处理服务器柜 800(宽) ×600(深)×2260(高)mm	面	1.00	150000.00	2404.30		15.00	0.24		15.24
3.1.1.6	110kV 主变测控柜 800(宽) × 600(深)×2260(高)mm, 每面 主变测控装置 3 台	面	2.00	80000.00	5943.83		16.00	1.19		17.19
3.1.1.7	110kV 线路测控柜 800(宽) × 600(深)×2260(高)mm, 线路 测控装置 1 台	面	1.00	80000.00	5943.83		8.00	0.59		8.59
3.1.1.8	公用测控柜 800(宽) × 600(深)×2260(高)mm, 公用 测控装置 2 台	面	1.00	50000.00	5943.83		5.00	0.59		5.59
3.1.1.9	继电保护试验电源柜 800(宽)×600(深)×	面	1.00	40000.00	2404.30		4.00	0.24		4.24
3.1.1.10	35kV 测控保护装置 安装于 35kV 开关柜上, 35kV 线路测 保装置 6 台, 接地兼站用变测 保装置 1 台, 高压动态无功补 偿测保装置 1 台, 接地变保护 1	台	8.00	8000.00			6.40			6.40

3.1.11	35kV 组网交换机 安装于 35kV 开关柜上, 24 电口、2 个光口	台	2.00	3500.00			0.70			0.70
3.1.12	35kV 电能表 安装于 35kV 开关柜上, 35kV 线路柜 4 面, 35kV 储能柜 2 面, 接地变兼站用变柜 1 面, 高压动态无功补偿柜 1 面, 主变进线柜 2 面, 接地变柜 1 面, 主变进线及集电线路主副表双重配置	台	16.00	2500.00			4.00			4.00
3.1.13	35kV 测控装置 安装于 35kV PT 柜上, 35kV 测控装置 1 台	台	2.00	8000.00			1.60			1.60
3.1.14	打印机 具有网络打印功能的激光打印机(A3、A4、A5 幅面)	台	2.00	8000.00			1.60			1.60
3.1.2	发电场监控系统						20.00	0.60	0.07	20.66
3.1.2.1	光伏场区监控系统工作站 采用国产操作系统(安装在升压站内)	台	1.00	50000.00	3586.50	650.00	5.00	0.36	0.07	5.42
3.1.2.2	光伏场区监控系统控制屏柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm(安装在升压站内)	面	1.00	150000.00	2404.30		15.00	0.24		15.24
3.1.3	电能质量检测系统						13.00	0.24		13.24
3.1.3.1	电量计量系统屏柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm, 三相四线多功能电度表 0.2S 级, 6 块; 电能量远方终端 2	面	1.00	130000.00	2404.30		13.00	0.24		13.24
3.1.4	视频安防监控系统						54.00	2.82	0.47	57.29
3.1.4.1	视频安防系统工作站 采用国产操作系统	台	1.00	50000.00	3586.50	650.00	5.00	0.36	0.07	5.42
3.1.4.2	视频安防系统控制屏柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm	面	1.00	100000.00	2404.30		10.00	0.24		10.24
3.1.4.3	摄像头(升压站)	个	15.00	5000.00	358.65	65.00	7.50	0.54	0.10	8.14
3.1.4.4	摄像头(光伏场区室外)	个	34.00	5000.00	358.65	65.00	17.00	1.22	0.22	18.44
3.1.4.5	红外对射装置	对	1.00	10000.00	717.30	130.00	1.00	0.07	0.01	1.08

3.1.4.6	电子围栏	m	400.00	200.00			8.00			8.00
3.1.4.7	门禁系统 10 门控制	套	1.00	50000.00	3586.50	650.00	5.00	0.36	0.07	5.42
3.1.4.8	报警装置	台	1.00	5000.00	358.65	65.00	0.50	0.04	0.01	0.54
3.2	保护设备及安装						180.00	5.35		185.35
3.2.1	110kV 主变压器保护柜 800(宽)×600(深)× 2260(高)mm 主后备保护	面	2.00	120000.00	5943.83		24.00	1.19		25.19
3.2.2	110kV 母线保护柜 800(宽)× 600(深)×2260(高)mm	面	1.00	100000.00	5943.83		10.00	0.59		10.59
3.2.3	35kV 母线保护柜 800(宽)× 600(深)×2260(高)mm	面	2.00	60000.00	3233.42		12.00	0.65		12.65
3.2.4	110kV 线路保护柜 800(宽) × 600(深)×2260(高)mm, 光纤 电流差动保护装置 1 台/柜, 操作箱 1 台/柜	面	1.00	140000.00	5943.83		14.00	0.59		14.59
3.2.5	电压转接柜 800(宽)× 600(深)×2260(高)mm	面	1.00	80000.00	3233.42		8.00	0.32		8.32
3.2.6	故障录波器柜 800(宽)× 600(深)×2260(高)mm 其中 一面配置光纤交换机	面	3.00	80000.00	2404.30		24.00	0.72		24.72
3.2.7	二次设备在线监测装置柜 800(宽)×600(深)× 2260(高)mm	面	1.00	100000.00	2404.30		10.00	0.24		10.24
3.2.8	频率电压紧急控制柜 800(宽)×600(深)×	面	1.00	70000.00	2404.30		7.00	0.24		7.24
3.2.9	防孤岛保护柜 800(宽)× 600(深)×2260(高)mm	面	1.00	60000.00	3233.42		6.00	0.32		6.32
3.2.10	通信接口柜 800(宽)× 600(深)×2260(高)mm	面	1.00	50000.00	2404.30		5.00	0.24		5.24
3.2.11	一次调频柜 800(宽)× 600(深)×2260(高)mm	面	1.00	600000.00	2404.30		60.00	0.24		60.24
3.3	火灾报警系统						5.00			5.00
3.3.1	火灾报警系统主机	台	1.00	50000.00			5.00			5.00
3.4	不停电电源系统设备及安装						46.00	3.65		49.65
3.4.1	蓄电池屏 280Ah 220V, 104	组	2.00	50000.00	13892.15		10.00	2.78		12.78

3.4.2	直流充电屏 800(宽)×600(深)×2260(高)mm	面	2.00	30000.00			6.00			6.00
3.4.3	直流馈线屏 800(宽)×600(深)×2260(高)mm	面	2.00	25000.00			5.00			5.00
3.4.4	应急照明电源柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm 3kVA	面	1.00	40000.00	1779.78		4.00	0.18		4.18
3.4.5	不间断电源系统屏柜 800(宽) ×600(深)×2260(高)mm , 15kVA, 20回出线	面	2.00	80000.00	2593.86		16.00	0.52		16.52
3.4.6	通信电源柜 DC/DC 模块, 220V/48V	面	1.00	50000.00	1779.78		5.00	0.18		5.18
3.5	通信系统设备及安装						117.00	7.71	2.44	127.15
3.5.1	场内通信						29.00	3.99	1.37	34.36
3.5.1.1	电力电缆	m	300.00		6.00	11.87		0.18	0.36	0.54
3.5.1.2	通信电缆	m	1000.00		7.74	10.17		0.77	1.02	1.79
3.5.1.3	场内配套设施	项	1.00	20000.00			2.00			2.00
3.5.1.4	公网通信	项	1.00	50000.00			5.00			5.00
3.5.1.5	无线对讲机	部	10.00	1000.00			1.00			1.00
3.5.1.6	通信电源屏 48V/100A	面	2.00	50000.00	1779.78		10.00	0.36		10.36
3.5.1.7	通信蓄电池屏 200Ah	面	2.00	30000.00	12502.94		6.00	2.50		8.50
3.5.1.8	数字录音柜 含 1 面程控交换机屏和 1 面录音系统屏	面	1.00	50000.00	1779.78		5.00	0.18		5.18
3.5.2	系统通信						88.00	3.72	1.07	92.79
3.5.2.1	SDH 设备屏						70.00	0.65		70.65
3.5.2.1.1	SDH 光传输设备柜 STM-16 光通信设备 2 套, 内含 2.5G 含 4 块 STM-4 光接口、2 块以太网接口板; STM-4 光接口板 6 块, 以太网接口板 2 块	面	2.00	350000.00	3273.62		70.00	0.65		70.65
3.5.2.2	SPN 设备屏						10.00	0.46		10.46
3.5.2.2.1	SPN 设备屏 SPN 设备(含 4 块 10GE 光接口板)2 套; GE 接口板 6 块	面	1.00	100000.00	3273.62		10.00	0.33		10.33
3.5.2.2.2	10GE 光接口板	块	2.00		646.00			0.13		0.13
3.5.2.3	综合配线柜						3.00	0.06		3.06

3.5.2.3.1	综合配线柜 ODF12 芯 12 套，DDF 16 系统 4 套，MDF 100 回 2 套，网络配线单元 24 口 1	面	1.00	30000.00	637.70		3.00	0.06		3.06
3.5.2.4	本地维护终端	台	1.00	50000.00	439.00		5.00	0.04		5.04
3.5.2.5	导引光缆 48 芯	km	1.20		9084.83	8900.00		1.09	1.07	2.16
3.5.2.6	PE 套管	m	1200.00		11.79			1.41		1.41
3.6	调度自动化及电量计量系统设备及安装						276.00	23.25	0.15	299.41
3.6.1	远动通信屏柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm, 数据采集监视控制软件。远动综合终端 2 台, 与场区内各子系统通讯、与电网调度中心系统通讯。通道切换装置 1 台	面	1.00	130000.00	2404.30		13.00	0.24		13.24
3.6.2	厂网信息交互平台(OMS 工作站)含 Ukey, 配置杀毒软件, 支持电力现货市场报价、调峰辅助服务市场报价、运行方式核心业务、电厂基础信息维护、调度计划综合应用等业务, 1 台主机, 1 台	台	2.00	100000.00	2404.30		20.00	0.48		20.48
3.6.3	调度管理屏柜	面	1.00	50000.00			5.00			5.00
3.6.4	调度数据网屏柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm, 每面含: 路由器 1 台, 纵向加密认证装置 2 台, 交换机 2 台, 入侵检测装置 1 台, 网络安全监测装置 1 台	面	2.00	200000.00	2404.30		40.00	0.48		40.48
3.6.5	同步相量测量系统屏柜(宽频测量柜)800(宽)×600(深)×2260(高)mm, 同步相量采集装置 2 台, 集中处理	面	2.00	250000.00	2404.30		50.00	0.48		50.48
3.6.6	电能质量监测系统屏柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm, 电能质量监测装置一台	面	1.00	120000.00	2404.30		12.00	0.24		12.24

3.6.7	功率控制系统工作站 采用国产操作系统	台	1.00	130000.00			13.00			13.00
3.6.8	功率控制系统屏柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm, 具备有功功率控制、无功电压控制等功能	面	1.00	130000.00	8465.60	1547.00	13.00	0.85	0.15	14.00
3.6.9	二次安防系统屏柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm	面	1.00	700000.00	2404.30		70.00	0.24		70.24
3.6.10	信息安全等级保护测评和电力监控系统安全防护评估	套	1.00		200000.00			20.00		20.00
3.6.11	安全态势感知	台	1.00	400000.00	2404.30		40.00	0.24		40.24
3.7	光功率预测系统						33.00	2.06	0.08	35.14
3.7.1	光功率预测系统柜 800(宽)×600(深)×2260(高)mm, 包含数据库服务器一台, 系统服务器一台, 通信及安全装置一台, kVM一套, 防火墙1台, 并包含自动气象站等辅助系统和系统运行所需要的系统软件和应用软件等	面	1.00	200000.00	20558.00	820.00	20.00	2.06	0.08	22.14
3.7.2	光功率预测系统工作站	台	1.00	100000.00			10.00			10.00
3.7.3	环境监测仪	座	1.00	30000.00			3.00			3.00
3.8	涉网试验	项	1.00		1300000.00			130.00		130.00
3.9	仪器仪表及试验设备	套	1.00	50000.00			5.00			5.00
3.10	新能源场站机电和电磁暂态建模 含建模报告、新能源场站全站建模、电气设备(包括但不限于: 风机、逆变器、SVG、储能等)机电暂态模	套	1.00		1300000.00			130.00		130.00
3.11	分系统调试							6.51		6.51
3.11.1	中央信号系统调试	元/站	1.00		12199.74			1.22		1.22
3.11.2	变电站直流电源系统调试	元/站	1.00		4200.27			0.42		0.42
3.11.3	事故照明、不间断电源调试	元/	1.00		7371.67			0.74		0.74

		站							
3.11.4	故障录波系统调试	元/站	1.00		6447.69			0.64	0.64
3.11.5	变电站微机、五防监控调试	元/站	1.00		34884.30			3.49	3.49
3.12	整套系统调试							0.16	0.16
3.12.1	变电站监控系统调试	元/系统	1.00		1636.22			0.16	0.16
4	其他设备及安装工程						218.65	7.95	8.93
4.1	消防系统设备及安装						33.65	2.00	35.65
4.1.1	推车式干粉灭火器 20kg	个	2.00	900.00			0.18		0.18
4.1.2	手提式磷酸铵盐灭火器 5kg	个	98.00	80.00			0.78		0.78
4.1.3	砂箱 1m3	台	2.00	1000.00			0.20		0.20
4.1.4	消防器材 消防铲×4把, 铅桶×2个, 消防斧×1把	套	2.00	300.00			0.06		0.06
4.1.5	成品消防棚	套	2.00	10000.00			2.00		2.00
4.1.6	灭火器箱	个	43.00	100.00			0.43		0.43
4.1.7	一体化水消防设备(含水)	套	1.00	300000.00	20000.00		30.00	2.00	32.00
4.2	给排水系统设备及安装						5.00	0.92	5.92
4.2.1	厂区水工系统						5.00	0.92	5.92
4.2.1.1	厂区排水						5.00	0.92	5.92
4.2.1.1.1	埋地式污水处理设备 Q=0.5t/h, N=1.1kW, V=380/220V	套	1.00	47460.00	8926.50		4.75	0.89	5.64
4.2.1.1.2	潜水排污泵 Q=15m3/h, H=15m, N=1.5kW, V=380V	台	1.00	2500.00	278.00		0.25	0.03	0.28
4.3	室外照明设备及安装						5.03	8.93	13.95
4.3.1	庭院灯 100W 高 2.5m	套	20.00		588.00	900.00	1.18	1.80	2.98
4.3.2	投光灯 100W	套	10.00		588.00	900.00	0.59	0.90	1.49
4.3.3	照明电线 ZC-YJY23-0.6/1, 5×4mm2	m	1600.00		6.00	20.31	0.96	3.25	4.21
4.3.4	保护管 钢管 DN25~50 安装	m	1600.00		14.39		2.30		2.30
4.3.5	保护管 钢管 DN25~50 材料	t	5.01		5942.67			2.98	2.98
4.4	生产车辆	辆	2.00	200000.00			40.00		40.00
4.5	环境保护与水土保持设备费	项	1.00	200000.00			20.00		20.00

4.6	接入集团公司区域运营中心 、接入陕西公司新能源生产 运营中心	项	1.00	1000000.00			100.00			100.00
4.7	劳动安全与工业卫生设备	项	1.00	200000.00			20.00			20.00

4 建筑工程概算表

编号	工程或费用名称	单位	数量	单价(元)	合计(万元)
二	建筑工程				3362.85
1	发电场工程				2118.98
1.1	场地平整				14.44
1.1.1	场地平整	m ²	160400.80	0.90	14.44
1.2	发电设备基础工程 2X13, 6050 组, 一组 4 榀支架及基础, 柱径 400mm; 2X7, 498 组, 一组 3 榀支架及基础, 柱径 300mm				1466.35
1.2.1	微孔灌注桩, 地下桩径 300mm 地上 400mm, 桩长 3.2m	m ³	6136.03	719.42	441.44
1.2.2	微孔灌注桩, 桩径 300mm, 桩长 3.0m	m ³	316.65	719.42	22.78
1.2.3	微孔灌注桩钻孔, 桩径 300mm, 埋深 2.7m	m	69373.80	42.89	297.55
1.2.4	钢筋笼, HRB400 占 80%, HPB300 占 20%	t	966.73	6460.71	624.58
1.2.5	桩基检测费	项	1.00	300000.00	30.00
1.2.6	试桩费	项	1.00	500000.00	50.00
1.3	箱变基础 33+1 座				151.82
1.3.1	土方开挖	m ³	1428.00	15.02	2.14
1.3.2	石方开挖	m ³	612.00	34.98	2.14
1.3.3	土方回填	m ³	1292.00	8.99	1.16
1.3.4	钢筋混凝土基础 C30	m ³	680.00	638.10	43.39

1. 3. 5	基础钢筋	t	68. 00	6058. 06	41. 19
1. 3. 6	垫层混凝土, C20, 含油池垫层	m3	68. 00	575. 99	3. 92
1. 3. 7	铁件, Q235B, 热镀锌 ≥85 μ m	t	17. 00	9000. 00	15. 30
1. 3. 8	成品油池	个	34. 00	2500. 00	8. 50
1. 3. 9	不锈钢栏杆	m	816. 00	150. 00	12. 24
1. 3. 10	钢梯 镀锌	t	17. 00	9000. 00	15. 30
1. 3. 11	箱变围栏	m	816. 00	80. 00	6. 53
1. 4	集电线路工程				228. 18
1. 4. 1	电缆壕沟				210. 89
1. 4. 1. 1	土方开挖	m3	40000. 00	15. 02	60. 08
1. 4. 1. 2	土方回填	m3	40000. 00	8. 99	35. 98
1. 4. 1. 3	电缆壕沟 铺砂盖砖	m	50000. 00	22. 97	114. 83
1. 4. 2	厂区水平接地壕沟				17. 29
1. 4. 2. 1	土方开挖	m3	7200. 00	15. 02	10. 81
1. 4. 2. 2	土方回填	m3	7200. 00	8. 99	6. 48
1. 5	围栏工程				258. 20
1. 5. 1	泉源镇光伏场区域围栏				258. 20
1. 5. 1. 1	光伏场区围栏, 1. 6m 钢丝网围栏, 长 32km。且围栏下端与地面距离不得高于 10cm	m	32000. 00	80. 00	256. 00
1. 5. 1. 2	围栏大门防腐防锈铁艺 大门, 门宽 4. 5m, 高 1. 6m	个	22. 00	1000. 00	2. 20
2	升压变电站工程				344. 87
2. 1	场地平整				41. 95
2. 1. 1	土方开挖	m3	4200. 00	15. 02	6. 31

2.1.2	石方开挖	m ³	4200.00	34.98	14.69
2.1.3	土方回填	m ³	19000.00	8.99	17.09
2.1.4	石方回填	m ³	4200.00	9.19	3.86
2.2	主变压器基础工程 2 座, 含主变压器油池				44.73
2.2.1	土方开挖	m ³	375.00	15.02	0.56
2.2.2	石方开挖	m ³	375.00	34.98	1.31
2.2.3	土方回填	m ³	510.00	8.99	0.46
2.2.4	垫层混凝土, C20, 含油池垫层	m ³	40.00	575.99	2.30
2.2.5	钢筋混凝土 C30	m ³	200.00	623.71	12.47
2.2.6	钢筋 HRB400	t	20.00	6058.06	12.12
2.2.7	铁件, Q235B, 热镀锌 ≥85 μm	t	2.00	9000.00	1.80
2.2.8	钢篦子, Q235B, 热镀锌 ≥85 μm	t	10.00	9000.00	9.00
2.2.9	池底铺石	m ³	60.00	783.00	4.70
2.3	主变防火墙 2 座				6.94
2.3.1	土方开挖	m ³	53.00	15.02	0.08
2.3.2	石方开挖	m ³	53.00	34.98	0.19
2.3.3	土方回填	m ³	81.00	8.99	0.07
2.3.4	钢筋混凝土 C30	m ³	21.00	622.80	1.31
2.3.5	钢筋 HRB400	t	2.40	6058.06	1.45
2.3.6	防火墙 MU15 机制砖	m ³	60.00	610.56	3.66
2.3.7	垫层混凝土 C20	m ³	3.00	575.99	0.17
2.4	SVG 无功补偿基础 1 座				16.71
2.4.1	土方开挖	m ³	378.50	15.02	0.57
2.4.2	石方开挖	m ³	378.50	34.98	1.32

2.4.3	土方回填	m ³	588.00	8.99	0.53
2.4.4	垫层混凝土 C20	m ³	22.50	575.99	1.30
2.4.5	钢筋混凝土 C30	m ³	90.00	638.10	5.74
2.4.6	钢筋, HRB400	t	9.00	6058.06	5.45
2.4.7	铁件, Q235B, 热镀锌 ≥85 μ m	t	2.00	9000.00	1.80
2.5	110kV 配电设备基础 1 座				22.93
2.5.1	挖基坑土方	m ³	240.00	4.99	0.12
2.5.2	石方开挖	m ³	240.00	34.98	0.84
2.5.3	土方回填	m ³	304.00	8.99	0.27
2.5.4	垫层混凝土 C20	m ³	16.00	557.63	0.89
2.5.5	钢筋混凝土 C30	m ³	160.00	638.10	10.21
2.5.6	钢筋	t	16.00	6058.06	9.69
2.5.7	铁件, Q235B, 热镀锌 ≥85 μ m	t	1.00	9000.00	0.90
2.6	预制舱基础				45.53
2.6.1	一二次预制舱基础				23.60
2.6.1.1	土方开挖	m ³	225.00	15.02	0.34
2.6.1.2	石方开挖	m ³	225.00	34.98	0.79
2.6.1.3	土方回填	m ³	285.00	8.99	0.26
2.6.1.4	垫层混凝土 C20	m ³	15.00	575.99	0.86
2.6.1.5	钢筋混凝土 C30	m ³	150.00	638.10	9.57
2.6.1.6	钢筋, HRB400	t	15.00	6058.06	9.09
2.6.1.7	铁件, Q235B, 热镀锌 ≥85 μ m	t	3.00	9000.00	2.70
2.6.2	生活舱基础				17.54
2.6.2.1	土方开挖	m ³	150.00	15.02	0.22

2.6.2.2	石方开挖	m ³	150.00	34.98	0.52
2.6.2.3	土方回填	m ³	190.00	8.99	0.18
2.6.2.4	垫层混凝土 C20	m ³	10.00	575.99	0.58
2.6.2.5	钢筋混凝土 C30	m ³	100.00	638.10	6.38
2.6.2.6	钢筋, HRB400	t	10.00	6058.06	6.06
2.6.2.7	铁件, Q235B, 热镀锌 ≥85 μm	t	4.00	9000.00	3.60
2.6.3	危废舱基础				4.38
2.6.3.1	土方开挖	m ³	37.50	15.02	0.06
2.6.3.2	石方开挖	m ³	37.50	34.98	0.13
2.6.3.3	土方回填	m ³	47.50	8.99	0.04
2.6.3.4	垫层混凝土 C20	m ³	2.50	575.99	0.14
2.6.3.5	钢筋混凝土 C30	m ³	25.00	638.10	1.60
2.6.3.6	钢筋, HRB400	t	2.50	6058.06	1.51
2.6.3.7	铁件, Q235B, 热镀锌 ≥85 μm	t	1.00	9000.00	0.90
2.7	接地变兼站用变基础				3.93
2.7.1	土方开挖	m ³	37.50	15.02	0.06
2.7.2	石方开挖	m ³	37.50	34.98	0.13
2.7.3	土方回填	m ³	47.50	8.99	0.04
2.7.4	垫层混凝土 C20	m ³	2.50	575.99	0.14
2.7.5	钢筋混凝土 C30	m ³	25.00	638.10	1.60
2.7.6	钢筋, HRB400	t	2.50	6058.06	1.51
2.7.7	铁件, Q235B, 热镀锌 ≥85 μm	t	0.50	9000.00	0.45
2.8	设备构(支)架 (含基 础)				42.47
2.8.1	金属构支架, Q355B,	t	10.00	14465.31	14.47

	热镀锌 $\geq 85 \mu m$, 跨度 10m, 高 15m, 共一座				
2.8.2	独立避雷针, Q355B, 热镀锌 $\geq 85 \mu m$, 高 35m, 共两座, 含基础	t	8.00	35003.22	28.00
2.9	电缆沟				54.61
2.9.1	电缆沟 断面 1200× 1200, C30 钢筋混凝土 土, 壁厚 200mm, 长 150m。	m ³	216.00	1182.11	25.53
2.9.2	电缆沟 断面 800× 800, C30 钢筋混凝土, 壁厚 200mm, 长 500m。	m ³	96.00	1182.11	11.35
2.9.3	电缆沟 断面 1000× 1000, C30 钢筋混凝土 土, 壁厚 200mm, 长 150m。	m ³	150.00	1182.11	17.73
2.10	围墙及围栏				35.58
2.10.1	升压站实体围墙, 2.3m 高烧结普通砖围墙, 墙 厚 240mm, 基础埋深 0.6m, 长 535m。	m ²	920.00	343.00	31.56
2.10.2	站内透空围栏, 1.8m 高 铁艺围栏, 基础埋深 0.6m, 长度 70m	m ²	130.00	309.66	4.03
2.11	大门				10.00
2.11.1	升压站大门 8m 宽不锈 钢电动伸缩大门, 门高 1.8m	个	1.00	80000.00	8.00

2.11.2	站内透空围栏大门 1.8m 高铁艺围栏大门,	个	2.00	10000.00	2.00
2.12	地基处理(级配砂石)				19.50
2.12.1	地基处理(级配砂石)	m ³	1500.00	130.00	19.50
3	房屋建筑工程				377.11
3.1	辅助生产建筑工程				23.89
3.1.1	一体化污水设施基础 1 座				2.61
3.1.1.1	土方开挖	m ³	82.00	15.02	0.12
3.1.1.2	石方开挖	m ³	82.00	34.98	0.29
3.1.1.3	土方回填	m ³	110.00	8.99	0.10
3.1.1.4	混凝土垫层 C20	m ³	2.50	575.99	0.14
3.1.1.5	钢筋混凝土 C30	m ³	15.00	638.10	0.96
3.1.1.6	钢筋 HRB400	t	0.90	6058.06	0.55
3.1.1.7	铁件, Q235B, 热镀锌 $\geq 85 \mu m$	t	0.50	9000.00	0.45
3.1.2	一体化消防设施基础 1 座				5.21
3.1.2.1	土方开挖	m ³	164.00	15.02	0.25
3.1.2.2	石方开挖	m ³	164.00	34.98	0.57
3.1.2.3	土方回填	m ³	220.00	8.99	0.20
3.1.2.4	混凝土垫层 C20	m ³	5.00	575.99	0.29
3.1.2.5	钢筋混凝土 C30	m ³	30.00	638.10	1.91
3.1.2.6	钢筋 HRB400	t	1.80	6058.06	1.09
3.1.2.7	铁件, Q235B, 热镀锌 $\geq 85 \mu m$	t	1.00	9000.00	0.90
3.1.3	事故油池 1 座				8.40
3.1.3.1	事故油池 C30 防水混凝 土 4*4*3 净空尺寸	m ³	48.00	1750.54	8.40

3.1.4	集水池 1 座				7.67
3.1.4.1	集水池 C30 防水混凝土 5*5*3 净空尺寸	m ³	75.00	1022.89	7.67
3.2	室外工程				353.22
3.2.1	大门装饰墙 1 座				4.08
3.2.1.1	土方开挖	m ³	30.00	15.02	0.05
3.2.1.2	挖基坑石方	m ³	30.00	34.98	0.10
3.2.1.3	土方回填	m ³	35.00	8.99	0.03
3.2.1.4	混凝土垫层 C20	m ³	4.00	575.99	0.23
3.2.1.5	钢筋混凝土 C30	m ³	20.00	622.80	1.25
3.2.1.6	钢筋 HRB400	t	2.00	6058.06	1.21
3.2.1.7	外墙面装饰 干挂大理石装饰	m ²	25.00	484.00	1.21
3.2.2	站内道路				79.99
3.2.2.1	升压站站内道路				45.14
3.2.2.1.1	素土夯实	m ²	2240.00	1.17	0.26
3.2.2.1.2	150 厚天然砂砾	m ²	2240.00	30.55	6.84
3.2.2.1.3	200 厚级配碎石基层	m ²	2240.00	45.11	10.10
3.2.2.1.4	200 厚 C30 水泥混凝土面层	m ²	2240.00	124.68	27.93
3.2.2.2	硬化地坪				14.28
3.2.2.2.1	素土夯实	m ²	1000.00	1.17	0.12
3.2.2.2.2	200 厚级配碎石基层	m ²	1000.00	45.11	4.51
3.2.2.2.3	150 厚 C30 水泥混凝土面层	m ²	1000.00	96.54	9.65
3.2.2.3	碎石铺地				20.57
3.2.2.3.1	100 厚 C15 混凝土垫层	m ³	230.00	529.87	12.19
3.2.2.3.2	150 厚级配碎石铺地	m ²	2300.00	36.45	8.38

3. 2. 3	护坡				38.02
3. 2. 3. 1	300mm 厚 MU7. 5 浆砌片石 护坡	m ³	698.00	544.67	38.02
3. 2. 4	挡墙				162.27
3. 2. 4. 1	MU7. 5 浆砌片石挡墙	m ³	2568.00	631.91	162.27
3. 2. 5	绿化	m ²	1200.00	50.00	6.00
3. 2. 6	截洪沟 断面 900× 900, C30 素混凝土, 壁 厚 200mm, 长 295m	m ³	187.00	1446.00	27.04
3. 2. 7	厂区水工系统				35.81
3. 2. 7. 1	厂区补水				8.75
3. 2. 7. 1. 1	室外生活给水, PPR 管 道 PN1. 0, dn110, 埋深 1. 2m, 砂垫层厚 0. 15m, 开槽宽 1. 1 倍管 径	m	560.00	150.00	8.40
3. 2. 7. 1. 2	水表 DN100	个	1.00	500.00	0.05
3. 2. 7. 1. 3	砖砌矩形水表井, 2150 ×1100mm, 深 1. 4m	m ³	3.31	900.00	0.30
3. 2. 7. 2	厂区生活给水				1.04
3. 2. 7. 2. 1	室外生活给水, PPR 管 道 PN1. 0, dn63, 埋深 1. 2m, 砂垫层厚 0. 15m, 开槽宽 1. 1 倍管 径	m	120.00	70.00	0.84
3. 2. 7. 2. 2	室外生活给水, PPR 管 道 PN1. 0, dn50, 埋深 1m, 砂垫层厚 0. 15m, 开槽宽 1. 1 倍管径	m	40.00	50.00	0.20

3.2.7.3	厂区消防				11.10
3.2.7.3.1	室外消防钢丝网骨架 PE 复合管, Dn160, 埋深 1.5m, 砂垫层厚 0.15m, 开槽宽 1.1 倍管 径, 含闸阀	m	420.00	230.00	9.66
3.2.7.3.2	室外地上式消火栓, SS100/65 型	套	6.00	1789.00	1.07
3.2.7.3.3	砖砌圆形阀门井 2 座, Φ1200, 深 1.8m	m ³	4.07	900.00	0.37
3.2.7.4	厂区排水				14.93
3.2.7.4.1	HDPE 双壁波纹排水管, DN300, 埋深 1.8m, 粗 砂垫层厚 0.20m, 开槽 宽 1.1 倍管径。	m	350.00	311.00	10.89
3.2.7.4.2	砖砌圆形排水检查井, Φ1000mm, 深 2.2m	m ³	44.90	900.00	4.04
4	交通工程				348.89
4.1	泉源镇光伏场区域				322.03
4.1.1	场内新建检修道路 路 面宽 3.5m, 3km 新建				72.98
4.1.1.1	土方开挖	m ³	9000.00	15.02	13.52
4.1.1.2	土方回填	m ³	9000.00	8.99	8.10
4.1.1.3	素土夯实	m ²	11100.00	1.17	1.30
4.1.1.4	200mm 厚碎石面层	m ²	11100.00	45.11	50.07
4.1.2	场内扩建道路 路面宽 3.5m, 8.5km 原有道路 扩建				174.23
4.1.2.1	土方开挖	m ³	13305.00	15.02	19.98

4. 1. 2. 2	土方回填	m3	13305.00	8.99	11.97
4. 1. 2. 3	素土夯实	m2	30745.00	1.17	3.61
4. 1. 2. 4	200mm 厚泥结碎石面层	m2	30745.00	45.11	138.68
4. 1. 3	场外混凝土道路修复				74.81
4. 1. 3. 1	200 厚 C30 水泥混凝土面层	m2	6000.00	124.68	74.81
4.2	进站道路 路面宽 5m, 长 200m(混凝土路面)				20.15
4. 2. 1	素土夯实	m2	1000.00	1.17	0.12
4. 2. 2	150 厚天然砂砾	m2	1000.00	30.55	3.05
4. 2. 3	200 厚级配碎石基层	m2	1000.00	45.11	4.51
4. 2. 4	200 厚 C30 水泥混凝土面层	m2	1000.00	124.68	12.47
4.3	进站道路 路面宽 5m, 长 290m(碎石路面)				6.71
4. 3. 1	素土夯实	m2	1450.00	1.17	0.17
4. 3. 2	200mm 厚碎石面层	m2	1450.00	45.11	6.54
5	其他建筑工程				173.00
5 1	供水工程				25 00
5. 1. 1	供水工程	项	1.00	250000.00	25.00
5 2	供电工程				50 00
5. 2. 1	供电线路 10kV 架空线	项	1.00	500000.00	50.00
5 3	水土保持工程				62 00
5. 3. 1	水土保持工程措施费	项	1.00	620000.00	62.00
5 4	环境保护工程				16 00
5. 4. 1	环境保护工程措施费	项	1.00	160000.00	16.00
5.5	劳动安全与工业卫生工程	项	1.00	200000.00	20.00

5 其他费用概算表

编 号	工程或费用名称	单 位	计算基数(万元)/单价(元)	合计(万 元)
-	项目建设用地费			5733.94
1	土地征用费			491.40
1.1	升压站及储能征地	项	16.83 亩*300000 元/亩	491.40
2	临时用地			1.74
2.1	电缆沟租地 泉源	项	2.43 亩*1000 元/亩	0.24
2.2	电缆沟租地 郊城	项	15 亩*1000 元/亩	1.50
2.3	长期租地费			240.80
3.1	光伏场区 泉源	项	2408 亩*1000 元/亩	240.80
4	余物清理费	项		400.00
5	拆迁及补偿费	项		200.00
6	青苗补偿费	项		4400.00
二	项目建设管理费			1378.98
1	工程前期费	项		200.00
2	工程建设管理费	项	(建筑工程费+安装工程费+设备费)*1.41%	339.60
3	工程建设监理费	项	(建筑工程费+安装工程费+设备费)*0.77%	186.45
4	项目咨询服务费	项	(建筑工程费+安装工程费+设备费)*0.97%	232.68
5	项目技术经济评审费	项	(建筑工程费+安装工程费+设备费)*0.68%*0.4	55.99
6	工程质量检查检测费	项	(建筑工程费+安装工程费)*0.2%*2	31.71
7	项目验收费	项	(建筑工程费+安装工程费+设备费)*0.98%	236.14
8	工程保险费	项	(建筑工程费+安装工程费+设备费)*0.4%	96.41
三	生产准备费	项	设备费*0.91%*0.33	48.79

四	勘察设计费			250.00
1	勘察设计费	项		250.00
五	其他			195.71
1	水土保持补偿费	项		195.71
六	合计			7607.43

第 16 章 财务评价与社会效果分析

16.1 概述

本项目装机容量 117.45MW，项目年均发电量 143054.86MWh。

本项目计算期 26 年，其中建设期 12 个月，运营期 25 年。

16.2 财务评价

16.2.1 资金来源及融资方案

项目资本金比例为 20%，其余考虑银行融资。

项目贷款利率按 3.60% 计算，按季计息，偿还方式为等额本金利息照付，

|
| 还款期为 15 年。

16.2.2 财务评价基础数据

项目静态投资详见总概算表

项目经营期 25 年

折旧年限 20 年

残值率 3%

光伏年运行小时 1242.94h

委托运维费 按 8 元/kWh/计列（外审专家意见）；

保险费 光伏部分按 0.06%，储能部分按 0.1%

长期租地 240.80 万元/年。

运营期第 13 年计列更换储能电池费用 3200 万元

储能充放电次数 260 次/年，充放电价差 0.3 元/kWh。

1) 增值税

增值税执行财政部、税务总局、海关总署公告 2019 年第 39 号文《关于深化增值税改革有关政策的公告》中的相关规定，即售电增值税税率为 13%。

2) 销售税金附加

销售税金附加包括城市维护建设税和教育费附加，以增值税税额为计算基数。本项目城市维护建设税税率为 5%，教育费附加费率为 5%（含地方教育费附加）。

3) 所得税

所得税按应缴纳所得额计算，应缴纳所得额为发电收入扣除成本和销售税金附加后的余额，所得税税率为 25%。

根据《中华人民共和国企业所得税法实施条例》关于《公共基础设施项目企业所得税优惠目录》的规定，光伏发电项目可享受三免三减半的企业所得税优惠政策。

16.2.4 电价政策

综合平均上网电价按照 0.3316 元/kWh，不含增值税电价为 0.2934 元/kWh；

16.2.5 财务评价结果

本项目在上网电价为 0.3316 元/kWh，年运行小时 1242.94h，销售收入满足发电总成本、销售税金及附加、所得税、企业法定公积金、贷款偿还的情况下，测算项目资本金财务内部收益率为 10.53%。评价结果，详见下表：

序号	财务评价指标	数值
1	项目投资财务内部收益率（%）（所得税前）	7.21
2	项目投资财务净现值（万元）（所得税前）	8408.22
3	项目投资回收期（年）（所得税前）	11.62
4	项目投资财务内部收益率（%）（所得税后）	6.22
5	项目投资财务净现值（万元）（所得税后）	4366.46
6	项目投资回收期（年）（所得税后）	12.40
7	资本金财务内部收益率（%）	10.53

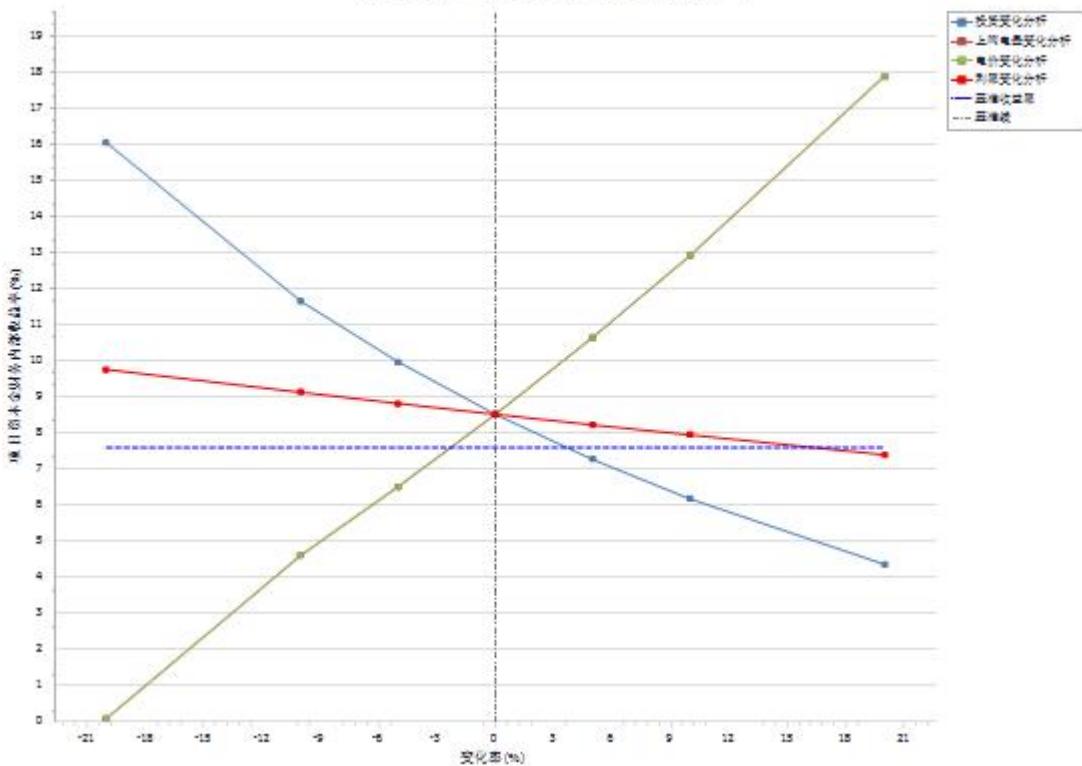
财务评价各项指标符合国家和行业规定，财务评价可行。

16.2.6 敏感性分析

考虑到财务评价的许多因素都有一定程度的不确定性，为了从宏观和微观上反映某些因素变化时对企业经济效益的影响，我们对投资、发电量、电价、利率因素变化±5%、±10%时分别进行了敏感性分析。

附敏感性分析图

项目资本金财务内部收益率分析图



-271-

通过分析可知：影响内部收益率的敏感性因素敏感度由高到低的排列顺序依次是发电量（电价）、投资、利率。

16.2.7 偿债能力、盈利能力及财务生存能力分析

1) 盈利能力分析

本项目运营期为 25 年，基于综合平均上网电价为 0.3316 元/kWh，进行经济效益分析测算，项目全部投资财务内部收益率（所得税后）为 6.22%，全部投资财务净现值（所得税后）为 4366.46 万元，投资回收期（所得税后）为 12.40 年，项目资本金财务内部收益率 10.53%。财务评价各项指标符合国家和行业规定，表明项目投产后具有较好的盈利能力。

2) 偿债能力分析

经效益分析测算，本项目利息备付率、偿债备付率均大于 1，表明该项目能够利用息税前利润保障利息的偿付，有较强的偿债能力。

3) 财务生存能力分析

从项目财务计划现金流量表可见，还款期间，累计盈余资金均为正值；除还款末期部分年份外，净现金流量均为正值，有足够的净现金流量维持项

目正常运营，财务生存能力良好。

16.2.8 综合经济评价

综上所述，本项目财务评价的各项经济效益指标符合项目实际情况，符合国家和行业有关规定，具有较好的财务盈利能力、偿债能力和抗风险能力。

16.2.9 附表

- 1) 财务指标汇总表
- 2) 投资计划与资金筹措表
- 3) 总成本费用表
- 4) 利润和利润分配表
- 5) 借款还本付息计划表
- 6) 财务计划现金流量表
- 7) 项目投资现金流量表
- 8) 项目资本金现金流量表
- 9) 资产负债表
- 10) EVA 测算表
- 11) 敏感性分析表

附表 1：财务指标汇总表

序号	项目	单位	数值
1	系统容量		
1.1	光伏系统容量	MW	117.45
1.2	储能系统容量	MW/MWh	40/80
2	年售电量	MWh	158458.87
2.1	光伏系统年上网电量	MWh	143054.86
2.2	储能系统年放电量	MWh	15404.01
3	项目总投资	万元	42716.91
4	建设期利息	万元	599.26
5	流动资金	万元	352.36
6	销售收入总额（不含增值税）	万元	116249.07
7	总成本费用	万元	80940.62
8	销售税金附加总额	万元	1152.38
9	利润总额	万元	34156.08
10	经营期平均电价（不含增值税）	元/kWh	0.2934
11	经营期平均电价（含增值税）	元/kWh	0.3316
12	项目投资回收期（所得税前）	年	11.62
13	项目投资回收期（所得税后）	年	12.4
14	项目投资财务内部收益率（所得税前）	%	7.21
15	项目投资财务内部收益率（所得税后）	%	6.22
16	项目投资财务净现值（所得税前）	万元	8408.22
17	项目投资财务净现值（所得税后）	万元	4366.46
18	资本金财务内部收益率	%	10.53
19	资本金财务净现值	万元	2423.93
20	总投资收益率（ROI）	%	4.13
21	投资利税率	%	3.31
22	项目资本金净利润率（ROE）	%	11.98
23	资产负债率（最大值）	%	80
24	盈亏平衡点（生产能力利用率）	%	70.32
25	度电成本（LCOE）	元/kWh	0.2282

附表 2：项目总投资使用计划与资金筹措表（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	计算期	
			第1年	第2年
1	项目总投资	42716.91	42364.54	352.36
1.1	建设投资	41765.28	41765.28	0
1.2	建设期利息	599.26	599.26	0
1.3	流动资金	352.36	0	352.36
2	资金筹措	42716.91	42364.54	352.36
2.1	项目资本金	8825.27	8472.91	352.36
2.1.1	用于建设投资	8472.91	8472.91	0
2.1.2	用于流动资金	352.36	0	352.36
2.2	债务资金	33891.63	33891.63	0
2.2.1	用于建设投资	33292.37	33292.37	0
2.2.2	用于建设期利息	599.26	599.26	0
2.2.3	用于流动资金	0	0	0

附表 3：总成本费用估算表（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	建设期	运行期												
				第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年	第11年	第12年	第13年
1	材料费	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	人工工资及福利费	1200	0	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48
3	修理费	1600	0	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
4	保险费	670.32	0	25.34	25.34	25.34	25.34	25.34	25.34	25.34	25.34	25.34	25.34	25.34	25.34	25.34
4.1	光伏系统	517.64	0	20.71	20.71	20.71	20.71	20.71	20.71	20.71	20.71	20.71	20.71	20.71	20.71	20.71
4.2	储能系统	152.68	0	4.63	4.63	4.63	4.63	4.63	4.63	4.63	4.63	4.63	4.63	4.63	4.63	4.63
5	用电费用	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	其他费用	26831.76	0	906.77	906.77	906.77	906.77	906.77	906.77	990.04	990.04	990.04	990.04	990.04	1073.32	1073.32
	其中：其他费用	20811.76	0	665.97	665.97	665.97	665.97	665.97	665.97	749.24	749.24	749.24	749.24	749.24	832.52	832.52
	土地租金	6020	0	240.8	240.8	240.8	240.8	240.8	240.8	240.8	240.8	240.8	240.8	240.8	240.8	240.8
7	折旧费	40716.67	0	2019.52	2019.52	2019.52	2019.52	2019.52	2019.52	2019.52	2019.52	2019.52	2019.52	2019.52	2019.52	2019.52
8	摊销费	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	财务费用	9921.87	0	1220.1	1138.76	1057.42	976.08	894.74	813.4	732.06	650.72	569.38	488.04	406.7	325.36	
	其中：长期借款利息	9760.79	0	1220.1	1138.76	1057.42	976.08	894.74	813.4	732.06	650.72	569.38	488.04	406.7	325.36	
	流动资金利息	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	短期借款利息	161.07	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	其他	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	总成本费用	80940.62	0	4283.73	4202.39	4121.05	4039.71	3958.37	3960.31	3878.97	3797.63	3716.29	3634.95	3636.88	3555.54	
11	经营成本	30302.08	0	1044.11	1044.11	1044.11	1044.11	1044.11	1127.38	1127.38	1127.38	1127.38	1127.38	1210.66	1210.66	

附表3：总成本费用估算表（续）（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	运行期												
			第14年	第15年	第16年	第17年	第18年	第19年	第20年	第21年	第22年	第23年	第24年	第25年	第26年
1	材料费	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	人工工资及福利费	1200	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48
3	修理费	1600	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
4	保险费	670.32	28.17	28.17	28.17	28.17	28.17	28.17	28.17	28.17	28.17	28.17	28.17	28.17	28.17
4.1	光伏系统	517.64	20.71	20.71	20.71	20.71	20.71	20.71	20.71	20.71	20.71	20.71	20.71	20.71	20.71
4.2	储能系统	152.68	7.47	7.47	7.47	7.47	7.47	7.47	7.47	7.47	7.47	7.47	7.47	7.47	7.47
5	用电费用	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	其他费用	26831.76	1073.32	1073.32	1073.32	1156.48	1156.48	1156.48	1156.48	1156.48	1239.75	1239.75	1239.75	1239.75	1239.75
	其中：其他费用	20811.76	832.52	832.52	832.52	915.68	915.68	915.68	915.68	915.68	998.95	998.95	998.95	998.95	998.95
	土地租金	6020	240.8	240.8	240.8	240.8	240.8	240.8	240.8	240.8	240.8	240.8	240.8	240.8	240.8
7	折旧费	40716.67	2230.82	1885.01	1885.01	1885.01	1885.01	1885.01	1885.01	1885.01	211.3	211.3	211.3	211.3	211.3
8	摊销费	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	财务费用	9921.87	295.56	216.42	137.14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	其中：长期借款利息	9760.79	244.02	162.68	81.34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	流动资金利息	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	短期借款利息	161.07	51.54	53.74	55.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	其他	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	总成本费用	80940.62	3739.87	3314.92	3235.64	3181.65	3181.65	3181.65	3181.65	3181.65	1591.22	1591.22	1591.22	1591.22	1591.22
11	经营成本	30302.08	1213.49	1213.49	1213.49	1296.65	1296.65	1296.65	1296.65	1296.65	1379.92	1379.92	1379.92	1379.92	1379.92

附表 4：资产折旧摊销估算表（人民币单位：万元）

附表 4：资产折旧摊销估算表（续）（人民币单位：万元）

附表 5：利润与利润分配表（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	建设期	运行期											
				第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年	第11年	第12年
12	可供分配的利润(10+11)		0	635.6	689.67	743.74	698.12	745.44	670.58	611.26	652.08	692.93	733.75	712.11	752.96
13	提取法定盈余公积金	2643.63	0	63.56	68.97	74.37	69.81	74.54	67.06	61.13	65.21	69.29	73.38	71.21	75.3
14	可供投资者分配的利润(12-13)		0	572.04	620.7	669.37	628.31	670.89	603.52	550.13	586.87	623.64	660.38	640.9	677.67
15	提取任意盈余公积金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	各投资方利润分配	16610.52	0	572.04	620.7	669.37	628.31	670.89	603.52	550.13	586.87	623.64	660.38	640.9	677.67
17	未分配利润(14-15-16)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	息税前利润(利润总额+利息支出)	44077.94	0	1855.7	1828.43	1801.16	1773.94	1746.67	1579.78	1547.07	1520.16	1493.29	1466.37	1356.18	1329.31
19	息税折旧摊销前利润	84794.61	0	3875.22	3847.95	3820.69	3793.46	3766.19	3599.3	3566.6	3539.68	3512.81	3485.9	3375.71	3348.84

附表 5：利润与利润分配表（续）（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	运行期												
			第14年	第15年	第16年	第17年	第18年	第19年	第20年	第21年	第22年	第23年	第24年	第25年	第26年
1	销售收入	116249.07	4703.21	4675.94	4648.71	4621.45	4594.18	4566.95	4539.68	4512.46	4485.19	4457.92	4430.7	4403.43	4376.16
1.1	光伏售电收入	106025.17	4241.01	4222.98	4205	4186.98	4168.95	4150.97	4132.95	4114.96	4096.94	4078.92	4060.93	4042.91	4024.89
	上网电量（MWh）	3576371.46	143054.86	142446.88	141840.32	141232.34	140624.36	140017.82	139409.82	138803.27	138195.28	137587.33	136980.75	136372.77	135764.78
	上网电价（不含税）（元/kWh）		0.2965	0.2965	0.2965	0.2965	0.2965	0.2965	0.2965	0.2965	0.2965	0.2965	0.2965	0.2965	0.2965
	上网电价（含税）（元/kWh）		0.335	0.335	0.335	0.335	0.335	0.335	0.335	0.335	0.335	0.335	0.335	0.335	0.335
1.2	储能售电收入	10223.9	462.2	452.96	443.71	434.47	425.23	415.98	406.74	397.49	388.25	379.01	369.76	360.52	351.27
	放电量（MWh）	385100.35	17409.6	17061.41	16713.22	16365.02	16016.83	15668.64	15320.45	14972.26	14624.06	14275.87	13927.68	13579.49	13231.3
	储能电价(不含税)（元/kWh）		0.2655	0.2655	0.2655	0.2655	0.2655	0.2655	0.2655	0.2655	0.2655	0.2655	0.2655	0.2655	0.2655
	储能电价(含税)（元/kWh）		0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
1.3	其他收入	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	销售税金附加	1152.38	24.33	60.79	60.43	60.08	59.72	59.37	59.02	58.66	58.31	57.95	57.6	57.24	56.89
3	总成本费用	80940.62	3739.87	3314.92	3235.64	3181.65	3181.65	3181.65	3181.65	3181.65	3181.65	3181.65	3181.65	3181.65	3181.65
4	补贴收入（应税）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	利润总额（1-2-3+4）	34156.08	939.01	1300.24	1352.64	1379.71	1352.8	1325.93	1299.01	1272.14	2835.66	2808.75	2781.87	2754.96	2728.05
6	弥补以前年度亏损	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	应纳税所得额（5-6）	34156.08	939.01	1300.24	1352.64	1379.71	1352.8	1325.93	1299.01	1272.14	2835.66	2808.75	2781.87	2754.96	2728.05
8	所得税	7719.75	234.75	325.06	338.16	344.93	338.2	331.48	324.75	318.04	708.91	702.19	695.47	688.74	682.01
9	补贴收入（免税）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	净利润（5-8+9）	26436.33	704.26	975.18	1014.48	1034.78	1014.6	994.44	974.26	954.11	2126.74	2106.56	2086.41	2066.22	2046.03
11	期初未分配的利润		0	0	171.64	378.65	603.94	811.05	1000.03	1170.84	1323.52	2531.56	3721.45	4893.19	6046.76

序号	项目	合计	运行期												
			第14年	第15年	第16年	第17年	第18年	第19年	第20年	第21年	第22年	第23年	第24年	第25年	第26年
12	可供分配的利润(10+11)		704.26	975.18	1186.12	1413.44	1618.53	1805.5	1974.29	2124.95	3450.26	4638.12	5807.85	6959.41	8092.8
13	提取法定盈余公积金	2643.63	70.43	97.52	101.45	103.48	101.46	99.44	97.43	95.41	212.67	210.66	208.64	206.62	204.6
14	可供投资者分配的利润(12-13)		633.83	877.66	1084.67	1309.96	1517.07	1706.05	1876.87	2029.54	3237.59	4427.47	5599.21	6752.79	7888.2
15	提取任意盈余公积金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	各投资方利润分配	16610.52	633.83	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02
17	未分配利润(14-15-16)		0	171.64	378.65	603.94	811.05	1000.03	1170.84	1323.52	2531.56	3721.45	4893.19	6046.76	7182.17
18	息税前利润(利润总额+利息支出)	44077.94	1234.57	1516.66	1489.78	1379.71	1352.8	1325.93	1299.01	1272.14	2835.66	2808.75	2781.87	2754.96	2728.05
19	息税折旧摊销前利润	84794.61	3465.39	3401.66	3374.79	3264.72	3237.81	3210.93	3184.02	3157.15	3046.96	3020.05	2993.17	2966.26	2939.35

附表 6：借款还本付息计划表（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	建设期	运行期												
				第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年	第11年	第12年	第13年
1	长期借款 1	33891.63	33891.63	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1	期初借款余额		0	33891.63	31632.19	29372.75	27113.31	24853.87	22594.42	20334.98	18075.54	15816.1	13556.65	11297.21	9037.77	
1.2	当期还本付息	43652.42	0	3479.54	3398.2	3316.86	3235.52	3154.18	3072.84	2991.5	2910.16	2828.82	2747.48	2666.14	2584.8	
	其中：还本	33891.63	0	2259.44	2259.44	2259.44	2259.44	2259.44	2259.44	2259.44	2259.44	2259.44	2259.44	2259.44	2259.44	
	付息	9760.79	0	1220.1	1138.76	1057.42	976.08	894.74	813.4	732.06	650.72	569.38	488.04	406.7	325.36	
1.3	期末借款余额		33891.63	31632.19	29372.75	27113.31	24853.87	22594.42	20334.98	18075.54	15816.1	13556.65	11297.21	9037.77	6778.33	
2	流动资金借款	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2.1	流动资金借款累计		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2.2	流动资金利息	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2.3	偿还流动资金借款本金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3	短期借款	5195.95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3.1	偿还短期借款本金	5195.95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3.2	短期借款利息	161.07	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
计算指标	利息备付率		0	1.52	1.61	1.7	1.82	1.95	1.94	2.11	2.34	2.62	3	3.33	4.09	
	偿债备付率		0	1.11	1.13	1.15	1.14	1.16	1.14	1.12	1.14	1.16	1.18	1.18	1.2	

附表 6：借款还本付息计划表（续）（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	运行期												
			第14年	第15年	第16年	第17年	第18年	第19年	第20年	第21年	第22年	第23年	第24年	第25年	第26年
1	长期借款 1	33891.63	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1	期初借款余额		6778.33	4518.88	2259.44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2	当期还本付息	43652.42	2503.46	2422.12	2340.78	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	其中：还本	33891.63	2259.44	2259.44	2259.44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	付息	9760.79	244.02	162.68	81.34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3	期末借款余额		4518.88	2259.44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	流动资金借款	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	流动资金借款累计		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	流动资金利息	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	偿还流动资金借款本金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	短期借款	5195.95	1662.46	1733.5	1799.99	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.1	偿还短期借款本金	5195.95	0	1662.46	1733.5	1799.99	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.2	短期借款利息	161.07	51.54	53.74	55.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
计算指标	利息备付率		4.18	7.01	10.86	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	偿债备付率		1.26	0.74	0.74	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

附表 7：财务计划现金流量表（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	建设期	运行期												
				第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年	第11年	第12年	第13年
3.1.1	项目资本金投入	8825.27	8472.91	352.36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.1.2	建设投资借款	33891.63	33891.63	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.1.3	流动资金借款	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.1.4	债券	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.1.5	短期借款	5195.95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.1.6	其他流入	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.2	现金流出	66219.24	599.26	4051.58	4018.91	3986.23	3863.83	3825.08	3676.36	3541.64	3497.03	3452.46	3407.86	3307.04	3262.47	
3.2.1	各种利息支出	10521.13	599.26	1220.1	1138.76	1057.42	976.08	894.74	813.4	732.06	650.72	569.38	488.04	406.7	325.36	
3.2.2	偿还债务本金	39087.59	0	2259.44	2259.44	2259.44	2259.44	2259.44	2259.44	2259.44	2259.44	2259.44	2259.44	2259.44	2259.44	
3.2.3	应付利润(股利分配)	16610.52	0	572.04	620.7	669.37	628.31	670.89	603.52	550.13	586.87	623.64	660.38	640.9	677.67	
3.2.4	其他流出	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4	净现金流量	17039.44	0	463.16	465.02	466.88	458.78	459.96	-114.54	-178.79	-174.71	-170.62	-166.54	-168.71	-164.62	
5	累计盈余资金		0	463.16	928.17	1395.05	1853.83	2313.8	2199.26	2020.47	1845.76	1675.13	1508.59	1339.88	1175.26	

—12—

附表 7：财务计划现金流量表（续）（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	运行期												
			第14年	第15年	第16年	第17年	第18年	第19年	第20年	第21年	第22年	第23年	第24年	第25年	第26年
1	经营活动净现金流量	80663.46	3598.78	3076.6	3036.63	2919.79	2899.61	2879.45	2859.27	2839.11	2338.04	2317.86	2297.71	2277.52	2257.33
1.1	现金流入	131361.45	5314.63	5283.81	5253.05	5222.23	5191.42	5160.66	5129.84	5099.08	5068.26	5037.45	5006.69	4975.87	4945.06
1.1.1	销售收入	116249.07	4703.21	4675.94	4648.71	4621.45	4594.18	4566.95	4539.68	4512.46	4485.19	4457.92	4430.7	4403.43	4376.16
1.1.2	增值税销项税额	15112.38	611.42	607.87	604.33	600.79	597.24	593.7	590.16	586.62	583.07	579.53	575.99	572.45	568.9
1.1.3	补贴收入	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1.4	其他流入	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2	现金流出	50697.99	1715.85	2207.21	2216.42	2302.44	2291.81	2281.2	2270.58	2259.96	2730.22	2719.59	2708.98	2698.35	2687.72
1.2.1	经营成本	30302.08	1213.49	1213.49	1213.49	1296.65	1296.65	1296.65	1296.65	1296.65	1379.92	1379.92	1379.92	1379.92	1379.92
1.2.2	增值税进项税额	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2.3	销售税金附加	1152.38	24.33	60.79	60.43	60.08	59.72	59.37	59.02	58.66	58.31	57.95	57.6	57.24	56.89
1.2.4	增值税	11523.79	243.28	607.87	604.33	600.79	597.24	593.7	590.16	586.62	583.07	579.53	575.99	572.45	568.9
1.2.5	所得税	7719.75	234.75	325.06	338.16	344.93	338.2	331.48	324.75	318.04	708.91	702.19	695.47	688.74	682.01
1.2.6	其他流出	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	投资活动净现金流量	-45317.64	-3200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	现金流入	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	现金流出	45317.64	3200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2.1	建设投资	41765.28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2.2	维持运营投资	3200	3200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2.3	流动资金	352.36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2.4	其他流出	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	筹资活动净现金流量	-18306.38	-1526.37	-3110.84	-3036.12	-2506.01	-706.02	-706.02	-706.02	-706.02	-706.02	-706.02	-706.02	-706.02	-706.02
3.1	现金流入	47912.86	1662.46	1733.5	1799.99	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

序号	项目	合计	运行期												
			第14年	第15年	第16年	第17年	第18年	第19年	第20年	第21年	第22年	第23年	第24年	第25年	第26年
3.1.1	项目资本金投入	8825.27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.1.2	建设投资借款	33891.63	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.1.3	流动资金借款	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.1.4	债券	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.1.5	短期借款	5195.95	1662.46	1733.5	1799.99	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.1.6	其他流入	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.2	现金流出	66219.24	3188.83	4844.34	4836.11	2506.01	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02
3.2.1	各种利息支出	10521.13	295.56	216.42	137.14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.2.2	偿还债务本金	39087.59	2259.44	3921.9	3992.94	1799.99	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.2.3	应付利润(股利分配)	16610.52	633.83	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02
3.2.4	其他流出	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	净现金流量	17039.44	-1127.59	-34.24	0.52	413.78	2193.58	2173.43	2153.25	2133.09	1632.02	1611.84	1591.68	1571.5	1551.31
5	累计盈余资金		47.67	13.43	13.95	427.73	2621.31	4794.75	6947.99	9081.08	10713.11	12324.94	13916.63	15488.12	17039.44

附表 8：项目投资现金流量表（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	建设期	运行期											
				第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年	第11年	第12年
1	现金流入	121449.31	0	5558.84	5528.03	5497.22	5466.45	5435.64	4841.35	4755.81	4728.54	4701.31	4674.04	4646.77	4619.55
1.1	销售收入	116249.07	0	4919.33	4892.06	4864.79	4837.57	4810.3	4783.03	4755.81	4728.54	4701.31	4674.04	4646.77	4619.55
1.2	补贴收入	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3	固定资产增值税抵扣	3588.59	0	639.51	635.97	632.42	628.88	625.34	58.32	0	0	0	0	0	0
1.4	回收固定资产余值	1259.28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5	回收流动资金	352.36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	现金流出	76772.1	41765.28	1396.47	1044.11	1044.11	1044.11	1044.11	1183.73	1189.21	1188.85	1188.5	1188.15	1271.07	1270.71
2.1	建设投资	41765.28	41765.28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	流动资金	352.36	0	352.36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	经营成本	30302.08	0	1044.11	1044.11	1044.11	1044.11	1044.11	1127.38	1127.38	1127.38	1127.38	1127.38	1210.66	1210.66
2.4	销售税金附加	1152.38	0	0	0	0	0	0	56.35	61.83	61.47	61.12	60.76	60.41	60.05
2.5	维持运营投资	3200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	所得税前净现金流量(1-2)	44677.2	-41765.28	4162.37	4483.92	4453.11	4422.34	4391.53	3657.62	3566.6	3539.68	3512.81	3485.9	3375.71	3348.84
4	累计所得税前净现金流量		-41765.28	-37602.91	-33118.98	-28665.87	-24243.53	-19852	-16194.37	-12627.78	-9088.09	-5575.28	-2089.38	1286.32	4635.16
5	调整所得税	9010.62	0	0	0	0	221.74	218.33	197.47	386.77	380.04	373.32	366.59	339.05	332.33
6	所得税后净现金流量(3-5)	35666.59	-41765.28	4162.37	4483.92	4453.11	4200.6	4173.2	3460.15	3179.83	3159.64	3139.49	3119.3	3036.66	3016.51
7	累计所得税后净现金流量		-41765.28	-37602.91	-33118.98	-28665.87	-24465.27	-20292.07	-16831.97	-13652.02	-10492.49	-7352.96	-4233.66	-1196.99	1819.52

附表 8：项目投资现金流量表（续）（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	运行期												
			第14年	第15年	第16年	第17年	第18年	第19年	第20年	第21年	第22年	第23年	第24年	第25年	第26年
1	现金流入	121449.31	5071.35	4675.94	4648.71	4621.45	4594.18	4566.95	4539.68	4512.46	4485.19	4457.92	4430.7	4403.43	5987.8
1.1	销售收入	116249.07	4703.21	4675.94	4648.71	4621.45	4594.18	4566.95	4539.68	4512.46	4485.19	4457.92	4430.7	4403.43	4376.16
1.2	补贴收入	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3	固定资产增值税抵扣	3588.59	368.14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.4	回收固定资产余值	1259.28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1259.28
1.5	回收流动资金	352.36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	352.36
2	现金流出	76772.1	4437.82	1274.28	1273.92	1356.73	1356.37	1356.02	1355.66	1355.31	1438.23	1437.88	1437.52	1437.17	1436.81
2.1	建设投资	41765.28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	流动资金	352.36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	经营成本	30302.08	1213.49	1213.49	1213.49	1296.65	1296.65	1296.65	1296.65	1296.65	1379.92	1379.92	1379.92	1379.92	1379.92
2.4	销售税金附加	1152.38	24.33	60.79	60.43	60.08	59.72	59.37	59.02	58.66	58.31	57.95	57.6	57.24	56.89
2.5	维持运营投资	3200	3200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	所得税前净现金流量（1-2）	44677.2	633.53	3401.66	3374.79	3264.72	3237.81	3210.93	3184.02	3157.15	3046.96	3020.05	2993.17	2966.26	4550.99
4	累计所得税前净现金流量		5268.69	8670.36	12045.15	15309.87	18547.68	21758.61	24942.63	28099.78	31146.74	34166.78	37159.96	40126.22	44677.2
5	调整所得税	9010.62	308.64	379.16	372.45	344.93	338.2	331.48	324.75	318.04	708.91	702.19	695.47	688.74	682.01
6	所得税后净现金流量（3-5）	35666.59	324.89	3022.5	3002.35	2919.79	2899.61	2879.45	2859.27	2839.11	2338.04	2317.86	2297.71	2277.52	3868.98
7	累计所得税后净现金流量		2144.41	5166.91	8169.25	11089.04	13988.65	16868.1	19727.37	22566.48	24904.53	27222.39	29520.09	31797.61	35666.59

附表9：项目资本金现金流量表（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	建设期	运行期											
				第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年	第11年	第12年
1	现金流流入	121449.31	0	5558.84	5528.03	5497.22	5466.45	5435.64	4841.35	4755.81	4728.54	4701.31	4674.04	4646.77	4619.55
1.1	销售收入	116249.07	0	4919.33	4892.06	4864.79	4837.57	4810.3	4783.03	4755.81	4728.54	4701.31	4674.04	4646.77	4619.55
1.2	补贴收入	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3	固定资产增值税抵扣	3588.59	0	639.51	635.97	632.42	628.88	625.34	58.32	0	0	0	0	0	0
1.4	回收固定资产余值	1259.28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5	回收流动资金	352.36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	现金流出	95012.98	8472.91	4876.01	4442.31	4360.97	4379.36	4304.78	4352.37	4384.46	4316.38	4248.3	4180.21	4174.58	4106.5
2.1	项目资本金	8825.27	8472.91	352.36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	借款本金偿还	33891.63	0	2259.44	2259.44	2259.44	2259.44	2259.44	2259.44	2259.44	2259.44	2259.44	2259.44	2259.44	2259.44
2.3	借款利息支付	9921.87	0	1220.1	1138.76	1057.42	976.08	894.74	813.4	732.06	650.72	569.38	488.04	406.7	325.36
2.4	经营成本	30302.08	0	1044.11	1044.11	1044.11	1044.11	1044.11	1127.38	1127.38	1127.38	1127.38	1127.38	1210.66	1210.66
2.5	销售税金附加	1152.38	0	0	0	0	0	0	56.35	61.83	61.47	61.12	60.76	60.41	60.05
2.6	所得税	7719.75	0	0	0	0	99.73	106.49	95.8	203.75	217.36	230.98	244.58	237.37	250.99
2.7	维持运营投资	3200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	净现金流量(1-2)	26436.33	-8472.91	682.83	1085.72	1136.25	1087.09	1130.86	488.99	371.34	412.16	453.01	493.83	472.2	513.05

附表 9：项目资本金现金流量表（续）（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	运行期												
			第14年	第15年	第16年	第17年	第18年	第19年	第20年	第21年	第22年	第23年	第24年	第25年	第26年
1	现金流入	121449.31	5071.35	4675.94	4648.71	4621.45	4594.18	4566.95	4539.68	4512.46	4485.19	4457.92	4430.7	4403.43	5987.8
1.1	销售收入	116249.07	4703.21	4675.94	4648.71	4621.45	4594.18	4566.95	4539.68	4512.46	4485.19	4457.92	4430.7	4403.43	4376.16
1.2	补贴收入	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3	固定资产增值税抵扣	3588.59	368.14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.4	回收固定资产余值	1259.28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1259.28
1.5	回收流动资金	352.36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	352.36
2	现金流出	95012.98	7227.57	4075.2	4008.67	1701.65	1694.57	1687.5	1680.42	1673.34	2147.14	2140.06	2132.99	2125.91	2118.82
2.1	项目资本金	8825.27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	借款本金偿还	33891.63	2259.44	2259.44	2259.44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	借款利息支付	9921.87	295.56	216.42	137.14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.4	经营成本	30302.08	1213.49	1213.49	1213.49	1296.65	1296.65	1296.65	1296.65	1296.65	1379.92	1379.92	1379.92	1379.92	1379.92
2.5	销售税金附加	1152.38	24.33	60.79	60.43	60.08	59.72	59.37	59.02	58.66	58.31	57.95	57.6	57.24	56.89
2.6	所得税	7719.75	234.75	325.06	338.16	344.93	338.2	331.48	324.75	318.04	708.91	702.19	695.47	688.74	682.01
2.7	维持运营投资	3200	3200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	净现金流量（1-2）	26436.33	-2156.22	600.74	640.05	2919.79	2899.61	2879.45	2859.27	2839.11	2338.04	2317.86	2297.71	2277.52	3868.98

附表 10：投资各方现金流量表（投资方 1）（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	建设期	运行期											
				第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年	第11年	第12年
1	现金流流入	35261.6	0	572.04	620.7	669.37	628.31	670.89	603.52	550.13	586.87	623.64	660.38	640.9	677.67
1.1	实分利润	16610.52	0	572.04	620.7	669.37	628.31	670.89	603.52	550.13	586.87	623.64	660.38	640.9	677.67
1.2	资产处置收益分配	18651.08	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3	租赁费收入	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.4	技术转让或使用收入	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5	其他现金流入	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	现金流出	8825.27	8472.91	352.36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	实缴资本	8825.27	8472.91	352.36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	租赁资产支出	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	其他现金流出	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	净现金流量(1-2)	26436.33	-8472.91	219.68	620.7	669.37	628.31	670.89	603.52	550.13	586.87	623.64	660.38	640.9	677.67

附表 10：投资各方现金流量表（投资方 1）（续）（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	运行期												
			第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年	第 21 年	第 22 年	第 23 年	第 24 年	第 25 年	第 26 年
1	现金流流入	35261.6	633.83	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	19357.1
1.1	实分利润	16610.52	633.83	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02
1.2	资产处置收益分配	18651.08	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18651.08
1.3	租赁费收入	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.4	技术转让或使用收入	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5	其他现金流入	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	现金流出	8825.27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	实缴资本	8825.27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	租赁资产支出	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	其他现金流出	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	净现金流量（1-2）	26436.33	633.83	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	706.02	19357.1

—20—

附表 11：资产负债表（人民币单位：万元）

序号	项目	建设期		运行期										
		第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年	第11年	第12年	第13年
1	资产	42364.54	37940.09	36385.58	34832.93	33272.19	31712.63	29578.57	27380.25	25186.02	22995.87	20809.8	18621.57	16437.42
1.1	流动资产总额	0	815.52	1280.54	1747.42	2206.19	2666.16	2551.62	2372.83	2198.12	2027.5	1860.95	1692.25	1527.63
1.1.1	流动资产	0	352.36	352.36	352.36	352.36	352.36	352.36	352.36	352.36	352.36	352.36	352.36	352.36
1.1.2	累计盈余资金	0	463.16	928.17	1395.05	1853.83	2313.8	2199.26	2020.47	1845.76	1675.13	1508.59	1339.88	1175.26
1.2	在建工程	42364.54	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3	固定资产净值	0	37124.57	35105.04	33085.52	31065.99	29046.47	27026.95	25007.42	22987.9	20968.37	18948.85	16929.32	14909.8
1.4	无形及其他资产净值	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	负债及所有者权益(2.5+2.6)	42364.54	37940.09	36385.58	34832.93	33272.19	31712.63	29578.57	27380.25	25186.02	22995.87	20809.8	18621.57	16437.42
2.1	流动负债总额	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1.1	本年短期借款	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1.2	其他	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	建设投资借款	33891.63	31632.19	29372.75	27113.31	24853.87	22594.42	20334.98	18075.54	15816.1	13556.65	11297.21	9037.77	6778.33
2.3	流动资金借款	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.4	应交增值税	0	-2580.94	-1944.97	-1312.55	-683.66	-58.32	0	0	0	0	0	0	0
2.5	负债小计(2.1+2.2+2.3+2.4)	33891.63	29051.25	27427.78	25800.76	24170.2	22536.1	20334.98	18075.54	15816.1	13556.65	11297.21	9037.77	6778.33
2.6	所有者权益	8472.91	8888.83	8957.8	9032.17	9101.99	9176.53	9243.59	9304.71	9369.92	9439.21	9512.59	9583.8	9659.1
2.6.1	资本金	8472.91	8825.27	8825.27	8825.27	8825.27	8825.27	8825.27	8825.27	8825.27	8825.27	8825.27	8825.27	8825.27
2.6.2	资本公积	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.6.3	累计盈余公积金	0	63.56	132.53	206.9	276.71	351.26	418.32	479.44	544.65	613.94	687.32	758.53	833.83
2.6.4	累计未分配利润	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	资产负债平衡	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
计算指	资产负债率(%)	80	76.57	75.38	74.07	72.64	71.06	68.75	66.02	62.8	58.95	54.29	48.53	41.24

序号	项目	建设期	运行期											
			第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年	第11年	第12年
标														

附表 11：资产负债表（续）（人民币单位：万元）

序号	项目	运行期												
		第14年	第15年	第16年	第17年	第18年	第19年	第20年	第21年	第22年	第23年	第24年	第25年	第26年
标														