

诸城绿电新能源有限公司<sup>1</sup>  
国家电投山东诸城密州光伏发电项目

可行性研究报告<sup>2</sup>

信息产业电子第十一设计研究院科技股份有限公司<sup>3</sup>  
2025年06月

# 工程咨询单位甲级资信证书

1 单位名称：信息产业电子第十一设计研究  
院科技股份有限公司 住所：成都市成华区双林路251号

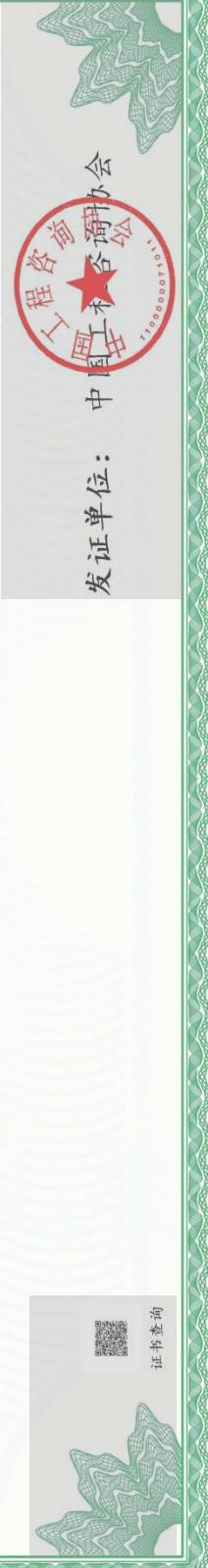
2 统一社会信用代码：915101002019764990 法定代表人：方涛  
技术负责人：黄琦玲 资信等级：甲级

3 资信类别：专业资信  
业务：

电子、信息工程(含通信、广电、信息化), 电力(含火电、水电、核电、新能源),  
石化、化工、医药, 建筑

证书编号：甲272024012211

有效期：2024年11月28日至2027年11月27日



审 核： 许云龙 刘伟<sup>1</sup>  
校 对： 康建伟 王彦茹  
编 制： 任宇恒 杨志超  
卢文龙 容 奕  
罗利晓 许 杰

## 目 录

第一章 综合说明 .....	1
1.1 项目概况 .....	1
1.2 太阳能资源 .....	2
1.3 工程地质 .....	2
1.4 工程任务和规模 .....	2
1.5 总体方案设计与发电量预测 .....	2
1.6 电气设计 .....	3
1.7 土建工程 .....	4
1.8 消防设计 .....	6
1.9 施工组织设计 .....	6
1.10 工程管理设计 .....	7
1.11 环境保护与水土保持 .....	7
1.12 劳动安全与工业卫生 .....	8
1.13 节能降耗分析 .....	8
1.14 工程概算 .....	9
1.15 财务评价与社会效果分析 .....	9
1.16 附图、附表 .....	10
第二章 太阳能资源 .....	13
2.1 区域太阳能资源概述 .....	13
2.2 气象条件 .....	17
2.3 项目建设地太阳能资源分析 .....	18
2.4 项目地太阳能资源评估 .....	25
第三章 工程地质 .....	27
3.1 场址概述 .....	27
3.2 工程地质条件 .....	27
3.3 地基评价 .....	29
第四章 工程任务和规模 .....	30
4.1 工程任务 .....	30
4.2 地区概况 .....	30
4.3 工程建设必要性 .....	31
4.4 工程任务及规模 .....	34
4.5 光伏+特种动物养殖 .....	34
第五章 光伏系统总体方案设计及发电量计算 .....	36
5.1 光伏组件选型 .....	36
5.2 逆变器选型 .....	45
5.3 光伏阵列运行方式选择 .....	52
5.4 光伏方阵设计 .....	56
5.5 光伏子方阵设计 .....	57
5.6 辅助技术方案 .....	59
5.7 光伏发电工程年上网电量计算 .....	61
第六章 电气设计 .....	64
6.1 接入系统方案及主要技术原则 .....	64
6.2 电气一次 .....	67
6.3 电气二次 .....	84
6.4 通信 .....	104
6.5 设备材料清册 .....	107
第七章 集电线路 .....	120
7.1 工程概述 .....	120
7.2 气象条件 .....	120

7.3 集电线路路径 .....	122
7.4 导地线选择及金具 .....	125
7.5 绝缘配合 .....	128
7.6 防雷接地 .....	130
7.7 铁塔选型 .....	130
第八章 土建设计 .....	134
8.1 设计安全标准 .....	134
8.2 基本资料和设计依据 .....	135
8.3 光伏阵列支架、基础及逆变器、箱变基础 .....	137
8.4 升压站布置方案 .....	145
8.5 竖向布置 .....	146
8.6 220V 升压站土建设计 .....	146
第九章 工程消防设计 .....	157
9.1 工程消防总体设计 .....	157
9.2 建筑消防 .....	158
9.3 光伏区消防 .....	159
9.4 主要场所及机电设备灭火器配置 .....	159
9.5 通风空调系统的防火排烟设计 .....	159
9.6 火灾报警系统 .....	159
9.7 电气设备消防 .....	160
9.8 施工消防 .....	161
9.9 主要材料清册 .....	164
第十章 施工组织设计 .....	165
10.1 施工条件 .....	165
10.2 施工总布置 .....	165
10.3 施工交通运输 .....	166
10.4 工程用地 .....	166
10.5 工程施工 .....	167
10.6 施工总进度 .....	169
10.7 工期保障措施和安全文明施工措施 .....	170
第十一章 工程管理设计 .....	172
11.1 管理方式 .....	172
11.2 工程管理机构 .....	172
11.3 主要管理设施 .....	172
11.4 运营期管理设计 .....	172
11.5 检修管理设计 .....	173
11.6 电站运行维护、回收及拆除 .....	174
第十二章 环境保护与水土保持 .....	178
12.1 环境保护 .....	178
12.2 水土保持 .....	183
第十三章 劳动安全与工业卫生 .....	187
13.1 设计总则 .....	187
13.2 工程劳动安全与工业卫生危害因素分析 .....	190
13.3 工程安全卫生设计 .....	192
13.4 安全与工业卫生机构设置、人员配备及管理制度 .....	197
13.5 事故应急救援预案 .....	198
13.6 主要结论和建议 .....	199
第十四章 节能降耗 .....	200
14.1 设计原则 .....	200
14.2 工程应遵循的节能标准及节能规范 .....	200
14.3 施工期能耗种类、数量分析和能耗指标分析 .....	201

14.4 运行期能耗种类、数量分析和能耗指标分析 .....	201
14.5 主要节能降耗措施 .....	202
14.6 结论 .....	204
第十五章 工程概算 .....	205
15.1 工程概况 .....	205
15.2 编制原则及依据 .....	205
第十六章 财务评价与社会效果分析 .....	234
16.1 项目概况 .....	234
16.2 财务评价 .....	234
16.3 社会效果分析 .....	238
16.4 财务评价附表 .....	240
第十七章 社会稳定风险分析 .....	261
17.1 项目概况 .....	261
17.2 编制依据 .....	261
17.3 风险调查 .....	262
17.4 风险识别 .....	263
17.5 风险防范和化解措施 .....	264
17.6 风险防范、化解措施有效性分析 .....	267
17.7 风险分析结论 .....	268
第十八章 质量管理 .....	269
18.1 总则 .....	269
18.2 建设项目概况 .....	269
18.3 质量控制措施 .....	270
第十九章 结论、问题和建议 .....	275

**附表 1****工程概算附表:2**

- 附表 1: 总概算表 3  
附表 2: 设备及安装工程表  
附表 3: 建筑工程表  
附表 4: 其他费用表  
附表 5: 送出工程概算表

**财务评价附表:4**

- 附表 1: 项目总投资使用计划与资金筹措表 5  
附表 2: 总成本费用估算表  
附表 3: 利润与利润分配表  
附表 4: 借款还本付息计划表  
附表 5: 财务计划现金流量表  
附表 6: 项目投资现金流量表  
附表 7: 项目资本金现金流量表  
附表 8: 资产负债表  
附表 9: 财务指标汇总表

**附图 1**

序号	图号	图名	2
1	HN0039K-D01-01	光伏组串接线示意图	
2	HN0039K-D01-02	2MW 光伏方阵接线图	
3	HN0039K-D01-03	3MW 光伏方阵接线图	
4	HN0039K-D01-04	电缆直埋敷设示意图	
5	HN0039K-D01-05	地块一、地块二光伏组件布置图	
6	HN0039K-D01-06	地块三光伏组件布置图	
7	HN0039K-D01-07	地块四光伏组件布置图	
8	HN0039K-D01-08	地块五、地块六光伏组件布置图	
9	HN0039K-D01-09	集电线路路径方案图	
10	HN0039K-D03-01	升压站电气主接线图	
11	HN0039K-D03-02	升压站电气总平面布置图	
12	HN0039K-D03-03	220kV 屋外配电装置出线间隔断面图	
13	HN0039K-D03-04	220kV 屋外配电装置主进间隔断面图	
14	HN0039K-D03-05	220kV 屋外配电装置 PT 间隔断面图	
15	HN0039K-D03-06	35kV 配电装置平面布置图	
16	HN0039K-D03-07	站用电负荷统计表	
17	HN0039K-D03-08	低压配电系统图	
18	HN0039K-D03-09	升压站室外接地网布置图	
19	HN0039K-D03-10	升压站全站防雷保护图	
20	HN0039K-R01-01	光伏区二次安防示意图	
21	HN0039K-R03-01	升压站继电保护、计量及测量配置图	
22	HN0039K-R03-02	计算机监控系统示意图	
23	HN0039K-U03-01	通信设备系统接线图	
24	HN0039K-U03-02	系统配置示意图	
25	HN0039K-U03-03	电站内通信系统示意图	
26	HN0039K-X02-01	架空线路路径方案图	
27	HN0039K-X02-02	杆塔一览图	
28	HN0039K-X02-03	基础一览图	
29	HN0039K-T01-01	光伏支架结构布置图	
30	HN0039K-T03-01	综合楼一层平面图	
31	HN0039K-T03-02	综合楼立面图	

32	HN0039K-T03-03	库房平面、立面图	1
33	HN0039K-T03-04	危废间平面、立面图	
34	HN0039K-T03-05	综合水泵房地下一层平面图	
35	HN0039K-T03-06	综合水泵房一层平面图	
36	HN0039K-T03-07	综合水泵房立面图	
37	HN0039K-Z01-01	场区总平面布置图	
38	HN0039K-Z01-02	光伏区总平面布置图一	
39	HN0039K-Z01-03	光伏区总平面布置图二	
40	HN0039K-Z01-04	光伏区总平面布置图三	
41	HN0039K-Z01-05	光伏区总平面布置图四	
42	HN0039K-Z03-01	升压站总平面布置图	

## 第一章 综合说明<sup>1</sup>

### 1.1 项目概况<sup>2</sup>

国家电投山东诸城密州光伏发电项目位于潍坊市诸城市密州街道、辛兴镇、林家村镇、高新技术产业园境内，东经  $119^{\circ}33'22''$ ，北纬  $35^{\circ}59'44''$ ，场区海拔高程约 80m，基本属于平原地貌，本项目投资方为诸城绿电新能源有限公司。<sup>3</sup>

诸城市位于山东半岛东南部，泰沂山脉与胶潍平原交界处，介于北纬  $35^{\circ}42'23''$  至  $36^{\circ}21'05''$ ，东经  $119^{\circ}0'19''$  至  $119^{\circ}43'56''$  之间，东与胶州、黄岛毗连，南与五莲接壤，西与莒县、沂水为邻，北与安丘、高密交界。市区距首都北京 638 千米、省会济南 300 千米、潍坊市 90 千米。总面积 2183 平方千米。<sup>4</sup>

项目本期建设装机容量 91.8MW，项目所发电量全额上网。本期直流侧总容量为 110.0528MWp，由 18 个 2.1MW 和 18 个 3.0MW 发电单元组成，拟采用双面双玻异质结 715Wp 组件，逆变器采用 300kW 组串逆变器。<sup>5</sup>

本项目新建 1 座 220kV 升压站，以 1 回 220kV 线路接入瑞俊站 220kV 侧，新建架空长度约 5.0km。光伏场区与升压站的相对地理位置如下图所示：<sup>6</sup>

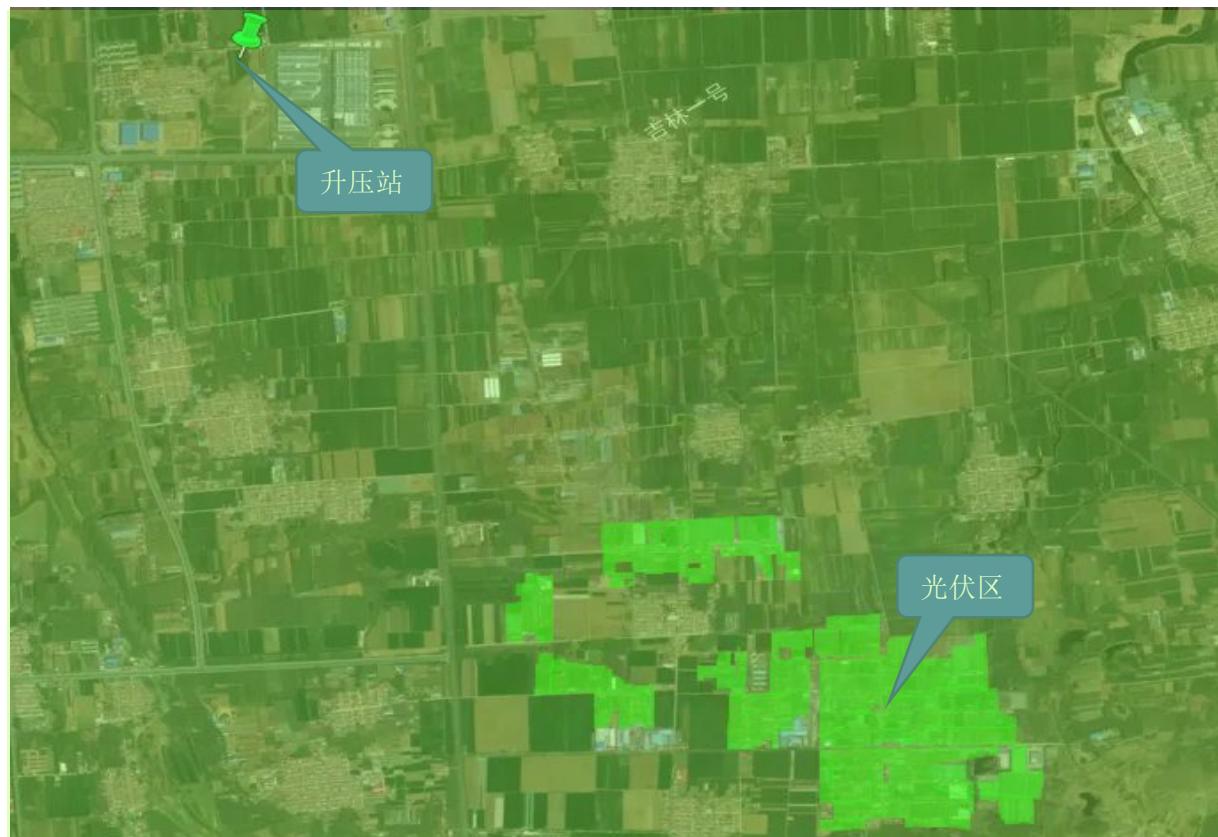


图 1.1-1 拟选光伏站址及升压站位置图<sup>8</sup>

## 1.2 太阳能资源<sup>1</sup>

通过对 Solargis 数据库辐射数据的分析可以看出，项目所在地区的太阳能资源具有<sup>2</sup>以下结论：

1) 项目场址太阳能资源总量丰富；<sup>3</sup>

根据气象行业标准《太阳能资源评估方法》QX/T89-2018 的划分标准，本项目场址<sup>4</sup>年平均辐射量为  $1449\text{kWh/m}^2$ ，即  $5216\text{MJ/m}^2$  属于 B 类“资源很丰富”地区，适合大型光伏电站的建设。

2) 太阳辐射量年际变化平稳。<sup>5</sup>

3) 根据《光伏并网电站太阳能资源评估规范》的要求，建议工程业主在拟选场区<sup>6</sup>内设立太阳能辐射测量设备，对现场的总辐射、气温、风速、风向、日照时数等数据进行连续不少于 1 年的实际观测，对该站区太阳能资源情况详细准确的评估，并对发电量数据进行重新核算。

综上所述，该地区属于 B 类“资源很丰富”地区，适合大型光伏电站的建设。<sup>7</sup>

## 1.3 工程地质<sup>8</sup>

拟建光伏场区位于诸城市南部，属剥蚀地形，缓丘地貌，呈波浪状起伏，地势整体<sup>9</sup>上较平缓。

根据《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010) (2016 年版)，拟建场地抗震设防<sup>10</sup>烈度为 7 度，设计基本地震动加速度值为  $0.15\text{g}$ ，设计地震分组为第三组。

根据拟建厂址区地层结构及其工程性质，按《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010)<sup>11</sup> (2016 年版) 表 4.1.3 确定：拟建厂址场地土类型为软弱土～软质岩石。

按《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010) (2016 年版) 表 4.1.6 判定：拟建厂址建<sup>12</sup>筑场地类别为 II 类。

## 1.4 工程任务和规模<sup>13</sup>

项目本期建设装机容量  $91.8\text{MW}$ ，项目地具有较好的太阳能资源，太阳能资源开发利用潜力巨大。本项目新建 1 座  $220\text{kV}$  升压站，以 1 回  $220\text{kV}$  线路接入瑞俊站  $220\text{kV}$  侧，新建架空长度约  $5.0\text{km}$ 。

## 1.5 总体方案设计与发电量预测<sup>15</sup>

项目本期建设装机容量  $91.8\text{MW}$ ，采用分块发电、集中并网方案。根据所选光伏组<sup>16</sup>

件和并网逆变器性能参数，以及光伏组件在满足项目实施地气候环境的条件下，根据现 1 场地形条件，本期采用 18 个 2.1MW 和 18 个 3.0MW 发电单元组成。结合本项目地块特点，发电单元采用组串式逆变器方案；逆变器将直流电逆变成交流电，后经升压箱式变压器升压。本工程光伏组件共计约 153920 块双面双玻异质结 715Wp 组件。本期项目实际建设容量为 110.0528MWp。

光伏组串接入逆变器，经逆变器接入 35kV 升压箱变，升压至 35kV 电压等级，然 2 后通过 35kV 集电线路接入本项目 220kV 升压站 35kV 侧母线，再通过 220kV 出线并入电网。

经计算，该光伏电站 25 年年均发电量约 14603.77 万 kWh，25 年总发电量约 3 365094.26 万 kWh，25 年年均等效利用小时数为 1327h。

考虑第一年弃电率 5.76%；第二年弃电率 6.32%；第三年弃电率 6.88%；第四年弃 4 电率 7.44%；第五年及以后弃电率 8.00%。经计算，该光伏电站 25 年年均发电量约 13469.71 万 kWh，25 年总发电量约 336742.73 万 kWh，25 年年均等效利用小时数为 1223.93h。

## 1.6 电气设计<sup>5</sup>

### 1.6.1 接入系统方案<sup>6</sup>

项目本期建设装机容量 91.8MW，新建 1 座 220kV 升压站，新建 1 回 220kV 线路接 7 入瑞俊站 220kV 侧，新建架空长度约 5.0km，

最终以接入系统报告审查意见要求为准。<sup>8</sup>

### 1.6.2 电气主接线<sup>9</sup>

本升压站力求电气接线简单、经济，运行方式灵活、可靠，后期维护方便、直接。<sup>10</sup>

本项目新建 220kV 变电站 1 座，在升压站内新建 180MVA 主变 1 台。<sup>11</sup>

升压站 220kV 侧电气主接线规划采用单母线接线形式，本项目建设出线 1 回，主变 12 进线 1 回，预留远期出线 3 回。

35kV 电气主接线采用多段单母线形式。本期共建设 2 段单母线，其中 IA 段母线接 13 2 回集电线路；IB 段母线接 1 回光伏集电线路，预留远期 1 面集电线路柜安装位置。

400V 站用电接线采用两段单母线接线方式。每段站用电源采用一用一备。工作电 14 源引自站内 35kV 母线，备用电源引自就近的 10kV 外网线路，以保障升压站内电气设

备安全可靠地运行。在工作电源失去后，站用电从附近的 10kV 外网线路取得备用电源，<sup>1</sup>维持全站动力负荷正常供电。

#### 中性点接地方式：<sup>2</sup>

220kV 侧采用中性点经隔离开关接地方式，并配置避雷器和间隙。<sup>3</sup>

35kV 侧采用中性点经低电阻接地方式。

0.4kV 侧采用中性点直接接地方式。

最终以接入系统报告审查意见要求为准。

### 1.6.3 主要电气设备控制和保护、智能监控系统 <sup>4</sup>

光伏电站安装一套计算机监控系统，由光伏区和升压站两部分组成，具有控制、通信、测量等功能。光伏电站集中监控后台设在升压站主控室内，通过光伏电站监控系统实现电站的全功能自动化管理，电站与调度端的遥测、遥信功能等。<sup>5</sup>

结合本电站自动化水平的要求，全站均采用微机型继电保护装置和自动装置，根据《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285-2023 和《电力装置的继电保护和自动装置设计规范》GB/T50062-2008 的有关规定进行配置，设置有 220kV 主变保护、220kV 线路保护、35kV 集电线路保护、35kV 母线保护、35kV 无功补偿保护等。<sup>6</sup>

### 1.6.4 调度与通信 <sup>7</sup>

根据光伏电站建设规模及有关的调度管理规程规定，本着电网内部实现统一调度、分级管理的原则，本光伏发电项目 220kV 升压站由山东电力调控中心、潍坊地调进行监视，信息分别送至山东省调和潍坊地调主、备调。最终调度关系以接入系统审查意见为准。<sup>8</sup>

## 1.7 土建工程 <sup>9</sup>

### 1.7.1 工程规模、等级、标准、总体布置方案 <sup>10</sup>

本光伏电站直流侧安装容量约为 **110.0528MW<sub>p</sub>**，根据《光伏发电站设计规范》<sup>11</sup>（GB50797-2012）可知，本工程为大型光伏发电系统。光伏电站的防洪等级为 II 级，按 50 年一遇的高水（潮）位考虑。

### 1.7.2 光伏阵列支架及基础设计 <sup>12</sup>

1) 本工程拟采用刚性光伏支架形式。<sup>13</sup>

刚性光伏支架采用双立柱布置方案，倾角为 27°，光伏阵列为 4x26 和 4x13 形式。

4x26 光伏阵列采用 7 榼支架，8 根通长纵向檩条；4x13 光伏阵列采用 4 榼支架，8 根通长纵向檩条。每榼支架由立柱、斜梁及前、后斜撑组成。基础采用预应力高强混凝土管桩基础，光伏组件最低点距地面 3.0m 高。1

2) 光伏组件支架结构设计须考虑的荷载工况：恒荷载（组件重量）、风荷载、地震荷载、雪荷载、温度荷载等。结构正常使用极限状态设计采用标准组合，结构承载能力极限状态设计采用基本组合。2

结构计算采用以概率理论为基础的极限状态设计方法，用分项系数设计表达式进行计算。3

3) 光伏支架采用预应力高强混凝土管桩基础。4

### 1.7.3 箱变基础 5

箱变式变压器基础拟采用桩基础+钢平台，采用成品油箱，平台距离地面高度按 1000mm 考虑，且满足 50 年一遇水位要求，平台四周设置 1.20m 高护栏。6

### 1.7.4 站区总平面布置 7

本项目本期安装容量为 110.0528MWp，同步新建一座 220kV 升压站。8

本项目升压站位于山东省潍坊市诸城市东部，东距诸城市中心约 11km，西北方向距潍坊市中心约 82km。站址向东为 S220 省道，北侧紧邻 5m 宽水泥混凝土道路，站址周边交通便利，区域发展优势明显。9

《建筑设计防火规范》GB 50016-2014（2018 年版）3.4.1 条文要求，变压器总油量  $10 < t \leq 50$ ，室外变电站距离单、多层丙丁戊类厂房（仓库）防火间距为 15m，与单、多层民用建筑防火间距为 20m。站址西侧及西南方向为仓库，最近距离为 15m；南侧为空地；东侧工业园区，距离生产车间最近距离约 52m；北侧为单层平房及仓库，距离其围墙 15m；与周边建筑物均满足规范要求。10

本项目位于潍坊市诸城市密州街道、辛兴镇、林家村镇、高新技术产业园境内，地处平原地区，光伏区地块分散布置于多块设施农用地区域，规划采用 715Wp 异质结双面光伏组件，经过串、并联计算，确定以 26 块为一个组串。若干组串构成一个光伏发电单元，每个发电单元居中布置一座箱式变压器，共计 36 个光伏发电单元。11

本工程光伏阵列竖向布置方式以农用地为主，阵列区内箱变区域进行适当整平。光伏阵列区场地依据现有养殖区域合理规划区内道路，以利于施工和后期的维护、管理。12

### 1.7.5 升压站内主要构筑物<sup>1</sup>

本工程 220kV 升压站由生活区和生产区组成，生活区布置于东侧，生产区布置于西侧，生活区和生产区之间有围栏分隔。<sup>2</sup>

生活区内建、构筑物主要包括综合楼、仓库、危废间、综合水泵房等。综合楼、仓库、危废间采用地上单层钢筋混凝土框架结构，基础采用钢筋混凝土独立基础，综合水泵房地上采用单层钢筋混凝土框架结构，地下采用箱型结构。<sup>3</sup>

生产区建、构筑物包括主变压器、SVG、一二次设备预制舱、GIS 设备、架构、站用变、接地变、避雷针、事故油池等。所有基础均采用现浇钢筋混凝土结构，架构采用钢结构形式，配电舱采用预制舱。<sup>4</sup>

生产区设置 4.5 米宽的环形道路，满足消防要求，便于设备运输、安装、检修及消防车辆通行。<sup>5</sup>

### 1.8 消防设计<sup>6</sup>

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。在工艺设计、设备及材料选用、平面布置、消防通道均按照有关消防规定执行，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。<sup>7</sup>

在施工区及施工生活区内按照有关部门消防安全的要求，配备足够的灭火器材。对所有的施工上岗人员进行上岗前的消防安全教育。并指定专人（安全员）进行消防安全监督，定期对施工中存在的消防安全隐患进行排查。<sup>8</sup>

### 1.9 施工组织设计<sup>9</sup>

本工程主要包括光伏电站场区内光伏阵列基础及光伏组件安装、箱变基础、电缆敷设、集电线路、场内道路、新建升压站送出线路以及对端改造等项目。<sup>10</sup>

#### 1) 运输条件<sup>11</sup>

本工程场址位于潍坊市诸城市密州街道东山社区，临近高速 G341 和省道 S220，外部交通条件便利。光伏设备和其他建筑材料可用汽车运到工地。<sup>12</sup>

#### 2) 施工用水<sup>13</sup>

光伏电站用水包括建筑施工用水、施工机械用水、生活用水等。施工期间考虑从附近村庄买水，满足施工要求。升压站建成后生活用水考虑从站内新建深井获得。<sup>14</sup>

### 3) 施工用电 <sup>1</sup>

本项目施工用电从附近的 10kV 线路引接，作为光伏电站施工用电电源，并安装降压设施，满足施工、生活用电需求。另备用 2 台 50kW 柴油发电机作为施工备用电源。

### 4) 建筑材料 <sup>3</sup>

钢筋、水泥、砂石料等建材在当地购买。<sup>4</sup>

### 5) 通信 <sup>5</sup>

本工程施工现场的对外通信，采用手机通信方式。<sup>6</sup>

## 1.10 工程管理设计 <sup>7</sup>

### 1.10.1 工程定员编制 <sup>8</sup>

工程在建设期间和建成投入运营后，都需设置专门的管理机构集中管理。主要管理对象为光伏电站内的组件及其他配套设施。主要工作为太阳能电站光伏组件、配电室和控制室等的日常巡视、维护、小规模设备检修。太阳能光伏电站，按少人值班的原则设计，设备检修可委托给当地供电部门。工程管理机构的组成和编制按如下原则设置：本期光伏发电项目定员为 9 人，负责光伏电站安全生产运行管理和检修工作。

### 1.10.2 工程管理 <sup>10</sup>

项目公司将对光伏电站实施全面管理，负责光伏电站的日常运营和维护，管理本光伏电站及其配套设施。光伏电站自动化程度较高，本光伏电站监控系统设在二次设备室内，值班人员通过微机监控装置实现对逆变升压装置的控制和监视，通过远动传输系统送至电网调度和业主总部。

光伏电站自动化程度很高，本光伏电站微机监控系统安装在控制室内，值班人员通过微机监控装置实现对太阳能电池组件及逆变器的控制和监视，通过远动传输系统送至电网调度端。

## 1.11 环境保护与水土保持 <sup>13</sup>

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

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

本期工程的建设对当地水环境、大气环境、电磁环境、声环境影响很小或无影响，<sup>1</sup>对生态环境的影响可通过采取相应环保措施及环境管理措施予以最大程度的减缓。从环境保护角度来看，无制约工程建设的环境问题，工程建设是可行的。

本期工程水土保持设计对产生水土流失的区域采取了工程措施、植物措施、临时措施和管理措施相结合的水土流失综合治理措施。按照本设计的目标和要求，各项措施实施后，因工程建设产生的水土流失将得到科学有效地控制。<sup>2</sup>

本期工程建成后对地方经济发展将起到积极作用，既可以提供新的电源，又不增加<sup>3</sup>环境压力，还可为当地增加新旅游景点，具有明显的社会效益和环境效益。

## 1.12 劳动安全与工业卫生<sup>4</sup>

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。参照《GB50706-2016 水利水电工程劳动安全与工业卫生设计规范》的要求，在设计中结合工程实际，采用先进的技术措施和可靠的防范手段，确保工程投产后符合劳动安全及工业卫生的要求，保障劳动者在生产过程中的安全与健康。设计着重反映工程投产后，职工及劳动者的人身安全与卫生方面紧密相关的内容，分析生产过程中的危害因素，提出防范措施和对策。<sup>5</sup>

工业卫生设计包括防噪声及防振动；采光与照明；防尘、防污、防腐蚀、防毒；防<sup>6</sup>电磁辐射等内容。

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，在采取了<sup>7</sup>安全防范措施及对生产运行人员的安全教育和培训后，对光伏电站的安全运行提供了良好的生产条件，有助于减少生产人员错误操作而导致安全事故以及由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，保障了生产的安全运行。

## 1.13 节能降耗分析<sup>8</sup>

### 1.13.1 施工期及运行期主要能耗种类<sup>9</sup>

本工程施工期消耗能源主要为电力、水资源、油料、临时施工用地和建筑用材料等；<sup>10</sup>运行期能源消耗主要为电力、建筑、水资源等。

### 1.13.2 主要节能降耗措施及预期效果<sup>11</sup>

主要节能降耗措施从系统工程、电气部分、土建部分、线路工程等几个方面考虑，<sup>12</sup>以降低能源消耗。

光伏电站的建设替代燃煤电厂的建设，可达到充分利用可再生能源、节约不可再生化石资源的目的。电站建成后将大大减少对环境的污染，同时还可节约大量的淡水资源，对改善大气环境有积极作用，具有明显的节能、环境和社会效益。<sup>1</sup>

## 1.14 工程概算<sup>2</sup>

### 1.14.1 定额、费用标准及有关文件及规定<sup>3</sup>

- 1) 《关于深化增值税改革有关政策的公告》（财政部税务总局海关总署公告 2019 年第 39 号）；
- 2) 《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》（可再生定额[2019]14 号）；
- 3) 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/T 32027-2016 和《光伏发电工程概算定额》NB/T 32035-2016；
- 4) 勘察设计费执行国家能源局发布的《光伏发电工程勘察设计费计算标准》NB/T 32030-2016；
- 5) 各专业的相关设计文件；
- 6) 当地其他有关规定。

### 1.14.2 施工期及运行期主要能耗种类<sup>5</sup>

本期工程施工期消耗能源主要为电力、水资源、油料、临时施工用地和建筑用材料<sup>6</sup>等；运行期能源消耗主要为电力、建筑、水资源、工程永久用地等。

### 1.14.3 工程概算<sup>7</sup>

工程施工工期按 9 个月考虑，生产运营期 25 年。<sup>8</sup>

项目资本金比例为 20%、其余 80% 为银行贷款。<sup>9</sup>

由于本项目静态投资为 31479.74 万元，单位静态投资 2860 元/kW，工程动态投资<sup>10</sup> 31809.41 万元，单位动态投资 2890 元/kW。

## 1.15 财务评价与社会效益分析<sup>11</sup>

本项目经营期上网电价按照 2026 年 0.3294 元/kWh、2027 年 0.3196 元/kWh、2028<sup>12</sup> 年 3098 元/kWh、2029 年 0.3 元 kWh、2030 年及以后 0.2902 元/kWh，本项目于 2026 年投产，运营期 25 年平均电价为 0.2944 元/kWh。本项目弃光限电率按逐年增加考虑，

2026 年为 5.76%、2027 年为 6.32%、2028 年为 6.88%、2029 年为 7.44%、2030 年及以后为 8%，运营期 25 年平均年售电量 13469.71 万 kWh。<sup>1</sup>

项目投资财务内部收益率为 5.42%（税前），项目投资财务内部收益率为 4.75%（税后），资本金财务内部收益率为 6.84%，投资回收期（税前）为 14 年，总投资收益率为 2.87%，项目资本金净利润率为 7.42%。项目资本金财务内部收益率 6.84%，满足资本金内部收益率不低于 6.5% 的集团要求，因此，该项目财务评价可行。<sup>2</sup>

财务评价结果表明，本项目具有较好的债务清偿能力和盈利能力。<sup>3</sup>

## 1.16 附图、附表<sup>4</sup>

附表一 光伏电站工程特性表<sup>5</sup>

一、光伏发电工程站址概况 <sup>6</sup>				
项目	单位	数 量	备注	
装机容量	MW	91.8	直流侧 110.0528MWp	
占地面积	亩	1800		
经 度	°′″	119°33'22"		
纬 度	°′″	35°59'44"		
工程代表年太阳能总辐射	MJ·m <sup>-2</sup>	5216.4		
二、主要设备				
编号	名称	单位	数量	备注
1 光伏组件				
1.1	额定输出	Wp	715	
1.2	组件效率	%	23.02	
1.3	开路电压 (Voc)	V	49.52	
1.4	短路电流 (Isc)	A	17.59	
1.5	工作电压 (Vmpp)	V	42.12	
1.6	工作电流 (Impp)	A	16.98	
1.7	峰值功率温度系数	%/°C	-0.25	
1.8	开路电压温度系数	%/°C	-0.24	
1.9	短路电流温度系数	%/°C	0.04	
1.10	首年功率衰降	%	≤1	
1.11	2~25 年每年功率衰降	%	≤0.3	
1.12	外形尺寸	mm	2384*1303*35	
1.13	重量	kg	37.8	
1.14	数量	块	153920	
1.15	固定倾角角度	( °)	27	
2. 300kW 组串式逆变器 <sup>7</sup>				

2.1	交流输出功率	kW	300	
2.2	最大直流电压	V	1500	
2.3	中国效率		98.52%	
2.4	最大功率跟踪（MPPT）范围	V	500-1500	
2.5	最大直流输入电流（每路）	A	65	
2.6	最大交流输出电流	A	216.6	
2.7	交流输出电压	V	800	
2.8	额定电网频率	Hz	50	
2.9	功率因数		-0.8~+0.8	
2.10	工作环境温度范围	°C	-30~+60	
2.11	数量	台	306	

**3 箱式升压变电站**

3.1	台数	台	18/18	
3.2	容量	kVA	2100/3000	
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	电压等级	kV	220	

**四、土建施工**

编号	名称	单位	数量	备注
1	土石方开挖	万 m <sup>3</sup>	2.36	
2	土石方回填	万 m <sup>3</sup>	4.82	
3	混凝土	万 m <sup>3</sup>	0.1659	
4	钢筋	t	209.8	
5	施工总工期	月	9	

**五、概算指标**

编号	名称	单位	数量	备注
1	静态总投资	万元	31479.74	
2	动态投资	万元	31809.41	
3	单位千瓦静态投资	元/kWp	2860	
4	单位千瓦动态投资	元/kWp	2890	
5	施工辅助工程	万元	/	
6	设备及安装工程	万元	19777	
7	建筑工程	万元	4272	
8	其他费用	万元	5441	
9	基本预备费	万元	590	
10	建设期贷款利息	万元	329.67	

**六、经济指标****六、经济指标**

编号	名称	单位	数量	备注
1	实际装机容量	MWp	110.0528	

2	年平均上网电量	万 kW·h	13469.71		1
3	上网电价(25 年)	元/kWh	0.2944		
4	项目投资内部收益率	%	5.42	税前	
5	项目投资内部收益率	%	4.75	税后	
6	投资回收期	年	14	税前	
7	资本金内部收益率	%	6.84		

## 第二章 太阳能资源<sup>1</sup>

### 2.1 区域太阳能资源概述<sup>2</sup>

#### 2.1.1 我国太阳能资源概况<sup>3</sup>

我国属太阳能资源丰富的国家之一，全国总面积  $2/3$  以上地区年日照时数大于 2000 小时，年辐射量在  $5000 \text{ MJ/m}^2$  以上，年日照时数在  $870 \sim 3570 \text{ h}$  之间。据统计资料分析，中国陆地面积每年接收的太阳辐射总量为  $3.3 \times 10^3 \sim 8.4 \times 10^3 \text{ MJ/m}^2$ ，相当于  $2.4 \times 10^4$  亿吨标准煤的储量。国家气象局太阳能资源评估中心最新的总辐射年总量空间分布模拟结果如图 2.1-1 所示。<sup>4</sup>

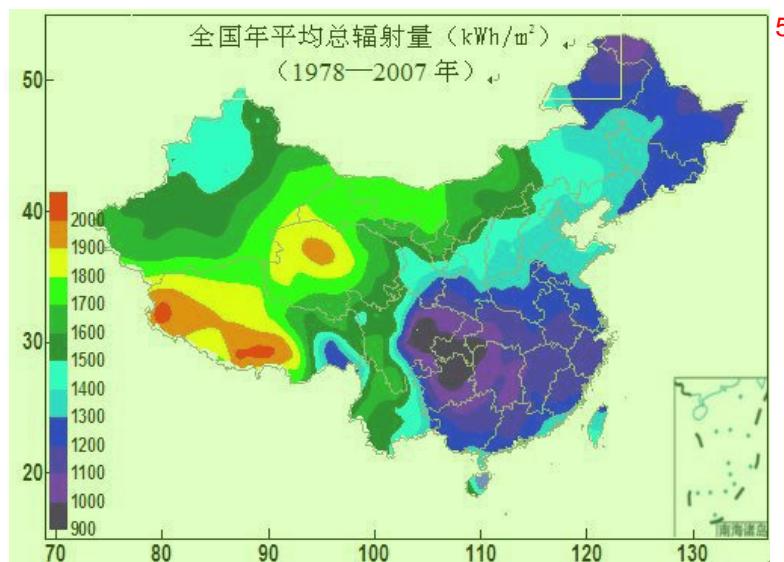


图 2.1-1 我国总辐射年总量空间分布模拟结果<sup>5</sup><sup>6</sup>

由图 2.1-1 可知，我国太阳能资源分布的主要特点为：太阳能的高值中心和低值中心都处在北纬  $22^\circ \sim 35^\circ$  这一带，青藏高原是高值中心，四川盆地是低值中心；太阳年辐射总量，西部地区高于东部地区，除西藏和新疆两个自治区外，基本上是南部低于北部；由于南方多数地区云多雨多，在北纬  $30^\circ \sim 40^\circ$  地区，太阳能的分布情况与一般的太阳能随纬度而变化的规律相反，太阳能不是随着纬度的增加而减少，而是随着纬度的升高而增长。<sup>7</sup>

#### 2.1.2 山东省太阳能资源概况<sup>8</sup>

山东省太阳能资源较为丰富，各地年总太阳总辐射量  $4542.61 \sim 5527.32 \text{ MJ/m}^2$  之间，处于 B 类区（很丰富区）和 C 类区（较丰富区）之间，分布情况见图 2.1-2 所示。山东境内有沿海、平原、丘陵、山地等多种地形，使之太阳辐射的差异较大。其中成武站年总辐射量最小为  $4542.61 \text{ MJ/m}^2$ ，蓬莱年总辐射量最多为  $5527.32 \text{ MJ/m}^2$ ，相差约  $1000 \text{ MJ/m}^2$ 。<sup>9</sup>

山东省各地太阳总辐射量因地区差异较大，其中胶东半岛南部太阳总辐射量较小，北部蓬莱、龙口一带较大，呈现出南少北多的特点，鲁北垦利、河口一带太阳总辐射量较大，鲁西南、鲁西一带较小，该地区夏季云量较多，对太阳总辐射的影响显著。鲁东南和鲁西南年太阳总辐射量较接近，山东西部年太阳总辐射量呈现出明显的南少北多特征。1



图 2.1-2 山东省太阳总辐射年总量空间分布(MJ/m<sup>2</sup>) 3

山东全省各地太阳总辐射量的年变化规律是一致的，从 1 月开始至 5 月，太阳总辐射呈现逐月上升的趋势，5 月各地的太阳总辐射达到全年的峰值，之后下降，12 月降至低谷，成为全年太阳总辐射量最小的 1 个月。4

山东省年平均日照时数的分布从北往南减少，变化梯度大致呈西南~东北走向，全省变化范围为 2200h~2800h。半岛中东部和鲁北的大部分地区在 2600~2800h 之间，鲁南最少，多数在 2200~2400h 之间变化，其他地区多在 2400~2600h 之间，蓬莱以 2807h 居全省之首，鲁西南的成武只有 2148h。日照时数季节分布特点是春季最多，夏季次之，冬季最少。山东省日照时数分布情况见图 2.1-3 所示。5



图 2.1-3 山东省年均日照时数分布图(单位 h)

### 2.1.3 太阳辐射观测台情况介绍

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

表 2.2-1 辐射观测站的地理信息和资料年代特征

站点	纬度(N)	经度(E)	海拔高度(m)	资料年代
济南	36° 36'	117° 03'	170. 3	1961-至今
福山	37° 30'	121° 15'	32. 6	1961-至今
莒县	35° 35'	118° 50'	107. 4	1990-至今

济南太阳总辐射最低值出现在 1990 年，仅为  $4142 \text{ MJ/m}^2$ ，最高值出现在 1965 年，为  $5777 \text{ MJ/m}^2$ ，福山（1992 年以前在烟台）历年太阳总辐射最低值出现在 1966 年，仅为  $3859 \text{ MJ/m}^2$ ，最高值出现在 1968 年，为  $5777 \text{ MJ/m}^2$ ，莒县历年太阳总辐射最低值出现在 2003 年，仅为  $4611.4 \text{ MJ/m}^2$ ，最高值出现在 1997 年，为  $5498.81 \text{ MJ/m}^2$ 。从济南市太阳总辐射变化趋势线可以看出，济南地区的太阳总辐射呈明显的下降趋势，下降幅度达到  $20.35 \text{ MJ/m}^2$ ，这是由于“随着城市的发展，大气污染的严重，使大气混浊度逐年增加。同时大气中气溶胶增多使成云、成雾的可能性也增大，致使城市日照时数逐渐减小”。从而造成“济南太阳总辐射量在逐渐下降”，“济南市大气污染物的增多对太阳总辐射量的变化起着决定性的因素”。莒县历年太阳总辐射变化趋势与济南一致，但莒县历年

太阳总辐射值均高于相应济南值。1990年代以前，福山太阳总辐射变化平稳，1990年代以后，福山大部分年份太阳总辐射值均在 $5000\text{MJ/m}^2$ 以上。<sup>1</sup>

表 2.2-2 山东省三个太阳辐射站月天文辐射量 ( $\text{MJ/m}^2$ ) 2

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

山东省三站点累年逐月总辐照量变化，均为5月份最大，12月份最小，由于每年的6、7月份为山东地区的雨季，雨季季节天空云量明显增多，日照减少，5月份正处于夏季风盛行的时期，副热带高压稳定控制在山东区域，晴空天气较多，造成太阳能总辐射的最大值出现在5月份而不是天文辐射最大的七月份。另外山东地区降水量偏少，太阳能总辐射的变化规律与天文辐射变化基本一致，12月份辐射量最小。



图 2.1-4 项目地与辐射观测站相对位置 6

山东省各地太阳能资源丰富程度与太阳总辐射量的分布特征类似，胶东半岛北部、鲁东南、鲁北为资源较丰富区，年可利用量达到  $1400\text{kWh/m}^2$ ，蓬莱地区最大年利用量为  $1536.59\text{kWh/m}^2$ ；鲁中、鲁西、鲁西南为资源较贫乏区，年可利用量不足  $1400\text{kWh/m}^2$ ，尤以鲁西南最低，年利用量  $1262.85\text{kWh/m}^2$ 。本项目位于山东省中东部，太阳能资源很丰富，适合建设光伏电站项目。

## 2.2 气象条件<sup>1</sup>

诸城市境属暖温带大陆性季风区半湿润气候，年平均气温  $12.4^{\circ}\text{C}$ ，极端最高气温  $40.7^{\circ}\text{C}$ ，极端最低气温  $-17.2^{\circ}\text{C}$ 。年平均风速为  $3.2\text{m/s}$ ，年降水量  $741.8\text{mm}$ ，降水日数 80 天左右。年平均日照时数为 2402.9 小时，年日照率 54%。年平均相对湿度 67%，年蒸发量  $1677.5\text{mm}$ 。无霜期 217 天。四季分明，光照充足，雨热同季，适宜农作物生长。主要自然灾害有旱、涝、风、雹等。

收集到诸城市气象要素年特征值如下：<sup>3</sup>

### (1) 气温<sup>4</sup>

多年平均气温	$12.4^{\circ}\text{C}$
多年平均最高气温	$11^{\circ}\text{C}$
多年平均最低气温	$-1^{\circ}\text{C}$
极端最高气温	$40.7^{\circ}\text{C}$
极端最低气温	$-17.2^{\circ}\text{C}$

### (2) 降雨量<sup>5</sup>

多年平均降雨量	$741.8\text{mm}$
多年最大降雨量	$1308\text{mm}$
多年最小降雨量	$313\text{mm}$
年平均降水日数	71 日
历年最多年雷暴雨日数	55 日
历年平均雷暴雨日数	20.8 日

### (3) 蒸发量<sup>6</sup>

多年平均蒸发量	$1677.5\text{mm}$
---------	-------------------

### (4) 多年最大冻土深度

### (5) 多年最大瞬时风速

## 2.2.1 气候条件影响分析<sup>7</sup>

诸城市的主要气候灾害，包括低温冻害、大风、雨雪、雷暴等。<sup>8</sup>

### 1、温度影响分析<sup>9</sup>

该地区多年极端最高气温为  $40.7^{\circ}\text{C}$ ，多年极端最低气温为  $-17.2^{\circ}\text{C}$ 。本项目主要在光伏组件串并联方案、电气设备选择以及系统效率折减等方面考虑温度对整个光伏电站的影响。

在进行光伏组件串并联方案设计时，要考虑在极端温度下，组件串联后的最大开路电压不能超过组件的最大系统电压，不能超过逆变器的最大直流允许输入电压；工作电压要在逆变器工作电压的跟踪范围之内。<sup>1</sup>

光伏组件的设计温度一般为 25°C，温度过高会造成组件输出功率降低，同时，对于布置在配电室内的设备，也应控制其工作温度保持在允许工作温度范围内。<sup>2</sup>

## 2、风速影响分析 <sup>3</sup>

项目地多年平均风速 3.2m/s。当太阳能电池组件周围的空气处于流动状态时，可增强组件的强制对流散热，降低太阳能电池组件板面工作温度，从而在一定程度上提高发电量。但由于太阳能电池组件迎风面积较大，当风速过高时，组件支架设计必须考虑风荷载的影响。<sup>4</sup>

## 3、雨雪天气影响分析 <sup>5</sup>

该地区年均降水量为 741.8mm 左右，全年降水量分布不平均，其中夏季降水量集中，基本占全年降水量 70%~80%。<sup>6</sup>

降雨对电池组件的发电效率影响不大，对电池组件发电效率造成影响的主要是降雪。<sup>7</sup>由于积雪的覆盖也会导致光伏组件所接受的太阳辐射量降低，对光伏电站的发电量有一定影响，因此，本工程实施时需考虑采取光伏组件积雪清除的措施，同时组件支架设计根据《建筑结构荷载规范》考虑雪荷载的影响。

## 4、雷暴影响分析 <sup>8</sup>

项目所在地多年平均雷暴日数为 28.4 天，雷暴日数较多，属于中雷暴区，是当地常见的自然灾害之一，雷暴主要出现在春季和夏季。本项目拟选用的光伏组件采取了严格的抗冰雹、抗霜冻设计，满足室外安装的使用要求，同时在光伏阵列支架的设计时，做相应的防雷保护装置设计，以保证光伏组件安全。<sup>9</sup>

综上，对本项目影响较大的气候条件主要为低温、雨雪、大风影响。总之，本项目将通过设备选型和相关设计技术的优化，将气象因素对光伏电站的负面影响降低到最低程度。<sup>10</sup>

## 2.3 项目建设地太阳能资源分析 <sup>11</sup>

### 2.3.1 太阳能资源数据取得方法 <sup>12</sup>

太阳能辐射资源状况受多种因素的影响，地球上不同地区、不同季节、不同气象条件下的太阳能资源各不相同。太阳能资源评估是太阳能光伏发电的关键环节，目前国内

对于太阳能资源评估的方法和手段的研究尚处于起步阶段，资源评估结果的差异对光伏电站的建设和运行会产生重大影响。1

我国现有气象观测站较少，分布较散且大多设于城镇附近，而大中型光伏项目大多位于野外，难以直接获得项目场址气象数据。目前用于获得太阳能资源数据的主要途径来自于理论计算、卫星扫描、实地测量与气象软件计算。2

理论计算，是根据日地相对运动规律，以及天体之间的太阳辐射关系，计算体外的辐射数据，由于无法考虑大气层、地面气象影响等因素，理论值相对地面的实际值要高出很多。3

卫星扫描，是主要借助于气象卫星对地表每隔一段时间进行近红外及可见光光谱进行扫描，通过对海拔高度、臭氧密度、水蒸汽、气溶胶、悬浮微粒等参数进行分析计算获得相关数据。卫星数据覆盖范围较大，记录的时间较长，能够获得几十年的卫星扫描数据，但精度较低，有效范围约几百平方公里。4

实地测量，是根据具体的实测地点进行定位测量太阳能资源，有效范围及精确程度都比卫星数据要好。但是，实地测量的测量范围有限，测试时间较短，仅能得到有限区域、有限时间段内的测试数据。5

气象软件计算，是专业的气象软件根据附近有辐射观测数据的气象站，并考虑地理纬度、海拔高度、两地距离以及气候条件拟合出一组项目所在地的辐照数据。由于气象软件获取数据源的方式等原因，计算精度低于实地测量结果，但相比于理论计算与卫星扫描两种方式较为精确，且可通过软件计算任一地点的辐照数据。6

上述太阳能资源数据的取得方法，由于理论计算值未能考虑大气层、地面气象影响等因素，理论值相对地面的实际值要高出很多，所以我们不予采纳。又因太阳能在我国和世界上都属于新发展的能源，实测数据的收集在我国也是刚刚开始。7

本项目未收集到项目地附近气象站辐照数据以及实测光辐射数据，故本项目利用 Meteonorm 辐射数据、NASA 辐射数据与 Solargis 数据对该地区太阳能资源进行对比分析评价。8

### 2.3.2 Meteonorm 数据分析 9

Meteonorm 是由 Meteotest 开发的广泛应用于能源行业气象软件，为 PVsyst、PVsol 等光伏设计软件的默认气象数据库。该软件可根据附近有辐射观测数据的气象站，并考虑地理纬度、海拔高度、两地距离以及气候条件拟合出一组项目所在地的辐照数据。10

该软件可查取到距项目场址最近的 2-3 个有辐射观测数据气象站，采用国际能源署 11

1992 年公布的谢氏权值插值公式，拟合计算出一组项目场地的太阳辐照数据。<sup>1</sup>

谢氏权值插值公式是建立在分析日照百分率和太阳辐照的相关性分析基础上，综合<sup>2</sup>考虑地理经纬度、海拔高度、地形条件和气候条件等权值系数，采用插值的方式计算出的最终数据。谢氏权值插值公式如下：

$$G_h(x) = \sum X_i [G_h(x_i) + (z_i - z_x) g_v]^{3}$$

$$w_i = [1 - \delta_i] / \delta_i^2$$

$$X_i = w_i / \sum w_k$$

$$w_i = [(1 - \delta_i) / \delta_i^2] / \sum w_k \text{ with}$$

$$\delta_i = d_i / R \quad d_i < R$$

$$d_i^2 = f_{NS}^2 \cdot \{s^2 + [v \cdot (z_i - z_x)]^2\}^{4}$$

$$f_{NS} = 1 + 0.3 \cdot |\Phi_i - \Phi_x| \cdot [1 + (\sin \Phi_i + \sin \Phi_x)/2]$$

	v	gv	5
Gh	150	0.0	
Ta	400	0.001	
Td	400	0.002	
FF	300	0.0	
RR	200	0.0	
Rd	300	0.0	
Sd	400	0.002	

公式中各参数表示内容如下：<sup>6</sup>

7

Gh——逐月水平面总辐射量， MJ/m<sup>2</sup>；

Ta——大气温度， °C；

Td——露点温度， °C；

FF——风速， m/s；

RR——降水量,mm；

Rd——降水量大于 0.1mm 时的降水天数；

Sd——有效日照时数， h；

w<sub>i</sub>——权值；

R——最大相对距离（不得超过 2000km）；

i——参考气象站的个数；

v,  $g_v$  ——纵坐标值和垂直坡度（查表得出）；1

$w_k$  ——权值的和；

$z_x, z_i$  ——海拔高度（m）；

$\varphi_i, \varphi_x$  ——参考气象站纬度，代表气象站的纬度；

s ——两气象站水平距离，m；

通过软件查取，项目所在地年均太阳总辐射量为  $5050.8\text{MJ/m}^2$  ( $1403\text{kWh/m}^2$ )，辐照数据见表 2.3-1。

表 2.3-1 项目地太阳辐射量 2

月份	1	2	3	4	5	6	7
总辐射量 ( $\text{kWh/m}^2$ )	69	83	121	146	172	159	153
散射辐射量 ( $\text{kWh/m}^2$ )	30	30	49	61	76	62	55
月份	8	9	10	11	12	全年	
总辐射量 ( $\text{kWh/m}^2$ )	142	126	102	70	63	1403	
散射辐射量 ( $\text{kWh/m}^2$ )	48	54	38	27	25	555	

由图可知：太阳总辐射以春季（4~5月）、夏季（6~8月）最多，3月、9月次之，4冬季（1~2, 11~12月）最少，就月份分布来看4~8月最多，12月最少。从季节分析看出，春季太阳辐射量比秋季多主要由于春季3月以后太阳直射北半球，白昼时间长，秋季9月后直射南半球，昼短夜长所致。直接辐射和散射辐射的月际变化趋势与总辐射一致。



图 2.3-1 项目地月平均太阳总辐射变化 6



图 2.3-2 项目地日平均太阳总辐射变化 3

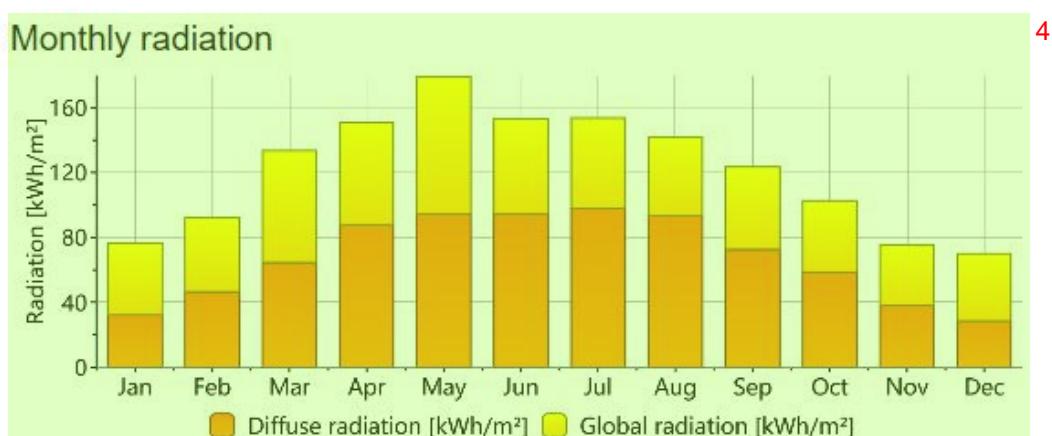


图 2.3-3 项目地月平均太阳总辐射变化直方图 5

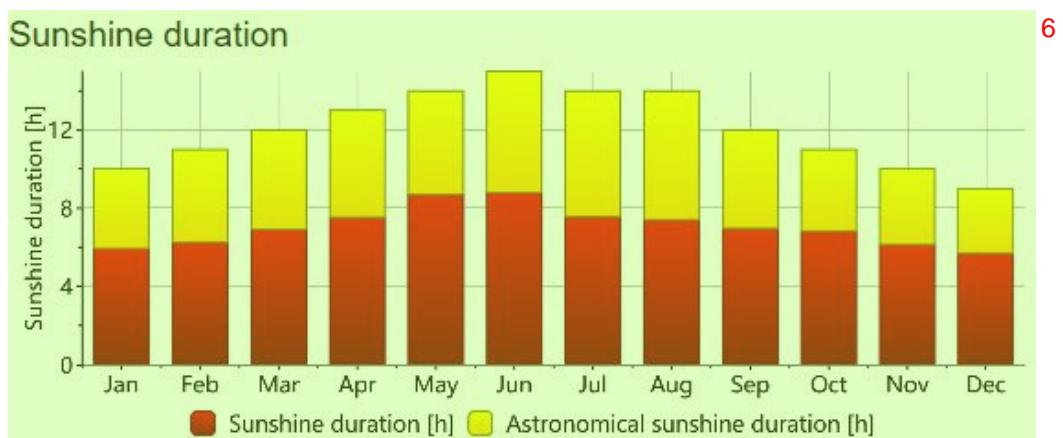


图 2.3-4 项目地日照时数月际变化图 7

### 2.3.3 NASA 数据分析 8

本项目利用 NASA-SSE satellite data 获取辐射数据，结果如下表。9

表 2.3-2 项目地太阳辐射量 10

月份	1	2	3	4	5	6	7
总辐射量 (kWh/m <sup>2</sup> )	89.3	103.9	136.7	157.2	173.9	160.5	148.5

11

散射辐射量 (kWh/m <sup>2</sup> )	25.4	30.5	48.7	60.0	72.2	75.6	76.0	1
月份	8	9	10	11	12	全年		2
总辐射量 (kWh/m <sup>2</sup> )	142.3	129.0	108.5	87.6	80.6	1518.0		3
散射辐射量 (kWh/m <sup>2</sup> )	68.2	53.1	41.5	27.9	23.3	602.4		4

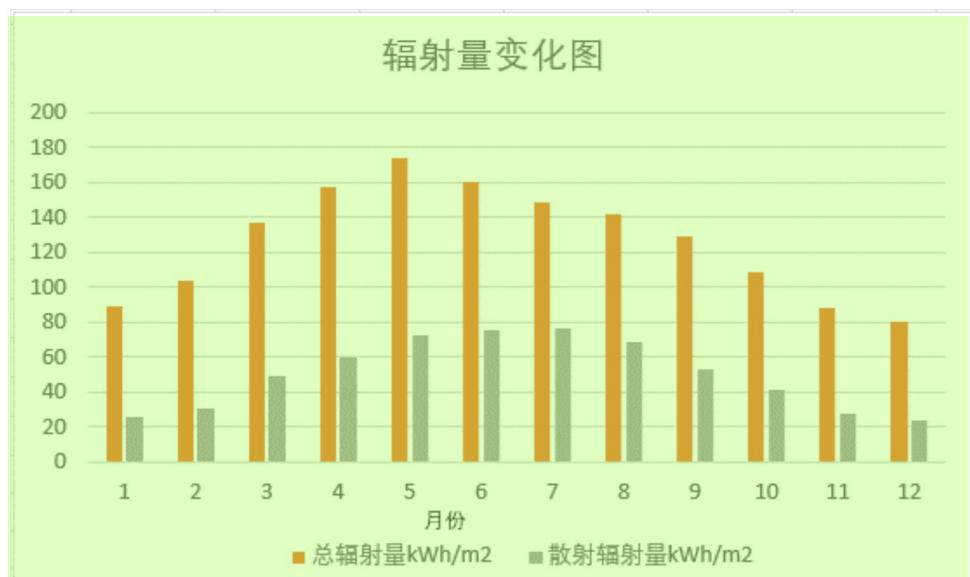


图 2.3-5 项目地月平均太阳总辐射变化直方图 3

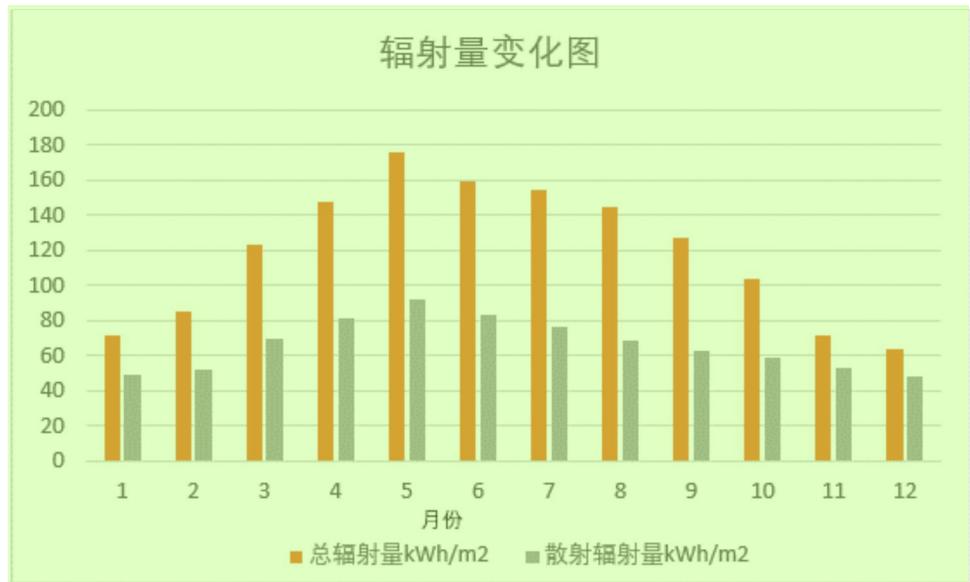
由图可知：太阳总辐射以春季（4~5月）、夏季（6~8月）最多，3月、9月次之，<sup>4</sup>冬季（1~2，11~12月）最少，就月份分布来看4~8月最多，12月最少。从季节分析看出，春季太阳辐射量比秋季多主要由于春季3月以后太阳直射北半球，白昼时间长，秋季9月后直射南半球，昼短夜长所致。直接辐射和散射辐射的月际变化趋势与总辐射一致。

### 2.3.4 Solargis 数据分析 <sup>5</sup>

通过 Solargis 软件查取项目地辐射数据，得出结果如下表：<sup>6</sup>

表 2.3-3 项目地太阳辐射量 <sup>7</sup>

月份	1	2	3	4	5	6	7	8
总辐射量 (kWh/m <sup>2</sup> )	79	87.39	132.8	147.9	170.4	156.9	144	
散射辐射量 (kWh/m <sup>2</sup> )	42.7	49.2	70.7	80.3	90.1	92.0	89	
月份	8	9	10	11	12	全年		
总辐射量 (kWh/m <sup>2</sup> )	142.9	126.6	108.5	79.1	73.0	1449		
散射辐射量 (kWh/m <sup>2</sup> )	79.1	66.4	57.9	42.3	37.8	797.5		

图 2.3-6 项目地月平均太阳总辐射变化直方图 2

由图可知：太阳总辐射以春季（4~5月）、夏季（6~8月）最多，3月、9月次之，3冬季（1~2，11~12月）最少，就月份分布来看4~8月最多，12月最少。从季节分析看出，春季太阳辐射量比秋季多主要由于春季3月以后太阳直射北半球，白昼时间长，秋季9月后直射南半球，昼短夜长所致。直接辐射和散射辐射的月际变化趋势与总辐射一致。

### 2.3.5 对比分析 4

#### 三种数据源对比 5

	NASA	Meteonorm 8.1	Solargis	<span style="color:red">6</span>
空间分辨率	110 公里	20 公里	0.25 公里	
数据时间跨度	20+年包含最近的数据，但是偏差较大	20 年但是不包含近 6 年的数据	西部地区 17 年, 东部地区 10 以上的实时更新的数据	
数据时间步长	每 3 小时、每日、每月平均值；对每日平均值图像进行仿真	3 小时	30 分钟	
大气溶胶数据	月平均	月平均	天平均	
是否包含年际变量	是，但该数据只是基于较低的空间分辨率数据上	是，但仅限于部分站点，通过对比月度值得来	是	
是否包含该点的不确定度	否	否	是	
是否实时更新	否(或很少)	偶尔	是	

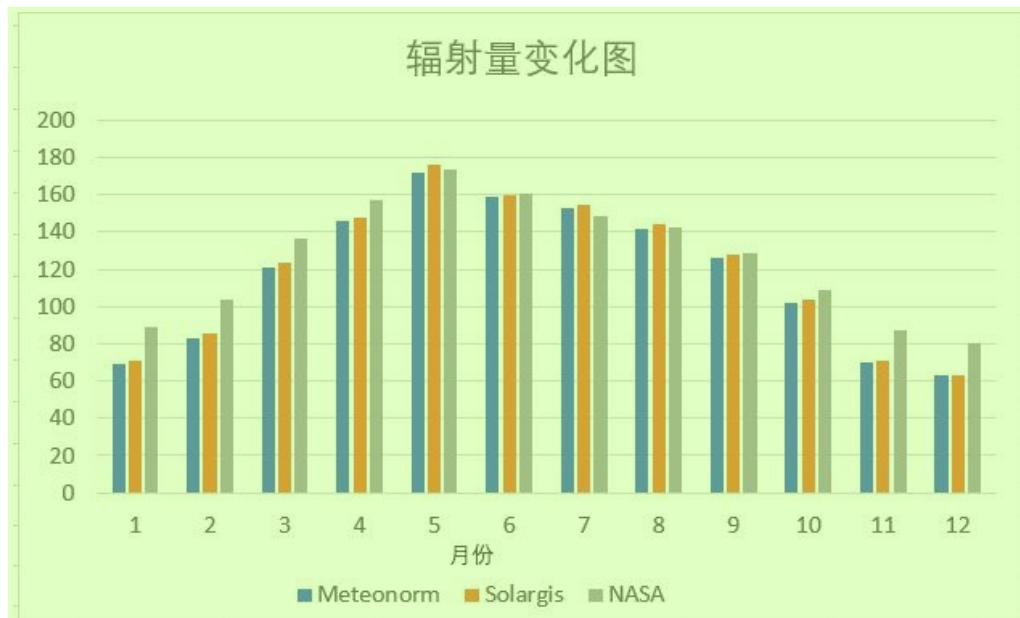


图 2.3-7 三种数据对比直方图 2

从三种数据库逐月辐射量对比图上可以看出，项目场址处三种辐射资源的变化趋势 3  
基本一致，整体 NASA 数据偏高，Meteonorm 数据偏小，Solargis 数据居中。

根据相关文献统计得出，发现多数地区 NASA 的数据偏大，仅有 19 个地区数据偏 4  
小，主要集中在西部，特别是西藏拉萨，要比 1961~1980 年实际测量的数据小 24%，也  
比 1982~2000 年实际测量的记录小 9%，鉴于 NASA 数据与实际观测到的数据偏差较大，  
因此，本项目不宜采用 NASA 数据。

参照周边项目实测数据与 Solargis 辐射数据基本一致，本阶段暂按 Solargis 辐射数 5  
据，项目地代表年水平太阳辐射量暂按 5216.4MJ/m<sup>2</sup> (1449kWh/m<sup>2</sup>) 取值。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。

## 2.4 项目地太阳能资源评估 6

### 2.4.1 太阳能资源丰富程度分析 7

评价某一地区太阳能资源丰富程度，最重要的气象资料是太阳辐射数据和日照小时 8  
数。根据《太阳能资源评估方法》(GB/T 37526-2019)，以太阳能年总辐射量为指标，  
采用代表年数据，计算评估目标的年水平面总辐照量，将太阳能的丰富程度划分为 4 个  
等级，如表 2.3-1 所示。

表 2.3-1 太阳能资源丰富程度等级 9

等级名称	分级阙值/(MJ/m <sup>2</sup> )	分级阙值/(kW·h/m <sup>2</sup> )	等级符号
最丰富	GHR≥6300	GHR≥1750	A

很丰富	$5040 \leq GHR < 6300$	$1400 \leq GHR < 1750$	B	1
较丰富	$3780 \leq GHR < 5040$	$1050 \leq GHR < 1400$	C	
一般	$GHR < 3780$	$GHR < 1050$	D	

项目地太阳能年辐射总量为  $1449 \text{ kWh/m}^2$ 。按照太阳能资源丰富程度等级规定，其 2 太阳能资源丰富程度属于 B 类“资源很丰富”地区，适合太阳能的开发利用。

### (2) 太阳能资源稳定性分析 3

根据月总辐射量数据对所在地区的太阳能资源稳定性进行分析。4

全年中月总辐射量的最小值与最大值的比值可表征总辐射年内变化的稳定程度。将 5 太阳能资源分为四个等级：很稳定、稳定、一般稳定以及欠稳定。稳定性等级分类见下表：

表 2.3-2 太阳能资源稳定性等级 6

等级名称	分级阈值	等级符号	7
很稳定	$Rw \geq 0.47$	A	
稳定	$0.36 \leq Rw < 0.47$	B	
一般	$0.28 \leq Rw < 0.36$	C	
欠稳定	$Rw < 0.28$	D	

经计算  $Rw=0.43$ ，依据表 2.3-2，项目地太阳能资源稳定性为 B 类“稳定”。8

### (3) 太阳能资源直射比等级分析 9

根据场址区年总辐射量数据和年总直接辐射量数据，对所在地区的太阳能资源直射 10 比等级进行分析。

表 2.3-3 太阳能资源直射比等级 11

等级名称	分级阈值	等级符号	等级说明	12
很高	$DHRR \geq 0.6$	A	直接辐射主导	
高	$0.5 \leq DHRR < 0.6$	B	直接辐射较多	
中	$0.35 \leq DHRR < 0.5$	C	散射辐射较多	
低	$DHRR < 0.35$	D	散射辐射主导	

经计算  $DHRR=0.45$ ，依据表 2.3-3，项目地太阳能直射比等级为“C 级”，散射辐射 13 较多。

因此，本项目场址太阳能资源丰富，能保证项目有较高的发电量，有较好的开发前景，适合光伏电站的建设。14

## 第三章 工程地质<sup>1</sup>

### 3.1 场址概述<sup>2</sup>

本项目规划装机容量 110.0528MWp，本期全部建成，拟建光伏发电工程位于山东省诸城市密州街道、辛兴镇、林家村镇、高新技术产业园境内。光伏场区场区距离国道 S220 最近距离仅为 500m，交通便利。拟用场地地形平坦，土地性质为设施农用地。<sup>3</sup>

### 3.2 工程地质条件<sup>4</sup>

#### 3.2.1 地形地貌<sup>5</sup>

拟建光伏场区位于诸城市南部，属剥蚀地形，缓丘地貌，呈波浪状起伏，地势整体<sup>6</sup>上较平缓。

#### 3.2.2 地层结构综述<sup>7</sup>

诸城市地质构造、地层岩性、地形、地貌有明显的一致性。地质分区上属于鲁西中<sup>8</sup>南台隆、鲁中深断裂带、泰沂穹断束。沂山断块凸起，境内控制性断裂为五井断裂，市内底层由老到新依次出露有太古泰山群，古生界寒武系、奥陶系、石灰系，中生界侏罗系、白垩系，新生界第三系及第四系不同时期的岩浆岩。太古界泰山群主要分布于县境南部、东南部，为一套中高级区域变质岩，含水层为裂隙含水层。古生界寒武系、奥陶系等主要分布在市境西部及西南部，为一套浅海相的碳酸盐岩及碎屑岩，含水层为岩溶裂隙含水层。第四系冲积地层区主要分布于诸城盆地一带，含水层为孔隙含水层，含水层厚度在 20~60m 之间，富水性强，地下水富实。

根据地勘报告，拟选场地 15m 深度内地层为：上覆以素填土、粉质粘土，以下为全<sup>9</sup>风化泥岩、强风化泥岩为主。各层分别叙述如下：

①素填土：褐色，稍湿，松散，主要成分为粘性土，含砖瓦碎块。层厚 1.8m，层底<sup>10</sup>埋深 1.8m。本层素填土高压缩性，为不良地基土。

②粉质粘土：黄褐色，可塑，干强度、韧性中等，切面稍有光泽，无摇振反应，含砂砾及铁锰结核。层厚 1.3m，层底埋深 3.1m。本层粉质粘土中等压缩性，物理力学性质较好，本土层的承载力特征值  $fak=160kPa$ 。<sup>11</sup>

③全风化泥岩：红褐色，泥质结构，层状构造，主要成分为粘土类矿物，含少量砂砾；局部砂砾含量超过 50%，为泥质砂砾岩。风化强烈，干钻可进尺，岩心呈砂土状，结构基本破坏，无膨胀性，未见岩脉、孤石。层厚 1.1m，层底埋深 4.2m。本层全风化泥岩低压缩性，物理力学性质良好，本土层的承载力特征值  $fak=250kPa$ 。<sup>12</sup>

④强风化泥岩：红褐色，泥质结构，层状构造，主要成分为粘土类矿物，含少量砂砾；局部砂砾含量超过 50%，为泥质砂砾岩。岩心呈砂土状或碎块状，采取率约 65%，锤击易碎，遇水易软化，长期裸露易崩解，无膨胀性，为极软岩，岩体基本质量等级为 V 级，未见岩脉、孤石及破碎带、软弱夹层等影响强度的结构面。本层最大揭露厚度 0.8m。本层强风化泥岩低压缩性，物理力学性质良好，本土层的承载力特征值  $f_{ak}=300\text{kPa}$ 。

### 3.2.3 场址稳定性<sup>2</sup>

诸城地区地处昌邑～大店断裂、五莲～郝戈庄断裂中间部位，拟建场地距离上述断裂均大于 10km。拟建场地地层结构简单，未发现全新活动断裂、发震断裂，不存在泥石流、崩塌、滑坡、塌陷、冲刷、潜蚀、岩溶等不良地质作用，未见暗河、沟渠、孤石、墓穴、防空洞等影响建筑的埋藏物，地质环境未遭破坏，属相对稳定地区。场地地貌类型单一，地形起伏不大，适于本工程的建设。

### 3.2.4 地震活动性及场地地震效应<sup>4</sup>

根据《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）（2016 年版），拟建场地抗震设防烈度为 7 度，设计基本地震动加速度值为 0.15g，设计地震分组为第三组。

根据拟建厂区地层结构及其工程性质，按《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010) (2016 年版) 表 4.1.3 确定：拟建厂区场地土类型为软弱土～软质岩石。

按《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010) (2016 年版) 表 4.1.6 判定：拟建厂区建筑场地类别为 II 类。

### 3.2.5 地基冻胀性评价<sup>8</sup>

拟建场地季节性冻土标准冻结深度为 0.45m，标准冻深范围以内的土层岩性主要为耕土。平均冻胀率小于 1，场地内地下水位埋藏深，距冻结面距离大，冻胀等级 I 级，按照《建筑地基基础设计规范》（GB50007-2011）表 G.0.1 相关规定，综合判定拟建场地标准冻深以内的地基土不冻胀。

### 3.2.6 地下水条件<sup>10</sup>

勘察深度所见地下水存在于（3）层全风化泥岩裂隙中，为第四系上层滞水，水位深度 3.5m。

### 3.2.7 地下水、土腐蚀性评价<sup>12</sup>

地表下内按干湿交替作用条件考虑，地下水对混凝土结构具有微腐蚀性、对混凝土结构中的钢筋具有微腐蚀性；地基土对混凝土结构具微腐蚀性，对钢筋混凝土中的钢筋具有微腐蚀性。

### 3.3 地基评价<sup>1</sup>

拟建光伏支架可采用预应力高强混凝土管桩，升压站主要建（构）筑物可以粉质粘<sup>2</sup>土，其承载力特征值  $f_{ak}=160\text{kPa}$ 。

## 第四章 工程任务和规模<sup>1</sup>

### 4.1 工程任务<sup>2</sup>

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，诸城绿电新能源有限公司国家电投山东诸城密州光伏发电项目位于山东省诸城市密州街道、辛兴镇、林家村镇、高新技术产业园等境内。<sup>3</sup>

项目充分利用诸城市丰富的太阳能资源，本期规划装机容量 110.0528MWp，符合<sup>4</sup>国家《“十四五”能源领域科技创新规划》的政策。

### 4.2 地区概况<sup>5</sup>

#### 4.2.1 地区社会经济发展现状<sup>6</sup>

诸城市位于山东半岛东南部，泰沂山脉与胶潍平原交界处，介于北纬 35°42'23"至<sup>7</sup> 36°21'05"，东经 119°0'19"至 119°43'56"之间，总面积 2183km<sup>2</sup>。

2022 年，诸城市实现地区生产总值 805.50 亿元，按可比价格计算，增长 3.8%。其中，第一产业实现增加值 81.44 亿元，增长 2.7%；第二产业实现增加值 308.12 亿元，增长 3.9%；第三产业实现增加值 415.94 亿元，增长 3.9%。三次产业结构调整为 10.11:38.25:51.64，与去年同期相比，第一、三产业比重分别下降 0.26 个百分点、0.04 个百分点，第二产业比重提高 0.30 个百分点。<sup>8</sup>

2023 年，诸城市全年实现地区生产总值 830.53 亿元，按可比价格计算，同比增长<sup>9</sup> 5.6%。其中，第一产业实现增加值 84.35 亿元，增长 5.2%；第二产业实现增加值 314.60 亿元，增长 5.5%；第三产业实现增加值 431.58 亿元，增长 5.7%。三次产业结构由上年的 10.11:38.25:51.64 调整为 10.16:37.88:51.96。一二三次产业对 GDP 增长的贡献率分别为 9.6%、36.2% 和 54.2%。税收收入占二三产业增加值比重为 7.89%，比上年同期提高 0.25 个百分点。按常住人口计算，人均地区生产总值达到 78262 元。<sup>10</sup>

#### 4.2.2 地区电力系统现状<sup>10</sup>

##### 4.2.2.1 潍坊电网现状<sup>11</sup>

潍坊电网位于山东电网中部，是山东电网的主要负荷区之一，也是山东电网东、西部联结的枢纽，担负着潍坊市区及所辖 9 个县(市、区)的供电任务，已形成以 500kV 电网为骨干网架，220kV 电网为重要支撑，各级电网协调发展的智能电网。<sup>12</sup>

截至 2023 年底，潍坊电网拥有省调直调火电厂 2 座，装机总容量为 4000MW；省<sup>13</sup>

调直调自备火电厂 3 座，装机总容量为 1005MW；省调许可风电场 22 座，装机总容量<sup>1</sup>为 2339.85MW；省调许可光伏电站 38 座，装机总容量为 2016MW；配置储能功能的新能源电站 4 座，储能装机总容量为 55MW；地调直调(自备)电厂 53 座，装机总容量为 1523.88MW；分布式光伏装机总容量为 4802MW。

截至 2023 年底，潍坊电网拥有 1000kV 变电站 1 座，变压器 9 台，变电总容量 9000MVA；±800kV 换流站 1 座，变压器 26 台，变电总容量 12314.4MVA；500kV 变电站 7 座，变压器 48 台，变电总容量 13512MVA。公司所属 220kV 变电站 51 座，变压器 105 台，变电总容量 19440MVA；110kV 变电站 208 座，变压器 413 台，变电总容量 21199MVA；35kV 变电站 130 座，变压器 259 台，变电总容量 3714.35MVA。<sup>2</sup>

截至 2023 年底，公司所属 220kV 线路 159 条，线路总长度 3051.4km；110kV 线路<sup>3</sup>337 条，线路总长度 4217.6km；35kV 线路 326 条，线路总长度 2820.9km。

#### 4.2.2.2 诸城市电网现状<sup>4</sup>

截至 2023 年底，诸城电网拥有省调许可风电场 4 座，即诸城国华(397MW)、皇华<sup>5</sup>国电(85.5MW)、石桥国华(99MW)、桃林天融(48MW)，装机总容量为 629.5MW；省调许可光伏电站 1 座，即马山维奥(50MW)，装机总容量为 50MW；配置储能功能的新能源电站 1 座，储能装机总容量为 5MW；地调直调(自备)电厂 3 座，即宝源新能源(7.5MW)、诸城光大(9MW)、金安热电(39MW)，装机总容量为 55.5MW；分布式光伏装机总容量为 635MW。

截至 2023 年底，诸城电网拥有 220kV 变电站 6 座，变压器 11 台，变电总容量为 1950MVA；110kV 变电站 18 座，变压器 37 台，变电总容量为 1823MVA；35kV 变电站 15 座，变压器 30 台，变电总容量为 362.5MVA。<sup>6</sup>

截至 2023 年底，诸城电网拥有 110kV 线路 27 条，线路总长度为 402.4km；35kV 线路<sup>7</sup>58 条，线路总长度为 461.2km。

2023 年，诸城市全社会最大用电负荷 1125MW，同比增长 5.7%；全网最大用电负荷 1031MW，同比增长 1.0%；220kV 网供最大用电负荷 863MW，同比增长 5.4%；全社会用电量 61.1 亿 kWh，同比增长 11.1%；年售电量 49.2 亿 kWh，同比增长 9.6%。<sup>8</sup>

### 4.3 工程建设必要性<sup>9</sup>

1) 符合可再生能源产业发展方向<sup>10</sup>

我国是世界上最大的煤炭生产国和消费国之一，也是少数几个以煤炭为主要能源的<sup>11</sup>

国家之一，在能源生产和消费中，煤炭约占商品能源消费构成的 75%，已成为我国大气<sup>1</sup>污染的主要来源。因此，大力开发太阳能、风能、生物质能、地热能和海洋能等新能源和可再生能源利用技术将成为减少环境污染的重要措施之一。

近几年，国际光伏发电迅猛发展，光伏发电已由补充能源向替代能源过渡，并在向并网发电的方向发展，我国也出台了一系列鼓励和支持太阳能光伏发电产业发展的政策措施，例如《可再生能源发电有关管理规定》、《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》、《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》、《可再生能源发展专项资金管理办法》、《关于开展大型并网光伏示范电站建设有关要求的通知》、《关于实施金太阳示范工程的通知》等等，在政策、投资、财税、电价方面给予支持，光伏组件和并网逆变器价格也不断下浮，全国各地相继投运了一大批 MWp 级光伏电站，积累了大量的制造、建设安装、运行和维护方面的经验，所以光伏发电是目前技术最成熟、最具规模开发条件和商业化发展前景的可再生能源发电方式之一。数据显示，截至 2023 年底，全国全口径发电装机容量 29.2 亿千瓦，同比增长 13.9%。非化石能源发电装机容量 15.7 亿千瓦，占总装机容量比重首次突破 50%，达到 53.9%，同比提高 4.4 个百分点。其中，风电 4.41 亿千瓦、太阳能发电 6.09 亿千瓦。

近期，国家能源局综合司发布关于做好可再生能源发展“十四五”规划编制工作有关事项的通知（国能综通新能〔2020〕29 号），明确了可再生能源发展“十四五”规划重点。优先开发当地分散式和分布式可再生能源资源，大力推进分布式可再生电力、热力、燃气等在用户侧直接就近利用，结合储能、氢能等新技术，提升可再生能源在区域能源供应中的比重。在“碳中和”愿景下，持续推动可再生能源大规模开发与利用，构建清洁低碳安全高效的现代化能源体系，是“十四五”阶段我国能源发展的重要方向。

本项目为大型集中式光伏电站，是十四五期间国家大力推进的可再生能源产业，符合国家的可再生能源发展规划和能源产业发展方向，本项目的建设是必要的。

## 2) 国家向低碳经济方向发展的需要<sup>5</sup>

目前，我国环境问题突出，生态环境脆弱，大量开采和使用石油、煤炭等化石对环境影响很大，特别是我国能源消费结构中煤炭消费比例偏高，二氧化碳排放增长较快，对气候变化影响较大。可再生能源清洁环保，开发利用过程不增加温室气体排放。开发利用可再生能源，对优化能源结构、保护环境、减排温室气体、应对气候变化具有十分重要的作用。

2009 年 11 月，中国向世界做出了的承诺：到 2020 年我国单位国内生产总值二氧化<sup>7</sup>

碳排放比 2005 年下降 40%~45%。中国提出碳减排目标是一个具有里程碑意义的重大事件，将引发中国经济、产业、科技以及生产、生活方式、消费模式等领域的一场深刻革命。中国政府已经决定将碳减排指标作为约束性指标纳入国民经济和社会发展中长期规划，并制定相应的国内统计、监测、考核办法。这对中国的各级政府、企业、消费者等都发出了一个强烈信号：中国的经济、产业、科技以及生产方式、生活方式和消费模式都将发生一场以低碳为特色的、向低碳经济转型的深刻革命，可再生能源的利用与快速发展时期已经到来。可再生能源可在长期内对减轻石化能源的依赖程度以及由此所带来的环境及气候问题，是维持全球经济可持续增长的重要支撑。加快可再生能源开发利用，从根本上可以减轻经济增长对常规能源资源和环境的压力，缓解资源与发展和环境之间的矛盾，是转变经济发展方式，实现当地经济社会可持续发展和全面建设小康社会的重要选择。

2020 年 9 月 22 日，国家主席习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上向国际社会作出碳达峰、碳中和的郑重承诺：“中国将力争 2030 年前达到二氧化碳排放峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和”。随后，这一“3060 目标”被纳入“十四五”规划建议，中央经济工作会议也首次将做好碳达峰、碳中和工作列为年度重点任务之一。推动碳排放尽早达峰是我国履行国家自主贡献承诺、赢得全球气候治理主动权的重要手段，也是我国建设生态文明、践行绿色发展理念的核心内容和内在要求。

### 3) 改善生态，保护环境的需要<sup>3</sup>

我国能源消费占世界的 10%以上，同时我国一次能源消费中煤占到 70%左右，比世界平均水平高出 40 多个百分点。燃煤造成的二氧化硫和烟尘排放量约占排放总量的 70%~80%，二氧化硫排放形成的酸雨面积已占国土面积的 1/3。环境质量的总体水平还在不断恶化，世界十大污染城市我国一直占多数。环境污染给我国社会经济发展和人民健康带来了严重影响。

光伏发电不产生传统发电技术（例如燃煤发电）带来的污染物排放和安全问题，没有废气或噪音污染。系统报废后也很少有环境污染的遗留问题。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。

本电站建成后预计每年可为发电 13469.71 万 kWh，与同等供电量火电厂相比，每年可节约标煤 4.05 万吨（按照火电供电标煤耗平均 300.7g/kW.h），相应每年可减少多种大气污染物的排放，其中减少二氧化硫（SO<sub>2</sub>）排放量约 13.60 吨，二氧化碳（CO<sub>2</sub>）约 11.15 万吨，氮氧化物（NOX）约 20.47 吨，烟尘约 2.96 吨。减轻了环境污染且节能

减排效益明显。<sup>1</sup>

## 4.4 工程任务及规模<sup>2</sup>

项目名称：诸城绿电新能源有限公司国家电投山东诸城密州光伏发电项目；<sup>3</sup>

建设地点：山东省诸城市密州街道、辛兴镇、林家村镇、高新技术产业园等境内；

建设规模：110MWp 光伏场区、新建 220kV 升压站、220kV 送出线路；

建设性质：新建；

建设期：9 个月。

## 4.5 光伏+特种动物养殖<sup>4</sup>

养殖棚光伏发电站“牧光互补”项目是畜特种动物与光伏发电的结合，项目在水貂养殖棚上方铺设光伏面板，在进行发电的同时起到隔热降温作用。利用已有的光伏板设施对养殖棚起到保护作用，延长使用寿命。通过这套设备，不但养殖场解决了用电问题，同时也实现了利用清洁能源打造生态养殖，一方面可以降低养殖场固定资产的投资，另一方面还可解夏天避暑的问题。光伏+养殖+扶贫的相结合，更是实现了生态与能源的良性互动，扶贫与产业共赢。<sup>5</sup>

“牧光互补”模式具有以下三种优势：①牧光互补项目的对当地的就业起到了积极的促进作用，同时也为当地提供了更加稳定的电力供应，促进了当地经济的发展。②获取特种动物及光伏发电双份收益，“牧光互补”模式对土地资源实现高效利用，不仅能够带动一方经济发展，还能够改善电站周边生态环境，达到经济、环境效益双赢。③牧光互补模式对土地资源实现高效利用，不仅能够带动一方经济发展，还能够改善电站周边生态环境，达到经济、环境效益双赢。在保护生态环境的同时，有效促进了养殖户收入的稳定增加，是脱贫致富的有效手段<sup>6</sup>

### 4.5.1 项目土地复合利用概况<sup>7</sup>

国家电投山东诸城密州 91.8MW 光伏发电项目，位于山东省潍坊市诸城市密州街道、辛兴镇、林家村镇、高新技术产业园。该地块涉及到农用地（设施用地），不涉及永久基本农田，不涉及生态红线，不涉及生态红线，不涉及林地、自然保护区，不涉及河道、水库保护范围。面积约为 1800 亩，场址地势整体相对开阔平坦，地块整体呈不规则多边形布置，属于太阳辐射较高值区，规划利用现有水貂养殖场棚顶及附属用房，整体计划采取“牧光互补”的综合土地利用形式，提高土地利用效率。<sup>8</sup>

项目计划采用“牧光互补”的综合土地利用形式，本期项目装机容量 91.8MW。拟采用 715Wp 异质结双面双玻组件，直流侧安装容量为 110.0528MWp。项目采取分片发电，集中并网的技术方案，所发电量全部上网。<sup>1</sup>

经业主与牧场沟通，本项目光伏组件支架布置于养殖棚上方，组件支架采用大支架固定安装方式，组件安装角度为 27°，且组件支架高于养殖棚，与养殖棚同方向平行布置。<sup>2</sup>

“牧光互补”将太阳能光伏转换发电应用到养殖场建设上，利用现代生物技术、信息技术、新材料和先进装备等，将光伏板建设在水貂养殖屋舍顶上，实现了生态养殖、循环农业技术模式集成与创新，为养殖业可持续发展提供有力的技术支撑。在养殖场安装光伏电站，光伏板可以起到遮蔽烈日及阻挡风沙的作用，避免恶劣天气对牧场及周边生态环境的破坏，还能对养殖的动物起到保护效果。另一方面可以提高土地利用率，延长养殖场寿命，同时光伏与养殖行业的结合将促进我国养殖业由粗放型向现代化和集约型转移。<sup>3</sup>

#### 4.5.2 牧光互补收益<sup>4</sup>

本项目计划在光伏区域建设特种动物养殖区，水貂等小动物繁育饲养与光伏产业结合，实现牧光互补，两者有机结合。利用现有养殖棚顶部安装光伏板设施，一方面可以增加光伏发电带来的效益，另一方面还可解决水貂等动物冬天避风夏天避暑的问题。最高效的利用土地，给当地人民带来更高的收益。为方便专业、统一管理，可将养殖区承包给专业的特种动物养殖单位，进行养殖，定期沟通和勘察，了解光伏和水貂等养殖有机结合的具体情况，<sup>5</sup>

本项目利用在场址内已有的标准化养殖棚、良种繁育中心、智能化饲料加工厂，智能饲料加工厂单独建设。水貂养繁工程是指自己养殖公母水貂，等到母貂进行繁殖之后，再对仔貂进行饲养。相比较之下，水貂养繁方式具有减少疾病传播、降低养殖成本等优势。智能饲料加工厂单独建设也可以降低水貂养殖的成本，同时保证饲料的安全卫生等。<sup>6</sup>

## 第五章 光伏系统总体方案设计及发电量计算<sup>1</sup>

### 5.1 光伏组件选型<sup>2</sup>

#### 选择光伏组件的基本原则<sup>3</sup>

1) 光伏组件应根据类型、标称功率、转换效率、系统电压、温度系数、组件尺寸<sup>4</sup>和重量、功率辐照度特性、使用环境等条件进行选择。

#### 2) 光伏组件的类型按下列条件选择:<sup>5</sup>

- (1) 根据太阳辐射量、气候特征、场地面积等因素，经技术经济比较后确定。<sup>6</sup>
- (2) 当光伏组件安装场地的反光性能较好时，首选双面发电组件。
- (3) 宜选用技术成熟、市场占有率较高以及高转化效率的光伏组件。

#### 5.1.1 光伏电池类型<sup>7</sup>

太阳能光伏电池是把太阳的光能直接转化为电能的基本单元，电池通过组合形成电池组件，电池的光伏性能决定了电池组件的发电特性，电池组件是光伏电站的基本设备。<sup>8</sup>

结合目前国内太阳能电池市场的产业现状和产能情况，选取目前市场上主流太阳能电池。商用的太阳电池主要有以下几种类型：单晶硅太阳电池、多晶硅薄膜太阳电池、非晶硅薄膜太阳电池、铜铟镓硒薄膜太阳电池（CIGS）。

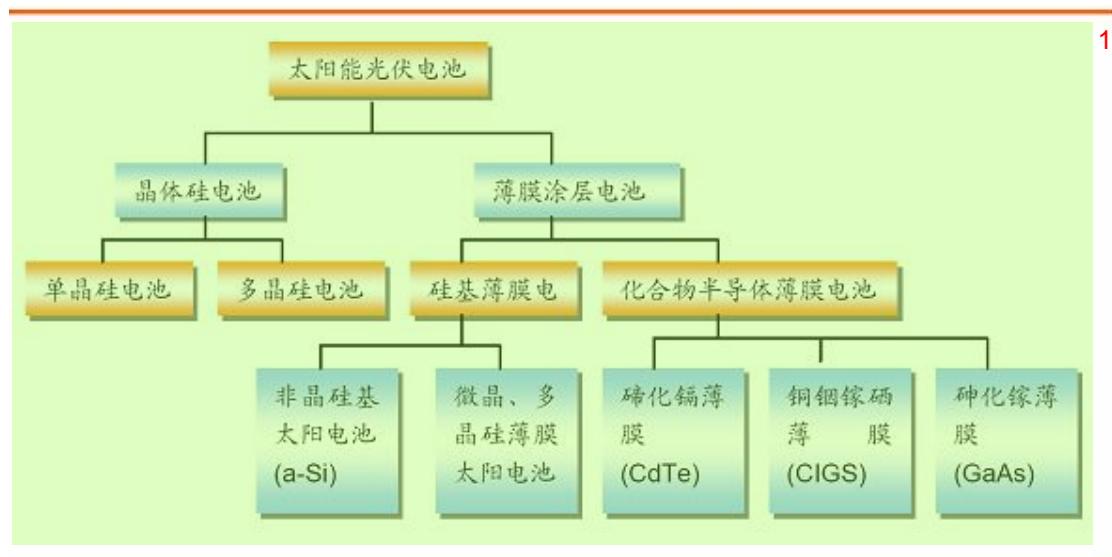


图 5.1-1 太阳能电池分类图<sup>11</sup>

#### 1) 晶体硅太阳电池<sup>12</sup>

晶体硅太阳电池包括单晶硅太阳电池、多晶硅太阳电池、带状硅太阳电池、球状多晶硅太阳电池等，其中单晶硅和多晶硅电池是目前市场上的主流产品。<sup>13</sup>

单晶硅太阳电池以高纯的单晶硅棒为原料，是当前开发很快的一种太阳电池，它的结构和生产工艺已定型，产品广泛用于空间和地面。为了降低生产成本，现在地面应用的太阳电池大多采用太阳能级的单晶硅棒，材料性能指标有所放宽，也可使用半导体器件加工的头尾料和废次单晶硅材料，经过复拉制成太阳电池专用的单晶硅棒。1

单晶硅太阳电池片的光电转换效率可达 23%~23.2%，试验室中的转换效率更高。2  
单晶硅太阳电池的单体片制赛后，经过抽查检验，即可按需要的规格组装成光伏电池组件，用串联和并联的方法构成一定的输出电压和电流，单晶硅光伏组件的转换效率一般在 18%~24%。虽然单晶硅太阳电池转换效率高，但由于原材料的原因，电池片存在倒角，使得有效发电面积减小。单晶硅光伏组件更适合于建设场地面积有限而对工程发电功率要求高的发电项目，即通过提高电池组件的效率来实现整个工程的发电容量。另外，根据试验室和工程中的测试数据，单晶硅太阳电池在工程投产的前期，功率衰减较多晶硅太阳电池快。



图 5.1-2 单晶硅太阳电池 4

多晶硅太阳电池使用的多晶硅材料，多半是含有大量单晶颗粒的集合体，或用废次单晶硅材料和冶金级硅材料熔化浇铸而成，然后注入石墨铸模中，待慢慢凝固冷却后，即得多晶硅锭。这种硅锭可铸成立方体，以便切片加工成方形太阳电池片，可提高材料的利用率，组装较为方便。多晶硅太阳电池的制作工艺与单晶硅太阳电池差不多，多晶5

硅太阳电池片的光电转换效率可达 16%~18%，多晶硅太阳组件的转换效率一般在 15%~18%，稍低于单晶硅太阳电池，但其材料制造简便，电耗低，总的生产成本较低，组件价格略低于单晶硅太阳电池组件，因此得到广泛应用，尤其适合土地资源丰富地区的工程大面积应用。1



图 5.1-3 多晶硅太阳电池 3

## 2) 薄膜太阳电池 4

薄膜太阳电池包括硅薄膜太阳电池（非晶硅、微晶硅、纳米晶硅等）、多元化合物薄膜太阳电池（硫化镉、硒铟铜、碲化镉、砷化镓、磷化铟、铜铟镓硒等）、染料敏化薄膜太阳电池、有机薄膜太阳电池等。5

非晶硅薄膜太阳电池与单晶硅和多晶硅太阳电池的制作方法完全不同，硅材料消耗很少，生产电耗更低，规模生产前景很好。非晶硅太阳电池很薄，可以制成叠层式，或采用集成电路的方法制造，在一个平面上，用适当的掩模工艺，一次制作多个串联电池，以获得较高的电压。目前非晶硅太阳电池光电转换效率一般能达到 12%~14%，电池组件的系统效率一般为 11%~12.3%。6

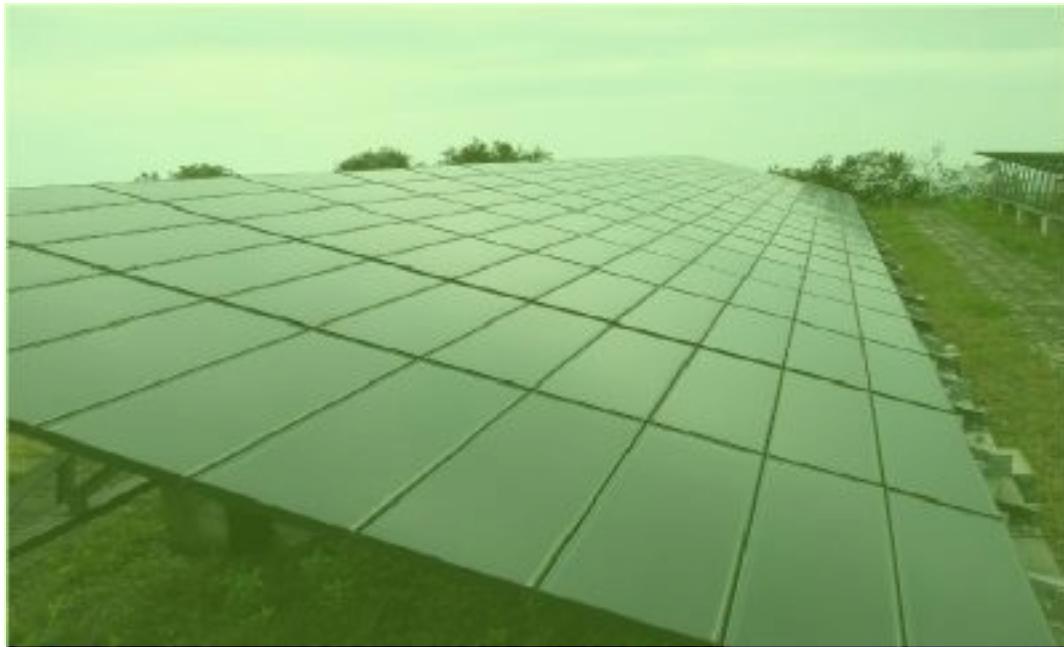


图 5.1-4 非晶硅薄膜太阳电池 1

多元化合物太阳电池指不是用单一元素半导体材料制成的太阳电池。现在各国研究 3 的品种繁多，除碲化镉、硒铟铜、铜铟镓硒薄膜太阳电池在国外有规模生产外，组件的效率在 8%~9%，其他多数尚未形成产业化。

有机太阳电池以其材料来源广泛，制作成本低廉，耗能少，可弯曲，易于大规模生 4 产等突出优势显示了其巨大开发潜力，但目前的光电转换效率较低，未形成产业化。

染料敏化纳米薄膜太阳电池的性能主要是由纳米多孔 TiO<sub>2</sub> 薄膜、染料光敏化剂、 5 电解质、反电极(光阴极)等几个主要部分决定的。通过优化电池各项关键技术和材料的性能，并通过小面积的系列实验和优化组合实验来检测各项参数对电池性能的影响，光电转换效率最高可达 9%，未形成产业化。

非晶薄膜太阳电池除了薄膜厚度非常薄、只需少量的原料等因素而使得电池组件的 6 价格较晶体硅太阳电池便宜外，其弱光发电性能和功率温度系数较晶体硅太阳电池好，相比同等条件下晶体硅电池可多发电。根据目前世界各国薄膜太阳电池的应用情况来看，薄膜太阳电池为主流产品尤其在土地资源丰富地区的工程上得到了广泛应用。

### 3) 聚光太阳电池 7

聚光太阳电池组件由聚光太阳电池、聚光器、太阳光追踪器组成。 8

聚光太阳电池，与普通太阳电池略有不同，因需耐高倍率的太阳辐射，特别是在较高温度下的光电转换性能要得到保证，故在半导体材料选择、电池结构和栅线设计等方面都要进行一些特殊考虑。最理想的材料是砷化镓，其次是单晶硅材料。一般硅晶材料

只能吸收太阳光谱中 400~1,100nm 波长的能量, 砷化镓可吸收较宽广的太阳光谱能量,<sup>1</sup> 三结面聚光型太阳电池可吸收 300~1900nm 波长的能量, 相对其转换效率可大幅提升, 其太阳能能量转换效率可达 30%~40%。整个装置的转换效率为 17%~25%。

聚光器将较大面积的阳光聚在一个较小的范围内, 以增加光强, 克服太阳辐射能流<sup>2</sup> 密度低的缺陷, 把太阳电池放置在这一位置, 从而获得更多的电能输出。不过因聚光引起的温度上升会损伤太阳电池单元及发电系统, 因此往往必须要抑制聚光率才可以使聚光器的倍率大于几十, 其结构可采用反射式或透镜式。

聚光太阳电池必须要在位于透镜焦点附近时才能发挥功能, 因此为使模块总是朝向<sup>3</sup> 太阳的方位, 必须配置太阳追踪系统, 聚光器的跟踪装置一般采用光电自动跟踪。此设计虽然可以提高转换效率, 但却存在透镜、聚光发热释放槽(散热方式可采用气冷或水冷)以及太阳光追踪系统的重量及体积较大等不足的特点。

聚光装置可有效地减少晶体硅电池板的面积, 从而降低成本, 但跟踪装置将会使得<sup>4</sup> 造价有所增加, 加上运行阶段传动装置的维护费用和能耗, 工程造价反而会增加, 目前在小范围内有示范性应用。同时, 聚光装置不能利用散射光能量, 不适合在散射辐射所占总辐射比例较高的地区使用。



图 5.1-5 低倍聚光太阳电池<sup>6</sup>



1

图 5.1-6 高倍聚光太阳电池 2

### 5.1.2 光伏组件选型 3

#### 1) 光伏电池分类及选择 4

目前，技术和应用相对成熟的光伏组件主要包括晶体硅光伏组件、薄膜光伏组件以及高倍聚光型光伏组件三种。晶体硅光伏组件的代表性产品主要有单晶硅光伏组件（Mono-Si）和多晶硅光伏组件（Poly-Si）；薄膜光伏组件的代表性产品主要有非晶硅光伏组件（a-Si）、碲化镉光伏组件（CdTe）和铜铟镓硒光伏组件（CIGS）；高倍聚光型光伏组件的代表性产品主要为砷化镓光伏组件（GaAs）。

5

晶硅类电池组件无论在技术成熟度、成本还是在发电转换效率方面均高于非晶硅类光伏组件，在光伏发电领域得到广泛应用。根据工程应用及建设经验，本工程采用晶硅类组件。单晶和多晶的生产制造工艺是不一样的，成分也有所不同，最后做成成品（太阳能电池板）的光电转换率不同，多晶硅电池的效率能够达到 15-19%，大规模生产的单晶硅电池效率可以达到 18-23%。和多晶硅电池相比，单晶硅电池效率较高，能够节约土地资源，节约硅原料，达到工艺成本和效率的平衡。单晶温度功率系数、弱光响应性能等主要性能参数也好于多晶。单晶的材质要比多晶的好，在生产过程中不容易损坏。另外在外观上，单晶一般都是单色的（常规的是蓝色和黑色）颜色一致性好，整体效果比较美观，多晶颜色很杂。光伏组件的效率直接影响光伏电站收益，除去价格因素，单

6

晶硅与多晶硅组件在支架、基础等方面均相同。目前单晶硅组件价格比多晶硅组件稍高，<sup>1</sup>因此采用单晶硅组件的整体造价高于多晶硅组件。但单晶硅组件的 25 年衰减低于多晶硅组件，在全寿命周期内的发电量高于多晶硅系统。综合两种类型组件的价格和效率，单晶硅组件更具有性价比。

基于上述考虑，本项目采用单晶硅组件。<sup>2</sup>

## 2) 新技术应用及选择 <sup>3</sup>

降本增效始终是光伏行业永恒的主题，随着行业不断的技术进步和政策推动，大众的目光逐渐转移至度电成本上，高效电池因此备受瞩目。未来五年，电池技术将围绕三个主要的技术类型发展提升，分别是 P 型 PERC，N 型 TOPCON，HJT 异质结技术。<sup>4</sup>

PERC 电池为目前主流电池技术，成本最低，对应组件功率也相对最低，并且存在 LID/PID/LETID 等衰减，后期发电能力弱。目前降本增效的空间不大，有进一步工艺升级的需求。但目前效率提升难度非常大，降本空间有限。必将被新技术取代。<sup>5</sup>

TOPCon 的隧穿氧化层钝化接触结构能够实现载流子一维纵向输运，同时能降低金属与硅基底的复合，兼顾开路电压与填充因子，能有效提高电池的转换效率。其组件具备高双面率、低衰减性特征，综合发电力更强。工艺方面，TOPCon 电池生产线可大部分兼容现有 PERC/PERT 的生产设备，添加 LPCVD、B 扩以及绕镀清洗等设备即可完成产线升级，升级投资较小。但 TOPcon 量产难度高，未有量产实绩。<sup>6</sup>

HJT 电池具有较高的转换效率，而且无需高温炉管制备，可降低生产耗能并缩短制备时间。其具备正反面受光照后都能发电、低温制造工艺保护载流子寿命、高开路电压、温度特性好等优势，目前发展阻力是成本较高。随着设备国产化、硅片减薄、低温银浆用量等成本降低，未来 HJT 电池有成为下一代主流光伏电池技术。HJT 与现有的生产线不兼容，单 GW 的投资额达到数亿元，新技术路线会带来较大的设备需求。<sup>7</sup>

① 更高的效率潜力：HJT 采用 N 型硅片具有较高的少子寿命，同时 HJT 采用特殊的非晶硅钝化的对称结构可以获得较低的表面复合速率，这些特点是的 HJT 电池可以获得很高的开路电压，最终效率潜力比目前 P-perc 电池片要高 1.5~2%。目前国内 HJT 量产最高效率为 23.27%，年底有望达到 24%的平均量产效率，且可与 IBC 叠加，效率更高。<sup>8</sup>

②更高的双面率：HJT 电池由于其独特的双面对称结构使其更易于制作成双面电池，<sup>9</sup>目前双面率在 85%，而未来真正成熟产业化应用的时候，HJT 双面率有望达到 95+% 的水平。

③更大的降成本潜力：第一，HJT 电池加工温度低（240 度）所使用到的硅片有潜力做到更薄，HJT 电池未来真正成熟之际，可使用 100 微米厚度的硅片；第二：HJT 的工艺步骤也更为简便，全部生产流程的工艺步骤仅为四步；而 P-perc 电池为了实现 23.9% 的转化效率需要叠加多种工艺，工艺步骤在十步以上。第三，封装成本更低。

④更低的衰减和更优秀的温度系数：HJT 电池使用的 N 型硅片以磷作为主要掺杂元素，不会出现硼氧复合因子从而从根本上避免了初始光衰的现象。

⑤更适合与叠瓦技术相结合：叠瓦组件作为典型的按比例提升功率的技术，其叠加在 HJT 电池片上能发挥更大的效益；此外，柔性的 HJT 电池片也更适合叠瓦的封装形式，会引发新一轮光伏产业的技术革命。

表 5.1-1 PERC、TOPCAN、HJT 电池对比<sup>4</sup>

编号	A	B	E
组件类型	P 型	N 型 TOPCON	HJT
峰值功率 (Wp)	660	715	715
开路电压 (Voc)	45.89	48.80	49.52
短路电流 (Isc)	18.28	18.55	17.59
峰值电压 (Vmpp)	38.23	41.00	42.12
峰值电流 (Imppt)	17.27	17.44	16.18
峰值功率温度系数 (%/°C)	-0.34	-0.29	-0.25
开路电压温度系数 (%/°C)	-0.25	-0.25	-0.24
短路电流温度系数 (%/°C)	0.04	0.045	0.04
双面率	70	70	80
电池组件效率	21.2	23.0	23.02
首年衰减 (%)	2	1	1
年功率衰减 (%)	0.45	0.4	0.3
尺寸 (长/宽/高 mm)	2384*1303*35	2384*1303*33	2384*1303*35
重量 (kg)	41	38.2	37.8
每兆瓦占地 (亩)	26.7	25.8	25.6
组件价格 (元/Wp)	0.75	0.8	0.85

供货情况	满足项目需求	满足项目需求	满足项目需求	1
通过对比分析可知：HJT 异质结组件效率更高，组件衰减更少，双面率更高，更节约占地面积。				2

本项目场址区域年总辐射量为  $1449\text{ kWh/m}^2$ ，该场区属于太阳能资源很丰富带，太阳能辐射等级为 B 类地区。同时，地形较为平坦开阔。光伏板下端距地面最小距离按  $3.5\text{ m}$  考虑，采用异质结组件可获得较好的背面发电量增益。

### 3) 组件规格的选择 4

太阳能电池组件的功率规格较多，在进行选型时，一般主要考虑单体功率大且已经商业化应用的太阳能电池组件。单体功率大意味着一定容量的光伏电站所使用的组件数量就少，组件数量少意味着组件间连接点少，故障几率减少，接触电阻小，线缆用量少，于是系统整体损耗也会降低，电池板后期维护检修工作量较小。

度电成本跟组件功率和效率有直接的关系，而电池片尺寸直接决定了组件的功率。<sup>5</sup> 硅片尺寸增加为度电降本带来新的活力，促使硅片尺寸迅速迭代，下边选取几个厂家组件进行对比。

表 5.1-2 光伏组件各项指标对比 7

编号	A	B	C	8
峰值功率 (W <sub>p</sub> )	580	660	715	
开路电压 (V <sub>oc</sub> )	51.41	54.00	49.52	
短路电流 (I <sub>sc</sub> )	14.2	15.41	17.59	
峰值电压 (V <sub>mpp</sub> )	43.22	44.85	42.12	
峰值电流 (I <sub>mpp</sub> )	13.42	14.72	16.18	
峰值功率温度系数 (%/°C)	-0.280	-0.260	-0.25	
开路电压温度系数 (%/°C)	-0.230	-0.200	-0.24	
短路电流温度系数 (%/°C)	0.045	0.050	0.04	
功率误差范围	0~+3	0~+3	0~+5	
电池组件效率	22.5	24.4	23.02	
首年衰减 (%)	1	1	1	
年功率衰减 (%)	0.4	0.3	0.3	

尺寸(长/宽/高 mm)	2278*1134*30	2382*1134*30	2384*1303*35 1
重量(kg)	31.8	33.5	37.8
组件总数量(块)	189748	166764	153920
组串数(块/串)	26	24	26
组串总数(串)	7298	6414	5920
总装机容量(MWp)	110.0528	110.06424	110.0528
光伏区高低压电缆(万元)	2772	2662.9	2580.4
箱变(万元)	1164.7	1164.7	1164.7
支架(万元)	6315.75	5908	5648.5
接地(万元)	397.54	381.24	368.98
25年平均等效满负荷小时数(h)	1327.49	1343.88	1343.88
度电成本	0.2330	0.2328	0.2325

由于本项目为牧光互补项目，地势平坦、地面植被较少，光伏组件离地面高度较大，<sup>2</sup>要充分利用背面发电带来的增益。并且通过以上参数对比，715Wp 组件度电成本最低，本项目暂选用 715Wp 光伏组件，最终组件选择由招标采购型号为准。

## 5.2 逆变器选型<sup>3</sup>

### 5.2.1 选型的一般原则<sup>4</sup>

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的作用。因此，逆变器的选型至关重要，逆变器的选型的一般原则如下：

1) 具有高可靠性和高效率<sup>6</sup>

光伏并网逆变器设计应采用可靠性高的元件和拓扑结构，减少易损元件的数量，减<sup>7</sup>少逆变器在发电过程中自身消耗能量；能够根据光伏组件当前的运行状况输出最大功率；逆变器的效率不仅最大效率高，也应具有高的欧洲和中国加权效率。

2) 直流输入电压范围宽，启动电压低：<sup>8</sup>

由于光伏组件的端电压随温度和光照强度的变化而变化，光伏并网逆变器的直流输入电压范围越宽，也有利于能量转换和并网电网的稳定。另外，启动电压越低，逆变器工作时间越长，发电量也越高。

### 3) 完善的保护功能和低压穿越能力<sup>1</sup>

并网逆变器应具有交流过压、欠压保护，超频、欠频保护，高温保护，交流及直流<sup>2</sup>的过流保护，直流过压保护，防孤岛保护等保护功能，还应具有低压穿越能力。

### 4) 波形畸变小，功率因数高：<sup>3</sup>

当大型光伏发电系统并网运行时，为避免对公共电网的电力污染，要求逆变电源输出<sup>4</sup>正弦波，电流波形必须与外电网一致，波形畸变小于5%，高次谐波含量小于3%，功率因数接近于1。

### 5) 监控和数据采集：<sup>5</sup>

逆变器应有多种通讯接口进行数据采集并发送到远控室，其控制器还应有模拟输入<sup>6</sup>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。另外，还应具有智能检测和智能运维的扩展功能。

## 5.2.2 逆变器技术指标<sup>7</sup>

### 1) 转换效率<sup>8</sup>

逆变器转换效率越高，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<sup>9</sup>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。本工程要求逆变器的最高转换效率不低于99%，中国效率不低于98.2%。

### 2) 直流输入电压范围<sup>10</sup>

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，<sup>11</sup>可以将日出前和日落后太阳辐射强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<sup>12</sup>

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。

### 4) 输出电流谐波与功率因数<sup>14</sup>

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/T14549-1993<sup>15</sup>《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，因此逆变器必须采用滤波措施使输出电流能满足并网要求，谐波含量应低于3%，逆变器功率因数接近于1。

### 5) 具有高、低电压穿越能力<sup>1</sup>

《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》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高、低电压穿越能力，具体要求如下：

- (1) 光伏发电站并网点电压跌至0时,光伏发电站内的光伏逆变器和无功补偿装置应能够不脱网连续运行150ms;
- (2) 光伏发电站并网点电压跌至标称电压的20%时,光伏发电站内的光伏逆变器和无功补偿装置应能够不脱网连续运行625ms;
- (3) 光伏发电站并网点电压跌至标称电压的20%以上至90%时,光伏发电站内的光伏逆变器和无功补偿装置应能不脱网连续运行
- (4) 光伏发电站并网点电压升高至标称电压的125%以上至130%时,光伏发电站内的光伏逆变器和无功补偿装置应能够不脱网连续运行500ms;
- (5) 光伏发电站并网点电压升高至标称电压的110%以上至120%时,光伏发电站内的光伏逆变器和其他无功补偿装置应能够不脱网连续运行10s。
- (6) 光伏发电站并网点电压升高至标称电压的120%以上至125%时,光伏发电站内的光伏逆变器和无功补偿装置应能够不脱网连续运行1s;

### 6) 系统频率异常响应<sup>4</sup>

《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》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5.2-1所示电网频率偏离下运行。

表 5.2-1 大型和中型光伏电站在电网频率异常时的运行时间要求<sup>6</sup>

电压范围	运行要求
$f < 46.5\text{Hz}$	根据光伏逆变器和无功补偿装置允许运行的最低频率而定
$46.5\text{Hz} \leq f < 47\text{Hz}$	频率每次低于47Hz高于46.5Hz时,光伏发电站应具有至少运行5s的能力
$47\text{Hz} \leq f \leq 47.5\text{Hz}$	频率每次低于47.5Hz高于47Hz时,光伏发电站应具有至少运行20s的能力
$47.5\text{Hz} < f \leq 48\text{Hz}$	频率每次低于48Hz高于47.5Hz时,光伏发电站应具有至少运行60s的能力
$48\text{Hz} < f \leq 48.5\text{Hz}$	频率每次低于48.5Hz高于48Hz时,光伏发电站应具有至少运行5min的能力
$48.5\text{Hz} < f \leq 50.5\text{Hz}$	连续运行

50.5Hz < f ≤ 51Hz	频率每次高于 50.5Hz、低于 51Hz 时,光伏发电站应具有至少运行 3min 的能力,并执行电力系统调度机构下达的降低功率或高周切机策略,不允许停运状态的光伏发电站并网
51Hz < f ≤ 51.5Hz	频率每次高于 51Hz、低于 51.5Hz 时,光伏发电站应具有至少运行 30s 的能力,并执行电力系统调度机构下达的降低功率或高周切机策略,不允许停运状态的光伏发电站并网
f > 51.5Hz	根据光伏发电站内光伏逆变器和无功补偿装置允许运行的最高频率而定

### 7) 可靠性及可恢复性 2

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: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,逆变器必须自动从电网解列。

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,切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 5

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,交流及支流的过流保护,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 7

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。

## 5.2.3 逆变器选型 9

### 5.2.3.1 逆变器分类 10

目前,逆变器主要分为集中型逆变器、组串型逆变器及集散式逆变器。11

#### 1) 集中式逆变器 12

集中式逆变器是目前大型光伏电站普遍采用的电能变换装置,也是目前最为成熟的技术方案之一。集中式逆变器常采用 1 路最大功率跟踪(MPPT)输入,集中 MPPT 寻优、集中逆变输出。所有组件汇流后统一输入逆变器的直流侧,进行“直流—交流”变换后并入电网。集中型逆变器特点是单台机组的功率较大,单位成本较低,技术成熟,应用广泛。另外,由于集中式逆变器采用集中放置,安装相对简单,方便维护。与组串型逆变器相比,每台逆变器有一路 MPPT,由于不同光伏组串的输出电压、电流往往不完

全匹配(特别是光伏组串因朝向、衰减率及山体、多云、污渍等遮挡时),与逆变器 MPPT<sup>1</sup>不匹配的组串的输出功率和效能会下降。

## 2) 组串式逆变器<sup>2</sup>

组串逆变器是基于模块化概念的基础上设计的,在直流端具有最大功率跟踪技术。<sup>3</sup>与集中式逆变器相比,组串式逆变器具有多路 MPPT 回路,通过对光伏组件子方阵的分散 MPPT 优化,从而较好的解决了大型光伏电站因光伏组件“失配”导致的发电量损失。组串式逆变器技术成熟、运行可靠,系统冗余度高,当单个组串式逆变器退出运行时,不影响其他逆变器的工作,对整个光伏电站发电量影响较小,因此,组串逆变器更适用于山地项目或地势起伏的场地。近几年,随着组串式逆变器容量逐渐增大,系统成本降低到与集中式逆变器相当,大型光伏电站已大量采用组串逆变器方案。

## 3) 集散式逆变器<sup>4</sup>

集散式逆变器最大的特点是采用了单台功率较大的逆变器,并把 MPPT 功能前移到汇流箱(光伏控制器),这样每个光伏发电单元内具有多路 MPPT 功能,而且在光伏控制器增加了 DC/DC 升压功能,使控制器的输出电压抬升到 820Vdc,这样减少了控制器到逆变器之间的直流电缆传输损耗;因为逆变器的输入电压抬升,所以逆变器的输出电压也相应地抬升到 520Vac,其交流传输损耗也有所降低。目前集散式逆变器产能较低,产品性能未得到充分印证。

### 5.2.3.2 逆变器的选型<sup>6</sup>

三种逆变器主要特性对比如下表 5.2-2:<sup>7</sup>

表 5.2-2 逆变器主要特性对比<sup>8</sup>

序号	逆变器类型	1500V(主流)			对比结论 <sup>9</sup>
		集中式	集散式	组串式	
1	MPPT 数量	每 8~10 路组串对应一路 MPPT	每 2~4 路组串对应一路 MPPT	每 1~2 路组串对应一路 MPPT	MPPT 数量越多,越适应光伏发电不一致性的场景
2	启动电压	915V	600V	500V	启动低压也低,逆变器工作时间越长,发电量越多
3	MPPT 电压范围	875~1500V	600~1300V	500~1500V	MPPT 电压范围越宽,适应越强
4	直流侧电压	500~800V	1200V	1080V	电压越高,损耗越小或输送距离约远或降低电缆截面

序号	逆变器类型	1500V (主流)			对比结论
		集中式	集散式	组串式	
5	交流侧输出电压	600V	800V	800V	电压越高，损耗越小或输送距离约远或降低电缆截面
6	转换效率 (中国加权效率)	≥98.55%	≥98.2%	≥98.52%	无差异
7	典型单机容量	3125kW	3150kW	300kW	单机容量越大，成本相对越低
8	推荐的光伏发电单元容量	3.125MW	3.15MW	3.0MW	光伏发电单元越大，越有利于降低系统成本
9	防 PID 功能	有	有	有	无差异
10	占地面积	逆变器需做基础	逆变器需做基础	支架安装，无需基础	无基础可节省占地和土建工程量
11	适应场景	光伏发电一致性好的大型光伏电站（方阵朝向一致、组件无遮挡）	可适应于光伏发电不一致性场景的大型光伏电站（方阵朝向不一致、组件有遮挡）	可适应于光伏发电不一致性场景的大型光伏电站和各种小型光伏电站（方阵朝向不一致、组件有遮挡）	多路 MPPT 技术适应的场景更多
12	运行可靠性	技术成熟，运行可靠	故障率较高	技术成熟，运行可靠	集散式逆变器在工程实践效果来看，其故障率比组串或者集中式的高出很多，目前各大厂家对集散式逆变器的研发和推广已大不如前
13	市场产品可选择性	较多	较少	较多	目前组串式和集中式逆变器有均有较多的一线厂家可提供主流产品

总的来说,集中式逆变方案、组串式逆变方案及集散式逆变方案各有优缺点。从投资成本的角度, 3.15MW 集散式投资成本最高, 3.15MW 集中式和组串式方案较低。三种方案投资初期投资差距相对不大。从发最大功率跟踪模块及发电量的角度, 组串式逆变方案及集散式逆变方案优于集中式逆变方案; 从故障影响范围的角度, 组串式逆变方案优于集中式和集散式方案; 从市场占有率及设备可靠性角度, 组串式方案和集中式方案优于集散式方案。

综合以上技术、经济优劣分析, 本项目重点考虑发电量、后期运维的便捷性及市场

## 因素，推荐采用组串式逆变方案。<sup>1</sup>

本工程交流侧采用组串式逆变方案，根据目前逆变器行业现状，大型电站组串式逆变器适用功率段为 196kW-320kW，结合工程实际，应采用单机功率较大的组串式逆变器，国内常见组串式逆变器参数详见下表。

表 5.2-3 国内常见组串式逆变器参数及方案 <sup>3</sup>

序号	名称	参数/数量			
		SG225HX	196KTL	300KTL	320KTL
1	逆变器输出额定功率(kW)	225	196	300	320
2	逆变器最大输出功率(kw)	247.5	216	330	350
3	最高转换效率	99.01%	99%	99.0%	99.01%
4	中国效率	98.52	98.4	98.5	98.52
5	最大输入电压 (V)	1500	1500	1500	1500
6	MPPT 电压范围 (V)	500~1500	500~1500	500~1500	500~1500
7	最大直流输入电流 (A)	360	270	65/路	40/路
8	MPPT 数量 (路)	12	9	4/5/5/4/5/5	12 (14/16)
9	输入接口数量 (路)	24	18	18	24 (28/32)
10	额定输出电压 (V)	800	800	1080	1080
11	输出电压范围 (V)	800±10%	-	-	-
12	输出频率要求 (Hz)	50±4.5HZ	-	45~65	45~65
13	功率因数	>0.99	-0.8~0.8	-0.8~0.8	-0.8~0.8
14	最大交流输出电流 (A)	178.7	155.9	238.2	254
15	总电流波形畸变率	<3%	<3%	<3%	<3%
16	过载保护 (有/无)	有	有	有	有
17	反极性保护 (有/无)	有	有	有	有
18	过电压保护 (有/无)	有	有	有	有
19	工作湿度范围	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%
20	防护类型/防护等级	IP66	IP66	IP66	IP66
21	散热方式	风冷	风冷	风冷	风冷
22	重量 (kg)	99	86	106	110
23	尺寸 (宽×高深) (mm)	1051*660*363	1035*700*365	1045*730*395	1100*890*360

从上表可见，各主流厂家产品参数差距不大，但考虑本工程实际情况，本阶段建议<sup>1</sup>采用单机容量为300kW的组串逆变器，以便后期增补场区用地后减少设备变动。

综上所述，本项目最终采用组串式逆变器方案，选用单套用量为300kW的逆变器。<sup>2</sup>

## 5.3 光伏阵列运行方式选择<sup>3</sup>

光伏阵列的运行方式有简单的固定式、倾角可调固定式和复杂自动跟踪系统三种类型。跟踪系统又包括“单轴自动追日跟踪”和“双轴自动追日跟踪”两种类型，可精确地移动以使太阳光线入射到方阵表面上的入射角最小，使太阳入射的辐射强度最大化，大大提高了光伏组件的利用率。就其性价比而言，太阳能跟踪系统的方阵性价比稍优于固定式的方阵，但跟踪系统的运行成本及初期投入均明显高于固定系统，通过对大量地区跟踪支架调查，在大风季，跟踪支架的坏损率远高于固定支架，且运行故障率较高。在项目整体收益率相差不大的前提下，考虑上述因素，本工程光伏组件采用普通固定倾角安装方式安装。

### 5.3.1 安装方式选择<sup>5</sup>

目前，太阳能跟踪系统可利用辐射量增加，对应发电量增加，项目收益会不同程度增加，但是运行成本比固定式大；而手动可调式相对固定倾角式，发电量一定比例增加，但是支架价格相对较高，占地面积较固定支架高出约10%，调整支架人工费用较高；相对而言，固定支架则结构简单，安装维护方便，收益比较稳定，但是发电量是三种方式中较低的一种。支架对比见表5.3.1

表5.3.1 支架形式对比表<sup>7</sup>

支架类型	固定式	固定电动可调	平单轴自动跟踪
现阶段造价，元/瓦	0.25-0.3	0.3-0.35	0.62-0.67
主要特征	便宜，简单，收益相对较低	便携手枪钻调节，造价中等，收益较好	结构较复杂，后期维护量较大，造价高，收益较好
适用地区	均适用	中高纬度光资源较好地区	低纬度、高海拔光照资源较好地区
发电量对比	1	1.04-1.06	1.09-1.12
其它建议	不要限定防腐工艺，放开为：热浸锌、镀镁铝锌、耐候钢、VCI片锌等。一是可以降低造价，二是有效应对每年国庆节前后的镀锌行业停产。		

各种运行方式下的光伏电站现场图如图5.3-1所示。<sup>9</sup>



图 5.3-1 不同运行方式的光伏电站现场图 2

采用水平单轴、斜单轴和双轴支架后，光伏阵列上接收到的年总辐射量明显高于固定式，其中斜单轴和双轴更为明显。考虑到跟踪支架的相互遮挡影响比固定式大 2~5%（与布置间距有关），实际发电量的提高率略有下降。除发电量外，还应考虑各种运行方式的可靠性、设备价格水平、建成后维护费用及故障率等因素。

经过对固定式、固定可调和跟踪式三种运行方式的初步比较，考虑初期投入成本及运行的可靠性，以及本项目土地资源紧张结合牧光互补的方案，本项目组件运行方式选用固定式。

### 5.3.2 最佳倾角选择 5

#### 5.3.2.1 倾斜面辐射量最大时的倾角 6

为了使光伏方阵表面接收到更多太阳能量，根据日地运行规律，方阵表面最好是朝向赤道(方位角为 0 度)安装，并且应该倾斜安装，对于光伏并网电站来说，由于所产生的电能全部输入电网，得到充分利用，因此只要使光伏阵列全年发电量最高即可。

根据本项目所在地纬度和当地太阳辐射资料，本阶段最佳安装倾角采用 SolarGIS 8 辐射量数据进行内插法计算分析。

表 5.3-3 光伏组件不同倾角接受的总辐射量( $\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$ ) 9

组件倾角	$0^\circ$	$5^\circ$	$10^\circ$	$15^\circ$	$20^\circ$	$25^\circ$	$26^\circ$	$27^\circ$	10
年总辐射量 ( $\text{kWh}/\text{m}^2$ )	1449	1503	1548	1584	1612	1631	1633.8	1636.1	

组件倾角	28°	29°	30°	31°	32°	33°	34°	35°	1
年总辐射量 (kWh/m <sup>2</sup> )	1638	1639.5	1640.6	1641.4	1641.8	1641.8	1641.4	1640.6	

经过计算，本项目倾斜面辐射量最大时的倾角为 32°。<sup>2</sup>

### 5.3.2.2 本项目所采用的倾角 <sup>3</sup>

为得到最优倾角，在最佳倾角的基础上，以度电成本最低为寻优目标，进行优化计算，对光伏组件倾角从 26°~32°逐度进行计算和对比。

经计算，不同倾角时的度电成本如表 5.3-5 所示：<sup>5</sup>

表 5.3-5 不同倾角时的度电成本变化 <sup>6</sup>

安装倾角(°)	26	27	28	29	30	31	32	7
项目容量(MW)	91.8	91.8	91.8	91.8	91.8	91.8	91.8	
组件总容量 (MWp)	110.0528	110.0528	110.0528	110.0528	110.0528	110.0528	110.0528	
组件(元/W)	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	
逆变器(元/W)	0.115	0.115	0.115	0.115	0.115	0.115	0.115	
箱变(万元)	1034.05	1034.05	1034.05	1034.05	1034.05	1034.05	1034.05	
支架(万元)	3013.79	3075.3	3106.05	3137.12	3168.48	3200.17	3232.17	
支架基础(万元)	2817	2817	2817	2817	2817	2817	2817	
光伏区高低压 电缆(万元)	1282.17	1276.03	1300.84	1307.40	1317.70	1328.25	1334.78	
光伏区接地 (万元)	336.23	342.16	348.32	353.24	359.36	364.32	371.43	
光伏区道路 (万元)	282.31	286.19	288.62	291.46	293.28	295.21	297.32	
升压站设备 (万元)	1864	1864	1864	1864	1864	1864	1864	
升压站建筑工程 (万元)	318	318	318	318	318	318	318	
送出工程(万元)	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	
静态投资(万元)	31164.95	31479.74	31794.53	32112.49	32433.61	32757.94	33085.52	
静态单位投资 (元/kW)	2831	2860	2888	2917	2946	2976	3005	
年均等效满负荷小时(h)	1223.93	1223.93	1223.93	1223	1223	1222.07	1221.41	
度电成本 (LCOE)(元 /kWh)	0.2332	0.2331	0.2333	0.2334	0.2334	0.2336	0.2338	

在最佳倾角的基础上，综合上述分析，在安装倾角选取 27°时，结合项目总投资等 <sup>8</sup>多方因素，项目度电成本最优。因此，本阶段光伏组件倾角暂选取 27°进行布置。

### 5.3.3 光伏区容配比设置 <sup>9</sup>

近年来，随着光伏组件成本的不断下降，适当提高光伏电站组件容量与逆变器额定 <sup>10</sup>

容量比例，已成为提高光伏系统综合利用率、降低光伏电站度电成本、提高项目投资收益的有效手段。本工程以降低度电成本为出发点，充分分析影响系统容配比的影响因素，研究本工程光伏发电系统的最佳的容配比。<sup>1</sup>

### 1) 容配比影响因素<sup>2</sup>

光伏组件的功率均按照标准条件（STC：组件温度 25°C，辐照度 1000W/m<sup>2</sup>）标定，<sup>3</sup>实际应用中，各地区的光照条件、环境温度、组件安装方式均不同，同时考虑灰尘遮挡、组件失配以及组件输出到逆变器之间直流线缆损耗等因素，逆变器的实际输入功率远小于组件的标称功率。

#### (1) 地区辐照度<sup>4</sup>

我国太阳能资源地区分可为 4 类，不同区域辐照度差异较大，实际数据表明，即<sup>5</sup>使在同一资源地区，不同地方的全年辐射量也有较大差异。

#### (2) 系统损耗<sup>6</sup>

光伏组件输出经过直流电缆到达逆变器，各个环节都有损耗，同时灰尘遮挡等原因<sup>7</sup>会引起组件串并联失配，因此实际传输到逆变器的直流功率将远小于组件额定功率。不同电站实测平均数据表明，电站直流侧的总损耗约为 0.8%~1.3%（此处系统损耗不包括逆变器后级的变压器及线路损耗）。

#### (3) 其他方面<sup>8</sup>

除了上述因素外，电站投资造价、上网电价、组件实际衰减情况、逆变器的性能差<sup>9</sup>异、系统设计等因素都会对最优容配比设计产生一定的影响。

### 2) 最优容配比计算<sup>10</sup>

#### (1) 容配比计算基本原则<sup>11</sup>

按照不同的原则，容配比可分为两类：第一类为补偿超配，以系统不会出现限功率<sup>12</sup>为原则增大系统容配比；第二类为主动超配，以系统度电成本最低为原则增大系统容配比，由于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。

本工程容量比选范围为从大于等于 1 开始，最大容量为根据光伏区现有用地范围得<sup>13</sup>出的最大布置容量，从中找到最优容配比。

#### (2) 容配比计算原则及分析<sup>14</sup>

光伏发电系统容配比优化计算宜综合考虑项目的地理位置、地形条件、太阳能资源<sup>15</sup>条件、组件选型、安装类型、布置方式、逆变器性能、建设成本、光伏方阵至逆变器或

并网点的各项损耗及电网需求等因素，采用试算法从低到高选取容配比进行多点计算，<sup>1</sup>得出最优的容配比。

不同容配比时对应的度电成本变化情况详见表 5.3-5。<sup>2</sup>

表 5.3-5 不同容配比对应的度电成本变化 <sup>3</sup>

容配比	1	1.05	1.1	1.15	1.2	1.25	<sup>4</sup>
项目容量(MW)	91.8	91.8	91.8	91.8	91.8	91.8	
组件总容量 (MWp)	91.70447	96.2962	100.87	105.46107	110.0528	114.62594	
组件总块数 (块)	128258	134680	141076	147498	153920	160316	
组件总串数 (串)	4933	5180	5426	5673	5920	6166	
组件单价(元/Wp)	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	
逆变器(元/W)	0.115	0.115	0.115	0.115	0.115	0.115	
300kW 组串式逆变器 (台)	306	306	306	306	306	306	
箱变(万元)	1034.05	1034.05	1034.05	1034.05	1034.05	1034.05	
支架(万元)	2562.75	2690.89	2819	2947.16	3075.3	3203.44	
光伏区高低压电缆 (万元)	864.95	1019.58	1146.88	1235.09	1276.03	1329.20	
光伏区接地(万元)	229.88	272.59	307.84	331.84	342.16	356.42	
光伏区道路(万元)	190.76	226.65	256.46	277.01	286.19	298.11	
升压站设备 (万元)	1864	1864	1864	1864	1864	1864	
升压站建筑工程(万元)	318	318	318	318	318	318	
送出工程(万元)	1400	1400	1400	1400	1400	1400	
静态投资(万元)	21212.57	25078.89	28293.77	30499.93	31479.74	32791.4	
年均发电量(万 kWh)	11224.76	11786	12347.24	12908.47	13469.71	14030.95	
度电成本(LCOE)(元/kWh)	0.2344	0.2341	0.2334	0.2332	0.2331	0.2334	

根据组串式逆变器单机额定容量 300kW，太阳能电池组件容量为 715Wp，综合项目用地特点及不同容配比的度电成本分析，本项目容配比为 1.2 附近时，系统度电成本最低，故本工程容配比暂按 1.2 左右进行配置。<sup>5</sup>

### 3) 结论 <sup>6</sup>

综上所述，本项目采用 18 个 2.1MW 光伏方阵和 18 个 3.0MW 光伏方阵，光伏支架采用固定支架的方式，光伏组件采用双玻双面异质结 715Wp 光伏组件，项目光伏组件总容量为 110.0582MWp，最终容配比根据施工图阶段每个地块的实际情况进行优化布置后调整，各光伏方阵容配比与项目综合容配比差异不应大于±10%。<sup>7</sup>

## 5.4 光伏方阵设计 <sup>8</sup>

参考国内外大型光伏并网发电系统的成功案例，根据本期工程的实际情况，结合项目用地情况，拟定本光伏并网发电系统的本期容量为 91.8MW，实际直流侧装机容量为 <sup>9</sup>

110.0528MW<sub>p</sub>, 共约 36 个光伏方阵, 其中 18 个 2.1MW 方阵, 18 个 3.0MW 方阵。<sup>1</sup>

## 5.5 光伏子方阵设计<sup>2</sup>

### 5.5.1 设计原则<sup>3</sup>

- 1) 太阳能电池组件串联形成的组串, 其输出电压的变化范围必须在逆变器正常工作的允许输入电压范围内。<sup>4</sup>
- 2) 每个逆变器直流输入侧连接的太阳能电池组件的总功率不应超过逆变器的最大允许输入功率。<sup>5</sup>
- 3) 太阳能电池组件串联后的开路电压不应超过逆变器最大直流电压。<sup>6</sup>
- 4) 太阳能电池组串并联后的短路电流不应超过逆变器的最大输入电流。<sup>7</sup>
- 5) 太阳能电池组件的温度特性应予以考虑。<sup>8</sup>
- 6) 太阳能电池板至逆变器的直流部分电缆通路应尽可能短, 以减少直流电压损耗和功率损耗。<sup>9</sup>

### 5.5.2 光伏组件串并联数计算<sup>10</sup>

为保证系统安全可靠运行, 根据当地的气象资料, 光伏系统在-20°C~70°C的情况下<sup>11</sup>应正常工作。(条件: 辐照强度1000W/m<sup>2</sup>、冬季白天最低组件工作温度-20°C, 最高温度为70°C)

根据《光伏发电站设计规范》GB 50797-2012, 电池组件串的串联数计算公式如下:<sup>12</sup>

$$N \leq \frac{V_{dc\max}}{V_{oc} \times [1 + (t - 25) \times K_v]} \quad 13$$

式 1<sup>14</sup>

$$\frac{V_{mppt\min}}{V_{pm} \times [1 + (t' - 25) \times K'_v]} \leq N \leq \frac{V_{mppt\max}}{V_{pm} \times [1 + (t' - 25) \times K'_v]} \quad 15$$

式 2<sup>16</sup>

式中: N——光伏组件串联数 (N取整);<sup>17</sup>

<sup>18</sup>

K<sub>v</sub>——光伏组件的开路电压温度系数;

K'<sub>v</sub>——光伏组件的工作电压温度系数;

t——光伏组件工作条件下的极限低温 (°C);

t'——光伏组件工作条件下的极限高温 (°C);

V<sub>dcmax</sub>——逆变器允许最大直流输入电压 (V);

V<sub>mpptmax</sub>——逆变器MPPT电压最大值 (V);

$V_{mpptmin}$ ——逆变器MPPT电压最小值 (V) ; <sup>1</sup>

$V_{oc}$ ——电池组件开路电压 (V) ; <sup>2</sup>

$V_{pm}$ ——电池组件工作电压 (V) 。

715Wp双面双玻异质结组件串的串联数计算 <sup>3</sup>

由式1) 计算得:  $N \leq 27.34$  <sup>4</sup>

由式2计算得:  $13.31 \leq N \leq 32.14$  <sup>5</sup>

根据以上计算结果, 结合土建支架排布, 本项目光伏组件串的串联数取26, 每个组 <sup>6</sup>  
串容量为 $715Wp \times 26 = 18.59kW$ 。

### 5.5.3 光伏阵列间距设计 <sup>7</sup>

在光伏组件方阵布置安装时, 如果方阵前面有树木或建筑物等遮挡物, 其阴影会挡 <sup>8</sup>  
住方阵的阳光, 所以必须首先计算遮挡物阴影的长度, 以确定方阵与遮挡物之间的最小  
距离。对于多排安装的方阵, 必须在前后排方阵之间保持一定的距离, 以免前排方阵挡  
住后排方阵的阳光, 因此需要确定前后排方阵之间的最小距离。

对于遮挡物阴影的长度, 一般确定的原则是, 冬至日真太阳时上午 9:00 至下午 3:00 <sup>9</sup>  
之间, 后排的光伏电池方阵不应被遮挡。影长计算公式如下:

$$D = L \cos \beta + \sin \beta \times (0.707 \tan \varphi + 0.4338) / (0.707 - 0.4338 \tan \varphi) \quad 10$$

式中 $\varphi$ 是当地地理纬度,  $\beta$ 是阵列倾角,  $L$ 是阵列倾斜面长度。 <sup>11</sup>

投影公式参数关系示意如图 5.5-4 所示: <sup>12</sup>

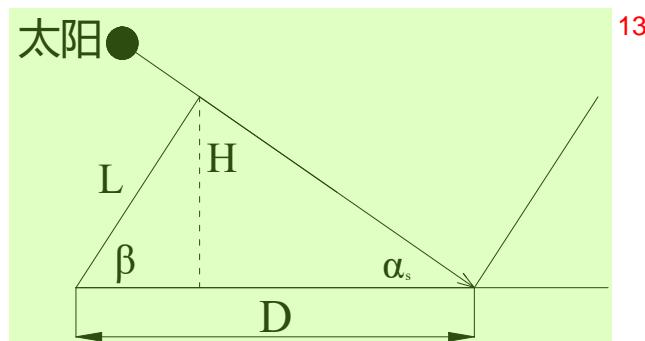


图 5.5-4 投影参数关系示意图 <sup>14</sup>

光伏组件尺寸为长 2384mmx 宽 1303mmx 厚 35mm, 计划采用纵向四排的布置方式, <sup>15</sup>  
经过计算, 水平面上固定支架南北避让净间距为 19.1m。, 另依据山东省关于农光互补  
项目的规定, 本项目南北避让间距不小于 10m, 因此南北避让间距满足要求。

在光伏组件前面若出现树木、建筑物等遮挡物, 测量其实际高度, 根据遮挡物阴影 <sup>16</sup>

计算公式，计算其阴影遮挡并进行避让。<sup>1</sup>

#### 5.5.4 光伏方阵接线设计<sup>2</sup>

本工程采用分块发电，集中并网的设计方案。<sup>3</sup>

根据所选光伏组件和并网逆变器性能参数，以及光伏组件在满足项目地气候环境的<sup>4</sup>条件下，根据现场地形条件，本期项目建设规模为 91.8MW，采用 18 个 2.1MW 方阵，18 个 3.0MW 方阵，光伏组件共计 153920 块组件。共 5920 串光伏组件，直流侧总容量为 110.0528MWp。

根据拟选用的设备，光伏子阵方案如下：<sup>5</sup>

每个 3.0MW 发电单元配置一台升压箱变。每 26 块组件组成一串，每 19（或 20）<sup>6</sup>串接入一台组串式逆变器。每个 3.0MW 发电单元接入 10 台组串逆变器。具体接入数量根据地块容量及方阵划分调整。

每个 2.1MW 发电单元配置一台升压箱变。每 26 片组件组成一串，每 19（或 20）<sup>7</sup>串接入一台组串式逆变器。每个 2.1MW 发电单元接入 7 台组串逆变器。具体接入数量根据地块容量及方阵划分调整。

### 5.6 辅助技术方案<sup>8</sup>

#### 5.6.1 环境监测方案<sup>9</sup>

在光伏电站内配置一套环境监测仪，可安装在生活舱屋顶，实时监测日照强度、风速、风向和温度等气象参数。该装置由日照辐射表、风速传感器、风向传感器、测温探头、控制盒及支架等组成，可测量环境温度、风速、风向和辐射强度等参量，其通讯接口可接入计算机监控系统，实时记录环境数据。<sup>10</sup>

#### 5.6.2 组件清洗方案<sup>11</sup>

根据当地空气污染物的情况来看，主要污染物是可吸入颗粒物。光伏电池组件板面的污染物主要是以浮尘为主，但也有雨后灰浆粘结物，以及结露后灰尘粘结物等。尽管电池组件表面一般都采用了自洁涂层，即经过雨水冲洗后，表面的清洁度依然是有保证的，但是考虑到电池组件表面的清洁度将直接影响到光伏发电系统的输出效率，树叶、鸟粪等粘在电池组件表面还会引起电池局部发热，严重时甚至会烧坏太阳能电池组件。因此，光伏电站需安排专人定期对光伏组件表面灰尘、污染物进行清洁处理，以减少灰尘、杂物等对太阳能电池组件发电的影响。清洁方案包括一般性除尘、局部清洗和整体清洗三种方式：<sup>12</sup>

一般性除尘：一般情况下，采用掸子或干拖布对光伏组件表面的灰尘进行清洁，或者用高压气枪对组件表面的尘土进行清除，以减少灰尘对发电量的影响。<sup>1</sup>

局部清洗：当光伏阵列某个局部有鸟粪便等较难去除的污染物时，将用清水对光伏阵列进行局部清洗。<sup>2</sup>

整体清洗：当由于清洁间隔时间长或恶劣气候造成光伏组件表面灰尘积累较厚时，需要对光伏阵列进行整体清洗。<sup>3</sup>

一般性除尘计划每两周进行一次，整体性清洗计划每二个月或特别恶劣天气周后进行一次。为了不影响发电，应在日落后清洗组件。<sup>4</sup>

本期工程初步选定以人工水清洗为主，并在冬季辅助采用气力吹吸相结合的方案，<sup>5</sup>对以灰尘为主的污染物进行清洗：

### 1) 移动清洗水车 <sup>6</sup>

光伏组件清洗采用洒水车人工移动冲洗，升压站深井水管道上设置洒水栓，洒水车由洒水栓取水，冲洗周期根据气候条件情况确定，平时可考虑 30 天冲洗一次，风沙天气情况下可适当缩短冲洗周期。本工程设置 8 m<sup>3</sup>洒水车 2 辆，并配套冲洗软管、水枪、空气压缩机等。<sup>7</sup>

光伏组件清洗工作应选择在清晨、傍晚、夜间或阴雨天进行。目的是防止人为阴影带来光伏阵列发生热斑效应。早晚进行清洗作业须在阳光暗弱的时段内进行。阴雨天气也可进行清洗工作，因为有降水的帮助，清洗过程会相对高效和彻底，但此时应注意人员安全，防止漏电。在组件清理过程中，应避免使用硬质或尖锐的工具，防止组件表面刮伤。<sup>8</sup>

### 2) 气力吹吸 <sup>9</sup>

气力吹吸是由维护人员采用便携式吹风机，对电池组件表面的浮灰等进行强风力的吹扫或吸尘。在冰冻期采用气力吹吸的方式，由维护人员采用便携吹风机对组件表面进行风力吹扫。便携式吹风机出风量一般在 600~1200m<sup>3</sup>/h 左右，风量随机器不同的功率，会有变化，但是出口风速一般都在 90m/s 以上。便携式吹风机主要是利用出口高风速来吹扫组件表面的浮灰，也可通过风管出口喷头的更换，改造成吸尘机。吹风机功率一般为 1.5kW 左右，油耗一般在 500g/kWh。机器要求间隔使用，一般工作 1 小时后需要一段停用冷却时间，吹风机使用寿命大概在 2 年左右。如果每天实际吹扫时间以 6 小时计，每 60 天为一个吹扫周期。<sup>10</sup>

## 5.7 光伏发电工程年上网电量计算<sup>1</sup>

并网光伏发电系统的发电量计算与当地的太阳辐射量、光伏组件的总功率、系统的总效率等因素有关。首先根据太阳辐射量、环境温度以及项目所在地经纬度，利用设计软件计算倾斜面上的辐射量，并得出方阵安装的最佳倾角，再根据光伏组件总功率、输出衰减、系统总效率等求出电站的年发电量及各月发电量。

### 5.7.1 理论发电量<sup>3</sup>

本光伏电站本期装机容量 91.8MW，直流侧实际装机规模 110.0528MWp，固定支架<sup>4</sup>按照项目地点最佳倾角 27°进行计算，斜面上辐射量为 1636.1kWh/m<sup>2</sup>。根据 27°倾斜面上各月平均太阳总辐射量可得出本工程月及年峰值日照小时数。

**峰值日照小时数：**将太阳能电池组件所在平面上某时间段内所能接收到的太阳辐射量，转换为 STC 工况条件下辐照强度 1000 W/m<sup>2</sup> 的等效小时数，称峰值日照小时数。<sup>5</sup>

由于太阳能电池组件的峰值功率均在 1000W/m<sup>2</sup> 条件下标定，因此采用峰值日照小时数乘以光伏电站的装机容量即为光伏电站的最大理论发电量。<sup>6</sup>

考虑到光伏组件的衰减系数，将最大理论发电量乘以衰减系数即得到本项目 25 年<sup>7</sup>发电量值。

### 5.7.2 发电系统效率<sup>8</sup>

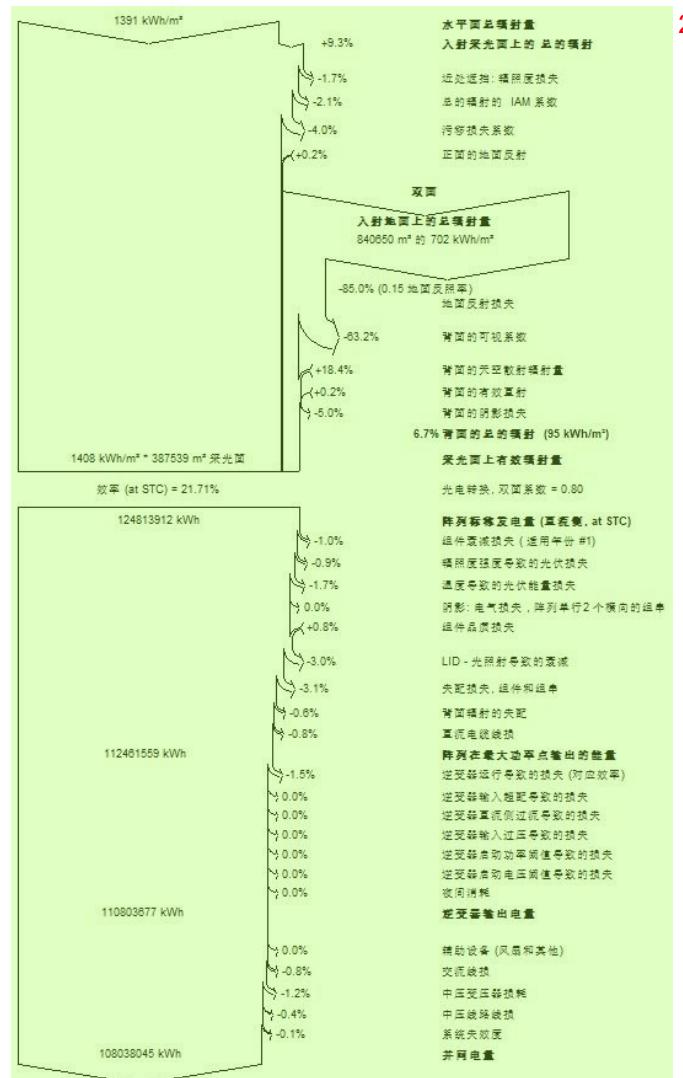
光伏发电系统效率包括：太阳电池老化损耗，交直流线路损耗及其他设备老化损耗，<sup>9</sup>逆变器效率等。

表 5.7-1 光伏组件的衰减系数统计表<sup>10</sup>

序号	损失项目	损失系数
1	不可利用太阳辐射损失	3%
2	组串失配损失	1.5%
3	组件温度系数耗损	3%
4	灰尘/积雪遮挡损失	4%
5	直流线路损耗	1.5%
6	交流线路损耗	1.5%
7	逆变器转换效率	2%
8	变压器升压损失	2%
9	维护期检修发电损失	0.5%
10	高压并网损失	1%
效率合计		82%

本项目为干燥地带，，根据《光伏电站设计规范》（GB 50797-2012）第 6.4.3 条条文说明表 1，地表反射率暂取 0.15。本项目组件最低点距地高度为 3.0m，利用 PVsyst<sup>12</sup>

仿真得出损失流向图如下图所示。由图可得本项目背面增益为 6.2%，由于此为软件理论计算结果，而现场实际地形条件和运行条件等较为复杂，考虑一定的裕度，本项目双面组件部分的背面发电增益按照 5% 进行计算。



### 5.7.3 发电量计算<sup>3</sup>

根据太阳辐射能量、系统组件总功率、系统总效率等数据, 可预测 91.8MW 并网光<sup>4</sup>伏发电系统的年总发电量和各月的发电量。

本项目共采用双面双玻异质结 715Wp 组件 153920 块, 发电量计算总容量为<sup>5</sup> 110.0528MWp。根据厂家提供的参数, 本项目双面双玻异质结 715Wp 光伏组件自项目投产运行之日起, 一年内衰减率不高于 1%, 之后每年衰减率不高于 0.4%, 满足工信部《光伏制造行业规范条件》(2024 年本) 要求。

本项目双面组件背面增益按 5% 考虑, 考虑第一年弃电率 5.76%; 第二年弃电率 6.32%; 第三年弃电率 6.88%; 第四年弃电率 7.44%; 第五年及以后弃电率 8.00%, 最终发电量详见下表。<sup>6</sup>

表 5.7-3 考虑弃电 25 年各年发电量预测统计表 1

2

年份	总计发电量 (万 kWh)	年份	总计发电量 (万 kWh)
第 01 年	14463.87	第 15 年	13321.37
第 02 年	14319.83	第 16 年	13264.32
第 03 年	14176.48	第 17 年	13207.27
第 04 年	14033.83	第 18 年	13150.21
第 05 年	13891.88	第 19 年	13093.16
第 06 年	13834.82	第 20 年	13036.11
第 07 年	13777.77	第 21 年	12979.06
第 08 年	13720.72	第 22 年	12922.01
第 09 年	13663.67	第 23 年	12864.96
第 10 年	13606.62	第 24 年	12807.91
第 11 年	13549.57	第 25 年	12750.86
第 12 年	13492.52	25 年总发电量	336742.73
第 13 年	13435.47	25 年年均发电量	13469.71
第 14 年	13378.42	年平均峰值小时数	1223.93
/	/	首年峰值小时数	1314.27

考虑弃电率、组件衰减及双面组件背面增益，光伏电站 25 年内平均每年发电量为<sup>3</sup> 13469.71 万 kWh，25 年平均等效满负荷小时数为 1223.93h。

## 第六章 电气设计<sup>1</sup>

### 6.1 接入系统方案及主要技术原则<sup>2</sup>

#### 6.1.1 接入系统方案<sup>3</sup>

项目本期建设装机容量 91.8MW，新建 1 座 220kV 升压站，建设 180MVA 主变 1<sup>4</sup>台。新建 1 回 220kV 线路接入瑞俊站 220kV 侧，新建架空长度 5.0km。

最终以接入系统报告审查意见要求为准。<sup>5</sup>

#### 6.1.2 主要技术原则<sup>6</sup>

##### 1) 220kV 升压站主变容量<sup>7</sup>

220kV 升压站内本期新建主变容量为 1×180MVA，采用有载调压变压器，变比取 8<sup>8</sup>  $230\pm8\times1.25\% / 37$ kV，阻抗电压为标准序列，联接组别为 YN，d11。

##### 2) 升压站电气主接线<sup>9</sup>

升压站 220kV 侧电气主接线规划采用单母线接线形式，本项目建设出线 1 回，主变 10<sup>10</sup> 进线 1 回，预留远期出线 3 回。

35kV 电气主接线采用多段单母线形式，本期共建设 2 段单母线，其中 IA 接 2 回光<sup>11</sup> 伏集电线路，IB 段母线本期 1 回光伏集电线路，预留 1 回光伏集电线路位置。

最终以接入系统报告审查意见要求为准。<sup>12</sup>

##### 3) 220kV 升压站无功补偿<sup>13</sup>

升压站 180MVA 主变 35kV 侧拟配置 2 套 $\pm25$ MVar SVG，接至 35kV 母线，最终以 14<sup>14</sup> 接入系统报告审查意见要求为准。

##### 4) 220kV 升压站电气设备短路水平<sup>15</sup>

本工程升压站 220kV 电气设备短路水平按不低于 50kA 设计，35kV 电气设备短路<sup>16</sup> 水平按不低于 31.5kA 设计，最终以接入系统报告审查意见要求为准。

##### 5) 低电压穿越<sup>17</sup>

本光伏电站应具备一定的低电压穿越能力，并满足《光伏发电站接入电力系统技术<sup>18</sup> 规定》GB19964-2024 的相关要求。

①光伏发电站并网点电压跌至 0 时，光伏发电站内的光伏逆变器和无功补偿装置应<sup>19</sup> 能够不脱网连续运行 150ms；

②光伏发电站并网点电压跌至标称电压的 20% 时，光伏发电站内的光伏逆变器和无<sup>20</sup>

功补偿装置应能够不脱网连续运行 625ms; 1

③光伏发电站并网点电压跌至标称电压的 20%以上至 90%时,光伏发电站内的光伏逆变器和无功补偿装置应能在图 6.1-2 所示的阴影区域内不脱网连续运行。2

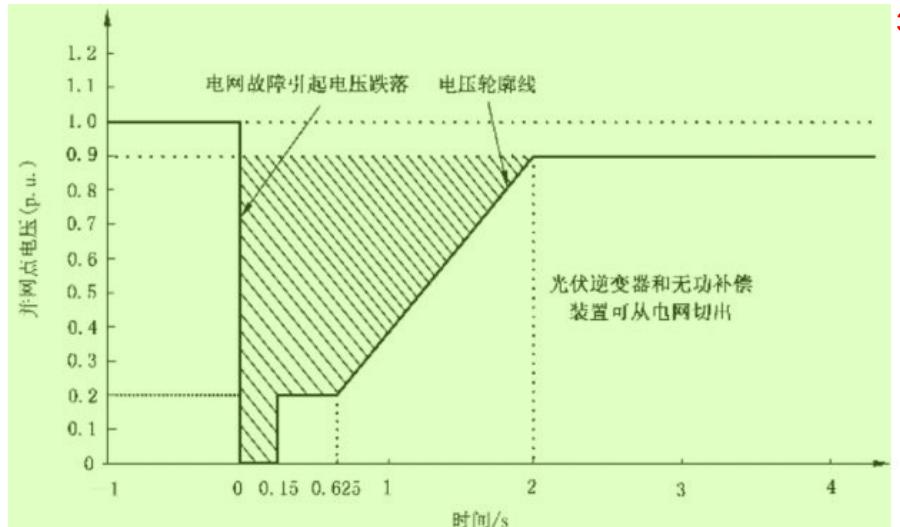


图 6.1-2 光伏电站的低电压穿越能力要求 4

#### 6) 高电压穿越 5

本光伏电站应具备一定的高电压穿越能力，并满足《光伏发电站接入电力系统技术规定》GB19964-2024 的相关要求。6

①光伏发电站并网点电压升高至标称电压的 125%以上至 130%时,光伏发电站内的光伏逆变器和无功补偿装置应能够不脱网连续运行 500ms;

②光伏发电站并网点电压升高至标称电压的 120%以上至 125%时,光伏发电站内的光伏逆变器和无功补偿装置应能够不脱网连续运行 1s;

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

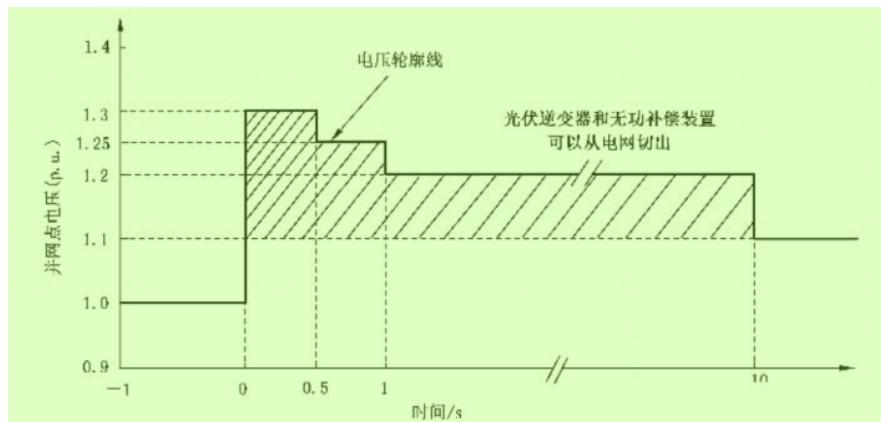


图 6.1-3 光伏电站的高电压穿越能力要求 8

## 7) 频率范围<sup>1</sup>

光伏电站表 6.1-2 所示电力系统频率范围内应能按規定运行。<sup>2</sup>

表 6.1-2 光伏电站不同电力系统频率范围内的运行规定表<sup>3</sup>

电压范围	运行要求	<sup>4</sup>
$f < 46.5\text{Hz}$	根据光伏逆变器和无功补偿装置允许运行的最低频率而定	
$46.5\text{Hz} \leq f < 47\text{Hz}$	频率每次低于 $47\text{Hz}$ 高于 $46.5\text{Hz}$ 时, 光伏发电站应具有至少运行 $5\text{s}$ 的能力	
$47\text{Hz} \leq f \leq 47.5\text{Hz}$	频率每次低于 $47.5\text{Hz}$ 高于 $47\text{Hz}$ 时, 光伏发电站应具有至少运行 $20\text{s}$ 的能力	
$47.5\text{Hz} < f \leq 48\text{Hz}$	频率每次低于 $48\text{Hz}$ 高于 $47.5\text{Hz}$ 时, 光伏发电站应具有至少运行 $60\text{s}$ 的能力	
$48\text{Hz} < f \leq 48.5\text{Hz}$	频率每次低于 $48.5\text{Hz}$ 高于 $48\text{Hz}$ 时, 光伏发电站应具有至少运行 $5\text{min}$ 的能力	
$48.5\text{Hz} < f \leq 50.5\text{Hz}$	连续运行	
$50.5\text{Hz} < f \leq 51\text{Hz}$	频率每次高于 $50.5\text{Hz}$ 、低于 $51\text{Hz}$ 时, 光伏发电站应具有至少运行 $3\text{min}$ 的能力, 并执行电力系统调度机构下达的降低功率或高周切机策略, 不允许停运状态的光伏发电站并网	
$51\text{Hz} < f \leq 51.5\text{Hz}$	频率每次高于 $51\text{Hz}$ 、低于 $51.5\text{Hz}$ 时, 光伏发电站应具有至少运行 $30\text{s}$ 的能力, 并执行电力系统调度机构下达的降低功率或高周切机策略, 不允许停运状态的光伏发电站并网	
$f > 51.5\text{Hz}$	根据光伏发电站内光伏逆变器和无功补偿装置允许运行的最高频率而定	

## 8) 有功控制<sup>5</sup>

本光伏电站应具备有功功率连续平滑调节能力、参与电力系统调频、调峰和备用的能力, 通过有功功率控制系统接受并自动执行电网调度机构下达的有功功率及有功功率变化的控制指令, 确保光伏电站有功功率及有功功率变化按照电力调度部门的要求运行。其中, 光伏电站有功功率变化速率不超过  $10\%$  装机容量/ $\text{min}$ , 允许出现因太阳能辐照度降低而引起的光伏电站有功功率变化速率超出限制的情况。<sup>6</sup>

## 9) 光伏发电功率预测<sup>7</sup>

光伏发电功率预测系统通过采集数值天气预报数据、实时环境气象数据、光伏电站实时输出功率数据、光伏组件运行状态等信息, 可按照电网调度技术要求, 实现标准格式的短期功率预测(预测光伏电站未来  $0\text{h}-72\text{h}$  的光伏输出功率, 时间分辨率为  $15\text{min}$ )、超短期功率预测(预测未来  $15\text{min}-4\text{h}$  的光伏输出功率, 时间分辨率为  $15\text{min}$ ), 以及光伏电站实时气象数据、装机容量、投运容量、最大出力等信息的上报。<sup>8</sup>

## 6.2 电气一次<sup>1</sup>

### 6.2.1 设计依据<sup>2</sup>

根据建设单位提供的原始资料及各相关专业的提资，编制依据和主要引用标准、法<sup>3</sup>规及规程规范如下：<sup>4</sup>

- 《光伏发电工程可行性研究报告编制规程》NB/T 32043-2018
  - 《35~110kV 变电站设计规范》GB50059-2011
  - 《变电站总布置设计技术规程》DL/T5056-2024
  - 《建筑物防雷设计规范》GB 50057-2010
  - 《建筑设计防火规范（2018 年版）》GB50016-2014
  - 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T50064-2014
  - 《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065-2011
  - 《发电厂和变电站照明设计技术规定》DL/T 5390-2014
  - 《电力工程电缆设计标准》GB 50217-2018
  - 《建筑照明设计标准》GB 50034-2013
  - 《35kV~220kV 变电站无功补偿装置设计技术规定》DL/T 5242-2010
  - 《高压配电装置设计规范》DL/T 5352-2018
  - 《低压配电设计规范》GB 50054-2011
  - 《光伏系统并网技术要求》GB/T19939-2005
  - 《光伏电站接入电网技术规定》Q/GDW617-2011
  - 《光伏发电站接入电力系统的技术规定》GB 19964-2024
  - 《火灾自动报警系统设计规范》GB50116-2013
  - 《电力装置的电测量仪表装置设计规范》GB/T50063-2017
  - 《国家电网公司十八项电网重大反事故措施》
  - 《220kV~750kV 变电站设计技术规程》（DL/T5218-2012）
- 以上规范与标准如有最新版，均以最新版为准。

### 6.2.2 电气主接线<sup>5</sup>

项目本期建设装机容量 91.8MW，本期工程经 2 回 35kV 集电线路汇集到新建 220kV<sup>6</sup>变电站 35kV 侧母线，新建 1 回 220kV 线路接入瑞俊站 220kV 侧，新建架空长度约 5.0km。

#### 1) 光伏区<sup>7</sup>

根据本期工程的实际情况，结合项目用地情况，拟定本光伏并网发电系统的本期容量为 91.8MW，直流侧装机容量为 110.0528MWp，共包含 18 个 2.1MW 光伏方阵和 18 个 3.0MW 光伏方阵。1

## 2) 升压站 2

本项目新建 220kV 变电站 1 座，新建 180MVA 主变 1 台。3

升压站 220kV 侧电气主接线规划采用单母线接线形式，本项目建设出线 1 回，主变进线 1 回，预留远期 3 回。4

35kV 电气主接线采用多段单母线形式。本期共建设 2 段单母线，其中 IA 段母线接 2 回集电线路；IB 段母线接 1 回光伏集电线路，预留远期 1 面集电线路柜安装位置。5

400V 站用电接线采用两段单母线接线方式。站用电源采用一用一备。工作电源引自站内 35kV 母线，备用电源引自就近的 10kV 外网线路，以保障升压站内电气设备安全可靠地运行。在工作电源失去后，站用电从附近的 10kV 外网线路取得备用电源，维持全站动力负荷正常供电。6

### 中性点接地方式：7

220kV 侧采用中性点经隔离开关接地方式，并配置避雷器和间隙。8

35kV 侧采用中性点经低电阻接地方式。

0.4kV 侧采用中性点直接接地方式。

最终以接入系统报告审查意见要求为准。

### 6.2.3 短路电流计算结果及主要电气设备选择 9

由于本项目暂无接入系统报告，本项目 220kV 设备的短路电流水平按不低于 50kA 10 设计，35kV 设备的短路电流水平按不低于 31.5kA 设计。

最终以接入系统报告审查意见要求为准。11

## (2) 主要设备选择 12

### (一) 光伏区部分 13

#### 1) 光伏组件 14

本项目光伏组件采用双玻双面异质结组件，峰值功率 715Wp，详见“光伏组件选型”15 章节。

#### 2) 光伏逆变器 16

本工程选用 300kW 组串式逆变器进行设计，详见“逆变器选型”章节。17

### 3) 光伏升压变压器 <sup>1</sup>

本项目光伏升压变采用 3.0MVA 与 2.1MVA 美式箱变，配三相双绕组油浸自冷无励 <sup>2</sup> 磁调压变压器，设备选择分析及技术参数如下：

#### I 箱式变电站选型原则 <sup>3</sup>

随着光伏发电的迅速发展，光伏发电在电网中的占比逐年上升，其中就地升压变压器是光伏实现第一级升压必不可少的设备。根据 GB 50797-2012《光伏发电站设计规范》第 8.1.3 条规定，光伏方阵内就地升压变可选用高压（低压）预装式箱式变电站或变压器、高低压电气设备等组成的装配式变电站。因此，箱式变电站广泛应用于光伏工程中。箱式变电站有各种型式，工程中应选择设备性能良好、安全可靠性高的箱式变电站产品。箱式变电站选型应从其构成及运行特点出发，对美式箱变、华式箱变和欧式箱变体型、配置、造价等方面在技术和经济上进行综合对比分析，并给出了光伏发电站箱式变电站选型建议。

#### II 箱式变电站的构成与运行特点 <sup>5</sup>

箱式变电站简称“箱变”，具有组装灵活、方便运输、便于操作，检修维护工作量小 <sup>6</sup> 等特征，被广泛应用于光伏工程中。箱变为光伏发电第一级升压设备，其低压侧电压一般为 AC 0.8kV 及以下，高压侧为 AC 35kV。由于光伏电站占地面积广，光伏发电单元之间及光伏发电单元距离升压站之间相距较远，为降低光伏发电回路的电能损耗，减少光伏发电回路动力电缆的长度和数量，光伏电站一般采用若干光伏发电单元模块接线，就地升压方式。

箱变将光伏发电单元发出的电能升压至中压等级电压，再通过地理电缆或架空集电线路送到升压站进行第二级升压。光伏箱变具有如下运行特征：第一，变压器容量相对较小，空载时间长。随着光伏组件技术的提高，国内光伏发电单元从早期的 1MW 发展目前的 3MW 及以上，变压器容量逐渐增大。第二，低进高出的连接方式。光伏逆变器交流回路从箱变低压侧进线，高压侧 35kV 出线，进出线均采用电缆连接方式。目前多选用 0.8kV/35kV 的升压变压器升压，然后通过集电线路汇集至升压站 35kV 配电装置上。第三，高压侧配置避雷器。高压侧避雷器与逆变器内部的过电压保护装置组成过电压吸收回路，在高压侧的绝缘设计上应充分考虑避雷器残余电压对高压侧电气设备的影响。第四，使用环境恶劣。我国光伏资源丰富的地区很多都是在极端温差大、风沙盛行、空气湿度大、盐雾聚集等环境恶劣的地区，箱变在设计生产中还应考虑防尘、防雨、防凝露、防动物进入以及通风散热的要求。第五，过载时间少。由于变压器容量通常按

光伏逆变器额定容量相等或按最大持续出力选择，光伏箱变很少出现过载情况。<sup>1</sup>

### III 箱式变电站常见分类<sup>2</sup>

根据箱变产品结构特征及所采用元件的不同，用于光伏工程中的箱变主要分为美式<sup>3</sup>箱变、欧式箱变和华式箱变三大类。

光伏用美式箱变：美式箱变简称“美变”，又称为组合式变压器。美变内部变压器均为油式变压器，是将升压变压器器身、高压负荷开关、无励磁分接开关、熔断器及相应保护设备组合而成的组合变压器，高压负荷开关及熔断器均安装于变压器油箱内，且变压器器身、散热片及油枕（部分美变厂家配置）一般露置于外界环境中，其典型特点是结构紧凑、体积小、造价低。

光伏用欧式箱变：欧式箱变简称“欧变”，又称为预装箱式变电站。欧变一般采用“品”字型或“目”字型布置，内部各功能区间区分明了，可根据需要选择采用油变或者干式变。欧变主要由高压开关设备室、低压开关设备室以及变压器室组成，高压设备室内一般安装高压真空负荷开关-熔断器组合电器及隔离开关进行控制保护，低压设备室配置有低压框架断路器、浪涌保护器、以及 0.8kV 配电系统等。欧变所有元件均封闭安装于一个整体外壳内，其典型特点是体积大、造价高、环境适应性好。

光伏用华式箱变：国内箱变厂家在吸收美变和欧变技术特征的基础上，改进衍生出一种新形式的华式箱变，简称“华变”。与美变相比，华变增加了高压隔离开关（带接地开关），与高压负荷开关形成机械闭锁关系，且负荷开关与熔断器不置于油箱中，在检修时形成可见断点。高、低压开关设备及测控保护装置均安装于封闭式外壳内，同时，在结构上保留了美变的散热优势，将变压器器身、散热片和油枕均外置于大气环境中。

### IV 箱变技术经济比较<sup>7</sup>

对三种型式的箱变进行技术经济比较如下表。<sup>8</sup>

序号	比较项目	美变	欧变	华变	<sup>9</sup>
1	外形体积	外形不规则 结构简单 占地面积小	外形规则 内部空间大 占地面积大	外形不规则 体型居中 占地面积居中	
2	结构特征	变压器及散热片等外置，其余安装在一个整体外壳内，易于安装	分为变压器室，高压室和低压室，所有设备布置在一个整体外壳内	变压器和散热片外置，其余分为高压室和低压室	

3	设备与保护配置	高压侧为油浸式 高压负荷开关及熔断器, 检修时无明显断开点	高压侧为真空负荷开关+熔断器组合电器或断路器+隔离开关, 有课件断开点	高压侧为真空负荷开关+熔断器组合电器或断路器+隔离开关, 有可见断开点	1
4	绝缘散热	设备无隔热防护功能, 油箱外置, 散热良好	设备具有隔热防护功能, 内部功能分区明确, 散热性能略差	油箱外置, 散热良好	
5	故障情况	油浸式负荷开关操作燃弧易造成绝缘油碳化分解, 降低油的性能; 油箱存在漏油的故障概率	若内置为干变, 则美变存在的两个缺陷都不存在; 若为油变, 则油箱存在漏油的故障率	高压侧开关设备不在油箱内, 不会破坏绝缘油; 油箱存在漏油的故障率	
6	土建基础	基础最小, 按消防要求需设置储油设施	基础最大, 但若采用干变则不考虑储油设施	基础适中, 需设置储油设施	
7	安全防护	壳体未采用全封闭结构, 在人员密集区容易引发安全及盗窃事故	整体全封闭结构, 防护性能最好, 不易发生安全及盗窃事故	壳体未采用全封闭结构, 但设备分为多个独立室, 安全防护优于美变	
8	操作检修	高压侧无明显断开点; 再就是恶劣环境、天气影响较大	高压侧有明显断开点, 不易受恶劣环境影响, 维护量少	高压侧有明显断开点, 方便检修操作	
9	一次性投资	以美变(油变)为基准	欧变(油变)高出25%左右	华变(油变)高出12%左右	
10	定期试验维护费用	以美变(油变)为基准	欧变(油变)低40%左右	华变(油变)低40%左右	

## V 光伏箱变选型结论<sup>2</sup>

在箱变选型时, 应综合考虑价格因素、气象因素、环境因素、占地面积、运行维护要求等。从价格比较, 欧式箱变价格最高, 华式箱变次之, 美式箱变最低; 从占地面积比较, 欧式箱变占地最大, 华式箱变次之, 美式箱变最小; 从运行维护角度, 华式箱变符合中国习惯; 从散热方面考虑, 欧式箱变变压器全室内布置, 散热差, 美式箱变变压器一部分在室外, 散热较好, 华式箱变变压器三面在室外, 散热最好。

本工程采用额定容量为 3.0MVA 与 2.1MVA 的 35kV 就地升压变, 高压侧配置真空负荷开关+熔断器组合电器。本工程地形形较复杂, 光伏发电单元较多且较分散, 对应箱变数量大, 综合考虑, 本工程推荐采用华变, 变压器需满足 GB20052-2024 的三级能效。

**光伏升压变参数如下:**<sup>1</sup>

a) 3.0MVA 升压变

<sup>2</sup>

型号为: S18-3000/37

电压比:  $37\pm2\times2.5\% / 0.8\text{kV}$

联接组别: Dy11

阻抗电压:  $U_d=7\%$ 。

35kV 侧配置 35kV 负荷开关-熔断器组合设备

额定电压: 40.5kV

雷电冲击电压: 185kV

额定电流: 630A

短时电流耐受能力: 31.5kA,4s

35kV 高压熔断器器:

型号: XRNT-40.5kV/63A-31.5kA

额定电流: 80A

额定开断短路电流: 31.5kA

箱式变电站 35kV 侧装设高压负荷开关-熔断器组合设备, 0.8kV 侧装设低压断路器柜。

b) 2.1MVA 升压变

型号为: S18-2100/37

电压比:  $37\pm2\times2.5\% / 0.8\text{kV}$

联接组别: Dy11

阻抗电压:  $U_d=6.5\%$ 。

35kV 侧配置 35kV 负荷开关-熔断器组合设备

额定电压: 40.5kV

雷电冲击电压: 185kV

额定电流: 630A

短时电流耐受能力: 31.5kA,4s

35kV 高压熔断器器:

型号: XRNT-40.5kV/50A-31.5kA

额定电流: 63A

额定开断短路电流:31.5kA <sup>1</sup>

箱式变电站 35kV 侧装设高压负荷开关-熔断器组合设备, 0.8kV 侧装设低压断路器 <sup>2</sup> 柜。

4) 电缆选型 <sup>3</sup>

直流电缆压降暂按 1.5% 考虑, 光伏组件至组串逆变器电缆长度 110m 以内采用 H1Z2Z2-K-DC1500V-1×4mm<sup>2</sup> 光伏专用直流电缆, 超过 110 米采用 H1Z2Z2-K-DC1500V-1×6mm<sup>2</sup> 光伏专用直流电缆。 <sup>4</sup>

组串逆变器至箱变之间的电缆采用交联聚乙烯绝缘聚乙烯护套钢带铠装阻燃铝合金电缆。参考厂家资料, 300kW 逆变器最大输出电流为 238.2A。 <sup>5</sup>

交流压降计算公式: <sup>6</sup>

$$\Delta U\% = \frac{173}{U} I_g L (r \cos \varphi + x \sin \varphi) \quad ^7$$

逆变器至箱变最大长度约为 294m, 采用 ZC-YJLV22-1.8/3kV-3×300 mm<sup>2</sup> 电缆时, 计算压降为 1.98%; 采用 ZC-YJLV22-1.8/3kV-3×240 mm<sup>2</sup> 电缆, 压降为 2% 时, 电缆长度为 247m。综上所述, 逆变器至箱变电缆长度为 247m 以下时, 采用型号为 ZC-YJLV22-1.8/3kV-3×240 mm<sup>2</sup> 的电缆; 逆变器至箱变电缆长度为 247m 以上时, 采用型号为 ZC-YJLV22-1.8/3kV-3×300 mm<sup>2</sup> 的电缆。 <sup>8</sup>

光伏区箱变至箱变之间的 35kV 电力电缆采用交联聚乙烯绝缘聚乙烯护套钢带铠装阻燃铝芯电缆。目前阶段电缆截面暂按 ZC-YJLY23-26/35-3×95 mm<sup>2</sup>、3×120 mm<sup>2</sup>、3×185 mm<sup>2</sup> 及 3×240 mm<sup>2</sup> 四种电缆。 <sup>9</sup>

经计算, 汇集容量小于 9MW 时, 采用 ZC-YJLY23-26/35-3×95 mm<sup>2</sup> 电缆, 汇集容量为 9~11MW 时, 采用 ZC-YJLY23-26/35-3×120 mm<sup>2</sup> 电缆, 汇集容量为 12~14MW 时, 采用 ZC-YJLY23-26/35-3×185 mm<sup>2</sup> 电缆, 汇集容量为 15~22MW 时, 采用两根 ZC-YJLY23-26/35-3×120 mm<sup>2</sup> 电缆并联, 汇集容量为 23~27MW 时, 采用两根 ZC-YJLY23-26/35-3×185 mm<sup>2</sup> 电缆并联, 汇集容量为 27~30MW 时, 采用两根 ZC-YJLY23-26/35-3×240 mm<sup>2</sup> 电缆并联。 <sup>10</sup>

(二) 升压站部分 <sup>11</sup>

1) 主变压器 <sup>12</sup>

采用有载调压、油浸式、低损耗、自然油循环变压器, 能效水平满足 GB20052-2024 中二级能效及当地电网的要求。 <sup>13</sup>

型号: SZ20-180MVA/220; 1  
推荐电压比:  $230\pm8\times1.25\% / 37kV$ ;  
接线组别: YN,d11;  
阻抗电压:  $U_d=14\%$ ;  
冷却方式: ONAN

本变压器采用有载分接开关, 220kV 中性点设备采用成套设备, 其中包含单极隔离 2 开关、放电间隙及中性点电流互感器。

主变低压侧至 35kV 开关柜选用半绝缘管母线连接。3

## 2) 220kV 设备 4

### 220kV 配电装置优化选择分析: 5

220kV 配电装置常用的型式包括屋外敞开式配电装置（简称 AIS）和气体绝缘金属封闭开关设备（简称 GIS），其中 GIS 型式又分为户内 GIS 和户外 GIS 两种。

#### 两种型式技术对比分析 7

a) 户外敞开式配电装置方案。该方案以空气为绝缘介质, 其母线和设备（断路器、隔离开关、电流互感器、电压互感器等）直接裸露于空气中, 分散布置在户外, 设备之间通过软导线相连, 其外绝缘距离可以进行调整。

优点是优化了投资成本、安装简单、可视性好, 可靠性较高。现阶段大多数电力用户多采用该方案。但是该方案占地面积大, 运行维护量较大, 且因设备外露部件多, 易受气候环境条件的影响。

适用于城市以外, 非严重污染地区、非沿海地区, 且配电装置布置场地满足要求的变电站。

b) 气体绝缘金属封闭开关设备配电装置方案即 GIS 方案, 它将断路器、隔离开关、接地开关、母线、电压互感器、电流互感器、避雷器等主要元件均装入密封的容器里, 内充 SF<sub>6</sub> 气体作为绝缘介质, 优化组合成一个整体。

该方案采用绝缘性能卓越的 SF<sub>6</sub> 气体做绝缘和灭弧介质, 大幅度减小了占地。由于带电部分全部密封于惰性不燃烧气体 SF<sub>6</sub> 气体中, 因而没有触电危险和火灾危险; 且对电磁和静电实现屏蔽, 噪音小, 抗无线电干扰能力强, 避免了外界环境的影响, 大大提高了运行的安全性和可靠性。此外该方案还具有安装周期短、维护方便、检修周期长和抗震能力优良的优点。

同时 GIS 也有其固有的缺点: 由于配置大量的金属封闭母线, 使得造价较高; GIS 13

的全密封结构使故障的定位及检修比较困难，检修工作繁杂，对运行维护的技术性要求<sup>1</sup>比较高。GIS 事故后平均停电检修时间比常规设备长，其停电范围大，常涉及非故障元件。

### 主要技术指标对比列表：<sup>2</sup>

方案 比较项目	常规方案（AIS）	GIS 方案
可靠性	较高	高
防污性能	设备直接裸露于空气中，受环境影响较大。	全封闭，不受气候条件及环境污染的影响
检修周期	周期短，约 3 年检修一次。	周期长，厂商要求 20 年检修一次。工作量小，不需冲洗绝缘子，在使用寿命内几乎不需要解体检修。但国网公司要求 6 年检修 1 次。
维护工作量	需定期清扫所有设备和支持母线用的瓷瓶、涂防污涂料、检测设备性能、维护工作量较大。	平时维护很少，只需定期清扫进线绝缘子串。但需解体检修时，工作量大且复杂。运行条件好
施工时间	施工困难，周期长	施工方便，周期短
抗震性能	重心高，设备支架在 2.5m 及以上，脆性元件多，抗震性能差	重心低，脆性元件少，抗震性能好
土建工作量	大，需建造大量的架构和设备支架	小，只需做一些地板固定埋件即可
干扰问题	有噪音，需解决静电感应和无线电干扰问题。	无噪音，无静电感应和无线电干扰问题。

### (2) AIS 方案与 GIS 方案全生命周期技经济分析<sup>4</sup>

综合考虑 AIS 方案和 GIS 方案在变电运行、继电保护/自动装置、高压试验、仪表试验等方面维护定员方面一致，仅在变电检修方面维护定员存在差异，定员人数参考供电企业劳动定员标准计算人工成本；按设备制造厂及电网公司检修管理规定，本工程全生命周期内 220kV 配电装置的运维成本，GIS 方案运维及人工成本低于 AIS 方案。<sup>5</sup>

综上所述，结合 AIS 方案与 GIS 方案全生命周期内技术经济综合对比，综合考虑本工程环境、设备可靠性等的相关影响条件，同时结合项目升压站可用总面积，本工程推荐选用户外 GIS 布置方案<sup>6</sup>

#### (1) 220kV 断路器<sup>7</sup>

最高工作电压:252kV

额定电流: 3150A

额定开断电流: 50kA

动稳定电流（peak）: 125kA

热稳定电流 (R.M.S) : 50kA, 3s <sup>1</sup>

(2) 220kV 隔离开关

最高工作电压: 252kV

额定电流: 3150A

额定开断电流: 50kA

动稳定电流 (peak) : 125kA

热稳定电流 (R.M.S) : 50kA, 3s

<sup>2</sup>

(3) 电流互感器

额定电压: 220kV

主进间隔:

CT: 5P30/5P30/5P30/5P30/5P30/5P30/0.2/0.2S

600-1250-2500/1

动稳定电流(peak): 125kA

热稳定电流(R.M.S): 50kA, 3s

二次负担: 15VA/15VA/15VA/15VA, 中间抽头二次负担不小于 10VA

出线间隔:

CT: 5P30/5P30/5P30/5P30/5P30/5P30/0.2/0.2S

600-1250-2500/1

动稳定电流(peak): 125kA

热稳定电流(R.M.S): 50kA, 3s

二次负担: 15VA/15VA/15VA/15VA, 中间抽头二次负担不小于 10VA

(4) 电容式电压互感器 (户外敞开式)

电压比: 220/ $\sqrt{3}$ /0.1/ $\sqrt{3}$ /0.1/ $\sqrt{3}$ kV

二次准确级: 0.2 (3P) /0.2 (3P)

输出容量: 20VA/20VA/相

(5) 氧化锌避雷器 (户外敞开式)

Y10W-204/532W

3) 35kV 配电装置

本站 35kV 配电装置采用手车式户内高压开关柜。

35kV 开关柜主要技术参数如下:

## (1) 35kV 真空断路器

1

额定电压 40.5kV

额定电流：2500A（主进回路）、1250A（其他回路）

额定开断电流：31.5kA

动稳定电流（peak）：80kA

热稳定电流（R.M.S）：31.5kA，4s

## (2) 35kV 电流互感器

2

额定电压：35kV

(主进) 二次组合：5P30/5P30/5P30/5P30/0.2/0.2S

额定电流比：2500/1A

(集电线路出线) 二次组合：5P30/5P30/5P30/0.2/0.2S

额定电流比：5P30 级 1250/1A、0.2/0.2S 级 1250/1A

(SVG) 二次组合：5P30/5P30/5P30/0.2/0.2S

额定电流比：5P30 级 1000/1A、0.2/0.2S 级 1000/1A

(站用变) 二次组合：5P30/5P30/5P30/0.2/0.2S

额定电流比：5P30 级 100/1A、5P30 级 1000/1A、0.2/0.2S 级 50/1A

## (3) 氧化锌避雷器

3

型号：HY5WZ-51/134

## (4) PT 柜

4

电压互感器额定电压比： $\frac{35}{\sqrt{3}} / \frac{0.1}{\sqrt{3}} / \frac{0.1}{\sqrt{3}} / \frac{0.1}{\sqrt{3}} / \frac{0.1}{3}$  kV

准确级：0.2/0.2(3P)/3P/6P

## 4) 接地变及小电阻柜成套装置

5

根据国网公司文件，光伏区汇集线系统单相故障应快速切除。汇集线系统应采用经低电阻或消弧线圈接地方式，不应采用不接地或经消弧柜接地方式。因此本选用中性点经低电阻接地方式，以便单相接地故障能够快速准确的切除。

按照本项目主体技术方案，根据集电线路专业及电气专业统计的线路长度，本期工程主变 35kV 侧集电线路架空总长度 13.3km（其中三回架空线路长度 6.4km，四回架空线路长度 6.9km），电缆线路总长度约为 19.24km。

根据《电力工程电气设计手册 电气一次部分》第六章相关公式对主变 35kV 侧单相

## 接地电容电流分别进行计算。<sup>1</sup>

直埋电缆 35kV 系统单相接地电容电流经估算为:

<sup>2</sup>

$$I_{c1'} = 0.1 \times U_e \times L = 0.1 \times 37 \times 19.24 = 71.2A,$$

架空线单相接地电容电流经估算为:

$$I_{c2'} = 3.3 \times U_e \times L \times 0.001 \times 1.6 = 3.3 \times 37 \times 13.3 \times 0.001 \times 1.6 = 2.6A,$$

$$I_c' = I_{c1'} + I_{c2'} = 73.8A.$$

考虑 220kV 变电站附加 13% 的电容电流，35kV 侧单相接地的电容电流最终为 <sup>3</sup>

$$I_c = 73.8 \times (1+13\%) = 83.4A.$$

根据规范本工程 35kV 系统设置小电阻接地装置。低电阻接地的系统为获得快速选择性继电保护所需的足够电流，由于光伏区用地范围的不确定性，导致光伏区 35kV 集电线路总长度较难准确统计，故在选取低电阻额定电流时考虑一定的裕度，本工程本阶段低电阻额定电流均暂选取为 400A。 <sup>4</sup>

根据《导体和电器设计选择技术规定》 DL/T 5222-2023，接地变容量选择如下：<sup>5</sup>

系统额定电压:  $U=37kV$  <sup>6</sup>

电阻额定电压:  $U_r=1.05U/\sqrt{3}=22.43kV$  <sup>7</sup>

电阻短时允许通流:  $I_{10s}=400A$ , 短时通流时间: 10s <sup>8</sup>

接地电阻:  $R=U/(\sqrt{3}Id) = 37 / (0.4 \times 1.732) = 53.4\Omega$ . <sup>9</sup>

接地电阻消耗功率:  $P_r=Id \times U_r = 400 \times 22.43 = 8972kW$ . <sup>10</sup>

接地变连续运行额定容量:  $S' = P_r / 10.5 = 8972 \div 10.5 = 854kVA$ , 接地变容量优先选择 <sup>11</sup> 标准序列容量值，即容量选取为 1000kVA。

35kV 采用小电阻接地方式，接地变及小电阻成套装置中接地变压器容量选用 <sup>12</sup> 1000kVA，接地电阻额定电流为 400A，电阻值  $R_n=53.4\Omega$ 。

接地变型号: DKSC-1000/37kV <sup>13</sup>

## 5) 无功补偿装置 <sup>14</sup>

升压站主变低压侧配置容性动态可连续调节及感性动态可连续调节无功补偿装置，<sup>15</sup> 同时满足动态无功电流响应时间不大于 30ms，以满足并网功率因数的考核要求。

SVG 成套设备具有免维护，损耗低，占地面积小的特点，本工程采用 SVG 方案无 <sup>16</sup> 功补偿装置。

本工程 35kV 侧每段母线暂按配置不低于±25MVar 直挂水冷型 SVG 2 套，最终以接 <sup>17</sup> 入系统报告审查意见要求为准。

本阶段暂在升压站生产区内预留 2 套谐波综合治理装置位置，最终是否配置以电能质量报告中电能质量计算结果及相应要求为准。1

#### 6.2.4 防雷、接地及过电压保护设计 2

为保证电力系统的安全运行和光伏发电及附属设施的安全，大型并网光伏电站必须有良好的避雷、防雷及接地保护装置。升压站厂前区生活附属建筑避雷、防雷装置应符合《建筑物防雷设计规范》GB50057-2010 的要求，升压站生产区部分避雷、防雷装置应符合《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T620-1997（或《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T50064-2014）的要求，接地应符合《交流接地装置的接地设计规范》GB/T50065-2011 的要求。3

##### 6.2.4.1 光伏场地部分 4

光伏场地内的防雷：光伏组件现场无人值守，系统装设了避雷器，避免了雷电过电压对系统的影响，不安装避雷针和避雷线等防直击雷装置。5

光伏场地内的接地：设置以水平接地体为主，垂直接地体为辅的复合接地网。水平接地体采用 50×6 热镀锌接地扁钢，垂直接地体采用 L=2.5m 的 DN50 热镀锌钢管。采用热镀锌扁钢将光伏场地设备支架之间及箱变外壳等可靠相连，并引下与光伏场区主接地网相连。6

对于光伏组件阵列，当组件支架与支架之间距离不大于 0.5 米时，每组固定支架两侧采用一根 40×4 热镀锌扁钢与相邻支架悬空相连，从而将每排内所有的组件支架连为一体，在组件支架每排支架两端一点引出 50×6 热镀锌扁钢与接地网可靠连接。当组件支架与支架之间距离大于 0.5 米时则采用 50×6 热镀锌扁钢入地敷设，将支架可靠连接。箱变区域在距设备四周 2 米处敷设一圈 50×6 热镀锌扁钢，四周打垂直接地极 4 根，至少在不同的两点引出与主接地网可靠连接。7

本工程保护接地、工作接地共用一个接地网，光伏场区接地网接地电阻值应不大于 4 欧姆。8

##### 6.2.4.2 升压站绝缘配合及过电压保护 9

###### (1) 建筑物的直击雷保护 10

对直击雷的保护通过在架构上设置避雷针、屋顶设置避雷带来实现，保护范围的计算采用现行过电压保护规程的计算方法。本站安装 2 支构架避雷针、1 支独立避雷针和屋顶设置避雷带对升压站进行防直击雷保护，避雷针高度均为 35m。11

升压站在避雷针保护范围外的建筑物屋顶采用Φ10 热镀锌圆钢作避雷带，避雷带连接线网格不大于 8m×8m 或 8m×9m；屋面的所有金属构件(如铁爬梯、水箱(管)、透气管等)均与避雷带可靠焊接，避雷带可利用建筑物立柱主钢筋作为引下线或设置独立的引下线，每隔 10m~20m 设引下线与站内主接地网相连。1

### (2) 升压站接地 2

按(GB/T50065-2011)《交流电气装置的接地设计规范》要求，对所有电气设备外壳、开关柜接地母线、设备架构、电缆支架、管道、以及其它可能事故带电的金属构件均要求可靠接地。升压站接地系统设置一个总的接地网，将保护接地、工作接地、过电压保护接地形成联合接地体，接地系统应按《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB50169-2016 的要求进行施工。3

由于本站为大接地电流系统，接地电阻按 2000/I 进行计算。由于目前暂无土壤电阻率相关数据，升压站接地网接地电阻暂按不大于 0.5 欧姆考虑，待后续收到相关资料后，再对接地网接地电阻进行计算，同时接触电势、跨步电压须满足《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T50065-2011)中对接触电压和跨步电压的要求。4

升压变电站主接地网以水平接地体为主，垂直接地体为辅，网孔闭合的复合式地网。5 水平接地网接地体采用 60×6mm 热镀锌扁钢，垂直接地极采用 L=2.5m 的 DN50 热镀锌钢管。水平接地体埋深 1m 以下，接地网四周拐角及引上线连接上下部分处均宜做成圆弧状，半径不小于 5m。水平接地体之间，热镀锌扁钢与垂直接地极之间的连接采用焊接连接。

为便于站内所有端子箱内端子及二次电缆的屏蔽层接地，升压站内设置等电位接地网，在有需求的电缆沟内敷设 30×4 等电位接地铜排，并在沟内加装支持绝缘子（或绝缘垫）使接地铜排与主接地网有效隔离。6

综保室内的等电位接地网必须用至少 4 根以上、截面不小于 50mm<sup>2</sup> 的铜排（缆）与主接地网在电缆入口处一点连接，这四根铜排（铜缆）取自目字结构等电位接地网与主接地网靠近的位置。7

### (3) 绝缘配合 8

本项目站址所在区域环境按 e 级污秽区设防，电气设备外绝缘爬电比距按 3.1cm/kV 9 选择，故 220kV 户外电气设备外绝缘爬电距离不小于 7812mm，35kV 户内电气设备外绝缘爬电距离不小于 1012.5mm。

本设计采用防污盘形悬式瓷绝缘子。需增加悬式绝缘子串的片数来加强绝缘；按 10

3.1cm/kV 的爬电比距要求，以最高工作电压为基准，耐张绝缘子串和悬垂绝缘子串的片数，在海拔高度为 1000m 及以下地区，按下式计算：<sup>1</sup>

$$N \geq \lambda U_e / L_0^2$$

经计算，修正后的绝缘子片数 220kV 采用 17 片（XWP-100），每片绝缘子爬电距离为 545mm。<sup>3</sup>

## 6.2.5 站用电及照明<sup>4</sup>

### 6.2.5.1 站用电<sup>5</sup>

#### (1) 站用电主接线<sup>6</sup>

380/220V 站用电接线采用两段单母线接线方式，每段母线均采用一主一备双电源供电。工作电源为引自站内主变的 35kV 母线，备用电源引自就近的 10kV 外网线路，以保障升压站内电气设备安全可靠地运行。在工作电源失去后，站用电从附近的 10kV 外网线路取得备用电源，维持全站动力负荷正常供电。<sup>7</sup>

站用低压配电屏布置在站用电预制舱内。<sup>8</sup>

站用电系统电源切换采用自动切换开关电器（ATS）。<sup>9</sup>

在户外生产区设置检修电源箱，电源从低压配电盘引接，供检修电源及检修临时照明电源，检修电源的供电半径按不大于 50m 考虑。<sup>10</sup>

主要设备参数如下：<sup>11</sup>

#### 1、35kV 站用变<sup>12</sup>

站用变压器满足 GB/T20052-2024《电力变压器能效限定值及能效等级》二级能效<sup>13</sup>及当地电网要求。

型号：SCB14-400/35kV<sup>14</sup>

电压比：37±2×2.5%/0.4kV

接线组别：D，yn11

阻抗电压：U\_d%=6%

#### 2、10kV 站用备变<sup>15</sup>

备用变压器满足 GB20052-2024《电力变压器能效限定值及能效等级》二级能效标准<sup>16</sup>及当地电网要求。

型号：SCB14-400/10kV<sup>17</sup>

电压比：10±2×2.5%/0.4kV

接线组别: D, yn11 <sup>1</sup>

阻抗电压:  $U_d\% = 6\%$

3、低压配电柜 (MNS 型, 布置于 35kV 配电装置预制舱内) <sup>2</sup>

额定电压: 0.4kV

额定电流: 1250A

额定频率: 50Hz

额定短时耐受电流: 50kA (1s)

升压站动力及照明配电电源均由站用电低压配电屏工作段母线提供, 根据配电设备 <sup>3</sup> 的功能及要求采用不同的配电方式。对于较重要的站用电负荷考虑双回路供电 (消防用电设备)。事故照明采用交直流两路电源, 事故照明切换装置放置于低压盘内, 该装置正常时由交流电源供电, 当正常交流电源失去时, 装置能够自动切换到直流电源供电, 从而保证事故照明用电, 当正常交流电源恢复以后, 该装置能够自动切换回交流电源供电。

#### 6.2.5.2 照明及检修 <sup>4</sup>

根据《发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T5390) 的要求, 升压站内设置正 <sup>5</sup> 常工作照明、应急备用照明和疏散指示系统。正常工作照明采用交流 220V, 由站用电源供电, 应急备用照明电源采用交直流逆变切换装置供电, 由直流逆变成交流 220V。应急疏散指示系统为直流 36V 及以下, 消防应急标志灯具为自带蓄电池 A 型灯具, 由 A 型照明配电箱供电, 交流电源消失时自动切换至自带的电池供电, 连续供电时间不小于 180 分钟。继电保护舱及中央控制舱的照明灯具, 采用嵌入式铝合金格栅 LED 灯, 灯具的配置和安装数量应尽量与预制舱内装饰相匹配, 并避免眩光。35kV 配电装置室采用 LED 灯照明。在继电保护室、主控制室、走廊、35kV 配电装置室及 SVG 设备装置舱内设有应急备用照明灯。屋外配电装置的照明采用低位投光灯, 作为检修照明。在站前区及站内主要道路设置正常照明。SVG 设备预制舱的照明系统由预制舱厂家负责一体化设计生产及安装, 并应满足上述要求及低压配电和照明规范的要求。厕所等处设置必要的防水防尘灯、蓄电池室设备必要的防爆灯。

在户外配电装置区、35kV 配电装置舱内设置检修电源箱, 电源从低压配电盘引接, <sup>6</sup> 供检修电源及检修临时照明电源, 检修电源的供电半径按不大于 50m 考虑。

## 6.2.6 电气设备布置<sup>1</sup>

### 1) 光伏区<sup>2</sup>

箱式变压器设备户外尽量布置于光伏发电单元的中央区域，便于交流电缆引接，节省电缆，降低电压损失和工程造价；组串逆变器安装在光伏支架上。所有电气设备最低点均应高于历史洪水位。

### 2) 升压站<sup>4</sup>

整个升压站形状呈长方形，分别设置生活区和生产区，升压站规划 1 台主变，本期建设 180MVA 主变 1 台，主变压器布置于 35kV 配电装置预制舱与 220kV 配电装置区中间；220kV 配电装置采用户外 GIS 配置，布置在配电区北侧向北架空出线。35kV 配电装置采用户内开关柜，布置在站区的 35kV 配电装置预制舱内；本期无功设备布置于 35kV 配电装置预制舱西侧，SVG 功率柜采用集装箱式布置，SVG 电抗器布置在户外，预留并联电容器组位置；380V 低配配电盘布置在 35kV 配电装置预制舱内，二次设备预制舱布置于 35kV 预制舱顶。

为了便于运行维护，在配电装置区设置了环形运输维护、消防通道。<sup>6</sup>

## 6.2.7 电缆敷设及防火<sup>7</sup>

### 6.2.7.1 升压站电缆敷设及防火<sup>8</sup>

本站主控制室设活动地板，35kV 配电装置室、二次设备室下设电缆桥架，室外设备区设电缆沟，其余均采用电缆穿管或直埋敷设。

升压站内高、低压动力和控制电缆拟采用 ZRC 级阻燃铜芯电力电缆，消防等重要电缆采用耐火型电缆。

为了防止电缆着火延燃按国标《电力工程电缆设计标准》（GB50217-2018）和电力行业标准《电力设备典型消防规程》（DL5027-2015）具体落实以下主要措施：

构筑物中电缆引至电气柜、盘或控制屏、台的开孔部位，电缆贯穿墙、楼板的孔洞处，均应实施阻火封堵；<sup>12</sup>

电缆沟道分支处、进配电室、控制室入口处均应实施阻火封堵；<sup>13</sup>

电缆沟及电缆隧道内每隔 60m 处设置阻火墙；<sup>14</sup>

屏、柜、箱底部 1m 长的电缆、户外电缆进入户内后 1m 长的电缆、阻火墙两侧各 1m 长的电缆采用电缆防火包带或阻火段；<sup>15</sup>

对靠近含油设备（如变压器、电流互感器）的电缆采用穿管或埋沙敷设，邻近的电<sup>16</sup>

缆沟盖板用水泥沙浆作密封处理;<sup>1</sup>

控制室电力电缆与控制电缆之间加装耐火隔板。<sup>2</sup>

#### 6.2.7.2 光伏场地电缆敷设及防火<sup>3</sup>

光伏场地部分：光伏区直流侧采用铜芯导体，3kV 和 35kV 电力电缆均采用均铝合金导体电缆。在光伏场区光伏组件至逆变器的电缆采用太阳能板下沿支架敷设和采用电缆槽盒敷设的方式；逆变器直流进线采用电缆槽盒方式敷设；逆变器至升压箱变的电缆采用沿电缆槽盒和直埋相结合的敷设方式；光伏场区内 35kV 集电线路电力电缆采用电缆壕沟内直埋的敷设方式。<sup>4</sup>

电缆壕沟采用小型挖掘机设备并辅以人工开挖，开挖深度为冻土层以下。开挖出的土石就近堆放在埋沟旁边，待电缆敷设好后，经验收合格，先用软土或砂按设计厚度回填，然后覆盖保护板，上部用开挖料回填至电缆沟顶部。直埋敷设的电缆在采取特殊换土回填时，回填土的土质应对电缆外护套无腐蚀性，回填土应注意去掉杂物，并且每填 200~300mm 即夯实一次。<sup>5</sup>

直埋敷设的电缆与道路交叉时，穿保护管，且保护范围超出路基、道路面两边以及排水沟边 0.5m 以上，保护管的内径不应小于电缆外径的 1.5 倍；直埋敷设的电缆引入构筑物，在贯穿墙孔处应设置保护管，且对保护管实施阻水堵塞。<sup>6</sup>

低压动力和控制电缆拟采用 ZRC 级阻燃电缆，消防等重要电缆采用耐火型电缆。<sup>7</sup> 电缆构筑物中电缆引至电气柜、盘或控制屏、台的开孔部位，电缆贯穿墙、楼板的孔洞处，均应实施阻火封堵。电缆沟道分支处、进配电室、控制室入口处均应实施阻火封堵。

### 6.3 电气二次<sup>8</sup>

#### 6.3.1 设计依据<sup>9</sup>

电气二次部分的编制依据和主要引用标准、法规及规程规范如下：<sup>10</sup>

《光伏发电工程可行性研究报告编制规程》NB/T32043-2018

《高压配电装置设计规范》DL/T5352—2018

《低压配电设计规范》GB50054—2011

《继电保护及安全自动装置技术规程》GB/T14285—2023

《火灾自动报警系统技术规范》GB50116—2013

《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB50229—2019

《电力工程电缆设计标准》GB50217—2018

《电力装置电测量仪表装置设计规范》 GB/T50063—2017  
《电能计量装置技术管理规程》 DL/T448—2016  
《电力系统调度自动化设计技术规程》 DL/T5003—2017  
《电力工程直流系统设计技术规程》 DL/T5044—2014  
《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程》 DL/T5136—2012  
《220kV~750kV 变电站设计技术规程》 DL/T5218—2012  
《光伏系统并网技术要求》 GB/T19939—2005  
《光伏发电站接入电力系统技术规定》 GB/Z19964—2012  
《光伏电站接入电网技术规定》 Q/GDW617—2011  
《国家电网公司十八项电网重大反事故措施》 2018 修订版  
《电力监控系统安全防护规定》（国家发改委第 14 号令）  
以上规范与标准如有最新版，均以最新版为准。

### 6.3.2 计算机监控系统<sup>2</sup>

光伏电站按“无人值班、少人值守”的原则设计，按运行人员定期或不定期巡视的方式运行。<sup>3</sup>

升压站配置二套独立的综合自动化系统，分别为光伏发电监控系统和升压站监控系统。两套系统均具备保护、控制、通信、测量等功能，可实现光伏场区和升压站的全功能自动化管理，电站与调度端的遥测、遥信功能等。<sup>4</sup>

全站设一套时间同步系统，用于实现站内监控系统、保护装置、故障录波器、安全自动装置、远动工作站等设备的时间同步，满足站内设备对时要求。<sup>5</sup>

#### 6.3.2.1 设计原则<sup>6</sup>

- 1) 计算机监控系统的设备配置和功能要求按无人值班（少人值守）设计。<sup>7</sup>
- 2) 计算机监控系统采用开放式分层、分布式结构。站控层主要设备及网络设备采用双套配置，间隔层测控单元按电气间隔对应配置。
- 3) 站控层设备按远期规模配置，间隔层设备按本期规模配置。
- 4) 以计算机监控系统为唯一监控手段，就地测控装置上保留对断路器的应急一对一后备操作手段。
- 5) 远动和当地监控信息统一采集，并通过远动工作站与各级调度通信。

6) 计算机监控系统采用交流采样技术，取消常规变送器，减少中间变送环节，增加可靠性，并确保采样精度。<sup>1</sup>

7) 保持继电保护独立性，供保护用电流互感器、电压互感器、直流电源独立，不受监控系统运行状况的影响。

### 6.3.2.2 光伏发电控制、保护、测量和信号<sup>2</sup>

光伏发电监控系统分为现地监控和集中监控两部分。现地监控系统设置在每个光伏发电单元现地，可分别实现对单个发电单元的控制、保护、测量等监控功能；集中监控系统设置在升压站主控室，可实现对本工程范围内所有光伏发电单元的遥测和遥信等功能。<sup>3</sup>

#### 1) 系统网络和配置<sup>4</sup>

光伏发电系统由 36 个发电单元构成，每个发电单元包括相应数量的光伏阵列、组串式逆变器及 1 台箱式变压器。<sup>5</sup>

每个光伏发电单元配置一套数据采集器、交换机等网络通信设备，就地安装于箱变低压柜内，通过 RS485 总线或电力载波等方式实现对组串式逆变器的数据采集及控制；同时每台变压器配置一套箱变测控装置实现对箱变高低压侧开关的远方分、合闸控制，以及对变压器绕组温度、高低压侧断路器位置、保护动作等信号的采集，箱变测控装置通过 RS485 总线接入数据采集器。为提高供电可靠性，每个光伏发电单元配置 1 台 2kVA UPS 电源装置(自带蓄电池组)。<sup>6</sup>

数据采集器装置经纵向加密认证装置、光纤交换机，采用环网组网方式，通过光缆接入升压站内光伏发电监控系统，实现升压站对各光伏发电单元运行参数的监视、报警、历史数据储存等统一管理。<sup>7</sup>

各光伏发电单元之间及光伏阵列区至升压站之间的网络通信传输介质采用单模光纤，根据光伏阵列区汇集线路路径和分组情况，组成若干个光纤环网。<sup>8</sup>

#### 2) 系统功能<sup>9</sup>

##### (1) 就地监控<sup>10</sup>

光伏逆变器采用显示屏幕、触摸式键盘方式进行人机对话，运行人员可就地对逆变器设备进行参数设定、控制等功能。<sup>11</sup>

##### (2) 集中监控<sup>12</sup>

升压站内配置的光伏发电监控系统对各光伏发电单元设备进行监控，并能够单独对每个发电单元内逆变器进行启停操作、参数设置、故障报警和电能量累加等功能。上述控制操作需相互闭锁，同一时间只接收一种控制指令。<sup>1</sup>

### (3) 光伏发电系统的控制、测量和信号 <sup>2</sup>

运行人员可就地通过人机对话界面，对每台逆变器的参数、设备状况、事故记录进行查看，还可在升压站综合保护室操作员站上连续记录、查看光伏发电系统运行数据和故障数据，其中包括电站的当前发电总功率、日总发电量、累计总发电量、累计 CO<sub>2</sub> 总减排量、每天发电功率曲线图、逆变器的输入输出的运行参数和相关故障报警信号。<sup>3</sup>

升压变压器高压侧配置负荷开关和熔断器，作为变压器过载及短路保护，当变压器及电气设备发生短路故障时，能在可能最小的区间内，断开与电网的连接，以便减轻故障设备的损坏程度和对临近地区设备的影响；低压侧配置断路器（具备速断、过流、接地保护功能），作为箱变低压侧的线路过载及短路保护。箱变装设轻瓦斯、重瓦斯等本体保护，重瓦斯及油温高应跳开箱变低压侧断路器。箱变测控装置同时可实现对箱变低压侧开关的远方分、合闸控制，变压器绕组温度、高压侧负荷开关位置、熔断器熔断、低压侧断路器位置以及保护动作等信号的采集，经光纤环网上传至升压站光伏监控系统。<sup>4</sup>

### (4) 环境监测 <sup>5</sup>

升压站配置一套环境监测系统。该系统由风速传感器、风向传感器、日照辐射表、<sup>6</sup> 测温探头及配套支架组成，可测量风速、风向、环境温度和太阳光辐射强度等参量，通过 RS485 总线或光缆传输方式将数据上传至光伏监控系统，实时显示、记录环境数据。

#### 3) 光伏电站通信与信号 <sup>7</sup>

根据 GB/T19964—2024《光伏发电站接入电力系统技术规定》相关要求，正常运行<sup>8</sup> 情况下，光伏发电站向电网调度机构提供的信号至少应包括：

- (1) 每个光伏发电单元运行状态，包括逆变器和单元升压变压器运行状态等；<sup>9</sup>
- (2) 光伏电站并网点电压、电流、频率；
- (3) 光伏电站主升压变压器高压侧出线的有功功率、无功功率、发电量；
- (4) 光伏电站高压断路器和隔离开关的位置；
- (5) 光伏电站主升压变压器分接头档位；
- (6) 光伏电站气象监测系统采集的实时辐照度、环境温度、光伏组件温度。

#### 4) 与升压站监控系统通信 <sup>10</sup>

光伏监控系统可与升压站监控系统进行通信，通过升压站监控系统将光伏逆变器和单元升压变压器的运行状态、实时辐照度、环境温度、光伏组件温度等信号上传至调度端，同时通过升压站监控系统接收调度端的有功功率、无功电压调节控制指令。1

### 5) 光伏场区图像监控系统 2

本工程光伏容量较大，发电单元较多，且分布分散，考虑运行维护方便，光伏场区配置图像监控系统一套，每个光伏发电单元暂按配置1台网络型摄像机考虑，安装于每个发电单元箱变附近，用于监控光伏场区设备运行状况。各视频摄像机经光纤环网交换机组网，通过通讯光缆接入升压站视频监控系统。3

#### 6.3.2.3 升压变电站控制、保护、测量和信号 4

本工程配套建设一座220kV升压站，升压站内二次设备，包括控制、保护、测量、信号、故障录波、远动等均采用微机装置。各装置通过网络传递信息并实现资源共享。5

220kV系统、主变压器的保护及测控装置、安全自动装置、网络接口等设备分别组屏布置在综合保护室内，35kV系统保护测控装置安装在相应的开关柜内。6

各保护测控装置通过RS485口或以太网口接入监控系统，保护动作及装置故障信息等重要信号通过硬接点接入相应公用测控屏。7

计算机监控系统设一套时间同步系统，以保证系统时钟的统一，对时装置时钟源双重化配置，采用北斗双时钟，采用双电源供电模式。8

### 1) 微机综合自动化系统 9

升压变电站采用微机综合自动化系统，采用分层分布式结构，整个系统纵向分为两层：站控层和间隔层。升压站采用分布式结构，就地监控和远动接口相互独立。10

#### (1) 间隔层 11

间隔层介绍：间隔层测控装置在综合保护室内集中组屏或就地安装于开关柜。各间隔设备相对独立，仅通过站内通信网互联，并可通过光纤与站控层的设备通信。12

间隔层功能分两部分：一、继电保护功能配置与常规站相同，只是增加了与站内通信网连接的接口；二、测控功能，包括数据（电流、电压、有功、无功、温度、直流、各种开关量信息等）的采集、上传以及接收并执行来自就地监控或调度端的控制操作。13

#### (2) 站控层 14

按照功能分段布置、资源共享、避免设备重复原则设计，考虑配置如下设备：两台远动主机（集中组屏），两台监控主机等设备。15

为提高传输速率和增加可靠性，网络通信媒体采用屏蔽以太网线、屏蔽双绞线电缆<sup>1</sup>或光缆，站内监控系统网络按双以太网配置。主控室和综合保护室内设备之间采用屏蔽以太网线或屏蔽双绞线通信，需经过室外电缆沟的通信媒介采用光纤。各间隔的断路器等设备，可以在调度端、站内监控主机、测控屏三处控制，相互之间有联锁功能，同一时间内只能由一处控制。测控屏上设有远方/就地控制切换开关和跳合闸按钮。

### (3) 软件配置<sup>2</sup>

监控系统软件配置应满足开放式系统要求，由实时多任务操作系统软件、支持软件<sup>3</sup>及监控应用软件组成，采用模块化结构，具有实时性、可靠性、适应性、可扩充性及可维护性。

整个系统完成的功能主要包括：<sup>4</sup>

①实时数据采集和处理对升压站的运行状态和参数自动定时进行采集，并作必要的<sup>5</sup>预处理。存于实时数据库，供实时画面显示、制表打印及完成各种计算。

②限值监视和报警处理实时监视变电站各类设备的运行参数，当它们发生异常、运行状态发生变更或参数超越设定限值时，应及时发出告警信号，同时进行实时记录，包括事件顺序记录（SOE）、故障报警记录、参数越限报警与记录、电气主设备操作记录、事故追忆等。<sup>6</sup>

③画面显示及汉字制表打印<sup>7</sup>

④控制操作<sup>8</sup>

在控制室通过监控主机键盘对断路器进行控制操作，也可接收调度端的命令实现断路器的跳合闸，在应急状态下，还可以通过控制/保护屏或开关柜上的控制开关或跳合闸按钮操作。同期操作由监控主机实现。<sup>9</sup>

⑤与微机保护装置和其它智能设备通信功能。<sup>10</sup>

⑥与调度端的通信功能。<sup>11</sup>

⑦对时功能。<sup>12</sup>

⑧在线自诊断功能<sup>13</sup>

系统具有在线自诊断能力，可以诊断出通信通道、计算机外设、I/O 模块、电源等<sup>14</sup>故障，并进行报警。

⑨自恢复功能<sup>15</sup>

当出现供电电源故障时，系统能有序的停止工作，当供电电源恢复正常时应具有自<sup>16</sup>动重新启动功能。

⑩监控系统同时具备 VQC 功能。<sup>1</sup>

(4) 五防系统<sup>2</sup>

为实现全站的防误操作闭锁功能，主控室设置独立的五防工作站。五防主机与监控系统共享采集的各种实时数据。<sup>3</sup>

(5) 与光伏监控系统通信<sup>4</sup>

升压站监控系统可与光伏监控系统进行通信，将光伏逆变器和单元升压变压器的运行状态、实时辐照度、环境温度、光伏组件温度等信号接入升压站监控系统，并上传给调度部门。<sup>5</sup>

(6) 与集团监控中心远程通信<sup>6</sup>

根据建设方要求，本升压站升压站监控信息可通过通信光缆传送至集团远程集中监控系统。<sup>7</sup>

### 6.3.3 保护及安全自动装置<sup>8</sup>

#### 6.3.3.1 升压站主要元件保护配置<sup>9</sup>

1) 220kV 线路保护<sup>10</sup>

本期工程光伏电站新建 1 回 220kV 线路接入 220kV 瑞俊站。本期光伏电站 220kV<sup>11</sup> 线路保护配置两套分相电流差动保护，每套主保护兼有完整的后备保护功能、重合闸功能。保护装置采用微机型设备。保护装置采用微机型设备。采用 2 套分相操作箱，分相操作箱应能与两组跳闸线圈配合。线路保护型号需两侧保持一致。

220kV 线路保护两套均采用专用光纤通道+2M 复用接口通道，以提高安全性及可靠性。<sup>12</sup>

保护配置方案最终以本方案接入系统报告及审查意见为准。<sup>13</sup>

2) 220kV 母线保护<sup>14</sup>

220kV 侧配置双重化配置 2 套独立的、快速的、灵敏的微机型母线差动保护，母线<sup>15</sup> 差动保护设复合电压闭锁回路。配置双套失灵保护，失灵保护功能包含在每套母线保护中，每套线路保护动作各启动一套失灵保护。2 套母线保护装置应采用不同厂家产品，每套保护只作用于断路器的一组跳闸线圈。

3) 断路器保护<sup>16</sup>

220kV 升压站 220kV 侧采用单母线接线，无分段断路器，需在 220kV 升压站并网<sup>17</sup> 线配置 1 套断路器保护装置，在启动送电时作为临时充电过流保护使用。

#### 4) 主变压器保护 1

220kV 变压器按照电气量保护双重化配置、非电量保护单套配置原则进行配置。2

##### (1) 电气量保护: 3

(a) 主保护: 纵联差动保护动作于断开变压器各侧断路器。4

(b) 后备保护: 5

220kV 侧装设: 复合电压闭锁过流方向保护: 方向指向高压侧母线, 第一时限, 保 6  
护动作于断开母联断路器(备用); 第二时限, 保护动作于断开本侧断路器。

复合电压闭锁过流保护: 两个时限, 第一时限, 保护动作于断开本侧断路器; 第二 7  
时限, 保护动作于断开变压器各侧断路器。

零序方向过电流保护: 方向指向高压侧母线, 保护动作于断开本侧断路器。8

零序过电流保护: 两个时限, 第一时限, 保护动作于断开本侧断路器; 第二时限, 9  
保护动作于断开变压器各侧断路器。

中性点装设零序过流保护, 一个时限, 保护动作于断开变压器各侧断路器。10

中性点间隙装设零序过流保护, 结合本侧零序电压保护, 一个时限, 动作于断开变 11  
压器各侧断路器。

35kV 侧装设: 电压闭锁过流保护。两个时限, 第一时限, 保护动作于断开母联断 12  
路器(备用); 第二时限, 保护动作于断开本侧断路器。

零序过电流保护: 保护为二段式, 第一段设三个时限。第二段不带方向, 延时跳开 13  
变压器各侧断路器。

高压、低压绕组装设过负荷保护, 动作于信号。14

##### (2) 非电量保护: 15

(a) 本体重瓦斯保护、有载重瓦斯保护、主变油温超、绕组温度超、压力释放等 16  
动作于跳闸。

(b) 其它保护: 本体轻瓦斯、有载轻瓦斯、油温高、绕组温高、油位高/低等动作  
于告警。

#### 5) 35kV 母线保护 17

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, 18  
35kV 汇集线系统的母线配置一套独立的、快速的、灵敏的计算机型母线差动保护, 母  
线差动保护设复合电压闭锁回路。本期每段 35kV 母线上配置一套计算机型母线电流差  
动保护。

## 6) 故障录波装置 <sup>1</sup>

为了分析电力系统事故及继电保护装置的动作情况，升压站内配置故障录波装置，<sup>2</sup>起动判据应至少包括电压越限和电压突变量，记录升压站内设备在故障前 10s 到故障后 60s 的电流、电压、保护装置动作及保护通道的运行情况及开关位置状态等。故障录波装置应具备完善的分析和通信管理功能，以及远传功能。

本工程共配置 2 面故障录波器屏，分别为 220kV 及主变故障录波器屏 1 面，35kV <sup>3</sup>故障录波器屏 1 面，全站故障信息量分别接入相应故障录波器屏的录波器中。

## 7) 二次设备在线监视与分析子站 <sup>4</sup>

根据调保(2023)25 号《山东电力调度控制中心关于印发电市供电公司二次设备在线监视与分析主站及子站部署方案的通知》，为做好电网第一道防线运行风险辨识与主动防御体系建设，推广二次设备状态在线监视及继电保护远方操作，依据电网第一道防线运行风险辨识与主动防御体系建设技术方案要求，电力调度控制中心(以下简称省调)编制了“市供电公司二次设备在线监视与分析主站及子站部署方案(试行)”。新建厂站应部署二次设备在线监视与分析子站替代保护信息子站；已运行厂站的保信子站可继续使用，可结合改造更换为二次设备在线监视与分析子站。<sup>5</sup>

光伏电站 220kV 升压站配置 1 套二次设备在线监视与分析子站。子站负责采集站内<sup>6</sup>继电保护及故障录波信息，远传至调度端进行分析，通过该子站可向保护装置下达保护投退、修改定值等命令。

## 8) 防孤岛保护 <sup>7</sup>

对于大中型光伏电站需配置防孤岛保护，保障公用电网故障时合理切除光伏电站并<sup>8</sup>网线。本期在光伏电站配置 1 套独立的防孤岛保护装置，防孤岛保护应与并网线路保护配合。

## 9) 故障解列装置 <sup>9</sup>

为适应当电力系统故障时实现解列、切机、压出力、切负荷或启动其它使系统再同<sup>10</sup>期的控制措施，本工程在光伏电站 220kV 升压站配置 1 套故障解列装置。并具备频率和电压异常紧急控制功能，具有低频和过频、低压和过压跳开光伏电站并网线路开关。

## 10) 电网安全自动装置 <sup>11</sup>

本工程光伏电站安全自动装置，纳入潍坊地区安稳系统统一考虑，并按照山东电力<sup>12</sup>调度控制中心要求在投产前明确。目前仅暂列一笔安全稳定专项研究费用。

11) 为方便保护调试, 光伏电站 220kV 升压站二次设备室配置 1 面继电保护试验 1 电源柜, 并开列部分保护专用测试仪器。

#### 12) 保护压板在线监视装置 2

根据鲁电调保(2024)22号文件《山东电力调度控制中心关于印发山东继电保护压板在线监视技术方案的通知》的要求, 光伏电站侧配置保护压板在线监视装置, 保护压板采用内嵌式技术(即双联压板感知技术)采集保护出口压板投退状态, 利用二次设备在线监视与分析子站实现信息上传, 实现增量保护设备出口压板在线监视全覆盖。 3

本项目升压站配置 1 套保护压板在线监视装置。 4

#### 13) 35kV 系统装置保护 5

##### a) 35kV 进线保护 6

35kV 线路配置电流速断保护、过流保护及零序电流保护。采用计算机型装置, 集 7 保护、控制、测量及远传功能于一体。35kV 线路保护测控装置装在 35kV 线路开关柜内。

##### b) 35kV SVG 保护 8

本工程 35kV 母线侧装设 2 组静止无功补偿装置(SVG), 静止无功补偿装置保护 9 应满足 GB/T14285—2023《继电保护和安全自动装置技术规程》中对相应设备的规范要 10 求。根据电气主接线情况应至少具备以下保护:

①功率单元应配置驱动故障、过压、欠压、失压、短路及超温故障等保护; 10

②整套无功补偿系统应具备输出电流过流、供电过压、欠压、失压保护等; 11

以上保护由无功补偿设备厂家实现, 并配套提供保护装置。无功补偿保护控制屏由 12 厂家配套提供。线路测控保护装置实现无功补联回路开关柜至无功补偿设备之间的保护、 控制, 安装在于 35kV 无功补联回路开关柜内。

##### c) 站用变压器保护 13

本工程设置 2 台站用变压器, 1 台由站外 10kV 电源引入, 10kV 侧装设跌落式熔断 14 器作为电流速断保护; 另 1 台由站内 35kV 母线电源引入, 保护配置如下:

①对于站用变压器引出线、套管及内部的短路故障, 装设电流速断保护作为主保护。 15

②对于外部相间短路引起的站用变压器过电流装设过流保护。 16

③对低压侧单相接地短路装设了接于低压侧中性线零序电流互感器上的零序电流 17 保护。

站用变测控保护装置采用微机型, 安装于 35kV 站变开关柜内。 18

0.4kV 母线采用单母接线方式，设双电源自动切换装置。正常情况下由站内 35kV<sup>1</sup>母线侧站用变压器供电，站外 10kV 电源侧站用变压器作为备用电源。

#### d) 35kV 接地变保护<sup>2</sup>

本工程在 35kV 母线装设 1 套接地变压器柜及中性点电阻柜。<sup>3</sup>

本台变压器保护配置如下：<sup>4</sup>

①对于接地变压器引出线、套管及内部短路故障，装设电流速断保护作为主保护。<sup>5</sup>

②对于外部相间短路引起的所用变压器过电流装设过流保护。

③对于 35kV 侧单相接地短路装设了接于 35kV 侧中性线零序电流互感器上的零序电流保护，保护具备二个时限，第一时限断开分段断路器（备用），第二时限断开汇流母线上所有断路器

#### 6.3.3.2 光伏场区主要元件保护配置<sup>6</sup>

##### 1) 逆变器保护<sup>7</sup>

逆变器具有直流输入过/欠压保护、极性反接保护、输出过压保护、过流和短路保护、<sup>8</sup>接地保护（具有故障检测功能）、过载保护、过热保护、孤岛检测保护等功能。此部分保护由逆变器厂家实现。

##### 3) 35kV 箱变保护<sup>9</sup>

箱式变压器高压侧配置熔断器和负荷开关，作为变压器过载及短路保护。当电气设备发生短路故障时，能在最小的区间内断开与电网的连接，以减轻故障设备的损坏程度和对临近地区设备的影响。<sup>10</sup>

箱变本体配置轻重瓦斯、油温高、压力释放等非电量保护。<sup>11</sup>

箱变低压侧装设断路器，低压断路器具备瞬时、短延时、长延时、反时限等，可实现速断、过流等保护功能。保护参数的整定范围延伸至低压侧逆变器出口处，作为箱变低压侧至逆变器出口之间的保护。<sup>12</sup>

#### 6.3.4 系统调度自动化<sup>13</sup>

##### 6.3.4.1 调度关系<sup>14</sup>

根据山东电力系统调度管理规程，光伏电站属山东电力调度控制中心（以下简称山东省调）和潍坊电力调度控制中心（以下简称潍坊地调）双重调度。远动信息分别送至山东省调和潍坊地调主、备调。最终调度关系以接入系统审查意见为准。<sup>15</sup>

##### 6.3.4.2 运动化范围<sup>16</sup>

根据 DL/T5003—2017《电力系统调度自动化设计技术规程》、DL/T 5002-2021《地<sup>17</sup>

区电网调度自动化设计技术规程》和相关调度端的监控要求,远动信息需向调度端传送。<sup>1</sup>

本期工程 220kV 升压站远动信息内容如下:

### 1) 遥测 <sup>2</sup>

220kV 线路的有功功率, 无功功率, 三相电流; <sup>3</sup>  
主变高、低压侧的有功功率、无功功率, 三相电流;  
35kV 集电线路的有功功率, 无功功率, 三相电流;  
35kV 无功补偿回路无功功率, 三相电流;  
35kV 接地变兼站用变有功功率, 无功功率, 三相电流;  
220kV 母线电压, 频率;  
35kV 母线电压, 频率;  
光伏电站辐照度和环境温度等。

### 2) 遥信 <sup>4</sup>

全站事故总信号; <sup>5</sup>  
220kV 线路主保护动作信号;  
主变主保护动作信号;  
AGC 投退状态; <sup>6</sup>  
主变高、低压侧断路器双位置, 隔离开关、接地刀闸位置信号; <sup>7</sup>  
35kV 集电线路断路器双位置、隔离手车位置及接地刀闸位置信号; <sup>8</sup>  
35kV 无功补偿回路断路器双位置, 隔离手车位置及接地刀闸位置信号; <sup>9</sup>  
故障录波器动作及故障信号; <sup>10</sup>

无功补偿装置的运行事件记录, 包括无功补偿装置内断路器、隔离开关、接地刀闸位置信号、保护动作信号;

无功补偿装置自动调整功能投退状态; <sup>12</sup>

光伏电站的运行事件记录, 包括并网状态、单台逆变器投退状态、故障检修状态以及运行状态等。

### 3) 遥控 <sup>14</sup>

220kV、35kV 断路器分、合; <sup>15</sup>  
220kV 电动刀闸分、合;  
主变中性点电动刀闸分、合;  
预告信号复归;

无功电压控制（AVC 控制）；<sup>1</sup>

有功功率控制（AGC 控制）。

4) 遥调：<sup>2</sup>

主变有载调压分接头位置调节。

AGC、AVC 调节。

#### 6.3.4.3 调度自动化系统<sup>3</sup>

根据山东电网调度自动化系统要求，考虑光伏电站的装机容量、电压等级及其在电网中的位置，本工程在光伏电站安全区 I 设计 2 套综合通信管理终端，双机双主配置，具备远动通信、有功功率控制、无功电压控制等功能。<sup>4</sup>

综合终端与光伏电站监控系统、无功补偿装置等设备通信，读取实时运行信息，对实时信息进行定时采样形成历史数据存储在终端中，并将实时数据和历史数据通过电力调度数据网上传到主站系统，同时从主站接收有功/无功的调节控制指令，转发给光伏电站监控系统、无功补偿装置等进行远方调节和控制。光伏电站应实现通过综合终端模式与主站进行实时数据的通信要求。综合终端通过调度数据网 I 区与主站系统通信。<sup>5</sup>

#### 6.3.4.4 电量计费系统<sup>6</sup>

依据《电力装置的电测量仪表装置设计规范》（GB/T50063—2017）及《电能计量<sup>7</sup>装置技术管理规程》（DL/T448—2016），各级电压母线 PT 二次侧电能计量专用回路，其导线截面应保证在最大负荷运行时，各电能表端的二次电压降不大于 0.2%Ue。

本期工程升压站 220kV 出线暂按关口考核点考虑，装设 0.2S 级双向多功能关口电能表 1 块（1+0 配置），同时表计配置失压无流报警计时功能。<sup>8</sup>

主变高压侧按 1+1 配 0.2S 级多功能双向有功电度表；主变低压侧、35kV 集电线<sup>9</sup>路、站用变回路、35kV 动态无功补偿回路按 1+0 配 0.5S 级多功能双向有功电度表，各回路电流互感器设置 0.2S 级专用计量线圈，安装在相应的 35kV 线路开关柜内；站内 380V 侧配置 0.5S 级多功能双向有功电度表，安装在 380V 配电柜内。

本工程在光伏电站 220kV 升压站安全区 II 设 1 台电能量远方终端，负责采集电量、<sup>10</sup>向主站系统发送电量信息。电能量远方终端与关口考核电能表集中组柜安装于升压站二次设备室。同时为营销专业预留 1 台电能量远方终端的安装位置。

电能量远方终端与省调、地区供电公司电量主站系统采用数据网络通信方式，通信<sup>11</sup>规约为 DL/T719。数据网络接入设备与远动共用。

最终关口表计量点的设定、表计配置和电能量数据的传输方式均以接入系统审查意<sup>12</sup>

见为准。<sup>1</sup>

#### 6.3.4.5 全站时钟同步系统 <sup>2</sup>

光伏电站应配置 1 套全站统一的公用时间同步系统，高精度时钟源双重化配置，采用北斗双时钟，时间同步系统满足站内测控、保护、故障录波、行波测距、宽频测量装置、电能量采集终端、安全自动装置等设备或系统的对时及监测。时间同步装置除完成对授时设备的时间同步功能外，还应具备时间监测功能，同时将被授时设备的对时偏差（遥测）和对时偏差越限状态（遥信）信息送至厂站端数据通信网关机（远动），通过数据通信网关机上传调度 EMS 主站，调度主站可监控厂站不同设备的时间状态。

#### 6.3.4.6 调度数据通信网络接入设备 <sup>4</sup>

光伏电站电力监控系统安全防护应满足《电力监控系统安全防护规定》（国家发展和改革委员会 2014 年第 14 号）和《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》（国能安全[2015]36 号）有关要求。

为将本光伏升压站的实时信息通过调度专网上传，并结合“国网公司调度数据网第二平面总体技术方案”要求，本光伏升压站需配置 2 套电力调度数据网络接入设备，每套包括路由器 1 台，网络交换机 2 台，将远动信息通过电力调度数据网络通道及时、可靠传送到调度端。

#### 6.3.4.7 二次系统安全防护 <sup>7</sup>

光伏电站电力监控系统安全防护工作应落实国家信息安全等级保护制度，按照国家信息安全等级保护的相关要求，遵循《电力监控系统安全防护规定》（发改委 2014 年第 14 号令）、电力监控系统安全防护总体方案（国能安全〔2015〕36 号），坚持“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”原则，保障电力监控系统安全。网络安全防护装置均具备双电源模块，并采用双路 UPS 电源独立供电，任一回电源中断不造成装置故障或重启。

##### 1) 升压站防护设备配置 <sup>9</sup>

本工程调度数据网配置 4 台纵向加密认证装置，在光伏电站安全 I 区与安全 II 区之间配置硬件防火墙 2 台。配置 IDS 入侵检测装置 2 套，通过对网络、系统的运行状态进行监视，尽可能发现各种攻击企图，攻击行为或者攻击结果，以保证网络系统资源的机密性、完整性和可用性。主机加固 1 套。

##### 2) 等级保防测评及安全评估服务 <sup>11</sup>

新能源场站并网前按照国家能源局要求开展安全防护评估，第三、第四级电力监控

系统(总装机容量 200MW 及以上的风电场、光伏电站监控系统)投运前, 应由建设或实施单位负责组织开展上线评估工作, 具体实施可委托专业评估机构进行; 第二级电力监控系统(总装机容量 200MW 以下的风电场、光伏电站监控系统)上线安全评估可按要求自行组织开展<sup>1</sup>

本光伏项目在并网前开展安全等级保护测评和上线安全风险评估工作。<sup>2</sup>

### 3) 网络安全检测装置<sup>3</sup>

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, 本工程在光伏电站 220kV 升压站安全 I 区和 II 区各配置 1 台 II 型网络安全监测装置(带探针软件), 以实现二次涉网设备自身感知、监测装置就地采集、各级平台统一管控。网络安全监测装置采集站内站控层的服务器、工作站、网络设备和安防设备自身感知的安全数据及网络安全事件, 实现对网络安全事件的本地监视和管理, 同时转发至调控机构网络安全监管平台的数据网关机。电站内站控层设备应部署相应的探针代理软件, 网络设备可以通过 SNMP 等, 安防设备可以通过 SYSLOG 等, 一并接入 II 型网络安全监测装置。主机类设备的探针代理软件需应用系统厂商提供, Agent 采购及调试费用计列在应用系统采购中。<sup>4</sup>

4) 光伏区内每个箱变各配置 1 台微型纵向加密认证装置, 升压站内配置 1 台千兆纵向加密认证装置和 2 台防火墙。<sup>5</sup>

#### 6.3.4.8 电能质量在线监测<sup>6</sup>

光伏 220kV 升压站~瑞俊站 220kV 并网线路光伏 220kV 升压站配置 1 套电能质量在线监测装置, 实现对并网线路电能质量连续监测, 以确保电网安全运行。电能质量在线监测装置应具备远传功能, 可实现接入站端交流电压、电流模拟量上传, 应至少具备分析 2-15 次谐波含量功能, 模拟量采样应可视化, 并满足一定的存储需求。<sup>7</sup>

本工程需按照《电能质量评估技术导则》Q/GDW10651 要求, 开展电能质量评估,<sup>8</sup> 电能质量评估报告(有资质第三方或电科院)审核通过后, 方可进行后续工作。

最终配置方案以接入系统审查意见为准。<sup>9</sup>

#### 6.3.4.9 光伏功率预测系统<sup>10</sup>

本工程配置 1 套光伏功率预测系统。光伏功率预测系统可对光伏电站的输出功率进行预测, 有助于电力系统调度部门统筹安排常规能源和光伏发电的协调配合, 及时调整调度计划, 合理安排电网运行方式。一方面有效地降低光伏接入对电网的影响, 提高电网运行的安全性和稳定性; 另一方面减少电力系统的旋转备用和运行成本, 以充分利用<sup>11</sup>

太阳能资源，获得更大的经济效益和社会效益。光伏发电功率预测系统具体建设需满足 1  
功率预测主站相关要求。

光伏发电功率预测系统与调度机构主站端功率预测系统数据交换采用调度数据网 2  
或综合数据网。根据《电力二次系统安全防护规定》的要求，光伏发电功率预测系统应  
配置隔离装置、防火墙等安防设备以满足电力二次系统安全防护规定的要求，确保与调  
度端的光伏发电功率预测系统均运行于电力系统安全区 II。

光伏发电功率预测系统具备采用两种不同算法生成理论/可用功率的能力，在限电 3  
时间段如发生逆变器限电，应自动切换至另一种算法进行数据上报。

本工程在光伏电站安全区 I 配置 1 套实时气象环境监测系统，包括直射辐射表、散 4  
射辐射表、总辐射表、环境温度计、光伏组件温度计、风速仪、风向仪、全天空成像仪、  
数据处理传输设备等。气象环境监测系统通过串口或网络模式与综合通信管理终端通信，  
实现辐射度、电池板温度、环境温度等气象参数的传输。

#### 6.3.4.10 自动电压控制系统(AVC) 5

根据山东电网自动电压无功控制方案，本工程应参加山东电网的自动电压无功控制。6  
光伏电站的 AVC 装置与省调一体化主站系统通信采用数据网络通信方式，传输规约为  
DL/T634.5104-2002。在满足与省调主站系统通信要求的前提下，AVC 控制也可采用监  
控系统集成的方式，具体实现方式待施工设计阶段与省调沟通后确定。

本工程在光伏电站 220kV 升压站配置 1 套自动电压无功控制装置。7

#### 6.3.4.11 自动发电控制系统(AGC) 8

根据 GB/T19964-2012《光伏发电站接入电力系统技术规定》，光伏电站应能够接 9  
受并自动执行电力调度机构远方发送的有功功率及有功功率变化的控制指令，有功功率  
控制指令发生中断后光伏电站应自动执行电力调度机构下达的充放电计划曲线。

本工程在光伏电站 220kV 升压站配置 1 套自动发电控制装置。10

#### 6.3.4.12 新能源主动支撑系统 11

根据山东电力调度控制中心通知(2022)116 号《关于开展山东电网新能源场站快速 12  
响应支撑功能建设的通知》的要求，新能源场站应具备惯量响应、一次调频、快速调压  
功能，并网调试期间应完成现场验收测试。

本工程在光伏电站 220kV 升压站配置 1 套新能源主动支撑系统，具备惯量响应、 13  
一次调频、快速调压功能，满足电网调频要求快速控制光伏电站有功功率，当系统频率  
发生偏移时，能够按照既定曲线完成系统的一次调频响应；当频率上升时能够主动减少有

功输出;当频率下降时,在限功率状态下能够主动提升功率。快速频率响应控制系统需在国网山东电科院能源互联网仿真防御实验室通过数模混合仿真测试合格后,方可入网。<sup>1</sup>

具体配置方案以接入系统报告及评审意见为准。<sup>2</sup>

#### 6.3.4.11 宽频测量装置 <sup>3</sup>

为推进以新能源为主体的新型电力系统建设,提升电网调度支持系统在全频段振荡<sup>4</sup>监视预警、故障处置和事故分析等方面的数据支撑能力,根据华北电力调度控制中心《关于推进华北电网宽频测量装置建设的通知》(华北调控[2021]114号)要求,开展宽频测量装置的部署和数据采集工作。

本期工程在光伏电站220kV升压站安全区I配置1套宽频测量装置,具备宽频测<sup>5</sup>量功能、连续录波和次/超同步振荡监测功能。宽频测量装置与省调主站系统采用数据网络通信方式,数据网络接入设备与远动共用。

#### 6.3.4.12 网厂交互平台系统终端 <sup>6</sup>

在光伏电站220kV升压站配置网厂信息交互平台终端设备1套。各配置1台工作站<sup>7</sup>、1台外网防火墙,根据人员数量配置相应的人员秘匙(一人一个)工作站通过互联网访问国调厂网信息平台,实现原OMS检修申请提报、邮件收发等功能。

网厂信息交互平台工作站安装Windows7及以上正版操作系统(推荐64位<sup>8</sup>Windows10)。工作站为平台运行专用,使用前应进行硬盘格式化,禁止安装其他无关程序,进行网安安全加固并开启windows防火墙,关闭高危端口号21、23、135、137、138、139、445、3389等,安装杀毒软件,及时更新病毒库,完成病毒扫描查杀。工作站登录访问网厂信息交互平台需具备Ukey。其互联网公网应采用固定IP,或提报集团统一出口IP地址。

#### 6.3.4.13 调度端接口 <sup>9</sup>

为接收光伏电站的远动、保护、计量、电能质量在线监测、光功率预测等信息,本<sup>10</sup>工程为山东调控中心和潍坊地调开列调度接口费用一项,包括软件修改、系统联调及硬件接口等。

### 6.3.5 组屏方案 <sup>11</sup>

#### 1) 二次设备室设计方案 <sup>12</sup>

本站按无人值班站设计,220kV、主变一次设备采用户外布置,35kV系统采用户<sup>13</sup>内开关柜。220kV、主变及公用二次设备集中布置于二次预制舱综合保护室内,35kV系

统设备布置在就地开关柜内。综合保护室按终期规模建设，并预留部分备用屏位。<sup>1</sup>

## 2) 组屏方案 <sup>2</sup>

220kV 线路保护装置各组 1 面屏，主变保护、测控分开独立组 4 面屏；公用测控装置组 1 面屏；35kV 公用测控装置独立组 1 面屏；220kV 关口电度表电能量采集器组 1 面屏；其余各安全自动装置、调度自动化设备按功能分别独立组屏。35kV 系统均采用保护测控一体化装置，安装在就地开关柜内；35kV 系统各间隔电度表安装在就地开关柜内。

## 3) 二次设备接地、防雷、抗干扰设计方案 <sup>4</sup>

根据反措要求，所有静态保护屏柜及端子箱内应设截面不小于 100mm<sup>2</sup> 接地铜排。<sup>5</sup> 静态保护屏柜的接地铜排应用截面不小于 50mm<sup>2</sup> 的铜缆与保护室内的等电位接地点相连；端子箱内的接地铜排应用截面不小于 100mm<sup>2</sup> 的铜缆与电缆沟道内的等电位接地点相连。

计算机系统应由良好工作接地。监控系统不设单独的接地网，遵照“一点接地”原则，<sup>6</sup> 接地线接于建筑的主接地网的一个点上。

防雷方案：本站考虑为时钟同步系统天线馈线，远传通道加装防雷器。<sup>7</sup>

保护室内的二次设备通信采用屏蔽以太网或屏蔽双绞线，二次设备与保护室外设备<sup>8</sup> 采用光纤通信。

## 6.3.6 二次接线 <sup>9</sup>

### 1) CT、PT 二次要求 <sup>10</sup>

(1) 主变两侧各装设 1 组电流互感器，高压侧电流互感器至少应有 6 个保护级、1 个测量级、1 个计量级二次绕组，用于主变保护、母线保护及故障录波、测量、计量等。

(2) 每个 35kV 系统间隔装设 1 组电流互感器，电流互感器有 3 个保护级、1 个测量级、1 个计量级二次绕组，用于本间隔保护、母线保护及故障录波、测量、计量等。

(3) 220kV 母线、35kV 母线各装设一组三相电压互感器，准确等级 0.2/0.2 (3P) /0.2 (3P) /6P，用于保护、测量及计量，变比为：220/ $\sqrt{3}$ /0.1/ $\sqrt{3}$ /0.1/ $\sqrt{3}$ /0.1/ $\sqrt{3}$ /0.1kV、35/ $\sqrt{3}$ /0.1/ $\sqrt{3}$ /0.1/ $\sqrt{3}$ /0.1/ $\sqrt{3}$ /0.1/3kV。

## 6.3.7 交直流一体化电源 <sup>12</sup>

升压站采用直流电源、电力交流不间断电源和逆变电源等装置组合为一体的一体化电源。<sup>13</sup>

## 1) 直流系统 1

本站采用 220V 直流电源作为全站各安装单位的控制、保护、信号、综合自动化装置以及事故照明等负荷的供电电源，并留有接口与微机监控系统进行通信，将直流系统的异常信号发至监控系统。经初步统计直流负荷，本期工程蓄电池容量按 2h 事故放电考虑，装设 2 组容量为 300Ah 的阀控式密封铅酸蓄电池，每只浮充电压 2.25V，单体额定电压 2V，共 104 只，不设端电池，安装在专用蓄电池室内。同时，为了检测蓄电池单体的运行工况，配置一套蓄电池巡检仪，对蓄电池充、放电进行动态管理。

直流系统采用单母线分段接线，在直流母线上装设一套直流绝缘在线监察装置，实时在线监测直流母线的电压，过高或过低时均发出报警信号，还包括监测直流馈线的接地情况。直流系统采用辐射方式供电，安装在综合保护室内。

负荷名称	装置容量(kW)	负荷系数	计算电流(A)	经常负荷电流(A)	事故放电时间及放电电流(A)							4	
					初期		持续(min)				随机		
					1min	1~30	30~60	60~120	120~180	180~240	5s		
					I <sub>jc</sub>	I <sub>1</sub>	I <sub>2</sub>	I <sub>3</sub>	I <sub>4</sub>				
保护、测控负荷统计	1.090	0.6	2.97	2.97	2.97	2.97	2.97	2.97	2.97				
公用设备负荷	3.695	0.8	13.44	13.44	13.44	13.44	13.44	13.44	13.44				
事故照明	5.000	1	22.73		22.73	22.73	22.73	22.73	22.73	22.73			
交流不停电电源(UPS)	15.00	0.6	40.91		40.91	40.91	40.91	40.91	40.91				
通信电源	3.000	0.8	10.91	10.91	10.91	10.91	10.91	10.91	10.91	10.91	10.91		
220kV 断路器跳闸	1.540	0.6	4.20		4.20								
35kV 断路器跳闸	1.980	0.6	5.40		5.40								
断路器合闸	0.88	1.0	4.00									4.00	
直流长明灯	0.30	1.0	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36				
电流统计(A)				28.68	101.92	92.32	92.32	92.32	33.64	10.91	4.00		

## 2) UPS 电源系统 5

全站统一配置一套 UPS 系统，用来为站内重要的交流用电设备供电，如计算机、6 监视器、打印机、远动系统、火灾报警系统、视频监控系统等。

UPS 正常运行时由站用电源供电，当输入电源故障、消失时，装置自动转向由直流电源逆变供电，以实现交流 220V 不间断输出。UPS 采用站内 220V 直流电源系统供电，不设专用的蓄电池。<sup>1</sup>

UPS 容量按供电范围内全部设备负荷的要求选择，UPS 的容量按 2X15kVA 估算，<sup>2</sup> 组 2 面 UPS 逆变电源屏放置于继电保护室内。UPS 具有标准通信接口，能将装置运行状态、主要数据等信息上传监控系统。

### 3) 通信电源系统 <sup>3</sup>

通信系统配置 2 套-48V 4×30ADC/DC 装换装置，通信电源与站内直流系统共用一<sup>4</sup> 套蓄电池，组屏 2 面安装于综合保护室内。

### 6.3.8 火灾自动报警系统 <sup>5</sup>

本光伏电站为无人值班，少人值守的方式运行，按照国家标准《火灾自动报警系统设计规范》GB50116—2013 的有关规定，应装设一套火灾自动报警系统，由控制器、探测器、控制模块、信号模块、手动报警按钮及联系电缆等组成。在主控制室、二次设备室、蓄电池室、35kV 配电装置室等容易发生火灾处装设火灾报警探头。当发生火灾后，报警区域内任意一个火灾探测器或手动报警按钮报警后，将感烟、感温、手动报警按钮的报警信号送至火灾报警控制器。火灾报警控制器设置于主控室侧墙上，保证火灾发生初期就能迅速准确将信号传送至主控室。同时，发出控制信号控制相关区域联动设备，并启动本报警区域和相邻报警区警报装置进行报警。<sup>6</sup>

### 6.3.9 视频安防监控系统 <sup>7</sup>

为了监控并记录升压站的安全以及设备的运行情况，及时发现、处理事故情况，并提供事后分析事故的有关图像资料，保障开关站空间范围内的建筑、设备的安全、防盗、防火等，本工程设置一套图像监控及安全警卫系统（工业电视系统）。监视范围主要包括：全站主要电气设备、建筑物和主要道路口等。本工程拟在厂区大门主入口处安装室外高速球形摄像机；配电室内安装高速/中速球形摄像机；电子间、主控室内安装中速球形摄像机；光伏场区主要道路处安装室外高速球形摄像机。<sup>8</sup>

图像监控及安全警卫系统设备主要包括视频服务器、多画面切割器、录像设备、摄像机、终端监视器、云台、防护罩、编码器及沿开关站围墙四周设置的安全警戒系统等。其中，视频服务器等后台设备需留有远方监视的接口。<sup>9</sup>

### 6.3.10 主变灭火 <sup>1</sup>

主变灭火方式根据 DL/T5218-2012 《220kV~750kV 变电站设计技术规程》的规定，<sup>2</sup>单台容量在 125MVA 及以上的可燃油浸变压器应设置水喷雾或其他灭火装置。本工程建设 1 台 180MVA 的主变，均需考虑配置主变氮气灭火装置。主变充氮灭火装置组屏放置于升压站综合保护室内。主变氮气灭火装置随主变设备厂家一同供货，实现远方控制，同时将主变氮气灭火控制柜相关信号通过 RS485 通信口接入监控系统。

### 6.3.11 电工实验室 <sup>3</sup>

根据光伏发电工程管理原则和需要，配置相应试验仪器、仪表，对新安装或已投运<sup>4</sup>的电气设备进行调整、试验以及维护和校验。

### 6.3.12 生产运营中心子站 <sup>5</sup>

为满足国家电投集团区域新能源生产运营中心及新能源生产运营中心对本光伏电站各系统进行远程监视、控制、调节，实现集控管理、统一运维的数据采集、设备控制和实时运维要求。本光伏电站侧建设 1 套集控中心子系统和 1 套态势感知采集装置。<sup>6</sup>

### 6.3.13 智慧辅控系统 <sup>7</sup>

本工程增加一套智慧辅控系统，主要对升压站、集电线路、场区内辅助设备进行监视和控制的系统，包括在线监测子系统、火灾消防子系统、安全防卫子系统、动环子系统、智能锁控子系统及智能巡视子系统。由服务器各子系统监测终端及传感器、网络通信设备组成。<sup>8</sup>

智慧辅控系统设计应遵循一体设计、数据标准统一、数据接口统一、远方控制及智能联动等原则，采用自主可控、安全可靠、先进适用的软件和硬件。<sup>9</sup>

智慧辅控系统宜采用开放式系统架构，遵循设备集成、功能优化整合的原则，系统功能和设备配置应满足升压站运行管理模式的要求。智慧辅控系统的站控层设备应按终期规模配置，前端传感设备及汇聚处理设备满足工程建设规模需要。<sup>10</sup>

## 6.4 通信 <sup>11</sup>

### 6.4.1 概述 <sup>12</sup>

#### 1) 升压站接入系统方案 <sup>13</sup>

本升压站以 220kV 电压接入系统，电力系统一次提出接入系统方案如下：<sup>14</sup>

电站 220kV 并网线路出线暂按 1 回考虑，本期建成。新建线路具体长度以专业线路测量为准。最终并网方案以接入系统设计审查意见为准。<sup>1</sup>

## 2) 设计范围及主要内容<sup>2</sup>

根据本期工程建设规模及布局，光伏电站通信系统设计范围及主要内容包括：<sup>3</sup>

- ①升压站侧系统通信接口设计；<sup>4</sup>
- ②升压站升压站站内通信；
- ③升压站对外通信；
- ④升压站内通信。

## 3) 设计依据<sup>5</sup>

- GB/T50866-2013《光伏发电站接入电力系统设计规范》<sup>6</sup>
- DL/T5225-2016《220kV~1000kV 变电站通信设计规程》
- DL/T795—2016《电力系统数字调度交换机》
- DL/T598-2010《电力系统自动交换电话网技术规范》
- DL/T5157—2012《电力系统调度通信交换网设计技术规程》
- GB/T51242-2017《同步数字体系（SDH）光纤传输系统工程设计规范》
- GB50311—2016《综合布线系统工程设计规范》
- GB50200—2018《有线电视系统工程技术标准》

## 4) 设计原则<sup>7</sup>

根据工程规模及布局、接入系统设计，合理选择通信方式及通信设备。<sup>8</sup>

### 6.4.2 系统通信<sup>9</sup>

由于本光伏电站接入系统方案尚未批复，本期工程系统通信方案暂考虑如下，待<sup>10</sup>接入系统方案批复后以接入系统设计为准。

#### 1) 系统通信方案<sup>11</sup>

本工程随光伏电站～瑞俊站 220kV 线路新建线路架设 2 条 48 芯 OPGW 光缆，光缆<sup>12</sup>长 2×4km，光缆建成后分别形成国电投光伏电站～瑞俊站的 2 条 48 芯光缆通道。光缆具体配置及长度以线路专业最终确认为准。

#### 2) 系统通信设备配置<sup>13</sup>

国电投光伏电站设计配置 1 套 622MSDH 光传输设备及 1 套接入层 SPN 设备，开通<sup>14</sup>开通国电投光伏电站～瑞俊站的 1 路 622M 光路及 1 路 GE 光路。

为满足光伏电站至潍坊地调和备调调度软交换电话需求，本期在光伏电站配置 1 套<sup>1</sup>调度软交换接入终端(含 2 部 IP 电话)。

光伏电站配置 1 套综合配线设备，含 2 套 48 芯 ODF、2 套 16 系统 DDF 及 1 套 24<sup>2</sup>口网络配线架。

### 6.4.3 站内通信<sup>3</sup>

#### 1) 通信机房<sup>4</sup>

本光伏电站不单独设置通信机房，站内通信设备、系统通信设备均安装在综合保护<sup>5</sup>室内，为通信设备预留屏位由电气二次专业统一考虑。

#### 2) 通信电源<sup>6</sup>

配置 2 套 -48V4×30A DC/DC 装换装置，通信电源与站内直流系统共用一套蓄电池。<sup>7</sup>

#### 3) 通信设备接地<sup>8</sup>

站内所有通信设备接地按联合接地的原理设计，即各通信设备的工作接地、保护接<sup>9</sup>地合用 1 组接地体，接至该升压站的总接地网。

#### 4) 综合布线系统<sup>10</sup>

根据业主的要求，为满足主控楼各项业务应用的需求，在主控楼设置 1 套综合布线<sup>11</sup>系统，包括主控楼内网络布线配线设备及其它附属设施等。

#### 5) 电视布线系统<sup>12</sup>

为了满足电站职工文化娱乐的需求，在综合楼内设置 1 套站内电视布线系统，包括<sup>13</sup>主控楼内电视缆线、配线设备及其他附属设施等。

### 6.4.4 对外通信<sup>14</sup>

#### 1) 对外语音通信<sup>15</sup>

升压站对外语音通信通过数字程控交换机与当地公用电话网的中继连接实现，其市<sup>16</sup>话中继线的建设事宜由电站和当地相关部门协商解决，且租用费列入本期工程概算。

#### 2) 对外数据通信<sup>17</sup>

升压站对外数据通信业务所需设施宜由光伏电站和当地相关部门协商解决，数据通<sup>18</sup>信通道的建设费用列入本期工程概算。

#### 3) 电视网络系统<sup>19</sup>

站内电视网络系统所需信号源设施宜由光伏电站和当地相关部门协商解决，电视网<sup>20</sup>络系统信号源的建设费用列入本期工程概算。

## 6.4.5 电站场内通信<sup>1</sup>

### 1) 场内检修通信<sup>2</sup>

根据 Q/GDW617—2011《光伏电站接入电网技术规定》和要求,为了方便电站运行<sup>3</sup>人员检修、维护及巡视时相互之间的通信联络,光伏电站内建议配置1项无线对讲机。

## 6.5 设备材料清册<sup>4</sup>

### 6.5.1 电气一次部分<sup>5</sup>

#### 升压站<sup>6</sup>

7

序号	名称	型号、规格及技术数据	单位	数量	备注
一	<b>主变压器部分</b>				
1	220kV 电力变压器	SZ20-180MVA/220kV 230±8×1.25%/37kV YN,d11 Ud=14%	台	1	能效水平满足 GB20052-2024 中 二级能效及当地 电网的要求
2	中性点成套装置	隔离开关 GW13-126/630A 间隙 250~400mm 间隙 CT 100/1A 5P30/5P30 15VA/15VA 避雷器 HY1.5WZ-144/320	套	1	
3	端子箱	ZXW-2/3 带百叶窗钢底座	个	1	
4	钢芯铝绞线	JL/G1A-400/50	m	150	
5	耐张绝缘子串	17X(XWP-100)附全套金具	串	6	连接高度 155mm 单片的爬距 545mm
6	T型线夹	TY-400/50	套	3	
7	耐张线夹	NY-400/50	套	6	
8	0°铜铝过渡设备线夹	SYG-400/50A (80X80)	个	3	主变高压侧用
9	铝排	LMY-100X10	m	8	纵向安装
10	铜铝过渡板	MG-100X10	个	2	
二	<b>220kV 屋内配电装置部分</b>				
1	220kV GIS 组合电器	单母线接线, 额定电压 252kV, 额定电流 3150A, 动稳定电流 50kA, 热稳定电流 125kA。 本期: 1 个主进间隔、1 个出线间 隔、1 个 PT 间隔(在母线处预留 远期扩建接口)	套	1	
2	电容式电压互感器	TYD220/ $\sqrt{3}$ -0.005H 220/ $\sqrt{3}$ /0.1/ $\sqrt{3}$ /0.1 0.2(3P)/0.2(3P) 30VA/相	台	1	

3	氧化锌避雷器	Y10W-204/532W 配在线监测仪	台	3		1
4	耐张绝缘子串	17x(XWP-100)附全套金具	串	18	连接高度 155mm 单片的爬距 545mm	
5	检修箱	ZXW-2/3 带百叶窗钢底座	个	1		
6	钢芯铝绞线	JL/G1A-630/55	m	300		
7	耐张线夹	NY-630/55	个	18		
8	双分裂 T 型线夹	TY5-630/55	个	6		
9	30°铝设备线夹	SY-630/55B	个	6		
10	30°铝双导线设备线夹	SSY-630/55B	个	6		
11	0°铝设备线夹	SY-630/55A	个	12		
12	软导线间隔棒	MRJ-6/200	个	18		
13	热镀锌钢管	DN50	m	8		
三	<b>35kV 屋内配电装置</b>					
1	高压开关柜	KYN61-40.5 2500A 31.5kA/4s	面	3	集电线路柜	
2	高压开关柜	KYN61-40.5 2500A 31.5kA/4s	面	2	主进柜	
3	高压开关柜	KYN61-40.5 1250A 31.5kA/4s	面	1	站用变柜	
4	高压开关柜	KYN61-40.5 1250A 31.5kA/4s	面	2	PT 柜	
5	高压开关柜	KYN61-40.5 1250A 31.5kA/4s	面	2	SVG 柜	
6	高压开关柜	KYN61-40.5 1250A 31.5kA/4s	面	1	接地变柜	
7	35kV 复合屏蔽半绝缘钢管母线	AC35kV 4000A 含全套安装附件及含钢支架，用于连接主变低压侧及 35kV 开关柜	m	54	厂家成套提供,具体数量以现场测量为准（单相总长度）	
8	35kV 复合屏蔽半绝缘钢管母线	AC35kV 4000A 含全套安装附件，用于连接户内面对面布置的两个 35kV 开关柜	m	33	厂家成套提供,具体数量以现场测量为准（单相总长度）	
9	35kV 避雷器	HY5WZ-51/134 附在线监测仪，含全套安装附件及连接线	只	3	户外布置	
10	35kV 配电装置预制舱	35kV 配电装置及蓄电池室预制舱 11400 宽*21700 长*4000 高 尺寸为暂定	座	1	舱内配套照明、通风、采暖、消防、接地等配套设施	
11	SF6 泄露报警装置	安装于 35kV 预制舱内	套	1		
12	二次设备预制舱	二次设备预制舱 11400 宽*16400 长*3700 高 尺寸为暂定	座	1	舱内配套照明、通风、采暖、消防、接地等配套设施	

380/220V 所用电						1
1	低压配电盘	MNS		面	6	
2	低压密集型封闭母线	400V, 1250A, 含全套安装附件		米	15	
3	35kV 站用变	SCB14-400/35 37±2x2.5%/0.4kV Dyn11		套	1	能效水平满足 GB20052-2024 中 二级能效规定及 当地电网的要求
4	10kV 外网箱变	SCB14-400/10 10.5±2×2.5%/0.4kV, Dyn11 含配 套 10kV 电源引接线路		套	1	能效水平满足 GB20052-2024 中 二级能效规定及 当地电网的要求
5	35kV 冷缩高压电缆终端	与 ZRC-YJV22-26/35-3×95 电缆 配套		套	2	户内型
6	35kV 电力电缆	ZC-YJV22-26/35-3×95		米	50	
无功补偿装置						
1	动态无功补偿 成套装置	SVG 容量: ±25Mvar 厂家成套供 货 直挂水冷		套	2	
2	35kV 冷缩高压 电缆终端	与 ZC-YJV22-26/35-3×120 电缆 配套		个	8	4 套户内型, 4 套 户外型
3	检修箱	ZXW-2/3		个	1	
35kV 接地变						
1	接地变及小电阻成套装 置	接地变: DKSC-1000/37, Zn,Ud=6% 小电阻装置: 53.4Ω, 10s 电流 400A		套	1	
2	35kV 冷缩高压 电缆终端	与 ZC-YJV22-26/35-3×95 电缆配 套		套	2	户内型、户外型各 一个
照明部分						
1	室外照明箱	XRM2		个	1	防护等级: IP32
2	庭院灯 (带灯杆)	220V 2×20W LED 光源		套	25	厂家配套灯杆 2.5m
3	庭院灯	220V 2×20W LED 光源		套	2	
4	投光灯	220V 1×80W LED 光源		套	75	厂家配套灯杆 1.5m
5	电力电缆	ZRC-YJV22-0.6/1kV 3×6mm <sup>2</sup>		米	2700	室外照明用
6	接地扁钢	-40×4		m	360	与主地网相连
防雷接地						
1	热镀锌扁钢	-60×6		m	3200	水平接地体、设备 引下线及避雷带 专用引下线
2	热镀锌扁钢	-40×4		m	280	室内接地干线及 设备接地引线

3	热镀锌钢管	DN60 L=2500mm b=3.5mm	根	70	垂直接地体	1
4	热镀锌圆钢	ø 10	m	350	屋顶避雷带	
5	避雷带支持埋件(或支撑)	ø 10	套	450	固定屋顶 避雷带支架	
6	铜排	-30x4	m	300		
7	高强度 PE 管	DN100	m	50	穿墙、穿楼板处用	
8	PVC 保护管	DN20	m	270		
9	绝缘铜绞线	120mm <sup>2</sup> 配铜接线鼻子	m	50		
10	绝缘铜绞线	50mm <sup>2</sup> 配铜接线鼻子	m	150		
11	铜芯绝缘电线	BVR-1×4mm 配铜接线鼻子	m	350		
12	临时接地端子		个	22		
13	支柱绝缘子(绝缘垫)	380V WX-01	个	660	铜排支座	
14	局部等电位端子箱		个	10	暗装	
15	总等电位端子箱		个	1	暗装	
16	暗装断接卡接线盒	钢板 250×180×160 厚 1.5	套	18		
九	电缆敷设及电缆防火材料					
1	低压动力电缆					
		ZRC-YJV22-0.6/1-5×6	m	1400		
		ZRC-YJV22-0.6/1-5×10	m	195		
		ZRC-YJV22-0.6/1-5×16	m	850		
		ZRC-YJV22-0.6/1-2×35+1×16	m	900		
		ZRC-YJV22-0.6/1-3×35+2×16	m	370		
		ZRC-YJV22-0.6/1-3×50+2×25	m	110		
		ZRC-YJV22-0.6/1-3×70+2×35	m	145		
		ZRC-YJV22-0.6/1-3×240+1×120	m	530		
		NH-YJV22-0.6/1kV-5×6	m	320		
		NH-YJV22-0.6/1kV-3×25+2×16	m	180		
2	35kV 动力电缆	ZRC-YJV22-26/35-3×95	米	60		
	35kV 动力电缆	ZRC-YJV22-26/35-3×400	米	110		
3	电缆沟支架	L50×5×5	米	700		
	电缆沟支架	L40×4×4	米	900		
4	电缆护管	DN50 热镀锌钢管	米	380		
	电缆护管	DN100 热镀锌钢管	米	220		
5	硬质防火堵料		kg	1000		

6	软质防火堵料		kg	2000		1
7	防火涂料		kg	600		
8	防火隔板	$\delta=4$	张	300		
9	防火网	0.6m×0.6m	张	40		
10	耐火砖	230×113×65	块	500		
11	角钢	L50×50×5	米	200		
12	扁钢	-60×6	米	80		
13	防火枕		m <sup>3</sup>	40		
14	铅丝		米	200		

## 光伏区 2

序号	名称	型号、规格及技术数据	单位	数量	备注	3
一	光伏场区					
1	光伏组件	715Wp, 双面双玻异质结光伏组件 (1500V)	块	153920		
2	光伏专用直流电缆	H1Z2Z2-K-DC1500V- 1×4mm <sup>2</sup>	km	904		
3	光伏专用直流电缆	H1Z2Z2-K-DC1500V- 1×6mm <sup>2</sup>	km	186		
4	组串式逆变器	300kW	台	306		
5	箱式升压变压器	S20-3000kVA Dy11 Ud=7% 37±2*2.5%/0.8kV 油浸式 双绕组	套	18		
6	箱式升压变压器	S20-2100kVA Dy11 Ud=6.5% 37±2*2.5%/0.8kV 油浸式 双绕组	套	18		
7	低压交流动力电缆	ZRC-YJLHV22-1.8/3kV-3×240	km	37		
8	低压交流动力电缆	ZRC-YJLHV22- 1.8/3kV-3×300	km	18.5		
9	35kV 电力电缆	ZRC-YJLHV22-26/35kV-3×95	km	6.8		
10	35kV 电力电缆	ZRC-YJLHV22-26/35kV-3×120	km	3.8		
11	35kV 电力电缆	ZRC-YJLHV22-26/35kV-3×185	km	3.6		
12	35kV 电力电缆	ZRC-YJLHV22-26/35kV-3×240	km	3.8		
13	35kV 冷缩型铜铝过渡终端电缆头	配 ZRC-YJLHV22-26/35kV-3×95	套	56	户内型	
14	35kV 冷缩型铜铝过渡终端	配 ZRC-YJLHV22-26/35kV-3×120	套	14	户内型	

	电缆头					1
15	35kV 冷缩型铜铝过渡终端电缆头	配 ZRC-YJLHV22-26/35kV-3×185	套	12	户内型	
16	35kV 冷缩型铜铝过渡终端电缆头	配 ZRC-YJLHV22-26/35kV-3×240	套	4	户内型	
17	35kV 电缆中间街头		套	20		
18	硬质防火堵料		t	6		
19	软质防火堵料		t	4		
20	防火涂料		t	5		
20	热镀锌扁钢	-50X6	km	60		
21	热镀锌扁钢	-40X4	km	18		
22	热镀锌钢管	DN50 L=2.5m	根	440		
23	绝缘导线	BVR- 1X4mm <sup>2</sup>	km	31	电池组件接地线	
24	绝缘导线	BVR- 1X25mm <sup>2</sup>	km	0.96	用于组串式逆变器接地	
25	高强度 PVC 管	DN32	km	30		
26	热镀锌钢管	DN150	km	5		
27	热镀锌电缆槽盒	100*100	m	2000	配套盖板及安装附件	
28	热镀锌电缆槽盒	200*100	m	7500	配套盖板及安装附件	
29	热镀锌电缆槽盒	300*150	m	3000	配套盖板及安装附件	
30	热镀锌电缆槽盒	400*150	m	2200	配套盖板及安装附件	
31	热镀锌电缆槽盒	600*150	m	800	配套盖板及安装附件	
32	电缆直埋开挖回填量	壕沟尺寸: 1m 宽×1m 深×8km 长	项	1	直埋大致做法: 开挖, 铺沙、敷设电缆, 铺沙、盖砖(或保护板)、回填	

## 6.5.2 电气二次部分<sup>2</sup>

序号	名称	型号、规格及技术数据	单位	数量	备注 <sup>3</sup>
----	----	------------	----	----	-----------------

### 一、光伏区综自部分

1	箱变监控系统				
1.1	箱变保护测控装置		套	36	
1.2	箱变监控系统	含 1 套工作站及相应软件	套	1	
1.3	UPS 电源	2kVA, 2h, 自带蓄电池	套	36	
1.4	光缆小终端盒、尾纤		套	36	
2	光伏区二次安防		套	36	
2.1	微型纵向加密装置		套	36	
2.2	光纤环网交换机		套	36	
2.3	光伏区二次安防柜	含 1 台千兆纵向加密、2 台防火墙、1 台核心交换机、2 台环网核心汇聚交换机、1 光缆终端盒及尾纤	面	1	
3	光伏区视频监控				
3.1	室外摄像头（含安装支架）		套	36	
3.2	光电转换器	2 电口 2 光口	套	36	
3.3	24V 电源适配器		套	36	
3.4	跳纤、超五类以太网线		套	1	
4	通信光缆	GYFTA53-24	km	20	

### 二、220kV 升压站综自部分

(一)	继电保护及安全自动装置				
1	220kV 及主变故障录波器屏	含故障录波器装置 1 台	面	1	
2	故障录波器屏	含故障录波器装置 1 台	面	1	
3	220kV 线路光纤分相电流差动保护屏 I	含主后备保护 1 套，1 台分相操作箱，1 台打印机	面	1	
4	220kV 线路光纤分相电流差动保护屏 II	含主后备保护 1 套，1 台分相操作箱，1 台打印机	面	1	
5	复用接口柜(220kV 线路保护)		面	1	
6	220kV 母线保护屏	每面屏含 220kV 母线保护 1 套，打印机 1 台	面	2	
7	断路器保护屏		面	1	
8	主变保护 A、B、C 屏	每台主变含主后备保护 2 套，非电量保护 1 台，高压侧操作箱 1 台，低压侧操	面	3	

		作箱 2 台			
9	35kV 母线保护屏		面	2	
10	防孤岛保护屏	含防孤岛保护装置 1 台和失步解列装置 1 台	面	1	
11	二次设备在线监视与分析子站		套	1	
12	安全稳定专项费用		项	1	
13	保护试验电源柜		面	1	
14	保护压板在线监测装置		套	1	
15	保护试验仪器仪表费		套	1	
(二)	系统调度自动化				
1	电量计费系统				
1.1	线路电度表屏	含 220kV 出线回路按 1 块 0.2S 级智能计量电度表（按 1+0 配置），预留 5 块表	面	1	
1.2	主变电度表屏	含每台主变高压侧按 2 块 0.2S 级智能计量电度表（按 1+1 配置）、每台主变低压侧 1 块 0.5S 级智能电度表，共 8 块表	面	1	
1.3	电能量远方终端（调度）	机架式，双网卡	台	1	
1.4	电能量远方终端（营销）	预留	台	1	预留
2	调度数据网接入设备	每套含以下设备	套	2	
2.1	路由器		套	1	
2.2	交换机		套	2	
2.3	屏体	含同轴电缆等附件	面	1	
3	二次安全防护系统				
3.1	纵向加密装置	电力专用纵向加密认证装置	台	4	
3.2	防火墙装置	用于 I 区和 II 区之间	台	2	
3.3	IDS 入侵检测装置		套	2	
3.4	网络安全监测装置	用于 I 和 II 区	台	2	
3.5	防火墙装置	用于网厂交互平台系统终端	套	1	

3.6	主机加固系统		套	1		1
3.7	安全防护评估		项	1		
3.8	等级保护测评		项	1		
4.1	宽频测量柜	含数据集中处理单元 2 台，采集装置 2 台，其他附件等	面	1		
4.2	宽频相量采集柜	含采集装置 2 台，其他附件等	面	1		
5	电能质量在线监测屏	含电能质量在线监测装置(A类)1台	面	1		
6	新能源主动支撑系统		套	1		
7	光功率预测系统		套	1		
7.1	光功率预测系统主机	预测服务器 2 台、交换机 1 台、工作站 1 套	套	1		
7.2	气象环境监测系统		套	1		
7.3	防火墙		套	2		
7.4	反向隔离装置		套	1		
8	自动电压控制系统 (AVC)		套	1		
9	自动发电控制系统 (AGC)		套	1		
10	网厂交互平台系统终端		套	1		
11	仿真模型管理		项	1		
12	自动化仪器仪表		套	1		
13	调度端扩容					
13.1	山东省调	网调接口设备和模拟屏元器件扩容+数据库软件修改+系统联调	项	1		
13.2	山东备调	网调接口设备和模拟屏元器件扩容+数据库软件修改+系统联调	项	1		
13.3	潍坊地调	地调接口设备和模拟屏元器件扩容+数据库软件修改+系统联调	项	1		
13.4	潍坊备调	地调接口设备和模拟屏元器件扩容+数据库软件修改+系统联调	项	1		
(三)	电气二次部分					
1	微机监控系统		套	1		
1.1	监控主机	1 台主机兼操作员站,1 台工程师站	台	3		

1.2	综合通信管理屏	含 2 台综合通信管理终端，双机双主模式，具备远动通信、有功功率控制、无功电压控制等功能	面	1	
1.3	时间同步屏	含北斗对时主机 2 台	面	1	
1.4	通信接口屏	含规约转换装置 2 台，交换机 6 台	面	1	
1.5	公用测控屏	含全站公用测控装置 2 台(含 380V 公用测控)	面	1	
1.6	220kV 线路测控屏		面	1	
1.7	主变测控屏	含高低压侧测控装置 3 台和本体测控装置 1 台	面	1	
1.8	35kV 保护及网络设备				
1.8.1	35kV 线路保护测控装置		台	3	
1.8.2	35kV 无功补联回路保护测控装置		台	2	
1.8.3	35kV 站用变保护测控装置		台	1	
1.8.4	35kV 接地变保护测控装置		台	1	
1.8.5	交换机		台	6	
1.8.6	35kV 母线测控装置		台	2	
1.9	打印机		台	2	
1.10	网络设备及光纤		套	1	
1.11	控制台		套	1	
1.12	维护工具和测试仪表		套	1	
1.13	备品备件		套	1	
2	电度表				
2.1	35kV 线路电度表	0.2S 级多功能电能表（按 1+0 配置）	只	3	
2.2	35kV 无功联回路电度表	0.5S 级多功能电能表	只	2	
2.3	35kV 站用变电度表	0.5S 级多功能电能表	只	1	
2.4	35kV 接地变电度表	0.5S 级多功能电能表	只	1	
2.5	站变 380V 侧电度表	0.5S 多功能电能表	只	1	
3	微机五防系统		套	1	

3.1	微机五防主机		台	1	1
3.2	微机防误操作闭锁装置		套	1	
4	电源系统				
4.1	直流系统				
4.1.1	直流充电屏		面	2	
4.1.2	直流馈线屏		面	2	
4.1.3	直流接地选线装置	带绝缘监察功能	台	2	
4.1.4	阀控密封铅酸蓄电池	2X400Ah 2V	只	208	
4.2	UPS 逆变电源屏	含 15kVA 逆变电源 2 台	面	3	
4.3	通信电源屏	4×30A DC/DC	面	2	
5	火灾报警系统		套	1	
6	视频监视系统		套	1	
6.1	监视控制屏		面	1	
6.2	电子围栏		套	1	
6.3	摄像头		台	12	
7	辅助材料				
7.1	小母线	φ8mm 紫铜条	m	200	
7.2	双绞线		m	1800	
7.3	接地铜辫	不小于 100m m <sup>2</sup>	m	100	
7.4	控制电缆	ZR-KVVP2-22	km	35	
7.5	低压电力电缆	ZR-YJV2-22	km	2	
(四)	接入集控中心配套装置				
1	态势感知采集装置		套	1	
2	集控中心子系统	含软硬件	套	1	

### 6.7.3 通信部分<sup>2</sup>

序号	设备名称	型号及规范	单位	数量	3
<b>一、系统通信部分</b>					
1	SDH 622M 光传输设备	每套设备含一下装置	套	1	

1.1	主设备，包括：			
	设备主机架		套	1
	基本单元子架		套	1
	交叉连接单元		套	2
	控制单元		套	2
	勤务单元		套	1
	时钟单元		套	2
	电源单元		套	2
	通信卡		套	1
	2M 支路盘		套	2
1.2	STM-4 光接口	L-4.1 (含母板)	套	2
1.3	MSTP 板		套	1
1.4	维护终端 LCT		套	1
2	SPN 设备	含 2 块光口板	套	1
3	软交换终端(IAD)	2 部 IP 电话	套	1
4	通信监控设备		套	1
5	综合配线柜	含 2 套 48 芯 ODF、2 套 16 系统 DDF 及 1 套 24 口网络配线架	套	1
6	通信标准通用机柜	600*600*2260	套	3
7	尾纤	10m, 双头	根	48
8	引入光缆 48 芯		m	600
9	硅管Φ32	含弯头及配件	m	300
10	镀锌钢管Φ50		m	50
11	调度端系统通信联调费		项	2
<b>二、站内通信</b>				
1	调度交换机		套	1
2	综合楼综合布线系统		项	1
3	综合楼电视布线系统		项	1
4	通信电缆分线箱	10 对	个	2
5	电话出线盒		个	48
6	电话机		部	48
7	电话箱（室外型）		个	8
8	音频电缆	ZR-HYA53-10×2×0.5	m	300
9	电力电缆			
9.1	电力电缆	ZR-BV-7/2.52	m	200
9.2	电力电缆	ZR-VV-2×16	m	200
9.3	电力电缆	ZR-VV-2×10	m	200
10	控制电缆	ZR-KVVP22-2×0.75	m	300
11	通用机柜	9U	套	2
12	安装及辅助材料		项	1
<b>三、对外通信</b>				
1	租用市话中继线		项	1
2	租用数据网通道		项	1
3	租用电视网络信号源		项	1

四、光伏区通信				1
1	大功率无线对讲机		部	4

## 第七章集电线路<sup>1</sup>

### 7.1 工程概述<sup>2</sup>

本部分为光伏场区间、光伏场区至升压站的 35kV 集电线路。依据各场区空间分布<sup>3</sup>及发电规模，拟采用 3 回集电线路，将光伏场区产生的电能安全可靠的输送至升压站。

根据光伏场区资料及各地块分布情况，拟采用架空与电缆相结合的方案。集电线路<sup>4</sup>进站段和不宜跨越区段采用电缆形式，其余区段采用架空线形式。导线选 JL/G1A-300/25 型钢芯铝绞线，35kV 集电线路进站电缆选用 ZRC-YJY23-26/35-1×630mm<sup>2</sup>单芯铜电缆，厂区外电缆电缆选用 ZRC-YJLY23-26/35-1×1000mm<sup>2</sup> 单芯铝电缆。光伏场区内控制系统，通过采用 OPGW 光纤架空地线和直埋光缆与 35kV 电缆同沟敷设，来实施对整个光伏场区内光伏组件及箱式变压器运行状况的监控。

根据光伏场场区空间分布及发电规模，本工程集电线路起于本工程新建升压站，止<sup>5</sup>于光伏区分散地块的 3 回路终端塔。

本项目升压站周边约范围内厂区密集，现状架空线路较多，集电线路路径受限，厂<sup>6</sup>区密集通道狭窄，根据现场实际情况及业主建议，架空线杆塔选用钢管杆。

新建线路路径长度 6.29km，其中三回架空线路长度 5.2km，电缆线路长度 1.09km，<sup>7</sup>平地 100%。

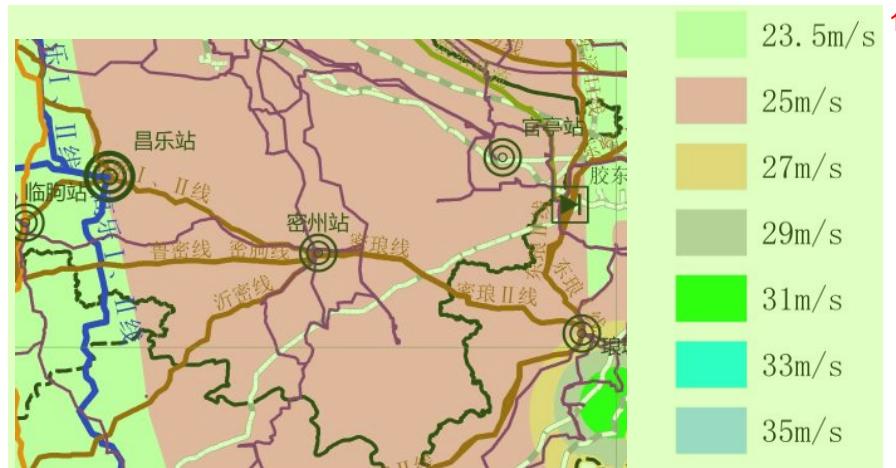
### 7.2 气象条件<sup>8</sup>

跨越段线路位于平原区域，不存在微气象地形条件。<sup>9</sup>

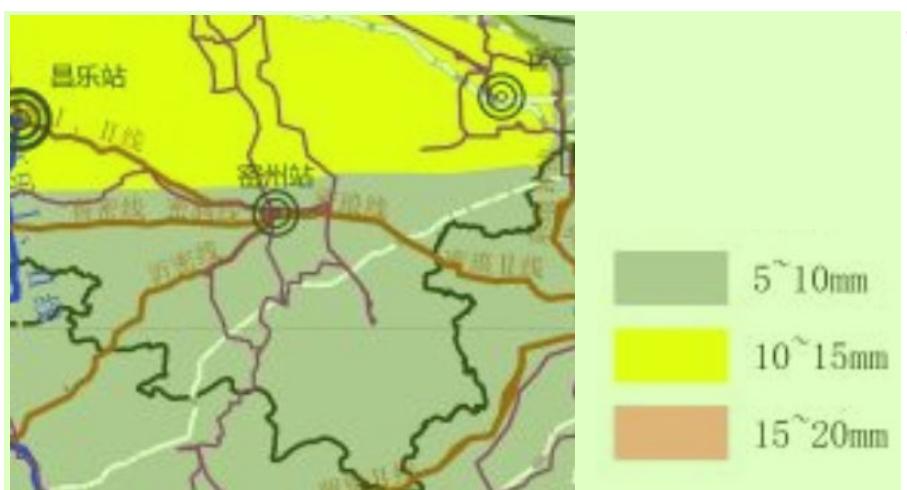
最大风速的取值主要依据以下几点：<sup>10</sup>

1) 根据对原线路设计资料的收集分析。原线路设计气象条件为基本风速为 25m/s<sup>11</sup>（基准高度为 10m），运行以来没有出现风灾。

2) 参照最新的电网风区图《山东电力系统风区分布图(30 年一遇)》划分，本工程<sup>12</sup>线路处在 25m/s 区域，风速基准高度为 10m。

《山东电力系统风区分布图(30年一遇)》<sup>2</sup>

对于最大覆冰的取值，参考最新山东电网冰区分布图（30年一遇），最大覆冰为<sup>3</sup>  
10mm。

《山东电网冰区分布图（30年一遇）》<sup>5</sup>

根据国网山东电力有限公司《山东电力系统舞动分布图》，本地区为2级舞动区。<sup>6</sup>

《山东电力系统舞动分布图》<sup>8</sup>

根据《架空输电线路防舞设计规范》（Q/GDW 10829-2021），本工程按照1、2级<sup>9</sup>

舞动区措施进行防舞设计，在设计方面采取以下防舞措施：<sup>1</sup>

序号	具体措施	是否满足	备注
1	第 8.3 条：在 1 级及以上舞动区，耐张塔跳线及跳线金具应考虑加强设计。采用硬跳线时，软跳线与硬跳线连接处强度应适当增加。导线耐张线夹引流板宜采用双板结构。	是	NY-300/25 引流板加强型，双母加固
2	第 8.7 条：在 1 级及以上舞动区的连接金具应选用耐磨型材料和连接方式。	是	导线采用防磨损防振锤
3	第 9.3.1 条：在 1 级及以上舞动区，耐张塔横担与塔身连接处，宜采取构造措施，提高节点平面外刚度。	是	
4	第 9.3.2 条：在 1 级及以上舞动区，耐张塔导线横担上平面和地线支架下平面的腹杆应布置成稳定的支撑体系。	是	
5	第 9.3.5 条：在 1 级及以上舞动区，杆塔螺栓直径不宜小于 16mm，螺栓级别不宜低于 6.8 级。	是	螺栓级别不宜低于 6.8 级
6	第 9.4.1 条：在 1 级舞动区，耐张塔、紧邻耐张塔的直线塔，重要交叉跨越段杆塔，应全塔采用双螺母防松螺栓。	是	全塔采用双螺母防松螺栓。

本工程最大风速取 25m/s(离地 10m),参数如下：<sup>3</sup>

气象条件		温 度 (°C)	风 速 (m/s)	冰 厚 (mm)
最高气温		40	0	0
最低气温		-20	0	0
大气过电压	有 风	15	10	0
	无 风	15	0	0
最大风速		-5	25	0
年平均气温		10	0	0
覆 冰		-5	10	10
操作过电压		10	15	0
安装情况		-10	10	0
雷暴日 40/年 (比重 0.9g/cm <sup>3</sup> )				

## 7.3 集电线路路径<sup>5</sup>

### 7.3.1 集电线路选择的原则<sup>6</sup>

本设计按如下原则拟定集电线路路径方案：<sup>7</sup>

- (1) 路径选择应综合考虑线路长度、地形地貌、地质、覆冰、交通、施工、运行及地方规划等因素，进行多方案技术经济比较，使路径走向安全可靠，经济合理。<sup>8</sup>
- (2) 路径选择应避开重要设施、大型工矿企业等，满足乡镇规划要求，并尽量减少对地方经济发展的影响。

(3) 路径选择宜避开不良地质地带。<sup>1</sup>

<sup>2</sup>

(4) 路径选择应控制与邻近设施如电台、基站、弱电线路等的相互影响。

(5) 路径选择宜靠近现有国道、省道、县、乡公路及现状道路，改善交通条件，方便施工和运行。

(6) 综合协调本线路路径与沿线已建成线路与其它设施的矛盾，既保证本工程线路的经济合理，同时应兼顾同期或远期其他线路路径的走向。

(7) 路径选择中，充分体现以人为本、保护环境的意识，尽量避免大面积砍伐拆迁和破坏环境。

(8) 尽可能降低线路的长度及转角次数，并力求减小转角的角度，线路路径尽可能选择直线，降低曲折系数。

(9) 由于集电线路不可避免地与风电场中的公路和已有的或新建的架空线路交叉，设计中须依据现场地形合理选择交叉点以降低交叉跨越难度。

(10) 由于与河流交叉跨越，会加大施工的难度，并且不易维护检修，因此在路径选择时候避免与河流交叉跨越，如遇特殊情况必须跨越时，也应选择河道最窄、两岸最高、土质最好、不易被洪水冲刷的地段过河。

(11) 交通运输方便。路径应该选择在靠近道路、交通运输方便的地方，从而减小施工难度。同时，应尽量避免或少占耕地。必须通过时，应采用不带拉线或内拉线的杆塔。

(12) 尽量避开绿化区、果木林、公园、防护林带等。

(13) 应核实清理走廊有无涉及文物、军事等因素，尽量避开以上因素。<sup>3</sup>

<sup>4</sup>

### 7.3.2 集电线路方案的比较 <sup>4</sup>

参照以往的工程建设情况，集电线路方案大体可分为架空导线、直埋电缆以及电缆架空线混合方式三种建设方案。集电线路普通情况多为混合方式，即升压箱变与输电主干线之间选用电缆方式，输电主干线多以架空线方式为主。

<sup>5</sup>

项目位于山东潍坊诸城市境内，当地海拔高度在 100 米以下，冬季覆冰厚度为 10mm，<sup>6</sup>冬季可能存在覆冰现象。因此，常规的架空导线方案可能会面临冬季覆冰影响问题，而直埋电缆方案又有输送回路多，占地面积大、进出线开关柜多等不利问题，为此，有必要对两种方案进行详细的技术比选，详见下表。

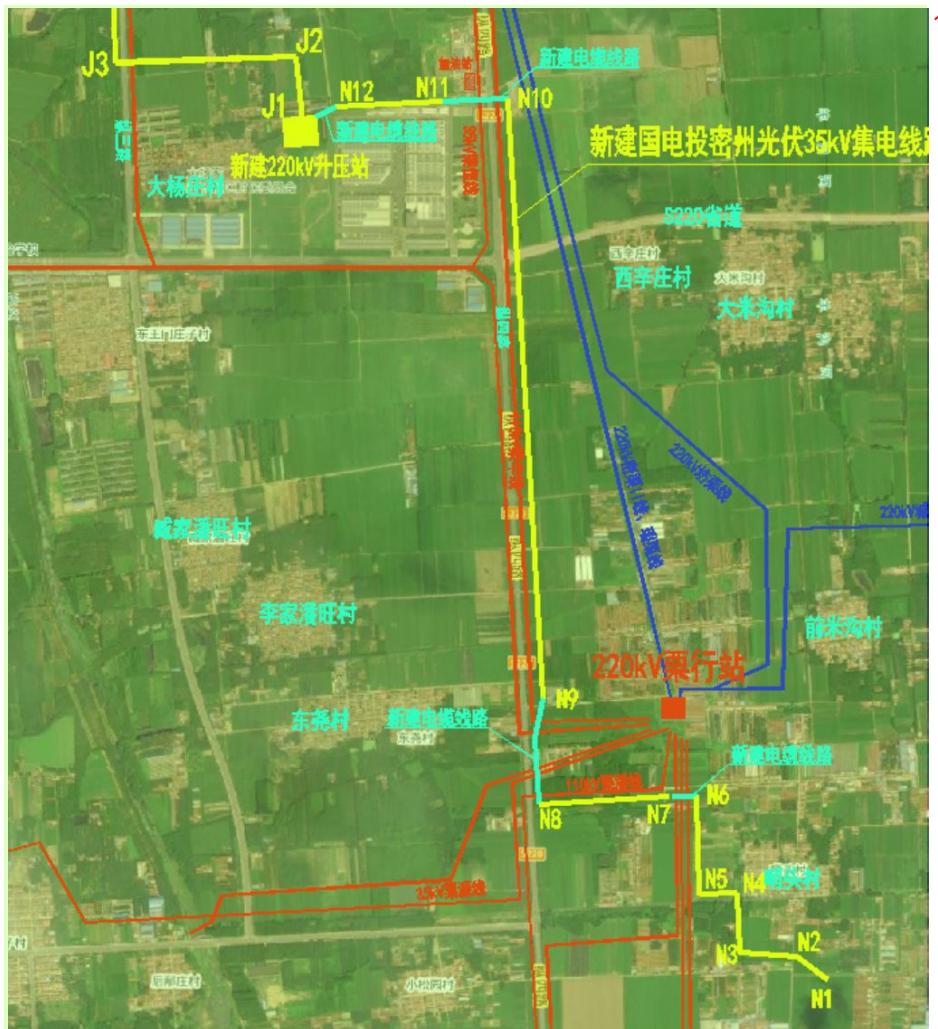
<sup>6</sup>

方案	架空导线	直埋电缆
优点	1、架空线对地电容较小，发生单相接地故障时，以瞬间故障为主，因此采用经电阻或者消	1、采用电缆。由于埋设在地下，不受周围气象环境的影响，避免了覆冰倒杆塔的危险。

	弧线圈接地方式，以减小机组无谓跳闸的可能性。 2、相同截面导线载流量比电缆大得多。	2、采用直埋电缆的方式对于周围环境的影响较小；	1
缺点	架空导线裸露在空气中，受周围环境影响较大。本工程场地海拔高度在 30m-40m 之间，冬季可能会产生覆冰，覆冰厚度达 10mm，势必会对架空线路造成较大影响，冬季易发生导线拉断、甚至倒杆事故，需要采取相关措施，如加大导线、加大加深塔基、加强塔型等，造价较高。	1、电缆对地电容较大，发生单相接地故障时，电容电流较大且通常以永久故障为主，需采用电阻接地方式，无形中增大了机组跳闸的概率，降低了可靠性。 2、相同截面电缆载流量比架空线小得多，增大所需工程量。 3、电缆造价相较架空线路较高。	
由上表分析可知，两种方案优势劣势互补，根据现场地形以及气候情况，并参考邻近已建线路施工经验，本项目场区敏感性因素错综复杂，多村庄、水域、道路、现状架空线路、省道，若采用电缆直埋方案，敷设路径限制，施工时还要关注农业作业期，可能补偿会比较多，另外还要钻越各种道路，手续较为繁复。以上原因导致集电线路采用电缆直埋方案成本较高，因此，本工程集电线路推荐使用以架空架空为主，电缆敷设为辅的混合形式。			2

### (3) 集电线路接线方式 <sup>3</sup>

本项目升压站周边约范围内厂区密集，现状架空线路较多，集电线路路径受限，厂区密集通道狭窄，根据现场实际情况及业主建议，架空线杆塔选用钢管杆。



## 7.4 导地线选择及金具<sup>2</sup>

### 7.4.1 导线的选择<sup>3</sup>

导线是线路的重要组成部分，在线路建设的本体造价中占很大比重，因此，根据<sup>4</sup>本工程线路的最大输送容量，所经地区的气象条件、地形特点，合理的选择导线 型号，对杆塔材料的选用，绝缘子和金具的选型，合理的工程造价，线路的运行安全，都有十分重要的意义。就导线本身而言，导线的机械强度除能满足正常设计条件外，还应考虑稀有气象 情况下导线具有一定的过载能力，计算在稀有气象情况下及导线张力达破断力 60% 的 情况下，导线允许档距情况及计算导线悬挂点允许应力的情况，此外还应考虑导线的 电能损耗、导线的价格。本工程导线按经济电流密度进行选择见下表。

导线材料	最大负荷利用小时数 (h)		
	3000 以下	3000~5000	5000 以上
铝	1.65	1.15	0.9
铜	3.0	2.25	1.75

最大负荷利用小时按 3000 小时以下考虑，经济电流密度按  $1.65\text{A/mm}^2$ 选取。则<sup>6</sup>

## 导线截面计算。<sup>1</sup>

$$A = \frac{S}{\sqrt{3}UJ} \quad ^2$$

计算公式

式中：A—导线截面( $\text{mm}^2$ )， S—输送容量(kVA)， U—线路额定电压(kV)， J—经济电流密度( $\text{A}/\text{mm}^2$ )。

回路	负荷 (MW)	计算截面 ( $\text{mm}^2$ )	选择导线
每回路	30	300	JL/G1A-300/25

根据以上计算结果，结合当地已建线路气象条件。本工程导线选用 JL/G1A-300/25。<sup>5</sup>

架空集电线路汇集至变电站围墙外终端塔后，用电缆双拼 ZRC-YJY23-26/35-1×300 $\text{mm}^2$  单芯铜电缆经电缆直埋及站内电缆沟接至 35kV 配电装置。具体的导线及地线参数详见下表。

型号		JL/G1A-300/25
构造	铝 (根数/直径, $\text{mm}^2$ )	48/2.85
	钢 (根数/直径, $\text{mm}^2$ )	7/2.22
计算截面面积 ( $\text{mm}^2$ )	铝	306
	钢	27.1
	总计	333
计算外径 (mm)		23.8
计算重量 (kg/km)		1057.9
综合弹性系数 (MPa)		65900
线膨胀系数 (1/ $^{\circ}\text{C}$ )		$20.3 \times 10^{-6}$
计算拉断力 (N)		83760

## 每回路电压损失计算：<sup>7</sup>

$$\delta = P_m \times L \times (R + X_0 \times \tan \phi) / (U_e^2) \quad ^8$$

$$X_0 = 0.0029 \times f \times \lg (D_m / R_e)$$

$$D_m = (D_{ab} \times D_{bc} \times D_{ca})^{(1/3)}$$

$$R_e = 0.81 \times r$$

参数注释	
D <sub>ab</sub>	分别为三相导线间距离，
D <sub>bc</sub>	
D <sub>ac</sub>	
r、R	导线的半径、直径，单位 mm。
R	导线的直流电阻，单位 $\Omega/\text{km}$ 。
cosφ	功率因数
U <sub>e</sub>	输电线路的电压，单位 kV。
P <sub>m</sub>	输送电源的功率，单位 MW。
L	线路最远端风机到升压站的距离
δ	电压损耗百分数。

其中： D<sub>ab</sub>(m)=2.75； D<sub>bc</sub>(m)=2.75； D<sub>ac</sub>(m)=5.5 <sup>9</sup>

电压损失			
回路	线路所带容量 P <sub>m</sub> (MW)	线路长度 L (km)	电压损失 δ (%)
A 路	30	5.2	1.9%
B 路	30	5.2	1.9%

C 路	30	5.2	1.9%	1
-----	----	-----	------	---

### 7.4.2 地线选型<sup>2</sup>

#### (1) 地线选择<sup>3</sup>

根据本工程需求，需沿架空线架设 OPGW-48B1 芯复合通信光缆，一般线路地线型<sup>4</sup>式的选择主要是按满足线路的机械、电气两方面的要求来决定的。在机械方面：即架空地线的安全系数宜大于导线安全系数，平均运行应力不得超过破坏应力的 25%。

根据架空线路防雷保护、通信的需求，随线路架设2根48芯OPGW-48B1-68架空光纤<sup>5</sup>复合地线。

本工程OPGW光缆随线路同时建设。OPGW在箱变终端塔处设置接头盒，接头盒至<sup>6</sup>箱变间采用非金属光缆连接，升压站终端塔接头盒与升压站间采用非金属阻燃光缆连接。

OPGW应具备架空地线和光纤通信两个功能，其设计应在满足送电线路相关设计规<sup>7</sup>程对地线的全部要求下，同时满足对光纤通信性能和光纤传输衰耗的要求。

根据35kV电网运行特点，地线宜采用铝包钢中心束管式结构OPGW光缆。<sup>8</sup>

OPGW-10-50-1 型光纤复合地线物理特性如下表:<sup>9</sup>

光纤复合地线物理特性<sup>10</sup>

序号	技术参数项目	单位	技术参数	11
1	型 号	/	OPGW-48B1-68	
2	直 径	mm	11.4	
3	承 载 截 面 积	mm <sup>2</sup>	68	
4	单 位 重 量	kg/km	402	
5	抗 拉 强 度(RTS)	kN	57.45	
6	20℃直 流 电 阻	Ω/km	≤0.856	
7	短 路 电 流 容 量 (40℃~200℃, 0.25s)	kA <sup>2</sup> .s	≥24	

### 7.4.3 金具的选择<sup>12</sup>

导、地线悬挂点处受力最集中，特别在线夹出口处，易造成导地线的振动疲劳损伤，<sup>13</sup>引起断股或断线，因此，必须考虑采用防振措施。

导线平均运行应力的大小直接影响线路的防振水平。本工程按设计规程的要求，平<sup>14</sup>均运行应力取不大于 25%瞬时破坏应力值，导线采用防振锤防振。

导线 JL/G1A-300/25 采用 FDY-4/5 型防振锤。<sup>15</sup>

#### 7.4.4 集电线路电力电缆的选型及敷设施工要求<sup>1</sup>

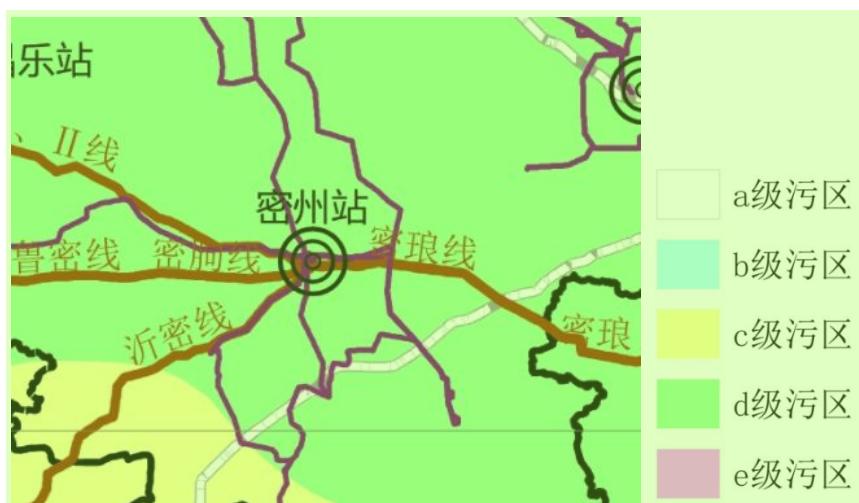
35kV 集电线路进站电缆选用 ZRC-YJY23-26/35-1×630mm<sup>2</sup>单芯铜电缆，厂区外电缆<sup>2</sup>电缆选用 ZRC-YJLY23-26/35-1×1000mm<sup>2</sup> 单芯铝电缆，集电线路依据相关规程、规范进行设计，施工时电缆的埋置深度应符合下列要求：

- (1) 电缆表面距地面的距离不应小于 0.7m，穿越农田时不应小于 1m，且电缆应<sup>3</sup>埋在冻土层以下；
- (2) 在电缆引入建筑物、与地下建筑物交叉及绕过地下建筑物处等受条件限制时，可浅埋，但应采取保护措施。
- (3) 电缆管的两端宜伸出道路路基两边各 2m 直埋电缆的上、下部应铺以不小于 100mm 厚的软土或沙层，并加盖保护板，其覆盖宽度应超过电缆两侧各 50mm，保护板可采用混凝土盖板或砖块。软土或沙子中不应有石块或其它硬质杂物。直埋电缆在直线段每隔 50~100m 处、电缆接头处、转弯处、进入建筑物等处，应设置明显的方位标志或标桩。

#### 7.5 绝缘配合<sup>4</sup>

##### 7.5.1 污秽区划分<sup>5</sup>

参照《山东电力系统污区分布图》，线路所经地区为d级污秽区。考虑到本工程所在地区污区的扩展性和地方发展情况，本工程按d级污秽区取上限值设计，爬电比距不小于4.0cm/kV。对于复合绝缘子，其爬电距离不小于盘型绝缘子的3/4，且不小于2.8cm/kV。<sup>6</sup>



《山东电力系统污区分布图》<sup>8</sup>

### 7.5.2 外绝缘水平<sup>1</sup>

本工程线路绝缘设计按d级污秽区进行配置。导线耐张串、跳线串的爬电比距按35kV<sup>2</sup>标准进行绝缘配置均按不小于4.0cm/kV。对于复合绝缘子，其爬电距离不小于盘型绝缘子的3/4，且不小于2.8cm/kV。

### 7.5.3 绝缘子型号及片数<sup>3</sup>

本工程导线耐张串、悬垂串、跳线串均采用复合绝缘子，绝缘配置如下：<sup>4</sup>

绝缘子串	绝缘子型式	绝缘子型号	绝缘子根数	每根泄漏距离(mm)	每串泄漏比距(cm/kV)	<sup>5</sup>
耐张串	复合	FXBW-35/70	2支	1370	3.5	
悬垂串	复合	FXBW-35/70	1支	1370	3.5	
跳线串	复合	FXBW-35/70	1支	1370	3.5	

绝缘子技术特性一览表见下表：<sup>6</sup>

型号	额定机械拉伸负荷(kN)	公称结构高度(mm)	最小公称爬电距离L(mm)	雷电冲击耐受电压(幅值)不小于(kV)	工频一分钟湿耐受电压(有效值)不小于(kV)	重量(kg) <sup>7</sup>
FXBW-35/70	70	640	1370	230	95	2.96

本工程合成绝缘子采用国家电网公司物资采购标准。<sup>8</sup>

### 7.5.4 绝缘子机械强度设计安全系数<sup>9</sup>

情况	最大使用荷载		常年荷载	验算	断线	断联	<sup>10</sup>
	盘型绝缘子	棒型绝缘子					
安全系数	2.7	3.0	4.0	1.5	1.8	1.5	

### 7.5.5 金具的选择<sup>11</sup>

为保证线路安全可靠和便于加工订货和运行检修。金具选择遵循以下原则：<sup>12</sup>

- 1) 本工程线路金具串均采用国网典设金具串型。<sup>13</sup>
- 2) 导线耐张线夹，采用与导线配套的金具。
- 3) 满足《设计规范》中6.0.3对金具强度的安全系数；运行情况(最大使用荷载)为2.5，断线、断联情况为1.5。

结合本工程实际情况及上述原则，金具串选型如下表：<sup>14</sup>

串型	串图编号	使用的绝缘子	<sup>15</sup>

耐张串	03N21Y-40-07P(H)Z(D)2B	FXBW-35/70	1
悬垂串	03X11-00-07P(H)-3A	FXBW-35/70	
跳线串	03T-07P(H)1A	FXBW-35/70	
跳线串	03T-07P(H)1B	FXBW-35/70	

## 7.6 防雷接地<sup>2</sup>

本工程线路全部杆塔均按接地考虑，杆塔接地装置按方环加放射线型式设计，接地<sup>3</sup>装置的型号根据土壤电阻率选配，接地装置材料采用Φ12 圆钢，加工后应做热镀锌防腐处理，接地装置的埋置深度不小于 0.8 米，接地体全部应热镀锌。

杆塔接地装置应远离房屋、道路和地下管线方向敷设，射线水平间距应大于5米。<sup>4</sup>如遇居民区或水田地段，接地装置应为方环型向下敷设。

根据《66kV 及以下架空电力线路设计规范》（GB 50061-2010），在雷雨季，当<sup>5</sup>地面干燥时，每基杆塔工频接地电阻不宜超过下表所列数值：

土壤电阻 $\rho$ (欧·米)	$\rho < 100$	$100 \leq \rho < 500$	$500 \leq \rho < 1000$	$1000 \leq \rho < 2000$	$\rho \geq 2000$	6
工频接地电阻 (欧)	10	15	20	25	30	

## 7.7 铁塔选型<sup>7</sup>

### 7.7.1 杆塔设计<sup>8</sup>

#### 7.7.1.1 钢管杆设计依据

9

《66kV 及以下架空电力线路设计规范 GB 50061-2010》

《架空送电线路钢管杆设计技术规定》（DL/T5130-2001）

#### 7.7.1.2 钢管杆选型<sup>10</sup>

##### (1) 杆塔说明<sup>11</sup>

本工程中采用通用设计中的 35F 系列钢管杆模块。本工程杆塔总基数 30 基，<sup>12</sup>其中耐张钢杆 13 基，直线钢杆 17 基。

杆塔技术条件一览表<sup>13</sup>

编号	杆型	数量	备注	14
1	35-FGGZ1	17	四回直线杆（安全系数 6.0）	
2	35-FGGJ1	2	四回 0-20° 转角杆（安全系数 6.0）	

3	35-FGGJ4	3	四回 60-90° 转角兼终端杆（安全系数 6.0） <sup>1</sup>
4	35-FGGJD	8	四回终端爬缆杆（安全系数 6.0）
	合计	30	

### 7.7.1.3 钢管杆材料标准 <sup>2</sup>

本工程钢才采用 Q235B、Q355B 级钢。其质量标准应分别符合现行国家标准《碳素结构钢》（GB/T 700-2006）、《低合金高强度结构钢》（GB/T 1591-2008）及《优质碳素结构钢》（GB/T 699-2015）的要求。<sup>3</sup>

本工程钢管杆材质除注明采用 Q345 外，其余均采用 Q235 钢，钢管杆联接螺栓的级别为：M16、M20 采用 6.8 级，M24 及以上采用 8.8 级的普通粗制螺栓。《紧固件机械性能 螺栓、螺钉和螺柱》(GB/T 3098.1-2010)、《紧固件机械性能 螺母》(GB/T 3098.2-2015)。<sup>4</sup>

### 7.7.1.4 登塔措施 <sup>5</sup>

本工程钢管杆设置单侧爬梯，爬梯采用双侧扶手形式。爬梯与横担间加设供人员通过使用的过渡附件。<sup>6</sup>

### 7.7.1.5 钢管杆接地 <sup>7</sup>

本工程杆塔需逐基接地，接地引上线要与铁塔或钢管杆杆身可靠连接。<sup>8</sup>

### 7.7.1.6 钢管杆螺栓防卸、防松措施 <sup>9</sup>

跨越铁路位置的钢管杆整杆采用防卸螺栓，其余重要跨越位置的钢管杆防卸螺栓安装至下横担下平面处，非重要跨越钢管杆地面以上 10m 范围内的杆身螺栓采用防卸螺栓，防卸螺栓要求防卸性能良好，质量上乘，经过有关部门的技术鉴定，并有一定的施工，运行维护经验。<sup>10</sup>

全线钢管杆除安装防卸螺栓（具有防松性能）外的其它螺栓均采用相应的防松措施，<sup>11</sup>双帽螺栓及单帽螺栓加防松罩（扣紧螺母）。

### 7.7.1.7 钢管杆防腐 <sup>12</sup>

所有钢管杆构件、螺栓（含防卸螺栓）防松罩均热浸镀锌防腐。<sup>13</sup>

## 7.7.2 基础设计 <sup>14</sup>

### 7.7.2.1 基础设计依据的规程、规定 <sup>15</sup>

《66kV 及以下架空电力线路设计规范》（GB 50061-2010）<sup>16</sup>

### 《架空输电线路基础设计技术规程》(DL/T 5219-2014)<sup>1</sup>

#### 7.7.2.2 场地位置及地形地貌<sup>2</sup>

本工程为架空电缆混合线路，位于山东诸城，线路地处平原，沿线地势较平坦，交通便利。地貌单元为山前平原区，属冲洪积平原。拟建线路沿线途经地区主要为耕地、城区。<sup>3</sup>

#### 7.7.2.3 地层及岩性特征<sup>4</sup>

本次勘察深度内所揭露的地层，地表为耕地，其下为第四系全新统冲洪积形成<sup>5</sup>的粉质黏土、粉土及细砂。

#### 7.7.2.4 地下水<sup>6</sup>

勘察期间，沿线无地表水，钻孔控制深度内均见地下水，钻孔初见水位埋深<sup>7</sup>3.6-14.20m，稳定水位埋深13.00~13.50，对应标高-3.00~-3.5m 主要赋存于第④层及第⑥层粉质黏土中；地下水类型为潜水，地下水由大气降水及地表水补给，排泄以蒸发水平向径流为主。水位年变幅在1.00~2.00m。

根据本工程勘察结果，并结合场区附近已有工程勘察资料和地下水长期观测资料，考虑到由于南水北调等重大水利工程对地下水进行补充等因素，地下水由上升趋势，本工程使用期间的抗浮设防水位标高建议值按3.00m考虑。<sup>8</sup>

#### 7.7.2.5 地震效应<sup>9</sup>

根据《架空输电线路基础设计技术规程》(DL/T 5219-2014)第3.0.13条规定，本<sup>10</sup>工程可不考虑地基土的地震液化问题。

根据《建筑抗震设计规范》GB50011-2010(2016年版)第4.3.1判断，6度时，可<sup>11</sup>不进行液化判别和处理。

依据《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010)(2016年版)，本区抗震设防烈度<sup>12</sup>为7度，设计基本地震加速度值为0.10g，设计地震分组为第二组。根据本场区域资料，估算图层等效剪切波速值为185m/s，场地覆盖层厚度>50米，综合确定建筑场地类别属III类场地。基本地震动加速度反应谱特征周期为0.55s。

勘察未发现全新活动断裂，无开采地下水形成地裂缝，未发现有埋藏的河道、沟浜、<sup>13</sup>防控洞等埋藏物。综合评价本场地为建筑抗震一般地段。

#### 7.7.2.6 基础型式<sup>14</sup>

本工程拟建杆塔基础型式采用钻孔灌注桩基础。<sup>15</sup>

#### 7.7.2.7 杆塔与基础连接方式<sup>16</sup>

采用底脚螺栓与基础连接方式。<sup>1</sup>

#### 7.7.2.8 基础材料标准 <sup>2</sup>

根据基础受力情况，基础用热轧钢筋材料分别为 HPB300 级钢筋和 HRB400 级钢筋；<sup>3</sup>底脚螺栓采用 5.6 级钢，其质量标准应符合《碳素结构钢》（GB/T700-2006）、《低合金高强度结构钢》（GB/T1591-2008）及国家现行使用标准。

基础所用混凝土均可采用普通硅酸盐水泥配制，桩基础主体混凝土采用 C30 级，基<sup>4</sup>础保护帽混凝土采用 C15 级。其质量标准应符合《混凝土结构设计规范》(GB50010-2010)的要求。

## 第八章 土建设计<sup>1</sup>

### 8.1 设计安全标准<sup>2</sup>

#### 8.1.1 项目概况<sup>3</sup>

本项目为地面集中式光伏电站，项目装机容量 110.0528MWp，本期全部建成。单块组件额定功率 715Wp，尺寸：长 2384mmx 宽 1303mmx 厚 35mm，组件重量 37.8kg。经过串、并联计算，结合土建支架排布，确定 26 块为一组串，共 5920 串光伏组件。共分为 36 个方阵，其中 18 个 2.1MW 方阵，18 个 3.0MW 方阵。项目配套建设一座 220kV 升压站。

本项目建设地点位于山东省诸城市密州街道、辛兴镇、林家村镇、高新技术产业园<sup>5</sup>境内。

本工程组件安装采用双立柱支架布置。支架采用预应力高强混凝土管桩，组件下沿<sup>6</sup>距地 3.0 米，每组光伏支架上布置 52 块或 104 块光伏组件（4x13/4x26），26 块光伏组件串联为 1 路。本项目最佳倾角采用 27°。

#### 8.1.2 工程等级、主要构筑物级别、洪（潮）水及抗震设计标准<sup>7</sup>

本光伏发电项目直流侧总安装容量为 110.0528MWp，均采用刚性支架，本期全部<sup>8</sup>建成。根据《光伏发电站设计规范》（GB50797-2012）6.2.3 可知，本工程为大型光伏发电系统。根据《光伏发电站设计规范》（GB50797-2012）4.0.3 可知，工程防洪等级为Ⅱ 级，工程设计按 50 年一遇的洪水设计。

表8.1-1 构筑物抗震设防类别表<sup>9</sup>

序号	构筑物名称	抗震设防类别	抗震设防烈度	
			地震作用	抗震措施
1	光伏组件支架	丁	7 度	6 度
2	箱式变压器基础	丙	7 度	7 度
3	综合楼	丙	7 度	7 度
4	危废间	丙	7 度	7 度
5	库房	丙	7 度	7 度
6	主变基础	丙	7 度	7 度
7	屋外配电装置(GIS)基础	丙	7 度	7 度
8	SVG 预制舱基础	丙	7 度	7 度

9	架构和避雷针	丙	7 度	7 度	1
10	事故油池	丙	7 度	7 度	
11	接地变、备用变	丙	7 度	7 度	
12	独立避雷针	丙	7 度	7 度	

### 8.1.3 构筑物及结构设计安全标准<sup>2</sup>

构筑物结构安全等级详见表8.1-2:<sup>3</sup>

表8.1-2 构筑物结构安全等级表<sup>4</sup>

序号	构筑物名称	建筑结构安全等级	5
1	光伏组件支架	三级	
2	箱式变压器基础	二级	
3	综合楼	二级	
4	危废间	二级	
5	库房	二级	
6	主变基础	二级	
7	屋外配电装置(GIS)基础	二级	
8	SVG 预制舱基础	二级	
9	架构和避雷针	二级	
10	事故油池	二级	
11	接地变、备用变	二级	
12	独立避雷针	二级	

### 8.1.4 设计范围<sup>6</sup>

本工程包括：光伏组件支架及基础、箱式变压器基础、综合楼、危废间、库房、主变基础、屋外配电装置(GIS)基础、SVG 基础、独立避雷针、架构和避雷针、事故油池等构筑物。<sup>7</sup>

## 8.2 基本资料和设计依据<sup>8</sup>

### 8.2.1 基本资料<sup>9</sup>

#### 8.2.1.1 主要技术数据<sup>10</sup>

依据《建筑结构荷载规范》（GB50009-2012）及相关参考资料：<sup>11</sup>

1) 设计工作年限：光伏支架25年，光伏支架基础50年，建、构筑物50年。<sup>12</sup>

2) 基本风压：0.36kN/m<sup>2</sup>（25年一遇），基本雪压：0.31kN/m<sup>2</sup>（25年一遇）。基本<sup>13</sup>

风压: 0.40kN/m<sup>2</sup> (50年一遇), 基本雪压: 0.35kN/m<sup>2</sup> (50年一遇)<sup>1</sup>

3) 抗震设防烈度: 7度。<sup>2</sup>

4) 标准冻结深度: 0.45m。

#### 8.2.1.2 建筑材料<sup>3</sup>

1) 现浇混凝土: C20、C30、C35。<sup>4</sup>

2) 钢筋: HPB300、HRB400。

型钢: Q235B、Q355B、Q420B。

#### 8.2.1.3 工程地质<sup>5</sup>

该项目场地位于山东潍坊市诸城市, 根据《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010)<sup>6</sup> (2016年版)规定, 诸城市抗震设防烈度为7度, 设计基本地震加速度值为0.15g, 设计地震分组为第三组。

#### 8.2.2 设计依据<sup>7</sup>

拟建太阳能光伏电站的主要建构筑物为太阳能光伏电池组件方阵基础和箱变基础<sup>8</sup> 及升压站内建筑, 设计依据的规范主要有:

- 1) 《光伏发电站设计规范》GB50797-2012<sup>9</sup>
- 2) 《光伏发电工程可行性研究报告编制规程》NB/T 32043-2018
- 3) 《混凝土结构设计标准》GB50010-2010 (2024版)
- 4) 《建筑抗震设计标准》GB50011-2010 (2024版)
- 5) 《构筑物抗震设计规范》 GB50191-2012
- 6) 《建筑地基基础设计规范》 GB50007-2011
- 7) 《建筑结构可靠性设计统一标准》 GB50068-2018
- 8) 《建筑与市政地基基础通用规范》 GB55003-2021
- 9) 《建筑工程抗震设防分类标准》 GB50223-2008
- 10) 《砌体结构设计规范》 GB50003-2011
- 11) 《建筑结构荷载规范》 GB50009-2012
- 12) 《工业建筑防腐蚀设计标准》 GB50046-2018
- 13) 《钢结构设计标准》 GB50017-2017
- 14) 《建筑桩基技术规范》 JGJ94-2008
- 15) 《火力发电厂与变电站设计防火标准》 GB50229-2019
- 16) 《建筑基桩检测技术规范》 JGJ106-2014

- 17) 《太阳能发电站支架基础技术规范》GB51101-2016 1
- 18) 《钢结构焊接规范》GB50661-2011
- 19) 《220kV~750kV 变电站设计技术规程》DL/T 5218-2012
- 20) 《光伏支架结构设计规程》NB/T10115-2018
- 21) 《民用建筑设计统一标准》(GB50352-2019)
- 22) 《办公建筑设计标准》JGJ/T67-2019
- 23) 《公共建筑节能设计标准》GB50189-2015
- 24) 《工程结构通用规范》(GB 55001-2021)
- 25) 《建筑与市政工程抗震通用规范》(GB 55002-2021)
- 26) 《建筑与市政地基基础通用规范》(GB 55003-2021)
- 27) 《混凝土结构通用规范》(GB 55008-2021)
- 28) 《钢结构通用规范》(GB 55006-2021)
- 国家及电力行业现行其它有关规程、规范。
- 如果相关规范、规程升级，则执行最新版规范、规程相应条款。

## 8.3 光伏阵列支架、基础及逆变器、箱变基础 2

### 8.3.1 钢构件防腐要求 3

光伏支架钢结构部分采用冷弯薄壁型钢制作，檩条的板厚不小于 1.5mm，主梁、柱和斜撑的板厚不小于 2.0mm。钢材强度等级为 Q235B、Q355B、Q420B。钢结构材料应具有钢厂出具的质量证明书或检验报告；其化学成分，力学性能和其他质量要求必须符合国家现行标准规定。支架钢构件均应热镀锌防腐处理。热镀锌层厚度：依据《金属覆盖层钢铁制件热浸镀锌技术要求及实验方法》(GB/T13912-2020)规定，当  $1.5\text{mm} \leq \text{钢厚度} < 3.0\text{mm}$  时，镀锌层平均厚度不得小于  $55\mu\text{m}$ ；当  $3.0\text{mm} \leq \text{钢厚度} < 6.0\text{mm}$  时，镀锌层平均厚度不得小于  $70\mu\text{m}$ ；当  $6.0\text{mm} \leq \text{钢厚度}$  时，镀锌层平均厚度不得小于  $85\mu\text{m}$ 。本项目要求镀锌层最小平均厚度不得小于  $65\mu\text{m}$ 。当采用热镀锌镁铝防腐时，镀层双面平均不低于  $275\text{g}/\text{m}^2$ ，且需要厂家能保证该材料防腐年限不低于 25 年。4

### 8.3.2 光伏阵列支架设计依据及要求 5

本工程设计采用概率极限状态设计法，根据《光伏发电站设计规范》GB50797-2012、6  
《建筑结构荷载规范》GB50009-2012、《光伏支架结构设计规程》NB/T10115-2018，  
光伏支架结构设计工作年限为 25 年，光伏支架结构的结构安全等级为三级，重要性系

数 $\gamma_0=0.95$ , 基本风压和雪压取值为重现期 25 年的荷载值。<sup>1</sup>

(1) 支架设计 <sup>2</sup>

a) 支架阵列布置 <sup>3</sup>

本工程支架安装倾角为 27°; 采用竖向四排方阵布置, 阵列形式为单阵列 4x26 和 4x13 形式。光伏组件为单晶硅双面组件, 额定功率 715Wp, 尺寸规格为长 2384mmx 宽 1303mmx 厚 35mm, 光伏组件自重 37.8kg/块。根据《光伏发电站设计规范》GB50797-2012 相关要求, 光伏方阵内光伏组件串的最低点距地面的距离不宜低于 300mm, 本项目用地区域为设施农用地, 且为养殖区域。为满足在其上方设置支架的要求, 组件最低沿距地面按 3.0 米考虑。

b) 支架要求 <sup>5</sup>

刚性光伏支架采用钢结构, 钢结构支架直接承担光伏阵列所负荷的自重、风荷载、雪荷载、温度荷载、地震力等荷载, 并将以上荷载传至支架基础。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。钢支架及构件的变形和构造满足以下要求。

1) 风荷载取标准值作用下, 支架的柱顶位置不大于柱高的 1/60。<sup>7</sup>

2) 受压构件容许长细比 $\leq 180$ ; 受拉构件容许长细比 $\leq 350$  <sup>8</sup>

3) 主梁的挠度 $\leq L/250$ ; 横条的挠度 $\leq L/250$  <sup>9</sup>

c) 连接方式设计 <sup>10</sup>

施工过程中, 无现场焊接, 所有连接部分均采用螺栓连接。螺栓连接对结构变形有较强的适应能力, 用钢量小且制作较为方便, 施工安装速度快、便捷。

d) 放样 <sup>12</sup>

所有钢构件均需按 1:1 放样, 确认无误后方可下料及加工; 所有构件现场安装时不<sup>13</sup>得切割、打孔、扩孔及焊接。

### 8.3.3 光伏阵列支架设计选型对比 <sup>14</sup>

光伏阵列常用桩基型式为单列桩和双列桩, 桩基型式的选择与风荷载、阵列排布、倾角、高度等相关。本项目选用双桩方案。

(1) 支架布置方案 <sup>16</sup>

光伏阵列支架: 阵列形式为单阵列 4x26 和 4x13 形式。4x26 光伏阵列采用 7 榼支架, 8 根通长纵向横条; 4x13 光伏阵列采用 4 榼支架, 8 根通长纵向横条, 支架倾角 27°, 光伏组件最低点距地面 3.0m, 桩距 5.5 米。每榼支架由立柱、斜梁及前、后斜撑组成。

支架立柱与预应力高强混凝土管桩焊接连接。横向采用 8 道檩条与支架斜梁通过檩托连接，檩条用于直接承受电池组件重量，每个光伏电池板共设 4 个点与檩条连接，光伏电池板与檩条的连接采用压块或螺栓连接，光伏支架系统中的各构件均采用螺栓连接，尽量不采用焊接，以方便施工。1

布置方式如下图所示：2

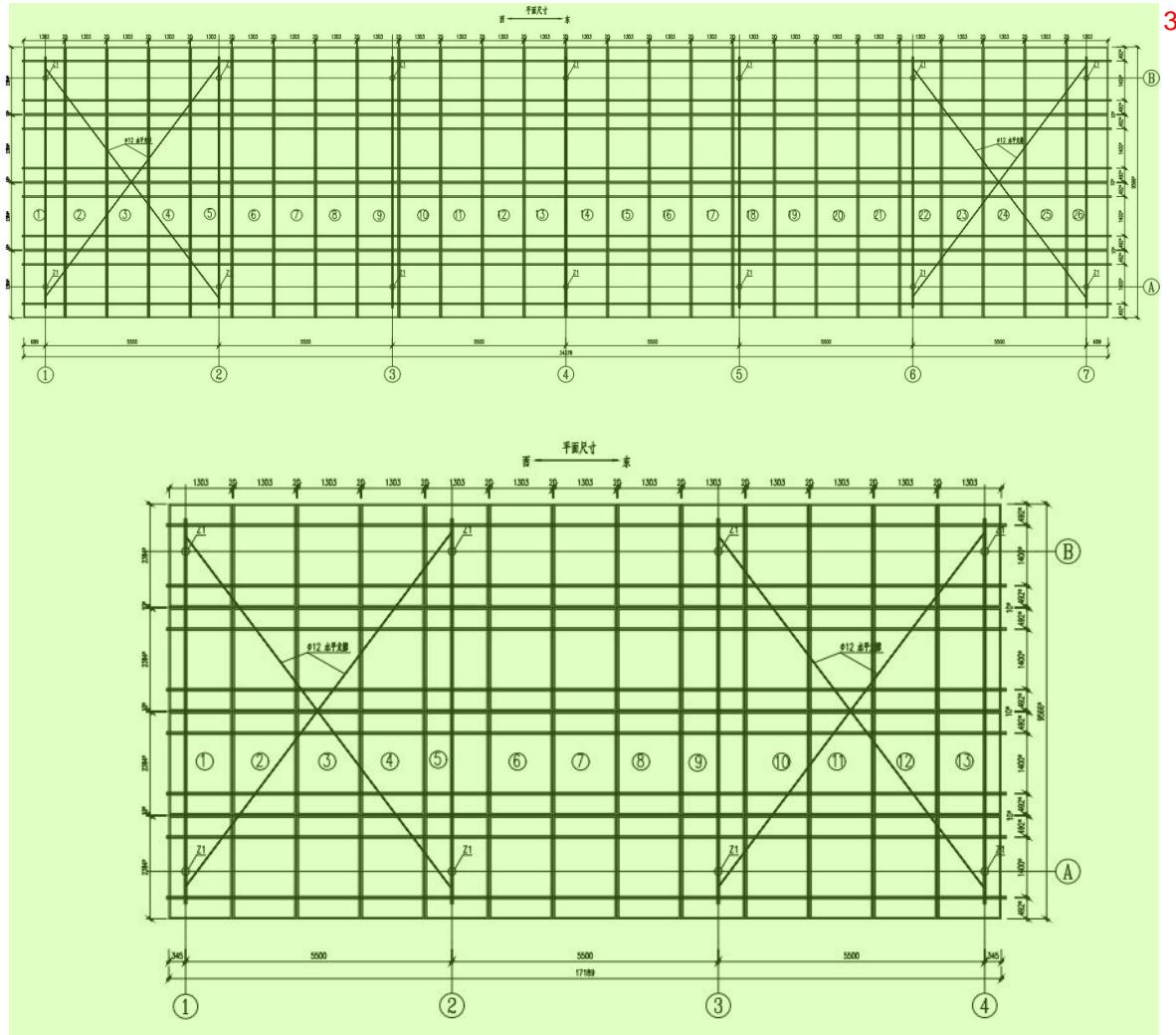


图 8.3-1 支架平面图 4

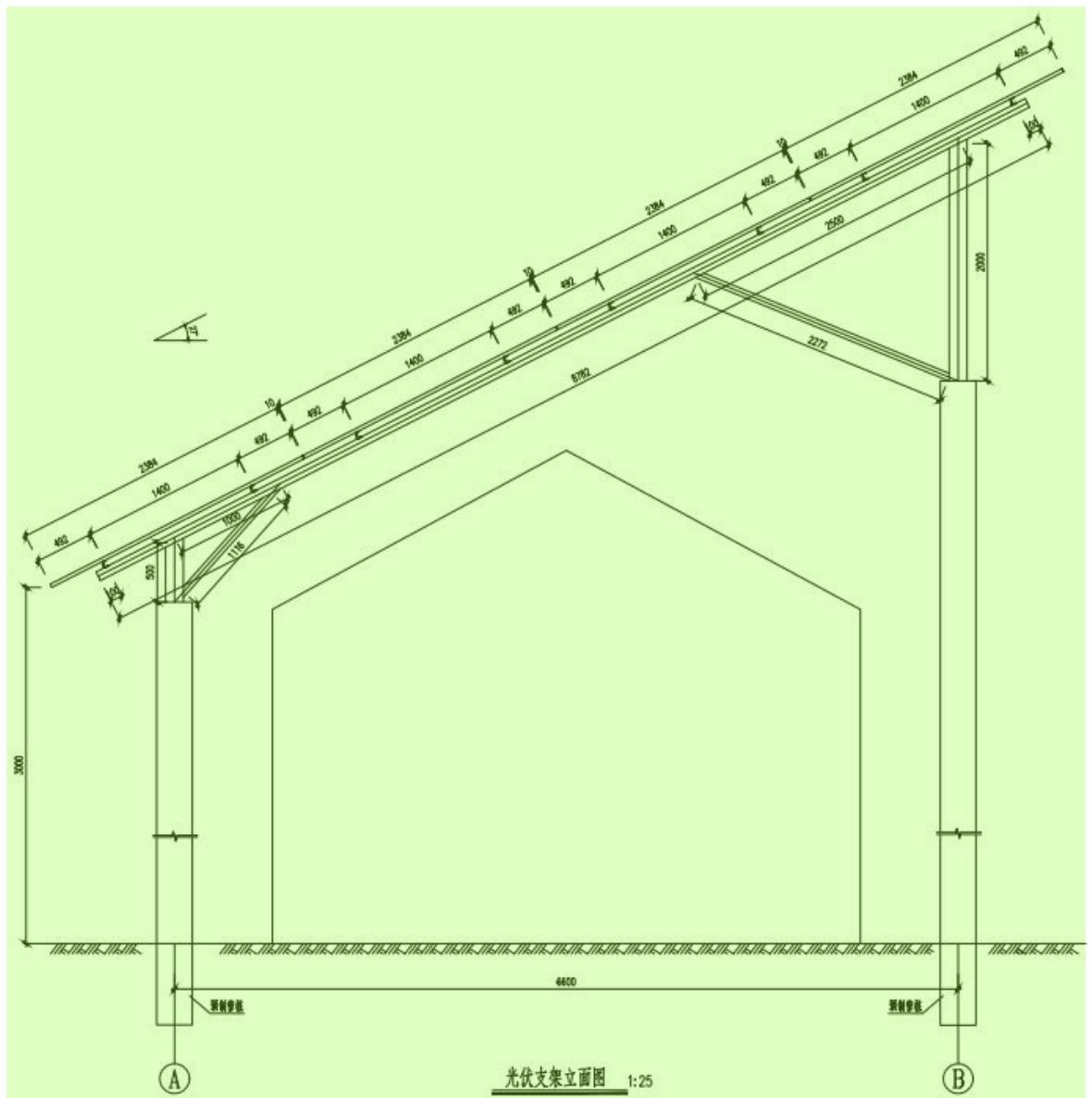


图 8.3-2 支架立面图 2

## (2) 支架设计 3

## 1) 基本设计参数

基本风压:  $0.36 \text{ kN/m}^2$  (25 年一遇) 4基本雪压:  $0.31 \text{ kN/m}^2$  (25 年一遇)光伏板自重:  $0.122 \text{ kN/m}^2$ 

结构重要性系数: 0.95

风荷载标准值按下式计算:

$$w_k = \beta_z \mu_s \mu_z w_0 \quad 5$$

风压高度变化系数: 据《光伏支架结构设计规程》NBT10115-2018 4.1.2 条: 风压 6

高度变化系数对于地面光伏支架取光伏板顶端高度约为 8.0m。依据《建筑结构荷载规范》,<sup>1</sup> 场地地面粗造度类别为 B 类。

考虑风振系数取 1.2。<sup>2</sup>

风荷载体型系数按《光伏支架结构设计规程》NB/T10115-2018 表 4.1.3-1 取值。<sup>3</sup>

表 4.1.3-1 风荷载体型系数表<sup>4</sup>

类型	体型及体型系数						
	$\beta$	$\leq 15^\circ$	$20^\circ$	$30^\circ$	$40^\circ$	$55^\circ$	
整体 体型 系数		$\mu_{sl}$	0.8	0.85	1.0	1.3	1.3
		$\mu_{s2}$	-0.95	-1.0	-1.3	-1.6	-1.6

6

雪荷载积雪分布系数按《光伏支架结构设计规程》NB/T10115-2018 表 4.2.5 取值。<sup>7</sup>

表 4.2.5 光伏组件单坡顶面积雪分布系数<sup>5</sup>

类别	光伏组件顶面形式及积雪分布系数 $\mu_t$						
	$\alpha$	$\leq 25^\circ$	$30^\circ$	$35^\circ$	$40^\circ$	$45^\circ$	$\geq 50^\circ$
单坡顶面	$\mu_t$	1.0	0.8	0.6	0.4	0.2	0
中间值按线性插入法计算							

8

2) 支架计算:<sup>9</sup>

光伏支架结构设计时，应按承载能力极限状态计算结构和结构构件的强度、稳定性<sup>10</sup> 以及连接强度；按正常使用极限状态计算结构构件的变形。

荷载效应组合公式：<sup>11</sup>

非抗震设计时，荷载效应的基本组合的应按下式计算，取其不利值：<sup>12</sup>

$$S = \gamma_G S_{GK} + \gamma_w \Psi_w S_{wK} + \gamma_s \Psi_s S_{sK}$$

式中： S-荷载效应组合设计值；

$\gamma_G$ -永久荷载的分项系数；

$S_{GK}$ -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;

1

$\gamma_w$ 、 $\gamma_s$ -风荷载和雪荷载的分项系数，取 1.5;

$\psi_w$ 、 $\psi_s$ -风荷载和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。

### 1、支架承载力计算时:<sup>2</sup>

在设计中采用可变荷载效应控制的组合，各项的分项系数取值如下：

3

永久载荷分项系数  $rG$  为：1.3（对结构不利时）1.0（对结构有利时）

风载荷分项系数  $rw$  为：1.5

雪载荷分项系数  $rs$  为：1.5

施工检修荷载分项系数  $rL$  为：1.5

### 2、支架位移和构件变形计算时：

永久载荷分项系数  $\gamma G$  为：1.0

风载荷分项系数  $\gamma w$  为：1.0

雪载荷分项系数  $\gamma s$  为：1.0

施工检修荷载分项系数  $rL$  为：1.0

### 3) 计算结果:<sup>4</sup>

支架复核计算整体模型采用 3D3S 进行建模计算，柱顶与斜梁铰接，前后斜撑两端铰接。檩条采用刚性连接与斜梁连接节点进行连接，模拟连续梁进行计算。南北向坡度为 27°，分别对各构件的强度、稳定及变形进行计算。支架计算模型和计算结果如下图所示。

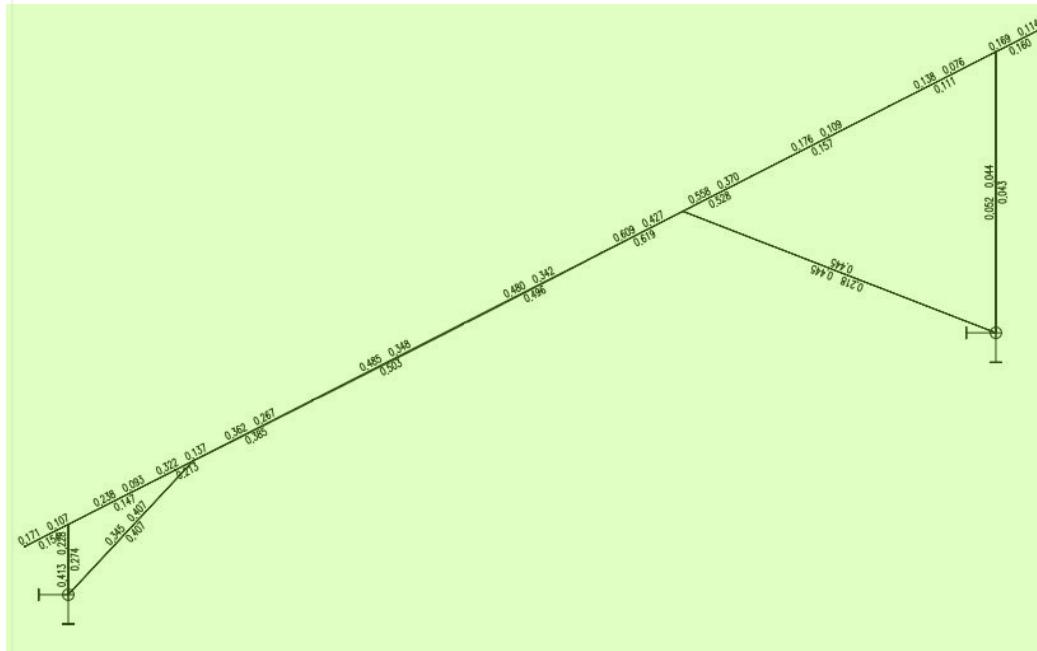


图 8.3-3 支架应力比计算结果 2

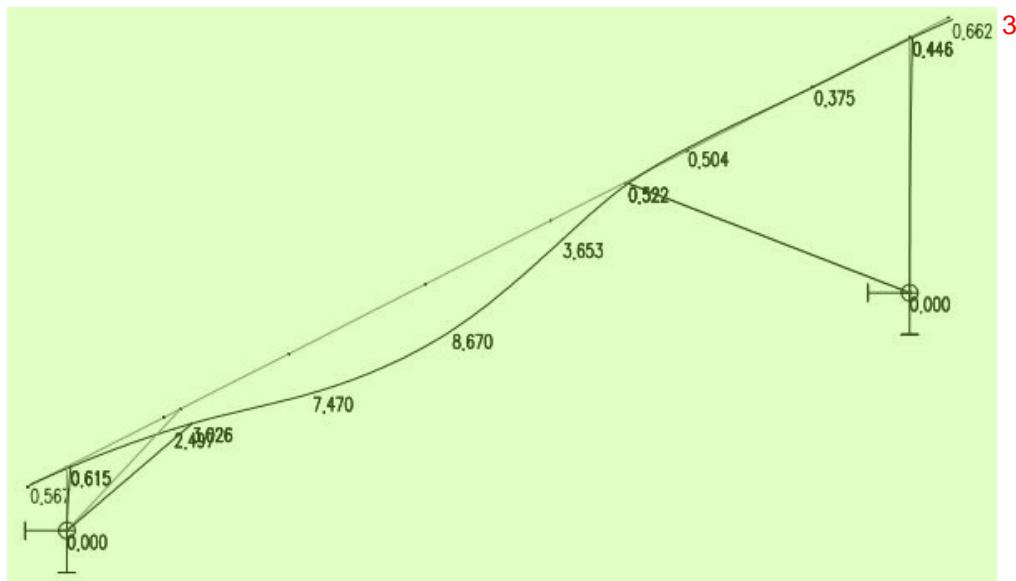


图 8.3-4 支架位移计算结果 4

0.168 0.112	0.582 0.462	0.564 0.428	0.551 0.416	0.551 0.416	0.564 0.428	0.582 0.462	0.168 0.112
0.118	0.597	0.559	0.538	0.538	0.559	0.597	0.118
0.168 0.112	0.584 0.455	0.570 0.437	0.551 0.418	0.551 0.418	0.570 0.437	0.584 0.455	0.168 0.112
0.118	0.595	0.572	0.538	0.538	0.572	0.595	0.118
0.168 0.112	0.581 0.417	0.576 0.433	0.551 0.410	0.551 0.410	0.576 0.433	0.581 0.417	0.168 0.112
0.118	0.538	0.829	0.534	0.534	0.829	0.838	0.118
0.168 0.112	0.580 0.415	0.578 0.415	0.552 0.390	0.552 0.390	0.578 0.415	0.580 0.415	0.168 0.112
0.118	0.834	0.835	0.766	0.766	0.835	0.834	0.118
0.168 0.112	0.591 0.449	0.586 0.443	0.554 0.393	0.554 0.393	0.586 0.443	0.591 0.449	0.168 0.112
0.118	0.802	0.859	0.772	0.772	0.859	0.802	0.118
0.168 0.112	0.600 0.434	0.589 0.425	0.555 0.394	0.555 0.394	0.589 0.425	0.600 0.434	0.168 0.112
0.118	0.868	0.867	0.775	0.775	0.867	0.868	0.118
0.168 0.112	0.588 0.473	0.576 0.452	0.551 0.430	0.551 0.430	0.576 0.452	0.588 0.473	0.168 0.112
0.118	0.611	0.588	0.546	0.546	0.588	0.611	0.118
0.168 0.112	0.578 0.471	0.559 0.452	0.548 0.441	0.548 0.441	0.559 0.452	0.578 0.471	0.168 0.112
0.118	0.594	0.566	0.545	0.545	0.566	0.594	0.118

图 8.3-5 横条强度计算结果 6

1/4931 0	1/595 0	1/629 0	1/628 0	1/628 0	1/629 0	1/595 0	1/4931 0	1
1/2366 0	1/623 0	1/628 0	1/629 0	1/629 0	1/628 0	1/623 0	1/2366 0	
1/2762 0	1/619 0	1/629 1/8441	1/629 1/9164	1/629 1/9013	1/629 1/9164	1/619 1/8441	1/2762 0	
1/2755 0	1/621 0	1/629 1/7597	1/629 1/8265	1/629 1/8119	1/629 1/8265	1/621 1/7597	1/2755 0	
1/2757 0	1/620 0	1/629 0	1/629 0	1/629 0	1/629 0	1/620 0	1/2757 0	
1/2749 0	1/621 0	1/628 0	1/628 0	1/628 0	1/628 0	1/621 0	1/2749 0	
1/2819 0	1/613 0	1/629 0	1/628 0	1/628 0	1/629 0	1/613 0	1/2819 0	
1/2665 0	1/611 0	1/625 0	1/628 0	1/628 0	1/625 0	1/611 0	1/2665 0	

图 8.3-6 横条挠度计算结果 2

### 8.3.4 光伏支架基础设计 3

根据本项目建设条件结合工程地质情况考虑，光伏阵列区支架基础采用预应力高强 4 混凝土管桩 PHC-300-AB-70。应根据设计文件、工程勘察报告、施工场地周边环境等选择合适的沉桩机械。

#### 桩基承载力计算: 5

##### 1. 单桩设计参数 6

桩型及成桩工艺：预制混凝土圆桩

桩身直径  $d = 0.300\text{m}$

桩身长度  $l = 6.00\text{m}$

混凝土强度等级 C80

主筋  $6\Phi^9$

混凝土保护层厚度  $c = 35\text{mm}$

桩顶水平位移允许值  $\chi_{0a} = 10\text{mm}$

##### 2. 设计依据 7

《太阳能发电站支架基础技术规范\_结构规范》 GB51101-2016

##### 1) 竖向抗压承载力 8

单桩极限承载力标准值：

$$Q_{uk} = u \sum q_{sik} l_i + q_{pk} A_p = 0.94 \times 25 \times 3 + 0 \times 0.07 = 70\text{kN}$$

单桩竖向承载力特征值  $R_a = Q_{uk} / 2 = 35\text{kN}$

##### 2) 竖向抗拔承载力

基桩抗拔极限承载力标准值：

$$T_{uk} = \sum \lambda_i q_{sik} u_i l_i = 0.50 \times 25 \times 0.94 \times 3 = 35\text{kN}$$

##### 3) 水平承载力：

桩侧土水平抗力系数的比例系数  $m = 8\text{MN/m}^4$

$$\text{桩身配筋率 } \rho_g = 471 / 70686 = 0.667\%$$

钢筋与混凝土弹性模量的比值  $\alpha_E = 20 / 3.80 = 5.3$  <sup>1</sup>

扣除保护层厚度的桩直径  $d_0 = 0.23m$  <sup>2</sup>

桩身换算截面受拉边缘的截面模量: <sup>3</sup> 4

$$\begin{aligned} W_0 &= \frac{\pi d}{32} [d^2 + 2(\alpha_E - 1)\rho_g d^2] \\ &= \frac{0.30\pi}{32} [0.30^2 + 2 \times (5.3 - 1) \times 0.00667 \times 0.23^2] \\ &= 0.003m^3 \end{aligned}$$

桩身换算截面惯性矩  $I_0 = W_0 d_0 / 2 = 0.0003m^4$

桩身抗弯刚度  $EI = 0.85E_c I_0 = 0.85 \times 3.80 \times 10^7 \times 0.0003 = 10175kN \cdot m^2$

桩身的计算宽度  $b_0 = 0.9(1.5d + 0.5) = 0.85m$

$$\text{桩的水平变形系数 } a = \sqrt[5]{\frac{mb_0}{EI}} = \sqrt[5]{\frac{8000 \times 0.85}{10175}} = 0.92m^{-1}$$

桩身水平位移系数  $v_x = 3.062$

单桩水平承载力特征值:

$$\begin{aligned} R_{ha} &= 0.75 \frac{\alpha^3 EI}{v_x} \chi_{0a} \\ &= 0.75 \times \frac{0.923 \times 10175}{3.062} \times 0.010 \\ &= 20kN \end{aligned}$$

### 8.3.5 箱变、逆变器基础 <sup>5</sup>

本项目采用组串式逆变器，逆变器直接固定在支架立柱上，不用单独设置基础。 <sup>6</sup>

箱变式变压器基础拟采用桩基础+钢平台，采用成品油箱，平台距离地面高度按 <sup>7</sup> 1000mm 考虑，且满足 50 年一遇水位要求，平台四周设置 1.20m 高护栏。

### 8.4 升压站布置方案 <sup>8</sup>

本工程 220kV 升压站由生活区和生产区组成。 <sup>9</sup>

生活区内建、构筑物主要包括综合楼、仓库、危废间、综合水泵房等。综合楼、仓库、危废间采用地上单层钢筋混凝土框架结构，基础采用钢筋混凝土独立基础，综合水泵房地上采用单层钢筋混凝土框架结构，地下采用箱型结构。 <sup>10</sup>

生产区建、构筑物包括主变压器、35KV 预制舱、SVG、二次设备预制舱、GIS 设备、架构、接地变、站用变、10kV 备用变、避雷针、事故油池等。所有基础均采用现浇钢筋混凝土结构，架构采用钢结构形式，配电舱采用预制舱。 <sup>11</sup>

站区内电缆沟、上下水管、油管按沿道路、构筑物平行布置的原则，从整体出发， <sup>12</sup>

统筹规划，在平面与竖向上相互协调，远近结合，间距合理，减少交叉，同时应考虑便于检修和扩建。<sup>1</sup>

## 8.5 竖向布置<sup>2</sup>

### 8.5.1 升压站竖向布置<sup>3</sup>

1) 竖向布置结合工艺要求，场地采用“平坡式”竖向布置，场地排水采用无组织排水，围墙外设排水沟，大部分雨水由场区汇入围墙外排水沟内，由排水沟排至站外，场地设计排水坡度不小于 0.3%。<sup>4</sup>

场地的设计标高应根据具体项目的实际情况确定，并应高于 100 年一遇洪水位和历史最高内涝水位。<sup>5</sup>

2) 场地电缆沟盖板应高出场地标高 0.1m（穿越道路时取消沟盖板，改为现浇电缆隧道形式，隧道顶板与路面整体浇筑），地下管沟沟底纵坡不宜小于 0.5%，接入排水系统。电缆沟采用钢筋混凝土结构，电缆沟的伸缩缝每隔 30m 设置一道。<sup>6</sup>

### 8.5.2 大门、围墙布置<sup>7</sup>

太阳能电站为新能源利用工程，具有一定的经济效益、社会效益和绿色环保效益，<sup>8</sup>在其建设的同时应注意与周边环境相协调。220kV 升压站围墙为实体围墙，高度约为 2.3m，升压站围墙及大门具体样式由业主在后续设计阶段确定。

### 8.5.3 进站道路及光伏区道路<sup>9</sup>

站址内道路根据利于生产、检修而设，其中 220kV 升压站与现有道路相接段进站道路宽度为 4.5m，车间引道宽度同门宽。升压站站内道路路面结构为混凝土结构路面。<sup>10</sup>

光伏阵列区道路利用原有道路，路宽不小于 4.0m，尽端式道路设置回车场地，兼具消防隔离功能。<sup>11</sup>

## 8.6 220V 升压站土建设计<sup>12</sup>

### 8.6.1 建筑设计<sup>13</sup>

#### 8.6.1.1 主要建（构）筑物概况<sup>14</sup>

本工程新建一座 220kV 升压变电站，升压站内主要建筑物有：综合楼、库房、危废间、综合水泵房。<sup>15</sup>

表 8.6-1 升压站主要建筑物一览表<sup>16</sup>

编	名称	建筑面积 (m <sup>2</sup> )	建设层数	结构形式
---	----	------------------------	------	------

号					1
1	综合楼	822.35	1F	钢筋混凝土框架	
2	综合水泵房	456.98	1F/-1F	钢筋混凝土框架	
3	库房	79.36	1F	钢筋混凝土框架	
4	危废间	40.96	1F	钢筋混凝土框架	

建筑物力求平面布置合理紧凑，立面处理简洁大方，色彩明快。建筑物依据《公共建筑节能设计标准》进行节能设计。在满足生产要求的前提下，尽可能的采用当地生产的建筑材料。2

1) 综合楼：综合楼为单层框架结构，建筑层高 4.50m，建筑面积 822.35 m<sup>2</sup>。室内外高差为 0.3m。综合楼内设活动室、会议室、办公室、卫生间、休息室、厨房、餐厅、主控室等。3

综合楼是集办公、生活为一体的综合性建筑，平面布局功能分区明确，交通组织简洁顺畅，主入口在综合楼南向中间布置，人员进出较方便，走廊沿建筑物东西方向长度方向贯通，净宽度 2.2m，方便人员流动及疏散。建筑内设 3 个出入口，数量满足消防疏散的要求。建筑物外墙均采用保温一体化体系，面层喷涂弹性涂料；屋面保温采用挤塑聚苯板，燃烧性能不低于 B1 级。大门采用不锈钢框中空玻璃门，厨房采用无明火电气化设备，房间内门采用乙级防火门；主控室房间内门采用乙级防火门，其它房间内门采用木门，外窗采用断桥铝合金平开双玻窗。建筑物外立面采用真石漆喷涂，形象色彩与企业形象相互统一。4

2) 库房：为单层钢筋混凝土框架结构，建筑层高为 3.6m，建筑面积为 79.36m<sup>2</sup>，5液废房间地面采用防油渗地面，其余房间地面采用混凝土耐磨地面。

3) 危废间：为单层钢筋混凝土框架结构，建筑层高为 3.6m，建筑面积为 40.96m<sup>2</sup>，6液废房间地面采用防油渗地面，其余房间地面采用混凝土耐磨地面。

4) 综合水泵房：地上部分为钢筋混凝土框架结构，地下部分为箱型结构。建筑层高为 4.2m，为建筑面积为 456.98m<sup>2</sup>。7

### 8.6.1.2 防火要求 8

设计遵循中华人民共和国国家标准《火力发电厂与变电站设计防火标准》、《建筑设计通用规范》，耐火等级均为二级。9

### 8.6.1.3 屋面防水保温 10

升压站建筑物屋面及外墙面按 I 级防水等级设计，采用 SBS 防水卷材。屋面保温采用挤塑聚苯板保温，耐火等级不低于 B1 级。综合楼墙面主体采用蒸压砂加气混凝土砌块，库房及危废间、综合水泵房外墙采用蒸压加气混凝土砌块。1

## 8.6.2 结构设计 2

### 8.6.2.1 站区主要构筑物一览表详见表 8.4-2: 3

表 8.4-2 站区主要构筑物一览表 4

编号	名称	建设层数	结构形式	备注	<span style="color:red">5</span>
1	综合楼	1	钢筋混凝土框架结构	独立基础	
2	综合水泵房	地下 1 层、地上 1 层	地下箱型/钢筋混凝土框架结构	筏板基础	
3	库房	1	钢筋混凝土框架结构	独立基础	
4	危废间	1	钢筋混凝土框架结构	独立基础	
5	主变基础	/	/	筏板基础	
6	屋外配电装置(GIS)基础	/	/	筏板基础	
7	SVG 预制舱基础	/	/	筏板基础	
8	架构和避雷针	/	钢结构	独立基础	
9	事故油池	/	/	筏板基础	
10	接地变、备用变	/	/	筏板基础	
11	独立避雷针	/	钢结构	独立基础	

### 8.6.2.2 主要建筑材料 6

#### (1) 混凝土: 7

现浇钢筋混凝土构件: C30

素混凝土垫层: C20

#### (2) 水泥: 8

地上部分: 普通硅酸盐水泥或硅酸盐水泥。

地下部分: 普通硅酸盐水泥。

#### (3) 钢材: 9

钢板: 轧制钢板 Q235B, Q355B, Q420B。

焊条：应与钢材匹配。<sup>1</sup>

钢筋：HPB300 主要用于构造钢筋<sup>2</sup>

HRB400 主要用于受力钢筋

型钢、钢板等均为 Q235B。

地脚螺栓 Q355B。

(4) 防腐：热镀锌防腐；<sup>3</sup>

(5) 防火：对于防火要求较高的部位采用防火涂料、防火门。

3) 场地类别及环境类别<sup>4</sup>

根据《中国地震动峰值加速度区划图》（GB18306-2015）、《建筑抗震设计规范》<sup>5</sup>（GB50011-2010(2016 版)），场地地震设防烈度为 7 度，设计基本地震加速度为 0.15g，设计地震分组为第三组，地震动反应谱特征周期为 0.45s。

#### 8.6.2.3 屋外构（支）架及主变基础<sup>6</sup>

1) 主变架构、出线架构、设备支架及基础<sup>7</sup>

主变架构、220kV 进、出线架构均采用直径 300mm 等截面直缝焊接钢管杆，架构<sup>8</sup>柱采用人字柱和带端撑人字柱构架结构形式，架构梁均采用正三角形断面格构式钢梁。梁与柱采用螺栓连接。地线柱及避雷针采用变截面钢管结构形式，布置于出线架构上。

钢梁等钢构件采用分段或整体热镀锌防腐。钢管、钢板采用 Q235B，焊条 E43xx。<sup>9</sup>所有螺栓产品等级均为 C 级螺栓，性能等级除特别注明螺栓为 8.8 级外，其余螺栓均为 6.8 级；8.8 级螺栓采用双螺母，双垫片，6.8 级螺栓采用单螺母，单垫片。横梁采用钢桁架，主材及斜材均采用 Q235B。

主变、出线构架及设备支架柱基础均为混凝土独立基础，架构基础采用杯口式现浇<sup>10</sup>混凝土独立基础，室外电气设备基础均采用钢筋混凝土基础。

2) 主变基础及事故油池<sup>11</sup>

主变压器主变基础采用钢筋混凝土大块式基础。主变基础采用 C30 钢筋混凝土，贮<sup>12</sup>油池尺寸比主变外轮廓每边大 1.0m 以上。贮油池底板及侧壁均为混凝土结构，侧壁高出地面 0.2m，水泥砂浆抹面。

事故油池采用地下钢筋混凝土结构，基础采用 C30 钢筋混凝土。<sup>13</sup>

3) 所有钢构件宜采用分段整体热镀锌防腐，现场连接损坏处可采用刷（喷）锌防腐。<sup>14</sup>

4) 所有外露铁件(包括接地扁钢)均采用热镀锌防腐。<sup>15</sup>

#### 8.6.2.4 基础防腐 <sup>1</sup>

介质对钢筋混凝土结构中钢筋的腐蚀等级为微腐蚀考虑。基础混凝土采用 C30，垫层采用 C20。

#### 8.6.3 站内管沟布置 <sup>3</sup>

全站电缆沟纵向放坡均按 3‰设置。<sup>4</sup>

室内电缆沟采用混凝土材料，复合材料盖板。室外电缆沟采用混凝土材料，穿越道路时采用现浇电缆隧道形式，隧道顶板与路面整体现浇，其他部位采用复合材料盖板。

所有地下管线均采用直埋。<sup>6</sup>

#### 8.6.4 站内绿化 <sup>7</sup>

站区绿化重点为综合楼四周。可种植花卉或常绿灌木等，以美化环境；以降低夏日温度，改善运行条件，并可减少场地冲刷；道路边可种植冬青等常绿灌木，既可美化环境，又可防止场地泥土冲上道路。站区绿化要满足带电安全距离，在满足安全运行的条件下，改善、美化环境。

#### 8.6.5 生产、生活供水及污水处理方式 <sup>9</sup>

##### 1. 概述 <sup>10</sup>

站内供排水系统分为给水及排水两大系统。给水系统分生活给水、生产给水 2 个子系统。排水系统分为污水和雨水及事故排油系统 3 个子系统。

##### 2. 给水系统简述 <sup>12</sup>

###### 1) 水源及补水 <sup>13</sup>

按照就近的原则，确定站内采用管网引接方式补给生活用水和生产用水。<sup>14</sup>

###### 2) 生活给水系统 <sup>15</sup>

变电站内运行人员按 9 人考虑。用水包括站内职工的生活用水（包括饮用水、洗涤水、便器冲洗水等）、淋浴用水及其它冲洗用水，用水量约为 3.0m<sup>3</sup>/天。在站内设置供水泵房，泵房内设置 4m<sup>3</sup>生活水箱一个及变频生活水泵 2 台，由生活变频泵组提升后通过给水管道送至升压站内各用水点，并视水源水质情况设净水装置，确保水质符合《生活饮用水卫生标准》要求。生活水泵的状态信号传送到控制室。

升压站区的绿化及冲洗用水由在所区内均匀的布置室外洒水栓供应。<sup>17</sup>

###### 3) 生产给水系统 <sup>18</sup>

为保证发电效率，需定期（视当地实际情况确定）对电池组件进行清洗，计划局部 <sup>19</sup>

清洗和整体清洗相结合的方式，以保证电池组件的清洁度。考虑到光伏板冲洗为局部间断性冲洗，冲洗采用喷雾式水枪，光伏组件清洗用水量取  $0.7\text{L}/\text{m}^2\cdot\text{次}$ 。经计算每个组串的用水量约为  $0.06\text{m}^3$ ，本项目每次共需清洗水量  $288\text{m}^3$ 。本项目全站拟设置 2 辆清洗车，储水罐容量为  $10\text{m}^3$ 。1

### 3. 排水系统简述 2

排水系统主要包括污水、雨水排放系统。升压站排水采用雨、污分流，站区雨水沿3地表坡度散排出站外。生活污水经处理达标后回用，最终处置方案以环评批复意见为准。

#### 1) 污水排放 4

生活污水：站址区域内设置独立的生活污水排水管网，根据国家规范及环保部门要求，污水采用先处理后排放的原则。本区生活污水主要为厕所、卫生间、淋浴等的排水，生活污水系统由污水管道、一体化污水处理设备组成。升压站内各用水点的生活污水经一体化污水处理设备达到《城市污水再生利用城市杂用水水质》GB18920-2020 表 1 中一级标准的 B 标准，可作为厂区绿化和道路喷洒用水，废水不外排。5

厨房废水设置隔油池，废水经隔油池后排至污水管网。6

#### 2) 雨水排放 7

变电站的区域很小，站内的设计标高高出站外地面。因此，站内的雨水按照沿地面8坡度自然排放至站外的方案设计。

#### 3) 事故排油系统 9

主变压器、SVG 变压器等含油电气设备，当单个油箱的油量在  $1000\text{kg}$  及以上时，10应同时设置贮油坑及总事故油池，其容量分别不小于单台设备油量的 20% 及最大单台设备油量的 100%。本升压站设置总事故油池，有效容积暂按  $60\text{m}^3$ ，主变事故油通过排油管道，排至总事故油池，管路应有不小于 1% 坡度，总事故油池利用水比油重的原理，进行油水分离后，将水排入清水池，通过清水池内的排水泵将水排至站外。

在管路经过的路径设立适当的检查井。主变压器事故时的排油，贮存在油池中，事11故后用专用车辆运至指定地点处理。

## 8.6.6 采暖通风方式 12

### 1. 设计依据 13

《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》 GB 50736-2012 14

《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》 GB 50019—2015 15

《发电厂供暖通风与空气调节设计规范》 DL/T5035-2016 16

《建筑设计防火规范》 GB 50016-2014 <sup>1</sup>

《火力发电厂与变电所设计防火规范》 GB 50229-2006 <sup>2</sup>

《公共建筑节能设计标准》 GB 50189-2015 <sup>3</sup>

其它适用的规程规范或等效的国家标准。<sup>4</sup>

## 2. 设计范围 <sup>5</sup>

本期工程暖通专业的设计范围包括变电站内各建筑物的供暖、通风、空调。

## 3. 设计原始资料 <sup>6</sup>

### 1) 设计室外气象条件 <sup>7</sup>

本期工程位于潍坊地区，采用的气象参数——摘自《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》 GB 50019—2015 附录 A。<sup>8</sup>

序号	名 称	单位	数 值 <sup>9</sup>
1	冬季采暖室外计算温度	°C	-7
2	冬季通风室外计算温度	°C	-2.9
3	冬季空调室外计算温度	°C	-9.3
4	冬季空调相对湿度	%	63
5	夏季空调室外计算干球温度	°C	34.2
6	夏季空调室外计算湿球温度	°C	26.9
7	夏季通风室外计算温度	°C	30.2
8	夏季通风室外计算相对湿度	%	63
9	夏季空调室外计算日平均温度	°C	29
10	夏季室外平均风速	m/s	3.4
11	冬季室外风速	m/s	3.5
12	冬季室外大气压力	hPa	1022.1
13	夏季室外大气压力	hPa	1000.9
14	日平均温度≤+5°C的天数	天	118
15	极端最低温度	°C	-17.9
16	极端最高温度	°C	40.7
17	最大冻土层深度	cm	45

### 2) 室内空气设计参数 <sup>10</sup>

室内空气设计参数表 <sup>11</sup>

房间名称	夏季		冬季		<sup>12</sup>
	室内温度°C	相对湿度%	室内温度°C	相对湿度%	
主控室	26~28	≤70	18	-	
蓄电池室	26~28	-	16	-	
35kV 配电室	≤35	-	-	-	

## 4. 采暖 <sup>13</sup>

本工程升压站位置地处我国较寒冷地区，日平均温度≤+5°C的天数为 118 天，属于 <sup>14</sup>

集中采暖区，冬季室外采暖计算温度为-7°C，按《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50736-2012 及《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB50019—2015 的要求，综合考虑到全站采暖面积和采暖系统的自动化程度，本工程远离集中供暖区域，附近无供暖管道等附属，故综合楼采用电采暖作为采暖热源。每个工作房间内设置电采暖设备，蓄电池室采用防爆型电暖气。1

## 5. 通风 2

### 1) 电气建筑物通风 3

配电装置室采用自然进风，机械排风的通风方式，夏季按排风温度不超过 40°C，进4风和排风温差不超过 15°C 计算，兼作事故排风用。换气次数根据配电设备散热量和通气次数不小于 10 次/h 进行比较计算。当 35kV 配电装置室发生火灾时，通风机自动切断电源。

蓄电池室：设置防爆型低噪声轴流风机，采用机械排风、自然进风的通风方式，通5风量按不少于 12 次换气量计算，平时通风兼事故通风。

1) 厨房用燃气瓶设置在专用独立房间内，房间设置独立的送排风系统，系统正常6工作时的换气次数不小于 6 次/h 2) 厨房设置自然进风，机械排风的通风方式。排风量 30 次/h，其中 65%由局部排气罩排出，35%由厨房全面换气排风口排出。全面通风采用方形壁式轴流风机，局部通风由专业生产厂家设计安装。

## 6. 空气调节 7

为保障二次设备预制舱、主控室等房间内电子设备的安全可靠运行以及办公室、会议室、休息室、活动室等人员活动场所的舒适性，本工程设计采用分体壁挂式或立柜式空调机，以满足室内冬、夏季温度的要求，蓄电池室采用防爆型空调器，用于夏季降温。空调能效等级均不低于二级。8

所有空调设备均与消防连锁，当火灾发生时所有通风设备立即切断电源。9

## 8.7 工程量清单 10

以下工程量只报大项价格，子目录工程量仅供参考，投标方根据项目经验报大项综合单价，按图纸施工，决算中不再对单项的工程量变动调整综合单价。11

序号	项目名称	计量单位	合计工程量	<span style="color: red;">12</span>
<b>升压站基础类</b>				
1	主变压器基础工程			
	土方开挖	m <sup>3</sup>	200	

	土方回填	m3	100	1
	混凝土垫层 C20	m3	7.5	
	混凝土基础 C30	m3	70	
	基础钢筋	t	5	
	钢构件	t	4.5	
	砖砌体	m3	2	
	油坑鹅卵石	m3	28	
2	主变防火墙			
	土方开挖	m3	90	
	土方回填	m3	60	
	混凝土基础 C30	m3	60	
	砖砌体	m3	60	
	钢筋制作与安装	t	7.00	
	基础预埋铁件	t	0.5	
3	一、二次预制舱			
	土方开挖	m3	460	
	土方回填	m3	80	
	混凝土垫层 C20	m3	24	
	混凝土基础 C30	m3	96	
	砖砌台阶	m3	3.2	
	钢筋	t	8	
	钢构件	t	0.8	
4	GIS 基础			
	土方开挖	m3	315	
	土方回填	m3	180	
	混凝土垫层 C20	m3	21	
	混凝土基础 C30	m3	112.5	
	基础钢筋	t	9	
	钢构件	t	1.5	
5	升压站地下隧道和电缆沟			
	土方开挖	m3	2550	
	土方回填	m3	1260	
	混凝土垫层 C20	m3	78	
	混凝土基础 C30	m3	378	
	钢筋	t	34.8	
	预埋钢构件	t	4.8	
6	接地变、备用变			
	土方开挖	m3	150	
	土方回填	m3	96	
	混凝土垫层 C20	m3	7.5	
	混凝土基础 C30	m3	39	
	钢筋	t	3	
	钢材	t	2.1	
7	构架和避雷针			
	钢材	t	28	
	土方开挖	m3	910	
	土方回填	m3	715	
	混凝土垫层 C20	m3	15	
	混凝土基础 C30	m3	145	

	钢筋制作与安装	t	13	1
8	室外独立避雷针			
	钢材	t	10.5	
	土方开挖	m3	270	
	土方回填	m3	195	
	混凝土垫层 C20	m3	6	
	混凝土基础 C30	m3	75	
	钢筋	t	7.5	
9	SVG			
	土方开挖	m3	720	
	土方回填	m3	400	
	混凝土垫层 C20	m3	32	
	混凝土基础 C30	m3	240	
	钢筋	t	22	
	钢构件	t	4	
10	事故油池	m³	60	

二	光伏区支架、基础、道路类				2
1	项目名称	规格型号	单 位	数量	
1.1	刚性支架	热镀锌/锌镁铝钢支架 材质: Q235B, Q355B, Q420B	t	4065.6	
1.2	预应力高强混凝土管桩	PHC-300-AB-70	m	145987.2	
2	组串逆变器支架				
2.1	组串逆变器支架	热镀锌 Q235	t	7.65	
3	箱逆变箱等基础工程（土建专业）				
3.1	预应力高强混凝土管桩	PHC-300-AB-70	m	1512	
	引孔		m	1080	
3.2	型钢	Q235B, 防腐	t	118.8	
3.3	花纹钢板（热镀锌）	Q235B, 防腐	t	49.455	
3.4	钢梯及埋件	Q235B, 防腐	t	18	
3.5	围栏	Q235B, 防腐或不锈钢材质	m	1080	
3.6	成品事故油池	玻璃钢	个	36	
3.7	永久拆除房屋		m2	420000	

3.8	施工房屋拆除		m2	200000	1
3.9	施工房屋重建		m2	200000	
4	桥架支撑体系				
4.1	预应力高强混凝土管桩	PHC-300-AB-70	m	2800	
4.2	桥架支架	Q235B, 防腐	t	5	

## 第九章 工程消防设计<sup>1</sup>

### 9.1 工程消防总体设计<sup>2</sup>

本期工程消防总体设计采用综合消防技术措施，根据消防系统的功能要求，从防火、<sup>3</sup>灭火、排烟、救生等方面作完善的设计，力争做到防患于未“燃”，减少火灾发生的可能，一旦发生也能在短时间内予以扑灭，使火灾损失减少到最低程度，同时确保火灾时人员的安全疏散。

#### 9.1.1 工程总体布置<sup>4</sup>

本期工程位于山东省诸城市。升压站的总平面结合站区的总体规划及工艺要求，统一布置，在满足自然条件和工程特点的前提下，充分考虑安全、防火、卫生、运行检修、交通运输、环境保护等诸方面的原因。<sup>5</sup>

#### 9.1.2 消防设计依据<sup>6</sup>

《中华人民共和国消防法》<sup>7</sup>  
《建筑设计防火规范》GB50016-2014（2018年版）；  
《消防给水及消火栓系统技术规范》GB50974-2014；  
《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  
《建筑灭火器配置设计规范》GB50140-2005；  
《电力工程电缆设计标准》GB50217-2018；  
《电力设备典型消防规程》DL5027-2015；  
《火灾自动报警系统设计规范》GB50116-2013；  
国家及地方有关法令、法规、政策及有关设计规程、规范等。

#### 9.1.3 设计原则<sup>8</sup>

1) 消防设计遵循《中华人民共和国消防法》及国家有关的方针政策，贯彻“预防为主，防消结合”的消防工作方针，针对工程的具体情况，积极采用行之有效的先进的防火技术，做到保障安全，使用方便，经济合理。本项目的消防设计立足“自救为主，外援为辅”的原则。<sup>9</sup>

2) 设计中严格执行国家有关防火规范和标准，工程消防设计与总平面布置统筹考虑，保证消防车道、防火间距、安全出口等各项要求。<sup>10</sup>

3) 建筑结构材料、装饰材料等均满足防火要求。<sup>11</sup>

4) 设备选用经国家有关产品质量监督检测部门检验合格的产品，并要求安全可靠、<sup>1</sup>使用方便、技术先进、经济合理。

5) 变电站所有电力设备房间应按《电力设备典型消防规程》配置灭火器。本项目<sup>2</sup>设置消防火灾报警系统，站用电源的设置应满足消防供电要求，电力电缆选用阻燃电缆，并做好孔洞封堵，设计可靠的防雷接地系统，设置有效的火灾事故照明和疏散标志灯具。

## 9.2 建筑消防<sup>3</sup>

### 9.2.1 站区总平面布置<sup>4</sup>

升压站内各建(构)筑物的布置按《变电站总布置设计技术规程》(DL/T5056-2007)、<sup>5</sup>《火力发电厂与变电站设计防火标准》(GB50229-2019)、《建筑设计防火规范》(GB50016-2014)和《变电站建筑结构设计技术规程》(DL/T 5457-2012)等进行设计。

升压站总平面布置根据电气设备布置要求，结合站址所在地实际情况，采用生产、<sup>6</sup>生活用房分开布置。根据《火力发电厂与变电站设计防火标准》11.1.5 规定，丙、丁、戊类生产建筑物与事故油池防火间距不应小于 5m；生活建筑物与事故油池防火间距不应小于 10m；生产建筑物与生活建筑物防火间距不应小于 10m。各建(构)筑物之间的防火距离符合规范要求。

### 9.2.2 建(构)筑物<sup>7</sup>

升压站内新构筑物主要包括：综合楼、仓库、危废间、综合水泵房、35kV 预制舱、<sup>8</sup>主变、屋外配电装置、SVG、接地变等构筑物。

综合楼布置有办公室、休息室、会议室、厨房、餐厅、主控室等。<sup>9</sup>

35kV 预制舱，舱内外高差 600mm，主要布置有 35kV 配电装置、蓄电池室等。<sup>10</sup>

二次设备预制舱，主要布置有二次设备室。<sup>11</sup>

升压站建(构)筑物各部位火灾危险性类别、耐火等级见表 8.2-1。<sup>12</sup>

表 9.2-1 升压站建(构)筑物各部位火灾危险性类别、耐火等级<sup>13</sup>

建(构)筑物名称	火灾危险性类别	耐火等级	<sup>14</sup>
综合楼	戊	二级	
仓库	戊	二级	
危废间	丙	二级	
综合水泵房	戊	二级	

事故油池	丙	一级	1
------	---	----	---

## 9.3 光伏区消防<sup>2</sup>

每台箱式变电站配置两具手提式干粉灭火器，并且消防车沿场内道路可到达箱式变电站附近进行灭火。<sup>3</sup>

## 9.4 主要场所及机电设备灭火器配置<sup>4</sup>

升压站应根据其容量大小及重要性，配备适当数量的手提式及推车式化学灭火器，<sup>5</sup>用于电气设备及建筑物的灭火。灭火器应选择灭火效能高、使用方便、能长期存放不失效、喷射距离远的产品。

在升压站原有灭火系统布置基础上，综合楼、配电室、辅助用房内均配置手提式磷酸铵盐干粉灭火器；在室外变压器设备附近配置推车式干粉灭火器和1m<sup>3</sup>砂箱及消防斧、铲等。<sup>6</sup>

## 9.5 通风空调系统的防火排烟设计<sup>7</sup>

1) 升压站根据《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB-2019 和《建筑设计防火规范》GB50016-2014（2018年版）要求进行设计。<sup>8</sup>

2) 电气用房所有风机均兼事故后排风。

3) 其它房间进风口采用防火风口。通风机均自带自垂百叶，风机关闭时，百叶亦自动关闭。

4) 通风系统空气均不作循环，各个房间均为独立的通风系统。

5) 各建筑物均满足可开启外窗的自然通风排烟。走廊两侧可开启门窗面积均不小于2平米，满足自然排烟条件。

## 9.6 火灾报警系统<sup>9</sup>

升压站火灾自动报警系统及消防控制系统是根据《火灾自动报警系统设计规范》GB50116-2013 要求进行设计。在主控室设置火灾报警控制器（联动性）一台，主要监控设置各火灾探测器场所的火灾信号，并可根据消防要求对相关部位实施自动联动控制。火灾报警控制器上设有被控设备的运行状态指示和手动操作按钮。升压站的火灾监测对象是重要的电气设备、电缆通道等场所，根据环境及不同的火灾燃烧机理，分别选用感烟、感温探测器。在各防火区设置了手动报警按钮和声光报警器。<sup>10</sup>

## 9.7 电气设备消防<sup>1</sup>

### 9.7.1 电缆<sup>2</sup>

1) 消防配电盘进线、通讯电源等使用耐火电缆。<sup>3</sup>

2) 电缆从室外进入室内的入口处，电缆竖井的出入口处及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防止电缆火灾蔓延的阻燃及分隔措施，防火材料耐火极限不应小于 1h。电缆沟内划分防火隔断，所用涂料、堵料必须经国家鉴定合格，并有公安部门颁发生产许可证的工厂生产，其产品应是适用于电缆的不燃或难燃材料，并符合规定的耐火时间。

3) 凡穿越墙壁、地板进入控制室、控制柜、仪表盘、保护盘等处的电缆孔洞、入口处，必须用防火堵料严密封堵。<sup>5</sup>

### 9.7.2 主变压器<sup>6</sup>

根据《火力发电厂与变电站设计防火标准》的要求，对于单台变压器容量在 125MVA<sup>7</sup>以上的变电站，主变压器需设置固定灭火装置。本工程主变压器容量 180MVA，是本项目的重要生产设备，因此拟配置固定灭火系统，由主变厂家自带充氮灭火装置。

主变压器附近设有 2 台推车式灭火器，并配置砂箱及放置消防铲、消防铅筒、消防斧等灭火器具的室外消防工具箱。<sup>8</sup>

主变布置在室外，变压器下设置油坑，油坑下设钢格栅，格栅上铺设厚度不小于 250mm 的卵石，油坑尺寸大于主变压器外廓线各 1m。另外在主变附近布置事故油池，事故油池的容量按油量最大的一台主变确定，并设置油水分离装置，主变事故状态下需要排油时，经主变下部的油坑设置的排油管道排至事故油池。<sup>9</sup>

### 9.7.3 消防配电<sup>10</sup>

升压站消防配电主要包括火灾自动报警系统、事故照明。<sup>11</sup>

1) 火灾自动报警系统：火灾报警系统采用双电源供电。<sup>12</sup>

2) 应急照明：本升压站照明分为正常照明、备用照明及疏散照明。在 35kV 配电室、<sup>13</sup>主控室、继保室等处设有备用照明，备用照明采用 220V 交流供电，当失去正常照明电源时，由直流系统供电，能维持应急照明 2 小时。在安全通道、楼梯、出入口等处设置疏散照明，疏散照明采用集中控制自带电源型系统，采用 DC36V 供电。

3) 消防配电的配电线路均暗敷于非燃烧结构内，或采用金属管保护，电缆均采用<sup>14</sup>阻燃型电缆或防火电缆。

4) 升压站内重要场所均设有通信电话。<sup>1</sup>

## 9.8 施工消防<sup>2</sup>

### 9.8.1 工程施工场地消防总体规划<sup>3</sup>

施工区域规划合理，总体规划应使布局紧凑，保证建（构）筑物以及电器之间必要的防火间距。各种易燃易爆原材料不宜集中布置在一起，且堆置高度不宜过高。在仓库内需留有巡视通道，同时在仓库内配置灭火器，需定期检查仓库以提前消除安全隐患。易燃易爆仓库与其它建(构)筑物需留有一定的安全距离，方便消防。

建设阶段消防规划方案和易燃易爆仓库的消防方案由施工单位根据有关规范要求<sup>4</sup>制定。

### 9.8.2 施工准备阶段的消防安全<sup>6</sup>

施工准备阶段是建设工程施工的初起阶段，主要进行“四通一平”，即通路、通水、<sup>7</sup>通电、通讯、平整土地，并开始设置料场，搭建临时办公、住宿、仓库等配套设施。此阶段消防安全管理的重点主要是做好基础工作、完善基础设施，为实施有效管理打实基础。

(1) 制定完善的“施工组织设计”，并将消防设施配置、消防技术措施纳入“施工组织设计”之中。

(2) 制定详细的切实可行的“施工现场消防安全保卫方案（措施）”，方案中应包括：工程概况，平面布置图；消防安全领导小组，消防保卫组，义务消防队等消防组织及职责；生活办公区、料场区、施工区、冬季施工、雨季施工、消防设施等的消防管理要求；电气焊、用火用电、木工、油漆及防水作业等专项消防安全制度。

(3) 明确消防安全责任，开展消防安全教育。甲、乙方及各分包单位应签订《消防安全责任书》，施工单位对全体施工人员进行消防知识普及教育率达到100%，对电气焊工等重点工种人员的消防专项教育培训率达到100%。

(4) 严格落实生活及办公区8项基本消防安全要求：<sup>11</sup>

- ①不得支搭可燃建筑或用可燃材料做隔墙；<sup>12</sup>
- ②不得在建设工程内设置宿舍；
- ③生活区应设置不小于4.0m宽的消防车通道，并保持畅通；
- ④应配备足够的消防器材；
- ⑤宿舍内吸烟要有防火措施，不得卧床吸烟；

⑥办公室、宿舍区应设置应急照明和疏散指示标志，并不得使用电热器具；1

⑦照明及电气设施应由电工按规程安装；

⑧炉火应凭证启用，距床不应小于 1.5m，烟窗与可燃物不应小于 0.7m，设专人看管，定点倒炉灰并浇水。

（5）落实料场仓库区 10 项基本消防安全要求：

①不得在工程内设仓库，应专设料场和周转库。

②料场仓库区应设置不小于 4.0m 宽消防车通道，并保持畅通。

③应按规定配备足够的消防器材设施。

④按规程安装电气设备。

⑤不得使用电热器具。

⑥不得动用明火。

⑦应设专人负责消防安全工作。

⑧材料码放应满足消防安全要求。

⑨化学性质相抵触物品不得混存。

⑩防止静电危害。

### 9.8.3 结构施工阶段的消防安全管理要求 2

结构施工阶段是建设项目施工的关键阶段。用火、用电大量增加，职工人数增多，3可燃材料进场，如遇冬季保温材料也将进场，工程废料、包装料大量产生，配合单位及分包单位增加，消防安全管理应全面加强，并落实以下 15 项消防安全要求：

（1）大型设施安装应符合消防要求；4

（2）建筑高度超过 24m 的建设工程施工应安装临时消防竖管，设置并配备消防设施、器材；

（3）应严格控制用火，履行用火手续；

（4）严禁现场吸烟；

（5）保温养护应使用难燃材料；

（6）易燃易爆化学物品、易燃可燃材料等不得在工程内存放；

（7）可燃包装拆除后应及时清出现场；

（8）不得在工程内住人；

（9）大型设备要有避雷措施；

（10）电气应按规程安装，使用电缆线，并采取防雨措施；

- (11) 坚持定期组织义务消防队训练; 1
- (12) 消防安全检查每日应不少于三次;
- (13) 保持消防通道畅通;
- (14) 保温、防水作业要建立并落实专项消防安全措施;
- (15) 定期召开消防安全领导小组会议，落实消防安全措施。

#### 9.8.4 装修施工的消防安全管理要求 2

装修施工是建设项目施工的最后阶段；改造施工比装修施工又增加了拆除原有装修装饰材料,或更换设备等施工项目。在此施工中，施工人员多集中在工程内，交叉作业多，使用火源，电源集中，设备，可燃材料，大量进入工程；油漆作业，废包装、施工废料增多，参观人员增多，极易造成管理混乱，是消防安全管理的最关键阶段，必须采取切实有效的消防安全措施并严格落实以下 17 项消防安全要求：

- (1) 严格用火管理; 4
- (2) 严禁现场吸烟;
- (3) 施工现场严禁存放易燃材料;
- (4) 应每班清理可燃物;
- (5) 不得在工程内设加工间;
- (6) 严禁易燃作业与用火作业交叉;
- (7) 易燃作业要有通风、排风、防静电、防电气火花措施，特别是油漆作业;
- (8) 电气安装必须符合规程，不得乱拉电源线;
- (9) 成品保护，每层应派专人看管;
- (10) 应根据需要设立现场巡逻队;
- (11) 应发放并使用“出入证”，不得随意参观;
- (12) 应配备足够的轻便灭火器材;
- (13) 不得在工程内住人、办公;
- (14) 冬季施工不得生明火保温;
- (15) 应随时检查、发现并消除火险隐患;
- (16) 确保疏散通道和消防车道畅通;
- (17) 施工未完不得将设备及家具等存放在工程内。

## 9.9 主要材料清册<sup>1</sup>

1	手提式干粉灭火器	MF/ABC4(4Kg)	具	110	配套双铝合金箱 42 个	<sup>2</sup>
2	手提式干粉灭火器	MF/ABC5(5Kg)	具	2	配套双铝合金箱 1 个	
3	推车式干粉灭火器	MFT/ABC50 型	具	4		
4	消防砂箱	1m <sup>3</sup>		1	配套消防铲、消防桶等	
5	防毒面具		套	10		
6	火灾探测报警装置		套	1	二次专业已开列	

## 第十章 施工组织设计<sup>1</sup>

### 10.1 施工条件<sup>2</sup>

#### 10.1.1 概况<sup>3</sup>

本工程场址位于位于潍坊市诸城市密州街道、辛兴镇、林家村镇、高新技术产业园<sup>4</sup>境内，东经  $119^{\circ}33'22''$ ，北纬  $35^{\circ}59'44''$ ，项目本期建设装机容量 91.8MW，一次建成。新建一座 220kV 升压站。

#### 10.1.2 施工条件<sup>5</sup>

##### 1) 运输条件<sup>6</sup>

本工程场址位于潍坊市诸城市密州街道，临近高速 G1341 和省道 S220，外部交通<sup>7</sup>条件便利。光伏设备和其他建筑材料可用汽车运到工地。

##### 2) 施工用水<sup>8</sup>

光伏电站用水包括建筑施工用水、施工机械用水、生活用水等。施工期间考虑从附近村庄买水，满足施工要求。升压站建成后生活用水考虑从站内新建深井获得。

##### 3) 施工用电<sup>10</sup>

本项目施工用电从附近的 10kV 线路引接，作为光伏电站施工用电电源，并安装降<sup>11</sup>压设施，满足施工、生活用电需求。另备用 2 台 50kW 柴油发电机作为施工备用电源。

##### 4) 建筑材料<sup>12</sup>

钢筋、水泥、砂石料等建材在当地购买。<sup>13</sup>

##### 5) 通信<sup>14</sup>

工程施工现场的对外通信，采用手机通信方式。<sup>15</sup>

### 10.2 施工总布置<sup>16</sup>

#### 10.2.1 施工总布置原则<sup>17</sup>

根据光伏电站工程建设投资大、工期紧、建设地点分散等特点，结合工程具体情况，<sup>18</sup>本着充分利用土地又方便施工的原则进行施工场地布置。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紧凑合理，符合工艺流程。方便施工，保证运输，尽量避免施工材料及机具的二次搬运。同时应充分考虑各阶段的施工过程，做到前后协调，左右兼顾，达到合理紧凑的目的。

- 2) 路通为先，首先应开通光伏电站通往外界的主干路，然后按工程需要修建场内<sup>1</sup>施工道路。
- 3) 施工机具合理布置。充分考虑施工用电符合，合理确定其服务范围，做到既满足施工需求又不浪费。
- 4) 施工总平面尽可能做到永临结合，节约投资，降低造价。

### 10.2.2 施工总布置<sup>2</sup>

本期工程主要施工工程量为光伏组件支架基础工程和光伏组件支架安装工程。为节约投资及便于工厂化生产管理，在施工期间集中设置一个施工生活区。在施工生活区域集中设置一个砂石料堆放场、钢筋加工场等。生产用办公室和生活临时住房等也集中布置在施工生活区域。混凝土采用商混，用混凝土搅拌运输车运至每个光伏支架基础处。光伏电池钢支架就地组装，不集中设堆放场地。<sup>3</sup>

## 10.3 施工交通运输<sup>4</sup>

### 10.3.1 交通运输条件<sup>5</sup>

本工程场址位于潍坊市诸城市密州街道，临近高速 G1341 和省道 S220，外部交通<sup>6</sup>条件便利。光伏设备和其他建筑材料可用汽车运到工地

推荐采用公路直接运至施工场地的运输方式，建设单位应对道路路况做全面的了解，<sup>7</sup>发现有不宜直接通过的情况时，提前做好应对措施。

### 10.3.2 光伏电站内道路规划<sup>8</sup>

光伏阵列区道路利用原有道路，路宽不小于 4m，尽端式道路设置回车场地，兼具<sup>9</sup>消防隔离功能。道路局部软弱地段采用 200 厚碎石换填。

## 10.4 工程用地<sup>10</sup>

项目本期建设装机容量 91.8MW，一次建成。工程用地主要为永久用地以及临时用<sup>11</sup>地。

本工程永久用地为升压站以及进站道路用地，升压站用地面积为 16.63 亩，用地性质为建设用地。租用地为光伏场区占地，用地面积为 1800 亩，用地性质主要为农业设施用地。施工临时建设用地面积为 8000 m<sup>2</sup>，用地性质为农业设施用地。租用地为集电线路杆塔占地，用地面积为 2.39 亩，用地性质主要为农业设施用地和建设用地，施工临时建设用地面积为 38494 m<sup>2</sup>，用地性质主要为农业设施用地和建设用地。<sup>12</sup>

## 10.5 工程施工<sup>1</sup>

### 10.5.1 升压站施工<sup>2</sup>

220kV 升压站内主要建构筑物：综合楼、综合水泵房、库房及危废间、35kV 预制<sup>3</sup>舱、二次设备预制舱、主变、配电装置、无功补偿设备及电缆沟等。

主要施工顺序为：施工准备→基础开挖→地基处理→基础混凝土浇筑→墙体砌筑→<sup>4</sup>混凝土柱→梁、楼板浇筑→室内外装修施工。

首先采用推土机配合人工清理进行场地清理。然后用 10t 振动碾，将场地碾平，达<sup>5</sup>到设计要求。

基础开挖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<sup>6</sup>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<sup>7</sup>各种沟、管及预埋管道的施工及管线敷设安装，重点是地下电缆、管沟等隐蔽工程。在混凝土浇筑工程中，应对模板、支架、预埋件及预留孔洞进行观察，如发现有变形、移位时应及时处理，以保证施工质量。混凝土浇筑后须进行表面洒水保湿养护 7 天。在其强度未达标之前，不得在其上踩踏或拆装模板及支架。所有建筑封顶后再进行装修。

#### 设备基础施工<sup>8</sup>

施工顺序大致为：施工准备→场地平整、碾压→基坑开挖→混凝土基础施工→基坑<sup>9</sup>回填→电气设备安装。

先清理场地、碾压后进行设备基础施工。按设计图要求，人工开挖设备基础，进行<sup>10</sup>钢筋绑扎和支模。验收合格后，可进行设备基础混凝土浇筑。混凝土浇筑后须进行表面洒水保湿养护 7 天。待混凝土达到一定强度后，才能拆除模板。然后交付安装施工。

当升压站内建筑物封顶、大型设备就位后，进行围墙施工。<sup>11</sup>

### 10.5.2 光伏电站施工<sup>12</sup>

#### 1) 光伏阵列基础施工<sup>13</sup>

主体工程为光伏阵列基础施工，基础采用预应力高强混凝土管桩。桩基总体施工顺序为：施工准备→桩基定位放线→障碍物清除→桩机就位→吊桩就位、对中、调直→轻击入土中→校正桩垂直度→桩基沉入→检查质量。<sup>14</sup>

打桩时应保持垂直稳固，位置准确，遇有下列情况之一应暂停打桩，并及时与设计、<sup>15</sup>

监理等有关人员研究处理：贯入度突变、桩身突然倾斜、邻桩上浮或位移过大。<sup>1</sup>

## 2) 光伏阵列安装——支架和组件安装 <sup>2</sup>

本工程光伏组件支架采用固定式支架形式。光伏支架系统中的各构件均采用螺栓连接，尽量不采用焊接，以方便施工。<sup>3</sup>

由于光伏组件及其支架重量较轻，高度较低，故安装简单，无需大、中型吊装机械。<sup>4</sup>安装光伏组件时，应轻拿轻放，防止硬物刮伤和撞击表面玻璃。组件在支架上的安装位置应符合施工设计规定。组件安装时，应有厂家专业人员进行指导。

### 吊装安全措施：<sup>5</sup>

- (1) 吊装施工时间要尽量安排在风速不大的季节进行。<sup>6</sup>
- (2) 有大雾，能见度低于 100m 时不得进行吊装。
- (3) 施工人员必须严格遵守电力工程施工安全规程要求。

## 3) 主要设备安装 <sup>7</sup>

本项目主变、箱变、逆变器、SVG 等主要设备通过汽车运抵既定位置，主要采用叉车、汽车吊等机械将设备安装就位。<sup>8</sup>

### 10.5.3 冬季雨季施工措施 <sup>9</sup>

#### 1) 冬季施工 <sup>10</sup>

在进度安排上应尽量减少或避免冬季施工项目，如混凝土工程、合金钢的焊接等。<sup>11</sup>对由于工程需要，必须要安排在冬季施工的项目，需做好防冻保暖措施。

浇筑混凝土可以采取用草帘覆盖保温或用蒸汽加热保温的方法，防止混凝土发生冻结，同时对冬季进行大体积混凝土浇筑时更要做好温度监控，防止由于内外温差过大产生裂缝。焊接工作采取防风、防寒措施，主要焊接部件应在室内进行。各种钢材的焊接温度一定要控制在规范要求的范围之内，同时做好焊前的预热和焊后的热处理。<sup>12</sup>

#### 2) 雨季施工 <sup>13</sup>

雨季施工重点要做好防雷电、防塌、防风。应做好场地施工排水和防洪；设备防雨遮盖，并做好接地工作；基础开挖，防止灌水；对正在浇筑的混凝土应做好防护，防止雨水冲刷影响混凝土质量。<sup>14</sup>

本期工程主要施工机具详细列表详见表 10.5-1：<sup>15</sup>

表 10.5-1 主要施工机具表 <sup>16</sup>

序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
1	反铲式挖掘机	WY80	台	2	0.8m <sup>3</sup> /斗

序号	设备名称	型号	单位	数量	备注
2	履带式推土机	WY-60	台	1	
3	轮胎式挖掘装载机	1 吨	台	1	
4	自卸汽车	8 吨	辆	2	
5	卡车	5 吨	辆	2	
6	小翻斗车		辆	4	
7	手扶振动压实机	1 吨	台	1	
8	砼搅拌机		台	2	
9	插入式振捣棒	ZN70	条	8	备用 4 条
10	平板砼振捣器	ZF22	台	3	备用一台
11	钢筋拉直机	JJM-3	台	1	
12	钢筋切断机	GQ-40	台	1	
13	钢筋弯曲机	GJB7-40	台	1	
14	钢筋弯钩机	GJG12/14	台	1	
15	蛙式打夯机	H201D	台	4	备用 2 台
16	混凝土搅拌站	HZS25	座	1	
17	混凝土搅拌运输车	6m <sup>3</sup>	辆	2	
18	电焊机		台	20	备用 2 台
19	叉车		台	2	

## 10.6 施工总进度<sup>2</sup>

### 10.6.1 施工总进度设计依据及原则<sup>3</sup>

依据光伏电站建设特点和经济条件对光伏电站主要工程的施工进度作原则性的安排，<sup>4</sup>为工程的施工招标及设备招标提供依据，为编制工程施工组织设计指定基本方向。

1) 国内外同类工程的施工组织设计资料<sup>5</sup>

2) 坚持以人为本的原则<sup>6</sup>

在工程前期准备阶段，进行施工生活设施、办公场所及生产设施建设，<sup>7</sup>为工程建设人员提供较好的办公及生活条件，使工程建设人员全身心地投入到工程建设之中，同时可以提高工作效率降低管理费用。

3) 光伏阵列支架基础工程先期开工建设<sup>8</sup>

为尽早产生经济效益，根据电池组件分批到货、电站土建开工至全部设备安装调试完时间短的特点，配套工程应有合理的顺序并优先考虑施工，以便每一部分电池组件安装完后既可调试，保证工程的连续性。因此应先进行光伏阵列基础施工。<sup>9</sup>

#### 4) 其他工程项目的施工<sup>1</sup>

在保证上述两项的前提下，仓库、临时辅助建筑、混凝土基础等其他工程项目的施工可以同步进行，平行建设。其分部分项工程可以流水作业，以加快进度，保证工期。<sup>2</sup>

#### 10.6.2 施工控制进度<sup>3</sup>

本期工程从项目核准至工程竣工总工期为9个月。工程筹建准备期2个月。主体太阳能工程、新建升压站施工以及外送线路记、对端站改造于第3月开始，第9月底完工。本期工程施工控制进度：<sup>4</sup>

- 1) 光伏组件支架基础的施工<sup>5</sup>
- 2) 光伏组件支架的安装
- 3) 光伏组件的安装
- 4) 升压站土建施工及设备安装
- 5) 光伏电站电缆施工及电缆铺设
- 6) 外送线路记以及对端站改造

#### 10.7 工期保障措施和安全文明施工措施<sup>6</sup>

为了保证工期及安全文明的施工，施工现场应采取以下措施：<sup>7</sup>

- 1) 做好现场布置<sup>8</sup>
- 2) 现场围档
- 3) 封闭管理
- 4) 施工现场

现场地面门口主干道、办公室前进行硬化，做到畅通、平坦、整洁无散落物。同时沿硬化地坪边做好场地内的临给排水系统，使场地排水畅通、无积水，在工地设置吸烟室，严禁随意吸烟，并在空旷处进行绿化布置。<sup>9</sup>

##### 5) 材料堆放<sup>10</sup>

现场建筑垃圾集中堆放整齐，强调各工种施工人员每天必须做好落手清工作。<sup>11</sup>

##### 6) 现场防火<sup>12</sup>

施工现场严格执行防火责任制。防火和易燃易爆物由专人管理，配备足够数量且符合要求的消防器材（灭火器和消防箱等），做到布局合理。木工房、仓库及存有易燃易爆物处严禁吸烟并采取特殊的安全措施。<sup>13</sup>

##### 7) 施工现场标牌<sup>14</sup>

工地内办公区旁设五牌一图，工地内张挂统一的安全标语、横幅、各种禁令标志，<sup>1</sup>设置宣传栏、读报栏等。

## 第十一章 工程管理设计<sup>1</sup>

### 11.1 管理方式<sup>2</sup>

项目公司将对光伏电站实施全面管理，负责光伏电站的日常运营和维护，管理本光  
伏电站及其配套设施。光伏电站自动化程度较高，本光伏电站监控系统设在二次设备室  
内，值班人员通过微机监控装置实现对逆变升压装置的控制和监视，通过远动传输系统  
送至电网调度和业主总部。<sup>3</sup>

### 11.2 工程管理机构<sup>4</sup>

本着精简、高效的原则设置成立具有独立行政职能的项目公司，在完成光伏电站建  
设后，项目公司将在建设期的基础上作出一定的调整。本期光伏发电项目定员为 9 人，  
负责光伏电站安全生产运行管理和检修工作。<sup>5</sup>

项目公司将根据专业化、属地化原则组建，运行维护人员通过考试在项目当地选拔，<sup>6</sup>  
通过培训使所有人员均具备合格资质，一专多能的专业技能；主要运行岗位值班员具备  
全能值班员水平。

### 11.3 主要管理设施<sup>7</sup>

光伏电站自动化程度很高，本光伏电站微机监控系统安装在控制室内，值班人员通  
过微机监控装置实现对太阳能电池组件及逆变器的控制和监视，通过远动传输系统送至  
电网调度端。<sup>8</sup>

施工电源：施工用电由电网公司提供 10kV 电源接入点，施工临建用电由施工单位  
从电源接入点引线至临建场地。施工电源在项目施工结束后作为光伏电站站用备用电源。<sup>9</sup>

施工水源：施工用水考虑由场区附近各村庄就近引接，满足日常生活、施工用水等。<sup>10</sup>

施工通讯：施工现场的对外通信拟采用由当地通信网络上提供通信线路的方式，其  
内部通信则采用无线电通信方式解决。<sup>11</sup>

### 11.4 运营期管理设计<sup>12</sup>

1) 建立健全运行规程、安全工作规程、消防规程、工作票制度、操作票制度、交  
接班制度、巡回检查制度、操作监护制度、设备缺陷管理制度等，严格遵守调度纪律，  
服从电网的统一调度，依据《并网调度协议》组织生产。<sup>13</sup>

- 2) 运行当中值长是生产运行的直接领导者，也是生产指挥决策的执行者，接受电网调度的业务领导和技术指导，应及时全面地掌握设备运行情况和系统运行信息，组织协调光伏电站安全、稳定、经济地运行。1
- 3) 建立健全文明值班责任制和管理考核制度，做到分工明确、责任到人、考核严明。值班期内生产人员应举止文明、遵章守纪、坚守岗位，不做与值班无关的事情。各类标志齐全、规范，各种值班记录、报表整齐、规范。2
- 4) 严格执行交接班制度。交接班人员要根据各自的职责，做好交接班准备。交接班前后三十分钟内原则上不安排大项目的操作，特别是电气操作。如遇正在进行重大操作或发生事故，不进行交接班，由当班者负责处理。接班者未按时接班时，交班者应坚守岗位，并向上一级领导汇报，待接班者接班后方可离开。3
- 5) 加强运行监视以优化运行方式。现场备有运行记录以记录每小时发出的实际功率、所有设备的运行状态、计划停机、强迫停机、部分降低出力和运行期间发生的所有事故和异常。4
- 6) 保证光伏发电设备在允许范围内运行，若出现异常，值长应及时向调度部门汇报并申请改变运行方式。运行人员在遇到设备异常时，应按现场有关规程、规定及时、果断处理，处理后马上向相关领导及部门进行汇报。根据设备运行状况、运行方式、天气变化和将要进行的操作，有针对性地做好事故预想，特别是进行重大操作、试验时，要做好风险预测、防范措施和应急预案。5
- 7) 建立健全设备缺陷管理系统，及时发现设备缺陷，填写设备缺陷通知单，通知检修人员，跟踪缺陷处理过程，认真对维修后的设备进行验收，实现设备缺陷的闭环管理。6
- 8) 建立并实施经济运行指标的管理与考核制度，进行运行分析并形成报告，找出值得推广的“良好实践”和“有待改进的地方”，提出改进意见。按规定将各项指标进行统计上报，并保证准确性、及时性和完整性。7

## 11.5 检修管理设计<sup>8</sup>

- 1) 认真分析设备状况，科学制定维护检修计划，不得随意更改或取消，不得无故延期或漏检，切实做到按时实施。如遇特殊情况需变更计划，应提前报请上级主管部门批准。9

2) 坚持“质量第一”的思想，切实贯彻“应修必修，修必修好”的原则，使设备处于良好的工作状态。<sup>1</sup>

3) 年度维护检修计划每年编制一次，主要内容包括单位工程名称、检修主要项目、<sup>2</sup>特殊维护项目和列入计划的原因、主要技术措施、检修进度计划、工时和费用等。

4) 对于主要设备的大、小修，输变电设备及影响供电能力的附属设备的计划检修，<sup>3</sup>应根据电网的出力平衡和光伏电站太阳能资源特征提出建议，该建议应递交地区电力调度通讯中心并经电力调度通讯中心同意后纳入计划停运。

5) 应提前做好特殊材料、大宗材料、加工周期长的备品配件的订货以及内外生产、<sup>4</sup>技术合作等准备工作，年度维护检修计划中特殊维护检修项目所需的大宗材料、特殊材料、机电产品和备品备件，由使用部门编制计划，材料部门组织供应。

6) 在编制下一年度检修计划的同时，宜编制三年滚动规划。为保证检修任务的顺利完成，三年滚动规划中提出的特殊维护项目经批准并确定技术方案后，应及早联系备品备件和特殊材料的订货以及内外技术合作攻关等工作。<sup>5</sup>

7) 建立和健全设备检修的费用管理制度。<sup>6</sup>

8) 严格执行各项技术监督制度。<sup>7</sup>

9) 严格执行分级验收制度，加强质量监督管理。检修人员应熟悉系统和设备的构造、性能；熟悉设备的装配工艺、工序和质量标准；熟悉安全施工规程。每次维护检修后应做好维护检修记录，并存档，设备检修技术记录，试验报告，技术系统变更等技术文件，作为技术档案保存在项目公司和技术管理部门。对维护检修中发现的设备缺陷，故障隐患应详细记录并上报有关部门。<sup>8</sup>

考虑到光伏电站大修所要求的技术及装配较高，且光伏电站按无人值守少人值班的原则配置人员。因此，光伏电站的大修应委托专业部门及人员进行，由此产生的费用计入光伏电站运行成本。<sup>9</sup>

## 11.6 电站运行维护、回收及拆除<sup>10</sup>

### 11.6.1 运行维护基本要求<sup>11</sup>

太阳能电站运行应以设备厂家提供的运行操作手册为依据，结合太阳能实际，编制便于操作的运行规程，并对运行管理人员进行培训。太阳能电站的运行维护人员应能熟练进行设备的运行和维护，并能准确判断、处理设备发生的一般事故，对太阳能电站运行过程中发生的特殊情况具有一定的分析和处理能力。<sup>12</sup>

## 11.6.2 维护方案及设施配备<sup>1</sup>

### 1) 维护方案<sup>2</sup>

太阳能电站定期对光伏组件进行清洗，同时对电气设备定期进行维护检查，除了维<sup>3</sup>护厂家提出的对设备定期维护内容外，还要定期对线路和配套电器设备巡视检查，以便及时发现隐患，及早处理，并对输变电设备进行定期测试和保养。

### 2) 必备的维护设施和工具<sup>4</sup>

光伏电站配置必要的维护设备和工具，包括检修工具、测量工具、常用仪器仪表等。<sup>5</sup>

### 3) 备品备件的储备<sup>6</sup>

为了保障设备发生故障后能及时修复，提高设备的利用率，需储备相应的备品备件，<sup>7</sup>在运行维护的过程中还需做好各种备品备件的使用寿命和更换频率的统计工作，制定科学合理的备品备件消耗和储备定额。

## 11.6.3 拆除和清理方案<sup>8</sup>

### 1) 项目拆除要求<sup>9</sup>

经营期或延长期结束后应尽可能使光伏电站范围内的环境与功用恢复建设前状态。<sup>10</sup>

光伏组件、支架、逆变器、电站维护围栏、变电站设备等需要拆除并运出电站，并<sup>11</sup>在规定时间内使电站所在区域恢复建设前状态。

如本省发展和改革委员会或电网公司提出要求，项目公司应将升压站无偿提供，否<sup>12</sup>则将由项目公司负责拆除。

### 2) 土建拆除方案<sup>13</sup>

**施工准备：**办好各种相关手续，并组织机械、工人熟悉施工场地，备齐所需材料设<sup>14</sup>备。搭建脚手架防护网，封闭施工区域，在周边设安全警示牌，通往拆除区道路边界处设安全警示，并排专人进行看护，以保证行人车辆的安全通行。

**清理现场：**施工准备工作完毕后，开始进行现场清理，检查通往各种水、电、气及<sup>15</sup>通讯等管路和线路封堵工作是否完成，组织人工对可处理的物资进行回收。

**拆除施工：**根据建筑周边现场情况，施工过程中注意保护树木绿化，洒水降尘，防<sup>16</sup>止粉尘污染。

**渣土整理及外运：**建筑物拆除完毕，事先及时办理好渣土清运及消纳等有关手续。<sup>17</sup>然后进行渣土现场整理，将渣土集中堆放，再由装载机配合运输车辆联合作业进行清运。清运过程中，保持渣土装车不外溢，运输不泄洒，保持环境卫生。在出入口指派二人专

职清洁人员清刷车轮和车身上的尘渣，以保证非施工场地清洁卫生。<sup>1</sup>

平整场地及清理现场：按照甲方的具体要求，对拆除后的现场及时平整处理，做到<sup>2</sup>文明施工。积极配合甲方做好现场局部建筑的保护工作和其他零散施工。

甲方验收：经过上述施工后，双方以合同中规定标准到现场验收，不合格的及时返工直达验收达标。<sup>3</sup>

### 3) 电气系统拆除方案<sup>4</sup>

#### (1) 设备拆除<sup>5</sup>

设备拆除主要包括箱式变、高低压开关柜、控制盘柜、逆变器、直流箱柜、盘台柜、<sup>6</sup>照明灯具、开关面板、线缆保护管等，由专业公司执行，拆除后分类整理好并集中到指定地点运走。

#### (2) 系统线路拆除方案<sup>7</sup>

除非电网公司或其他部站有要求保留线路或者变电站部分继续使用，否则由项目公<sup>8</sup>司进行拆除并以备再利用。

#### 4) 光伏组件拆除方案<sup>9</sup>

光伏组件在运行寿命期（25年）后，衰减不大于20%，组件本身仍有可利用回收<sup>10</sup>价值，所以对光伏组件的拆除方案本着对安全，防护的原则进行的。

按每方阵配置拆卸人员，配备专用的防护手套，初步按10天左右完成。<sup>11</sup>

光伏组件拆卸工作必须在无压力，无外力和无变形的环境下完成。<sup>12</sup>

光伏组件必须采用专用拆卸工具进行拆卸。<sup>13</sup>

在系统线路电线、电缆的拆卸过程中，小心防护组件外边缘，小心碰裂、划痕。<sup>14</sup>

在螺栓或卡块的拆卸中，尽可能小心组件的边缘受到损坏。必须避免过度负载造成<sup>15</sup>的组件弯曲，使组件不超过允许的最大弯曲/变形。

将拆下的组件轻拿轻放，每个组件之间用纸板隔开，搁放地点保证地面无积水。<sup>16</sup>

最后，将光伏组件安全装载在运输工具上运到组件回收地。将拆除的电线、电缆集<sup>17</sup>中处理。

#### 5) 电站围墙及厂区道路、管网拆除方案<sup>18</sup>

为拆除作业的人员办理意外伤害保险，为拆除作业人员准备齐全安全防护用品。<sup>19</sup>

拆除工程施工区域应设置硬质封闭围挡及醒目警示标志，围挡高度不应低于1.8m，<sup>20</sup>非施工人员不得进入施工区。

当拆除工程对周围相邻建筑安全可能产生危险时，必须采取相应保护措施。<sup>21</sup>

在拆除作业前，施工单位应检查建筑内各类管线情况，确认全部切断后方可施工。<sup>1</sup>

在拆除工程作业中，发现不明物体，应停止施工，采取相应的应急措施，保护现场，<sup>2</sup>及时向有关部门报告。

项目经理必须对拆除工程的安全生产负全面领导责任。项目经理部应按有关规定设置安全员，检查落实各项安全技术措施。<sup>3</sup>

根据拆除工程施工现场作业环境，应制定相应的消防安全措施。施工现场应设置消防车通道，保证充足的消防水源，配备足够的灭火器材。<sup>4</sup>

清运渣土的车辆应封闭或覆盖，出入现场时应有人专门指挥。清运渣土的作业时间应遵守工程所在地的有关规定。<sup>5</sup>

拆除工程施工时，应有防止扬尘和降低噪声的措施。<sup>6</sup>

拆除工程完工后，应及时将渣土清运出场。<sup>7</sup>

站区围栅采用人工拆除。拆除前应做好安全教育，防止坠落体对人员的伤害。<sup>8</sup>

站区道路主要采用机械拆除，配合人工清理。<sup>9</sup>

站区管线主要采用人工拆除。<sup>10</sup>

## 第十二章 环境保护与水土保持<sup>1</sup>

### 12.1 环境保护<sup>2</sup>

#### 12.1.1 环境保护总体目标<sup>3</sup>

本期工程的环境保护设计将按照国家相关环境保护要求，根据不同的环境影响因素<sup>4</sup>提出相应的环境保护措施来降低工程对环境的影响，将工程建设对环境的影响控制在国家环保标准要求的范围内，使本期工程建设对环境的影响满足国家相关标准的要求。

#### 12.1.2 项目概况<sup>5</sup>

本工程场址位于位于潍坊市诸城市密州街道、辛兴镇、林家村镇、高新技术产业园<sup>6</sup>境内，东经 119°33'22"，北纬 35°59'44"，项目本期建设装机容量 91.8MW，一次建成。新建一座 220kV 升压站。

#### 12.1.3 设计依据<sup>7</sup>

##### 12.1.3.1 法律法规<sup>8</sup>

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（1989 年 12 月 26 日起施行）<sup>9</sup>
- (2) 《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月 1 日起修订版施行）
- (3) 《建设项目环境保护管理条例》（1998 年 11 月 29 日起施行）；
- (4) 《全国生态环境保护纲要》（国务院国发[2000]38 号）；
- (5) 《国务院关于落实科学发展观加强环境保护的决定》（国务院国发[2005]39 号）。

##### 12.1.3.2 国家规范范及技术标准<sup>10</sup>

- (1) 《光伏发电工程可行性研究报告编制规程》NB/T 32043-2018;<sup>11</sup>
- (2) 《环境空气质量标准》(GB3095-2012);
- (3) 《声环境质量标准》(GB3096-2008);
- (4) 《地表水环境质量标准》(GB3838-2002);
- (5) 《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008);
- (6) 《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011);
- (7) 《污水综合排放标准》(GB8978-1996)。

#### 12.1.4 环保标准<sup>12</sup>

本项目区域没有相关的环境功能区规划资料，根据对项目区的现场调查以及类似工<sup>13</sup>

程执行的相关环保标准，本期工程拟采取以下环保标准：<sup>1</sup>

- 1) 大气环境：执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准。<sup>2</sup>
- 2) 声环境：施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；运行期执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准，《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。
- 3) 水环境：执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准。

### 12.1.5 施工期环境影响分析及防治措施 <sup>3</sup>

#### 1) 大气环境 <sup>4</sup>

项目区施工期间对大气环境产生影响的污染物主要为扬尘，施工扬尘主要来自土方的挖掘扬尘及堆放扬尘；建筑材料(白灰、水泥、石子、砖等)的现场搬运及堆放扬尘；施工垃圾的清理及堆放扬尘；人来车往造成的现场道路扬尘。<sup>5</sup>

施工期间针对扬尘采取的防治措施如下：施工期应对开挖、骨料破碎等采取湿式作业操作，土方回填后的剩余土石方及时清运，尽快恢复植被，减少风蚀强度；基坑开挖严禁大爆破，以减少扬尘及振动对周围环境的影响；施工区的上风向设置围挡，定期洒水，料场堆放物料采用篷布遮盖、围挡等措施；运输车辆进入施工场地限速行驶；场地内运输通道及时清扫、洒水；运载建筑材料及垃圾的车辆加盖蓬布减少洒落；加强施工管理，提倡文明施工，避免在大风天施工，尤其是引起地面扰动的作业。<sup>6</sup>

随着项目施工的完成，大气的环境污染源也将随之消失，不会对周围空气环境产生影响。<sup>7</sup>

#### 2) 声环境 <sup>8</sup>

项目区施工期间的主要噪声源为各类施工机械噪声和运载物料车辆的交通噪声。施工期间针对噪声须采取的防治措施如下：选用低噪声设备和工艺，可从根本上降低源强；加强施工管理，合理施工布置，尽可能将高噪声设备设在远离敏感点的地方；加强设备的维护和保养，保持机械润滑，减少运行噪声；分时段的限制车流量及车速，施工车辆途径村庄，应尽量降低车速，禁止鸣喇叭；做好施工人员的个人防护，合理安排工作人员轮流操作施工机械，减少接触时间并按要求规范操作，使施工机械的噪声维持在最低水平；对高噪声设备的工作人员，应配戴防护用具、耳罩等。<sup>9</sup>

通过以上的措施，可以有效的减低施工期间的噪声对区域环境的影响，使施工期间 <sup>10</sup>

满足《建筑施工场界噪声限值》（GB12523-2011）中的相应标准（昼间 70dB（A），<sup>1</sup> 夜间 55dB（A））。

### 3) 水环境 <sup>2</sup>

项目区施工期间对水环境的影响主要是施工污水和生活污水。施工废水主要包括土方阶段排水，结构阶段混凝土养护排水，以及各种车辆冲洗水；生活污水主要是施工人员产生的生活污水。<sup>3</sup>

施工过程中土方阶段排水、混凝土养护废水及施工机械的清洗废水等施工废水由于<sup>4</sup> 污染物主要是砂石，并且分部分散不宜收集，对此采用临时沉淀措施后浇洒路面和绿化。而施工人员的生活污水由于其中还有大量的有机污染物质及病原体，需要对其进行分区集中处置消毒后利用，此部分污水拟通过分区设置防渗旱厕处理后消毒利用，定期清淘外运或用作肥料。

总体而言，项目施工期间生产的污废水量较小，通过以上措施不会对地下水及周围<sup>5</sup> 的水系环境和工作人员的饮用水安全产生影响。

### 4) 固体废物 <sup>6</sup>

施工期固体废物主要为建筑垃圾及生活垃圾，要求随时产生随时清运并处置，避免<sup>7</sup> 刮风使固体废弃物飞扬，污染附近环境。其中建筑垃圾包括废弃土石及建筑垃圾等，生活垃圾主要是场区内工作人员产生的厨余和拆除的废包装物。

本期工程产生的固体废弃物虽然均为一般固体废物，但若不妥善处置也会破坏区域<sup>8</sup> 环境。施工弃渣必须堆放至规定的渣场，施工中严禁随意弃渣。为了避免堆渣场的新增水土流失，采取工程措施与植物措施相结合方法，对施工弃渣进行防护。同时对施工废弃土石及建筑垃圾在土地整理和回填过程时采取就地填埋以实现场地内平衡或外运至当地垃圾处理站集中处理；安排专职工人集中收集并定期及时清运，以避免垃圾中的有机物的腐烂及蚊子、苍蝇和鼠类的孳生。通过上述措施后施工期间产生的固体废弃物对场址区域环境不会产生影响。

### 5) 生态环境 <sup>9</sup>

项目建设过程中破坏了原地貌和地表植被，对区域内现有的植被生态环境和景观生态将产生一定的影响，如不采取积极有效的措施，必然引发和加剧区域水土流失，而且对周边生态环境造成不良影响。<sup>10</sup>

为遏制工程建设施工期间对生态环境的破坏须采取的措施如下：合理规划和设计，<sup>11</sup> 使项目对土地的占用达到最少程度；严格按设计规划制定位置来放置各施工机械设备，

并尽量减少大型机械施工，有效保护植被；施工结束后，对临时占地采取植被恢复措施<sup>1</sup>和相应的绿化，以减少水土流失面积，降低对区域内生态环境的不利影响；加强对工作人员关于野生动植物保护的宣传教育，并做好生态环境保护的监督工作。

总之，在实施上述措施的同时，坚持预防为主、因地制宜和因害设防的原则，能够<sup>2</sup>将工程对生态环境的影响减少到最低程度。

### 12.1.6 运行期环境影响分析及防治措施<sup>3</sup>

光伏发电项目为清洁能源项目，运行期间没有大气污染物，主要污染因子为电磁辐射<sup>4</sup>、无线电干扰、噪声影响、水环境影响、光污染和固体废弃物影响。

#### 1) 电磁场<sup>5</sup>

项目运营期的电磁场主要产生于新建的高压变电设备中的主变压器及送出线路。光伏发电站的接入系统运行时会产生一定能量的电磁辐射，但其强度较低，且距离居民区较远，不会对居民身体健康产生危害。对当地无线电、电视等电器设备不会产生干扰影响。<sup>6</sup>

#### 2) 无线电干扰<sup>7</sup>

无线电干扰源主要来自升压站和输电线路，防治措施主要是对其设备提出技术要求，<sup>8</sup>将配电装置产生的无线电干扰限制在规定的数值以下，并符合现行的《高压交流架空送电线无线电干扰限值》的有关规定。另外据调查，所区附近没有对无线电干扰较敏感的军事和通讯设施。

#### 3) 声环境<sup>9</sup>

光伏发电本身没有机械传动机构和运动部件，项目运行期的主要噪声是逆变器以及升压器等电器产生的噪声，但产生的噪声源强小，必要时采取隔声屏障的降噪措施来降低噪声影响，使升压站厂界排放噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》<sup>10</sup>（GB12348-2008）2类标准。

#### 4) 水环境<sup>11</sup>

项目运营期废水主要为生活污水、光伏组件冲洗水和事故油池废水。<sup>12</sup>

生活污水：站址区域内设置独立的生活污水排水管网，各建筑物生活排水就近排入生活污水管网。经处理达标后，收集于站内集水池，并全部用于站区绿化回用。<sup>13</sup>

清洗废水：本期工程所处地区会受到沙尘、强风影响，电池组件表面很容易积尘，<sup>14</sup>影响发电效率，因此需要定期清洗电池组件。本期工程清洗光伏组件的清洗废水主要污

染因子为 SS，除少量自然蒸发，其余可直接渗入地表或用作绿化和抑尘。<sup>1</sup>

由于本期工程产生的污水量有限，且回用不外排，因此不会对地表水环境造成不良<sup>2</sup>的影响。

### 5) 光污染分析<sup>3</sup>

光污染指影响自然环境，对人类正常生活、工作、休息和娱乐带来不利影响，损害<sup>4</sup>人们观察物体的能力，引起人体不舒适感和损害人体健康的各种光。本期工程光伏电池组件内的晶硅板片表面涂覆有一层防反射涂层，同时封装玻璃表面已经过特殊处理，使晶硅板片对阳光反射以漫反射为主，会产生一定的光污染影响。

本期工程针对光污染须采取的措施如下：对有光污染较重的场区采取必要的安全防护措施，主要是戴防护眼镜和防护面罩。工程光伏组件方阵全部采用以固定式安装，根据居民区所处的位置调整光伏板的反射角度，尽量使反射光背离居民区。<sup>5</sup>

本期工程对周围环境的光污染影响以最终批复的环境影响报告书为准。<sup>6</sup>

### 6) 固体废物<sup>7</sup>

本项目运行期间的固体废物排放主要为生活垃圾。损坏的光伏组件原件采用厂家直接回收的方式处置；本期工程应针对生活垃圾的排放设置专门收集桶，待收集到一定量后，用汽车运至城镇生活垃圾卫生集中处理点进行处理。<sup>8</sup>

对所更换的废电子产品，委托有资质的单位进行妥善、安全处理。由于均有危险废物，因而其临时贮存、转运等过程中严格执行《危险废物污染防治技术政策》（环发〔2001〕199号）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）、《危险废物转移联单管理办法》（原国家环境保护总局第5号令）、《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》中的相关规定。清理事故油池时，委托有资质的单位，进行妥善、安全处理，严格执行危险废物转移五联单制度，以降低对环境的影响。<sup>9</sup>

## 12.1.7 小结与建议<sup>10</sup>

### 1) 小结<sup>11</sup>

本项目的建成可充分利用当地丰富的光能资源，满足当地的电力需求，对节约常规<sup>12</sup>能源和保护生态环境也具有积极的作用。

本期工程的建设对当地水环境、大气环境、电磁环境、声环境影响很小或无影响，<sup>13</sup>对生态环境的影响可通过采取相应环保措施及环境管理措施予以最大程度的减缓。从环境保护角度来看，无制约工程建设的环境问题。

## 2) 建议<sup>1</sup>

建设单位施工过程中要严格按照环境影响报告书的要求，采取相应的环境保护防治<sup>2</sup>措施；施工结束后，及时恢复植被，加强绿化。

## 12.2 水土保持<sup>3</sup>

### 12.2.1 水土保持总体目标<sup>4</sup>

本项目不属于国家级和省级水土流失防治区。项目的建设过程将会扰动地表，堆置大量弃土弃渣，破坏原地貌，毁坏地面植被和水土保持设施，加剧水土流失的发生和发展。本期工程的水土保持设计主要以国家和地方颁布的水土保持及相关法律法规为基础，以相关的行业规范和技术资料为依据，本着“预防为主，因地制宜，生态优先，综合防治，加强管理，注重效益”的水土保持方针，科学布设水土保持措施体系，从而有效控制项目建设过程中产生的水土流失，保护和改善项目区生态环境，达到生态环境建设和项目开发建设双赢的目标。

### 12.2.2 设计依据<sup>6</sup>

#### 12.2.2.1 法律、法规<sup>7</sup>

- 1) 《中华人民共和国水土保持法》（2011年3月1日起施行）；<sup>8</sup>
- 2) 《中华人民共和国防洪法》（1998年1月1日起施行）；
- 3) 《电力设施保护条例》及《电力设施保护条例实施细则》（1998年1月7日起实施）；
- 4) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》（1993年8月1日起实施）；
- 5) 《山东省实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法》（2010年09月29日起实施）。

#### 12.2.2.2 国家规范及技术标准<sup>9</sup>

- 1) 《国务院关于加强水土保持工作的通知》（国发[1993]5号）；<sup>10</sup>
- 2) 《关于划分国家级水土流失重点防治区的公告》（中华人民共和国水利部令2006第2号）；<sup>11</sup>
- 3) 《开发建设项目水土保持设施验收管理办法》（2002年10月14日起实施）；<sup>12</sup>
- 4) 《光伏发电工程可行性研究报告编制规程》NB/T 32043-2018；<sup>13</sup>
- 5) 《开发建设项目水土保持技术规范》（GB50433-2008）；<sup>14</sup>

6) 《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》(2016<sup>1</sup>年1月25日起实施);

- 7) 《开发建设项目水土流失防治标准》(GB50434-2008);<sup>2</sup>
- 8) 《水土保持监测技术规程》(SL277-2002)。

### 12.2.3 水土保持防治目标及标准<sup>3</sup>

本期工程为建设类项目,项目区位置不属于国家级和省级水土流失防治区。根据《开<sup>4</sup>发建设项目水土流失防治标准》(GB50434-2008)的规定,本期工程水土保持防治标准执行建设类项目水土流失防治标准中的三级标准。

本期工程水土保持措施实施后,扰动土地整治率大于90%,水土流失总治理度大于<sup>5</sup>80%,土壤流失控制比大于0.4,拦渣率大于90%,林草植被恢复率大于90%,林草覆盖率为大于15%。

### 12.2.4 水土流失预测及防治措施<sup>6</sup>

#### 1) 水土流失预测<sup>7</sup>

本期工程的水土流失产生时段主要集中在施工期,水土流失产生区域为光伏场区、<sup>8</sup>升压站区、施工生产生活区和场外道路区。这些区域在建设过程中由于扰动原地貌、破坏土壤结构、土石方临时堆积、破坏地表植被等情况的发生,可能造成水土流失,破坏周边生态环境,引发一系列的环境问题。因此,应当通过相应的水土保持措施及时恢复项目区内被破坏的水保设施,有效控制因工程建设而新增的水土流失量。

经过对本项目建设内容、施工工序、生产工艺等技术资料的分析,本项目新增水土流失的特点主要有:施工期得生产活动主要集中在光伏电场区域,新增侵蚀活跃,施工结束后,侵蚀活动随之减弱,呈现先强后弱的特点;太阳能光伏电场占地面积比较大,土壤侵蚀影响区域较广;施工扰动形成的加速侵蚀,建设期临时堆土的堆积物侵蚀,是工程建设过程中产生水土流失的主要形式。

#### 2) 水土流失防治措施<sup>10</sup>

结合工程实际和项目区水土流失现状,因地制宜、因害设防、总体设计、全面布局、<sup>11</sup>科学配置。本期工程在施工过程中必须严格落实相关的水土保持措施,最大程度减少项目区内水土流失的发生。

##### (1) 工程措施<sup>12</sup>

本期工程的水土保持工程措施主要有:光伏场区内对工程扰动地表区域进行表土剥<sup>13</sup>

离保护，施工完毕后将剥离的表层土返还；对光伏方阵基座扰动地表区域，施工完毕后进行土地整治，返还表土；场区内基础开挖及场地平整等土石方开挖工程应尽量做到挖方、填方基本平衡；将开挖土石就近作为场地平整土石或将弃土、石、渣运往灰场堆存，不得在场区内或其它地点随意堆放；施工生产生活区等临时用地，在施工结束后应清除废弃物，平整土地，降低水蚀的影响，保护生态环境，避免因工程建设造成大量水土流失；场外道路在施工时最大限度利用挖方路段的弃土，尽量做到挖、填方的平衡，减少土、石方的外运量，同时在道路两侧修建排水沟，防止道路排水引发新的水土流失。

## (2) 水土流失防治植物措施<sup>2</sup>

根据工程自身特点和所处地区气候特点，结合项目工程工艺选择适合生长的具有防治水土流失作用的农业物种，以乡土物种为主，适当引进适宜本地区生长的优良作物；在发挥设施农业功能的前提下，尽可能结合生产做到美观、防污染，并取得一定的经济效益。

植物措施布设的主要原则有：保持植物措施与原地貌景观相协调；临时占地区域应根据原地貌的植被类型进行乔、灌、草的恢复植被；光伏场区的每列光伏板之间适当种植具有固土作用的农作物，以充分利用光热资源和水资源；水土保持树种选择以乡土树种为主，除考虑其综合防护作用外，还应符合防尘降噪、美观大方和经济适用的要求。

## (3) 临时措施<sup>5</sup>

根据不同水土流失防治区的特点和水土流失状况，确定各区的临时措施配置。按照项目建设的水土流失防治分区，结合项目的特点提出该工程水土保持临时防治措施详细如下：

根据本期工程土建施工的特点，主要建(构)筑物的基础开挖和表土剥离时，有一定的临时挖方不能及时回填，为了减少土石方的重复搬运，在各施工区域应设置临时堆土场。在汛期或大风季节，预先采取密目网对临时堆土进行苫盖，避免造成土方的大量流失；在临时堆土场四周设排水沟，将水排入周围临时沉砂池；针对临时堆土场采用临时围挡措施，避免产生水土流失；施工期间配洒水车，在易产生扬尘的场地和道路洒水降尘；对于场外道路应加强施工期间的管理措施，路基施工要做到随挖随填随夯实，不留松土面；大量的土石方作业，尽量避免在雨季施工，做好地表排水系统，防止水土流失。

### 12.2.5 水土保持投资<sup>8</sup>

水土保持专项投资概算是工程总概算的组成部分，水土保持投资的费用构成包括工<sup>9</sup>

程措施费、植物措施费、临时措施费、独立费用、预备费用等。<sup>1</sup>

#### 12.2.6 小结与建议<sup>2</sup>

本期工程水土保持设计对产生水土流失的区域采取了工程措施、植物措施和临时措施相结合的水土流失综合治理措施，按照本设计的目标和要求，各项措施实施后，因工程建设产生的水土流失将得到科学有效地控制。<sup>3</sup>

## 第十三章 劳动安全与工业卫生<sup>1</sup>

### 13.1 设计总则<sup>2</sup>

#### 13.1.1 设计任务和目的<sup>3</sup>

贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的工作方针，依据有关法律法规，对工程投产后在生产过程中可能存在的危及人身安全和身体健康的各种危害因素进行确认，提出符合规范要求和工程实际的具体防护措施，以保障光伏发电站职工在生产过程中的安全与健康，同时确保工程建筑物和设备本身的安全。<sup>4</sup>

对施工过程中可能存在的主要危害因素，从管理方面对业主、工程承包商和工程监理部门提出安全生产管理要求，为业主的工程招标管理、工程竣工验收和发电站的安全运行管理提供参考依据，确保施工人员生命及财产的安全。<sup>5</sup>

#### 13.1.2 基本原则<sup>6</sup>

为了保护劳动者在项目建设中的安全和健康，改善劳动条件，光伏发电站设计必须贯彻执行国家及部颁现行的有关劳动安全和工业卫生的法令、标准及规定，以提高劳动安全和工业卫生的设计水平。在发电站劳动安全和工业卫生工程设计中，应贯彻“安全第一，预防为主、综合治理”的方针，加强劳动保护，改善劳动条件，重视安全运行。在贯彻执行国家及部已经颁布的法令、标准及规定的前提下，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。劳动安全与工业卫生防范措施和防护设施，必须与主体工程同时设计，同时施工，同时投产，并应安全可靠，保障劳动者在劳动过程中的安全与健康。<sup>7</sup>

根据《中华人民共和国安全生产法》的要求，编制劳动安全及工业卫生篇章，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。<sup>8</sup>

#### 13.1.3 设计依据<sup>9</sup>

##### 13.1.3.1 国家法律<sup>10</sup>

- 1) 《中华人民共和国安全生产法》（国家主席令[2002]第 70 号）；<sup>11</sup>
- 2) 《中华人民共和国劳动法》（国家主席令[1994]第 28 号）；
- 3) 《中华人民共和国电力法》（国家主席令[1995]第 60 号）；
- 4) 《中华人民共和国防洪法》（国家主席令[1997]第 88 号）；

- 5) 《中华人民共和国建筑法》（国家主席令[1997]第 91 号）；1  
 6) 《中华人民共和国气象法》（国家主席令[1999]第 23 号）；  
 7) 《中华人民共和国消防法》（国家主席令[2008]第 6 号）；  
 8) 《中华人民共和国可再生能源法》（国家主席令[2005]第 33 号）；  
 9) 《中华人民共和国道路交通安全法》（国家主席令[2007]第 81 号）；  
 10) 《中华人民共和国防震减灾法》（国家主席令[2008]第 7 号）。

### 13.1.3.2 国家行政法规 2

- 1) 《中华人民共和国防汛条例》（国务院令第 086 号）；3  
 2) 《电力设施保护条例》（国务院令第 239 号）；  
 3) 《建设工程安全生产管理条例》（国务院令第 393 号）；  
 4) 《地质灾害防治条例》（国务院令第 394 号）；  
 5) 《中华人民共和国道路交通安全法实施条例》（国务院令第 405 号）；  
 6) 《劳动保障监察条例》（国务院令第 423 号）；  
 7) 《生产安全事故报告和调查处理条例》（国务院令第 493 号）。

### 13.1.3.3 政府部门规章 4

- 1) 《国家电力监管委员会安全生产令》（国家电力监管委员会第 1 号令）；5  
 2) 《关于加强建设项目安全设施"三同时"工作的通知》（国家发展改革委、国家安全生产监督管理总局发改投资[2003]1346 号）；  
 3) 《国务院关于进一步加强企业安全生产工作的通知》（国发[2010]23 号）；  
 4) 《关于加强重大工程安全质量保障措施的通知》（发改投资[2009]3183 号）；  
 5) 《关于做好建设项目安全监管工作的通知》（安监总协调[2006]124 号）；  
 6) 《生产安全事故应急预案管理办法》（国家安全生产监督管理总局令[2009]第 17 号）；  
 7) 《防雷装置设计审核和竣工验收规定》（中国气象局令第[2005]11 号）；  
 8) 《电力安全生产监管办法》(国家电力监管委员会令第 2 号);  
 9) 《特种设备作业人员监督管理办法》（国家质量监督检验检疫总局 2005 年第 70 号令）；  
 10) 《气瓶安全监察规定》（国家质量监督检验检疫总局令[2003]46 号）；  
 11) 《防雷减灾管理办法》（中国气象局令第 8 号）。

### 13.1.3.4 国家标准 6

- 1) 《安全色》（GB2893-2008）；<sup>1</sup> 2
- 2) 《安全标志及其使用导则》（GB2894-2008）；
- 3) 《工业企业设计卫生标准》（GBZ1-2002）；
- 4) 《生产过程安全卫生要求总则》（GB/T12801-2008）；
- 5) 《防止静电事故通用导则》（GB12158-2006）；
- 6) 《继电保护和安全自动装置技术规程》（GB/T14285-2006）；
- 7) 《建筑地基基础设计规范》（GB50007-2011）；
- 8) 《建筑结构荷载规范》（GB50009-2012）；
- 9) 《建筑抗震设计规范》GB50011-2001（2016年版）；
- 10) 《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）；
- 11) 《采暖通风与空气调节设计规范》（GB50019-2003）；
- 12) 《岩土工程勘察规范》（GB50021-2001）（2009版）；
- 13) 《建筑照明设计标准》（GB50034-2013）；
- 14) 《低压配电设计规范》（GB50054-2011）；
- 15) 《建筑物防雷设计规范》GB50057-2011；
- 16) 《66kV及以下架空电力线路设计规范》（GB50061-2010）；
- 17) 《火灾自动报警系统设计规范》（GB50116-2013）；
- 18) 《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2005）；
- 19) 《二氧化碳灭火系统设计规范》（GB50193-1999）；
- 20) 《电力工程电缆设计规范》（GB50217-2007）；
- 21) 《火力发电厂与变电站设计防火规范》（GB50229-2006）；
- 22) 《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》（GB50242-2002）；
- 23) 《电力设施抗震设计规范》（GB50260-2013）；
- 24) 《建筑内部装修防火验收规范》（GB50354-2005）。

### 13.1.3.5 安全行业标准 <sup>3</sup>

- 1) 《生产经营单位安全生产事故应急预案编制导则》（AQ/T9002-2006）。<sup>4</sup>

### 13.1.3.6 发电行业技术标准 <sup>5</sup>

- 2) 《电缆防火措施设计和施工验收标准》（DLGJ154-2000）；<sup>6</sup>
- 3) 《接地装置特性参数测量导则》（DL/T475-2006）；
- 4) 《电力变压器运行规程》（DL/T572-2010）；

- 5) 《微机继电保护装置运行管理规程》(DL/T587-2016)；1  
 6) 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T620-2014)；  
 7) 《交流电气装置的接地》(DL/T621-2011)；  
 8) 《继电保护和电网安全自动装置检验规程》(DL/T995-2006)；  
 9) 《电力设备典型消防规程》(DL5027-2015)；  
 10) 《电力工程直流系统设计技术规程》(DL/T5044-2014)；  
 11) 《变电站总布置设计技术规程》(DL/T5056-2007)。

### 13.1.3.7 其他标准、规范 2

- 1) 《冻土地区建筑地基基础设计规范》(JGJ118-2011)；3  
 2) 《建筑地基处理技术规范》(JGJ79-2012)；  
 3) 《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》(国电发[2000]589号)；  
 4) 《电力建设安全健康与环境管理工作规定》(国电电源[2002]49号)；  
 5) 《安全生产工作规定》(国家电网总[2003]407号)；  
 6) 《电力设备交接和预防性试验规程》(华北电网公司 2008)；  
 7) 《电力建设工程概算定额》建筑工程(2013年修订本)。

以上规范与标准如有最新版，均以最新版为准。

## 13.2 工程劳动安全与工业卫生危害因素分析 4

### 13.2.1 工程施工期危害安全与卫生的主要因素分析 5

光伏电站建设施工过程中最可能发生事故的类型主要包括：6

#### 1) 坍塌 7

本期工程坍塌危险主要存在于施工期的基础开挖过程中，施工中若基坑支护不当，8地质情况不良等可能造成基坑壁坍塌。施工材料堆放过高、管理不当也存在坍塌的危险，能导致设备或材料损坏，人员伤残、死亡。

#### 2) 触电伤害 9

本期工程施工中使用的用电设备多，存在触电伤害因素，能导致人员伤残、死亡。10单个太阳电池组件的直流输出电压为40V左右，但是若串联一定数量的太阳电池组件，则输出电压能达到1000V以上。因此，在施工中应予以特别重视。施工用电配电箱可能存在漏电问题，导致现场人员误触电，故应设置明显警示标识；如需进行改线和引接线操作，应由专人负责。

### 3) 机械伤害 1

本期工程施工中使用的机械设备多，存在机械伤害因素，能导致人员伤残、死亡。2

### 4) 物体打击和挤压伤害 3

本期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，能导致人员伤残、死亡。

### 5) 交通事故 5

本期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、6  
车辆机械故障等因素引起的交通事故伤害危险，能导致设备损坏或人员伤残、死亡。

### 6) 传染性疾病 7

本期工程施工过程中，施工人员数量较多，且集体生活、集体用餐，存在发生传染8  
性疾病隐患。

## 13.2.2 工程运行期危害安全与卫生的主要因素分析 9

### 1) 太阳能电池阵列 10

太阳能电池阵列是光伏电站的主要发电设备，正常工作直流电压一般在 600~1000V 11  
左右，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 12

本期工程布置有 35kV 升压变压器 35 座及若干其它电气设备。这些设备的带电部位 13  
均存在触电伤害的危险，也存在火灾及爆炸的危险，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 14

本期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 15  
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，能导致设备损坏或人员窒息、烧伤、死亡。

### 4) 电气设备及电缆火灾及中毒伤害 16

本期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 17  
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，能导致设备损坏或人员窒息、烧伤、死亡。

### 5) 电机等设备的噪声污染 18

本期工程综合配电室布置有一些通风机，这些设备的低频噪声会引起运行人员的听 19  
力伤害，严重时甚至导致耳聋等职业病。

## 13.3 工程安全卫生设计<sup>1</sup>

### 13.3.1 施工期劳动安全与工业卫生对策措施<sup>2</sup>

根据有关法律、法规、规章和标准，落实《生产安全事故应急预案管理办法》（第17号）及国家发展改革委等部门《关于加强重大工程安全质量保障措施的通知》（发改投资[2009]3183号）等文件精神要求，加强施工期劳动安全与工业卫生的管理。

#### 1) 科学确定并严格执行合理的工程建设周期<sup>4</sup>

合理的工程建设周期是保证工程安全质量的重要前提。有关方面对此要高度重视，科学确定并严格执行合理工期。

#### 2) 充分做好工程开工前的准备工作<sup>6</sup>

工程开工前的准备工作是保证工程安全质量的基础环节。要充分做好规划、可行性研究、初步设计、招标投标、征地拆迁等各阶段的准备工作，为有效预防安全质量事故打下坚实基础。

#### 3) 切实加强工程建设全过程安全质量管理<sup>8</sup>

工程的实施是项目建设的中心环节。建设、勘察、设计、施工、监理单位等有关方面应认真贯彻执行《建设工程质量管理条例》和《建设工程安全生产管理条例》，切实提高安全质量意识，强化安全质量管理，确保工程质量安全。

#### 4) 严格落实安全质量责任<sup>10</sup>

在工程施工期间，建设单位必须遵守“生产经营单位新建、改建、扩建工程项目的安全设施必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用”三同时的安全规定。要切实提高安全质量责任意识，严格落实有关各方责任，建立各负其责、齐抓共管的工程安全质量责任约束机制，有效保障工程安全质量。

5) 建设单位应认真学习，严格对设计单位、施工单位、监理单位加强安全生产管理，按照相关资质、条件和程度进行审查，明确安全生产责任，制定相应的施工安全管理方案，责成施工单位制定应急预案。

#### 防塌方对策措施<sup>13</sup>

基坑按基坑安全施工方案做好支护防护，现场设专人监护，模板工程按模板安装方案要求进行施工，拆模要申请技术负责人审批后方可施工。

#### 防触电伤害对策措施<sup>15</sup>

施工现场临时用电采用TN-S系统，执行三级配电、二级保护的用电原则，电源线、

电闸箱、电器及外电防护防雷击、防火等按经过审批的临时用电施工组织设计（方案）<sup>1</sup>中的要求进行采购、制作、架设、安装、操作。

### 防传染性疾病对策措施 <sup>2</sup>

施工现场保证食品卫生，配备常用急救药品及用品，并设专人负责，加强办公室、<sup>3</sup>休息室环境卫生管理，发现有传染病的马上隔离、就医。

### 防交通事故对策措施 <sup>4</sup>

驾驶员不准酒后上岗，不准擅离岗位；横越道路时必须做到“一看，二慢，三确认，<sup>5</sup>四通过”；凡是制动，方向盘，照明设备不全的车辆禁止使用；卡车的车帮低于1米时严禁载人；车辆行走时严禁装卸工具或材料；驾驶室内严禁超员，严禁将车交给非驾驶人员或技术不熟练的驾驶人员驾驶。

## 13.3.2 运行期劳动安全与工业卫生对策措施 <sup>6</sup>

### 13.3.2.1 防火及防爆 <sup>7</sup>

#### 1) 工程防火设计 <sup>8</sup>

工程防火采用综合消防技术措施，消防系统从防火、监测、报警、控制、疏散、灭<sup>9</sup>火、事故通风、救生等方面进行整体设计。

本光伏电站建筑物防火设计完全满足现行有关防火设计规范的要求，设计具体内容<sup>10</sup>详见可研报告“消防设计”章节。

#### 2) 工程防爆安全设计 <sup>11</sup>

主变压器等都设有泄压装置，布置上将泄压面避开运行巡视工作的部位，以防止在<sup>12</sup>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。

#### 3) 防静电设计 <sup>13</sup>

通风设备等均接地：防静电接地装置与工程中的电气接地装置共用时，其接地电阻<sup>14</sup>不大于 $30\Omega$ 。

场外独立设置的易燃、易爆材料仓库，在直击雷保护范围内，其建筑物或设备上严<sup>15</sup>禁装设避雷针，而用独立避雷针保护。并采取防止感应雷和防静电的技术措施。

### 12.3.2.2 防电气伤害 <sup>16</sup>

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<sup>17</sup>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。<sup>1</sup>

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》及其它相关规定的有关规定。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。<sup>2</sup>  
<sup>3</sup>

4) 用于接零保护的零线上, 不装设熔断器和断路器。

5) 所用干式变压器与配电柜布置在同一房间, 该变压器设不低于 IP2X 的防护外罩。

6) 屋外开敞式电气设备, 在周围设置高度不低于 1.5m 的围栏。

7) 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。

8) 高压开关柜具有“五防”功能即:

(1) 防带负荷分、合隔离开关;

(2) 防误分、合断路器;

(3) 防带电挂地线、合接地开关;

(4) 防带地线合隔离开关和断路器;

(5) 防误入带电间隔。

9) 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。

10) 供检修用携带式作业灯, 符合《特低电压(ELV)限值》(GB/T3805-93)的有关规定。

11) 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。

12) 电气设备的外壳和钢构架在正常运行中的最高温升;

(1) 运行人员经常触及的部位不应大于 30K;

(2) 运行人员不经常触及的部位不应大于 40K;

(3) 运行人员不触及的疗位不应大于 65K, 并设有明显的安全标志。

13) 电气设备的防护围栏应符合下列规定:

(1) 栅状围栏的高度不应小于 1.2m, 最低栏杆离地面净距不应大于 0.2m;

(2) 网状围栏的高度不应小于 1.7m, 网孔不应大于 40mm;

(3) 所有围栏的门均应装锁, 并有安全标志。

### 13.3.2.3 防机械及防坠落伤害

1) 采用的机械设备的布置, 设计中满足有关国家安全卫生有关标准的要求, 在设<sup>4</sup>

备采购中要求制造厂家提供的设备符合《生产设备安全卫生设计总则》、《机械防护安全距离》、《机械设备防护罩安全要求》、《防护屏安全要求》等有关标准的规定。<sup>1</sup>

2) 所有机械设备防护安全距离, 机械设备防护罩和防护屏的安全要求, 以及扶手,<sup>2</sup>中间设置休息平台, 均采取防滑措施。

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

4) 本光伏电站设置的室外楼梯, 均考虑了意外坠落的影响, 设置设护栏杆与扶手,<sup>4</sup>中间设置休息平台, 均采取防滑措施。

#### 13.3.2.4 防噪声及防振动 <sup>5</sup>

升压站按“少人值守”方式设计, 采用以计算机为基础的全厂集中监控方案, 并设置<sup>6</sup>图像监控系统, 因而少量的值守人员的主要值守场所布置在生产综合配电室的中控室内, 其噪声均要求根据《工业企业噪声控制设计规范》规定, 结合本电场的特点, 限制在 60~70dB。

1) 为确保各工作场所的噪声限制在规定值内, 要求各种设备上的电动机、风机、<sup>7</sup>水泵、变压器等主要噪声、振动源的设备设计制造厂家提供符合国家规定的噪声、振动标准的设备。中控室等主要办公场所选用室内机噪声值小于 60dB 的空调机, 并采取必要的隔振、减振处理。

2) 在噪声源较大的设备房间采取必要的工程措施, 如采取吸声、隔声或更为有效的消音屏蔽以及相应的隔振、减振和阻尼措施。<sup>8</sup>

3) 选用噪声的振动水平符合国家有关标准规定的设备, 必要时, 对设备提出允许<sup>9</sup>的限制值, 或采以相应的防护措施, 如在建筑上采用降噪材料等。

4) 管道设计及其支吊架合理选择, 以避免或减少流体高速流动及管道振动所产生的<sup>10</sup>噪声。

5) 为运动员配备临时隔声的防护用具。<sup>11</sup>

#### 13.3.2.5 采光与照明 <sup>12</sup>

本光伏电站的综合楼中的控制室等主要工作场所的照明, 充分利用天然采光, 当天<sup>13</sup>然采光不足时, 辅以人工照明。其他各层, 根据相关照明设计规范的规定, 选择合适的灯具, 合理布置灯源, 各场所的照度满足《建筑照明设计标准》的要求。

在控制室等重要工作场所设有事故照明。在综合配电室内主要疏散通道及安全出口<sup>14</sup>处均设有火灾事故照明与疏散标志。

#### 13.3.2.6 防尘、防污染、防腐蚀、防毒

- 1) 配电室屋内地面采用坚硬的、不起尘埃的材料（高标号混凝土或水磨石），清扫时采用吸尘装置。<sup>1</sup>
- 2) 本光伏电站机械通风系统的避风口位置，设置在室外空气比较洁净的地方，并设在排风口的上风侧。<sup>2</sup>
- 3) 本升压站辅助生产建筑相关部位按消防设计原则设有事故排风、排毒措施。<sup>3</sup>
- 4) 设备支撑构件、水管、气管、油管和风管根据不同的环境采取经济合理的防腐蚀措施。除锈、涂漆、镀锌、喷塑等防腐处理工艺符合国家现行的有关标准的规定。电缆桥架采用热镀锌处理。<sup>4</sup>
- 5) 建筑材料的毒性、放射性均符合国家有关卫生标准规定，不得超标。<sup>5</sup>

### 13.3.2.7 防电磁辐射 <sup>6</sup>

在接触微波（频率为 300Hz~300GBz 的电磁波）辐射的工作场所，对作业人员的辐射防护要求要满足《作业场所微波辐射卫生标准》的规定，选用满足防护微波辐射要求的产品。<sup>7</sup>

### 13.3.2.8 安全色和安全标志 <sup>8</sup>

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。<sup>9</sup>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》和《安全标志》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。<sup>10</sup>

安全色和安全标志设置的场所及类型见表 13.3-1。<sup>11</sup>

表 13.3-1 安全色和安全标志设置的场所及类型 <sup>12</sup>

标志名称	安全色	设置场所	标志内容
禁止标志	红色	1.电缆密集处	禁止烟火
警告标志	黄色	1.电气设备的防护围栏	当心触电
		2.温升超过 65K 的设备外壳或构架	当心高温伤人
		3.吊物孔周围的防护栏杆	当心坠落
		4.超过 2.0m 的钢直梯上端	
		5.机修间、修配厂车间入口处	当心机械伤人
		6.超过 55°的斜坡	当心滑跌

		7.主要交通道口	当心车辆	1
提示标志	绿色	1.消防设施	消火栓	
			灭火器	
		2.安全疏散通道	消防水带	
			安全通道、太平门	

## 13.4 安全与工业卫生机构设置、人员配备及管理制度<sup>2</sup>

为贯彻“安全第一、预防为主”的方针，加强工程安全与工业卫生设施和技术措施的实施，以保护劳动者在劳动过程中的安全与健康，保障财产不受损失，就必须建立、健全安全生产责任制度；健全安全技术操作规程和安全规章制度；健全特种作业人员持证上岗和建档制度；完善安全生产条件，确保安全生产。实行全员，全方位，全过程的管理；根据法律法规制定相关职业安全卫生制度。制度的主要内容包括：目标、责任、承诺、奖惩规定、监督考核、总结等内容。

### 13.4.1 安全卫生机构设置、人员配备及管理制度<sup>4</sup>

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

光伏电站运行人员在开始工作前，需进行必要的安全教育和培训，并经考试合格后方能进入生产现场工作，同时按国家标准为生产运行人员配备相应的劳动保护用品，以便生产运行人员有一个良好的身体条件，为电站的安全运行创造一个较好的软件基础，减少和预防由于生产运行人员的失误而导致生产事故。

建立巡回检查制度、工作监护制度、维护检修制度，对生产设备的相关仪器、仪表和器材进行安全的日常维护。安全卫生管理机构根据工程特点配置监测仪器设备和必要的安全宣传设备。

### 13.4.2 安全生产监督制度<sup>8</sup>

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

### 13.4.3 消防、防止电气误操作、防高空作业坠落的管理制度<sup>1</sup>

1) 消防管理制度主要内容包括:<sup>2</sup>

- (1) 设备防火安全规定;<sup>3</sup>
- (2) 防火检查制度;<sup>4</sup>
- (3) 备品间防火安全制度;<sup>5</sup>

2) 防电气误操作管理制度主要内容包括:<sup>6</sup>

- (1) 落实责任制，明确防误工作负责人，形成防误工作网络；
- (2) 贯彻执行“五防措施”；
- (3) 熟练掌握相关设备的现场布置、系统联系、结构原理、性能作用、操作程序。
- (4) 建立防误工作的激励约束机制；
- (5) 严格执行《电业安全工作规程》、《电力事故调查规程》、《运行规程》和运行部的各种规章制度等。

3) 防高空作业坠落管理制度主要内容包括：

- (1) 对实行高空作业的人员采取安全保护措施；
- (2) 对实行高空作业人员进行安全教育，提高人员的安全意识和自我保护意识等。

### 13.4.4 工业卫生与劳动保护管理规定<sup>7</sup>

各级行政正职是本单位（部门）的安全第一责任人，对安全生产负全面的领导责任。<sup>8</sup>各级行政副职是自己分管工作范围内的安全第一责任人，对分管范围内的安全工作负有领导责任。各类人员必须认真落实规定中各自的安全职责，认真贯彻落实执行国家有关安全生产的方针、政策、法律及法规，并对所属部门人员履行安全职责的情况进行检查、考核。严禁违章指挥，违章作业，违反现场劳动纪律现象的发生。

坚持“管生产必须管安全”的原则，做到计划、布置、检查、总结、考核生产工作和<sup>9</sup>安全工作同步进行，落实好有关职业安全卫生制度的执行。

### 13.4.5 事故调查处理与事故统计制度<sup>10</sup>

事故调查处理与事故统计制度按照国家电力监管委员会颁布的《电力生产事故调查<sup>11</sup>暂行规定》（自2005年3月1日起施行）进行编制。

## 13.5 事故应急救援预案<sup>12</sup>

根据国家有关规定及相关职能部门的要求，结合《生产安全事故应急预案管理办法》<sup>13</sup>

(国家安全生产监督管理总局令第 17 号)、《生产经营单位安全生产事故应急预案编制导则》(AQ/T9002-2006) 和《关于印发<电力突发事件应急演练导则>(试行)等文件的通知》(电监安全[2009]22 号) 的规定, 落实《国家发展改革委等部门关于加强重大工程安全质量保障措施的通知(发改投资[2009]3183 号)》, 对发电站的突发事故, 有一个系统的应急救援预案。应急救援预案须在电站投产前经有关部门的审批。预案对发电站在运行过程中出现的突发事故有一个较全面的处理手段, 在事故发生的第一时间及时作出反应, 采取措施防止事故的进一步扩大并及时向有关领导汇报, 在事故未查明之前, 当班运行人员应保护事故现场和防止损坏设备, 特殊情况例外(如抢救人员生命)等。

## 13.6 主要结论和建议<sup>2</sup>

光伏发电工程体量大, 作业面多, 工期短, 或多或少的产生事故隐患和发生生产事故。我们需借鉴国外的先进管理模式, 结合我国自身发展特点, 逐步增强当前光伏发电安全生产和运行的防范工作。

建设单位、施工单位、监理单位在施工中严格执行监督规程, 材料在使用前应查验合格证及材质化验单, 材料在存放时, 应进行分类保管, 避免混淆, 防止错用。应采取有效措施保证施工的质量。

建议本电站建立全过程职业安全健康管理体系, 以利于促进企业长效安全生产, 创造最佳经济效益。

## 第十四章 节能降耗<sup>1</sup>

### 14.1 设计原则<sup>2</sup>

- 1) 贯彻“安全可靠、先进适用，符合国情”的电力建设方针。本期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。<sup>3</sup>
- 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) 严格控制光伏电站用地指标、节约土地资源。
- 5) 光伏电站水耗、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) 提高光伏电站综合自动化水平，实现全场监控和信息系统网络化，提高光伏电站运行的安全性、经济性、减员增效、节约投资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。

### 14.2 工程应遵循的节能标准及节能规范<sup>4</sup>

本项目在建设和营运中，将遵循如下用能标准和节能设计规范：<sup>5</sup>

- 1) 《中华人民共和国节约能源法》<sup>6</sup>
- 2) 《中华人民共和国建筑法》
- 3) 《机械行业节能设计规范》
- 4) 《公共建筑节能设计标准》 GB50189-2015
- 5) 《民用建筑热工设计规范》 GB50176-2016
- 6) 《采暖通风与空气调节设计规范》 GB50019-2016
- 7) 建设部令第 76 号《民用建筑节能管理规定》

8) 建设部令第 81 号《实施工程建设强制性标准监督规定》<sup>1</sup>

9) 建科【2004】74 号《关于加强民用建筑工程项目建筑节能审查工作的通知》<sup>2</sup>

10) 国务院国发【2006】28 号文件《国务院关于加强节能工作的决定》<sup>3</sup>

11) 国务院《国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》<sup>4</sup>

12) 国家发展和改革委员会发改投资【2006】2728 号文件《国家发展改革委关于加强固定资产投资项目节能评估和审查工作的通知》<sup>5</sup>

13) 国家发展和改革委员会发改环资【2007】21 号文件《国家发展改革委关于印发固定资产投资项目节能评估和审查指南（2006）的通知》<sup>6</sup>

### 14.3 施工期能耗种类、数量分析和能耗指标分析<sup>7</sup>

光伏电站施工期主要能耗种类有电能、水、汽油和柴油等。<sup>8</sup>

电能主要用于支架焊接，现场用电施工机械的供电和施工区生活办公用电。

汽油、柴油主要是现场施工机械和运输车辆使用。

### 14.4 运行期能耗种类、数量分析和能耗指标分析<sup>9</sup>

光伏电站按工程建设划分一般可分为六部分，即：光伏发电设备、系统工程、光伏发电设备平面布置、光伏电站道路规划、变电工程、集电电缆工程。机组设备由投资方招标购买，光伏发电技术已较成熟稳定，设备在设计时已考虑节能降耗。光伏发电节能降耗主要围绕系统工程、光伏发电设备平面布置、光伏电站道路规划、变电工程、集电电缆展开。<sup>10</sup>

本项目以山东电网作为项目电网，通过太阳能发电代替电网中的化石燃料发电，从而减少 CO<sub>2</sub> 排放。本项目本身不排放温室气体，即项目排放量为零，项目的减排量就等于基准线的排放量。基准线排放因子（EF）由组合边际排放因子（CM）表示，即电量边际排放因子（OM）和容量边际排放因子（BM）的加权平均。<sup>11</sup>

本电站建成后预计每年可发电 13469.71 万 kWh，与同等供电量火电厂相比，每年可节约标煤 4.05 万吨（按照火电供电标煤耗平均 300.7g/kW.h），相应每年可减少多种大气污染物的排放，其中减少二氧化硫（SO<sub>2</sub>）排放量约 13.6 吨，二氧化碳（CO<sub>2</sub>）约 11.16 万吨，氮氧化物（NOX）约 20.47 吨，烟尘约 2.96 吨。减轻了环境污染且节能减排效益明显。<sup>12</sup>

## 14.5 主要节能降耗措施<sup>1</sup>

### 14.5.1 系统工程<sup>2</sup>

#### 14.5.1.1 综合部分<sup>3</sup>

光伏电站主设备规范“通用性”和“经济性”。<sup>4</sup>

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

经济性：按照企业利益最大化原则，不片面追求技术先进性和高可靠性，进行经济技术综合分析，优先采用性能价格比高的技术和设备。<sup>6</sup>

#### 14.5.1.2 电气部分<sup>7</sup>

优化设计，减少占地面积，节省材料用量：<sup>8</sup>

通过推广主设备规范，明确统一各级配电装置的间隔宽度及布置尺寸，节省了钢芯铝绞线等材料用量；优化电缆沟布置，节省了电缆的长度。<sup>9</sup>

主要措施如下：<sup>10</sup>

- 1) 箱变、逆变器等设备选用节能产品，降低变压器损耗。<sup>11</sup>
- 2) 有效减少电缆使用量、减少导体的截面，在有效降低电缆使用量的同时，达到降低电能损失的目的。
- 3) 严格控制建筑面积，减少采暖面积，有效降低相应的能耗。
- 4) 采用节能灯具，可节省电能；实施绿色照明。合理设计灯具，在满足照度要求的前提下，减少灯具的数量。

### 14.5.2 光伏发电设备平面布置<sup>12</sup>

光伏发电设备的平面布置按照以下原则设计：尽量集中布置、尽量减小前后排阵列之间的遮挡、提高整体系统的效率、减少线损、视觉上要尽量美观。<sup>13</sup>

采取上述原则可提高光伏电站的发电效益，减少占地面积，充分利用土地，充分利用地区太阳能资源，在同样面积的土地上安装更多的光伏发电设备；其次，集中布置还能减少电缆和场内道路长度，降低工程造价，降低场内线损。<sup>14</sup>

### 14.5.3 变电工程<sup>15</sup>

#### 14.5.3.1 综合部分<sup>16</sup>

光伏电站主设备规范“通用性”和“经济性”。<sup>17</sup>

**通用性：**主设备的设计应考虑设备及其备品备件，在一定范围和一定时期的通用互换使用；不同厂家的同类产品，应考虑通用互换使用；设计阶段的设备选型要考虑通用互换。<sup>1</sup>

**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。<sup>2</sup>

#### 14.5.3.2 电气部分 <sup>3</sup>

优化设计，减少占地面积，节省材料用量：<sup>4</sup>

通过推广主设备规范，明确统一各级配电装置的间隔宽度及布置尺寸，节省了钢芯铝绞线等材料用量；优化电缆沟布置，节省了电缆的长度。<sup>5</sup>

主要措施如下：<sup>6</sup>

- 1) 主变压器、无功补偿装置等设备选用节能产品，降低变压器损耗。<sup>7</sup>
- 2) 有效减少电缆使用量、减少导体的截面，在有效降低电缆使用量的同时，达到降低电能损失的目的。
- 3) 严格控制建筑面积，减少采暖面积，有效降低相应的能耗。
- 4) 采用节能灯具，可节省电能；实施绿色照明。合理设计灯具，在满足照度要求的前提下，减少灯具的数量。

#### 14.5.3.3 土建部分 <sup>8</sup>

1) 总图 <sup>9</sup>

站区设计的合理与否关键在规划，在本站的规划中着重抓总体规划，规划设计配合电气工艺在设计过程中充分考虑了光伏电站集电线路、送出线路的分布。结合站址的环境、地理位置、交通运输等条件，充分比较并优化了电气总平面布置方案，从而做到布局合理、出线顺畅、节约占地、减少土方等。<sup>10</sup>

考虑到光伏电站所在地区，无霜期较短，冬季较长且气温较低，生活条件相对较差。<sup>11</sup>基于此，尽可能减少单体建筑，不仅降低了由于单体建筑冬季采暖所带来的能源消耗的增加，而且还紧凑了布置，节省了土地占用。

与工艺专业配合，优化站区的道路、电缆沟及综合管线的布置，做到布局合理，电缆敷设路径最佳。<sup>12</sup>

2) 结构 <sup>13</sup>

在结构设计过程中，严格按照国家标准设计，采用了先进的空间结构计算软件，进行结构体系的方案比选，努力做到三材耗量最优。<sup>14</sup>

### 3) 建筑<sup>1</sup>

建筑物围护材料避免使用实心粘土砖，积极推广新型建筑材料，采用能耗低的保温一体砌块、空心砌块、粉煤灰砌体等。在设计过程中，重视建筑节能设计，降低了建筑能耗，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、空调以及照明系统的设计，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。<sup>2</sup>

### 4) 暖通<sup>3</sup>

#### (1) 采暖<sup>4</sup>

建筑均按照节能建筑进行设计，满足建筑节能设计标准的规定。逆变升压配电室采用电暖气采暖，采暖设备按设计热负荷合理选取，房间为20℃。<sup>5</sup>

#### (2) 通风<sup>6</sup>

在满足电气设备散热要求的前提下，通风系统的设计充分利用自然通风，处理好室内气流组织，提高通风效率。<sup>7</sup>

风机通风量的计算可根据电气设备的散热量和设备房间换气次数进行比较后选择其中最大值。<sup>8</sup>

### 14.5.4 集电电缆<sup>9</sup>

集电电缆设计过程中根据负荷情况合理选择电缆截面以减少电能损失；优化电缆路径，通过比较选择最短的电缆路径。<sup>10</sup>

### 14.6 结论<sup>11</sup>

本期工程采用绿色能源——太阳能，并在设计中采用先进可行的节电、节水及节约原材料的措施，能源和资源利用合理，设计中严格贯彻了节能、环保的指导思想，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，减少了线路投资，节约了土地资源，并能够适应远景建设规模和地区电网的发展。各项设计指标达到国内先进水平，为光伏电站的长期经济高效运行奠定了基础，符合国家的产业政策，符合可持续发展战略，节能、节水、环保。<sup>12</sup>

## 第十五章 工程概算<sup>1</sup>

### 15.1 工程概况<sup>2</sup>

本项目设计概算包括：光伏组件及支架、逆变器、箱式变压器、直埋电缆、35kV<sup>3</sup>线路、场区简易道路、220kV 升压站工程等设备及安装工程、施工辅助工程、建筑工程和其他费用的投资。

升压站总征地面积 16.63 亩。<sup>4</sup>

本期建设 100MW，项目所发电量全额上网。本期直流侧总容量为 110.0528MWp。<sup>5</sup>新建 1 座 220kV 升压站，工程静态投资 31479.74 万元，单位投资 2860 元/kW；工程动态投资 31809.41 万元，单位投资 2890 元/kW。

工程施工工期按 9 个月考虑，生产运营期 25 年。<sup>6</sup>

项目资本金比例为 20%、其余 80% 为银行贷款。<sup>7</sup>

### 15.2 编制原则及依据<sup>8</sup>

1) 依据国家、行业现行的有关文件规定、费用定额、费率标准等进行编制。<sup>9</sup>

《光伏发电工程可行性研究报告编制规程》NB/T 32043-2018。

主要材料价格依据当地当期信息价格编制。

2) 定额、费用标准及有关文件、规定：<sup>10</sup>

①定额：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》<sup>11</sup>（NB/T32027-2016）和《光伏发电工程概算定额》（NB/T32035-2016）；

②费用标准：根据《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T32027-2016）进行编制；

③关于发布《关于建筑业营业税改征增值税后光伏发电工程计价依据调整实施意见》的通知（可再生定额[2016]61 号文）。

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》；<sup>12</sup>

国家能源局发布的《光伏发电工程勘察设计费计算标准》（NB/T32030-2016）；<sup>13</sup>

财政部国家发改委财综〔2008〕78 号文“关于公布取消和停止征收 100 项行政事业<sup>14</sup>性收费项目的通知”；

④其他参考：当地相关政策、文件规定；<sup>15</sup>

⑤工程量：本工程现阶段各专业提供的设计提资单及工程量清单、说明书及设备材料清册；<sup>1</sup>

环境保护、水土保持以及劳动安全及卫生工程部分投资，本阶段暂估列，待业主提供环保局等相关部门文件后进行相应调整；<sup>2</sup>

⑥基本预备费费率：2%<sup>3</sup>

### 15.3 基础价格<sup>4</sup>

#### 15.3.1 人工预算单价及主要材料预算价格<sup>5</sup>

a) 人工预算单价按照《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》<sup>6</sup>  
(NB/T32027-2016) 的规定计算的规定计算；

表 15.3-1 人工预算单价<sup>7</sup>

名称	单位	预算价格 <sup>8</sup>
高级熟练工	元/工时	10.26
熟练工	元/工时	7.61
半熟练工	元/工时	5.95
普工	元/工时	4.90

b) 主要材料预算价格依据潍坊市诸城市 2025 年第一季度信息价格水平确定，并计入材料运杂费及采购保管费等。<sup>9</sup>

表 15.3-2 主要材料预算价格表<sup>10</sup>

名称	单位	预算价格（含税） <sup>11</sup>
普通硅酸盐水泥 32.5MPa	元/t	344.66
普通硅酸盐水泥 42.5MPa	元/t	422.33
钢筋（综合）	元/t	3495.15
黄砂（中砂）	元/m <sup>3</sup>	160.19
碎石	元/ m <sup>3</sup>	135.92
预拌混凝土 C15	元/ m <sup>3</sup>	306.19
预拌混凝土 C30	元/ m <sup>3</sup>	332.74
预拌混凝土 C35	元/ m <sup>3</sup>	341.59

#### 15.3.2 主要机电设备价格<sup>12</sup>

主要设备价格按业主提供价格计列，其他设备价格参考近期其他类似工程同类设备<sup>13</sup>  
价格计列。

表 15.3-3 主要设备价格表<sup>14</sup>

序号	名称	规格	单位	价格
1	双面双玻异质结 硅光伏组件	715Wp	元/Wp	0.7
2	组串式逆变器	300kW	元/台	34500
3	35kV 升压箱变	3000kVA	万元/台	30.4
4	35kV 升压箱变	2100kVA	万元/台	25.95
5	220kV 变压器	SZ20-180MVA/220	万元/台	720

## 15.4 费率标准<sup>2</sup>

### 15.4.1 工程取费标准<sup>3</sup>

工程取费标准见下表:<sup>4</sup>

表 15.4-1 工程取费标准表<sup>5</sup>

编号	项目名称	计算基础	费用标准	
			安装工程	建筑工程
一	直接费			
1	直接工程费			
2	措施费	人工+机械	12.68%	17.94%
二	间接费			
	土方工程	人工+机械		23.86%
	石方工程	人工+机械		27.76%
	混凝土工程	人工+机械		62.76%
	钢筋工程	人工+机械		54.16%
	基础处理工程	人工+机械		46.99%
	砌体砌筑工程	人工+机械		50.90%
	机电设备安装	人工费	139.78%	
三	利润	人工+机械+措施+间接费		7%
四	税金	一+二+三		9%

### 15.4.2 其他费用<sup>7</sup>

#### (1) 建设用地费<sup>8</sup>

升压站场地占用费：升压站占地共 16.63 亩，单价为 30 万元/亩，以 498.9 万元计入<sup>9</sup>光伏项目概算；

**光伏场地租用费：**根据工程实际情况，本项目光伏场地租用费单价为 2000 元/亩，<sup>1</sup>光伏场区租用面积为 1800 亩，年租金为 360 万元，计算期 26 年总计 9360 万元，建设期不满一年按一年计算，以 360 万元计入光伏项目概算。剩余 9000 万元在运营期以每年 360 万元的价格计列入成本；

**养殖棚拆除清理费：**以 1540 万元计入光伏项目概算；<sup>2</sup>

**地上附着物及青苗补偿费：**以 1000 万元计入光伏项目概算。

### (2) 项目建设管理费<sup>3</sup>

**工程前期费：**工程前期费按 600 万元计列；<sup>4</sup>

**工程建设管理费：**工程建设管理费包括初步设计服务费在内，共以 340 万计入概算；

**工程建设监理费：**工程建设监理费按 150 万元计列；

**项目技术经济评审费：**项目技术经济评审费以 20 万元计列；

除上述费用外，其他费用按照《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T32027-2016) 进行计列。

### (3) 勘察设计费<sup>5</sup>

**勘察设计费：**按 200 万元计列。<sup>6</sup>

## 15.4.3 基本预备费<sup>7</sup>

**基本预备费=**一至三部分投资合计×2%。<sup>8</sup>

## 15.4.4 价差预备费<sup>9</sup>

**价差预备费根据国家计委计投资〔1999〕1340 号文精神，工程总投资中暂不计列。**<sup>10</sup>

## 15.4.5 建设期贷款利息<sup>11</sup>

本工程资本金按总投资的 20% 计算，建设期贷款利息按本期 LPR 贷款利率，长期<sup>12</sup>贷款利率 3.5% 计算，1 年短期利率 3%。

## 15.4.6 送出工程<sup>13</sup>

本项目 220kV 送出线路造价为 1400 万元。<sup>14</sup>

## 15.5 主要技术经济指标<sup>15</sup>

表 15.5-1 主要技术经济指标表<sup>16</sup>

工程名称	国电投山东诸城密州光伏发电项 目		光伏组件	元/Wp	0.7	<sup>17</sup>
建设地点	山东省诸城市		组串逆变器 300kW	元/台	34500	
装机规模	MWp	110.0528	主要	组件	块	153920

组件容量	Wp/块	715	工程量	镀锌钢支架	t	4073.25	1
年均上网电量	万 kWh	13469.71		箱变	台	36	
工程静态投资	万元	31479.74		土石方开挖	万 m <sup>3</sup>	1.83	
建设期利息	万元	329.67		土石方回填	万 m <sup>3</sup>	2.45	
工程动态投资	万元	31809.41		混凝土	m <sup>3</sup>	3611.1	
单位千瓦投资 (静态)	元/kW	2860		钢筋	t	194.05	
单位千瓦投资 (动态)	元/kW	2890	建设用地面积	永久用地面积	亩	16.63	
生产单位定员	人	9		租地	亩	1800	
				总工期	月	9	

## 15.6 工程设计估算附表<sup>2</sup>

工程设计估算表格见附表<sup>3</sup>

附表 1：总概算表 1

## 总概算表

2

编号	项目名称	设备购置费 (万元)	建安工程费 (万元)	其它费用 (万元)	合计 (万元)	占投资额 (%)
<b>一</b>	<b>设备及安装工程</b>	<b>12609</b>	<b>7168</b>		<b>19777</b>	<b>62.17</b>
1	发电设备及安装工程	9792	6537		16328	51.33
2	升压站变配电设备及安装工程	1598	266		1864	5.86
3	控制保护设备及安装工程	1131	323		1454	4.57
4	其他设备及安装工程	89	43		131	0.41
<b>二</b>	<b>建筑工程</b>		<b>4272</b>		<b>4272</b>	<b>13.43</b>
1	发电场工程		2817		2817	8.86
2	升压变电站工程		318		318	1.00
3	房屋建筑工程		448		448	1.41
4	交通工程		301		301	0.95
5	其他建筑工程		388		388	1.22
<b>三</b>	<b>其他费用</b>			<b>5441</b>	<b>5441</b>	<b>17.10</b>
1	项目建设用地费			3399	3399	10.69
2	项目建设管理费			1569	1569	4.93
3	生产准备费			128	128	0.40
4	勘察设计费			200	200	0.63
5	其他			145	145	0.46
	<b>一至三部分合计</b>	<b>12609</b>	<b>11440</b>	<b>5441</b>	<b>29490</b>	<b>92.71</b>
<b>四</b>	<b>基本预备费(2%)</b>				<b>590</b>	<b>1.85</b>
<b>五</b>	<b>220kV 送出线路</b>				<b>1400</b>	<b>4.40</b>
	<b>工程建设静态投资</b>	<b>12609</b>	<b>11440</b>	<b>5441</b>	<b>31479.74</b>	
	建设期利息				329.67	1.04
	<b>工程动态投资</b>				<b>31809.41</b>	<b>100.00</b>
	<b>单位千瓦静态投资(元/kWp)</b>				<b>2860</b>	
	<b>单位千瓦动态投资(元/kWp)</b>				<b>2890</b>	

附表 2：设备及安装工程概算表<sup>2</sup>设备及安装工程概算表<sup>1</sup>

序号	名称及规格	单位	数量	单价(元)			合价(万元)			小计(万元) <sup>3</sup>
				设备购置费	安装费	装置性材料	设备购置费	安装费	装置性材料	
一	光伏部分设备及安装工程						12609.49	2080.88	5086.92	19777.29
1	发电设备及安装工程						9791.55	1643.97	4892.57	16328.09
1.1	光伏发电设备及安装									
	光伏组件 715Wp, 双面双玻异质结光伏组件 (1500V)	Wp	110052800	0.7	0.0350		7703.70	384.80		8088.50
	固定支架 主材 Q235B, Q355B、Q420B 镀锌钢, 锌铝镁	t	4065.6		1350.00	6200.00		548.86	2520.67	3069.53
	组串逆变器支架 镀锌钢	t	7.65		1350.00	6200.00		1.03	4.74	5.78
1.2	汇流及变配电设备及安装									
	组串逆变器 300kW 1500V	台	306	34500	650		1055.70	19.89		1075.59
	35kV 箱变 S20-2100kVA Dy11 Ud=6.5% 37±2*2.5%/0.8kV 油浸式 双绕组	台	18	259474	5000.00		467.05	9.00		476.05
	35kV 箱变 S20-3000kVA Dy11 Ud=7% 37±2*2.5%/0.8kV 油浸式 双绕组	台	18	304000	6000.00		547.20	10.80		558.00
1.3	集电线路									
1.3.1	光伏区集电线路									
	光伏专用电缆 H1Z2Z2-K-DC1800V- 1×4mm <sup>2</sup>	km	904		1500	3000		135.60	271.20	406.80
	光伏专用电缆 H1Z2Z2-K-DC1800V- 1×6mm <sup>2</sup>	km	186		1650	3500		30.69	65.10	95.79
	交流电缆 ZR-YJLHV22-1.8/3kV-3×240	km	37		16601	55908		61.42	206.86	268.28
	交流电缆 ZR-YJLHV22-1.8/3kV-3×300	km	18.5		19660	68940		36.37	127.54	163.91
	35kV 电力电缆 ZR-YJLHV22-26/35kV-3×95	km/ 三相	6.8		20833.6	126216.5		14.17	85.83	99.99
	35kV 电力电缆 ZR-YJLHV22-26/35kV-3×120	km/ 三相	3.8		20833.6	134453		7.92	51.09	59.01
	35kV 电力电缆 ZR-YJLHV22-26/35kV-3×185	km/	3.6		25680.1	160709.5		9.24	57.86	67.10

序号	名称及规格	单位	数量	单价(元)			合价(万元)			小计(万元) 1
				设备购置费	安装费	装置性材料	设备购置费	安装费	装置性材料	
		三相								
	35kV 电力电缆 ZR-YJLHV22-26/35kV-3×240	km/ 三相	3.8		25680.1	177624.5		9.76	67.50	77.26
	35kV 冷缩型铜铝过渡终端电缆头 配 ZRC-YJLHV22-26/35kV-3×95	套	56		691.35	2072		3.87	11.60	15.47
	35kV 冷缩型铜铝过渡终端电缆头 配 ZRC-YJLHV22-26/35kV-3×120	套	14		785	2960		1.10	4.14	5.24
	35kV 冷缩型铜铝过渡终端电缆头 配 ZRC-YJLHV22-26/35kV-3×185	套	12		785	3950		0.94	4.74	5.68
	35kV 冷缩型铜铝过渡终端电缆头 配 ZRC-YJLHV22-26/35kV-3×240	套	4		785	4540		0.31	1.82	2.13
	35kV 冷缩型电缆中间接头 综合	套	20		1177.5	3500		2.36	7.00	9.36
	户外型钢制电缆桥架 100x100mm	m	2000		15.00	50		3.00	10.00	13.00
	户外型钢制电缆桥架 200x100mm	m	7500		20.00	75		15.00	56.25	71.25
	户外型钢制电缆桥架 300x150mm	m	3000		50.00	100		15.00	30.00	45.00
	户外型钢制电缆桥架 400x150mm	m	2200		65.00	120		14.30	26.40	40.70
	户外型钢制电缆桥架 600x150mm	m	800		78.00	150		6.24	12.00	18.24
	钢材 电缆桥架支架	t	5		1350	6200		0.68	3.10	3.78
	电缆防火堵料	t	10		5709.11	7500		5.71	7.50	13.21
	电缆防火涂料	t	5		11055.08	13500		5.53	6.75	12.28
	防雷接地									
	热镀锌接地扁钢 -50×6	m	60000		7.27	11.75		43.65	70.52	114.16
	热镀锌接地扁钢 -40×4	m	18000		5.82	6.94		10.48	12.50	22.97
	热镀锌钢管 φ50 L=2500mm	根	440		46.56	67.04		2.05	2.95	5.00
	绝缘导线 BVR-1×4	m	23000		1.97	3.40		4.53	7.82	12.35
	绝缘导线 BVR-1×25	m	960		4.65	19.10		0.45	1.83	2.28
	高强度 PVC 管 DN32	km	30		4422.00	3170.00		13.27	9.51	22.78

序号	名称及规格	单 位	数量	单价(元)			合价(万元)			小计(万 元)
				设备购置 费	安装费	装置性材 料	设备购置 费	安装费	装置性 材料	
	热镀锌钢管 DN150	m	5000		59.65	74.02		29.83	37.01	66.84
1.3.2	<b>光伏区至升压站集电线路</b>									
	<b>架空部分</b>									
	钢芯铝绞线 JL/G1A-300/25	吨	69.31		6628.86	19300.00		45.94	133.77	179.71
	导线双联耐张串 03N21Y-40-07P(H)Z(D)2B	套	318		204.56	511.01		6.51	16.25	22.76
	导线单联悬垂串 03X11-00-07P(H)-3A	套	408		16.40	214.73		0.67	8.76	9.43
	导线直跳跳线串 03T-07P(H)1A	套	60		168.62	266.27		1.01	1.60	2.61
	导线绕跳跳线串 03T-07P(H)1B	套			168.62	1920.47				
	导线防振锤 FDY-4/5	套	720		5.67	138.99		0.41	10.01	10.42
	接续管 JYD-300/25	付	34			51.82			0.18	0.18
	铝包带 1*10	米	7040		0.21	1.07		0.15	0.75	0.90
	重锤片 FZC-15Y	片	180		36.69	183.46		0.66	3.30	3.96
	复合绝缘子 FXBW-35/70-2	支	1104		12.80	70.00		1.41	7.73	9.14
	<b>线路附属设施</b>									
	杆号牌	块	120		51.00	50.00		0.61	0.60	1.21
	相序牌	块	720		51.00	50.00		3.67	3.60	7.27
	警示牌	块	30		51.00	50.00		0.15	0.15	0.30
	保护区牌	块	30		51.00	30.00		0.15	0.09	0.24
	防鸟刺	块	1440		17.00	30.00		2.45	4.32	6.77
	铁塔接地钢材 含ø 12 接地圆钢, 接地引下线	吨	3		3690.00	5890.00		1.11	1.77	2.87
	<b>交叉跨越</b>									
	土路	处	10		985.00			0.99		0.99
	水泥路	处	5		1198.37			0.60		0.60
	省道	处	1		3320.00			0.33		0.33
	燃气管道	处	1		1530.00			0.15		0.15
	10kV	处	15		1749.00			2.62		2.62
	低压线、通信线	处	28		985.00			2.76		2.76
	<b>铁塔组立</b>									
	钢杆组立 35-FGGZ1 每基重量 15.12t	基	17		6954.00	110073.60		11.82	187.13	198.95
	钢杆组立 35-FGGJ1 每基重量 28.8t	基	2		11668.00	209664.00		2.33	41.93	44.27

序号	名称及规格	单 位	数量	单价(元)			合价(万元)			小计(万 元)
				设备购置 费	安装费	装置性材 料	设备购置 费	安装费	装置性 材料	
	钢杆组立 35-FGGJ4 每基重量 34.2t	基	3		14579.00	248976.00		4.37	74.69	79.07
	钢杆组立 35-FGGJD 每基重量 19.2t	基	8		6954.00	139776.00		5.56	111.82	117.38
	<b>通信部分(架空)</b>									
	光缆 48 芯 OPGW-48B1-50	km	11.92		6054.00	11455.71		7.22	13.66	20.87
	管道光缆 GYFTZY53-48	km	2.89		6949.00	14269.50		2.01	4.12	6.13
	进站光缆 GYFTZY-48	km	0.515		6054.00	13590.00		0.31	0.70	1.01
	OPGW 光缆防振锤	套	240		12.20	61.00		0.29	1.46	1.76
	OPGW 光缆耐张串	套	52		49.40	247.00		0.26	1.28	1.54
	OPGW 光缆悬垂串	套	34		51.20	256.00		0.17	0.87	1.04
	接头盒	套	18		42.40	212.00		0.08	0.38	0.46
	余缆架	套	18		100.00	500.00		0.18	0.90	1.08
	引下卡具	套	180		6.20	31.00		0.11	0.56	0.67
	<b>电缆</b>									
	35kV 电力电缆 ZRC-YJLY62-26/35-1×1000mm <sup>2</sup>	km	10.8		25058.20	363000.00		27.06	392.04	419.10
	35kV 冷缩高压电缆终端 与 ZRC-YJLY62-26/35-1×1000mm <sup>2</sup> 配套	套	72		785.00	2000.00		5.65	14.40	20.05
	35kV 电力电缆 ZRC-YJLY23-26/35-1×630mm <sup>2</sup>	km	0.5		25058.20	344000.00		1.25	17.20	18.45
	35kV 冷缩高压电缆终端 与 ZRC-YJLY23-26/35-1×630mm <sup>2</sup> 配套 户外	套	12		785.00	1800.00		0.94	2.16	3.10
	35kV 冷缩高压电缆终端 与 ZRC-YJLY23-26/35-1×630mm <sup>2</sup> 配套 户内	套	12		785.00	1500.00		0.94	1.80	2.74
	氧化锌避雷器 YH10W-51/134(2ms 方波通流容 量 800A)	支	84	1602	781.24		13.46	6.56		20.02
	MPP 管 Φ 200 3 米	根	72		37.86	318.66		0.27	2.29	2.57
	MPP 管 Φ 100 3 米	根	8		28.48	84.75		0.02	0.07	0.09
	拉管 MPP 管 Φ 200	m	300		113.58	152.58		3.41	4.58	7.98
	拉管 MPP 管 Φ 100	m	300		85.43	59.34		2.56	1.78	4.34
	单芯接地电缆 AC10kV, YJV, 150mm <sup>2</sup>	km	2.16		16601.00	129360.00		3.59	27.94	31.53
	保护接地箱	个	9	3610.35	1473.00		3.25	1.33		4.58
	直接接地箱	个	15	800	1385.00		1.20	2.08		3.28

序号	名称及规格	单 位	数量	单价(元)			合价(万元)			小计(万 元)
				设备购置 费	安装费	装置性材 料	设备购置 费	安装费	装置性材 料	
	电缆保护板 300*600	块	4700			30.00				14.10
1.4	<b>分系统调试</b>									
	发电子方阵系统调试 2MW	项	18		5000.00			9.00		9.00
	发电子方阵系统调试 3.2MW	项	18		8000.00			14.40		14.40
2	<b>升压站变配电设备及安装工程</b>						1598.28	131.58	134.05	1863.91
2.1	<b>主变压器设备及安装</b>									
	220kV 变压器 SZ20-180MVA/220kV 230±8×1.25%/37kV YN, d11 Ud=14% 能效水平满足 GB20052-2020 中二级能效及当地电网的要求	台	1	7200000	106887.60		720.00	10.69		730.69
	中性点成套装置 隔离开关 GW13-126/630A 间隙 250~400mm 间隙 CT 100/1A 5P30/5P30 15VA/15VA 避雷器 HY1.5WZ-144/320	套	1	100000	13114.25		10.00	1.31		11.31
	端子箱 ZXW-2/3 带百叶窗钢底座	台	1	6000	367.53		0.60	0.04		0.64
	钢芯铝绞线 JL/G1A-400/50	m	150			28.30			0.42	0.42
	耐张绝缘子串 17X(XWP-100)附全套金具	串	6		368.32	1134		0.22	0.68	0.90
	T型线夹	套	3		12.00	150		0.00	0.05	0.05
	耐张线夹	套	6		55.00	230		0.03	0.14	0.17
	0° 铜铝过渡设备线夹 SYG-400/50A (80X80)	个	3			50.00			0.02	0.02
	铝排 LMY-100X10	m	8			69.55			0.06	0.06
	铜铝过渡板 MG-100X10	个	2			50.00			0.01	0.01
2.2	<b>配电装置部分</b>									
2.2.1	<b>220kV 屋内配电装置部分</b>									
	220KV GIS 主进间隔 SF6, 252kV, 3150A, 50KA	间 隔	1	1218275.86	42488.352		121.83	4.25		126.08
	220KV GIS 出线间隔 SF6, 252kV, 3150A, 50KA	间 隔	1	1218275.86	42488.352		121.83	4.25		126.08

序号	名称及规格	单 位	数量	单价(元)			合价(万元)			小计(万 元)
				设备购置 费	安装费	装置性材 料	设备购置 费	安装费	装置性 材料	
	220KV GIS PT 间隔 SF6, 252kV, 3150A, 50KA	间 隔	1	628017.24	42488.352		62.80	4.25		67.05
	电容式电压互感器 TYD220/ √3-0.005H	台	1	9000	1453.30		0.90	0.15		1.05
	氧化锌避雷器 Y10W-204/532W 配在线监测仪	台	3	6000	643.78		1.80	0.19		1.99
	耐张绝缘子串 17X(XWP-100)附全套金具	串	18		368.32	1134		0.66	2.04	2.70
	检修箱 ZXW-2/3 带百叶窗钢底座	台	1	3000	214.58		0.30	0.02		0.32
	钢芯铝绞线 JL/G1A-630/55	m	210			47.25			0.99	0.99
	耐张线夹 NY-630/55	个	18		55.00	230		0.10	0.41	0.51
	双分裂T型线夹 TYS-630/55	个	6		12.00	150		0.01	0.09	0.10
	30° 铝设备线夹 SY-630/55B	个	6		27.00	50		0.02	0.03	0.05
	30° 铝双导线设备线夹 SSY-630/55B	个	6		30.00	50		0.02	0.03	0.05
	0° 铝设备线夹 SY-630/55A	个	12		45.00	50		0.05	0.06	0.11
	软导线间隔棒 MRJ-6/200	个	18		45.00	26		0.08	0.05	0.13
	热镀锌钢管 DN50	m	8		18.63	26.82		0.01	0.02	0.04
2.2.2	35kV 屋内配电装置部分									
	35kv 配电装置预制舱 包含:35kV 配电装置室、低压配电装置及蓄电池 室预制舱 11400 宽*21700 长*4000 高尺寸为暂定 舱内配套照明、通风、采暖、消防、接地等配 套设施	m2	247.38	4500	300.00		111.32	7.42		118.74
	SF6 泄露报警装置	套	1	80000			8.00			8.00
	二次设备预制舱 11400 宽*16400 长*3700 高 尺寸为暂定 舱内配套照明、通风、采暖、消防、接地等配 套设施	m2	186.96	4500	300.00		84.13	5.61		89.74
	35kV 高压开关柜 KYN61-40.5 2500A 31.5kA/4s 集电线路柜	面	3	150000	5576.00		45.00	1.67		46.67
	35kV 高压开关柜 KYN61-40.5 2500A 31.5kA/4s 接地变柜	面	1	150000	5576.00		15.00	0.56		15.56

序号	名称及规格	单位	数量	单价(元)			合价(万元)			小计(万元)
				设备购置费	安装费	装置性材料	设备购置费	安装费	装置性材料	
	35kV 高压开关柜 KYN61-40.5 2500A 31.5kA/4s 主进柜	面	2	150000	5576.00		30.00	1.12		31.12
	35kV 高压开关柜 KYN61-40.5 1250A 31.5kA/4s 站用变柜	面	1	150000	5576.00		15.00	0.56		15.56
	35kV 高压开关柜 KYN61-40.5 1250A 31.5kA/4s PT 柜	面	2	120000	5576.00		24.00	1.12		25.12
	35kV 高压开关柜 KYN61-40.5 1250A 31.5kA/4s SVG 柜	面	2	150000	5576.00		30.00	1.12		31.12
	35kV 复合屏蔽半绝缘钢管母线 AC35kV 4000A 含全套安装附件及穿墙套管(不含钢支架) 厂家成套提供, 具体数量以现场测量为准(单相总长度)	米	30		931.68	5000.00		2.80	15.00	17.80
	35kV 避雷器	只	3	1300	1855.61		0.39	0.56		0.95
2.3	380/220V 所用电									
	低压配电盘 MNS	面	6	20000	1960.31		12.00	1.18		13.18
	低压密集型封闭母线 400V, 1250A, 含全套安装附件	米	15		368.48	4500.00		0.55	6.75	7.30
	35kV 站用变 SCB14-400/35 37±2×2.5%/0.4kV Dyn11 能效水平满足 GB/T10228-2015 规定及当地电网的要求	套	1	100000	7893.29		10.00	0.79		10.79
	10kV 外网箱变 SCB14-400/10 10.5±2×2.5%/0.4kV, Dyn11 含配套 10kV 电源引接线路 能效水平满足 GB20052-2020 中二级能效规定及当地电网的要求	套	1	152000	5893.29		15.20	0.59		15.79
	35kV 冷缩高压电缆终端 与 ZRC-YJV22-26/35-3×95 电缆配套	套	2		785	1800.00		0.16	0.36	0.52
	35kV 电力电缆 ZC-YJV22-26/35-3×95	km	0.05		19833.60	337140		0.10	1.69	1.78
2.4	无功补偿									
	动态无功补偿成套装置 SVG ±25Mvar 厂家成套供货 直挂水冷	套	2	667000	23945.38		133.40	4.79		138.19

序号	名称及规格	单 位	数量	单价(元)			合价(万元)			小计(万 元)
				设备购置 费	安装费	装置性材 料	设备购置 费	安装费	装置性 材料	
	35kV 冷缩高压电缆终端与 ZC-YJV22-26/35-3×400 电缆配套	套	4		785	4540.00		0.31	1.82	2.13
	检修箱 ZXW-2/3	台	1	3000	214.58		0.30	0.02		0.32
2.5	<b>35kV 接地变</b>									
	接地变小电阻成套装置 DKSC-1000/37	套	1	240000	16451.82		24.00	1.65		25.65
	35kV 冷缩高压电缆终端与 ZC-YJV22-26/35-3×95 电缆配套	套	2		500	1800.00		0.10	0.36	0.46
2.6	<b>电力电缆敷设</b>									
	35kV 动力电缆 ZRC-YJV22-26/35-3x95	km	0.06		19833.60	337140		0.12	2.02	2.14
	35kV 动力电缆 ZRC-YJV22-26/35-3x400	km	0.11		25201.80	1150000		0.28	12.65	12.93
	低压动力电缆 ZRC-YJV22-0.6/1-5×6	km	1.4		9292.60	29440		1.30	4.12	5.42
	低压动力电缆 ZRC-YJV22-0.6/1-5×10	km	0.195		9292.60	45800		0.18	0.89	1.07
	低压动力电缆 ZRC-YJV22-0.6/1-5×16	km	0.85		9292.60	70890		0.79	6.03	6.82
	低压动力电缆 ZRC-YJV22-0.6/1-2×35+1×16	km	0.9		9325	86810		0.84	7.81	8.65
	低压动力电缆 ZRC-YJV22-0.6/1-3×35+2×16	km	0.37		9325	118660		0.35	4.39	4.74
	低压动力电缆 ZRC-YJV22-0.6/1-3×50+2×25	km	0.11		13288.8	158780		0.15	1.75	1.89
	低压动力电缆 ZRC-YJV22-0.6/1-3×70+2×35	km	0.145		13288.8	167600		0.19	2.43	2.62
	低压动力电缆 ZRC-YJV22-0.6/1-3×240+1×120	km	0.53		20356.20	576675		1.08	30.56	31.64
	低压动力电缆 NH-YJV22-0.6/1kV-5×6	km	0.32		10474.00	30230		0.34	0.97	1.30
	低压动力电缆 NH-YJV22-0.6/1kV-3×25+2×16	km	0.18		10474.00	94710		0.19	1.70	1.89
	35kV 动力电缆 ZRC-YJV22-26/35-3×185	km	0.06		25109.80	572080		0.15	3.43	3.58
	电缆沟支架(角钢)	t	4.82		2000.00	6000.00		0.96	2.89	3.85
	电缆护管 DN50 热镀锌钢管	m	380		18.63	26.82		0.71	1.02	1.73
	电缆护管 DN100 热镀锌钢管	m	220		38.70	90.70		0.85	2.00	2.85
	电缆防火									
	硬质防火堵料	t	1		5709.11	7500.00		0.57	0.75	1.32
	软质防火堵料	t	2		13209.11	8000.00		2.64	1.60	4.24
	防火涂料	t	0.6		11055.08	13500.00		0.66	0.81	1.47

序号	名称及规格	单位	数量	单价(元)			合价(万元)			小计(万元) 1
				设备购置费	安装费	装置性材料	设备购置费	安装费	装置性材料	
	防火隔板 δ=4	张	300		146.71	60.00		4.40	1.80	6.20
	防火网 0.6mx0.6m	张	40		86.71	50.00		0.35	0.20	0.55
	耐火砖 230X113X65	块	500			5.00			0.25	0.25
	角钢 L50X50X5	m	200			46.00			0.92	0.92
	扁钢 -60x6	m	80		8.73	16.27		0.07	0.13	0.20
	防火枕	m <sup>3</sup>	40		250.00	250.00		1.00	1.00	2.00
	铅丝	m	200		25.00	25.00		0.50	0.50	1.00
2.7	接地									
	接地扁钢 -60×6	m	3200		8.73	16.27		2.79	5.21	8.00
	接地扁钢 -40×4	m	280		5.82	16.27		0.16	0.46	0.62
	热镀锌钢管 DN60 L=2500mm b=3.5mm 垂直接地体	根	70		48.43	73.75		0.34	0.52	0.86
	热镀锌圆钢 φ10	m	350		9.03	4.32		0.32	0.15	0.47
	避雷带支持埋件(或支墩) Φ120	套	250		12.00	22.00		0.30	0.55	0.85
	等电位接地铜排 -30x4	m	300		18.01	69.55		0.54	2.09	2.63
	高强度PE管 DN100	m	50		7.44	55.00		0.04	0.28	0.31
	PVC保护管 DN20	m	270		7.44	2.23		0.20	0.06	0.26
	绝缘铜绞线 120mm <sup>2</sup> 配铜接线鼻子	m	50		18.44	74.34		0.09	0.37	0.46
	绝缘铜绞线 50mm <sup>2</sup> 配铜接线鼻子	m	150		15.09	37.17		0.23	0.56	0.78
	铜芯绝缘电线 BVR-1x4mm 配铜接线鼻子	m	350			3.50			0.12	0.12
	临时接地端子	个	22		80.00			0.18		0.18
	支柱绝缘子(绝缘垫) 380V WX-01	个	220		35.00			0.77		0.77
	局部等电位端子箱	个	5	800	367.53		0.40	0.18		0.58
	总等电位端子箱	个	1	800	367.53		0.08	0.04		0.12
	断接卡接线盒 250x180x160 厚 1.5	套	18		10.80	2.50		0.02	0.00	0.02
2.8	分系统及特殊项目调试									
	主变压器系统调试	台	1		63418.28			6.34		6.34
	无功补偿装置调试	项	2		7300.00			1.46		1.46
	GIS交流耐压试验	间隔	3		25920.00			7.78		7.78

序号	名称及规格	单 位	数量	单价(元)			合价(万元)			小计(万 元)
				设备购置 费	安装费	装置性材 料	设备购置 费	安装费	装置性 材料	
	电力电缆交流耐压试验	元/ 回路	11		8500.00			9.35		9.35
	配电装置系统调试	项	1		8775.00			0.88		0.88
	站用电系统调试	项	1		14071.89			1.41		1.41
2.9	<b>整套系统启动调试</b>									
	整套系统启动调试	项	1		204039.20			20.40		20.40
3	<b>控制保护设备及安装工程</b>						1131.16	267.33	55.48	1453.97
3.1	<b>监控(监测)系统设备及安装</b>									
3.1.1	箱变监控系统									
	箱变保护测控装置(随箱变厂家供货)	套	36							
	箱变监控系统(含1套工作站及相应软件)	套	1	50000			5.00			5.00
	UPS电源 2kVA, 2h, 自带蓄电池(随箱变厂家供货)	套	36							
	光缆小终端盒、尾纤(随箱变厂家供货)	套	36							
3.1.2	<b>光伏区二次安防</b>									
	微型纵向加密装置(随箱变厂家供货)	套	36							
	光纤环网交换机(随箱变厂家供货)	套	36							
	光伏区二次安防柜(含1台千兆纵向加密、1台防火墙、1台核心交换机、3台环网核心汇聚交换机、1光缆终端盒及尾纤)	面	1	150000	6613.81		15.00	0.66		15.66
3.1.3	<b>光伏区视频监控</b>	项	1	200000	10000.00		20.00	1.00		21.00
	室外摄像头(含安装支架)	套	36	上含						
	光电转换器	套	36	上含						
	24V电源适配器	套	36	上含						
	跳纤、超五类以太网线	套	1	上含						
3.1.4	<b>通信光缆 GYTA53-24</b>	km	20		6041.36	5574.2		12.08	11.15	23.23
3.1.5	<b>微机监控系统</b>	套	1	200000	10000.00		20.00	1.00		21.00
	监控主机(含1台工程师站合1台主机兼操作员站柜)	台	2	上含						

序号	名称及规格	单 位	数量	单价(元)			合价(万元)			小计(万 元)
				设备购置 费	安装费	装置性材 料	设备购置 费	安装费	装置性 材料	
	综合通信管理屏（含2台综合通信管理终端，双机双主模式，具备远动通信、有功功率控制、无功电压控制等功能）	面	1	上含						
	时间同步屏（含北斗对时主机2台）	套	1	70000	3054.77		7.00	0.31		7.31
	通信接口屏（含规约转换装置2台，交换机6台）	面	1	100000	6613.81		10.00	0.66		10.66
	公用测控屏（含全站公用测控装置2台(含380V公用测控)）	面	1	80000	3054.77		8.00	0.31		8.31
	220kV线路测控屏	面	1	100000	6613.81		10.00	0.66		10.66
	主变测控屏（含高、低压侧测控装置2台和本体测控装置1台）	面	1	100000	6613.81		10.00	0.66		10.66
3.1.6	视频监视系统	套	1	50000	5000.00		5.00	0.50		5.50
	监视控制屏	面	1	上含						
	电子围栏	套	1	上含						
	摄像头	台	12	上含						
3.1.7	智慧化场站	项	1	2630000			263.00			263.00
3.2	继电保护及安全自动装置									
	220kV主变故障录波器屏（含故障录波器装置1台）	面	1	60000	6613.81		6.00	0.66		6.66
	故障录波柜（含故障录波器装置1台）	面	2	60000	6613.81		12.00	1.32		13.32
	220kV线路光纤分相电流差动保护屏I 含主后备保护1套，1台分相操作箱，1台打印机	面	1	120000	6613.81		12.00	0.66		12.66
	220kV线路光纤分相电流差动保护屏II 含主后备保护1套，1台分相操作箱，1台打印机	面	1	120000	6613.81		12.00	0.66		12.66
	复用接口柜（220kV线路保护）	面	1	9000	6613.81		0.90	0.66		1.56
	220kV母线保护屏（每面屏含220kV母线保护1套，打印机1台）	面	2	110000	6613.81		22.00	1.32		23.32
	220kV断路器保护屏	面	1	75000	6613.81		7.50	0.66		8.16
	220kV主变保护A、B、C屏	面	3	110000	6613.81		33.00	1.98		34.98
	35kV母线保护屏	面	2	85000	6613.81		17.00	1.32		18.32

序号	名称及规格	单 位	数量	单价(元)			合价(万元)			小计(万 元)
				设备购置 费	安装费	装置性材 料	设备购置 费	安装费	装置性 材料	
	防孤岛保护屏	面	1	90000	6613.81		9.00	0.66		9.66
	二次设备在线监视与分析子站	套	1	120000	6613.81		12.00	0.66		12.66
	安全稳定专项费用	项	1		185000.00			18.50		18.50
	保护试验电源柜	面	1	60000	2500.00		6.00	0.25		6.25
	保护压板在线监测装置	面	1	50000	2500.00		5.00	0.25		5.25
	继电保护试验仪器仪表	套	1	50000	2600.00		5.00	0.26		5.26
	<b>35kV 保护及网络设备</b>									
	35kV 线路保护测控装置	台	3	15000	500		4.50	0.15		4.65
	35kV 无功补偿回路保护测控装置	台	2	15000	500		3.00	0.10		3.10
	35kV 站用变保护测控装置	台	1	15000	500		1.50	0.05		1.55
	35kV 接地变保护测控装置	台	1	15000	500		1.50	0.05		1.55
	交换机	台	6	5000			3.00			3.00
	35kV 母线测控装置	台	2	15000	500		3.00	0.10		3.10
	打印机	台	2	上含						
	网络设备及光纤	套	1	上含						
	控制台	套	1	上含						
	维护工具和测试仪表	套	1	上含						
	备品备件	套	1	上含						
	<b>电度表</b>									
	35kV 线路电度表 (0.2S 级智能电度表) 按 1+0 配置	只	3	5000	300		1.50	0.09		1.59
	35kV 无功补偿回路电度表(0.5S 级智能电度表)	只	2	2000	300		0.40	0.06		0.46
	35kV 站用变电度表 (0.5S 级智能电度表)	只	1	2000	300		0.20	0.03		0.23
	35kV 接地变电度表 (0.5S 级智能电度表)	只	1	2000	300		0.20	0.03		0.23
	站变 380V 侧电度表 (0.5S 级智能电度表)	只	1	1000	300		0.10	0.03		0.13
	<b>微机五防系统</b>									
	微机五防系统 (微机五防主机 1 台、微机防误操作闭锁装置 1 套)	套	1	60000	6613.81		6.00	0.66		6.66
<b>3.3</b>	<b>不停电电源系统设备及安装</b>									
	直流充电屏	面	2	35000	1954.53		7.00	0.39		7.39

序号	名称及规格	单位	数量	单价(元)			合价(万元)			小计(万元)
				设备购置费	安装费	装置性材料	设备购置费	安装费	装置性材料	
	直流馈线屏	面	4	30000	1954.53		12.00	0.78		12.78
	直流接地选线装置 带绝缘监察功能(安装在直流馈线屏上)	台	2	30000	1954.53		6.00	0.39		6.39
	阀控密封铅酸蓄电池 2X300Ah 2V 208只	项	1	100000	3000.00		10.00	0.30		10.30
	UPS 逆变电源屏 含 15kVA 逆变电源 2 台	面	3	50000	2915.77		15.00	0.87		15.87
	通信电源屏 4×30A DC/DC	面	2	35000	1954.53		7.00	0.39		7.39
<b>3.4</b>	<b>通信系统设备及安装</b>									
<b>3.4.1</b>	<b>系统通讯</b>									
	SDH 设备 622M	套	1	200000	3394.19		20.00	0.34		20.34
	SPN 设备 含 2 块光口板	套	1	120000	800.00		12.00	0.08		12.08
	软交换终端(IAD) 2 部 IP 电话	套	1	50000	3394.19		5.00	0.34		5.34
	通信监控设备	套	1	100000	1954.53		10.00	0.20		10.20
	综合配线柜 含 2 套 48 芯 ODF、2 套 16 系统 DDF 及 1 套 24 口网络配线架	套	1	35000	1954.53		3.50	0.20		3.70
	通信标准通用机柜 600*600*2260	面	3	5000	300.00		1.50	0.09		1.59
	双头尾纤 10 米 双头	根	48		60.00	80.00		0.29	0.38	0.67
	引入光缆 48 芯	m	600		17.55	11.00		1.05	0.66	1.71
	硅管 φ32	m	300		5.00	25.00		0.15	0.75	0.90
	镀锌钢管 φ50	m	50		18.63	26.82		0.09	0.13	0.23
	调度端系统通信联调费	项	1		55000.00			5.50		5.50
<b>3.4.2</b>	<b>站内通信</b>									
	调度交换机	套	1	10000	1954.53		1.00	0.20		1.20
	综合楼综合布线系统	项	1	50000			5.00			5.00
	综合楼电视布线系统	项	1	50000			5.00			5.00
	通信电缆分线箱	套	2	15000	1954.53		3.00	0.39		3.39
	电话机 含电话出线盒	部	20	200			0.40			0.40
	电话箱(室外型)	个	8	200			0.16			0.16
	音频电缆 ZR-HYA53-10×2×0.5	m	100			8.00			0.08	0.08
	电力电缆 ZR-BV-7/2.52	m	100			20.00			0.20	0.20
	电力电缆 ZR-VV-2×16	m	100			30.60			0.31	0.31

序号	名称及规格	单位	数量	单价(元)			合价(万元)			小计(万元)
				设备购置费	安装费	装置性材料	设备购置费	安装费	装置性材料	
	电力电缆 ZR-VV-2×10	m	100			26.00			0.26	0.26
	控制电缆 ZR-KVVP22-2×0.75	m	100			22.60			0.23	0.23
	通用机柜 9U	面	2	8000			1.60			1.60
	安装及辅助材料	项	1	2000			0.20			0.20
3.4.3	<b>对外通信</b>									
	租用市话中继线	项	1		30000			3.00		3.00
	租用数据网通道	项	1		30000			3.00		3.00
	租用电视网络信号源	项	1		30000			3.00		3.00
3.4.4	<b>光伏区通信</b>									
	大功率无线对讲机	部	4	1500			0.60			0.60
3.5	<b>调度自动化设备及电量计量系统设备及安装</b>									
3.5.1	<b>计量系统</b>									
	线路电度表屏 含 220kV 出线回路按 1 块 0.2S 级智能计量电度表(按 1+0 配置)、主变高压侧按 2 块 0.2S 级智能计量电度表(按 1+1 配置)、主变低压侧 2 块 0.5S 级智能电度表，共 5 块表	面	1	120000	2449.56		12.00	0.24		12.24
	电度表屏 含每台主变高压侧按 2 块 0.2S 级智能计量电度表(按 1+1 配置)、每台主变低压侧 1 块 0.5S 级智能电度表，共 8 块表	面	1	104000	2449.56		10.40	0.24		10.64
	电能量远方终端(调度)	台	1	50000	2449.56		5.00	0.24		5.24
	电能量远方终端(营销)	台	1	50000	2449.56		5.00	0.24		5.24
3.5.2	<b>调度数据网接入设备</b>									
	路由器	套	2	上含						
	交换机	套	4	上含						
	屏体	面	2	上含						
3.5.3	<b>二次安全防护系统</b>									
	纵向加密装置	台	4	上含						
	防火墙装置	台	2	上含						
	IDS 入侵检测装置	套	2	上含						
	网络安全监测装置 用于 I 和 II 区	台	2	上含						

序号	名称及规格	单 位	数量	单价(元)			合价(万元)			小计(万 元)
				设备购置 费	安装费	装置性材 料	设备购置 费	安装费	装置性 材料	
	防火墙装置 用于网厂交互平台系统终端	套	1	上含						
	主机加固系统	套	1	上含						
	安全防护评估	项	1	上含						
	等级保护测评	项	1	上含						
3.5.4	宽频相量测系统									
	宽频相量测量柜 含数据集中处理单元2台，采集装置2台，其他附件等	面	1	200000	6613.81		20.00	0.66		20.66
	宽频相量采集柜 含采集装置2台，其他附件等	面	2	50000	6613.81		10.00	1.32		11.32
3.5.5	电能质量监测系统									
	电能质量在线监测屏(含电能质量在线监测装置(A类)1台)	面	1	100000	6613.81		10.00	0.66		10.66
3.5.6	新能源主动支撑系统	面	1	200000	7748.68		20.00	0.77		20.77
3.5.7	光功率预测系统设备及安装									
	光功率预测系统	套	1	250000	11425.00		25.00	1.14		26.14
3.5.8	自动电压控制系统(AVC)	套	1	150000	6300.00		15.00	0.63		15.63
3.5.9	自动发电控制系统(AGC)	套	1	150000	6300.00		15.00	0.63		15.63
3.5.10	网厂交互平台系统终端	套	1	50000			5.00			5.00
3.5.11	仿真模型管理	项	1		400000.00			40.00		40.00
3.5.12	自动化仪器仪表	套	1	5000			0.50			0.50
3.5.13	调度端扩容									
	山东省调(网调接口设备和模拟屏元器件扩容+数据库软件修改+系统联调)	项	1		100000.00			10.00		10.00
	山东备调(网调接口设备和模拟屏元器件扩容+数据库软件修改+系统联调)	项	1		100000.00			10.00		10.00
	潍坊地调(网调接口设备和模拟屏元器件扩容+数据库软件修改+系统联调)	项	1		50000.00			5.00		5.00
	潍坊备调(网调接口设备和模拟屏元器件扩容+数据库软件修改+系统联调)	项	1		50000.00			5.00		5.00
3.6	光缆及电缆敷设									

序号	名称及规格	单 位	数量	单价(元)			合价(万元)			小计(万 元)
				设备购置 费	安装费	装置性材 料	设备购置 费	安装费	装置性 材料	
	小母线 φ8mm 紫铜条	m	200		5.00	25.38		0.10	0.51	0.61
	屏蔽双绞线	km	1.8		7306.12	6000.00		1.32	1.08	2.40
	接地铜辫 不小于 100m m <sup>2</sup>	m	100		18.44	74.34		0.18	0.74	0.93
	控制电缆 ZR-KVVP2-22	km	35		6280	10000		21.98	35.00	56.98
	低压电力电缆 ZR-YJV2-22	km	2		9280	20000		1.86	4.00	5.86
3.7	火灾报警系统	项	1	150000	7500.00		15.00	0.75		15.75
3.8	分系统调试									
	五防回路系统调试	项	1		15861.00			1.59		1.59
	计算机监控系统调试	项	1		20389.00			2.04		2.04
	保护系统调试	项	1		1991.00			0.20		0.20
	直流分系统调试	项	1		4260.00			0.43		0.43
	通信系统调试	项	1		3092.00			0.31		0.31
3.9	整套系统启动调试									
	整套系统启动调试	项	1		68850.00			6.89		6.89
3.10	涉网试验及并网手续	项	1		800000.00			80.00		80.00
3.11	接入集控中心配套装置									
	集团区域运营中心接入费	项	1	1200000			120.00			120.00
	态势感知采集装置	项	1	300000			30.00			30.00
	一次调频	项	1	400000			40.00			40.00
	集控中心子系统 含软硬件	项	1	300000			30.00			30.00
4	其他设备及安装工程						88.50	38.00	4.82	131.32
4.1	生产车辆									
	生产车辆购置	辆	1	200000			20.00			20.00
4.2	采暖通风风系统设备及安装	项	1	200000	20000.00		20.00	2.00		22.00
4.3	给排水工程	项	1	250000	25000.00		25.00	2.50		27.50
4.4	消防系统设备及安装	项	1	200000	20000.00		20.00	2.00		22.00
4.5	劳动安全与工业卫生设备安装工程	项	1		250000			25.00		25.00
4.6	照明设备及安装									
	室外照明箱 XRM2	台	1	3000	751.20		0.30	0.08		0.38
	庭院灯(带灯杆) 220V 2×20W LED 光源 厂	套	15	1500	1685.79		2.25	2.53		4.78

序号	名称及规格	单 位	数量	单价(元)			合价(万元)			小计(万 元) <sup>1</sup>
				设备购置 费	安装费	装置性材 料	设备购置 费	安装费	装置性 材料	
	家配套灯杆 2.5m									
	庭院灯 220V 2×20W LED 光源	套	2	1000	1685.79		0.20	0.34		0.54
	投光灯 220V 1×80W LED 光源 厂家配套灯杆 1.5m	套	5	1500	1685.79		0.75	0.84		1.59
	电力电缆 ZRC-YJV22-0.6/1kV 3×6mm <sup>2</sup>	km	2.7		9292.60	15690.00		2.51	4.24	6.75
	接地扁钢 -40×4	m	360		5.82	16.27		0.21	0.59	0.80

附表 3：建筑工程概算表<sup>2</sup>建筑工程概算表<sup>1</sup>

序号	工程或费用名称	单 位	数量	单价(元)	合价(万元) <sup>3</sup>
二	光伏发电设备建筑				4271.86
1	发电场工程				2816.90
1.1	场地平整				99.60
	清表	m <sup>2</sup>	1200000.7	0.83	99.60
1.2	发电设备基础工程				1954.77
	预应力高强混凝土管桩 PHC-300-AB-70	m	145987.2	130.00	1897.83
	试桩及桩基检测费	项	1	569350.08	56.94
1.3	箱逆变基础工程				204.66
	型钢 (Q235B)	t	118.8	8000.00	95.04
	直径 400mm 预应力高强混凝土管桩，桩长 7m，共 6 根	m	1512	160.00	24.19
	引孔	m	1080	150.00	16.20
	花纹钢板 (热镀锌)	t	49.455	8000.00	39.56
	钢梯及埋件	t	18	8000.00	14.40
	围栏	m	1080	55.00	5.94
	成品事故油池	个	36	1200.00	4.32
	试桩及桩基检测费	项	1	50000.00	5.00
1.4	集电线路工程				399.87
	场区集电线路电缆				
	电缆桥架桩 预应力高强混凝土管桩 PHC-300-AB-70	m	2800	130.00	36.40
	光伏区至升压站集电线路电缆				
	直埋电缆沟挖土方	m <sup>3</sup>	700	8.74	0.61
	直埋电缆沟回填	m <sup>3</sup>	700	10.33	0.72
	直埋电缆沟铺砂盖砖	m	700	46.00	3.22
	电缆标志带	m	700	0.70	0.05
	直埋电缆标示桩	个	16	63.40	0.10
	光伏区至升压站集电线路架空				
	灌注桩成孔 孔径 2.2m	m	632.4	721.70	45.64
	灌注桩成孔 孔径 2.6m	m	425.6	866.04	36.86
	灌注桩成孔 孔径 3m	m	278	1002.55	27.87
	基础 C30	m <sup>3</sup>	2163.1	694	150.12
	保护帽 C15	m <sup>3</sup>	41.5	1516	6.29
	钢筋	t	84.75	5600	47.46
	地脚螺栓	t	52.32	8500	44.47
	光伏区至升压站接地				
	土方开挖	m <sup>3</sup>	30	8.74	0.03
	土方回填	m <sup>3</sup>	30	10.33	0.03
1.5	围栏工程				158.00
	围栏 浸塑钢丝网	m	30000	50.00	150.00
	普通铁门	个	80	1000.00	8.00
2	升压变电站工程				318.04
2.1	场地平整				56.04
	土方开挖	m <sup>3</sup>	5500	8.74	4.81
	土方回填	m <sup>3</sup>	14500	10.33	14.98
	外购土	m <sup>3</sup>	14500	25.00	36.25
2.2	主变压器基础工程				12.63

	土方开挖	m3	200	8.74	0.17
	土方回填	m3	100	10.33	0.10
	混凝土垫层 C20	m3	7.5	574.36	0.43
	混凝土基础 C30	m3	70	701.36	4.91
	基础钢筋	t	5	5600.00	2.80
	钢构件	t	4.5	8000	3.60
	砖砌体	m3	2	486.93	0.10
	油坑鹅卵石	m3	28	182.36	0.51
	<b>主变防火墙</b>				<b>11.59</b>
	土方开挖	m3	90	8.74	0.08
	土方回填	m3	60	10.33	0.06
	混凝土基础 C30	m3	60	701.36	4.21
	砖砌体	m3	60	486.93	2.92
	钢筋制作与安装	t	7.00	5600.00	3.92
	基础预埋铁件	t	0.5	8000	0.40
<b>2.3</b>	<b>一、二次预制舱</b>				<b>13.87</b>
	土方开挖	m3	460	8.74	0.40
	土方回填	m3	80	10.33	0.08
	混凝土垫层 C20	m3	24	574.36	1.38
	混凝土基础 C30	m3	96	701.36	6.73
	砖砌台阶	m3	3.2	486.93	0.16
	钢筋	t	8.00	5600.00	4.48
	钢构件	t	0.8	8000.00	0.64
<b>2.4</b>	<b>GIS 基础</b>				<b>15.80</b>
	土方开挖	m3	315	8.74	0.28
	土方回填	m3	180	10.33	0.19
	混凝土垫层 C20	m3	21	574.36	1.21
	混凝土基础 C30	m3	112.5	701.36	7.89
	基础钢筋	t	9.00	5600.00	5.04
	钢构件	t	1.5	8000.00	1.20
<b>2.5</b>	<b>升压站地下隧道和电缆沟</b>				<b>57.85</b>
	土方开挖	m3	2550	8.74	2.23
	土方回填	m3	1260	10.33	1.30
	混凝土垫层 C20	m3	78	574.36	4.48
	混凝土基础 C30	m3	378	701.36	26.51
	钢筋	t	34.8	5600.00	19.49
	预埋钢构件	t	4.8	8000.00	3.84
<b>2.6</b>	<b>接地变、备用变</b>				<b>6.76</b>
	土方开挖	m3	150	8.74	0.13
	土方回填	m3	96	10.33	0.10
	混凝土垫层 C20	m3	7.5	574.36	0.43
	混凝土基础 C30	m3	39	701.36	2.74
	钢筋	t	3	5600.00	1.68
	钢材	t	2.1	8000.00	1.68
<b>2.7</b>	<b>构架和避雷针</b>				<b>50.93</b>
	钢材	t	28	11100.00	31.08
	土方开挖	m3	910	8.74	0.80
	土方回填	m3	715	10.33	0.74
	混凝土垫层 C20	m3	15	574.36	0.86
	混凝土基础 C30	m3	145	701.36	10.17
	钢筋制作与安装	t	13	5600.00	7.28
<b>2.8</b>	<b>室外独立避雷针</b>				<b>21.90</b>

	钢材	t	10.5	11100.00	11.66
	土方开挖	m3	270	8.74	0.24
	土方回填	m3	195	10.33	0.20
	混凝土垫层 C20	m3	6	574.36	0.34
	混凝土基础 C30	m3	75	701.36	5.26
	钢筋	t	7.5	5600.00	4.20
2.9	SVG				35.23
	土方开挖	m3	720	8.74	0.63
	土方回填	m3	400	10.33	0.41
	混凝土垫层 C20	m3	32	574.36	1.84
	混凝土基础 C30	m3	240	701.36	16.83
	钢筋	t	22	5600.00	12.32
	钢构件	t	4	8000.00	3.20
2.10	围墙				30.46
	站区实体围墙 高度 2.3m	m	873	348.88	30.46
2.11	大门				5.00
	电动钢大门	个	1	50000.00	5.00
3	房屋建筑工程				447.92
3.1	生产建构建筑工程				411.72
	综合楼	m2	822.35	2900.00	238.48
	库房	m2	79.36	2400.00	19.05
	危废间	m2	40.96	2400.00	9.83
	综合水泵房及消防水池	m2	456.98	2400.00	109.68
	事故油池	m3	60	1615.00	9.69
	一体化污水处理设施	套	1	200000.00	20.00
	化粪池	套	1	50000.00	5.00
3.2	室外工程				36.20
	站区绿化	m2	1000.00	50.00	5.00
	碎石场地 100mm 厚碎石	m2	2950.00	24.00	7.08
	300 厚 3: 7 灰土垫层	m2	2950.00	28.37	8.37
	地基碾压密实 (压实系数 0.94)	m2	2950.00	3.00	0.89
	铁艺大门	个	2.00	3000.00	0.60
	生产生活区围栏 铁艺栏杆	m	85	55.00	0.47
	透水砖铺装	m2	1150	120.00	13.80
4	交通工程				300.66
4.1	站内混凝土道路				44.72
	220mmC25 混凝土面层	m2	2860	117.99	33.75
	300mm 灰土垫层	m2	3500	28.37	9.93
	压实路基 (5.5m 宽)	m2	3500	3.00	1.05
4.2	场区拓宽原有道路 (4m 宽碎石道路)				243.79
	路基土方开挖	m3	6192	8.74	5.41
	路基土方回填	m3	6192	10.33	6.40
	40mm 沙砾磨耗层	m2	53320	9.61	51.24
	220mm 泥结碎石面层	m2	51600	35.03	180.74
4.3	站外排水沟				8.31
	排水沟挖方	m3	198.45	8.74	0.17
	C25 混凝土排水沟	m	315	258.30	8.14
4.4	交通工程安全设施项目费用				3.84
	标志牌	个	60	220.00	1.32
	警示桩	个	60	170.00	1.02
	凸透镜	个	30	500.00	1.50
5	其他建筑工程				388.33

5.1	供水工程	项	1	200000.00	20.00	1
5.2	供电工程	项	1	200000.00	20.00	
5.3	环境保护工程	项	1	1500000.00	150.00	
5.4	水土保持工程	项	1	1733300.00	173.33	
5.5	劳动安全与工业卫生建筑工程	项	1	250000	25.00	

附表 4：其他费用概算表<sup>1</sup>其他费用概算表<sup>2</sup><sup>3</sup>

编号	工程或费用名称	单位	数量	费率(%)或单价(元)	合价(万元)
三	<b>其他费用</b>				<b>5440.79</b>
1	<b>项目建设用地费</b>				<b>3398.90</b>
1.1	升压站场地占用费(不分摊)	元/亩	16.63	300000.00	498.90
1.2	光伏场地租用费	元/亩	1800.00	2000.00	360.00
1.3	余物清理费				
1.3.1	养殖棚拆除清理费	亩	1800.00	8556	1540
1.3.2	地上附着物及其他补偿费	项	1.00	10000000.00	1000
2	<b>项目建设管理费</b>				<b>1568.82</b>
2.1	工程前期费	项	1	6000000	600.00
2.2	工程建设管理费	项	1	3400000	340.00
2.3	工程建设监理费	项	1	1500000	150.00
2.4	项目咨询服务费	%	24049	0.57	138.23
2.5	项目技术经济评审费	项	1	200000	20.00
2.6	项目验收费	%	24049	0.63	151.51
2.7	工程保险费	%	24049	0.40	96.20
2.8	工程质量检查检测费	%	11440	0.20	22.88
2.9	技术监督服务费	项	1	500000	50.00
3	<b>生产准备费</b>				<b>127.74</b>
3.1	其他生产准备费	%	12609	1.01	127.74
4	<b>勘察设计费</b>				<b>200.00</b>
4.1	<b>勘察费设计费</b>				<b>200.00</b>
5	<b>其他</b>				<b>145.33</b>
5.1	水土保持设施补偿费	m <sup>2</sup>	1211087.27	1.2	145.33

附表 5：送出工程概算表<sup>1</sup>送出工程概算表<sup>2</sup>

编 号	名称及规格	单 位	数 量	单价(元)			合计(万元)		
				设备 费	安装费	其中:装置性材 料费	设备 费	安装 费	其中:装置性材 料费
	送出工程及对 端改造费			2800000			1400		
	送出工程	km	5		2800000			1400	

## 第十六章 财务评价与社会效果分析<sup>1</sup>

### 16.1 项目概况<sup>2</sup>

根据施工进度安排，项目建设总工期为 9 个月。本项目财务评价计算期为 26 年，<sup>3</sup>其中建设期 9 个月，运行期 25 年。

按照国家现行财税制度、现行价格、《建设项目经济评价方法与参数》(第三版)和<sup>4</sup>《光伏发电工程可行性研究报告编制规程》(NB/T 32043-2018)等对本项目进行财务效益分析，考察项目的清偿能力、生存能力及盈利能力等财务状况，以判断其在财务上的可行性。

### 16.2 财务评价<sup>5</sup>

财务评价主要是在国家现行财税制度、价格体系的前提下，从项目的角度出发，计算项目范围内的财务效益和费用，分析项目的盈利能力、清偿能力等财务状况，评价项目在财务上的可行性。<sup>6</sup>

#### 16.2.1 资金来源与融资方案<sup>7</sup>

##### 1 资金来源与融资方案<sup>8</sup>

根据工程投资概算，工程固定资产静态投资为 31479.74 万元，工程动态投资为<sup>9</sup>31809.41 万元。本工程单位千瓦静态投资为 2860 元/kW，单位千瓦动态投资为 2890 元/kW。

###### (1) 建设期利息<sup>10</sup>

经计算，本项目计入固定资产的建设期利息为 329.67 万元。<sup>11</sup>

###### (2) 流动资金<sup>12</sup>

本项目流动资金按光伏系统容量估算，估算指标为 30 元/kW，总计 330.16 万元。<sup>13</sup>全部为自有资金。

###### (3) 建设资金来源<sup>14</sup>

工程固定资产静态投资为 31479.74 万元，建设资金来源为资本金和银行贷款。资本金占动态投资的 20%，其余的资金由银行借款。其中银行贷款偿还期为 15 年，宽限期为 1 年，宽限期后每年按贷款等额还本利息照付，年贷款利率为 3.5%。<sup>15</sup>

详见项目总投资使用计划与资金筹措表。<sup>16</sup>

## 16.2.2 总成本费用<sup>1</sup>

本项目发电总成本费用包括折旧费、修理费、工资及福利费、保险费、材料费、用电费用、摊销费、利息支出和其他费用等。

### (1) 定员<sup>3</sup>

本项目定员为9人，年人均支出包括福利费及其他共计49.56万元/人。<sup>4</sup>

### (2) 保险费<sup>5</sup>

保险费取固定资产原值的0.0447%计列。

### (3) 修理费<sup>6</sup>

运营期前5年为12元/kW，6-25年为30元/kW。

### (4) 材料费<sup>7</sup>

材料费4元/kW。

### (5) 其他费<sup>8</sup>

其他费24元/kW。

### (4) 土地租金<sup>9</sup>

土地租金按照固定价格2000元/亩/年，按年缴付，光伏场区面积1800亩，按照360万元/年计入运营期成本。<sup>10</sup>

### (5) 天枢使用费<sup>11</sup>

天枢使用费以1万元/年计入运营期成本。<sup>12</sup>

### (5) 土地使用税<sup>13</sup>

土地使用税缴纳面积按照升压站征地面积16.63亩考虑，税额为6元/m<sup>2</sup>，以6.65万元/年计入运营期成本。<sup>14</sup>

### (6) 耕地占用税<sup>15</sup>

根据《中华人民共和国耕地占用税法实施办法》第十二条 占用园地、林地、草地、农田水利用地、养殖水面、渔业水域滩涂以及其他农用地建设建筑物、构筑物或者从事非农业建设的，依照本法的规定缴纳耕地占用税。第二十六条，畜禽养殖设施不需缴纳耕地占用税。经对接地方税务部门该项目无需缴纳耕地占用税。<sup>16</sup>

### (7) 摊销费<sup>17</sup>

摊销费包括无形资产和其他待摊费用的摊销，本计算暂不考虑。<sup>18</sup>

本项目总成本计算详见总成本费用估算表。<sup>19</sup>

### 16.2.3 上网电价及效益计算<sup>1</sup>

#### 16.2.3.1 上网电价<sup>2</sup>

本项目经营期上网电价按照 2026 年 0.3294 元/kWh、2027 年 0.3196 元/kWh、2028 年 3098 元/kWh、2029 年 0.3 元/kWh、2030 年及以后 0.2902 元/kWh，本项目于 2026 年投产，平均电价为 0.2944 元/kWh，按此测算项目的盈利清偿及生存能力。

#### 16.2.3.2 销售收入<sup>4</sup>

在计算期内，销售收入总额为 87722.23 万元（不含增值税）。<sup>5</sup>

#### 16.2.3.3 税金<sup>6</sup>

根据国家税收政策，电力项目交纳的税金包括增值税、销售税金附加和所得税。<sup>7</sup>

##### (1) 增值税<sup>8</sup>

电力产品增值税税率为 13%。<sup>9</sup>

根据国务院第 34 次常务会议修订通过的《中华人民共和国增值税暂行条例》和中华人民共和国财政部国家税务总局令第 50 号《中华人民共和国增值税暂行条例实施细则》规定，从 2009 年 1 月 1 日起，对购进固定资产部分的进项税额允许从销项税额中抵扣。本项目设备购置费为 12609 万元，适用税率 13%，增值税约为 1450.65 万元；建安工程费 11440 万元，适用税率 9%，增值税约为 944.56 万元；其他费用 5441 万元，其中养殖棚拆除清理费 1540 万元适用税率 9%，增值税约为 127.16 万元，1858.9 万元建设用地费和地上附着物补偿费不取增值税，其余 2041.89 万元适用税率 6%，增值税约为 115.58 万元；送出线路工程费 1400 万元，适用税率 9%，增值税约为 115.6 万元。经上述计算，本项目可抵扣的增值税额约为 2753.54 万元。

##### (2) 销售税金附加<sup>11</sup>

销售税金附加包括城市维护建设税和教育费附加（含国家和地方教育费附加），以增值税税额为基础计征，税率分别取 5% 和 5%。<sup>12</sup>

##### (3) 所得税<sup>13</sup>

企业所得利润应按规定依法缴纳所得税，依据《中华人民共和国企业所得税法实施条例》第八十七条，企业所得税法第二十七条第二款所称国家重点扶持的公共基础设施项目，是指《公共基础设施项目企业所得税优惠目录》规定的港口码头、机场、铁路、公路、城市公共交通、电力、水利等项目。企业从事前款规定的国家重点扶持的公共基础设施项目的投资经营的所得，自项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，第一年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税。从第七年开始，<sup>14</sup>

所得税按照 25% 的税率征收。<sup>1</sup>

#### 16.2.3.4 销售利润 <sup>2</sup>

在计算期内，利润总额为 15814.64 万元，税后利润为 12412.57 万元。<sup>3</sup>

项目的各年收入、税金、利润计算见利润与利润分配表。

#### 16.2.4 清偿能力分析 <sup>4</sup>

本项目贷款偿还按 15 年等额还本计算，偿还贷款的资金来源为折旧费与未分配利润之和。<sup>5</sup>

计算表明本项目在计算期内各年资产、负债和所有者权益情况，随着光伏电站的投产发电，资产负债率逐年下降，整个计算期内资产负债比例适当，说明项目有偿债能力。<sup>6</sup>

详见资产负债表。<sup>7</sup>

#### 16.2.5 盈利能力分析 <sup>8</sup>

通过项目财务现金流量计算以及资本金财务现金流量计算，本项目财务内部收益率 <sup>9</sup> 如下：

项目投资税前财务内部收益率为 5.42%，高于《建设项目经济评价方法与参数》（第三版）中的项目融资前税前财务基准收益率。项目投资税后财务内部收益率为 4.75%，项目投资回收期（税前）为 14 年；资本金财务内部收益率为 6.84%，满足资本金内部收益率不低于 6.5% 的集团要求。<sup>10</sup>

详见项目投资现金流量表和项目资本金现金流量表。<sup>11</sup>

#### 16.2.6 生存能力分析 <sup>12</sup>

本工程自开工建设后的第 2 年机组全部投入运行。考查财务计划现金流量表中各活动现金流量可知，本项目每年的盈余资金不均大于 0，说明本项目不具有足够的净现金流量维持正常运行。<sup>13</sup>

#### 16.2.7 敏感性分析 <sup>14</sup>

项目财务评价敏感性分析，考虑固定资产投资、产量、电价等不确定因素单独变化时，对投资回收期、项目投资财务内部收益率和资本金财务内部收益率等财务指标的影响。敏感性分析结果见敏感性分析表。<sup>15</sup>

方案类型	变化幅度	投资回收期(所得税后)(年)	项目投资财务内部收益率(所得税后)(%)	资本金财务内部收益率(%)	<sup>16</sup>
建设投资变化分析 (%)	-10.00	13.20	5.81	10.01	
	-5.00	13.93	5.26	8.29	
	0.00	14.65	4.75	6.84	

	5.00	15.35	4.29	5.60	1
	10.00	16.05	3.87	4.52	
上网产量变化分析 (%)	-10.00	17.37	3.13	2.51	
	-5.00	15.90	3.95	4.75	
	0.00	14.65	4.75	6.84	
	5.00	13.57	5.53	9.09	
	10.00	12.63	6.30	11.54	
上网电价变化分析 (%)	-10.00	17.37	3.13	2.51	
	-5.00	15.90	3.95	4.75	
	0.00	14.65	4.75	6.84	
	5.00	13.57	5.53	9.09	
	10.00	12.63	6.30	11.54	
贷款利率变化分析 (%)	-10.00	14.65	4.75	7.44	
	-5.00	14.65	4.75	7.13	
	0.00	14.65	4.75	6.84	
	5.00	14.65	4.75	6.55	
	10.00	14.64	4.75	6.27	

通过对本期工程的经济效益评价和财务敏感性分析，可以得出以下结论：<sup>2</sup>

项目投资内部收益率满足行业基准收益率的要求，项目抗风险能力较强。<sup>3</sup>

投资的降低、电量的增加都可以提高本项目的内部收益率。为了保证或提高项目资本金内部收益率，建议在下一阶段进一步控制投资，在项目运营阶段，提高管理水平、降低运营成本，都有助于提高收益、降低项目风险。<sup>4</sup>

### 16.2.8 财务评价结论<sup>5</sup>

(1) 本项目建设工期为 9 个月，项目静态投资 31479.74 万元。工程单位千瓦静态投资为 2860 元/kW。<sup>6</sup>

(2) 本项目光伏系统长期贷款利率按照人民银行发布的 5 年期以上 LPR3.5%、平均上网电价按 0.2944 元/kWh 进行财务评价得出：项目投资财务内部收益率为 5.42%（税前），项目投资财务内部收益率为 4.75%（税后），资本金财务内部收益率为 6.84%，投资回收期（税前）为 14 年，总投资收益率为 2.87%，项目资本金净利润率为 7.42%。<sup>7</sup>

(3) 在静态投资 31479.74 万元，工程单位千瓦静态投资为 2860 元/kW，动态投资 31785.92，单位千瓦动态投资为 2888 元/kW 情况下，根据项目实际贷款利率 3.25%进行财务评价得出：项目投资财务内部收益率为 5.42%（税前），项目投资财务内部收益率为 4.75%（税后），资本金财务内部收益率为 7.26%，投资回收期（税前）为 14 年，总投资收益率为 2.87%，项目资本金净利润率为 7.71%。<sup>8</sup>

## 16.3 社会效果分析<sup>1</sup>

太阳能是一种可再生的清洁能源，其节能效益、环境效益和社会效益均十分显著。<sup>2</sup>

### 16.3.1 工程节能与环保效益<sup>3</sup>

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，光伏电站<sup>4</sup>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。此外，还能增加本地就业，减少二氧化碳排放。

本电站建成后预计每年可为发电 13469.71 万 kWh，与同等供电量火电厂相比，每<sup>5</sup>年可节约标煤 4.05 万吨（按照火电供电标煤耗平均 300.7g/kW.h），相应每年可减少多种大气污染物的排放，其中减少二氧化硫（SO<sub>2</sub>）排放量约 13.60 吨，二氧化碳（CO<sub>2</sub>）约 11.16 万吨，氮氧化物（NO<sub>X</sub>）约 20.47 吨，烟尘约 2.96 吨。减轻了环境污染且节能减排效益明显。

因此，建设本光伏电站可以减少化石资源的消耗，有利于缓解环境保护压力，实现<sup>6</sup>经济与环境的协调发展，项目节能和环保效益显著。

### 16.3.2 社会效益<sup>7</sup>

本光伏电站建成后，将会促进当地相关产业（如建材、交通）的发展，对扩大就业<sup>8</sup>和发展第三产业将起到积极作用，从而带动和促进当地国民经济的发展和社会进步。随着光伏电站的相继开发，光伏将成为当地的又一大产业，为地方开辟新的经济增长点，对拉动地方经济的发展，加快实现小康将起到积极作用。

综上所述，本光伏电站工程项目的开发，不仅是该地区能源供应的有效补充，而且<sup>9</sup>作为绿色电能，有利于缓解该地区电力工业的环境保护压力，促进地区经济的持续发展，对于带动地方经济快速发展将起到积极作用，项目社会效益显著。

## 16.4 财务评价附表<sup>1</sup>

附表 1：项目总投资使用计划与资金筹措表（人民币单位：万元）<sup>2</sup>

序号	项目	合计	计算期		<sup>3</sup>
			第1年	第2年	
1	项目总投资	32139.57	31809.41	330.16	
1.1	建设投资	31479.74	31479.74	0	
1.2	建设期利息	329.67	329.67	0	
1.3	流动资金	330.16	0	330.16	
2	资金筹措	32139.57	31809.41	330.16	
2.1	项目资本金	6692.04	6361.88	330.16	
2.1.1	用于建设投资	6361.88	6361.88	0	
2.1.2	用于流动资金	330.16	0	330.16	
2.2	债务资金	25447.53	25447.53	0	
2.2.1	用于建设投资	25117.86	25117.86	0	
2.2.2	用于建设期利息	329.67	329.67	0	
2.2.3	用于流动资金	0	0	0	

附表 2：总成本费用估算表（人民币单位：万元）<sup>1</sup><sup>2</sup>

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	1100.53	0	44.02	44.02	44.02	44.02	44.02	44.02	44.02	44.02	44.02	44.02	44.02	44.02	44.02
2	人工工资及福利费	11151	0	446.04	446.04	446.04	446.04	446.04	446.04	446.04	446.04	446.04	446.04	446.04	446.04	446.04
3	修理费	7263.48	0	132.06	132.06	132.06	132.06	132.06	132.06	330.16	330.16	330.16	330.16	330.16	330.16	330.16
4	保险费	324.7	0	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99
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	15794.42	0	631.78	631.78	631.78	631.78	631.78	631.78	631.78	631.78	631.78	631.78	631.78	631.78	631.78
	其中：其他费	6603.17	0	264.13	264.13	264.13	264.13	264.13	264.13	264.13	264.13	264.13	264.13	264.13	264.13	264.13
	土地租金	9000	0	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
	天枢使用费	25	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	土地使用税	166.25	0	6.65	6.65	6.65	6.65	6.65	6.65	6.65	6.65	6.65	6.65	6.65	6.65	6.65
7	折旧费	28184.2	0	1409.21	1409.21	1409.21	1409.21	1409.21	1409.21	1409.21	1409.21	1409.21	1409.21	1409.21	1409.21	1409.21
8	摊销费	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	财务费用	7224.23	0	890.66	831.29	771.91	712.53	653.15	593.78	534.4	475.02	415.64	356.27	300.49	249.29	
	其中：长期借款利息	7125.31	0	890.66	831.29	771.91	712.53	653.15	593.78	534.4	475.02	415.64	356.27	296.89	237.51	
	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	98.92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.6	11.78	
	其他	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	总成本费用	71042.56	0	3566.76	3507.38	3448.01	3388.63	3329.25	3467.97	3408.59	3349.21	3289.84	3230.46	3174.68	3123.48	
11	经营成本	35634.13	0	1266.89	1266.89	1266.89	1266.89	1266.89	1266.89	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98

总成本费用估算表（续）（人民币单位：万元）<sup>1</sup><sup>2</sup>

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	1100.53	44.02	44.02	44.02	44.02	44.02	44.02	44.02	44.02	44.02	44.02	44.02	44.02	44.02
2	人工工资及福利费	11151	446.04	446.04	446.04	446.04	446.04	446.04	446.04	446.04	446.04	446.04	446.04	446.04	446.04
3	修理费	7263.48	330.16	330.16	330.16	330.16	330.16	330.16	330.16	330.16	330.16	330.16	330.16	330.16	330.16
4	保险费	324.7	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99
5	用电费用	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	其他费用	15794.42	631.78	631.78	631.78	631.78	631.78	631.78	631.78	631.78	631.78	631.78	631.78	631.78	631.78
	其中：其他费	6603.17	264.13	264.13	264.13	264.13	264.13	264.13	264.13	264.13	264.13	264.13	264.13	264.13	264.13
	土地租金	9000	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
	天枢使用费	25	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	土地使用税	166.25	6.65	6.65	6.65	6.65	6.65	6.65	6.65	6.65	6.65	6.65	6.65	6.65	6.65
7	折旧费	28184.2	1409.21	1409.21	1409.21	1409.21	1409.21	1409.21	1409.21	1409.21	0	0	0	0	0
8	摊销费	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	财务费用	7224.23	198	146.63	95.18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	其中：长期借款利息	7125.31	178.13	118.76	59.38	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	98.92	19.87	27.88	35.8	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	71042.56	3072.2	3020.83	2969.37	2874.19	2874.19	2874.19	2874.19	2874.19	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98
11	经营成本	35634.13	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98

附表 3：利润与利润分配表（人民币单位：万元）<sup>1</sup><sup>2</sup>

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	销售收入	87722.23	0	4216.28	4050.1	3886.61	3725.8	3567.63	3552.98	3538.33	3523.68	3509.02	3494.37	3479.72	3465.07
1.1	光伏售电收入	87722.23	0	4216.28	4050.1	3886.61	3725.8	3567.63	3552.98	3538.33	3523.68	3509.02	3494.37	3479.72	3465.07
	上网电量 (MWh)	3367427.29	0	144638.72	143198.31	141764.85	140338.33	138918.75	138348.24	137777.74	137207.23	136636.72	136066.21	135495.7	134925.2
	上网电价(不含税) (元/kWh)		0	0.2915	0.2828	0.2742	0.2655	0.2568	0.2568	0.2568	0.2568	0.2568	0.2568	0.2568	0.2568
	上网电价(含税) (元/kWh)		0	0.3294	0.3196	0.3098	0.3	0.2902	0.2902	0.2902	0.2902	0.2902	0.2902	0.2902	0.2902
1.2	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	865.04	0	0	0	0	0	0	23.64	46	45.81	45.62	45.43	45.24	45.05
3	总成本费用	71042.56	0	3566.76	3507.38	3448.01	3388.63	3329.25	3467.97	3408.59	3349.21	3289.84	3230.46	3174.68	3123.48
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)	15814.64	0	649.52	542.72	438.61	337.17	238.38	61.37	83.74	128.65	173.57	218.49	259.81	296.54
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)	15814.64	0	649.52	542.72	438.61	337.17	238.38	61.37	83.74	128.65	173.57	218.49	259.81	296.54
8	所得税	3402.06	0	0	0	0	0	0	15.34	20.93	32.16	43.39	54.62	64.95	74.14
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)	12412.57	0	649.52	542.72	438.61	337.17	238.38	46.03	62.8	96.49	130.18	163.87	194.85	222.41
11	期初未分配的利润		0	0	49.2	2.29	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	可供分配的利润 (10+11)		0	649.52	591.92	440.9	337.17	238.38	46.03	62.8	96.49	130.18	163.87	194.85	222.41
13	提取法定盈余公积金	1241.26	0	64.95	54.27	43.86	33.72	23.84	4.6	6.28	9.65	13.02	16.39	19.49	22.24
14	可供投资者分配的利润 (12-13)		0	584.57	537.65	397.04	303.45	214.54	41.43	56.52	86.84	117.16	147.48	175.37	200.17
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	7786.74	0	535.36	535.36	397.04	303.45	214.54	41.43	56.52	86.84	117.16	147.48	175.37	200.17

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
17	未分配利润 (14-15-16)		0	49.2	2.29	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)	23038.87	0	1540.18	1374.01	1210.52	1049.7	891.53	655.15	618.14	603.67	589.21	574.75	560.29	545.83	
19	息税折旧摊销前利润	51223.06	0	2949.39	2783.22	2619.73	2458.91	2300.74	2064.36	2027.34	2012.88	1998.42	1983.96	1969.5	1955.04	

利润与利润分配表（续）（人民币单位：万元）<sup>1</sup><sup>2</sup>

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	87722.23	3450.42	3435.77	3421.12	3406.46	3391.81	3377.16	3362.51	3347.86	3333.21	3318.56	3303.9	3289.25	3274.6
1.1	光伏售电收入	87722.23	3450.42	3435.77	3421.12	3406.46	3391.81	3377.16	3362.51	3347.86	3333.21	3318.56	3303.9	3289.25	3274.6
	上网电量（MWh）	3367427.29	134354.69	133784.18	133213.67	132643.16	132072.65	131502.15	130931.64	130361.13	129790.62	129220.11	128649.61	128079.11	127508.59
	上网电价（不含税）（元/kWh）		0.2568	0.2568	0.2568	0.2568	0.2568	0.2568	0.2568	0.2568	0.2568	0.2568	0.2568	0.2568	0.2568
	上网电价（含税）（元/kWh）		0.2902	0.2902	0.2902	0.2902	0.2902	0.2902	0.2902	0.2902	0.2902	0.2902	0.2902	0.2902	0.2902
1.2	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	865.04	44.86	44.66	44.47	44.28	44.09	43.9	43.71	43.52	43.33	43.14	42.95	42.76	42.57
3	总成本费用	71042.56	3072.2	3020.83	2969.37	2874.19	2874.19	2874.19	2874.19	2874.19	2874.19	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98
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)	15814.64	333.37	370.28	407.27	487.99	473.53	459.06	444.6	430.14	1824.89	1810.43	1795.97	1781.51	1767.05
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)	15814.64	333.37	370.28	407.27	487.99	473.53	459.06	444.6	430.14	1824.89	1810.43	1795.97	1781.51	1767.05
8	所得税	3402.06	83.34	92.57	101.82	122	118.38	114.77	111.15	107.54	456.22	452.61	448.99	445.38	441.76
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)	12412.57	250.02	277.71	305.45	365.99	355.14	344.3	333.45	322.61	1368.67	1357.82	1346.98	1336.13	1325.29
11	期初未分配的利润		0	0	0	0	0	0	0	0	0	696.44	1383.12	2060.03	2727.19
12	可供分配的利润 (10+11)		250.02	277.71	305.45	365.99	355.14	344.3	333.45	322.61	1368.67	2054.26	2730.09	3396.16	4052.47
13	提取法定盈余公积金	1241.26	25	27.77	30.55	36.6	35.51	34.43	33.35	32.26	136.87	135.78	134.7	133.61	132.53
14	可供投资者分配的利润 (12-13)		225.02	249.94	274.91	329.39	319.63	309.87	300.11	290.35	1231.8	1918.48	2595.39	3262.55	3919.94
15	提取任意盈余公积金	0	0	0	0	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
16	各投资方利润分配	7786.74	225.02	249.94	274.91	329.39	319.63	309.87	300.11	290.35	535.36	535.36	535.36	535.36	535.36
17	未分配利润 (14-15-16)		0	0	0	0	0	0	0	0	696.44	1383.12	2060.03	2727.19	3384.58
18	息税前利润(利润总额+利息支出)	23038.87	531.37	516.91	502.45	487.99	473.53	459.06	444.6	430.14	1824.89	1810.43	1795.97	1781.51	1767.05
19	息税折旧摊销前利润	51223.06	1940.58	1926.12	1911.66	1897.2	1882.73	1868.27	1853.81	1839.35	1824.89	1810.43	1795.97	1781.51	1767.05

1

附表 4：借款还本付息计划表（人民币单位：万元）<sup>1</sup>

序号	项目	合计	建设期	运行期													<sup>2</sup>
				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	25447.53	25447.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1	期初借款余额			0	25447.53	23751.03	22054.53	20358.02	18661.52	16965.02	15268.52	13572.02	11875.51	10179.01	8482.51	6786.01	
1.2	当期还本付息	32572.84		0	2587.17	2527.79	2468.41	2409.03	2349.66	2290.28	2230.9	2171.52	2112.14	2052.77	1993.39	1934.01	
	其中：还本	25447.53		0	1696.5	1696.5	1696.5	1696.5	1696.5	1696.5	1696.5	1696.5	1696.5	1696.5	1696.5	1696.5	
	付息	7125.31		0	890.66	831.29	771.91	712.53	653.15	593.78	534.4	475.02	415.64	356.27	296.89	237.51	
1.3	期末借款余额		25447.53	23751.03	22054.53	20358.02	18661.52	16965.02	15268.52	13572.02	11875.51	10179.01	8482.51	6786.01	5089.51		
2	流动资金借款	0	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	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	0	
3	短期借款	3297.44		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	119.94
3.1	偿还短期借款本金	3297.44		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	119.94
3.2	短期借款利息	98.92		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.6
计算指标	利息备付率			0	1.73	1.65	1.57	1.47	1.36	1.1	1.16	1.27	1.42	1.61	1.86	2.19	
	偿债备付率			0	1.14	1.1	1.06	1.02	0.98	0.89	0.9	0.91	0.93	0.94	0.95	0.91	

借款还本付息计划表（续）（人民币单位：万元）<sup>1</sup>

序号	项目	合计	运行期													<sup>2</sup>
			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	25447.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1	期初借款余额		5089.51	3393	1696.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2	当期还本付息	32572.84	1874.63	1815.26	1755.88	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	其中：还本	25447.53	1696.5	1696.5	1696.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	付息	7125.31	178.13	118.76	59.38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3	期末借款余额		3393	1696.5	0	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	0
2.1	流动资金借款累计		0	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	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	3297.44	662.33	929.26	1193.34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.1	偿还短期借款本金	3297.44	392.56	662.33	929.26	1193.34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.2	短期借款利息	98.92	19.87	27.88	35.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
计算指标	利息备付率		2.68	3.53	5.28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	偿债备付率		0.81	0.73	0.67	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

附表 5：财务计划现金流量表（人民币单位：万元）<sup>1</sup><sup>2</sup>

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	经营活动净现金流量	50574.54	0	3497.51	3309.73	3124.99	2943.26	2764.53	2274.52	2006.41	1980.72	1955.03	1929.34	1904.55	1880.9
1.1	现金流入	99126.12	0	4764.4	4576.62	4391.87	4210.15	4031.42	4014.87	3998.31	3981.75	3965.2	3948.64	3932.09	3915.53
1.1.1	销售收入	87722.23	0	4216.28	4050.1	3886.61	3725.8	3567.63	3552.98	3538.33	3523.68	3509.02	3494.37	3479.72	3465.07
1.1.2	增值税销项税额	11403.89	0	548.12	526.51	505.26	484.35	463.79	461.89	459.98	458.08	456.17	454.27	452.36	450.46
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	48551.58	0	1266.89	1266.89	1266.89	1266.89	1266.89	1740.35	1991.9	2001.03	2010.17	2019.3	2027.54	2034.63
1.2.1	经营成本	35634.13	0	1266.89	1266.89	1266.89	1266.89	1266.89	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98
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	865.04	0	0	0	0	0	0	23.64	46	45.81	45.62	45.43	45.24	45.05
1.2.4	增值税	8650.35	0	0	0	0	0	0	236.38	459.98	458.08	456.17	454.27	452.36	450.46
1.2.5	所得税	3402.06	0	0	0	0	0	0	15.34	20.93	32.16	43.39	54.62	64.95	74.14
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	-31809.9	-31479.74	-330.16	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	31809.9	31479.74	330.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2.1	建设投资	31479.74	31479.74	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2.2	维持运营投资	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2.3	流动资金	330.16	0	330.16	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	-8648.6	31479.74	-2792.37	-3063.15	-2865.45	-2712.48	-2564.2	-2331.7	-2287.42	-2258.36	-2229.3	-2200.25	-2052.41	-1873.34
3.1	现金流入	35437.01	31809.41	330.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	119.94	392.56
3.1.1	项目资本金投入	6692.04	6361.88	330.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

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
3.1.2	建设投资借款	25447.53	25447.53	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	3297.44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	119.94	392.56
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	44085.61	329.67	3122.53	3063.15	2865.45	2712.48	2564.2	2331.7	2287.42	2258.36	2229.3	2200.25	2172.36	2265.9	
3.2.1	各种利息支出	7553.9	329.67	890.66	831.29	771.91	712.53	653.15	593.78	534.4	475.02	415.64	356.27	300.49	249.29	
3.2.2	偿还债务本金	28744.96	0	1696.5	1696.5	1696.5	1696.5	1696.5	1696.5	1696.5	1696.5	1696.5	1696.5	1696.5	1816.44	
3.2.3	应付利润(股利分配)	7786.74	0	535.36	535.36	397.04	303.45	214.54	41.43	56.52	86.84	117.16	147.48	175.37	200.17	
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	10116.04	0	374.98	246.58	259.54	230.78	200.34	-57.19	-281.01	-277.64	-274.27	-270.91	-147.87	7.57	
5	累计盈余资金			0	374.98	621.56	881.1	1111.88	1312.21	1255.03	974.02	696.37	422.1	151.19	3.33	10.89

财务计划现金流量表（续）（人民币单位：万元）<sup>1</sup><sup>2</sup>

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	50574.54	1857.24	1833.55	1809.84	1775.2	1764.35	1753.51	1742.66	1731.82	1368.67	1357.82	1346.98	1336.13	1325.29
1.1	现金流入	99126.12	3898.97	3882.42	3865.86	3849.3	3832.75	3816.19	3799.64	3783.08	3766.52	3749.97	3733.41	3716.86	3700.3
1.1.1	销售收入	87722.23	3450.42	3435.77	3421.12	3406.46	3391.81	3377.16	3362.51	3347.86	3333.21	3318.56	3303.9	3289.25	3274.6
1.1.2	增值税销项税额	11403.89	448.55	446.65	444.75	442.84	440.94	439.03	437.13	435.22	433.32	431.41	429.51	427.6	425.7
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	48551.58	2041.74	2048.87	2056.02	2074.11	2068.39	2062.68	2056.97	2051.26	2397.86	2392.15	2386.43	2380.72	2375.01
1.2.1	经营成本	35634.13	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98
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	865.04	44.86	44.66	44.47	44.28	44.09	43.9	43.71	43.52	43.33	43.14	42.95	42.76	42.57
1.2.4	增值税	8650.35	448.55	446.65	444.75	442.84	440.94	439.03	437.13	435.22	433.32	431.41	429.51	427.6	425.7
1.2.5	所得税	3402.06	83.34	92.57	101.82	122	118.38	114.77	111.15	107.54	456.22	452.61	448.99	445.38	441.76
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	-31809.9	0	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	31809.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2.1	建设投资	31479.74	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2.2	维持运营投资	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2.3	流动资金	330.16	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	-8648.6	-1849.75	-1826.14	-1802.51	-1522.73	-319.63	-309.87	-300.11	-290.35	-535.36	-535.36	-535.36	-535.36	-535.36
3.1	现金流入	35437.01	662.33	929.26	1193.34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.1.1	项目资本金投入	6692.04	0	0	0	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
3.1.2	建设投资借款	25447.53	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	3297.44	662.33	929.26	1193.34	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	44085.61	2512.09	2755.4	2995.85	1522.73	319.63	309.87	300.11	290.35	535.36	535.36	535.36	535.36	535.36
3.2.1	各种利息支出	7553.9	198	146.63	95.18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.2.2	偿还债务本金	28744.96	2089.06	2358.84	2625.76	1193.34	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.2.3	应付利润(股利分配)	7786.74	225.02	249.94	274.91	329.39	319.63	309.87	300.11	290.35	535.36	535.36	535.36	535.36	535.36
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	10116.04	7.49	7.41	7.33	252.47	1444.72	1443.64	1442.56	1441.47	833.31	822.46	811.61	800.77	789.92
5	累计盈余资金		18.38	25.79	33.12	285.59	1730.31	3173.95	4616.5	6057.98	6891.28	7713.74	8525.35	9326.12	10116.04

1

附表 6：项目投资现金流量表（人民币单位：万元）<sup>1</sup>

序号	项目	合计	建设期	运行期													<sup>2</sup>
				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	现金流流入	91677.6	0	4764.4	4576.62	4391.87	4210.15	4031.42	3778.48	3538.33	3523.68	3509.02	3494.37	3479.72	3465.07		
1.1	销售收入	87722.23	0	4216.28	4050.1	3886.61	3725.8	3567.63	3552.98	3538.33	3523.68	3509.02	3494.37	3479.72	3465.07		
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	2753.54	0	548.12	526.51	505.26	484.35	463.79	225.5	0	0	0	0	0	0		
1.4	回收固定资产余值	871.68	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
1.5	回收流动资金	330.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2	现金流出	68309.06	31479.74	1597.05	1266.89	1266.89	1266.89	1266.89	1488.62	1510.98	1510.79	1510.6	1510.41	1510.22	1510.03		
2.1	建设投资	31479.74	31479.74	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2.2	流动资金	330.16	0	330.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2.3	经营成本	35634.13	0	1266.89	1266.89	1266.89	1266.89	1266.89	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98		
2.4	销售税金附加	865.04	0	0	0	0	0	0	23.64	46	45.81	45.62	45.43	45.24	45.05		
2.5	维持运营投资	0	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)	23368.54	-31479.74	3167.35	3309.73	3124.99	2943.26	2764.53	2289.86	2027.34	2012.88	1998.42	1983.96	1969.5	1955.04		
4	累计所得税前净现金流量		-31479.74	-28312.39	-25002.66	-21877.67	-18934.41	-16169.88	-13880.02	-11852.68	-9839.79	-7841.37	-5857.41	-3887.91	-1932.87		
5	调整所得税	4243.23	0	0	0	0	0	0	163.79	154.53	150.92	147.3	143.69	140.07	136.46		
6	所得税后净现金流量 (3-5)	19125.31	-31479.74	3167.35	3309.73	3124.99	2943.26	2764.53	2126.07	1872.81	1861.97	1851.12	1840.27	1829.43	1818.58		
7	累计所得税后净现金流量		-31479.74	-28312.39	-25002.66	-21877.67	-18934.41	-16169.88	-14043.81	-12171	-10309.03	-8457.91	-6617.64	-4788.21	-2969.63		

项目投资现金流量表（续）（人民币单位：万元）<sup>1</sup><sup>2</sup>

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	91677.6	3450.42	3435.77	3421.12	3406.46	3391.81	3377.16	3362.51	3347.86	3333.21	3318.56	3303.9	3289.25	4476.44
1.1	销售收入	87722.23	3450.42	3435.77	3421.12	3406.46	3391.81	3377.16	3362.51	3347.86	3333.21	3318.56	3303.9	3289.25	3274.6
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	2753.54	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.4	回收固定资产余值	871.68	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	871.68
1.5	回收流动资金	330.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	330.16
2	现金流出	68309.06	1509.84	1509.65	1509.46	1509.27	1509.08	1508.89	1508.7	1508.51	1508.32	1508.13	1507.93	1507.74	1507.55
2.1	建设投资	31479.74	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	流动资金	330.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	经营成本	35634.13	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98
2.4	销售税金附加	865.04	44.86	44.66	44.47	44.28	44.09	43.9	43.71	43.52	43.33	43.14	42.95	42.76	42.57
2.5	维持运营投资	0	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）	23368.54	1940.58	1926.12	1911.66	1897.2	1882.73	1868.27	1853.81	1839.35	1824.89	1810.43	1795.97	1781.51	2968.88
4	累计所得税前净现金流量		7.71	1933.83	3845.49	5742.68	7625.42	9493.69	11347.51	13186.86	15011.75	16822.18	18618.15	20399.66	23368.54
5	调整所得税	4243.23	132.84	129.23	125.61	122	118.38	114.77	111.15	107.54	456.22	452.61	448.99	445.38	441.76
6	所得税后净现金流量（3-5）	19125.31	1807.74	1796.89	1786.05	1775.2	1764.35	1753.51	1742.66	1731.82	1368.67	1357.82	1346.98	1336.13	2527.12
7	累计所得税后净现金流量		-1161.89	635	2421.05	4196.25	5960.6	7714.11	9456.77	11188.59	12557.25	13915.08	15262.05	16598.19	19125.31

附表 7：项目资本金现金流量表（人民币单位：万元）<sup>1</sup>

序号	项目	合计	建设期	运行期													<sup>2</sup>
				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	现金流流入	91677.6	0	4764.4	4576.62	4391.87	4210.15	4031.42	3778.48	3538.33	3523.68	3509.02	3494.37	3479.72	3465.07		
1.1	销售收入	87722.23	0	4216.28	4050.1	3886.61	3725.8	3567.63	3552.98	3538.33	3523.68	3509.02	3494.37	3479.72	3465.07		
1.2	补贴收入	0	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	2753.54	0	548.12	526.51	505.26	484.35	463.79	225.5	0	0	0	0	0	0	0	
1.4	回收固定资产余值	871.68	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1.5	回收流动资金	330.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	现金流出	79265.03	6361.88	4184.21	3794.68	3735.3	3675.92	3616.54	3794.24	3762.82	3714.48	3666.14	3617.8	3572.16	3529.95		
2.1	项目资本金	6692.04	6361.88	330.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2.2	借款本金偿还	25447.53	0	1696.5	1696.5	1696.5	1696.5	1696.5	1696.5	1696.5	1696.5	1696.5	1696.5	1696.5	1696.5	1696.5	
2.3	借款利息支付	7224.23	0	890.66	831.29	771.91	712.53	653.15	593.78	534.4	475.02	415.64	356.27	300.49	249.29		
2.4	经营成本	35634.13	0	1266.89	1266.89	1266.89	1266.89	1266.89	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	
2.5	销售税金附加	865.04	0	0	0	0	0	0	23.64	46	45.81	45.62	45.43	45.24	45.05		
2.6	所得税	3402.06	0	0	0	0	0	0	15.34	20.93	32.16	43.39	54.62	64.95	74.14		
2.7	维持运营投资	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3	净现金流量（1-2）	12412.57	-6361.88	580.19	781.94	656.58	534.23	414.88	-15.76	-224.49	-190.8	-157.11	-123.43	-92.44	-64.88		

项目资本金现金流量表（续）（人民币单位：万元）<sup>1</sup><sup>2</sup>

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	91677.6	3450.42	3435.77	3421.12	3406.46	3391.81	3377.16	3362.51	3347.86	3333.21	3318.56	3303.9	3289.25	4476.44
1.1	销售收入	87722.23	3450.42	3435.77	3421.12	3406.46	3391.81	3377.16	3362.51	3347.86	3333.21	3318.56	3303.9	3289.25	3274.6
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	2753.54	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.4	回收固定资产余值	871.68	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	871.68
1.5	回收流动资金	330.16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	330.16
2	现金流出	79265.03	3487.69	3445.35	3402.96	1631.26	1627.46	1623.65	1619.85	1616.04	1964.54	1960.73	1956.93	1953.12	1949.32
2.1	项目资本金	6692.04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	借款本金偿还	25447.53	1696.5	1696.5	1696.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	借款利息支付	7224.23	198	146.63	95.18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.4	经营成本	35634.13	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98	1464.98
2.5	销售税金附加	865.04	44.86	44.66	44.47	44.28	44.09	43.9	43.71	43.52	43.33	43.14	42.95	42.76	42.57
2.6	所得税	3402.06	83.34	92.57	101.82	122	118.38	114.77	111.15	107.54	456.22	452.61	448.99	445.38	441.76
2.7	维持运营投资	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	净现金流量（1-2）	12412.57	-37.27	-9.59	18.16	1775.2	1764.35	1753.51	1742.66	1731.82	1368.67	1357.82	1346.98	1336.13	2527.12

附表 8：资产负债表（人民币单位：万元）<sup>1</sup><sup>2</sup>

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
1	资产	31809.41	28351.8	27189.17	26039.5	24861.07	23652.2	22185.8	20495.58	18808.73	17125.24	15445.13	13888.05	12486.41
1.1	流动资产总额	0	705.14	951.72	1211.26	1442.03	1642.37	1585.19	1304.18	1026.53	752.26	481.35	333.49	341.05
1.1.1	流动资产	0	330.16	330.16	330.16	330.16	330.16	330.16	330.16	330.16	330.16	330.16	330.16	330.16
1.1.2	累计盈余资金	0	374.98	621.56	881.1	1111.88	1312.21	1255.03	974.02	696.37	422.1	151.19	3.33	10.89
1.2	在建工程	31809.41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3	固定资产净值	0	27646.66	26237.45	24828.24	23419.03	22009.82	20600.61	19191.4	17782.19	16372.98	14963.77	13554.56	12145.35
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)	31809.41	28351.8	27189.17	26039.5	24861.07	23652.2	22185.8	20495.58	18808.73	17125.24	15445.13	13888.05	12486.41
2.1	流动负债总额	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	119.94	392.56
2.1.1	本年短期借款	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	119.94	392.56
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	25447.53	23751.03	22054.53	20358.02	18661.52	16965.02	15268.52	13572.02	11875.51	10179.01	8482.51	6786.01	5089.51
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	-2205.42	-1678.91	-1173.65	-689.3	-225.5	0	0	0	0	0	0	0
2.5	负债小计 (2.1+2.2+2.3+2.4)	25447.53	21545.6	20375.62	19184.37	17972.23	16739.52	15268.52	13572.02	11875.51	10179.01	8482.51	6905.95	5482.06
2.6	所有者权益	6361.88	6806.2	6813.55	6855.13	6888.84	6912.68	6917.28	6923.56	6933.21	6946.23	6962.62	6982.1	7004.34
2.6.1	资本金	6361.88	6692.04	6692.04	6692.04	6692.04	6692.04	6692.04	6692.04	6692.04	6692.04	6692.04	6692.04	6692.04
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	64.95	119.22	163.08	196.8	220.64	225.24	231.52	241.17	254.19	270.58	290.06	312.3
2.6.4	累计未分配利润	0	49.2	2.29	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
计算指标	资产负债率 (%)	80	75.99	74.94	73.67	72.29	70.77	68.82	66.22	63.14	59.44	54.92	49.73	43.9

资产负债表（续）（人民币单位：万元）<sup>1</sup>

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
1	资产	11084.68	9682.88	8281	7124.26	7159.77	7194.2	7227.55	7259.81	8093.11	8915.57	9727.19	10527.96	11317.88
1.1	流动资产总额	348.54	355.95	363.27	615.74	2060.47	3504.11	4946.66	6388.13	7221.44	8043.9	8855.51	9656.28	10446.2
1.1.1	流动资产	330.16	330.16	330.16	330.16	330.16	330.16	330.16	330.16	330.16	330.16	330.16	330.16	330.16
1.1.2	累计盈余资金	18.38	25.79	33.12	285.59	1730.31	3173.95	4616.5	6057.98	6891.28	7713.74	8525.35	9326.12	10116.04
1.2	在建工程	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3	固定资产净值	10736.14	9326.94	7917.73	6508.52	5099.31	3690.1	2280.89	871.68	871.68	871.68	871.68	871.68	871.68
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)	11084.68	9682.88	8281	7124.26	7159.77	7194.2	7227.55	7259.81	8093.11	8915.57	9727.19	10527.96	11317.88
2.1	流动负债总额	662.33	929.26	1193.34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1.1	本年短期借款	662.33	929.26	1193.34	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	3393	1696.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.5	负债小计 (2.1+2.2+2.3+2.4)	4055.34	2625.76	1193.34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.6	所有者权益	7029.34	7057.12	7087.66	7124.26	7159.77	7194.2	7227.55	7259.81	8093.11	8915.57	9727.19	10527.96	11317.88
2.6.1	资本金	6692.04	6692.04	6692.04	6692.04	6692.04	6692.04	6692.04	6692.04	6692.04	6692.04	6692.04	6692.04	6692.04
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	337.3	365.07	395.62	432.22	467.73	502.16	535.51	567.77	704.64	840.42	975.12	1108.73	1241.26
2.6.4	累计未分配利润	0	0	0	0	0	0	0	0	696.44	1383.12	2060.03	2727.19	3384.58
	资产负债平衡	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

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
计算指标	资产负债率(%)	36.59	27.12	14.41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

1

附表 9：财务指标汇总表<sup>1</sup>

序号	项目	单位	数值 <sup>2</sup>
1	系统容量	MW	110.05
2	年售电量	MWh	134697.09
3	项目总投资	万元	32139.57
4	建设期利息	万元	329.67
5	流动资金	万元	330.16
6	销售收入总额（不含增值税）	万元	87722.23
7	总成本费用	万元	71042.56
8	销售税金附加总额	万元	865.04
9	利润总额	万元	15814.64
10	经营期平均电价（不含增值税）	元/kWh	0.2605
11	经营期平均电价（含增值税）	元/kWh	0.2944
12	项目投资回收期（所得税前）	年	14
13	项目投资回收期（所得税后）	年	14.65
14	项目投资财务内部收益率（所得税前）	%	5.42
15	项目投资财务内部收益率（所得税后）	%	4.75
16	项目投资财务净现值（所得税前）	万元	-1426.88
17	项目投资财务净现值（所得税后）	万元	-626
18	资本金财务内部收益率	%	6.84
19	资本金财务净现值	万元	275.26
20	总投资收益率（ROI）	%	2.87
21	投资利税率	%	2.08
22	项目资本金净利润率（ROE）	%	7.42
23	资产负债率（最大值）	%	80
24	盈亏平衡点（生产能力利用率）	%	81.79
25	度电成本（LCOE）	元/kWh	0.2331

## 第十七章 社会稳定风险分析<sup>1</sup>

### 17.1 项目概况<sup>2</sup>

本工程场址位于位于潍坊市诸城市密州街道、辛兴镇、林家村镇、高新技术产业园<sup>3</sup>境内，东经 119°33'22"，北纬 35°59'44"，项目本期建设装机容量 91.8MW，一次建成。新建一座 220kV 升压站。

### 17.2 编制依据<sup>4</sup>

#### 17.2.1 法律、法规<sup>5</sup>

- 1) 《中华人民共和国电力法》（国家主席令[1995]第 60 号）<sup>6</sup>
- 2) 《中华人民共和国安全生产法》（2014 版）
- 3) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（国家主席令 [2002]第 72 号）
- 4) 《中华人民共和国可再生能源法》（国家主席令[2005]第 33 号）
- 5) 《中华人民共和国突发事件应对法》（国主席令[2007]第 69 号）
- 6) 《中华人民共和国消防法》（国家主席令[2008]第 6 号）
- 7) 《中华人民共和国建筑法》（国家主席令[2011]第 46 号）
- 8) 《中华人民共和国道路交通安全法》（国家主席令[2011]第 47 号）
- 9) 《建设工程安全生产管理条例》（国务院令第 393 号）
- 10) 《地质灾害防治条例》（国务院令第 394 号）
- 11) 《生产安全事故报告和调查处理条例》（国务院令第 493 号）
- 12) 《森林防火条例》（国务院令第 541 号）
- 13) 《生产经营单位安全培训规定》（国家安全生产监督管理总局令[2006]年第 3 号）
- 14) 《建设项目安全设施“三同时”监督管理暂行办法》（国家安全生产监督管理总局令[2010]年 36 号）
- 15) 《关于做好建设项目安全监管工作的通知》（安监总协调[2006]124 号）
- 16) 《国家电力监管委员会安全生产令》（电监会第 1 号）
- 17) 《电力安全生产监管办法》（电监会第 2 号令）
- 18) 《电力业务许可证管理规定》（电监会第 9 号）
- 19) 《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》（电监会第 28 号）

- 20) 《电力建设安全生产监督管理办法》（电监安全[2007]第 38 号）1
- 21) 《风电场工程前期工作管理暂行办法》（发改委 2005 年 5 月）
- 22) 《国务院安委会关于开展安全生产标准化建设的指导意见》（安委[2011]第 4 号）
- 23) 《风电场工程规划报告编制办法》（发改委 2005 年 5 月）
- 24) 《机关、团体、企业、事业单位消防安全管理规定》（公安部第 61 号）
- 25) 《中央企业安全生产监督管理暂行办法》（国资委[2008]第 21 号）
- 26) 《中央企安全生产禁令》（国资委[2010]第 24 号令）
- 27) 《关于加强应急管理工作的意见》（国发[2006]第 24 号）
- 28) 《关于印发风电开发建设管理暂行办法的通知》（国能新能[2011]285 号文）

### 17.2.2 公共安全类标准和依据 2

- 1) 国家发展改革委重大固定资产投资项目社会稳定风险评估暂行办法（发改投资[2012]2492 号）3
- 2) 国家突发公共事件总体应急预案4
- 3) 特别重大、重大突发公共事件分级标准
- 4) 国家安全生产事故灾难应急预案
- 5) 国家自然灾害救助应急预案
- 6) 国家突发环境事件应急预案

### 17.2.3 其它依据的资料和文件 5

- 1) 本项目可行性研究报告6
- 2) 本项目环境评价报告及批复文件
- 3) 本项目水资源及水土保持评价报告及批复文件
- 4) 本项目其它专题报告及批复文件
- 5) 项目业主的委托合同

## 17.3 风险调查 7

### 17.3.1 风险调查的内容和范围 8

风险调查根据拟建项目的实际情况，通过资料搜集、现场公示、公众调查等方法，9  
围绕项目建设的合法性、合理性、可行性和可控性等方面进行风险调查，调查的内容主

要包括拟建项目的合法性、拟建项目所在地周边的自然环境现状和社会环境现状、群众、<sup>1</sup>利益相关者对拟建项目的意见和诉求、拟建项目所在地政府及其有关部门、基层政府和基层组织、社会团体的态度、媒体对拟建项目的态度、同类项目曾引发的社会风险等。

风险调查的范围包括项目建设、运行过程中，与其发生利益相关、容易引发社会稳定风险的全部因素。<sup>2</sup>

### 17.3.2 风险调查的方式和方法<sup>3</sup>

风险调查的方法采用资料收集、现场公示和公众调查等方法。其中，涵盖全面调查、<sup>4</sup>抽样调查和个案调查等方式。

资料收集包括收集当地社会环境资料、工程资料等。本报告通过资料查阅、现场调查，收集与项目建设相关的政策法规资料、当地社会经济、自然环境、文化、生活方式、宗教信仰等方面的资料。通过查阅项目可行性研究报告、项目申请报告、环境影响评价报告等报告，收集了本项目建设区域、建设规模、内容、主要技术方法、项目建设对环境的影响等方面的数据。<sup>5</sup>

现场公示指采用在工程所在地张贴公示、在当地媒体上发布公告等形式，征求公众对项目进度的意见和建议。<sup>6</sup>

公众调查采用问卷调查的形式，在当地向与项目建设相关的个人、团体中发出调查<sup>7</sup>问卷，征求其对工程的看法、意见等。

## 17.4 风险识别<sup>8</sup>

### 17.4.1 风险因素识别<sup>9</sup>

通过风险调查成果，采用风险因素对照表法，进行风险因素的排查识别，找出本项目的社会稳定风险因素。根据本项目性质、建设地点、建设内容等实际情况，对照风险因素对照表，以及相关参考评价指标，判别各风险因素是否适用本项目。<sup>10</sup>

### 17.4.2 主要风险因素识别<sup>11</sup>

根据上述风险识别，本项目社会稳定风险因素为土地征用及补偿过程中发生的农户<sup>12</sup>等利益相关者对补偿结果的不满；项目施工和运行期中发生噪声污染使农户的利益受到损失；项目施工期因违反文明施工和质量管理的相关规定，造成环境污染或对周边设施产生影响，使周边利益相关者受到损失；项目施工期间流动人口增多，对流动人口管理不当，可能使周边居民不满；项目施工期间，修筑道路时，造成水土流失，影响当地的

自然环境；建设和运行期间，管理不当，引起草原大火；项目施工期施工车辆较多，可能使周边交通拥堵或发生交通事故，对周边群众交通带来影响；出现施工安全事故，处理不当可能引起事故当事人或家属不满。<sup>1</sup>

## 17.5 风险防范和化解措施<sup>2</sup>

### 17.5.1 综合性防范和化解措施<sup>3</sup>

项目综合性风险防范和化解措施，首先需深入细致地开展实地调查研究，走访公安、<sup>4</sup>医院、卫生、交通等部门，收集社会稳定风险处理的国家和当地政策，以及当地社会处理相关风险的程序，和需要注意的问题，同时也要与项目利益相关方接触，倾听公众的建议、意见，为及时主动化解矛盾提供资料和素材；其次强化组织领导，高度重视社会稳定风险预测和防范化解工作，成立专业的应急机构，确保重大事项组织实施相关信息灵敏、快捷、畅通，一旦出现重要情况能够超前防范、迅速处置；再次，项目的建设和运行过程中，加强宣传教育工作，使周边村民等公众了解项目建设的必要性、对当地社会经济的贡献，使公众了解项目可能产生的负面影响及建设单位采取的措施，使公众理解并支持项目建设；根据当地的社会经济实际情况，结合光伏工程的特点，制定应急预案，落实应急措施，发生突发事件时保证得到及时有效的处理，避免事件扩大；最后，与相关协调单位加强协调配合，避免信息不对称或出现推诿现象；严格考核奖惩，对公司内部处理不力的部门及有关人员进行处理。

#### 1) 强化组织领导<sup>5</sup>

高度重视社会稳定风险预测和防范化解工作，把它作为源头防范工作的重要抓手，<sup>6</sup>作为维护稳定的重要基础性工作切实抓紧抓好。在对重大事项进行可行性研究论证时，将稳定风险评估化解工和作为其中一项重要内容，纳入计划，一并进行。设立维稳信息直报点，确保重大事项组织实施相关信息灵敏、快捷、畅通，一旦出现重要情况能够超前防范、迅速处置。

#### 2) 全面掌握情况，主动化解矛盾<sup>7</sup>

深入细致地开展调查研究，通过查阅资料、走访群众、问卷调查、民意测评、召开座谈会等形式，倾听公众的建议、意见，了解掌握公众的期望和诉求，确定风险对象的相关情况，全面掌握准确、可靠的第一手资料，及时主动化解矛盾。

#### 3) 加强宣传教育工作<sup>9</sup>

项目建设前期，就启动对公众开展正面的宣传教育工作，使公众了解项目建设的必<sup>10</sup>

要性、对当地社会经济的贡献，使公众了解项目可能产生的负面影响及建设单位采取的<sup>1</sup>措施，使公众理解并支持项目建设，从而保证项目顺利推进。

#### 4) 制定应急预案，落实应急措施<sup>2</sup>

针对光伏场工程中的风险因素，多角度分析，研究制定预防和处置应急预案。预案应体现周密、具体、清晰、可行、实操的原则，内容包括：组织领导、职责分工及其联络方式；预防和处置的具体流程和措施；对因重视不够、工作不力而酿成影响稳定重大问题的责任追究办法；并且根据实际情况的变化，定情调整，保证预案紧贴社会实际，遭遇突发事件，具有很好的操作性；定期举行应急预案的演练，让协作单位充分参与进来，在演练中，验证相关措施的实操性。如果有问题，及时修编应急预案，需保证项目应急措施能够很好的操作性，并且反映时间满足实际需要。

#### 5) 多部门协作配合<sup>4</sup>

社会稳定风险处理单靠建设单位一方，很难满足要求。正确处理好建设单位与当地相关政府职能部门之间的关系，既要让政府职能部门风险化解中的带头和领导，避免某些情况下，直接面对利益相关方产生过激冲突，又要坚持建设单位主动深入一线有重点地了解、掌握真实情况，及时化解矛盾。要正确处理好民意主流和少数人意见的关系，既体现绝大多数的意愿，又重视反对意见，并做好教育引导工作，防止产生过激行为。<sup>5</sup>

#### 6) 严格考核奖惩<sup>6</sup>

将重大事项社会稳定风险预测评估化解工作列入本工程建设工作目标管理，制订考评方法。同时要加大责任追究力度，对不认真履职尽责而酿成重大问题的，坚决按照有关规定追究当事人的责任，切实维护制度的严肃性，促进源头防范工作取得实效，确保地区社会政治和谐稳定。如未经评估或经评估制定预案后仍擅自做主，造成重大纠纷、群众性事件、人员伤亡事故等严重后果的，追究有关人员责任，情节严重的按照有关规定给予党纪政纪处分，触犯法律的依法追究法律责任。<sup>7</sup>

### 17.5.2 专项性防范和化解措施<sup>8</sup>

在综合性措施的引领下，需要针对每项风险因素逐个进行分析，落实防范和化解措施，这样才能保证风险处于控制下，即使一旦发生，也能够把影响降至最低。具体专项防范和化解措施见表 16. 5-1。<sup>9</sup>

表 17.5-1 专项性防范和化解措施 1

风险因素	主要防范、化解措施
立项、审批程序	严格按照政府审批程序办理各项手续，应合法合规，手续齐全。
规划选线（选址）	优化站址及路径选择，避开居民集中区，减少对周围地区规划、设施 的影响。
土地房屋征收补偿程序和方案	按照国家和当地法规规定的程序开展土地房屋征收补偿工作，补偿方案应征求公众意见，合理确定补偿标准。
立项过程中公众参与	对项目所在地区的公众进行信息公示及专项调查，讲述工程建设可能带来的影响及以后应注意的问题，并及时反馈其合理诉求和负面意见。
工程方案	严格执行规程、规范、标准及有关文件要求，吸取以往同类工程建设的经验教训。
噪声影响	站址选择时尽量远离村落，安排好施工周期，避开周围农田劳动繁忙期，高噪声机械设备应安排在昼间施工。
废弃物及其二次污染	项目施工过程中产生的施工垃圾及时清运，施工人员的生活垃圾及时运送至生活垃圾处理站集中处理，施工设备和车辆冲洗应固定地点，不允许将冲洗水随意排放，光伏发电站区产生的生活污水由站区内污水处理设施处理后排至污水池回用。
水土流失	制定合理的施工工期，避开雨季施工，设置必要的挡墙和排水沟，所有废水、雨水有组织地汇流和排放，减少水土流失。施工场地采取围挡、遮盖、硬化等措施，避免由于风、雨天气可能造成的风蚀和水蚀。
施工方案	严格审核施工方案，合理安排施工周期，施工措施得当。
文明施工和质量管理	制定文明施工和质量管理的相关规定，设立相应的管理部门，完善突发情况的应急措施。
社会稳定风险管理体系	与当地政府充分沟通，建立社会稳定风险管理责任制和联动机制，制定相应的应急处置预案，对社会稳定风险有充分认识并做到各司其职。
对周边交通的影响	合理组织施工，有效安排车辆出行，避免给周围群众出行制造困难
施工安全、卫生与职业健康	加强施工期员工安全、卫生与职业健康培训

## 17.6 风险防范、化解措施有效性分析<sup>1</sup>

### 17.6.1 综合性措施有效性分析<sup>2</sup>

#### 1) 强化组织有效性分析<sup>3</sup>

建设单位主管领导高度重视社会稳定风险预测和防范化解工作，把维护稳定的重要基础性工作切实抓紧抓好，对于落实防范措施具有重要的作用。在对重大事项进行分析时，将稳定风险评估化解工作为其中一项重要内容，纳入计划，一并进行，设立维稳信息直报点，确保重大事项组织实施相关信息灵敏、快捷、畅通，一旦出现重要情况能够超前防范、迅速处置。<sup>4</sup>

#### 2) 全面掌握情况的有效性分析<sup>5</sup>

只有深入、全面、细致地开展调查研究、查阅资料、走访群众、问卷调查、民意测评、召开座谈会等，倾听公众的建议、意见，了解掌握公众的期望和诉求，是开展社会风险评估的基础，也是开展工作、制定应急预案的前提。只有这样才能够确定风险对象的相关情况，全面掌握准确、可靠的第一手资料，保证执行相关措施有效。<sup>6</sup>

#### 3) 宣传教育工作的有效性分析<sup>7</sup>

宣传教育工作，是从另一个侧面减少或降低社会风险的必要手段。光伏在我国还是一个新型事物，公众对其还不是了解，宣传教育，能够使公众了解本光伏场项目建设的必要性、对当地社会经济的贡献，使公众了解项目可能产生的负面影响及建设单位采取的措施，使其理解并支持项目建设，从而保证项目顺利推进。宣传教育，能够降低社会风险发生的概率和程度，对于风险的防范和化解有很重要的作用。<sup>8</sup>

#### 4) 应急预案的有效性分析<sup>9</sup>

完备的应急预案体系，明确了事前、事发、事中、事后的各个过程中相关部门和有关人员的职责。对于突发事件的处理有很好的作用，能够大大降低事件带来的负面影响。建设单位已经制定了火灾、溺水，交通事故、人身伤亡等相关应急预案，有丰富的经验，积极准备，有能力能够编制满足要求的社会风险等应急预案。<sup>10</sup>

#### 5) 协作配合的有效性分析<sup>11</sup>

社会稳定风险事件，大部分都不是单一事件，牵涉的面广，利益相关方较多，需要多部门、多单位协作工作处理。光伏项目建设运营区域广阔，自然环境恶劣，发生社会风险因素较多，多部门的协作配合，才能够有效降低风险发生的概率和影响程度。协作配合，是能否有效防范和处理好风险的关键。<sup>12</sup>

建设单位与当地各级部门和村委建立了非常好的关系。只要通力配合，肯定能够降低风险发生的概率，增强社会的稳定。<sup>1</sup>

#### 6) 奖惩考核有效性分析<sup>2</sup>

奖惩考核制度是防范和化解措施落地的有力保障，没有严格的奖惩制度，管理办法、条例、预案都是纸上谈兵，不能够提供有关人员的警惕性和积极性。有奖有罚，有力地保证相关措施正在能够落到实处。<sup>3</sup>

#### 17.6.2 专项性措施有效性分析<sup>4</sup>

落实专项性防范和化解措施后，将大大提高公众对于本项目的认识，制定并严格落实补偿方案，补偿款项及时到位，避免截留现象，避免出现补偿不公平现象，使公众理解支持项目建设，有力保障项目的利益相关方的诉求得到满足，避免产生不满情绪，进而影响社会稳定。<sup>5</sup>

项目建设阶段是发生社会不稳定事件的主要阶段，认真落实每项措施，保证实际操作中，及时有效将不稳定因素消灭在萌芽中。<sup>6</sup>

### 17.7 风险分析结论<sup>7</sup>

本项目落实风险防范和化解措施后，充分收集资料，调查研究，强有力的组织保证，通过倾听群众的建议和意见，并对其加强宣传教育工作，提高对项目认识，使公众理解并支持项目建设，避免产生不满情绪。制定了周密、具体、清晰、可行的应急预案、各单位需加强协调配合，避免信息不对称或出现推诿现象；严格考核奖惩，落实了应急措施，发生突发事件时保证得到及时有效的处理，避免事件扩大，把事件的负面影响降至最低。<sup>8</sup>

## 第十八章 质量管理<sup>1</sup>

### 18.1 总则<sup>2</sup>

严格执行国家及行业有关工程建设质量管理的法律、法规和规章制度，贯彻实施工程设计技术原则，满足国家和行业施工验收规范的要求。工程“零缺陷”投运；实现工程达标投产；工程使用寿命满足国家电投公司质量要求；不发生因工程建设原因造成的六级及以上工程质量事件。工程质量总评为优良，分项工程（变电：合格率，线路：优良率）100%、单位工程优良率100%，观感得分率（土建）≥90%。

### 18.2 建设项目概况<sup>4</sup>

#### 18.2.1 工程概述<sup>5</sup>

国家电投山东诸城密州光伏发电项目位于潍坊市诸城市密州街道、辛兴镇、林家村镇、高新技术产业园境内，东经 $119^{\circ}33'22''$ ，北纬 $35^{\circ}59'44''$ ，场区海拔高程约80m，基本属于平原地貌。

项目规划装机容量91.8MW。拟采用715Wp双玻双面异质结光伏组件153920块，直流侧安装容量为110.0528MWp。全部采用固定安装方式，组件安装角度为27°。项目采取分片发电，集中并网的技术方案，所发电量全部上网。

本项目新建1座220kV升压站，建设180MVA主变1台，新建1回220kV线路接入瑞俊站220kV侧，新建架空长度5.0km。

#### 18.2.2 总体布置<sup>9</sup>

本项目规划装机容量91.8MW。拟采用715Wp双玻双面异质结光伏组件153920块，直流侧安装容量为110.0528MWp。全部采用固定安装方式，组件安装角度为优化角度27°。项目分为18个3000kVA发电单元和18个2100kVA发电单元。采用300kW的组串式逆变器。每26块电池板一串；每19（或20）串接入1台300kW组串式逆变器，每10台逆变器接入一台3000kVA箱变，每7台逆变器接入一台2100kVA箱变，再由单元变压器升压至35kV。

整个升压站形状呈长方形，分别设置生活区和生产区，建设180MVA主变1台。主变压器布置于35kV配电装置室与220kV配电装置区中间；220kV配电装置采用户外GIS配置，布置在配电区北侧向北架空出线。35kV配电装置采用户内开关柜，布置在站区的35kV配电装置预制舱内；本期无功设备布置于35kV配电装置预制舱西侧，SVG

功率柜采用集装箱式布置，SVG 电抗器布置在户外，预留并联电容器组位置；本期 380V 1  
低压配电盘布置 35kV 配电装置预制舱内，二次设备预制舱布置于 35kV 预制舱顶。

为了便于运行维护，在配电装置区设置了环形运输维护、消防通道。2

### 18.3 质量控制措施 3

业主项目部牵头组建成立精干的“国家电投山东诸城密州光伏发电项目”质量管理 4  
组织机构，包含 EPC 项目部、监理项目部主要管理人员。根据工程的质量目标和分解  
的各级质量目标，结合工程的施工特点，按照公司质量管理体系的要求，对质量管理体系  
组织各层级机构的目标责任进行层层明确与落实、逐级定期考核评价；落实工程在施工策  
划阶段、施工准备阶段、施工阶段、施工验收阶段及项目总结评价阶段的质量管理的工  
作内容，并对工程各阶段的质量管理的工作内容建立相应的组织措施、制度措施、  
技术措施、经济措施。

#### 18.3.1 质量管理组织措施 5

(1)建立健全施工质量保证体系 专门设置施工项目质量检查机构，按照公司要求 确定 6  
工程项目的主要负责人员。

建立健全施工质量保证体系和施工责任制，配备专职质量检查人员，建立完善的质 7  
量检查制度。

要求 EPC 单位提供满足工程质量目标的人力、物力和财力等资源保障。要求 EPC 8  
单位提交工程质量保证措施文件，加强对施工人员的质量教育和技术培训，定期考核施  
工人员的劳动技能，严格执行规范和操作规程。严格地对工程产品进行全过程的质量控  
制和管理，落实责任，明确要求，

严格监督管理。按质量保证体系进行质量控制和检查，发挥三级质检机制的作用，9  
控制好每道工序的工程质量。

(2)规范化管理积极采用先进经验、先进管理方法、手段和质量标准，科学组织施工。10  
优化施工方案，合理安排工程施工进度，确保承包工程项目的工期和质量符合行业建设  
规范、施工设计文件和合同有关条款的规定，做到工程建设质量百分之百合格。

#### 18.3.2 质量管理制度保证措施 11

质量责任制度：根据公司职能管理体系的要求，签订质量责任状，公司工程部与工 12  
程主要负责人签订质量责任状，EPC 项目部、监理项目部与业主项目部签订质量责任

状，明确各级质量责任，质量责任与经济利益挂钩，确保工程 质量责任逐层分解、层 1 层落实到位。

施工图会审制度：在施工项目部拿到施工图纸后，及时组织技术人员开展 施工图 2 会检，提出设计施工图中的错、漏、碰等问题、疑问或合理化建议，形成施工图会检记录，在各分部工程开工前，参加由建设单位或监理单位主持的施工图会审，彻底明确设计意图，避免把问题或错误带到施工过程中。

技术交底制度：参加由建设单位组织的设计交底，了解工程特点、难点、特殊要求，3 明确设计意图要求；及时编制施工技术措施方案、作业指导书等，组织内部技术措施、质量保证措施、安全措施交底，并保证全员交底签字。

计量器具管理制度：观测执行公司的计量体系，要求 EPC 单位严格按照计量器具 4 检测规定对在工程中使用的计量器具进行周期性检验，保证工程计量的 正确性。

材料检验制度：材料检验包括建设单位甲方供货检验和乙方自购材料的检验。对进场的所有材料，应索取供货清单、设备材料出厂检验证明、质量保证 书等文件资料，并要求监理单位组织供货方对设备材料进行开封检验，并形成书面结论，杜绝不合格的原材料进入施工现场。

原材料跟踪管理制度：建立原材料跟踪制度，记录每一批材料用到何部位，使每一 6 批材料都有可追溯性。

隐蔽工程检验制度：执行隐蔽工程审检单制度，在基础浇制前、拆模前、接地装置 7 回填前、降阻块回填前、压接前、压接后生空前，施工人员必须填写相应《隐蔽工程审检单》，由施工项目部先行检查，合格后申请监理检验，隐蔽工程检验不合格不得进行隐蔽。

三级质量检验制度：按照项目公司质量保证和监督体系的要求，严格执行 工程三 8 级质量检验制度，即 EPC 自检、监理预检、项目公司专检制度。每级检验相互独立，上一级检验应对下级检验进行错漏检分析，做到层层检验逐级把关。

质量事故报告制度：一般质量事故发生（或发现）后，施工现场应立即汇报 EPC 项 9 目部，EPC 项目部应立即组织人员进行调查检查分析进行判定事故级别，并编制质量事故报告书，在三天内将质量事故报告书上报公司质量安全管理部，同时在五日内 将质量事故报告书（内容包括事故经过、原因分析、处理意见、损失金额、责任部门和责任人），报业主项目部调查处理，并将处理结 果报项目公司备案。重大质量事故发生（或发现）后，EPC 项目部应立即向上级单位报告，同时向监理、建设单位报告；并

由直接责任单位组织初步调查，5 日内提交初步调查报告（内容包括事故经过、原因分析、处理意见、损失金额、对工程影响、事故责任等）。并积极协助有关事故调查组的有关事故调查工作。<sup>1</sup>

### 18.3.3 质量管理技术保证措施<sup>2</sup>

审核图纸：组织项目图纸会审，要求 EPC 项目技术人员对施工图纸应认真审核，<sup>3</sup>参加图纸会审会。

编制方案：编制质量管理方案，要求 EPC 项目部根据工程的特点并结合现 场情<sup>4</sup>况，编制科学合理的施工方案，并制定完善的质量控制措施，按照 EPC 公司的审批制度要求，进行审、批程序，之后报监理和业主专家评审，认定合格后再进行技术交底。

确定流程：要求 EPC 项目部根据土建关键工序的特点，编制清晰合理的工艺流程，<sup>5</sup>并突出工艺流程中的关键点、难点、危险点。

员工培训：要求 EPC 项目部除进行安全质量培训，根据工程的施工特点进行施工<sup>6</sup>技术培训。

技术交底：要求 EPC 项目部在各工序开工前，对所有所有参加施工的人员进行技<sup>7</sup>术交底，使施工人员了解施工操作的内容、操作方法和质量标准。

技术攻关：要求 EPC 项目部工程的施工特点，成立技术攻关小组，逐步优化施工<sup>8</sup>方案。

首基试点：要求 EPC 项目部为确保施工方案的可行性，首次导地线展放，相关技<sup>9</sup>术、管理、施工人员均到现场按照预定方案进行试验性作业，以对原方案进行补充、完善，确保工程质量。

### 18.3.4 质量管理经济保证措施<sup>10</sup>

质量奖惩措施：制定质量奖惩实施细则，根据施工过程工作质量和工程质量状况定期考核、及时奖惩。质量竞赛措施：制定本工程的质量竞赛及考核评比办法，设立专项基金，在施工队之间进行质量竞赛，按工序对各施工的工程质量进行考核和评比，并对优胜单位进行奖励。<sup>11</sup>

质量抵押金措施：项目部对与质量有关的主要岗位人员，开工前预收一定数额抵押<sup>12</sup>金，项目部经理向我公司交纳一定数额抵押金，工程竣工投运后，经考核未发生任何质量问题，抵押金返还，并予以质量奖励，否则扣除抵押金。

## 18.4 质量预防措施<sup>1</sup>

根据本工程的设计和工程特点及以往工程施工经验，分析和预测影响施工质量的薄弱环节，有组织的开展分析预测活动，采取有效的预防措施，对本工程可能存在的影响工程施工质量的薄弱环节加以控制，以保证工程质量，经过调查分析本工程施工质量薄弱环节及及预防措施见下表：

表 18.4-1 质量薄弱环节及预控措施<sup>3</sup>

序号	项目	薄弱环节	预防措施
一	土建工程质量薄弱环节预测及预防措施		
1	回填土	回填土密实度失控，造成回填土下沉	按设计要求选用填料，填料质量应符合技术规范要求； 填土区必须将树根、腐烂杂物清除干净； 填土区的土坡必须处理成台阶式后才能进行回填； 回填过程中，如遇积水，必须将积水排干后才能继续回填、碾压； 铺土厚度和压实遍数等参数，施工时通过试验确定； 机械碾压，轮边应互相搭接，防止汛压，填方边缘部位采用蛙夯夯实。
2	砼结构	砼结构表面不平、蜂窝麻面，接缝处跑冒漏浆。	支撑前，应校正相邻两模板表面的高低差不大于 1mm； 支完模板，表面 2m 靠尺检查，其平整度应在 2mm 以内； 工地设专人平整模板，不平整模板不能使用； 模板支撑应牢固，防止局部变形； 模板接缝缝隙较大处用不干胶贴泡沫软塑。
二	电气安装工程质量薄弱环节预测及预防措施		
1	SF6 气体管理	SF6 气体不易管理，受环境影响。	严格执行 SF6 气体管理规定； 选择天气晴、无雨天进行安装和注气。
2	变压器	有载调压开关分接头试验 高压试验 反冲电	滤油完成后及取样到试验应符合标准规定； 抽真空保持符合规范后再注油。 接触电阻及三相的平衡度检查； 远方操作检查(对应)。 注意分级绝缘变压器试验标准。 注意检查励磁涌流及差动保护躲涌流能力。
3	组合电气安装	安装	吊装安全措施交底及落实实施。标高、垂直、水平检查；灵活性检查。PT、CT 回路接线极性、组别等。
4	组合电器安装	调整试验	回路电阻、同步检查。 SF6 气体检漏试验检查。

			断路器与隔离开关、隔离开关与地刀的连锁；断路器操作机构的试验；断路器、隔离开关的辅助接点可靠性检查等。
5	高压配电柜	安装 调整试验 调整试验	搬运安全措施 接触电阻； 高压试验时，注意 PT 回路隔离，CT 回路二次侧短路接地。 接触电阻； 高压试验时，注意 PT 回路隔离，CT 回路二次侧短路接地。
6	漏气漏油	带油设备 漏油； 充气设备 漏气。	严格执行施工工艺要求； 更换漏油（气）小部件； 厂家现场处理。
7	埋管	图纸位置 不明确，少 埋、 多埋	电气技术人员加强与土建施工配合。
8	保护、控制 等系统项目	PT、CT 回路 薄弱环节 保护回路 保护回路	注意二次接线的极性和差动保护回路接线别。 注意保护、测量选用 PT、CT 的精确等级 预防措施 传动试验，包括信号回路； 联锁、闭锁检查； 保护整定值核对。 传动试验，包括信号回路； 联锁、闭锁检查； 保护整定值核对。

## 第十九章 结论、问题和建议<sup>1</sup>

- 1) 为加快发展低碳经济，实现经济发展模式转型，打造清洁能源综合示范基地，<sup>2</sup><sub>3</sub>建设国家电投山东诸城密州光伏发电项目是十分必要的；
- 2) 本工程站址区域多年平均太阳辐射量为 5216.4MJ/m<sup>2</sup> 以上，属于太阳能资源很丰富地带，适合建设光伏项目；
- 3) 本项目规划装机容量 91.8MW。拟采用 715Wp 双玻双面异质结光伏组件 153920 块， 直流侧安装容量为 110.0528MWp。预计电站运营期内平均年发电量为 13469.71 万 kWh，年等效满负荷利用小时 1223.93h。
- 4) 本项目整体工程静态投资为 31479.74 万元时，项目投资财务内部收益率 5.42%（税前），项目投资的投资回收期 14 年（税前），资本金财务内部收益率为 6.84%，资本金净利润率为 7.42%，财务指标良好，项目经济上可行。

综上所述，本工程所在区域太阳能资源很丰富，对外交通便利，并网条件好，是建设光伏发电站的较为理想的站址。同时本工程的开发符合可持续发展的原则和国家能源发展政策方针，有利于缓解环境保护压力，带动地方经济快速发展将起到积极作用。因此，建议在国家电投山东诸城密州光伏发电项目可行性研究审查工作完成后，尽快准备申请立项核准，同时积极开展施工前的其他准备工作，争取工程早日开工建设。<sup>4</sup>

# 山东电力工程咨询院有限公司<sup>1</sup>

## 关于国家电投山东诸城密州光伏发电项目<sup>2</sup> 可行性研究报告评审补充意见

受国家电投集团北京公司山东新能源公司委托，国家电力投资集团山东电力工程咨询院有限公司于 2025 年 03 月 06 日采用现场会议方式组织召开了国家电投山东诸城密州光伏发电项目可研报告审查会，参加会议的有：国家电投北京电力有限公司、国家电投集团山东新能源有限公司、山东电力工程咨询院有限公司、信息产业电子第十一设计研究院科技工程股份有限公司。

本工程由于受到集团公司《新能源电站单位千瓦造价标准<sup>4</sup>（2025 版）》及《境内新能源项目经济评价工作指引 3.0（试行）》等相关要求影响，需调整本工程投资及成本费费用，保证项目收益要求。本次补充审查仅对《关于国家电投山东诸城密州光伏发电项目可行性研究报告评审意见》中部分方案提出以下审查意见，其余意见保持不变。

### 一、项目概况<sup>5</sup>

本项目与国家电投山东诸城 200MW/400MWh 储能电站项目新建 1 座 220kV 升压站共用，以新建 1 回 220kV 线路接入瑞俊站 220kV 侧。

调整为：本项目新建 1 座 220kV 升压站，新建 1 回 220kV<sup>7</sup>

线路接入瑞俊站 220kV 侧。<sup>1</sup>

## 二、光伏电站系统布置及发电量计算<sup>2</sup>

1. 系统效率（不含组件背面增益）取值 82%，组件背面增<sup>3</sup>益取值 5%，并考虑 2% 的弃光率。

调整为：系统效率（不含组件背面增益）取值 82%，组件<sup>4</sup>背面增益取值 5%，考虑第一年弃电率 5.76%；第二年弃电率 6.32%；第三年弃电率 6.88%；第四年弃电率 7.44%；第五年及以后弃电率 8.00%。

2. 双面双玻异质结组件首年衰减率按不高于 1%，以后每<sup>5</sup>年衰减率按不高于 0.3% 计算发电量。

调整为：双面双玻异质结组件首年衰减率按不高于 1% 每<sup>6</sup>年衰减率按不高于 0.4% 计算发电量

3. 光伏电站首年上网电量为 15040.95 万 kWh，首年等效<sup>7</sup>可利用小时数为 1366.7h，运行期 25 年平均上网电量为 14494.01 万 kWh，25 年平均年等效可利用小时数为 1317.01h

调整为：光伏电站首年上网电量为 14463.87 万 kWh，首<sup>8</sup>年等效可利用小时数为 1314.27h，运行期 25 年平均上网电量为 13469.71 万 kWh，25 年平均年等效可利用小时数为 1223.93h。

## 三、电气工程<sup>9</sup>

1. 本项目新建 220kV 变电站 1 座，在升压站内规划主变<sup>10</sup>3 台，新建 180MVA 油浸自冷三相双绕组有载调压主变压器 1 台。

调整为：本项目新建 220kV 变电站 1 座，本项目新建<sup>11</sup>180MVA 油浸自冷三相双绕组有载调压主变压器 1 台。

2. 本工程升压站 220kV 侧电气主接线规划采用单母线分段<sup>12</sup>

接线形式，本期建成 I 段单母线，并建设出线 1 回，主变进线<sup>1</sup> 2 回，预留 I 段母线出线 1 回，预留远期 II 段母线主变进线 1 回、出线 2 回；

调整为：本工程升压站 220kV 侧电气主接线规划采用单母线接线形式，本期建设出线 1 回，主变进线 1 回，预留远期出线 3 回。

3. 站用用变容量由 630kVA 调整为 400kVA。<sup>3</sup>

4. 升压站内配置 2 组 500Ah 阀控式密封铅酸蓄电池，调整<sup>4</sup> 为 2 组 400Ah 阀控式密封铅酸蓄电池。

#### 四、总平面布置<sup>5</sup>

1. 升压站用地面积约 10 亩，与国家电投山东诸城<sup>6</sup> 200MW/400MWh 储能电站项目共建 1 座 220kV 升压站；以新建 1 回 220kV 线路接入瑞俊站 220kV 侧，新建架空长度约 4.0km。

调整为：升压站用地面积约 16.63 亩，新建 1 座 220kV 升压站；以新建 1 回 220kV 线路接入瑞俊站 220kV 侧，新建架空长度约 5.0km。

2. 生活区位南侧，主要包括综合楼、仓库及危废间、综合水泵房等；生产区位于北侧，包括主变压器、35kV 预制舱、SVG、二次设备预制舱、GIS 设备、架构、站用电预制舱、接地变、站变、避雷针、事故油池和储能装置等。

调整为：生活区布置于东侧，主要包括综合楼、仓库及危废间、综合水泵房等；生产区位于西侧，包括主变压器、35kV 预制舱、SVG、二次设备预制舱、GIS 设备、架构、站用变、接地变、避雷针、事故油池等。

#### 五、土建工程<sup>10</sup>

支架方案最小用钢量约 35t/MWp 调整为约 37t/MWp。<sup>1</sup>

## 六、设计概算及财务评价<sup>2</sup>

### (一) 投资概算<sup>3</sup>

可研投资概算，按照 2025 年一季度价格水平编制。经审<sup>4</sup>核，工程静态投资 31479.74 万元，单位千瓦静态投资为 2860 元/kWp；建设期贷款利息 329.67 万元，工程动态投资 31809.41 万元，单位千瓦动态投资 2890 元/kWp。

### (二) 财务评价<sup>5</sup>

本项目光伏系统按 25 年平均上网电价 0.2944 元/kWh 进<sup>6</sup>行财务评价得出：项目投资财务内部收益率为 4.75%（税后，下同），资本金财务内部收益率为 6.84%，投资回收期为 14 年，总投资收益率为 2.87%，项目资本金净利润率为 7.42%。项目资本金财务内部收益率（6.84%）高于资本金基准收益率（6.5%）。

附件：1. 总概算表<sup>7</sup>

2. 财务指标汇总表



附件1：总概算表<sup>1</sup>

编号	项目名称	设备购置费（万元）	建安工程费（万元）	其它费用（万元）	合计（万元）	占投资额（%）
一	设备及安装工程	12609	7168		19777	62.17
1	发电设备及安装工程	9792	6537		16328	51.33
2	升压站变配电设备及安装工程	1598	266		1864	5.86
3	控制保护设备及安装工程	1131	323		1454	4.57
4	其他设备及安装工程	89	43		131	0.41
二	建筑工程		4272		4272	13.43
1	发电场工程		2817		2817	8.86
2	升压变电站工程		313		313	0.98
3	房屋建筑工程		453		453	1.43
4	交通工程		301		301	0.95
5	其他建筑工程		388		388	1.22
三	其他费用			5441	5441	17.1
1	项目建设用地费			3399	3399	10.69
2	项目建设管理费			1569	1569	4.93
3	生产准备费			128	128	0.4
4	勘察设计费			200	200	0.63
5	其他			145	145	0.46
	一至三部分合计	12609	11440	5441	29490	92.71
四	基本预备费（2%）				590	1.85
五	220kV送出线路				1400	4.4
	工程建设静态投资	12609	11440	5441	31479.74	
	建设期利息				329.67	1.04
	工程动态投资				31809.41	100
	单位千瓦静态投资（元/kWp）				2860	
	单位千瓦动态投资（元/kWp）				2890	

## 附件2：财务指标汇总表<sup>1</sup>

财务指标汇总表			
序号	项目	单位	数值
1	系统容量	MW	110.05
2	年售电量	MWh	134697.1
3	项目总投资	万元	32139.57
4	建设期利息	万元	329.67
5	流动资金	万元	330.16
6	销售收入总额(不含增值税)	万元	87722.23
7	总成本费用	万元	71042.56
8	销售税金附加总额	万元	865.04
9	利润总额	万元	15814.64
10	经营期平均电价(不含增值税)	元/kWh	0.2605
11	经营期平均电价(含增值税)	元/kWh	0.2944
12	项目投资回收期(所得税前)	年	14
13	项目投资回收期(所得税后)	年	14.65
14	项目投资财务内部收益率(所得税前)	%	5.42
15	项目投资财务内部收益率(所得税后)	%	4.75
16	项目投资财务净现值(所得税前)	万元	/
17	项目投资财务净现值(所得税后)	万元	/
18	资本金财务内部收益率	%	6.84
19	资本金财务净现值	万元	275.26
20	总投资收益率(ROI)	%	2.87
21	投资利税率	%	2.08
22	项目资本金净利润率(ROE)	%	7.42
23	资产负债率(最大值)	%	80
24	盈亏平衡点(生产能力利用率)	%	81.79