

前言

根据《中华人民共和国安全生产法》（主席令第 88 号）、《建设项目安全设施“三同时”监督管理办法》（国家安全生产监督管理总局令第 36 号，77 号令修改）等法律法规对建设项目安全设施“三同时”的相关要求，受建设单位的委托，对华能澜沧江（鹤庆）新能源有限公司银河光伏发电项目进行安全生产条件和设施的综合分析，并出具分析报告。

根据《建设项目安全设施“三同时”监督管理办法》（国家安全生产监督管理总局令第 36 号，77 号令修改）中关于建设项目安全条件论证报告的编制要求，本次安全生产条件和设施综合分析报告包括下列内容：

- （一）建设项目内在的危险和有害因素及对安全生产的影响；
- （二）建设项目与周边设施（单位）生产、经营活动和居民生活在安全方面的相互影响；
- （三）当地自然条件对建设项目安全生产的影响；
- （四）其它需要论证的内容。

本次安全生产条件和设施综合分析报告（以下简称“安全生产条件分析报告”）由昭通市鼎安科技有限公司编制完成。在安全条件分析过程中通过现场检查和资料收集，对收集的资料依据国家法律、法规和标准，通过类比分析、工程分析、危险有害因素分析和编制安全检查表对照标准进行检查等一系列的分析工作，遵循合法性、科学性、公正性、针对性等原则编制了本报告。

本报告的编制得到了建设单位的积极配合，在此一并表示感谢。

目 录

前 言	I
目 录	II
第 1 章 编制说明	1
1.1 安全生产条件和设施分析报告的目的、原则、范围及工作程序	1
1.1.1 编制目的	1
1.1.2 编制原则	1
1.1.3 评价范围	1
1.2 安全生产条件分析的依据	2
1.2.1 国家法律	2
1.2.2 行政法规	2
1.2.3 地方性法规及规范性文件	3
1.2.4 部门规章及规范性文件	4
1.2.5 国家标准	5
1.2.6 行业技术标准	8
1.2.7 安全生产行业技术标准	9
1.2.8 其它资料	9
第 2 章 建设项目概况	10
2.1 建设单位简介	10
2.2 可行性研究报告编制单位	10
2.3 项目投资备案证情况	10
2.4 建设规模	11
2.5 建设项目站址条件	11
2.5.1 项目地理位置	11
2.5.2 太阳能资源条件	12
2.5.3 地形地貌条件	13
2.5.4 交通运输条件	13
2.5.5 土地利用情况	13
2.5.6 接入系统情况	14
2.5.7 环境敏感对象调查	14
2.5.8 气象、水文条件	14
2.6 工程地质	16
2.6.1 区域地质背景	16
2.6.2 场地基本地质条件	18
2.6.3 场地工程地质评价	28
2.6.4 岩土工程分析与评价	31
2.6.5 天然建筑材料	34
2.6.6 结论与建议	34
2.7 总平面布置	35
2.7.1 场区总平面布置	35
2.7.2 道路布置	36
2.7.3 围栏	38
2.7.4 场区消防隔离带	38

2.8 光伏发电系统	38
2.8.1 主要设备选型	38
2.8.2 电池阵列运行	40
2.8.3 光伏方阵设计	40
2.8.4 年上网电量计算	46
2.8.5 辅助技术方案	49
2.9 电气	49
2.9.1 接入电力系统方案	49
2.9.2 电气一次	53
2.9.3 电气二次	70
2.9.4 通信	77
2.9.5 电气二次主要设备及材料表	77
2.10 土建工程	79
2.10.1 设计安全标准	79
2.10.2 光伏支架及基础设计	80
2.10.3 集电线路土建设计	87
2.10.4 升压站设计	87
2.10.5 给排水设计	87
2.10.6 附表	88
2.11 消防	92
2.11.1 消防总体设计方案	92
2.11.2 工程消防设计	92
2.11.3 施工消防	94
2.12 安全管理	98
2.12.1 安全管理机构及相关人员配备	98
2.12.2 安全生产管理制度	98
2.12.3 事故应急救援预案	99
2.12.4 安全生产专项投资概算	101
第 3 章 主要危险、有害因素辨识	102
3.1 主要物料特性及其危险性	102
3.1.1 六氟化硫	102
3.1.2 绝缘油	103
3.1.3 乙炔	103
3.1.4 氧气	103
3.2 场址选址及总平面布置危险有害因素分析	104
3.2.1 场址选址危险有害因素分析	104
3.2.2 总平面布置危险、有害因素	104
3.3 场址与周边环境的相互影响	105
3.4 建（构）筑物危险、有害因素分析	106
3.4.1 地震危险性分析	106
3.4.2 光伏支架及基础危险有害因素分析	106
3.4.3 升压站的建筑物危险有害因素	107
3.4.4 箱式变压器、分支箱基础危险、有害因素分析	108
3.4.5 电缆壕沟危险、有害因素分析	108
3.5 气象条件对本项目及主要设备的影响	108

3.5.1 降水的影响	108
3.5.2 冰雹影响	109
3.5.3 风荷载影响	109
3.5.4 雷暴影响	109
3.5.5 凝冻影响	109
3.5.6 气温的影响	110
3.6 设备设施危险有害因素分析	110
3.6.1 太阳能电池组件危险有害因素分析	110
3.6.2 逆变器危险有害因素辨识	114
3.6.3 电气一次系统	116
3.6.4 电气二次系统	126
3.7 生产过程中的主要危险有害因素辨识分析	129
3.7.1 火灾、爆炸危险性分析	129
3.7.2 山火危险性分析	130
3.7.3 电伤害危险性分析	131
3.7.4 车辆伤害风险分析	132
3.7.5 标志缺陷危害性分析	132
3.7.6 机械伤害危险性分析	133
3.7.7 高处坠落危险因素分析	133
3.7.8 有限空间作业危险性分析	133
3.7.9 腐蚀危害因素分析	133
3.7.10 行为性危险和有害因素	133
3.7.11 安全监测系统失效危险性分析	134
3.7.12 外力破坏分析	134
3.8 生产作业环境危险、有害因素辨识	135
3.8.1 噪声	135
3.8.2 电磁辐射	135
3.8.3 非电离辐射	135
3.8.4 高温、低温	135
3.9 特殊作业过程危险有害因素分析	136
3.9.1 临时用电作业危险性分析	136
3.9.2 吊装作业危险性分析	136
3.9.3 动火作业危险性分析	137
3.9.4 高处作业危险性分析	137
3.10 施工期危险有害因素分析	138
3.10.1 用电作业存在的潜在危害因素	138
3.10.2 易燃易爆物质存在的潜在危害因素	139
3.10.3 运输作业存在的危害因素	139
3.10.4 施工期特殊作业存在的危害因素	139
3.10.5 机械伤害	140
3.10.6 施工期火灾潜在危害因素	140
3.10.7 低温对施工的影响	141
3.10.8 气瓶爆炸	141
3.10.9 物体打击	142
3.10.10 车辆伤害	142

3.10.11 坍塌、山体滑坡	142
3.10.12 雷击	142
3.11 调试期危险有害因素分析	142
3.12 安全管理危险有害因素分析	143
3.13 主要危险、有害因素及存在的部位	143
3.14 重大危险源辨识与分析	144
第 4 章 建设项目安全生产条件分析	146
4.1 建设项目与国家和当地政府产业政策与布局符合性分析	146
4.1.1 符合国家能源产业发展战略	146
4.1.2 开发太阳能受到国家政策扶持和法律保障	146
4.1.3 场址地区具有太阳能的资源优势	147
4.1.4 促进当地社会经济的发展	147
4.1.5 调整能源结构的需要	147
4.1.6 分析结论	148
4.2 建设项目场址选择及总平面布置合规性分析	148
4.2.1 场址及总平面布置分析	148
4.2.2 检查结果	157
4.3 建设项目对法律法规予以保护区域的影响	157
4.4 建设项目与周边环境的相互影响分析	158
4.4.1 建设项目对周边环境的影响	158
4.4.2 建设项目对周边居民的影响	158
4.4.3 周边环境对建设项目的影晌	159
4.5 不良地质条件对本项目及主要设备的影响	159
4.6 气象条件对本项目及主要设备的影响	159
第 5 章 建设项目安全生产设施分析	162
5.1 接入系统安全性分析	162
5.2 站用电安全性分析	162
5.3 电气系统安全性分析	163
5.4 安全设施分析	172
5.4.1 防火、防爆	172
5.4.2 防雷、接地装置	176
5.5 安全管理分析	180
5.6 重大安全隐患判定单元	182
5.6.1 电力行业重大安全隐患判定	182
5.6.2 防雷领域重大安全隐患判定	182
第 6 章 安全对策措施建议	184
6.1 对可行性研究报告补充安全对策措施	184
6.2 生产过程安全对策措施建议	184
6.2.1 项目周边环境影响的对策措施	184
6.2.2 防止火灾危害的对策措施	185
6.2.3 防地质灾害的对策措施	186
6.2.4 防雷电危害对策措施	187
6.2.5 降水危害的对策措施	187
6.2.6 35kV 配电室防中毒对策措施	188
6.2.7 防 35kV 系统可能产生的谐振过电压安全对策措施	188

6.2.8 防电气伤害对策措施	188
6.2.9 防 GIS 设备 SF ₆ 中毒安全对策措施	190
6.2.10 防止光伏逆变器大面积脱网事故安全对策措施	191
6.2.11 逆变器、无功补偿装置安全防护措施	193
6.2.12 变电站端子箱、机构箱、汇控箱等防潮安全防护措施	193
6.2.13 电力监控系统安全防护措施	195
6.2.14 系统继电保护及安全自动装置安全对策措施	196
6.2.15 低温安全对策措施	197
6.2.16 道路交通安全对策措施	197
6.2.17 光伏组件清洗安全对策措施	198
6.2.18 光伏电站场区消防等相关安全对策措施	200
6.2.19 电缆敷设安全对策措施	203
6.2.20 站区安全防护设施	204
6.2.21 其他安全措施	205
6.3 施工期安全对策措施	205
6.3.1 施工安全基本保障措施	206
6.3.2 施工质量控制对策措施	207
6.3.3 防施工期电气伤害对策措施	208
6.3.4 运输作业要求及安全技术措施	208
6.3.5 吊装要求及安全技术措施	209
6.3.6 机械伤害对策措施	209
6.3.7 防坠落危害对策措施	209
6.3.8 施工期火灾对策措施	210
6.3.9 光伏系统安装安全对策措施	210
6.3.10 应进一步落实的安全对策措施	211
6.4 调试期的对策措施	213
6.5 检维修作业的安全措施	214
6.6 特殊作业安全对策措施	215
6.7 安全管理方面的对策措施	217
第 7 章 安全生产条件和设施综合分析结论	222
7.1 项目存在的主要危险、有害因素	222
7.2 应重点防范的危险有害因素	223
7.3 应重视的安全对策措施建议	223
7.4 综合分析结论	223
附件	225
附图	225

第 1 章 编制说明

1.1 安全生产条件和设施分析报告的目的、原则、范围及工作程序

1.1.1 编制目的

1.为贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，确保建设工程项目中的安全设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。

2.分析辨识华能澜沧江（鹤庆）新能源有限公司银河光伏发电项目存在的危险、有害因素的种类、分布及危险、危害程度。

3.对建设项目安全生产条件和设施固有的危险，有害因素进行科学分析，分析其危险等级及可接受程度，并由此提出切实可行的、合理的安全技术、管理等方面的对策措施，为企业防范各项危险有害因素提供依据。

4.安全生产条件和设施综合分析采取安全措施后的系统是否能满足国家规定的安全生产要求，提高建设项目安全投资效益。

5.为应急管理部门对建设项目安全设施“三同时”工作实施监督管理提供依据。

1.1.2 编制原则

项目安全生产条件和设施综合分析报告将按照科学性、公正性、合法性和针对性的原则，以《银河光伏发电项目可行性研究报告》（以下简称《可行性研究报告》）和现场检查情况以及其它相关技术成果为基础，以国家有关安全生产的法律、法规及技术标准为依据，运用科学的论证方法和规范的论证程序，以严肃的科学态度开展该工程的安全生产条件和设施综合分析报告编制工作。

1.1.3 评价范围

根据银河光伏发电项目的实际情况，本次安全生产条件和设施综合分析报告的编制范围为：银河光伏发电项目的安全生产条件（自然、地质、周边环境、平面布置等）、设备设施符合性（光伏电站设备及系统、电气系统、安全设施、辅助设施等）、安全管理。

本项目不建升压站，拟以 2 回 35kV 架空线路接入东庄项目升压站并改造东庄升压站，新增一台 35MVA 主变及相关配电装置，电站所发电能考虑采用全额上网模式，汇集至东

庄升压站后以 1 回 220kV 架空线路接入羊龙潭变。本次仅对纳入本项目新增设备进行评价，其余会在文本中有所提及，但不纳入本次评价范围。

1.2 安全生产条件分析的依据

1.2.1 国家法律

序号	法律名称	文号	实施日期
1	中华人民共和国安全生产法	中华人民共和国主席令第 88 号	2021.09.01
2	中华人民共和国劳动法	中华人民共和国主席令第 24 号修改	2018.12.29
3	中华人民共和国防洪法	中华人民共和国主席令第 88 号, 全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议修正	1998.01.01
4	中华人民共和国可再生能源法	中华人民共和国主席令第 23 号修改	2010.04.01
5	中华人民共和国消防法	中华人民共和国主席令第 81 号修订	2021.04.29
6	中华人民共和国民法典	中华人民共和国主席令第 45 号	2021.01.01
7	中华人民共和国电力法	中华人民共和国主席令第 23 号	2018.12.29
8	中华人民共和国防震减灾法	中华人民共和国主席令第 7 号	2009.05.01
9	中华人民共和国道路交通安全法	中华人民共和国主席令第 81 号	2021.04.29
10	中华人民共和国职业病防治法	中华人民共和国主席令第 24 号修改	2018.12.29
11	中华人民共和国环境保护法	中华人民共和国主席令第 9 号	2015.01.01
12	中华人民共和国反恐怖主义法	中华人民共和国主席令第 36 号修改	2018.04.27
13	中华人民共和国突发事件应对法	中华人民共和国主席令第 25 号	2024.11.01
14	中华人民共和国特种设备安全法	中华人民共和国主席令第 4 号	2014.01.01
15	中华人民共和国清洁生产促进法	中华人民共和国主席令第 54 号	2012.07.01
16	中华人民共和国水土保持法	中华人民共和国主席令第 39 号	2011.03.01
17	中华人民共和国网络安全法	中华人民共和国主席令第 53 号	2017.06.01

1.2.2 行政法规

序号	法规名称	文号	实施日期
1	工伤保险条例	国务院令第 586 号	2011.01.01
2	中华人民共和国自然保护区条例	国务院令第 167 号	2017.10.07
3	中华人民共和国防汛条例	国务院令第 441 号	2005.07.15
4	电力设施保护条例	国务院令第 239 号	2011.01.08
5	使用有毒物品作业场所劳动保护条例	国务院令第 352 号	2002.05.12

序号	法规名称	文号	实施日期
6	建设工程安全生产管理条例	国务院令 第 393 号	2004.02.01
7	地质灾害防治条例	国务院令 第 394 号	2004.03.01
8	中华人民共和国道路交通安全法实施条例	国务院令 第 687 号	2017.10.07
9	中华人民共和国道路运输条例	国务院令 第 764 号	2023.07.20
10	劳动保障监察条例	国务院令 第 423 号	2004.12.01
11	电力监管条例	国务院令 第 432 号	2005.05.01
12	生产安全事故报告和调查处理条例	国务院令 第 493 号	2007.06.01
13	国务院关于修改《特种设备安全监察条例》的决定	国务院令 第 549 号	2009.05.01
14	危险化学品安全管理条例	国务院令 第 645 号	2013.12.07
15	电力安全事故应急处置和调查处理条例	国务院令 第 599 号	2011.09.01
16	电网调度管理条例	国务院令 第 588 号	2011.01.08
17	建设工程质量管理条例	国务院令 第 279 号	2000.01.30
18	国务院关于特大安全事故行政责任追究的规定	国务院令 第 302 号	2001.04.21
19	国务院关于进一步加强安全生产工作的决定	国发（2004）2 号	2004.01.09
20	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	2010.07.19
21	国务院关于发布实施〈促进产业结构调整暂行规定〉的决定	国发【2005】第 40 号	2005.12.02
22	生产安全事故应急管理条例	国务院令 第 708 号	2019.05.01
23	国家突发公共事件总体应急预案	国务院 2025 年 2 月 25 日发布并实施	2025.2.25
24	国家安全生产事故灾难应急预案	国务院 2006 年 1 月 22 日颁布实施	2006.1.22

1.2.3 地方性法规及规范性文件

序号	法规名称	文号	实施日期
1	云南省安全生产条例	省第十二届人大常委会修订	2018.01.01
2	云南省消防条例	云南省第十三届人民代表大会常务委员会第二十一次会议修正	2020.11.25
3	云南省工伤保险条例	云政发【2011】255 号	2011.12.31
4	云南省突发事件应对条例	云南省第十二届人民代表大会常务委员会第十次会议通过	2014.12.01
5	云南省人民政府关于进一步加强安全生产工作的决定	云政发（2011）229 号	2011.11.14
6	云南省人民政府贯彻落实国务院关于进一步加强企业安全生产工作的实施意见	云政发（2010）157 号	2010.10.25
7	云南电力调度控制中心关于印发《云南电网并网电厂二	调度继电（2013）19 号	

	次系统复核性试验管理办法（试行）》的通知		
8	南方电网新能源场站一次调频功能技术要求	南网总调[2019]25号	
9	云南电网新能源场站接入系统技术原则		
10	关于转发南方电网集中式新能源场站运行数据接入调度主站技术方案的通知	总调自（2021）35号	
11	云南省人民政府关于印发云南省生产经营单位安全生产主体责任规定的通知	云政规（2022）4号	2022.11.22
12	《云南省生产安全事故应急办法》	云南省人民政府令第227号公布	2024.2.1
13	《云南省能源电力系统安全生产治本攻坚三年行动方案（2024—2026年）》	云能源安全（2024）33号	
14	云南省电力设施保护条例	云南省第十四届人民代表大会常务委员会第十三次会议审议通过	2024.12

1.2.4 部门规章及规范性文件

序号	规章名称	文号	实施日期
1	生产经营单位安全培训规定	国安监总局令第3号（第80号令修改）	2015.5.29
2	安全生产事故隐患排查治理暂行规定	国家安全生产监督管理总局令第16号	2008.02.01
3	生产安全事故信息报告和处置办法	国家安全生产监督管理总局令第21号	2009.07.01
4	特种作业人员安全技术培训考核管理规定	国家安全生产监督管理总局令第30号	2010.07.01
5	建设项目安全设施“三同时”监督管理办法	国家安全生产监督管理总局令第36号（77号令修改）	2015.05.01
6	关于修改《〈生产安全事故报告和调查处理条例〉罚款处罚暂行规定》部分条款的决定	国家安全生产监督管理总局令第42号	2011.11.01
7	国家安全监管总局关于修改〈生产经营单位安全培训规定〉等11件规章的决定	国家安全生产监督管理总局令第63号	2013.08.19
8	国家安全监管总局关于修改〈生产安全事故报告和调查处理条例〉罚款处罚暂行规定等四部规章的决定	国家安全生产监督管理总局令第77号	2015.05.01
9	《国家安全监管总局关于废止和修改劳动防护用品和安全培训等领域十部规章的决定》	国家安全生产监督管理总局令第80号	2015.07.01
10	生产安全事故应急预案管理办法	根据2019年7月11日应急管理部令第2号《应急管理部关于修改〈生产安全事故应急预案管理办法〉的决定》修正	2019.09.01
11	《产业结构调整指导目录（2024年本）》	2023年12月1日经国家发展改革委第6次委务会通过2023年12月27日国家发展改革委令第7号公布自2024年2月1日起施行	2024.02.01
12	电力监控系统安全防护规定	国家发展和改革委员会令第14号	2014.09.01
13	电力安全生产监督管理办法	国家发展和改革委员会令第21号	2015.03.01
14	电力建设工程施工安全监督管理办法	国家发展和改革委员会令第28号	2015.10.01
15	国家能源局关于印发《防止电力生产事故的二十五项重点要求（2023版）》的通知	国能发安全（2023）22号	2023.03.09

序号	规章名称	文号	实施日期
16	电力企业涉电应急预案管理办法	国能发安全规〔2025〕66号	2025.7.16
17	电力企业应急预案评审与备案细则	国能综安全【2014】953号	2014.12.3
18	国家能源局关于印发《电力二次系统安全管理若干规定》的通知(2022修订)	国能发安全规〔2022〕92号	2022.12.17
19	中央企业安全生产监督管理暂行办法	国资委令第21号	2008.09.01
20	中央企业安全生产禁令	国资委令第24号	2011.01.01
21	企业安全生产费用提取和使用管理办法	财资〔2022〕136号	2022.11.21
22	国家电力监管委员会安全生产令	国家电力监管委员会令第1号	2004.02.18
23	电力安全生产监管办法	国家发展和改革委员会令21号	2015.03.01
24	电网运行规则(试行)	国家电力监管委员会令第22号	2007.01.01
25	电力设施保护条例实施细则	中华人民共和国国家经济贸易委员会、 中华人民共和国公安部令第8号	1999.03.18
26	火灾事故调查规定	火灾事故调查规定	2012.7.17
27	防雷装置设计审核与验收规定	国家气象局令第21号	2011.09.01
28	防雷减灾管理办法	中国气象局第44号令公布	2025.6.1
29	建设工程消防设计审查验收管理暂行规定	中华人民共和国住房和城乡建设部令 第51号	2020.06.01
30	关于《预防印发多雷地区变电站断路器等设备雷害事故技术措施》的通知	国家电网生[2009]1208号	
31	重大电力安全隐患判定标准（试行）	国能综通安全〔2022〕123号	2022.12.29
32	防止电力建设工程施工安全事故三十项重点要求	国能发安全【2022】55号	2022.06.18
33	电力二次系统安全管理若干规定	国能发安全规〔2022〕92号	2022.10.17
34	国家能源局《关于提升新能源和新型并网主体涉网安全能力服务新型电力系统高质量发展的通知》	国能发安全〔2024〕79号	2024.9.30
35	电力监控系统安全防护规定	国家发展和改革委员会2024年第24号 令	2025.1.1
36	电力安全事故调查程序规定	国家电力监管委员会令第31号公布	2012.8.1
37	危险性较大的分部分项工程安全管理办法	中华人民共和国住房和城乡建设部令 第47号修改	2018.6.1
38	关于印发<电力突发事件应急演练导则(试行)>等文件的通知	国能综通安全〔2022〕124号	2022.12.29
39	国家能源局关于2019年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知	国能发新能〔2019〕49号	22019.5.28
40	国家能源局关于开展新建电源项目投资开发秩序专项监管工作的通知	国能监管[2014]450号	2014.10.12
41	防雷安全领域重大事故隐患判定标准(试行)》	中气安委办发〔2024〕1号	2024.1.2.27

1.2.5 国家标准

序号	法规名称	文号	实施日期
1	中国地震动参数区划图	GB 18306-2015	2015.06.01

序号	法规名称	文号	实施日期
2	建筑抗震设计规范	GB 50011-2010, [2024 年版]	2016.08.01
3	电力设施抗震设计规范	GB 50260-2013	2013.09.01
4	建筑工程抗震设防分类标准	GB 50223-2008	2008.07.30
5	钢结构设计标准	GB 50017-2017	2018.07.01
6	机械安全 防护装置 固定式和活动式防护装置的设计与制造一般要求	GB/T 8196-2018	2019.07.01
7	机械安全防止上下肢触及危险区的安全距离	GB/T 23821-2022	2022.11.08
8	安全防范工程技术标准	GB 50348-2018	2018.12.01
9	建筑灭火器配置设计规范	GB 50140-2005	2005.10.01
10	建设工程施工现场消防安全技术规范	GB 50720-2011	2011.08.01
11	火灾自动报警系统设计规范	GB 50116-2013	2014.05.01
12	生产过程安全卫生要求总则	GB/T 12801-2008	2009.10.01
13	工业企业设计卫生标准	GBZ 1-2010	2010.08.01
14	生产过程危险和有害因素分类与代码	GB/T 13861-2022	2022.10.01
15	企业职工伤亡事故分类	GB/T 6441-1986	1987.02.01
16	电力工程电缆设计标准	GB 50217-2018	2018.09.01
17	建筑物防雷设计规范	GB 50057-2010	2011.10.01
18	建筑设计防火规范	GB 50016-2014, [2018 年版]	2015.05.01
19	建筑防火通用规范	GB 55037-2022	2023.6.1
20	建筑照明设计标准	GB 50034-2024	2014.06.01
21	建筑采光设计标准	GB 50033-2013	2013.05.01
22	建筑内部装修设计防火规范	GB 50222-2017	2018.04.01
23	爆炸危险环境电力装置设计规范	GB 50058-2014	2014.10.01
24	防洪标准	GB 50201-2014	2015.05.01
25	工业企业总平面设计规范	GB 50187-2012	2012.08.01
26	工作场所有害因素职业接触限值 第 1 部分：化学有害因素	GBZ 2.1-2019	2020.04.01
27	工作场所有害因素职业接触限值 第 2 部分：物理因素	GBZ 2.2-2007	2007.11.01
28	混凝土结构设计规范	GB 50010-2010	2011.07.01
29	危险化学品重大危险源辨识	GB 18218-2018	2019.03.01
30	低压配电设计规范	GB 50054-2011	2012.06.01
31	用电安全导则	GB/T 13869-2017	2018.07.01
32	固定式钢梯及平台安全要求 第 1 部分：钢直梯	GB 4053.1-2009	2009.12.01
33	固定式钢梯及平台安全要求 第 2 部分：钢斜梯	GB 4053.2-2009	2009.12.01
34	固定式钢梯及平台安全要求 第 3 部分：工业防护栏杆及钢平台	GB 4053.3-2009	2009.12.01
35	空调通风系统运行管理标准	GB 50365-2019	2019.12.01
36	继电保护和安全自动装置技术规程	GB/T 14285-2023	2024-03-01
37	六氟化硫电气设备中气体管理和检测导则	GB/T 8905-2012	2013.02.01
38	建筑用墙面涂料中有害物质限量	GB 18582-2020	2020.12.01
39	焊接与切割安全	GB 9448-1999	2000.05.01

序号	法规名称	文号	实施日期
40	图形符号 安全色和安全标志 第 1 部分：安全标志和安全标记的设计原则	GB/T 2893.1-2013	2013.11.30
41	安全标志及其使用导则	GB 2894-2008	2009.10.01
42	道路交通标志和标线第 1 部分：总则	GB 5768.1-2009	2009.07.01
43	道路交通标志和标线第 2 部分：道路交通标志	GB 5768.2-2022	2022.10.01
44	道路交通标志和标线第 3 部分：道路交通标线	GB 5768.3-2009	2009.07.01
45	消防安全标志设置要求	GB 15630-1995	1996.02.01
46	消防应急照明和疏散指示系统	GB 17945-2010	2011.05.01
47	安全色	GB 2893-2008	2009.10.01
48	生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则	GB/T 29639-2020	2021.04.01
49	头部防护 安全帽	GB 2811-2019	2020.07.01
50	个体防护装备配备规范 第 1 部分：总则	GB 39800.1-2020	2022.01.01
51	工业建筑供暖通风与空气调节设计规范	GB 50019-2015	2016.02.01
52	供配电系统设计规范	GB 50052-2009	2010.07.01
53	电力装置的继电保护和自动装置设计规范	GB/T 50062-2008	2009.06.01
54	交流电气装置的接地设计规范	GB/T 50065-2011	2012.06.01
55	太阳能光伏照明装置总技术规范	GB/T 24460-2009	2010.12.01
56	光伏电站设计标准（2024 年版）	GB 50797-2012	2012.11.01
57	光伏电站施工规范	GB 50794-2012	2012.11.01
58	光伏发电工程施工组织设计规范	GB/T 50795-2012	2012.11.01
60	光伏发电工程验收规范	GB/T 50796-2012	2012.11.01
61	光伏（pv）系统电网接口特性	GB/T 20046-2006	2006.02.01
62	35kV~110kV 变电站设计规范	GB 50059-2011	2012.08.01
63	3~110kV 高压配电装置设计规范	GB 50060-2008	2009.06.01
64	电力安全工作规程 发电厂和变电站电气部分	GB 26860-2011	2012.06.01
65	电气装置安装工程 电气设备交接试验标准	GB 50150-2016	2016.12.01
66	工作场所职业病危害警示标识	GBZ 158-2003	2003.12.01
67	光伏发电系统接入配电网技术规定	GB/T 29319-2012	2013.06.01
68	光伏电站接入电力系统设计规范	GB/T 50866-2013	2013.09.01
69	火力发电厂与变电站设计防火标准	GB 50229-2019	2019.08.01
70	电力系统安全稳定导则	GB 38755-2019	2020.07.01
71	电网运行准则	GB/T 31464-2022	2023.07.01
72	交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范	GB/T 50064-2014	2014.12.01
73	工业电视系统工程设计标准	GB/T 50115-2019	2019.12.01
74	建筑物电子信息系统防雷技术规范	GB 50343-2012	2012.12.01
75	工作场所职业病危害作业分级 第 3 部分：高温	GBZ/T 229.3-2010	2010.10.01
76	低温作业分级	GB/T 14440-1993	1994.01.01
77	通用用电设备配电设计规范	GB 50055-11	2012.6.01
78	并联电容器装置设计规范	GB 50227-2017	2017.11.01
79	电能质量 供电电压偏差	GB/T12325-2008	2009.05.01
80	电能质量 公用电网间谐波	GB/T 24337--2009	2010.06.01
81	电能质量 电压波动和闪变	GB/T 12326-2008	2009.05.01
82	污秽条件下使用的高压绝缘子的选择和尺寸确定第 4 部	GB/T 26218.4-2019	2020.07.01

序号	法规名称	文号	实施日期
	分：直流系统用绝缘子		

1.2.6 行业技术标准

序号	法规名称	文号	实施日期
1	电力设备典型消防规程	DL 5027-2015	2015.09.01
2	电力设备预防性试验规程	DL/T 596-2021	2021.10.26
3	电力工程直流电源系统设计技术规程	DL/T5044-2014	2015.03.01
4	交流电气装置的过电压保护和绝缘配合	DL/T 620-1997	1997.10.01
5	电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程	DL/T 724-2021	2021.07.01
6	电缆防火措施设计和施工验收标准	DLGJ 154-2000	2001.01.01
7	变电站和换流站给水排水设计规程	DL/T 5143-2018	2019.05.01
8	电力系统数字微波通信工程设计技术规程	DL/T 5025-2005	2005.06.01
9	变电站总布置设计技术规程	DL/T 5056-2007	2008.06.01
10	施工现场临时用电安全技术规范（附条文说明）	JGJ 46-2005	2005.07.01
11	电力系统调度自动化设计规程	DL/T 5003-2017	2017.12.01
12	变电站运行导则	DL/T 969-2005	2006.06.01
13	接地装置特性参数测量导则	DL/T 475-2017	2017.12.01
14	继电保护和电网安全自动装置检验规程	DL/T 995-2016	2017.05.01
15	高压配电装置设计规范	DL/T 5352-2018	2018.07.01
16	电力调度自动化运行管理规程	DL/T 516-2017	2017.12.01
17	电网运行准则	DL/T 1040-2007	2007.12.01
18	电力技术监督导则	DL/T 1051-2019	2019.10.01
19	高压电气设备绝缘技术监督规程	DL/T 1054-2021	2021.10.26
20	继电保护和电网安全自动装置运行管理规程	DL/T 587-2016	2017.05.01
21	建筑桩基技术规范	JGJ 94-2008	2008.10.01
22	电力行业紧急救护技术规范	DL/T 692-2018	2018.07.01
23	电力变压器运行规程	DL/T 572-2021	2021.10.26
24	电力系统光纤通信运行管理规程	DL/T 547-2020	2021.02.01
25	发电设备可靠性评价规程 第1部分：通则	DL/T 793.1-2017	2017.12.01
26	发电设备可靠性评价规程 第7部分：光伏发电设备	DL/T 793.7-2022	2022.11.13
27	电力通信运行管理规程	DL/T 544-2012	2012.03.01
28	电力系统通信站过电压防护规程	DL/T 548-2012	2012.03.01
29	光伏发电站防雷技术规程	DL/T 1364-2014	2015.03.01
30	六氟化硫电气设备运行、试验及检修人员安全防护导则	DL/T 639-2016	2016.06.01
31	110kv~750kV 变电站设计技术规程	DL/T 5218-2012	2012.12.01
32	35kV~110kV 无人值班变电站设计技术规程	DL/T 5103-2012	2012.03.01
33	太阳能光伏系统防雷技术规范	QX/T 263-2015	2015.05.01
34	电力安全工作规程 高压试验室部分	DL/T 560-2022	2022.11.13
35	中国南方电网电力监控系统安全防护技术规范	Q/CSG1204009-2015	2016.01.01
36	变电站建筑设计技术规程	DL/T 5457-2012	2012.12.01
37	电力建设工程施工安全管理导则	NBT 10096-2018	2019.01.01
38	电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范	DL/T 5891-2024	2025.6.25

序号	法规名称	文号	实施日期
39	高压直流输电大地返回系统设计技术规范	DL/T 5224-2014	2014.11.01
40	变电站总布置设计技术规程	DL/T 5056-2007	2008.6.1
41	电力工程气象勘测技术规程	DL/T5158-2012	2022.02.16
42	架空输电线路荷载规范	DL/T 5551-2018	2019.05.01

1.2.7 安全生产行业技术标准

序号	法规名称	文号	实施日期
1	安全评价通则	AQ 8001-2007	2007.04.01
2	安全预评价导则	AQ 8002-2007	2007.04.01
3	生产安全事故应急演练基本规范	AQ/T 9007-2019	2020.02.01

1.2.8 其它资料

- 1.投资项目备案证；
- 2.中国电建集团华东勘测设计研究院有限公司编制的《华能澜沧江（鹤庆）新能源有限公司银河光伏发电项目可行性研究报告》，2025年10月编制；
- 3.华能澜沧江（鹤庆）新能源有限公司提供相关技术资料。

第 2 章 建设项目概况

本章节的内容来源于中国电建集团华东勘测设计研究院有限公司 2025 年 10 月编制的《银河光伏发电项目可行性研究报告》。

2.1 建设单位简介

本项目的申办企业为华能澜沧江（鹤庆）新能源有限公司，营业执照基本情况如下：

名称：华能澜沧江（鹤庆）新能源有限公司

统一社会信用代码：91532932MABP4CWE20

类型：有限责任公司

法定代表人：赵灿春

注册资本：89080 万(元)

成立日期：2022-05-26

住所：云南省大理白族自治州鹤庆县黄坪镇新泉村民委员会糖厂小组 113 号

经营范围：发电业务、输电业务、供（配）电业务；输电、供电、受电电力设施的安装、维修和试验（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以审批结果为准）一般项目：电气设备修理；电动汽车充电基础设施运营；新兴能源技术研发；风力发电技术服务；太阳能发电技术服务；发电技术服务；工程管理服务（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。

2.2 可行性研究报告编制单位

《可行性研究报告》编制单位为中国电建集团华东勘测设计研究院有限公司。综合甲级 A133000751-10/10，有效期至：至 2028 年 12 月 22 日，资质等级：工程设计综合资质甲级。可承接各行业、各等级的建设工程设计业务。

2.3 项目投资备案证情况

华能澜沧江（鹤庆）新能源有限公司的银河光伏发电项目（下文称“本项目”）于 2025 年 9 月 9 日取得鹤庆县发展和改革局核发的《云南省固定资产投资项目备案证》【备案号[项目代码]：2509-532932-04-01-482247。

2.4 建设规模

银河光伏发电项目场址位于鹤庆县金墩乡银河村，距离鹤庆县直线距离约 10.55km。本项目项目建设容量为 35MW，装机容量（直流侧）为 44.0143MW_p。拟利用土地面积约 820 亩。场址中心坐标北纬 26.4947，东经 100.2318，海拔高程在 2230m~2750m 之间。场址各光伏地块均有乡村道路连接，对外交通条件较好。本项目不建升压站拟以 2 回 35kV 架空线路接入东庄项目升压站并改造东庄升压站新增一台 35MW 主变及相关配电装置，电站所发电能考虑采用全额上网模式，汇集至东庄升压站后以 1 回 220kV 架空线路接入羊龙潭变。

本项目按上网电价 0.2758 元/kWh 进行财务评价得出：项目投资财务内部收益率为 5.15%（税后，下同），资本金财务内部收益率为 8.4%，投资回收期为 14.55 年，总投资收益率为 3.57%，项目资本金净利润率为 10.78%。项目资本金财务内部收益率（8.4%）高于资本金基准收益率（7%），因此，该项目财务评价可行。

2.5 建设项目站址条件

2.5.1 项目地理位置

银河光伏发电项目场址位于鹤庆县金墩乡银河村，距离鹤庆县直线距离约 10.55km。场址中心坐标北纬 26.4947，东经 100.2318，海拔高程在 2230m~2750m 之间。场址各光伏地块均有乡村道路连接，对外交通条件较好。

项目工程地理位置如图 2.5-1 所示。

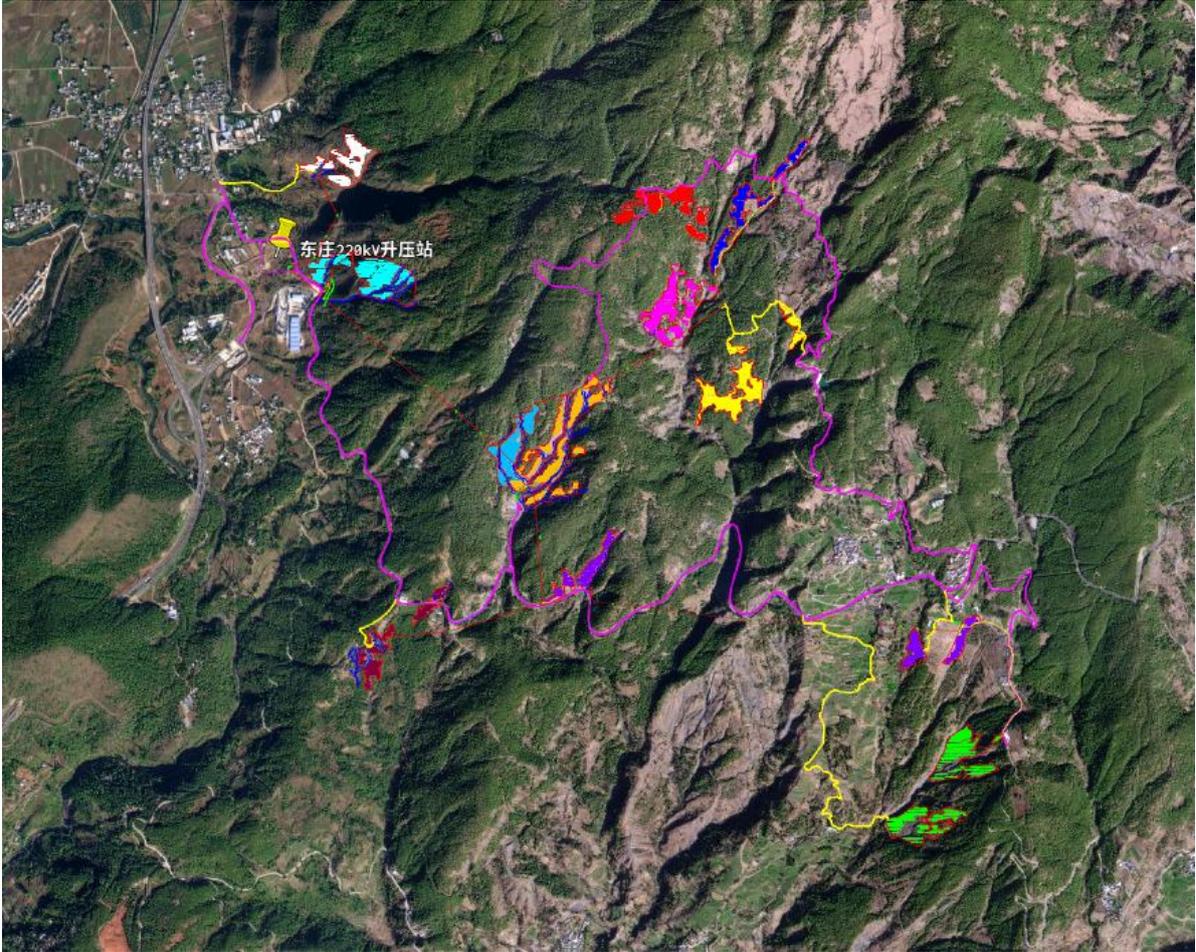


图 2.5-1 银河光伏发电项目站址地理位置图

2.5.2 太阳能资源条件

本项目位于云南省。云南地处低纬高原，北回归线贯穿于省内南部，各地海拔相对较高，加之所处地理位置的特殊性，使得全年可接受的太阳辐射能比较充裕，全年太阳高度角变化幅度不大，冬夏半年太阳可照时数差别较小，一年中太阳辐射能量差异不大，季节分配比较均匀，四季温暖，年温差较小。

云南地处低纬度高原，海拔高度大多在 1000m 以上，大气透明度好，干季晴朗少云，空气十分干燥，日照时数多。雨季多以过程性降水为主，长时间连绵阴雨少，夜雨多，全省大部分地区到达地面的太阳辐射强度大。

云南太阳总辐射量的地区分布受天气气候影响很大，不同于太阳辐射随纬度增加而降低，随高度增加而增大的一般规律。

项目区域太阳能年总辐射量为 $6010\text{MJ}/\text{m}^2$ ，稳定度 $R_w=0.74$ ，根据《太阳能资源等级总辐射》（GBT31155-2014），项目区域属于太阳能资源很丰富区域，太阳能资源很稳定。项目区域太阳能资源直射比为 0.55，根据《太阳能资源评估方法》（GB/T37526-2019）

和《太阳能资源等级总辐射》（GB/T31155-2014），等级为 B，直接射辐射较多。

可见项目区域太阳能资源具有一定的开发价值。

2.5.3 地形地貌条件

工程场地多位于缓坡~斜坡坡面，局部位于陡坡，地形地貌见图 3.3-1。场地北侧多以陡坡为主，坡度大于 30°，部分为缓坡；南西侧场地多以缓坡~斜坡为主，坡度 10°~30°，南东侧以斜坡~陡坡为主，缓坡分布较少。2 区场地地表多为灌木丛及草地，少量为荒地，现状坡面冲沟发育，发育较大规模冲沟共计 3 条，切割深度 10~30 米，间距 80~200 米，现状冲沟未见明显变形，局部基岩裸露，有岩体脱落、掉块现象。

2.5.4 交通运输条件

银河光伏发电项目位于云南省大理州鹤庆县，场址在金墩乡银河村附近山地，距离鹤庆县距离约为 10.55km。场址及其周边有多条公路通过。

本项目设备运输采用汽车运输方式，设备厂家发货至昆明经杭瑞高速—大丽高速—丽上高速—金中路，光伏电站场区分布于金中路两侧。公路运输距离约 450km，道路转弯半径均满足设备运输要求。

本项目机电设备重大件为箱变，现有场外道路基本满足运输要求，但局部弯道部分需扩建。其他设备可直接运输至施工现场。

2.5.5 土地利用情况

根据相关法律法规及光伏项目用地政策，项目选址避让耕地、永久基本农田、基本草原、生态保护红线、国家级公益林、省级公益林、天然林地、风景名胜区、各类自然保护地、水源保护地、野生动物重要栖息地、珍稀濒危和极小种群野生植物重要原生境、乔木林地；有林地、疏林地、未成林造林地、采伐迹地、火烧迹地，以及年降雨量 400mm 以下区域覆盖度高于 30%的灌木林地和年降雨量 400mm 以上区域覆盖度高于 50%的灌木林地。同时依据当地林草、自然资源、农业农村等相关部门要求，选址已避让“两空间”数据、退耕还林还草、石漠化治理、陡坡地治理、土地整治区、村庄居民点、稳定耕地、耕地后备资源、耕地流入流出、增减挂等敏感因素，与当地园区规划、项目规划不冲突。

2.5.6 接入系统情况

本项目不建升压站拟以 2 回 35kV 架空线路接入东庄项目升压站并改造东庄升压站新增一台 35MVA 主变等配电设备，电站所发电能考虑采用全额上网模式，汇集至东庄升压站后 1 回 220kV 架空线路接入羊龙潭变。具体接入系统方案以电网接入系统批复意见为准。

2.5.7 环境敏感对象调查

经初步调查，场址内尚未发现具有工业开采价值的矿产资源，不涉及自然保护区、风景名胜區、文物古迹及鸟类迁徙通道等环境敏感区域；场址附近居住人口较少，最近居民区与主要施工区域距离一般在 300m 以上，工程施工期机械噪声对附近居民的正常生产生活造成的影响很小，工程运营期基本不产生噪声，建设征地区没有制约工程建设的重要经济对象和敏感对象。

2.5.8 气象、水文条件

1、气象

鹤庆县属冬干夏凉的高原季风气候，是介于亚热带与温带之间的过渡性气候区。多年平均气温 13.6℃，极端最低气温-11.4℃，极端最高气温 33.4℃。无霜期年平均 235 天。年平均日照数 2100 小时。年平均降水量 1050 毫米，极端年最大降雨量 1361.0 毫米(1962 年)，极端年最小雨量 694.0 毫米(1967 年)。降雨集中在每年的 6-9 月，8 月最多。

根据鹤庆县气象站多年观测数据，鹤庆县多年气象特征值如下所示：

表 2.5-1 鹤庆县气象站多年气象特征值

项目	单位	数值
多年平均气压	pha	781.1
多年平均气温	℃	13.6
多年极端最高气温	℃	33.4
多年极端最低气温	℃	-11.4
多年平均水汽压	mb	10.5
多年平均相对湿度	%	65
多年最小相对湿度	%	2
多年平均晴天日数	天	86.2
多年平均阴天日数	天	114.3

多年平均总云量	成	5.5
多年平均降水量	mm	996.4
多年最大日降水量	mm	113.7
多年平均蒸发量	mm	1962.5
多年平均风速	m/s	2.5
多年最大风速	m/s	14.3
多年最多风向		SWC
多年最多风向频率	%	17,20
多年平均日照时数	hr	2300.2
多年平均日照百分率	%	52
多年平均大风日数	天	15.7
多年平均沙尘暴日数	天	0
多年平均雾日数	天	5.7
多年平均冰雹日数	天	1.8
多年平均雷暴日数	天	70.2
多年最大积雪深度	cm	3
多年最大冻土深度	m	无

2.5-2 鹤庆县气象站多年月均辐照度气象特征值

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	全年
水平辐照度 MJ/m ²	475	489	570	557	574	511	478	480	431	461	462	451	5939

2、水文

鹤庆县水资源丰富，所有河流均属金沙江水系，主要河流有金沙江、漾弓江、落漏河、河川河、后山河 5 条，全长均在 10 公里以上。其中金沙江流经鹤庆全境 53.5 公里，位于金沙江上朵美乡金河村的龙开口电站正在修建；漾弓江流经鹤庆全境 73 公里，水能资源得到有效开发利用，沿江建有水电站 6 座；落漏河全长 48 公里。鹤庆县多年平均降雨量为 1004.8 毫米，地表水年径流总量 11.093 亿立方米，可控制用水量 7034 万立方米。鹤庆县被称为“高原泉城”，境内 50 公升 / 秒以上的地下泉眼有 31 处，合计流量为 10.676 立方米 / 秒；小于 50 公升 / 秒泉眼有 383 处，合计流量为 1.129 立方米 / 秒，地下水枯季总流量为 11.805 立方米 / 秒。境内有温泉 9 处，在化龙村温泉建有水氡地震观测点 1 个。县内

水源水质良好，符合生活、灌溉、水产养殖要求标准，水量亦能满足工农业生产需求。以草海为重点，众多的泉潭资源具备绝佳的水上旅游条件，亟待深度开发利用。鹤庆县有中型水库 1 座，即位于黄坪镇境内的三锅桩水库，小(一)型水库 5 座，小(二)型水库 25 座，小塘坝 315 座，小水池、小水窖 15000 个，总计蓄水量 3365 万立方米。

2.6 工程地质

2.6.1 区域地质背景

2.6.1.1 大地构造部位

工程区地处云南省西部横断山系纵谷区，在云岭余脉的无量山、哀牢山结合部。大地构造单元属扬子准地台（I）之丽江台缘褶皱带（I₁）之鹤庆-洱海台褶皱束（I₁¹）该褶皱束位于程海大断裂西侧，西侧紧邻洱海—哀牢山—红河大断裂。本区自古生代至三叠纪均以浅海—滨海相沉积构造为主，燕山运动可能使地槽褶皱回返，古近纪为类磨拉石建造。华力西期有大规模的海底基性岩浆喷发，表现为玄武岩及凝灰岩等，占该区沉积建造总厚的 1/3 以上。燕山期有酸、碱性岩侵入，喜马拉雅期又有富碱斑岩及基性岩喷溢，具多旋迴性。

根据区域地质资料和《云南省山地城镇岩土工程导则》附图《云南活动断裂分布图》，离场址最近的断裂为 F60 程海西缘断裂、F167 鹤庆盆地东缘断裂，距离工程区分别为 22km、11km、其中 F60 程海西缘断裂，F167 鹤庆盆地东缘断裂为全新世活动断裂，根据《建筑抗震设计标准》GB50011-2010(2024 年版)，场地 10km 范围内无发震断裂通过，可不考虑发震断裂的近场效应影响。另根据《云南省区域地壳稳定性评价图》，场地所属区域地壳稳定性处于次不稳定区（II6）。

1)鹤庆盆地东缘断裂（F167）：北起三义村东，向南沿鹤庆盆地东缘经义朋、石朵河、南河庄，止于磨斧场南，长约 25km。走向近南北，倾向西，倾 70°左右，该断裂为全新世活动断裂，距离场地约 11km。

2)程海西缘断裂（F60）：北西起自鹤庆县城以西的西龙水库附近，向南东经洗马池水库、北班榜西，到盆地南东端的壁虎洞南交于鹤庆盆地南东缘-洱海盆地北西缘断裂，长约 15km，走向 350°，倾向北东，倾角 65°，该断裂为全新世活动断裂，距场地约 22km。

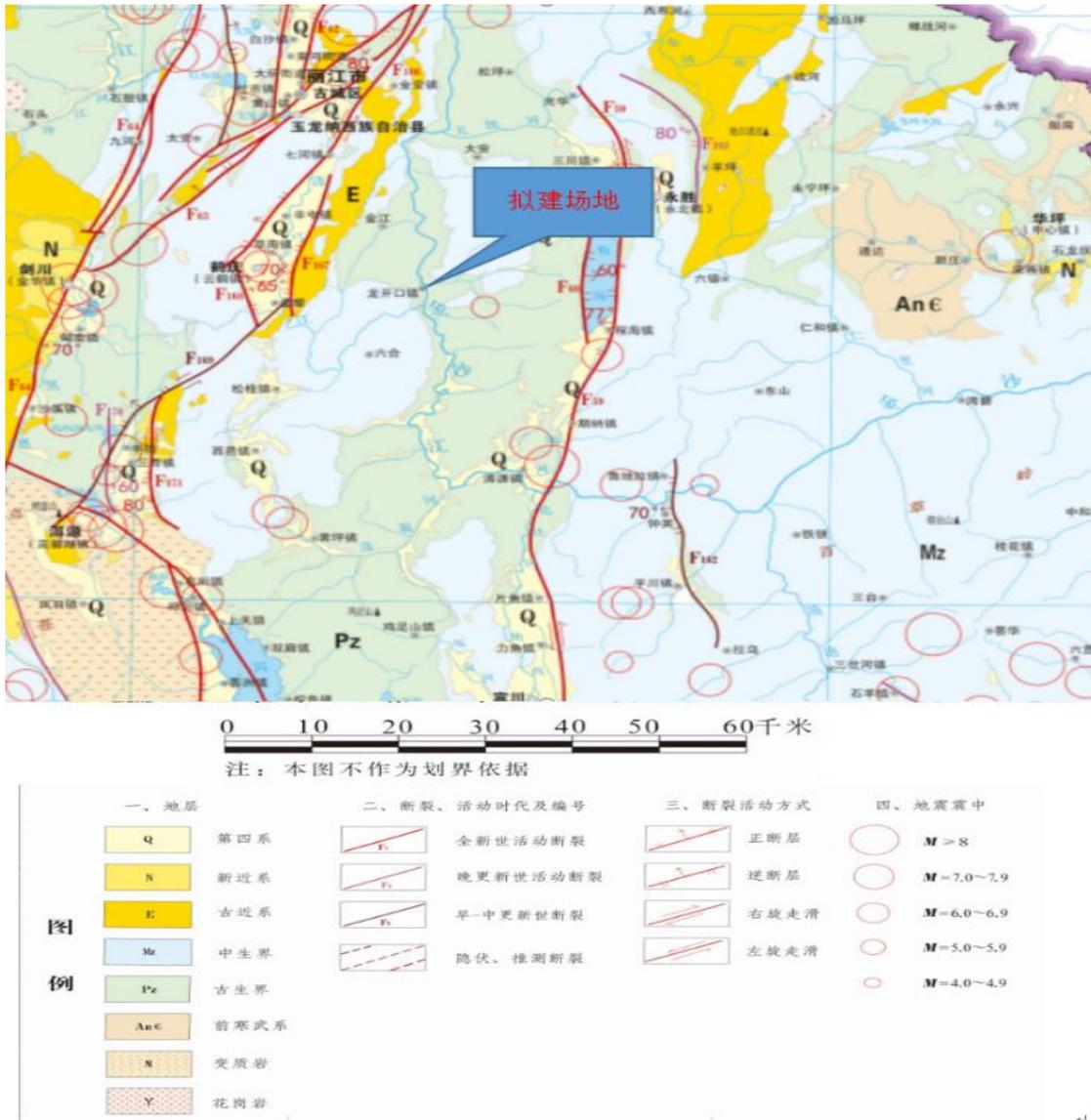


图 2.6-1 区域主要断裂构造图

2.6.1.2 地震动参数与区域构造稳定性

根据《中国地震动参数区划图》，设计地震分组为第三组，场地基本地震动峰值加速度为 0.20g，地震基本烈度为度VII，反应谱特征周期为 0.45s。按 II 类场地，峰值加速度调整为 0.17g，反应谱特征周期调整为 0.35s。

2.6.1.3 区域构造稳定性

根据《水电工程区域构造稳定性勘察规程》（NB/T35098-2017）表 9.2.2 有关规定，本项目满足地震动峰值加速度 0.19g~0.38g，地震烈度为VIII度，5km 以内无活动断层，近场区有 4.7 级≤M<6 级的地震活动，判定场址区域构造稳定性分级为稳定性较差。

2.6.2 场地基本地质条件

2.6.2.1 地形地貌

工程场地多位于缓坡~斜坡坡面，局部位于陡坡，地形地貌见图 2.6-2。场地北侧多以陡坡为主，坡度大于 30° ，部分为缓坡；南西侧场地多以缓坡~斜坡为主，坡度 $10^\circ\sim 30^\circ$ ，南东侧以斜坡~陡坡为主，缓坡分布较少。2 区场地地表多为灌木丛及草地，少量为荒地，现状坡面冲沟发育，发育较大规模冲沟共计 3 条，切割深度 10~30 米，间距 80~200 米，现状冲沟未见明显变形，局部基岩裸露，有岩体脱落、掉块现象。

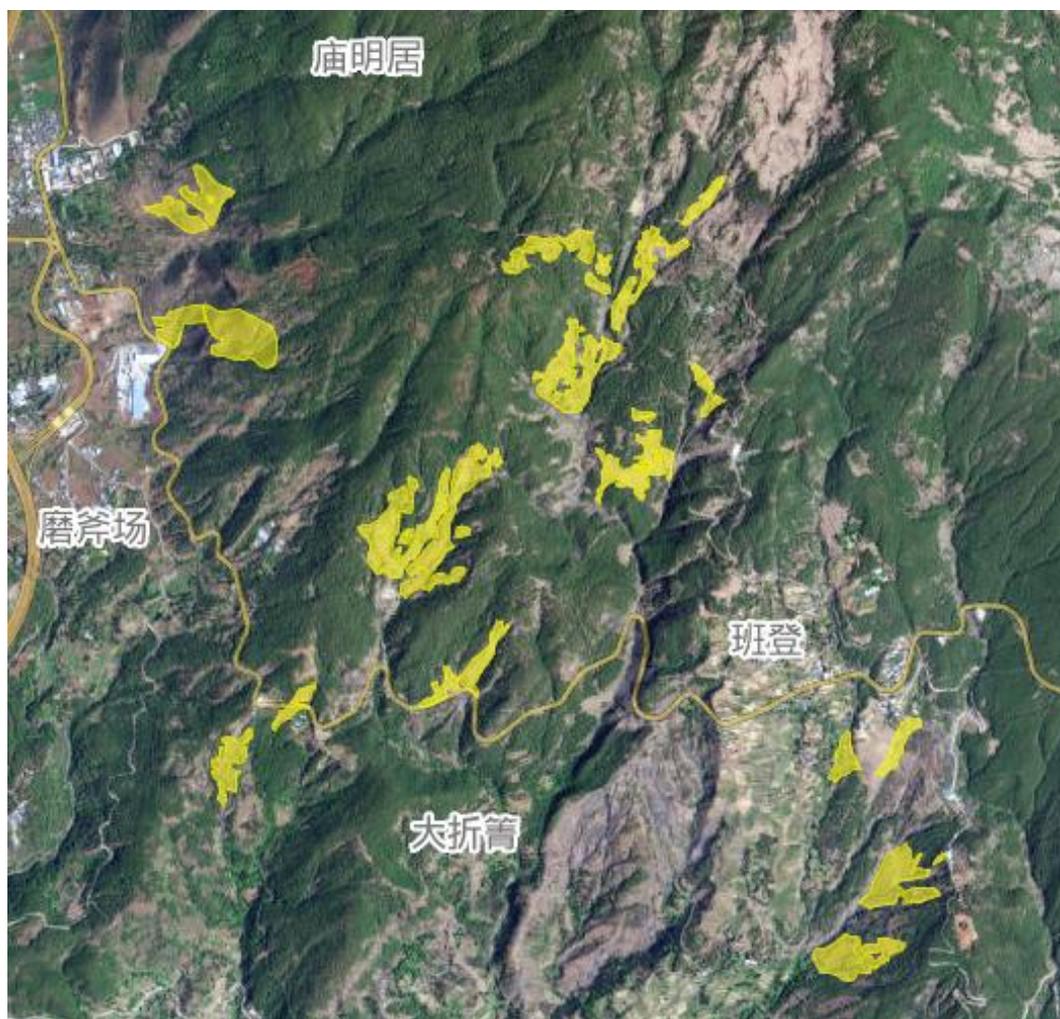


图 2.6-2 光伏场地地形地貌

2.6.2.2 地层岩性

场地内覆盖层主要为第四系残坡积（ Q_4^{el+dl} ）红黏土、粉质黏土，下伏基岩为三迭系上统中窝组（ T_{3z} ）、中统北衙组上段（ T_2b^2 ）灰岩，三迭系中统北衙组上段下段（ T_2b^1 ）、下统（ T_1 ）、二迭系上统黑泥哨组（ P_2h ）砂岩。

(1) 第四系（ Q_4^{el+dl} ）

①红黏土：黄褐色，红褐色，可塑-硬塑状，稍湿，局部含少量碎石及角砾，厚度变化较大，裂隙发育，干强度高，韧性好，厚度变化较大，钻孔揭露层厚 0.4~1.4 米，该层覆盖于碳酸盐岩灰岩之上，分布于缓坡地段。

②粉质黏土：黄褐色，灰褐色，灰黄色，可塑~硬塑状，稍湿，局部含少量碎石及角砾，含量约 10~20%。厚度变化较大，钻孔揭露层厚 0.7~1.5m，该层多分布于场区缓坡地带。

(2) 三迭系中统北衙组上段（ T_2b^2 ）、三迭系上统中窝组（ T_{3z} ）

③中风化灰岩：灰色、灰白色，岩质较硬，中厚层状构造，隐晶质结构，属较硬岩类，岩体完整程度属较完整，可见岩石节理裂隙、溶槽、溶蚀裂隙、岩溶石芽发育。

(3) 三迭系中统北衙组上段下段（ T_2b^1 ）、二迭系上统黑泥哨组（ P_2h ）、下统（ T_1 ）

④强风化砂岩：灰黄色、灰色，裂隙发育，岩质较软。碎块锤击易碎，遇水易软化。强风化层钻孔揭露厚度 0.30m~5.0m。

⑤中风化砂岩：灰黄色为主，岩质较硬，节理裂隙发育，砂质结构，层状构造。



图 2.6-3 ①红黏土



图 2.6-4 ②粉质黏土



图 2.6-5 ③中风化灰岩



图 2.6-6 ④强风化砂岩



图 2.6-7 ⑤中风化砂岩

2.6.2.3 地质构造

场址内未见较大规模的断层通过，岩体中结构面主要为层面及风化裂隙，近地表风

化裂隙较发育，风化裂隙多垂直于地表或岩层层面发育，深度大部分不足 2m，裂隙中多有充填物，少部分裂隙闭合、无充填，延伸长度一般 1~5m 不等。

经现场量测，岩层产状多为 N86°W，NE∠26°，节理较发育~发育，节理多以陡倾角为主，主要有以下几组：

- ①N23°W，NE∠84°，闭合为主，面平直光滑，延伸长，近平行发育，间距 20~30cm。
- ②N68°W，NE∠83°，闭合为主，面平直光滑，延伸长，平行发育，间距 35~55cm。
- ③N81°W，NE∠76°，闭合为主，面平直光滑，延伸长，平行发育，间距 25~30cm。

2.6.2.4 岩体风化与卸荷

1、岩体风化

场址区岩体的风化程度、风化厚度等主要受地形地貌、地层岩性、地质构造和地下水作用等因素控制，场址区内岩性主要由灰岩、砂岩，岩体抗风化能力一般，风化影响较大，根据《岩土工程勘察规范（2009 年版）》(GB50021-2001)要求，并结合本项目实际地质条件，将灰岩风化程度划分为中等风化灰岩；砂岩属较硬岩石，抗风化能力较差，根据《岩土工程勘察规范（2009 年版）》(GB50021-2001)要求，并结合本项目实际地质条件，将砂岩风化程度划分为强风化和中等风化砂岩，表层受风化作用影响，强风化岩风化界限起伏较大。

2、岩体卸荷

场地内卸荷影响主要表现为地块周边已建道路边坡以及冲沟两侧陡坡，岩体结构裂隙发育，岩体卸荷导致应力重分布，边坡因侧压力降低，局部出现掉块、滑塌等变形，但边坡规模及分布范围较小，光伏阵列应对冲沟及陡坡边缘设置合理的避让距离。

2.6.2.5 水文地质条件

1、地表水

场地内多数工程区多位于坡地，自然条件下排泄条件较好，工程区内未见地表水体分布。场地周边较大的地表水体主要为金沙江，金沙江穿行于川、藏、滇三省区之间，从青海省的河源至宜宾市干流河长 3481 千米，流域面积 50.2 万平方千米，约占长江流域面积 26%。年平均流量 4750 立方米/秒。以降水补给为主，地下水和冰雪融水补给为辅。

2、地下水

场址水文地质条件相对简单，地下水类型主要为覆盖层中的孔隙水和基岩裂隙水和岩溶水。

覆盖层孔隙水主要赋存于第四系松散堆积物中，主要接受大气降雨渗透补给，受补给源限制，水量有限，场地多位于斜坡上，孔隙水在基础开挖深度范围内很难见到，可不考虑其带来的影响，但不排除雨季时可能形成少量上层滞水，给施工带来不便。

覆盖层孔隙水渗入基岩部分成为基岩裂隙性水和岩溶水。基岩裂隙水赋存于基岩裂隙、断层破碎带中，以潜水类型为主；岩溶水主要分布于灰岩溶蚀裂隙中，以潜水类型为主。

地质调查期间未发现泉水等水文地质现象，地下水埋藏较深。

2.6.2.6 不良地质作用

1、不良地质作用

根据地质资料及现场地质测绘成果，场地内无滑坡、崩塌、泥石流发育，场地不良地质作用主要表现为场地边坡局部的小型滑塌现象。场地内地形起伏较大，现状均处于稳定状态，但局部陡坡段及冲沟边缘在暴雨及地震工况下有发生小范围浅层滑塌的可能，建议建筑物布置应对陡坡边缘及冲沟边缘设置合理的避让距离。

2、特殊性岩土

根据地质资料及现场地质测绘成果，场地内无湿陷性土、软土、多年冻土、膨胀岩土、盐渍岩土和污染土等特殊岩土分布，场区分布的红黏土、强风化砂岩，均属特殊性岩土，现分别对其评价如下：

1) 红黏土

红黏土覆盖于碳酸盐岩之上，其复浸水特性分类、评价如下。

a、第①层红黏土的复浸水特性分类。

按《岩土工程勘察规范》GB50021—2001（2009年版）第6.2.2条及表6.2.2-3，经各土层统计结果分析计算，第①层红黏土为I类红黏土，即收缩后复浸水膨胀，能恢复到原位。考虑到红黏土的特殊性质，建议对其进行防水处理，以免红黏土其失水收缩而影响地基稳定性。红黏土分类详见插表2.6-1。

表 2.6-1 红黏土的复浸水特性分类表

层序号	液限 WL (%)	液塑比 Ir	界限液塑比 Ir'	计算结果	按复水特征分类

①	46.88	1.77	1.70	$I_r > I_r'$	I
备注	$I_r' = 1.4 + 0.0066WL$				

b、红黏土的地基均匀性分类

按《岩土工程勘察规范》GB50021—2001（2009年版）第6.2.2条及表6.2.2-4，拟建场地上覆地基土厚度变化较大，强度差异较大，均匀性较差，基地为中风化灰岩，基岩顶板埋深起伏较大。综合判定其为不均匀地基。

c、膨胀性评价：

自由膨胀率 $\delta_{ef} = 15\% \sim 29\%$ ，平均值 24%，按照《云南省膨胀土地区建筑技术规程》（DBJ53/T-83-2017）初步判别为非膨胀土。

2) 强风化砂岩

其均属于风化岩类，因风化差异，岩体风化碎块在不同深度、区域含量差异较大，厚度变化较大，具一定力学强度，对工程影响较小。

3、岩溶分析评价：工程场区西侧场区主要岩性为灰岩，其属于可溶性碳酸盐岩，根据现场钻探揭露和工程地质测绘，场地未发现岩溶塌陷，岩溶漏斗及落水洞等现象，岩溶主要表现为小规模石芽、溶蚀裂隙等，基岩面起伏较大，相对高差大于 2m，综合判定场区岩溶发育程度为中等发育。



图 2.6-8 岩溶石芽发育照片

2.6.2.7 岩土视电阻率

为测定场地岩土电阻率，本次勘察采用四极对称电测深法共布置 4 个剖面进行场地视电阻率的测试，光伏阵列区测试点编号为 SD01~SD04。根据测试结果将各测点分为 1~4 层，每层厚度及视电阻率见表 2.6-2。

表 2.6-2 场地视电阻率测试成果表

测点编号	第一层		第三层		第三层
	电阻率($\Omega\cdot m$)	厚度(m)	电阻率($\Omega\cdot m$)	厚度(m)	电阻率($\Omega\cdot m$)
SD01	429.8	1.927	2911.8		
SD02	499.27	1.971	7108.5	6.258	2208.5
SD03	173.09	1.102	103.64	4.32	52.035
SD04	97.446	0.371	6721.1	2.555	2626

2.6.2.8 岩体物理力学性质

1、原位测试

轻型圆锥动力触探

本次勘察共对 32 个探坑进行了轻型动力触探，试验统计成果见表 6.2-3。

表 6.2-3 轻型动力触探锤击数成果统计表

土层名称	测试次数 (cm)	最大值	最小值	平均值	状态
①红黏土	840	42	26	32.7	可塑~硬塑
②粉质黏土	120	28	21	23.3	可塑

(2) 土工试验

本次勘察共对采取 24 组原状土样进行了物理力学性质试验，24 组岩样进行岩石点荷载试验，试验统计成果见表 2.6-4、2.6-5。

表 2.6-4 岩石试验统计成果一览表

地层编号	岩土名称	统计项	力学试验	
			岩石点荷载强度指数 $I_s(50)$	换算岩石饱和单轴抗压强度
			(MPa)	(Mpa)
③	中风化灰岩	平均值	2.14	40.38
		最大值	2.43	44.40
		最小值	1.87	36.60

		统计组数	6	6
④	强风化砂岩	平均值	0.23	7.35
		最大值	0.51	13.7
		最小值	0.09	3.87
		统计组数	6	6
⑤	中风化砂岩	平均值	2.33	41.95
		最大值	3.35	56.50
		最小值	0.73	18.00
		统计组数	6	6

表 2.6-5 土体物理力学性质试验成果统计表

土层编号	综合定名	统计项	天然状态的物理性指标					液限	塑限	塑性指数	液性指数	压缩试验		剪切试验							
			含水量	密度	土粒比重	孔隙比	饱和度					压缩系数	压缩模量	直接快剪		固结快剪					
				湿										凝聚力	摩擦角	凝聚力	摩擦角				
			W ₀	ρ	G _s	e	S _r					76g	W _p	I _p	I _l	a _{v0.1~0.2}	E _{s0.1~0.2}	c	φ	c	φ
			%	g/cm ³	—	—	%					%	%	—	—	MPa-1	MPa	kPa	°	kPa	°
①	红黏土	最小值	20.00	1.710	2.7	0.7	66.0	40.10	22.0	18.10	-0.27	0.24	4.4	32.90	13.7	41.5	16.2				
		最大值	30.10	1.910	2.9	1.1	86.0	51.40	30.0	23.70	0.19	0.47	7.1	34.70	15.2	59.4	17.7				
		平均值	24.27	1.812	2.8	0.9	74.3	46.88	26.4	20.45	-0.11	0.38	5.2	33.87	14.5	47.6	16.9				
		标准差	0.15	0.04	0.02	0.16	0.09	0.08	0.10	0.11	-1.71	0.21	0.19	0.03	0.05	0.22	0.05				
		变异系数	3.61	0.08	0.05	0.15	6.89	3.76	2.66	2.31	0.19	0.08	0.98	0.91	0.75	10.25	0.76				
		标准值	21.5	1.8	2.7	0.8	69.1	44.0	24.4	18.7	-0.2	0.3	4.5	32.8	13.6	35.0	15.9				
		统计组数	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	3	3	3	3				
②	粉质黏土	最小值	22.80	1.780	2.7	0.8	73.0	46.70	34.9	10.20	-1.25	0.13	4.8	30.90	14.4	28.4	14.0				
		最大值	35.80	1.880	2.7	1.0	94.0	58.50	45.3	16.30	-0.41	0.40	13.8	46.70	16.7	55.7	16.9				
		平均值	29.62	1.796	2.7	0.9	84.8	52.53	38.8	13.69	-0.69	0.28	7.3	38.40	15.4	38.3	15.5				
		标准差	2.81	0.02	0.02	0.05	4.94	2.64	2.92	1.95	0.23	0.07	2.22	6.51	0.93	8.26	0.99				
		变异系数	0.09	0.01	0.01	0.06	0.06	0.05	0.08	0.14	-0.33	0.25	0.30	0.17	0.06	0.22	0.06				
		标准值	29.6	1.78	2.67	0.912	84	51.6	37.4	13.3	-0.66	0.27	5.9	34.32	14.82	33.13	14.92				
		统计组数	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	9	9	9	9				

场地多数地段被覆盖层覆盖，在探坑及基岩出露地段采取块石样进行岩石点荷载试验，由试验成果换算和统计，中风化灰岩饱和单轴抗压强度为 36.6~44.4Mpa，平均值为 40.38Mpa，属较硬岩类；强风化砂岩饱和单轴抗压强度为 3.87~13.7Mpa，平均值为 7.35Mpa，属极软岩~软岩类。

3、地质参数建议值

根据试验成果，结合规程规范及附近工程经验，综合提出工程区岩体物理力学参数地质建议值，见表 6.2-6。

表 6.2-6 岩体物理力学参数建议值

地层代号	土层名称	天然重度 $\gamma(\text{kN/m}^3)$	天然抗剪强度		基底摩擦系数 f	压缩模量 (变形模量) E_s/E_0 (MPa)	水平抗力系数比例系数 $m(\text{MN/m}^4)$	地基承载力特征值 $f_{ak}(\text{kPa})$	极限侧阻力标准值	极限端阻力标准值	抗拔系数 λ
			C (kPa)	$\phi(^{\circ})$					$q_{sik}(\text{kPa})$	$q_{pk}(\text{kPa})$	
①	红黏土	18	30	14	0.25	6	8	130	60	300	0.7
②	粉质黏土	18	32	12	0.25	6	8	130	55	300	0.7
③	中风化灰岩	26	100	35	0.60	(200)	90	2000	180	3600	0.8
④	强风化砂岩	21	40	18	0.40	(35)	30	220	90	1000	0.8
⑤	中风化砂岩	25	80	30	0.55	(180)	80	1500	140	3000	0.8

注：1) 参数以经验值为主，建议进行现场载荷试验确定。

2) 桩基参数按照干作业小型混凝土灌注桩提出，桩长超过5m时桩端阻力可适当提高。

3) 表中水平抗力系数比例系数按《建筑桩基技术规范》（JGJ94-2008）表 5.7.5 内灌注桩参数乘以 0.4 取用。

2.6.3 场地工程地质评价

2.6.3.1 场地工程地质分区

工程区内覆盖层较薄，覆盖层主要为第四系残坡积（ Q^{el+dl} ）粉质黏土、红黏土，根据现场地形地貌、地面坡度、地质条件等因素，将其分为A区、B01~B32区，共计33个区。各分区位置详见工程地质平面图，各分区基本地质条件详见表。

表 2.6-7 工程地质分区表

分区	坡度	基本地质条件
----	----	--------

A 区	0° ~ 25°	场地覆盖层较薄，部分地段基岩出露。地形多为缓坡。边坡整体稳定。
B01~B32 区	>25°	场地覆盖层较薄，部分地段基岩出露。地形多为陡坡。边坡整体稳定。

2.6.3.2 场地地震效应评价

1、工程区地形起伏，多为缓坡~斜坡，陡坡零星分布。覆盖层较浅，部分地段基岩出露，无软弱土、液化土分布。根据《光伏发电工程地质勘察规范》（NB/T10100-2018）中建筑抗震地段划分标准，A 区为抗震一般地段，B01~B32 区为抗震不利地段。

2、本项目表层①红黏土,层②粉质黏土属于 $f_{ak} < 150$ 的粘性土范围，其等效剪切波速为 150~250m/s 之间，属于中软土，下伏基岩属软-较硬岩类。场地覆盖层厚度多小于 3m，场地类别为 I₁ 类。

3、根据《中国地震动参数区划图》，设计地震分组为第三组，场地基本地震动峰值加速度为 0.20g，地震基本烈度为度 VII，反应谱特征周期为 0.45s。按 II 类场地，峰值加速度调整为 0.17g，反应谱特征周期调整为 0.35s。

4、场地未见有软弱土、液化土分布，可不考虑软土震陷和砂土液化影响。

2.6.3.3 场地边坡稳定性分析

工程区地形以斜坡为主，局部为陡坡。覆盖层厚度较小，场内边坡多为岩质边坡，根据现场测量的岩层产状，倾向为北西向。场地内无滑坡、崩塌及泥石流发育，基岩内无软弱夹层分布，场内自然边坡整体稳定。场地内道路开挖边坡及冲沟两侧边坡坡度较陡，有发生小规模浅层滑塌的风险。

项目场区下伏基岩节理裂隙发育，场区临时边坡开挖施工时需按设计要求进行分段开挖，及时支护，严禁大面积开挖。若为永久性边坡，建议对其进行专项设计，设计方案经专家论证通过后实施。

2.6.3.4 场地稳定性评价

场地多位于斜坡坡面，地形坡度一般 5~30° 不等，部分为陡坡，坡度多大于 30°。不良地质地质作用弱发育。A 区属建筑抗震一般地段，B01~B32 区为抗震不利地段。覆盖层较浅，场地内边坡多以岩质边坡为主。岩性主要为中风化灰岩、强~中风化砂岩。

场地未见断层通过，工程区区域构造稳定性较差，依据《光伏发电工程地质勘察规范》NB/T10100-2018 附录 C，综合评价场地为“稳定性差”的场地。

2.6.3.5 场地工程建设适宜性评价

工程区区域构造稳定性评价为“稳定性较差”，不良地质地质作用弱发育，未见断层通过。岩性主要为中风化灰岩、强~中风化砂岩。A 区地形坡度为 $<25^\circ$ ，场地工程建设适宜性评价为“适宜性差”；B01~B32 区地形坡度为 25° 以上，场地平整困难，场地工程建设适宜性评价为“不适宜”。

对“适宜性差”及“不适宜”场地应做好相应的建筑抗震设计，优化场平方案，防止成本超过预算，并在施工中采取相应的安全措施，保证斜坡施工安全。

2.6.3.6 环境水、土的腐蚀性评价

1、环境水腐蚀性评价

本次勘察对场区内地表水进行水质简分析。根据《岩土工程勘察规范》附录 G 场地环境类型分类标准，场地多年平均降雨量为 1050mm，平均蒸发量为 1980mm，干燥度指数 K 为 1.88，属于干旱区，场地环境类型为 II 类，受地层渗透性影响按 B 类评价（见表 3.4-2），场区内地表水呈弱碱性，环境水对混凝土的腐蚀性为微腐蚀。

表 2.6-8 水质化学分析成果评价表

内容	水对混凝土结构的腐蚀性评价					对钢筋混凝土结构中钢筋的腐蚀性评价
	按环境类型 II 类			按地层渗透性 (B 类)		
	SO ₄ ²⁻	Mg ²⁺	总矿化度	pH 值	侵蚀性 CO ₂	CL ⁻
	(mg/L)	(mg/L)	(mg/L)	/	(mg/L)	(mg/L)
微腐蚀性界限指标	<300	<2000	<20000	>5.0	<15	<100
SY-01	37.60	18.20	259.30	8.34	0.00	5.00
SY-02	35.20	20.20	260.20	8.32	0.00	4.30
SY-03	36.00	19.20	257.00	8.15	0.00	4.30
SY-04	3.60	1.20	197.4	8.37	0	7.10
SY-05	10.0	15.1	157.8	7.99	0	9.20
SY-06	6.40	14.3	191.0	8.41	0	6.40
腐蚀性评价	微	微	微	微	微	微

2、地基土腐蚀性评价

场地附近无污染源，混凝土结构部分处于地下水位以上，本次勘察在场区中共取 7 组土样进行地基土腐蚀性试验，受地层渗透性影响按 B 类评价，由试验成果可知，地基土对混凝土结构具微腐蚀性，对混凝土结构中钢筋具微腐蚀性，对钢结构具弱腐蚀性。见表 2.6-9。

表 2.6-9 地基土对混凝土、混凝土结构中钢筋腐蚀性评价表

内容	土对混凝土结构的腐蚀性评价			对钢筋混凝土结构中钢筋的腐蚀性评价 (A 类)	对钢结构的腐蚀性评价	
	II 类环境类型		按地层渗透性 (B 类)		视电阻率 ($\Omega \cdot M$)	PH 值
	SO ₄ ²⁻ (mg/kg)	Mg ²⁺ (mg/kg)	PH 值	CL ⁻ (mg/kg)		
《规范》微腐蚀性规定	<450	<3000	>5.0	<400	>100	>5.5
《规范》弱腐蚀性规定	450-2250	3000-4500	5.0-4.0	400-750	100-50	5.5-4.5
《规范》中腐蚀性规定	2250-4500	4500-6000	4.0-3.5	750-7500	50-20	4.5-3.5
《规范》强腐蚀性规定	>4500	>6000	<3.5	>7500	<20	<3.5
T1	48.0	8.3	6.01	56.8	52.035	6.01
T2	23.0	7.3	6.30	56.8		6.30
T3	11.5	7.3	6.39	35.5		6.39
T4	13.4	5.9	6.25	42.6		6.25
T5	13.4	14.6	6.32	54.0		6.32
T6	9.6	6.3	6.14	42.6		6.14
T7	19.2	6.8	6.50	39.8		6.50
腐蚀性评价	微	微	微	微	弱	微

2.6.4 岩土工程分析与评价

2.6.4.1 天然地基条件分析评价

拟建场地地基土主要为①红黏土、②粉质黏土、③中风化灰岩、④强风化砂岩、⑤中风化砂岩。

①红黏土，可~硬塑状，力学性质一般，当承载力满足要求时，可作为一般建筑物基础持力层使用。

②层粉质黏土，可塑状，力学性质一般，可作为一般建筑物基础持力层使用。

③层中风化灰岩，属较硬岩类，岩石强度较高，完整性较好，具有较高的承载力，可作为基础持力层。

④层强风化砂岩，呈碎裂结构，力学性质较好，埋藏较浅，具有一定的承载力，可作为一般建筑物基础持力层使用。

⑤层中风化砂岩，属较硬岩类，岩石强度较高，完整性较好，具有较高的承载力，可作为基础持力层。

综上，建议清除表层耕植土后，以①红黏土、②粉质黏土、③中风化灰岩、④强风化砂岩、⑤中风化砂岩为建筑物的基础持力层。

2.6.4.2 桩基条件初步分析评价

1、桩型选择及持力层选择

据设计方案，结合场地工程地质条件，场址多位于山坡坡面，风力较大，因此光伏支架基础要有一定的埋置深度和重量，以抵抗光伏组件大风期间的荷载，建议光伏支架采用墩基础或桩基础，以满足光伏组件大风期间的抗拔要求。

2、地基土均匀性评价

场地地基土浅部主要为①红黏土、②粉质黏土，下伏基岩为强~中等风化砂岩、中风化灰岩，覆盖层厚度不一，风化界限起伏，地基土强度差异较大，地基土均匀性较差，属不均匀地基。

3、桩型选择及持力层选择

由于太阳能光伏组件上部荷载小，不足以抵抗风荷载的影响，因此为了加大基础的抗拔及水平承载能力，建议太阳能光伏电站的支架可采用墩基础或小型桩基础。

根据勘察结果，光伏场地覆盖层深度大多为3m以下，下伏基岩为强~中风化砂岩、中风化灰岩，场地内基覆界面起伏，会造成混凝土预制桩及螺旋地桩施工困难，故建议采用钻孔灌注桩基础，以①红黏土、②粉质黏土、③中风化灰岩、④强风化砂岩、⑤中风化砂岩为桩端基础持力层。

4、（沉）桩对周围环境的影响

本项目场址多位于荒地、灌木丛及草地内，距周边建构筑物相对较远，对周边建筑物无影响。桩基础施工对周边环境影响小。

5、地下水对桩基施工的影响

场区地下水主要为基岩裂隙水及岩溶水，勘察钻孔内未揭露地下水，地下水埋藏较

深，地下水对桩基施工影响较小。

6、岩溶对地基稳定性评价

场地内西侧、北侧场地基岩为灰岩，属可溶性碳酸盐岩，岩质较硬，岩体裂隙发育，较破碎，岩石基本质量等级为IV级，地质测绘期间地表未发现岩溶塌陷、漏斗，溶洞等对地基稳定性有影响的岩溶现象，拟建光伏场区建筑荷载较小，根据《建筑地基基础设计规范》（GB50007-2011）第 6.6.6 条的相关规定，可不考虑岩溶对地基稳定性的影响。

2.6.4.3 边坡条件分析与评价

场区地形起伏，多为缓坡~斜坡，局部为陡坡，高差变化大，建议工程开挖边坡采用自然放坡处理，放坡坡比可采用：①红黏土、②粉质黏土放坡坡比建议为 1: 1.25~1:1.50，③层中风化灰岩放坡坡比建议为 1: 0.50~1: 0.75，④强风化砂岩放坡坡比建议为 1: 0.75~1: 1.00，⑤层中风化砂岩放坡坡比建议为 1: 0.50~1: 0.75。

2.6.4.4 施工注意的岩土工程问题与工程风险提示

1、场内覆盖层厚度薄，软硬相间，切脚开挖外倾结构面边坡易引起滑动，施工过程中形成的边坡应严格按照设计坡比进行施工，并坚持开挖一段，支护一段，严禁大面积开挖。若为永久性边坡，建议对其进行专项设计，设计方案经专家论证通过后实施。

2、对于场地内进行填方地段，应先清除表层耕植土后进行填方，并分层碾压，严格控制施工质量，以防今后建筑物发生不均匀沉降问题。

3、场地内基覆界限起伏，局部地段覆盖层内含碎石、角砾，成孔过程中扰动或遇水浸泡可能会发生局部塌孔，基岩强度较高导致成孔困难等情况，必要时应采取相应措施。

4、灌注桩施工前应做好桩端持力层验证工作，并确保井底清静、干燥，重视沉渣厚度控制。若有异常，应及时会商处理。桩基施工结束后，应严格按桩基规范相关条款要求，对工程桩进行单桩承载力及桩身质量检验。

5、场区存在部分陡坡及冲沟，施工时应注意施工机械应与冲沟边缘及陡坡边缘保持合理的距离避免局部坡顶荷载过大导致发生浅层滑塌现象，威胁到施工安全。

6、场地内西侧、北侧区域基岩为灰岩，属可溶性碳酸盐岩，岩溶中等发育，施工中应注意岩溶发育的影响，构筑物基础应避免岩溶发育处或采取适当处理措施。施

工中若发现较大规模的岩溶不良地质灾害时，应立即联系地勘及设计，共同商议处理方案。

2.6.5 天然建筑材料

经调查，工程区内岩性以砂岩、灰岩为主，中风化灰岩、砂岩力学强度均较好，可作为建筑材料使用，但砂岩风化厚度较厚，工程所需混凝土骨料较少，亦可就近外购满足质量要求的建筑材料。

2.6.6 结论与建议

本次勘察采用现场钻探、坑探、地质测绘、原位测试、室内试验等综合勘察手段，可满足本阶段设计要求。

1、工程区区域构造稳定较差。设计地震分组为第三组，场地基本地震动峰值加速度为 0.20g，地震基本烈度为度Ⅶ，反应谱特征周期为 0.45s。按 IⅡ 类场地，峰值加速度调整为 0.17g，反应谱特征周期调整为 0.35s。

2、工程区范围较大，以斜坡地形为主，坡度 5~30° 之间，部分为陡坡。场地覆盖层较薄，部分地段基岩出露。地下水埋藏较深。

3、场地不良地质作用弱发育，A 区以建筑抗震一般地段为主，B 区为抗震不利地段。场地工程建设适宜性评价为“适宜性差”；A 区地形坡度小于 25°，场地工程建设适宜性评价为“适宜性差”；B 区地形坡度大于 25°，场地平整困难，场地工程建设适宜性评价为“不适宜”。

对“适宜性差”及“不适宜”场地应做好相应的建筑抗震设计，优化场平方案，防止成本超过预算，并在施工中采取相应的安全措施，保证斜坡施工安全。

4、该工程光伏阵列布置应对陡坡边缘及冲沟设置合理的避让距离，避免边坡边缘发生浅层滑塌损坏光伏组件，甚至威胁施工安全。

5、本项目地基土及地下水对混凝土结构、混凝土结构中钢筋具微腐蚀性，地基土对钢结构具弱腐蚀性。

6、场地范围内建议以①红黏土、②粉质黏土、③中风化灰岩、④强风化砂岩、⑤中风化砂岩作为建筑物的基础持力层。为抵抗光伏组件风荷载的影响，太阳能光伏电站的支架可采用墩基础或小型桩基础，桩基础形式可采用钻孔灌注桩。

7、建议工程开挖后形成的人工边坡采用自然放坡处理，放坡坡比可采用：①红黏土、②粉质黏土放坡坡比建议为 1:1.25~1:1.50，③层中风化灰岩放坡坡比建议为 1: 0.50~1:

0.75，④强风化砂岩放坡坡比建议为 1: 0.75~1: 1.00，⑤层中风化砂岩放坡坡比建议为 1: 0.50~1: 0.75。

8、工程区内岩性以砂岩、灰岩为主，中风化灰岩、砂岩、玄武岩力学强度均较好，可作为建筑材料使用，但砂岩风化厚度较厚，工程所需混凝土骨料较少，亦可就近外购满足质量要求的建筑材料。

9、工程区西侧、北侧灰岩溶蚀现象发育，基覆界限起伏较大，会造成相邻桩长差异较大，现场应注意根据不同的地层结构确定相应的桩长。

10、项目场区下伏基岩节理裂隙发育，场区临时边坡开挖施工时需按设计要求进行分段开挖，及时支护，严禁大面积开挖。若为永久性边坡，建议对其进行专项设计，设计方案经专家论证通过后实施。

2.7 总平面布置

2.7.1 场区总平面布置

光伏电站分为光伏场区和升压站区两个功能区，拟建光伏电站总容量为 35MW 占地面积约 820 亩，包括光伏发电场区、进站道路、架空线路四部分。

本项目不新建升压站，与东庄项目升压站共用。

光伏阵列场地包括电池组件阵列、箱式变压器、组串式逆变器等。光伏电站分为光伏场区和升压站区两个功能区。光伏固定支架安装倾角为 24 度，选用 710W_p 的单晶高效光伏组件。土建工程设计内容主要包括：升压站、光伏支架及基础、箱变基础、场内检修道路、架空线路等等。

固定光伏支架采用钢结构形式，组件布置采用横向 2 行，竖向 14 列（部分 2 行，竖向 7 列），28 块组件。考虑到本光伏电站各个子阵分散布置，且项目所在地位于山地，人烟稀少，运行时不会受到附近居民的干扰。考虑到光伏电站的重要性，本项目各子阵设置围栏。

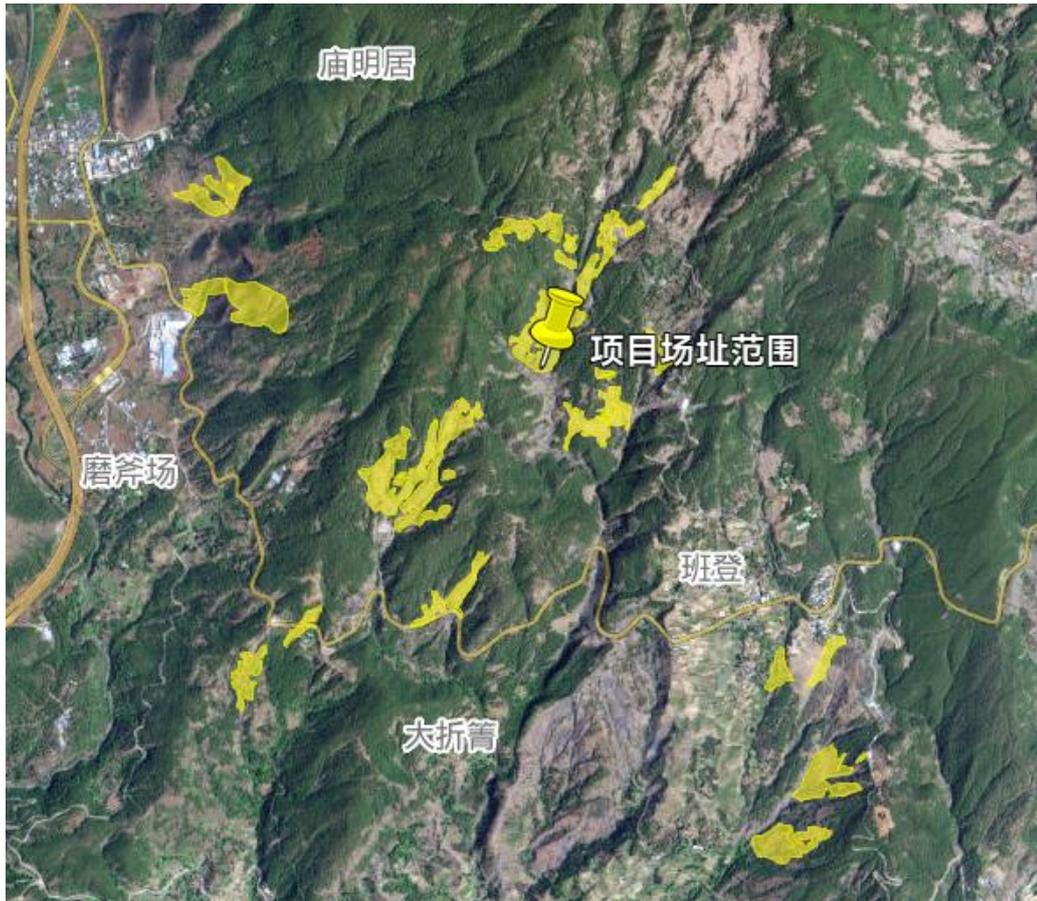


图 2.7-1 工程区地理位置示意图

2.7.2 道路布置

1、光伏厂区道路布置

光伏电站道路应尽量与已有道路相结合，在此基础上结合当地地形，尽量避免地质不良地段。在进行线型设计时，在满足规范要求的情况下，应减少土石方量，从而降低造价。

路基设计应根据厂区道路性质、使用要求、材料供应、自然条件（包括气候、地质、水文）等，结合施工方法和当地经验，提出技术先进、经济合理的设计。厂区进场道路最少宽度为 4.0，路基宽 4.5m；为保证运输车辆的安全行驶，道路最大的横向坡度不要超过 2%。根据现场地质勘察情况，场地范围石方比例较多，因此道路尽量采用半挖半填路基。同时场地相对平缓地段，路基挖填高度均相对较小，填方路基拟采用自然放坡，地形复杂的高挖、填路段设置少量的护面、路肩挡墙；挖方路基拟采用自然放坡，局部采取边坡支护措施。由于场地地质情况较为复杂，路基形式需要根据下一阶段地质工作提供的详细勘测资料予以确定。

根据 JTG-D3-2004《公路路基设计规范》及厂区的地质情况，厂区道路路堑边坡采用 1:0.3，路堤边坡采用 1:1.3。

对于道路路基土应分层压实，其压实度应满足规范要求。其中当填方高度<80cm 路基的最小压实度在干旱地区为 0.93；当填方高度>80cm 路基的最小压实度在干旱地区为 0.91。挖方路段高度<80cm 路基的最小压实度在干旱地区为 0.93。

2、道路设计标准

场内道路设计标准为参考露天矿山三级，并综合考虑本项目实际地形条件，设计最大纵坡度不超过 18%。

1) 路基

路基横断面为 0.25m（路肩）+4.0m（行车道）/4.5m（路基）+0.25m（路肩）；

路基设计标高：为路基中心标高；

路拱坡度：2%；

路肩横向坡度：3%；

路基填方边坡坡率采用 1:1.5；

路基挖方边坡：1:0.5。

填方地段土质基底横坡大于 1:5 者，路基基底应挖台阶，台阶应设置内倾斜坡度，以保证路基稳定。

2) 路面

路面设计遵循因地制宜、合理选材的原则比选路面结构。根据当地的建筑材料实际供应条件，路面全部采用 20cm 泥结碎石面层。

3) 道路排水

道路边沟采用 C20 混凝土排水沟，排水沟为矩形断面，尺寸为 40cm×40cm，采用砂浆抹面。在地形较陡地段，为防止路面被雨水冲刷而产生的破坏，在运维期加强路面维护。

4) 场内道路跨越沟道情况

本项目结合主体设计资料和现场踏勘，工程不涉及河流、河谷，场内道路利用场地周边现有乡村道路为主，并将场内道路布置于场地中部，减少场内道路长度。

工程区跨越的冲沟规模较小，道路跨越沟道的跨越方式采用涵洞方式，根据跨越沟道的规模和大小，采取圆管涵结构。

2.7.3 围栏

光伏电站考虑运行安全，要在站区四周设置围栅。为了减少建构物的阴影对太阳能板的影响，围栏采用单股刺绳，直径 2.3mm，刺间距 150mm，刺直径 1.9mm，围栅高度 1.8m。围栏总长度 17500m。

2.7.4 场区消防隔离带

森林防火隔离带即为为了防止火灾扩大蔓延和方便灭火救援，在光伏区与灌木或荒山连接地段，开辟防火隔离带，并结合道路，河流等自然地形开辟，本项目隔离带设计宽度为 4 米左右。

2.8 光伏发电系统

2.8.1 主要设备选型

2.8.1.1 光伏电池组件选择

综合考虑光伏阵列运行安全性、适用性及经济性，本项目推荐选择电池组件采用 710Wp 单晶硅双面双玻异质结半片组件。

双面 710 异质结组件的典型参数见表 2.8-1。

表 2.8-1 710Wp 单晶硅双面双玻异质结半片组件典型参数表

序号	内容	单位	数值
1	峰值功率	W	710
2	开路电压	V	50.44
3	短路电流	A	17.55
4	峰值功率电压	V	42.39
5	峰值功率电流	A	16.75
6	组件效率	%	22.86
7	首年年功率衰减	%	1
8	每年功率衰减	%	0.375
9	峰值功率温度系数	%/°C	-0.24

序号	内容	单位	数值
10	组件开压温度系数	%/°C	-0.24
11	短路电流温度系数	%/°C	0.04
12	工作温度	°C	-40~85
13	功率公差	W	0~5
14	最大系统电压	V	1500
15	边框		阳极氧化铝合金
16	连接线规格	mm ²	300mm
17	组件尺寸	mm	2384×1303×35
18	组件重量	kg	38.7
19	接线盒		IP68
20	电池排列		132（6×22）

2.8.1.2 逆变器选型

结合项目土地资源、设备占地、转换效率、自耗电等因素综合考虑，本阶段该光伏项目选择 300kW 组串式逆变器。

本项目推荐采用300kW逆变器。本所选逆变器主要参数见表2.8-2。

表 2.8-2 组串式逆变器主要参数

项目		300kW 逆变器
输入参数	最大输入电压（Vdc）	1500
	直流输入支路数	4/5/5/4/5/5
	MPPT 路数	6
	MPPT 电压范围（Vac）	500V-1500V
	每路 MPPT 最大输入电流（Adc）	65
输出参数	额定交流输出功率（kW）	300
	最大输出功率（kVA）	330
	最大输出电流（Aac）	238.2
	额定电网频率（Hz）	50
	功率因数	0.8（超前）~0.8（滞后）
	最大总谐波失真	<1%
系统性能	最大逆变器效率（%）	≥99
	中国效率（%）	≥98.5
	外壳防护等级	IP66
	环境温度（°C）	-25~60
	冷却方式	智能风冷

	相对湿度	0%~100%
	允许最高安装海拔高度（m）	5000m（>4000m 降额）
	通讯方式	RS485；USB；MBUS
	宽×高×深（mm）	1045×730×395mm
	重量（含挂架）	106kg

2.8.1.3 逆变器容配比设计

在《可行性研究阶段》本工程逆变器容配比采用 1.26 组串式方案进行设计。

2.8.1.4 电缆选型

本项目低压电缆拟选择铝合金电缆，采用的电缆规格为 ZRC-YJLHV22-1.8/3kV-3×240/300mm²。

2.8.2 电池阵列运行

本项目为山地光伏电站地形复杂多变。根据本项目地形条件分析，计算得到最大辐照度倾角为 33°，该场址倾角 24°~33°倾斜面辐照量差距不算大，再结合该场址实际情况，倾角 24°比倾角 30°布置能较大的提高土地利用效率，节省用地范围，度电成本较低，同时对该发电工程的发电量影响较小。因此本项目推荐普通固定式光伏支架倾角采用 24°南向倾角。

2.8.3 光伏方阵设计

2.8.3.1 光伏组串、并联设计

1、光伏方阵的串联设计

光伏组串中组件的串联数量由逆变器的最高输入电压和最低输入电压以及光伏组件自身的电气参数等共同确定，在条件允许时，应尽可能提高直流电压，以降低直流线路的损耗，同时还可以减少汇流设备的耗电量。光伏发电系统中组串的并联数量由逆变器的额定容量和组串的容量共同确定。

710Wp 太阳能电池组件的开路电压 V_{oc} 为 50.44V，最佳工作点电压 V_{mp} 为 42.39V，开路电压温度系数为-0.24%/K。

根据《光伏电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012），要求“光伏发电系统直流侧的设计电压应高于光伏组串在当地昼间极端气温条件下的最大开路电压”，光伏组件的串联数量按下列公式计算：

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

$$\frac{V_{mpptmin}}{V_{pm} \times [1 + (t' - 25) \times K'_v]} \leq N \leq \frac{V_{mpptmax}}{V_{pm} \times [1 + (t - 25) \times K'_v]} \quad (2)$$

式中：

K_v ——光伏组件的开路电压温度系数；

K'_v ——光伏组件的工作电压温度系数；

N ——光伏组件的串联数（ N 取整）；

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

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

V_{dcmax} ——逆变器允许的最大直流输入电压（ V ）；

$V_{mpptmax}$ ——逆变器 MPPT 电压最大值（ V ）；

$V_{mpptmin}$ ——逆变器 MPPT 电压最小值（ V ）；

V_{oc} ——光伏组件的开路电压（ V ）；

V_{pm} ——光伏组件的工作电压（ V ）。

计算得到710W_p组件组串串联数： $13.77 \leq N \leq 27.35$

因室外极限温度一般出现在凌晨，而光伏组件发电时间段集中在日间，气温均会比最低温高几度，因此实际组件运行发电时温度会高于 -11.4°C ，同时考虑单组串块数越多支架成本也相对越低。因此， N 实际取28比较合适。

2、单支架光伏组串排列设计

本项目每个支架按2排、每排14个组件进行设计（部分地块采用2排、每排7个组件进行设计），即：每个支架上安装28块单晶硅光伏组件，构成1个组串，平面尺寸约为 $18502\text{mm} \times 4788\text{mm}$ ，如图2.8-1所示。

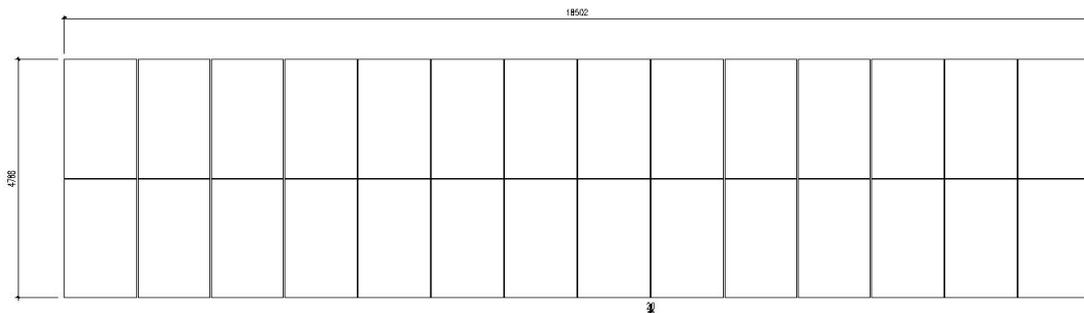


图2.8-1单支架组件排列示意图

3、光伏方阵的并联设计

本项目拟使用300kW规格的组串式逆变器，晶硅光伏组件峰值功率为710W_p，可以并联的最大组串路数为19串。

2.8.3.2 太阳能电池阵列间距计算

光本项目按照支架长边平行于坡面呈东西走向布置进行安装建设。在支架安装时，必须保证不同地形条件下的支架满足确定的方位角和倾角，可以采用调整土建基础或者支架高度来完成。

根据“云自然资 196 号文”要求占用农用地的光伏复合项目，要求光伏组件最低沿应高于地面 2.5m；桩基间列间距大于 4m，行间距应不小于 6.5m 建设，且不得破坏原有土地生产条件。根据“云林规 5 号文”要求占用林地的光伏复合项目，要求光伏组件最低沿应高于地面 2.5m，且不得破坏原有土地生产条件。

综上结合项目优化设计，本项目确定光伏组件南北向倾角为 24°，以太阳高度角最低的冬至日宜保证各组件之间无遮挡日照时间不低于 6h 为计算原则，在使用农用地区域光伏阵列间距不小于 6.5m 要求，考虑土地有限在使用林地区域光伏阵列间距不小于 5.5m 要求。

根据优化设计，本项目确定光伏组件南北向倾角为 24°，以太阳高度角最低的冬至日保证各组件之间无遮挡日照时间不低于 6h 为计算原则。因为项目所在地为山地地形，各种坡向坡度变化较多，支架间的间距以及组件方位角会随山地的坡度坡向变化。根据

《光伏电站设计标准》（GB50797-2024），两排阵列之间的距离计算如下：

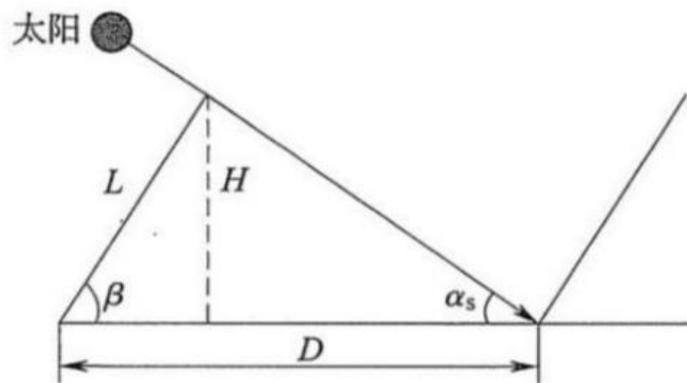


图 2.3-6 太阳电池组件光伏阵列间距计算示意图

$$D = H \times \frac{\cos \gamma_s}{\tan \alpha_s}$$

$$\cos\gamma_s = \frac{\sin\alpha_s \sin\varphi - \sin\delta}{\cos\alpha_s \cos\varphi}$$

$$\sin\alpha_s = \sin\varphi \sin\delta + \cos\varphi \cos\delta \cos\omega$$

式中： φ 为当地纬度； δ 为赤纬角； ω 为时角。

根据场址所在地理位置以及支架布置设计方案，计算出场址内不同地形条件的阵列南北间距如表 2.8-3 所示。在光伏阵列布置时，根据模拟结果采用不同间距，以避免组串单元前后排产生遮挡。

表 2.8-3 场址区不同坡度坡向下的南北间距单位：m

	-180°	-170°	-160°	-150°	-140°	-130°	-120°	-110°	-100°	-90°	-80°	-70°	-60°	-50°	-40°	-30°	-20°	-10°	0°
0°	7.52	7.52	7.52	7.52	7.52	7.52	7.52	7.52	7.52	7.52	7.52	7.52	7.52	7.52	7.52	7.52	7.52	7.52	7.52
5°	8.72	8.82	8.88	8.9	8.86	8.77	8.64	8.47	8.27	8.05	7.82	7.6	7.39	7.19	7.02	6.88	6.76	6.67	6.61
10°	10.4	10.77	11.04	11.17	11.12	10.9	10.51	10.0	9.42	8.83	8.25	7.72	7.26	6.87	6.55	6.29	6.1	5.97	5.89
15°	12.99	14.08	15.04	15.68	15.79	15.3	14.27	12.9	11.45	10.07	8.89	7.91	7.13	6.53	6.08	5.75	5.52	5.37	5.29
20°	17.57	21.08	25.25	29.29	31.5	30.19	25.8	20.48	15.85	12.37	9.9	8.19	7.0	6.18	5.62	5.24	4.99	4.85	4.78
25°	28.14	46.57	111.4	/	/	/	/	90.62	32.72	17.9	11.76	8.63	6.87	5.81	5.15	4.74	4.5	4.38	4.34
30°	81.1	/	/	/	/	/	/	/	/	49.05	16.05	9.39	6.73	5.4	4.68	4.34	4.34	4.34	4.34
35°	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	36.27	10.87	6.58	4.96	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34
40°	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	14.78	6.41	4.46	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34
45°	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	49.84	6.2	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34
50°	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	5.93	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34
55°	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	5.42	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34
60°	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34
65°	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34
70°	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	4.34	4.34	4.34	4.34
75°	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	4.34	4.34	4.34
80°	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	4.34	4.34

2.8.3.3 光伏方阵接线

1、光伏方阵接线方案及组串式逆变器的布置

光伏电站本阶段拟建设 12 个光伏发电子阵，总装机容量为 44.0143MWp，共配置 117 台 300kW 组串式逆变器，组串式逆变器安装于组件下方支架立柱上。逆变器与箱变低压侧之间不设置交流汇流箱，逆变器交流侧输出经箱变低压侧进行汇流。12 个发电子阵由 3 台 1800kVA 箱变、2 台 2400kVA 箱变、2 台 2700kVA 箱变、5 台 3900kVA 箱变进行升压，升压至 35kV 后接入东庄 220kV 升压站，最后送出至当地电网。

2、直流电缆选择

本项目采用组串式逆变器，因此直流电缆用量相对较少，仅用于光伏组串至组串式逆变器处。组串至逆变器的距离相对较短，因此直流压降满足相应要求。故电池组串到组串式逆变器连接推荐采用 H1Z2Z2-K-1×4mm²/H1Z2Z2-K-1×6mm²（保守考虑直流小线长度大于 120m 使用 1×6mm²线）。

依据 NBT10128-2019《光伏发电工程电气设计规范》设计规范要求：集中式逆变器系统：直流电缆最大压降在标准测试条件下不宜超过 2%；组串式逆变器系统：直流电缆最大压降在标准测试条件下不宜超过 1%。考虑到本项目为山地项目，地形复杂，建议光伏系统直流侧电压降不应超过 2%，经计算：H1Z2Z2-K-1×6mm² 光伏电缆在最大压降情况下最长距离： $L_{max}=42.39*28*2\%*6/16.75/2/0.0192\approx 221.44m$ 。

3、交流配电设计

组串式逆变器交流侧输出交流电接至箱变低压侧进行汇流。

根据本项目设计，1800kVA 箱变低压侧设置 6 个回路进线，2400kVA 箱变低压侧设置 8 个回路进线，2700kVA 箱变低压侧设置 9 个回路进线，3900kVA 箱变低压侧设置 13 个回路进线。由一个总进开关接至箱变变压器低压侧。

4、发电单元模块化设计

由于太阳能电池组件和并网逆变器都是可根据功率、电压、电流参数相对灵活组合的设备，本项目采用模块化设计、安装施工。模块化的基本结构：整个光伏电场由 12 个子方阵组成，全部采用固定倾角安装。每个子方阵均为一个独立的并网单元，子方阵的周围设置道路将各子方阵分开，每个子方阵设置一个就升压变压器，就地升压变压器原则上设置在每个子方阵的几何中心位置并与周围的道路相连。模块化设计有如下好处：

- 1) 各子方阵各自独立，便于实现梯级控制，以提高系统的运行效率；

2) 每个子方阵是单独的模块，由于整个光伏系统是多个模块组成，各模块又由不同的逆变器及与之相连的太阳能电池组件方阵组成，系统的冗余度高，不至于由于局部设备发生故障而影响到整个发电模块或整个电站，且局部故障检修时不影响其他模块的运行；

3) 有利于工程分步实施；

4) 减少太阳能电池组件至并网逆变器的直流电缆用量，减少系统线路损耗，提高系统的综合效率。

2.8.4 年上网电量计算

2.8.4.1 太阳能辐射数据

本项目工程上网电量计算依据的年太阳总辐射值采用 $6010\text{MJ}/\text{m}^2$ ($1669.44\text{kWh}/\text{m}^2$)。

2.8.4.2 装机规模

本项目采用 61992 块 710Wp 单晶硅光伏组件，工程直流侧装机容量 44.01MWp。

2.8.4.3 发电系统总效率

并网光伏发电系统的能量转换主要包括：能量来源环节，能量转化环节，能量输出环节等。

对于处在不同地区的特定的并网光伏发电系统，上述损失各不相同。根据场址区域的太阳能资源特点和气候特征，并结合总体设计方案，分析得到的各项损失见下表。

表 2.8-5 系统效率统计表（包括但不限于）

序号	损失项	效率 (%)
1	远场损失（采用 Solargis 数据）	99.6
2	近场损失	97.1
3	IAM	99.5
4	污秽损失	97
5	温度损失	98.3
6	组串失配损失	97.9
7	直流电缆线损	97.9
8	逆变器运行导致的损失	98.5
9	逆变器输入超配导致的损失	98.7
10	辅助设备	99.5
11	交流线损（低压+中压+高压）	97.5
12	中压变压器损耗	98.9

13	主变损耗	99.3
14	系统失效度	98.6
15	系统效率	80.455

通过上表可得本项目在不考虑首年组件衰减及倾角增益情况下后发电系统效率为 80.455%。根据场址周边已建并网电站经验数据，采用异质节组件的系统效率 80.455%较为合理，以此数据进一步估算光伏电站的年发电量。

2.8.4.4 双面增益计算

根据 Solargis 数据本项目地面反照率年均为 0.13（考虑山地地形复杂多变反照率暂按 0.1 取值）。

经过 PVsyst 软件模拟计算双面组件背面发电增益，模拟结果如下图所示，经过相关模拟计算得到本项目背面辐射增益为 2.8%，根据本项目的选用组件的双面率为 0.85，本项目双面组件背面发电增益为 2.38%。

最终系统的总效率等于上述各部分效率的乘积，即：

$$\eta=80.455\% \times 102.38\%=82.37\%。$$

本项目暂不考虑气候极端变化等不可预见自然现象。

2.8.4.5 倾角增益模拟

本项目采用双面双玻组件，固定支架倾角采用 24 度，经 PVsyst 仿真分析本项目在通过纳入实际气象数据、组件特性、阴影遮挡等多重因素后得到项目倾角增益约为 11.6%，故 24 度倾角辐照度为 $1669.44 \times 1.116 = 1863 \text{ kWh/m}^2$ 。

综合以上分析，光伏系统的理论利用小时数为： $1863 \text{ kWh/m}^2 \times 82.37\% = 1534.55$ 小时。

2.8.4.6 光伏组件衰减

光伏电池组件的发电能力在工作一段时间后会因电池组件的老化有一定程度的衰减。本项目初拟采用的单晶硅组件功率衰减首年小于 1%、第 2 年起每年组件功率衰减为 0.375%（组件厂家提供）。

考虑组件首年 1% 衰减，则项目第一年利用小时数为 $1534.55 \times 0.99 = 1519.21$ 小时。

2.8.4.4 发电量计算

本项目直流装机容量约为 44.01MWp，25 年运行期内首年上网电量约为 6686.02 万 kWh，多年平均上网电量为 6382.11 万 kWh，系统年等效利用小时数（折算到直流侧）为 1450.15h。

计算的上网电量成果见表 2.8-6

表 2.8-6 25 年发电量及发电小时数

年序	上网电量（万 kW·h）	系统年等效利用小时数（h）	年序	上网电量（万 kW·h）	系统年等效利用小时数（h）
第 1 年	6686.02	1519.20	第 14 年	6356.78	1444.40
第 2 年	6660.69	1513.45	第 15 年	6331.46	1438.64
第 3 年	6635.37	1507.70	第 16 年	6306.13	1432.89
第 4 年	6610.04	1501.94	第 17 年	6280.81	1427.13
第 5 年	6584.72	1496.19	第 18 年	6255.48	1421.38
第 6 年	6559.39	1490.43	第 19 年	6230.15	1415.62
第 7 年	6534.06	1484.68	第 20 年	6204.83	1409.87
第 8 年	6508.74	1478.92	第 21 年	6179.50	1404.11
第 9 年	6483.41	1473.17	第 22 年	6154.18	1398.36
第 10 年	6458.09	1467.41	第 23 年	6128.85	1392.60
第 11 年	6432.76	1461.66	第 24 年	6103.52	1386.85
第 12 年	6407.43	1455.90	第 25 年	6078.20	1381.10
第 13 年	6382.11	1450.15	多年平均	6382.11	1450.15

基于 2025 年省内新能源实际运行情况，按照业主集团公司有关要求，本项目弃电率由原暂按 10%考虑。如下表 2.8-7 所示：

表 2.8-7 25 年发电量（10%的弃电率后）及发电小时数

年序	上网电量（万 kW·h）	系统年等效利用小时数（h）	年序	上网电量（万 kW·h）	系统年等效利用小时数（h）
第 1 年	6017.42	1367.28	第 14 年	5721.10	1299.96
第 2 年	5994.62	1362.10	第 15 年	5698.31	1294.78
第 3 年	5971.83	1356.93	第 16 年	5675.52	1289.60
第 4 年	5949.04	1351.75	第 17 年	5652.73	1284.42
第 5 年	5926.24	1346.57	第 18 年	5629.93	1279.24
第 6 年	5903.45	1341.39	第 19 年	5607.14	1274.06
第 7 年	5880.66	1336.21	第 20 年	5584.35	1268.88
第 8 年	5857.86	1331.03	第 21 年	5561.55	1263.70
第 9 年	5835.07	1325.85	第 22 年	5538.76	1258.52

第 10 年	5812.28	1320.67	第 23 年	5515.97	1253.34
第 11 年	5789.48	1315.49	第 24 年	5493.17	1248.16
第 12 年	5766.69	1310.31	第 25 年	5470.38	1242.99
第 13 年	5743.90	1305.13	多年平均	5743.90	1305.13

2.8.5 辅助技术方案

电池组件容易积尘影响发电效率，故应对电池组件进行清洗，以保证电池组件的发电效率。光伏阵列的电池组件面的清洗可分为定期清洗和不定期清洗。

组件清洗的方案一般有：人工清洗、机器人清洗和大型清洗机器喷枪清洗。

人工清洗由于不同操作工的力量不同，对组件造成的压力不同，会使得组件变形过大，容易造成电池片隐裂。

机器人清洗是采用智能组件清扫机器人定期清扫，清除组件表面的灰尘及污垢，以提升发电效率。其方式是电站每排光伏组件安装一台清扫机器人，自动定期清扫，无人值守。相比于人工清洗更加高效和安全，目前智能机器人无法应用，后期研发设计需投入较大成本，所以本项目采用大型清洗机器喷枪清洗。

定期清洗一般每两月进行一次。清洗时间安排在日出前或日落后。

不定期清洗分为恶劣气候后的清洗和季节性清洗。

恶劣气候分为大风、沙尘后的清洗。季节性清洗主要是指春季位于候鸟迁徙线路下的电站区域，对候鸟粪便的清洗，在此季节应每天巡视，及时清洗。

日常维护主要是每日巡视检查电池组件的清洁程度，不符合要求的应及时清洗，确保电池面板的清洁，电池面板清洗后应保持干燥。

对组件的清洗虽然需花费一定的人力成本，但受污染的光伏组件经清洗后出力可明显上升。

2.9 电气

2.9.1 接入电力系统方案

2.9.1.1 接入系统方案

银河光伏发电项目场址位于鹤庆县金墩乡银河村，距离鹤庆县直线距离 10.55km。本项目项目建设容量为 35MW，拟利用土地面积约 820 亩。场址中心坐标北纬 26.4947，东经 100.2318，海拔高程在 2230m~2750m 之间。场址各光伏地块均有乡村道路连接，

对外交通条件较好。本项目不建升压站拟以 2 回 35kV 架空线路接入东庄项目升压站并改造东庄升压站新增一台 35MW 主变等配电设备，电站所发电能考虑采用全额上网模式，汇集至东庄升压站后 1 回 220kV 架空线路接入羊龙潭变。

2.9.1.2 系统对电站接入的要求

1、系统对电站本体的要求

1) 电气主接线

本项目不新建设升压站，拟通过 35kV 线路接入 220kV 东庄站，并在东庄站新增一台主变及相关配电装置。

2) 无功补偿

本项目的并网逆变器应满足额定有功出力下功率因数在超前 0.95~滞后 0.95 的范围内动态可调。

建议在东庄 220kV 站升压站新增 35kV 侧安装无功补偿装置，具体容量在电能质量专题研究中进行分析。为了平滑无功补偿设备的调节效应、减小无功设备的相应时间，建议采用 SVG 进行无功调节。

2、新安稳导则对新能源电源本体的技术要求

根据《电力系统安全稳定导则》GB38755-2019，条文规定，电源需为系统提供必要的惯量，电源应具备一次调频能力，电源及动态无功设备对于系统电压、频率的波动应具有一定的耐受能力。

根据《云南电网新能源场站接入系统技术原则》，具体要求如下：

1) 有功调节

新能源场站应具备有功功率调节能力，宜具备功率限值模式、功率差值模式、调频模式等有功功率控制模式。当有功功率在总额定出力的 20% 以上时，新能源场站应能够实现有功功率的连续平滑调节，并能够参与系统有功功率控制。新能源场站应能够接收并自动执行电力调度机构下达的有功功率及有功功率变化的控制指令，应能够自动计算理论可发功率及备用容量，具备降低总有功出力控制、增加总有功出力控制、有功功率变化率控制等自动发电控制功能。正常运行情况下光伏电站有功功率变化速率不应超过 10%SN/min（SN 装机容量）。

2) 无功调节

新能源场站应按相关标准规定配置无功电压控制系统，具备无功功率调节及电压控制能力。新能源场站应具备多种无功控制模式，包括电压控制、功率因数控制和无功功

率控制等，具备根据运行需要在线切换模式的能力。新能源场站应根据调度机构指令，自动调节无功功率，实现对并网点无功/电压的控制，其调节速度和控制精度应能满足电网电压调节的要求。当公共电网电压处于正常范围内时，接入的新能源场站应当能够控制并网点电压在标称电压的 97%~107% 范围内，无功电压控制响应时间应不超过 30s，电压控制误差绝对值不超过 0.5%，无功功率控制误差绝对值不超过 5%。

3) 惯量响应

当系统频率变化率大于死区范围（根据电网实际情况确定，可设定为 0.05Hz/s，频率变化率采样周期宜不大于 200ms），且新能源场站有功出力大于 20%PN 时，应提供惯量响应，并且有功功率变化量 ΔP 应满足公式（1）， ΔP 最大值不低于 10%PN， ΔP 响应时间不大于 1s，允许偏差不大于 $\pm 2\%PN$ 。

$$\Delta P \geq -\frac{T_J}{f_N} \frac{df}{dt} P_N$$

式中：

ΔP ——场站有功功率变化量，单位：W；

T_J ——场站惯性时间常数，单位：s，典型取值 4s~12s

f_N ——电力系统额定频率，单位：Hz；

f ——并网点频率，单位：Hz； P_N ——场站额定容量，单位：W。

4) 一次调频

（1）当系统频率变化率大于死区范围且新能源场站有功出力大于 20%PN 时，应能够参与系统一次调频。光伏电站一次调频的死区设置为 $\pm 0.02\sim 0.05\text{Hz}$ ，推荐设定值为 $\pm 0.05\text{Hz}$ 。新能源场站一次调频调差系数设置为 2%~6%，推荐设定值为 5%。

一次调频动作应满足下列要求：

a) 当系统频率低于额定频率并越过一次调频死区时，新能源场站应根据一次调频曲线增加有功功率输出，当有功调节量达到设定值时可不再继续增加，一次调频功率上调节限幅推荐设定值为 6%PN；

b) 当系统频率高于额定频率并越过一次调频死区时，新能源场站应根据一次调频曲线减少有功功率输出，当有功调节量达到设定值时可不再继续减少，一次调频功率下调节限幅推荐设定值为 10%PN。

5) 一次调频动态指标应满足以下要求：

a) 新能源场站一次调频启动时间不大于 3s;

b) 风电场一次调频响应时间不大于 10s, 调节时间不大于 15s;

c) 光伏电站一次调频响应时间不大于 5s, 调节时间不大于 15s;

d) 在频率偏离死区出力稳定后, 新能源场站响应一次调频指令的有功出力偏差应在额定出力的 $\pm 2\%$ 以内。

6) 电压波动

当光伏电站并网点电压在标称电压的 90%~110%之间时, 光伏电站应能正常运行; 当并网点电压低于标称电压的 90%或者超过标称电压的 110%时, 光伏电站应能按照穿越的要求运行。

低电压穿越: 光伏电站并网点电压跌至 0 时, 光伏电站内的光伏阵列应不脱网连续运行 0.15s; 并网点电压跌至 20%额定电压时, 光伏电站内的光伏阵列应不脱网连续运行 0.625s; 并网点电压在发生跌落后 2s 内恢复至 90%标称电压时, 光伏电站内的光伏阵列应保证不脱网连续运行。光伏电站 SVG 低电压穿越能力参照光伏阵列低电压穿越要求曲线执行。

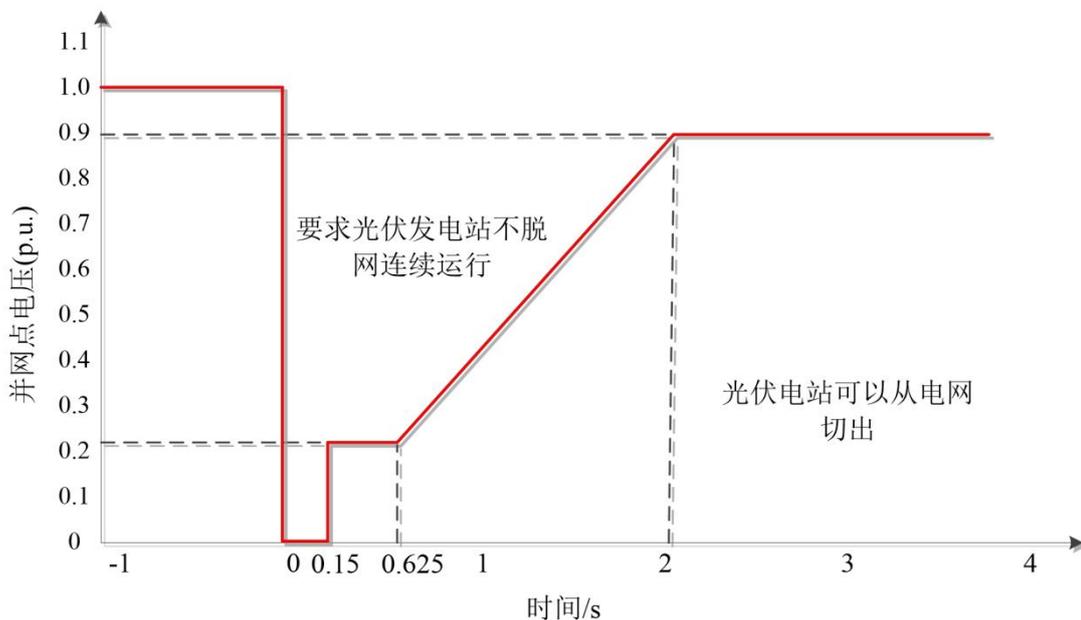


图2.9-1 光伏阵列低电压穿越要求曲线

高电压穿越: 当光伏电站并网点电压处于图示曲线以下的区域时, 要求光伏电站内的光伏阵列不脱网连续运行; 当光伏电站并网点电压处于曲线以上区域时, 光伏电站可以从电网切出。

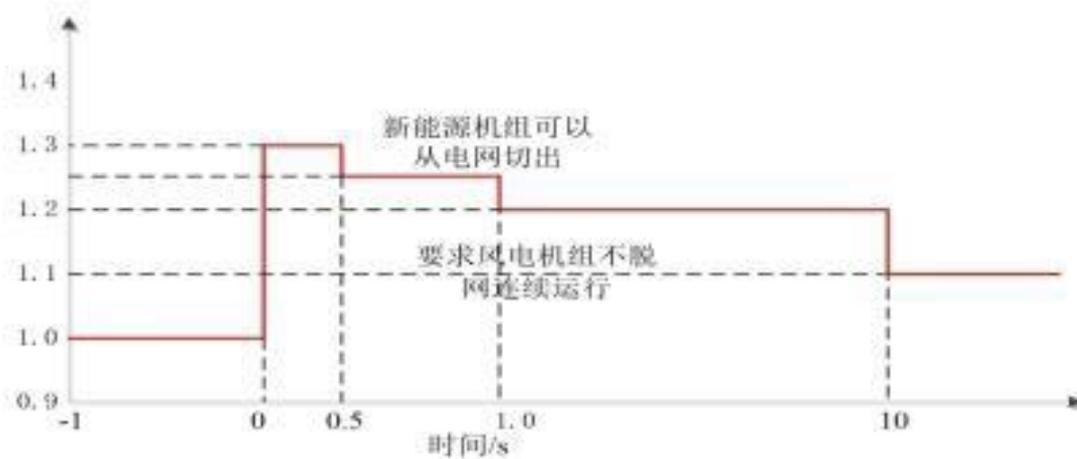


图2.9-2 光伏阵列高电压穿越要求曲线

2.9.2 电气一次

2.9.2.1 光伏电站主接线

1、光伏电站接线方案

光伏电站本阶段拟建设 12 个光伏发电子阵，总装机容量为 44.0143MW_p，共配置 117 台 300kW 组串式逆变器，组串式逆变器安装于组件下方支架立柱上。逆变器与箱变低压侧之间不设置交流汇流箱，逆变器交流侧输出经箱变低压侧进行汇流。12 个发电子阵由 3 台 1800kVA 箱变、2 台 2400kVA 箱变、2 台 2700kVA 箱变和 5 台 3900kVA 箱变进行升压，升压至 35kV 后接入东庄 220kV 升压站，最后送出至当地电网。

2、箱变及集电线路方案

本项目容量为 44.0143MW_p，配置 117 台 300kW 的组串式逆变器。由于本项目处于山地光伏、为减少组件失配损失，需采用有多路 MPPT 的逆变器。故拟采用组串式逆变器。

为了限制谐波，一般逆变器接入电网之前要采取隔离措施。并网逆变器在接入升压变压器时可以采取两种方式，一种是在逆变器内不配置隔离变压器，两台逆变器接入一台分裂升压变压器；一种是在逆变器内配置隔离变压器，两台逆变器并列后接入双绕组变压器。其中采用分裂升压变压器较设置隔离变压器可以有更高的转换效率、且成本相对较低。

采用组串式逆变器、可以不需要设置分裂升压变压器，从而降低成本。

组串式逆变器通过高开关频率三电平、软件控制带宽、并网滤波器、并机抵消谐波

等技术可以有效的降低谐波水平。

综上所述，采用组串式逆变器，升压变压器可选择普通的双绕组变压器。拟选用 1800kVA、2400kVA、2700kVA、3900kVA 的双绕组变压器。

3、集电线路方案

根据升压站电气设计方案，本项目光伏电场集电线路拟采用 35kV 电压等级接入东庄 220kV 升压站，35kV 侧配电装置按单母线接线运行。光伏电站所发电能接入东庄 220kV 升压站内 35kV 母线侧。

鉴于光伏电站应避免阴影遮挡光伏组件，除了有大距离跨越的情况，场区内的线路拟选用电缆直埋敷设。本项目共 12 个光伏发电子阵，为减少集电线路回路数降低投资，按光伏子阵位置及线路走向划分，将箱变单元组成 2 组联合单元。组串逆变器出口电压在箱变低压侧汇流，然后经箱变升至 35kV，箱变高压侧形成联合单元接线，本期工程共设 2 个联合单元，每个联合单元各自通过 1 回 35kV 电缆（部分架空线）送至东庄 220kV 升压站的 35kV 配电装置。

2.9.2.2 升压站电气接线

1、电气主接线

1) 主变压器：

松桂东庄光伏电站 220kV 升压站原有一台 80MVA 的三相双绕组有载调压电力变压器，本期拟扩建一台 35MVA 三相双绕组有载调压电力变压器， $230\pm 8\times 1.25\%/37\text{kV}$ ，接线组别 YN，d11，阻抗电压 $U_k=14\%$ ，实现 35kV 升至 220kV 后和电网的连接。主变压器低压侧通过绝缘管母与 35kV 配电装置母线相连，高压侧经主变进线间隔与 220kV GIS 母线相连。220kV 侧主变中性点经隔离开关接地或经放电间隙接地，35kV 侧中性点经小电阻接地。

2) 220kV 侧接线：

松桂东庄升压站 220kV 侧采用单母线分段接线，已建成 2 回单母线，母线分段配电装置，220kVI段母线已建成 1 个线路出线配电装置，1 个主变进线配电装置，1 个母线设备配电装置；220kVII段母线已建成 2 个线路出线配电装置，1 个母线设备配电装置；采用全封闭组合电器（GIS）布置于户外。

本期 220kVII段母线新增扩建#2 主变进线配电装置，接线方式不变，采用单母线分段接线。

3) 35kV 侧接线:

松桂东庄升压站 35kV 侧，#1 主变已建成一单母线，共 3 回电缆集电线路进线间隔。

本期及远期#2 主变 35kV 采用单母线接线，共 2 回电缆集电线路进线间隔，本期建成 2 回，1 个主变进线间隔，1 个母线 PT 间隔，1 个动态无功补偿间隔，1 个接地变间隔。

35kV 无功补偿：35kV 每段母线暂配置无功补偿装置 1 组，容量为 $\pm 10.5\text{Mvar}$ ；最终根据电能质量评估报告配置。

35kV 接地变小电阻装置：35kV 每段母线配置 1 台容量为 DKSC-250/37 接地变小电阻装置，设备阻性电流为 100A，小电阻的阻值为 214Ω 。

35kV 站用变：一期项目已配置，已预留本期用电负荷，本期不新增。

2、中性点接地方式

220kV 电压等级为有效接地系统，主变压器 220kV 中性点侧设隔离开关（GW13-126（W）/630A）及保护间隙（间隙 250~400mm），以便调度灵活选择主变中性点接地方式。

3、短路电流计算

本项目 220kV 电气设备短路电流水平按 50kA 选择，35kV 电气设备短路电流水平按 31.5kA 选择，0.4kV 电气设备短路电流水平按 50kA 选择。

2.9.2.3 电气总平面布置

1. 光伏场区布置

光伏场区主要电气设备布置包括：组串式逆变器和箱式变压器。组串式逆变器直接安装于光伏支架下，无需配电室。箱变布置在户外，沿场内道路布置，以便于光伏区电缆沿道路直埋和接地沿道路敷设，节省土方开挖量，接线清晰。

2. 升压站内电气设备布置

升压站内扩建电气设备布置主要由 35kV 开关柜（一次设备室）、户外 GIS、户外主变压器、户外 SVG、户外接地变装置组成。

主变压器采用户外布置，位于 35kV 预制舱及户外 220kV GIS 中间。

动态无功补偿装置为户外布置型式，SVG 布置在站区西侧。

本项目升压站位于海拔约 2250m 左右的山区，220kV 配电装置布置形式为户外 GIS 布置。35kV 配电装置采用 SF₆ 气体绝缘开关柜，单列布置于 35kV 配电装置预制舱内。

3. 生活区平面布置

本项目生活区与生产区分开布置，与升压站分开建设，生活区内主要建筑有生活办公楼和备品备件室。前期已建成，本期生活区平面布置格局不变。

2.9.2.4 主要电气设备的选择

1、短路电流水平

升压站 35kV 侧设备短路电流水平按 31.5kA 考虑，220kV 侧短路电流按 50kA 考虑。

2、主要电气设备选择

本项目光伏组件总容量 44.0143MWp，不新建升压站，拟以 35kV 接入东庄 220kV 站，并在站内扩建相应配电设备，主要电气设备选择如下：

光伏区主要电气设备选择：

项目位于大理州鹤庆县金墩乡，根据《南方电网污区分布图（2018 版）》，光伏电站所处地理位置污秽等级为 c 级污区，防污等级按 d 级设计。

1) 35kV 箱式变电站

可选择欧式箱变、美式箱变或华式箱变，从经济上、技术性和检修维护可靠性上考虑华式箱变，设备需采取防腐蚀措施，能耗等级考虑三级能耗。箱变主要参数如下：

（1）型号：S20 型双绕组油浸式变压器（高原型）

额定容量：1800kVA

电压组合：37±2×2.5%/0.8kV

联接组标号：Dy11

阻抗：U_k=6.5%

数量：3 台

（2）型号：S20 型双绕组油浸式变压器（高原型）

额定容量：2400kVA

电压组合：37±2×2.5%/0.8kV

联接组标号：Dy11

阻抗：U_k=6.5%

数量：2 台

（3）型号：S20 型双绕组油浸式变压器（高原型）

额定容量：2700kVA

电压组合：37±2×2.5%/0.8kV

联接组标号：Dy11

阻抗：U_k=6.5%

数量：2 台

（4）型号：S20 型双绕组油浸式变压器（高原型）

额定容量：3900kVA

电压组合：37±2×2.5%/0.8kV

联接组标号：Dy11

阻抗：U_k=7%

数量：5 台

2) 场内集电线路

经比较，本项目集电线路选用电缆+架空线路集电方案。每台箱变高压侧连接用电缆。部分区域考虑山体高差较大，采用电缆+架空方案。每台箱变高压侧连接用电缆。电缆直埋敷设时考虑环境温度校正系数取 1.04，多根并列敷设系数取 1，土壤热阻系数取 0.93，电缆直埋穿热镀锌钢管敷设系数取 1，综合系数为 0.9672。

根据热稳定计算： $S' = I_k \times \sqrt{t} \times 1000 / C$ ，从节省项目投资角度考虑本项目电缆宜在满足要求情况下选小截面。项目暂未取得接入系统批复，本项目 35kV 系统末端短路电流暂按 12.6kA，热稳定校验 $t=0.5s$ （考虑后备保护动作时间 0.4s+断路器开断时间 0.1s），经查表铝合金电缆 $C=95$ ，出 $S'=93.785mm^2$ ，所以最先线径选择 95 以上的最小线径满足要求。

本项目集电线路推荐采用：

- （1）ZC-YJV22-26/35-3×240mm² 阻燃型铜芯电力电缆，长度约 0.97km；
- （1）ZC-YJLHV22-26/35-3×95mm² 阻燃型铝合金芯电力电缆，长度约 1.57km；
- （2）单回 JL/LB20A-240/30（3 相），长度约 8km；

3) 220kV 升压站主要电气设备选择

本项目选用 1 台容量为 35MVA。具体型号规范参数如下：

型号：SZ18-35000/220；

容量：35MVA

电压等级：230±8×1.25%/37kV；

绕组连接方式：YN，d11

短路阻抗：14%

冷却方式：ONAN

主变高压套管流变：150/1A 0.2 500/1A 5P40/5P40

主变中性点套管流变：150/1A 5P30/5P30/5P30

本变压器采用有载分接开关。

数量：1套

220kV 中性点设备采用成套设备。

数量：1套

4) 220kV 配电装置

220kV 配电装置本期为单母线分段接线，本期扩建主变进线，采用 GIS 设备户外布置。GIS 具有可靠性高、占地省、少（免）维护等优点。

（1）220kV 配电装置采用户外 GIS 架空形式

额定电压：252kV

额定电流：2500A

开断电流：50kA，3S

动稳定电流：125kA

数量：1套

含：

断路器：2500A 50kA/3S 1台

电流互感器：150/1A 0.2/0.2S 1000/1A 5P40/5P40 1组

电流互感器：500/1A 5P40/5P40/5P40/5P40 1组

检修接地开关：2500A 50kA/3S 3组

隔离开关：50kA/3S 2组

快速接地开关：50kA/3S 1组

带电显示器：2套

（2）220kV 氧化锌避雷器

额定电压：204kV

最高持续运行电压：532kV

数量：3台

5) 35kV 配电装置

35kV 选用气体绝缘开关柜，组成预制舱。按照短路电流水平，35kV 设备额定断开

电流为 31.5kA，动稳定电流峰值 80kA。35kV 主要设备选择结果如下：

设备名称	型式及主要参数	备注	
开关柜	断路器	40.5kV, 2000A, 31.5kA	主变
	断路器	40.5kV, 1250A, 31.5kA	集电线路、SVG、接地变
	三工位隔离开关	40.5kV, 2000A, 31.5kA	主变
	三工位隔离开关	40.5kV, 1250A, 31.5kA	集电线路、SVG、接地变、母设
	电流互感器	1000/1A 5P30/5P30/5P30/5P30 800/1A 0.2S/0.2	主变
	电流互感器	1000/1A 5P30/5P30 200/1A 0.2S/0.2	SVG
	电流互感器	1000/1A 5P30/5P30/5P30 400/1A 0.2S/0.2	集电线路
	电流互感器	100/1A 5P30/5P30 500/1A 5P30 25/1A 0.2S/0.2	接地变
	电压互感器	$(35/\sqrt{3}) / (0.1/\sqrt{3}) / (0.1/\sqrt{3}) / (0.1/\sqrt{3}) / (0.1/3)$ kV0.2/0.5(3P)/0.5(3P)/3P	母设
	避雷器	HY5WZ-51/134	
熔断器	40.5kV0.5A	母设	

6) 动态无功补偿装置

按全面规划、合理布局、分级补偿、就地平衡的原则。为改善供电质量，在升压站 35kV 母线上装设动态无功补偿装置，对 220kV 母线的电压水平和升压站功率因数进行调节，确保母线电压水平和升压站的功率因数满足系统的要求。根据光伏电站电能质量评估报告确定。

为确保 220kV 并网侧不与系统升压站发生无功交换，动态无功补偿装置型式暂按 SVG 进行设计，本项目动态无功补偿装置容量为：

额定电压：37kV

额定容量：10.5Mvar(感性)

10.5Mvar(容性)

降压式 SVG 采用 35kV 变压器降压至 10kV 与 10kVSVG 连接，从设备角度看每个无功补偿单元均多配置一台 35kV 变压器及 35kV 隔离开关，运行上不如直挂式安全可靠；从经济效益上看，35kV 直挂式设备造价低于降压式（变压器+10kVSVG）设备造价。故本项目选择直挂式 SVG。

7) 小电阻接地变成套装置：

对于 35kV 配电装置，当单相接地故障电容电流达到 10A 时，为限制弧光过电压，

中性点应采用经消弧线圈或小电阻接地方式；结合接入方案，本项目 35kV 中性点采用接地变带小电阻的接地方式。

经计算，拟在 35kV 母线各设置 1 套容量不小于 250kVA 接地变及小电阻成套装置。设备阻性电流为 100A，小电阻的阻值为 214Ω。

本光伏电站场区内 35kV 集电线路部分采用电缆直埋加架空线路结合的方式，集电线路电缆部分采取直埋敷设方式。

升压站的电缆总长度约 2.54km，架空总长度约为 8km，电容电流估算为：

光伏电站内电缆线路单相短路电容电流计算如下：

电缆包括所有 35kV 电缆

电缆估算长度 $L_d=2.54\text{km}$ （目前条件估算）

1) 电缆

$$I_{cd1}=0.1U_eL$$

$$=0.1 \times 37 \times 2.54$$

$$=9.4\text{A}$$

其中 U_e —电站额定线电压（kV） L —电站电缆长度(km)

2) 架空线

$$I_{cd2}=0.0033U_eL$$

$$=0.0033 \times 37 \times 8$$

$$=0.9768\text{A}$$

其中 U_e —电站额定线电压（kV） L —电站架空线长度(km)

3) 站内系统附加

根据要求变电站 35kV 系统的电容电流附加值可取 13%

升压站 35kV 母线电容电流的计算： $I_c=\alpha I_{C1}=1.13 \times 10.4=11.752$ （A）

根据集电线路长度，经估算得 35kV 母线上的单相接地电容电流约为 11.752A，已超过规范不大于 10A 的要求，35kV 系统采用小电阻接地方式。

4) 接地电阻选择：

根据要求，考虑非金属性接地故障弧光接地电阻的影响，为了确保继电保护整定值满足可靠性、速动性、选择性及灵敏性的要求，结合限制过电压情况， I_R 和 I_C 的比值(k)，当 $I_C \geq 100\text{A}$ 时取 3~4；按照 4 倍系统电容电流来确定流经小电阻的阻性电流，即： $I_r=47\text{A}$ ，取整 100A。施加在小电阻上的电压为相电压，即为 $37/\sqrt{3}=21.4\text{kV}$ ，接地电阻值 $R=U/I_r=21.4\text{kV}/100\text{A}=214$ 欧姆。电阻 10s 通流 100A，阻值 214Ω。

5) 接地变容量的选择

接地变需要带 100A/10s 的电阻，按照 IEC 标准，变压器 10s 的过负荷倍数为 10.5 倍（在 10s 过负荷时间内，继电保护肯定已动作，切除故障，也就是说，变压器过负荷时间肯定小于 10s），接地变容量为： $100A \times 37kV / (1.732 \times 10.5) \approx 203.45kVA$ ，则接地变容量按 250kVA 选择。电阻 10s 通流 100A，阻值 214 欧。最终容量根据施工图的最终阵列布置及电缆长度确定。

2.9.2.5 导体选择

220kV 侧按照线路带 1 台主变压器（35MVA）计算，按发热条件校验；35kV 母线按 1 台主变压器（35MVA）计算，按发热条件校验。

电压	回路名称	回路持续工作电流	选用导体		导体界面控制条件
			导体规格、型号	载流量 (A)	
220kV	主变出线	91.8	JL/G1A-300/40	746	由长期允许电流控制
35kV	主变引线	578	绝缘管母	2000	由长期允许电流控制
35kV	SVG	174	ZC-YJV ₂₂ -26/35kV-3×185	465	由长期允许电流控制
35kV	接地变	4.2	ZC-YJV ₂₂ -26/35kV-3×95	330	由电缆热稳定控制

2.9.2.6 站用电及照明

1.站用电

本期项目拟在东庄 220kV 升压站内扩建主变等配电设备，原升压站已考虑站用电设计余留，本期利旧即可。

2.照明

为确保升压站内重要部位正常生产、检修、维护、事故处理的进行，根据相关照明设计技术规定，设计了正常工作照明（兼作事故照明）和应急照明网络。

本期项目拟在东庄 220kV 升压站内扩建主变等配电设备，照明设计利旧即可。

2.9.2.7 绝缘配合及过电压保护

升压站绝缘配合遵照遵照 GB/T50064 规定的绝缘配合原则进行设计，选择设备绝缘

水平和保护装置特性参数之间的绝缘配合有一定裕度，并配置适当的过电压保护装置。主变中性点采用经隔离开关接地，并按规定装设放电间隙和避雷器。

1、电气设备的绝缘配合

电气设备的绝缘配合，参照国家标准 GB/T11032-2020《交流无间隙金属氧化物避雷器》、行业标准 DL/T620-1997《交流电气装置的过电压保护绝缘配合》、GB/T50064-2014《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》确定的原则进行选择。

避雷器的装设组数及配电地点，取决于雷电侵入波在各个电气设备产生的过电压水平。本次设计 220kV 线路避雷器；主变压器中性点侧、35kV 配电装置装设避雷器。

1) 220kV 电气设备的绝缘配合

(1) 避雷器选择：220kV 避雷器选择无间隙氧化锌避雷器，参照目前国内避雷器研制水平来选择，其主要技术参数见下表。

表2.9-1 220kV氧化锌避雷器参数

型号	Y10W 型
额定电压 (kV, 有效值)	204
最大持续运行电压 (kV, 有效值)	159
操作冲击 (30-60μs) 2kV 残压 (kV, 峰值) 不大于	452
雷电冲击 (8/20μs) 10kA 残压 (kV, 峰值) 不大于	532
陡波冲击(1/5μs)10kA 残压(kV, 峰值)不大于	594

2) 220kV 电气设备的绝缘水平

220kV 系统以雷电过电压决定设备的绝缘水平，在此条件下一般都能耐受操作过电压的作用。所以，在绝缘配合中不考虑操作波试验电压的配合。雷电冲击的配合，以雷电冲击 10kA 残压为基准，配合系数取 1.4，220kV 电气设备绝缘水平参数及保护水平配合系数见下表。（此表为海拔 1000m 以下标准值）

表2.9-2 220kV电气设备绝缘水平参数及保护水平配合系数表

设备名称	设备耐受电压值					雷电冲击保护水平配合系数
	雷电冲击耐压 (kV, 峰值)			1min 工频耐压 (kV, 有效值)		
	全波		截波			
	内绝缘	外绝缘		内绝缘	外绝缘	
主变压器	950	950	1050	395	395	实际配合系数 950/532=1.79

其他电器	950	1050*	395	截波配合系数 1050/594=1.77
断路器断口间	950		395	
隔离开关断口间		950		395

*其它电器设备中仅电流互感器承受截波耐压试验。

(2) 主变压器中性点的绝缘配合

为保护主变压器中性点绝缘，在主变压器中性点装设交流无间隙金属氧化物避雷器及放电间隙保护。

1) 避雷器选择

主变压器中性点氧化锌避雷器按国内制造厂生产的设备选型，其主要技术参数见下表。

表2.9-3 主变压器中性点氧化锌避雷器主要技术参数

避雷器型号	Y1.5W
额定电压（kV，有效值）	144
最大持续运行电压（kV，有效值）	116
操作冲击残压（kV，峰值）	299
雷电冲击（8/20μs）10kA 残压（kV，峰值）	320

2) 主变压器中性点电气设备的绝缘水平

主变压器中性点电气设备的绝缘水平按国内制造厂生产的设备选型，其主要技术参数见下表。

表2.9-4 主变压器中性点电气设备的绝缘水平

设备名称	设备耐受电压值	
	雷电冲击耐受电压（kV，峰值）	短时工频耐受电压（kV，峰值）
中性点设备	450	200

(3) 35kV 电气设备的绝缘配合

主变压器 35kV 侧配置 YH5WZ-51/134 型氧化锌避雷器，其主要参数见下表。

表2.9-5 35kV氧化锌避雷器主要技术参数

型号	YH5WZ
系统标称电压（kV，有效值）	51
避雷器额定电压（kV，有效值）	40.8
操作冲击电流下残压（kV，峰值）	114

雷电冲击（8/20 μ s）5kA 残压（kV，峰值）	134
陡坡冲击（1/5 μ s）5kA 残压（kV，峰值）	154

（4）35kV 电气设备的绝缘水平

35kV 电气设备的绝缘水平以避雷器雷电冲击 5kA 残压为基准，配合系数。绝缘水平按国家标准取值，见下表。

表2.9-6 35kV氧化锌避雷器主要技术参数

海拔高度 m	系统标	电压类型	变压器	GIS	电流互感	电压互感	断路器	隔离开关	避雷器
2000<H \leq 3000	35	工频	107	107	107	107	107	107	107
		雷电冲击	225	225	225	225	225	225	225

2、电气设备外绝缘及绝缘子串泄漏距离的确定

本变电站所处地理位置污秽等级为 c 级污区，防污等级按 d 级设计。

项目所在站址海拔约为 2250m，本站外绝缘空气间隙按照实际站址海拔修正，电气设备外绝缘按照 2400m 进行海拔修正，计算得电气设备外绝缘修正系数 $K_a=1.2$ 。

按国家标准 GB/T26218.2-2010《污秽条件下使用的高压绝缘子的选择和尺寸确定》，220kV 电气设备的外绝缘统一爬电比距为 48.1mm/kV（电压按 $U_m/\sqrt{3}$ 计算， U_m 为系统最高运行电压）。电气设备外绝缘按照 2400m 进行海拔修正。修正后 220kV 电气设备的外绝缘统一爬电比距为 57.7mm/kV（电压按 $U_m/\sqrt{3}$ 计算， U_m 为系统最高运行电压）。

各架空线档依据不同计算荷载，选用不同强度的绝缘子串，单片绝缘子爬电距离 450mm。

绝缘子片数计算结果如下：

220kV 绝缘子串片数： $57.7 \times 252 / (450 \times \sqrt{3}) \approx 18.6$ ；

根据上面计算结果，再考虑零值绝缘子片数 2 片，220kV 绝缘子片数取 21 片。中等级以上污秽地区，耐张绝缘子与悬垂绝缘子片数均为 21 片。

2.9.2.8 防雷接地

1、防雷

（1）光伏阵列区防雷

1) 由于光伏阵列面积较大，在阵列中设避雷针出现阴影对阵列的性能影响较大，根据《光伏（PV）发电系统过电压保护导则》中有关条款的规定，综合考虑后确定本电站

光伏阵列中不再配置避雷针，主要通过电池组件和支架与厂区接地网连接进行直击雷保护。

2) 箱式变可不单独装设直击雷保护装置，但必须与发电区接地网可靠连接，在箱变周围设置均压接地网，箱变与均压接地网可靠连接，同时为降低反击的可能性和兼顾可靠性，箱变采用两点接地方式。

3) 为防止线路上侵入波雷电压，在逆变器、35kV 箱式变电器内逐级装设浪涌保护器或者避雷器。35kV 及以下电气设备以避雷器标称放电电流 5kA 时雷电过电压残压为基础进行绝缘配合，满足《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》规范要求。

(2) 220kV 升压站防雷

1) 本项目拟接入东庄 220kV 升压站，原升压站已考虑防雷设计，本期利旧即可，不需新建。

3) 在 220kV 出线、35kV 开关柜内等位置均设置氧化锌避雷器，作为防止雷电侵入波以及操作过电压对电气设备的保护措施。

2、接地

(1) 光伏阵列区接地

光伏电站站区及室外设备设置以水平接地体为主，以垂直接地体为辅的人工接地网，并满足有关规程的要求。接地材料选择热镀锌扁钢，镀锌层厚度不小于 86 μm 。

光伏电站区水平接地体采用 50×5 镀锌扁钢，埋入地下 0.8 米深处，垂直接地体采用镀锌角钢 L50×50×5，L=2500mm，热镀锌圆钢。光伏组件间通过其金属边框上专用接地孔采用 4mm² 单芯绝缘铜导线可靠相连，支架间的接地材料，架空部分采用-50×5 的镀锌扁钢可靠相连，引下与土壤接触部分采用-50×5 镀锌扁钢可靠相连，每排光伏支架可靠连成一体后，再从两端利用 50×5 镀锌扁钢就近与水平地网可靠相连，连接点不小于 2 点，光伏组件、光伏支架及光伏区主地网便可靠连成一体。保护接地、工作接地采用共网接地方式，接地电阻值按不大于 4 Ω 考虑。

距组串式逆变器、升压箱变装置 2 米的周围敷设一圈 50×5 镀锌扁钢和四根垂直接地极，构成接地网，然后与主电网可靠连接，连接点不少于 2 个。

(2) 升压站接地

本项目拟接入东庄 220kV 升压站，原升压站已考虑全站接地设计，本期主变等设备与原升压站接地网可靠连接即可。

2.9.2.9 电缆设施

1、电缆选型

35kV 电力电缆选用阻燃交联聚乙烯绝缘铜芯电缆，380/220V 动力电缆选用阻燃交联聚乙烯绝缘铜芯电缆，控制电缆选用阻燃聚氯乙烯绝缘屏蔽电缆。

2、电缆敷设

户外电缆采用电缆沟和穿管敷设方式，户内电缆采用电缆沟、桥架及穿管敷设方式。

3、电缆防火

1) 墙洞以及盘柜底部坑洞至电缆隧道处,沟道侧壁孔洞等均应采取有效阻燃封堵处理;

2) 所有动力箱.端子箱及机构箱的电缆孔洞均应全部进行封堵;

3) 室内外电缆沟内每相距 100m 范围处应设计防火墙;

4) 出站电缆沟在出围墙处及出预制舱处要进行防火封堵;

5) 在电缆接头两侧 2~3m 的区域,以及与电缆并行敷设的其它电缆同一长度范围内,应采用防火涂料,作阻止延燃处理;

6) 所有控制屏,保护屏电缆孔封堵后均应在防火墙两侧电缆上涂防火涂料 1500mm;

7) 防火墙厚度必须大于 200mm 以保证耐火极限 3 小时;

8) 预留孔洞的防火本期一并封堵;

9) 电缆槽盒贯穿墙壁时,槽盒周围用可塑性阻燃堵料进行防火封堵。

10) 电缆中接头采用熔接方式。

11) 电缆敷设路径中需增加电缆检查井。

表2.9-7 光伏场区主要电气一次设备清册

序号	设备名称及规格	单位	数量
	第一部分 设备及安装工程		
一	发电设备及安装工程		
1	光伏发电设备及安装 44.01MWp		
	光伏电池组件 710 单晶硅双面双玻 N 型 topcon 组件	块	61992
	固定支架	t	1833.48
2	汇流及变配电设备及安装		

	组串逆变器	300kW（含 12 台配电柜）	台	117
	固定支架		t	3.85
	箱式升压变电站（高原型）	1800kVA	台	3
	箱式升压变电站（高原型）	2400kVA	台	2
	箱式升压变电站（高原型）	2700kVA	台	2
	箱式升压变电站（高原型）	3900kVA	台	5
3	集电线路			
3.1	电力电缆部分			
	光伏小线	H1Z2Z2-K -1×4mm ² (1500V 系统)	km	247.00
	光伏小线	H1Z2Z2-K -1×6mm ² (1500V 系统)	km	178.00
	电力电缆	ZRC-YJLHV22-1.8/3KV-3×240	km	18.00
	电力电缆	ZRC-YJLHV22-1.8/3KV-3×300	km	6.50
	通讯箱电源电缆	ZRC-YJLHV22-0.6/1kV-2×4	km	0.18
	PLC 模块电源电缆	ZRC-YJLHV22-0.6/1kV-4×4	km	0.18
	箱变测控通讯电缆	超五类网线	km	0.18
	高压电缆（铝合金）	ZRC-YJLHV22-26/35-3×95mm ²	km	1.57
	高压电缆（铜芯）	ZRC-YJY22-26/35KV-3×240mm ²	km	0.97
	光缆	GYTY53-24B1	km	2.67
	低压电缆头及辅材		套	236
	35kV 电缆头及辅材		套	28
	电力穿线管	PE 管 Φ50	km	2.00
	电力穿线钢管	Φ200	m	200.00
	电力穿线钢管	Φ150	m	200.00
	电力穿线钢管	Φ100	m	200.00
	标识、标牌		项	1.00
	无机防火堵料 CP636		t	0.25
	有机防火堵料 FS-ONE		t	0.25
	防火涂料 CP679A		t	0.25
3.2	架空线路			
	单回 JL/LB20A-240/30（3 相）		km	8.00
4	接地			
	水平接地体（含箱变接地）	镀锌扁钢 50×5mm	m	28522.00
	支架接地线（左右支架间距>1m，入地）	50×5 镀锌扁钢	m	17271.00

	支架接地线(左右支架间距≤1m, 不入地)	50×5 镀锌扁钢	m	624.00
	光伏组件接地线	BV-1×4mm ² 黄绿相间绝缘铜线及线鼻子	m	12398.00
	逆变器接地线	BVR-1×50mm ² 黄绿铜线及线鼻子	m	117.00
	光伏组件与支架接地线	BV-1×25mm ² 黄绿相间绝缘铜线及线鼻子	m	3869.00
	垂直接地极	镀锌角钢 L50×50×5, L=2500	根	120
5	分系统调试			
	发电子方阵系统调试		子方阵	12
	直流电缆和低压电力电缆耐压和绝缘测试		项	1
	35kV 电缆交流耐压试验		回	2
6	发电场电气整套启动调试		项	1
二	升压站变配电设备及安装工程			
1	主变压器设备及安装			
	220kV 三相双绕组自冷式有载调压变压器	SZ18-35000/220 电压比: 230±8×1.25%/37k	台	1
	220kV 中性点隔离开关成套装置		套	1
	变压器油色谱在线监测装置		套	1
2	配电装置设备及安装			
2.1	35kV 配电装置			
	35kV 主变进线柜	SF6 气体绝缘充气柜, 2000A, 31.5kA	面	1
	35kV 集电线路柜	SF6 气体绝缘充气柜, 1250A, 31.5kA	面	2
	35kV 无功补偿柜	SF6 气体绝缘充气柜, 1250A, 31.5kA	面	1
	35kV 小电阻接地柜	SF6 气体绝缘充气柜, 1250A, 31.5kA	面	1
	35kV 母线设备柜	SF6 气体绝缘充气柜, 1250A, 31.5kA	面	1
	预留储能进线柜	SF6 气体绝缘充气柜, 1250A, 31.5kA	面	1
	预留无源滤波柜	SF6 气体绝缘充气柜, 1250A, 31.5kA	面	1
	户外检修电源箱	不锈钢壳体, 户外落地安装	个	1
	全绝缘管母线 铜质, 2000A		单相米	60.00
2.2	220kV 配电装置			
	220kV GIS 主变架空进线间隔	进线间隔	间隔	1

	220kV 避雷器	Y10W-204/532 GY, 附在线监测仪	只	3
	220kV 耐张绝缘子串 (GIS 进线)	20 (XWP2-100) 包含金具	套	6
3	无功补偿系统设备及安装			
	无功补偿装置 SVG 型 35kV	±10.5MVar	套	1
4	站用电设备及安装			
	小电阻成套装置	DT-BNR-37/214-100/10	台	1
5	电力电缆敷设			
	钢芯铝绞线	JL/G1A-400/40	m·三相	60.00
	35kV 电力电缆	ZC-YJV22-26/35-3×95	m	50.00
	35kV 电力电缆	ZC-YJV22-26/35-3×150	m	120.00
	低压电力电缆	ZR-VV22-0.6/1-3×50+1×25	m	250.00
	低压电力电缆	ZR-VV22-0.6/1-3×25+1×16	m	150.00
	35kV 电力电缆冷缩头	配合 ZR-YJV22-26/35-3×95 使用	套	2.00
	35kV 电力电缆冷缩头	配合 ZR-YJV22-26/35-3×185 使用	套	2.00
	电缆保护管钢管 SC φ 50		m	400.00
	电缆保护管钢管 SC φ 100		m	100.00
	电缆保护管钢管 SC φ 150		m	100.00
	热镀锌钢管 SC φ 32		m	500.00
	CPVC φ 150		m	100.00
	电力电缆支架		t	1.80
	各种线夹		套	40.00
	防火隔板		m ²	35.00
	无机防火堵料		t	0.80
	有机防火堵料		t	0.80
	防火涂料		t	0.40
6	接地			
	镀锌扁钢	60×8mm	m	200.00
	镀锌角钢	L50×50×5, L=2500mm	根	10
	离子接地极		根	6
7	分系统调试			
	全站接地试验		套	1
	主变压器系统调试		项	1
	组合电器 GIS 交流耐压试验		间隔	1
	配电装置系统调试		项	1

	无功补偿装置调试	项	1
	站用电系统调试	项	1
8	整套系统启动调试	站	1
9	分摊东庄升压站土建费用	项	1

2.9.3 电气二次

2.9.3.1 计算机监控系统

本并网光伏电站工程全部设备均由计算机监控系统进行监控。并网光伏电站分为三级监控：在各光伏阵列现场逆变升压单元对每个光伏阵列进行监控；在 220kV 升压站的中央控制室对光伏阵列主要设备和升压站电气设备等进行集中监控；根据需要可在远方调度，对整个并网光伏电站工程设备进行监控。升压站和光伏场区监控系统采用统一平台进行设计。

1、太阳能光伏发电单元的监控

本工程的光伏方阵采用就地分散布置，同一个方阵内采用集中布置的方式。各光伏方阵的运行参数（包括直流输入电压和电流、交流输出电压和电流、功率、电网频率及故障代码和信息等、光伏组件工作温度、区域辐照度、环境温度以及太阳能光伏电池组串电流等）依靠逆变器控制单元监控并通过逆变器的通讯控制器，采用以太网传输方式上传至升压站计算机监控系统，在升压站中控室内通过计算机监控系统操作员站实现上述运行参数的监视、报警、历史数据储存。

在220kV 升压站主控室操作员站上还可以单独对每台逆变器进行参数设置，可以根据实际的天气情况设置逆变器系统的启动和关断顺序，以使整个光伏发电工程的运行达到最优性能和最大的发电能力。本工程相关信息接入同一业主且与本项目同期建设的 220kV 东庄项目升压站。

2、220kV 升压站的监控

松桂东庄光伏电站 220kV 升压站采用计算机监控系统及微机保护自动化装置来实现升压站的控制、保护、测量、远动等全部功能。计算机监控方式采用开放式、分布式网络结构，所有控制、保护测量、报警等信号均在就地单元内处理，经总线传输至主控室内的监控计算机。计算机监控系统包括光伏发电系统的数据采集及监控、升压站微机保护信息的采集与监视、升压站断路器就地与远方操作等功能。

计算机监控系统包括站控层和间隔层两部分，其网络结构为开放式分层、分布式结构。

站控层为整个光伏发电工程设备监视、测量、控制、管理的中心，通过用屏蔽双绞线、同轴电缆或光缆与升压站控制间隔层及各光伏并网逆变器控制器相连。升压站控制间隔层按照不同的电压等级和电气间隔单元分布在各配电室或保护室内。在站控层及网络失效的情况下，间隔层（包括逆变器）仍能独立完成间隔层的监测以及断路器的保护控制功能。

站控层设备包括后台监控主站、打印机、北斗对时装置及网络设备等。间隔层设备由电气设备测控单元、保护装置通讯单元、逆变器控制器、汇流箱组串电流监测器、网络通信单元、网络系统等构成。

3、远方监控

升压站的计算机监控系统通过电力系统通信通道与调度连接，实现调度端对光伏发电工程升压站的远方监控。

2.9.3.2 保护、测量、信号和现地控制

1、光伏发电系统

光伏发电系统的保护和检测装置配置如下：防孤岛保护、交流短路保护、过负荷保护、电网故障保护和传感器故障信号等。

2、35/0.8kV 箱变

光伏发电系统的 35/0.8kV 升压变压器高压侧采用负荷开关+熔断器或断路器作为主保护。

容量大于 3000kVA 的箱变高压侧装设高压断路器，箱变设置温度、压力释放、重瓦斯和轻瓦斯等非电量保护，作用于信号和箱变高、低压侧断路器的跳闸。箱变配置智能保护测控装置，高压侧采用电流速断保护，低压侧采用电流速断保护+低压侧零序电压保护，低压侧的断路器作为箱变低压侧的过载及短路保护。以上保护及现地控制要求与箱变一体化设计及制造，并外送空接点信号，电压、电流模拟量信号。

容量小于 3000kVA 的箱变高压侧装设高压负荷开关+熔断器组合电器，箱变设置温度、压力释放、重瓦斯和轻瓦斯等非电量保护，作用于信号和箱变低压侧断路器的跳闸。箱变配置智能保护测控装置，低压侧采用电流速断保护+低压侧零序电压保护，低压侧的断路器作为箱变低压侧的过载及短路保护。以上保护及现地控制要求与箱变一体化设计及制造，并外送空接点信号，电压、电流模拟量信号。

每台箱变配置专用在线式 UPS 电源为箱变测控、保护设备提供交流电源。UPS 电源容量为 2kVA，自带蓄电池，蓄电池容量应能满足 2 小时停电需求，UPS 由辅助用电系统

提供 1 回 AC220V 电源作输入电源，蓄电池直流电源用作热备用。当辅助用电系统交流电源中断时，应无时限地切换至直流电源，以确保交流输出不间断。馈线回路应满足现地设备用电需要。

3、220kV 升压站

(1) 220kV 主变压器

纵差动保护（双重化配置）：作为主变压器内部及引出线短路故障的主保护；保护装置应具有躲避励磁涌流和外部短路时所产生的不平衡电流的能力，过励磁时应闭锁；二次谐波比率制动的比率差动及差动速断保护，两组纵联差动保护均瞬时动作跳主变各侧断路器。

主变高压侧复合电压闭锁过流（双重化配置）：保护延时跳主变各侧断路器。

主变低压侧复合电压闭锁过流（双重化配置）：保护延时跳主变各侧断路器。

高压侧零序电流保护（双重化配置）：作为主变压器高压侧及 220kV 线路单相接地故障的后备保护；保护延时动作主变压器各侧断路器跳闸。

间隙零序电流、零序电压保护（双重化配置）：当电力网单相接地且失去中性点时，间隙零序电流瞬时、零序过电压短延时动作主变压器各侧断路器跳闸。

主变过负荷（双重化配置）：设在高压侧和低压侧，动作发信号。

瓦斯、主变压力释放、温度等非电量保护。

保护柜应设置高、低压侧断路器操作箱。

(2) 220kV 线路保护

松桂东庄光伏电站 220kV 升压站已配置了 220kV 线路保护，本期工程不再考虑新增。

(3) 35kV 部分

35kV 母线保护：配置 35kV 母线差动保护、母线运行方式识别、CT 断线检测告警及闭锁功能。

35kV 线路采用保护测控一体的微机型保护装置：配置三段式方向电流速断和过流保护，具备自动重合闸、低频减载、录波等功能。

35kV 无功补偿采用保护测控一体的微机型保护装置：设置带时限电流速断及过流保护，过电压、欠电压保护、过负荷保护、零序电压保护。

35kV 接地变保护测控一体的微机型保护装置：设置带时限电流速断及过流保护，过电压、欠电压保护、过负荷保护、零序电压保护。

35kV 线路保护、无功补偿保护、接地变保护测控装置下放到配电室内，放在相应的

开关柜上。屏上要求配置操作按钮及信号灯，电量值直接在微机型保护装置上显示。

（4）故障录波

本期配置 1 套故障录波装置，具备事件记录、组网、远传功能，录取本期新上的 35kV 出线及主变故障过程的动作情况。

2.9.3.3 防孤岛保护

松桂东庄光伏电站 220kV 升压站已配置 1 套独立的防孤岛保护装置，在发生非计划性孤岛时，解列光伏并网线路。本期工程不再考虑新增。

2.9.3.4 电能计量装置

根据《电力装置电测量仪表装置设计规范》（GB/T50063-2017）及《电能计量装置技术管理规程》（DL/T448-2016），35kV 及 220kV 电压互感器二次侧设电能计量专用回路，其回路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%U_e，并设置专用电压计量装置。

本期工程主变压器高、低压侧及 35kV 进线电流互感器设置专用计量线圈，精度 0.2S 级，各配置 1 块 0.5S 级智能型多功能电能表，可双向测量。所有电能表均通过串口送入一期电能量采集装置，并通过该装置传到升压变电站监控系统，同时通过专用通道传送至调度端。

2.9.3.5 同步相量测量装置

松桂东庄光伏电站 220kV 升压站已配置 1 套独立相量测量装置，相量测量装置的布点配置应满足电网稳定监视、分析、预警和决策的要求。本期新上 1 台宽频测量装置，装置应同时具有时间同步、实时监测、实时通信、动态数据记录、暂态录波、次/超同步振荡监测、宽频测量功能，且各功能不能相互影响和干扰。装置应能和多个相关主站通信，具备一发多收的通信功能。PMU 装置的电流、电压应分别取自电流互感器、电压互感器测量级二次绕组。本期考虑新上相量测量柜 1 面。

2.9.3.6 逆变器监测系统

光伏场区逆变器通讯柜采用光纤环网连接与全站监控后台通讯，以监测逆变器的运

行参数。本工程接入 220kV 东庄升压站，该升压站已配置逆变器监测系统，本工程将相关信息接入该系统，不再新建。

2.9.3.7 操作电源

松桂东庄光伏电站 220kV 升压站已配置 1 套直流、UPS 电源系统，满足本期扩建接入需求。本期工程不再新增。

2.9.3.8 电能质量监测设备

松桂东庄光伏电站 220kV 升压站已配置 1 套电能质量监测系统，满足本期扩建接入需求。本期工程不再新增。

2.9.3.9 微机五防系统

松桂东庄光伏电站 220kV 升压站已配置 1 套微机五防系统，本期工程配置相应锁具（电气编码锁和机械编码锁），并列扩容费用 1 项。

2.9.3.10 时间同步系统

松桂东庄光伏电站 220kV 升压站已配置 1 套统一的时间同步系统，满足本期扩建接入需求。本期工程不再新增。

2.9.3.11 AGC/AVC 系统

松桂东庄光伏电站 220kV 升压站已配置 1 套功率/电压自动控制系统，满足本期扩建接入需求。本期工程不再新增。

2.9.3.12 逆变器监测系统

光伏场区逆变器通讯柜采用光纤环网连接与全站监控后台通讯，以监测逆变器的运行参数。

2.9.3.13 箱式变监测系统

光伏电站配置箱式变的监测系统，信号送至逆变器中的光伏监控系统，通过逆变器通讯柜光缆通道输送到中控室，以监测箱式变的运行状态。

2.9.3.14 火灾报警系统

松桂东庄光伏电站 220kV 升压站已配置 1 套火灾报警系统，满足本期扩建需求。本期工程不再新增。

2.9.3.15 图像监视系统

松桂东庄光伏电站 220kV 升压站已配置 1 套图像监视系统。本期工程考虑扩容原有图像监视系统。

2.9.3.16 环境监测系统

松桂东庄光伏电站 220kV 升压站已配置 1 套环境监测仪，本期工程不再新增。

2.9.3.17 光功率预测系统

松桂东庄光伏电站 220kV 升压站已配置 1 套光功率预测系统，满足本期扩建接入需求。本期工程不再新增。

2.9.3.18 继电保护和故障信息子站系统

松桂东庄光伏电站 220kV 升压站已配置 1 套继电保护和故障信息子站系统，满足本期扩建接入需求。本期工程不再新增。

2.9.3.19 一次调频装置

松桂东庄光伏电站 220kV 升压站已配置 1 套一次调频装置，满足本期扩建接入需求。本期工程不再新增。

2.9.3.20 电力监控系统安全防护

松桂东庄光伏电站 220kV 升压站已配置 1 套电力监控系统安全防护，满足本期扩建需求。本期工程不再新增。

2.9.3.21 二次接地

升压站内敷设独立的二次接地网，该接地网分为室内和室外两部分。

(1) 保护室内二次接地网用截面不小于 100mm² 的二次专用接地铜排沿保护屏室屏柜下方首末端相连环形敷设而成，并在电缆沟进出保护屏室位置以一点与室内一次接地网可靠焊接，室内继电保护屏内等电位专用接地铜排应与室内二次接地网可靠连接，中控室二次接地铜排布置在控制台下方适当位置。

(2) 室外二次接地网沿电缆沟架上层敷设 1 根 TMY-40×4 二次专用铜排，该铜排贯穿于升压站 35kV 开关柜室，各配电端子箱、机构箱等处的二次电缆沟，不可以首尾相连，并在电缆沟进出保护室位置采用 1 根型号为 BV-500, 1×100mm² 的聚氯乙烯绝缘铜芯线缆，与室内一、二次接地网连接点可靠焊接。全站 35kV 开关柜、各配电端子箱等内设的等电位专用接地铜排应用截面不小于 100mm² 的与室外二次接地网可靠连接。室外二次接地网各末端分别以 1 根型号为 BV-500, 1×100mm² 的聚氯乙烯绝缘铜芯线缆与主接地网可靠焊接。室外二次接地网末端与主接地网的连接点应选择在远离高压设备、避雷针（避雷器）的位置，室外二次接地网末端到主接地网连接点之间的地中距离不得小于 15m。

2.9.3.22 二次设备布置

本期工程新增的 35kV 母线保护柜、主变保护柜、主变测控柜、故障录波柜、同步相量测量柜等屏柜均集中布置于二次设备预制舱内；35kV 保护测控装置、多功能电能表分散安装在 35kV 开关柜上，布置于 35kV 配电室内。主变高、低压侧智能多功能电表装安装在 一期已有主变电能表柜上。

2.9.3.23 安稳系统

光伏电站 220kV 升压站已配置 1 套安全稳定控制系统，满足本期扩建接入需求。本期工程不再新增。

2.9.4 通信

2.9.4.1 光伏场区通信

本项目每个光伏发电分系统配置一台数据采集处理装置。该装置通过 PLC 通信方式获取本单元逆变器和箱变的运行参数、故障状态和发电参数以及每个逆变器内各接入回路的电流量信号并进行储存，同时数据采集处理装置通过光纤传输方式将数据上传至光伏电站计算机监控系统。

2.9.4.1 220kV 升压站通信

光伏电站 220kV 升压站按“无人值班，少人值守”的原则设计，升压站与调度端通信为光纤通信。

2.9.4.3 系统通信

前期光伏电站 220kV 升压站已配置 1 套通信系统，满足本期扩建需求。本期工程不再新增。

2.9.5 电气二次主要设备及材料表

电气二次主要设备及材料见表 2.9-8。

表2.9-8 电气二次主要设备及材料表

三	控制保护设备及安装工程			
1	监控系统设备及安装			
1.1	升压站内摄像头		套	2.00
1.2	光伏场区摄像头		套	31.00
1.3	火灾报警	增加感温电缆等内容	m	500.00
1.4	计算机监控系统扩容	须按需扩容	项	1
1.5	五防系统扩容	须按需扩容	项	1
1.6	功率预测系统扩容	须按需扩容	项	1
1.7	AGC/AVC 系统扩容	须按需扩容	项	1
1.8	电能量采集终端接入调试	须按需扩容	项	1
1.9	安全稳定控制装置扩容	须按需扩容	项	1
1.10	保信子站扩容	须按需扩容	项	1

1.11	二次安防扩容	须按需扩容	项	1
2	保护设备及安装			
2.1	保护设备及安装			
2.1.1	2#主变保护柜 A		面	1
2.1.2	2#主变保护柜 B		面	1
2.1.3	2#主变保护柜 C		面	1
2.1.4	2#主变测控柜		面	1
2.1.5	2# 35kV 母线保护柜		面	1
2.1.6	同步相量测量柜 2		面	1
2.1.7	故障录波柜 2		面	1
2.1.8	光伏区接口柜 2		面	1
2.1.9	网络交换机		台	2
2.2	就地设备			
2.2.1	35kV 线路保护测控装置		台	2
2.2.2	35kV 无功补偿测控装置		台	1
2.2.3	35kV 接地变保护测控装置		台	1
2.2.4	35kV 母线测控装置		台	1
2.2.5	交换机		台	2
2.2.6	电度表（有功 C 级，无功 2 级）		台	3
2.2.7	电度表（有功 D 级，无功 2 级）		台	4
3	光缆及电缆敷设			
3.1	控制电缆		m	18740.00
3.2	光缆 GYTY53-24B1		km	20.00
3.3	引入光缆		km	0.80
3.4	屏蔽线		km	3.50
3.5	网线 超五类		km	4.00
3.6	电源线		km	4.00
4	分系统调试			
4.1	五防回路系统调试		项	1
4.2	计算机监控系统调试		项	1
4.3	事故照明及不停电电源系统调试		项	1
4.4	保护系统调试		项	1
4.5	直流分系统调试		项	1
4.6	通信系统调试		项	1

4.7	中央信号系统调试	项	1
四	其他设备及安装工程		
1	室外照明设备及安装	项	1
2	车辆租赁	辆	1
3	消防系统设备及安装		
4	磷酸铵盐干粉灭火器	项	1
5	火灾报警系统	套	1
6	成品油池	套	12
7	不锈钢管 φ100*3mm	m	140.00
8	给排水系统设备及安装	项	1
9	涉网实验	项	1
10	无人机巡检费用	项	1
11	无线网络建设费用	项	1
12	智慧基建管理系统费用	项	1

2.10 土建工程

本光伏项目位于鹤庆县金墩乡银河村附近，拟建光伏电站总容量为 35MW 占地面积约 820 亩，场地类型为其他草地及灌木林地。本项目不新建升压站，拟接入 220kV 东庄升压站送出。土建工程设计内容主要包括：升压站、光伏支架、箱变基础等。

2.10.1 设计安全标准

2.10.1.1 工程级别和建筑物级别

本项目的建（构）筑物设计使用年限和设计基准期采用 50 年。光伏支架设计使用年限和设计基准期采用 25 年，光伏支架基础设计采用 50 年。

表7.1-1 主要建（构）筑物设计标准

序号	名称	设计使用年限	建筑结构安全等级	结构重要性系数	抗震设计		
					抗震设防类别	抗震措施设防烈度	抗震等级

1	光伏支架及基础	25（基础 50 年）	三	1.0	丁（丙）	8	-
2	箱变基础	50	三	1.0	丙	8	-
3	升压站建(构) 筑物	50	二	1.0	丙	8	二级

2.10.1.2 防洪标准

根据《35kV~220kV 无人值班变电站设计规程》DL/T 5103-2012 中 3.1.9 规定以及根据《35kV~220kV 变电站设计规范》GB50059-2011 中规定，防洪标准应大于或等于 50 年一遇高水位。

本项目光伏容量为 44.0143MWp，交流额定容量为 35MW，根据《光伏电站设计标准》总布置的规范（GB50797-2024），项目光伏区防洪标准为 30 年一遇洪水，各光伏组件最低点高于 30 年一遇设计洪水位 0.5m 以上。其他电站设备基础顶标高均要高于 30 年一遇设计洪水位。

2.10.2 光伏支架及基础设计

2.10.2.1 光伏阵列支架设计

1、支架系统设计参数

基本风压：0.65kN/m²（50 年一遇）；0.57kN/m²（25 年一遇）

基本雪压：—kN/m²（50 年一遇）；—kN/m²（25 年一遇）（大理无雪压）

结构重要性系数：1.0

风压高度变化系数：1.3

高度 z 处的风阵系数：1.2

风荷载的体型系数（迎风向）：0.91

风荷载的体型系数（背风向）：1.12

雪荷载体型系数：1.0

抗震设防烈度：8 度（0.20g），设计地震分组第三组

光伏组件规格：2384mm×1303mm×35mm

光伏组件重量：38.7kg

支架倾角：24°

2、支架系统设计参数

光伏支架钢结构设计根据《建筑结构荷载规范》GB50009-2012、《钢结构设计标准》GB50017-2017 及《光伏电站设计标准》GB50797-2024 要求设计。支架基础根据《太阳能发电站支架基础技术规范》GB51101-2016 要求设计。

结构设计使用年限为 25 年，安全等级采用三级，结构重要性系数为 1.0。

3、荷载组合

根据《光伏电站设计标准》GB 50797-2024，当抗震设防烈度大于 8 度时，支架应进行抗震验算，本项目位于 8 度区，因此不考虑地震作用，由于光伏组件自重很小，支架设计时可变荷载(风荷载和雪荷载)起控制作用。

承载力计算时，各种组合工况下的可变荷载组合值系数：

表2.10-2 各种组合工况下的可变荷载组合值系数

序号	荷载作用组合工况	Ψ_w	Ψ_s	Ψ_M	Ψ_t
1	永久荷载+负风荷载+温度荷载	1.0	-	-	0.6
2	永久荷载+正风荷载+雪荷载+温度荷载	1.0	0.7	-	0.6
3	永久荷载+雪荷载+正风荷载+温度荷载	0.6	1.0	-	0.6
4	永久荷载+施工检修荷载	-	-	1.0	-

注：1.表中“-”号表示组合中不考虑该项荷载或作用效应；

2. 正风荷载指组件正面为受荷面时的风荷载，负风荷载指组件背面为受荷面时的风荷载；

3. 当支架长度大于或等于 120m 时，应考虑温度合作。

4、光伏支架设计

该项目为光伏+项目，项目区域主要为山地。考虑后期农林业需要，本项目采用固定式支架+桩基的方案。

光伏区地形坡度 $\geq 35^\circ$ ，支架采用双立柱方案。组件采用 2x14 两排竖向布置，支架倾角 24°。根据以往工程经验，光伏组件最低沿应高于地面 2.5m；桩基间列间距大于 4m，不破坏原有土地生产条件。现考虑每套支架设 10 根立柱，立柱左右间距为 4.10m。支架里面示意图如下：

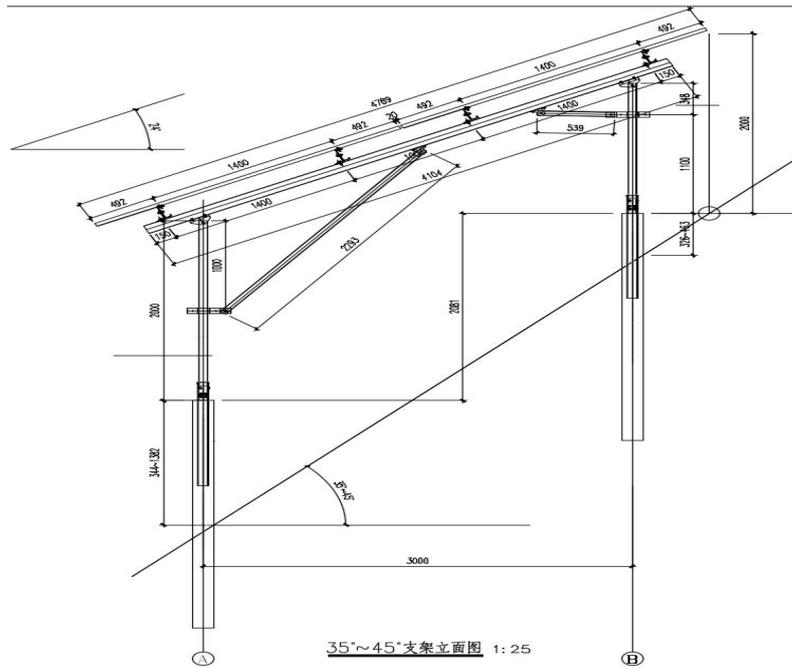


图 2.10-1 双立柱支架立面图

坡度 $<35^\circ$ 的场区支架采用单立柱方案。组件采用 2×14 两排竖向布置，支架倾角采用 24° 。根据云南省光伏电站占用一般耕地或其他农用地的光伏复合项目建设经验，要求光伏组件最低沿应高于地面 2.5m ；桩基间列间距大于 4m ，不得破坏原有土地生产条件。现考虑每套单立柱支架设 5 根立柱，立柱左右间距为 4.10m 。支架立面示意图如下：

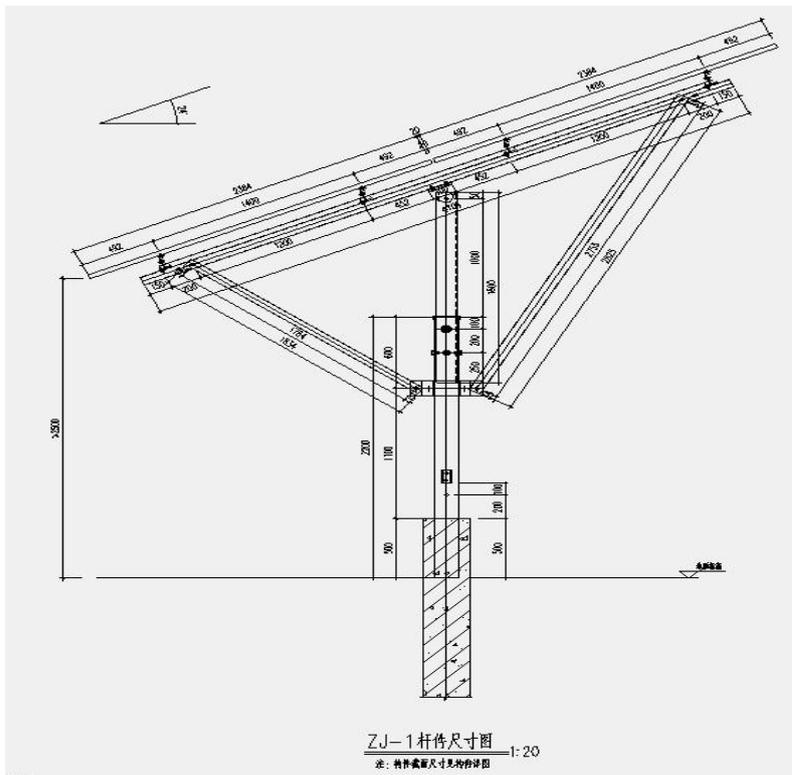


图 2.10-2 单立柱支架立面图

5、光伏组件阵列支架设计

基于以上技术和经济对比，坡度小于 35°光伏支架采用单桩支架方案。坡度大于 35°区域光伏支架采用双桩支架方案。

固定支架采用横向檩条，纵向支架布置方案。一个结构单元内有 5 榀支架，支架由立柱、横梁及斜撑（或拉梁）组成。在支架的横梁上，按照电池组件的安装宽度布置檩条，檩条用于连接电池组件，承受电池组件的重量。组件每条长边上有二个点与檩条连接，一块电池组件共有 4 个点与檩条连接固定。

组件与檩条连接方式有压块连接和螺栓连接，压块连接的组件安装速度快、施工工期短、可克服现场檩条变形等因数。而螺栓连接形式施工速度较慢，由于檩条易产生变形导致组件安装困难，但螺栓连接较为牢固。结合现场实际情况，且山区风荷载较大等因素，电池组件与檩条采用螺栓连接，材质为不锈钢螺栓，螺栓配双面垫片，单侧一平一弹。光伏钢支架横向采用由横梁、前支撑、后支撑组成的三角形结构体系，钢支架通过钢柱传递到桩身。钢支架纵向结构由 4 根冷弯薄壁卷边 C 型钢檩条组成。檩条通过檩托与横梁固定。光伏支架示意图如上图。施工图阶段桩顶及组件下沿标高可能根据现场情况会有调整，具体以后续施工图为准。

支架设计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表达。其中：

受压杆件的容许长细比：180

受拉杆件的容许长细比：350

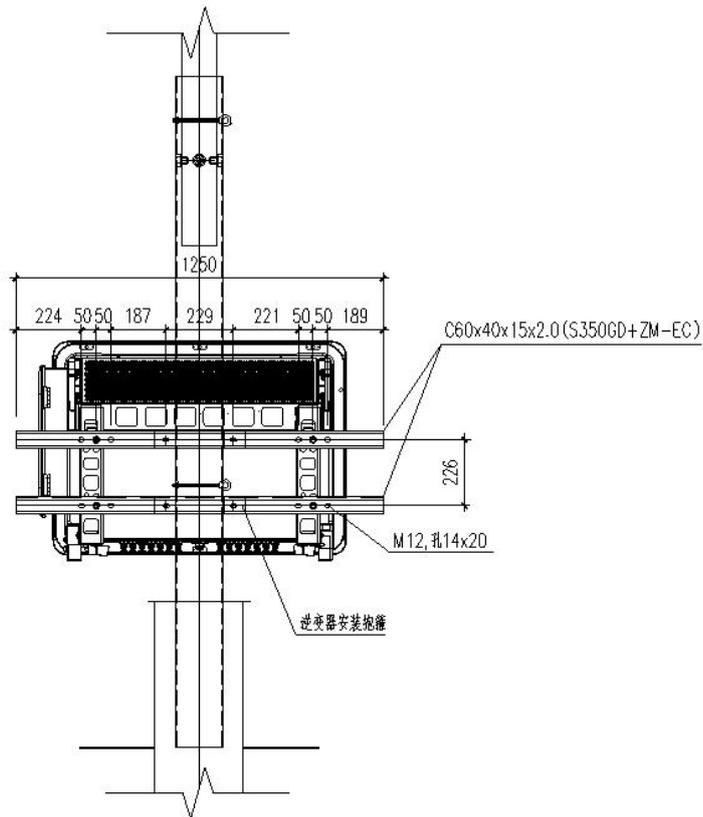
梁的挠度为跨度的 1/250

支架的与基础按照刚接考虑，立柱与横梁，横梁与斜撑，横梁与檩条之间均按照铰接考虑。通过软件模拟计算，支架、檩条的强度、稳定性等均满足规范要求，无超限，可作为下阶段设计依据。

根据场区环境，本项目光伏支架可采用镀铝镁锌作为防腐蚀措施，镀镁铝锌镀层厚度不应小于 275g/m²。防腐前需对钢结构除锈处理，除锈等级应达到 Sa 2.5 的质量要求。

6、光伏逆变器支架设计

根据电气设计要求，本项目采用 300kW 型组串式逆变器进行开发。组串式逆变器不单独做基础，逆变器托架采用连接件及抱箍固定于光伏支架立柱上。



单立柱逆变器安装详图 1:20

1. 逆变器距地高度需大于800mm
2. 本支架适用于单立柱
3. 逆变器位置应根据现场实际调整

图 2.10-3 单立柱逆变器安装详图

2.10.2.2 基础设计

1、支架基础选型

1) **基础选型及施工工艺：**光伏支架基础的选型应考虑避免大挖大填的形式，同时受场地影响又要保证施工进度快又不能使用重型的施工机具。根据现场踏勘收资，拟建场区较为平坦，以及参考附近已建光伏电站，我院从技术方案的合理性、施工的便捷性、成本的控制以及质量目标和安全目标等方面综合考虑，本项目光伏支架采用钻孔灌注桩基础。

2) **基础计算：**单立柱钻孔灌注桩基础桩径通长 300mm，每个光伏阵列采用 5 根桩，初拟桩长为 3000mm，桩顶高出地面 500mm。双立柱钻孔灌注桩基础桩径通长 200mm，每个光伏阵列采用 10 根桩，初拟桩长为 1800mm，桩顶高出地面 200mm。光伏阵列支架柱与钻孔灌注桩之间采用固接，连接必须满足安全要求、不均匀沉降要求。此方案不同于

传统的混凝土灌注桩，不存在造浆及排浆的问题，该方案采用微型机械成孔设备，施工速度较快，工艺简单，可根据地形调整桩顶标高。无土方开挖及回填，工程造价低，工期较短，经竖向、横向、水平承载力验算，力荷载可满足规范要求，经单立柱桩基稳定性验算地基为强风化粉砂质泥岩，桩长采用 3m，桩径采用 0.3m，入土深度 2.5m，桩顶水平作用力距设计地面高度 3.5m，其桩基整体稳定性水平抗力为： $RH=14.17kN \geq 8 \times 1.1=8.8kN$ 满足规范要求。

2、箱变基础设计

本项目光伏场区内共设置箱变 12 座，箱变基础采用钻孔灌注桩，桩径 \varnothing 400，有效桩长 4 米，桩数 6 根。桩为端承摩擦桩，桩端持力层为①含砾粉质黏土、②强风化粉砂质泥岩。立于光伏场区道路周边，靠近运输道路侧。基础平台及梁顶面进行找平抹光处理，基础埋件要求定位准确，基础预埋件水平最高和最低相差不超过 3mm，尺寸最大偏差不超过 5mm。基础四周应略高于周围地面，保证基础周边不积水。单桩承载力特征值估算约 120kN，其中钢筋均采用 HRB400。钻孔灌注桩必须严格控制二次清孔后的沉渣厚度不超过 50mm，清孔验收合格后应及时浇灌混凝土。本项目成孔深度以桩长控制为主，以桩端全断面进入持力层深度大于 2d 为辅。钢材为 Q235B 号钢，焊条 E43 型，所有外露铁件均须热镀锌防腐处理，最小镀锌层厚度不小于 65 μ m，平均镀锌层厚度不小于 70 μ m，现场焊接铁件接头处均需喷锌防腐处理，喷锌层厚度不小于 200 μ m。桩基施工完后，应按规范要求对桩身完整性进行动力检测，并进行静载荷试验，静载试验桩基数量应不少于桩总数的 1%，并不少于 3 根；桩身质量的检测采用低应变检测，检测桩数 100%。

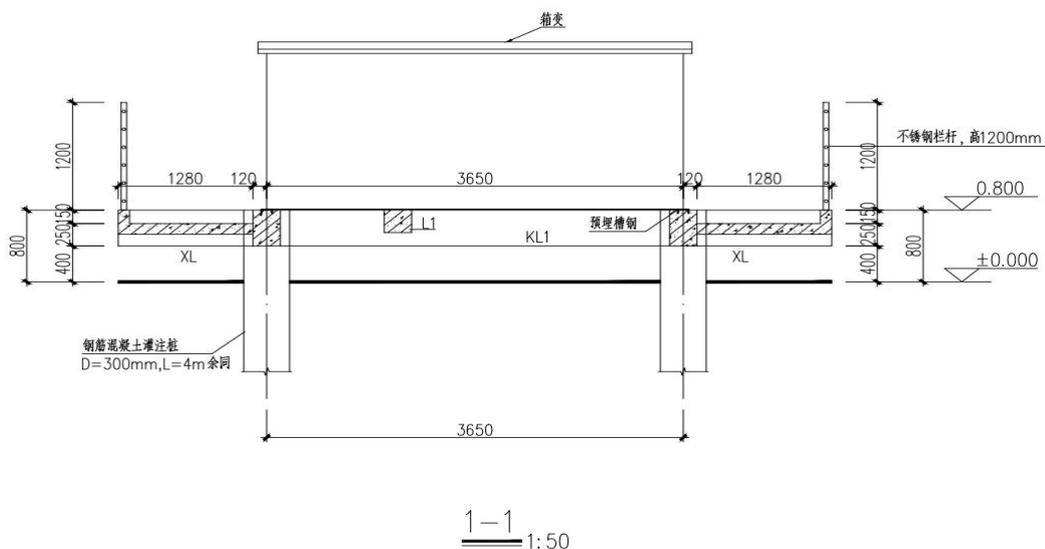
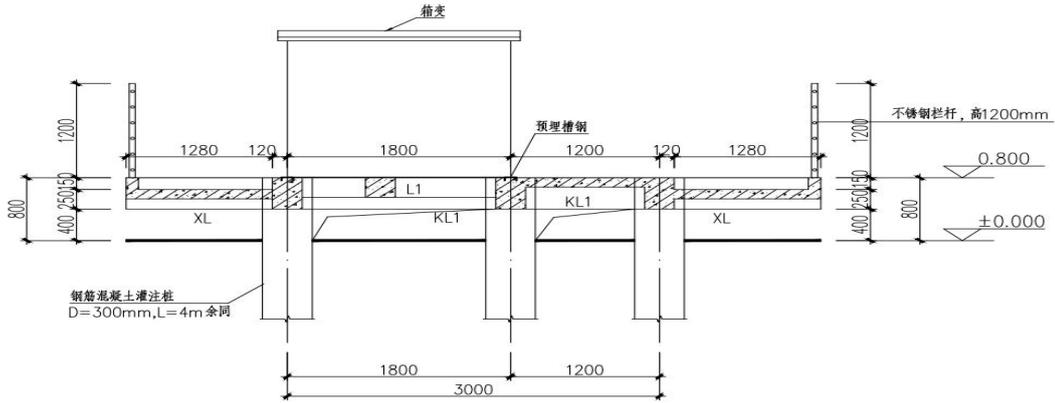


图 2.10-4 箱变基础示意图一



2-2 1:50

图 2.10-5 箱变基础示意图二

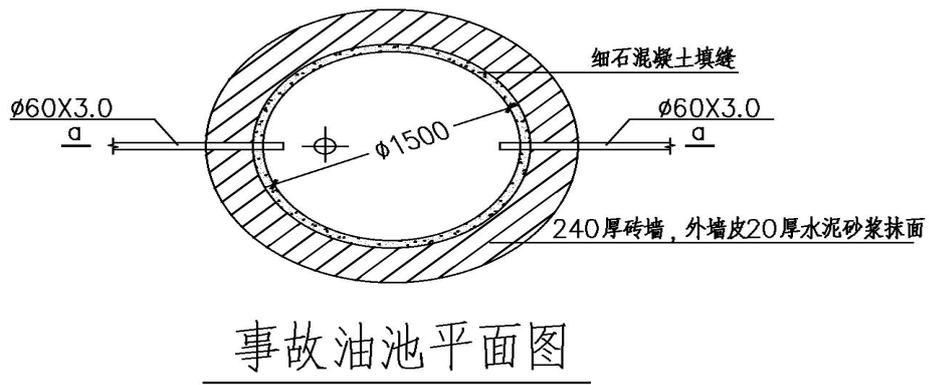


图 2.10-6 事故油池平面图

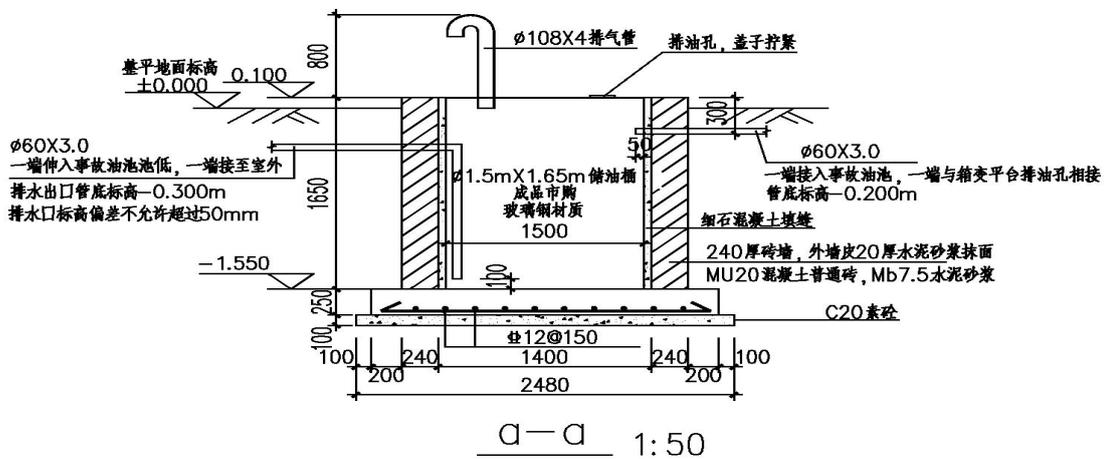


图 2.10-7 事故油池剖面图

2.10.3 集电线路土建设计

根据电气专业综合比较，场区内集电线路采用直埋及架空线路的组合方式接入至升压站。详见场区集电线路设计图。若遇岩石裸露较多的地方，采用电缆桥盒敷设。电缆直埋敷设时距地面不小于 700mm，电缆上下均铺设细砂或细土，并设置电缆警示带，过路时设保护套管。

2.10.4 升压站设计

本项目拟以 2 回 35kV 线路接入东庄 220kV 升压站，升压站土建部分沿用原升压设计，本期仅新增主变 SVG、等设备基础。

2.10.5 给排水设计

2.10.5.1 光伏场区给排水设计

光伏场区内用水主要为清洗电池组件用水，光伏组件倾角为 24 度，组件雨水自洁能力强，组件表面主要容易生产积灰，无任何污染物，因此本项目暂考虑定期利用水车从站外运水进行原地清洗。

光伏区的变压器设置能容纳全部油量的事故油坑，油坑内铺设厚度不小于 250mm 的卵石层，油坑内的废油应及时回收，防止环境污染。

1、水土保持措施介绍

光伏板阵列区是本项目的重要组成部分，主体设计中根据行业政策及项目运行要求也提出大量防护措施及要求。

本项目以“光伏+”模式进行开发建设。不同项目区地形条件，针对不同区域考虑。主体设计对光伏板下根据土壤条件不同进行种植。

根据主体设计资料，提出了农业光伏的可行性研究，并对农业种植方案进行了初步规划，在光伏列阵光伏板下方及其之间的空闲地种植喜阴中药材等符合当地特色产业的经济作物。

2、水土保持评价

光伏板阵列区占地面积较大，但主体设计中为减少地表扰动，考虑了灌注桩施工工艺，且光伏板高度抬升后进行板下牧草种植，有效减少了水土流失危害。本项目选址过程中对植被覆盖度较高的林地均进行了避让，主体设计中底层绿化具有较好的水土保持

功能，项目建成后项目区将全部被建构筑物及农地、林地所覆盖。

2.10.5.2 升压站给排水设计

本项目升压站给排水设计方案前期已完成，本期不需新增。

2.10.6 附表

表2.10-3土建主要工程量表

序号	工程或费用名称	单位	数量
	第二部分 建筑工程		
一	发电场工程		
1	场地平整		
	施工场地清表及场平	m ²	72406.02
2	发电设备基础工程		
	灌注桩钻孔（200mm）	m	37195.20
	灌注桩钻孔（300mm）	m	0.00
	灌注桩混凝土 C30	m ³	1167.93
	钢筋笼制作与安装	t	274.51
3	变配电设备基础工程		
	土方开挖	m ³	360.00
	土方回填	m ³	288.00
	钻孔	m	288.00
	箱变平台混凝土量 C30	m ³	108.00
	箱变基础灌注桩混凝土量 C30	m ³	36.00
	箱变平台钢筋 HRB400	t	16.20
	箱变基础灌注桩钢筋笼 HRB400	t	5.40
	砌砖	m ³	42.00
4	事故油池		
	成品储油桶	个	12
	基础垫层混凝土 C20	m ³	18.00
	事故油池基础混凝土 C30	m ³	24.00
	事故油池基础钢筋量	t	3.60
	预埋铁件 Q235	t	3.60
5	集电线路工程		

	土方开挖	m ³	3893.76
	石方开挖	m ³	9085.44
	土方回填	m ³	8436.48
	弃方外运	m ³	4542.72
	铺砂盖砖	m	27040.00
	警示带	m	27040.00
6	接地工程		
	土方开挖	m ³	9127.04
	土石回填	m ³	9127.04
7	围栏工程		
	围栏	m	33293.20
	围栏大门	套	15
8	试桩与桩基检测		
	试桩	项	1
	桩基检测	项	1
二	升压变电站工程		
1	主变压器基础工程		
1.1	主变压器基础工程		
	土石方开挖	m ³	507.00
	土石方回填	m ³	253.50
	垫层混凝土 C20	m ³	19.22
	基础混凝土 C30	m ³	74.88
	钢材制作与安装	t	11.23
	钢结构格栅板	t	4.00
	沉降观测点埋设	个	4.00
	油坑鹅卵石	m ³	30.42
1.2	中性点基础		
	土石方开挖	m ³	7.26
	土石方回填	m ³	3.63
	垫层混凝土 C20	m ³	0.24
	基础混凝土 C30	m ³	2.59
	钢材制作与安装	t	0.40
2	配电装置设备基础工程		
2.1	SVG 集装箱及户外装置基础		

	土石方开挖	m ³	786.24
	土石方回填	m ³	471.78
	垫层混凝土 C20	m ³	19.62
	基础混凝土 C30	m ³	97.54
	钢材制作与安装	t	14.63
	沉降观测点埋设	个	2.40
	埋件钢材 Q235B	t	0.18
	砌砖	m ³	23.40
2.2	防火墙		
	墙体砌体（MU20 普通水泥砖，M10 水泥砂浆砌筑）	m ³	12.50
	基础混凝土 C30	m ³	33.10
	垫层混凝土 C20	m ³	1.84
	钢筋制作与安装	t	0.95
	水泥砂浆	m ²	100.00
	合成树脂乳液内墙涂料	m ²	100.00
	沥青防腐涂层	m ²	50.00
2.3	220 千伏 GIS 间隔基础		
	土石方开挖	m ³	200.00
	土石方回填	m ³	120.00
	垫层混凝土 C20	m ³	6.00
	基础混凝土 C30	m ³	54.00
	钢材制作与安装	t	6.44
	沉降观测点埋设	个	3.00
3	设备构（支）架		
3.1	主变构架及基础		
	土石方开挖	m ³	90.00
	土石方回填	m ³	60.00
	垫层混凝土 C20	m ³	2.56
	基础混凝土 C30	m ³	78.00
	钢材制作与安装	t	11.70
	构架	t	10.73
3.2	220 千伏 GIS 构架及基础		
	土方开挖	m ³	630.00
	土方回填	m ³	470.00

	垫层混凝土 C20	m ³	15.20
	基础混凝土 C30	m ³	87.90
	钢筋制作与安装	t	9.40
	钢结构构架（含避雷针）架制作与安装 Q355B	t	30.65
	C35 灌浆料	m ³	1.00
3.3	220 千伏户外避雷器基础		
	土石方开挖	m ³	40.56
	土石方回填	m ³	20.28
	垫层混凝土 C20	m ³	0.97
	基础混凝土 C30	m ³	11.52
	钢材制作与安装	t	1.09
三	交通工程		
1	新建场内道路		
	土方开挖	m ³	11916.80
	石方开挖	m ³	5107.20
	土石方回填	m ³	12768.00
	泥结碎石路面（20cm）	m ²	9576.00
	1-1.0m 钢筋混凝土圆管涵	m	36.00
	单柱式标志牌	套	4.00
	M7.5 浆砌片石挡墙	m ³	425.60
2	场内改扩建道路		
	土方开挖	m ³	32193.00
	石方开挖	m ³	13797.00
	土石方回填	m ³	61320.00
	泥结碎石路面（20cm）	m ²	34492.50
	单柱式标志牌	套	16.00
	M7.5 浆砌片石挡墙	m ³	1533.00
四	其他建筑工程		
1	供水工程	项	1
2	供电工程	km	3.00
3	环境保护工程	项	1
4	水土保持工程	项	1
5	劳动安全与工业卫生工程	项	1

2.11 消防

2.11.1 消防总体设计方案

1、光伏电站消防总体设计原则要保证安全运行的要求。消防是光伏电站管理工作的一项首要任务，一方面要考虑光伏电站项目自身的安全；另一方面要考虑光伏电站对周围环境的安全。在总体设计时，按危险品火灾危险程度分区分类隔离，做到安全运行。

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

3、光伏电站消防总体设计满足经济性的要求。经济性体现在以下几个方面：总体设计应使布局紧凑，既能保证建筑物、构筑物以及电器之间必要的防火间距，又能节省用地，以减少建设投资；总体设计要有利于各种设施、设备效能的充分发挥，保证各种设施设备的有效利用，提高劳动效率和光伏电站的经济效益。

2.11.2 工程消防设计

2.11.2.1 主要场所和主要机电设备的消防设计

表 2.11-1 建筑物、构筑物构件的燃烧性能和耐火极限（h）

建（构）筑物	火灾危险分类	耐火等级
综合楼	戊类	二级
门卫室	丁类	二级
配电装置预制舱	丁类	二级
屋外配电装置（单台设备油量 60kg 以上）	丙类	二级
屋外配电装置（无含油电气设备）	戊类	二级
总事故油池	丙类	一级
危废品预制舱	丙类	二级

需配置建筑灭火器的场所根据消防部门要求及规范设置灭火器。

在公共区域和配电区配置推车干粉灭火器（MFT50）以满足扑救火灾的需要。

根据《火力发电厂与变电所设计防火标准》GB50229-2019 要求，升压站内应设置不小于 4.5m 宽的环形消防车通道，并保持畅通。

2.11.2.2 消防给水设计

1、消防用水量及水源

本项目升压站内前期站内已有，本期不涉及。

2、消防给水系统设计

前期站内已有，本期不涉及。

2.11.2.3 电气消防设计

1.消防电源：电站消防电源采用双回路供电，厂用变配电电压 380V/220V。

2.消防照明：35kV 配电装置室及继保室设充电式应急灯，应急时间不小于 30min。

3.消防通信：升压站主要建筑物内均设对外的直拨报警电话（直拨 119 电话）。

4.火灾自动报警系统：火灾自动报警系统自带电源。

5.电缆截面满足额定负荷电流和短路热稳定要求。

6.电缆从室外进入室内的入口处及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封堵及分隔措施。具体措施是：电力电缆选用聚氯乙烯绝缘电缆，所有消防设备用电及控制电缆选用阻燃电缆。

7.所有电缆穿越的孔洞，均采用软质耐火材料封堵，孔洞两端 2m 以内的电缆均喷涂防火涂料保护。

8.电缆沟在相互交叉处以及长度超过 100m 时，应设置防火隔墙。

2.11.2.4 消防配电、火灾报警及消防控制系统

前期站内已有，本期不涉及。

2.11.2.5 采暖通风消防设计

火灾发生时，应停止相关部位的通风系统的运行。

2.11.3 施工消防

2.11.3.1 工程施工场地规划

施工场地规划中，施工区域远离易燃易爆仓库，规划合理化，总体规划应使布局紧凑，既能保证建筑物、构筑物以及电器之间必要性的防火间距，又能节省用地。

本期项目生活区临时设施建筑包括管理人员办公室、管理人员宿舍、施工人员宿舍、食堂等，根据《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2010）的相关规定，在管理人员办公室、管理人员宿舍、食堂各配置手提式磷酸铵盐干粉灭火器两具，在施工人员宿舍各配置手提式磷酸铵盐干粉灭火器两具。

2.11.3.2 施工消防主要原则

施工消防应采取预防为主，一旦发生火警及时处置为主要原则。同时，应制定周密的消防应急预案，落实相关责任人。

2.11.3.3 施工消防规划

施工单位的消防安全职责

建设工程施工现场的消防安全由施工单位负责，施工单位应当履行下列职责：

制定并落实消防安全制度、消防安全操作规程；

对施工人员进行消防安全教育和培训；

制定并落实消防安全检查制度和火灾隐患整改制度；

制定易燃易爆化学物品使用与储存的防火、灭火制度和措施；

按照有关规定配置消防器材；

建立并落实消防设施、设备和器材的定期检查、维修、保养制度；

建立消防档案。

施工现场的消防安全组织

建立消防安全组织，明确各级消防安全管理职责任务，是确保施工现场消防安全的主要条件。

建立消防安全领导小组，负责施工现场的消防安全领导工作。

成立消防安全保卫组(部)，负责施工现场的日常消防安全管理工作。

成立义务消防队，负责施工现场的日常消防安全检查，消防器材维护和初期火灾扑救工作。

项目经理是施工现场的消防安全责任人，对施工现场的消防安全工作全面负责；同时确定一名主要领导为消防安全管理人，具体负责施工现场的消防安全工作；配备专、兼职消防安全管理人员（消防干部、消防主管），负责施工现场的日常消防安全管理工作。

施工准备阶段的消防安全管理要求：

施工准备阶段主要进行“四通一平”，即通路、通水、通电、通讯、平整场地，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。

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。

制定详细的“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。

明确消防安全责任，学习消防安全知识。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%。

严格落实生活及办公区八项基本消防安全要求：

不得支搭可燃建筑或用可燃材料做隔墙；

不得在建设工程内设置宿舍；

生活区应设置不小于 4m 宽的环形消防车通道，并保持畅通；

应设置满足消防用水量的消防给水管网及消火栓，并配备足够的消防器材；

宿舍内吸烟要有防火措施，不得卧床吸烟；

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；

照明及电气设施应由电工按相关规定安装；

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。

落实料场仓库区 10 项基本消防安全要求：

不得在工程内设仓库，应专设料场和周转库；

料场仓库区应设置不小于 4m 宽消防车通道，并保持畅通；

应按规定设置消防给水，配备足够的消防器材设施；

按相应规定安装电气设备；

不得使用电热器具,不得动用明火；

应设专人负责消防安全工作；

材料码放应满足消防安全要求，库内堆垛安全距离不应小于五距要求，垛与屋顶间距 0.5m，垛与照明灯具间脚 0.5m，垛与墙间距 0.5m，垛与垛间距 1m，垛与柱间距 0.1m；

化学性质相抵触物品不得混存；

防止静电危害。

基础施工阶段的消防安全管理要求

施工的开始阶段主要进行主体工程的地下基础施工，工程配套的临时暂设设施继续搭建，相关施工机械设施架设并部分投入使用，少数建筑材料进入场地，这一阶段的消防安全管理应侧重防火间距、消防车通道、消防临时给水、用火、用电等。并落实以下八项消防安全要求：

大型设备安装不得占用消防通道；

应有满足用水量的临时消防给水；

暂设支搭不得使用可燃材料；

应设立禁烟标志；

动用明火应履行用火手续。开具用火证，持有操作证，配备灭火器材，设置看火人；

电气应有专人按相关规定安装，机电设备应使用电缆线；

保温养护材料应使用难燃或非燃材料；

应设立消防管理台账，强化消防安全管理。

结构施工阶段的消防安全管理要求

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，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，并落实以下十五项消防安全要求：

大型设施安装应符合消防要求；

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；

应严格控制用火，履行用火手续；

严禁现场吸烟；
保温养护应使用难燃材料；
易燃易爆化学物品、易燃可燃材料等不得在工程内存放；
可燃包装拆除后应及时清出现场；
不得在工程内住人；
大型设备要有避雷措施；
电气应按规程安装，使用电缆线，并采取防雨措施；
坚持定期组织义务消防队训练；
消防安全检查每日应不少于三次；
保持消防通道畅通；
防水作业要建立并落实专项消防安全措施；
定期召开消防安全领导小组会议，落实消防安全措施。
装修施工的消防安全管理要求

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十七项消防安全要求：

严格用火管理；
严禁现场吸烟；
施工现场严禁存放易燃材料；
应每班清理可燃物；
不得在工程内设加工间；
严禁易燃作业与用火作业交叉；
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；
电气安装必须符合(规程)，不得乱拉电源线；
成品保护，每层应派专人看管；
应根据需要设立现场巡逻队；
应发放并使用“出入证”，不得随意参观；
应配备足够的轻便灭火器材；

不得在工程内住人、办公；
冬季施工不得生明火保温；
应随时检查、发现并消除火险隐患；
确保疏散通道和消防车道畅通；
施工未完不得将设备及家具等存放在工程内。

2.12 安全管理

2.12.1 安全管理机构及相关人员配备

安全卫生管理机构必须和整个工程生产管理组织机构及人员配备统一考虑。工程投产后，设备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，保障工程顺利运行，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枢纽的消防、劳动安全卫生检查、日常的检测、劳动安全及职业卫生教育、职工的正常体检等，并设置医务室。其机构人员的配置为1~2人，可以为兼职人员，归口安监管理。

工程运行人员在开始工作前，需进行必要的安全教育和培训，并经考试合格后方可进入生产现场工作，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，为工程的安全运行有一个较好的软件基础，减少和预防由于生产运行人员的失误而导致的生产事故。

建立综合检查制度、操作监护制度、维护检修制度，对生产设备的相关仪器、仪表和器材进行劳动安全的日常维护。安全卫生管理机构根据工程特点配置相关检测仪器设备，并做好必要的安全宣传。

2.12.2 安全生产管理制度

安全卫生管理是所有建设项目和企业安全生产管理的重要组成部分，是保证安全生产必不可少的措施。安全生产管理，要坚持“安全第一、预防为主、综合治理”的方针。工程监测投入生产运行后，生产经营单位必须遵守《安全生产法》和其他有关安全生产的法律、法规，加强安全生产管理，建立健全安全生产责任制度，完善安全生产条件，确保安全生产。生产经营单位的主要负责人对本单位的安全生产工作全面负责。

2.12.3 事故应急救援预案

根据《安全生产许可证条例》（中华人民共和国国务院令 第 397 号）第六条规定，企业要取得安全生产许可证，应当具备的安全生产条件之一就是：具有生产安全事故应急救援预案，应急救援组织或者应急救援人员，配备必要的应急救援预案。应急救援预案须在工程投产前经有关部门的审批。预案应对工程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内及时做出反应，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，当值运行人员应保护现场和防止损坏设备，特殊情况例外（如抢救人员生命）等。

（1）事故应急预案的原则

生产经营单位安全生产事故应急预案是国家安全生产应急预案体系的重要组成部分。制定生产经营单位安全生产事故应急预案应贯彻落实“安全第一、预防为主、综合治理”方针，规范生产经营单位应急管理工作，提高应对和防范风险与事故的能力，保证职工健康和公众生命安全，最大限度地减少财产损失、环境损害和社会影响。

（2）应急预案编制要求

1) 根据实际情况，按事故的性质、类型、影响范围严重后果等分等级地制定相应的预案。为使预案更有针对性和能迅速应用，一般要制定出不同类型的应急预案，如火灾型、爆炸型等。

2) 一个单位的不同类型的应急预案要形成统一整体，救援力量要统筹安排。

3) 要切合本系统、单位的实际条件制定预案。

4) 制定的预案要有权威性，各级应急组织要职责明确，通力协作。

5) 预案制定要定期演习和复查，要根据实际情况定期检查和修正。

6) 应急队伍要进行专业培训，并要有培训记录和档案，应急人员通过考核证实确能胜任所担负的应急任务后，才能上岗。

7) 各专业队平时就要组建落实并配有相应器材，应急器材要定期检查，保证设备性能完好。

（3）主要内容

事故应急预案的主要内容应包括：

1) 工程的基本情况：包括地理位置及周边生产经营单位的规模与现状、对外交通与运输情况；

2) 危险目标的数量及分布图：包括危险源的确定、画出分布图并标出数量，做出潜

在危险的评估。

3) 指挥机构的设置和职责：包括指挥机构、指挥机构的职责、指挥人员的分工；

4) 装备及通讯网络和联络方式：必须针对危险源并根据需要，将抢险抢修、个体保护、医疗救援、通讯联络等装备器材配备齐全。平时有专人维护、保管、检验、确保器材始终处于完好状态，保证能有效使用；

5) 信号规定：对各种通讯工具警报及事故信号，平时必须做出明确规定，报警方法、联络号码和信号使用规定要置于明显位置，使每一位值班人员熟练掌握。

6) 应急救援专业队伍的任务和建立：包括组织救援队伍、加强救援队伍的训练和演习；

7) 预防事故的措施：对已确定的危险源，根据其可能导致事故的途径，采取有针对性的预防措施；

8) 事故的处置：包括制定事故处置方案和事故处理程序；

9) 工程抢险抢修：指抢险人员根据事先拟定的方案，在做好个人保护的基础上，以最快的速度消除险情；

10) 现场医疗救护：每个职工都应学会心肺复苏术，对受伤的人员应在现场进行必要的处理后再送往各类医院；

11) 紧急安全疏散：发生重大事故，可能对场区内、外人群安全构成威胁时，必须在指挥部统一安排下，紧急疏散与事故应急救援无关的人员；

12) 社会支援等：需涉及场外力量的如事故抢险、伤员救护，防灾指挥等，也应在预案中予以考虑；

13) 事故后的恢复工作。

(4) 本工程应编制的主要事故应急救援预案

根据工程生产特点、危险因素情况，分析该工程可能发生的重特大事故类型、事故发生过程、破坏范围及事故后果，确定需要编制应急救援预案的类型。

建议该工程对以下重特大事故编制应急救援预案：

防淹、防火、防触电事故预案，电气误操作事故预案，继电保护事故预案，变压器损坏和互感器爆炸事故预案，开关设备事故预案，接地网事故预案等事故预案。

施工期间爆破及火工器材管理、施工区内运输、施工及检修期大件吊装、高空作业、交叉作业等危险点的安全生产事故应急救援预案。

2.12.4 安全生产专项投资概算

可行性研究报告中设备及安装工程概算表中未详细列出安全设施投入，建议设计和建设单位在下一步施工及安全设施设计专篇中，应按照《关于印发〈企业安全生产费用提取和使用管理办法〉的通知》（财资〔2022〕136号）文件中的相关规定对安全设施相关费用的投入重新进行概算，切实反映光伏电站建设、运营对安全设施的需求。

第3章 主要危险、有害因素辨识

危险因素是指能对人造成伤亡或对物造成突发性损坏的因素。有害因素是指能影响人的身体健康，导致疾病，或对人造成慢性损害的因素。

所有的危险有害因素，表现形式不同，但从本质上讲，之所以能造成有害的后果，都可归结为存在能量、有害物质；能量、有害物质失去控制，并导致能量的意外释放和有害物质泄漏、挥发的结果。因此，存在能量、有害物质和能量、有害物质失去控制，是危险因素产生的根本原因。

根据《生产过程危险和有害因素分类与代码》（GB/T 13861-2022）、《企业职工伤亡事故分类》（GB/T 6441-1986）、《职业病危害因素分类目录》（国卫疾控发〔2015〕92号）以及相关事故统计和分析，辨识与分析危险有害因素。本项目涉及到的危险、有害物质有电能、氧气、乙炔、变压器油等。该工程在生产运行过程中的主要危险因素有：地震、边坡坍塌、滑塌、岩溶塌陷、泥石流灾害、地基沉降、滑坡、电伤害、火灾、爆炸、孤岛效应、热斑效应、物体打击、高处坠落、机械伤害、车辆伤害等。与本项目有关的有害因素主要为：噪声、电磁辐射、毒物、粉尘、高温、低温、标志缺陷、微机自动化监控系统故障及安全监测系统失效、计算机系统恶意代码等。

3.1 主要物料特性及其危险性

3.1.1 六氟化硫

本项目 35kV 开关装置及 220kV 送出线选用六氟化硫组合电器中涉及到六氟化硫。高压电器中的六氟化硫气体本身无毒、无味、不燃，并具有优良的冷却特性和良好的绝缘特性。六氟化硫的化学性质比较稳定，但在电弧作用下会发生分解，产生多种有毒、腐蚀性气体及固体分解产物，如 SF₄ 等，在密封不严或设备大修解体时，容易被释放出来，且 SF₄ 密度大，是空气的 5 倍，一旦泄漏易沉积不易扩散，SF₄ 将对运行人员或检修人员健康产生危害，甚至引发窒息伤亡等事故。SF₄ 属于危险化学品有毒气体类别，危险货物编号为 23019。纯净的 SF₆ 气体无色、无味、不燃，但在电弧及局部放电、高温等因素影响下，SF₆ 气体会进行分解，分解物遇水分后变成腐蚀性电解质，尤其是某些高毒性分解物，如 SF₄、S₂F₂、HF、SO₂ 等，大量吸入人体会引起头晕和肺水肿，甚至昏迷及死亡。

3.1.2 绝缘油

变压器油属于人工合成的液体绝缘材料（合成油），多选用电气性能优良、稳定性好，特别是具有不燃性的极性液体多氯联苯（PCB），用于电容器和变压器，提高了容量和安全性，后来由于 PCB 的毒性被限制使用或禁用。目前变压器油主要有十二烷基苯（DDB，与矿物油混合）、硅油及酯类合成油。

1.绝缘油含水分对变压器的危害：

（1）水分对绝缘油的危害是十分严重的，油中水分会加速油的劣化，使其电气性能恶化，降低电气强度。含水量高的油可能降低甚至丧失延缓绝缘纸受潮的功能。当油纸水分平衡紊乱时，甚至可导致绝缘击穿。此外，油中水分还会使油的局部放电起始电压降低，局部放电强度增高。

（2）绝缘油含水量对油本身的劣化也起着加速作用。而且油中水分会使油的局部放电起始电压降低，局部放电强度增加。因此，变压器维护中应尽可能降低油中水分，并加强油中含水量的监控和测量。

2.绝缘油酸价增大对变压器的危害：

（1）绝缘油的酸性组成部分对金属部件有一定的腐蚀作用，在有水或氧存在及高温条件下更为显著。

（2）酸性组分对绝缘纤维起分解破坏作用，尤其有水分存在时，可以大幅度降低纤维质绝缘材料的机械强度。

（3）影响油的其它性能，如降低油的介电强度，增大粘度等。

3.1.3 乙炔

电站在施工及检修焊接时经常使用钢瓶装的乙炔。乙炔具有极易燃烧爆炸特性，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂接触会猛烈反应。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。能与铜、银、汞等的化合物生成爆炸性物质。乙炔具有弱麻醉作用，高浓度吸入可引起窒息。乙炔属于危险化学品易燃气体类别，危险货物编号为 21024。

3.1.4 氧气

该工程施工及检修焊接会使用钢瓶装的氧气，常压下，当空气中氧气浓度超过 40% 时，人就可能发生氧气中毒，吸入氧浓度在 40%~60% 时，人就会感觉胸骨不适，轻咳，

呼吸困难，严重时可发生肺水肿，甚至出现呼吸窘迫综合症。吸入氧浓度达到 80%以上时，人会表现出面部肌肉抽动、面色苍白、眩晕、心动过速、虚脱、继而昏迷、呼吸衰竭，最终死亡。

3.2 场址选址及总平面布置危险有害因素分析

3.2.1 场址选址危险有害因素分析

银河光伏发电项目位于云南省大理州鹤庆县，场址在金墩乡银河村附近山地，场址中心坐标北纬 26.4947，东经 100.2318，海拔高程在 2230m~2750m 之间。场址各光伏地块均有乡村道路连接，对外交通条件较好。

工程场地多位于缓坡~斜坡坡面，局部位于陡坡，场地北侧多以陡坡为主，坡度大于 30°，部分为缓坡；南西侧场地多以缓坡~斜坡为主，坡度 10°~30°，南东侧以斜坡~陡坡为主，缓坡分布较少。2 区场地地表多为灌木丛及草地，少量为荒地，现状坡面冲沟发育，发育较大规模冲沟共计 3 条，切割深度 10~30 米，间距 80~200 米，现状冲沟未见明显变形，局部基岩裸露，有岩体脱落、掉块现象。

工程区范围较大，以斜坡地形为主，坡度 5~30°之间，部分为陡坡。场地覆盖层较薄，部分地段基岩出露。地下水埋藏较深。

场地不良地质作用弱发育，A 区以建筑抗震一般地段为主，B 区为抗震不利地段。场地工程建设适宜性评价为“适宜性差”；A 区地形坡度小于 25°，场地工程建设适宜性评价为“适宜性差”；B 区地形坡度大于 25°，场地平整困难，场地工程建设适宜性评价为“不适宜”。

本项目地基土及地下水对混凝土结构、混凝土结构中钢筋具微腐蚀性，地基土对钢结构具弱腐蚀性。

站址若未充分考虑地震、断裂带、地形地貌及地基土等工程地质条件，可能会因塌陷、地震、泥石流等事故，造成建筑物塌陷、道路中断、架空线路铁塔坍塌、发电设备故障等事故。

3.2.2 总平面布置危险、有害因素

光伏电站工程总平面布置应综合考虑多方面因素，包括光能资源的评估、自然条件、社会环境、安全卫生设施、交通道路、建筑物间的防火间距、规划和环境绿化等对

劳动安全和工业卫生都有直接影响的因素，应统一规划，合理安排。

根据光伏电站实际的布置来看，管理范围较大，给整个光伏电站的安全管理带来不便。如设备布置、安全距离、消防系统布局不合理，站内道路路面宽度、曲率半径以及路标指示牌布置不合理，均有可能造成火灾、触电、车辆伤害等事故的发生。

组件前后距离过大，会造成土地资源浪费，投资增加，从而直接影响本光伏电站的经济性；组件前后距离过小，会造成光伏组件出现阴影，降低发电量，甚至造成光伏组件热斑效应。由于局部阴影的存在，太阳能电池组件中某些电池单片的电流、电压发生了变化。其结果使太阳能电池组件局部电流与电压之积增大，从而在这些电池组件上产生了局部温升。太阳能电池组件中某些电池单片本身缺陷也可能使组件在工作时局部发热，这种效应能严重的破坏太阳电池。

本项目拟新建的光伏列阵区由西向东方向分布于鹤庆县金墩乡银河村附近山地，施工期会产生噪声、粉尘。光伏列阵区与周边村庄居民距离较远，且设置有围墙或防护网，周边村民不会进入站内。故项目与周边村庄的相互影响不大。

3.3 场址与周边环境的相互影响

本工程场址太阳能资源很丰富，具有较好的开发价值；场址内不良物理地质现象不发育，自然山坡稳定性较好，场区地形连续性好，总体起伏不大，具备修建光伏电站地形地质条件。本工程项目已落实工程区周边国家级公益林、省级公益林、基本农田、生态红线、有林地、未成林造林地、稳定耕地等限制开发区域，本次选址场址范围已避开上述区域，工程选址与当地的土地利用规划不冲突。场址及附近无自然保护区、风景名胜区、文物古迹及鸟类迁徙通道等环境敏感对象，也未发现具有开采价值的矿产资源，场址对外交通运输条件便利。

本电站为清洁能源，对周边的影响不大，主要是施工期的噪声、粉尘影响。本电站项目与周边环境的其他相互影响主要为：

- 1.光伏电站火灾导致周边环境火灾的发生。
- 2.周边环境主要为农耕地、林地、放牧等火灾影响光伏电站的安全运行。
- 3.电站产生的工频电磁场影响周边环境。
- 4.电站建设、运行、管理对当地微气候和生态的影响等。
- 5.从场区与居民点的距离看，项目在运行期对居民点影响不大。

3.4 建（构）筑物危险、有害因素分析

3.4.1 地震危险性分析

地震对电站建筑设施及设备的破坏性主要表现为：

强烈地震波可引起支架激烈晃动，从而导致光伏阵列破坏、变形、脱落等破坏。

强地震可引起支架基础沉降，支架固定螺栓脱落、断裂等破坏。

强地震可引起架空集电线路及输电线路塔架倒塌等破坏。

强地震可引起主变基础及其它电气设备基础沉降，设备连接构件断裂、脱落等破坏。

强烈地震可引起控制室等房屋的倒塌、开裂及沉降破坏。

强烈地震可引起母线、电缆、线路等带电体的短路、断路事故。

强烈地震可造成山体滑坡、坍塌等自然灾害，从而危及电站设备、设施及建筑物的安全。

工程区地形起伏，多为缓坡~斜坡，陡坡零星分布。覆盖层较浅，部分地段基岩出露，无软弱土、液化土分布。根据《光伏发电工程地质勘察规范》（NB/T10100-2018）中建筑抗震地段划分标准，A区为抗震一般地段，B01~B32区为抗震不利地段。

本项目表层①红黏土，层②粉质黏土属于 $f_{ak} < 150$ 的粘性土范围，其等效剪切波速为 $150 \sim 250 \text{m/s}$ 之间，属于中软土，下伏基岩属软-较硬岩类。场地覆盖层厚度多小于 3m ，场地类别为II类。

根据《中国地震动参数区划图》，设计地震分组为第三组，场地基本地震动峰值加速度为 $0.20g$ ，地震基本烈度为度VII，反应谱特征周期为 0.45s 。按II类场地，峰值加速度调整为 $0.17g$ ，反应谱特征周期调整为 0.35s 。

场地未见有软弱土、液化土分布，可不考虑软土震陷和砂土液化影响。

场址内物理地质现象以岩体风化为主，自然山坡稳定且离发震断裂具有一定安全距离。按《建筑抗震设计标准》（GB50011-2010）中建筑抗震有利、一般、不利和危险地段划分标准，该场地属抗震一般地段。

3.4.2 光伏支架及基础危险有害因素分析

光伏支架存在的危险、有害因素包括：不良地质、施工安装质量、支架材料、极端大风等。

根据踏勘成果，结合地基土的工程地质特性，将该场地地基（岩）土细分为

以下五层：

拟建场地地基土主要为①红黏土、②粉质黏土、③中风化灰岩、④强风化砂岩、⑤中风化砂岩。

①红黏土，可~硬塑状，力学性质一般，当承载力满足要求时，可作为一般建筑物基础持力层使用。

②层粉质黏土，可塑状，力学性质一般，可作为一般建筑物基础持力层使用。

③层中风化灰岩，属较硬岩类，岩石强度较高，完整性较好，具有较高的承载力，可作为基础持力层。

④层强风化砂岩，呈碎裂结构，力学性质较好，埋藏较浅，具有一定的承载力，可作为一般建筑物基础持力层使用。

⑤层中风化砂岩，属较硬岩类，岩石强度较高，完整性较好，具有较高的承载力，可作为基础持力层。

本工程区地基主要为全、强风化基岩，地基条件总体上较好。但由于区内地形变化较大，不同部位岩体风化程度差异较大，地基开挖面上地基土的物理力学性状可能差异较大，局部同一高程分布有成因、岩性、性状明显不均一的地基土可能存在不均匀沉降变形稳定问题。

光伏支架基础如存在不良地质且未处理或处理后不能满足设计要求，基础地基处理、混凝土不满足设计和规范要求的强度要求，可能发生基础沉降、变形；支架材料质量不合格，在遇大风、雪雨天气时损坏；支架安装质量存在缺陷，在遇极端大风天气时导致光伏组件被吹飞、支架散开等导致设备损坏。

光伏组件支架钢结构设计若未考虑恒荷载（组件重量）、风荷载、地震荷载、雪荷载、温度荷载等荷载工况，达不到承载力要求，将不能够保证设备及支架在最大风速下安全可靠不会倾覆。制造和装配材料存在质量缺陷、未对光伏方阵构架采取一定的防腐措施、基础连接螺栓强度不符合要求以及安装不规范等危险因素，可导致上部构架与基础连接不可靠、钢构架的承受载荷降低，运行期未定期巡视和维护、未按气候条件进行事故预测和对策等，在光伏电场遭遇地震、强风天气等不良自然条件时，可能引发光伏方阵坍塌事故的发生。

3.4.3 升压站的建筑物危险有害因素

本项目未新建升压站，与同业主单位建设的东庄项目共用一座升压站，并改造东庄

升压站新增一台 35MW 主变及相关配电装置。若东庄升压站的建筑物发生开裂、倒塌等情况，也会影响到本项目的正常运行。

升压站建筑物危险主要为建筑结构危险、基础沉降危险和施工质量不合格的危险。

建筑物结构危险主要是由于设计缺陷，设计对建筑物的荷载、受力条件和运行工况考虑不周到，使其结构不能满足实际运行工况，如地震等非常工况的运行，而产生损坏危险。

基础沉降由于基础地层存在不良地质，受建筑物压力作用而产生变形沉降危险，对建筑物和设备存在损坏。

如施工质量不合格，也是造成建筑物发生危险的主要因素。

3.4.4 箱式变压器、分支箱基础危险、有害因素分析

本项目箱变、分支箱基础均为钢筋混凝土结构，硬塑状态黏性土和基岩都可作为箱变基础持力层。

本项目箱变、分支箱基础为钢筋混凝土箱式基础，满足安全要求。

3.4.5 电缆壕沟危险、有害因素分析

电缆沟回填土未填实，回填土中带有垃圾、带有腐蚀性及带有坚硬物体，可能导致电缆损伤。

电缆沟与道路距离较近，车辆从电缆沟上通过，可能压垮电缆沟壁，导致电缆损伤。

电缆壕沟未做防水帽，或电缆沟位于排水都下方时，若设计、施工不满足要求，使排水进入电缆沟，遇电缆中间接头会发生放电，进一步影响周边电缆。

3.5 气象条件对本项目及主要设备的影响

3.5.1 降水的影响

暴雨常伴随强对流天气同时发生，比如冰雹、大风等强对流天气；暴雨天气不仅影响光伏电站的发电，还可能诱发山洪泥石流等地质灾害，危害光伏电站安全；其次暴雨还可能因光伏组件无效导致其损坏，从而给企业带来直接或间接经济损失。从多年气象特征参数及鹤庆县气候条件知，该区域多年平均降水为 996.4mm，场址区域内没有泥石流和塌方产生的迹象，降水对本项目光伏组件的安全性没有影响，但要注意道路边坡开挖可能产生的滑坡和塌方等灾害。

3.5.2 冰雹影响

本项目区多年冰雹日数 1.8 日，无冰雹大小的监测数据。一般而言，光伏组件在世界范围内均得到工程运用且光伏组件采用的钢化玻璃符合 GB/T 9963-1998《钢化玻璃》中的钢球试验标准，可以认为对本项目也是适用的。

3.5.3 风荷载影响

本项目对于风荷载的设计取值主要依据《建筑结构荷载规范》（GB50009-2012），鹤庆县多年平均风速为 2.5m/s，光伏电站区域海拔较县城高、地势也较县城开阔，相应的受到风的风荷载影响更大。本光伏电站存在风荷载的危害。主要表现在：突发性强风对地面建构物威胁较大，会造成光伏阵列倒塌、倒杆、线路断线或设备外壳带电、建筑物门窗损坏等危险事故的发生。遇强风袭击时，若未采取有效的防护措施，容易发生设备倾倒，从而伤害和碰撞现场作业人员或电力设备，酿成重大事故。

3.5.4 雷暴影响

鹤庆县城区多年平均雷暴天气约 70.2 天，光伏建设场址较县城海拔更高，属于雷暴多发区。雷电对光伏发电系统、电气设备、集电线路的侵害主要包括直接雷击、感应雷击、雷电波入侵。直击雷直接向光伏电站的电气设备或建筑物放电，过电压会使电气设备的绝缘遭到击穿破坏而造成火灾。感应雷击是在雷云临近光伏电站上空时，光伏电站建筑物和附近地面上将感应产生大量的电荷。如果建（构）筑物如生产楼、逆变器室等设施的接地装置不良或损坏，就会与大地间形成电位差，当感应雷过电压足够大时，就会引起建筑物内部、电气设备的电线、金属管道、其他设备设施放电而造成火灾。而雷击放电的高温电弧、二次放电，可直接对人体放电，雷电流产生的接触或跨步电压可直接使人触电。

3.5.5 凝冻影响

鹤庆县城区多年极端最低气温-11.4℃，多年平均冰雹日数 1.8 日，覆冰厚度较少，但若发生极端气候时，凝冻灾害可能使光伏电站的光伏组件表面结冰、传感器故障，从而导致光伏组件的使用寿命缩短。

3.5.6 气温的影响

本工程选用逆变器的工作温度范围为 $-25^{\circ}\text{C}\sim 55^{\circ}\text{C}$ ，选用电池组件的工作温度范围为 $-40^{\circ}\text{C}\sim 85^{\circ}\text{C}$ ，正常情况下，太阳能电池组件的工作温度可保持在环境温度增加 20°C 的水平。

工程区所在的鹤庆县多年平均气温 13.6°C ，多年极端最高气温 33.4°C ，多年极端最低气温 -11.4°C 。总体上场址气温条件有利于光伏电站运行。

按本工程场区极端气温数据校核，本项目太阳能电池组件及逆变器的工作温度可控制在允许范围内，地区气象温度条件对太阳能电池组件及逆变器的安全性没有影响。

但温高湿、昼夜温差较大等情况，易导致户外箱较柜易产生凝露，箱内设备和电子元器件易生锈、腐蚀、老化等问题。由于对一次设备进行控制的端子排、二次电缆、元件、空开等二次控制及信号回路以及动力电源回路均安装在端子箱、机构箱、汇控箱内，一旦箱柜内潮气过重将导致控制回路元件锈蚀、传动机构卡涩而引发分合闸线圈烧毁、弹簧储能电机烧坏等设备故障，以及引发操作回路绝缘降低、直流接地等缺陷，甚至造成端子排端子间短路或烧毁、保护误动或拒动，引起事故跳闸，对电网设备的安全稳定运行造成了较大的危害。

3.6 设备设施危险有害因素分析

3.6.1 太阳能电池组件危险有害因素分析

太阳能电池组件的常见故障有：外电极断路、内部断路、旁路二极管短路、旁路二极管反接、热斑效应、接线盒脱落、导线老化、导线短路、背膜开裂、EVA与玻璃分层进水、铝边框开裂、电池玻璃破碎、电池片或电极发黄、电池栅线断裂、太阳能电池板被遮挡等。可根据具体情况检查更换或修理。

3.6.1.1 自燃

事故案例 1：太阳能组件“自燃”

2012年，位于德国慕尼黑的某光伏电站的太阳能组件发生自燃，燃烧现场惨不忍睹。据了解，起火点发生在屋顶太阳能光伏发电板的一个电控箱处，恰巧是一个防烟楼梯的正压进风口，导致室内烟气倒灌。火灾报警后未联动排烟光伏电池板，烟气弥漫，后消防车出动将火扑灭。



图 3.6-1 光伏屋顶的太阳能组件“自燃” 图 3.6-2 屋顶太阳能光伏电站“自燃”现场

光伏组件频繁“自燃”，产品质量不容忽视。光伏组件生产商应加强技术和质量方面的工作，未来如果到处都是这样的景象，不仅是赔偿的问题，中国制造的产品也可能受到抵制。事发当时幸亏有清洁工路过及时发现，否则那片工厂都将成为废墟。

太阳能光伏组件“自燃”原因：

1.粗制滥造匆忙上马，赶工期是造成问题的因素之一。

据了解，目前我国有些地区的个别电站由于一味赶工期，再加上设备验收时质量控制不严、技术把关不严，因此也有不少问题是由于设备质量造成的。虽然大多数问题集中在升压和强电部分，但不少问题都跟逆变器相关，比如输出电压等级是否符合国网要求、是否具备低电压穿越保护等。也正是因此，逆变器的质量问题比较突出。

逆变器的问题主要集中在标准、技术规范是否按照国网的要求去做，也多与相关标准缺失有关，比如逆变器电压输出幅度太宽，700V 进直流，200V 交流出，缺少相关规范和要求。

目前各逆变器厂家技术路线不同、技术标准不同，又缺乏横向技术交流，国内对于 35kV 以下的串并结构以及电气配套设备又都是非标准化的，因此出现问题。

2.系统的设计缺陷。

据不完全统计，目前我国格尔木地区光伏电站暴露出来的问题主要集中在无功补偿、光能预测以及稳控装置方面，包括主变压器不符合要求、无功补偿功率不够、无稳控装置、逆变器不具备低电压穿越功能、缺少发电预测或信号不通、绝缘不符合要求等。由于设计单位在光伏电站设计方面的经验欠缺，以及对当地特殊地质地貌环境考虑不周，将为这些光伏电站的后续运营留下许多隐患。

3.光伏组件接线盒质量问题。

目前中国组件制造商生产的组件很多都存在不少的质量和隐患，而其中很大一部分组件质量问题来自接线盒自身的设计和品质。作为光伏组件制造商的配套企业，接线盒制造商不仅需要对接线盒制造商负责，更需要对终端客户负责，特别是对使用过程中人身安全的保护。所以，优化接线盒结构设计、提高质量是所有接线盒制造企业的首要任务。

结合目前光伏组件户外使用的实际情况，接线盒常见试验项目主要有：IP65 防冲水测试、结构检查、拉扭力试验、湿漏电试验、二极管升温试验、环境试验、750°C灼热丝试验。

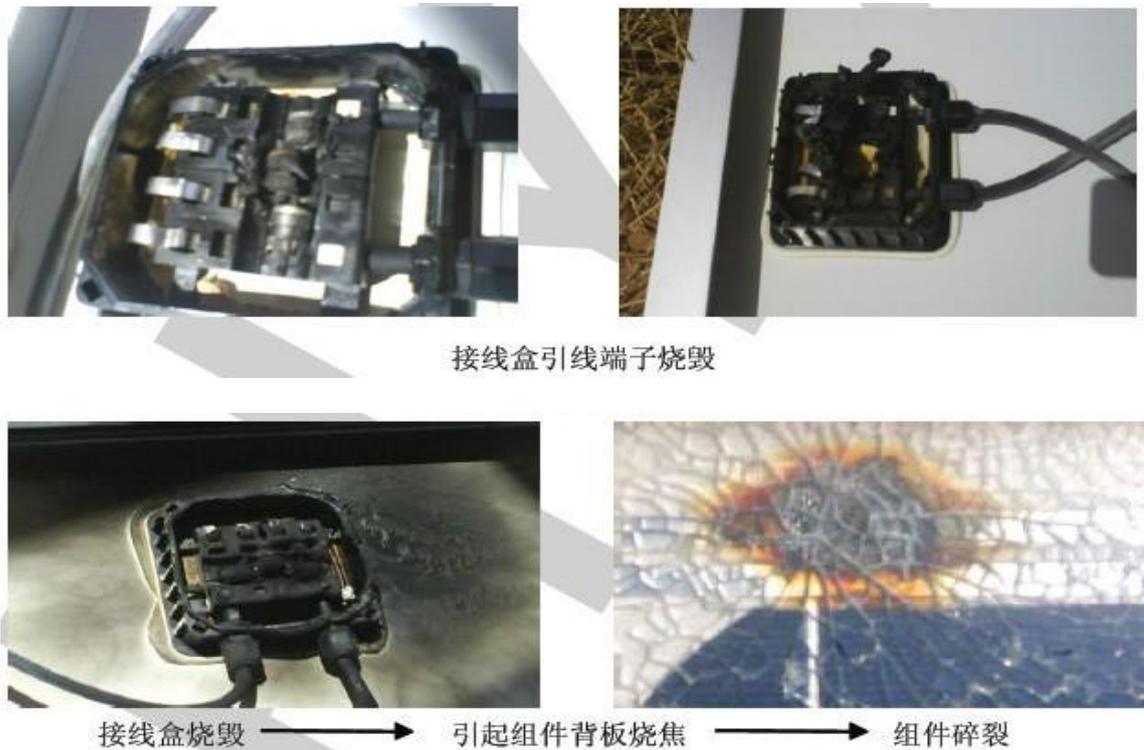


图 3.6-3 户外光伏组件接线盒问题引起的故障图分析

3.6.1.2 腐蚀

太阳能电池组件的腐蚀主要产生在太阳能电池组件内部接线盒导电体和铝边框的断面上。太阳能电池组件的内部腐蚀主要是由助焊剂的腐蚀性和组件生产环境的洁净度决定的。有的厂家使用玻璃纤维也是导致组件内部生产腐蚀的原因之一，使用玻璃纤维虽然有利于组件内部空气的排除，避免气泡的产生，但是玻璃纤维本身就显弱碱性，吸水性很强，杂质含量很高，因此导致组件使用过程中产生发黄、变色，电性能下降现象。

3.6.1.3 电性能衰减或无输出

组件产生这种电性能衰减的因素有很多，如原材料自身原因、生产工艺不成熟、生产环境因素等。

1.太阳电池片本身就存在一定的衰减。晶体硅太阳电池组件开始使用一段时间以后，在电性能方面都会出现1%~2%不同程度的衰减，这是由电池片本身材料特性所决定的。由于电池片中的硼、氧在光照能量下激发、反应，产生硼氧复合，形成载流子复合中心，从而导致电池片转换效率下降。

2.焊接对电池片造成的潜在损伤导致组件电性能下降。在整个太阳电池组件封装的过程中，焊接是一道特殊工序，焊接工艺是否成熟直接影响太阳电池组件的产品质量，同时这也是整个生产过程中一个关键的生产成本控制点。焊接温度和焊接速度是该工序的两个主要控制指标，焊接温度太高或焊接时间太长碎片率就会增加，另一方面就会对电池片内部造成潜在的损伤，这种损伤是无法用肉眼观察到的，这也是导致电池片在使用过程中电性能衰减的一个重要原因之一。

3.个别组件在使用一段时间以后，甚至出现了无输出的情况，这种情况主要是由于在制作出线或与接线盒进行连接时焊接时间太长造成的。

4.除此之外，还有很多细节问题都会间接导致组件的电性能下降，尤其今后的电池片将会越来越薄，层压压力过大、搬运过程中造成的组件弯曲等方面都会对电池片造成潜在的细小裂纹，这也是组件在长期使用过程中出现性能下降的原因之一。

3.6.1.4 热斑效应

热斑效应在一定条件下，一串联支路中被遮蔽的太阳电池组件，将被当作负载消耗其他有光照的太阳电池组件所产生的能量。被遮蔽的太阳电池组件此时会发热，这就是热斑效应。这种效应能严重的破坏太阳电池。有光照的太阳电池所产生的部分能量，都可能被遮蔽的电池所消耗。为了防止太阳电池由于热斑效应而遭受破坏，最好在太阳电池组件的正负极间并联一个旁路二极管，以避免光照组件所产生的能量被受遮蔽的组件所消耗。

太阳电池组件通常安装在地域开阔、阳光充足的地带。在长期使用中难免落上飞鸟、尘土、落叶等遮挡物，这些遮挡物在太阳电池组件上就形成了阴影，在大型太阳电池组件方阵中行间距不适合也能互相形成阴影。由于局部阴影的存在，太阳电池组件中某些电池单片的电流、电压发生了变化。其结果使太阳电池组件局部电流与电压之积增大，从而在这些电池组件上产生了局部温升。太阳电池组件中某些电池单片本身缺陷也可能使组件在工作时局部发热，这种现象叫“热斑效应”。在实际使用太阳电池中，若热斑效

应产生的温度超过了一定极限将会使电池组件上的焊点熔化并毁坏栅线，热斑可能导致整个电池组件损坏，造成损失。据国外权威统计，热斑效应使太阳电池组件的实际使用寿命至少减少 10%。

3.6.1.5 其他失效现象

晶体硅太阳能电池组件在使用过程中失效因素还有很多，如电池片炸裂、玻璃碎裂、汇流条发黄电池片栅线消失等。玻璃片碎裂和组件的设计有很大关系，如果在设计的过程中玻璃与边框的配合间隙不当，很容易使组件在使用过程中由于表面温度升高而出现碎裂。

3.6.2 逆变器危险有害因素辨识

3.6.2.1 孤岛效应风险分析

孤岛效应是指在电网失电的情况下，发电设备仍作为孤立电源对负载供电这一现象。

孤岛效应对设备和人员安全存在重大隐患，主要体现在：一方面，当检修人员停止电网的供电，并对电力系统线路和设备进行检修时，如果并网太阳能发电系统仍继续供电，可造成人员伤亡事故；另一方面，当因电网故障造成停电时，若并网逆变器仍工作，一旦电网恢复供电，电网电压、并网逆变器的输出电压在相位上可能有较大差异，会在瞬间产生很大的冲击电流，从而损坏设备。

孤岛效应主要危害：

- 1.对电网负载或人身安全的危害，用户或线路维修人员不一定意识到自给供电系统的存在；
- 2.没有大电网的支持，自给供电系统的供电电压和频率不稳定，容易损坏用电设备；
- 3.电网恢复时，光伏发电系统重新并网会因相位不同步引起大的电流冲击；
- 4.孤岛状态意味着脱离了电力管理部门的监控而独立运行，具有不可控性和高隐患性。

3.6.2.2 谐波危害

谐波使电能的生产、传输和利用的效率降低，使电气设备过热、产生振动和噪声，并使绝缘老化，使用寿命缩短，甚至发生故障或烧毁。谐波可引起电力系统局部并联谐振或串联谐振，使谐波含量放大，造成电容器等设备烧毁。谐波还会引起继电保护和自动装置误动作，使电能计量出现混乱。对于电力系统外部，谐波对通信设备和电子设备会产生严重干扰。

光伏电站逆变器使用了大量的电力电子元件，在逆变器将直流转换为交流过程中，不可避免地产生谐波，所以并网逆变器的质量与性能对并网交流电的电能质量有着至关重要的影响。

电网谐波造成电网污染，正弦电压波形畸变，使电力系统的设备出现异常和故障。谐波的危害在电力系统中是多方面的，主要有：

1.对供电线路的危害。在谐波的影响下，容易导致机电保护误动作，不能全面有效地起保护作用。

2.影响电网的质量。谐波会引起串联谐振及并联谐振，放大谐波，造成危险的过电压或过电流。

3.增加了输电线路的损耗，缩短了输电线寿命。谐波电流一方面在输电线路产生谐波压降，另一方面增加了输电线路上的电流有效值，从而引起附加输电损耗。

4.对电容器的影响。由于谐波使通过电容器的电流增加，使电容器损耗增加，从而引起电容器发热和温升，加速老化。

3.6.2.3 逆变器故障分析

1.若逆变器选购时质量不过关，运行过程中将导致逆变器损坏。

2.逆变器主要元件绝缘栅双极型晶体管若失效，将导致逆变器损坏，其失效原因如下：

（1）若器件持续短路，大电流产生的功耗将引起温升，由于芯片的热容量小，其温度迅速上升，若芯片温度超过硅本征温度，器件将失去阻断能力，栅极控制就无法保护，从而导致绝缘栅双极型晶体管失效。

（2）绝缘栅双极型晶体管为PNPN4层结构，因体内存在一个寄生晶闸管，当集电极电流增大到一定程度时，则能使寄生晶闸管导通，门极失去控制作用，形成自锁现象，这就是所谓的静态擎住效应。发生擎住效应后，集电极电流增大，产生过高功耗，导致器件失效。

（3）瞬态过电流绝缘栅双极型晶体管在运行过程中所承受的大幅值过电流除短路、直通等故障外，还有续流二极管的反向恢复电流、缓冲电容器的放电电流及噪声干扰造成的尖峰电流。若不采取措施，瞬态过电流将增加IGBT的负担，可能会导致绝缘栅双极型晶体管失效。

（4）过电压造成集电极发射极击穿或造成栅极发射极击穿。

3.逆变器由于功率较大，发热亦大。若逆变器散热设备损坏或安装不当，内部热量不能及时散出，轻则影响元器件寿命，重则有产生火灾的危险。

4.逆变器接入的直流电压标有正负极，若光伏电池与逆变器相连输电线接错，将导致逆变器故障。

5.逆变器外壳若未按要求接地，静电可能导致巡检和检修人员触电。

6.逆变器淋雨或被潮湿空气长时间侵蚀，可能导致逆变器故障。

7.逆变器因负载故障、人员误操作及外界干扰等原因而引起的供电系统过电流或短路，可能引起燃烧事故。

8.逆变器是防止孤岛效应的重要设施，由于其可能存在质量问题、误操作等原因导致逆变器失效，发生孤岛现象。可能产生的严重后果如下：

（1）孤岛中的电压和频率无法控制，可能会对用电设备造成损坏。

（2）孤岛中的线路仍然带电，会对维修人员造成人身危险。

（3）当电网恢复正常时有可能造成非同期合闸，导致线路再次跳闸，对光伏并网逆变器和其它用电设备造成损坏。

（4）孤岛效应时，若负载容量与光伏并网器容量不匹配，会造成对逆变器的损坏。

（5）严重时会引起火灾。

9.逆变器是整个系统的关键部件，若在系统运行过程中，逆变器的元器件、电路等出现故障，如输入直流极性接反、交流输出短路、过热、过载等，可能引起电压不稳造成公共电网的电力污染、火灾和人身伤害等事故。

10.逆变器的工作环境温度不宜超过 40℃，逆变器工作时间产生大量热量，如热量无法及时散热，可能影响元器件寿命，甚至可能引起火灾。

3.6.3 电气一次系统

3.6.3.1 变压器故障分析

变压器常见的危险、有害因素主要有声音异常、温度异常、喷油爆炸、严重漏油、套管闪络、火灾等。

1.异常响声

（1）变压器铁芯的问题。

（2）绕组有较严重的故障，使其附近的零件严重发热使油气化。分接开关的接触不良而局部点有严重过热或变压器匝间短路，都会发出这种声音。

（3）变压器的器身绝缘有击穿现象。

(4) 变压器器身或套管发生表面局部放电。如果是套管的问题，在气候恶劣或夜间时，还可见到电晕辉光或蓝色、紫色的小火花，此时，应清理套管表面的脏污，再涂上硅油或硅脂等涂料。

(5) 变压器某些部件因铁芯振动而造成机械接触，或者是因为静电放电引起的异常响声。

2. 温度异常

变压器在负荷和散热条件、环境温度都不变的情况下，较原来同条件时的温度高，并有不断升高的趋势，也是变压器温度异常升高，与超极限温度升高同样是变压器故障象征。

引起温度异常升高的原因有：

- (1) 变压器匝间、层间、股间短路；
- (2) 变压器铁芯局部短路；
- (3) 因漏磁或涡流引起油箱、箱盖等发热；
- (4) 长期过负荷运行，事故过负荷；
- (5) 散热条件恶化等。

运行时发现变压器温度异常，应先查明原因后，再采取相应的措施予以排除，把温度降下来，如果是变压器内部故障引起的，应停止运行，进行检修。

3. 喷油爆炸

喷油爆炸的原因是变压器内部的故障短路电流和高温电弧使变压器油迅速老化，而继电保护装置又未能及时切断电源，使故障较长时间持续存在，使箱体内部压力持续增长，高压的油气从防爆管或箱体其它强度薄弱之处喷出形成事故。

(1) 绝缘损坏：匝间短路等局部过热使绝缘损坏；变压器进水使绝缘受潮损坏；雷击等过电压使绝缘损坏等导致内部短路的基本因素。

(2) 断线产生电弧：线组导线焊接不良、引线连接松动等因素在大电流冲击下可能造成断线，断点处产生高温电弧使油气化促使内部压力增高。

(3) 调压分接开关故障：配电变压器高压绕组的调压段线圈是经分接开关连接在一起的，分接开关触头串接在高压绕组回路中，和绕组一起通过负荷电流和短路电流，如分接开关动静触头发热，跳火起弧，使调压段线圈短路。

4. 严重漏油

变压器运行中渗漏油现象比较普遍，油位在规定的范围内，仍可继续运行或安排计

划检修。但是变压器油渗漏严重，或连续从破损处不断外溢，以致于油位计已见不到油位，此时应立即将变压器停止运行，补漏和加油。

变压器油的油面过低，使套管引线和分接开关暴露于空气中，绝缘水平将大大降低，因此易引起击穿放电。引起变压器漏油的原因有：焊缝开裂或密封件失效；运行中受到震动；外力冲撞；油箱锈蚀严重而破损等。

5.套管闪络

变压器套管积垢，在大雾或小雨时造成污闪，使变压器高压侧单相接地或相间短路。变压器套管因外力冲撞或机械应力、热应力而破损也是引起闪络的因素。变压器箱盖上落异物，如大风将树枝吹落在箱盖时引起套管放电或相间短路。

6.火灾

油浸电力变压器内部不仅充满了大量可燃的变压器油，而且还有一定数量的纸张、纸板、棉纱、棉布、塑料、木材等可燃物做绝缘衬套、垫块和支架等，这些材料遇到高温、电火花和电弧都会引起燃烧以至形成火灾和产生爆炸事故。引起变压器火灾的主要因素有：

（1）铁芯局部过热

由于铁心硅钢片的绝缘层如果在生产组装时受到损伤，运行中就产生较大的涡流，有涡流的地方温度升高导致局部过热，使绝缘层受损坏的面积扩大，甚至使铁芯局部熔化，导致附近的绕组绝缘损坏。继而发生短路引起燃烧。铁心的穿心螺栓绝缘损坏也会产生很大的涡流，导致局部过热。

（2）绕组短路

绕组绝缘损坏或失去绝缘，将会发生匝间短路、层间短路、相间短路和接地短路。短路电弧引燃可燃物，同时加速变压器的老化。变压器油受热分解出酸性物质反过来又腐蚀绕组的绝缘，导致其多处短路，以致发生火灾。

（3）套管故障

对于普遍采用的尺寸较小、油质较好而且装拆方便的全密封油浸纸电容式磁套管，如果安装时不小心，套管受机械撞击或运行中受过高温度的作用会产生裂纹。尤其当套管制造不良，内部的电容芯子空气与水分未除尽或卷得太紧导热不良，在由套管裂纹导致击穿时，往往出现爆裂状况。

（4）分接开关故障

由于产品质量较差、分接开关接头接触不良，导致局部过热或产生电火花。分接开

关附近的变压器受这种高温和电火花的作用发生劣化，绝缘性能下降，继而导致分接开关击穿引起油燃烧或分接开关箱爆裂燃烧。

（5）接头故障

引线与套管的接头，引线与分接开关的接头等接触不良，导致接头处局部过热，或者导致间歇性火花放电，引燃附近的可燃物。

（6）油箱故障

变压器在制造中如果油箱缝的焊接稍有疏忽，焊缝不严密、不牢固或有假焊，在运输震动中和长期运行期间油的热胀冷缩及油箱壁本身应力受温度影响而导致渗油；套管与油箱联接法兰盘不严密或像放油阀等需要拧紧螺纹的地方未拧紧，都会造成渗油；更为严重的是，当绕组或油箱同其它配件发生短路或接地故障时，产生的电弧将油箱壁烧蚀出小孔洞，导致油箱漏油。渗油和漏油都给变压器发生火灾埋下了隐患。

（7）变压器油劣化

在变压器中起电气绝缘和循环散热双重作用的变压器油，由于过载引起的高温、铁芯过热或绕组短路电弧或其它故障导致的局部过热和电火花高温的影响，发生氧化而生成多种溶于油的酸类和氧化物，还生成多种不稳定的产物。酸类物浸在油内的绕组绝缘和裸铜条；多种氧化物中的一种为黑色淤泥样，俗称“油泥”的沉淀物积聚于绕组上、铁心的铁轭、夹件上和散热器的散热管（或冷却器的冷却管）中。油泥导热性很差，积聚的越多，绕组发热越厉害；多种不稳定物质的进一步分解，其中分解出腐蚀性很强的氧，损坏绝缘材料。总之，变压器油受热氧化的生成物严重地腐蚀绕组的绝缘，油泥聚集在散热管或冷却管中，将阻碍油的循环和影响散热效果。

（8）保护装置失灵

尤其是气体继电器、电接点温度计、吸湿器等保护装置失灵或选配不当不起保护作用，将会使故障扩大形成火灾。

（9）变压器过热

变压器的温升反常升高，使变压器油加速老化、分解、析出可燃气体。同时，由于油的受热分解产生的酸性物质腐蚀绕组的绝缘，产生的油泥阻碍绕组的散热，致使绕组的绝缘强度下降，导致绕组绝缘被击穿。油的受热膨胀和热解产生的气体导致油箱爆裂喷油燃烧。

（10）雷击过电压

变压器与架空线路联接的一侧，或者两侧装设的避雷设备不完善，或者避雷设备受

损或年久失修，雷击过电压传入变压器。一种可能是导致变压器的套管与油箱之间发生闪络，引起油箱盖上的可燃物燃烧；另一种可能是导致油箱内的套管部分对油箱放电，引起油箱爆裂喷油燃烧；有一种可能是导致绕组的过电压击穿短路，或导致绕组对油箱的绝缘被击穿，造成油箱爆裂喷油燃烧。

3.6.3.2 电缆分支箱危险有害因素分析

1.电缆分支箱是全密闭的，电缆分支箱内部无法形成流通的气流，会导致电缆分支箱内部淤积许多潮湿的空气，这些空气无法流通到外界，无法形成有效的空气对流。潮湿空气大多都存留在内部，使整个电缆分支箱内部就比较潮湿，相对的温度也会较低。与外界造成大的气温差异，很容易造成内部各种线路的腐蚀。还会导致了电缆分支箱出现损坏，一些橡胶材料就会受到侵蚀，影响设备的绝缘问题。电缆分支箱的绝缘方面就会存在缺陷，会出现大量漏电的现象，导致触电。

2.电缆分支箱质量不过关，电缆分支箱的 T 头、肘头等位置未按照安装要求安装等可能造成火灾、触电事故。

3.在电缆分支箱投入使用后，缺少对电缆分支箱的有效维护，可能导致设备出现故障，无法正常使用。

3.6.3.3 集电线路危险、有害因素分析

本工程箱式变压器至升压站集电线路采用直埋电缆形式和架空线路形式。

1.光伏电站场地开阔，占地面积大，交流直流电缆、控制电缆在整个光伏电池方阵之间穿插布置，控制电缆产生的电磁感应可能对控制电缆产生一定的信号干扰，且部分电缆裸露在户外，若没有相应的屏蔽措施，容易遭受直击雷和成为雷电感应的耦合通道。

2.电缆的终端头和中间接头是电缆绝缘的薄弱环节。电缆因接头密封不良，进入水、潮气，均可使绝缘强度降低，导致绝缘击穿短路，产生电弧，引起电缆火灾，此类事故约占电缆事故总数的 70%左右。

3.电缆未设置标识，闲散人员进入或电站周边开发可能损坏电缆。在外界的施工挖掘中，由于现场疏于管理、任意挖掘，电缆受损、绝缘破坏，造成短路、弧光闪路而引燃电缆起火。

4.检修电焊渣火花落入沟道内，易使电缆着火。电缆芯正常工作温度为 50℃~80℃，在事故情况下，缆芯最高温度可达 115℃~250℃。中间接头的温度更高。在这样高的温

度下，绝缘材料逐渐老化，很容易发生绝缘击穿事故。接头容易氧化而引起发热，甚至闪弧引燃电缆。

5.鼠、小动物等啮齿类动物咬坏电缆，引起电缆短路、火灾。

6.电缆的管理、维护、检查、定期测温、定期预防性试验及消除缺陷、反事故措施、技术培训不严；对电缆未采取隔离防火、阻燃措施；检修、施工、运行未严格遵守质量标准；对易引起电缆着火的场所没有火灾自动报警装置和消防装置；现场防漏、防火、隔离、绝热措施不完善。

7.电缆头施工工艺不良导致电缆头爆炸或电缆头接地短路。

8.电缆的终端头和中间接头是电缆绝缘的薄弱环节。电缆因接头盒密封不良，水、湿气进入或灌注的绝缘剂不符合要求，内部留有气孔，均可使绝缘强度降低，导致击穿短路。

9.电缆沟道进水或进入小动物，容易引起电缆绝缘能力降低和电缆短路事故。

10.如电缆质量缺陷、运行过负荷、过热等原因使电缆老化，绝缘强度降低等原因引起电缆相间或相对地击穿短路；过电压使电缆击穿短路；安装不当、电缆敷设时曲率半径过小，致使绝缘损坏。

3.6.3.4 35kV 高压配电装置危险、有害因素分析

本项目 35kV 配电装置为户内布置，35kV 高压开关柜选用充气式开关柜，内配固封式真空断路器、微机综合保护装置等元件，其中 SVG 进线柜配置 SF₆断路器。

1.检修工艺不良，操作机构调整不当、部件失灵，合闸接触不良；断路器失灵，操作机构卡涩，跳（合）闸线圈烧毁等，引起拒分或误动。

2.断路器连接部分发热、闪弧，引起弧光接地过电压，使其相间、对地短路，甚至起火。

3.隔离开关接触部分发热，可能发生电弧，进而转变为接地短路和相间短路。

4.操作电源故障，操作电源电压降低，熔断器熔断，辅助接点接触不良，引起断路器故障时拒动。

5.断路器内部绝缘强度降低引起短路事故。

6.小动物、金属杂物跨接或单相接地，引起闪弧、过电压、相间短路，使断路器爆炸。

7.开关柜五防功能不良、引起误操作；真空开关灭弧室真空度下降、封闭不严，切弧时爆炸。

3.6.3.5 110kV GIS 装置危险、有害因素分析

220kV GIS 设备的危险有害因素有：断路器遮断容量不够、SF₆受潮微水超标、制造工艺不良而导致不能正常使用或发生设备故障、GIS 设备爆炸、六氟化硫气体泄漏导致中毒窒息等；GIS 隔离开关可能因接触不良拉弧击穿；GIS 设备也可能本身质量问题导致设备故障。

1.SF₆ 危险分析

（1）SF₆ 气体泄漏危险

GIS 设备的 SF₆ 气体泄漏中毒是 GIS 设备缺陷、故障最大的危险有害因素。本项目采用室外布置 GIS 设备，GIS 通风良好，一旦发生 SF₆ 气体泄漏，对进入 GIS 周边的工作人员产生极大的危险。

纯净的 SF₆ 气体无色、无味、不燃，但在电弧及局部放电、高温等因素影响下，SF₆ 气体会进行分解，分解物遇水分后变成腐蚀性电解质，尤其是某些高毒性分解物，如 SF₄、S₂F₂、HF、SO₂ 等，大量吸入人体会引起头晕和肺水肿，甚至昏迷及死亡。

（2）SF₆ 气体微水超标

SF₆ 气体含水量太高引起的故障易造成绝缘子或其他绝缘件闪络。微水超标的主要原因是通过透过封件渗入的水分进入 SF₆ 气体中。SF₆ 气体水分含量高是引起绝缘子或其他绝缘件闪络的主要原因。

2.GIS 内部放电

由于制造工艺等原因，在 GIS 内部某些部件处于悬电位，导致电场强度局部升高，进而产生电晕放电，GIS 中金属杂质和绝缘子中气泡的存在都会导致电晕放电或局部放电的产生。

3.内部元件故障

断路器、隔离开关或接地开关等元件的气体击穿。还有动、静触头在合闸时偏移，引起接触不良。

4.GIS 设备产生危险有害因素主要原因：

（1）布置环境原因

GIS 布置在室外，空气流通好，但发生 SF₆ 气体泄漏时，GIS 周边可能导致气体聚集。未设置 SF₆ 气体泄漏报警装置，SF₆ 气体无色、无味不易发现。

（2）制造原因

制造车间清洁度差，将金属微粒、粉末和其他杂物残留在 GIS 内部，留下隐患，导致故障；

在装配过程中，使一可动元件与固定元件发生摩擦，从而产生金属粉末或残屑并遗留在零件的隐蔽地方，在出厂前没有清理干净。

在 GIS 零件装配过程中，不遵守工艺流程，存在把零件装错、漏装及装不到位；选用材料质量不合格。

（3）安装原因

安装过程中不遵守工艺规程，金属件有划痕、凸凹不平处未处理。

在安装过程中装错、漏装。

安装时没有清理完异物。

（4）设计原因

设计不合理或绝缘裕度较小。

（5）运行原因

运行中操作不当引起故障。如将接地开关合到带电相上等。

受到雷电过电压、操作过电压等作用。雷电过电压使绝缘水平较低的元件内部发生闪络或入电；隔离开关切合小电容电流引起高频暂态过电压可能导致 GIS 对地闪络。

3.6.3.6 无功补偿装置危险、有害因素的分析

1.如果无功补偿设备制造工艺不良、运行中受潮、漏油、发生鼓包内部短路爆炸、降压变压器运输安装中损伤、瓷瓶泄漏比距不足，在运行中可能发生故障或闪络。

2.动态无功补偿装置动作不正常引起超压、动态调节的响应时间大于 30ms，造成设备损坏。

3.无功补偿装置选择或使用不当，可能造成供电系统电压波动、谐波增大等故障，使电能质量降低，此时光伏并网还可能影响系统电压的稳定性。

3.6.3.7 污闪事故

大气中的各种污秽物沉降在电气设备瓷件和绝缘子的表面上，当它吸收了潮湿空气中的水分后，使绝缘强度急剧下降而发生绝缘闪络。

3.6.3.8 防雷击和接地网

1.该工程光伏电站的光伏组件等设备均有可能遭遇雷击过电压的危险性。由于接地装置热容量设计不能满足电网运行的要求，或接地网施工质量问题，或接地装置局部范围腐蚀严重，致使接地网稳定能力下降，造成电气设备失去接地运行，引发灾难性事故。

2.直击雷是雷雨云对大地和建筑物的放电现象。当直击雷作用在远处或防雷保护区之内的导线或金属管道上时可以通过导线和金属管道传输到电子设备和太阳电池组件上，由于它有强大的冲击电流、炽热的高温、猛烈的冲击波，强烈的电磁辐射，所以能损坏放电通道上的输电线和电子设备，造成财产损失，甚至击死击伤人畜，造成生命损失。

雷云表面分布着大量负电荷，可以通过静电感应使支架和电缆等感应出高电压。闪电电流在闪电通道周围的空间产生强大的电磁场，使周围的各类金属导体上产生感应电动势或感生电流，从而损坏设备。并且雷电感应高电压和雷电电磁脉冲的作用范围广，作用方式比较隐蔽，所以其后果往往比直击雷更严重。

如果没有采取等电位连接和各箱位措施而且避雷针引下线与导线、金属管道或电气设备的工作地线间的距离小于安全间距，雷击发生时，导线感应雷电流，或者雷击建筑物导致地电位抬高，都会使设备的电源线、信号线和接地线之间存在电位差，如果电位差超过设备的耐受能力，则该设备必然被击坏。

3.太阳能光伏并网发电系统的防雷

太阳能光伏并网发电系统的基本组成为：太阳电池方阵、直流配电柜、交流配电柜和逆变器等。太阳电池方阵的支架采用金属材料并占用较大空间且一般放置在开阔地，在雷暴发生时，尤其容易受到雷击而毁坏，并且太阳电池组件和逆变器比较昂贵，为避免因雷击和浪涌而造成经济损失，有效的防雷和电涌保护是必不可少的。

3.6.3.9 过电压危险、有害因素分析

过电压主要危害是增大绝缘体承受的电压，击穿电缆引起短路起火，造成设备损坏。

电源和出线系统、变压器等电气设备均有可能遭遇雷击过电压的危险性。当接地装置热容量设计不满足电网运行要求，或接地装置局部范围腐蚀严重，致使接地网热稳定力下降，也会造成电气设备非接地运行，引发灾难性事故。

过电压分以下几种：暂态过电电压、操作过电压、雷电过电压。

暂态过电压分工频过电压和谐振过电压。工频过电压一般是由线路空载、突然失去

负荷和单相接地故障等引起的；谐振过电压一般是电力系统操作和故障情况下，由于系统中电感电容谐振引起的。

本电站电力系统是属于 220kV 系统，主要涉及的过电压危害有谐振过电压、雷击过电压和弧光接地过电压。

1.谐振过电压

谐振过电压一般具有工频性质，持续时间长，不能用避雷器限制。具有铁芯的电感设备，因系统操作和故障引起设备上电压增高或产生励磁涌流，都会导致铁芯饱和。在谐振频率下，当感抗与容抗值相等，就会引起铁磁谐振过电压。

2.雷击过电压

(1) 当雷击线路塔杆或避雷线时，可能造成绝缘子串、塔头空气间隙和避雷线与导线间空气间隙闪络，形成对导线的反击产生过电压；

(2) 雷直击和绕击导线产生过电压；

(3) 雷直击在电气设备上产生直击雷过电压；

(4) 雷击附近物体和地面，由于空气电磁场发生剧烈变化，在线路的导线上和其他金属导体上产生感应过电压；

(5) 输电线路受到雷击，雷电波沿导线侵入发电厂电气设备上，产生雷电波过电压。

3.弧光接地过电压

弧光接地过电压又称间隙性弧光接地过电压，当中性点非直接接地系统发生单相间隙性弧光接地故障时，由于不稳定的间歇性电弧多次不断的熄灭和重燃，在故障相和非故障相的电感电容回路上会引起高频振荡过电压，非故障相的过电压幅值一般可达 3.15~3.5 倍相电压，这种过电压是由于系统对地电容上电荷多次不断的积累和重新再分配形成的，是断续的瞬间发生的且幅值较高的过电压，对电力系统的设备危害极大。

3.6.3.10 站用电可靠性分析

本项目未新建升压站，与同业主单位建设的东庄光伏电站共用。

光伏电站本阶段拟建设 12 个光伏发电子阵，总装机容量为 44.0143MW_p，共配置 117 台 300kW 组串式逆变器，组串式逆变器安装于组件下方支架立柱上。逆变器与箱变低压侧之间不设置交流汇流箱，逆变器交流侧输出经箱变低压侧进行汇流。12 个发电子阵由 3 台 1800kVA 箱变、2 台 2400kVA 箱变、2 台 2700kVA 箱变和 5 台 3900kVA 箱变进行升压，升压至 35kV 后接入东庄 220kV 升压站，最后送出至当地电网。

本期项目拟在东庄 220kV 升压站内扩建主变等配电设备，原升压站已考虑站用电设计余留，本期利旧即可。

为确保升压站内重要部位正常生产、检修、维护、事故处理的进行，根据相关照明设计技术规定，设计了正常工作照明（兼作事故照明）和应急照明网络。

本期项目拟在东庄 220kV 升压站内扩建主变等配电设备，照明设计利旧即可。

由此可知，站用电具有可靠的工作电源和备用电源，能保证电场正常运行用电。

3.6.4 电气二次系统

3.6.4.1 电力监控系统安全防护危险性分析

黑客侵入电力二次系统是否造成破坏以及破坏的程度，因其主观动机不同而有很大的差别。第一类黑客（特别是“初级”黑客），纯粹是出于好奇心和自我表现欲而闯入电站的计算机系统，他们可能只是窥探一下电站的秘密或隐私，并不打算窃取任何程序文件或破坏系统，危害性不是很大；第二类黑客，出于某种原因进行泄愤、报复、抗议而侵入，篡改目标网页的内容，虽不对系统进行致命性的破坏，但也造成很坏的影响；第三类就是恶意的攻击、破坏，其危害性最大，所占的比例也最大，电站系统中重要的程序数据可能被篡改、毁坏，甚至全部丢失，导致电站计算机监控系统崩溃、瘫痪，后果不堪设想。

恶意代码攻击电力二次系统造成的危害也较大，其主要表现有：禁止使用电脑；格式化硬盘；下载运行木马程序；注册表的锁定；默认主页修改；篡改 IE 标题栏；篡改默认搜索引擎；IE 右键修改；篡改地址栏文字；启动时弹出对话框；IE 窗口定时弹出等。这些都将给电站的正常运行造成危害，以致发生不可预测性事故，甚至导致系统故障。

3.6.4.2 继电保护装置及安全自动装置危险、有害因素的分析

本项目与东庄光伏电站升压站共用，东庄光伏电站升压站拟配置 1 套变电站继电保护和故障信息子站系统。并将本工程相关信息接入已建装置。

继电保护装置是保证电网安全稳定运行的重要设施，若东庄光伏项目升压站设置的继电保护装置存在以下问题，一将会影响到本项目的安全运行。

- 1.继电保护装置存在设计不合理、制造质量缺陷、保护定值计算不准确（电子元器件

的损坏、主板等设备发生老化等）、调试不规范、重要保护未投用、维护不良和人员“三误”（误碰、误整定、误接线）等问题可能造成继电保护误动或拒动，将可能导致重大设备损坏。

2.继电保护如保护配置不合理、接线不正确、电流电压极性错误、定值计算错误、检修中误整定、保护调度配合等原因可能导致继电保护故障。一旦继电保护系统发生故障，在运行中发生误动或拒动，将可能造成相关设备严重损坏，影响系统稳定。

3.在运行中发生误动或拒动，检修中误整定、误接线将可能导致电力系统稳定破坏、造成相关重大设备严重损坏。

4.互感器采集数据的准确与否会对继电保护装置带来影响，互感器内部接线是否正确、变比误差等因素都会对二次信号的采集带来误差，很可能造成继电保护装置的误动作。

5.继电保护装置的二次回路投入运行后随着工作时间的增加，装置的二次回路逐渐老化，往往会出现导线绝缘能力降低，螺丝松动、电气元件接触不良等情况，一旦出现因绝缘损坏而造成的短路事故，也会出现保护装置误动作的风险。

6.户外端子箱进水、受潮造成端子短路、接地故障引起继电保护故障。人员误投、误退保护压板造成误动。

7.变压器的控制保护系统

控制保护系统是保证变压器安全稳定运行的重要设备，监视变压系统的工作情况，能及时发现故障切断电源，防止事故扩大。一旦继电保护系统发生故障，如在运行中发生误动或拒动，检修中误整定、误接线将可能造成相关设备严重损坏，甚至破坏系统稳定。

（1）保护系统设计缺陷，或功能不全。

（2）保护系统达不到设计值。

（3）变压器超载保护、超温保护失灵，可造成火灾事故。

（4）一次检测元部件故障（如振动、温度、转速、电流、电压等表无指示；指最大值；指最小值；示值不变化等）。

（5）控制系统的电缆较为密集，阻燃措施不完善，一旦电缆发生故障和燃烧，将会引发严重的火灾事故，使整个系统严重损坏、失控，造成损失。

（6）保护拒动或误动，直接危及设备安全运行，有造成人员伤亡或设备重大损坏的可能性。

(7) 控制系统电源失电故障（如主控制系统失去工作电源或直流操作电源等）。主要是控制电源回路断线；过负荷熔断器熔断；电源回路短路电源开关跳闸。控制系统电源失电，将导致控制设备及其系统瘫痪。

(8) 控制接地系统故障（如控制接地回路断线；接地电阻阻值增大；单点接地系统受损；形成多点接地等）。

8.在检修过程中可能存在触电的危险。

3.6.4.3 综合自动化监控系统

1.微机控制发电应注意强电磁场的干扰，强电磁场的频率非常宽，强度高，往往造成误指令，甚至强电磁波会使控制继电器误动作，造成很严重的破坏事故。

2.一次检测元部件故障（如温度、电流、电压等表无指示；指最大值；指最小值；示值不变化等），导致对设备运行工况误判断、造成人为误操作，或设备保护拒动/误动，危及设备安全运行。

3.控制系统的电缆较为密集，阻燃措施不完善，一旦电缆发生故障和燃烧，将会引发严重的火灾事故，使整个系统严重损坏、失控，造成损失。

4.设备保护拒动或误动（如设备运行参数超越危险极限值，保护未动作/设备运行参数未到限制值，保护提前动作等）。主要是设备保护用一次检测元部件损坏/断线或其动作整定值漂移，导致设备保护拒动或误动。设备保护拒动，直接危及设备安全运行，有造成人员伤亡或设备重大损坏的可能性。

5.控制系统电源失电故障（如主控制系统失去工作电源或直流操作电源等）。主要是控制电源回路断线；过负荷熔断器熔断；电源回路短路电源开关跳闸。控制系统电源失电，将导致控制设备及其系统瘫痪。

6.控制接地系统故障（如控制接地回路断线；接地电阻阻值增大；单点接地系统受损；形成多点接地等）。主要是接地电极腐蚀断线；接地阻值增大，或接地线受机械外伤断线，或接地线连接螺丝松动。控制接地系统故障会导致整个控制系统参考电压忽高忽低不稳定，抗干扰能力降低，易受外界电磁干扰影响。影响控制逻辑判断运算，出现意想不到的突发动作，危及设备安全运行，有造成人员伤亡或设备重大损坏的可能性。

7.通信网络回路故障如通讯回路断线通讯中断；通讯接口故障死机等。主要是通讯回路受机械外伤断线或通讯接口组件损坏。通信网络回路故障将使控制设备及其系统瘫痪，造成设备失控，人员伤亡或设备损坏事故的可能性。

8.在检修过程中可能存在触电的危险。

3.7 生产过程中的主要危险有害因素辨识分析

3.7.1 火灾、爆炸危险性分析

1.变压器火灾

各种发电、变电、输电、配电、用电的电气设备，如发电机、变压器、互感器、配电装置、高压开关柜、照明装置等，如果安装不当、外部火源移近、运行中正常的闭合与分断、不正常运行的过负荷、短路、过电压、接地故障、接触不良等，均可产生电气火花、电弧或者过热，若防护不当，可能发生电气火灾；在有过载电流流过时，还可能使导线（含母线、开关）过热，金属迅速气化而引起爆炸。

变压器的结构存在火灾事故的潜在隐患，如所使用的绝缘材料和变压器油等。充油电气设备火灾的危险性更大。电气设备的充油为可燃液体，当变压器线圈发生短路故障时极易发生火灾，甚至引起爆炸。

2.电缆的火灾

电缆密布、数量很大，分布很广，而有的电缆表面绝缘材料为可燃物质，当电缆自身故障、机械损伤造成电缆短路或其他高温物体与电缆接触时，可能引起电缆着火，且电缆着火后蔓延速度很快，因而使之相连的电气仪表、控制系统、设备烧毁、酿成重大火灾，甚至造成全厂停产。

电缆火灾具有蔓延快，火势猛，抢救难（产生大量烟气、CO、CO₂），损失大，抢修恢复困难的特点。

电缆火灾事故的起因有：

（1）外部起火引起电缆着火

如变压器油系统起火引燃电缆；变压器、互感器等充油电气设备故障喷油引燃电缆；开关及电气设备短路起火引燃电缆；施工、检修的焊渣及可燃物燃烧引燃电缆等。

（2）电缆本身故障引燃电缆

如电缆头爆炸短路；电电缆中间接头爆破；绝缘老化、强度降低、接地短路；质量不好；受腐蚀保护层破坏、绝缘降低；受潮或有气泡使绝缘层击穿短路；电缆安装时曲率半径过小，绝缘受损；小动物等对电缆危害的防范不力，引起电缆短路等。

3.油系统的火灾

油设备若因变压器内部故障引起电弧加温，当加热到一定温度后会引引起燃烧。

事故油池会因泄漏而使油品蒸汽与空气混合形成爆炸性混合物，遇火源或雷击等有发生火灾爆炸的可能；油品在管路中输送和在装卸过程中，会因摩擦产生静电放出火花，可引起油品的起火和爆炸。

油系统发生火灾的原因有：

(1) 未严格执行安全操作规程、事故油池、油系统的防火措施和有关明火作业制度。严格控制明火和明火作业是防火、防爆的关键。

(2) 漏油或渗油到保温不良的高温管道或热体上，油蒸汽遇明火引起火灾、爆炸。

(3) 由静电、雷电、撞击、摩擦、电气设备等产生的火花，引起系统着火爆炸。

4.爆炸

运行维修期间使用的油漆、汽油、柴油等，焊接用的乙炔钢瓶等，设备使用的润滑油等属于可燃物，以上物品由于管理、使用不当，造成泄露，其蒸汽和空气形成爆炸性混合物，爆炸性混合物在遇到明火、高温、高热等热源，一旦达到其最小点火能，将可能发生爆炸的危险性。

焊接用的氧气钢瓶和乙炔钢瓶应使用检验符合且在允许使用期限内的钢瓶，并且钢瓶安全附件如：安全帽、垫圈等应齐全，否则，钢瓶由于受到撞击、压力过高超过允许使用范围等发生钢瓶爆炸的危险。

另外蓄电池室采用的铅酸蓄电池，其中可能产生氢气，若存在触发条件将可能导致火灾爆炸等危险。

3.7.2 山火危险性分析

按照山火高发的季节、时段、天气状况进行排查。山火的发生一般来说主要集中在：

1.冬末春初植被干枯，天气转晴气温上升，且少雨干燥期间。

2.清明前后，集中祭祖扫墓期间。

3.夏秋季连续高温，晴朗干旱时段，例如5月-6月上旬、7月-8月期间出现长时间无雨高温天气，山火发生次数明显增多。该时段因植被生长旺盛，往往容易忽视，但山火隐患仍然存在，必须警惕。

4.秋末冬初，天气干燥多风期间。

5.邻近的山地、林地发生山火的几率高。因为村镇流动人员复杂，用火随意性大，防范意识差，而农村零散户用火、烧荒疏于看管，且无人提醒都容易发生山火。

6.人为原因是最大的一个因素，在项目区游玩时玩火、烧山、抽烟、野炊活动等一切带火活动均可能引发山火。

7.电站区域内的电线因短路也可能引起火灾，雷击也可以导致火灾的发生。

因本光伏电站建于野外，周边均为林地和荒草地，山火如不能及时控制，可烧毁光伏电站建筑设备设施，还可能危及运行管理人员的人身安全。

其次，光伏电站线路短路的电气设备火灾因控制不好，也可能蔓延引起山火的发生。

3.7.3 电伤害危险性分析

电伤害包括雷电、静电、触电等事故。本项目电气设备很多，若光伏组件、电气线路、用电设备或手持移动式电气设备等因腐蚀，接地或接零损坏、失效，操作不当等，可导致绝缘性能降低或失效，在作业过程中都有可能引起触电伤害。这些问题主要表现为：

1.电气系统产生过电压（包括操作过电压、外部雷电过电压等）引起电力、电气设备绝缘击穿，发生短路故障，引起人员伤亡。

2.电气设备缺相运行或机械设备卡住引起电气设备过载，引起绝缘层击穿短路，造成触电事故。

3.本光伏电站的电缆数量多，串连各个太阳方阵之间。在运行中，设施挤压、人为破坏等导致电绝缘损坏，就会对在站区内活动的人员造成触电伤害。

4.人为误操作、违章操作。未按规程正确使用电工安全工器具（绝缘用具、绝缘垫、遮拦、警示牌等）；带负荷断开隔离刀闸；误操作等将会引起两相或三相弧光短路，造成设备事故和人身伤害等事故。

5.电气维修操作无监护或监护不力意外触及带电体。

6.操作人员与带电电气设备的裸露部分安全距离不足，可造成触电或短路弧光烧伤，造成人员伤亡。

7.防雷装置长时间未进行检测、检修其防雷系统失效，在雷雨季节，设备有受到雷击的危险。

8.雨季进行施工，雷雨天气检查、巡视并在输电线路下停留；不认真执行“两票三制”制度等。维修、维护未挂接地线进行作业感应电导致触电。

9.光伏组件在清理过程中使用硬质和尖锐工具或腐蚀性溶剂及碱性有机溶剂擦拭光伏组件，将清洗水喷射到组件接线盒、电缆桥架、汇流箱等设备。可能导致触电事故。

10.进行组件清洗前，未考察监控记录中是否有电量输出异常的记载，未分析是否可能因漏电引起，未检查组件的连接线和相关元件有无破损、粘连，清洗前未用试电笔对组件的铝框、支架、钢化玻璃表面进行测试，均有可能造成触电事故。

11.配电室、电子设备间、变压器、逆变器、集电线路等电气设备的场所、部位若没有按规定设置安全警示标志，或标志不清晰、不规范、标志选用不当等，均可能会引发触电事故。

12.制度不完善，管理不到位，强制检测用具(验电笔、绝缘杆、绝缘靴等)未定期进行检验或检验不合格而投入使用，对外委作业人员未进行安全培训或制定相关的安全管理制度导致事故发生。作业人员无证上岗

13.光伏组件安装过程未遮挡太阳能电池板，经太阳照射后，可能导致安装工人电伤害。

3.7.4 车辆伤害风险分析

车辆伤害危险指车辆在场内、场外道路上行驶中引起撞击、人员坠落、物体挤压等伤害的危险，分析如下：

- 1.场外交通道路弯多路窄，电站运行值班人员在轮休、换班途中存在交通事故危险。
- 2.场内道路多急转弯，特别是遇恶劣、极端天气时，在巡视检查、交班等过程中存在交通事故危险。
- 3.车况不好，刹车失灵。
- 4.司机素质不高，违章驾驶。
- 5.司机驾驶技能差。
- 6.酒后开车。
- 7.车辆超载。
- 8.车辆超速。
- 9.专职司机的安全文明驾驶教育不到位。
- 10.其它原因。

3.7.5 标志缺陷危害性分析

标志缺陷包含有无标志、标志不清晰、标志不规范、标志选用不当、标志位置缺陷和其他标志缺陷。

本项目若存在标志缺陷，则有可能引发人员伤亡等事故。

3.7.6 机械伤害危险性分析

机械伤害危险是指由于工作中的机械设备的运动部件及工件等夹击、碰撞、碾压、剪切工作人员身体引起伤害的危险，或由于照明光线暗淡，安全标志不明显，人员磕、碰处于静止状态的机械设备，引致人员身体伤害的危险。

电站涉及主辅机械及机械修理设备种类和数量不多，正常运行时，主要发电设备多为自动操作，主辅机械的转动部分都有防护罩，人员一般不会触及。

3.7.7 高处坠落危险因素分析

高处坠落是指在高处坠落造成人员身体伤害的危险。根据本电站各建构筑物，项目在运行过程中发生高处坠落的可能性小。

如综合楼设置直梯，直梯无防护笼或防护笼设置不规范，在检修、维护过程中存在高处坠落危险。

配电一次设备上的检维修作业如防护不当，可能发生高处坠落。

3.7.8 有限空间作业危险性分析

在消防水池、事故油池、电缆沟、井、逆变器箱内等空间内，可能积成一些树叶、植物、腐殖质等物质，因长期积成发酵等理化变化，而产生沼气（甲烷）等可燃、有害物质。进行巡检、清洗、检修作业时，如因通风不良或操作不当，会造成作业人员的窒息甚至燃烧爆炸等事故。这些空间可能构成有限空间。

3.7.9 腐蚀危害因素分析

腐蚀：潮湿环境中的设备支撑、紧固件、支架基础、支架及巡检梯等易锈蚀，影响设备寿命，也会对环境造成污染危害，增加事故发生的危险。

3.7.10 行为性危险和有害因素

在危险因素中，人的不安全行为也是重要的一项因素，主要表现在以下几个方面：

1.指挥错误

由于指挥错误或不按有关规定指挥，造成设备、人员伤害，这主要是基本功不够，心理素质差或感知迟钝、对事故无预见而造成的。

2.操作错误

操作人员在操作过程中误操作、违章操作等，易发生设备损坏、人员伤害等事故。

3.监护失误

操作人员在操作过程中，监护人员的监护不力，甚至判断不正确或监护失误造成事故。该工程各工序中都可能由于人的不安全行为因素而导致介质泄漏、火灾爆炸、窒息、高处坠落等事故发生。行为性危险因素若没有得到及时发现和纠正，极有可能造成范围广、性质严重的安全事故，往往伴有人员的伤亡发生，因此要特别加强员工的安全培训教育工作。

4.其他行为性危险和有害因素。

3.7.11 安全监测系统失效危险性分析

本项目的安全监测设备主要为逆变器监测设备、电气监测设备、火灾报警及视频监控系统监测及环境监测装置等。这些监测主要是自动监测，自动化程度较高，所以若监控系统设计选型有误、系统合理性不够、监测仪器损坏等将造成安全监测系统失效。

安全监测系统失效发生时，建设人员和电站运行管理人员不能及时了解和掌握设备的工作状态；不能掌握运行期设备的工作情况；不能了解电站变压器保护装置、配电设备、输送电线路，逆变器输入输出等监测数据，不能掌握光伏电池板运行安全状况，使得整个光伏电站的自动监测和分析预报出现很大偏差，可能会给光伏电站的正常运营带来危害。

3.7.12 外力破坏分析

外力破坏是指人们有意或无意造成的光伏电站设备、设施及线路部件的非正常状态，实施的损毁、破坏设备、设施行为，会造成不安全现象或故障。

光伏电站涉及面积广阔，设备、设施众多，输电线路很长，容易受外力破坏。光伏电站外力破坏主要有以下几种方式：

- 1.以获取个人利益为目的，盗窃设备、设施及线路；
- 2.以破坏为目的，人为破坏设备、设施；
- 3.在电站范围内建筑施工等人为活动，破坏设备、设施。

外力破坏对电站的危害为设备、设施损坏造成的经济损失，因设备设施及线路被破坏或被盗造成发电系统故障，人员在实施防盗窃、防破坏过程中，可能受到电伤、坠落伤害、打伤等。

3.8 生产作业环境危险、有害因素辨识

本项目可能存在的主要有害因素有噪声、电磁辐射、毒物、粉尘、高低温等。

3.8.1 噪声

该工程的噪声主要来源于三个方面，一是各种机械设备运转、震动、摩擦、碰撞而产生的机械动力噪声；二是电磁噪声，如电气设备因磁场交变和电晕放电所产生噪声；三是其他噪声，包括场内运输车辆、其它车辆、人群活动等引起的噪声。

3.8.2 电磁辐射

该工程生产环境中存在工频电场辐射的主要为电气设备，运行过程中均会产生工频电磁辐射危害。但若将工频电场辐射强度限制到不大于 5kV/m，磁场强度限制到不大于 0.1mT，对人体是不会有影响的。

工作人员主要在中控室内值班、远程操作，对光伏组件、直流汇流箱、逆变器、箱变、分接线箱、变压器、无功补偿装置、配电室以巡检方式为主，接触工频电场的时间较短，对其身体健康影响较小。

3.8.3 非电离辐射

太阳能电池板是由经处理后的单晶硅板和表面玻璃构成。太阳电池组件产品的表面设计要求最大程度地减少对太阳光的反射以利于提高其发电效率，单晶硅板的表面经过相应的处理，表面呈黑色，具有很高的太阳光谱吸收率和很低的反射率，且太阳电池方阵由许多小方块构成，凹凸不平，不是光滑的一整体，太阳电池方阵的反光性较低，基本不反射光线；而表面玻璃则为“打毛”特殊处理后的绒面玻璃，能让大部分的阳光透过，保证照射到单晶硅板上的光线强度，根据查询有关资料，太阳能光伏绒面板玻璃的厚度可在 2.8~10mm 之间，常规厚度为 3.2mm，此时的太阳光透过比 $\geq 91.6\%$ ；因此表面玻璃在强阳光下，产生的光反射将会较小。

3.8.4 高温、低温

根据《工作场所职业病危害作业分级 第3部分：高温》（GBZ/T 229.3-2010）的规定，在生产劳动过程中，其工作地点平均 WBGT 指数等于或大于 25℃的作业，即为高温作业。因此，高温危害也是本项目的主要有害因素之一。

该区多年平均气温 13.6℃，极端最高气温 33.4℃，极端最低气温-11.4℃。

作业人员存在高温的危害。作业人员在酷暑天气进行室外检修和维护作业时，则可能发生中暑事故。若员工长期在室外高温下从事作业时，会影响到劳动者的体温调节，水盐代谢及循环系统、消化系统、泌尿系统等。当热调节发生障碍时，轻者影响劳动能力，重者可引起别的病变，如中暑。水盐代谢的失衡可导致血液浓缩、尿液浓缩、尿量减少，这样就增加了心脏和肾脏的负担，严重时引起循环衰竭和热痉挛。

根据我国国家标准《低温作业分级》（GB/T14440-1993）的规定，将生产劳动过程中，工作地点平均温度等于或低于 5°C 的作业称为低温作业。

低温作业对机体的影响：机体受到寒冷刺激时，可通过神经体液调节产生一系列保护性反应来维持体温的恒定，因此，人体对低温环境具有一定的适应能力，在日常生产过程中是不存在体温极端下降的情况的，除非是在冬季户外作业等较强寒冷环境中，一旦体温出现明显降低或体温过低，便会影响到机体功能。机体受冷致使中心体温下降时，可出现神经兴奋与传导能力减弱，当体温在 32.2°C-35°C 范围内时，可见手脚不灵、运动失调、反应减慢及发音困难，认知功能急剧降低，甚至完全抑制，这就导致低温作业劳动者受到机械和事故伤害的可能性大大增加。

3.9 特殊作业过程危险有害因素分析

3.9.1 临时用电作业危险性分析

该企业在施工或检修过程中会涉及临时用电作业，在此过程中可能因违章操作等原因而引发触电、电气火灾等危险。其引发事故主要原因分析如下：

1. 临时用电线路未设置保护开关，或使用前未检查电气装置和保护设施的可靠性或未接地。
2. 临时用电线路经过有积水等区域时有接头，且未采取相应的保护措施。
3. 临时用电架空线设置不规范，未采用绝缘铜芯线，且未架设在专用电杆或支架上。
4. 用电结束后，未及时拆除临时用电线路。
5. 作业人员未持证上岗，违章作业等其他原因。

3.9.2 吊装作业危险性分析

该企业在施工或检修过程中需进行设备安装、检修等需要吊装作业时，在吊装过程中有可能发生起重伤害。其引发事故的主要原因分析如下：

1. 吊装区域内未划定警戒区域，吊装现场未设专人监护、未设置安全警示标志或设置

的安全警示标识不符合相关规范要求等。

2.吊装作业人员无证作业或未设吊运指挥人员，指挥人员站立于起吊区。

3.进行三级以上或作业特殊情况下进行吊装作业时，未编制吊装作业方案，或编制的吊装方案未进行审批程序。

4.使用未经检测合格或安全附件缺失的起重设备进行吊装作业以及超限起吊；在利用起重设备进行检修时，可能因起吊负荷不匹配、脱钩或钢丝绳折断、升高限位器、行程开关、刹车装置失效等。

5.未对吊装作业场所、环境进行充分的危险因素辨识，未经过办证审批或起吊前未对起重吊装机械、吊具等进行安全确认。

6.吊装前未进行试吊或试吊中发现问题未及时排除而继续吊装。

3.9.3 动火作业危险性分析

该企业在施工或检修过程中需进行设备安装、检修等过程常常需要进行电焊、气焊（割）等可能产生火焰、火花和炽热表面的动火作业。动火作业可能造成火灾、中毒、灼烫等危险。造成事故的主要原因分析如下：

1.动火作业未设专人监护或监护人员脱岗。

2.动火作业区未设警戒线，未设安全警示标志，作业现场未配备相应的消防器材或配备的消防器材不满足现场应急需求。

3.作业前未清除动火现场及周围的易燃物品、助燃物或未采取其他有效的安全防火措施。

4.动火点周围或其下方的地面有可燃物、空洞、地沟时，未采取清除或封盖等措施。

5.动火期间，距动火点 30m、15m 范围内分别有可燃或助燃气体、液体排放，或距动火点 10m 范围内及动火点下方有可燃溶剂清洗或喷漆等作业。

6.使用气焊、气割动火作业时，乙炔或氧气瓶未直立放置等使用不规范。

7.动火作业完毕后未清理现场，未确认无残留火种后离开。

8.人员违章作业。

3.9.4 高处作业危险性分析

高处作业指凡在距坠落高度基准面 2m 以上（含 2m）有可能坠落的高处进行的作业均属高处作业。

该企业在施工或检修过程中需进行设备安装、检修等过程可能会涉及到高处作业。

高处作业可能造成高处坠落、触电等危险。造成事故的主要原因分析如下：

1. 作业人员不熟悉作业环境或不具备相关安全技能作业人员未佩戴防坠落防滑用品或使用方法不当或用品不符合相应安全标准；
2. 未派监护人或未能履行监护职责；
3. 跳板不固定，脚手架、防护围栏不符合相关安全要求；
4. 登石棉瓦、瓦檩板等轻型材料作业；
5. 登高过程中人员坠落或工具、材料、零件高处坠落伤人；
6. 高处作业下方站位不当或未采取可靠的隔离措施；
7. 与电气设备(线路)距离不符合安全要求或未采取有效的绝缘措施,作业现场照度不良
8. 无通讯、联络工具或联络不畅；
9. 作业人员患有高血压、心脏病、恐高症等职业禁忌症或健康状况不良动火作业未设专人监护或监护人员脱岗。
10. 大风大雨等恶劣气象条件下从事高处作业涉及动火、抽堵盲板等危险作业，未落实相应安全措施或作业条件发生重大变化。

3.10 施工期危险有害因素分析

3.10.1 用电作业存在的潜在危害因素

施工期用电作业存在触电、无漏电保护、无证操作、设备漏电、电弧光、电焊作业未戴防护用品、一闸多机、线路破损、未采取防护措施、线路绝缘破损、设备供电不符、雷雨天放电等危害因素。

施工现场各种作业的主要动力来源为电。触电事故主要是设备、机械、工具等漏电、电线老化破皮，违章使用电气用具，对在施工现场周围的外电线路不采取防护措施等造成的。工地的供电线路大多属临时线路，基本为架空或明敷设线路，建筑施工工地条件比较恶劣，例如风吹、雨淋、日晒、水溅、沙土等均是不利条件，加之工地上机动车辆的运行和机械设备的使用，极易发生对电气设备或电力线路的撞击和碾压，均易导致电气故障的发生。

在施工现场，如光伏电池板露天摆放，在白天日照的情况下，会自动发电，在输出线路端则存在电压，施工人员安全意识淡薄，无防护措施的情况下搬运、挪动时碰到线路，则会发生触电事故。

3.10.2 易燃易爆物质存在的潜在危害因素

现场施工中，存在有油漆、汽油、柴油等易燃易爆物品以及焊接用的氧气钢瓶、乙炔钢瓶等，易燃易爆物品在遇到明火、静电火花、高温等点火能时有发生火灾爆炸的危险。

3.10.3 运输作业存在的危害因素

进场道路和场内道路属于土石路，如在雨天进行运输，因道路湿滑，运输车辆很容易造成打滑而发生事故。

另外大雾天前方道路路况不明，所以也容易引起运输事故。

另外，运输作业还存在无证操作、超载、操作失误、指挥不当等潜在危害因素。

此外，光伏组件受日光照射即可形成开路电压（ $1500V_{max} \geq 36V$ ），因此光伏组件在运输作业过程中，若未采取有效遮光措施，作业人员同时接触光伏组件正负两极会造成触电事故；接触单极未使用绝缘手套、绝缘鞋等，也会造成触电事故。

3.10.4 施工期特殊作业存在的危害因素

1. 吊装作业存在的危害因素

吊装作业是建设中不可缺少的一项工作，具有技术含量高、吊装结构施工复杂、施工现场复杂、施工任务特殊等特点，稍有疏忽就会导致拆装机械设备倾翻、折臂等重大施工事故发生，直接危及现场作业、道路交通及周围建筑物、人员、车辆、高压线等安全，容易产生严重的经济损失甚至导致人身伤亡事故。

无证操作、吊绳断股、起重、支腿不平衡、起吊弧度过大、交叉作业、吊钩断裂、吊钩未挂牢、操作失误、限位保护器失灵、指挥不当、大风起吊等潜在危害因素。

照明不足、暴雨、雷电等恶劣天气情况下，吊装作业容易发生高处坠落、物体打击等危害。

2. 高处坠落危害

坠落事故在光伏电站施工过程中时有发生，如地基开挖，浇筑脚手架上作业时没有可靠的安全防护措施，或脚手架、操作平台搭建不牢固都有可能发生坠落伤害危险。

3. 临时用电

施工过程接临时用电，未对周围环境进行可燃气体检测分析；各类移动电源及外部自备电源接入电网；动力和照明线路未分路设置；在开头上接引、拆除临时用电线路时，

其上级开关未断电上锁及加挂安全警示标志；临时用电未设置保护开关，使用前未检查电气装置和保护设施的可靠性。所有的临时用电未设置接地保护；临时用电设备和线路未按供电电压等级和容量正确使用；临时用电结束后，用电单位未及时通知供电单位拆除临时用电线路。

以上原因均可能造成触电伤亡事故、电气火灾事故等。

4.动火作业

(1) 在爆炸危险区动火时，未按相应管理制度办理动火票。

(2) 动火作业未设置专人监火，动火作业前未清除动火现场的易燃品，未采取有效的防火措施，未配置足够的消防器材。

(3) 进行有限空间检维修作业时，未办理有限空间作业许可，未清洗、置换，未采样分析合格进行动火作业。

(4) 违反作业规程盲目动火、收工后留有火种、无现场监理人员在现场时动火。

(5) 动火作业完毕，动火人、监火人未清理现场，监火人未确认现场无残留火种后离开。

3.10.5 机械伤害

施工过程需要使用到很多机械，如混凝土搅拌机、起重机、切割机等机械，如违规操作或没有安全防护措施都可能造成人员伤亡事故。

3.10.6 施工期火灾潜在危害因素

施工单位消防安全意识淡薄，对必备的消防器材投入不足，灭火器配置数量不足、选型不当、保养不善。有的施工工地基本不配备灭火器材，同时对所雇佣临时工人消防安全知识及灭火培训不到位。

根据现场查看情况，场区内多为杂草。极易发生火灾，山火的燃烧速度快，燃烧范围广，灭火救援较困难，且电站占地面积大，则必然对光伏组件造成火灾影响和损坏，光伏组件受损的可能性大。

光伏场区外周边活动人员如恶意纵火也会造成光伏场区火灾。

临时建筑物布局与耐火等级不符合消防规范要求，以三、四级耐火等级简易结构的建筑物为主，一旦发生火灾，容易造成较严重的后果。

现场电气电路敷设不规范，私拉乱接现象严重，有裸露的线头直接插到插座上，有的甚至将铜丝、铁丝代替保险丝，长时间过负荷运行，有的将配电装置直接安装在可燃

木制构件上，这些做法都极易引发火灾。

临时用气动火现象突出，用火用电管理不到位。施工人员大多在宿舍内使用液化气做饭，液化气瓶乱摆乱放。有些施工现场的木工制作间工人吸烟，随时都有发生火灾的危险。

动火作业的现场管理混乱。存在电焊、焊接人员无证上岗情况，不能按照安全规程进行焊接、切割作业。作业现场未派现场监护人、可燃物未清理或防火保护、灭火器配置等准备工作不到位，经常在没有落实防范措施的情况下就盲目作业。

建筑装饰施工过程中，作业分区混乱，施工现场大量的可燃物及易燃可燃的装修材料存放不到位，有些工地竟然将明火作业区、易燃、可燃材料堆放场地以及危险物品库房相互混用，一旦发生火灾，后果不堪设想。

3.10.7 低温对施工的影响

- 1.冬季室外空气中水分增多，容易导致系统阻抗变低。
- 2.线缆和接头处出现磨损裸露，导致逆变器 PV 绝缘故障。
- 3.线缆和接头处出现浸雪、磨损，容易导致逆变器泄漏电流。
- 4.光伏组件的材料中，像玻璃、铝边框、电池片等无机材料，对温度的依赖性较小；组件材料中的封装材料、背板接线盒等有机材料，受温度影响较大，长期处在低温条件下，可能对部分设施造成伤害。
- 5.低温条件下进行施工，可能导致人员冻伤。
- 6.水泥砂浆会在负温下冻结，停止水化作用，失去结力解冻后，砂浆的强度虽仍可继续增长，但其最终强度将显著降低，若低温条件下进行施工，工程质量可能得不到保障，降低混凝土工程的使用寿命。

3.10.8 气瓶爆炸

该施工项目在施工过程中可能会涉及到焊接所用的氧气、乙炔气瓶等，根据各压力容器中所存在的物质的性质不同，存在发生各种类安全事故的风险。

由于压力容器承受一定的压力，若压力容器存在缺陷，则其有物理爆炸的危险，比普通设备更容易发生事故，一旦发生爆炸，气体膨胀所释放的能量使容器进一步开裂并使容器或其所裂成的碎片以较高的速度向四周飞散，造成人员伤亡及财产损失，后果相当严重。

氧气瓶、乙炔气瓶：此类压力容器内存在的物质具有燃爆（助燃）性，其发生泄漏

时，引发火灾、爆炸事故。在外部温度环境变化较大情况下（高温），也由于气瓶内气体膨胀，发生物理爆炸，从而引起火灾、爆炸事故。乙炔瓶内乙炔的溶剂为丙酮，如果发生储气瓶爆炸，导致丙酮泄漏，发生人员中毒事故。

3.10.9 物体打击

在施工过程中：1）高位设备上的附属物发生坠落，可能对经过的人员造成伤害；尤其是在检修高位设备时，立体交叉作业、工具、物件等发生坠落，更易造成下方人员被物体打击；2）设备设施无防护措施或防护设施损坏、失效。

3.10.10 车辆伤害

施工过程中，在物料装卸、运输过程中驾驶员擅自移动车辆或者运输车辆在行驶过程中超速、超装超载、违章驾驶，在道路险峻、车辆技术性能不良等情况下，驾驶员对周围环境的失察或失控时，驾驶员疲劳驾驶或精力不集中等情况下均可能导致车辆伤害事故，甚至造成车辆损毁和人员伤亡，会导致运输的货物碰撞或甩出，造成车辆损毁、人员伤亡、财产损失等。

3.10.11 坍塌、山体滑坡

施工期间搭设的架子管或堆积的设备或材料均可能造成坍塌事故。建筑物梁板砼模板支撑体系搭设不良，可能造成坍塌事故。施工临建不牢固，质量得不到保证，也易发生坍塌事故，尤其在大风天气，坍塌的可能性更大。

此外在施工过程中，因需要开挖基坑或者形成边坡，也有可能因为设计缺陷，边坡渗水、防雨不到位、地震、人工堆码与扰动、离工质量缺陷及土质差且受地下设施限制造成基坑坍塌、基坑边坡坍塌。

在施工过程，因扰动山坡基础稳定性、边坡渗水、地震以及地质原因，可能导致山体滑坡。

3.10.12 雷击

在施工过程中，因光伏组件占用面积大且处于相对孤立的空旷区域，组件边框和直流输电导线都极易因雷电感应产生极高的感应电动势。如果光伏厂区存在引雷条件，容易在光伏厂区上空形成较强的电磁场，从而导致设备损坏、作业人员遭受雷击等伤害。

3.11 调试期危险有害因素分析

调试期间危险有害因素有：人员触电、机械伤害、高处坠落，主要原因分别如下：

- 1.由于调试期间交叉作业频繁，管理和防护措施不到位；
- 2.安全警示标志不完善或无标志标识；
- 3.临时电源管理混乱；
- 4.调试措施不完善；
- 5.工序交接不清或不到位。

3.12 安全管理危险有害因素分析

建设单位组织机构和安全管理机构设置不合理，人员数量或素质的配备不能满足工作需要等，都可能因管理不健全而造成混乱，埋下事故隐患。

安全责任制不落实、相关管理制度不完善，会因职责不清、管理工作无章可循，造成安全管理混乱，使各项安全管理工作不能得到有效的落实，安全管理工作失控而造成事故隐患。

未编制安全操作规程或操作规程编制不完善，易因违章操作、误操作等引发事故。

未进行相应的安全教育培训，会造成员工安全知识不足、安全意识淡薄、操作技能低下等，从而引发事故的发生。

安全投入不足，可能会造成安全设施缺失或安全设施失效后不能及时得到修复、个体防护设施和装备配置不足等，从而导致事故的发生。

事故应急管理缺失，未编制事故应急预案和处置方案、未对员工进行应急知识和技能、应急救援物资配备不足等，在发生事故时不能及时有效地组织事故应急救援，而使事故扩大。

3.13 主要危险、有害因素及存在的部位

本项目主要危险、有害因素及分布汇总情况见表 3-1。

表 3-1 主要危险、有害因素及分布汇总表

检查目标	危险、有害因素	存在的部位与作业场所
建筑物	地震	整个项目区
	边坡坍塌、滑塌	太阳能方阵边坡、场内道路边坡
	岩溶塌陷	太阳能方阵基础、设备基础
	泥石流灾害	光伏方阵
	地基沉降	太阳能方阵基础
	滑坡	光伏方阵
生	电伤害	运行检修、变压器、厂用电及照明盘柜、接地设施等，临时用电时

产 过 程 、 作 业 场 所	火灾	太阳能电池组件、逆变器、变压器、蓄电池、配电设备、山火、检修过程中
	爆炸	变压器、互感器、检修过程中的油品和气瓶
	孤岛效应	太阳光伏电池组件
	热斑效应	太阳光伏电池组件
	物体打击	检修作业场所、检修中高速旋转的机械等
	高处坠落	光伏列阵区检修作业
	机械伤害	检修机械
	噪声	检修过程中、运行过程中的变压器、电动机等
	电磁辐射	高压输电线下运行检修作业等
	毒物	断路器旁
	高、低温	检修和维护作业时
	车辆伤害	场内道路、进厂道路
	标志缺陷	整个站区
	安全监测系统失效	变压器保护装置、电气监测设备，逆变器监测装置及环境监测装置等
	恶意代码	电气二次计算机系统

3.14 重大危险源辨识与分析

1、方法介绍

根据国标《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）的有关规定，危险化学品指具有毒害、腐蚀、爆炸、燃烧、助燃等性质，对人体、环境具有危害的剧毒化学品和其它化学品。

危险化学品重大危险源指长期地或临时地生产、储存、使用或经营危险化学品，且危险化学品的数量等于或超过临界量的单元；临界量是指对于某种或某类危险化学品构成重大危险源所规定的最小数量，若单元中的危险化学品数量等于或超过该数量，则该单元定为重大危险源。

危险化学品重大危险源的辨识依据是危险化学品的危险特性及其数量。单元内存在危险化学品的数量等于或超过规定的临界量，即被定为重大危险源。单元内存在的危险化学品的数量根据处理危险化学品种类的多少区分为以下两种情况：

①生产单元、储存单元内存在的危险化学品为单一品种，则该危险化学品的数量即为单元内危险化学品的总量，若等于或超过相应的临界量，则定为重大危险源；

②生产单元、储存单元内存在的危险化学品为多品种时，则按下式计算，若满足，则定为重大危险源。

$$S=q_1/Q_1+q_2/Q_2+\dots+q_n/Q_n \geq 1$$

式中：

S——辨识指标；

式中： $q_1, q_2 \dots q_n$ ——每种危险化学品实际存在量，单位为吨（t）；

$Q_1, Q_2 \dots Q_n$ ——与各危险化学品相对应的临界量，单位为吨（t）；

对照国标《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）中关于危险化学品重大危险源的辨识依据，对项目生产工艺过程中的物料及设备进行辨识：

2、重大危险源辨识

本项目运行或检修过程中使用的油料、乙炔等物料使用量小于规范界定的临界量，不构成现行规范界定的危险化学品重大危险源；生产运行期不存在现行规范界定的危险化学品重大危险源。

综上所述：本项目不存在重大危险源。

第 4 章 建设项目安全生产条件分析

4.1 建设项目与国家及地方政府产业政策与布局符合性分析

4.1.1 符合国家能源产业发展战略

太阳能资源是清洁的可再生能源，太阳能发电是新能源领域中技术最成熟、最具规模开发条件和商业化发展前景的发电方式之一。我国太阳能资源较为丰富，发展太阳能对于应对缓解能源、环境的压力，促进国民经济社会可持续发展有重要意义，也是我国作为一个负责任的发展中国家应对气候变化，实现对世界关于提高非化石能源消费比例和减少 CO₂ 排放量庄严承诺的有效措施。

开发新能源是我国能源发展战略的重要组成部分，国家对此十分重视，《国家计委、科技部关于进一步支持可再生资源发展有关问题的通知》（计基础[1999]44号）、国家经贸委 1999 年 11 月 25 日发布的《关于优化电力资源配置，促进公开公平调度的若干意见》和 1998 年 1 月 1 日起施行的《中华人民共和国节约能源法》都明确鼓励新能源发电和节能项目的发展。光伏电站的建设符合我国能源发展战略，对加快云南省新能源建设具有积极重要的意义。

4.1.2 开发太阳能受到国家政策扶持和法律保障

2005 年 2 月 28 日通过，2006 年 1 月 1 日起正式实施的《中华人民共和国可再生能源法》为我国太阳能今后的发展提供了法律保证。2009 年 12 月 26 日，十一届全国人大常委会第十二次会议表决通过了《中华人民共和国可再生能源法修正案》，修正案自 2010 年 4 月 1 日起施行。该法规定，“可再生能源发电项目的上网电价，由国务院价格主管部门根据不同类型可再生能源发电特点和不同地区的情况，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定”，“电网企业为收购可再生能源电量而支付的合理入网费用以及其它合理的相关费用，可以计入电网企业输电成本，并从销售电价中回收”和“电网企业依照本法第十九条规定确定的上网电价收购可再生能源电量所发生的费用，高于按照常规能源发电平均上网电价计算所发生费用之间的差额，由在全国范围对销售电量征收可再生能源电价附加补偿”。国家将新能源特许权项目中的特殊之处用法律条文加以规定，将今后新能源的发展纳入法制的框架，为新能源发展提供了强有力的支持。

4.1.3 场址地区具有太阳能的资源优势

本项目位于云南省。云南地处低纬高原，北回归线贯穿于省内南部，各地海拔相对较高，加之所处地理位置的特殊性，使得全年可接受的太阳辐射能比较充裕，全年太阳高度角变化幅度不大，冬夏半年太阳可照时数差别较小，一年中太阳辐射能量差异不大，季节分配比较均匀，四季温暖，年温差较小。

云南地处低纬度高原，海拔高度大多在 1000m 以上，大气透明度好，干季晴朗少云，空气十分干燥，日照时数多。雨季多以过程性降水为主，长时间连绵阴雨少，夜雨多，全省大部分地区到达地面的太阳辐射强度大。

云南太阳总辐射量的地区分布受天气气候影响很大，不同于太阳辐射随纬度增加而降低，随高度增加而增大的一般规律。

项目区域太阳能年总辐射量为 6010MJ/m²，稳定度 $R_w=0.74$ ，根据《太阳能资源等级总辐射》（GB/T31155-2014），项目区域属于太阳能资源很丰富区域，太阳能资源很稳定。项目区域太阳能资源直射比为 0.55，根据《太阳能资源评估方法》（GB/T37526-2019）和《太阳能资源等级总辐射》（GB/T31155-2014），等级为 B，直接射辐射较多。

太阳能是最清洁、安全的可再生能源，不产生任何污染。太阳能光伏发电作为太阳能资源利用方式，其相关的技术已基本成熟。随着太阳能电池制造成本的下降，太阳能光伏发电将会得到广泛的利用，并在未来社会新能源的发展中起到重要作用。

4.1.4 促进当地社会经济的发展

在工程建设期间，对鹤庆县的建筑材料、小型机械和日常生活用品的需求将增加，同时当地的劳动力资源可得到大量利用，增加个人收入和地方政府税收，由此可以促进当地的消费水平，随着建设展开，人流、物流、资金流的进入，将拉动地方区域经济发展。光伏电站的建设对促进经济发展，改善当地居民生活水平具有积极意义。

4.1.5 调整能源结构的需要

能源是经济发展的物质基础，为保证国民经济的可持续发展，必须有可持续供应的能源作为支撑。我国能源结构是以煤为主，这对国家经济发展带来的能源安全和环境问题已日益突出。从能源安全、减少污染、改善生态环境和立足于本国资源等方面来考虑，我国开发利用安全、可靠的清洁能源，并提高其在能源结构中的比重，将是实现经济社会可持续发展的重要保证。

云南电网水电与光伏发电具有较好的天然互补特性，雨季水电出力大、光伏发电能力小，旱季光伏发电能力大、水电出力降低。云南电网及其电源独特的结构特征，为光伏电站并网接入创造了良好的条件。

4.1.6 分析结论

综上所述，本项目满足当地经济发展的需要，社会效益和环境效益显著。建设该光伏电站可以得到国家激励政策和措施的保证，对充分利用鹤庆县的太阳能资源，开辟新能源是十分必要的。

4.2 建设项目场址选择及总平面布置合规性分析

4.2.1 场址及总平面布置分析

依据《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）、《光伏电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012）的相关内容进行检查。检查结果见表 4-1、表 4-2。

表 4-1 场址选择安全检查表

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
一	基本规定			
1	厂址选择应符合国家的工业布局、总体规划及土地利用总体规划的要求。	《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）第 3.0.1 条	光伏电站场址在总体规划基础上选择；场址位置主要位于鹤庆县，场址布置于金墩乡银河村附近山地。	符合
2	配套和服务工业企业的居住区、交通运输、动力公用设施、废料场及环境保护工程、施工基地等用地 应与厂区用地同时选择。	《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）第 3.0.2 条	该光伏发电项目配套和服务，主要依托同业主单位建设的东庄光伏发电项目，各项配套设施完善可靠。	符合
3	厂址应具有满足生产、生活及发展所必需的水源和电源。水源和电源与厂址之间的管线连接应尽量短捷，且用水、用电量特别大的工业企业宜靠近水源及电源地。	《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）第 3.0.6 条	光伏电站用水取自电厂就近供水管网，满足生产、生活所需要的水源。	符合
4	厂址应具有满足建设工程需要的工程地质条件和水文地质条件。	《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）第 3.0.8 条	区域地质资料表明，场地内未发现存在制约光伏电站建设的重大工程地质问题，具备建设光伏电站的场地条件。	符合
5	厂址应满足适宜的地形坡度尽量避开自然地形复杂、	《工业企业总平面设计规范》（GB501	光伏电站场址地形开阔连续，整体较为平整，场地起伏较小。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
	自然坡度大的地段,应避免将盆地、积水洼地作为厂址。	87-2012)第 3.0.10 条		
6	山区建厂,当厂址位于山坡或山脚处时,应采取防止山洪、泥石流等自然灾害的危害的加固措施,应对山坡的稳定性等作出地质灾害的危险性评估报告。	《工业企业总平面设计规范》(GB50187-2012)第 3.0.13 条	本光伏电站位于鹤庆县,场址布置于金墩乡银河村附近山地,已在可行性研究阶段采取了防止山洪、泥石流等自然灾害的危害的加固措施。	符合
7	下列地段和地区不应选为厂址: 1 发震断层和抗震设防烈度为 9 度及高于 9 度的地震区; 2.有泥石流、滑坡、流沙、溶洞等直接危害的地段; 3 采矿陷落错动区地表界限内; 4 爆破危险界限内; 5 坝或堤决溃后可能淹没的地区; 6 有严重放射性物质污染影响区; 7 生活居住区、文教区、水源保护区、名胜古迹、风景游览区、温泉、疗养区、自然保护区和其它需要特别保护的区域; 8 对飞机起落、电台通讯、电视转播、雷达导航和重要的天文、气象、地震观察以及军事设施等规定有影响的范围内; 9 很严重的自重湿陷性黄土地段 厚度大的新近堆积黄土地段和高压缩性的饱和黄土地段等地质条件恶劣地段; 10 具有开采价值的矿藏区; 11 受海啸或湖涌危害的地区。	《工业企业总平面设计规范》(GB50187-2012)第 3.0.14 条	工程区位于鹤庆县,场址布置于金墩乡银河村附近山地,根据《中国地震动参数区划图》,场地内未发现存在制约光伏电站建设的重大工程地质问题,具备建设光伏电站的场地条件。	符合
8	大型建筑物、构筑物、重型设备和生产装置等,应布置在土质均匀、地基承载力较	《工业企业总平面设计规范》(GB50187-2012)第 5.2.1 条	光伏电池板、主变压器等大型建筑物和设备布置在地质条件较好部位。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
	大的地段，对较大、较深的地下建筑物、构筑物，宜布置在地下水位较低的填方地段。			
9	光伏电站设计在满足安全性和可靠性的同时，应优先采用新技术、新工艺、新设备、新材料。	《光伏电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012）第3.0.2条	本项目选用的都是国家标准的设备和技术。	符合
10	光伏电站的系统配置应保证输出电力的电能质量符合国家现行相关标准的规定。	《光伏电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012）第3.0.4条	在电站安装了无功补偿装置来保证电能的质量。	符合
11	接入公用电网的光伏电站应安装经当地质量技术监督机构认可的电能计量装置，并经校验合格后投入使用。	《光伏电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012）第3.0.5条	本工程已在可研阶段拟设置了电能计量装置。	符合
12	光伏电站设计时应应对站址及其周围区域的工程地质情况进行勘探和调查，查明站址的地形地貌特征、结构和主要地层的分布及物理力学性质、地下水条件等。	《光伏电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012）第3.0.8条	已进行了地质勘察。	符合
13	光伏电站中的所有设备和部件，应符合国家现行相关标准的规定，主要设备应通过国家批准的认证机构的产品认证。	《光伏电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012）第3.0.9条	该电站的拟选定的合格的设备及部件。	符合
二	站址选择			
1	光伏电站的站址选择应根据国家可再生能源中长期发展规划、地区自然条件、太阳能资源、交通运输、接入电网、地区经济发展规划、其他设施等因素全面考虑；在选址工作中，应从全局出发，正确处理与相邻农业、林业、牧业、渔业、工矿企业、城市规划、国防设施和人民生活等各方面的关系。	《光伏电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012）第4.0.1条	本项目的站址位于鹤庆县，场址布置于金墩乡银河村附近山地。光伏区周边有当地村民的林地、农耕用地，光伏区拟设置围栏。	符合
2	光伏电站选址时，应结合	《光伏电站设计	项目根据建设项目的必要性、建	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
	<p>电网结构、电力负荷、交通、运输、环境保护要求，出线走廊、地质、地震、地形、水文、气象、占地拆迁、施工以及周围工矿企业对电站的影响等条件，拟订初步方案，通过全面的技术经济比较和经济效益分析，提出论证和评价。当有多个候选站址时，应提出推荐站址的排序。</p>	<p>标准（2024年版）》（GB50797-2012）第4.0.2条</p>	<p>设任务、电力规划，交通运输和环境等方面进行了综合分析，提出了选址方案。本项目设计无候选站址。</p>	
3	<p>光伏电站防洪设计应符合下列要求： 1.按不同规划容量，光伏电站的防洪等级和防洪标准应符合表4.0.3的规定。对于站内地面低于上述高水位的区域，应有防洪措施。防排洪措施宜在首期工程中按规划容量统一规划，分期实施。 2.位于海滨的光伏电站设置防洪堤（或防浪堤）时，其堤顶标高应依据本规范表4.0.3中防洪标准（重现期）的要求，应按照重现期为50年波列累计频率1%的浪爬高加上0.5m的安全超高确定。 3.位于江、河、湖旁的光伏电站设置防洪堤时，其堤顶标高应按本规范表4.0.3中防洪标准（重现期）的要求，加0.5m的安全超高确定；当受风、浪、潮影响较大时，尚应再加重现期为50年的浪爬高。 4.在以内涝为主的地区建站并设置防洪堤时，其堤顶标高应按50年一遇的设计内涝水位加0.5m的安全超高确定；难以确定时，可采用历史最高内涝水位加0.5m的安全超高确定。如</p>	<p>《光伏电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012）第4.0.3条</p>	<p>本项目为山区光伏电站。场区位于鹤庆县，场址布置于金墩乡银河村附近山地，排水条件较好。光伏场区及支架基础洪水设计标准重现期按100年一遇的标准设计，根据地形及设计原则，大多数支架基础都避开集水部位，不受洪水威胁。</p>	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
	<p>有排涝设施时，则应按设计内涝水位加 0.5m 的安全超高确定。</p> <p>5.对位于山区的光伏发电站，应设防山洪和排山洪的措施，防排设施应按频率为 2% 的山洪设计。</p> <p>6.当站区不设防洪堤时，站区设备基础顶标高和建筑物室外地坪标高不应低于本规范表 4.0.3 中防洪标准（重现期）或 50 年一遇最高内涝水位的要求。</p>			
4	<p>地面光伏电站站址宜选择在地势平坦的地区或北高南低的坡度地区。坡屋面光伏电站的建筑主要朝向宜为南或接近南向，宜避开周边障碍物对光伏组件的遮挡。</p>	<p>《光伏电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）第 4.0.4 条</p>	<p>场址地形开阔连续，整体较为平整，场地起伏较小，有利于光伏电站的建设。</p>	符合
5	<p>选择站址时，应避开空气经常受悬浮物严重污染的地区。</p>	<p>《光伏电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）第 4.0.5 条</p>	<p>现阶段附近主要为林地、农耕地，周边无其他工矿企业。不属于严重污染地区。</p>	符合
6	<p>选择站址时，应避开危岩、泥石流、岩溶发育、滑坡的地段一和发震断裂地带等地质灾害易发区。</p>	<p>《光伏电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）第 4.0.6 条</p>	<p>场地 10km 范围内无发震断裂通过。</p>	符合
7	<p>当站址选择在采空区及其影响范围内时，应进行地质灾害危险性评估，综合评价地质灾害危险性的程度，提出建设站址适宜性的评价意见，并应采取相应的防范措施。</p>	<p>《光伏电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）第 4.0.7 条</p>	<p>本项目周边无采矿场，不存在采空区。</p>	符合
8	<p>光伏电站宜建在地震烈度为 9 度及以下地区。在地震烈度为 9 度以上地区建站时，应进行地震安全性评价。</p>	<p>《光伏电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）第 4.0.8 条</p>	<p>项目所在区的地震烈度为 VII 度。</p>	符合
9	<p>光伏电站站址应避让重点保护的文化遗址，不应设在有开采价值的露天矿藏或地下浅层矿区上。</p>	<p>《光伏电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）第 4.0.9 条</p>	<p>本项目所在地为鹤庆县，场址布置于金墩乡银河村附近山地。</p>	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
	站址地下深层压有文物、矿藏，除应取得文物、矿藏有关部门同意的文件外，还应应对站址在文物和矿藏开挖后的安全性进行评估。			
10	光伏电站站址选择应利用非可耕地和劣地，不应破坏原有水系，做好植被保护，减少土石方开挖量，并应节约用地，减少房屋拆迁和人口迁移。	《光伏电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012）第4.0.10条	场址为鹤庆县，场址布置于金墩乡银河村附近山地。	符合
11	光伏电站站址选择应考虑电站达到规划容量时接入电力系统的出线走廊。	《光伏电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012）第4.0.11条	《可行性研究报告》已对接入系统做了经济技术比较确定。（最终以接入系统报告及电网公司批复为准）。	符合

表 4-2 总平面布置安全检查表

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
1	总平面布置，应在总体规划的基础上，根据工业企业的性质、规模、生产流程、交通运输、环境保护，以及防火、安全、卫生、节能、施工、检修、厂区发展等要求，结合场地自然条件，经技术经济比较后择优确定。	《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）第5.1.1条	本项目总平面布置根据项目性质、规模、生产流程、交通运输、环境保护，以及防火、安全、卫生、节能、施工、检修、厂区发展等要求，结合场地自然条件，经技术经济比较后择优确定的。	符合
2	总平面布置应采取防止高温、有害气体、烟、雾、粉尘、强烈振动和高噪声对周围环境和人身安全的危害的安全保障措施，并应符合现行国家有关工业企业卫生设计标准的规定。	《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）第5.1.7条	总平面布置对周围环境和人身安全的危害的安全保障措施，符合现行国家有关工业企业卫生设计标准的规定。	符合
3	变电站总平面布置应按最终规模进行规划设计，根据系统负荷发展要求，不宜堵死扩建的可能，并使站区平面布置尽量规整。	《变电站总布置设计技术规程》（DL/T5056-2007）第5.1.1条	本项目不涉及升压站建设，与同业主单位建设的东庄光伏发电项目共用。	不涉及
4	光伏电站的站区总平面应根据发电站的生产、施工和生活需要，结合站址及其附近地区的自然条件和建设规划进行布置，应对站区供排水设施、交通运输、出线走廊等进	《光伏电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012）第7.1.1条	本项目不涉及升压站建设，与同业主单位建设的东庄光伏发电项目共用。对站区的供排水、交通运输、出线等进行了统筹规划布置。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
	行研究，立足近期，远近结合，统筹规划。			
5	光伏电站的站区总平面布置应贯彻节约用地的原则，通过优化，控制全站生产用地、生活区用地和施工用地的面积；用地范围应根据建设和施工的需要按规划容量确定，宜分期、分批征用和租用。	《光伏电站设计标准（2024年版）》 （GB50797-2012） 第 7.1.2 条	本项目用地为鹤庆县，场址布置于金墩乡银河村附近山地。	符合
6	光伏电站的站区总平面设计应包括下列内容： 1 光伏方阵。 2 升压站（或开关站）。 3 站内集电线路。 4 就地逆变升压站。 5 站内道路。 6 其他防护功能设施（防洪、防雷、防火）。	《光伏电站设计标准（2024年版）》 （GB50797-2012） 第 7.1.3 条	根据项目布置情况，该光伏电站对光伏方阵、集电线路、箱变器基础、站内道路、防洪、防雷、防火都进行了设计。本项目不涉及升压站建设，与同业主单位建设的东庄光伏发电项目共用。	符合
7	光伏电站的站区总平面布置应符合下列要求： 1 交通运输方便。 2 协调好站内与站外、生产与生活、生产与施工之间的关系。 3 与城镇或工业区规划相协调。 4 方便施工，有利扩建。 5 合理利用地形、地质条件。 6 减少场地的土石方工程量。 7 降低工程造价，减少运行费用，提高经济效益。	《光伏电站设计标准（2024年版）》 （GB50797-2012） 第 7.1.4 条	本项目不涉及升压站建设，与同业主单位建设的东庄光伏发电项目共用。	不涉及
8	光伏电站的站区总平面布置还应符合下列要求： 1 站内建筑物应结合日照方位进行布置，合理紧凑；辅助、附属建筑和行政管理建筑宜采用联合布置。 2 因地制宜地进行绿化规划，利用空闲场地植树种草，绿地率应满足当地规划部门的绿化要求。 3 升压站（或开关站）及站内建筑物的选址应根据光伏方阵的布置、接入系统的方案、	《光伏电站设计标准（2024年版）》 （GB50797-2012） 第 7.1.5 条	总平面布置包括：太阳能电池方阵区域、连接各方阵的道路和电缆通道，满足要求。 本项目不涉及升压站建设，与同业主单位建设的东庄光伏发电项目共用。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
	<p>地形、地质、交通、生产、生活和安全等要素确定。</p> <p>4 站内集电线路的布置应根据光伏方阵的布置、升压站（或开关站）的位置及单回集电线路的输送距离、输送容量、安全距离等确定。</p> <p>5 站内道路应能满足设备运输、安装和运行维护的要求，并保留可进行大修与吊装的作业面。</p>			
9	<p>大、中型地面光伏电站站区可设两个出入口，其位置应使站内外联系方便。站区主要出入口处主干道行车部分的宽度宜与相衔接的进站道路一致，宜采用 6m；次干道（环形道路）宽度宜采用 4m。通向建筑物出入口处的人行引道的宽度宜与门宽相适应。</p>	<p>《光伏电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）第 7.1.6 条</p>	<p>该光伏电站为大型地面光伏电站，通过光伏发电场内道路和对外道路，场区内道路纵坡坡度不大于 16%，横向坡度为 2%~3%，道路路基宽度为 4m，路面宽度为 3.5m，转弯半径为 12m，路面采用 20cm 山皮石面层。</p>	符合
10	<p>地面光伏电站的主要进站道路应与通向城镇的现有公路连接，其连接宜短捷且方便行车，宜避免与铁路线交叉。应根据生产、生活和消防的需要，在站区内各建筑物之间设置行车道路、消防车通道和人行道。站内主要道路可采用泥结碎石路面、混凝土路面或沥青路面。</p>	<p>《光伏电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）第 7.1.7 条</p>	<p>该电站的进站道路利用已有的乡村道路进出。周边无铁路线路。</p>	符合
11	<p>光伏电站站区的竖向布置，应根据生产要求、工程地质、水文气象条件、场地标高等因素确定，并应符合下列要求：</p> <p>1、在不设大堤或围堤的站区，升压站（或开关站）区域的室外地坪设计标高应高于设计高水位 0.5m。</p> <p>2、所有建筑物、构筑物及道路等标高的确定，应满足生产使用方便。地上、地下设施中的基础、管线，管架、管沟、隧道及地下室等的标高和布置，应统一安排，合理交叉，</p>	<p>《光伏电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）第 7.1.8 条</p>	<p>从光伏发电的工艺流程对场地的要求来看，本项目场地条件简单，对太阳能电池组件的布置无较大影响。</p>	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
	<p>维修、扩建便利，排水畅通。</p> <p>3、应减少工程土石方工程量，降低基础处理和场地平整费用，使填方量和挖方量接近平衡。在填、挖方量无法达到平衡时，应落实取土或弃土地点。</p> <p>4、站区场地的最小坡度及坡向以能较快排除地面水为原则，应与建筑物、道路及场地的雨水害井、雨水口的设置相适应，并按当地降雨量和场地土质条件等因素确定。</p> <p>5 地处山坡地区光伏电站的竖向布置，应在满足工艺要求的前提下，合理利用地形，节省土石方量并确保边坡稳定。</p>			
12	<p>站区场地排水系统应根据地形、工程地质、地下水位等因素进行设计，并应符合下列要求：</p> <p>1、场地的排水系统应按规划容量进行设计，并使每期工程排水畅通。</p> <p>2、室外沟道高于设计地坪标高时，应有过水措施，或在沟道的两侧设排水设施。</p> <p>3、对建在山区或丘陵地区的光伏发电站，在站区边界处应有防止山洪流入站区的设施。</p>	《光伏电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012）第 7.1.9 条	站区场地位于山坡地带，排水条件较好。	符合
13	<p>光伏方阵应根据站区地形、设备特点和施工条件等因素合理布置。大、中型地面光伏电站的光伏方阵宜采用单元模块化的布置方式。</p>	《光伏电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012）第 7.2.1 条	本项目采用单元模块化布置。	符合
14	<p>地面光伏电站的光伏方阵布置应满足下列要求：</p> <p>1、固定式布置的光伏方阵、光伏组件安装方位角宜采用正南方向。</p> <p>2、光伏方阵各排、列的布置间距应保证每天 9:00-15:00（当地真太阳时）时段内前、后、左、右互不遮挡。</p>	《光伏电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012）第 7.2.2 条	本工程阵列区布置区域以南向坡、偏南向坡为主，阵列间距最小控制间距 2.5m，最大间距控制 10m。拟采用固定倾角的方式进行布置，倾角为 24°。可满足规范要求。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
	3、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。			
15	光伏电站宜设置安全防护设施，该设施宜包括：入侵报警系统、视频安防系统和出入口控制系统等，并能相互联动。	《光伏电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）第 7.3.1 条	本项目未单独设置视频安防系统、火灾报警系统等安防设施，统一纳入东庄光伏发电项目升压站内。	符合

4.2.2 检查结果

本项目场址地形开阔连续，整体较为平整，场地起伏较小，区内主要生长着杂草，无较大的植被发育。场址地形规整，地貌相对单一。场地 10km 范围内无发震断裂通过。光伏场地周边设钢丝网围栏与周边隔开。

工程总平面布置与周边环境、建（构）筑物等之间的安全距离符合有关规程、规范要求，相互影响较小。

综上所述，本项目场址的选择和工程总平面布置符合有关规定。

4.3 建设项目对法律法规予以保护区域的影响

通过对照可行性研究报告及现场实地检查，本项目与相关场所、区域的距离符合要求。具体见表 4-3。

表 4-3 项目与相关场所、区域的安全距离安全检查表

项目	建设项目与周边距离	符合性
1、居民区、商业中心、公园等人口密集区域。	项目站址位于云南省大理州鹤庆县，项目周边存在林地、农耕地、村庄，通过安全设施的完善设计，能保证安全运行。详细情况见报告 3.3 周边环境的影响分析内容。	符合
2、学校、医院、影剧院、体育场（馆）等公共设施。	无学校、医院、影剧院、体育场（馆）等公共设施，本光伏电站为清洁能源，对周边的影响不大。	符合
3、供水水源、水厂及水源保护区。	本项目无生产污水排放。	符合
4、车站、码头、机场以及公路、铁路、水路交通干线、地铁风亭及出入口。	无码头、机场以及水路交通干线、地铁风亭及出入口。	符合
5、基本农田保护区、畜牧区、渔业水域和种子、种畜、水产苗种生产基地。	周边不属于畜牧区、渔业水域和种子、种畜、水产苗种生产基地。	符合
6、河流、湖泊、风景名胜和自然保护区。	光伏电站周边不涉及自然保护区、集中式饮用水源保护区、风景名胜区和自然保护区。	符合

项目	建设项目与周边距离	符合性
7、军事禁地、军事管理区。	周边无军事禁地、军事管理区。	符合
8、法律、行政法规规定予以保护的其它区域。	无法律、行政法规规定予以保护的其它区域。	符合

本项目与相关场所、区域的安全距离符合要求，建设项目符合现行的相关政策。

4.4 建设项目与周边环境的相互影响分析

4.4.1 建设项目对周边环境的影响

拟建项目周边无其他的工业设施，安全距离满足要求。

银河光伏发电项目位于云南省大理州鹤庆县，场址在金墩乡银河村附近山地，地理坐标介于东经99°8'28"~99°9'21"、北纬26°37'55"~26°38'35"之间，

本工程项目已落实工程区周边国家级公益林、省级公益林、基本农田、生态红线、有林地、未成林造林地、稳定耕地等限制开发区域，本次选址场址范围已避开上述区域，工程选址与当地的土地利用规划不冲突。场址及附近无自然保护区、风景名胜区、文物古迹及鸟类迁徙通道等环境敏感对象，也未发现具有开采价值的矿产资源，场址对外交通运输条件便利。

拟建工程建设对当地地质环境的影响主要是改变地表形态，对地质环境的破坏和影响较小。

拟建场区远离市区。建设区及周围未发现有地质和文物保护遗迹，也未见有保护区的建设。

本次规划的场址范围不是自然保护区。

拟建光伏电站道路修建及光伏电站建设产生的粉尘、噪音等对村庄的周边环境造成的影响较小。施工期只有少量的污水、废水排放，对环境影响很小。施工期间的固定废弃物主要是建筑垃圾和生活垃圾，集中收集后外运，对环境影响很小。

该工程投产后，本身不需要消耗水资源，本项目无工业废水产生，仅有少量生活污水，经处理后用作绿化，其废水可完全实现零排放。对环境可能产生的影响因素主要有生活垃圾等，对环境基本无影响。

4.4.2 建设项目对周边居民的影响

由于光伏电站的建设，对周边的村民会产生安全方面的影响，主要表现在基础开挖、

设备安装时由于安全设施设置不足，安全警示标志不明显或施工人员对安全认识不足，流动的居民进入施工区或运行区而产生高处坠落、物体打击、噪声、电伤害、火灾、机械伤害等危害。相反，流动的居民会因为安全意识淡薄，在禁烟区抽烟、偷盗或恶意阻挠施工也会对工程的建设产生不良危害。

4.4.3 周边环境对建设项目的影晌

本项目主要建筑物为太阳能电池板区域配置一套图象监视及公共报警系统，对光伏电站主要电气设备、关键设备安装地点以及周围环境进行全天候的图像监视，以满足电力系统安全生产所需的监视设备关键部位的要求，同时，该系统可实现变电站安全警卫的要求，一旦发生火灾能马上发生报警。光伏场区周边设围栏，能够保证周边居民日常出行不会进入到场区，因此当地居民活动对项目运行不会造成影响。本项目位于鹤庆县场址布置于金墩乡银河村附近山地，周边无其它的生产企业，因此不存在周边企业对本项目的影晌。

综上所述，周边环境对本项目的影晌可接受。

4.5 不良地质条件对本项目及主要设备的影晌

场地10km范围内无发震断裂通过，已满足规范要求的安全距离。场址区岩土工程条件较好，地基稳定，未发现崩塌、泥石流、地下洞穴、采空区及砂土液化等不良地质作用。总体上，场地工程地质条件较好，有布置太阳能阵列的地形、地质条件。

4.6 气象条件对本项目及主要设备的影晌

本光伏电站拟选场址受地理位置、地形、地势等多种因素的影响，当地常出现的恶劣天气和自然灾害主要有：雷暴、极端气温、冰雹、降水、风力灾害等。

一、极端气温影晌

本工程选用逆变器的工作温度范围为 $-25^{\circ}\text{C}\sim 55^{\circ}\text{C}$ ，选用电池组件的工作温度范围为 $-40^{\circ}\text{C}\sim 85^{\circ}\text{C}$ ，正常情况下，太阳电池组件的工作温度可保持在环境温度增加 20°C 的水平。

工程区所在的鹤庆县多年平均气温 13.6°C ，多年极端最高气温 33.4°C ，多年极端最低气温 -11.4°C 。总体上场址气温条件有利于光伏电站运行。

按本工程场区极端气温数据校核，本项目太阳电池组件及逆变器的工作温度可控制在允许范围内，地区气象温度条件对太阳电池组件及逆变器的安全性没有影晌。

因此，按本项场区极端气温数据校核，本项目太阳电池组件及逆变器的工作温度可控制在允许范围内，地区气象温度条件对太阳电池组件及逆变器的安全性没有大的影晌。

极端气温主要对运行人员构成影响，高温时可能导致中暑，低温时可能导致冻伤等危害。

二、降水的影响

鹤庆县年均降雨量 996.4mm。场址区域内没有泥石流和塌方产生的迹象，降水对本项目光伏组件的安全性没有影响，但要注意道路边坡开挖可能产生的滑坡和塌方等灾害。

从现场勘查结果来看，本项目所处位置不属于低洼积水地带，可行性研究报告中提出设置相应的排水系统的要求，能够保证雨水顺利排出，因此降水对项目区的影响是可以接受的。

根据对已有的水文地质资料初步判断：地下水对混凝土结构及混凝土结构中钢筋具微腐蚀性，土对混凝土结构、混凝土结构中钢筋及钢结构具微腐蚀性。

三、冰雹影响

本项目区多年冰雹日数 1.8 日，无冰雹大小的监测数据。一般而言，光伏组件在世界范围内均得到工程运用且光伏组件采用的钢化玻璃符合 GB/T 9963-1998《钢化玻璃》中的钢球试验标准，可以认为对本项目也是适用的。

四、风荷载影响

本项目对于风荷载的设计取值主要依据《建筑结构荷载规范》（GB50009-2012），鹤庆县多年年平均风速为 2.5m/s，结合周边风电场测风数据，本项目确定的风荷载设计值为 0.30kN/m²，按此设计光伏电池组件的安装支架及基础等并按此设计光伏电池组件的安装支架及基础等。但需注意山地风口处局部区域风速较大，对组件支架产生较大影响。主要表现在：突发性强风对地面建构物威胁较大，会造成光伏阵列倒塌、倒杆、线路断线或设备外壳带电、建筑物门窗损坏等危险事故的发生。遇强风袭击时，若未采取有效的防护措施，容易发生设备倾倒，从而伤害和碰撞现场作业人员或电力设备，酿成重大事故。

五、雷暴影响

光伏场区多年平均雷暴日数为 70.2 天，属于雷暴多发地区。雷电对光伏发电系统、电气设备、集电线路的侵害主要包括直接雷击、感应雷击、雷电波入侵。直击雷直接向光伏电站的电气设备或建筑物放电，过电压会使电气设备的绝缘遭到击穿破坏而造成火灾。感应雷击是在雷云临近光伏电站上空时，光伏电站建筑物和附近地面上将感应产生大量的电荷。如果建（构）筑物如综合楼、逆变器室等设施的接地装置不良或损坏，就会与大地间形成电位差，当感应雷过电压足够大时，就会引起建筑物内部、电气设备的电线、

金属管道、其他设备设施放电而造成火灾。而雷击放电的高温电弧、二次放电，可直接对人体放电，雷电流产生的接触或跨步电压可直接使人触电。

第5章 建设项目安全生产设施分析

银河光伏发电项目场址位于鹤庆县金墩乡银河村，距离鹤庆县直线距离约 10.55km。本项目项目建设容量为 35MW，装机容量（直流侧）为 44.0143MW_p。拟利用土地面积约 820 亩。场址中心坐标北纬 26.4947，东经 100.2318，海拔高程在 2230m~2750m 之间。场址各光伏地块均有乡村道路连接，对外交通条件较好。本项目不建升压站拟以 2 回 35kV 架空线路接入东庄项目升压站并改造东庄升压站新增一台 35MW 主变及相关配电装置，电站所发电能考虑采用全额上网模式，汇集至东庄升压站后以 1 回 220kV 架空线路接入羊龙潭变。

本项目按上网电价 0.2758 元/kWh 进行财务评价得出：项目投资财务内部收益率为 5.15%（税后，下同），资本金财务内部收益率为 8.4%，投资回收期为 14.55 年，总投资收益率为 3.57%，项目资本金净利润率为 10.78%。项目资本金财务内部收益率（8.4%）高于资本金基准收益率（7%），因此，该项目财务评价可行。

5.1 接入系统安全性分析

本项目不建升压站拟以 2 回 35kV 架空线路接入东庄项目升压站并改造东庄升压站新增一台 35MW 主变等配电设备，电站所发电能考虑采用全额上网模式，汇集至东庄升压站后 1 回 220kV 架空线路接入羊龙潭变。最终接入系统方案将在下阶段设计中进一步研究，并服从于电网整体规划。

《可行性研究报告》已对接入系统做了经济技术比较确定。从接入系统设计来看，接入系统方案便于电站的运行管理与控制，符合要求。

5.2 站用电安全性分析

本项目光伏电场集电线路拟采用 35kV 电压等级接入东庄 220kV 升压站，35kV 侧配电装置按单母线接线运行。光伏电站所发电能接入东庄 220kV 升压站内 35kV 母线侧。

松桂东庄光伏电站 220kV 升压站原有一台 80MVA 的三相双绕组有载调压电力变压器，本期拟扩建一台 35MVA 三相双绕组有载调压电力变压器，230±8x1.25%/37kV，接线组别 YN，d11，阻抗电压 $U_k=14\%$ ，实现 35kV 升压至 220kV 后和电网的连接。主变压器低压侧通过绝缘管母与 35kV 配电装置母线相连，高压侧经主变进线间隔与 220kV GIS 母线相连。220kV 侧主变中性点经隔离开关接地或经放电间隙接地，35kV 侧中性点经小电

阻接地。

松桂东庄升压站 220kV 侧采用单母线分段接线，已建成 2 回单母线，母线分段配电装置，220kVI段母线已建成 1 个线路出线配电装置，1 个主变进线配电装置，1 个母线设备配电装置；220kVII段母线已建成 2 个线路出线配电装置，1 个母线设备配电装置；采用全封闭组合电器（GIS）布置于户外。

本期 220kVII段母线新增扩建#2 主变进线配电装置，接线方式不变，采用单母线分段接线。

松桂东庄升压站 35kV 侧，#1 主变已建成一单母线，共 3 回电缆集电线路进线间隔。

本期及远期#2 主变 35kV 采用单母线接线，共 2 回电缆集电线路进线间隔，本期建成 2 回，1 个主变进线间隔，1 个母线 PT 间隔，1 个动态无功补偿间隔，1 个接地变间隔。

35kV 无功补偿：35kV 每段母线暂配置无功补偿装置 1 组，容量为±10.5Mvar；最终根据电能质量评估报告配置。

35kV 接地变小电阻装置：35kV 每段母线配置 1 台容量为 DKSC-250/37 接地变小电阻装置，设备阻性电流为 100A，小电阻的阻值为 214Ω。

35kV 站用变：一期项目已配置，已预留本期用电负荷，本期不新增。

本期项目拟在东庄 220kV 升压站内扩建主变等配电设备，原升压站已考虑站用电设计余留本期利旧即可。

为确保升压站内重要部位正常生产、检修、维护、事故处理的进行，根据相关照明设计技术规定，设计了正常工作照明（兼作事故照明）和应急照明网络，本期项目拟在东庄 220kV 升压站内扩建主变等配电设备，照明设计利旧即可。

由此可知，站用电具有可靠的工作电源和备用电源，能保证电场正常运行用电，能保证电场正常运行用电。

5.3 电气系统安全性分析

本节采用《光伏电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）、《3~110kV 高压配电装置设计规范》（GB50060-2008）、《220kv~750kV 变电站设计技术规程》（DL/T5218-2012）编制安全检查表对电气系统进行安全检查，检查结果见表 5.3-1。

表 5.3-1 电气设备安全检查表

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
一	站址选择和站区布置			

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
1	变电站的站址选择,应根据电力系统规划设计的网络结构、负荷分布、城乡规划、征地拆迁和下列条款的要求进行,通过技术经济比较和经济效益分析,选择最佳的站址方案。	《220kv~750kv 变电站设计技术规程》（DL/T5218—2012）第 3.0.1 条	站址位于主要位于鹤庆县，场址布置于金墩乡银河村附近山地。	符合
2	站址选择时应注意变电站与邻近设施、周围环境的相互影响和协调,必要时应取得有关协议。站址距飞机场、导航台,地面卫星站、军事设施,通信设施以及易燃易爆等设施的 距离应符合现行有关国家标准的规定。	《220kv~750kv 变电站设计技术规程》（DL/T5218—2012）第 3.0.10 条	站址周边无飞机场、导航台，地面卫星站、军事设施，通信设施以及易燃易爆等设施。	符合
3	站址的抗震设防烈度应符合现行国家标准《中国地震动参数区划图》GB18306 的规定。站址位于地震烈度区分界线附近难以正确判断时应进行烈度复核。抗震设防烈度为 9 度及以上地区不宜建设 220kv~750kv 变电站。	《220kv~750kv 变电站设计技术规程》（DL/T5218—2012）第 3.0.12 条	站址位于地震烈度为 7 度。	符合
二	变压器			
1	光伏电站升压站主变压器的选择应符合下列要求： 1、应优先选用自冷式、低损耗电力变压器。 2、当无励磁调压电力变压器不能满足电力系统调压要求时，应采用有载调压电力变压器。 3、主变压器容量可按光伏电站的最大连续输出容量进行选取，且宜选用标准容量。	《光伏电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）第 8.1.2 条	该项目与同业主单位建设的东庄光伏发电项目共用一座 220kv 升压站，主变压器选择满足要求。	符合
2	光伏方阵内就地升压变压器的选择应符合下列要求： 1、宜选用自冷式、低损耗电力变压器。 2、变压器容量可按光伏方阵单元模块最大输出功率选取。 3、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	《光伏电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）第 8.1.3 条	该项目拟选用 3 台 1800kVA 型号、2 台 2300kVA、5 台 3900kVA 的 S20 型双绕组油浸式变压器（高原型）箱变，可满足规范要求。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
	<p>变电站。对于在沿海或风沙大的光伏电站，当采用户外布置时，沿海防护等级应达到 IP65，风沙大的光伏电站防护等级应达到 IP54。</p> <p>4、就地升压变压器可采用双绕组变压器或分裂变压器。</p> <p>5、就地升压变压器宜选用无励磁调压变压器。</p>			
3	<p>屋外单台电气设备的油量在 1000kg 以上时，应设置贮油或挡油设施。当设置有容纳 20% 油量的贮油或挡油设施时，应设置将油排到安全处的设施，且不应引起污染危害。</p> <p>当不能满足上述要求时，应设置能容纳 100%油量的贮油或挡油设施。贮油和挡油设施应大于设备外廓每边各 1000mm，四周应调出地面 100mm。贮油设施内应铺设卵石层，卵石层厚度不应小于 250mm，卵石直径为 50~80mm。</p> <p>当设置有油水分离措施的总事故贮油池时，贮油池容量宜按最大一个油池容量的 60% 确定。</p>	《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB 50060-2008 第 5.5.3 条	<p>该项目拟在箱变基础靠油箱设置钢制成品油池；</p> <p>在主变靠事故油池一侧设集油井，内接直径 1500mm 钢管，通向事故油池，排油坡度不小于 2%，事故油池采用钢筋混凝土结构，有效容积不小于 50m³，满足单台主变压器事故后排油存储。</p>	符合
三	电气主接线			
1	<p>光伏电站发电单元接线及就地升压变压器的连接应符合下列要求：</p> <p>1、逆变器与就地升压变压器的接线方案应依据光伏电站的容量、光伏方阵的布局、光伏组件的类别和逆变器的技术参数等条件，经技术经济比较确定。</p> <p>2、一台就地升压变压器连接两台不自带隔离变压器的逆变器时，宜选用分裂变压器。</p>	《光伏电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 8.2.1 条	经技术经济比较确定采用组串式分裂器和双绕组箱式升压变压器。	符合
2	光伏电站发电母线电压应根据接入电网的要求和光伏电站的安装容量，经技术经	《光伏电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）第	本项目发电母线电压选用 35kV。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
	<p>济比较后确定，并宜符合下列规定：</p> <p>1、光伏电站安装总容量小于或等于 1MWp 时，宜采用 0.4kV-10kV 电压等级。</p> <p>2、光伏电站安装总容量大于 1MWp，且不大于 30MWp 时，宜采用 10kV-35kV 电压等级。</p> <p>3、光伏电站安装容量大于 30MWp 时，宜采用 35kV 电压等级。</p>	8.2.2 条		
3	<p>光伏电站发电母线的接线方式应按本期、远景规划的安装容量、安全可靠、运行灵活性和经济合理性等条件选择，并应符合下列要求：</p> <p>1、光伏电站安装容量小于或等于 30MW 时，宜采用单母线接线。</p> <p>2 光伏电站安装容量大于 30MW 时，宜采用单母线或单母线分段接线。</p> <p>3 当分段时，应采用分段断路器。</p>	<p>《光伏电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）第 8.2.3 条</p>	<p>本项目 35kV 配电装置采用单母线接线形式。</p>	符合
4	<p>光伏电站母线上的短路电流超过所选择的开断设备允许值时，可在母线分段回路中安装电抗器。母线分段电抗器的额定电流应按其中一段母线上所联接的最大容量的电流值选择。</p>	<p>《光伏电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）第 8.2.4 条</p>	<p>电站母线短路电流未超过断路器开断值，未设置电抗器。</p>	符合
5	<p>光伏电站内各单元发电模块与光伏发电母线的连接方式，由运行可靠性、灵活性、技术经济合理性和维修方便等条件综合比较确定，可采用下列连接方式：</p> <p>1 辐射式连接方式。</p> <p>2“T”接式连接方式。</p>	<p>《光伏电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）第 8.2.5 条</p>	<p>本项目光伏发电输出采用辐射式连接方式。</p>	符合
6	<p>光伏电站母线上的电压互感器和避雷器应合用一组隔离开关，并组装在一个柜内。</p>	<p>《光伏电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）第 8.2.</p>	<p>母线互感器和避雷器合用一组隔离开关，装在一个开关柜内。</p>	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
		6 条		
7	光伏电站内 10kV 或 35kV 系统中性点可采用不接地、经消弧线圈接地或小电阻接地方式。经汇集形成光伏电站群的大、中型光伏电站，其站内汇集系统宜采用经消弧线圈接地或小电阻接地的方式。就地升压变压器的低压侧中性点是否接地应依据逆变器的要求确定	《光伏电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）第 8.2.7 条	本项目主变 35kV 侧中性点采用小电阻接地方式。	符合
8	光伏电站 110kV 及以上电压等级的升压站接线方式，应根据光伏电站在电力系统的地位、地区电力网接线方式的要求、负荷的重要性、出线回路数、设备特点、本期和规划容量等条件确定。	《光伏电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）第 8.2.9 条	本期拟规划额定容量 35MW，升压站建设于同业主单位建设的东庄光伏电站内。	符合
9	110kV 及以下电压等级的母线避雷器和电压互感器宜合用一组隔离开关，110kV-110kV 线路电压互感器与电容器、避雷器、主变压器引出线的避雷器不宜装设隔离开关；主变压器中性点避雷器不应装设隔离开关。	《光伏电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）第 8.2.9 条	本项目主接线设计满足规范相关要求。	符合
四	站用电系统			
1	光伏电站站用电系统的电压宜采用 380V。	《光伏电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）第 8.3.1 条	站用电系统电压为 380/220V。	符合
2	380V 站用电系统，应采用动力与照明网络共用的中性点直接接地方式。	《光伏电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）第 8.3.2 条	站用电系统采用 380V 三相四线制中性点直接接地系统。	符合
3	站用电工作电源引接方式应符合下列要求： 1、光伏电站有发电母线时，宜从发电母线引接供给自用负荷。 2、当技术经济合理时，可由外部电网引接电源供给发电	《光伏电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）第 8.3.3 条	站用电工作电源引接方式符合要求。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
	站自用负荷。 3 当技术经济合理时，就地逆变升压室用电也可由各发电单元逆变器变流出线侧引接，但升压站（或开关站）站用电应按本条的第1款或第2款中的方式引接。			
4	站用电系统应设置备用电源，其引接方式宜符合下列要求： 1、当光伏电站只有一段发电母线时，宜由外部电网引接电源。 2、当发电母线为单母线分段接线时，可由外部电网引接电源，也可由其中的另一段母线上引接电源。 3、各发电单元的工作电源分别由各自的就地升压变压器低压侧引接时，宜采用邻近的两发电单元互为备用的方式或由外部电网引接电源。 4、工作电源与备用电源间宜设置备用电源自动投入装置。	《光伏电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012）第8.3.4条	电能质量应能够满足规程规范要求。	符合
五	直流系统			
1	光伏电站宜设蓄电池组向继电保护、信号、自动装置等控制负荷和交流不间断电源装置、断路器合闸机构及直流事故照明等动力负荷供电，蓄电池组应以全浮充电方式运行。	《光伏电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012）第8.4.1条	升压站建设于同业主单位建设的东庄光伏电站内。每台箱变配置专用在线式UPS电源为箱变测控、保护设备提供交流电源。UPS电源容量为2kVA，自带蓄电池，蓄电池容量应能满足2小时停电需求，UPS由辅助用电系统提供1回AC220V电源作输入电源，蓄电池直流电源用作热备用。	符合
2	蓄电池组的电压可采用220V或110V。	《光伏电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012）第8.4.2条	升压站建设于同业主单位建设的东庄光伏电站内。蓄电池组的电压可采用220V。	符合
六	配电装置			
1	升压站35kV以上配电装置应根据地理位置选择户内或户外布置。在沿海及土石方开挖工程量大的地区宜采用户内	《光伏电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012）第8.5.2条	本项目35kV配电装置选择户内布置。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
	配电装置；在内陆及荒漠不受气候条件、占用土地及施工工程量等限制时，宜采用户外配电装置。			
2	10kV-35kV 配电装置宜采用户内成套式高压开关柜配置型式，也可采用户外装配式配电装置。	《光伏电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012）第 8.5.3 条	35kV 配电装置采用户内成套高压开关柜型式。	符合
3	配电装置的布置、导体、电气设备以及架构的选择，应在当地环境条件下正常运行、安装检修、短路和过电压时的安全要求，并应满足系统 10~15 年规划容量的要求。	《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB50060-2008 第 2.0.1 条	35kV 配电室布置满足规划容量的要求。	符合
4	屋内、屋外配电装置的隔离开关与相应的断路器和接地刀闸之间应装设闭锁装置。屋内配电装置设备低式布置时，还应设置防止误入带电间隔的闭锁装置。	《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB50060-2008 第 2.0.10 条	35kV 配电室断路器有五防功能。	符合
5	导体和电器的环境相对湿度，应采用当地湿度最高月份的平均相对湿度。在湿热带地区应采用湿热带型电器产品。在亚湿热带地区可采用普通电器产品，但应根据当地运行经验采取防护措施。	《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB50060-2008 第 3.0.3 条	不属于亚湿热带地区，采用普通电器产品。	符合
6	周围环境温度低于电器、仪表和继电器的最低允许温度时，应装设有自动温控的加热装置或采取其他保温措施。在积雪、覆冰严重地区，应采取防止冰雪引起事故的措施。隔离开关的破冰厚度，不应小于安装场所的最大覆冰厚度	《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB50060-2008 第 3.0.4 条	35kV 电气设备设施都为室内设置，环境温度满足电气仪表的使用要求。	符合
7	配电装置的抗震设计应符合现行国家标准《电力设施抗震设计规范》GB50260 的有关规定。	《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB50060-2008 第 3.0.6 条	通过资料分析，该地区的抗震按照 7 度进行设防。	符合
8	海拔超过 1000m 的地区，配电装置应选择适用于该海拔的电器和电瓷产品。其外部绝缘的冲击和工频试验电压应	《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB50060-2008 第 3.0.7 条	该项目所在海拔高程介于 2230m~2750m 之间，选用的电气设备都为高原型。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
	符合现行国家标准《高压输变电设备的绝缘配合》GB311.1的有关规定。			
9	1、110kV 变电站中 35kV 及以下配电装置宜采用屋内式，66kV 宜采用屋外敞开式中型布置。 2、110kV、110kV 电压等级配电装置,宜选用屋外敞开式分相中型.普通中型.半高型布置形式。	《220kV~750kV 变电站设计技术规程》（DL/T5218—2012） 第 5.3.4 条	35kV 及以下配电装置采用屋内式，220kV 采用户 GIS 全封闭组合电器。	符合
10	5、66kV-750kV 电压等级配电装置，在大气污秽严重、场地限制、高抗震设防烈度、高海拔环境条件下,经技术经济论证,可采用气体绝缘金属封闭组合电器。	《220kV~750kV 变电站设计技术规程》（DL/T5218—2012） 第 5.3.4 条	220kV 采用户 GIS 全封闭组合电器。	符合
七	无功补偿装置			
1	光伏电站的无功补偿装置应按电力系统无功补偿就地平衡和便于调整电压的原则配置。	《光伏电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012） 第 8.6.1 条	本项目配置了无功补偿装置。	符合
2	并联电容器装置的设计应符合现行国家标准《并联电容器装置设计规范》GB50227 的规定。	《光伏电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012） 第 8.6.2 条	设计符合相关规范的规定要求。	符合
3	无功补偿装置设备的型式宜选用成套设备。	《光伏电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012） 第 8.6.3 条	升压站建设于同业主单位建设的松桂东庄光伏电站内。松桂东庄升压站 35kV 侧，#1 主变已建成一单母线，共 3 回电缆集电线路进线间隔。本期及远期#2 主变 35kV 采用单母线接线，共 2 回电缆集电线路进线间隔，本期建成 2 回，1 个主变进线间隔，1 个母线 PT 间隔，1 个动态无功补偿间隔，1 个接地变间隔。35kV 无功补偿：35kV 每段母线暂配置无功补偿装置 1 组，容量为±10.5Mvar；最终根据电能质量评估报告配置。最终根据光伏发电项目接入系统批复及电能质量专题报告确定。	符合
4	无功补偿装置依据环境条件、	《光伏电站设计标准	采用户外布置。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
	设备技术参数及当地的运行经验,可采用户内或户外布置型式,并应考虑维护和检修方便。	准(2024年版)》 (GB50797-2012) 第8.6.3条		
八	电气二次			
1	光伏电站控制方式宜按无人值班或少人值守的要求进行设计。	《光伏电站设计标准(2024年版)》 (GB50797-2012) 第8.7.1条	该站按“无人值班、少人值守”原则设计。	符合
2	电气二次设备应布置在继电器室,继电器室面积应满足设备布置和定期巡视维护的要求,并留有备用屏位。屏、柜的布置宜与配电装置间隔排列次序对应。	《光伏电站设计标准(2024年版)》 (GB50797-2012) 第8.7.3条	升压站建设于同业主单位建设的东庄光伏电站内。该升压站拟配置了1套变电站继电保护和故障信息子站系统。	符合
3	升压站内各电压等级的断路器以及隔离开关、接地开关、有载调压的主变分接头位置及站内其他重要设备的启动(停止)等元件应在控制室内监控。	《光伏电站设计标准(2024年版)》 (GB50797-2012) 第8.7.4条	升压站内各电压等级的断路器以及隔离开关、接地开关、有载调压的主变分接头位置及站内其他重要设备的启动(停止)等元件均按要求在控制室内监控。	符合
4	光伏电站内的电气元件保护应符合现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T14285的规定。35kV母线可装设母差保护。	《光伏电站设计标准(2024年版)》 (GB50797-2012) 第8.7.5条	升压站建设于同业主单位建设的东庄光伏电站内。该项目升压站已配置了1套变电站继电保护和故障信息子站系统,电气元件保护按国家要求进行设计。	符合
5	光伏电站逆变器、跟踪器的控制应纳入监控系统。	《光伏电站设计标准(2024年版)》 (GB50797-2012) 第8.7.6条	在主控室可查看逆变器参数。本项目光伏组件为固定式,每台逆变器有6个独立的MPPT跟踪器。	符合
6	大、中型光伏电站应采用计算机监控系统,主要功能应符合下列要求: 1、应对发电站电气设备进行安全监控。 2、应满足电网调度自动化要求,完成遥测、遥信、遥调、遥控等远动功能。 3、电气参数的实时监测,也可根据需要实现其他电气设备的监控操作。	《光伏电站设计标准(2024年版)》(GB50797-2012) 第8.7.7条	本工程的红外报警围墙安防系统可与闭路电视监视系统实现报警联动:当围墙安防系统报警时,220kv东庄光伏项目升压站中控室的闭路电视监视器终端将自动切换为报警位置或区域的监视图像,并实现声响报警和显示报警位置的名称。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
7	大型光伏电站站内应配置统一的同步时钟设备，对站控层各工作站及间隔层各测控单元等有关设备的时钟进行校正，中型光伏电站可采用网络方式与电网对时。	《光伏电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012） 第 8.7.8 条	本光伏电站设置一套 GPS 对时装置。	符合
8	光伏电站计算机监控系统的电源应安全可靠，站控层应采用交流不停电电源（UPS）系统供电。交流不停电电源系统持续供电时间不宜小于 1h。	《光伏电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012） 第 8.7.9 条	升压站建设于同业主单位建设的东庄光伏电站内。银河光伏项目升压站计算机监控系统的电源安全可靠，ups 交流不停电电源持续供电时间大于 1h。	符合

本项目接入电力系统满足电站运行要求。

通过对本光伏电站电气系统的安全检查可知，电站电气系统接入系统可行，电气主接线型式合理，电气设备选型规范，电气一次设备的布置满足运行要求；计算机监控系统、微机自动化保护系统、安全防护设备、无功补偿装置、直流及 UPS 系统等统一纳入同业主单位建设的东庄光伏电站升压站内，通过具体实施后，能够满足该电站电气系统的安全运行。

5.4 安全设施分析

5.4.1 防火、防爆

安全设施包括了防火及防爆设施、防雷接地装置、安全工器具及个体防护。

电站的防火防爆设施有安全通道、安全出口、防火门、灭火器、集油坑、火灾报警系统、设备防雷接地等。

根据《中华人民共和国消防法》（中华人民共和国主席令第 81 号修订）、《光伏电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012）、《建筑设计防火规范》（GB 50016-2014[2018年版]）、《3~110kV 高压配电装置设计规范》（GB50060-2008）、《220kV~750kV 变电站设计技术规程》（DL/T5218—2012）及《电力工程电缆设计标准》（GB 50217-2018）等规范编制检查表，对电场工程防火、防爆措施进行对照检查。对电场工程防火、防爆措施进行对照检查。检查表见表 5.4-1。

表 5.4-1 防火、防爆措施安全检查表

序号	检查项目和内容	检查依据	检查结果	符合性
----	---------	------	------	-----

序号	检查项目和内容	检查依据	检查结果	符合性
1	对以下系统进行消防设计： 1、建（构）筑物火灾危险性分类；2、变压器及其他带油电气设备；3、电缆；4、建（构）筑物的安全疏散和建筑构造；5、消防给水、灭火设施及火灾自动报警；6、消防供电及应急照明。	《光伏电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012）第14条	可行性研究报告中对光伏电站消防相关内容进行了相应的设计。	符合
2	消防产品必须符合国家标准；没有国家标准的，必须符合行业标准。禁止生产、销售或者使用不合格的消防产品以及国家明令淘汰的消防产品。	《中华人民共和国消防法》（中华人民共和国主席令第81号修订）第二十四条	电站配置的消防产品设计选用符合国家和行业标准。	符合
3	光伏电站建(构)筑物火灾危险性分类及耐火等级应符合表14.1.1的规定。	《光伏电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012）第14.1.1条	《可行性研究报告》要求防火间距、耐火等级严格执行《火力发电厂与变电站设计防火标准》（GB50229-2019）。	符合
4	电站内的建(构)筑物及设备的防火间距不宜小于表14.1.4的规定。	《光伏电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012）第14.1.4条	经对《可行性研究报告》中的总平面布置图检查，主电站内的其余建(构)筑物及设备的防火间距不小于表14.1.4的规定。	符合
5	设置带油电气设备的建(构)筑物与贴邻或靠近该建(构)筑物的其他建(构)筑物之间必须设置防火墙。	《光伏电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012）第14.1.6条	主变和站用备用为油浸变压器，并布置于户外，丙、丁、戊类生产性建筑物与主变压器防火间距不小于10m，符合规范要求。	符合
6	35kV以上屋内配电装置必须安装在有不燃烧实体墙的间隔内，不燃烧实体墙的高度严禁低于配电装置中带油设备的高度。 总油量超过100kg的屋内油浸变压器必须设置单独的变压器室，并设置灭火设施。	《光伏电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012）第14.2.4条	35kV配电装置安装在室内，并设置灭火设施。	符合
7	民用建筑、厂房、仓库、储罐（区）和堆场周围应设置室外消火栓系统。	《建筑设计防火规范》（GB50016-2014[2018年版]）第4.5.5条	升压站建设于同业主单位建设的东庄光伏电站内。	不涉及
8	变电站同一时间可能发生的火灾次数按一次设计，	《220kV~750kV变电站设计技术规程》	升压站建设于同业主单位建设的东庄光伏电站内。	不涉及

序号	检查项目和内容	检查依据	检查结果	符合性
	变电站消防用水量按发生火灾时一次最大消防用水量计算。	(DL/T5218—2012) 第 10.2.1 条		
9	变电站内建筑物满足耐火等级不低于二级,火灾危险性为戊类,且体积不超过3000m ³ 时,可不设消防给水系统。	《220kv~750kv 变电站设计技术规程》(DL/T5218—2012) 第 10.2.2 条	升压站建设于同业主单位建设的东庄光伏电站内。	不涉及
10	单台油量大于 100kg 的屋内含油电气设备,应设置贮油坑。贮油坑的容积宜按单台设备油量的 20%,并应设置能将事故油排至安全处的设施。当不能满足上述要求时,应设置能容纳全部油量的贮油坑。	《220kv~750kv 变电站设计技术规程》(DL/T5218—2012) 第 10.2.5 条	本项目箱变事故油池拟采用钢制成品油池,通过焊接连接到钢平台下方钢梁之上。升压站内主变拟设置了事故油池,用钢筋混凝土结构,有效容积不小于 50m ³ ,满足单台主变压器事故后排油存储。	符合
11	单台油量大于 1000kg 的屋外含油电气设备,应设贮油坑及总事故油池,贮油坑的容积宜按油量的 20%设计,贮油坑的长宽尺寸宜较设备外廓尺寸每边大 1m。总事故油池应有油水分离的功能,其容积宜按最大一台设备油量的 60%确定。	《220kv~750kv 变电站设计技术规程》(DL/T5218—2012) 第 10.2.65 条	拟在主变压器底部设有贮油坑,容积为主变压器油量的 20%,贮油坑的四周设挡油坎,高出地面 100mm。	符合
12	变电站火灾探测及报警装置的设置应符合现行国家标准《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229 的规定。	《220kv~750kv 变电站设计技术规程》(DL/T5218—2012) 第 10.3.1 条	光伏发电场变电站拟设置了火灾自动报警系统,与东庄光伏电站共用,消防值班室与光伏发电场变电站主控室合用。	符合
13	配电装置室及电抗器室等其他电气设备间,宜设置机械通风系统,并宜维持夏季室内温度不高于 40℃。配电装置室应设置换气次数不小于 10 次/h 的事故排风机,事故排风机可兼作平时通风用。通风机和降温设备应与火灾探测系统连锁,火灾时应切断风机电源。	《35kv~110kv 变电站设计规范》(GB50059-2011) 第 4.5.5 条	35kv 配电室设置机械通风系统,换气次数不小于 12 次/h。通风机分别在室内及靠近外门的外墙上设置电气开关,并与消防报警系统连锁。	符合
14	变电站应对主变压器等各种带油电气设备及建筑物,配备适当数量的移动	《35kv~110kv 变电站设计规范》(GB50059-2011) 第 5.0.3 条	主变采用了 2 只手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC4,4 台推车式磷酸铵盐干粉灭火器	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查结果	符合性
	式灭火器。对主控制室等设有精密仪器、仪表设备的房间，应在房间内或附近走廊内配置灭火后不会引起污损的灭火器。		MFT/ABC50。	
15	屋外油浸变压器之间，当防火净距小于《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB50229的规定值时，应设置防火隔墙，墙应高出油枕顶，墙长应大于贮油坑两侧各 1.0m。屋外油浸变压器与油量在 600kg 以上的本回路充油电气设备之间的防火净距不应小于 5m。	《35kV~110kV 变电站设计规范》（GB50059-2011）第 5.0.4 条	银河光伏电站升压站 35kV 配电装置综合楼距主变安全距离满足要求。	符合
16	变压器室、电容器室、蓄电池室、电缆夹层、配电装置室，以及其他有充油电气设备房间的的门，应向疏散方向开启，当门外为公共走道或其他房间时，应采用乙级防火门。	《35kV~110kV 变电站设计规范》（GB50059-2011）第 5.0.5 条	本项目不新建升压站，与同业主单位建设的东庄光伏电站共用。升压站内蓄电池室、主控室等门都为向疏散方向开启的防火门。本项目不新建升压站，与同业主单位建设的东庄光伏电站共用。	符合
17	电缆从室外进入室内的入口处、电缆竖井的出入口处、主控制室电缆层之间，应采取防止电缆火灾蔓延的阻燃及分隔措施。	《35kV~110kV 变电站设计规范》GB50059-2011）第 5.0.6 条	电缆从室外进入室内的入口处、电缆竖井的出入口处、电缆接头处、长度超过 100m 的电缆沟均采取阻燃或分隔措施。	符合
18	长度大于 7m 的配电装置室应有两个出口并宜布置在配电装置室的两端长度大于时宜增添一个出口当配电装置室有楼层时一个出口可设在通往屋外楼梯的平台处。	《3~110kV 高压配电装置设计规范》（GB50060-2008）第 7.1.1 条	本项目不新建升压站，与同业主单位建设的东庄光伏电站共用。设置于东庄光伏电站 220kv 升压站内，35kV 配电室长度未大于 7m，拟设有 1 个安全出口。	不涉及
19	配电装置室应设防火门并向外开启防火门应装弹簧锁严禁用门闩。相邻配电装置室之间如有门时应能双向开启。	《3~110kV 高压配电装置设计规范》（GB50060-2008）第 7.1.4 条	本项目不新建升压站，与同业主单位建设的东庄光伏电站共用。设置于东庄光伏电站 220kv 升压站，35kV 配电室采用防火门，向外开启。	不涉及
20	配电装置室可开固定窗采光，并应采取防止玻璃破碎时小动物进入的措施。	《3~110kV 高压配电装置设计规范》（GB50060-2008）第 7.1.5 条	本项目不新建升压站，与同业主单位建设的东庄光伏电站共用。可行性研究报告中未提及。	不涉及

序号	检查项目和内容	检查依据	检查结果	符合性
21	配电装置室可按事故排烟要求装设事故通风装置。	《3~110kV 高压配电装置设计规范》（GB50060-2008）7.1.8 条	本项目不新建升压站，与同业主单位建设的东庄光伏电站共用。35kV 配电室设置机械通风系统，换气次数不小于 12 次/h。	不涉及
22	对电缆可能着火蔓延导致严重事故的回路、易受外部影响波及火灾的电缆农牧民集场所，应设置适当的防火分隔，并按工程重要性、火灾几率及其特点和经济合理等因素，采取下列安全措施： 1、实施阻燃防护或阻止延燃； 2、选用具有阻燃性的电缆； 3、实施耐火防护或选用具有耐火性的电缆； 4、实施防火构造； 5、增设自动报警与专用消防装置。	《电力工程电缆设计标准》（GB 50217-2018）第 7.0.1 条	《可行性研究报告》要求电缆采用防火分隔和阻燃措施。	符合

本项目不新建升压站，与同业主单位建设的东庄光伏电站共用。

该光伏电站涉及的建构筑物的防火设计等级符合相关规范要求，易燃易爆场所配备灭火器、火灾报警系统。综上所述，光伏电站的防火基本符合规范要求。

5.4.2 防雷、接地装置

依据《建筑物防雷设计规范》（GB500057-2010）、《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》（DL/T620-1997）、《交流电气装置的接地设计规范》（GB/T 50065-2011）对本光伏电站防雷设施进行对照检查。检查表见表 5.4-2。

表 5.4-2 光伏电站防雷、接地安全检查表

序号	检查项目和内容	检查依据	检查结果	符合性
一	防雷			
1	遇下列情况之一时，应划为第三类防雷建筑物： 1) 预计雷击次数大于或等于 0.05 次/a，且小于或等于 0.25 次/a 的住宅、办公楼等一般性民用建筑物或一般性工业建筑物。	《建筑物防雷设计规范》GB500057-2010) 第 3.0.4 条	本光伏电站区域雷暴日数多，属强雷区。光伏电站为第三类防雷建筑物。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查结果	符合性
	2) 在平均雷暴日大于 15d/a 的地区, 高度在 15m 及以上烟囱、水塔等孤立的高耸建筑物; 在平均雷暴日小于或等于 15d/a 的地区, 高度在 20m 及以上的烟囱、水塔等孤立的高耸建筑物。			
2	设计和运行中应考虑直接雷击、雷电反击和感应雷电过电压对电气设备的危害。	《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T620-1997) 第 5.1.1 条	《可行性研究报告》中考虑了直击雷、感应雷危害。	符合
3	发电厂和变电所的雷电近电压来自雷电对配电装置的直接雷击、反击和架空进线上出现的雷电侵入波。 1、应采用避雷针或避雷线对高压配电装置进行直击雷保护并采取措施防止反击。 2、应该采取措施防止或减少发电厂和变电所近区线路的雷击闪络并在厂、所内适当配置阀式避雷器以减少雷电侵入波过电压的危害。 3、按本标准要求的雷电侵入波过电压保护方案校验时, 校验条件为保护接线一般应该保证 2km 外线路导线上出现的雷电侵入波过电压时, 不引起发电厂和变电所电气设备绝缘损坏。	《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T620-1997) 第 5.1.3 条	本项目不新建升压站, 与同业主单位建设的东庄光伏电站共用。在光伏方阵, 将防雷接地、保护接地、工作接地统一为一个共用接地装置。	符合
4	各级电压的线路, 一般采用下列保护方式: 1)330kV 和 500kV 线路就沿全线架设双避雷线, 但少雷区除外。 2)110kV 线路宜沿全线架设避雷线, 在山区和雷电活动特殊强烈地区, 宜架设双避雷线。在少雷区可不沿全线架设避雷线, 但应装设自动重合闸装置。	《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T620-1997) 第 6.1.2 条	在 220kV 进、出线侧及主变低压侧进线设置避雷器; 在 35kV 母线上装设避雷器; 在主变压器的 220kV 侧中性点装设避雷器。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查结果	符合性
	<p>3)66kV 线路, 负荷重要且所经地区平均年雷暴日数为 30 以上的地区, 宜沿全线架设避雷线。</p> <p>4)35kV 及以下线路, 一般不沿全线架设避雷线。</p> <p>5)除少雷区外, 3kV~10kV 的钢筋混凝土干配电线路, 宜用瓷或其他绝缘材料的横担, 如果用铁横担, 对供电可靠性要求高的线路宜采用高一电压等级的绝缘子, 并应尽量以较短的时间切除故障, 以减少雷击跳闸和断线事故。</p>			
5	<p>发电厂的主厂房、主控制室和配电装置室一般不装设直击雷保护装置。为保护其他设备而装设的避雷针, 不宜装在独立的主控室和 35kV 及以下变电所的屋顶上。但采用钢结构或钢筋混凝土结构等有屏蔽作用的建筑物的车间变电所可不受此限制。</p> <p>雷电活动特殊强烈地区的主厂房、主控制室和配电装置室宜设直击雷保护装置。</p>	《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T620-1997) 第 7.1.1 条	光伏阵列区电池组件自带金属边框, 金属边框与金属支架相连, 金属支架通过热镀锌扁钢与光伏阵列区接地网相连, 构成了接地、防雷体系。	符合
6	与架空线路连接的三绕组自耦变压器、变压器(包括一台变压器与两台电机相连的三绕组变压器)的低压绕组和有开路运行的可能和发电厂双绕组变压器当发电机断开由高压侧倒送厂用电时, 应在变压器低压绕组三相出线上装设阀式避雷器, 以防来自高压绕组的雷电波的感应电压危及低压绕组绝缘; 但如该绕组连有 25m 及以上金属外皮电缆段, 则可不装设避雷器。	《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T620-1997) 第 7.3.8 条	母线装设有避雷器进行保护。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查结果	符合性
二	接地			
1	电力系统、装置或设备应按规定接地。接地装置应充分利用自然接地地极接地，但应校验自然接地极的热稳定性。按用途接地可分为系统接地、保护接地、雷电保护接地和防静电接地。	《交流电气装置的接地设计规范》（GB/T 50065-2011）第3.1.1条	《可行性研究报告》已对电力系统、装置或设备的接地做出要求。	符合
2	发电厂和变电站内，不同用途和不同额定电压的电气装置或设备，除另有规定外应使用一个总的接地网。接地网的接地电阻应符合其中最小值的要求。	《交流电气装置的接地设计规范》（GB/T 50065-2011）第3.1.2条	光伏厂区接地采用一个接地网。	符合
3	电力系统、装置或设备的下列部分应接地： 1)有效接地系统中部分变压器的中性点和有效接地系统中部分变压器、谐振接地、谐振低压电阻接地、低电阻接地以及高电阻接地系统的中性点所接设备的接地端子； 2) 高压并联电抗器中性点接地电抗器的接地端子； 3) 电机、变压器和高压电器等底座和外壳； 4) 发电机中性点柜的外壳、发电机出线柜、封闭母线的金属母线槽等； 5) 气体绝缘金属封闭开关设备的接地端子； 6) 配电、控制和保护用的屏等的金属框架； 7) 箱式变电站和环网柜的金属箱体等； 8) 发电厂、变电站电缆沟和电缆隧洞内，以及地上各种电缆金属支架；	《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》（DL/T20-1997）第3.2.1条	本光伏电站的箱变、电气设备外壳等均接地。	符合

该光伏电站防雷设计符合《建筑物防雷设计规范》（GB500057-2010）、《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》（DL/T620-1997）、《交流电气装置的接地设计规范》

（GB/T 50065-2011）。

5.5 安全管理分析

本节依据《安全生产法》（主席令 88 号）对《可行性研究报告》设计内容进行检查。

表 5.5-1 安全生产管理检查表

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
1	生产经营单位必须遵守本法和其他有关安全生产的法律、法规，加强安全生产管理，建立健全全员安全生产责任制和安全生产规章制度，加大对安全生产资金、物资、技术、人员的投入保障力度，改善安全生产条件，加强安全生产标准化、信息化建设，构建安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制，健全风险防范化解机制，提高安全生产水平，确保安全生产。	《中华人民共和国安全生产法》第四条	《可行性研究报告》未提及安全生产标准化、信息化建设，构建安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制，健全风险防范化解机制。	下一步进行落实
2	生产经营单位的主要负责人对本单位安全生产工作负有下列职责： （一）建立健全并落实本单位全员安全生产责任制，加强安全生产标准化建设； （二）组织制定并实施本单位安全生产规章制度和操作规程； （三）组织制定并实施本单位安全生产教育和培训计划； （四）保证本单位安全生产投入的有效实施； （五）组织建立并落实安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防工作机制，督促、检查本单位的安全生产工作，及时消除生产安全事故隐患； （六）组织制定并实施本单位的生产安全事故应急救援预案； （七）及时、如实报告生产安全事故。	《中华人民共和国安全生产法》第二十一条	《可行性研究报告》未提及。	下一步进行落实
3	生产经营单位的全员安全生产责任制应当明确各岗位的责任人员、责任范围和考核标准等内容。 生产经营单位应当建立相应的机制，加强对全员安全生产责任制落实情况的监督考核，保证全员安全生产责任制的落实。	《中华人民共和国安全生产法》第二十二条	《可行性研究报告》未提及。	下一步进行落实
4	生产经营单位应当具备的安全生产条件所必需的资金投入，由生产经营单位的决策机构、主要负责人或者个人经营的投资人予以保证，并对由于安全生产所必需的资金投入不足导致的后果承担责任。	《中华人民共和国安全生产法》第二十三条	《可行性研究报告》有劳动安全与卫生提取费用的设计内容，但不具体和明细。	下一步进行落实

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
5	矿山、金属冶炼、建筑施工、运输单位和危险物品的生产、经营、储存、装卸单位，应当设置安全生产管理机构或者配备专职安全生产管理人员。 前款规定以外的其他生产经营单位，从业人员超过一百人的，应当设置安全生产管理机构或者配备专职安全生产管理人员；从业人员在一百人以下的，应当配备专职或者兼职的安全生产管理人员。	《中华人民共和国安全生产法》第二十四条	《可行性研究报告》明确设置安全生产管理机构，未明确安全管理人员的配备。	下一步进行落实
6	生产经营单位的主要负责人和安全生产管理人员必须具备与本单位所从事的生产经营活动相应的安全生产知识和管理能力。	《中华人民共和国安全生产法》第二十七条	《可行性研究报告》中未明确。	下一步进行落实
7	生产经营单位的特种作业人员必须按照国家有关规定经专门的安全作业培训，取得相应资格，方可上岗作业。	《中华人民共和国安全生产法》第三十条	《可行性研究报告》未明确。	下一步进行落实
8	生产经营单位应当在有较大危险因素的生产经营场所和有关设施、设备上，设置明显的安全警示标志。	《中华人民共和国安全生产法》第三十五条	《可行性研究报告》未明确。	下一步进行落实
9	生产经营单位应当建立安全风险分级管控制度，按照安全风险分级采取相应的管控措施。	《中华人民共和国安全生产法》第四十一条	《可行性研究报告》未明确。	下一步进行落实
10	生产经营单位必须为从业人员提供符合国家标准或者行业标准的劳动防护用品，并监督、教育从业人员按照使用规则佩戴、使用。	《中华人民共和国安全生产法》第四十五条	《可行性研究报告》要求提供劳动防护用品。	符合
11	生产经营单位必须依法参加工伤保险，为从业人员缴纳保险费。	《中华人民共和国安全生产法》第五十一条	《可行性研究报告》未提及。	下一步进行落实
12	生产经营单位应当制定本单位生产安全事故应急救援预案，与所在地县级以上人民政府组织制定的生产安全事故应急救援预案相衔接，并定期组织演练。	《中华人民共和国安全生产法》第八十一条	《可行性研究报告》有要求编制应急预案。	符合

《可行性研究报告》明确了成立安全管理机构，配备劳动防护用品，编制应急预案等符合《安全生产法》的规定和要求。

补充对策措施：企业应在下一步的安全设施设计中对照《安全生产法》(主席令 88 号)作出规定，以之符合国家《安全生产法》(2021 修正)的要求。

5.6 重大安全隐患判定单元

5.6.1 电力行业重大安全隐患判定

根据国家能源局综合司关于印发《重大电力安全隐患判定标准(试行)》的通知(国能综通安全(2022)123号)对本项目进行重大电力安全隐患判定。

根据《重大电力安全隐患判定标准(试行)》第三条，本判定标准所指电力设备设施范围为330千伏及以上电网设备设施，单机容量300兆瓦及以上的燃煤发电机组和水力发电机组、单套容量200兆瓦及以上的燃气发电机组、核电常规岛及核电厂配套输变电设施容量300兆瓦及以上风力发电场和光伏电站。银河光伏发电项目额定容量35MW，不涉及《重大电力安全隐患判定标准(试行)》的内容，因此，本项目不存在重大电力安全隐患。

5.6.2 防雷领域重大安全隐患判定

根据中国气象局安全生产委员会办公室印发的《防雷安全领域重大事故隐患判定标准(试行)》(中气安委办发〔2024〕1号)对本项目进行防雷安全领域安全隐患判定，见下表5.6-1。

表 5.6-1 重大生产安全事故隐患判定检查表

条款内容	检查情况	是否构成重大隐患
一、未将防雷安全纳入本单位安全生产责任体系（包括从主要负责人到一线员工的全员安全生产岗位责任清单、风险分级管控制度、事故隐患排查治理制度和事故应急救援预案等制度规定）的。	已纳入建设单位以及运行单位安全生产责任体系。	不构成
二、在生产经营活动中未落实防雷安全责任制度和强制性标准的。	该项目目前为初设阶段，已将该制度纳入后期运营必要落实的管理制度中，	不构成
三、雷电防护装置未经设计审核或者设计审核不合格施工的；未经竣工验收或者竣工验收不合格交付使用的。	设计单位已将雷电防护装置纳入设计审核中。	不构成
四、在雷电防护装置设计、施工中弄虚作假的。	在本次评价阶段中，未发现弄虚作假行为	不构成
五、未按国家有关标准采取雷电防护措施的；雷电防护装置失效的。	在设计阶段已按国家有关标准采取雷电防护措施	不构成

六、未执行雷电防护装置定期检测制度，或经检测不合格而未按规定整改的。	已将雷电防护装置定期检测制度纳入后期运行管理制度中	不构成
七、委托低于相应资质等级的雷电防护装置检测单位对其进行定期检测的。	现阶段不涉及	不涉及

经逐条检查，该光伏电站不存在防雷领域重大事故隐患。

第6章 安全对策措施建议

6.1 对可行性研究报告补充安全对策措施

1.企业应在下一步的安全设施设计中对照《安全生产法》(主席令 88 号)作出规定，以之符合国家《安全生产法》(2021 修正)的要求。

2.建议下阶段按资源、用地、地形道路等条件，进一步优化光伏发电场总体布置；细化组件、子阵列布置，充分利用容配比（1.25）条件；总体考虑交通组织（含原有便道利用、新增道路的修建要求），具体落实集电线路路径（含电缆通道、防护相关要求）；校核架空线路竖向布置。

3.项目有可能会对原有地貌、植被、地质稳定条件产生扰动、形成局部冲沟、剥蚀、高边坡、回填区等情况，对此，设计应重视《地质灾害危险性评估报告》的措施，充分预估相关费用，下阶段设计列入工程量清单、在建设阶段，对新边坡、边坡新建场区道路路基、路面的标准应该提前明确，对放坡比、道路排水、新建道路与原有道路之间交汇、道路防护及标志等附属设施等方面，也充分预估相关费用，下阶段设计列入工程量清单、并在下一阶段细化设计。

4.项目地形发育较大规模冲沟 3 条，场地内道路开挖边坡及冲沟两侧边坡坡度较陡，应将边坡治理及防护措施纳入下一步安全设施设计中，并应在项目施工过程中考虑边坡失稳的不利因素，提出相应的工程措施。

6.2 生产过程安全对策措施建议

6.2.1 项目周边环境影响的对策措施

距离本项目最近的人类活动为场区周边的农耕地和林地，在种植季节人为活动强烈。由于光伏电站的建设，对附近流动的居民会产生安全方面的影响，在施工和运行期应加以防范。

1.光伏电站建设应按照水保、环保、林业等部门要求，尽量减少对植被破坏，减少弃渣，对临时施工破坏的植被及时恢复处理。

2.在施工期间划定工程范围，对危险的施工区域设置安全围挡设施。

3.在施工危险区域配置专职安全人员，加强对施工危险施工区域的安全巡视，安全人

员须深入施工现场检查安全防护措施状况，及时纠正违章行为，并对不安全因素进行及时整改，对与工作无关的人员进行劝离。

4.无关人员严禁进入施工现场，经允许进入施工现场的外来人员进入施工现场人员必须进行安全须知教育，佩戴安全帽。

5.各参建单位须加强施工现场安全管理和安全教育工作。

6.做好与当地群众的日常协调工作，及时向当地监管部门汇报工程进展和存在的问题的工作。

7.在附近村民生产活动区域，除宣传电力设施保护条例及光伏电站安全知识外，还应经常对附近村庄的村民进行安全宣传：①加强施工期和运行期的安全宣传；②施工期安全标识，特别是施工期的基坑开挖，箱变吊装、电缆敷设等的施工安装时，作业场地四周应设置警戒线及反光警示标识并配置现场安全人员，对进入作业区的人员进行管理；③运行期安全标识，特别应对箱变、电缆分支箱等带电运行的设施设置安全警示标识，埋地电缆应设置指示桩。

8.除了在施工现场进行以上的安全措施外，施工现场应设立健全的安全标志、标语和其它安全装置。安全标志的设置要求如下：

（1）现场凡禁止跨越、禁止通行、禁止烟火的场所均应设置红色禁止标志。

（2）现场凡易发生坠落、触电伤人、高温、机械伤害、超过 55°的钢斜梯、主要交通道口等处均应设置黄色警告标志。

（3）进入高噪声区，需佩戴护耳器等个人防护用品处应设置蓝色的指令性标志。

（4）消防设施、安全疏散通道等处应悬挂绿色提示性标志。

（5）所设各类安全标志应牢固、醒目、易于识别，真正起到应有警示作用。

9.因光伏厂区位于鹤庆县，场址布置于金墩乡银河村附近山地，属于山林、农耕地带，受大风影响光伏组件板面可能会存在灰尘和浮尘污染物。为保证发电效率，提高光电的转换效率，需定期对电池组件进行清洗。

10.加强厂内交通、安全及运行维护管理等方面危险有害因素分析（重点社会车辆与生产的交互影响）；加强当地居民电力安全设施保护、电力安全生产及防触电宣传；光伏场区安防系统，建议增加广播或声响告警功能。

6.2.2 防止火灾危害的对策措施

1.光伏电站火灾和森林火灾的相互影响是普遍存在的，施工期应该严格执行用火管理

和审批手续，做到人走火灭，专人专责，使吸烟及其它用火得到有效控制。

比如：设置专门的吸烟区，烟头有特定的容器收集；做饭用火派专人对火进行管理
等。

2.光伏电池组件周边存在茂密杂草时，应按林业部门相关要求设防火隔离带。

3.建立光伏电站建设、运营防火安全机制，做好施工、运营防火安全工作。在此基础上，制定相应的光伏电站火灾、森林火灾应急预案，并定期进行火警演练。

4.运行期光伏电站和森林火灾的防范措施仍是防消结合，以防为主。在光伏电站内及升压站周围设置完善的火灾报警和探测系统（在升压站四周安装红外对射探测器，作为周边防范报警），探测信息接到升压站控制室，并与声光报警装置联动，一旦发生火情，迅速对值班和运行人员进行预警，避免造成更大的损失。

5.发现森林火情，应及时拨打火警电话 119，并配合消防部门。

6.采集的视频图像信息保存期限不得少于九十日。

6.2.3 防地质灾害的对策措施

1.光伏板施工过程中及施工完成后在场区内均匀布置沉降及变形观测点，加强场区变形及沉降监测工作。特别是雨季加强观测，尽可能减轻地质灾害对拟建工程造成危害。

2.应严格遵循规范的规定和设计要求，精心施工，尽可能控制对地质环境的影响；应根据实际推行信息化施工，优化、调整设计，处理施工中出现的岩土工程问题，及时采取地质灾害防治措施。

3.道路工程的各个路段，以及地质灾害防治、岩土工程防治等工程，都应充分考虑防、排水措施和生物措施。

4.工程建设过程中或建成后，应及时对地质环境进行整治，加强生态治理，尽可能地创造自然环境与人类工程的完美结合，协调发展。

5.制定地震防灾加强计划和地震防灾应急计划；对员工进行培训，学习防震抗震知识；针对地震应急预案进行演练。

6.场地附近距离村子较近，基础开挖时严禁放大炮。

7.本项目工程场地多位于陡坡坡面，局部基岩裸露，有岩体脱落、掉块现象，

8.根据地质资料及现场地质测绘成果，场地内无滑坡、崩塌、泥石流发育，场地不良地质作用主要表现为场地边坡局部的小型滑塌现象。场地内地形起伏较大，现状均处于稳定状态，但局部陡坡段及冲沟边缘在暴雨及地震工况下有发生小范围浅层滑塌的可能，

建议建筑物布置应对陡坡边缘及冲沟边缘设置合理的避让距离。

6.2.4 防雷电危害对策措施

1.利用接地网防雷电

利用导电截面积足够的金属导体连接为一体形成可靠的具有低电阻接地网，接地电阻越小越好。由于对地电阻小，强大的雷电流能够迅速散流到大地，使设备不受强电流、高电压冲击，对被保护设备起到很好的防护效果。

2.利用避雷器防雷电

避雷器又称电涌保护器，在电力电缆和通讯控制线线路上安装避雷器，就能把因雷电感应而窜入电力电缆线、信号传输线的高电压限制在一定范围内，保证设备不被击穿而达到防雷效果。

3.为了保持防雷装置有良好的保护性能，应对其进行经常性检查和定期试验。对于避雷针、引下线和接地装置，应检查其是否完好，各部分连接、防护是否良好。对防雷接地装置和其它接地装置一样，应定期进行检查和测定其接地电阻。

防雷装置安全检测工作应由有关部门批准的检测单位每年定期进行一次。

4.为防止跨步电压，接地装置距建筑物出入口和人行道的距离不小于 3m，否则应采取其它安全措施。严禁在装有避雷针、避雷线的构筑物上架设通讯线、广播线或低压线。

5.施工单位必须按经审核批准的防雷装置施工图进行施工，在施工过程中主动接受气象局的监督和检查。防雷装置实行竣工验收制度。建设单位应当向气象主管机构提出申请，填写《防雷装置竣工验收申请书》，验收防雷装置。

6.为了保证电站二次系统的安全运行，应设置一套完善的二次防雷系统。

6.2.5 降水危害的对策措施

光伏列阵区进出道路边坡存在失稳、坍塌危险。主要原因是在发生暴雨后，松散的堆积体坡度大于岩体自身的稳定坡度，而产生失稳坍塌。也有可能边坡暂时处于临界状态的稳定，经雨水浸泡软化、冲刷等作用后，岩体物理性能降低而失稳坍塌。建议采用减荷、挡、锚、护、排的工程对策措施进行处理和防范。

1.减荷：在允许的条件下，尽可能进行放坡开挖，减轻边坡自身不稳定荷载，避免或减弱卸荷裂隙发育。

2.挡：在坡脚修建挡墙、抗滑桩等支挡建筑，稳固坡脚。

3.锚：对滑动的坡面进行锚固。可采用锚杆进行锚固处理。

4.护：保护坡面不受风化、雨水浸蚀和山洪冲刷破坏。对于较好的岩石边坡可采用素喷混凝土护坡；对于风化严重的岩石边坡可采用锚杆+挂网+喷混凝土护坡；对于土质边坡可采用混凝土格梁加种草护坡。

5.排：排除边坡的地下水、山洪。在坡面设排水孔排出边坡岩体内的地下水；在坡顶以上适当位置设天沟、坡间马道设排水沟排走坡面山洪，避免冲刷坡面。

对其它存在坍塌的边坡，其基本对策措施仍是以上五项，但根据边坡大于、危害程度可采取其中的一项或几项即可。

6.2.6 35kV 配电室防中毒对策措施

1.在 35kV 配电装置舱设置轴流风机，按每小时换气次数不小于 10 次计算。

2.配电舱的相对湿度不应大于 80%，并开启通风系统。

3.应当选择质量好的制造厂产品，并进行严格检测。

4.发生火灾时，人员应迅速撤离现场，开启所有排风设施，未配备隔离防毒面具的人员禁止入内。

6.2.7 防 35kV 系统可能产生的谐振过电压安全对策措施

对易引起铁磁谐振过压的 35kV 系统，其母线电压互感器应选用具有消谐功能的系列产品，并加装消谐装置。

6.2.8 防电气伤害对策措施

电气伤害事故是与电相关联的造成人员伤亡的事故，包括触电事故、雷击事故等。

1.高压电力线安全距离是防止运行人员在操作维护中发生触电事故，保证运行人员安全的最基本措施，应严格按规范执行。

2.出线场设备布置在有围栏的区域内，无关人员不能接触。

3.用于接零保护的零线上不得装设熔断器和断路器。

4.在站用电接线中，所有远离低压配电主盘的负荷点和配电箱，在其进线侧都应装设隔离开关或负荷开关。

5.高压开关设备（断路器、隔离开关、接地刀闸及开关柜）均应装设有双重编号（调度编号和设备、线路名称）的编号牌，且字迹清晰、颜色正确。

6.对有可能引起触电的部位，如电气设备周围设置的防护栏和防护隔板等，都应设置

明显安全标志。

7.低压系统零线上均不装设熔断器，所有可能产生感应电压的电气设备外壳均接地，其感应电压不大于 50V。开关柜均具有“五防”措施，并进行定期检修。

8.所有电气设备的外壳均应有可靠接地，采取均压措施，以降低接触电势和跨步电势，保证人身和设备的安全。

9.防电气误操作建议对策措施：在光伏电站内开展全员安全技术培训，不断增强全员的安全意识，把认真执行《电力安全工作规程》、“两票三制”作为全员业务考核的重要内容之一。坚持进行反“习惯违章”活动。

10.与营盘站共用的升压站装设避雷针或架设避雷线防直击雷伤害，并确保主要电气设备在避雷装置的有效保护范围内。

11.对所有设备进行有效接地，并对接地装置进行检测实验合格后方可投入使用。

12.加强电气设备及场地管理，无关人员不得进入升压站内，进入升压站内不得携带易导电的金属物品。

13.防止电气误操作采取的技术措施

（1）为防止电气误操作，电气高压开关柜应选用带“五防”：即防误分、合断路器，防带负荷拉合隔离开关，防带电挂接地线或合接地开关，防带接地线合断路器，防误入带电间隔的设施及带闭锁装置的设备；对高压开关采取隔离保护措施，在电气设备之间或设备操动机构间加装电气和机械联锁装置。

（2）配电间应设加锁门，同时要求运行单位能严格执行电气安全操作规程及工作票制度，防止非工作人员进入，避免误操作。

（3）制定严格防误闭锁管理制度，运行中的防误装置不准随意退出，防误装置的停用应有申报手续，不得随意停用。

（4）凡进行电气操作时，必须有监护人。在操作时一人唱票，一人操作，监护人不允许代替操作人操作。执行一个操作任务时，必须按操作票中所填写的操作顺序执行，严禁颠倒操作顺序执行。

（5）所有的运行人员和检修人员应熟悉防误装置的管理办法和实施细则，新上岗的运行和检修人员应通过使用和维护防误装置的技能培训，考试合格后方准上岗操作。

（6）电气操作必须使用操作票，不准无票操作，每一份操作票只允许填写一个操作任务。

（7）35kV 配电装置操作票应根据 SF₆ 气体绝缘开关柜内的电气设备安装位置特点

正确开具。

14.严格按照电气管理制度中关于防电气误操作的规定。

15.为防止 35kV 系统可能产生的谐振过电压，35kV 母线电压互感器应选用具有防谐振功能的系列产品，并加装消谐装置。

16.站内油浸变压器的布置应严格按照相关规程规范执行。

17 防触电安全对策措施：

（1）施工及检修工程中涉及临时架空电力线路时要保证架设电路和保护配置规范，避免设备在施工、检修过程中受潮、淋雨。

（2）施工期间临时用电作业时必须照明线路与施工线路分开，临时用电线合理放置，设置安全警示牌。

（3）检修工具应配套使用漏电保护装置。

（4）施工和检维修人员应具备专业的电气知识和能力，同时应有电工证，做到持证上岗，防止技术不足引起的触电。

（5）定期检测更换老化损坏的电缆、电气设备。

6.2.9 防 GIS 设备 SF₆ 中毒安全对策措施

1.SF₆ 气体的安全使用与管理

（1）SF₆ 新气在验收过程中，应采取必要的安全防护措施。

（2）储存 SF₆ 气瓶的地方应阴凉、干燥、通风良好。

（3）SF₆ 气瓶使用时应有防晒、防潮措施，不得靠近热源和有油污的地方，不得有水分和油污粘在控制阀内。

（4）使用过的 SF₆ 气体钢瓶应关紧阀门，戴上瓶帽，应防止剩余气体泄漏。

（5）气瓶的安全帽、防振圈应齐全，安全帽应旋紧。气瓶放置应可靠固定，标志应明显，搬运时应轻装轻卸，严禁滑抛或敲击碰撞。

（6）未经检验的 SF₆ 新气气瓶和已检验合格的气体气瓶应分开存放。

2.SF₆ 气体充装时的防护

（1）SF₆ 气体充装时应佩戴防护口罩和手套。

（2）SF₆ 气体充装时应避免意外泄漏导致的冻伤。

（3）户外设备充装 SF₆ 气体时，工作人员应在上风位置操作。

3.设备运行中的安全防护

(1) 不应在设备防爆膜附近停留。

(2) 设备内 SF₆ 气体应按照 GB/T8905 规定的项目和周期进行定期检测。如发现气体中毒性分解物的含量不符合要求时，应采取有效的措施，包括气体净化处理、更换吸附剂、更新 SF₆ 气体、设备解体检修等。

(3) 处理设备气体渗漏故障时，应在通风条件下进行，工作人员应佩戴防护口罩、手套和防护眼镜，应站在上风位置。必要时应佩戴防毒面具或正压式呼吸器。

(4) 当防爆膜破裂及其他原因造成大量气体泄漏时，应启动紧急预案，并采取相应的紧急防护措施。

(5) 发生防爆膜破裂事故时应停电处理。

6.2.10 防止光伏逆变器大面积脱网事故安全对策措施

1. 本光伏电站项目在设备选型时，性能指标必须满足《电力系统安全稳定导则》（GB38755-2019）要求，并通过国家有关部门授权的有资质的检测机构的并网检测，不符合要求的不予并网。

2. 光伏逆变器除具备低电压穿越能力外，机端电压原则上应具有1.3倍额定电压持续500ms的高电压穿越能力。

3. 光伏电站并网点的电压偏差、频率偏差、闪变、谐波/间谐波、三相电压不平衡等电能质量指标满足《光伏电站接入电力系统技术规定》（GB/T19964-2012）要求时，场站内的光伏逆变器应能正常运行。

4. 光伏电站的无功容量应按照分层分区、基本平衡的原则进行配置，场站在充分利用光伏逆变器等无功容量的基础上，根据当地电网要求配置动态无功补偿装置，且电压无功系统调节时间小于100ms。

5. 光伏电站的动态无功补偿装置的低电压、高电压穿越能力应不低于光伏逆变器的穿越能力，支撑风电机组、光伏逆变器满足低电压、高电压穿越要求。

6. 光伏电站应配置场站监控系统，实现光伏逆变器的有功/无功功率和无功补偿装置的在线动态调节，并具备接受电力调度机构远程自动控制的功能。

7. 光伏电站监控系统应按相关技术标准要求，采集并向电力调度机构上传所需的运行信息。

8. 光伏电站一次调频功能应自动投入，技术指标满足《并网电源一次调频技术规定及试验导则》（GB/T40595-2021）和当地电网的要求。当系统频率偏差超过一次调频死

区值，光伏电站调频死区在 $\pm 0.02\text{Hz} \sim \pm 0.06\text{Hz}$ 范围内，具体根据电网需要确定），光伏电站应能调节有功输出，参与电网一次调频，在核定的出力范围内响应系统频率变化。

9.光伏电站应根据电网安全稳定需求配置相应的安全稳定控制装置。

10.光伏电站应向相应电力调度机构提供电网计算分析所需的光伏逆变器及其升压站内主要涉网设备参数、有功与无功控制系统技术资料、并网检测报告等。光伏电站应完成光伏逆变器及配套静止无功发生器（SVG）、静态无功补偿装置（SVC）的参数测试、一次调频、AGC投入、AVC投入等试验，并向电力调度机构提供相关试验报告。

11.光伏电站应根据电力调度机构电网稳定计算分析要求，开展电磁暂态和机电暂态建模及参数实测工作，并将模型和试验报告报电力调度机构。

12.电力系统发生故障，并网点电压出现跌落或骤升时，光伏电站应具备电压支撑能力，动态调整风电机组、光伏逆变器和场内无功补偿装置的无功功率，确保电容器、电抗器支路在紧急情况下能被快速正确投切，配合系统将并网点电压和机端电压快速恢复到正常范围内。

13.光伏电站35kV电缆终端头、中接头应严格按照安装图纸规定的尺寸、工艺要求制作并经电气试验合格，电缆附件的安装应实行全过程验收。投运后应定期检查电缆终端头及接头温度、放电痕迹和机械损伤等情况。

14.电阻或消弧线圈接地方式，宜采用低电阻接地方式，不应采用不接地或经消弧柜接地方式。经电阻接地的汇集线系统发生单相接地故障时，应能通过相应保护快速切除，同时应兼顾机组运行电压适应性要求。经消弧线圈接地的汇集线系统发生单相接地故障时，应能可靠选线，快速切除。汇集线保护快速段定值应对线路末端故障有灵敏度，汇集线系统中的母线应配置母差保护。

15.接入220kV及以上电压等级的风电场、光伏电站的单元变压器高压侧宜采用断路器隔离故障。单元变压器配有速动电气量保护并可作用于其高压侧48断路器时，汇集线系统过流I段或相间距离I段保护应增加短延时以保证选择性。

16.光伏逆变器控制系统参数和变流器参数设置应与电压、频率等保护协调一致。光伏逆变器的电压、频率保护应与安全自动装置、防孤岛装置的电压、频率等保护协调一致。

17.光伏电站内保护定值应按照相关标准要求整定并经电站审核，其涉网保护定值应与电网保护定值相配合，报电力调度机构备案。

18.光伏逆变器因安全自动装置动作，电压、频率等电气保护动作，导致脱网后不得

自行并网，故障脱网的风电机组、光伏逆变器须经电力调度机构许可后并网。

19.发生故障后，光伏电站应及时向电力调度机构报告故障及相关保护动作情况，及时收集、整理、保存相关资料，积极配合调查。

20.光伏电站应在升压站内配置故障录波装置，启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至故障后60s的电气量数据，波形记录应满足相关技术标准。

21.光伏电站应配备全站统一的卫星时钟（北斗和GPS），并具备双网络授时功能，对场站内各种系统和设备的时钟进行统一校正。

22.当光伏逆变器各部件软件版本信息、涉网保护定值及关键控制技术参数更改后，需提供故障穿越能力等涉网性能一致性技术分析及说明资料。

23.光伏电站应向电力调度机构定时上传可用发电功率的短期、超短期预测，实时上传理论发电功率和场站可用发电功率，上传率和准确率应满足电网电力电量平衡要求。

24.对于可能存在次同步振荡、超同步振荡风险的光伏电站，应在场站投运前开展次/超同步振荡风险研究，向电力调度机构提供研究结论和相关技术资料，并根据评估研究结果采取抑制、保护和监测措施。

6.2.11 逆变器、无功补偿装置安全防护措施

1.逆变器和无功补偿装置应具备高低电压故障穿越能力，并满足频率、电压适应性相关要求。

2.SVG 动态无功补偿装置稳定运行需要有低温、干净的运行环境。

3.每两个月定期对功率单元柜进行除尘处理、提高检修维护质量。

4.定期检查各功率柜柔性插座的松紧情况，预防功率柜接触不良。

5.建议厂家定期到现场对 SVG 动态无功补偿装置进行运行质量评估，并提出有效整改的意见。

6.2.12 变电站端子箱、机构箱、汇控箱等防潮安全防护措施

本项目地处海拔 2230m~2750m 之间，项目多年极端最低气温-11.4℃，海拔高、立体气候突出、高温高湿、昼夜温差较大等情况，易导致户外箱较柜易产生凝露，箱内设备和电子元器件易生锈、腐蚀、老化等问题。由于对一次设备进行控制的端子排、二次电缆、元件、空开等二次控制及信号回路以及动力电源回路均安装在端子箱、机构箱、

汇控箱内，一旦箱柜内潮气过重将导致控制回路元件锈蚀、传动机构卡涩而引发分合闸线圈烧毁、弹簧储能电机烧坏等设备故障，以及引发操作回路绝缘降低、直流接地等缺陷，甚至造成端子排端子间短路或烧毁、保护误动或拒动，引起事故跳闸，对电网设备的安全稳定运行造成了较大的危害。为了做好对变电站端子箱、机构箱、汇控箱防潮维护，切实减少和降低变电站因受潮引发的故障、缺陷。故特此提出了以下针对性的安全对策措施：

1、防潮治理措施：

引起受潮的地理环境因素，是不可控因数。但潮气的进入和排出难是可控因数。结合本项目实际情况，采取的相应对策如下：

1) 在箱柜前电缆沟处安装透气沟盖板，排出沟内潮气，从源头上防止潮气侵入箱柜。将与进线电缆槽相邻的水泥电缆沟盖板更换为具有透气功能的不锈钢电缆沟盖板。

2) 结合停电将箱柜底部电缆进出口处老化的防火泥全部拆除，采用新的防火泥进行封堵，对开裂、脱落处的防火泥进行修补。

3) 对开关本体与开关机构箱接缝处的密封胶开裂处重新密封，对箱柜门老化的密封条进行更换，避免雨水等通过缝隙流入箱柜内。

4) 箱柜内安装智能除湿器。目前还有很多变电站特别是一些县级地区和山区在治理箱柜内凝露时多采用安装加热器法，其实加热器的开启，使潮气蒸发成为柜内蒸汽，仍然未能有效解决致箱柜内凝露问题。而通过柜内安装智能除湿器，局部制造凝露条件使柜内潮湿空气凝结成水并直接排出柜外，可快速有效地降低电气柜内空气湿度并抑制凝露现象的产生。

5) 箱柜内摆放干燥剂包，一方面可以吸湿防潮，将进入箱柜内的水分吸走另一方面可以观察干燥剂颜色变化来监视机构箱内的湿度。

6) 对箱柜通风孔进行定期清洁维护。对端子箱、机构箱、汇控箱的通风孔进行定期清洁，防止通风口堵塞，保证空气流通，使潮气有效排出。

7) 箱柜设计不合理，选用材质不合理的，若通过以上措施均不能解决，考虑整体更换。

2、运维管理

通过对端子箱、机构箱、汇控箱受潮的潮气源头进行治理、箱柜自身封堵的加固、箱柜内智能除湿器的安装以及对箱柜通风口的改造，因受潮引发的故障缺陷也大幅度减少了。为继续做好端子箱、机构箱、汇控箱防潮工作，保证电网设备的安全稳定运行，

就下一步的管控提出以下建议：

1) 日常巡视中，检查箱柜密封是否良好，柜门有无封闭不严，密封条是否有老化、破损、脱落的情况，内部有无水珠或进水痕迹，并及时对开裂密封胶老化的密封条进行处理，阻止潮气、雨水进入；检查端子箱、机构箱、汇控箱内的防火泥有无老化、脱落、开裂的情况，及时进行更换或修补；对于箱柜内有干燥剂包的，应注意干燥剂包颜色变化，分析受潮变化趋势，及时更换新的干燥剂包；箱柜内装有智能除湿器的，应定期对其开展维护，确保运行工况正常。

2) 对异常天气条件下的特巡维护引起足够重视，特别是多天连续降雨或大雨暴雨后应到站进行一次针对性的端子箱、机构箱、汇控箱防潮特巡，确保箱柜各项防潮措施完好。

3) 参与新投、改扩建变电站方案审查时，应重点审查箱柜设计、选材是否合理，是否符合行业协议标准，以及箱柜内是否安装智能除湿器等内容。

严格把控新设备投运和设备检修后验收关口，新设备投运前，监督施工人员按照设计规范进行施工安装，按照规范性验收表单逐项认真验收；在设备检修后，可能因人为原因引起设备原有的密封措施损坏，应督促检修人员恢复至正常状况。

6.2.13 电力监控系统安全防护措施

1.应根据《电力监控系统安全防护规定》要求，结合光伏电站实际情况，落实“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的原则要求，保障电力监控系统的安全。

2.光伏电站根据业务系统或其功能模块的实时性、使用者、主要功能、设备使用场所、各业务系统之间的相互关系、调度数据网通信方式以及对电力系统的影响程度等属性，划分控制区（安全区Ⅰ）和非控制区（安全区Ⅱ）。

3.光伏电站各业务系统应使用独立的网络设备组网，在物理层面上实现与综合业务数据网及外部公共信息网的安全隔离。

4.生产控制大区与管理信息大区之间应设置电力专用横向安全隔离装置实现物理隔离。

5.生产控制大区与调度数据网的纵向连接处应部署电力专用纵向加密认证网关或加密认证装置。

6.生产控制大区和管理信息大区内部的安全区之间应采用防火墙或带有访问控制功能的网络设备实现逻辑隔离。

7.按照要求应配置电力监控系统网络安全态势感知装置、堡垒机、入侵检测系统、日志审计系统等网络安全设备。

8.主机服务器采用物理（高危）端口封堵、安全加固、网络线缆标识及最小化策略配置等措施。

9.按照相关要求投产前完成电力监控系统等级保护备案测评、安全防护评估以及整改等工作。

10.光伏电站应当建立健全电力二次系统安全管理制度和体系，落实分级负责的责任制。

11.光伏电站应建立健全电力二次系统安全的联合防护和应急机制，制定应急预案。

12.建议完善电力监控系统网络安全设备的配置情况，设计光功率预测应配置内网、外网防火墙各 1 台、反向隔离装置 1 台；调度数据网应配置纵向加密装置 4 台（A、B 平面各 1 台）、横向隔离防火墙 2 台（A、B 平面各 1 台），远动 2M 专线应配置纵向加密装置 1 台，综合数据网应配置纵向防火墙 1 台等。

13.为保证电站安全稳定运行和顺利投产，需投产前完成电站电力监控系统等级保护备案测评、安全防护评估以及整改等工作。

6.2.14 系统继电保护及安全自动装置安全对策措施

1.220kV 及以上电压等级并网新能源场站均需配置宽频测量装置。宽频测量装置需具备 2~10 次谐波、0~100Hz 内间谐波监测功能，并接入省调主站。

2.变压器配置零序过电流保护、差动保护、瓦斯保护、过负荷保护，采用多重保护能够有效保证继电保护可靠性处于较高的水平，降低由于继电保护装置出现故障而导致失灵的风险，提高电力系统继电设备动作的正确率。

3.在一次系统规划建设中，应充分考虑继电保护的适应性，防止出现特殊接线方式造成继电保护配置及整定难度的增加。

5.继电保护装置的设计、配置和选型，必须满足有关规程规定的要求，并经相关继电保护管理部门同意。保护及安全自动装置选型应采用技术成熟、性能可靠、质量优良、经有资质的专业检测机构检测合格的产品。

6.所有差动保护（线路、母线、变压器、电抗器等）在投入运行前，除应在能够保证互感器与测量仪表精度的负荷电流条件下，测定相回路和差回路外，还必须测量各中性线的不平衡电流、电压，以保证保护装置和二次回路接线的正确性。

7.应保证继电保护装置、安全自动装置以及故障录波器等二次设备与一次设备同期投入。

8.稳控系统应按照“入网必检、逢修必验”原理加强稳控系统厂内测试、工程验证和现场调试，严格落实软件改动后全面测试原则。

9.继电保护及安全自动装置应定期开展检修及出口传动检验，确保传动开关的正确性与断路器跳合闸回路的可靠性，确保功能完整可用。

10.加强继电保护装置运行维护工作。装置检验应保质保量，严禁超期和漏项，应特别加强对基建投产设备及新安装装置一年的全面校验，提高继电保护设备健康水平。

11.配置足够的保护备品、备件，缩短继电保护缺陷处理时间。

12.加强继电保护试验仪器、仪表的管理工作，每1~2年应对微机型继电保护试验装置进行一次全面检测，防止因试验仪器、仪表存在问题而造成继电保护误整定、误试验。

13.企业应按相关规定进行继电保护整定计算，并认真校核与电网侧保护的配合关系。

14.严禁在保护装置电流回路中并联接入过电压保护器，防止过电压保护器不可靠动作引起差动保护误动作。

6.2.15 低温安全对策措施

1.本电站设备选型时需考虑极端气候的影响。

2.在电站运行期必须提供防寒服、帽、手套等个体防护器具，防止人员冻伤。

3.低温环境下，禁止工作人员长时间在外工作或停留。

4.低温季节，尤其在寒冷地区，施工部位不宜分散。

5.低温施工期间，施工单位应在施工方案中补充低温施工采取的安全措施，并严格执行。

6.2.16 道路交通安全对策措施

为确保安全沿线交通工程及沿线设施按《公路交通标志和标线》、《公路交通安全设施设计规范》（JTG D81-2017）有关规定严格执行，同时根据《公路工程技术标准》（JTG B01-2014），沿线交通工程及设施应达到D级或以上等级。

1.交通工程及沿线设施应遵循“确保安全、经济实用”的原则，根据公路的使用功能、等级、交通量，结合当地的自然条件与路基路面的具体情况进行设置，做到醒目、牢固。

2.在高路堤、陡坡、急弯、沿河、傍山险路、悬岩凌空等危险路段，应在路侧设置限速、警示、警告标志和护柱、石砌护墩、石垛等安全设施。

3.在视距不良的急弯路段，应根据需要设置线形诱导标志、警告、减速等标志；在平面交叉口，应设置道口标志等必需的标志牌。

4.受限路段应在起终点处设置减速、限载、限高等警告标志。

5.在路线经过村庄地段以及陡坡、傍山险路等地段设置显著的交通警示标志。具体设置时要结合地形及公路实际情况将标志设置在醒目、无干扰的地点。

6.交通标志：在路线经过村庄地段以及陡坡、傍山险路等地段设置显著的交通警示标志。

6.2.17 光伏组件清洗安全对策措施

为进一步加强光伏电站运维清洗作业安全管理，规范清洗作业安全工作行为，预防及控制作业过程中的安全风险，保障作业过程的人身和设备安全，保护环境不受污染，针对性的提出了下列相应的安全对策措施。

一、总体要求

1.清洗作业至少由两人进行，应设监护人。

2.清洗作业人员的健康状况应符合上岗条件，具备必要的电气专业知识，应熟练掌握触电、窒息急救法和相关安全知识。

3.清洗作业人员必须按要求穿戴安全帽、绝缘手套和绝缘靴。

4.清洗作业人员必须按要求穿着工作服，禁止在衣服或工具上出现线头、钩子等容易引起牵绊的部件。

5.本光伏项目所涉及的光伏板清洗前，应了解现场地形地貌，做好防止人员坠落、滚落和防范落石的预控措施。

6.使用水车清洗时，应了解现场道路情况，检查车况良好，并安全谨慎驾驶。

7.清洗过程做好防止蛇、毒虫伤害及其他危险有害因素的预控措施，应避免光伏组件铝框及光伏支架的尖角造成人员受伤。

8.清洗过程所有需要使用临时电源的作业，应严格按照临时电源的安全管理规定执行。

9.进行光伏组件清洗前，应做好防止人身触电的预控措施，应检查电站监控记录中是否有电量输出异常的记载，分析是否可能存在漏电情况，应检查组件的连接线和相关

元件有无破损、粘连，在清洗作业前还需要用验电笔对组件的铝框、支架、钢化玻璃表面进行测试，排除漏电隐患，确保人身安全。

10. 清洗作业一般选择在早晨或者下午光照较弱的时段进行，应在辐照度低于 $200\text{W}/\text{m}^2$ 的情况下清洗光伏组件，不宜使用与组件温差较大的液体清洗组件，避免在高温和强烈光照下擦拭组件对人身造成伤害或对组件造成损坏。

11. 使用高压水枪清洗时，宜控制水枪出口压力在 2.5MPa 以内，不得近距离直喷组件玻璃面，倾斜度宜控制在 $15\text{-}30^\circ$ 之间，避免组件不当受力造成隐裂。

12. 禁止在雷雨、高温、五级以上大风等恶劣天气条件下进行户外巡视和清洗作业，冬季清洁光伏组件应避免冲洗，防止气温过低而结冰，造成污垢堆积或组件损坏。

13. 禁止使用硬质和尖锐工具或腐蚀性溶剂和碱性有机溶剂擦拭光伏组件，禁止将清洗水喷射到组件接线盒、电缆桥架、汇流箱等设备上。

14. 禁止踩踏光伏组件、导轨支架、电缆桥架等光伏系统设备或其它方式借力于组件板和支架。

15. 所有清洗作业应采取必要的措施避免造成环境污染。

16. 自行清洗作业要求：

1) 必须办理电气工作票。

2) 提前编制清洗方案，并经电站负责人审核合格，方案应包含作业流程、应急预案、风险分析及管控措施。

17. 外委清洗作业要求：

1) 外委清洗作业应由清洗专业人员担任，清洗作业人员必须身体健康、无妨碍工作的病症，严禁身体不适、酒后或恐高者参加清洗工作，必须经电站（甲方）三级安全教育和考试合格。

2) 外委单位（乙方）必须遵守甲方的相关安全管理制度，必须服从甲方现场管理人员的管理。

3) 乙方应按甲方的要求提交组件清洗工作方案和作业风险管控表单，并经甲方审批合格，组件清洗工作方案包括但不限于以下内容：工作人员职责及分工、作业流程、应急预案、安全保障措施、质量保证措施、工作进度计划等。

4) 光伏组件清洗作业开始前，由甲方组织乙方清洗工作人员进行现场安全技术交底，具体内容应包括正常作业通道、设备带电部分、相关技术要求、禁止性规定及其他安全注意事项。

5) 乙方应出具光伏组件清洗作业工作负责人及安全员名单，并监护到位。

乙方应采取一切合理措施，保护现场及周围的环境，避免对环境造成污染，避免对人员造成危害，避免财产损失。

6.2.18 光伏电站场区消防等相关安全对策措施

光伏电站地貌复杂多样，项目工程建设竣工后，场区内受损植被自然恢复，导致光伏场区内杂草丛生，如果秋季不及时清理，冬春季节气候干燥，伴随大风天气，遇明火易发生光伏场区火灾事故。且一般光伏电站所处位置偏远，占地面积大，在火灾应急处置人员及应急物资储备不足的情况下，很难快速消除火情，导致光伏发电单元、输变电设备损毁的事故，造成很大的经济损失。另外，光伏组件中含有硅、磷、砷等化学物质，当发生火灾时，这些化学物质逃逸到火灾周围的空气中，吸入这些化学物质对于人员身体健康会带来危害。针对项目特殊性，特针对性的提出以下安全对策措施：

1.设计方面

光伏电站应按照《光伏电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）、《光伏发电工程电气设计规范》（NB/T 10128-2019）、《建筑设计防火规范》（GB 50016-2014，2018年版）等要求，结合项目所在地太阳能资源分析、土地、林地类别、属性，优化项目站址选择，合理规划场区布置，完善场区防火措施。重点关注以下措施：

1) 光伏电站选址时，综合考虑土地、林地属性、太阳能资源等条件，对光伏阵列进行合理布置，减小占地面积。

2) 加强现场踏勘，对光伏场区存在的祭祀点、坟墓等进行准确摸排，充分了解光伏电站地址周围土地属性。

3) 电气设计、选型时，应综合考虑光伏组件、逆变器、汇流箱、箱变运行的工况环境、地域、气候。优选适合光伏电站所处地域、气候特点的电气设备，降低因工况环境、地域、气候造成的电气设备故障。

4) 光伏场区总平面布置设计应考虑控制过火面积，避免方阵间相互引燃，合理布设防火隔离带，优化检修道路设计，保证火灾救援通道。

5) 光伏组件及支架设计时，应满足实际可能的最大载荷要求，支架应具有防风、防腐及防湿热等措施，汇流箱等室外电气设备应具有防雷、防水和防高温等措施，降低因设计原因导致的设备故障率。光伏组件应选用防火等级较高的背板。

6) 光伏电站消防系统的设备选型，应与光伏电站的地域环境条件和发电设备的运行

工况相适应。

7) 汇流箱、逆变器、箱变以及箱变事故油池等应根据实际情况配置自动灭火装置。

8) 光伏电站所采用的阻燃材料耐火等级及要求应符合国家标准《建筑材料及制品燃烧性能分级》（GB 8624-2012）、《建筑设计防火规范》（GB 50016-2014）的相关规定。

9) 光伏电站的动力电缆和控制电缆应采用阻燃电缆，其耐火等级应符合行业标准《阻燃及耐火电缆塑料绝缘阻燃及耐火电缆分级和要求 第1部分：阻燃电缆》（GA 306.1-2007）的相关规定；控制电缆宜采用耐火电缆，其耐火等级应符合行业标准《阻燃及耐火电缆塑料绝缘阻燃及耐火电缆分级和要求第2部分：耐火电缆》（GA 306.2-2007）的相关规定。

10) 消防装置的控制电缆宜采用屏蔽电缆。

11) 光伏发电站的消防供电应符合下列要求：消防水泵、火灾探测报警、火灾应急照明应按II类负荷供电。消防用电设备采用双电源或双回路供电时，应在最末一级配电箱处自动切换。应急照明可采用蓄电池作备用电源，其连续供电时间不应小于20min。

2.施工方面：

光伏电站应按照《光伏电站施工规范》（GB 50794-2012）、《光伏发电工程验收规范》（GB 50796-2012）、《电力设备典型消防规程》（DL 5027-2015）等要求，严格电气设备、消防设施施工工艺流程，强化土建、安装验收，保证施工质量符合标准要求。重点关注以下措施：

1) 光伏场区土建施工应严格按图施工，不随意调整防火隔离带、检修道路设置等内容，杜绝因此造成的防火及救援风险。

2) 光伏场区电气设备安装应执行《电气装置安装工程 高压电气施工及验收规范》（GB 50147-2010）、《电气装置安装工程 低压电气施工及验收规范》（GB 50254-2014）等要求，确保电气设备安装符合标准，安装质量合格，杜绝因安装质量差导致电气设备运行故障率升高。特别是接线端子安装、集电线路电缆桥架敷设等。

3) 防火封堵设置，应按电缆贯穿孔洞状况和条件，采用合适的防火封堵材料或防火封堵组件。对小孔洞封堵时，宜采用柔性有机堵料；对大孔洞封堵时，宜采用柔性有机堵料和阻火包等相结合。

4) 光伏电站投运前，应检查汇流箱接线、接地和光伏组件极性连接的正确性。

3.运维方面：

光伏电站应按照《光伏电站安全规程》（GBT 35694-2017）、《电力设备典型消

防规程》（DL 5027-2015）等要求，加强运维期间电气设备巡视、检查、维护、保养、检修、预试等管理，提高电气设备可靠性，降低设备故障率；加强对防火设施、监控设备的巡查、检测、维护、保养，确保光伏场区防火的物防措施完好。重点关注以下措施：

1) 逆变器投入运行后，不应在进风口和排风口堆放物品；逆变器散热风扇运行时不应有较大振动及异常噪音，如有异常情况应断电检查；应每年对逆变器紧急停机功能检查 1-2 次，并进行逆变器紧急停机及远程启停试验，确保在紧急情况下能正常操作；逆变器发生火灾，应立即断开汇流箱开关及就地升压变高低压侧开关后进行灭火。

2) 汇流箱保险熔断或组件间连接处故障时，应切断对应汇流箱直流开关后进行处理；光伏组件串并入汇流箱时，应采取防止拉弧措施；汇流箱着火时，应立即切断对应直流开关柜内的进线开关，迅速采取灭火措施。

3) 光伏组件发生热斑效应时，应加强监视，出现可能发生火灾的危险时，立即进行更换；若发生火灾应立即将该支路的光伏组串同电网侧断开；在光伏组件有电流输出时，禁止带电直接插拔直流侧光伏电缆的接插头。

4) 设备投入运行时，确保接地良好；未经授权，严禁修改参数设定及保护定值；在雷雨季节前后及雷雨过后应及时检查光伏方阵的防雷保护装置。

5) 运行维护作业采用临时用电应满足相关技术规范要求，做好防止火灾的相关措施。

6) 易燃材料等危险物品应存放在特定位置；设备室或操作间应采取防止蛇、鼠等小动物进入的措施。

7) 每年应在雷雨季节到来前后对光伏电站的防雷接地进行一次测试和检查，光伏方阵的接地电阻应小于 4Ω ；每 3 个月宜对光伏阵列的基础、支架及接地网进行一次全面检查；每年 5 月-10 月，每个月宜对汇流箱防雷装置进行检查。

8) 每年 3 月、9 月应对汇流箱、组串式逆变器密封及防火封堵进行检查。汇流箱通电前，应检查箱内接线情况及接地和光伏组件极性连接的正确性。

9) 光伏电站应根据现场实际情况配备足够的灭火器、打火鞭、灭火风机等消防器材以及防毒面具、消防服、消防帽、消防靴等消防防护装备，配备的消防器材和消防防护装备应符合要求。

10) 光伏电站每年应结合当地气候特点、植被生长特点，定期、不定期开展除草工作，杂草及时清运出光伏场区；设置光伏场区与外界的防火隔离带，防火隔离带的宽度建议 10 米及以上，以箱变为单元，设置独立的防火区域，每个单元设置防火隔离。

11) 光伏场区除草难度较大、光伏场区火灾扑救难度较大的光伏电站宜与第三方签订《光伏电站除草合同》和《消防救援协议》，借助外部专业力量进行光伏场区除草、灭火工作。

12) 在光伏场区周围设置防火标识牌，定期开展防火宣传，加强周边村民防火安全教育。

6.2.19 电缆敷设安全对策措施

1. 电缆选择与敷设，应符合现行国家标准《电力工程电缆设计规范》GB50217 的规定。

2. 依据《电力工程电缆设计标准》（GB50217-2018）5.2.8 的规定，电缆数量较多的控制室、继电保护室等处，宜在其下部设置电缆夹层。电缆数量较少时，也可采用有活动盖板的电缆层。

3. 依据《电力工程电缆设计标准》（GB50217-2018）5.3.7 的规定，直埋敷设的电缆引入构筑物，在贯穿墙孔处应设置保护管，管口应实施阻水堵塞。

4. 电缆沟应满足防止外部进水、渗水的要求。

5. 在 35kV 以上高压电缆的终端、接头与电缆连接部位宜设置伸缩节。

6. 金属制桥架系统，应设置可靠的电气连接并接地。

7. 对电缆可能着火蔓延导致严重事故的回路、易受外部影响波及火灾的电缆密集场所，应设置适当的防火分隔。

8. 依据《电力工程电缆设计标准》（GB50217-2018）7.0.1 的规定，防火分隔方式的选择，应符合下列规定：

(1) 电缆构筑物中电缆引至电气柜、盘或控制屏、台的开孔部位，电缆贯穿隔墙、楼板的孔洞处，工作井中电缆管孔等均应实施防火封堵。

(2) 在重要回路的电缆沟中的下列部位，宜设置防火墙（防火墙）：

1) 公用主沟道的分支处。

2) 多段配电装置对应的沟道适当分段处。

3) 长距离沟道中相隔约 200m 或通风区段处。

4) 至控制室或配电装置的沟道入口、厂区围墙处。

9. 电缆沟沟壁、盖板及其材质构成，应满足承受荷载和适合环境耐久的要求。可开启的沟盖板的单块重量，不宜超过 50kg。

6.2.20 站区安全防护设施

根据《光伏电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）相关要求，

1.光伏电站宜设置安全防护设施，该设施宜包括：入侵报警系统、视频安防系统和出入口控制系统等，并能相互联动。

2.安装于室外的安全防护设施应采取防雷、防尘、防雨、防冻等措施。

3.入侵报警系统设计应按下列要求进行：

1) 入侵报警系统设置应符合现行国家标准《入侵报警系统工程设计规范》GB 50394的规定。

2) 入侵报警系统应能与视频监控系统、出入口控制系统等联动。防范区内入侵探测器的设置不得有盲区，系统除应具有本地报警功能外，还宜具有异地报警功能。

3) 入侵报警系统的信号传输可采用专用有线传输为主、无线信道传输为辅的传输方式。控制信号电缆及电源线耐压等级、导线及电缆芯线的截面积均应满足传输要求。

4) 系统报警应有记录，并能按时间、区域、部位任意编程设防和撤防。系统应具有设备防拆功能、系统自检功能及故障报警功能。

5) 主控室内应装有紧急按钮。紧急按钮的设置应隐蔽、安全并便于操作，且应具有防误触发、触发报警自锁、人工复位等功能。

4.视频安防监控系统设计应符合下列要求：

1) 视频安防监控系统设置应符合现行国家标准《视频安防监控系统工程设计规范》GB 50395的规定，并应具有对图像信号的分配、切换、存储、还原、远传等功能。

2) 系统设计应满足监控区域有效覆盖、布局合理、图像清晰、控制有效的要求。

3) 视频监控系统宜与灯光系统联动。监视场所的最低环境照度应高于摄像机要求最低照度（灵敏度）的10倍，当被监视场所照度低于所采用摄像机要求的最低照度时，应在摄像机防护罩上或附近加装辅助照明（应急照明）设施。

4) 摄像机、解码器等宜由控制中心专线集中供电。距控制中心（机房）较远时，可就地供电，但控制中心应能对其进行开关控制。

5.出入口控制系统设计应符合下列要求：

1) 在建筑物内（外）出入口、重要房间门等处宜设置出入口控制系统，出入口控制系统宜按现行国家标准《出入口控制系统工程设计规范》GB 50396的要求设计。

2) 出入口控制系统宜由出入对象识别装置，出入口信息处理、控制、通信装置及出

入口执行机构等三部分组成。

3) 系统应与火灾报警系统及其他紧急疏散系统联动，并满足紧急逃生时人员疏散的要求。

6.2.21 其他安全措施

1.项目并网前，需开展电能质量评估、二次复核性试验、并网安全性评价、等级保护测评等。

2.项目投产后，按调度要求全容量并网6个月内完成光伏逆变器的高低电压穿越、电网适应性测试，电站电气仿真建模、有功无功控制能力、AGVC、惯量响应及一次调频、SVG并网性能测试等。

3.场站应具备频率调节功能，应具备一次调频功能，并网运行时一次调频功能始终投入并确保正常运行，宜具备惯量响应，频率调节能力指标由调度机构根据电网实际情况制定。

一次调频动态指标要求如下：

(1) 场站一次调频启动时间不大于3s；

(2) 光伏电站一次调频响应时间不大于5s，调节时间不大于15s；

(3) 在频率偏离死区出力稳定后，场站响应一次调频指令的有功出力偏差应在额定出力的 $\pm 2\%$ 以内。

4.南方电网规定电网高频扰动情况下，有功功率降至额定出力的10%时不再向下调节。低频扰动情况下，一次调频动作量达5%额定出力可不再向上调节。

6.3 施工期安全对策措施

光伏电站施工过程中存在着众多的不安全因素，安全事故随时随地均有可能发生，因此要求建设、监理、施工等参建单位高度重视，始终把“施工安全管理”作为一项重要任务，贯穿于整个施工过程，严格监督、督促各项施工安全措施落实到位，有效控制施工安全事故发生。

根据前面对该工程项目施工安全危险、有害因素的辨识结果，针对该工程特点、施工工艺、危险有害因素的大小等，作出以下对策措施建议。

6.3.1 施工安全基本保障措施

为保证施工现场安全、维护工地正常生产和生活秩序，必须强化“安全第一，预防为主，综合治理”的方针。光伏电站施工应做到下列基本保障措施：

1. 由建设单位、监理单位共同组建安全生产组织机构，其中应设专管领导、具体负责人和成员，做到责任明确，层层到位、各负其责。主要负责施工安全管理、研究、协调和处理工作。

2. 坚决杜绝“以包代管”，明确总包单位和监理单位职责。总包单位职责：对承包工程的总工期、总体质量、总造价负责。其主要职能：统一对外、统一指挥、统一部署、统一计划、统一管理，对参与分包施工的单位实行指挥、协调、监督和服务；与此同时对承包合同工期、质量、造价实施动态控制与管理。监理单位职责：监理单位应当按照法律法规和工程建设强制性标准实施监理，履行电力建设工程安全生产管理的监理职责。监理单位资源配置应当满足工程监理要求，依据合同约定履行电力建设工程施工安全监理职责，确保安全生产监理与工程质量控制、工期控制、投资控制的同步实施；监理单位应当建立健全安全监理工作制度，编制含有安全监理内容的监理规划和监理实施细则，明确监理人员安全职责以及相关工作的安全监理措施和目标；监理单位应当组织或参加各类安全检查活动，掌握现场安全生产动态，建立安全管理台帐。在实施监理过程中，发现存在生产安全事故隐患的，应当要求施工单位及时整改；情节严重的，应当要求施工单位暂时或部分停止施工，并及时报告建设单位。施工单位拒不整改或者不停止施工的，监理单位应当及时向国家能源局派出机构和政府有关部门报告。

3. 制定安全生产责任制和各项安全生产文明施工管理制度。

4. 加强三级安全教育，做到安全教育制度化、经常化，让全体施工人员明白安全生产教育的目的和作用。

5. 确保施工组织设计方案中安全技术措施的针对性、可行性和可操作性，严格执行工程建设工期提出要求。

6. 针对施工中可能出现的安全隐患须编制相应的事故应急预案和施工安全保障措施，

并报监理单位进行审核。

7.安全人员须深入施工现场检查安全防护措施状况，及时纠正违章行为，并对不安全因素进行及时整改。

8.做好日常安全检查和定时开展安全生产大检查工作，组织召开安全生产总结会议，发现并及时改正存在的问题。

9.施工现场设立健全的安全标志、标语和其他安全装置。

10.制定施工现场危险点的操作规程。

11.无关人员严禁进入施工现场，进入施工现场人员必须佩戴安全帽。

12.爆破作业、起重作业等特种作业人员必须持证上岗。

13.建设、施工、监理单位要加强对外包单位和施工现场的安全施工管理。

14.各参建单位须加强施工现场安全管理和安全教育工作。

15.强化安全责任，提高施工管控能力；加强外包单位施工人员培训，提高安全管理和技能；严格落实现场安全措施，防范人身伤害事故；严格安全工器具管理，确保施工作业安全。

16.严禁违法分包、转包和挂靠资质等行为，杜绝使用无资质、假冒资质、借用资质的单位。

6.3.2 施工质量控制对策措施

施工质量关系到整个工程整体质量好坏和工程建成后能否安全可靠运行，施工质量控制是工程质量控制的基础和重要手段。严格做好工程施工质量控制是确保工程安全的重要任务，针对该工程规模特点，提出以下施工质量控制对策措施建议。

1.建立健全的质量管理组织机构

由当地质量监督管理部门、建设单位、监理单位建立工程施工质量管理领导小组。设立主管领导、主要负责人和成员三级管理体系，负责监督、管理、落实工程施工质量工作。

2.设立工程质量控制方针、目标

工程质量控制应该做到“科学管理、精心施工、持续提高、顾客满意”的方针。

工程质量必须做到一次性符合，向优良工程目标努力，杜绝重大质量责任事故。

3.质量管理成员必须进行日常工程质量的检查、运行和管理，质量管理组织机构须定时定期进行召开工程质量管理工作会议，总结工程质量控制情况，发现并改进工作中的不足；

4.施工过程中如出现工程质量事故，须按照“三不放过”的原则进行查处。

5.建立技术交底制度，确保各项施工方案正确实施。

6.建立现场试验室，跟踪检验各施工部位的材料质量，并出具书面试验报告。

7.对进场的产品和材料进行严格验证、检验和试验，确保不符合材料不得进场。

8.严格按照规程、规范有关要求组织进行隐蔽工程验收、单元工程验收、分部工程验收、阶段验收、单位工程验收和竣工验收，确保工程质量。

6.3.3 防施工期电气伤害对策措施

1.建立健全符合施工生产实际的供电、用电安装、运行、维护、检修等安全操作规程、规章制度。

2.做好全体员工的日常用电教育和电工技术技能培训、考核、审验工作，禁止乱拉乱接电源线路和非电工从事电气作业、线路安装。

3.用电线路架设应沿墙体悬空架设，高度不低于 2.5m，牢固绑扎在绝缘物上。

4.用电线路应尽量使用电缆线，绝缘良好，无破损，沿边角设置，禁止乱拉乱放。

5.开关箱(板)应设置在高度 1.5m 左右，牢固、整洁、完好、防雨、易操作，保险熔断丝与负荷相适应。

6.照明灯具设置高度一般应高于地面 2.5m，人员易碰触的灯具，应有防护网罩。潮湿场所、金属容器类、手持照明灯具，应使用安全电压。

7.手持电动工具应保持绝缘良好，电缆线无破损，并安装漏电保护器。

8.电器设备外壳接地应良好可靠，裸露带电部位、接头部位应有防护装置。

9.带电作业应有专人监护，不允许一人独立作业。

6.3.4 运输作业要求及安全技术措施

本项目运输条件良好，主要的运输作业危害体现在进场及场内道路运输时。

- 1.在进行运输作业前应检查驾驶人员的身体状况、车辆的性能等有无异常，无异常方可进行运输作业。
- 2.进行变压器和逆变器运输前，设备应捆绑牢固，无松动和重心不稳的情况。
- 3.车辆行驶过程中速度要均匀平稳，上下坡时应事先停车，探明路况后行驶，不得忽快忽慢或突然制动。
- 4.在进行转弯时，速度应均匀平稳，不得在突然制动或在没有停稳前做急打方向。
- 5.当遇到雷雨天气和大雾天气时，不得进行运输作业。
- 6.在运输线路较为复杂的地段，应设人现场指挥，无关人员不得进入运输道路。
- 7.运输人员不得酒后作业，不得违章作业，事先应进行安全教育。

6.3.5 吊装要求及安全技术措施

- 1.吊装作业应编制专项施工方案并提前报送审核。
- 2.在吊装作业前应检查机械设备的机械性能、有无异常，无异常方可进行吊装作业。
- 3.吊装作业时使吊钩与设备重心在一条铅垂线上，设备捆绑要牢固。
- 4.设备提升时速度应均匀、平稳，落下时应低速轻放。不得忽快忽慢或突然制动。
- 5.吊着设备回转时，速度应均匀平稳，不得在突然制动或在没有停稳前做反方向回转。
- 6.吊装现场要设置警戒，无关人员不得进入吊装现场。
- 7.吊装作业前要对施工人员进行安全教育，各工种严格按照操作规程作业，不得酒后作业，不得违章作业。
- 8.进入现场必须佩戴劳动防护用品，各岗位要分工明确，统一信号，听从指挥。不得擅自离岗，串岗。

6.3.6 机械伤害对策措施

- 1.制定各项机械操作规程。
- 2.机械操作人员必须持证上岗，并严格执行机械操作规程。
- 3.施工机具必须安装保险装置，在使用前进行检验合格后方可使用。
- 4.对机械设备实行例行维护保养和特殊维修制度。
- 5.机械操作人员必须使用个体防护器具。

6.3.7 防坠落危害对策措施

- 1.做好临边防护措施，保证登高设施完好。

2. 严禁患有不宜登高病症人员登高作业。
3. 严禁酒后登高作业，严禁高处嬉戏打闹。
4. 登高作业人员必须配备安全帽、安全带或安全溜绳等安全装备。
5. 施工弃碴不得堆放在场地边缘。

6.3.8 施工期火灾对策措施

1. 加强施工期防火安全管理。制定防火、消防安全管理规章制定。
2. 加强施工人员防火安全教育。
3. 施工及管理人员不得擅自将火种带入施工区内。
4. 施工区内严禁吸烟、玩火。
5. 加强施工焊接、用电等作业管理，焊接区周边易燃物质清理干净。
6. 配备灭火器等相关消防器具。

6.3.9 光伏系统安装安全对策措施

1. 所采用的太阳能电池组件、设备、材料应为经国家有关部门鉴定验收的符合产品，并应充分考虑其对最恶劣气候条件如冰雪、冰雹、大风等自然灾害的抵抗能力。
2. 光伏阵列安装点应根据当地的地质稳定性、地震烈度及最大风力采取适当的加固措施
3. 安装中要注意方阵的正负极两端输出，不能短路，否则可能造成人身伤害事故或引起火灾。
4. 二极管、控制器、逆变器等极性不要接反。
5. 光伏方阵造价昂贵，应采取适当的防盗措施，提高光伏发电系统的安全性。
6. 作业过程中正确佩戴安全防护用品，如绝缘手套、绝缘靴。
7. 在阳光下安装光伏组件，应使用不透光的材料遮盖太阳能电池板。
8. 按照规程进行操作，不要同时接触光伏组件的正负极。
9. 安装太阳能光伏发电系统要求专门的技能和知识，必须由专业资格的工程师来完成。
10. 安装人员在尝试安装，操作和维护的光伏组件时，请确保完全理解在此安装说明手册的资料，了解安装过程中可能会发生伤害的风险。
11. 光伏组件在光照充足或其他光源照射下时生产电力。应当操作时请采取相应的防

护措施，避免人员与 30VDC 或更高电压直接接触。

12.太阳能光伏组件能把光能转换成直流电能，电量的大小会随着光强的变化而变化。当组件有电流或具有外部电源时，不得连接或断开组件。

13.安装、使用组件或进行接线时，应使用不透明材料覆盖在太阳能光伏组件阵列中组件的正面，以停止发电。

14 应遵守所有地方、地区和国家的相关法规，必要时应先获得建筑许可证。

15.太阳能光伏组件没有用户可维修的原件，不要拆解、移动或更改任何附属的部件。

16.太阳能光伏组件安装时不要穿戴金属戒指、表带、耳环、鼻环、唇环或其它的金属配饰。

17.在潮湿或风力较大的情况下，请不要安装或操作组件。

18.不要使用或安装已经损坏的组件，不要人为地在组件上聚光。

19.只有相同型号的光伏组件模块才能组合在一起。避免光伏组件的表面产生不均匀阴影。被遮阴的电池片会变热（“热斑”效应）从而导致组件永久性的损坏。

20.当有意外情况发生时，请立即把逆变器和断路器关闭。

21.缺陷或损坏的组件依旧可能会发出电量。如果需要搬运请采取措施遮挡，以确保组件完全遮阴。

22.在运输和安装组件时，使儿童远离组件。

23.光伏组件在安装前请一直保存在原包装箱内。

6.3.10 应进一步落实的安全对策措施

1.项目建设各阶段应按照项目安全等级、防洪标准、抗震设防类别落实预防地质灾害的要求；施工阶段采取详勘、验槽等具体措施，阵列、发电单元应按实际地质条件具体布置，防止基础塌陷、冲沟破坏、局部塌方等地质灾害；对项目开挖、回填、扩充后形成的边坡、堡坎、回填区、道路沿线路基、涵洞、排水泄洪设施，进行逐点专业检查验收，保证确实满足设计要求；对施工涉及的冲沟、边坡等进一步辨识、分析危险有害因素，根据相关规范、标准，提出防范洪涝、地质灾害的对策措施建议；在地灾防治、道路工程等方面，充分预估费用。

2.各预制舱室、汇控柜、箱变、组串式逆变器、小电阻接地装置等户外成套设备等，应特别关注运行环境对设备的影响，设计防护等级应符合建设地实际情况；厂家成套装置应注意其气候适应性，采取必要的防水、防潮、防尘措施，采取必要的暖通专业措施、

加热除湿、封堵措施、SF₆防护措施；对组件接头、逆变器、箱变等大宗物资的采购，技术文件应严格落实防尘、防水防潮、保护电器等方面的具体要求。其中：《南方电网公司反事故措施》提出：“开关设备的端子箱、汇控柜内应有完善的驱潮防潮装置，防止凝露造成二次设备损坏。”建议在下一步技术要求中明确小室微气候管理的要求，加热除湿效果应整体上必须达到要求，凝露温度传感器应安装在有效采样的位置。

2.光伏支架桩基坑位较多、工期较紧、地质情况不一，各参建单位应确实履行责任、贯彻设计要求，做好验槽（坑）等隐蔽的验收工作，必要时征求地质专业意见，防止各种因素导致的基础沉降、支架失稳。

3.项目有可能会对原有地貌、植被、地质稳定条件产生扰动、形成局部冲沟、剥蚀、高边坡、回填区等情况，在建设阶段，对新边坡、边坡新建场区道路路基、路面的标准应该提前明确，对放坡比、道路排水、新建道路与原有道路之间交汇、道路防护及标志等附属设施方面，也充分预估相关费用，下阶段设计列入工程量清单、并在下一阶段细化设计。

4.建议定期检查各阵列区雨水侵蚀情况，对新形成的冲沟、边坡坍塌、对光伏支架进行定期检查、落实预警机制；场、站孕灾环境（水文、气象、地质、地貌条件）、承灾体（生产设施等体现受灾脆弱性指标）发生变化时，或发生特殊工况（如地震、水利设施变化、场站周边新建建筑或设施可能对排水等产生影响）时，应立即按新的风险因素开展动态评估，并制定相应的措施。

5.在光伏方阵的每台箱变附近的移动式灭火器，应明确移动式灭火器的规格型号、数量；对油浸式箱变的防火设计，应按箱式变电站消防设计要求要求，设置事故排油阀排油接口、挡油隔火、事故油池等措施；施工中应严格按设计详图要求施工。

6.SVG 相关配置，应按照云南电网相关要求执行，防止不合格产品入网。其中相关运行模式、参数配置应纳入定值管理，经有效审核、执行环节后再投入，避免因模式及参数设置错误造成的 SVG 事故、过电压事故，尤其注意 AVC 投入前后的运行方式的差异，防止 SVG 设置不当造成过电压事故。

7.光伏组件安全防范措施建议：首先组件间通过等单位连接（按国标线径不小于 4mm²，现组件大多为 2.5mm²），阵列到支架按规范要求做导通性连接、再将雷电流通过支架、接地体散流入地。采取跨接等电位的，要求应严格施工工艺及材质要求，保证各组件、金属结构间、非镀锌材料电缆桥架（箱）的等电位接地（镀锌材料必须保证连接可靠）。

8.强调依规设计，严格按照标准、规程、规范及反事故措施的要求，进行安全设施设计、施工图设计，建议关注属地电网对新能源场站的接入、设备配置、涉网试验、全站及单元设备建模仿真、全容量并网等条件要求；建议关注评价依据、最新发布反事故措施要求；建议设计单位关注属地反事故措施、电网接入的相关要求。

9.工程管理中严格执行设计变更、签证、试验见证、旁站监督等措施，专业分包项目必须经建设单位审核，涉及地质、工程详勘的项目必须专业化委托；严格执行设计代表要求，严格隐蔽工程、分部分项验收。

10.强调必须严格按 GB/T 50795-2012《光伏发电工程施工组织设计规范》的要求，制定详细的安全施工方案，包括防护设施、安全培训、危险源识别和评估等，确保施工过程安全可控；主要和特殊工程的施工技术须按规定开展编、审、批或专家论证后方可实施，并做必须的安全与技术交底；危险性较大的分部、分项工程，须组织专业论证、经审批后实施；工程量清单包括的安全文明施工措施费、安全专项费及其对应措施，必须按要求实施、配置到位。

11.建设单位应按照设计要求实施，保证涉及安全的强制条款得到有效执行，最新反事故措施得到落实；按选型与技术参数确定、定货、监造、交接试验、安装、监理、验收、投运的全过程管理要求，逐一落实设备采购技术要求，确保各项安全设施、按时足额配备到位。

12.根据规程及电网要求，项目并网前，严格开展电气交接试验、电能质量评估、电力质检专项验收、消防专项验收、二次复核性试验、并网安全性评价、等级保护测评、电力监控等级保护测评及安全评估工作、发电控制系统试验等涉网项目，保证系统安全可靠投入。特别汲取近期多发的投产后集中爆发电缆故障的教训，交接试验阶段严格按照规程要求、全压、全相、全时进行交流耐压试验，杜绝产品质量不良、制作工艺不达标造成的危害。

6.4 调试期的对策措施

- 1.加强调试期间交叉作业管理，防止事故的发生。
- 2.规范临时标志的管理。
- 3.加强安全警示标志的管理，做到标志齐全、醒目不缺失。
- 4.加强临时电源的管理，严禁私拉乱接。

5.加强各工序的交接，尤其是安全措施的落实。

6.5 检维修作业的安全措施

1.资质审核

外来检修施工单位应具有国家规定的相应资质，并在其等级许可范围内开展检修施工业务。在签订设备检修合同时，应同时签订安全管理协议。

2.制定检修方案

根据设备检修项目的要求，检修施工单位应制定设备检修方案，检修方案应经设备使用单位审核。检修方案中应有安全技术措施，并明确检修项目安全负责人。检修施工单位应指定专人负责整个检修作业过程的具体安全工作。

3.安全培训教育

检修前，设备使用单位应对参加检修作业的人员进行安全教育，安全教育主要包括以下内容：有关检修作业的安全规章制度；检修作业现场和检修过程中存在的危险因素和可能出现的问题及相应对策；检修作业过程中所使用的个体防护器具的使用方法及使用注意事项；相关事故案例和经验、教训。

4.现场管理

检修现场应根据《安全标志及其使用导则》（GB2894-2008）的规定设立相应的安全标志；检修项目负责人应组织检修作业人员到现场进行检修方案交底；检修前施工单位要做到检修组织落实、检修人员落实和检修安全措施落实；当设备检修涉及高处、动火、动土、断路、吊装、抽堵盲板、有限空间等作业时，须按相关作业安全规范的规定执行；临时用电应办理用电手续，并按规定安装和架设；设备使用单位负责设备的隔绝、清洗、置换，合格后交出；检修项目负责人应与设备使用单位负责人共同检查，确认设备、工艺处理等满足检修安全要求；应对检修作业使用的脚手架、起重机械、电气焊用具、手持电动工具等各种工器具进行检查；手持式、移动式电气工器具应配有漏电保护装置。凡不符合作业安全要求的工器具不得使用；对检修设备上的电器电源，应采取可靠的断电措施，确认无电后在电源开关处设置安全警示标牌或加锁；对检修作业使用的气体防护器材、消防器材、通信设备、照明设备等应安排专人检查，并保证完好；对检修现场的梯子、栏杆、平台、算子板、盖板等进行检查，确保安全；对有腐蚀性介质的检修场所应备有人员应急用冲洗水源和相应防护用品；对检修现场存在的可能危及安全的坑、

井、沟、孔洞等应采取有效防护措施，设置警告标志，夜间应设警示红灯；应将检修现场影响检修安全的物品清理干净；应检查、清理检修现场的消防通道、行车通道，保证畅通。

5.检修中的安全要求

对作业人员的要求：参加检修作业的人员应按规定正确穿戴劳动保护用品；检修作业人员应遵守本工种安全技术操作规程；从事特种作业的检修人员应持有特种作业操作证。

统一指挥：多工种、多层次交叉作业时，应统一协调，采取相应的防护措施。当装置出现异常情况可能危及检修人员安全时，设备使用单位应立即通知检修人员停止作业，迅速撤离作业场所。经处理，异常情况排除且确认安全后，检修人员方可恢复作业。

设立监护人：夜间检修作业及特殊天气的检修作业，须安排专人进行安全监护。

6.检修结束后的安全要求

现场环境清理：因检修需要而拆移的盖板、算子板、扶手、栏杆、防护罩等安全设施应恢复其安全使用功能。

工器具的清理：检修所用的工器具、脚手架、临时电源、临时照明设备等应及时撤离现场。废料的清理：检修完工后所留下的废料、杂物、垃圾、油污等应清理干净。

6.6 特殊作业安全对策措施

特殊作业涉及动火、进入有限空间、高处作业、吊装、临时用电、动土、断路等作业，具体要求和管控措施如下：（1）特殊作业前，作业负责人必须向安全管理机构填报特殊作业审批表；（2）如实填报审批表，作业负责人和审批人需签字；（3）对作业区域应有明确的警示标识；（4）作业监护人应坚守岗位，不得擅离职守和做其他工作；（5）作业完成后应及时按规范标准清理作业现场，并撤除警示标识，及时向安全管理机构汇报作业完毕。

1.针对有限空间作业的安全措施

（1）作业前应对有限空间（电缆沟等）进行安全隔绝，应根据有限空间盛装（过）的物料特性，对有限空间进行清洗或置换；应保持有限空间空气流通良好，应对有限空间内的气体浓度进行严格的监测，进入有限空间作业要采取有效的防护措施；照明及用电安全要按规范进行。

（2）有限空间作业必须保证设备与生产系统可靠隔绝。

(3) 作业前对进入的人员进行技术交底和安全教育，并对设备进行可靠的冲洗，确保干净，符合安全要求后方可作业。

2.针对高处作业的安全措施

(1) 光伏电站高处作业应设置登高作业台，作业人员应正确佩戴符合要求的安全带，高处作业应设专人监护，作业人员不应在作业处休息，特殊天气作业时，应采取可靠的措施。作业使用的工具、材料、零售等应装入工具袋，上下时手中不应持物，不应投掷工具、材料及其他物品。因作业需要，临时拆除或变动安全防护设施时，应经作业审批人员同意，并采取相应的防护措施，作业后应立即恢复。

(2) 高处作业必须熟悉现场环境和施工安全，对患有职业禁忌症和年老体弱、疲劳过度、视力不佳及酒后人员等，不准进行高处作业。

(3) 高处作业人员应按照规定穿戴劳动保护用品。

(4) 高处作业前，需检查周边的扶手是否牢固，并做好防滑措施。

3.针对临时用电的安全措施

在运行的装置和具有火灾爆炸危险场所内不应接临时用电，确需时应对周围环境进行可燃气体检测分析；各类移动电源及外部自备电源，不应接入电网；动力和照明线路应分路设置；在开头上接引、拆除临时用电线路时，其上级开关应断电上锁并加挂安全警示标志；临时用电应设置保护开关，使用前应检查电气装置和保护设施的可靠性。所有的临时用电均应设置接地保护；临时用电设备和线路应按供电电压等级和容量正确使用；临时用电结束后，用电单位应及时通知供电单位拆除临时用电线路。

现场临时用电的电源箱必须安装自动空气开关、剩余电流动作保护器、接线柱或插座，专用接地铜排和端子、箱体必须可靠接地，接地、接零标识应清晰，并固定牢固。

4.动火作业安全措施

(1) 在爆炸危险区动火时，应按相应管理制度办理动火票。

(2) 动火作业设置专人监火，动火作业前清除动火现场的易燃品，采取有效的防火措施，配置足够的消防器材。

(3) 严禁违反作业规程盲目动火、收工后留有火种、无现场监理人员在现场时动火。

(4) 动火作业完毕，动火人、监火人应清理现场，监火人应确认现场无残留火种后，方可离开。

(5) 动火作业现场应配备足够的灭火器材，并在作业前对灭火器进行检查，看是否能使用。

- (6) 动火作业前检查是否有易燃易爆物品，若有需通知安全管理机构统一隔离。
- (7) 作业人员必须持特种作业资格证，在安全管理机构进行登记。
- (8) 设置警戒，严禁与作业无关人员或车辆进入作业区域。
- (9) 动火作业人员在动火点的上风作业。

6.7 安全管理方面的对策措施

1.安全管理机构设置

根据《中华人民共和国安全生产法》第二十四条的规定，从业人员超过一百人的，应当设置安全生产管理机构或者配备专职安全生产管理人员；从业人员在一百人以下的，应当配备专职或者兼职的安全生产管理人员。

建议企业成立的安全组织机构人员担负起本职责范围内的安全生产工作。

特别注意：每个运行班组应设置兼职的班组安全员。

2.安全生产定员要求

根据安全管理组织机构的设置，安全生产人员配置应根据本项目实际情况，参照类似工程进行配置，所配置人员要求专业齐全、职责分明。从安全生产角度出发，建议本项目安全生产定员满足下列要求：

公司主管安全生产副总经理 1 人、电站专（兼职）安全员 1~2 人、班组（兼职）安全员 3~4 人。

建议企业聘用注册安全工程师（电力）从事光伏电站的安全管理工作。

3.安全规章制度的建立

企业必须遵守《安全生产法》和其他有关安全生产的法律、法规，加强安全生产管理，建立健全全员安全生产责任制和安全生产规章制度，加大对安全生产资金、物资、技术、人员的投入保障力度，改善安全生产条件，加强安全生产标准化、信息化建设，构建安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制，健全风险防范化解机制，提高安全生产水平，确保安全生产。

光伏电站须制定的制度有：各级人员安全生产责任制、安全风险分级管控和隐患排查治理制度、安全生产培训教育制度、外包和承租管理制度、值班制度、交接班制度、设备巡回检查制度、设备缺陷管理制度、维护工作制度、运行分析制度、设备定期轮换制度、设备评级管理制度、消防管理制度、设备可靠性管理制度、倒闸操作制度、两票

管理制度、各种标识管理制度、技术管理及培训制度、安全文明生产制度、继电保护管理制度。

必须具备的规程有：电力安全工作规程、电力生产事故调查规程、电网变电站标准、电气倒闸操作规范、设备巡视指导书、电气设备交接试验标准、电力安全工器具预防性试验规程、电力系统电压和无功电力调整标准。

4.安全生产事故应急预案的要求

要求建设单位按照《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（国务院令 599 号）、《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（GB/T29639-2020）的要求来编制光伏电站事故应急预案。并进行评审、备案。预案应包括施工期和运行期的生产安全方面。

在施工、运营期间应成立安全事故应急队伍，配备必要的应急装备物资和个体防护用品。

各应急预案应包括的内容有：

- （1）危急事件产生的原因分析；
- （2）明确易于发生危急事件的工作的地点
- （3）说明预防危急事件的措施；
- （4）应急预案的启动；
- （5）应急事件的应付；
- （6）应急事件处理后的生产恢复工作。

5.企业安全生产责任体系五落实五到位规定

（1）必须落实“党政同责”要求，董事长、党组织书记、总经理对本企业安全生产工作共同承担领导责任。

（2）必须落实安全生产“一岗双责”，所有领导班子成员对分管范围内安全生产工作承担相应职责。

（3）必须落实安全生产组织领导机构，成立安全生产委员会，由董事长或总经理担任主任。

（4）必须落实安全管理力量，依法设置安全生产管理机构，建议配齐注册安全工程师等专业安全管理人员。

（5）必须落实安全生产报告制度，定期向董事会、业绩考核部门报告安全生产情况，并向社会公示。

（6）必须做到安全责任到位、安全投入到位、安全培训到位、安全管理到位、应急

救援到位。

6.安全教育培训的要求

按照新安全生产法要求，生产经营单位为安全生产的主体责任方，对于现场的劳务派遣人员，必须纳入本单位从业人员统一管理，切实履行安全生产保障责任；持续改进安全管理，强化人员安全培训，健全安全管理规章制度，不断提高安全生产水平。

光伏电站使用被派遣劳动者的，应当将被派遣劳动者纳入本单位从业人员统一管理，对被派遣劳动者进行岗位安全操作规程和安全操作技能的教育和培训。劳务派遣单位应当对被派遣劳动者进行必要的安全生产教育和培训。

光伏电站应当对从业人员进行安全生产教育和培训，保证从业人员具备必要的安全生产知识，熟悉有关的安全生产规章制度和安全操作规程，掌握本岗位的安全操作技能，了解事故应急处理措施，知悉自身在安全生产方面的权利和义务。

未经安全生产教育和培训合格的从业人员，不得上岗作业。

光伏电站接收中等职业学校、高等学校学生实习的，应当对实习学生进行相应的安全生产教育和培训，提供必要的劳动防护用品。学校应当协助生产经营单位对实习学生进行安全生产教育和培训。

光伏电站应当建立安全生产教育和培训档案，如实记录安全生产教育和培训的时间、内容、参加人员以及考核结果等情况。

7.安全投入的要求

《可行性研究报告》列出部分安全设施预算，建议设计和建设单位在下一步施工及安全设施设计专篇中，应按照《关于印发〈企业安全生产费用提取和使用管理办法〉的通知》（财资〔2022〕136号）文件中的相关规定对安全设施相关费用的投入重新进行概算，切实反映光伏电站建设、运营对安全设施的需求。

8.生产运行人员的基本要求

根据安全生产法中关于安全教育培训的相关内容，本光伏电站的生产运行人员应具备以下的基本要求。

- （1）具备必要的机械、电气、安装知识。
- （2）运行人员须进行三级教育培训后方可上岗，公司主管领导和主要安全负责人、专（兼）职安全员须持有安全生产管理合格证，涉及电工、焊接、登高、起重等特种作业人员须持有相应的特种作业资格证。
- （3）熟悉太阳能发电的工作原理及基本结构，掌握一般故障的产生原因及处理方法。

掌握计算机监控系统的使用方法。

(4) 生产人员应认真学习光伏发电技术，提高专业水平。光伏电站至少每年一次组织员工系统的专业技术培训。每年度要对员工进行专业技术考试，合格者继续上岗。

(5) 新聘人员须进行三级教育后方可上岗工作。

(6) 所有生产人员必须熟练掌握光伏电站应急救援方法，必须掌握消防器材使用方法。

9.运行管理方面的要求

运行安全管理是确保光伏电站设备和各建筑物的正常运行、安全生产、完成发电和调度任务所进行的管理工作。

安全操作管理。认真执行安全工作规程、运行规程和工作票、操作票、交接班制度、巡回检查制度、定期试验和轮换制度等有关规程和制度，定期进行安全检查、设备运行安全分析。

设备检修管理包括机电主设备和辅助设备的维护、监测、大小修计划的安排，施工管理及技术档案、技术资料的积累等管理工作。设备检修，是保持设备状况完好，保证安全生产必要的条件。必须坚持预防为主、安全第一、质量第一的方针，按照应修必修、修必修好的原则，有计划地进行设备检修。

岗位技术培训其目的是提高各岗位运行值班人员的技术素质，达到熟悉设备、系统及其基本原理，熟悉操作和事故处理，熟悉本岗位的规程和制度，能正确地进行操作和分析运行状况，能及时地发现故障和排除故障，能掌握一般的维护技能等“三熟三能”基本功，保证每一个值班人员都能胜任本岗位的运行操作、设备监控、巡回检查和事故处理。培训工作可分为上岗前培训和岗位技术培训。培训的方法有：组织规程和技术学习与考试；现场考问讲解；技术问答；反事故演习；技术讲座；技术报告会；短期脱离岗位的专业培训班；仿真机培训等。

10.安全设施“三同时”的要求

设计单位应在下阶段针对安全设施“三同时”、反事故措施、安全标准化等要求，结合项目建设条件，优化、细化设计。严格执行国家对安全设施“三同时”的相关要求，依据《建设项目安全设施“三同时”监督管理办法》（国家安监总局令第36号，77号修改）的修改规定，在建设项目可行性研究报告时，应当委托有相应资质的可行性研究报告单位对建设项目安全设施进行设计，编制安全设施设计专篇，安全设施设计专篇编制完成后，应组织审查，形成书面报告完成报备。

项目在施工阶段必须严格按照本报告和安全设施设计专篇中关于建设项目安全设施的相关要求进行施工和管理。在项目竣工投入生产或者使用前，建设单位要组织对安全设施进行竣工验收，并形成书面报告备查。安全设施竣工验收合格后，方可投入生产和使用。

11.安全标准化及安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制的要求

根据《中华人民共和国安全生产法》第四条的规定：生产经营单位必须遵守本法和其他有关安全生产的法律、法规，加强安全生产管理，建立健全全员安全生产责任制和安全生产规章制度，加大对安全生产资金、物资、技术、人员的投入保障力度，改善安全生产条件，加强安全生产标准化、信息化建设，构建安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制，健全风险防范化解机制，提高安全生产水平，确保安全生产。建议企业加强安全标准化建设，构建安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制。

12.落实施工期、运行期相关作业人员应全员持证上岗的要求，防止借用、假冒他人证件，总包单位应随作业人员证书有效性审核及劳动关系审核进行审核。

13.严把队伍和人员资质关，强化特殊用工的安全管理。

14.根据《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（2023年）（国能发安全〔2023〕22号）等相关要求，加强本项目的安全管理，建议在下一步配置：

（1）配备信息安全管理人員，并开展有效的管理、考核、审查与培训。

（2）落实《电力行业网络安全管理办法》《电力监控系统安全防护规定》《电力行业网络安全等级保护管理办法》等网络安全工作要求，防止网络攻击事件导致的发电厂、变电站全停和重要电力用户停电事故。

（3）建立和完善电力生产交通安全管理制度和相应的实施细则，健全交通安全保证和监督体系，明确责任。严禁无证驾驶、酒后驾驶、超速超载、人货混装等违法违规驾驶行为。

（4）按照《防止电力生产事故的二十五项重点要求（2023版）》中所提及的其他需要重点要求做好施工、运营期间的安全防范及对策措施。

第 7 章 安全生产条件和设施综合分析结论

7.1 项目存在的主要危险、有害因素

通过对拟建项目危险、有害因素分析，本项目存在的主要危险、有害因素为：边坡坍塌、滑塌、火灾、爆炸、触电、雷击、孤岛效应、热斑效应、车辆伤害、机械伤害、物体打击等。

根据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）进行辨识。本项目未构成重大危险源。

表 7.1-1 主要危险、有害因素分布表

检查目标	危险、有害因素	存在的部位与作业场所
建筑物	地震	整个项目区
	边坡坍塌、滑塌	太阳能方阵边坡、场内道路边坡
	岩溶塌陷	太阳能方阵基础、设备基础
	泥石流灾害	光伏方阵
	地基沉降	太阳能方阵基础
	滑坡	光伏方阵
生产过程、作业场所	电伤害	运行检修、变压器、厂用电及照明盘柜、接地设施等，临时用电时
	火灾	太阳能电池组件、逆变器、变压器、蓄电池、配电设备、山火、检修过程中
	爆炸	变压器、互感器、检修过程中的油品和气瓶
	孤岛效应	太阳光伏电池组件
	热斑效应	太阳光伏电池组件
	物体打击	检修作业场所、检修中高速旋转的机械等
	高处坠落	光伏列阵区检修作业
	机械伤害	检修机械
	噪声	检修过程中、运行过程中的变压器、电动机等
	电磁辐射	高压输电线下运行检修作业等
	毒物	断路器旁
	高、低温	检修和维护作业时
	车辆伤害	场内道路、进厂道路
	标志缺陷	整个站区
	安全监测系统失效	变压器保护装置、电气监测设备，逆变器监测装置及环境监测装置等
恶意代码	电气二次计算机系统	

7.2 应重点防范的危险有害因素

拟建项目应重点防范的危险有害因素：

- 1.触电（运行检修、变压器、厂用电及照明盘柜、接地设施、临时用电、光伏板摆放区域）；
- 2.火灾（太阳能电池组件、逆变器、变压器、蓄电池、配电设备、山火、检修过程中）；
- 3.自然灾害（光伏方阵遇强风袭击、地面塌陷、低温时人员冻伤）。

7.3 应重视的安全对策措施建议

- 1.项目周边环境影响的对策措施
- 2.防止火灾危害的对策措施
- 3.防地质灾害的对策措施
- 4.防雷电危害对策措施
- 5.低温危害的对策措施
- 6.防电气伤害对策措施
- 7.安全管理方面的对策措施

7.4 综合分析结论

依据《安全生产法》、《建设项目安全设施“三同时”监督管理办法》（原国家安全生产监督管理总局令第36号，第77号令修改）等国家法律、法规、标准、规范要求，对拟建项目《可行性研究报告》所涉及的光伏电站安全生产条件（自然、地质、周边环境、平面布置等）、设备设施符合性（光伏电站设备及系统、电气系统、安全设施、辅助设施等）、安全管理等进行了综合分析，得出以下结论：

- 1.拟建项目符合国家产业政策布局规划要求。
- 2.拟建项目选址符合当地国民经济和社会发展规划要求。
- 3.拟建项目周边无重要场所，周边安全距离符合国家有关规范、标准的规定。
- 4.拟建项目总平面布置、建（构）筑物等之间的安全距离符合有关规程、规范要求，相互影响较小。
- 5.拟建项目采用的太阳能发电技术方案为目前国内普遍采用的技术方案，并经国内相

关单位实践证明其技术是成熟可靠的。

6.存在的主要危险、有害因素通过采取安全技术措施和管理措施后，拟建项目风险是可以控制和接受的。

综上所述：**华能澜沧江（鹤庆）新能源有限公司银河光伏发电项目**采用的光伏发电技术相对成熟，有参照并可借鉴成功的生产运行经验和管理经验。建设单位应遵循国家有关建设项目安全设施“三同时”要求，在下一阶段设计、施工、验收和运行中，按照国家和行业标准、规范进行设计、施工、验收和运行，把《可行性研究报告》和本报告提出的安全对策措施落实到位，保证安全投入，加强安全管理，增强防范意识，规范安全生产行为，拟建项目在安全防控方面是可行的，项目在建成后从安全生产角度看符合现行法律、法规、标准、规范的规定。

附件

附件 1 安全评价委托书

附件 2 企业营业执照

附件 3 项目投资备案证

附件 4 可行性研究报告及编制单位资质证书

附图

附图 1 项目总平面布置图

附图 2 35kV 集电线路接线示意图

附图 3 35kV 集电线路路径平面图