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（南涧）新能源有限公司龙街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 7
1.2.7 安全生产行业技术标准 8
1.2.8 其它资料 8
第 2 章　建设项目概况 9
2.1 建设单位简介 9
2.2 可行性研究报告编制单位 9
2.3 项目投资备案证情况 9
2.4 建设规模 10
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 11
2.5.3 地形地貌条件 12
2.5.4 交通运输条件 12
2.5.5 土地利用情况 13
2.5.6 环境敏感对象调查 13
2.5.8 气象条件 14
2.6 建设项目工程地质 2
2.6.1 区域地质条件 2
2.6.2 场地基本地质条件 5
2.6.3 场地工程地质条件评价 8
2.6.4 天然建筑材料 10
2.6.5 结论及建议 10
2.7 总平面布置 11
2.7.1 升压站布置 11
2.7.2 阵列区布置 12
2.7.3 道路布置 12
2.7.4 其他防护功能设施布置 13
2.8 光伏发电系统 14
2.8.1 主要设备选型 15

2.8.2 光伏阵列的运行方式 17
2.8.3 光伏方阵设计 17
2.8.4 辅助技术方案 21
2.8.5 年上网电量计算 23
2.9 电气 24
2.9.1 接入电力系统方案 24
2.9.2 电气一次 25
2.9.3 电气二次 31
2.9.5 **储能系统** 40
2.9.6 集电线路 40
2.10 土建工程 61
2.10.1 光伏阵列区土建设计 61
2.10.2 变电站 71
2.11 消防 71
2.11.1 工程概况及消防总体设计方案 71
2.11.2 工程消防设计 72
2.11.3 施工消防 73
2.11.4 消防管理 74
2.12 安全管理 75
2.12.1 安全管理机构及相关人员配备 75
2.12.2 安全生产管理制度 75
2.12.3 事故应急救援预案 76
2.12.4 安全生产专项投资概算 78
第 3 章 主要危险、有害因素辨识 79
3.1 主要物料特性及其危险性 79
3.1.1 六氟化硫 79
3.1.2 绝缘油 80
3.1.3 乙炔 80
3.1.4 氧气 80
3.2 场址选址及总平面布置危险有害因素分析 81
3.2.1 场址选址危险有害因素分析 81
3.2.2 总平面布置危险、有害因素 82
3.3 场址与周边环境的相互影响 83
3.4 建（构）筑物危险、有害因素分析 83
3.4.1 地震危险性分析 83
3.4.2 光伏支架及基础危险有害因素分析 84
3.4.3 升压站的建筑物危险有害因素 85
3.4.4 箱式变压器、分支箱基础危险、有害因素分析 85
3.4.5 电缆壕沟危险、有害因素分析 85
3.5 气象条件对本项目及主要设备的影响 86
3.5.1 降水的影响 86
3.5.2 冰雹影响 86
3.5.3 风荷载影响 86
3.5.4 雷暴影响 86
3.5.5 凝冻影响 87

3.5.6 气温的影响 87
3.6 设备设施危险有害因素分析 87
3.6.1 太阳能电池组件危险有害因素分析 87
3.6.2 逆变器危险有害因素辨识 91
3.6.3 电气一次系统 93
3.6.4 电气二次系统 103
3.7 生产过程中的主要危险有害因素辨识分析 106
3.7.1 火灾、爆炸危险性分析 106
3.7.2 山火危险性分析 107
3.7.3 电伤害危险性分析 108
3.7.4 车辆伤害风险分析 109
3.7.5 标志缺陷危害性分析 110
3.7.6 机械伤害危险性分析 110
3.7.7 高处坠落危险因素分析 110
3.7.8 有限空间作业危险性分析 110
3.7.9 腐蚀危害因素分析 110
3.7.10 行为性危险和有害因素 111
3.7.11 安全监测系统失效危险性分析 111
3.7.12 外力破坏分析 111
3.8 生产作业环境危险、有害因素辨识 112
3.8.1 噪声 112
3.8.2 电磁辐射 112
3.8.3 非电离辐射 112
3.8.4 高温、低温 113
3.9 特殊作业过程危险有害因素分析 113
3.9.1 临时用电作业危险性分析 113
3.9.2 吊装作业危险性分析 114
3.9.3 动火作业危险性分析 114
3.9.4 高处作业危险性分析 115
3.10 施工期危险有害因素分析 115
3.10.1 用电作业存在的潜在危害因素 115
3.10.2 易燃易爆物质存在的潜在危害因素 116
3.10.3 运输作业存在的危害因素 116
3.10.4 施工期特殊作业存在的危害因素 116
3.10.5 机械伤害 117
3.10.6 施工期火灾潜在危害因素 117
3.10.7 低温对施工的影响 118
3.10.8 气瓶爆炸 118
3.10.9 物体打击 119
3.10.10 车辆伤害 119
3.10.11 坍塌、山体滑坡 119
3.10.12 雷击 120
3.11 调试期危险有害因素分析 120
3.12 安全管理危险有害因素分析 120
3.13 主要危险、有害因素及存在的部位 120

3.14 重大危险源辨识与分析 121
第 4 章 建设项目安全生产条件分析 123
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 123
4.1.1 符合国家能源产业发展战略 123
4.1.2 开发太阳能受到国家政策扶持和法律保障 123
4.1.3 场址地区具有太阳能的资源优势 124
4.1.4 促进当地社会经济的发展 124
4.1.5 调整能源结构的需要 124
4.1.6 分析结论 124
4.2 建设项目场址选择及总平面布置合规性分析 125
4.2.1 场址及总平面布置分析 125
4.2.2 检查结果 134
4.3 建设项目对法律法规予以保护区域的影响 134
4.4 建设项目与周边环境的相互影响分析 135
4.4.1 建设项目对周边环境的影响 135
4.4.2 建设项目对周边居民的影响 135
4.4.3 周边环境对建设项目的影响 136
4.5 不良地质条件对本项目及主要设备的影响 136
4.6 气象条件对本项目及主要设备的影响 136
第 5 章 建设项目安全生产设施分析 138
5.1 接入系统安全性分析 138
5.2 站用电安全性分析 139
5.3 电气系统安全性分析 139
5.4 安全设施分析 148
5.4.1 防火、防爆 148
5.4.2 防雷、接地装置 152
5.5 安全管理分析 155
5.6 重大电力安全隐患判定单元 157
5.6.1 电力行业重大安全隐患判定 157
5.6.2 防雷领域重大安全隐患判定 158
第 6 章 安全对策措施建议 159
6.1 对可行性研究报告补充安全对策措施 159
6.2 生产过程安全对策措施建议 159
6.2.1 项目周边环境影响的对策措施 159
6.2.2 防止火灾危害的对策措施 160
6.2.3 防地质灾害的对策措施 161
6.2.4 防雷电危害对策措施 161
6.2.5 降水危害的对策措施 163
6.2.6 35kV 配电室防中毒对策措施 163
6.2.7 防 35kV 系统可能产生的谐振过电压安全对策措施 163
6.2.8 防电气伤害对策措施 163
6.2.9 防 GIS 设备 SF_6 中毒安全对策措施 165
6.2.10 防止光伏逆变器大面积脱网事故安全对策措施 166
6.2.11 逆变器、无功补偿装置安全防护措施 168
6.2.12 电力监控系统安全防护措施 169

6.2.13 系统继电保护及安全自动装置安全对策措施 170
6.2.14 低温安全对策措施 171
6.2.15 道路交通安全对策措施 171
6.2.16 光伏组件清洗安全对策措施 171
6.2.17 光伏电站场区消防等相关安全对策措施 173
6.2.18 电缆敷设安全对策措施 176
6.2.19 站区安全防护设施 177
6.2.20 其他安全措施 178
6.3 施工期安全对策措施 179
6.3.1 施工安全基本保障措施 179
6.3.2 施工质量控制对策措施 180
6.3.3 防施工期电气伤害对策措施 181
6.3.4 运输作业要求及安全技术措施 182
6.3.5 吊装要求及安全技术措施 182
6.3.6 机械伤害对策措施 182
6.3.7 防坠落危害对策措施 183
6.3.8 施工期火灾对策措施 183
6.3.9 光伏系统安装安全对策措施 183
6.4 调试期的对策措施 184
6.5 检维修作业的安全措施 185
6.6 特殊作业安全对策措施 186
6.7 安全管理方面的对策措施 188
第 7 章 安全生产条件和设施综合分析结论 193
7.1 项目存在的主要危险、有害因素 193
7.2 应重点防范的危险有害因素 194
7.3 应重视的安全对策措施建议 194
7.4 综合分析结论 194
附件 196
附图 196

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（南涧）新能源有限公司龙街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《龙街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

根据龙街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：龙街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。

本项目升压站与同业主单位建设的营盘村光伏电站配套的 220kV 升压站共用，涉及 220kV 升压站改扩建或新增设备部分等内容纳入本次安全评价范围。

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
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

序号	法规名称	文号	实施日期
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

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通知的实施意见	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次系统复核性试验管理办法（试行）》的通知	调度继电〔2013〕19 号	
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	云政规〔2022〕4 号	2022.11.22

	主体责任规定的通知		
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

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件〉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
16	电力企业应急预案管理办法	国能安全【2014】508 号	2014.11.27
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

序号	规章名称	文号	实施日期
25	关于深入开展电力安全生产标准化工作的指导意见	电监安全【2011】21 号	2011.08.05
26	关于印发〈发电企业安全生产标准化规范及达标评级标准〉的通知	电监安全【2011】23 号	2011.08.31
27	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
28	火灾事故调查规定	中华人民共和国公安部令第 108 号	2009.05.01
29	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
30	中国气象局关于修改〈防雷减灾管理办法〉的决定	国家气象局令第 24 号	2013.06.01
31	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
32	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	
33	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
34	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	2024.12.27

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
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

序号	法规名称	文号	实施日期
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
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	光伏发电站设计标准	GB 50797-2012	2015.11.01
57	光伏发电站施工规范	GB 50794-2012，2024 年版	2012.04.01
58	光伏发电工程施工组织设计规范	GB/T 50795-2012	2012.11.01

序号	法规名称	文号	实施日期
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	光伏发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

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	继电保护和安全自动装置运行管理规程	DL/T 587-2016	2017.05.01

序号	法规名称	文号	实施日期
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	变电站建筑结构设计技术规程	DL/T 5457-2012	2012.12.01
37	电力建设工程施工安全管理导则	NB/T 10096-2018	2019.03.01

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.中国电建集团昆明勘测设计研究院有限公司编制的《华能澜沧江（南涧）新能源有限公司龙街光伏发电项目可行性研究报告》，2025 年 5 月编制；

3.华能澜沧江（南涧）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昆明勘测设计研究院有限公司 2025 年 4 月编制的《华能澜沧江（南涧）新能源有限公司龙街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(南涧)新能源有限公司，营业执照基本情况如下：

名称：华能澜沧江(南涧)新能源有限公司

统一社会信用代码：91532926MABPB5MJ90

类型：有限责任公司

法定代表人：赵灿春

注册资本：35000 万元人民币

成立日期：2022-05-25

住所：云南省大理白族自治州南涧彝族自治县南涧镇富民街 25 号

经营范围：经营范围包括许可项目：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昆明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(南涧)新能源有限公司的龙街光伏发电项目（下文称“本项目”）于 2025

年 08 月 28 日取得南涧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]：2508-532926-04-01-472469】。

2.4 建设规模

南涧县龙街光伏电站额定容量 130MW、安装容量 157.50924MWp，供电范围为云南省境内。本工程 5 回 35kV 线路接入营盘 220kV 升压站，新建线路长度单回约为 15.5km，双回约为 13.1km，导线截面按240mm^2 选择。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。

本光伏电站 3600kW 方阵 14 个，每个方阵配置 1 台容量为 3600kVA 的箱变，每台箱变接入 12 台逆变器，每 19/18 个光伏组串接入 1 台 300kW 组串式逆变器；3300kW 方阵 11 个，每个方阵配置 1 台容量为 3300kVA 的箱变，每台箱变接入 11 台逆变器，每 19 个光伏组串接入 1 台 300kW 组串式逆变器；3000kW 方阵 10 个，每个方阵配置 1 台容量为 3000kVA 的箱变，每台箱变接入 10 台逆变器。每 18 个光伏组串接入 1 台 300kW 组串式逆变器；2700kW 方阵 4 个，每个方阵配置 1 台容量为 2700kVA 的箱变，每台箱变接入 9 台逆变器，每 18 个光伏组串接入 1 台 300kW 组串式逆变器。；2400kW 方阵 1 个，每个方阵配置 1 台容量为 2400kVA 的箱变，每台箱变接入 8 台逆变器，每 19 个光伏组串接入 1 台 300kW 组串式逆变器本并网光伏电站每个光伏方阵经逆变升压后输出电压为 35kV，在适当位置设置 35kV 电缆分接箱。每个光伏方阵电力经箱变升压至35kV 后，通过35kV 电缆分接箱并联至35kV 集电线路，集电线路汇集电力后最终通过电缆线路输送至营盘220kV 升压站。本工程采用 5 回集电线路汇集电力送入升压站。

按 2025 年第一季度价格水平计算，项目静态总投资48090.29 万元（营盘升压站送出工程分摊、分摊小湾联变改造费用），静态单位千瓦投资3053.17 元/kWp，建设期利息316.87 万元，动态总投资48407.16 万元，动态单位千瓦投资3073.41 元/kWp。按2025 年第一季度价格水平计算，项目静态总投资 48090.29 万元（营盘升压站送出工程分摊、分摊小湾联变改造费用），静态单位千瓦投资 3053.17 元/kWp，建设期利息316.87 万元，动态总投资48407.16 万元，动态单位千瓦投资3073.41 元/kWp。

2.5 建设项目站址条件

2.5.1 项目地理位置

龙街光伏发电项目位于南涧县公郎镇龙平村周围，场址地理坐标介于东经 100°16'56"～100°20'19"，北纬24°48'26"～24°51'49"之间，海拔高程在 1775m～2053m 之间。额定容量 130MW，安装容量 157.50924MWp。

项目工程地理位置如图 2.5-1 所示。



图 2.5-1 龙街光伏发电项目站址地理位置图

2.5.2 太阳能资源条件

南涧县多年平均日照时数为 2427.9h，多年平均日照百分率为 55%，太阳总辐射量在 5760MJ/m^2～6300MJ/m^2 之间，具有非常好的太 阳能资源开发潜力，属于云南省太阳能资源较佳开发区之一。

本工程场址采用的等效多年平均太阳总辐射量为 5480.9MJ/m^2，根据《太阳能资源评估方法》（GB/T 37526-2019）判定其太阳能资源丰富程度为很丰富，资源具备开发条件。

2.5.3 地形地貌条件

本工程主要利用各片区南向坡地，总体地形均较平缓，局部地形坡度较陡，地形坡度在 15°~45°之间，场址区主要地类为茶园地，场址周边无高大山体遮挡，有布置光伏阵列的地形地貌条件。场址区地形地貌见图 2.5-2。



图 2.5-2 龙街场址区地形地貌

2.5.4 交通运输条件

龙街光伏发电项目位于南涧县公郎镇龙平村周围，场址地理坐标介于东经 100 °16'56 "～100 ° 20' 19 "，北纬 24 °48'26 " ～ 24° 51'49"之间，海拔高程在 1775m～2053m 之间，场区距离南涧县城直线距离约 28.5km。

场址及其周边有多条公路通过，交通运输条件较为便利。其中，G214 国道从场址中部通过。可通过可保线进入场内，交通运输条件较好。对外交通路线为：国内高速公路网→南宁高速→南涧南收费站→G214 国道祥临公路→乡村道路→场址各片。本项目对外交通示意图如图所示：

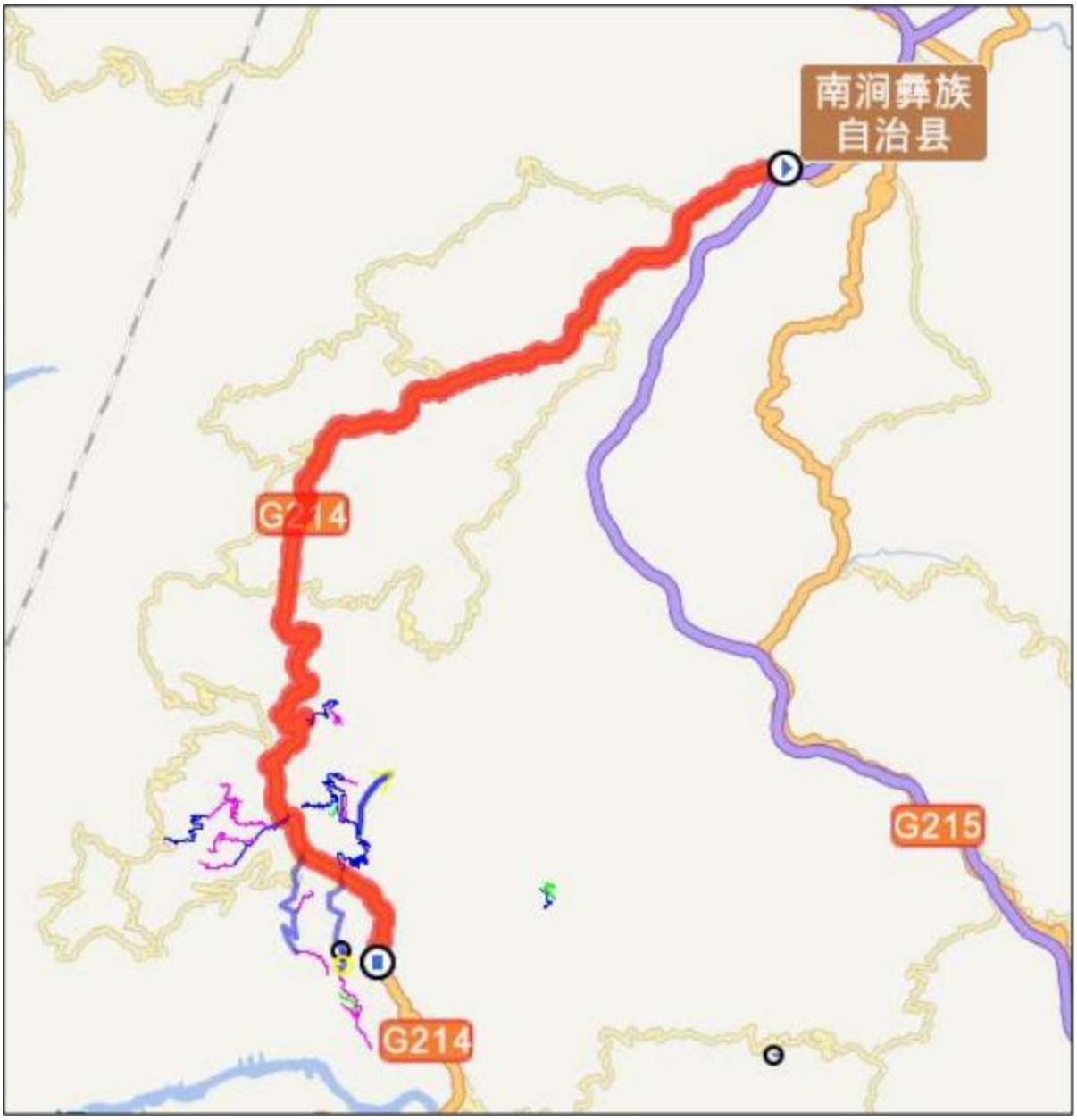

图 2.5-3 场址对外交通示意图

2.5.5 土地利用情况

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。

2.5.6 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、风景名胜区、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，居民区与主要施工区域距离较远，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 气象条件

南涧县气象站地理位置为东经 98°58'，北纬 24°04′，海拔 1008.4m。其观测资料对于全县具有较好的代表性。南涧县气象观测站多年气象特征值见表 2.5-1。

表 2.5-1　南涧县气象站多年气象特征值

项　目	单位	数值
多年平均气压	pha	858.2
多年平均气温	℃	19.2
多年极端最高气温	℃	35.9
多年极端最低气温	℃	-0.8
多年平均水汽压	mb	14
多年平均相对湿度	%	63
多年最小相对湿度	%	4
多年平均晴天日数	天	84.4
多年平均阴天日数	天	120.6
多年平均总云量	成	5.5
多年平均降水量	mm	735.5
多年最大日降水量	mm	96.7
多年平均蒸发量	mm	3046.8
多年平均风速	m/s	2.8
多年最大风速	m/s	/
多年最多风向		SW　　C
多年最多风向频率	%	29,35
多年平均地面温度	℃	21.5
多年极端最高地面气温	℃	68.7
多年极端最低地面气温	℃	-6.5
多年平均日照时数	hr	2451.8
多年平均日照百分率	%	55
多年平均大风日数	天	32.9

项　目	单位	数值
多年平均沙尘暴日数	天	0
多年平均雾日数	天	0.6
多年平均冰雹日数	天	0.8
多年平均雷暴日数	天	43.6
多年最大积雪深度	cm	0
多年最大冻土深度	m	无

多年逐月气象特征值

南涧县气象站逐月平均气象特征值见表 2.5-2 所示。

表 2.5-2 南涧县气象站逐月平均气象特征值

月份 项目	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
平均降水量（mm）	14.5	20.5	21.3	23.7	51.6	109.1	133.6	138.3	97.6	72.3	42.3	10.6	735.4
平均温度 （℃）	12.4	14.5	17.9	20.8	23.5	24.2	23.8	23.4	22.2	19.7	15.5	12.4	19.2
平均相对湿度（%）	57	52	47	50	55	66	72	74	74	72	70	64	62.8
平均最低气温 （℃）	0	1.6	0.6	7.1	11.9	13.3	15.4	15	11.3	7.8	2.9	-0.8	7.2
平均最高气温 （℃）	25.2	29.7	31	34.6	35.6	35.9	34.5	33.8	34.2	31.7	28.7	25.4	31.7
平均风速（m/s）	2.9	3.6	3.8	3.9	3.7	3.3	2.7	1.9	1.9	2	2	2.3	2.8
平均日照时数（h）	242.1	222.3	254.5	245.5	237.9	163.6	135.6	162.2	162	186.1	204.8	235.2	2451.8

2.6 建设项目工程地质

2.6.1 区域地质条件

2.6.1.1 区域地质概况

拟建场地及附近存在 F31 澜沧江断裂与拟建场地关系见图 2.6-1，对该断裂描述如下：

（一）F31 澜沧江断裂

澜沧江断裂南段北端于热水塘附近斜交于断裂北段 向东沿澜沧江河谷延展，经乌支、大江边、漫旧之后 ，转向南东方向延伸，至安乐村南基本上沿澜沧江呈东西一南东方向的弧形伸展 ，再往南东经窑房坝、城子、平安村、纳板、曼迈、景洪、景洪十分场、曼东 、曼迈,至勐宋附近延人缅甸。长约 370 km。总体呈一弯曲幅度不大的反“S”形 。断面陡倾至直立达 70 ° ~80 ° 。沿断裂发育宽达数百米的糜棱岩带和破碎带 。断裂基本沿临沧花岗岩体东侧延伸 ，并使花岗岩发生强烈糜棱岩化 。断裂该段与区域重力梯级带相吻合，沿断裂带亦形成一明显磁异常带，显示出断裂该段存在深部地质构造背景。该断裂为早—中更新世断裂 ，不属发震断裂。该断裂位于场地南侧 ，距离场地最近 12km。

（二）F81 普洱(宁洱)断裂为无量山断裂带中支断裂。北于热水塘西交于北东向断裂，向南经勐统、镇源、顺南、西萨、普洱、锥栗河、盐水塘、石膏井、勐旺、瑶家大寨，于洛得东南延人老挝。长约 200 km ，总体走 向北北西 ，倾向北东或南西，倾角多大于 70 ° 。在普洱至盐水塘之间，沿走向常被短小的北东向或东西向次级断裂切错。该断裂为中—晚更新世断裂，不属发震断裂。该断裂位于场地南侧，距离场地最近 9.8m。

拟建场地 10Km 范围内没有发震断裂通过，10km 以内有二级断裂带发育，根据《建筑抗震设计标准》(GB50011-2010)(2024 年版) ，建筑结构的抗震性能化设计时需按 1.25 倍距离考虑近场影响。

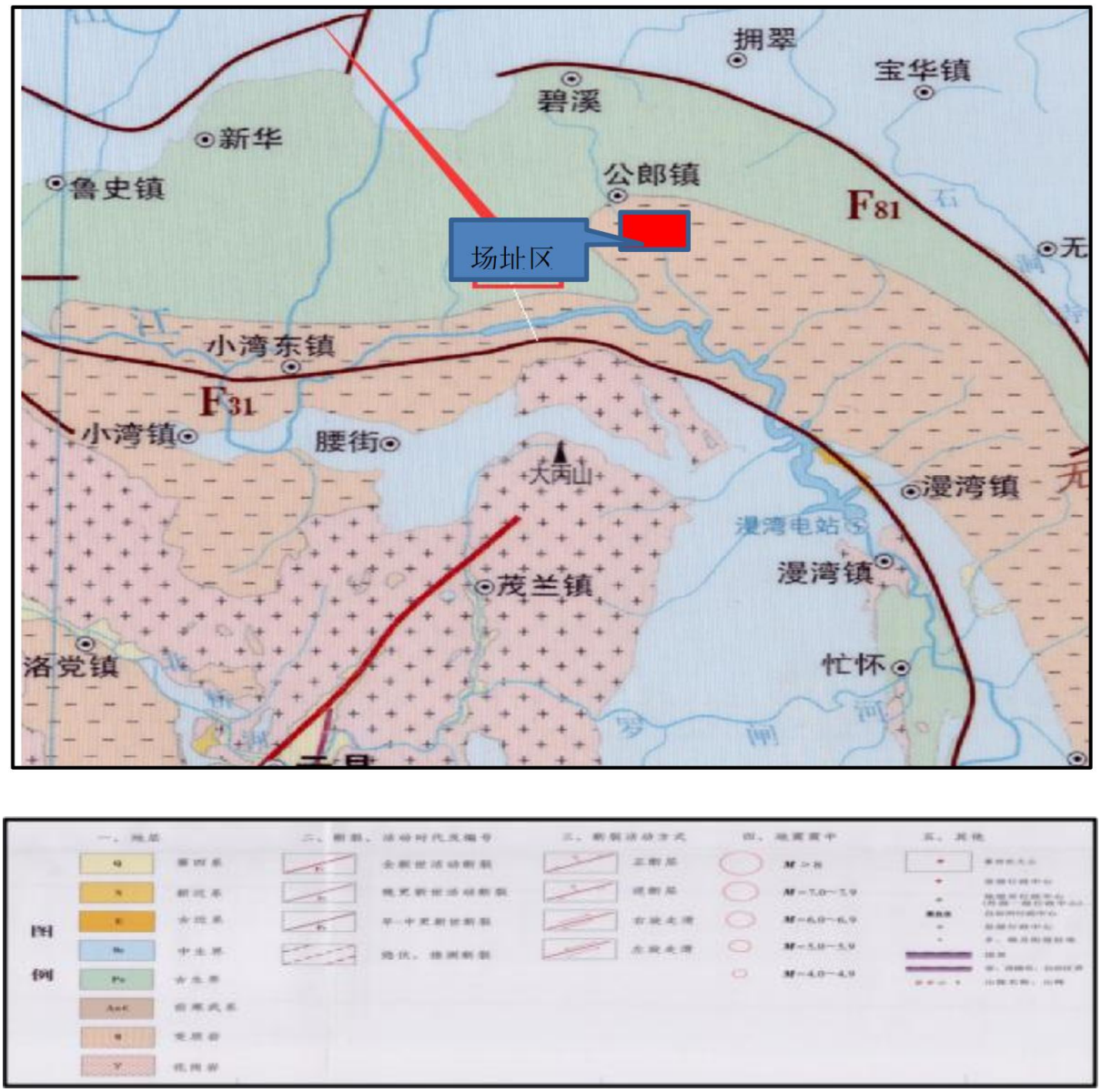

图 2.6-1　　场址区活动断裂图

2.6.1.2 区域构造稳定性评价

根据 1：400 万《中国地震动峰值加速度区划图》及《中国地震动反映谱特征周期区划图》（GB18306-2015），工程区II类场地 50 年超越概率 10%的地震动峰值加速度为0.20g，对应的地震基本烈度为VIII度，基本地震动加速度反映谱特征周期为0.45s（见图 2.6-2～2.6-3）。

根据《水电工程区域构造稳定性勘察规程》（NB/T 35098-2017），本工程满足地 震动峰值加速度为0.20g，地震烈度为Ⅷ度，5km 以内无活动断层，工程场址区周边5km 区域无震级M 小于4.7 级地震活动，判定场址区域构造稳定性分级为稳定性较好。

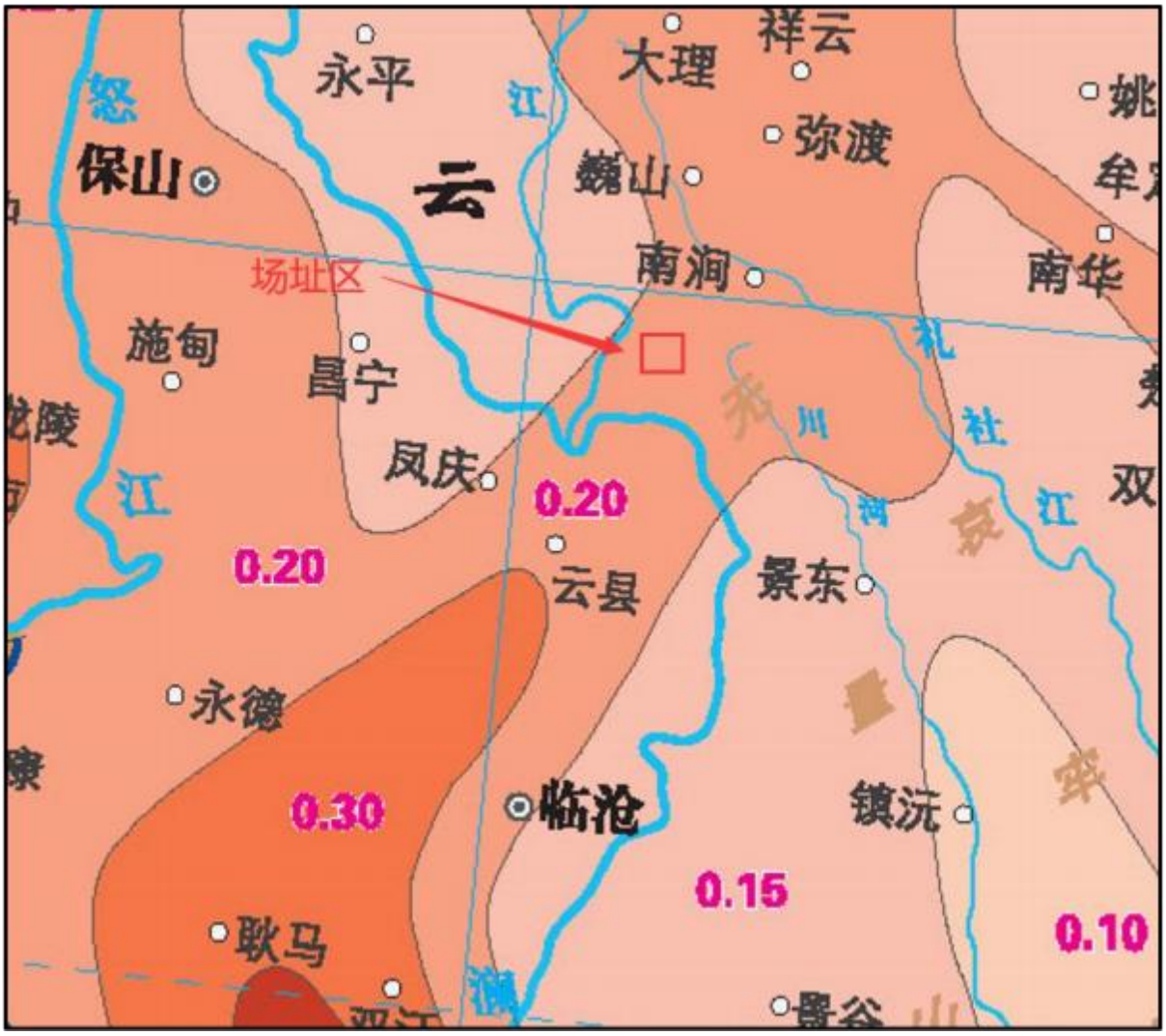

图 2.6-2　场址区地震加速度区划图

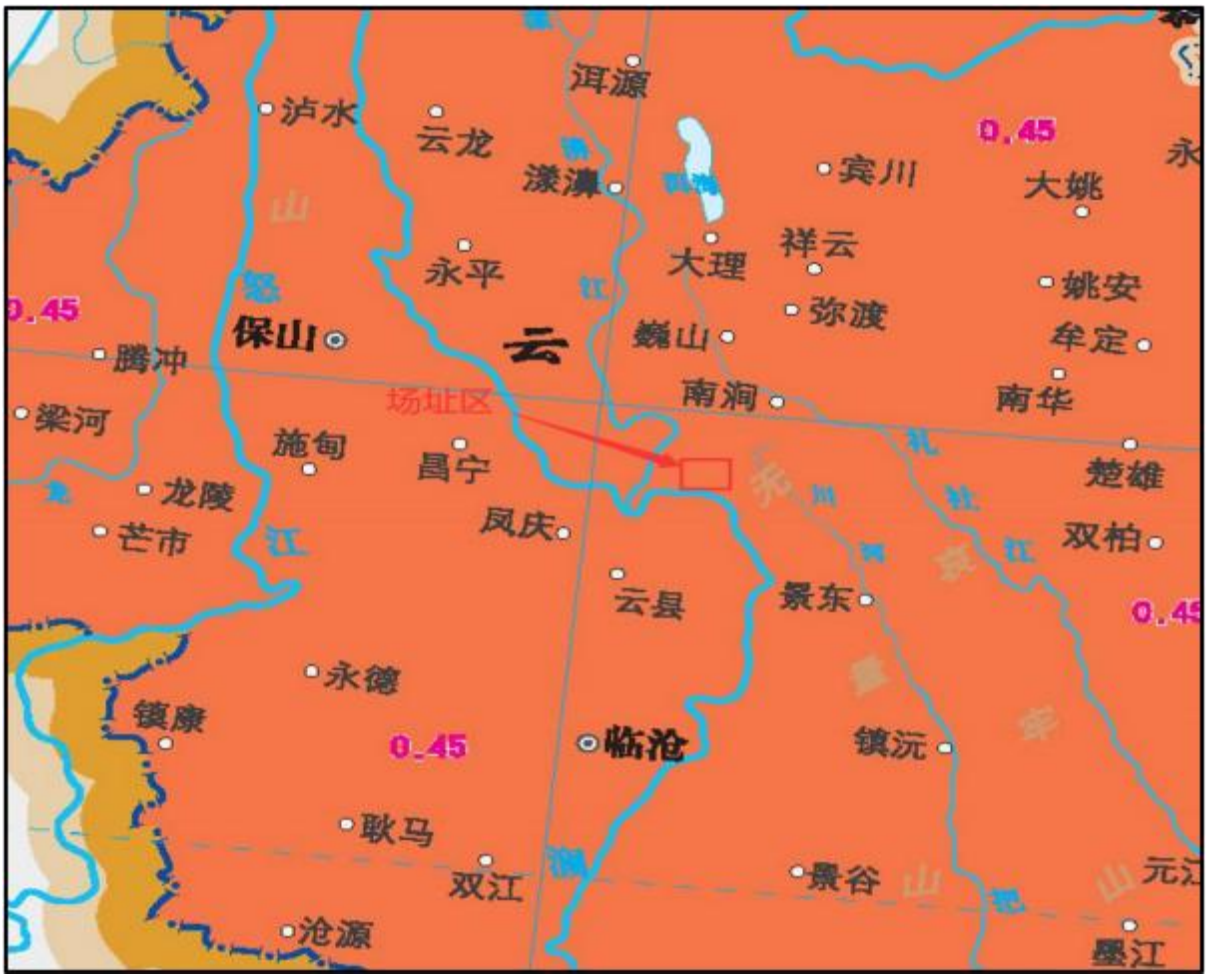

图 2.6-3　场址区反应谱特征周期区划图

2.6.2 场地基本地质条件

2.6.2.1 地形地貌

龙街光伏发电项目场址范围位于云南省大理州南涧县，场址在金山村及底么村附近的山坡上。场区地块总体上较为集中，海拔高程在 1510m～2370m 之间，光伏项目规划容量 130MW。场区距南涧县城直线距离约 39.94km。地形起伏不大，整体属构造、剥蚀—高中山地貌单元。

2.6.2.2 地层岩性

场区地表由第四系坡积、残积层（Q^{dl+el}）覆盖，其物质组成主要为粉质粘土，部分 混少量碎石，场址区出露的地层主要为寒武系无量山群变质砂岩及片岩，地层由新至老 叙述如下：

①第四系全新统坡、残积层（Q^{dl+el}）：主要为碎石土夹黏土、碎石质黏土、粉质黏土，

可塑～硬塑状。该层分布范围遍及整个场区，山顶、山脊部位厚度较薄，一般厚0.5~ 2m ，局部低洼地段厚度大于5m 。场址大部分区域均有出露。

②寒武系无量山群第三段(∈wl³)：灰绿色、灰褐色变质细砂岩及云母片岩。分布于场址区北部及东部。

③寒武系无量山群第一段(∈wl¹)：灰绿色、灰褐色石英片岩及变质砂岩。分布于场址区西部及南部。

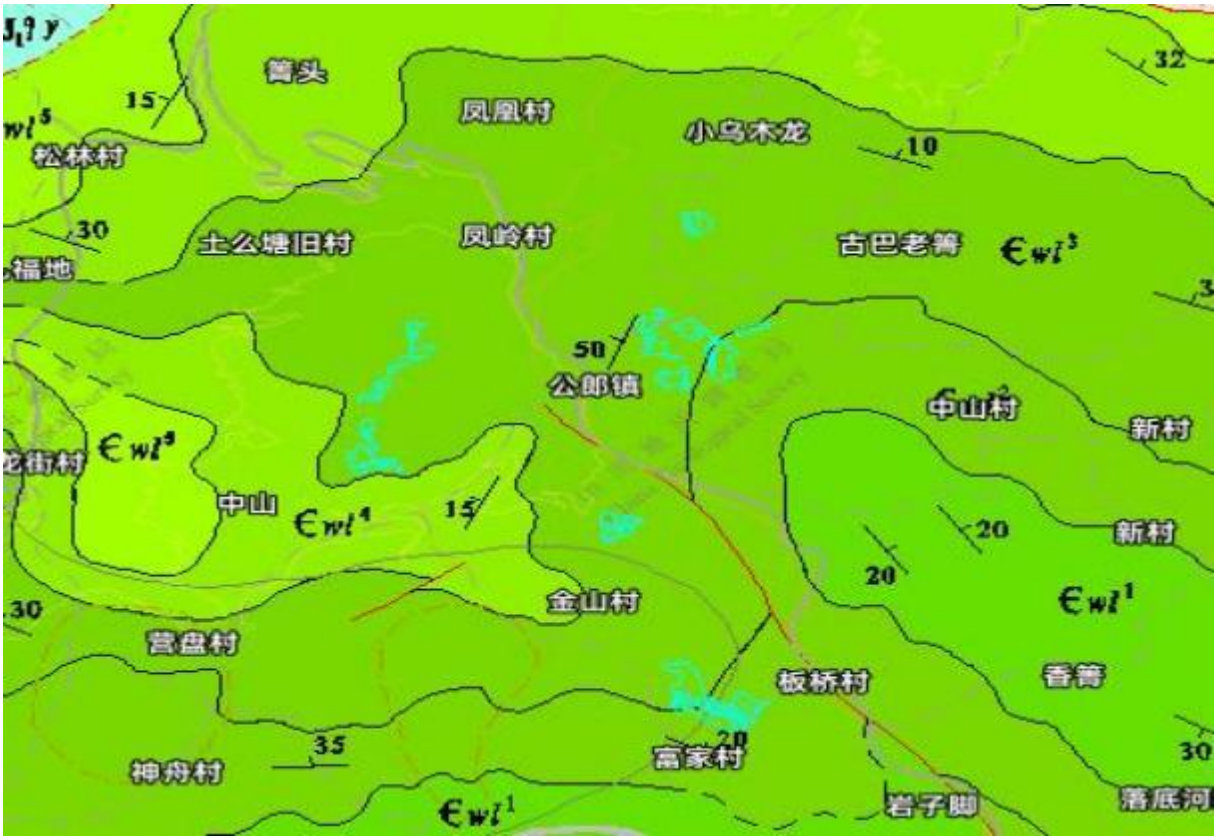

图 2.6-4 工程区地质简图（1:20 万）

2.6.2.3 不良地质现象

拟建工程场地属构造、剥蚀—高中山地貌单元，地势起伏不大，不良地质现象主要 以岩体风化为主，场址区基岩以变质砂岩、片岩为主，变质砂岩、片岩抗风化能力较强， 节理裂隙发育浅表，一般呈强风化；除此之外，场址区及其附近未发现规模较大的滑坡 体、崩塌体及泥石流等不良物理地质现象。

2.6.2.4 水文地质条件

场址区地下水主要接受大气降水补给，地下水动力条件较为复杂。降水主要沿地表垂直下渗或少量汇入冲沟。地下水类型主要有基岩裂隙水、孔隙水。基岩裂隙潜水主要

赋存在变质砂岩、片岩的节理裂隙中，孔隙水主要赋存于第四系松散堆积物的孔隙中。

地层岩性控制了含水层的分布和地下水的富集，地质构造和地貌则影响地下水的补给、赋存和排泄条件。根据岩石透水性的差异，场区分布的变质砂岩、片岩属弱透水层，一般水量不丰富。

根据野外地质调查，场区内地下水排泄基准面较低，地下水埋藏深度一般超过 20m。

（1）孔隙水：主要赋存于第四系松散沉积物中。

（2）基岩裂隙水：主要赋存在基岩中，地下水的赋存、运移、排泄受岩性控制，变质砂岩、片岩透水性较弱。

场地内地下水位埋深较大，建筑物基础位于地下水位以上，基础设计及施工可不考虑地下水对基础的不利影响，仅需考虑地表水对工程建设的影响。地基土对混凝土结构、对钢筋混凝土结构中的钢筋及钢结构具微腐蚀性。

2.6.2.5 岩（土）体物理力学参数

根据该工程的现场地质条件并类比相邻工程经验，提出各类岩（土）体的主要物理力学参数建议值见表2.6-1。

表 2.6-1 岩（土）体的主要物理力学参数建议值表

地层编号及名称	天然容重γ（kN/m³）	压缩系数a1-2（MPa-1）	抗剪断强度		承载力特征值（kPa）	参考电阻率（Ω×m）	干作业钻孔桩极限侧阻力标准值（kPa）	干作业钻孔桩极限端阻力标准值（kPa）
			内摩擦角（°）	黏聚力（kPa）				
①碎石质黏土	16～19	0.30～0.50	15～20	25～30	130～160	200～400	60～80	800～900
②强风化变质砂岩、片岩	22～25	/	30～35	70～90	300～500	800～1000	160～220	1600～2200
③中风化变质砂岩、片岩	25～27	/	50～70	90～140	500～800	1000～3000	220～300	2200～3000

注：岩石C、Φ值为岩石抗剪强度经验值，参考《工程地质手册第五版》表3-1-43和《水利水电工程地质勘察规范GB50487-2008》表E.0.4，单位GPa为岩石变形模量。

2.6.3 场地工程地质条件评价

2.6.3.1 场地工程地质条件

龙街光伏发电项目位于南涧县公郎镇龙平村周围 ，场址地理坐标介于东经 100 ° 16'56 " ～100 ° 20' 19 "，北纬 24 ° 48'26 " ～ 24 ° 51'49" 之间，海拔高程在 1775m～2053m 之间。额定容量 130MW，安装容量 157.50924MWp。地形起伏不大，整体属构造、剥蚀—高中山地貌单元。不良地质现象主要以岩体风化为主，场址区基岩以变质砂岩为主，变质砂岩抗风化能力较强 ，节理裂隙发育浅表，一般呈强风化；除此之外，场址区及其附近未发现规模较大的滑坡体、崩塌体及泥石流等不良物理地质现象。

2.6.3.2 场地地震效应

根据 1：400 万《 中 国地震动峰值加速度 区划 图 》及《 中 国地震动反 映谱特征周期 区划图 》（GB18306-2015），工程区Ⅱ类场地 50 年超越概率 10%的地震动峰值加速度为 0.20g，经修正后Ⅰ$_1$场地地震动峰值加速度取值 0. 17g，对应的地震基本烈度为Ⅷ度，基本地震动加速度反 映谱特征周期为 0.45s。经修正后Ⅰ$_1$场地地震动反应谱特征周期为 0.35s。设计地震分组为第三组。

地基岩土体由坡残积层粉质黏土、黏土和风化岩组成，不存在饱和粉土、砂土等可液化土层 ，且地下水埋藏较深，不考虑场地土地震液化问题。

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。

2.6.3.3 场地稳定性及适宜性评价

场址区域构造稳定性分级为稳定性较差。建设场址属于建筑抗震一般地段，局部较陡为不利地段。拟建场地工程地质条件复杂，场地及周边不存在影响场地安全的滑坡、泥石流、流动沙丘 、采空区、岩溶、地面沉降 、 危岩和崩塌等不良地质作用和地质灾害。《光伏发电工程地质勘察规范 》 （NB/T 10100-2018）附表 C，本工程场地稳定性分级为稳定性差。

根据《光伏发电工程地质勘察规范 》 （NB/T 10100-2018）附表 D，因本建设工程场地稳定性分级为稳定性差，故本场地工程建筑适宜性分级为适宜性差。

2.6.3.4 场地土类型及场地类别

根据野外地质测绘 ，拟建场址区地表多为第四系坡、残积层，下伏基岩岩性为变质砂岩、片岩。结合场地土层结构及力学性质，判定场地土的类型主要为中硬场地土，覆盖层厚度＜5m，故场地类别为Ⅰ$_1$类。

2.6.3.5 地基土工程性能评价

①碎石质黏土、砾质粘性土、粉质黏土： 褐黄色、褐红色， 可塑～硬塑状。该层分布范 围遍及整个场区， 山顶、 山脊部位厚度较薄， 一般厚 0. 5～ 2m， 局部低洼地段厚度大于 5m。场址大部分 区域均有 出露 。具一定 的承载力。但分布不均匀，不可作为基础持力层。

②强风化变质砂岩、片岩：灰绿色、 灰褐色，强风化，变余结构，定向性构造，层厚 10～ 20m。物理力学性质较好，承载力较高，可作为基础持力层。

③中风化变质砂岩、片岩：灰绿色、灰褐色，中风化，变余结构，定向性构造，层厚 ＞20m。物理力学性质好，承载力高，可作为基础持力层或 良好下卧层。

地基土各岩（土）层物理力学性质均能满足光伏阵列各建构筑物工程设计要求。根据基础埋置深度，光伏 阵列 区基础主要可选 ②层强风化变质砂岩、片岩及③层中风化变质砂岩、片岩作为基础持力层。

2.6.3.6 地基岩土构成及特征

地基岩土主要由①碎石质黏土、砾质粘性土、粉质黏土和②强风化变质砂岩、片岩及③中风化变质砂岩、片岩构成；局部残坡积层较厚的地方，地基土全为①层碎石质黏土、砾质粘性土、粉质黏土，该地基相对承载力较低，能够满足光伏阵列区承载力要求；升压站一带建议基础形式用扩大基础或独立基础；大部分地基土为①层碎石质黏土、砾质粘性土、粉质黏土和②层强风化变质砂岩、片岩共同组成，上部为①层，下部为②层；该类地基土承载力较高，是良好的地基层。

2.6.3.7 地基土均匀性评价

拟建工程地处构造剥蚀、剥蚀—高中山地貌单元，地表基岩与覆盖层交错分布，第 四系覆盖层与基岩面起伏较大。因此，各基础开挖面的地基中可能基岩与覆盖层交错分 布，地基土的物理力学性状差异较大，因而可能存在不均匀变形稳定问题。

由于受侵蚀程度及风化程度影响，覆盖层性质及厚度差异较大，地基存在明显的不均匀性。可视为不均匀地基。

2.6.3.8 地基基础方案建议

太阳能光伏阵列的基础型式建议采用桩基础，桩型可选用钻孔灌注桩。

2.6.3.9 主要工程地质问题

（1）太阳能光伏阵列主要布置于平缓开阔的山坡部位，覆盖层厚度较厚，自然山 坡基本稳定。一般情况下基础开挖范围深度不大，边坡稳定问题不突出。

（2）太阳能光伏阵列布置后，施工道路为了避开光伏阵列，局部可能将顺山坡布 置，边坡开挖施工道路可能会影响太阳能光伏阵列基础的稳定，因此，应合理设计解决 太阳能光伏阵列与交通道路的关系。

（3）冲沟发育情况及对场址不利影响的评价

场址片区发育几条较小的冲沟，均为季节性冲沟，且整体坡度较为平缓，冲沟距离 光伏阵列有一定安全距离，几乎无直接破坏作用，对临沟一带边坡，需做防护处理。整 体而言，冲沟水流排泄条件较好，对建筑物破坏作用有限。

综上，该场址工程地质问题不突出，在施工中引起的较轻次生地质灾害，经相应的 处理后对拟建建筑物地基基础影响较小。

2.6.4 天然建筑材料

工程区附近主要分布的岩性为变质砂岩、片岩为主，岩体抗风化能力弱，不可直接 作为工程所需的混凝土骨料。

工程所需的天然建筑材料考虑到建筑材料使用较少，也可以就近购买质量符合要求的成品。

2.6.5 结论及建议

（1）根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015），工程区Ⅱ类场地 50 年超 越概率 10%的地震动峰值加速度为 0.20g，经修正后Ⅰ1 场地地震动峰值加速度取值 0. 17g，相对应的地震基本烈度为Ⅷ度，地震动反应谱特征周期为 0.45s。经修正后Ⅰ1 场地地震动反应谱特征周期为 0.35s。设计地震分组为第三组。

（2）场址区内无制约工程建设的滑坡、崩塌、泥石流等不良物理地质现象，自然山坡稳定。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。

（3）根据野外地质测绘，拟建场址区地表多为第四系坡、残积层，下伏基岩岩性为变质砂岩、片岩。结合场地土层结构及力学性质，判定场地土的类型主要为中硬场地 土，覆盖层厚度＜5m ，故场地类别为Ⅰ$_1$类。

（4）地基土各岩（土）层物理力学性质均能满足光伏阵列各建构筑物工程设计要 求。根据基础埋置深度，光伏阵列区基础主要可选②层强风化变质砂岩、片岩及③层中 风化变质砂岩、片岩作为基础持力层。

（5）场址内物理地质现象以岩体风化为主，自然边坡稳定且周边无发震断裂经过，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，局部较陡处为不利地段。

（6）场址区域构造稳定性分级为稳定性较差。建设场址大部分属于建筑抗震一般 地段。拟建场地工程地质条件复杂，场地及周边不存在影响场地安全的滑坡、泥石流、 流动沙丘、采空区、岩溶、地面沉降、危岩和崩塌等不良地质作用和地质灾害。《光伏 发电工程地质勘察规范》（NB/T 10100-2018）附表 C，本工程场地稳定性分级为稳定性较差。

（7）根据《光伏发电工程地质勘察规范》（NB/T 10100-2018）附表 D ，因本建设工程场地稳定性分级为基本稳定，故本场地工程建筑适宜性分级为适宜性差。

（8）场地内地下水位埋深较大，建筑物基础位于地下水位以上，基础设计及施工可不考虑地下水对基础的不利影响，仅需考虑地表水对工程建设的影响。地基土对混凝 土结构、对钢筋混凝土结构中的钢筋及钢结构具微腐蚀性。

（9）建议下阶段对场址进行工程地质详细勘察，为设计和施工提供详实的工程地 质资料。

2.7 总平面布置

2.7.1 升压站布置

龙街光伏发电项目不设置升压站，街光伏电站以 5 回35kV 线路接入营盘220kV 升压站，新建线路长度单回约为 15.5km，双回约为 13.1km，导线截面按240mm^{2}选择。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。故在本报告中，不对升压站总平面布置部分进行描述。

2.7.2 阵列区布置

光伏阵列根据场址地形和可用区域确定，场址总体如下图所示。

光伏列阵区分部图见 2.7-1 场址区卫星影像图。



图 2.7-1 场址区卫星影像图

2.7.3 道路布置

场区内的道路根据地形及光伏板矩阵布置设置，尽量利用现有道路，其它道路设置满足场区交通运输需求，且坡度不宜过大。考虑到光伏设备组件整体尺寸不大，对运输 道路要求不高，为节约投资，对道路范围内的场地稍作平整硬化处理，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。

场内道路设计标准为参考露天矿山三级。设计时速 15 公里，并综合考虑本工程实际地形条件，设计最大纵坡度不超过 16%。路基与路面按以下设计原则设计。

（1）路基

一般路基设计原则：

根据沿线自然条件、工程地质条件和筑路材料的分布情况，依据交通部部颁《公路 工程技术标准》（JTG B01-2014）、《公路路基设计规范》（JTG D30-2015）以及外业勘察调查资料进行设计。选择适宜的路基断面形式、边坡坡度及防护措施，以保证公路 营运时路基具有足够的强度、稳定性和耐久性。

路基应能承受交通荷载的作用，具有足够的强度、稳定性和耐久性；路基设计应因 地制宜，就地取材，移挖作填。

场内道路路基横断面为 0.25m（路肩）+3 .5m（车行道）+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，拟采用 20cm 山皮石面层。

（3）道路排水

道路边沟采用 30cm × 30cmC20 混凝土沟形式。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，水引至道路边沟。

2.7.4 其他防护功能设施布置

（1）在电站周围设置隔离防护栅栏，避免非专业人员接触发电设备，以免引发安全事故。

（2）光伏方阵配备防雷电保护装置。对于可能遭遇雷击的建筑物屋顶、设备等采取避雷带或避雷针保护；对防火、接地、应对强风方面加大防护力度，定期清理光伏组 件上的垃圾。

（3）防火、消防设施

1）电站内的建（构）筑物与电站外的建（构）筑物、堆场、储罐之间的防火间距应符合《建规》的规定。大、中型光伏发电站内的消防车道宜布置成环形，当为尽端式 车道时，应设回车场地或回车道。

2）变压器及其他带油电气设备防火措施：

①由于带油电气设备在使用过程中容易引发火灾，为了防止火势蔓延到贴邻建（构）筑物，在与其他建（构）筑物贴邻侧应设置防火墙；

②屋内单台总油量为 100kg 以上的电气设备，屋外单台油量为 1000kg 以上的电气设备，应设置贮油或挡油设施，贮油设施内应铺设卵石层；

③由于光伏电站占地面积大，电缆分布广，无法针对电缆设置固定的灭火装置，在 电缆沟道内应采用防火分隔和阻燃电缆作为应对电缆火灾的主要措施，集中敷设于沟 道、槽盒中的电缆宜选用 C 类或 C 类以上的阻燃电缆；

④运行和维护人员应具备相应的专业技能，维护前必须做好安全准备，断开所有应断开开关，确保电容、电感放电完全，必要时应穿绝缘鞋，带低压绝缘手套，使用绝缘 工具，工作完毕后应排除系统可能存在的事故隐患；

⑤光伏发电站火灾危险源主要是电缆及电气类设备，可在大型光伏发电站或无人值守电站设置火灾报警系统。

根据地质调查，场地内未发现较大规模的滑坡、泥石流等不良物理地质现象。局部体积较小的滑坡、崩塌体，多与人工开挖边坡有关，对工程影响不大。光伏板多依地势而建，基本不存在较大切坡，因此光伏区基本不存在边坡问题，局部需特殊处理的，需待下阶段进一步查清是否存在边坡问题。

2.8 光伏发电系统

本工程安装容量 157.50924MWp，额定容量 130MW，属于集中式大型并网光伏电站工程，主要由光伏阵列、箱逆变单元、升压系统等部分组成。

2.8.1 主要设备选型

2.8.1.1 光伏组件选型

本工程采用的710Wp单晶硅双面光伏组件的典型参数见表2.8-1所示：

表 2.8-1 光伏组件典型参数表

项目	单位	参数
峰值功率	Wp	710
组件长	mm	2384
组件宽	mm	1303
组件高	mm	33
开路电压	V	50.01
短路电流	A	18
光伏组件的工作电压	V	41.93
光伏组件的工作电流	A	16.95
光伏组件的开路电压温度系数	%/℃	-0.22
光伏组件的工作电压温度系数	%/℃	-0.24
光伏组件工作条件下的极限低温	℃	-40
光伏组件工作条件下的极限高温	℃	85
组件重量	kg	37.5
首年功率衰减率	%	1
首年后后逐年衰减率	%	0.3

2.8.1.2 逆变器选型

组串式逆变器的选择应综合考虑市场主流产品及本工程单个光伏组串容量。目前国内主流生产厂家生产的主流组串式逆变器为300kW型号，所选逆变器主要参数见表2.8-2。根据本工程实际布置情况，考虑项目场址现状为复杂山地且地块分散，推荐本工程选择300kW 组串式逆变器，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	28
	MPPT 路数	14
	允许电压范围（Vac）	500～1500
	每路MPPT 最大输入电流（Adc）	12×40
输出参数	额定交流输出功率（kW）	320
	最大输出功率（kVA）	352
	最大输出电流（Aac）	254
	额定电网频率（Hz）	50
	额定输出电压（V）	800，3W+PE
	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（%）	99.01
	中国效率（%）	98.52
	外壳防护等级	IP66
	环境温度 （℃）	-30～60
	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）	5000（＞4000　降额）
	通讯方式	RS485
	宽×高×深（mm）	1136×870×361
	重量（含挂架，kg）	≤116

2.8.1.3 逆变器容配比设计

本项目采用 710W 异质结光伏组件，每个组 串串联 28 块光伏组件。根据上述方案比较，并参照同等资源条件相关工程经验，本工程逆变器容配比推荐采用 1.234 ，即每台 300kW 组串式逆变器接入 18/19 路光伏组串，直 流 侧 容 量 为 357.8/377.7kWp。

2.8.2 光伏阵列的运行方式

根据项目地形地貌条件、项目地理纬度，本工程拟采用固定倾角式支架的光伏阵列运行方式；本项目位于北半球，当太阳能电池组件方位为正南方向时，电池组件日平均发电量最大，本工程推荐光伏支架倾角采用24°南向倾角，可以满足装机规模的同时发电量未衰减过多。

2.8.3 光伏方阵设计

2.8.3.1 子方阵设计

本项目采用710Wp 光伏组件进行开发，每个固定式支架布置2 排、每排布置14 块共28 块光伏组件串联后形成1 个组串，以1×28 块光伏组件构成1 个光伏支架。逆变器采用300kW 组串式逆变器，每台逆变器有2 个独立的MPPT 跟踪器，每个跟踪器接入4 个光伏组串，共接入18/19 路组串。场址区地形复杂，敏感因素分布较多，根据光伏组件布置情况，本光伏电站共有5 种光伏方阵：3600kW 方阵配置3600kVA 的箱变，有阵列14 个；3300kW 方阵配置3300kVA 的箱变，有阵列 11 个；3000kW 方阵配置3000kVA 的箱变，有阵列10 个；2700kW 方阵配置2700kVA 的箱变，有阵列4 个；2400kW 方阵配置2400kVA 的箱变，有阵列1 个，共有组串7923 串，安装光伏组件221844 块，安装容量157.50924MWp，标称额定容量130MW，容配比为1.2125 。

系统组成见下表2.8-3

表2.8-3 光伏发电系统组成

光伏阵列分类	单个光伏阵列			每种光伏阵列小计					
	组串数量	交流侧容量（kW）	箱变规格	阵列数量	逆变器数量	组串数量	组件数量	安装容量（MWp）	额定容量（MW）
3600kW 方阵	3024	3600	3600kVA	14	168	3024	84672	60.12	50.4
3300kW 方阵	2299	3300	3300kVA	11	121	2299	64372	45.70	36.3
3000kW 方阵	1800	3000	3000kVA	10	100	1800	50400	35.78	30
2700kW 方阵	648	2700	2700kVA	4	36	648	18144	12.88	10.8
2400kW 方阵	152	2400	2400kVA	1	8	152	4256	3.02	2.4
合计				40	433	7923	221844	157.51	129.9

2.8.3.2 光伏组串设计

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。光伏发电子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。

根据《光伏发电站设计标准》（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：

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

$$\frac{V_{mppt\min}}{V_{pm} \times \left[1 + (t' - 25) \times K'_v\right]} \le N \le \frac{V_{\mathrm{mpptmax}}}{V_{pm} \times \left[1 + (t - 25) \times K'_v\right]} \quad (2)$$

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（℃）；

t'——光伏组件工作条件下的极限高温（℃）；

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）。

按（1）式校核，V_{dcmax} 取值 1500V，南涧县气象站极端最低气温为-0.8℃，根据场址区最高海拔校核光伏组件工作条件下极限低温 t 取值为-5.5℃，V_{oc} 根据极限低温辐射条件（取值按组件温度 25℃、辐照度 1000W/m^2、光谱 AM1.5）考虑为 49.97V，开路电压温度系数 K_v 取-0.22%/℃，据此计算组件串联数量 $N \le 28$；

按（2）式校核，$V_{mpptmin}$ 取值 500V、$V_{mpptmax}$ 取值 1500V，工作电压 V_{pm} 按照工作条件（组件温度 25℃、辐照度 1000W/m^2、光谱 AM1.5）考虑为 41.96V，光伏组件工作条件下的极限高温 t' 为 34.4℃，工作电压温度系数 K_v' 取-0.24%/℃，据此计算组件串联数量 $12 \leq N \leq 33$。

综合（1）式、（2）式计算成果，本工程组件串联数量 12≤N≤28。为了节省空间与减少成本，因此，本工程以 28 块组件为一个组串。

2.8.3.3 光伏组串单元设计

布置在一个固定支架上的所有光伏组件串联组成一个光伏组串单元。

1、组件排列方式

目前常见的排列方式主要为横向和纵向两种。采用纵向和横向两种方式排列的支架长和宽基本相当，相应的支架立柱数量并不会发生变化；同时，由于两种支架光伏组件的接线方式一样，因此其电缆用量相同。综上所述，两种支架在工程造价上的区别主要是支架材料用量不一样，根据类似工程经验，采用纵向排列方式有助于节省支架材料，便于工程安装，故本工程的组件排列方式为纵向排列。

2、组串并联数量

根据光伏组串设计成果，本工程串联光伏组件数量 N 应满足 13≤N≤28，本工程以 28 块组件为一个组串。场址内地形虽然起伏不大，但如果单支架上组件数量布置过多，则其对于地形的适应性会大大降低，并造成支架及土建工程投资的大幅增加。因此对于本工程单支架并联组串数目为 1 串。

3、单支架光伏组串排列设计

本本工程每个支架按2 排、每排 14 块组件进行设计，即：每个支架上安装28 块光伏组件构成 1 个组串，平面尺寸约为 16136mm×4788mm，如图 2.8-1 所示。

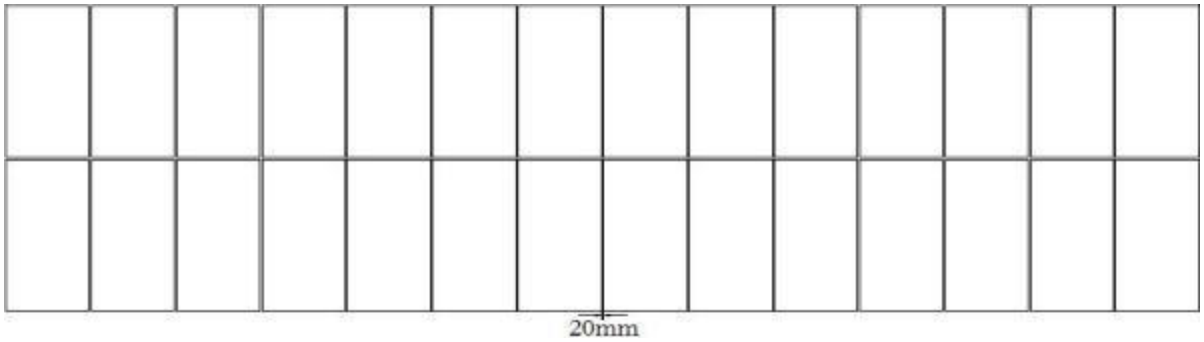

图 2.8-1 固定式支架组件排列示意图

2.8.3.4 支架、组件安装维护要求

本工程按照支架长边平行于坡面呈东西走向布置以及组件南北向倾角为进行安装。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《云南省林业和草原局 云南省能源局关于进一步规范光伏复合项目使用林草地有关事项的通知》（云林规〔2021〕5 号），电池组件阵列区在设计方面应当尽可能节约集约使用林地，光伏板最低沿与地面距离不得低于 2.5m；光伏复合项目电池组件阵列用地涉及林地以外农用地的，建设标准应严格按照《云南省自然资源厅 云南省能源局关于进一步支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的通知》（云自然资〔2019〕196 号）要求执行，即：占用耕地区按光伏组件最低沿应高于地面 2.5m、桩基间列间距大于 4m、行间距应大于 6.5m 建设，且不得破坏原有土地生产条件。

2.8.3.5 光伏组串单元间距设计

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，根据优化设计，本工程确定光伏组件南北向倾角为 24°。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。

$$D = f(l, a, b, y, \beta)$$

其中：D—支架间的南北向间距；

l—支架的宽度（南北方向）；

a—光伏阵列面与水平面的倾角；

b—所在坡地与水平面的夹角；

γ—所在坡地与正南向的夹角；

β—太阳方位角。

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。

表 2.8-3　场址区不同坡度坡向下的南北间距　　单位：m

γ \ b	0	3	6	9	12	15	18	21	24	27	30
0	3.05	2.51	2.03	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00		
10	3.05	2.57	2.15	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	

20	3.05	2.66	2.30	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
30	3.05	2.76	2.48	2.21	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
40	3.05	2.87	2.69	2.51	2.33	2.15	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
50	3.05	2.99	2.93	2.86	2.79	2.72	2.65	2.57	2.48	2.39	2.29
60	3.05	3.12	3.19	3.27	3.36	3.45	3.56	3.67	3.81	3.96	4.15
70	3.05	3.25	3.48	3.73	4.02	4.36	4.76	5.25	5.86	6.65	7.72
80	3.05	3.39	3.77	4.23	4.78	5.47	6.36	7.54	9.23		
90	3.05	3.51	4.06	4.75	5.62	6.78	8.42				
100	3.05	3.63	4.34	5.25	6.49	8.25					
110	3.05	3.72	4.58	5.71	7.31	9.75					
120	3.05	3.80	4.77	6.09	8.01						
130	3.05	3.85	4.90	6.34	8.47						
140	3.05	3.88	4.95	6.44	8.63						
150	3.05	3.87	4.93	6.38	8.48						
160	3.05	3.84	4.84	6.18	8.05						
170	3.05	3.78	4.69	5.85	7.42	9.64					
180	3.05	3.70	4.48	5.45	6.68	8.31					

注：当计算的间距小于1m时，将间距设置为1m；坡度超过25°时为满足施工条件，最小间距为1.0m。

由阵列间距计算成果可见，当坡地方位角大于90°时，阵列的南北间距会随着坡度 的增大而显著增大；在间距大于10m的区域，则不考虑布置光伏组件。在水平区域或者南向坡的区域，光伏阵列布置直接水平放置即可；对于主要朝南向、略偏东向或西向的地形，光伏阵列贴地形布置。

2.8.4 辅助技术方案

2.8.4.1 环境监测方案

本项目目前尚未设立太阳辐射观测塔，建议增设太阳能辐射观测塔，对场址区总辐射、直射辐射、散射辐射、风速、风向、气温等环境情况进行监测。

表2.9-4 环境监测主要项目

序号	监测项目
1	大气温度

2	风速、风向
3	雨量
4	直接辐射
5	散射辐射
6	总辐射
7	组件背板温度

2.8.4.2 组件清洗方案

光伏组件均为露天安置，日积月累后电池组件很容易积尘，影响发电效率。因此必须对光伏组件进行清洗，尽可能的保证电池板接收的辐射量无衰减，以提高并网光伏电站工程的发电效率。

光伏组件清洗可分为定期清洗和不定期清洗。

定期清洗一般每两个月进行一次，制定清洗路线，清洗时间安排在日出前或日落后。

不定期清洗分为恶劣气候后的清洗和季节性清洗。

恶劣气候分为大风或雨雪后的清洗。每次大风天气后应及时清洗。雨雪后应及时巡查，对落在电池面组件上的泥点和积雪应予以清洗。

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

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，确保电池面组件的清洁。

由于并网光伏电站工程占地面积较大且场区地形复杂，距离道路较远处不利于机械清洗，故本光伏电站工程的清洗方式考虑靠近道路及方便清洗车辆进入的区域采用机械清洗，其他区域采用人工清洗。机械清洗分为粗洗和精洗两种方式。在组件表面积尘到一定程度后采用移动式空气压缩机吹洗电池组件表面进行粗洗，将电池组件表面较大的灰尘颗粒吹落，但由于二次扬尘的问题，细小的灰尘仍会落在电池组件表面。之后，采用移动式节能喷水设施进行精洗。电池组件清洗后应保持其表面干燥。

2.8.4.3 组件排查运维方案

光伏组件在运行过程中，可能会出现电池片龟裂或不匹配、内部链接失效、局部被 遮挡或污染等情况，导致一个或一组电池的特性与整体不协调。失协电池不但会对组件 输出没有贡献，而且还会消耗其他电池产生的能量，并导致局部过热。这种现象称为热 斑效应。当组件被短路时，内部功率消耗最大，热斑效应最为严重，根据这一特性可采 用

以下方法排查：

1、使用红外成像仪测温快速找到故障组件所在位置。

2、运行人员值班期间，留意后台测控回传的电流及电压变化，发现数据差异较大 时，可安排维护人员实地测量逆变器直流侧各支路进线电压、电流。

3、日常巡视时，应检查组件外观是否存在玻璃面板碎裂，EVA 背板泛黄、接线盒、快速插头灼烧等痕迹。

2.8.5 年上网电量计算

2.8.5.1 计算发电量采用的气象数据

南涧县龙街光伏电站项目上网电量计算依据的水平面年太阳总辐射值采用5480MJ/m^2。

2.8.5.2 装机规模

本工程采用容量为采用 710Wp 双面光伏组件 221844 块，采用 300kW 组串式逆变器 433 台，工程安装容量 157.50924MWp ，标称额定容量 130MWac。

2.8.5.3 光伏发电系统总效率

并网光伏发电系统的总效率取决于光伏电池阵列的效率、逆变器的效率以及交流并网效率。经采用PVsyst 模拟，本项目地形条件复杂，参考本地区同类项目分析结果，考虑各项损失后本工程光伏发电系统总效率为85.28%（含背面增益），背面发电增益为3.208%。

2.8.5.4 理论发电量

经采用PVsyst 进行仿真分析，本工程安装容量157.50924MWp，光伏发电系统不考虑组件老化衰减理论上网电量为 221114 万 kW·h，理论年等效利用小时数为 1404hr。

2.8.5.5 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。本工程初拟采用组件功率首年衰减率取 1.00%、第2 年起每年衰减为0.30%。

2.8.5.6 上网电量

根据上述计算原则 ，本项目 25 年运行期内上网电量总计为 527423 万 kW·h，多年

平均上网电量为21097万 kW·h，年平均满负荷利用小时数为1339hr。

表2.8-5 逐年上网电量情况

年序	上网电量（万kW·h）	年利用小时数（hr）	年序	上网电量（万kW·h）	年利用小时数（hr）
第1 年	21893	1390	第14 年	21031	1335
第2 年	21827	1386	第15 年	20964	1331
第3 年	21760	1382	第16 年	20898	1327
第4 年	21694	1377	第17 年	20832	1323
第5 年	21628	1373	第18 年	20765	1318
第6 年	21561	1369	第19 年	20699	1314
第7 年	21495	1365	第20 年	20633	1310
第8 年	21429	1360	第21 年	20566	1306
第9 年	21362	1356	第22 年	20500	1302
第10 年	21296	1352	第23 年	20434	1297
第11 年	21230	1348	第24 年	20367	1293
第12 年	21163	1344	第25 年	20301	1289
第13 年	21097	1339	多年平均	21097	1339

表2.8-6 上网电量统计表

项　　目	单位	数值
安装容量	MWp	157.50924
额定容量	MWac	130
25 年总上网电量	万kW·h	527423
年平均上网电量	万kW·h	21097
年平均等效满负荷小时数	hr	1339

2.9 电气

2.9.1 接入电力系统方案

本项目装机规模为130MW，供电范围初步拟定为云南省境内。

考虑光伏电站装机容量、地理位置及附近区域电网规划情况，结合光伏电站本身特点，以及就近上网、节约投资的原则，拟定接入系统方案为：龙街光

伏电站以 5 回35kV 线路接入营盘220kV 升压站，新建线路长度单回约为 15.5km，双回约为 13.1km，导线截面按240mm² 选择。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。

2.9.2 电气一次

2.9.2.1 电气主接线

1、光伏阵列电池板接线设计

依据本工程系统总体设计方案，光伏方阵支架根据地形进行布置，本项目采用 710Wp 光伏组件进行开发，每个支架布置2 排、每排布置 14 块光伏组件，每个支架由 28 块光伏组件串联后形成 1 个组串接入组串式逆变器。

2、电气主接线

本项目有5 种光伏方阵，共有方阵40 个，其中3600kW 方阵 14 个，3300kW 方阵 11 个，3000kW 方阵 10 个，2700kW 方阵4 个，2400kW 方阵 1 个；3600kW 方阵配置 12 台 300kW 组串式逆变器，每台逆变器接入 19/18 路并联光伏组串，3300kW 方阵配置 11 台 300kW 组串式逆变器，每台逆变器接入 19 路并联光伏组串，3000kW 方阵配置 10 台 300kW 组串式逆变器，每台逆变器接入 18 路并联光伏组串；2700kW 方阵配置9 台 300kW 组串式逆变器，每台逆变器接入 18 路并联光伏组串，；2400kW 方阵配置8 台 300kW 组串式逆变器，每台逆变器接入 19 路并联光伏组串逆变器接入箱式变压器的低压侧母线排，这种接线方式压降较小，光伏组串到逆变器之间的直流电缆和逆变器到 35kV 箱变的交流电缆平均压降小于2%，系统总效率高。

本光伏电站每个光伏方阵经逆变升压后输出电压为35kV，接入35kV 箱变，在光伏场区，35kV 集电线路连接所有箱变汇集光伏电力后集中输送至220kV 升压站。本工程采用 3 回集电线路汇集电能送入升压站。

2.9.2.2 光伏发电系统设备选择

1、光伏发电系统设备选择

（1）直流系统方案

本项目共有 5 种光伏阵列，各种光伏方阵的直流系统方案见下表。

表 2.9-1 光伏方阵种类及直流系统方案

光伏阵列分类	逆变器型号	每个方阵逆变器数量	每个方阵接入组串数量	每个方阵交流侧容量（kW）	方阵数量（个）
3600kW 方阵	300kW	14	216	3600	14
3300kW 方阵	300kW	11	209	3300	11
3000kW 方阵	300kW	10	180	3000	10
2700kW 方阵	300kW	4	162	2700	4
2400kW 方阵	300kW	1	152	2400	1

3600kW 方阵配置 14 台 300kW 组串式逆变器，每台逆变器接入 19/18 路并联光伏组串，3300kW 方阵配置 11 台 300kW 组串式逆变器，每台逆变器接入 19 路并联光伏组串，3000kW 方阵配置 10 台 300kW 组串式逆变器，每台逆变器接入 18 路并联光伏组串，2700kW 方阵配置 9 台 300kW 组串式逆变器，每台逆变器接入 18 路并联光伏组串，

2400kW 方阵配置 8 台 300kW 组串式逆变器，每台逆变器接入 19 路并联光伏组串，每 14/11/10/4/1 台逆变器接入箱式变压器的低压侧母线排。这种接线方式压降较小，光伏组串到逆变器之间的直流电缆和逆变器到 35kV 箱变的交流电缆平均压降小于 2% ，系统总效率高。

（2）逆变器的选择

由于光伏组件易受阳光遮影影响，造成各光伏组串最佳工作点与逆变器不匹配，将影响逆变器的效率和整个系统的发电量。为解决以上问题，采用组串型逆变器以2 路接入一个MPPT 跟踪器的方法使整个光伏系统的发电效率最高，并且如果其中一台逆变器出现故障，其它的逆变器仍可正常运行，提高了供电的可靠性。根据光伏阵列的大小，相应配置一定的逆变器，各种光伏整列配置的逆变器数量如表所示。

（3）35kV 箱式升压变电站选择

本工程可选择欧式箱变、华式箱变或美式箱变，欧变、华变及美变比较如下：

①欧式箱变：

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

②华式箱变：技术成熟，高低压元器件都有单独开关柜，变压器身无外壳保护，可靠性稍差，防腐蚀性能较差；但散热条件好，布置紧凑、体积较小，价格稍低。

③美式箱变技术成熟，高压元器件封闭在变压器油箱内，全密封、全绝缘、结构紧

凑、外形美观、体积仅为欧式箱变的 1/3 左右。但散热条件好，布置紧凑、体积小，价格低。

本项目有 5 种光伏方阵，考虑到光伏发电利用小时较低，变压器故障概率较小，3600kW 方阵的箱变选择为3600kVA 的华变，3300kW 方阵的箱变选择为3300kVA 的华变，3000kW 方阵的箱变选择为3000kVA 的华变，2700kW 方阵的箱变选择为2700kVA 的华变，2400kW 方阵的箱变选择为2400kVA 的华变，本项目箱变的变比都为37±2×2.5%/0.8kV 。箱变布置在场内道路附近，3600kW 箱变35kV 侧配置断路器+ 隔离接地开关，两侧采用电缆出线，箱变要求在额定容量 1.1 倍情况下能长时间正常运行，且不影响箱变寿命。

2、电缆及通道设计

（1）电缆选择

① 逆变器输入最高直流电压为 1500V，采用 1kV 阻燃铠装交联聚乙烯绝缘护套电力电缆连接。根据光伏方阵至组串逆变器的距离及每一路输出电流大小，使最远处光伏组件电压降控制在2%左右，从而可以确定各光伏支架至组串式逆变器的直流电缆型号与规格，采用H1Z2Z2-K-1×4mm^2，DC1500V 与H1Z2Z2-K-1×6mm^2，DC1500V 规格。

② 逆变器输出交流电压为 0.8kV，考虑到逆变器需要具有防PID 衰减的功能，因此采用 3kV 阻燃铠装交联聚乙烯绝缘护套电力电缆连接至箱变低压侧，经计算，采用ZR-YJHLV22-1.8/3kV-3×240 电缆连接。

③ 35kV 集电线路箱变的接线情况采用 ZR-YJLV22-26/35-3 × 95mm^2 、ZR-YJLV22-26/35-3× 185mm^2 、ZR-YJLV22-26/35-3×240mm^2 铝芯电力电缆进行连接，进站电缆采用ZR-YJV22-26/35-3×400mm^2 铜芯电力电缆。

（2）通道设计

① 光伏场区均采用阻燃交联聚乙烯绝缘护套电力电缆，35kV 集电线路电缆除过道路部分采用埋管敷设外，其余采用直埋敷设。本工程共采用 2 回集电线路的方式连接到升压站附近分别沿直埋沟进入升压站 35kV 开关柜。

② 光伏方阵组串的直流输出电缆铺设方式分为两种，东西方向的电缆沿光伏组件安装支架直接进入组串式逆变器，南北向电缆采用电缆槽盒方式敷设进入组串式逆变器。组串式逆变器交流输出电缆采用槽盒穿出光伏方阵的安装支架后在箱变适当位置下到户外电缆沟，并接至箱变低压母线侧，箱变输出电缆沿电缆壕沟接至集电线路。电缆槽盒可就近利用光伏方阵组串的支架、地面基础作为支撑。

③ 全站 35kV 电缆沟沿道路在整个工程区域内设置，主沟在适当位置穿入升压站围墙后，连接至站内电缆沟，进入升压站 35kV 配电柜。

④ 控制室、保护室内设防静电地板，防静电地板设电缆支架。

此外，电缆通道可根据光伏方阵的布置位置和间隔距离等，灵活敷设，也可设置小型电缆槽盒、电缆桥架支路或主电缆桥架等。电缆槽盒和电缆桥架可就近利用光伏方阵组串的支架、地面基础作为支撑，需过道路的电缆可埋管敷设或架空桥架敷设。

2.9.2.3 防雷、接地及过电压保护设计

1、光伏阵列保护

（1）直击雷保护及接地

光伏方阵接地装置按《交流电气装置的接地设计规范》（GB/T50065-2011）和《太阳能光伏系统防雷技术规范》（QX/T263-2015）的规定进行设计。场区接地需结合场地地质条件，选用经济合理的接地方案，保证接地电阻不大于 4Ω。

本工程光伏阵列区域较大，若采用避雷针作为防雷保护装置，会产生阴影对光伏阵列造成遮挡，影响发电量。本工程光伏阵列主要采取光伏组件和支架与场区接地网连接形成一个接地网进行直击雷保护，敷设以水平接地体为主，垂直接地体为辅的人工接地网，并充分利用土建金属基础钢筋作为自然接地体，接地网外缘闭合；接地网与光伏电池组件基础钢筋焊接做接地体辅以垂直接地极，方阵接地体焊接成网状，各方阵接地体相互连接。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。

本光伏电站工程每个光伏方阵均建有逆变升压设备，包括多台组串式逆变器，1 台 35kV 箱式变压器等，所有电气设备均应可靠接地，敷设以水平接地体为主，垂直接地体为辅的人工接地网，并充分利用土建金属基础钢筋作为自然接地体，接地网外缘闭合。

本项目光伏组串各相邻组件之间采用 BV-1×4mm² 黄绿接地线连接，连接点为组件边框预留的接地孔，将组串所有光伏组件连接在一起后，在光伏组串两端通过接地引下线将组件与光伏支架立柱连接。

光伏发电区域所有变配电设备均应接地，逆变器接地线采用截面为35mm² 的铜芯黄绿接地线，其余采用接地扁钢接地。

（2）光伏发电系统过电压保护

为防止直流线路上侵入波雷电压，本工程电缆槽盒、逆变器内均逐级装设光伏专用防

雷器，在35kV 箱式变电站高低压侧，均装有相应的避雷器和浪涌保护器，以防止雷电及操作过电压对电气设备造成的损害。

2.9.2.4 电气设备布置

1、光伏阵列布置

（1）组串式逆变器布置在光伏方阵中，就地固定安装在光伏支架上，户外安装。

（2）35kV 箱式变电站就地集中布置于光伏阵列附近。

2、电缆敷设与防火

对侧站二次保护屏室、主控制室采用防静电地板，电缆敷设在防静电地板下面的电缆沟通向各配电装置。电缆在电缆沟内沿支架敷设，无电缆沟的地方穿管暗敷设。

为防止电缆着火延燃，在电缆引至电气柜、保护屏和控制屏的开孔部位，用阻火材料严密封堵，在屋外电缆沟通向室内的接口处，用阻火包设置阻火墙，凡经阻火包处的电缆两侧 2m 区段上均涂刷防火涂料。

3、电气一次主要设备及材料表

表 2.10-5 光伏场区及升压站主要电气设备及安装材料清单

序 号	名 称	型号规格	单 位	数 量	备 注
一	光伏阵列部分				
1	单晶硅电池板	710Wp	块	221844	
2	电池板至逆变器电缆	H1Z2Z2-K -1×4mm^2，DC1500V	km	700	
3	电池板至逆变器电缆	H1Z2Z2-K -1×6mm^2，DC1500V	km	90	
4	PVC管	Φ50	km	2	
5	PVC管	Φ100	km	1	
6	电缆桥架				
(1)	槽盒及配套支架	宽200mm，高100mm，厚1.5mm，热镀锌	km	20	
(2)	槽盒及配套支架	宽400mm，高100mm，厚2mm，热镀锌	km	12	
(3)	槽盒及配套支架	宽600mm，高100mm，厚2mm，热镀锌	km	8	
7	电池板接地线	BV-1×4	km	32	
8	接地扁钢	60×6镀锌扁钢	km	90	

9	接地扁钢	40×4镀锌扁钢	km	64	
10	镀锌角钢	L50×50×5，L=2500	根	4500	
11	逆变器接地线	BVR-1×35mm^2 黄绿铜线	m	866	
12	线鼻子	与35mm^{2}黄绿铜线配套	套/三	866	
			相		
二	逆变升压部分				
1	组串逆变器	300kW	台	433	
2	35kV箱式升压变电站	华变，3600kVA-37kV/0.8kV	台	14	
3	35kV箱式升压变电站	华变，3300kVA-37kV/0.8kV	台	11	
4	35kV箱式升压变电站	华变，3000kVA-37kV/0.8kV	台	10	
5	35kV箱式升压变电站	华变，2700kVA-37kV/0.8kV	台	4	
6	35kV箱式升压变电站	华变，2400kVA-37kV/0.8kV	台	1	
7	逆变器至箱变电缆	ZR-YJHLV22-1.8/3kV-3×240	km	85	
8	逆变器至箱变电缆	ZR-YJHLV22-1.8/3kV-3×300	km	10	
9	3kV 电缆终端头	3×240	套	700	
10	3kV 电缆终端头	3×300	套	166	
11	箱变至逆变器通信柜电缆	ZR-YJV22-1.8/3kV-4×10	km	1	
12	逆变器通信柜电源电缆	ZR-YJV22-0.6/1kV-3×6	km	1	
13	逆变器通信柜至箱变测控装置通信电缆	ZR-DJYP2VP2-22-2×2×1.0	km	1	
14	通信柜	含交换机、反PID控制装置、数据管理装置等	台	40	
三	220kV升压站				
	35kV配电系统部分				
1	集电线路进线柜	KYN-40.5，1250A	面	5	

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。

光伏电站全站监控系统图详见附图《升压站监控系统图》。

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。

在升压站中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营盘光伏项目升压站。

2、升压站的监控

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，经总线传输至中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、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、网络通信单元、网络系统等构成。、

本工程相关信息接入同一业主且与本项目同期建设的220kV 营盘光伏项目升压站。

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。营盘升压站预留至集中调度中心的接口，实现集控中心的远程控制。

本工程相关信息接入同一业主且与本项目同期建设的 220kV 营盘光伏项目升压站。

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、直流反接 保护、过负荷保护、电网故障保护和传感器故障信号等。

本工程相关信息接入同一业主且与本项目同期建设的 220kV 营盘光伏项目升压站。

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电流速断作为主保护。变压器温度、压力释放等非电量保护，作用于信号和箱变低压侧断路器的跳闸，箱变高压侧断路 器/隔离接地开关的跳闸分情况而定。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。

箱变配置智能保护测控装置，将监控信息接入光伏监控系统后一起送至升压站监控系统。

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 自带蓄电池，蓄电池容量考虑箱变自用电及逆变器智能子阵控制器的负荷，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、升压站

（ 1）故障录波

营盘 220kV 升压站已配置 1 套故障录波装置 ，具备事件记录、组网、远传功能 ，录取 220kV 线路、35kV 进线、35kV 母线及主变的故障过程及保护的动作情况。本工程暂不再考虑新增，并将本工程相关信息接入营盘 220kV 升压站已建装置。

（2）试验电源柜

营盘 220kV 升压站已配置 1 面试验电源柜。本工程暂不再考虑新增 ，并将本工程相关信息接入已建装置。

升压站具体保护测控配置根据本项 目最终接入系统批复要求进行配置。

2.9.3.3 防孤岛保护

营盘220kV 升压站侧已配置 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。

2.9.3.5 同步向量测量装置

营盘 220kV 升压站已配置 1 套同步相量测量装置，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。PMU 集中器宜双重化冗余配置，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。

2.9.3.6 电能质量监测设备

营盘 220kV 升压站已配置 1 套电能质量监测装置，本工程暂不再考虑新增，并将本工程相关信息接入已建装置。

2.9.3.7 微机五防系统

营盘 220kV 升压站已配置 1 套微机五防装置，五防系统与升压站监控系统通信连接，五防系统通过通信接口从监控系统获取电气设备状态信息并闭锁监控系统操作。

该微机五防系统主要包括：五防工作站、电脑钥匙、电编码锁、线路验电器、接地桩、智能型接地线管理器、智能型解锁钥匙管理器、高压母线带电显示闭锁装置等。

在营盘220kV升压站配置五防系统，本工程配置相应锁具及后台软件。

2.9.3.8 时间同步系统

营盘 220kV升压站已配置 1 套统一的时间同步系统，接收全球卫星定位系统和北斗二代卫星信号提供的标准授时信号。GPS主时钟采用双时钟冗余配置，并根据站内规模配置相应的扩展装置。

时间同步系统提供升压站内所有监控系统站控层设备、保护设备、测控设备、故障录波、 自动装置及其他智能设备等二次设备的对时功能。

本工程暂考虑扩容营盘 220kV升压站原有系统。

2.9.3.9 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。

2.9.3.10 AGC/AVC 系统

营盘220kV升压站已配置1套功率/电压自动控制系统。本工程暂不再考虑新增，并将本工程相关信息接入已建装置。

2.9.3.11 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。

2.9.3.12 火灾报警系统

本工程接入同一业主且与本项目同期建设的220kV营盘光伏项目升压站，该升压站 区域已设置一套火灾报警系统。因此，本项目不再考虑新建。

2.9.3.13 图像监视及公共报警系统

营盘220kV升压站、光伏方阵、逆变器场地等重要部位和围墙等处已设置闭路电视监视点，根据不同监视对象的范围或特点选用定焦或变焦监视镜头；并在站区围墙处设置对射式红外报警围墙安防系统。各闭路电视监视点的视频信号通过图像宽带网，将视频信号处理、分配、传送至中控室内的监视器终端，并联网组成一个统一的覆盖本工程范围的闭路电视监视系统。

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，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。

图像监视系统还应具有与火灾报警系统的联动功能，即当发生火灾时，火灾发生点处附近的摄像机应能跟踪拍摄火灾情况，同时，监控工作站画面应能自动切换，以显示火灾情况。

本工程暂考虑扩容营盘光伏发电项目原有图像监视及公共报警系统系统。

2.9.3.14 环境监测系统

本工程配置1 套环境监测仪，实时监测日照强度、风速、风向、温度等参数。

该装置由风速传感器、风向传感器、日照辐射表、测温探头、控制盒及支架组成，可测量环境温度、风速、风向和辐射强度等参量，其RS485 通讯接口可接入计算机监控系统，实时记录环境数据。

营盘光伏发电项目220kV 升压站已配置 1 套环境监测仪，本期工程暂不再考虑新增。

2.9.3.15 光功率预测系统

升压站根据光伏发电工程的工程管理原则和需要，配置1套光功率预测系统。营盘光伏发电项目已配置 1 套光功率预测系统，本工程暂不再考虑新增。

2.9.3.16 继电保护和故障信息子站系统

本工程接入同一业主且与本项目同期建设的220kV营盘光伏项目升压站，该升压站已配置1 套变电站继电保护和故障信息子站系统。本工程暂不再考虑新增，并将本工 程

相关信息接入已建装置。

2.9.3.17 一次调频装置

本工程接入同一业主且与本项目同期建设的220kV营盘光伏项目升压站，该升压站已配置1套一次调频装置，并将本工程相关信息接入已建装置。因此，本工程暂不再考虑新增。

2.9.3.18 电力监控系统安全防护

根据《电力监控系统安全防护规定》（发改委2014年令第14号）和《国家能源局关于印发电力监控系统安全防护总体方案等安全防护方案和评估规范的通知》（国能安全〔2015〕36号）的要求，电力监控系统安全防护工作应当落实国家信息安全等级保护制度，按照国家信息安全等级保护的有关要求，坚持“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的原则，保障电力监控系统的安全。

发电企业、电网企业、供电企业内部基于计算机和网络技术的业务系统，原则上划分为生产控制大区和管理信息大区。生产控制大区可以分为控制区（安全I区）和非控制区（安全II区）；管理信息大区内部在不影响生产控制大区安全的前提下，可以根据各企业不同安全要求划分安全区，但是应当避免通过广域网形成不同安全区的纵向交叉连接。

电力调度数据网应当在专用通道上使用独立的网络设备组网，在物理层面上实现与电力企业其他数据网及外部公共信息网的安全隔离。电力调度数据网划分为逻辑隔离的实时子网和非实时子网，分别连接控制区和非控制区。

在生产控制大区与管理信息大区之间必须设置经国家指定部门检测认证的电力专业横向单向安全隔离装置。生产控制大区内部的安全区之间应当采用访问控制功能的设备、防火墙或者相当功能的设施，实现逻辑隔离。

在生产控制大区与广域网的纵向交接处应当设置经过国家指定部门检测认证的电力专用纵向加密认证装置或者加密认证网关及相应设施。

安全区边界应当采取必要的安全防护措施，禁止任何穿越生产控制大区和管理信息大区之间边界的通用网络服务。生产控制大区中的业务系统应当具有高安全性和高可靠性，禁止采用安全风险高的通用网络服务功能。

依照电力调度管理体制建立基于公钥技术的分布式电力调度数字证书系统，生产控

制大区中的重要业务系统应当采用认证加密机制。

所配置安全 I 区、II 区、III 区和 IV 区网络与安全防护设备（交换机、路由器、纵向加密装置、正反向隔离装置、防火墙等）、服务器、工作站均应采用国产安全硬件设备，所配置安全 I 区、II 区服务器、工作站均应采用国产安全操作系统。

升压站内配置的功率预测系统的服务器必须是国产安全操作系统。由于功率预测系统为安全II 区信息，其与安全I 区进行信息交互需配置防火墙 1 套，进行逻辑隔离；其 与外网（气象信息等）进行信息采集需配置反向隔离装置 1 台。

升压站已配置的功率预测系统的服务器必须是国产安全操作系统。由于功率预测系统为安全II 区信息，其与安全I 区进行信息交互需配置防火墙 1 套，进行逻辑隔离；其 与外网（气象信息等）进行信息采集需配置反向隔离装置 1 台，本项目相关设备信息接 入该装置，不再新建。

2.9.3.19 二次接地

本工程接入营盘220kV 升压站内敷设的二次接地网。

（1）保护室内二次接地网用截面不小于 100mm^2 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。本次新增保护屏接入营盘220kV 升压站室内二次接地网。

（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 配电室，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-500-1×100mm^2 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 100mm^2 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-500-1×50mm^2 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 。本次新增设备接入营盘220kV 升压站的二次接地网。

2.9.3.20 二次设备布置

营盘光伏电站220kV 升压站的二次设备布置按继电保护及监控集中布置方式设计。微机综合自动化系统的工作站、光伏电站微机监控后台机及其他监视系统后台机放在中控室内，线路保护及测控柜、主变保护及测控柜、计量表柜、电能质量柜、故障录波柜、公用测控柜、远动通信柜、试验电源柜、直流柜等屏柜均集中布置于继保室内；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。

2.9.3.21 安稳系统

为了发生事故时更好地保证系统稳定运行和电站安全，在营盘220kV 升压站配置2套安全稳定控制装置，最终安全稳定控制配置方案由调度部门确定。

本工程暂考虑扩容营盘光伏发电项目 220kV 升压站原有系统。

2.9.3.22 网络安全态势感知系统

根据中国南方电网有限责任公司文件《35kV~500kV 变电站标准化设计（V2.1）》，变电站设计应增加电力监控系统网络安全态势感知终端（生产控制大区和管理信息大区不能共用），在营盘220kV 升压站已配置安全态势感知终端，用于采集及感知站端网络安全状况，并于主站进行通信。

本工程暂不再考虑新增，并将本工程相关信息接入已建装置。

2.9.3.23 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2.10-6。

表 2.10-6　电气二次主要设备及材料表

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
一	电气二次部分				
1	微机综合自动化监控系统扩容	对新增间隔设备在原有监控主机上对监控信号进行相应的扩容	项	1	
2	微机五防装置扩容	对新增间隔设备增加相应锁具，在原有五防主机上进行相应的扩容	项	1	
3	箱变监控系统扩容		项	1	项目

4	逆变器监控系统扩容		项	1	本项目
二	火灾报警系统扩容	按本期新建间隔规模	套	1	
三	系统继电保护和安全自动装置设备表				
1	35kV线路保护测控一体装置		套	2	装于35kV开关柜
2	故障录波柜	本项目新增间隔接入营盘升压站故障录波	项	1	
3	保护及故障信息子站扩容调试	本项目新增间隔接入营盘升压站保信子站系统	项	1	
4	小电源解列装置	本项目新增间隔接入营盘升压站解列装置	项	1	
5	相量测量装置（PMU）	本项目新增间隔接入营盘升压站测量装置	项	1	
四	调度自动化设备				
（一）	调度自动化				
1	有功功率控制系统扩容		项	1	
2	无功电压控制系统扩容		项	1	
（二）	安全防护				
1	升压站部分				
(1)	新增设备接入网络安全监测装置调试		项	1	
(2)	等保测评		项	1	
2	光伏场区部分				
(1)	微型纵向加密认证装置		台	18	安装于箱式变压器内
（三）	一次调频装置扩容		项	1	
五	二次接地				

1	铜排	TMY-40×4mm	m	30	
2	铜排绝缘子	10×40	套	60	
3	聚录乙烯绝缘多股铜芯线	BV-500V，1×100mm²	m	100	
4	聚录乙烯绝缘多股铜芯线	BV-500V，1×50mm²	m	100	

2.9.5 储能系统

本工程接入220kV营盘升压站，为满足最终电网对储能的配置要求，通过购买共享储能的方式，来实现对能源电力的系统调节。

2.9.6 集电线路

龙街光伏发电项目位于南涧县公郎镇龙平村周围，场址地理坐标介于东经 100°16'56"～100°20' 19"，北纬 24°48'26"～24°51'49"之间，海拔高程在1775m～2053m之间。额定容量 130MW，安装容量157.50924MWp。

本工程共划分40个光伏子方阵，采用14台 3600kVA、11台3300kVA、10台3000kVA、4 台2700kVA、1台2400kVA的箱变。本工程共5回集电线路架空约28.6km, 电缆约137.94km。

2.9.6.1 集电线路方案

1、集电方式

本工程逆变器交流输出到220kV 升压站汇流并网可采用0.8kV —升压→ 10kV —升压→ 220kV 和0.8kV —升压→ 35kV —升压→ 220kV 两种集电方式，技术比较如下：

方案一：0.8kV —升压→ 10kV —升压→ 220kV 升压方式

此种方式分别将每个光伏方阵的直流电力输出电压0.8kV 升至10kV 后，用10kV电缆汇流至升压站10kV 配电装置母线，再通过升压站内10/220kV 的主变压器升压至220kV 后接入电网。

方案二：0.8kV —升压→ 35kV —升压→ 220kV 升压方式

此种方式分别将每个光伏方阵的直流输出电压0.8kV 直接升至35kV 后，再通过升压

站35/220kV 的主变压器升压至220kV 后接入电网，本工程根据光伏方阵布置情况按单回集电线路最大输送容量21MWac 路进行设计。

2、技术对比分析

①方案一：此方案输电线路电压等级为 10kV，使用电气设备数量较多，潜在故障 点较多，可靠性较低，管理及维护量较多，且单条线路输电容量较小、线路总长度较长、线路损耗较大。

②方案二：此方案输电线路电压等级为35kV，使用电气设备数量较少，潜在故障 点较少，可靠性较方案一高，管理及维护量较少，且单条线路输电容量较大、线路总长 度较短、线路损耗较小。

基于以上分析比较，方案一较方案二运营管理维护费用较高，且集电线路的输电损 耗较大，可靠性较低，因此，本项目拟采用方案二，即采用 35kV 集电线路汇集电力。

2、集电线路接线

本工程每个光伏方阵经逆变升压后输出电压为35kV，在适当位置设置35kV 电缆分接箱。每个光伏方阵电力经箱变升压至35kV 后，通过35kV 电缆分接箱并联至35kV 集电线路，集电线路汇集电力后输送至220k 升压站。

表 2.10-3　35kV 集电线路方案技术分析比较表

<table>
<tr><td>项目</td><td>35kV 架空线路+ 电力电缆</td><td colspan="2">35kV 电力电缆</td></tr>
<tr><td rowspan="3">比较技术比较</td><td rowspan="3">（1）架空线路导线裸露在空气 中，受周围环境影响较大；
（2）集电线路位于场区中，需 考虑汇集各台方阵电量送出；
（3）相比电力电缆，对地电容 较</td><td colspan="2">（1）电力电缆由于敷设在地下，不受周围气象环境影响；
架空线路电缆对地电容较大，发生单相故障时，电 容电流较大且故障类型多为永久性故障；
（3）光伏电站场址范围地形较复杂，敷设电缆施工难度较大；
（4）寻找故障点及检修较困难；
回35kV 电缆集电线路可将 12 个方阵电 力全部输送至升压站；
（6）电缆接头较多，所有电缆接头需在现场进行耐压试验。
（7）需配置电缆分接箱。</td></tr>
<tr><td>技术</td><td>35kV 电力电缆（铜芯）</td><td>35kV 电力电缆（铝芯）</td></tr>
</table>

	小，发生单相故障时，电容 电流小，故障类型以瞬时故障为主； 缆方案，线路电压 降较大； 障点及检修较方 便； （6）本工程采用2 回35kV 架 空集电线路，同塔双回架设， 可将 12 个方阵电力全部输送至升压站。	1）铜芯电缆重量较重，铜芯的机械 强度高，能承受较大的机械拉力； （2）价格较高； （3）铜芯电缆载流量大； （4）铜芯电缆电压损失低、电压降小；发热温度低，使得运行更安全； （6）铜芯电缆损耗低； （7）铜芯电缆抗氧化，耐腐蚀。	（1）铝芯电缆重量轻、机械强度高、转弯半径小回弹性少，同截面施工比铜缆方便； （2）价格较低，与铜缆达到同样电气性能的价格是铜缆的60%左右； （3）载流量较小； 员耗大，压降 较大； 氧化，耐腐 蚀。
备注	推荐方案	光伏方阵片区很分散，片区之间有峡谷跨越，高差大，片区之间不推荐采用电缆串接。	

电缆方案相对架空方案优点为设备物资采购类型少，相对简单，沿场内道路敷设， 便于施工，施工周期约为架空的一半，对重冰、多雷暴、平原和丘陵地区故障频率低，安全性有优势。但对于高山、高差较大地区敷设难度大，场区分散的地区经济性不高，安全性也随之下降，投资成本相对较高。

架空方案相对电缆方案优点为线路整体长度大幅减少，故障点明显，易于查找，便于运行维护，整体投资较少。架空线路的安全性和故障频率取决于线路设计档距的大小、 雷暴频繁程度、覆冰情况等因素。架空线路的路径布置应充分考虑场址周边敏感因素及 场内光伏方阵的布置情况。

本工程光伏方阵片区离升压站较远，场内道路覆盖较少，局部片区采用电缆串接， 片区直接采用架空线路来汇合电力以后送至 220kV 升压站。本工程 35kV 集电线路方案 推荐采用 35kV 架空线路+电力电缆直埋敷设的混合方案。

电缆路径和架空线路的选择依据规范要求，本着减少对树木砍伐的原则，在便于施工、维护以及各种安全距离的前提下，选择最优路径。在山体宽缓处可按最短路径选择，在山体陡峻及路径较窄时，可在保证安全距离的原则下沿施工道路敷设，直埋电缆基本 沿道路挖方侧敷设。

3、设计风速

根据《66kV 及以下架空电力线路设计规范》（GB50061–2010）的规定：35kV 送电线路的最大设计风速，应采用重现期为 30 年一遇，基本风速设计不应低于 23.5m/s。根

据气象站的风速统计值、大风调查结果和“建筑结构荷载规范”的有关规定，结合所经地区已建输电线路采用的设计风速，并考虑到本期工程线路大多数走在开阔的山岭上，将统计值提高 10%，并结合云南电网 30 年一遇风区分布图，项目区风速为 23.5m/s，本线路的设计基本风速采用 25m/s。

4、水文

经现场踏勘本线路路径在主要沿县道和乡道两侧的山地山区走线，塔位都在山脊上，或地势稍高的缓坡上，山体稳定，洪水和泥石流对线路无影响。本期工程线路路径附近无在建和规划中的大、中型水利工程，线路路径未跨越通航河流。

5、设计气象条件：

本工程设计气象组合表，如下表所示：

表 2.10-9　设计气象组合表

项目	温度（℃）	风速（m/s）	冰厚（mm）
年平均气温	15	-	-
最高气温	40	-	-
最低气温	-5	-	-
最大风速	10	25	-
雷电过电压	15	10	-
内过电压	10	15	-
正常覆冰	-5	10	10
安装情况	0	10	-
冰的比重	0.9g/cm3		

2.9.6.2 路径选择

1、架空集电线路部分

根据电力系统总体规划设计的要求，结合地方县级规划及建设情况，自然保护区及文物保护情况，军事设施及通信设施的布置情况、林业情况、矿产情况、水文及地质情况、交通及沿线污秽情况，统筹兼顾，相互协调，按下述原则确定路径方案。

1）路径选择应综合考虑线路长度、地形地貌、地质、覆冰、交通、施工、运行、地方规划等因素，进行多方案技术经济比较，使路径走向安全可靠，经济合理。

2）塔位严禁占用天然乔木林，线路尽量避让生态红线和基本农田。

3）路径选择应避开村庄、民房，坟地，满足乡镇规划要求，并尽量减少对地方经济

发展的影响。

4）路径选择宜避开重覆冰地带、石头山及影响安全运行的其他地区；宜避开成片树林、自然保护区。

5）路径选择应控制与邻近设施如电台、基站、弱电线路等的相互影响。

6）路径选择宜靠近现有国道、省道、县道及乡镇公路，改善交通条件，方便施工和运行。

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

8）路径选择中，充分体现以人为本、保护环境的意识，尽量避免大面积拆迁民房和破坏环境。

9）尽量避开严重覆冰区域。

2、电缆集电线路部分

1）路径力争选得最短，转角少，特殊跨越少。

2）尽量避免高山、宽河、湖泊、沼泽、林区、矿区、滑坡区、塌方区、冲刷区、重冰区、重雷区、强烈地震区以及居民区。

3）便于施工、便于运行、便于检修。

4）尽量减少线路沿线对各种通信线路、弱电设备、各种用途调幅台和调频台以及机场的影响。

5）电缆线路尽量沿风场道路敷设，部分路段为减少电缆路径长度，节约项目成本，可结合现场实际情况另辟路径敷设。

2.9.6.3 35kV 架空集电线路设计

根据中华人民共国国家标准的《66kV 及以下架空电力线路设计规范》（GB50061-2010）规定，设计气象条件应根据沿线气象资料的数理统计结果及附近已有线路的运行 经验确定。设计冰厚重现期取 30 年。基本风速均按 10m 高 30 年一遇考虑。

1、设计冰厚的取值

根据本线路工程沿线附近已建线路的设计运行情况，结合线路所经地区形成覆冰的条件、地形、气候及海拔等因素综合分析，线路全部处在5~10mm 冰区范围内，现阶段 本线路工程按设计冰厚 10mm 设计。

2、气温的选用

本期工程计算用的年平均气温取 15℃。

工程计算用的最高气温取40℃。

本期工程计算用的最低气温取-10℃。

3、设计风速

根据《66kV 及以下架空电力线路设计规范》（GB50061—2010）的规定：“35kV 送 电线路的最大设计风速，应采用重现期为 30 年一遇，基本风速设计不应低于 23.5m/s”。

根据云南省电网风区图（2023 版），本项目架空线经过的区域，风速为 23.5m/s。线路采用的设计基本风速为 25m/s。同时参考气象站的风速统计值、大风调查结果和“建筑结构荷载规范”的有关规定，确定线路的设计基本风速采用 25m/s。

4、水文

本线路路径在主要沿山地山区走线，塔位都在山脊上，或地势稍高的坡上，山体稳 定，洪水和泥石流对线路无影响。本期工程线路路径附近无在建和规划中的大、中型水利工程，线路路径未跨越通航河流。

5、设计气象组合表

表 2.10-8　设计气象组合表

气　象　条 件		气　象　区
大气温度 （℃）	最　　高	40
	最　　低	-10
	覆　　冰	10
	大 风	-5
	安　　装	-5
	雷电过电压	15
	操作过电压	15
	年平均气温	15
风速（m/s）	基 本 风 速	25
	覆　　冰	10
	安　　装	10
	雷电过电压	10
	操作过电压	15
覆冰厚度（mm）		10

冰的密度（g/cm3）	0.9
年平均雷电日（d）	43.2

2.9.6.3 导地线选择

1、导线型号

35kV 线路导线截面和结构的选择除满足系统输送容量的要求外，还要考虑冰、风荷载对机械强度的要求和沿线污秽对导线的腐蚀。同时结合本工程的具体情况并参照以往工程的设计、运行经验进行选择。

（1）按经济电流密度选择导线截面

35kV集电线路共 2 回，架空线单回最大送电容量 18MW。导线经济电流密度取 1.65A/mm^2，根据导线截面积计算公式：

S=P/（√3×U×COSφ×J）　　（10-1）

式中：S－导线截面积（mm^2）

P－输送容量（kW）

U－线路额定电压（kV）

COSφ－输电功率因数，取 0.95

J－经济电流密度（A/mm^2）

根据计算结果，JL/G1A-240/30 满足本工程要求。

（2）按电压降校核导线截面

架空集电线路的电压降计算公式如下：

$$\Delta U\% = \frac{PR + QX}{U^2}$$

式中：

L－输送距离（km）

U－线路额定电压（kV）

r－导线电阻（Ω/km）

x－导线电抗（Ω/km）

本项目架空集电线路最大电压降满足要求。

导线的选择除满足系统输送容量的要求外，还要考虑冰、风荷载对机械强度的要求，参

照以往设计、运行经验；结合本工程的具体情况、覆冰 10m 、基本风速25m/s 的气象条件，从《圆线同心绞架空导线》（GB/T1179-2017）中选用 JL/G1A-240/30 钢芯铝绞线。

本工程导线采用 JL/G1A-240/30 型钢芯铝绞线。全线采用双地线，单回采用一根地线采用 1 根OPGW 光缆，另一根地线采用 1 根JG1A-50 钢绞线，双回采用 2 根OPGW 光缆。

2、地线选择

地线选择主要按照满足线路的机械和电气两方面要求选择，根据《66kV 及以下架空电力线路设计规范》（GB 50061-2010）的规定，并结合光伏场区通信要求，集电线路 地线采用双地线，一根为 JG1A-50 钢绞线，另一根为 OPGW-24B1-50 架空复合光缆。OPGW 光缆作为输电线路的架空地线，必须起到良好的防雷作用。雷电流特点是幅值大，但持 续时间不超过 100 μs，对地线作用锋利，为了预防雷击断股，要求外层单丝具有良好的 熔蚀比，即 OPGW 外层单丝直径不宜小于 3.0mm，也不宜采用熔点较低的铝及铝合金。但当输电线路发生短路故障时，通过 OPGW 的短路电流数值很大，时间较长，将使 OPGW 产生发热，须保证热稳定能力，以保证温度的升高不超过最大允许值。

本工程采用两根地线，单回路一根为 JG1A-50 钢绞线，另一根为 OPGW-24B1-50 架空复合光缆。双回路采用两根 OPGW-24B1-50 架空复合光缆。

3、导、地线的物理参数

表 2.10-13 导、地线的机械物理特性表

名 称		JL/G1A-240/30	JG1A-50
标称截面（mmP2P）	铝 股	244.29	
	钢 芯	31.67	49.5
	综 合	275.96	49.5
股数×每股直径（mm）	铝 股	24×3.60	
	钢 芯	7×2.40	7×3.0
计算外径（mm）		21.6	9
综合弹性系数（MPa）		70500	205000
综合线膨胀系数（1/0C）		19.6×10-6	11.5×10-6
计算拉断力（N）		75620	64820
计算重量（kg/km）		92.97	362.83

4、导、地线设计应力和安全系数

按上述要求及导地线配合计算结果，本工程导线、地线的最大设计应力、年平均运行应力及安全系数如表 2.10-14：

表 2.10-14 导、地线应力及安全系数一览表

导、地线型号	JL/G1A-240/30	JG1A-50
最大设计应力（10MPa）	9.297	42.33
平均运行应力（10MPa）	6.508	31.747
安全系数	2.8	3.3

对悬挂点高差较大的档，还进行了悬点应力的校验，悬挂点应力安全系数不小于2.25。

5、导线和避雷线的防振

根据《66kV 及以下架空送电线路设计技术规程》(GB50061-2010)的有关规定，无论档距大小，平均运行应力（EDS） ≤18%时，不需加装防震措施，18%≤EDS≤22%时，需安装护线条，22%≤EDS≤25%时，需加装防震锤。本工程导线及避雷线的平均运行应力 取EDS=25%，故全线采用防振锤防振。

对悬挂点高差较大的档，还进行了悬点应力的校验，悬挂点应力安全系数不小于2.25。

2.9.6.4 绝缘配合及金具选择

1、沿线污秽情况

根据云南电网污区分布图（2023 版），本工程线路所经地区大部分为 b 级污秽区。经实地踏勘，线路所经地区大部分为山区，沿线没有重工业厂房及污染源。按照《66kV 及以下架空电力线路设计规范》（GB 50061-2010）对绝缘配置的有关规定，并按照“绝 缘配合应适当留有裕度 ”的要求，因此本工程污区划分为 B 级污秽区考虑，本工程爬电 距离取值 3.6cm/kV。

2、绝缘子选择

目前绝缘子主要有瓷绝缘子和玻璃绝缘子及硅橡胶合成绝缘子，在以往的工程已做过大量的比较，玻璃绝缘子具有爬距大、耐腐蚀及零值自爆等特点而具有较好的性价比，深受运行单位的亲睐，根据线路的运行经验，运行情况良好，本工程线路推荐采用高质量的玻璃绝缘子。

本工程绝缘子选择 U70BLP-1 型玻璃绝缘子，这种绝缘子的技术特性和机械电气特性见表 2.10-15。

表 2.10-15　U70BLP-1 绝缘子机械电气特性表

型号	高度(mm)	盘径(mm)	爬电距离(mm)	连接型式标记	工频干闪(kV)	工频湿闪(kV)	工频击穿(kV)	50％雷电冲击(kV)	额定机电破坏负荷(kN)	参考重量(kg)
U70BLP-1	146	255	400	16	70	45	130	120	70	5.2

1）绝缘子片数及组合方式

根据《66kV 及以下架空电力线路设计技术规程》（GB 50061-2010）的规定，35kV 线路绝缘子的数量，应根据绝缘子的单位爬电距离确定，本工程的爬电距离取 2.6cm/kV，根据公式

$$N \geq \frac{\lambda U_m}{K_e L_g}$$

λ—爬电距离(cm/kV）

Um—线路最高电压（kV）

Ke—爬电距离有效系数，Ke=1.0

Lg—绝缘子爬电距离（cm）

按上式计算，N=3.21 片

本工程悬垂串和跳线串取4 片，耐张串取5 片。

悬垂串：1×4×U70BLP-1　　用于一般档距

2×4×U70BLP-1　　用于重要跨越档距

耐张串：　2×5×U70BLP-1　　用于一般档距

跳线串：1×4×U70BP-1　用于40°以下转角

2×4×U70BLP-1　用于40°以上转角

2）电气空气间隙

35kV 集电线路按最高海拔 2500m 校验，根据《66kV 及以下架空电力线路设计技术规程》（GB 50061-2010）的规定，确定本工程的空气间隙值如表 2.10-16 所示：

表 2.10-16 空气间隙值表

工况	运行电压	内部过电压	雷电电压	带电检修
间隙值（m）	0. 12	0.29	0.53	1.0

注：对操作人员需要停留工作的部位，应增加 0.3-0.5m 的带电作业间隙。

2、金具选择

工程导线、地线联接的主要金具均按标准金具选用。具体选用型号如表 2.10-17 所示。

表 2.10-17　导线金具串选用表

线型 金具	导线	地线
	JL/G1A-240/30	JG1A-50
悬垂线夹	XGF-5X	XGU-2
耐张线夹	NY-240/30	NY-50G
接续金具	JYD-240/30	
预绞丝护线条	FYH-240/30	

全部金具均应热浸镀锌。导线悬垂线夹的握力不小于导线拉断力的 20%，地线悬垂线夹的握力不小于地线拉断力的 14%。耐张线夹的握力不小于拉断力的 95%。根据《66kV 及以下架空电力线路设计规范》（GB 50061-2010）中的规定，金具及绝缘子机械强度的安全系数如表 2.10-18 所示：

表 2.10-18 金具及绝缘子机械强度的安全系数表

类型	安全系数				
	运行工况	常年荷载	验算	断线工况	断联工况
悬式绝缘子	2.7	4.0	1.5	1.8	1.5
金具	2.5	2.5	1.5	1.5	1.5

2.9.6.5 防雷接地

本工程位于海拔 2083m～2316m 的高海拔山区，雷电活动严重。为了尽量减少雷击跳闸，本工程沿全线架设地线。

根据《66kV 及以下架空电力线路设计规范》（GB 50061-2010）规定，本工程单回地线对边导线的保护角宜采用 20°~30°，铁塔两地线间的距离不大于导线与地线间垂直距离的 5 倍。在 15℃无风时，档距中央导线与地线间的距离，应符合下列要求：

$$S1 \geq 0.012L+1$$

式中：

S1—导线与地线间的距离（m）

杆塔接地的好坏，直接影响线路的防雷效果，本工程全线杆塔地线逐基接地，其接地装置采用水平放射型接地体，在居民区及水田中采用闭合环型接地装置，接地装置以Φ12 圆钢敷设，其埋设深度耕地为 0.8m，非耕地为 0.6m，岩石为 0.4m；接地引下线采用Φ12 圆钢，从塔腿引下与接地装置连接。

杆塔的工频接地电阻在雷季干燥时不大于《66kV 及以下架空电力线路设计规范》（GB50061-2010）表 2.10-19 中数值：

表 2.10-19　杆塔的工频接地电阻值

土壤电阻率（Ω·m）	≤100	100-500	500-1000	1000-2000	>2000
接地电阻（Ω）	10	15	20	25	30

若土壤电阻率超过 2000Ω.m，接地电阻很难降到 30Ω时，可采用 6-8 根总长不超过 500m 的放射形接地体或连续伸长接地体，其接地电阻不受限制。对于有电缆引下线的塔位，工频接地电阻须小于 4Ω。

2.9.6.6 导地线对地及交叉跨越距离

线路设计时，考虑到测量误差、施工误差以及不可避免的误差，导线对被跨越物的最小安全距离增加 1 米的安全裕度，钻跨越处具体确定安全裕度。据《66kV 及以下架空电力线路设计规范》（GB50061-2010）的规定，导线在最大计算弧垂时，对地及对交叉跨越物的最小垂直距离，或导线在最大计算风偏情况下，与交叉跨越物及平行物间的最小净空距离，应满足下表的要求。

表 2.10-20　35kV 导线对地距离及交叉跨越要求

被跨越物名称		最小距离（m）	备　　注
居民区		7.0	
非居民区		6.0	
交通困难地区		5.5	
步行可以到达的山坡		5.0	风偏净空距离
步行不能到达的山坡、峭壁和岩石		3.0	
等级公路至路面		7.0	
弱电线路、电力线		3.0	
建筑物	垂直距离	5.0	
	风偏净空距离	4.0	
树木的自然生长高度	垂直距离	4.0	
	风偏净空距离	3.5	
	果树、经济作物	3.0	

2.9.6.7 杆塔

1、杆塔设计原则

本期工程设计气象条件为，10mm 冰区，基本风速为 25m/s，设计原则按《66kV 及以下架空电力线路设计规范》（GB50061–2010）和《架空输电线路杆塔结构设计技术规定》（DL/T5154-2012）执行。塔材的连接采用螺栓连接方式，角钢塔用钢材为 Q235 钢、Q355 钢，所有杆塔构件采用热浸镀锌防腐。

本工程选择使用成熟的35kV单回路塔型进行架空集电线路设计，这些塔型已在我国大部分地区使用过，特别在山区多条线路使用过，使用条件成熟，运行情况良好。

2、杆塔防盗

铁塔从底脚板以上9m范围内采用防盗螺栓，防盗螺栓外的螺栓均采用防松罩防松。

3、杆塔防腐

所有角钢塔塔材、螺栓（含防盗螺栓）垫片、垫圈均需热浸镀锌防腐。对运输过程中擦伤部位按验收规定处理。

4、材料标准

（1）角钢塔用钢材为Q235钢、Q355钢，其质量标准应为分别符合《普通碳素结构钢技术条件》（GB/T700-2006），《低合金结构钢技术条件》（GB/T1591-2008）的要求。

（2）连接螺栓（含脚钉、防盗螺栓）M16采用6.8级，M20、M24采用8.8级的普通粗制螺栓，其质量标准应符合《紧固件机械性能》（GB3098.1～3098.2-2010）。

（3）铁塔地脚螺栓采用Q235钢，其质量标准应符合《优质碳素结构钢钢号和一般技术条件》（GB699-88）的要求。

2.9.6.8 基础

1、基础选型

本线路工程沿线地质条件较好，详见地质部分，结合现场情况推荐采用掏挖式基础。

2、本期工程推荐采用基础形式

针对本工程的地形、地质、交通及所规划的塔型等特点，拟推荐采用掏挖式钢筋混 凝土基础。

3、基础材料

主柱斜插式基础混凝土等级：C30

掏挖基础混凝土等级：C30

现浇板式基础混凝土等级：C30

基础保护帽混凝土等级：C30

基础垫层采用C30混凝土；

基础钢筋：普通热轧钢筋HPB300 、HRB400；

地脚螺栓：42CrMo 钢。

4、铁塔与基础的连接

铁塔与基础的连接方式

本期工程主要采用：采用塔脚板与地脚螺栓连接，以该种连接方式连接的铁塔现浇基础需设置 C20 素混凝土保护帽。

5、基础防腐

根据该工程地质报告及污秽情况分析，土壤对接地装置等金属具中等腐蚀性。因此需要考虑杆塔脚部钢材和地脚螺栓以及基础钢筋的腐蚀性问题。

对于脚部钢材和地脚螺栓的防腐，一般采用加大基础保护帽的尺寸，将保护帽与基础混凝土紧密结合。

钢筋混凝土结构中钢筋腐蚀已经成为世界关注的大问题，钢筋腐蚀因素排在影响混凝土耐久性因素的首位。混凝土的水泥水化过程中，产生一定量的氢氧化钙。氢氧化钙使混凝土保持高碱度，在有钠、钾离子存在时，其碱度还要高。钢筋在致密的高碱度混凝土环境中会生成钝化保护膜而不会腐蚀。但由于混凝土密实度不够或裂缝等原因，造成钢筋的保护层不够，在侵蚀性气体、氯化物、和酸雨、酸性水等的作用下，钢筋会产生腐蚀。

因此基础钢筋防腐首先是高质量的混凝土施工工艺，保持混凝土的密实性。实际上混凝土不可能做到完全密实，介质还是可以渗入其内。最大限度地提高混凝土的密实性，对防止钢筋腐蚀是重要的手段。另外必须控制混凝土的原材料采购，严禁使用含氯盐的原材料，必要时在混凝土中加入适量的缓蚀剂或阻锈剂，可以延缓钢筋的锈蚀。另外适当增加保护层的厚度也是行之有效的手段。保持混凝土适当的高碱度，对于防止钢筋锈蚀、保证结构的耐久性是也是很重要的。

2.9.6.9　35kV 电缆线路设计

1、电力电缆

（1）电缆选型

传统的电力电缆为充油电缆，自 70 年代以来，以交联聚乙烯作为绝缘材料的电力电缆在高压和超高压领域发展非常迅速，它具有结构简单、重量轻、载流量大、不受高差限制、几乎无需运行维护等显著优点。目前在 35kV 电压等级，交联聚乙烯绝缘电缆在国内已几乎取代充油电缆，已有较长时间的成熟的运行经验，故本工程选用交联聚乙烯绝缘电缆。交联方式必须是全封闭干式冷却化学交联，内、外半导电层与绝缘层必须同时共挤，挤出方式采用 VCV 法（立塔法）。

（2）电缆导体选择

本工程 35kV 交流电缆芯数选用三芯。导体材料根据《电力工程电缆设计标准》（GB50217-2018）第 3.1.1 条规定：

用于下列情况的电力电缆应选用铜导体：

a.电机励磁、重要电源、移开式电气设备等需要保持连接具有高可靠性的回路；

b.振动剧烈、有爆炸危险或对铝有腐蚀等严酷的工作环境；

c.耐火电缆；

d.紧靠高温设备布置；

e.安全性要求高的公共设施；

f.工作电流较大，需增多电缆根数时。

本工程集电线路电缆埋设环境较好，基本排除以上情况，电缆既可选用铜芯，也可选用铝芯。考虑项目经济性，本工程优先选用铝芯电缆，在进入升压站时，采用铜芯电缆。

（3）电缆绝缘选型

本工程选用交联聚乙烯绝缘聚乙烯绝缘，其电缆导体的最高长期允许温度为 90℃，具有性能优良，结构简单，制造方便，外径小，重量轻，载流量大，敷设方便。

（4）电缆外护层选择

电缆外护层材料主要有聚乙烯（PE）、聚氯乙烯（PVC）两种。PVC 材质外护层主要优点有助于阻燃，但 PVC 材料质地较软，容易损伤，较适合于明敷于隧道和电缆沟中；PE 外护层的电气性能、防水性能均优于 PVC，但不具阻燃性能，适合于排管或穿管敷设。电缆外护层表面应有均匀牢固的导电层（如石墨或半导体）做外电极，供外护套耐压试验用。因涂覆的石墨层容易脱落，设计建议导电层制作采用与外护套同时挤出的方式，以彻底解决脱落问题，给施工、运行带来方便。

考虑到本工程电缆采用直埋敷设，电缆外护层材料采用聚氯乙烯。

（5）铠装选择

本工程电缆主要为直接埋地敷设和穿管敷设。可能承受较大压力或存在机械损伤危险，选用钢带铠装。

（6）电缆截面选择

35kV 集电线路根据每组箱变的接线情况拟采用 ZR-YJLV$_{22}$-26/35kV-3×95mm^2、ZR-YJLV$_{22}$-26/35kV-3×185mm^2、ZR-YJV$_{22}$-26/35kV-3×300mm^2、ZR-YJV$_{22}$-26/35kV-3×400mm^2（进站）四种电缆进

行连接。

采用电缆型号ZC-YJLV$_{22}$-26/35-3×95、ZC-YJLV$_{22}$-26/35-3×185、ZC-YJLV$_{22}$-26/35-3×240 的铝芯电缆和ZC-YJV$_{22}$-26/35-3×185 的铜芯电缆（进站）。

（7）电缆附件

本工程 35kV 电缆户外电缆中间接头全部采用冷缩式电缆头，与分接箱、箱式变电站连接接头采用冷缩式电缆头。

（8）电缆井

电缆井的布置遵循节约投资、便于施工、方便维护、满足发展的原则。本工程拟在电缆分接箱、电缆接头处、非开挖穿越道路等地段设置电缆井。

（9）电缆分接箱

电缆分接箱起分接和转换的作用。由于集电线路存在分支回路，本工程拟采用电缆 分接箱进行分支回路与主回路连接，同时，在不同截面的电缆连接处也采用电缆分接箱 连接。电缆分接箱外壳采用 IP54 防护等级。

电缆分接箱采用环形水平接地体和垂直接地体相结合的接地方式，要求接地电阻≤4Ω。

（10）通信光缆

光伏发电通信主要为光伏组件逆变器监控单元、箱变监控单元与中央监控系统通讯。为满足本工程通讯要求，沿电缆壕沟进行通讯光缆的敷设，通讯光缆采用环形网络布局，光缆选用 24 芯单模光纤。

（11）电缆线路的安装方式

1）敷设方式选择：本工程综合管线少，电缆路径较短的特点，采用埋管（坚石不易开挖区域）和直埋 混合敷设方式。在进入升压站时，集电线路采用铜芯电缆。

2）直埋敷设要求：

电力电缆敷设方式应根据地区的地理条件与环境、敷设电缆用途、供电方式、投资情况等而定。本项目敷设电缆时埋设根数不超3 根，因此电缆主要采取直埋方式进行敷设，超过3 根电缆直埋时应敷设于多跟电缆沟。

直埋敷设应注意：

①电缆应敷设于壕沟里，并应沿电缆全长的上、下紧邻侧铺以厚度不少于 100mm 的软土或砂层。沿电缆全长应覆盖宽度不小于电缆两侧各50mm 的保护板，保护板宜采 用混凝土。

②电缆外皮至地面深度不得小于700mm，当穿越道路及从箱变引出穿越施工场地时需穿钢管，电缆埋深应增加至800mm，当穿越行车道及耕地时需穿钢管，电缆埋深 应增加至1000mm。直埋敷设的电缆与道路交叉时，应穿于保护管，且保护范围超出路 基、街道路面两边以及排水沟边0.5m 以上，保护管的内径不应小于电缆外径1.5 倍。

③电缆弯曲半径不应小于15D（D 为电缆外径），沿电缆路径的直线间隔50m 转弯处或接头部位，应竖立明显的方位标志或标桩。

④直埋敷设的电缆引入构筑物，在贯穿墙孔处应设置保护管，且对管口实施阻水堵塞；直埋敷设的电缆在采取特殊换土回填时，回填土的土质应对电缆外护套无腐蚀性， 回填土应注意去掉杂物，并且每填200～300mm 即夯实一次，最后在地面上推100~200mm 的高土层，以备松土沉落。

⑤直埋敷设电缆的接头配置，应符合下列规定：

a.接头与邻近电缆净距，不得小于0.25m；

b.并列电缆的接头位置宜相互错开，且不小于0.5m 的净距；

c.斜坡地形处的接头安置，应呈水平状；

d.对重要回路的电缆接头，宜在其两侧约1000mm 开始的局部段，按留有备用量方 式敷设电缆。

⑥电缆引入方阵箱变前，考虑到以后更换电缆终端，预留1～2m 作为备用。

⑦电缆之间、电缆与其它管道或建筑物之间的最小净距应符合《电力装置安装工程 电缆线路施工及验收标准》（GB50168-2018）规范要求，严禁电缆平行敷设于管道上、下面。

3）埋设间距要求

电缆管线埋设时应离开蒸汽、燃气及石油管道，与道路、建筑物、构筑物、树木及 其他工程管线的距离要求见下表。

表10.6-1 直埋电力电缆之间及直埋电力电缆与控制电缆等之间安全距离

项目	安全距离（m）	
	平行	交叉
建筑物、构筑物基础	0.50	——
电杆基础	0.60	——
乔木树主干	1.50	——
灌木丛	0.50	——
10kV 电力电缆与控制电缆之间	0.25（0.10）	0.50（0.25）
通信电缆	0.50（0.10）	0.50（0.25）
热力管沟	2.00	（0.50）
水管、压缩空气管	1.00（0.25）	0.50（0.25）

项目	安全距离（m）	
	平行	交叉
可燃气体及易燃液体管道	1.00	0.50（0.25）
铁路（平行时与轨道，交叉时与轨底，电气化铁路除外）	3.00	1.00
道路（平行时与侧石，交叉时与路面）	1.50	1.00
排水明沟（平行时与沟边，交叉时与沟底）	1.00	0.50

注：1.表中所列安全距离，应自各种设施（包括防护外层）的外缘算起；

2.路灯电缆与道路灌木丛平行距离不限；

3.表中括号内数字，是指局部地段电缆穿管，加隔板保护或加隔热层保护后允许的最小安全距离。

（12）电缆过电压保护

本工程电缆全部采用三芯电缆，金属护套感应电压几乎抵消；但考虑到三相电压的 不平衡造成的感应电压和事故情况下感应电压的影响，仅在电缆终端金属护套需软铜线 直接可靠接地即可。为避免外过电压入侵后极易破坏电缆内绝缘，电缆与每基终端塔导 线连接引线位置装设氧化锌避雷器，防止雷过电压入侵，保护电缆绝缘。

2.9.6.10 35kV 集电线路主要设备材料

表 2.10-24 集电线路工程主要设备及材料表

序号	名称	规格型号	单位	数量
一	导、地线集相关金具			
1	单回路径长度		km	15.5
2	双回路径长度		km	13.1
3	钢芯铝绞线	JL/G1A-150/25	km	31.35
4	钢芯铝绞线	JL/G1A-240/30	km	106.59
5	绝缘子	U70BLP	片	10248
6	金具		kg	34800
7	地线	JG1A-50	km	17.05
二	光缆及其金具材料			
1	光缆复合架空地线	OPGW-24B1-50	km	46.442

2	OPGW 悬垂串		套	70
3	OPGW 耐张串		套	324
4	OPGW 导引夹具（塔用）		套	288
5	塔用余缆架		套	48
6	塔用光缆接续盒		套	48
7	镀锌钢管	Φ100，L=3000mm	根	34
8	塔用镀锌钢管夹具	包括螺栓及垫片	套	34
9	OPGW 防震锤（24 芯）		付	928
三	铁塔			
1	3-6t		基	25
2	6-9t		基	43
3	9-16t		基	48
4	合计		基	116
5	铁塔钢材合计		kg	832900

四	接地			
1	接地圆钢	Φ10	kg	35496
2	接地圆钢	Φ12	kg	1252.8
3	接地扁钢	-5×40×200	根	464
4	接地螺栓及螺帽	M16×45	套	928
5	螺栓垫片		套	1856
6	接地开挖土方量		m3	3665.6
7	接地开挖石方量		m3	5498.4
8	接地回填土方量		m3	9164
9	接地模块	SWL-MF	块	232

五	基础			
1	基础钢筋	HPB300/HRB400	kg	255200
2	基础混凝土	C30	m3	2784
3	地脚螺栓	Q345	kg	49880
4	现浇保护帽、垫层	C30	m3	34.8
5	排水沟及毛石挡土墙	M7.5	m3	464
6	基面土方开挖		m3	278.4
7	基面石方开挖		m3	417.6
8	基坑土方开挖量		m3	1113.6
9	基坑石方开挖量		m3	1670.4
10	护臂钢筋	Φ8	kg	18560
11	护壁混凝土	C30	m3	417.6
六	电缆上塔			
	名称	规格型号	单位	数量
1	35kV 隔离开关	GW4(A)-40.5DD（630A）	台	34
2	35kV 氧化锌避雷器	高原型、标称放电电流 10kA HY5WZ-51/134	只	102
3	钢板	-6×200×200	块	102
4	复合支柱绝缘子	FZSW-66/10	只	1122
5	钢板	-6×100×150	块	306
6	软导线固定金具	MDG-6	套	306
7	T 型线夹	TL-42	套	136
8	矩形铜母线	-40×6	米	20.4

9	铜铝过渡设备线夹	SYG-240/30B （SYG-150/25B）	套	204
10	槽钢	[10　　L=6000mm	根	204
11	槽钢	[8　　L=6000mm	根	340
12	角钢	∠70×7，L=6000mm	根	238
13	扁铁	-40×4 扁铁，L=6000	根	1360
14	角钢	∠50×5 角钢，L=6000mm	根	272
15	圆钢	ф10 圆钢，L=6000mm	根	680
16	操作连杆	。40 镀锌钢管	米	204
17	螺栓	M20×50	个	1836
18	螺栓	M20×60	个	1224
19	螺栓	M12×100	个	816
20	螺栓	M12×50	个	1054
21	电缆保护管	L=3m	根	136
22	电缆保护管夹具	包括螺栓及垫片	付	272
23	引流线	JL/G1A-240/30	m	3400
24	铜芯线	BV-50mm2	米	1360
25	铅焊型接线端子	50mm2	只	204
26	阻火材料（防火泥）	FZD-II	kg	68
七	其他			
1	三牌		套	116
2	林木砍伐		项	1
3	交叉跨越		处	15
4	接地防腐		kg	835.2
八	35kV　电缆集电线路部分			

1	35kV 电力电缆	ZC- YJLV22-26/35-3 ×120	km	10
2	35kV 户内冷缩电缆终端头	3 ×120	套	52
3	35kV 户外冷缩电缆终端头	3 ×120	套	28
4	35kV 电力电缆	ZC- YJLV22-26/35-3 ×185	km	0.2
5	35kV 户内冷缩电缆终端头	3 ×185	套	2
6	35kV 户外冷缩电缆终端头	3 ×185	套	2
7	35kV 电力电缆	ZC- YJV22-26/35-3×400	km	1.5
8	35kV 户内冷缩电缆终端头	3×400	套	6
9	35kV 户外冷缩电缆终端头	3×400	套	4
10	电缆井		个	1
11	中间直埋接头		套	1
12	电缆分接箱		个	1
13	导引光缆GYFTA53-24		km	11.7
14	地埋光缆接续盒		个	1
15	光缆熔纤		项	1
16	热镀锌钢管Φ200		km	0.5
17	热镀锌钢管Φ50		km	0.5
18	电缆标志桩		项	1

2.10 土建工程

2.10.1 光伏阵列区土建设计

2.10.1.1 设计安全标准

本工程安装容量157.50924MWp，共计40个光伏子阵列，根据《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012），本项目为大 型光伏发电系统。主要设计安全标准如下：

（1）建筑结构安全等级：二级

（2）建筑抗震设防类别：丙类

（3）地基基础设计等级：丙级

（4）建筑结构设计使用年限：50 年

（5）防洪标准：50 年一遇

（6）排水设计标准：山洪频率 2%

（7）光伏支架结构安全等级：三级

（8）光伏支架设计使用年限：25 年

2.10.1.2 工程地质资料

场区地表由第四系坡积、残积层（Q^{dl+el}）覆盖，其物质组成主要为粉质粘土，部分混少量碎石，场址区出露的地层主要为寒武系无量山群变质砂岩及片岩，地层由新至老叙述如下：

①第四系全新统坡、残积层（Q^{dl+el}）：主要为碎石土夹黏土、碎石质黏土、粉质黏土，可塑～硬塑状。该层分布范围遍及整个场区，山顶、山脊部位厚度较薄，一般厚 0.5～2m，局部低洼地段厚度大于 5m。场址大部分区域均有出露。

②寒武系无量山群第三段($\in wl^3$)：灰绿色、灰褐色变质细砂岩分布于场址区北部及东部。

③寒武系无量山群第二段($\in wl^2$)：灰绿色、灰褐色变质砂岩。分布于场址区西部及南部。

根据现场地质条件并类比有关的工程经验，提出各类岩(土)体的物理力学参数地质建议值见表 2.10-1。

表 2.10-1 岩（土）体物理力学参数地质建议值

地层编号及名称	天然容重γ（kN/m³）	压缩系数 a_{1-2}（MPa⁻¹）	抗剪断强度		承载力特征值（kPa）	参考电阻率（Ω×m）	干作业钻孔桩极限侧阻力标准值（kPa）	干作业钻孔桩极限端阻力标准值（kPa）
			内摩擦角（°）	黏聚力（kPa）				
①碎石质黏土	16～19	0.30～0.50	15～20	25～30	130～160	200～400	60～80	800～900
②强风化变	22～25	/	30～35	70～90	300～500	800～1000	160～220	1600～2200

质砂岩								
③中风化变质砂岩	25～27	/	50～70	90～140	500～800	1000～3000	220～300	2200～3000

根据1：400万《中 国地震动峰值加速度 区划图》及《中 国地震动反映谱特征周期 区划图》(GB18306-2015)，工程区Ⅱ类场地50年超越概率10%的地震动峰值加速度为0.20g ，对应 的地震基本烈度为Ⅷ 度 ，基本地震动加速度反映谱特征周期为0.45s。

根据《水电工程区域构造稳定性勘察规程》（NB/T 35098-2017），本工程满足地震动峰值加速度为0. 15g，地震烈度为Ⅶ度， 5km 以内无活动断层，工程场址区周边5km区域无震级M小于4.7级地震活动，判定场址区域构造稳定性分级为稳定性较好。

2.10.1.3 光伏阵列支架设计

1、支架系统设计参数

（1）风荷载：0.57kN/m^2（25年一遇），0.65kN/m^2（50年一遇）

（2）雪荷载：0kN/m2（50年一遇）

（3）电池板重量：38.7kg

（4）固定支架倾角：24°

（5）风荷载体型系数：0.91(正风压)、-1.12（负风压）

（6）结构重要性系数：1.0

（7）风振系数：1.2

（8）风压高度变化系数：1.5

2、荷载组合

根据《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）及《光伏支架结构设计规程》（NBT 10115-2018）对光伏支架的荷载效应进行组合，主要为以下6 种荷载组合：

（1）1.3 ×自重荷载+1.5×1.0×正风荷载；

（2）1.3 ×自重荷载+1.3×水平地震力+1.5×0.6×正风荷载；

（3）1.3 ×自重荷载+1.5×1.0×逆风荷载；

（4）1.0×自重荷载+1.3×水平地震力+1.5×0.6×逆风荷载。

（5）1.3×自重荷载+1.5×1.0×正风荷载+1.5×0.7×雪荷载；

（6）1.3×自重荷载+1.5×0.6×正风荷载+1.5×1.0×雪荷载。

3、支架系统设计

经过比较，本项目推荐采用容量为710Wp的异质结光伏组件，光伏支架由28块光伏组件按2（行）× 14（列）的布置方式组成一个支架单元，支架倾角为24°，光伏组件最低端离地距离 2.5m ，满足云南省光伏项目用地要求。

光伏支架采用单桩支架结构 ，主要由斜梁、横梁、前斜撑、后斜撑、钢柱、抱箍和单桩基础等关键构件组成 。单桩光伏支撑结构采用2个斜支撑支起斜梁、横梁，从而托起光伏电池板 ，钢斜撑与钢柱之间连接通过抱箍实现，具有简洁、高效的特点。支架檩条间采用拉条+钢管连接，斜梁之间采用斜拉杆连接，光伏组件与横梁采用不锈钢螺栓连接，每块光伏板用4个螺栓固定在横梁上，螺栓采用防松螺母 ，螺栓与组件边框连接采用大垫片。横梁与斜梁通过螺栓连接。

桩基列间距为4m，满足云南省复合型光伏项目用地要求。横梁跨度为4m，斜梁采用C90×45×15×2.5mm冷弯薄壁卷边槽钢，檩条采用 C95×50×20×2.0mm冷弯薄壁卷边槽钢 ，前斜撑采用C60×40×15×2.0mm 冷弯薄壁卷边槽钢 ，后斜撑采用C70×45×15×2.0mm 冷弯薄壁卷边槽钢，下立柱采用Φ159×5.5mm 钢管，上立柱采用Φ140×3.5mm钢管。其中，光伏支架主构件及其他部分连接件均采用热镀锌钢材或镀镁铝锌钢材 。光伏支架檩条、斜梁、上立柱、下立柱、檩条连接件均采用 Q420B 钢材，斜撑、三角连接件采用 Q355B 钢材，其他构件采用 Q235B 钢材。支架主要构件选型见下表 ，光伏支架及基础体型详见附图。

由于支架所受荷载较小，支架设计的主要控制参数为各杆件的稳定与变形。主要控制参数见表2.10-2。

表2.10-2　支架设计主要控制参数

序号	构件名称	参数名称	限值
1	构件抗拉、抗压、抗弯	f	375N/mm²（主材Q420B）
2	构件抗剪	f_v	215N/mm²（主材Q420B）
3	受压构件（立柱、斜撑）	λ	180
4	受拉构件（立柱、斜撑）	λ	350
5	立柱顶位移	Δ/h	1/60
6	斜梁、横梁挠度	w/L0	1/250

本工程光伏支架设计采用3D3S建模计算，参照《光伏支架结构设计规程》NB/T 10115-2018和《光伏发电站设计规范》GB 50797-2012进行固定支架建模，正负风压均以线荷载形式加载在支架横梁上并按照8.1.3.2小节进行荷载组合，同时进行抗震验算。最后根据《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB 50018-2002进行截面校核和优选。经计算，在

各荷载组合作用下，支架系统整体稳定，各杆件强度变形满足规范要求，见图 2.10-1~图 2.10-4。

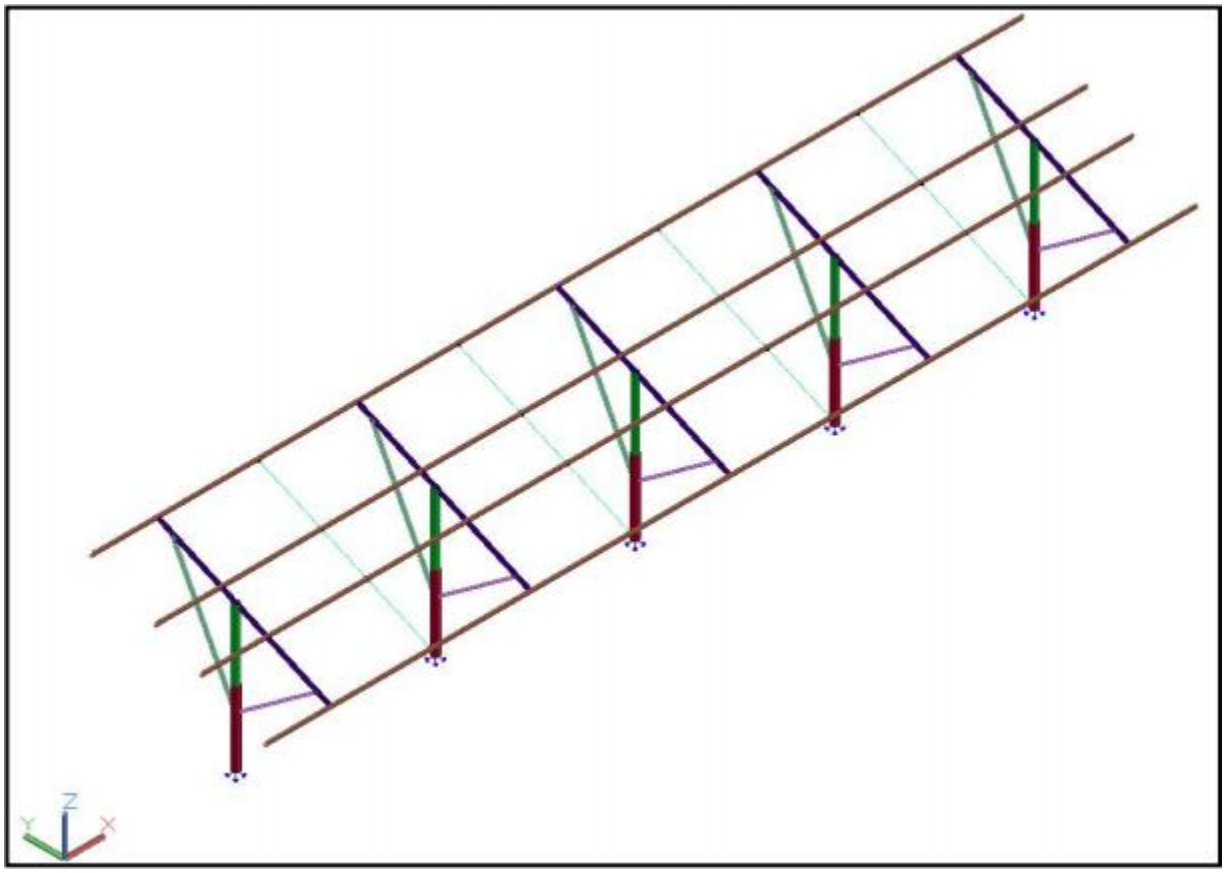

图 2.10-1　光伏支架模型

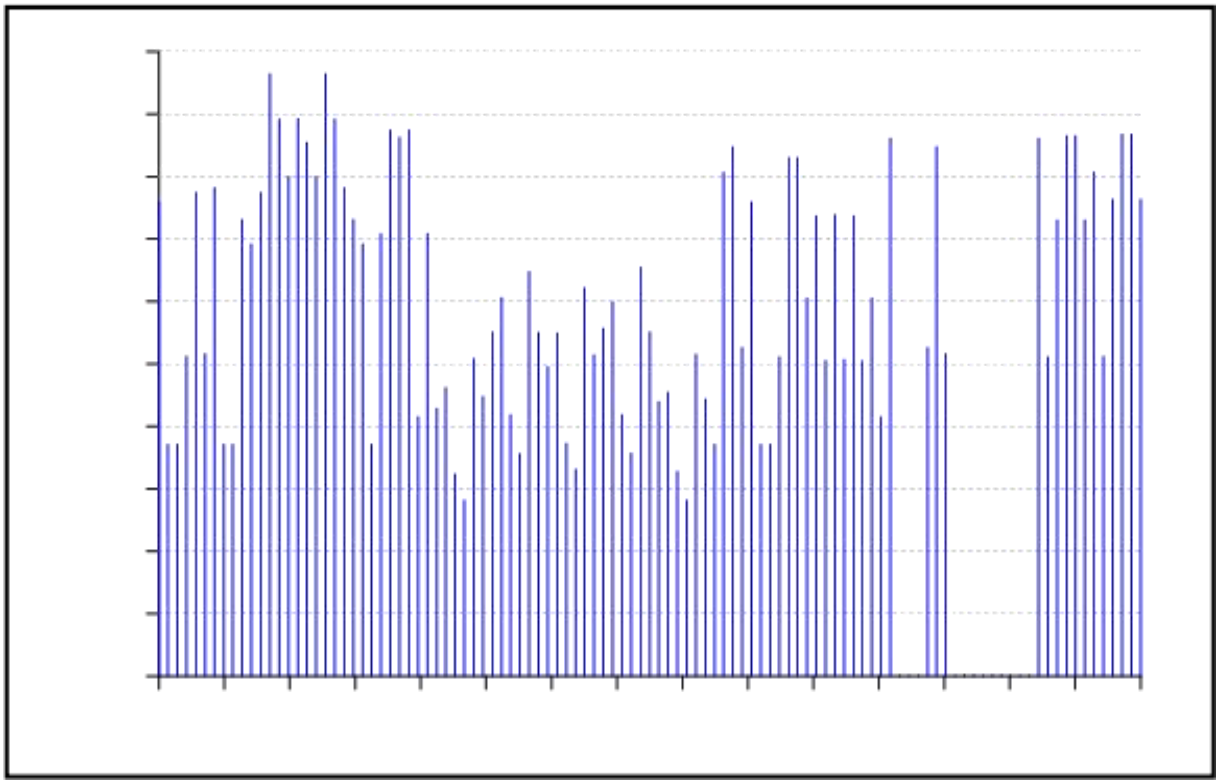

图 2.10-2　光伏支架应力比分布图

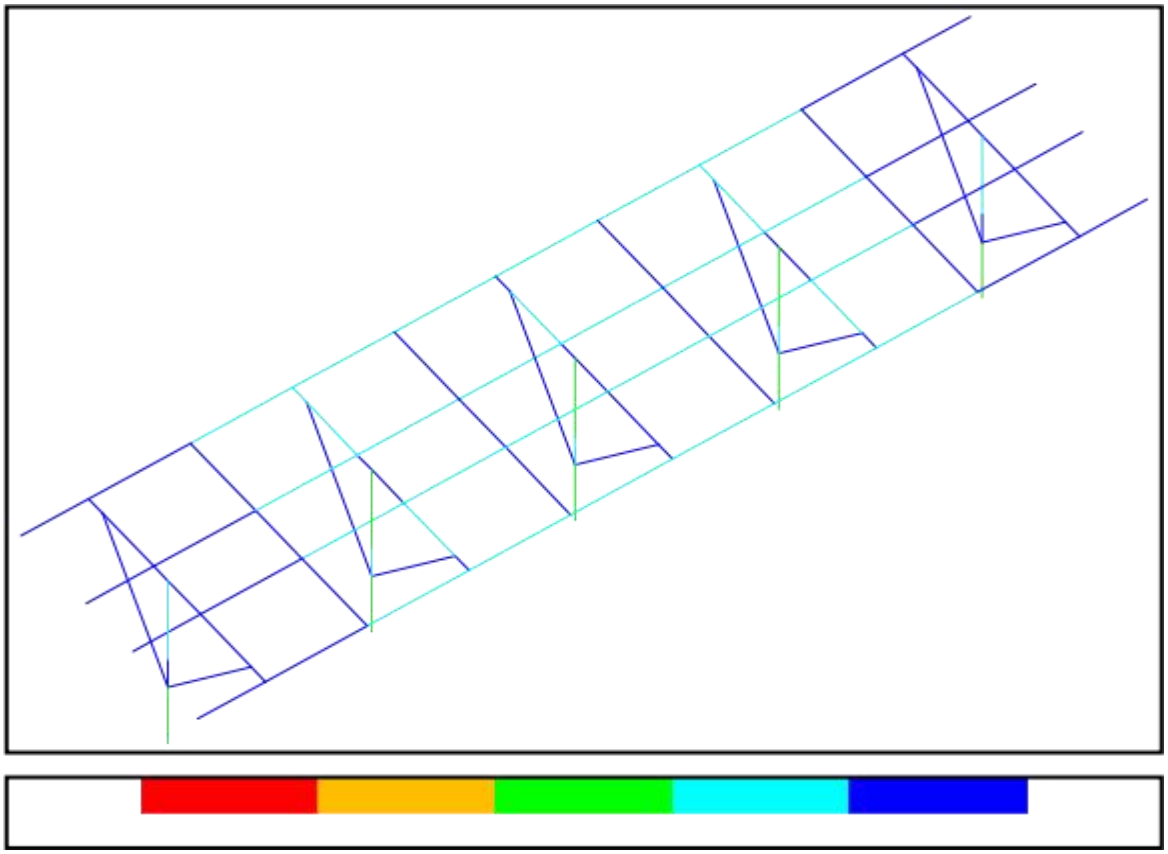

图 2.10-3　光伏支架正风变形图

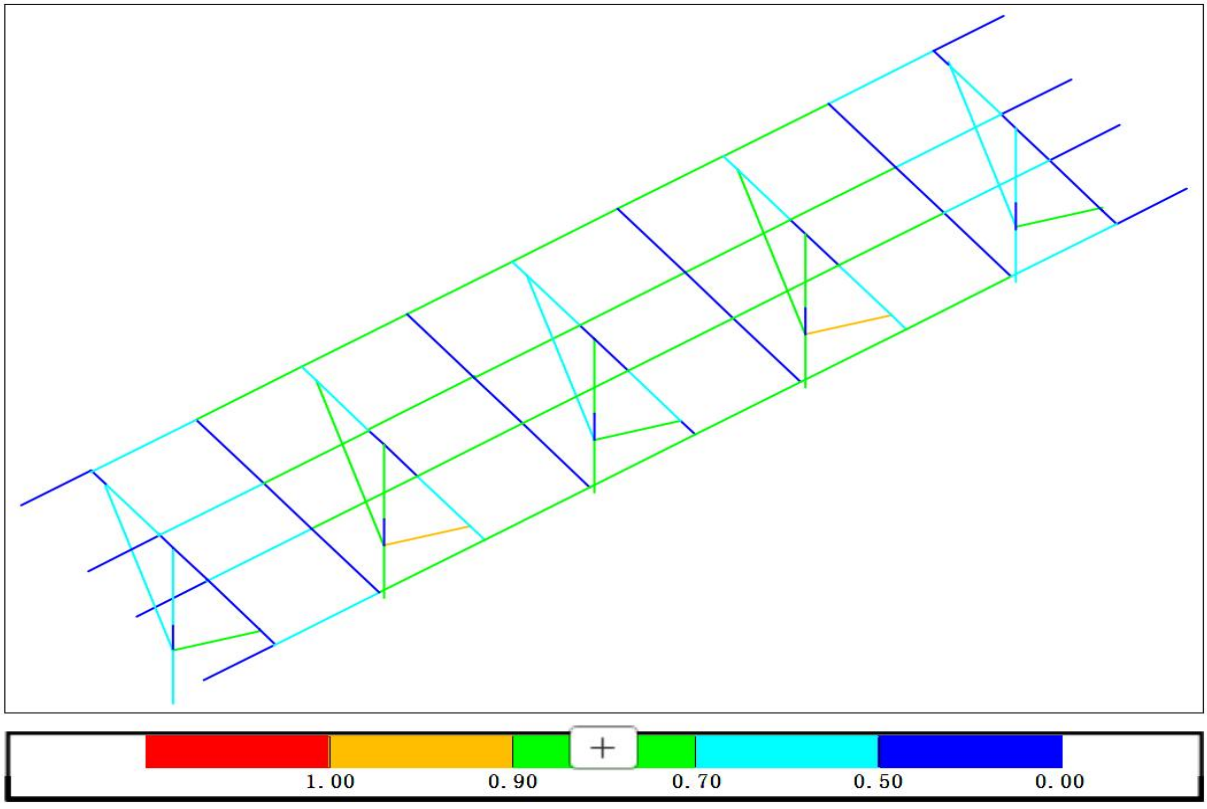

图 2.10-4　光伏支架负风变形图

2.10.1.4 支架基础设计

光伏支架基础采用钻孔钢管灌注桩基础，根据现场实际情况，采用钻孔机械成孔施工，灌注桩采用现场浇筑的 C30 钢筋混凝土，桩径300mm ，孔深2.2m 。每个光伏支架采用 5 根桩，初拟桩长为2.7m，桩顶高出地面0.50m。光伏支架立柱与钻孔灌注桩基础采用地脚螺栓连接，基础混凝土应振捣密实及光滑平整，确保立柱与基础可靠连接。经计算，桩基础各项承载力均满足要求。

2.10.1.5 防腐设计

钢构件采用金属保护层的防腐方式。钢结构支架、钢管桩上部、连接板及拉条均采用热浸镀锌涂层或镀镁铝锌防腐，热浸镀锌须满足《金属覆盖层钢铁制件热浸镀锌层技术要求及实验方法》（GB/T13912-2020）的相关要求，镀锌层厚度平均不小于 65μm。镀镁铝锌防腐涂层平均厚度满足双面 275g/m^2。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。

2.10.1.6 光伏组件支架、基础工程量

光伏组件支架、基础工程量见表 2.11-3。

表 2.11-3　光伏组件支架、基础工程量

编号	项目	单位	数量
一	光伏阵列		
1	场地清表	m	84000
2	引孔（直径300mm）	t	27454
3	C30混凝土	t	7935
4	基础钢筋	m^3	754
5	支架钢材Q420B热镀锌	t	5986
7	支架钢材Q235B热镀锌	亩	946
8	试桩	项	1
9	桩基检测	项	1

2.10.1.7 构筑物设计

1、组串式逆变器

根据电气设计要求，本工程采用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。

2、箱变基础

根据电气要求，每个方阵布置箱式变压器一台，共 40 台。箱变基础为框架结构独立基础，基础长约 5m，宽约 5.5m，箱变基础平台露出地面 1.6m 平台四周设置安全护栏，地面埋深 0.7m。基础四周设框架柱，顶部设框架梁，每个框架柱下设置 0.3m 高的独立基础。箱变与基础顶部预埋钢板焊接，朝向箱变开门一侧设置钢爬梯及操作平台，侧壁架空。为满足环保及消防相关要求，在箱变基础靠油箱一侧设事故油池，油池的有效容积满足规范要求。箱变基础对地基承载力要求不高，较密实的第①层即可作为基础持力层。箱式变压器基础详见附图。

3、电缆分接箱基础

为方便管理，本工程设电缆分接箱数台。基础为砌体结构筏板基础，基础长4.76m，宽2.44m，高 1.75m，埋深 1.45m，基础露出地面0.3m 。基础底板厚250mm，侧壁为厚 240mm 的砌砖墙，四角设构造柱，顶部设圈梁，顶板设进人孔及钢盖板。电缆分接箱与基础顶部预埋钢板焊接，朝向电缆分接箱开门一侧浇筑悬挑式操作平台，并设钢爬梯。侧壁开电缆孔。基础底板顶面设 0.5%的排水坡度，朝向排水管方向，排水管排向现场 地势较低处，排水管口包土工布，管口四周填筑级配碎石。电缆分接箱基础对地基承载力要求不高，较密实的第①层即可作为基础持力层。

4、场内集电线路设计

本工程箱式变压器至变电站集电线路采用架空及直埋电缆相结合的形式。架空采用铁塔架设，具体形式根据线路走向要求设计。铁塔基础为钢筋混凝土掏挖式基础。直埋 电缆典型剖面如下图所示，开挖尺寸为顶宽 1.6m，底宽 1m，深 1m 。铺砂垫层后放置 电缆，再铺一层细沙后覆盖红砖，然后进行回填。直埋电缆沟过路及出入户时均需套钢 管，对电缆进行保护，防止压坏。在电缆接头处设砖砌电缆井。

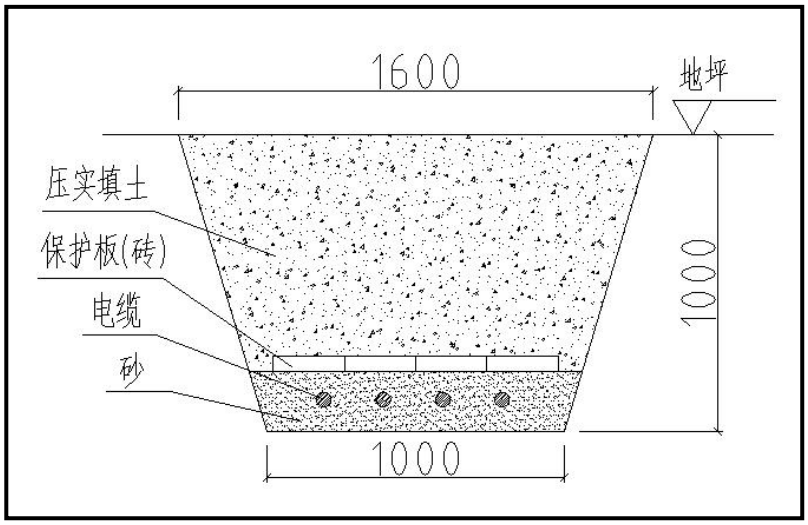

图 2.11-8 直埋电缆典型横剖面图（单位：mm）

5、大门和围栏

为了便于管理，沿光伏发电场阵列外侧设置钢丝网围栏，围栏高度 1.8m，采用直径 4mm 的浸塑钢丝，网片间距为 150mm×75mm，立柱采用直径50mm 的浸塑钢管，立柱布置间距为 3m ，其上布置安全监控设备。在入口处（场内施工道路接入点）设置对开钢大门。

6、防洪设计

光伏区组件防洪重点应考虑：1）避免组件支架基础长期处于因雨水冲刷裸露或塌陷的地表；2）避免布置组件区域积水而导致组件、汇流箱等电气设备出现安全事故。

光伏区组件防洪设计可以考虑在整个场区雨水汇集区域，按照随坡就势原则设置浆砌石排水沟，将场区内雨水集中后引流至场区外部，以防止地表土壤或植被被雨水冲刷造成破坏。

山地光伏电站所在地的地形复杂，同时考虑到集电线路压降、线损等原因，部分箱变、逆变器基础可能会位于高边坡或低洼区域。针对高边坡区域，建议采用浆砌石砌筑挡土墙，以降低边坡被雨水冲刷的风险。对于低洼区域而言，由于长期积水会导致箱变、逆变器基础内积水，严重时会产生电气安全事故，这种情况可考虑在箱变、逆变器基础 周围设置排水沟，将积水散排至其他区域。

2.10.1.8 光伏场区构筑物工程量

光伏场区构筑物工程量见表 2.11-4。

表 2.11-4 光伏场区构筑物工程量

编号	项目	单位	数量
一	箱变、电缆分接箱基础		

1	土方开挖	m^3	706
2	石方开挖	m^3	303
3	土石方回填	m^3	1020
4	C30 基础混凝土	m^3	305
5	C15 垫层	m^3	62
6	钢筋	t	49
7	砌砖	m^3	143
8	型钢	t	21
9	围栏	m	1425
10	卵石	m^3	120
二	集电线路工程		
1	直埋电缆沟土方开挖	m^3	20564
2	直埋电缆沟石方开挖	m^3	8813
3	直埋电缆沟土方回填	m^3	24640
4	铺沙	m	10200
5	盖砖	m	10200
三	电缆井工程		
1	土方开挖	m3	32
2	石方开挖	m3	14
3	土石方回填	m3	12
4	基础混凝土	m3	10
5	C15 垫层	m3	1.4
6	钢筋	t	0.01
7	砌砖	m3	5
四	接地工程		
1	土方开挖	m^3	20496
2	石方开挖	m^3	8784
3	土方回填	m^3	29280

五	场区防洪截排水沟		
1	土方开挖	m^3	850
2	石方开挖	m^3	210
3	C15 混凝土	m^3	190
六	其他构筑物		
1	钢丝网围栏（1.8m 高）	km	83
2	钢大门	个	25
3	防火隔离带	m	350

2.10.2 变电站

本工程装机容量 157.50924MWp，不新建升压站，与营盘村项目光伏发电项目共用一座升压站。

2.11 消防

2.11.1 工程概况及消防总体设计方案

2.11.1.1 工程概况

本工程安装容量 157.50924MWp，全站共建设 40 个发电单元，本项目不新建升压站，与营盘村光伏发电项目共用一座升压站。

2.11.1.2 消防总体设计方案

本工程根据消防系统的功能要求，从防火、灭火、排烟、救生等方面作完善的设计，力争做到防患于未然，减少火灾发生的可能，一旦发生火灾也能在短时间内予以扑灭，使火灾损失减少到最低程度。同时确保火灾时人员的安全疏散。

（1）消防通道

通过光伏发电场内道路和对外道路，消防车可以到达升压站内；消防通道宽度不小于 4.0m，转弯半径不小于 9m，并保证通道净高不小于 4m。在升压站道路尽头设置回车场。

（2）防火间距

各建筑物、构筑物之间防火间距满足《建筑设计防火规范》和《光伏发电站设计标准》。

（3）灭火设施

各建筑物内配置手提式磷酸铵盐干粉灭火器，屋外配电装置旁配置推车式磷酸铵盐干粉灭火器。

（4）消防电源及通信

消防电源取自 0.4kV 站用变，分别从一、二号站用变取电，自动切换。利用光伏发电场内部通信系统作为光伏发电场的消防通信。

2.11.2 工程消防设计

2.11.2.1 户外主要电气设备消防设计

1、电缆消防

电缆从室外进入室内的入口处及进出电气屏柜等采取了防止电缆火灾蔓延的阻燃分隔措施如下：

（1）电缆桥架上的动力电缆、控制电缆、消防专用电缆、通信电缆均分开敷设；

（2）电力电缆各层间和电力电缆与控制电缆、通信电缆间均加设耐火隔板；

（3）电力电缆选用聚氯乙稀绝缘电缆，控制电缆选用阻燃电缆；

（4）所有电气柜、盘（屏）柜的底部在楼板上预留电缆孔洞，在电缆敷设完成后，均采用防火材料封堵；

（5）电缆穿入有防火要求房间的墙壁、楼板的孔洞，均用防火材料封堵。

2、箱式变压器消防

光伏场区以箱变为单元，形成独立的防火区域，每个箱式变压器配置2 具手提式磷酸铵盐干粉灭火器MF/ABC5-3A 。同时，消防车沿光伏场内道路可到达箱式变压器附近进行灭火。

2.11.2.2 消防给水设计

消防水源取自消防水池，采用消防水池与消防水泵供水方式。整个消防给水系统为 一套临时高压系统。消火栓采用压力启动控制方式，当任意室外消火栓开启，消火栓系 统

管网内压力下降时，消火栓泵自动启动。室外消火栓系统采用环状管网供水，场区内 设置了室外消火栓，消火栓间距小于 120m。消防水池的补水时间为48h（满足《水利水 电工程设计防火规范》SDJ278-90 消防水池的补水时间不超过48h 的规定），龙街证消 防水池有充足的水量。

2.11.2.3 消防电气

根据《火力发电厂与变电站设计防火规范》（GB50229-2006），消防用电设备的电源按二级负荷供电。变电站消防用电电源取自双回0.4kV 站用电，双回路电源互为备用。

消防用电设备采用单独的供电回路；所有的消防设备供电回路均采用阻燃电缆，以便在发生火灾时仍能保证消防用电。

所有疏散通道及安全出口处设置安全出口指示灯和疏散指示灯，其间距不大于 15m；指示灯及疏散照明灯最低照度高于0.5Lx 。指示灯及疏散照明灯均为自带蓄电池型，当交流失电时，连续供电时间不少于30min。

2.11.2.4 消防监控系统

按《光伏发电站设计标准》的要求，该光伏发电场变电站应设置火灾自动报警系统， 消防值班室与光伏发电场变电站主控室合用。

火灾报警系统设计根据《火灾自动报警系统设计规范》的要求设计，该系统包括感温电缆探测器、智能光电感烟探测器及感温探测器、控制模块、声光报警器、指示灯、手动报警按钮等。火灾探测报警区域包括变电站内一次设备预制舱、二次设备预制舱、综合舱等区域。当有火情发生时，火灾报警控制箱可及时发出声光报警信号，显示发生火警的地点并将信号反馈到联动控制箱。

2.11.3 施工消防

2.11.3.1 工程施工场地规划

施工总平面布置见《施工总布置图》。

2.11.3.2 施工消防规划

施工消防重点分别为临时龙街和材料储存区、混凝土制拌区、基坑现场浇筑区。

施工现场设置的临时房屋区，按每 25m^2 设置磷酸铵盐干粉型灭火器一具。对于木模板、油料等易燃品储存区，按每 25m^2 设置磷酸铵盐干粉型灭火器两具，并配砂箱。消防通道上不摆放物品，保持畅通。临时房屋采用砖砌钢板屋面、压型钢板活动房屋等耐火等级高的建筑物。

混凝土制拌区在混凝土拌合站内配置磷酸铵盐干粉型灭火器两具。混凝土拌合站用电有专人管理，用电电缆、电线截面尺寸选择合理并留有一定裕度。

基础施工时临时用电取自移动柴油发电机，在柴油发电机和油料桶旁摆放磷酸铵盐干粉型灭火器两具，并由专人管理。

2.11.3.3 易燃易爆仓库消防

易燃易爆仓库主要为油品库。油品库内存放的工地用油主要包括机械用柴油、汽油和各种特种油，专库存放，专人负责。保持阴凉通风，夏季室内温度超过 35℃必须采取降温措施。油库电气设备必须符合防爆要求。油品库位置位于施工仓库附近且需保持一定距离。

储存区设置一名防火安全责任人，全面负责易燃易爆品的消防安全管理，建立义务消防组织，定期进行业务培训，开展自防自救工作。储存区应当建立并严格执行夜间值班、巡逻制度，带班人员应当认真检查，督促落实。储存区内作业人员和车辆均应采取措施消除可能引起火灾的隐患，应得到防火安全责任人的认可后方可进行作业。储存区的电气装置必须符合国家现行的有关电气设计和施工安装验收标准规范的规定，单独安装防爆型配电箱。人员离库时，必须拉闸断电。储存区应当按照国家有关消防技术规范，配备消防设施和器材。消防器材应当设置在明显和便于取用的地点，周围不准堆放物品和杂物，并由安全负责人专门管理。储存区的消防通道和安全出口、疏散通道等处严禁堆放物品。应做好易燃易爆品的存储档案，明确其理化特性，并据此配备合适的消防设备。储存区安全负责人应制定完善的应急措施预案，在出现火灾的情况下，能够统一指挥进行自救和疏散。

2.11.4 消防管理

光伏发电场应当履行下列消防安全职责：

（1）实行 防火安全责任制 ，确定光伏发电场及其下属各部门的消防安全责任人；

（2）制定本单位的消防安全制度、消防安全操作规程；

（3）对职工进行消防宣传教育和消防安全培训；

（4）建立防火档案 ，确定防火重点部位 ，设置防火标志 ，实行严格管理；

（5）定期组织对消防设施和器材的检查、维修 ，确保消防设施和器材完好、 有效；

（6）组织防火检查 ，及时消除火灾隐患；

（7）制定灭火和应急疏散预案，定期组织消防演练。

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，并经考试合格后方能进入生产现场工作，同时按国家标准为生产运行人员配备相应的劳动保护用品，以便生产运行人员有一个良好的身体条件，为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 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 SF_4 等，在密封不严或设备大修解体时，容易被释放出来，且 SF_4 密度大，是空气的 5 倍，一旦泄漏易沉积不易扩散，SF_4 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。SF_4 属于危险化学品有毒气体类别，危险货物编号为 23019。纯净的 SF_6 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，SF_6 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 SF_4、S_2F_2、HF、$S0_2$ 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着。

（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

龙街光伏发电项目位于南涧县公郎镇龙平村周围，场址地理坐标介于东经100°16'56"～100°20' 19"，北纬 24°48'26"～24°51'49"之间，海拔高程在 1775m～2053m之间。额定容量130MW，安装容量 157.50924MWp，容配比为1.2125。拟安装221844块 710Wp光伏组件，由 7923个组串28个光伏阵列组成，配置逆变器433台，箱式变压器40台。场址区主要地类为园地，场址周边无高大山体遮挡，有布置光伏阵列的地形地貌条件。场址区域构造较稳定，无颠覆性滑坡、崩塌、泥石流等不良地质作用，自然山坡稳定，场地工程地质条件较好。

拟建工程场地属构造、剥蚀—高中山地貌单元，地势起伏不大，不良地质现象主要以岩体风化为主，场址区基岩以变质砂岩为主，变质砂岩抗风化能力较强，节理裂隙发育浅表，一般呈强风化；除此之外，场址区及其附近未发现规模较大的滑坡体、崩塌体及泥石流等不良物理地质现象。

场址区域构造稳定性分级为稳定性较差。建设场址属于建筑抗震一般地段，局部较陡为不利地段。拟建场地工程地质条件复杂，场地及周边不存在影响场地安全的滑坡、泥石流、流动沙丘、采空区、岩溶、地面沉降、危岩和崩塌等不良地质作用和地质灾害。《光伏发电工程地质勘察规范》（NB/T 10100-2018）附表 C，本工程场地稳定性分级为稳定性差。

根据《光伏发电工程地质勘察规范》（NB/T 10100-2018）附表D，因本建设工程场地稳定性分级为稳定性差，故本场地工程建筑适宜性分级为适宜性差。

拟建工程地处构造剥蚀、剥蚀—高中山地貌单元，地表基岩与覆盖层交错分布，第 四系覆盖层与基岩面起伏较大。因此，各基础开挖面的地基中可能基岩与覆盖层交错分 布，地基土的物理力学性状差异较大，因而可能存在不均匀变形稳定问题。

由于受侵蚀程度及风化程度影响，覆盖层性质及厚度差异较大，地基存在明显的不 均匀性。可视为不均匀地基。

根据 1 ：400 万《中国地震动峰值加速度区划图》及《中国地震动反映谱特征周期区划图》（GB18306-2015），工程区II类场地 50 年超越概率 10%的地震动峰值加速度为0.20g，经修正后I1 场地地震动峰值加速度取值0.17g，对应的地震基本烈度为Ⅷ度，基本地震动加速度反映谱特征周期为0.45s。经修正后I1 场地地震动反应谱特征周期为0.35s。设计地震分组为第三组。

地基岩土体由坡残积层粉质黏土、黏土和风化岩组成，不存在饱和粉土、砂土等可 液化土层，且地下水埋藏较深，不考虑场地土地震液化问题。

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。

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

光伏发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，这种效应能严重的破坏太阳电池。

升压站位于南涧县，场址地块位于南涧县公郎镇龙平村周围，施工期会产生噪声、粉尘。升压站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用地、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。

根据 1：400 万《中 国地震动峰值加速度 区划图》及《中 国地震动反映谱特征周

期 区划 图 》 （GB18306-2015），工程 区 II类场地 50 年超越概率 10%的地震动峰值加速度为 0.20g，对应的地震基本烈度为VIII度，基本地震动加速度反映谱特征周期为 0.45s。设计地震分组为第三组。

地基岩土体由坡残积层粉质黏土、黏土和风化岩组成，不存在饱和粉土、砂土等可液化土层 ，且地下水埋藏较深 ，不考虑场地土地震液化问题。

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。

①碎石质黏土、砾质粘性土、粉质黏土：褐黄色、褐红色，可塑～硬塑状。该层分布范围遍及整个场区， 山顶、 山脊部位厚度较薄，一般厚 0.5～2m，局部低洼地段厚度大于 5m。场址大部分区域均有 出露 。具一定的承载力。但分布不均匀，不可作为基础持力层。

②强风化变质砂岩：灰绿色、灰褐色，强风化，变余结构，定向性构造，层厚 10～20m。物理力学性质较好 ，承载力较高，可作为基础持力层。

③中风化变质砂岩：灰绿色、灰褐色，中风化 ，变余结构，定向性构造，层厚＞20m。物理力学性质好，承载力高，可作为基础持力层或良好下卧层。

地基土各岩（土）层物理力学性质均能满足光伏阵列各建构筑物工程设计要求 。根据基础埋置深度 ，光伏阵列区基础主要可选②层强风化变质砂岩③层中风化变质砂岩作为基础持力层。

本工程场址属于硬地质区域，且地形较陡 ，独立扩展基础、螺旋钢桩基础及预应力混凝土管桩基础均不适应于本工程，而钻孔灌注桩基础具有较高的适应性，因此，本工程光伏支架基础初拟采用钻孔灌注桩基础。

在基础持力层选择时，应重视不同风化地基土的不均一性可能对基础产生的不良影响，基础埋深应满足地基承载力与变形的要求。

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

龙街光伏发电项目不设置升压站，以5 回 35kV 集电线路汇集电力送入同一业主且与本项目同期建设的营盘220kV 光伏项目升压站，本报告评价范围虽不包含升压站，但该电站涉及使用到升压站。

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、分支箱础为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南涧县气候条件知，该区域多年平均降水为 735.5mm，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 0.8 天，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），南涧县多年平均风速为 2.8m/s，光伏电站区域海拔较县城高、地势也较县城开阔，相应的受到风的风载荷影响更大。本光伏电站存在风载荷的危害。主要表现在：突发性强风对地面建构筑物威胁较大，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

南涧县城区多年平均雷暴天气约 43.6 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

南涧县城区多年极端最低气温-0.8℃，多年平均冰雹日数 0.8 天，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℃～55℃，选用电池组件的工作温度范围为-40℃～85℃，正常情况下，太阳电池组件的工作温度龙街持在环境温度增加 20℃的水平。

工程区所在的南涧县多年平均气温 19.2℃，多年极端最高气温 35.9℃，多年极端最低气温-0.8℃。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响。

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发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问题和隐患，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组件制造商负责，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℃灼热丝试验。

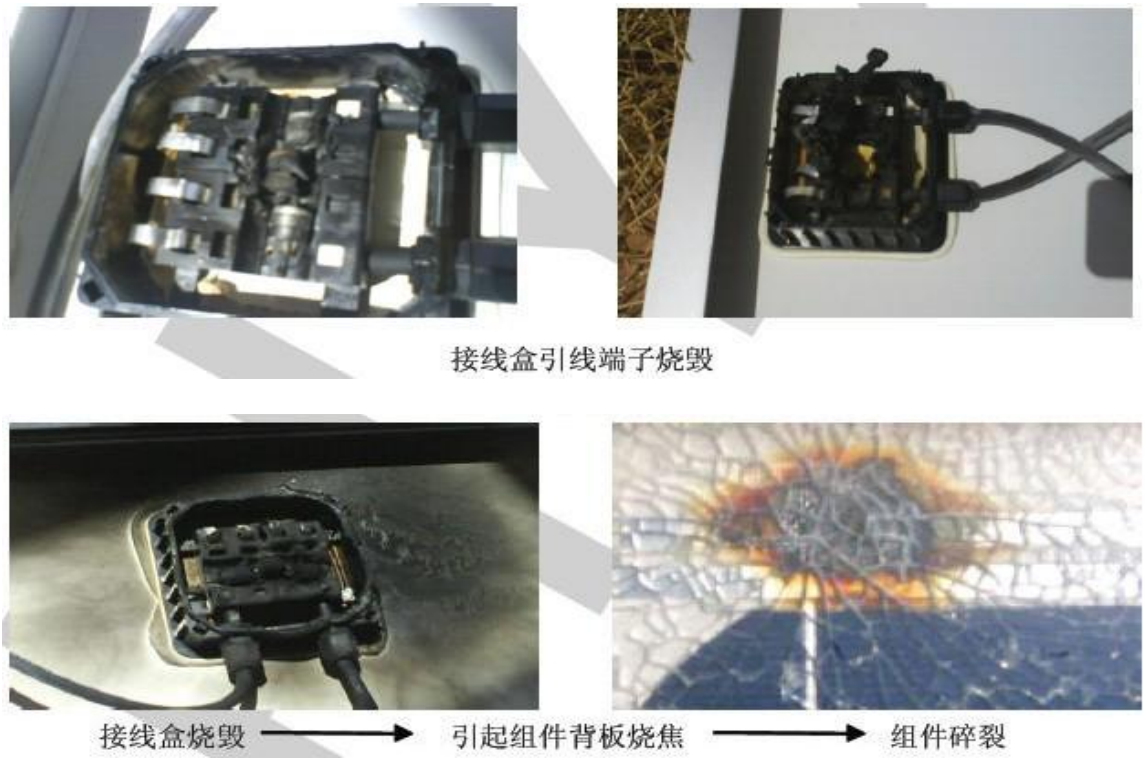

图 3.6-3 户外光伏组件接线盒问题引起的故障图分析

3.6.1.2 腐蚀

太阳电池组件的腐蚀主要产生在太阳电池组件内部\接线盒导电体和铅边框的断面上。太阳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 孤岛效应危险分析

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.对供配电线路的危害。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上产生谐波压降，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，其中分解出腐蚀力很强的氧，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，导致穿击短路。

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 SF_6 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 220kv 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、SF_6 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、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.SF_6 危险分析

（1）SF_6 气体泄漏危险

GIS 设备的 SF_6 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 SF_6 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 SF_6 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，SF_6 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 SF_4、S_2F_2、HF、$S0_2$ 等，大量吸入人体会引起头晕和肺水肿，甚至昏迷及死亡。

（2）SF_6 气体微水超标

SF_6 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 SF_6 气体中。SF_6 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 SF_6 气体泄漏时，GIS 周边可能导致气体聚集。未设置 SF_6 气体泄漏报警装置，SF_6 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箝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

升压站站用电采用双电源供电，单母线分段接线。采用 ATS 装置，主供电源引自升压站 35kV 配电装置母线，备用电源引自附近 10kV 电网。外引电源站用变型号选取 S11-315/10GY。

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

继电保护装置是保证电网安全稳定运行的重要设施。

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，很可能会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，阻火措施不完善，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，阻火措施不完善，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。

3.6.4.4 直流系统

升压站设置 1 套 220V 智能微机高频开关电源直流成套装置，装置含 2 组 300Ah 的铅酸免维护蓄电池和 2 组高频开关电源充电模板 。蓄电池容量能满足全站停电 2 小时的放电容量。直流系统采用单母线分段接线。直流操作电源成套装 置设置监控模块，具备通信接口，将直流电源装置工作状态量，电压模拟量，充电电流模拟量及故障信号量上传至升压站监控系统。

随着电池使用时间的增长必然会有个别或部分电池因内阻变大，呈现出老化现象。当电池的实际容量下降到其本身额定容量的 90%以下时，电池便进入衰退期，当电池容

量下降到原来的 80%以下时，电池便进入急剧的衰退状况，衰退期很短，这时电池组已存在极大的事故隐患。对于由 104 只 2V 蓄电池组成的直流蓄电池组，当蓄电池内阻变大，许多维护人员往往会忽视。实际上蓄电池性内阻变大后，性能会降低，虽然在浮充状态下电压几乎无变化，一旦直流系统失电，蓄电池作为备用供电，电压会瞬间被拉低，直接影响电池备用时间。

直流系统故障对电站运行的影响：直流系统全厂继电保护、信号、操作及断路器的分合闸电源，其可靠性非常重要，如直流系统出现故障，则继电保护不能动作，信号不能显示，断路器不能分合闸，影响电站的安全运行。

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、CO_2），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≥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19.2℃，极端最高气温35.9℃，极端最低气温-0.8℃。

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℃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℃-35℃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。

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。

建筑装修施工过程中，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的培训、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	危险、有害因素	存在的部位与作业场所

标		
建筑物	地震	整个项目区
	边坡坍塌、滑塌	太阳能方阵边坡、升压站边坡、场内道路边坡
	岩溶塌陷	太阳能方阵基础、升压站建筑物和设备基础
	泥石流灾害	光伏方阵
	地基沉降	太阳能方阵基础、升压站基础
	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	光伏列阵区检修作业场所、检修中高速旋转的机械等
	高处坠落	光伏列阵区、集电线路等架空输电线路巡线检查作业
	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	蓄电池室、断路器旁
	粉尘	检修过程中
	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。

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

式中：

S——辨识指标；

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

$Q_1,Q_2...Q_n$——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 建设项目与国家和当地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 CO_2 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

本项目位于云南省大理市南涧县，场址没有现场测光资料，南涧县多年平均日照时数为 2427.9h，多年平均日照百分率为 55%，太阳总辐射量在 5760MJ/m^2～6300MJ/m^{2}之间，具有非常好的太 阳能资源开发潜力，属于云南省太阳能资源较佳开发区之一。

本工程场址采用的等效多年平均太阳总辐射量为 5480.9MJ/m^2，根据《太阳能资源评估方法》（GB/T 37526-2019）判定其太阳能资源丰富程度为很丰富，资源具备开发条件。

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，对南涧县的建筑材料、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着。建设该光伏电站可以得到国家激励政策和措施的保证，对充分利用南涧县的太阳能资源，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）、《光伏发电站设计标准》（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；场址位置主要位于南涧县木场乡附近龙街的山顶、山坡上。	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	光伏电站依托营盘电站的升压站、综合楼等设施，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、自然坡度大的地段,应避免将盆地、积水洼地作为厂址。	《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）第 3.0.10 条	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
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	本光伏电站位于南涧县木场乡附近龙街的山顶、山坡上，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	《工业企业总平面		符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
	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。	设计规范》（GB50187-2012）第 3.0.14 条	工程区位于南涧县木场乡附近龙街的山顶、山坡上，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。	
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。	《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
9	光伏发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。	《光伏发电站设计标准》（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	光伏发电站的系统配置应保证输出电力的电能质量	《光伏发电站设计标准》（GB50797-20	在电站安装了无功补偿装置来保证电能的质量。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
	符合国家现行相关标准的规定。	12）第 3.0.4 条		
11	接入公用电网的光伏发电站应安装经当地质量技术监管机构认可的电能计量装置，并经校验合格后投入使用。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 3.0.5 条	营盘 220kV 升压站已配置 1 套电能质量监测装置，本工程暂不新增，仅将相关信息接入已建装置。	符合
12	光伏发电站设计时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。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 3.0.8 条	已进行了地质勘察。	符合
13	光伏发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。	《光伏发电站设计标准》（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	光伏发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。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 4.0.1 条	本项目的站址位于场址位置主要位于南涧县木场乡附近龙街的山顶、山坡上。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	光伏发电站选址时，应结合电网结构、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	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 4.0.2 条	项目根据建设项目的必要性、建设任务、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。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
	排序。			
3	光伏发电站防洪设计应符合下列要求： 1 按不同规划容量，光伏发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.位于海滨的光伏发电站设置防洪堤（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、湖旁的光伏发电站设置防洪堤时，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。 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。 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	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 4.0.3 条	本项目为山区光伏发电站。场区位于南涧县木场乡附近龙街的山顶、山坡上，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。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
	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。			
4	地面光伏发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。坡屋面光伏发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。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 4.0.4 条	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。	符合
5	选择站址时，应避开空气经常受悬浮物严重污染的地区。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 4.0.5 条	现阶段附近主要为林地、农耕用地，周边无其他工矿企业。不属于严重污染地区。	符合
6	选择站址时，应避开危岩、泥石流、岩溶发育、滑坡的地段－和发震断裂地带等地质灾害易发区。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 4.0.6 条	场地 10km 范围内无发震断裂通过。	符合
7	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。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 4.0.7 条	本项目周边无采矿场，不存在采空区。	符合
8	光伏发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。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 4.0.8 条	项目所在区的地震烈度为VIII度。	符合
9	光伏发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。 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，还应对站址在文物和矿藏开挖后的安全性进行评估。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 4.0.9 条	本项目所在地为南涧县木场乡附近龙街的山顶、山坡上。	符合
10	光伏发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。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 4.0.10 条	场址为南涧县木场乡附近龙街的山顶、山坡上。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
11	光伏发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。	《光伏发电站设计标准》（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有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	本项目的额定容量为 130MW，升压站等依托于营盘光伏电站建设。	符合
4	光伏发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、出线走廊等进行研究，立足近期，远近结合，统筹规划。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 7.1.1 条	本项目的站区总平面布置是按自然条件和规划进行了布置。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
5	光伏发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。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 7.1.2 条	本项目用地为南涧县木场乡附近龙街的山顶、山坡上。	符合
6	光伏发电站的站区总平面设计应包括下列内容：	《光伏发电站设计标准》	根据项目布置情况，该光伏发电站对光伏方阵、升压站、集	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
	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）。	（GB50797-2012）第 7.1.3 条	电线路、箱变器基础、站内道路、防洪、防雷、防火都进行了设计。	
7	光伏发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。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 7.1.4 条	220kV 升压站布置于营盘光伏电站内。考虑到了交通运输，与外界的关系，合理的利用了地形和减少工程造价等条件。	符合
8	光伏发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、地形、地质、交通、生产、生活和安全等要素确定。 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。 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。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 7.1.5 条	总平面布置包括：太阳能电池方阵区域、升压站区域、连接各方阵的道路和电缆通道。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
9	大、中型地面光伏发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。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 7.1.6 条	该光伏电站为大型地面光伏发电站，通过光伏发电场内道路和对外道路，消防车可以到达升压站内；消防通道宽度不小于 4.0m，转弯半径不小于 9m，并保证通道净高不小于 4m。在升压站道路尽头设置回车场。	符合
10	地面光伏发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。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 7.1.7 条	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。	符合
11	光伏发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： 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。 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，维修、扩建便利，排水畅通。 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。 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	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 7.1.8 条	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，对太阳电池组件的布置无较大影响。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
	适应，并按当地降雨量和场地土质条件等因素确定。 5 地处山坡地区光伏发电站的竖向布置，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。			
12	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： 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。 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。 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。	《光伏发电站设计标准》（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	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、中型地面光伏发电站的光伏方阵宜采用单元模块化的布置方式。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012） 第 7.2.1 条	本项目采用单元模块化布置。	符合
14	地面光伏发电站的光伏方阵布置应满足下列要求： 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。 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。 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。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 7.2.2 条	本项目拟采用容量为 710Wp 的单晶硅光伏组件，采用固定倾角运行方式，光伏支架安装倾角为南向倾角为 24°，组件最低点离地高度 2.5m，采用 2×14 块组件竖向布置，通过直埋电缆和架空线路连接各个区块。	符合
15	光伏发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。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 7.3.1 条	本项目设置了视频安防系统、火灾报警系统等安防设施。	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 2.0m 高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市南涧县，项目周边存在林地、农耕用地、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、风景名胜区等环境敏感因素。	符合
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。

龙街光伏发电项目位于南涧县公郎镇龙平村周围，场址地理坐标介于东经 100°16'56"～100°20'19"，北纬24°48'26"～24°51'49"之间，海拔高程在 1775m～2053m 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、偷盗或恶意阻扰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响

本项目主要建筑物为升压站和太阳能电池板区域配置一套图象监视及公共报警系统，对光伏电站及升压站主要电气设备、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，升压站与周边设有围墙，能够保证周边居民日常出行不会进入到场区、升压站区域，因此当地居民活动对项目运行不会造成影响。本项目位于南涧县木场乡附近龙街的山顶、山坡上，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响。

综上所述，周边环境对本项目的影响可接受。

4.5 不良地质条件对本项目及主要设备的影响

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响

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、极端气温影响

本工程选用逆变器的工作温度范围为-25℃～55℃，选用电池组件的工作温度范围为-40℃～85℃，正常情况下，太阳电池组件的工作温度龙街持在环境温度增加 20℃的水平。

工程区所在的南涧县多年平均气温 19.2℃，多年极端最高气温 35.9℃，多年极端最低气温-0.8℃。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响。

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响。

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

南涧县年均降雨量 735.5mm 。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 0.8 天，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），南涧县多年年平均风速为 2.8m/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/㎡，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筑物威胁较大，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 43.6 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

南涧县龙街光伏电站额定容量 130MW、安装容量 157.50924MWp，供电范围为云南省境内。本工程 5 回 35kV 线路接入营盘 220kV 升压站，新建线路长度单回约为 15.5km，双回约为 13.1km，导线截面按240mm^2 选择。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。

本光伏电站 3600kW 方阵 14 个，每个方阵配置 1 台容量为 3600kVA 的箱变，每台箱变接入 12 台逆变器，每 19/18 个光伏组串接入 1 台 300kW 组串式逆变器；3300kW 方阵 11 个，每个方阵配置 1 台容量为 3300kVA 的箱变，每台箱变接入 11 台逆变器，每 19 个光伏组串接入 1 台 300kW 组串式逆变器；3000kW 方阵 10 个，每个方阵配置 1 台容量为 3000kVA 的箱变，每台箱变接入 10 台逆变器。每 18 个光伏组串接入 1 台 300kW 组串式逆变器；2700kW 方阵 4 个，每个方阵配置 1 台容量为 2700kVA 的箱变，每台箱变接入 9 台逆变器，每 18 个光伏组串接入 1 台 300kW 组串式逆变器。；2400kW 方阵 1 个，每个方阵配置 1 台容量为 2400kVA 的箱变，每台箱变接入 8 台逆变器，每 19 个光伏组串接入 1 台 300kW 组串式逆变器本并网光伏电站每个光伏方阵经逆变升压后输出电压为 35kV，在适当位置设置 35kV 电缆分接箱。每个光伏方阵电力经箱变升压至35kV 后，通过35kV 电缆分接箱并联至35kV 集电线路，集电线路汇集电力后最终通过电缆线路输送至营盘220kV 升压站。本工程采用 5 回集电线路汇集电力送入升压站。

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。并网光伏电站工程分为三级监控：在各光伏阵列现场逆变及升压单元对每个光伏子阵列进行监控；在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。升压站和光伏厂区监控系统采用统一平台进行设计。

5.1 接入系统安全性分析

华能澜沧江（南涧）新能源有限公司龙街光伏发电项目规划总额定容量 130MW。结合“十四五”期间规划项目实际开展情况及运行方式，考虑光伏电站装机容量、地理位置及附近区域电网规划情况，结合光伏电站本身特点，以及就近上网、节约投资的原则，

拟定接入系统方案为：考虑光伏电站装机容量、地理位置及附近区域电网规划情况，结合光伏电站本身特点，以及就近上网、节约投资的原则，拟定接入系统方案为：龙街光伏电站以 5 回 35kV 线路接入营盘 220kV 升压站，新建线路长度单回约为 15.5km，双回约为 13. 1km，导线截面按 240mm^2 选择。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

用电主供电源引自升压站 35kV 配电装置母线，备用电源引自附近 10kV 电网。电能质量应能够满足规程规范要求。

消防用电设备按二级负荷供电，电源取自双回 0.4kV 站用电，双回路电源互为备用

消防用电采用单独供电回路，全部使用阻燃电缆，确保火灾场景下供电可靠性。

本工程在每台箱变出口均配置 1 台低压变压器就地供电，满足就地照明、检修等用电。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《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）、《3～110kV 高压配电装置设计规范》（GB50060-2008）、《110kv～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			
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。	《110kv～750kV 变电站设计技术规程》（DL/T5218—2012）第 3.0.1 条	站址位于主要位于南涧县木场乡附近龙街的山顶、山坡上。	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	《110kv～750kV 变电站设计技术规程》	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	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
	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。	（DL/T5218—2012）第 3.0.10 条	及易燃易爆等设施。	
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 110kv～750kV 变电站。	《110kv～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 8 度。	符合
二	变压器			
1	光伏发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发电站的最大连续输出容量进行选取，且宜选用标准容量。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 8.1.2 条	该项目与同业主单位建设的营盘光伏发电项目共用一座 220kv 升压站，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变电站。对于在沿海或风沙大的光伏发电站，当采用户外布置时，沿海防护等级应达到 IP65，风沙大的光伏发电站防护等级应达到 IP54。 4、就地升压变压器可采用双绕组变压器或分裂变压器。 5、就地升压变压器宜选用无	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 8.1.3 条	本项目共 5 种光伏方阵，综合考虑光伏发电利用小时较低、变压器故障概率较小等因素，全部选用华式箱变： 3600kW 方阵：配置 3600kVA 华变，共 14 台 3300kW 方阵：配置 3300kVA 华变，共 11 台 3000kW 方阵：配置 3000kVA 华变，共 10 台 2700kW 方阵：配置 2700kVA 华变，共 4 台 2400kW 方阵：配置 2400kVA 华变，共 1 台 总计 40 台 35kV 箱式升压变电站，变比统一为 37 ± 2 × 2.5%/0.8kV，可在 1.1 倍额定容量	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
	励磁调压变压器。		下长时间正常运行且不影响寿命	
3	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。 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。 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。	《3～110kV高压配电装置设计规范》GB 50060-2008第5.5.3条	拟在箱变基础靠油箱一侧设事故油池，有效容积不小于50m³。	符合
三	电气主接线			
1	光伏发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： 1、逆变器与就地升压变压器的接线方案应依据光伏发电站的容量、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。 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。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第8.2.1条	经技术经济比较确定采用组串式裂变器和双绕组箱式升压变压器。	符合
2	光伏发电站发电母线电压应根据接入电网的要求和光伏发电站的安装容量，经技术经济比较后确定，并宜符合下列规定： 1、光伏发电站安装总容量小于或等于1MWp时，宜采用0.4kV-10kV电压等级。 2、光伏发电站安装总容量大于1MWp，且不大于30MWp时，宜采用10kV-35kV电压	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第8.2.2条	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
	等级。 3、光伏发电站安装容量大于30MWp时，宜采用35kV电压等级。			
3	光伏发电站发电母线的接线方式应按本期、远景规划的安装容量、安全可靠性、运行灵活性和经济合理性等条件选择，并应符合下列要求： 1、光伏发电站安装容量小于或等于30MW时，宜采用单母线接线。 2 光伏发电站安装容量大于30MW时，宜采用单母线或单母线分段接线。 3 当分段时，应采用分段断路器。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第8.2.3条	本项目35kV配电装置采用单母线接线形式。	符合
4	光伏发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。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第8.2.4条	电站母线短路电流未超过断路器开断值，未设置电抗器。	符合
5	光伏发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： 1 辐射式连接方式。 2“T”接式连接方式。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第8.2.5条	本项目光伏发电输出采用辐射式连接方式。	符合
6	光伏发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。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第8.2.6条	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。	符合
7	光伏发电站内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。经汇集形成光伏发电站群的大、中型光伏发电站，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	《光伏发电站设计标准》（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

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
	中性点是否接地应依据逆变器的要求确定			
8	光伏发电站 110kV 及以上电压等级的升压站接线方式，应根据光伏发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。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 8.2.9 条	本期拟规划额定容量 130MW，升压站依托于营盘光伏电站，不再新建。	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。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 8.2.10 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	光伏发电站站用电系统的电压宜采用 380V。	《光伏发电站设计标准》（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。	《光伏发电站设计标准》（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宜符合下列要求： 1、光伏发电站有发电母线时，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。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 8.3.3 条	站用电工作电源引接方式符合要求。	符合
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、当光伏发电站只有一段发电母线时，宜由外部电网引接	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 8.3.4 条	本期拟规划额定容量 130MW，升压站依托于营盘光伏电站。站用电系统已明确了备用电源的设置，但未在本项目可研阶段进一	下一步设计中落实

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
	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。		步明确。	
五	直流系统			
1	光伏发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。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 8.4.1 条	本期拟规划额定容量 130MW，升压站依托于营盘光伏电站。已明确了直流系统的设置，但未在本项目可研阶段进一步明确。	下一步设计中落实
2	蓄电池组的电压可采用 220V 或 110V。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 8.4.2 条	蓄电池组的电压选用 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。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 8.5.2 条	本项目 35kV 配电装置选择户内布置。	符合
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。	《光伏发电站设计标准》（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，应满足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

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
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 8 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。	《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB50060-2008 第 3.0.7 条	升压站依托于营盘光伏电站，海拔大于 1000m，选用的电气设备都为高原型。	符合
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。	《110kv～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	《110kv～750kV 变电站设计技术规程》（DL/T5218—2012）	220kv 采用户 GIS 全封闭组合电器。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
	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。	第 5.3.4 条		
七	无功补偿装置			
1	光伏发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。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 8.6.1 条	拟在升压站 35kV 每段母线配置无功补偿装置，无功补偿装置采用户外水冷动态无功补偿装置。	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。	《光伏发电站设计标准》（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。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 8.6.3 条	无功补偿装置采用户外水冷动态无功补偿装置。	符合
4	无功补偿装置依据环境条件、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。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 8.6.3 条	采用户外布置。	符合
八	电气二次			
1	光伏发电站控制方式宜按无人值班或少人值守的要求进行设计。	《光伏发电站设计标准》（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。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 8.7.3 条	电站电气二次设备布置在继电保护室，继电保护室内放置计算机监控系统监控主站、操作员工作站、微机五防工作站、视频及环境监控系统后台、测控、保护、故障录波、计量、直流屏、远动工作站、视频及环境监测系统、时间同步系统屏、交流不间断电源屏、二次安全防护屏、电能采集系统等二次屏柜。	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。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 8.7.4 条	电站主控制室对升压站内断路器及其设备的启停进行监视控制。	符合
4	光伏发电站内的电气元件保	《光伏发电站设计标	电站内继电保护和安全自动装置	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
	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。	准》（GB50797-2012）第 8.7.5 条	按 GB/T 14285-2006《继电保护和安全自动装置技术规程》进行设计。	
5	光伏发电站逆变器、跟踪器的控制应纳入监控系统。	《光伏发电站设计标准》（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，无跟踪装置。	符合
6	大、中型光伏发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。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 8.7.7 条	电站设计的计算机监控系统能对电站电气设备进行安全监控，满足电网自动化要求，可在控制室监控系统对电气设备进行操作。	符合
7	大型光伏发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，中型光伏发电站可采用网络方式与电网对时。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 8.7.8 条	本光伏电站设置一套 GPS 对时装置。	符合
8	光伏发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。	《光伏发电站设计标准》（GB50797-2012）第 8.7.9 条	电站的计算机监控系统的站控层电源采用一套不间断电源 UPS 装置，连续供电时间不小于 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)、《110kv~750kV 变电站设计技术规程》（DL/T5218-2012）、《光伏发电站设计标准》（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）、《110kv～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
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。	《光伏发电站设计标准》（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	光伏发电站建(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。	《光伏发电站设计标准》（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。	《光伏发电站设计标准》（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

序号	检查项目和内容	检查依据	检查结果	符合性
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。	《光伏发电站设计标准》（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。	《光伏发电站设计标准》（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 》（ GB 50016-2014[2018 年版]）第 4.5.5 条	该项目升压站依托于同业主单位建设的营盘光伏发电项目的 220kv 升压站。消防水系统在营盘光伏电站内进行详细设计。	符合
8	变电站同一时间可能发生的火灾次数按一次设计，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。	《110kv～750kV 变电站设计技术规程》（DL/T5218—2012）第 10.2.1 条	该项目升压站依托于同业主单位建设的营盘光伏发电项目的 220kv 升压站。消防水系统在营盘光伏电站内进行详细设计。	符合
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 3000m³'时，可不设消防给水系统。	《110kv～750kV 变电站设计技术规程》（DL/T5218—2012）第 10.2.2 条	该项目升压站依托于同业主单位建设的营盘光伏发电项目的 220kv 升压站。耐火等级等可满足要求。	符合
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。	《110kv～750kV 变电站设计技术规程》（DL/T5218—2012）第 10.2.5 条	本项目无室内带油电气设备布置。	不涉及
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	《110kv～750kV 变电站设计技术规程》（DL/T5218—2012）第 10.2.65 条	220kv 主变下设储油坑，主变场地设置有效容积为大于 50m³ 的总事故油池一座，能满足主变压器事故状态下 100%的排油量。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查结果	符合性
	设备油量的60%确定。			
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。	《110kv～750kV变电站设计技术规程》（DL/T5218—2012）第10.3.1条	全站设置火灾自动探测报警系统。	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。	《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MFT/ABC50。升压站建筑物配备手提式干粉灭火器进行消防灭火。	符合
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	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营盘光电站共用。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营盘光电站共用。	符合
17	电缆从室外进入室内的入	《35kV~110kV变电	电缆从室外进入室内的入口处、	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查结果	符合性
	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。	站设计规范》GB50059-2011）第 5.0.6 条	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。	
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营盘光电站共用。	符合
19	配电装置室应设防火门并应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营盘光电站共用。	符合
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	可行性研究报告中未设计。	不符合
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营盘光电站共用。35kV 配电室设置机械通风系统，换气次数不小于 12 次/h。	符合
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，应设置适当的阻火分隔，并应按工程重要性、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，依托于营盘光伏电站内升压站。

升压站的防火设计等级符合相关规范要求，升压站设有安全通道、安全出口、防火

门。易燃易爆场所配备灭火器、火灾报警系统、消防给水系统。35kV 配电室设通风机兼事故排风机，综上所述，光伏电站的防火基本符合规范要求。

《可行性研究报告》中存在的问题：未对安全工器具及个体防护提出明确的配置要求；

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。 2）在平均雷暴日大于 15d/a 的地区，高度在于 15m 及以上的烟囱、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。	《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
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	发电厂和变压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	《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营盘光电站共用。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

序号	检查项目和内容	检查依据	检查结果	符合性
	少雷电侵入波过电压的危害。 3、按本标准要求对采用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。			
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。 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。 4)35kV 及以下线路，一般不沿全线架设避雷线。 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。	《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 110kv 侧中性点装设避雷器。 升压站共设 2 颗独立避雷针和 2 颗构架式避雷针，针高 35m。	符合
5	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	《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	本项目不新建升压站，与同业主单位建设的营盘光电站共用。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查结果	符合性
	筑物的车间变电所可不受此限制。 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。			
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，则可不必装设避雷器。	《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
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	升压站内电气设备采用同一个接地网。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；	《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

序号	检查项目和内容	检查依据	检查结果	符合性
	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、封闭母线的外壳和变压器、开关柜等的金属母线槽等； 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；本项目不新建升压站，与同业主单位建设的营盘光电站共用。 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；			

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	《中华人民共和国安全生产法》第二	《可行性研究报告》未提及。	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
	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。	十一条		
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
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	《可行性研究报告》未明确。	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
		十五条		
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 重大电力安全隐患判定单元

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发电站。龙街光伏发电项目额定容量 130MW，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.下步设计应对进一步明确本电站站用电、直流系统部分的细化补充。

2.本项目在建设施工、运营过程中，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，应充重视《地质灾害危险性评估报告》的措施，充分预估相关费用，列入工程量清单，并在下一阶段细化设计。

3.建议重视光伏阵列区防火措施，避免火灾造成设备损坏及引发山火。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。

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。建议将此项列入措施建议。

5.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。

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.做好和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.因光伏厂区位于南涧县木场乡附近龙街的山顶、山坡上，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。

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。

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市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。

7.雷击造成逆变单元损坏应急处置措施：

发生雷击致使逆变单元损坏事故后，运维人员首先远离故障设备区域，规避跨步电压触电风险，依次断开故障逆变器直流、交流侧开关并上锁挂牌隔离，若设备起火采用干粉灭火器扑救，严禁用水灭火；随即切断故障逆变器所属光伏组串回路，防止雷电感应高压窜入完好逆变设备与站内二次系统造成连锁损坏。同步检查逆变器交、直流回路避雷器，对击穿失效的电涌保护器及时更换，检测场区接地网接地电阻、引下线及接地连接部位完好性，对接地缺陷位置进行补强处理，核查避雷针、避雷线构筑物，严禁其上架设通讯、广播及低压线路。遭受雷击击穿、内部碳化损毁的逆变单元直接报废更换，新装逆变设备需配齐配套防雷器件并可靠接入厂区一体化接地网。若雷击造成逆变器通讯模块损坏，应断开监控通讯总线，更换信号线路浪涌保护器并修复二次防雷系统，避免雷电过电压侵入电站后台监控系统。故障处置完成后，委托具备资质的检测单位对全场防雷装置开展全面检测，优化逆变器区域等电位接地布置；雷电预警期间可提前停运逆变器做好预控，后续防雷改造工程严格按照气象主管部门审批图纸施工，落实防雷装置竣工验收制度，并坚持每年定期开展防雷装置安全检测，杜绝同类雷击损坏设备事故重复发生。

6.2.5 降水危害的对策措施

升压站道路边坡存在失稳、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.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 SF_6 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 SF_6 中毒安全对策措施

1.SF_6 气体的安全使用与管理

（1）SF_6 新气在验收过程中，应采取必要的安全防护措施。

（2）储存 SF_6 气瓶的地方应阴凉、干燥、通风良好。

（3）SF_6 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 SF_6 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 SF_6 新气气瓶和已检验合格的气体气瓶应分开存放。

2.SF_6 气体充装时的防护

（1）SF_6 气体充装时应佩戴防护口罩和手套。

（2）SF_6 气体充装时应避免意外泄漏导致的冻伤。

（3）户外设备充装 SF_6 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 SF_6 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 SF_6 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.本光伏发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.光伏发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《光伏发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.光伏发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. 光伏发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.光伏发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.光伏发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.光伏发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，光伏发电站调频死区在±0.02Hz~±0.06Hz范围内，具体根据电网需要确定），光伏发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.光伏发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.光伏发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。光伏发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.光伏发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，光伏发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.光伏发电站35kV电缆终端头、中间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、光伏发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.光伏发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，光伏发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.光伏发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.光伏发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.光伏发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发电站，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 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。

6.2.13 系统继电保护及安全自动装置安全对策措施

1.110kV 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。

6.2.14 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。

6.2.15 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、旁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、旁山险路等地段设置显著的交通警示标志。

6.2.16 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，特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200W/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15-30°之间，避免组件不适 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。

6.2.17 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《光伏发电站设计标准》（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《光伏发电站施工规范》（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《光伏发电站安全规程》（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《防火救援协议》，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。

6.2.18 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，应设置适当的阻火分隔。

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阻火封堵。

（2）在重要回路的电缆沟中的下列部位，宜设置阻火墙（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。

6.2.19 站区安全防护设施

根据《光伏发电站设计标准》（GB 50797-2012）相关要求，

1.光伏发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。

6.2.20 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±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态、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集中进行安全教育，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。

6.4 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、箅子板、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、箅子板、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能上岗工作。

（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员，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、人货混装等违法违章驾驶行为。

（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、升压站边坡、场内道路边坡
	岩溶塌陷	太阳能方阵基础、升压站建筑物和设备基础
	泥石流灾害	光伏方阵
	地基沉降	太阳能方阵基础、升压站基础
	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	光伏列阵区检修作业场所、检修中高速旋转的机械等
	高处坠落	光伏列阵区、集电线路等架空输电线路巡线检查作业
	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	蓄电池室、断路器旁
	粉尘	检修过程中
	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（南涧）新能源有限公司龙街光伏发电项目**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

附图

附图 1 项目总平面布置图