

报告编号：DAKMX-APJ-2024-04-01

三峡云能发电(永善)有限公司

云南省昭通市永善县松林光伏发电项目

# 安全生产条件和设施综合分析报告

编制单位：昭通市鼎安科技有限公司

资质证书编号：APJ-（云）-005

二〇二四年四月

三峡云能发电(永善)有限公司  
云南省昭通市永善县松林光伏发电项目

安全生产条件和设施综合分析报告

法定代表人：毛卫旭

技术负责人：饶旭军

项目负责人：向荣鼎

报告完成日期：2024年4月

## 昭通市鼎安科技有限公司

## 报告编制组人员签字表

项目名称：三峡云能发电(永善)有限公司云南省昭通市永善县松林光伏发电项目安全生产条件和设施综合分析报告

项 目 相 关 人 员	姓名	专业	资格证书编号	从业 登记号	签字
项目负责人	向荣鼎	化学工程	S011053000110201000849	008137	
项目组成员	袁志琴	安全技术 管理	S011053000110203001715	039943	
	陆朝春	机械工程及 自动化	S011053000110202001956	025641	
	张红兴	化工设备与 机械	1200000000100196	008142	
	马殿金	电气自动化 技术	1500000000302282	025642	
报告编制人	向荣鼎	化学工程	S011053000110201000849	008137	
	袁志琴	安全技术 管理	S011053000110203001715	039943	
报告审核人	毛卫旭	安全工程/电 气自动化	0800000000205718	011101	
过程控制 负责人	李晓达	化学工程/水 利水电	0800000000205717	008139	
技术负责人	饶旭军	化学工程	1800000000100196	008138	

评价单位地址：云南省昭通市昭阳区昭阳大道 336 号

邮政编码：657000

电话/传真：0870 3170896

公司网址：<http://www.ztdapj.com/>



图1、评价人员现场照片（左一：向荣鼎；中：企业方代表；右一：袁志琴）



图2 升压站拟设置区域

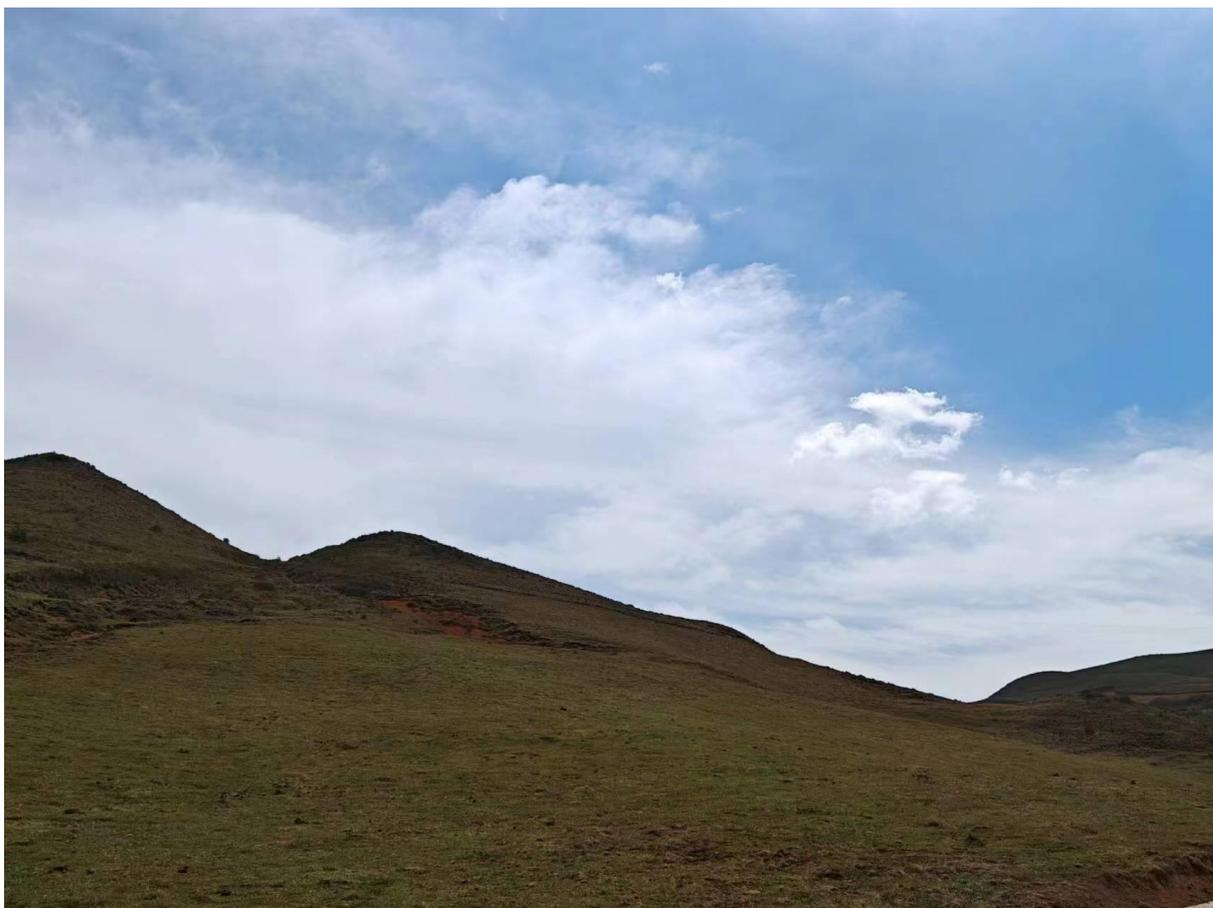


图 3 拟敷设光伏区域



图 4 电站进出道路

## 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，昭通市鼎安科技有限公司对三峡云能发电(永善)有限公司云南省昭通市永善县松林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

<b>第 1 章 编制说明</b> .....	<b>1</b>
<b>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</b> .....	<b>1</b>
1.1.1 编制目的 .....	1
1.1.2 编制原则 .....	1
1.1.3 评价范围 .....	1
<b>1.2 安全生产条件分析的依据</b> .....	<b>2</b>
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
<b>第 2 章 建设项目概况</b> .....	<b>9</b>
<b>2.1 建设单位简介</b> .....	<b>9</b>
<b>2.2 可行性研究报告编制单位</b> .....	<b>9</b>
<b>2.3 项目投资备案证情况</b> .....	<b>9</b>
<b>2.4 项目地理位置</b> .....	<b>10</b>
<b>2.5 建设规模</b> .....	<b>12</b>
<b>2.6 太阳能资源</b> .....	<b>12</b>
<b>2.7 气象条件</b> .....	<b>12</b>
<b>2.8 工程地质</b> .....	<b>13</b>
2.8.1 区域地质概况 .....	13
2.8.2 场区基本地质条件 .....	15
2.8.3 工程地质评价 .....	19
<b>2.9 发电量估算</b> .....	<b>24</b>
<b>2.10 总平面布置</b> .....	<b>25</b>
2.10.1 厂区总平面布置 .....	25
2.10.2 升压站内平面布置 .....	26
<b>2.11 光伏发电系统</b> .....	<b>27</b>
2.11.1 主要设备选型 .....	27
2.11.2 光伏阵列的运行方式 .....	30
2.11.3 光伏阵列设计 .....	30
<b>2.12 电气</b> .....	<b>32</b>
2.12.1 电气主接线 .....	32
2.12.2 电气二次 .....	54
2.12.3 系统通信 .....	74
<b>2.13 土建工程</b> .....	<b>86</b>
2.13.1 设计安全标准 .....	86
2.13.2 光伏场区土建设计 .....	86

2.13.3 升压站其他设计 .....	93
<b>2.14 消防系统 .....</b>	<b>99</b>
2.14.1 工程概况及消防总体设计方案 .....	99
2.14.2 工程消防设计 .....	100
2.14.3 施工消防 .....	106
2.14.4 消防管理 .....	107
<b>2.15 安全管理 .....</b>	<b>108</b>
2.15.1 安全管理机构及相关人员配备 .....	108
2.15.2 安全生产管理制度 .....	108
2.15.3 事故应急救援预案 .....	109
2.15.4 安全生产专项投资概算 .....	109
<b>第 3 章 主要危险、有害因素辨识 .....</b>	<b>111</b>
<b>3.1 主要物料特性及其危险性 .....</b>	<b>111</b>
3.1.1 六氟化硫 .....	111
3.1.2 绝缘油 .....	112
3.1.3 乙炔 .....	112
3.1.4 氧气 .....	112
<b>3.2 场址选址及总平面布置危险有害因素分析 .....</b>	<b>113</b>
3.2.1 场址选址危险有害因素分析 .....	113
3.2.2 总平面布置危险、有害因素 .....	113
<b>3.3 场址与周边环境的相互影响 .....</b>	<b>114</b>
<b>3.4 建（构）筑物危险、有害因素分析 .....</b>	<b>115</b>
3.4.1 地震危险性分析 .....	115
3.4.2 光伏支架及基础危险有害因素分析 .....	115
3.4.3 升压站的建筑物危险有害因素 .....	116
3.4.4 箱式变压器、分支箱基础危险、有害因素分析 .....	116
3.4.5 电缆壕沟危险、有害因素分析 .....	117
<b>3.5 气象条件对本项目及主要设备的影响 .....</b>	<b>117</b>
3.5.1 降水的影响 .....	117
3.5.2 冰雹影响 .....	117
3.5.3 风荷载影响 .....	117
3.5.4 雷暴影响 .....	118
3.5.5 凝冻影响 .....	118
3.5.6 气温的影响 .....	118
<b>3.6 设备设施危险有害因素分析 .....</b>	<b>118</b>
3.6.1 太阳能电池组件危险有害因素分析 .....	118
3.6.2 逆变器危险有害因素辨识 .....	122
3.6.3 电气一次系统 .....	125
3.6.4 电气二次系统 .....	134
<b>3.7 生产过程中的主要危险有害因素辨识分析 .....</b>	<b>137</b>
3.7.1 火灾、爆炸危险性分析 .....	137
3.7.2 山火危险性分析 .....	139
3.7.3 电伤害危险性分析 .....	140
3.7.4 车辆伤害风险分析 .....	141
3.7.5 标志缺陷危害性分析 .....	141

3.7.6	机械伤害危险性分析 .....	141
3.7.7	高处坠落危险因素分析 .....	142
3.7.8	有限空间作业危险性分析 .....	142
3.7.9	腐蚀危害因素分析 .....	142
3.7.10	行为性危险和有害因素 .....	142
3.7.11	安全监测系统失效危险性分析 .....	143
3.7.12	外力破坏分析 .....	143
<b>3.8</b>	<b>生产作业环境危险、有害因素辨识 .....</b>	<b>143</b>
3.8.1	噪声 .....	143
3.8.2	电磁辐射 .....	144
3.8.3	非电离辐射 .....	144
3.8.4	高温、低温 .....	144
<b>3.9</b>	<b>特殊作业过程危险有害因素分析 .....</b>	<b>145</b>
3.9.1	临时用电作业危险性分析 .....	145
3.9.2	吊装作业危险性分析 .....	145
3.9.3	动火作业危险性分析 .....	146
3.9.4	高处作业危险性分析 .....	146
<b>3.10</b>	<b>施工期危险有害因素分析 .....</b>	<b>147</b>
3.10.1	用电作业存在的潜在危害因素 .....	147
3.10.2	易燃易爆物质存在的潜在危害因素 .....	147
3.10.3	运输作业存在的危害因素 .....	148
3.10.4	施工期特殊作业存在的危害因素 .....	148
3.10.5	机械伤害 .....	149
3.10.6	施工期火灾潜在危害因素 .....	149
3.10.7	低温对施工的影响 .....	150
3.10.8	气瓶爆炸 .....	150
3.10.9	物体打击 .....	150
3.10.10	车辆伤害 .....	151
3.10.11	坍塌、山体滑坡 .....	151
3.10.12	雷击 .....	151
<b>3.11</b>	<b>调试期危险有害因素分析 .....</b>	<b>151</b>
<b>3.12</b>	<b>安全管理危险有害因素分析 .....</b>	<b>152</b>
<b>3.13</b>	<b>主要危险、有害因素及存在的部位 .....</b>	<b>152</b>
<b>3.14</b>	<b>重大危险源辨识与分析 .....</b>	<b>153</b>
<b>第 4 章</b>	<b>建设项目安全生产条件分析 .....</b>	<b>155</b>
<b>4.1</b>	<b>建设项目与国家和当地政府产业政策与布局符合性分析 .....</b>	<b>155</b>
4.1.1	符合国家能源产业发展战略 .....	155
4.1.2	开发太阳能受到国家政策扶持和法律保障 .....	155
4.1.3	场址地区具有太阳能的资源优势 .....	156
4.1.4	促进当地社会经济的发展 .....	156
4.1.5	调整能源结构的需要 .....	156
4.1.6	分析结论 .....	156
<b>4.2</b>	<b>建设项目场址选择及总平面布置合规性分析 .....</b>	<b>157</b>
4.2.1	场址及总平面布置分析 .....	157
4.2.2	检查结果 .....	166

4.3	建设项目对法律法规予以保护区域的影响	166
4.4	建设项目与周边环境的相互影响分析	167
4.4.1	建设项目对周边环境的影响	167
4.4.2	建设项目对周边居民的影响	167
4.4.3	周边环境对建设项目的影	168
4.5	不良地质条件对本项目及主要设备的影响	168
4.6	气象条件对本项目及主要设备的影响	168
第5章	建设项目安全生产设施分析	171
5.1	接入系统安全性分析	171
5.2	站用电安全性分析	171
5.3	电气系统安全性分析	172
5.4	安全设施分析	181
5.4.1	防火、防爆	181
5.4.2	防雷、接地装置	185
5.5	安全管理分析	189
第6章	安全对策措施建议	192
6.1	对可行性研究报告补充安全对策措施	192
6.2	生产过程安全对策措施建议	192
6.2.1	项目周边环境影响的对策措施	192
6.2.2	防止火灾危害的对策措施	193
6.2.3	防地质灾害的对策措施	193
6.2.4	防雷电危害对策措施	194
6.2.5	降水危害的对策措施	195
6.2.6	35kV 配电室防中毒对策措施	195
6.2.7	防 35kV 系统可能产生的谐振过电压安全对策措施	195
6.2.8	防电气伤害对策措施	196
6.2.9	防 GIS 设备 SF <sub>6</sub> 中毒安全对策措施	197
6.2.10	逆变器、无功补偿装置安全防护措施	198
6.2.11	电力监控系统安全防护措施	199
6.2.12	系统继电保护及安全自动装置安全对策措施	200
6.2.13	低温安全对策措施	201
6.2.14	道路交通安全对策措施	201
6.2.15	其他安全措施	201
6.3	施工期安全对策措施	202
6.3.1	施工安全基本保障措施	202
6.3.2	施工质量控制对策措施	204
6.3.3	防施工期电气伤害对策措施	204
6.3.4	运输作业要求及安全技术措施	205
6.3.5	吊装要求及安全技术措施	205
6.3.6	机械伤害对策措施	206
6.3.7	防坠落危害对策措施	206
6.3.8	施工期火灾对策措施	206
6.3.9	光伏系统安装安全对策措施	206
6.4	调试期的对策措施	208
6.5	检维修作业的安全措施	208

6.6 特殊作业安全对策措施 .....	209
6.7 安全管理方面的对策措施 .....	211
<b>第 7 章 安全生产条件和设施综合分析结论 .....</b>	<b>216</b>
7.1 项目存在的主要危险、有害因素 .....	216
7.2 应重点防范的危险有害因素 .....	217
7.3 应重视的安全对策措施建议 .....	217
7.4 综合分析结论 .....	217
附件 .....	219
附图 .....	219

## 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.分析辨识三峡云能发电(永善)有限公司云南省昭通市永善县松林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《云南省昭通市永善县松林 300MW 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

根据云南省昭通市永善县松林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：云南省昭通市永善县松林 300MW 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）、本项目配套新建的 220kV 升压站、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。

本项目所涉及的 220KV 升压站接入、职业卫生不在本次分析范围内。

## 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	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 69 号	2007.11.01
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
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

序号	法规名称	文号	实施日期
9	中华人民共和国道路运输条例	国务院令 第 764 号	2023.07.20
10	劳动保障监察条例	国务院令 第 423 号	2004.12.01
11	电力监管条例	国务院令 第 432 号	2005.05.01
12	生产安全事故报告和调查处理条例	国务院令 第 493 号	2007.06.01
13	国务院关于修改《特种设备安全监察条例》的决定	国务院令 第 549 号	2009.05.01
14	危险化学品安全管理条例	国务院令 第 645 号	2013.12.07
15	电力安全事故应急处置和调查处理条例	国务院令 第 599 号	2011.09.01
16	电网调度管理条例	国务院令 第 588 号	2011.01.08
17	建设工程质量管理条例	国务院令 第 279 号	2000.01.30
18	国务院关于特大安全事故行政责任追究的规定	国务院令 第 302 号	2001.04.21
19	国务院关于进一步加强安全生产工作的决定	国发〔2004〕2 号	2004.01.09
20	国务院关于进一步加强企业安全生产工作的通知	国发〔2010〕23 号	2010.07.19
21	国务院关于发布实施〈促进产业结构调整暂行规定〉的决定	国发【2005】第 40 号	2005.12.02
22	生产安全事故应急管理条例	国务院令 第 708 号	2019.05.01

### 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	

## 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
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	电监安全【2011】23号	2011.08.31

序号	规章名称	文号	实施日期
	达标评级标准)的通知		
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

### 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, [2016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	建筑照明设计标准	GB 50034-2013	2014.06.01
20	建筑采光设计标准	GB 50033-2013	2013.05.01
21	建筑内部装修设计防火规范	GB 50222-2017	2018.04.01
22	爆炸危险环境电力装置设计规范	GB 50058-2014	2014.10.01
23	防洪标准	GB 50201-2014	2015.05.01
24	工业企业总平面设计规范	GB 50187-2012	2012.08.01

序号	法规名称	文号	实施日期
25	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
26	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
27	混凝土结构设计规范	GB 50010-2010	2011.07.01
28	危险化学品重大危险源辨识	GB 18218-2018	2019.03.01
29	低压配电设计规范	GB 50054-2011	2012.06.01
30	用电安全导则	GB/T 13869-2017	2018.07.01
31	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
32	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
33	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
34	空调通风系统运行管理标准	GB 50365-2019	2019.12.01
35	继电保护和安全自动装置技术规程	GB/T 14285-2023	2024-03-01
36	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
37	建筑用墙面涂料中有害物质限量	GB 18582-2020	2020.12.01
38	焊接与切割安全	GB 9448-1999	2000.05.01
39	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
40	安全标志及其使用导则	GB 2894-2008	2009.10.01
41	道路交通标志和标线第1部分：总则	GB 5768.1-2009	2009.07.01
42	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
43	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
44	消防安全标志设置要求	GB 15630-1995	1996.02.01
45	消防应急照明和疏散指示系统	GB 17945-2010	2011.05.01
46	安全色	GB 2893-2008	2009.10.01
47	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
48	头部防护 安全帽	GB 2811-2019	2020.07.01
49	个体防护装备配备规范 第1部分：总则	GB 39800.1-2020	2022.01.01
50	工业建筑供暖通风与空气调节设计规范	GB 50019-2015	2016.02.01
51	供配电系统设计规范	GB 50052-2009	2010.07.01
52	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
53	交流电气装置的接地设计规范	GB/T 50065-2011	2012.06.01
54	太阳能光伏照明装置总技术规范	GB/T 24460-2009	2010.12.01
55	光伏发电站设计规范	GB 50797-2012	2012.11.01
56	光伏发电站施工规范	GB 50794-2012	2012.11.01
57	光伏发电工程施工组织设计规范	GB/T 50795-2012	2012.11.01
58	光伏发电工程验收规范	GB/T 50796-2012	2012.11.01
60	光伏（pv）系统电网接口特性	GB/T 20046-2006	2006.02.01
61	35kV~110kV 变电站设计规范	GB 50059-2011	2012.08.01
62	3~110kV 高压配电装置设计规范	GB 50060-2008	2009.06.01
63	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
64	电气装置安装工程 电气设备交接试验标准	GB 50150-2016	2016.12.01
65	工作场所职业病危害警示标识	GBZ 158-2003	2003.12.01

序号	法规名称	文号	实施日期
66	光伏发电系统接入配电网技术规定	GB/T 29319-2012	2013.06.01
67	光伏电站接入电力系统设计规范	GB/T 50866-2013	2013.09.01
68	火力发电厂与变电站设计防火标准	GB 50229-2019	2019.08.01
69	电力系统安全稳定导则	GB 38755-2019	2020.07.01
70	电网运行准则	GB/T 31464-2022	2023.07.01
71	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
72	工业电视系统工程设计标准	GB/T 50115-2019	2019.12.01
73	建筑物电子信息系统防雷技术规范	GB 50343-2012	2012.12.01
74	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
75	低温作业分级	GB/T 14440-1993	1994.01.01

## 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	继电保护和电网安全自动装置运行管理规程	DL/T 587-2016	2017.05.01
21	建筑桩基技术规范	JGJ 94-2008	2008.10.01
22	电力行业紧急救护技术规范	DL/T 692-2018	2018.07.01
23	电力变压器运行规程	DL/T 572-2021	2021.10.26
24	电力系统光纤通信运行管理规程	DL/T 547-2020	2021.02.01
25	发电设备可靠性评价规程 第1部分: 通则	DL/T 793.1-2017	2017.12.01
26	发电设备可靠性评价规程 第7部分: 光伏发电设备	DL/T 793.7-2022	2022.11.13
27	电力通信运行管理规程	DL/T 544-2012	2012.03.01
28	电力系统通信站过电压防护规程	DL/T 548-2012	2012.03.01
29	光伏电站防雷技术规程	DL/T 1364-2014	2015.03.01

序号	法规名称	文号	实施日期
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	220kV~750kV 变电站设计技术规程	DL/T 5218-2012	2012.12.01
32	35kV~220kV 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

### 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.华东勘测设计研究院有限公司编制的《云南省昭通市永善县松林 300MW 光伏发电项目 可行性研究报告》，2024 年 02 月编制；
- 3.三峡云能发电(永善)有限公司委托昭通市鼎安科技有限公司进行安全生产条件分析报告的《委托书》；
- 4.三峡云能发电(永善)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华东勘测设计研究院有限公司 2024 年 02 月编制的《云南省昭通市永善县松林 300MW 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三峡云能发电(永善)有限公司，营业执照基本情况如下：

名称：三峡云能发电(永善)有限公司

类型：有限责任公司

法定代表人：韩勇

注册资本：32000 万元人民币

成立日期：2021-11-10

住所：云南省昭通市永善县永兴街道南正街 27 号附 5 号

经营范围：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，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）一般项目：电动汽车充电基础设施运营；住房租赁；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广（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）。三峡云能发电（永善）有限公司目前的经营状态为存续（在营、开业、在册）。

### 2.2 可行性研究报告编制单位

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

### 2.3 项目投资备案证情况

三峡云能发电(永善)有限公司的云南省昭通市永善县松林光伏发电项目（下文称“本项目”）于 2024 年 01 月 16 日取得永善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]: 2401-530625-04-01-666105】。

## 2.4 项目地理位置

拟建项目位于永善县茂林镇、莲峰镇、伍寨乡。永善县，位于乌蒙山脉西北面的金沙江南岸，介于东经 103.491°~103.684°，北纬 27.657°~27.737°之间。东与大关、盐津县接壤；南连昭通市；北接绥江县；西北隔金沙江与四川雷波、金阳两县相望。东西横距 46.6 千米，南北纵距 121.2 千米，总面积 2778 平方千米。县城驻地溪洛渡镇海拔 820 米，距昭通市政府驻地昭阳区 180 千米，距省会昆明市 580 千米。

项目所在地为地理中心坐标位于东经 103.598°，北纬 27.690°，距永善县直线距离约 59.084km，项目工程地理位置如图 2-1 所示。

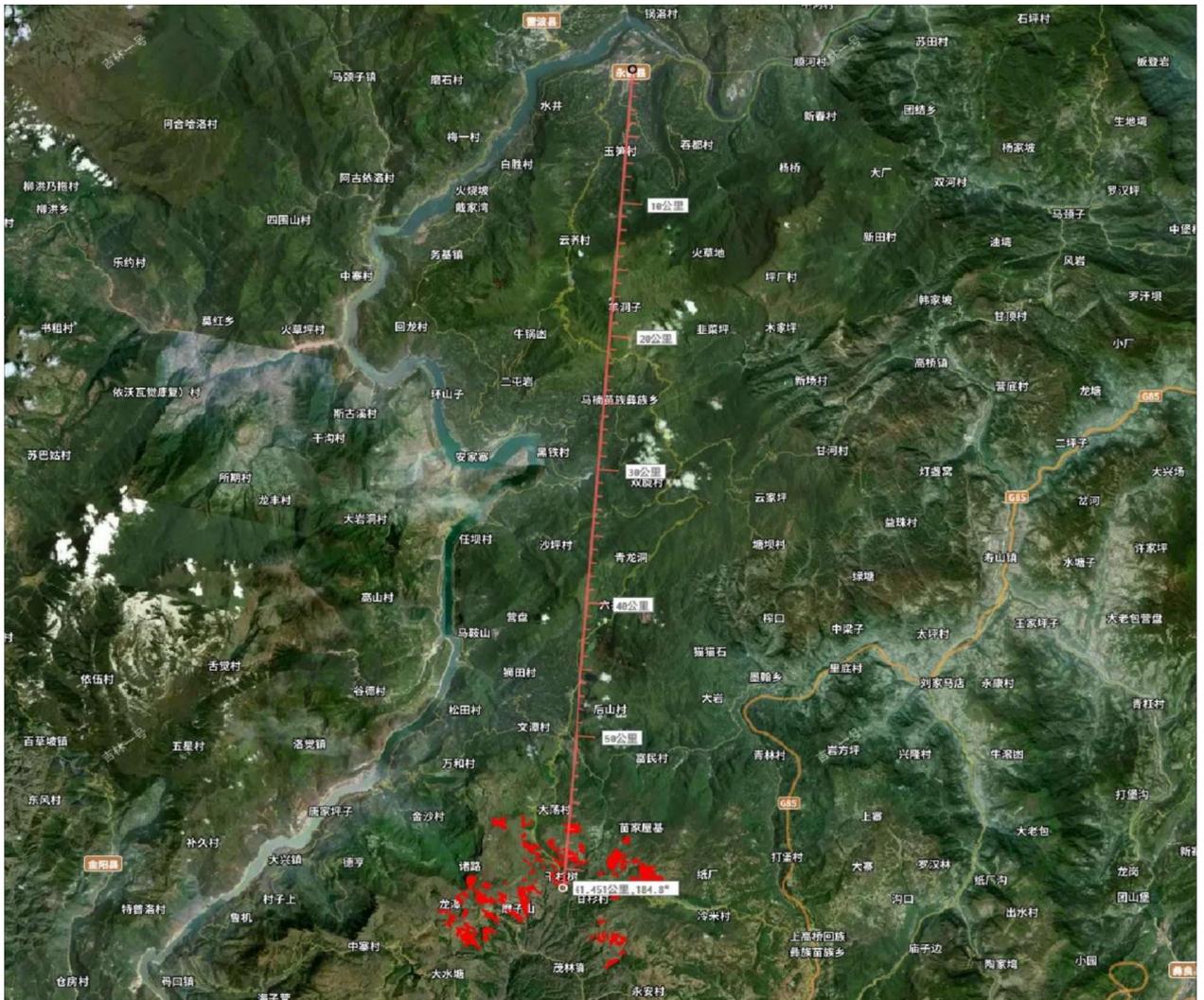


图 2-1 云南省昭通市永善县松林 300MW 光伏发电项目站址地理位置图

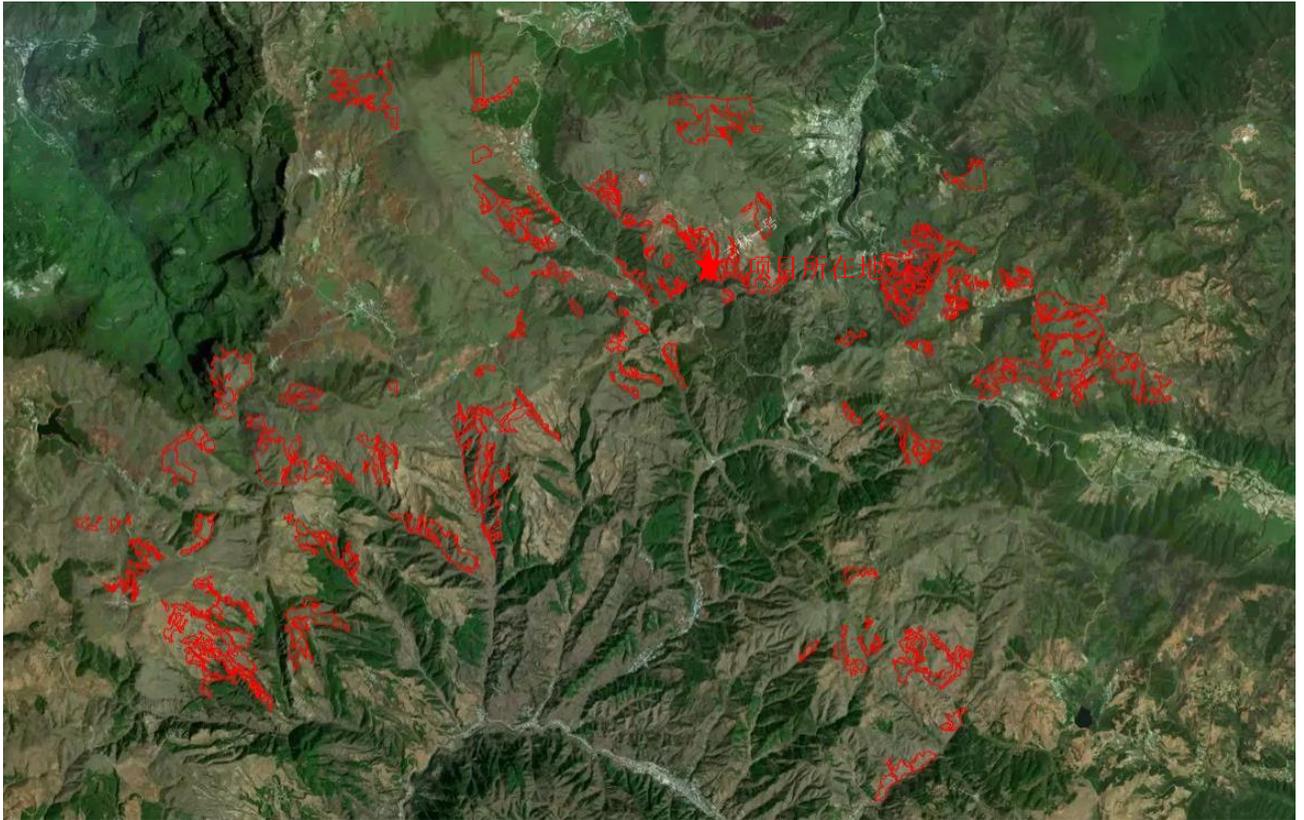


图 2-2 云南省昭通市永善县松林 300MW 光伏发电项目光伏分布区域地理位置图



图 2-3 云南省昭通市永善县松林 300MW 光伏发电项目升压站地理位置图

## 2.5 建设规模

本工程规划额定容量 300MW，安装容量 370.40913MW<sub>p</sub>，占地面积约 7500 亩，采用全部电量上网方式运营。本项目拟采用 585W<sub>p</sub> 双面组件和 20kW 组串式逆变器，共设 104 个单元，新建 220kV 升压站一座，接入 500kV 明通变电站，计划总工期 8.5 个月。

## 2.6 太阳能资源

本项目位于云南省昭通市永善县，选取永善气象站数据作为气候学评估依据，采用 SolarGIS 数据进行太阳能资源分析。项目区域水平面总辐照量（GHR）为 1392.86kWh/m<sup>2</sup>，项目所在地年水平面总辐照量等级为 C 级丰富，水平面总辐射稳定度（GHRs）等级为 A 级很稳定，太阳能资源直射比（DHRR）等级为 C 级中级。

## 2.7 气象条件

云南省气象局下辖 16 个州(市)气象局，125 个县级气象局，10 个独立设置的县级气象机构（气象站 1 个，本底站 1 个，农试站 1 个，雷达站 7 个）。昭通市气象局下辖 11 个县（市、区）气象局：昭阳区气象局、鲁甸县气象局、巧家县气象局、盐津县气象局、大关县气象局、永善县气象局、绥江县气象局、镇雄县气象局、彝良县气象局、威信县气象局、水富市气象局，其中水富市气象局为地方气象机构。

本工程场址位于永善县境内，距离工程场址最近的气象站点为永善气象站。永善气象站对场址多年气候特征具有较好的代表性，永善气象站地理位置为北纬 28.14°，东经 103.38°，海拔高度 877.2 米，距离场址直线距离约 47.85 公里。永善气象站资料 1991 年~2020 年的多年气象特征值如下：

表2.7-1 永善气象站 1991 年~2020 年多年气象特征值

项 目	单 位	数 值
多年平均气温	°C	16.8
多年极端最高气温	°C	38.7
多年极端最低气温	°C	-3.3
多年平均气压	hPa	804.5
多年平均相对湿度	%	73
多年最小相对湿度	%	0

多年平均降水量	mm	708.1
多年平均风速	m/s	2.1
多年最多风向		NW
多年平均日照时数	h	1115.4
多年平均日照百分率	%	25
多年平均雾日数	天	20
多年平均雷暴日数	天	49.4
多年平均冰雹日数	天	0
多年平均降雪日数	天	2.6
多年平均积雪日数	天	0.5

根据永善气象站 1991 年~2020 年气候资料统计, 年平均气温为 16.8℃, 极端最高气温为 38.7℃, 极端最低气温为-3.3℃, 年平均降水量 708.1mm, 年平均风速 2.1m/s, 年日照时数 1115.4 小时。

## 2.8 工程地质

### 2.8.1 区域地质概况

#### 2.8.1.1 气象、水文

永善县地处滇东北中山山原西北边缘, 因受金沙江及其支流切割, 高原面较破碎, 最高海拔 3199.50 米, 最低海拔 340 米, 属中亚热带湿润气候区, 由于海拔高低悬殊, 气候垂直变化显著。年平均气候 16.8℃, 年平均降水量 708.1 毫米, 年平均日照时数 1115.4 小时。主要河流金沙江、桧溪子河、大毛滩河、井底水河、龙冲河等。金沙江距离项目区约 14km。

#### 2.8.1.2 大地构造部位

工程区区域大地构造位置属扬子准地台西缘滇东台褶带之滇东北台褶束。该区在地史上经历了晋宁、加里东、海西、印支、燕山、喜马拉雅构造运动, 其中有多次大的地质事件:

- 一、晋宁运动使元古地槽隆起成陆, 构成准地台的基底;
- 二、加里东运动所发生和形成的褶曲断裂构造, 奠定了区域构造轮廓;
- 三、燕山运动使扬子准地台盖层普遍发生褶皱, 基本形成了区域构造形态。

### 2.8.1.3 主要区域性断裂

据云南省地震局 2010 年 9 月编制的《云南省活动断裂分布图》资料，参见拟建场地活动断裂分布图，该场区附近主要存在五莲峰断裂（F42）、洒渔河断裂（F113）、龙头山-铅厂断裂（F116），各断裂分布见图 3.3- 1，现将各断裂简述如下：



图 2-3 区域主要断裂构造图

F42 断裂：五莲峰断裂，西南端于四川宁南官田附件交于巧家-蒙姑断裂（F3），往 北东经五莲峰水库、五莲峰山、镜子山、老店子、嵩子坝、兴隆、芭蕉岭，穿越木杆河 后于文家湾附件尖灭，长约 125km。断裂总体走向北东，倾向北西， 倾角 $40^{\circ}\sim 80^{\circ}$ 。断 裂结构复杂，由多条断裂组成，从南西往北东分别未莲峰断裂、老店子断裂河芭蕉岭断裂。断裂总的展布形态为西南撒开，向北东收敛，南西段的莲花峰一带破碎带宽达几百 米至上千米，老店子一带仅有几十米断裂切割了震旦纪至中生代地层，对二叠纪火山活动有明显的控制作用。断裂距离拟建场地约 10.4km，属晚更新世活动断裂。

F113 断裂：洒渔河断裂，南端起于昭通盆地，往北经龙潭、高桥，延至妥河，长 45km，呈南北向展布。断裂控制乐居河青岗岭两个第四纪盆地的边界，乐居盆地沿断裂展布长度达 20km。大关县城以西地区，历史上发生过 5.0、5.4 级地震。断裂距离拟建场地约 26.77km，属晚更新世活动断裂。

F116 断裂：龙头山-铅厂断裂，断裂起自黑石罗东侧，向南西方向延伸，经吴家院子、龙树、黑鲁居、罗马口、法土，止于老店附件，多处被横断层切错。长度大于 70km，总体走向 35~40°，其北段龙头山附件断裂走向偏向北北东向，断层面面向南东倾斜，倾角大于 50°，沿断裂带岩石多挤压破碎，局部地段岩层倒转，扭曲剧烈，配套的北西向横张断层发育。断裂南东盘向北西盘逆冲，为压扭性断裂。断裂距离拟建场地约 21.0km，属晚更新世活动断裂。

#### 2.8.1.4 地震动参数

工程区位于永善县伍寨乡、茂林镇及莲峰镇，根据《中国地震动参数区划图》，工程区基本地震动峰值加速度为 0.10g（伍寨乡、茂林镇），0.15g（莲峰镇）。反应谱特征周期为 0.45s，抗震分组为第三组，地震基本烈度为 VII 度。

#### 2.8.1.5 区域稳定性评价

工程区位于扬子准地台(I) 东北部滇东台褶带(I3) 北部滇东北台褶束(I32) 中部，新生代强烈活动的青藏高原东南缘，断裂构造十分发育，其中许多大规模断裂在晚第四纪直至全新世仍有强烈活动，并且与中、强地震的发生密切相关，且区内深大断裂较发育。

区域的新构造运动主要表现为区域性高原大面积、整体性、间歇性的急速抬升，以一些大断裂为边界的断块差异升降运动；川滇块体的侧向滑移；次级块体的相对转动的特点。

工程区位于马边-大关地震带内，区内地震活动活跃，自 2000 年以来，区域内没有发生过 7 级以上地震。

根据相关规范，工程区区域构造稳定性为“稳定性较好”。

### 2.8.2 场区基本地质条件

#### 2.8.2.1 地形地貌

工程区位于永善县茂林镇、莲峰镇境内，主要位于永善县伍寨彝族苗族自治县长海村以北东、莲峰镇以南、茂林镇以北的山坡上，场地地面高程为 2200-2860m，光伏发电

场地大部份位于山梁和坡顶平缓地段，地形平缓，坡度约5~10°，少量位于斜坡之上，坡度约 15~25°，局部为陡坡，坡度约 35°。场区内冲沟较发育，较大的冲沟主要为上小河、李家沟和寒鹏沟头，勘察期间，多数冲沟内无水流，多为季节性冲沟，少量冲沟有水流，但水量较小。场地现状主要为荒地，基本无灌木、乔木生长，多数地段地表发育有高山草甸，交通条件一般。

拟建升压站区域位于斜坡上，坡度约 10~ 15°，该区域有便道连接，交通条件一般。

### 2.8.2.2 地层岩性

工程区部分地段被第四系残破积层含砾粉质粘土、红黏土覆盖，下伏二叠系上统峨眉山组（P<sub>2</sub>β）强~中等风化玄武岩、二叠系下统栖霞-茅口组（P<sub>1</sub>q-m）灰岩。

#### （1）第四系

##### 1)残坡积（Q<sup>el+dl</sup>）

①含砾粉质粘土：灰黄色、深灰色，可塑~硬塑状，砾石含量 10%~20%不等，粒径 0.5~1cm，其余主要为粉质粘土，偶见较大块石分布，砾石呈棱角状，成分以玄武岩为主。场区多数地段均有分布，普遍厚度0.5- 1.0米，缓坡坡脚缓坡地段厚度较厚最大厚度大于2米。

②红黏土：褐红色、红色，可塑~硬塑状，下伏基岩为灰岩地段，除溶沟、溶槽内较厚外，一般厚度 0.5~1m，溶沟、溶槽内及局部平缓、低洼地段较厚，估计大于5m，分布于场地北东部区域。

#### （2）二叠系

上统峨眉山组（P<sub>2</sub>β）：③1强风化玄武岩：灰黑~黑色，厚度大约3~5m，岩体较破碎，全场区分布，多数山顶地段和冲沟底部可见基岩出露。

③2 中风化玄武岩：灰黑~黑色，岩体较破碎，全场区分布，多数山顶地段和冲沟底部可见基岩出露。

##### 下统栖霞-茅口组（P<sub>1</sub>q-m）

④灰岩：深灰色、灰黑色，隐晶质结构、厚层-块状，强-中等风化，分布于场区北东侧部区域。

### 2.8.3.3 地质构造

根据区域地质资料，场址区无区域断裂通过，现场测绘也未见断层出露，玄武岩层理产状为N30~50°E，SE∠10~25°，节理较发育~发育，节理多以陡倾角为主，主要有以下几组：

- ①N82°E，NW∠82°，闭合为主，面平直粗糙，延伸长，近平行发育，间距10~30cm。
- ②N52°W，NE∠79°，闭合为主，面平直粗糙，延伸长，平行发育，间距20~40cm。
- ③N44°E，NW∠68°，闭合为主，局部张开2~3cm，面平直粗糙，平行发育，间距10~30cm。

### 2.8.2.4 岩体风化与卸荷

根据收集的资料以及地质测绘成果显示，二叠上统峨眉山组（P<sub>2</sub>β）玄武岩浅部为强风化，厚度变化较大，多为3~5m。场地内卸荷影响主要表现为已建便道路基边坡，边坡因侧压力较低，可能出现局部塌滑等变形，但边坡规模及分布范围较小，可不考虑卸荷对工程建设的影响。

### 2.8.2.4 场地土电阻率

根据相同地层场地视电阻率数值结合勘察情况，本场地岩土体视电阻率参考值见表 2.8-1。

表 2.8-1 岩土体视电阻率参考值表

岩土层编号	岩土层名称	电阻率(Ω·m)	厚度范围
①	含砾粉质粘土	10~150	0.5~2.0m
②	红黏土	10~150	0.5~5.0m
③ <sub>1</sub>	强风化玄武岩	100~3000	3~5m
③ <sub>2</sub>	中风化玄武岩	100~7000	大于20m
④	灰岩	100~7000	大于20m

### 2.8.2.5 水文地质与腐蚀性评价

#### (1) 水文地质

##### 1)地表水

场区发育冲沟较多，除上小河、李家沟和寒鹏沟头外，其余冲沟均为季节性流水沟，水流主要由北向南径流排泄。

## 2)地下水

场址多位于山梁顶部及斜坡地带，水文地质条件相对简单，地下水类型主要为覆盖层中的孔隙水和基岩中的裂隙水、碳酸盐岩岩溶水。

覆盖层孔隙水主要赋存于第四系松散堆积物中，场址内覆盖层较浅薄，含水量有限。下伏基岩为玄武岩地段，节理裂隙不发育，渗透性相对较弱，覆盖层中的孔隙水除少部分渗入基岩外，大部分沿基覆界面在沟边或相对低洼处渗出成为地表水沿冲沟排泄；下伏基岩为灰岩地段，溶蚀裂隙发育，覆盖层中的孔隙水大部分渗入基岩中。场地多位于斜坡上，下伏基岩为玄武岩地段，孔隙水在基础开挖深度范围内可能见到，水量与工程所处位置有关，由于覆盖层较薄，大部分地段水量有限；下伏基岩为灰岩地段孔隙水在基础开挖深度范围内很难见到，可不考虑其带来的影响，但不排除雨季时可能形成少量上层滞水，给施工带来不便。

覆盖层孔隙水渗入基岩部分成为基岩裂隙水、岩溶水。主要赋存于基岩裂隙、断层破碎带及岩溶裂隙中，以潜水类型为主，主要接受大气降水和孔隙水补给，基岩裂隙性含水层分布广，透水性一般随深度增加而减弱，对基础施工无较大影响。

### 2.8.2.5 不良地质作用、特殊性岩土

#### (1) 不良地质作用

根据地质资料及现场地质测绘成果，场地内无滑坡、崩塌、泥石流发育。主要发育有岩溶、冲沟。工程区东部基岩为灰岩，为可溶岩，陡崖未见溶洞发育，基岩出露地段溶沟、溶槽发育，总体岩溶微发育。

地表洪流侵蚀作用形成的冲沟，在暴雨天气时易对冲沟边区域进行冲刷。对拟建光伏电板稳定性影响较大，按照《光伏发电工程地质勘察规范》(NB/T10100-2018)的规定，场址区合理进行光伏电板布置及设计，避开冲沟且与冲沟、陡坎留有一定的安全距离，对布置于冲沟两岸区域的光伏电板设计时应采取相应防护措施。

#### (2) 特殊性岩土

根据现场地质测绘：场地内②红黏土覆盖于灰岩上，一般厚 0.5~1m 溶沟、溶槽内分布较厚，局部大于 5m，具大孔隙比，遇水性质变化较大等红黏土特性，土体呈块状为主偶见裂隙或较多裂隙。除此外场地内无湿陷性土、软土、多年冻土、膨胀岩土、盐渍岩土和污染土等特殊岩土分布。

### 2.8.2.5 岩土体物理力学性质

结合规程规范及附近工程经验，综合提出工程区岩体物理力学参数地质建议值，见表 3.8-2。

表28-2 岩土体主要物理力学参数地质建议值

地层代号	土层名称	天然重度 $\gamma$ (kN/m <sup>3</sup> )	天然抗剪强度		基底摩擦系数 f	压缩模量 (变形模量) Es/E <sub>0</sub> (MPa)	地基承载力特征值 $f_{ak}$ (kPa)	水平抗力系数比例系数 m(MN/m <sup>4</sup> )	极限侧阻力标准值	极限端阻力标准值
			C (kPa)	Q <sub>s</sub> (kPa)					q <sub>sik</sub> (kPa)	q <sub>pk</sub> (kPa)
①	含砾粉质粘土	20	28	11	0.25	6	130	8	55	800
②	红黏土	18.5	28	10	0.25	5	130	6	45	500
③ <sub>1</sub>	强风化玄武岩	22	50	20	0.45	30	240	25	120	3000
③ <sub>2</sub>	中风化玄武岩	25.5	600	37	0.60	1000	1000	80	300	3500
④	中风化灰岩	26.0	700	38	0.65	1200	1200	100	320	4000

注： 1.光伏阵列区基岩裸露，基岩的水平抗力系数比例系数采用经验公式估算；

2. 桩基参数按照混凝土灌注桩提出。

### 2.8.3 工程地质评价

#### 2.8.3.1 地震效应评价

(1) 工程区范围较大且较为零散，主要位于山坡~山梁之上，场地地形以缓坡为主，局部为斜坡~陡坡。场地被覆盖层覆盖，覆盖层厚度 1~4 米，基岩零星出露。根据《光伏发电工程地质勘察规范》(NB/T10100-2018)中建筑抗震地段划分标准，光伏组件工程区主要为抗震一般地段，局部陡坡、陡坎和边坡的边缘地段为抗震不利地。

(2) 场地土层主要由基岩或 5m 以内的覆盖层组成，场地地基土类型为中硬土，场地类别为II~I<sub>1</sub>类。

(3) 根据《中国地震动参数区划图》，设计地震分组为第三组，场地地震动峰值加速度为 0.10g 和 0.15g，反应谱特征周期为 0.45s，地震基本烈度为VII度，工程区 10km 范围内无发震断裂，可不考虑近场影响。

(4) 场地地基土以覆盖层位置，局部基岩出露，未见有软弱土分布，可不考虑软土震陷影响。

(5) 场地范围内未揭露砂土、粉土，不存在砂土液化问题。

### 2.8.3.2 场地边坡稳定性分析

光伏发电场地大部份缓坡，少量区域为斜坡或陡坡，表层主要被覆盖层所覆盖，大部分边坡地段覆盖层较薄，下伏基岩为中等风化~微风化玄武岩，未发现滑坡、崩塌及拉裂变形迹象，边坡整体稳定。

### 2.8.3.3 场地稳定性评价

工程区区域构造稳定性分级为“稳定性较好”，地形坡度一般 5~10°，少量位于斜坡之上，坡度约 15~25°，局部为陡坡，坡度约 35°，场地覆盖层大多较薄，局部较厚，多为岩质边坡，岩性主要为强风化~中等风化玄武岩。工程区无区域断裂通过。无滑坡、泥石流、崩塌发育，工程区场地多属建筑抗震一般地段，较陡区域属建筑抗震不利地段。依据《光伏发电工程地质勘察规范》NB/T10100-2018 附录 C 确定，场地稳定性分级综合评定为“稳定性差”。

### 2.8.3.4 场地工程建设适宜性评价

工程区位于缓坡上，以缓坡为主，地形坡度一般 5~10°，少量位于斜坡之上，坡度约 15~25°，局部为陡坡，坡度约 35°。大部分地段覆盖层较薄，局部较厚，为含砾粉质粘土，工程性质一般；下伏基岩为强风化-中风化玄武岩，工程性质较好；场地地表排水通畅，洪水、地下水对工程建设影响较小；场地内无滑坡、泥石流、崩塌发育，无危害场地稳定的较大规模的不良地质作用；工程建设引起较严重的次生灾害的可能性小；场地稳定性分级为“基本稳定”~“稳定性差”。

依据《光伏发电工程地质勘察规范》NB/T10100-2018 附录 D，综合上述场地建设条件，将地形坡度小于 25°、场地平整较简单的区域，场地工程建筑适宜性分级为“适宜性差”；地形坡度大于等于 25°、场地平整困难的区域，场地工程建筑适宜性分级为“不适宜”，升压站场地适宜性分级为“适宜性差”。结合我单位及行业近期开发光伏项目的经验：当场地地形坡度为 25°~35°，场地平整较困难~较简单、工程建筑适宜性分级为“不适宜”的区域，通过场地平整或光伏支架结构调整，也可作为光伏发电建设场地进行光伏组件布设，但场地应做好相应的建筑抗震设计，优化场平及光伏支架结构方案，防止成本超过预算，并在施工中采取相应的安全措施，保证斜坡施工安全。

### 2.8.3.5 环境水、土的腐蚀性评价

根据搜集的地质资料与工程经验，场区环境水对混凝土结构和钢筋混凝土结构中钢筋的腐蚀性等级为微腐蚀，场地地基土对混凝土结构和钢筋混凝土结构中钢筋的腐蚀性为微腐蚀。

### 2.8.3.6 场地地基土建筑条件评价

拟建场地地基土主要为第四系残坡积层(Qel+dl)①含砾粉质粘土、二叠系上统(P2 $\beta$ )②<sub>1</sub>强风化玄武岩、②<sub>2</sub>中风化玄武岩，二叠系下统栖霞-茅口组(P<sub>1q-m</sub>)灰岩组成，地基土构成较为简单，无不良软弱下卧层、液化土层分布。

①含砾粉质粘土，可塑~硬塑，力学性质一般，可作为一般建筑物基础持力层。

②红黏土：可塑~硬塑，力学性质一般，分布及厚度不均匀，厚度较大时可作为一般建筑物基础持力层。

③<sub>1</sub>强风化玄武岩，强风化状为主，节理裂隙较为发育，岩体较破碎，力学性质一般，可作为建筑物基础持力层。

③<sub>2</sub>中风化玄武岩，中风化为主，节理裂隙较为发育，岩体较破碎，力学性质较好，可作为建筑物基础持力层。

④灰岩：中等风化-微风化，力学性质较好，可作为建筑物基础持力层。

拟建升压站区域地基土层为①含砾粉质粘土、③<sub>1</sub>强风化玄武岩、③<sub>2</sub>中风化玄武岩，表层0.5~2m为①含砾粉质粘土覆盖，建议清表后，以③<sub>2</sub>中风化玄武岩为基础持力层。

光伏阵列区场地地基土层为①含砾粉质粘土、③<sub>1</sub>强风化玄武岩、③<sub>2</sub>中风化玄武岩，①含砾粉质粘土厚的地方可作为地基土，本阶段建议光伏板支架基础形式采用钻孔灌注桩，建议以③<sub>1</sub>强风化玄武岩或③<sub>2</sub>中风化玄武岩作为敷设太阳能光伏组件的基础持力层。

### 2.8.3.7 场内道路和集电线路工程地质条件评价

拟建道路所通过的路基地表多为第四系粉质粘土、玄武岩，物质组成上部以粉质粘土、红黏土夹少量碎、块石，表层结构松散，均一性差，下伏基岩为砂岩、灰岩，未发现软弱土层及软弱下卧层，地层分布稳定，强度高，低载条件下变形小，可以满足公路路基设计要求，线路范围内主要为冲沟和岩溶作用等不良地质现象，未发现有滑坡及泥石流。

拟建场内道路和集电线路对地基承载力要求不高，沿线地层分布稳定，场址区第①<sub>1</sub>层残坡积层厚度较薄地段，推荐采用第强风化基岩作为基础持力层，部分地段第弱风

化基岩埋藏较浅，可作为拟建道路及集电线路基础持力层，路基开挖时需注意排水。该区域主要分布有冲沟，对工程影响较大，冲沟沿线两岸沟壁岩土体主要为第四系松散覆盖层，部分地段为风化基岩，在地表水流冲刷侧蚀作用下，覆盖层较厚地段两岸沟壁稳定性较差，易发生浅表滑动，工程设计时建议光伏电板布置应尽量避免冲沟、陡坎，并且与冲沟、陡坎留有一定的安全距离，对布置于冲沟两岸区域的光伏电板设计时应采取相应防护措施。

场址区大部分地段沿线覆盖层为红黏土，厚度总体较薄，较厚地段可作为拟建道路及集电线路基础持力层，部分地段为强风化基岩直接出露，可推荐作为拟建道路及集电线路基础持力层。场址区大部分地段为灰岩地区，局部灰岩出露地段溶沟、溶槽、石芽较发育，地表岩溶微发育，灰岩区域由于石芽出露，导致基岩界面起伏较大，拟建道路和集电线路跨越该区域应注意基础持力层力学性质差异较大导致不均匀沉降，由于地表溶沟溶槽为地表水汇集区域，应注意地表水汇集对拟建道路和集电线路的冲刷。

### 2.8.3.8 升压站工程地质条件评价

#### (1) 地震地震效应评价

根据《光伏发电工程地质勘察规范》(NB/T10100-2018)中建筑抗震地段划分标准，升压站场地位于斜坡上，场平后为半挖半填地基，属抗震不利地段。场地土层主要由基岩或 5m 以内的覆盖层组成，场地地基土类型为中硬土，升压站场地类别为II类场地。

升压站位于莲峰镇境内，根据《中国地震动参数区划图》，设计地震分组为第三组，场地地震动峰值加速度为 0.15g，反应谱特征周期为 0.45s，地震基本烈度为VII度，工程区 10km 范围内无发震断裂，可不考虑近场影响。升压站地基土以覆盖层为主，局部基岩出露，未见有软弱土分布，可不考虑软土震陷影响。场地范围内未揭露砂土、粉土，不存在砂土液化问题。

#### (2) 场地边坡稳定性分析

升压站位于斜坡地段，表层主要被覆盖层所覆盖，覆盖层较薄，下伏基岩为中等风化~微风化玄武岩，未发现滑坡、崩塌及拉裂变形迹象，边坡整体稳定。

#### (3) 场地稳定性评价

区域构造稳定性分级为“稳定性较好”，地形坡度 10~25°，场地覆盖层较薄，局部较厚，多为岩质边坡，岩性主要为强风化~中等风化玄武岩。无区域断裂通过。无滑坡、泥石流、崩塌发育，较陡区域属建筑抗震不利地段。依据《光伏发电工程地质勘察规范》NB/T10100-2018 附录 C 确定，场地稳定性分级综合评定为“稳定性差”。

#### (4) 场地工程建设适宜性评价

地形坡度 10~25°，覆盖层局部较厚，为含砾粉质粘土，工程性质一般；下伏基岩为强风化-中风化玄武岩，工程性质较好；场地地表排水通畅，洪水、地下水对工程建设影响较小；场地内无滑坡、泥石流、崩塌发育，无危害场地稳定的较大规模的不良地质作用；工程建设引起较严重的次生灾害的可能性小；场地稳定性分级为“稳定性差”。

依据《光伏发电工程地质勘察规范》NB/T10100-2018 附录 D，综合上述场地建设条件，将地形坡度小于 25°、场地平整较简单的区域，场地工程建筑适宜性分级为“适宜性差”；地形坡度大于等于 25°、场地平整困难的区域，场地工程建筑适宜性分级为“不适宜”，升压站场地适宜性分级为“适宜性差”。

#### (5) 环境水、土的腐蚀性评价

根据搜集的地质资料与工程经验，场区环境水对混凝土结构和钢筋混凝土结构中钢筋的腐蚀性等级为微腐蚀，场地地基土对混凝土结构和钢筋混凝土结构中钢筋的腐蚀性为微腐蚀。

#### (6) 场地地基土建筑条件评价

拟建升压站区域地基土层为①含砾粉质粘土、③<sub>1</sub>强风化玄武岩、③<sub>2</sub>中风化玄武岩，表层 0.5~2m 为①含砾粉质粘土覆盖，建议清表后，以③<sub>2</sub> 中风化玄武岩为基础持力层。

#### (7) 开挖建议坡比

场地位于斜坡地段，组成边坡体的岩土层主要为①含砾粉质粘土、③<sub>1</sub>强风化玄武岩，建议采用自然放坡处理，放坡坡比可采用：①含砾粉质粘土 1:0.75~1:1.00，③<sub>1</sub>强风化玄武岩为 1:0.75~1:1.00。

### 2.8.3.9 天然建筑材料

根据现场勘察，场区内大面积分布有中等风化-微风化玄武岩，但是风化深、岩体破碎、碱活性未知，不推荐作为骨料；中等风化-微风化灰岩，其埋藏浅、储量大，且为硬质岩石，但临时开采建筑材料手续繁琐，且征占地困难。因此，工程所需天然建筑材料建议就近采购。

### 2.8.3.10 结论与建议

(1) 场地距活动断裂五莲峰断裂(F<sub>42</sub>)、洒渔河断裂(F<sub>113</sub>)、龙头山-铅厂断裂(F<sub>116</sub>)分别为 10.4km、26.77km 和 21.0km，根据《中国地震动参数区划图》等规范，场地区域构造稳定性较好，设计地震分组为第三组，场地地震动峰值加速度为 0.10g 和 0.15g，地震基本烈度为 VII 度，反应谱特征周期为 0.45s。

(2) 工程区范围较大, 主要位于山坡~ 山梁之上, 场地地形以平缓为主, 局部为斜坡~陡坡, 大部基岩出露, 其区域构造稳定性较好, 根据规划场地红线及周边地形、地貌等工程地质条件, 缓坡部位场地抗震一般地段, 场地为“基本稳定”场地, 工程建设适宜性评价为“较适宜~适宜性差”区域; 斜坡~ 陡坡部位为抗震不利地段, 场地为“稳定性差”场地, 工程建设适宜性评价为“不适宜”区域。升压站场地为“稳定性差”场地, 场地适宜性分级为“适宜性差”。

(3) 场地地表水排水通畅, 下伏基岩为玄武岩地段, 孔隙水在基础开挖深度范围内可能见到, 大部分地段水量有限; 下伏基岩为灰岩地段孔隙水在基础开挖深度范围内很难见到, 可不考虑其带来的影响, 但不排除雨季时可能形成少量上层滞水, 给施工带来不便。

(4) 光伏阵列区场地地基土层为①含砾粉质粘土、③<sub>1</sub>强风化玄武岩、③<sub>2</sub>中风化玄武岩, 建议以③<sub>1</sub>强风化玄武岩或③<sub>2</sub>中风化玄武岩作为敷设光伏组件的基础持力层。本阶段建议光伏板支架基础形式采用钻孔灌注桩。

拟建升压站区域地基土层为①含砾粉质粘土、③<sub>1</sub>强风化玄武岩、③<sub>2</sub>中风化玄武岩, 建议清表后, 以③<sub>2</sub>中风化玄武岩为基础持力层。建议采用自然放坡处理, 放坡坡比可采用: ①含砾粉质粘土 1:0.75~1:1.00, ③<sub>1</sub>强风化玄武岩为 1:0.75~1:1.00。

(5) 部分光伏阵列区场地内发育季节性冲沟, 建议光伏支架基础布置距离冲沟需有一定安全距离, 保留原冲沟。

## 2.9 发电量估算

本工程按 25 年运营期考虑, 随运营年限的增加, 由于站内元器件设备老化导致系统效率降低, 损耗加大, 最终致使电站发电量减少。光伏组件光电转换效率逐年衰减, 整个光伏发电系统 25 年寿命期内平均年有效利用小时数也随之逐年降低, 该项目所采用 585Wp 组件首年内衰减为 1%, 之后每年衰减为 0.4%, 25 年内衰减不超过 10.6%。

综上所述, 在未考虑双面增益情况下, 系统效率为 77.62%。本项目选用双面组件, 在建设场址区域年平均地面反射率取 0.15, 根据 PVsyst 双面发电模拟, 双面增益达到 5.34%, 系统综合效率为 82.96%。由 PVsyst 软件仿真的 25 年发电量和利用小时数结果统计如表 2.9-1 所示。

表2.9-1 光伏发电项目25年发电量统计表

工程合计发电量					
年份	发电量 (万kWh)	年利用小时数 (h)	年份	发电量 (万kWh)	年利用小时数 (h)
第1年	45328.28	1223.74	第14年	42246.16	1140.53
第2年	45167.49	1219.39	第15年	42108.96	1136.82
第3年	44982.51	1214.40	第16年	41972.76	1133.15
第4年	44773.53	1208.76	第17年	41827.63	1129.23
第5年	44540.41	1202.47	第18年	41656.01	1124.59
第6年	44258.37	1194.85	第19年	41446.69	1118.94
第7年	43933.47	1186.08	第20年	41188.54	1111.97
第8年	43600.75	1177.10	第21年	40808.98	1101.73
第9年	43271.40	1168.21	第22年	40311.80	1088.30
第10年	42956.77	1159.71	第23年	39777.81	1073.89
第11年	42712.16	1153.11	第24年	39226.25	1059.00
第12年	42539.22	1148.44	第25年	38676.32	1044.15
第13年	42386.73	1144.32	25年平均	42467.96	1146.51
			合计	1061698.99	28662.87

通过 PVsyst 软件计算，本项目首年上网发电量为45328.28 万kWh，25年平均上网发电量为42467.96 万kWh，25年总上网发电量为1061698.99 万kWh。首年利用小时数为1223.74小时，25年平均利用小时数1146.51小时，25年总利用小时数为28662.87小时。

## 2.10 总平面布置

### 2.10.1 厂区总平面布置

本光伏发电项目位于永善县茂林镇、莲峰镇境内，伍寨彝族苗族自治县长海村北东侧、莲峰镇南侧、茂林镇北侧。

本项目场区由东西两个区域组成，占地面积约7500亩，规划额定容量300MW，装机容量370.40913MWp。采用585Wp单晶硅光伏组件，共布置104个子方阵。

场区内新建1座220kV升压站，布置于场区东部，主变压器按2×150MVA设计，站区围墙长131m，宽77.25m，总长416.5m。围墙内占地面积10119.75m<sup>2</sup>。

本光伏电站新建场内道路长度约为13.8km，改扩建道路长度约为11.8km。道路路基宽度4.5m，路面宽度4m，采用泥结碎石路面。新建升压站进站道路1.03km，路基宽度

5.0m，路面宽度 4.5m，路面结构采用满铺 20cm 泥结碎石路面。

为了便于管理，沿光伏发电场阵列外侧设置 PVC 包塑防腐钢围栏，围栏高度 2m，采用直径 3.5mm 铁丝网，网片间距为 150×75mm，立柱采用直径 60mm 钢柱，立柱布置间距为 3m，围栏总长 114.388km，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，大门宽度 6m。

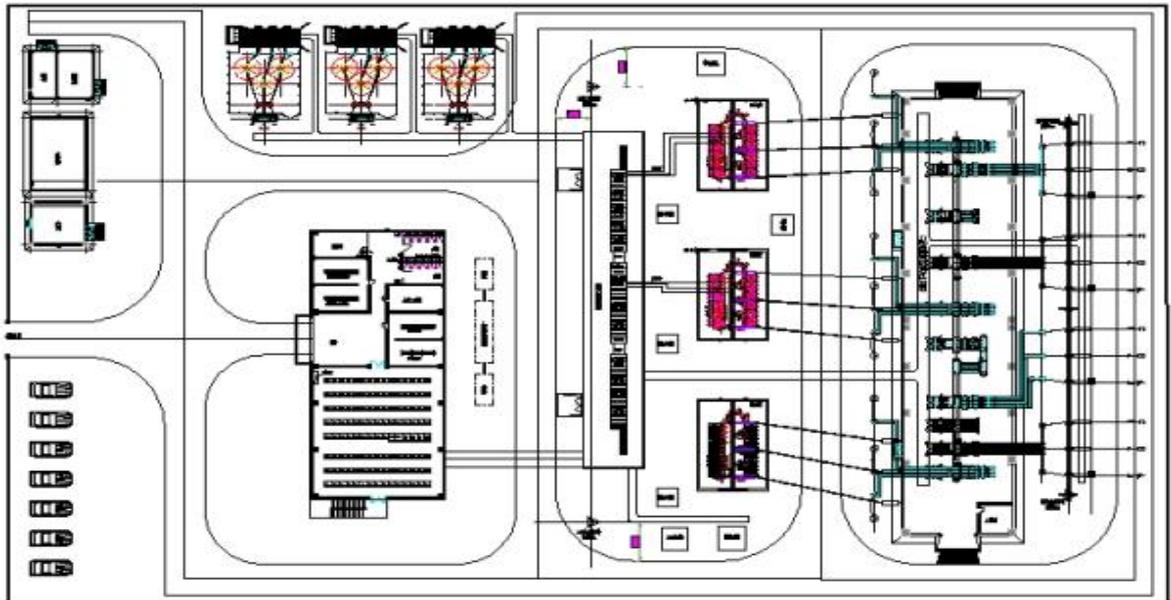
## 2.10.2 升压站内平面布置

### 2.10.2.1 升压站总平面布置

本新建项目新建 1 座 220kV 升压站，布置于场区中心部，主变压器按 2×150MVA 设计，升压站总布置考虑了进站道路、进出线走廊等各方面因素，进行统筹安排，统一布局。站区总布置在满足生产要求的前提下，尽量减小占地面积。

升压站围墙内占地面积 10119.75 m<sup>2</sup>，站区围墙长 131m，宽 77.25m，四周采用实体砖围墙，围墙高度 2.5 米，大门为电动推拉门。升压站分为生产区与生活区两个部分，中间用围栏隔离。生活区布置有综合楼、停车场、危废间、发电机房、消防水池及水泵房等。生产区布置有主变压器、SVG 无功补偿装置、220kV GIS 配电室（钢结构）、35kV 配电装置预制舱、接地变小电阻、避雷针、构架等建（构）筑物。

进站道路由站区西面进入，采用 5.0m 宽泥结石道路，长度约 030m。升压站内道路采用混凝土道路，进站大门至主变运输道路采用 5.0m 宽路面，其他站内道路宽 4.5m，主变运输道路转弯半径为 9m，消防车道转弯半径为 9m。



3-4 升压站总平面布置图

### 2.10.2.2 升压站竖向布置

升压站防洪设计按照 100 年一遇标准设计。升压站布置西侧低，东侧高，由东向西进行场地排水找坡，西侧最低点标高为 2634.74，东侧最高点标高为 2636.05，场地找坡为单向找坡，雨水通过雨水排水管排至场外低洼处，生活污水通过一体化污水处理设备处理后达标排放。场地内建筑物室内外高差为 300mm。道路横向排水坡度为 2%，设备场区和绿地排水坡度为 0.5%。

## 2.11 光伏发电系统

本工程规划额定容量 300MW，安装容量 370.40913MWp，全部采用 585Wp（N 型）单晶硅双面双玻组件，组件块数 633178 块，共计 24353 个光伏组串，共分为 67 个 3.2MW 子方阵，23 个 2.6MW 子方阵，10 个 2MW 子方阵，4 个 1.3MW 子方阵。

本工程采用组串式逆变器方案，逆变器容量 320kW，其中 3.2MW 子方阵：每 26 块光伏组件串联形成一个光伏组串，每 26/27 个组串汇至一台 320kW 逆变器，每 10 台逆变器汇至一台 3200kVA 升压箱变。

其中 2.6MW 子方阵：每 26 块光伏组件串联形成一个光伏组串，每 26/27 个组串汇至一台 320kW 逆变器，每 8 台逆变器汇至一台 2600kVA 升压箱变。

其中 2.0MW 子方阵：每 26 块光伏组件串联形成一个光伏组串，每 26/27 个组串汇至一台 320kW 逆变器，每 6 台逆变器汇至一台 2000kVA 升压箱变。其中 1.3MW 子方阵：每 26 块光伏组件串联形成一个光伏组串，每 26/27 个组串汇至一台 320kW 逆变器，每 4 台逆变器汇至一台 1300kVA 升压箱变。根据 PVsyst 软件计算，本项目首年上网发电量为 45328.28 万 kWh，25 年平均上网发电量为 42467.96 万 kWh，25 年总上网发电量为 1061698.99 万 kWh。首年利用小时数为 1223.74 小时，25 年平均利用小时数 1146.51 小时，25 年总利用小时数为 28662.87 小时。

### 2.11.1 主要设备选型

#### 2.11.1.1 光伏组件选型

本项目为牧光互补项目，拟选择单晶硅太阳能组件，N 型 TOPCon 电池，182mm 电池片的单晶硅光伏双面组件。在可行性研究阶段，拟选用 585Wp 双面 N 型 TOPCon 组件，市场

上某一品牌 585Wp 双面 N 型 TOPCon 组件主要性能参数如表 2.11-1 所示：

表 2.11-1 585Wp 组件选型主要性能参数表

标准测试条件 STC：AM1.5 辐照强度 1000W/m <sup>2</sup> 温度 25℃		
序号	项目	内容
1	组件类型	585Wp
2	电气参数	
	峰值功率 (Wp)	585
	开路电压 (V)	51.50
	额定工作电压 (V)	43.27
	短路电流 (A)	14.36
	额定工作电流 (A)	13.52
	最大系统电压 (V)	1500
	组件效率 (%)	22.6
3	参数热特性	
	短路电流温度系数 (%/°C)	0.043
	开路电压温度系数 (%/°C)	-0.25
	最大功率温度系数 (%/°C)	-0.29
4	机械参数	
	外形尺寸 (mm)	2278×1134×30
	重量 (kg)	32.1
5	工作条件	
	电池工作温度范围(°C)	-40~+85

### 2.11.1.2 逆变器选型

本项目逆变器容配比拟采用 1.236，即每台 320kW 组串式逆变器接入 26 路光伏组串（少部分 320kW 组串式逆变器接入 27 路光伏组串），每台逆变器直流侧容量为 395.46kWp。考虑到光伏场区坡度、坡向、敏感因素等条件，实际设计时容配比约为 1.235。市场上某一品牌 320kW 逆变器主要性能参数如表 2.11-2 所示：

表 2.11-2 320kW 逆变器选型主要性能参数表

型号	320kW
----	-------

输入	
最大输入电压	1500V
最大输入电流	70A*6
最大短路电流	125A*6
最低工作电压/启动电压	500V/550V
MPPT 电压范围	500V~1500V
额定输入电压	1080V
每路MPPT 最大输入组串数	5
MPPT 数量	6
输出	
额定输出功率	320kW
最大输出功率	352kW
最大输出视在功率	352kVA
额定输出电压	3/PE,800V
最大输出电流	254A
电网电压范围	640~920V
额定电网频率	50Hz/60Hz
电网频率范围	45~55Hz/55~65Hz
功率因数	>0.99 (额定功率下)
功率因数可调范围	0.8 超前 -0.8 滞后
效率	
最大效率	99.03%
中国效率	98.53%
保护	
孤岛保护	具备
低电压穿越	具备
直流反接保护	具备
交流短路保护	具备
漏电流保护	具备
电网监控	具备
直流开关	具备
组串检测	具备
PID 防护及修复	可选
浪涌保护	直流二级/交流二级

通用参数	
尺寸（宽×高×深）	1148mm×779mm×371mm
重量	≤110kg
防护等级	IP66
隔离方式	无变压器
逆变器冷却方式	智能风冷
工作温度范围	-30~+60°C
工作湿度范围	0-100%
最高工作海拔	5000m（>4000m 降额）
夜间自耗电	<6W

### 2.11.2 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，因此本电站地面部分太阳能电池组件方案拟定为正南方向，光伏阵列的方位角为0°。对项目成本最优的倾角进行选取，本项目倾角建议采用25°。

### 2.11.3 光伏阵列设计

#### 2.11.3.1 组件串、并联设计

本项目采用585W<sub>p</sub>组件和320kW逆变器，组件和逆变器性能参数见主要设备选型章节。经初步计算，串联光伏组件数量N为：组件 $N \leq 26.42$ ； $12.03 \leq N \leq 30.99$ 。结合逆变器最佳输入电压和光伏组件工作环境等因素综合分析，最终确定本工程选用光伏组件的串联数为26串光伏组串的并联数量不得超过逆变器输入路数，根据容配比选取，每台320kW组串式逆变器并联26/27路光伏组串。

#### 2.11.3.2 支架单元组件排列方式

支架单元组件排列方式有横排和竖排两种，组件横排是指组件安装到支架上时，长边与东西方向平行，组件竖排是指组件安装到支架上时，短边与东西方向平行。

组件横排支架在南北方向需要装4行组件，高度通常会比竖排高，横排安装施工难度稍大，不利于维护擦洗。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，

采用竖排方式有助于节省支架材料。为了便于接线，减少支架、线缆用量，每个支架单元组件采用竖向2行13列布置。

### 2.11.3.3 光伏方阵间距设计

本项目采用的是固定式安装方式，光伏阵列倾角为 $25^\circ$ ，支架单元倾斜面的宽为 $2 \times 2278 + 20 = 4576\text{mm}$ ，经计算平地最小中心间距 $D$ 为7.4米。因为项目所在地为山地地形，各种坡向坡度变化较多，支架间的最小间距会随山地的坡度坡向变化。

本项目的光伏组串单元间距设计还应遵守云南省自然资源厅《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》的用地要求，具体为：“光伏复合项目，架设在一般耕地或其他农用地上的光伏方阵用地，满足光伏组件最低沿高于地面2.5米、高于最高水位0.6米，桩基间列间距大于4米，行间距大于6.5米的架设要求。”

### 2.11.3.4 光伏方阵接线方案

本项目光伏发电系统电气接线方案如下：

本工程规划额定容量300MW，安装容量370.40913MWp，全部采用585Wp（N型）单晶硅双面双玻组件，组件块数633178块，共计24353个光伏组串，共分为67个3.2MW子方阵，23个2.6MW子方阵，10个2MW子方阵，4个1.3MW子方阵。

本工程采用组串式逆变器方案，逆变器容量320kW，其中3.2MW子方阵：每26块光伏组件串联形成一个光伏组串，每26/27个组串汇至一台320kW逆变器，每10台逆变器汇至一台3200kVA升压箱变。

其中2.6MW子方阵：每26块光伏组件串联形成一个光伏组串，每26/27个组串汇至一台320kW逆变器，每8台逆变器汇至一台2600kVA升压箱变。

其中2.0MW子方阵：每26块光伏组件串联形成一个光伏组串，每26/27个组串汇至一台320kW逆变器，每6台逆变器汇至一台2000kVA升压箱变。

其中1.3MW子方阵：每26块光伏组件串联形成一个光伏组串，每26/27个组串汇至一台320kW逆变器，每4台逆变器汇至一台1300kVA升压箱变。每6~9个发电单元一回进线，以13回35kV出线接入到新建220kV升压站。

组件接线不合理会导致损失发电量：距离较远的组串接入一路MPPT时，由于直流压降不同导致组串实际工作电压与MPPT跟踪的最大功率电压产生偏差，损失发电量；上下2串接入同一MPPT时，一串被遮挡时将牺牲输出功率，损失发电量。本项目组件接线设计尽量避免上下位置

的2串接入同一路MPPT，避免距离相差较远的组串接入同一路MPPT，从而达到组件与逆变器合理匹配，减小系统损失。本工程电缆选型采用变截面方式，使得组件至逆变器、逆变器至箱变的电缆压降保持基本一致，减少不平衡电流的影响，并且压降控制在一定范围内，严格控制交直流电缆损耗。

### 2.11.3.5 限制性因素说明与避让原则

本项目光伏场区平面布置中有居民地、电力线路等限制性因素。设计原则为光伏组件集中布置，减少布置在高坡度和高坡向的组件，避让居民地，在10kV铁塔周围5m、110kV铁塔周围10m范围内不排布组件，箱变和分接箱就近布置在场内道路两侧。目前利用的场区范围（包含道路、集电线路等）未占用了敏感因素。已经避开退耕还草、生态保护红线、基本永久农田、城镇开发边界、压覆矿、补充后备耕地整治入库范围和昭通市黑石罗水库一级、二级水源保护区，及永善县饮水水源保护区，松林项目用地范围与附近其他项目用地范围没有重合。

## 2.12 电气

### 2.12.1 电气主接线

#### 2.12.1.1 电气主接线设计原则

1、根据本气电站设计的装机规模、光伏方阵布置、接入系统方式、枢纽布置及设备特点等因素综合考虑，初拟相应的接线方式。

2、主接线应满足供电可靠、运行灵活、接线简单明了、便于操作检修和节约投资的原则。

#### 2.12.1.2 发电单元接线

本工程规划额定容量300MW，安装容量370.40913MW<sub>p</sub>，全部采用585W<sub>p</sub>（N型）单晶硅双面双玻组件，组件块数633178块，共计24353个光伏组串，共分为67个3.2MW子方阵，23个2.6MW子方阵，10个2MW子方阵，4个1.3MW子方阵。

本工程采用组串式逆变器方案，逆变器容量320kW，其中3.2MW子方阵：每26块光伏组件串联形成一个光伏组串，每26/27个组串汇至一台320kW逆变器，每10台逆变器汇至一台3200kVA升压箱变。

其中2.6MW子方阵：每26块光伏组件串联形成一个光伏组串，每26/27个组串汇至一台 320kW 逆变器，每8台逆变器汇至一台2600kVA升压箱变。其中2.0MW子方阵：每26块光伏组件串联形成一个光伏组串，每26/2 个组串汇至一台 320kW 逆变器，每6台逆变器汇至一台 2000kVA升压箱变。

其中1.3MW子方阵：每26块光伏组件串联形成一个光伏组串，每26/27个组串汇至一台320kW逆变器，每4台逆变器汇至一台1300kVA升压箱变。

### 2.12.1.3 升压站电气主接线

#### (1) 主变压器设置

本工程主变配置 2 台三相双绕组 150MVA-220±8×1.25%/37/10.5kV（平衡）有载调压型电力变压器。

#### (2) 220kV 配电装置接线

220kV 配电装置采用单母线分段接线。

#### (3) 35kV 配电装置接线

光伏电场 35kV 配电装置接线采用单母线分段接线，共 16 回出线。其中，每段 35kV 母线，1 回主变出线、1 回动态无功补偿装置出线、1 回站用变出线、1 面 PT 柜、8 回集电出线。

#### (4) 站用变接线

本工程在升压站内拟设 2 台站用变，站用变电源分别引自 35kVI 段母线和 35kVII 段母线。为提高站用电供电可靠性，采用一回 10kV 系统电源作为站用备用电源，可保留施工变压器作为备用变。400V 侧采用单母线分段接线方式，并带双电源切换装置。

#### (5) 35kV 中性点接地方式

35kV 中性点接地为小电阻接地。

#### (6) 无功补偿

根据《光伏电站接入电力系统的技术规定》，一定规模的光伏发电站应具有无功功率调节能力，其调节范围应根据光伏电站运行特性、电网结构和电网调度中心要求决定。本工程拟在升压站 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。

### 2.12.1.3 主要电气设备的选择与布置

本项目暂未收到接入系统批复。故本工程 220kV 侧三相短路电流水平暂按 50kA 考虑，35kV 侧设备的三相短路电流水平暂按 31.5kA 考虑。升压站抗震校验烈度为VII度，场地污秽等级按 c 级考虑，所有户外高压电气设备选择以国产型、c 级防污产品设备为主。

就地箱变 0.8kV 侧及 0.4kV 侧设备的三相短路电流水平暂按 50kA 考虑。

#### 1、主要电气设备选择

##### (1) 主变压器

##### 1) 变压器冷却方式比选

风冷优缺点：占地小，冷却能力强，成本低于自冷。但如果风机断电。不能百分之百负载，长期运行。通常大容量变压器采用风冷。

自冷优缺点：免维护。可百分之百负荷，长期运行，自冷占地面地大。

综合永善冬冷夏热天气，本工程选用风冷和自冷相结合方式。

本工程选用2台容量为150MVA，三相双绕组油浸式自然油循环强迫风冷、铜绕组低损耗有载调压电力变压器，考虑选用一线品牌。主要电气参数如下：

型号：220±8×1.25%/37/10.5kV（平衡）；

容量：150MVA

电压组合：220±8×1.25%/37/10.5kV（平衡）

联接组标号：YN，d11

阻抗电压：U<sub>k</sub>=14%

##### (2) 220kV GIS配电装置

1) 220kV配电装置，本工程选用户内GIS全封闭组合电器，本项目本期新建5个220kV间隔，分别为：出线间隔1个，主变进线间隔2个，母线PT间隔1个，分段间隔1个；采用单母线分段接线形式。220kV GIS设备电气参数如下：额定电压：220kV

隔离开关额定电流：3150A

断路器额定电流：3150A

额定频率：50Hz

额定开断电流：50kA

额定关合电流：125kA

表 2.12-1 GIS 设备中主要元件参数

设备名称	型式及主要参数	备注
220kV GIS 出线间隔	SF6 断路器:252kV, 3150A, 50kA CT1: 800-1600/1A, 5P40/5P40/5P40/5P40,20/20/20/20VA CT2: 800-1600/1A, 5P40/5P40/0.5S/0.2S 级, 20/20/10(10)/10(10)VA 隔离开关 252kV, 3150A, 50kA(3s) 检修接地开关 252kV, 50kA(3s)	本期 1 回 终期 4 回
220kV GIS 主变进线间隔	SF6 断路器:252kV, 3150A, 50kA CT1: 400-800/1A, 5P40/5P40/5P40/5P40,20/20/20/20VA CT2: 400-800/1A, 5P40/5P40/0.5S/0.2S 级, 20/20/10(10)/10(10)VA 隔离开关 252kV, 3150A, 50kA(3s) 检修接地开关 252kV, 50kA(3s)	本期 2 回
220kV GIS 分段间隔	SF6 断路器:252kV, 3150A, 50kA CT1: 600-1200-2400/1A, 5P40/5P40/5P40/5P40,20/20/20/20VA CT2: 600-1200-2400/1A, 5P40/5P40/0.5S/0.2S 级, 20/20/10(10)/10(10)VA 隔离开关 252kV, 3150A, 50kA(3s) 检修接地开关 252kV, 50kA(3s)	分段
线路 PT	TYD: 220/ $\sqrt{3}$ -0.005H 220/ $\sqrt{3}$ :0.1/ $\sqrt{3}$ :0.1 0.5/3P30/30VA	出线侧
避雷器	YH10WZ1-216/562GY (附在线检测仪)	出线侧

### (3) 35kV 配电装置

35kV 高压开关柜选用充气式开关柜，内配固封式真空断路器、微机综合保护装置等元件，其中 SVG 进线柜配置 SF6 断路器。集电线路进线柜、无功补偿进线柜、站用变进线柜额定电流 1250A、额定开断电流为 31.5kA；主变进线柜、分段断路器柜额定电流 2500A、额定开断电流为 31.5kA。

型号：SF6 充气柜-40.5 (GY)

额定电压：40.5kV

额定电流：1250/2500A

额定开断电流：31.5kA

额定短路关合电流（峰值）：80kA；

额定动稳定电流（峰值）：80kA；

额定短时耐受电流/时间：31.5kA/4S；

(4) 0.4kV配电装置

站用低压开关柜为抽屉式开关柜，额定电压为400V，低压系统为中性点直接接地系统，额定开断电流为50kA。

(5) 站用变

站用变选用：2台35kV油浸式站用变压器，型号为：35±2x2.5%/0.4kV；Yyn11，Uk%=7.0

(6) 箱变

可选择欧式箱变、美式箱变或华式箱变，这三种箱变的比较如下：

①欧式箱变：技术成熟，各元器件相互隔离，任何元件故障不影响其他部分，检修、维护方便，可靠性及防腐蚀性能较好；但欧变散热稍差，体积大，价格高。

②美式箱变：

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

③华式箱变：

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

由于三种箱变的技术均较成熟，同时从经济上、技术性和检修维护可靠性上考虑华式箱变，设备需采取防腐蚀措施。

1) 35kV双绕组升压变压器

型式：双绕组升压变压器

容量：3200kVA/2600kVA/2000kVA/1300kVA

变比：37±2×2.5%/0.8kV

调压方式：无励磁调压

短路阻抗：6.5%/7%

冷却方式：风冷

2) 35kV高压真空断路器

额定电压：40.5kV

额定电流：630A

额定短时耐受电流：20kA

额定峰值耐受电流：50kA

### 3) 35kV避雷器

额定电压：51kV

持续运行电压：40.8kV

标称放电电流：5kA

直流1mA参考电压： $\geq 73$ kV

操作冲击电流残压（峰值）： $\leq 114$ kV

雷电冲击电流残压（峰值）： $\leq 134$ kV

陡坡冲击残压（峰值）： $\leq 154$ kV

4) 逆变升压单元处的用电取自各发电单元内升压变压器的低压侧，在升压变压器低压侧设置一台 5kVA 的变压器及配电箱。

### (7) 无功补偿装置

由于光伏逆变器功率因数达1，且具有超前0.95~滞后0.95的功率因数调节能力，能质量满足南方电网要求。但光伏电站内的各类变压器和高压电缆将消耗无功，逆变器本身也产生一些谐波，为了减小光伏电站电压波动和输送电能的损耗，满足南方电网并网电能质量的要求，工程拟在每段35kV母线上设置1组 $\pm 40$ Mvar容量的动态无功补偿装置，该无功补偿装置能够实现动态的连续调节以控制并网点电压，并满足电网电压波动要求，同时具有滤波功能，以满足电网对供电质量的要求（最终以接入系统审查意见为准）。

### (8) 电缆

根据《电力工程电缆设计规范》（GB50217—2018）及《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》对电缆选型的要求，工程对光伏发电场内电缆均采用A类阻燃电缆；对特别重要的场所，如消防系统、站用直流系统、事故照明系统采用耐火电缆。

0.6/1kV及以下动力、控制电缆户内采用交联聚乙烯绝缘电缆；

1.8/3kV交流电力电缆采用交联聚乙烯绝缘电缆；

26/35kV交流电力电缆选用交联聚乙烯绝缘电缆；

计算机网络电缆采用屏蔽双绞线和计算机网络五类线，远距则采用光纤传输。

## 2、电气设备的布置

### 1) 光伏场区布置

光伏电站共104个发电子阵。场区逆变器安装在光伏组件下方支架上，箱变布置在每

个单元道路边，方便检修。

## 2) 站内电气设备布置

升压站内电气设备布置主要由生产综合楼和户内GIS设备及35kV充气柜；户外主变压器；动态无功补偿装置，三大部分组成。

升压站户内电气设备室主要包括：35kV开关柜预制舱、220kV GIS设备、场用低压配电盘柜室、中控室、继保室等。

主变压器采用户外布置，位于35kV配电装置室及220kV GIS之间。动态无功补偿装置为户外布置型式。

220kV GIS 配电装置布置于升压站生产区东侧，220kV GIS采用架空进出线方式，远期进出线路数根据接入方案为准。220kV 主变露天布置于GIS配电装置西侧，主变220kV侧2\*JL/LB20A-400/35软母线引上至220kV GIS主变进线间隔进线套管；主变35kV侧采用全绝缘管母线接至35kV预制舱内主变进线柜。主变中性点设备安装于储油坑边，采用软母线与主变中性点套管连接。

35kV开关柜具备布置于35kV开关柜设备舱内，站用变布置于室外空地。升压站共设2颗独立避雷针和2颗构架式避雷针，针高35m。升压站设环行道路，作为设备运输、巡视、消防的通道。

### 2.12.1.4 过电压保护及接地

本电站的过电压保护及绝缘配合设计按 GB/T50064-2014《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》标准规范进行。

#### (1) 直击雷保护

配电室与综合楼采用避雷带，以保护其免受直接雷的危害。考虑到光伏组件安装高度较低，光伏组件方阵内不安装避雷针和避雷线等防直击雷装置。在升压站内设置独立避雷针进行防直击雷保护。对于露天光伏组件利用其四周的铝合金边框与支架可靠连接，再通过支架与主接地网连接。

#### (2) 侵入雷电波保护

为防止侵入雷电波对电气设备造成危害，在220kV架空进线起点与终端电缆头处、35kV进/出线柜内、35kV 母线等处装设避雷器。升压变压器、逆变器的进、出口和直流汇流箱出口处均装设避雷器。

#### (3) 接地

光伏电站区水平接地体采用40×4扁钢，垂直接地体采用50×50×5，L=2500 角钢。光伏组件边框通过BVR-1×6mm<sup>2</sup>连接成一体后，同一方阵前后排采用扁钢相连， 方阵与方阵间采用扁钢相连接。方阵接地体连成一体后，引致陆面接地，接地电阻不大于4欧姆。

本并网光伏电站工程每个光伏方阵均建有1套逆变升压设备，包括多台组串式逆变器，1台 35kV箱式变压器，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。升压站接地网以水平均压网为主，并采用垂直接地极构成复合环形封闭接地网。水平接地线采用60mm×6mm 热镀锌扁铁，敷设深度0.8m；垂直接地极采用∠50×50×5mm热镀锌角钢。在避雷针和装有避雷器的地点设集中接地装置。升压站主接地网的实测接地电阻任何季节不得大于2000/I<sub>g</sub>（I<sub>g</sub> 为计算用经接地网 入地的最大接地故障不对称电流的有效值），独立避雷针设集中接地装置，保证接地电阻不大于10Ω。当主接地网接地电阻2000/I<sub>g</sub>（I<sub>g</sub> 为计算用经接地网入地的最大接地故障不对称电流的有效值）时，接地网最大接触电位差及最大跨步电压均需满足要求。另外，在经常有人出入的地方如升压站进站大门，综合楼大门地下应敷设两条与主接地网 连接的“帽檐式”均压带，升压站区域操作人员经常走动的区域铺30mm 厚碎石或做沥青路面。构架及设备的接地引下线应采用明敷接地线从构架和设备底部延柱引下，全部接地体采用热镀锌，接地体间凡焊接处作防腐处理。对于裸露的接地线部分，涂15至100mm 宽度相等的黄绿相间条纹。

接地电阻按大电流接地系统要求设计，接地电阻≤0.5Ω。

当采用常规接地扁铁、接地角钢等接地材料，仅采取外引接地体或开挖回填来降低工频接地电阻已经不能满足接地规范要求，还需采取新型接地材料离子接地极或接地模块，灵活采用与其他降阻措施相结合，以便足接地规范要求。站内电气装置和设施的下列金属部分均应接地：

- ①变压器等的底座和外壳；
- ②互感器的二次绕组；
- ③设备的接地端子；
- ④配电、控制、保护用的屏。

二次设备预制舱要设供静态保护屏接地用的专用接地铜排，组成等电位接地网，该铜排与主接地网应只有一点相连。

为防止由线路雷电侵入波以及雷电感应过电压和断路器操作时的过电压对电气设备的损坏，在以下各处装设避雷器：

- 35kV 馈线终端
- 35kV 母线

### 2.12.1.6 站用电及照明

#### 1.站用电

升压站站用电系统共设2个电源，其中正常电源通过站用变压器引自35kV母线，另外为提高站用电供电可靠性，保留施工外接电源作为站用电备用。低压侧采用单母线接线方式并配置自备投装置，设6面低压配电屏布置于继电保护室内。

站用电接线系统采用TN-C-S系统，低压配电屏内采用的是三相四线制，低压配电箱内采用的是三相五线制。

为保证站用电的供电可靠性，本期装设2台站用变压器，1台备用变，400/220伏母线采用单母线分段接线，正常分列运行。

站用变容量按最终规模计算，站用变负荷统计见表2.12-3。经计算，每台站用变容量选型为500kVA，本期设置两台500kVA站用变。其中1台站用变的进线由本期工程的35kV母线上引接，另一台备用变进线由施工电源的10kV线路引接，作为第一台站用变的备用电源。工程建成后，两台站用变压器互为备用。

表 2.12-3 站用变负荷统计表

序号	设备名称	设备额定容量 (kW)	设备台数	运行容量 (kW)
1	GIS 电源	10	2	20
2	中性点成套设备电源	2	2	2
3	主变有载调压开关电源	2	2	2
4	主变端子箱	2	1	2
5	一次预制舱动力箱	20	1	20
6	二次继电保护室动力箱	20	1	20
7	SVG 动力箱	15	2	30
8	充电装置	30	4	120
9	UPS 电源	15	2	30
10	消防用电	7	1	7
11	全站消防负荷	20	2	40
12	全站 UPS 负荷	3	9	27
小计 P1				320
1	220kV 加热电源	3	1	3

2	35kV 断路器加热	5	1	5
小计 P2				8
1	综合楼照明	20	1	20
2	室外照明	5	1	5
3	空调	30	1	30
4	生活水泵	5	2	10
5	其他	20	/	20
小计 P3				55
计算负荷		$S = (P1+P2+P3) = 383 \text{ (kW)}$		
厂用变容量		500 (kVA)		

400/220V配电屏选用智能开关柜，主开关采用框架断路器，出线开关采用空气开关。根据估算光伏电站的站用电负荷，需设置1台500kVA的户外油浸式变压器做为站用电源，变压器型号为35±2x2.5%/0.4kV,Yyn0, Uk%=6.5。站用电电压等级采用AC380V/220V三相五线制。

## 2.照明

为确保升压站内重要部位正常生产、检修、维护、事故处理的进行，根据相关照明设计技术规定，设计了正常工作照明和事故照明网络。工作照明电源取自场用电，照明总配电电源设在场用电室，照明主要采用树干式配电。照明负荷根据用途、布置场所，分别设置照明分电箱。升压站室外照明设工作照明分电箱；楼内各层分别设置工作照明分电箱；并设置事故照明分电箱。

升压站内主要部位的事故照明由逆变系统供电，正常运行时事故照明为正常工作照明的一部分。当失去正常照明工作电源时，通过切换装置将事故照明负荷切换至逆变系统供电的电源上，以确保升压站事故处理和人员疏散。

升压站屋外配电装置采用泛光灯照明，道路采用庭院灯照明，主要建筑、中控室、继保室、各屋内配电室采用荧光或 LDF 灯照明。

### 2.12.1.7 电缆敷设及电缆防火

#### 1、低压电缆选型

本项目选用 585W<sub>p</sub> 的单晶大功率光伏组件，组件最大系统电压为 1500V，电池温度 25℃下，组件工作电流为 13.52A，光伏组串至逆变器的电缆选用太阳能光伏发电专用电缆，型号为 H1Z2Z2-K-1×4mm<sup>2</sup>。当直流电缆压降超过 1%时，电缆选用 H1Z2Z2-K-1×6mm<sup>2</sup>。

本项目采用组串式方案，光伏场区组件串连接至组串式逆变器，容量为 320kW，直

流侧输入为 26/27 路。根据配置方案，每个子阵内配置 4~10 台组串式逆变器，组串式逆变器至箱变低压侧最大输出电流为 254A，因此电缆选择铝芯阻燃交联聚乙烯绝缘电力电缆，型号为 ZR-YJLHV22-1.8/3kV-3×185/240mm<sup>2</sup>。组串式逆变器与箱变之间采用 RS485 的方式通讯。

## 2. 电缆敷设及防火要求

低压电缆采用直埋+穿管的方式敷设，各子阵内，光伏板间电缆应尽量在光伏组件背面支架的C型钢中敷设，跨越支架间的位置应套PE波纹管，避免阳光直射。过路等特殊位置可穿管进行穿越。低压交流电缆穿管引下后，直埋敷设至箱变处。

所有直埋电缆均采用带铠电缆，带铠电缆不需要加装电缆保护管。铠装电缆从支架到地面采用电缆保护管保护或电缆槽盒保护，并在适当位置设置阻火隔墙或阻火段。两个光伏组件支架之间及组件与逆变器之间的电缆、逆变器与箱变之间的电缆外露位置应有电缆保护固定措施和防紫外光措施（例如防紫外光线管/镀锌槽盒），电缆过公路部分埋管敷设。电缆穿管保护时，管口采用防火泥封堵，缆两端涂防火涂料阻止电缆沿燃。

升压站高压配电装置场地、电缆沟、电缆竖井与通向各配电装置的电缆沟相连，各配电装置内设有电缆沟通往各主要电气设备附近。电缆在电缆沟、槽内沿电缆支架敷设，无电缆沟地方穿管暗敷。为防止电缆着火延燃，采用阻燃电缆，同时在屋外电缆沟与屋内电缆沟的接口处设置阻火墙予以封堵；在电缆进入电缆孔、开关柜、屏、盘的孔洞用耐火材料进行封堵。本工程电缆防火等级为 A 级防火。防火阻燃的措施如下：

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在隧道或重要回路的电缆沟中的下列部位，宜设置阻火墙：

A. 公用主沟道的分支处。

B. 长距离沟道中相隔约 100m 或通风区段处。

C. 至控制室或配电装置的沟道入口、厂区围墙处。

③装设自动报警与专用消防装置。

### 2.12.1.8 集电线路设计方案

#### 1、电缆敷设

本期104个箱变由13回集电线路汇集输送到光伏升压站。从光伏区内的直埋电缆采用 ZRC-YJLHV22-26/35-3x95mm<sup>2</sup>、ZRC-YJLHV22-26/35-3x185mm<sup>2</sup>、

ZRC-YJLHV22-26/35-3x240mm<sup>2</sup>、ZRC-YJLHV22-26/35-3x400mm<sup>2</sup>、  
ZRC-YJV22-26/35-3x400mm<sup>2</sup>的交流动力电缆。

相邻的光伏发电单元各个箱变之间的连接方式：箱变高压室接线端子设接线母排，可满足3根高压电缆终端并联接入。电缆终端头最终确定从箱变底部接入箱变高压室内的母排，电缆线路与箱变连接时采用电缆终端头直接与箱变高压端子连接，分支电缆需要接至主回路时可直接将分支电缆终端头连接在箱变高压侧母排上。

电缆终端的选择：与35kV开关柜及箱式变压器连接时均使用室内终端头。以上电缆终端均为三芯冷缩产品。因冷缩产品适用环境温度在-60℃-200℃，安装时抽出内衬塑条即可，无需动火及特殊工具。

鉴于光伏电站应避免阴影遮挡光伏组件，场区内的线路电缆部分拟选用电缆直埋敷设。考虑本项目电缆路劲较长，电缆载流量大，本次集电线路电缆部分采用铝合金芯电缆和铜芯电缆相结合的方式。短路电流暂按16kA考虑，继电器的整定时间 $t=0.3s$ ，铝芯电缆所以最小截面积  $S=92.75$ ，铜芯电缆最小截面 $S=61.25$ 。

对于35kV 电力电缆，电缆直埋敷设时候考虑温度（30°）系数取0.96，多跟并列敷设系数取0.93，本次根据现场土壤性质，土壤热阻系数取1，综合系数为0.8928。

查得直埋时候，截面为 95/185/240/400（铝芯）/400（铜芯）电缆载流量分别为214A/309A/357A/458/579A。

考虑校正系数后载流量为191.06A/275.88A/318.73A/408.90A/516.93A。

1台3200kVA、2台3200kVA、3台3200kVA箱变，计算电流为52.84A、105.69A、158.54A，故YJLHV22-26/35kV-3×95 即可满足要求。

4台 3200kVA、5 台3200kVA箱变，计算电流为211.39A、264.24A ，故YJLHV22-26/35kV-3×185 即可满足要求。

6台3200kVA 箱变，计算电流为317.09A，故YJLHV22-26/35kV-3×240即可满足要求。

7 台 3200kVA 箱变，计算电流为369.94A，故YJLHV22-26/35kV-3×400即可满足要求。

8 台 3200kVA 箱变，计算电流为422.79A，故YJV22-26/35-3x400即可满足要求。每回集电线路最大输送容量为30MW<sub>p</sub>，交流电缆最大输送距离约8km，电缆电压降计算公式如下：

$$VU\% = 173/U * I_g L * (r \cos\theta + x \sin\theta)$$

经计算，最大压降<5%，满足线路压降要求。

电缆敷设时应满足以下要求：

1) 电缆外皮至地坪深度不得小于700mm，穿越农田时不得小于1100mm。当穿越公路、穿越施工场地时电缆应穿越镀锌保护钢管；直埋电缆的壕沟应距建筑物基础600mm 以上；电缆外皮至地下构筑物基础，不得小于300mm。

2) 电缆应敷设在壕沟里，沿电缆全长的上、下紧邻侧辅以厚度不少于100mm 的软土或细沙；沿电缆全长应覆盖宽度不小于电缆两侧各50mm的保护砖块。沿施工道路敷设时，电缆敷设于道路内边缘。当施工道路有挡土墙时，电缆应敷设于挡土墙和道路之间，电缆间距可适当调整。

3) 三芯电缆弯曲半径不应小于15D（D 为电缆外径），单芯电缆弯曲半径不应小于20D（D 为电缆外径），沿电缆路径的直线间隔约50m- 100m、转弯处或接头部位，应竖立明显的方位标志或标桩，标志桩单根尺寸约0.1m（长）×0.1m（宽）×0.8m（高），混凝土浇筑。

4) 直埋敷设的电缆与公路或街道交叉时，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的1.5倍。

5) 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200-300毫米即夯实一次，最后在地面上推100-200毫米的高土层，以备松土沉落。

6) 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；

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；电缆中接头设电缆井。

7) 电缆引入箱变前，考虑到以后更换电缆终端，预留1~2 米作为备用。

8) 电缆中接头应设置电缆井，并在附近做标志桩；电缆井盖应具有防盗功能，并喷涂警示标志及标语。

9) 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《电缆线路施工及验收》规范要求，严禁电缆平行敷设于管道上、下面，尺寸应满足下表要求。

**表2.12-4 直埋电缆与各设施间的净距（单位：m）**

电缆直埋敷设时的配置情况	平行	交叉
--------------	----	----

控制电缆之间		-	0.5 (见说明 1)
电力电缆之间或与 控制电缆之间	10kV 及以下电力电缆	0.1	0.5 (见说明 1)
	10kV 以上电力电缆	0.25 (见说明 2)	0.5 (见说明 1)
不同部门使用的电缆		0.5 (见说明 2)	0.5 (见说明 1)
电缆与地下管沟	热力管沟	2 (见说明 3)	0.5 (见说明 1)
	油管或易燃气管道	1	0.5 (见说明 1)
	其他管道	0.5	0.5 (见说明 1)
电缆与建筑物基础		0.6 (见说明 3)	-
电缆与公路边		1.0 (见说明 3)	0.5
电缆与排水沟		1.0 (见说明 3)	0.5
电缆与树木的主干		0.7	-
电缆与 1kV 以下架空线电杆		1.0 (见说明 3)	-
电缆与 1kV 以上架空线电杆		4.0 (见说明 3)	-

说明： 1.用隔板分隔或电缆穿管时可为0.25； 2.用隔板分隔或电缆穿管时可为0.1； 3.特殊情况可酌减且最多减少一半值。 4.当电缆穿管或者其他管道有保温层等防护措施时，表中净距应从管壁或防护措施的外壁算起。

## (2) 电缆接地保护

本工程电缆采用三芯电缆，根据《交流电气装置的接地设计规范》（GB/T50065）要求，本工程三芯电缆应在线路两终端直接接地。线路中有中接头时，接头处也应直接接地。

## 2、架空线路

### 1) 线路电气附件选型

本工程场区集电线路采用电缆连接，在电缆上塔处配置隔离开关（型号为GW4-40.5D/630），并加装氧化锌避雷器作为防雷保护（型号为HY5WZ-51/134）。

#### (1) 隔离开关

型号：GW4-40.5D/630:

系统额定电压：35kV

隔离开关额定电压：40.5kV

1min 工频耐受电压：115kV

额定雷电冲击耐受电压（峰值）：215kV

额定频率：50Hz

隔离开关额定工作电流：630A

额定短时耐受电流：25kA

额定峰值耐受电流：63kA

额定短路持续时间主刀/地刀：4/2S

(2) 避雷器

型号 HY5WZ-51/134:

系统额定电压：35kV

避雷器额定电压：51kV

避雷器持续运行电压：40.8kV

标称放电电流：10kA

直流 1mA 参数电压：≥73kV

雷击冲击电流下残压（峰值）：≤134kV

通流容量（方波，2ms,20 次）：600A

**3、导线选型**

本工程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。依据《66kV 及以下架空电力线路设计规范》（GB50061-2010）以及《重覆冰架空输电线路设计技术规程》（DL/T5440-2020）；导线的设计安全系数一般不应小于 2.5，导线悬挂点的设计安全系数不应小于 2.25，除满足上述要求外，验算覆冰情况下，导线弧垂最低点的最张力不应超过其拉断力的 70%；悬挂点的最张力不应超过其拉断力的 77%。结合线路运行经验表明，由于在 40mm 冰区由于冰凌荷载大，导线主拉应力很高，应适当加强抗拉强度。

综上，本工程集电线路 40mm 冰区主线选用 JL/G1A-240/55 型钢芯铝绞线。

**表 2.12-5 导线物理特性**

导线型号	JL/G1A-240/55
铝芯截面m m <sup>2</sup>	298
钢芯截面m m <sup>2</sup>	22.4
单位质量kg/m	1.101
计算拉断力N	101700
弹性系数N/m m <sup>2</sup>	80500
线膨胀系数 1/°C	19.6×10 <sup>-6</sup>

**4、地线选型**

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》（GB50061-2010）的规定，并结合光伏电站通信要求，集电线路地线拟采用 OPGW 通信光缆。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 $\mu$ s，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。

本工程属于 40mm 冰区，地线一般增加 5mm 设计，为加强地线支架强度和线路抗冰能力，采用 OPGW 光纤复合架空地线，OPGW 的选择除满足热稳定、防雷击等要求外，对机械强度、脱冰动态荷载的要求和一般工程有差别。考虑到导线配合、铁塔的承载力及另一根分流线的情况，初步拟定为 24 芯 OPGW-80。为适当提高地线安全系数，防震措施采用防震鞭，具体参数如下：

**表 2.12-6 地线特性**

导线型号	OPGW-80
使用气象区	40mm
$\Delta$ 光纤芯数	24
OPGW 外径小于 D (mm)	10.2
拉力重量比	16.6
OPGW 额定拉断力大于 RTS (N)	64200
OPGW 单重小于 (kg/km)	394
弹性模量大于 (N/m m <sup>2</sup> )	162000
线膨胀系数小于 (10 <sup>-6</sup> /°C)	13
允许短路电流 I (kA) (0.3s, 40°C~最高容许温度)	9.1
短路电流容量 (I <sup>2</sup> t) (kA <sup>2</sup> ·s) (40°C~最高容许温度)	20.6
20°C 直流电阻小于 (欧姆/km)	1.578

**表 2.12-7 地线物理特性**

综合截面积 m <sup>2</sup>	79.4
外径 m <sup>2</sup>	11.4
单位质量 kg/m	530

计算拉断力N	99240
弹性系数N/m m <sup>2</sup>	205000
线膨胀系数 1/°C	11.5×10 <sup>-6</sup>

### 5、导线安全距离

根据《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，应满足导线对地距离及交叉跨越要求。

**表 2.12-8 导线对地距离及交叉跨越要求**

被跨越物名称	最小距离 (m)
人口密集地区	7.0
人口稀少地区	6.0
交通困难地区	5.0
步行可以到达的山坡	5.0
步行不能到达的山坡、峭壁和岩石	3.0
公路至路面	7.0
弱电线路、电力线	3.0
建筑物垂直距离	4.0
建筑物风偏净空距离	3.0
树木的自然生长高度垂直距离	4.0
树木的自然生长高度风偏净空距离	3.5
树木的自然生长高度果树、经济作物	3.0

### 6、绝缘配合

因集电线路所在光伏场区基本为丘陵、山地地区，经实地踏勘，附近主要分布有村庄，无重大污染源分布，主要污染物为粉尘，结合线路附近的污秽和发展情况，绝缘配合应适当留有裕度，本工程污区划分为 C 中级区。输电线路的绝缘配合，应使线路在工频电压、操作过电压、雷电过电压等各种条件下安全可靠的运行。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。根据相关规程要求，绝缘子片数可按爬电比距法选取如下公式：

$$n \geq \frac{\lambda U}{K_e L_{01}}$$

式中：n—海拔 1000m 时每联绝缘子所需片数；

$\lambda$ —爬电比距(cm/kV)；

U—系统标称电压(kV)；

$L_{01}$ —单片悬式绝缘子的几何爬电距离(cm)；

$K_e$ —绝缘子爬电距离的有效系数，本设计取 1.0。

悬垂串取 4 片绝缘子，耐张串比悬垂串增加 1 片，取 5 片。

本工程光伏场区所处海拔在 2700m~2900m 左右，按海拔 3000 修正。导线耐张串采用双联，耐张串采用 5 片，悬垂串及跳线串均采用 4 片绝缘子，除重要交叉跨越采用双联绝缘子串外，其它均采用单串挂设。

**表 2.12-9 绝缘子机械电气特性表**

项目	U70BLP
公称结构高度 (mm)	146
绝缘子公称直径 (mm)	255
公称爬电距离 (mm)	320
50%雷电冲击闪络电压 (不小于) (kV)	100
工频击穿越电压 (不小于) (kV)	130
工频湿闪络电压 (不小于) (kV)	40
机构破坏负荷 (不小于) (kN)	70
重量 (kg)	4.80

## 7、电气空气间隙

本工程空气间隙按海拔高 3000m 以下考虑，使用《66kV 及以下架空电力线路设计技术规程》（GB50061-2010）的规定进行修正。

**表 2.12-10 空气间隙值表**

间隙值 (m)	运行电压	内部过电压	雷电电压	带电检修
35kV	0.12	0.3	0.45	0.6

## 8、金具

本工程导线、地线联接的主要金具均按 1997 年水利电力部修定的电力金具样品和南

网招标入围线路器材厂选用。

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 21.7%，地线悬垂线夹的握力不小于地线拉断力的 15%。耐张线夹的握力不小于拉断力的 90%。根据《66kV 及以下架空电力线路设计规范》（GB50061-2010）中的规定，金具及绝缘子机械强度的安全系数如下表所示：

**表 2.12-11 金具及绝缘子机械强度的安全系数表**

类型	运行工况	常年负荷	验算	断线工况	断连工况
棒型绝缘子	3.0	4.0	1.5	1.8	1.5
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

两串绝缘子用的金具，其破坏荷载为单串的 2 倍。

### 2.12.1.9 电气一次工程量清单

**表 2.12-12 电气一次主要设备及材料表**

序号	设备名称及规格	单位	数量
	第一部分设备及安装工程		
一	发电设备及安装工程		
1	光伏发电设备及安装		
1)	单晶硅电池板 585Wp 单晶硅双面	块	633178
2)	固定支架	t	13705.14
3)	卸车及保管费	%	0.5
2	汇流及变配电设备及安装		
1)	组串逆变器 320kw	套	937
2)	电池板至逆变器电缆 H1Z2Z2-K- 1 ×4mm <sup>2</sup> , DC1500V	km	1825
3)	电池板至逆变器电缆 H1Z2Z2-K- 1 ×6mm <sup>2</sup> , DC1500V	km	751
4)	35kV 箱式升压变电站 37kV/0.8kV-3200kVA	台	67
5)	35kV 箱式升压变电站 37kV/0.8kV-2600kVA	台	23
6)	35kV 箱式升压变电站 37kV/0.8kV-2000kVA	台	10
7)	35kV 箱式升压变电站 37kV/0.8kV-1300kVA	台	4
8)	逆变器至箱变电缆 ZR-YJLHV22-1.8/3kV-3×185	km	189
9)	逆变器至箱变电缆 ZR-YJLHV22-1.8/3kV-3×240	km	159

10)	3kV 电缆终端头	3 ×185	套	1120
11)	3kV 电缆终端头	3×240	套	754
12)	槽盒及配套支架	宽 200mm,高 100mm,厚 1.5mm,热镀锌	km	24
13)	槽盒及配套支架	宽 400mm,高 100mm,厚 2mm,热镀锌	km	15
14)	槽盒及配套支架	宽 600mm,高 200mm,厚 2mm,热镀锌	km	9
15)	通信柜含交换机、反 PID 控制装置、数据管理装置等		台	104
16)	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	2.5
17)	箱变至逆变器通信柜电缆	ZR-YJV22-1.8/3kV-4×10mm <sup>2</sup>	km	2.5
18)	逆变器通信柜电源电缆	ZR-YJV22-0.6/1kV-3×6mm <sup>2</sup>	km	2.5
19)	PE 管	Φ100	m	150000.0
20)	光纤及网线		批	1
21)	卸车及保管费		%	0.5
3	集电线路			
1)	35kV 电力电缆	ZR-YJLHV22-26/35-3 ×95	km	27.362
2)	35kV 电力电缆	ZR-YJLHV22-26/35-3 ×185	km	21.836
3)	35kV 电力电缆	ZR-YJLHV22-26/35-3 ×240	km	9.244
4)	35kV 电力电缆	ZR-YJLHV22-26/35-3 ×400	km	3.477
5)	35kV 电力电缆	ZR-YJV22-26/35-3 ×400	km	8.500
6)	35kV 户内冷缩电缆终端头	3 ×95	套	152.0
7)	35kV 户内冷缩电缆终端头	3 ×185	套	18.0
8)	35kV 户内冷缩电缆终端头	3 ×240	套	23.0
9)	35kV 户内冷缩电缆终端头	3 ×400	套	30.0
10)	35kV 电缆中间头		套	160.0
11)	电缆分接箱	四分支	台	9.0
12)	单模铠装光纤	GYTA53-24B1	km	63.0
13)	PVC 管	Φ150	m	6000.0
14)	热镀锌钢管	φ150	m	5000.0
15)	架空线路	JL/G1A-240/55	km	110.308
16)	OPGW 光缆	24 芯	km	115.907
17)	单回角钢塔		基	363.0
18)	电缆标志桩		个	1000.0
19)	电缆防火封堵		项	1.0

4	接地			
1)	镀锌扁钢	40×4mm <sup>2</sup>	km	290
2)	镀锌角钢	L50*50*5L=2500mm L=2500mm	根	2000
3)	光伏组件接地线	BVR- 1x6mm <sup>2</sup>	m	138000
4)	并网逆变器接地线	BVR- 1x25mm <sup>2</sup>	m	3000
5	分系统调试			
1)	发电子方阵系统调试		子方阵	104
6	发电场电气整套启动调试		项	1
7	方阵视频监控系统			
1)	高清200万像素球机(含立杆、交换机)		套	104
二	升压站变配电设备及安装工程			
1	主变压器系统			
1)	主变压器 150MVA 220±8×1.25%/37/10.5kV (平衡) Uk=14%YNd11		台	2
2)	主变中性点成套装置		套	2
3)	油色谱检测装置		套	2
4)	设备运杂费		%	4.40
5)	采购及保管费		%	0.50
2	配电装置设备系统			
2.1	35kV 配电装置			
1)	主变进线柜	SF6 充气柜-40.5 (GY) 2500A 31.5kA	面	2
2)	PT 柜	SF6 充气柜-40.5 (GY) 1250A 31.5kA	面	2
3)	集电线路进线柜	SF6 充气柜-40.5 (GY) 1250A 31.5kA	面	16
4)	无功补偿装置进线柜	SF6 充气柜-40.5 (GY) 1250A 31.5kA	面	2
5)	站用变柜	SF6 充气柜-40.5 (GY) 1250A 31.5kA	面	2
6)	分段断路器柜	SF6 充气柜-40.5 (GY) 2500A 31.5kA	面	1
7)	分段隔离柜	SF6 充气柜-40.5 (GY) 2500A 31.5kA	面	2
8)	35kV 避雷器	YH5W-51/134	只	6
9)	35kV 全绝缘管母	全绝缘管母4000A, 40.5kA	m	200
10)	35kV 开关柜及二次设备预制舱	37米x6.8米x3.5米(长x宽x高, 一层布置, 配套照明、暖通、接地、SF6气体监测系统、火灾自动报警等)	m <sup>2</sup>	251.00
11)	设备运杂费		%	4.40

12)	采购及保管费		%	0.50
2.2	220kV 配电装置			
1)	220kV GIS 出线间隔 (架空进出线)		个	1
2)	220kV GIS 主变进线间隔 (架空进出线)		个	2
3)	220kV GIS 分段间隔		个	1
4)	220kV GIS PT 间隔		个	1
5)	220kV GIS 母线	252kV,3150A,50kA	米	80
6)	220kV 避雷器	Y10W4-204/532W	台	9
7)	设备运杂费		%	4.40
8)	采购及保管费		%	0.50
3	无功补偿系统设备及安装			
1)	无功补偿装置 SVG 型 35kV ±40MVar		套	2
2)	设备运杂费		%	4.40
3)	采购及保管费		%	0.50
4	站用电设备及安装			
1)	35kV 接地变小电阻成套装置	35kV,71.2Ω, 300A,10S	台	2
2)	站用变压器	SCB13-400/35	台	2
3)	备用变压器	SCB13-400/10	台	1
4)	低压配电屏		面	6
5)	低压配电箱		只	8
6)	设备运杂费		%	4.40
7)	采购及保管费		%	0.50
5	电力电缆敷设			
1)	35kV 电力电缆	ZRA-YJV22-3×120 26/35kV	km	0.5
2)	35kV 电力电缆	ZRA-YJV22-3×300 26/35kV	km	0.8
3)	35kV 电力电缆	ZRA-YJV22-3×400 26/35kV	km	0.3
4)	35kV 电力电缆终端头		套	10.0
5)	10kV 电缆	ZRA-YJV22-8.7/15-3×70	km	0.5
6)	低压电缆	ZRA-YJV22- 1.0-3×240+2×120	km	2.5
7)	低压设备侧连接电缆	ZRA-YJV22- 1.0-4x35	km	5.0
8)	低压设备侧连接电缆	ZRA-YJV22- 1.0-3×185+1×120	km	0.8
9)	钢制热镀锌桥架	BH200*100	t	6.0
10)	钢制热镀锌桥架	BH400*150	t	6.5

11)	热镀锌钢管	SC50	km	0.8
12)	热镀锌钢管	SC100	km	0.5
13)	PVC 护套管		m	1000.0
14)	无机防火堵料	CP636	t	2.1
15)	有机防火堵料	FSONE	t	2.1
16)	防火涂料	CP679A	t	4.3
6	接地			
1)	垂直接地极	$\angle 50 \times 50 \times 5 \text{mm}$ L=2.5m	根	400.0
2)	热镀锌扁钢	60x6mm <sup>2</sup>	km	8.0
3)	热镀锌圆钢	Φ20	km	0.5
4)	接地伸缩节	主变铁芯、夹件接地用	只	50.0
5)	裸铜线 120mm <sup>2</sup>		km	10.0
6)	特殊降阻模块		块	80.0
7	分系统调试			
1)	主变压器系统调试		项	1
2)	220kV 母线系统调试		段	1
3)	35kV 母线系统调试		段	1
4)	无功补偿系统调试		段	1
5)	站用电系统调试 (10kV)		元/段	1
6)	站用电系统调试 (400V)		元/段	1
8	电气特殊项目调试			
1)	变压器局放试验		项	1
2)	变压器交流耐压试验		项	1
3)	断路器耐压试验		项	1
4)	组合电气 GIS 交流耐压试验		项	1
5)	电力电缆交流耐压试验		回路	6
9	变电站整套系统调试		项	1

## 2.12.2 电气二次

### 2.12.2.1 计算机监控系统

#### (1) 计算机监控系统的结构

计算机监控系统为开放式分层、分布式结构，可分为站控层和间隔层，系统网络采用双网。站控层为全站设备监视、测量、控制、管理的中心，通过光缆或屏蔽双绞线与间隔层相连。间隔层按照不同的电气设备，分别布置在对应的开关柜内，在站控层及网络失效的情况下，间隔层仍能独立完成间隔层设备的监视和断路器控制功能。计算机监控系统通过远动工作站与调度中心通讯。

(2) 计算机监控范围包括：组串式逆变器、箱变单元（高低压侧开关等电气设备工作状态）、35kV 母线、35kV 断路器、35kV 母线 PT、35kV 站用变、无功补偿设备及其辅助系统、站用及备用电系统（含功率、电压、电流及所有开关位置信号）、直流系统（含电池单体电压、母线电压、电流及所有开关位置信号）、消防系统、电子围栏系统、六氟化硫监测系统、应急照明系统、站内温控系统、通风系统、220kV 主变、220kV 高压开关设备等，所有电气设备工作状态及基础参数均需纳入监控范围，以满足现场无人值守的要求。

#### 2.12.2.2 微机五防系统

为实现全站的防误操作闭锁功能，配置独立于监控系统的专用微机“五防”系统。远方操作时通过专用微机“五防”系统实现全站的防误操作闭锁功能，就地操作时则由电脑钥匙和锁具来实现，同时在受控设备的操作回路中串接本间隔的闭锁回路。专用微机“五防”系统与升压站监控系统应共享采集的各种实时数据，不应独立采集信息。

#### 2.12.2.3 继电保护及安全自动系统

光伏电站内电气设备采用微机保护，以满足继电保护和自动化系统的要求。220kV 线路、220kV 变压器、35kV 线路、接地变、站用变、SVG 设备等的继电保护按照《继电保护和安全自动装置技术规程》GB14285—2023 配置。

##### 1、220kV 升压站继电保护

###### (1) 220kV 线路保护

220kV 线路主保护配置 2 套光纤电流差动保护，每套保护信号经专用光芯及 2M 接口双通道传送。后备保护配置三段式相间和接地距离保护、四段式零序方向电流保护，并具备单相、三相、综合重合闸功能。两套差动保护采用不同厂家设备。其品牌及型号与对侧保持一致，具体根据接入系统要求确定。

###### (1) 220kV 母差保护

配置 2 套母线保护，220kV 母联（分段）保护，集成于母线保护中。每套母线保护由母线差动保护、断路器失灵保护、母联（分段）过流保护、母联（分段）失灵保护、母联（分段）死区保护和母联（分段）断路器三相不一致保护构成，并具有复合电压闭锁功能。

#### （2）220kV 主变压器保护

220kV 主变压器的保护选用微机型保护装置，配置双重化的主、后备保护和一套非电量保护。主保护主要包括差动保护、主变压器本体重瓦斯保护、有载分接开关瓦斯保护。后备保护有高低压侧的复合电压闭锁的过电流保护；220kV 侧中性点装设直接接地的零序电流保护和不直接接地的间隙零序电流、电压保护；主变压器还装设过负荷、轻瓦斯、温度及压力释放报警信号等。

- 1) 主变压器纵联差动保护，动作后瞬时跳主变两侧断路器。
- 2) 主变后备保护：高、低压侧复合电压闭锁过流保护，保护延时跳主变两侧断路器。
- 3) 主变接地保护：零序过流、间隙零序过流和零序电压保护，保护动作延时跳主变两侧断路器。
- 4) 主变过负荷：设在低压侧，动作发信号。
- 5) 非电量保护：包括瓦斯保护、压力释放保护、温度保护等。

#### （3）35kV 母线保护

35kV 母线配置微机型电流差动式母线保护，要求：区内故障时，即使 CT 饱和，母线保护应能可靠动作；区外故障时，即使 CT 饱和，母线保护应可靠不动作。

#### （4）35kV 线路保护

与光伏进线相连接的进线开关柜，保护配有三相三段式电流保护、零序保护，低压闭锁保护，过负荷保护、单相接地测量。

#### （5）站用变保护

站用变保护配置如下：

- A. 对于站用变压器引出线、套管及内部的短路故障，装设电流速断保护作为主保护。
- B. 对于外部相间短路引起的站用变压器过电流装设过流保护。
- C. 对高、低压侧单相接地短路分别装设了接于高、低压侧中性线零序电流互感器上的零序电流保护。保护采用微机型产品，安装于 35kV 站用变开关柜内。

#### （6）动态无功补偿装置保护

本期 35kV 母线装设一组动态无功补偿装置（直挂式 SVG 型），动态无功补偿装置

保护应满足 GB/T14285-2016《继电保护和安全自动装置技术规程》中对相应设备的规范要求。在 35kV 动态无功补偿开关柜上拟配置电流纵向差动保护、三相三段式电流保护、零序保护、三相电流不平衡保护、过电压保护、低电压保护等。除上述保护外，SVG 装置生产厂家应负责整套动态无功补偿装置本体的保护及测控，并提供相应保护及测控设备。

## 2、低（零）电压穿越

根据国家电网《光伏电站接入电网技术规定》，本工程逆变器应选用具有低（零）电压穿越（LVRT）功能的逆变器，满足国家电网对光伏并网电站低（零）电压穿越功能的技术规定。

## 3、防孤岛保护

升压站设置一套防孤岛保护装置，包含过电压及低电压保护功能、过频率及低频率保护功能。

## 4、故障录波

本侧松林光伏 220kV 升压站采用 220kV 电压等级接入系统站，根据《南方电网电力二次装备技术导则》配置原则及云南中调要求，本站配置 3 套智能故障录波器。采集、分析、管理单元按双机配置。采集单元应按照电压等级进行配置，220kV 线路及主变一套智能故障录波，35kV 母线上的设备单独用 2 套智能故障录波。3 套故障录波（采集、分析、管理单元）必须完全独立，两者之间不能有任何电气上的连接。智能故障录波器按 80 路模拟量，含 4 路直流母线电压模拟量，60 路开关量配置。相关录波信息通过调度数据网接入云南中调主站。

## 5、安全稳定装置

根据《南方电网电力二次装备技术导则》配置原则及云南中调要求，光伏电站应配置 2 套安全稳定控制执行子站，安全稳定控制系统及装置应根据预先制定的控制策略，正确判别电网运行方式，可靠启动并识别系统故障，采取切机、切负荷等稳定控制措施。系统过/欠压、过/欠频判别由逆变器自带的保护功能实现，不在稳控系统中实现。本光伏电站配置频率电压控制装置 2 台，根据频率、电压事故情况实现过频过压切机、压出力、解列等措施保证系统、机组的安全。

## 6、控制型子站系统

本站配置不单独配置控制型子站系统，子站功能由智能录波器实现。

## 7、母线电压互感器并列装置

220kV 按照要求配置母线电压互感器并列装置。

#### 2.12.2.4 调度自动化系统

##### 1、调度关系及调度管理

松林光伏新建 1 座 220kV 升压站，本期新建 1 回 220kV 出线接入 500kV 明通变电站 220kV 备用间隔。根据《云南电网调度管理规程》，本期光伏电站由云南中调直接调度，升压站的远动相关信息上传至云南省调、省调备调、昭通地调、昭通地调备调。电能量信息需传送至省级集中计量自动化系统主站，光功率预测信息需传送至云南省调。

##### 2、远动系统

###### 1) 远动信息

根据《电力系统调度自动化设计技术规程》和《南方电网新能源数据上送规范》的要求，结合调度运行需要，光伏发电系统应向相关调度部门传送如下远动信息并接收调度端的遥控、遥调命令：

###### a) 遥测

220kV 线路三相电流、三相电压、有功功率、无功功率、功率因数及有功/无功电能量；交流母线的三相电流、三相电压、线电压；静态补偿装置的总回路三相电流、无功功率、中间变压器高压侧单相电流和低压侧电压、并联电容器单项电流；各电池组串回路、各汇流箱的直流电流；各逆变器的直流电压、直流电流、直流功率、交流电压、交流电流、当前发电功率、功率因数、日发电量、累计发电量、每天发电功率曲线图、逆变器机内温度、累计 CO<sub>2</sub> 减排量、时钟、频率，逆变器运行状态；主变压器低压侧有功功率、无功功率及电流；站用电源的有功功率和无功功率及无功/有功电能量；光伏电站有功和无功输出、发电量、功率因数；光伏电站并网点的电压和频率、注入电网电流；直流系统的母线电压；直流绝缘监视的正对地电压、负对地电压；环境监测的温度、日照强度、湿度、风速、风向等。

###### b) 遥信

所有断路器位置信号。

220kV 出线隔离开关，地刀位置信号；

220kV 线路保护和重合闸动作信号；

光伏电站并网状态、辐照度、环境温度；

变压器分接档位、主断路器开关状态；

调度范围内的通信设备运行状况信号；  
一次调频投退状态信号；  
一次调频动作状态信号；  
一次调频目标功率调节量；  
储能系统充放电状态；  
储能系统荷电状态；  
储能系统充放电有功功率和无功功率；  
储能系统接入点电压和电流；  
储能系统变压器分接头档位、断路器及隔离开关状态。

c) 遥控/遥调

220kV 断路器分/合控制：在紧急事故情况下，调度部门有权临时将光伏发电解列，事故处理完毕，应立即恢复光伏电站的并网运行。

2) 远动信息传送方式及协议

为保证远动信息的实时传送，松林光伏 220kV 升压站冗余配置智能远动机装置，即配置 2 台安全 I 区智能远动机，2 台安全 II 区新能源综合通信管理终端。

为传输远动信息，远动工作站需具备如下通信接口：

(1) 具有 8 路网络接口。通信规约支持 DL/T634.5104-2009/IEC60870-5-104 和 DL/T 719-2000/IEC60870-5-102 规约。实现与调度端 SCADA/EMS 系统通信及远动信息直采直送。

(2) 具有 2 路数据接口（RS232 接口），速率为 0.6~19.2kbit/s。通信规约支持 DL/T634.5101-2002/IEC60870-5-101 规约。松林光伏 220kV 升压站远动信息由站内计算机监控系统采集、传送。远动信息的传送采用光纤通道。

至云南省调：1 路 2M 专线通道；1 路调度数据网通道。

至省调同城备调：1 路 2M 专线通道；1 路调度数据网通道。

至省调异地备调：1 路 2M 专线通道；1 路调度数据网通道。

至昭通地调：1 路 2M 专线通道；1 路调度数据网通道。

至昭通地调备调：1 路 2M 专线通道；1 路调度数据网通道。

2M 专线通道和调度数据网通道通信规约采用 DL/T634.5104-2009/IEC60870-5-104、DL/T634.5101-2002/IEC60870-5-101 和 DL/T 719-2000/IEC60870-5-102 规约。

为满足松林光伏 220kV 升压站至云南省调、省调备调、昭通地调、昭通地调备调的

调度自动化系统的 2M 专线通道，松林光伏 220kV 升压站配置 2 台 24 口网络交换机、2 台 2M 专线路由器，并配置 2 台与调度侧匹配的纵向加密认证装置。

### 3) 调度端接口

松林光伏 220kV 升压站各类远动信息将送调度端，为保证各类远动信息顺利接入调度端，需对调度端进行必要的扩充，本次设计分别考虑对各级调度端进行必要的扩充，扩充费用单独列入本工程概算中。

## 3、电力监控系统网络安全

### 1) 电力监控系统网络安全防护

本光伏电站二次系统的网络安全防护及具体配置按《电力监控系统安全防护规定》（发改委【14】号令）、《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【36】号文）和《南方电网电力二次系统安全防护技术规范》的要求执行。

南方电网安全防护总体策略为安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证。安全分区是电力监控系统安全防护体系的结构基础，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（又称安全 I 区）和非控制区（又称安全 II 区）。根据国能安全[2015]36 号文的电力监控系统安全防护定级要求，光伏电站总装机容量为 200MW 及以上为 3 级，200MW 以下为 2 级。松林光伏电站的总装机容量为 300MW，安全防护定级为 3 级，考虑相关的安全防护设备及措施如下：

#### (1) 纵向加密认证装置

在调度数据网控制区交换机与路由器之间应当设置电力专用纵向加密认证装置；在调度数据网非控制区交换机与路由器之间应当设置电力专用纵向加密认证装置。单个平面实时、非实时共用 1 台纵向加密认证装置，双平面共计配置 2 台。

为满足松林光伏 220kV 升压站至云南省调、省调备调、昭通地调、昭通地调备调的调度自动化系统的 2M 专线通道，配置 2 台纵向加密认证装置。综上，在松林光伏 220kV 升压站共配置 4 台纵向加密认证装置。

#### (2) 防火墙

- 1) 控制区和非控制区之间横向边界应配置百兆防火墙实现逻辑隔离。
- 2) 综合数据网的安全 III 区纵向边界应部署千兆防火墙。
- 3) 一区远动装置和二区远动装置之间部署 E 文本防火墙。

在松林光伏 220kV 升压站共配置 2 台调度数据网百兆防火墙，1 台 E 文本百兆防火墙，配

置 1 台综合数据网千兆防护墙。

(3) 安全态势感知装置

1) 对接云南电网：在松林光伏 220kV 升压站电力监控系统 I 区、III 区各配置 1 台安全态势感知装置，用于采集及感知站端网络安全状况，并与主站进行通信。在松林光伏 220kV 升压站配置 2 台安全态势感知装置。

2) 对接国资委：在松林光伏 220kV 升压站电力监控系统配置 1 套安全态势感知装置对接国资委平台态势感知系统（需满足国资委平台接入相关要求）。

当前，随着 5G、大数据、人工智能等新一代信息技术与能源行业加速融合，能源行业正日益面临严峻的安全挑战。国资委态势感知平台的接入将为能源企业提供强大的安全保障，国资委态势感知平台具有以下功能：

(a) 提供工业互联网网络安全持续监控能力，及时发现各种攻击威胁与异常，特别是针对性攻击；

(b) 互联网威胁可视化及能力分析，对威胁的影响范围、攻击路径、目的、手段进行快速研判，以有效进行安全决策和响应；

(c) 风险通报和威胁预警机制，全面掌握攻击者目的、技战术、攻击工具等信息；

(d) 利用掌握的攻击者相关目的、技战术、攻击工具等情报，完善工业互联网安全防御体系。

表 2.12 -13 对接国资委平台态势感知系统设备材料清册

序号	设备材料名称	型号及规范	单位	数量	备注
一	对接国资委平台态势感知系统				
1	工控安全流量日志分析系统	中能融合 ZNA9000；功能要求：支持网络全流量、网络设备与安全设备日志和主机 Agent 三合一数据采集；网口：不少于 8 个千兆电口。双电源，220V 交流供电。	台	3	主站平台厂家为中能融合
2	工控统一安全管理平台	中能融合 ZNM6000；功能要求：支持对接态势感知中心侧，接收下发规则进行检测，接收数据调用指令并上报对应数据；网口：不少于 6 个千兆电口；存储：不低于 6TB,支持 Raid 功能。双电源，220V 交流供电。	台	2	主站平台厂家为中能融合
3	网络安全隔离设备（正向型）	吞吐量：不低于 60Mbps；网口：百兆电口不少于 6 个。双电源，220V 交流供电。	台	3	
4	千兆网络交换机	交换容量：不低于 336Gbps/3.36Tbps；网口：千兆电口不少于 24 个，千兆光口不少于 4 个；态势感知 3 台、气象新增 1 台。双电源，220V 交流供电。	台	4	

5	千兆防火墙	吞吐量：不低于1.5Gps；网口：千兆电口不少于4个，千兆光口不少于2个。双电源，220V交流供电。	台	2	
6	VPN安全网关	网络接入：同时支持国内三大运营商4G网络。双电源，220V交流供电。	台	2	
7	VPN安全云网关	移动	台	2	
8	辅材	网线1箱、电源直角弯头4个、水晶头、色带、扎带、螺丝、挂耳等标配	套	1	
9	流量复制器	双电源，220V交流供电。	台	1	
10	标准机柜	功能要求：支持网络全流量、网络设备与安全设备日志和主机Agent三合一数据采集；网口：不少于8个千兆电口。每个机柜配2套交流PDU（16孔分控）。	面	1	

(4) 电力监控系统并网前测评（安全评估）及信息安全等级保护测评投运前，应开展电力监控系统网络安全等级保护测评和安全防护评估工作，对于发现的中高风险问题应进行整改。在松林光伏220kV升压站计划电力监控系统并网前测评（安全评估）费用及信息安全等级保护测评费用。

(5) 入侵检测系统（IDS）

等保三级及以上的电力监控系统所在并网电厂应在生产控制大区、安全III区分别部署一台IDS设备或其它带有IDS检测功能的流量分析设备。将调度数据网控制区与非控制区交换机流量、生产控制大区内部各接入交换机流量分别镜像至位于生产控制大区的该设备上，安全III区内部各接入交换机流量镜像至位于安全III区的该设备上。在松林光伏220kV升压站共配置2台入侵检测系统（IDS）。

(6) 主机加固系统

根据国家能源局2015第36号文，生产控制大区主机操作系统应当进行安全加固，方案包括安全配置、安全补丁、采用专用软件进行强化操作系统访问控制能力，配置安全的应用程序。关键控制系统软件升级、补丁安装前应请专业的技术机构进行安全评估和验证。在松林光伏220kV升压站配置2套主机加固系统，对全站的主机进行加固。

(7) 防病毒系统

在松林光伏220kV升压站配置1套防病毒系统，定期更新病毒库、定期进行病毒查杀和处理。

(8) 日志审计系统

并网电厂应在生产控制大区和安全III区分别部署一套日志审计设备，并确保有关日志留存时间不少于6个月。在松林光伏220kV升压站共配置2台日志审计系统。

(9) 运维堡垒机

等保三级及以上的电力监控系统所在并网电厂应在生产控制大区和安全 III 区分别部署一台运维堡垒机。在松林光伏 220kV 升压站共配置 2 台运维堡垒机。

(10) 密码评估

在松林光伏 220kV 升压站按《密码法》要求，开展密码安全评估工作。

(11) 源代码审计

等保三级及以上的电力监控系统所在并网电厂应开展源代码审计，在松林光伏 220kV 升压站开列源代码审计。

(12) 日常安全防护

在松林光伏 220kV 升压站配置网络安防专用工器具如下：

1 台生产控制大区专用调试电脑、1 台管理信息大区专用调试电脑。1 个生产控制大区专用 U 盘、1 个管理信息大区专用 U 盘。

表 2.12-14 电力监控系统安防设备配置清单

序号	安防设备/措施	数量	单位	备注
1	百兆防火墙	3	台	用于调度数据网、一二区远动机之间
2	千兆防火墙	1	台	1 台用于综合数据网
3	纵向加密认证装置	4	台	2 台用于调度数据网 (I、II 区共用 1 台) 2 台用于 2M 专线通道
4	安全态势感知装置	3	套	2 套 (I 区、III 区各部署 1 台) 1 套 (对接国资委)
5	入侵检测系统 (IDS)	2	台	生产控制大区、管理信息大区各部署 1 台
6	主机加固系统	2	套	I、II 区共用 1 套; III 区 1 套
7	防病毒系统	2	套	I、II 区共用 1 套; III 区 1 套
8	日志审计系统	2	台	生产控制大区、管理信息大区各部署 1 台
9	运维堡垒机	2	台	生产控制大区、管理信息大区各部署 1 台
10	电力监控系统并网前测评	1	项	
11	信息安全等级保护测评	1	项	等保三级
12	专用 U 盘	2	个	生产控制大区、管理信息大区专用 U 盘
13	专用调试电脑	2	台	产控制大区、管理信息大区专用调试电脑
14	密码评估	1	项	按《密码法》要求，开展密码安全评估工作

15	源代码审计	1	项	
----	-------	---	---	--

#### 4、电能计量系统

为满足云南省省级计量自动化系统对电能量数据采集的需要,本期工程需在松林光伏 220kV 升压站冗余配置两套电能量采集装置以及厂内各关口点的电能表,用于光伏电站电能量数据的采集、处理、远传,实现电能量远方计量,送往云南省省级计量自动化系统。

##### 1) 计量考核点

电能计量设计应满足《南方电网公司 220kV 变电站电能计量装置典型设计》(2014 版)及 DL/T448《电能计量装置技术管理规程》的相关要求。本期光伏电站接入系统后,电量贸易结算关口设在 220kV 并网线路的 500kV 明通变电站侧,参考计量关口点设在松林光伏电站 220kV 并网线路的光伏电站侧,两侧均按双表配置。线路两侧采用型号、准确度等级和规格相同高稳定性三相四线 0.2S 级多功能电能表。贸易结算关口点、参考计量关口点设置最终以接入系统批复为准。

根据相关要求,松林光伏 220kV 升压站需配置 2 台机架式厂站电量采集终端,与主变电度表组 1 面屏安装。本期将站内 220kV 线路电能量信息均接入采集终端,站内综合自动化系统所需的电量信息由采集终端转发。电能量采集装置应配置不少于 4 个主站通信网络接口,2 个 RS232 主站通信接口,1 个电话拨号通信口。并相应配置一套失压计时仪。

其功能和技术要求如下:

- (1) 能完成各计费关口有关数据的采集、处理及远传功能,保证数据的一致性及完整性;
- (2) 具有一定的预处理能力,可按人工设置的多时段对电能量进行分时累加和存储,要求至少有两种积分周期分别存储电能量数据,且能连续存储 10 天以上,保证通道中断时不致丢数据;
- (3) 数据采集周期 1min~60min 可调;
- (4) 电能量数据能够转存到可移动介质获得数据。
- (5) 电能表处理器最大处理能力应满足输入 32 点电能量要求。并能实现脉冲输入、RS-232 或 RS-485 串行输入、或脉冲和串行混合输入的要求。
- (6) 能够在当地或通过主站进行电能量低数、分时段段的设置,并应有相应安全措施。
- (7) 应具有自检功能,发生故障或事件(失电、恢复供电等)后可向主站和当地告警。
- (8) 应具有当地数据显示、打印功能。
- (9) 应具有内部时钟,该时钟可人工设置,在与主站建立通信连接后能接收主站对时命令,

跟踪主站的时钟，并能就地接入 GPS 时钟。

(10) 电能量采集装置应具有 4 个及以上通信口， 并可以支持多种通信规约， 已实现与不同厂商的主站系统通信。电流表处理器应配置内置式或外置式 MODEM 或路由器， 可通过计算机网络或专用通道与主站通信。电能计量信息采用 2 路调度数据网的方式上传至云南省省级计量自动化系统主站。35kV 侧光伏集电线路按考核点设置， 每条线路配置一台三相四线 0.2S 级带辅助电源多功能电能表， 35kV 侧储能线路按关口计量点设置， 每条线路按主、副表配置三相四线 0.2S 级带辅助电源多功能电能表， 其余支路配置一台三相四线 0.5S 级带辅助电源多功能电能表。

## 2) 关口点电能表要求

电能表应为全电子、多功能，双向、有功、无功组合式、液晶（LCD）数字显示电子表；

电表精度：关口表为有功 0.2s 级；考核表为有功 0.2s 级；

接线方式：三相四线；

时钟精确度 $<0.5s/d$ ，温度变化改变量应 $<0.1s/(^{\circ}C*d)$ ；

应具有时间测试接口（晶振频率或秒信号的测试接口）；

电能表输入电压 57.7V、50Hz，输入电流 1A 和 5A 都能适应；

关口点计量电表可通过串行口（RS485 和 RS232）和电能处理器通信，具有分时功能的电表应能传送分时电能数据和负荷曲线，并能接收系统对时命令；

支持国标 DL/T-645-1997 多功能电能表通信规约、IEC60870-5-102 规约、SCTM 等规约；

电能表应具备分时存贮及传送功能，电能数据存储的积分周期为 1~60 分钟可调，按 1 分钟存储电能量数据，存储容量应大于 15 天；电能表具有窗口显示功能，显示不少于 8 位。显示的信号包括测量值；各种费率、需量及方向、脉冲输出、需量周期结束等识别符号；自检报警信号显示；需要时，能自动循环显示预置数值；

应具有和 PC 机接口，以读取数据或参数设置；

电能表应配置辅助电源，辅助电源为直流 110V；

电能表应具备安全措施，防止非法修改数据；

电能表辅助电源失电后，所有数据不应丢失，且保存时间不小于 180 天。

## 5、电能质量在线监测

本项目在松林光伏 220kV 升压站配置 2 面电能质量在线监测装置屏。其目的在于：给电力工作者提供有关电能质量的在线监测数据，以评估光伏发电接入电网后对系统电能质量特别是谐波方面的影响，从技术层面上保证电网的安全、稳定、经济运行，及早发现电网存在的潜在

隐患。

本项目监控电能质量指标主要有：1、三相各次谐波电压、电流及其谐波含有率；2、三相电压、电流总谐波畸变率；3、三相各次谐波的有功、无功功率等国标规定电能质量参数。

由于光伏发电为非线性能源，在并网点应装设满足《南方电网电能质量监督管理规定》及《南方电网电能质量监测系统技术规范》要求的电能质量监测装置，以实时监测光伏电站的电能质量指标是否满足要求。本站电能质量监测系统装置通过 1 路综合数据网，接入云南电网电能质量在线监测系统主站，该主站建设在云南电力科学研究院。

## 6、同步相量测量装置

根据中国南方电网有限责任公司企业标准 Q/CSG1203052-2018《南方电网相量测量装置(PMU)技术规范》(南方电网生技〔2018〕20 号附件 2)的配置要求，以 220kV 电压等级及以上接入系统的风电场、光伏电站、STATCOM 站应配置 PMU 装置。

本光伏电站配置 2 面同步相量测量装置屏，其中数据集中器冗余配置，由数据集中器、数据采集单元和人机接口等设备组成，实时动态监测 220kV 线路、主变两侧、光伏集电线路以及 SVG 的相量数据，主要包括各采集点的三相基波电压相量、三相基波电流相量、电压电流的基波正序相量、频率和开关量信息。PUM 可实现与时间同步系统的同步，时间同步误差应不大于  $\pm 1 \mu s$ 。系统信息上传至云南省调、省调备调采用 1 路 2M 专线通道及 1 路调度数据网通道。

## 7、OMS 系统

本光伏电站的相关报表等需要通过云南省公司 OMS 系统与主站上传交互，站内应考虑配置相关 OMS 子站和相关的网络规约转换器等设备。OMS 子站通过综合数据网通道与云南省公司主站系统通信。

## 8、调度指挥网络交互系统受令终端

本期工程在松林光伏 220kV 升压站配置 1 套调度指挥网络交互系统受令终端设备。具体为 1 台工作站(带 linux 操作系统)。通过调度数据网 II 区接入调度中心调度指挥网络交互系统，实现操作票拟定、预令管理、直接操作管理、许可操作管理、委托操作管理、配合操作管理、检修单管理、设备状态管理、线路带电作业、定值单执行、信息汇报、工作状态展示等功能。

## 9、集控子站设备

松林光伏 220kV 升压站需接入三峡云南新能源公司集控中心，需配置 1 套集控子站设备，放置于二次设备机房内，由 UPS 电源供电。

### 2.12.2.5 二次接线

#### 1、防雷及接地

### (1) 接地

合理的敷设二次设备接地网和二次设备接地的设计,可以有效提高二次设备的抗干扰能力,减少二次设备异常动作的发生,保证站内单相短路接地时的继电保护动作可靠性。

1) 控制电缆的屏蔽层两端应可靠接地。

2) 所有敏感电子装置的工作接地应不与安全地或保护地混接。

3) 在主控室、二次设备室的电缆夹层或屏柜下层的电缆室内,按屏柜布置的方向敷设大于 $100\text{mm}^2$ 的专用铜排,将该专用铜排首末端连接,形成二次设备室内的等电位接地网。二次设备室内的等电位接地网必须用至少4根以上、截面不小于 $50\text{mm}^2$ 的铜排(缆)与升压站的主接地网可靠接地。

4) 静态保护和控制装置的屏柜下部应设有截面不小于 $100\text{mm}^2$ 的接地铜排。屏柜上装置的接地端子应用截面不小于 $4\text{mm}^2$ 的多股铜线和接地铜排相连。接地铜排应采用截面不小于 $50\text{mm}^2$ 的铜缆与二次设备室内的等电位接地网相连。

5) 公用电压互感器二次回路只允许有一点接地,为保证接地可靠,各电压互感器的中性线不得接有可能断开的开关或熔断器等。

6) 独立的、与其他电压互感器和电流互感器的二次回路没有电气联系的二次回路应在升压站一点接地。

7) 微机型继电保护装置屏柜内的交流供电电源(照明、打印机和调制解调器)的中性线(零线)应接入升压站的等电位接地网。

### (2) 防雷

在各种装置的交、直流电源输入处设电源防雷器。在通信信道装设通信信道防雷器。

## 2、抗干扰

1) 微机型继电保护所有二次回路的电缆均应使用屏蔽电缆。

2) 交流电流和交流电压回路、交流和直流回路、强电和弱电回路,以及来自升压站电压互感器二次的4根引入线和电压互感器开口三角绕组的2根引入线均应使用各自独立的电缆。

3) 经长电缆跳闸回路,宜采取增加出口继电器动作功率等措施,防止误动。

4) 提高微机保护抗电磁干扰水平和防护等级,光耦开入动作电压应控制在额定直流电源电压的 $55\%\sim 70\%$ 范围内。

5) 针对来自系统操作、故障、直流接地等异常情况,应采取有效防误动措施,防止保护装置单一元件损坏可能引起的不正确动作。

6) 所有涉及直接跳闸的重要回路应采用动作电压在额定直流电源电压的 $55\%\sim 70\%$ 范围以内

的中间继电器，并要求其动作功率不低于 5W。

7) 遵守保护装置 24V 开入电源不出保护屏的原则，以免引进干扰。

8) 经过配电装置的通信网络连接均采用光纤介质。

9) 合理规划二次电缆的敷设路径，尽可能离开高压母线、避雷器和避雷针的接地点、并联电容器、结合电容及电容式套管等设备，避免和减少迂回，缩短二次电缆的长度。

### 3、电流互感器、电压互感器二次参数选择

#### 1) 电流互感器

(1) 二次绕组配置应满足继电保护、自动装置、测量仪表和计量装置的要求。

(2) 保护用电流互感器的配置应避免出现主保护死区。

(3) 单套配置的保护应使用专用的二次绕组；测量、计量分别使用不同的二次绕组；故障录波装置可与保护共用一个二次绕组。

(4) 选用二次额定电流为 1A 的电流互感器，其额定二次负荷一般为 5-20VA。

(5) 测量用电流互感器准确度等级 0.5 级，计量用电流互感器准确度等级为 0.2s 级。

电流互感器二次绕组所接入负荷，应保证实际二次负荷在 25%~100%额定二次负荷范围内。

(6) 升压站保护用的电流互感器准确级宜采用 5P 级电流互感器。

#### 2、电压互感器

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

(2) 计量用电压互感器的准确级选 0.2 级；测量用电压互感器的准确级选 0.5 级；保护用电压互感器的准确级为 3P。

(3) 电压互感器的二次绕组额定输出，应保证二次实接负荷在额定输出的 25%~100%范围，以保证电压互感器的准确度，电压互感器下限负荷按 2.5VA 选取。

(4) 测、计量用电压互感器二次回路允许压降应满足不同回路要求；计量用电压互感器二次回路允许的电压降应不大于其额定二次电压的 2%；保护用电压互感器二次回路允许的电压降应在互感器负荷最大时不大于额定电压的 3%。

## 2.12.2.6 控制电源系统

### 1、直流电源

全站装设 1 套 220V 直流电源系统，为继电保护、测控装置以及不间断电源等负载供电。220V 直流系统采用 2 段单母线接线方式，中间设联络开关；馈线按屏柜、间隔辐射式分配。装设 2 组

铅酸蓄电池，每组容量为 500Ah，布置在独立的蓄电池室；配置 2 套高频开关充电装置为直流蓄电池充电。

表 2.12-15 直流负荷统计表

直流负荷统计	单位	功率	数量	总数	功率 总数 (W)	负荷 系数	计算容量 (kW)	经常电流 (A)	事故负荷 (A)				事故放电 容量 (Ah)	
									初期 (Isc)	持续 (Is)	冲击 (Ich)	事故 时间 (h)		
<b>经常负荷</b>					6202	1	6.202	28.191					2	56.382
运动装置	W	50	2	100										
规约装置	W	30	2	60										
主控室交换机	W	15	14	210										
35kV配电室交换机	W	15	4	60										
10kV配电室交换机	W	15	0	0										
GPS对时	W	50	3	150										
主控室公用测控	W	30	4	120										
35kV配电室公用测控	W	30	3	90										
10kV配电室公用测控	W	30	0	0										
主变保护装置	W	50	9	450										
主变测控装置	W	30	9	270										
220kV线路保护装置	W	50	8	400										
220kV线路测控装置	W	30	6	180										
220kV母线保护装置	W	50	5	250										
防孤岛、安穩、一次调频、AGC/AVC、光伏厂站监控	W	100	17	1700										
PT并列装置	W	30	2	60										
录波管理单元	W	50	3	150										
录波采集单元	W	50	2	100										
分段保护装置	W	20	1	30										
35kV保护测控一体化装置	W	30	31	930										
10kV保护测控一体化装置	W	30	0	0										
低频低压减载	W	100	2	200										
小电流接地选线装置	W	100	0	0										
电度表	W	12	46	552										
电能量采集装置	W	20	2	40										
电能质量在线监测装置	W	20	5	100										
电压监测仪	W	15	0	0										
主变智能终端	W	35	0	0										
110kV线路智能终端	W	35	0	0										
110kV母线PT智能终端	W	35	0	0										
<b>事故负荷</b>														
UPS容量	VA	8150	1	4890	4890	1		27.784					2	55.568
事故照明	W	3000	1	3000	3000	1	3	13.636					2	27.273
<b>冲击负荷</b>														
断路器跳闸、备投冲击电流	A	2.5	3	7.5										
<b>通信负荷</b>														
	W	4320	2	8640	8640	1	8.64	39.273					2	78.545
<b>合计</b>					22732		17.842	108.884						217.768
<b>电压控制法</b>					$K_k$	$C_s$	$K_{cc}$	容量 (Ah)						
		$C_c = K_k * (C_s / K_{cc})$			1.4	218	0.748	407.588						

## 2、UPS 电源系统

为保证光伏电站监控系统及运动设备电源的可靠性，设置 2 套交流不停电电源装置（UPS），容量为 15kVA。同时作为应急照明、事故照明等消防设施的供电电源。负荷统计如下。

表 2.12-16 负荷统计表

序号	负载类型	负载容量 (kW)
----	------	-----------

1	微机综合自动化 监控装置	0.5x2
2	微机五防装置	0.5
3	远动通信柜	0.25
4	图像监视报警系统	0.5
5	火灾报警系统	0.25
6	箱变监控系统	0.25
7	光功率预测系统	0.5
8	光伏电站环境监测仪	0.25
9	并网光伏电站工程信息管 理与上报系统	0.25
10	电能计量系统	0.3
11	无功补偿系统后台机	0.25
12	小电流接地装置及事态感 知电源	0.25
13	故障录波系统	0.8
14	保护信息管理子站系统	0.5
15	电能质量监测系统	0.25
16	通讯系统电源	0.8
17	集控中心通讯控制屏	0.5
18	发电厂实时调度后台机	0.25
19	AGC/AVC 调度系统	0.5
20	合计	8.15

UPS 容量计算如下:

$$S=K_k * S_c / K_f / K_d = 1.25 * 8.15 / 0.83 = 12.27 \text{ kVA}$$

其中,  $K_k$  \*可靠系数取 1.25,  $K_f$  功率校正数取 0.83,  $K_d$  降容系数取 1。因此 UPS 容量取 15kVA。

### 2.12.2.7 火灾自动报警系统

本光伏电站火灾报警及消防控制系统根据国标《火灾自动报警系统设计规范》GB50116 要求

进行设计。火灾报警控制盘设置在控制室内。具有联动控制功能，在综合楼、二次设备舱、35kV 配电装置舱、无功补偿舱、接地变舱及主变等处设置手动报警按钮、声光报警器、感烟探测器等。

### 2.12.2.8 视频安防系统

安防系统包含视频监控系统、门禁系统和周界保护系统。视频监控系统监视和回放图像的水平像素数应不小于 1920，垂直像素数应不小于 1080，视频图像帧率应不小于 25fps。

系统应与入侵和紧急报警系统联动。视频图像信息应实时记录，存储时间应不小于 90d。涉及公共区域的视频图像信息和采集要求应符合 GB 37300 的相关规定。

系统应留有与公共安全视频图像信息共享交换平台联网的接口，信息传输、交换、控制协议应符合 GB/T 28281 的相关规定，联网信息安全应符合 GB 35114 的规定。

视频监视系统采用全数字方式，监视对象主要包括户外光伏组件以及升压站的情况，对光伏电站关键部位防火、防盗的自动监视，并进行报警或联动，使工作人员及时全面地掌握现场安全状况，对可疑点作出图像记录，以便准确判断情况，及时采取措施。

监控区域有效覆盖、布局合理、图像清晰、控制有效。视频监视系统的设计满足国家标准的规定。

全站新设一套视频安防监控系统，由 RPU、视频监控设备、环境量采集设备、报警控制设备、网络设备、存储设备等组成，实现对光伏电站现场视频及各种环境信息采集、处理、监控等功能。站端系统仅向地区级主站提供一个 IP 地址供访问。

#### 1) 监控对象

A、升压站厂区内环境

B、光伏本体厂区周界及场区主要通道

C、升压站内各主要设备间（包括各电压等级配电装置区、主变、二次设备室等处适当位置设置全方位一体化自动变焦摄像机等）

2) 监控主机具备通过通信网络通道，将被监视的目标动态图像以 IP 单播、组播方式传到监控中心，并能实现一对多（一个远程终端同时连接监控多个升压站端视频处理单元），多对一（多个远程终端同时访问一个开关站端视频处理单元）的监控功能。报警信号、站端状态信息、控制信息以 TCP/IP 方式与监控中心实时通信。

3) 运行维护人员通过视频处理单元或工作站对设备或现场进行监视，对开关站摄像机进行（左右、上下、远景/近景、近焦/远焦）控制、也可进行画面切换和数字录像机的控制。

门禁系统是新型现代化安全管理系统，它集微机自动识别技术和现代安全管理措施为一体，它结合电子，机械，光学，计算机技术等诸多技术。它是解决重要部门出入口实现安全防范管理的有效措施。

周界保护系统主要通过设置在升压站四周围栅上的检测装置（如红外收发器、振动传感器、接近感应线等），来发现或防止非法入侵者企图跨越周界。这样利用周界保护系统就可实施对光伏场区的封闭式保护，以确保光伏电站的安全运行。

### 2.12.2.9 环境监测系统

太阳能辐射、环境温度、风速等环境数据是决定太阳能发电的重要指标，也是进行光伏发电技术研究的基础数据。本工程在建筑物顶端安装 2 套太阳能发电环境监测系统，主要监测的参数有：风速、风向、环境温度、总辐照度、直接辐照度、散射辐照度、总辐射、直接辐射和散射辐射等。整套监测系统由以下部分组成：太阳能辐射仪表（总辐射表、直接辐射和散射辐射表）、风速风向传感器、温度传感器、记录仪、上位管理机软件等。记录仪采用高性能微处理器为主控 CPU，大容量数据存储器，可连续存储正点数据三个月以上（存储时间可以设定），工业控制标准设计，便携式防震结构，大屏幕液晶显示屏（一屏显示多路监测要素，替代微机），轻触薄膜按键。

### 2.12.2.10 光功率预测系统

根据 GB/T19964-2012《光伏电站接入电力系统技术规定》，装机容量 10MW 及以上的光伏电站应配置光伏发电功率预测系统。本期项目配置 1 套光功率预测系统。功率预测系统具有 0~10 天中期光伏发电功率预测、0~72h 短期光伏发电功率预测以及 15min~4h 超短期光伏发电功率预测功能。光伏电站每 15min 自动向电网调度部门滚动上报未来 15min~4h 的发电功率预测曲线，预测值的时间分辨率为 15min；每天按照电网调度机构规定的时间上报次日 0 时至 24 时发电功率预测曲线，预测值的时间分辨率为 15min。

光功率预测系统（包含环境监测系统）配置包括光功率预测服务器、气象数据服务器、光功率预测工作站、反向隔离装置、防火墙、网络交换机、风速传感器、风向传感器、日照辐射表、测温探头、控制盒及支架等。光功率预测系统将依据气象情况对近期光伏发电场输出功率进行预测，实现长期、短期和超短期功率预测等，并传送至云南省中调主调、备调、昭通供电局地调、备调，以便电网调度能对近期电网进行更准确的调度。光功率预测系统上传云南省中调主调、备调、昭通地调均采用 1 路调度数据网通道。光功率预测系统组 1 面屏

布置在二次设备室，采用 UPS 电源和直流电源供电。

### 2.12.2.11 功率控制与电压调节

#### 1、有功功率控制

根据电网发展（2009）747 号《电网公司光伏电站接入电网技术规定（试行）》，要求大型和中型光伏电站应具有有功功率调节能力，并能根据电网调度部分指令控制其有功功率输出。本光伏电站配置 2 套有功功率控制装置，该装置通过综合通信管理终端取得中调下发的有功功率目标指令后，经优化计算得出单台逆变器的有功功率目标值，发送给光伏监控系统，实现有功功率控制闭环控制功能。

#### 2、无功电压调节

本工程在光伏电站配置 2 套无功电压控制装置，该装置通过综合通信管理终端取得中调下发的 220kV 线路电压目标指令后，与实时监测的并网点电压比较，经过计算得出调控目标设定值，对无功补偿装置、逆变器、有载调压变压器进行统一协调控制，使并网点电压达到要求，实现并网点电压和无功功率的自动调控，合理协调和优化无功分布，保证电网安全稳定运行、提高电压质量、减少有功损耗。有功功率控制系统、无功电压控制系统共组 1 面屏柜。

### 2.12.2.12 一次调频系统

本工程应配置 2 套一次调频系统设备，按照调度指令参与电力系统的一次（二次）调频、调峰与备用，统筹控制全场光伏组建出力，在电力系统出现频率偏差时，调节电厂出力，为系统提供频率支撑。

一次调频应具备如下基本功能：通过测频装置采集并网点的电压频率、有功功率，当电力系统频率偏离目标频率时，根据频率计算一次调频需要调整的全场目标功率，通过主控设备将功率分解并下发给逆变器，调整光伏逆变器有功出力减少频率偏差。

如果并网点的频率超过死区，则启动计算全厂目标输出功率，同时一次调频系统必须要求 AGC 系统暂停功率调节操作。读取 AGC 的调度计划值，按照“一次调频功率控制目标应为 AGC 指令值与快速频率响应调节量代数和”的原则，计算全厂目标控制功率。

一次调频期间光伏电站按照电网要求的有功功率—频率特性，调节光伏电站有功功率输出值，实现快速频率响应功能。一次调频期间的死区、调差率及功率响应限幅值在线可调。

光伏电站一次调频功能与 AGC 控制相协调，二者满足电网规定的闭锁/叠加逻辑。此外，

一次调频还应满足如下要求：**模拟测试：**具有快速频率响应模拟测试功能，通过在装置内预置频率曲线数据模拟电网频率变化，测试快速频率响应功能。

**具备数据监测和录波：**可以实时记录光伏电站并网点信息及一次调频期间逆变器的运行状态。**数据录波功能：**将快速频率响应动作事件及数据录波记录下来，用于快速频率响应动作的事后分析，动作录波记录存储不小于 100 条。记录数据内容包括当前系统频率、当前电站有功、省调有功计划等。记录快速频率响应动作前不少于 30 秒、快速频率响应动作期间及动作结束后不少于 30 秒的数据。数据记录周期为 50 毫秒，可以导出为 csv 格式文件。

**数据上传：**具备快速频率响应动作次数、动作数据及相关遥测、遥信及故障信息上传功能；为调度一次调频管理评估平台提供数据支撑。

**装置可靠性要求：**在装置出现死机、断电、采样异常、电压波动、重启、程序错误、硬件故障等异常情况下快速频率响应功能不应误动作。能躲过单一短路故障引起的瞬时频率突变。

### 2.12.2.13 电气二次设备布置

220kV 升压站计算机监控系统布置在 220kV 升压站综合楼二楼的中控室内。升压站二次设备一般采用集中布置的方式，本项目二次设备布置于综合楼一楼，全站控制保护及通信设备都集中布置在继电保护室内，蓄电池放置于单独设置的蓄电池室内，站内不设通信机房。

升压站二次设备柜体结构、外形及颜色均应统一。根据实际工程需要，选择合理的保护装置和监控系统测控装置组屏方案。

本项目 220kV 线路和主变的保护、测控装置等分别组屏布置于继电保护室内；35kV 母线保护、35kV 故障录波、35kV 公用测控集中组屏布置于 35kV 预制舱，35kV 线路、SVG、分段、站用变的保护测控装置就地分散布置于开关柜内；无功补偿装置控制保护装置由厂家自带，就地布置于无功补偿装置附近。

## 2.12.3 系统通信

### 2.12.3.1 光伏厂区通信

本工程每个光伏方阵配置一台数据采集处理装置。该装置通过 PLC 载波或通讯接口(串行数据通讯或以太网口)形式通信方式获取本单元逆变器和箱变的运行参数、故障状态和发电参数以及每个逆变器内各接入回路的电流量信号并进行储存，同时通过光纤传输方式将数据上传至光伏电站计算机监控系统。

### 2.12.3.2 升压站通信

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

### 2.12.3.3 系统通信方案

#### 1、系统通信通道要求

(1) 调度自动化对通信通道的要求

至云南省调：1 路 2M 专线通道；1 路调度数据网通道。

至云南新省调：1 路 2M 专线通道；1 路调度数据网通道。

至省调备调：1 路 2M 专线通道；1 路调度数据网通道。

至昭通地调：1 路 2M 专线通道；1 路调度数据网通道。

至地调备调：1 路 2M 专线通道；1 路调度数据网通道。

至云南省省级计量自动化系统电能量通道：2 路调度数据网通道。

(2) 调度电话对通信通道的要求

松林光伏配置 2 套数字录音电话，并配置 1 路公网运营商专线电话，作为备用通道。

(3) 系统保护信息对通信通道的要求

根据系统保护要求，松林光伏 220kV 升压站至 500kV 昭阳变的 220kV 线路配置 2 套光纤电流差动保护装置。主一保护、主二保护通道一采用复用 2M 通道，主一保护、主二保护通道二采用复用 2M 通道。

在松林光伏 220kV 升压站~500kV 昭阳变的 B 相线路上开通一路载波通道，配置高频收发信机。

松林光伏 220kV 升压站保护及故障信息系统子站采用调度数据网上传信息至云南省调主站及昭通供电局地调保信分站。

松林光伏 220kV 升压站故障录波信息采用调度数据网上传信息至云南省调及昭通供电局地调。

松林光伏 220kV 升压站同步相量测量装置采用 1 路 2M 专线通道和 1 路调度数据网通道上传信息至云南省调。

(4) 其他信息对通信通道的要求

松林光伏 220kV 升压站光功率预测系统—云南省调需要 1 路调度数据网通道。松林光伏 220kV 升压站电能质量信息—云南省调需要 1 路综合数据网通道。

#### 2、系统通信方案

本工程根据松林光伏 220kV 升压站一次接线情况和现有的通信系统现状，推荐光伏电站系统通信主要通信方式采用双光纤通信。光纤通信方案如下：

#### (1) 光缆路由及敷设方式

随新建松林光伏 220kV 升压站至 500kV 昭阳变 1 回 220kV 线路同步架设 2 根 24 芯 OPGW 光缆，最终形成松林光伏 220kV 升压站至 500kV 昭阳变的 2 根 24 芯 OPGW 光缆，纤芯采用 G.652D。

本期工程开列 2 根 24 芯非金属管道光缆（GYFTZY63）作为松林光伏 220kV 升压站站内导引光缆，单根光缆长度为 500m。

(2) 光传输设备建设方案本工程在松林光伏 220kV 升压站配置 1 套南网保底（省域）通信网光传输设备和 1 套云南省干新 B 网光传输设备。

##### 1) 保底通信网光传输设备（省域）

在松林光伏 220kV 升压站配置 1 套 B 型南网保底通信网（省域）光传输设备，采用 1 路 622Mbit/s 速率接入 500kV 昭阳变电站。

在 500kV 昭阳变电站的保底通信网光传输设备上新增 1 块 622M 光接口板，转接已有的光纤电路将信息传输到云南省调、省调备调、昭通地调、地调备调；对侧 500kV 昭阳变电站的保底通信网光传输设备上新增板卡在线路送出工程中考虑。

##### 2) 省干新 B 网光传输设备

在松林光伏 220kV 升压站配置 1 套 STM-16 省干新 B 网光传输设备，采用 1 路 622Mbit/s 速率接入 500kV 昭阳变电站。

在 500kV 昭阳变电站已有的省干新 B 网光传输设备上新增 1 块 622M 光接口板（多光口），转接已有的光纤电路将信息传输到云南省调、省调备调、昭通地调、地调备调。

对侧 500kV 昭阳变电站省干新 B 网光传输设备上新增的板卡在线路送出工程中考虑。

#### (3) 载波通信

应保护专业要求，松林光伏 220kV 升压站~500kV 昭阳变线路集成纵联距离保护，配置 1 个应急通道，应急通道采用专用收发信机载波通道。

在松林光伏 220kV 升压站~500kV 昭阳变的 B 相上开通一路载波通道，配置高频收发信机。本期工程需要在松林光伏 220kV 升压站新增线路阻波器 1 只，电容式电压互感器 1 只，结合滤波器 1 只。

### 3、调度数据网

云南已建成 2 套省级调度数据网（A、B 双平面）。本期在松林光伏 220kV 升压站配置

2 套省级调度数据网设备，每套设备包含 1 台接入层路由器，2 台交换机（控制区交换机及非控制区交换机）。

#### 4、综合数据网

为满足各类信息管理业务的传输需要，需在松林光伏 220kV 升压站配置 1 套综合数据网设备，包括 1 台综合数据网 III 区网络交换机。

#### 5、语音视频局域网

本工程在松林光伏 220kV 升压站配置 1 台语音视频局域网交换机，2 部调度 IP 电话，接入语音视频局域网（过渡方案期间接入综合数据网）。为满足调度电话录音需求，2 台 IP 电话需带录音功能，实现 4000 小时以上在线录音，由 UPS 电源供电。

#### 6、站外通信

松林光伏 220kV 升压站必须与当地公网运营商建立通信联系，此通信线路作调度电话的备用，还可作为光伏电站与当地有关部门作后勤、行政电话使用及与重要用户联系之用。由当地公网运营商建设线路至光伏电站，安装公网市话分机 1 部。

#### 7、站内通信

松林光伏升压站站内通信部分设计包括电话通信及网络通信。户外通信电缆及光纤采用沿电缆沟敷设或直埋，同层网线采用暗管敷设，层与层间的电缆及网线沿电缆桥架敷设。

为了实现升压站内局域网的互联互通，需在升压站生活楼内配置 2 台 48 口网络交换机、1 套 48 口网络配线架、1 套 30 回音频配线架及网线插座、电话插座若干。

#### 8、综合配线设备

在松林光伏 220kV 升压站配置 1 套综合配线柜，包括 2 套 24 芯 ODF 单元、64 系统 DDF、100 回 VDF、72 口 IDF。

#### 9、通信电源

为了确保松林光伏电站通信设备的正常运行，需提供两套可靠的、不间断的-48V 直流供电电源。每套直流电源由一套-48V/200A 高频开关电源设备（含直流配电单元）及一组 500Ah 的阀控式蓄电池组成。

#### 10、视频会议系统

在松林光伏 220kV 升压站配置 1 套视频会议系统。

#### 11、通信设备布置要求

- 1) 松林光伏 220kV 升压站不设置独立通信机房，通信机房与二次设备机房一体化设计。
- 2) 松林光伏 220kV 升压站通信屏位应不少于 20 面，其中包括通信、自动化、网安设备

屏 15 面，尺寸为：高 2260mm×宽 800mm×深 600mm；集控设备屏 1 面，尺寸为：

高 2260mm×宽 800mm×深 1000mm；预留屏柜 4 面，1 面尺寸为：2260×800×1000mm（高×宽×深），3 面尺寸为：2260×800×600mm（高×宽×深）。通信屏位应按照使用屏位和预留屏位连续一体区域进行布置，不允许分散布置通信屏位。

3) 通信屏柜的楼板荷载 $\geq 500\text{kg}/\text{m}^2$ ，通信蓄电池的楼板荷载应 $\geq 1200\text{kg}/\text{m}^2$ 。

4) 机房内通信设备区域位置的选择，应考虑维护管理方便及管线布置合理。

### 2.12.3.4 电气二次工程量清单

表 2.12-17 电气二次主要设备及材料表

三	控制保护设备及安装工程			
1	监控（监测）系统设备及安装			
	操作员工作站	包含显示器，主机，鼠标，键盘各一套，软件系统一套	套	2
	计算机操作台	12 工位，配套座椅	套	1
	A3 彩色激光网络打印机		台	1
	微机五防系统	五防后台监控主机含软件，显示器，五防钥匙，锁具等	套	1
	语音报警装置		套	1
	I 区远动通信柜	含远动工作站 2 台，通道切换装置 2 台，规约转换器 1 台，柜体（800×600×2260mm, RAL7035）及附件等	面	1
	II 区远动通信柜	含远动工作站 2 台，通道切换装置 2 台，规约转换器 1 台，柜体（800×600×2260mm, RAL7035）及附件等	面	1
	时间同步装置柜	含主时钟 2 台，GPS 天线及北斗天线 2 套，2M 同轴电缆，GPS 馈线，北斗馈电，柜体（800×600×2260mm, RAL7035）及附件等	面	1
	网络通信接口柜	以太 A/B 网交换机 8 台，（800×600×2260mm, RAL7035）及附件等	面	1
	网络部件	网络接口、光缆、网线、通讯线等	套	1
	设备运杂费		%	4.40
	采购及保管费		%	0.50
2	保护测控设备			
	220kV 线路测控柜	220kV 线路测控装置 1 台，柜体（800×600×2260mm, RAL7035）及附件等	面	1
	35kV 线路保护测控装置	35kV 线路保护测控合一装置	台	16

	35kV SVG 保护测控装置	35kV SVG 保护测控合一装置	台	2
	35kV 站用变保护测控装置	35kV 站用变保护测控合一装置	台	2
	35kV 分段保护测控装置	35kV 分段保护测控合一装置	台	1
	35kV 电压并列装置		台	1
	35kV 公用测控屏	内置: 1A	面	2
		3 台 35kV 公用测控装置; 柜体 (800×600×2260mm, RAL7035) 及附件等。		
	主变测控屏	内置: 1A 1 台主变高压侧测控装置, 1 台主变低压侧测控装置, 1 台主变本体测控装置, 档位控制器 1 台、油温数显仪 2 台、绕组数显仪 1 台、液位计数显仪 1 台, 柜体 (800×600×2260mm, RAL7035) 及附件等。	面	2
	主变压器保护 A 柜	含主、后备一体化保护装置 1 台, 打印机 1 台, 柜体 (800×600×2260mm, RAL7035) 及附件等。	面	2
	主变压器保护 B 柜	含主、后备一体化保护装置 1 台, 打印机 1 台, 柜体 (800×600×2260mm, RAL7035) 及附件等。	面	2
	主变压器保护 C 柜	含变压器非电量保护装置 1 台, 高压侧操作箱 1 台, 低压侧操作箱 1 台, 打印机 1 台, 柜体 (800×600×2260mm, RAL7035) 及附件等。	面	2
	220kV 母线保护 A 屏	内置: 1A 1 台 220kV 母线保护装置; 1 台针式打印机; 柜体 (800×600×2260mm, RAL7035) 及附件等。	面	1
	220kV 母线保护 B 屏	内置: 1A 1 台 220kV 母线保护装置; 1 台针式打印机; 柜体 (800×600×2260mm, RAL7035) 及附件等。	面	1
	220kV 线路主一保护屏	内置: 1A 1 台 220kV 线路光纤差动保护装置; 1 台分相操作箱; 1 台针式打印机; 柜体 (800×600×2260mm, RAL7035) 及附件等。	面	1

	220kV 线路主二保护屏	内置: 1A 1 台 220kV 线路光纤差动保护装置; 1 台针式打印机; 柜体 (800×600×2260mm, RAL7035) 及附件等。	面	1
	220kV 线路通道装置接口屏	含 4 台复用 2M 电接口装置	面	1
	35kV 母线保护柜	单母线分段差动保护装置 1 台、打印机、柜体 (800×600×2260mm, RAL7035) 及附件等。	面	2
	公用测控柜一	公用测控装置 2 台、柜体 (800×600×2260mm, RAL7035) 及附件等。	面	1
	公用测控柜二	公用测控装置 2 台、柜体 (800×600×2260mm, RAL7035) 及附件等。	面	1
	220kV 母线测控及母线电压并列屏	1 台 220kV 母线电压切换装置, 1 台 220kV 母线测控装置, 柜体 (800×600×2260mm, RAL7035) 及附件等。	面	1
	220kV 分段操作箱及测控屏	内置: 1 台操作箱, 1 台 220kV 分段测控装置。	面	1
	继电保护试验电源柜		面	1
	220kV 线路及主变故障录波采集单元屏	内置: 1 台故障录波采集单元装置; 1 台针式打印机; 1 台 C2 网交换机; 柜体 (800×600×2260mm, RAL7035) 及附件等。	面	1
	35kV 故障录波采集单元柜	内置: 1 台故障录波采集单元装置, 其中 1 面含 1 台 C2 网交换机, 打印机 1 台、光缆及光缆附件、柜体及附件等	面	2
	同步时钟及交换机屏	内置: 1 台对时扩展装置; 6 台交换机 (2 光 24 电), 其中 2 台 C1 网交换机; 2 套光纤盒; 600 米 4 芯光缆 柜体 (800×600×2260mm, RAL7035) 及附件等。	面	1
	设备运杂费		%	4.40
	采购及保管费		%	0.50
3	不停电电源系统设备及安装			

	交流不停电电源系统	主机柜	面	2
	直流充电柜	高频开关电源模块、监控器、测量单元，防雷器、柜体及附件等	面	2
	直流馈电柜	直流断路器、绝缘监测仪、柜体及附件等	面	4
	蓄电池柜	DC220V、500Ah 阀控式铅酸蓄电池（每套 104 只）	套	2
	不间断电源（UPS）系统柜	15kVA，具备主电源、旁路电源、直流电源输入及旁路检修功能，一用一备	面	2
	事故照明切换柜		面	1
	设备运杂费		%	4.40
	采购及保管费		%	0.50
4	调度自动化设备及电量计量系统设备及安装			
	故障录波管理单元柜	内置： 2 台故障录波管理装置（含控制型子站功能）；2 台C1 网交换机； 1 台针式打印机； 柜体（800×600×2260mm, RAL7035）及附件等。	面	1
	同步向量测量柜	内置： 1 台相量数据集中处理器；2 台同步相量采集单元装置； 1 台交换机； 柜体（800×600×2260mm, RAL7035）及附件等。	面	2
	防孤岛保护柜	防孤岛保护装置 1 台、打印机、柜体及附件等	面	1
	安全稳定控制装置主机柜	安全稳定控制装置主机 1 台，打印机、柜体及附件等	面	2
	安全稳定控制装置从机柜	安全稳定控制装置从机 2 台，打印机、柜体及附件等	面	2
	稳控通信接口屏	内置： 2 台数字接口装置； 2 台交换机； 柜体（800×600×2260mm, RAL7035）及附件等。	面	1
	电能质量在线监测屏	内置： 1 台电能质量监测装置； 柜体（800×600×2260mm, RAL7035）及附件等。	面	2

	频率电压紧急控制屏	内置： 1 台频率电压紧急控制装置；1 台针式打印机； 柜体（800×600×2260mm, RAL7035）及附件 等。	面	2
	一次调频系统屏	内置：1A 2 台一次调频装置； 柜体（800×600×2260mm, RAL7035）及附件 等。	面	1
	AGC/AVC控制系统柜	内置：1A 含：有功功率控制系统、无功电压控制系统 各 2 台，AVC\AGC 监视维护工作站 1 台，交 换机 1 台，显示器 1 台，柜体 （800×600×2260mm, RAL7035）及附件等。	面	1
	光伏功率预测系统柜	含：光伏功率预测服务器 1 套、气象数据处 理 服务器 1 台，正、反向隔离装置各 1 台，防火墙 1 台，II 区通讯网关机 2 台，显示器 1 台，鼠标、 键盘各 1 套、环境监测系统 1 套等	面	1
	关口计量屏	内置： 2 块多功能电度表（3*57.7/100V，0.3 (1.2)A，有功 D 级/无功 2 级。 6 个计量专用接线盒； 1 台失压断流计时仪； 柜体（800×600×2260mm, RAL7035）及附件 等。	面	1
	主变计量屏	内置： 4 块功能电度表（3*57.7/100V，0.3（1.2）A， 有功 C/无功 2 级。 4 个计量专用接线盒； 2 台壁挂式电能量采集终端； 柜体（800×600×2260mm, RAL7035）及附件 等。	面	1
	35kV 线路电度表	三相四线多功能电子式电能表 （3*57.7/100V，0.3（1.2）A，有功 0.5S 级/无功 2 级，三相四线制单向多功能电子式 电能表，带双 RS485）带辅助电源	只	16
	35kV 电容器电度表	三相四线多功能电子式电能表 （3*57.7/100V，0.3（1.2）A，有功 0.5S 级/无功 2 级，三相四线制单向多功能电子式 电能表，带双 RS485）带辅助电源	只	2

	35kV站用变电度表	三相四线多功能电子式电能表 (3*57.7/100V, 0.3 (1.2)A, 有功0.5S级/无功2级, 三相四线制单向多功能电子式电能表, 带双RS485)带辅助电源	只	2
	调度运行管理系统 (OMS)		套	1
	发电计划和调度报表终端	满足当地二次安防要求	套	1
	集控设备	包含服务器、路由器、交换机、防火墙、纵向加密装置、正向隔离装置、反向隔离装置、机柜、集控软件、通道租用、接入调试等	套	1
	2M专线设备	包含2台2M专线路由器、2台2M专线接入交换机、1面机柜	套	1
	安全防护设备	包含4台纵向加密认证装置、3台防火墙、2台安全态势感知装置、2套入侵检测系统、2套主机加固系统、2套防病毒系统、2套日志审计系统、2台运维堡垒机、密码评估、并网前安全防护评估、等保测评、机柜等	套	1
	态势感知采集系统 (对接国资委)	包含工控安全流量日志分析系统、安全管理平台、交换机、正反向隔离装置、防火墙、机柜等	套	1
	调度指挥网络交互系统受令终端	带linux操作系统的工作站	套	1
	接入省调(含备调)、地调(含备调)系统费		项	1
5	视频安防监控系统			
	视频监控系统	含监控主机, 显示器, 场区监控设备 30套, 站内 18套(根据场景含枪机, 高速球技, 半球机等类型)	套	1
	门禁系统	8组	套	1
	入侵检测系统	红外对射、电子围栏(6线制)	套	1
	光纤跳线及辅材	相关线缆及埋管	项	1
	设备运杂费		%	4.40
	采购及保管费		%	0.50
6	光缆及电缆敷设			
	光缆	单模铠装 24芯	km	2.00
	控制电缆	ZRA-KVVP2/22-各种型号	km	50.00
	耐火电缆	NH-YJV22-0.6/1-各种型号	km	20.00
	耐火电缆	NH-KVVP2/22-各种型号	km	10.00

	电力电缆	ZRA-VV22-各种型号	km	5.00
	网线	ZB-DJYJP2VP2-22-2×2×1.0	km	5.00
	屏蔽双绞线		km	8.00
	尾缆		根	30
	接地线	BVR-4	米	4000
7	分系统调试			
	变电站直流电源系统调试	变电站电压等级 220kV	项	1
	事故照明及不停电电源系统调试	变电站电压等级 220kV	项	1
	母线系统调试-母线电压等级 35kV		项	1
	故障录波系统调试		项	1
	变电站微机、五防监控调试		项	1
	变电站监控系统调试		项	1
	中央信号系统调试		项	1
8	变电站整体调试		项	1
9	对侧 500kV 明通变			
	220kV 线路主一保护屏	220kV 线路光纤电流差动保护装置、尾纤及跳线、打印机、ODF配线架、屏体及附件	面	1
	220kV 线路主二保护屏	220kV 线路光纤电流差动保护装置、尾纤及跳线、打印机、ODF配线架、屏体及附件	面	1
	220kV 断路器保护屏	断路器保护装置、断路器分相操作箱、打印机、屏体及附件	面	1
	220kV 线路测控屏	线路测控装置、屏体及附件	面	1
	220kV 第三串断路器测控屏	2 台断路器测控装置	面	1
	220kV 线路保护数字接口屏	数字接口装置 4 台、屏体及附件	面	1
	五防系统扩容		套	1
	计量系统	220kV 线路多功能电能表 2 只, 试验接线盒	套	1
	调试接口		项	1
	控制电缆		km	8
四	通信工程			

云南省干新B网光传输设备 STM-16	子架(含核心软件等保证设备完整性的其他硬件、软件;交叉板、主控板、电源板均冗余配置;含时钟、网管板、风扇和补空板等公共板卡,含软件授权)。主子架交叉矩阵: 高阶交叉连接能力 $\geq 40G$ ( $256 \times 256$ VC4); 低阶交叉连接能力 $\geq 10G$ ( $4032 \times 4032$ VC12);主子架业务槽位数 $\geq 14$ 。 包含622M光接口板、2M支路板、以太网板、2M光接口板、机柜等。	套	1
保底通信网光传输设备 STM-64	光传输设备的主要部件(包括主控、交叉板、时钟板、电源板)按1+1备份,支持ASON功能,主子架交叉矩阵:高阶交叉连接能力 $\geq 160G$ ( $1024 \times 1024$ VC4);低阶交叉连接能力 $\geq 20G$ ( $8064 \times 8064$ VC12);主子架业务槽位数 $\geq 14$ 。 包含622M光接口板、2M支路板、以太网板、2M光接口板、机柜等。	套	1
调度数据网设备	包含1台路由器、2台接入交换机、1面机柜(含直流配电单元)	套	2
综合业务数据网络设备	包含1台路由器、1台接入交换机、1面机柜(含直流配电单元)	套	1
语音视频专网设备	包含1台语音视频专网交换机、2台IP电话	套	1
视频会议系统	包括终端、麦克风、摄像头、触摸屏、移动推车、配套线缆等	套	1
高频开关电源屏	48V/4 $\times$ 50A,含直流配电单元	面	2
蓄电池组	48V/500Ah 2V/只 共24只	组	2
蓄电池架		套	2
蓄电池巡检仪		套	2
综合配线设备	包含ODF单元2 $\times$ 28芯、DDF单元16 $\times$ 4系统、网络配线单元72口、保安配线单元100回、机柜	套	1
220kV线路阻波器	悬挂式,XZF-2500-1.0/50,(阻塞频率84-500 kHz)	套	1
220kV相-地结合滤波器	JL-400-5(带接地刀闸)	套	1
电容式电压互感器		套	1
高频收发信机		台	1
站内通信设备	包含局域网互联交换机、壁挂式配线箱、电话机、网络插座、电话插座、网线等	套	1
接入公网运营商	由公网敷设光缆接入	项	1

	公网接入电话机		部	1
	站内导引光缆	包含光缆、光缆保护子管、光缆接续盒等安 装材料	套	1

## 2.13 土建工程

### 2.13.1 设计安全标准

本工程规划额定容量为 300MW，安装容量 370.40913MWp。新建一座 220kV 升压站。根据《光伏电站设计规范》（GB50797-2012），工程规模为大型光伏发电系统。

升压站内布置有综合楼、危废间、发电机房、主变、SVG、预制舱及避雷针等建（构）筑物。

光伏组件支架采用薄壁钢结构，支架基础采用直径 300mm 钢筋混凝土灌注桩。箱式变压器基础采用混凝土灌注桩+钢筋混凝土平台。

升压站主要建筑（构）物结构安全等级均为二级，结构性系数为 1.0，结构设计使用年限为 50 年。光伏支架结构安全等级为三级，结构重要性系数为 0.95，光伏支架结构设计使用年限为 25 年。箱变基础设计等级为丙级。根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）以及《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）（2016 年版）附录 A.0.21 划分，工程区基本地震峰值加速度为 0.10g（伍寨乡、茂林镇），0.15g（莲峰镇），反应谱特征周期为 0.45s，设计地震分组为第三组，地震基本烈度为Ⅶ度；建筑场地类别为 II 类，工程抗震设防类别为标准设防类（丙类）；拟建场地属对工程建筑抗震的一般地段。

防洪标准：根据 GB50201-2014 防洪标准，升压站防洪标准需 $\geq$ 100 年一遇的高水（潮）位。

### 2.13.2 光伏场区土建设计

#### 2.13.2.1 支架设计

##### 1、支架主要设计参数

(1) 风荷载：0.35kN/m<sup>2</sup>（50 年一遇），0.31kN/m<sup>2</sup>（25 年一遇）

(2) 雪荷载：0.25kN/m<sup>2</sup>（50 年一遇），0.21kN/m<sup>2</sup>（25 年一遇）

- (3) 电池组件规格： 2278x1134x35mm
- (4) 组件排列方式： 2x13
- (5) 电池板重量： 28kg
- (6) 固定支架倾角： 25 °
- (7) 风荷载体型系数： 正压体型系数 0.925， 负压体型系数- 1.15。
- (8) 施工检修荷载： 1kN（作用于支架最不利位置）
- (9) 地震基本烈度为Ⅶ度，地震动峰值加速度为 0.15g

风压高度变化系数根据《建筑结构荷载规范》GB50009 的有关规定确定，风压高度变化系数取值为 1，并考虑地形条件的修正，山坡修正系数为 1.35；根据《建筑结构荷载规范》GB50009-2012、《光伏支架结构设计规程》NB/T10115-2018 的有关规定，本工程支架结构基本自振周期小于 0.25s，另根据周边相关工程经验，风阵系数取值为 1.2。

## 2、设计采用的规程规范及技术标准

- (1) 《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）
- (2) 《太阳能发电站支架基础技术规范》（GB51101-2016）
- (3) 《光伏支架结构设计规程》（NB/T10115-2018）
- (4) 《建筑结构荷载规范》（GB50009-2012）
- (5) 《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）（2016 年版）
- (6) 《构筑物抗震设计规范》（GB50191-2012）
- (7) 《混凝土结构设计规范》（GB50010-2010）（2015 年版）
- (8) 《建筑桩基技术规范》（JGJ94-2008）
- (9) 《建筑地基基础设计规范》（50007-2011）
- (10) 《钢结构设计标准》（GB50017-2017）
- (11) 《冷弯薄壁型钢结构技术规范》（GB50018-2016）
- (12) 《建筑结构可靠性设计统一标准》（GB50068-2018）
- (13) 《建筑与市政工程抗震通用规范》（GB55002-2021）
- (14) 《混凝土结构通用规范》（GB55008-2021）
- (15) 《工程结构通用规范》（GB55001-2021）
- (16) 《建筑防火通用规范》（GB55037-2022）
- (17) 《建筑设计防火规范》GB50016-2014（2018 年版）
- (18) 《钢结构通用规范》GB55006-2021

- (19) 《建筑与市政地基基础通用规范》GB55003-2021
- (20) 《砌体结构通用规范》GB55007-2021
- (21) 《中国地震动参数区划图》GB18306-2015
- (22) 《建筑工程抗震设防分类标准》GB50223-2008
- (23) 《工程建设标准强制性条文》房屋建筑部分（2013 年版）
- (24) 《建设工程抗震管理条例》国务院令 第 744 号

### 3、荷载组合

根据《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）、《光伏支架结构设计规程》（NB/T10115-2018）、《工程结构通用规范》（GB55001-2021）、《建筑结构荷载规范》（GB50009-2012）及《建筑结构可靠性设计统一标准》（GB50068-2018）对光伏支架的荷载效应进行组合，荷载组合主要为以下 11 种：

- (1) 1.300 恒载+1.50 正风载
- (2) 1.300 恒载+1.50 逆风载
- (3) 1.300 恒载+1.50 雪
- (4) 1.300 恒载+1.50x0.60 正风载+1.50 雪
- (5) 1.300 恒载+1.50x0.60 逆风载+1.50 雪
- (6) 1.300 恒载+1.50 正风载+1.50x0.70 雪
- (7) 1.300 恒载+1.50 逆风载+1.50x0.70 雪
- (8) 1.300 恒载+1.400 水平地震+1.30x0.50 雪
- (9) 1.000 恒载+1.50 正风载
- (10) 1.000 恒载+1.50 逆风载
- (11) 1.000 恒载+1.400 水平地震+1.00x0.50 雪

### 4、支架结构设计

#### (1) 支架布置方案：

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

组件与檩条连接方式有压块连接和螺栓连接，压块连接的组件安装速度快、施工工期短、可克服现场檩条变形等因数。而螺栓连接形式施工速度较慢，由于檩条易产生变形导致组件

安装困难，但螺栓连接较为牢固。结合现场实际情况，且山区风荷载较大等因素，电池组件与檩条采用螺栓连接，材质为不锈钢螺栓，螺栓等级不低于 8.8 级。螺栓配双面垫片，单侧一平一弹。光伏钢支架横向采用由横梁、前支撑、后支撑组成的三角形结构体系，钢支架通过钢柱传递到桩身。钢支架纵向结构由 4 根冷弯薄壁卷边 C 型钢檩条组成。檩条通过檩托与横梁固定。

## (2) 支架材料

钢材：主要采用冷弯薄壁型钢、采用 Q235B、Q420 等或具备同等强度的热镀锌钢板材料，应具有钢厂出具的质量证明书或检验报告；其化学成分、力学性能和其他质量要求必须符合国家现行标准规定。光伏支架所有部件均应采用可靠防腐措施，钢材镀锌层平均厚度不小于  $65\mu\text{m}$ ，满足 25 年内安全使用的要求。

焊条：E43 和 E55；

螺栓：性能等级不低于 8.8 级。

## (3) 支架设计

支架设计采用以概率理论为基础的极限状态设计方法，用分项系数设计表达式进行表达。其中：

受压杆件的容许长细比：180

受拉杆件的容许长细比：350

梁的挠度为跨度的 1/250

立柱顶位移为高度的 1/60

支架与基础按照刚接考虑，立柱与横梁，横梁与斜撑，横梁与檩条之间均按照铰接考虑。桩基列间距为 4.3m，满足云南省农业光伏用地要求。檩条跨度为 4.3m，斜梁采用  $C80\times 45\times 15\times 2.5\text{mm}$  冷弯薄壁卷边槽钢，檩条采用  $C95\times 50\times 15\times 2\text{mm}$  冷弯薄壁卷边槽钢，前斜撑采用  $C60\times 35\times 15\times 2\text{mm}$  冷弯薄壁卷边槽钢，后斜撑采用  $C75\times 40\times 15\times 2\text{mm}$  冷弯薄壁卷边槽钢，下立柱采用  $\Phi 152\times 3.5\text{mm}$  圆钢，上立柱采用  $\Phi 133\times 3\text{mm}$  圆钢。通过软件 3D3Design2023 进行建模计算，支架、檩条的强度、稳定性等均满足规范要求，无超限，可作为下阶段设计依据。

### 2.13.2.2 支架基础设计

根据地勘资料：拟建场地地基土主要为第四系残坡积层 ( $Q^{e1+dl}$ ) ①含砾粉质粘土、二叠系上统 ( $P_2\beta$ )、②<sub>1</sub>强风化玄武岩、②<sub>2</sub>中风化玄武岩，二叠系下统栖霞-茅口组 ( $P_{1q-m}$ ) 灰岩组

成，地基土构成较为简单，无不良软弱下卧层、液化土层分布。

①含砾粉质粘土，可塑~硬塑，力学性质一般，可作为一般建筑物基础持力层。

②红黏土：可塑~硬塑，力学性质一般，分布及厚度不均匀，厚度较大时可作为一般建筑物基础持力层。

③<sub>1</sub>强风化玄武岩，强风化状为主，节理裂隙较为发育，岩体较破碎，力学性质一般，可作为建筑物基础持力层。

③<sub>2</sub>中风化玄武岩，中风化为主，节理裂隙较为发育，岩体较破碎，力学性质较好，可作为建筑物基础持力层。

④灰岩：中等风化~微风化，力学性质较好，可作为建筑物基础持力层。

光伏阵列区场地地基土层为①含砾粉质粘土、③<sub>1</sub>强风化玄武岩、③<sub>2</sub>中风化玄武岩综上所述：本工程场址区域构造稳定性较好，场地地形以平缓为主，局部为斜坡~陡坡，大部基岩出露。独立扩展基础、螺旋钢桩基础及预制钢筋混凝土桩基础均不适应于本工程，而混凝土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混凝土灌注桩基础。

### 3、基础设计

光伏阵列基础形式设计为混凝土灌注桩基础。桩径 300mm，每个光伏阵列采用 4 根桩，桩长为 2.4m，桩顶高出地面 0.4m。光伏阵列支架柱与钻孔灌注桩之间采用固接，连接必须满足安全要求、不均匀沉降要求。此方案不同于传统的混凝土灌注桩，不存在造浆及排浆的问题，该方案采用微型机械成孔设备，施工速度较快，工艺简单，可根据地形调整桩顶标高。无土方开挖及回填，工程造价低，工期较短。

在风荷载作用下，有可能出现倾覆或拔起等破坏现象，应对基础进行稳定性验算，同时还应对地基进行承载力验算及变形验算。桩基础稳定验算包含倾覆及拔起验算，荷载效应应按正常使用极限状态下荷载效应的标准组合作为基础设计依据。根据地质提供资料进行基础设计，桩基础各项承载力计算结果如下表，经计算均满足桩基承载力要求。

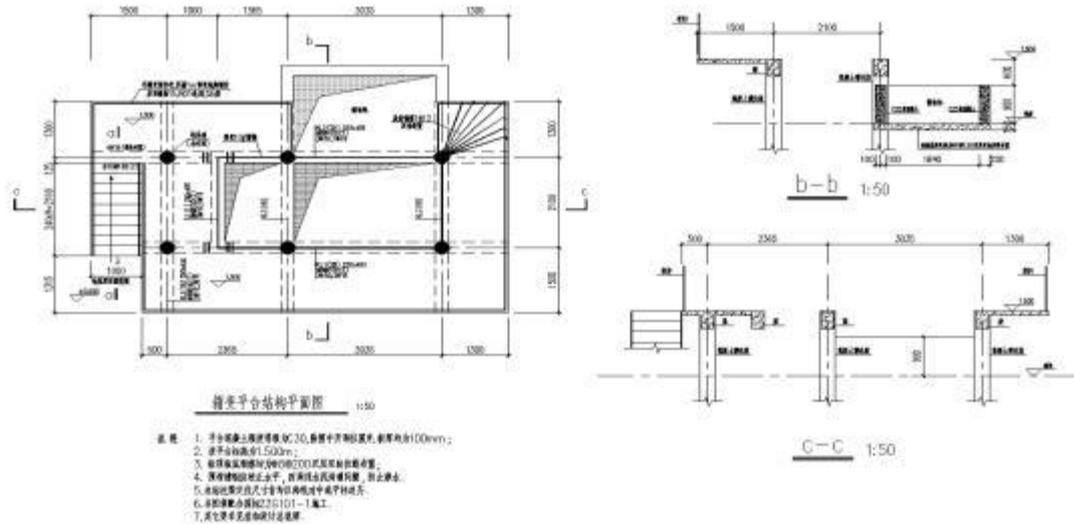
序号	名称	桩基抗力 (kN)	支架计算结果 (kN)
1	单桩竖向抗压承载力	42	27
2	单桩竖向抗拔承载力	36	16
3	单桩水平承载力	17	7.5

### 2.13.2.2 组串式逆变器基础设计

根据电气设计要求，本工程采用 320kW 型组串式逆变器进行开发。组串式逆变器不单独做基础，逆变器托架采用连接件及抱箍固定于光伏支架立柱上。

### 2.13.2.3 箱变基础设计

根据电气设计要求，本工程箱变主要为 1300kVA 箱式变压器、2000kVA 箱式变压器、2600kVA 箱式变压器、3200kVA 箱式变压器。考虑箱变放置于山地，存在雨水冲刷，便于检修等问题，箱变采用架空形式。设置 6 根桩基础，桩基础长度 4m，入土深度不小于 2.5m，箱变平台距离地面 1.5m，箱变平台采用钢筋混凝土梁板式体系。箱变基础图如下：



### 2.13.2.4 集电线路土建结构形式

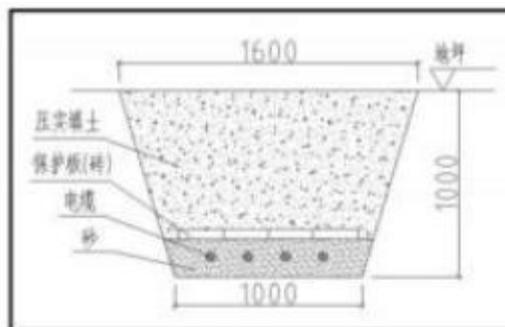
本工程箱式变压器至升压站集电线路采用直埋电缆形式和架空线路形式。

#### 1、直埋电缆形式

根据《电力工程电缆设计标准》（GB50217-2018），电缆直埋敷设于非冻土地区时，埋置深度应符合下列规定：电缆外皮至地下构筑物基础，不得小于 0.3m；电缆外皮至地面深度，不得小于 0.7m；当敷设于耕地下时，应适当加深，且不宜小于 1m。电缆沟采用小型挖机或电缆开沟机开挖到设计标高后，先铺设细砂或细土，按电气要求敷设电缆后再铺设细砂或细土，然后盖砖，过路时均设保护套管，最后按现行国家规范进行回填压实。

本项目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。在电缆接头处设砖砌电缆井，电缆

井尺寸为长×宽×高：1.6m×1.6m×1.0m。



## 2、架空线路形式

### 1) 遵循的规范、规程、规定。

- 《66kV 及以下架空电力线路设计规范》（GB50061-2010）；
- 《架空送电线路钢管杆设计技术规定》（DL/T5130—2017）；
- 《钢结构设计规范》（GB50017—2017）；
- 《架空送电线路基础设计技术规定》（DL/T5219—2005）；
- 《建筑地基基础设计规范》（GB50007—2011）；
- 《混凝土结构设计规范》（GB50010—2010）；
- 《输电线路钢管杆制造技术条件》DL/T646-2006；
- 《碳素结构钢》GB/T700-2006；
- 《低合金高强度结构钢》GB/T1591-2008；
- 《金属覆盖层、钢铁制品热镀锌层》GB/T13912-2002；
- 《钢结构工程施工质量验收规范标准》GB50205-2001；
- 《低合金钢焊条》GB/T5118—1995；
- 《建筑钢结构焊接技术规程》JGJ81-2002；

2) 架空线路杆塔采用直立式角钢塔架设，杆塔材料采用 HPB300 及 HRB400 钢材；根据地勘资料，本工程场地地基土层为①含砾粉质粘土、③<sub>1</sub>强风化玄武岩、③<sub>2</sub>中风化玄武岩，工程地质条件良好，杆塔基础采用现浇钢筋混凝土掏挖基础。

### 3) 铁塔与基础的连接采用插入角钢和地脚螺栓两种连接方式。

杆塔基础需设置强度等级为 C15 的素混凝土保护帽。所有埋入土中的铁构件，除需热浸镀锌外，还要辅以涂刷环氧锌黄底漆和沥青面漆防腐。

基础用钢材一般为 HRB400 及 HPB300 钢，其质量标准应分别符合《碳素结构钢》（GB/T700-2006），《低合金高强度结构钢》（GB1591—2008）的要求。基础用混凝土强度

等级为 C15(基础保护帽、护臂混凝土)、C25(基础),其质量标准应符合《混凝土结构设计规范》(GB50010—2010)中混凝土强度等级的要求。

### 2.13.2.5 大门和围栏

为了便于管理,沿光伏发电场阵列外侧设置 PVC 包塑防腐钢围栏,围栏高度 2m,采用直径 3.5mm 铁丝网,网片间距为 150×75mm,立柱采用直径 60mm 钢柱,立柱布置间距为 3m,围栏总长 114.388km,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,大门宽度 6m。

## 2.13.3 升压站其他设计

### 2.13.3.1 升压站建筑设计

#### (1) 建筑物布置

升压站内的总建筑面积 2439.4 m<sup>2</sup>,各建筑物结构型式除特殊说明外均为框架结构,墙厚除特别说明外,外墙、内墙均为 240mm。综合楼,二层,钢筋混凝土框架结构,建筑高度 8.4m,建筑面积约为 1185 m<sup>2</sup>,楼内布置有办公室、会议室、活动室、宿舍、厨房及餐厅等。220kV GIS 配电室,一层,钢框架结构,建筑高度 8m,建筑面积约为 729.29 m<sup>2</sup>,布置机修间、材料间、工具间、备品备件间等。危废间、发电机房,一层,钢筋混凝土框架结构,建筑高度 4.5m,建筑面积约为 55.4 m<sup>2</sup>。消防水泵房及消防水池,一层,钢筋混凝土框架结构,建筑高度 4.5m,建筑面积约为 162 m<sup>2</sup>。35kV 配电装置预制舱,一层,成品预制舱,建筑面积约为 307.709 m<sup>2</sup>。

#### (2) 建筑装饰

建筑物主要装饰包括门窗、屋面、天棚、内外墙面、地面等。

门窗:所有房间窗户均采用塑钢窗;除电气设备布置房间为满足消防要求采用防火门外,其余的门均为木门。

屋面:为柔性卷材防水不上人屋面,现浇钢筋混凝土屋面板上抹 1:2.5 水泥砂浆找平层(内加 3%防水剂),厚 20mm,上铺柔性卷材防水层、保温层。

顶棚:综合楼设置铝合金龙骨石膏吸音板吊顶或木龙骨石膏吊顶。

内墙面:除卫生间内墙面贴白色磁砖外,其余的内墙面在 1.5m 以下均为水泥砂浆墙裙,

白色乳胶漆罩面；在 1.5m 以上为麻刀石灰粉刷，白色乳胶漆罩面。内墙抹灰采用磷石膏建筑石膏粉。外墙面：涂料。

地面：卫生间、厨房、餐厅地面为贴防滑地砖面层；其它建筑物的地面均为地砖地面。

### (3) 主要建筑材料、结构材料

工程主要建筑材料有钢筋、水泥、砂、石及蒸压加气混凝土砌块等。钢材选用 Q235B 级钢，梁柱板钢筋采用 HRB400E 级，焊条型号 HRB400 级用 E60XX 焊条。

## 2.13.3.2 升压站建(构)筑物结构设计

### (1) 结构计算

本工程中的建筑物荷载取值、计算模型等以现行国家、行业规范、规程、标准为设计依据，采用 PKPM 或 YJK 设计软件进行结构计算，计算结果满足有关规范规定的地震周期比，地震作用下的位移比等要求。

### (2) 主要建筑物结构设计

根据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)及《建筑抗震设计规范》2016 年版(GB50011-2010)，拟建场地的抗震设防烈度为Ⅶ度。结构设计使用年限均为 50 年。

220kV 升压站综合楼、危废间、发电机房等建筑物采用钢筋混凝土框架结构，GIS 配电室采用钢框架结构，现浇钢筋混凝土楼屋面板，基础采用柱下独立基础或条形基础，框架抗震等级为二级；主要建筑材料：混凝土强度等级：垫层为耐腐蚀材料（可采用具有相应防腐性能且强度等级 $\geq$ C20 的混凝土（厚 150mm）或聚合物水泥混凝土（厚 100mm），基础、柱 C30，梁、板为 C30，其余为 C25。

钢筋：直径  $d < 8$  采用 HPB300 钢， $d \geq 8$  采用 HRB400 钢。

钢材：采用 Q235-B、Q355-B。

砖砌体：地面以下采用非黏土实心砖，水泥砂浆，地面以上采用蒸压灰砂砖，混合砂浆。

### (3) 全站建、构筑物基础

新建两层综合楼、220kV GIS 配电室、危废间、发电机房基础均坐落于人工地基上，浅基础。

本项目户外设备有主变、预制舱、SVG、接地变小电阻、A 型构架、避雷针等，基础均坐落于天然地基上，户外设备基采用板式基础或杯口基础。

屋外配电装置构架的选型：构架柱采用直缝焊接圆钢管组成的“A”字型柱，构架柱均为工厂分段制作，现场拼接采用法兰连接；构架钢梁采用型钢组合梁；构架柱与钢梁沿梁长度

方向组成铰接排架。构架柱、横梁钢结构部分均采用热镀锌防腐处理。

#### (4) 电缆沟

电缆沟侧壁采用 C30 混凝土结构，户外电缆沟沟顶设置混凝土盖板。户外电缆沟采用钢筋混凝土沟壁，电缆沟均采用成品复合沟盖板，电缆沟支架采用成品复合电缆支架，安装方便且整齐美观。户外电缆沟对地质较差处进行地基处理，电缆沟间距 9~15m 设置伸缩缝，中间填塞橡胶泡沫板两侧各嵌 20~30mm 沥青麻丝，并采取止水措施。室外电缆沟在场地排水处设置过水渡槽，防止积水。

#### (5) 地基及防腐处理

根据现有地质资料，地基土和地下水对混凝土结构具微腐蚀性，对钢筋混凝土结构中的钢筋具微腐蚀性，对钢结构具有微腐蚀性。按《工业建筑防腐蚀设计标准》GB50046-2018 中表 4.8.5-1 的规定采取防护要求。本阶段基础地基拟采用天然地基，具体基础方案和防腐处理措施应根据最终详勘进行复核设计。

### 2.13.3.3 给排水系统及污水处理

#### (1) 设计范围

光伏场区内的生产、生活给水系统、排水系统，升压站消防给排水系统。本工程升压站内用水包括消防用水、生活用水、绿化用水、道路洒水和洗车用水。升压站内建设一座有效容积为 432m<sup>3</sup>的消防水池及水泵房，保证消防所需用水量。设 1 套 8m<sup>3</sup>生活水箱，保证生活用水，包括绿化浇洒、洗车用水、道路浇洒用水、广场及未预见用水量和管网漏失水量。

#### (2) 水源及给水系统

根据建设单位回复，升压站用水从附近已建自来水水管引接至升压站，引入点距站址 500m，站内设置水表计量，然后分别接至站内消防水池和一体化生活水箱中供消防、生活取用，保证站区生产生活用水需要。

#### (3) 用水量

光伏电站升压站内用水包括生活用水、杂用水、管网漏失和未预见水量、消防用水。

a)生活用水升压站的运行人数按 15 人考虑，生活用水包括日常用水、淋浴用水和食堂用水等，生活用水量标准为 200L/人·d。最大日用水量为 3m<sup>3</sup>/d。

#### b)杂用水

杂用水包括洗车用水、绿化用水、冲洗道路用水。用水量约为 3m<sup>3</sup>/d。

#### c)管网漏失和未预见水量

管网漏失和未预见水量按生活用水和杂用水之和的 10%计，水量约为 0.6m<sup>3</sup>/d。

#### (4)给水系统

升压站内日常生活用水考虑在升压站内设置 1 套一体化生活水箱 (8m<sup>3</sup>),生活用水经一体化设备加压送至升压站各用水点。升压站内其它用水如洗车用水、道路及绿化浇洒用水不需加压，可直接从引水管道取水。

#### (5)电池组件清洗用水量

本工程太阳能电池组件结合当地的气候条件及光伏电站特点，结合根据类似光伏电站 的电池组件清洁经验，本工程暂定每年大规模用水清洗 1 次(清洗次数可根据当地实际 情况适当增减)，太阳能光伏电池板清洗用水按 1.5L/m<sup>2</sup>，每次清洗用水量约为 1700m<sup>3</sup>，组件清除的水源引用市政水。

#### (6)排水及污水处理系统

室内污、废水合流，室外污、雨水分流。雨水通过雨水排水管排至场外低洼处。

升压站内日常维护及相关人员较少，生活污水排放量小，本阶段暂时考虑在综合楼附近埋设一套生活污水一体化处理系统，采用 WSZ-A5 钢板模块化地埋式生活污水处理设备。升压站内的所有粪便污水，食堂废水等排入污水池后在一体化设备装置中进行处理，达到二级标准后，用于升压站绿化、农业种植灌溉。

#### (7)管材

室内：给水管采用钢塑复合给水管， 螺纹连接； 排水管采用硬聚氯乙烯管，粘接连接；消防管采用热浸镀锌钢管， 丝扣连接。

室外：给水管采用铸铁给水管。消防管采用球墨铸铁管，承插连接；排水管采用加筋硬聚氯乙烯排水管，橡胶圈承插连接。

生活给排水及污水处理设备及管材清单见表 2.13-1。

**表 2.13-1 光伏电站生活给排水、污水处理设备及管材汇总表**

序号	名称	规格	单位	数量	备注
1	加压水泵	XDB4.3/15-W80	台	2	
2	一体化生活水箱	8m <sup>3</sup>	套	1	
3	生活污水一体化处理系统	处理能力2m <sup>3</sup> /h	套	1	
4	化粪池	有效容积 6m <sup>3</sup> /h	座	1	

5	回用水池	流量 2m <sup>3</sup> /h	座	1	
6	洗漱台		组	10	配阀件
7	淋浴器		组	7	配阀件
8	座便器		组	10	配阀件
9	蹲便器		个	1	
10	配水龙头	DN15	个	10	
11	地漏	DN50	个	10	
		DN100	个	2	
12	无缝钢管	DN159	m	650	壁厚6mm
13	PP-R 管	DN15~50	m	220	
14	UPVC 管	DN50~100	m	380	
15	双壁波纹管	DN250	m	400	
16	室外排水检查井	φ1000	座	37	

#### 2.13.3.4 采暖、通风与空调设计

##### (1) 设计依据

本工程遵循的专业规范与标准有：

《民用建筑采暖通风与空气调节设计规范》（GB50736-2012）；

《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》（GB50019-2015）；

《建筑防火通用规范》（GB55037-2022）；

《建筑设计防火规范》（GB50016-2014（2018 年版））；

《消防设施通用规范》（GB55036-2022）；

《火力发电厂与变电站设计防火标准》（GB50229-2019）；

《220kV~750kV 变电站设计技术规程》（DL/T5218-2012）；

《变电站消防技术规程》（DBJ53/T-30-2020）；

建筑专业提供的相关资料。

##### (2) 室外设计参数（参考永善地区）：

夏季通风室外计算温度 30.0℃

夏季空调室外计算干球温度 32.0℃

夏季空调室外计算湿球温度 25.1℃

夏季平均室外风速 1.8m/s

冬季通风室外计算温度 6.9℃

冬季空调室外计算温度 3.0℃

冬季平均室外风速 1.9m/s

(3) 室内设计参数详见下表:

表 2 13-2 室内空气设计参数表

主要功能房间	冬季设计温度(℃)	夏季设计温度(℃)	湿度	新风量m <sup>3</sup> / (h.人)
蓄电池室	≤30	≤30	≤70%	--
继电器室及主控室	26-28	26-28	≤70%	--
配电室	≤30	≤30	≤70%	--
宿舍等	18-20	26-28	≤70%	30
办公室	18-20	26-28	≤70%	30
餐厅	18-20	26-28	≤70%	30

上述未提及部分的室内设计参数按《发电厂供暖通风与空气调节设计规范》(DL/T5035—2016) 执行。

(4) 通风、空调

1) 监控室

根据设计规范要求设置空调系统， 监控室选用风冷立柜式空调器， 空调机室外机安装于外墙预留空调板上， 保证平时室内设备的运行温度。空调器与火灾探测器连锁， 一旦发生火灾， 空调器停运， 以阻止火灾的蔓延。另外， 设置事故后通风， 通风量按不少于 12 次/h 换气计算。

2) 综合楼

a)其它对温度、湿度有要求的办公室等房间， 为满足规程规定和工艺专业的要求， 根据室内冷负荷的大小， 设置风冷柜式空调机或壁挂式空调器。

b)卫生间设置换气扇。排风量 10 次/h。

c)厨房设置自然进风， 机械排风的通风方式， 全面通风采用方形壁式轴流风机， 局部通风由专业生产厂家设计安装。

### 3) 危废间、发电机房

采用自然进风、机械排风的事事故通风方式,通风量按排除室内余热及 6 次/h 的换气次数的大值确定,事故通风兼作平时通风用,通风设备选用防爆型,并应与电机直联。排风设备采用轴流式风机,为了跟好地延长蓄电池的寿命,室内设置防爆型风冷热泵空调,平时运行通风系统,当通风无法满足时启动空调进行降温。

### 4) GIS 配电楼、35kV 配电预制舱

采用自然进风、机械排风的事事故通风方式,通风量按排除室内余热及 12 次/h 的换气次数的大值确定,事故通风兼作平时通风用,通风设备选用防爆型,并应与电机直联。排风口布置在房间下部,距离地面 200mm,排风设备采用轴流式风机,为了跟好地延长蓄电池的寿命,室内设置防爆型风冷热泵空调,平时运行通风系统,当通风无法满足时启动空调进行降温。

(5) 防排烟部分,本工程综合楼楼走道长度大于 20 米,根据规范《建筑设计防火规范》GB50016-2014(2018 年版)、《建筑防烟排烟系统技术标准》GB51251-2017 要求,本工程走道尽端均设置有门或窗,且面积均 $>2.0\text{ m}^2$ ,满足自然排烟要求。本工程其他房间均满足自然排烟要求。

## 2.14 消防系统

### 2.14.1 工程概况及消防总体设计方案

#### 2.14.1.1 工程概况

本项目规划额定容量 300MW,安装容量 370.40913MWp。项目拟建场址位于云南省昭通市永善县茂林镇、莲峰镇、伍寨乡。场址内部需新建道路与附近乡道连接,附近已有 S301 省道、县道、乡道及其他乡村水泥路面,交通条件十分便利,满足光伏电站的建设需要。

建设 220kV 升压站一座。升压站内布置有生产楼、综合楼、危废间等建筑物,另外布置有主变压器、无功补偿设备、户外 GIS 设备、电缆沟、进出线构架等构筑物。

#### 2.14.1.2 消防总体设计方案

消防总体设计方案主要考虑以下几个方面:

(1) 场内不设消防机构,只配备 2 名消防人员(兼职),初期火灾由电场人员自行扑灭,

若发生重大灾情，可由地方消防队支援共同扑灭火灾。

(2) 场内建筑物、构筑物的火灾危险性类别和耐火等级、防火间距、消防设施、安全疏散、防火隔物等均应符合现行有关防火设计规程规范要求。合理选定升压站、生产生活区的位置、防火间距、消防车道和消防水源等。力争减少火灾发生的可能性，一旦发生火灾也能在短时间予以扑灭，使损失降到最低，同时确保火灾时人员的安全疏散。

(3) 根据生产重要性和火灾危险性程度配置消防设施和器材，发电机组按规范配置手提式干粉灭火器；在升压变电站内适当位置按规范配置了室内外消火栓、砂箱、铁铲、铁桶、手提式及推车式灭火器。

(4) 升压变电站内外交通道路净宽均不小于 4m，转弯半径不小于 9m，通道呈环形布置，能兼作消防车道，消防车可直达站内各建筑物及屋外配电装置。

(5) 火灾报警系统

在监控室设置火灾探测报警传感器。

(6) 消防指挥中心设在中央控制室内。枢纽建筑的消防监控系统通过联网都可显示在中央控制室内的控制屏上。当发生火情时，有探测器向电站消防指挥中心发出火警信号，显示屏上显示出火灾发生的部位，也可由发现者通过手动火警按钮向电站消防指挥中心报警。消防指挥中心发出指令，采取相应的灭火措施。

(7) 根据升压站平面布置图，综合楼与室外主变压器、油池的防火间距满足《火力发电厂与变电所设计防火规范》的要求。

## 2.14.2 工程消防设计

### 2.14.2.1 建筑物火灾危险性分类及耐火等级

根据《火力发电厂与变电站设计防火规范》（GB50229-2019），升压站建(构)筑物各部位火灾危险性类别、耐火等级见表 2.14- 1。在建筑设计时墙体、门窗、楼梯等均按火灾危险性分类、耐火等级进行设计，并确保各建（构） 筑物及设备之间的防火距离符合规范要求。

表 2.14- 1 升压站建(构)筑物各部位火灾危险性类别、耐火等级表

建(构)筑物名称	火灾危险性类别	耐火等级
综合楼	丁	二级
辅助用房	戊	二级

危废间、发电机房	丙	二级
事故油池	丙	一级
220kV GIS 配电室(钢结构)	丁	二级
一体化消防泵房	戊	二级
35kV 配电预制舱	戊	二级

根据《火力发电厂与变电站设计防火标准》11.1.5 条款规定，丙、丁、戊类生产性建筑物与事故油池防火间距不应小于 5m，与生活建筑距离不应小于 10 米。丙、丁、戊类生产性建筑物与主变压器防火间距不应小于 10m，与生活建筑距离不应小于 20 米。

本工程各建(构)筑物之间的防火距离符合规范要求。

#### 2.14.2.2 主要场所及主要机电设备消防设计

本工程升压站内综合楼属于民用建筑，根据《建筑设计防火规范》(GB50016-2014)(2018 年版)、《建筑防火通用规范》(GB 55037-2022)、《消防设施通用规范》(GB 55036-2022)、《火力发电厂与变电站设计防火标准》(GB50229-2019)、《光伏电站设计规范》(GB 50797-2012) 规定，需设置室外消防栓系统。消防用水量计算见下表：

表 2.14-2 消防用水量表

序号	项目	消防流量		供水时间(h)	供水压力(MPa)	消防用水量(m³)
		L/s	m³/h			
1	室外消火栓	15	54	2	≥0.15	108
2	水喷雾	90	324	1	≥0.8	324
3	合计					432

根据上表，本变电站消防最大总水量等于主变最大室外消火栓、水喷雾消防水量 432 m³。为了满足消防用水及压力要求，站内设置了有效容积为 432m³的消防水池及消防水泵房。

综合楼共 2 层，一层有三个直通室外的出口，2 层有 2 个出口，各个房间距离出口的距离、走道及楼梯间净宽均满足消防疏散要求。综合楼各个房间均满足自然排烟的要求，无需机械排烟。

本升压站主变容量大于 125MVA，根据《消防给水及消火栓系统技术规范》(GB50974-2014) 及《火力发电厂与变电站设计防火标准》(GB50229-2019) 规范要求需设置固定消防灭火系

统，主变采用水喷雾灭火系统。主变附近消防小间配备 2 台 50kg 手推车式干粉灭火器、1m<sup>3</sup> 消防砂、4 把消防铲、8 只消防桶、2 把消防斧等移动式消防设施。

室外消防系统由集中泵房内室外消火栓泵接出两路 DN100 的消防管沿基地道路呈环状布置，在其环管上接出室外消火栓，沿道路间距不大于 120 米均匀布置，最大消防水量为 15L/s，共设置 5 套室外地上式消火栓，满足本工程室外消防用水要求。

变电站应根据《电力设备典型消防规程》、《建筑灭火器设计规范》在建筑内部配置灭火器材等，本站配置手提式磷酸铵盐干粉灭火器，其他电气设备预制舱由厂家按规范要求配套提供灭火器材。主控制室按严重危险等级设计。室外主变、配电室、GIS 室、SVG 室、35kV 开关柜设备、无功补偿室、危废品暂存间、备品间、蓄电池室等按中危险等级设计。

办公室、宿舍、水泵房等其它房间按轻危险等级设计。严重危险等级采用磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC5，中、轻危险等级采用磷酸铵盐干粉灭火器，MF/ABC4，室外含油设备附近设置 MFT/ABC50，危废间、发电机房、继保室采用磷酸铵盐干粉灭火器 MP9。

主变压器及设置事故油池，事故油池有效容积按最大变压器油量 100%设计，当发生火灾时，将变压器油排入事故油池安全存放，切断变压器火灾的燃烧源。

主控制室按严重危险等级设计。室外主变、配电室、GIS 室、SVG 室、35kV 开关柜设备、无功补偿室、危废品暂存间、备品间、蓄电池室等按中危险等级设计。办公室、宿舍、水泵房等其它房间按轻危险等级设计。严重危险等级采用磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC5，中、轻危险等级采用磷酸铵盐干粉灭火器，MF/ABC4，室外含油设备附近设置 MFT/ABC50，危废间、发电机房、继保室采用磷酸铵盐干粉灭火器 MP9。

主变压器及设置事故油池，事故油池有效容积按最大变压器油量 100%设计，当发生火灾时，将变压器油排入事故油池安全存放，切断变压器火灾的燃烧源。

### 2.14.2.3 消防工程主要设备

主要消防器材统计见表 2.14-3。

表2.14-3 消防管材及设备汇总表

1	室外地上式消火栓	SS100/65-1.0 型支管深装	套	5	25m 水龙 6 根,水枪 1 支
2	手提式干粉灭火器	MF/ABC5	具	24	辅助用房内无功补偿间、GIS 室等
3	手提式干粉灭火器	MF/ABC4	具	14	水泵房、综合楼内等

4	手提式泡沫灭火器	MP9	具	4	危废间、发电机房、继保室
5	推车式干粉灭火器	MFT/ABC20	辆	4	生产预制舱旁
6	推车式干粉灭火器	MFT/ABC50	辆	4	变压器旁
7	灭火器箱	材料:钢板拷漆	只	20	
8	砂箱	长×宽×高: 1200×1000×800	套	2	每只砂箱配: 铁桶 8 个, 铁铲 4 把。
9	消防供水管材	钢管	米	700	
10	电动消防泵	Q=15L/s, H=0.55MPa, P=15KW	台	2	室外消火栓
11	稳压设备	XW(L)-II- 1.0-30-ADL	套	1	室外消火栓
12	电动消防泵	Q=90L/s, H=0.90MPa, P=130KW	台	2	主变水喷雾
13	稳压设备	XW(L)-II-2.0-38-ADL	套	1	主变室外消火栓
14	离心雾化型水喷雾头		只	96	
15	雨淋阀组	DB200	只	1	

#### 2.14.2.4 消防给水设计

根据《光伏电站设计规范》(GB50797-2012) 相关要求,本工程光伏场区不设置消防给水系统。升压站主要建(构)筑物为综合楼、生产楼、主变。综合楼火灾危险性为丁类,耐火等级为二级,需设置室外消火栓系统。变压器容量大于 125MVA,设置固定式灭火系统。升压站室外消火栓系统设计流量为 15L/s,火灾延续时间为 2h,用水量为 108m<sup>3</sup>。主变室外消火栓系统设计流量为 15L/s,火灾延续时间为 2h,用水量为 108m<sup>3</sup>,水喷雾系统设计流量为 90L/s,火灾延续时间为 1h,用水量为 324m<sup>3</sup>。消防总用水量按最大一次灭火用水量取值为 432m<sup>3</sup>,补水时间为 48h,补水量为 4.5m<sup>3</sup>/h。

升压站消防给水系统独立设置,采用临时高压给水系统,消防给水管网布置成环状,消火栓管道均由环状管网引接。

消火栓给水泵流量按建筑物火灾时室内外消火栓同时动作考虑,扬程满足系统最不利点供水压力。消防泵房内主要设有以下消防给水设备:消火栓给水主泵二台(一用一备),性能为 Q=15L/s, H=55m;稳压设备一套,性能为 Q=5L/s, H=55m。水喷雾给水主泵二台(一

用一备)，性能为 $Q=90L/s$ ， $H=90m$ ；稳压设备一套，性能为 $Q=5L/s$ ， $H=50m$ 。

室外消防管网采用环状埋地布置，管径 DN1000，选用镀锌钢管，连接方式为卡套式专用管件连接，镀锌钢管与法兰的焊接处应二次镀锌，埋地式卡套式连接的接头、螺栓、螺帽应作防腐处理，螺栓采用镀锌螺栓。消防水泵房应有不少于 2 条出水管与环状管网连接。

在综合楼、危废间、发电机房布置室外消火栓，布置间距不超过 60m，每个消火栓旁均设置不锈钢消火栓箱，箱内配置水枪和水带。最不利消火栓水枪充实水柱不小于 13m。

消火栓给水系统按自动控制方式和室内现场就地控制方式考虑。自动控制时，当火灾时消火栓灭火系统单独动作时，管网压力降低，压力开关发出信号，启动一台消防给水泵，向消防环管加压供水，提供消火栓灭火系统所需的水量和水压，消火栓灭火系统进入可靠的灭火状态；当设置消火栓按钮时，消火栓按钮的动作信号应作为报警信号及启动消火栓泵的联动触发信号，由消防联动控制器联动控制消火栓泵的启动。手动控制时，将消火栓泵控制箱的启动、停止按钮用专用线路直接连接至设置在消防控制室内的消防联动控制器的手动控制盘，并应直接手动控制消火栓泵的启动、停止。消防稳压设备用于维持消防给水管道正常情况下所需的压力要求，以维持消防环管的工作状态。同时可以通过消火栓按钮直接联动启动消火栓泵。

#### 2.14.2.5 暖通消防设计

综合楼、生产楼内封闭楼梯间采用自然通风方式，楼梯间的外墙上设置总面积不小于 2 m<sup>2</sup>的可开启外窗，其中在最高部位设置面积不小于 1 m<sup>2</sup>的可开启外窗。

综合楼仅在走道设置排烟时，在走道两侧均设置有效面积不小于 2 m<sup>2</sup>的自然排烟窗且两侧自然排烟窗的距离不应小于走道长度的 2 / 3。

中控室净高 3.8 米，满足自然排烟及通风要求设置自然排烟窗，自然排烟窗有效面积不小于其房间面积的 2%，且防烟分区内任一点与最近的自然排烟窗之间的水平距离不大于 30m。

风管穿越防火分区、重要的或火灾危险性大的房间隔墙和楼板处、垂直风管与每层水平风管交接处的水平管段上、防火墙处以及变形缝处的两侧设置防火阀。通风空调风管防火阀关闭温度为 70℃，厨房排油烟风管关闭温度为 150℃。

通风和空调系统中的管道，在穿越隔墙、楼板及防火分区处的缝隙应采用防火封材料封堵。在每层楼板处采用不低于楼板耐火极限的不燃烧体或防火封堵材料封堵。

#### 2.14.2.6 变压器消防

主变压器消防在主变压器底部设置混凝土贮油坑，容积为主变压器油量的 20%，贮油坑壁高出地面 100mm。坑内铺设厚度 250mm 的卵石，卵石粒径为 50mm~80mm，坑底设有排油管，能将事故油及消防废水排至事故总油池中。事故总油池容积为主变压器油量的 100%，变压器本体设有安全保护装置，装有气体继电器，并装有压力释放装置等。

在变压器附近设室外消火栓和微型消防站，微型消防站内设推车式灭火器、手提式干粉灭火器、沙箱等消防设置。此外主变压器均设有消防车通道，消防车可以到达变压器附近停靠灭火。

#### 2.14.2.7 电缆消防

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

电力电缆选用聚氯乙烯绝缘电缆，控制电缆选用阻燃电缆。电力电缆与控制电缆分层敷设，各层之间用防火隔板分隔，隔板的耐火极限不低于 0.75h。所有电缆穿越的孔洞，均采用软质耐火材料封堵，孔洞两端 2m 以内的电缆均喷涂防火涂料保护。在电缆沟电缆上面敷设感温光缆，及时有效报警电缆事故。

#### 2.14.2.8 消防配电

根据《火力发电厂与变电站设计防火标准》规定，消防用电设备的电源按二级负荷供电。升压站消防用电电源取自 0.4kV 站用电，正常情况下从 35kV 站用变取电，备用点取自 10kV 电源，35kV 站用变失电时，切换至备用电。

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、楼梯间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。

### 2.14.2.9 火灾自动探测报警及消防控制系统

本升压站火灾自动报警及消防控制系统是根据《火灾自动报警系统设计规范》GB50116-2013 及相关消防规范、消防法等要求进行设计。

在中控室设置壁挂式火灾报警控制器（联动型）一台，主要监测各设置火灾探测器场所的火警信号，并可根据消防要求对相关部位风机、防火风口、防火阀等实施自动联动控制。火灾报警控制器上设有被控设备的运行状态指示和手动操作按钮。

火灾监测对象是重要的开关柜室、中控室、通信继保室等场所，根据环境及不同的火灾燃烧机理，分别选用感烟、感温探测器。探测器主要安装在中控室、开关柜室、通信继保室等场所；在各防火分区设置了手动报警按钮和声光报警器。探测器或手动报警按钮动作时，火灾报警控制器发出声光报警并显示报警点地址、打印报警时间和报警点地址。同时，按预先编制好的逻辑关系发出控制指令，自动联动停止相关部位的风机、关闭防火风口和防火阀、启动声光报警器，也可由值班人员在火灾报警控制器上远程手动操作。

火灾报警控制器自带备用电源，正常工作电源交流 220V 由动力配电箱供给，当交流电消失时，自动切换至直流备用电源供电，保证系统正常工作。电缆（线）采用阻燃屏蔽控制电缆和阻燃屏蔽双色双绞电线，电缆敷设在电缆桥架上或电缆沟内，电线采用穿金属管保护或线槽内敷设。

区域火灾报警控制器向升压站图像监控系统输送区域火灾报警控制系统内任何一点的火警信号，以实现图像监控系统监视画面与火警信号的视频联动，提高升压站的监控水平。

## 2.14.3 施工消防

### 2.14.3.1 施工消防规划

施工消防重点分别为临时营地和材料储存区、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 25 m<sup>2</sup>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 25 m<sup>2</sup>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。

### 2.14.3.2 光伏子阵消防

光伏电站建成后，应制定并落实各发电子阵的消防安全制度；光伏发电板下及各发电子阵之间的杂草要定期检查、清除；工作人员在发电站内巡视、操作时不能使用明火；光伏发电板附近不能堆放易燃易爆化学物品；根据当地气象资料，在旱季应特别加强防火措施。

每个箱式变压器布置两台 MFA4 手提式磷酸铵盐干粉灭火器。

### 2.14.3.3 易燃易爆仓库消防

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。

## 2.14.4 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。

## 2.15 安全管理

### 2.15.1 安全管理机构及相关人员配备

根据可行性研究报告，本项目工程机构设置和人员编制按如下方案实施：

项目工程建成投入生产运行后，运行单位必须遵循《中华人民共和国安全生产法》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，确保安全生产所必需的资金投入，提供符合国家标准或者行业标准的劳动防护用品，按要求设置安全生产管理机构和配备专职安全生产管理人员，单位主要负责人和安全生产管理人员须经安全生产培训、考核合格，从业人员经安全生产教育和培训合格，特种作业人员经专门的安全作业培训，并取得特种作业操作资格证。

电站下设安全卫生管理机构，负责工程项目投产后的安全卫生方面的宣传教育和管理工作，是工程运行中劳动安全与工业卫生的必要保证。安全生产是电站顺利运行的重要保证，须有电站的主要领导主管该工作，并经常对职工进行安全生产方面的培训和教育。

安全生产机构与电站的生产管理统一考虑，拟由电站的生产科兼管，该科配备 1~2 人兼任整个电站的安全管理工作，另在各主要运行工作面配备 1 名安全员，安全员由该工作面的运行人员兼任。卫生管理机构与电站生产、生活区的医务室统一考虑，管理人员由医务室医务人员兼任。

### 2.15.2 安全生产管理制度

#### 2.15.2.1 安全生产监督制度

(1) 健全三级安全网，并切实开展工作。

(2) 事故报告、安全统计报表做的及时、准确、完整，应存档的事故资料、录像、照片应齐全。

(3) 安全监督人员经常深入现场开展监察并指导安全生产工作，对违章作业现象及时制止并提出改进意见。建立并执行《安全监督通知书》制度。

(4) 安全监督机构应组织编制本企业的“安全措施”，参与“反事故措施”的制定，并对“两措”的执行情况进行监督检查。

(5) 安全监督机构及时转发上级有关安全通报（交流），并及时向有关单位汇报和反馈

本单位的事故信息。

- (6) 定期进行安全生产宣传、教育、展览等，对职工进行安全教育工作。
- (7) 在安全生产中做到奖惩分明，有奖有惩。
- (8) 对有关用具和劳动用品进行定期检查。

#### 12.15.2.2 其他劳动安全、工业卫生管理制度

- (1) 按《安全生产法》有关要求，在各项工作中坚持“安全第一，预防为主，综合治理”的安全生产方针。
- (2) 明确安全生产目标，定位准确，层层分解，做到分级控制。
- (3) 做到有计划、有检查、有总结、有整改计划、有考核。
- (4) 对不安全情况及时上报，不拖延、不隐瞒。
- (5) 落实安全生产第一责任人的安全生产责任制。
- (6) 落实班组长安全生产责任制。
- (7) 落实生产指挥、技术保证体系安全生产责任制。

#### 2.15.3 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：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器材、设备。对光伏发电站的突发事件应有一个系统的应急救援预案。应急救援预案须在光伏电站投产前经有关部门的审批。预案应对光伏电站在建设过程中出现的突发事件有较全面的应急处理手段，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。

#### 2.15.4 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<sub>4</sub> 等，在密封不严或设备大修解体时，容易被释放出来，且 SF<sub>4</sub> 密度大，是空气的 5 倍，一旦泄漏易沉积不易扩散，SF<sub>4</sub> 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<sub>4</sub> 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<sub>6</sub> 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<sub>6</sub> 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<sub>4</sub>、S<sub>2</sub>F<sub>2</sub>、HF、SO<sub>2</sub> 等，大量吸入人体会引起头晕和肺水肿，甚至昏迷及死亡。

### 3.1.2 绝缘油

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

#### 1.绝缘油含水分对变压器的危害：

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

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

#### 2.绝缘油酸价增大对变压器的危害：

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

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

（3）影响油的其它性能，如降低油的介电强度，增大粘度等。

### 3.1.3 乙炔

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

### 3.1.4 氧气

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

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

## 3.2 场址选址及总平面布置危险有害因素分析

### 3.2.1 场址选址危险有害因素分析

拟建光伏场址建于主要位于永善县伍寨彝族苗族自治乡长海村以北东、莲峰镇以南、茂林镇以北的山坡地表，场地地面高程为 2200-2860m，光伏发电场地大部份位于山梁和坡顶平缓地段，地形平缓，坡度约 5~10°，少量位于斜坡之上，坡度约 15~25°，局部为陡坡，坡度约 35°，场地现状主要为荒地，基本无灌木、乔木生长，多数地段地表发育有高山草甸，交通条件一般。

该项目程区范围较大，主要位于山坡~山梁之上，场地地形以平缓为主，局部为斜坡~陡坡，大部基岩出露，其区域构造稳定性较好，根据规划场地红线及周边地形、地貌等工程地质条件，缓坡部位场地抗震一般地段，场地为“基本稳定”场地，工程建设适宜性评价为“较适宜~适宜性差”区域；斜坡~陡坡部位为抗震不利地段，场地为“稳定性差”场地，工程建设适宜性评价为“不适宜”区域。升压站场地为“稳定性差”场地，场地适宜性分级为“适宜性差”。

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

### 3.2.2 总平面布置危险、有害因素

光伏电站工程总平面布置应综合考虑多方面因素，包括光能资源的评估、自然条件、社会环境、安全卫生设施、交通道路、建筑物间的防火间距、规划和环境绿化等对劳动安全和工业卫生都有直接影响的因素，应统一规划，合理安排。

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

组件前后距离过大，会造成土地资源浪费，投资增加，从而直接影响本光伏电站的

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

升压站位于永善县伍寨彝族苗族自治乡长海村以北东、莲峰镇以南、茂林镇以北的山坡地表，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

拟建项目工程区位于永善县茂林镇松林村附近，坡度平缓，地势开阔，周围无高大山体或建筑物遮挡。目前该站址区域土地避开林草敏感因素，用地范围内的土地不属于林业保护用地，也不属于耕地及后备耕地，属于可用范围。站址区域无矿产资源开采情况。站址区域无文化遗址、地下文物、古墓等。站址周边无其他设施宗教场所、少数民族风俗活动场所、地理引水管及其他隐蔽工程等。站址不涉及拆迁赔偿情况。

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

- 1.光伏电站火灾导致周边环境火灾的发生。
- 2.周边环境主要为农耕地、林地、放牧等火灾影响光伏电站的安全运行。
- 3.电站产生的工频电磁场影响周边环境。
- 4.电站建设、运行、管理对当地微气候和生态的影响等。
- 5.站址南为乡村道路，该道路西北侧和东北侧均与公路连接，路段宽度大于 3.5m，满足大件运输及运行维护检修运输要求。但进场道路又部分利用原有乡村便道，为一般泥结石土路，凹凸不平，存在一定的交通安全隐患。
- 6.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《中国地震动参数区划图》，设计地震分组为第三组，场地地震动峰值加速度为 0.10g 和 0.15g，反应谱特征周期为 0.45s，地震基本烈度为 VII 度，工程区 10km 范围内无发震断裂，可不考虑近场影响。

### 3.4.2 光伏支架及基础危险有害因素分析

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

根据现场平面地质调查，拟建场地地基土主要为第四系残坡积层（Qe1+dl）①含砾粉质粘土、二叠系上统（P<sub>2</sub>β）、②<sub>1</sub>强风化玄武岩、②<sub>2</sub>中风化玄武岩，二叠系下统栖霞-茅口组（P<sub>1q-m</sub>）灰岩组成，地基土构成较为简单，无不良软弱下卧层、液化土层分布。

①含砾粉质粘土，可塑~硬塑，力学性质一般，可作为一般建筑物基础持力层。

②红黏土：可塑~硬塑，力学性质一般，分布及厚度不均匀，厚度较大时可作为一般建筑物基础持力层。

③<sub>1</sub> 强风化玄武岩，强风化状为主，节理裂隙较为发育，岩体较破碎，力学性质一般，可作为建筑物基础持力层。

③<sub>2</sub> 中风化玄武岩，中风化为主，节理裂隙较为发育，岩体较破碎，力学性质较好，可作为建筑物基础持力层。

④灰岩：中等风化-微风化，力学性质较好，可作为建筑物基础持力层。

本项目光伏阵列区场地地基土层为①含砾粉质粘土、③<sub>1</sub>强风化玄武岩、③<sub>2</sub>中风化玄武岩；本工程场址区域构造稳定性较好，场地地形以平缓为主，局部为斜坡~陡坡，大部基岩出露。本工程光伏支架基础初拟采用混凝土灌注桩基础。

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

升压站建筑物危险主要为建筑结构危险、基础沉降危险和施工质量不合格的危险。

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

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

如施工质量不合格，也是造成建筑物发生危险的主要因素。

### 3.4.4 箱式变压器、分支箱基础危险、有害因素分析

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

本项目箱变、分支箱基础为钢筋混凝土箱式基础，满足安全要求。

### 3.4.5 电缆壕沟危险、有害因素分析

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

电缆沟与道路距离较近，车辆从电缆沟上通过，可能压垮电缆沟壁，导致电缆损伤。

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

## 3.5 气象条件对本项目及主要设备的影响

### 3.5.1 降水的影响

暴雨常伴随强对流天气同时发生，比如冰雹、大风等强对流天气；暴雨天气不仅影响光伏电站的发电，还可能诱发山洪泥石流等地质灾害，危害光伏电站安全；其次暴雨还可能因光伏组件无效导致其损坏，从而给企业带来直接或间接经济损失。从多年气象特征参数及永善县气候条件知，该区域近 30 年年平均降水为 708.1mm，降雨量较多，在光伏电站光伏支架的设计时，需要考虑相应的影响。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为 0d，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 15763.2-2005《建筑用安全玻璃 第 2 部分：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），永善县多年平均风速为 2.1m/s，光伏电站区域海拔较县城高、地势也较县城开阔，相应的受到风的风荷载影响更大。本光伏电站存在风荷载的危害。主要表现在：突发性强风对地面建构物威胁较大，会造成光伏阵列倒塌、倒杆、线路断线或设备外壳带电、建筑物门窗损坏等危险事故的发生。遇强风袭击时，若未采取有效的防护措施，容易发生设备倾倒，从而伤害和碰撞现场作业人员或电力设备，酿成重大事故。

### 3.5.4 雷暴影响

永善县城区多年平均雷暴天气约 49.4 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

永善县城区多年极端最低气温 $-3.3^{\circ}\text{C}$ ，多年平均冰雹日数 4 天，覆冰厚度 30mm，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

1.该工程选用逆变器的工作温度范围为 $-30^{\circ}\text{C}\sim 60^{\circ}\text{C}$ 。选用电池组件的工作温度范围为 $-40\sim 85^{\circ}\text{C}$ 。正常情况下，太阳能电池组件的工作温度可保持在环境温度加  $30^{\circ}\text{C}$  的水平。该区多年平均气温  $16.8^{\circ}\text{C}$ ，极端最高气温  $38.7^{\circ}\text{C}$ ，极端最低气温 $-3.3^{\circ}\text{C}$ 。因此，按该工程场区极端气温数据校核，本项目太阳能电池组件及逆变器的工作温度可控制在允许范围内，地区气象温度条件对太阳能电池组件及逆变器的安全性没有大的影响。

## 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 3-1 光伏屋顶的太阳能组件“自燃”



图 3-2 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°C灼热丝试验。

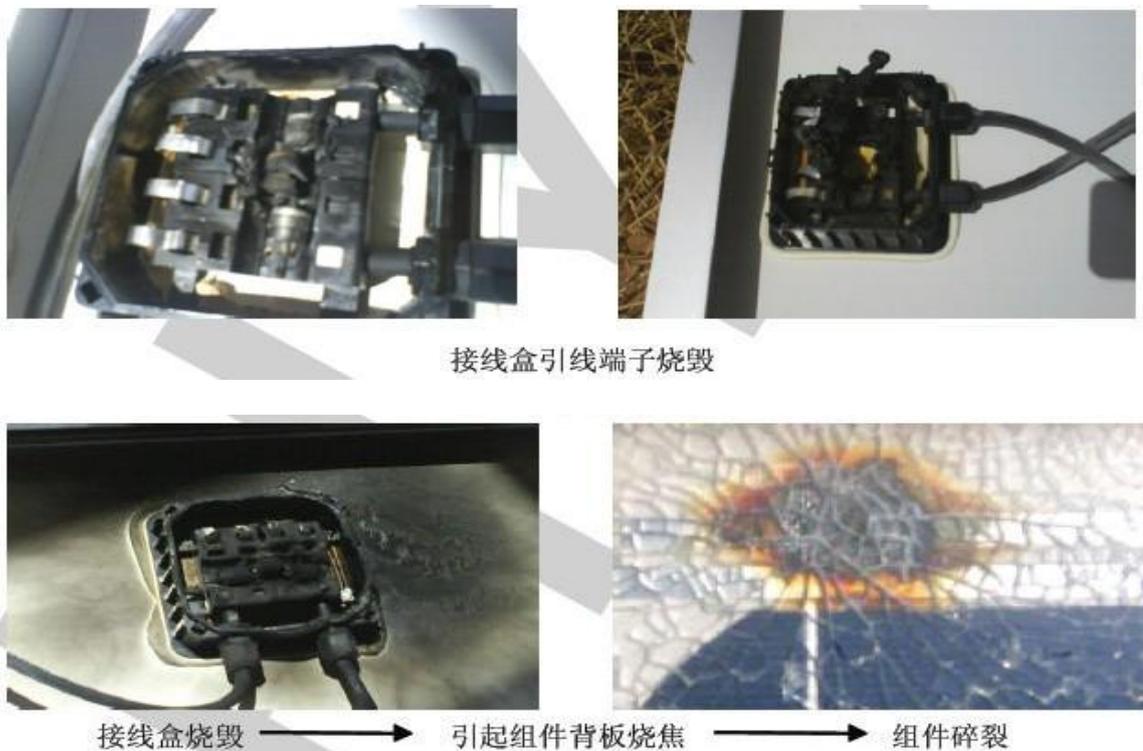


图 3-3 户外光伏组件接线盒问题引起的故障图分析

### 3.6.1.2 腐蚀

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

### 3.6.1.3 电性能衰减或无输出

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

1.太阳能电池片本身就存在一定的衰减。晶体硅太阳能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。在整个太阳能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能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能电池组件，将被当作负载消耗其他有光照的太阳能电池组件所产生的能量。被遮蔽的太阳能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能电池。有光照的太阳能电池所产生的部分能量，都可能被遮蔽的电池所消耗。为了防止太阳能电池由于热斑效应而遭受破坏，最好在太阳能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。

太阳能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下飞鸟、尘土、落叶等遮挡物，这些遮挡物在太阳能电池组件上就形成了阴影，在大型太阳能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，太阳能电池组件中某些电池单片的电流、电压发生了变化。其结果使太阳能电池组件局部电流与电压之积增大，从而在这些电池组件上产生了局部温升。太阳能电池组件中某些电池单片本身缺陷也可能使组件在工作时局部发热，这种现象叫“热斑效应”。在实际使用太阳能电池中，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，热斑效应使太阳能电池组件的实际使用寿命至少减少 10%。

### 3.6.1.5 其他失效现象

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

## 3.6.2 逆变器危险有害因素辨识

### 3.6.2.1 孤岛效应危险分析

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°C, 逆变器工作时间产生大量热量, 如热量无法及时散热, 可能影响元器件寿命, 甚至可能引起火灾。

### 3.6.3 电气一次系统

#### 3.6.3.1 变压器故障分析

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

##### 1.异常响声

(1) 变压器铁芯的问题。

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

(3) 变压器的器身绝缘有击穿现象。

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

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

##### 2.温度异常

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

引起温度异常升高的原因有：

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

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

##### 3.喷油爆炸

喷油爆炸的原因是变压器内部的故障短路电流和高温电弧使变压器油迅速老化，而

继电保护装置又未能及时切断电源，使故障较长时间持续存在，使箱体内部压力持续增长，高压的油气从防爆管或箱体其它强度薄弱之处喷出形成事故。

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

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

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

#### 4.严重漏油

变压器运行中渗漏油现象比较普遍，油位在规定的范围内，仍可继续运行或安排计划检修。但是变压器油渗漏严重，或连续从破损处不断外溢，以致于油位计已见不到油位，此时应立即将变压器停止运行，补漏和加油。

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

#### 5.套管闪络

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

#### 6.火灾

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

##### (1) 铁芯局部过热

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

## (2) 绕组短路

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

## (3) 套管故障

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

## (4) 分接开关故障

由于产品质量较差、分接开关接头接触不良，导致局部过热或产生电火花。分接开关附近的变压器受这种高温和电火花的作用发生劣化，绝缘性能下降，继而导致分接开关击穿引起油燃烧或分接开关箱爆裂燃烧。

## (5) 接头故障

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

## (6) 油箱故障

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

## (7) 变压器油劣化

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

散热管或冷却管中，将阻碍油的循环和影响散热效果。

#### (8) 保护装置失灵

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

#### (9) 变压器过热

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

#### (10) 雷击过电压

变压器与架空线路联接的一侧，或者两侧装设的避雷设备不完善，或者避雷设备受损或年久失修，雷击过电压传入变压器。一种可能是导致变压器的套管与油箱之间发生闪络，引起油箱盖上的可燃物燃烧；另一种可能是导致油箱内的套管部分对油箱放电，引起油箱爆裂喷油燃烧；有一种可能是导致绕组的过电压击穿短路，或导致绕组对油箱的绝缘被击穿，造成油箱爆裂喷油燃烧。

### 3.6.3.2 电缆分支箱危险有害因素分析

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

2.电缆分支箱质量不过关，电缆分支箱的 T 头、肘头的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 $50^{\circ}\text{C}\sim 80^{\circ}\text{C}$ ，在事故情况下，缆芯最高温度可达 $115^{\circ}\text{C}\sim 250^{\circ}\text{C}$ 。中间接头的温度更高。在这样高的温度下，绝缘材料逐渐老化，很容易发生绝缘击穿事故。接头容易氧化而引起发热，甚至闪弧引燃电缆。

5.鼠、小动物等啮齿类动物咬坏电缆，引起电缆短路、火灾。

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

7.电缆头施工工艺不良导致电缆头爆炸或电缆头接地短路。

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

9.电缆沟道进水或进入小动物，容易引起电缆绝缘能力降低和电缆短路事故。

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

### 3.6.3.4 35kV 高压配电装置危险、有害因素分析

本项目 35kV 配电装置为户内布置，35kV 高压开关柜选用充气式开关柜，内配固封式真空断路器、微机综合保护装置等元件，其中 SVG 进线柜配置 SF<sub>6</sub> 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<sub>6</sub> 受潮微水超标、制造工艺不良而导致不能正常使用或发生设备故障、GIS 设备爆炸、六氟化硫气体泄漏导致中毒窒息等；GIS 隔离开关可能因接触不良拉弧击穿；GIS 设备也可能本身质量问题导致设备故障。

#### 1.SF<sub>6</sub> 危险分析

##### （1）SF<sub>6</sub> 气体泄漏危险

GIS 设备的 SF<sub>6</sub> 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<sub>6</sub> 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<sub>6</sub> 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<sub>6</sub> 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<sub>4</sub>、S<sub>2</sub>F<sub>2</sub>、HF、SO<sub>2</sub> 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<sub>6</sub> 气体微水超标

SF<sub>6</sub> 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<sub>6</sub> 气体中。SF<sub>6</sub> 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<sub>6</sub> 气体泄漏时，GIS 周边可能导致气体聚集。未设置 SF<sub>6</sub> 气体泄漏报警装置，SF<sub>6</sub> 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

本工程在升压站内拟设2台站用变，站用变电源分别引自35kVI段母线和35kVII段母线。为提高站用电供电可靠性，采用一回10kV系统电源作为站用备用电源，可保留施工变压器作为备用变。400V侧采用单母线分段接线方式，并带双电源切换装置。

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，很可能造成继电保护装置的误动作。

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

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

#### 7.变压器的控制保护系统

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

(1) 保护系统设计缺陷，或功能不全。

(2) 保护系统达不到设计值。

(3) 变压器超载保护、超温保护失灵，可造成火灾事故。

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

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

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

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

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

8.在检修过程中可能存在触电的危险。

### 3.6.4.3 综合自动化监控系统

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

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

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

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

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

6.控制接地系统故障（如控制接地回路断线；接地电阻阻值增大；单点接地系统受损；形成多点接地等）。主要是接地电极腐蚀断线；接地阻值增大，或接地线受机械外伤断线，或接地线连接螺丝松动。控制接地系统故障会导致整个控制系统参考电压忽高忽低

不稳定，抗干扰能力降低，易受外界电磁干扰影响。影响控制逻辑判断运算，出现意想不到的突发动作，危及设备安全运行，有造成人员伤亡或设备重大损坏的可能性。

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

8.在检修过程中可能存在触电的危险。

### 3.6.4.4 直流系统

升压站采用 220V 直流电源系统，用于继电保护、计算机监控系统、事故照明等的供电，蓄电池容量的选择按全站事故放电时间 2h 计算，选择两套单组容量为 400Ah 的阀控式密封铅酸电池，电池电压采用 2V/只，104 只，蓄电池组架安装布置在专用直流蓄电池室内，每组蓄电池由不同厂商提供。直流系统采用两段母线接线。

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<sub>2</sub>），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 $\geq 91.6\%$ ；因此表面玻璃在强阳光下，产生的光反射将会较小。

### 3.8.4 高温、低温

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

该区多年平均气温 16.8℃，极端最高气温 38.7℃，极端最低气温-3.3℃。

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。

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

### 3.10.7 低温对施工的影响

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

### 3.10.8 气瓶爆炸

该施工项目在施工过程中可能会涉及到焊接所用的氧气、乙炔气瓶等，根据各压力容器中存在物质的性质不同，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 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	升压站检修作业场所、检修中高速旋转的机械等
	高处坠落	升压站
	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	升压站、高压输电线下运行检修作业等
毒物	蓄电池室、断路器旁
高、低温	升压站、检修和维护作业时
车辆伤害	场内道路、进厂道路
标志缺陷	整个站区
安全监测系统失效	变压器保护装置、电气监测设备，逆变器监测装置及环境监测装置等
恶意代码	电气二次计算机系统

### 3.14 重大危险源辨识与分析

#### 1、方法介绍

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

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

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

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

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

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

式中：

S——辨识指标；

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

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

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

#### 2、重大危险源辨识

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

综上所述：本项目不存在重大危险源。

## 第 4 章 建设项目安全生产条件分析

### 4.1 建设项目与国家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<sub>2</sub> 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

本项目位于云南省昭通市永善县境内，永善县属于云南省太阳能资源可开发区，根据《太阳能资源等级总辐射》（GB/T31155）判定其太阳能资源属于很丰富区，项目所在地年水平面总辐照量等级为C级丰富，水平面总辐射稳定度（GHRS）等级为A级很稳定，太阳能资源直射比（DHRR）等级为C级中级。其资源具备开发条件。

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

### 4.1.5 调整能源结构的需要

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

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

### 4.1.6 分析结论

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

## 4.2 建设项目场址选择及总平面布置合规性分析

### 4.2.1 场址及总平面布置分析

依据《工业企业总平面设计规范》(GB50187-2012)、《光伏电站设计规范》(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;场址位置主要位于永善县伍寨彝族苗族自治县长海村以北东、莲峰镇以南、茂林镇以北的山坡上。	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	光伏电站建设了升压站、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、升压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	本光伏电站位于永善县伍寨彝族苗族自治县长海村以北东、莲峰镇以南、茂林镇以北的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厂址:	《工业企业总平面设计规范》(GB501		符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
	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。	87-2012)第 3.0.14 条	工程区位于永善县伍寨乡、茂林镇及莲峰镇，根据《中国地震动参数区划图》，工程区基本地震动峰值加速度为 0.10g（伍寨乡、茂林镇），0.15g（莲峰镇）。反应谱特征周期为 0.45s，抗震分组为第三组，地震基本烈度为 VII 度。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	光伏电站设计在满足安全性和可靠性的同时，应优先采用新技术、新工艺、新设备、新材料。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 3.0.2 条	本项目选用的都是国家标准的设备和技术。	符合
10	光伏电站的系统配置应保证输出电力的电能质量符合国家现行相关标准的	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 3.0.4 条	在电站安装了无功补偿装置来保证电能的质量。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
	规定。			
11	接入公用电网的光伏发电站应安装经当地质量技术监督机构认可的电能计量装置,并经校验合格后投入使用。	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)第3.0.5条	35kV侧光伏集电线路按考核点设置,每条线路配置一台三相四线0.2S级带辅助电源多功能电能表,35kV侧储能线路按关口计量点设置,每条线路按主、副表配置三相四线0.2S级带辅助电源多功能电能表,其余支路配置一台三相四线0.5S级带辅助电源多功能电能表。	符合
12	光伏电站设计时应对其站址及其周围区域的工程地质情况进行勘探和调查,查明站址的地形地貌特征、结构和主要地层的分布及物理力学性质、地下水条件等。	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)第3.0.8条	已进行了地质勘察。	符合
13	光伏电站中的所有设备和部件,应符合国家现行相关标准的规定,主要设备应通过国家批准的认证机构的产品认证。	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)第3.0.9条	该电站的拟选定的合格的设备及部件。	符合
二	站址选择			
1	光伏电站的站址选择应根据国家可再生能源中长期发展规划、地区自然条件、太阳能资源、交通运输、接入电网、地区经济发展规划、其他设施等因素全面考虑;在选址工作中,应从全局出发,正确处理与相邻农业、林业、牧业、渔业、工矿企业、城市规划、国防设施和人民生活等各方面的关系。	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)第4.0.1条	本项目的站址位于场址位置主要位于永善县伍寨彝族苗族自治县长海村以北东、莲峰镇以南、茂林镇以北的山坡上。光伏区周边有当地村民的林地、农耕地,光伏区拟设置围栏。	符合
2	光伏电站选址时,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	《光伏电站设计规范》(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
	<p>比较和经济效益分析, 提出论证和评价。当有多个候选站址时, 应提出推荐站址的排序。</p>			
3	<p>光伏电站防洪设计应符合下列要求:</p> <p>1 按不同规划容量, 光伏电站的防洪等级和防洪标准应符合表 4.0.3 的规定。对于站内地面低于上述高水位的区域, 应有防洪措施。防排洪措施宜在首期工程中按规划容量统一规划, 分期实施。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>5.对位于山区的光伏发电站, 应设防山洪和排山洪的措施, 防排设施应按频率为 2% 的山洪设计。</p>	<p>《光伏电站设计规范》(GB50797-2012) 第 4.0.3 条</p>	<p>本项目为山区光伏电站。场区位于永善县伍寨彝族苗族自治县长海村以北东、莲峰镇以南、茂林镇以北的山坡上, 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。</p>	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
	6.当站区不设防洪堤时,站区设备基础顶标高和建筑物室外地坪标高不应低于本规范表 4.0.3 中防洪标准(重现期)或 50 年一遇最高内涝水位的要求。			
4	地面光伏电站站址宜选择在地势平坦的地区或北高南低的坡度地区。坡屋面光伏电站的建筑主要朝向宜为南或接近南向,宜避开周边障碍物对光伏组件的遮挡。	《光伏电站设计规范》(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。	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)第 4.0.5 条	现阶段附近主要为林地、农耕地,周边无其他工矿企业。不属于严重污染地区。	符合
6	选择站址时,应避开危岩、泥石流、岩溶发育、滑坡的地段一和发震断裂地带等地质灾害易发区。	《光伏电站设计规范》(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,并采取相应的防范措施。	《光伏电站设计规范》(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。	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)第 4.0.8 条	项目所在区的地震烈度为 VII 度。	符合
9	光伏电站站址应避让重点保护的文化遗产,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,还应应对站址在文物和矿藏开挖后的安全性进行评估。	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)第 4.0.9 条	本项目所在地为永善县伍寨彝族苗族自治乡长海村以北东、莲峰镇以南、茂林镇以北的山坡上。	符合
10	光伏电站站址选择应利用非可耕地和劣地,不应破坏原有水系,做好植被保	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)第 4.0.10 条	场址为永善县伍寨彝族苗族自治乡长海村以北东、莲峰镇以南、茂林镇以北的山坡上。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
	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。			
11	光伏电站站址选择应考虑电站达到规划容量时接入电力系统的出线走廊。	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)第4.0.11条	《可行性研究报告》已对接入系统做了经济技术比较确定。(最终以接入系统报告及电网公司批复为准)。	符合

表 4-2 总平面布置安全检查表

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
1	总平面布置,应在总体规划的基础上,根据工业企业的性质、规模、生产流程、交通运输、环境保护,以及防火、安全、卫生、节能、施工、检修、厂区发展等要求,结合场地自然条件,经技术经济比较后择优确定。	《工业企业总平面设计规范》(GB50187-2012)第5.1.1条	本项目总平面布置根据项目性质、规模、生产流程、交通运输、环境保护,以及防火、安全、卫生、节能、施工、检修、厂区发展等要求,结合场地自然条件,经技术经济比较后择优确定的。	符合
2	总平面布置应采取防止高温、有害气体、烟、雾、粉尘、强烈振动和高噪声对周围环境和人身安全的危害的安全保障措施,并应符合现行国家有关工业企业卫生设计标准的规定。	《工业企业总平面设计规范》(GB50187-2012)第5.1.7条	总平面布置对周围环境和人身安全的危害的安全保障措施,符合现行国家有关工业企业卫生设计标准的规定。	符合
3	变电站总平面布置应按最终规模进行规划设计,根据系统负荷发展要求,不宜堵死扩建的可能,并使站区平面布置尽量规整。	《变电站总布置设计技术规程》(DL/T5056-2007)第5.1.1条	本项目的额定容量为300MW,配套建设220kV升压站1座,升压站内布置综合楼、220kV GIS 配电室、危废间、发电机房、消防水泵房及消防水池、35kV 配电装置预制舱。	符合
4	光伏电站的站区总平面应根据发电站的生产、施工和生活需要,结合站址及其附近地区的自然条件和建设规划进行布置,应对站区供排水设施、交通运输、出线走廊等进行研究,立足近期,远近结合,统筹规划。	《光伏电站设计规范》(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	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)第7.1.2条	本项目用地为永善县伍寨彝族自治县自治乡长海村以北东、莲峰镇以南、茂林镇以北的山坡上。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
	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。			
6	<p>光伏电站的站区总平面设计应包括下列内容：</p> <p>1 光伏方阵。</p> <p>2 升压站（或开关站）。</p> <p>3 站内集电线路。</p> <p>4 就地逆变升压站。</p> <p>5 站内道路。</p> <p>6 其他防护功能设施（防洪、防雷、防火）。</p>	<p>《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第7.1.3条</p>	<p>根据项目布置情况，该光伏电站对光伏方阵、升压站、集电线路、箱变器基础、站内道路、防洪、防雷、防火都进行了设计。光伏支架安装倾角为25度，组件最低点离地高度2.5m，采用2×13块组件竖向布置，通过直埋电缆和架空线路连接各个区块。220kV升压站，位于在光伏场区东部。</p>	符合
7	<p>光伏电站的站区总平面布置应符合下列要求：</p> <p>1 交通运输方便。</p> <p>2 协调好站内与站外、生产与生活、生产与施工之间的关系。</p> <p>3 与城镇或工业区规划相协调。</p> <p>4 方便施工，有利扩建。</p> <p>5 合理利用地形、地质条件。</p> <p>6 减少场地的土石方工程量。</p> <p>7 降低工程造价，减少运行费用，提高经济效益。</p>	<p>《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第7.1.4条</p>	<p>220kV升压站布置于光伏场区东部。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。</p>	符合
8	<p>光伏电站的站区总平面布置还应符合下列要求：</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>4 站内集电线路的布置应根</p>	<p>《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第7.1.5条</p>	<p>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。</p>	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
	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。			
9	大、中型地面光伏电站站区可设两个出入口，其位置应使站内外联系方便。站区主要出入口处主干道行车部分的宽度宜与相衔接的进站道路一致，宜采用 6m；次干道（环形道路）宽度宜采用 4m。通向建筑物出入口处的人行引道的宽度宜与门宽相适应。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012） 第 7.1.6 条	该光伏电站为大型地面光伏电站，本光伏电站新建场内道路长度约为 13.8km，改建场内道路长度约 11.8km，道路路基宽度 4.5m，路面宽度 4m，采用泥结碎石路面。	符合
10	地面光伏电站的主要进站道路应与通向城镇的现有公路连接，其连接宜短捷且方便行车，宜避免与铁路线交叉。应根据生产、生活和消防的需要，在站区内各建筑物之间设置行车道路、消防车通道和人行道。站内主要道路可采用泥结碎石路面、混凝土路面或沥青路面。	《光伏电站设计规范》（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	《光伏电站设计规范》（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
	<p>理交叉，维修、扩建便利，排水畅通。</p> <p>3、应减少工程土石方工程量，降低基础处理和场地平整费用，使填方量和挖方量接近平衡。在填、挖方量无法达到平衡时，应落实取土或弃土地点。</p> <p>4、站区场地的最小坡度及坡向以能较快排除地面水为原则，应与建筑物、道路及场地的雨水害井、雨水口的设置相适应，并按当地降雨量和场地土质条件等因素确定。</p> <p>5 地处山坡地区光伏电站的竖向布置，应在满足工艺要求的前提下，合理利用地形，节省土石方量并确保边坡稳定。</p>			
12	<p>站区场地排水系统应根据地形、工程地质、地下水位等因素进行设计，并应符合下列要求：</p> <p>1、场地的排水系统应按规划容量进行设计，并使每期工程排水畅通。</p> <p>2、室外沟道高于设计地坪标高时，应有过水措施，或在沟道的两侧设排水设施。</p> <p>3、对建在山区或丘陵地区的光伏发电站，在站区边界处应有防止山洪流入站区的设施。</p>	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 7.1.9 条	站区场地位于山坡地带，排水条件较好。	符合
13	<p>光伏方阵应根据站区地形、设备特点和施工条件等因素合理布置。大、中型地面光伏电站的光伏方阵宜采用单元模块化的布置方式。</p>	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 7.2.1 条	本项目采用单元模块化布置。	符合
14	<p>地面光伏电站的光伏方阵布置应满足下列要求：</p> <p>1、固定式布置的光伏方阵、光伏组件安装方位角宜采</p>	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 7.2.2 条	本项目拟采用容量为 570Wp 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 25 度，组件最低点 离地	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
	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。		高度 2.5m，采用 2×13 块组件竖向布置，通过直埋电缆和架空线路连接各个区块。	
15	光伏电站宜设置安全防护设施，该设施宜包括：入侵报警系统、视频安防系统和出入口控制系统等，并能相互联动。	《光伏电站设计规范》（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昭通市永善县，项目周边存在林地、农耕地、村庄，通过安全设施的完善设计，能保证安全运行。详细情况见报告 3.3 周边环境分析内容。	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

项目	建设项目与周边距离	符合性
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。

建设范围为永善县茂林镇、莲峰镇境内，项目位于永善县伍寨彝族苗族自治乡长海村北东侧、莲峰镇南侧、茂林镇北侧，工程区东西向长约 17km，南北向长约 10km，不涉及村庄、人口、房屋等。场址永久占地不涉及基本农田保护区、国家一级公益林地等敏感对象，场址内无自然保护区、风景名胜区等敏感因素分布，不良物理地质现象不发育。

拟建工程建设对当地地质环境的影响主要是改变地表形态，对地质环境的破坏和影响较小。

拟建场区远离市区。建设区及周围未发现有地质和文物保护遗迹，也未见有保护区的建设。

本次规划的场址范围不是自然保护区。

拟建光伏电站道路修建及光伏电站建设产生的粉尘、噪音等对村庄的周边环境造成的影响较小。施工期只有少量的污水、废水排放，对环境影响很小。施工期间的固定废弃物主要是建筑垃圾和生活垃圾，集中收集后外运，对环境影响很小。

该工程投产后，本身不需要消耗水资源，本项目无工业废水产生，仅有少量生活污水，经处理后用作绿化，其废水可完全实现零排放。对环境可能产生的影响因素主要有生活垃圾等，对环境基本无影响。

### 4.4.2 建设项目对周边居民的影响

由于光伏电站的建设，对周边的村民会产生安全方面的影响，主要表现在基础开挖、

设备安装时由于安全设施设置不足，安全警示标志不明显或施工人员对安全认识不足，流动的居民进入施工区或运行区而产生高处坠落、物体打击、噪声、电伤害、火灾、机械伤害等危害。相反，流动的居民会因为安全意识淡薄，在禁烟区抽烟、偷盗或恶意阻挠施工也会对工程的建设产生不良危害。

#### 4.4.3 周边环境对建设项目的影晌

本项目主要建筑物为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。本项目位于永善县伍寨彝族苗族自治县长海村北东侧、莲峰镇南侧、茂林镇北侧，周边无其它的生产企业，因此不存在周边企业对本项目的影晌。

综上所述，周边环境对本项目的影晌可接受。

#### 4.5 不良地质条件对本项目及主要设备的影晌

场地10km范围内无发震断裂通过，已满足规范要求的安全距离。场址区岩土工程条件较好，地基稳定，未发现崩塌、泥石流、地下洞穴、采空区及砂土液化等不良地质作用。总体上，场地工程地质条件较好，有布置太阳能阵列的地形、地质条件。

#### 4.6 气象条件对本项目及主要设备的影晌

本光伏电站拟选场址受地理位置、地形、地势等多种因素的影响，当地常出现的恶劣天气和自然灾害主要有：雷暴、极端气温、冰雹、降水、风力灾害等。

##### 一、极端气温影晌

本工程选用逆变器的工作温度范围为 $-30^{\circ}\text{C}\sim 60^{\circ}\text{C}$ ，选用电池组件的工作温度范围为 $-40^{\circ}\text{C}\sim 85^{\circ}\text{C}$ ，正常情况下，太阳能电池组件的工作温度可保持在环境温度增加 $20^{\circ}\text{C}$ 的水平。

根据永善气象站资料，永善县极端最低气温为 $-3.3^{\circ}\text{C}$ ，平均海拔877.2米，光伏场区最高海拔2981.3米。根据海拔每上升100米，温度下降 $0.6^{\circ}\text{C}$ 的变化关系，得到光伏场区的极端最低气温为 $-15.9246^{\circ}\text{C}$ 。因此，按本工程场区极端气温数据校核，本项目太阳能电池组件及逆变器的工作温度可控制在允许范围内，地区气象温度条件对太阳能电池组件及

逆变器的安全性没有影响。

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

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

项目所在地多年年平均降雨量 708.1mm。雨季雨量一般，且项目选址位于建设范围为永善县茂林镇、莲峰镇境内，项目位于永善县伍寨彝族苗族自治县长海村北东侧、莲峰镇南侧、茂林镇北侧，工程区东西向长约 17km，南北向长约 10km。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

光伏场区年冰雹日数 0 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《建筑用安全玻璃第 2 部分：钢化玻璃》GB15763.2-2005 中的试验标准，可以认为地区冰雹条件对项目没有影响。

## 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），永善县多年年平均风速为 2.1m/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 0.35kN/m<sup>2</sup>，按此设计太阳能电池组件的安装支架及基础等并按此设计太阳能电池组件的安装支架及基础等。但需注意山地风口处局部区域风速较大，对组件支架产生较大影响。主要表现在：突发性强风对地面建构物威胁较大，会造成光伏阵列倒塌、倒杆、线路断线或设备外壳带电、建筑物门窗损坏等危险事故的发生。遇强风袭击时，若未采取有效的防护措施，容易发生设备倾倒，从而伤害和碰撞现场作业人员或电力设备，酿成重大事故。

## 五、雷暴影响

光伏场区多年平均雷暴日数为 49.4 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

本项目规划额定容量为 300MW，安装容量370.40913MW<sub>p</sub>，占地面积约7500 亩，太阳能电池组件逆变升压至 35kV 后接入新建 220kV 光伏升压站，共包括 2 台 150MVA 主变压器，拟定 1 路 220kV 出线接入电网系统（最终以接入系统报告为准）。每个发电单元就地设置一个 35kV 升压单元，由 3200kVA/2600kVA/2000kVA/1300kVA 箱变和 320kW 逆变器组成。升压站设 35kV 升压箱变 104 台；建设 220kV 升压站、综合楼等建构筑物。

全站发电容量通过 2 回 35kV 集电线路(地埋)输送至 220kV 升压站后经 1 回 220kV 线路送出。

### 5.1 接入系统安全性分析

云南省昭通市永善县松林 300MW 光伏发电项目规划总额定容量 300MW。结合“十四五”期间规划项目实际开展情况及运行方式，云南省昭通市永善县松林 300MW 光伏发电项目本期额定容量为 300MW，拟新建一座 220kV 升压站，建设 1 回 220kV 送出线路。最终接入方案及接入点将在下一阶段接入系统设计中进一步论证，并服从昭通市及永善县新能源送出及电网整体规划。

《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

升压站站用电系统共设 2 个电源，其中正常电源通过站用变压器引自 35kV 母线，另外为提高站用电供电可靠性，保留施工外接电源作为站用电备用。低压侧采用单母线接线方式并配置各自投装置，设 6 面低压配电屏布置于继电保护室内。

站用电接线系统采用 TN-C-S 系统，低压配电屏内采用的是三相四线制，低压配电箱内采用的是三相五线制。

为保证站用电的供电可靠性，本期装设 2 台站用变压器，1 台备用变，400/220 伏母线采用单母线分段接线，正常分列运行。

站用变容量按最终规模计算，经计算，每台站用变容量选型为 500kVA，本期设置两 500kVA 站用变。其中 1 台站用变的进线由本期工程的 35kV 母线上引接，另一台备用变

进线由施工电源的 10kV 线路引接，作为第一台站用变的备用电源。工程建成后，两台站用变压器互为备用。

由此可知，站用电具有可靠的工作电源和备用电源，能保证电场正常运行用电，能保证电场正常运行用电。

### 5.3 电气系统安全性分析

本节采用《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）、《3~110kV 高压配电装置设计规范》（GB50060-2008）、《220kV~750kV 变电站设计技术规程》（DL/T5218-2012）编制安全检查表对电气系统进行安全检查，检查结果见表 5-1。

表 5-1 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。	《220kV~750kV 变电站设计技术规程》（DL/T5218—2012）第 3.0.1 条	站址位于主要 位于永善县伍寨彝族苗族自治县长海村以北东、莲峰镇以南、茂林镇以北的山坡上。	符合
2	站址选择时应注意变电站与邻近设施、周围环境的相互影响和协调,必要时应取得有关协议。站址距飞机场、导航台,地面卫星站、军事设施,通信设施以及易燃易爆等设施的距离应符合现行有关国家标准的规定。	《220kV~750kV 变电站设计技术规程》（DL/T5218—2012）第 3.0.10 条	站址周边无飞机场、导航台,地面卫星站、军事设施,通信设施以及易燃易爆等设施。	符合
3	站址的抗震设防烈度应符合现行国家标准《中国地震动参数区划图》GB18306 的规定。站址位于地震烈度区分界线附近难以正确判断时应进行烈度复核。抗震设防烈度为 9 度及以上地区不宜建设 220kV~750kV 变电站。	《220kV~750kV 变电站设计技术规程》（DL/T5218—2012）第 3.0.12 条	站址位于地震烈度为 7 度。	符合
二	变压器			
1	光伏电站升压站主变压器的选择应符合下列要求：	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）	本工程主变配置 2 台三相双绕组 150MVA-220±8×1.25%/37/10.5kV（平	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
	<p>1、应优先选用自冷式、低损耗电力变压器。</p> <p>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。</p> <p>3、主变压器容量可按光伏电站的最大连续输出容量进行选取，且宜选用标准容量。</p>	第 8.1.2 条	衡) 有载调压型电力变压器。	
2	<p>光伏方阵内就地升压变压器的选择应符合下列要求：</p> <p>1、宜选用自冷式、低损耗电力变压器。</p> <p>2、变压器容量可按光伏方阵单元模块最大输出功率选取。</p> <p>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电站，当采用户外布置时，沿海防护等级应达到 IP65，风沙大的光伏电站防护等级应达到 IP54。</p> <p>4、就地升压变压器可采用双绕组变压器或分裂变压器。</p> <p>5、就地升压变压器宜选用无励磁调压变压器。</p>	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 8.1.3 条	本工程主变配置 2 台三相双绕组 150MVA-220±8×1.25%/37/10.5kV（平衡）有载调压型电力变压器。	符合
3	<p>屋外单台电气设备的油量在 1000kg 以上时，应设置贮油或挡油设施。当设置有容纳 20%油量的贮油或挡油设施时，应设置将油排到安全处的设施，且不应引起污染危害。</p> <p>当不能满足上述要求时，应设置能容纳 100%油量的贮油或挡油设施。贮油和挡油设施应大于设备外廓每边各 1000mm，四周应调出地面 100mm。贮油设施内应铺设卵石层，卵石层厚度不应小</p>	《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB 50060-2008 第 5.5.3 条	拟在升压站主变压器底部设置 C30 现浇钢筋混凝土结构、地下净容量不小于 8m <sup>3</sup> （容积按 100%变压器油量确定）的事故油池。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
	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。			
三	电气主接线			
1	光伏电站发电单元接线及就地升压变压器的连接应符合下列要求: 1、逆变器与就地升压变压器的接线方案应依据光伏电站的容量、光伏方阵的布局、光伏组件的类别和逆变器的技术参数等条件,经技术经济比较确定。 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。	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)第 8.2.1 条	经技术经济比较确定采用组串式逆变器和双绕组箱式升压变压器。	符合
2	光伏电站发电母线电压应根据接入电网的要求和光伏电站的安装容量,经技术经济比较后确定,并应符合下列规定: 1、光伏电站安装总容量小于或等于 1MWp 时,宜采用 0.4kV-10kV 电压等级。 2、光伏电站安装总容量大于 1MWp,且不大于 30MWp 时,宜采用 10kV-35kV 电压等级。 3、光伏电站安装容量大于 30MWp 时,宜采用 35kV 电压等级。	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)第 8.2.2 条	本项目发电母线电压选用 35kV。	符合
3	光伏电站发电母线的接线方式应按本期、远景规划的安装容量、安全可靠、运行灵活性和经济合理性等条件选择,并应符合下列要求: 1、光伏电站安装容量小于或等于 30MW 时,宜采用单母线接线。 2 光伏电站安装容量大于	《光伏电站设计规范》(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

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
	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。			
4	光伏电站母线上的短路电流超过所选择的开断设备允许值时，可在母线分段回路中安装电抗器。母线分段电抗器的额定电流应按其中一段母线上所联接的最大容量的电流值选择。	《光伏电站设计规范》(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。	《光伏电站设计规范》(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。	《光伏电站设计规范》(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	光伏电站内 10kV 或 35kV 系统中性点可采用不接地、经消弧线圈接地或小电阻接地方式。经汇集形成光伏电站群的大、中型光伏电站，其站内汇集系统宜采用经消弧线圈接地或小电阻接地的方式。就地升压变压器的低压侧中性点是否接地应依据逆变器的要求确定	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012) 第 8.2.7 条	本项目主变 35kV 侧中性点采用小电阻接地方式。	符合
8	光伏电站 110kV 及以上电压等级的升压站接线方式，应根据光伏电站在电力系统的地位、地区电力网接线方式的要求、负荷的重要性、出线回路数、设备特点、本期和规划容量等条件确定。	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012) 第 8.2.9 条	本期拟规划额定容量 300MW，规划建设一座 220kV 升压站，站用变容量按最终规模计算，经计算，每台站用变容量选型为 500kVA，本期设置两 500kVA 站用变。其中 1 台站用变的进线由本期工程的 35kV 母线上引接，另一台备用变进线由施工电源的 10kV 线路引接，作为第一台站用变的备用电源。工程建成后，两台站用变压器互为备用。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
9	220kV 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-220kV 线路电压互感器与电容器、避雷器、主变压器引出线的避雷器不宜装设隔离开关；主变压器中性点避雷器不应装设隔离开关。	《光伏电站设计规范》（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	光伏电站站用电系统的电压宜采用 380V。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 8.3.1 条	站用电系统电压为 380/220V。	符合
2	380V 站用电系统，应采用动力与照明网络共用的中性点直接接地方式。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 8.3.2 条	站用电系统采用 380V 三相四线制中性点直接接地系统。	符合
3	站用电工作电源引接方式应符合下列要求： 1、光伏电站有发电母线时，宜从发电母线引接供给自用负荷。 2、当技术经济合理时，可由外部电网引接电源供给发电站自用负荷。 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。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 8.3.3 条		符合
4	站用电系统应设置备用电源，其引接方式应符合下列要求： 1、当光伏电站只有一段发电母线时，宜由外部电网引接电源。 2、当发电母线为单母线分段接线时，可由外部电网引接电源，也可由其中的另一段母线上引接电源。 3、各发电单元的工作电源分别由各自的就地升压变压器低压侧引接时，宜采用邻近	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 8.3.4 条	升压站站用电系统共设 2 个电源，其中正常电源通过站用变压器引自 35kV 母线，另外为提高站用电供电可靠性，保留施工外接电源作为站用电备用。低压侧采用单母线接线方式并配置各自投装置，设 6 面低压配电屏布置于继电保护室内。为保证站用电的供电可靠性，本期装设 2 台站用变压器，1 台备用变，400/220 伏母线，采用单母线分段接线，正常分列运行。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
	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。			
五	直流系统			
1	光伏电站宜设蓄电池组向继电保护、信号、自动装置等控制负荷和交流不间断电源装置、断路器合闸机构及直流事故照明等动力负荷供电，蓄电池组应以全浮充电方式运行。	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)第 8.4.1 条	采用 220V 直流电源系统，选择装设 2 组铅酸蓄电池，每组容量为 500 Ah，布置在独立的蓄电池室；配置 2 套高频开关充电装置为直流蓄电池充电。为保证光伏电站监控系统及运动设备电源的可靠性，设置 2 套交流不停电电源装置 (UPS)，容量为 15kVA。同时作为应急照明、事故照明等消防设施的供电电源。	符合
2	蓄电池组的电压可采用 220V 或 110V。	《光伏电站设计规范》(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。	《光伏电站设计规范》(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。	《光伏电站设计规范》(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
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。	《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB50060-2008 第 2.0.10 条	35kV 配电室断路器有五防功能。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
	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。			
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。在湿热地区应采用湿热带型电器产品。在亚湿热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	不属于亚湿热地区，采用普通电器产品。	符合
6	周围环境温度低于电器、仪表和继电器的最低允许温度时，应装设有自动温控的加热装置或采取其他保温措施。 在积雪、覆冰严重地区，应采取防止冰雪引起事故的措施。隔离开关的破冰厚度，不应小于安装场所的最大覆冰厚度	《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB50060-2008 第 3.0.4 条	35kV 电气设备设施都为室内设置，环境温度满足电气仪表的使用要求。	符合
7	配电装置的抗震设计应符合现行国家标准《电力设施抗震设计规范》GB50260 的有关规定。	《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB50060-2008 第 3.0.6 条	通过资料分析，该地区的抗震按照 7 度进行设防。	符合
8	海拔超过 1000m 的地区，配电装置应选择适用于该海拔的电器和电瓷产品。其外部绝缘的冲击和工频试验电压应符合现行国家标准《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	升压站的海拔为 2850m，选用的电气设备都为高原型。	符合
9	1、220kV 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、220kV 电压等级配电装置，宜选用屋外敞开式分相中型、普通中型、半高型布置形式。	《220kV~750kV 变电站设计技术规程》(DL/T5218—2012) 第 5.3.4 条	35kV 及以下配电装置采用屋内式，220kV 采用户 GIS 全封闭组合电器。	符合
10	5、66kV-750kV 电压等级配电装置，在大气污秽严重、	《220kV~750kV 变电站设计技术规程》	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
	场地限制、高抗震设防烈度、高海拔环境条件下,经技术经济论证,可采用气体绝缘金属封闭组合电器。	(DL/T5218—2012)第 5.3.4 条		
七	无功补偿装置			
1	光伏电站的无功补偿装置应按电力系统无功补偿就地平衡和便于调整电压的原则配置。	《光伏电站设计规范》(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。	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)第 8.6.2 条	设计符合相关规范的规定要求。	符合
3	无功补偿装置设备的型式宜选用成套设备。	《光伏电站设计规范》(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。	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)第 8.6.3 条	采用户外布置。	符合
八	电气二次			
1	光伏电站控制方式宜按无人值班或少人值守的要求进行设计。	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)第 8.7.1 条	该站按“无人值班、少人值守”原则设计。	符合
2	电气二次设备应布置在继电器室,继电器室面积应满足设备布置和定期巡视维护的要求,并留有备用屏位。屏、柜的布置宜与配电装置间隔排列次序对应。	《光伏电站设计规范》(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。	《光伏电站设计规范》(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	光伏电站内的电气元件保	《光伏电站设计规	电站内继电保护和安全自动装置按	符

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。	范》(GB50797-2012) 第 8.7.5 条	GB/T 14285-2006《继电保护和安全自动装置技术规程》进行设计。	合
5	光伏电站逆变器、跟踪器的控制应纳入监控系统。	《光伏电站设计规范》(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,也可根据需要进行其他电气设备的监控操作。	《光伏电站设计规范》(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	大型光伏电站站内应配置统一的同步时钟设备,对站控层各工作站及间隔层各测控单元等有关设备的时钟进行校正,中型光伏电站可采用网络方式与电网对时。	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012) 第 8.7.8 条	本光伏电站设置一套 GPS 对时装置。	符合
8	光伏电站计算机监控系统的电源应安全可靠,站控层应采用交流不停电电源(UPS)系统供电。交流不停电电源系统持续供电时间不宜小于 1h。	《光伏电站设计规范》(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)、《220kV~750kV变电站设计技术规程》(DL/T5218-2012)、《光伏发电站设计规范》(GB50797-2012)、《建筑设计防火规范》(GB 50016-2014[2018年版])、《3~110kV高压配电装置设计规范》(GB50060-2008)、《220kV~750kV变电站设计技术规程》(DL/T5218—2012)及《电力工程电缆设计标准》(GB 50217-2018)等规范编制检查表,对电场工程防火、防爆措施进行对照检查。对电场工程防火、防爆措施进行对照检查。检查表见表5-2。

表 5-2 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。	《光伏发电站设计规范》(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。	《光伏发电站设计规范》(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。	《光伏发电站设计规范》(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。	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)第 14.1.6 条	主变和站用备用为油浸变压器,并布置于户外,丙、丁、戊类生产性建筑物与主变压器防火间距不小于 10m,符合规范要求。	符合
6	35kV 以上屋内配电装置必须安装在有不燃烧实体墙的间隔内,不燃烧实体墙的高度严禁低于配电装置中带油设备的高度。总油量超过 100kg 的屋内油浸变压器必须设置单独的变压器室,并设置灭火设施。	《光伏电站设计规范》(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	升压站设置室外消火栓。	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。	《220kV~750kV 变电站设计技术规程》(DL/T5218—2012)第 10.2.1 条	用水量按发生火灾时一次最大消防用水量计算。	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 3000m <sup>3</sup> 时,可不设消防给水系统。	《220kV~750kV 变电站设计技术规程》(DL/T5218—2012)第 10.2.2 条	变电站内建筑物满足耐火等级不低于二级,火灾危险性为丁类。升压站内设消防给水系统。	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。	《220kV~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	《220kV~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 8m <sup>3</sup> 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
	功能,其容积宜按最大一台设备油量的 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。	《220kV~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	蓄电池室、主控室等门都为向疏散方向开启的防火门。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查结果	符合性
17	电缆从室外进入室内的入口处、电缆竖井的出入口处、主控制室电缆层之间,应采取防止电缆火灾蔓延的阻燃及分隔措施。	《35kV~110kV 变电站设计规范》GB50059-2011)第 5.0.6 条	电缆从室外进入室内的入口处、电缆竖井的出入口处、电缆接头处、长度超过 100m 的电缆沟均采取阻燃或分隔措施。	符合
18	长度大于 7m 的配电装置室应有两个出口并宜布置在配电装置室的两端长度大于时宜增添一个出口当配电装置室有楼层时一个出口可设在通往屋外楼梯的平台处。	《3~110kV 高压配电装置设计规范》(GB50060-2008)第 7.1.1 条	35kV 配电室设有 2 个安全出口。	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	35kV 配电室采用防火门,向外开启。	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)第 7.1.8 条	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,应设置适当的阻燃分隔,并按工程重要性、火灾几率及其特点和经济合理等因素,采取下列安全措施: 1、实施阻燃防护或阻止延燃; 2、选用具有阻燃性的电缆; 3、实施耐火防护或选用具有耐火性的电缆; 4、实施防火构造; 5、增设自动报警与专用消防装置。	《电力工程电缆设计标准》(GB 50217-2018)第 7.0.1 条	《可行性研究报告》要求电缆采用防火分隔和阻燃措施。	符合

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：

- 1.未对安全工器具及个体防护提出明确的配置要求；
- 2.配电装置室开固定窗采光时未设计采取防止玻璃破碎时小动物进入的措施。

#### **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 5-3。

表 5-3 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 15m 及以上烟囱、水塔等孤立的高耸建筑物；在平均雷暴日小于或等于 15d/a 的地区，高度在 20m 及以上的烟囱、水塔等孤立的高耸建筑物。	《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少雷电侵入波过电压的危害。 3、按本标准要求的雷电侵入波过电压保护方案校验时，校验条件为保护接线一般应该保证 2km 外线路导线上出现的雷电侵入波过电压时，不引起发电厂和变电所电气设备绝缘损坏。	《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T620-1997) 第 5.1.3 条	在 220kV 升压站内设置独立避雷针，实现对升压站配电装置的直击雷防护。在光伏方阵，将防雷接地、保护接地、工作接地统一为一个共用接地装置。	符合
4	各级电压的线路，一般采用	《交流电气装置的	在 220kV 进、出线侧及主变低	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查结果	符合性
	<p>下列保护方式：</p> <p>1)330kV 和 500kV 线路就沿全线架设双避雷线，但少雷区除外。</p> <p>2)220kV 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。</p> <p>3)66kV 线路，负荷重要且所经地区平均年雷暴日数为 30 以上的地区，宜沿全线架设避雷线。</p> <p>4)35kV 及以下线路，一般不沿全线架设避雷线。</p> <p>5)除少雷区外，3kV~10kV 的钢筋混凝土干配电线路，宜用瓷或其他绝缘材料的横担，如果用铁横担，对供电可靠性要求高的线路宜采用高一电压等级的绝缘子，并应尽量以较短的时间切除故障，以减少雷击跳闸和断线事故。</p>	<p>过电压保护和绝缘配合》（DL/T620-1997）第 6.1.2 条</p>	<p>压侧进线设置避雷器；在 35kV 母线上装设避雷器；在主变压器的 220kV 侧中性点装设避雷器。</p> <p>升压站共设 2 颗独立避雷针和 2 颗构架式避雷针，针高 35m。</p>	符合性
5	<p>发电厂的主厂房、主控制室和配电装置室一般不装设直击雷保护装置。为保护其他设备而装设的避雷针，不宜装在独立的主控室和 35kV 及以下变电所的屋顶上。但采用钢结构或钢筋混凝土结构等有屏蔽作用的建筑物的车间变电所可不受此限制。</p> <p>雷电活动特殊强烈地区的主厂房、主控制室和配电装置室宜设直击雷保护装置。</p>	<p>《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》（DL/T620-1997）第 7.1.1 条</p>	<p>升压站共设 2 颗独立避雷针和 2 颗构架式避雷针，针高 35m。</p>	符合
6	<p>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</p>	<p>《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</p>	<p>母线装设有避雷器进行保护。</p>	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查结果	符合性
	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。			
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； 2) 高压并联电抗器中性点接地电抗器的接地端子； 3) 电机、变压器和高压电器等底座和外壳； 4) 发电机中性点柜的外壳、发电机出线柜、封闭母线的金属母线槽等； 5) 气体绝缘金属封闭开关设备的接地端子； 6) 配电、控制和保护用的	《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
	屏等的金属框架； 7) 箱式变电站和环网柜的金属箱体等； 8) 发电厂、变电站电缆沟和电缆隧洞内，以及地上各种电缆金属支架；			

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 5-4 安全生产管理检查表

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
1	生产经营单位必须遵守本法和其他有关安全生产的法律、法规，加强安全生产管理，建立健全全员安全生产责任制和安全生产规章制度，加大对安全生产资金、物资、技术、人员的投入保障力度，改善安全生产条件，加强安全生产标准化、信息化建设，构建安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制，健全风险防范化解机制，提高安全生产水平，确保安全生产。	《中华人民共和国安全生产法》第四条	《可行性研究报告》未提及安全生产标准化、信息化建设，构建安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制，健全风险防范化解机制。	下一步进行落实
2	生产经营单位的主要负责人对本单位安全生产工作负有下列职责： （一）建立健全并落实本单位全员安全生产责任制，加强安全生产标准化建设； （二）组织制定并实施本单位安全生产规章制度和操作规程； （三）组织制定并实施本单位安全生产教育和培训计划； （四）保证本单位安全生产投入的有效实施； （五）组织建立并落实安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防工作机制，督促、检查本单位的安全生产工作，及时消除生产安全事故隐患； （六）组织制定并实施本单位的生产安全事故应急救援预案； （七）及时、如实报告生产安全事故。	《中华人民共和国安全生产法》第二十一条	《可行性研究报告》未提及。	下一步进行落实

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
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》第三十五条	《可行性研究报告》未明确。	下一步进行落实
9	生产经营单位应当建立安全风险分级管控制度,按照安全风险分级采取相应的管控措施。	《中华人民共和国安全生产法》第四十一条	《可行性研究报告》未明确。	下一步进行落实
10	生产经营单位必须为从业人员提供符合国家标准或者行业标准的劳动防护用品,并监督、教育从业人员按照使用规则佩戴、使用。	《中华人民共和国安全生产法》第四十五条	《可行性研究报告》要求提供劳动防护用品。	符合
11	生产经营单位必须依法参加工伤保险,为从业人员缴纳保险费。	《中华人民共和国安全生产法》第五	《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
		十一条		
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。

## 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.下步设计应对安全工器具及个体防护提出明确的配置要求。
- 2.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.因光伏厂区位于永善县伍寨彝族苗族自治乡长海村北东侧、莲峰镇南侧、茂林镇北侧,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。

### 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<sub>6</sub> 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<sub>6</sub> 中毒安全对策措施

1.SF<sub>6</sub> 气体的安全使用与管理

(1) SF<sub>6</sub> 新气在验收过程中，应采取必要的安全防护措施。

(2) 储存 SF<sub>6</sub> 气瓶的地方应阴凉、干燥、通风良好。

(3) SF<sub>6</sub> 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<sub>6</sub> 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<sub>6</sub> 新气气瓶和已检验合格的气体气瓶应分开存放。

## 2.SF<sub>6</sub> 气体充装时的防护

(1) SF<sub>6</sub> 气体充装时应佩戴防护口罩和手套。

(2) SF<sub>6</sub> 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<sub>6</sub> 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<sub>6</sub> 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<sub>6</sub> 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 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。

## 6.2.11 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。

## 6.2.12 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。

### 6.2.13 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。

### 6.2.14 道路交通安全对策措施

为确保安全沿线交通工程及沿线设施按《公路交通标志和标线》、《公路交通安全设施设计规范》（JTG D81-2017）有关规定严格执行，同时根据《公路工程技术标准》（JTG B01-2014），沿线交通工程及设施应达到D级或以上等级。

- 1.交通工程及沿线设施应遵循“确保安全、经济实用”的原则，根据公路的使用功能、等级、交通量，结合当地的自然条件与路基路面的具体情况进行设置，做到醒目、牢固。
- 2.在高路堤、陡坡、急弯、沿河、傍山险路、悬岩凌空等危险路段，应在路侧设置限速、警示、警告标志和护柱、石砌护墩、石垛等安全设施。
- 3.在视距不良的急弯路段，应根据需要设置线形诱导标志、警告、减速等标志：在平面交叉口，应设置道口标志等必需的标志牌。
- 4.受限路段应在起终点处设置减速、限载、限高等警告标志。
- 5.在路线经过村庄地段以及陡坡、傍山险路等地段设置显著的交通警示标志。具体设置时要结合地形及公路实际情况将标志设置在醒目、无干扰的地点。
- 6.交通标志：在路线经过村庄地段以及陡坡、傍山险路等地段设置显著的交通警示标志。

### 6.2.15 其他安全措施

- 1.项目并网前，需开展电能质量评估、二次复核性试验、并网安全性评价、等级保护测评等。
- 2.项目投产后，按调度要求全容量并网6个月内完成光伏逆变器的高低电压穿越、电网适应性测试，电站电气仿真建模、有功无功控制能力、AGVC、惯量响应及一次调频、SVG并网性能测试等。

3.场站应具备频率调节功能，应具备一次调频功能，并网运行时一次调频功能始终投入并确保正常运行，宜具备惯量响应，频率调节能力指标由调度机构根据电网实际情况制定。

一次调频动态指标要求如下：

- (1) 场站一次调频启动时间不大于3s；
- (2) 光伏电站一次调频响应时间不大于5s，调节时间不大于15s；
- (3) 在频率偏离死区出力稳定后，场站响应一次调频指令的有功出力偏差应在额定出力的 $\pm 2\%$ 以内。

4.南方电网规定电网高频扰动情况下，有功功率降至额定出力的10%时不再向下调节。低频扰动情况下，一次调频动作量达5%额定出力可不再向上调节。

## 6.3 施工期安全对策措施

光伏电站施工过程中存在着众多的不安全因素，安全事故随时随地均有可能发生，因此要求建设、监理、施工等参建单位高度重视，始终把“施工安全管理”作为一项重要任务，贯穿于整个施工过程，严格监督、督促各项施工安全措施落实到位，有效控制施工安全事故发生。

根据前面对该工程项目施工安全危险、有害因素的辨识结果，针对该工程特点、施工工艺、危险有害因素的大小等，作出以下对策措施建议。

### 6.3.1 施工安全基本保障措施

为保证施工现场安全、维护工地正常生产和生活秩序，必须强化“安全第一，预防为主，综合治理”的方针。光伏电站施工应做到下列基本保障措施：

1. 由建设单位、监理单位共同组建安全生产组织机构，其中应设专管领导、具体负责人和成员，做到责任明确，层层到位、各负其责。主要负责施工安全管理、研究、协调和处理工作。

2.坚决杜绝“以包代管”，明确总包单位和监理单位职责。总包单位职责：对承包工程的总工期、总体质量、总造价负责。其主要职能：统一对外、统一指挥、统一部署、统一计划、统一管理，对参与分包施工的单位实行指挥、协调、监督和服务；与此同时对承包合同工期、质量、造价实施动态控制与管理。监理单位职责：监理单位应当按照法律法规和工程建设强制性标准实施监理，履行电力建设工程安全生产管理的监理职责。

监理单位资源配置应当满足工程监理要求，依据合同约定履行电力建设工程施工安全监理职责，确保安全生产监理与工程质量控制、工期控制、投资控制的同步实施；监理单位应当建立健全安全监理工作制度，编制含有安全监理内容的监理规划和监理实施细则，明确监理人员安全职责以及相关工作安全监理措施和目标；监理单位应当组织或参加各类安全检查活动，掌握现场安全生产动态，建立安全管理台帐。在实施监理过程中，发现存在生产安全事故隐患的，应当要求施工单位及时整改；情节严重的，应当要求施工单位暂时或部分停止施工，并及时报告建设单位。施工单位拒不整改或者不停止施工的，监理单位应当及时向国家能源局派出机构和政府有关部门报告。

3.制定安全生产责任制和各项安全生产文明施工管理制度。

4.加强三级安全教育，做到安全教育制度化、经常化，让全体施工人员明白安全生产教育的目的和作用。

5.确保施工组织设计方案中安全技术措施的针对性、可行性和可操作性，严格执行工程建设工期提出要求。

6.针对施工中可能出现的安全隐患须编制相应的事故应急预案和施工安全保障措施，并报监理单位进行审核。

7.安全人员须深入施工现场检查安全防护措施状况，及时纠正违章行为，并对不安全因素进行及时整改。

8.做好日常安全检查和定时开展安全生产大检查工作，组织召开安全生产总结会议，发现并及时改正存在的问题。

9.施工现场设立健全的安全标志、标语和其他安全装置。

10.制定施工现场危险点的操作规程。

11.无关人员严禁进入施工现场，进入施工现场人员必须佩戴安全帽。

12.爆破作业、起重作业等特种作业人员必须持证上岗。

13.建设、施工、监理单位要加强对外包单位和施工现场的安全施工管理。

14.各参建单位须加强施工现场安全管理和安全教育工作。

15.强化安全责任，提高施工管控能力；加强外包单位施工人员培训，提高安全管理和技能；严格落实现场安全措施，防范人身伤害事故；严格安全工器具管理，确保施工作业安全。

16.严禁违法分包、转包和挂靠资质等行为，杜绝使用无资质、假冒资质、借用资质的单位。

### 6.3.2 施工质量控制对策措施

施工质量关系到整个工程整体质量好坏和工程建成后能否安全可靠运行，施工质量控制是工程质量控制的基础和重要手段。严格做好工程施工质量控制是确保工程安全的重要任务，针对该工程规模特点，提出以下施工质量控制对策措施建议。

#### 1.建立健全的质量管理组织机构

由当地质量监督管理部门、建设单位、监理单位建立工程施工质量管理领导小组。设立主管领导、主要负责人和成员三级管理体系，负责监督、管理、落实工程施工质量工作。

#### 2.设立工程质量控制方针、目标

工程质量控制应该做到“科学管理、精心施工、持续提高、顾客满意”的方针。

工程质量必须做到一次性符合，向优良工程目标努力，杜绝重大质量责任事故。

3.质量管理成员必须进行日常工程质量的检查、运行和管理，质量管理组织机构须定时定期进行召开工程质量管理工作会议，总结工程质量控制情况，发现并改进工作中的不足；

4.施工过程中如出现工程质量事故，须按照“三不放过”的原则进行查处。

5.建立技术交底制度，确保各项施工方案正确实施。

6.建立现场试验室，跟踪检验各施工部位的材料质量，并出具书面试验报告。

7.对进场的产品和材料进行严格验证、检验和试验，确保不符合材料不得进场。

8.严格按照规程、规范有关要求组织进行隐蔽工程验收、单元工程验收、分部工程验收、阶段验收、单位工程验收和竣工验收，确保工程质量。

### 6.3.3 防施工期电气伤害对策措施

1.建立健全符合施工生产实际的供电、用电安装、运行、维护、检修等安全操作规程、规章制度。

2.做好全体员工的日常用电教育和电工技术技能培训、考核、审验工作，禁止乱拉乱接电源线路和非电工从事电气作业、线路安装。

3.用电线路架设应沿墙体悬空架设，高度不低于 2.5m，牢固绑扎在绝缘物上。

4.用电线路应尽量使用电缆线，绝缘良好，无破损，沿边角设置，禁止乱拉乱放。

5.开关箱(板)应设置在高度 1.5m 左右，牢固、整洁、完好、防雨、易操作，保险熔断丝与负荷相适应。

6.照明灯具设置高度一般应高于地面 2.5m，人员易碰触的灯具，应有防护网罩。潮湿场所、金属容器类、手持照明灯具，应使用安全电压。

7.手持电动工具应保持绝缘良好，电缆线无破损，并安装漏电保护器。

8.电器设备外壳接地应良好可靠，裸露带电部位、接头部位应有防护装置。

9.带电作业应有专人监护，不允许一人独立作业。

### 6.3.4 运输作业要求及安全技术措施

本项目运输条件良好，主要的运输作业危害体现在进场及场内道路运输时。

1.在进行运输作业前应检查驾驶人员的身体状况、车辆的性能等有无异常，无异常方可进行运输作业。

2.进行变压器和逆变器运输前，设备应捆绑牢固，无松动和重心不稳的情况。

3.车辆行驶过程中速度要均匀平稳，上下坡时应事先停车，探明路况后行驶，不得忽快忽慢或突然制动。

4.在进行转弯时，速度应均匀平稳，不得在突然制动或在没有停稳前做急打方向。

5.当遇到雷雨天气和大雾天气时，不得进行运输作业。

6.在运输线路较为复杂的地段，应设人现场指挥，无关人员不得进入运输道路。

7.运输人员不得酒后作业，不得违章作业，事先应进行安全教育。

### 6.3.5 吊装要求及安全技术措施

1.吊装作业应编制专项施工方案并提前报送审核。

2.在吊装作业前应检查机械设备的机械性能、有无异常，无异常方可进行吊装作业。

3.吊装作业时使吊钩与设备重心在一条铅垂线上，设备捆绑要牢固。

4.设备提升时速度应均匀、平稳，落下时应低速轻放。不得忽快忽慢或突然制动。

5.吊着设备回转时，速度应均匀平稳，不得在突然制动或在没有停稳前做反方向回转。

6.吊装现场要设置警戒，无关人员不得进入吊装现场。

7.吊装作业前要对施工人员集中进行安全教育，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，尤其是安全措施的实施。

## 6.5 检维修作业的安全措施

### 1.资质审核

外来检修施工单位应具有国家规定的相应资质，并在其等级许可范围内开展检修施工业务。在签订设备检修合同时，应同时签订安全管理协议。

### 2.制定检修方案

根据设备检修项目的要求，检修施工单位应制定设备检修方案，检修方案应经设备使用单位审核。检修方案中应有安全技术措施，并明确检修项目安全负责人。检修施工单位应指定专人负责整个检修作业过程的具体安全工作。

### 3.安全培训教育

检修前，设备使用单位应对参加检修作业的人员进行安全教育，安全教育主要包括以下内容：有关检修作业的安全规章制度；检修作业现场和检修过程中存在的危险因素和可能出现的问题及相应对策；检修作业过程中所使用的个体防护器具的使用方法及使用注意事项；相关事故案例和经验、教训。

### 4.现场管理

检修现场应根据《安全标志及其使用导则》（GB2894-2008）的规定设立相应的安全标志；检修项目负责人应组织检修作业人员到现场进行检修方案交底；检修前施工单位要做到检修组织落实、检修人员落实和检修安全措施落实；当设备检修涉及高处、动火、动土、断路、吊装、抽堵盲板、有限空间等作业时，须按相关作业安全规范的规定执行；临时用电应办理用电手续，并按规定安装和架设；设备使用单位负责设备的隔绝、清洗、置换，合格后交出；检修项目负责人应与设备使用单位负责人共同检查，确认设备、工艺处理等满足检修安全要求；应对检修作业使用的脚手架、起重机械、电气焊用具、手持电动工具等各种工器具进行检查；手持式、移动式电气工器具应配有漏电保护装置。

凡不符合作业安全要求的工器具不得使用；对检修设备上的电器电源，应采取可靠的断电措施，确认无电后在电源开关处设置安全警示标牌或加锁；对检修作业使用的气体防护器材、消防器材、通信设备、照明设备等应安排专人检查，并保证完好；对检修现场的梯子、栏杆、平台、算子板、盖板等进行检查，确保安全；对有腐蚀性介质的检修场所应备有人员应急用冲洗水源和相应防护用品；对检修现场存在的可能危及安全的坑、井、沟、孔洞等应采取有效防护措施，设置警告标志，夜间应设警示红灯；应将检修现场影响检修安全的物品清理干净；应检查、清理检修现场的消防通道、行车通道，保证畅通。

#### 5.检修中的安全要求

对作业人员的要求：参加检修作业的人员应按规定正确穿戴劳动防护用品；检修作业人员应遵守本工种安全技术操作规程；从事特种作业的检修人员应持有特种作业操作证。

统一指挥：多工种、多层次交叉作业时，应统一协调，采取相应的防护措施。当装置出现异常情况可能危及检修人员安全时，设备使用单位应立即通知检修人员停止作业，迅速撤离作业场所。经处理，异常情况排除且确认安全后，检修人员方可恢复作业。

设立监护人：夜间检修作业及特殊天气的检修作业，须安排专人进行安全监护。

#### 6.检修结束后的安全要求

现场环境清理：因检修需要而拆移的盖板、算子板、扶手、栏杆、防护罩等安全设施应恢复其安全使用功能。

工器具的清理：检修所用的工器具、脚手架、临时电源、临时照明设备等应及时撤离现场。废料的清理：检修完工后所留下的废料、杂物、垃圾、油污等应清理干净。

## 6.6 特殊作业安全对策措施

特殊作业涉及动火、进入有限空间、高处作业、吊装、临时用电、动土、断路等作业，具体要求和管控措施如下：（1）特殊作业前，作业负责人必须向安全管理机构填报特殊作业审批表；（2）如实填报审批表，作业负责人和审批人需签字；（3）对作业区域应有明确的警示标识；（4）作业监护人应坚守岗位，不得擅自离岗和做其他工作；（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。

#### 5.企业安全生产责任体系五落实五到位规定

（1）必须落实“党政同责”要求，董事长、党组织书记、总经理对本企业安全生产工作共同承担领导责任。

（2）必须落实安全生产“一岗双责”，所有领导班子成员对分管范围内安全生产工作承担相应职责。

（3）必须落实安全生产组织领导机构，成立安全生产委员会，由董事长或总经理担任主任。

（4）必须落实安全管理力量，依法设置安全生产管理机构，建议配齐注册安全工程师等专业安全管理人员。

（5）必须落实安全生产报告制度，定期向董事会、业绩考核部门报告安全生产情况，并向社会公示。

（6）必须做到安全责任到位、安全投入到位、安全培训到位、安全管理到位、应急救援到位。

## 6.安全教育培训的要求

按照新安全生产法要求，生产经营单位为安全生产的主体责任方，对于现场的劳务派遣人员，必须纳入本单位从业人员统一管理，切实履行安全生产保障责任；持续改进安全管理，强化人员安全培训，健全安全管理规章制度，不断提高安全生产水平。

光伏电站使用被派遣劳动者的，应当将被派遣劳动者纳入本单位从业人员统一管理，对被派遣劳动者进行岗位安全操作规程和安全操作技能的教育和培训。劳务派遣单位应当对被派遣劳动者进行必要的安全生产教育和培训。

光伏电站应当对从业人员进行安全生产教育和培训，保证从业人员具备必要的安全生产知识，熟悉有关的安全生产规章制度和安全操作规程，掌握本岗位的安全操作技能，了解事故应急处理措施，知悉自身在安全生产方面的权利和义务。

未经安全生产教育和培训合格的从业人员，不得上岗作业。

光伏电站接收中等职业学校、高等学校学生实习的，应当对实习学生进行相应的安全生产教育和培训，提供必要的劳动防护用品。学校应当协助生产经营单位对实习学生进行安全生产教育和培训。

光伏电站应当建立安全生产教育和培训档案，如实记录安全生产教育和培训的时间、内容、参加人员以及考核结果等情况。

## 7.安全投入的要求

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

## 8.生产运行人员的基本要求

根据安全生产法中关于安全教育培训的相关内容，本光伏电站的生产运行人员应具备以下的基本要求。

（1）具备必要的机械、电气、安装知识。

（2）运行人员须进行三级教育培训后方可上岗，公司主管领导和主要安全负责人、专（兼）职安全员须持有安全生产管理合格证，涉及电工、焊接、登高、起重等特种作业人员须持有相应的特种作业资格证。

（3）熟悉太阳能发电的工作原理及基本结构，掌握一般故障的产生原因及处理方法。掌握计算机监控系统的使用方法。

(4) 生产人员应认真学习光伏发电技术，提高专业水平。光伏电站至少每年一次组织员工系统的专业技术培训。每年度要对员工进行专业技术考试，合格者继续上岗。

(5) 新聘人员须进行三级教育后方可上岗工作。

(6) 所有生产人员必须熟练掌握光伏电站应急救援方法，必须掌握消防器材使用方法。

## 9.运行管理方面的要求

运行安全管理是确保光伏电站设备和各建筑物的正常运行、安全生产、完成发电和调度任务所进行的管理工作。

安全操作管理。认真执行安全工作规程、运行规程和工作票、操作票、交接班制度、巡回检查制度、定期试验和轮换制度等有关规程和制度，定期进行安全检查、设备运行安全分析。

设备检修管理包括机电主设备和辅助设备的维护、监测、大小修计划的安排，施工管理及技术档案、技术资料的积累等管理工作。设备检修，是保持设备状况完好，保证安全生产必要的条件。必须坚持预防为主、安全第一、质量第一的方针，按照应修必修、修必修好的原则，有计划地进行设备检修。

岗位技术培训其目的是提高各岗位运行值班人员的技术素质，达到熟悉设备、系统及其基本原理，熟悉操作和事故处理，熟悉本岗位的规程和制度，能正确地进行操作和分析运行状况，能及时地发现故障和排除故障，能掌握一般的维护技能等“三熟三能”基本功，保证每一个值班人员都能胜任本岗位的运行操作、设备监控、巡回检查和事故处理。培训工作可分为上岗前培训和岗位技术培训。培训的方法有：组织规程和技术学习与考试；现场考问讲解；技术问答；反事故演习；技术讲座；技术报告会；短期脱离岗位的专业培训班；仿真机培训等。

## 10.安全设施“三同时”的要求

设计单位应在下阶段针对安全设施“三同时”、反事故措施、安全标准化等要求，结合项目建设条件，优化、细化设计。严格执行国家对安全设施“三同时”的相关要求，依据《建设项目安全设施“三同时”监督管理办法》（国家安监总局令第36号，77号修改）的修改规定，在建设项目可行性研究报告时，应当委托有相应资质的可行性研究报告单位对建设项目安全设施进行设计，编制安全设施设计专篇，安全设施设计专篇编制完成后，应组织审查，形成书面报告完成报备。

项目在施工阶段必须严格按照本报告和安全设施设计专篇中关于建设项目安全设施

的相关要求进行施工和管理。在项目竣工投入生产或者使用前，建设单位要组织对安全设施进行竣工验收，并形成书面报告备查。安全设施竣工验收合格后，方可投入生产和使用。

#### 11.安全标准化及安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制的要求

根据《中华人民共和国安全生产法》第四条的规定：生产经营单位必须遵守本法和其他有关安全生产的法律、法规，加强安全生产管理，建立健全全员安全生产责任制和安全生产规章制度，加大对安全生产资金、物资、技术、人员的投入保障力度，改善安全生产条件，加强安全生产标准化、信息化建设，构建安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制，健全风险防范化解机制，提高安全生产水平，确保安全生产。建议企业加强安全标准化建设，构建安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制。

12.落实施工期、运行期相关作业人员应全员持证上岗的要求，防止借用、假冒他人证件，总包单位应随作业人员证书有效性审核及劳动关系审核进行审核。

13.严把队伍和人员资质关，强化特殊用工的安全管理。

14.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 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	升压站检修作业场所、检修中高速旋转的机械等
	高处坠落	升压站
	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	升压站、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	升压站、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:三峡云能发电(永善)有限公司云南省昭通市永善县松林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 委托书

附件 2 企业营业执照

附件 3 项目投资备案证

附件 4 可行性研究报告及资质

## 附图

附图 1 光伏电站总布置图

附图 2 升压站电气主接线图

附图 3 升压站总平面布置图