

工程编号：QY-B202202C-01



国家电网  
STATE GRID

# 青龙建昊凉水河 25MW 光伏项目 35kV 开关站新建工程

## 初步设计说明书

STATE GRID

秦皇岛福电电力工程设计有限公司

咨询证号：工咨乙 91130300758920011C-19ZYY19

设计证号：A213006808

2022 年 06 月

批准：

审核：

校核：

编写：

目录

1 总的部分.....3

1.1 工程设计的主要依据 .....3

1.2 项目概况 .....3

1.3 站址概况 .....3

1.4 工程建设规模和设计范围 .....4

2 电力系统.....5

2.1 电力系统现状 .....5

2.2 光伏电站建设的必要性 .....6

2.3 接入系统方案 .....8

3 电气部分.....9

3.1 建设规模和电气主接线 .....9

3.2 电气主接线 .....10

3.3 短路电流计算及主要设备选择 .....10

3.3 过电压保护及防雷接地 .....14

3.4 电气总平面布置及配电装置 .....14

3.5 站用电及照明 .....15

3.6 电缆设施 .....16

4 二次系统.....9

4.1 系统继电保护 .....16

4.2 系统调度自动化 .....17

4.3 系统通信及站内通信 .....19

4.4 变电站自动化系统 .....19

4.5 元件保护及自动装置 .....33

4.6 电气测量信号二次接线 .....34

4.7 控制电源系统 .....36

4.8 火灾报警系统 .....38

4.9 视频安防监控系统 .....38

4.10 光功率预测系统 .....38

4.11 二次设备的接地、防雷、抗干扰 .....39

5 储能部分.....40

6 土建部分.....40

6.1 综合说明 .....	40
6.2 工程地质 .....	43
6.3 土建设计 .....	50
6.4 给排水 .....	40
6.5 采暖通风与空气调节 .....	55
<b>7 消防部分 .....</b>	<b>56</b>
7.1 工程消防总体设计 .....	56
7.2 工程消防设计 .....	57
7.3 施工消防 .....	58
<b>8 环境保护、水土保持和节能减排 .....</b>	<b>58</b>
8.1 环境保护 .....	58
8.2 水土保持 .....	60
8.3 节能减排 .....	60
8.4 结论 .....	64
<b>9. 劳动安全卫生 .....</b>	<b>64</b>
9.1 防火、防爆 .....	64
9.2 防毒防化学伤害 .....	65
9.3 防电伤、防机械伤和其他伤害 .....	65
9.4 防暑、防寒 .....	65
9.5 防噪声 .....	65

## 1 总的部分

### 1.1 工程设计的主要依据

1) 《中华人民共和国土地管理法》、《中华人民共和国节约能源法》、《中华人民共和国环境影响评价法》。

2) 《光伏电站接入电力系统技术规定》(GB/Z19964-2005)；《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)；《光伏电站接入电网技术规定》(Q/GDW617-2011)；《光伏电站接入电网测试规程》(Q/GDW6178-2011)；《光伏系统并网技术要求》(GB/T19939-2005)；《太阳能资源评估方法》(GB/T37526-2019)；《光伏发电工程施工组织设计规范》(GB/T50795-2012)；《光伏电站施工规范》(GB50794-2012)。

3) 青龙县凉水河乡 25MW 光伏项目接入系统报告及审查意见。

4) 青龙县凉水河乡 25MW 光伏项目送出工程勘察设计合同。

5) 当地规划局的《中华人民共和国村镇规划选址意见书》、环保局的环境审批意见、国土资源局的土地预审意见。

### 1.2 项目概况

保护与改善人类赖以生存的环境，实现可持续发展，是世界各国人民的共同愿望。我国政府已把可持续发展作为经济社会发展的基本战略，并采取了地系列重大举措。合理开发和节约使用自然资源，改进资源利用方式，调整资源结构配置，提高资源利用率，都是改善生态、保护环境的有效途径。

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

从太阳能资源利用、电力系统供需、项目开发条件，本项目建设 25MW 规模是合适的，建成后可增加当地电量供应，促进地区经济可持续发展、促进能源电力结构调整、改善生态、保护环境、促进当地经济发展。

### 1.3 站址概况

本项目位于青龙满族自治县凉水河乡落地村，项目场址中心坐标为 N40.31554791°、E118.72213408°，海拔高度约 420-820 米。场址内有乡村道路贯穿，但站址在半山腰或山顶，上山仅有小道，需修上山道路。

青龙满族自治县位于河北省东北部燕山山脉东段，地处东经  $118^{\circ} 33' 31'' \sim 119^{\circ} 36' 30''$ ，北纬  $40^{\circ} 04' 40'' \sim 40^{\circ} 36' 52''$  之间。县域东界至龙王庙乡与辽宁省建昌县、绥中县交界；南界至海港区、抚宁区、卢龙县、迁安市明长城北侧；西界至凉水河、八道河乡与迁西县、宽城满族自治县交界；北界至大石岭乡与辽宁省凌源市交界。地处京、津、唐、秦经济圈和环渤海经济圈，距秦皇岛市区 75 公里，距唐山市 108 公里，距承德市区 103 公里，距北京 223 公里，距天津 210 公里，距沈阳 404 公里，县域国土面积 3510 平方公里。

青龙满族自治县属暖温带亚湿润气候区，四季分明，日照充足，昼夜温差大，平均星干河、都源河，其中青龙河由北至南纵贯青龙满族自治县，汇入滦河。青龙满族自治县属燕山山脉东端，地势呈马鞍形。境内最高峰都山主峰海拔 1846.3 米，也是秦皇岛市内第一高峰、燕山山脉第二高峰（燕山山脉东部第一高峰）。

本项目暂无地勘资料，拟参考临近项目地勘资料。

本工程场址位于海拔高度 420-800m 左右，植被稀少，根据《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）：河北青龙地区抗震设防烈度为 6 度，设计基本地震加速度值为 0.05g，设计地震分组为第三组。拟建场区覆盖层厚度均小于 3m，判定为 II 类建筑场地，特征周期为 0.35s，属对抗震一般地段。拟建场地未发现不良地质作用及现象，场地及地基稳定性一般，适宜本工程建设。

#### 1.4 工程建设规模和设计范围

##### 1) 工程建设规模

本工程拟新建一座 35kV 开关站，出线 1 回接入娄杖子 110kV 变电站的 35kV 侧母线。本电站 35kV 配电装置采用单母线接线方式，共设置 1 回储能装置进线、2 回集电线路，1 回 PT，1 回 SVG，1 回接地变及消弧线圈、1 回出线。具体电气主接线示意图详见电气专业附图。

##### 2) 设计范围与分工

1) 35kV 开关站围墙以内的全部生产及辅助生产设施，附属设施的工艺和建（构）筑物的土建设计，进站道路与主干道连接设计。

2) 娄杖子 110kV 变电站扩建 1 回 35kV 出线间隔。

## 2 电力系统

### 2.1 电力系统现状

秦皇岛地区位于冀北电网的东北末端，供电范围包括海港、北戴河、山海关三个市区和抚宁、昌黎、卢龙、青龙满族自治县四个县。

秦皇岛地区有天马、昌黎两座 500kV 变电站，经天乐双、黎亭双 500kV 线路与唐山电网联结，通过 3 回 500kV 线路与东北电网高岭换流站相联。目前，秦皇岛地区与唐山地区已分区运行，官赵、官扣、武溯双回线与唐山电网断开备用。秦皇岛地区电网主网架形成双环网运行。

秦皇岛地区电网依托天马、昌黎 2 座 500kV 变电站形成四片供电区域。北部地区形成了天马~平方~肖营子、陈官屯~天马的 220kV 环网。中部地区以天马 500kV 变电站和秦皇岛热电厂 4 台机组为电源形成天马~杜庄~徐庄~王校庄~戴河~小营~天马的 220kV 双环网。东部地区以秦皇岛热电厂 2 台机组为电源形成徐庄、李庄、港东、五里台、孟姜的 220kV 辐射性网架。

南部地区形成以昌黎 500kV 为中心的昌黎~碣石~武山~龙家店~昌黎的 220kV 双环网。小营~龙家店为中东部和南部地区的联络线。

截至 2019 年底，秦皇岛电网总装机容量为 2723.6MW，其中火力发电厂装机容量为 2206MW，水力发电厂装机容量为 24.36MW，风电装机容量 245.5MW，光伏装机容量 247.74MW。

截止到 2019 年底，秦皇岛地区 500kV 变电站 2 座，变电容量 3900MVA；220kV 变电站 19 座，变电容量 6600MVA。

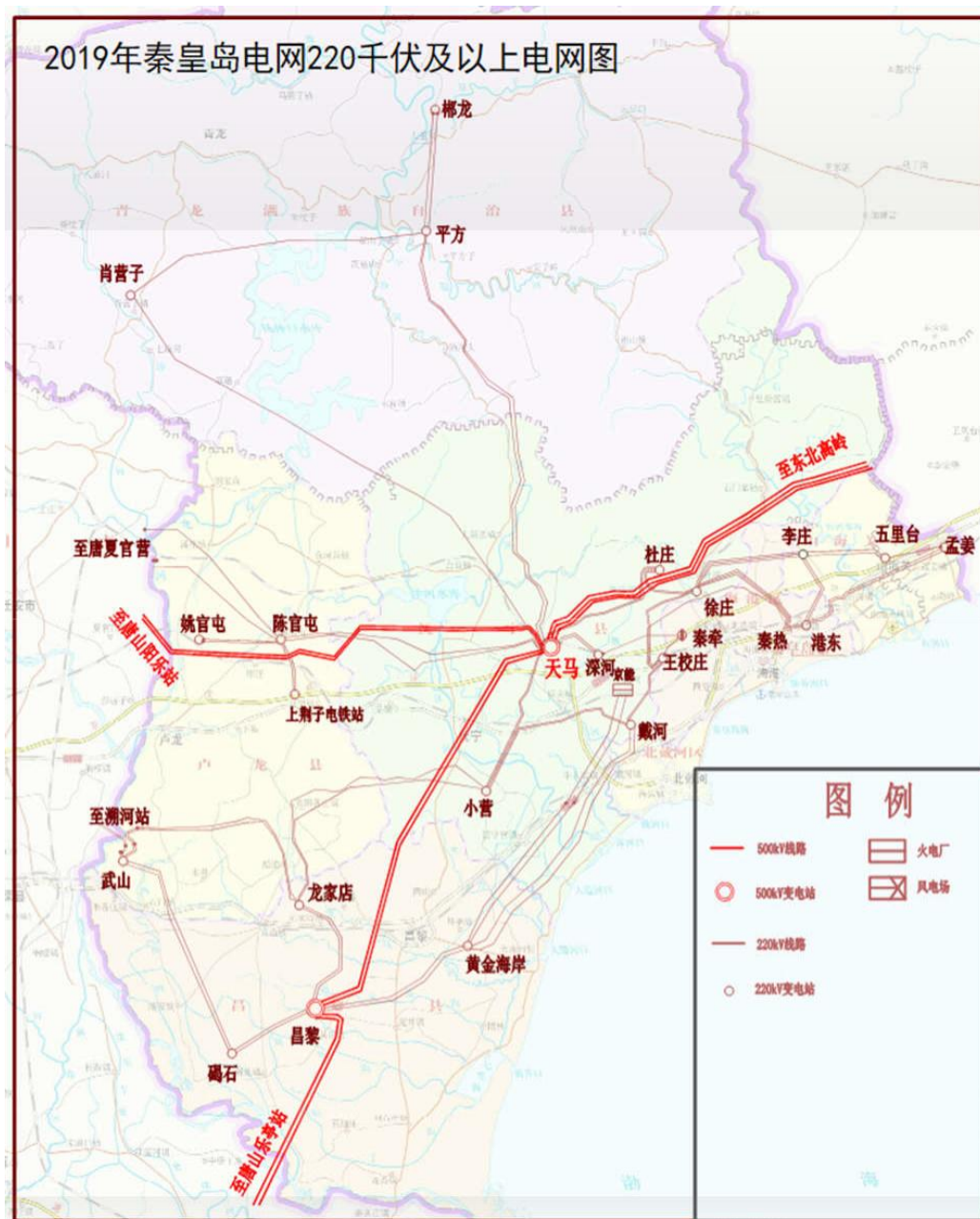


图 2.1-1：项目周边区域 2019 年底电网地理接线图

## 2.2 光伏电站建设的必要性

### 1、符合可再生能源发展规划和能源产业发展方向

我国是世界上最大的煤炭生产国和消费国之一，也是少数几个以煤炭为主要能源的国家之一，在能源生产和消费中，煤炭约占商品能源消费构成的 75%，已成为我国大气污染的主要来源。因此，大力开发太阳能、风能、生物质能、地热能 and 海洋能等新能源和可再生能源利用技术将成为减少环境污染的重要措施之一。



近几年，国际光伏发电迅猛发展，光伏发电已由补充能源向替代能源过渡，并在向并网发电的方向发展，我国也出台了一系列鼓励和支持太阳能光伏发电产业发展的政策措施，例如《可再生能源发电有关管理规定》、《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》、《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》、《可再生能源发展专项资金管理办法》、《关于开展大型并网光伏示范电站建设有关要求的通知》、《关于实施金太阳示范工程的通知》等等，在政策、投资、财税、电价方面给予支持，光伏组件和并网逆变器价格也不断下浮，目前我国已具备的规模化发展 MW 级光伏电站的条件，全国各地相继投运了一大批 MW 级光伏电站，积累了大量的制造、建设安装、运行和维护方面的经验，所以光伏发电是目前技术最成熟、最具规模开发条件和商业化发展前景的可再生能源发电方式之一。

本太阳能并网光伏电站选址在河北省青龙县，从资源量以及太阳能产品的发展趋势来看，在青龙地区开发光伏发电项目，有利于增加可再生能源的比例，优化系统电源结构，且没有任何污染，减轻环保压力。

## 2、地区国民经济可持续发展的需要

河北省是我国的电力大省，必须着力调整能源结构，利用其太阳能资源等可再生能源的优势，大力发展可再生能源，以提升河北省在全国的能源地位和结构，实现地区电力可持续发展。开展太阳能光伏发电是一种有益的尝试和探索。电站在可持续开发当地丰富的太阳能资源后，电力可以支援当地工农业生产需求和电网的电力外送。工程建设可节约能源、推动地区的经济建设，有着非常重要的意义。

本项目既充分利用该地区清洁、丰富的太阳能资源，又可促进当地的植被恢复，改善生态环境，提高居民生活水平，项目建设具有良好的经济效益、社会效益和环境效益。

## 3、促进能源电力结构调整的需要

国家要求每个省常规能源和再生能源必须保持一定的比例。本项目光伏电站建成后，即时每年可向当地电网输送电量供应 3983.44 万千瓦时，将一定程度上促进能源结构的改善。

## 4、改善生态、保护环境的需要

保护与改善人类赖以生存的环境，实现可持续发展，是世界各国人民的共同愿望。

我国政府已把可持续发展作为经济社会发展的基本战略，并采取了一系列重大举

措。合理开发和节约使用自然资源，改进资源利用方式，调整资源结构配置，提高资源利用率，都是改善生态、保护环境的有效途径。

本电站建成后预计每年可为电网提供电量 3983.44 万 kWh，与相同发电量的火电相比，相当于每年可节约标煤 12348.7 吨，相应每年可减少多种大气污染物的排放，其中减少二氧化硫（SO<sub>2</sub>）排放量约 247 吨，二氧化碳（CO<sub>2</sub>）约 33341.4 吨，氮氧化物（NO<sub>x</sub>）约 83.7 吨。

可见光伏电站建设对于当地的环境保护、减少大气污染具有积极的作用，并有明显的节能、环境和社会效益。可达到充分利用可再生能源、节约不可再生化石资源的目的，将大大减少对环境的污染，同时还可节约大量淡水资源，对改善大气环境有积极的作用。

总之，不论从当地经济发展、人民生活质量的提高、节约能源和改善结构、提高社会综合效益方面分析；还是从就近向当地负荷供电，提高供电经济性，符合国家制定的能源战略方针，促进地区经济发展等方面分析，建设本工程具有较大的经济、社会环境效益，其建设是必要的。

## 2.3 接入系统方案

根据本项目容量以及附近光伏并网、电网规划情况、距离等情况，本项目拟接入系统方案考虑如下：

本项目新建一座 35kV 开关站，光伏组件所发电力经组串式逆变器接入箱式变压器，升压后接入光伏厂区新建的 35kV 开关站，拟采用 1 回 35kV 出线接入姜杖子 110kV 变电站 35kV 母线侧。站址与拟接入变电站的直线距离约为 7.5km。



图 2.3-1: 光伏电站和拟接入变电站方位图

### 3 电气部分

### 3.1 建设规模和电气主接线

### 3.1.1 开关站建设规模

本工程建设容量为 25MW，一期建成，厂区内拟新建一座 35kV 开关站,出线 1 回接入娄杖子 110kV 变电站的 35kV 侧母线。新建 35kV 并网线路长约 7.5km，架空出线 1 回。本电站 35kV 配电装置采用单母线接线方式，共设置 1 回储能装置进线、2 回集电线路，1 回 PT，1 回 SVG，1 回接地变及消弧线圈、1 回出线。

### 3.1.2 电气主接线

35kV 电气主接线：本期建设单母线接线方式。

**380/220V 所用电接线：**采用单母线接线方式，双电源供电。由接地变兼做站用变压器使用为站用电提供工作电源，电源引自电站内 35kV 母线，站用变容量为 100kVA。此外设置站外施工变压器在工程建设结束后将保留，做为电站站用电提供工作电源，站用

变容量为 100kVA。主备电源分别引入站用电双电源自动切换柜。

### 3.2 电气主接线

本项目装机容量为 25MWp。采用模块化设计、集中并网的设计方案，由 540Wp 光伏组件组成的 1.9224MWp 的光伏发电单元，共计 13 个。每个光伏发电单元 6 台 250kW 组串逆变器和 1 台 1600kVA 箱式变压器组成，箱变输出的 35kV 交流电通过集电线路输送到开关站，经开关站送至当地电网。

本期建设配套开关站一座，本工程 35kV 开关站通过 1 回 35kV 线路接入姜杖子 110kV 变电站的 35kV 侧母线。

#### 3.2.1 开关站电气主接线

35kV 母线采用单母线接线，2 条集电线路接入开关站 35kV 开关柜，本期设置 2 回集电线路进线柜，1 回储能装置进线，1 回出线（终期 25MW 考虑）、1 回接地变及消弧线圈开关柜、1 回 SVG 开关柜、1 回 PT 开关柜。站内均采用电缆出线。

### 3.3 短路电流计算及主要设备选择

根据接入系统方案要求，本工程 35kV 电气设备的三相短路电流水平参数按 25kA 进行选型。

#### 3.3.1 主要电气设备选择

##### 3.3.1.1 开关站电气设备选择

本站 35kV 配电装置采用金属铠装移开式封闭开关柜。

##### (1) 35kV 真空断路器

额定电压： 40.5kV

额定电流： 1250A

额定开断电流： 25kA

动稳定电流（peak）： 63kA

热稳定电流（R.M.S）： 25kA，4s

##### (2) 35kV 电流互感器

额定电压： 40.5kV

（集电线路）二次组合：5P30/5P30/0.2S/0.2S

额定电流比：5P30/5P30 600/1A，

0.2S/0.2S 250/1A, 30VA/30VA/30VA/30VA

(储能回路) 二次组合: 5P30/5P30/0.2S/0.2S

额定电流比: 5P30/5P30 600/1A,

0.2S/0.2S 80/1A, 30VA/30VA/30VA/30VA

(出线) 二次组合: 5P30/5P30/5P30/0.2/0.2S

额定电流比: 600/1A, 30VA/30VA/30VA/30VA

(接地变) 二次组合: 5P30/5P30/0.2S/0.2S

额定电流比: 5P30/5P30: 600/1A; 0.2S/0.2S: 50-100/1A

30VA/30VA/30VA/30VA

(无功补偿) 二次组合: 5P30/5P30/0.2S/0.2S

额定电流比: 5P30/5P30: 600/1A; 0.2/0.2S: 80/1A

30VA/30VA/30VA/30VA

(4) 35kV 电压互感器

额定电压比:  $\frac{35}{\sqrt{3}} / \frac{0.1}{\sqrt{3}} / \frac{0.1}{\sqrt{3}} / \frac{0.1}{3} \text{ kV}$

准确级: 0.2/0.2/3P 50/50/100VA

(5) 高压避雷器

型号: HY5WZ-51/134 附在线监测仪

(6) 接地开关 JN22B-40.5/25

额定电压: 40.5kV

额定开断电流: 25kA

(7) 0.38KV 开关柜

选用 MNS 抽屉式开关柜。

(8) 无功补偿装置

电站内消耗无功功率的设备主要是升压变压器, 为了补偿变压器的无功损耗, 减少线路的功率损耗, 降低线路的电压损失, 应遵循无功补偿的原则进行无功补偿。本阶段考虑在电站内 35kV 侧装设动态无功补偿装置。一般动态无功补偿装置的容量按主变压器容量的 10%~30%配置, 根据接入系统报告, 本工程设置 1 台容量为 2MVarSVG 动态

无功补偿装置，室外成套集装箱布置风冷散热。

#### (9) 接地变压器及消弧线圈

根据规程规定：对于 35kV 配电装置，当单相接地故障电容电流达到 10A 时，为限制弧光过电压，中性点应采用经消弧线圈接地方式。根据光伏电站总布置初步估计 35kV 电缆电容电流为 15.23A 大于 10A，需要设置消弧线圈及接地变成套设备。本工程消弧线圈二次侧的接地变兼做站变。站用负荷按照 100kVA 考虑。最终容量根据终版地形图的最终阵列布置及电缆长度确定。

光伏电站内电缆线路单相短路电容电流计算如下：

##### 1) 电缆(站内按照全电缆计算)

算法一： $IC_1 = 0.1U_e L$

$$= 0.1 \times 37 \times 3.4$$

$$= 12.58A$$

其中  $U_e$ —电站额定线电压 (kV)  $L$ —电站电缆长度 (km)

##### 2) 架空线路(站外按照全线路计算)

$$IC = 3.3 \times 37 \times 7.5 / 1000 = 0.9A$$

架空线路与电缆接地电流总和为  $12.58 + 0.9 = 13.48$

##### 3) 变电站接地电容电流系数 1.13

$$IC = 1.13 \times 13.48 = 15.23A$$

故总的单相短路电容电流为 15.23A

消弧线圈补偿容量：

$$Q = K \times I_c \times U_e / \sqrt{3} = 1.35 \times 15.23 \times 37 / 1.732 = 439.29kVA$$

消弧线圈容量取值 500 kVA

接地变压器的容量：

接地变压器的容量（此式中接地变同时作为所用变，二次侧接所用电）计算：

$$S_j=\sqrt{(Q + S \times Sin \Phi)^2 + (S \times Cos \Phi)^2}$$

- 式中：Q-消弧线圈容量（kVA）
- S-二次侧接所用电的容量（kVA）
- Φ -功率因数角（° ）
- Sj-接地变容量（kVA），需除以 10.5

$$S_j= [ (500+100\times0.6)^2+(100\times0.8)^2]^{1/2}$$
  
$$=[560^2+80^2]^{1/2}=565.69\text{kVA}$$

考虑到预留余量，接地变取值 630kVA。因此本工程考虑设置 630kVA 的消弧线圈及接地变成套装置，接地变二次侧兼做站用变，容量为 100kVA/0.4V。

380/220V 配电装置布置于电子设备间内，采用单母线接线方式。站用电源采用三相四线制接线，380/220V 中性点直接接地系统，采用双电源供电，设 ATS 自动投切装置，一回引自开关站 35kV 消弧线圈二次侧的接地变兼做站变，另一回施工兼备用电源引自市电 10kV 电源。一台站变按可以带全站负荷设计，以满足开关站自动化运行的要求。

（8）导体选择

- 导体选择的原则为：
- a 各级电压设备引线按回路通过的最大电流选择导线截面，按发热条件校验；
- 导体选择如下表所示。

表 3.2.1-2 主要导体选择结果表

电压 (kV)	回路名称	回路最大 电流 (A)	导体		控制条件
			导体型号	载流量 (A)	
35kV	母线	495	TMY-100×10	2194	
	接地变	13.2	ZRC-YJV22-26/35 -3X70	244	热稳定控制
	SVG	50	ZRC-YJV22-26/35 -3X70	244	热稳定控制

### 3.3 过电压保护及防雷接地

#### 3.3.1 防直击雷保护

根据《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》（GB/T 50064—2014），综合用房、室外SVG 串联变压器、接地变及消弧线圈采用设置高30m 的避雷针进行预防直击雷。独立避雷针采取独立接地极接地，接地电阻值不应大于10 欧姆，若无法满足要求，可与主接地网相连，但应与其他35kV 电气设备的地中距离保持不小于15米。

#### 3.3.2 过电压保护

根据《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》（GB/T 50064—2014）进行避雷器的选择。为防止线路侵入的雷电波过电压，在开关站35kV 母线上、35kV 进出线柜分别装设1 组YH5WZ-51/134 型氧化锌避雷器作为过电压保护。

#### 3.3.3 接地

开关站接地网采用以水平接地网为主，垂直接地极为辅主，边缘闭合的方孔复合式接地网，网孔距离 6~8m。水平接地极采用-50×5 扁钢，垂直接地极采用 $\phi$  50，L=2.5m 镀锌钢管，整个接地网敷设在距地面以下 0.8m，或建构筑物基础以下 0.4m。为使本站跨步电压、接触电势满足要求，将开关站水平接地网两点外引至站址下方 420 高程处尾矿库的接地网闭合成环，并在开关站打两口 50m 深井，同时需对电气设备附近做绝缘地面，以保证运行人员的安全。户内所有电气设备及其埋管、埋件均按接地规程的要求进行接地。

开关站采用25×4 铜排敷设等电位接地网，即在二次电缆的沟道、二次设备屏、保护屏柜下等处，敷设与主地网紧密相连的等电位接地网。另外在端子箱、控制屏柜等处采用截面不小于4mm<sup>2</sup>的铜缆做为二次电缆的屏蔽接地。

### 3.4 电气总平面布置及配电装置

#### 3.4.1 电气总平面布置

本工程新建综合用房1座，综合用房设置35kV配电室、电子设备间、主控制室、办公室、宿舍等房间，综合用房布置于场地东北侧；SVG 、接地变及消弧线圈成套设备、施工电源安装布置于场地东南侧，施工电源引自就近线路，线路长度1.2公里；储能装置区布置于场地西侧。各电气设备间满足电气距离要求。大门位于开关站东侧。

35kV 开关柜布置在综合用房 35kV 配电室内，采用单列布置。35kV 进线采用电



缆，35kV 出线采用电缆，通过一次电缆沟向东出开关站围墙至线路终端杆。

### 3.4.2 配电装置选型与布置

- 1) 本站 35kV 采用户内开关柜设备，电缆出线，所有间隔采用真空断路器。
- 2) 接地变及消弧线圈采用一体成套设备户外箱式布置。
- 3) SVG 采用户外风冷集装箱布置。
- 4) 二次设备布置于综合用房内。

## 3.5 站用电及照明

### 3.5.1 站用电源系统配置

开关站站用电源一回引自开关站 35kV 接地变兼站用变，另一回施工兼备用电源引自市电 10kV 电源。通过电缆接入站用交流屏，与直流系统组成交直流一体化电源系统。馈线屏按照全站负荷需要，满足后期扩建要求。

站用变负荷表							
序号	设备名称	额定容量 (kW)	安装数量 (台)	工作数量 (台)	换算系数	同时系数	工作容量 (kW)
1	综合办公用房照明箱	4	1	1	1	0.7	2.80
2	综合办公用房动力箱	10	1	1	1	0.7	7.00
3	35KV 配电用房动力箱	20	1	1	1	0.7	14.00
4	35KV 配电用房照明箱	5	1	1	1	0.7	3.50
5	SVG 电源	7	1	1	1	1	7.00
6	直流充电电源	13.2	2	1	1	1	13.20
7	消弧线圈接地变电源	10	1	1	1	1	10.00
8	UPS 电源	10	1	1	1	1	10.00
9	交流小母线	5	1	1	1	1	5.00
10	通信电源	3	1	2	1	1	6.00
	子项合计P	87.2					78.5
	选用变压器容量	100kVA					

### 3.5.2 站用电源系统接线方式

开关站站用电源采用三相四线制接线，380/220V中性点直接接地系统，单母线接线。设ATS自动投切装置，一台站变按可以带全站负荷设计，以满足开关站自动化运行的要求。

### 3.5.3 工作照明及备用照明

开关站设置正常照明、备用照明。

- 1) 本站屋内配电装置除设置正常照明外还应设置备用照明。

2) 屋外配电装置设置正常照明，场区道路照明根据实际需要设置。

3) 其他房间只设正常照明，不设置备用照明。

### 3.6 电缆设施

#### 3.6.1 开关站电缆设施

1) 开关站站内控制电缆及低压电力电缆主要通过电缆沟连接至配电装置和保护屏，35kV 高压电缆通过电缆沟向东出开关站围墙。

2) 严格按照有关规程，对电缆通过的有关部位进行封堵处理，具体原则有：保护内的屏位预留孔洞，放电缆后均用软质堵料封堵。预留孔也应封堵。其他工艺室，如蓄电池室等房间，各屏位底部的孔洞均应封堵。所有建筑物与室外电缆沟相连接处的进出口，均应设置防火墙，小的孔洞应直接封堵。防火墙与封堵处两侧电缆，需刷一定程度的防火涂料。

封堵材料采用无机速固硬质堵料和有机软质堵料，材料必需通过国家消防部门的鉴定。

## 4 二次系统

### 4.1 系统继电保护

#### 4.1.1 一次系统概况

本工程新建 1 座 35kV 开关站，采用单母线接线，共安装 7 面 35kV 高压开关柜：2 面集电线路进线柜、1 面出线柜、1 面接地变压器柜、1 面 PT 柜、1 面 SVG 柜、1 面储能回路进线柜。

#### 4.1.2 系统继电保护配置方案

1) 光伏电站-娄杖子站新建 35kV 线路配置 1 套微机型光纤纵连电流差动保护为主保护，距离保护、方向过流保护为后备保护的成套保护装置。保护动作时，直接作用于联络线本侧断路器。保护通道采用专用光纤通道。

2) 为了分析电力系统事故及继电保护装置的動作情况，光伏电站考虑装设 1 台故障录波装置，故障录波信息通过调度数据网上传至调度端。

3) 光伏电站配置 1 台 35kV 母线保护装置，保护动作跳母线各侧。

#### 4.1.3 对相关专业的要求

##### 4.1.3.1 对电气一次要求

1) 电流互感器按三相配置, 避免出现保护死区。保护用绕组准确级采用 5P 级, 测量采用 0.2S 级、计量采用 0.2S 级。

2) 电压互感器二次绕组按四组配置, 第一绕组测量、保护绕组准确级选用 0.2 (3P) 级, 第二绕组保护绕组准确级选用 3P 级, 第三绕组计量采用专用绕组, 准确级选用 0.2 级, 剩余电压绕组准确级选用 3P 级。

#### 4.1.3.2 对通信通道的要求

系统继电保护及安全自动装置要求提供足够的、可靠的信号传输通道。本站光伏电站-娄杖子站新建 35kV 线路配置专用光差保护通道。

### 4.2 系统调度自动化

本光伏电站采用计算机监控系统, 计算机监控系统间隔层测控装置采集调度端需要的信息, 通过监控系统远动工作站向调度中心传送远动及运行信息, 远动工作站冗余配置, 组屏置于电子设备间。

根据电网“统一调度、分级管理”的要求, 本着电网内部实现统一调度、分级管理的原则, 本期光伏电站及出线 35kV 光伏电站由秦皇岛地调调度管理(冀北授权许可), 远动信息向秦皇岛地调、备调传送, 调度电话由秦皇岛地调控。

依据《光伏电站接入电力系统技术规定》及《电力系统调度自动化设计技术规程》, 拟定本工程的远动信息内容如下:

每个光伏发电单元运行状态, 包括逆变器和单元升压变压器运行状态;

35kV 线路的有功功率、无功功率及电流;

35kV 线路的有功电量和无功电量;

35kV 光伏母线电压及频率;

调度范围内的断路器位置信号;

35kV 线路继电保护动作信号;

全厂事故跳闸总信号;

光伏电站并网状态、辐照度、环境温度。

#### 4.2.1 远动通道及规约

秦皇岛地调: 主通道为调度数据网通道, 通信规约 IEC60870-5-104 规约;

#### 4.2.2 AGC/AVC 控制系统

光伏电站配置一台自动发电控制（AGC）装置，该装置通过调度自动化设备取得中调下发的 AGC 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 AGC 闭环控制功能，并将 AGC 运行信息上传至调度中心主站。

本工程在光伏电站配置一台自动电压控制（AVC）装置，该装置通过调度自动化设备取得中调下发的 AVC 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，并将 AVC 运行信息上传至调度中心主站及地调主站。

#### 4.2.3 调度数据网及二次安全防护

光伏电站配置 2 套电力调度数据网络接入设备，每套包括路由器 1 台，网络交换机 2 台，将远动通过电力调度数据网络通道及时、可靠传送到调度端。

按照《电力监控系统安全防护规定》（国家发展和改革委员会第 14 号令）等相关文件要求，新上电厂及重要变电所应在调度数据网与其它非实时系统网络接口安装网络信息安全防护装置。应按照调度的统一要求进行安全防护装置的配置，配置纵向加密认证装置 4 套。

配置网络安全监测装置（含就地监视工作站）2 台、生产区防火墙 1 台、信息管理大区防火墙 1 台和光功率预测系统反向隔离装置 1 台、防火墙 1 台。

#### 4.2.4 地方电厂管理终端

电厂侧配置发电计划和调度报表终端 PC 机 1 台，通过调度数据网接入调度端，实现发电计划、调度报表、两个细则考核等应用功能。

#### 4.2.6 电能质量

根据《光伏电站接入电力系统的技术规定》GB/T19964-2012 的要求，光伏电站向当地交流负载供电能和向电网发送电能的质量，在谐波、电压偏差、电压波动和闪变、电压不平衡度等方面应满足 GB/T14549、GB/T24337、GB/T12325、GB/T12326 和 GB/T15543 的要求。光伏电站并网运行时，向电网馈送的直流电流分量不应超过其交流电流额定值的 0.5%。

根据《光伏电站接入电力系统的技术规定》GB/T19964-2012 的要求，光伏电站并网点应装设满足《电能质量检测设备通用要求》GB/T19862-2005 标准要求的 A 类电能质

量在线监测装置，监测点应放置在并网点。本工程考虑在光伏电站侧装设 1 台电能质量监测装置，要求采用 61850 规约，电能质量数据通过综合业务数据网上传至电研院电能质量检测主站。

测量的信息包括：

35kV 并网线路三相电流；

35kV 母线电压；

#### 4.3 系统通信及站内通信

##### 4.3.1 概述

青龙建吴凉水河 25MW 光伏项目以一回 35kV 线路接入娄杖子 110kV 变电站，距离约 9km。

##### 4.3.2 调度关系

根据电网“统一调度、分级管理”的要求，光伏电站由秦皇岛地调调度管理（冀北授权许可），远动信息向秦皇岛地调、备调传送，调度电话由秦皇岛地调调控。

##### 4.3.3 通信现状

1、娄杖子 110kV 变电站—肖营子 220kV 变电站有一根 24 芯 OPGW 光缆，光缆长度约为 12.2km。

2、娄杖子 110kV 变电站—河南 110kV 变电站现有一根 24 芯 OPGW 光缆，光缆长度约为 27km。

3、娄杖子 110kV 变运行一台贝尔 1660 光传输设备，满足扩容条件，站内综合配线屏已满。

##### 4.3.4 各专业通道需求

###### （1）调度电话通道要求

光伏电站对秦皇岛地调的调度电话采用主备用通道。

###### （2）远动通道要求

光伏电站对秦皇岛地调及其备调的远动传输通道采用主备用通道，主备用均采用调度数据网通道。

###### （3）电量信息传输通道要求

光伏电站对秦皇岛地调的电量信息传输采用主备用通道，主备用均采用调度数据网

通道。

#### (4) 电能质量通道要求

光伏电站对调度端电能质量在线监测主站的传输通道采用数据通信网通道。

#### (5) 保护通道

光伏电站—娄杖子变电站 35kV 并网线路需提供一路专用光纤保护，主用 2 芯，备用 2 芯。

娄杖子 110kV 变电站—肖营子 220kV 变电站一回 110kV 线路需提供一路专用光纤保护，主用 2 芯，备用 2 芯

娄杖子 110kV 变电站—平方 220kV 变电站一回 110kV 线路需提供一路专用光纤保护，主用 2 芯，备用 2 芯。

#### (6) 调度数据网

光伏电站调度数据网地区接入网 I 通道要求对平方 220kV 站、小营 220kV 站设备分别需要  $2 \times 2M$  通道；调度数据网地区接入网 II 通道要求对戴河 220kV 站、李庄 220kV 站设备分别需要  $2 \times 2M$  通道。

#### (7) 其它通道要求

光伏电站对调度端功角测量主站的传输通道应采用调度数据网通道。

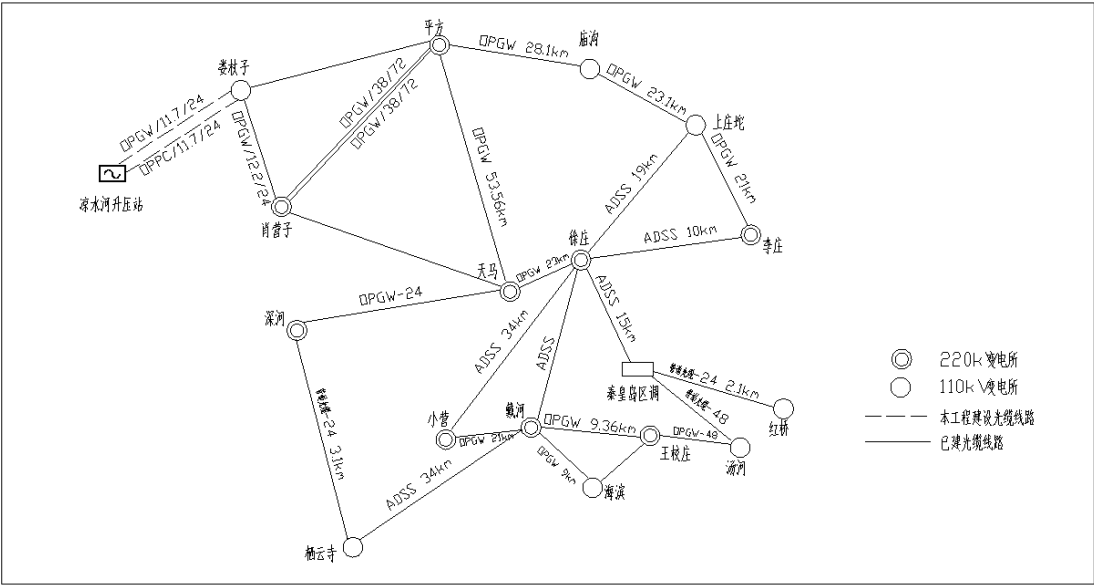
电力调度管理信息需通过数据通信网通道，并配置一台 OMS（调度管理系统）计算机，用于向调度端提报发电计划等业务。

### 4.3.5 系统通信方案

#### (1) 光缆路由

沿光伏电站至娄杖子 110kV 变电站的 35kV 线路架设 1 根 24 芯 OPGW 光缆和 1 根 24 芯 OPPC 光缆，线路长度约为 10.6km（其中架空部分长度约为 9km，电缆部分长度约为 1.6km），光缆长度约为  $2 \times 11.7km$ （其中架空部分长度约  $2 \times 9.9km$ ，电缆部分长度约为  $2 \times 1.8km$ ）。

导引光缆部分光伏电站按  $2 \times 0.4km$  考虑，娄杖子 110kV 变电站按  $2 \times 0.4km$  考虑。导引光缆的光纤为 24 芯。光缆的光纤采用 G.652 型单模、双窗口光纤。



附图：通信光缆路由图

（注：具体通信光缆建设内容详见配套站外线路工程）

（2）设备配置

①光设备配置：

凉水河升压站配置 2 套 SDH 2.5Gb/s 光传输设备，分别接入冀北省内一体化 SDH 平面（阿尔卡特子平面和中兴—华为子平面），各设备分别配置两个对姜杖子 110kV 变电站方向的光接口板，光接口按 L-4.1 考虑。开通凉水河升压站—姜杖子 110kV 变电站容量为 622M 的 1+1 光路。

本期姜杖子 110kV 站原有贝尔 1660 光设备扩容 2 块 622M 光接口板（含 622Mb/s 光模块）对光伏电站方向光接口按 1+1 方式配置。

姜杖子 110kV 站配置 1 套 2.5G 光传输设备，接入冀北省内一体化 SDH 平面（中兴—华为子平面），配置对光伏电站方向的 622Mb/s 光接口板，光接口按 L-4.1 考虑，1+1 方式配置。配置对肖营子 220kV 站和河南 220kV 站方向的 L-16.1 光接口板，按 1+1 方式配置。

在肖营子 220kV 站和河南 220kV 站中兴 S385 光设备上分别扩容 1 块 2.5G 光接口板（含 2.5Gb/s 光模块），对姜杖子站方向光接口均按 1+1 配置。

②IAD 软交换设备：凉水河升压站配置 2 套 IAD 软交换设备，李庄站和徐庄站现运行的广哈调度程控交换机各扩容 1 块 IP 板卡，李庄站现运行的阿尔卡特光传输设备和

徐庄站现运行的中兴光传输设备上各扩容 1 块百兆以太网板，李庄站和徐庄站各配置一台交换机。

③数据通信网设备：凉水河升压站配置一套数据通信网设备（含三层交换机 1 台），分别接入陈官屯站和碣石站（陈官屯站和碣石站均满足接入需求），其通道按调度下达的运行方式执行。

④配线设备：凉水河升压站配置一套综合配线柜（DDF-64×2M、VDF-50 回、ODF-48 芯），其机架容量应满足主设备的运行要求。

姜杖子 110kV 站配置 1 面综合配线柜（含 ODF-48 芯、DDF32×2M）。

**注：本工程通信设备只开列凉水河升压站侧，姜帐子 110kV 变电站侧及调度端设备扩容部分开列在送出设计中。**

#### 4.3.6 光纤数字传输系统性能指标

（1）假设参考数字通道（HRX）和数字段（HRDS）

根据我国国内网 HRX 按全长为 5000km。依据 CCITT G. 702 中每个等级所规定的假想参考数字段，按 2048kb/s 系列的数字段，目前认为应包括的数字段距离为 280km 与 50km。根据本工程的实际情况光纤长度光伏电站—姜帐子 110kV 变电站光纤长约 11.7km（含引入光缆），因此可参考数字段（HRDS）为 50km 的性能指标。

本工程光传输电路的误码性能指标见表 6.3.6-1 所示。

表 4.3.4-1 凉水河升压站—姜帐子 110kV 变电站（622Mb/s 速率，11.7km）数字通道误码性能指标（长期系统指标）

速率(kbit/s)	2048	34368	155520	622080
ESR	2.40E-06	4.50E-06	9.60E-06	待定
SESR	1.20E-07	1.20E-07	1.20E-07	1.20E-07
BBER	1.20E-08	1.20E-08	1.20E-08	6.00E-09

（2）其它性能指标

本工程光缆通信 SDH 传输电路的抖动性能指标、漂移性能指标、可用性目标应符合 CCITT 建议和邮电部部颁标准的相关规定。

（3）光纤电路传输质量指标



中继段光通道衰减的计算是选择光设备和光缆的基本条件, 工程设计中, 通常电路长度以及站址的设置是确定的, 根据厂家提供的设备参数选择光纤参数或根据光纤参数选择设备。本设计按最坏值法计算光通道衰减值, 从而提供光设备的衰减范围要求, 计算结果列于表 4.3.6-2。

表 4.3.6-2 光纤电路传输质量指标估算表

序号	名 称	单 位	升压站—娄帐子 110kV 变电站
1	光口类型		S-4.1
2	工作波长范围	nm	1280-1335
3	光缆长度	km	11.7
4	光纤衰减系数	dB/km	0.36
5	固定接头衰减系数	dB/km	0.04
6	光缆衰减	dB	4.68
7	活动连接器衰耗	dB	1
8	光通道功率代价	dB	1
9	光缆富余度	dB	3
10	总衰减	dB	9.68
11	最小发送功率	dBm	-3
12	光接收功率	dBm	-12.68
13	R 点光接收灵敏度	dBm	-28
14	最小过载电电平	dBm	-8
15	功率电平富余度	dB	15.32
16	光纤色散系数	Ps/nm • km	3.5
17	总色散	Ps/nm	40.95
18	STM-4 最大允许色散	Ps/nm	-
19	结论		满足要求

#### (4) 系统话路分配

光通信系统的配置可以通过软件来设置,对于网络中的每个节点的 2Mb/s 支路可以通过软件设置任意上下。

#### 4.3.7 主要设备的性能参数要求

##### (1) 光传输设备

设备应符合 ITU-T 关于同步数字系列的有关建议和 GB/T15941-1995 的有关标准。

##### 1) 系统性能要求:

应提供直接分插三次群信号内任何支路信号的能力,群路侧提供三次群光接口,支路侧提供 G.703 或根据系统要求提供光、电接口;

支路接口类型:本期为 2048kbit/s,并可容易实现 8448kbit/s;

分插容量:  $252 \times 2\text{Mb/s}$ ;

系统保护: 按自愈环考虑。

##### 2) 光接口

类型: S-4.1;

工作波长范围: 1274—1356nm;

发信机在 S 点特性:

平均发送功率: -8dBm(最大) S-4.1,

-15dBm(最小) S-4.1;

最小消光比: 8.2dB(S-4.1);

接收机在 R 点最小灵敏度: -28dBm (S-4.1);

S—R 点光通道特性:

衰减范围: 0~12dB(S-4.1);

最大允许色散: 74ps/nm(S-4.1);

最大通道代价: 1dB;

接头: Fc/Pc;

##### 3) 支路接口: 符合 ITU-T G.703, G.823;

支路容量:  $252 \times 2\text{Mb/s}$ ;

比特率:  $2048\text{kbit/s} \pm 50\text{ppm}$ ;

阻抗:  $75\Omega$ 不平衡/ $120\Omega$ 平衡;

- 码型：HDB3；
- 标称峰值电压：2. 37V/75Ω, 3V/120Ω；
- 介入损耗：0～6dB—1024kHz；
- 4) 设备时钟：符合 ITU-T G. 813；

5) 管理功能要求

设备的控制系统应具管理功能, 实现采集、告警、状态信息和分配数据, 能提供本地终端接口, 并能寄存有关告警、性能参数和历史数据, 支持设备的实时管理功能其要求。

系统管理：包括管理信息数据库的备份和恢复、各类日志的转储、恢复和清除等。

故障管理：主要包括故障监视、故障定位等。如告警的收集、告警显示、告警裁剪、告警级别的转换、告警历史的管理、告警报表等。

性能管理：主要提供通信设备状况、性能事件周期、性能事件选择、性能监视、性能查看、阈值设置、性能分析等。

安全管理：至少应能提供以下功能：

未经授权的人不能进入管理系统，具有有限授权的人只能接入相应授权的部分。

应能对所有试图接入受限资源的申请进行监视和实施控制，以便实现用户口令登录、增加、删除和修改用户，设定管理区域，详细记录各用户的登录、退出和操作，手工或自动备份数据库以及管理域自动更新等。

维护管理：应能有对设备单板和主控板的硬件软件版本、通道业务加载等显示，软件在线升级等功能。

6) 工作环境条件

- 环境温度：0～+45℃ 保证指标
- 10～+50℃ 保证工作
- 相对湿度：90%(+35℃) 保证指标
- 95%(+35℃) 保证工作
- 供电电源：-48V±10% 保证指标
- 48V±15% 保证工作

(2)PCM 基群设备

1) 系统特性

话路数量： 30CH  
 话路抽样频率： 8KHZ  
 编码率： 8bit/sample, A+87.6, 13 折线  
 时钟频率： 2048kbit/s  
 时钟源： 内时钟，外时钟，主从时钟。

## 2) 话路接口

音频通道接口：

E/M 接口：二线或四线可选

FXO 接口：二线环路用户单机接口

FXS 接口：二线环路交换机接口

## 3) 数据通道模块

低速数据：600~19200bit/s;

中速数据：48~64kbit/s;

高速数据：n\*64kbit/s;

## 4) 2M 接口

比特率： 2.048kbit/s

比特容差： $\pm 50 \times 10^{-6}$

线路码型：HDB3

阻抗及正常脉冲：  $120\Omega / 3V$ ，  $75\Omega / 2.37V$

输入端允许衰减： 0~6Db（在 1.024MHz）

电源要求：-43V~-53V DC

## (3) 数据通信网设备

按照交换机配置，要求如下：

交换容量： $\geq 136G$ （全双工状态）

整机包转发能力： $\geq 100Mpps$ ，要求三层包转发率（Mpps）

主控板内存： $\geq 512M$

支持接口类型：万兆以太、千兆以太，单模/多模接口，10/100/1000BaseT 等

路由协议：OSPF、BGP v4、BGP4 Extension、RIP v2、IS-IS 等常用协议

兼容性：主流网络设备厂商的网络设备兼容

#### 4.3.8 光缆线路部分

(1) 光学性能见下表：

序号	项 目	指 标	备 注
1	模场直径( $\mu\text{m}$ )	$(9-10)\pm 0.5$	
2	包层直径( $\mu\text{m}$ )	$125\pm 2$	
3	工作波长( $\mu\text{m}$ )	1310	
4	截止波长(nm)	$\leq 1260$	在 22m 长光缆上
5	模场同心度误差( $\mu\text{m}$ )	$< 1$	一般为 $0.5\mu\text{m}$
6	衰减 (dB/km)	$< 0.4$	
7	色散 ( $\text{ps}/\text{nm} \cdot \text{km}$ )	$< 3.5$	波长在 1288~1339nm

(2) 物理性能见下表：

序号	项 目 名 称	参 数	备 注
1	光纤数量(芯)	24	
2	允许拉力:长期/短期(N)	1000/3000	
3	允许压扁力(N/100mm)	1000	
4	允许弯曲半径静态/动态	10/20 倍缆径	
5	使用温度 ( $^{\circ}\text{C}$ )	$-30\sim +70$	不影响光学特性

(3) 光缆性能要求

光缆应有合理的结构型式，具有抗拉、抗侧压、防水、防潮、防紫外线、抗电腐蚀等能力，光纤应有适当的余长，以保证光缆在拉断前光衰减无变化。

适应电力线路电压等级：110kV

适应电场强度：  $\geq 25\text{kV}$

适应的气象条件：

最高气温：  $40^{\circ}\text{C}$

最低气温：  $-20^{\circ}\text{C}$

年平均气温： 15℃

最大风速： 30m/s (相应湿度-5℃)， 无冰

覆冰厚度： 5mm (密度 0.9g/cm<sup>3</sup>，相应湿度-5℃，风速 10m/s)

光缆结构： 层绞式

额定抗拉强度：在上述使用条件下，应满足最大档距不大于 300m

#### 4.3.9 通道组织

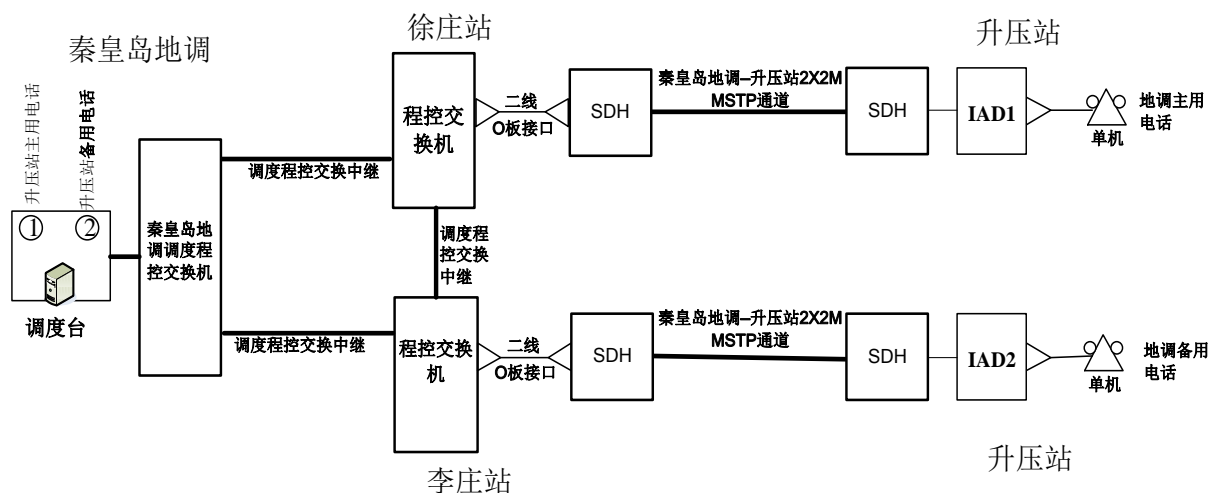
##### (1) 调度电话通道

凉水河升压站—秦皇岛地调（主用）

凉水河升压站 IP 电话 秦皇岛地调（IAD 软交换）

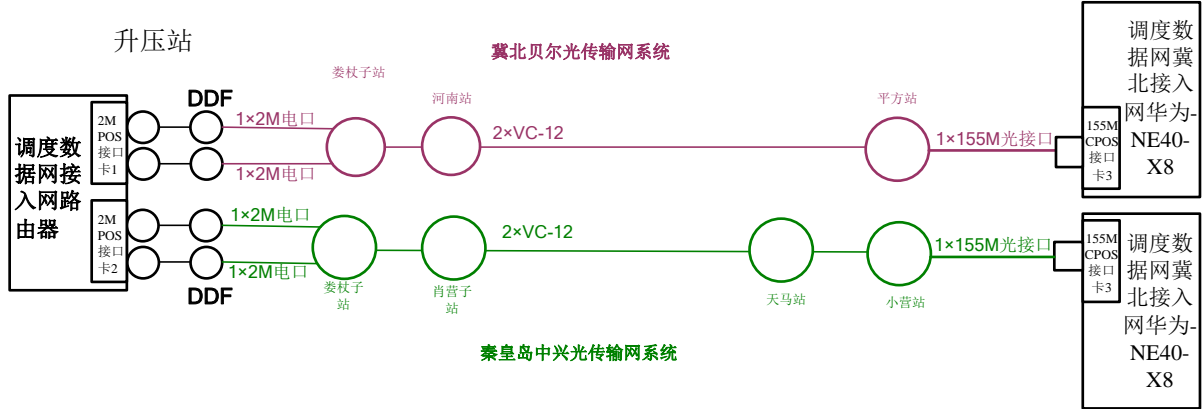
凉水河升压站—秦皇岛地调（备用）

凉水河升压站 IP 电话 秦皇岛地调（IAD 软交换）

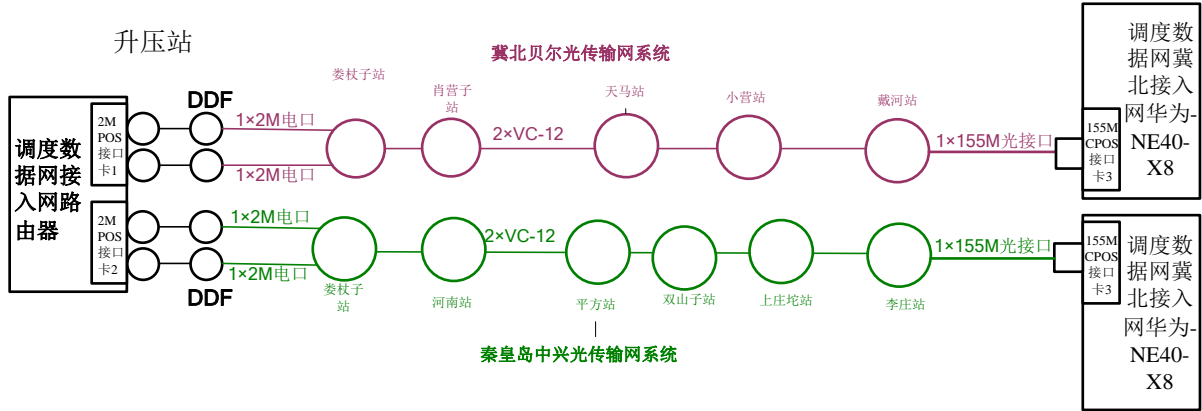


##### (2) 调度数据网通道

采用 2 路 2×2M 方式分别由两点接入调度数据网地区接入网 I 通道（小营 220kV 站和平方 220kV 站）。



采用 2 路 2×2M 方式分别由两点接入调度数据网地区接入网 II 通道（戴河 220kV 站和李庄 220kV 站）。



(2) 保护通道

光伏电站——姜杖子 110kV 站

采用专用光纤保护，主用 2 芯，备用 2 芯。

姜杖子 110kV 站——肖营子 220kV 站

采用专用光纤保护，主用 2 芯，备用 2 芯。

姜杖子 110kV 站——平方 220kV 站

采用专用光纤保护，主用 2 芯，备用 2 芯。

4.3.10 通信机房、电源

(1) 通信电源

本光伏电站不设置独立的通信电源、蓄电池。通信设备供电所需的-48V 直流电源由光伏电站 220V 直流通过直/直逆变（DC/DC）取得。该电源为系统通信及站内通信设备

提供-48V 直流不停电电源。

### （3）站内综合布线系统

本期工程变电站监控室、休息室等房间内信息、电话网络采用综合布线方式，根据实际需要在监控室等房间设置电话及信息插座，以实现电话及网络信息的灵活接入。布线系统采用超五类屏蔽双绞线。

## 4.4 变电站自动化系统

### 4.4.1 电站的设计原则与运行方式

本光伏电站按“无人值班”（少人值守）的原则进行设计。电站采用以计算机监控系统为基础的监控方式。计算机监控系统应满足全站安全运行监视和控制所要求的全部设计功能。综合办公楼内设置计算机监控系统的值班员控制台。光伏发电系统及升压站设置安装一套综合自动化系统，具有保护、控制、通信、测量等功能，可分别实现光伏发电系统的全功能综合自动化管理及发电公司的监测管理。

计算机监控系统优先选用国产芯片的安全可控设备及国产操作系统、数据库、中间件。服务器、工作站应安装中国电科院过检的探针程序，网络、安防设备满足接入网络安全监测装置。

### 4.4.2 电站监控系统

#### 4.4.2.1 计算机监控系统

本电站设置安装一套计算机监控系统，具有保护、测量、控制、通信等功能，可实现光伏发电系统及 35kV 开关站的全功能综合自动化管理，同时满足发电公司的监测管理的需要。计算机监控系统分为站控层、网络层和间隔层。

站控层为全站设备监视、测量、控制、管理的中心，主要设备包括主机、操作员站、远动工作站、工程师站、打印机、GPS 对时装置，这些功能设备硬件上各自独立，数据库各自独立，共享站内的所有信息，通过光缆或屏蔽双绞线与间隔层相连。

网络层主要设备包括网络设备及规约转换接口等，网络层按双以太网总线配置，网络结构为开放式分层、分布式结构。

间隔层按照不同的电压等级和电气间隔单元，以相对独立的方式集中布置在继电保护室中或逆变器房中，主要由测控设备和保护设备组成，均具备以太网接口直接接入站控层网络交换机；公共测控及电能采集系统等通过规约转换器接入站控层。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的监测和断路器控制功能。

光伏电站场区逆变单元监控设备为变电站计算机监控的间隔层，包括组串逆变器的数据采集器、箱变测控、智能仪表及其他各类智能设备等。这些设备按照不同的电压等级和电气隔离单元，分别布置在对应的电子设备间或箱变内，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的监视和断路器控制功能。光伏电站拟采用“分布式发电单元组合，集中并网”的发电模式，每 3.15MW 光伏阵列为一个独立发电单元，每个逆变器升压单元为一个监控单元，每个监控单元负责各单元的就地监控和保护功能。每个独立发电单元包括以下几个部分：3.15MW 光伏阵列及组串逆变器和箱式变压器；其中光伏电池组件不单独设监控设备，逆变器及箱变的信号接入光伏区通讯管理设备预留的 RS485 接口，对信号进行分析处理，对太阳电池组件进行故障诊断和报警并及时发现逆变器自身存在的问题，所有的通讯管理设备经环网连接后将采集的数据和处理结果通过光纤传输到网络层交换机，再传输到监控主机，由光伏电站运行人员进行集中远方监视和控制。

计算机监控系统可实现对变电站各级断路器的分、合闸操作等。各级断路器等经切换开关，可实现远方控制和就地操作。

计算机监控范围有：35kV 断路器、箱变、UPS 系统、直流系统等。监视内容包括电流、电压、有功、无功、频率，各断路器分、合位置，各保护装置、自动装置的工作及动作状态等。

计算机监控系统需要监控的信号如下：遥测量：

- a：光伏电站总有功功率和无功功率；
  - b：35kV 母线：母线电压、频率；
  - c：35kV 出线：三相电压、电流、有功无功功率因数；
  - d：35kV 集电线路进线：三相电压、电流、有功功率、无功功率、有功电能、无功电能；
  - e：箱变温度信号；
  - f：逆变器的直流电压、直流电流、直流功率、交流电压、交流电流、频率、功率因数、当前发电功率、日发电量、累计发电量、累计 CO<sub>2</sub> 减排量、每天发电功率曲线图；
- 遥信量：
- a：35kV 配电装置的信号

- 1) 35kV 配电装置保护动作信号;
- 2) 35kV 配电装置断路器位置信号;
- 3) 35kV 配电装置手车位置信号; b: 35kV 箱式变压器的信号
- 1) 箱式变压器油浸变压器瓦斯信号;
- 2) 高压侧熔断器动作信号、负荷开关状态信号;
- 3) 低压侧自动开关动作信号及状态信号; c: 逆变器的故障信息
- 1) 电网电压过高
- 2) 电网电压过低
- 3) 电网频率过高
- 4) 电网频率过低
- 5) 直流电压过高
- 6) 直流电压过低
- 7) 逆变器过载
- 8) 逆变器过热
- 9) 逆变器短路
- 10) 散热器过热
- 11) 逆变器孤岛
- 12) 故障
- 13) 通讯失败其他设备上应有的必要运行状态和故障信号
- 1) 光伏电站风速、风向、环境温度、总辐射、直接辐射和散射辐射;
- 2) 远方监控通道故障信号;
- 3) 直流系统故障信号和交流不停电电源故障信号;
- 4) 故障录波器故障信号;
- 5) 汇流箱总回路、分回路电流、电压等信号
- 6) 影响系统安全运行的越限信号;
- 7) 微机监控装置遥控操作电源消失信号; 本电站采用计算机监控系统, 运行需要的监视信号均由相应的元件输入计算机控制系统, 不再设独立的中央音响系统, 各类信号全部送入计算机监控系统。由计算

机显示实时状态信号并根据需要发出声、光报警信号。

## 4.5 元件保护及自动装置

### 4.5.1 保护装置的选型

微机保护装置功能齐全、运行灵活、可靠性高、抗干扰能力强、具备自检功能、价格适中、且能方便地与电站计算机监控系统接口，结合本电站自动化水平的要求，本电站采用微机型继电保护装置。

### 4.5.2 保护配置方案

根据 GB50062—2008《电力装置的继电保护和自动化装置设计规范》以及 GB/T14285—2006《继电保护和安全自动装置技术规程》的要求，本站保护配置如下：

#### a) 35kV 并网线路保护

保护采用以光纤差动为主，三段式电流保护及零序电流保护为辅的综合保护装置，并网线路保护测控装置单独组屏一面，置于光伏电站电子设备间，保护采用专用光纤通道。

#### b) 35kV 配电装置保护

(1) 35kV 馈线保护：装设带有速断、过流（带方向元件）、零序过流等综合保护装置。

(2) 35kV 所用变压器保护：装设速断，过流，过负荷，不平衡电压，高低压零序电流等保护。

(3) 35kVSVG 保护：装设带有速断、过流和非电量、零序过流等综合保护装置。

SVG 串联变压器及本体保护由 SVG 厂家成套提供。

#### c) 35kV 箱式逆变器房保护

由于箱式逆变器房变压器高压侧为熔断器，低压侧为自动空气开关，当变压器过载或相间短路时，将断开高压侧熔断器与低压侧空气开关。因此不另配置保护装置。箱式变电站油浸变压器瓦斯信号、高压侧熔断器动作信号、低压侧自动开关动作信号均经逆变器室箱变测控装置通过通讯口送至计算机监控系统。

由光伏设计提供。

#### d) 并网逆变器保护

并网逆变器为制造厂成套供货设备，设备中包含有欠电压保护、过电压保护、低频

保护、孤岛保护、短路保护等功能。

由光伏设计提供。

#### e) 35kV 母线保护

为快速切除 35kV 母线故障，本期配置 35kV 母线保护装置 1 台，按终期规模考虑，组屏布置于电子设备间。

### 4.5.3 自动装置

为了分析电力系统事故及继电保护装置的动作情况，该电站考虑装设故障录波器，分别记录电流、电压、保护动作等信号，本电站故障录波器组屏一面，布置于电子设备间。

根据《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T19964-2012 第 12.3.3 条的规定：“光伏电站应配置独立的防孤岛保护装置，动作时间应不大于 2s”。以及《光伏电站接入电力系统设计规范》GB/T50866-2013 第 6.3.2 条的规定：“光伏电站需要配置独立的防孤岛保护装置，保证电网故障及检修时的安全”。本光伏电站配置一套独立的防孤岛保护装置，单独组屏安装。

## 4.6 电气测量信号二次接线

### 4.6.1 测量系统

本电站电气测量仪表根据 DL/T5137-2001《电测量及电能计量装置设计技术规程》设置。由于配置了计算机监控系统，所有电气测量将全部进入计算机监控系统，根据设备运行需要在现地配置必要的常测仪表，常测仪表的精度可按一级考虑。

### 4.6.2 防误闭锁

本工程采用监控、五防一体化的系统实现防误闭锁，站级防误闭锁及间隔层相结合，五防工作站与操作员共用一台计算机，同时间隔层设备配置相应的锁具，实现全站设备的五防功能。

### 4.6.3 计量系统

为了满足电力市场商业化运营的要求，进行电站与电网之间的电量结算与考核，保证售受电双方经济利益不受损失，本期工程在电站设置远方电量计费系统。按照冀北电力公司电能计量管理规定，电能计量点设置在电网与电站的产权分界处。娄杖子 110kV 变电站至 35kV 光伏电站线路出线侧为计量关口点。35kV 光伏电站至娄杖子 110kV 变

电站 35kV 出线侧、35kV 光伏集电线路为计量考核点。按 1+0 配置 0.2S 级智能电度表，计量关口用的 CT 采用 0.2S 级，PT 采用 0.2 级，通过电量采集装置上传。厂用电部分，本工程采用就近另引电源，考虑厂用电通过并网线路取电的可能性。电能表应具备事件记录功能，配有标准通信接口，具备本体通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T645《多功能电表通信协议》。电度表应具有失压计时功能、双向有功和四象限无功计量功能。电能表的信息以 485 串口转光纤通道接入电量采集终端，电量采集终端输出通过调度数据网通道传至秦皇岛地调计量主站。

站内站按 1+1 配置电能量远方终端，关口表及各多功能电度表电量信息通过 RS485 口接入电能量采集器，电能量采集器通过主备通道调度数据网将计量信息上传至秦皇岛地调，并可与本站监控系统连接。

2 台电能量采集器均放置于电能计量柜内。

#### 4.6.4 同步时钟对时系统

时间同步系统应由时钟源装置、时标信号扩展装置组成。时标信号扩展装置应包括脉冲、时间报文、B 码扩展装置，扩展装置可根据实际需要组合。

全站配置 1 套时钟同步系统，设置 2 台时钟源装置，分别接收 GPS 和北斗卫星时钟信号，同时配备时标信号扩展装置，上述装置放置在远动通信屏内。

监控系统中间隔层的设备以屏为一个整体采用点对点 IRIG-B(DC)接入作为主对，以网络软件对时为辅。监控系统中站控层的设备采用 NTP 协议网络对时或通过远动工作站 RS-232 串口对时。保护装置、故障录波装置等设备采用直流 IRIG-B 对时。

#### 4.6.5 信号系统

本电站采用全计算机监控系统，运行需要的监视信号均由相应的元件输入计算机控制系统，不再设独立的中央音响系统，各类信号全部送入计算机监控系统。由计算机显示实时状态信号并根据需要发出声、光报警信号。

另外，在就地设备上应有必要的运行状态和故障信号。

- 1) 微机保护装置与计算机监控系统之间采用数字通信方式。
- 2) 35kV 配电装置的断路器、隔离开关、接地开关位置信号采用点对点采集。
- 3) 箱变组合熔断器、负荷开关及低压侧开关状态。
- 4) 直流系统和交流不停电电源故障信号。

#### 4.7 控制电源系统

为保证光伏电站监控系统电源的可靠性，本工程设置 1 套不停电电源装置，向监控系统等供电；UPS 采用额定容量为 5kVA 的主机，主机冗余配置，采用并列运行方式，合并向监控系统供电，UPS 输出电压 220V，单相 50Hz，当采用 UPS 供电时，其维持供电时间不少于 2 小时。

选用 1 套 200Ah 的成套直流电源装置为 UPS 及需要直流供电的电气设备提供直流电源，直流电源装置布置在电子设备间内。直流系统设置 DC/DC 转换器为通信系统提供-48V 直流电源。

本工程不设独立的交流屏，电子设备间保护及监控设备所需的交流电源直接引自站用电源。

表 4.7 蓄电池容量选择计算表

序 号	负 荷 名 称	负 荷 容 量	负 荷 系 数或同 时率	计 算 容 量	负 荷 电 流  I <sub>jc</sub>	事故放电时间及电流(A)				事故放 电容量
						初期	持续		随机或事 故末期负 荷	
						0-1Min	1-30Min	30-60Min		
1	经常负 荷	2	1	2	9.1	9.1	9.1	9.1		9.1
2	断路器 合闸电 流					0.0	0.0	0.0	147	0.0
3	UPS	5	0.6	3	13.6	13.6	13.6			27.3
4	通讯	2.5	0.8	2	9.1	9.1	9.1			18.2
5	合计				31.8	31.8	31.8		147.0	54.6

按上表统计结果，以 2 小时全厂事故停电计算蓄电池容量。本工程断路器按弹簧
操作机构考虑，蓄电池按阀控式密封铅酸蓄电池的参数和性能曲线进行选择计算。
1 蓄电池个数的选择
1) 蓄电池个数:(选择阀控电池)
取蓄电池浮充电电压 2. 23V, 均恒充电电压 2. 33V
$n=1.05U_n/U_f=103.6$ 个
均恒充电情况下, $U_C \leq 1.1U_n/n$
$U_C=2.33 \leq 1.1 \times 220/103=2.34$
$U_C=2.33 > 1.1 \times 220/104=2.32$
故选择蓄电池个数为 104 个
2) 蓄电池终止电压 $U_m \geq 0.875 \times U_n/n=0.875 \times 220/103$
2 蓄电池容量选择:
1) 按持续放电负荷计算蓄电池容量
取容量可靠系数 $K_k=1.4$ , 容量换算系数 $K_c$ 根据 1h 放电时间终止电压为 1.87V, 查曲线得
$K_c=0.45$
$C_c \geq K_k \times C_s / K_c=169.86$ (Ah)
蓄电池容量选择为 $C_c=200Ah$

2) 按事故放电初期冲击负荷校验蓄电池容量
$KCh0 = KkXICh0 / I_{10} = 0.5$
查表 $U_d = 1.94$
$104 \times 1.88 = 201 > 0.875 U_e = 192.5$
故蓄电池容量选为 200Ah
3) 事故放电末期, 蓄电池承受冲击负荷时的电压水平 $t_s = 1h$
$K_{m.x} = KkXC_{s.x} / T_{I10} = 1.083333$ $K_{chm} = 1.1 \times 147 / 60 = 2.695$
根据 $K_{chm}$ 值, 对应于 $K_m$ 放电曲线, 查出单个电池的电压值
$U_d = 1.85V$
3 充电装置选择:
1) 满足浮充电要求
$I_r = 0.01 I_{10} + I_{jc} = 9.3A$
2) 满足初充电要求
$I_r = 1.0 I_{10} \sim 1.25 I_{10} = 20 \sim 25A$
3) 满足均衡充电要求
$I_r = (1.0 I_{10} \sim 1.25 I_{10}) + I_{jc} = 29.3 \sim 34.3A$
满足要求, 故蓄电池选择为 200Ah104 只; 充电电流 60A

#### 4.8 火灾报警系统

本电站设一套火灾报警系统, 火灾报警系统包括火灾报警控制器, 探测器, 控制模块, 信号模块, 手动报警按钮, 声光报警器等。火灾报警探测区域包括控制室, 电子设备间, 高、低压配电室, 办公室等, 火灾报警控制器采用壁挂式, 布置于主控室。

#### 4.9 视频安防监控系统

本电站设置一套视频安防监控系统, 实现对电站主要电气设备、主控室、箱逆变附近、进站通道等现场的视频监视, 系统主要设备包括视频服务器。终端监视器, 录像设备, 摄像机, 传输电缆, 光纤, 云台, 防护罩, 编码器等。在中控室设控制中心, 监测点约 32 点左右。视频信号通过公用接口装置与计算机监控系统通信, 同时能与火灾报警系统以通信接口方式联动。

#### 4.10 光功率预测系统

本工程安装 1 套光伏功率预测系统, 可实现同省调相关系统的实时数据通信。光伏功率预测系统运行所需要的数据至少应包括天气预报数据、实时气象数据、实时功率数



据、运行状态、计划检修数据等。光伏电站的功率预测与主站之间具备定时自动和手动启动传输功能。光伏电站的功率预测系统需要提供短期预测（当日预测）和超短期预测。

#### 4.11 功角测量系统

根据冀北电力调控中心要求，本工程在 35kV 光伏电站配置 PMU 功角测量系统一套，功角测量系统包括同步相量测量装置（PMU）和数据集中器（数据集中器采用双配双送冗余）等设备。通过装置采集光伏电站同步相量信息，并通过数据集中器向冀北电力调控中心主站端传送光伏电站的同步相量信息。

#### 4.12 单机上传系统

本工程于 35kV 光伏电站配置电站单机信息上传系统设备 1 套，采集光伏逆变器、环境气象，功率预测等相关的单机遥测、遥信信息。为保证信息安全，单机上传信息应通过微型纵向加密设备加密后再上传至 35kV 光伏电站，光伏开关站通过 II 区调度数据网向冀北主站上送。

#### 4.13 发电计划及调度报表终端

根据光伏电站接入电力系统的相关规定及要求，35kV 光伏电站应安装一套发电计划及调度报表终端。

#### 4.14 二次设备的接地、防雷、抗干扰

##### （1）接地

1) 控制电缆的屏蔽层两端可靠接地。

2) 所有敏感电子装置的工作接地不与安全地或保护地混接。

3) 在主控制室、二次设备室、敷设二次电缆的沟道、就地端子箱及保护用结合滤波器等处，使用截面积不小于  $100\text{mm}^2$  的裸铜排与开关站主接地网紧密连接的等电位接地网。

4) 在主控室、二次设备室的电缆沟或屏（柜）下层的电缆室内，按屏（柜）布置的方向敷设  $100\text{mm}^2$  的专用接地铜排（缆），将该专用铜排（缆）首末端连接，形成二次设备室内的等电位接地网。二次设备室内的等点位接地网必须用至少 4 根以上、截面积不小于  $50\text{mm}^2$  的铜排（缆）与开关站的主接地网可靠接地。

5) 静态保护和接地装置的屏（柜）下部应设有截面积不小于  $100\text{mm}^2$  的接地铜排。屏（柜）上装置的接地端子应用截面积不小于  $4\text{mm}^2$  的多股铜线和接地铜排相连。接地铜

排应用截面积不小于  $50\text{mm}^2$  的铜缆与二次设备室内的等电位接地网相连。

6) 有电联系的电压互感器的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。

7) 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开关场一点接地。

8) 微机型继电保护装置屏(柜)屏内的交流供电电压(照明、打印机和调制解调器)的中性线(零线)不接入等电位接地网。

## (2) 防雷

1) 必要时, 在各种装置的交、直流电源输入处设电源防雷器。

2) 在通信信道装设通信信道防雷器。

## (3) 抗干扰。

1) 微机型继电保护装置所有二次回路的电缆均使用屏蔽电缆。

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, 以及来自开关场电压互感器二次的四根引入线和电压互感器开口三角绕组的两根引入线均使用各自独立的电缆。

3) 35kV 开关站中母差等重要保护的启动和跳闸回路, 均使用独立的电缆。

4) 经长电缆跳闸回路, 采取增加出口继电器动作功率等措施, 防止误动。

5) 制造部分应提高微机保护抗电磁骚扰水平和防护等级, 光耦开入的动作电压控制在额定支路电源电压的 55%~70% 范围以内。

6) 针对来自系统操作、故障、直流接地等异常情况, 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。

## 5 储能部分

本设计按终期规模预留储能装置位置, 详细设计见储能设计单位方案。

## 6 土建部分

### 6.1 综合说明

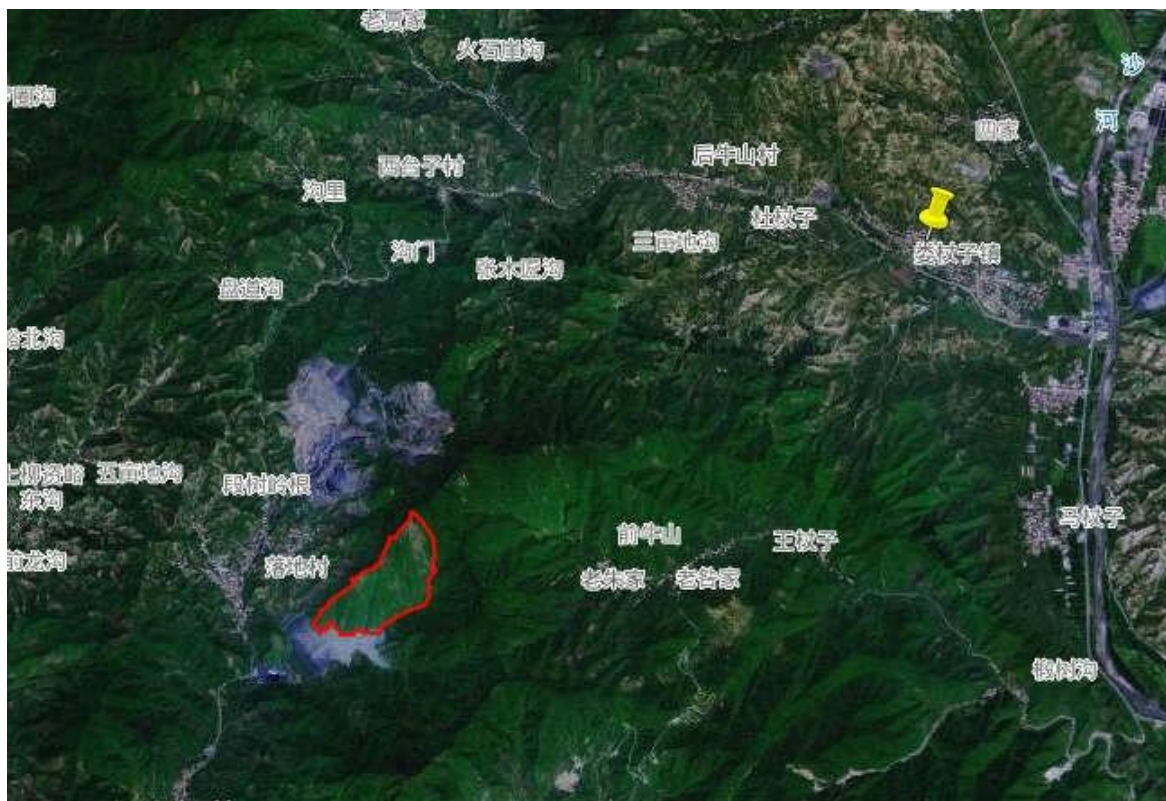
#### 6.1.1 地理位置

本工程为光伏场区 35kV 开关站, 站址位于青龙满族自治县凉水河乡落地村东山半

山腰东山山腰，海拔高度约 420-800m。站址在半山腰上山仅有小道，需修上山道路。

青龙满族自治县位于河北省东北部燕山山脉东段，地势呈马鞍形，其中拟建场地地貌类型为中低山丘陵区，地势总体呈西北高东南低，高程在 420-800m 之间，地势起伏较大，地形坡度一般在 20~40° 之间。山上植被茂密，局部基岩裸露，地表见碎石土覆盖层，地形地貌条件中等。

图 1.2 厂区地理位置图



### 6.1.2 工程地质

本项目暂无地勘资料，参考相邻光伏场区《青龙建吴凉水河 30MW 光伏项目岩土工程勘察报告》。本工程场址位于海拔高度 420-800m 左右，植被稀少，拟建场地地震动参数区划为抗震设防烈度 7 度，地震动峰值加速度和设计基本地震加速度值均为 0.10g，所属的设计地震分组为第三组。根据《青龙建吴凉水河乡 25MW 光伏发电项目地质灾害危险性评估报告》现状评估的结果为：评估区现状条件下，地质灾害不发育，危险性小。预测评估结果为：评估区光伏发电场地工程建设引发或加剧地质灾害可能性小，危害程度小，发育程度弱，地质灾害危险性小；评估区光伏发电场地工程自身可能遭受泥石流

地质灾害的可能性小，危害程度小，发育程度弱，危险性小。综合评估结果为经现状评估、预测评估，将评估区划为一个区，即地质灾害危险性小区，建设场地的适宜性为适宜。

### 6.1.3 土建设计

本项目位于青龙满族自治县凉水河乡落地村一带，海拔高度约 420-820 米。35kV 开关站围墙内占地面积约为 3.3 亩，由于地形现状不满足站址建设要求，地形需整平场地并修建护坡，站址包括护坡范围为征用土地，由于无详细地质勘察资料，护坡采用浆砌片石骨架内锤面护坡。开关站内包含综合配电室、废品间及化粪池等设施。进站大门与新建道路连通。

#### 6.1.3.1 总平面布置

全站的总平面布置在符合总体规划和工艺要求的前提下，结合进出线、进站道路等条件，同时考虑方便运行，并充分满足变电站对占地、安全、防火、卫生、检修、交通运输、场地排水、综合管线、环境保护及绿化等方面的规范要求，尽量减少占地、土方、管线和电缆长度。

35kV 开关站大门设在东侧围墙处。SVG 配电装置布置在站区南侧，综合配电室位于站内东北侧，储能区域位于站内西侧；避雷针、废品间及接地变及消弧线圈等其余设备布置在东南侧。变电站设置“T”型运输道路，站内道路路宽 4 米，转弯半径为 9 米，采用城市型混凝土路面。

#### 6.1.3.2 土建工程设计

本项目 35kV 开关站布置在场区东北部，便于进站道路的连接、便于电气出线、尽量节省站内集电线路长度，节省土方量、使用附近未利用地，主要工程量如下：

（1）新建配电装置室一座、新建废品间一座、新建 4mx4mx3.5m 事故油池一座、新建污水收集池 1.5mx3mx3m 一座和 2mx2mx3.5m 化粪池一座。

（2）新建避雷器基础 1 组（2 基）。

（3）新建 SVG 变压器基础 1 座及接地变及消弧线圈成套设备基础。

（4）其余辅助设施。

### 6.1.4 消防设计

电站场区内、外交通道路宽度均大于等于 4m，都能兼作消防车道，各主要建筑物均

有通向外部的安全通道。

## 6.2 工程地质

本工程暂无地质勘察报告，参考相邻光伏场区所做地质勘察报告：《青龙建昊凉水河 30MW 光伏项目岩土工程勘察报告》

### 6.2.1 工程任务

#### 6.2.1.1 工程概况

本项目位于青龙满族自治县凉水河乡落地村东山腰

#### 6.2.1.2 勘察目的与任务

根据北方工程设计研究院有限公司出具的《青龙建昊凉水河 30MW 光伏项目工程地质勘测任务书》以及现行有关技术规范、规程的相关技术要求，本次勘察的目的是对拟建场地的稳定性及适宜性做出评价，对建筑地基做出岩土工程分析及评价，并对基础设计、地基处理和不良地质作用的防治等具体方案作出论证和建议，为施工图设计和施工提供详实可靠的工程地质、水文地质资料和设计、施工所需的岩土技术参数等。

本次勘察的主要任务及具体要求如下：

1) 查明拟建场地范围内有无影响建筑场地稳定性的不良地质作用，并评价其危害程度；

2) 查明建筑物范围内的地层结构及其均匀性，各岩土层的物理力学性质指标以及对建筑材料的腐蚀性；

3) 查明场地地下水埋藏情况、类型和水位变化幅度及规律，以及对建筑材料的腐蚀性；在季节性冻土地区，提供场地土的标准冻结深度；提供土的冻胀性判断，若为冻胀土应提供相关参数。

4) 在抗震设防区应划分场地类别，并对饱和砂土及粉土进行液化判别；

5) 对可供采用的地基基础设计方案进行论证分析，提出经济合理、技术先进的设计方案建议；提供与设计要求相对应的地基承载力及变形计算参数，并对设计与施工应注意的问题提出建议；

6) 当工程需要时，尚应提供：深基坑开挖的边坡稳定计算和支护设计所需的岩土技术参数，论证其对周边环境的影响；基坑施工降水的有关技术参数及地下水控制方法的建议；用于计算地下水浮力的设防水位；

7) 提出地基土层的电阻率;

8) 对桩基条件进行分析评价, 提供有关桩基设计参数;

9) 光伏支架区域可根据当地经验以及实际情况合理控制勘探点间距要求, 应控制在 100~200m, 孔深 $\geq 5$ m。

## 6.2.2 勘察依据

### 勘察依据

① 《青龙建昊凉水河 30MW 光伏项目岩土工程勘察合同》

② 《青龙建昊凉水河 30MW 光伏项目工程地质勘测任务书》(北方工程设计研究院有限公司, 2022 年 4 月 6 日)

③ 《青龙建昊凉水河 30MW 光伏项目总平面布置图》(电子版, 比例尺 1:1000)(北方工程设计研究院有限公司, 2022 年 4 月 6 日)

④ 《青龙建昊凉水河 30MW 光伏项目可行性研究报告》(河北能源工程设计有限公司, 2021 年 11 月)

### 执行的现行技术标准

本次勘察属施工图设计阶段的详细勘察, 勘察所执行的现行有关国家标准、行业标准及地方标准如下:

#### (1) 国家标准

《岩土工程勘察规范》GB50021-2001 (2009 年版)

《岩土工程勘察安全规范》GB 50585-2010

《建筑边坡工程技术规范》GB 50330-2013

《建筑地基基础设计规范》GB 50007-2011

《光伏电站设计规范》GB 50797-2012

《光伏电站施工规范》GB 50794-2012

《接地系统的土壤电阻率、接地阻抗和地面电位测量导则第 1 部分: 常规测量》GB/T 17949.1-2000

《建筑物防雷装置检测技术规范》GB/T21431-2015

《建筑工程抗震设防分类标准》GB 50223-2008

《中国地震动参数区划图》GB18306-2015

《建筑抗震设计规范》GB50011-2010（2016 年版）

《构筑物抗震设计规范》GB50191-2012

《土的工程分类标准》GB/T50145-2007

《工程岩体分级标准》GB 50218-2014

《岩土工程基本术语标准》GB/T 50279-2014

## （2）行业标准

《变电站岩土工程勘测技术规程》DL/T 5170-2015;

《建筑桩基技术规范》JGJ 94-2008

《建筑地基处理技术规范》JGJ 79-2012

《建筑工程地质勘探与取样技术规程》JGJ/T87-2012

## （3）地方标准（河北省）

《岩土工程勘察地层描述技术规程》DB 13（J）/T 152-2013

《河北省建筑地基承载力技术规程》（试行）DB 13（J）/T 48-2005

### 6.2.3 水文、气象

本区地处中纬度地区，属北温带半湿润大陆性季风气候。受太阳辐射、大气环流和地理、地形等因素影响和制约，四季分明，日照充足，昼夜温差大，无霜期长。春季天气多变，时冷时热，时刮西北、西南大风，干旱少雨，经常发生春旱。夏季炎热，雨水集中，经常因大雨或暴雨造成山洪暴发，河水猛涨，形成洪灾和泥石流。秋季晴朗少云，气候适宜，昼暖夜冷，气温变化显著。冬季寒冷干燥。

气温：据青龙县气象局常年气象统计资料，年平均气温 8.9℃，月平均气温以一月最低，平均-9℃；八月最高，平均 25℃，暑期平均气温 24.4℃。极端最高气温 38.7℃，极端最低气温-25.6℃。年际间差大，最暖年(1975 年、1989 年)为 9.9℃，最冷年（1957 年)为 7.6℃。区域差异显著，东境的周杖子乡年平均气温 8.0℃，而南境的南杖子乡为 9.9℃。随海拔高度引起的年平均温度递减率为每百米-0.64℃。

降水：全县年平均降水量 715mm，年平均降雨量 645.8mm（最小 472.2mm，最大 1079.7mm），降雨量多集中在每年的 6~8 月份，约占全年降雨量的 75%。年平均蒸发量 1529.6mm。年无霜期约 171 天，封冰期为 10 月下旬至翌年 3 月下旬。因各地的地理位置、自然环境不同，水量分布不均。春季平均降水量 94mm，占年降水量的 13.2%。夏季

降水量为 529.8mm，占年降水的 74.2%。土门子为 490.8mm。秋季降水量为 80.7mm，占年降水量的 11.3%。

风向：青龙地处于季风气候地区，冷暖空气活动频繁，风向多变，主要盛行西南风和东北风。风速的季节变化明显，春季风速大，秋季次之，夏季最小。年平均风速为 2.18m/s。春季 3~5 月风速较大（4 月最大），全县十七个测风塔数据均在年风速 5.7m/s 以上；8 月最小，平均风速为 1.1m/s。

最大冻土深度：本区最大冻土深度为 1.09m。

#### 6.2.4 地形、地貌

拟建“青龙建昊凉水河 30MW 光伏项目”建设场地位于河北省秦皇岛市青龙满族自治县凉水河乡落地村东南方向直线距离约 600m 处的秦皇岛市富贵鸟矿业有限公司宏源尾矿库所处山间沟谷东北岸荒山坡地带，场地所在位置地貌单元属燕山山脉东段构造剥蚀中低山区山间沟谷坡地地貌。

#### 6.2.5 区域地质构造

根据搜集到的区域地质资料，拟建光伏场地大地构造位置处于中朝准地台（I2）燕山台褶带（II22）马兰峪复式背斜（III27）东段遵化穹褶束（IV225）东部。断裂构造以北东向为主，东南侧的青龙河断裂是青龙—滦县大断裂的一部分，为区域主干断裂构造，断裂性质属压扭性断层，总体走向 NE25° 左右，向 NW 陡倾，断裂带由碎裂岩组成，宽度可达 200~300m，其内糜棱岩化及片理岩化带普遍发育，区内见有少量 NW 向次级断裂构造，规模不大。

该地区是一个较为稳定的地区。有史以来未发生过大的地震，地震活动较弱。

#### 6.2.6 场地不良地质作用

拟建青龙建昊凉水河 30MW 光伏项目建设场地及其附近无活动性断裂构造和大的断层通过，周围山体受构造变动破坏程度较轻，山体无崩塌、滑坡、泥石流、岩溶等不良地质作用，拟建场地范围内无地下采空区或未来采空区，亦无采矿活动，拟建场地及其周围山体是稳定的。

#### 6.2.7 地层岩性

根据本次对拟建青龙建昊凉水河 30MW 光伏项目建设场地的踏勘、工程地质调查和钻探揭露结果，拟建场地地层结构简单，山坡第四系覆盖层较薄，主要为第四系全新



统坡洪积成因（Q4dl+pl）的含土碎石，山坡绝大部分地带基岩裸露，基岩岩性主要为中元古界（Pt2）长城系大红峪组（Chd）石英砂岩，浅层岩体风化程度为强风化～中风化，山坡裸露基岩面表层普遍覆盖 10～30cm 厚的硅质胶结砾岩，第四系坡洪积层（Q4dl+pl）与基岩面呈不整合接触。山坡植被较发育，主要为荒草、荆棘、低矮灌木和少量松树等。

在本次勘探 7.0m 深度范围内，拟建场地地层自上而下可划分为 2 个工程地质主层，其中，基岩按其风化、破碎程度不同划分为两个亚层，具体如下：

- ①层含土碎石：山坡第四系坡洪积覆盖层（Q4dl+pl），稍湿、松散～稍密状态，局部分布于山坡冲沟及山坡脚附近。
- ②1 层强风化石英砂岩：中元古界（Pt2）长城系大红峪组（Chd）山坡基岩，普遍分布于整个拟建场地，表层为 10～30cm 厚的硅质胶结砾岩。
- ②2 层中风化石英砂岩：中元古界（Pt2）长城系大红峪组（Chd）山坡基岩，普遍分布于整个拟建场地。

拟建光伏建设场地范围内岩土层岩性特征及其分布情况列于下表 3.1。拟建场地范围内的各岩土层厚度、性状及其分布情况详见本报告第二册图表部分中的《钻孔柱状图》（图号：K2022-039-4）和《工程地质剖面图》（图号：K2022-039-5）所示。

表 3.1 青龙建昊凉水河 30MW 光伏项目建设场地地层岩性特征一览表

地质时代及成因	岩土层编号	岩土层名称	岩土描述	厚度变化范围 (m)	层底标高变化范围 (m)	分布情况
Q <sub>4</sub> <sup>dl+pl</sup>	①	含土碎石	黄褐色～灰白色，棱角形～次棱角形，一般粒径 10～120mm 不等，最大可见粒径达 180mm，粒径大于 20mm 的骨架颗粒质量约占总质量的 60%～80%，母岩主要为中等风化的石英砂岩，充填物主要为粉土混少量强风化岩屑，表层 30cm 含大量植物根系，稍湿，松散～稍密。	0.70～2.20	416.08～480.93	山坡第四系坡洪积覆盖层，分布不普遍，局部分布于山坡冲沟及山坡脚附近

Pt <sub>2</sub>	② <sub>1</sub>	强风化石英砂岩	灰白色，风化面呈土黄灰色，表层为 10~30cm 左右厚的硅质胶结砾岩，主要矿物成分为石英碎屑，含有少量长石和燧石等岩屑，中粗粒结构，风化裂隙很发育，岩芯多呈碎屑和碎块状，岩体极破碎，岩体基本质量等级为 V 级，干钻不易钻进，合金钻钻进较易。	0.70~1.80	414.58~814.80	为场地基岩，分布于整个场地
	② <sub>2</sub>	中风化石英砂岩	灰白色，风化面呈土黄灰色，主要矿物成分为石英碎屑，含有少量长石和燧石等岩屑，中粗粒结构，块状构造，具交错层理，风化裂隙发育，硅质胶结，岩体被切割成岩块，岩芯多呈短柱状，岩体较破碎，属较软岩，岩体基本质量等级为 IV 级，岩芯钻方可钻进。	最大揭露厚度 6.30m	在勘探深度范围内未揭露	为场地基岩，分布于整个场地

6.2.8 场地的水文地质条件

本次勘察期间正值春季枯水期，在勘探深度范围内，所有钻孔均未揭露到地下水。根据本次勘察期间的调查了解及搜集有关资料，拟建光伏项目场地位于燕山山脉东段构造剥蚀中低山区山间沟谷的自然山坡地带，第四系覆盖层较薄，绝大部分地带基岩裸露，场地周围无地表水体的常年地表径流补给。只有在雨季 6~9 月份，大雨时会形成短暂山坡地表径流，沿山坡地势自高处向低处排泄。场地地下水的补给来源主要为季节性大气降水入渗，通过第四系松散覆盖层向下渗透，从而形成少量基岩风化裂隙水，并主要以蒸发形式排泄。根据搜集到的本地区近 3~5 年的水文气象资料，本区地下水位年变化幅度约在±3.5m 左右。

根据拟建场地的地形、地貌和本次勘察结果，经综合分析，设计可不考虑地下水对本工程的不利影响。

6.2.9 场地稳定性及不良地质作用分析

拟建“青龙建昊凉水河 30MW 光伏项目”建设场地位于河北省秦皇岛市青龙满族自治县凉水河乡落地村东南方向直线距离约 600m 处的秦皇岛市富贵鸟矿业有限公司宏源尾矿库所处山间沟谷东北岸荒山坡地带，场地所在位置地貌单元属河北省东北部燕山

山脉东段构造剥蚀中低山区山间沟谷坡地地貌。山脊走向近东北，山坡倾向西南～南，最高峰为场区东北部的巨尺山，海拔标高 841.00m。山坡自然地势总体上呈东北高西南低之势，山坡坡度总体上较缓，大致介于  $23^{\circ} \sim 28^{\circ}$  之间，山坡第四系覆盖层较薄，主要为第四系全新统坡洪积成因（Q4dl+pl）的含土碎石，山坡绝大部分地带基岩裸露，基岩岩性主要为中元古界（Pt2）长城系大红峪组（Chd）石英砂岩，浅层岩体风化程度为强风化～中风化，第四系坡洪积层（Q4dl+pl）与基岩面呈不整合接触。山坡植被较发育，主要为荒草、荆棘、低矮灌木和少量松树等。

拟建场地周围无地表水体的常年地表径流补给。只有在雨季 6～9 月份，大雨时会形成短暂山坡地表径流，沿山坡地势自高处向低处排泄。场地地下水的补给来源主要为季节性大气降水入渗，通过第四系松散覆盖层向下渗透，从而形成少量基岩风化裂隙水，并主要以蒸发形式排泄。

根据搜集到的区域地质资料，拟建光伏场地大地构造位置处于中朝准地台（I2）燕山台褶带（II22）马兰峪复式背斜（III27）东段遵化穹褶束（IV225）东部。断裂构造以北东向为主，东南侧的青龙河断裂是青龙—滦县大断裂的一部分，为区域主干断裂构造，断裂性质属压扭性断层，总体走向  $NE25^{\circ}$  左右，向 NW 陡倾，断裂带由碎裂岩组成，宽度可达 200～300m，其内糜棱岩化及片理岩化带普遍发育，区内见有少量 NW 向次级断裂构造，规模不大。区域上大面积出露的地层主要为新太古晚期朱杖子群，少量元古界及少量的新生界地层。从西到东，新太古界朱杖子群，中元古界长城系大红峪组和高于庄组。

拟建青龙建昊凉水河 30MW 光伏项目建设场地及其附近无活动性断裂构造和大的断层通过，周围山体受构造变动破坏程度较轻，山体无崩塌、滑坡、泥石流、岩溶等不良地质作用，拟建场地范围内无地下采空区或未来采空区，亦无采矿活动，拟建场地及其周围山体是稳定的，适宜本工程建设。

#### 6.2.10 地基土承载力特征值及压缩模量

见附表。

#### 6.2.11 工程建议

（1）拟建场地山坡第四系覆盖层主要为①层第四系坡洪积成因（Q4dl+pl）的含土碎石，该层在拟建场地局部分布于山坡冲沟和山坡脚附近，土质不均，雨季受到山坡径

流雨水冲刷易发生滑动，因此，该层含土碎石属不稳定且不均匀地基土，不能作为拟建建（构）筑物的天然地基基础持力层。

对于拟建 35kV 开关站内各建（构）筑物，建议均以第②2 层中风化石英砂岩作为天然地基基础持力层。

对于拟建光伏阵列支架抗拔桩基础，建议以第②2 层中风化石英砂岩作为桩端持力层，且桩端全断面应进入该层一定深度，以满足基桩抗拔承载力设计值为原则。桩基成孔设备建议优先考虑采用潜孔锤钻机冲击成孔。在桩基正式施工前，应根据工程地质图纸所揭露的地层情况，选择有代表性的地段先进行试桩，并进行单桩上拔静载荷试验，以确定基桩的抗拔极限承载力，根据载荷试验结果调整或优化桩长及其它设计参数。单桩上拔静载荷试验及抗拔极限承载力标准值取值可按现行行业标准《建筑基桩检测技术规范》JGJ106-2014 的相关规定执行。

（2）鉴于拟建光伏项目建设场地山坡南侧下游毗邻正在运行的尾矿库，建议业主和设计单位与尾矿库相关单位核实尾矿库的设计最高洪水位标高，以确保光伏区和 35kV 升压站处于该尾矿库的设计最高洪水位标高以上，并保证有足够的安全高度，防止既已建成的光伏设施被淹没。

（3）拟建光伏场地东部山坡南侧下游沟谷内有尾矿库的排水井和排水管，光伏工程施工时要注意保护尾矿库排水构筑物的安全。

（4）拟建建（构）筑物基槽开挖至基底设计标高后，严禁长时间暴晒、水泡或冰冻，并及时通知勘察、设计等相关单位现场验槽。在设计或施工过程中，如发现或遇到其它问题，应与有关单位及时沟通，共同协商解决。

## 6.3 土建设计

### 6.3.1 概述

本工程建（构）筑物主要指标为：

综合配电室为单层框架结构，建筑面积约 340.97m<sup>2</sup>，废品间为单层框架结构，建筑面积约 33.44m<sup>2</sup>，

SVG 基础、避雷针、接地变及消弧线圈设备基础、储能设备基础等电气设备基础及事故油池、污水处理设施等水工构筑物均采用钢筋混凝土基础。

### 6.3.2 设计依据和场址自然条件

#### 6.3.2.1 设计依据

- 1) 火力发电厂与变电站设计防火规范 (GB20229-2019) ;
- 2) 建筑设计防火规范 (GB50016-2014) ;
- 3) 民用建筑设计统一标准 (GB50352-2019) ;
- 4) 办公楼建筑设计标准 (JGJ/T 67-2019) ;
- 5) 混凝土结构设计规范 (GB 50010-2010) (2015 版) ;
- 6) 建筑地基基础设计规范 (GB 50007-2011) ;
- 7) 建筑抗震设计规范 (GB 50011-2010) (2016 版) ;
- 8) 钢结构设计标准 (GB 50017-2017) ;
- 9) 建筑结构荷载规范 (GB 50009-2012) ;
- 10) 混凝土结构耐久性设计标准 (GB/T 50476-2019) ;
- 11) 砌体结构设计规范 (GB 50003-2011) ;
- 12) 钢结构工程施工质量验收规范 (GB 50205-2001) ;
- 13) 混凝土结构工程施工质量验收规范 (GB50204-2015)
- 14) 变电站总布置设计技术规程 (DL/T 5056-2007)
- 15) 工程结构通用规范 (GB 55001-2021)
- 16) 建筑与市政工程抗震通用规范 (GB 55002-2021)
- 17) 建筑与市政地基基础通用规范 (GB 55003-2021)
- 18) 混凝土结构通用规范 (GB 55008-2021)
- 19) 砌体结构通用规范 (GB 55007-2021)
- 20) 钢结构通用规范 (GB 55006-2021)
- 21) 火力发电厂与变电站设计防火标准 (GB50229-2019)
- 22) 建筑内部装修设计防火规范 (GB50222-2017)
- 23) 建筑节能与可再生能源利用通用规范 (GB 55015-2021)

#### 6.3.2.2 基本资料

- (1) 地质资料详见第二章

#### 6.3.2.3 设计主要数据

1) 基本风压:  $0.30\text{kN/m}^2$  (50 年) 基本雪压:  $0.40\text{kN/m}^2$  (50 年)。

2) 根据《建筑抗震设计规范》(GB 50011-2010), 拟建场地抗震设防烈度为 7 度, 设计基本地震加速度为  $0.10g$ , 设计地震分组第三组。

3) 建筑场地类别:  $I_1$  类。

4) 场地土的标准冻结深度为:  $1.09\text{m}$ 。

5) 建筑结构的安全等级: 二级。

6) 结构重要性系数:  $1.0$ 。

7) 建筑物建筑工程抗震设防类别为标准设防类 (丙类), 建筑物耐火等级为二级, 建筑防水等级为一级, 建筑结构的安全等级为二级, 建筑物屋面为不上人屋面, 屋面活荷载  $0.50\text{kN/m}^2$ 。建筑物设计使用年限为 50 年。结构重要性系数取  $1.0$ 。

#### 6.3.2.4 设计主要建筑材料性能

1) 混凝土: 基础 C30, 梁、板、柱等 C30, 基础垫层 C15。

2) 水泥: 一般采用普通硅酸盐水泥。

3) 钢材:

钢筋: 构造钢筋采用 HPB400, 受力钢筋采用 HRB400。

型钢: Q235B 碳素结构钢。

4) 焊条: E43、E50 型, 并与钢材匹配使用。

5) 砌体和砂浆:

基础  $0.00\text{m}$  及以下墙体采用 MU20 烧结非粘土实心砖, M10 水泥砂浆砌筑。 $0.00\text{m}$  以上墙体采用 A5.0 蒸压加气混凝土砌块, M5.0 混合砂浆砌筑。

6) 保温: 外墙 60mm 厚 EPS 保温板, 屋面 60mm 厚挤塑聚苯乙烯泡沫塑料板。

7) 防水层: 3+3mm 厚 SBS 防水卷材。

8) 其它:

对有防火要求的部位采用防火涂料、防火门。

#### 6.3.3 开关站内主要建 (构) 筑物建筑设计

##### 1) 综合配电室

钢筋混凝土框架结构, 建筑面积  $340.97\text{m}^2$ , 建筑层高  $4.8\text{m}$ , 室内外高差  $0.3\text{m}$ , 共 1 座, 基础采用混凝土柱下独立基础, 抗震设防烈度 7 度, 耐火等级二级, 楼内包括 35kV

配电室、二次设备室、控制室、值班室、休息室、卫生间、工具间、资料间等主要房间。

内外墙：采用 250mm 厚蒸压加气混凝土砌块，外墙设保温，外墙涂料采用环保型建筑涂料。

门窗采用中空玻璃铝合金门窗；外门采用不锈钢边框玻璃门；内门为中级木门；电气房间根据要求采用乙级防火门。

外墙墙面为灰白色真石漆外墙面，下部 0.6m 高范围内黑灰色剁斧石砖，内墙均为白色涂料；值班室、休息室、控制室、走廊通体砖地面，卫生间采用防水地面，工具间、资料间、二次设备室、35kV 设备室采用自流平地面；卫生间吊顶采用铝扣板吊顶，二次设备室、35kV 设备室涂防火涂料，其余房间顶棚采用白色乳胶漆顶棚。

屋面防水设计应遵照 GB 50345《屋面工程技术规范》的有关规定。屋面防水层采用 I 级防水等级。

## 2) 废品间

钢筋混凝土框架结构，建筑面积  $33.44\text{m}^2$ ，建筑层高 3.9m，耐火等级为二级。

外门采用防盗门；

外墙为灰白色涂料外墙面，底部约 0.6m 高范围用黑灰色剁斧石砖装饰；房间内墙面均为白色涂料内墙面；地面采用耐磨水泥地面；顶棚采用白色乳胶漆顶棚。

## 6.3.4 开关站内主要建（构）筑物结构设计

### 1) 综合配电室

为单层钢筋混凝土框架结构，采用柱下独立基础，建筑结构安全等级为二级，设计使用年限为 50 年，属丙类建筑，抗震设防烈度 7 度（0.10g）。屋面为不上人屋面，屋面活荷载  $0.5\text{kN/m}^2$ 。采用天然地基

### 2) 废品间

为单层钢筋混凝土框架结构，采用柱下独立基础，建筑结构安全等级为二级，设计使用年限为 50 年，属丙类建筑，抗震设防烈度 7 度（0.10g）。屋面为不上人屋面，屋面活荷载  $0.5\text{kN/m}^2$ ，采用天然地基。

### 3) 电气设备、水工基础

SVG 变压器、避雷针、接地变及消弧线圈设备基础、储能设备基础等电气设备基础及事故油池、污水处理设施等水工构筑物均采用钢筋混凝土基础。

#### 4) 主要建筑材料

混凝土强度等级：垫层 C15，基础 C30，其他 C30；

钢筋：采用 HPB300、HRB400 级；

钢材：Q235B 钢；地脚螺栓 Q355B 钢；

非承重墙：A5.0 加气混凝土砌块，混凝土砌块专用砂浆。

承重墙砖砌体：地面以下采用 MU20 烧结非粘土实心砖，M10 水泥砂浆砌筑；地面以上采用 MU15 烧结非粘土实心砖，M7.5 混合砂浆砌筑。

#### 6.3.5 地基处理

根据场地现状，部分基础位于挖方区可采用天然地基；位于回填区要求基底分层回填夯实，压实系数 $\geq 0.97$ ，压实后地基承载力  $f_a > 110\text{KPa}$ 。

### 6.4 给排水

#### 6.4.1 设计依据

- |                  |              |
|------------------|--------------|
| (1) 《光伏电站设计规范》   | GB50797—2012 |
| (2) 《室外给水设计标准》   | GB50013—2018 |
| (3) 《室外排水设计标准》   | GB50014—2021 |
| (4) 《建筑给水排水设计标准》 | GB50015—2019 |

#### 6.4.2 生活给水

##### (1) 生活水源

本期工程电池板的清洗和生活用水水源为附近村庄自来水，由给水管网供至综合楼卫生间内。若补水管道发生故障时，站区生活用水补水拟用水车到站外运水。

阵列清洗通过拉水车进行人工清洗。

##### (2) 本期用水量

用水人数按 4 人计，生活用水量标准为  $150\text{L}/\text{人} \cdot \text{d}$ ，最大日用水量为  $0.6\text{m}^3/\text{d}$ 。

#### 6.4.3 排水系统

本工程排水系统采用雨、污水分流制，雨水和污水单独排放。

##### (1) 雨水排水系统

雨水采用散排，通过道路找坡排至站外。

##### (2) 污水排水系统



综合楼的生活污水经室内排水管道排至室外的化粪池，经化粪池处理后，排入污水收集池。化粪池底渣及污水收集池内污水定期运至垃圾卫生填埋场进行无害化卫生填埋处理。

### (3) 事故排油系统

变压器底部设置储油坑并设置变压器总事故油池，总事故油池容积按最大变压器总油量的 100% 考虑。事故油池内的雨水经油水分离后经提升泵池排入站内道路。

## 6.5 采暖通风与空气调节

### 6.5.1 设计依据

- (1) 《光伏电站设计规范》 GB50797—2012
- (2) 《建筑设计防火规范》 GB50016—2014（2018 版）
- (3) 《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》 GB50019-2015
- (4) 《民用建筑设计统一标准》 GB50352—2019
- (5) 建筑专业及工艺专业提供的条件

### 6.5.2 设计参数

#### 1) 室外设计参数

冬季采暖室外计算温度	-9.6℃
冬季通风计算温度	-4.8℃
夏季通风计算温度	27.5℃
夏季空调计算温度	30.6℃
夏季室外平均风速	2.3m/s
冬季室外平均风速	2.5m/s

#### 2) 室内设计参数

各房间室内设计温度

房间名称	冬季	夏季
休息室、资料室、值班室	18℃	28℃
卫生间	16℃	---
二次设备室、控制室	18℃	28℃
35kV 配电室	5℃	<40℃

### 6.5.3 采暖系统

根据当地气候条件，本工程公共卫生间、二次设备室、控制室、休息室、资料室、值班室采用电暖气采暖，电采暖散热器采用合金材质。电暖气设置温控装置，自动调节房间内温度。根据房间的朝向、使用功能、围护结构型式，配置相应负荷的电暖气。采暖房间的室内设计温度按照《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB50019—2015 和《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB50736—2012 的规定执行。

#### 6.5.4 空调系统

##### (1) 综合楼空调

为保证工作人员的舒适性，在综合楼内的二次设备室、控制室、休息室、资料室、值班室等有人房间设置分体壁挂式或柜式冷暖空调，以满足值班人员的需要。

##### (2) 空调选型及控制

空调选型时应采用节能型空调，能效比不低于二级标准。分体空调与火灾报警装置连锁，当发生火灾时，自动切断电源。

#### 6.5.5 通风系统

##### (1) 综合楼通风

综合楼内的二次设备室、控制室、休息室、资料室、值班室等房间采用自然排风的通风方式。综合楼内卫生间采用吊顶通风器通风。

为满足发热电气设备通风散热及事故排风要求，35kV 配电室采用自然进风、机械排风的通风方式，通过设在墙上的轴流风机将热空气排出室外，风机采用温度自动、手动 2 种控制方式，送风温度 30℃，排风温度 40℃，排风量根据设备散热量和通气次数不小于 12 次/h 进行比较计算。

发生火灾时，通风设备自动切断电源。

## 7 消防部分

### 7.1 工程消防总体设计

#### 7.1.1 消防设计依据

- (1) 《光伏电站设计规范》GB50797—2012
- (2) 《建筑设计防火规范》GB50016—2014（2018 版）
- (3) 《建筑内部装修设计防火规范》GB50222—95（2001 年版）
- (4) 《建筑灭火器配置设计规范》GB50140—2005

## (5) 《电力设备典型消防规程》DL 5027—2015

## 7.1.2 设计原则

贯彻“预防为主、防消结合”的消防工作方针，做到防患于未“燃”。严格按照规程规范的要求设计，采取“一防、二断、三灭、四排”的综合消防技术措施。

本工程消防总体设计采用综合消防技术措施，根据消防系统的功能要求，从防火、灭火、排烟、救生等方面作完善的设计，力争做到防患于未“燃”，减少火灾发生的可能，一旦发生也能在短时间内予以扑灭，使火灾损失减少到最低程度，同时确保火灾时人员的安全疏散。工程消防设计与总平面布置统筹考虑，保证消防车道、防火间距、安全出口等各项消防要求。

## 7.2 工程消防设计

## 7.2.1 建筑物的火灾危险性和耐火等级

本工程建筑物的火灾危险性类别和耐火等级划分，见表 8.1。

表 8.1 火灾危险性类别和耐火等级划分表

房间名称	火灾危险性类别	耐火等级
综合楼	戊	二

## 7.2.2 消防车道和安全疏散通道

## 7.2.2.1 消防车道

通过对外交通公路，消防车可到达场区。场区内建筑物及构筑物四周均设有消防通道，消防通道宽度大于等于 6m，而且形成环行通道，道路上空无障碍物，满足规范要求。

## 7.2.2.2 防火间距

综合楼与配电装置区之间相距较远，间距大于 10m，满足建筑物防火间距要求。

## 7.2.2.3 安全疏散

综合楼安全出口设置满足规范的要求。

## 7.2.3 消防系统设计

## 7.2.3.1 水消防系统

根据《建筑设计防火规范》GB50016-2014（2018 年版）、《火力发电厂与变电站防火设计标准》GB50229-2019 及《消防给水及消火栓系统技术规范》GB50974-2014 要求，本工程综合楼为戊类且体积小于 3000m<sup>3</sup>，无需设置室内外消防给水系统。

本项目储能装置区为预留，消火栓系统本期不考虑。

#### 7.2.3.2 建筑灭火器及防毒面具配置

根据现行国家标准 GB50140—2005《建筑灭火器配置设计规范》的相关规定，本工程各建筑物室内均配置手提式磷酸铵盐干粉灭火器。在室外升压变和箱式变压器处配置推车式磷酸铵盐干粉灭火器。

#### 7.2.4 电气消防

所有控制线路等电缆、电线均采用阻燃型。

消防照明：综合楼设充电式应急灯，放电时间不小于 30min。

消防通信：主控室设对外的直拨电话（直拨 119 电话）。

#### 7.2.5 采暖通风消防设计

火灾发生时，应停止相关部位的通风空调系统的运行。

严禁采用明火采暖。各房间采用安全、可靠、绝缘性能好的电暖器采暖。

### 7.3 施工消防

#### 7.3.1 工程施工场地消防设计

本工程生活区临时设施建筑包括管理人员办公室、管理人员宿舍、施工人员宿舍、食堂等，根据《建筑灭火器配置设计规范》GB50140-2005 的相关规定，在管理人员办公室、管理人员宿舍、食堂各配置手提式磷酸铵盐干粉灭火器五具，在施工人员宿舍配置手提式磷酸铵盐干粉灭火器二十具。

#### 7.3.2 施工期电气设备消防

在每个施工期变压器附近各配置手提式磷酸铵盐干粉灭火器两具，推车式磷酸铵盐干粉灭火器一辆以及砂箱两个。

## 8 环境保护、水土保持和节能减排

### 8.1 环境保护

#### 8.1.1 站区自然环境保护及建设

为保护建站区域的自然环境，设计采取了如下措施：

1)本站在选站中，应不占或少占耕地和经济效益高的土地，宜利用劣地、荒地、坡地，应远离或避让村庄、环境敏感目标及各类保护目标，要避开工频电磁场、无线电干扰敏感点。应避让重点保护的自然人文遗址，避让有重要开采价值的矿藏，避免或

减少对林木和环境自然地貌的影响。

2)站区卫生间排水量极少，从建筑物排出后经化粪池处理后定期抽排至站外污水处理点。

3)变电站内设有事故油池，储存变压器在事故和检修过程中可能渗漏的油。渗漏的变压器油通常与水同时排出，流入事故油池，经油水分离后，油存入池中，分离出来的水排入站内道路。待事故处理完毕后。存入池中的油单独送到符合规定的地点,变压器油不外排。不会对周围环境造成影响。

#### 8.1.2 变电站的污染防治措施

变电站的主要污染因子有：噪声、粉尘、工频电磁场和无线电干扰等。

##### 8.1.2.1 变电站运行噪声

变电站运行期间的噪声主要来自主变压器和室外配电装置等电气设备站产生的电磁噪声。

本变电站对噪音污染防治措施是:主变压器选用优质硅钢片、低噪音风机、低速油泵以降低本体噪音，并布置于站区中央,合理利用建、构筑物的隔声作用，减小对周边环境的噪声影响。

##### 8.1.2.2 粉尘

本站采用空调和电采暖方案，减少粉尘污染。空调宜采用无氟变频空调，减少对大气环境的危害。

##### 8.1.2.3 工频电磁场

由于大量高压电气设备和导线的存在，使得变电站处于一个复杂的工频时变电磁场内。对周围环境而言，该场为主要的污染源之一。

对于站内的软导线、管母线、矩形母线均依据电晕条件校验，适当加大裕度，确保导体安装处的最高工作电压小于电晕起始临界电压。再则本站 35kV 配电装置采用户内开关柜，工频电磁场会更低，对周围环境的影响会大大将低。

此外，充分利用建筑物的钢筋网格结构加强屏蔽作用。主要电气设备如主变、配电装置、避雷器等均采用多点接地，并引接至地网不同位置。从而确保站内电位的尽可能均匀分布。

##### 8.1.2.4 无线电干扰

干扰源主要来自 220kV 及以上的高压和超高压设备、引线。防治的办法同样是对设备提出技术要求，导体截面的选择均大于相应电压等级的起晕截面，并严格执行相关规范，将配电装置产生的无线电干扰限制在规定的数值以下。

## 8.2 水土保持

为保护建站区域的自然环境，设计采取了如下措施：

### 8.2.1 变电站选址及规划

本设计中，在满足工艺要求的前提下，优化变电站布置、节约占地作为重要设计指标。

### 8.2.2 土方平衡

结合工程地形地貌综合选定站址标高，尽量考虑站区内的挖填方平衡，必要时采取阶梯式布局，在满足工艺前提下尽量少弃土，少购土。

### 8.2.3 场地排水

本工程场地排水采用有散排（有条件地区可采用集中排水）。

## 8.3 节能减排

### 8.3.1 节地

变电站设计应严格落实智能变电站模块化建设要求，全面应用国家电网公司颁布的通用设计方案。在此基础上，结合工程实际，合理优化总平面布置，减小变电站占地面积。

1) 站址选择应不占或少占耕地和经济效益高的土地，合理确定站址落位，减少代（带）征地面积；对于扩建工程，宜在原有场地范围内建设，不重新征地。

2) 站区规划应结合工程特点，合理规划进站道路，减少护坡、挡墙、排水沟等设施占地，减少边角地，节约土地资源。

3) 简化站区交通组织。有条件的城区变电站可利用城市道路作为变电站的交通组织的一部分。

4) 优化站区竖向设计，合理确定站内外高差。优化挡土墙截面设计，减少围墙外占地面积。

5) 电气主接线应在满足可靠性和灵活性的前提下，结合工程实际，优化接线型式，降低工程投资、减少用地面积、减小电能损失。

- a)对于 GIS、HGIS 设备，宜简化接线型式，减少元件数量。
- b)对于终端变电站，应在满足可靠性要求前提下简化接线型式，采用线路变压器组或桥形接线。
- c)对于一个半断路器接线，当变压器台数超过两台时，其他几台变压器可不进串、直接经断路器接母线。
- 6) 配电装置采用 GIS 设备、架空出线时，可采用双层出线、三角形出线等布置形式，压缩配电装置横向尺寸。
- 7) 在满足系统条件运行的情况下，应加大无功补偿装置分组容量，减少分组数量，减少设备占地面积。
- 8) 户外变电站宜利用配电装置附近空余场地，就近布置预制舱式二次组合设备。
- 9) 变电站不设置独立站前区和绿化等场地，提高场地利用系数。
- 10) 建筑平面布置应分区明确、紧凑规整，提高建筑面积使用率。
- 11) 建筑设计应按需求配置房间数量和大小。无人值守变电站辅助及附属用房仅设置资料室、安全工具间和卫生间。
- 12) 站内电缆沟、管布置在满足安全及使用要求下，应力求最短线路、最少转弯，可适当集中布置，减少交叉。不宜设置电缆支沟，宜采用埋管结合电缆井方式。
- 13) 避雷针宜与架构、建筑物等联合设置。

### 8.3.2 节能

建设资源节约型、环境友好型社会节能降耗将成为“十三五”期间我国社会经济发展的一个重要主题。

加强节能工作是深入贯彻科学发展观、落实节约资源基本国策、建设节约型和谐社会的一项措施，也是国民经济和社会发展的一项长远战略方针和紧迫任务。输变电项目节能设计是节能工作重要组成部分，对合理利用能源，提高能源利用率，从源头上杜绝能源浪费，促进产业结构调整有重要意义。

#### 8.3.2.1 电力系统

电力从电厂送至用户过程中，在主干网络和配电网络均引起电能损失即功率损耗，输电功率损耗主要包括输电线路功率损耗和变压器功率损耗。

功率损耗包括有功损耗和无功损耗，有功损耗伴随电能损耗，使能源消费增加，无功损耗不直接引起电能损耗，但通过增大电流而增加有功功率损耗，从而加大电能损耗。

总之，本工程的建设，充分利用了现有资源，节省了电网投资，并且能够增强该区域的供电能力，提高送电效率和可靠性。本工程的建设，在一定程度上降低电网运行的网损。在本次设计中，对新建设的主变压器的感性无功，通过在其低压侧安装电容器，有效解决了无功就地平衡问题，降低了网损。

#### 8.3.2.2 变电工程

建设和谐社会，倡导节约能源，是设计发展的方向，在本站的设计中，贯彻了这一理念，主变压器、电抗器、所用变压器等设备优先选用节能产品，大幅降低变压器的铜损和铁损，降低能量损耗；采用保护下放的布置方案，有效减少电缆使用量；采用节能灯具，节省电能，实施绿色照明等；本期工程主要采取的节能措施有：

1)变电站的总体规划应与当地的城镇规划或工业区规划相协调，充分利用就近的生活、交通、消防、卫生、给排水及防洪等公用设施，降低新生能源损耗。

2)采用装配式建、构筑物，将现场开放式作业转移至工厂集约化作业，有效降低能耗，提升建设效率。

3)变电站内建筑物屋面应铺设保温层。外门窗面积不宜过大，并采取密封措施，选用节能型门窗。应根据采光和节能要求，合理设计窗墙面积比和窗地面积比。围护结构（外墙、屋顶、外门窗）的热工参数（如传热系数、热惰性指标等）符合现行国家标准对工业建筑围护结构的相关保温、防结露和气密性的规定。

4)所用变压器等设备选用节能产品，大幅降低变压器损耗，与常规设备相比，铜损降低 15%，铁损降低 30%，能量损耗显著降低。

5)采用优化的布置方案，有效减少电缆使用量、减少导体的截面，在有效降低电缆使用量(节省 25%以上)的同时，达到降低电能损失的目的。

6)采用节能灯具，节省电能，实施绿色照明。合理设计灯具，在满足照度要求的前提下，减少灯具的数量。

7)在结构设计过程中，我们严格按照国家标准设计，计算软件采用了先进的空间结构计算软件，进行结构体系的多方案比选。与此同时，严格按照国家电网公司的通用设计，努力做到三材耗量最优。



设备支架和架构柱与基础的连接采用地脚螺栓，可缩短施工工期，为工程提前投产创造条件。

8 根据场地设计，本站不绿化，做到既节水又环保。

9)空调全部采用能效比 3.0 以上分体空调，以节约能源。

### 8.3.3 节水

1) 变电站供水宜引接市政或村镇给水管网，减少地下水开采。

2) 变电站给水系统的安全可靠性应符合国家现行有关标准的规定。

3) 消防水池、集水井等地下储水设施应采用抗渗混凝土结构，抗渗等级符合国家现行技术规范要求。

4) 所有用水器具都应选用节水型产品。卫生器具应满足《节水型生活用水器具》CJ164 及《节水型产品技术条件与管理通则》GB/T18870 的要求。

5) 给排水管件、阀门、逆止阀、水表等应选用密封性好，阻力小的节水产品。

6) 缺水地区可选用真空节水技术或免水技术。积极推广生态厕所在无人值班变电站中的应用。

7) 站内宜设置雨水收集设施，收集建筑物屋面和场地雨水，用于临时用水和场地冲洗。

### 8.3.4 节材

1) 全面应用智能变电站模块化建设方案，采用装配式建、构筑物，提高建、构筑物工厂化生产比例，减少现场作业中的材料浪费。

2) 建筑设计应做到统一规划、造型协调，方便生产运行。避免追求建筑造型的过度现代化而增加建筑材料成本。结构类型及材料品种应合理、简化，在符合可靠性和安全性的基础上，充分考虑易施工性，做到变电站建筑设计标准化。

3) 站内建筑采用钢结构，并应按工业建筑标准，统一标准、统一模数布置，提高易施工性与构件的可回收性。

4) 建筑物应体型紧凑，减少装饰性构造。

5)建筑外墙、地面、内墙、门窗等做法应以简洁适用为原则。严格控制装修标准，严禁采用高档装饰材料和复杂工艺。除卫生间以外的房间均不应设置吊顶。

6)不得使用国家禁止使用的建筑材料或建筑产品。

7)主要建筑结构合理采用高性能混凝土或高强度钢。

8) 电气主接线在满足初期运行及过渡扩建过程中变电站的可靠性、安全性、灵活性及经济性要求前提下, 应力求简单, 以节省一次设备和二次设备。

9) 合理简化变电站初期主接线, 降低工程初期投资, 并考虑变电站扩建时间, 综合比较, 以实现资产全寿命周期成本最优。

10) 变电站主要电气设备的选择应全面贯彻资产全寿命周期成本管理可靠性和安全性、可回收性、防灾和突发事件处理、资产全寿命周期成本最优的要求, 并考虑设备的通用性, 在一个地区内同类设备参数尽可能统一。

11) 按变电站规模, 根据无功平衡结果, 结合调相、调压计算, 分别计算提出远期和本期低压无功补偿装置分组数量、分组容量, 以实现资产全寿命周期成本最优化设计。条件允许时, 可加大分组容量, 减少分组数量。

12) 一次设备宜高度集成测量、控制、状态监测等智能化功能。智能终端、合并单元与一次设备本体采用一体化设计, 取消冗余回路, 简化元器件配置。

13) 二次设备宜采用模块化设计, 实现工厂内规模生产、集成调试、工业配送。应在满足设备可靠性前提下, 提高装置硬件集成度, 减少装置配置数量。

14) 对智能变电站光缆、电缆进行整合优化, 进一步节省光缆、电缆数量。

## 8.4 结论

总之, 本输变电工程的建设, 提高了地方电网的供电质量, 同时也保证了电网的供电可靠性, 减少了电网电量的损失以及供电区域负荷因停电造成的经济损失; 本工程技术方案和设备、材料选择、建筑结构等方面, 充分考虑了四节约一环保的要求, 减少了投资, 节约了土地、水等资源, 并能够适应远景年电网的发展。本工程的设计中严格贯彻了节能、环保的指导思想。

## 9. 劳动安全卫生

本工程各专业在设计过程中依据了现行的规范、规程、规定。

### 9.1 防火、防爆

变电站的防火措施: 在电气设备房间、生活区等场所, 均设有手提式或推车式干粉灭火器或二氧化碳灭火器, 主变压器采用推车式干粉灭火器。

## 9.2 防毒防化学伤害

本工程一次设备均选用开关柜，采用真空灭弧断路器，理论上不存在有害气体的泄漏。

## 9.3 防电伤、防机械伤和其他伤害

设计中，严格执行国标规定，保证各电压等级对地及相间、不同回路间的安全净距要求；保证道路系统设备运输的安全距离。对于设置爬梯的地方，除应保证安全净距、便于安全攀登外，还重点考虑金属铁件的可靠接地，防止因感应电压电击造成高空坠落。

变电站内站有外露铁件均必须可靠接地，凡是人员能够触及到的用电器采用单相 3 线制或三相 5 线制系统，设置专用保护接地线，并加装漏电保护器。

变电站接地网的设计，必须保证跨步电压和接触电势的安全要求。在经常有人出入的位置，采取均压措施。

## 9.4 防暑、防寒

在保证设备安全运行的同时，对于长期有人员活动的场站，设置电暖器和空调，使运行人员有一个良好的工作环境。

## 9.5 防噪声

变电站运行期间的噪声主要来自变压器、电抗器和配电装置等电气设备产生的电磁噪声。

本变电站对噪声污染防治措施是：主变压器选用优质硅钢片、低噪音风机、低速水泵以降低本体噪音。